
調査報告書

2MW RWT モデル諸元の検討

(公開版)

2025年12月 作成 第1版

※本報告書の内容を無断で転載することを禁止します。

合同会社 2 メガワット

Two Mega Watts L. L. C.

文書番号	2MW-0001-25001-1	PJNo.	0001	2MW 合同会社2メガワット
件名	調査報告書 2MW RWT モデル諸元の検討（公開版）			

＜結果の利用について＞
この報告書は合同会社2メガワットが独自に実施した調査・検討結果を取りまとめたものであり、正確性、有用性、目的適合性等を保証するものではなく、第三者の産業財産権に抵触しないことも保障しません。
また、この報告書の利用者が報告書の内容を利用することによって損害が生じても、合同会社2メガワットは一切の責任を負いません。

改訂履歴					
番号	日付	改訂内容	承認	検査	作成
1	2025/12/19	新規作成			

目次

1 概 要	5
1.1 背景及び目的	5
1.2 実施内容	5
2 RWT に関する文献調査	8
2.1 WindPACT 1.5MW	8
2.1.1 タワー モデル	10
2.1.2 ブレード モデル	12
2.1.3 ハブ, ナセル及びドライブトレイン モデル	15
2.1.4 制御 モデル	16
2.2 NREL 5MW RWT	17
2.2.1 タワー モデル	18
2.2.2 ブレード モデル	19
2.2.3 ナセル モデル及びハブ モデル	21
2.2.4 ドライブトレイン モデル	22
2.2.5 制御 モデル	23
2.3 DTU 10MW RWT	27
2.3.1 タワー モデル	30
2.3.2 ブレード モデル	31
2.3.3 ナセル モデル及びハブ モデル	36
2.3.4 ドライブトレイン モデル	37
2.3.5 制御 モデル	37
3 2MW クラス風車の需要調査結果の整理	40
3.1 制度上の位置づけ	40
3.2 国内における風車導入状況の把握	42
3.2.1 導入量の推移と全体動向	42
3.2.2 2MW クラス風車の導入実態とメーカー シェア	46
3.3 リプレイス需要と対象風車	48
4 2MW RWT 諸元素の整理検討	52
4.1 定格出力と風車クラスの検討	52
4.2 ロータ直径及び定格風速の検討	53
4.3 最大翼端速度の検討	53
5 2MW RWT モデル構築フローの検討	55
5.1 モデル構築フロー	55
6 まとめ	58

参考文献.....	59
-----------	----

1 概 要

1.1 背景及び目的

国内市場において、2MW クラスの陸上設置型風車のリプレイスに関する需要が期待できる一方で、国内の主要な風車メーカーは風車事業からすでに撤退しており、需要に応えることができない。また、海外の主要な風車メーカーにおいても、2MW クラスの風車のラインナップが存在しない、あるいは、政策的課題のある中国の風車メーカーなどに依存する状況にある。

そこで、国内における 2MW クラスの陸上設置型風車の設計製造に向けて、設計検討に必要なベースラインモデルとして 2MW RWT (Reference Wind Turbine) の空力弾性解析モデルを構築することを考える。なお、空力弾性解析モデルは、Bladed^[1-1]を使用し構築するものとする。

本報告では、2MW RWT モデル構築に先立ち、必要となるモデル諸元の案を作成する。また、風車モデル構築のフローについても合わせて作成する。

1.2 実施内容

具体的な実施内容を以下に示す。

1. RWT に関する文献調査

RWT に関する文献調査として、一般公開され広く参考されてきた RWT モデルについて整理する。

2. 2MW 風車の需要調査結果の整理

2MW 風車における需要調査結果の整理を行うと共に、風車諸元に反映する。

既存の需要調査結果に加え、今後数年間でリプレイス予定の風車、サイト情報など（リプレイス予定風車のクラス、ハブ高さ、地形、その他）について整理し、2MW モデル仕様の決定根拠について整理する。

なお、表 1.2.1 は、合同会社 2 メガワットのウェブサイト^[1-1]に記載の 2MW 風車概要（案）である。

3. 2MW RWT 諸元案の整理検討

前節までの調査結果を反映し、2MW RWT 諸元案を作成する。

本報告において整理、検討する風車諸元は、以下の項目とする。

- (1) 定格出力 : 2MW, 根拠についての整理 (図 1.2.1, 調査済)
- (2) ロータ直径と定格風速
- (3) 最大翼端速度

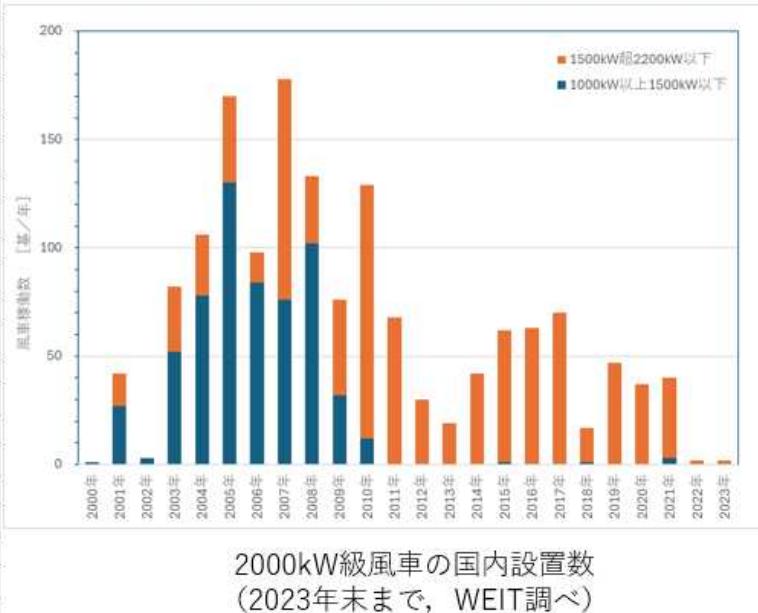
なお, 想定サイトの年間平均風速及び風車クラスは, それぞれ 8.5m/s (Class II), 極値風速 V_{ref} 57m/s (Class T) で, 乱流カテゴリーは, A+とする。

この他, 上記のパラメータから従属的に決定される重要な諸元として, 最大翼端速度と定格風速から決定される最適周速比, ロータ直径と最大翼端速度から決定される定格回転数が挙げられる。ただし, 最適周速比については, Peak Shaving を適用する場合は, 別途その影響を考慮する必要がある。

4. 2MW RWT モデル構築フローの検討

風車諸元決定後に実施する風車モデル構築に先立って, モデル構築フローを作成する。また, 構築する風車モデルに関して, スコープに含める実施内容案についても合わせて整理する。

	1000kW以上 1500kW以下	1500kW超 2200kW以下
2000年	1	
2001年	27	15
2002年	3	
2003年	52	30
2004年	78	28
2005年	130	40
2006年	84	14
2007年	76	102
2008年	102	31
2009年	32	44
2010年	12	117
2011年		68
2012年		30
2013年		19
2014年		42
2015年	1	61
2016年		63
2017年		70
2018年	1	16
2019年		47
2020年		37
2021年	3	37
2022年		2
2023年		2
合計	602	915

図 1.2.1 2MW 級風車 設置状況^[1-2]表 1.2.1 2MW 風車概要(案)^[1-3]

型式	水平軸3枚翼アップウインド型
定格出力	2MW (2,000kW)
定格風速	12~13m/s
ハブ高さ	80m
ロータ径	95m
ブレード長	45m
IEC風車クラス	Class S (IEC 61400-1/JIS C1400-1) 極値風速 クラスT, 年平均風速 クラス2以上
制御方式	フルスパン翼ピッチ制御 可变速ロータ
発電機	永久磁石式, またはDFIG

2 RWT に関する文献調査

本章では、RWT (Reference Wind Turbine) に関する文献調査として、大学や研究機関などに向けて一般公開され広く参照されてきた RWT モデルについて整理する。具体的には、WindPACT 1.5MW, NREL 5MW, 及び DTU 10MW による RWT モデルを対象として、それぞれの設計思想を中心に、主要な情報について取りまとめる。なお、近年 IEA Task の枠組において公開された 15MW RWT 及び 22MW RWT については、洋上風車を念頭に開発され、2MW 風車モデルとのスケールの乖離が大きいことからスコープ外とした。なお、DTU 10MW RWT は、15MW モデルなどと同様 2MW 風車とスケールの乖離が大きいと言えるが、WindPACT や NREL 5MW RWT の世代と比較して、精緻な風車モデル開発が行われた比較的最近の事例として調査対象に含めた。

2.1 WindPACT 1.5MW

Wind Partnership for Advanced Component Technologies (WindPACT) プロジェクト^{[2-1][2-2]}は、2000 年代の初頭に、NREL が主体となり、風車サイズと荷重、COE の関係を研究したプロジェクトである。WindPACT プロジェクトでは、750kW, 1.5MW, 3.0MW, 5.0MW の 4 つの定格出力からなるベースライン風車モデルの検討を行った。この中で、WindPACT 1.5MW (以降は WP 1.5MW) は、70.5m のロータ径と 1.5MW の定格出力からなる。GE1.5s を基にモデル化されたもので、実機に非常に類似した構成である。WP 1.5MW 以外のベースラインモデルデザインは、スケーリング則の適用によるコスト検討を目的として構築したものであり、基本的には単純な一定のスケーリング則にしたがって生成された。表 2.1.1 は、WindPACT プロジェクトにおけるベースライン風車モデルの諸元をまとめたものである。本節では、参照する RWT 仕様として 2MW に最も近い WP 1.5MW に焦点をあてた。

表 2.1.1 WindPACT における風車モデルの諸元^[2-2], 赤枠内が WP 1.5MW

Table 2. Gross Properties for the WindPACT Baseline Wind Turbine Models

Parameter	750 kW	1.5 MW	3.0 MW	5.0 MW
Rotor Orientation, Configuration	Upwind, three blades			
Control	Variable speed, collective pitch			
Rated Tip and Generator Speed	75 m/s, 1,800 rpm			
Shaft Tilt, Cone Angle	5°, 0°			
Rotor Diameter, Hub Diameter	50 m, 2.5 m	70 m, 3.50 m	99 m, 4.95 m	128 m, 6.40 m
Hub Height	60 m	84 m	119 m	154 m
Overhang	2.33 m	3.30 m	4.65 m	6.00 m
Rotor Mass	12,381 kg	32,167 kg	101,319 kg	209,407 kg
Nacelle Mass	20,950 kg	52,839 kg	132,598 kg	270,669 kg
Tower Mass	53,776 kg	125,364 kg	351,798 kg	775,094 kg

2.1.1 タワーモデル

WP 1.5MW におけるタワーモデルの特性を表 2.1.2 に示す。タワーは、高さ 82.39m の円筒形タワーとしてモデル化されている。また、表 2.1.3 に示すように、外径及び板厚に関して 10 区間に要素分割されたメンバーによって、タワーボトムからタワートップに向かって線形に変化する分布を仮定している。タワーを構成する円筒本体部分以外の法兰ジやボルトなどの付属品質量を考慮するために、鋼材密度 7,850kg/m³に加えて 5%の割り増しを設定している。WP 1.5MW のタワーの構造減衰は、後述する NREL 5MW RWT よりも大きな値が設定されている。

表 2.1.2 WindPACT におけるタワーモデル諸元^[2-2]、赤枠内が WP 1.5MW

Parameter	750 kW	1.5 MW	3.0 MW	5.0 MW
Young's Modulus		200 GPa		
Shear Modulus		76.9 GPa		
Density, Parasitic Mass		7,850 kg/m ³ , 5%		
Structural Damping, All Modes		3.435% of critical		
Base Outer Diameter	3.75 m	5.66 m	8.00 m	10.17 m
Base Thickness	15.00 mm	17.39 mm	26.10 mm	35.70 mm
Top Outer Diameter	2.00 m	2.57 m	3.70 m	4.41 m
Top Thickness	9.00 mm	10.26 mm	11.90 mm	16.00 mm
Tower Height	58.67 m	82.39 m	116.73 m	151.07 m
Tower Mass	53,776 kg	125,363 kg	351,798 kg	775,094 kg
Tower Center of Mass Location Above Ground	24.05 m	32.76 m	44.59 m	56.95 m

表 2.1.3 WindPACT 1.5MW タワー モデル^[2-2]の構造特性分布

Table C2. Distributed Tower Structural Properties for the WindPACT 1.5-MW Model

Elevation (m)	HtFract (-)	TMassDen (kg/m)	TwFAStif (N·m ²)	TwSSStif (N·m ²)	TwGJStif (N·m ²)	TwrEAStif (N)
0.000	0.00000	2549.997	2.480e+11	2.480e+11	1.908e+11	6.187e+10
9.154	0.11111	2285.894	1.961e+11	1.961e+11	1.509e+11	5.547e+10
18.309	0.22222	2035.913	1.528e+11	1.528e+11	1.175e+11	4.940e+10
27.463	0.33333	1800.055	1.170e+11	1.170e+11	9.004e+10	4.368e+10
36.618	0.44444	1578.318	8.794e+10	8.794e+10	6.765e+10	3.830e+10
45.772	0.55556	1370.703	6.460e+10	6.460e+10	4.969e+10	3.326e+10
54.927	0.66667	1177.211	4.621e+10	4.621e+10	3.555e+10	2.856e+10
64.081	0.77778	997.840	3.203e+10	3.203e+10	2.464e+10	2.421e+10
73.236	0.88889	832.592	2.137e+10	2.137e+10	1.644e+10	2.020e+10
82.390	1.00000	681.465	1.360e+10	1.360e+10	1.046e+10	1.654e+10

2.1.2 ブレードモデル

WP 1.5MW におけるブレードの構造特性を、表 2.1.4 に示す。ブレードの構造は、GFRP ブレードを採用している。ボックススパーによる構造強化は、ブレード半径方向には、25% ブレード半径位置から翼端にかけて設定している。また、翼弦方向には、15%翼弦長位置から 50%翼弦長位置にかけてボックススパーを設定している。ブレードの構造減衰は、フランップ方向の全てのモード、エッジ方向の全てのモードにそれぞれ一律の値を設定している。

図 2.1.1 は、ブレードの翼弦長のブレード半径方向分布をロータ半径で正規化して表したものである。25%ブレード半径位置で最大の翼弦長を持ち、翼弦長は、ブレード半径方向に線形に変化している。

表 2.1.5 と表 2.1.6 は、WP 1.5MW の構造特性と空力特性についてまとめた表である。翼型には NREL S シリーズが使われているが、後縁部分は有限の厚みに切り取られている。

表 2.1.4 WindPACT におけるブレードモデルの構造特性^[2-2], 赤枠内が WP 1.5MW

Parameter	750 kW	1.5 MW	3.0 MW	5.0 MW
Flapwise Structural Damping		3.882% of critical		
Edgewise Structural Damping		5.900% of critical		
Blade Length	23.75 m	33.25 m	47.025 m	60.8 m
Total Mass	1,941 kg	4,336 kg	13,238 kg	27,854
First Mass Moment of Inertia	14,605 kg-m	46,497 kg-m	207,135 kg-m	563,188 kg-m
Second Mass Moment of Inertia	180,640 kg-m ²	798,506 kg-m ²	5,012,212 kg-m ²	17,475,408 kg-m ²
Center of Mass Location from Root	7.52 m	10.72 m	15.65 m	20.22 m

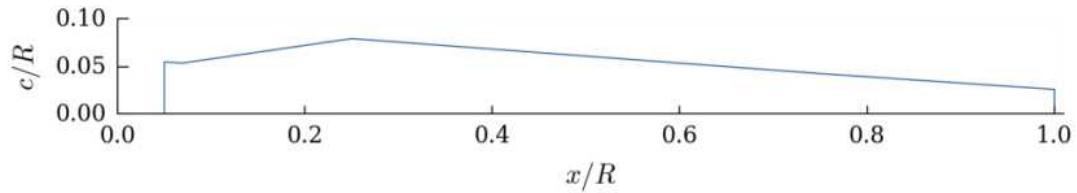
図 2.1.1 WindPACT におけるブレードモデルの幾何形状^[2-2](ロータ半径 R による正規化)

表 2.1.5 WindPACT 1.5MW ブレードモデル^[2-2]の構造特性分布

Table A2. Distributed Blade Structural Properties for the WindPACT 1.5-MW Model

Radius (m)	BlFract (-)	Aero-Cent (-)	Strc-Twst (°)	BMass-Den (kg/m)	FlpStff (N-m ²)	EdgStff (N-m ²)	GJStff (N-m ²)	EAStff (N)
1.75	0.00000	0.250	11.10	1447.61	7.6815E+09	7.6815E+09	2.6552E+09	1.7153E+10
2.45	0.02105	0.250	11.10	175.10	1.1359E+09	1.1359E+09	3.9692E+08	2.5641E+09
3.50	0.05263	0.229	11.10	177.06	9.9187E+08	1.0638E+09	3.3391E+08	2.5439E+09
5.25	0.10526	0.201	11.10	180.34	7.5183E+08	9.4364E+08	2.2889E+08	2.5103E+09
7.00	0.15790	0.179	11.10	183.63	5.1180E+08	8.2349E+08	1.2386E+08	2.4767E+09
8.75	0.21053	0.160	11.10	186.91	2.7176E+08	7.0333E+08	1.8843E+07	2.4431E+09
10.50	0.26316	0.165	9.50	177.15	2.3246E+08	6.1384E+08	1.6770E+07	2.3164E+09
12.25	0.31579	0.170	7.90	167.39	1.9315E+08	5.2435E+08	1.4697E+07	2.1897E+09
14.00	0.36842	0.176	6.30	157.64	1.5385E+08	4.3486E+08	1.2624E+07	2.0630E+09
15.75	0.42105	0.183	4.70	147.88	1.1454E+08	3.4536E+08	1.0550E+07	1.9363E+09
17.50	0.47368	0.190	3.10	138.12	7.5235E+07	2.5587E+08	8.4774E+06	1.8096E+09
19.25	0.52632	0.194	2.60	122.90	6.2495E+07	2.1787E+08	7.1175E+06	1.6053E+09
21.00	0.57895	0.200	2.10	107.67	4.9755E+07	1.7986E+08	5.7576E+06	1.4011E+09
22.75	0.63158	0.205	1.60	92.44	3.7015E+07	1.4186E+08	4.3978E+06	1.1968E+09
24.50	0.68421	0.212	1.10	77.22	2.4274E+07	1.0385E+08	3.0379E+06	9.9256E+08
26.25	0.73684	0.220	0.60	61.99	1.1534E+07	6.5849E+07	1.6780E+06	7.8831E+08
28.00	0.78947	0.224	0.48	51.86	9.2738E+06	5.4254E+07	1.3783E+06	6.5434E+08
29.75	0.84210	0.229	0.36	41.73	7.0132E+06	4.2659E+07	1.0786E+06	5.2038E+08
31.50	0.89474	0.234	0.24	31.61	4.7526E+06	3.1064E+07	7.7888E+05	3.8641E+08
33.25	0.94737	0.241	0.12	21.48	2.4919E+06	1.9469E+07	4.7916E+05	2.5244E+08
35.00	1.00000	0.250	0.00	11.35	2.3129E+05	7.8741E+06	1.7943E+05	1.1847E+08

表 2.1.6 WindPACT 1.5MW ブレードモデル^[2-2]の空力特性分布

Table B2. Distributed Blade Aerodynamic Properties for the WindPACT 1.5-MW Model

Node (-)	RNodes (m)	AeroTwst (°)	DRNodes (m)	Chord (m)	Airfoil (-)
1	2.85833	11.10	2.21667	1.949	cylinder.dat
2	5.07500	11.10	2.21667	2.269	s818_2703.dat
3	7.29167	11.10	2.21667	2.589	s818_2703.dat
4	9.50833	10.41	2.21667	2.743	s818_2703.dat
5	11.72500	8.38	2.21667	2.578	s818_2703.dat
6	13.94167	6.35	2.21667	2.412	s818_2703.dat
7	16.15833	4.33	2.21667	2.247	s818_2703.dat
8	18.37500	2.85	2.21667	2.082	s825_2103.dat
9	20.59167	2.22	2.21667	1.916	s825_2103.dat
10	22.80833	1.58	2.21667	1.751	s825_2103.dat
11	25.02500	0.95	2.21667	1.585	s825_2103.dat
12	27.24167	0.53	2.21667	1.427	s825_2103.dat
13	29.45833	0.38	2.21667	1.278	s825_2103.dat
14	31.67500	0.23	2.21667	1.129	s826_1603.dat
15	33.89167	0.08	2.21667	0.980	s826_1603.dat

2.1.3 ハブ, ナセル及びドライブトレインモデル

WP 1.5MW におけるハブ, ナセル及びドライブトレインモデルの特性を, 表 2.1.7 に示す。4 つの風車モデルのギアボックス比は, ロータの定格回転数に対して発電機の定格回転数が 1,800rpm 相当になるように設定されている。

表 2.1.7 WindPACT におけるハブ, ナセル及びドライブトレインモデルの諸元^[2-2],
赤枠内が WP 1.5MW

Parameter	750 kW	1.5 MW	3.0 MW	5.0 MW
Shaft Tilt, Cone Angle		5°, 0°		
Rated Generator Speed		1,800 rpm		
Electrical Generator Efficiency		95%		
Rated Rotor Speed	28.648 rpm	20.463 rpm	14.469 rpm	11.191 rpm
Gearbox Ratio	62.832:1	87.965:1	124.407:1	160.850:1
Generator Inertia about HSS	16.651 kg-m ²	56.442 kg-m ²	177.884 kg-m ²	438.855 kg-m ²
Equivalent Drive-Shaft Torsional Spring Constant	129,646,444 N-m/rad	483,129,640 N-m/rad	1,039,402,036 N-m/rad	2,300,693,030 N-m/rad
Equivalent Drive-Shaft Torsional Damping Constant	278,494 N-m/(rad/s)	1,355,794 N-m/(rad/s)	4,992,005 N-m/(rad/s)	14,909,175 N-m/(rad/s)
Overhang (Positive Upwind)	2.33 m	3.30 m	4.65 m	6.00 m
Hub Height	60 m	84 m	119 m	154 m
Tower Top to Hub Height	1.33 m	1.61 m	2.27 m	2.93 m
Hub Mass	6,573 kg	19,186 kg	61,670 kg	125,970 kg
Hub Inertia about LSS	5,160 kg-m ²	29,975 kg-m ²	197,987 kg-m ²	668,485 kg-m ²
Location of Nacelle Center of Mass from Tower Top	(-0.060 m, 0 m, 1.204 m)	(-0.168 m, 0 m, 1.385 m)	(-0.226 m, 0 m, 1.861 m)	(-0.326 m, 0 m, 2.343 m)
Nacelle Mass	20,950 kg	52,839 kg	132,598 kg	270,669 kg
Nacelle Inertia about Yaw Axis	8,623 kg-m ²	45,377 kg-m ²	211,744 kg-m ²	739,596 kg-m ²

2.1.4 制御モデル

WP 1.5MW における制御モデルについて、表 2.1.8 に示す。制御系は、シンプルなブレードピッチ角制御と可变速制御によって構成されている。ブレードピッチ角制御にはゲインスケジューリングを含む PID 制御、可变速制御には回転数二乗比例のトルク制御が組み込まれている。制御ループにフィルタ操作もなく、ヨー制御や非運転時の制御などもスコープ外となっている。

表 2.1.8 WindPACT における制御モデルの諸元^[2-2]、赤枠内が WP 1.5MW

Table 7. Control System Properties

Parameter	750 kW	1.5 MW	3.0 MW	5.0 MW
Rated Generator Speed			1,800 rpm	
Minimum, Maximum Pitch Angle			2.6°, 90°	
Pitch Controller Time Step			0.025 s	
Gain Schedule Start, End Angle			0.0454, 0.5236	
Gain Schedule Coefficient, Exponent			0.2130, -0.5	
Pitch Actuator Damping			80% of critical	
Rated Generator Torque	4188.29 N·m	8376.58 N·m	16,753.15 N·m	27,921.92 N·m
Region 2 Quadratic Constant	0.001293 N·m/ HSS rpm	0.002585 N·m/ HSS rpm	0.005171 N·m/ HSS rpm	0.008618 N·m/ HSS rpm
Pitch Actuator Natural Frequency	12.00 rad/s	8.57 rad/s	6.06 rad/s	4.69 rad/s

2.2 NREL 5MW RWT

NREL 5MW RWT^[2-5]は、NREL が主体となり、洋上風車を念頭においていたコンセプトモデルとして開発された。モデル構築においては、当時最大の風車出力で、想定された仕様に近い REpower 5M の実機データを参考した。さらに、実機データで得られない詳細情報については、WindPACT プロジェクトや The Dutch Offshore Wind Energy Converter (DOWEC) プロジェクト^[2-6]などの公開された RWT モデルを元にしている。

表 2.2.1 に NREL 5MW RWT の諸元を示す。ハブ高さ 90m は、極値海象条件の波高 30m の下で、翼端の最下点と海面の間の距離を 15m 確保するように決定されている。また、当時の空力弹性解析モデルでは、REpower 5M のブレードにおけるプリベンド仕様を解析できるソフトがほとんどなかったため、NREL 5MW RWT における代替案として 2.5° のプリコーン角を設定されている。

表 2.2.1 NREL 5MW RWT 諸元^[2-5]

Rating	5 MW
Rotor Orientation, Configuration	Upwind, 3 Blades
Control	Variable Speed, Collective Pitch
Drivetrain	High Speed, Multiple-Stage Gearbox
Rotor, Hub Diameter	126 m, 3 m
Hub Height	90 m
Cut-In, Rated, Cut-Out Wind Speed	3 m/s, 11.4 m/s, 25 m/s
Cut-In, Rated Rotor Speed	6.9 rpm, 12.1 rpm
Rated Tip Speed	80 m/s
Overhang, Shaft Tilt, Precone	5 m, 5°, 2.5°
Rotor Mass	110,000 kg
Nacelle Mass	240,000 kg
Tower Mass	347,460 kg
Coordinate Location of Overall CM	(-0.2 m, 0.0 m, 64.0 m)

2.2.1 タワーモデル

NREL 5MW RWT モデルは、洋上環境を念頭にデザインされたものであるが、本項では、陸上設置型風車におけるタワーモデルの特性について示す。

高さ 87.6m の円筒形タワーとして設計されている。タワーの初期デザインは、DOWEC プロジェクトにしたがって、タワー基部での外径 6m、板厚 27mm、タワートップでの外径 3.87m、板厚 19mm としていたが、REpower 5M のタワートップ質量は、DOWEC プロジェクトのタワートップ質量よりも大きなものであることから、板厚を 30% 割り増している（後述するように、NREL 5MW RWT のタワートップ質量は、REpower 5M の値を採用している）。タワー形状の中間部分は線形に近い変化を仮定している。また、タワーの材料特性は一般的な鋼材を想定している。密度についてはタワーを構成している円筒本体部分以外（ラダー、フランジ等）の付属品質量を考慮するために、鋼材密度からおよそ 8% の割り増しをした 8,500kg/m³ が設定されている。表 2.2.2 及び表 2.2.3 は、それぞれタワーモデルの構造特性を示したものである。

表 2.2.2 NREL 5MW RWT タワーモデルにおける構造特性の分布^[2-5]

Elevation (m)	HtFract (-)	TMassDen (kg/m)	TwFASStif (N·m ²)	TwSSStif (N·m ²)	TwGJStif (N·m ²)	TwEASStif (N)	TwFAIner (kg·m)	TwSSIner (kg·m)	TwFACgOf (m)	TwSScgOf (m)
0.00	0.0	5590.87	614.34E+9	614.34E+9	472.75E+9	138.13E+9	24866.3	24866.3	0.0	0.0
8.76	0.1	5232.43	534.82E+9	534.82E+9	411.56E+9	129.27E+9	21647.5	21647.5	0.0	0.0
17.52	0.2	4885.76	463.27E+9	463.27E+9	356.50E+9	120.71E+9	18751.3	18751.3	0.0	0.0
26.28	0.3	4550.87	399.13E+9	399.13E+9	307.14E+9	112.43E+9	16155.3	16155.3	0.0	0.0
35.04	0.4	4227.75	341.88E+9	341.88E+9	263.09E+9	104.45E+9	13838.1	13838.1	0.0	0.0
43.80	0.5	3916.41	291.01E+9	291.01E+9	223.94E+9	96.76E+9	11779.0	11779.0	0.0	0.0
52.56	0.6	3616.83	246.03E+9	246.03E+9	189.32E+9	89.36E+9	9958.2	9958.2	0.0	0.0
61.32	0.7	3329.03	206.46E+9	206.46E+9	158.87E+9	82.25E+9	8356.6	8356.6	0.0	0.0
70.08	0.8	3053.01	171.85E+9	171.85E+9	132.24E+9	75.43E+9	6955.9	6955.9	0.0	0.0
78.84	0.9	2788.75	141.78E+9	141.78E+9	109.10E+9	68.90E+9	5738.6	5738.6	0.0	0.0
87.60	1.0	2536.27	115.82E+9	115.82E+9	89.13E+9	62.66E+9	4688.0	4688.0	0.0	0.0

表 2.2.3 NREL 5MW RWT タワーモデルの構造特性^[2-5]

Height above Ground	87.6 m
Overall (Integrated) Mass	347,460 kg
CM Location (w.r.t. Ground along Tower Centerline)	38.234 m
Structural-Damping Ratio (All Modes)	1 %

2.2.2 ブレードモデル

NREL 5MW RWT におけるブレードの構造特性(表 2.2.4, 表 2.2.5) 及び空力特性(表 2.2.6) は, DOWEC プロジェクトにおける LM 製 GFRP ブレードを元に設定している。また, REpower 5M のブレード全体質量, ブレード長にあわせるように, 一律のスケーリング係数による質量補正, 長さ補正を行っている。ブレードの構造減衰は, 全てのモードに一律の値としており, DOWEC プロジェクトにおける 3%の対数減衰率に対応している。

ブレードの翼弦長分布の積分値から計算したロータのソリディティーは, 5.16%である。翼型は, 主に DU 翼が用いられ, 翼端付近では NACA 翼が採用されている。

表 2.2.4 NREL 5MW RWT ブレードにおける構造特性の分布^[2-5]

Radius (m)	BlFract (-)	AeroCent (-)	StrcTwst (°)	BdMassDen (kg/m ³)	FlpSft [†] (N ² m ²)	EdgSft [†] (N ² m ²)	GJStf [†] (N ² m ²)	EAStf (N)	Alpha (-)	FlpIner (kg/m ³)	EdgIner (kg/m ³)	PrcrvRef (m)	PreswpRef (m)	FlpogOf (m)	EdgcgOf (m)	FlpEAOf (m)	EdgEAOf (m)
1.50	0.00000	0.25000	13.308	678.935	16110.00E+0	18113.60E+0	5564.40E+0	9729.48E+0	0.0	972.86	973.04	0.0	0.0	0.0	0.00017	0.0	0.0
1.70	0.00325	0.25000	13.308	678.935	16110.00E+0	18113.60E+0	5564.40E+0	9729.48E+0	0.0	972.86	973.04	0.0	0.0	0.0	0.00017	0.0	0.0
2.70	0.01951	0.24951	13.308	773.363	19424.90E+0	19558.60E+0	5431.59E+0	10789.50E+0	0.0	1091.52	1066.38	0.0	0.0	0.0	-0.02309	0.0	0.0
3.70	0.03577	0.24510	13.308	740.550	17455.90E+0	19497.80E+0	4993.98E+0	10067.23E+0	0.0	966.09	1047.36	0.0	0.0	0.0	0.00344	0.0	0.0
4.70	0.05203	0.23264	13.308	740.042	15209.40E+0	16802.40E+0	4869.59E+0	9667.77E+0	0.0	873.61	1099.75	0.0	0.0	0.0	0.04345	0.0	0.0
5.70	0.06829	0.22059	13.308	592.430	10782.40E+0	14603.60E+0	3474.54E+0	7607.86E+0	0.0	648.55	873.02	0.0	0.0	0.0	0.00464	0.0	0.0
6.70	0.08455	0.20833	13.308	442.726	10220.60E+0	12043.60E+0	2504.54E+0	5091.86E+0	0.0	456.53	593.73	0.0	0.0	0.0	0.07718	0.0	0.0
7.70	0.10081	0.19608	13.308	424.054	6309.54E+0	9144.70E+0	1807.97E+0	4971.30E+0	0.0	465.53	593.73	0.0	0.0	0.0	0.08384	0.0	0.0
8.70	0.11707	0.18382	13.308	400.639	5528.36E+0	8063.16E+0	1570.36E+0	4493.95E+0	0.0	351.61	547.18	0.0	0.0	0.0	0.08384	0.0	0.0
9.70	0.13335	0.17158	13.308	382.063	4980.06E+0	6884.44E+0	1158.26E+0	4034.80E+0	0.0	316.13	499.84	0.0	0.0	0.0	0.10174	0.0	0.0
10.70	0.14969	0.15931	13.308	399.655	4926.84E+0	7009.18E+0	10021.25E+0	4037.29E+0	0.0	303.60	403.86	0.0	0.0	0.0	0.10758	0.0	0.0
11.70	0.16585	0.14706	13.308	426.321	4691.66E+0	7167.68E+0	855.90E+0	4169.72E+0	0.0	289.24	544.70	0.0	0.0	0.0	0.15829	0.0	0.0
12.70	0.18211	0.13481	13.181	416.820	3949.46E+0	7271.66E+0	672.27E+0	4082.35E+0	0.0	246.57	569.90	0.0	0.0	0.0	0.22235	0.0	0.0
13.70	0.19837	0.12500	12.848	406.186	3396.52E+0	7081.70E+0	547.49E+0	4085.97E+0	0.0	215.91	601.28	0.0	0.0	0.0	0.30756	0.0	0.0
14.70	0.21465	0.12500	12.192	381.420	2933.74E+0	6244.53E+0	448.84E+0	3668.34E+0	0.0	187.11	546.56	0.0	0.0	0.0	0.30386	0.0	0.0
15.70	0.23089	0.12500	11.561	352.822	2568.96E+0	5048.96E+0	335.92E+0	3147.76E+0	0.0	160.84	468.71	0.0	0.0	0.0	0.26519	0.0	0.0
16.70	0.24715	0.12500	11.072	349.477	2388.65E+0	4948.49E+0	311.35E+0	3011.58E+0	0.0	148.56	453.76	0.0	0.0	0.0	0.25941	0.0	0.0
17.70	0.26341	0.12500	10.792	346.538	2271.99E+0	4808.02E+0	291.94E+0	2882.62E+0	0.0	140.30	436.22	0.0	0.0	0.0	0.25007	0.0	0.0
18.70	0.27955	0.12500	10.232	330.333	2050.05E+0	4501.40E+0	261.00E+0	2613.97E+0	0.0	124.61	398.18	0.0	0.0	0.0	0.23155	0.0	0.0
21.70	0.32846	0.12500	9.672	330.004	1828.25E+0	4244.07E+0	228.82E+0	2357.48E+0	0.0	109.42	362.08	0.0	0.0	0.0	0.20382	0.0	0.0
23.70	0.36098	0.12500	9.110	321.990	1588.71E+0	3995.28E+0	200.75E+0	2146.86E+0	0.0	94.36	335.01	0.0	0.0	0.0	0.19934	0.0	0.0
25.70	0.39350	0.12500	8.534	313.820	1361.93E+0	3750.76E+0	174.38E+0	1944.09E+0	0.0	80.24	308.57	0.0	0.0	0.0	0.19323	0.0	0.0
27.70	0.42602	0.12500	7.932	294.734	1102.38E+0	3447.14E+0	144.47E+0	1632.70E+0	0.0	62.67	263.87	0.0	0.0	0.0	0.14994	0.0	0.0
29.70	0.45855	0.12500	7.321	287.120	875.80E+0	3139.07E+0	119.98E+0	1432.40E+0	0.0	49.42	237.06	0.0	0.0	0.0	0.15421	0.0	0.0
31.70	0.49106	0.12500	6.711	263.343	681.30E+0	2714.24E+0	81.19E+0	1168.76E+0	0.0	37.34	196.41	0.0	0.0	0.0	0.13252	0.0	0.0
33.70	0.52358	0.12500	6.122	253.207	534.72E+0	2554.87E+0	69.09E+0	1047.43E+0	0.0	29.14	180.34	0.0	0.0	0.0	0.13313	0.0	0.0
35.70	0.55610	0.12500	5.546	241.666	408.90E+0	2334.03E+0	5745.45E+0	922.95E+0	0.0	22.16	362.43	0.0	0.0	0.0	0.14035	0.0	0.0
37.70	0.58862	0.12500	4.971	220.638	314.54E+0	1828.73E+0	45.92E+0	760.82E+0	0.0	17.33	134.83	0.0	0.0	0.0	0.13950	0.0	0.0
39.70	0.62115	0.12500	4.401	200.293	238.63E+0	1584.10E+0	35.98E+0	648.03E+0	0.0	13.30	116.30	0.0	0.0	0.0	0.15134	0.0	0.0
41.70	0.65366	0.12500	3.834	179.404	175.88E+0	1323.36E+0	27.44E+0	539.70E+0	0.0	9.96	97.98	0.0	0.0	0.0	0.17418	0.0	0.0
43.70	0.68618	0.12500	3.332	165.041	126.01E+0	1163.68E+0	20.90E+0	531.15E+0	0.0	7.30	96.93	0.0	0.0	0.0	0.24922	0.0	0.0
45.70	0.71870	0.12500	2.890	154.411	107.26E+0	1020.16E+0	460.01E+0	460.01E+0	0.0	6.22	85.78	0.0	0.0	0.0	0.26022	0.0	0.0
47.70	0.75122	0.12500	2.503	138.935	90.88E+0	797.81E+0	16.28E+0	375.75E+0	0.0	5.19	69.96	0.0	0.0	0.0	0.22554	0.0	0.0
49.70	0.78376	0.12500	2.116	129.555	76.31E+0	709.61E+0	14.53E+0	328.89E+0	0.0	4.36	61.41	0.0	0.0	0.0	0.22795	0.0	0.0
51.70	0.81626	0.12500	1.730	107.264	61.05E+0	518.19E+0	9.07E+0	244.04E+0	0.0	3.36	45.44	0.0	0.0	0.0	0.20600	0.0	0.0
53.70	0.84878	0.12500	1.342	98.776	49.48E+0	454.87E+0	8.06E+0	211.60E+0	0.0	2.79	39.57	0.0	0.0	0.0	0.21662	0.0	0.0
55.70	0.88130	0.12500	0.954	90.246	39.36E+0	395.12E+0	7.08E+0	161.52E+0	0.0	2.21	34.09	0.0	0.0	0.0	0.22764	0.0	0.0
57.70	0.91382	0.12500	0.574	72.306	30.47E+0	304.73E+0	5.75E+0	109.23E+0	0.0	1.13	30.12	0.0	0.0	0.0	0.22424	0.0	0.0
59.70	0.94630	0.12500	0.404	58.772	28.52E+0	281.42E+0	5.33E+0	100.08E+0	0.0	1.49	25.53	0.0	0.0	0.0	0.15346	0.0	0.0
61.70	0.97886	0.12500	0.101	45.818	7.55E+0	85.07E+0	2.17E+0	29.92E+0	0.0	0.42	5.57	0.0	0.0	0.0	0.07096	0.0	0.0
62.20	0.98699	0.12500	0.062	41.669	4.60E+0	64.26E+0	1.58E+0	21.31E+0	0.0	0.25	4.01	0.0	0.0	0.0	0.05424	0.0	0.0
62.70	0.99512	0.12500	0.023	11.453	0.25E+0	6.61E+0	0.25E+0	4.85E+0	0.0	0.04	0.94	0.0	0.0	0.0	0.05387	0.0	0.0
63.00	1.00000	0.12500	0.000	10.319	0.17E+0	5.01E+0	0.19E+0	3.53E+0	0.0	0.02	0.68	0.0	0.0	0.0	0.05181	0.0	0.0

表 2.2.5 NREL 5MW RWT ブレードの構造特性^[2-5]

Length (w.r.t. Root Along Preconed Axis)	61.5 m
Mass Scaling Factor	4.536 %
Overall (Integrated) Mass	17,740 kg
Second Mass Moment of Inertia (w.r.t. Root)	11,776,047 kg•m ²
First Mass Moment of Inertia (w.r.t. Root)	363,231 kg•m
CM Location (w.r.t. Root along Preconed Axis)	20.475 m
Structural-Damping Ratio (All Modes)	0.477465 %

表 2.2.6 NREL 5MW RWT ブレードにおける空力特性の分布^[2-5]

Node (-)	RNodes (m)	AeroTwst (°)	DRNodes (m)	Chord (m)	Airfoil Table (-)
1	2.8667	13.308	2.7333	3.542	Cylinder1.dat
2	5.6000	13.308	2.7333	3.854	Cylinder1.dat
3	8.3333	13.308	2.7333	4.167	Cylinder2.dat
4	11.7500	13.308	4.1000	4.557	DU40_A17.dat
5	15.8500	11.480	4.1000	4.652	DU35_A17.dat
6	19.9500	10.162	4.1000	4.458	DU35_A17.dat
7	24.0500	9.011	4.1000	4.249	DU30_A17.dat
8	28.1500	7.795	4.1000	4.007	DU25_A17.dat
9	32.2500	6.544	4.1000	3.748	DU25_A17.dat
10	36.3500	5.361	4.1000	3.502	DU21_A17.dat
11	40.4500	4.188	4.1000	3.256	DU21_A17.dat
12	44.5500	3.125	4.1000	3.010	NACA64_A17.dat
13	48.6500	2.319	4.1000	2.764	NACA64_A17.dat
14	52.7500	1.526	4.1000	2.518	NACA64_A17.dat
15	56.1667	0.863	2.7333	2.313	NACA64_A17.dat
16	58.9000	0.370	2.7333	2.086	NACA64_A17.dat
17	61.6333	0.106	2.7333	1.419	NACA64_A17.dat

2.2.3 ナセルモデル及びハブモデル

表 2.2.7 に示す NREL 5MW RWT におけるナセル及びハブの特性は、主に DOWEC プロジェクトを元に設定されている。REpower 5M における質量情報などを一部参照している。ナセルヨーアクチュエーターにおけるばね定数や減衰係数の決定に際し、3Hz の固有値と 2% の減衰比を仮定している。

表 2.2.7 NREL 5MW RWT ナセルモデル及びハブモデルの特性^[2-5]

Elevation of Yaw Bearing above Ground	87.6 m
Vertical Distance along Yaw Axis from Yaw Bearing to Shaft	1.96256 m
Distance along Shaft from Hub Center to Yaw Axis	5.01910 m
Distance along Shaft from Hub Center to Main Bearing	1.912 m
Hub Mass	56,780 kg
Hub Inertia about Low-Speed Shaft	115,926 kg•m ²
Nacelle Mass	240,000 kg
Nacelle Inertia about Yaw Axis	2,607,890 kg•m ²
Nacelle CM Location Downwind of Yaw Axis	1.9 m
Nacelle CM Location above Yaw Bearing	1.75 m
Equivalent Nacelle-Yaw-Actuator Linear-Spring Constant	9,028,320,000 N•m/rad
Equivalent Nacelle-Yaw-Actuator Linear-Damping Constant	19,160,000 N•m/(rad/s)
Nominal Nacelle-Yaw Rate	0.3 °/s

2.2.4 ドライブトレインモデル

表 2.2.8 に示すドライブトレインの特性は、ギア比 97:1 の一般的な多段ギアボックスが想定されている。また、ドライブシャフトについては、構造減衰比 5% として設定している。表中の HSS (High Speed Shaft) の時定数は、DOWEC プロジェクトと同じ値であり、HSS ブレーキの動作開始から最大トルクに至るまでの時間 0.6s が設定されている。

表 2.2.8 NREL 5MW RWT ドライブトレインモデルの特性^[2-5]

Rated Rotor Speed	12.1 rpm
Rated Generator Speed	1173.7 rpm
Gearbox Ratio	97 :1
Electrical Generator Efficiency	94.4 %
Generator Inertia about High-Speed Shaft	534.116 kg•m ²
Equivalent Drive-Shaft Torsional-Spring Constant	867,637,000 N•m/rad
Equivalent Drive-Shaft Torsional-Damping Constant	6,215,000 N•m/(rad/s)
Fully-Deployed High-Speed Shaft Brake Torque	28,116.2 N•m
High-Speed Shaft Brake Time Constant	0.6 s

2.2.5 制御モデル

NREL 5MW RWT の制御方式には、可変速ピッチ角制御が採用されており、Bladed 形式の DLL ファイルによって制御系が実装されている。図 2.2.1 及び表 2.2.9 は、それぞれ NREL 5MW RWT における制御フロー、及び制御モデルの特性について示したものである。

風車側から制御に送られる信号は発電機回転数のみであり、一方で制御側から風車に指示されるのは発電機トルクとブレードピッチ角の 2 つである。発電機回転数の信号はローパスフィルタにより高周波数成分を除去した後、Control Region (以下、制御領域) の判断に用いられる。

図 2.2.2 は、NREL 5MW RWT の可変速制御における発電機回転数と発電機トルクの応答を表した図であり、可変速制御は 5 つの制御領域 (1, 1½, 2, 2½, 3) からなる。領域 1 は、カットアウト風速未満の条件に相当し、発電機トルクは 0 のままロータを加速する。領域 1½ では発電機トルクが立ち上がり、領域 2 で最適出力制御に至る。なお、領域 1½における発電機の最小回数数 670rpm は、実機 (REpower 5M) の最小ロータ回転数 6.9rpm に相当する。領域 3 は、定格風速以上における発電機出力一定制御の領域であり、領域 2½ は、領域 2 と領域 3 の間の線形遷移領域として設定されている。

また、領域 3 では、PI 制御によるブレードピッチ角制御を適用することになる。ここで、表 2.2.10 に示すように、ブレードピッチ角変化に対する空力出力の感度は、領域 3 のブレードピッチ角に対して線形に変化しており、ブレードピッチ角条件に応じて PI ゲインを変化させる必要がある。図 2.2.3 は、NREL 5MW RWT の風車制御に関して、ブレードピッチ角に対するゲインの補正と、補正後の比例ゲイン、積分ゲインについてまとめたものである。なお、NREL の空力弹性解析モデル FAST における機能上の制約から、ブレードピッチアクチュエータに関するダイナミクスは含まれていない。

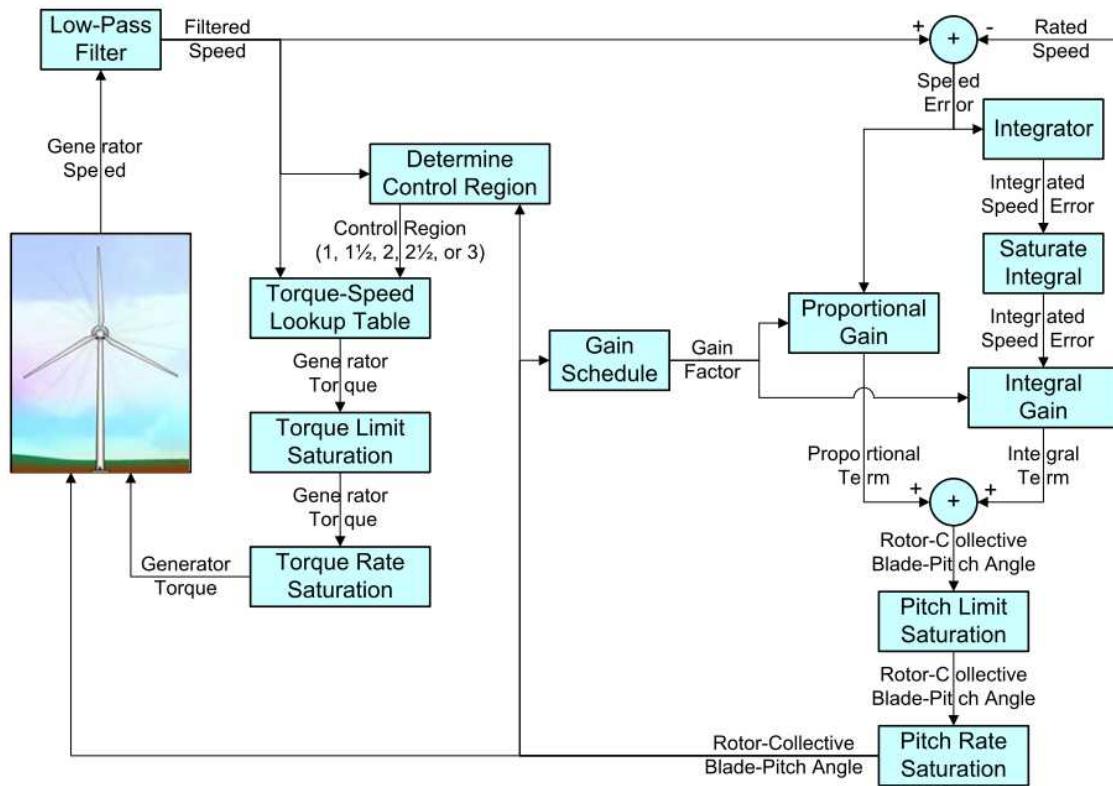
図 2.2.1 NREL 5MW RWT 制御モデルのフロー^[2-5]

表 2.2.9 NREL 5MW RWT 制御モデルの特性^[2-5]

Corner Frequency of Generator-Speed Low-Pass Filter	0.25 Hz
Peak Power Coefficient	0.482
Tip-Speed Ratio at Peak Power Coefficient	7.55
Rotor-Collective Blade-Pitch Angle at Peak Power Coefficient	0.0 °
Generator-Torque Constant in Region 2	0.0255764 N·m/rpm ²
Rated Mechanical Power	5.296610 MW
Rated Generator Torque	43,093.55 N·m
Transitional Generator Speed between Regions 1 and 1½	670 rpm
Transitional Generator Speed between Regions 1½ and 2	871 rpm
Transitional Generator Speed between Regions 2½ and 3	1,161.963 rpm
Generator Slip Percentage in Region 2½	10 %
Minimum Blade Pitch for Ensuring Region 3 Torque	1 °
Maximum Generator Torque	47,402.91 N·m
Maximum Generator Torque Rate	15,000 N·m/s
Proportional Gain at Minimum Blade-Pitch Setting	0.01882681 s
Integral Gain at Minimum Blade-Pitch Setting	0.008068634
Blade-Pitch Angle at which the Rotor Power Has Doubled	6.302336 °
Minimum Blade-Pitch Setting	0 °
Maximum Blade-Pitch Setting	90 °
Maximum Absolute Blade Pitch Rate	8 °/s
Equivalent Blade-Pitch-Actuator Linear-Spring Constant	971,350,000 N·m/rad
Equivalent Blade-Pitch-Actuator Linear-Damping Constant	206,000 N·m/rad/s

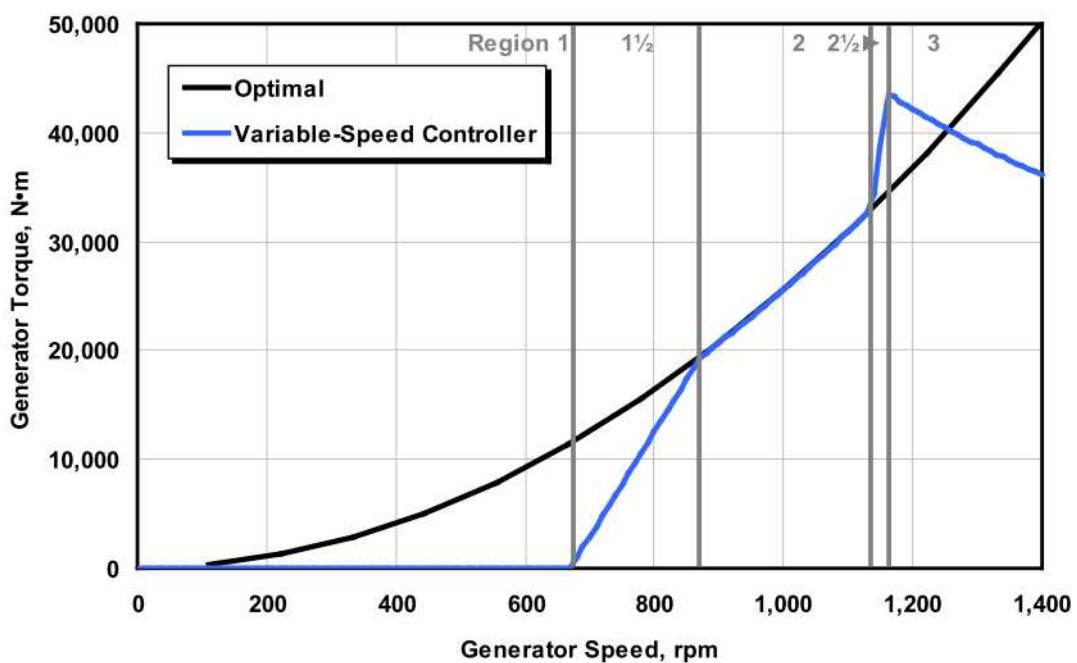
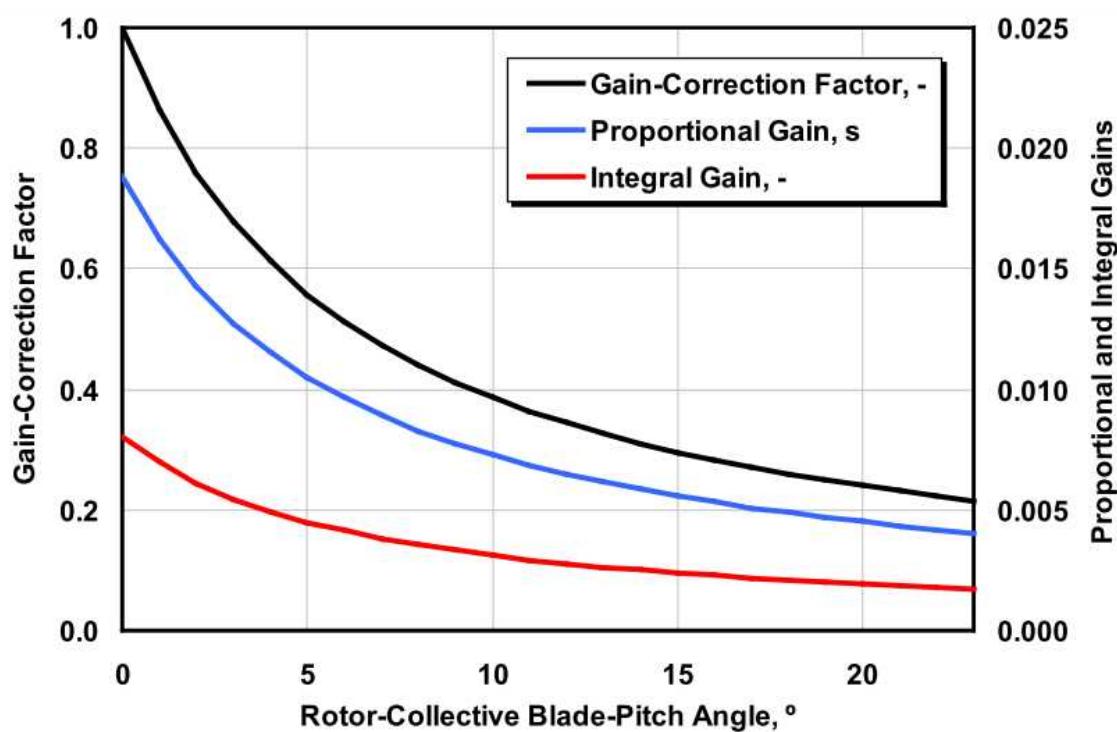
図 2.2.2 NREL 5MW RWT の可变速制御における発電機回転数と発電機トルクの応答^[2-5]

表 2.2.10 NREL 5MW RWT 制御モデルにおけるブレードピッチ角と空力出力の関係^[2-5]

Wind Speed (m/s)	Rotor Speed (rpm)	Pitch Angle (°)	$\partial P / \partial \theta$ (watt/rad)
11.4 - Rated	12.1	0.00	-28.24E+6
12.0	12.1	3.83	-43.73E+6
13.0	12.1	6.60	-51.66E+6
14.0	12.1	8.70	-58.44E+6
15.0	12.1	10.45	-64.44E+6
16.0	12.1	12.06	-70.46E+6
17.0	12.1	13.54	-76.53E+6
18.0	12.1	14.92	-83.94E+6
19.0	12.1	16.23	-90.67E+6
20.0	12.1	17.47	-94.71E+6
21.0	12.1	18.70	-99.04E+6
22.0	12.1	19.94	-105.90E+6
23.0	12.1	21.18	-114.30E+6
24.0	12.1	22.35	-120.20E+6
25.0	12.1	23.47	-125.30E+6

図 2.2.3 NREL 5MW RWT のブレードピッチ角制御におけるゲインの修正^[2-5]

2.3 DTU 10MW RWT

DTU 10MW RWT^[2-7]は Light Rotor Project (2010 年~2014 年) ^[2-8]の中で開発された RWT モデルである。表 2.3.1 に DTU 10MW RWT の諸元を、図 2.3.1 に公開されている 3D CAD 図面より作成したイメージ図を示す。表 2.3.1 の右列に示す NREL 5MW RWT^[2-5]を定格出力 10MW にスケールアップしたモデル仕様と比較して、風車クラスはクラス IA が設定され (NREL 5MW RWT はクラス IB)，定格回転数を高めに設定すると共に、ブレードの軽量化と荷重低減を可能にし、風車全体質量を抑える設計となっている。また、ブレードにはプリベンド構造が採用されている。

DTU 10MW RWT は、DTU により開発された空力弾性解析コードである HAWC2^{[2-11], [2-12]}を用いて設計及び検証が行われており、DTU のデータベース^[2-10]に HAWC2 モデルファイルが公開されている。本節は、DTU 10MW RWT のレポート^[2-7]に記載の各構成要素の設定について示した。

表 2.3.1 DTU 10MW RWT 諸元^[2-7]

Parameter	DTU 10MW RWT	Upscaled 5MW	NREL 5MW
Wind Regime	IEC Class 1A		IEC Class 1B
Rotor Orientation	Clockwise rotation - Upwind	Same	
Control	Variable Speed	Same	
	Collective Pitch	Same	
Cut in wind speed	4 m/s	Same	
Cut out wind speed	25 m/s	Same	
Rated wind speed	11.4 m/s	Same	
Rated power	10 MW	Same	
Number of blades	3	Same	
Rotor Diameter	178.3 m	Same	
Hub Diameter	5.6 m	4.24 m	
Hub Height	119.0 m	127.0	
Drivetrain	Medium Speed, Multiple-Stage Gearbox	High Speed, Multiple-Stage Gearbox	
Minimum Rotor Speed	6.0 rpm	4.9 rpm	
Maximum Rotor Speed	9.6 rpm	8.6 rpm	
Maximum Generator Speed	480.0 rpm	1173.7 rpm	
Gearbox Ratio	50	97	
Maximum Tip Speed	90.0 m/s	79.9 m/s	
Hub Overhang	7.1 m	Same	
Shaft Tilt Angle	5.0 deg.	Same	
Rotor Precone Angle	-2.5 deg.	Same	
Blade Prebend	3.332 m	0.000 m	
Rotor Mass	227,962 kg	311,127 kg	
Nacelle Mass	446,036 kg	678,823 kg	
Tower Mass	628,442 kg	982,765 kg	



図 2.3.1 DTU 10MW RWT イメージ

2.3.1 タワーモデル

DTU 10MW RWT のタワーは、高さ 115.63m の円筒形タワーとして設計されている。表 2.3.2 にタワーの材料特性を示す。タワー材料は S355 鋼材が想定されており、ヤング率及び剛性率は欧州規格である DIN EN 10025-2 より引用されている。一方で、密度についてはタワーを構成している円筒本体部以外の付属品の質量も考慮するために、鋼材の密度からおよそ 8%の割り増しをした $8,500\text{kg/m}^3$ が設定されている。

図 2.3.2 にタワーの直径分布及び板厚分布を示す。タワー直径は地上高さで 8.3m、タワー頂点で 5.5m であり、中間部分は線形的に設定されている。タワー板厚はタワー全体を 10 分割した各セクションで一定となるように設定されている。

表 2.3.2 タワー材料プロパティ^[2-7]

Density	8,500	[kg/m ³]
Young's Modulus	2.1000×10^{11}	[N/m ²]
Shear Modulus	8.0769×10^{10}	[N/m ²]

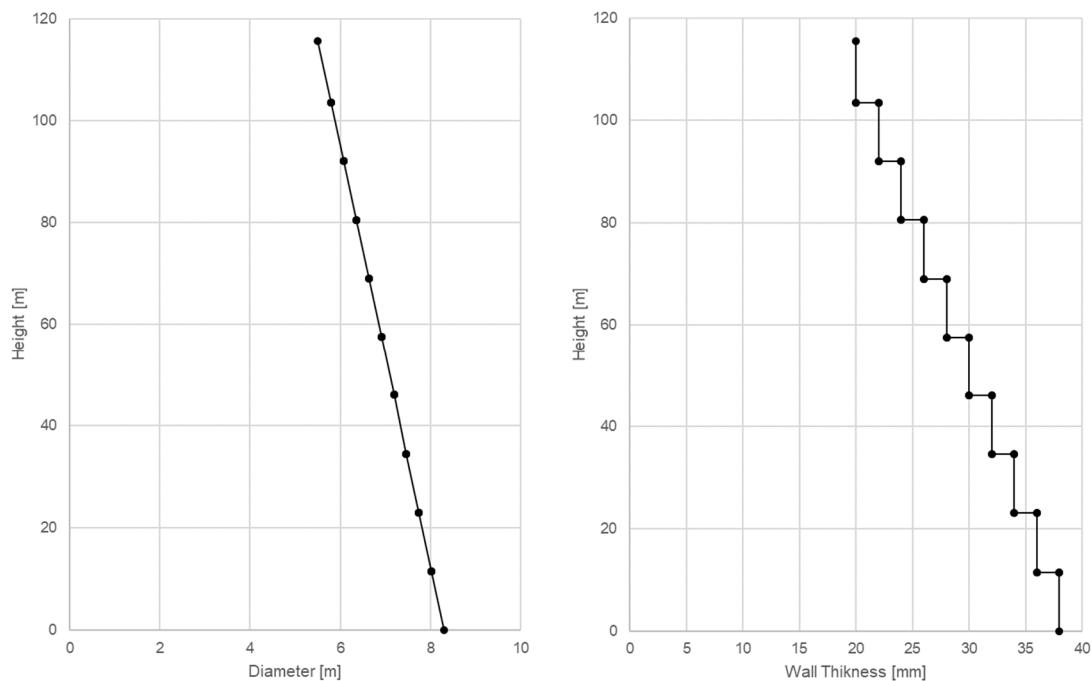


図 2.3.2 タワーの直径分布及び板厚分布

2.3.2 ブレードモデル

ブレードは全長 86.366m の GFRP 製として設計されている。本項では、風車解析モデルで設定が必要となる、各断面の形状、質量、剛性、空力特性について示す。

図 2.3.3、図 2.3.4、図 2.3.5 にブレード形状設定（翼弦長分布、翼厚比分布、ねじり角分布）を示す。また、図 2.3.6 及び図 2.3.7 にブレードの中立軸の下流方向位置と回転面内位置の分布を示す。軽量化、長大化したブレードは相対的に柔軟な構造となる。風車運転中の風荷重による変形により、受風面積低下による出力低下や、翼端のタワーへの衝突発生を防ぐため、無荷重時に翼端が 3.332m 上流側に位置するようにブレードが曲げられたプリベンド構造が採用されている。

図 2.3.8 にブレードの単位長さあたりの質量として定義される密度分布、図 2.3.9 及び図 2.3.10 にブレードのフラップ方向及びエッジ方向の曲げ剛性分布について示す。これらの質量分布及び剛性分布は、DTU による GFRP の積層構造設計に基づいて決定されている。

ブレードの断面形状としては、FFA-W3 シリーズの翼型が採用されている。ブレード翼根付近では、FFA-W3 シリーズ翼型から円柱形状の翼根にかけて、滑らかに形状遷移するように設計されている。表 2.3.3 に翼型と翼厚比の対応を示す。FFA-W3 シリーズでは、末尾の 3 桁の数字が翼厚比の 10 倍の値と対応している。Bladed モデルでは、図 2.3.4 に示した各断面における翼厚比から、表 2.3.3 に示した各翼型から翼厚比の近い 2 つの翼型を参照し、翼型特性を内挿することにより、空気力学的な特性を決定している。

表 2.3.3 翼型と翼厚比の対応^[2-7]

Thickness	Aerofoil
[%]	[-]
24.1	FFA-W3-241
30.1	FFA-W3-301
36.0	FFA-W3-360
48.0	FFA-W3-480
60.0	FFA-W3-600
100.0	Cylinder

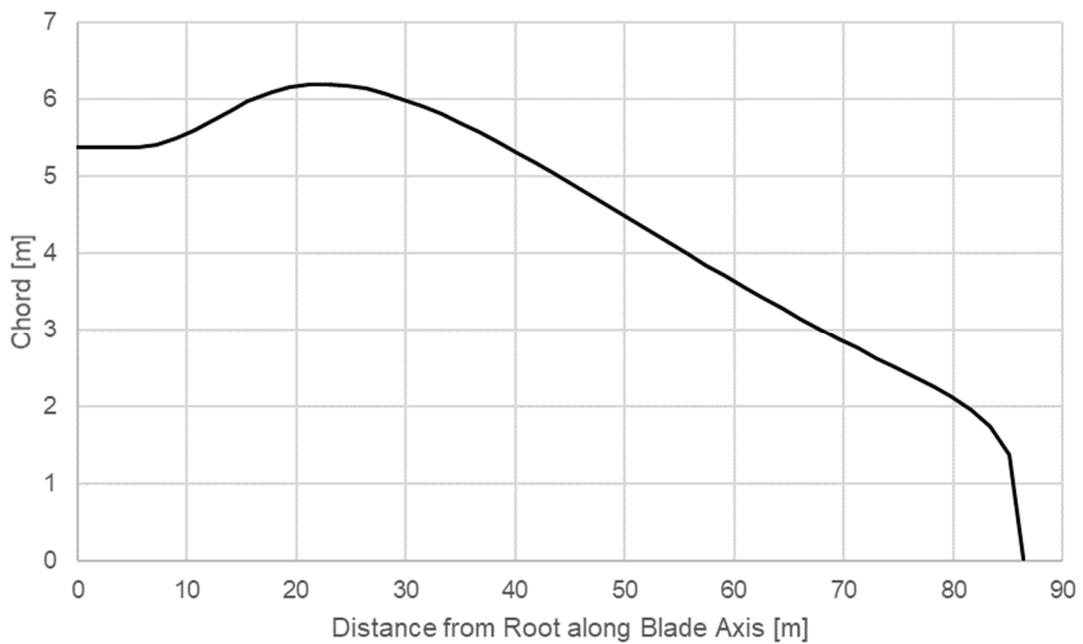


図 2.3.3 ブレードの翼弦長分布

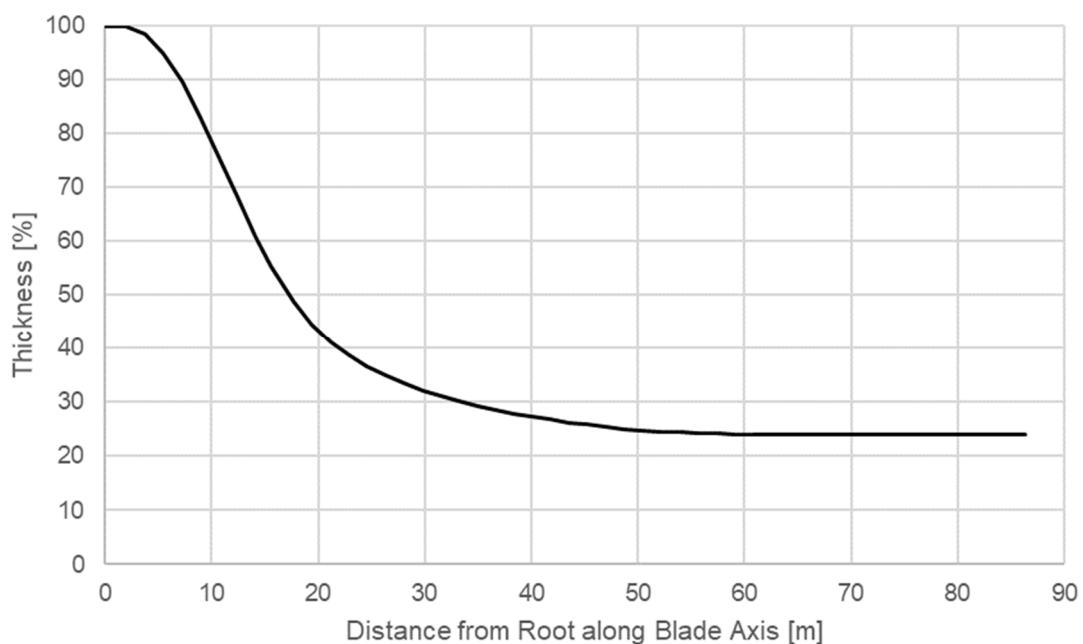


図 2.3.4 ブレードの翼厚比分布

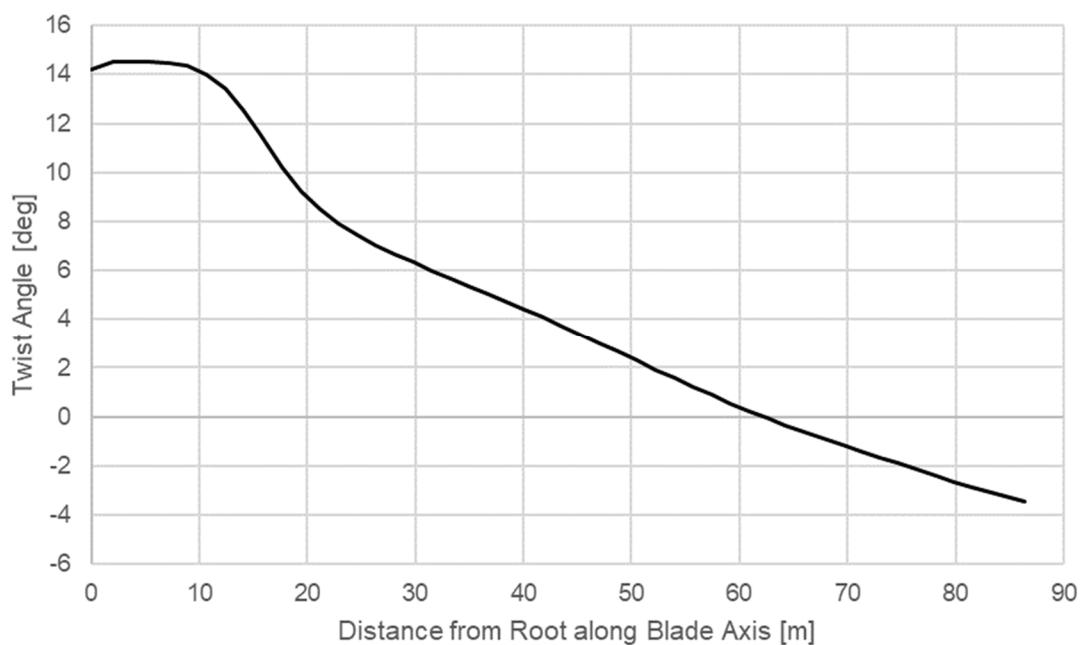


図 2.3.5 ブレードのねじり角分布

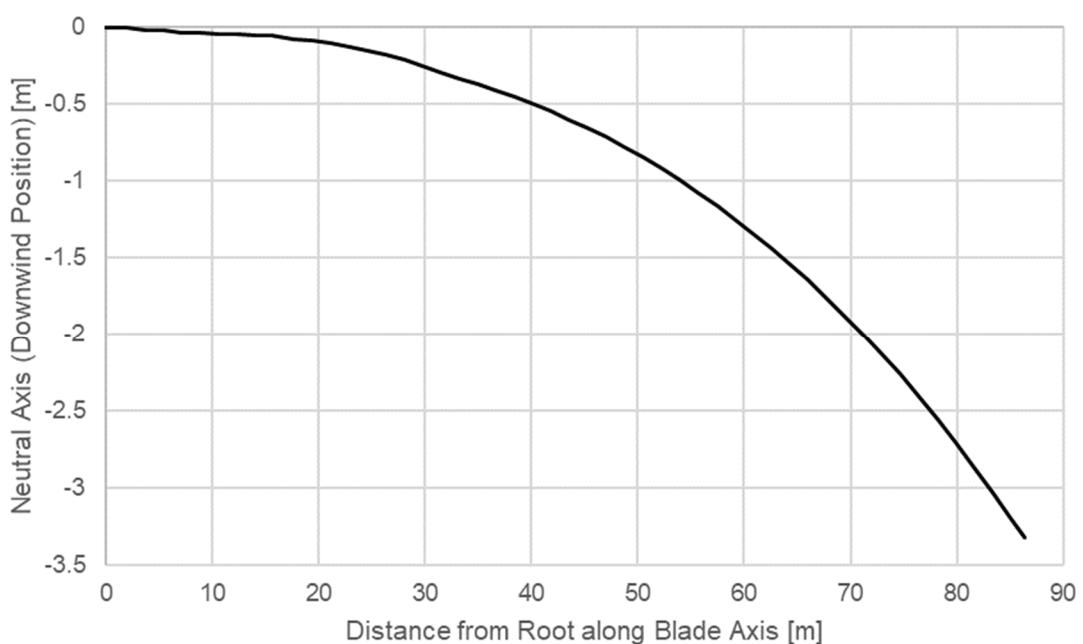


図 2.3.6 ブレード中立軸の下流方向位置分布

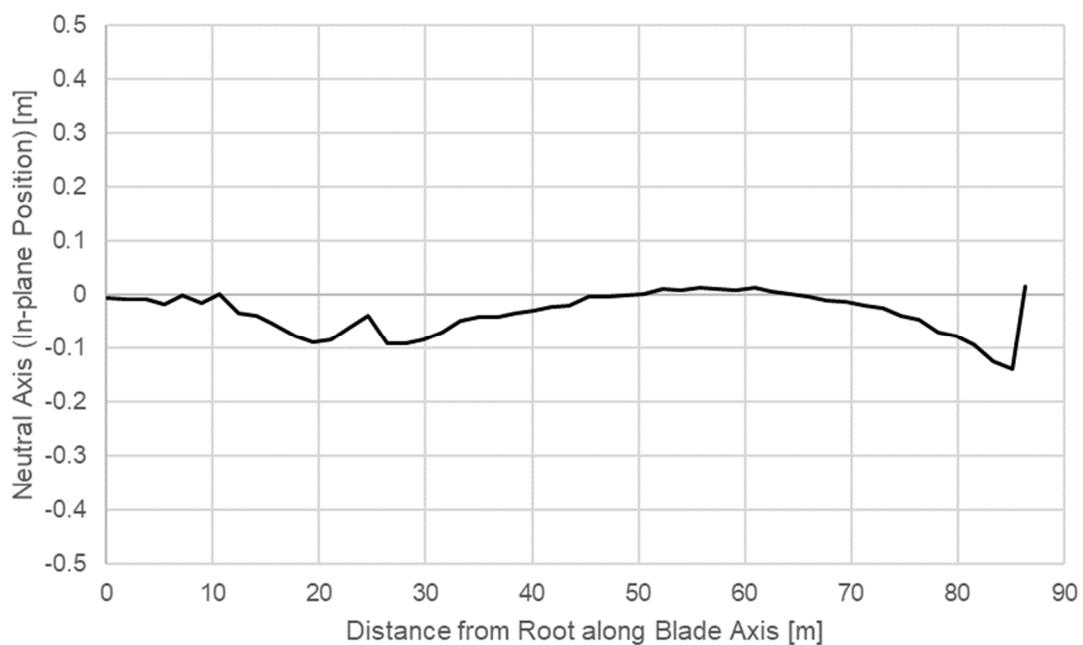


図 2.3.7 ブレード中立軸の面内方向位置分布

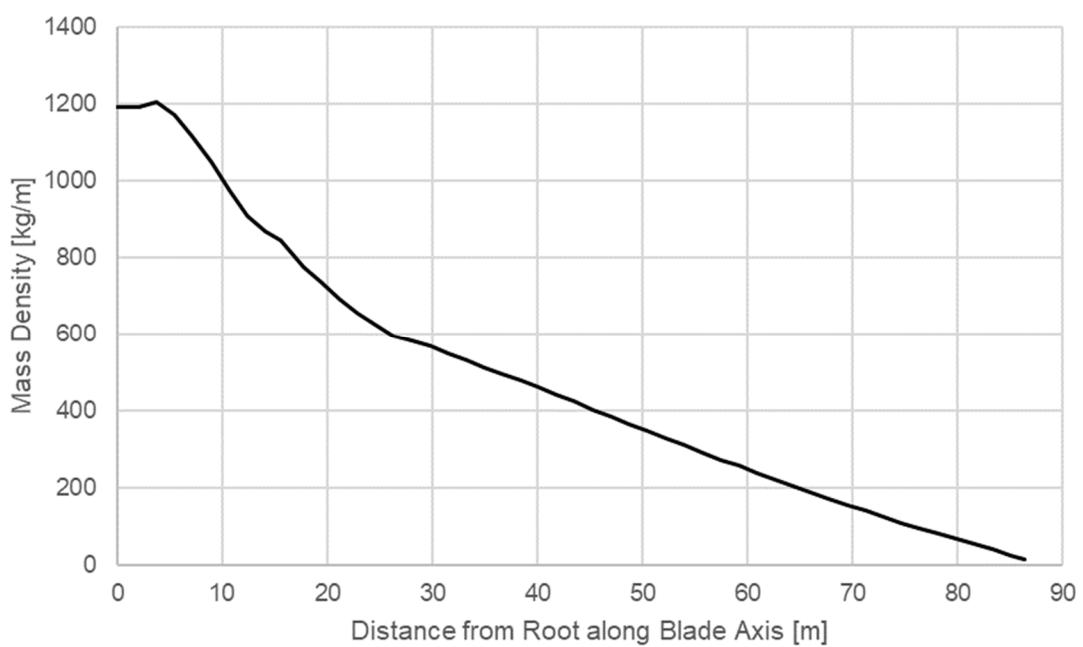


図 2.3.8 ブレードの密度(単位長さあたりの質量)分布

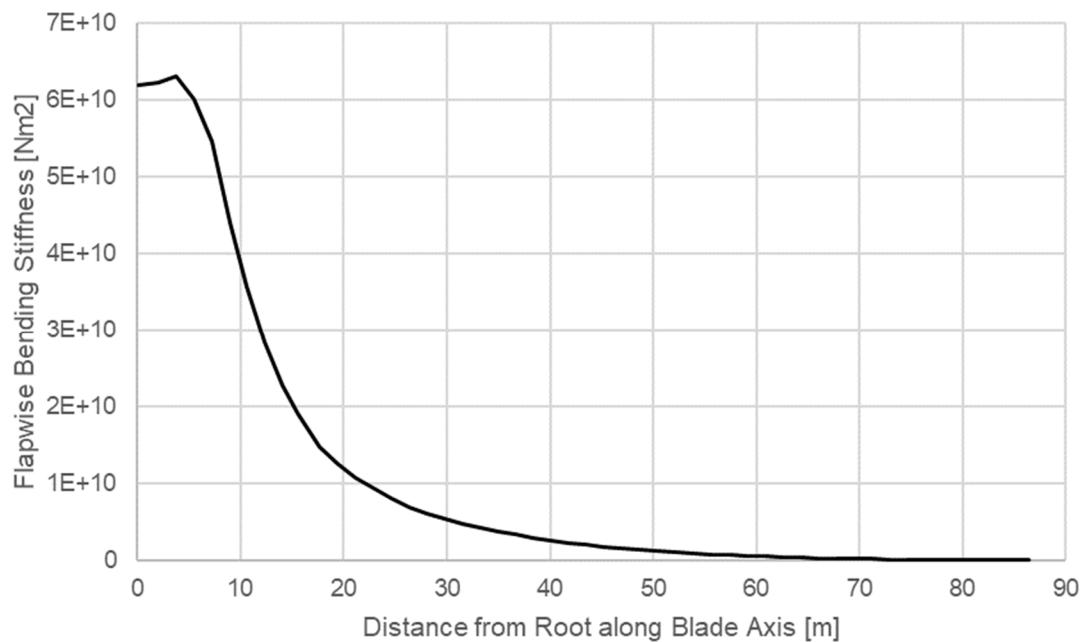


図 2.3.9 ブレードのフラップ方向曲げ剛性分布

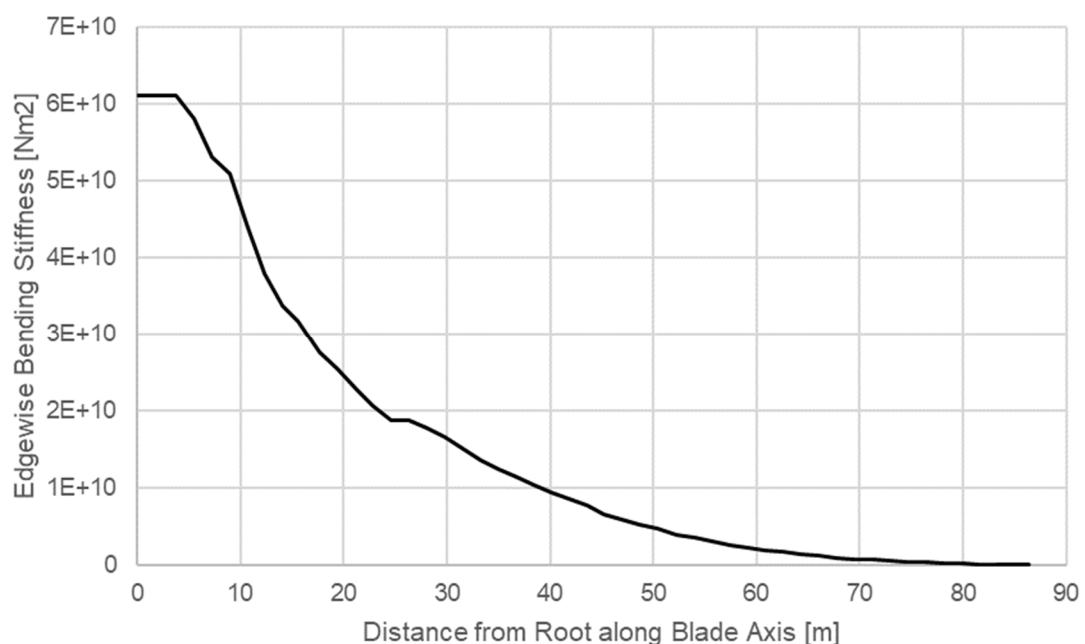


図 2.3.10 ブレードのエッジ方向曲げ剛性分布

2.3.3 ナセルモデル及びハブモデル

ナセル及びハブの質量は搭載されるドライブトレインの構成に依存するため、RWTにおいて厳密に決定することは難しい。DTU 10MW RWT のナセル質量とハブ質量は、実在の風車である Vestas V-164 8MW の質量情報を元に、ロータ直径の比を用いて調整し設定されている。また、重心及び慣性モーメントについては、NREL 5MW RWT と同一の質量分布を仮定し設定されている。表 2.3.4 及び表 2.3.5 にナセル及びハブの質量についてそれぞれ示す。

表 2.3.4 ナセルの質量特性^[2-7]

Mass	446,036	[kg]
Position of Centre of Mass to side of tower axis	0.000	[m]
Height of Centre of Mass, relative to tower top	2.449	[m]
Position of Centre of Mass in front of tower axis	-2.687	[m]
Yaw inertia (about tower axis)	7,326,346	[kg·m ²]
Nodding inertia (about centre of mass)	4,106,000	[kg·m ²]
Rolling inertia (about centre of mass)	410,600	[kg·m ²]

表 2.3.5 ハブの質量特性^[2-7]

Mass	105,520	[kg]
Inertia about shaft	325,671	[kg·m ²]

2.3.4 ドライブトレインモデル

DTU 10MW RWT のドライブトレインはギア比 50:1 の中速 2 段増速機を想定して設定されている。これは、レアメタルの使用が前提となるため高コストとなるダイレクトドライブ方式と、ギアボックスの高速軸及び中間軸側で故障のリスクが高い高速増速機を避けた選択である。表 2.3.6 にドライブトレイン特性を示す。

表 2.3.6 ドライブトレイン特性^[2-7]

Rated Rotor Speed	9.6	[rpm]
Rated Generator Speed	480	[rpm]
Gearbox Ratio	50:1	[-]
Electrical Generator Efficiency	94	[%]
Generator Inertia	1500.5	[kg·m ²]
LSS Torsional Stiffness	2,317,025,352	[N·m/rad]
LSS Torsional Damping	9,240,560	[N·m/(rad/s)]

2.3.5 制御モデル

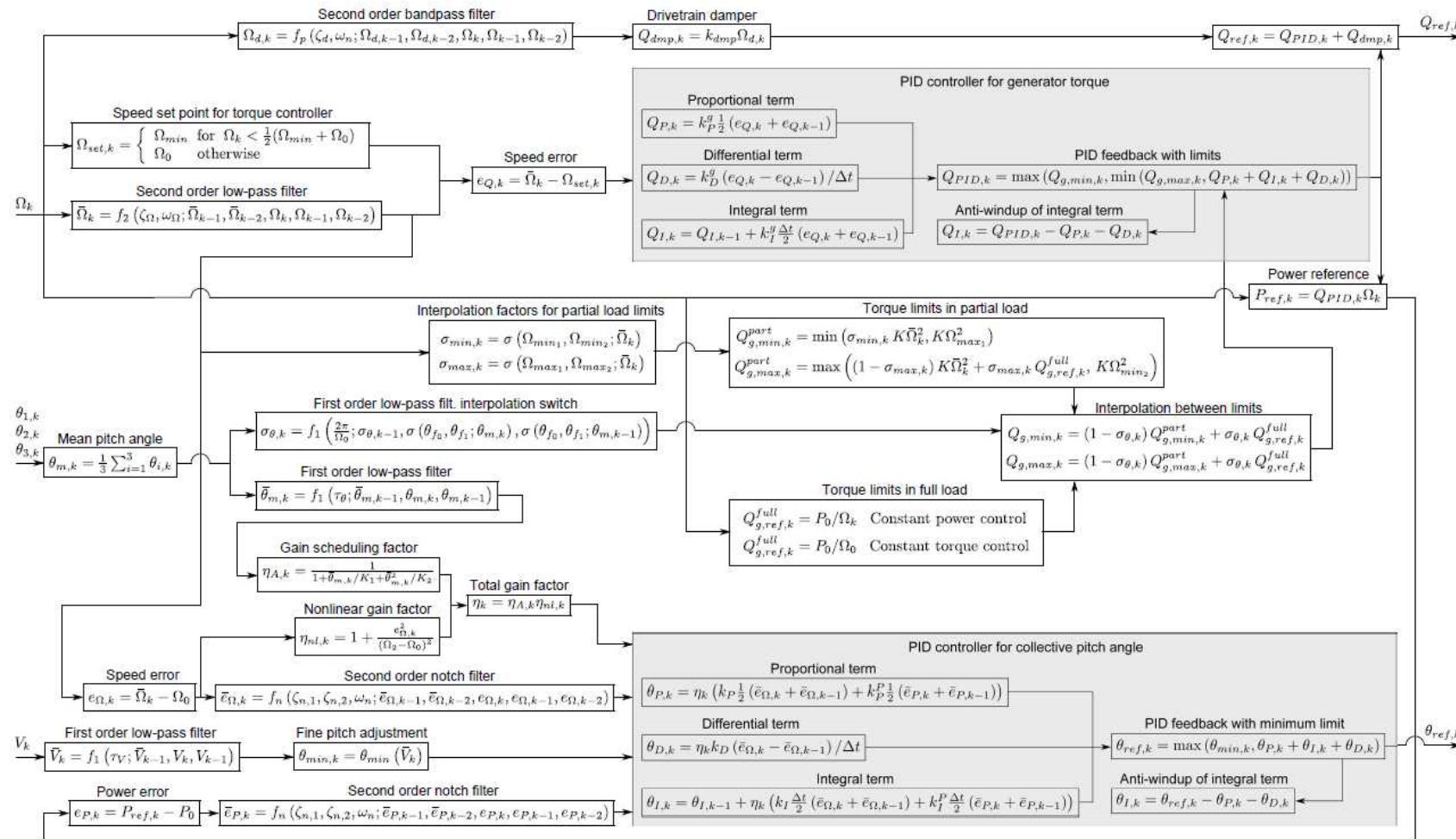
DTU 10MW RWT の制御方式には、可変速ロータ及びブレードピッチ角制御が採用されている。HAWC2 における制御モデルは、DTU で開発された「Basic DTU Wind Energy controller」^[2-9]を元に構築されている。図 2.3.11 に Basic DTU Wind Energy controller の制御フローチャートを示す。風車側からの入力信号として、発電機回転数 Ω_k と 3 本のブレードのピッチ角 $\theta_{1,k}$, $\theta_{2,k}$, $\theta_{3,k}$ 、風速 V_k を受け取り、制御モデル内で演算を行い、発電機トルク要求値 $Q_{ref,k}$ とブレードピッチ角要求値 $\theta_{ref,k}$ を出力信号として風車側に指示する。

制御モードは、定格出力到達までの部分負荷運転 (Partial Load Operation) と、定格出力到達後の全負荷運転 (Full Load Operation) に分けられる。部分負荷運転時には、ブレードピッチ角はファイン状態に設定され、発電機回転数を入力値として、最適周速比が維持されるよう発電機トルクが設定される。これにより、風車は最適周速比に基づき効率的に運転する。一方、全負荷運転時には制御方式として、二つの手法が用意されている。ひとつは、定出力制御 (Constant power control) であり、発電機回転数を入力信号として、それに反比例するかたちで発電機トルクを設定して、発電機出力を定格値に維持する制御方式である。もうひとつは、定トルク制御 (Constant torque control) であり、発電機トルクが一定になるよう、発電機回転数を調整する制御方式である。さらに全負荷運転時には、いずれの制御方式においても、風速が上昇すると軸トルクが増加するため、ブレードピッチ制御により軸トルクを

低減し、出力変動を安定化している。発電機トルク制御及びブレードピッチ角制御には PID 制御が用いられる（ただし、DTU 10MW RWT の制御モデルでは、微分ゲインが 0 に設定されているため、実質的には PI 制御である。）。制御フローチャート中の個々の制御要素やフィルタ要素の作用や設定の詳細は、Hansen らによる文献^[2-9]に記載されている。

部分負荷運転時は出力係数が最大となる周速比を維持するよう制御がなされる。DTU による HAWC2 解析モデルで用いられている最適周速比は 7.5 でその際の最適出力係数は 0.478 とされている。

DTU 10MW RWT では、最小ロータ回転数が 6.0rpm と設定されている。これは、風車回転周期に起因して発生する荷重変動が、タワーの 1 次モードとの共振を生じさせないように設定されたものである。6.0rpm 以下の回転数に留まって運転されることがないように、発電機トルクを下げることで速やかに回転数が上昇するような制御がなされる。しかしながら、最小ロータ回転数での運転は、上記の部分負荷運転の最適周速比を維持する制御と相反することとなる。Basic DTU Wind Energy controller では、最小ロータ回転数で運転するために最適周速比から逸脱する低風速時に、最適周速比と異なる運転状態の中で少しでも出力が向上する様にブレードピッチ角を調整する Fine Pitch Adjustment という機能が実装されている。

図 2.3.11 Basic DTU Wind Energy controller 制御フローチャート^[2-9]

3 2MW クラス風車の需要調査結果の整理

本章では、一般公開されている統計データや調査レポートに基づき、国内における2MWクラス風車の位置づけと将来の需給見通しを把握し、モデル仕様設定の前提条件を検討する。3.1節において、2MWクラス風車の新設及びリプレイスにおける制度上の位置づけを確認するため、固定価格買取制度（FIT制度）・フィードインプレミアム制度（FIP制度）の要件について確認し、まとめた。3.2節では、国内における風車の導入実績データ^{[3-2], [3-3]}をもとに、導入量の推移や単基あたりの平均出力の変化、既設の機種、メーカーシェアを整理し、2MWクラスにおける導入実態を明らかにした。最後に、3.3節に、既設の2MWクラス風車の稼働開始年や耐用年数をもとにリプレイス需要の時期について見通しを把握とともに、リプレイス対象となる風力発電所の地形とハブ高さの傾向について示した。

3.1 制度上の位置づけ

日本における再生可能エネルギーの導入支援制度として、「再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法」（再エネ特措法）に基づき、2012年度に固定価格買取制度（FIT制度）^[3-1]が導入された。FIT制度は、再生可能エネルギーで発電された電力を電気事業者が一定期間（風力発電では20年間）・固定価格（調達価格）で買い取る仕組みである（図3.1.1）。一方、電力市場の需給バランスに応じた効率的な運用を促すため、2022年度からはフィードインプレミアム制度（FIP制度）が導入された。FIP制度では、発電事業者は市場価格で電力を販売し、その上に「基準価格」と「市場取引等の期待収入」の差額分が「プレミアム単価」として加算される（図3.1.1）。プレミアム単価は参考価格に連動して毎月更新され、市場価格の変動を意識した発電を促す仕組みとなっている。この制度設計のもと、日本の風力発電は2012年以降FITによって拡大し、2022年度以降は新設案件の大部分がFIP制度に移行している。

表3.1.1に、2025年9月時点におけるFIT・FIP制度における風力発電の区分及びkWhあたりの調達価格ならびに基準価格を示す。2MWクラス風車を陸上に新設する場合、「陸上風車（50kW以上）」の区分に該当し、FIP制度による入札が必要となる。一方、リプレイスによる風車についてはFIT認定を再取得できる仕組みが設けられている。固定価格が担保されることから、リプレイスによるFIT認定の再取得は収益の安定性や金融機関からの融資面においてメリットを有すると考えられる。ただし、2027年度以降の制度設計については現時点では国から具体的に提示されていないため、今後の制度動向を注視する必要がある。

以上より、2MWクラス風車の仕様検討において制度面で直接的に影響する条件はないものの、FIP制度下での運用を前提とする場合には、収益性確保の観点からLCOE削減に加

え、年間を通じた安定的な発電を実現できる仕様とすることが重要であると考えられる。

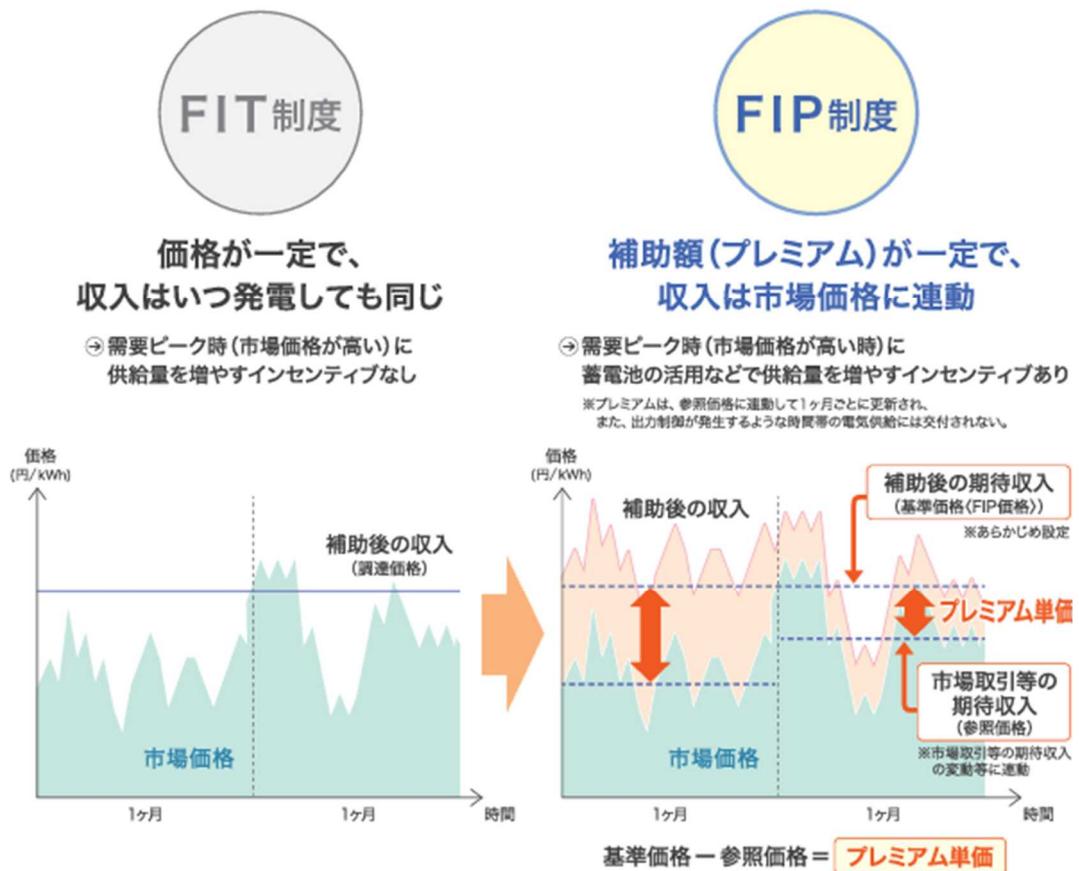


図 3.1.1 FIT制度及びFIP制度の概要^[3-1]

表 3.1.1 FIT・FIP制度における風力発電の調達価格及び基準価格^[3-1]

電源	区分	1kWhあたり調達価格/基準価格 ^{※1}				※2 調達期間/ 交付期間
		2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	
風力	陸上風力(50kW以上)	入札制度により決定 ^{※8} (第4回14円)	入札制度により決定 (第5回13円)	入札制度により決定 (12円)	入札制度により決定 (11.8円)	20年間
	陸上風力(50kW未満) ^{※6}	14円	13円	12円	11.8円	
	陸上風力(リプレース) ^{※7}	12円		—	—	
	着床式洋上風力	入札制度により決定 (24円)	入札制度により決定 (事前非公表)	入札制度により決定	—	
	浮体式洋上風力	36円				

3.2 国内における風車導入状況の把握

3.2.1 導入量の推移と全体動向

2MW クラス風車の導入状況の調査にあたり、まず国内全体の風車導入傾向について整理した。一般社団法人日本風力発電協会（JWPA）は、2024年12月末時点における国内の風力発電導入実績（速報値）を取りまとめ、一般公開している^[3-2]。本資料から、国内における導入量の年次推移、メーカーシェア、新設風車の平均出力の年次推移を確認した。

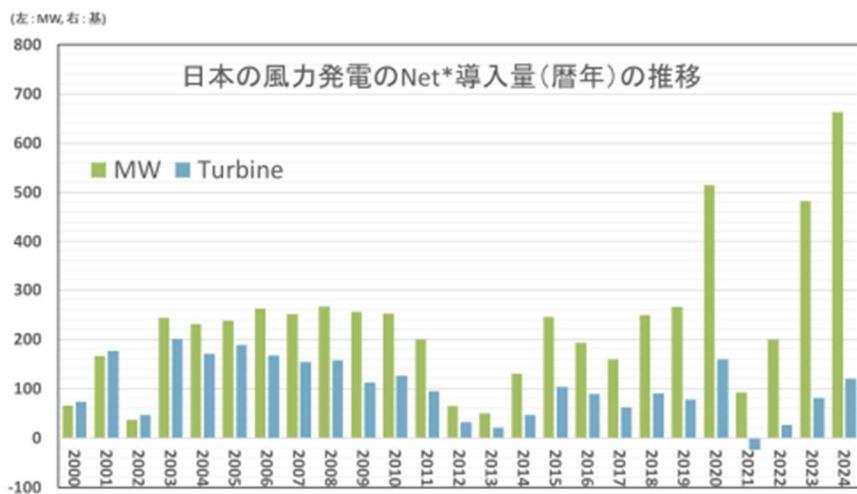
図 3.2.1 は、風力発電の単年における正味導入量（新規の導入量から撤去された量を差し引いたもの）の推移を示している。緑のバーは導入総出力（MW）、青のバーが導入基数を表す。2000 年代前半には、総出力・基数ともに増加したが、2010 年代前半には導入が停滞していたことがわかる。その後、2015 年頃から再び導入量が拡大し、2020 年代には導入基数に比べて、総出力の増加が顕著になっている。

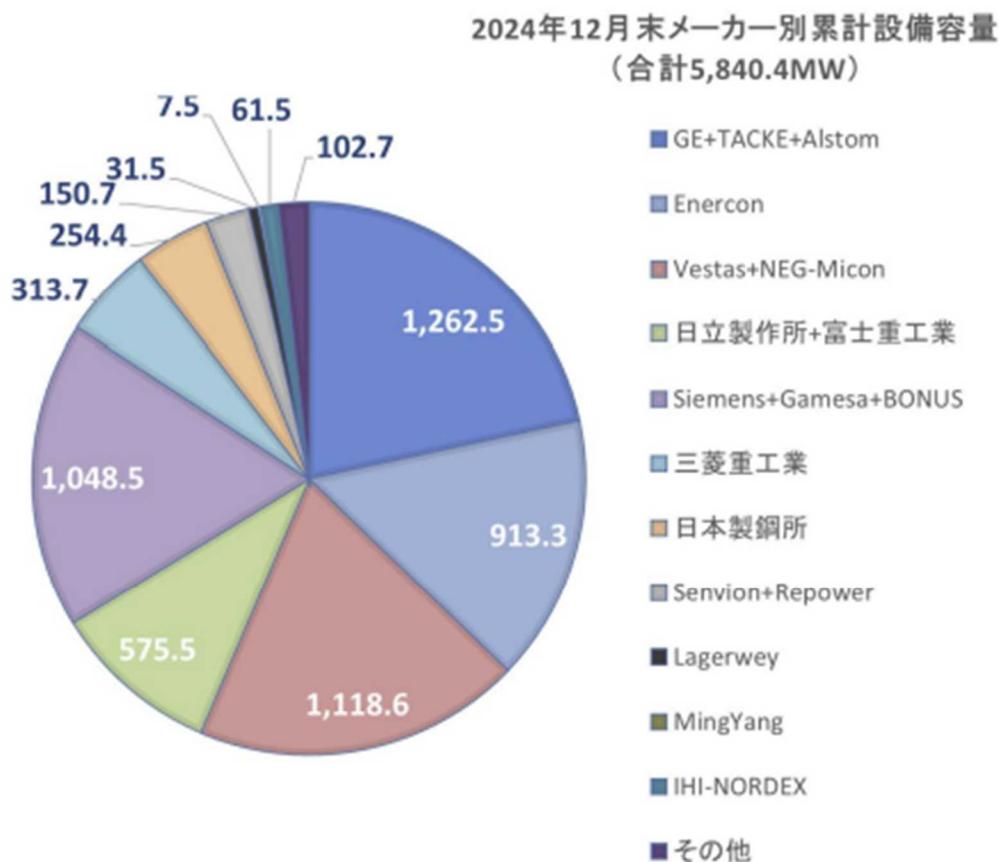
図 3.2.2 は、単年導入量及び累計導入量の推移を示している。濃い青のバーは累計導入量、薄い青のバーは単年導入量を表す。2010 年代前半から着実に導入量が増加し、2020 年以降は単年導入量の拡大によって累計導入量も急速に増加し、2024 年には 5,800MW を超えている。

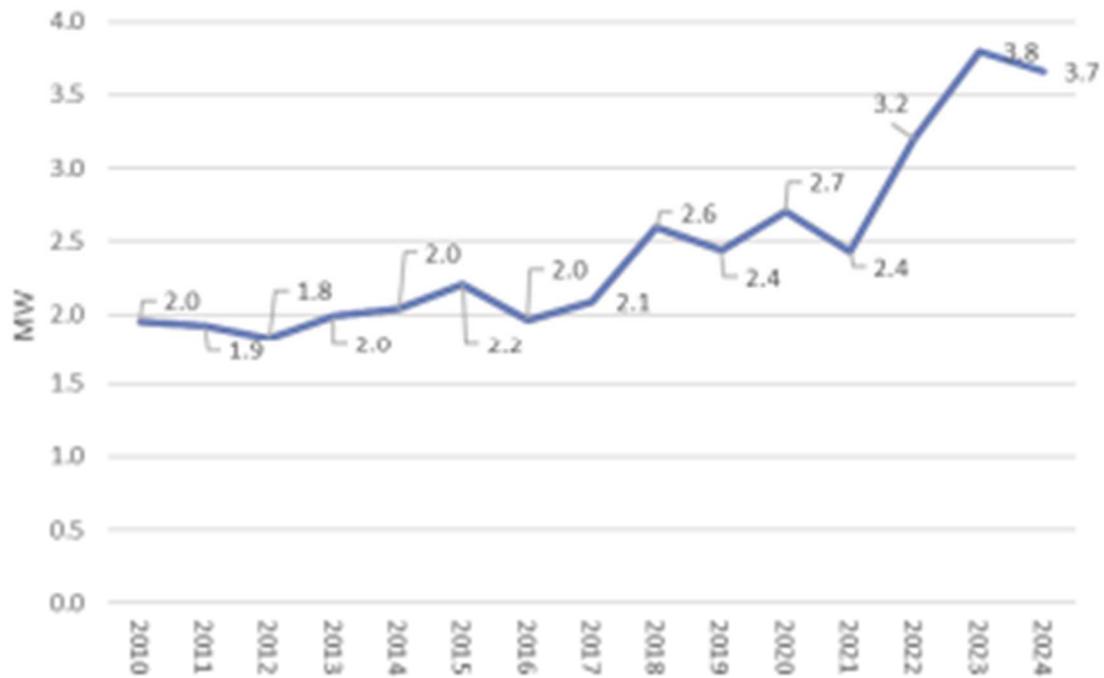
図 3.2.3 は、メーカー別の累計設備容量を示している。M&A などで名称が変わっている企業は、まとめて集計されている。GE、Vestas、Siemens といった海外メーカーが大きなシェアを占める一方で、日立製作所・富士重工業、三菱重工業、日本製鋼所などの国内メーカーも、過去に一定の導入実績を有していたことがわかる。

図 3.2.4 は、導入された風車 1 基あたりの平均出力の推移を示している。2010 年代前半は 2MW 前後で推移しているが、2018 年以降で増加傾向が顕著になり、2022 年以降では、3MW を超える水準に至っている。

表 3.2.1 は、国内で運転を開始した洋上風力発電所を示している。導入実績をみると、2022 年以降に 50MW 超の洋上風力発電所が新設されており、図 3.2.2 の近年における単年導入量の増加は、洋上風力発電所の増加による影響が大きいといえる。また、図 3.2.4 の近年における風車 1 基あたりの平均出力の増加は、主に洋上風車の大形化によることがわかる。

図 3.2.1 単年における正味導入量の推移(2024 年 12 月末時点)^[3-2]図 3.2.2 単年導入量及び累計導入量の推移(2024 年 12 月末時点)^[3-2]

図 3.2.3 メーカー別累計設備容量(2024年12月末時点)^[3-2]

図 3.2.4 新設風車の平均サイズの推移(2024年12月末時点)^[3-2]表 3.2.1 運転を開始した洋上風力発電所(2024年12月末時点)^[3-2]

形式	発電所名	運転開始年月	基数	出力
浮体式	崎山沖2MW浮体式洋上風力発電所	2016年4月	1基	2.0MW
着床式	銚子沖洋上風力発電所	2019年1月	1基	2.4MW
浮体式	バージ型浮体式洋上風力発電システム実証機「ひびき」	2019年5月	1基	3.0MW
着床式	能代港洋上風力発電所	2022年12月	20基	84.0MW
着床式	秋田港洋上風力発電所	2023年1月	13基	54.6MW
着床式	入善洋上風力発電所	2023年9月	3基	7.5MW
着床式	石狩湾新港洋上風力発電所	2024年1月	14基	99.9MW
合計	7サイト		53基	253.4MW

3.2.2 2MW クラス風車の導入実態とメーカーシェア

国内における 2MW クラス風車の導入実態とメーカーシェアの把握するため、国立研究開発法人 新エネルギー・産業技術総合開発機構（NEDO）が公開している導入・撤去実績調査データ^[3-3]を参照し、そこから 1.5～2.0MW のクラス帯に絞って集計・分析を行った。なお公開データは、1990 年～2017 年度末までの期間を対象としており、2018 年以降のデータは含んでいないため留意が必要である。

公開データを基に、国内に導入された風車の定格出力別の導入量を「稼働中」と「撤去済み」でそれぞれ分けて集計し、出力のクラス帯ごとに基数及び稼働割合（クラス帯での稼働基数 / 全クラス帯の合計稼働基数）をまとめた。「稼働中」の風車に関する集計結果から、1.5MW 超～2.0MW 以下のクラス帯の稼働割合が 36.1% と最も大きく、1.5MW 以下の稼働割合についても比較的大きなものであった。なお、0.5MW 以下のクラス帯については、合計の風車基数に対して撤去済みの風車基数の割合が比較的多い傾向であった。また、3.5MW 超のクラス帯は、稼働割合が 1% 以下であった。以上から、2018 年 3 月末時点では 2MW クラスがボリュームゾーンであることがわかる。

さらに、1.5MW 超～2.0MW 以下のクラス帯に限定して、風車メーカー別に導入量を集計し、表 3.2.3 にまとめた。稼働中の風車基数は、Vestas、日立製作所（富士重工業を含めたカウント）、Enercon、日本製鋼所の順で多い結果となり、この 4 社で全体の導入割合の約 80% を占めている。また、2MW クラスに関して、現時点で生産・販売しているのは、Vestas のみであり、その他のメーカーについては生産終了、あるいは風力事業から撤退している。

以上から、2018 年 3 月末時点の国内における風車導入実績に関して 2MW クラス風車が主流であって、現在も 2MW クラス風車の生産を続けている風車メーカーは一部に限られている。

表 3.2.2 風車の定格出力別導入量の集計結果(2018年3月末時点)

定格出力	風車基数			稼働割合 (各クラス帶稼働基数 / 全クラス帶合計稼働基数)
	稼働中	撤去済み	合計	
[MW]	[-]	[-]	[-]	[%]
0.25以下	68	52	120	3.1
0.25超～0.5以下	69	46	115	3.1
0.5超～1.0以下	527	48	575	23.8
1.0超～1.5以下	449	33	482	20.3
1.5超～2.0以下	799	3	802	36.1
2.0超～2.5以下	228	1	229	10.3
2.5超～3.0以下	69	0	69	3.1
3.0超～3.5以下	4	0	4	0.2
3.5超～4.0以下	0	0	0	0.0
4.0超～4.5以下	0	0	0	0.0
4.5超～5.0以下	1	0	1	0.0
5.0超～5.5以下	1	0	1	0.0
5.5超～6.0以下	0	0	0	0.0
6.0超～6.5以下	0	0	0	0.0
6.5超～7.0以下	1	0	1	0.0
7.0超～7.5以下	0	0	0	0.0
7.5超～8.0以下	0	0	0	0.0
合計	2,216	183	2,399	100.0

表 3.2.3 1.5MW 超～2.0MW 以下のクラス帶における風車メーカー別導入量
(2018年3月末時点)

風車メーカー	風車基数 (1.5～2.0MWのクラス帶限定)			稼働割合 (各メーカー稼働基数 / 全メーカー合計稼働基数)
	稼働中	撤去済み	合計	
[-]	[-]	[-]	[-]	[%]
Vestas	202	1	203	25.3
日立製作所	179	2	181	22.4
Enercon	138	0	138	17.3
日本製鋼所	135	0	135	16.9
Gamesa	55	0	55	6.9
GE Wind Energy	30	0	30	3.8
Repower	27	0	27	3.4
ALSTOM	10	0	10	1.3
Ecotecnia	8	0	8	1.0
日立-Enercon	6	0	6	0.8
IHI-Nordex	2	0	2	0.3
Samsung Heavy Industries	2	0	2	0.3
三菱重工業	2	0	2	0.3
東芝	2	0	2	0.3
NEG-Micon	1	0	1	0.1
合計	799	3	802	100

3.3 リプレイス需要と対象風車

本節では、JWPA が取りまとめた 2024 年 12 月末時点における日本国内の風力発電導入の集計結果^[3-2]をもとに、既設の 2MW クラス風車の稼働開始年の分布や、耐用年数からリプレイス需要の発生時期を予測し、将来の需給見通しについて示す。あわせて、諸元案の検討にあたり、2030 年以降に風車寿命を迎える風力発電所の地形とハブ高さの傾向について整理した。

図 3.3.1 は、定格出力 1.5～2.0MW の風車に絞り稼働開始年ごとにその合計基数（2024 年末時点で撤去された風車を除く）を整理した結果である。2003 年から急激に基数が増えており、2007 年～2010 年の間では 100 基を超える年もみられ、2011 年以降では約 20～70 基の間で推移しておりある程度の導入量があったことがわかる。一方で、2022 年以降は 10 基以下となっており、2MW クラス風車の新設基数は減少傾向にあることがわかる。

2024 年末時点で導入されている 1.5～2.0MW 風車のリプレイス需要の発生時期を把握するため、稼働開始年に風力発電設備の一般的な風車寿命 20 年を加算した「風車寿命満了年」として、2025 年～2040 年における予測結果を図 3.3.2 に示した。直近では 2027 年～2030 年に耐用年数 20 年を迎える風車が比較的多いことがわかる。2031 年～2040 年の間では基数が少ない年もあるものの、毎年平均で約 45 基のリプレイス需要が予期される。また、近年注目されている風車の寿命延長技術により 20 年を超えて稼働することも考えられ、例えば、風車寿命 25 年と想定した場合は 2032～2035 年頃にリプレイス予定の風車需要が増加することも考えられる。

2MW ベースラインモデルのハブ高さの決定根拠を検討するため、2030 年以降に風車寿命を迎える 1.5～2.0MW 風車を対象として、その風力発電所周辺の地形とハブ高さの傾向を調べた。なお上記条件に該当する風力発電所は、国内で約 100 箇所あったため、ここでは 10 基以上設置されている風力発電所（22 箇所）に絞って集計した。また、地形については Google Earth を利用して発電所周辺の地形状況及び標高の情報を確認し、表 3.3.1 の地形分類に基づき区別した。表 3.3.2 に、2010 年～2020 年の間に稼働を開始した風力発電所の名称及び事業者、風車メーカー、型式、合計基数、出力、ハブ高さ、地形分類についてまとめた表を示す。風力発電所の名称における”-1”は新設、”-2”は追設された分を意味する。また、ハブ高さに関しては、JWPA の集計結果に記載がなかったため、各風力発電所の案内ページ等から調べた。ハブ高さと地形分類の関係をみると、「沿岸平野」及び「沿岸丘陵」に分類されている発電所では、ハブ高さが 60m 台に設定されている所が比較的多く、2MW クラス風車としては低めである。これは沿岸付近が好風況であり、地形影響を比較的受けにくいうことが、ハブ高さを低くできる理由の 1 つと考えられる。「内陸平野」及び「内陸丘陵」に分類されている発電所は、それぞれ 1 箇所のみであり、あまりサンプルが得られなかった。内陸の地形分類に関しては、風力発電に適した場所がそもそも少ないと要因として考えられる。「山間」に分類されている発電所は 13 箇所と最も多く、その多くが尾根に設置されて

いる。2010年代前半はハブ高さが60m台のものが比較的多く、大形部品の輸送や施工の制約に加え、風況の良さから高いハブ高さを必ずしも必要としなかったと考えられる。一方、近年導入の多かったHTW2.0-80（日立製作所）は、ハブ高さ78mが多く採用されており、地形影響を避けて発電量を確保する狙いに加え、輸送や施工技術の進歩によって、より高いハブ高さの採用が可能になったことが背景にあると考えられる。

以上から、地形条件や導入時期に応じてハブ高さの選択は変化しており、近年は高めのハブ高さが設定される傾向が示された。

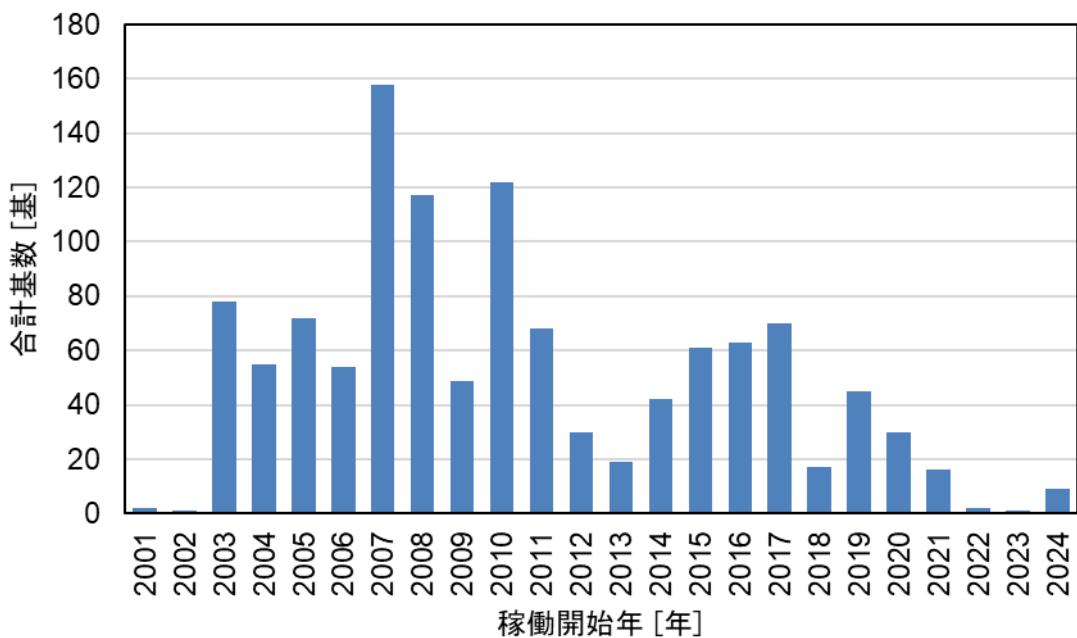


図 3.3.1 定格出力 1.5MW～2.0MW 風車の稼働開始年あたりの合計基数

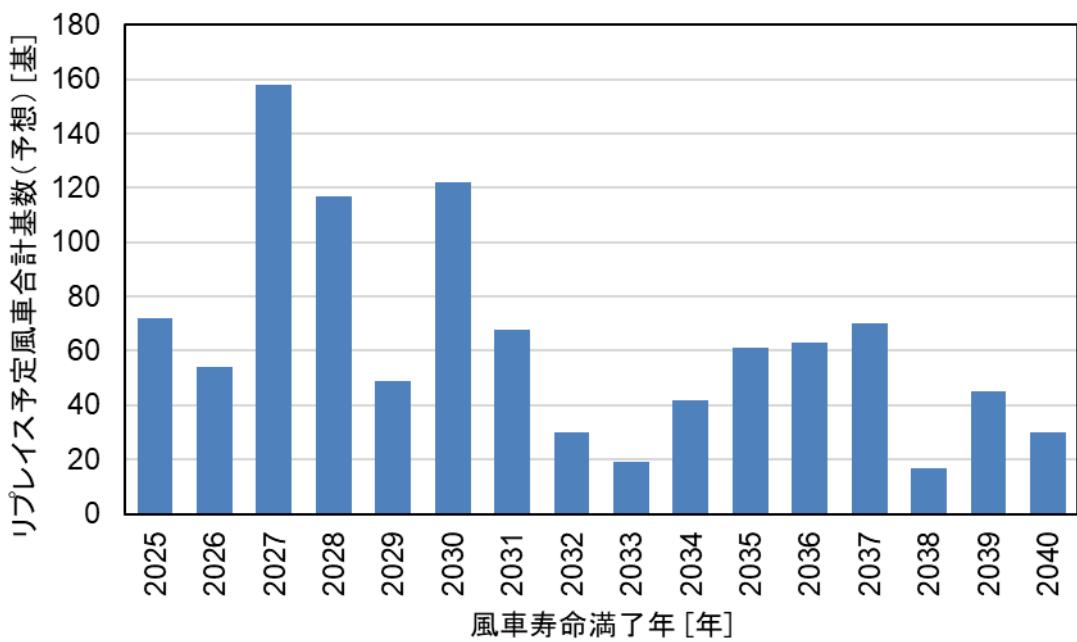


図 3.3.2 定格出力 1.5MW～2.0MW 風車の風車寿命満了年あたりの合計基数(想定)

表 3.3.1 地形分類の定義

地形分類	定義
沿岸平野	海岸線から概ね3km以内、標高50m以下の平坦地（農地・市街地など）
沿岸丘陵	海岸線から概ね3km以内、標高50～300m程度の丘陵地
内陸平野	海岸から離れた平野部（盆地や農地）
内陸丘陵	内陸の標高50～300m程度の丘陵地・台地
山間	標高300m以上で急峻な山地に立地

備考：「沿岸丘陵」、「内陸丘陵」、「山間」に関して、尾根に立地している場合は「（尾根）」と付記する

表 3.3.2 2010 年～2020 年に稼働開始した風力発電所一覧(1.5～2.0MW クラス)

稼働開始年	発電所名	事業者	都道府県	単基出力	基数	総出力	風車メーカー	風車型式名	ハブ高さ	地形分類
[年]	[名]	[名]	[名]	[kW]	[基]	[kW]	[名]	[名]	[m]	[名]
2010	輪島コミュニティウインドファーム-2	能登コミュニティウインドパワー(株)	石川県	2,000	10	20,000	Repower	MM82	69	内陸丘陵
	石廊崎風力発電所	株ジェイウインド石廊崎	静岡県	2,000	17	34,000	Vestas	V80-2.0	78	沿岸丘陵(尾根)
	滝根小白井ウインドファーム	株ユーラスエナジー滝根小白井	福島県	2,000	23	46,000	Vestas	V80-2.0	78	山間(尾根)
	伊方ウインドファーム	エコ・パワー(株)	愛媛県	1,500	12	18,000	荏原フライデーラウンド・パワー	EPW1500	65	沿岸丘陵(尾根)
	ウインドパーク笠取風力発電所-1	株シーテック	三重県	2,000	10	20,000	日本製鋼所	J82-2.0	65	山間(尾根)
2011	桧山高原風力発電所	株グリーンパワー常葉	福島県	2,000	14	28,000	Repower	MM82	69	山間(尾根)
	あわら北潟風力発電所	株グリーンパワーあわら	福井県	2,000	10	20,000	日本製鋼所	J82-2.0	77	沿岸平野
	国見山ウインドファーム	株ユーラスエナジー肝付	鹿児島県	2,000	15	30,000	日本製鋼所	J82-2.0	65	沿岸丘陵(尾根)
2012	江差北風力発電所	江差風力開発(株)	北海道	1,950	10	19,500	日本製鋼所	J82-2.0	70/77	内陸平野
	串木野れいめい風力発電所	株新エネルギー企画	鹿児島県	2,000	10	20,000	富士重工業	HTW2.0-80	60	沿岸丘陵
2014	広川・日高川ウインドファーム	エコ・パワー(株)	和歌山県	2,000	10	20,000	日立製作所	HTW2.0-80	78	山間(尾根)
	胎内風力発電所	胎内ウインドファーム(株)	新潟県	2,000	10	20,000	日立製作所	HTW2.0-80	60	沿岸平野
2015	ユーラス河津ウインドファーム	株ユーラスエナジー河津	静岡県	1,670	10	16,700	Aistom	ECO-74	60	山間(尾根)
	東伊豆風力発電所	東京電力HLDS(株)	静岡県	1,670	11	18,370	Aistom	ECO-80	60	山間(尾根)
	吹越台地風力発電所	吹越台地風力開発(株)	青森県	2,000	10	20,000	日本製鋼所	J82-2.0	不明	沿岸丘陵
2016	ウインドファーム浜田	株グリーンパワー浜田	島根県	1,670	29	48,430	GE Renewable Energy	ECO-74	70	山間(尾根)
	新青山高原風力発電所-1	株青山高原ウインドファーム	三重県	2,000	18	36,000	日立製作所	HTW2.0-80	65.4	山間
2017	新青山高原風力発電所-2	株青山高原ウインドファーム	三重県	2,000	22	44,000	日立製作所	HTW2.0-80	65.4	山間
	度会ウインドファーム-1	エコ・パワー(株)	三重県	2,000	14	28,000	日立製作所	HTW2.0-80	78	山間(尾根)
2018	印南風力発電所	印南風力発電(株)	和歌山県	2,000	13	26,000	日立製作所	HTW2.0-86	78	山間(尾根)
2019	度会ウインドファーム-2	コスモエコパワー(株)	三重県	2,000	11	22,000	日立製作所	HTW2.0-80	78	山間(尾根)
2020	くずまき第二風力発電所-1	株ジェイウインドくずまき	岩手県	2,000	16	32,000	日立製作所	HTW2.0-80A	78	山間(尾根)

4 2MW RWT 諸元素の整理検討

本章では、2MW RWT の諸元素に関する整理検討を行う。主要諸元の情報が得られた 2MW クラス風車との比較によって、2MW RWT の現時点での諸元素に加え、重要諸元である最大翼端速度についての検討を行った。4.1 節においては、主に定格出力、4.2 節では、ロータ直径と定格速度、4.3 節は、最大翼端速度について検討した。

4.1 定格出力と風車クラスの検討

3.2 節において国内風車の稼働状況（2017 年度時点）を整理した結果から、1.5～2.0MW 風車のボリュームが全体の基数の約 36%を占めており、他の風車サイズにおける基数と比較して最も大きな割合であった。また、2MW クラス風車の国内市場には、国内メーカーに加えて多くの海外メーカーが参入していた。2MW の定格出力を有する風車には、リプレイスに関する潜在的な需要が大きいと考えられる。

また、3.3 節では、風車寿命を仮に 20 年と仮定した場合に関して、風車のリプレイスが必要となるおよその基数と時期を調べた。潜在的なリプレイス需要としては、2027 年から 2031 年に最初のピーク（約 500 基）を示した。さらに、最初のピークと比較し基数が半数程度（約 230 基）になるが、2034 年から 2037 年にかけて 2 番目のリプレイス需要のピークがあることがわかった。一方で、近年注目されている風車の寿命延長技術により 20 年を超えて稼働することで、リプレイス需要の時期が先送りになる可能性や、2MW 超の大型風車へのリプレイスを選択する可能性など、個別のウインドファーム状況について確認していく必要がある。海外製風車に対して、国内の生産拠点があることによる強みを生かし、O&M を含めたコストにおける優位性を定量的に示すことが必要になる。

表 4.1.1 に、2MW RWT の仕様案（表 1.2.1）と、国内外の 2MW クラス風車の主要仕様^[3-4]についてまとめた結果を示す。なお、比較に際し、既に生産終了となった機種を含めた。参考として、2.1 節で挙げた WP 1.5MW についても併せて記載した。

既存の 2MW クラス風車は、極値風速に関して Class I (50m/s) 及び Class II (42.5m/s) に適合する機種が比較的多く、国内メーカーの機種は Class I が主流であった。年平均風速に関しては、Class II (8.5m/s) に適合する機種が比較的多い。また、乱流カテゴリー A に適合する機種がほとんどであり、すでに生産を終了した HTW2.0-86（日立製作所）が唯一 A+ に対応していた。

以上のことから、2MW RWT で想定している風車クラス及び乱流カテゴリーは、既存の 2MW クラス風車と比較して、より厳しい設計条件（Class T、乱流カテゴリー A+）に対応している。

表 4.1.1 2MW クラス風車機種の主要仕様

Manufacturer	Model	Power Rating	IEC Turbine Class	Vref	Vave	IEC Turbulence Category	Rotor Diameter	Hub Height	Rated Wind Speed
		[MW]	[‐]	[m/s]	[m/s]	[‐]	[m]	[m]	[m/s]
Two Mega Watts	2MW Wind Turbine Baseline	2.0	S	57.0	8.5	A+	95.0	80	12.0~13.0
Vestas	V80-2.0 MW	2.0	I	50.0	10.0	A	80.0	60, 67, 78	16.0
	V90-2.0 MW	2.0	II	42.5	8.5	A	90.0	80	12.0
	V100-2.0 MW	2.0	II	42.5	8.5	B	100.0	80, 95	12.0
	V110-2.0 MW	2.0	III	37.5	7.5	A	110.0	75, 80, 95	9.6
	V116-2.0 MW	2.0	II	42.5	8.5	B	116.0	80, 94	9.1
Enercon	E-82 E2 2.0 MW	2.0	II	42.5	8.5	A	82.0	78, 85, 98, 108, 138	12.5
GE Renewable Energy	GE 2.0-116	2.0	S	38.0	8.0	Iref=13.5%	116.5	80, 90, 94	n.a.
Gamesa	G114-2.0 MW	2.0	III	37.5	7.5	n.a.	114.0	93, 120, 140	11.0
Subaru / Fuji Heavy Industries	SUBARU 80/2.0	2.0	I	50.0	10.0	A	80.0	62~80	13.0
Hitachi	HTW2.0-80	2.0	I	50.0	10.0	A	80.0	65, 78	13.0
Hitachi	HTW2.0-86	2.0	S	50.0	8.5	A+	86.0	65, 78	12.0
JSW	J82-2.0	2.0	S	50.0	8.5	A	83.3	65, 70, 77, 80	13.0
NREL	WindPACT 1.5MW	1.5	II	42.5	8.5	A	70.0	84	11.5

4.2 ロータ直径及び定格風速の検討

4.1 節の 2MW クラス風車仕様の比較において示したように、ロータ直径は、2.0MW の定格出力が同じ条件であっても、80m から 116m と幅広い範囲にわたっており、本報告の 2MW RWT のロータ直径は、平均的なサイズとなっている。また、定格風速は、2MW RWT と同程度のロータ直径を有する風車では 11m/s~12m/s 程度であり、想定している定格風速 12m/s ~13m/s は若干高めの風速設定となっている。

4.3 最大翼端速度の検討

表 4.3.1 は、翼端速度の目安を騒音レベルの観点から確認する目的で、2MW から 2.5MW の風車仕様のうち、最大翼端速度と騒音レベルについてカタログ値などの公開資料を元にまとめたものである。ただし、公開情報元のデータによって同じ機種でも差異が見られる内容もある。差異の理由として、サイト固有の異なる製造バージョンによる差異などが考えら

れるが詳細は不明である。

公開データの得られた機種が、限られていることに加えて、地表面付近の騒音レベルは、ハブ高さによる影響も考えられる。また、騒音計測条件が資料に明記されていないことも多く、これらのデータから最大翼端速度の目安を得ることは難しい。

本報告の 2MW RWT 仕様と、比較的ロータ径とハブ高さの近い VESTAS V90 における翼端速度と騒音レベルをみると、他の機種と比較して、翼端速度 (68.3m/s)、音響パワーレベル (104dB) が共に低い値を示している。

表 4.3.1 2MW クラス風車の翼端速度と騒音レベル

	Power rating [MW]	Rotor diameter [m]	Hub / Tower height [m]	Maximum tip speed [m/s]	Sound power level [dB]
2MW Reference Wind Turbine Model	2	95	80	n.d.	n.d.
VESTAS V80	2	80	60, 67, 78 for I A, (60, 67, 80, 100 for II A)	70.0	n.a.
VESTAS V90	2	90	80	68.3	104
VESTAS V100	2	100	80, 95	n.a.	105
VESTAS V110	2	110	75, 80, 95 for III A, (95, 110, 120, 125 for III B)	86.2	107.6
VESTAS V116	2	116	(80, 94 for S), 124 for II B	n.a.	109.5
VESTAS V120	2.2	120	80, 92, 118, 122, 137 for S	n.a.	110.5
Enercon E-82 E2 2.000	2	82	78, 85, 98, 108, 138	77.0	86.8 - 106.0, dependent on hub height
GE 2.0-116	2	116.5	80, 90, 94	81.7	110.5
Subaru 80/2.0	2	80	62~80	81.7	n.a.
GAMESA G114-2.0 MW	2	114	93, 120, 140 and site-specific (tower height)	95.5	n.a.
SIEMENS SWT-2.3-101	2.3	101	80	84.6	105
SG2.1-122	2.1	122	108, 127 and site-specific (Tower Height)	83.7	n.a.
HTW2.0-86	2	86	78.0	n.a.	n.a.
Senvion 2.3M130	2.3	130	120, 130, 140	77.9	n.a.
Suzulon S97-2.1 MW	2.1	97	79, 97.5	78.8	n.a.

5 2MW RWT モデル構築フローの検討

本章では、2MW RWT モデルの構築フローについて、検討した内容を示す。

5.1 モデル構築フロー

図 5.1.1 に検討中の 2MW RWT モデルの構築フローを示す。以下、個々の要素について説明する。

調査及び重要諸元決定

風車モデルの構築のはじめに、既存の風車モデルや需要などの調査を行い、その結果に基づき、想定する風車の定格出力やロータ直径、最大翼端速度などの重要諸元の決定を行う必要がある。これは、本報告の 2 章及び 3 章と、4 章の内容にそれぞれ相当する。

ロータ空力設計

重要諸元にしたがってロータの空力設計を行い、ブレードの外形状を決定する。これによりロータの空力性能の解析が可能となる。パワーカーブ、スラストカーブなどの分析を行い、想定した諸元を満たした設計となっていることを確認する。また、次の工程で実施する構造設計のために、基準となる空力荷重の算出を行う。

ブレード構造設計、タワー構造設計、ドライブトレイン設計

ブレード、タワー及びドライブトレインの構造設計を行う。ロータ空力設計において得られた空力荷重と適切な安全係数を考慮して、想定される荷重に耐えうる構造を構築しなければならない。一般的に、ブレードは FRP による積層構造で構成されるため、設計及び断面特性の計算や応力評価は複雑となる。一方で、タワーはフランジや内部の付属品などはあるものの、概ね鉄鋼製の円筒形として扱うことができるため、比較的単純な構造である。LSS (Low Speed Shaft: 低速軸) からギアボックスを介して HSS (High Speed Shaft: 高速軸)、発電機へと至るドライブトレインについては、ギア比を決定の上、ねじり運動について強度と動特性の確認が必要となる。しかしながら、空力弹性解析モデルへの影響は大きくはないため、暫定的に剛体としてモデル化し、詳細設計については、後のプロセスで扱うこともできる。構造設計により得られた、ブレードの翼根から翼端までの質量プロパティと剛性プロパティの分布、及びタワーの下端から上端までの質量プロパティと剛性プロパティの分布から、空力弹性解析モデルのブレードモデル及びタワーモデルをそれぞれ設定する。

ブレード及びタワーの構造モデルの設定により、風車全体の動的な解析が可能となる。固

有値解析を実施し、ブレードやタワーの固有振動数とロータ回転周波数に関連する振動数との間で、共振の可能性がないか、検証を行うことが好ましい。

動的制御モデル構築

風車全体の動的なモデル化の後、発電運転時を対象とした動的制御モデルの構築を行う。ロータの回転慣性やブレードピッチ角変化に対する流体力トルクの変化などを考慮して、制御系のパラメータ設定を行う。また、ブレードやタワーの固有振動数に関して、風車運転に影響を与える可能性があるものがあれば、ローパスフィルタやノッチフィルタを用いた信号処理による制御への影響の除外や、特定の風車運転回転数領域をスキップさせるような制御の組み込みの検討が必要となる。

設計荷重検討（主要 DLC 解析）

構造モデル及び動的制御モデルの構築により、発電運転時の空力弾性解析が可能となる。この段階で、主要な DLC に対する解析を実施し、より精度の高い設計荷重を算出し、構造系の再検証を行う。主要な DLC としては、疲労荷重の検討のための DLC1.2、終局荷重の検討のための DLC1.3、DLC6.1 などが挙げられる。得られた設計荷重による再検証において問題があれば、構造や制御の再設計を行う。

詳細 DLC シナリオ設定、制御シーケンス検討

主要な DLC として選択しなかった残りの DLC の解析を行うために、シナリオの設定や制御シーケンスの設定が必要となる。例えば、故障を伴う発電運転中を想定した DLC2.x シリーズにおける、具体的な故障項目の取り扱いや、起動や通常停止、緊急停止を想定した DLC3.x、4.x、5.x シリーズの解析のために、それぞれの過渡的な制御シーケンスを決定する。

設計荷重検討（詳細 DLC 解析）

全 DLC に対して空力弾性解析を実施し、終局荷重及び疲労荷重について整理を行う。得られた荷重に対して、主要な構成要素の強度評価を行う。問題があれば、構造や制御の再設計を行う。

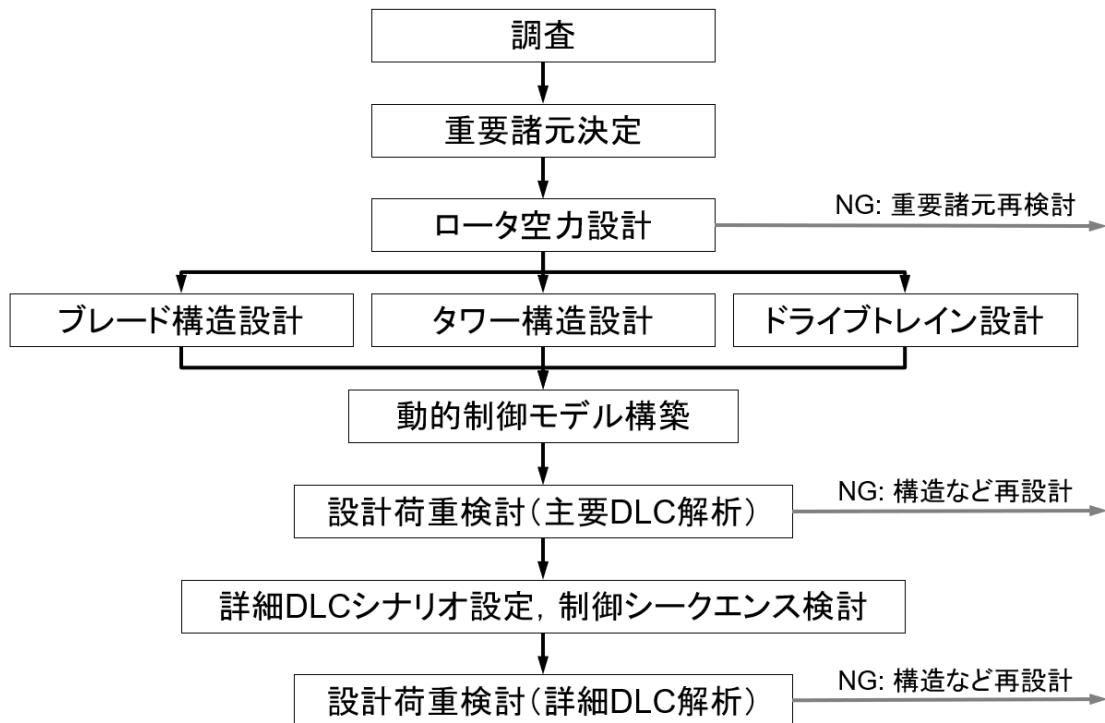


図 5.1.1 2MWRWT モデル構築フロー

6まとめ

本報告では、2MW RWT モデル構築に先立ち、文献調査や需要調査を実施した上で、必要となるモデル諸元の案を整理し、風車モデル構築のフローについて検討を行った。得られた成果について、以下にまとめる。

2章 RWT に関する文献調査

一般公開され広く参照されてきた NREL 5MW RWT 及び DTU 10MW RWT の 2 種の RWT モデルに加え、WindPACT 1.5MW モデルについて、文献調査を行い、風車を構成するタワー、ブレード、ハブやナセル、ドライブトレイン、制御などのモデルデータを整理した。

3章 2MW 風車の需要調査結果の整理

国内における 2MW クラス風車の位置づけと将来の需給見通しを把握するために、一般公開されている統計データや調査レポートの調査を行った。まず、固定価格買取制度（FIT 制度）及びフィードインプレミアム制度（FIP 制度）における 2MW クラス風車の位置づけを確認した。国内に導入された風車の実績データを基に、今後約 10 年の間、年間約 40 基のリプレイス需要の可能性が見込めることが確認した。

4章 2MW RWT 諸元案の整理検討

2MW RWT モデルの諸元について検討するため、2MW クラスの既存風車の仕様を整理した。特に、モデル構築において重要なパラメータである定格出力、ロータ直径及び定格風速、最大翼端速度について、比較検討を行った。

5章 2MW RWT モデル構築フローの検討

風車諸元決定後に実施する風車モデル構築に先立って、モデル構築フローを作成した。また、構築する風車モデルに関して、スコープに含める実施内容案についても合わせて整理した。

以上

参考文献

- [1-1] DNV, Bladed Theory Manual Version 4.14, 2023.
- [1-2] 合同会社 2 メガワット, 2MW 事業計画書概要_17Feb2025.pptx, 2025.
- [1-3] 合同会社 2 メガワット, <https://www.2mw.co.jp/service1.html> (閲覧日 : 2025 年 8 月 8 日)
- [2-1] Malcolm, D. J., WindPACT Turbine Rotor Design Study, NREL/SR-500-32495, 2006.
- [2-2] Rinker, J., WindPACT Reference Wind Turbines, NREL/TP-5000-67667, 2018.
- [2-3] WindPACT reference model, <https://github.com/IEAWindSystems/WindPACT-RWT>
- [2-4] AeroDyn v14, <https://github.com/old-NWTC/AeroDyn14>
- [2-5] Jonkman, J., Definition of a 5-MW reference wind turbine for offshore system development, Technical Report NREL/TP-500-38060, 2009
- [2-6] Bulder H. B. et. al., DOWEC concept study; evaluation of wind turbine concepts for large scale offshore application, ECN report, 2000.
- [2-7] Bak, C., Description of the DTU 10 MW Reference Wind Turbine, DTU Wind Energy Report-I-0092, 2013
- [2-8] DTU Light Rotor Project, <https://orbit.dtu.dk/en/projects/light-rotor>
- [2-9] Hansen, M. H., Basic DTU Wind Energy controller, DTU Wind Energy E-0028, 2013
- [2-10] HAWC2 DTU 10-MW Reference Wind Turbine, <https://www.hawc2.dk/models/dtu-10-mw> (閲覧日 : 2025 年 8 月 8 日)
- [2-11] Larsen, T. J., How 2 HAWC2, the user's manual, Risø-R-1597(ver. 4-6), 2015
- [2-12] HAWC2, <http://www.hawc2.dk/> (閲覧日 : 2025 年 8 月 8 日)
- [3-1] 経済産業省 資源エネルギー庁, 再生可能エネルギーFIT・FIP 制度ガイドブック 2025, 2025.
- [3-2] 一般社団法人日本風力発電協会, 「2024 年 12 月末時点日本の風力発電の累積導入量」, 2025 年, <https://jwpa.jp/information/11062/> 閲覧日 : 2025 年 8 月 29 日)
- [3-3] NEDO, 「日本における風力発電設備・導入実績—日本における風力発電設備設置実績一覧表」, https://www.nedo.go.jp/library/fuuryoku/case/pdf/pref_01.pdf (閲覧日 : 2025 年 9 月 2 日)
- [3-4] Silvio Matysik, Lucas Bauer, 「Wind-trubine-models.com」, <https://en.wind-turbine-models.com/> (閲覧日 : 2025 年 9 月 9 日)
- [3-5] 資源エネルギー庁, 「風力発電について」, 2024 年, https://www.meti.go.jp/shingikai/santeii/pdf/100_02_00.pdf (閲覧日 : 2025 年 8 月 29 日)
- [5-1] Loenbaek, K., A method for preliminary rotor design – Part 1: Radially Independent Actuator Disc model, Wind Energ. Sci., 6, 903-915, 2021

[5-2] Loenbaek, K., A method for preliminary rotor design – Part 2: Wind turbine Optimization with Radial Independence, Wind Energ. Sci., 6, 917-933, 2021