

風力発電システムのコスト評価に関する一考察

学 生 員 市 田 基*	正 員 高 橋 理 音*
正 員 田 村 淳 二*	正 員 木 村 守**
正 員 一 瀬 雅 哉***	正 員 二 見 基 生***
上 級 会 員 井 出 一 正***	

A Consideration on the Cost Evaluation of Wind Turbine Generation System

Hajime Ichita*, Student Member, Rion Takahashi*, Member, Junji Tamura*, Member

Mamoru Kimura**, Member, Masaya Ichinose***, Member, Moto-o Futami***, Member, Kazumasa Ide***, Senior Member

In recent years, many wind turbine generation systems (WTGSs) have been installed in many countries from a point of view of global environment due to CO₂ emission. But wind turbine generator output and annual energy production are dependent on wind characteristic of each area and a kind of WTGS. Authors previous paper presented the analyses about annual electrical energy production and capacity factor of WTGS for each area with different wind data. This paper presents a method to calculate each cost of WTGS component such as drive train system, generator and other equipments, and also evaluates generation cost that obtained from WTGS cost and annual electrical energy production. Based on these results, we consider the optimal kind of WTGS for each installation area from a economical point of view.

キーワード：風力発電機，効率算定，経済性，発電単価，設置コスト

Keywords : Wind turbine generator, Efficiency, Economics, Generation cost, Installation cost

1. まえがき

近年，二酸化炭素の排出量削減の高い目標を達成するため，風力発電や太陽光発電などの自然エネルギーを利用した発電システムが注目されている。風力発電は他の自然エネルギーを用いた発電システムと比較してコストが安く，世界中で導入が急速に進んでいる。しかし風力発電では自然エネルギーを利用した発電システムならではの特徴として，発電システムに入力される自然エネルギーが時間的に変動する，地域による風の特性の違いによって発電量が異なってくる，等の問題がある。また風力発電システムには様々な種類の発電機を用いたシステムがあり，その種類によって発電量やコストにも違いがある。このため，風力発

電システムを構成する設備に応じて，設置する際のコストや設置した後の発電量が異なってくる。よって風力発電システムの新規導入の際には，導入する地域・設置する WTGS によって発電される年間の発電量・設置するシステムのコスト・風車を運用する際に発生するコスト・年間の売電によって得られる収入などを考慮し，風力発電を設置する地域に対する経済性を検討する必要がある。

本論文ではこれまでの研究^[1]で進めてきたかご形誘導発電機(IG)を用いた固定速風力発電システム，永久磁石形同期発電機(PMSG)・交流励磁形同期発電機(DMSG)を用いた可変速風力発電システムに対する年間発電量の算定手法と，風力発電システムにおけるコストの概算値を利用し，地域特性に応じた最適な風力発電システムを経済性の面から検討を行う。風力発電システムの設置コストに関しては日本国内における風力発電システム別のコストデータが少ないことから，アメリカの NREL(National Renewable Energy Laboratory)の論文である文献[2]を用いコストの概算を行い，その結果に対し補正を行うことで国内の風力発電システムのコストとした。また，年間にかかるコストとしては日本国内の平均値を基に算定を行った。

* 北見工業大学 工学部 電気電子工学科
〒090-8507 北見市公園町 165 番地

Kitami Institute of Technology, 165 Koen-cho, Kitami, 090-8507

** 株式会社日立製作所 電力グループ 日立事業所

〒317-0056 茨城県日立市白銀町 1-1-1

Hitachi works, Hitachi Ltd., 1-1-1 Shirogane-cho, Hitachi-shi,

Ibaraki-ken, 317-0056

***株式会社日立製作所 日立研究所

〒319-1292 茨城県日立市大みか町七丁目 1 番 1 号

Hitachi Ltd., 1-1 Omika-cho, 7-chome, Hitachi-shi, Ibaraki-ken,

319-1292

2. 風力発電システムモデルと特性

〈2・1〉 風車特性 経済性を比較する風力発電システムとして“IG を用いた増速ギア有り固定速風力発電システム(図 1 (a))”, “PMSG を用いギアレスで電力変換器を有する可変速システム(図 1 (b))”, “DFSG を用い増速ギア有りで発電機二次側に電力変換器を有する可変速システム(図 1 (c))”の 3 種類の風力発電システムを対象とした。これらの WTGS では、定格風速以上となる風速ではピッチ制御により系統への出力は制御され定格出力以上にならないものとし、風車は常に風に対して最大のエネルギーを得ることができる方角を向いているものとした。また可変速運転を行う 2 種類の風力発電システムは、定格風速以下のとき MPPT(Maximum Power Point Tracking)制御によって風のもつパワーを最も効率よく取得できる回転数で運転を行うものとした。

各風力発電システムにおける損失、効率の算定には文献[1]の手法を用いる。算定の際、可変速運転を行う 2 システムに関してはカットイン風速を 4.0[m/s]、固定速運転を行う IG を用いたシステムでは 5.8[m/s]とした。また WTGS の定格出力は 5[MW]とし発電機定数等システム内における各種定数は参考文献[1]と同様な値を用いた。この時の各風力発電システムの効率と各風速に対する出力特性の算定結果を図 2 に示す。この結果より、効率では低風速域においては PMSG を用いたシステムが、定格風速近辺である高風速域においては DFSG を用いたシステムの効率が他のシステムと比較し高くなっていることが分かる。また発電機出力では、低風速時に可変速運転による MPPT 制御を行う二つのシステムの出力が IG を用いたシステムよりも高くなっていることが分かる。特に低風速時における PMSG を用いたシステムの出力は、低風速時において最も大きな損失を発生するギアが無いことから他のシステムと比較し最も大きくなっている。また、定格風速以上の場合、ピッチ制御により全てのシステムの出力が定格出力で一定となっていることが分かる。

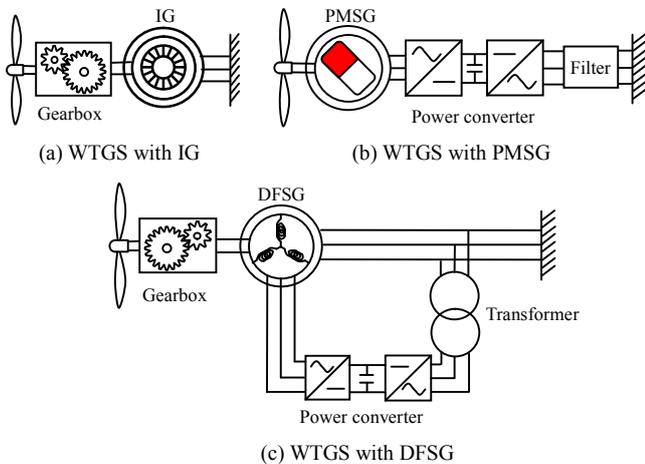
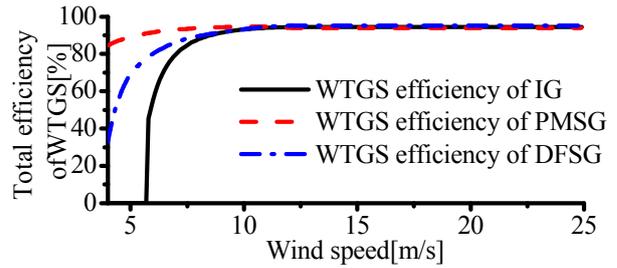
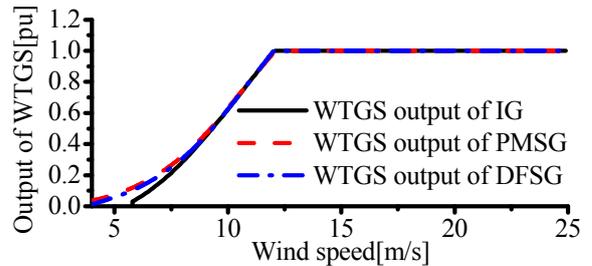


図 1. 風車モデル
Fig.1. WTGS model



(a) Total efficiency of each WTGS



(b) Output of each WTGS

図 2.各風車の効率と出力の特性

Fig.2. Efficiency and output characteristics of each WTGS

〈2・2〉 設備利用率 文献[1]による算定手法より北海道内において実際に風力発電システムが設置されている 4 地域(表 1 内の上部 4 地域)、および道内において風況が余りよくない 1 地域の計 5 地域に対して設備利用率を算定する。設備利用率は式(1)によって算定される。図 3 に NEDO の局所風況マップ^[3] のデータを用いた 5 地域の地上高 70[m]における風速の確率分布を示す。これより、風速の分布は低風速側の出現率が高い左右非対称の分布となることがわかる。表 1 にはそれぞれの地域、風力発電システムにおける設備利用率の算定結果を示す。

$$\text{年間設備利用率} = \frac{\text{年間の発電量[Wh]}}{\text{定格出力[W]} \times 365 \times 24[h]} \times 100[\%] \quad (1)$$

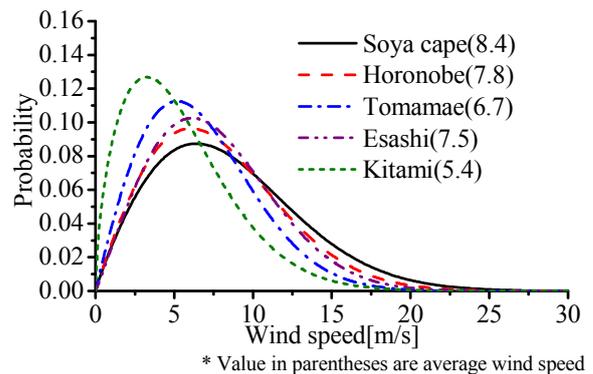


図 3.各地の風況特性

Fig.3. Wind condition characteristic of each area

この結果より、地域ごとの比較では平均風速の高い宗谷岬の設備利用率が最大となる結果となった。また風力発電システムごとと比較すると、全ての地域において PMSG を用いた発電システムの利用率が高くなっていることが分かる。これは図 3 と図 2 を見て分かるように出現率の高い低

風速域において、PMSG を用いたシステムは効率良く発電することが可能であり、出力が他のシステムと比較し最も大きくなるシステムであるため、他の発電システムよりも設備利用率が高くなる。また IG を用いた発電システムはカットイン風速が他のシステムと比較し高いことから、設備利用率は他のシステムと比較して 2% 近く低くなる結果となった。

表 1.各地の設備利用率

Table.1. Capacity factor of each area

Location	Coefficient of weibull distribution function		IG capacity factor [%]	PMSG capacity factor [%]	DFSG capacity factor [%]
	k	c	5.8[m/s]	4.0[m/s]	4.0[m/s]
Soya Cape	1.9	9.5	40.17	42.81	42.03
Horonobe	1.95	8.75	34.91	37.81	36.96
Tomamae	1.95	7.5	25.08	28.33	27.40
Esasi	2.05	8.5	32.86	35.93	35.03
Kitami	1.6	6.0	16.09	19.03	18.29

〈2・3〉設備利用率の補正

出力補正 文献[1]による発電量、設備利用率の算定では、風向、風速変化に対して行われるヨー制御やピッチ制御の動作遅れや突風、風の水平方向に対する変化等によって発生する損失を考慮していない。これらのことを考慮するため、今までの算定手法から算定される出力に対して出力補正を行う必要がある。本論文では文献[4]で示されている出力補正值、平地で 0.95、複雑地形では 0.90 という値を利用して補正を行う。本論文ではすべての地域に対して厳しい方の条件である 0.90 を利用して以降の算定を行う。

利用可能率 風力発電システムでは毎年数回のメンテナンスのためにシステムを停止させる必要があることや、故障及び修理時にはシステムを停止させる必要があるため、この間は発電することができず、年間総発電量は低下する。例えば北海道の風力発電所の年間平均利用可能率^[5]を図 4 に示すが、これより 89%~95%位となっていることがわかる。またこの図より年間の平均利用可能率は毎年 1%以上変動している事が分かる。これは、台風などの気象条件が要因となって変化することが多い。図 4 の結果より北海道の平均値は 91.7%となることから、本論文ではこの値を国内の風車利用可能率として以降の算定を行う。

これら二つの補正を行った設備利用率の算定結果を表 2 に示す。

3. 風力発電システムのコスト算定

WTGS には図 1 に示した様な種類が有るため、WTGS を構成する設備や発電機の種類によって風車本体のコストは変化する。さらに設置する際には風車本体のコスト以外にも、建設費や輸送費、電気設備等のコストを考慮する必要がある。これらのコストの算定方法を以下に説明する。

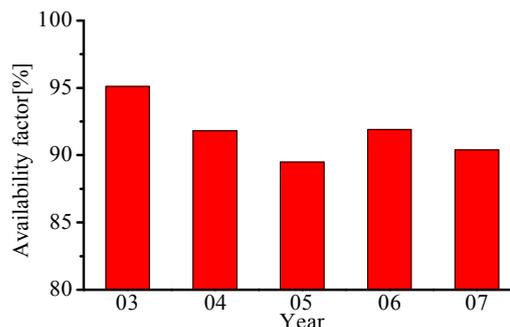


図 4. 北海道における利用可能率

Fig.4. Availability factor in Hokkaido

表 2. 補正した設備利用率

Table.2. Modified capacity factor of each area

Location	IG capacity factor [%]	PMSG capacity factor [%]	DFSG capacity factor [%]
	5.8[m/s]	4.0[m/s]	4.0[m/s]
Soya Cape	33.15	35.33	34.69
Horonobe	28.81	31.20	30.50
Tomamae	20.70	23.38	22.61
Esasi	27.12	29.65	28.91
Kitami	13.28	15.69	15.00

〈3・1〉風車コストの算定 風車のコスト算定に関しては、国内における大型風力発電システムのデータが少ないため、アメリカの NREL(National Renewable Energy Laboratory) の論文である文献[2]の方法を用いてコストを算定する。この論文では、各部品、設備に対するコストを風車半径や風力発電定格出力の関数として示している。コスト算定の際、文献[2]にはかご形誘導発電機のコスト算定方法がないため、同様な動力伝達が行われ大きさもほぼ同等と考えられる DFSG のコスト算定方法を利用した。文献[2]による算定方法と異なるコスト算定方法を用いた設備について以下に説明する。

(1) メインフレームコスト：文献[2]を用いてメインフレームコストや重量の算定を行うと同文献の計算例や文献[7]のデータと大幅に異なる算定結果となるためこの値を修正する必要がある。文献[2]において、DFSG と 3 段ギアを用いたシステムのメインフレームコストはコストと重量が比率 4.25 となる。これに対して文献[7]における定格出力が異なる複数の WTGS に対してコストと重量の比率を算定し平均化すると 4.27 となり、コストと重量の比は一般的に 4.25 近辺の値となることが分かる。文献[7]より DFSG を用いた 3 段ギア WTGS のメインフレーム重量及びコストをローター直径[m]の関数で示すと式(2),(3)のようになる。

Main frame mass of 3 stage gear system

$$=138.8 \times \text{Rotor diameter} - 2.648 \times \text{Rotor diameter}^2 \quad [\text{kg}] \quad (2)$$

$$+ 0.06232 \times \text{Rotor diameter}^3 - 3065.05$$

$$\text{Main frame cost} = \text{Main frame mass} \times 4.25 \quad [\text{\$}] \quad (3)$$

また PMSG を用いたギアレスのシステムについては、文献[2]で重量が 3 段ギアを用いたシステムと比例の関係で示していることから、この重量の比率を用いてギアレスシステムのメインフレーム重量を算定する。式(4)に文献[2]における 3 段ギアのシステムとの重量比を用いたギアレスシステムのメインフレーム重量の算定方法を示す。コスト算定は 3 段ギアと同様に重量とコストの比である 4.25 を乗じた式(3)を用いて算定した。

$$\text{Main frame mass of gear less system} = \frac{1.228}{2.233} \cdot \text{Main frame mass of 3 stage gear system} \quad [\text{kg}] \quad (4)$$

(2) 電力変換器コスト : 文献[2]では可変速運転の方法として、図 1(b)に示すような発電機出力のすべてを変換する方式を考慮している。このため、DFSG を用いた WTGS では、式(5)内における”machine rating”を二次側における電力変換器で変換する電力分に変換し算定する必要がある。本論文内において DFSG を用いたシステムの電力変換器コストは、文献[1]の結果より定格出力に対し 0.3[pu]を式(5)に乗じることによってコスト算定を行った。

$$\text{Conveter cost} = \text{machine rating}[\text{kW}] \times 79 \quad [\$] \quad (5)$$

これらのことを考慮することによって風力発電機本体のコストを算定する。

〈3・2〉国内と国外における風車本体コストの比 3.1 節の方法は、国内における風力発電機のコスト算定方法ではないため、算定したコストは実際のコストより低い結果となる。この値を補正するため、海外での風車本体価格と、国内における風車の本体価格の比より、3.1 節で算定した風車本体コストを補正する。表 3 に国内における風車のコスト^[6]と海外における風車のコスト^[8]の例を示す。このような国内外のコストデータより国内のコストは国外に対して 1.26 倍となった。

表 3. 国内外の風車本体コストの例

Table.3. Examples of overseas and domestic wind turbine cost

(a) Overseas wind turbine cost

Manufacture (Rated output)	Turbine cost [10000yen/kw]
NEG Micon (2000[kW])	9.323
Enercon (1800[kW])	9.530
Vestas (1800[kW])	9.967
GE wind (1500[kW])	10.891
Repower (1500[kW])	9.578

(b) Domestic wind turbine cost

Manufacture (Rated output)	Turbine cost [10000yen/kw]
TACKE (1500[kW])	12.200
Fuhrlaender (1500[kW])	11.800
NORDEX (1900[kW])	14.074
DeWind (1900[kW])	9.605
Repower (1500[kW])	12.067

〈3・3〉国内における風車コストの算定結果 前述の結果と円と米ドルの相場より国内におけるコストを算定する。円と米ドルの相場として、文献[2]の算定方法では 2002 年を基準としてコスト算定を行っていることから、2002 年の相場である 1 ドル 125 円とした。また風車の各種パラメータは定各出力 5[MW]、ハブ高 124[m]、風車直径 114[m]とした。これらのデータをもとにコストを算定すると表 4 のように

なる。この算定結果では、PMSG を用いたシステムにおけるフィルターと DFSG を用いたシステムにおける変圧器に関するコストの情報が得られなかったことから、それらのコストは含まれていない。表 4 の結果より発電システムのコストは 1kW あたり、11.3 万円~12.4 万円くらいとなり、システムとして最もシンプルである IG を用いた風力発電システムのコストが安価となっている。また、この算定方法において 3 段ギアを用いるシステムではギアボックスが最も高価な設備となり、ダイレクトドライブシステムでは発電機が最も高価なシステムとなっている。3 種類の風力発電システムにおける外寸はすべて同じ値を用いたことから、ブレードコストやタワーコストなどコストが同一となる設備もある。

表 4. コスト算定結果

Table.4. Calculation result of cost

Component	Component cost (1000yen)		
	IG	PMSG	DFSG
Rotor	133,450	133,450	133,450
Blades	93,564	93,564	93,564
Hub	16,143	16,143	16,143
Pitch Mechanisms and Bearings	22,329	22,329	22,329
Spinner, Nose Cone	1,404	1,404	1,404
Drive train, Nacelle	310,773	350,879	329,581
Low-Speed Shaft	13,769	13,769	13,769
Main Bearings	10,605	10,605	10,605
Gearbox	108,845	0	108,845
Mechanical Brake, Hi speed Coupling and Associated components	1,579	1,579	1,579
Generator	51,583	174,059	51,583
Variable speed electronics	0	62,694	18,808
Yaw Drive & Bearings	13,444	13,444	13,443
Main Frame	59,914	32,930	59,913
Electrical Connections	31,744	31,744	31,744
Cooling System	9,523	9,523	9,523
Nacelle cover	9,767	9,767	9,767
Control, Safety System, Condition Monitoring	5,555	5,555	5,555
Tower	119,381	119,381	119,381
WTGS Capital Cost	569,149	618,489	587,957
WTGS Capital Cost / Rated power	113,830	12,3697	117,591
	[Yen/kW]	[Yen/kW]	[Yen/kW]

〈3・4〉風車の総合コスト 風力発電システムを設置するには風車本体コスト以外の様々なコストが発生する。これらのコストを図 5(a)に示すように各コスト別に算定することは非常に困難であるため、本算定手法では、図 5(b)のように総合コストを風車本体のコストとそれ以外のコスト(建設費・輸送費・電気設備費等)の二つに分け、その比より総合コストを算定する。図 5(b)における比率は文献[6]より、600[kW]以上の IG・PMSG・DFSG を用いた単基設置のシステムに対して平均値を算定すると、総合コスト 100%に対して 42%が風車本体コストとなった。本論文では PMSG を用いたシステムに対するコストのデータが少なかったことから、総合コスト算定時には風車コスト比率を発電機別に区別することはせず、全種類の風力発電システムに対して同一な風車コスト比率を利用する。この比率を用いた総合コストを表 5 に示す。この結果より各システムを設置するには 1[kW]あたり 20 万円台後半のコストがかかることが分かる。またこの結果と文献[6]に示される総合コストを比較すると

図 6 のようになり(各点が実際のコストを表す), 実際のコストと算定したコスト間には大幅な乖離はない。

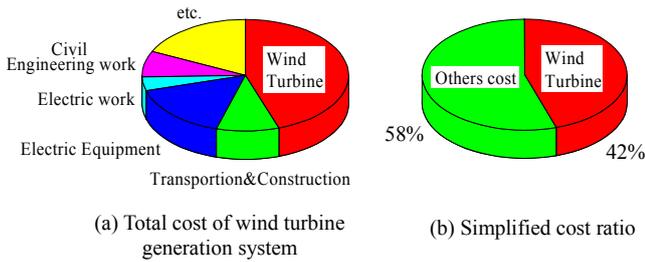


図 5. コスト比率
Fig.5. Ratio of total cost

表 5. 各システムの総合コスト
Table.5. Total cost of each system

	IG	PMSG	DFSG
Total cost [10000Yen/kw]	27.10	29.45	29.00

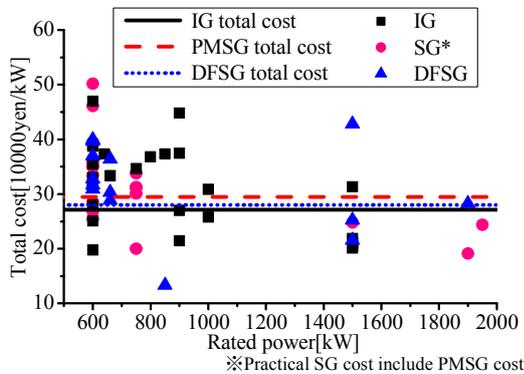


図 6. 実際のコストと算定結果の比較
Fig.6. Comparison between calculated and practical results

4. 年間の経済性に関する比較

風力発電システムの各地域及び各システムに対する比較は発電単価を用いて比較する。また本論文では、風力発電システムの運転を行う際にかかる年間のコストは O&M コストのみを考慮する。それぞれの算定方法を以下に示す。

〈4・1〉 O&M コスト 日本国内における O&M 費用は風車定格出力ごとに見ると図 7 のような散布図となる。この図を元に O&M コストを線形近似すると図内の破線のようになる。この O&M コスト算定式を式(6)に示す。O&M コストに関しても総合コストの比率と同様にすべての WTGS に対して同じ式を利用して算定を行った。

$$\text{O\&M cost} = 1518.4 + 2.6113 \times \text{rated output} \quad (6)$$

〈4・2〉 発電単価の算定 前節の方法で算定される O&M コスト, 3 章で算定した風力発電システムの総合コスト, 表 2 に示した設備利用率により算定される年間発電量を利用して各地域の発電単価を算定する。発電単価は式(7)によって示される。ここで年経費率は、風車の総合コストを耐年数の間分割払する際に 1 年間に払う割合となる。年経費率を算定する式は(8)式で示され、 r は利子率、 n は運用年数とな

る。それぞれの値は文献[9]より 0.04 と 17 年とした。

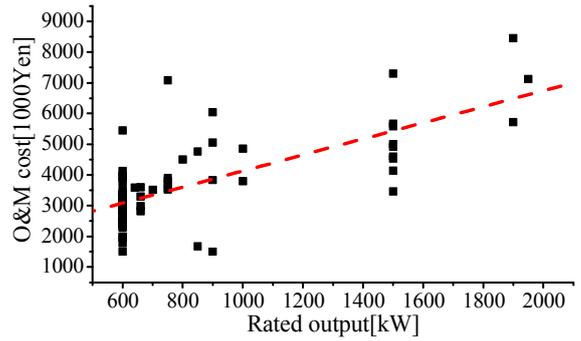


図 7. 国内における O&M コストの分布
Fig.7. Distribution of O&M cost in Japan

発電単価 (円/kWh)

$$= \frac{\text{総合コスト} \times \text{年経費率} + \text{運転保守費}}{\text{正味年間発電量}} \quad (7)$$

$$\text{年経費率} = \frac{r}{1 - (1 + r)^{-n}} \quad (8)$$

〈4・3〉 算定結果 表 6 に各地域における発電単価の算定結果を示す。総合コスト比が単基の場合である 0.42 とした場合、本論文で算定を行った全ての地域に対して、DFSG を用いたシステムの発電単価が最小となっていることがわかる。また PMSG を用いたシステムは低風速域において効率が良いため発電単価が高い地域(風況が良くない地域)になるにつれ、他のシステムとの発電単価の差が低くなる。このため今回算定した地域で風況が最も良い宗谷岬において IG を用いたシステムのほうが発電単価は低かったが、宗谷岬と比較し少し風況が悪い江差では PMSG を用いたシステムの発電単価のほうが低くなっている。また北見を除いた地域における発電単価は水力発電の発電単価 (8.2 ~ 13.3 [Yen/kWh]^{[10]) とほぼ同じ範囲内となる。実際の風力発電による売電価格は 10.5 [Yen/kWh] より低くなる^[4] ことが考えられるため、単基を設置した場合の風力発電システムでは利益を出すことが難しいことがわかる。}

しかし、近年の風力発電の導入では単基で導入することは少なく^[2]、複数基の導入が増加しているため、風車本体と総合コストの比は変化し、より安価に建設することが可能になると考えられる。よって文献[6]における複数機導入コストの 4 地域のデータを元にコスト比を算定すると、総合コスト 100% に対して風車コストは 53% となることから、この値を用いて発電単価を算定すると表 6 に示されるコスト比 0.53 の場合の結果となる。この結果より、発電単価が売電価格より低くなる地域が増加しており、利益が発生しやすくなっていることがわかる。

次に売電価格と年間の設備利用率により算定される年間の収入と、年間の支出である式(7)の分子の差によって推定収益を算定すると図 8 の結果ようになる。図 8 では宗谷岬、江差、北見の 3 地域に対し、売電価格を 10.5 [Yen/kWh]

として算定を行った。図 9(c)より北見においてコスト比をどのように変化させても利益が正にならないことから、風車本体コストが下がらない限り利益を生むことは難しいことがわかる。また、宗谷岬、江差においてコスト比が 0.42 の場合、江差ではほとんど利益が出ておらず、宗谷岬では 2000 万円近くの利益が発生していることがわかる。同様に 0.52 の場合では江差において 2000 万円近くの利益が出る結果となる。しかし、今回の算定方法では故障に関するコストを考慮していないことから、もしブレードが破損し丸ごと取り替えるとなった場合には、表 4 のコスト算定結果ではブレード一枚あたり 3000 万円近くなるため、故障した年は利益を得ることが難しくなる。またコスト比の変化につれて、PMSG を用いたシステムによる利益が IG を用いたシステムよりも高くなっていることがわかる。このことから、WTGS 建設の際のコスト比は経済性の比較の上で重要な値であることが分かる。実際に風力発電システムを導入する際のコスト比は各発電システムによって同一になるとは限らないことから、より精度の高い比較をする際には、各システムにたいして、別々にコスト比を考慮することが必要となる。

表 6. 発電単価

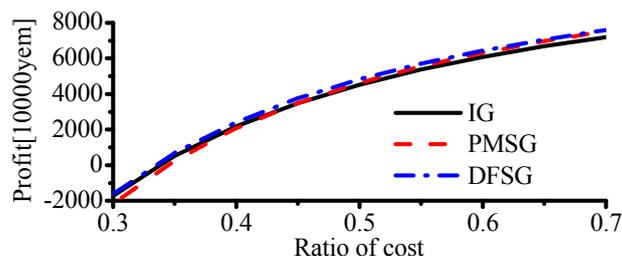
Table.6. Generation cost of each area

Location	Generation cost of IG[Yen/kWh]		Generation cost of PMSG[Yen/kWh]		Generation cost of DFSG [Yen/kWh]	
	Ratio of cost		Ratio of cost		Ratio of cost	
	0.42	0.53	0.42	0.53	0.42	0.53
Soya Cape	8.62	7.09	8.76	7.20	8.53	7.01
Horonobe	9.92	8.16	9.92	8.15	9.70	7.98
Tomamae	13.81	11.36	13.24	10.87	13.09	10.76
Esasi	10.54	8.67	10.44	8.57	10.24	8.42
Kitami	21.52	17.71	19.74	16.21	19.72	16.21

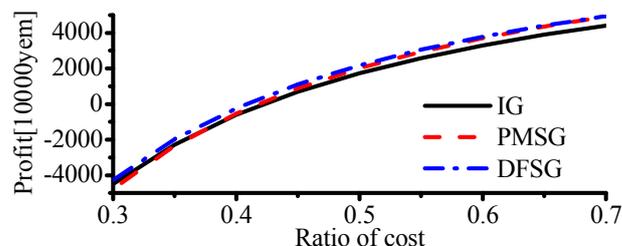
5. あとがき

本論文では、各風力発電システムにおける風車本体のコストと総合コストの算定手法を提案し、さらに文献[1]に示した手法で算定される設備利用率・年間発電量の算定結果を用いることで、各地域・各風力発電システムに対する経済性の比較を行った。これより、DFSG を用いた風力発電システムの発電単価が最も安価となり、設備利用率を比較した場合と異なる結果となった。また、単基のコスト比である 0.42 を用いた場合には、風況の良い地域における発電単価は水力発電の発電単価とほぼ同等になることがわかった。また、推定利益の比較の結果より、コスト比が変化することによって、3 システムにおける推定利益額の順位が変化していることがわかる。よって精度の高い比較をする際には、各システムに対して別々にコスト比を考慮することが必要となる。

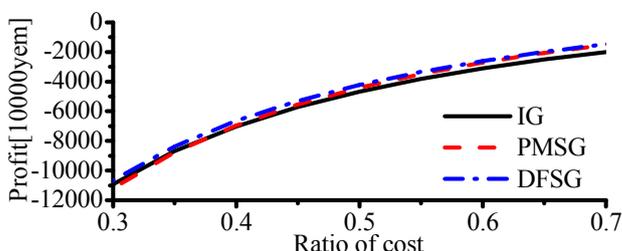
今後の課題として、本論文では年間にかかるコストを O & M 費用しか考慮しなかったが、より現実に近い発電単価、利益の算定をするためには、他に風車の故障箇所による修理コストを考慮する必要があると考えられる。また、今回の結果では発電単価が水力発電と同等になる結果となった



(a) Estimated profits in Soya cape



(b) Estimated profits in Esashi



(c) Estimated profits in Kitami

図 9. 各地域の推定利益

Fig.9. Estimated profits of each area

が、これから先、システムに対する風力発電の大量導入には風力発電の出力変動を減少させる蓄電システムや新しい技術の導入が考えられる。よって、これらの設備に対するコストも考慮することが必要である。

文 献

- [1] 市田 基, 高橋 理音, 村田 年昭, 田村 淳二, 木村 守, 一ノ瀬 雅也, 二見 基生, 井出 一正: 「交流励磁形発電機を用いた風力発電システムの経済性に関する研究」, 電気学会 D 部門誌, Vol.129, No.11, pp1038-1047 (2009)
- [2] L. Fingersh, M. Hand, and A. Laxson: 「Wind Turbine Design Cost and Scaling Model」, NREL/TP-500-40566 (Dec 2006)
- [3] NEDO: 「局所風況マップ」, <http://app2.infoc.nedo.go.jp/nedo/index.html>
- [4] NEDO: 「風力発電導入ガイドブック(第9版)」, (2008)
- [5] 北海道産業保安: 「北海道における風力発電の現状と課題-稼働状況とトラブル状況-」, http://www.nisa.meti.go.jp/safety-hokkaido/denki_hoan/18fy_wp_enq/index.htm
- [6] イーネックス: 「風力(開発) 発電フィールドテスト事業(システム設計) 報告書」, <http://www.tech.nedo.go.jp/PDF/100006855.pdf>
- [7] D.J. Malcolm, A. C. Hansen: 「WindPACT Turbine Rotor Design Study」, NREL/SR-500-32495 (2002)
- [8] Chertok and D. Hablanian: 「Northern Power Systems WindPACT Drive Train Alternative Design Study Report」, NREL/SR-500-35524 (2004)
- [9] NEDO: 「風力発電経済性の検討」, <http://www.nedo.go.jp/nedata/16fy/03/g/0003g001.html>
- [10] 経済産業省: 「エネルギーに関する年次報告概要」(2007)