

2015年6月

IEA Wind Task 26

デンマーク、ドイツ、アイルランド、
ノルウェー、欧州連合、米国における
風力発電技術、コスト、パフォーマンス
の動向：2007年～2012年



iea wind

国際エネルギー機関風力実施協定 第26分科会： デンマーク、ドイツ、アイルランド、 ノルウェー、欧州連合、米国におけ る風力発電技術、コスト、パフォー マンスの動向：2007年～2012年

Aisma Vitina
Ea Energy Analyses

Silke Lüers and Anna-Kathrin Wallasch
Deutsche WindGuard

Volker Berkhout
Fraunhofer IWES

Aidan Duffy and Brendan Cleary
Dublin Institute of Technology and Dublin Energy Lab

Leif I. Husabø and David E. Weir
Norwegian Water Resources and Energy Directorate (NVE)

Roberto Lacal-Arántegui
Joint Research Centre, European Commission

M. Maureen Hand and Eric Lantz
National Renewable Energy Laboratory

Kathy Belyeu
Belyeu Consulting

Ryan Wiser, Mark Bolinger, and Ben Hoen
Lawrence Berkeley National Laboratory

NRELは米国エネルギー省の国立研究所である
エネルギー効率・再生可能エネルギー局
国立再生可能エネルギー研究所

本報告書はNational Renewable Energy Laboratory(国立再生可能エネ
ルギー研究所)(NREL)のサイト www.nrel.gov/publications から無料
で入手可能である。

注

本報告書は、米国政府機関の認可事業報告として作成されたものである。米国政府、その機関、その職員のいずれも、開示された情報、装置、製品、プロセスの正確性、完全性、有用性につき、明示的であれ黙示的であれ一切の保証を行わず、一切の法的責任を負わず、またその使用が私的所有権を侵害しないことを表明しない。本書における特定の商品、プロセス、またはサービスについての、商品名、商標、製造業者、またはその他の方法による言及は、必ずしも合衆国政府またはその機関による承認、推奨、もしくは支持を意味したりほめかしたりするものではない。本書に明記された著者の見解および意見は、米国政府またはその機関の見解および意見を必ずしも表明、反映するものではない。

本報告書は、国立再生可能エネルギー研究所
(NREL) www.nrel.gov/publications より無料で入手可能である。

SciTech Connectのサイト、 <http://www.osti.gov/scitech> でも入手可能である。

紙媒体については、米国エネルギー省およびその契約者に手数料を支払うことにより、以下の住所より入手可能である。

U.S. Department of Energy
Office of Scientific and Technical Information
P.O. Box 62
Oak Ridge, TN 37831-0062
OSTI <http://www.osti.gov>
Phone: 865.576.8401
Fax: 865.576.5728
Email: reports@osti.gov

紙媒体については、次の住所において一般に販売される。

U.S. Department of Commerce National
Technical Information Service 5301
Shawnee Road
Alexandra, VA 22312
NTIS <http://www.ntis.gov>
Phone: 800.553.6847 or 703.605.6000
Fax: 703.605.6900
Email: orders@ntis.gov

日本語翻訳版作成

国立研究開発法人 新エネルギー・産業技術総合開発機構

IEA Wind国内委員会

IEA Wind国内委員会 事務局（株式会社風力エネルギー研究所）

日本語翻訳版出版 2020年12月

翻訳・校正

菊地 由佳 東京大学大学院 工学系研究科附属総合研究機構 特任助教，博士(工学)

安田 陽 京都大学大学院 経済学研究科 再生可能エネルギー経済学講座 特任教授，博士(工学)

謝辞

本報告書は、国際エネルギー機関 (IEA) の風力発電システムの研究開発および普及に関する協力のための風力実施協定 (IEA Wind) の下、第26部会「風力発電のコスト」(Task26)に参加するデンマーク、ドイツ、アイルランド、ノルウェー、欧州委員会及びアメリカ合衆国(米国)における各機関より資金提供を受けて作成された。本研究を支援して頂いたIEA Wind 執行委員会のメンバー、とりわけ参加各国において支援頂いた関係者の皆様に謝意を申し上げます。

また、貴重な見解や情報提供を頂いた、各国の章または報告書全体に亘る以下の査読者に感謝を表明する。Jørgen Lemming (J Lemming Rådgivning), Poul Erik Morthorst (Technical University of Denmark - Wind Energy), Edward James Smith (Danish Energy Agency), Martin Risum Bøndergaard (Danish Wind Industry Association), Stefan Faulstich (Fraunhofer IWES), Franciska Klein (Forschungszentrum Jülich GmbH, Project Management Jülich), Dr.-Ing. Knud Rehfeldt (Deutsche WindGuard), Peter Kavanagh, Highfield Energy, Anton J. Eliston, (Norwegian Water Resources and Energy Directorate), Alberto Ceña, (Spanish Wind Association (AEE)), Ed DeMeo, (Renewable Energy Consulting Services (RECS)), and Paul Schwabe, (National Renewable Energy Laboratory (NREL)). 筆者らは、本報告書の構成、編集、グラフィックデザインに協力頂いたPWT Communications 社の編集チームのPatricia Weis-Taylor および Rick Hinrichs にも謝意を表す。

目次

謝辞.....	4
概要	14
第1章 デンマークにおける風力発電開発.....	18
国内風力発電設備容量・発電電力量・目標値	18
収入と政策に対するインセンティブ	20
2008年以降のデンマークにおける風力発電プロジェクトの動向	21
プロジェクトの特徴.....	22
プロジェクトの実績.....	25
投資コスト	27
運転維持費	27
資金調達コスト.....	28
2008年と2012年のデンマークにおける風力発電コスト	29
2008年および2012年の代表的な風力発電プロジェクト	29
モデルの入力の前提条件	29
LCOE、政策インセンティブ、必要な収入	31
電力価格予測と財務ギャップ	32
デンマークにおける風力発電プロジェクト（2008年～2012年）のまとめ	35
2012年以降の展望	36
第1章の引用文献.....	38
附録1-A デンマークのサンプルサイズとプロジェクトデータ	39
第2章 ドイツにおける風力発電開発.....	45
国内の風力発電容量、発電電力量、目標値.....	45
収入と政策に対するインセンティブ	46
EEG 2004	47
EEG 2009	47
EEG 2012	47
EEG 2014	48
KfWローン	48
2007年以降の風力発電プロジェクトの動向.....	48
プロジェクトの特徴.....	49
プロジェクトのパフォーマンス	54
投資コスト	56
運転維持費	57
資金調達コスト.....	58
2008年から2012年のドイツにおける風力発電コスト.....	59
2008年および2012年の代表的な風力発電プロジェクト	59
LCOE、政策インセンティブ、必要報酬額	61
ドイツにおける風力発電プロジェクト（2008年～2014年）のまとめ	62
第2章の参考文献.....	62
別紙2-A ドイツのサンプルサイズとプロジェクトデータ	63

第3章	アイルランドにおける風力発電開発	69
	国内の風力発電容量、発電電力量、目標値	69
	収入と政策に対するインセンティブ	70
	2007年以降のアイルランドにおける風力発電プロジェクトの動向	73
	プロジェクトの特徴	73
	プロジェクトのパフォーマンス	77
	投資コスト	79
	運転維持費	80
	財務コスト	80
	2008年と2012年のアイルランドにおける風力発電コスト	81
	2008年および2012年の代表的な風力発電プロジェクト	81
	モデルの入力の前提条件	81
	LCOE、政策上の優遇措置、必要報酬額	83
	アイルランドにおける風力発電プロジェクトのまとめ	84
	第3章の参考文献	85
	附録3-A アイルランドのサンプルサイズ、プロジェクトデータ、方法論	86
	風力発電指数の算出手法	91
第4章	ノルウェーにおける風力発電開発	92
	国内の風力発電容量、発電電力量、目標値	92
	収入と政策に対するインセンティブ	92
	2007年以降のノルウェーの風力発電プロジェクトの動向	93
	プロジェクトの特徴	94
	プロジェクトのパフォーマンス	96
	投資コスト	98
	運転維持費	99
	資金調達コスト	100
	収入と政策に対するインセンティブ	101
	2008年と2012年におけるノルウェーの風力発電コスト	101
	2008年および2012年における一般的な風力発電プロジェクト	101
	モデルの入力の前提条件	102
	ノルウェーにおける風力発電プロジェクトのまとめ	105
	附録4-A ノルウェーのサンプルサイズとプロジェクトデータ	106
第5章	欧州連合における風力発電開発	110
	国内の風力発電容量、発電電力量、目標値	110
	収入と政策に対するインセンティブ	111
	2007年以降のEUにおける陸上風力発電プロジェクトの傾向	112
	プロジェクトの特徴	113
	プロジェクトのパフォーマンス	117
	投資コスト	117
	第5章の参考文献	119
	附録5-A 欧州連合(EU)のサンプルサイズとプロジェクトデータ	120
第6章	米国における風力発電の開発	124
	国内の風力発電容量、発電電力量、目標値	124
	収入と政策に対するインセンティブ	125
	2007年以降の米国の風力発電プロジェクトの傾向	126

プロジェクトと風車の特徴.....	126
プロジェクトのパフォーマンス.....	130
投資コスト.....	132
運転維持費.....	133
財務コスト.....	134
2008年と2012年の米国における風力発電コスト.....	135
2008年および2012年の代表的な風力発電プロジェクト.....	135
モデルの入力の前提条件.....	136
LCOEと財務ギャップ.....	137
米国における風力発電プロジェクトの動向のまとめ.....	139
第6章の参考文献.....	139
附録6-A 米国のサンプルサイズとプロジェクトデータ.....	140
附録1 方法論.....	146

図一覧

図1	2008年～2012年の平均風車サイズの推移	15
図2	(a)米国および(b)欧州連合における2007年～2012年の 風力発電所の比出力とハブ高さ	15
図3	2008年～2012年のLCOE傾向 (2014年の例を一部含む)	17
図1-1	デンマークの累積および新規風力設備容量	20
図1-2	2008年～2012年の風力発電プロジェクトの規模の推移	22
図1-3	2008年～2012年の風車公称定格容量の推移	23
図1-4	2008年～2012年の風車ロータ直径の推移	23
図1-5	2008年～2012年の風車ハブ高さの推移	24
図1-6	2008～2012年に設置されたプロジェクトの風車の比出力	24
図1-7	2008年～2012年に設置されたIECクラス別風車の割合	25
図1-8	2008年～2012年に設置されたプロジェクトの年平均風速	26
図1-9	2008年～2012年に設置され、2013年に稼働する	26
図1-10	2008年～2012年に導入された風力プロジェクトの投資コスト	27
図1-11	2008年と2012年のデンマークの代表的な風力発電プロジェクトのLCOE、 政策への影響、必要な収入の値の概要	31
図1-12	2008年および2012年の平均年間電力価格のFG	32
図1-13	デンマークの電力システム価格予測	33
図1-14	2035年までの平均市場価格と風力実現価格予測	34
図2-1	ドイツの累積および新規風力発電設備容量	46
図2-2	2007年～2014年の風車公称定格容量の推移	50
図2-3	2007年～2014年の風車ロータ直径の推移	51
図2-4	2007年～2014年の風車ハブ高さの推移	52
図2-5	2007年～2014年の風車の比出力の推移	52
図2-6	2007年～2014年前半にドイツに設置されたIECクラス別風車の割合	53
図2-7	2007年～2011年に導入されたプロジェクトの全負荷時間/設備利用率	54
図2-8	2007年～2011年に導入されたプロジェクトのサイト特性	55
図2-9	2008年～2012年に導入されたプロジェクトの投資コスト	56
図2-10	2008～2012年に導入されたプロジェクトの初年度における運転維持費	57
図2-11	ドイツにおける風力発電収入と政策インセンティブ	62
図3-1	アイルランド共和国の累積および新規風力設備容量	70
図3-2	2007年～2012年の風力発電プロジェクト規模の推移	74
図3-3	2007年～2012年の風車公称容量の推移	74
図3-4	2007年～2012年の風車ロータ直径の推移	75
図3-5	2007年～2012年の風車の比出力の推移	76

図3-6	2007年～2012年の風車ハブ高さの推移	76
図3-7	2007年～2012年に設置されたIECクラス別の風車の割合	77
図3-8	2007年～2012年に導入され、2013年に稼働するプロジェクトの年平均風速	78
図3-9	2007年～2012年に導入され、2013年に稼働するプロジェクトの全負荷時間	78
図3-10	2007年～2012年に導入されたプロジェクトの投資コスト	79
図3-11	投資コストの内訳	80
図3-12	2008年のアイルランドにおける風力発電収入と政策インセンティブ	83
図3-13	2012年のアイルランドにおける風力発電収入と政策インセンティブ	84
図4-1	ノルウェーの累積および新規風力発電設備容量	93
図4-2	2007年～2012年の風力発電プロジェクト規模の傾向	94
図4-3	2007年～2012年の風車公称容量の傾向	95
図4-4	2007年～2012年の風車ロータ直径の傾向	95
図4-5	2007年～2012年にかけての風車のハブ高さの傾向	96
図4-6	2007年～2012年に設置されたプロジェクトの年平均風速	97
図4-7	風車IECクラス、2007年～2012年	97
図4-8	2007年～2011年に導入され、2012年に運転されるプロジェクトの全負荷時間	98
図4-9	2007年～2012年に導入されたプロジェクトの投資コスト	99
図4-10	2007年から2012年のCAPEXの内訳	99
図4-11	2007年～2012年に導入されたプロジェクトの運転維持費の推定平均内訳	100
図4-12	2008年、2012年、2014年における風力発電収入と政策インセンティブ	104
図4-13	2008年および2012年のプロジェクトに対するFG感度分析、 2014年の標準プロジェクト	104
図5-1	EUにおける累計および新規風力発電設備容量および2015年および2020年の予測	111
図5-2	風力発電プロジェクトの平均規模の動向	112
図5-3	2007～2012年のEUにおける風車公称定格容量	114
図5-4	2007～2012年のEUにおける風車ロータ直径の進化	115
図5-5	2007～2012年にEUに設置された風車の比出力の進化	116
図5-6	2007～2012年のEUにおける風力発電所のハブ高さの進化	117
図5-7	EUにおける風力発電パフォーマンスの概要	118
図5-8	年度別、全負荷時間におけるパフォーマンス(国別)	118
図5-9	2007-2012年のEUにおけるプロジェクト投資コスト	119
図6-1	米国の累積/新規風力発電設備容量	126
図6-2	2007年～2012年までの風力発電プロジェクト	127
図6-3	2007年～2012年までの風車公称容量の変化傾向	127
図6-4	2007年～2012年にかけての風車ロータ直径の傾向	128
図6-5	2007年～2012年の風力発電比出力の傾向	129
図6-6	2007年～2012年までの風車ハブ高さの傾向	129

図6-7	2007年～2012年に導入されたIECクラス別の風車の割合	130
図6-8	2007年～2012年に設置され2013年に稼働中のプロジェクトの 全負荷時間および設備利用率	131
図6-9	2007年～2012年に設置されたプロジェクトの年平均風速	132
図6-10	2007年～2012年に設置されたプロジェクトの投資コスト	133
図6-11	2007年～2012年に導入されたプロジェクトの加重平均資本コスト	135
図6-12	PPA価格帯との比較による必要報酬額および政策拠出金を含む、 2008年および2012年の風力発電所LCOE	138

表一覧

表1	2012年の風力発電プロジェクトの主な収入と政策インセンティブ	17
表1-1	デンマークの累積設備容量	20
表1-2	デンマークの新規設備容量	20
表1-3	デンマークにおける風力発電資金調達条件	29
表1-4	デンマークにおける風力発電プロジェクトの特徴	30
表1-5	デンマークの風力発電政策と収入インセンティブ	30
表1-6	各種市場価格予測に基づく財務ギャップ推定値	34
表1-7	2008年および2012年のデンマークにおける LCOE、政策影響、および収入	35
表1-8	2つのプロジェクトの相対的競争力に及ぼす補助制度の影響比較	37
表1-9	デンマークの定義とサンプルサイズ	40
表1-10	風力発電プロジェクトの統計	41
表1-11	風車公称容量定格の統計	41
表1-12	風車ロータ直径の統計	41
表1-13	風車ハブ高さの統計	42
表1-14	風車比出力の統計	42
表1-15	風車IECクラスの統計	42
表1-16	平均年間風速の統計	43
表1-17	設備利用率と2013年の全負荷時の統計	43
表1-18	投資コストの統計	44
表2-1	ドイツの累積および新規設備容量	46
表2-2	ドイツにおける一般的な風力発電の資金調達条件	58
表2-3	ドイツの風力発電プロジェクトの特徴	60
表2-4	ドイツの風力発電政策と収入インセンティブ	60
表2-5	風力発電所LCOEのまとめ(政策および収入要素)	61
表2-6	ドイツの定義とサンプルサイズ	64
表2-7	風車公称定格容量の統計	65
表2-8	風車ロータ直径の統計	65
表2-9	風車のハブ高さの統計	65
表2-10	風車比出力の統計	66
表2-11	風車IECクラスの統計	66
表2-12	2012年の全負荷時間/設備利用率	67
表2-13	サイト特性の統計	67
表2-14	投資コストの統計	68
表2-15	運転維持費統計	68

表3-1	アイルランド共和国の累積および新設設備容量	70
表3-2	アイルランドにおける風力発電資金調達条件	81
表3-4	アイルランドの風力発電プロジェクトの特徴	82
表3-5	アイルランドの風力発電政策と収入インセンティブ	83
表3-6	風力発電所LCOEのまとめ(政策および収入要素)	84
表3-7	アイルランドのサンプルサイズ	87
表3-8	風力発電プロジェクト規模の統計	88
表3-9	風車公称容量の統計	88
表3-10	風車ロータ直径の統計	88
表3-11	風車比出力の統計	89
表3-12	風車ハブ高さの統計	89
表3-13	風車IECクラスの統計	89
表3-14	年平均風速の統計	90
表3-15	全負荷時間/設備利用率の統計	90
表3-16	投資コストの統計	91
表4-1	ノルウェーの累積および新規設備容量	93
表4-2	ノルウェーの風力発電プロジェクトの特徴	102
表4-3	ノルウェーの風力発電	102
表4-4	ノルウェーにおける風力発電政策と収入インセンティブ	102
表4-5	2008年および2012年のLCOE、収入および政策インセンティブ、財務ギャップ	105
表4-6	ノルウェーの定義とサンプルサイズ	106
表4-7	風車プロジェクト規模の統計	107
表4-8	風車公称定格容量に関する統計	107
表4-9	風車ロータ直径に関する統計	107
表4-10	風車のハブ高さに関する統計	108
表4-11	平均年間風速に関する統計	108
表4-12	風車IECクラスに関する統計	108
表4-13	全負荷時間に関する統計	109
表4-14	投資コストに関する統計	109
表5-1	EUに設置された累積設備容量	110
表5-2	EUに設置された新規設備容量	111
表5-3	EU加盟国と風力発電の主要支援制度	111
表5-4	EUの定義とサンプルサイズ	120
表5-5	風車プロジェクト規模の統計	121
表5-6	風車公称定格容量に関する統計	121
表5-7	風車ロータ直径	122
表5-8	風車の比出力に関する統計	122

表5-9	風車のハブ高さに関する統計	122
表5-10	プロジェクト投資コストの統計	123
表6-1	米国に設置された累積/新規設備容量	126
表6-2	風力発電プロジェクトの資金調達の場合	135
表6-3	米国における風力発電プロジェクトの特徴	137
表6-4	米国における風力発電政策と収入のインセンティブ	137
表6-5	風力発電所LCOEの要約、政策と収入	138
表6-6	米国のサンプルサイズ	141
表6-7	風車プロジェクト規模の統計	142
表6-8	風車公称定格容量に関する統計	142
表6-9	風車ロータ直径の統計	142
表6-10	風車の比出力に関する統計	143
表6-11	風車のハブ高さに関する統計	143
表6-12	風車IECクラスに関する統計	143
表6-13	全負荷時間および設備利用率に関する統計	144
表6-14	平均年間風速に関する統計	144
表6-15	投資コストに関する統計	145
表6-16	資本コストの加重平均に関する統計	145
表A1-1	LCOEを予測するための風力発電プロジェクトの特徴	146
表A1-2	風力発電政策インセンティブ収入の推定	147
表A1-3	キャッシュフローモデルの出力	147

概要

国際エネルギー機関風力実施協定第26分科会(以下、IEA Wind Task 26)－「風力発電コスト」－は、風力発電の過去、現在、将来のコストを専門的に調査する国際共同研究の場である。本報告書では、風力発電の技術、コスト、パフォーマンスについて、IEA Wind Task 26の参加国、すなわち、デンマーク、ドイツ、アイルランド、ノルウェー、米国、欧州連合における最新状況を、参加組織が代表して提供する。

本報告書は、過去に2008年当時のIEA Wind Task 26参加国が風力発電エネルギーのコストの差異を検討した分析 (Schwabe et al. 2011)を基に作成した。均等化発電原価(LCOE)は、技術、設備投資、運転維持、資金調達に風力発電所の建設および運転のライフサイクルコストにどのように影響するかを分析するための、一般的に知られた指標である。Schwabe et al.(2011)は、オランダエネルギー研究センター(ECN)が開発したスプレッドシートベースのキャッシュフローモデルを適用し、LCOEを推定した。本モデルは、詳細な割引キャッシュフローモデルで、それぞれの参加国におけるさまざまなコスト構造を国内投資家の観点から分析するために用いられた。このモデルを本報告書においても使用し、どちらの報告書にも参加した国、すなわち、デンマーク、ドイツおよび米国においては、2つの結果を比較した。

本報告書の各国の章では、3つの主要トピックについて解説する^{原注1}。各章の第1節では、風力発電業界の動向について、可能であれば短期的・中期的予測も含み、設備容量の推移を基に述べ、収入と政策インセンティブについても議論する。第2節では、風力発電所の規模、風車サイズ、プロジェクトの実績、投資コスト、運転維持(O&M)コスト、プロジェクトの資金調達などについて、風力発電産業における風車およびプロジェクトレベルで、2007年(または2008年)から2012年にかけての動向を詳述する。以上の各項目について、各プロジェクトのデータを可能な限り統計的に提示する。第3節では、2008年および2012年の代表的な風力発電所のLCOE推定値を報告し、その中で風力エネルギーの一般的な販売価格と政策手段の価値を検討する。

各国の設備容量は、2008年から2012年にかけて増加している。定格出力、ロータ直径、ハブ高さによって定義される風車サイズも、図1に示すように増加している。風車サイズに加えて、比出力、すなわちロータ受風面積(m^2)に対する定格出力(W)の比率は、大半の国で減少している。比出力の低下とハブ高さの増加は、ともに発電電力量を増加させる。ロータが大型化すると、風速場から得られるエネルギーは増加する。また、タワー高さが増加すると、ロータはより高風速域に位置することになり、発電電力量が増加する。部品が大型化すると、通常、資本投資コストは増加するが、このコスト増加は、発電電力量の増加分で相殺されうる。米国では、比出力の減少が顕著な傾向を示している。一方、欧州では、図2に示すように、技術進歩は主にハブ高さの増加にみられる。中央値(水平線)、平均値(ダイヤモンド)、25～75パーセンタイル値(箱)、最小値および最大値(ひげ)など、一定の年の風車のサンプルを、箱ひげ図の形式を使用して示した。

原注1 欧州連合(EU)の章では、最近の傾向について検討する。発電コスト分析は、データ不十分のため含まれていない。

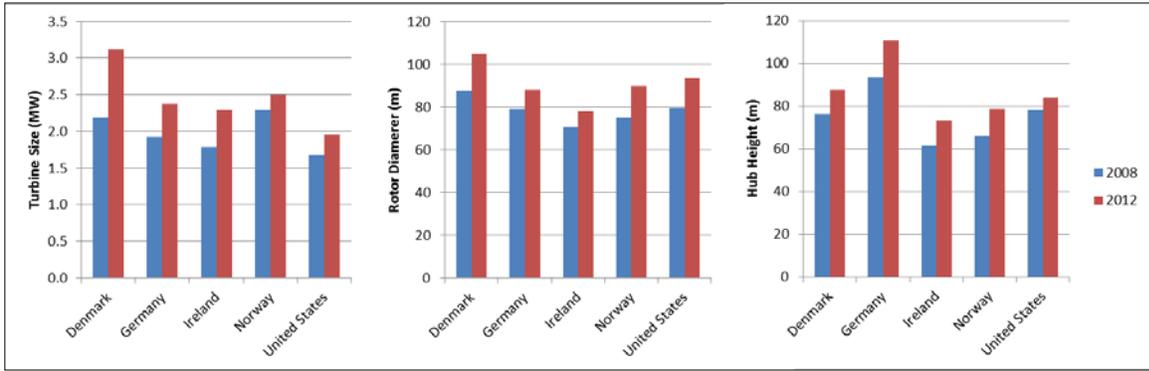
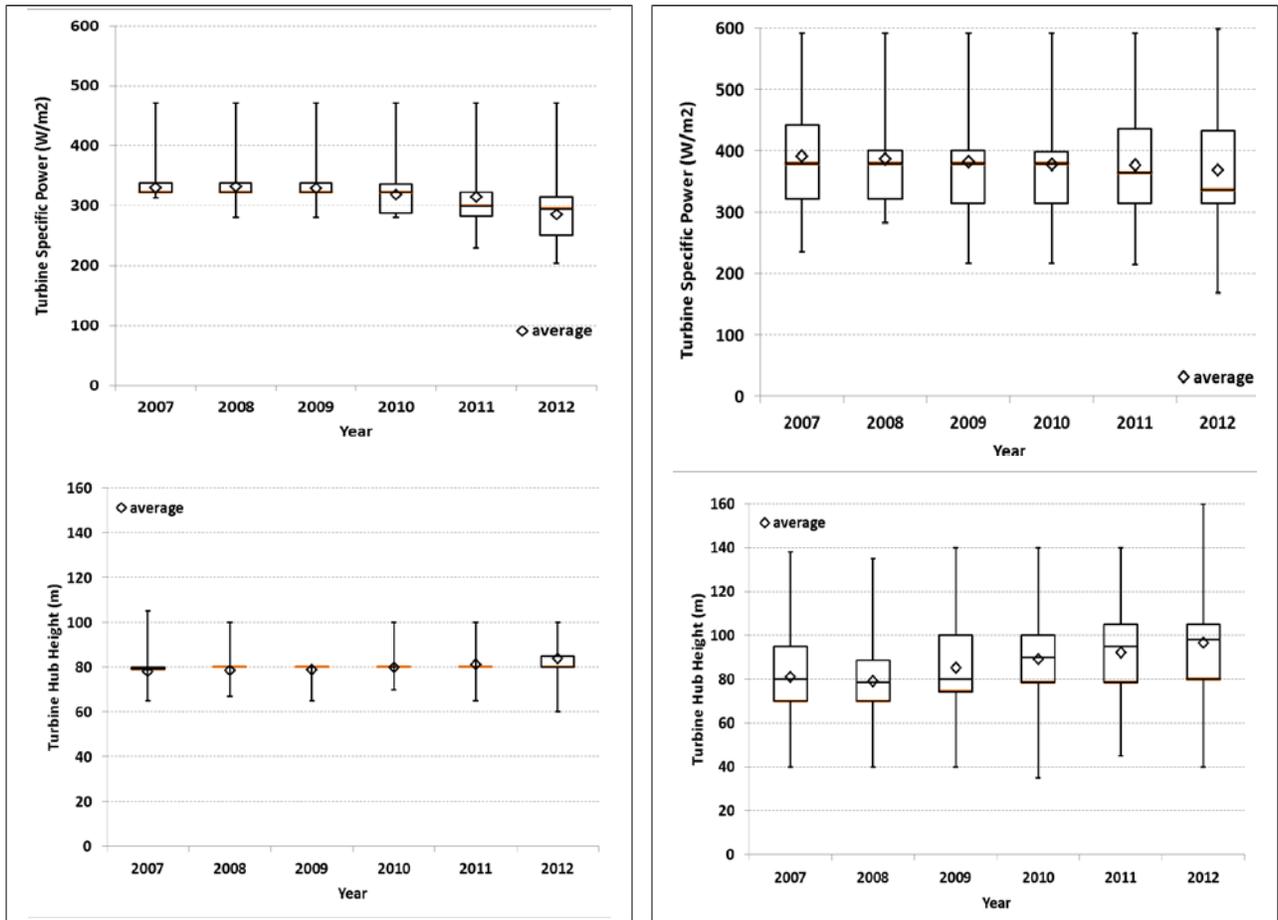


図1 2008年～2012年の平均風車サイズの推移



(a) 米国

(b) 欧州連合

図2 (a)米国および(b)欧州連合における2007年～2012年の風力発電所の比出力とハブ高さ

LCOE(均等化発電原価)の評価に必要な主な要素には、資本投資コスト、年間発電電力量の予測値、年間運転コストの予測値、プロジェクト資金調達コストなどがある。各章の予測値は、ある年度に設定されたプロジェクトの「一般的」または「平均的」な特徴を示すものである。各風力発電プロジェクトは一意であり、1次パラメータのすべてに有意差があるため、示されるLCOEにも有意差がある。しかし、これらの推定値は、2008年から2012年までの一般的な傾向の目安となる。

- 資本投資コストは2010年頃にピークに達し、その後は、風車の大型化にもかかわらず、ほとんどの国で減少している。この傾向は、デンマークと米国で最も顕著である。2012年のドイツ、アイルランド、ノルウェーではこのような減少は表れていないが、近い将来に実現すると考えられ、それはノルウェーの2014年プロジェクトの推定値によっても期待される。
- 代表的な風力発電所における発電電力量の増加が、すべての国、特に高風速域で報告されている。一部の国では(ドイツや米国など)、低風速地点の利用が全負荷時間または設備利用率において見込まれる発電電力量増加を相殺している。
- 風力発電所の耐用年数において見込まれる運転維持費は十分に理解されておらず、プロジェクト費用のデータは不足している。こうしたコストの平均的な増減は不明である。
- プロジェクトの資金調達コストは、加重平均資本コスト(WACC)^{原注2}として評価する。この期間は、デンマーク、アイルランド、ノルウェーにおいて、ほぼ横ばいで推移している。ドイツと米国は、2008年から2012年のWACCの減少を報告している。

図3に示されるように、上記に示した動向を示すLCOEは、2008年から2012年にかけて、本分析の対象各国において、増加と減少が混在している。各章では、こうした推定値の背景にある技術動向について解説する。2012年以降は当初、発電コストの低下の兆候が2014年まで見られた。これらのLCOE推定値は、収入または政策インセンティブを反映しておらず、各国間の比較上、20年間の償却計画を想定していることに注意されたい。

本研究に示される各国では、さまざまな収入と政策に対するインセンティブが適用されている。表1は、2012年に採用された主要なメカニズムの要約および2014年以降に実施される予定の変更について掲載している。2008年～2012年の間、EU加盟国における風力発電の主要な支援スキームは、FIT(固定価格買取制度: feed-in tariff)であった。最近、数か国が入札制度や市場証明書制度を導入し、FIT制度の廃止を始めている。米国は、引き続き税制ベースを採用しているが、2014年末までに建設を開始したプロジェクトのみを対象とすると発表している。

本報告書で示される発電コストは、陸上風力発電所に限定される(ただし該当する場合には、洋上風車技術の一部の傾向についても提示している)。すべての費用は、ドル(USDまたは\$)およびユーロ(EURまたは€)で表示し、2012年当時の通貨価値とする。世界銀行の為替レートと国内総生産(GDP)デフレーターを使用し、通貨間の換算を行い、2008年の通貨価値を2012年の通貨価値に変換し、気候変動に関する政府間パネル(Krey et al., 2014)が策定した方法でインフレを調整する。

原注2 税引後名目WACC = (1-負債割合)*資本利益率+負債割合*負債利益率*(1-法人税率)
税引後実質WACC = ((1+名目WACC)/(1+インフレ率))-1

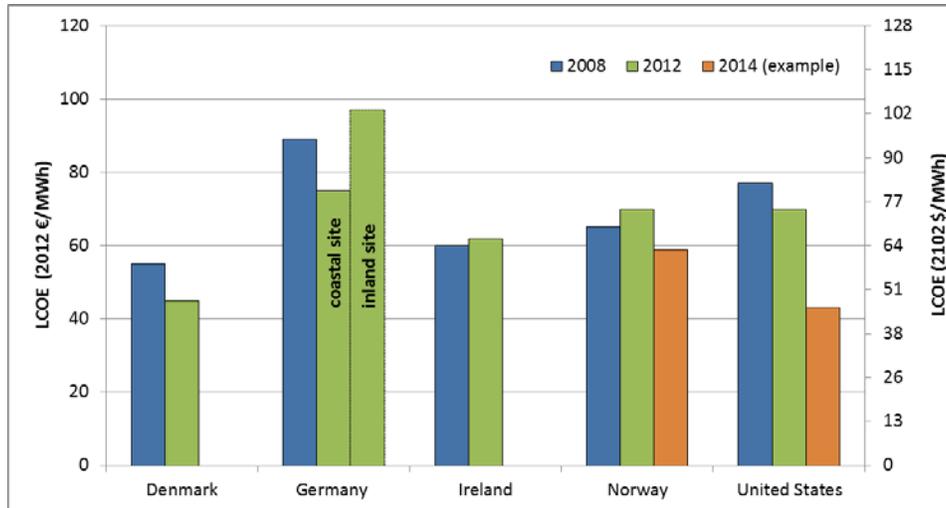


図3 2008年～2012年のLCOE傾向 (2014年の例を一部含む) 原注3

本報告書では、onshore(陸上)とland-based(陸上の)は同意義であり、Wind plant(風力発電所)、wind project(風力発電プロジェクト)、wind farm(ウィンドファーム)はいずれも複数の風車が設置された設備を指し、各国とも自国内で設置する代表的な風力発電プロジェクトについて述べている。

表1 2012年の風力発電プロジェクトの主な収入と政策インセンティブ

国名	電力市場価格	FITまたはFIP	初期資本または生産基盤によるインセンティブ	加速償却	2014年以降の重要な変化
デンマーク	○	○		○	
ドイツ		○		○	FITに代わって、2014年8月以降はFIPと電力市場価格が導入された。
アイルランド	○	○			
ノルウェー	○		○		初期資本費への補助金に代わって、スウェーデン/ノルウェーの証書市場を統合した電力市場証書が導入された。
米国	○		○	○	生産税額控除は2014年12月31日に終了し、2014年以降に建設が開始されるプロジェクトには適用されない。

原注3 デンマークのLCOE(均等化発電原価)推定値は、風力発電プロジェクトをベースとし、系統への連系を社会的費用としている。2008年のドイツの推定値は、陸上サイトか洋上サイトかを区別せず、平均的な風力発電サイトを示したものである。ノルウェーの2014年の推定値は、2014年以降に設置が予定されている風力発電所の技術を示している。2014年の米国の推定値は、風力発電プロジェクトの一例である。これは、年平均風速が比較的高い国内の内陸部のプロジェクトでは、2012～2013年の契約価格がきわめて低いことに関連している。

第1章 デンマークにおける風力発電開発

著者：Aisma Vitina (Ea Energy Analyses)

本章の引用は以下の通り：Vitina, A. (2015). “Wind Energy Development in Denmark,” Chapter 1. Hand, M. M., ed., IEA *Wind Task 26 - Wind Technology, Cost, and Performance Trends in Denmark, Germany, Ireland, Norway, the European Union, and the United States: 2007–2012*. NREL/TP-6A20-64332. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. pp. 16-47.

国内風力発電設備容量・発電電力量・目標値

2012年末のデンマークにおける風力発電の総設備容量は4,163 MW(陸上3,241 MW、洋上922 MW)であった。これは、2011年末の設備容量比で5.3%増、2008年の設備容量比で31.6%増となっている。2012年は、224 MWの風車が設置され、計13 MWの風車が撤去された。2013年末の累積設備容量は、4,510 MW(陸上3,539 MW、洋上1,271 MW)であった。

2008年から2012年の間に、洋上風力発電所4基の運転が開始され(Horns Rev II 風力発電所209 MW、Rødsand II 風力発電所207 MW、Sprogø 風力発電所21 MW、Avedøre Holme 風力発電所11 MW)、2012年初頭、Anholt風力発電所の建設が始まり、2013年9月には400 MWプロジェクト(Siemens社SWT 3.6-120風車111基)が開始された。2012年末までの設置風車の最大定格出力は、Osterild試験場の、Siemens社6 MW風車SWT 6.0-154であった(8MWのVestas V164-8.0 MW風車プロトタイプは、2014年初頭にOsterild試験場において運転開始された)。

デンマークでは、財政支援プログラムの大幅な削減による2003年から2007年までの低迷期の後、2008年に新規FIP(発電供給報奨金制度)が導入された。

2012年、デンマークでは風力発電によって総電力消費量の約30%を供給した。これは、2008年の19%から大幅な増加となる。この割合は、2013年にはさらに32.5%に増加し、2014年には39%に達している。

2012年3月22日に発表されたデンマークエネルギー協定(Danish Energy Agreement; Folketinget, 2012)は、デンマークの洋上風力発電の設備容量を2020年までにさらに1,500 MW増加させることを規定している(北海のHorns Rev 3 (400 MW) とバルト海のKriegers Flak (600 MW)、沿岸域では450 MW、沿岸域では50 MWの試験風車)。

2012年のデンマークエネルギー協定で表明されたコミットメントは、2014年6月17日の成長計画(Growth Plan2014) (Danish Ministry of Finance, 2014)の開始時に改訂された。Kriegers Flak洋上風力発電所の運転期間は2年間延長され(現在は2022年まで^{原注4})、入札される沿岸風力発電所の設備容量量は100 MW減少した。同時に、デンマークエネルギー庁は、「オープンドア」政策(すなわち、標準的な陸上風力支援スキーム)の下で、洋上プロジェクトを開発する可能性を説明している。2020年までに、同計画(デンマークエネルギー省、2014年)の下で、さらに150 MWの洋上風力発電が利用可能になると見込まれている。

陸上風力発電容量の推定値は、民間開発業者によるイニシアチブ、地方自治体の計画、プロジェクトの承認に応じて変化するため、それほど確実なものではない。デンマークエネルギー庁が実施した分析によると、2020年までに正味追加される陸上発電容量は500 MWと予測されている(1,800 MWの新規発電設備と1,300 MWの既存発電設備の撤去が計画

原注4 デンマーク公共サービス拠出(Danish Public Service Obligation)計画(Danish Energy Agency, 2014)の設置スケジュールによれば、400 MWのKriegers Flakが2020年までに設置される。これは、本報告書の2020年の洋上風力発電の発電電力量の予測に用いられる推定である。

されている)^{原注5}。

これらの計画(2014年の成長計画による修正を考慮している)が完了した時点で、2020年のデンマークの洋上風力発電の設備容量は、2012年に比べて150%以上増加する(陸上風力発電の設備容量は、はるかに高いが、増加率はわずか15%である)。

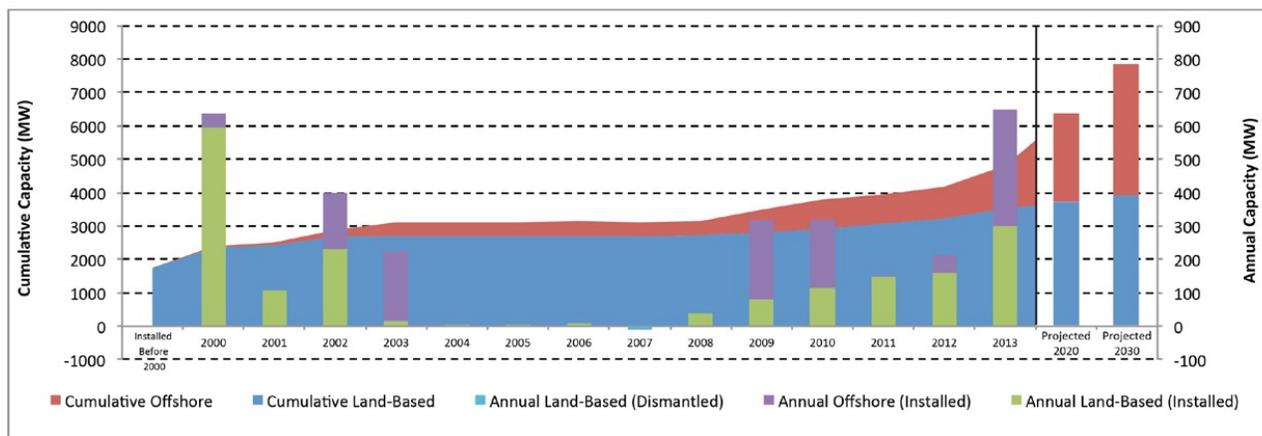
デンマークの2050年までのエネルギー政策の長期目標は、再生可能エネルギー率100%である。化石燃料以外による発電中間目標は、2035年までに非化石燃料、100%再生可能エネルギーによって電力/火力セクターを供給すること、および2030年までに石炭と暖房用油を完全廃止することである。

しかし、2020年以降、特にデンマークでは、風力発電の設備容量に関して政治的に合意された目標値は存在しない。同報告書には、長期的能力を計画するために、全国的な送電系統運用者(TSO)(Energinet.dk)によって使用される中央解析の推定が示されている。今後、250 MWの陸上風力発電設備の正味発電電力量が漸増するのに合わせて^{原注6}、洋上風力発電設備は2030年までに1,400 MWに増加すると予測されている。

図1-1は、2012年までのデンマークの累積設置数および年間設置数のほか、2020年と2030年の予測値を示している^{原注7}。

表1-1に、現在、デンマークに設置されているギガワット(GW)の累積設備容量と、2020年と2030年の将来の予測値を示す。表1-2に、メガワット(MW)単位による年間の追加容量を示す。

以下の概要および分析では、2008年から2012年の間のデンマークの陸上風力発電に焦点を当てることとする(2007年には、デンマークには実用規模の陸上風車が設置されておらず、この分析の開始時点では、2012年が完全なデータセットが入手可能な現行年であった)。入手可能な場合は、2012年以降のデータについて提供している(2012年以降の展望を参照のこと)。



原注5 デンマークエネルギー庁によるPublic Service Obligation分析(Danish Energy Agency, 2014)では、2020年にデンマークで陸上風力の設備容量が3,694 MWになると予測している(同報告書で使用されている推定値)。これは、地方自治体の計画承認プロジェクトが2014年と2015年に開発されるという前提に基づいている。2014年と2015年には、計画されていないが既知のプロジェクトの半分が開発される予定である。既存の風車は22.5年の耐用年数後に撤去される。撤去された風車の半数は1年以内に設備更新され、それにより設備利用率は増加する(全負荷時間3000時間)。年間で(撤去対象外の)50 MWの新規設備が開発される予定である。

原注6 「ニアショア」(海岸に隣接した離岸距離が極めて短い洋上風力発電)の設備容量が100 MW減、「オープンドア」政策プロジェクトによる150 MW増で調整済み。

原注7 Energistatistik 2013のデータ(Danish Energy Agency, 2013)に基づく。

図1-1 デンマークの累積および新規風力設備容量

表1-1 デンマークの累積設備容量

(MW)	2004年 以前	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2020年 予測値	2030年 予測値
陸上	2.7	2.7	2.7	2.7	2.7	2.8	2.9	3.1	3.2	3.5	3.6	3.7	4.0
洋上	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.7	0.9	0.9	0.9	1.3	1.3	2.6	3.8

表1-2 デンマークの新規設備容量

(GW)	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
陸上	597	107	233	16	4	4	8	-11	39	82	113	147	160	298	75
洋上	40	0	164	209	0	0	0	0	0	238	207	4	50	349	0

収入と政策に対するインセンティブ

収入と政策に対するインセンティブは、2008年から2012年にかけて変わらない。

2008年に制定された再生可能エネルギー法で導入された風力発電プロジェクト支援計画によれば、すべての新規陸上風力発電プロジェクトと「オープンドア」洋上プロジェクトは、当初22,000時間の全負荷時間の卸売スポット市場価格を上回る0.25デンマーククローネ(DKK)/kWh(≒0.034ユーロ/kWh)、または0.043ドル/kWhの名目FIPを受領する^{原注8}。全負荷時間の22,000時間相当が経過した後、プロジェクトは収入源として電力の市場価格に依存する(Danish Energy Agency, 2015)。

しかし、風力発電プロジェクトの技術的な耐用年数期間には、電力需給調整費の補助金として、0.0237DKK/kWh(0.0032ユーロ/kWhまたは0.004ドル/kWh)が追加されている(Energinet.dk, 2015)。

また、デンマークの風力発電プロジェクトは、風力発電設備の適格性に応じて、加速償却ルールの特典を受けている。2008～2012年の期間では、風車の年間残存価値の25%が減価償却される可能性がある。2013年1月1日現在では15%に引き下げられている(Skatteministeriet, 2014)。

設備更新の補助金制度^{原注9}は2011年12月15日に満了した。設備更新スキームでは、旧式、小型の風力発電タービン(450キロワット[kW]未満)を、新規で効率的な風車に取り換える場合、風力発電プロジェクトの所有者に追加的に補助金を交付することとした。設備更新計画のもとで撤去可能な風車の総容量は、175MWであった(Danish Energy Agency, 2012)。2011年末には、設備更新スキームにより146基の風車(総容量348 MW)が全部、または一部が新設された。2005年から2011年末までに設置された陸上風車の約50%は、設備更新スキームの一部であった。容量(MW)比では、この比率はほぼ60%であった(Danish Wind turbine Owners' Association, 2012)。

また、設備更新は設備更新補助金スキームの満了後も継続されている一部の例では、計画承認を受けるための前提条件が旧風車の撤去となっている。

原注8 支援スキームの例およびインセンティブ分析については、Schwabe et al.(2011)によるデンマークの国別の章を参照のこと。

原注9 設備更新補助金スキームの詳細については、Schwabe et al.(2011)によるデンマークの国別の章を参照のこと。

2009年1月1日付けの再生可能エネルギー促進法(VE-loven)とともに導入されたエネルギー協定(Energiforliget)は、以下の規則を規定している(Danish Energy Agency, 2014)。

1. 地域住民による風力発電プロジェクトの株式購入オプション(風力発電プロジェクトの事業者は、風力発電設備の少なくとも20%の株式購入オプションの提供義務を負う)。
2. 風力発電設備の建設による不動産価値の損失(風力発電設備の事業者は、風力発電設備の設置後に不動産価値の損失を補償する義務を負う。価値損失の規模は評価委員会によって決定される)。
3. 現地の景観やレクリエーションの価値を高めるためのグリーンスキーム(地元による陸上風車の新設受入を促進するため、各風車の全負荷時間22,000時間(kWh)あたり0.004 DKK(0.05ユーロセントまたは0.07Cドル)相当額の系統連系により、イニシアチブを実施した地方自治体に補助金を支給する)。
4. 予備調査のための資金調達、申請書の作成など、地元の風車所有者団体による融資資金の保証。

2008年以降のデンマークにおける風力発電プロジェクトの動向

以下の節では、2008～2012年のデンマークにおける風力発電プロジェクトの動向について解説する。

データは、対象年別に、プロジェクト計画(費用パラメータ)または運転開始(技術パラメータ)における設備容量の加重平均に基づき提示している。データソースには、以下が含まれる。

1. デンマークのTSOであるEnerginet.dk社からの月次データ報告に基づき、デンマークエネルギー庁によって発行された「コアデータレジストリ」(Stamdataregister)。グリッド接続された各風車(Danish Energy Agency, 2014)の特徴と発電電力量データが詳述されている。
2. 2009年1月1日に制定された「再生可能エネルギー推進法」の規定に基づき、デンマークのTSO、Energinet.dk によって作成され、更新される「風力発電所プロジェクト概要」(Vindmolleprojektoversigt)。データベース(2014年5月現在)には、2010年3月～12月の系統連系プロジェクトに関するデータが含まれている(Energinet.dk, 2014)。こうしたデータは、デンマーク自然庁(Naturstyrelsen)の提供データとともに、風力発電プロジェクトの規模に関して概述するために使用される。
3. 風力発電プロジェクトの株式購入情報文書。「株式購入権」(Koberetsordning)要求事項に従って公開され、トップレベルの原価情報を詳述している。ここに提示されているKoberetsordningの文書からの投資コスト情報は、投資が決定された年(また、地元住民に株式購入が可能となった年)を示すものであり、設置された年ではない。

本調査の目的上、該当プロジェクトのサンプルは、(特に明記しない限り)「実用規模」の風車で構成されたものに限定される。実用規模の風車は、1 MW以上の公称容量を有する風車と定義されている。2007年には3基の風車(各容量750 kW)が設置されたのみであることにも留意すべきである。したがって、代表的なサンプル(また、風車容量閾値1 MW以上)ではないため、2007年のデータは概して調査に反映されていない。別紙1-Aには、提示

されたグラフの定義とサンプルサイズが含まれている。

別途記載のない限り、すべての費用データの換算通貨は、2012年のユーロ(カッコ内は米ドル)とする。通貨および年次インフレ調整には、気候変動に関する政府間パネル(IPCC)の方法を使用する。

プロジェクトの特徴

2008年から2012年にかけての陸上風力発電プロジェクトの規模に大きな変化はない。2012年のデンマークにおける風力発電プロジェクトの風車数の平均規模は3~6基であった。

デンマークの風力発電プロジェクトは、一般に風車数3~12基という少ない風車群であった。計画ガイドラインでは、少なくとも3基の風車を直線状あるいは緩やかな弧を描くようにまとめて配置するとしている。これは、風車を1基ずつ分散的に配置すると視覚的印象が悪くなるからである。デンマークには大規模な陸上風力発電所の例がいくつかあるが、スペインや米国と比較すると非常に小規模といえる(Schwabe et al., 2011)。2013年の時点で、最大規模のケースは風車20基を設置している(総容量70 MW)。

図1-2は、2008年から2012年の風力発電所規模の推移を示したものである。箱ひげ図は、中央値(水平線)、平均値(ダイヤモンド)、25~75パーセンタイル値(箱)、最小値および最大値(ひげ)等、特定の年に商業運転を達成したプロジェクトまたは風車を表す。

2008年から2012年までのデンマークの支援計画(全負荷時間22,000時間とする)は、主に定格出力風車に向けられていた(Schwabe et al., 2011)。2008年から2012年にかけてデンマークに設置された風車の定格出力は平均して非常に高く、当然のことながら当該期間中、増加した。

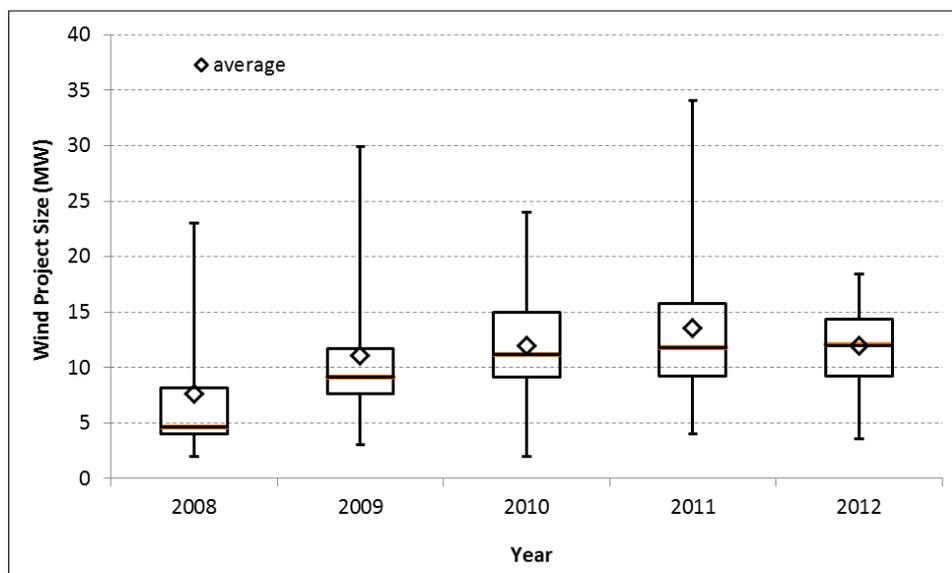


図1-2 2008年~2012年の風力発電プロジェクトの規模の推移 原注10

2008年の風車の平均公称定格容量が2~2.3 MWであったのに比べ、2012年の風車定格出力は3 MWで大幅に増加している(図1-3)。2012年に設置された風車で最も一般的なものは3 MWであり、ハブ高さは89.5 m、ロータ直径は101 mであった。

原注10 デンマーク自然局(Naturstyrelsen)提供による歴代のプロジェクト規模のデータ。

2008年と比較し、風車平均容量の増加につれロータ直径も増加している(図1-4)。また、図1-5に示すように、風車のハブ高さについても同様の傾向が見られる。

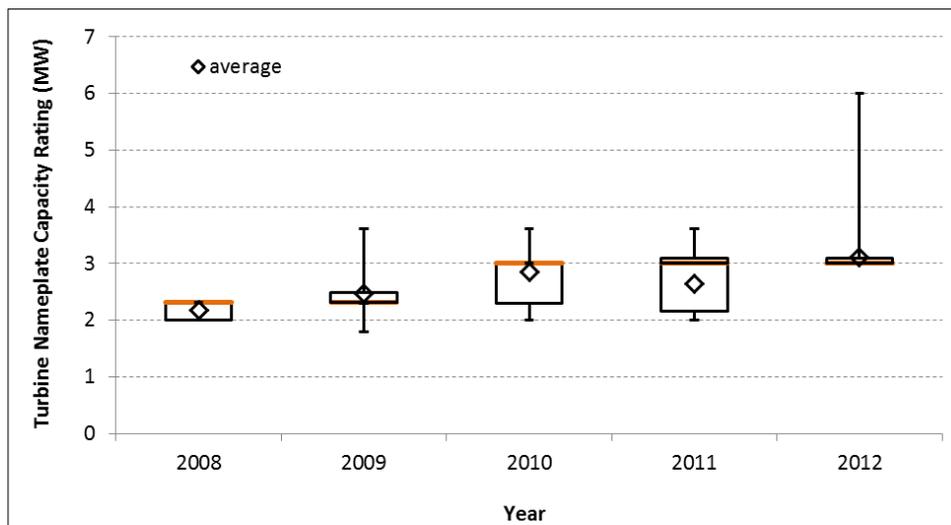


図1-3 2008年～2012年の風車公称定格容量の推移

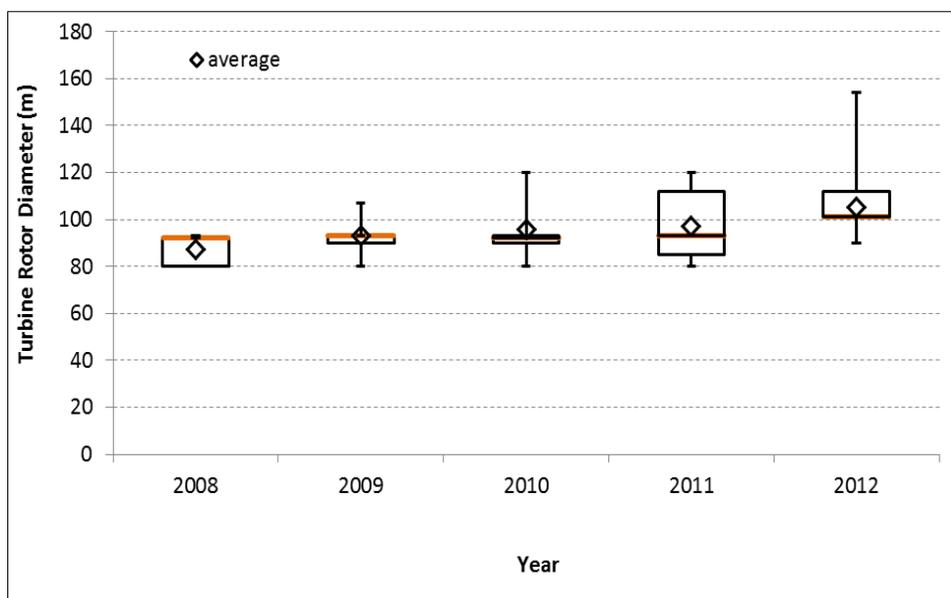


図1-4 2008年～2012年の風車ロータ直径の推移

デンマークでは2000年前後から2008年頃まで、風車別の比出力がマイナス傾向にある(デンマークで新規に設置された2008年の風車の平均比出力は2012年と同様であり、その間に緩やかな推移があった)。これは、同期間においてロータ受風面積が風車容量よりも速く増加していることを示している。低比出力の風車は、通常、より多くのエネルギーがロータに捕捉されるので、設備利用率が高い(定格風速以下の風速領域において)。

しかし、2008年から2012年までのデータでは、風車の平均比出力の減少が底打ちしたことが示されている。風車の比出力は、当該期間において比較的一定であった(図1-6)。これは、デンマークで新設された風車の規模の均一性が増したことと一致している。前述のように、対象期間における主な支援スキームは、大型発電機を備えた風車が主流であること

も留意すべきである(そして、ロータサイズの増加を直接的に規定していなかった)。しかし、2014年1月1日付けの支援計画の改訂により、この傾向に変化が生じることが期待されている。

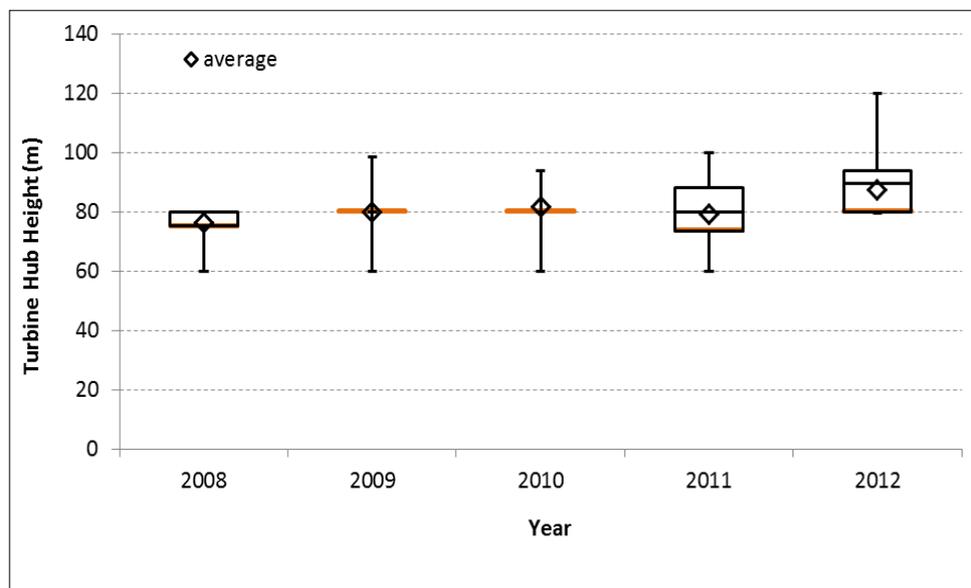


図1-5 2008年～2012年の風車ハブ高さの推移

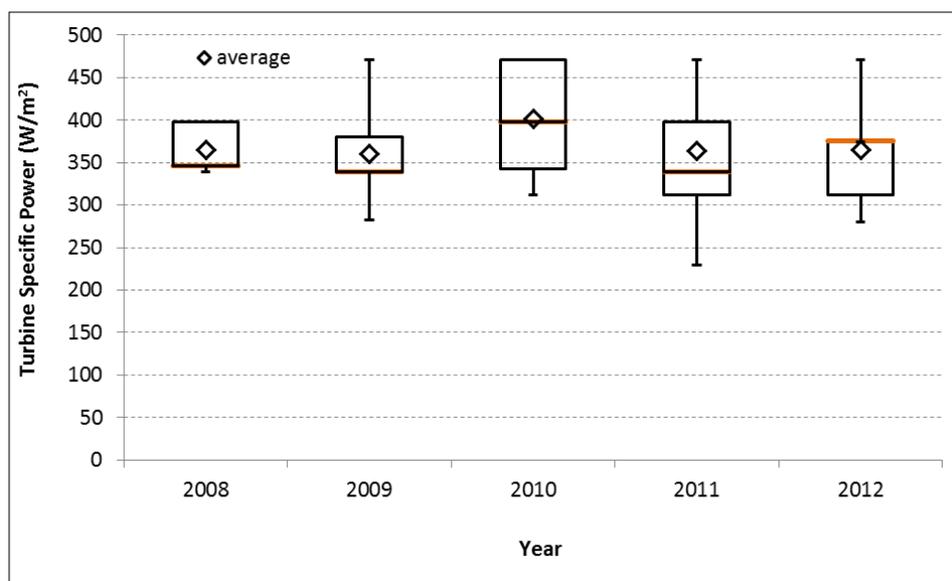


図1-6 2008～2012年に設置されたプロジェクトの風車の比出力

また、デンマークでは、2008年から2012年の間に新設された風車クラスにも変化がみられる。風車の国際規格IECにおける分類は、特に、ハブ高さにおける年平均風速に基づいて設計されている。IECクラスが上がることは、より高い年平均風速および極値ガスト(例えば、風車クラスIが風車クラスIIよりも高い風速に対して設計されるなど)に対して設計されることを意味する。

図1-7は、2012年までにデンマークの新設プロジェクトにおける風車クラスIのシェアが

低下したことを示している。過去、市場における風車クラスIIおよび風車クラスIIIの利用可能性は限定的であったことに留意されたい。

業界筋によると、2008年から2012年までのデンマークにおける支援スキームでは、サイト特有の条件によって必ずしも高パフォーマンスが保証されないとしても、主に風車クラスの高い風車の使用が推奨された(このインセンティブは、2014年1月1日の支援スキームの改訂によって変更された)。

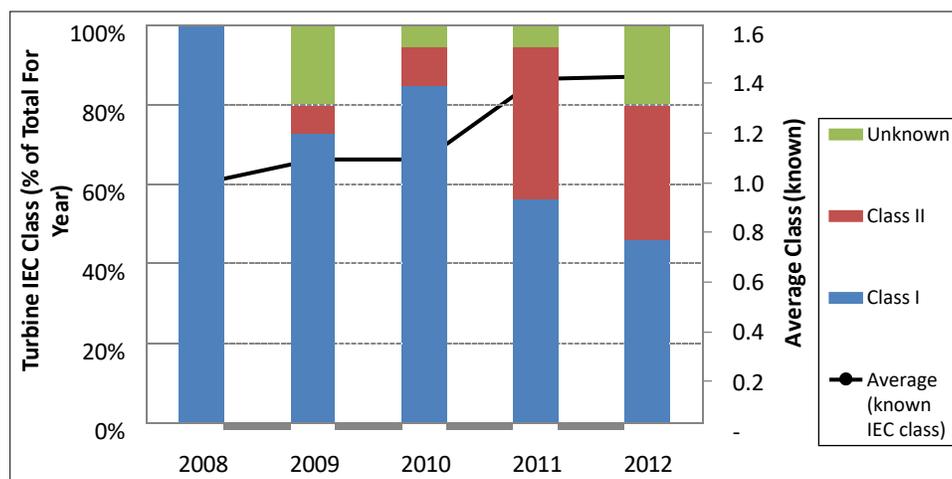


図1-7 2008年～2012年に設置されたIECクラス別風車の割合 原注11

プロジェクトの実績

デンマークの卓越風向は西風であり、北部海岸は風車にとって最も有望なサイトである。また、風速は一般に、東側ほど減少する(Schwabe et al., 2011)。西海岸のハブ高さ80～94 mの新規プロジェクトでは、風速7.5～9 m/sが一般的である(大きな変動は離岸距離による影響である)。内陸部では、ハブ高さ80～94 mの新規プロジェクトでは、風速6.5～7 m/sが一般的である。ハブ高さが高いため、内陸部の風速にさほどばらつきはない^{原注12}。

図1-8に示すように、2008～2012年の期間では、サイトの平均的な風資源には比較的、変化がみられなかったが、2012年にはわずかに減少した。これは、特にデンマークで利用可能な風力発電サイトがますます不足しているためと説明できる。同時に、事業者による(風資源の利用可能性が潜在的に高い)既存で、より古いサイトの設備更新が増加している。後者は、サイトにもともと設置されていたものと同じ型の風車を購入する場合も含まれるが、その場合、投資コストに大きな影響を及ぼす可能性がある。

2008年に設置された風車の2013年における全負荷時間は、発電電力量加重平均^{原注13}で2,866時間である。2013年のデンマークの風資源は、平年の93.4%であった^{原注14}。これは、

原注11 データソース：デンマークエネルギー庁発行の「コアデータレジストリ」(Stamdataregister)。Vestas社 が提供する風車モデルIECクラスに関する情報(概要ではすべての既知の製造業者/風車を対象とする)。

原注12 Nielsen, EMDの提供情報に基づく。

原注13 発電電力量加重平均とは、各プロジェクトの発電電力量で加重した風力発電プロジェクト平均パフォーマンスを表す(容量に対して設備容量で加重した設備利用率による方式と同様)。

原注14 1979年以来、デンマークの風力発電指数(地域/全国)が算定されている。この指数は月次/年次ベースで提供され、一定期間の「通常」風力発電年における出力予測に対し、風力発電指数を示す。デンマークの風力発電指数はwww.vindstat.dkで閲覧でき、Nielsen(2013)で言及されている。

2008年に設置された風車の平均耐用年数での全負荷時間の平均値は約3,068時間と期待されることを示す。デンマークにおける新設風車の平均設備利用率は比較的高く、非常に安定しており、2008～2012年のばらつきはわずかである。2012年に設置されたプロジェクトの発電加重平均全負荷時間(2013年の発電電力量データに基づく)は2,842時間であり、これは平年の指数を考慮すれば3,042時間(もしくは設備利用率ではおよそ35%)となる。

図1-9は、2008年から2012年の期間に設置され、2013年に稼働している平年値化したプロジェクトの全負荷時間の概要を示している。

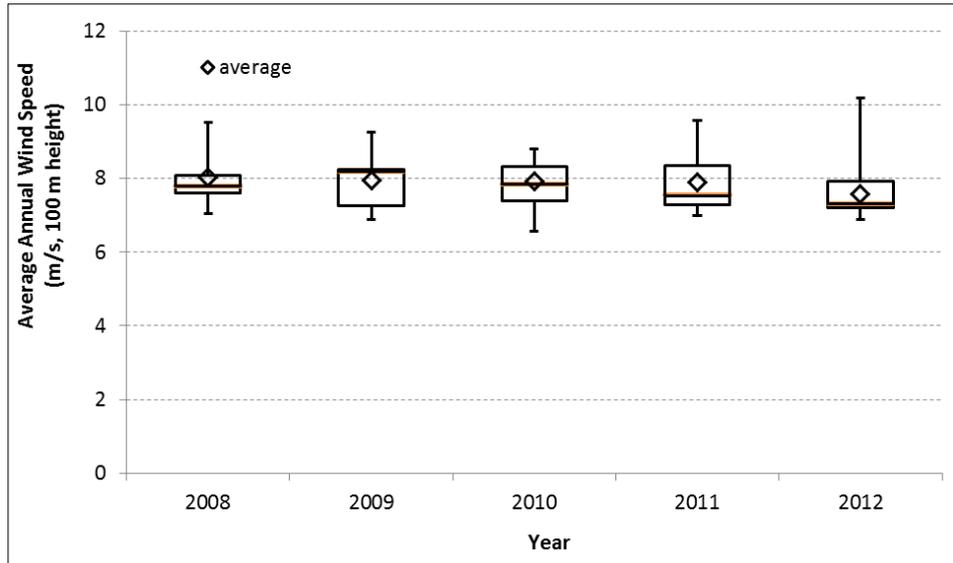


図1-8 2008年～2012年に設置されたプロジェクトの年平均風速 原注15

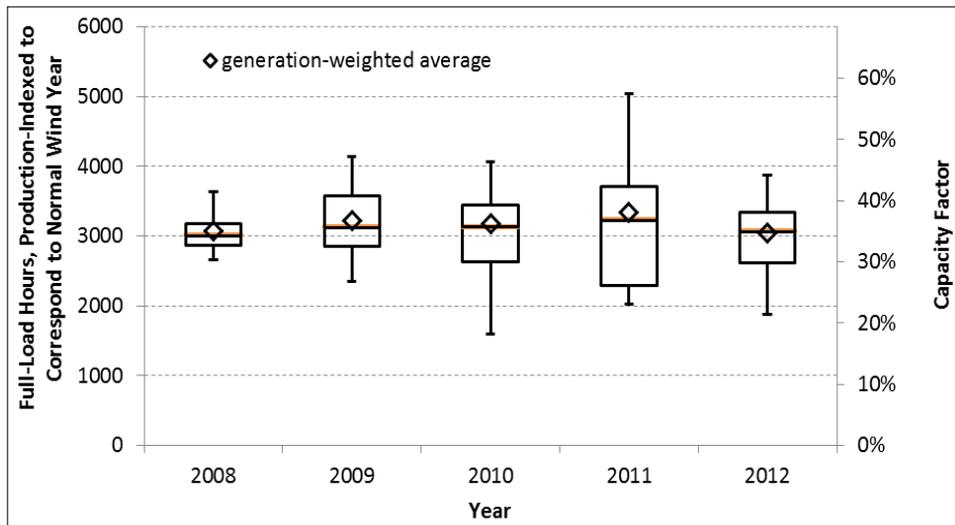


図1-9 2008年～2012年に設置され、2013年に稼働するプロジェクトの全負荷時間および設備利用率

原注15 デンマークの風速地理情報システムデータは、デンマーク自然局(Naturstyrelsen)によって提供されたものである。各風車レベルの風速データは、風速と風車座標(デンマークエネルギー庁のCore Data Registryに基づく)を1 km×1 kmの分解能に一致させて得られたものである。

重要な点は、ここで示す全負荷時間は発電電力量加重を行っており、検討対象の年に設置された、2013年の稼働プロジェクトに基づいており、デンマークの風資源全体に基づいているわけではない。加えて、2013年の風力発電指数 93.4% (Danish Wind Turbine Owners' Association, 2014)に基づき、設備利用率を正規化した。例えば、2013年の生産データに基づく2012年に設置されたプロジェクトの全負荷時間に100 / 93.4を乗じ、通常の風力年の条件に該当する代表的な設備利用率を得る。

投資コスト

典型的なプロジェクト投資コストは、2008年に、1,158ユーロ/kW(1,488ドル/kW)から1,913ユーロ/kW(2,458ドル/kW)であり、平均値は1,475ユーロ/kW(1,895ドル/kW)であった。価格は2008年が最も高く、その後低下した。系統連系のコストの範囲は限定的であることに注意されたい(すなわち、風車から接続点までのみが事業者が支払うコストとしている)。他のすべての系統連系コストは社会的費用とされており、本書では言及しない。

価値損失補償の支払いおよび古い風車の再購入に関連する支出は、2008年のデータとの一貫性を確保するためにサンプルから除外されている(2009年1月に不動産規則において価値損失が始まった)。価値損失補償の支払いおよび関連の追加管理費用は、2009～2012年の平均風力発電プロジェクト費用の1%を超過しないと見積もられる^{原注16} (Jensen & Olsen, 2013)。

2012年のデンマークにおける定格出力で重み付けされた設備投資は920ユーロ/kW(1,181/kW)から1,505ユーロ/kW(1,934ドル/kW)の範囲にあり、平均値は1,273ユーロ/kW(1,635ドル/kW)である。平均設置費は2008年以降の低下後、2011年および2012年に一定になったとみられる。

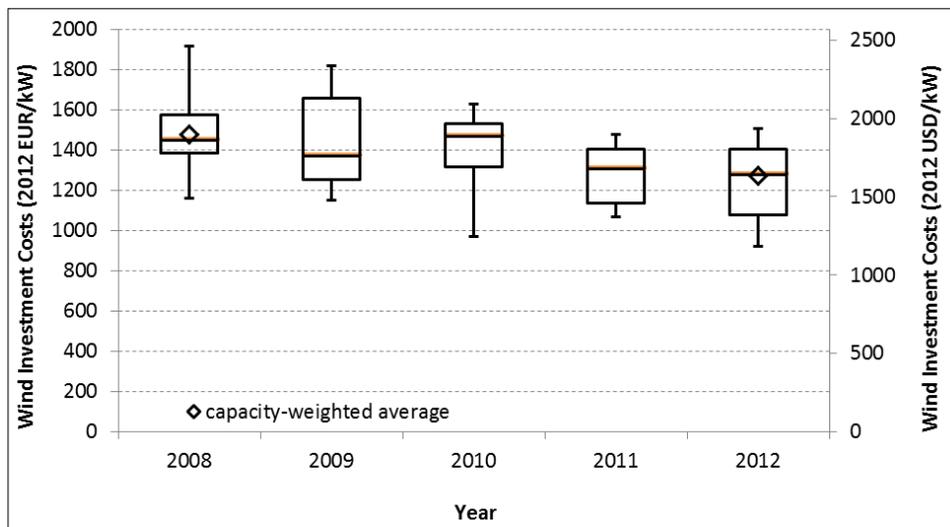


図1-10 2008年～2012年に導入された風力プロジェクトの投資コスト

運転維持費

原注16 2012年10月31日までの、527件の価値喪失申請に関する評価委員会の決定に基づく。

2008年に建設された風力発電プロジェクトのO&M(内訳は、保険料、修理費、サービス契約費、土地賃貸料/管理費)の予想耐用年数における維持管理費用は、約12.8ユーロ/MWh(16.4ドル/MWh)であると報告されている(Nielsen et al, 2010)。

2012年(またはそれ以降)に設置された典型的な風力発電プロジェクトの運転維持費の要素は、以下のように推定されている(Larsen, 2014)。

- 20年間の生産者サービス契約：0.07～0.08 DKK/kWh(9.4～10.7ユーロ/MWhまたは12.1～13.8ドル/MWh)
- 保険：0.01DKK/kWh(1.3ユーロ/MWhまたは1.7ドル/MWh)
- 管理：0.005DKK/kWh(0.7ユーロ/MWhまたは0.9ドル/MWh)
- サービス契約に含まれていないその他の保守費用：0.005DKK/kWh(0.7ユーロ/MWhまたは0.9ドル/MWh)
- 運転15年後、運転維持費は2%増加すると見積もられている。

デンマーク風車所有者協会によると、2012年に設立されたプロジェクトの平均耐用年数費用総額は、0.09～0.10DKK/kWh(12.1～13.4ユーロ/MWhまたは15.5～17.3ドル/MWh)と見積もられる(Larsen, 2014)。

ただし、運転維持費の原価構成要素にはばらつきがあることに留意されたい。例えば、デンマークの風力発電プロジェクトの土地賃貸料は、通常、約5年分が前払いとなる。最近のプロジェクトでは、収入に応じた年1回の土地賃貸料の支払いの例がある(例えば、年間電力販売の6～8%)^{原注17}。投資コストまたは運転維持費のいずれかに割り当てることのできるその他のコスト要素には、保険契約およびサービス契約が含まれる(数年間分の前払い、年払い、またはその組み合わせ)。データ可用性の限界があり、これらの要素をいずれかの費目に計上することは必ずしも可能ではない。

資金調達コスト

デンマークでは、80%の年金ベースの借入金を伴うプロジェクト資金調達が一般的であり、この資金調達構造は2008年から2012年まで変わらない。業界筋によれば、陸上風力発電プロジェクトへの貸付の平均回収期間は約13年である。

デンマークにおける民間所有の風車は、一般に当座借越契約により資金を調達している。一切の収入を当座借越契約に投じており、風車の所有者はこの基金を直接利用することができない。投資に対する利潤への支出と支払いはすべて債権者の承認が義務付けられている(Schwabe et al., 2011)。風力発電プロジェクトの利子は、流動性が高いとみられているため、他の多くの投機的事業に比べて一般に低くなっている。風力発電プロジェクトのリスク要因を管理できる適切な手段があることから、風車への投資はリスクが低いとみなされている(Schwabe et al., 2011)。

2012年のデンマークにおける新風力発電プロジェクトの予測に用いられた融資コストは、2008年と変わらず、5%(名目)と極めて一定している。

2008～2012年の期間中、デンマークの陸上風力発電プロジェクトでは、自己資本率が9～11%(名目上)が一般的であった^{原注18}。デンマーク証券取引所におけるOMX20の過去(1983～2002年)平均リスクプレミアム(7.2%)と比較して、風力発電プロジェクトのリスク

原注17 風力発電プロジェクトファイナンス機関。Ringkjøbing Landbobankの代表者から提供された情報に基づく。

原注18 Ringkjøbing Landbobankとデンマーク風車所有者協会の提供情報に基づく。

プレミアムは約5～7%と低くなっている(Saabye (2003), cited in Schwabe et al. (2011))。

表1-3は、2008年と2012年の新規風力発電プロジェクトへの資金調達条件をまとめたものである。

表1-3 デンマークにおける風力発電資金調達条件

	単位	2008	2012
資本利益率	%	11.0%	11.0%
負債利益率	%	5.0%	5.0%
自己資本割合	%	20%	20%
負債割合	%	80%	80%
ローン期間	年	13	13
法人税率	%	25%	25%
為替レート	デンマーククローネ/ユーロ	7.353	7.44
為替レート	ドル/ユーロ	1.39	1.28
WACC (税引後、名目)	%	5.2%	5.2%

2008年と2012年のデンマークにおける風力発電コスト

2008年および2012年の代表的な風力発電プロジェクト

本節では、2008年と2012年のデンマークにおける「一般的な」風力発電プロジェクトの特徴について説明する。データは、設備容量の加重平均と最も一般的に設置される風車に基づいている。表1-4は、2008年と2012年のデンマークにおける風力発電プロジェクトの特徴をまとめたものである。

モデルの入力の前提条件

2008年の一般的な風力発電プロジェクトとして、先の国際エネルギー機関(IEA)の国際エネルギー機関風力実施協定第26分科会報告書からモデルの入力の前提条件が用いられている(Schwabe et al. 2011)。より完全なデータセットに基づき、投資コストが更新されている。2008年の費用データは、2008年のユーロと米ドルの値から、2012年のユーロと米ドルの値に(対応するインフレ調整と為替レートを適用して)それぞれ換算されている。

2012年の一般的なプロジェクトは、2012年の設置予定設備の中で最も一般的な風車の特徴と、2012年に予定されているプロジェクト容量の加重平均コストを示している(先に説明したように、系統連系コストは限定的にしか含まれておらず、損失額補償は除外されている)。2012年度の資金調達条件は、業界の代表的な条件である^{原注19}。

デンマークの2012年の一般的な風力発電プロジェクトは、2008年の風車よりも大型化していることが特徴となっている。投資コストは、運転維持費と同様に、2008年よりもかなり低くなっている。2012年の運転維持費は0.09DKK/kWhであり^{原注20}、2008年の運転維持費は、Schwabe et al. (2011)の分析に対して0.005DKK/kWh(2008年DKK通貨換算)に上方修正され、サービス契約に含まれていない追加の雑費を表すのに相当する^{原注21}。

原注19 RingkjøbingLandbobankおよびデンマーク風車所有者協会の代表者から提供された情報に基づく。

原注20 運転維持費は他のプロジェクトの特徴と同様に、プロジェクトに応じてばらつきが大きい可能性がある。

原注21 デンマーク風車所有者協会(Larsen, 2014)のフィードバックに基づく。

表1-4 デンマークにおける風力発電プロジェクトの特徴

	単位	2008年	2012年
風車サイズ	MW	2.3	3
風車基数	基	3	4
ロータ直径/ハブ高さ	m/m	93/80	101/90
ハブ高さにおける年平均風速	m/s	7	7
全負荷時間	時間	2,700	3,000
耐用年数	年	20	20
投資コスト	ユーロ/kW (ドル/kW)	1,475 (1,895)	1,273 (1,635)
運転維持費(固定費)	ユーロ/kW (ドル/kW)	—	—
運転維持費(変動費)	ユーロセント/kWh (\$cent/kWh)	1.35 (1.73)	1.28 (1.64)
撤去コスト	ユーロセント/kWh (ドルセント/kWh)	—	—
資本加重平均原価(名目/実質)	%	5.2%/3.3%	5.2%/3.3%
法人税率	%	25%	25%

融資条件は2008年から2012年まで変わらない。資本利益率および負債利益率の低下が低下示されており、翌年(例えば、2014年に計画されているプロジェクトの場合)、それぞれ約9%、4%となっている。実際の資本加重平均原価(WACC)(税引後)は、均等化発電原価(LCOE)の計算で、年間1.8%のインフレ率を適用して使用される。これはデンマークの長期消費者物価上昇予測(Finansministeriet, 2013)に相当し、また、欧州中央銀行の目標インフレ率を下回っているが、中期的には2%に近い(ECB, 2014)。

デンマークのエネルギー政策インセンティブは、2008～2012年の間は変わらず(表1-5)、当初の全負荷時間22,000時間において卸売スポット市場価格は0.25デンマーククローネ/kWhに留まっている(2008年と2012年の名目利子を2012年の実質通貨に換算したことによる差)。

表1-5 デンマークの風力発電政策と収入インセンティブ

	単位	2008年	2012年
電力市場価格	ユーロ/kWh (ドル/kWh)	0.047 (0.06)	0.031 (0.04)
FIP収入 <small>原注22</small>	ユーロ/kWh (ドル/kWh)	0.0396 (0.051)	0.0367 (0.047)
FIP政策期間(全負荷時間)	時間	22,000	22,000
FIP政策期間	年	8.15 <small>原注23</small>	7.33
税引前の前払い補助金(税ベース)	%	N/A	N/A
税引前の補助金 (発電電力量ベース)	ユーロ/kWh	N/A	N/A
税引き前補助金の政策期間	年	N/A	N/A
減価償却期間	年	最大25%/年	最大25%/年
無効電力報奨金	ユーロ/kWh	N/A	N/A
瞬低時運転継続(LVRT)報奨金	€/kWh	N/A	N/A
市場証書	€/kWh	N/A	N/A

原注22 Feed-in-Premium(FIP)収入制度は、2008年から2012年にかけて(名目ベースで)一定しており、電力需給調整費を賄うため、追加料金0.25DKK/kWhと追加補助金0.0237DKK/kWhが含まれている。しかし、FIP制度にはインフレ調整規定がないため、2008年の実質補助金は2012年よりも高かった。

原注23 2008年のECNモデルでは、これに9年間の政策期間を適用し、9年目のFIP収入を0.15で加重して示される(2012年は政策期間8年、係数0.33を使用する)。

2008年の電力の平均市場価格は、2012年に比べて著しく高かった。これは、2012年と比較して、2008年の化石燃料価格、CO₂価格、電力需要の大幅な上昇など、多くの要因によるものである。さらに、2008年から2012年にかけて、NordPool地域の風力および太陽光発電の総容量は相当増加しており、これによって2012年はゼロに近い短期限界費用による電力供給が増加した。

LCOE(均等化発電原価)計算では、先に説明した年率1.8%のインフレ率を適用し、将来のFIP収益源を実質期間に換算している。

LCOE、政策インセンティブ、必要な収入

2008年および2012年のデンマークにおける代表的な風力発電プロジェクトのLCOEは、ECNキャッシュフローモデルを使用して推定する。その後、一般的なFIP収入^{原注24}と加速償却割引を組み合わせ、代表的なプロジェクトの政策的な影響を推定した。必要収入は、LCOEと政策インセンティブの差である(すなわち、風力発電事業者がすべてのコストをカバーし、キャッシュフローモデルで使用されるWACCに埋め込まれた必要な資本利益率が得られる、最低電力市場価格レベルである)。LCOE、政策への影響、必要収入、財務ギャップの見積りに使用されるアプローチの詳細な説明は、「**附録1 方法論**」に記載されている。

図1-11は、2008年と2012年のデンマークにおける代表的な風力発電プロジェクトのLCOE、政策への影響、必要収入の概要を示す。

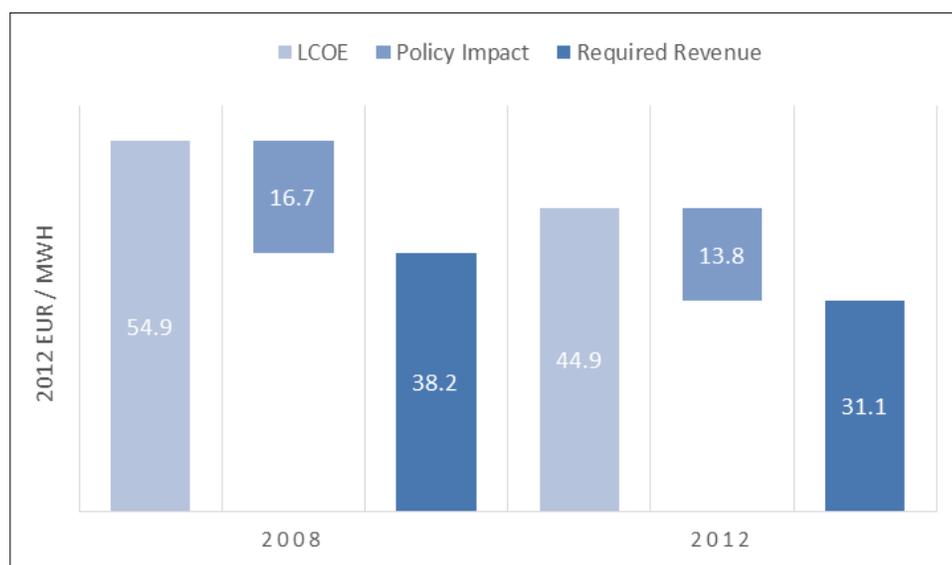


図1-11 2008年と2012年のデンマークの代表的な風力発電プロジェクトのLCOE、政策への影響、必要収入の値の概要

キャッシュフロー分析の結果、デンマークにおける風力発電のLCOEは2008年から2012年にかけて大幅に減少した。また、実質的な政策効果の低下にもかかわらず、必要収入も同期間に減少した。

しかし、風力発電プロジェクトのコストと収入は常に、サイト固有かつプロジェクト固

原注24 電力需給調整費補助金と合わせても、電力需給調整費と電力需給調整費の補助金は相殺されていると考えられる。よって、電力需給調整費は、ECNモデルの電力需給調整費補助金と等しくなるよう設定される。

有であり、プロジェクト間で大きなばらつきがあるとみられる。モデル計算に使用される平均値は、プロジェクト固有のばらつきを完全に捕えていない可能性があり、推定値にすぎない。

電力価格予測と財務ギャップ

デンマークの風力発電支援政策の設計は、電力市場価格にFIPを加えたもので、プロジェクトの耐用年数にわたり、電力の市場価格が風力発電プロジェクトの開発と運用の収益性を決定づける重要要素となっている。

本研究でいう財務ギャップ(FG)とは、風力発電プロジェクトの耐用年数にわたり、収入で賄われない(または超過する)プロジェクト費用である。正のFG値は、すべての費用を賄うには収入が不十分であることを示す。また、負のFG値は、風力発電プロジェクト事業者が市場平均を上回る収益を生み出していることを意味する。

財務ギャップは、LCOEと政策インセンティブが一定であれば、風力発電会社の受領する電力市場価格に依存する。図1-12は、2008年と2012年の代表的なプロジェクトの年間耐用年数におけるFGを年間平均電力価格の関数として示すことにより、この依存関係を示す。

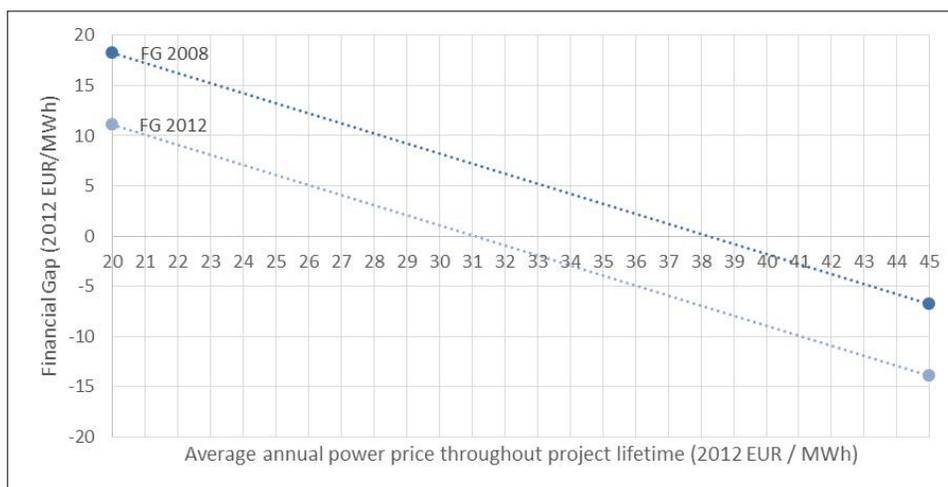


図1-12 2008年および2012年の平均年間電力価格のFG

このグラフは、プロジェクトの耐用年数において実現された電力市場価格に対するFGの感度を示す。高度の不確実性は、FGの厳密値の推定に関連する。

第一に、電力価格は変動し、その予測は本質的に不確実である。デンマークの電力価格は、特に(ノルウェーの水力発電電力量あるいはデンマークと北部ドイツの風力発電電力量などによる)需給動向、天候の変動および政策(再生可能エネルギー目標と二酸化炭素価格)等の、多くの要因の影響を受ける可能性がある。

図1-13に示すように、デンマークの電力価格の策定に関するコンセンサスは存在しない。これは主に、将来の価格決定要因を決める上で生じる不確実性によるものである^{原注25}。

第二に、「平均市場価格」と「風力発電業者が得る平均市場価格」(この分析では、その差を「価格差」と呼ぶ)との間に区別が必要である。風力発電の普及率の増加は卸売スポット価格を低下させ、メリットオーダー効果として知られる(短期限界費用が低いため、短期

原注25 電力価格の予測と方法の詳細については、各研究を参照のこと。

限界費用が高い電源を「排除」する)(Pöyry, 2010)。この効果は、卸電力価格だけでなく、各発電事業者が得る収入にも大きく影響を及ぼす。特に、価格の最大化とは対照的に、特定の電力市場で取引される風力発電の発電電力量に応じて、天候による風力発電の出力プロファイルに起因し、風力発電事業者が得る平均電力価格は平均年間市場価格から大幅に減少し得る(例えば、夜間に風力発電の出力が多くなるのは一般的だが、夜間は需要が少なく価格が低いため、風力発電事業者は大部分で平均スポット価格を下回る価格を受け取ることになる)。

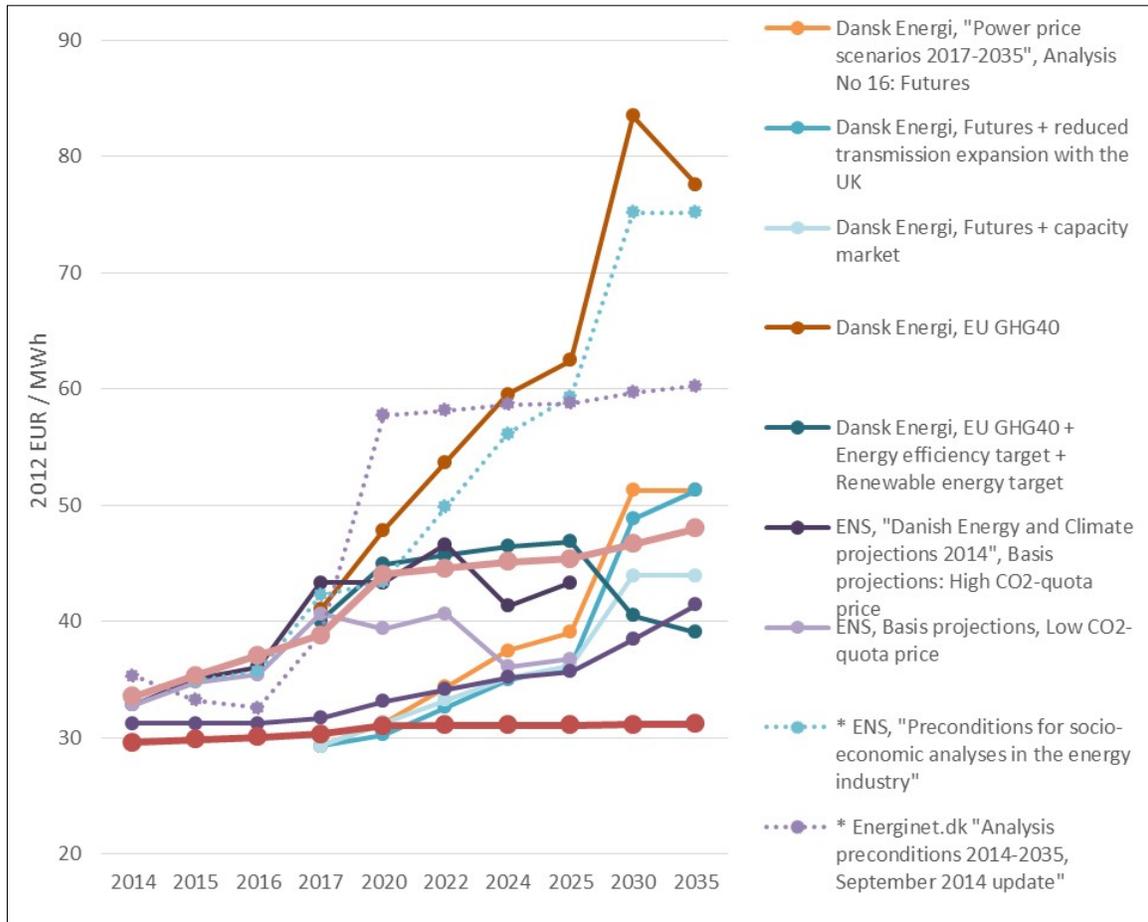


図1-13 デンマークの電力システム価格予測

注：上記の予測は各前提条件の対象であり^{原注26}、実際の価格を用いる(Hedegaard, 2014)。

*印は社会経済予測(破線)。市場電力価格と直接比較できない。

2002年から2014年の西デンマークの電力市場価格の分析では、市場における平均年間電力価格と風力発電事業者が受け取る平均年間電力価格の点で相当の差(価格差)があることが明らかになった。風力発電事業者が受領した価格は、平均市場価格に対して4%から15%の価格差があり、市場平均よりも一貫して低くなっている。系統モデル解析の結果によると、この価格差は、中長期的には、デンマークや近隣諸国の風力発電導入率の上昇に伴っ

原注26 以下の出版物に基づく。Danish Energy Agency (Danmarks Energi- og Klimafremskrivning 2014), Danish Energy Agency (Forudsætninger for samfundsøkonomiske analyser på energiområdet), Dansk Energi (Elprisscenerier 2017-2035, Analyse nr. 16), Ea Energy Analyses (Vindintegration i Danmark), Energinet.dk (Energinet.dk's analyseforudsætninger 2014-2035, opdatering september 2014). 予測結果がデータソースに毎年表示されない場合、線形補間が行われる。

て大幅に増加すると予想される。対象地域(スカンジナビア、ドイツ、オランダ)における風力発電の総発電電力量は、2014年に比べて2020年にはほぼ倍増し、2014年には4倍になると予測されている(Ea Energy Analyzes, 2014)。図1-14に、モデル化されたデンマークの平均電力市場価格と風力発電が実際に受け取る電力価格を示す(図1-13に全体状況も示す)。

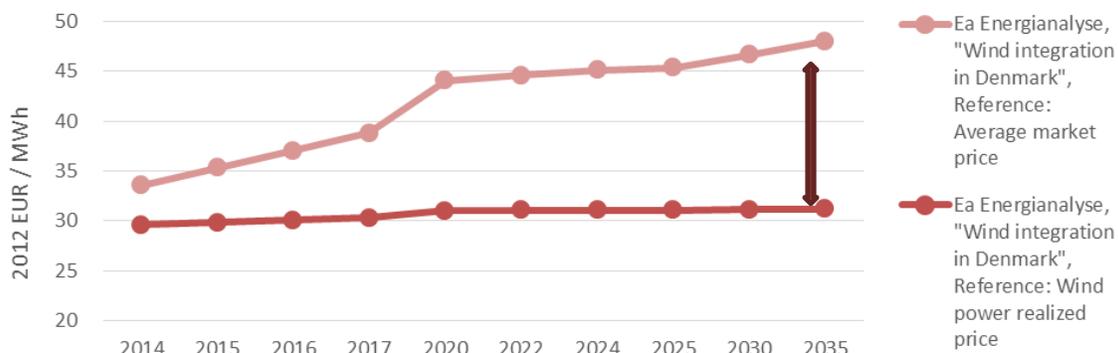


図1-14 2035年までの平均市場価格と風力実現価格予測

注：予測は、系統モデル解析(Ea Energy Analyzes, 2014)に基づく。

風力発電の実現価格は、関連する予測平均市場価格よりも相当に低いことが予測される(また、図1-14に示すように、電力価格予測サンプルで見られる最低値となっている)。

表1-6は、異なる電力市場価格予測に基づいて得られた、財務ギャップ(FG)推定値の広範な分布を示す^{原注27}。FG推定値は、すべてのシナリオで負の値となっている。これは、一般に予測される収入の流れはすべての風力発電プロジェクトの費用(2012年に導入された典型的なプロジェクト)を賄い、十分な投資収益率であることを示している。しかし、一部の推定は、環境面において非常に意欲的な国内外の政治的関与を前提としていることに留意すべきである。また、風力発電の実際の価格予測に基づくキャッシュフローは、ゼロに近いFG(-0.2ユーロ/MWhまたは -0.26ドル/MWh)となることに留意すべきである。

表1-6 各種市場価格予測に基づく財務ギャップ推定値

市場価格予測	2012年財務ギャップ ユーロ/MWh (ドル/MWh)
Dansk Energi、EUの温室効果ガス(GHG)40	-21.3 (-27.4)
Dansk Energi、「電力価格シナリオ2017-2035年」、分析No.16：先物	-5.6 (-7.2)
Dansk Energi、先物+英国との減速拡大	-4.4 (-5.7)
Dansk Energi、先物+設備能力市場	-3.8 (-4.9)
プロジェクトの予算編成アプローチ(2012年平均価格は5年間、その後は1.5%増)	-2.7 (-3.5)
Dansk Energi、EU GHG40 +エネルギー効率目標+再生可能エネルギー目標	-10.6 (-13.6)
Ea Energianalyse、「デンマークにおける風力統合」、参考：平均市場価格	-10.2 (-13.1)
Ea Energianalyse、「デンマークにおける風力統合」、参考：風力発電価格	-0.2 (-0.3)

原注27 2035年までの予測期間を持つ市場価格(すなわち、社会経済的な価格ではない)のみが提示されている。2012年および2013年の実際の市場価格がすべての予測に使用されている。

デンマークにおける風力発電プロジェクト (2008年～2012年) のまとめ

2008年に導入された発電供給報奨金によって、(財政支援プログラムが大幅に削減された、2003年から2007年までの期間後)デンマークにおける陸上風力発電プロジェクト開発への関心が高まった。デンマークのプロジェクトでは、2008年から2012年にかけて、設備利用率の増加とともに風車サイズが大幅に増加している。投資費用は、2008年の10年と比較して大幅に減少した。また、業界の状況を見ると、運転維持費も実質的に減少している(ただし、風車の耐用年数に対する運転維持費の予測には大きな不確実性を伴う)。しかし、平均電力市場価格の状況は、2008年は2012年に比べてはるかに良好であった。

2008年から2012年までの一般的支援スキームは、大型の発電機の風車の運転に優位な条件であったため、デンマークで新設されたプロジェクトの平均設備容量が非常に高いことにつながった。2012年、デンマークに設置された商用風車の平均(そして主流の)定格出力は3MWであった。期間中、ロータサイズとハブ高さも増加している。

産業界によると、デンマークのますます多くの風力発電プロジェクトは、電力会社に販売するために(民間イニシアチブ/共同プロジェクトではなく)専門開発業者によって開発されているという。しかし、平均的なプロジェクト規模と資金調達コストは、2008年から2012年の期間でほとんど変わっていない。

キャッシュフロー分析の結果、デンマークにおける風力発電のLCOEは2008年から2012年にかけて大幅に減少していることが示された。表1-7に示すように、実質的な政策影響が低下し、同期間に必要収入も減少した

表1-7 2008年および2012年のデンマークにおける
LCOE、政策影響、および収入

	単位	2008	2012
LCOE	ユーロ/MWh (ドル/MWh)	55 (71)	45 (58)
政策影響	ユーロ/MWh (ドル/MWh)	17 (22)	14 (18)
必要収入	ユーロ/MWh (ドル/MWh)	38 (49)	31 (40)

FGは、風力発電プロジェクトの耐用年数にわたり電力市場価格に大きく依存し、その推定は電力価格予測の不確実性に連動し、高水準の不確実性を伴う。Schwabe et al. (2011)によると、2008年に設置された陸上風力発電プロジェクトにおけるFG推定値は、-6.7ユーロ/MWhまたは-8.6ドル/MWh(2012年の実質通貨換算)に達した。本研究のFG推定値は2012年に設置された陸上風力発電プロジェクトに基づいており、適用する市場価格予測に応じて、-2.7~-21.3ユーロ/MWh(-3.5~-27.4ドル/MWh)の範囲にある。

デンマークでは、(天候に依存する風力発電のパターンと電源構成における風力発電の高い導入率による増幅効果も相まって)メリットオーダー効果がよく観察された。つまり、平均電力市場価格と風力発電事業者の受け取る平均価格との間の価格に差が生じている。他の要因においても、地域の電力システムの中で風力発電の普及率が高いほど、将来的には価格差が拡大すると考えられる。この効果が電力価格予測で考慮されると(対応する平均市場電力価格は、対象の予測サンプルの中間範囲である)2012年にデンマークに設置された風力発電プロジェクトのFGはほぼゼロ(-0.2ユーロ/MWhもしくは-0.26ドル/MWh)に低下する。

2012年以降の展望

本報告書で検討する、2008年から2012年までのデンマークの風力発電の中で最も著しい進展は、陸上風力発電支援スキームの改善である。2014年1月1日現在、グリッド接続されている風力発電プロジェクトの名目FIPは0.025 DKK/kWhに留まっている。しかし、電力市場価格とFIPの合計額に名目価格の上限が導入され、合計で0.058 DKK/kWhとなっている(2014年の平均為替相場に基づき、それぞれ、7.8ユーロセント/kWhまたは10.3セント/kWh)。これは、電力市場価格が0.033 DKK/kWh(4.4ユーロセント/kWhまたは5.9セント/kWh)を超過すると、それに比例してFIPが減少することを意味する。風車の耐用年数(前述)を通じて支払われる電力需給調整費は変わらない(Danish Energy Agency, 2014)。

また、FIPの対象となる発電電力量は、2014年時点で風車の発電機のサイズとロータのサイズの両方に依存しており、以下の式を使用して計算される(全負荷 時間22,000時間)。

$$\begin{aligned} & \text{FIPの対象となる発電電力量} \\ & = 30\% \times \text{風車の定格出力} \times 22,000 \text{ 全負荷時間} \\ & \quad + 70\% \times 8,000 \text{ kWh/m}^2 \times \text{ロータ 定格面積 (m}^2\text{)} \\ & = \end{aligned}$$

$$\text{風車の定格出力(MW)} \times 6,600 \text{ 全負荷時間} + \text{ロータ 定格面積(m}^2\text{)} \times 5.6 \text{ MWh/m}^2$$

ロータ径が101mの3MW風車の場合、FIPの対象となる発電電力量は次のようになる。

$$3 \times 6,600 \text{ 全負荷時間} + \frac{\pi \times 101^2}{4} \times 5.6 \times \frac{\text{MWh}}{\text{m}^2} = 64,666 \text{ MWh}$$

全負荷時間(FLH)で表されるFIPの対象となる発電電力量は、

$$\frac{64.666 \text{ MWh}}{3 \text{ MW}} = 21.555 \text{ FLH}$$

年間平均発電電力量が全負荷時間3,000時間に相当する場合、この風車のFIP対象の全負荷時間は21,555時間となる(FIP政策期間から7.2年の期間に相当する)。90 mのロータを備えた2 MW風車は、FIP政策期間8年間に相当するFIP対象となる全負荷時間24,000時間を超えることになる(年間発電電力量の全負荷時間3,055 時間に基づく)。新規支援スキームの潜在的な影響を明らかにするために、ECNキャッシュフローモデルを用いてLCOEを計算する。比較対象プロジェクトは次のとおりである。

1. 2 MW発電機とロータ直径90 mのプロジェクト(2013年のデンマークの実際のプロジェクトに基づき、2012年の実質価格に換算)
2. 2012年のデンマークにおいて最も一般的なプロジェクト(本報告書の前節において詳述)

表1-8に、いずれかの支援政策体制に基づくプロジェクトの特性、キャッシュフローモデルで使用されるインプット(他のパラメータはすべて変更しない)、プロジェクトの政策影響と収入の結果に関する概要を示す。ただし、モデルでは市場投入価格の結果が省略され

ており、2014年の支援政策改革で導入された価格上限の影響は考慮されていないことに留意すべきである。

新支援政策体制は、「発電機の小型化とロータの大型化」が実現されている2 MW風車プロジェクトの方が3 MW風車プロジェクトよりも比較的良好な結果となっている(2 MW風車プロジェクトでは収入減少し、3 MWでは増加する)。FIP政策支援期間は全負荷時間の点で差があり、2 MW風車プロジェクトは、新補助金制度の下のFIP支援全負荷時間が比較的大きいとみられるが、3 MW風車の場合は逆の状況になるとみられている。支援制度改革の影響予測について、より一般的な結論や予測に到達するためには、さらなる分析が必要となろう(またこの影響は、例えば土地の入手可能性、規制、現場条件など、デンマークの技術選択に影響を及ぼす他の要因を考慮して考慮されるべきである)。上記の分析は、他の条件が同じであれば、2つの異なるプロジェクトに及ぼす潜在的な影響を示している。

その他の開発(上記のキャッシュフロー分析に反映されていない)には、デンマークの風力発電プロジェクトの資金調達条件の変更が含まれる。2008年から2012年の資金調達条件はほとんど変更がないが、翌年の資本利益率や負債返済率(例えば、2014年に計画されたプロジェクト)はそれぞれ名目レベル約9%、4%(2008年~2012年の名目レベルは11%、5%)と、低下の兆候がみられる。

また、デンマーク法人税率は、2016年までに徐々に22%にまで引き下げられる予定である。よって、2016年まで、年1パーセントずつ引き下げられる(2013年に25%、2014年に24%、2015年に23%、2016年に22%)。

最新のプロジェクト(特に2012年以降)では、既存の風車や不動産の購入が注目すべき新規コストカテゴリ(本書に示すサンプルでは除外)として重要度が高まっている。

表1-8 2つのプロジェクトの相対的競争力に及ぼす補助制度の影響比較

単位		2 MW風車プロジェクト		3 MW風車プロジェクト	
支援政策体制		2008-2012	2014以降	2008-2012	2014以降
ロータ直径/ ハブ高さ	m/m	90/80	90/80	101/90	101/90
全負荷時間	時間	3,055	3,055	3,000	3,000
投資コスト	ユーロ/kW (ドル/kW)	1,340 (1,722)	1,340 (1,722)	1,273 (1,636)	1,273 (1,636)
FIP政策期間 全負荷時間	時間	22,000	24,413	22,000	21,555
FIP政策期間	年	7.2	8.0	7.3	7.2
均等化発電原価	ユーロ/MWh (ドル/MWh)	46 (59)	46 (59)	45 (58)	45 (58)
政策影響	ユーロ/MWh (ドル/MWh)	14 (18)	15 (19)	14 (18)	12 (15)
必要収入	ユーロ/MWh (ドル/MWh)	32 (42)	31 (40)	31 (40)	33 (43)

最後に、風力発電プロジェクトの加速償却制度は2013年になって良好に機能しなくなってきた。新規則では、年率25%ではなく、最高15%の残存価値の減価償却が義務付けられている。

第1章の引用文献

- Danish Energy Agency. (2012). *Energistyrelsen*. Retrieved from Skrotningsordningen - udløb den 15. december 2011: <http://www.ens.dk/undergrund-forsyning/vedvarende-energi/vindkraft-vindmoller/vindmoller-pa-land/skrotningsordningen>
- Danish Energy Agency. (2013). *Energy Statistics 2013*. Danish Energy Agency.
- Danish Energy Agency. (2013). *New Offshore Wind Tenders in Denmark*. Copenhagen: Danish Energy Agency. Retrieved from http://www.ens.dk/sites/ens.dk/files/dokumenter/publikationer/downloads/new_offshore_wind_tenders_in_denmark_final.pdf
- Danish Energy Agency. (2014, March). *Danish Energy Agency*. Retrieved from Core Data Registry: <http://www.ens.dk/info/tal-kort/statistik-noegletal/oversigt-energisektoren/stamdataregister-vindmoller>
- Danish Energy Agency. (2014). *Danmarks Energi- og Klimafremskrivning 2014*. Copenhagen: Energistyrelsen. Retrieved from https://www.google.dk/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&cad=rja&uact=8&ved=0CCIQFjAA&url=http%3A%2F%2Fwww.ens.dk%2Fsites%2Fens.dk%2Ffiles%2Fdokumenter%2Fpublikationer%2Fdownloads%2Fdanmarks_energi_og_klimafremskrivning_2014.pdf&ei=Uji1VJePGMv_Ut7Jg
- Danish Energy Agency. (2014, May 5). *Energistyrelsen*. Retrieved from Onshore (Wind Power): <http://www.ens.dk/en/supply/renewable-energy/wind-power/onshore-wind-power>
- Danish Energy Agency. (2014). *Energistyrelsen*. Retrieved from Afregning og tilskud til vindmøller: <http://www.ens.dk/undergrund-forsyning/el-naturgas-varmeforsyning/elforsyning/elproduktion/stotte-vedvarende-energi-2>
- Danish Energy Agency. (2014). *Forudsætninger for samfundsøkonomiske analyser på energiområdet*. Copenhagen: Energistyrelsen. Retrieved from http://www.ens.dk/sites/ens.dk/files/info/tal-kort/fremskrivninger-analyser-modeller/samfundsoekonomiske-beregnings-forudsætninger/2014/braendelsprispublikation_2014_-_20141209_-_komprimeret.pdf
- Danish Energy Agency. (2014). *FREMSKRIVNING AF PSO-UDGIFTER*. Copenhagen: Energistyrelsen. Retrieved from http://www.ens.dk/sites/ens.dk/files/energistyrelsen/Nyheder/2014/pso-fremskrivning_2014_19052014.pdf
- Danish Energy Agency. (2015, February 25). *Energistyrelsen*. Retrieved from Procedures and permits for offshore wind parks: <http://www.ens.dk/en/supply/renewable-energy/wind-power/offshore-wind-power/procedures-permits-offshore-wind-parks>
- Danish Ministry of Finance. (2014). *Appendix I: Overview of the Individual Initiatives in the Common Understanding between the Government and the Party of the Left*. Copenhagen: Ministry of Finance. Retrieved July 2, 2014, from <http://www.fm.dk/nyheder/pressemeddelelser/2014/06/mere-end-90-initiativer-skal-traekke-danmark-helt-fri-af-krisen/~media/Files/Nyheder/Pressemeddelelser/2014/06/Bilag%201%20-%20Oversigt%20over%20de%20enkelte%20initiativer%20i%20f%C3%A6lles%20forst%C3%A5>
- Danish Wind turbine Owners' Association. (2012). *Status for vindkraftudbygningen i Danmark*. Aarhus: Danmarks Vindmølleforening. Retrieved from http://www.dkvind.dk/html/nogletal/pdf/statusnotat_0112.pdf
- Danish Wind turbine Owners' Association. (2014, March). *Danmarks Vindmølleforening*. Retrieved from Key indices March 2014 (Nøgletal marts 2014): http://dkvind.dk/html/nogletal/pdf/energiindhold/denne_maaned.pdf
- Dansk Energi. (2014). *Elprisscenarier 2017-2035, Analyse nr. 16*. Dansk Energi. Retrieved from https://www.google.dk/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=2&cad=rja&uact=8&ved=0CCsQFjAB&url=http%3A%2F%2Fwww.ienergi.dk%2FNyheder%2F2014%2F~%2Fmedia%2FDE_MJE%2FAnalyser%2FAnalyse16-Elprisscenarier2017-2035.ashx&ei=UDm1VLi9McvraIXZgrgO&usg=AFQjCNEQa0zQ-O
- Ea Energy Analyses. (2014). *Installation cost update for 2013 based Local Residents' Purchase Right (Køberetsordning) data*.
- Ea Energy Analyses. (2014). *Vindintegration i Danmark*. Danmarks Vindmølleforening. Retrieved from http://www.dkvind.dk/html/nyheder/2014/pdf/041114_rapport.pdf
- ECB. (2014, October 6). *European Central Bank*. Retrieved from Monetary Policy: <https://www.ecb.europa.eu/mopo/html/index.en.html>
- EMD. (2014, March 10). (A. Vitina, Interviewer)
- Energinet.dk. (2014, May). *Energinet.dk*. Retrieved from Wind turbine Project Overview database (Vindmølleprojektoversigt): <http://www.energinet.dk/DA/El/Vindmoeller/De->

- fire-VE-ordninger/Sider/Vindmølleprojektoversigt.aspx?utm_source=Nyhedsbrev+-+De+Fire+Vindm%u00f8lleordninger&utm_campaign=6b49251f59-DFV_Nyhedsbrev_Ny_Vindmølleprojektoversigt&utm_medium=email&utm_term=0_a_926
- Energinet.dk. (2014). *Energinet.dk's analyseforudsætninger 2014-2035, opdatering september 2014*. Fredericia: Energinet.dk. Retrieved from <http://energinet.dk/SiteCollectionDocuments/Danske%20dokumenter/EI/13-79887-18%20Energinet%20dk%27s%20analyseforuds%C3%A6tninger%202014-2035%2c%20opdatering%20september%202014.pdf>
- Energinet.dk. (2015, February 25). *Energinet.dk*. Retrieved from Afregning: <http://www.energinet.dk/DA/EI/Vindmoeller/Afregning/Sider/Afregning.aspx>
- Finansministeriet. (2013). *Vækstplan DK Teknisk baggrundsrapport 2013*. Copenhagen: Ministry of Finance of Denmark. Retrieved from http://www.fm.dk/publikationer/2013/vaekstplan-dk-staerke-virksomheder-flere-job/~media/Publikationer/Imported/2013/V%C3%A6kstplan%20DK/V%C3%A6kstplan%20DK_teknisk%20baggrundsrapport.pdf
- Folketinget. (2012). *Aftale mellem regeringen (Socialdemokraterne, Det Radikale Venstre, Socialistisk Folkeparti) og Venstre, Dansk Folkeparti, Enhedslisten og Det Konservative Folkeparti om den danske energipolitik 2012-2020*. Copenhagen: Energistyrelsen.
- Retrieved from http://www.ens.dk/sites/ens.dk/files/politik/dansk-klimate-energi-politik/politiske-aftaler-paa-energiomraadet/energi-aftalen-22-marts-2012/Aftale_22-03-2012_FINAL_ren.doc.pdf
- Hedegaard, K. (2014). *Ea Energy Analyses internal analysis*. Copenhagen: Ea Energy Analyses.
- Jensen, S. I., & Olsen, L. M. (2013). *Opsætning af nye vindmøller – erstatninger til naboer. En undersøgelse af Taksationsmyndighedens afgørelser*. Aarhus: Aarhus Universitet. Retrieved from http://pure.au.dk/portal-asb-student/files/52882729/Ops_tning_af_nye_vindm_ller_erstatninger_til_naboer.pdf
- Knudsen, L. (2014, September 23). Head of Department, Ringkjøbing Landbobank A/S. (A. Vitina, Interviewer)
- Larsen, J. (2014). *Regionale møder "Økonomi og teknik" efterår 2014*. Danish Wind turbine Owners' Association (Danmarks Vindmølleforening). Retrieved from <http://www.dkvind.dk/fakta/T2.pdf>
- Ministry of Climate, Energy and Building. (2013). *Energi-politisk redegørelse 2013*. Copenhagen: Klima - , energi - og bygningsministeriet.
- Nielsen et al. (2010). *Economy of Wind turbines (Original title: Vindmøllers Økonomi)*. Copenhagen: EUDP.
- Nielsen, P. (2013). *Danish Wind energy index ver.13 update*. Aalborg: EMD International AS. Retrieved from http://www.vindstat.dk/PDF_sider/Windindex_DK_ver%2013_update.pdf
- Pöyry. (2010). *Wind energy (and Electricity Prices - Exploring the 'merit order effect'*. European Wind energy Association. Retrieved from <http://www.ewea.org/fileadmin/files/library/publications/reports/MeritOrder.pdf>
- Saabye, N. (2003). *Risikopræmie på aktier*. Copenhagen: National Bank of Denmark.
- Schwabe, P., Lensink, S., & Hand, M. (2011). *IEA Wind Task26: Multi-national Case Study of the Financial Cost of Wind energy*. Golden: National Renewable Energy Laboratory.
- Serrano-González, J., & Lacal-Arántegui, R. (2015). *The regulatory framework for wind energy in EU Member States. Part 1 of the study on the social and economic value of wind energy - WindValueEU*. Luxembourg: Publications Office of the European Union.
- Skatteministeriet. (2014, September 9). *Retsinformation*. Retrieved from Bekendtgørelse af lov om skattemæssige afskrivninger (afskrivningsloven): <https://www.retsinformation.dk/Forms/R0710.aspx?id=164300#P5>

附録1-A デンマークのサンプルサイズとプロジェクトデータ

本別紙には、本章で説明する風力発電プロジェクトの特性を示す統計が含まれている。表1-9に、この後の表に盛り込まれるデータのサンプルサイズを示す。表の値は、風力発電プロジェクトの当該年の設備容量の割合に対応し、データベースに掲載されている。例えば、風車のハブ高さの100%を入力すると、対応する表に示された統計値とハブ高さの数値が、該当年に設置された風車の100%となることを意味する。

表1-9 デンマークの定義とサンプルサイズ

国名：デンマーク

実用規模の風力発電の定義

すべての陸上風力発電プロジェクトはサイズで1MW以上(可能な箇所では0.5MW以上)。プロジェクト内の全ての風車も1MW以上(可能な箇所では0.5MW以上)。

年次データ集計

データ集約は行われていない。

備考

運転維持費：箱ひげ図のデータが不十分。

資金調達コスト：箱ひげ図のデータが不十分。

サンプル(風車設備容量1MW以上)	設備容量(MW)				
	2008	2009	2010	2011	2012
年間設置基数—陸上、実用規模のみ					
風力発電追加総計	61	99	157	188	171
サンプルサイズ—陸上、実用規模のみ					
風力発電プロジェクトの規模	61	111	144	190	168
風車公称定格容量	61	99	157	188	171
風車ロータ直径	61	99	157	188	171
風車ハブ高さ	61	99	157	188	171
風車比出力	61	99	157	188	171
風車IECクラス	61	79	146	180	136
年平均風速	61	99	157	188	171
全負荷時間 (2012年の発電)	61	79	157	188	171
投資コスト	na	na	na	na	127
運転維持費					
資金調達コスト					
サンプルサイズ(%）、陸上、実用規模のみ					
風力発電プロジェクトの規模	100%	112%	92%	101%	98%
風車公称定格容量	100%	100%	100%	100%	100%
風車ロータ直径	100%	100%	100%	100%	100%
風車ハブ高さ	100%	100%	100%	100%	100%
風車出力	100%	100%	100%	100%	100%
風車IECクラス(既知)	100%	80%	93%	96%	80%
年平均風速	100%	100%	100%	100%	100%
全負荷時間 (2012/2013年の発電)	100%	100%	100%	100%	100%
投資コスト	na	na	na	na	74%
運転維持費	0%	0%	0%	0%	0%
資金調達コスト	0%	0%	0%	0%	0%

表1-10 風力発電プロジェクトの統計

風力発電プロジェクト規模(MW)						
	2007	2008	2009	2010	2011	2012
プロジェクト総数		28	46	51	69	54
中央値		4.6	9.1	11.2	11.8	12.0
25パーセンタイル		4.0	7.7	9.2	9.2	9.2
75パーセンタイル		8.2	11.7	15.0	15.8	14.3
最小値		2.0	3.0	2.0	4.0	3.6
最大値		23.0	29.9	24.0	34.1	18.5
平均値		7.6	11.1	12.0	13.6	12.0

注記：既知の設備容量1 MW以上のすべての風車
 出典：デンマーク環境省自然庁による提供データ

表1-11 風車公称容量定格の統計

風車公称定格容量						
	2007	2008	2009	2010	2011	2012
#プロジェクト総数		28	40	55	71	55
中央値		2.3	2.3	3	3	3
25パーセンタイル		2	2.3	2.3	2.2	3
75パーセンタイル		2.3	2.5	3	3.1	3.1
最小値		2	1.8	2	2	3
最大値		2.3	3.6	3.6	3.6	6
平均値		2.2	2.5	2.9	2.6	3.1

注記：既知の設備容量1 MW以上のすべての風車

表1-12 風車ロータ直径の統計

風車ロータ直径 (m)						
	2007	2008	2009	2010	2011	2012
プロジェクト総数		28	40	55	71	55
中央値		92	93	92	93	101
25パーセンタイル		80	90	90	85	101
75パーセンタイル		92	93	93	112	112
最小値		80	80	80	80	90
最大値		93	107	120	120	154
平均値		87.5	93.1	95.6	96.9	105.0

注記：既知の設備容量1 MW以上のすべての風車

表1-13 風車ハブ高さの統計

風車ハブ高さ(m)						
	2007	2008	2009	2010	2011	2012
プロジェクト総数		28	40	55	71	55
中央値		80	80	80	80	89.5
25パーセンタイル		75.25	80	80	73.5	80
75パーセンタイル		80	80	80	88	94
最小値		60	60	59.9	60	79.5
最大値		80	98.5	94	100	120
平均値		76.2	80.0	81.7	79.2	87.5

注記：既知の設備容量1 MW以上のすべての風車

表1-14 風車比出力の統計

風車比出力(W/m ²)						
	2007	2008	2009	2010	2011	2012
プロジェクト総数		28	40	55	71	55
中央値		346	339	398	339	374
25パーセンタイル		346	339	342	312	312
75パーセンタイル		398	380	472	398	374
最小値		339	283	312	229	280
最大値		398	472	472	472	472
平均値		365	361	401	363	365

注記：既知の設備容量1 MW以上のすべての風車

表1-15 風車IECクラスの統計

風車IECクラス-平均クラス(設備容量率)						
	2007	2008	2009	2010	2011	2012
クラスI		100%	73%	84%	56%	46%
クラスII		0%	7%	9%	40%	34%
不明		0%	20%	7%	4%	20%
平均 (既知のIECクラス)		1.0	1.1	1.1	1.4	1.4
総風車基数		28	40	55	71	55
総風車基数(既知のIECクラス)		28	34	52	67	45

注記：既知の設備容量1 MW以上のすべての風車。「平均」クラスは、平均IECクラスの傾向を示すために定義される。

表1-16 平均年間風速の統計

平均年間風速@ 100m						
	2007	2008	2009	2010	2011	2012
プロジェクト総数		28	40	55	71	55
中央値		7.77	8.18	7.84	7.53	7.29
25パーセンタイル		7.60	7.27	7.40	7.29	7.20
75パーセンタイル		8.07	8.23	8.32	8.34	7.91
最小値		7.05	6.88	6.57	7.00	6.90
最大値		9.50	9.24	8.81	9.58	10.19
平均値		8.04	7.94	7.92	7.89	7.57

注記：既知の設備容量1 MW以上のすべての風車。風速地域をおよそ1 km²のセグメントで分割(EMD作成、デンマーク自然庁提供データに基づく)。Stamdataregisterのデータに基づく各風車の座標に一致する風速セグメント。風速データは各セグメント高さ70mと100mで利用可能。

表1-17 設備利用率と2013年の全負荷時の統計

2013年の全負荷時間、通常風力年 (設備利用率+8784に相当)						
プロジェクト運開年	2007	2008	2009	2010	2011	2012
中央値	-	3,004	3,121	3,125	3,222	3,061
25パーセンタイル	-	2,869	2,845	2,628	2,286	2,613
75パーセンタイル	-	3,170	3,569	3,444	3,714	3,336
最小値	-	2,656	2,349	1,590	2,017	1,873
最大値	-	3,627	4,139	4,056	5,044	3,866
発電電力量加重平均値	-	3,068	3,228	3,173	3,339	3,043
2013年の設備利用率、通常風力年 (全負荷時間+8784に相当)						
	2007	2008	2009	2010	2011	2012
中央値	0.0%	34.2%	35.5%	35.6%	36.7%	34.9%
25パーセンタイル	0.0%	32.7%	32.4%	29.9%	26.0%	29.7%
75パーセンタイル	0.0%	36.1%	40.6%	39.2%	42.3%	38.0%
最小値	0.0%	30.2%	26.7%	18.1%	23.0%	21.3%
最大値	0.0%	41.3%	47.1%	46.2%	57.4%	44.0%
発電電力量加重平均値	0.0%	34.9%	36.7%	36.1%	38.0%	34.6%

表1-18 投資コストの統計

風力発電プロジェクト投資コスト (2012年 ユーロ/kW)						
	2007	2008	2009	2010	2011	2012
中央値		1448.40	1371.06	1467.38	1307.97	1278.64
25パーセンタイル		1385.99	1252.00	1317.39	1135.04	1074.79
75パーセンタイル		1571.51	1655.12	1529.85	1403.47	1402.97
最小値		1158.71	1151.31	969.42	1068.01	919.938
最大値		1913.69	1819.26	1628.26	1474.25	1505.11
設備容量加重平均値		1474.99				1273.05

風力発電プロジェクト投資コスト (2012年 ドル/kW)						
	2007	2008	2009	2010	2011	2012
中央値		1860.99	1761.62	1885.39	1680.56	1642.88
25パーセンタイル		1780.80	1608.64	1692.67	1458.38	1380.96
75パーセンタイル		2019.17	2126.60	1965.65	1803.27	1802.63
最小値		1488.79	1479.28	1245.57	1372.24	1182.00
最大値		2458.83	2337.50	2092.09	1894.21	1933.87
設備容量加重平均値		1895.16				1635.70

第2章 ドイツにおける風力発電開発

著者：Silke Lüers (Deutsche WindGuard), Anna-Kathrin Wallasch (Deutsche WindGuard)、Volker Berkhout (Fraunhofer IWES)

本章は以下から引用されたものである。Lüers, S.; Wallasch, A.; and V. Berkhout (2015). “Wind Energy Development in Germany,” Chapter 2. Hand, M. M., ed., *IEA Wind Task 26 - Wind Technology, Cost, and Performance Trends in Denmark, Germany, Ireland, Norway, the European Union, and the United States: 2007–2012*. NREL/TP-6A20-64332. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. pp. 48-74.

国内の風力発電容量、発電電力量、目標値

以下、ドイツの風力発電開発と目標について解説する。図2-1は、陸上/洋上風力発電所の累積設置数および年間設置数、短/長期目標の年間予測を示している^{原注28}。

ドイツでの風力発電は、「電力販売法 (Stromeinspeisungsgesetz)」が成立した1990年代初めに始まり、これによって再生可能エネルギーの発電と供給の支援が開始され、「再生可能エネルギー法(EEG: Erneuerbare Energien Gesetz)」によって継続された。それ以降、35 GWの陸上風力発電設備がドイツ全土に設置されている。年間設備容量は、1999年から15年間で1.4 GWから4.8 GWまで増加した。ドイツ再生可能エネルギー法の発効後、陸上風力の設備容量は3.2 GWまで急増し(詳細は下記)、年間設備容量は2002年から2010年にかけて1.4 GWに減少した。2010年、設置台数は再び増加を始めた。2014年に4.8 GWの容量が追加された。今後数年間、政府は正味発電設備増強目標(増設分から撤去分の設備容量を差し引いたもの)を2.5 GWと定義した。2016年末までは、予想される入札システム(2017年以降)の影響により、設置基数は増加するとみられる。

試験サイトのalpha ventusにおいて、2010年にドイツ初の洋上風力発電所が運転を開始した。2014年末には、8つのプロジェクトが系統連系され、発電開始した。さらに複数のプロジェクトが建設中である。2014年末までに、1.0 GWの洋上風力発電設備が建設され、運転開始した。洋上風力発電の設備容量総計は、2014年に建設予定の風力発電設備容量を考慮すると、2015年には約3 GWに増加する見込みである。ドイツ連邦政府の洋上風力発電開発目標は、2014年の10 GWから2020年には6.5GWに、2030年までに25 GWから15 GWに引き下げられた。

風力発電の発電電力量は、2008年の40.6 TWhから2012年の50.7 TWhに増加した。2012年の風力発電は、ドイツの発電電力量の8.4%を占めている。2012年の発電電力量における再生可能エネルギーの占める比率は、約23.6%であった。

原注28 予測は政府目標から導いたものである。特に、長期的投資目標は、経時変化する可能性がある。

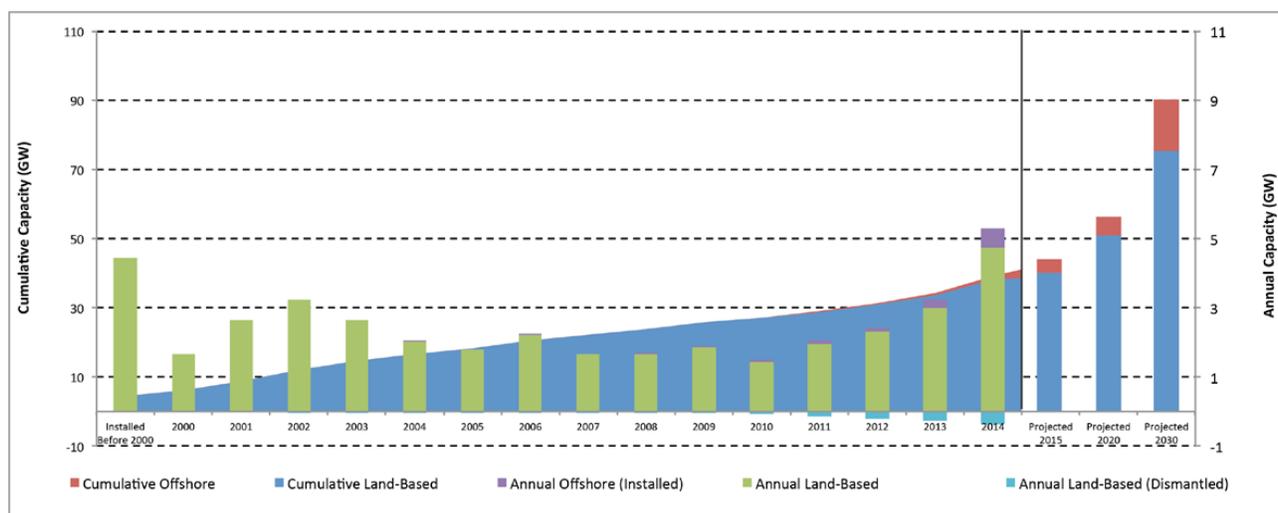


図2-1 ドイツの累積および新規風力発電設備容量

表2-1 ドイツの累積および新規設備容量

風力発電プロジェクト設備容量と目標値(GW)																		予測値		
		1999 以前	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2020	2030
累積	陸上	4.4	6.1	8.8	12.0	14.6	16.6	18.4	20.6	22.2	23.8	25.6	27.0	28.9	31.0	33.7	38.1	38.7	51.2	76.2
累積	洋上	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.2	0.3	0.5	1.0	2.4	6.5	15.0
新規	陸上	4.4	1.7	2.7	3.2	2.6	2.0	1.8	2.2	1.7	1.7	1.9	1.4	1.9	2.3	3.0	4.8	2.5	2.5	2.5
新規	洋上	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.2	0.5			

収入と政策に対するインセンティブ

1991年、ドイツ初の風力発電固定価格買取制度(FIT)^{原注 29}の規則が「電力販売法(Stromeinspeisungsgesetz)」によって制定された。2000年、同法律に代わり、「再生可能エネルギー法(EEG: Erneuerbare Energien Gesetz)」が制定された。以来、EEGはドイツにおける主要な再生可能エネルギー制度となった。最新の改正案(2014年EEG)は、2014年8月1日に施行された。法律の概要は以下の通りである。対象期間(2007~2012年)に関連する現行法、旧法の重要な側面についても記載されている(EEG 2004, EEG 2009, EEG 2012)。

EEGは、陸上および洋上風力発電を含むあらゆる種類の再生可能エネルギーの支援を規定している。陸上風力発電の条件は、以下のように規定されている。

EEGは、基本調達価格および高い初期調達価格の2つの異なる固定価格(FIT)を定義する。EEGに支援される風力発電プロジェクトは、少なくとも5年間、より高い初期調達価格を受け取る。初期料金の請求期間は、風力発電所サイト特性に応じて、最大20年まで延長することができる。この請求期間は、設置風車毎に、5年間の運転後、「標準発電電力量モデル」に基づいて計算された発電電力量に応じて計算される。

標準発電電力量は、風車タイプ別に定義されており、地上30 mの高さにおける平均風速5.5 m/s、対数則的な風況、粗度長0.1 m、レイリー分布を標準サイトとしたときの各風車タイプの発電電力量となっている。標準サイト特性が100%と定義されている。

原注29 この値は法律で定められているため、本章では2012年のFITを提示しない。

実際の風車の発電電力量を該当の風車タイプの標準発電電力量と比較し、実際の風力発電所の特性を(標準サイト特性の比率で)計算する。極めて高いサイト特性のサイトに建てられた風車の場合、初期調達価格の5年間、基本調達価格の15年間を超えて買取はされない。低い特性のサイトに建てられた風車は、最長20年間、初期調達価格の請求期間を延長することができる。ドイツ国内の設置風車の大半、特に陸上風車では、初期料金が20年近く認められているが、これは極めて良好な風力発電サイトが稀であるためである。この制度は、沿岸部だけでなくドイツ全土に風車が設置できるように設けられた。

EEG 2004

2004年8月1日に、旧法律(EEG2000)に代わってEEG2004が制定された。法律の一般的なベースラインは変わらなかった。EEG2004では基本料金は55ユーロ/MWhに引き下げられ、初期料金は87ユーロ/MWhに設定された両価格は、年率にして2%低下した。すなわち、2005年の設置風車は、2006年の設置風車と比較して価格が2%高くなっている。設備更新プロジェクトでは、旧風車を刷新するインセンティブとして、追加料金(サイト特性に応じて)を支払うことにより、初期料金の期間が延長された。

EEG 2009

2009年1月1日に、EEG2004に代わってEEG2009が制定された。EEG2009の基本料金は50.2ユーロ/MWh、初期料金は92ユーロ/MWhに設定された。両価格は、年1%の割合で減少した。風力発電プロジェクトでは固定価格買取制度に加えて、特定の要件を満たしていれば、送電料金に加え報奨金を受け取ることができる。EEG2004の設備更新によるインセンティブに代わって、設備更新による報奨金システムが導入された。風車サイトまたは付近(地域または行政区域)の旧風車に代わって新規風車が導入された場合、2009年は合計5ユーロ/MWhの設備更新の報奨金が支払われた。風車が低電圧のライド・スルー機能をグリッドに提供する能力を有していた場合、アンシラリーサービスによる報奨金(2009年には5ユーロ/MWh)が支払われた。2010年7月以降に設置された風車の場合、アンシラリーサービス要件の履行は必須であるが、引き続き報奨金を受け取る。この2つの報奨金は、当初FIT期間(5年から20年)支払われる。

EEG 2012

EEG 2012は、2012年1月1日に発効した。EEG 2012の基本料金は48.7ユーロ/MWhとなり、初期料金は2012年には89.3ユーロ/MWhと設定された。価格は年率にして1.5%の割合で引き下げられた。設備更新およびアンシラリーサービスの報奨金は継続され、2012年には設備更新に5ユーロ/MWh、アンシラリーサービスに4.8ユーロ/MWhに設定され、初期FIT期間中に支払われた。

EEG 2012の重要な変更の1つは、市場プレミアム(FIP)制度の導入である。風力発電事業者は、当該制度に自主的に参加し、電力をTSOにでなく直接市場に販売することができる。直接市場販売の場合、発電事業者は通常固定価格によらず、固定価格(に加え、特定の風車に適用される報奨金)と平均電力市場価格との差額の支払いを、FIPとして受け取る。更に、発電事業者がその制度で受ける追加の報奨金により、インセンティブが設定されている。この運用報奨金は市場コストを増加させることになり、2012年には12ユーロ/MWhに達したが、2013年には6.5~7.5ユーロ/MWhに減少した。

EEG 2014

2014年8月1日に発効したEEG 2014には、複数の大きな変更点があった。直接販売は必須となった。また、2017年までに導入される欧州委員会(EC2014)の「環境保護とエネルギー2014~2020」の国家支援ガイドラインで要求されているように、報奨金の支払いは廃止され、入札モデルへの体系的な変更が行われた。これは2017年までに導入される予定である。

直接販売への移行は、今後、発電事業者が固定FITを受け取らないことを意味する。平均的な風力発電の市場価格と、価格に上乗せした発電プレミアム(FIP)として、FITとの差額を受け取る代わりに、卸市場で当該電力料金を受領した(差額は風車ごとに個別に計算される)。

EEG 2014の新基本料金は49.5 ユーロ/MWhで、初期料金は2014年に89ユーロ/MWhに設定された。逓減率には柔軟性があり、新規の正味年間発電電力量に依存する。逓減日前(2016年1月1日から毎年、1月1日、4月1日、7月1日、10月1日)に年間目標2,500 MW(±100 MW)以上の容量が追加された場合、逓減率は増加する。新たな設備容量が極めて低い(1,800MW未満)場合、逓減率はマイナスとなるため、料金の引き上げにつながる。これにより、四半期ごとに-0.4%~1.2%の減少率が得られる。

EEG2014では、設備更新報奨金とアンシラリーサービス報奨金が撤回された。EEG 2014によると、(他の再生可能エネルギーの中で)風力発電の入札モデルは2017年に導入される予定であるため、次のエネルギー法の改正は2016年末に予定されている。

KfWローン

ドイツの風力発電開発に対する間接的なインセンティブは、「Kredystaltfür Wiederaufbau (KfW)」ローンである。ドイツでは、KfWは再生可能エネルギープロジェクトの資金調達など、特定の目的のための特別条件付ローンを提供している。ドイツの陸上風力発電プロジェクトの多くは、プロジェクトファイナンスによって資金調達され、資金調達の一環としてKfWローンを利用している。

2007年以降の風力発電プロジェクトの動向

本節では、典型的なドイツ風力発電プロジェクトの特徴、プロジェクトのパフォーマンス、プロジェクト費用について説明する。2007年から2012年の開発に焦点を当てるが、2013年および2014年のデータがある場合はこれを盛り込み、最新の見通しを提供する。

ドイツに設置される風車は、2007年以降大幅に増加している。この増加はロータ直径、ハブ高さ、容量定格に影響を及ぼしている。新規設備の主要な風車サイズは、2 MWから3 MWに増加した。

ドイツでは低風地域の多くで風力発電所が開発されており、弱風条件で比出力が低い新規風車モデルが開発され、市場に導入されている。これらの風車は、ロータ直径、ハブ高さ、比較的小型の発電機が特徴である。したがって、開発業者に提供される風車モデルの範囲は、強風サイトから低風サイトまで、各サイトの特性に応じて多様化している。

分析に使用されるデータは、主にドイツの風力事業者のデータベース(DBD: Betreiber Datenbasis)とDeutsche WindGuard(DWG)の統計データ(DWG 2012ff)から取得した。BDBは、ドイツの風力発電プロジェクトの風車設置のマスターデータや、小形風車の発電電力量データを提供している。DWGの風力発電開発統計データは2012年以降に収集され、風車設置データおよび構成データを提供している。IEC(国際電気技術委員会)クラスの設備の分

析などの風車マスターデータはブラウンホーファーIWES研究所のものを利用した。風車のIEC分類は、一部、風車設計の年平均風速に応じる。これらのデータは、2012年以降の風車の構成を示すために使用した。

ドイツの製造業者、プロジェクト開発業者、運用事業者による実際の風力発電プロジェクト費用に関するデータ調査はDWGによって実施された(DWG 2009、DWG 2009、DWG 2013)。これらのデータは、CAPEXおよびOPEX分析に使用される。

データは商用規模のプロジェクトに限定される。つまり、ドイツの設備については、すべてのデータ分析に公称容量500 kW以上の風車が含まれる。

プロジェクトの特徴

風力発電プロジェクトは多くの異なるパラメータで表示される。ドイツの風力発電プロジェクトにおけるプロジェクト規模、風車設備容量、ロータ直径、ハブ高さ、比出力、IECクラスの設置風車については、次の節で概要を説明する。可能な場合は、2007年から2014年に設置された陸上風車の平均値、最小値、25パーセンタイル値、中央値、75パーセンタイル値および最大プロジェクトの特徴について、図示する。

ドイツは比較的人口密度の高い国であるため、風力発電プロジェクトの規模は比較的小さい。詳細な数値を、文献や業界の情報ソースから見つけることは難しい。風力発電プロジェクトでは、新設プラントと、単数または複数の風車が追加または交換される既存プラントが含まれる。定量的で信頼できる分析を実施するには、十分なデータが入手されていない。

ドイツの風力発電所の規模は主に、風力発電所の利用可能な地域に依存しており、これは連邦州の地域および土地利用計画によって規定されている。利用可能な地域を限定する要因は主に、住宅地への距離である。サイト内での良好な風況が必要であるが、中部および南部のドイツの地形は他地域より複雑であり、大型で、良質な風力発電所を実現することをさらに難しくしている。

DWGの分析によると、ドイツの平均的な風力発電所は風車3基で構成されている。2013年には風車の約14%が建設され、2014年上半期には単体風車建設プロジェクトによって設置されている(プロジェクト関係者が複数いるため、旧風車を既存プラントに追加した分や、大規模プロジェクトを小規模に分割した分も含まれる)。設置された風車の45%は2~5基のプロジェクトであり、25%は6~10基のプロジェクトである。10基以上の風車で構成されるプラントには、風車のわずか16%しか設置されていない^{原注30}。

図2-2に示すように、2007年から2014年の間の公称容量が増加傾向にある。箱ひげ図は、中央値(水平線)、平均値(ダイヤモンド)、25~75パーセンタイル(箱)、最小値および最大値(ひげ)など、特定の年度に商用運転を達成したプロジェクトまたは風車を表すために使用される。2007年から2009年の間に、2.0 MWクラスの風車がドイツ市場(市場シェア50%以上)を占めていたが、2.3 MW風車の重要性は2010年から2012年にかけて高まった。2012年に設置されたタービンの平均公称容量は2.4 MWであった。2012年以降、3 MW風車の設置がより一般的になり、旧式の2.0 MW風車が劣後した。

風車の平均設備容量は、2007年から2012年にかけて1.9 MWから2.4 MWへと、26%増加した。2014年の平均設備容量は2.7 MWであった。こうした動きは、技術革新や大型風車の市場参入によるものである。風力発電の利用可能な場所が限定されているドイツでは、大

原注30 DWG提供による2013年および2014年上半期の統計データの分析。

型風車が風力発電容量の効率的な展開に寄与している。ドイツの風力発電所の開発業者および運営業者は、計画期間を考慮し、新規風車モデルが利用可能になった後、比較的迅速に新規風車クラスの利用へと移行した。

ドイツの最小規模、実用規模の陸上風車は600 kWのままであったが、ドイツに設置された最大規模の風車は6 MW、2010年のロータ直径は12.6m、7.5 MWに増加した。2 MW以下の風車は、2014年の設置風車のわずか8%を占めるのみであった。2014年に設置されるタービンの最大シェア(59%)は、公称容量が2 MWを超え、32%は3 MW以上4 MW以下の範囲にある。2014年に4 MWを超える風車のシェアはわずか1%であった。

2007年から2014年までのロータ直径は、図2-3に示すように増加傾向を示している。2007年から2009年にかけては顕著な変化は見られず、ロータ直径が明らかに増加したのはそれから数年後であった。平均ロータ直径は、2007年の77.5 mから2012年には88 mに増加し、2014年には99 mに大幅に増加した。これは、2007年から2014年まで、平均ロータ面積の60%以上の増加に相当する。最小値および最大値は、風車の設備容量の最小型および最大型に相当する。

ロータは、ドイツのサイト仕様に合わせて特別に調整されている。2007年から2012年にかけて風資源が良好な沿岸地域では、ロータ直径70 mから90 mが一般的である。2013年に設置された、低風力サイトに最適化された風車で、ロータサイズの大幅な増加が生じた。3 MWモデルでは、ロータ直径100 m以上の大型ロータが導入されている。ロータ直径が大きく、設備容量の低い風車が、特に中部ドイツの低風力発電所向けに市場参入した。こうした傾向のモデルはロータ直径が115 mを超え、2011年から普及している。さまざまな風況に対応できるようになるほど、風力発電サイトの利用率が向上する。

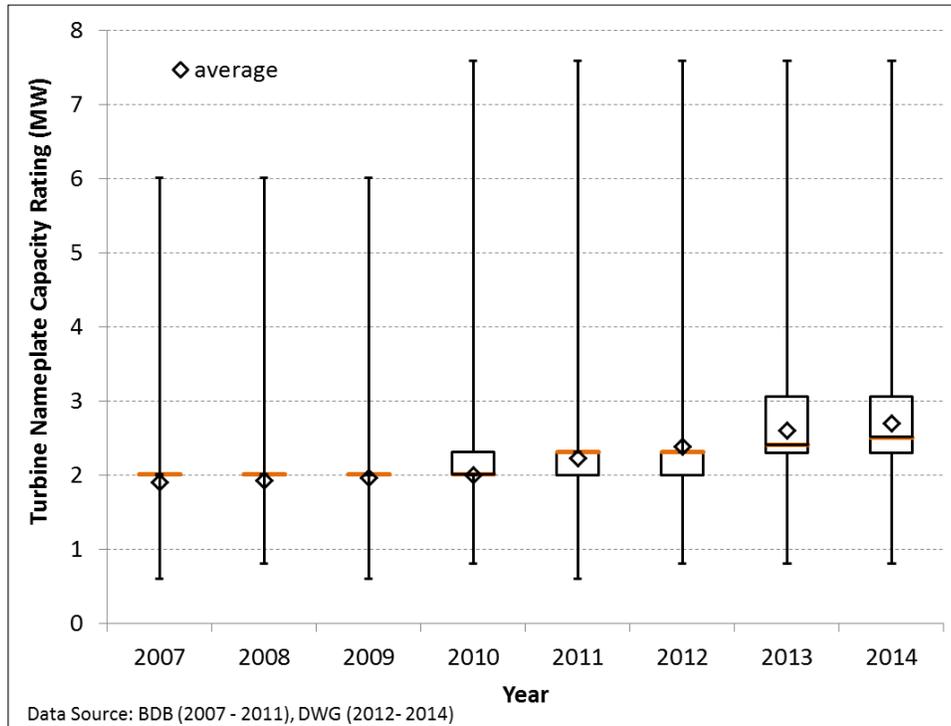


図2-2 2007年～2014年の風車公称定格容量の推移

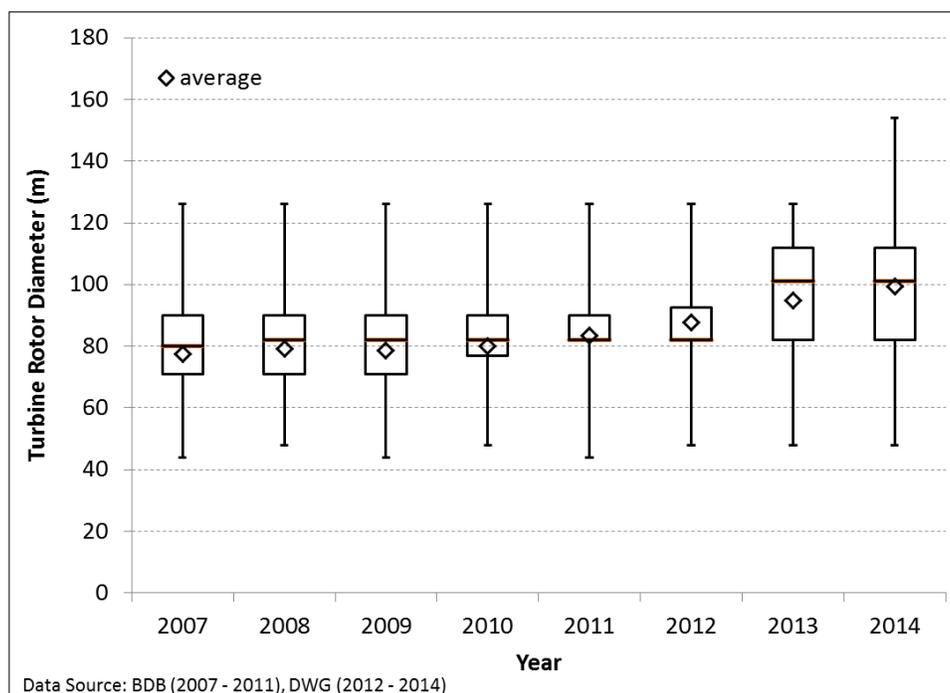


図2-3 2007年～2014年の風車ロータ直径の推移

図2-4に示すように、予想通り、2007年から2014年にハブ高さが増加する傾向が認められた。2007年の平均ハブ高さは91 mであったが、2012年に111 m、2014年に116 mに増加した。2014年は、ハブ高さのわずかな減少がみとめられる。ドイツ北部のシュレースヴィヒ=ホルシュタイン州で風力発電の開発が進み、ドイツの全域に対してハブ高さがはるかに低い風車が多く設置されたためである。ドイツで最も高いトラス式タワーは2006年に建設され、その高さは160 mに達した。特定タイプの風車は、多くのサイト要件に適合するよう、異なるハブ高さで構成される。2013年の一般的な構成では、沿海部で100 m未満、内陸部で120 m以上の鉄塔を使用している。稼働中の最も高いタワーは高さ138 mから149 mであり、鋼鉄とコンクリートの混合型である。

ハブ高さに関しては、ドイツの風力発電施設には2つのカテゴリーが存在する。風資源が豊富で低粗度の沿岸地域では、ドイツ内陸部にある森林地帯の低山地に比較して、タワーが小さい。ドイツ内陸部の複雑な地形のサイトで高風速を利用するために、2007年から2014年にかけて風車のハブ高さは増加した。複雑な地形では、ハブ高さが増加するとロータレベルでの風速が大幅に増加するため、ロータ直径の増加、風車の大型化などの一般的な傾向が加わった。

ドイツに設置される風車のハブ高さは、主に承認条件に依存する。そうした条件は、地域計画で決定されることが多い。規制当局や地域社会は、最近の風力発電計画を策定するため、高度制限を緩和している。現在は、高さ計150mから200mの風車が承認されることが多い。2014年には、いわゆる「土地利用条項 (Länderöffnungsklausel)」が導入された。この新法により、ドイツの州は、風車から住宅用建物までの距離に関し、独自のルールを設定することが可能となった。これはまた、風車高さの規制強化につながると思われる。

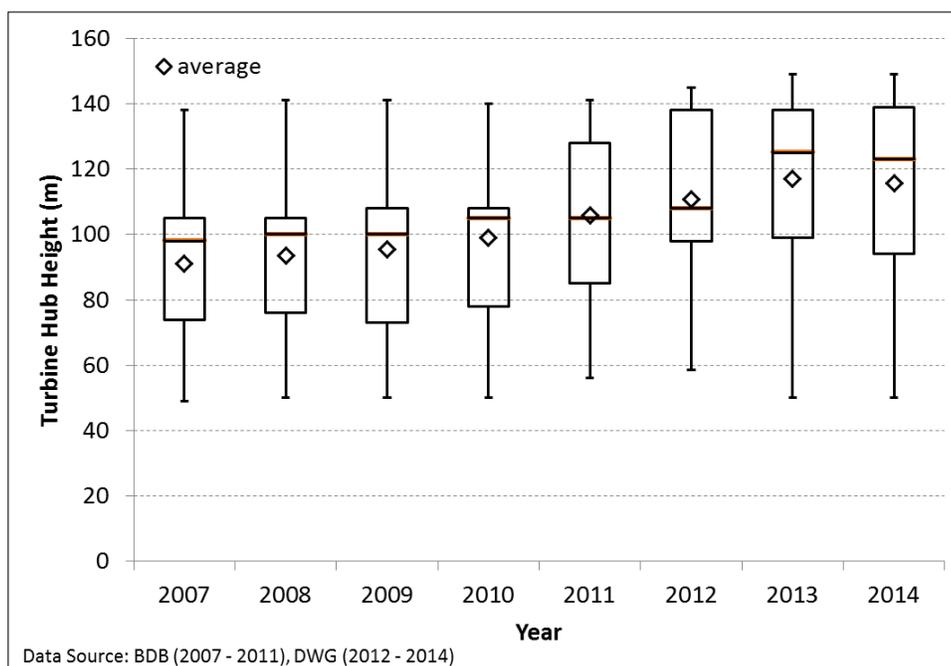


図2-4 2007年～2014年の風車ハブ高さの推移

2007年から2014年にかけてドイツに設置された風車の比出力は、図2-5に示すように、比出力が小さくなる傾向にある。2007年から2011年にかけて中央値や平均値は変動し、75パーセンタイルは2007年から2011年にかけて減少した。2011年から2014年にかけては、25パーセンタイルだけでなく、平均値や中央値が減少し始めた。2011年の最小値は、ドイツ国内の低風速サイトのニーズに風車構成を適合させたため、著しく低下した。

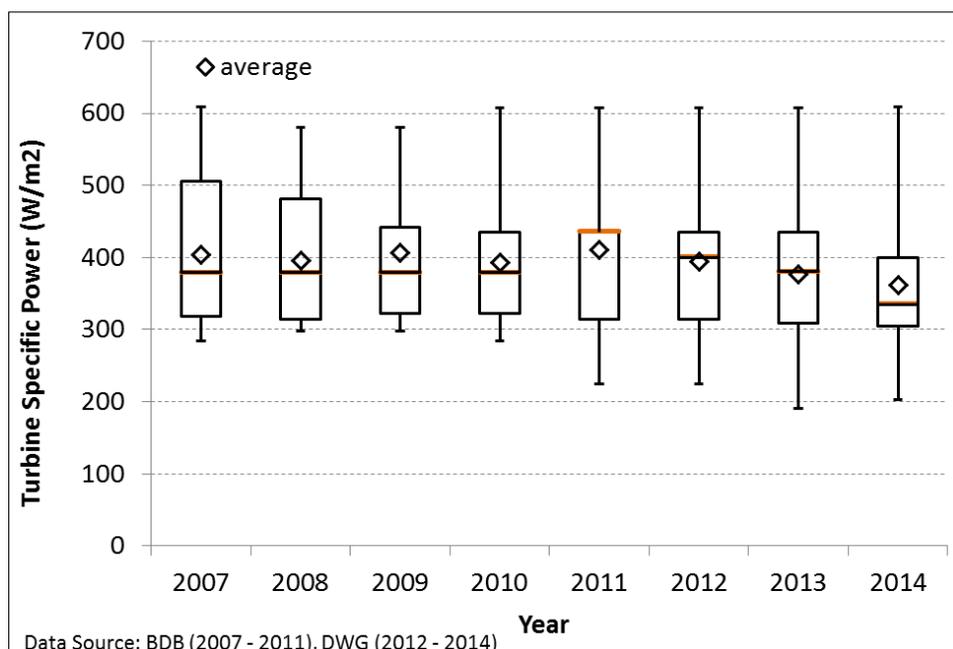


図2-5 2007年～2014年の風車の比出力の推移

風車構成を通常の3 MWクラス(大容量および高ロータ直径)に本格的に引き上げると、

比出力の数値が若干低下する。こうした風車は、高風速用および中風速用(沿岸および低地)である。ドイツの低風速域の傾向は異なっている。ここでは、ロータ直径が大きく(110 m超)、比較的low容量(2.5MW)の風車を使用される。これらの風車は、低風速(内陸部)であっても高効率であるのが特徴である。強風域にあっては、最大値は600 W/m²を若干上回る、高い受風面積当たりの設備容量によって決定される。ドイツに設置されている最も低比出力風車は225 W/m²未満であり、特殊な低風車である。

図2-6に、2007年から2014年上半期に設置されたIECクラスの風車を示す。風車のIEC分類は、一部、風車設計の年平均風速によって特定される。一般に、クラスI風車は、クラスIII風車よりも高い年平均風速に設計されている。IEC風車クラスI/IIおよびII/IIIは、ハブ高さに応じて、異なる風クラスで使用される風車モデルに適用される。

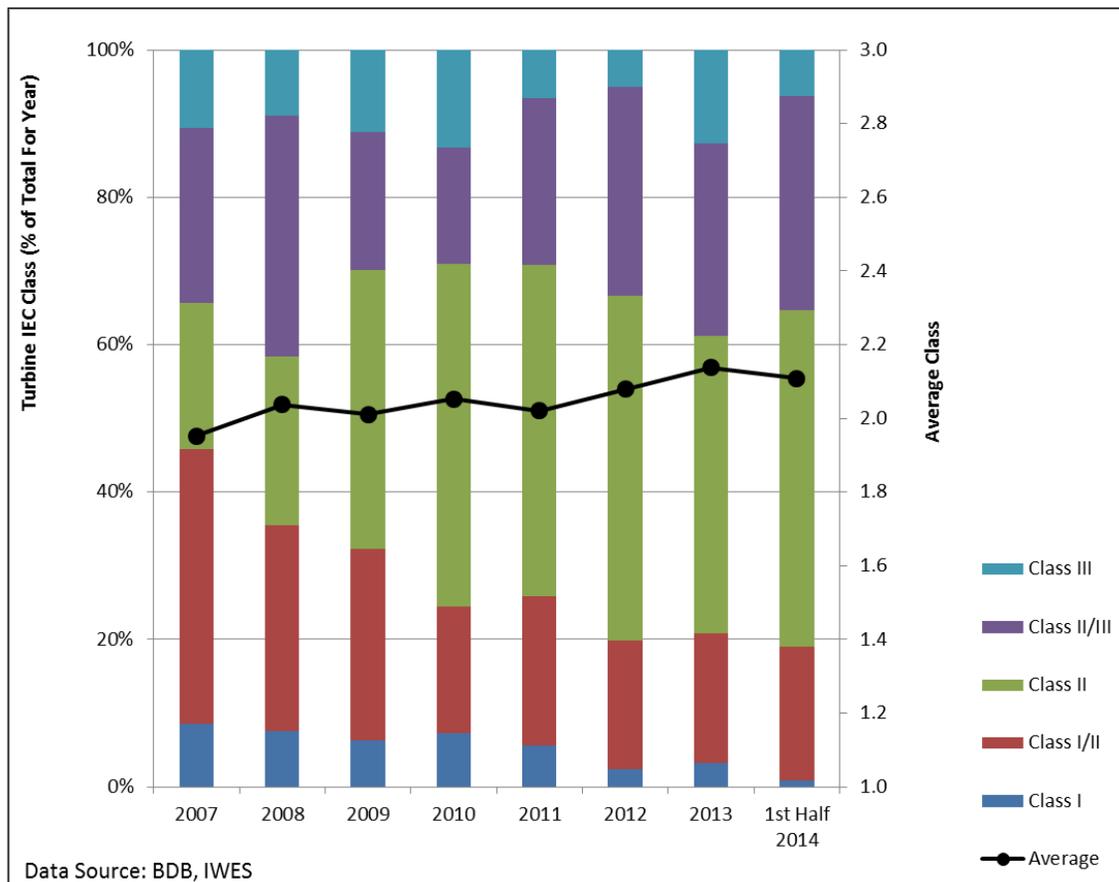


図2-6 2007年～2014年前半にドイツに設置されたIECクラス別風車の割合

ドイツに設置されるIEC風車クラスは、クラスI～IIが大勢を占めていたが、主としてクラスIIへと変更された。IECクラスI/IIおよびIECクラスII/III風車のシェアは大きいですが、これは多くの風車のハブ高さが多種多様であるためである。当該風車は、設置されるタワーが低いほど、認定される風クラスが大きくなる場合が多い。

ドイツに設置される風車は、平均して、IEC風クラスIIの認定を受けている。これは主として、一般的に設置された風車モデルの認証変更による。IECクラスI～II認定の旧型モデルに代わって、IECクラスII認定の新モデルが(ハブ高さに応じて)導入されている。ドイツ市場向けの主な3 MWモデルは、クラスIIおよびIII向けである。したがって、今後3～5年、同じような状況でその割合が推移するとみられる。

2012年と2013年のクラスI～II風車のシェアは、海岸から5 km以内の沿岸部に設置されている風車基数の約20%に相当する。クラスII以上の風車は、ドイツの低山岳地域でのサイト数の増加を示しており、2009年以降も増加の勢いである。

プロジェクトのパフォーマンス

ドイツに設置された風車のプロジェクトのパフォーマンスを評価するために、さまざまな指数を調査する。ドイツの風力発電プロジェクトでは年平均風速データが幅広く入手できないため^{原注31}、全負荷時間と、サイト特性を示すドイツ特有の指数に焦点を当てる。2012年の発電電力量に基づく風力発電所の全負荷時間は、2007年から2011年の間に建設されたプロジェクトパフォーマンスの指数となる。サイト特性は、ドイツのFIT制度の尺度であり、一定の風条件を有する基準サイトにおいて、同じ高さの風車の総発電電力量試算と比較し、5年間の発電電力量に基づきサイト特性を評価する。次の考察では、両指数、全負荷時間、サイト特性を分析する。

ドイツの風力設備の全負荷時間の分析については、2007年から2012年に設置された風車の発電電力量の良いデータソースがなく、サンプルサイズが非常に小さいことが問題である。これにより、歪みが生じる場合がある。発電電力量データは、正規分布化せず、2012年から抽出した。サイトの条件はドイツ全土で大きく異なるため、正規分布ではサイト別の風力発電指数が必要となるが、この分析で詳細には利用することはできない。2012年は、完全な月毎の記録のある風車のみを分析対象とした。

代表的な全負荷時間と設備利用率の推移を図2-7に示す。設備利用率は、発電所がフル稼働する特定の時間枠の割合を示すため、年間の全負荷時間から導くことができる。

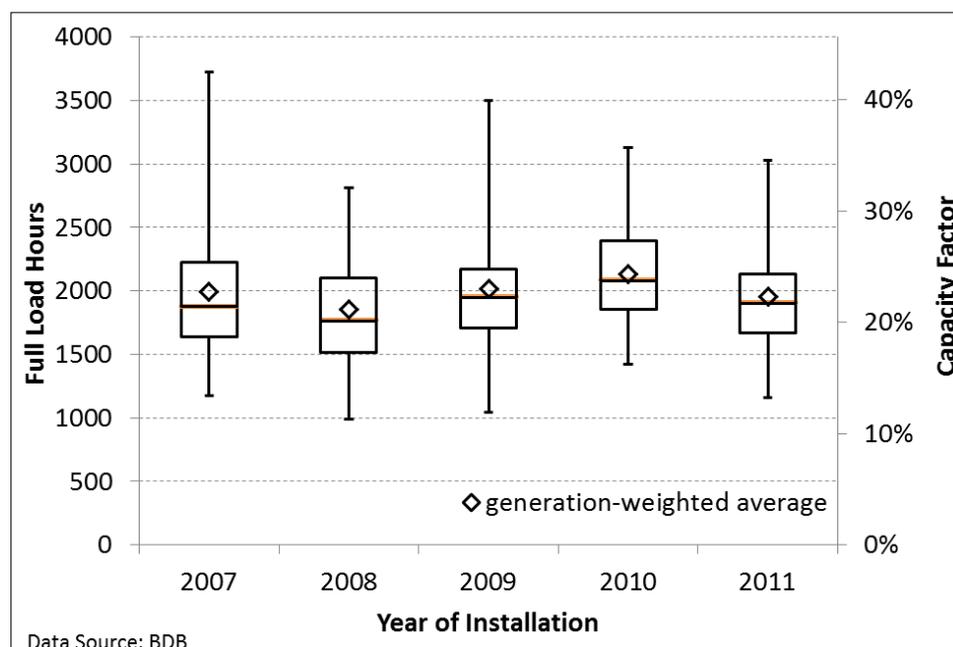


図2-7 2007年～2011年に導入されたプロジェクトの全負荷時間/設備利用率

注：2012年を基準とする。

原注31 ドイツの風力発電指数の計算(BDBやIWRなど)。IWR発表によると、2012年の風力発電の発電電力量は、過去10年間と比較して、沿岸域で94.2%、内陸部で99.6%であった(IWR 2013)。

2008年から2010年にかけての設置期間では、全負荷時間がわずかに増加し、その結果、風車の高さが高くなることにより、設備利用率が増加した。内陸部の全負荷時間/設備利用率は、一般に沿岸部よりも低い。2012年度の実績によると、2007年から2012年までの全負荷時間は平均で約1,860～2,130時間となっている。これは、設備利用率の21%から24%に相当する。こうした条件下で風力発電プロジェクトを実現するには、平均全負荷時間/設備利用率を最適化した風車の技術が必要であることが、ここでも示される。2011年に設置された風車の減少は、運転保守の負担の増加と、運転の初年度の試験によるものとみられる。この数字は、サンプルサイズが小さいことにより、統計的な影響を受けている可能性がある。

サイト特性は、ドイツのFITシステムのパフォーマンス指数よりよく示している。風力発電の初回調達期間は、サイト特性に応じて異なる。弱風サイトでは、初回調達から利益を受ける期間が長くなる。発電所特性は、当初5年間の風力発電の発電電力量と、基準サイトにおける同一風車の、一定の風況における一般的な発電電力量とを比較し、算定する^{原注32}。この数値は、利用可能な風車モデル、ハブ高さ、発電電力量データから求められる。

図2-8では、全負荷時間分析と同一のデータが使用されている。データは風力発電指数による調整を行わず、平均的な年の標準的発電電力量と比較されている。

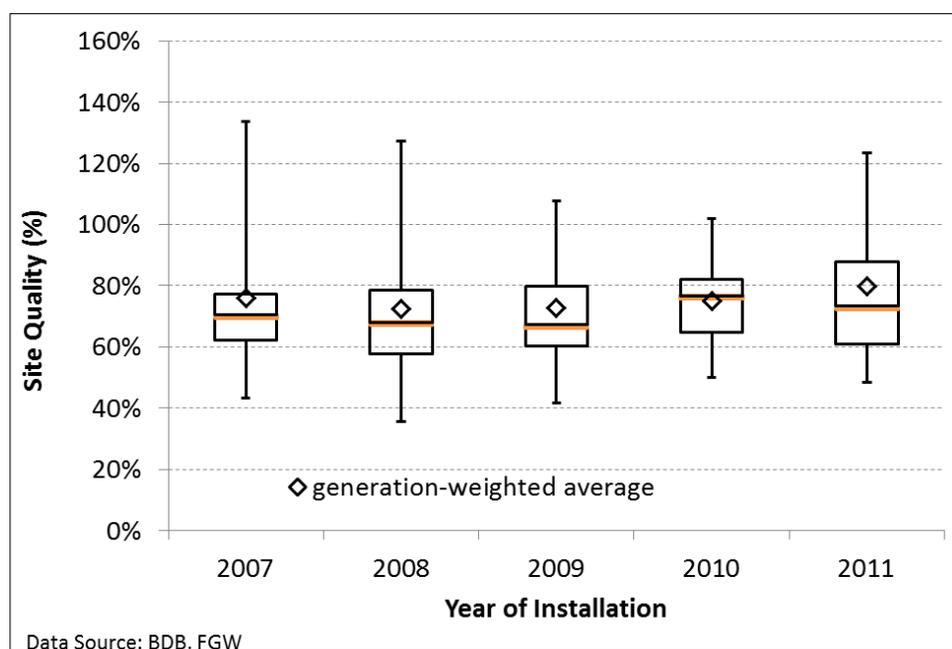


図2-8 2007年～2011年に導入されたプロジェクトのサイト特性

注：2012年を基準とする

2007年から2011年に建設されたプロジェクトの平均的な風力発電サイト特性は、70%から80%の間で評価する。これは、基準地点(地上30 mの高さにおける平均年風速5.5 m/s、対数風況、粗度長0.1 m、レイリー分布)における典型的な風車サイトの70%～80%を意味する。風力発電プロジェクトの多くは、サイト特性60～90%で実現されており、比較的、低風速のサイトで多く使用されていることがわかる。

サンプルサイズが小さいため、明確な傾向は特定できず、時間の有意な変化は認められ

原注32 FGWによる。

ない。2007年には、ドイツの風力発電開発も、既に内陸部の低速域にまで達していた。つまり、サイトの地域的分布は、ここで検討する時間枠内で変化しなかったことを意味する。

投資コスト

図2-9は、ドイツの風力発電プロジェクトの平均投資コストを示す。異なる風車構成の平均コストはカラーのひし形で示し、枠型のひし形は、年間設備容量と各風車の平均コストから算出した平均値を示す^{原注33}（公称容量、ハブ高さ、設置年によって異なる）。

風力発電プロジェクトの投資コストには、風車本体のほか、系統連系接続によるエネルギー生産型の風車を実現するための追加コストが含まれる。風車コストは、ロータ、ナセル、タワーに加えて、風車の輸送と設置を含み、投資コストの約70~75%（風車構成に依存する）を占める。2008年、2010年、2012年のドイツの風車は、ドイツの一般的な風車構成（2~3MW）とハブ高さ100~120mであり、平均風車コストはそれぞれ、約1,260ユーロ/kW、1,130ユーロ/kW、1,150ユーロ/kWである^{原注34}。

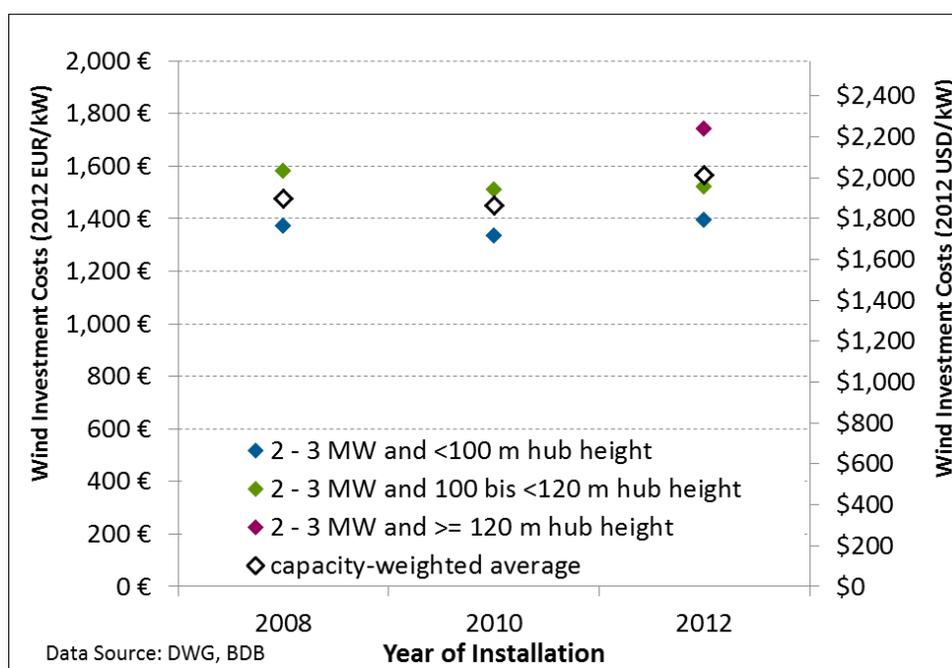


図2-9 2008年~2012年に導入されたプロジェクトの投資コスト

キロワット当たりのコストは2008年から2010年にかけて10%減少したが、2010年から2012年にかけて再び2%増加した。最近の、あまり好ましくない開発は、受風面積の平方メートル当たりのコストを検討することによって適格化される。ドイツでは、風力発電の開発に比較的low風速域の利用が増加し、これらの気象条件に最適化された風車型が開発されている。特に、ロータの直径は近年大きく増加している。したがって、2008年から2012年にかけて減少したドイツの風力発電コストを評価するためには、受風面積の平方メートル当たりのコストがより重要な指標となる。ハブ高さが100~120 mの2~3 MWの風車は、2008年に約470ユーロ/m²、2012年に平均約390ユーロ/m²のコストを要する。ハブ高さ100 m以下

原注33 DWG 2008, DWG 2011およびDWG 2013の調査データに基づく。

原注34 本章および次章のすべてのユーロの値は2012年までインフレ調整されている。

の風車についても同様の調査が実施され、ハブ高さに応じてコストが増加する。

投資コストの25%から30%は追加コストである。2008年には約320ユーロ/kW、2010年には380ユーロ/kW、2012年には平均370ユーロ/kWとなる。基礎コスト、系統連系コスト、インフラ整備コスト、計画コスト、その他のコストで構成される。

平均して、追加コストの25%は計画コストである。ドイツの陸上風力発電プロジェクトの一般的な計画期間は約3～5年である。計画コストには、建築許可や各種専門家報告書の作成が含まれる。追加コストの20%は、構内配線および系統連系に必要である。ドイツでは、系統連系点への接続は風力発電開発業者によって賄われる。系統連系点は、系統連系に最も近いが、経済的に最も合理的なアクセス点である。系統本体に必要とされる増強は、TSOが費用負担し、データには含まれない。追加コストの18%は基礎に、11%はインフラ整備に使用される。他の追加費用のうち最後の26%はプロジェクト特有のものであり、たとえば、プロジェクトサイトの環境を損なわないよう適当な代替手段として補償地を確保するなどの、さまざまな費用が含まれる。結論として、プロジェクト特有の要因が多いため、追加コストはプロジェクトごとに幅が広いことに留意されたい。

運転維持費

図2-10の運転維持費は、風車耐用年数の当初10年間、次の10年間の平均値で表す^{原注35}。運転後数年経過した風車の保守と修理が増加するため、運転維持費は運転後、2回目の10年間で高くなる。

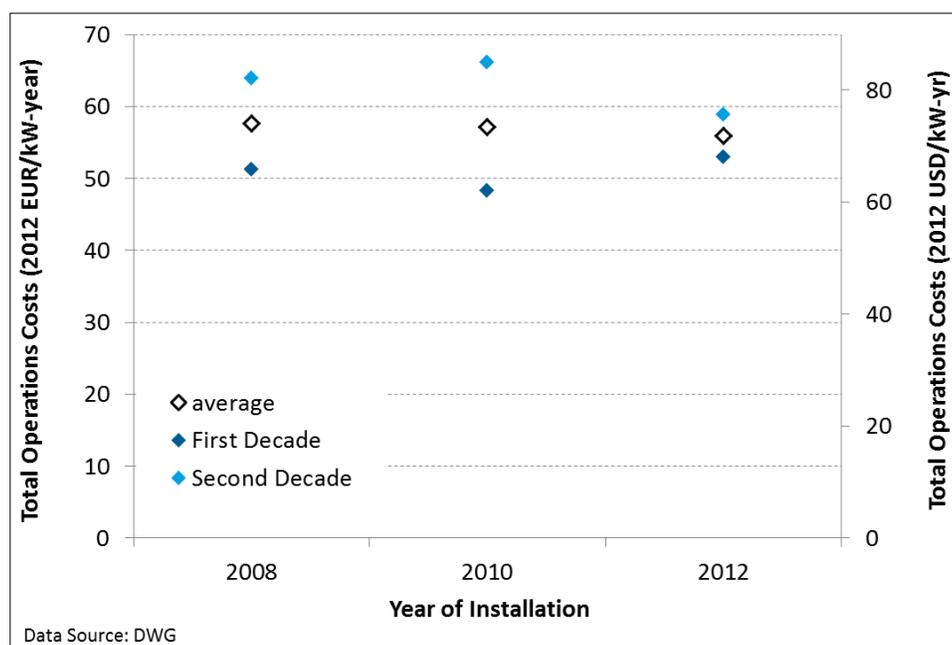


図2-10 2008～2012年に導入されたプロジェクトの初年度における運転維持費

運転維持費には、保守・修理、土地賃貸借、技術および行政管理、保険、偶発損失準備金、修理引当金、その他の運転維持費が含まれる。2008年には57.6ユーロ/kW、2010年には

原注35 DWG 2008, DWG 2011, DWG 2013の調査データとして、風車稼働時間の当初10年間、次の10年間の運用コストに関する、プロジェクト事業者の見積に基づいている。

57.2ユーロ/kW、2012年には55.9ユーロ/kWになる。運転維持費は、保守および修理コストが占める割合が最も多い。運転10年間に応じて、運転維持費の平均44～55%は、一般に風車製造業者が提供する保守契約のために支払われる。2012年の調査結果によると、ほとんどのプロジェクト事業者は完全な保守契約(59件のプロジェクトの98%)を締結している。運転維持費の19～22%を占める土地賃貸借費は、割合の高い費目である。技術・商業行政は、運営維持費の13～17%を占めている。偶発損失準備金、修理引当金、その他の費用は、それぞれ3%から8%の割合となっている。

資金調達コスト

ドイツの陸上風力発電プロジェクトの多くは、プロジェクトへの資金調達によって賄われている。資金調達コストは、負債資本比率のほか、収益率、金利からなる。ドイツでは、EEGの最初のリリースで、風力発電プロジェクトの開発リスクが比較的低くなり、資本比率は2008年には30%、2012年には22%と低下した。負債比率の平均は、2008年の典型的な風力発電プロジェクトでは約70%、2012年プロジェクトでは約78%である。負債比率のさらなる増加は、金融危機の影響と主要金利の低下に関連している。ドイツの風力発電プロジェクトは比較的安全な、貸借可能な投資であった。

2012年の収益率は8.75%～11.0%の間と見ることができる。2007年の負債利率は約5.5%であったが、プロジェクト事業者によると、平均で約3.8%にまで低下した。銀行およびKfW融資の金利の推移(再生可能エネルギープロジェクトの特別条件貸付)から、これらの数値が確認される。平均的な風力発電融資条件を表2-2に示す。

表2-2 ドイツにおける一般的な風力発電の資金調達条件

		2008	2012 沿岸部	2012 内陸部
資本利益率	%	9.5	9.75	9.0
負債利益率	%	5.5	3.6	3.6
自己資本割合	%	30	22	22
負債割合	%	70	78	78
ローン期間	年	13	16	16
法人税率	%	29.8	29.6	29.6
為替レート	米ドル/ユーロ	1.39	1.28	1.28
WACC (税引き後、名目)	%	5.6	4.1	4.0

負債比率の高さは、EEG規則による低リスクによるもので、データ不足により政策インセンティブとして考慮されない。EEG規則なくして負債資本比率がどのように均衡するかについての推定はなされていない。

収入は、風車から系統連系までの電気エネルギーの供給と、風車設置年における関連料金から発生したものである。2007年に設置された風車に関する初期料金は81.9ユーロ/MWh、基本料金は51.8ユーロ/MWhであった。2012年に設置された風車の初期料金は89.3ユーロ/MWh、アンシラリーサービス報奨金は4.8ユーロ/MWh、基本料金は48.7ユーロ/MWhであった。2007年と比較して、基本料金は減少したが、初期報奨金は増加した。初期料金の請求期間は、サイト特性に依存する(低風地域では初期料金の請求期間が長くなる)ため、料金

の延長は、ドイツに多い内陸部の低風地域に有利になる。EEGの詳細は、収入と政策に対するインセンティブの節に記載する。

2008年から2012年のドイツにおける風力発電コスト

各技術および枠組みにおける耐用年数における発電コストを表すために、LCOEを用いる。この場合、2008年および2012年のドイツの風力発電プロジェクトのLCOEがキャッシュフローモデルにより算定される^{原注36}。本研究を他国と比較検討できるよう、ECNモデルを用いた。以前ドイツにおいて類似の(同一ではない)分析を実施しており(DWG 2008, DWG 2011, DWG 2013)、類似した(同一ではない)入力パラメータを使用し、正味現在価値をベースとしたモデルを適用して、若干なる結果を得ている。

2008年および2012年の代表的な風力発電プロジェクト

2008年のドイツの風力発電プロジェクトを反映させるため、比較的良好な平均的な風力発電所が選定された³⁷。分析対象とした風力発電プロジェクトのサイト特性^{原注38}は、標準発電電力量の90%である。ドイツのサイト特性は多種多様であり、2012年にはその中から(ローワーザクセン州とシュレスヴィヒ=ホルシュタイン州の沿岸部から、中・南部の内陸部に及ぶ森林の低風地帯に至る)2つのサイトが選択された。前者のサイトはサイト特性100%の沿岸部である。これより良質なサイトを利用することは可能であるが、非常に稀である。後者のサイトは平均的な内陸部であり、サイト特性は70%である。こうしたサイトはドイツ全土に存在し、他国と比較してドイツの風力発電事業者が対応しなければならない特別な低風条件となっている。前述のように、ドイツの収入インセンティブシステムはこれを考慮し、低風速サイトにも高収入を提供し、内陸における風力発電開発を可能にしている。このアプローチの目的は、ドイツの北部地域における風力発電開発の集中を緩和することである。

対象モデルのプロジェクトは、2012年の技術とコストの状況を反映している。2012年以降の技術動向を分析すると、ロータの直径が大きく、比出力が低い高性能タービンが開発されていることがわかる。このプロジェクトの特徴の変化は、類似の風力発電所における風車効率の向上をもたらした。最適化された風車は全負荷時間の増加、エネルギー出力の安定化を実現する。これは、風力発電プロジェクトに対するコスト削減効果がある。タービンの大型化(ハブ高さおよびロータ直径)によって、より高価になることが予想されるため、コスト面では逆の効果が生じる可能性がある。2014年のコストデータがないため、2014年の一般的なプロジェクトのLCOE分析は本報告書には盛り込まれていない。

モデルの入力の前提条件 以下に、LCOE分析で使用されるモデリングの仮定^{原注39}を示す。プロジェクトの機能については、表2-3を参照のこと。表2-4に政策を提示する。

原注36 LCOE計算におけるキャッシュフローモデルは、IEA Wind Task26(国際エネルギー機関風力施行協定第26部会)での使用のため、ECNによって策定された(Schwabe et al., 2011)。

原注37 IEA 2011のシナリオ(Schwabe et al., 2011)

原注38 EEGで定義されるサイト特性(第2章「収入と政策に対するインセンティブの策定」を参照)。

原注39 すべての入力パラメータは2012年ユーロ表示。

表2-3 ドイツの風力発電プロジェクトの特徴

	単位	2008	2012 沿岸部	2012 内陸部
風車サイズ	MW	2	2.5	2.5
風車基数	N	5	4	3
ロータ直径/ハブ高さ	m/m	75/100	90/110	100/130
サイト特性	m/s	90%	100%	70%
全負荷時間	時間	2,260	2,880	2,220
耐用年数	年	20	20	20
投資コスト	ユーロ ₂₀₁₂ /kW	1,440	1,590	1,780
固定運転維持費	ユーロ ₂₀₁₂ /kW	48.7		
平均運転維持費変数	ユーロセント ₂₀₁₂ /kWh		2.5	2.5
撤去コスト	ユーロセント ₂₀₁₂ /kWh	1.6		
WACC (税引き後、名目)	%	5.6	4.1	4.0
法人税率	%	29.8	29.6	29.6

表2-4 ドイツの風力発電政策と収入インセンティブ

	単位	2008	2012 沿岸部	2012 内陸部
電力市場価格	ユーロ ₂₀₁₂ /MWh	-	-	-
平均FIT収入	ユーロ ₂₀₁₂ /MWh	82	81	89
FIT政策期間	年	20	20	20
税引前の前払い、補助金(税ベース)	%		-	-
発電電力量ベースの税引き前控除	ユーロ/kWh		-	-
発電電力量ベースの税引前控除の政策期間	年		-	-
減価償却期間	年	16	16	16
無効電力報奨金	ユーロ ₂₀₁₂ /kWh	-	-	-
アンシラリーサービス報奨金 (LVRT含む)	ユーロ ₂₀₁₂ /MWh	-	3.9	4.8
市場証明書	ユーロ ₂₀₁₂ /kWh	-	-	-

2012年末時点での風力発電の約80%は直接販売によるものであるが、分析上の理由およびデータの可用性のため、EEG 2012からFITモデルの適用(非直接販売)が想定されている^{原注40}。収入、FIP、運用報奨金の合計は若干異なる場合があるが、これはケースバイケースであり、風力発電所事業者が保有する直接販売契約による。

2012年の平均FITには、アンシラリーサービスに関する要件の履行が義務づけられているため、アンシラリーサービス報奨金が盛り込まれている。

LCOE、政策インセンティブ、必要報酬額

上記で定義した入力パラメータにキャッシュフローモデルを適用することにより、各サイトおよび各年のLCOEが算定される^{原注41}。LCOEは、表2-5および図2-11の値の偏差を示すことによって、政策の値と比較される。LCOEは、EEG収入と直接比較される。LCOE、EEG収入(FIT+報奨金)、これらの値の偏差を、3つのモデルケースについて表2-5に示す。

赤い棒グラフは、エネルギーの均等化されたコストとEEG収入との間の偏差を示す。偏差のあるプロジェクトには財務ギャップがあり、モデルケースと比較して、投資収益率を低く抑えて行われる。EEG収入がモデルケースの均等化されたエネルギーコストよりも高い場合、財務ギャップは存在しない。図では、負の偏差を示している。これは、投資収益率がモデルケースの仮定値よりも高いことを意味する。すべての予測は平均値に基づくものであり、結果も平均値を反映している。

表2-5 風力発電所LCOEのまとめ(政策および収入要素)

	単位	2008	2012 沿岸部	2012 内陸部
均等化発電原価	ユーロセント ₂₀₁₂ /kWh	89	75	97
EEG収入	ユーロセント _{t2012} /kWh	83	90	94
偏差	ユーロセント ₂₀₁₂ /kWh	6	-15	3

2008年の一般的なプロジェクトの均等化発電原価は、プロジェクト事業者のサイトへの期待投資収益を引き下げなければ、資金調達できなかった。しかし、2012年には状況が変わっていた。良好な沿岸地域の平均的なプロジェクトでは、コスト削減により余剰が得られた。低風条件の内陸部の風車でも、LCOEとEEG収入との間にわずかな偏差しかない経済効率が得られた。

FIT(+報奨金)の増加だけでなく、2012年の経済的実現性が好調であった主な原因は、風車の稼働率の上昇と資金調達コストの削減であった。負債割合が高く、負債利益率が極めて低いことにより、WACCは比較的低くなった。EEGの支援率はEEG修正版で定められ、これは試運転日に基づき、特定の風力発電プロジェクトに適用される。修正ペースは一定ではないが、資金調達状況やインフレ率の上昇に応じて行われる。

予想されるように、風況が良好なサイトは、低風力サイトよりも収益性が高い。EEGの設計(標準サイトモデルによる低風力サイトの追加支援)は、ドイツ内陸部における風力発電開発の実現を目指している。それでも、EEGは、経済効率的な風力発電開発のため、高風域サイトで意図的に高い収益性を提供している。

原注41 附録1の方法論との比較

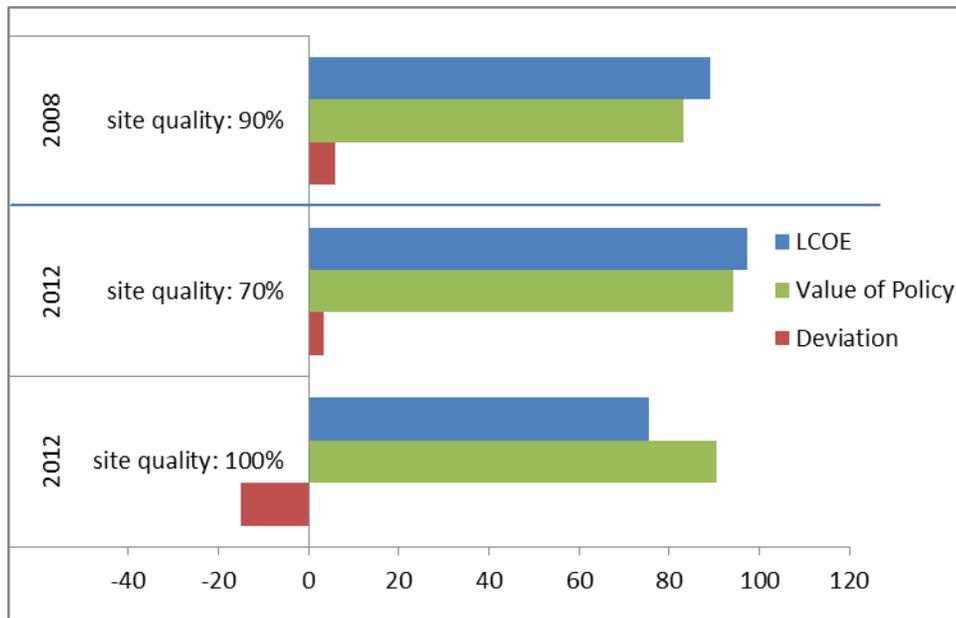


図2-11 ドイツにおける風力発電収入と政策インセンティブ
(2008年に一般的なサイトにて；2012年に沿岸および内陸風力発電所にて)

ドイツにおける風力発電プロジェクト (2008年～2014年) のまとめ

2008年から2014年にかけての風力発電の動向が明らかになった。風車設備容量、ロータ直径、ハブ高さは、2008年から2014年にかけて増加した。風車の効率性は向上し、アンシラリーサービスが提供されている。稼働率が高く、資金調達コストが低いなどの理由により、投資コストが増加してもLCOEは増加しなかった。

LCOEは、風車が位置するサイト特性に大きく依存する。高い設備利用率が達成されれば、LCOEを大きく低下させることができる。ドイツにおける風力発電プロジェクトの平均LCOEは、同国全土の風力発電開発に大きく依存する。

EIC収入(FIT +報奨金)は、アンシラリーサービスに対して風車容量の要件が高まったことから、2008年から2012年にかけて増加した。高FITおよび資金調達コストの削減により、2012年の風力発電プロジェクト(特に風力発電プロジェクトのサイト特性が80%～130%の中、上の風力発電所)の収益性が向上した。

再生可能エネルギー法(EEG)で定義されているFITは、利率の推移などに拘束されない。よって、法律を定期的に改訂する必要がある。EEGの最近の改訂によって、FITの価値が影響を受けただけでなく(FITはもはや新規風力発電プロジェクトでは使用できない)、サイトを差別化するインセンティブ方式の実施にも変更が生じた。新規の設計は、より現実的な方法でコスト構造を反映し、内陸部を支援し、最適化技術を考慮し、良好な沿岸風力発電所における良好な収益性の実現を目指している。

第2章の参考文献

BDB (1998). Betreiber-Datenbasis: Database on German wind turbines (installation, configuration, production), etc.) since 1988

- BDEW(2014). Energie-Info Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.: Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken (2014). Berlin 2014
- Destatis (2014). Statistisches Bundesamt: www.destatis.de. last access September 2014
- DWG (2008) Deutsche WindGuard (Rehfeldt, Wallasch): Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichtes 2007 gemäß § 20 EEG – Kapitel 6 Stromerzeugung aus Windenergie. 2008
- DWG (2011). Deutsche WindGuard (Rehfeldt, Wallasch, Wallasch): Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichtes 2011 gemäß § 65 EEG – Vorhaben Iie Windenergie. 2011
- DWG (2012ff). Deutsche WindGuard (Lüers, Rehfeldt, Rehfeldt, Wallasch): Status of Land-based and Offshore Wind energy Development in Germany. Published semiannually since 2012
- DWG (2013). Deutsche WindGuard (Wallasch, Lüers, Rehfeldt, Ekkert): Kostensituation der Windenergie an Land in Deutschland. 2013
- DEWI (2012). DEWI Magazin No. 40, C. Ender; DEWI GmbH: Wind energy Use in Germany Status 31.12.2011. 2012
- EC (2014). European Commision: Official Journal of the European Union: Guidelines on State aid for environmental protection and energy 2014-2020 (2014/C 200/01). 2014
- EEG (2004). Deutscher Bundestag: Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2004 (BGBl. I S. 1918). 2004
- EEG (2009). Deutscher Bundestag: Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 25. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2074). 2008
- EEG (2012). Deutscher Bundestag : Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 25. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2074), zuletzt geändert durch Artikel 1 des Gesetzes zur Änderung des Rechtsrahmens für Strom aus solarer Strahlungsenergie und zu weiteren Änderungen im Recht der erneuerbaren Energien vom 17. August 2012 (BGBl. I S. 1754). 2012
- EEG (2014). Deutscher Bundestag: Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066). 2014
- FGW (2014). Fördergesellschaft Windenergie: Lists of reference wind energy yields for turbines, www.wind-fgw.de/eeg_referenzertrag.htm. 2014
- IEA (2011). IEA Wind Task 26 (Leading authors: Schwabe, Lensink, Hand): IEA Wind Task 26 - Multi-National Case Study of the Financial Cost of Wind energy. 2011
- IWR (2013). Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien (IWR): Der IWR-Windertragsindex® für Regionen - 10-jähriger Index 2012. 01/2013
- IWES (2013). Fraunhofer institute for wind energy and energy system technology (IWES): Wind energy report 2012. 2013
- IWES (2014). Fraunhofer institute for wind energy and energy system technology (IWES): Wind energy report 2013. 2014
- Schwabe, P.; Lensink, S.; Hand, M. (2011). IEA Wind Task 26 - Multi-national Case Study of the Financial Cost of Wind energy; Work Package 1 Final Report. 122 pp.; NREL Report No. TP-6A20-48155.

別紙2-A ドイツのサンプルサイズとプロジェクトデータ

本別紙には、本章で説明する風力発電プロジェクトの特性を示す統計が含まれている。表2-6に、この後の各表に盛り込まれるデータのサンプルサイズを示す。表の値は、風力発電プロジェクトの年間設備容量、年間設備容量の割合に対応し、データベースに掲載されている。たとえば、風車のハブ高さを100%と入力すると、ハブ高さに対応する表および統計が、該当年に設置された風車の100%となることを意味する。

表2-6 ドイツの定義とサンプルサイズ

国名：ドイツ

実用規模の風力発電の定義

すべての陸上風力発電プロジェクトのサイズは500kW以上である。プロジェクト内のすべての風車も500 kW以上となる。

年次データ集計

DWG風力発電コストは、調査結果に基づいて分析される。(DWG 2008年、2011年、2013年)

その他の注

サンプルサイズは、分析に使用されるデータベースのわずかな差異により、100%を超える場合がある。追加分の合計はDWG統計に基づく。風力発電プロジェクトサイズ、年平均風速、コスト：

サンプル	設備容量 (MW)							
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
年間設備 - 陸上、実用規模のみ								
風力の増加合計	1,667	1,652	1,856	1,433	1,942	2,324	2,998	4,750
サンプルサイズ - 陸上、実用規模のみ								
風力発電プロジェクトの規模	-	-	-	-	-	-	-	-
風車公称定格容量	1,654	1,549	1,806	1,414	1,925	2,324	2,998	4,750
風車ロータ直径	1,654	1,549	1,806	1,414	1,925	2,324	2,998	4,750
風車ハブ高さ	1,654	1,549	1,806	1,411	1,925	2,324	2,998	4,750
風車比出力	1,654	1,549	1,654	1,654	1,654	1,654	1,654	1,654
風車IECクラス	861	803	919	709	865	934	1,127	478
年平均風速	na	na	na	na	na	na	na	na
サイト特性	403	338	302	143	123	na	na	na
全負荷時間(2012年の発電)	455	342	312	150	131	na	na	na
投資コスト	na	調査ベース	na	調査ベース	na	調査ベース	na	na
運転維持費	na	調査ベース	na	調査ベース	na	調査ベース	na	na
資金調達コスト	na	na	na	na	na	na	na	na
サンプルサイズ(%)- 陸上、実用規模のみ								
風力発電プロジェクトの規模	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
風車公称定格容量	99%	94%	97%	99%	99%	100%	100%	100%
風車ロータ直径	99%	94%	97%	99%	99%	100%	100%	100%
風車ハブ高さ	99%	94%	97%	98%	99%	100%	100%	100%
風車比出力	99%	100%	89%	115%	85%	71%	55%	35%
風車IECクラス	52%	49%	50%	49%	45%	40%	38%	10%
年平均風速	na	na	na	na	na	na	na	na
サイト特性	24%	20%	16%	10%	6%	na	na	na
全負荷時間 (2012/2013年)	27%	21%	17%	10%	7%	na	na	na
投資コスト	na	調査ベース	na	調査ベース	na	調査ベース	na	na
運転維持費	na	調査ベース	na	調査ベース	na	調査ベース	na	na
資金調達コスト	na	na	na	na	na	na	na	na

表2-7 風車公称定格容量の統計

風車公称定格容量(MW)								
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
総風車基数	873.0	805.0	922.0	709.0	866.0	978.0	1154.0	1766.0
中央値	2.0	2.0	2.0	2.0	2.3	2.3	2.4	2.5
25パーセンタイル	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.3	2.3
75パーセンタイル	2.0	2.0	2.0	2.3	2.3	2.3	3.1	3.1
最小値	0.6	0.8	0.6	0.8	0.6	0.8	0.8	0.8
最大値	6.0	6.0	6.0	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6
平均値	1.9	1.9	2.0	2.0	2.2	2.4	2.6	2.7
総容量 [MW]	1653.6	1548.7	1806.2	1413.6	1924.7	2323.8	2998.4	4750.3

注記：設備容量0.5 MW以上のすべての風車、Betreiberdatenbasis(BDB)およびDeutsche WindGuard Statistics [DWG]のデータ

表2-8 風車ロータ直径の統計

風車のロータ直径(m)								
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
総風車基数	873.0	805.0	922.0	709.0	866.0	978.0	1154.0	1766.0
中央値	80.0	82.0	82.0	82.0	82.0	82.0	101.0	101.0
25パーセンタイル	71.0	71.0	71.0	77.0	82.0	82.0	82.0	82.0
75パーセンタイル	90.0	90.0	90.0	90.0	90.0	92.5	112.0	112.0
最小値	44.0	48.0	44.0	48.0	44.0	48.0	48.0	48.0
最大値	126.0	126.0	126.0	126.0	126.0	126.0	126.0	154.0
平均値	77.5	79.1	78.6	79.9	83.5	87.9	94.9	99.3
総容量 [MW]	1653.6	1548.7	1806.2	1413.6	1924.7	2323.8	2998.4	4750.3

注記：設備容量0.5 MW以上のすべての風車、Betreiberdatenbasis(BDB)およびDeutsche WindGuard Statistics [DWG]のデータ

表2-9 風車のハブ高さの統計

風車ハブ高さ(m)								
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
総風車基数	873.0	805.0	922.0	707.0	866.0	978.0	1154.0	1766.0
中央値	98.0	100.0	100.0	105.0	105.0	108.0	125.0	123.0
25パーセンタイル	74.0	76.0	73.0	78.0	85.0	98.0	99.0	94.0
75パーセンタイル	105.0	105.0	108.0	108.0	128.0	138.0	138.0	139.0
最小値	49.0	50.0	50.0	50.0	56.0	58.6	50.0	50.0
最大値	138.0	141.0	141.0	140.0	141.0	145.0	149.0	149.0
平均値	91.0	93.6	95.3	99.0	105.7	110.8	117.0	115.6
総容量 [MW]	1653.6	1548.7	1806.2	1410.6	1924.7	2323.8	2998.4	4750.3

注記：設備容量0.5 MW以上のすべての風車、Betreiberdatenbasis(BDB)およびDeutsche WindGuard Statistics [DWG]のデータ

表2-10 風車比出力の統計

風車別の比出力(W/m ²)								
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
総風車基数	873.0	805.0	922.0	709.0	866.0	978.0	1154.0	1766.0
中央値	378.7	378.7	378.7	378.7	435.5	400.2	380.7	335.0
25パーセンタイル	318.3	314.4	322.1	322.1	314.4	314.4	308.4	304.5
75パーセンタイル	505.2	481.2	442.1	435.5	435.5	435.5	435.5	400.2
最小値	284.0	297.6	297.6	284.0	224.0	224.0	191.1	203.4
最大値	609.0	580.9	580.9	607.9	607.9	607.9	607.9	609.0
平均値	404.0	396.1	406.4	393.5	410.3	394.8	376.0	361.2
総容量 [MW]	1653.6	1548.7	1806.2	1413.6	1924.7	2324.4	2998.4	4750.3

注記：設備容量0.5 MW以上のすべての風車、Betreiberdatenbasis(BDB)およびDeutsche WindGuard Statistics [DWG]のデータ

表2-11 風車IECクラスの統計

風車の平均IECクラス								
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014前半
クラス I	8%	8%	6%	7%	6%	2%	3%	1%
クラス I/II	37%	28%	26%	17%	20%	17%	17%	18%
クラス II	20%	23%	38%	47%	45%	47%	40%	46%
クラス II/III	24%	33%	19%	16%	23%	28%	26%	29%
クラス III	11%	9%	11%	13%	6%	5%	13%	6%
平均クラス	2.0	2.0	2.0	2.1	2.0	2.1	2.1	2.1
総風車基数	1640	1546	1804	1414	1924	2237	2935	1239
総容量 [MW]	861	803	919	709	865	934	1127	478

注記：IECクラスが知られており、設備容量1MW以上のすべての風車および0.5MW以上のすべてのプロジェクト。2つのクラスにまたがる風車は「クラス II / III」などと識別され、「平均」クラスは平均的なIECクラスの傾向を示す目的でここで定義している(例：クラスII / IIIの風車は平均 2.5クラス)。

表2-12 2012年の全負荷時間/設備利用率

2012年の全負荷時間 (設備利用率相当/8784)						
プロジェクト運開年	2007	2008	2009	2010	2011	2012
中央値	1,874	1,765	1,951	2,081	1,904	
25パーセンタイル	1,636	1,513	1,711	1,853	1,669	
75パーセンタイル	2,224	2,105	2,171	2,399	2,135	
最小値	1,171	988	1,043	1,423	1,159	
最大値	3,724	2,812	3,497	3,132	3,030	
設備容量加重平均	1,991	1,857	2,019	2,133	1,955	
総風車基数	225	174	162	77	61	
総容量 [MW]	455	342	312	150	131	
2012年設備利用率 (全負荷時間相当/8784)						
	2007	2008	2009	2010	2011	2012
中央値	21.3%	20.1%	22.2%	23.7%	21.7%	0.0%
25パーセンタイル	18.6%	17.2%	19.5%	21.1%	19.0%	0.0%
75パーセンタイル	25.3%	24.0%	24.7%	27.3%	24.3%	0.0%
最小値	13.3%	11.2%	11.9%	16.2%	13.2%	0.0%
最大値	42.4%	32.0%	39.8%	35.7%	34.5%	0.0%
発電電力量加重平均	22.7%	21.1%	23.0%	24.3%	22.3%	0.0%

表2-13 サイト特性の統計

サイト特性	2007	2008	2009	2010	2011
総風車基数	205	172	159	74	58
中央値	69%	67%	66%	76%	72%
25パーセンタイル	62%	58%	60%	65%	61%
75パーセンタイル	76%	77%	79%	81%	87%
最小値	43%	36%	42%	50%	48%
最大値	133%	126%	107%	101%	122%
発電電力量加重平均	76%	73%	73%	75%	80%
設備容量加重平均	72%	70%	71%	73%	77%
平均値	72%	69%	70%	73%	75%
総容量 [MW]	403	338	302	143	123

表2-14 投資コストの統計

風力発電プロジェクト投資コスト(2012年 ユーロ/kW)			
	2008	2010	2012
設備容量による加重平均	1,477	1,450	1,564
2 MW未満 かつ ハブ高さ100 m未満	1,427	1,546	1,461
2MW未満 かつ ハブ高さ100 m以上120 m未満	1,540		1,574
2~3 MW かつ ハブ高さ100 m未満	1,373	1,333	1,395
2~3 MW かつ ハブ高さ100 m以上120 m未満	1,581	1,510	1,520
2~3 MW かつ ハブ高さ120 m以上			1,743
風力発電プロジェクト投資コスト (2012年 ドル/kW)			
	2008	2010	2012
設備容量による加重平均	1,898	1,863	2,010
2 MW未満 かつ ハブ高さ100 m未満	1,833	1,987	1,877
2MW未満 かつ ハブ高さ100 m以上120 m未満	1,979	—	2,022
2~3 MW かつ ハブ高さ100 m未満	1,764	1,713	1,792
2~3 MW かつ ハブ高さ100 m以上120 m未満	2,032	1,940	1,954
2~3 MW かつ ハブ高さ120 m以上	—	—	2,239

表2-15 運転維持費統計

運転維持費 (2012年 ユーロ/kW/年)						
	2007	2008	2009	2010	2011	2012
当初10年		51		48		53
次の10年		64		66		59
平均		58		57		56
運転維持費(2012年 ドル/kW/年)						
	2007	2008	2009	2010	2011	2012
当初10年		66		66		68
次の10年		82		82		76
平均		74		73		72

第3章 アイルランドにおける風力発電開発

著者：Aidan Duffy(ダブリン工科大学、ダブリンエネルギー研究所)、Brendan Cleary(ダブリン工科大学、ダブリンエネルギー研究所)

本章は以下から引用されたものである。Duffy, A., Cleary, B. (2015). “Wind energy Development in the Ireland,” Chapter 3. Hand, M. M., ed., *IEA Wind Task 26 - Wind technology, Cost, and Performance Trends in Denmark, Germany, Ireland, Norway, the European Union, and the United States: 2007–2012*. NREL/TP-6A20-64332. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. pp. 75-100.

国内の風力発電容量、発電電力量、目標値

欧州連合(EU)再生可能エネルギー指令2009/28/ECは、2020年までにアイルランド共和国が再生可能エネルギー源からの最終消費量合計の16%を達成するという目標を定めている。また、電気(40%)、輸送(10%)、熱(12%)の再生可能エネルギー寄与分につき、それぞれ目標値が設定されている[1],[2]。アイルランド共和国に存在する重要な風資源と技術の成熟度を全国的に勘案すると、電気目標値の大部分(約37%)は、陸上風力発電で達成される。アイルランド共和国の電気の21%、輸送の4.9%、熱の5.7%は、現在、再生可能資源から製造され、2020年の目標値の半分ほどのところにある[3]。2013年、アイルランド共和国は、電力需要の約18%を風力によって作り出し、設備容量は1,999 MWであった[3]。2020年には、政策目標を達成するために、陸上風力発電容量3,575 MWが計画されており、そのためには2014～2020年の期間に1,601 MWを追加する必要がある(図3-1および表3-1参照)[4]。

2000年以降の年間風力発電設備容量を表3-2に示す。風力発電の設備容量は、2000年から2005年の間に114 MWから506 MWへと、ほぼ4倍に増加した。これには、2003年の最初の洋上風力発電所(設備容量25 MW)が含まれる。

しかし、設備容量の伸び率は、さまざまな政策や市場の理由によって、2000年から2014年の期間に変動した。2006年から2014年の間に、全国の風力容量は688 MWから2,165 MWへと、およそ3倍に増加し、平均成長率は185 MW/年となった。2006～2010年の設備容量は、2010年の1350 MWという政策目標値によって増加した。2007年までに新規設備容量64 MWとなる施設が建設されたが、2008年と2009年にはそれぞれ200 MW、300 MW以上と、大幅に高い導入率が達成された。風力発電の高い導入目標値の一方、アイルランドの電力供給網が比較的隔離されていることを考慮すると、出力抑制の水準と市場での扱いに対する不確実性は、2010年以降の投資にとって大きな障害となった。風力発電の出力抑制の取り扱いに関する計画が提案・確定され、これにより特に2012年の投資が減少した。2014年末のアイルランドの風力発電の総設備容量は2,165 MW(陸上2,140 MW、洋上25 MW)であった。

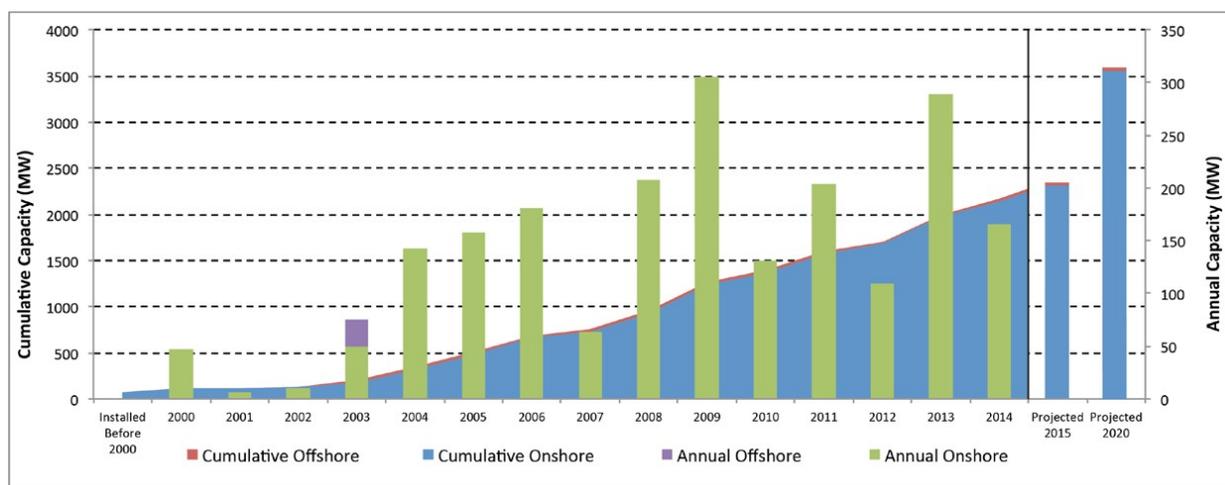


図3-1 アイルランド共和国の累積および新設風力設備容量

表3-1 アイルランド共和国の累積および新設設備容量

風力発電プロジェクト設備容量と目標値 (MW)																	推定値	
		1999 以前	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2015	2020
累積	陸上	67	114	120	130	181	323	481	663	727	934	1,240	1,371	1,575	1,685	1,974	2,665	3,475
累積	洋上	0	0	0	0	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
新設	陸上		47	6	10	50	143	158	181	64	207	306	132	203	110	289	346	162
新設	洋上		0	0	0	25	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

収入と政策に対するインセンティブ

風力発電業界では、過去25年間でさまざまなインセンティブが用いられている。しかし、現在の再生可能エネルギーの固定価格買取制度(REFIT)は8年間にわたり実施されており、比較的安定した投資環境を提供している。

1980年代後半から、当時の電力独占企業である電力供給委員会(ESB)に、再生可能エネルギーを購入する義務が課された。これにより、政府は効果的に固定価格買取制度を進めるに至った。1995年には、旧スキームに代わって、政府初の再生可能エネルギーの固定価格買取制度が導入された。代替エネルギー要件(AER)またはAER Iとして知られているこのオークション方式は、15年間の固定価格電力購入契約(PPA)を割り当てるために用いられる競争入札プロセスである[5]。風力発電を対象としたAERプログラムは、1996年から2004年の間に合計4回実施された。1996年、AER IIは総設備容量30 MWの契約を承認した。AER IIIは1999年に風力発電プロジェクトとして合計90 MWの契約を承認した。また、2002年2月には、風力発電容量の合計353 MWを認可するAER Vが発表された。2003年7月、334MWの風力発電プロジェクト契約が締結された、最終ラウンドAER VIの結果が発表された。2004年12月、AER VIに基づく風力発電プロジェクトの追加容量235 MWが支持され、この追加容量の支持がEUの国家援助承認を受けて発表された。AERによる競争入札の最終ラウンドは2005年に行われた。1,042 MWの陸上風力設備容量のAER契約が割り当てられたが、わずか532 MWしか建設されなかった[6]。そのため、同スキームは予定された政策目標を達成

できず、これに代わって2006年にREFITスキームが導入された。

REFITスキームは、2段階で実施された[7]。REFIT 1契約は2006年から2010年の間に提供され、適格プロジェクトは2015年末までに実施される。代替REFIT 2スキームは、適格プロジェクトの活性化を目指し、2012年3月から申請開始され、2017年末が期限とされた。REFIT1とREFIT2に定義される支払いは同一のものであるが、PPAの取引相手に発生する市場報酬に関しては、REFIT2で変更されている。風力発電のREFITスキームは、欧州委員会(EC)から国家支援として認定され、公共サービス義務(PSO: Public Service Obligation)がすべての電力消費者に課されている。2012/2013年度に計上されたPSO総額は131百万ユーロであった。泥炭(ピート)による火力発電、電力の安定供給に関する技術、再生可能エネルギー発電がそれぞれPSOの39%、19%、42%を占めている[8]。

REFITの支払いは、3つで構成されている。第1は、強制的な単一電力市場(SEM: Single Electricity Market)プールで得られる電力の市場価格とは無関係であり、SEMにおいて風力発電の短期的な変動性を管理し、それに予想されるコストを賄うため、供給者に対する調整金(BP : Balancing Payment)を認めている[10]。REFIT 1により、PPAの下で風車から購入したすべてのMWhについて、供給者はREFIT 1参照価格の15%に相当する調整金を自動的に受ける権利を有する。REFIT 2の下で、調整金は9.90ユーロ/MWhに固定され、インフレの影響を受けない。第2は、REFIT 参照価格であり、2013年の5 MW 前後の風力発電プロジェクトで、それぞれ69.24ユーロ/MWh、71.66ユーロ/MWhに相当する[7]。第3は、大規模な風力以外のすべての再生可能エネルギーの参照価格のほか、他の発電方式による高額な発電コストを補うために供給者に支払われる電源別調整費である。大規模風力発電とは、設備容量が5 MWを超える風力発電プロジェクトを指す。

発電方式 r を用いて発電設備を有するPPA契約 i を締結した供給者に支払われるREFITは、以下のように定義される[6]。

$$REFIT_i^r = (BP + TD^r + ME)n_i^r \quad (1)$$

ここで、 BP 、 ME および TD は、下記の式(2)~(5)に記載される。 n_i^r は、ある年にPPA契約 I のもとで発電される電力量であり、 r は発電方式の指標である。

$$BP = 0.15xP^{REFIT_1} \quad (2)$$

REFIT 2のBPは9.90/MWhに固定され、REFIT 1のBPは以下のように定義される。市場平衡金(ME: Market Equalisation)の支払いは、以下のように定義される。

$$ME = \begin{cases} (P^{REFIT_j} - \bar{W}) & \text{if } REFIT_j > \bar{W} \\ 0 & \text{otherwise} \end{cases} \quad (3)$$

平均卸売SEM価格 W がREFIT参照価格 P^{REFIT_j} よりも小さい場合、(ここで、 j はREFIT 1またはREFIT 2のいずれかを指す)、供給者は2つの価格の差を受け取る[6]。風力発電プロジェクトでは、電気事業者との間で、15年間のPPA電気当りの交渉価格が締結される。供給者はSEMプールに電力を販売する。供給者が当該年度、半年間の取引期間ごとに受け取ったSEM価格が、その年の P^{REFIT_j} より小さい場合、その差額はPSOのメカニズムを通じて支払われる。供給者が当該年度の各取引期間に受け取ったSEM価格が P^{REFIT_j} よりも高い場合、REFITスキームの発電設備は市場収益を維持するが、AERスキームによる発電設備はPSO基金に追加の市場収益を返還する[9]。

個別技術料の差額支払い TD^R は、REFITフェーズに依存する。

REFIT 1の下で、方程式(4)は、個別技術料がPPPA、発電所と供給者間のPPAで指定されたMWh当たりの価格、各発電タイプ γ の関連技術参照価格 G^r 、および適当な参照価格 $P^{REFIT\gamma}$ に依存することを示している[6]。

$$TD^R = \begin{cases} (G^r - P^{REFIT_1}) & \text{if } P^{PPA} \geq G^r \\ (P^{PPA} - P^{REFIT_1}) & \text{if } P^{REFIT_1} \leq P^{PPA} < G^r \\ 0 & P^{PPA} < P^{REFIT_1} \end{cases} \quad (4)$$

REFIT 2に該当する技術の場合、技術料の支払いは(5)式に示される平均卸売SEM価格 \bar{W} 、 P^{PPA} 、 G^r に依存する。実際には、 P^{PPA} が G^r より低いことは考えにくい[6]。

$$TD^R = \begin{cases} (G^r - \bar{W}) & \text{if } P^{PPA} \geq G^r \geq \bar{W} \\ (P^{PPA} - \bar{W}) & \text{if } \bar{W} \leq P^{PPA} < G^r \\ 0 & P^{PPA} < \bar{W} \end{cases} \quad (5)$$

再生可能エネルギー投資の税制上の優遇制度は、1998年財政法(Finance Act)第486b条、特に風力発電所の資産に直接投資された資本に適用される。再生可能エネルギープロジェクトに投資する企業は、資本資産への出資について税制上の救済を請求することができる。1998年以降の法人税率は、12.5%に引き下げられている。

その他の税制措置としては、各年度に風力発電に投資した個人投資家の所得税を減税する、雇用投資インセンティブ(EII: Employment and Investment Incentive)スキームがある[11]。同スキームは、旧ビジネス拡張スキーム(BES Business Expansion Scheme)に代わって導入されている。事業が拡大し、指定人数が雇用される場合(または投資が研究開発に費やされた場合)、3年目および最終年度末には最低30%の税制償還を行い、さらに残り11%が追加される。このスキームには、12ヶ月間で最大150万ユーロの投資限度額、200万ユーロの投資上限があり、大規模風力発電プロジェクトの上限値を設定している[11]。多くの金融サービス会社が、EII基金やポートフォリオを投資家に提供している。

2008年、アイルランド政府は、エネルギー効率の優れた技術に投資する企業に対して加速減価償却(ACA: Accelerated Capital Allowance)制度を導入した[12]。この制度では、適格な風力発電設備に投資する企業は、期間延長ではなく、最初の年度に税制上の投資を完全に減価させることができ、キャッシュフローが促される。

1999年のアイルランド政府の持続可能エネルギーグリーンペーパーでは、2000～2006年に50百万ユーロの予算で持続可能なエネルギー研究および実証開発(R, D&D)プログラムが策定された。アイルランドの持続可能エネルギー局(SEAI: Sustainable Energy Authority of Ireland)はこの予算を管理し、2002年8月に再生可能エネルギーR, D&Dプログラムを開始した[13]。プログラム資金調達は、政府の科学技術革新戦略(2006～2013年)に基づき、2007～2013年の全国開発計画で更新された。

同プログラムは、再生可能エネルギー、特に市場可能性に最も近い技術の適用とさらなる展開の促進を重点化している。プログラムの主な目的は、再生可能エネルギー技術の導入に対する障壁を取り除き、アイルランドの再生可能エネルギー産業の発展を促進することにある。2008年の白書「アイルランドのための持続可能なエネルギーの未来のために」の優先事項と整合するよう、プログラム戦略の見直しが行われた[14]。2003年から2013年の間に、250万ユーロを超える風力発電研究開発費が割り当てられた。

2007年以降のアイランドにおける風力発電プロジェクトの動向

この節では、2007年以降のアイランドの風力産業の技術動向と財務動向についてまとめる。SEAIの風力発電所データベースは、各風力発電所の設備容量と接続年数を盛り込み、2007年から2012年の間の、アイランドに設置される風力発電プロジェクトの詳細なデータベースを作成する基礎として使用された。追加的な技術データは、アイランド風力発電協会(IWEA)(風車の製造とモデルを含む)から入手した[15]。全負荷時間、設備利用率などのパフォーマンスデータは、送電系統運用事業者、Eirgridによる、郡単位の風力発電出力データに基づいて計算された[16]。投資コストと運営維持費は、アイランド企業登録局が所有する風力発電プロジェクト所有者の財務報告書から抽出した[17]。資金調達コストは文献から入手し、主要なアイランドの貸出機関について検証された[18]。毎年、技術財務データのサンプルサイズは、別紙3-Aに記載する。

プロジェクトの特徴

アイランドの陸上風力発電プロジェクトは、一般に、2～19基の風車からなる風車群を形成する。アイランドにおける風力発電プロジェクトは、土地区画化と高度に分散した農村集落によって、開発に使用可能な土地の面積が限定されている。アイランドにおける風力発電プロジェクトの開発および所有は、技術の種類と投資規模が多岐にわたることが特徴である。風力発電プロジェクトの約50%は、縦断的に統合されたエネルギー会社が所有し、運営しているが、一方、小規模な個人所有の風力発電事業者、個人の土地所有者、コミュニティグループも混在し、バランスが取られている。

2007年以降、アイランドの平均風力発電プロジェクトは、図3-2に示すように、10 MWと17 MWの間で推移している。箱ひげ図は、中央値(水平線)、平均値(ダイヤモンド)、25～75パーセントイル値(箱)、および最小値および最大値(ひげ)など、特定の年に商業運転を達成したプロジェクトまたは風車を表すために使用される。2008年から2011年の間に、40～60 MWの最大の風力発電所が設置された。最大風力発電プロジェクトは57 MWで、19基の風車を有する。風力発電プロジェクトの平均設備容量は、2008年と2009年に、それぞれ17 MW、15MW 増加した。2011年の風力発電プロジェクトの平均規模は、2007年の水準に戻った。

2007年以降の毎年の風力発電設備容量の増加傾向を図3-3に示す。平均的な風車定格は、2007年から2012年までの間に1.2 MWから2.3 MWへと、ほぼ2倍に増加した。2009年と2012年の最大定格出力は3 MWであった。より進化した風車の要素が開発されるにつれ、風車が大型化し、アイランドの風力発電プロジェクトで使用される風車の大型化も進んだ。また、アイランドの風力発電産業の経験から、近年、利用可能な低風速資源サイトが資金的に賄えるよう、使用する風車の大型化が進んでいることが示されている。

風車のロータ直径(図3-4に示す)が増加している2007年以降の傾向は、上記の風車容量の増加と一致した。一般に、風車が大型化すると、ロータ直径などの寸法も増加する。2007年から2012年まで、平均的な風車のロータ直径は57 mから78 mに増加した。特に、2011年と2012年の間は、大型のロータ直径の使用が顕著であり、2011年には最大で100 mであった。この増加傾向は、アイランドにおける風車の大型化、低風速地域における風力発電プロジェクトの設置を反映している。

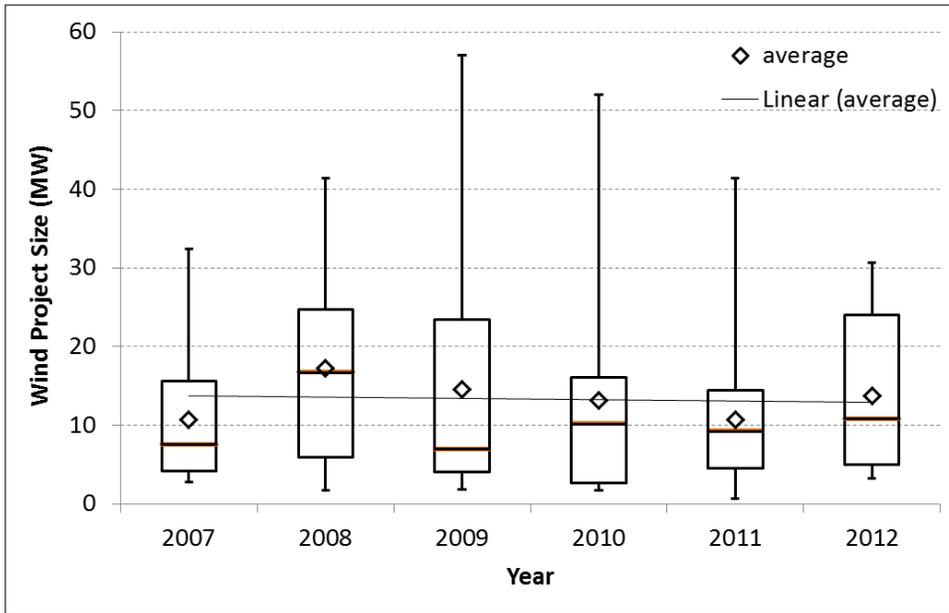


図3-2 2007年～2012年の風力発電プロジェクト規模の推移

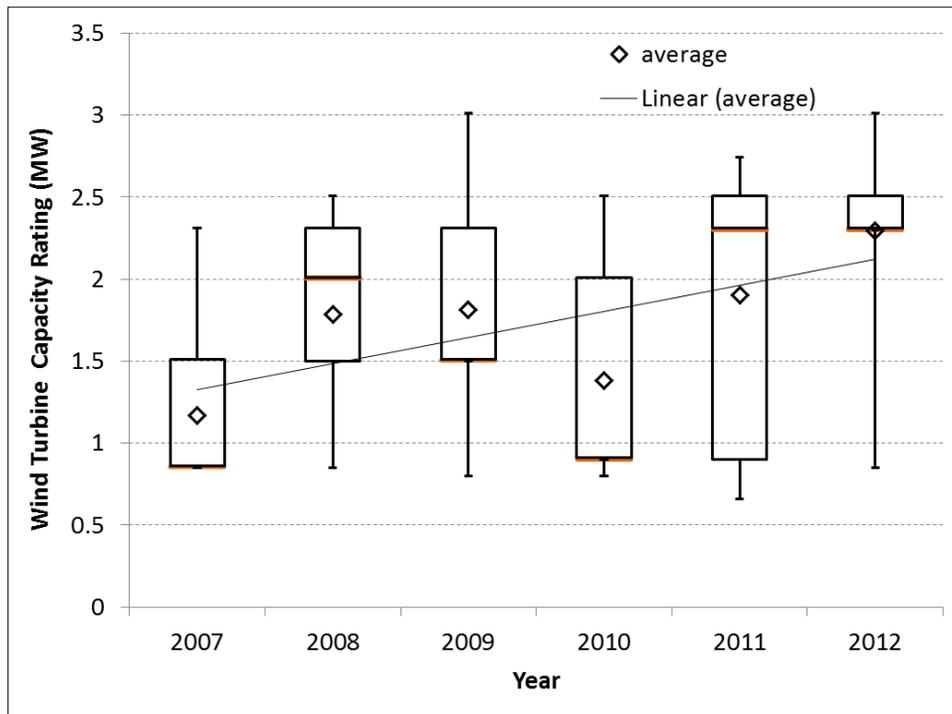


図3-3 2007年～2012年の風車公称容量の推移

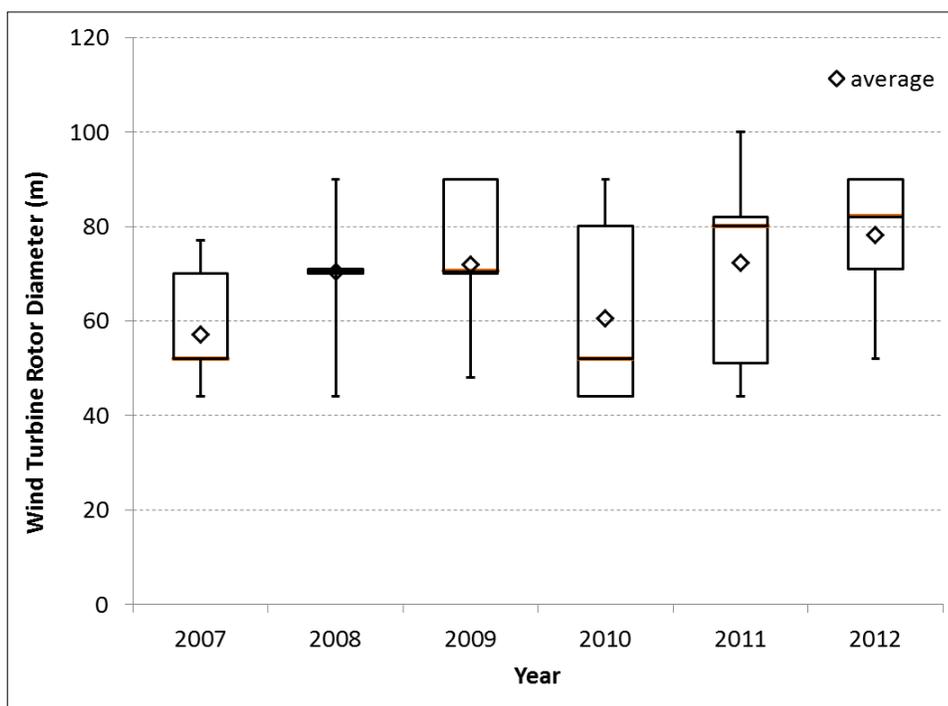


図3-4 2007年～2012年の風車ロータ直径の推移

図3-5に示すように、アイルランドの平均的な風車の比出力は 400 W/m^2 から 480 W/m^2 の間で推移している。風車の比出力は、風車の公称定格容量をロータの受風面積(W/m^2)で除した値と定義される。一般的に、低比出力の風車は従来、低風速サイトに設置されていた。しかし、こうした風車の多種多様な風資源条件での使用が増加している。ロータ直径の増加は風車容量の増加と一致し、これは図3-5に示す安定した平均比出力値に表れている。しかし、2012年には比出力が増加し、ロータ直径よりも風車容量が増加していることがわかる。

図3-6に示すように、風車ハブの平均高さは2007年の50 mから2012年の73 mに増加した。この傾向は、風力発電プロジェクトが前年よりも風資源の低い場所に位置しており、より高風速を得るために高いハブ高を必要とするためとみられる。

2007年から2012年の間に設置された国際電気技術委員会(IEC)クラスの風車を図3-7に示す。風車のIEC分類は、一部、年平均風速によって特定される。一般に、クラスIの風車は、クラスIIIの風車よりも年平均風速が高く設計されている。また、クラスIの風車は、クラスIIIの風車よりも比出力が高い傾向がある。2007年から2012年の間で使用される主なIECクラスは、アイルランドに存在する重要な風資源を考慮したクラスIおよびIIの風車である。Class III風車は2009年のみ使用されたが、残りの低風速資源サイトで設備が建設中なため、この風車クラスの使用が今後増加することが予想される。

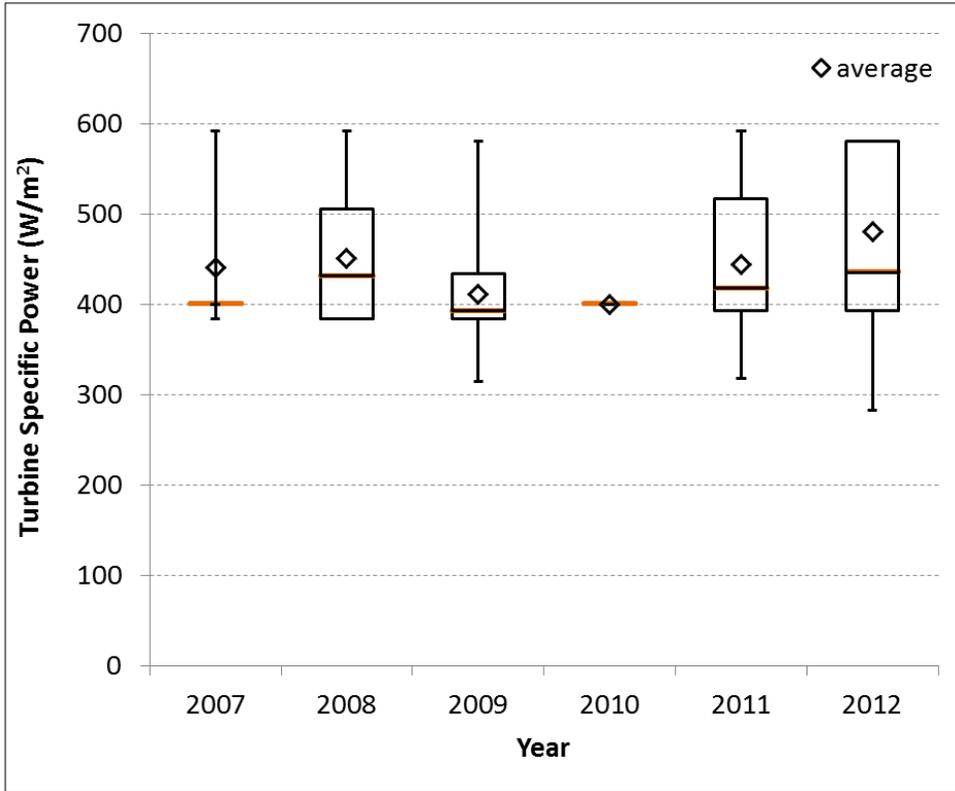


図3-5 2007年～2012年の風車の比出力の推移

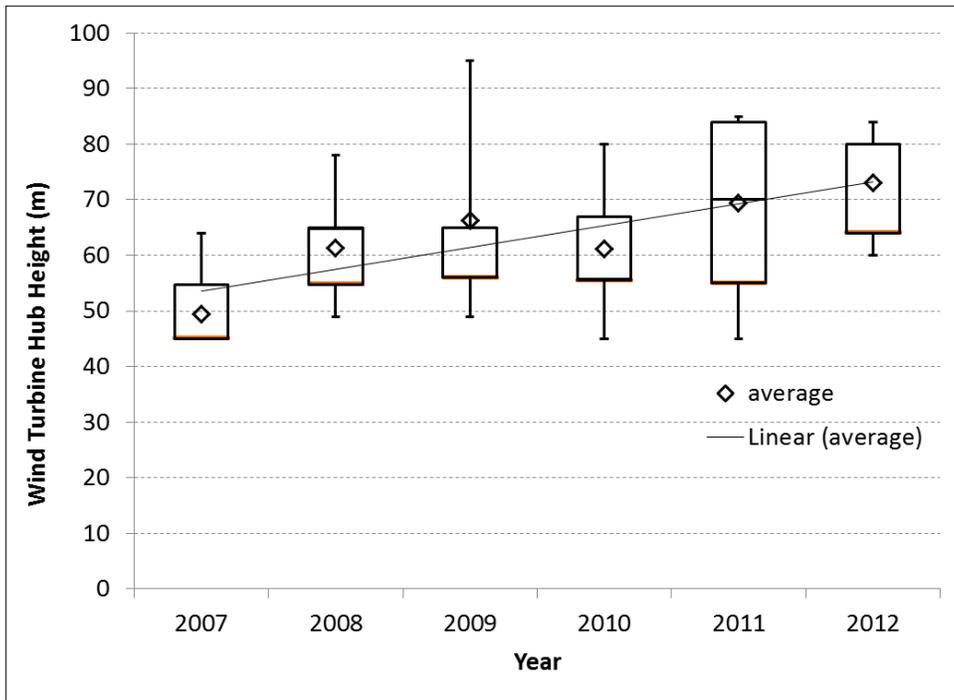


図3-6 2007年～2012年の風車ハブ高さの推移

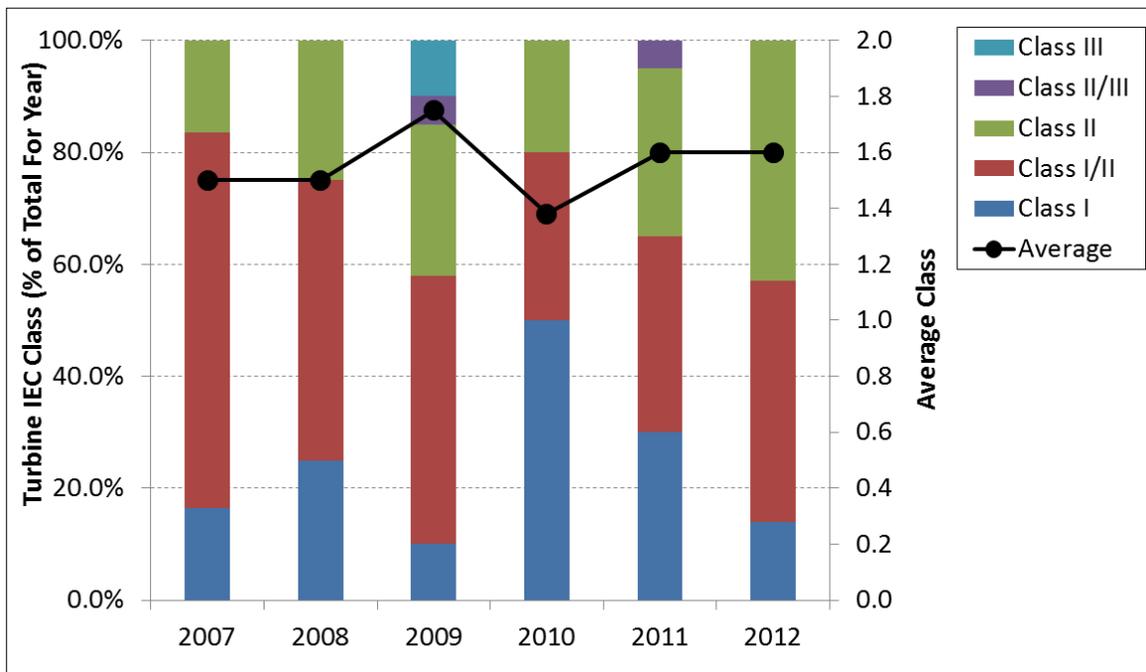


図3-7 2007年～2012年に設置されたIECクラス別の風車の割合

プロジェクトのパフォーマンス

アイルランドの風資源は、風力発電プロジェクトの投資と開発に重要な場所にあり、世界有数とみなされている。卓越風向は南西にあり、アイルランドの西海岸沿いのサイトは、風力発電プロジェクトに最も適している。一般に、風資源については、75 m地点の年平均風速は、西海岸で通常9 m/sであるのに対し、東海岸では同一高度で7 m/sと減少する[19]。図3-8は、2007年に設置された風力発電プロジェクトの年平均風速が8.4 m/s(高度75 m)から2012年に8.0 m/sに減少し、減少幅が最大であったのは2011年から2012年の間であったことを示している。

2007年から2012年に導入された風力発電プロジェクトの全負荷時間と設備利用率を図3-9に示す。これは、2007年から2012年の各年に建設されたすべてのプロジェクトのうち、2013年の業績に基づいている。2013年の発電電力量を正規化した風力発電指数を用いて、当該年度の風資源および風力発電プロジェクトの供給支障特性を考慮し、2013年の発電電力量を補正した。風力発電指数の方法に関する詳細は、別紙3-Aに記載する。

図3-9に示すように、発電電力量加重による全負荷時間は、2007年から2012年の各年に設置されたプロジェクトの、2,250時間から3,000時間に及ぶ。一般に、プロジェクトの経年とともに全負荷時間が減少し、最も古いプロジェクト(2007年)では全負荷時間平均が2,250時間となる。2009年、2011年、2012年に設置された風力発電プロジェクトの発電電力量加重による設備利用率は、最も高いもので約35%となっている。2009年および2011年に建設されたプラントでは、設備利用率の最大範囲(約6%～45%)が認められる。低い設備利用率(6%)のものは、小規模事業者による単基の風車および/または小形風車プロジェクトによるものとみられるが、完全な出力データは得られなかった。興味深いのは、低風速資源を利用する風力発電プロジェクトが増加しているが(図3-8参照)、2011年および2012年に建設されたプロジェクトの設備利用率は依然として高いまま推移している。これは、ロータ直径

およびハブ高さの増加した大形風車が、こうしたサイトで発電電力量を稼ぐ実用的な方法を実現していることを示す。

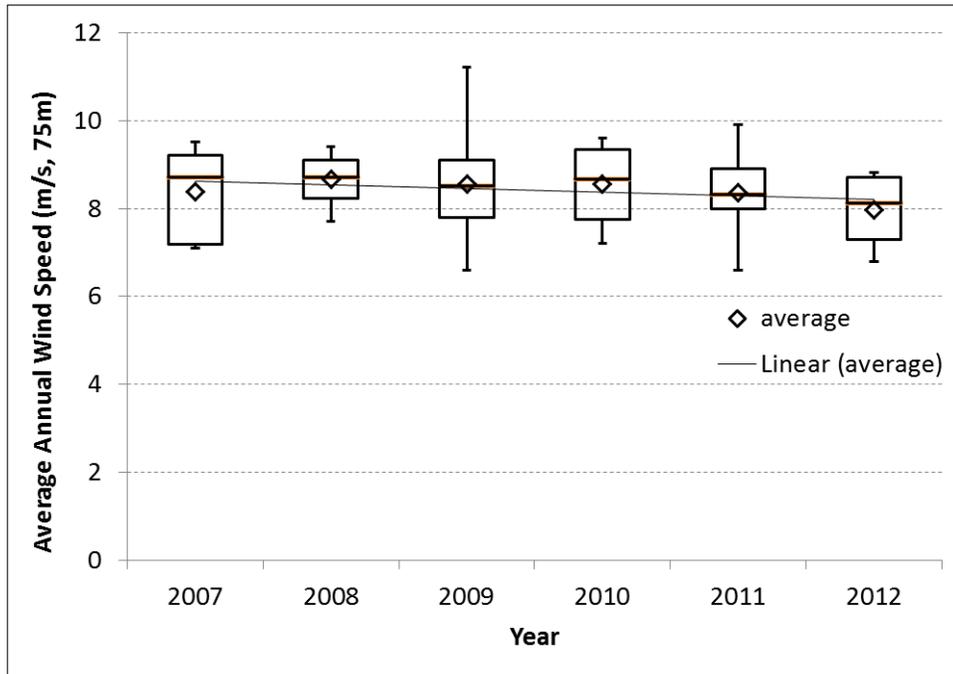


図3-8 2007年～2012年に導入され、2013年に稼働するプロジェクトの年平均風速

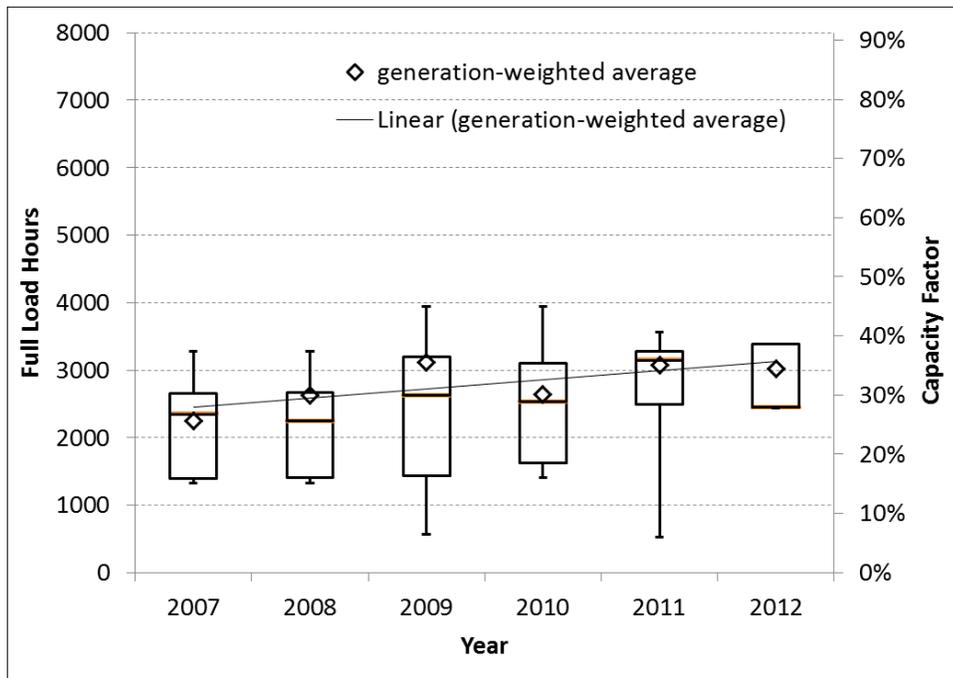


図3-9 2007年～2012年に導入され、2013年に稼働するプロジェクトの全負荷時間

投資コスト

図3-10に示すように、アイルランド風力発電プロジェクトの設備容量で加重した平均投資費用は、2007年から2012年の間に990～1,658ユーロ/kW(2012年価格)の範囲にあった。全体的に、2011年の平均費用は減少したものの、価格トレンドは当期を通じて上方修正された。アイルランドの風力発電産業の経験によると、風車建設および土木工事のコストが低下し、投資コストの全体的な低下が示されている。しかし、これは本研究で得られたデータには明確に反映されていない。コストの上昇傾向が認められたが、これを一つとして明確に説明することはできない。これは、逼迫する建設市場の状況(特に2007/8年から2009年への)、高い風力需要、ロータ直径の増加およびそれに伴う風車コストの増加、系統連系コストの増大など、さまざまな要因が原因となっている。

フィッツジェラルド(Fitzgerald)らによる最近の報告[20]では、アイルランドの風力発電産業からの調査回答に基づき、投資コストの内訳が提示されている。これを図3-11に示す。この分析では、系統の開発が投資コストの9%を占めていることを示している。一方、系統連系コストは2007年から2012年の間に2倍に増加し、投資コストの23%を占める。しかし、こうしたコストはプロジェクト別であり、風力発電プロジェクトの施設に応じて異なる。また、風力発電プロジェクトの投資コストの残りの個別のコスト要素の内訳を得ることはできなかった。

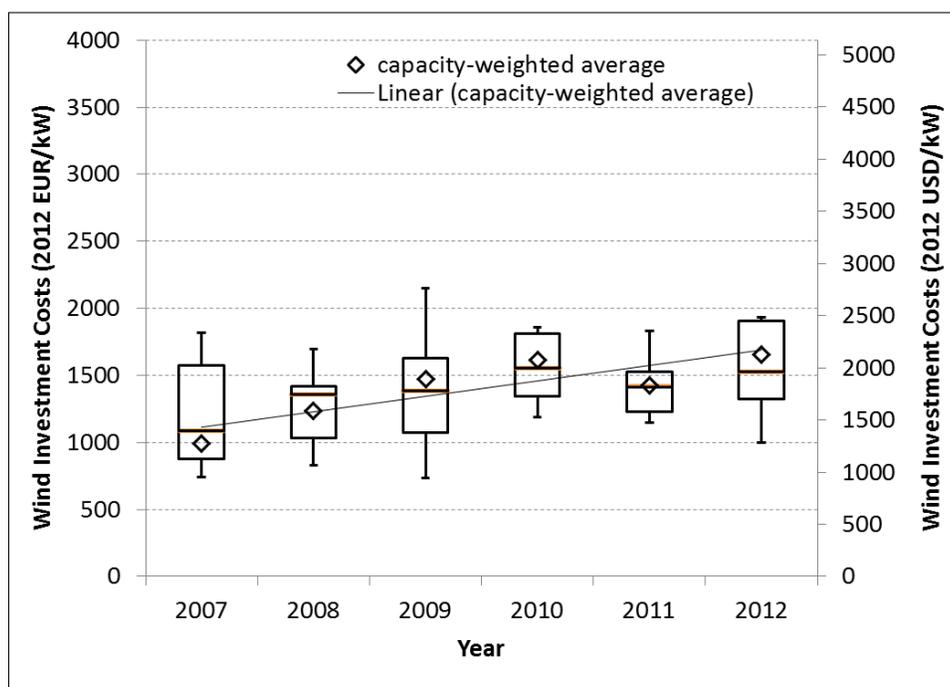


図3-10 2007年～2012年に導入されたプロジェクトの投資コスト

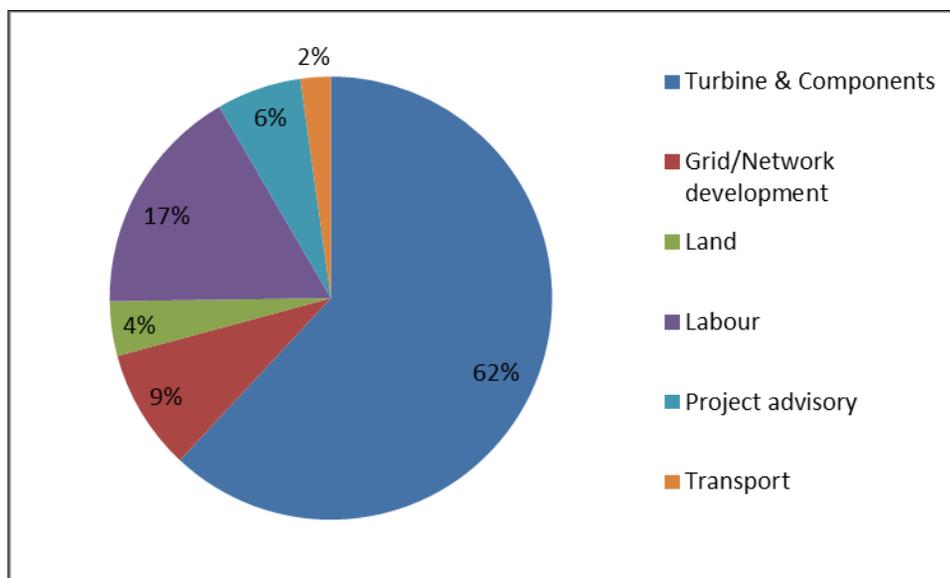


図3-11 投資コストの内訳 [20]

運転維持費

アイルランドにおける風力発電プロジェクトの運営維持費については、公表されるデータは極めて限定的であり、各風力発電プロジェクトの確実な運転維持費を得ることはできなかった。アイルランドの風力発電プロジェクトの年間運転維持費については、アイルランド企業登録局(Irish Companies Registration Office)、風力発電専門家、風力発電所のO&Mプロバイダー、文献[18]などの財務報告を含む、複数のソースから得られた。

一般に、風車の保守および予備部品のコストは、風車供給者の契約保証の対象となるため、少なくとも最初の2年間、場合によっては最長5年間は考慮する必要はない。しかし、当初1～2年の運転において、風力発電プロジェクトを完全に機能させるためには、保守や修正が必要になる場合がある。この分析では、主に業界からヒアリングした、風力プロジェクトの耐用年数20年において、2007年から2012年にかけて運転維持費55ユーロ/kW/yrと推定した。これには、土地賃貸料、風車製造業者の保守、保険、郡議会の料金、システムの使用(TUOS)による使用料が含まれる^{原注42}。アイルランドの風力発電業界の経験によると、2007年以降、主に土地賃貸料、郡議会の料金、TUOS料金による運転維持費が増加している。

財務コスト

2007～2012年の大きな景気後退と国家金融危機の結果、アイルランドの風力発電プロジェクトの貸し手は限定的な数字となった。金融危機により、貸し手は出資プロジェクトの種類とプロジェクト開発業者を厳密に精査している。アイルランドの風力発電プロジェクトの資金調達データは限定的であり、各プロジェクトでこれらのコストを得ることはできなかった。アイルランドの主要金融機関への取材と文献レビューに基づき、表3-2に示すように代表的な資金調達コストが得られた。すべての金額は税引き後の名目表示であるが、

原注42 TUOSは、エネルギー販売市場における送電線利用料である。

(<http://www.eirgrid.com/media/2014-2015%20Statement%20of%20Charges%20CER%20Approved%20v1.0.pdf>)

その後のLCOE計算は税引き後の実質条件で策定される。資本利益率の見積りは14%、負債金利は6%とみなされた。2007年から2012年までの資本比率および負債比率は20%、80%と、安定しているとみられる。これにより、2008年と2012年のアイルランド風力発電プロジェクトの、税引き後名目WACCは、7%となる^{原注43}。

表3-2 アイルランドにおける風力発電資金調達条件

	単位	2008	2012
資本利益率	%	14	14
負債利益率	%	6	6
自己資本割合	%	20	20
負債割合	%	80	80
ローン期間	年	15	15
法人税率	%	12.5	12.5
為替レート	ドル/ユーロ	1.39	1.39
WACC (税引き後、名目)	%	7	7

2008年と2012年のアイルランドの風力発電プロジェクトの主な収入源は、SEMでの電力販売によるものである。2008年および2012年の風力発電プロジェクトのREFIT参照価格は、69.24ユーロ/MWh(2012年価格)である。REFITに加えて、SEMにおける風力の短期変動的な管理コストを賄うため、供給者はREFIT参照価格の15%に相当する調整金を受け取る権利を有する。風力発電事業者が受領した調整金額は、供給者との交渉の対象となる。この分析では、風力発電プロジェクトは、アイルランドの風力産業の供給源からの経験的証拠に基づき、調整金の50%を受領すると仮定している。よって、2008年と2012年の風力発電プロジェクトは、20年間の耐用年数にわたり、収入の74.43ユーロ/MWh(2012年価格)を受領する。

2008年と2012年のアイルランドにおける風力発電コスト

2008年および2012年の代表的な風力発電プロジェクト

前節のグラフは、2007年から2012年における技術、投資コスト、運営維持費、エネルギー生産量、アイルランドの資金調達コストの変動を示している。こうしたパラメータは、2008年と2012年のアイルランドの典型的な風力プロジェクトのLCOEを計算する上で、必要な要素を示している。次節では、2008年と2012年に導入されたプロジェクトの一般的なプロジェクトにつき、LCOEの推定について説明する。

モデルの入力の前提条件

2008年と2012年のアイルランドにおける一般的な風力発電プロジェクトのパラメータは、前節のグラフのデータに基づく傾向の平均とみなされる。これらは表3-3と表3-4に要約される。前述のように、2012年の平均的な風車は2008年よりも大型化し、投資コストが増加している。風車の大型化による発電電力量の増加が予想されるが、低風速域に風車を配置

原注43 税引き後、名目WACC = (1-負債割合)*資本利益率+負債比率*負債利益率*(1-法人税率)

する傾向がみられるため、ほぼ相殺されている。前述のように、データ不足のため、同期間にわたる運営維持費の変動は想定しなかった。アイルランドの風力発電プロジェクトで、耐用年数に達したものはごく少数であり、耐用年数の最後に費用と便益が均衡すると考えられるため、撤去費用は省略している。WACCに関しては、インフレ率を2%に近づける欧州中央銀行の義務を考慮すると、長期的なインフレ率が仮定され、実際の税引き後WACCは4.9%となる^{原注44}。

表 3-4アイルランドの風力発電プロジェクトの特徴 ^{訳注1}

		2008	2012
風車サイズ	MW	1.5	2.1
風車基数	基	9	6
ロータ直径 / ハブ高さ	m / m	64 / 58	76 / 73
ハブ高さにおける年平均風速	m/s	8.5	8.2
全負荷時間	時間	2,653	3,194
耐用年数	年	20	20
投資コスト	ユーロ ₂₀₁₂ /kW	1,226	1,689
固定運転維持費	ユーロ ₂₀₁₂ /kW/年	55	55
変動運転維持費	ユーロセント/kWh	N/A	N/A
撤去費	ユーロセント/kWh	N/A	N/A
WACC (税引き後、実質)	%	4.9	4.9
法人税率	%	12.5	12.5

アイルランドにおける2008年と2012年の一般的な風力発電プロジェクトの政策および収入インセンティブは同一のままであるとみられている。風力発電プロジェクト所有者は、REFIT参照価格と併せて、SEMで電気を販売するために電気供給業者とPPAを交渉している。PPAの合意は通常15年であるが、耐用年数20年までさらに5年間再交渉し延長することができる。再交渉されたPPAはSEM価格の比率に基づくが、これは風力発電プロジェクトの所有者による、電力供給業者との交渉力に左右される。アイルランドの風力発電プロジェクトでは、15年後に再交渉されたPPAの発電単価に基づく供給者の合意額データは公表されていない。業界によると、SEMの価格の70~90%が風力発電プロジェクトによるものであることが示されているが、これを確認することはできなかった。よって、表3-5に示すように、この分析から、20年の耐用年数にわたり、両プロジェクトの唯一の収入ストリームはFIT収入(REFIT参照価格+ 50%の調整金)、0.074ユーロ/kWh(2012年価格)であると考えられる。投資費用の100%の20年間の定期減価償却が想定されており、加速減価償却は、以下の節に提示されるLCOE見積りには含まれていない。

原注44 税引き後、実質WACC = $((1 + \text{名目WACC}) / (1 + \text{インフレ率})) - 1$

訳注1 原文では表3-3が欠番となっているが、本翻訳書でも原文通りの表番号とする。

表3-5 アイルランドの風力発電政策と収入インセンティブ

		2008	2012
年間平均電力市場価格	ユーロ ₂₀₁₂ /kWh	0.063	0.063
FIT収入	ユーロ ₂₀₁₂ /kWh	0.074	0.074
FIT政策期間	年	20	20
税引前の前払い			
補助金 (税ベース)	%	N/A	N/A
生産基盤の控除			
税引前	ユーロ/kWh	N/A	N/A
生産基盤の控除			
税引前、政策期間	年	N/A	N/A
減価償却期間	年	20	20
無効電力報奨金	ユーロ/kWh	N/A	N/A
瞬低時運転継続(LVRT)報奨金	ユーロ/kWh	N/A	N/A
市場価格証書	ユーロ/kWh	N/A	N/A

LCOE、政策上の優遇措置、必要報酬額

LCOEは、IEA Wind Task 26(国際エネルギー機関風力施行協定第26分科会)で使用するために開発されたキャッシュフローモデルを使用し、前節で定義されたプロジェクトごとに計算される。方法論の詳細については、附録3-Aを参照のこと。2008年と2012年の一般的なプロジェクトのLCOEを図3-12および図3-13に示す。推定LCOEと政策価値の差は収入で表され、アイルランドのREFIT支援スキームの影響を示す。2008年のプロジェクトでは、LCOEは59.45ユーロ/MWhであり、プロジェクトの耐用年数20年にわたり、REFIT参照価格という形で74.43ユーロ/MWhの範囲で賄われる。必要報酬額として、LCOEがREFIT参照価格で賄われ、風力発電プロジェクトが14.98ユーロ/MWhで収益を得ることが示される。同様に、2012年度のプロジェクトでは、LCOEが61.53ユーロ/MWh、REFIT参照価格が74.43ユーロ/MWh、収益が12.90ユーロ/MWhとなる。

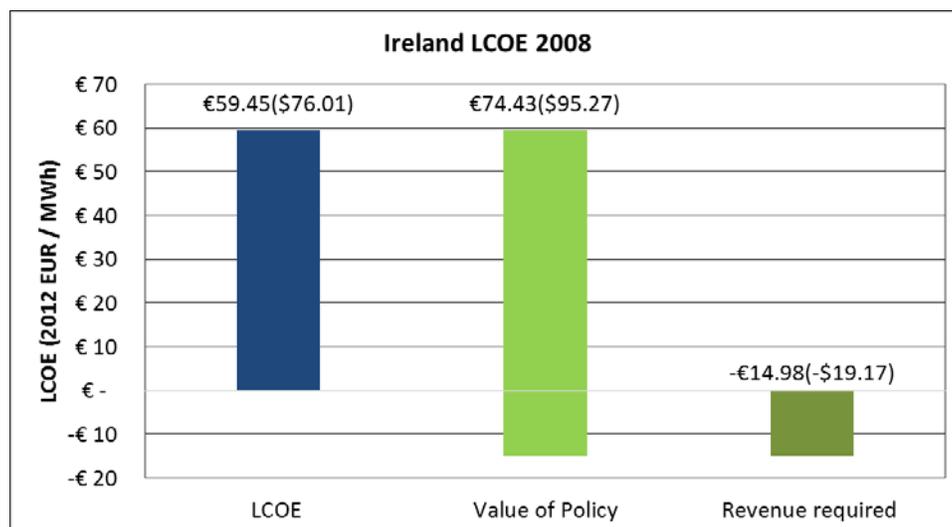


図3-12 2008年のアイルランドにおける風力発電収入と政策インセンティブ

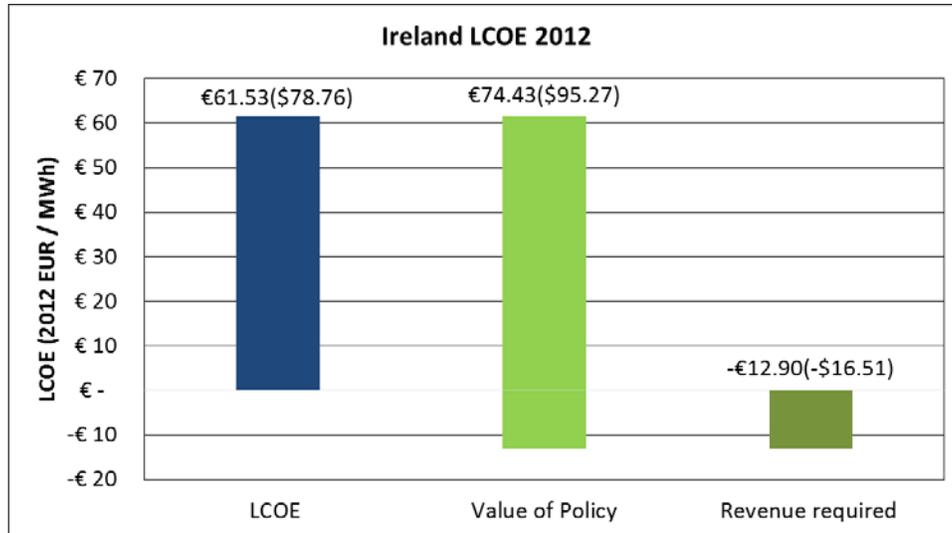


図3-13 2012年のアイルランドにおける風力発電収入と政策インセンティブ

LCOE、政策価値、収入を表3-6に示す。これは、2008年と2012年のアイルランドにおける一般的な風力発電プロジェクトを示すが、LCOEはプロジェクトの20年間の耐用年数にわたり、REFIT参照価格で賄われる。しかし、風力発電プロジェクトのLCOEと収入はプロジェクトごとに常に有意差があり、サイトやプロジェクトに固有のものであることに注意されたい。したがって、この分析で提示された平均値は、特に単一の風車や小型風車等、すべてのプロジェクト固有の変動を完全に把握していない。

表3-6 風力発電所LCOEのまとめ(政策および収入要素)

	単位	2008	2012
均等化発電原価	ユーロ/MWh	59.45	61.53
	\$/MWh	76.01	78.76
政策価格	ユーロ/MWh	74.43	74.43
	\$/MWh	95.27	95.27
必要報酬額	ユーロ/MWh	-14.98	-12.90
	\$/MWh	-19.17	-16.51

アイルランドにおける風力発電プロジェクトのまとめ

アイルランドはおおむね、2020年の目標を達成する途上にあるが、目標値の完全達成には、2014～2020年に風力発電設備容量約1,601 MWを必要とする。アイルランドの風力発電プロジェクトの主な傾向は、2007年から2012年の間に、ロータ直径とハブ高さの増加に伴い、風車の定格出力が増加したことである。この増加傾向により、風力発電プロジェクトでは、2,250時間から3,000時間の発電電力量加重による平均全負荷時間を達成することができた。投資コストは、2007年から2012年にかけて、それぞれ990～1,658ユーロ/kW(2012年価格)にまで上昇した。運転維持費は安定して推移したが、運転維持費の公表データは極めて限定的なものであることに留意すべきである。こうした技術的、財務的特徴により、2008

年および2012年のアイルランドにおける一般的な風力発電プロジェクトは、それぞれ59.45ユーロ/MWh、61.53ユーロ/MWhのLCOEを達成した。こうしたLCOE水準とREFIT支援制度が利用可能なアイルランドは、風力発電プロジェクトの投資と開発にとって引き続き魅力的な国となっている。しかし、風力発電プロジェクトのLCOEは、常にサイトやプロジェクトに固有のものであり、プロジェクト全体に有意差がある。したがって、本章で提示されている平均値では、プロジェクト固有のすべての変数が得られない場合がある。

今後の動向としては、風力発電プロジェクトに適した土地があるアイルランド中部において、複数のプロジェクトが2014年に予定されている。こうした土地は低風速の傾向があり、経済性を確保するためには低比出力の風車が必要となる可能性がある。2014年の大規模(5MW以上)風力発電プロジェクトでは、投資コストが1,400~1,600ユーロ/kWまで変動する可能性が産業界から示唆されている。2018年までの統合単一電力市場(I-SEM)、Eirgrid社のDS3およびGrid 25プログラムの実施により、2014年以降の風力発電プロジェクト計画には不確実性が存在する。I-SEMでは、風力発電プロジェクトは、前日または当日の市場における予測と、需給調整(リアルタイム)市場における実際の発電との間の偏差を調整しなければならず、これによる予測リスク生じる。また、出力抑制や出力制約を最小限に抑えるためには、DS3や系統連系25などのプログラムのオンタイム提供が不可欠である。これにより、風力発電プロジェクトを展開する中で発電電力量および財務リスクがともに課される。

第3章の参考文献

- [1] Department of Communications, Energy and Natural Resources, “National Renewable Energy Action Plan,” 2009.
- [2] European Parliament, Directive 2009/28/EC of the European Parliament and of the council of the European Union on the promotion of the use of energy from renewable sources. European Parliament, 2009, pp. 16–62.
- [3] M. Howley, M. Holland, and D. Dineen, “Energy in Ireland 1990–2013,” 2014.
- [4] Eirgrid and SONI, “All-Island Generation Capacity Statement 2015–2024,” 2015.
- [5] Department of Communications, Energy and Natural Resources, “Electricity from Renewables inc REFIT and AER.” [Online]. Available: <http://www.dcenr.gov.ie/Energy/Sustainable+and+Renewable+Energy+Division/Electricity+from+Renewables+inc+REFIT+and+AER+Change+me.htm>. [Accessed: 09-Aug-2014].
- [6] C. Devitt and L. M. Valeri, “The Effect of REFIT on Irish Wholesale,” *The Economic and Social Review*, vol. 42, no. 3, pp. 343–369, 2011.
- [7] Department of Communications, Energy and Natural Resources, “REFIT.” [Online]. Available: <http://www.dcenr.gov.ie/Energy/Sustainable+and+Renewable+Energy+Division/REFIT.htm>. [Accessed: 09-Aug-2014].
- [8] Commission for Energy Regulation, “Public Service Obligation Levy 2012/2013,” 2013.
- [9] M. Clancy and F. Gaffney, “Quantifying Ireland’s Fuel and CO2 Emissions Savings from Renewable Electricity in 2012,” Dublin, 2014.
- [10] R. Doherty and M. O’Malley, “The efficiency of Ireland’s Renewable Energy Feed-in tariff (REFIT) for wind generation,” *Energy Policy*, vol. 39, no. 9, pp. 4911–4919, 2011.
- [11] Revenue, “Trades, IT 55—The Employment and Investment Incentive (EII) - Relief for Investment in Corporate.” [Online]. Available: <http://www.revenue.ie/en/tax/it/leaflets/it55.html>. [Accessed: 09-Aug-2014].
- [12] Sustainable Energy Authority of Ireland, “Accelerated Capital Allowance.” [Online]. Available: http://www.seai.ie/Your_Business/Accelerated_Capital_Allowance/. [Accessed: 09-Aug-2014].
- [13] Sustainable Energy Authority of Ireland, “Sustainable Energy Research, Demonstration & Development Programme.” [Online]. Available: http://www.seai.ie/Grants/Renewable_Energy_RD_D/. [Accessed: 09-Aug-2014].
- [14] Department of Communications, Energy and Natural Resources, “Delivering a Sustainable Energy Future in Ireland,” 2007.

- [15] IWEA, “Irish Wind energy Association.” [Online]. Available: http://www.iwea.com/_wind_energy_onshore. [Accessed: 20-Sep-2014].
- [16] Eirgrid, “Eirgrid.” [Online]. Available: <http://www.eirgrid.com/>. [Accessed: 20-Sep- 2014].
- [17] CRO, “Company Registrations Office.” [Online]. Available: <https://www.cro.ie/>. [Accessed: 20-Sep-2014].
- [18] Frontier Economics, “International support for onshore wind,” 2013.
- [19] Sustainable Energy Authority of Ireland, “SEAI Wind Atlas.” [Online]. Available: <http://maps.seai.ie/wind/>. [Accessed: 31-Aug-2014].
- [20] J. FitzGerald, E. Denny, and A. O’Mahoney, “An Enterprising Wind: An Economic Analysis of the Job Creation Potential of the Wind Sector in Ireland,” 2014.

附録3-A アイルランドのサンプルサイズ、プロジェクトデータ、方法論

本附録には、この章で説明する風力発電プロジェクトの特徴を示す統計が含まれる。表 3-7に、後続の表に掲載するデータのサンプルサイズを示す。表の値は、風力発電プロジェクトの年間設備容量、またはデータベースに含まれる年間設備容量(設備容量)の比率に対応している。たとえば、風車のハブ高さを100%と入力すると、ハブ高さに対応する表および統計が、該当年に設置された風車の100%となることを意味する。

表3-7 アイルランドのサンプルサイズ

国名：アイルランド						
実用規模の風力発電の定義						
10MW以上の規模のウィンドファームプロジェクトは、アイルランドの単一電力市場(SEM)に参加することが義務付けられる。しかし、10MW未満のウィンドファームのSEM参加には、希望があれば、商業的な決定など例外がある(すなわち、市場料金を支払い、登録手続きを行う意思がある場合)。2007年～2012年には、全サンプルサイズ1,022 MWにつき、市場に772MW、市場以外で250MWとなっている。風車サイズの設定閾値 \geq 660 kWとした。						
年次データ集計						
備考						
サンプル	容量 (メガワット)					
	2007	2008	2009	2010	2011	2012
年間設備 - 土地ベース、実用規模のみ						
風力追加量合計	64	207	306	132	203	110
サンプルサイズ(MW) - 陸上、大形のみ						
風力発電プロジェクト規模	64	207	306	131	203	110
風車公称定格容量	64	207	306	131	203	110
風車ロータ直径	64	207	306	131	203	110
風車ハブ高さ	64	167	200	120	172	97
風車比出力	64	207	306	131	203	110
風車IECクラス	64	207	306	131	203	110
年平均風速	64	207	306	131	203	110
全負荷時間(2012年)	64	207	258	116	168	57
投資コスト	60	81	108	49	109	84
運転維持費	na	na	na	na	na	na
財務コスト	na	na	na	na	na	na
サンプルサイズ(%) -陸上、大形のみ						
風力発電プロジェクト規模	100%	100%	100%	100%	100%	100%
風車公称定格容量	100%	100%	100%	100%	100%	100%
風車ロータ直径	100%	100%	100%	100%	100%	100%
風車ハブ高さ	100%	81%	66%	91%	84%	88%
風車比出力	100%	100%	100%	100%	100%	100%
風車IECクラス	100%	100%	100%	100%	100%	100%
年平均風速	100%	100%	100%	100%	100%	100%
全負荷時間(2012年)	100%	100%	84%	88%	83%	52%
投資コスト	93%	39%	35%	38%	54%	76%
運転維持費	na	na	na	na	na	na
財務コスト	na	na	na	na	na	na

表3-8 風力発電プロジェクト規模の統計

風力発電プロジェクト規模(MW)						
	2007	2008	2009	2010	2011	2012
総容量 (MW)	64	207	306	131	203	110
総プロジェクト数	6	12	21	10	19	8
中央値	7.5	16.7	6.9	10.1	9.2	10.8
25パーセンタイル	4.1	5.9	4.0	2.6	4.5	5.0
75パーセンタイル	15.6	24.8	23.5	16.1	14.4	24.1
最小値	2.7	1.7	1.8	1.7	0.7	3.2
最大値	32.5	41.4	57.0	52.0	41.4	30.7
平均値	10.7	17.3	14.6	13.1	10.7	13.7

注記：660 kW以上のすべての風車およびプロジェクト

表3-9 風車公称容量の統計

風車公称定格容量(MW)						
	2007	2008	2009	2010	2011	2012
総容量 (MW)	64	207	306	131	203	110
総風車基数	55	116	169	95	98	48
中央値	0.85	2.00	1.50	0.90	2.30	2.30
25パーセンタイル	0.85	1.50	1.50	0.90	0.90	2.30
75パーセンタイル	1.50	2.30	2.30	2.00	2.50	2.50
最小値	0.85	0.85	0.80	0.80	0.66	0.85
最大値	2.30	2.50	3.00	2.50	2.73	3.00
平均値	1.17	1.79	1.81	1.38	1.91	2.30
モード	0.85	1.50	1.50	0.90	2.30	2.30

注記：660 kW以上のすべての風車およびプロジェクト

表3-10 風車ロータ直径の統計

風車ロータ直径(m)						
	2007	2008	2009	2010	2011	2012
総容量 (MW)	64	207	306	131	203	110
総風車基数	55	116	169	95	98	48
中央値	52.0	70.5	70.5	52.0	80.0	82.0
25パーセンタイル	52.0	70.0	70.0	44.0	51.0	71.0
75パーセンタイル	70.0	71.0	90.0	80.0	82.0	90.0
最小値	44.0	44.0	48.0	44.0	44.0	52.0
最大値	77.0	90.0	90.0	90.0	100.0	90.0
平均値	57.1	70.4	71.9	60.5	72.4	78.2

注記：660 kW以上のすべての風車およびプロジェクト

表3-11 風車比出力の統計

風車比出力 (W/m ²)						
	2007	2008	2009	2010	2011	2012
総容量 (MW)	64	207	306	131	203	110
総風車基数	55	116	169	95	98	48
中央値	400	431	393	400	418	436
25パーセンタイル	400	384	384	400	393	393
75パーセンタイル	400	505	434	400	517	581
最小値	384	384	314	400	318	283
最大値	592	592	581	400	592	581
平均値	441	451	411	400	444	480

注記：660 kW以上のすべての風車およびプロジェクト

表3-12 風車ハブ高さの統計

風車ハブ高さ(m)						
	2007	2008	2009	2010	2011	2012
総容量 (MW)	64	167	200	120	172	97
総風車基数	55	96	121	82	92	42
中央値	45.0	64.7	65.0	55.8	70.0	80.0
25パーセンタイル	45.0	54.8	56.0	55.5	55.0	64.0
75パーセンタイル	54.7	65.0	65.0	67.0	84.0	80.0
最小値	45.0	49.0	49.0	45.0	45.0	60.0
最大値	64.0	78.0	95.0	80.0	85.0	84.0
平均値	49.5	61.3	66.3	61.1	69.5	73.1

注記：660 kW以上のすべての風車およびプロジェクト

表3-13 風車IECクラスの統計

風車IECクラス - 平均クラス						
	2007	2008	2009	2010	2011	2012
総容量 (MW)	64	207	306	131	203	110
クラス I	16.5%	25.0%	10.0%	50.0%	30.0%	14.0%
クラス I/II	67.0%	50.0%	48.0%	30.0%	35.0%	43.0%
クラス II	16.5%	25.0%	27.0%	20.0%	30.0%	43.0%
クラス II/III	0.0%	0.0%	5.0%	0.0%	5.0%	0.0%
クラス III	0.0%	0.0%	10.0%	0.0%	0.0%	0.0%
平均値	1.5	1.5	1.8	1.4	1.6	1.6
総風車基数	56	116	169	95	98	48

注記：注記：660 kW以上のすべての風車およびプロジェクト。2クラスにまたがる風車は例えばクラスII/IIIのように表記され、「平均」クラスは平均IECクラスの傾向を示す目的で定義される(例：クラスII/III設備に対して平均 2.5クラス)。

表3-14 年平均風速の統計

年平均風速						
	2007	2008	2009	2010	2011	2012
総容量 (MW)	64	207	306	131	203	110
総風車基数	6	12	21	10	19	8
中央値	8.7	8.7	8.5	8.7	8.3	8.1
25パーセンタイル	7.2	8.2	7.8	7.8	8.0	7.3
75パーセンタイル	9.2	9.1	9.1	9.3	8.9	8.7
最小値	7.1	7.7	6.6	7.2	6.6	6.8
最大値	9.5	9.4	11.2	9.6	9.9	8.8
平均値	8.4	8.7	8.5	8.6	8.4	8.0

表3-15 全負荷時間/設備利用率の統計

2013年の全負荷時間 (設備利用率×8784(閏年) または ×8760(通常年) に相当)						
プロジェクト運開年	2007	2008	2009	2010	2011	2012
総容量 (MW)	64	207	258	116	168	57
中央値	2,348	2,243	2,626	2,528	3,147	2,447
25パーセンタイル	1,397	1,401	1,435	1,625	2,498	2,439
75パーセンタイル	2,655	2,662	3,193	3,107	3,273	3,383
最小値	1,321	1,325	573	1,403	527	2,439
最大値	3,273	3,282	3,944	3,944	3,558	3,383
発電電力量による加重平均	2,247	2,629	3,113	2,642	3,071	3,027
2013年の設備利用率 (全負荷時間÷8784 に相当)						
	2007	2008	2009	2010	2011	2012
中央値	26.8%	25.5%	30.0%	28.9%	35.9%	27.9%
25パーセンタイル	15.9%	15.9%	16.4%	18.6%	28.5%	27.8%
75パーセンタイル	30.3%	30.3%	36.5%	35.5%	37.4%	38.5%
最小値	15.1%	15.1%	6.5%	16.0%	6.0%	27.8%
最大値	37.4%	37.4%	45.0%	45.0%	40.6%	38.5%
平均値	25.0%	25.0%	28.2%	28.9%	32.5%	31.4%
設備容量による加重平均	22.0%	23.3%	32.8%	28.7%	37.9%	33.6%
発電電力量による加重平均	25.7%	29.9%	35.5%	30.2%	35.1%	34.5%

表3-16 投資コストの統計

風力発電プロジェクト投資コスト (2012年 ユーロ/kW)						
	2007	2008	2009	2010	2011	2012
総容量 (MW)	60	81	108	49	109	84
中央値	1084	1355	1383	1551	1413	1526
25パーセンタイル	877	1029	1074	1344	1232	1324
75パーセンタイル	1577	1416	1629	1813	1523	1903
最小値	739	831	733	1188	1150	996
最大値	1815	1696	2147	1858	1834	1930
平均値	1199	1278	1425	1573	1415	1551
設備容量による加重平均	990	1237	1472	1614	1427	1658

風力発電プロジェクト投資コスト (2012年ドル/kW)						
	2007	2008	2009	2010	2011	2012
中央値	1,394	1,743	1,778	1,994	1,817	1,961
25パーセンタイル	1,128	1,323	1,381	1,728	1,583	1,702
75パーセンタイル	2,028	1,820	2,094	2,330	1,958	2,447
最小値	951	1,068	942	1,527	1,478	1,280
最大値	2,333	2,180	2,761	2,389	2,358	2,481
設備容量による加重平均	1,273	1,590	1,892	2,076	1,834	2,131

風力発電指数の算出手法

1. すべての数値は、アイルランドの風力発電所143施設の年間発電電力量(風力発電指数計算、080714)による、2002～2013年の各期間の数値に基づいている。
2. 5%および95%の設備利用率(CF)閾値(0.09 < CF < 0.43)に基づき抽出された、年間風力発電所の出力データ。この抽出されたデータから、閾値年数(5年)未満の風力発電所の指数は省略されている。
3. 年間風力発電所の風力発電指数 PI は、以下の通りである。

$$PI_{x,i} = E_{x,i} / \overline{E_{x,i}}$$

ここで、 P_{ix}, I は年*i*における風力発電所 x の年間風力発電指数。 $\overline{E_{x,i}}$ は、次式で与えられる次の年 i における風力発電所の平均発電電力量を示す。

$$\overline{E_{x,i}} = \sum_{i=1}^n E_{x,i} / n$$

ここで、 n は風力発電所 x の総運転年数である。

4. アイルランド全島の PI は毎年、定格出力で加重されたすべてのサンプル風力発電所 PI の平均である。

$$PI_i = RC_x \sum_{x=1}^j PI_{x,i} / j$$

ここで、 PI_i は年 i のサンプル風力発電指数であり、 j は年間発電電力量が5年を超える風力発電所の数である。また、 RC_x は、風力発電所 x の定格出力である。

第4章 ノルウェーにおける風力発電開発

著者 : Leif I. Husabø、David E. Weir(Norwegian Water Resources and Energy Directorate (NVE))

本章の引用は以下の通り : Husabø, L. and Weir, D. (2015). “Wind Energy Development in Norway,” Chapter 4. Hand, M. M., ed., IEA Wind Task 26 - Wind Technology, Cost, and Performance Trends in Denmark, Germany, Ireland, Norway, the European Union, and the United States: 2007–2012. NREL/TP-6A20-64332. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. pp. 101-120.

国内の風力発電容量、発電電力量、目標値

ノルウェーは、長く豊富な大規模水力資源によって電力需要を賄い、供給が需要を上回ることも多い。1990年代後半、もう一つの再生可能エネルギー源として、ノルウェーの大規模な風資源が注目を集め始めた。そして、さまざまな公的支援計画により、2000年以降、発電能力800MWを上回る風力発電施設がノルウェーで建設された。ノルウェーにおける風力発電施設の設置を、下記の図4-1と表4-1にグラフおよび表形式で示す。

収入と政策に対するインセンティブ

2001年から2010年にかけては、商業的に実行可能なプロジェクトのみを支援するという目標のもと、ノルウェーの風力発電プロジェクトに対する財政支援が国有企業Enova SF社により個別対応で実施された。このプログラムは2011年に終了し、ノルウェー・スウェーデンの電力証書制度がこれに続いた。2012年以降、Enova社は風力発電やその他の再生可能エネルギーに関連する技術開発の初期段階の支援を重点化している。ただし、Enova社からの資金提供を受けた最後の風力発電プロジェクトは、2013年まで完全には作動しなかった。

2012年1月1日以降、スウェーデンとノルウェーには共通の電力証書市場が存在する。これは、2003年以降のスウェーデンの電力証書制度に基づくものである。共通の電力証書市場の目標は、2020年末までに、26.4 TWhを合わせた両国の年間再生可能エネルギーの発電電力量を増加させることである。これは、両国の現在の発電電力量の約10%に相当する。ノルウェーとスウェーデンは、新規の発電能力がどこで確立されているかに関わらず、証書制度における新規設備容量を半分ずつ賄う責任を負う。電力証書制度は、EUの再生可能エネルギー指令に基づく各国の目標達成に貢献するであろう。共通の電力証書市場は、2035年末まで継続される予定である。

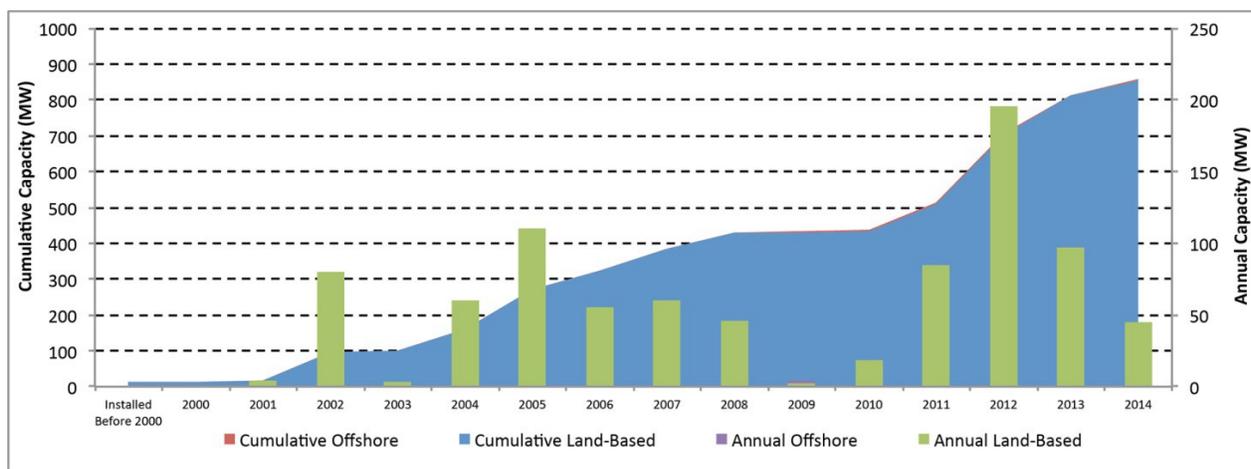


図4-1 ノルウェーの累積および新規風力発電設備容量

表4-1 ノルウェーの累積および新規設備容量

風力発電プロジェクト設備容量 (GW)																	
		2000年以前	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
累積	陸上	13.0	13	17	97	100	160	270	325	385	430.5	430.9	434.6	511.5	704	811	856
累積	洋上	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3
新規	陸上	0.0	0	4	80	3	60	110	55	60	45.5	2.3	18.4	85.1	195.3	97.5	45
新規	洋上	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

2007年以降のノルウェーの風力発電プロジェクトの動向

ノルウェー水資源エネルギー局(NVE)は、ノルウェーにおけるすべての認可発電所のデータベースを維持する任務を負っている。1,000V以上の送電線を使用して配電する場合、風力発電所は認可を取得する必要がある。これは、実際には、ごく小規模(500kW未満)の、単一風車を除き、すべてのデータの提供が可能であることを意味する。ノルウェーの風力発電所は、2MWの規模を超過する複数の風車で構成される傾向がある。2007年および2012年の風力発電所の技術的・財政的側面を説明するにあたり、十分に大規模なサンプルを取得し、商業的に機密性の高い情報をプロジェクト単位で明らかにすることを防止するため、数年のデータを集約することが必要である。

2007年の統計として、2006～2008年に運転開始された3プラントのデータを合計し、108MWのサンプルサイズを組み合わせたこととなった。2011年から2013年には比較的高容量が設置されたため、サンプルは大規模になったが(348MW)、プロジェクトの検討後、サンプルサイズを増やすため、3年分のデータすべてを使用することとなった。各風力発電所の投資コストでは、年間発電電力量(AEP)、風車タイプなどの技術的な詳細、ハブ高さにおける風速中央値の長期的推定などが得られた。以降は、分析の便宜のため、2007年と2012年の2グループのプロジェクトを検討する。本章では、既存のプロジェクトに基づく2007年から2012年のプロジェクト動向に加えて、2014年の理論的な標準プロジェクトを紹介する。同プロジェクトを含めることにより、ノルウェーにおける風力発電開発の2012年以降

の傾向を示し、2012年以降に建設された風力発電の支援スキームとして、ノルウェーとスウェーデンの電力証書制度の有効性を明らかにする。

資金調達構造や運転維持費については、プロジェクト別データは得られなかった。これらは、代わりにノルウェーの風力発電協会(NORWEA)および融資機関による限定的データや、一般情報に基づき推定した。

プロジェクトの特徴

2012年頃に建設された風力発電所は、2007年のプロジェクトの11.5～57.5 MWに対し、39～110MWの規模となる傾向があった。風車公称容量についても、1プロジェクトは3MWの風車で構成されるなど(Fakken風力発電所)、すべての風車は2007年の2.3MWから2012年の平均2.5MWに増加した。これらふたつの傾向を以下の図4-2と図4-3に示すその他の国については、中央値(横線)、平均値(ひし形)、25～75パーセンタイル値(箱)、最小値および最大値(ひげ)など、一定期間に商業運転を達成したプロジェクトまたは風車を箱ひげ図を用いて示す。ノルウェーのサンプル数は少ないため、最小値、最大値、平均値のみを示す。平均値はひし形で表示する。

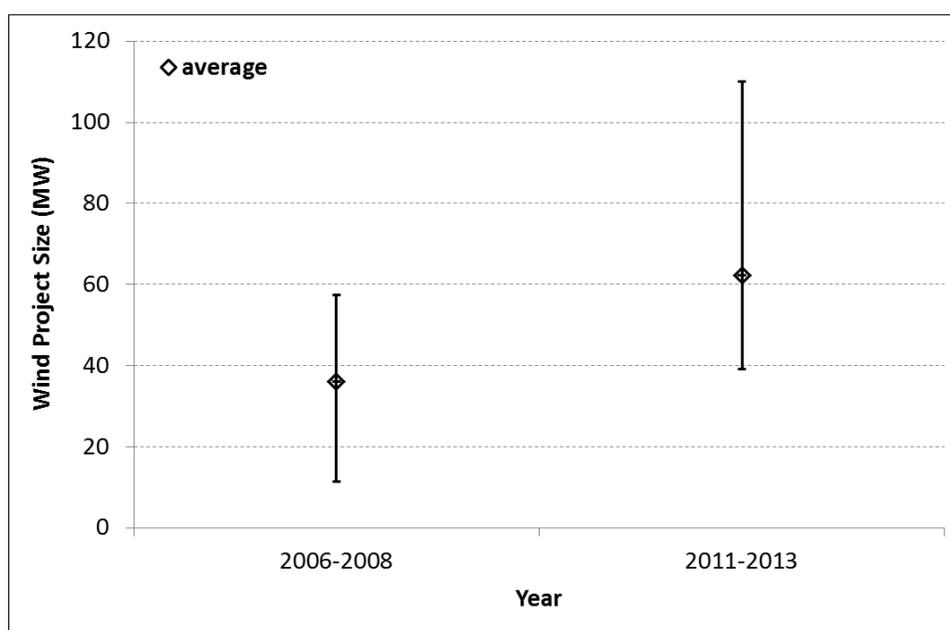


図4-2 2007年～2012年の風力発電プロジェクト規模の傾向

同様に、風車のハブ高さやロータ直径は、2007年から2012年の間に増加した。2007年のロータ直径は71～82 mの範囲であり、平均75 mであった。2012年の範囲は71～100mであり、平均は90 mであった。2007年のハブ高さは64～70 mの範囲であったが、2012年に設置された風車の多くのハブ高さは80mであった。これらの傾向は、図4-4および図4-5に示されている。風車、ロータ、公称容量の一般的な大型化傾向は、この期間の風車技術の国際的な傾向と一致する。一方、図4-2に示す風力発電所の規模の大型化傾向は、ノルウェーのサンプルおよび一定年度におけるプロジェクト数の影響を受けやすい。例えば、2002～2005年にノルウェー最大のSmøla風力発電所(150 MW)が運転開始された。サンプルは小規模である

が、後年に認可または申請されたプロジェクトを見ると、ノルウェーの将来の風力発電開発は、大規模な風力発電所(50MW超)が主力であることが示されている。これは、人口密度の高い国とは異なり、ノルウェーには依然として豊富な風資源を有する、広大な無人地帯が存在するためであろう。

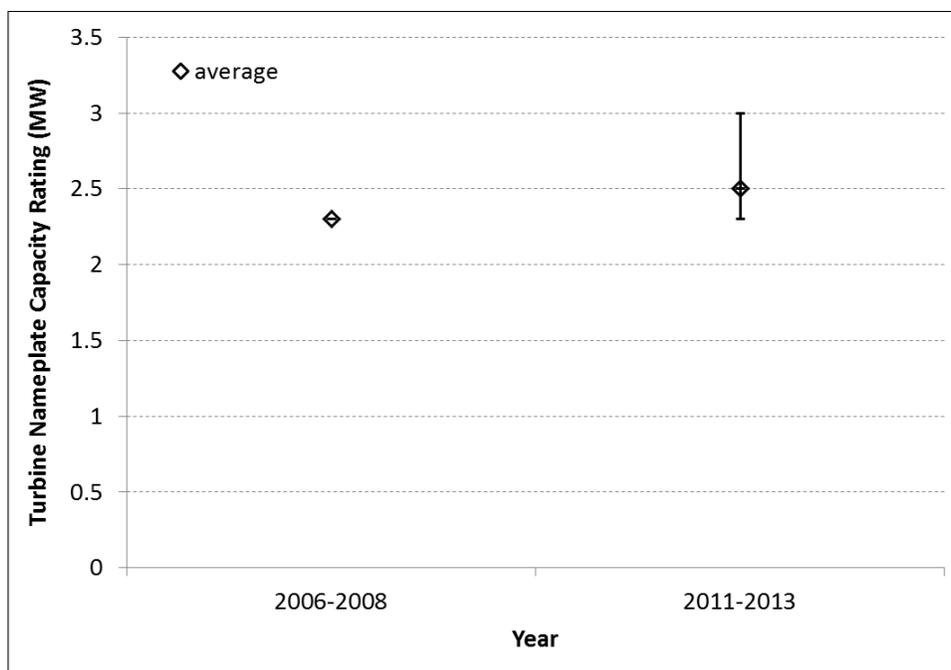


図4-3 2007年～2012年の風車公称容量の傾向

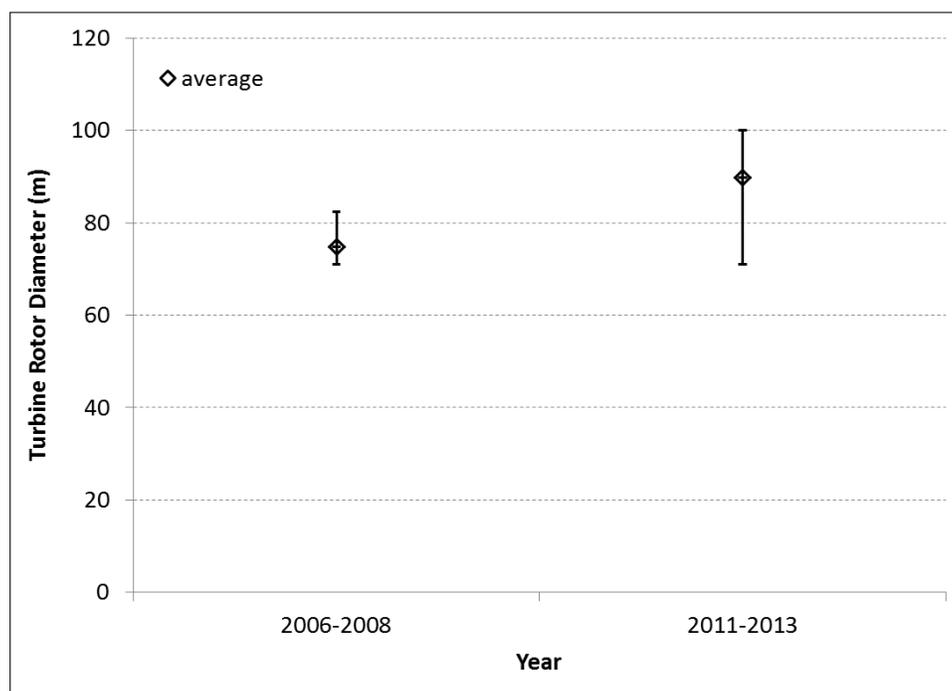


図4-4 2007年～2012年の風車ロータ直径の傾向

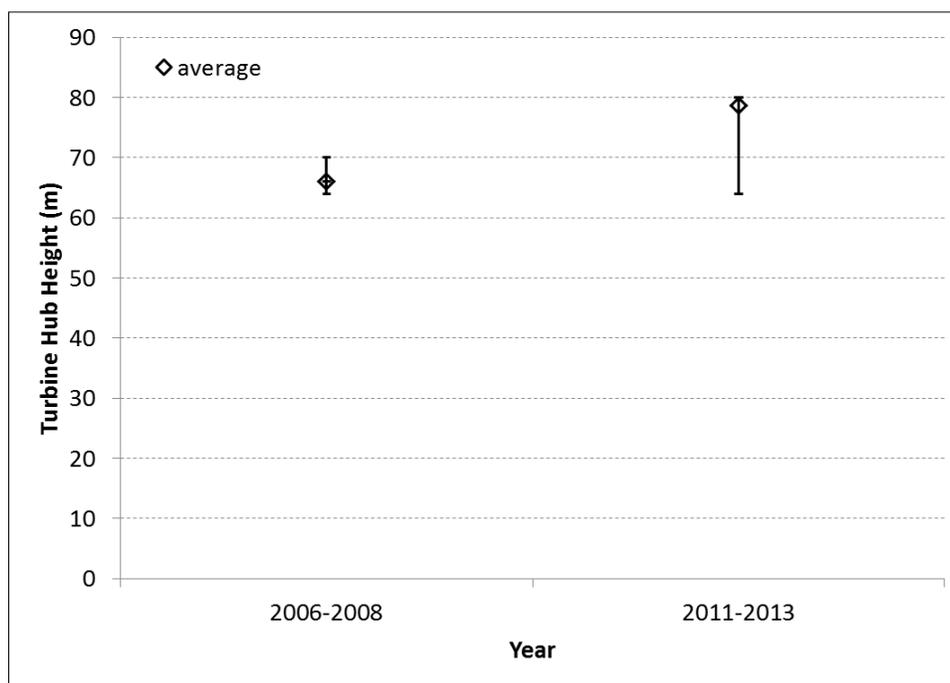


図4-5 2007年～2012年にかけての風車のハブ高さの傾向

プロジェクトのパフォーマンス

ノルウェーは、特に海岸沿いおよび樹木限界線上の平坦な山頂に、風資源に富む広大な地域を有している(ノルウェーの土地面積の約半分が樹木限界線上にある)。ノルウェーの初期の風力発電開発では、一般に、人口中心地から遠く離れた沿岸地域にある最高風速地域を重点化していた。また、長年にわたり、この種のサイトの欠点(例えば、極端な風や乱気流)もより理解されてきている。

2007～2012年に運転開始された風力発電所は、風資源に富む沿岸 / 山間地帯にあると言えるが、以下の図4-6に示すように、平均年間風速が相対的に低いサイトに向かう傾向がある。一部の国では、風資源が豊富なサイトがすでに開発されているため、低風地域における上記の傾向は明らかになったが、この説明はノルウェーでは成立しない。ノルウェーでは年平均風速が非常に高い未開発地域が多く存在する。しかし、その理由は、一般的に、これらのプロジェクトの系統連系コストが高いか、中央ノルウェーのFosen地域の場合のように、系統連系の整備中にプロジェクトが保留状態になるためである。

同時期、低風速および中風速用に設計された風車技術が劇的な進歩を遂げた。風車の国際電気技術委員会(IEC)分類は、一部、風車設計の年平均風速で決定するところがある。ノルウェーでは、クラスI サイトが利用可能であるが、IECクラスII さらにIIIの風車の対応サイトに関心が高まっている。2012年以前は、ノルウェーの風車はすべて、年平均風速や、風速、乱気流が高いためIECクラスIであった。しかし、2012年にノルウェーに設置された風車は、約半数がIECクラスII(図4-7)となっている。

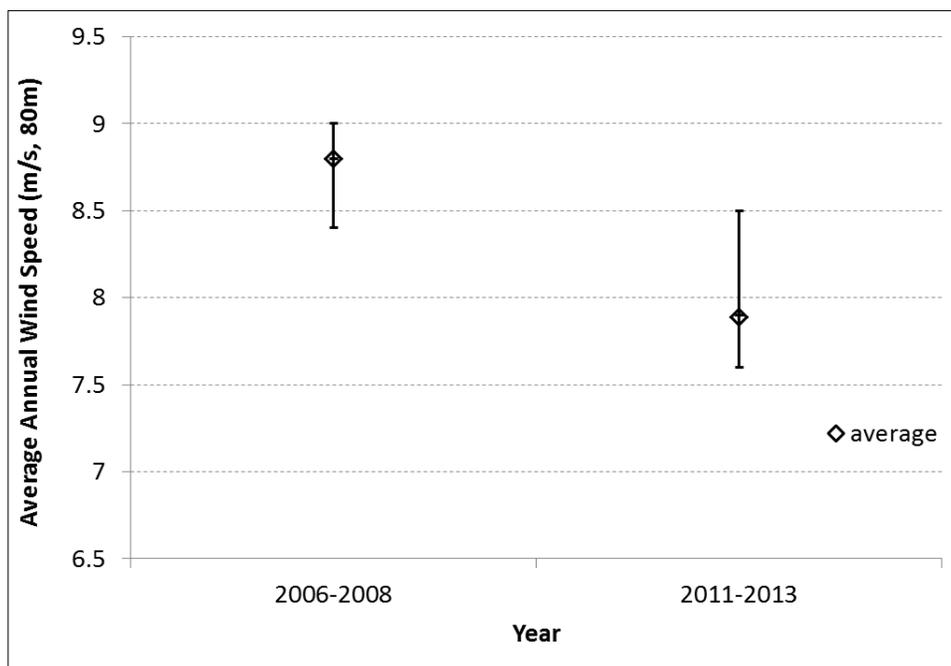


図4-6 2007年～2012年に設置されたプロジェクトの年平均風速

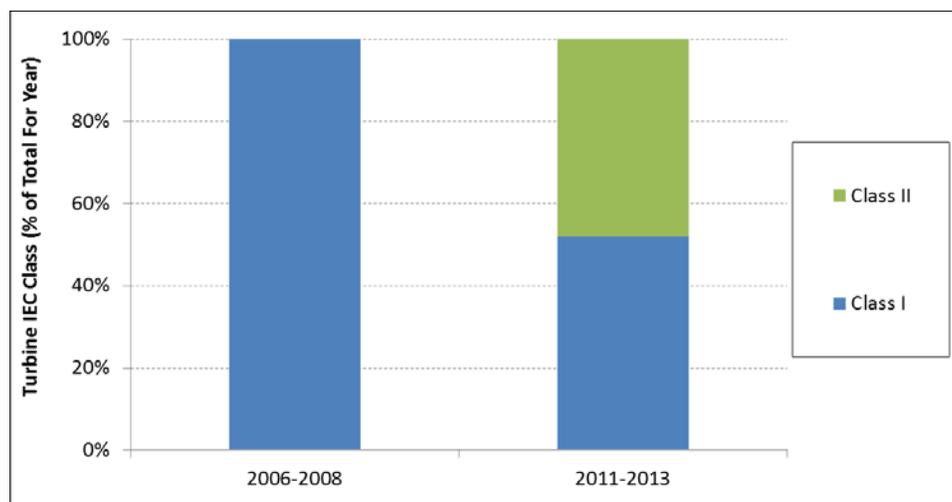


図4-7 風車IECクラス、2007年～2012年

発電電力量の観点から見ると、2007年と2012年の発電所は、全負荷時間が3,000時間をわずかに下回る程度の、比較的良好なパフォーマンスを示している。下の図4-8は、2群の風力発電所の、最小値、最大値、発電電力量による加重平均を示している。数値から明らかのように、2012年の風力発電所のパフォーマンスは2007年より若干良好である。また、両群の風力発電所が、ノルウェーの風力発電所のすべての施設と比較して、良好に機能していることは注目に値する。ノルウェーでは、2013年の発電電力量による加重平均は、全負荷時間にして平均2,555時間となり、ほぼ通常の風の強さの年であった。本研究では、風力発電所固有の風力発電指数として、実際の年間発電電力量データに基づき、NVEにより風車の通常の全負荷時間を算出した。これらの方法の詳細については、NVEの年間風力発電

電力量レポートを参照されたい^{原注45}。

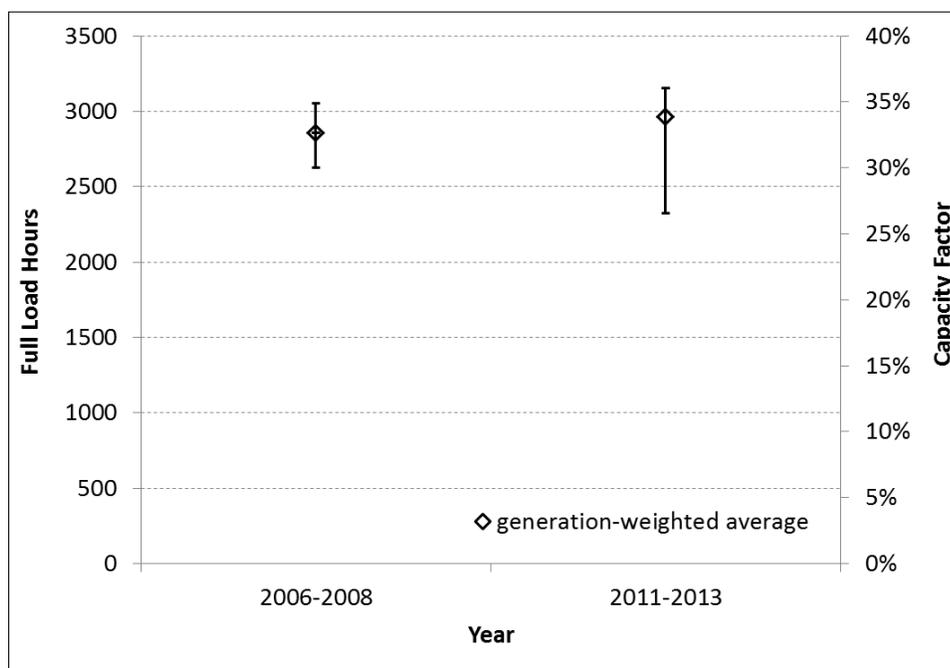


図4-8 2007年～2011年に導入され、2012年に運転されるプロジェクトの全負荷時間

投資コスト

NVEの投資コストのデータは、最終投資コストの監査報告書で構成され、これらは風車、基礎、内部系統連系、外部系統連系接続、土地取得、土木工事、プロジェクト開発に分類される。商業上の秘密に関する法律により、プロジェクトが特定されない程度にこうしたコストの集計を行わなければならないが、風力発電所の各群はCAPEXの要素のほぼすべての要素(資本的支出、投資コスト)を幅広く網羅していることは注目に値する。

2007年および2012年の風力発電所の平均CAPEXを図4-9に示す。同時期は国際的に風車価格が下落したが、2007年と2012年の間にノルウェー風力発電所の平均CAPEXが実際に著しく増加したことが、数値から読み取れる。

2007年から2012年にかけての、このCAPEXの増加は、同期間中に実施された補助金制度が少なくとも一部、原因していると考えられる。Enova SF社は、風力発電所に数回にわたり、直接投資補助金を付与した。各回では、投資に適するプロジェクトのみが申請することができ、最もすぐれたプロジェクトに対し投資コストの一定の比率で付与された。

これは、実際には、プロジェクトの計画段階がどの程度進んでいるか、短期的に建設されるか否かによって、資金調達各回におけるプロジェクト間の競争が大きく左右されることを意味した(認可プロジェクトの多くは、過去、送電線の整備のため保留されている)。事実、Enova社の資金調達を受けているプロジェクトは、国家的な意味で例外的なプロジェクトである必要はなく、同一の回で資金調達される比較的少数の他のプロジェクトとの間で、最も優れていたことを意味する。その場合、当該作業で用いられる小規模なサンプルの不確実性を強調することが重要である。

原注45 <http://www.nve.no/no/Energi1/Fornybar-energi/Vindkraft/Vindkraftproduksjon-2013/>

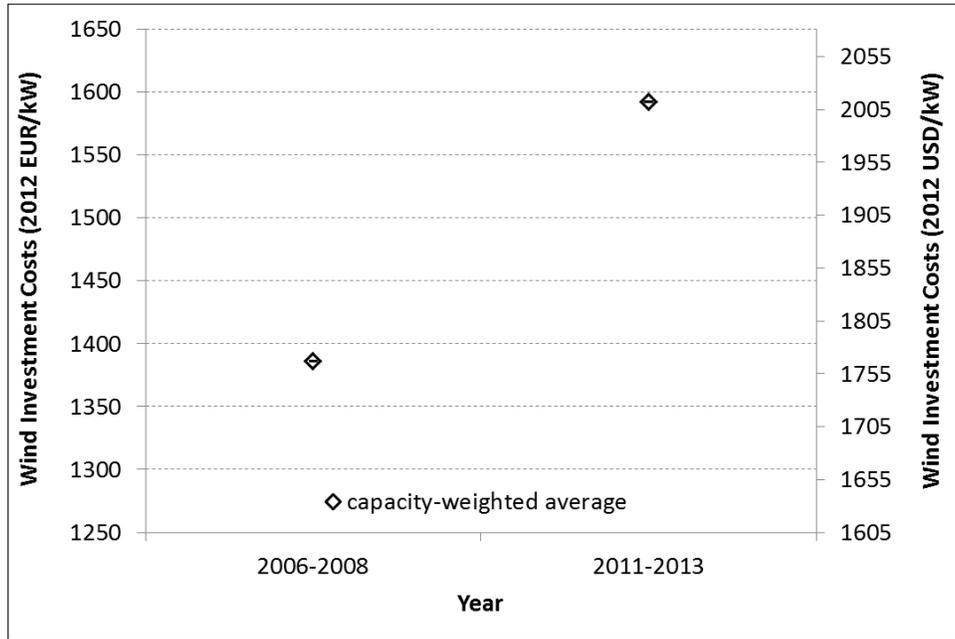


図4-9 2007年～2012年に導入されたプロジェクトの投資コスト

Enovaの資金調達メカニズムにおいて、2007年から2012年までコストが上昇したことを説明するもうひとつの方法は、2008年から2010年の間に、直接投資補助金がCAPEXの25%からCAPEXの50%に増加したことである。これは、後続するプロジェクトの事業者が、旧プロジェクトの事業者として、コストダウンによる同一のインセンティブが得られなかったことを意味する。これは下図から明らかであり、特に土木工事およびプロジェクト管理のEUR/kW費用が2007年から2012年にかけて大幅に増加したことを示している。

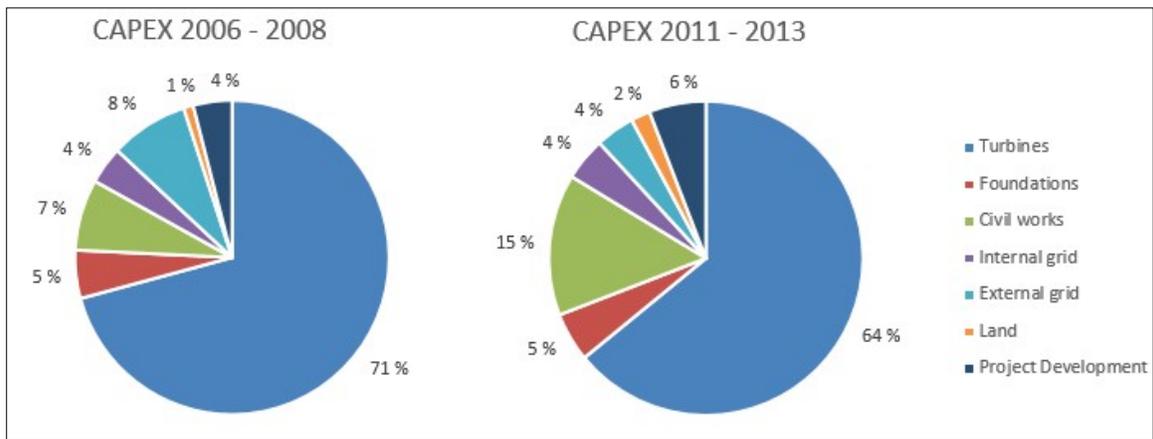


図4-10 2007年から2012年のCAPEXの内訳

運転維持費

本研究では、ノルウェーの風力発電所の運転維持費に関し、信頼性の高いプロジェクト別データを入手することはできなかった。NORWEAの業界調査の結果を使用し、風力発電

所の所有者に対して運転維持費の一般的な費用について質問した。調査の結果、Enova SF社⁴⁶が発表した施工前の見積もりによると、風力発電所の耐用年数当たりの維持費は約0.020ユーロ/kWhである^{原注46}。こうしたコストの相対的な内訳の例を図4-10に示す。これらの結果は、ノルウェー風力発電協会(NORWEA)の実施調査に基づいており、運転維持費に対する3大拠出金は、降順で、サービス契約、系統連系アクセス料金、電力需給調整費となっている。

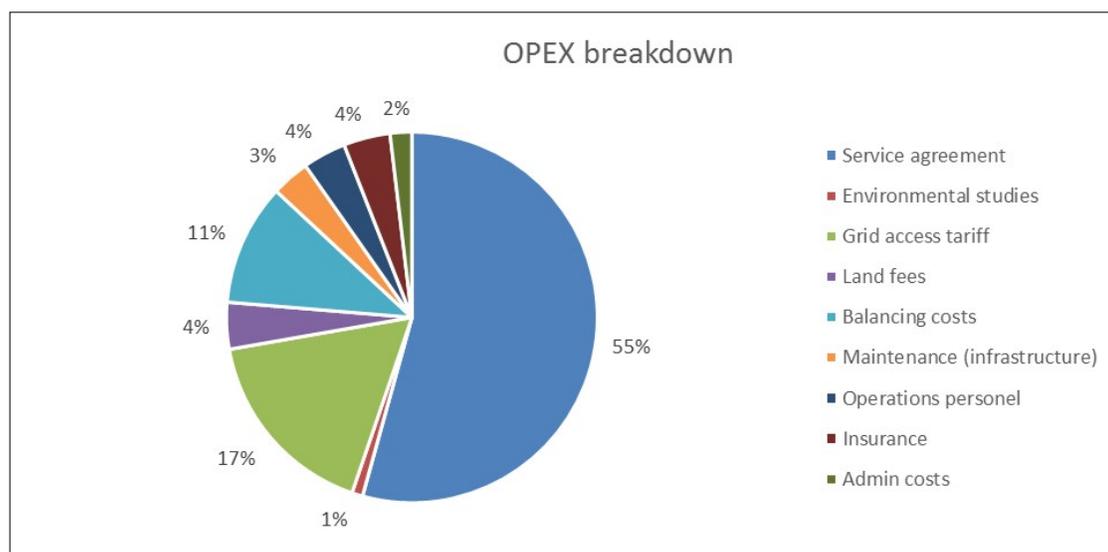


図4-11 2007年～2012年に導入されたプロジェクトの運転維持費の推定平均内訳

資金調達コスト

資金調達構造については、プロジェクト別のデータは入手できなかった。これらは、限定データ、文献レビュー、NORWEAおよび融資機関からの一般的なデータに基づき推定された。

ノルウェーの再生可能プロジェクトは、従来、ノルウェーのエネルギー会社/公益事業会社が所有し、資金提供を行ってきた。2009年以降、電力価格の安値下落(および2012年からの電力証書)は、再生可能な投資の収益性を制限している。電気および電力証書の販売による収入の流れは、きわめて不確実性が高いことを示している。北欧の電力余剰と相まって、収益性への期待が減少し、再生可能なプロジェクトへの投資リスクが高まっている。これは、2007年から2012年の期間、リスクプレミアムを高め、必要な資本利益率を増加させたと考えられる。しかし、程度はさまざまであるがリスクゼロの金利が2007年から2012年にかけて大幅に下落したため、これは相殺された。

自己資本割合は、持続的な収入の低下により、2007年から2012年に減少したと考えられる。収益性が低く、経済マージンが乏しいため、将来のプロジェクトでは、銀行、輸出金融機関、年金基金、債券市場のより高度なカスタマイズと相互作用により、新たな資金調達ソリューションが必要となることが予想される。モデリング分析では、WACCに相当する必要な自己資本利益率を100%と推定している。

2007年および2012年に建設された風力発電所では、WACCは一定して5%と推定された

原注46 http://www.enova.no/download.aspx?object_id=C2474F61250D4B9197B1A37F5786C036

(実質期間、税引き後)。ノルウェー中央銀行の金融政策の運用目標として、2.5%の長期実行インフレ率が設定された。

収入と政策に対するインセンティブ

2001年から2010年までノルウェー風力発電所の財政支援は、国有企業のEnova SFによって商業的に実行可能なだけのプロジェクトを支援することを目標として、ケースバイケースで行われた。2006年から2008年に建設された発電所(Kjøllefjord、Valsneset、Bessakerfjellet)は、投資費用の平均約25%を対象とする現金前貸しの補助金を受領した。2011年から2013年に建設された発電所(Høg-Jæren、Fakken、Ytre Vikna、Lista、Midtfjellet)では、この支援は平均で約50%に増加した。

2012年以降、ノルウェーの風力発電を含む再生可能な新規の発電事業者は、電力証書を通じて財政支援を受けている。証書を得るためには、プロジェクト所有者は他の公共プログラムから補助金を受け取ることはできない。Enova社の投資補助金を早期に受領し、2012年に運転を開始した発電所の所有者は、Enova社の補助金を払い戻す代わりに、証書制度に参加する機会が与えられた。しかし、2012年でこれを選択した発電所所有者はおらず、本章で提示する2012年プロジェクトはすべてEnova社を通じて資金提供されたものであった。

電力証書制度の下では、認定された発電所は発電するMWhごとに15年間にわたって証書を1通受領する。したがって、認定された再生可能エネルギー発電所の所有者は、市場で2つの商品、つまり電力と証書を有することになる。これらは共に独立して販売することができ、収入の流れには極めて不確実性がある。2012年から2014年にかけて、証書を有するノルウェーの発電事業者は、(証書の平均スポット価格に基づいて)平均約20ユーロ/MWhを受け取った。このシステムでは、テクノロジーニュートラル(技術中立)である。すなわち、すべての再生可能技術はMWhあたりの証書の数が同一であり、風力発電による特定の割当量はない。しかし、ノルウェーおよびスウェーデンにおいて新たに再生可能エネルギーの発電電力量を26.4 TWhにするという目標を達成するためには、安価な再生可能エネルギーの利用可能性が限定的であるため、新たに大規模な風力発電を実現しなければならないと考えられる。これは、電力証書価格に影響を与え、長期的に電力と証書の売上収入が風力発電のLCOEを相殺すると考えられる。

証書の作成は、すべての電力利用者が一定割合の使用電力量に相当する証書を購入する、割当義務と呼ばれる要件によって求められる。2012年は、割当義務を負うノルウェー市場参加者は、消費電力量の3%に相当する電力証書を購入する必要があった。割当は2020年まで徐々に増加し、これによって電力証書の需要が増加している。

2008年と2012年におけるノルウェーの風力発電コスト

2008年および2012年における一般的な風力発電プロジェクト

2008年と2012年のノルウェーにおける風力発電のLCOEを示すため、各サンプルの設備容量で加重平均した投資コストを使用した。また、2014年の理論的な標準プロジェクトを提示する。

モデルの入力の前提条件

表4-2 ノルウェーの風力発電プロジェクトの特徴

	単位	2008	2012	2014 *
風車容量	MW	2.3	2.5	3.0
風車基数	基	17	24	30
ロータ直径/ハブ高さ	m/m	75/66	93/79	100/80
ハブ高さにおける年平均風速	m/s	8.8	7.9	8.0
全負荷時間	時間	2,860	2,963	3,200
耐用年数	年	20	20	20
投資コスト	ユーロ ₂₀₁₂ /kW	1,386	1,592	1,359
固定運転維持費	ユーロ/kW	N/A	N/A	N/A
変動運転維持費	ユーロセント/kWh	2	2	2
撤去費	ユーロセント/kWh	0	0	0

* 2014年の理論的標準プロジェクト

表4-3 ノルウェーの風力発電

	単位	2008	2012	2014 *
資本利益率	%	N/A	N/A	N/A
負債利益率	%	N/A	N/A	N/A
自己資本割合	%	100	100	100
負債割合	%	N/A	N/A	N/A
ローン期間	年	20	20	20
法人税率	%	28	28	27 **
WACC (実質、税引き後)	%	5	5	5
為替レート	ノルウェークローネ/ユーロ	8.2	7.5	8.4

* 2014年の理論的標準プロジェクト

** 法人税率は2014年に28%から27%に引き下げられた。

表4-4 ノルウェーにおける風力発電政策と収入インセンティブ

	単位	2008	2012	2014 *
電力市場価格	ユーロ/kWh	0.061	0.041	0.031
先行投資				
補助金 (税ベース)	%	25	50	0
減価償却期間	年	20	20	20 **
市場価格証書	ユーロ/kWh	N/A	N/A	0.016

* 2014年の理論的標準プロジェクト

** 2015年以降、ノルウェー政府は減価償却期間を5年に短縮することを提案している。これは、本書では考慮しない。

財務ギャップ

上記の仮定を用いたECNモデルによると、LCOEが2008年には65ユーロ/MWh、2012年には70ユーロ/MWhに増加する計算になる。2014年の理論的標準プロジェクトでは、LCOEは59ユーロ/MWhと推定される。同一期間の財務ギャップを考慮するために、電力価格と先行補助金を以下のように含めた。

市場電力価格は、NASDAQ先物(2008年、2012年、2014年のNordPoolで取引される1年から5年先渡し契約)から2012年ユーロに換算される。対象期間において、価格は大幅に下落した。ノルウェーにおける電気価格は非常に不確実で不安定であるため、表4-5に示す価格は2008年、2012年、2014年の価格下落を示してはいるが、これは2008年、2012年、2014年において開発業者が直面した価格の中心的な事例に過ぎない。

先行投資(補助金)のユーロ/MWh相当額も、2008年と2012年のCAPEXのそれぞれ25%と50%の補助金を前提としたECNモデルで計算されている。2014年の標準プロジェクトでは、電気証書の支援は約21ユーロ/MWhと想定されている。これは、SKM kraftmäklingで取引される1年～5年間の先行契約に基づき、15年間にわたって付与される。これは、プロジェクト耐用年数20年間で約16ユーロ/MWhの平均的な政策効果を表している。これらの基本ケースの前提条件と、その結果生じる財務ギャップの概要を下の図4-12に示す。この数字が示すように、後続するプロジェクトの補助金の増加は、電力価格の下落によって相殺された。つまり、上記の基本的な推定では、2008年のプロジェクトは収益性があり、財務ギャップは-7ユーロ/MWhであったのに対し、2012年のプロジェクトは平均で財務ギャップが+4ユーロ/MWhとなった。こうした前提の下、2014年のプロジェクトの財務ギャップは12ユーロ/MWhであった。

図4-12で計算し、提示した財務ギャップは有益な情報であるが、こうした計算の不確実性を強調することは重要である。それは、それは風力発電所の耐用年数にわたり、電気の市場価格の不確実性に大きく左右されるためである。図4-13は、2008年、2012年、2014年のプロジェクトにおける財務ギャップの感度を、風力発電所の耐用年数の平均市場価格に換算して示したものである。図に示されるように、2012年のグループのプロジェクトは、45ユーロ/MWh前後の電力販売による長期収入により利益を上げている。一方、2008年のプロジェクトでは、LCOEは低下しているが、先行投資の補助金が低下しているため(約25%、対して2012年のプロジェクトは50%)、約10ユーロ/MWh高い価格が求められる。2014年の標準プロジェクトは、電力証書収入による平均収入が16ユーロ/MWhとして、43ユーロ/MWhの電力価格による利益を上げている。2014年のプロジェクトでは、証書の市場価格により、図4-13には示されていない不確実性が加わる。

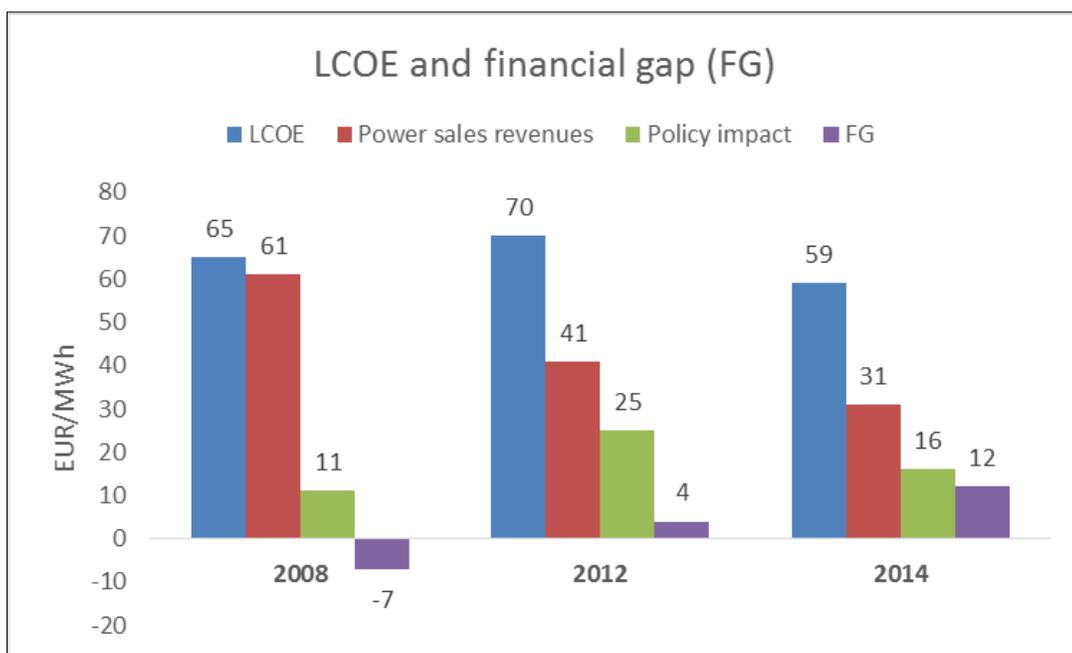


図4-12 2008年、2012年、2014年における風力発電収入と政策インセンティブ

ノルウェー政府は、減価償却期間を20年間から5年間に短縮すると同時に、減価償却方法を定率法から定額法に変更することにより、2015年以降、より有利な減価償却規則を提案している。ECNモデルで計算すると、LCOEが約3ユーロ/MWhに低下し、ノルウェーの風力発電プロジェクトのLCOEが低くなる。ただし、本報告書では考慮していない。

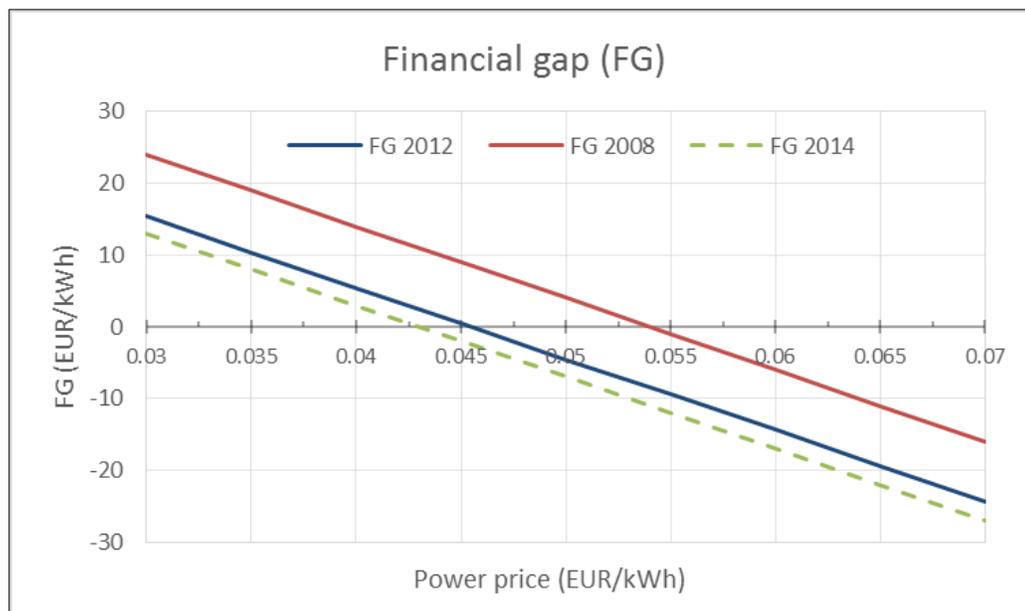


図4-13 2008年および2012年のプロジェクトに対するFG感度分析、2014年の標準プロジェクト

注：FGは電力価格によって異なる。

ノルウェーにおける風力発電プロジェクトのまとめ

2007年から2012年の間に、CAPEXはノルウェーの風力発電所において1,386ユーロ/kWから1,592ユーロ/kWに増加した。同時に、平均発電電力量は全負荷時間で2,860時間から2,963時間と、わずかに増加した。CAPEXの大幅な増加は発電電力量の増加制限を上回るものではなく、結果として同期間に、LCOEは65ユーロ/MWhから70ユーロ/MWhに増加した。

2007年から2012年までのLCOEの増加は、投資の視点から、後続するプロジェクトのための先行投資補助金を倍増させることによってある程度相殺されたが、当期の電力価格が相対的に劇的に低下したことは、2008年のプロジェクト全体が2012年のプロジェクトよりも収益性が高いとみられることを意味する。

2014年の理論的標準プロジェクトのLCOEは59ユーロ/MWhと推定され、2012年のプロジェクトと比較して、投資コスト、発電電力量ともに低い。新規の電力証書制度が導入されれば、ノルウェーおよびスウェーデンの市場において競争が激化し、最も収益性の高いプロジェクトのみが実現されるため、2012年と比較し、将来のプロジェクトコストが減少することが予想される。こうしたコスト削減は、2014年の標準プロジェクトにおけるLCOEの大幅な低下に現れているが、2014年の電力証書価格の予測では、このプロジェクトは依然として財務ギャップを大幅に上回っている。価格の期待値は時間の経過と共に変化する。このことは、本調査の異なる年度の電力価格の期待値の差異で実証されている。ここに示されるノルウェーのプロジェクトの収益性は、長期的な電力販売収入に対する感度が極めて高く、単年度の財務ギャップの計算において、不確実性が高くなる。単年度の平均先物価格は、例えば、水文学や気温などの短期的な要因によって左右される場合がある。生産者は長期的に収入をPPAでヘッジするが、PPAの風力発電データを入手することはできなかった。

長期的には、電力と電力証書の収入の合計が、ノルウェーとスウェーデンの新規の風力発電プロジェクトのLCOEを相殺すると考えられる。これは、電力証書制度の市場性、具体的には、新規の再生可能エネルギー発電による発電電力量の目標を達成するための風力への暗黙の依存によるものである。

表4-5 2008年および2012年のLCOE、収入および政策インセンティブ、財務ギャップ

		2008	2012	2014 *
均等化発電原価	ユーロセント/kWh	65	70	59
収入と政策インセンティブ	ユーロセント/kWh	72	66	47
事業者の財務ギャップ	ユーロセント/kWh	-7	4	12

* 2014年の理論的標準プロジェクト

附録4-A ノルウェーのサンプルサイズとプロジェクトデータ

本附録には、本章で解説する風力発電プロジェクトの特徴を示す統計が含まれる。表4-6に、後の表に掲載されるデータのサンプルサイズを示す。表の値は、一定の年の風力発電プロジェクトの年間設備容量、またはデータベースに含まれている年間設備容量の比率を示す。たとえば、風車のハブ高さを100%とすると、対応する表およびハブ高さの数値は、その年に設置された風車の100%を表す。

表4-6 ノルウェーの定義とサンプルサイズ

国名：ノルウェー		
系統連系規模の定義		
すべての陸上風力発電プロジェクトは1 MW以上であり、プロジェクト内のすべての風車も1 MW以上である。電力を系統連系し、売電するプロジェクト(例えば、プロジェクトの規模)のみを含む。		
年次データ集計		
少数プロジェクトのため、データは数年度にわたって集計されている。2006～2008年に建設された3つのプロジェクトが用いられた。		
その他の備考		
サンプル	設備容量 (MW)	
	2006～2008	2011～2013
年間設備 - 陸上、系統連系規模のみ		
風力増加量(計)	145	373
サンプルサイズ - 陸上、系統連系規模のみ		
風力発電プロジェクトサイズ	108	348
風車公称定格容量	108	348
風車ロータ直径	108	348
風車ハブ高さ	108	348
風車比出力	108	348
風車IECクラス	108	348
年平均風速	108	348
全負荷時間(2012年)	108	348
投資コスト	108	348
運転維持費	na	na
資金調達コスト	na	na
サンプルサイズ(%) -- 陸上、系統連系規模のみ		
風力発電プロジェクトサイズ	74%	93%
風車公称定格容量	74%	93%
風車ロータ直径	74%	93%
風車ハブ高さ	74%	93%
風車比出力	74%	93%
風車IECクラス	74%	93%
年平均風速	74%	93%
全負荷時間(2012年)	74%	93%
投資コスト	74%	93%
運転維持費	0%	0%
資金調達コスト	0%	0%

表4-7 風車プロジェクト規模の統計

風力発電プロジェクト規模 (MW)		
	2006～2008	2011～2013
プロジェクト総数		
中央値	36.0	62.2
25パーセンタイル	36.0	62.2
75パーセンタイル	36.0	62.2
最小値	11.5	39.1
最大値	57.5	110.0
平均値	36.0	62.2

表4-8 風車公称定格容量に関する統計

風車公称定格容量(MW)		
	2006～2008	2011～2013
風車総数	47	153
中央値	2.3	2.5
25パーセンタイル	2.3	2.5
75パーセンタイル	2.3	2.5
最小値	2.3	2.3
最大値	2.3	3
平均値	2.3	2.5

表4-9 風車ロータ直径に関する統計

風車ロータ直径 (m)		
	2006～2008	2011～2013
風車総数		
中央値	74.8	89.7
25パーセンタイル	74.8	89.7
75パーセンタイル	74.8	89.7
最小値	71	71
最大値	82.4	100
平均値	74.8	89.7

表4-10 風車のハブ高さに関する統計

風車のハブ高さ(m)		
	2006～2008	2011～2013
風車総数		
中央値	66	80
25パーセンタイル	66	80
75パーセンタイル	66	80
最小値	64	64
最大値	70	80
平均値	66.0	78.6

表4-11 平均年間風速に関する統計

平均年間風速		
	2006～2008	2011～2013
風車総数		
中央値	N/A	N/A
25パーセンタイル	N/A	N/A
75パーセンタイル	N/A	N/A
最小値	8.4	7.6
最大値	9	8.5
平均値	8.8	7.9

表4-12 風車IECクラスに関する統計

風車IECクラス-平均クラス		
	2006～2008	2011～2013
クラス I	100%	52%
クラス I/II		
クラス II		48%
クラス II/III		
クラス III		
平均	1.0	1.5
風車総数		

表4-13 全負荷時間に関する統計

2012年の全負荷時間 (設備利用率×8784に相当)		
プロジェクト運開年	2006～2008	2011～2013
中央値	N/A	N/A
25パーセンタイル	N/A	N/A
75パーセンタイル	N/A	N/A
最小値	2626	2325
最大値	3053	3156
発電電力量による加重平均	2860.2	2963

表4-14 投資コストに関する統計

風力発電プロジェクト投資コスト (2012年 ユーロ/kW)		
	2006～2008	2011～2013
中央値	N/A	N/A
25パーセンタイル	N/A	N/A
75パーセンタイル	N/A	N/A
最小値	1386	1592
最大値	1386	1592
設備容量による加重平均	1386	1592

風力発電プロジェクト投資コスト (2012年 ドル/kW)		
	2006～2008	2011～2013
中央値	N/A	N/A
25パーセンタイル	N/A	N/A
75パーセンタイル	N/A	N/A
最小値	1780.8	2045.5
最大値	1780.8	2045.5
設備容量による加重平均	1780.8	2045.5

第5章 欧州連合における風力発電開発

著者： Roberto Lacal-Arántegui. Scientific Officer, Institute for Energy and Transport, Joint Research Centre, European Commission

本章の引用文献：Lacal-Arantedgui, R. (2015). “Wind energy Development in the European Union,” Chapter 5. Hand, M. M., ed., IEA Wind Task 26 - Wind technology, Cost, and Performance Trends in Denmark, Germany, Ireland, Norway, the European Union, and the United States: 2007–2012. NREL/TP-6A20-64332. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. pp. 121-136.

本章では、欧州連合(EU)加盟国28カ国のうち、以下の26カ国の風力発電の開発について集約的に解説する。すなわち、オーストリア、ベルギー、ブルガリア、クロアチア、キプロス、チェコ共和国、デンマーク、エストニア、フィンランド、フランス、ドイツ、ギリシャ、ハンガリー、アイルランド、イタリア、ラトビア、リトアニア、ルクセンブルク、オランダ、ポーランド、ポルトガル、ルーマニア、スロバキア、スペイン、スウェーデン、英国。最近、EU加盟国となったクロアチアは、分析対象期間中EU非加盟国であった期間もあったが、含まれている。また、マルタおよびスロベニアの2加盟国は、期間中の風力発電設備容量がないため、これに含まれていない。

国内の風力発電容量、発電電力量、目標値

2008年から2012年の間、欧州連合(EU)に設置された累積容量に大幅な増加がみられ、2007年末の56.5GWから2012年末には106GWに倍増した。図5-1は、陸上/洋上の累積および年間設備容量、2015年および2020年までのJRC^{原注47}による予測を示す。容量データはすべて年末時点でのデータである。

風力発電設備容量による発電電力量は、2012年には206 TWhであり、EU最終消費電力量の7.3%であった。設備利用率による平均加重、つまり、2012年に設置された12 GWが年間を通して設置されたと考えると、23.4%であった。2012年の電力ミックスにおける風力発電比率の高い国は、デンマーク(30%)、ポルトガル(20.4%)、スペイン(18%)、アイルランド(16%)、ドイツ(8.8%)であった(出典：JRC/Eurostat)。

表5-1 EUに設置された累積設備容量

(GW)	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015 推定値	2020 推定値
陸上	55.6	63.5	73.2	82.0	90.7	101.4	110.7	120.8	131	180
洋上	1.12	1.50	2.07	2.96	3.83	4.99	6.56	8.05	11	23

原注47 欧州委員会総局のひとつである共同研究センター(JRC: Joint Research Centre)は、「政策サイクル全体を通じて、独立しなおかつエビデンスベースの科学技術的支援をEUの政策に提供する」ことを使命としている。この使命を果たすために、JRCは本ケースに関わる風力発電技術の研究開発能力を有している。

表5-2 EUに設置された新規設備容量

(GW)	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015 推定値	2020 推定値
陸上	8.11	7.90	9.74	8.78	8.79	10.89	9.59	10,31	10.0	10.0
洋上	0.32	0.37	0.58	0.88	0.87	1.17	1.57	1.48	3.0	2.5

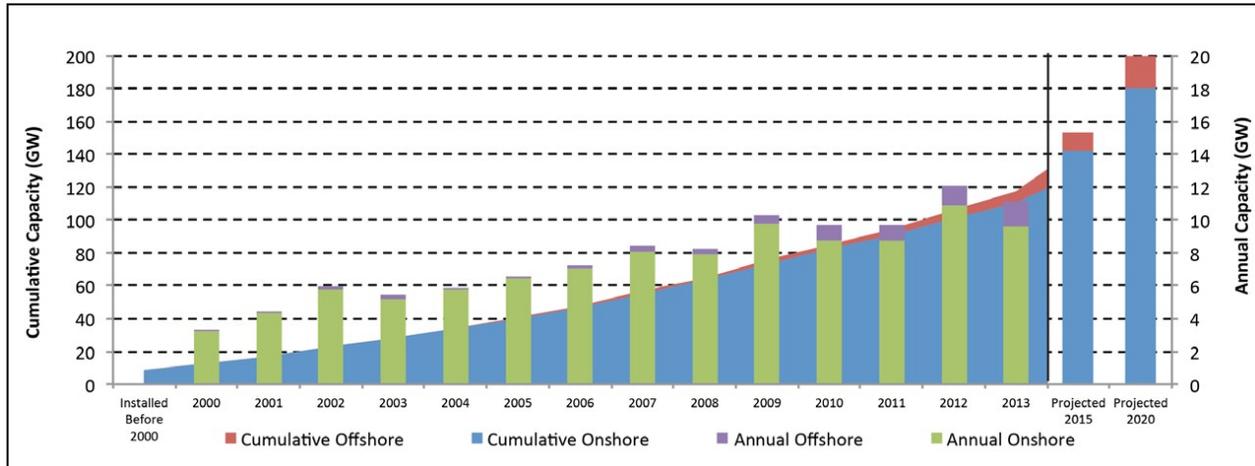


図5-1 EUにおける累計および新規風力発電設備容量および2015年および2020年の予測

収入と政策に対するインセンティブ

当該期間の風力発電電力量の支援スキームは、固定価格買取制度(FIT)が主流であった。この制度は、系統連系に販売される電力の単位当たりの固定収入を保証することにより、プラント運営会社のリスクを低下させ、最大の有効性を確保している。2012年末のEU累積設備容量の76%はFIT制度、7%はフィードインプレミアム(FIP)制度の下に導入された。これとは対照的に、設備容量の17%は、グリーン証書制度および/または入札制度につながる総発電電力量(ポートフォリオ計画とも呼ばれる)につき、風力発電の義務的割当量に基づく制度の下に導入された。表5-3は、EU加盟国を主要な支援制度のタイプ別に示す(Serrano-González & Lacal-Aránegui, 2015)。

表5-3 EU加盟国と風力発電の主要支援制度

Member State	
固定価格買取制度 (FIP)	オーストリア、ブルガリア、キプロス、チェコ共和国、スペイン、フランス、ギリシャ、ハンガリー、クロアチア、アイルランド、イタリア、リトアニア、ルクセンブルク、ポルトガル
フィードインプレミアム (FIP)	ドイツ、デンマーク、エストニア、スペイン、フィンランド、ラトビア、スロベニア、スロバキア、英国
グリーン証書	ベルギー、ポーランド、ルーマニア、スウェーデン、英国
入札	イタリア、ラトビア、ポルトガル
なし	マルタ

いくつか説明すると、一部の加盟国は、過去数年間で、多少なりとも支援を段階的に廃止または完全に中止しているが、これらについても、表に記載している。それ以外では、陸上風力発電に適用される複数の、主要支援制度を有しているものがあり、事業者は特定の状況下で選択することができる。最後に、一部の国では風力発電用のアンシラリーまたは「セカンダリ」支援制度が提供されている。その影響は限定的であり、それ自体で風力発電の成長を維持することはできない。これには、補助金、融資、免税等がある (Serrano-González & Lacal-Arántegui, 2015)。

固定価格買取制度や、フィードインプレミアムですら、現在の料金をはるかに上回る再生可能エネルギーさらなる成長を促す上で、深刻な問題を生じると考えられる。電力市場や電力システムに大量の再生可能エネルギーを連系するために、EUは最近、入札制度を優先してFIT制度を段階的に廃止し始めた。この移行の途上にある国には、チェコ、ドイツ、スペイン、英国などがある。

2007年以降のEUにおける陸上風力発電プロジェクトの傾向

ここでは、系統への売電か、主として自己消費かに関わらず、0.5 MWを超える風車を含む風力発電施設を検討する。

本研究は、2007年から2012年までの、EUにおける大規模な陸上設備容量サンプルを対象とする。この6年間に54.2 GWの風車が設置された。このうち、平均設備容量と風車名目容量を分析するため、データサンプルには50.8 GW(全体の94%)が含まれていた。ロータ直径データと比出力の分析は全体の90%であるが、ハブ高さのデータは多くなく、全体のわずか45%でとなっている。こうして得られたコストデータの商業的感受性は、当然、資本コストに関するデータがほとんど得られず(当該期間中に設置された総設備容量のわずか16%)、運転維持費にもまったく影響しなかった。

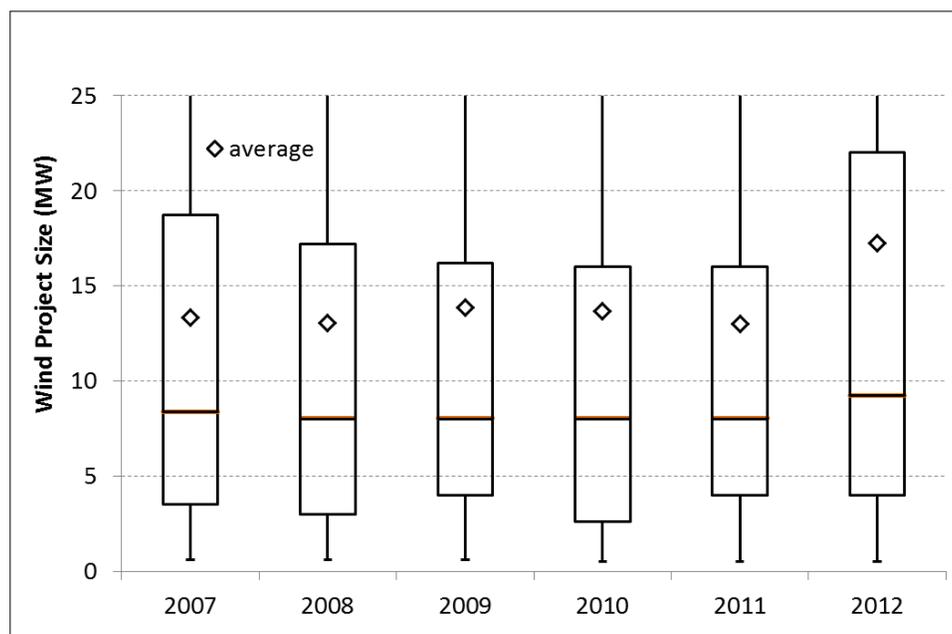


図5-2 風力発電プロジェクトの平均規模の動向

本研究では、大型風力発電所を含むようにバイアスが存在する。それは、データセット

を改善するため、ハブ高さなど特定のインターネット検索を行う際に、大規模な風力発電所を最初に選択することによって、有効性を高めようとしたためである。このバイアスは、ハブ高さの指標においてよくみられると考えられる。

プロジェクトの特徴

当該期間(2007～2011年)にわたり、欧州の陸上風力発電所の平均規模はほぼ13～14MWと、ほぼ一定であった。しかし、2012年には大幅に増加し、プロジェクト当たり平均規模は17.2 MWに達した^{原注48}。図5-2は、2007年から2012年の風力発電所の規模を示している。一定の年間に商用運転開始した風力発電プロジェクトを示すため、中央値(水平線)、平均値(ダイヤモンド)、25～75パーセントイル(箱)、最小値および最大値(ひげ)など、箱ひげ図の形式を使用している。

各国でパターンを別けると興味深い。ドイツ、フランス、スペインは、風力発電所の平均サイズは当該期間に亘ってほぼ一定である(ただし、ドイツでは7～10 MW、フランスでは11～15 MW、スペインでは23～29 MWと、非常に異なっている)。イタリアでは年間平均規模として、当該期間6年間の始めから終わりまで23MWから約36MWと着実に増加している。発電所の平均サイズで欧州最大の国は上記の国ではなく、新興市場のルーマニアであり、2013年、2010年の平均はそれぞれ70MW、73MWである。しかし、これは単一の大規模プロジェクト(Fântânele-Cogealac)が2010年(348MW)と2012年(253MW)の2段階で建設されたものの平均値であり、必ずしもバランスの取れた状況を示すものではない。

ドイツの平均的なプロジェクトは8 MW強(6年間のサンプルで1,054プロジェクト、8,816 MW)であり、小規模なものとなっている。これは、コミュニティ風車で必然的に規模が小さいため、ドイツ全体の中で大きなシェアを占めており、極めて分散化した市場の様相を呈している。図5-2を見ると、EU全体の平均風力発電所の規模が該当範囲の上方にあることがわかる。これもまた、極めて大規模な少数のプロジェクトとともに、小規模なプロジェクトが多く占めていることを示している。

ルーマニアのFântânele-Cogealac 風力発電所だけでなく、英国でも2009年に322 MWとその年で最大規模の風力発電所が設置された。イタリアの風力発電所(2011年は138 MW、2007年は78 MW)とポルトガル(2008年は112 MW)の風力発電所の規模は、はるかに小規模であった。

風車の公称または定格設備容量に示される発電機のサイズまたは定格は、1.75 MWから2.25 MWへと、29%増加し、着実に増加している。興味深いことに、2009年、2010年、2011年にそれぞれ1.81 MW、1.88 MW、2.02 MW、2.10 MWと、中間段階はきわめて一定に推移してしていた。図5-3は風車定格および上限値・下限値の推移も示している。すなわち、1基当たりの最大公称設備容量は6 MWから、2010年には7.5 MWに増加した。本研究で検討する下限値の0.5 MWは公称設備容量の最低範囲を示している。

最大の陸上風車であるEnercon E-126は^{訳注2}、定格出力6.0 MWで2007年に初めて設置された。この風車メーカーは制御システムのイノベーションにより徐々に定格風速を上げ、発電容量を当初 7.5 MWに、最近では7.58 MWに増加させた。したがって、2008年に設置された風車が、その後6 MWから7.5 MWに定格を上げた場合も、本報告書の分析では当初の定格出力のみが考慮される。当該期間中、E-126はドイツ、オランダ、オーストリア、ベル

原注48 1つの風力発電所の中で一部分が異なる年に設置された場合は、それぞれ異なる「プロジェクト」とみなす。実際には、多くの場合、こうした段階的建設は異なる許認可対象となる。

訳注2 原書執筆時の2015年当時

ギーに設置された。

平均的には、最大規模の風車はオーストリア、ベルギー、デンマーク^{原注49}、フィンランド、ルーマニアに設置された。フランス、ドイツ、ポルトガルはEU平均の1.95 MWを超える重要な市場であったが、イタリア、ポーランド、スペイン、スウェーデン、英国の発電所サイズは平均を下回った。

風車のロータ直径は、技術の進歩を定義する要素のひとつであるが、2007年平均の74.8 m(受風面積4,394 m²に相当)から2012年には88.6 m、受風面積6,165 m²となった。これはロータ直径が18.4%増加し、受風面積が40.3%増加したことに相当する。こうした増加は、受風面積と発電電力量との間に強い相関があるため、風車のパフォーマンスの向上に不可欠である。風車の定格出力が変わらない場合、ロータ直径の増加によって、設備利用率が大幅に増加することになる。

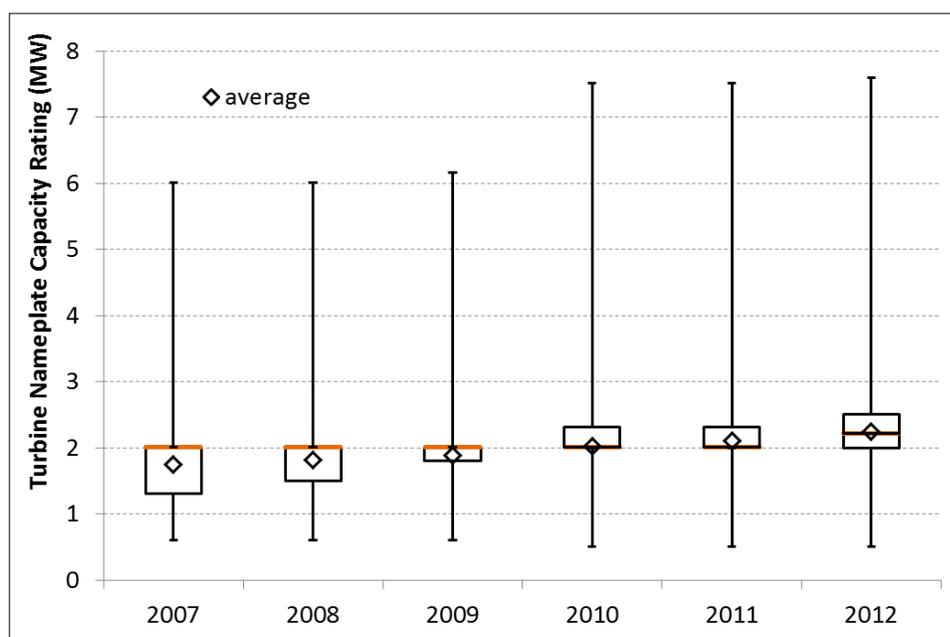


図5-3 2007～2012年のEUにおける風車公称定格容量

各風車の最大搭載ロータ直径は、デンマークおよびスペインに設置されたSiemens社のプロトタイプSWT-6.0-154がこれにあたり、それぞれ154 m、128 mである。さらに、4ヶ国グループ(オーストリア、ベルギー、ドイツ、オランダ)のロータ直径127 m がこれに続く。また、上記の国では、多くの場合、これらのロータはプロトタイプの風車に対応している。一方、5カ国(ブルガリア、クロアチア、ギリシャ、ハンガリー、ルクセンブルク)では、100m以上のロータ直径を備えた風車は設置されていない。

平均ロータ直径の数値に関しては、デンマークは93.5 mで、当該期間において全体にロータが最大の国であり、ラトビア(最近の大型ロータの設置により、90.5 m)、ルーマニア(89.9 m)、オーストリア(89.8 m)に大きく水をあけている。フィンランド(86.2 m)に続き、5カ国(ベルギー、ブルガリア、ドイツ、リトアニア、ポーランド)グループは、83.8～84.4 mと、平均から0.6 m以内の範囲内にある。最近の増加分が考慮されている場合、デンマークのロータ平均107.3 mはフィンランド(102.1 m)とラトビア(101.0 m)を引き離しているが、2012年の

原注49 公称容量とロータサイズとの比率に法制度がどのような影響を与えるかについては、デンマークの章を参照のこと。

主要市場は、94.6m(ポーランド)、90.5m(フランス、ルーマニア、スペイン)、89m(ドイツ、スウェーデン)、76m(英国)の間で、当該年度の平均値を示している。

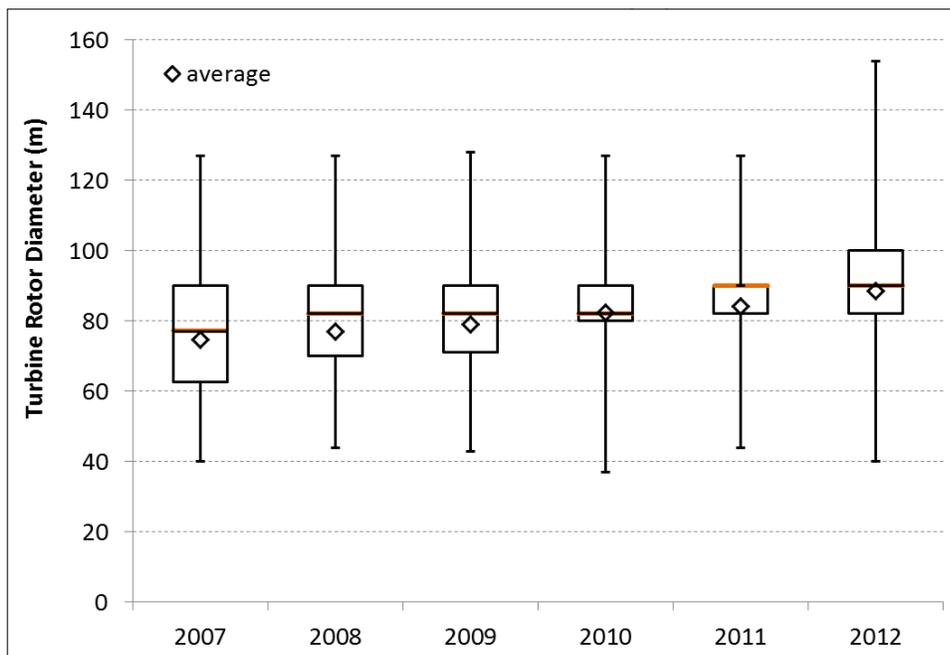


図5-4 2007～2012年のEUにおける風車ロータ直径の進化

スウェーデンは、同期間中の平均ロータ直径が最も成長している市場であり、2007年の61.7mから2012年の89mへと44%の伸びを示し、僅差のポーランドでは43% (66.2mから94.6m)となっている。デンマークは、2008年と比較して、ほぼ同一の伸び率(32%)を示している(2007年のデータが不十分)。オランダとアイルランドは、平均的なEUの数字を上回って成長した重要な市場であり、オーストリア、ベルギー、ドイツ、ポルトガルは平均を下回った。

英国はまた、平均(70mから76mまで、8.6%)を下回って増加し、この市場は同期間で、EUにおける平均ハブ高さ71.3mと、アイルランド(68.2 m)、ギリシャ(68.3 m)に次いで3番目に低い。しかし、当該期間中に3,698 MWを設置したことで、アイルランド(1,004 MW)またはギリシャ(1,012 MW)の設備のほぼ4倍になったことから、英国の事例の重要性は高まっている。英国とアイルランドはヨーロッパで最も大きな風資源に恵まれ、クラスIEC I風車に適した多くのサイトがあり、低風地域用に設計された風車よりも小型ロータ(同一定格出力のもの)を使用するなどが、こうしたロータ小型化の主因となっている。しかし、この理論は年度とは無関係に適用されるため、ロータ自体の推移を裏付けるものではない。

全体的に、公称容量とロータサイズの進化は、各国における風車の大手製造業者の提供によるものや乱気流のレベルが影響を及ぼす可能性が高い。ただし、これらの側面は本章では検討しない。

風車の比出力の進歩を他のパラメータと無関係に検討すると、結論の余地が少なくなる。図5-5は、平均比出力が、2007年の391 W/m²から2012年の369 W/m²に減少し、387 W/m²、382 W/m²、378 W/m²、377 W/m²と、中間段階で連続的に減少したことを示す。他の市場(例えば、米国の章を参照)と比較して、これは大きな減少とはいえない。

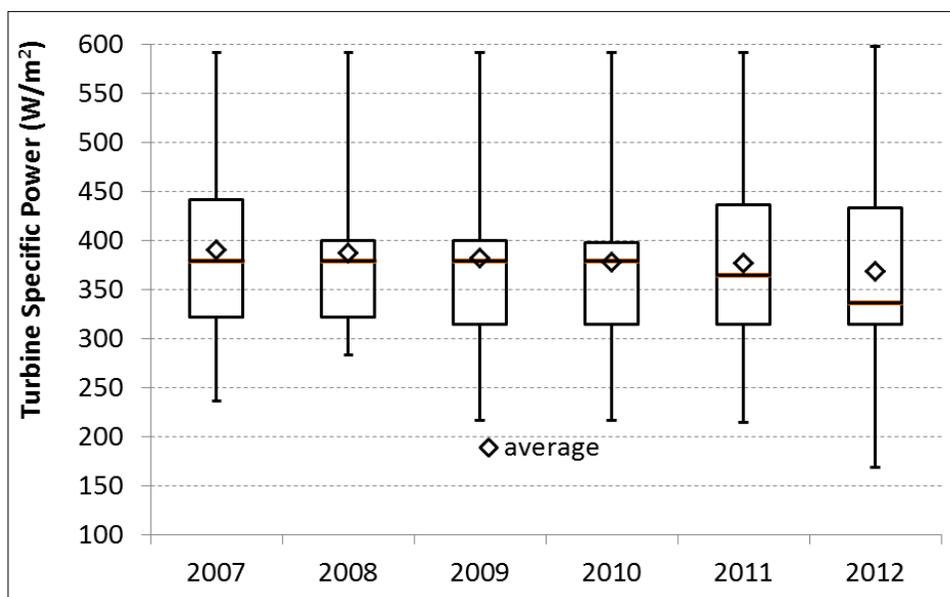


図5-5 2007～2012年にEUに設置された風車の比出力の進化

また、興味深いことに、この分析では最後の2年間で増加したのに対し、25%および75%パーセンタイルの範囲は2008年と2010年の間に特に狭くなっている(また、サイズも非常に類似していた)。

最大および最小比出力は、特定設備の影響を受けるため、これらの数値から抽出できる結論はほとんどない。最大比出力はEnercon社の設備、E126-7.50/7.58 (それぞれ592 W/m²、598 W/m²)、E44-900 (592 W/m²)に対応し、これらの設備はすべて、毎年設置される。一方、最小比出力の設置風車は、Leitwind社 LTW77-800/850/1000kW (それぞれ173 W/m²、184 W/m²、216 W/m²)である。しかし、当該期間におけるE126およびLeitwind社の風車は、いずれも比較的珍しい。より一般的な設備に焦点を当てると、Nordex社 N117/2400 (223W/m²)、Vestas V100-1.8、Siemens社 SWT-2.3-113(ともに229 W/m²)の比出力は最低で、同時に、全体の施設レベルに及ぼす影響は高いことが示される。特に、これら3台すべての設備は、V100-1.8の場合は2009年直前に、N117/2400およびSWT-2.3-113の場合は2011年直前に発売された。

図5-6に示す風車のハブ高さの進化は、一方では、より高所でより強風を求める技術改良の結果であり、他方では、大型化したロータを収容するためのより高いタワーの必要性への対応である。

EUの2007年から2012年までの期間、平均ハブ高は81.1 mから96.8 m(+19%)に増加した。サンプルの加重平均は若干異なり、2007年の81.9 mから2012年の96.6 mへと増加した(+18%)。

平均的なハブ高さが高い国は、オーストリア(109.2 m)とドイツ(101.7 m)であり、ともに風資源が総じて低い。しかし、2012年に平均高さが最も高い風車がフィンランド(122.7 m)に、次いでドイツ(118.9 m)、オーストリア(111.2 m)に設置された。高さが最大の風車は、ポーランドに2012年に設置され、高さ160m、Fuhrländer社によるトラス式鋼プロトタイプであった。ドイツでは2009年以降、Fuhrländer社、Vestas社、Enercon社、Nordex社により毎年140mのタワーが設置された。

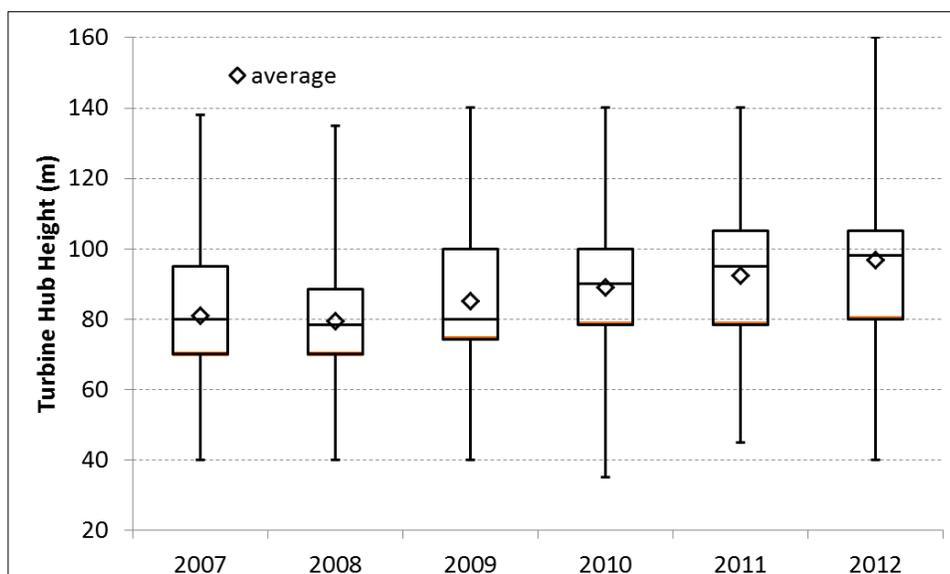


図5-6 2007～2012年のEUにおける風力発電所のハブ高さの進化

結論として、期間中は、名目出力の増加よりもロータサイズを大型化する傾向があり、このことは平均比出力の低下によって示された。

プロジェクトのパフォーマンス

図5-7は、EUレベルで集計された風力発電パフォーマンスの概要であり、設備容量、発電電力量、年間設備利用率を示している。指標として、10年平均設備利用率22.3%が示されている。

残念ながら、EUレベルでは信頼性に足るデータが入手できず、ある年度に設置された風車のパフォーマンスを区別することはできない。EU連合統計局 (Eurostat) データからは、風車全体、年次平均、国別の分析のみが可能である。しかし、プロジェクトのパフォーマンスに近いデータとして、陸上発電と洋上発電をともに対象とする国別データ、またはEUレベル(図5-7を参照)での集計データから抽出することができる。

EUの集計レベルは、過去10年間、施設全体で設備利用率の明確な増加を示している(2000年の20%以下から2012年には23.4%)。しかし、この改善がなぜ生じ、またどこで生じたのかについては明らかではない。また、このデータは、2010年同様に、年間の風資源の低下など、年間数値が大きく変動する可能性も示している。

一定の国別データは、Eurostatに報告されたデータと同様、図5-8に掲載されている。このグラフは、(a)欧州レベルでの集計によって、発電電力量にみられる年毎の大きな差を平滑化するなど、重要な影響を及ぼすこと、(b)全負荷時間の大きな差はすでに各国間で発生していることを示す点で、非常に興味深い。

投資コスト

コスト情報の統計サンプルは、合計設備容量に比べて非常に小さく、約16%である。また、データソースの違いがある。すなわち、風力発電のJRCデータベースが技術の指標に用いられていたのに対し、費用の指標には、風力発電プロジェクトのBloomberg New Energy

Finance (BNEF) データベースのヨーロッパの部分が研究基礎として採用された。

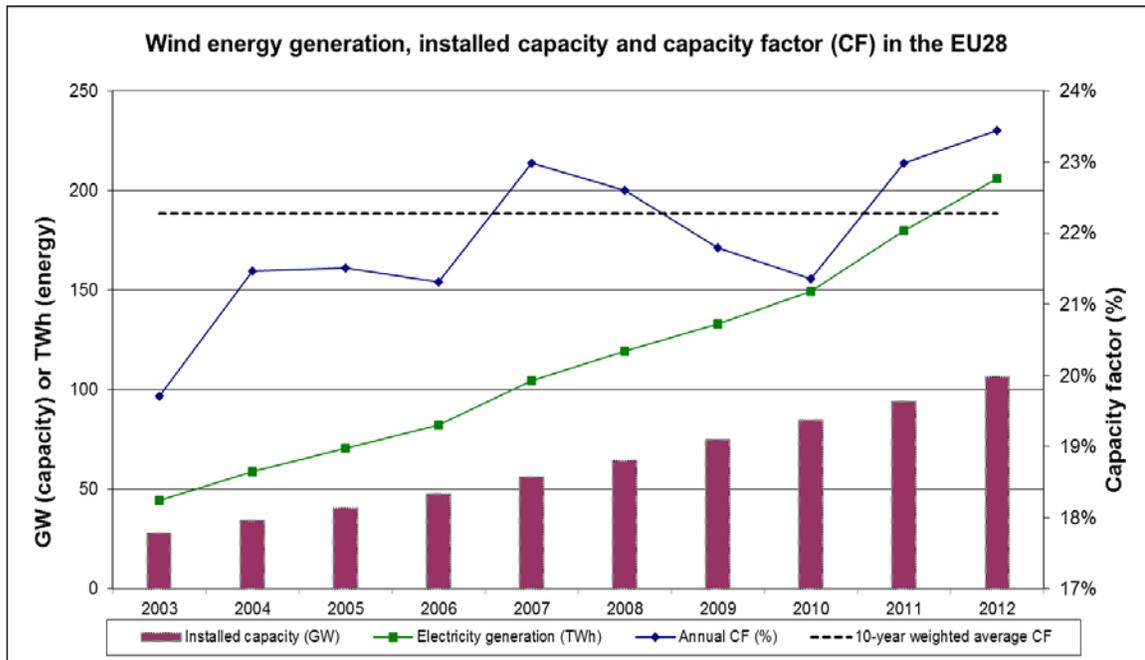


図5-7 EUにおける風力発電パフォーマンスの概要

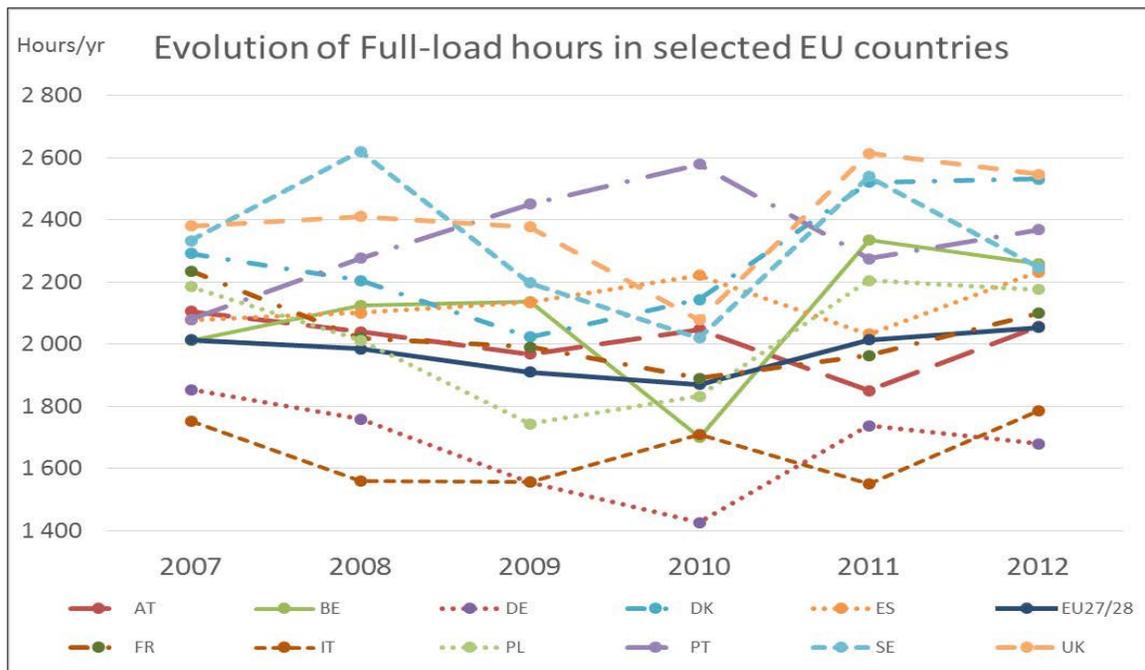


図5-8 年度別、全負荷時間におけるパフォーマンス(国別)

出典：JRC/Eurostat

こうした小規模なデータセットではあるが、新たな傾向は他の業界機関やIEA風力実施協定の加盟国などの機関が発行する他の報告書と強く一致する。すなわち、コストは2010年に急上昇し、ゆっくりと減少を始め(2011年)、減少の足取りはより明確になった(2012

年)。

図5-9はこの推移を示しており、上記の傾向はいくつかの指標(平均、中央値、パーセンタイル(25%~75%)の差)から見ても明らかである。

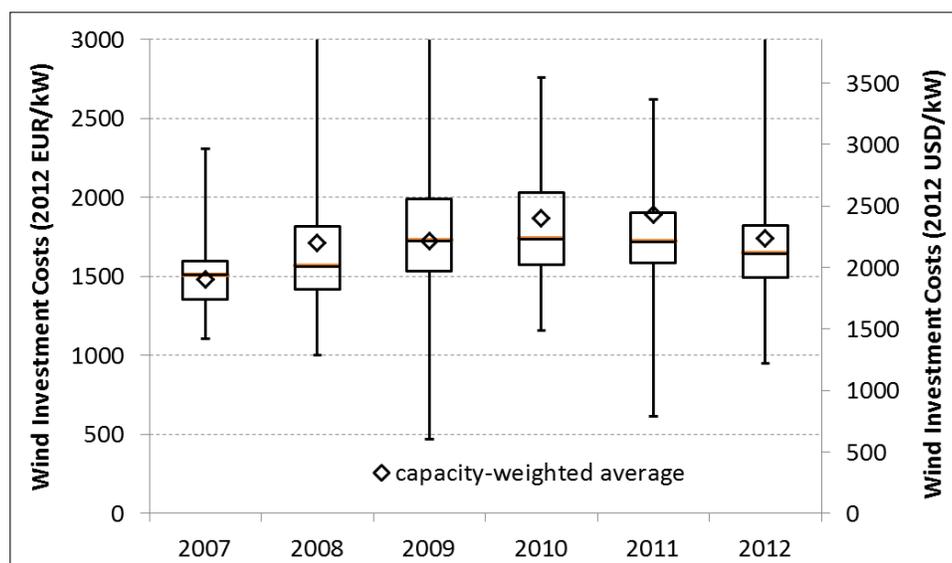


図5-9 2007-2012年のEUにおけるプロジェクト投資コスト

第2の要素は、風車の名目出力と同様、上記の他の技術的側面とは異なり、25%と75%パーセンタイルとの間の差が一般に小さいことに注意する必要がある。これは、狭帯域でのプロジェクト費用の集中と、非常に高価か、驚くほど安価な他のプロジェクトの存在を示している。これらの差を生じさせる要因の分析は、本報告書の目的を超えているが、複雑な地形が輸送コストと設置コストを増加させ、規模の経済、既存の風力発電所の延長または設備更新によってシナジー効果をもたらし、コスト削減につながる可能性があることは、一般に理解されている。きわめて高額のコスト例は、実証要素の高いプロジェクトやプロトタイプに割り当てられる。本書に掲載されるものも、商用コストを表すものではない。

2005年の風力発電所の平均容量加重による設備投資額は、2007年の1,483ユーロ/kWから2011年の1,890ユーロ/kWに増加し、2012年には1,743ユーロ/kWに減少した。

この図には、ここで説明するいくつかの境界条件がある。まず、サンプルサイズ(16%)が非常に小さい。他方、同一ソース(BNEF)からの風車価格と風車の典型的比率(65%~70%)とを照合すると、より低い数値が示される。例えば、2012年には、Bloomberg New Energy Financeの「風車価格指標H2 2013」報告書で、(中国を除く)世界の平均風車価格は940ユーロ/kWであると発表された。仮に風車コストと設備費の比率を67%と仮定すると、2012年の平均コストは1,400ユーロ/kWの設備容量となり、上記の1,743ユーロ/kWを大幅に下回る。

第5章の参考文献

Eurostat, statistical office of the European Union. <http://ec.europa.eu/eurostat>

EWEA. (2015a). Wind in power. 2014 European statistics. Brussels: European Wind energy Association.

EWEA. (2015b). The European offshore wind industry - key trends and statistics 2014. Brussels: European Wind energy Association.

Serrano-González, J., & Lacal-Arántegui, R. (2015). The regulatory framework for wind energy in EU Member States. Part 1 of the study on the social and economic value of wind energy - WindValueEU.

附録5-A 欧州連合(EU)のサンプルサイズとプロジェクトデータ

本附録に、本章で説明する風力発電プロジェクトの特徴を示す統計を示す。表5-4に、後の表に掲載するデータのサンプルサイズを示す。表の値は、風力発電プロジェクトの年間設備容量、またはデータベースに含まれる年間設備容量の比率に対応している。たとえば、風車のハブ高さを100%とすると、対応する表およびハブ高さの数値は、その年度に設置された風車の100%を表す。

表5-4 EUの定義とサンプルサイズ

国名：欧州連合(EU-27)						
系統連系規模の定義						
ここで言う系統連系規模とは、電力を系統連系して販売するか、主に自己消費に使用するかに関わらず、1 MWを超えるウインドファームまたは風車を指す。						
年次データ集計						
EUではデータ集約の必要はない。						
その他の備考						
EWEA統計からの風力設備総計(すべて、洋上風車を差し引いている)						
サンプル	設備容量(MW)					
	2007	2008	2009	2010	2011	2012
年間設備 - 陸上、系統連系規模のみ						
風力増加量(計)	8,236	7,895	9,740	8,777	8,790	10,888
サンプルサイズ-- 陸上、系統連系規模のみ						
風力発電プロジェクトサイズ	13.3	13.0	13.9	13.7	13.0	17.2
風車公称定格容量	1.75	1.82	1.88	2.02	2.10	2.25
風車ロータ直径	74.8	77.1	79.0	82.4	84.1	88.6
風車ハブ高さ	81.1	79.3	85.2	89.1	92.3	96.8
風車比出力	391	387	382	378	377	369
風車IECクラス						
年平均風速						
全負荷時間(2012年)						
投資コスト	1,905	2,202	2,218	2,398	2,429	2,240
運転維持費	na	na	na	na	na	na
資金調達コスト	na	na	na	na	na	na
サンプルサイズ(%) -- 陸上、系統連系規模のみ						
風力発電プロジェクトサイズ	101%	101%	107%	95%	87%	75%
風車公称容定格量	105%	101%	107%	96%	89%	77%
風車ロータ直径	1%	1%	1%	1%	1%	1%
風車ハブ高さ	1%	1%	1%	1%	1%	1%
風車比出力	5%	5%	4%	4%	4%	3%
風車IECクラス	0%	0%	0%	0%	0%	0%
年平均風速	0%	0%	0%	0%	0%	0%
全負荷時間(2012年)	0%	0%	0%	0%	0%	0%
投資コスト	23%	28%	23%	27%	28%	21%
運転維持費	NA	NA	NA	NA	NA	NA
資金調達コスト	NA	NA	NA	NA	NA	NA

表5-5 風車プロジェクト規模の統計

風力発電プロジェクト規模 (MW)						
	2007	2008	2009	2010	2011	2012
プロジェクト総数	625	611	753	611	584	473
中央値	8.4	8.0	8.0	8.0	8.0	9.2
25パーセンタイル	3.5	3.0	4.0	2.6	4.0	4.0
75パーセンタイル	18.7	17.2	16.2	16.0	16.0	22.0
最小値	0.6	0.6	0.6	0.5	0.5	0.5
最大値	77.4	112.0	322.0	347.5	138.0	252.5
平均値	13.3	13.0	13.9	13.7	13.0	17.2
サンプル(MW)	8331	7968	10446	8348	7603	8152

注記：ビハインド・ザ・メーター^{訳注3}（すなわち、オフテイカー^{訳注4}の「オンサイト^{訳注5}」）ではない0.5 MW以上のすべての風車またはプロジェクト。

表5-6 風車公称定格容量に関する統計

風車公称定格容量(MW)						
	2007	2008	2009	2010	2011	2012
風車総数	4962	4366	5536	4179	3716	3738
中央値	2	2	2	2	2	2.21
25パーセンタイル	1.3	1.5	1.8	2	2	2
75パーセンタイル	2	2	2	2.3	2.3	2.5
最小値	0.6	0.6	0.6	0.5	0.5	0.5
最大値	6	6	6.15	7.5	7.5	7.58
平均値	1.75	1.82	1.88	2.02	2.10	2.25
サンプル(MW)	8307	7937	10446	8344	7546	8139

注記：ビハインド・ザ・メーター（すなわち、オフテイカーの「オンサイト」）ではない0.5 MW以上のすべての風車またはプロジェクト

訳注3 電力計の内側。すなわち自家消費のこと。

訳注4 一般に、プロジェクトが生み出す製品やサービスなどを購入する者のこと。ここでは、例えば発電プロジェクトで電力供給を受ける電力会社などを指す。

訳注5 敷地内の設備のこと

表5-7 風車ロータ直径

風車ロータ直径(m)						
	2007	2008	2009	2010	2011	2012
風車総数	4770	4167	5235	4128	3622	3645
中央値	77	82	82	82	90	90
25パーセンタイル	62.5	70	71	80	82	82
75パーセンタイル	90	90	90	90	90	100
最小値	40	44	43	37	44	40
最大値	127	127	128	127	127	154
平均値	74.8	77.1	79.0	82.4	84.1	88.6
サンプル (MW)	7932	7570	9845	8258	7341	7971

注記：ビハインド・ザ・メーター（すなわち、オフテイカーの「オンサイト」）ではない0.5 MW以上のすべての風車またはプロジェクト

表5-8 風車の比出力に関する統計

風車の比出力 (W/m ²)						
	2007	2008	2009	2010	2011	2012
風車総数	4770	4167	5235	4128	3622	3645
中央値	379	379	379	379	364	336
25パーセンタイル	322	322	314	314	314	314
75パーセンタイル	442	400	400	398	436	433
最小値	236	283	217	217	214	169
最大値	592	592	592	592	592	598
平均値	391	387	382	378	377	369
サンプル (MW)	7932	7570	9845	8258	7341	7971

注記：ビハインド・ザ・メーター（すなわち、オフテイカーの「オンサイト」）ではない0.5 MW以上のすべての風車またはプロジェクト

表5-9 風車のハブ高さに関する統計

風車のハブ高さ(m)						
	2007	2008	2009	2010	2011	2012
風車総数	1633	1998	2618	2239	1840	1598
中央値	80	78.5	80	90	95	98
25パーセンタイル	70	70	74.3	78.5	78.5	80
75パーセンタイル	95	88.6	100	100	105	105
最小値	40	40	40	35	45	40
最大値	138	135	140	140	140	160
平均値	81.1	79.3	85.2	89.1	92.3	96.8
サンプル (MW)	3133	3769	5339	4699	3881	3718

注記：ビハインド・ザ・メーター（すなわち、オフテイカーの「オンサイト」）ではない0.5 MW以上のすべての風車またはプロジェクト

表5-10 プロジェクト投資コストの統計

風力発電プロジェクト投資コスト (ユーロ ₂₀₁₂ /kW)						
	2007	2008	2009	2010	2011	2012
中央値	1510	1565	1726	1736	1719	1644
25パーセンタイル	1355	1421	1535	1573	1584	1494
75パーセンタイル	1595	1817	1992	2028	1901	1823
最小値	1108	1000	470	1160	616	950
最大値	2309	4993	4102	2758	2620	3288
設備容量による平均加重	1483	1714	1726	1866	1890	1743

風力発電プロジェクト投資コスト (ドル ₂₀₁₂ /kW)						
	2007	2008	2009	2010	2011	2012
中央値	1940	2010	2218	2231	2209	2113
25パーセンタイル	1741	1825	1972	2021	2035	1920
75パーセンタイル	2049	2335	2559	2606	2442	2342
最小値	1423	1285	604	1491	791	1221
最大値	2967	6415	5271	3544	3366	4225
設備容量による平均加重	1905	2202	2218	2398	2429	2240

第6章 米国における風力発電の開発

著者：M. Maureen Hand (National Renewable Energy Laboratory)、Kathy Belyeu (Belyeu Consulting)、Eric Lantz (National Renewable Energy Laboratory)、Ryan Wiser (Lawrence Berkeley National Laboratory)、Mark Bolinger (Lawrence Berkeley National Laboratory)、and Ben Hoen (Lawrence Berkeley National Laboratory)

本章の引用文献：Hand, M. M., Belyeu, K., Lantz, E., Wiser, R., and Bolinger, M., (2015). “Wind Energy Development in the United States,” Chapter 6. Hand, M. M., ed., *IEA Wind Task 26 - Wind Technology, Cost, and Performance Trends in Denmark, Germany, Ireland, Norway, the European Union, and the United States: 2007–2012*. NREL/TP-6A20-64332. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. pp. 137-160.

国内の風力発電容量、発電電力量、目標値

2012年には、米国における風力発電の年間発電電力量の増加量が過去最高を記録した。これは、2012年末に予定されていた連邦税制優遇措置の満了と、最近の風力発電技術のコストおよびパフォーマンスの改善が理由に挙げられる。風力発電は、2012年に米国で全発電容量の増加分の43%を占めた。これは、当該年度のすべての新規発電容量のうち、最大の供給源となっている。米国エネルギー情報局は、2012年および前年の増加によって、2013年は風力発電が全米の電力供給の4.5%を占めたことを報告している(EIA 2014)。

同時に、米国の風力発電業界は、引き続き不確実性に直面している。連邦政府の税制優遇措置の延長が不確実であるため、2012年にプロジェクトパイプラインが大幅に減少し、2013年は過去10年間で生産容量増加のペースが最も遅い年となった。天然ガスの価格低迷、電力需要の伸び悩み、州の再生可能エネルギー・ポートフォリオ基準(RPS)による限定的な短期需要の低迷が続き、2016年までの短期的な成長を支援する連邦税制優遇措置が実施され、中期的な(2016年以降の)業界の成長期待も鈍化した。

図6-1及び表6-1と表6-2は、米国における風力発電設備容量、2015年および2020年のそれぞれの近・中期予測(BNEF, 2014)を示している(Wiser and Bolinger, 2014)^{原注50}。米国には、全国の風力発電開発に関する、法的拘束力のある長期目標がない。オバマ大統領は、2020年までに2012年の風力、太陽光、地熱発電の発電電力量を倍増させる(拘束力のない)目標を設定し、2020年までに再生可能エネルギー源から電力の20%を消費する旨を政府機関に指示する、多くの大統領令を発行している。各州でも、国レベルのRPSプログラムを通じて、再生可能エネルギーの法的拘束力のある目標が策定されている。BNEFは、プロジェクトのパイプライン分析、市況の期待値、州の政策要件、その他の洞察に基づき、2015年と2020年の予測を策定している。

2014年の時点で、米国には商業用の洋上風力発電所は設置されていない。しかし、同国のさまざまな地域が関与しており、一部のプロジェクトは開発の後期段階にある。風力発電業界は米国ではまだ開発の初期段階にあり、その結果、多くの不確実性や機会が存在する。立地、許可、開発活動は、内務省の規制承認開発(2013年に最初の競争リースが発行)によって支援されている。最近、洋上風力発電所の設置・運用を支援するためのインフラが整備されており、米国エネルギー省による実証プロジェクトの支援がこれらの活動を加速化させる見込みである。あるプロジェクトでは、電力購入契約(PPA)が整理され、連邦税

原注50 すべての設備容量は、100 kW超の全風車の年末時点でのデータである。

ベースの支援メカニズムの資格を得るために2013年に建設活動が開始された。2013年には、約4.9GWの洋上風力プロジェクトの開発が進んでおり、PPAに署名し、州または連邦政府の水域で暫定リース契約または商業リースの承認を受けている。また、観測タワーの建設、ボーリング孔の掘削、地質学および地球物理学的なデータ収集システムの整備など、提案されたサイトで基礎研究または地球物理学の研究が行われている。これらのプロジェクトの一部は、図6-1、表6-1および表6-2の2015年と2020年の予測に示すように、2020年までに建設される可能性が高い。

収入と政策に対するインセンティブ

連邦の再生可能エネルギーの発電電力量に対する税額控除(PTC)は、承認された供給源において発電された電力の1キロワット時税額である。2009年には、再生可能エネルギープロジェクトの事業者は、プロジェクトに投入された当初金額に基づいて、前払費用ベースの投資税額控除(ITC)を選択することも可能であった。2013年初には、発電電力量と投資税額控除の適格性の期限が2013年まで延長された。また、条件が変更され、運転開始ではなく建設開始が承認の条件となった。2014年末にはさらなる拡大が可決され、2014年末までに建設開始を示すプロジェクトに適格性が拡大された。「安全港規定」条項は、2016年末までに運用可能なプロジェクトの適格性を定めている。

PTCに加えて、新規再生可能発電プロジェクトの投資家の多くは、再生可能なプロジェクト資産の減価償却を加速させることができる。これにより、初期のプロジェクト年度に関連する連邦課税所得および負担を延長することができる。税額控除と加速減価償却は、再生可能なプロジェクトの「税制優遇措置」と言われるものを構成する。

2009年には、2008年の世界的な金融危機以降、議会は税金に依存するITCまたはPTCの代わりに、事業者が現金支払いを要求できるようにする規定を策定し、タックス・エクイティ投資家の不足に対応した。このプログラムは、プロジェクト事業者にプロジェクトの資本コストの30%を前払いの現金支払いの形で受け取る権利を与えた(前述のITCと同一価値である)。これにより、事業者は、タックス・エクイティ投資家に大々的に依存する必要がなくなり、連邦税額控除を収益化し、新規投資家を市場に呼び込むことができた(Mendelsohn et al., 2012)。現金による補助金プログラムは2011年12月31日に失効したが、同日以前に着工したプロジェクトは補助金の受給資格を得た。

2014年末には、29州およびワシントンD.C.がRPS政策を取っていた。RPSは、一定量の電力は再生可能エネルギー源に由来したものであるという要件である。しかし、過去10年間の再生可能エネルギーの急速な成長を考えると、短期的なRPSの要求はやや控えめである。既存の法律により、2013年から2025年の間に年間3~4GWの再生可能エネルギーの平均増加を促進すると予測されており、その一部は風力発電によるものである(Wiser and Bolinger, 2014)。

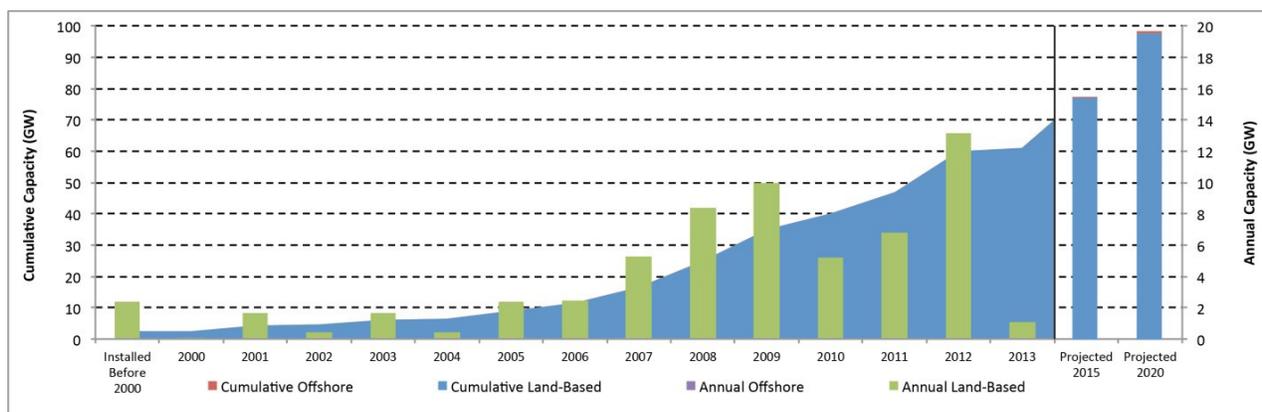


図6-1 米国の累積/新規風力発電設備容量

表6-1 米国に設置された累積/新規設備容量

風力発電プロジェクト容量および目標値 (GW)																	推定値	
		1999 以前	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2015	2020
累積	陸上	2.4	2.5	4.1	4.6	6.2	6.6	9.0	11.5	16.7	25.1	35.1	40.3	46.9	60.0	61.1	76.1	95.2
	洋上	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	1.2
新規	陸上	2.4	0.1	1.7	0.4	1.7	0.4	2.4	2.5	5.3	8.4	10.0	5.2	6.8	13.1	1.1	8.5	3.7
	洋上	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.2

2007年以降の米国の風力発電プロジェクトの傾向

風力発電所の技術、コスト、パフォーマンスの傾向を調査するために、Lawrence Berkeley National Laboratory(LBNL)がまとめた米国風力プロジェクトのデータを用いた。附録6-Aに、本報告書に掲載するデータを示す。入手したデータには、設備容量の部分の説明する統計が含まれている。本分析では、容量1 MW以上の風車で、最終消費者の電力需要ではなく、電力系統への電力販売(すなわち、「ビハインド・ザ・メーター」設置)が1 MW以上のプロジェクトである「商用スケールの風力発電プロジェクト」に焦点を当てた。図6-1に示すように、米国の風力設備の設備容量のほとんどすべてがこの定義を満たしている。LBNLデータは、プロジェクトおよび風車の傾向(プロジェクト規模、風車サイズ、ロータ直径など)、資本投資、風力発電所のパフォーマンスに関する情報を提供した。以降の節で説明するように、O&M支出および資金調達の傾向には、データソースを追加する必要があった。

プロジェクトと風車の特徴

風力発電プロジェクトの規模は近年大きく変化しているが、傾向の明確な方向性はない。同時に、米国の風力発電プロジェクトは、公称容量、ロータ直径、ハブ高さの点で、大型風車を引き続き使用している。図6-2から図6-6は、2007年から2012年までのこれらの傾向を示している。箱ひげ図は、中央値(水平線)、平均値(ひし形)、25~75パーセントイル(箱)、最小値と最大値(ひげ)など、米国で商業運転されるプロジェクトまたは風車を表すために使用される。

プロジェクト規模は広範囲であるが、大半のプロジェクトは分析期間中、約25～150 MWである(図6-2)。研究によれば、大規模プロジェクトでは規模の経済が存在することが示されているが、これは特に50～100MW規模のプロジェクト(Wiser and Bolinger 2014)の場合に適合する。プロジェクト事業者は、大型プロジェクトを数段階に分け、長年にわたり構築していく傾向にある。

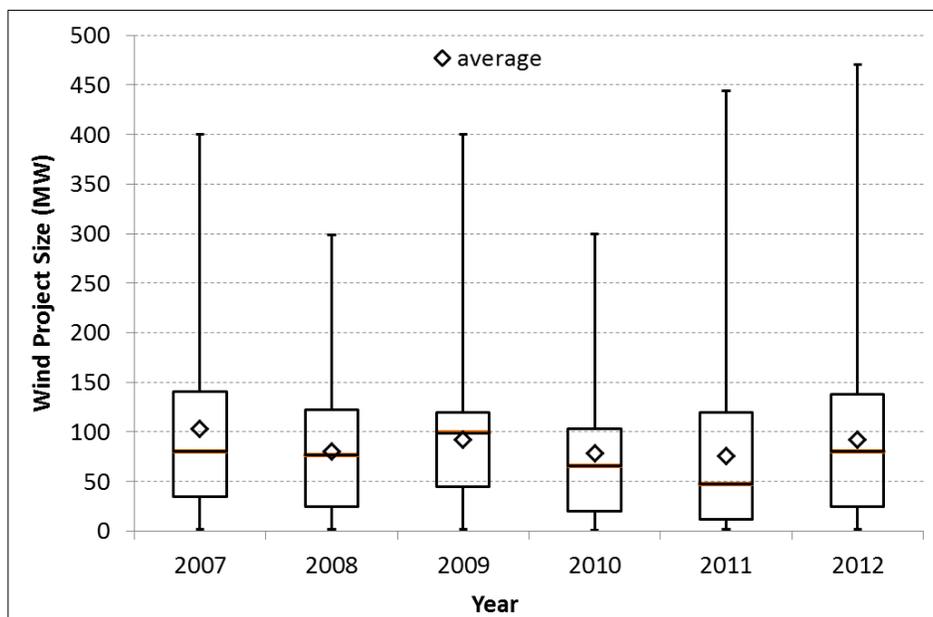


図6-2 2007年～2012年までの風力発電プロジェクト

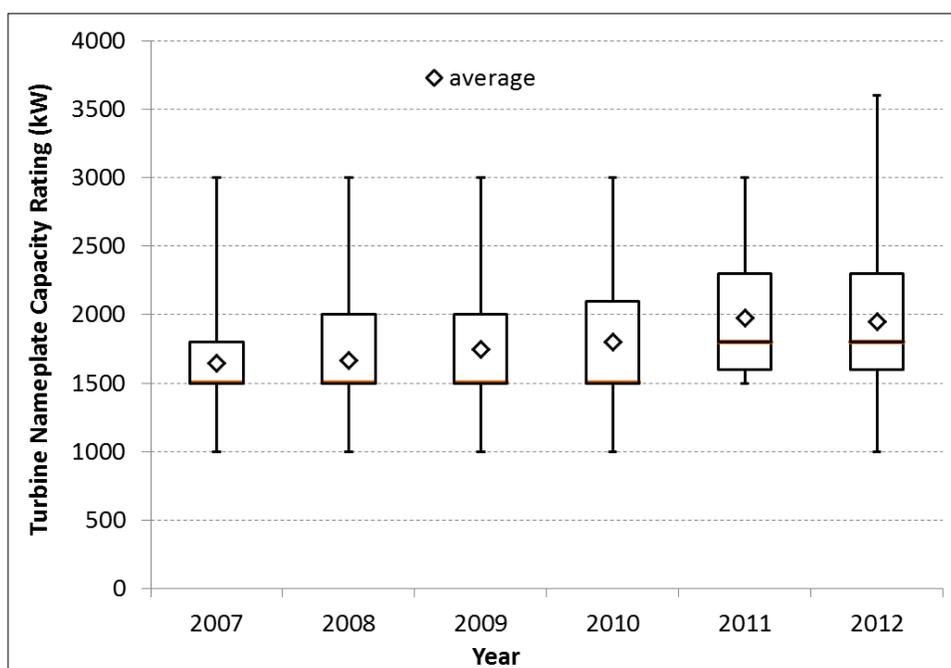


図6-3 2007年～2012年までの風車公称容量の変化傾向

2007年は、1.5 MWから1.8 MWの風車が主流であった。2007年から2010年にかけて、GE社は1.5 MW風車(Wiser and Bolinger, 2014)により、大きな市場シェアを維持した。

2011年および2012年の大容量のGE社製風車と併せて、他メーカーが提供する風車の増加分は、中央値を上方に押し上げ、米国に設置される風車容量のレンジを拡大させている(図6-3)。

風車公称容量の増加に伴い、ロータ直径も2007年の約80 mから2012年には約95 mに増加した(図6-4)。

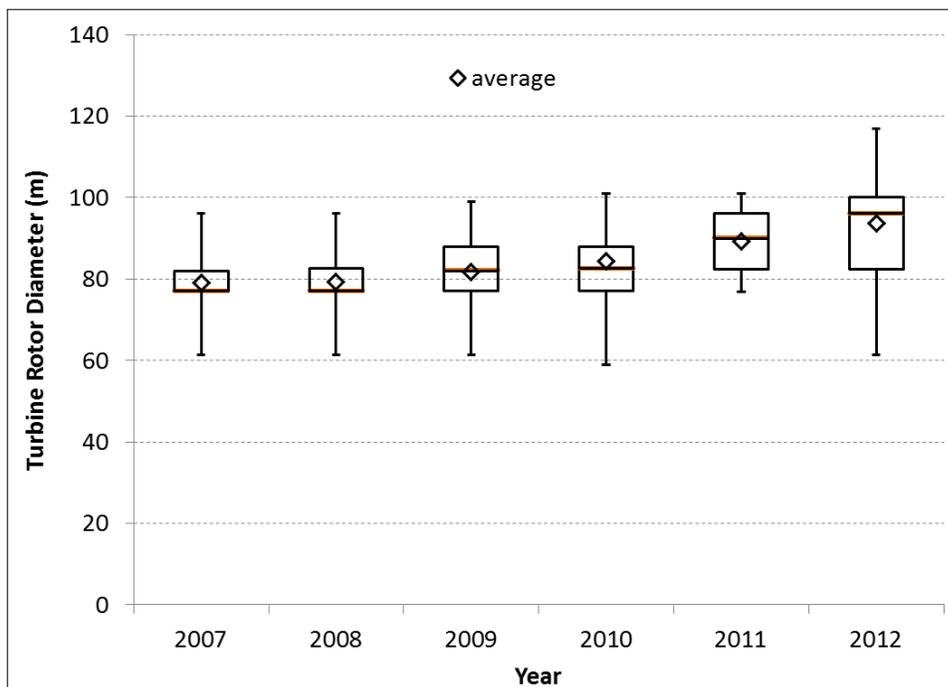


図6-4 2007年～2012年にかけての風車ロータ直径の傾向

風車容量とロータ直径はともに増加傾向にあるが、ロータ直径は公称容量よりも比較的速く増加している。この傾向は、風車公称定格容量をロータ受風面積(W/m^2)で割った値として定義される、風車の比出力に示される。平均風車比出力は、 $350W/m^2$ に迫る水準から、2007年から2012年にかけて $300W/m^2$ を下回る水準へと低下した。比出力が低いほど、一定の発電施設規模における発電電力量が増加し、それによって設備利用率が向上することが示される。図6-5は、同期間における米国の低比出力設備への明確な傾斜や比出力の範囲拡大によって、近年、より多様な種類の風車が米国に設置されていることを示している。

設備の定格とロータ直径の傾向を比較すると、ハブ高さは、高さ80 mを主流として、2007年から2012年まで比較的一定に推移している。2012年には、タワーの大型化傾向が始まっているようであるが、この傾向が続くかを判断するには、追加データと市場観察が必要である。米国の大半の地域では、ハブ高さが高いほどエネルギーエネルギー供給が増加するが、エネルギー供給、輸送および物流の課題、その他のコスト要因、規制政策の相対的な変化によって、陸上風車のサイズとタワーの高さが限定される可能性がある。例えば、152 m(ハブ高さおよびブレード長)よりも高いプロジェクトは、軍事や民間の航空を妨げないことを証明しなければならない。

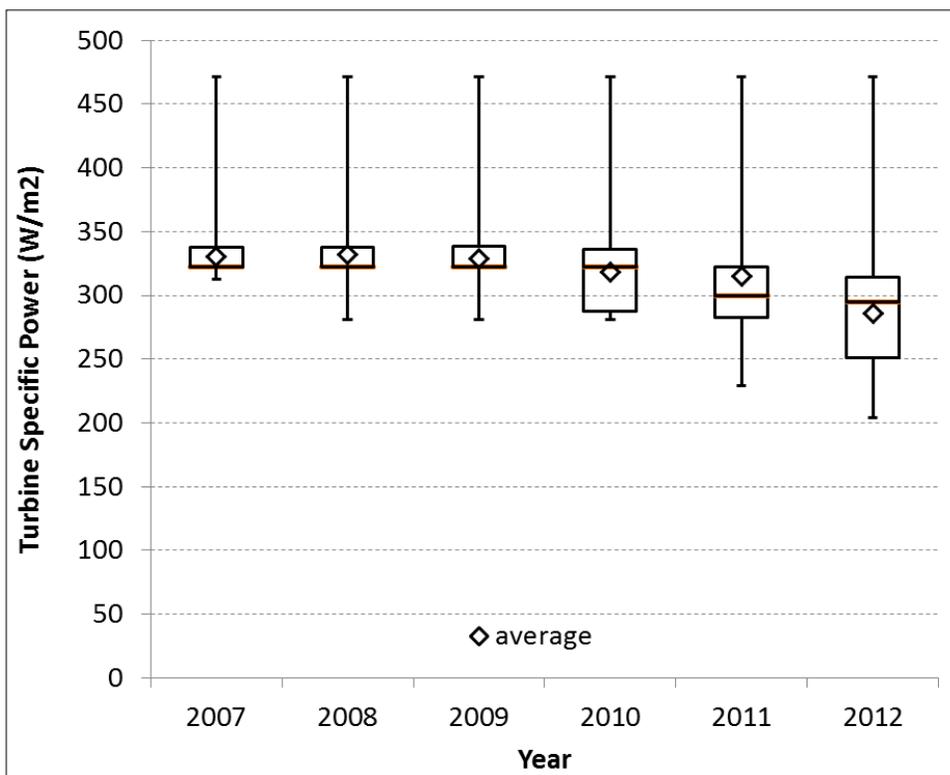


図6-5 2007年～2012年の風力発電比出力の傾向

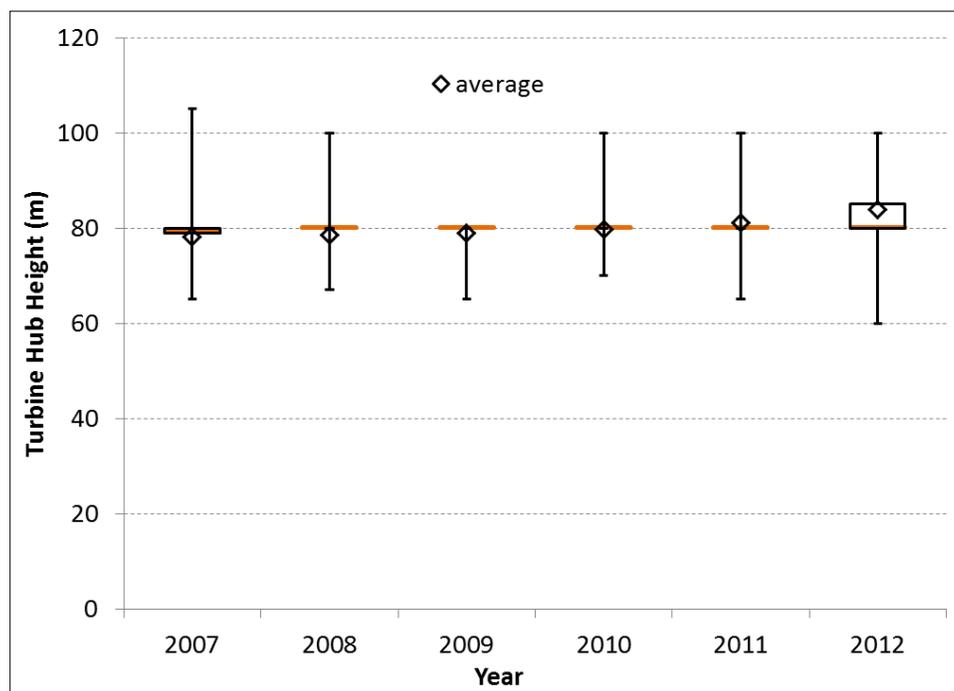


図6-6 2007年～2012年までの風車ハブ高さの傾向

米国の風車技術の変化の最終的な指標を図6-7に示す。風車の国際電気技術委員会(IEC)分類は、風車設計の年平均風速によって一部、決定される。一般に、クラスI 風車は、クラスIII 風車よりも高い年平均風速に設計されている。また、クラスI 風車は、クラスIII 風

車よりも比出力が高い傾向にある。風車の負荷条件と相関する風速および乱流レベルの、サイト固有の分析を実施すると、広範囲の風車の特性がある一定のサイトに適しているとみることができる。図6-7に示すように、クラス III 設備は市場シェアが2007年以降、大きく増加しているが、クラス I 設備のシェアは低下している。

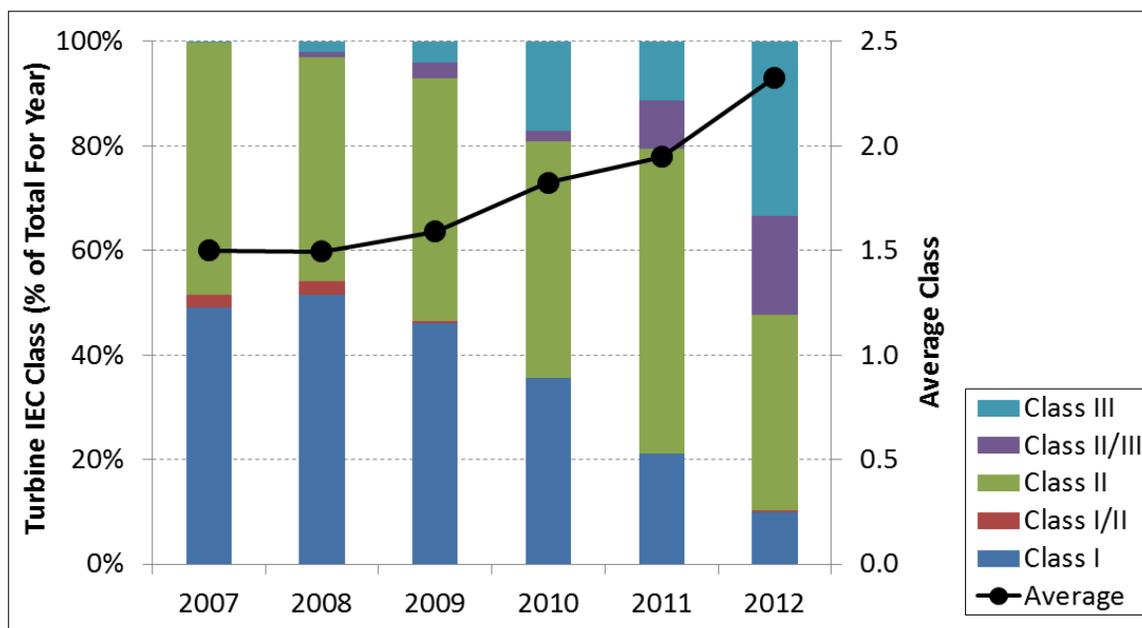


図6-7 2007年～2012年に導入されたIECクラス別の風車の割合

プロジェクトのパフォーマンス

比出力の低い風車は、他のすべてが同等であれば、設備利用率または全負荷時間の点で、パフォーマンスレベルが高くなる。米国における風車の比出力に減少傾向がみとめられるが、全負荷時間および設備利用率では、プロジェクトのパフォーマンスは全データサンプルにおいて同様に増加していない(図6-8)。これは主に、風力発電プロジェクトの設置サイトの平均風速が経時的に低下しており(図6-9)、比出力の減少に関連して、期待されるパフォーマンスの向上を相殺しているためである。風資源に乏しい地域において風力開発に影響を与える要因としては、市場との近接性、風資源の豊富な地域におけるサイト設定や送電の制約などが挙げられる。風力発電事業者が、発電電力量によらない投資タックス・エクイティ(および一定期間の現金付与)を2009年から利用することができる。発電電力量が低く見込まれるサイトでは、発電電力量ベースの税制優遇措置よりも、投資タックス・エクイティの方がより望ましいものになる場合もある。

図6-8では、風力発電所のパフォーマンスは、風力発電所が定格出力である場合、一部、全負荷時間か、または年間「相当」時間数で表される。設備利用率は同一の基本特性を測定するが、全負荷時間を1年間の時間数で除する。米国では、事実上全ての発電設備が毎月発電電力量をエネルギー情報管理局(EIA)に提出する必要がある、同様のデータが連邦エネルギー規制委員会(FERC)によって収集されることが多い。こうしたデータはLBNLデータセットに組み込まれ、米国における風力発電の設備容量の大部分を示している(サンプルサイズの定義については附録6-Aを参照)。こうした報告データは、系統に供給される電力を示し、したがって出力抑制、風力発電所における電氣的・空力的損失、風車の停止時間、

その他の要因の影響を受ける。規制または経済的理由による出力抑制は、理論的に利用可能な発電所の発電電力量を減少させる。設備利用率は、2008年から2013年にかけて記録され、報告されていた地域では、出力抑制なしで、平均0.5～2.0ポイント増加していた可能性がある(Wiser and Bolinger 2014)。図6-8に2013年の商業運転日に基づく風力発電プロジェクトの年間実績を示す。2013年には、2007年に設置されたすべての風力発電所の発電電力量による加重平均は、全負荷時間で約3,000時間であった。2012年に設置され、2013年に稼働する風力発電所は、発電電力量による加重平均で、全負荷時間3,000時間をわずかに下回る程度であった。

NextEra Energy Resources社は、同社の四半期決算報告書において米国全体の年間風資源指数を推定しており、2013年では98%となっている。この指数は、全国平均の風資源の年変動を示すものであり、風資源の年別変動が発電電力量の比較に及ぼす影響を緩和するために使用される。一般的な風資源年における全負荷時間を推定するために、発電電力量による加重平均として全負荷時間も1.02(または1 / 0.98)で調整し、表示する。

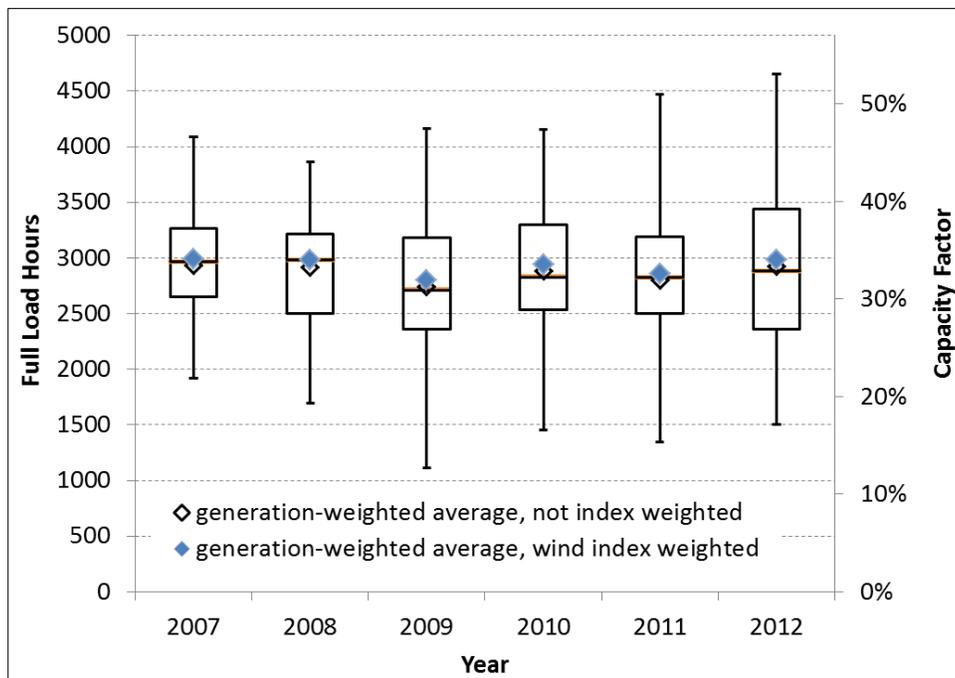


図6-8 2007年～2012年に設置され2013年に稼働中のプロジェクトの全負荷時間および設備利用率

図6-9では、LBNLデータベースのすべての風車の年平均風速は、AWS Truepowerによって作成されたモデル風力資源推定値から抽出された(AWS Truepower, 2009)。モデル化された風速データは、地上80 m以上であるが、高所における空気密度の低下に関連した発電電力量の減少を加味して調整していない。風資源の推定は、20 km×20 kmのグリッドで提供され、各風車が配置される系統連系の年平均風速に関連付けられている。こうした粗い風速グリッドは、実際の風速よりも一定の風車の推定年平均風速を低下させる可能性が高い。換言すれば、風車は20 km×20 kmのグリッドセル内の場所に配置され、グリッドエリア全体の平均より風速が高くなる可能性がある。風速推定値は実際の風車の位置を正確に反映していない恐れもあるが、時間の経過に伴う一般的な傾向は、実際の年平均風速傾向と一致すると考えられる。したがって、図6-9に示すような年平均風速の低い場所への傾向は信

頼できるが、風速の絶対的な強度に重点を置かないよう、注意が必要である。

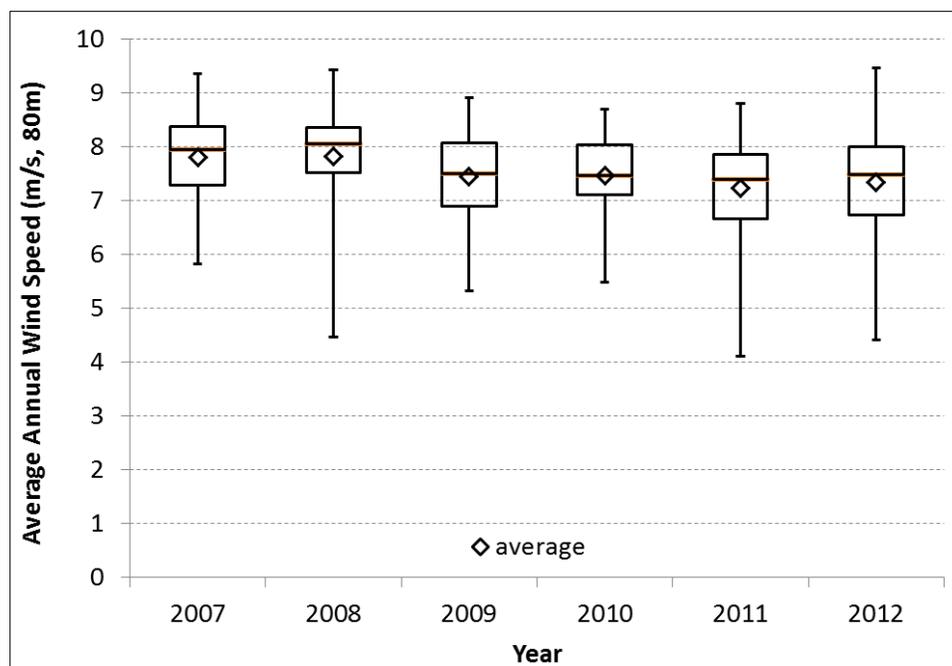


図6-9 2007年～2012年に設置されたプロジェクトの年平均風速

投資コスト

2007年から2012年にかけて、平均プロジェクト投資コストは増加し、その後減少した(図表6-10)。風車の価格の上昇に影響を及ぼすのは、以下の要因である。まず、ドル/ユーロ為替相場の影響、すなわち資材、エネルギー、労働などの投入価格の上昇。逼迫する風車市場。風車の保証規定の費用の増加。ハブ高さとロータ直径を含む風車サイズの大型化(Bolinger and Wiser, 2011)しかし、2008年以降、先に述べた根底にある傾向の一部が逆転し、以前の価格を押し上げただけでなく、製造業者間の競争が激化し、買手市場に移行したことを受け、風車の価格は大幅に下落している(Wiser and Bolinger, 2014)。風車価格は、2008/2009年にピークに達したのに対して、プロジェクトレベルの設置費用は、風車購入から設置するまでにタイムラグがあるため、2009/2010年にピークに達したとみられる。平均プロジェクト費用の地域差は明らかであり、開発コスト、輸送コスト、サイト要件、許可要件、期限、その他の設備収支や建設費の変動をはじめ、さまざまな地域に配備される風車の変動によって差が生じる可能性がある(例えば、風資源の少ない地域での低風速技術の利用)。図には示されていないが、平均風力発電プロジェクトの費用は2013年にさらに低下した(Wiser and Bolinger, 2014)。プロジェクトレベルの投資コストに関するLBNLデータセットは、複数の情報源から得られるが、一般に、プラント設備、設置、系統連系、建設期間中の融資など、プラントを商業運転に導入するための必要な総投資額を示す。

特定のデータソース、それによるデータ特性はさまざまであるが、これらのデータは全体として、米国における投資コストの有用な情報を提供する。

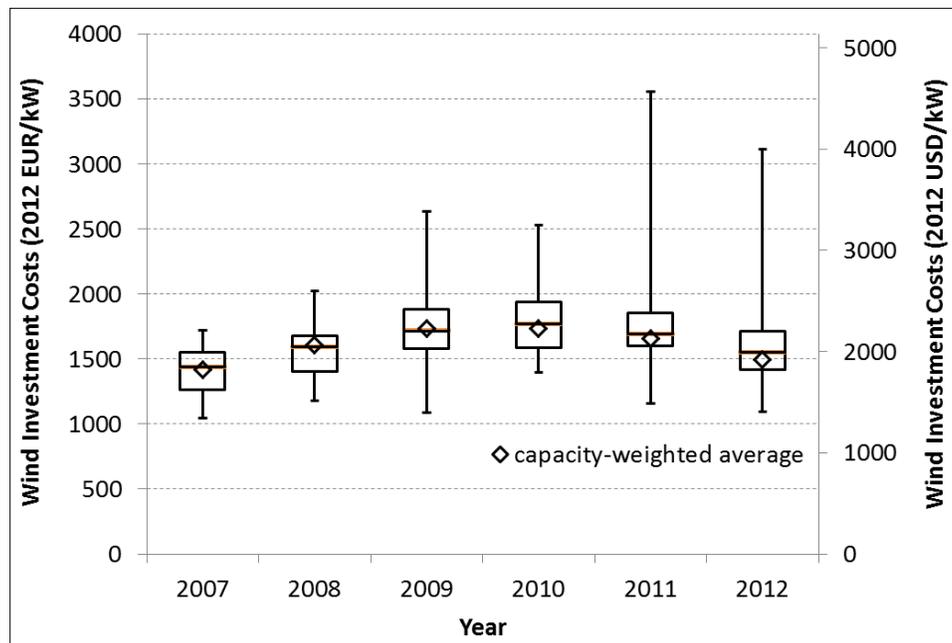


図6-10 2007年～2012年に設置されたプロジェクトの投資コスト

運転維持費

運転維持費には、通常、土地賃貸費、運転維持費、資材費、部品交換費用など、風力発電所を運営するために必要なすべての費用が含まれる。固定O&M費とされるものは、一般に、発電電力量に応じて変動しない既知のコスト(例えば、定期メンテナンス、賃貸料、税金、公共料金、保険料支払い)を含み、変動O&M費の場合は、故障復旧メンテナンスや、風車の稼働状況に応じてプロジェクトの全期間を通じて変化する可能性があるその他の費用が含まれる。簡素化するため、この分析ではすべての運転費用をドル/kW/年という固定O&M費に転換する。

実際のプロジェクトレベルの運転維持費に関する公開市場データは、米国では広く入手することはできず、入手可能なデータはしばしば混在し、不明確であるという傾向を示している(Wiser and Bolinger, 2014; Lantz, 2013)。全体的に、事業費は当初1～2年間の「萌芽」期に上昇し、プロジェクト寿命の後半には、比較的低下する傾向がある(Hill et al., 2008)。今回の分析では、市場データが入手できなかったため、特にこの分析では、20年間のプロジェクト寿命にわたって運転維持費の年間支出額として50ドル/kW/年を想定した^{原注51}。この数値は比較的不確実性が高いが、現在のデータを考慮すると、米国におけるコストを代表するものと想定される。2007年から2012年にかけての運転維持費の変動を示す明確なデータは不十分である。したがって、後続のモデリングでは、2007年から2012年までの間、運転維持費は2012年の実質ベースで50米ドル/kW/年と想定している。

原注51 実質ベース：特定の年における将来の支出のキャッシュフローの推定は、インフレの影響と併せて、直接的に推定することはできない。

財務コスト

生産税控除(production tax credit)と加速償却が完全に適用されるためには、プロジェクト所有者は、十分な納税義務を負うか、代わりに投資を選択し、必要な税金義務を有する外部の投資家に頼る必要がある。プロジェクトレベルの資金調達の詳細は一般に公開されていない。こうして、2007年から2012年に設置されたプロジェクトのWACCの推定値は、BNEFの第三者税率およびプロジェクトレベルでの15年長期借入費用に関する一般的な過去データに基づくか、また、スポンサー資産費用のLBNL推定値に基づき、設定された。代表的なプロジェクトレベルの資本構成は、財務モデルから導出される。すなわち、これらは各資金調達構造の下で、3つの資金源を統合し、WACCを決定する。図6-11に示されるWACCの最小値および最大値は、各年度におけるさまざまな資金調達構造を反映する。WACC平均値は、さまざまな資金調達構造を用い、設備容量率のLBNL見積もりに基づいている。すべての値は、税引き後の名目上の条件で表示される^{原注52}。図に示すように、WACCは2007年から2009年に増加したが、金融危機の結果、2010年には減少し、以降、わずかに上昇した。

2007年から2012年までの間に、税制上の優遇措置を取る目的で、5つの主要な資金調達構造がさまざまな規模で用いられている。

- プロジェクトがスポンサー企業とタックス・エクイティ投資家との間で、租税優遇措置を収益化するための、(スポンサー資本と租税資本を組み合わせた)「パートナーシップ・フリップ」構造
- スポンサーが自ら税制上の優遇措置を使用するのに十分な納税義務を負っている(スポンサー・エクイティと債務が混在している)基本的な「自己保護型」
- スポンサーが単独で税制上の優遇措置を利用できるだけでなく、必要に応じて均等な規模の現金を借入する、より積極的な「自己保護」構造(スポンサー・エクイティより大きなレバレッジを有する債務)
- スポンサーがPTCの代わりに1603条の30%補助金を選択し、減税益を収益化するためにタックス・エクイティ投資家とパートナーシップを結ぶ構造(スポンサー・エクイティとタックス・エクイティの組み合わせを含む)
- 2009年から2012年までに限り、スポンサーがPTCの代わりに第1603条の現金補助金を選択し、減価償却の利益を得るのに十分な税金負債を有している構造(スポンサーの資本と負債が混在する)。

図6-11と表6-2に示されている「全国平均」の数字と範囲は、各期間における市場での相対的使用によるLBNL推定値に基づき、これら混在する5つの資金調達構造が反映されている。第三者のタックス・エクイティおよびプロジェクトレベルの15年の長期借入金の取得原価は、BNEFに由来し、スポンサー資本の費用はLBNLによって推定される。表6-2の「2014年内部」の欄は、上記の箇条書き3番目で説明した、より積極的な「自己保護」構造を反映している。ここでは、スポンサーは内部的に税制上の優遇措置を受けるだけでなく、借入によってレバレッジを高めることができる。

原注52 続くLCOE計算は、2%のインフレ率を前提とした実質ベースで行われる。

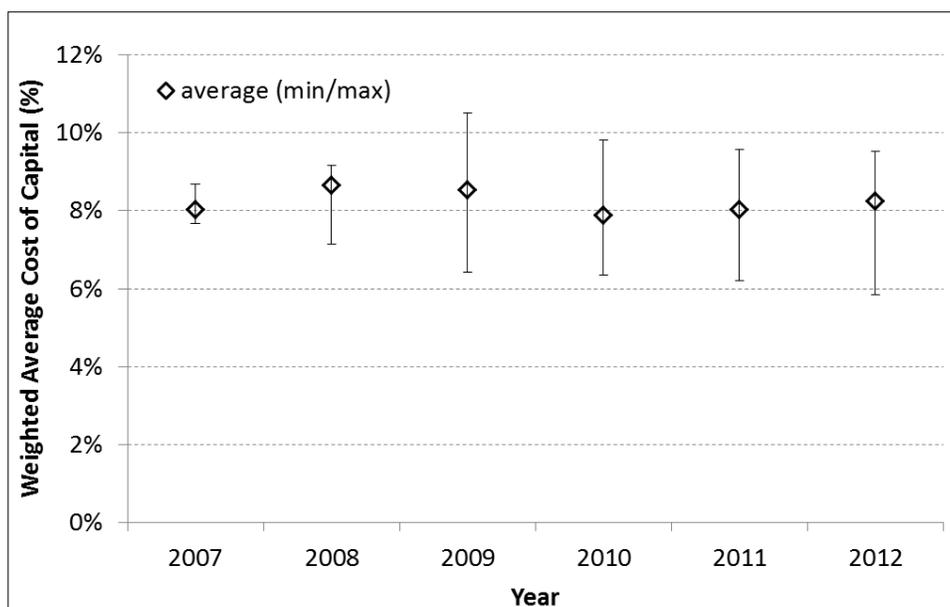


図6-11 2007年～2012年に導入されたプロジェクトの加重平均資本コスト

表6-2 風力発電プロジェクトの資金調達の例

資金調達の推定	単位	2008年 全国平均	2012年 全国平均	2014年内部
税引き後タックス・エクイティ IRR	%	7%	8%	N/A
税引き後スポンサー資本 IRR	%	12%	12%	12%
税引き後負債コスト	%	4%	4%	4%
タックス・エクイティ割合	%	42%	38%	0%
スポンサー資本割合	%	41%	35%	43%
負債割合	%	16%	28%	57%
融資期間	年	15	15	15
法人税率	%	40.2	40.2	40.2
為替レート	USD/EUR	1.28	1.28	1.28
WACC (税引き後、名目/ 税引き後実質)	%	8.7% / 6.6%	8.3% / 6.2%	7.2% / 5.1%

2008年と2012年の米国における風力発電コスト

2008年および2012年の代表的な風力発電プロジェクト

先に提示した過去の傾向から、2007年から2012年にかけて米国で観測された技術変化、投資コスト、運転コスト、発電電力量について考察する。これらのパラメータは、LCOEを計算するために必要な要素、風力発電所の財務的寿命(20年間)を構築および運用するために生産されるエネルギーの単位当たりのコストを示す。Schwabe et al.(2011)は、2007年と2008年の風力発電所の一般的な特性とコストを示すために同様のデータを使用した。今回の分析では、2008年と2012年のエネルギーコストを比較する。2014年に設置される可能性

が高いプロジェクトの仮定も、エネルギーコストの方向性の指標を提供するために含まれている。

2008年と2012年における、全国平均の風力発電所のLCOEを推定する。これらの全国平均風力発電所については、本報告書の経時的推移の節で2008年と2012年に示した平均値をキャッシュフローモデルに使用し、LCOEを推計した。

前述の技術動向は、2013年と2014年まで続き、風車の比出力はさらに低下すると予想される。これらの風車は、低風速域だけではなく、より多様な場所に設置されると考えられる。一方、2014年の内部プロジェクトは、米国の内陸部に見られる比較的風速の高い場所で、効果的な資金調達により、比出力の低い風車を使用していることを示している。このタイプのプロジェクトの条件は、2012年の米国でみられた低価格の契約価格またはPPAや、2013年までの延長に至った(Wiser and Bolinger, 2014)。

モデルの入力の前提条件

2008年と2012年の全国平均と2014年の内部プロジェクトの風力発電プロジェクトの特徴を表6-3に示す。全国平均プロジェクトは、風車サイズ、ロータ直径、ハブ高さ、平均風速、発電電力量、投資コストなど、経時的推移の節で示された2008年および2012年の平均値で表される。前述のように、データ不足のため、期間中の運転維持費の変動は提示されない。撤去費用は、通常、米国のプロジェクトでは特定されない。前述のように、2012年の平均的な風車は2008年よりも大型化し、投資コストはわずかに低い。全国平均プロジェクトにおける風車の大型化によってエネルギー供給増が見込まれるが、低風速地域での風車の配置の傾向が認められるため、それによってほとんど相殺される。

一方、2014年の内部プロジェクトは、代表的な風車およびプロジェクトの特性の一例である。これらは、2012年および2013年に低PPA価格を達成し、業界予測に基づいて2014年に稼働予定の代表的なプロジェクトである^{原注53}。比較のため、Schwabe et al. (2011)が報告する2008年の代表的な米国風力発電所を含めた^{原注54}。この2008年の全国平均風力発電所では、主に運転維持費とプロジェクトへの資金調達において、2012年の分析と一貫した推定を行うため改訂を行っている。

2008年と2012年の国内平均のプロジェクト資金調達推定値、2014年の内部プロジェクトを表6-3に示す。また、Schwabe et al.(2009)が述べる2008年プロジェクトの財務に関する推定を参考として記載する。モデリング分析のために、WACCに相当する必要な資本利益率を100%と推定し、図6-11^{原注55}に示すように、米国にみられる債務と資本の混合率を表す(附録1でモデリング手法について詳述する)。実際のWACCは、2008年の全国平均6.5%から、2012年の全国平均6.1%に低下したと推定される。2014年の内部プロジェクトは、4.9%という低コストで資金調達できると想定され、プロジェクトのLCOEを大幅に押し下げている。

原注53 風車サイズ、ロータ直径、ハブ高さ、年平均風速、投資コストは、米国の内陸地域プロジェクトに関するWiserおよびBolinger(2014)の基礎データに基づいて選択した。一般的な風力発電の出力曲線、想定損失、年平均風速を用いて発電電力量推定値を決定した。全負荷時間の推定値は、最近のPPAアプリケーションで報告された推定値と一致する。資金調達コストの低下は、米国における風力開発業者のサブセットに用いられるバランス・シート資金調達を反映している。

原注54 先に定義した方法を用いて、2012年の価値に換算した。

原注55 名目WACCは、2%のインフレ率を前提とした実質WACCに変換した。

表6-3 米国における風力発電プロジェクトの特徴

特徴	単位	2008年 (Schwabe et al., 2011)	2008年 全国平均	2012年 全国平均	2014 内部
風車サイズ	MW	1.67	1.67	1.95	1.62
風車基数	#	50	50	50	50
ロータ直径/ハブ高さ	m / m	77 / 65	79 / 78	94 / 84	100 / 80
ハブ高さにおける年平均風速	m/s	n/a	7.8	7.4	8.5
全負荷時間	h	3,066	2,979	2,984	4,139
耐用年数	年	20	20	20	20
投資コスト	\$2012/kW	2,027	2,065	1,919	1,750
	€2012/kW	1,577	1,607	1,494	1,362
運転維持費 (合計、固定費)	\$2012/kW-年	33	50	50	50
	€2012/kW-年	26	39	39	39
撤去費	€ct/kWh	0	0	0	0
WACC (名目/実質)	%	9.65 / 7.5	8.7 / 6.6	8.3 / 6.2	7.2 / 5.1
法人税率	%	38.9	40.2	40.2	40.2

米国では、風力発電プロジェクトは、一般に、PPA、または長期間(通常、20年)の電力販売契約において定めた価格で交渉する^{原注56}。表6-5に示す市場の電力価格は、Wiser and Bolinger(2014)による全米平均プロジェクトで報告された、前年度の締結契約における平均平準化PPA価格の範囲を示している。2014年の内部プロジェクトに関連するPPA価格の範囲は、2011年から2013年までの米国内陸部のPPA平均価格を示す。米国で用いられる主要な政策手段については、表6-4にまとめる。PTCは0.022ドル/kWh、加速償却については設備投資の減価償却期間が6年間である^{原注57}。

表6-4 米国における風力発電政策と収入のインセンティブ

政策または収入パラメータ	単位	2008年 (Schwabe et al., 2011)	2008年 全国平均	2012年 全国平均	2014年内部
電力市場価格	\$2012/kWh	0.061	0.042 - 0.069	0.034 - 0.074	0.022 - 0.035
FIT収入	\$2012/kWh	N/A	N/A	N/A	N/A
FIT政策期間	years	N/A	N/A	N/A	N/A
税引き前の前払い 補助金(税ベース))	%	0	0	0	0
生産基盤 税額控除	\$2012/kWh	0.022	0.022	0.022	0.022
生産基盤 税額控除 政策期間	年	10	10	10	10
加速償却期間	年	6	6	6	6
無効電力報奨金	\$2012/kWh	0	0	0	0
瞬低時運転継続(LVRT)報奨金	\$2012/kWh	0	0	0	0
市場価格証書	\$2012/kWh	電気料金に含まれる	電気料金に含まれる	電気料金に含まれる	電気料金に含まれる

LCOEと財務ギャップ

IEA Wind Task 26(国際エネルギー機関風力実施協定第26分科会)で使用されるために開発されたキャッシュフローモデルを用いて、前節で定義したプロジェクトごとにLCOEが計算された(Schwabe et al., 2011)。別紙1では、モデリング手法について説明する。米国のプロジェクトとして、上記の表に定義されているように、投資コスト、固定費運転維持費、

原注56 多くの契約にはインフレ措置が含まれている。

原注57 資本投資の一部は、一般に、6年間にわたって償却可能ではないため(系統連系コストなど)、モデリング分析では償却可能額を総資本投資の95%に制限している。

発電電力量の推定値を掲載する。プロジェクト資金調達の推定値は、WACCを使用してモデル化される。資本投資の100%の定額減価償却を推定すると、IEA Wind Task 26の参加国のエネルギーコストを示す共通基盤が得られる。各プロジェクトのLCOEを表6-5に示す。

表6-5 風力発電所LCOEの要約、政策と収入

モデル推定値	単位	2008年 (Schwabe et al., 2011)	2008年 全国平均	2012年 全国平均	2014 内部
LCOE	(\$ ₂₀₁₂ /MWh)	95.9	99.3	90.3	55.1
LCOE	(€ ₂₀₁₂ /MWh)	74.7	77.3	70.3	42.9
政策価値	(\$ ₂₀₁₂ /MWh)	35.3	34.6	32.9	27.7
政策価値	(€ ₂₀₁₂ /MWh)	27.5	27.0	25.6	21.5
必要報酬額	(\$ ₂₀₁₂ /MWh)	60.6	64.6	57.4	27.4
必要報酬額	(€ ₂₀₁₂ /MWh)	47.2	50.3	44.7	21.3

利用可能な政策手段の価値は、6年間の加速減価償却とキャッシュフローモデルにおけるPTCの実施によって表される。推計されたLCOEとキャッシュフローモデルによって作成された「財務ギャップ」値の差は、こうした政策メカニズムの影響を表している。推定された「財務ギャップ」は、WACC価値に埋め込まれた風力発電プロジェクトの資本利益率を満たすための必要報酬額を反映している。図6-12は、風力発電所の建設および運営コストを相殺するための、政策メカニズムと必要報酬額が相対的に占める割合を示す。図6-12に示すように、代表的なプロジェクトの必要報酬額は、表6-5に示すように、2008年および2012年に設置されたプロジェクトのPPA価格に関連した市場電力価格の範囲内に収まる。これは、2008年と2012年の風力発電プロジェクトにおいて、風力発電所コストと政策支援と期待収入との間に財務ギャップがないことを示している。

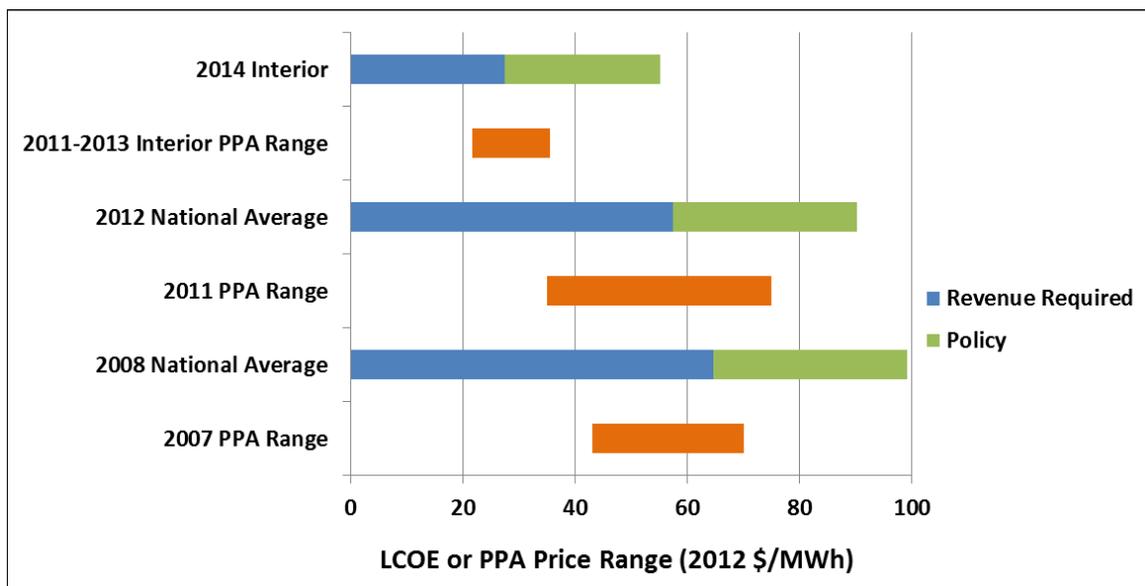


図6-12 PPA価格帯との比較による必要報酬額および政策拠出金を含む、2008年および2012年の風力発電所LCOE

米国における風力発電プロジェクトの動向のまとめ

2008年から2012年の間は、複数の傾向が組み合わさり、LCOEは一般に99ドル/MWhから90ドル/MWhまで低下する。大型風車、特にロータ直径の場合、必要な資源投資は2008年の風力資源よりもやや低いが、風資源のある場所ではエネルギー回収が可能になる。また、タックス・エクイティ投資家が引き続き大きな役割を果たしていたが、2007年から2012年までの風力発電プロジェクトの資金調達率も低下している。同時に、こうした傾向は、少なくとも2012年までは、低風速地帯で使用することによって部分的に相殺されている。それにもかかわらず、米国には多くの風力発電プロジェクトが設置されており、多様な風資源を利用することにより、電気料金(すなわち、PPA)の幅広い設定を可能にしている。好調な状況下、2012年のプロジェクトでは、54ドル/MWh以下のレベルのLCOEを実現した。

今後は、比出力の低い大型風車の傾向が続くとみられる。2013年および2014年に計画されるプロジェクトの多くは、風資源の豊富な地帯に位置し、LCOEの低下傾向を示している。この傾向は、最近完了したPPAが22ドル/MWhという低価格であることにも裏付けられる。2016年以降は、PTCの復活などの新規政策措置がない場合、市場ベースの収入は増加しなければならない。しかし、こうした技術動向を踏まえると、米国では引き続き、風力発電所は、比較的低コストな電源となるであろう。

第6章の参考文献

- AWS TruePower (2009). Annual average wind speed (m/s) at 80 m hub height, modeled using AWS's mesoscale modeling system. Spatial resolution 2.5 km, interpolated by AWS to a 200 m resolution. <https://www.awstruepower.com/>
- Bloomberg New Energy Finance (Bloomberg NEF). 2014. Q1 2014 Wind Market Outlook. March 4, 2014.
- Bolinger, M. and R. Wiser. 2011. Understanding Trends in Wind turbine Prices Over the Past Decade. LBNL-5119E. Berkeley, California: Lawrence Berkeley National Laboratory.
- Energy Information Administration (viewed October 13, 2014). <http://www.eia.gov/electricity/data/browser/>
- Hill, R.; Stinebaugh, J.; Briand, D.; Benjamin, A.; Lindsay, J. (2008) Wind turbine Reliability: A Database and Analysis Approach. 70 pp.; Sandia Report No. SAND2008-0983
- Krey V., O. Masera, G. Blanford, T. Bruckner, R. Cooke, K. Fisher-Vanden, H. Haberl, E. Hertwich, E. Kriegler, D. Mueller, S. Paltsev, L. Price, S. Schlomer, D. Urge-Vorsatz, D. van Vuuren, and T. Zwickel, 2014: Annex II: Metrics & Methodology. In: Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Edenhofer, O., R. Pichs-Madruga, Y. Sokona, E. Farahani, S. Kadner, K. Seyboth, A. Adler, I. Baum, S. Brunner, P. Eickemeier, B. Kriemann, J. Savolainen, S. Schlomer, C. von Stechow, T. Zwickel and J.C. Minx (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA.
- Lantz, E. (2013). Operations Expenditures: Historical Trends and Continuing Challenges). 20 pp.; NREL Report No. PR- 6A20-58606.
- Mendelsohn, M.; Harper, J. (2012). §1603 Treasury Grant Expiration: Industry Insight on Financing and Market Implications. 32 pp.; NREL Report No. NREL/TP-6A20-53720.
- Schwabe, P.; Lensink, S.; Hand, M. (2011). IEA Wind Task 26 - Multi-national Case Study of the Financial Cost of Wind energy; Work Package 1 Final Report. 122 pp.; NREL Report No. TP-6A20-48155.
- Wiser, R.; Bolinger, M.; Barbose, G.; Darghouth, N.; Hoen, B.; Mills, A.; Weaver, S.; Porter, K.;

Buckley, M.; Oteri, F.; Tegen, S. (2014). 2013 Wind Technologies Market Report. 96 pp.; NREL Report No. TP-5000-62345; DOE/GO-102014-4459.

附録6-A 米国のサンプルサイズとプロジェクトデータ

本附録に、本章で説明する風力発電プロジェクトの特性を示す統計を示す。表6-7に、後続の表に掲載するデータのサンプルサイズを示す。表の値は、風力発電プロジェクトの年間設備容量、またはデータベースに含まれる年間設備容量の比率に対応している。たとえば、風力タービンのハブ高さを100%とすると、対応する表およびハブ高さの数値は、その年度に設置された風車の100%を表す。

この章に含まれるデータの多くは、Lawrence Berkeley National Laboratory(LBNL)が、アメリカ風力発電協会(AWEA)、米国エネルギー情報管理局(EIA)、連邦エネルギー規制委員会(FERC)等の出典から収集したものである。多くのデータソースの概要と特定の参考文献リストは、2013年風力技術市場レポートに掲載されている(Wiser et al.,2014)。米国における風力発電の発電電力量データは(風力発電プロジェクトだけでなく)、主にAWEAから提供された情報に基づいているが、方法論的がAWEA(2014a)と若干異なる場合がある。その他の事例では、ここに示されるデータは、米国に設置される実際の風力発電プロジェクトのサンプルのみを表している。また、データ特性は多種多様である。そのため、個々のデータポイントではなく、全体的な傾向に重点を置く必要がある。

表6-6 米国のサンプルサイズ

国別：米国						
系統連系規模規模の定義						
すべての陸上風力発電プロジェクトは1MW以上であり、プロジェクト内のすべての風車も1 MW以上である。電力を系統連系し、売電するプロジェクト (例えば、プロジェクトの規模) のみを含む。						
年次データ集計						
なし						
その他の備考						
全負荷時間のサンプルサイズは、EIAからのサンプリングに基づいて変化する。						
サンプル	設備容量 (メガワット)					
	2007	2008	2009	2010	2011	2012
サンプルサイズ - 陸上、系統連系規模のみ						
発電電力量の増加量合計	5,247	8,314	9,934	5,196	6,777	13,026
サンプルサイズ - 陸上、系統連系規模のみ						
風力発電プロジェクトサイズ	5,247	8,314	9,934	5,196	6,777	13,026
風車公称定格容量	5,247	8,314	9,934	5,196	6,777	13,026
風車ロータ直径	5,247	8,314	9,934	5,196	6,777	13,026
風車ハブ高さ	5,247	8,314	9,934	5,196	6,777	13,026
風車比出力	5,247	8,314	9,934	5,196	6,777	13,026
風車IECクラス	5,247	8,294	9,784	5,175	6,777	12,617
年平均風速	4,664	8,262	9,194	5,003	6,389	11,764
全負荷時間 (2013年)	5,282	8,521	9,426	4,733	5,760	13,368
投資コスト	3,211	5,509	9,497	5,128	6,343	9,171
運転維持費	na	na	na	na	na	na
資金調達コスト	na	na	na	na	na	na
サンプルサイズ (%) --陸上、系統連系規模のみ						
風力発電プロジェクトサイズ	100%	100%	100%	100%	100%	100%
風車公称定格容量	100%	100%	100%	100%	100%	100%
風車ロータ直径	100%	100%	100%	100%	100%	100%
風車ハブ高さ	100%	100%	100%	100%	100%	100%
風車比出力	100%	100%	100%	100%	100%	100%
風車IECクラス	100%	100%	98%	100%	100%	97%
年平均風速	89%	99%	93%	96%	94%	90%
全負荷時間 (2013年)	101%	102%	95%	91%	85%	103%
投資コスト	61%	66%	96%	99%	94%	70%
運転維持費	na	na	na	na	na	na
資金調達コスト	na	na	na	na	na	na

表6-7 風車プロジェクト規模の統計

風力発電プロジェクト規模 (MW)						
	2007	2008	2009	2010	2011	2012
プロジェクト総数	51	103	108	66	90	141
中央値	80.0	76.5	98.9	65.6	47.3	80.0
25パーセンタイル	34.5	25.0	44.3	20.0	12.0	24.6
75パーセンタイル	140.4	121.9	120.0	103.5	119.6	138.0
最小値	1.5	1.5	1.5	1.0	1.5	1.5
最大値	400.5	298.5	400.3	300.0	443.9	470.4
平均値	102.9	80.7	92.0	78.7	75.3	92.4

注記：ビハインド・ザ・メーター^{訳注6}（すなわち、オフテイカー^{訳注7}の「オンサイト^{訳注8}」）ではない1 MW以上のすべての風車またはプロジェクト

表6-8 風車公称定格容量に関する統計

風車公称定格容量(MW)						
	2007	2008	2009	2010	2011	2012
風車総数	3188	4986	5682	2889	3434	6673
中央値	1500	1500	1500	1500	1800	1800
25パーセンタイル	1500	1500	1500	1500	1600	1600
75パーセンタイル	1800	2000	2000	2100	2300	2300
最小値	1000	1000	1000	1000	1500	1000
最大値	3000	3000	3000	3000	3000	3600
平均値	1645.9	1667.5	1748.3	1798.7	1973.5	1952.3

注記：ビハインド・ザ・メーター（すなわち、オフテイカーの「オンサイト」）ではない1 MW以上のすべての風車またはプロジェクト

表6-9 風車ロータ直径の統計

風車ロータ直径 (m)						
	2007	2008	2009	2010	2011	2012
風車総数	3188	4986	5682	2889	3434	6673
中央値	77	77	82	82.5	90	96
25パーセンタイル	77	77	77	77	82.5	82.5
75パーセンタイル	82	82.5	88	88	96	100
最小値	61.4	61.4	61.4	59	76.8	61.4
最大値	96	96	99	101	101	117
平均値	79.1	79.4	81.7	84.4	89.2	93.6

注記：ビハインド・ザ・メーター（すなわち、オフテイカーの「オンサイト」）ではない1 MW以上の風車直径が既知の（すなわちデータ欠損がない）すべての風車およびプロジェクト

訳注6 訳注3 (p.122) に同じ。

訳注7 訳注4 (p.122) に同じ。

訳注8 訳注5 (p.122) に同じ。

表6-10 風車の比出力に関する統計

風車の比出力 (W/m ²)						
	2007	2008	2009	2010	2011	2012
風車総数	3188	4986	5682	2889	3434	6673
中央値	322.1	322.1	322.1	322.1	299.3	294.4
25パーセンタイル	322.1	322.1	322.1	287.1	282.9	251.1
75パーセンタイル	337.7	337.7	338.6	336.4	322.1	314.4
最小値	312.4	280.6	280.6	280.6	229.2	203.7
最大値	471.6	471.6	471.6	471.6	471.6	471.6
平均値	330.7	332.1	329.1	318.4	314.8	285.5

注記：ビハインド・ザ・メーター（すなわち、オフテイカーの「オンサイト」）ではない1 MW以上の風車直径が既知の（すなわちデータ欠損がない）すべての風車およびプロジェクト

表6-11 風車のハブ高さに関する統計

風車のハブ高さ (m)						
	2007	2008	2009	2010	2011	2012
風車総数	3188	4986	5682	2889	3434	6673
中央値	80	80	80	80	80	80
25パーセンタイル	79	80	80	80	80	80
75パーセンタイル	80	80	80	80	80	85
最小値	65	67	65	70	65	60
最大値	105	100	80	100	100	100
平均値	78.2	78.5	79.0	79.8	81.1	83.9

注記：ビハインド・ザ・メーター（すなわち、オフテイカーの「オンサイト」）ではない1 MW以上の風車直径が既知の（すなわちデータ欠損がない）すべての風車およびプロジェクト

表6-12 風車IECクラスに関する統計

風車IECクラス - 平均クラス						
	2007	2008	2009	2010	2011	2012
クラス I	49%	52%	46%	36%	21%	10%
クラス I/II	2%	3%	0%	0%	0%	0%
クラス II	48%	43%	46%	45%	58%	37%
クラス II/III	0%	1%	3%	2%	9%	19%
クラス III	0%	2%	4%	17%	11%	33%
平均	1.5	1.5	1.6	1.8	1.9	2.3
風車総数	3188	4976	5621	2878	3434	6432

注記：ビハインド・ザ・メーター（すなわち、オフテイカーの「オンサイト」）ではない1 MW以上の風車直径が既知の（すなわちデータ欠損がない）すべての風車およびプロジェクト
2つのクラスにまたがる風車は、クラスII/IIIのように示す。「平均」クラスは平均IECクラスの傾向を示すために定義される（クラスII/IIIの設備は、平均クラス 2.5）。

表6-13 全負荷時間および設備利用率に関する統計

2013年全負荷時間 (設備利用率×8760に相当)						
プロジェクト運開年	2007	2008	2009	2010	2011	2012
中央値	2,963	2,980	2,712	2,827	2,824	2,882
25パーセンタイル	2,648	2,503	2,363	2,531	2,501	2,360
75パーセンタイル	3,263	3,215	3,182	3,299	3,190	3,442
最小値	1,917	1,695	1,109	1,457	1,344	1,501
最大値	4,091	3,860	4,160	4,155	4,468	4,653
発電電力量による加重平均(風指数なし)	2,930	2,919	2,745	2,886	2,798	2,924
発電電力量による加重平均(風指数あり)	2,989	2,979	2,801	2,945	2,855	2,984
2013年の設備利用率 (全負荷時間÷8760に相当)						
	2007	2008	2009	2010	2011	2012
中央値	33.8%	34.0%	31.0%	32.3%	32.2%	32.9%
25パーセンタイル	30.2%	28.6%	27.0%	28.9%	28.5%	26.9%
75パーセンタイル	37.3%	36.7%	36.3%	37.7%	36.4%	39.3%
最小値	21.9%	19.4%	12.7%	16.6%	15.3%	17.1%
最大値	46.7%	44.1%	47.5%	47.4%	51.0%	53.1%
発電電力量による加重平均(風指数なし)	33.4%	33.3%	31.3%	32.9%	31.9%	33.4%
発電電力量による加重平均(風指数あり)	34.1%	34.0%	32.0%	33.6%	32.6%	34.1%

表6-14 平均年間風速に関する統計

平均年間風速						
	2007	2008	2009	2010	2011	2012
風車総数	3181	4924	5705	2866	3429	6444
中央値	7.94	8.05	7.49	7.45	7.39	7.46
25パーセンタイル	7.28	7.51	6.90	7.11	6.65	6.74
75パーセンタイル	8.37	8.34	8.05	8.03	7.84	7.99
最小値	5.82	4.46	5.33	5.48	4.12	4.42
最大値	9.35	9.42	8.90	8.69	8.79	9.45
平均値	7.79	7.82	7.45	7.46	7.24	7.35

注記：米国の場合、当該データが得られる各風車の平均年平均風速80mを示す。データは、20 km×20 kmの系統連系でNRELに提供されたAWS Truepowerの推定値から得た。これらのデータは、サイトの標高に対して調整されていない。風車総数は、当該年度の全プロジェクトのFAAデータベースによって設置された風車基数に相当し、既知の風車基数の合計ではなく、AWSモデルの風速に関連づけられる。一部の事例では、風車基数は実際よりも多くのプロジェクトに関連していたが、正確な数がマッピングされなかった場合、関連の風車基数は実際よりも少なくなる。最後に、モデル化されたAWSデータは20 km×20 kmのグリッドスケールにあるため、風車の受風する実際の風速は、本書で推定される風速よりも高くなると考えられる(すなわち、系統連系20kmx20km内の場所に風車が配置される傾向があり、系統連系全体の平均よりも高い資源を有する)。

表6-15 投資コストに関する統計

風力発電プロジェクト投資コスト (EUR ₂₀₁₂ /kW)						
	2007	2008	2009	2010	2011	2012
中央値	1437	1590	1714	1769	1688	1550
25パーセンタイル	1261	1402	1582	1588	1602	1420
75パーセンタイル	1549	1680	1878	1938	1855	1716
最小値	1043	1176	1090	1400	1157	1095
最大値	1717	2019	2633	2532	3552	3113
設備容量による加重平均	1418	1607	1734	1730	1658	1494

風力発電プロジェクト投資コスト (EUR ₂₀₁₂ /kW)						
	2007	2008	2009	2010	2011	2012
中央値	1846	2043	2203	2272	2169	1992
25パーセンタイル	1620	1802	2032	2040	2058	1824
75パーセンタイル	1991	2159	2413	2490	2383	2205
最小値	1340	1512	1400	1798	1487	1407
最大値	2206	2594	3383	3253	4563	4000
設備容量による加重平均	1822	2065	2228	2223	2131	1919

表6-16 資本コストの加重平均に関する統計

資本コスト (税引き後WACC)						
	2007	2008	2009	2010	2011	2012
中央値						
25パーセンタイル						
75パーセンタイル						
最小値	7.7%	7.1%	6.4%	6.4%	6.2%	5.9%
最大値	8.7%	9.2%	10.5%	9.8%	9.6%	9.5%
平均値	8.0%	8.7%	8.5%	7.9%	8.0%	8.3%

備考：本書に示すデータは、米国市場全体の資金調達コストの最小値、最大値、加重平均を示す。推定値は、第三者のタックス・エクイティコストおよびプロジェクトレベルの15年借入金、スポンサー資本コストのLBNL推定値に関する、Bloomberg New Energy Financeの一般的な経時データに基づく。代表的なプロジェクトレベルの資本構成は、財務モデルから導出される。すなわち、これらは各資金調達構造の下で、3つの資金源を統合し、WACCを決定する。WACCの最小値および最大値は、各年度におけるさまざまな資金調達構造を反映する。設備容量による加重平均WACCは、各年度のさまざまな資金調達構造を用い、設備容量比率のLBNL推定値に基づいている。すべての値は、税引き後の名目上の条件で表される。

附録1 方法論

本附録では、LCOE、政策影響、必要報酬額を推定するため、IEA Wind Task 26 キャッシュフローモデルを使用した方法論について説明する。

キャッシュフローモデルでは、きわめて柔軟に、特定の風力発電プロジェクトの詳細な情報を提示する。また、各国間で結果を比較するために、簡素化する。この手法により、透明性が向上し、再生が容易になる。この分析は、名目ベースではなく、実質ベースである。モデル入力の実数値であり、インフレ率は実出力を提供するために0%と推定している。実質ベースと名目ベースの換算、関連するインフレ率については、各国の章で説明する。すべての国の共通条件として、LCOEの推定にはCAPEX100%、20年間の定額償却が含まれる。これは、すべての国のあらゆる資産について、一般的な租税処理とみなされる。風力発電に特化した減価償却計画などの租税処理は、政策インセンティブとみなされ、LCOEの推定には含まれない。

基本的なアプローチは、以下の段階で構成される。

1. 一定の国の、通常プロジェクトのLCOEを推定する。次の表は、LCOE推定に必要なモデル入力値の概要である^{原注58}。簡素化のために、純資産と負債の拠出額と、利息返済に関連する通常の税額控除を示す、税引き後の実質WACCにより、各国の通常プロジェクトの資金調達構造を示した。この値は、資本利益率としてモデル入力し、100%資本のプロジェクトをモデル化する。補助金やその他の政策関連の仕組みは提示されない。LCOEキャッシュフロータブには、風力発電プロジェクト(LCOE)の計算が含まれる。キャッシュフローモデルのInput_Outputタブの値、LCは、一定の国における通常の風力発電プロジェクトのLCOEを示す。

表A1-1 LCOEを予測するための風力発電プロジェクトの特徴

特徴	単位
風車サイズ	MW
風車基数	#
ロータ直径 / ハブ高さ	m / m
ハブ高さにおける年平均風速	m/s
全負荷時間	h
耐用年数	年
投資コスト	\$ ₂₀₁₂ /kW
	€ ₂₀₁₂ /kW
運転維持費(合計、固定費)	\$ ₂₀₁₂ /kW-年
	€ ₂₀₁₂ /kW-年
撤去費	€ct/kWh
WACC (名目/実質)	%
法人税率	%

原注58 100%資本プロジェクトが推定される。実際のWACC値は、必要な自己資本利益率として入力される。キャッシュフローモデルでは、インフレ=0%。減価償却期間は20年、税制は無制限とする。

2. 一定の国の政策インセンティブを除く収入要件を推定する。キャッシュフローモデルの[政策]タブに入力した情報は、一定の国の風力発電プロジェクトで利用可能なインセンティブを表すために使用する。これらは多様性と影響力があり、以下の表に要約される。この表には、今回の分析でモデル入力しない、電力の市場価格が含まれていることに注意すること原注⁵⁹。キャッシュフローモデルのInput_Outputタブの値FGは、風力発電所の建設および運転の総費用を回収するため、補助金に加えて、財務ギャップ、または必要報酬額を表す。

表A1-2 風力発電政策インセンティブ収入の推定

政策または収入パラメータ	単位
電力市場価格	\$ ₂₀₁₂ /kWh
FIT収入	\$ ₂₀₁₂ /kWh
FIT政策期間	年
税引き前の前払い(補助金 (税ベース))	%
生産基盤 税額控除	\$ ₂₀₁₂ /kWh
生産基盤 税額控除政策期間	年
加速償却期間	年
無効電力報奨金	\$ ₂₀₁₂ /kWh
瞬低時運転継続(LVRT)報奨金	\$ ₂₀₁₂ /kWh
市場価格証書	\$ ₂₀₁₂ /kWh

3. 風力発電プロジェクトのLCOEを相殺するための、一定の国における政策インセンティブの影響を予測する。Input_Outputタブ値LCとFGの差は、キャッシュフローモデルの[政策]タブに表示される政策インセンティブの影響を示す。以下の表は、3つのモデル出力値の概要である。

表A1-3 キャッシュフローモデルの出力

モデル推定値	単位
LCOE	(\$ ₂₀₁₂ /MWh)
LCOE	(€ ₂₀₁₂ /MWh)
政策の価値	(\$ ₂₀₁₂ /MWh)
政策の価値	(€ ₂₀₁₂ /MWh)
必要報酬額	(\$ ₂₀₁₂ /MWh)
必要報酬額	(€ ₂₀₁₂ /MWh)

4. 一定の国の、必要/収入と適切な市場電力価格の標準価格とを比較する。各国別に、風力発電プロジェクトの所有者の発電電力量に対する収入の流れを検討する。各国

原注⁵⁹ キャッシュフローモデルには、FG計算に組み込まれている特定のプロジェクトの期待収入を示す機能も含まれている。本研究では、一定の風力発電所の特性ではなく、通常の風力発電所の特徴が含まれているため、外部の一定の電力価格の流れではなく代表的な電力収入の範囲について比較を行った。

の通常風力発電所の必要報酬額(推定額)を比較し、各章で記載される一般的なデータが、実際にその国で実現可能なプロジェクトの特徴を示していることを実証する。本報告書の市場電気価格は、キャッシュフローモデルを使用するのではなく、同章で検討したモデルと外部的に比較検討し、財務ギャップを計算する。