

# 太陽光・風力発電の大量導入評価モデルに関する研究

2021年 3月

尾羽 秀晃

太陽光・風力発電の大量導入評価モデルに関する研究

尾羽 秀晃

システム情報工学研究科  
筑波大学

2021年 3月

## 概要

日本では、2050年までに温室効果ガスの排出を全体としてゼロにすることを表明しており、この長期目標を達成する上で太陽光発電と風力発電の大量導入が不可欠である。2018年7月に策定された「第5次エネルギー基本計画」においても、太陽光発電と風力発電を主力電源化する方針が掲げられており、各電源の大量導入に向けて、中長期的な導入可能性を評価し、大量導入に向けた課題と解決策を明らかにすることが重要である。各電源の大量導入が行われることを想定した場合、補助政策終了に伴う相対取引による売電への移行、長期的な発電設備の資本費の低下、各電源間の土地利用競合など、様々な影響が生じることが予想される。従って、太陽光発電と風力発電の大量導入に向けた評価を行う上では、これらの影響が生じることを想定し、(i) 定性的要素、(ii) 時系列要素、(ii) 空間的要素の各要素について統合的に考慮することが必要である。

これまで、空間的要素などの単一的な観点から太陽光発電と風力発電の導入可能性の評価を行う研究は多数行われているが、定性的要素に関わる小売電気事業者などのステークホルダーの意向を踏まえた売電価格や、時系列要素に関わる長期的な発電設備の資本費の低下などについて多面的に評価した研究は行われていない。本研究では、太陽光発電と風力発電の大量導入に向けて、定性的要素、時系列要素、空間的要素について統合的に考慮した大量導入評価モデルを提案し、各電源の導入可能性や、大量導入に向けた課題と解決策を明らかにすることを目的とする。

本論文は、以下の通り、第1章から第7章で構成される。

第1章では、本研究の背景および目的を示す。

第2章では、太陽光発電と風力発電の大量導入に向けた大量導入評価モデルを提案し、その概要を示す。

第3章では、大量導入に伴う補助政策からの脱却によって、発電事業者や小売電気事業者などのステークホルダーの間で太陽光発電や風力発電による電力の取引が行われる想定の下、計量テキスト分析によって電力の売電価格算定における課題を抽出するモデルを提案する。これにより、ステークホルダーの意向を踏まえた売電価格の評価を行う。

第4章では、大量導入に伴う発電設備の資本費の低下を考慮するために、ベイジアン法を用いた資本費の長期予測手法を提案する。これにより、不確実性を踏まえた資本費の予測を行う。

第5章では、大量導入によって太陽光発電と風力発電の土地利用競合が生じることを想定し、地理情報システムを用いた各電源の土地利用競合の影響評価モデルを提案する。このモデルによって、各電源による土地利用競合を考慮した場合における、各電源が設置可能な場所と設備容量を明らかにする。

第6章では、各章での検討を踏まえ、定性的要素、時系列要素、空間的要素について統合的に考慮した大量導入評価モデルを用いることによって、太陽光発電と風力発電の導入可能性を評価し、各電源の大量導入に向けた課題と解決策を明らかにする。

第7章では、本研究での結論と今後の展望について述べる。

#### 本研究の主な成果

- ・ 2050年までに温室効果ガス排出をネットゼロにするという長期目標の達成に向けて、太陽光発電と風力発電の大量導入による課題や解決策を評価するための大量導入評価モデルの検討を行った。
- ・ 大量導入評価モデルは、太陽光発電と風力発電の大量導入による影響を反映させるために、(1) 定性的観点、(2) 時系列観点、(3) 空間的観点を統合的に考慮したモデルである。
- ・ 定性的観点を考慮するために、太陽光発電と風力発電による電力の売電価格算定における課題を計量テキスト分析によって抽出する手法を提案し、ステークホルダーの意向を踏まえた売電価格を評価する上で、同手法による課題抽出が有効であることを示した。
- ・ 時系列観点を考慮するために、ベイジアン法を用いた資本費の長期評価方法を提案し、長期予測における不確実性を踏まえた長期的な資本費の評価を行った。
- ・ 空間的観点を考慮するために、太陽光発電と風力発電の土地利用競合の評価モデルを提案し、土地利用競合の影響を考慮した設置可能場所を明らかにした。
- ・ 各要素を統合させた大量導入評価モデルを用いることによって、太陽光発電と風力発電の導入可能性を精緻に評価し、各電源の導入可能性を過大評価するリスクを低減可能なことを示した。
- ・ 太陽光発電と風力発電の大量導入に向けた導入目標や、支援策の策定に向けた検討を行う上で、本モデルを用いた評価が資する。

# 目次

第1章	背景・目的	1
1.1	背景	1
1.1.1	温室効果ガスのネットゼロ排出への注目	1
1.1.2	日本におけるエネルギー政策	3
1.1.3	太陽光発電と風力発電の導入によって生じた諸問題	7
1.1.4	今後の太陽光発電と風力発電の大量導入に必要な要素	12
1.2	既往研究レビュー	14
1.2.1	環境省による導入ポテンシャル調査	14
1.2.2	太陽光発電を対象とした既往研究	16
1.2.3	陸上風力を対象とした既往研究	18
1.2.4	海外を対象とした既往研究	19
1.2.5	既往研究の課題	21
1.3	本研究の目的	22
1.4	本論文の構成	24
第2章	太陽光・風力発電の大量導入評価モデルの提案	26
2.1	大量導入評価モデルの概要	26
2.2	売電価格算定における課題抽出モデル	29
2.3	ベイジアン法を用いた資本費の長期評価モデル	32
2.4	土地利用競合の影響評価モデル	33
2.5	大量導入評価モデルによる評価	35
第3章	計量テキスト分析を用いた売電価格算定の課題抽出手法の検討	36
3.1	計量テキスト分析を用いた課題抽出の必要性	36
3.2	評価対象地域の選定	40
3.3	豪州の規制当局による太陽光発電の電力価値試算	42
3.4	計量テキスト分析による評価手法	46
3.5	入力データおよびステークホルダーの概要	51
3.6	計量テキスト分析による課題抽出結果	53
3.6.1	全提案書における各集合の出現割合	53
3.6.2	ビクトリア州を対象にした Jaccard 係数の評価結果	54
3.6.3	各州を対象にした Jaccard 係数の評価結果	57
3.7	計量テキスト分析による課題抽出のまとめ	60
第4章	ベイジアン法を用いた太陽光・風力発電の資本費の長期評価	61
4.1	従来の評価手法	61
4.1.1	学習曲線	61
4.1.2	ボトムアップ法	65
4.1.3	専門家聞き取り	67
4.2	ベイジアン法による資本費予測の優位性	69
4.3	ベイジアン法を用いた予測合成手法	70
4.4	ベイジアンモデルにおける入力データ	73
4.4.1	資本費の予測モデル	73
4.4.2	日本における資本費の実績値	78

4.5	ベイジアン法による資本費の予測結果	81
4.5.1	2017年時点における資本費の予測値と実績値の比較	81
4.5.2	ベイジアン法を用いた資本費の予測結果	82
4.6	ベイジアン法による資本費の長期予測のまとめ	85
第5章	太陽光・風力発電の土地利用競合の影響評価モデルの検討	86
5.1	土地利用競合の影響評価モデルの必要性	86
5.2	土地利用競合の影響評価モデルの手順	88
5.2.1	土地利用競合の影響評価モデルの概要	88
5.2.2	土地利用の細分	90
5.2.3	土地利用に対する制約の評価基準	92
5.2.4	土地区分の制約の評価	93
5.2.5	自然環境保全地域の除外	98
5.3	GISを用いた土地利用競合の評価方法	100
5.3.1	本研究で整備したGISデータの概要	100
5.3.2	メッシュ内人口	102
5.3.3	土地区分の面積	103
5.3.4	自然環境保全地域	106
5.3.5	地形条件	108
5.3.6	自然条件	109
5.3.7	電力エリア	110
5.3.8	面積から設備容量への換算	111
5.3.9	発電量の計算	113
5.4	土地利用競合の影響評価結果	114
5.4.1	設置可能場所の面積	114
5.4.2	競合場所における電源別の発電量	118
5.4.3	競合場所における傾斜角	119
5.4.4	電力エリア別の最大電力需要との比較	120
5.4.5	土地利用競合を考慮した設置可能場所	122
5.5	土地利用競合の影響評価モデルのまとめ	124
第6章	大量導入評価モデルを用いた太陽光・風力発電の導入可能性評価	125
6.1	大量導入評価モデルを用いたケーススタディの概要	125
6.2	補助政策終了後におけるIRR	126
6.3	資本費の低下を考慮したIRR	129
6.4	事業性と土地利用制約を考慮した風力発電の適地	132
6.5	太陽光・風力発電の導入可能性評価	133
6.5.1	太陽光・風力発電の年間発電量	133
6.5.2	IRRと事業性を満たす設備容量の関係性	134
6.6	大量導入評価モデルを用いたケーススタディのまとめ	136
第7章	結論	138
	謝辞	140
	参考文献	141
	業績リスト	152
	Appendix A	154
	Appendix B	163

# 目次

図 1-1	日本における温室効果ガスの排出量と目標値.....	2
図 1-2	固定価格買取制度の概要[8] .....	4
図 1-3	固定価格買取制度における買取価格の構造 .....	4
図 1-4	日本における太陽光発電および風力発電の導入設備容量[GW].....	5
図 1-5	固定価格買取制度の導入前後における再生可能エネルギーの導入量の比較 [GW] .....	6
図 1-6	2030 年度における電源構成の目標値[11] .....	6
図 1-7	固定価格買取制度における賦課金単価の算定方法[14].....	9
図 1-8	固定価格買取制度に伴う賦課金単価の推移 .....	9
図 1-9	太陽光発電と風力発電の資本費の国際比較 .....	10
図 1-10	太陽光発電事業に伴う森林改変面積 .....	11
図 1-11	地域間連系線の増強計画[19].....	11
図 1-12	太陽光発電と風力発電の大量導入に向けて考慮が必要な要素 .....	13
図 1-13	環境省調査における導入ポテンシャルの概念図[21].....	15
図 1-14	Lopez らの研究におけるポテンシャルに関する用語の概念図[30] .....	20
図 1-15	太陽光発電と風力発電の大量導入に向けた評価モデルの概要 .....	23
図 1-16	本研究で対象とする電源.....	23
図 1-17	本論文の構成 .....	25
図 2-1	本研究にて提案する大量導入評価モデルの概要 .....	29
図 2-2	計量テキスト分析による売電価格算定における課題抽出モデルの概要.....	30
図 2-3	日本における提案書の一例（第 5 次エネルギー基本計画策定時） .....	31
図 2-4	豪州における提案書の一例（FIT 終了に伴う相対取引移行時） .....	31
図 2-5	ベイジアン法を用いた資本費の長期評価モデルの概要.....	32
図 2-6	土地利用競合の影響評価モデルの概要 .....	34
図 2-7	大量導入評価モデルによる評価.....	35
図 3-1	Rocky Mountain Institute による太陽光発電の電力価値のメタ分析[50] .....	38
図 3-2	計量テキスト分析を用いたマッピング評価の例[59] .....	39
図 3-3	本研究で提案する計量テキスト分析の概念.....	39
図 3-4	評価の対象とする豪州の州 .....	41
図 3-5	規制価格と参照価格の違い .....	42
図 3-6	豪州の電力エネルギー市場の構成.....	44
図 3-7	豪州の規制当局が試算した太陽光発電の電力価値[豪 $\text{¢}/\text{kWh}$ ] .....	45
図 3-8	計量テキスト分析による電力価値試算の課題抽出手順.....	48
図 3-9	Jaccard 係数の計算方法 .....	49
図 3-10	Dice 係数の計算方法 .....	49
図 3-11	Simpson 係数の計算方法 .....	50
図 3-12	コーディングルールに基づいた文章の格納方法.....	50
図 3-13	Jaccard 係数の計算例 .....	50
図 3-14	入力データとして用いた各州の提案書に関するデータセットの一例.....	52
図 3-15	各州において提案書を提出したステークホルダーの割合[%] .....	52
図 3-16	各州の提案書において各価値要素に関する集合が含まれる割合 .....	53

図 3-17	集合 $A_1$ と各単語を含む集合 $B_j$ の Jaccard 係数と頻度の関係性 .....	55
図 3-18	集合 $A_1$ と各単語を含む集合 $B_j$ の Dice 係数と頻度の関係性.....	55
図 3-19	各州における集合 $A_1$ と各単語の Jaccard 係数の上位 5 単語.....	59
図 3-20	各州における集合 $A_1$ と各重要単語の Jaccard 係数.....	59
図 4-1	太陽電池モジュールのコストと累積生産量の関係性 .....	62
図 4-2	太陽光発電の学習率の違いによる資本費の将来予測の違い.....	64
図 4-3	ボトムアップ法による太陽光発電のコスト削減ポテンシャルの評価事例[99]..	65
図 4-4	ボトムアップ法による陸上風力のコスト削減ポテンシャルの評価事例.....	66
図 4-5	ベイジアン法を用いた予測合成手法の概要.....	72
図 4-6	ベイジアン法の概念.....	72
図 4-7	ベイジアン法の入力データ .....	77
図 4-8	評価に用いた資本費データの分布.....	80
図 4-9	2017 年における実績値とベイジアン法によるコスト予測値の比較 .....	81
図 4-10	ベイジアン法を用いた資本費の予測結果 .....	83
図 4-11	各予測モデルに対するウェイトの評価結果.....	84
図 5-1	環境省調査における公共系太陽光発電と陸上風力の導入ポテンシャル.....	87
図 5-2	「設置可能場所」の評価手順 .....	89
図 5-3	競合場所と非競合場所の概念 .....	89
図 5-4	メッシュ分析の概念.....	101
図 5-5	4 次メッシュの概念 .....	102
図 5-6	500m メッシュ内の人口 .....	102
図 5-7	「土地利用 3 次メッシュ」データの加工方法.....	104
図 5-8	本研究で整備した土地利用データ .....	104
図 5-9	自然公園 .....	106
図 5-10	自然環境保全地域 .....	107
図 5-11	鳥獣保護区.....	107
図 5-12	傾斜角.....	108
図 5-13	標高 .....	108
図 5-14	年間平均日射量の分布 .....	109
図 5-15	年間平均風速の分布.....	109
図 5-16	一般送配電事業者別の管轄エリア.....	110
図 5-17	NEDO「風力発電導入ガイドブック」における風車の推奨配置[146].....	112
図 5-18	Vestas 製風車 V90-2.0MW のパワーカーブ.....	114
図 5-19	「制約小」の土地区分における自然環境保全区域の内訳 .....	116
図 5-20	市町村別の競合場所と非競合場所の面積.....	117
図 5-21	競合場所に風車を設置する年間平均風速の閾値に応じた年間発電量.....	118
図 5-22	傾斜角の上限閾値別の設置可能場所の面積.....	119
図 5-23	各電力エリアにおける設置可能場所の設備容量と最大電力需要の比較 .....	121
図 5-24	土地利用競合を考慮した設置可能場所における設備容量.....	123
図 6-1	大量導入評価モデルを用いたケーススタディの概要 .....	126
図 6-2	太陽光発電の相対取引移行後の IRR .....	127
図 6-3	風力発電の相対取引移行後の IRR.....	128
図 6-4	太陽光発電の資本費の低下を考慮した IRR.....	130
図 6-5	陸上風力の資本費の低下を考慮した IRR .....	131



図 6-6	IRR が 6%以上となる場所における市町村別の風力発電の設備容量 .....	132
図 6-7	土地利用競合と事業性を考慮した場合における最大の年間発電量[TWh].....	133
図 6-8	IRR と設置可能な設備容量の関係性 .....	135

# 表目次

表 1-1	温室効果ガスのネットゼロ排出を掲げている国および地域.....	2
表 1-2	固定価格買取制度における買取価格[円/kWh].....	5
表 1-3	環境省の調査における陸上風力の開発不可条件.....	15
表 1-4	環境省の調査による導入ポテンシャルとシナリオ別導入可能量.....	15
表 1-5	日本における太陽光発電の導入可能性評価に関する既往研究.....	17
表 1-6	日本における陸上風力の導入可能性の評価に関する既往研究.....	18
表 1-7	海外における太陽光発電と陸上風力の導入可能性評価の一例.....	21
表 3-1	太陽光発電の FIT が終了している国・地域.....	41
表 3-2	豪州の 4 州における買取構造と太陽光発電の累積導入量.....	42
表 3-3	豪州の規制当局が考慮した太陽光発電の電力価値の項目.....	45
表 3-4	豪州の規制当局が考慮した価値項目に対するコーディングルール.....	49
表 3-5	各年(2011-2016)における提案書の数.....	51
表 3-6	ビクトリア州の三大小売電気事業者が示した forecast に関する提案.....	56
表 3-7	各州における Jaccard 係数の上位 5 単語.....	58
表 4-1	太陽光発電の各要素の学習率のレビュー.....	63
表 4-2	風力発電の各要素の学習率のレビュー.....	64
表 4-3	太陽光発電を対象としたボトムアップ法の評価事例.....	66
表 4-4	太陽光発電を対象とした専門家による聞き取りの評価事例.....	67
表 4-5	風力発電を対象とした専門家による聞き取りの評価事例.....	68
表 4-6	既往の資本費の予測手法の概要と手法上の課題のまとめ.....	69
表 4-7	実質価格への換算に用いた各年度の CPI (2016 年度比).....	74
表 4-8	2016 年度の平均為替レート.....	74
表 4-9	入力データとして用いた資本費の予測モデルの前提条件 (太陽光発電).....	75
表 4-10	入力データとして用いた予測モデルの前提条件 (風力発電).....	76
表 4-11	資本費の実績値の統計要約.....	79
表 4-12	ベイジアン法による資本費の長期予測のまとめ[USD/W].....	85
表 5-1	本研究における土地利用の細分.....	91
表 5-2	土地利用に対する制約基準.....	92
表 5-3	土地利用に対する制約の評価結果.....	97
表 5-4	設置不可と定義した自然環境保全地域.....	100
表 5-5	本研究で整備した GIS のメッシュデータ.....	101
表 5-6	本研究で定義した土地利用と元データ.....	105
表 5-7	設置制約別の土地区分の面積[km <sup>2</sup> ].....	115
表 5-8	電力エリア別の設置可能面積と設備容量.....	116
表 6-1	本ケーススタディで用いた資本費[万円/kW].....	129

# 第1章 背景・目的

## 1.1 背景

### 1.1.1 温室効果ガスのネットゼロ排出への注目

近年、気候変動に関する政策議論において、世界的に長期的な温室効果ガスのネットゼロ排出が注目されている。ネットゼロ排出とは、温室効果ガスの人為的な排出と除去が均衡している状態であり、温室効果ガスの正味ゼロもしくは実質ゼロとなることを意味する。温室効果ガスのネットゼロ排出が注目されている背景には、2015年に第21回気候変動枠組条約締約国会議（COP21）が開催されたパリにて採択された、気候変動抑制に関する多国間の国際的な協定であるパリ協定がある。パリ協定では、「世界全体の平均気温の上昇を、工業化以前と比べて2度よりも十分低く抑え、また1.5度未満に制限するために努力すること」（第2条1項a）を目的として掲げている。加えて、この温度目標を達成するために、「今世紀後半に、温室効果ガスの人為的な排出と吸収との均衡の達成」（第4条1項）を定めている。これによって、世界全体において、長期的に温室効果ガスのネットゼロ排出を目指すことが、気候変動に関する国際枠組みの中で明示的に位置づけられた[1]。

これまで、欧州連合(European Union:EU)や英国、フランス、ドイツなどの多数の国において、2050年までに温室効果ガスの排出をネットゼロとする長期目標を掲げている[2][3]（表1-1）。例えば、EUの政策執行期間である欧州委員会(European Commission: EC)による長期ビジョンでは、「2050年までの温室効果ガスのネットゼロ排出を、省コストで、社会的に公正な方法で達成するためのビジョンであること」とし、優先課題としてネットゼロ排出シナリオの分析に基づいたエネルギー効率の最大限の向上や、再生可能エネルギー及び脱炭素化された電力の最大限の利用などを挙げている[4]。

日本においても、2020年10月の菅義偉内閣総理大臣の所信表明演説で、「2050年までに、温室効果ガスの排出を全体としてゼロにする、すなわち2050年カーボンニュートラル、脱炭素社会の実現を目指す」ことが宣言されている[5]。2017年における日本の温室効果ガスの排出量は約13億トンであり（図1-1）[6]、この排出量をネットゼロに達成するためには抜本的なエネルギー政策の改革が必要である。同演説においても、「省エネルギーを徹底し、再生可能エネルギーを最大限導入するとともに、安全最優先で原子力政策を進めることで、安定的なエネルギー供給を確立する」と述べられており、世界的に注目される温室効果ガスのネットゼロ排出に向けて、中長期的なエネルギー政策の転換が必要である。その中でも、発電時に温室効果ガスを排出しない再生可能エネルギーの大量導入への期待が高まっている。

表 1-1 温室効果ガスのネットゼロ排出を掲げている国および地域  
([2][3]を基に作成)

国	達成目標年度
ブータン	既に達成
スリナム共和国	既に達成
ノルウェー	2030
英国	2045
フランス	2050
スペイン	2050
ニュージーランド	2050
ウルグアイ	2030
フィンランド	2035
アイスランド	2040
デンマーク	2050
チリ	2050
ポルトガル	2050
コスタリカ	2050
フィジー	2050
マーシャル諸島	2050
欧州連合	2050
ドイツ	2050
オランダ	2050
アイルランド	2050
韓国	2050

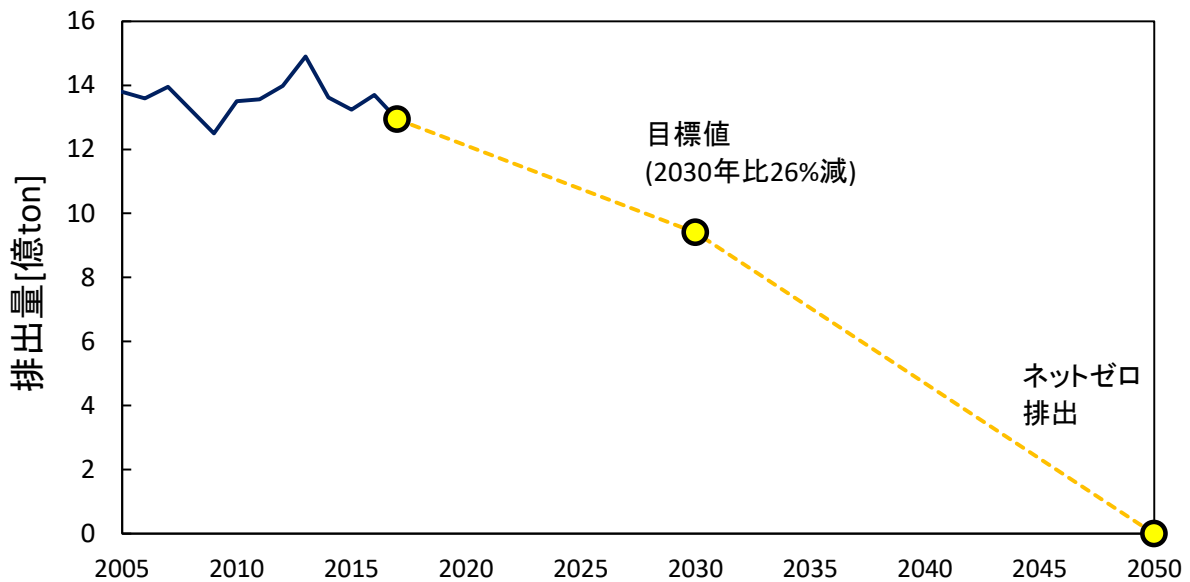


図 1-1 日本における温室効果ガスの排出量と目標値  
([6]を基に作成)

## 1.1.2 日本におけるエネルギー政策

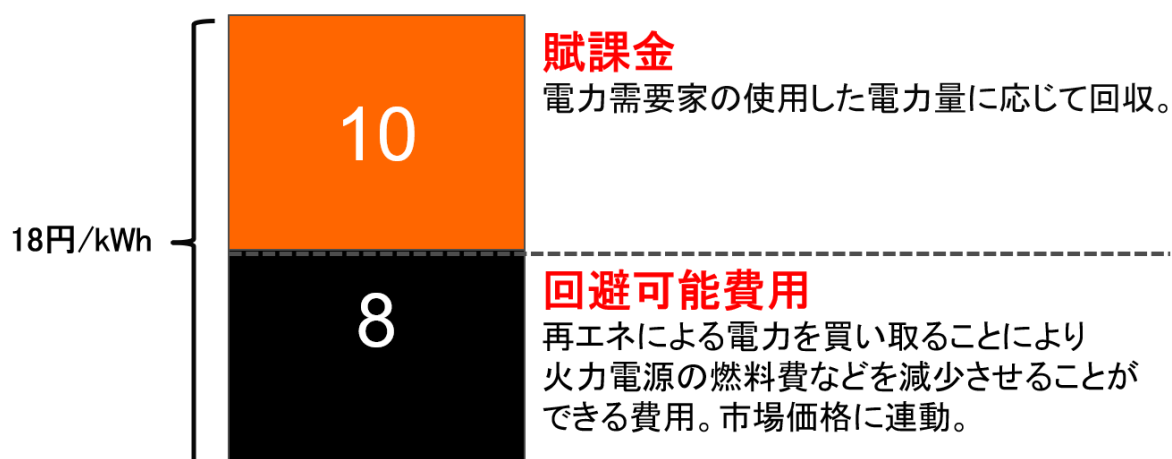
日本では、エネルギー政策基本法に基づき、「安全性」、「安定供給」、「経済効率性の向上」、「環境への適合」というエネルギー政策の基本方針に則り、エネルギー政策の基本的な方向性を示す「エネルギー基本計画」を約4年毎に策定している。2018年7月に策定された第5次エネルギー基本計画では、常に踏まえるべき点として「東京電力福島第一原子力発電所事故の経験、反省と教訓を肝に銘じて取り組むこと」等を原点とし、2030年、および2050年に向けたエネルギー政策の方針を示している[7]。2030年に向けた方針としては、エネルギーミックスの確実な実現へ向けた取組の更なる強化を行うこととしている。2050年に向けては、パリ協定発効に見られる脱炭素化への世界的なモメンタムを踏まえ、エネルギー転換・脱炭素化に向けた挑戦を掲げ、あらゆる選択肢の可能性を追求していくこととしている。また、再生可能エネルギーの中でも太陽光発電と風力発電については、世界的に低コストで導入が拡大していることを踏まえ、今後、技術革新等により、一層のコスト低減を進めて他の電源と比較して遜色ない競争力のあるコスト水準となることと、蓄電池等との組み合わせにより長期安定的な電源として成熟していくことが期待されることから、「主力電源化」に向けた取り込みを行うことを示している。

これまで日本においては、「電気事業者による再生可能エネルギーの調達に関する特別措置法」に基づく固定価格買取制度（Feed in Tariff: FIT）によって、太陽光発電と風力発電をはじめとする再生可能エネルギーの導入が進められてきた。FITとは、再生可能エネルギーで発電した電力の全量分もしくは余剰分を一般送配電事業者が固定価格で買い取る制度である（図 1-2）[8]。FITの買取価格は、火力電源の燃料費に相当する回避費用と賦課金の2つの要素からなり、賦課金については、電力需要家から使用した電気の使用量に応じて、小売電気料金を介して回収される（図 1-3）。このFITの制度下においては、発電事業者によって発電された再生可能エネルギーによる電力は、経済産業省資源エネルギー庁によって管轄される調達価格等算定委員会が定めた固定価格によって売電される。この買取価格は毎年見直され、2018年度における太陽光発電の買取価格は10kW以上2,000kW未満で18円/kWh、2,000kW以上は入札によって決定される価格が適用された。また、陸上風力の買取価格は、20円/kWhとされている[9]。FITの導入以降、再生可能エネルギーの導入量は増大し、2018年度末における累積導入量は、10kW未満の太陽光発電が10.5GW、10kW以上の太陽光発電が37.5GW、風力発電が3.6GWに達した（図 1-4）。また、FIT認定済の発電設備の設備容量は、10kW未満の太陽光発電が10.9GW、10kW以上の太陽光発電が66.8GW、風力発電が9.4GWであり[10]、2015年に長期エネルギー需給見通し小委員会によって決定された「長期エネルギー需給見通し」における、2030年度の電源の目標導入量を上回っている（図 1-5, 図 1-6）[11]。ただし、FIT認定がされた発電設備の中には、FIT導入当初に高い買取価格を確定させるために認定のみを行い、発電設備を長期間運転開始しない未稼働案件が多く含まれている。

これらの案件の一部については経済産業省の方針による FIT 認定の取り消しが検討されており，FIT 認定案件の全てが必ずしも導入に至る保証がないことに留意が必要である。



図 1-2 固定価格買取制度の概要[8]



\* 賦課金と回避可能費用の内訳は、場所や時間帯により異なる。

図 1-3 固定価格買取制度における買取価格の構造  
(2018 年度の事業用太陽光発電の場合)

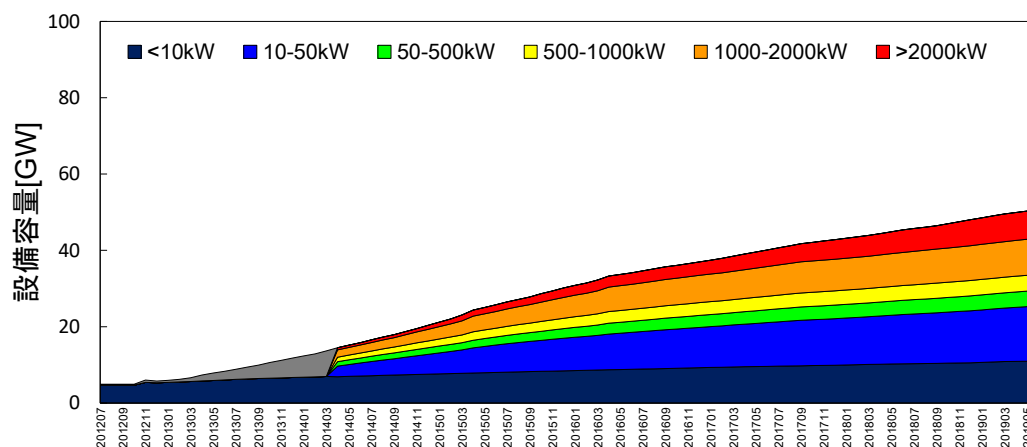
表 1-2 固定価格買取制度における買取価格[円/kWh]

([9]を基に作成)

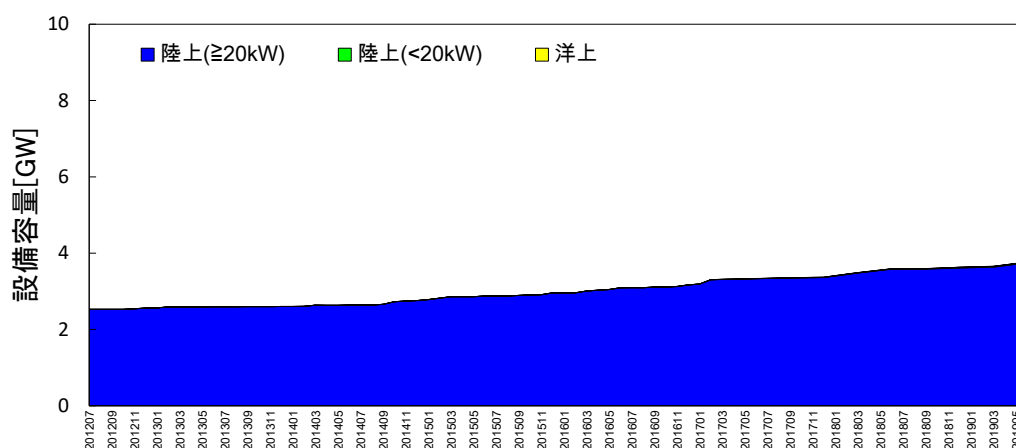
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
太陽光* <sup>1</sup> ( < 10kW )	42	38	37	35 (33)	33 (31)	30 (28)	28 (26)	26 (24)	21
太陽光* <sup>2</sup> ( ≥ 10kW )	40	36	32	27	24	21	18	14	13
陸上風力 ( < 20kW )	55	55	55	55	55	21	20	19	18
陸上風力 ( ≥ 20kW )	22	22	22	22	22	21	20	19	18

\*<sup>1</sup> ( )は出力制御対応機器設置義務なしの場合の価格

\*<sup>2</sup> 2017年以降は設置規模により入札制を導入



(A) 太陽光発電



(B) 風力発電

図 1-4 日本における太陽光発電および風力発電の導入設備容量[GW]

([10]を基に作成)

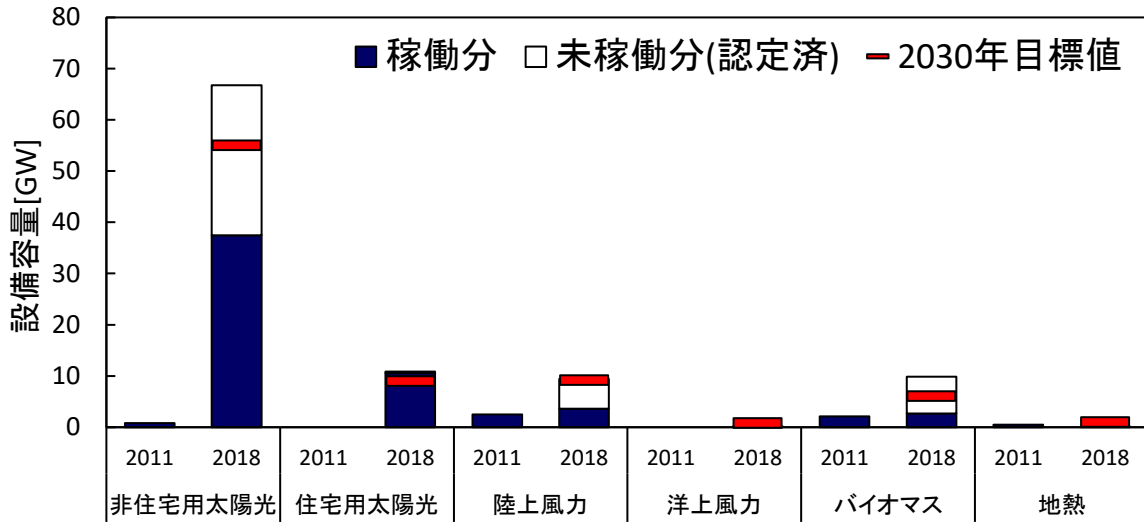


図 1-5 固定価格買取制度の導入前後における再生可能エネルギーの導入量の比較[GW]  
([10]を基に作成)

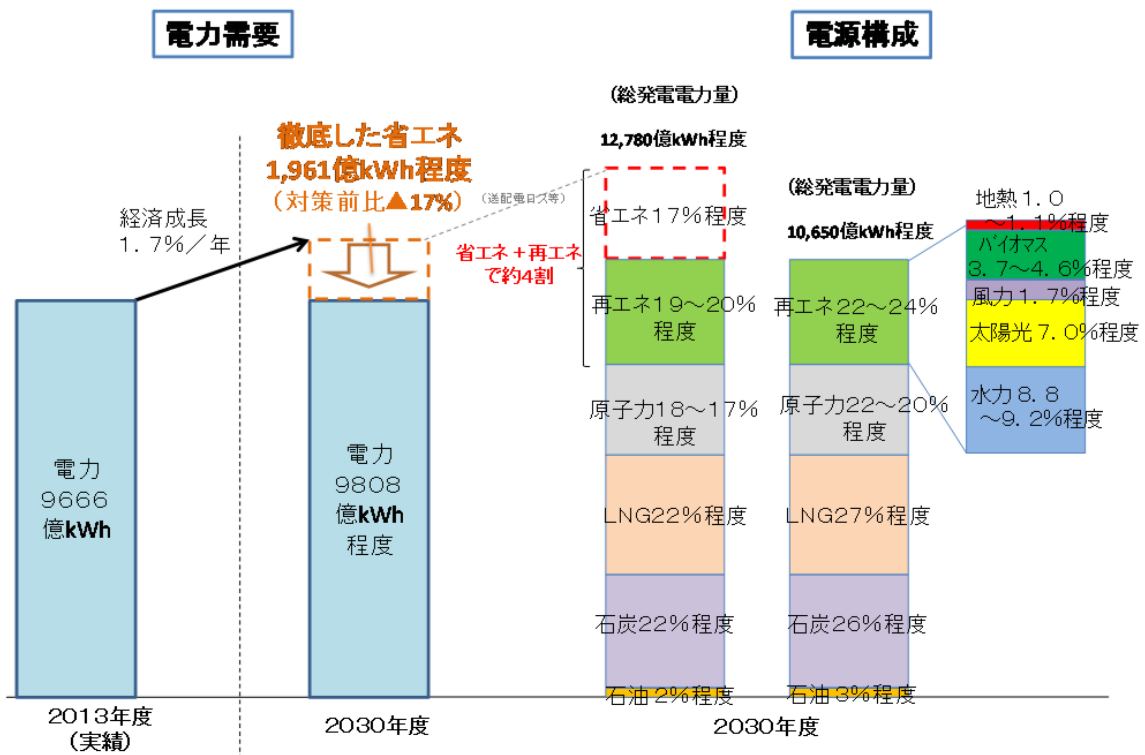


図 1-6 2030 年度における電源構成の目標値[11]



### 1.1.3 太陽光発電と風力発電の導入によって生じた諸問題

FIT は、電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法 (FIT 法) に基づき、再生可能エネルギー源の利用を促進し、もって我が国の国際競争力の強化及び我が国産業の振興、地域の活性化その他国民経済の健全な発展に寄与することを目的に制定された (FIT 法 第一条)。しかし、FIT によって太陽光発電と風力発電の導入が進められてきた一方で、同時に様々な問題が顕在化している。

第一の問題は、FIT による再生可能エネルギー電力の買取による賦課金の増大である。賦課金は、① FIT による再生可能エネルギーの電力の買取費用から ② 回避可能費用 (火力電源の燃料費に相当) を差し引き、費用負担調整機関事務費を加えたものを前年度の販売電力量で除したものとし、電力の需要家の使用電力量に応じて回収される (図 1-7)。すなわち、FIT による再生可能エネルギー電力の買取の要する費用は国民負担となっている。需要家が負担する賦課金単価は、FIT 法の制定前においては 0.5 円/kWh と想定されていたが[13]、FIT 導入当初の高い買取価格 (事業用太陽光発電では 40 円/kWh) が設定されていたことや、FIT の対象となる発電設備容量の上限を定めなかったこと、機動的な買取価格の見直しが行われなかったことなどが要因となり、FIT による賦課金は 2014 年度時点で既に 0.5 円/kWh を超過している。2020 年度の賦課金単価は、FIT 法案制定前の想定を大幅に上回る 2.98 円/kWh に達し (図 1-8)、1 か月の電力使用量が 260 kWh の需要家モデルの負担額で、年額 9,288 円に相当する[14]。2017 年 4 月の FIT 法改正では、「再生可能エネルギーの最大限導入と国民負担の抑制」の両立が掲げられたが、既に賦課金単価が、FIT 法案制定前の想定値を大幅に上回っている中で、再生可能エネルギーのコスト評価に基づく制度設計を行い、国民負担を抑制していくことが重要となる。

第二の問題は、FIT によって再生可能エネルギーの導入が拡大したにも関わらず、再生可能エネルギーの資本費が世界最高水準である点である。日本における太陽光発電の累積導入量は、中国と米国に次いで世界第三位であるが、世界各国の太陽光発電の資本費は、日本より累積導入量より少ない国よりも上回っている (図 1-9 (A))。また、風力発電についても、欧州ほど導入量は少ないものの、資本費は他国よりも上回っている (図 1-9 (B)) [15]。FIT 法では、再生可能エネルギー源の利用の促進による我が国の国際競争力の強化が目的とされていたが、FIT 導入後 9 年が経過した 2020 年現在においても、十分な国際競争力の達成には至っていない。

第三の問題は、太陽光発電と風力発電の乱開発問題である。太陽光発電については、遊休地や工場の跡地が減少するにつれ、既に森林などの地価が安価な場所へ導入される事例が増加している。2018 年度末時点において、林地開発許可を受けた太陽光発電事業の森林改変面積は累積で約 90 km<sup>2</sup> に達し[16]、これらを設備容量に換算した場合には約 6 GW 分に相当する (67 MW/km<sup>2</sup> で換算)。これには、林地開発許可の対象外となる 1 ha (= 0.01 km<sup>2</sup>) 未満の事

業や、2017年度以降の事業は含まれていないため、実際の森林改変面積はさらに上回ることになる。

風力発電も、風況条件が良い森林や尾根に設置される傾向にあり、2004年以降に稼働した風力発電の56%が、森林、山林、原野に設置されている（図 1-10）[17]。他方、風力発電の設置に伴う動植物や自然環境への影響への懸念などから、地域住民や環境保護団体との環境紛争が後を絶たない。2012年4月までに、計画段階にあった155の陸上風力事業のうち、59事業で環境紛争が発生し、そのうち30事業では計画中止が確認されている。FIT法では、再生可能エネルギー事業を営むに当たって、条例を含む関係法令の規定を順守することをFIT認定における要件としている。すなわち、このような太陽光発電や風力発電の乱開発の問題解決には、現状では自治体条例での対策が必要となる。そのため、近年では、地方自治体条例などによって森林などへの設置が規制される動きがある。

その他の問題としては、各送配電事業者の管轄エリア間を結ぶ地域間連系線の系統容量の問題などがある。この問題に対しては、地域間連系線の増強が各エリアで検討されており[19]、解決に向けた取り組みが進められている（図 1-11）。

なお、中国などでは、各電源の累積導入量では日本を大幅に上回るが、中国などでは広大な国土を有しており、日本とは状況と異なる。日本においては、国土が限られていることに加え、日射量や風況条件が悪いという日本固有の問題が存在している。また、FIT導入初期における制度設計を誤ったことにより、賦課金による国民負担が増大している中で、再生可能エネルギーの事業性をより精緻に評価する必要性が生じている。そのため、以上で示した三つの問題については、太陽光発電と風力発電の大量導入を想定した場合に、日本においては特に重要な問題となる。

賦課金単価 2.98円/kWh =

①買取費用 3兆8,478億円 - ②回避可能費用 1兆4,774億円 + 費用負担調整機関事務費 3.2億円

③販売電力量 7,967億kWh

図 1-7 固定価格買取制度における賦課金単価の算定方法[14]

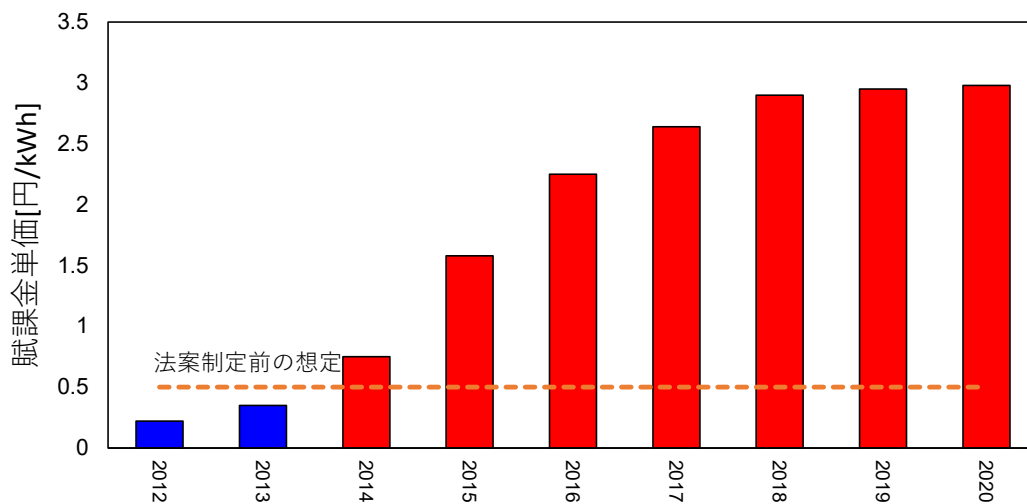
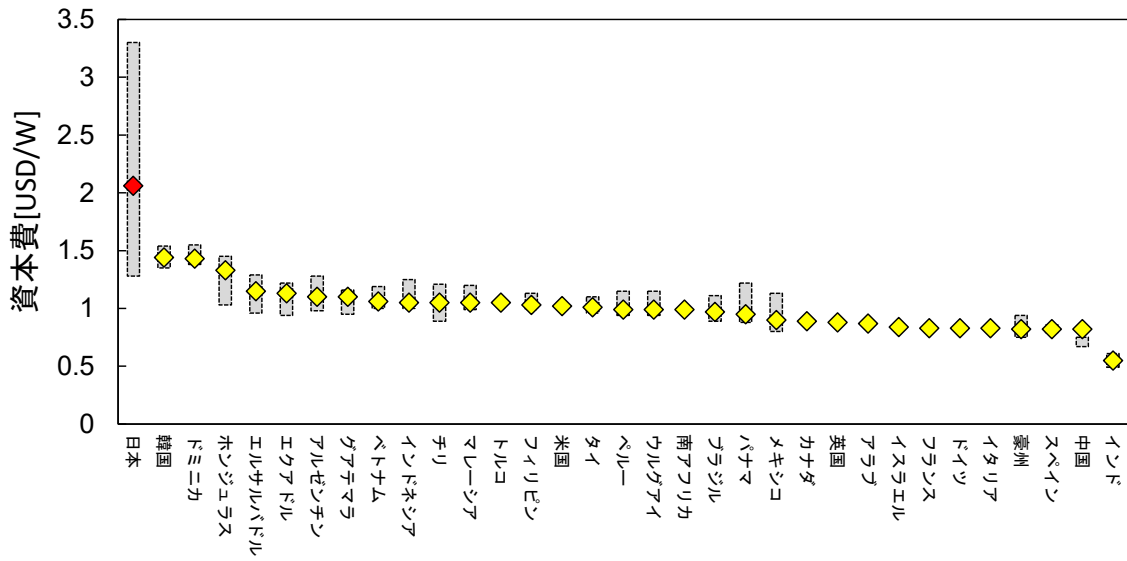
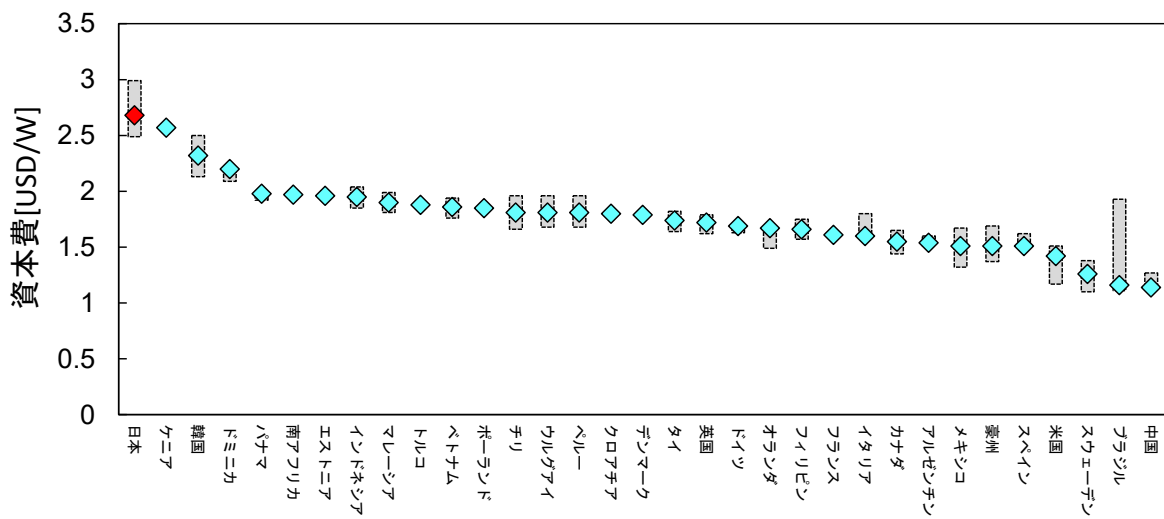


図 1-8 固定価格買取制度に伴う賦課金単価の推移  
([14]を基に作成)



(A) 太陽光発電



(B) 風力発電

図 1-9 太陽光発電と風力発電の資本費の国際比較

([15]を基に作成)

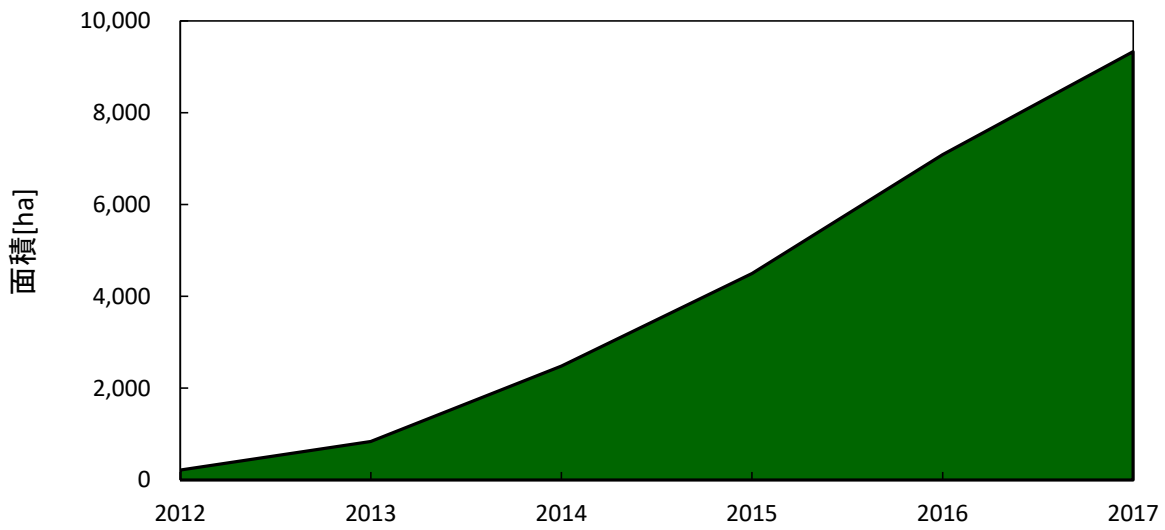


図 1-10 太陽光発電事業に伴う森林改変面積  
([16]を基に作成)

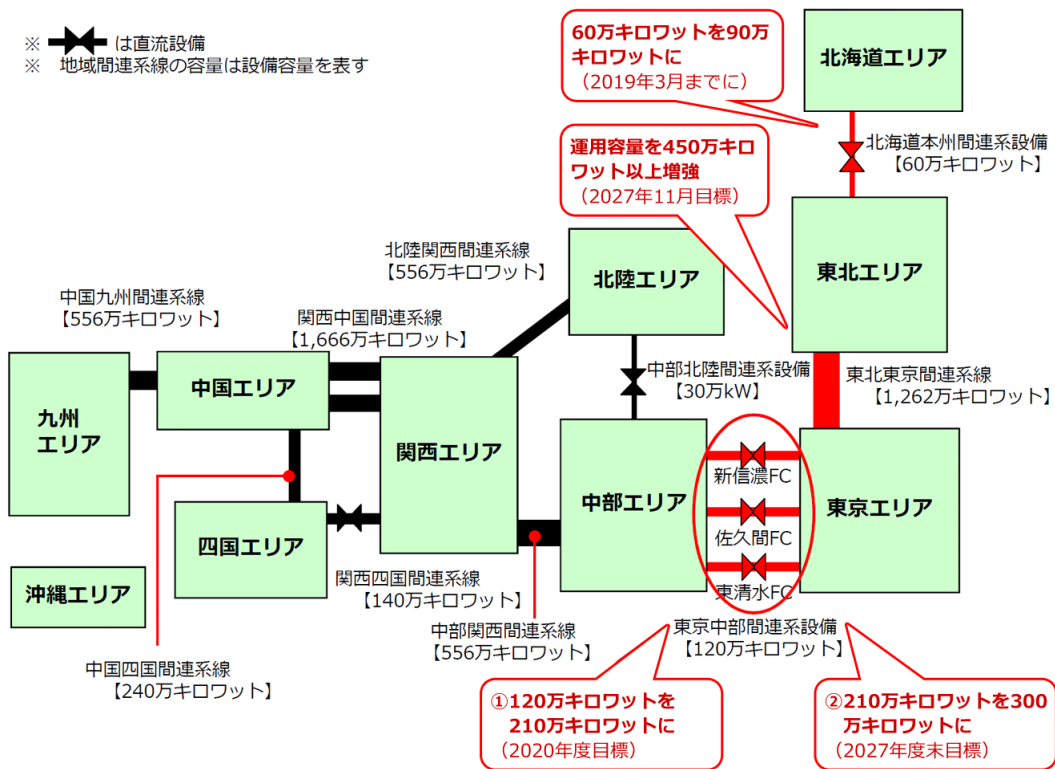


図 1-11 地域間連系線の増強計画[19]

#### 1.1.4 今後の太陽光発電と風力発電の大量導入に必要な要素

前節で示した通り、これまで FIT の太陽光発電と風力発電の導入が進められてきた一方で、現時点で既に様々な問題が顕在化している。しかし、2018 年度において、太陽光発電の発電電力量(627 TWh)と風力発電による発電電力量(75 TWh)の合計は、全電源の総発電電力量(10,513 TWh)の約 7%でしかなく[18]、2050 年までに温室効果ガスをネットゼロにするという野心的な目標の達成を前提とした場合、太陽光発電と風力発電のさらなる導入が不可欠である。現状よりもさらに太陽光発電と風力発電の導入を行う上では、各電源の大量導入によって生じる様々な影響を考慮した上で、中長期的な各電源の導入可能性を評価し、大量導入に向けた課題と解決策を明らかにすることが重要である。

今後の太陽光発電と風力発電の大量導入によって生じる第一の影響として、FIT の賦課金による国民負担の抑制に向けた補助政策からの脱却が想定される。これまでは、各電源の導入促進に向けて FIT が導入されていたが、大規模太陽光発電などの一部の電源を対象に卸電力価格に一定のプレミアム価格を上乗せした価格で売電を行う Feed in Premium(FIP)へ移行する方向性が示されている[20]。しかし、第 3 章で後述するように、豪州や英国など、既に太陽光発電の大量導入が進んだ地域においては、FIT による政策補助が終了し、電力需要家と発電事業者などのステークホルダー間の相対取引によって再生可能エネルギーによる電力が売電されている。このような海外の事例を踏まえると、日本においても再生可能エネルギーの大量導入が行われた場合、最終的には補助政策から脱却し、再生可能エネルギーの「自立化」が実現することが必要である。太陽光発電と風力発電の補助政策からの脱却に伴い、相対取引によって各電源の電力が売電される場合、売電価格は電力需要家や発電事業者などのステークホルダーの意向に基づくことが予想される。そのため、補助政策終了後の売電価格を想定する上では、定性的要素として、ステークホルダーの意向を踏まえた売電価格を評価することが重要である。

大量導入によって生じる第二の影響として、太陽光発電と風力発電の資本費の低下が予想される。これまで、日本においては太陽光発電と風力発電の資本費は十分に低下していないが、今後は FIT の買取価格を入札制度によって決定することによって、事業者のコストダウンの努力を促すとしている[20]。また、2050 年を射程とした長期的な観点で見れば、技術革新や量産効果による資本費の低下が生じることも考えられるため、時系列要素として、太陽光発電と風力発電の長期的な資本費の低下を考慮する必要がある。

大量導入によって生じる第三の影響として、太陽光発電と風力発電の土地利用競合が生じることが予想される。これまでは、太陽光発電と風力発電は森林などに設置される事例が多く存在していたが、近年では地方自治体による条例により再生可能エネルギー事業に関わる土地利用の規制が強化されている動きにある。そのため、今後は太陽光発電と風力発電は、法制度や条例による規制を受けにくい場所に立地が誘導されることが予想される。しかし、

これによって各電源が立地制約の小さい場所へ立地が集中するため、各電源による土地利用競合の問題がより顕在化することが懸念される。物理的には太陽光発電と風力発電の設置が可能ではあるが、太陽光発電が風力発電の日影の影響を受けることや、風力発電の設置やメンテナンスが困難となることが予想されるため、実際には同じ土地にいずれかの電源が設置される可能性が高い。従って、太陽光発電と風力発電の導入可能性を評価する上では、各電源の土地利用競合による影響を考慮することが重要である。

また、以上で示した問題の他に、前節で示した地域間連系線の系統容量の問題があるが、系統の問題については、既に問題の解決に向けた取り組みが検討されていることと、これまで示した三つの影響をより明確に評価するために、本研究においては系統の影響については考慮していない。

これまで示した通り、太陽光発電と風力発電の大量導入に向けた導入可能性や課題、解決策の評価を行う上では、定性的要素としてステークホルダーの意向を踏まえた売電価格、時系列要素として長期的な資本費の低下、空間的要素として各電源による土地利用競合の影響を統合的に考慮することが重要である（図 1-12）。なお、各要素については、互いに独立ではなく、密接な関係性を持っている。例えば、定性的要素と時系列要素については中長期的な事業性に関連し、時系列要素と空間的要素は自然条件を考慮した発電コストの変化に関連する。また、空間的要素と定性的要素は、エリア別のステークホルダーの特徴に関連する。このように、太陽光発電と風力発電の大量導入に向けた評価を行う上では、各要素を統合的に考慮することが重要である。

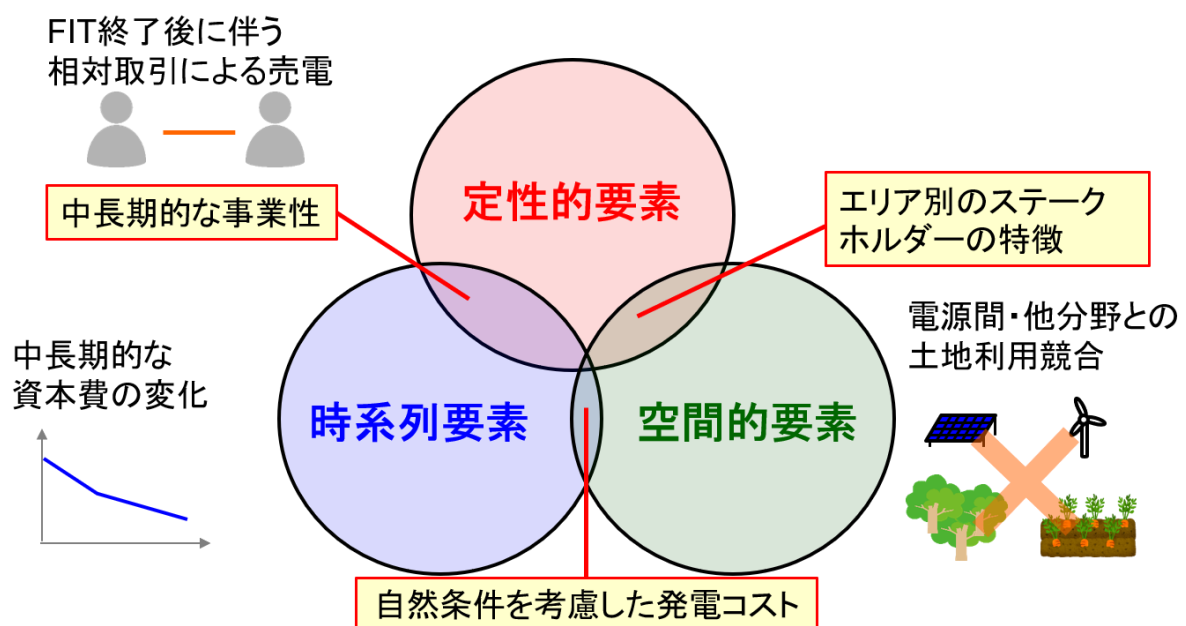


図 1-12 太陽光発電と風力発電の大量導入に向けて考慮が必要な要素

## 1.2 既往研究レビュー

これまで、太陽光発電と風力発電の導入可能性などの評価を目的とした研究や調査は複数行われている。本節では、各電源を対象とした既往研究を示した上で、既往研究における課題を明示する。

### 1.2.1 環境省による導入ポテンシャル調査

日本を対象とし、空間的要素を考慮した調査の例として、環境省が2009年度から実施している「再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査報告書」が挙げられる[21]。同報告書では、設置可能面積、平均風速、河川流量等から理論的に算出することができるエネルギー資源量である「賦存量」、エネルギーの採取・利用に関する種々の制約要因による設置の可否を考慮したエネルギー資源量である「導入ポテンシャル」、事業収支に関する特定のシナリオ（仮定条件）を設定した場合に具現化が期待されるエネルギー資源量である「シナリオ別導入可能量」をそれぞれ定義し、統計情報もしくは地理情報システム(Geoinformation system: GIS)を用いて、これらの推計を行っている（図 1-13）。

2017年度の調査では、太陽光発電についてはGISデータである建物地図や、耕作放棄地などの面積に関わる統計情報などを基に、導入ポテンシャルを292 GW（建物設置型太陽光発電）、64 GW（地上設置型太陽光発電）と評価している。さらに、FITによって40円/kWh、35円/kWh、30円/kWhの3ケースで20年間、発電された電力の買取を行う仮定の下、事業内部収益率(Pooled internal rate of return, PIRR)が4%以上となることを前提としたシナリオ別導入可能量を37 GW – 191 GW（建物設置型太陽光発電）、0 GW – 51 GW（地上設置型太陽光発電）と評価している。

また陸上風力については、GISを用いることによって、表 1-3 で示す開発不可となる場所を除外することにより、導入ポテンシャルを286 GWと評価している。さらに、FITによって25円/kWh、22円/kWh、20円/kWh、15円/kWhの3ケースで20年間、風力発電による電力の買取を行う仮定の下、事業内部収益率(Pooled internal rate of return, PIRR)が8%以上となることを前提としたシナリオ別導入可能量を97 GW – 275 GWと評価している。表 1-4 に環境省の調査における導入ポテンシャルとシナリオ別導入可能量の要約を示す。

環境省の調査における両電源の年間発電量を合計すると369 TWh/年 – 864 TWh/年となり、これは日本の年間電力需要の約4割から約9割に相当する。



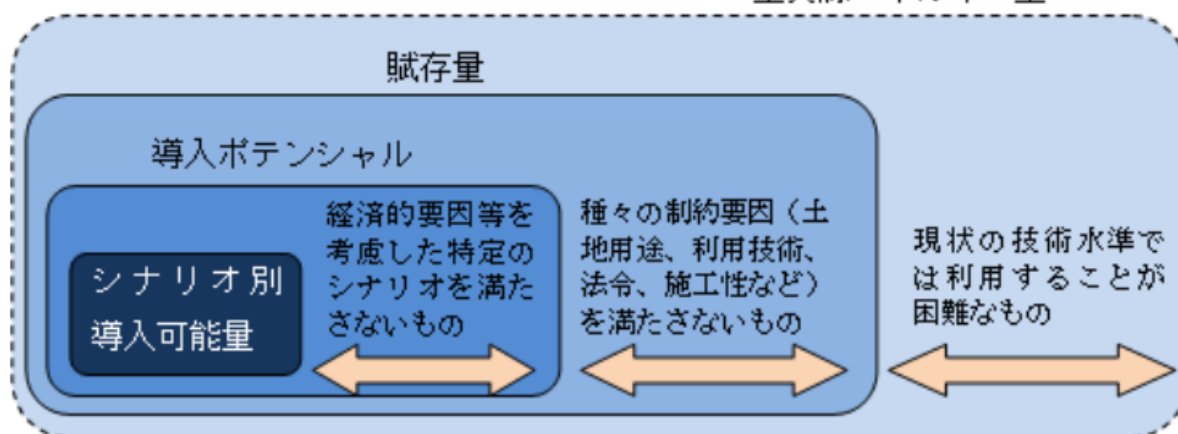


図 1-13 環境省調査における導入ポテンシャルの概念図[21]

表 1-3 環境省の調査における陸上風力の開発不可条件

([21]を基に作成)

区分	項目	開発不可条件
自然条件	風速区分	5.5 m/s 未満 (港湾区域は 5.0 m/s 未満)
	標高	1,200 m 以上
	最大傾斜角	20 度以上
	地上開度	75°未満
社会条件 法制度等	法規制区分 (自然的条件)	1) 国立・国定公園 (特別保護地区, 第 1 種特別地域) 2) 都道府県自然公園 (第 1 種特別地域) 3) 原生自然環境保全地域 4) 自然環境保全地域 5) 鳥獣保護区のうち特別保護地区 6) 世界自然遺産地域 7) 保安林
	法規制区分 (社会的条件)	空港法による制限 (制限表面)
社会条件 土地利用等	都市計画区分	市街化区域
	土地利用区分	田, 建物用地, 幹線交通用地, その他の用地, 河川地及び湖沼, 海水域, ゴルフ場
	居住地からの距離	500 m 未満

表 1-4 環境省の調査による導入ポテンシャルとシナリオ別導入可能量

([21]を基に作成)

	建物設置型太陽光	地上設置型太陽光	陸上風力
導入ポテンシャル	292 GW	64 GW	286 GW
シナリオ別導入可能量 A	191 GW	51 GW	275 GW
シナリオ別導入可能量 B	110 GW	34 GW	239 GW
シナリオ別導入可能量 C	37 GW	0 GW	207 GW
シナリオ別導入可能量 D	-	-	97 GW

## 1.2.2 太陽光発電を対象とした既往研究

環境省による「再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査報告書」の他に、太陽光発電の導入可能性を評価することを目的とした学術研究や調査は多数行われている（表 1-5）。

経済産業省による「平成 22 年度新エネルギー等導入促進基礎調査事業 調査報告書」[22]では、太陽光発電を建物の屋根および側壁に設置することを前提とした上で、「住宅・土地統計調査」や、道路施設などの各施設数に関わる統計情報などを基に、戸建住宅における導入可能量を 96.6 GW – 153.3GW, 集合住宅における導入可能量を 65.6 GW, 非住宅分野における導入可能量を 21.119 GW – 142.854 GW と推計している。

独立行政法人新エネルギー・産業技術総合開発機構(New Energy and Industrial Technology Development Organization, NEDO)による「太陽エネルギー技術研究開発（太陽光発電システム次世代高性能技術の開発）太陽光発電における新市場拡大等に関する検討」[23]では、太陽光発電のさらなる普及に向けて、新規設置場所の候補を検討することと、設置にあたる技術的な課題を検討するために、技術的な観点から有望な設置可能場所の評価を行っている。農地や各施設などの各種統計情報を用いることにより、建物以外の場所における太陽光発電の導入ポテンシャルを 502 GW と評価している。ただし、そのうち 381 GW は、太陽光発電による発電と営農を同時に行うことを前提とした、営農型太陽光発電によるものである。

分山ら[24]は、GIS を用いることによって、九州における住宅用太陽光発電システムのポテンシャル評価を行っている。分山らの評価では、直達日射量の計算ソフトウェアを用いることによって、1 世帯あたりの太陽光発電の設備容量を 1 kW と仮定した場合における、年間発電量を算出している。その結果、九州における住宅用太陽光発電のポテンシャルは特定の市町村に偏在することを示している。

杉原ら[25]は、GIS を用いることによって、日射量データから 1 km x 1 km メッシュにおける発電量を分析し、メッシュ毎に推計した総屋根面積から、日本全国のすべての住宅に太陽光発電を設置した場合における発電量を評価している。その結果、住宅の屋根全面に太陽光発電を設置した際の年間発電量は 100.7 TWh であることを示している。

伊藤ら[26]は、北海道の全ての耕作放棄地に太陽光発電を導入する仮定の下、農業集落単位の耕作放棄地面積と日射量データから、北海道の耕作放棄地利用を想定した太陽光発電の年間発電量を分析している。

島崎ら[27]は、農業集落単位での耕作放棄地面積のデータが収録されている農林業センサスを用いることによって、山梨県の農業地域における太陽光発電の導入量を分析している。その結果、山梨県の耕作放棄地の全てに太陽光発電システムを設置した場合における年間発電量を 998 GWh と評価している。

表 1-5 日本における太陽光発電の導入可能性評価に関する既往研究

(A) 建物設置型太陽光発電

文献	地域	手法	概要
環境省[21]	全国	GIS 統計値分析	GIS データである住宅地図や、各施設などの統計データなどを用いることにより、日本全国の住宅建物および非住宅建物の屋根と壁面における導入ポテンシャルとシナリオ別導入可能量を評価。
経産省[22]	全国	GIS 統計値分析	住宅数や各施設などに関する統計データを用いて、日本全国における太陽光発電の導入ポテンシャルを評価。
分山[24]	九州	GIS	GIS を用いて、1 世帯あたり 1 kW の太陽光発電システムを設置する前提の下、日射量を考慮した導入ポテンシャルを評価。
杉原[25]	全国	GIS	GIS を用いて、日本全国の戸建住宅の屋根面積を推計し、日射量のメッシュデータを用いることにより、ポテンシャルを評価。

(B) 地上設置型太陽光発電

文献	地域	手法	概要
環境省[21]	全国	GIS 統計値分析	耕作放棄地に関する統計データを用いることにより、農業利用としての再生困難な荒廃農地の導入ポテンシャルとシナリオ別導入可能量を評価。
経産省[22]	全国	GIS	各施設などの統計データを用いて、戸建住宅の屋根における導入ポテンシャルを評価。
NEDO[23]	全国	GIS 統計値分析	施設数などの各種統計データを用いることにより、技術的に太陽光発電が設置可能な場所を特定し、導入ポテンシャルを評価。
伊藤[26]	北海道	GIS	GIS を用いることにより、農業集落単位での耕作放棄地面積から北海道の耕作放棄地における導入可能量を評価。
島崎[27]	山梨	GIS	GIS を用いることにより、農業集落単位での耕作放棄地面積から山梨の耕作放棄地における導入可能量を評価。

### 1.2.3 陸上風力を対象とした既往研究

陸上風力についても、導入可能性に関する数多くの学術研究や調査が行われている（表 1-6）。

経済産業省の「新エネルギー等導入促進基礎調査事業（風力エネルギーの導入量に関する調査）調査報告書」[22]では、GIS を用いることにより、風力エネルギーの賦存量とポテンシャルの評価を行っている。その結果、法規制などの観点から風力発電設備の導入が困難な地域を除外した上で、年間平均風速 5.5 m/s 以上における陸上風力のポテンシャルを 290.58 GW, 151,143 GW(前述のポテンシャルから自然公園の第 2 種, 第 3 種特別地域及び普通地域, 国有林を除外した場合) と評価している。

分山ら[24]は、九州を対象に、NEDO の 500 m メッシュの風況データを用いることにより、(1) 地上高 30 m における年間平均風速 5 m/s 以上, (2) 道路からの距離 200 m 以内, (3) 最大傾斜角 20 度以下, (4) 標高 1000 m 以下, (5) 自然公園, 国定公園, 建設用地以外の場所を除外することにより、陸上風力の有望地域を抽出し、有望地域の全ての場所に風車を設置した場合における年間発電量を評価している。

岡島ら[29]は、東日本大震災後に災害やエネルギーリスクに強い地域づくりの面から再生可能エネルギーへの期待が高まっている岩手県を対象に、GIS を用いることにより開発可能地域の検討を行っている。岡島らは、道路からの距離や送電線からの距離を考慮した経済性評価を行うことにより、陸上風力が事業性を持つために、地域の発電量が大きく、かつ道路および送電線に近い必要があることを定量的に明示している。また、世界風力会議(Global Wind Energy Council, GWEC)によるコスト低減シナリオを基に、2030 年までにコストが低下した際の事業性評価と、将来大型風車が導入された際の事業性評価を行っている。

表 1-6 日本における陸上風力の導入可能性の評価に関する既往研究

文献	地域	概要
環境省[21]	全国	GIS を用いて、開発不可地域を除外することにより、陸上風力の導入ポテンシャルとシナリオ別導入可能量を評価。
経産省[22]	全国	GIS を用いて、開発不可地域を除外することにより、陸上風力の導入ポテンシャルとシナリオ別導入可能量を評価。
分山[24]	九州	GIS を用いて、開発不可地域を除外することにより、陸上風力のポテンシャルを評価。
岡島[29]	岩手	GIS を用いて、道路からのアクセスや、送電線接続などの立地制約を考慮した陸上風力の導入可能性および事業性を評価。

#### 1.2.4 海外を対象とした既往研究

海外においても、太陽光発電と風力発電の導入可能性を評価することを目的とする研究は多数行われている（表 1-7）。

米国再生可能エネルギー研究所（National Renewable Energy Laboratory: NREL）の Lopez らの研究[30]では、図 1-14 で示す通り、理論的かつ物理的なポテンシャルである資源ポテンシャル（Resource potential）、技術的制約や土地利用の制約、システムの性能を考慮した技術ポテンシャル（Technical potential）、技術コストの予測値や、事業収益を考慮した経済ポテンシャル（Economic potential）、地域内の競争や政策影響、規制、投資家の反応などを考慮した市場ポテンシャル（Market potential）を定義した上で、GIS を用いることによって米国を対象とした評価を行っている。なお、Lopez らによる定義と日本の環境省による定義と比較した場合、Resource potential は賦存量、Technical potential は導入ポテンシャル、Economic potential はシナリオ別導入可能量に近い指標となるが、各々の定義は異なることに留意する必要がある。

Milbrandt らは、Lopez らの定義を踏襲した上で、米国の用途限界地域（Marginal land）における Technical potential の評価を行っている[31]。Milbrandt らの研究では、用途限界地域を「自然要因もしくは人工的要因によって周縁化された、固有の問題を有する土地」と定義し、放棄地、改変地、未利用地、不毛地、汚染地、荒廃地、遊休地に細分している。これらの土地は、農作物の生産が不可能な土地や、短時間での自然への復元が不可な土地を示している。

Majumdar らは、アリゾナ州をケーススタディとし、GIS と多基準意思決定法(Multi-Criteria Analysis)によって適地の評価を行っている[32]。

欧州においては、ヨーロッパ共同体(European Commission)が、太陽光発電と風力発電を対象とした Technical report を公刊しており、各電源の EU 各国における Technical potential を評価している[33][34]。また、欧州を対象とした学術研究としては、Eneveldsen らによる Socio-technical potential の評価がある[35]。Eneveldsen らの研究は、技術的要因と社会的要因を考慮した場合においても、欧州において再生可能エネルギー100%を達成する上で十分な導入可能性があることを主張したものであり、欧州の様々なメディアによって紹介されている。しかし、この論文に対して、McKenna らが反論論文(Correspondance)を出しており、不透明でかつ欠損のある入力データを利用していることや、発電量の算定根拠が不透明であることなどを示した上で、Eneveldsen らの研究は科学者や政策立案者に対してミスリードを引き起こす危険性があることを指摘している[36]。さらに、McKenna らは、再生可能エネルギーの導入可能性の評価に関わる分野においては、公共の受容性の観点を追加的に考慮した研究や、データセットの改善が、今後のエネルギー政策などに貢献し、いかなる分析においても透明性、再現性、オープンであることが原則であると示している。このように、再生可能エネルギーの導入可能性評価の分野においては、様々な発展の余地があることが示されている。

ドイツにおいては、交通・建設・都市開発省(Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur: 以下”BMVI”)が、ドイツにおいて法規制の観点から、太陽光発電と風力発電の設置に適した土地利用の制約のレベル分けを行い、制約に応じた太陽光発電と風力発電の設置可能量の評価を行っている[37]。

アフリカにおいては、国際再生可能エネルギー機関(International Renewable Energy Agency, IRENA)が太陽光発電と風力発電を含む再生可能エネルギー全般の Technical potential の評価を行っている[38]。また、Wu らの研究では、アフリカにおける Technical potential の評価結果を基に、アフリカにおける系統計画に向けた示唆を示している[39]。また、Mentis らは、NASA による風況データを基に、陸上風力の Technical potential を評価している[40]。

また、以上で示した既往研究の他に、中国を対象とした評価[41]、インドを対象とした評価[42]、イランを対象とした評価[43]など、多数の研究が存在する。

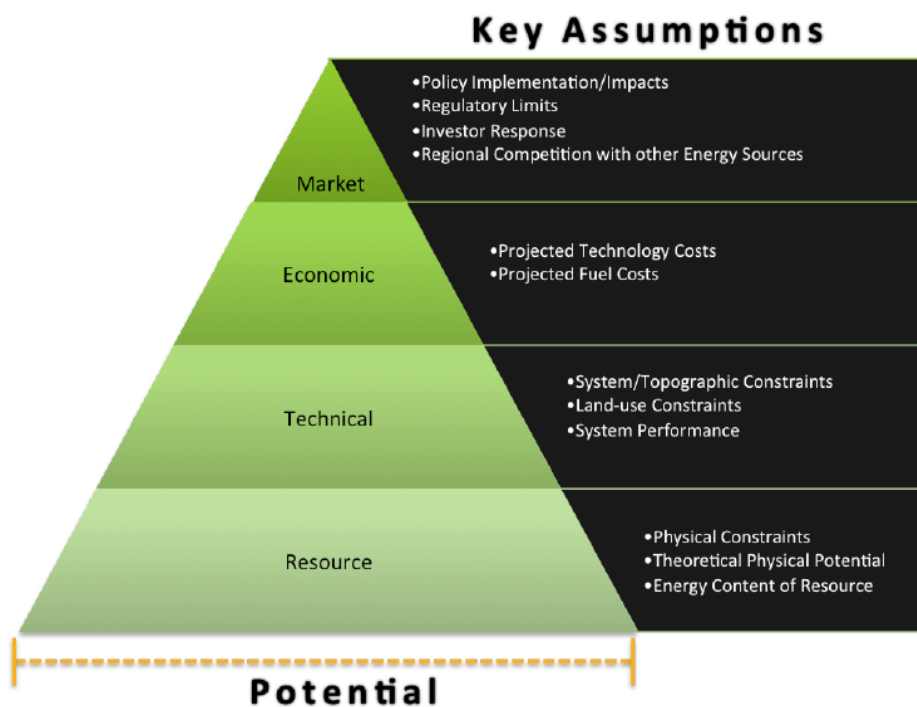


図 1-14 Lopez らの研究におけるポテンシャルに関する用語の概念図[30]

表 1-7 海外における太陽光発電と陸上風力の導入可能性評価の一例

文献	地域	対象電源
Lopez[30]	米国	太陽光・陸上風力・洋上風力・バイオマス・水力・地熱
Milbrandt[31]		太陽光・太陽熱・陸上風力・バイオマス・水力・LFG
Majumdar[32]	米国 (アリゾナ州)	太陽光
EC[33]	欧州	太陽光
EC[34]		陸上風力
Enevoldsen[35]		陸上風力
BVDI[37]	ドイツ	太陽光・陸上風力・バイオマス・地熱
IRENA[38]	アフリカ	太陽光・太陽熱・陸上風力・バイオマス
Wu[39]		太陽光・太陽熱・陸上風力
Mentis[40]		陸上風力
He[41]	中国	太陽光
Deshmukh[42]	インド	太陽光・太陽熱・陸上風力
Ghasemi[43]	イラン	太陽光

### 1.2.5 既往研究の課題

これまで示した通り、太陽光発電と風力発電の導入可能性の評価に関わる研究は、国内外で多数行われている。しかし、日本では2020年10月に温室効果ガス排出をネットゼロにするという長期目標が掲げられ、太陽光発電と風力発電の大量導入に対する社会的要求がさらに高まっている中で、既往研究においては、太陽光発電と風力発電の大量導入による影響についての統合的な考慮が不十分であった。そのため、国内外でネットゼロ排出に向けた取り組みの必要性が高まっている中で、太陽光発電と風力発電の大量導入の影響を多面的に考慮し、各電源の導入可能性を評価するモデルの検討が重要である。

1.1.4節で示した通り、太陽光発電と風力発電の大量導入によって生じる影響の一つとして、発電設備の資本費が低下し、FITなどの補助制度から脱却することが予想される。環境省による導入ポテンシャル調査[21]では、FITの買取価格が長期的に低減するシナリオの下における、シナリオ別導入可能量を評価しているが、FITから脱却した際にどのような売電価格で取引されるかといった点については詳細に考慮されていない。また、岡島ら[29]による岩手を対象とした評価では、2030年までのGWECのコストシナリオを基に、発電コストが低下した際における導入可能量の推移を評価しているが、FITが継続される前提における売電価格が想定されている。また、2050年までを対象とした長期的な資本費の予測に基づく分析は行われていない。

太陽光発電と風力発電の大量導入が行われた場合、太陽光発電と風力発電の土地利用競合が発生することが予想される。既往研究においては、複数の電源を対象にした評価は多数行

われているが、各電源の競合の影響を考慮した研究はこれまで行われていない。そのため、各文献における太陽光発電と風力発電の導入ポテンシャルなどを単純に合計した場合、過大に各電源の導入可能性を評価してしまうリスクとなる。再生可能エネルギーの中でも、特に太陽光発電と風力発電は設置可能場所が重複する可能性が高いため、これらの電源が競合する場所を特定し、かつ競合場所に適した電源の選択を行うことが重要である。

### 1.3 本研究の目的

温室効果ガスの大規模削減が世界的に求められている中で、日本においても2050年までに温室効果ガスの排出を実質ゼロにするという目標を掲げている。また、今後のエネルギー政策の指針である第5次エネルギー基本計画においても、太陽光発電と風力発電を主力電源化する方針を掲げており、2050年までに温室効果ガスの排出を実質ゼロに達成するためには、太陽光発電と風力発電の大量導入が不可欠である。そのため、このような社会的情勢を踏まえ、温室効果ガスのネットゼロ排出に向けて、太陽光発電と風力発電の大量導入による影響を統合的に考慮し、各電源の導入可能性や大量導入に向けた課題と解決策を評価することが不可欠である。

各電源が大量導入された際に生じる影響として、ステークホルダーの意向を踏まえた売電価格での電力取引への移行(定性的要素)、長期的な発電設備の資本費の低下(時系列要素)、太陽光発電と風力発電の土地利用競合(空間的要素)が生じることが予想される。特に日本においては、限られた国土の中で土地利用の問題が顕在化しやすいことや、日射量や風況条件が悪いという事情もあり、日本固有の問題に着眼した評価が重要である。このような背景を踏まえ、2050年までに温室効果ガス排出を実質ゼロにするという目標の達成に向けて、太陽光発電と風力発電が大量導入された際の影響を考慮し、中長期的な各電源の導入可能性、および大量導入に向けた課題と解決策を評価するための大量導入評価モデルを構築することを目的とする。本研究で提案する大量導入評価モデルは、(i) 定性的要素、(ii) 時系列要素、(iii) 空間的要素を統合的に考慮し、中長期的な導入可能量や適地などを出力するモデルである(図 1-15)。なお、本研究では、大量導入に向けた再生可能エネルギーとして特に注目されている地上設置型の太陽光発電および風力発電を対象とし、建物に設置される太陽光発電と海上に設置される洋上風力については対象外とした(図 1-16)。本研究で対象とする地上設置型の太陽光発電と風力発電は、建物や海上に設置される発電設備と比較して資本費が安価であり、現在において優先的に導入が進んでいる電源である。

これまでは、空間的要素などの単一の要素のみを考慮した研究は多数行われていたが、本研究では従来考慮されていた空間的要素に加え、長期的な資本費の低下に関わる時系列要素や、定性的要素に関わるステークホルダーの意向を踏まえた売電価格などを多面的でかつ詳細に考慮した点が従来の研究と大きく異なる。これによって、これまで評価されていた現時



点における各電源の導入可能性だけでなく、事業性の変化に伴う導入可能性や、太陽光発電と風力発電に適した場所の推移を評価し、2050年を射程とした長期的な視点でかつ精緻な分析を行うことが可能となる。これによって、各電源の中長期的な導入目標の策定や、優先的に各電源を導入する場所の検討などに貢献することが期待される。また、事業性と導入可能な設備容量の関係性を評価することによって、暫定的な導入支援を行う上で適切な補助水準を検討することにも貢献することが期待される。

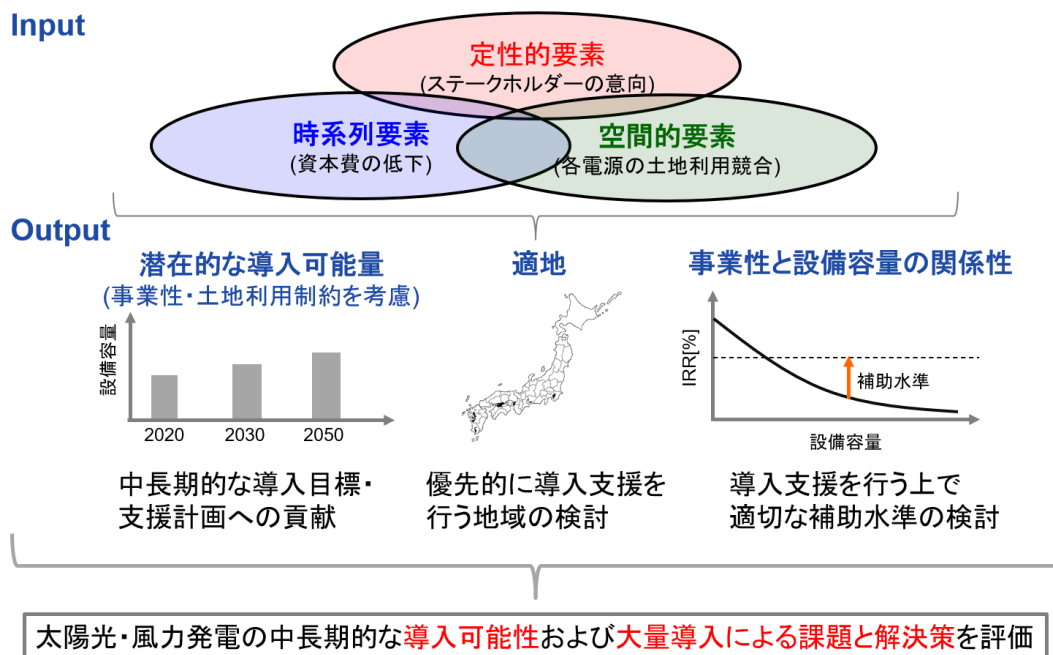


図 1-15 太陽光発電と風力発電の大量導入に向けた評価モデルの概要



(A) 地上設置型太陽光発電



(B) 陸上風力

図 1-16 本研究で対象とする電源

- ・ 建物設置型の太陽光発電と海上に設置される洋上風力は本研究の対象外とした

## 1.4 本論文の構成

本論文は、図 1-17 の通り構成され、本章では本研究の背景と目的を示した。

第 2 章では、太陽光発電と風力発電の大量導入に向けた大量導入評価モデルを提案し、その概要を示す。

第 3 章では、大量導入に伴う補助政策からの脱却によって、発電事業者や小売事業者などのステークホルダーの間で再生可能エネルギーの取引が行われる想定の下、ステークホルダーの意向を踏まえた売電価格の評価モデルを提案し、提案モデルの有効性の検証を行う。

第 4 章では、大量導入に伴う発電設備の資本費の低下を考慮するために、ベイジアン法を用いた資本費の予測手法を提案し、不確実性を考慮した資本費の長期評価を行う。

第 5 章では、大量導入によって太陽光発電と風力発電の土地利用競合が生じることを想定し、地理情報システムを用いた各電源の土地利用競合の影響評価モデルを提案する。このモデルによって、各電源による土地利用競合を考慮した場合における、各電源の設置可能場所と設置可能な設備容量を明らかにする。

第 6 章では、各章で示した評価モデルを統合させ、定性的観点、時系列観点、空間的観点について統合的に考慮した大量導入評価モデルを用いることによって、中長期的な太陽光と風力発電の導入可能性を評価し、各電源の大量導入に向けた課題と解決策を明らかにする。

第 7 章では、本研究での結論と今後の展望について述べる。

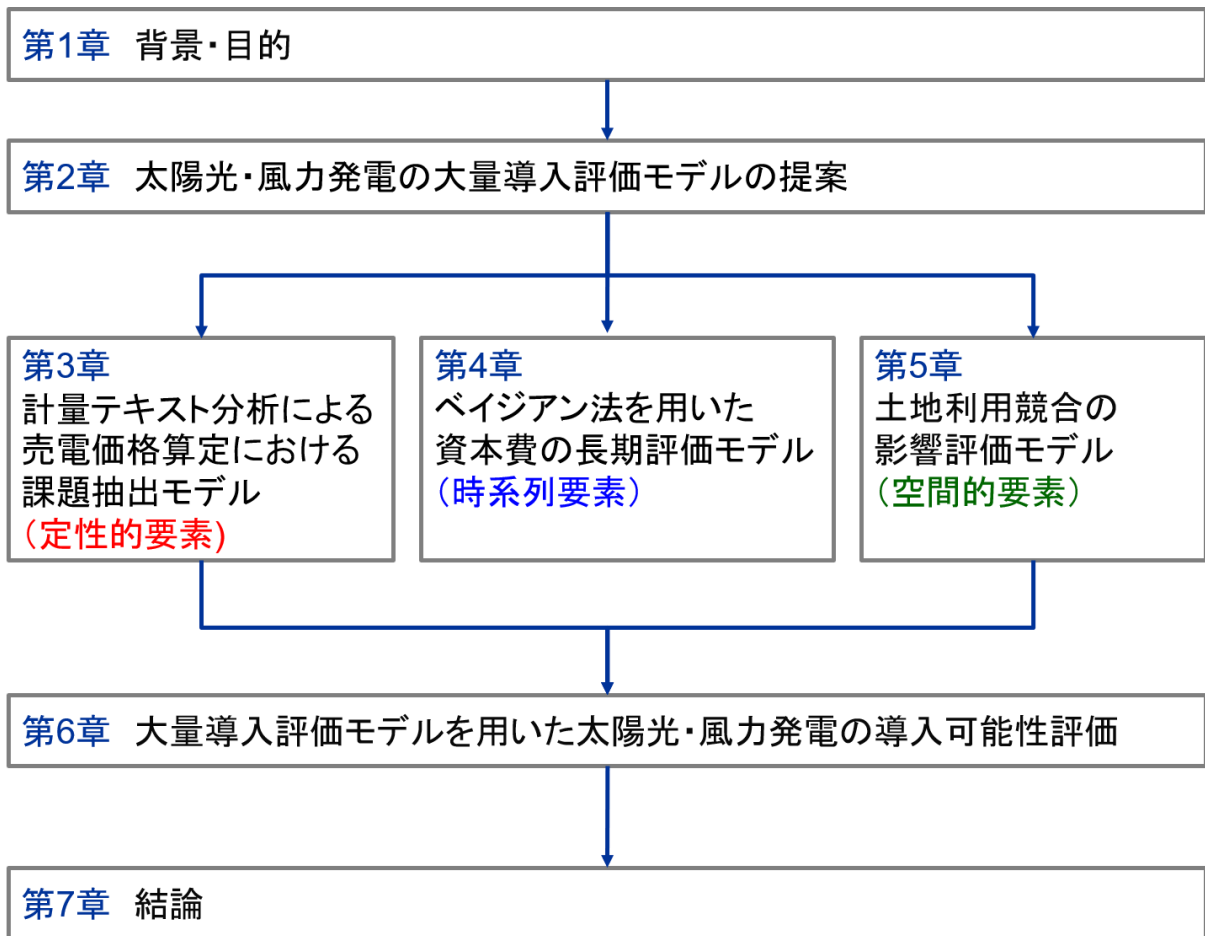


図 1-17 本論文の構成

## 第2章 太陽光・風力発電の大量導入評価モデルの提案

本章では、太陽光発電と風力発電の大量導入に向けた大量導入評価モデルを提案し、その概要と意義を示す。

### 2.1 大量導入評価モデルの概要

本研究で提案する大量導入評価モデルは、太陽光発電と風力発電の大量導入に向けて、ステークホルダーの意向を踏まえた売電価格での電力取引への移行（定性的要素）、長期的視点での資本費の低下（時系列要素）、各電源間の土地利用競合（空間的要素）などの影響が生じることを想定し、(i) 定性的要素、(ii) 時系列要素、(iii) 空間的要素を統合的に考慮することによって、中長期的な視点における太陽光発電と風力発電の導入可能性、および各電源の大量導入に伴う課題と解決策の評価を行うモデルである。図 2-1 にモデルの概要を示す。

大量導入評価モデルは、定性的要素を評価するための計量テキスト分析を用いた売電価格算定の課題抽出モデル、時系列要素を評価するためのベイジアン法による資本費の長期評価モデル、空間的要素を考慮するための土地利用競合の影響評価モデルを統合させたモデルである。この統合モデルによって、500 m メッシュ毎の内部収益率(Internal rate of return: IRR)などを出力し、土地利用の制約と事業性を考慮した際における各電源の導入可能量や適地などの評価を行う。

計量テキスト分析による売電価格算定の課題抽出モデルでは、太陽光発電と風力発電による電力が相対取引によって売電されることを想定し、小売電気事業者や発電事業者などの相対取引に関わるステークホルダーによる提案書のテキストデータを基に、売電価格算定における課題を定量的に抽出するためのモデルである。このモデルによって、相対取引へ移行した際における、ステークホルダーの意向を踏まえた売電価格  $S$  を評価することが可能となる。

ここで、空間データである年間平均全天日射量および年間平均風速より推計される太陽光発電と風力発電の年間発電量  $E_{PV_i}$ ,  $E_{wind_i}$  を用いることにより、両電源による電力を売電した際の地点  $i$  における  $t$  年の年間売電収益  $R_{it}$  は、式(2.1)の通り、売電価格と年間発電量の積により得られる。なお、年間発電量の算定方法の詳細は第 5 章にて示す。

$$R_{it} = S(E_{PV_{it}} + E_{wind_{it}}) \quad (2.1)$$

次に、大量導入評価モデルを構成するベイジアン法による資本費の長期予測モデルでは、

中長期的に太陽光発電と風力発電の資本費が低下することを想定し、様々な手法によって生成された予測モデルを合成させることによって、不確実性を考慮した  $y$  年の資本費  $CI_y$  の予測を行うモデルである。資本費とは、発電設備の設備費や設置に関わる工事費などを含めたもので、発電設備の定格出力あたりの費用によって表される。

このベイジアン法によって得られる  $y$  年における資本費の予測値と、前述の太陽光発電と風力発電の年間発電量を用いることによって、地点  $i$  における均等化電源原価(Levelized cost of electricity: LCOE)の評価を行うことが可能となる。LCOE とは、発電所の建設と運用に関わる費用を年間発電量で除することによって得られ、式(2.2)の通り示される。

$$LCOE_i = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_{it} + M_{it} + F_{it}}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_{it}}{(1+r)^t}} \quad (2.2)$$

$I_{it}$ :  $t$  年における投資費用[円/kW]

$M_{it}$ :  $t$  年における運転維持費[円/kW]

$F_{it}$ :  $t$  年における燃料費[円/kl]

$E_{it}$ :  $t$  年における年間発電量[kWh]

$r$ : 割引率[%]

$n$ : 稼働年数[年]

ここで  $t=1$  のとき、式(2.3)で示される通り、投資費用は資本費に相当する。

$$I_{i1} = CI_y \quad (2.3)$$

なお、太陽光発電と風力発電においては、発電の際に燃料を用いないため、燃料費は 0 円/kl となる。また、本研究における運転維持費は、経済産業省資源エネルギー庁の発電コスト検証ワーキンググループにおける計算緒言を基に、太陽光発電と風力発電の運転維持費をそれぞれ 0.37 万円/kW 年、0.6 万円/kW 年とし[44]、稼働年数は各電源ともに 25 年とした。

また、太陽光発電と風力発電の売電価格と運転維持費を考慮することによって、地点  $i$  における年間キャッシュフローは式(2.4)によって示される。

$$CF_{it} = S(E_{PVit} + E_{windit}) - M_{it} \quad (2.4)$$

次に、土地利用競合の影響評価モデルは、土地利用や自然条件に関する空間データを入力

データとし、太陽光発電と風力発電が競合する場所を特定するモデルである。この土地利用競合の影響評価モデルを用いることによって、各電源の競合場所に適した電源を評価し、土地利用競合の影響を考慮した設置可能場所と、設置可能場所における年間発電量  $E_{pvi}$ ,  $E_{windi}$  を評価することが可能となる。なお、 $E_{pvi}$ ,  $E_{windi}$  には経済的制約は考慮されず、土地利用の制約のみによって決定される。

さらに、これまで示した計量テキスト分析による課題抽出モデル、ベイジアン法による資本費の長期評価モデル、土地利用競合の影響評価モデルを統合させることにより、式(2.5)で示す通り、地点  $i$  で  $y$  年に建設した発電設備の IRR が得られる。

$$\sum_{t=1}^n \frac{CF_{it}}{(1+r)^t} - CI_y = 0 \quad (2.5)$$

ここで、 $r$  は割引率を示し、IRR となる。また、太陽光発電と風力発電の年間発電量  $E_{pvi}$ ,  $E_{windi}$  を  $E_{it}$  と置くと、式(2.5)と式(2.4)より、式(2.6)が得られる。

$$\sum_{t=1}^n \frac{SE_{it} - M_{it}}{(1+r)^t} - CI_y = 0 \quad (2.6)$$

$S$ ,  $M_{it}$ ,  $CI_y$  を定数とすると、式(2.6)によって各電源による年間発電量  $E$  と IRR の関係性を表すことができる。この関係性を考慮すると、特定の IRR を満たすことを前提とした各電源の導入可能量を評価するシナリオ評価や、一定の IRR を満たすことを前提とした場合における供給できる最大の年間発電量などを評価することが可能となる。また、式(2.6)で表される年間発電量  $E$  と IRR の関係性は、地点毎で異なるため、空間的観点を考慮することによって、特定の IRR を満たすことを前提とした適地を評価することも可能である。

このように、大量導入評価モデルを構築することによって、太陽光発電と風力発電の導入可能性の評価や、大量導入に向けた課題と解決策などの様々な評価を行うことが可能である。

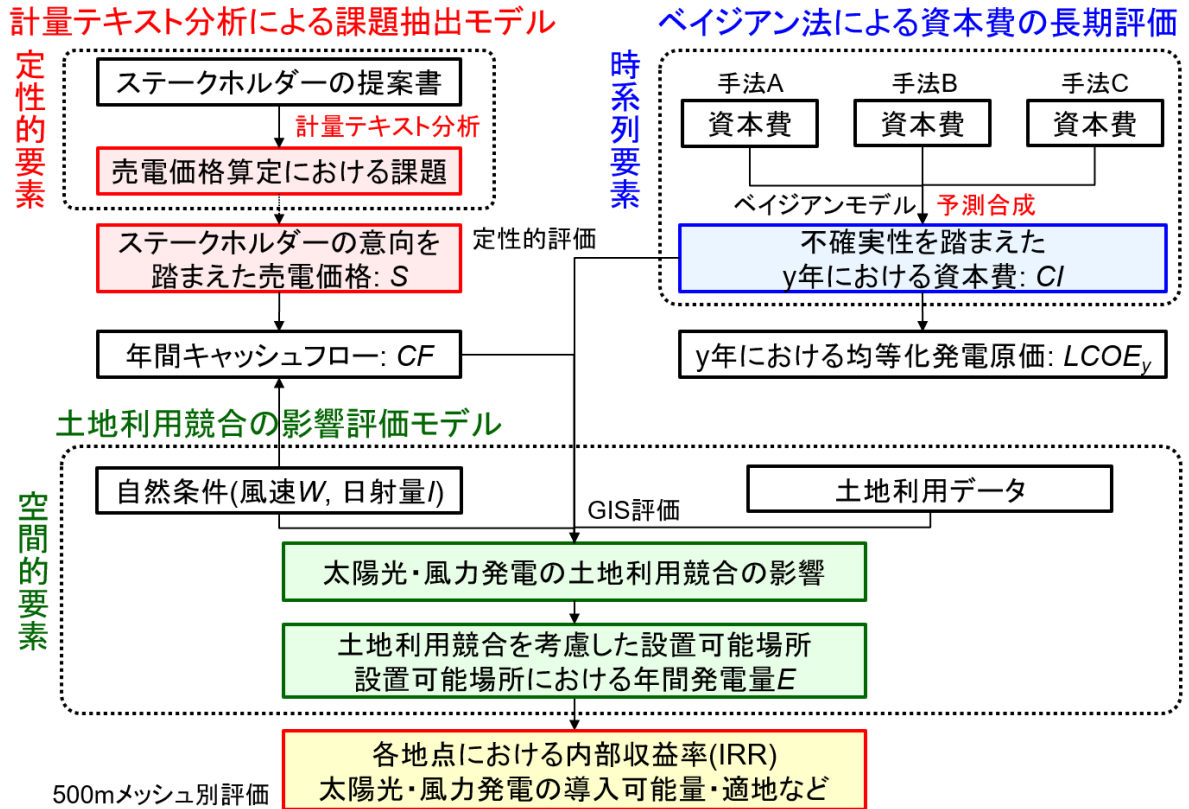


図 2-1 本研究にて提案する大量導入評価モデルの概要

## 2.2 売電価格算定における課題抽出モデル

計量テキスト分析による売電価格算定の課題抽出モデルでは、太陽光発電と風力発電による電力が相対取引によって売電されることを想定し、発電事業者や小売電気事業者などのステークホルダーによる提案書のテキストデータを基に、売電価格算定における課題を定量的に抽出するためのモデルである。図 2-2 にモデルの概要を示す。

日本を含む各国においては、エネルギー政策の検討時において、ステークホルダーの提案書を募集し、提案書の内容とそれに対する回答が一般に公開される場合がある。例えば、「第5次エネルギー基本計画」の改定時においては、18,663 件の提案書が提出され、その内容と回答が経済産業省の Web サイトにおいて公開されている（図 2-3）。

また、豪州においては、FIT による太陽光発電の大量導入と国民負担の増大に伴い、FIT から相対取引による売電へ移行しているが、その際にステークホルダーから売電価格の算定方法に関する提案書が提出されている（図 2-4）。同様に、英国においても 2019 年に住宅用太陽光発電に対する FIT が終了しており、その際にステークホルダーからの提案書が提出されている。

このような事例を踏まえると、日本においても相対取引への移行が行われた際において、小売電気事業者や発電事業者、需要家などのステークホルダーからの提案書が提出されるこ

とが予想される。ステークホルダーの提案書は、数 100 以上の提案書が提出されることもあり、効率的でかつ有効的に提案書の内容の分析を行うことが重要である。このような分析を行う上で、単語の特徴などを統計的に分析する計量テキスト分析が有効である。本研究が提案する計量テキスト分析による売電価格算定の課題抽出モデルでは、テキストデータ内の単語の使用パターンや傾向などを解析し、売電価格算定における課題を抽出する。これによって、相対取引による売電に移行した際における、ステークホルダーの意向を踏まえた売電価格を評価することが可能となる。

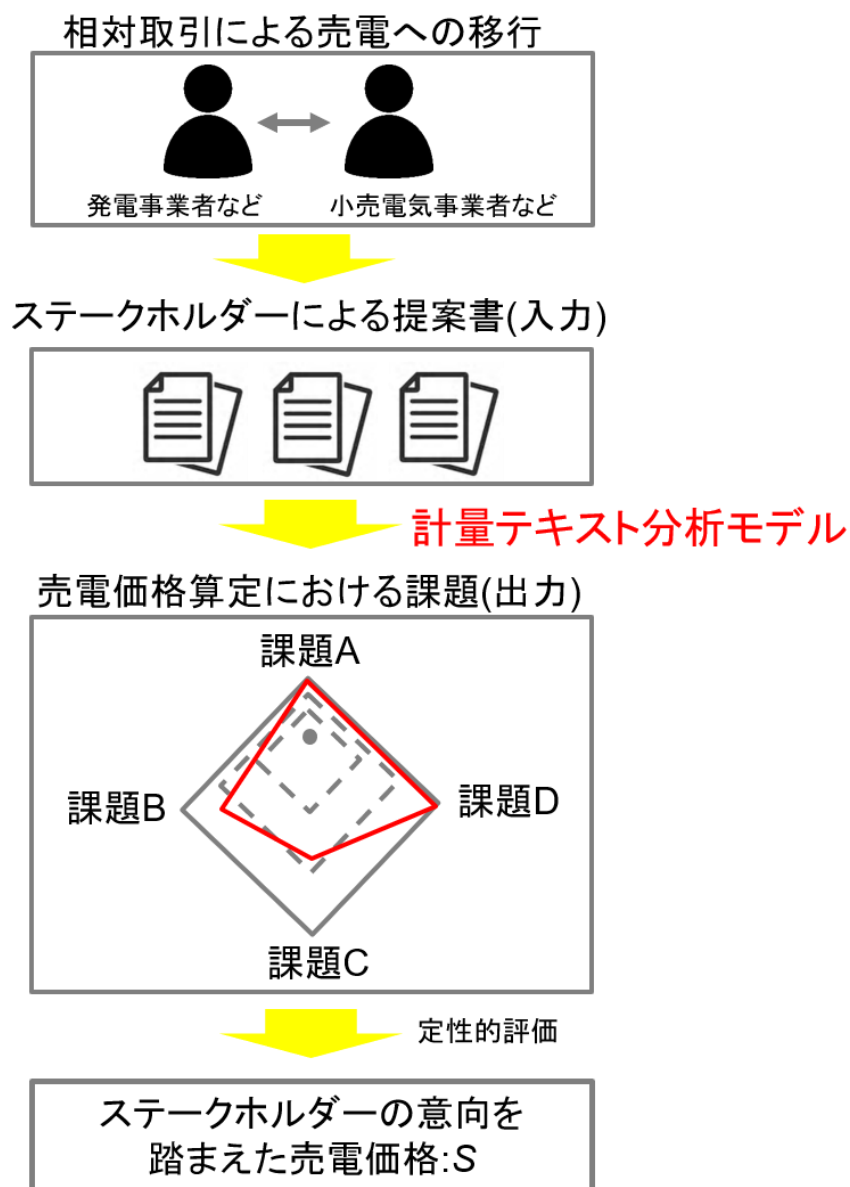


図 2-2 計量テキスト分析による売電価格算定における課題抽出モデルの概要



No.84  
2/8/2018 8:08:24 AM

エネルギー政策に関する意見箱

1. 氏名	(企業・団体としての意見の場合は、企業・団体名) [Redacted]
2. 年齢	(企業・団体としての意見の場合は、記入不要) 年代 (10代以下 / 20代 / 30代 / 40代 / 50代 / 60代 / 70代 / 80代以上) を選択 60代
3. 性別	(企業・団体としての意見の場合は、記入不要) 男性
4. 連絡先	(企業・団体としての意見の場合は、部署名、担当者名を「住所」欄に併記) 住所 [Redacted] 気付 [Redacted] 電話番号 [Redacted] FAX番号 [Redacted] メールアドレス [Redacted]
5. 御意見及びその理由	リブレースや新・増設についてエネ基に盛り込むべきではない。国民世論に反してそれらを実施したいのなら事業者の自己責任で！ 理由：福島原発事故の反省から原子力規制委員会が設置された結果、現行システムは、原子力事業者が設置許可申請を提出し、許可が出れば、地元了解を経て、事業者の判断で運転に入れる。原子力事業者や一部の委員には福島原発事故の反省が全く活かされていないと言わざるを得ない。 新設では上関原発計画が対象となりそうである。2009年に許可申請を当時の原子力安全保安院に提出、2011年の福島原発事故を受けて、野田佳彦元内閣総理大臣が新県計画と位置づけて廃止を宣言したものである。にもかかわらず、中国電力は同計画を諦めていないので、再浮上する可能性があるからだ。上関原発計画をめぐっては長い反対の歴史がある。同計画が浮上したのは1983年、海を隔てて予定地対岸3.5kmほどの距離に位置する祝島の島民たちは以来35年におわたって反対し続けている。漁場が温排水によって破壊される恐れが高いため。また、周辺には希少な動植物が生息しており（例えば、かんむりウミスズメ、ヤシマイシンなど）、こうした動植物の保護の観点から建設反対の声が世界的聞かれる。中国電力は08年に原発建設のための海の埋め立てを強行しようとしたが、負傷者を出す激しい反対にあって中止した。公有水面埋め立て許可は延長につて延長を重ね、山口県知事は直近（16年）の延長に際して、「発電所本体の着工時期の見直しがつくまでは埋立工事を施行しないこと」を条件としている。このように長期におわたって住民合意の得られない状態に陥り、政府は事業者任せにせず、中国電力に同計画を諦めることを勧告するべきである。決して推進に拍車をかけるようなことをしてはならない。

図 2-3 日本における提案書の一例（第5次エネルギー基本計画策定時）

AGL Energy Limited  
ABN: 74 112 961 375

Level 22, 101 Miller St  
North Sydney NSW 2060

Locked Bag 1837  
St Leonards NSW 2055

T: 02 9921 2999  
F: 02 9921 2552  
agl.com.au

Energy in action®

**13 July 2015**

Dr Peter Boxall, AO  
Chairman  
Independent Pricing and Regulatory Tribunal  
Level 15, 2-24 Rawson Place  
SYDNEY NSW 2000

By email to [ipart@ipart.nsw.gov.au](mailto:ipart@ipart.nsw.gov.au)

Dear Dr Boxall,

**Solar Feed-in Tariffs (FIT) Issues Paper – June 2015**

AGL Energy welcomes the opportunity to comment on the Independent Pricing and Regulatory Tribunal (IPART) *Solar feed-in tariffs – The subsidy-free value of electricity from small-scale solar PV units from 1 July 2015 – Issues Paper, June 2015 (Issues Paper)*. AGL has provided submissions to previous IPART reviews of the solar feed-in tariff (FIT).

In AGL's view, the current methodology using a simulation process is reasonable. The use of gross metering data for setting the retailer contribution for customers in the Solar Bonus Scheme (SBS) and net metering data for the benchmark range for non-SBS customers is also appropriate. The setting of the retailer contribution should take account of the risk of setting the mandatory price too high. However, setting the benchmark range by reference to the 2-hour period when the solar premium is the highest is somewhat arbitrary. As this determination will apply until 31 December 2016 (unless replaced), it is also appropriate that relevant data over this period is used.

AGL's comments on the issues raised in this Issues Paper is presented below.

**Estimating the wholesale market value**

In the 2014 review, the wholesale market value of PV exports was estimated by calculating the forecast average spot price and adjusting by a solar premium (ratio of solar PV output-weighted to time-weighted price), loss factor and NEM fees and charges. AGL considers this methodology using ASX contract prices and a simulation process to be appropriate and is a significant improvement on previous reviews.

The change proposed in this review is that the loss factor will be the weighted average loss factor across all three network areas in NSW (Ausgrid, Endeavour Energy and Essential Energy). Last year, the loss factor for Ausgrid only was used as the solar profile was based on metering data from the Ausgrid distribution region. As noted by IPART, all things being equal, this proposal will increase the value of PV exports.

AGL considers that this is reasonable provided that the forecast average spot prices and solar premium appropriately reflect state-wide averages, not just the Ausgrid distribution region. The solar profile is expected to be different by distribution regions for a number of reasons including climate and penetration of natural gas.

**Setting the retailer contribution**

IPART has proposed to set the mandatory retailer contribution on the basis on gross metering. This is supported by the fact that a majority of customers in the SBS have installed gross meters.

図 2-4 豪州における提案書の一例（FIT終了に伴う相対取引移行時）

## 2.3 ベイジアン法を用いた資本費の長期評価モデル

ベイジアン法による資本費の長期評価モデルでは、中長期的に太陽光発電と風力発電の資本費が低下することを想定し、複数の予測モデルの結果を合成させることによって、不確実性を踏まえた資本費の長期評価を行うモデルである。

これまで資本費の長期評価に関わる手法として、(a) 過去の生産量とコストの関係に基づく学習曲線、(b) 各要素のコスト削減ポテンシャルを積算するボトムアップ法、(c) 専門家への聞き取り調査、などの様々な手法が存在する。しかし、第4章で後述するように、これらの手法にはそれぞれ手法上の課題があるため、各手法によって推計された予測値は使用モデルや前提条件などにより大きく異なる。

そのため、資本費の長期評価を行う上では、各手法によって推計された予測値が異なる要因について分析を行った上で、各予測モデルの不確実性を考慮し、各予測モデルによる予測値のレンジの中から確度の高い資本費の予測値を評価することが重要である。そこで本研究では、このような資本費の予測における不確実性を考慮するため、複数の資本費モデルを入力データとし、ベイジアンモデルを用いることによって予測モデルの合成を行った。このモデルを用いることにより、複数のモデルの資本費の予測範囲の中から、特定期間の資本費の実績値を基に、確度が高いとされる予測合成値を評価することが可能である。図 2-5 に、本研究で用いたベイジアン法による資本費の長期評価モデルの概要を示す。

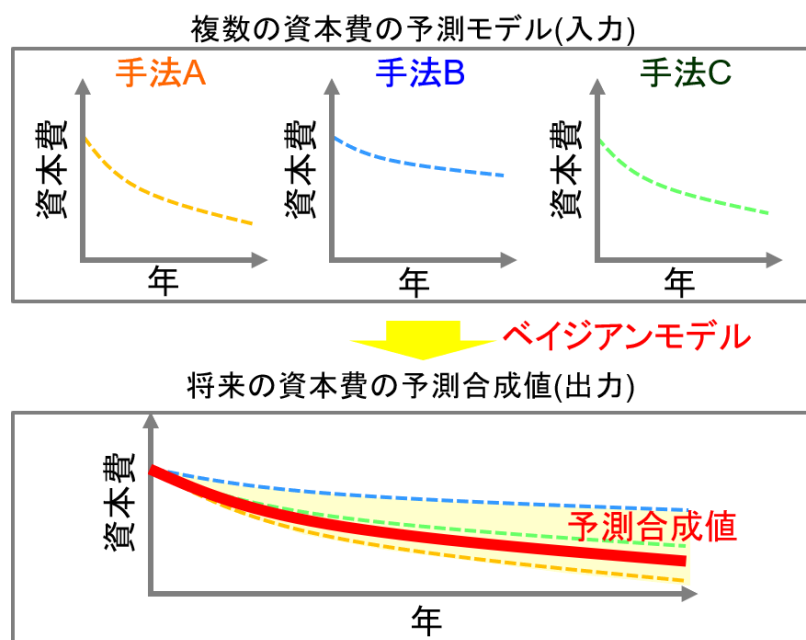


図 2-5 ベイジアン法を用いた資本費の長期評価モデルの概要

## 2.4 土地利用競合の影響評価モデル

土地利用競合の影響評価モデルは、土地利用や自然条件、地形条件などの空間データを入力データとし、太陽光発電と風力発電が競合する場所を評価するモデルである。このモデルを用いることによって、各電源が競合する場所や、競合場所に適した電源を踏まえ、太陽光発電と風力発電の設置可能場所や、設置可能場所における年間発電量をより精緻に評価することが可能となる。図 2-6 に本モデルの概要を示す。

この評価を行う上では、空間情報である様々なレイヤーを用い、空間的な統計データの解析や可視化を行うツールである GIS が有効である。

本モデルでは、森林法などに関わる土地利用に関わる法制度に基づき土地利用の細分を行い、太陽光発電と風力発電の設置可能場所を抽出する。次に、土地利用のみを考慮した設置可能場所のうち、年間日射量や年間平均風速の自然条件のレイヤーを用いることによって、太陽光発電と風力発電が競合する場所の特定を行う。同じ土地において、物理的には太陽光発電と風力発電の設置が可能であるが、太陽光発電システムが風力発電タービンの日影の影響を受けることや、地上の太陽光発電システムによって、風力発電タービンの設置やメンテナンスに支障が出ることを考慮すると、実際にはいずれか片方の電源のみが設置される可能性が高い。そのため本研究では、太陽光発電と風力発電の大量導入が行われた際に、このような各電源の土地利用競合が生じることを考慮し、競合場所には太陽光発電と風力発電のいずれか片方の電源のみが設置される想定を行った。

さらに、自然条件や傾斜角などの空間データを用いることによって、各電源の年間発電量や地形条件、電力エリア内の需給バランスの観点から、競合場所に適した電源の評価を行う。このように、各電源が競合する場所や、競合場所に適した電源を考慮することによって、各電源の設置可能場所などを精緻に評価することが可能となる。

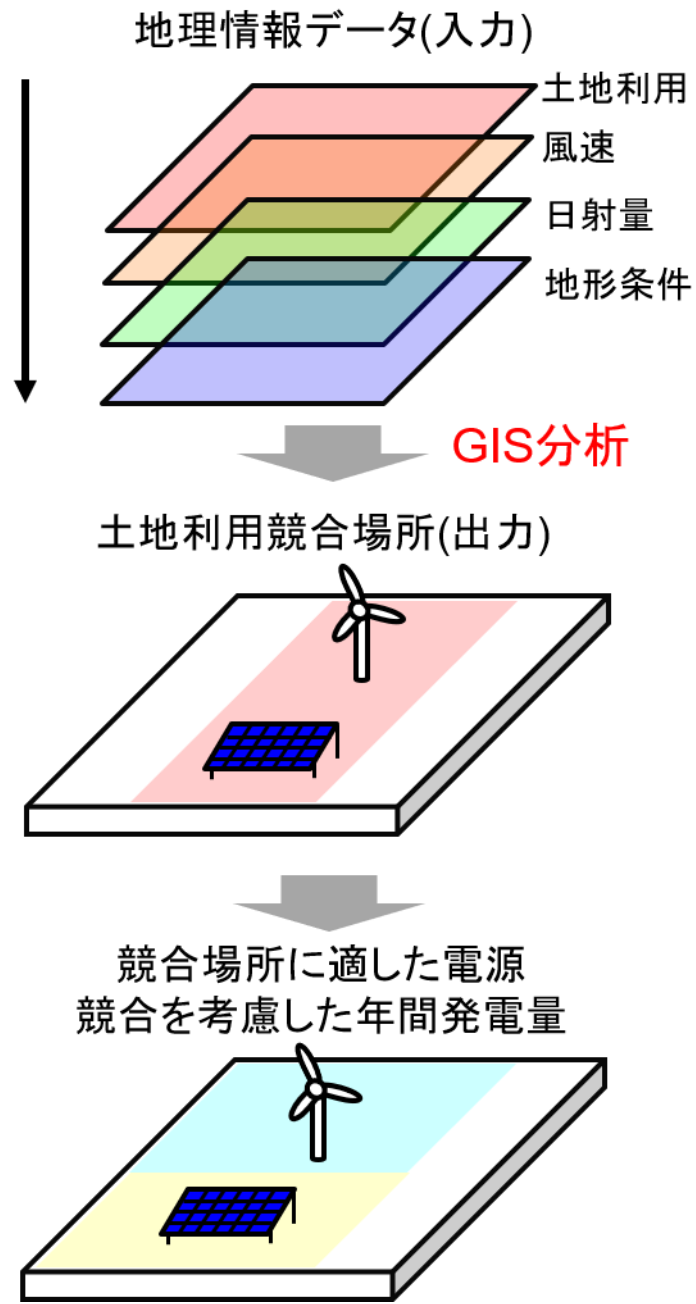


図 2-6 土地利用競合の影響評価モデルの概要

## 2.5 大量導入評価モデルによる評価

計量テキスト分析による売電価格算定の課題抽出モデル，ベイジアン法による資本費の長期評価モデル，土地利用競合の影響評価モデルをそれぞれ統合させることによって，定性的要素，時系列要素，空間的要素を考慮した太陽光発電と風力発電の導入可能性や各電源の大量導入における課題と解決策を評価することが可能である。

例えば，各地点における IRR より，土地利用の制約と事業性を考慮した導入可能量や適地などの評価が可能である（図 2-7）。また，式(2.6)で示した IRR と年間発電量の関係性より，一定の IRR 水準を満たす前提の下，太陽光発電と風力発電によって一定の発電量を得る場合における，必要な補助水準の評価が可能である。また，本モデルでは時系列要素を考慮しているため，長期的な資本費の低下による事業性の向上に伴う導入可能量の変化や，適地の変化についても詳細に分析することが可能である。これにより，中長期的な太陽光発電と風力発電の導入目標量や，優先的に各電源の立地を促進する場所の策定，および導入支援を行う上での適正な補助政策の検討に貢献することが期待される。



図 2-7 大量導入評価モデルによる評価

## 第3章 計量テキスト分析を用いた売電価格算定の課題抽出手法の検討

本章では、太陽光発電と風力発電の大量導入に伴う補助政策からの脱却を想定し、相対取引によって太陽光発電と風力発電による電力が売電された際における、売電価格算定の課題を計量テキスト分析によって抽出する方法を提案する。

### 3.1 計量テキスト分析を用いた課題抽出の必要性

2020年現在、発電事業者が太陽光発電や風力発電によって発電した電力は、調達価格等算定委員会が定めた固定価格で一般送配電事業者に対して売電される。この売電価格は、火力発電の燃料費に相当する回避費用と賦課金の2要素に分類することができ、そのうち賦課金については電力需要家が使用する電力量に応じて負担している。しかし、既にFITによる賦課金の高騰が問題となっている中で、国民負担低減の観点から、将来的には補助政策から脱却し、小売電気事業者や発電事業者などのステークホルダー間の相対取引によって電力が売電されることが予想される。実際に、豪州や英国などにおいては、FITの終了と同時に、太陽光発電を設置している需要家や、小売電気事業者との相対取引によって売電を行う制度へ移行している[45][46]。このような海外の動向を踏まえると、日本においてもFITなどの補助政策からの脱却に伴い、相対取引によって売電が行われることが想定される。

米国テキサス州においては、需要家に太陽光発電による電力の買取に伴う負担を負わせない考えの下で、垂直統合型の電力会社であるAustin Energyが太陽光発電の電力の価値(Value of solar)を試算し、“Value of solar”に相当する売電価格で、需要家が設置した太陽光発電による電力の全量分を買い取る制度を導入している[47]。この“Value of solar”は、卸電力の購入回避分に相当する回避エネルギーコスト(Avoided energy cost)、送電線における電力損失の回避分に相当する損失回避(Avoided loss)、kW価値(Capacity value)、環境価値(Environmental value)によって構成される[48]。また、米国のミネソタ州でも、垂直統合型の電力会社に対し、需要家が太陽光発電によって発電した電力から需要家を使用した電力を差し引いた余剰電力分を翌月の電気料金から差し引く方式(ネットメータリング)か、“Value of solar”に相当する買取価格で太陽光発電によって発電した電力を全量買い取る方式のいずれかを需要家が選択できるような制度を導入している[49]。このように、米国では垂直統合型の電力会社が独自に試算したValue of Solarを基に、太陽光発電による電力の買い取りを行っている地域がいくつか存在する。

しかし、米国における垂直統合型電力会社をはじめ、様々な研究機関やコンサルタント企業などが、太陽光発電によって発電された電力価値の定量化を試みているが、その価値試算

の方法は複雑であり困難である。Rockey Mountain Institute によるレポートでは、太陽光発電による電力の価値試算を行った文献レビューを行い、各文献における定量化の手法と推計値の比較を行っているが、各文献による定量化の手法と推計値は文献により大きく異なることが示されている（図 3-1）[50]。例えば、Vote Solar がカリフォルニア州を対象に試算した太陽光発電の電力価値は 33.93¢/kWh と推計されている一方で[51]、Lawrence Berkeley National Laboratory(LBNL)が試算した価値は約 5.91¢/kWh でしかない[52]。これは、各機関が太陽光発電による電力の価値項目として含まれる要素の種類と、各要素の試算の方法の違いによるものである。このように、太陽光発電による電力価値を算定し、買取価格を評価する研究や調査は多数行われているが、その評価手法は確立されていない。

太陽光発電や風力発電は自然変動電源であるため、長期的に見た場合には、電力システム全体での需給調整に関わるコストや火力電源のバックアップコストを増大させる場合があることも指摘されている（[53]-[57]）。従って、FIT などの補助政策終了後において、太陽光発電の売電価格を算定する上では、太陽光発電や風力発電による電力の価値試算の不確実性について十分留意し、その算定方法の課題を把握することが重要である。

そのため、これまでは定量的手法に基づいた太陽光発電による電力の価値算定の評価が試みられてきたが、発電事業者と小売電気事業者などのステークホルダー間との相対取引に移行することを想定し、定量的観点だけでなくステークホルダーの意向を踏まえた定性的な観点を取り入れた評価が重要である。

豪州や英国では、FIT などの補助政策を終了する際において、太陽光発電を所有している需要家や小売電気事業者からの提案書を募集し、一般に公開している。そこで本研究では、日本においても FIT などの補助政策が終了する際において、海外と同様にステークホルダーから提案書が提出されることを想定し、ステークホルダーの提案書を基に、補助政策終了後の売電価格算定における課題を抽出することを試みた。計量テキスト分析とは、文章型のデータを基に、人の言葉として表現された文章の傾向を可視化したり、統計的に解析したりすることによって、その文章の特徴などを把握する手法である。これまで、計量テキスト分析に関する手法は、マーケティング分野や株価の予測、ソーシャルメディアの分析に用いられてきたが、電力市場やエネルギー政策に関する評価に対しては十分活用されていない。電力市場の評価を対象にした数少ない既往研究の一つとして、マッピングソフトウェアを用いて、FIT の制度設計における要素を可視化した Martin らの研究が挙げられる（図 3-2）[58][59]。しかし、Martin らの分析では、FIT の制度設計における要素を示している一方で、各要素に対する重要性の度合いについては考慮されていない。本研究では、これらの既往研究を踏まえた上で、定量テキスト分析によって、再生可能エネルギーによる電力の価値試算に関わる課題を定量的に抽出する（図 3-3）。この課題を定量的に抽出することにより、ステークホルダーが指摘する項目の重要性を把握することが可能となり、補助政策終了後の適切な売電価格を評価することに貢献すると考えられる。

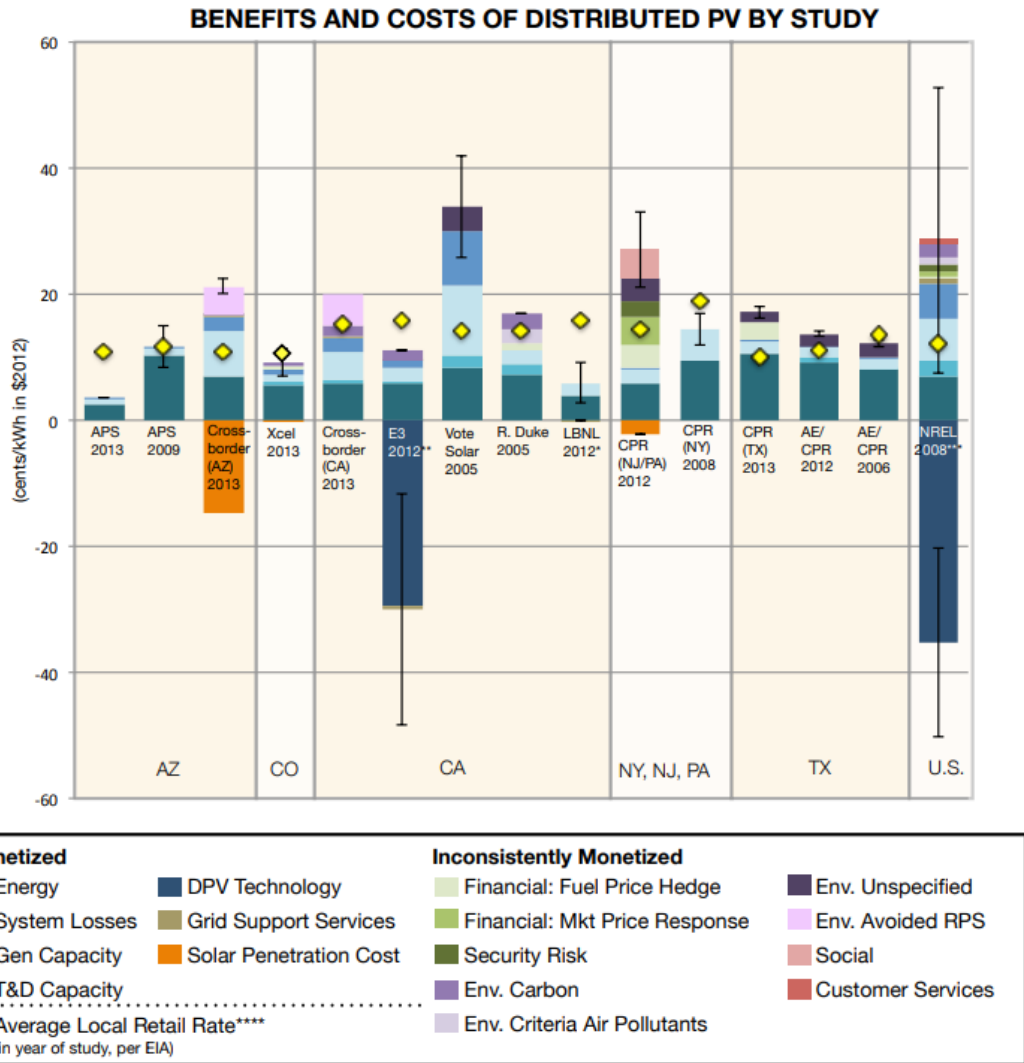


図 3-1 Rocky Mountain Institute による太陽光発電の電力価値のメタ分析[50]



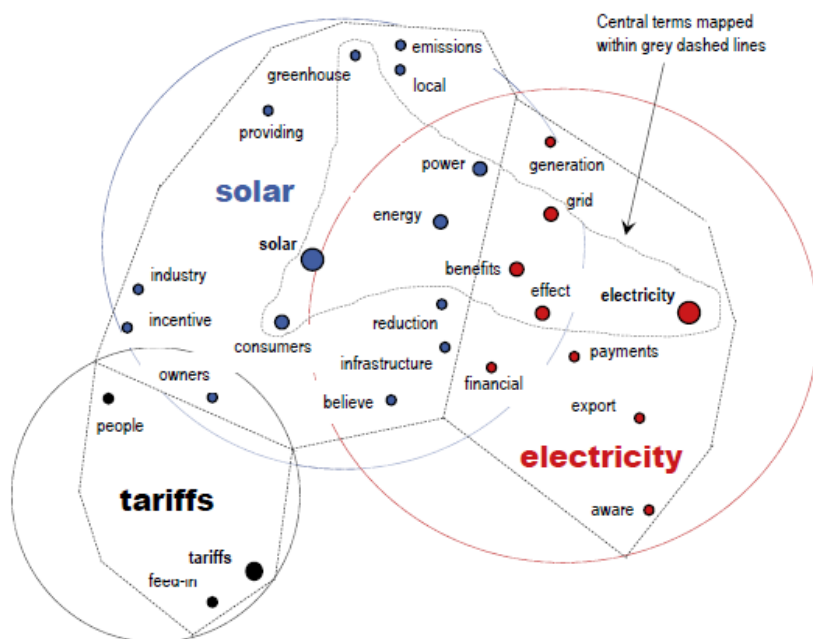


図 3-2 計量テキスト分析を用いたマッピング評価の例[59]

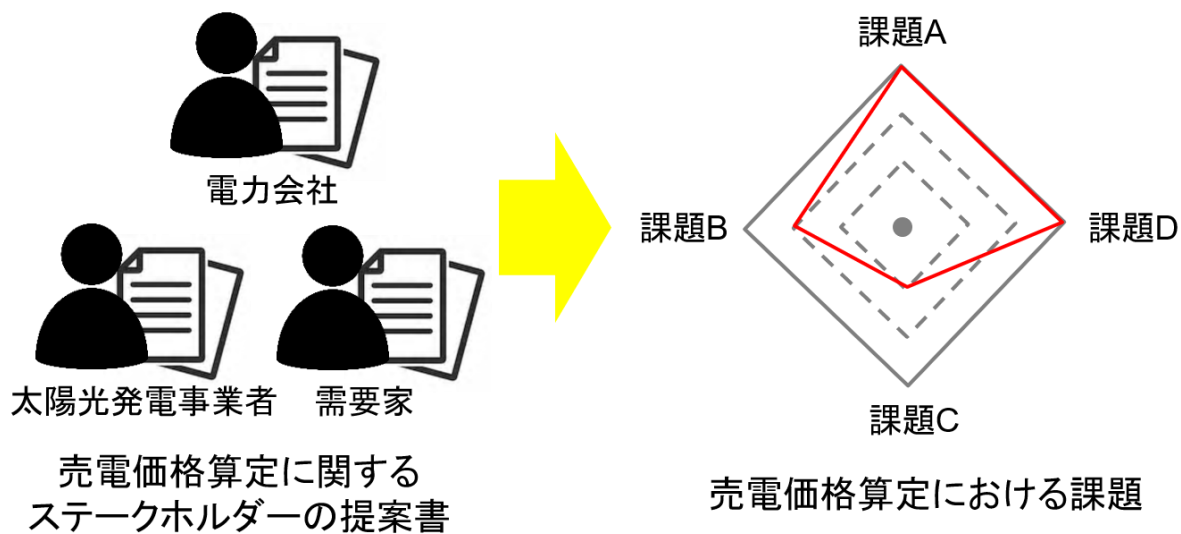


図 3-3 本研究で提案する計量テキスト分析の概念

## 3.2 評価対象地域の選定

日本においては、2020年時点においてFITが導入されており、太陽光発電や風力発電で発電された電力は、調達価格等算定委員会が定めた固定価格で送配電事業者が買い取る制度をとっている。このような事情もあり、各電源によって発電された電力の価値試算に関わる提案書は提出されていない。そのため、本研究では既にFITなどの補助政策が終了している海外の事例を踏まえた上で、本研究で提案する計量テキスト分析の評価対象地域を選定し、ケーススタディを行った。

2020年時点において、太陽光発電などを対象にFITなどの補助政策が終了している国・地域として、豪州の4州（ニューサウスウェールズ州、サウスオーストラリア州、クイーンズランド州、ビクトリア州）および英国が確認されている[45][46]。いずれの国・地域においても、ステークホルダーからの提案書が提出されているが、その中で提案書が豊富に提出されており、かつ日本と同様に電力の小売自由化が行われている豪州の4州をケーススタディにおける評価の対象場所とした（図 3-4）。

これらの州では、FITが既に終了しており、一部の太陽光発電システムは既に入取期間を終えている（表 3-1）。いずれの州においても、太陽光発電で発電された電力は、太陽光発電の発電事業者もしくは太陽光発電を設置している需要家と、小売電気事業者との間での相対取引によって売電価格が決定されるが、売電価格に州の規制当局が定めた規制価格（最低価格）が設定されている州と、規制価格が定められていない自由取引によって売電価格が定められる州に大別される。

ビクトリア州とクイーンズランド州の郊外では、各州の規制当局が太陽光発電による電力価値を試算し、試算した電力価値に基づいて規制価格（最低価格）を設定している[60][62]。この制度の下では、小売電気事業者は規制当局が定めた規制価格以上の価格で、太陽光発電によって発電された電力を買い取ることが義務付けられている（図 3-5 (A)）。また、ニューサウスウェールズ州とクイーンズランド州の都市部では、規制当局による売電価格は定められておらず、小売電気事業者は自由に売電価格を定めることができる[63][64]。この制度の下では、太陽光発電による電力を小売電気事業者が0円/kWhで買い取ることも可能である。これらの州においても、規制当局は太陽光発電の電力価値を試算し、試算方法に関わるレポートを公開しているが、あくまでの参照価格としての位置づけであり、小売電気事業者は定められた参照価格以上の価格で太陽光発電による電力を買い取る義務を負わない（図 3-5 (B)）。

サウスオーストラリア州では、2012年1月から2016年12月まで規制価格を導入していたが、2017年1月以降は規制価格を撤廃し、現在では市場ベースで定められた売電価格で太陽光発電による電力の取引が行われている[62]。

この規制価格および参照価格の基準となる太陽光発電の価値試算については、6-18 か月毎に規制当局によって算定され、その算定方法はレポートとして公開されている。また、レポートの公開の都度、ステークホルダーからの提案書を受け付けており、提案書は各州の規制当局のウェブサイトで開催されている。これらの提案書は、計量テキスト分析による売電価格算定の課題抽出手法を検討する上で、有効な対象となると考えられる。

表 3-1 太陽光発電の FIT が終了している国・地域

国	州	FIT 終了時期	ステークホルダーからの提案書数
豪州	ニューサウスウェールズ	2011	100
	クイーンズランド	2012	51
	サウスオーストラリア	2011	102
	ビクトリア	2013	35
英国		2019	数十件

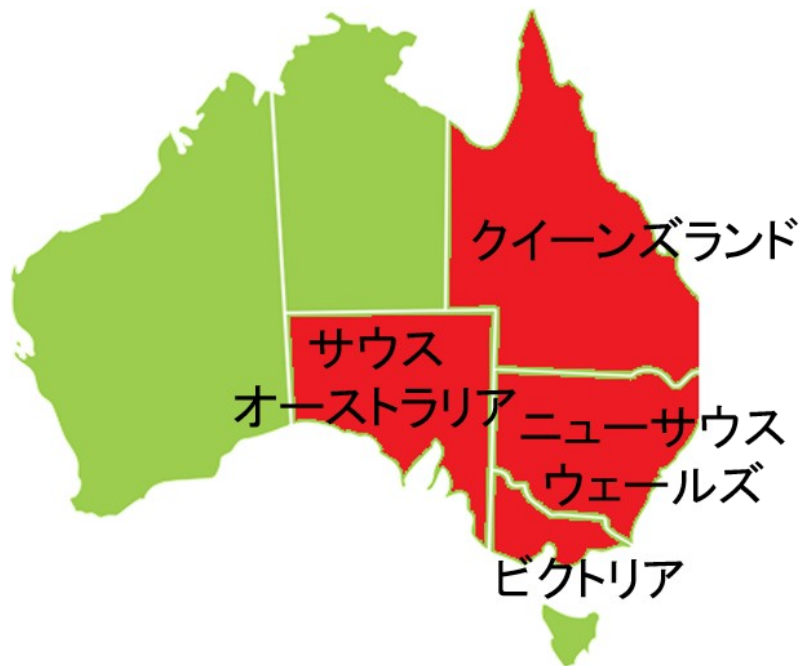


図 3-4 評価の対象とする豪州の州

表 3-2 豪州の 4 州における買取構造と太陽光発電の累積導入量

([65]を基に作成)

州	買取構造	2018 年 9 月までの累積太陽光発電導入量 [MW]
ニューサウス ウェールズ	市場ベース (参照価格)	2,458
クイーンズ ランド	市場ベース (都市部) 規制価格 (郊外)	3,525
サウス オーストラリア	規制価格 (2012–2016) 参照価格 (2017–現在)	1,258
ビクトリア	規制価格 (2014–現在)	1,631

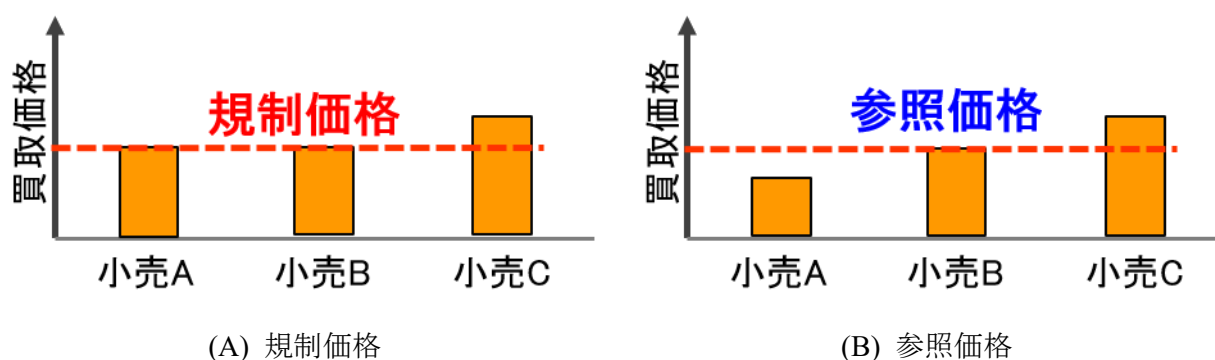


図 3-5 規制価格と参照価格の違い

### 3.3 豪州の規制当局による太陽光発電の電力価値試算

本研究が対象とする豪州の 4 州では、電力の小売電気事業者は全国電力市場(National Electricity Market: NEM)から卸電力を購入し、NEM へ対して卸電力購入量に応じた従量料金を支払う形式をとっている (図 3-6) [66]。NEM は、電力価値(kWh)を取引するプール市場で、発電設備の投資回収費用や燃料費などは、電力量の取引価格に反映される。太陽光発電によって発電された電力は NEM 市場参加の対象外であり、小売電気事業者が最終需要家から余剰電力を調達した場合には、別の最終需要家との相対取引によって余剰電力を販売する。このような市場構造に基づき、豪州では「小売電気事業者が太陽光発電による電力の買取を行わなかった場合には、電力市場から電力を購入していただろう」という考え方から、卸電力価格を中心とした回避費用をベースによって試算される。すなわち、豪州の規制当局による太陽光発電の電力価値は、再生可能エネルギーとしての価値だけでなく、電力としての価値が主となる。本研究では、豪州の規制当局が試算した価値を「電力価値」とし、電力価値の評価における課題抽出を試みた。

豪州の規制当局が試算した太陽光発電による電力の価値は、(i) 卸電力購入回避価値 (Avoided wholesale cost), (ii) 電力損失回避価値 (Avoided line loss), (iii) アンシラリーサービス回避価値 (Avoided ancillary service cost), (iv) 市場回避価値 (Avoided market fees), (v) 炭素の社会的回避価値 (Avoided social cost of carbon) の 5 要素によって構成されている (表 3-3) ([60]—[64])。

卸電力購入回避価値は、電力市場からの電力購入を回避することによる価値に相当し、将来の卸電力価格の予測値をベースに試算される。卸電力価格の予測には、将来の燃料価格、過去のスポット価格、過去の負荷需要、発電機の設定利用率、ピーク需要、太陽光発電の設置による昼間の負荷減少などを考慮し、様々な条件の下での確率的シミュレーションによって行われる。ただし、具体的な価値の算定方法は州によって異なる。クイーンズランド州とビクトリア州では、モンテカルロシミュレーションで得られた複数の結果の平均値を基準として用い、サウスオーストラリア州では複数の結果のうちの 90%信頼区間の最小側を適用している[67]。サウスオーストラリア州で、90%信頼区間の最小側を適用している理由は、卸電力価格の予測値が実績値を上回る価値を買取価格のベースとした場合、電気料金の上昇を引き起こさないようにするためとされている。実際に、サウスオーストラリア州では、2013 年以前の卸電力価格の予測において、電力需要を実績よりも過大に予測したため、卸電力価格の予測値が実績値よりも約 3 豪¢/kWh 以上上回った実例がある。また、ビクトリア州においては、太陽光発電が発電している時間帯における卸電力価格を反映するため、1163 件の太陽光発電を設置している需要家の余剰電力を測定し、実際に発電されている時間の卸電力価格の平均値を試算の基準にしている[60]。なお、豪州における考え方と同様に、日本において卸電力購入回避価値を試算する場合には、日本卸電力取引所[61]における卸電力価格が基準になると考えられる。

送配電損失回避価値  $V_l$  [豪¢/kWh] は、卸電力購入回避価値  $V_w$  [豪¢/kWh] と送配電損失係数  $LF$  の積によって決定され、式(3.1)のように示される。NEM における送配電損失係数は、配電網と送電線の接続点において、負荷が 1 MW 増加した際における追加的発電量で決まる追加的損失係数 (Marginal Loss Factor) と、送電線接続点と配電網接続点の間の平均損失である配電損失係数 (Distribution Load Factors) の積によって決定される。

$$V_l = V_w \cdot LF = MLF \cdot DLF = \left( 1 + \frac{\Delta_{loss}}{\Delta_{load \cdot increment}} \right) \cdot DLF \quad (3.1)$$

$\Delta_{load \cdot increment}$ : 追加的負荷 [MW]

$\Delta_{load}$ : 発電端と負荷側接続点の間において、追加的負荷が発生した際の追加損失 [MW]

市場手数料回避価値とアンシラリー価値は、小売電気事業者がプール市場から電力を購入する際に支払う手数料とアンシラリーサービスに対する費用の回避分に相当する価値である。

規制価格を導入している州においては、従量料金で市場手数料と電力システム全体に関わるアンシラリー費用を支払っている。そのため、この価格分は太陽光発電によって発電された電力の購入によって回避されるという考えに依るものである。市場手数料には、市場運用者である Australian Energy Market Operator (AEMO)の運営費や、電力システム全体でのインバランス負担などが含まれる。

炭素の社会的回避価値は、太陽光発電の電力を購入することによる環境価値に相当し、2017年以降にビクトリア州のみで考慮されている[60]。ビクトリア州では、同州のエネルギー効率証書である Victorian energy efficiency certificates (VEECs)の過去の平均価格と、二酸化炭素の排出係数の積によって決定される。VEECsとは、LED への交換を行う事業など、エネルギー効率を改善した場合のみに発行される証書であり、ビクトリア州の小売電気事業者には一定量の購入が義務付けられている。ただし、小売電気事業者が太陽光発電の電力を購入にした場合においても、VEECsは発行されず、VEECsの購入義務量の達成に用いることはできない。そのため、VEECsの価格は環境価値を試算する上での参考価格として用いられたものであると考えられる。

図 3-7 に、豪州の規制当局が試算した太陽光発電の電力価値を示す。豪州においては、太陽光発電の電力価値は卸電力購入回避価値が9割以上を占めており、電力価値試算のベースとされている。また、電力損失回避価値とアンシラリーサービス回避価値、市場回避価値の3価値については、考慮されたとしても0.1豪¢/kWh程度でしなく、全体に占める割合はわずかでしかない。

しかし、豪州においては、豪州の規制当局が試算した買取価格の試算方法に対し、小売電気事業者や発電事業者などが提案書で意見を示しており、これらの提案書について詳細に分析することが重要である。

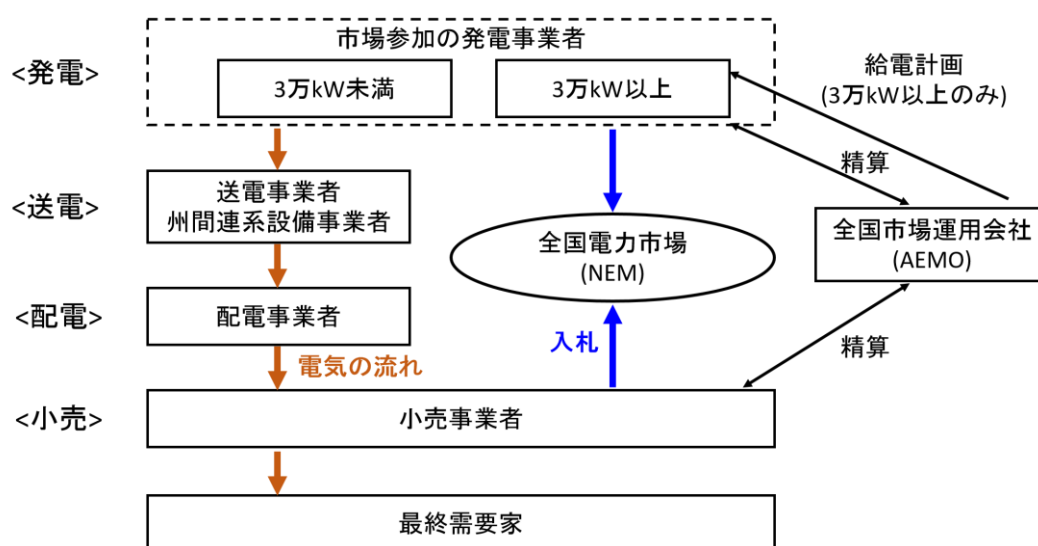


図 3-6 豪州の電力エネルギー市場の構成  
([66]を基に作成)

表 3-3 豪州の規制当局が考慮した太陽光発電の電力価値の項目

項目	試算の概要
卸電力購入回避価値 (Avoided wholesale cost)	将来の燃料価格，過去のスポット価格，過去の負荷需要，発電機の設備利用率，ピーク需要，太陽光発電の新規設置などを考慮し，確率的シミュレーションによって算出された卸電力価格の予測値に基づく。
送配電損失回避価値 (Avoided line loss)	エネルギー価値と送配電損失係数 $LF$ の積 送配電損失係数は，追加的損失係数(Marginal Loss Factor: $MLF$ )と，配電損失係数(Distribution Loss Factor: $DLF$ )の積で決定される。
アンシラリー費用回避価値 (Avoided ancillary fee)	NEMへ対し，従量料金で支払っているアンシラリーサービス費に基づく。
市場参加費回避価値 (Avoided market fee)	NEMへ対し，従量料金で支払っている市場参加手数料に基づく。
環境価値 (Avoided social cost of carbon)	ビクトリア州にて取引されるエネルギー効率証書(Victorian Energy Efficiency Certificate, VEECs)の平均価格と排出係数の積。

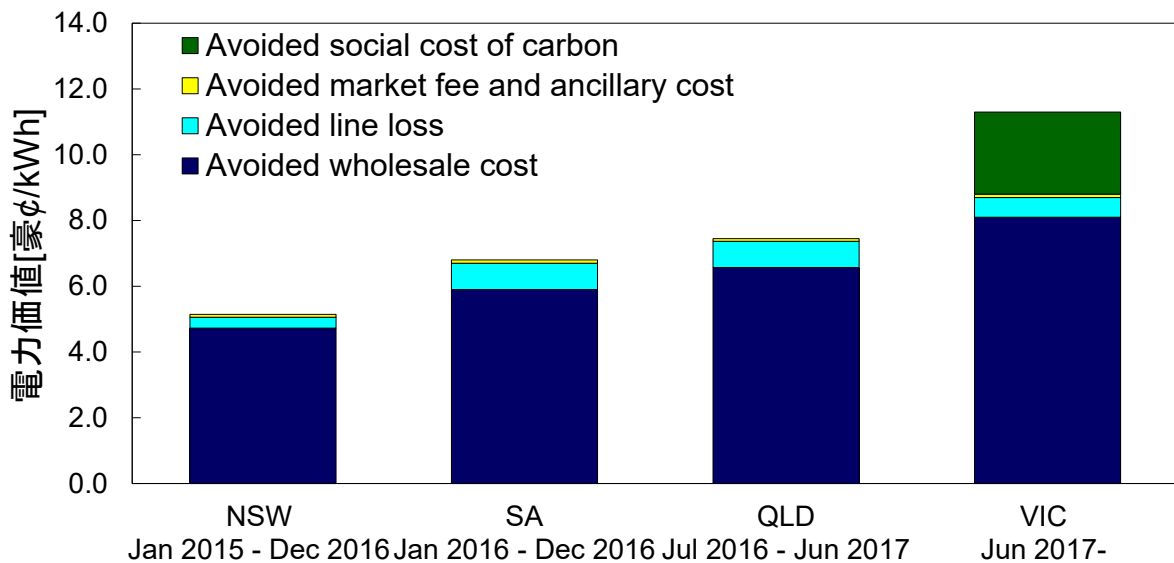


図 3-7 豪州の規制当局が試算した太陽光発電の電力価値[豪¢/kWh]

### 3.4 計量テキスト分析による評価手法

本研究では、以下の 3 手順を踏むことにより、計量テキスト分析を用いることによって、太陽光発電の電力価値の試算方法における課題抽出を行った（図 3-8）

第一に、豪州の規制当局が試算した電力価値に含まれる 5 つの要素（表 3-3）を基準に、各要素に関する文章が含まれる集合( $A_1$ - $A_5$ ) を定義した。これらの集合は、 $A_1$ : 卸電力購入回避価値、 $A_2$ : 電力損失回避価値、 $A_3$ : アンシラリーサービス回避価値、 $A_4$ : 市場コスト回避価値、 $A_5$ : 炭素の社会的回避価値に対応するものとする。各集合 ( $A_1$ - $A_5$ ) には、表 3-4 に示すコーディングルールに基づく文章を格納するとした。コーディングルールとは、各文章を指定したルールに基づき各集合へ格納するためのルールである。例えば、集合  $A_1$  は、“wholesale” or “spot”のコーディングルールを満たす文章が格納されるが、これは“wholesale”と“spot”の単語のいずれかが文章内に登場した場合に、対応する文章が集合  $A_1$  へ格納される（図 3-12）。ただし、一つの文章の中に“wholesale”と“ancillary”という単語が同時に登場した場合、コーディングルールに基づき集合  $A_1$  と  $A_3$  の両方に格納される。従って、各集合に含まれる要素は互いに独立とならない。

第二に、対象とした豪州 4 州において、定義したコーディングルールを満たす文章集合 ( $A_1$ - $A_5$ ) の頻度を集計し、豪州のステークホルダーの関心が特に高いと考えられる価値試算における要素を特定した。

第三に、ステークホルダーが主張している具体的な内容を把握するために、頻度が最も高かった集合  $A_i$  に着目した上で、集合  $A_i$  に含まれる全単語の Jaccard 係数を基に、ステークホルダーが用いている単語のうち特に特徴の高い単語の抽出を行った。Jaccard 係数は、提案書内における  $n$  個の単語のうち  $j$  番目の単語  $\omega_j$  が含まれる文章集合を  $B_j$  とした場合、集合  $A_i$  と集合  $B_j$  に含まれている要素のうち共通要素が占める割合を示したもので、式(3.2)の通り定式化される（図 3-9）。

$$Jaccard(A_i, B_j) = \frac{P(A_i \cap B_j)}{P(A_i \cup B_j)} \quad (3.2)$$

Jaccard 係数は集合  $A_i$  と集合  $B_j$  の差集合の要素数に大きく依存し、差集合の要素数が多いほど Jaccard 係数は小さくなることに留意が必要である。なお、Jaccard 係数と似た係数として、式(3.3)で示される Dice 係数や、式(3.4)で示される Shimpson 係数がある。



$$Dice(A_i, B_j) = \frac{P(A_i \cap B_j)}{\{P(A_i) + P(B_j)\} / 2} \quad (3.4)$$

$$Simpson(A_i, B_j) = \frac{P(A_i \cap B_j)}{\min\{P(A_i) + P(B_j)\}} \quad (3.5)$$

Dice 係数は、2つの集合の平均要素数と共通要素数の割合を示した係数で、Dice 係数が大きいほど2つの集合の類似度が高いことを示す(図 3-10)。Dice 係数では、Jaccard 係数の定義式の分母を和集合の要素数から、2つの集合の平均要素数とすることによって、差集合の要素数が大きくなった際の影響を緩和している。ただし、Dice 係数を用いた場合でも、片方の集合が別の集合を内包している場合など、2集合の要素数に大きな差があり、差集合の要素数が大きくなった場合には、Dice 係数が低下する特徴がある。

Shimpson 係数は、2つの集合のうち要素数が少ない方の要素数と共通要素数の割合を示した係数で、他の係数と同様に Simpson 係数が大きいほど2つの集合の類似度が高いことを示す(図 3-11)。Shimpson 係数では、Jaccard 係数の定義式の分母の和集合の要素数から、2集合のうち要素数が少ない方とすることによって、Dice 係数よりも差集合の要素数による影響を緩和し、相対的に共通要素数を重視した指標となっている。ただし、Shimpson 係数を用いた場合でも、Shimpson 係数の要素数が少ない方の要素数を分母とするため、一方の集合の要素が少ない場合には、Shimpson 係数が1に近い値となる。

本研究で評価の対象とするステークホルダーの提案書は、提案書に含まれる集合  $A_i$  の要素数に対して、集合  $B_j$  が集合  $A_i$  に内包されるケースや、集合  $A_i$  に対して集合  $B_j$  の要素数が著しく小さくなるケースが存在することが予想される。そのため、Dice 係数や Shimpson 係数を用いた場合には、各単語の要素数が少ない場合においても、類似性が高いと評価されてしまうことが生じ得る。従って、Jaccard 係数と類似する様々な係数が存在する中で、提案書に含まれる集合  $A_i$  と集合  $B_j$  の要素数の特徴などを考慮し、本研究では集合  $A_i$  と関連する単語  $\omega_j$  を抽出するために Jaccard 係数を用いた。

ステークホルダーが用いている特徴的な単語を把握するために、各単語の頻度を単純に推計する方法が用いられる場合がある。しかし、集合  $A_i$  における単語の数を単純に集計した場合、各単語は集合  $A_i$  以外の文章でも頻繁に用いられている可能性があるため、単語数が多い単語が集合  $A_i$  において必ずしも特徴的な単語とは限らない。他方で、Jaccard 係数は、集合  $A_i$  の中でのみ単語  $\omega_j$  が多く登場する場合に大きな値となるため、集合  $A_i$  において特に関連する単語を把握しやすい。例えば、図 3-13 を例としたみた場合、単語  $X$  と単語  $Y$  はいずれも頻度 3 であるが、単語  $X$  は単語  $Y$  と比較して集合  $A_i$  の中で多く出現している。このとき、

単語 X の Jaccard 係数は  $3/3 = 1$ ，単語 Y の Jaccard 係数は  $1/3$ ，であり，単語 X と単語 Y の頻度が同じでも，単語 X の Jaccard 係数の方が単語 Y と比較して大きくなる。このように，Jaccard 係数は集合  $A_i$  に関して特に重要性のある単語を特定する際に有効であるため，本研究における指標とした。なお，Jaccard 係数の推計には，オープンソースのソフトウェアである KHCoder を用いた[68]。

### 1. 電力の価値項目に対応した文章集合( $A_1$ - $A_5$ )の定義

豪州の規制当局が試算した価値項目に対応した文章集合の定義



### 2. 全提案書における各集合の頻度の推計

ステークホルダーの関心が最も高い価値項目を抽出



### 3. 集合内における全単語のJaccard係数の推計

各州の価値試算に関する特徴語を把握し、価値試算における課題を把握

図 3-8 計量テキスト分析による電力価値試算の課題抽出手順

表 3-4 豪州の規制当局が考慮した価値項目に対するコーディングルール

集合	価値項目	コーディングルール
$A_1$	Avoided wholesale cost	“wholesale” or “spot” (“line” and “loss”) or
$A_2$	Avoided line loss	(“network” and “loss”) or (“distribution” and “loss”) or (“transmission” and “loss”)
$A_3$	Avoided ancillary fee	“ancillary”
$A_4$	Avoided market fee	“market and fee”
$A_5$	Avoided social cost of carbon	“social” and “cost” and “carbon”

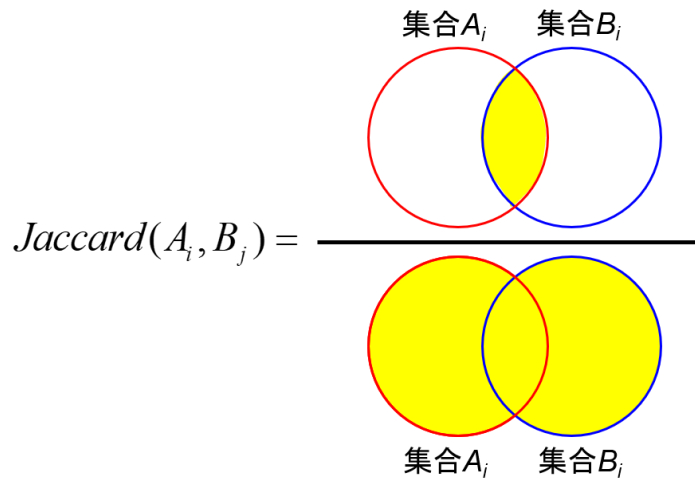


図 3-9 Jaccard 係数の計算方法

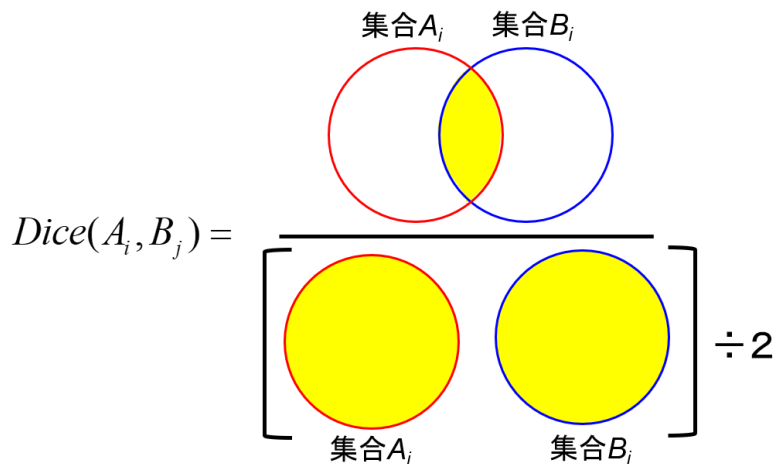


図 3-10 Dice 係数の計算方法

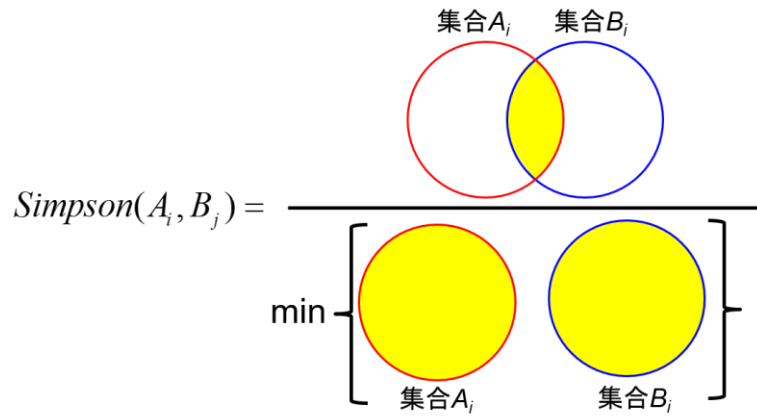


図 3-11 Simpson 係数の計算方法

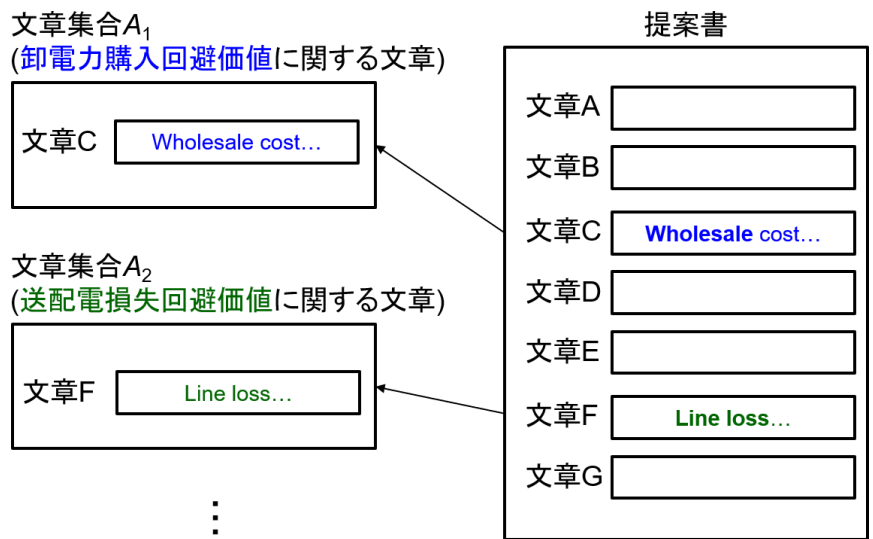


図 3-12 コーディングルールに基づいた文章の格納方法

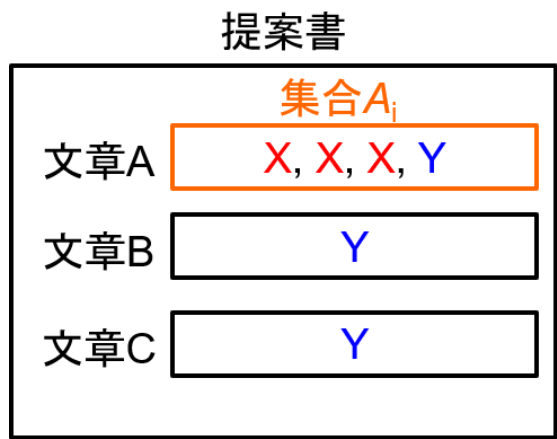


図 3-13 Jaccard 係数の計算例

### 3.5 入力データおよびステークホルダーの概要

本研究では、2018年9月の時点で各州の規制当局に提出された計291の提案書を収集し、提案書内のテキストデータを計量テキスト分析における入力データとした。対象とした提案書は、2011年から2016年の間に各州の規制当局に提出されたもので、合計文章数は7,866、単語数は231,769である(表3-5)。ニューサウスウェールズ州は、対象とした4州の中で最も早い2011年5月にFITの新規募集を終了しており、提案書が提出された時期も最も早い。ニューサウスウェールズ州に続いて、他の州においてもFITの新規募集が終了しており、規制価格もしくは参照価格の算定時において、ステークホルダーからの提案書が提出されている。クイーンズランド州においては、2012年に提出された53の提案書がクイーンズランド州の規制当局のWebサイトで公開されている。ビクトリア州では、2013年以降毎年提案書が提出されているものの、提案書の数は35であり、全州の中で最も少ない。

本研究では、各州の提案書を基に、図3-14で示す提案書のテキストデータに関するデータセットを作成した。本データセットは、提案書が提出された州、提案書が提出された時期、提案書を提出したステークホルダーの種類(小売電気事業者、需要家、太陽光発電事業者、第三者機関)、および提案書のテキストデータを行ごとに整備したものである。本データセットはcsv形式で作成し、計量テキスト分析のソフトウェアであるKHcoderの入力データとした。なお、Appendix Aに、本研究で用いた入力データの詳細を示す。

図3-15に、各州における提案書を提出したステークホルダーの割合を示す。提案書を対象とした定量テキスト分析を行う上で、評価結果は各州のステークホルダーの割合に依存する可能性がある。しかし、ステークホルダーの割合の調整を行った場合、特定の提案書を排除することによる選択バイアスが生じる可能性があり、ステークホルダーの割合に依存するバイアスを完全に排除することは困難である。従って、本研究ではステークホルダーの割合の調整は行わずに評価を行った。

表 3-5 各年(2011-2016)における提案書の数

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	合計
ニューサウスウェールズ州	35	-	22	17	26	-	100
クイーンズランド州	-	54	-	-	-	-	54
サウスオーストラリア州	23	-	40	11	1	27	102
ビクトリア州	-	-	9	9	17	-	35

	A	B	C	D	
1	State	Year	Organization	Type	Text
2	VIC	2014	AGL	Retailer	Draft Decision on Minimum electricity feed-in tariffs for application from 1 January 2014 to 31 December 2014,
3	VIC	2014	Alinta Energy	Retailer	Alinta Energy Retail Sales Pty Ltd (Alinta Energy) welcomes the opportunity to comment on the Essential Servic
4	VIC	2014	CEC	Third party	The ESC has proposed a feed-in tariff (FIT) that potentially has different rates applying during peak, off-peak a
5	VIC	2014	David Sparks	Individual	During 2012 the Victorian Competition & Efficiency Commission (VCEC) conducted an enquiry into Distributed
6	VIC	2014	Energy Australia	Retailer	1. Timetable and consultation The legislation requires the Victorian minimum feed-in tariff (FIT) for the next ca
7	VIC	2014	ERAA	Retailer	Dear Mr Cefai, RE: Minimum Electricity Feed-in Tariffs: For application from 1 January 2014 to 31 December 201
8	VIC	2014	Esaa	Third party	The Energy Supply Association of Australia (esaa) welcomes the opportunity to make a submission to the Victo
9	VIC	2014	Origin Energy	Retailer	Minimum Electricity Feed-in Tariffs - Draft Decision Origin Energy (Origin) welcomes this opportunity to respor
10	VIC	2014	Trevor Bergman	Individual	Retailers must be required to pay a feed-in tariff to customers who are also Small Embedded Renewable Gene
11	VIC	2015	AGL	Retailer	AGL welcomes the opportunity to comment on the Essential Services Commission of Victoria's Draft Report (E
12	VIC	2015	Angela Mclean	Individual	I am just writing in to express my disappointment in the slowly diminishing Minimum electricity Feed in Tariff i
13	VIC	2015	Alternative Technology Association	Third party	The Alternative Technology Association (ATA) welcomes the opportunity to provide comment on the ESCs Draf
14	VIC	2015	CEC	Third party	The Essential Services Commission (ESC) has highlighted the Victorian Government's failure to implement its
15	VIC	2015	Dunstan Girton	Individual	As we have asked before about the daily supply charge to consumers who have Solar Power, why is there such
16	VIC	2015	ERAA	Retailer	The Energy Retailers Association of Australia (ERAA) welcomes the opportunity to provide comments in respon
17	VIC	2015	John Bolton	Individual	In regards to your proposal to reduce the feed-in tariff in 2015 I most thoroughly object to this proposal. The curr
18	VIC	2015	Nick Legge	Individual	For the ESC's "fair and reasonable" criterion to be satisfied it would seem important that time-varying minimum
19	VIC	2015	Origin Energy	Retailer	Energy (Origin) welcomes this opportunity to respond to the Essential Service Commission's (the Commission)
20	VIC	2016	AGL	Retailer	AGL welcomes the opportunity to comment on the Essential Services Commission of Victoria's Draft Report (E
21	VIC	2016	Brian E Krahnert	Individual	I. The Executive Summary lists two of the factors that are relevant to the value of electricity supplied by small re
22	VIC	2016	Burzin Bhavnagri	Individual	The Essential Services Commission (ESC) has invited comments on its draft decision dated June 2015: Minimu
23	VIC	2016	Christine Kennedy	Individual	It is with great disappointment I read that the F-I-T (Feed-in Tariff) is to be lowered again. Being a member of a
24	VIC	2016	Clive Amery	Individual	I recently became a small renewable energy generator. I made this investment in November 2014 and, although th
25	VIC	2016	Dary J Tuckerl	Individual	First let me thank the Commission for the opportunity to comment on the "Draft Decision on Minimum Electrici
26	VIC	2016	Eddie Williamson	Individual	My name is Eddie Williamson. I have read the draft and found it to be faulty in many aspects the previous draft
27	VIC	2016	ERAA	Retailer	The Energy Retailers Association of Australia (ERAA) welcomes the opportunity to provide comments in respon
28	VIC	2016	Gary Baker	Individual	It is amazing that solar power is worth so little. Last I recalled it is a renewable source of electricity which is so
29	VIC	2016	John Wilson	Individual	The Wholesale Electricity Spot Price predicts an increase of 60+ Mwh peak for 2016, so why is the Solar Input
30	VIC	2016	Loris E. Wood	Individual	It is with great concern I write to register my objection to your forthcoming decision of the Solar Rebate Feed-in
31	VIC	2016	Melbourne Energy Institute	Third party	The Melbourne Energy Institute (Institute) welcomes the opportunity to provide comment on the Essential Serv

図 3-14 入力データとして用いた各州の提案書に関するデータセットの一例

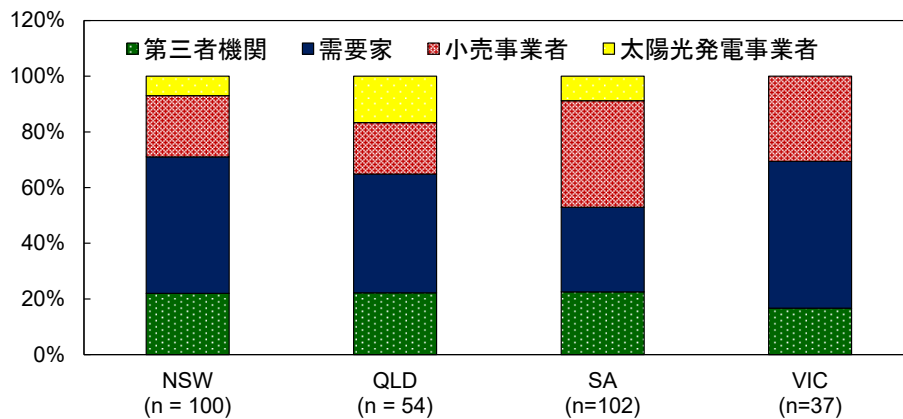


図 3-15 各州において提案書を提出したステークホルダーの割合[%]

## 3.6 計量テキスト分析による課題抽出結果

### 3.6.1 全提案書における各集合の出現割合

対象とした全提案書のうち、3.4 節で定義した各集合 ( $A_1$ – $A_5$ ) の頻度を州別に集計し、各州の全提案書に各集合が含まれる出現割合を推計したものを図 3-16 に示す。その結果、対象とした 4 つのいずれの州において、卸電力購入回避価値に関する集合  $A_1$  が含まれる割合が最も高いことを示した。対象とした全 291 の提案書のうち、83 の提案書で集合  $A_1$  が含まれている。これは、全提案書のうち 29% の割合に相当する。

前述の図 3-7 で示した通り、各州の規制当局によって推計された卸電力購入回避価値は、太陽光発電の電力価値の中で最も高い割合を占めている。そのため、ステークホルダーから高い関心を得た価値項目になったと推察される。一方で、アンシラリー回避価値、市場参加費回避、炭素の社会的価値に関する文章の集合  $A_3$ – $A_5$  が含まれる提案書の割合は、全ての州において少ない。これらの価値項目は、太陽光発電の電力価値の中で占める割合が小さい項目でもある。

また、ビクトリア州では全提案書の 40% で集合  $A_1$  が含まれており、対象とした他の州と比較しても割合が大きい。そのため、ビクトリア州においては、他州と比較し、特に卸電力購入回避価値の算定方法に対する関心が高いと考えられる。

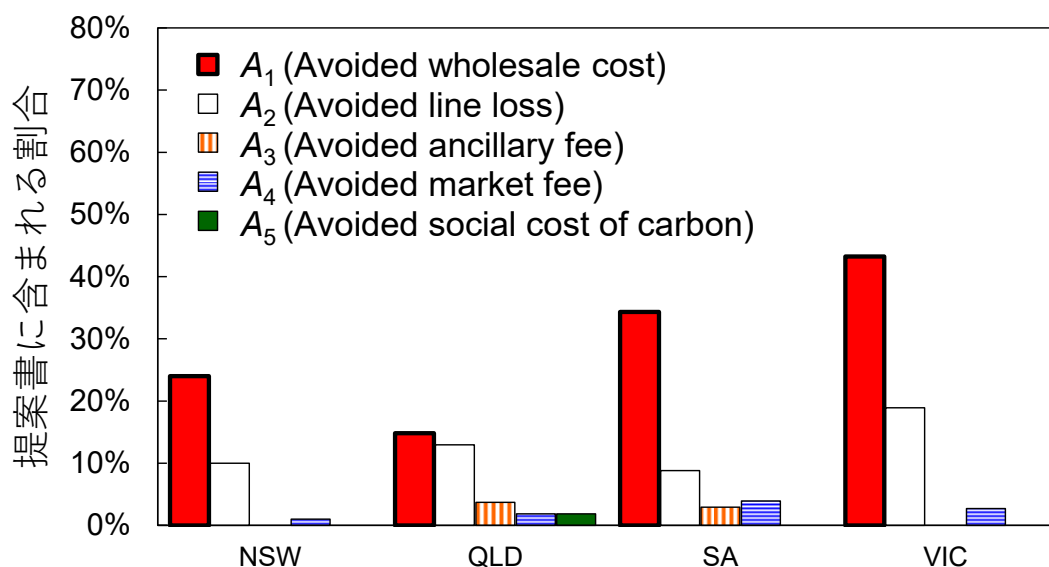


図 3-16 各州の提案書において各価値要素に関する集合が含まれる割合

### 3.6.2 ビクトリア州を対象にした Jaccard 係数の評価結果

ビクトリア州では、対象とした他の3州と比較して、卸電力購入回避価値に関する集合  $A_1$  が含まれる割合が最も高いことを示した。そこで、ビクトリア州における卸電力購入回避価値の算定に関する課題を特定するため、集合  $A_1$  と提案書内の各単語を含む集合  $B_j$  との Jaccard 係数の算出を行った。Jaccard 係数が大きい単語は、卸電力購入回避価値の価値算定に関する内容と特に関連性が強く、共起性が高いことを意味する。図 3-17 に、Jaccard 係数の上位 5 位の単語を抽出した図を示す。図中において、 $x$  軸は集合  $A_1$  における頻度を示し、 $y$  軸は Jaccard 係数を示す。この図において、図中の右上のエリアに行くほど、特に重要性が高い単語であることを意味する。

図 3-17 において、“forecast”が頻度と Jaccard 係数の両方が大きい右上のエリアに示された。これは、ビクトリア州においては、“forecast”が卸電力購入回避価値の価値算定において特に関連性が強く、かつ重要性が高いことを意味する。

また、参考までに Jaccard 係数と類似した係数である Dice 係数の上位 5 単語と、頻度の関係性を示した図を図 3-18 に示す。図より、Dice 係数を用いた場合においても、係数の絶対値には相違はあるものの、Dice 係数と頻度の相対的な関係性は Jaccard 係数と頻度の関係性と大きな相違がない結果が得られた。なお、Simpson 係数については、集合  $A_1$  と集合  $B_j$  のうち、片方の集合の要素数が少ない場合に、類似度が 1 と評価される特徴があるため、本研究では Simpson 係数を用いた計算は行っていない。

実際に、“forecast”を含む文章を抽出すると、ビクトリア州の三大小売電気事業者である Origin Energy, EnergyAustralia, AGL は、提案書内において、卸電力購入回避価値の算定に関する予測の問題を指摘している（表 3-6）。例えば、Origin Energy は、「（規制当局）による算出手法は、将来の卸電力価格を過大に予測する傾向がある」と述べている。また EnergyAustralia は、「スポット価格は将来の需要の予測に大きく依存するが、詳細と緒言が示されていない」と述べている。同様に AGL は、「ESC（規制当局）は、将来のスポット価格の予測に基づき売電価格を試算しているが、スポット価格の詳細が全く示されていないことを懸念している」としている。

EnergyAustralia は、将来の卸電力価格の予測に基づいて、売電価格を決定する際の問題として、「将来のスポット価格と電力需要の予測の不確実性を考慮するため、売電価格を、卸電力価格の予測値の小数点を切り上げ、予測値から 0.4 豪 $\text{¢}/\text{kWh}$  高く設定することは通常でない」と指摘している。

実際に、規制当局によって推計された卸電力購入回避価値は、7.2 豪 $\text{¢}/\text{kWh}$  (2014), 5.7 豪 $\text{¢}/\text{kWh}$  (2015)であった一方で、太陽光発電が発電する 7:30 から 18:30 の間における実際のスポット価格の平均値は 4.6 豪 $\text{¢}/\text{kWh}$  (2014), 3.6 豪 $\text{¢}/\text{kWh}$  (2015)であった[69]。ビクトリア州では、規制当局によって太陽光発電の電力の売電価格に対する規制価格が設定されていたた



め、ビクトリア州の小売電気事業者は、2014年から2015年における卸電力価格の平均値に対し、2-3豪¢/kWh高い価格で太陽光発電による電力を買い取っていたことになる。このような背景もあり、多くのステークホルダーが、卸電力購入回避価値の算定方法の透明性が欠如している点や、卸電力評価の予測が過大評価となっている傾向についての問題を特に指摘していると考えられる。

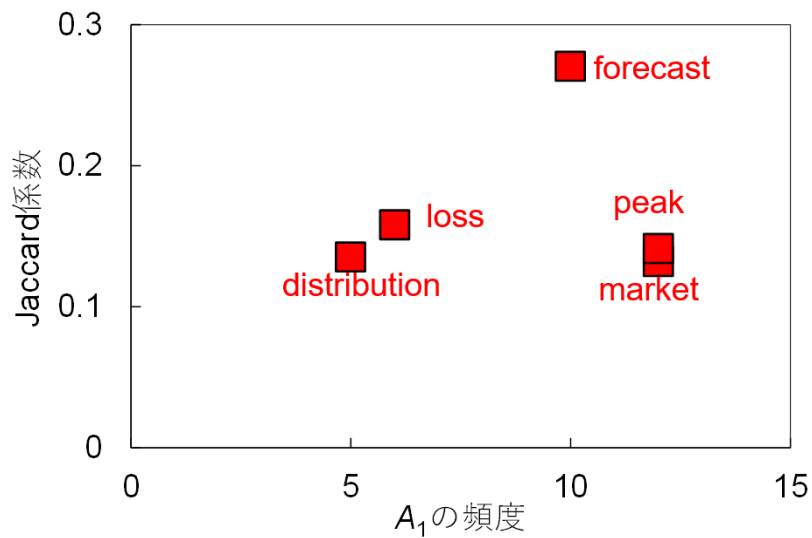


図 3-17 集合  $A_1$  と各単語を含む集合  $B_j$  の Jaccard 係数と頻度の関係性

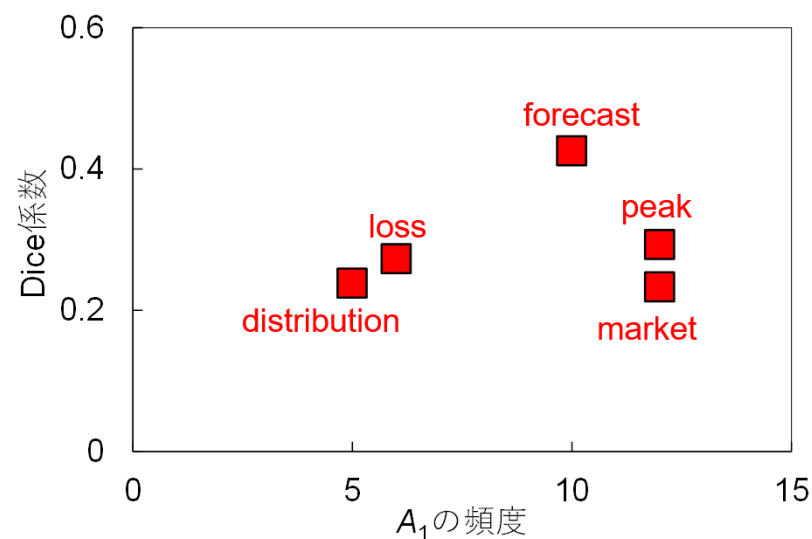


図 3-18 集合  $A_1$  と各単語を含む集合  $B_j$  の Dice 係数と頻度の関係性

表 3-6 ビクトリア州の三大小売電気事業者が示した **forecast** に関する提案

小売電気事業者名	提案書内の文章
Origin Energy	We believe the ACIL Allen method has a tendency to overstate <i>forecast</i> wholesale prices. For example, as part of its updated projections for 2016, ACIL has revised its projections for 2015 downward by \$11.09/MWh to \$33.41/MWh, a reduction of 24.92%.
AGL	The ESC has calculated the FiT value by weighting <i>forecast</i> spot prices (produced by Powermark) by an average weather-normalised solar production profile. AGL is concerned that the Draft Decision does not provide any details of the spot prices used to calculate the minimum FiT value for 2014. AGL acknowledges the short timeframe within which the ESC is required to publish the final FiT value. In future reviews, it will be useful for stakeholders to provide feedback on inputs, such as forecast spot prices, during the consultation process.
EnergyAustralia	It is unusual that the economic regulator has decided to round up the initially calculated minimum FIT by 0.4c/kWh to allow for the sensitivity of the <i>forecast</i> electricity spot prices and demand <i>forecasts</i>

### 3.6.3 各州を対象にした Jaccard 係数の評価結果

ビクトリア州以外のその他の州に対しても、卸電力購入回避価値に関する集合  $A_1$  と各単語を含む集合  $B_j$  に対する Jaccard 係数を推計し、Jaccard 係数が上位の単語の抽出を行った。その結果、ビクトリア州においては、“forecast”が特に重要性の高い単語とされたが、他の州ではその特徴が異なることが示された（表 3-7）。例えば、サウスオーストラリア州では、ビクトリア州と同様に規制価格を導入しているが、“forecast”の Jaccard 係数はビクトリア州と比較して著しく小さい結果となった(0.041)。これは、ビクトリア州と比較し、サウスオーストラリア州においては卸電力価格の予測が過大評価とにならないように、手法を改善していることが反映されていると考えられる。サウスオーストラリア州においても、2012-13 年において電力需要を実際よりも高く予測し、卸電力価格を過大に評価した事例がある。しかし、サウスオーストラリア州においては、その後卸電力価格の予測手法を見直し、モンテカルロ法によって複数条件で卸電力価格を予測し、その予測の下位 90%を基準とするように手法を改善している。このように、サウスオーストラリア州においては、卸電力価格の予測手法の機動的な見直しを行っていたことにより、“forecast”の Jaccard 係数がビクトリア州と比較して小さくなったと推察される。

ビクトリア州とサウスオーストラリア州の二州においては、“peak”の Jaccard 係数が相対的に高い値となった。“peak”は時間帯別買取価格に関する文章に主に用いられている。実際に、第三者機関の Clean Energy Council は、「時間別で異なる卸電力価格に対応するために、買取価格はピーク時間とオフピーク時間、超ピーク時間に対応するための時間帯別買取価格にすべき」と述べている。このように、太陽光発電による電力の買取において、規制価格を導入している州のステークホルダーは、フレキシブルな規制価格の導入を要求している。

ニューサウスウェールズ州とクイーンズランド州においては、“reduction”の Jaccard 係数が最も高い値となった。この単語は、メリットオーダー効果による卸電力価格の低下に関する文章に用いられている。メリットオーダー効果は、限界費用の安い再生可能エネルギーの電力供給量が増加することによって、電力取引価格が低下する効果を指す。すなわち、メリットオーダー効果を考慮した場合、太陽光発電が大量に導入された場合においては、卸電力価格は短期的には低下する。実際に、第三者機関である Alternative Technologies Association は、「メリットオーダー効果による、卸電力価格の低下は、分散型の太陽光発電によってもたらされたものであり、経済的な価値となる」と述べている。ニューサウスウェールズ州とクイーンズランド州の二州においては、他の二州と比較して太陽光発電の導入量が多い州でもある。従って、このような特徴が、メリットオーダー効果に関する関心を高める要因になったと推察される。しかし、メリットオーダー効果に対するステークホルダーの関心は高い一方で、小売電気事業者がメリットオーダー効果によって受けた価値を定量化することは困難で

あるため、2020年時点において卸電力購入回避価値の算定において、メリットオーダー効果の影響は考慮されていない。

図 3-19 に、x 軸に提案書 1 件あたりの単語の出現頻度、y 軸に Jaccard 係数とした際における、集合  $A_1$  に対する Jaccard 係数の上位 5 位の単語を図示化したものを示す。ビクトリア州における上位 5 単語は、他の 3 州における単語と比較し、グラフの右上に位置する特徴があることが示された。従って、ビクトリア州における各単語の重要性は、他の 3 州と比較してより重要性が高いことを意味している。

図 3-20 に、各州で Jaccard 係数が特に高く示された “forecast”, “peak”, “reduction”, “merit” の 4 単語に対して、州別に Jaccard 係数を比較したレーダー図を示す。図 3-20 より、“forecast” の Jaccard 係数は、卸電力購入回避価値を過大評価する傾向にあり、かつ予測手法の透明性が欠如しているビクトリア州で最も高くなっている一方で、他の州では Jaccard 係数が小さい傾向が示された。また、太陽光発電の導入量が多いニューサウスウェールズ州とクイーンズランド州においては、メリットオーダー効果に関わる単語である “merit” と “reduction” の Jaccard 係数が特に高い傾向が示された。このように、計量テキスト分析によって抽出された売電価格算定における課題は、各州の特徴を強く反映していることが示された。

表 3-7 各州における Jaccard 係数の上位 5 単語

	ニューサウス ウェールズ	クイーンズランド	サウス オーストラリア	ビクトリア
1	reduction (0.105)	reduction (0.097)	average (0.115)	forecast (0.270)
2	carbon (0.084)	merit (0.094)	reflect (0.179)	loss (0.158)
3	average (0.078)	effect (0.093)	load (0.087)	peak (0.141)
4	order (0.065)	daytime (0.083)	peak (0.074)	distribution (0.135)
5	market (0.063)	green (0.067)	electricity (0.068)	market (0.132)

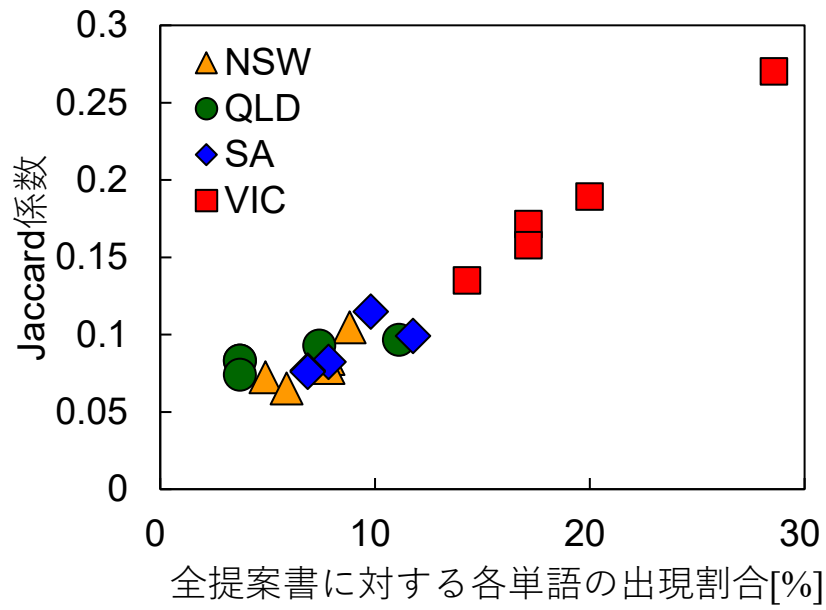


図 3-19 各州における集合  $A_1$  と各単語の Jaccard 係数の上位 5 単語

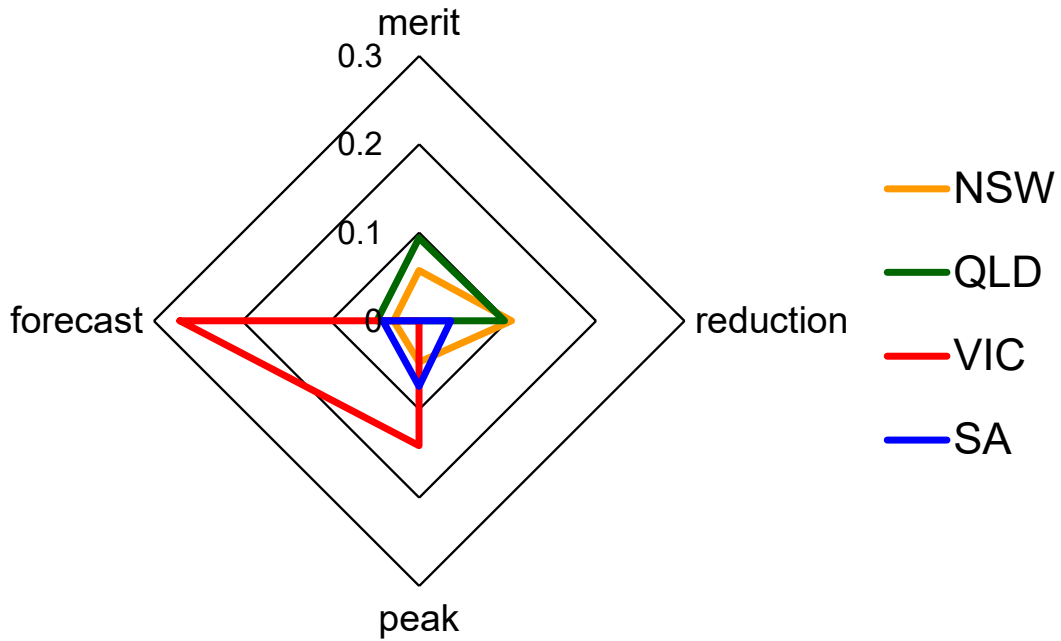


図 3-20 各州における集合  $A_1$  と各重要単語の Jaccard 係数

### 3.7 計量テキスト分析による課題抽出のまとめ

本章では、補助政策の終了に伴い、小売電気事業者や発電事業者などのステークホルダー間の相対取引によって電力が売電されることを想定し、売電価格の算定における課題を計量テキスト分析によって抽出する手法を検討した。

本章では、FIT の新規受付が既に終了している豪州の 4 州（ニューサウスウェールズ州、サウスオーストラリア州、クイーンズランド州、ビクトリア州）において、各州の規制当局が試算した太陽光発電の電力価値の試算方法に対するステークホルダーの提案書を対象とし、提案書内で示されている電力価値の試算方法の課題抽出を行った。その結果、ステークホルダーの提案書に対して計量テキスト分析を用いることにより、各州の特徴を反映した課題を抽出可能なことを明らかにした。

日本においては、2020 年時点で FIT を導入しているため、ステークホルダーの提案書は提出されていないが、既に FIT が終了している諸外国の事例を見ると、日本においても法改正時などにおいてステークホルダーの提案書が提出されることが予想される。このような場合において、本研究が提案する計量テキスト分析を用いることによって、日本の特徴を反映した課題を抽出することが可能であると考えられる。

これまで、様々な既往研究によって太陽光発電の電力価値の試算が試みられていたが、その試算方法は確立しておらず、推計値は文献によって大きく異なっていた。しかし、豪州での電力価値試算の考え方を参考とした場合、電力市場からの卸電力購入回避価値がベースとなることが予想される。ビクトリア州では、炭素の社会的価値が一つの価値項目として考慮されているが、3.3 節で示した通りその試算方法は十分確立されておらず、仮に考慮されたとしても 1-2 円/kWh 程度となる。日本では、豪州と同じように卸電力市場から小売電気事業者が電力を購入する構造であることを考慮すると、日本における電力価値は、日本卸電力取引所における昼間の卸電力価格の平均値[61]より、最大でも 8 円/kWh 程度になると想定される。ただし、豪州における提案書を対象とした計量テキスト分析で得られた結果の通り、卸電力価格の予測誤差やメリットオーダー効果を考慮すると、実際の買取価格は 8 円/kWh より下回る可能性もある。そのため、買取価格 8 円/kWh の想定は楽観的な想定と考えられるが、計量テキスト分析を用いることにより、ステークホルダーの意向を踏まえた売電価格の見直しが可能になると考えられる。

## 第4章 ベイジアン法を用いた太陽光・風力発電の資本費の長期評価

太陽光発電と風力発電の導入可能性を評価する上では、各電源の事業性の評価が必要である。これに向けて、第3章で検討した補助政策終了後における売電価格に加え、太陽光発電と風力発電の長期的な資本費の予測が必要となる。本章では、ベイジアン法を用いることによって、長期予測における不確実性を踏まえた、太陽光発電と風力発電の資本費の長期評価を行う。

### 4.1 従来の評価手法

これまで、長期的な資本費の予測に関する評価手法として、(a) 過去の生産量とコストの関係に基づく学習曲線、(b) 各要素のコスト削減ポテンシャルを積算するボトムアップ法、(c) 専門家への聞き取り調査、が用いられている[70]。以下に各手法の概要と課題を示す。

#### 4.1.1 学習曲線

学習曲線とは、過去の製品の生産量とコストの関係を示したもので、過去の関係性が継続する仮定の上で将来の資本費や発電コストを予測する手法である。学習曲線は、生産量が2倍になった際のコスト低下割合である進歩率  $PR$  を用いることによって、以下の式によって決定される[71]。

$$f(n) = C_1 n^a \quad (4.1)$$

$$a = \frac{\log PR}{\log 2} = \frac{\log(1-LR)}{\log 2} \quad (4.2)$$

$LR$ : 学習率

$f_n$ :  $n$  番ユニットにおける単位あたり生産コスト

$n$ : 1 から  $n$  番ユニットまでの累積生産量の比

$C_1$ : 第1番ユニットの生産コスト

$a$ : 累積生産に伴うコストの減少割合

実際に、過去における太陽電池モジュールの累積生産量とモジュールコストの関係性を対数軸として見ると、対数グラフ上でほぼ線形にモジュールコストが低下する傾向が示されている

る（図 4-1）。学習曲線は、太陽光発電と風力発電の資本費の予測に頻繁に用いられる手法であるが、学習曲線を用いた資本費の予測においては、いくつかの手法上の課題がある。

第一の課題は、学習曲線の変数となる学習率を算出する期間やモデル、場所によって学習率が異なり、学習率に応じて将来のコストの推計値にばらつきが生じる点である。実際に、太陽電池モジュールの資本費に関する学習率を文献毎に比較すると、最小は 16% であるのに対し、最大は 36% である（表 4-1）。太陽光発電に関する学習率のレビューに基づき、学習率の最小値と最大値で 2050 年までの資本費を推計し比較すると、最小の学習率を用いた学習曲線の推計値が 2.0 USD/W であるのに対し、最大の学習率を用いた学習曲線の推計値は 1.4 USD/W となり、両者で 0.6 USD/W の差が生じることを示している（図 4-2）。また、陸上風力の学習率についても、文献によって学習率は大きく異なっており、最小は-3% であるのに対し最大は 15% である（表 4-2）。風力発電については、鋼などの材料価格の高騰により、特定期間における資本費や発電コストが増大する場合があるが、このような期間における学習率はマイナスとなり、資本費は増大する予測となる。このように、学習曲線を用いて将来の資本費を予測する際には、学習率の不確実性があることに留意する必要がある。

第二の課題は、学習曲線はあくまでも過去の関係性を示したもので、具体的なコスト低下要因を特定しない点である。学習曲線を用いた場合においては、将来の技術進歩や材料費の変動による急な価格変動を考慮することはできない。このような影響を考慮した資本費の予測を行う場合には、後述するボトムアップ法を用いた予測が必要となる。

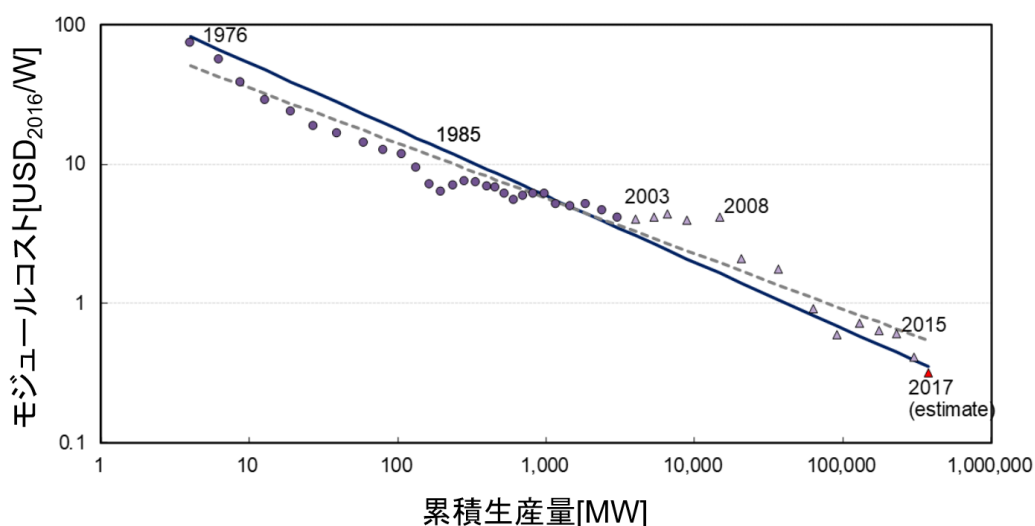


図 4-1 太陽電池モジュールのコストと累積生産量の関係性  
 ([72]より改変・縦軸の単位は 2016 年における実質価格を示す)



表 4-1 太陽光発電の各要素の学習率のレビュー

(A) 太陽電池モジュール			
	観測期間	対象地点	学習率[%]
BNEF[72]	1976-2015	全世界(～2003) 中国(2003～)	24
Greenpeace[73]	1986-2016	不明	20
Schaeffer[74]	1976-2001	全世界	20-23
Agora[75]	1980-2013	全世界	19-23
Tsuchiya[76]	1979-1988	日本	20
Surek[77]	1976-2003	全世界	20
Sark[78]	1976-2001	全世界	20-21
IIASA[79]	1968-1998	全世界	20.2
Mauleon[80]	1993-2013	全世界	27-36
Poponi[81]	1989-2002	全世界	19.5
Nemet[82]	1976-2006	全世界	21
Swanson[83]	1979-2002	米国	19
Breyer[84]	1976-2010	全世界	19.3
Gan[85]	1976-1988	全世界	34.8
Gan[85]	1988-2006	全世界	14.2
Kersten[86]	1988-2010	全世界	16.9
Parente[87]	1981-2000	全世界	23
Maycock[88]	1959-1974	米国	22
朝野[89]	1993-2008	日本	13-16
(B) インバータ			
	観測期間	対象地点	学習率[%]
Schaeffer[74]	1992-2001	ドイツ	7-15
Schaeffer[74]	1992-2001	オランダ	5-9
Agora[75]	1990-2013	SMA 実績	18.9
朝野[89]	1993-2008	日本	20-25
(C) 架台・その他機器の学習率			
	観測期間	対象地点	学習率[%]
朝野[89]	1993-2008	日本	16-20
(D) 工事費の学習率			
	観測期間	対象地点	学習率[%]
朝野[89]	1993-2008	日本	16-20

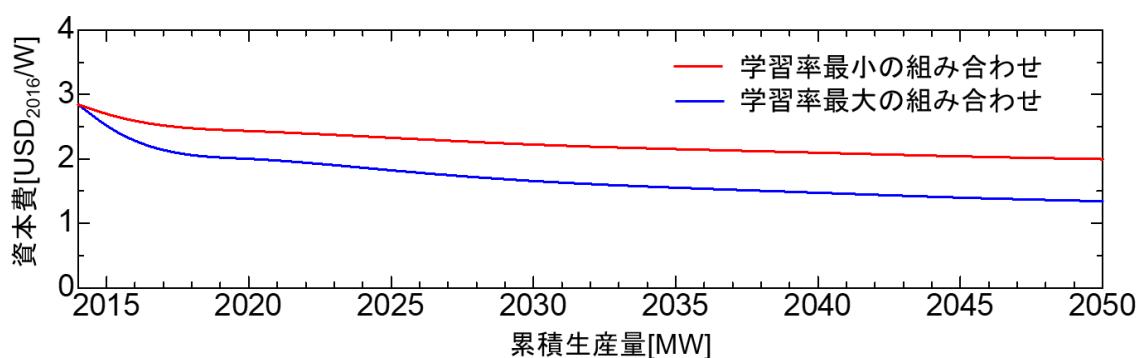


図 4-2 太陽光発電の学習率の違いによる資本費の将来予測の違い

学習率最小: モジュール 13%, インバータ 5%, 架台・その他部材 16%, 工事費 11%

学習率最大: モジュール 36%, インバータ 25%, 架台・その他部材 20%, 工事費 12%

表 4-2 風力発電の各要素の学習率のレビュー

	観測期間	対象地点	対象	学習率[%]
BNEF[90]	1985-2014	全世界	タービン	9
IRENA[91]	1983-2014	全世界	陸上風力 (全体)	7
Nemet[82]	1981-2004	全世界		8-14
IEA[92]	不明	全世界		7
日本風力発電協会[93]	IEA[53]の値を引用			7
Neij[94]	1981-2000	デンマーク		14
Neij[94]	1991-2000	ドイツ		12
DOE[95]	1982-2013	全世界		6-9
Junginger[96]	1992-2001	イギリス		19-21
Junginger[96]	1990-2001	スペイン		15-20
McDonald[97]	1990-1998	ドイツ		8
Ibenholt[98]	1984-1999	デンマーク	発電コスト	8
Ibenholt[98]	1991-1999	ドイツ		-3-8
Ibenholt[98]	1991-1999	英国		15

#### 4.1.2 ボトムアップ法

ボトムアップ法とは、コスト低減に関わる要素を特定し、各要素のコスト削減ポテンシャルを推計する手法である。その一例として、Powell らの研究では、太陽電池モジュール部材と発電素子を持つセル、シリコンのウェハにコスト要素を分解し、技術進歩によるモジュール効率の向上や、セルの薄肉化が実現した際のモジュールコストを積み上げ式で試算している（図 4-3）[99]。太陽光発電を対象としたその他のボトムアップ法の評価では、モジュール効率の向上などの他に、生産拠点の移行や、システム電圧が高電圧化した際の資本費削減ポテンシャルが試算されている（表 4-3）[100]-[105]。

風力発電を対象としたボトムアップ法による評価では、風力発電の構成要素をロータ、ドライブトレイン、ナセル、タワー、周辺部材に分解した上で、各要素のコスト削減ポテンシャルを推計した評価がある（図 4-4）[106]。

ボトムアップ法を用いて将来の資本費の評価を行う際の課題としては、各々の技術進歩が達成される時期や、実現性を明確にすることが困難である点が挙げられる。また、推計に必要なデータの収集が困難であり、学習曲線と比較してボトムアップ法を用いた資本費の評価に関する研究事例は少ない。そのため、ボトムアップ法を用いて資本費の評価を行う上では、後述する専門家の聞き取りなどによって、技術進歩の達成時期や実現性について別途検討した上で、資本費の削減に有効な技術の判別と、研究開発促進に向けた政策の検討を行うことが重要である。

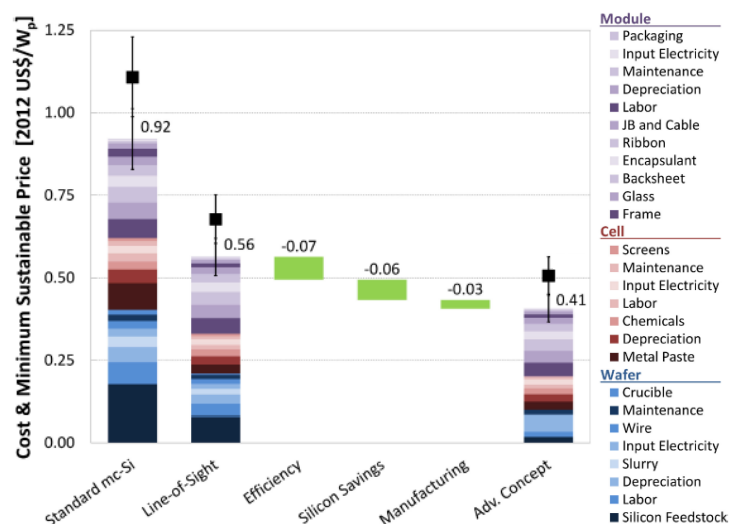
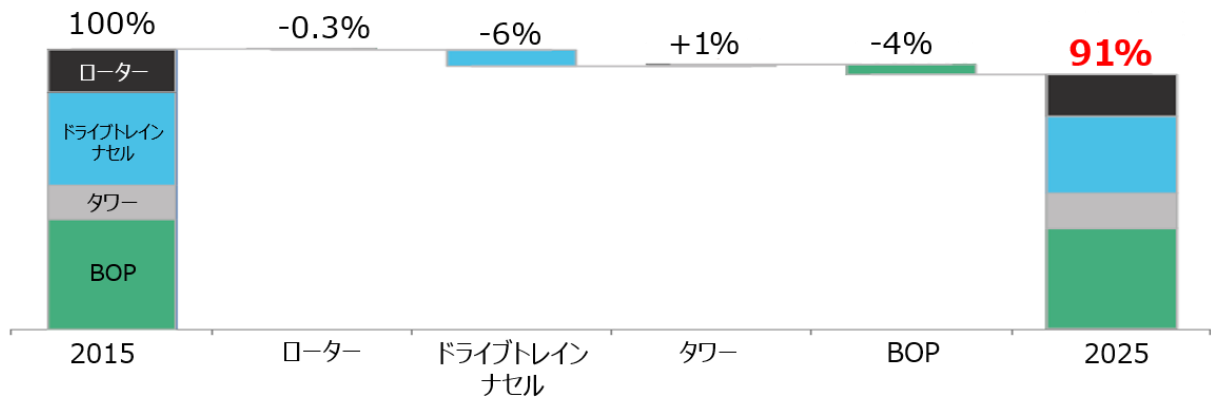


図 4-3 ボトムアップ法による太陽光発電のコスト削減ポテンシャルの評価事例[99]

表 4-3 太陽光発電を対象としたボトムアップ法の評価事例

対象	文献	条件	コスト削減 ポテンシャル [USD <sub>2016</sub> /W]
モジュール	Powell[99]	モジュール効率向上(14.8%→18.0%) セル薄肉化(180 μm→120 μm)	0.37
	Powell[99]	モジュール効率向上(14.8%→20.5%) セル薄肉化(180 μm→50 μm)	0.53
	Goodrich[100]	モジュール効率向上(14.9%→18.7%) セル薄肉化(180 μm→160 μm)	0.42-0.52
	Goodrich[101]	米国生産(500 MW/年)から中国生産(2000 MW/年)への移行	0.29
システム	GTM[102]	システム電圧の高電圧化(1000V→1500V)	0.05
	MITei[103]	モジュール効率向上(15%→30%)	0.1
	NREL[104]	日本でのモジュール設置費用(2013)が米国での工事費(2012)に収斂(住宅用)	0.26
	自然エネルギー財団[105]	日本での工事費(2015)がドイツでの工事費(2015)に収斂(10kW-50kW 未満)	0.9



BOP: Balance of plant の略で発電プラントの周辺部材を指す。

図 4-4 ボトムアップ法による陸上風力のコスト削減ポテンシャルの評価事例  
([106]より改変)

### 4.1.3 専門家聞き取り

専門家による聞き取りでは、発電事業者や研究機関、大学教員などの専門家に対してヒアリングやアンケート調査などを行い、調査した結果を統計的に解析することによって資本費もしくは発電コストの低下要素や低下時期などを評価する手法である。

太陽光発電を対象とした既往研究では、2030年までの太陽電池モジュールコストや発電コストに関する聞き取り調査が行われている（表 4-4）[107]–[112]。また、風力発電を対象とした既往研究では、国際エネルギー機関(International Energy Agency, 以下 IEA)の IEA Wind に参加している専門家 163 名を対象に、2050 年までの LCOE の低減率と、2030 年時までに達成される性能と LCOE の変化、LCOE の低下要因についてのヒアリングを行ったものがある（表 4-5）[113]。

専門家の聞き取りによる資本費や発電コストの予測を行う際の課題として、聞き取りを行った専門家の特徴やバイアスによって予測値が大きく異なる場合があることが挙げられる。例えば、Verdolini らは、太陽光発電を対象とした専門家聞き取りによる予測値に対してメタ分析を行っているが、専門家の属性（個人もしくは研究機関所属）や専門家が所属する国によって、その推計値は大きく異なることを示している[112]。例えば、文献（[107]–[111]）で示された 2030 年における太陽光発電の LCOE を解析すると、平均値は 160 USD/MWh であったのに対し、標準偏差は 90 USD/MWh であり、最小値（40 USD/MWh）と最大値（540 USD/MWh）の間で 500 USD/MWh の差が生じていることを示している。そのため、専門家の聞き取りによって将来の資本費を予測する上では、他の定量的手法の結果とも十分な比較を行うことが重要である。

表 4-4 太陽光発電を対象とした専門家による聞き取りの評価事例

文献	専門家数	調査年度	主な聞き取り内容
Curtright[107]	3	2007	2030 年のモジュールコスト
Anandon[108]	9	2010	2010–2030 年の推奨 R&D 予算
Bosetti[109]	13	2011	2030 年の太陽光発電の発電コスト
NearZero[110]	22	2011	太陽光発電の累積導入量 600GW に達した際のモジュールコスト
Baker[111]	18	2008	新技術の実現による次世代太陽光発電の発電コスト

表 4-5 風力発電を対象とした専門家による聞き取りの評価事例  
 ([113]を基に作成)

	陸上風力	洋上風力（着床式）
LCOE 低減率 (2014 年比)		
2030 年時点の 性能・コスト変化 (2014 年比)	資本費: -12% 設備利用率 +10% 発電期間: +10%	資本費: -14% 設備利用率 +4% 発電期間: +15%
コスト低下要因 (上位 5 項目)	ロータの大型化 ロータの技術進歩 タワー高さ向上 ファイナンス費用の削減 部品の信頼性向上	タービン容量の増加 基盤構造の設計変更 ファイナンス費用の削減 プロジェクト規模の増加 部品の信頼性向上

## 4.2 ベイジアン法による資本費予測の優位性

前節では、太陽光発電と風力発電の将来の資本費の予測手法として、(a) 学習曲線、(b) ボトムアップ法、(c) 専門家聞き取り、が挙げられ、これらの手法はいずれも手法上の課題があることを示した(表 4-6)。資本費の予測は、国内外の研究機関による報告書や査読付き論文などによって多数行われているが、資本費の予測に用いる手法や前提条件によって、その推計値は異なる。前節でも示した通り、同じ学習曲線を用いた資本費の予測であっても、学習曲線の変数となる学習率を算定するモデルや、将来の累積導入量の想定により推計値は異なる。そのため、太陽光発電と風力発電の中長期的な導入可能性を評価する上では、このような不確実性について留意した上で、様々な資本費の手法における予測値のレンジの中から、確度が高いと判断される予測値を評価することが重要である。

これまで、複数の予測モデルの違いを考慮し、将来の予測における不確実性を低減する手法として、ベイジアン法を用いた予測合成モデルが Winkler によって提唱されている([114]–[116])。この Winkler のモデルでは、長期的な予測の各モデルに対してウェイト  $w$  を与え、一定期間データを観測することによって各モデルの優位性を評価し、各モデルのウェイト  $w$  を更新する手法である。この更新されたウェイトを基に複数のモデルを合成し、長期的に最も起こり得るとされる予測値を評価する。このように、複数のモデルを合成することによって、単一のモデルで長期的な予測を行った際と比較して不確実性が低減されることが示唆されている[116]。

太陽光発電や風力発電の資本費の長期評価において、学習曲線などの手法を用いたコスト予測の手法に関する研究は豊富に行われているが、複数の予測モデルを合成することを特徴とするベイジアン法を用いたコスト評価に関する研究は行われていない。そのため、本研究ではベイジアン法を用いることによって、長期予測における不確実性を考慮した各電源の資本費の長期評価を行う。

表 4-6 既往の資本費の予測手法の概要と手法上の課題のまとめ

	学習曲線	ボトムアップ法	専門家聞き取り
特徴	過去の生産量とコストの関係性を示した上で、それが今後も継続すると仮定して将来コストを推計する。	製品コストを細分化し、特定の技術進歩シナリオの下で、各要素のコスト削減ポテンシャルを推計する。	様々な専門家(メーカ・研究機関など)から、特定年の将来コストやコスト削減要素などをヒアリングして推計する。
手法上の課題	具体的なコスト低下要因を特定しておらず、技術進歩や材料費変動(シリコンなど)による急な価格変動を考慮できない。	各々の技術進歩が達成される時期や、実現性を明確にすることが困難である。また、推計に必要なデータの収集が困難である。	専門家の特性や聞き取り時期による影響を受けやすい。特に専門家の国籍、専門家の所属(個人、機関所属)の違いによる影響が大きい。

### 4.3 ベイジアン法を用いた予測合成手法

本研究で検討したベイジアン法による予測合成モデルは、Winkler によるモデルをベースとし、入力データとして資本費の予測に関わる複数のモデルと、特定期間における資本費の実績値を用いて、各予測モデルによる予測値のレンジの中から、確度が高い将来の資本費の予測値を出力するモデルである（図 4-5）。

Winkler による予測合成モデルの基本的な考え方は、図 4-6 で示す通り、資本費の予測に関わる複数の各モデルに対して、モデルの優位性に関するウェイトを与え、特定期間に観測された実績値を基に各モデルに対するウェイトを更新し、将来の資本費を各予測モデルの予測値に対するウェイトの加重平均値で計算するものである（[114]–[116]）。

ベイジアン法による予測合成モデルでは、資本費の予測に関わる  $n$  個のモデルを  $F_1, F_2, \dots, F_n$  としたとき、予測合成に関わる各モデルのウェイトを  $w_1, w_2, \dots, w_n$  として考える。ここでのウェイトとは、各予測モデルの優位性に関わるウェイトであり、各予測モデルに対するウェイトの合計は 1 となる。すなわち、各予測モデルに対するウェイトは式(4.3)を満たす。

$$\sum_{i=1}^n w_i = 1 \quad (4.3)$$

Winkler による予測合成モデルは、合成の元となる各予測モデルの予測値とウェイトを用いた加重平均を行うことによって、各予測モデルの合成を行うモデルである。同モデルでは、各予測モデルに対するウェイト  $w$  は、 $a_1, a_2$  を正の実数として、 $B(w/a_1, a_2)$  のベータ分布に従うとみなす。ベータ分布は連続型変数の確率分布の一種であり、その確率密度関数は、 $0 \leq w \leq 1$  の下で、以下の通り定式化される。

$$P(w) = [B(a_1, a_2)]^{-1} w^{a_1-1} (1-w)^{a_2-1} \quad (4.4)$$

$$B(a_1, a_2) = \frac{\Gamma(a_1)\Gamma(a_2)}{\Gamma(a_1+a_2)} \quad (4.5)$$

以上の前提の下で、ベイジアン法による予測モデルの合成を行う上では、まず  $n$  個の予測モデルのうち、予測モデル  $F_1$  と予測モデル  $F_2$  の比較を行う。 $T$  個の時系列データがあった際に、 $T$  個の時系列データそれぞれに対して、 $F_1$  による予測値と実績値の誤差率と、 $F_2$  による予測値と実績値の誤差率の比較を行い、 $F_1$  による予測値が  $F_2$  による予測値よりも誤差率が小さかった回数を  $s_1$  とする。

このとき予測合成における予測モデル  $F_1$  に対する事後ウェイト  $w_1$  は、優先を許した予測



の部分集合  $S$  を用いて式(4.6)によって表される。この時、各ウェイトがガウス分布によって与えられる場合の2つの事前パラメータを  $a_1, a_2$  とする。本研究においては、事前パラメータを  $a_1 = 1, a_2 = 1$  で与えられるものとした。

$$\bar{w}_1 = \frac{\bar{P}_1}{S} \quad (4.6)$$

$$\bar{P}_1 = \frac{a_1 + s_1}{a_1 + a_2 + T} \quad (4.7)$$

同様に、 $F_2$  と  $F_3, F_3$  と  $F_4, F_{n-1}$  と  $F_n$  を比較し、 $n$  個の各予測モデルに対して  $P_i$  を得る。  
( $i = 1, 2, 3, \dots, n$ )

$$\bar{P}_n = \frac{a_1 + s_i}{a_1 + a_2 + T} \quad (4.8)$$

ここで、部分集合  $S$  は式(4.9)によって表される。

$$\begin{aligned} S &= \prod_{k=1}^{n-1} \left[ \frac{1 - \bar{P}_k}{\bar{P}_k} \right] \\ &= \bar{P}_1 + \bar{P}_1 \left[ \frac{1 - \bar{P}_1}{\bar{P}_1} \right] + \bar{P}_1 \left[ \frac{1 - \bar{P}_1}{\bar{P}_1} \right] \left[ \frac{1 - \bar{P}_2}{\bar{P}_2} \right] + \dots + \bar{P}_1 \left[ \frac{1 - \bar{P}_1}{\bar{P}_1} \right] \left[ \frac{1 - \bar{P}_2}{\bar{P}_2} \right] \dots \left[ \frac{1 - \bar{P}_{n-1}}{\bar{P}_{n-1}} \right] \end{aligned} \quad (4.9)$$

以上より、 $n$  個の各予測モデルに対する事後ウェイトは式(4.10)によって表される。

$$\bar{w}_i = \frac{\bar{P}_i}{S} \quad (4.10)$$

このとき、各予測モデルを合成した合成モデル  $F$  による、 $T+1$  における予測合成値は、合成元となる  $n$  個の予測モデルの予測値  $F_i(T+1)$  を用いて、以下の通り加重平均を行うことによって得られる。

$$F(T+1) = \sum_{i=1}^n F_i(T+1) \bar{w}_i \quad (4.11)$$

なお、以上のモデルを Visual basic でプログラミングしたものを Appendix B に示す。

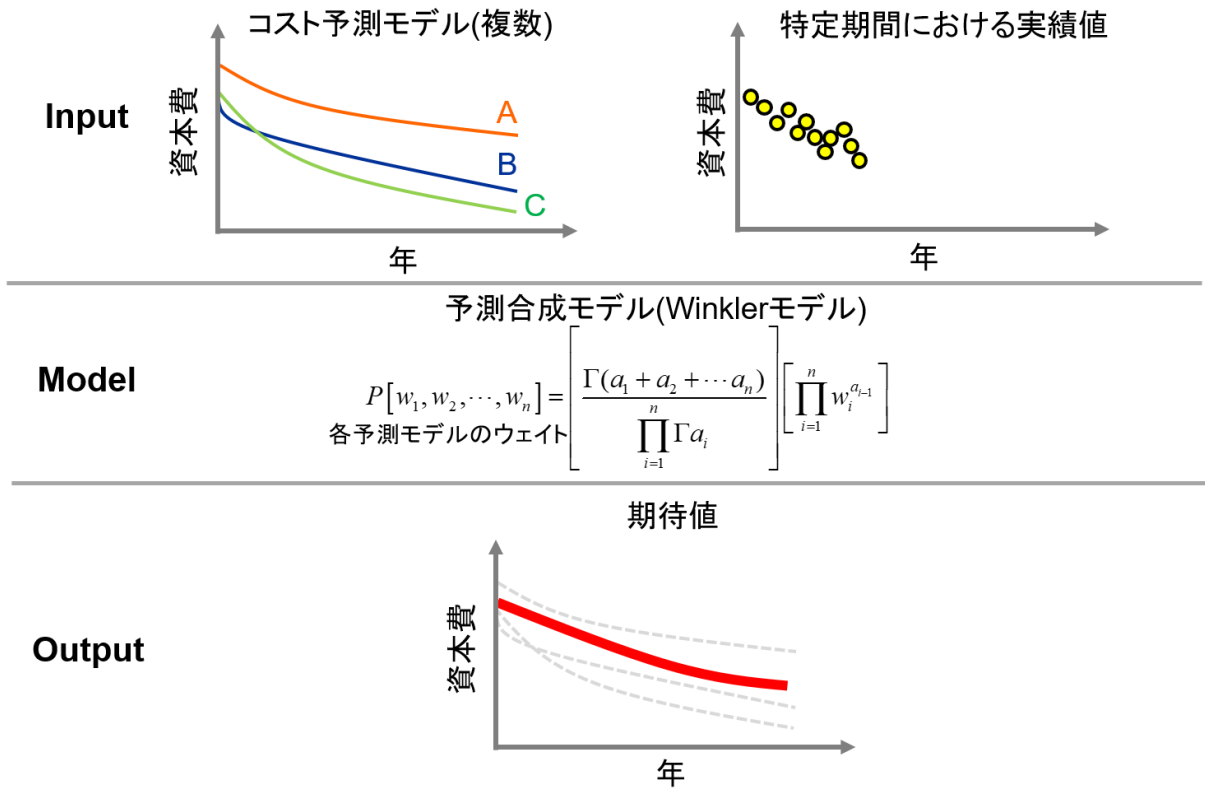


図 4-5 ベイジアン法を用いた予測合成手法の概要

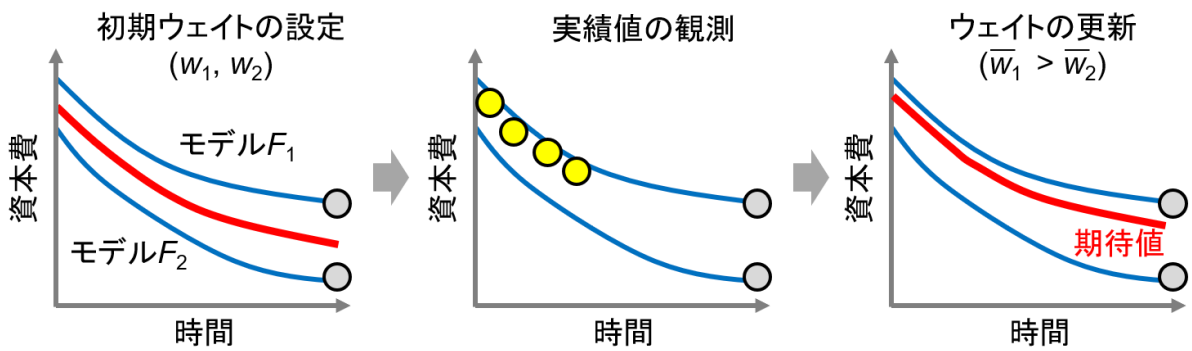


図 4-6 ベイジアン法の概念

## 4.4 ベイジアンモデルにおける入力データ

### 4.4.1 資本費の予測モデル

ベイジアン法の入力データには、学習曲線など様々な手法によって得られた複数の資本費の予測モデルを用いた。本研究では、既往研究における資本費の予測モデルを入力データとして用い、予測モデルの選定条件として、(1) 2030年以降の資本費が予測されている、(2) 資本費の予測の緒言や手法が明示されている、(3) 2011年以降に発行された文献であること、の三条件を満たすモデルを入力データとした。太陽光発電については、非住宅用の太陽光発電と住宅用の太陽光発電で予測モデルの前提条件が異なるため、それぞれに分けて資本費の予測を行った。

なお、各文献の予測モデルが作成された時期の違いによる物価変動の影響を考慮するため、各モデルにおける  $x$  年基準の資本費  $P_x$  を、表 4-7 で示す消費者物価指数(Consumer Price, CPI)を用いて、式(4.12)によって2016年基準の実質価格へ換算した。ただし、レビューした文献において、価格の基準年の記載がない文献については文献の発行年を基準年度とした。

$$P_{2016} = P_x \times \frac{CPI_{2016}}{CPI} \quad (4.12)$$

また、レビューした文献における資本費の通貨単位が異なるため、通貨を統一するために、表 4-8 で示す各国の2016年時点の為替レートを用いることにより、式(4.12)で換算した2016年の実質価格を米ドル(USD)に換算を行った。なお、通貨の換算には購買力平価(Purchasing power parity, PPP)を用いる場合があるが、PPPは為替レートと物価水準の間の乖離が特に大きい途上国について有効である。しかし、今回対象とした文献は主に日本および欧米のものであったため、為替レートを用いて換算を行った。

非住宅用太陽光発電については、学習曲線を用いた8つのモデル、および学習曲線とボトムアップ法の組み合わせによる2つのモデルの合計10の予測モデルを入力データとして用いた。入力データの中で、2050年における資本費の予測値が最も高かったモデルは、松川ら[121]による学習曲線によって得られたモデルである。これは、2050年における非住宅用太陽光発電の国内累積導入量が104 GWとなる前提に基づくモデルで、2050年における資本費の予測値は1.3 USD/Wと推計されている。他方で、2050年における資本費の予測値が最も低かったモデルは、学習曲線およびボトムアップ法の両方を用いたAgora[75]によるモデルである。これは、世界における累積導入量が31 TWとなる前提に基づくモデルで、2050年における資本費の予測は0.3 USD/Wと推計されている。なお、入力データとして用いた予測モデルの中には、海外における累積導入量や学習率を前提としたものがあるが、これは将来的な太陽光

発電システムの輸入などにより、国内価格が国際価格に収斂することを想定している。

住宅用太陽光発電については、学習曲線を用いて得られた8つの予測モデルを入力データとして用いた。入力データの中で、2050年における資本費の予測値が最も高かったモデルは、IEA[122]による学習曲線によって得られたモデルである。これは、2050年における住宅用太陽光発電の全世界での累積導入量が2.8 TWとなる前提に基づくもので、2050年における資本費の予測値は3.3 USD/Wと推計されている。他方で、2050年における資本費の予測値が最も低かったモデルは、IEAによる学習曲線によって得たモデルである。これは、世界における累積導入量が4.6 TWとなる前提に基づくもので、2050年における資本費が0.6 USD/Wと推計されている。

陸上風力については、学習曲線を用いて得られた3つのモデル、学習曲線とボトムアップ法の組み合わせによって得られた2つのモデル、および専門家の聞き取りによって得られた1つのモデルの合計6つのモデルを入力データとして用いた。ただし、陸上風力の資本費モデルの中で、2050年における資本費を推計しているものはIEAの1つのみであった。このモデルは、国際価格を基準とし、学習率7%とした学習曲線モデルで、2050年における資本費の予測値を1.4 USD/Wと推計している。

以上で示した入力データの緒言の要約および予測モデルをそれぞれ表4-9、表4-10、図4-7に示す。

表 4-7 実質価格への換算に用いた各年度のCPI（2016年度比）

	米国	ユーロ圏	英国	日本
2002	75.1	79.4	67.7	
2010	91.1	93.1	86	
2011	93.9	95.7	90.4	
2012	95.9	98.1	93.3	96.3
2013	97.3	99.4	96.2	96.7
2014	98.8	99.8	98.4	99.3
2015	99	99.9	99.4	100.1
2016	100	100	100	100
2017		100.6		100.2

表 4-8 2016年度の平均為替レート

JPY/USD	EUR/USD	EUR/USD
108.79	0.72	0.90

表 4-9 入力データとして用いた資本費の予測モデルの前提条件（太陽光発電）

(A) 非住宅用太陽光発電

文献	手法	概要
BNEF[72]	学習曲線	モジュールの学習率 28%で推計。インバータと BOS の学習率は非公開。
EIA[117]		モジュールの学習率 10%, BOS の学習率 14%で推計。
MMD[118]		システムの学習率 20-30%で推計。
IEA[119]		2040 年の世界累積導入量が 1.4 TW となる想定（新政策シナリオ）で推計。
経産省(最小)[120]		設備費の学習率 20%として推計。工事費・系統接続費は資本費の低下なしと想定。2030 年における世界の累積導入量が IEA[119]の新政策シナリオに基づき 647 GW となる想定。
経産省(最大)[120]		2030 年における世界の累積導入量が IEA[119]の現行政策シナリオに基づき 495 GW となる想定。
松川(最小)[121]		2050 年の国内累積導入量が 259 GW となる想定。
松川(最大)[121]		2050 年の国内累積導入量が 150 GW となる想定。
Agora[75]	学習曲線 ボトムアップ法	BOS はボトムアップ法, BOS 以外は学習曲線で推計。学習率は複数の観測期間から算出した値の平均値を使用。世界の累積導入量が 31TW となる想定。
ETIP[123]		モジュールとインバータは学習曲線で推計。BOS は要素毎に資本費の削減ポテンシャルを推計したボトムアップ法で推計。

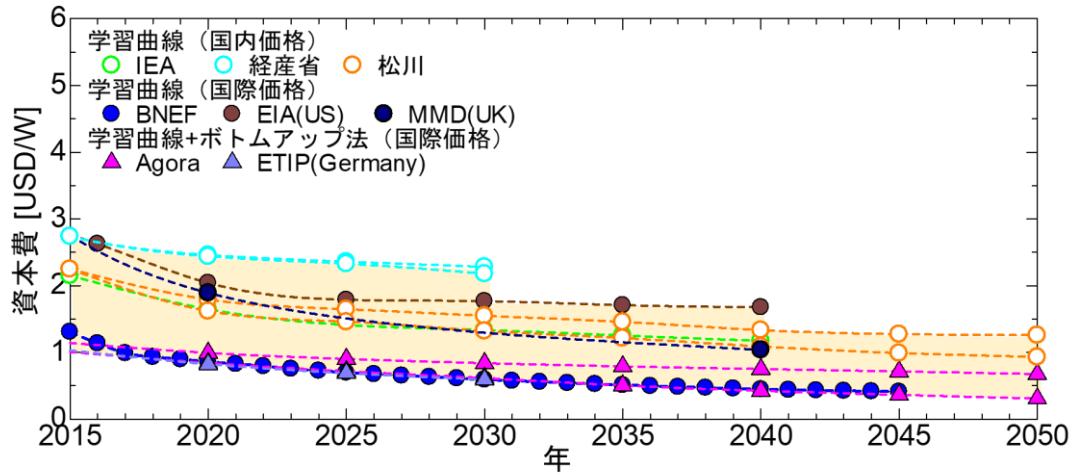
BOS: Balance of system の略で周辺部材を指す。

(B) 住宅用太陽光発電

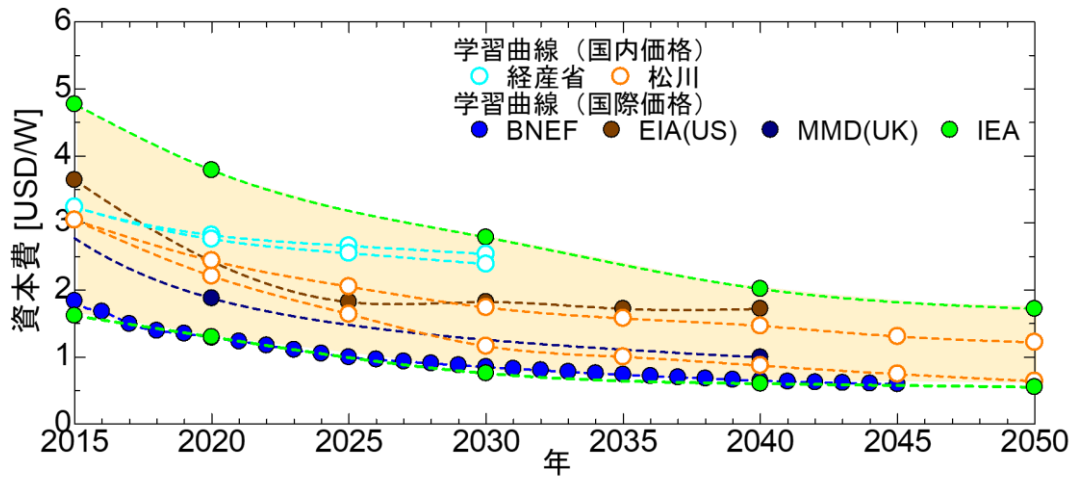
文献	手法	概要
BNEF[72]	学習曲線	モジュールの学習率 28%で推計。インバータと BOS の学習率は非公開。
EIA[117]		モジュールの学習率 10%, BOS の学習率 14%で推計。
MMD[118]		システム全体の学習率 20-30%で推計。
経産省(最小)[120]		設備費の学習率 20%として推計。工事費・系統接続費は資本費の低下なしと想定。2030 年における世界の累積導入量が IEA[119]の新政策シナリオに基づき 647 GW となる想定。
経産省(最大)[120]		2030 年における世界の累積導入量が IEA[119]の現行政策シナリオに基づき 495 GW となる想定。
松川(最小)[121]		2050 年の国内累積導入量が 259 GW,となる想定。
松川(最大)[121]		2050 年の国内累積導入量が 150 GW,となる想定。
IEA[119]		2050 年の世界累積導入量が 2.8-4.6TW となる想定。

表 4-10 入力データとした用いた予測モデルの前提条件（風力発電）

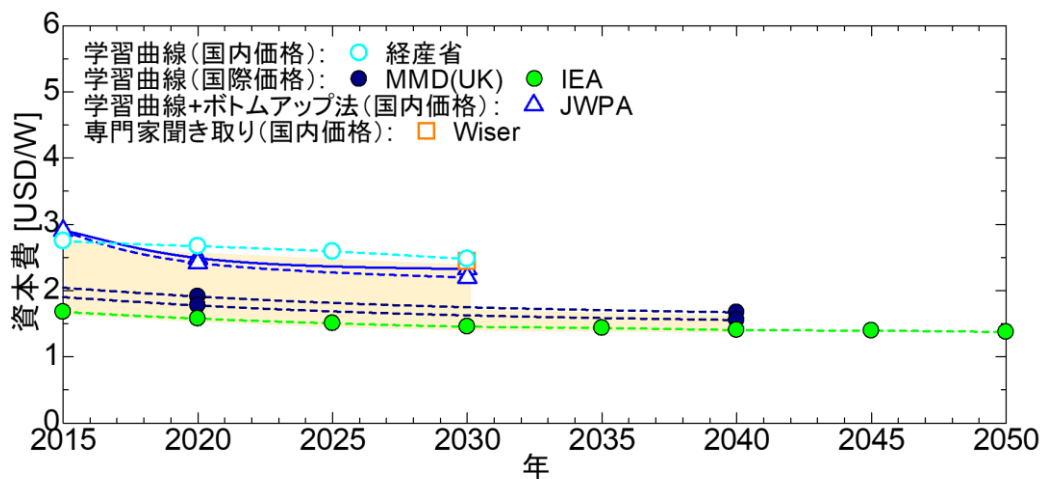
文献	手法	概要
経産省[120]	学習曲線	IEA[122]が学習曲線で推計した 2014-2015 年の学習率を国内価格に適用。
MMD[119]		学習率 10-15%で推計。
IEA[122]		陸上風力の学習率を 7%として推計。
日本風力発電協会 [93]	学習曲線 ボトムアップ法	学習曲線（学習率 9%）で推計した推計した結果をベースに、ボトムアップ法で要素毎のコスト削減ポテンシャルを特定。
Wiser[113]	専門家聞き取り	IEA Wind の専門家に対する聞き取りによって 2030 年までのコスト低下率を推計。Wiser らの研究は資本費低減率を推計しているため、Wiser らの資本費低減を日本に資本費に適応させて比較した。



(A) 非住宅用太陽光発電



(B) 住宅用太陽光発電



(C) 陸上風力

図 4-7 ベイジアン法の入力データ

・図中の国際価格は、輸入などにより国内価格が国際価格に収斂することを想定したものである。

#### 4.4.2 日本における資本費の実績値

ベイジアン法による予測合成モデルの入力として用いる資本費の実績値には、調達価格等算定委員会によって集計された日本の2015–2017年における資本費データを用いた。日本においては、FIT認定を受ける際に、経済産業省に資本費データを提出することが義務付けされており、資本費に関するレポートが毎年調達価格等算定委員会によって公開されている。ただし、日本においては、FIT認定を受けた発電事業者は資本費の情報を提出する義務があるが、2017年時点における資本費の情報の集計率は40%以下であることに留意する必要がある。

本研究では、この調達価格等算定委員会によって提出されている毎年のレポートで示されている資本費の統計情報を基に、特定年における資本費に関する入力データを作成した。表4-11に入力データとして用いた資本費の統計要約を示す。非住宅用太陽光発電の資本費は合計65,327のデータから成り、2015年の平均値(2.96 USD/kWh)に対して2017年度の平均値(2.76 USD/kWh)は、わずかに減少している(図4-8(A))。

住宅用太陽光発電の資本費は合計79,970のデータから成り、2015年度の平均値(3.48 USD/kWh)に対して2017年の平均値(3.35 USD/kWh)は減少しているが、非住宅用太陽光発電の資本費と比較し、2017年時点で0.6 USD/kWh上回る(図4-8(B))。

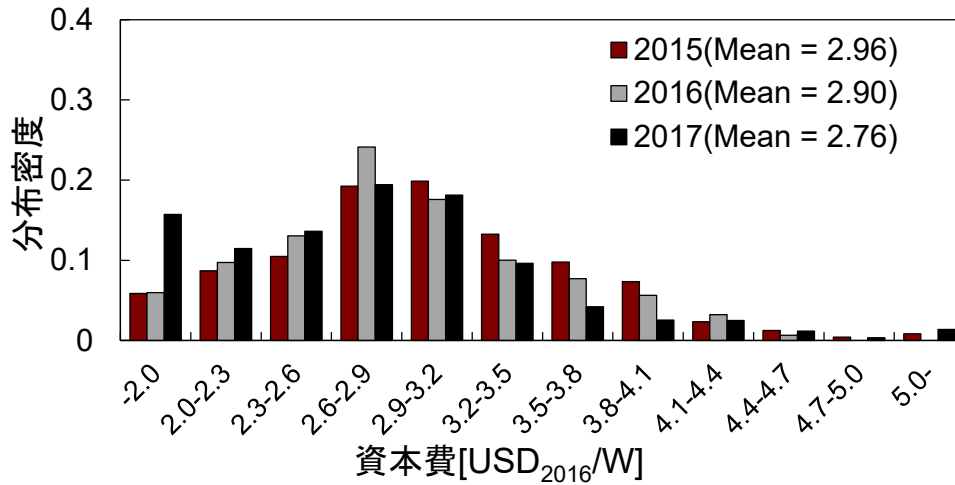
風力発電については、太陽光発電と比較し日本では実績が少なく、2015年度から2017年度における資本費のデータ数は47である。また、資本費は2015年度から2017年度の間では減少しておらず、2015年度の平均値が3.31 USD/kWhであったのに対して、2017年度の平均値は3.22 USD/kWhである(図4-8(C))。

日本における太陽光発電と風力発電の資本費は、海外における資本費と比較して高いことが指摘されている。ボトムアップ法で太陽光発電と風力発電の資本費について分析した研究においては、日本特有の複雑なサプライチェーン構造や、複雑な地形へ設置されることが制約となり、海外と比較して資本費が高くなることが指摘されている。特に、非住宅用太陽光発電のモジュールコストと周辺機器コストは、海外コストと比較してそれぞれ1.5倍、2倍上回ることが報告されている[124]。また陸上風力についても、複雑な地形への対応や、台風や地震対策によって、設置コストは国際価格の1.6倍上回ることが示されている[125]。

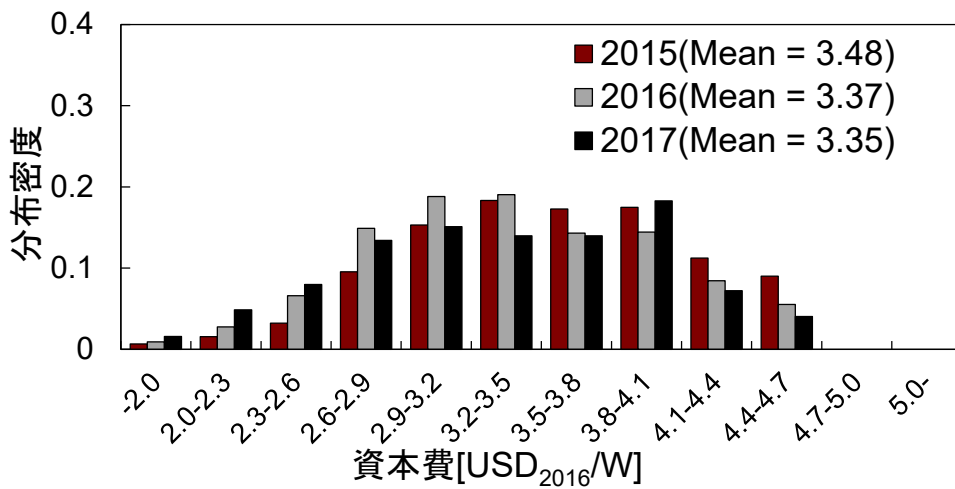


表 4-11 資本費の実績値の統計要約

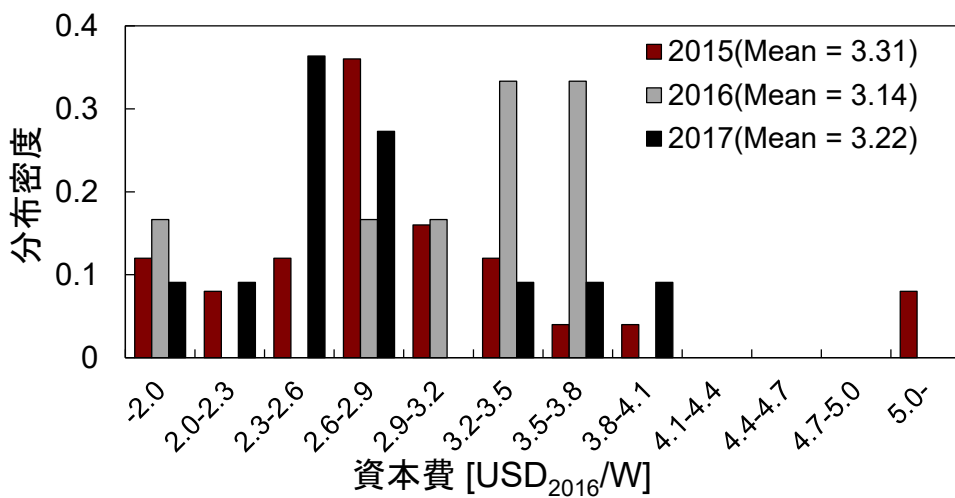
	年度	頻度	平均値 [USD <sub>2016</sub> /kWh]
非住宅用 太陽光	2015	43,987	2.96
	2016	10,536	2.90
	2017	10,804	2.76
住宅用 太陽光	2015	50,754	3.48
	2016	25,516	3.37
	2017	3,699	3.35
陸上風力	2015	28	3.31
	2016	7	3.14
	2017	12	3.22



(A) 非住宅用太陽光発電



(B) 住宅用太陽光発電



(C) 陸上風力

図 4-8 評価に用いた資本費データの分布

## 4.5 ベイジアン法による資本費の予測結果

### 4.5.1 2017年時点における資本費の予測値と実績値の比較

ベイジアン法による資本費の評価の妥当性について検討するため、2015年度と2016年度の資本費の実績値を用いて、ベイジアン法を用いて推計した2017年度における資本費の予測値と、2017年度における実績値の比較を行った。

図4-9において、灰色部分はベイジアン法の入力データとして用いた各予測モデルによる2017年度の予測値の最大値と最小値の範囲を示している。これを各予測モデルによる2017年度における予測値のレンジとする。これに対し、白色部分は各予測モデルによる2017年度における予測値の平均値、黄緑色部分は2017年度における資本費の実績値の平均値、赤色部分は各予測モデルによる2017年度の予測値をベイジアン法によって合成させた合成値を示す。

非住宅用太陽光発電については、2017年度における資本費の実績値の平均値は2.76 USD/Wであったのに対し、入力データとして用いた予測モデルによる予測値の平均値は1.84 USD/W、ベイジアン法を用いて合成させた合成値は2.61 USD/Wであった。すなわち、予測モデルによる予測値の平均値と実績値の誤差が33.3%であったのに対し、ベイジアン法による合成値と実績値の誤差は5.7%に改善されたことが示された。住宅用太陽光発電についても、予測モデルによる予測値の平均値と実績値の誤差より、ベイジアン法による合成値と実績値の誤差が小さくなったことが示された。

陸上風力については、ベイジアン法によって合成値が実績値に近づいたものの、合成値と実績値の誤差は19.7%となり、太陽光発電と比較して誤差が大きい結果となった。これは、実績値が入力データとして用いた予測レンジの上限より高い値となっていたためであると考えられる。ベイジアン法を用いた場合、合成値は入力データとして用いた予測レンジの範囲内で決定される。しかし、実績値がもとの予測レンジに対して大きく外れていた場合には、ベイジアン法を用いた場合においても大きな誤差が生じることがある。そのため、ベイジアン法によって長期的な資本費の予測を行う際には、以上の点について留意する必要がある。

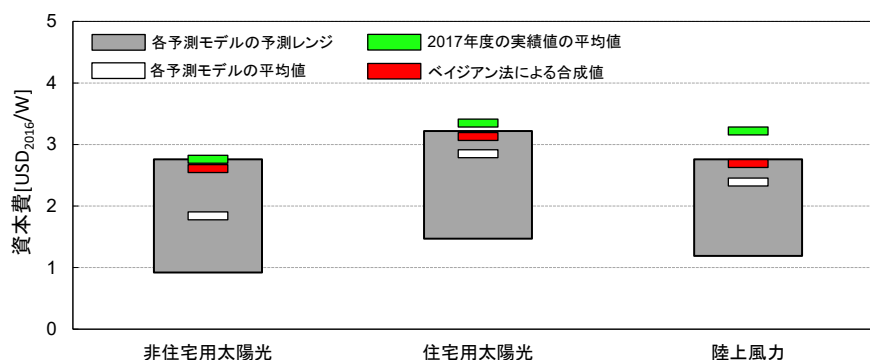


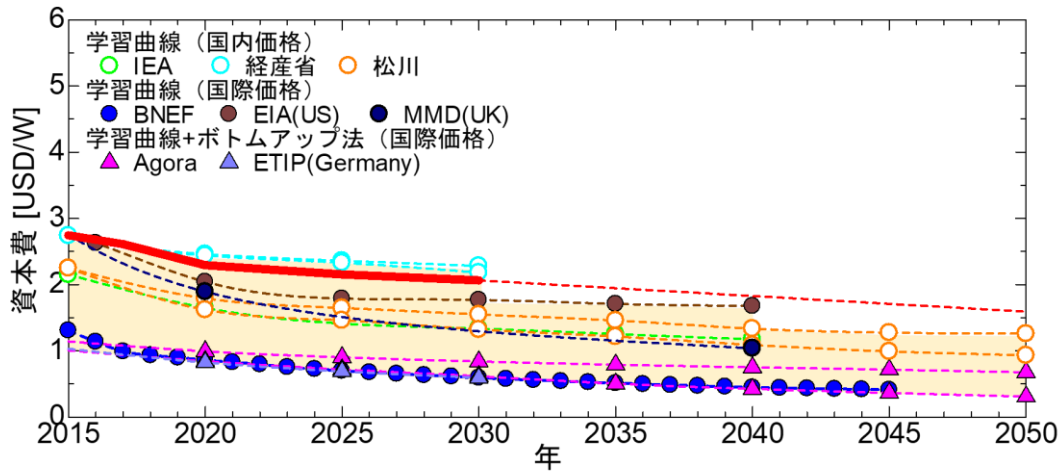
図 4-9 2017年における実績値とベイジアン法によるコスト予測値の比較

#### 4.5.2 ベイジアン法を用いた資本費の予測結果

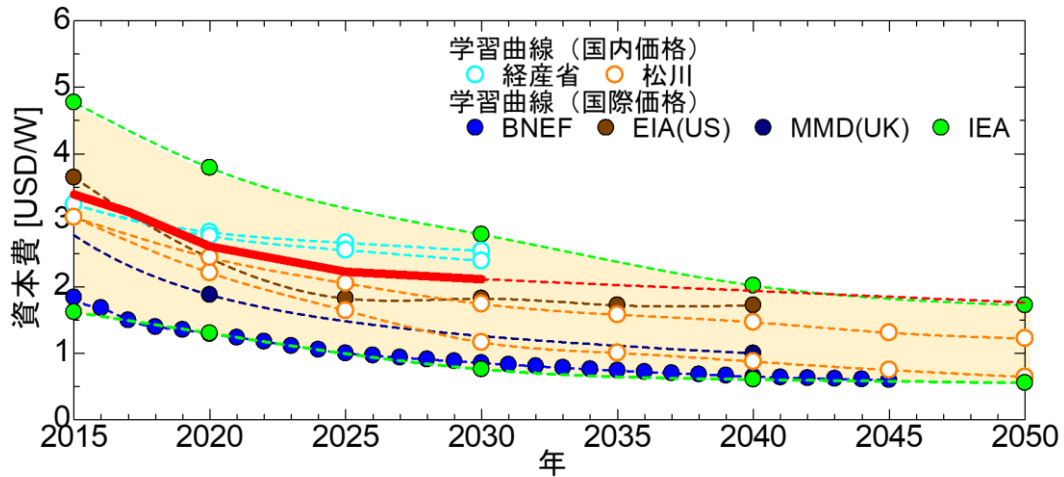
学習曲線などによって得られた複数の資本費の予測モデルを、ベイジアン法によって合成し、2050年までの資本費の予測を行った結果を図4-10に示す。また、図4-11にベイジアン法によって各予測モデルに対して与えられたウェイトを示す。図4-10において、黄色部分が予測モデルの最大値と最小値の間を示しており、赤線部分がベイジアン法による予測合成値を示している。なお、入力データとして用いた予測モデルは2030年までの予測しか行われていないものもあるため、2030年以降においては合成値をスプライン補間によって外挿を行った（図中の赤線点線部）。

その結果、非住宅用太陽光発電と陸上風力の資本費の合成値は、入力データとして用いた予測モデルの予測レンジの上限側となった。これは、2015年から2017年の間に観測されたコストが、予測レンジの上限側に集中しており、各予測レンジのうち将来の資本費を高め予測しているモデルのウェイトが高く評価されたためである（図4-10(A)、図4-10(C)）。非住宅用太陽光発電と陸上風力のいずれに対しても、ベイジアン法によって合成された合成値は、2050年までに緩やかに資本費が減少する予測となった。2030年におけるベイジアン法による資本費の合成値は2.1 USD/W（非住宅用太陽光発電）、2.3 USD/W（陸上風力）となり、2050年における合成値は1.6 USD/W（非住宅用太陽光発電）、1.8 USD/W（陸上風力）と評価された。

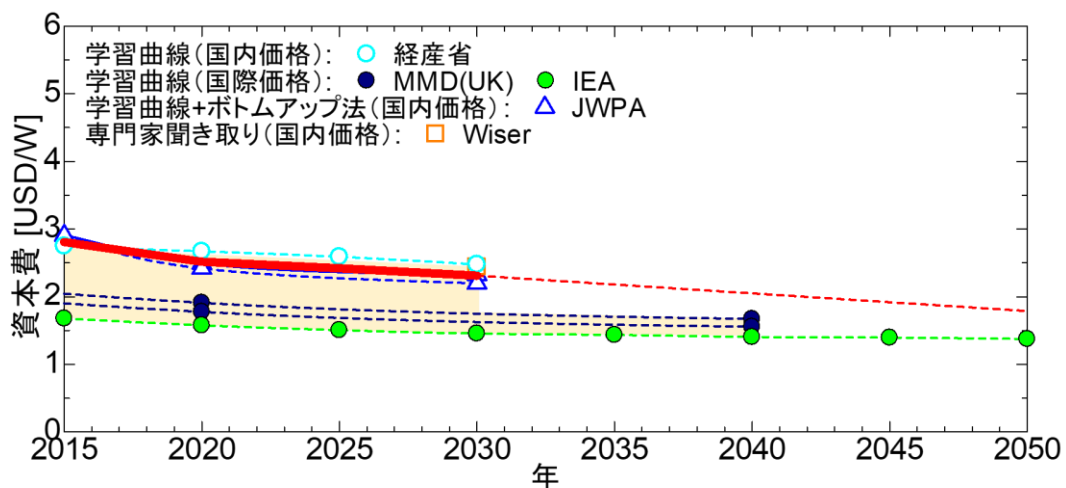
住宅用太陽光発電の資本費の合成値は、入力データとして用いた予測モデルの予測レンジの中間となった。これは、2015年から2017年の間に観測されたコストが、予測レンジの中間に集中しており、予測レンジの中で資本費を中間に予測しているモデルのウェイトが高く評価されたためである（図4-10(B)）。ベイジアン法によって合成された住宅用太陽光発電の資本費の予測値は、2030年までにはやや急に減少し、2030年以降は緩やかに減少する結果が示された。これは、合成の元となっている予測モデルは学習曲線に基づいており、一定の累積生産量に達すると、生産コストの減少率が緩やかになる前提に依るためである。なお、住宅用太陽光発電において、2030年におけるベイジアン法による資本費の合成値は2.1 USD/W、2050年における合成値は1.8 USD/Wと評価された。



(A) 非住宅用太陽光発電

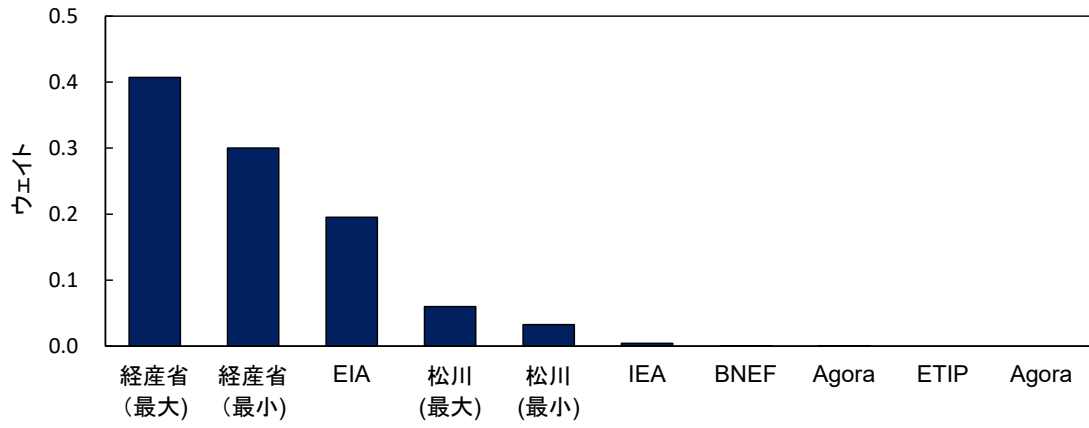


(B) 住宅用太陽光発電

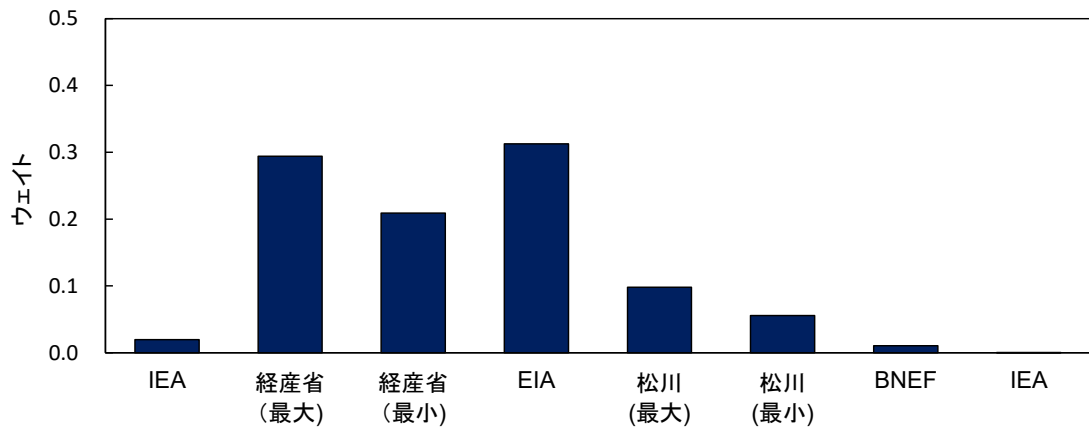


(C) 陸上風力

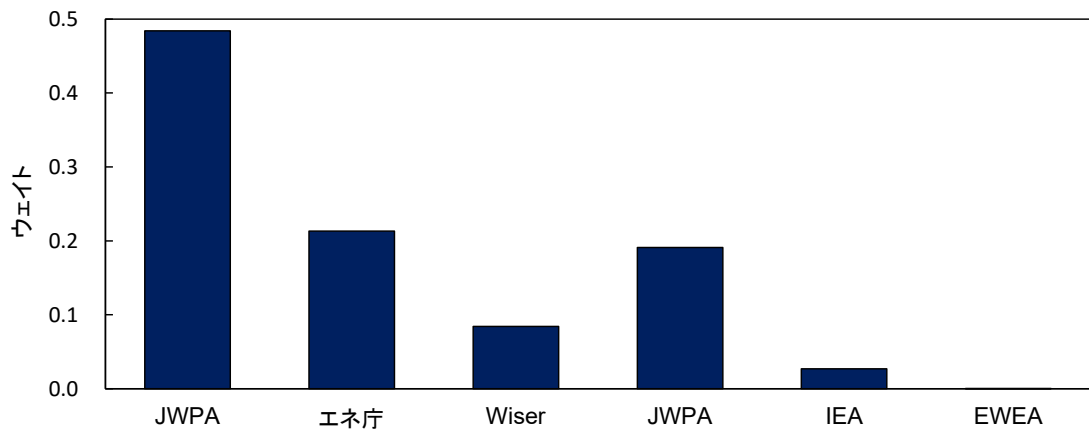
図 4-10 ベイジアン法を用いた資本費の予測結果



(A) 非住宅用太陽光発電



(B) 住宅用太陽光発電



(C) 陸上風力

図 4-11 各予測モデルに対するウェイトの評価結果

## 4.6 ベイジアン法による資本費の長期予測のまとめ

本章では、ベイジアン法による予測合成モデルを用いることによって、太陽光発電と風力発電の不確実性を考慮した資本費の予測を行った。

ベイジアン法によって推計した資本費の予測値は、従来の予測モデルによる予測レンジの中で、非住宅用太陽光発電と陸上風力は上限側、住宅用太陽光発電は中間付近となることが示された。2050年においては、非住宅太陽光発電で1.6 USD/W、住宅用太陽光発電で1.8 USD/W、陸上風力で1.4 USD/Wと推計された（表 4-12）。これらの資本費の予測値と、第3章で検討したステークホルダーの意向を踏まえた売電価格を考慮することによって、2050年における太陽光発電や風力発電の事業性を評価することが可能となる。

ベイジアン法による資本費の長期予測は、入力データとして用いる予測モデルの推計レンジの中に実績値が観測される場合に特に有効となる。ただし、ベイジアン法による資本費の長期予測は演繹的な手法であり、具体的なコスト低下要因を特定しない点には留意が必要である。今後精度の高い資本費の長期予測を行う場合には、国内価格と国際価格の内外価格差が生じている具体的な要素を特定し、各要素のコスト削減ポテンシャルについて十分検討するなどの、ボトムアップ的アプローチの発展を行うことが課題となる。

表 4-12 ベイジアン法による資本費の長期予測のまとめ[USD<sub>2016</sub>/W]

		2030	2050
非住宅用太陽光発電	ベイジアン法合成値	2.1	1.6
	入力モデル最大	2.1	1.3
	入力モデル最小	0.6	0.3
住宅用太陽光発電	ベイジアン法合成値	2.1	1.8
	入力モデル最大	2.8	1.7
	入力モデル最小	0.8	0.6
陸上風力	ベイジアン法合成値	2.3	1.8
	入力モデル最大	2.5	1.4
	入力モデル最小	1.0	1.4

## 第5章 太陽光・風力発電の土地利用競合の影響 評価モデルの検討

本章では、太陽光発電と風力発電が大量導入された際に生じることが予想される、各電源による土地利用競合の影響を評価するモデルの検討を行う。これにより、土地利用競合の影響を踏まえた各電源の設置可能場所と、設置可能場所における年間発電量の評価を行う。

### 5.1 土地利用競合の影響評価モデルの必要性

これまで、FIT による太陽光発電と風力発電の導入が進められてきた一方で、森林などにも太陽光発電や風力発電が設置される事例が多く見られている。このような事態を受けて、各地方公共団体では、条例によって自然環境や生活環境へ悪影響を及ぼす区域を抑制区域として指定し、抑制区域における再生可能エネルギーの発電事業を規制する動きをとっている([126]-[133])。例えば、静岡県伊東市では、事業区域 1000 m<sup>2</sup> 以上でかつ 50 kW 以上の太陽光発電事業を行う際には、市長の同意を必要とし、事業区域が森林などの抑制区域に含まれる場合には、原則市長は同意しないとしている。FIT 法施行規則第 5 条で規定される認定基準においても、条例を含む関係法令の遵守が要件となっており、条例に違反した事業者に対しては、FIT 法第 13 条に基づいた改善命令が出された例もある[134]。

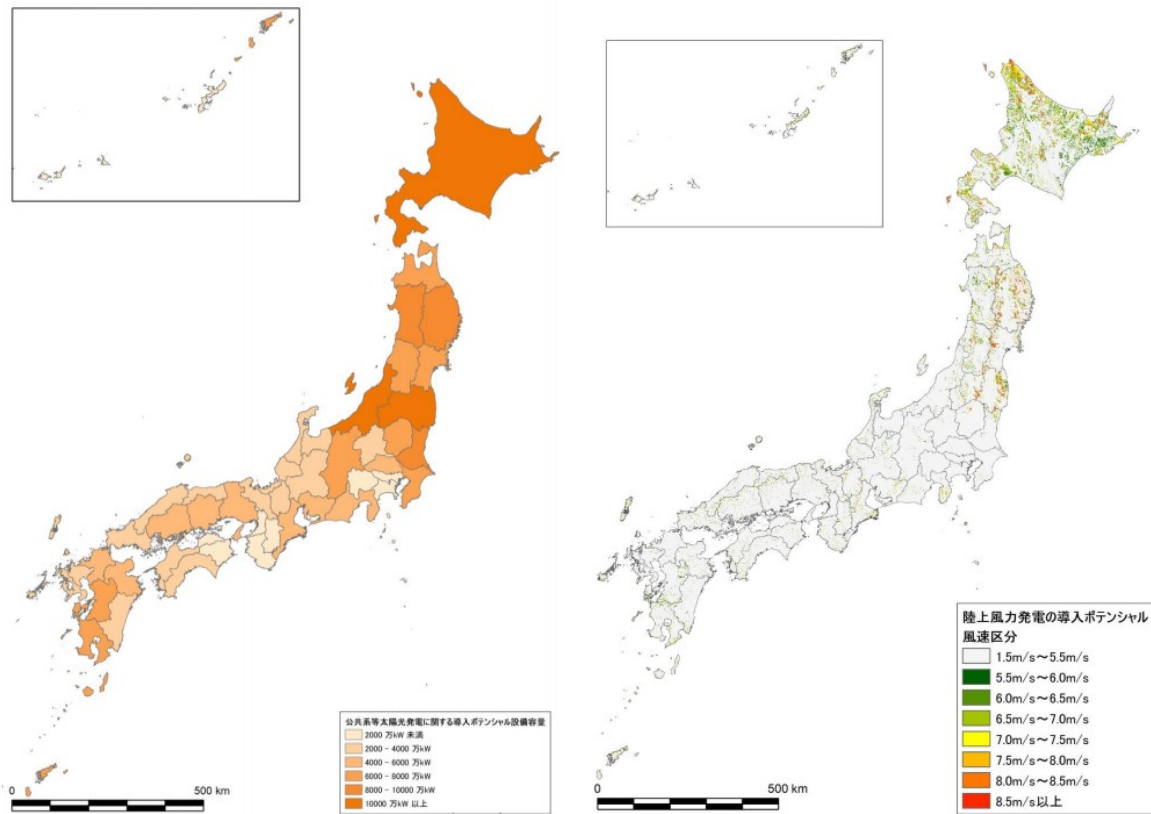
このような動きを踏まえると、今後は太陽光発電と風力発電が法規制や条例の規制を受けない場所に立地が集中することが予想される。しかし、日本の国土が限られている中で、温室効果ガスのネットゼロ排出に向けてさらなる太陽光発電と風力発電の大量導入が行われることを想定した場合、林業や農業などと土地利用競合だけでなく、太陽光発電と風力発電の土地利用競合が生じることが予想される。

空間的要素を考慮した太陽光発電と風力発電の導入可能性の評価に関する既往研究においては、各電源に対して異なる評価手法が用いられ、別々のフレームワークで評価されているため、各電源の土地利用競合の影響は考慮されていない。例えば、日本の環境省調査[21]においては、「エネルギーの採取・利用に関する種々の制約要因による設置の可否を考慮したエネルギー資源量」と定義された導入ポテンシャルとして、地上設置型太陽光発電 67 GW、陸上風力 286 GW と推計されているが、地上設置型太陽光発電と陸上風力の設置可能場所が一部重複している(図 5-1)。陸上風力の導入ポテンシャルは、GIS によって推計した面積を基に推計しているのに対し、地上設置型太陽光の導入ポテンシャルは統計情報に基づく面積により推計しているため、太陽光発電と陸上風力の土地利用競合の影響は考慮されていない。そのため、各電源の導入ポテンシャルを単純に足し合わせた場合には過大評価となる。

海外の既往研究においても、Lopez らによる調査[30]や、Milbrandt らの調査[31]、IRENA による調査[38]などのように、複数の電源の設置可能場所や導入可能性を評価する研究は存



在するものの、各電源による土地利用競合の影響や、競合場所場所に適した電源の種類については検討されていない。そのため、太陽光発電と風力発電の導入可能性を評価する上では、各電源による土地利用競合の影響を考慮することが必要である。



(A) 地上設置型太陽光発電

(B) 陸上風力

図 5-1 環境省調査における公共系太陽光発電と陸上風力の導入ポテンシャル

([21]を基に改変)

## 5.2 土地利用競合の影響評価モデルの手順

### 5.2.1 土地利用競合の影響評価モデルの概要

本研究では、図 5-2 に示す手順で「設置可能地域」および土地利用競合が生じる場所の特定を行った。

第一に、森林法などの土地利用に関わる法規制を基準に、日本の全国土を 18 種類の土地区分に細分した。例えば、森林であれば森林法で規定される保安林、国有林、民有林の三種類に分類を行った。なお、分類した 18 種類の土地区分は互いに独立であり、重複しないものとする。

第二に、土地利用に関わる法規制を基準にした上で、各土地区分を設置制約の程度別に「設置困難」、「制約大」、「制約小」の三種類に分類を行った。分類した三種類の設置制約の程度のうち、太陽光発電と風力発電の法規制上の設置制約が小さいと考えられる「制約小」の土地区分を抽出した。なお、「制約小」の土地区分においては、法規制上の設置制約が小さいだけでなく、発電設備の撤去や安全性などを考慮し、現状の技術水準で十分安定的な発電が期待できる場所とした。

第三に、複数の土地区分に重複して指定される自然公園などの自然環境保全地域を考慮し、抽出した「設置小」の土地区分のうち、自然環境保全地域の除外を行った。この自然環境保全地域を除外した場所を、本研究における太陽光発電と風力発電の「設置可能場所」とした。

最後に、設置可能場所のうち風力発電の発電に適していると考えられる場所を考慮し、太陽光発電と風力発電の土地利用競合が生じる場所の特定を行った。本研究では、地上高 80 m における年間平均風速が 5.0 m/s 以上である場合には、太陽光発電と風力発電の両方が設置に適するため、各電源の土地利用競合が発生する場所とした。反対に、陸上風力の立地に適さない同 5.0 m/s 未満の地域においては、太陽光発電のみが設置可能な場所とした（図 5-3）。物理的には、太陽光発電と風力発電の土地利用競合が生じる場所において、両方の電源を設置することも可能となりうる。しかし、このような場合、同一事業者が二種類の電源を同時に扱い、施工順序に対して十分な計画が必要になることや、太陽光発電が陸上風力の日影の影響を受ける可能性が高いことから、本研究ではいずれか片方の電源が設置される前提とした。

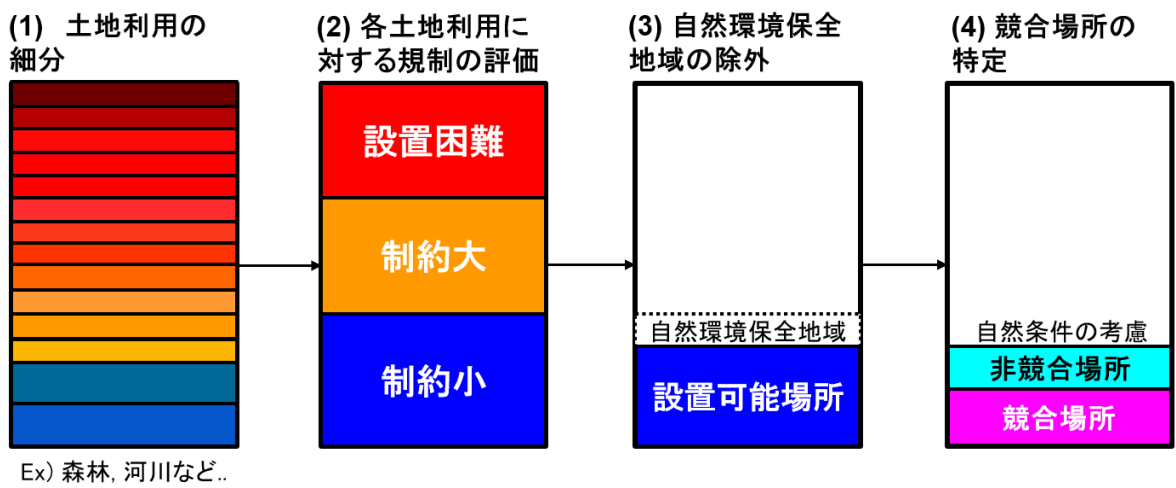


図 5-2 「設置可能場所」の評価手順

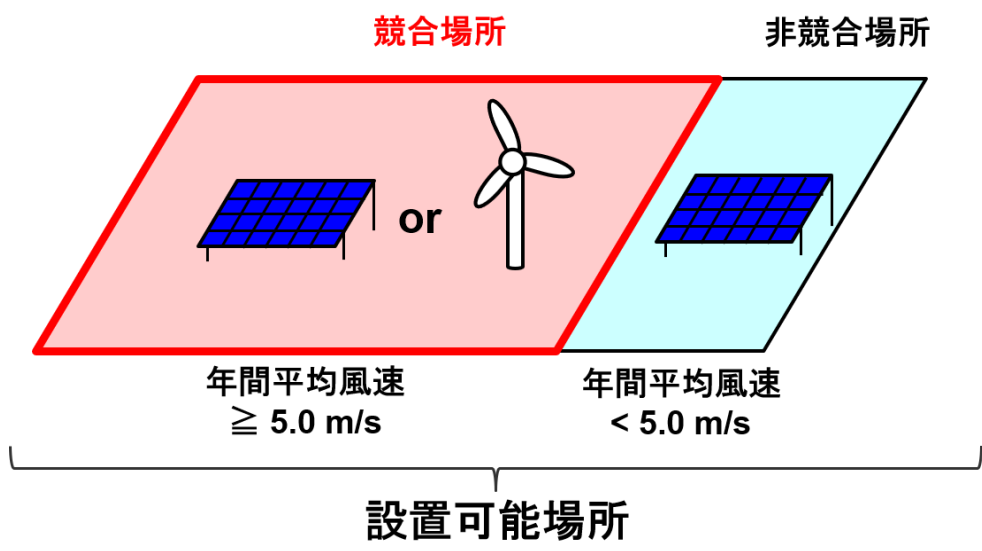


図 5-3 競合場所と非競合場所の概念

## 5.2.2 土地利用の細分

太陽光発電と風力発電の設置制約は、森林法や河川法などの土地利用に関わる法律に大きく依存する。本研究では、森林法や河川法などの土地利用に関わる法律を考慮し、日本の全国土を 18 種類の土地区分に分類した（表 5-1）。

森林については、森林法を参考にした上で、水源かん養や土砂流出防備などを目的に指定された森林である保安林、国によって保護管理されている森林である国有林、国以外の所有者によって管理されている民有林の三種類に分類した。なお、保安林と国有林は一部重複する場合があるが、保安林においては、工作物の設置が原則禁止されているため、保安林と国有林が重複する森林においては、発電設備の設置制約が大きい保安林を優先した。

農地は、農作物を現に栽培している土地である耕地、耕作放棄地のうち農作物の栽培が可能である不作付地、抜根、整地、区画整理、客土などを行い再生することによって、通常の農作業による耕作が可能と見込まれる土地である再生可能な荒廃農地、農地に復元するための物理的な条件整備が著しく困難な土地である再生困難な荒廃農地の 4 種類に分類した。

荒地においては、雑草地、裸地、篠地、湿地、がけ、万年雪の 6 種類に細分した。ただし、がけは宅地造成規制法施工令や、地方自治体の建築基準条例におけるがけの定義を参考に、傾斜角 30 度以上の土地区分と定義し、荒地の中でがけを除いた土地区分については傾斜角 30 度未満の土地とした。なお、環境省の調査[21]においては、荒地が一つの土地利用として定義されているが、荒地には様々な土地利用を含むため、本研究では環境省調査よりも荒地を細分した土地利用を定義した。

以上の他に、河川法に基づく河川、海岸、居住地、建物用地、交通用地を本研究における土地利用として定義した。なお、本研究における居住地は、500m 四方内における人口が 1 人以上の場所を居住地とした。

表 5-1 本研究における土地利用の細分

大区分	小区分	概要
森林	保安林	水源かん養や土砂流出防備などを目的に指定された森林。
	国有林	国によって保護管理されている森林。本研究では保安林を除くものとする。
	民有林	国有林以外の森林。
農地	耕地	農作物を現に栽培している土地で、水田、畑、果樹園、牧草地を含む。
	不作付地	耕作放棄地から、荒廃農地を除いた土地。
	荒廃農地 (再生可能)	抜根、整地、区画整理、客土などを行い再生することにより、通常の農作業による耕作が可能と見込まれる土地。
	荒廃農地 (再生困難)	農地に復元するための物理的な条件整備が著しく困難な土地。又は周囲の状況からみて、農地として利用することができないと見込まれる土地。
荒地	雑草地	雑草が繁茂している土地。
	裸地	土がむき出しになっている土地。
	篠地	笹や篠竹が生えている土地。
	湿地	常時あるいは季節的に水を豊富に含む土地。
	がけ	森林や農地以外の傾斜角 30 度以上の土地。
	万年雪	高山の谷間などにおいて、積雪が超年している土地。
河川	流水域・湖沼・ダム湖。河川敷を含む。	
海岸	陸が海に接する場所。	
居住地	人間が居住している場所。	
建物用地	工場、競技場などのレクリエーション施設、ゴルフ場を含む	
交通用地	道路、鉄道用地。	

### 5.2.3 土地利用に対する制約の評価基準

土地利用に対する制約については、様々な既往研究により独自に評価基準が定められている。例えば、ドイツのBMVIは、太陽光発電と風力発電の設置における設置制約の基準として、(A) 連邦行政裁判所の判例などの法的制約により、事実上太陽光発電や風力発電の設置が禁止されている地域(Taboo areas), (B) 太陽光発電や風力発電の設置は必ずしも違法ではないが、限られた場合のみ設置が許可される地域(Hard restriction), (C) 太陽光発電や風力発電に対する強い制約が存在せず、全ての場所ではないが太陽光発電や風力発電が設置可能な地域(Soft restriction), (D) 特定の制約条件が存在せず、法的に太陽光発電や風力発電の設置が可能な地域(Neutral area), (E) 土地利用計画によって、太陽光発電システムや風力発電の導入を推進する地域と定められている地域(Suitable area)の5段階に分類している[37]。

また、Milbrandtらは、用途限界地域を「自然要因もしくは人工的要因によって周縁化された、固有の問題を有する土地」と定義し、放棄地、改変地、未利用地、不毛地、汚染地、荒廃地、遊休地に細分している[31]。これらの土地は、農作物の生産が不可能な土地や、短時間での自然への復元が不可な土地などであり、太陽光発電と風力発電の設置可能場所としている。

本研究では、これらの研究を参考とした上で、法規制に基づく設置制約の程度を、(i) 法的、物理的に発電設備の設置が困難な土地区分（制約困難）、(ii) 法律、地方自治体条例、環境影響評価などによる規制を受けやすい土地区分（制約大）、(iii) 法律、地方自治体条例、環境影響評価などによる規制を受けにくい土地区分（制約小）の3段階に分類した（表 5-2）。ドイツBMVIの分類では、土地利用計画指定地域を含めた5段階での分類を行っているが、日本においては、自治体などによって太陽光発電や風力発電を促進する区域を定めるゾーニング制度が十分普及していないことや、分類の簡易性を考慮し、3段階での分類とした。

表 5-2 土地利用に対する制約基準

基準	定義
設置困難	法的、物理的に発電設備の設置が困難な土地区分。
制約大	法的、地方自治体条例、環境影響評価などによる規制を受けやすい土地区分。
制約小	法的、地方自治体条例、環境影響評価などによる規制を受けにくい土地区分。

#### 5.2.4 土地区分の制約の評価

前節で定義した土地利用の制約基準に基づき、細分した 18 の土地利用に対する設置制約の評価を行った。

##### (1) 保安林

保安林は、森林法第 25 条に基づき、水源かん養や土砂の流出防備などを目的に指定された森林である。保安林において、伐採や土地の形質を変更する場合には、都道府県知事の許可が必要であるが、保安林としての働きを維持するための森林の取扱方法について定めた指定施業要件を満たす必要がある。指定施業要件には、区域毎の伐採面積の制限などがあることから、発電設備を設置する場合には、要件を満たさない可能性が高い。また、森林法第 26 条に基づく保安林の指定解除を行う場合においても、保安林指定の理由が消滅した場合や、公益上の理由により必要が生じた場合が条件となっている。保安林の指定理由の消滅による解除には、転用目的や土地利用の状況などからみて、他に適地を求めることが困難であることや、転用面積が必要最小限度であることなどが要件となっている。これらを考慮すると、保安林解除の条件が厳しいことに加え、設置できた場合でも設置規模の制約を受けることから、保安林に対しては「設置困難」とした。

##### (2) 河川

河川は、流水域、湖沼や河川敷を指す。河川法第 23 条 - 第 26 条より、河川の流水や河川区域内の土地を占有する場合、および河川区域内の土地において工作物を新設する場合には、河川管理者の許可を得る必要がある。国土交通省は、審査における統一的な審査基準として「河川敷地占用許可準則」(平成 11 年 8 月 5 日建設省河政発第 68 号)を発出しており、(1) 占有主体が公的な団体であること、(2) 占有施設が河川利用の増進につながるものであること(公園、鉄道橋梁、鉄塔、ケーブル、遊歩道、花壇など)、(3) 各種基準に適合していること(治水または利水上の支障、他社の利用の確保、環境ゾーニングとの整合など)の全要件を満たすことを原則としている[135]。このことから、ため池などの河川法の対象外となる場所を除き、一般事業者が太陽光発電および風力発電を設置することは以上に適合しないと考えられる。そのため、河川に対しては「設置困難」とした。

##### (3) がけ

がけは、森林と農地を除く傾斜角 30 度以上の土地を指し、物理的に発電設備の設置が困難である。傾斜面では、地盤が安定していない場合が多く、傾斜面に設置された太陽光発電システムが崩落する事例も複数ある[136][137]。このような事例を受けて、地方自治体の条例において、がけにおける発電設備の設置を規制している場合がある。例えば、太陽光発電シス

テムが崩落した事例のある兵庫県の条例では、地盤調査等により安定が確認できる場合を除き、太陽光発電および風力発電が設置される地盤の勾配は30度以下であることを規定している[133]。また、景観の観点からも、主要な道路、市街地などから容易に望見できる斜面地においては、勾配がおおむね30度以下の箇所に設置されることを規定している。なお、傾斜角30度は、宅地造成規制法施工令や、地方自治体の建築基準条例などにおいて、がけの定義として用いられている傾斜角でもある。また、斜面地における太陽光発電や風力発電の設置を規制する条例が存在しない場合においても、各地方自治体の建築基準条例などによって、擁壁などの設置が必要になる場合がある。そのため、がけに対しては「設置困難」とした。

#### (4) 万年雪

万年雪は、高山の谷間などにおいて、積雪が超年している土地のことを指す。万年雪は、傾斜面に存在することに加え、地盤が雪で覆われているため、物理的に発電設備の設置が困難である。そのため、万年雪に対しては「設置困難」とした。

#### (5) 耕地・不作付地・再生可能な荒廃農地

耕地、不作付地、再生可能な荒廃農地の大部分は農用地区域に指定されており、農用地区域では、農振法によって、農用地区域の保全と有効利用を図るために、農地転用や開発行為が厳しく制限されている。そのため、農用地区域において太陽光発電や風力発電を設置するためには、発電設備を設置する農地を農用地区域から除外する必要がある（農振除外）。この農振除外を行うためには、道路等や地域の農業振興に関する市町村の計画に基づく施設等の公益性が特に高いと認められる事業の用に供する土地を除き、農用地以外の土地とすることが必要かつ適当で、農用地区域以外に代替すべき土地がないことや、農業上の効率的かつ総合的な利用に支障を及ぼすおそれがないことが要件となっている[138]。このことを考慮すると、太陽光発電や風力発電の設置は、これら全てに適合する可能性は低く、農振除外は困難であると考えられる。また、環境省が公表している「風力発電に係る地方公共団体によるゾーニングマニュアル」においても、農用地区域は原則保全エリアとして設定するように推奨している。従って、耕地、不作付地、再生可能な荒廃農地については、「設置困難」とした。

#### (6) 国有林

国有林は、国によって保護管理されている森林のことを指す。民間事業者が国有林を発電事業用地とする場合には、政府から国有林の貸与を受ける必要があり、国有林野法7条に基づき5ha(=0.05km<sup>2</sup>)の上限を設けることが原則となっている。ただし、2012年3月30日付け23林国業第159号林野庁長官通知「国有林野を自然エネルギー発電の用に供する場合の規制緩和について」により、国有林の機能・目的を妨げない限度において、5haを超えて貸付等を行えるような特例措置を講じている。同通知によると、再生可能エネルギーを利用した



発電に特に適していることや、地域の活性化に資することと認められること、地域限定で規制改革を行うことを目的とした構造改革特別区域であることが要件となっている。このようなことを踏まえると、国有林に発電設備を設置する場合、設置規模や立地の制約を受けると考えられる。そのため、国有林に対しては「制約大」とした。

#### (6) 民有林

民有林は、国有林以外の森林を指し、その大部分は森林法第5条における地域森林計画の対象である。地域森林計画とは、都道府県知事が5年毎に10年を一期としてたてる計画で、都道府県の森林関連施策の方向や、森林整備、保全の目標等を明らかにするとともに、市町村の森林整備計画の策定に当たる指針となるものである。1 ha(= 0.01km<sup>2</sup>)を超えて、この地域森林計画対象民有林を開発する場合には、林地開発許可を受ける必要がある。林地開発許可の基準は、災害の防止、水害の防止、水の確保、環境保全の観点から判断され、都道府県知事がいずれにも該当しないと認める場合に許可される。ただし、実際には再生可能エネルギー事業による林地開発許可実績は増加しており、自然環境保全などを要因とした環境紛争が各地で発生している。これによって、地方自治体条例による規制強化がなされている動きや、太陽光発電を環境影響評価法の対象とする動きが見られており、民有林においては今後これらの影響を受ける可能性が高い。そのため、民有林に対しては「制約大」とした。

#### (7) 海岸

海岸とは、陸が海に接する土地区分を指す。日本の海岸は、一部の埋め立て地等を除いてすべて国有地であり、津波、高潮、波浪等の被害から防護を目的に指定されている海岸保全区域、もしくは一般公共海岸区域として、都道府県によって管理されている。これらの場所において、工作物を設けて海岸保全区域を占用しようとする場合においては、海岸法第7条および第37条により、海岸管理者の許可を受ける必要があり、海岸の防護に著しい支障を及ぼすおそれがあると認められない場合に許可される。

農林水産省と国土交通省は、2011年6月に「海岸保全区域等における風力発電施設設置許可に関する運用指針」を公表しており[139]、海岸の防護に関し、地質的に脆弱でないことや、波高や波力が著しく大きくなる状況を生じさせないことが、許可条件となっている。また、景観及び環境に対する考慮も必要であり、周囲の景観との調和を図ることや、重要な種などの生息域に著しい影響を与えないことも要求されている。

太陽光発電に関しては、塩害によって架台やアルミフレームなどへの腐食を生じる恐れがあることから、海岸においては太陽光発電設置のインセンティブは生じにくい。しかし、塩害対策を施した太陽光発電の普及などにより、今後海岸に太陽光発電が導入される場合には、風力発電と同様に、海岸の防護や周囲環境などへの考慮が必要になる可能性が高い。そのた

め、海岸に対しては「制約大」とした。

#### (8) 湿地

湿地とは、常時あるいは季節的に水を豊富に含む土地を指す。湿地での工作物設置に関する直接的な法制度は存在しないものの、湿地の多くは、湿地の保存に関する国際条約である「特に水鳥の生息地として国際的に重要な湿地に関する条約」（以下:ラムサール条約）に登録されている。ラムサール条約自体は、直接的に工作物の設置を規制するような法的拘束力はないものの、環境影響評価において制約となる可能性が高い。これまで、陸上風力の事業計画地周辺に、ラムサール条約登録の湿地や、日本の重要湿地が存在する場合の環境影響評価において、渡り鳥の移動阻害になると想定される風車設置の取り止めや、視認性の確保などが指摘されている[140]。また、太陽光発電に関しても、今後環境アセスメントが策定された場合においては、鳥類などの生態系への影響の観点から、今後湿地における発電設備の設置が制約される可能性が高い。そのため、湿地に対しては「制約大」とした。

#### (9) 雑草地

雑草地とは、雑草で覆われている土地を指す。雑草地においては、土地利用に対する直接的な法的制約が存在せず、かつ物理的な制約が小さい。そのため、雑草地に対しては「制約小」とした。

#### (10) 篠地

篠地とは、低木で覆われている土地を指す。篠地においては、土地利用に対する直接的な法的制約が存在せず、かつ物理的な制約が小さい。そのため、篠地に対しては「制約小」とした。

#### (11) 裸地

裸地とは、植物や建築物などで覆われておらず、土がむき出しとなっている土地を指す。裸地においては、土地利用に対する直接的な法的制約が存在せず、かつ物理的な制約が小さい。そのため、裸地に対しては「制約小」とした。

#### (12) 再生困難な荒廃農地

荒廃農地（再生困難）は、農用地区域に該当する場合があるが、農林水産省の方針では速やかに非農地判断を行い、再生可能エネルギー施設などの農地以外の利用を促進する方向性を示している。さらに、日本政府が策定した第5次エネルギー基本計画においても、荒廃農地（再生困難）において再生可能エネルギーを促進する方向性が示されている。そのため、荒廃農地（再生困難）は今後再生可能エネルギーの導入に活用される可能性が高く、再生困

難な荒廃農地に対しては「制約小」とした。

以上に基づき、各土地区分に対する設置制約を評価した結果の要約を（表 5-3）に示す。法規制を受けにくい「制約小」の土地区分として、雑草地、裸地、篠地、荒廃農地（再生困難）の4種類の土地区分を抽出した。

表 5-3 土地利用に対する制約の評価結果

大区分	小区分	太陽光	風力	関連法	理由
森林	保安林	設置困難	設置困難	森林法	保安林内における工作物の設置は原則不可。
	国有林	制約大	制約大		構造改革特別区域に指定されていることが、5 ha を超える開発の貸付要件となっている。
	民有林	制約大	制約大		地方自治体の条例にて設置が規制される動きにある。また、林地開発許可制度上許可が必要。
農地	耕地	制約大	設置困難	農振法 農山漁村 再エネ法	第1種農地を除き原則農地転用不可。第1種農地であっても、風車設置に必要な面積が確保できない可能性が高い。
	不作付地	制約大	設置困難		
	荒廃農地 (再生可能)	制約大	設置困難		
	荒廃農地 (再生困難)	制約小	制約小		農水省方針により、非農地化される可能性が高い。
荒地	雑草地	制約小	制約小	—	土地区分に対応した法制度が存在しない上、物理的な設置制約も小さい。
	裸地	制約小	制約小		
	篠地	制約小	制約小		
	湿地	制約大	制約大	ラムサール条約	生態系への影響から、環境影響評価において規制を受ける可能性が高い。
	がけ	設置困難	設置困難	建築基準 条例など	物理的に発電設備の設置困難。また、地方自治体の条例にて設置が規制される動きにある。
	万年雪	設置困難	設置困難	—	物理的に発電設備の設置困難。
河川		設置困難	設置困難	河川法	発電設備の設置が河川法の許可基準に非適合
海岸		制約大	制約大	海岸法	海岸の防護、景観、自然環境などに配慮が必要であり、立地場所などに対する制約を受ける。
居住地		—	—	—	発電設備を設置する場合、屋根や壁面が設置場所となるため、太陽光発電と陸上風力の設置対象外とした。
建物用地		—	—	—	
交通用地		—	—	—	

### 5.2.5 自然環境保全地域の除外

本研究で抽出した設置制約が小さい土地区分である雑草地、裸地、篠地、荒廃農地（再生困難）においても、一部自然環境保全に関わる区域と重複する場合がある。本研究では、自然環境保全地域、自然公園、鳥獣保護区の3種類の区域内においては、太陽光発電および風力発電ともに設置不可とした（表 5-4）。

#### （1）自然環境保全地域

自然環境保全地域とは、原生の状態が保たれている地域や、優れた自然環境を維持している地域で、原生自然環境保全地域、自然環境保全地域（特別地区）、自然環境保全地域（普通地区）に分類される。原生自然環境保全地域は、人間活動の影響を受けることなく原生の状態を維持している地域であり、自然環境保全法第 17 条によって自然生態系に影響を与える行為は、原則禁止となっている。自然環境保全地域（特別地区）は、優れた自然環境を維持している地域であり、自然環境保全法第 25 条により、木竹を損傷する場合に環境大臣の許可が必要となっている。この審査の対象になるためには、自然環境の保全に支障を及ぼすおそれが少ない場合などに限られるため[141]、土地の改変などを伴う地上設置型太陽光発電や陸上風力の設置は原則不可と考えられる。自然環境保全地域（普通地区）に工作物を新築する場合においては、自然環境保全法第 28 条より届出制となっている。しかし、環境大臣は自然環境の保全のために必要な限度において、届出に関わる行為を禁止もしくは制限することや、必要な措置をとることを命じることができる。そのため、自然環境保全地域内においては太陽光発電および風力発電ともに設置不可とした。

#### （2）自然公園

本研究における自然公園は、国立公園、国定公園、都道府県自然公園を指すものとし、特別保護地区・第 1 種特別地域、第 2 種特別地域、第 3 種特別地域、普通地域に分類される。

##### （2-1）特別保護地区・第 1 種特別地域

特別保護地区と第 1 種特別地域は、自然公園の中でも特に優れた自然景観を保持している地区である。そのため、これらの地域に発電設備を設置することは、景観上大きな支障を与えることにつながる。また、自然公園法施行規則第 11 条においても、これらの場所における工作物の新築等を不可としている。ただし、これらの地域であっても、地すべり観測システムへの給電（石川県白山公園）や、避難小屋への給電（長野県仙丈岳）などを目的に、例外的に導入された風力発電は存在する[142]。しかし、これらは自家発電を目的にしていることに加え、高さ 20 m 以下の小型風車である。そのため、売電を目的とする大規模風車の設置は原則困難と考えられる。

## (2-2) 第2種特別地域・第3種特別地域

自然公園（第2種特別地域・第3種特別地域）は、自然公園の中で風景を維持する必要がある地域であり、発電設備の新築等において、自然公園法施行規則第11条により、植生の復元が困難な地域等でないことや、主要な展望地から展望する場合の著しい妨げにならないものであることが要件とされている。また、太陽光発電に関しては、自然草地等内でないことや、太陽光発電システムの地上部分の水平投影面積の和が2,000 m<sup>2</sup>以下であるなどの制約も存在する。このようなことから、自然公園（第2種特別地域、第3種特別地域）においては、立地場所や規模などに対する制約を受ける。

## (2-3) 普通地域

自然公園（普通地域）は、自然公園の中で特別地域及び海域公園地区に含まれない区域を指す。自然公園（普通地域）において、環境省令で定める基準を超える工作物を新築する場合には、環境大臣もしくは都道府県知事に対する届出が必要となっている。太陽光発電施設、および高さ30 m以上の風力発電に関しては、環境省「自然公園普通地域内における措置命令等に関する処理基準」（平成29年3月28日改正）より、自然風景に大きな影響を与える可能性があることから、「主要な展望地から展望する場合の著しい妨げにならないものであること」などの項目全てに適合するか審査し、風景を保護するために必要が認められる場合には、措置命令等を行うものとしている。また、太陽光発電に関しては、(1) 高山帯、亜高山帯、風衝地、湿原等植生の復元が困難な地域、(2) 野生動植物の生息地又は生育地として重要な地域、(3) 地形若しくは地質が特異である地域又は特異な自然の現象が生じている地域、(4) 優れた天然林又は学術的価値を有する人工林の地域でないことも要件となっている。これらを考慮すると、自然公園（普通地域）における発電設備の導入は届出制であるものの、必要が認められる場合には措置命令を受けるため、立地場所や設置規模などに制約を受ける可能性が高い。

## (3) 鳥獣保護区

鳥獣保護区は、鳥獣の保護を目的に「鳥獣の保護及び管理並びに狩猟の適正化に関する法律」に基づいて指定された区域を指す。鳥獣保護区の区域内において、鳥獣の保護又はその生息地の保護を図るため特に必要があると認める区域は特別保護地区に指定され、工作物の新築や木竹の伐採などに許可が必要となる。許可の基準は、鳥獣および鳥獣の生息地の保護に重大な支障を及ぼすおそれがないこととなっており、森林を伐採する場合や、渡り鳥の飛行に影響を与える可能性がある場合には、適合しない可能性が考えられる。また、鳥獣保護区の特別保護地区外であっても、近年では地方自治体の条例によって抑制区域に設定される事例も見られ、今後条例によって設置が制約される可能性がある。そのため、鳥獣保護区に

においては、太陽光発電および風力発電ともに設置不可とした。

表 5-4 設置不可と定義した自然環境保全地域

大区分	小区分	関連法	根拠
自然公園	特別保護地区	自然公園法	工作物の設置が原則不可。
	第1種特別保護地域		
	第2種・第3種特別保護地域		生の復元が困難な地域や、景観に支障を与えるような場所、自然草地への新築が規制されている。
自然環境保全地域	原生自然環境保全地域	自然環境保全法	工作物の設置が原則不可。
	特別地域		
鳥獣保護区	特別保護区	鳥獣の保護及び管理並びに狩猟の適正化に関する法律	工作物の設置に環境大臣もしくは都道府県知事の許可が必要。
	特別保護区以外		条例にて抑制区域に設定される傾向。

## 5.3 GIS を用いた土地利用競合の評価方法

### 5.3.1 本研究で整備した GIS データの概要

太陽光発電と陸上風力の設置可能場所を評価する上では、土地区分や自然環境保全区域の有無などの様々な条件を考慮する必要がある。このような複数の条件を考慮し、各地点について面的に評価を実施する上で、GIS による分析が有効である。そこで本研究では、地理情報に関する各種データを解析するソフトウェアである ArcMap 10.6 を用いて、以下の手順で設置可能場所の評価を行った。

まず、北方領土を除く日本の国土を一辺 500 m のメッシュに分割した (図 5-4)。この分割した 4 次メッシュに、(i) メッシュ内人口、(ii) メッシュ内に含まれる各土地区分の面積、(iii) 自然環境保全地域の区域の有無、(iv) 傾斜角、(v) 自然条件、(vi) 電力エリアの情報を格納した。格納したデータの要約を表 5-5 に示す。この日本全国における各メッシュのデータを用いて統計解析を行い、複数の条件を考慮した面的な分析を行った。

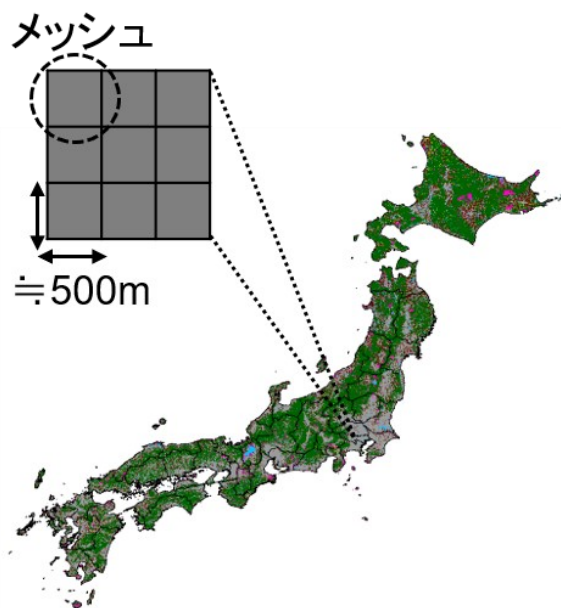


図 5-4 メッシュ分析の概念

表 5-5 本研究で整備した GIS のメッシュデータ

項目	情報	元データ
人口	2010 年におけるメッシュ内人口	国土数値情報[143] 「500m メッシュ別将来推計人口」
土地区分 面積	メッシュ内の各土地区分別面積	国土数値情報[143] 「土地利用 3 次メッシュ」 「森林地域」 環境省[144] 「自然環境調査」
自然環境保 全区域 (2 値)	自然公園区分 (特別保護, 第 1 種, 第 2 種, 第 3 種), 自然保全地域区分, 鳥獣保護区区分 (特別保護・特別保護以外)	国土数値情報[143] 「自然公園地域」 「自然保全地域」 「鳥獣保護区」
地形条件	傾斜角, 標高	国土数値情報[143] 「標高・傾斜度 4 次メッシュ」
自然条件	年間平均風速, 年間平均日射量	国土数値情報[143] 「平年値 (気候) メッシュ」 環境省[145] 「風況マップ (全国)」
電力エリア	各メッシュにおける一般送配電事業者の管轄エリア	本研究にて整備

### 5.3.2 メッシュ内人口

500 m メッシュにおける人口は、国土数値情報[143]の「500m メッシュ別将来推計人口」を用いて格納した。「500m メッシュ別将来推計人口」は、標準地域メッシュの4次メッシュにおける2010年時点の人口を整備したものである。なお、標準地域メッシュとは、国が地域の統計に用いるため緯度経度に基づき設定したメッシュで、4次メッシュは緯度間隔15秒、経度間隔22.5秒で分割されたメッシュである（図5-5）。図に、元データとして用いた「500m メッシュ別将来推計人口」におけるメッシュ内人口を示す。本研究では、4次メッシュの中で人口が1人以上となるメッシュ全てを「居住地」と判定した。図5-6に元データとして用いた500 m メッシュ内の人口を示す。

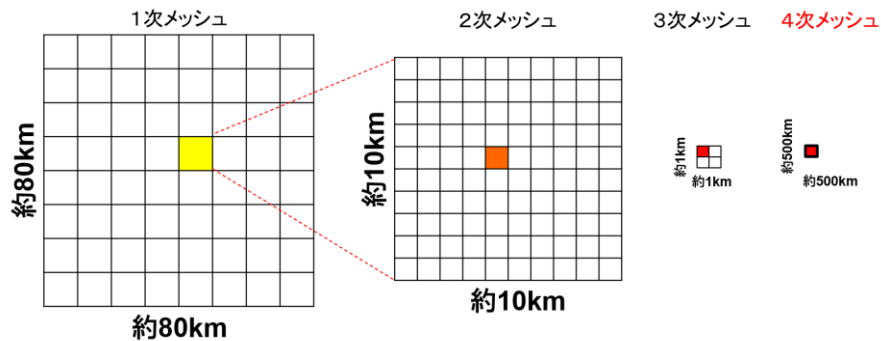


図 5-5 4次メッシュの概念

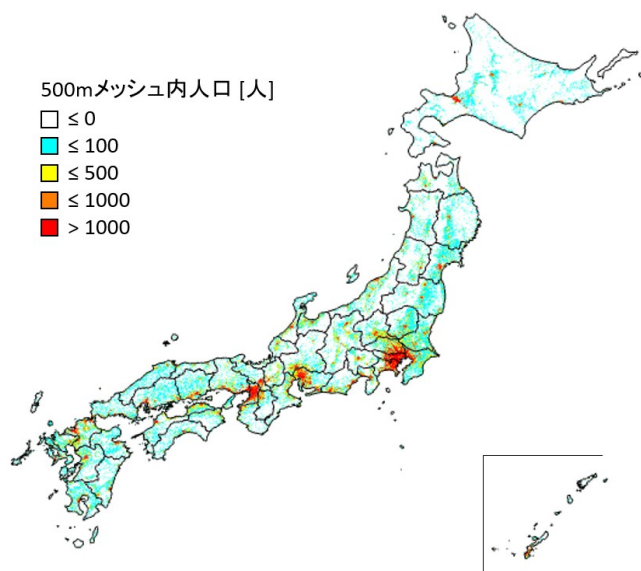


図 5-6 500m メッシュ内の人口



### 5.3.3 土地区分の面積

土地区分の面積は、国土数値情報[143]の「土地利用3次メッシュ（平成28年度）」を基に500mメッシュに格納した。「土地利用3次メッシュ」は、田、その他の農用地、森林、荒地、建物用地、幹線交通用地、その他の用地、河川地及び湖沼、海浜、海水域、ゴルフ場のデータのそれぞれの土地利用に対し、一辺を約1kmとする3次メッシュあたりに含まれる各土地利用の面積が格納されている。本研究では、500mメッシュを基準としているため、「土地利用3次メッシュ」のデータより、3次メッシュ内における各土地利用が含まれる面積の割合を算出し、それを1辺約500mとする4次メッシュに分割して格納した(図5-7)。ただし、前節で示した通り、メッシュ内の人口が1人以上となるメッシュについては、メッシュ全てを居住地として判定した。

「土地利用3次メッシュ」では、森林については細分されていないため、国土数値情報の「森林地域」データを用いて、森林を「保安林」「国有林」「民有林」に分類を行った。「森林地域」データは、保安林と国有林の範囲を示したポリゴンデータであり、保安林と重なるメッシュを保安林、国有林と重なるメッシュを国有林、いずれにも重ならないメッシュを民有林とした。なお、保安林と国有林が重複するメッシュについては、設置制約が大きい保安林を優先した。

同様に、「土地利用3次メッシュ」では、荒地の細分が行われていないため、環境省「自然環境保全基礎調査 第5回湿地調査」および「標高・傾斜度3次メッシュ」を用いて、荒地の細分を行った。環境省「自然環境保全基礎調査 第5回湿地調査」は、1993-1999年に環境省によって実施された自然環境保全基礎調査に基づいた、湿地の範囲を示したポリゴンデータである。このデータを用い、「土地利用3次メッシュ」の中で荒地が含まれるメッシュと、「自然環境保全基礎調査 第5回湿地調査」[144]の中で湿地が含まれるメッシュと重複したメッシュを湿地として判定した。また、「標高・傾斜度4次メッシュ」は、4次メッシュ毎にメッシュ内に含まれる最大傾斜角を格納したデータである。このデータを用いて、「土地利用3次メッシュ」の中で荒地が含まれるメッシュと、「標高・傾斜度4次メッシュ」の中で最大傾斜角30度以上となるメッシュと重複したメッシュをがけとして判定した。

以上より、表5-1で細分した土地利用を可視化したものを図5-8に、元データを要約したものを表5-6に示す。

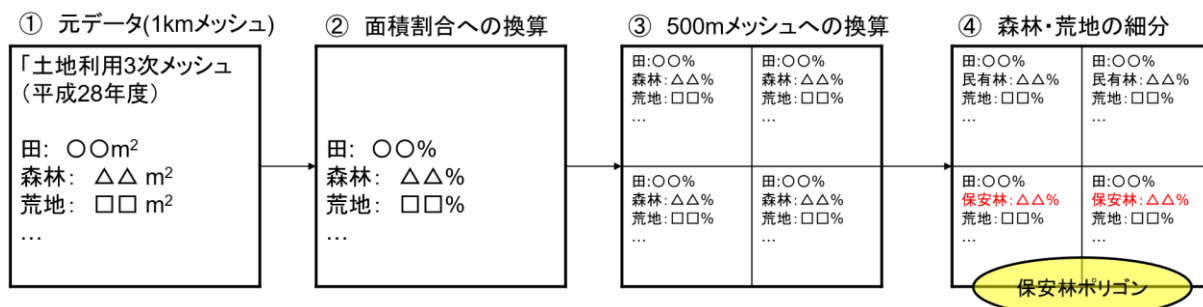


図 5-7 「土地利用3次メッシュ」データの加工方法

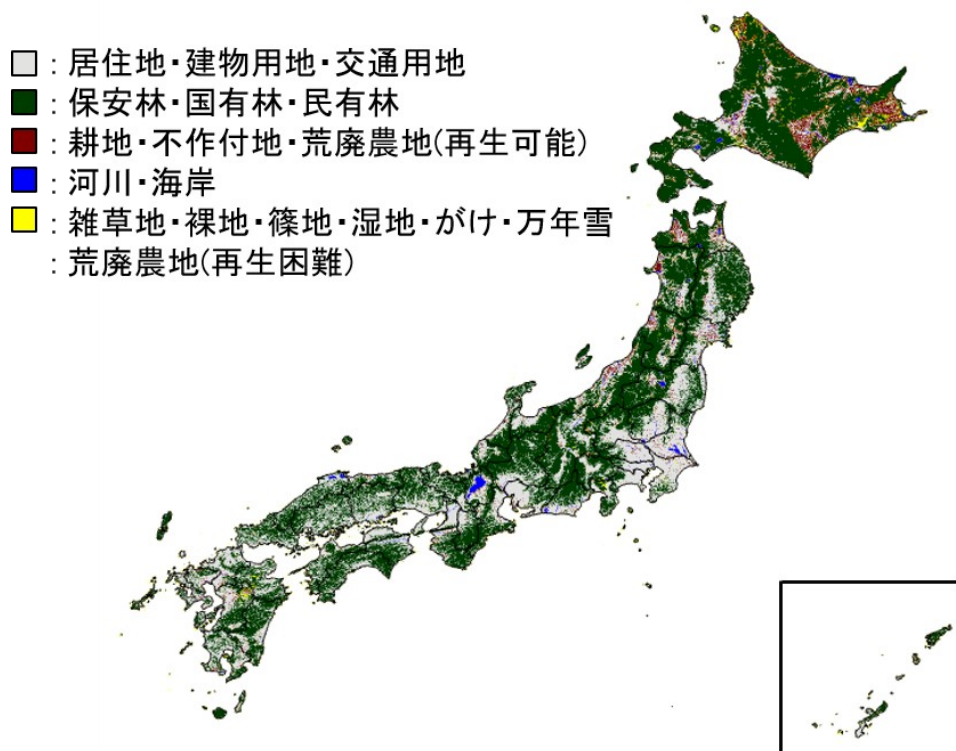


図 5-8 本研究で整備した土地利用データ

表 5-6 本研究で定義した土地利用と元データ

大区分	小区分	元データ
森林	保安林	土地利用 3 次メッシュ「森林」・森林地域「保安林」
	国有林	土地利用 3 次メッシュ「森林」・森林地域「国有林」
	民有林	土地利用 3 次メッシュ「森林」(上記保安林・国有林以外の森林)
農地	耕地	土地利用 3 次メッシュ「田」「その他の農用地」
	不作付地	
	荒廃農地 (再生可能)	
	荒廃農地 (再生困難)	土地利用 3 次メッシュ「荒地」 環境省「自然環境保全基礎調査 第 5 回湿地調査」
荒地	雑草地	
	裸地	
	篠地	
	湿地	土地利用 3 次メッシュ「荒地」 環境省「自然環境保全基礎調査 第 5 回湿地調査」
	がけ	土地利用 3 次メッシュ「荒地」 標高・傾斜度 4 次メッシュ (最大傾斜角 30 度以上のメッシュ)
	万年雪	土地利用 3 次メッシュ「荒地」
河川		土地利用 3 次メッシュ「河川地・湖沼」
海岸		土地利用 3 次メッシュ「海浜」
居住地		500m メッシュ別将来推計人口 (2010 年の人口が 1 人以上)
建物用地		土地利用 3 次メッシュ「建物用地」, 「その他の用地」
交通用地		土地利用 3 次メッシュ「幹線交通用地」

### 5.3.4 自然環境保全地域

本研究では、国土数値情報[143]の「自然公園地域 第4.0版」、「自然保全地域 第3.2版」、「鳥獣保護区 第2.2版」を用いることによって、自然公園（特別保護区、第1種特別地域、第2種特別地域、第3種特別地域）、自然保全地域、鳥獣保護区（特別保護区）の特定を行った。国土数値情報の各データは、各地域の範囲を示すポリゴンデータとなっており、4次メッシュとポリゴンデータの重複の有無を判定し、各メッシュに自然環境保全地域が含まれるか否かの二値データを格納した。なお、この二値データには、メッシュ内に含まれる各区域の面積は考慮されず、メッシュ内の一部でも各区域が含まれる場合には「重複有」の判定となる。そのため、二値データで格納されたメッシュを用いて、各区域の面積を計算する場合には、過大側に推計されることに留意する必要がある。図5-9～図5-11に元データとして用いた自然公園、自然保全地域、鳥獣保護区の範囲を示す。

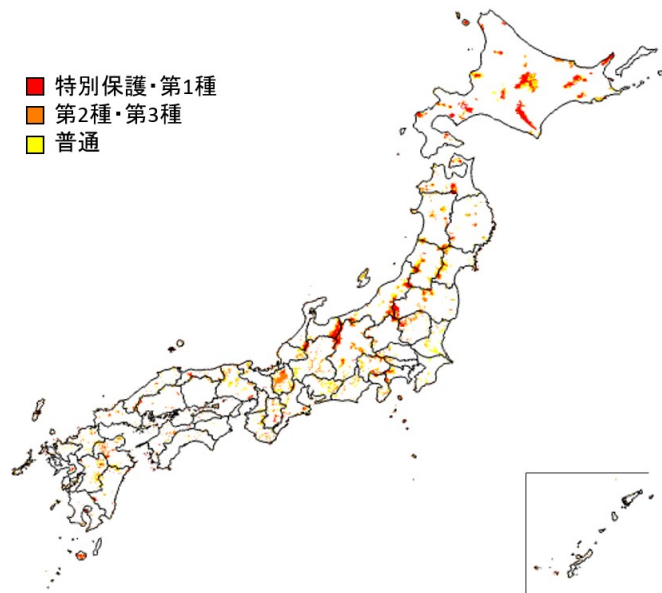


図 5-9 自然公園



図 5-10 自然環境保全地域



図 5-11 鳥獣保護区

### 5.3.5 地形条件

本研究では、国土数値情報[143]の「標高傾斜度4次メッシュ」を用いて、各メッシュにおける最大傾斜角および最高標高を格納した。「標高傾斜度4次メッシュ」は、4次メッシュ毎に傾斜角と標高の数値データであり、本研究ではこれらのデータをそのまま傾斜角と標高データとして各メッシュに格納した。図 5-12、図 5-13 に、元データとして用いた傾斜角および標高を示す。

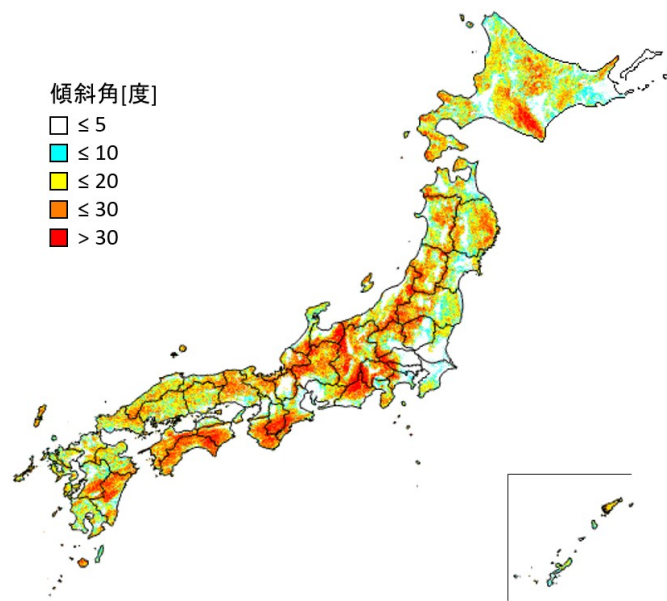


図 5-12 傾斜角

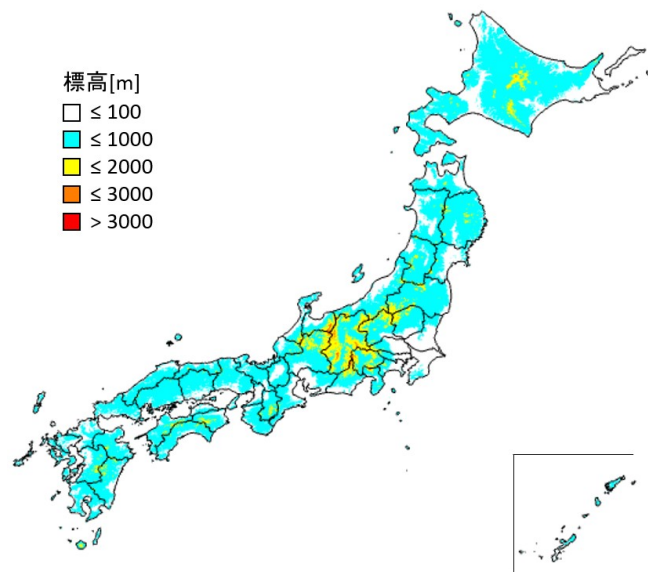


図 5-13 標高

### 5.3.6 自然条件

本研究では、過去 30 年間の観測地に基づいた 1 km メッシュ毎の全天日射量を格納した国土数値情報[143]の「平年値メッシュ 第 2.1 版」、および 500 m メッシュ毎の高さ 80 m 地点における年間平均風速を格納した環境省「風況マップ」[145]を用いて、元データと重なる各メッシュに年間平均全天日射量および年間平均風速を格納した。図 5-14 および図 5-15 にそれぞれの分布を示す。日本においては、甲信越や四国、九州において年間平均日射量が高い傾向にある。また、北海道および東北では年間平均風速が高い傾向にある。

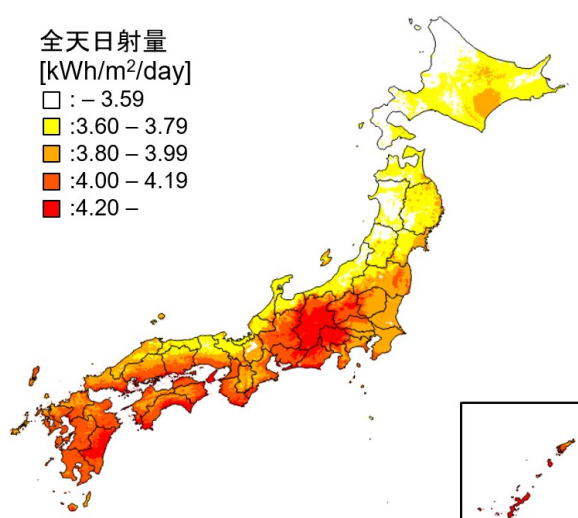


図 5-14 年間平均日射量の分布

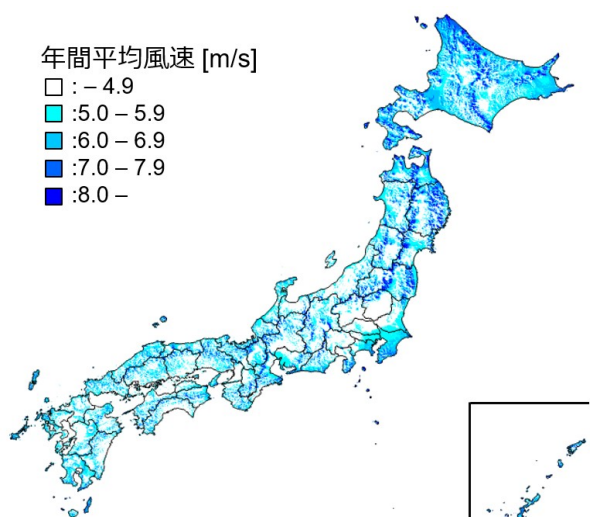


図 5-15 年間平均風速の分布

### 5.3.7 電力エリア

電力エリアは一般送配電事業者別の管轄エリアとし、都道府県の境界線を基に、本研究にて各メッシュにおける電力エリアの情報を整備した。なお、東京電力と中部電力エリアの境界は富士川とし、東北電力と北陸電力の境界は糸魚川とした。図 5-16 に、分割した各一般送配電事業者別の管轄エリアを示す。

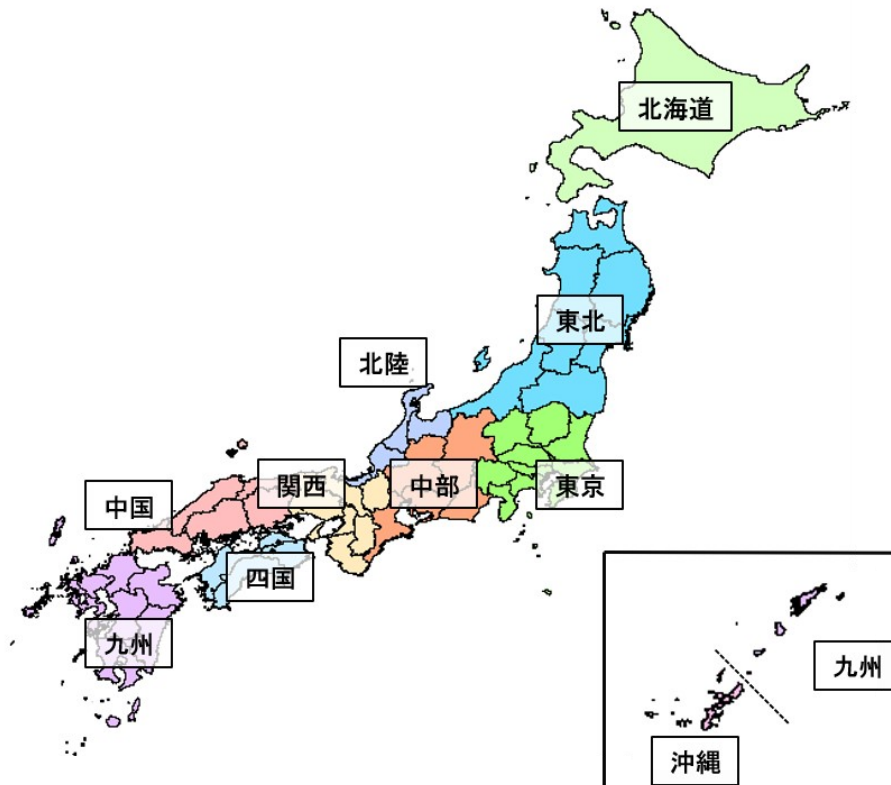


図 5-16 各一般送配電事業者の管轄エリア



### 5.3.8 面積から設備容量への換算

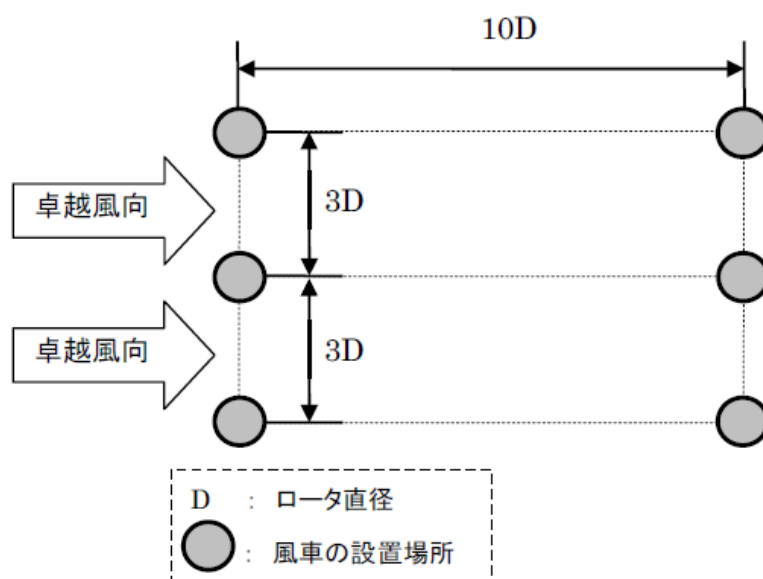
本研究では、環境省の評価で用いられた面積あたりの設備容量を用いて、GISによって推計した設置可能場所の面積を、発電設備の設備容量に換算した。

太陽光発電については、67 MW/km<sup>2</sup>で面積を設備容量に換算した。この値は、2013年10月までに導入された1,000 kW以上の実績値(54 MW/km<sup>2</sup>)よりやや上回る値である。この実績値(54 MW/km<sup>2</sup>)は、1,000 kW以上の大規模システムに限定されたものであることや、2013年以降の発電効率の向上などは考慮されていないことを留意する必要がある。

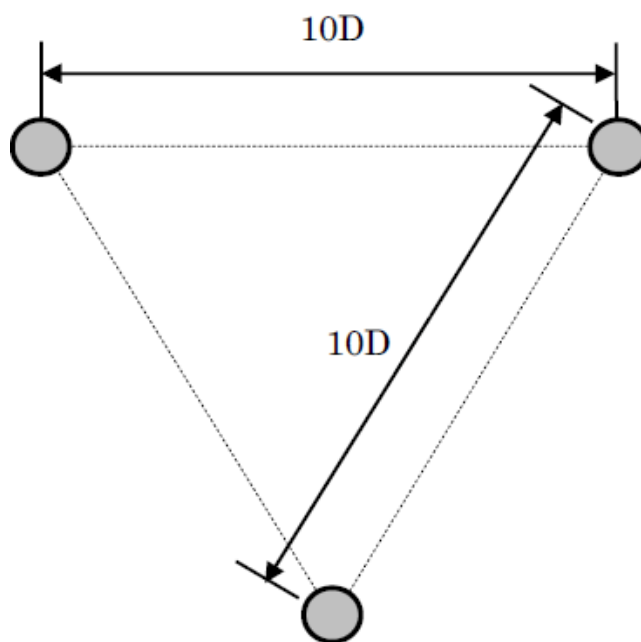
一方、風力発電については、10 MW/km<sup>2</sup>で面積を設備容量に換算した。これはNEDOの「風力エネルギー導入ガイドブック」[146]における推奨配置で風車を配置することを想定している。風力発電システムは、風車のブレードが回転することによって、風車の風下に乱流を発生させるため、風下にある風車の発電量の低下を引き起こす特性を持つ。同ガイドブックでは、この影響を考慮し、風車の回転部分(ロータ)の直径を $D$ とした場合、特定の風向の風が顕著である場所においては、風下方向に $10D$ 、風向と垂直方向に $3D$  ( $10D \times 3D$ )の間隔をとることを推奨している(図5-17 (A))。また、特定の風向の風が顕著でない場所においては、風向きに依らず $10D$  ( $10D \times 10D$ )の間隔をとることを推奨している(図5-17 (B))。国内の陸上風力の導入ポテンシャル評価を行っている既往研究では、特定の風向の風が顕著であることを想定し、 $10D \times 3D$ の風車間隔を取ることを前提にしている。しかし、日本においては季節風の影響などにより、特定の風向の風が顕著でない地点も存在するため、全国一律に $10D \times 3D$ の配置を想定した場合には、実際の導入量に対し過大側に推計してしまう可能性がある。仮に風向きに依らず $10D$ の間隔(図5-17 (B))での配置を想定した場合には、面積あたりの設備容量は約4 MW/km<sup>2</sup>となる。

米国においては、161のウィンドファームにおける敷地面積に対する定格出力のデータが集計されており、その平均値は2.9 MW/km<sup>2</sup>である[147]。ただし、この推計値(2.9 MW/km<sup>2</sup>)にはウィンドファームの設置に必要な部材置き場や道路などの面積を含んだものであり、陸上風力の面積あたりの設備容量を得るためには、本来はこれらの考慮が必要である。しかし、日本では陸上風力の敷地面積に関する統計データは十分整備されていないため、本研究ではNEDOのガイドラインに基づいた配置における面積あたりの設備容量を適用した。

また、今後タービンの大型化によって、風力発電の設備容量が増加した場合には、それに応じて必要間隔も大きくなる。このような特性上、大型化によって発電コストは低下するものの、面積あたりの設備容量は大きく変化しない[29]。そのため、陸上風力に対しては今後技術開発の進展があった場合においても、設備容量への換算値へ与える影響は大きくないと考えられる。



(A) 特定の風向の風が顕著である場合  
(面積当たり設備容量約 10 MW/km<sup>2</sup>に相当)



(B) 特定の風向の風が顕著でない場合  
(面積当たり設備容量約 4 MW/km<sup>2</sup>に相当)

図 5-17 NEDO「風力発電導入ガイドブック」における風車の推奨配置[146]

### 5.3.9 発電量の計算

本研究では、整備したメッシュに含まれる年間平均日射量と年間平均風速を用いて、簡易的に各地点における太陽光発電と陸上風力の面積あたりの年間発電量を計算した。

太陽光発電の面積あたりの年間発電量  $E_{PV}$  は、年間平均全天日射量  $I_g$  を用いて、式(5.1)によって算出した。なお、全天日射量から直達日射量への換算（太陽光発電の設置角度 30 度を想定）には、日本の緯度経度上の中心点に近い、兵庫県西脇市の両日射量データを参考に換算した[148]。

$$E_{PV} = \alpha_{PV} \cdot I_g \cdot D \cdot k \cdot PR \quad (5.1)$$

$\alpha_{PV}$ : 面積あたり設備容量(= 67 MW/km<sup>2</sup>)

$k$ : 全天日射量から直達日射量への換算係数(= 1.1)

$PR$ : システム損失(= 0.8) [149]

一方、陸上風力の面積あたりの年間発電量  $E_{wind}$  は、国内シェアが最も高い Vestas 製風車のうち、高さ 90 m、定格出力 2.0 MW 風車である V90-2.0MW をモデルタービンとし、式(5.2)を用いて計算した。図 5-18 に Vestas 製 V90-2.0MW の風速と出力係数( $C_p$ )、および出力の関係を示したパワーカーブを示す[150]。

式(5.2)中において、風速の出現確率がパラメータとなるが、風速の出現確率はワイブル分布に従うことが知られている。また、日本においては、ワイブル分布の形状定数が  $k = 2$  程度であることから、本研究では形状定数  $k = 2$  のワイブル分布であるレイリー分布を用いて、風速の出現確率を計算した。なお、計算の簡略化のため、元データとして用いた風況マップの年間平均風速の地上高さ(80 m)と、対象とした風車の高さの違いに対する高さ補正は行っていない。

$$E_{wind} = \alpha_{wind} \cdot C_{av} \cdot C_{pf} \cdot \sum (P(V) \cdot f(V)) \cdot T \quad (5.2)$$

$$P(V) = \frac{1}{2} \rho A V^3 C_p(V) \quad (5.3)$$

$$f(V) = \frac{\pi}{2} \frac{V}{V^2} \cdot \exp \left\{ -\frac{\pi}{4} \left( \frac{V}{V^2} \right)^2 \right\} \quad (5.4)$$

$\alpha_{wind}$ : 面積あたり設備容量 (= 10 MW/km<sup>2</sup>)

$C_{av}$ : 故障修理や定期点検による利用可能率  
(アベイラビリティ) (= 0.95) [21]

$C_{pf}$ : 風向変動や突発故障による出力補正係数 (= 0.90) [21]

$P(V)$ : 風速  $V$  における発電出力

$\rho$ : 空気密度 (= 1.225 kg/m<sup>3</sup>)

$A$ : モデル風車の受風面積 (= 6,362 m<sup>2</sup>)

$f(V)$ : 風速  $V$  の出現確率

$\bar{V}$ : 年間平均風速[m/s]

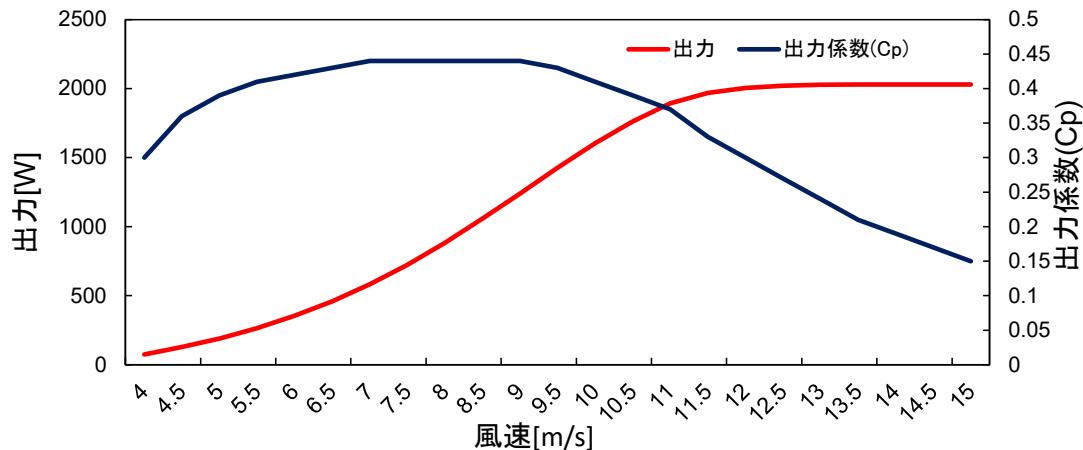


図 5-18 Vestas 製風車 V90-2.0MW のパワーカーブ  
([150]を基に作成)

## 5.4 土地利用競合の影響評価結果

### 5.4.1 設置可能場所の面積

GIS によって、設置制約別に分類した土地区分の面積を表 5-7 に示す、日本の全国土 (372,403km<sup>2</sup>)のうち、「設置困難」の土地利用が 274,843 km<sup>2</sup>(74%), 「制約大」の土地利用が 92.940km<sup>2</sup>(25%), 「制約小」の土地利用が 4,650km<sup>2</sup>(1.1%)と推計された。このように、日本においては「設置困難」の土地利用が大部分を占めており、「設置困難」の土地利用のうち居住地が 122,548km<sup>2</sup>, 保安林が 119,204km<sup>2</sup>を占めている。さらに、「制約大」の土地利用は、主に民有林 59,465km<sup>2</sup>, 国有林 32,715km<sup>2</sup>によって占められており、これらの土地区分だけで日本の国土面積の約 1/4 を占めている。他方で、「制約小」の土地利用は日本の全国土に対してわずかに限られる。「制約小」の土地利用から、自然公園、自然環境保全地域、鳥獣保護区を除外した設置可能場所の面積を推計すると 3,428km<sup>2</sup>となった (図 5-19)。これは日本の全国土の 0.9%に相当する。この場所に太陽光発電を全て設置するとした場合、設置可能な最大の設備容量 230 GW であり、年間発電量は 250.4 TWh となる。そのうち、年間平均風速 5.0 m/s 以上の場所は 2,477km<sup>2</sup> であり、この場所の全てに風力発電を設置した場合、年間発電量は 60.7 TWh とある。

これら太陽光発電と風力発電の年間発電量を単純に合計すると 311.1 TWh となるが、設置可能場所(3,428km<sup>2</sup>)のうち、約 7 割の場所 (2,477km<sup>2</sup>)では太陽光発電と風力発電の土地利用競合が生じるため、各電源の発電量を単純に足し合わせると過大評価となる。競合場所においては、太陽光発電 166 GW、もしくは陸上風力 25 GW のいずれかが設置可能とあるため、競合場所に適した電源を評価し、いずれか片方のみの電源の発電量を考慮する必要がある。他方で、残りの非競合場所(951km<sup>2</sup>)においては、年間平均風速 5.0 m/s 未満であるため、太陽光発電 64 GW のみが設置可能である。

図 5-20 に、各市町村における設置可能場所を示す。図より、設置可能場所は北海道に集中しており (1,958 km<sup>2</sup>)、さらにそのうち 1,643 km<sup>2</sup> は太陽光発電と陸上風力の競合場所となっていることが示された。一方、非競合場所については、日本全国に分布している。

このように日本においては、設置可能場所は日本の全国土の 0.9%と限られる上で、さらにその中の約 7 割において太陽光発電と風力発電の土地利用競合が生じることが示された。従って、日本においては太陽光発電と風力発電の土地利用競合の影響は大きく、土地利用競合が生じる場所においては、競合場所に適した電源を選択し、各電源の土地利用競合の影響を踏まえた導入可能性の評価が必要である。

表 5-7 設置制約別の土地区分の面積[km<sup>2</sup>]

設置制約	土地区分	面積	
設置困難	居住地	127,751	274,813 (74%)
	建物用地		
	交通用地	119,204	
	保安林		
	耕地	21,776	
	不作付地		
	荒廃農地 (再生可能)	5,184	
	河川		
交通用地			
制約大	がけ	312	
	民有林	586	
	国有林	59,426	92,940 (25%)
	湿地	32,715	
海岸	648		
制約小	雑草地	122	
	裸地	4,650	4,650 (1.1%)
	籐地		
	荒廃農地		
荒廃農地 (再生困難)			
合計			372,403

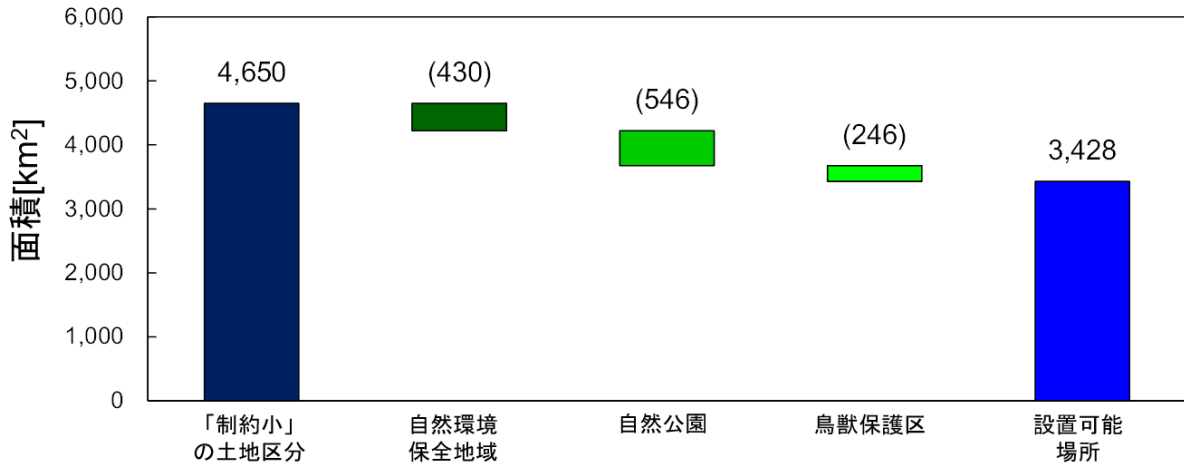
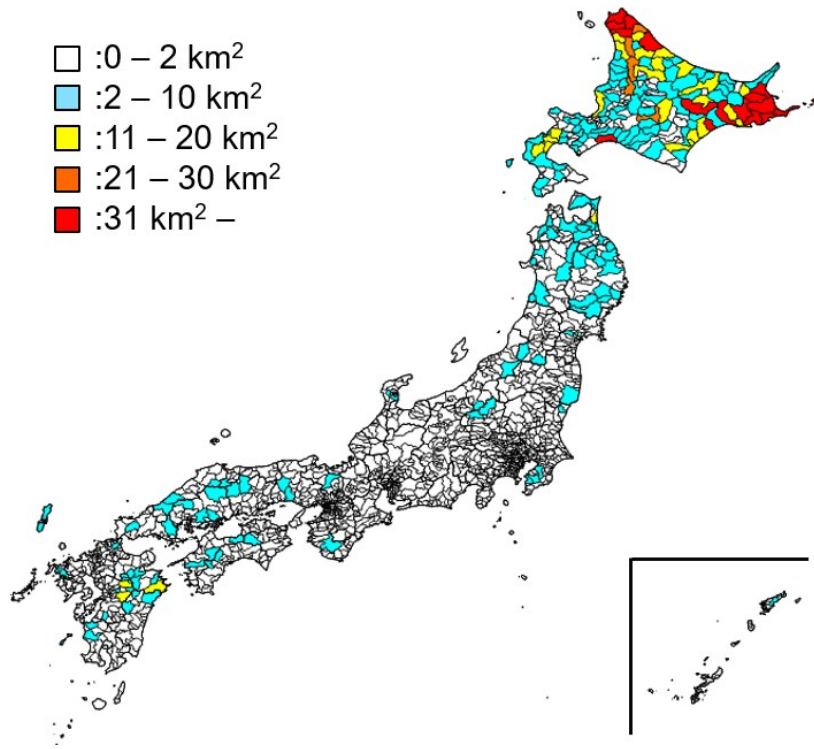


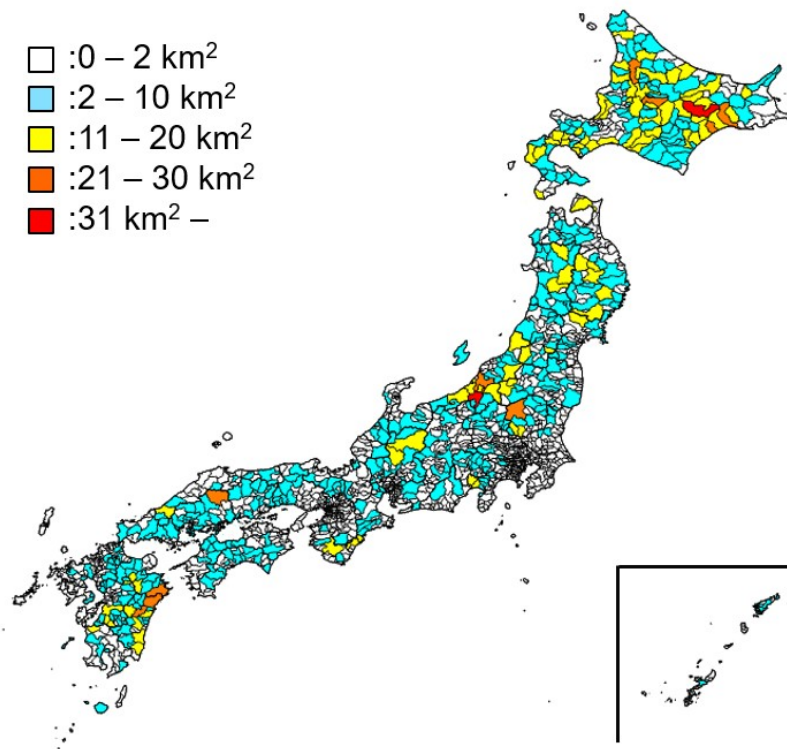
図 5-19 「制約小」の土地区分における自然環境保全区域の内訳

表 5-8 電力エリア別の設置可能場所の面積と設備容量

電力エリア	競合場所			非競合場所	
	面積 [km <sup>2</sup> ]	設備容量 (太陽光) [GW]	設備容量 (風力) [GW]	面積 [km <sup>2</sup> ]	設備容量 (太陽光) [GW]
北海道	1,643	110.1	16.4	315	21.1
東北	280	18.8	2.8	203	13.6
東京	56	3.8	0.6	73	4.9
中部	45	3.0	0.5	62	4.2
北陸	24	1.6	0.2	15	1.0
関西	62	4.2	0.6	43	2.9
中国	78	5.2	0.8	61	4.1
四国	52	3.5	0.5	32	2.1
九州	216	14.5	2.2	147	9.8
沖縄	22	1.5	0.2	1	0.1
合計	2,477	166.0	24.8	951	63.8



(A) 太陽光発電と風力発電の競合場所



(B) 太陽光発電と風力発電の非競合場所

図 5-20 市町村別の競合場所と非競合場所の面積

### 5.4.2 競合場所における電源別の発電量

前節では、設置可能場所(3,428 km<sup>2</sup>)のうち、2,477 km<sup>2</sup>で太陽光発電と風力発電が競合することを示した。そこで、発電量の観点から競合場所に適した電源の検討を行うために、年間平均日射量と年間平均風速を用いることによって、競合場所における電源の種類に応じた年間発電量を推計した(図 5-21)。その結果、競合場所のうち年間平均風速 5.0 m/s 以上の場所の全てに風力発電を設置した場合、両電源による年間発電量は、太陽光発電 69.4 TWh、風力発電 60.7 TWh の合計 130.2 TWh となる。この年間発電量は、2018 年度の年間電力需要の約 15%に相当する。反対に、年間平均風速 5.0 m/s 以上の場所全てに風力発電を設置した場合、太陽光発電による年間発電量は 250.4 TWh となる。この年間発電量は、2018 年の年間電力需要の約 38%に相当する。

日本の自然条件においては、太陽光発電と風力発電の競合場所に太陽光発電を多く導入するほど、両電源による年間発電量の合計値は増大する。評価に用いた全メッシュの中で、年間平均全天日射量が最も低い地点の太陽光発電の面積当たりの年間発電量(65 kWh/m<sup>2</sup>)と、年間平均風速が最も高い地点の風力発電の面積当たりの年間発電量(35 kWh/m<sup>2</sup>)を比較しても、太陽光発電の面積当たりの発電量の方が約 2 倍大きい。そのため、年間発電量のみに着目した場合には、競合場所に太陽光発電を導入した方が有利となる。

ただし、競合場所に適した電源を検討する上では、後述するように発電量だけでなく、地形や電力需要とのバランスなどの様々な観点からの評価が必要となる。

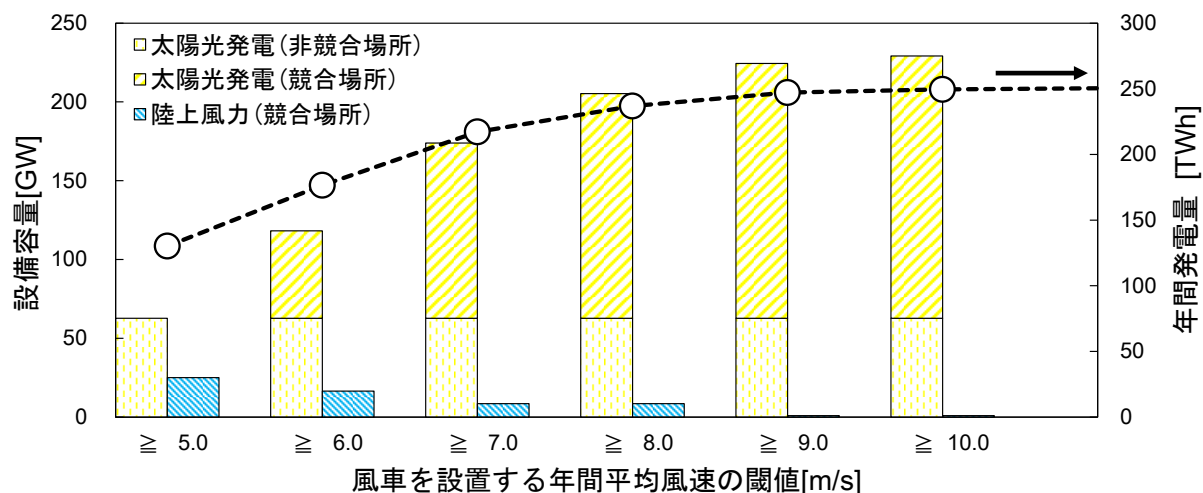


図 5-21 競合場所に風車を設置する年間平均風速の閾値に応じた年間発電量



### 5.4.3 競合場所における傾斜角

太陽光発電と風力発電は傾斜面における制約が異なる。風力発電と比較し、太陽光発電を傾斜面に設置する場合、土砂崩れなどを引き起こすリスクや、景観へ悪影響を引き起こす場合がある。例えば、兵庫県においては、2018年に山陽新幹線の線路周辺の傾斜面に設置した太陽光発電システムが崩落し、新幹線の運行に支障を起こした事例がある。この事故を契機に、兵庫県条例によって傾斜角30度以上における太陽光発電の設置が規制されるようになった[136]。また、導入ポテンシャルに関する既往研究においても、風力発電と比較し、太陽光発電に対する傾斜角の制約が厳しく設定されている[30]。

このような特徴を踏まえ、傾斜角に応じた設置可能場所の面積の推計を行った(図5-22)。図より、競合場所2,477 km<sup>2</sup>では、太陽光発電64 GW、風力発電25 GWが設置可能であるが、傾斜角の上限閾値に応じて面積は大きく減少し、平地は限られていることが示された。Lopezらの研究[30]と同様に、傾斜角3%(1.7度)未満の場所を抽出した場合、面積はわずか123.9 km<sup>2</sup>となる。風力発電を設置する上では、傾斜角以外の別の制約を受ける場合があるが、競合場所の大部分においては、地形上の観点から風力発電が設置していると考えられる。

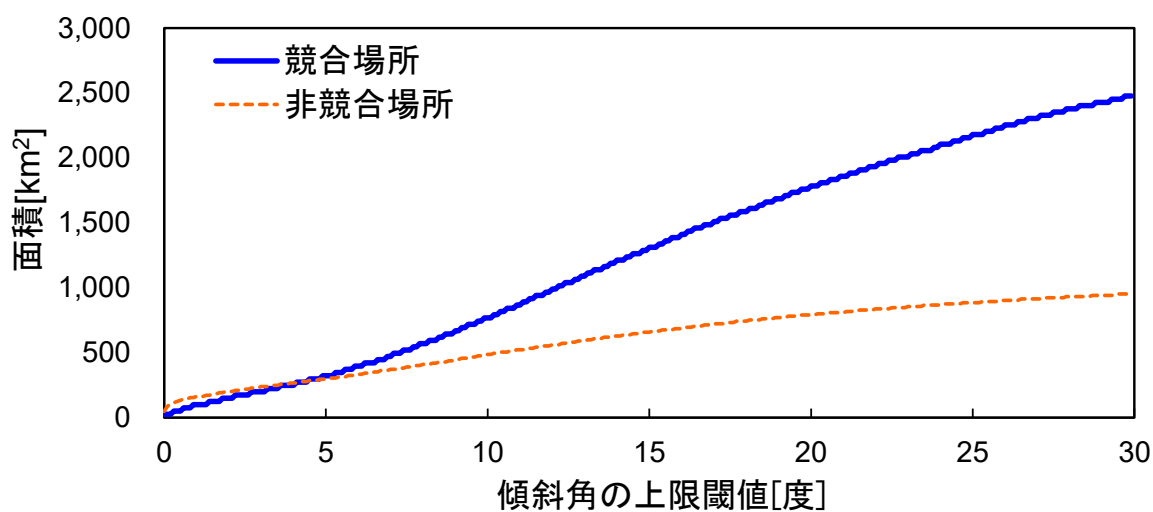


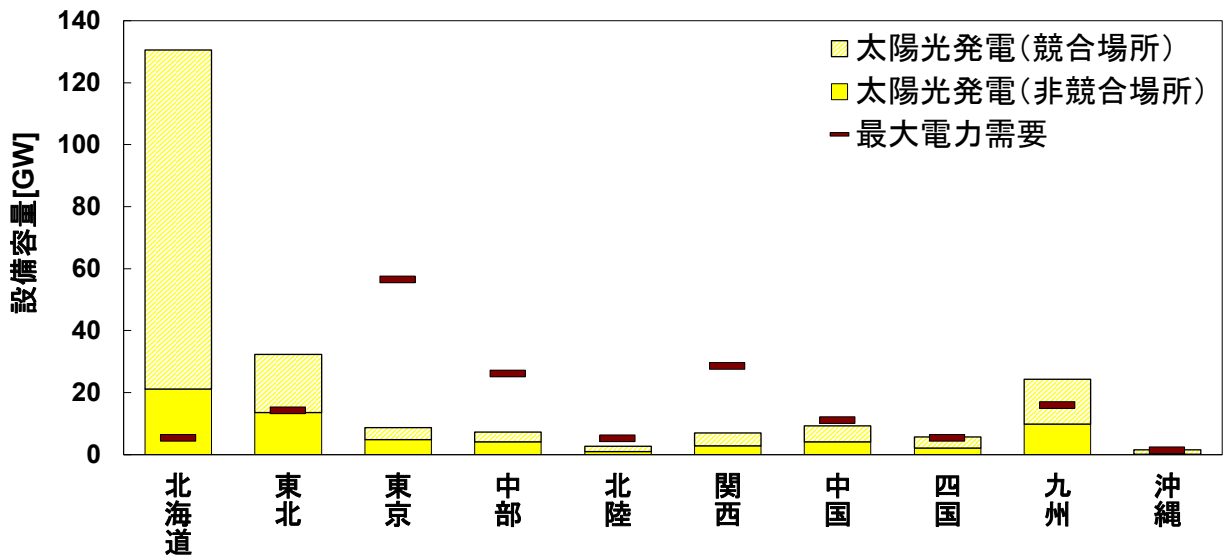
図 5-22 傾斜角の上限閾値別の設置可能場所の面積

#### 5.4.4 電力エリア別の最大電力需要との比較

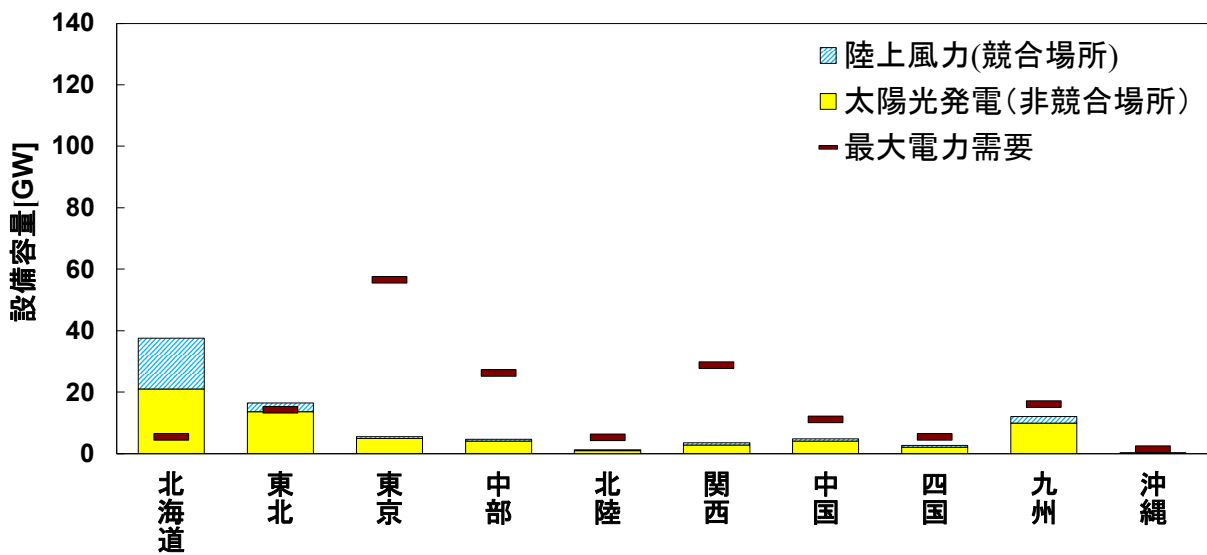
5.4.2 節では、競合場所に太陽光発電を設置した場合に、年間発電量が最大となることを示した。しかし、実際には一般送配電事業者の各管轄エリアにおける電力需給バランスを考慮する必要がある。そこで、一般送配電事業者の各管轄エリアにおける競合場所の面積を設備容量に換算し、同エリア内の最大電力需要（2018年）との比較を行った（図 5-23）。

競合場所に 64 GW、非競合場所に 166 GW の合計 230 GW の太陽光発電を設置した場合、そのうち 130 GW が北海道エリアに集中する（図 5-23 (A)）。他方で、北海道エリアにおける最大電力需要は 5 GW であり、太陽光発電が導入できる最大の設備容量に対して著しく小さい。さらに、北海道の電力需要のピークは、太陽光発電が発電しない冬季の夕方である。従って、一年間の大部分の時間においては、太陽光発電によって発電した電力がエリア内の電力需要を超過すると考えられる。北海道で発電した電力は、地域間連系線によって別のエリアに送電することが可能であるが、北海道と東北の連系線容量は 0.9 GW 程度でしかなく、連系線の増強には莫大な費用が生じる。従って、電力需要とのバランスを考慮すると、競合場所には太陽光発電と発電時間帯が異なる陸上風力の導入を図ることも有効となる。

以上を踏まえ、競合場所に陸上風力を設置した場合、太陽光発電と陸上風力の最大設備容量と最大電力需要の乖離は大きく改善される（図 5-23 (B)）。ただし、北海道と東北では、両電源による出力が最大電力需要を上回る場合があるため、両電源の電力を全て活用とする場合、費用対効果について吟味した上で、連系線増強や蓄電池の活用を検討することが必要となる。また、北海道エリアと東北エリアでは、他のエリアと比較して太陽光発電の設置場所が多い特徴がある。しかし、これらのエリアにおいては豪雪地域が多く存在するため、冬季においては電力の供給が不安定となるリスクがあることに留意する必要がある。



(A) 競合場所に太陽光発電を設置した場合



(B) 競合場所に風力発電を設置した場合

図 5-23 各電力エリアにおける設置可能場所の設備容量と最大電力需要の比較

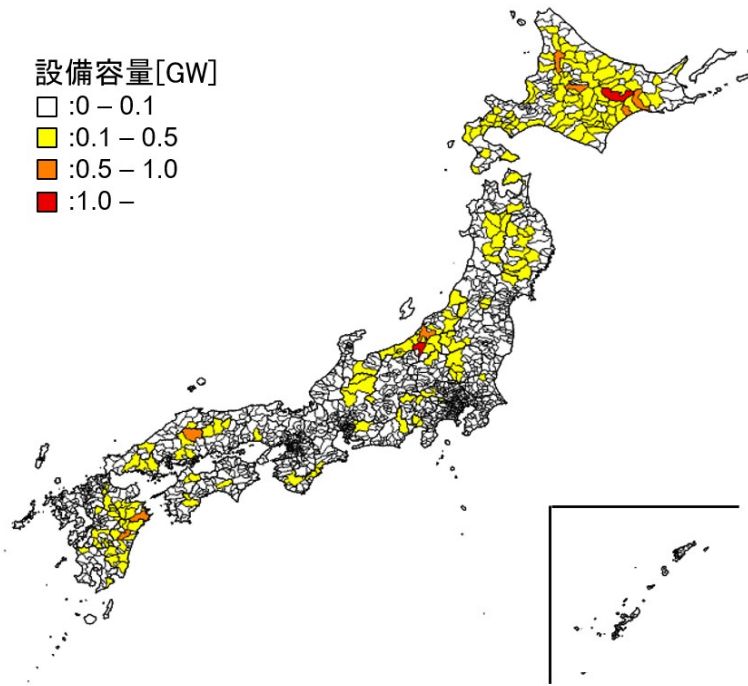
#### 5.4.5 土地利用競合を考慮した設置可能場所

これまでの検討結果より、競合場所に太陽光発電を設置した場合に年間発電量は最大となるが、設置可能場所の多くは太陽光発電の設置に不利な傾斜面であることと、競合場所の全てに太陽光発電を設置した場合には、一部の電力エリアで設備容量が最大電力需要を大幅に超過することから、本研究では競合場所の全てに陸上風力を設置する想定を行った。この場合、競合場所における風力発電 25 GW と非競合場所における太陽光発電 64 GW が最大で導入できる設備容量となる。このとき、両電源による年間発電量は、最大で太陽光発電 69.4 TWh、風力発電 60.7 TWh の合計 130.2 TWh となる。これは、2018 年度の電力需要の 15% に相当する。ただし、この値は経済的制約や、連系線の制約などは考慮されないことに留意する必要がある。

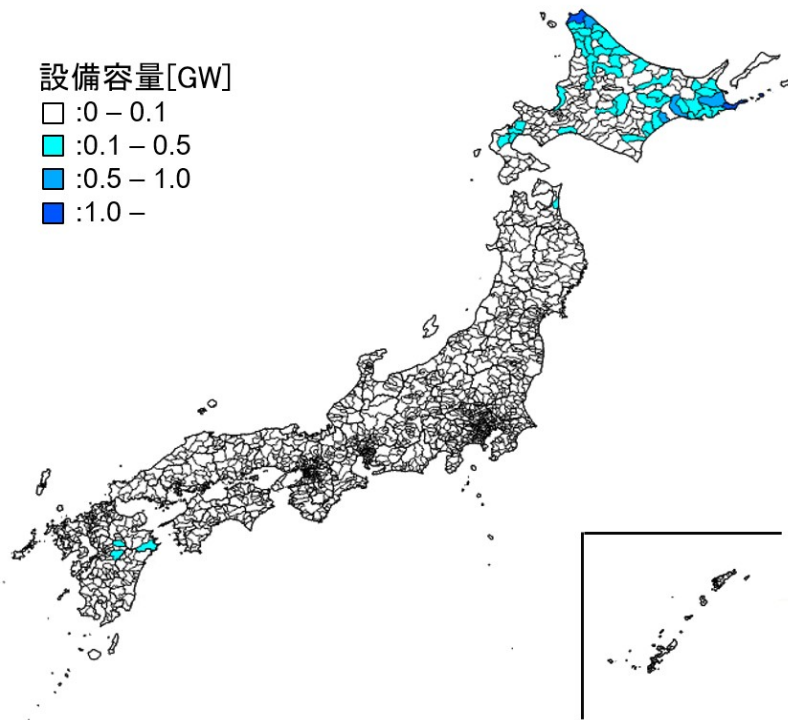
2018 年度末における 10 kW 以上の太陽光発電の FIT の認定量は 66.8 GW であり、本研究で評価した太陽光発電が最大で導入できる設備容量(64 GW)を上回っている[12]。これは、FIT の認定量は、FIT 導入当初の高い買取価格を確定させるために認定のみを行い、発電設備を長期間運転開始しない未稼働案件が多く占めていることなどによる。これらの案件の一部については経済産業省の方針によって FIT 認定の取り消しが検討されており、必ずしも実質を伴っていない。また、これまで太陽光発電が設置された場所は、本研究で設置可能な場所とした雑草地や裸地などではなく、土地代の安い森林などに立地が集中している。今後、森林などの土地利用の制約が大きい場所には発電設備を設置しない前提に基づいた場合には、各電源が設置可能な設備容量は限られる。

また、環境省[21]による陸上風力の導入ポテンシャルは 286 GW と評価されているのに対し、本研究での評価では陸上風力は最大でも 25 GW が導入可能と評価された。これは、環境省の導入ポテンシャル評価では、保安林を除く民有林と国有林に陸上風力を設置する前提となっており、導入ポテンシャル約 250 GW が民有林と国有林に存在しているためである。本研究では、近年の地方自治体条例の制定などによって、森林における発電設備の設置が規制される動きにあることから、民有林と国有林については制約が大きい土地利用と評価し、設置可能場所から除外している。これにより、環境省の導入ポテンシャルとの差異が生じている。

図 5-24 に、各市町村の設置可能場所における太陽光発電と陸上風力が最大で導入できる設備容量を示す。図より、太陽光発電の設置可能場所は日本全国に分布する一方で、陸上風力の設置可能場所は北海道に集中することが示された。



(A) 太陽光発電



(B) 陸上風力

図 5-24 土地利用競合を考慮した設置可能場所における設備容量

## 5.5 土地利用競合の影響評価モデルのまとめ

本章では、太陽光発電と風力発電の電源間の土地利用競合が生じる場所を特定し、競合場所に適した電源を検討した上で、土地利用競合を考慮した各電源の設置可能場所を評価した。

まず、雑草地、裸地、篠地、荒廃農地を設置制約の小さい土地区分として抽出し、これらの土地区分からさらに自然環境保全に関わる地域を除外した土地を「設置可能場所」とした。この面積は3,428 km<sup>2</sup>となり、日本の全国土の0.9%に相当する。さらに、「設置可能場所」の72%において、太陽光発電と風力発電の土地利用競合が生じることを明らかにした。この競合場所の全てに太陽光発電を設置した場合には、風力発電を設置した場合と比較して年間発電量は増大する。しかし、競合場所の多くは太陽光発電の設置に不利である傾斜面であることに加え、一部の電力エリアでは太陽光発電の設備容量が最大電力需要を大幅に超過する。そのため、地形上の制約と電力エリア内の需要とのバランスを考慮すると、競合場所においては風力発電が適していると考えられる。

太陽光発電と風力発電の土地利用競合を考慮し、競合場所に陸上風力25 GW、非競合場所に太陽光発電64 GWを設置した場合、両電源の年間発電量は130.2 TWh/年となる。これは2018年度の年間電力需要(896.5 TWh)の15%となる。土地利用競合を未考慮とした場合における、各電源による最大の年間発電量は311.1 TWh/年となるが、土地利用競合を考慮することによって、各電源による最大の年間発電量は約4割に減少する。すなわち、土地利用競合を考慮することによって、より精緻に各電源の設置可能場所を評価できることを明らかにした。

本章で検討した土地利用競合の影響評価モデルでは、長期的な土地利用の変化や将来の法改正については考慮されないことについて留意される必要がある。たとえば、農業人口の減少に伴う荒廃農地の増加や、都市開発に伴う裸地や雑草地などの減少などにより、各電源の設置可能場所は変動する可能性がある。そのため、土地利用の時系列変化の考慮については、今後のモデルの発展における課題とされる。

本章で評価した太陽光発電と風力発電の設置可能場所は、事業性などの経済的制約は考慮されない。そのため、各電源の導入可能性を評価する上では、本章で評価した設置可能場所モデルに加え、第3章と第4章で検討した事業性に関する評価モデルを融合させることが必要となる。

## 第6章 大量導入評価モデルを用いた太陽光・風力発電の導入可能性評価

### 6.1 大量導入評価モデルを用いたケーススタディの概要

本章では、第3章で検討した計量テキスト分析による課題抽出モデル、第4章で検討したベイジアン法による資本費の長期評価モデル、第5章で検討した土地利用競合の影響評価モデルを統合させた大量導入評価モデルを用いることにより、中長期的な視点における太陽光発電と風力発電の導入可能性や、大量導入に伴う課題や解決策を評価する。

第2章で示した通り、 $n$ 年間の事業を行った際における地点 $i$ のIRRは $r$ として式(6.1)によって表すことができる。ここで、売電価格 $S_{it}$ は、第3章で評価したステークホルダーの意向を踏まえた売電価格とした。運転維持費用 $M_{it}$ は、経済産業省資源エネルギー庁の発電コスト検証ワーキンググループにおける計算緒言を基に、太陽光発電と風力発電についてそれぞれ0.37万円/kW・年、0.6万円/kW・年とした[44]。年間発電量 $E_{it}$ は、第5章で評価した太陽光発電と風力発電の設置可能場所における年間発電量とした。資本費 $CI_i$ は、第4章でベイジアン法を用いて評価した予測値とした。また、稼働年数は25年とした。

$$\sum_{t=1}^n \frac{(S_{it} - M_{it})E_{it}}{(1+r)^t} - CI_i = 0 \quad (6.1)$$

本研究では、IRRを評価指標としたケーススタディによって、以下の3手順により評価を行った(図6-1)。

第一の評価では、第3章で検討したステークホルダーの意向を踏まえた売電価格(定性的要素)と、第5章の評価で用いた各地点の自然条件(空間的要素)を考慮することによって、FITなどの補助政策終了後における各地点のIRRを算出した。本研究では、調達価格等算定委員会 で用いられている評価基準を参考に、IRRが6%以上となる場所を事業性が成立する可能性がある場所とした。これにより、補助政策が終了した際における、太陽光発電もしくは風力発電による発電事業の事業性の評価を行う。

第二の評価では、第4章でベイジアン法によって評価した資本費の予測値(時系列要素)を用いることによって、将来的に資本費が低下した際におけるIRRを算出した。

第三の評価では、第5章で評価した太陽光発電と風力発電の設置可能場所を踏まえ、IRRと土地利用の制約を考慮した導入可能量と適地の評価を行った。

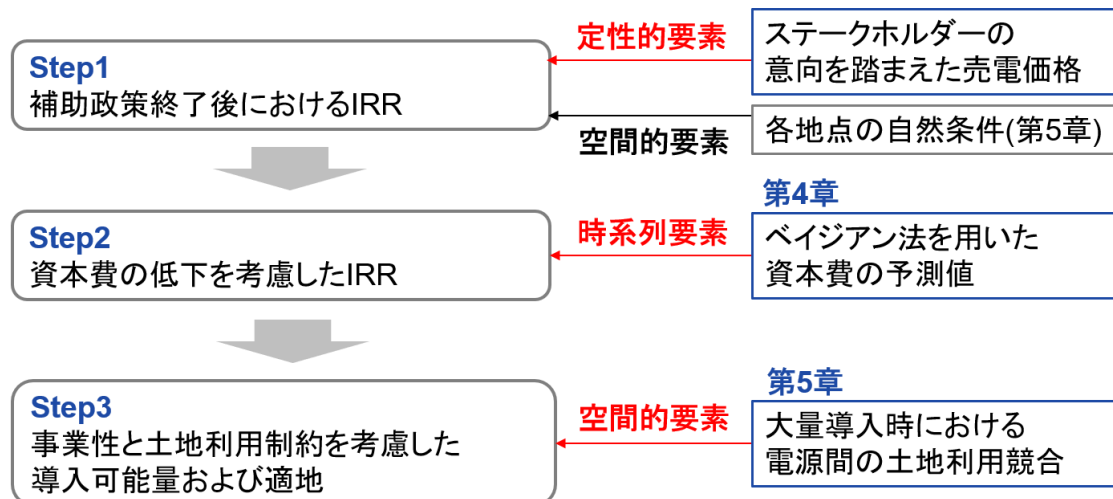


図 6-1 大量導入評価モデルを用いたケーススタディの概要

## 6.2 補助政策終了後における IRR

第3章で検討したステークホルダーの意向を踏まえた売電価格（定性的要素）と、第5章の評価で用いた各地点の自然条件（空間的要素）を考慮し、FITによる補助政策終了後における各地点のIRRを評価した。

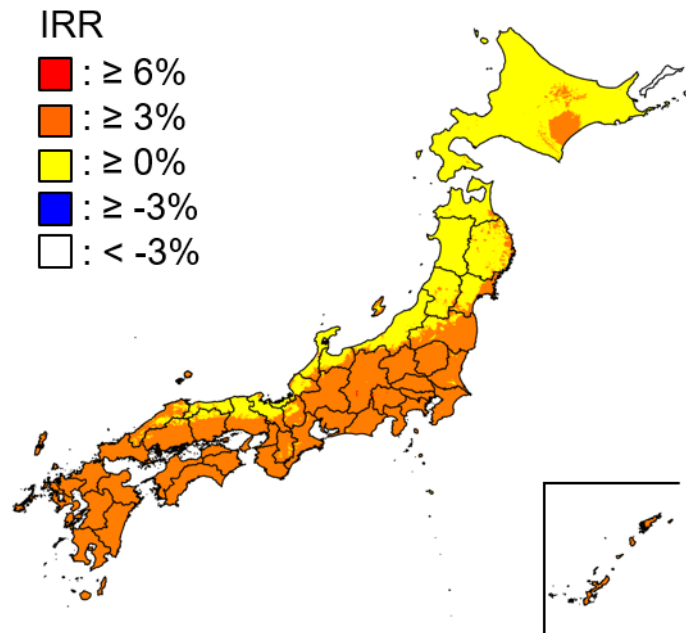
本ケーススタディにおいては、第3章で示した豪州の事例を参考に、日本の補助政策終了後における売電価格が卸電力購入回避価値をベースに試算されることを想定した。日本においては、日本卸電力取引所の市場価格が卸電力購入回避価値に相当するため、現時点の卸電力価格[61]より、2018年、2030年、2050年の全ての年において、8円/kWhで売電されるとした。ただし、本研究においては、今後太陽光発電と風力発電の大量導入が進んだ場合における、メリットオーダー効果による卸電力価格の減少や、燃料費の変動については未考慮とした。

太陽光発電については、現時点における資本費（28.6万円/kW）を想定した場合[152]、稼働年数25年間のうち最初の20年間に於いてFITによる政策補助（買取価格18円/kWh）を受け、その後の5年間は8円/kWhで売電することによって、主に関東以南の地域でIRRが3%以上となることが示された（図6-2）。しかし、FITによる政策補助が終了し、25年間相対取引によって8円/kWhで売電される場合、全ての場所でIRRはマイナスとなる結果が示された。そのため、現時点における資本費においては、補助政策が終了した場合に事業性は成立しないと考えられる。

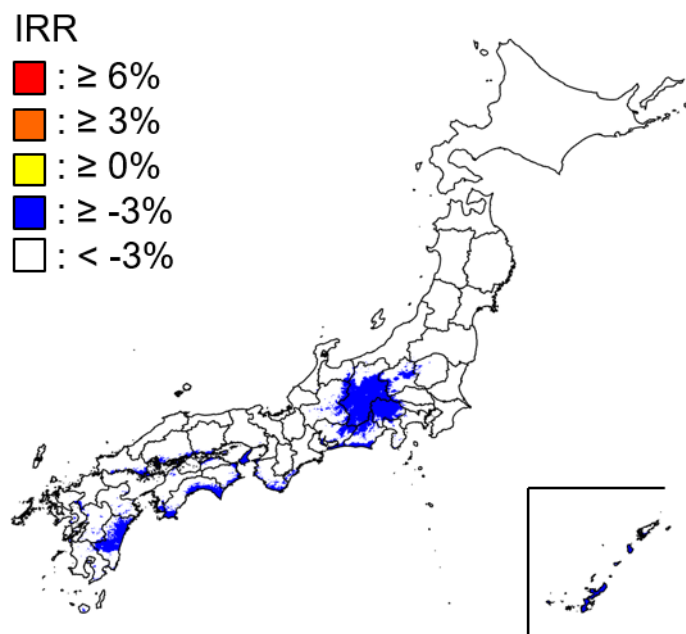
一方、風力発電については、現時点における資本費（35.4万円/kW）を想定した場合[152]、稼働開始後の最初の20年間に於いてFITによる補助（買取価格18円/kWh）を受けることによって、一部の場所ではIRRが6%以上となることが示された（図6-3）。しかし、FITによ



る政策補助が終了し、相対取引によって 8 円/kWh で売電される場合、IRR が 6%以上となる場所は、北海道や東北などの一部の場所のみに限られることが示された。従って、太陽光発電と風力発電の自立的に普及が進むためには、各電源の資本費が低下する必要がある。

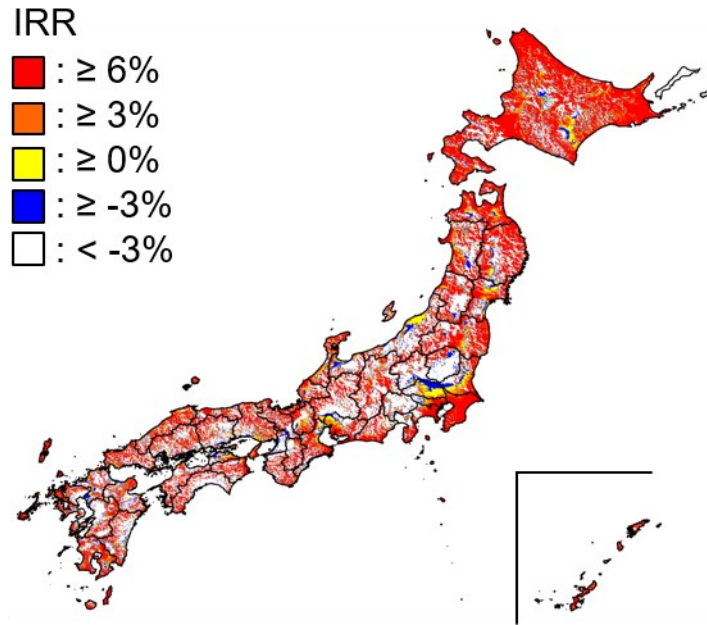


(A) FIT による政策補助あり (買取価格 18 円/kWh)

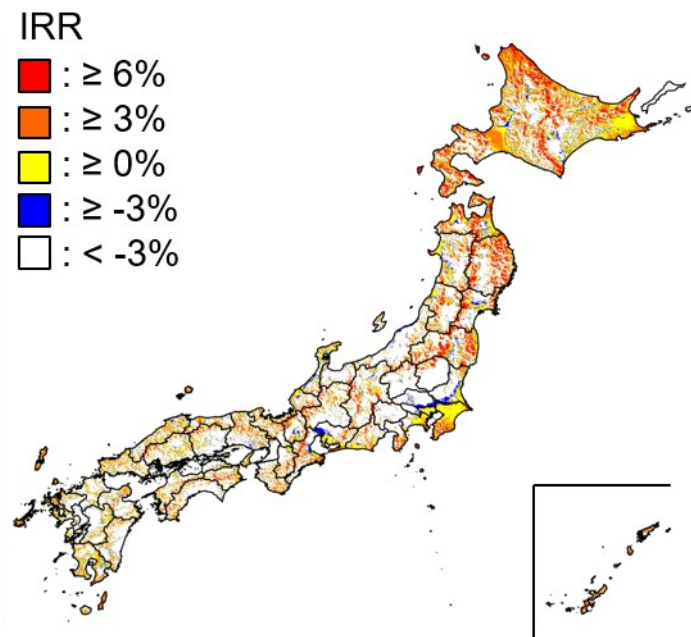


(B) FIT による政策補助なし (買取価格 8 円/kWh)

図 6-2 太陽光発電の相対取引移行後の IRR



(A) FIT による政策補助あり (買取価格 20 円/kWh)



(B) FIT による政策補助なし (買取価格 8 円/kWh)

図 6-3 風力発電の相対取引移行後の IRR

### 6.3 資本費の低下を考慮した IRR

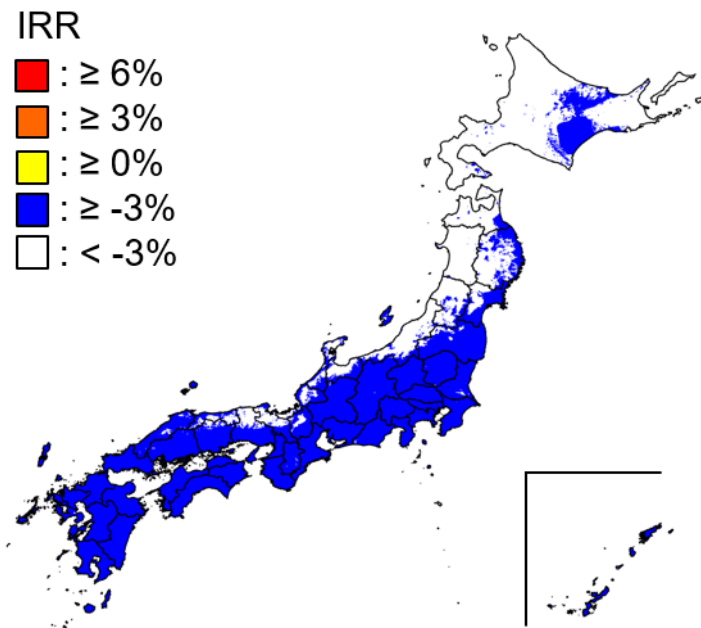
第 4 章で検討したベイジアン法を用いた太陽光発電と風力発電の資本費の予測結果（表 6-1）に基づき、資本費の低下を考慮した各地点の IRR を評価した（図 6-4）。なお、資本費は、表 4-8 で示した為替レートに基づき、日本円に換算を行った。

その結果、太陽光発電については、2018 年の実績値である 28.6 万円/kW から、2030 年までに 22.5 万円/kW まで資本費が低下した場合、全ての場所で IRR は 0%未満となることが示された（図 6-4（A））。また、2050 年までに資本費が 17.3 万円/kW にまで低下した場合においても、IRR は最大でも 0%となる結果が得られた。すなわち、2050 年時点においても、政策補助から脱却することは困難である可能性が高い（図 6-4（B））。

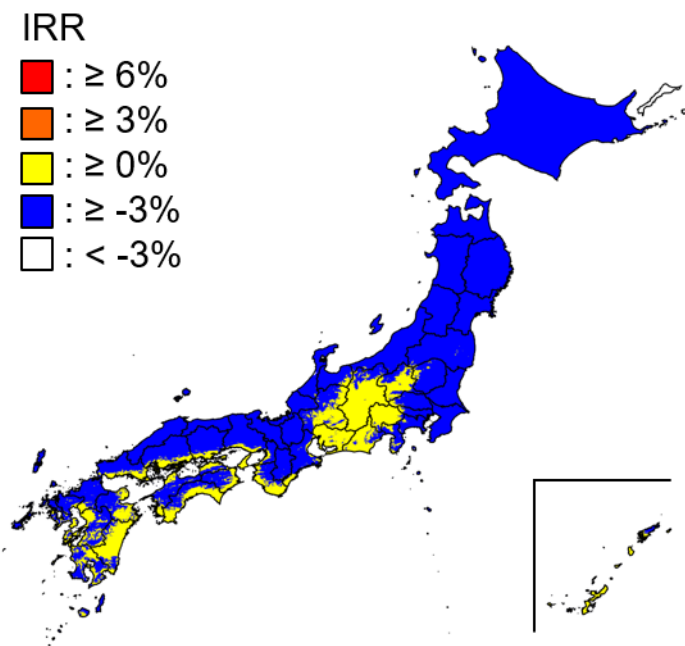
一方、風力発電の資本費については、2018 年の実績値である 35.4 万円/kW から、2030 年の予測値である 25.1 万円/kW に低下した場合、北海道や東北などの一部場所では IRR が 6%以上となることが示された（図 6-5（A））。さらに、2050 年に資本費 15.4 万円/kW まで低下した場合、北海道や東北などで IRR が 6%以上となる場所が増大する（図 6-5（B））。ただし、本評価結果は自然条件のみを考慮した IRR であり、事業の実施に関わる土地利用の制約は考慮されないため、追加的に土地利用の制約を考慮した評価が必要となる。

表 6-1 本ケーススタディで用いた資本費[万円/kW]

	2018（実績）	2030	2050
非住宅用太陽光発電	28.6	22.5	17.3
陸上風力	35.4	25.1	15.4

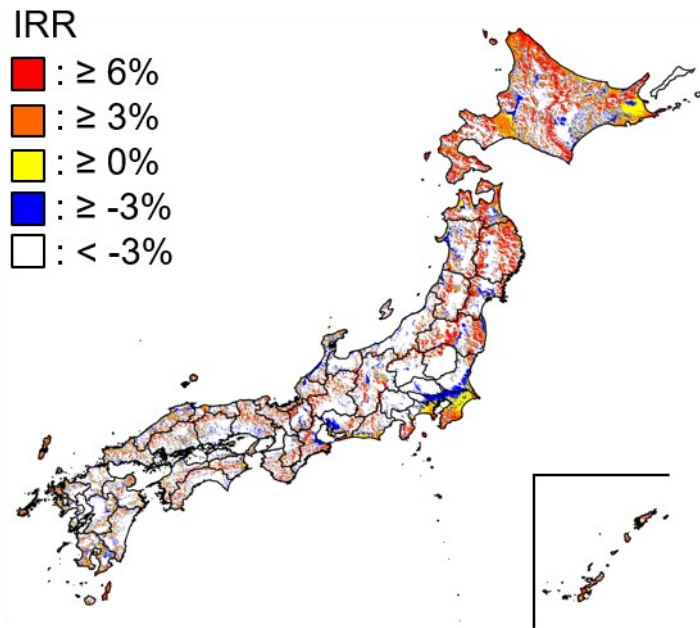


(A) 2030年 (資本費 22.5 万円/kW)

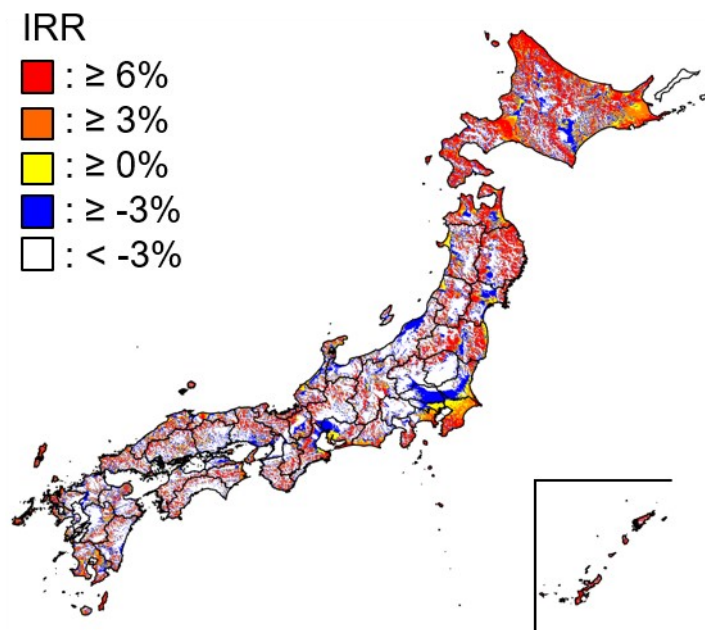


(B) 2050年 (資本費 17.3 万円/kW)

図 6-4 太陽光発電の資本費の低下を考慮した IRR



(A) 2030 年 (資本費 25.1 万円/kW)



(B) 2050 年 (資本費 15.4 万円/kW)

図 6-5 陸上風力の資本費の低下を考慮した IRR

## 6.4 事業性と土地利用制約を考慮した風力発電の適地

第5章で検討した結果を踏まえ、風力発電の設置可能場所のうち、IRRが6%以上となる場所の抽出を行った(図6-6)。その結果、2050年時点においては、北海道の北部や東部を中心に、IRRが6%以上となる場所が存在することが示された。そのため、風力発電の拡大を目指す場合、北海道における風力発電の導入支援が重要となる。ただし、5.4.4節で示した通り、北海道における最大電力需要は5GWに留まることに加え、北海道エリアと東北エリアを連携する北本連系線の容量は現在0.9GWであるため、風力発電の大量導入に向けては、北本連系線の増強が課題となる。

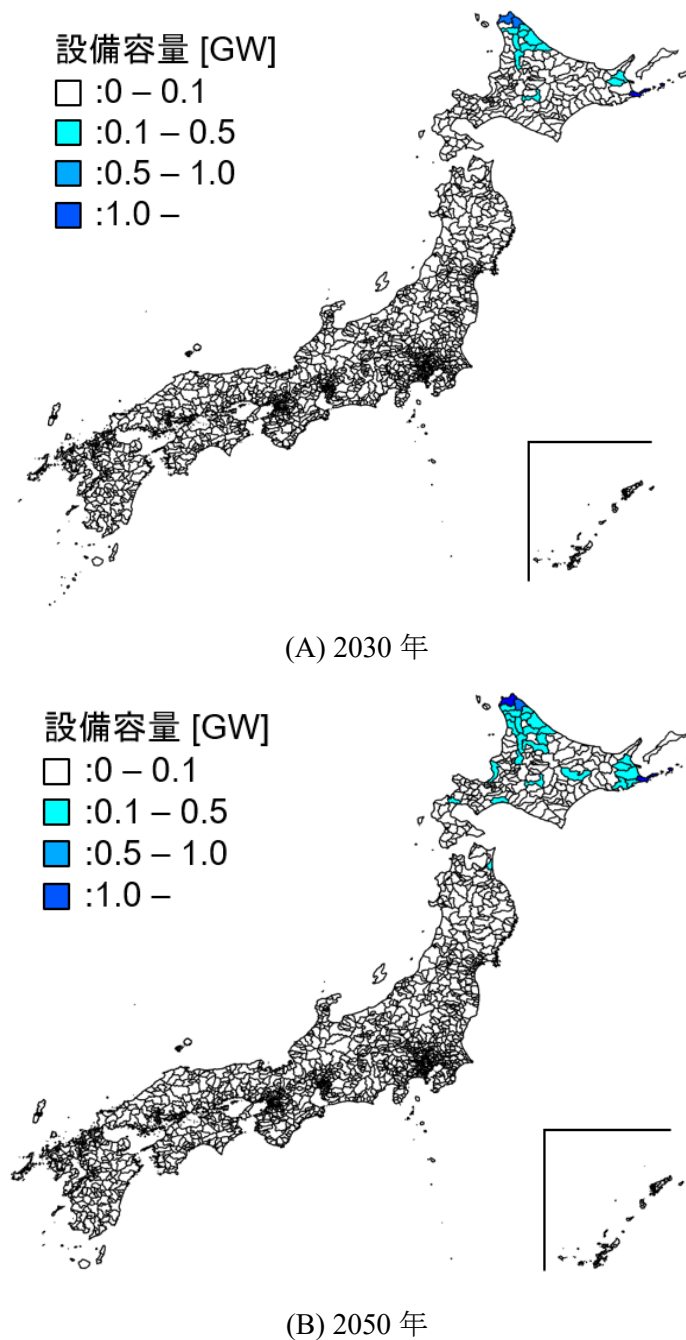


図 6-6 IRRが6%以上となる場所における市町村別の風力発電の設備容量

## 6.5 太陽光・風力発電の導入可能性評価

### 6.5.1 太陽光・風力発電の年間発電量

大量導入評価モデルを用いることにより、IRR が 6%以上となる場所に太陽光発電もしくは風力発電を設置した場合における、各電源の年間発電量の評価を行った（図 6-7）。なお、第 5 章で示した土地利用競合の影響評価の結果に基づき、電力エリア内における電力需要との需給バランスと、傾斜面における太陽光発電設置の制約を考慮し、太陽光発電と風力発電が競合する場所においては全て風力発電を設置するとした。

第 5 章で示した通り、各電源の土地利用競合と事業性の両方を未考慮とし、太陽光発電と風力発電を設置可能場所の全てに設置した場合には、両電源による年間発電量の合計は 311.1 TWh となり、2018 年度における年間電力需要量（896.5 TWh）の 35%となる。なお、この評価結果は、同じ土地に太陽光発電と風力発電の両方を設置する前提に基づくものである。

次に、事業性を考慮せず、各電源の土地利用競合のみを考慮した場合には、両電源による年間発電量は 130.2 TWh となる。この値は、土地利用の制約によって決定される最大の年間発電量となる。

ここで、2018 年度における各電源の資本費と FIT の買取価格を基に、IRR が 6%以上となる場所の全てに各電源を設置するとした場合、両電源による年間発電量は 56.0 TWh となる。しかし、FIT などの補助政策から脱却し、卸電力価格回避価値相当（8 円/kWh）で電力が売電されるとした場合、太陽光発電と風力発電のいずれとも IRR は 6%に満たない。

次に、ベイジアン法によって評価した資本費の予測結果に基づき、2030 年と 2050 年時点で IRR が 6%以上となる場所に発電設備を設置するとした場合、風力発電のみ事業性が得られることが示された。このとき、風力発電による最大の年間発電量は 2030 年で 23.4 TWh、2050 年で 37.7 TWh（年間電力需要量の 4%）となる。

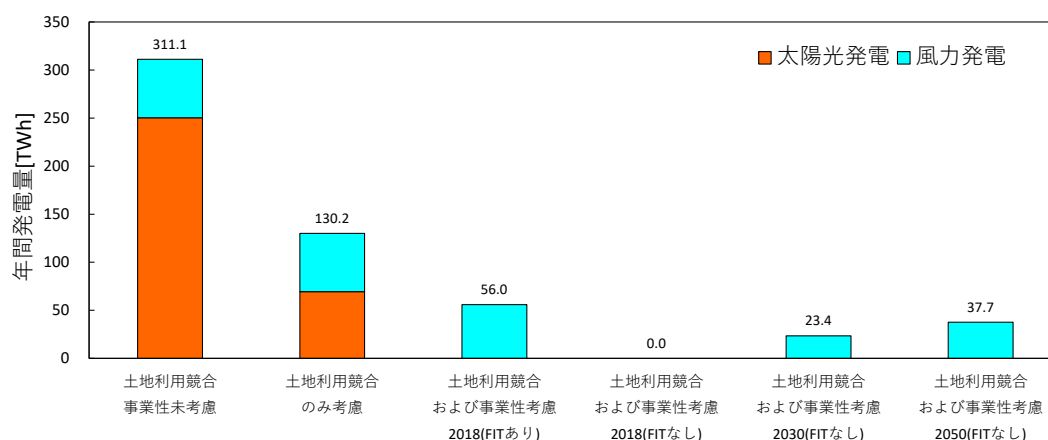


図 6-7 土地利用競合と事業性を考慮した場合における最大の年間発電量[TWh]

## 6.5.2 IRR と事業性を満たす設備容量の関係性

前節では、各電源の土地利用競合と 2050 年における事業性を考慮した場合、IRR が 6%以上となる場所の全てに各電源を設置した場合の年間発電量は 37.7 TWh となり、年間電力需要量の 4%程度となることを示した。そこで、日本の限られた国土を活用するために、太陽光発電と風力発電に対して補助が行われることを想定し、各地点における IRR と事業性を満たす発電設備の設備容量の関係性の評価を行った。図 6-8 に、2018 年 (FIT 補助なし)、2030 年、2050 年の各年における資本費を基準に、IRR と導入可能な設備容量の関係性を示す。同図では、時間の経過によって資本費が減少することに伴い、各地点における IRR が増大することを示している。また、IRR と発電設備の設備容量の関係を示す曲線は右下がりとなっているが、これは各場所における日射量や風況条件などを考慮し、自然条件が良い場所から優先的に電源を導入する想定を行っているためである。

評価の結果、太陽光発電については、風力発電と比較して場所による IRR の差が小さく、IRR と導入可能な設備容量の関係をプロットした曲線はほぼ横ばいとなることが示された。ただし、2050 年の資本費においても、IRR は場所に依らず-1%前後であり、太陽光発電の導入を促進する場合には、IRR を 7%以上増大させる必要性が生じる。すなわち、太陽光発電の大量導入に向けては事業性が重要な課題である。

一方、風力発電については、太陽光発電と比較して場所による IRR の差が大きく、IRR と導入可能な設備容量の関係をプロットした曲線は右下がりの曲線となる。2050 年時点において、IRR が 6%以上の場所に設置可能な風力発電の設備容量は 13 GW であるが、IRR が 10%以上の場所に設置するとした場合には、設置可能な設備容量は 6 GW となる。

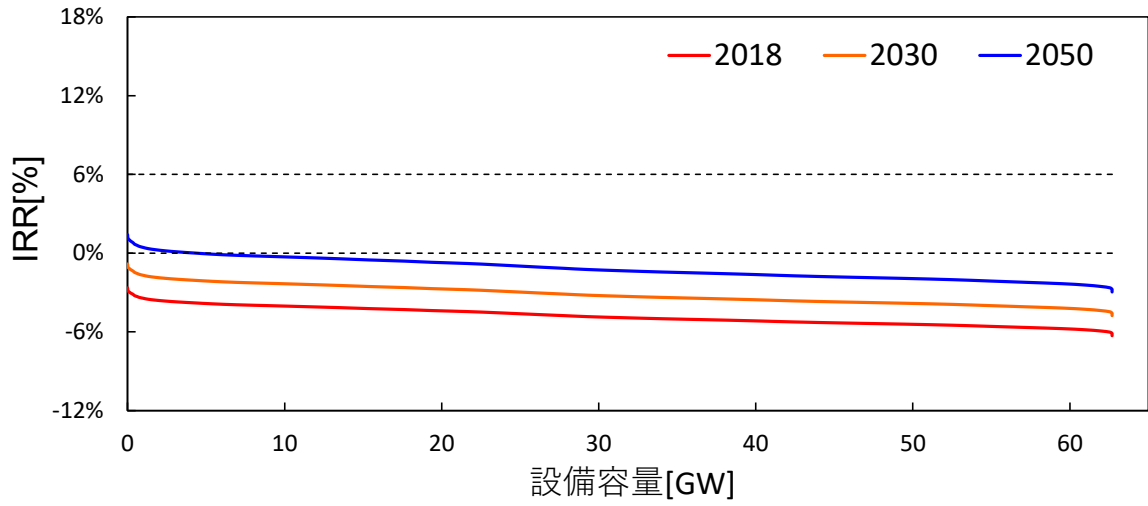
現在日本においては FIT が導入されているが、2019 年時点において FIT に変わる補助政策として Feed in Premium(FIP)の導入が検討されている。FIP とは、時間で変動する卸電力価格に、環境価値に相当する一定のプレミアムを上乗せした価格で太陽光発電や風力発電による電力を長期間買い取る制度である。長期的には、FIT や FIP などの補助政策からの脱却を目指すとされているが、暫定的に FIP が導入される場合には、太陽光発電の風力発電の導入が促進されることが期待される。太陽光発電については、補助政策がない場合には 2050 年時点においても IRR が最大でも 0%でしかないが、補助政策によって IRR を約 7%増大させた場合、太陽光発電の導入が進む可能性がある。仮に FIP を暫定的に導入する場合、IRR を 7%増大させるための売電価格は、約 14 円/kWh 程度に相当する。

一方、風力発電については、FIP などによって補助政策を導入したとしても、土地利用の制約上、導入できる設備容量は最大でも 25 GW に留まる。すなわち、風力発電については、補助政策による支援効果は小さいと考えられる。

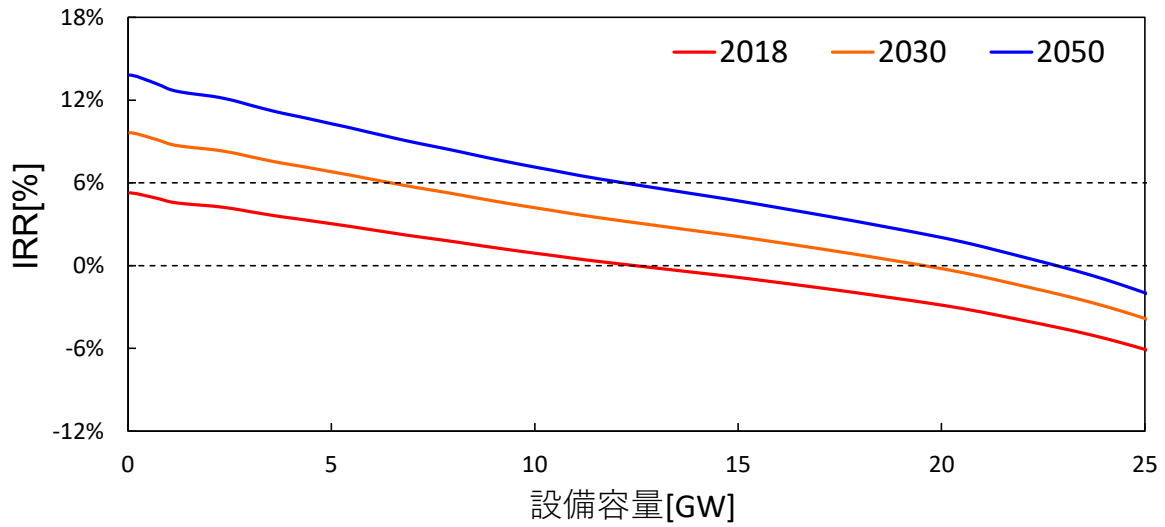
このように、大量導入評価モデルを用いることによって、定性的要因、時系列要因、空間的要因を考慮した、IRR と導入可能な設備容量の関係性を評価することが可能である。これ



により、現実的な導入目標量の策定や、FIP などによる賦課金が過剰とならないような補助政策の設計支援に貢献することが期待される。



(A) 太陽光発電



(B) 風力発電

図 6-8 IRR と設置可能な設備容量の関係性

## 6.6 大量導入評価モデルを用いたケーススタディのまとめ

本章では、定性的要素、時系列要素、空間的要素を統合的に考慮した大量導入評価モデルを用いることによって、中長期的な視点から太陽光発電と風力発電の導入可能性の評価を行い、大量導入に向けた課題と解決策の評価を行った。

まず、定性的要素を考慮した評価として、FIT などの補助政策が終了し、ステークホルダーの意向を反映した売電価格で太陽光発電と風力発電の電力が取引される場合における、各地点の IRR を評価した。その結果、太陽光発電と風力発電ともに、大部分の場所では IRR は 6%未満となり、事業性が得られないことを示した。

次に、時系列要素を考慮した評価として、ベイジアン法による太陽光発電の風力発電の資本費の予測値に基づき、将来資本費が低下した際における各場所の IRR を評価した。その結果、太陽光発電については、資本費が低下した場合においても十分な事業性が得られず、2050 年時点で太陽光発電の導入を促進する場合には、IRR を 7%以上増大させる必要があることが示された。他方で、風力発電については、資本費の低下に伴い IRR が 6%以上となる場所が増大する一方で、政策補助を行ったとしても土地利用の制約上、政策補助による導入支援効果は限定的であることを示した。

最後に、空間的要素を考慮した評価として、太陽光発電と風力発電の設置可能場所のうち、IRR が 6%となる場所の全てに風力発電を設置した場合の年間発電量を評価した。その結果、2050 年時点で供給可能な年間発電量は最大で 37.7 TWh となり、2018 年度の年間電力需要(896.5 TWh)の 4%となることを示した。

このように、定性的要素、時系列要素、空間的要素を統合的に考慮することによって、土地利用の制約と事業性の両方を考慮した場合における、太陽光発電と風力発電による発電電力量をより精緻に評価することが可能となる。なお、本ケーススタディでは、第 4 章でベイジアン法によって評価した資本費の予測値を基に評価を行っているが、仮に資本費が全ての地点で各電源の自立に至るほど低下することを想定したとしても、第 5 章で示した通り土地利用の制約上、地上で設置可能な太陽光発電と風力発電の設備容量は、太陽光発電 64 GW、風力発電 25 GW となり、両電源による年間発電量は最大でも 130.2 TWh となる。

本研究では、建物に設置する太陽光発電は対象としていないが、環境省調査によれば建物に設置する太陽光発電の導入ポテンシャルは、設備容量で 292 GW、年間発電量で 306.5 TWh とされている。これらの導入ポテンシャルには経済性は考慮されていないが、建物の屋根や壁面においても太陽光発電を最大限に導入した場合、建物設置型と地上設置型の太陽光発電、および陸上風力の年間発電量の合計値(436.7 TWh)は、2018 年度の年間電力需要(896.5 TWh)の約半分となる。このような評価結果は、温室効果ガスのネットゼロ排出に向けた再生可能エネルギーの導入目標を策定する上でも参考となり得る。

太陽光発電の風力発電の大量導入に向けては、本研究で提案する大量導入評価モデルの結

果を踏まえ、北海道の北東部などから優先的に風力発電の設置を促すことや、太陽光発電に対する適正な補助水準を考慮した支援の検討を行うことも可能となる。このように、本研究で提案する大量導入評価モデルを用いることにより、太陽光・風力発電の導入可能性を精緻に評価し、大量導入に向けた課題と解決策を評価することが可能である。

## 第7章 結論

本研究では、温室効果ガスのネットゼロ排出に向けて、太陽光発電と風力発電の大量導入に対する社会的要求が高まっている中で、大量導入によって生じる様々な影響を多面的に評価するために、定性的要素、時系列要素、空間的要素を統合した大量導入評価モデルの検討を行った。また、本モデルを用いることにより、太陽光発電と風力発電の導入可能性、および大量導入による課題と解決策の評価を行った。

第1章で、本研究の背景の掘り下げと問題提起を行った上で、第2章では、定性的要素を考慮するための計量テキスト分析による売電価格算定における課題抽出モデル、時系列要素を考慮するためのベイジアン法による資本費の長期評価モデル、空間的要素を考慮するための太陽光発電と風力発電の土地利用競合の影響評価モデルから構成される大量導入評価モデルの提案を行った。

第3章では、計量テキスト分析を用いた売電価格算定における課題抽出手法の検討を行った。その結果、豪州のステークホルダーの提案書を対象に、前述の課題抽出手法を用いることによって、補助政策終了後の適切な売電価格を検討する上で、計量テキスト分析による課題抽出が有効であることを示した。これにより、補助政策が終了した際における、ステークホルダーの意向を踏まえた売電価格の評価を行えることを可能とした。

第4章では、ベイジアンモデルを用いた太陽光発電と風力発電の資本費の長期評価手法の検討を行った。これにより、予測の不確実性を考慮した各電源の資本費の長期評価を行った。

第5章では、太陽光発電と風力発電の土地利用競合の評価モデルの検討を行った。その結果、各電源の土地利用競合が生じる場所を特定し、競合場所に適した電源の種類を明らかにした。また、土地利用の制約のみを考慮し、設置可能場所の全てに太陽光発電と風力発電を設置した場合の両電源による年間発電量(130.2 TWh)は、土地利用競合を未考慮とした場合の年間発電量(311.1 TWh)と比較し、約4割程度にまで減少することが示された。

第6章では、大量導入評価モデルを用いることによって、定性的要素、時系列要素、空間的要素を考慮し、太陽光発電と風力発電の導入可能性の評価に関するケーススタディを行った。その結果、土地利用の制約に加えて事業性を考慮し、2030年と2050年時点でIRRが6%以上となる場所の全てに太陽光発電と風力発電を設置する場合における適地と年間発電量(37.7 TWh)を明らかにした。また、太陽光発電と風力発電の自立的な普及に向けて、補助政策によって一定のIRRを満たすことを前提とした場合における、IRRと導入できる最大の設備容量の関係性を明らかにした。

このように、太陽光発電と風力発電の大量導入に向けて、大量導入によって生じる様々な影響を多面的に考慮するために、定性的要素、時系列要素、空間的要素を統合させた評価が資する。本研究で検討を行った大量導入評価モデルを用いることによって、土地利用の制約

や事業性を考慮した場合における、各電源が導入できる最大の設備容量や適地を精緻に評価し、過大に各電源の導入可能性を評価してしまうリスクを低減することが可能である。また、太陽光発電と風力発電の導入促進に向けて、適正な補助水準を評価し、過剰な政策支援によって国民負担が過多となってしまうリスクを低減できることも期待される。

本モデルの今後の発展としては、本研究で評価した各電源が導入できる最大の設備容量などを踏まえ、メリットオーダー効果を考慮した将来の卸電力価格評価モデルや、土地利用変化の時系列評価モデル、地域住民などの受容性評価モデルなどとの統合が考えられる。このような発展によって、本研究で検討した大量導入評価モデルは、日本の自然条件や土地利用を踏まえた各電源の導入目標や支援策の検討に活用可能であり、太陽光発電と風力発電の大量導入に向けた対応策の策定に貢献することが期待される。

# 謝辞

本研究に取り組み、学位論文のとりまとめにあたり、多くの人々のご支援とご指導を頂きました。

指導教官としてご指導頂きました筑波大学大学院システム情報系 岡島敬一教授とは、私が学部生2年の際に行われたオリエンテーション合宿でお会いして以来、卒業論文と修士論文の研究も含め、長い間ご指導を頂きました。本学位論文の執筆にあたり、オリジナリティのある学位論文執筆が最も苦勞した点ではありますが、私の長所と短所を理解頂き、的確なご指導を頂いたおかげで、より良い学位論文を執筆することができました。また、私が東京で勤務をしていた中で、何度も都内にお越しいただきディスカッションを頂きました。これまでご指導頂いた多くのことについては、今後研究者として研究を行っていく上でも、非常に有益なものになると思います。深くお礼申し上げます。

内山洋司名誉教授、イリチュ美佳教授、山本博巳教授(協働大学院)、安芸裕久准教授には、本論文の審査をご担当頂き、適格でかつ有意義なコメントなどを頂きました。深くお礼申し上げます。

第5章の「土地利用競合の影響評価モデル」の検討では、一般財団法人電力中央研究所での成果を進展させ、学術論文として取りまとめました。本検討においてご助言頂きました、同研究所の朝野賢司上席研究員、永井雄宇主任研究員に御礼申し上げます。

鈴木研悟助教、秋元祐太郎助教とは、私が学部・修士時代からの長いお付き合いになりますが、ゼミなどで有益な議論をさせて頂きました。深くお礼申し上げます。

また、博士論文の提出にあたり支援を頂いた西崎朋子様、そして研究室で共に楽しい時間を過ごして頂いた岡島研究室の皆様には感謝しています。

最後に、本論文の執筆にあたり支えてくれた妻スランに、心より感謝いたします。

## 参考文献

- [1] 坂本将吾, 堀尾健太, ネットゼロ排出達成時における CO2 排出・除去の態様—IPCC SR15 シナリオデータを中心とした検討—, 電力中央研究所報告 Y20001.  
<https://criepi.denken.or.jp/jp/kenkikaku/report/detail/Y20001.html>
- [2] Energy&Climate, COUNTDOWN TO ZERO Plotting progress towards delivering net zero emissions by 2050, June 2019  
[https://ca1-eci.edcdn.com/reports/ECIU\\_Countdown\\_to\\_Net\\_Zero.pdf](https://ca1-eci.edcdn.com/reports/ECIU_Countdown_to_Net_Zero.pdf)
- [3] The Guardian, South Korea vows to go carbon neutral by 2050 to fight climate emergency, 28 Oct 2020..  
<https://www.theguardian.com/world/2020/oct/28/south-korea-vows-to-go-carbon-neutral-by-2050-to-fight-climate-emergency>
- [4] European Commission, 2050 long-term strategy.  
[https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2050\\_en](https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2050_en)
- [5] 首相官邸, 第二百三回国会における菅内閣総理大臣所信表明演説  
[https://www.kantei.go.jp/jp/99\\_suga/statement/2020/1026shoshinhyomei.html](https://www.kantei.go.jp/jp/99_suga/statement/2020/1026shoshinhyomei.html)
- [6] 環境省, 2019 年度 (令和元年度) 温室効果ガス排出量  
<https://www.env.go.jp/earth/ondanka/ghg-mrv/emissions/index.html>
- [7] 日本政府, 第 5 次エネルギー基本計画 (平成 30 年 7 月)  
[https://www.enecho.meti.go.jp/category/others/basic\\_plan/](https://www.enecho.meti.go.jp/category/others/basic_plan/)
- [8] 経済産業省資源エネルギー庁, なっとく! 再生可能エネルギー制度の概要, 制度の概要  
[https://www.enecho.meti.go.jp/category/saving\\_and\\_new/saiene/kaitori/surcharge.html](https://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/kaitori/surcharge.html)
- [9] 経済産業省資源エネルギー庁, なっとく! 再生可能エネルギー, 買取価格・期間等 (2020 年度以降)  
[https://www.enecho.meti.go.jp/category/saving\\_and\\_new/saiene/kaitori/fit\\_kakaku.html](https://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/kaitori/fit_kakaku.html)
- [10] 経済産業省資源エネルギー庁, 固定価格買取制度 情報公表用ウェブサイト  
<https://www.fit-portal.go.jp/PublicInfoSummary>
- [11] 経済産業省資源エネルギー庁, 長期エネルギー需給見通し  
[https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic\\_policy\\_subcommittee/mitoshi/pdf/report\\_01.pdf](https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/mitoshi/pdf/report_01.pdf)
- [12] 経済産業省資源エネルギー庁, 固定価格買取制度 情報公表用ウェブサイト  
<https://www.fit-portal.go.jp/PublicInfoSummary>
- [13] 国会会議録検索システム, 第 177 回国会 衆議院 本会議 第 32 号 平成 23 年 7 月

14 日

<https://kokkai.ndl.go.jp/#/detail?minId=117705254X03220110714&current=1>

[14]経済産業省 資源エネルギー庁, FIT 制度における 2020 年度の買取価格・賦課金単価等を決定しました

<https://www.meti.go.jp/press/2019/03/20200323005/20200323005.html>

[15]Bloomberg New Energy Finance, LCOE update 2018

[16]農林水産省 林野庁, 太陽光発電に係る林地開発許可基準の在り方に関する検討会, 太陽光発電に係る林地開発許可基準の在り方に関する検討会報告書, 令和元年 9 月

[https://www.rinya.maff.go.jp/j/tisan/tisan/attach/pdf/con\\_4-10.pdf](https://www.rinya.maff.go.jp/j/tisan/tisan/attach/pdf/con_4-10.pdf)

[17]畦地他, 風力発電事業の計画段階における環境紛争の発生要因, エネルギー資源学会 Vol35(2), p11-p22, 2014

[18]経済産業省 資源エネルギー庁, 令和元年度 (2019 年度) エネルギー需給実績 (速報) (令和 2 年 11 月 18 日公表)

[https://www.enecho.meti.go.jp/statistics/total\\_energy/results.html#headline1](https://www.enecho.meti.go.jp/statistics/total_energy/results.html#headline1)

[19]経済産業省 資源エネルギー庁, 再エネの大量導入に向けて ～「系統制約」問題と対策

<https://www.enecho.meti.go.jp/about/special/tokushu/saiene/keitouseiyaku.html>

[20]資源エネルギー庁, 総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会 再生可能エネルギー主力電源化制度改革小委員会 中間取りまとめ 2020 年 2 月.

[https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic\\_policy\\_subcommittee/saiene\\_shuryoku/pdf/report\\_002.pdf](https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/saiene_shuryoku/pdf/report_002.pdf)

[21]環境省, 平成 29 年度再生可能エネルギーに関するゾーニング基礎情報等の整備・公開に関する委託業務報告書, 株式会社エックス都市研究所委託, 2011

<https://www.env.go.jp/earth/report/h31-01/index.html>

[22]経済産業省資源エネルギー庁, 新エネルギー等導入促進基礎調査事業 (太陽光発電及び太陽熱利用の導入可能量に関する調査) 調査報告書, みずほ情報総研株式会社委託, 2011

[23]国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構, 太陽エネルギー技術研究開発 (太陽光発電システム次世代高性能技術の開発) 太陽光発電における新市場拡大等に関する検討, みずほ情報総研株式会社委託, 2013.

[24]分山達也, 江原幸雄, GIS を用いた再生可能エネルギーのポテンシャル評価とその九州地域への適用, 日本エネルギー学会誌. 2012, vol 91, p.391-404.

[25]杉原弘恭, 山下潤, 生駒依子, 秋澤淳, 柏木孝夫, メッシュ気候値を用いた全国住宅の太陽光発電のポテンシャルに関する研究, 太陽エネルギー学会誌. 2012, vol. 37, no. 1, p.41-48.



- [26]伊藤寛幸, 澤内大輔, 山本康貴, 耕作放棄地を利用した太陽光発電の発電量推計と経済性評価 —北海道の全耕作放棄地を対象とした試算—, 農林業問題研究. 2016, vol. 52, no.1, p.71-75.
- [27]島崎洋一, メッシュデータを用いた太陽光発電の導入可能量の分析, 日本エネルギー学会誌. 2017, vol. 99, p.463-469.
- [28]経済産業省資源エネルギー庁, 新エネルギー等導入促進基礎調査事業(風力エネルギーの導入可能量に関する調査)調査報告書, 伊藤忠テクノソリューションズ株式会社委託, 2011.
- [29]岡島敬一, 大石叡人, 立地制約を考慮した風力発電の導入および事業性に関する評価, エネルギー資源学会誌. 2017, vol 96, pp.493-502.
- [30]A.Lopez, B.Roberts, D.Heimiler, N.Blair, G.Porro, U.S Renewable Energy Technical Potentials: A GIS-Based Analysis. 2012, Technical Report NREL/TP-6A20-51946  
<https://www.nrel.gov/docs/fy12osti/51946.pdf>
- [31]A.R.Milbrandt, D.M.Heimiller, A.D.Perry, C.B. Field, Renewable energy potential on marginal lands in the United States, Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2014, vol 29, p.473-481.
- [32]D. Majumdar, M.J. Pasqualetti, Analysis of land availability for utility-scale power plants and assessment of solar photovoltaic development in the state of Arizona, USA, Renewable Energy vol.134, p.213-1231, 2019
- [33]European Commission, Wind potentials for EU and neighboring countries, 2016.  
[http://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/bitstream/JRC109698/kjna29083enn\\_1.pdf](http://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/bitstream/JRC109698/kjna29083enn_1.pdf)
- [34]European Commission, EMHIRES dataset Part II: Solar power generation, 2017.  
[http://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/bitstream/JRC106897/emhirespv\\_gonzalezaparcioetal2017\\_newtemplate\\_corrected\\_last.pdf](http://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/bitstream/JRC106897/emhirespv_gonzalezaparcioetal2017_newtemplate_corrected_last.pdf)
- [35]P. Enevoldsen, F.Permien, I.Bakhtaoui, A.Krauland, M.Z.Jacobson, G.Xydisa, B.K.Sovacoola, Scott V. Valentine, D.Luecht, G.Oxley, How much wind power potential does Europe have? Examining European wind power potential with an enhanced socio-technical atlas, Energy Policy vol 132, p.1092-1100, 2019.
- [36]R.McKenna, D.S.Ryberg, I.Staffell, A.N.Hahmann, J.Schmidt, H.Heinrichs, S.Höltinger, J.Lilliestam, S.Pfenninger, M.Robinius, D.Stolten, T.Tröndle, S.Wehrle, J.M.Weinand, On the socio-technical potential for onshore wind in Europe: A response to Enevoldsen et al. (2019) Energy Policy 132 1092-1100, Energy policy, vol145, 2020.
- [37]Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur, Räumlich differenzierte Flächen-potentiale für erneuerbare Energien in Deutschland, 2015.  
<https://www.bbr.bund.de/BBSR/DE/Veroeffentlichungen/ministerien/BMVI/BMVIOnline/201>

5/DL\_BMVI\_Online\_08\_15.pdf?\_\_blob=publicationFile&v=2

- [38] International Renewable Energy Agency, Estimating the Renewable Energy Potential in Africa A GIS-based approach, 2014.  
[https://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA\\_Africa\\_Resource\\_Potential\\_Aug2014.pdf](https://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_Africa_Resource_Potential_Aug2014.pdf)
- [39] G.C. Wu, R.Deshmulh, K.Ndhlukulac, T.Radojicid, J.Reilly-Momana,b, A.Phadkeb, D.M.Kammena, Duncan S. Callaway, Strategic siting and regional grid interconnections key, Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America, Vol115 (15), p.3004-3012. 2015.
- [40] D.Mentis, S.Hermann, M.Howells, M.Welsch, S.H.Siyal, Assessing the technical wind energy potential in Africa a GIS-based approach, Renewable Energy, vol 83m p.110-125, 2015.
- [41] G. He, D.M. Kammen, Where, when and how much solar is available? A provincial-scale solar resource assessment for China, Renewable Energy 85, p.74-82, 2016.
- [42] R. Deshmukh, G.C. Wu, D.S. Callaway, A. Phadke, Geospatial and technoeconomic analysis of wind and solar resources in India, Renewable Energy 134, p.947-960, 2019.
- [43] G. Ghasemi, Y. Noorollahi, H. Alavi, M. Marzband, M. Shahbazi, Teoretical and technical potential evaluation of solar power generation in Iran, Renewable Energy, vol.138, p.1250-1261, 2019.
- [44] 経済産業省資源エネルギー庁, 総合資源エネルギー調査会, 発電コスト検証ワーキンググループ, (参考資料2)「各電源の諸元一覧」, 平成27年5月26日, 2015  
[https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic\\_policy\\_subcommittee/#mitoshi](https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/#mitoshi)
- [45] Department for Business Energy & Industrial Strategy, 2018. The Feed-in Tariffs Scheme  
<https://www.gov.uk/government/consultations/>
- [46] L.Poruschi, C.Ambrey, J.Smart, Revising feed-in tariffs in Australia: A review”, Renewable and Sustainable Energy Reviews 82, pp.260-270, 2018.
- [47] Austin Energy, Designing Austin Energy’s Solar Tariff Using a Distributed PV Value Calculator, 2018.
- [48] Austin Energy, Value of Solar Methodology, 2014.  
<http://www.austintexas.gov/edims/document.cfm?id=210805>
- [49] Minnesota Department of Commerce, Division of Energy Resources, Minnesota Value of Solar:Methodology,2014  
<https://mn.gov/commerce-stat/pdfs/vos-methodology.pdf>
- [50] Rocky Mountain Institute, 2013. A Review of Solar PV Benefit & Cost Studies.  
[https://rmi.org/wp-content/uploads/2017/05/RMI\\_Document\\_Repository\\_Public-Reprrts\\_eLab-DER-Benefit-Cost-Deck\\_2nd\\_Edition131015.pdf](https://rmi.org/wp-content/uploads/2017/05/RMI_Document_Repository_Public-Reprrts_eLab-DER-Benefit-Cost-Deck_2nd_Edition131015.pdf)

- [51] R. Beach, P. McGuire, Evaluating the Benefits and Costs of Net Energy Metering for Residential Customers in California. *Crossborder Energy*, Jan. 2013.
- [52] A. Mills, R. Wiser, Changes in the Economic Value of Variable Generation at High Penetration Levels: A Pilot Case Study of California. Lawrence Berkeley National Laboratory, June 2012.
- [53] A. C. Brown, The value of solar writ large: a modest proposal for applying 'value of solar' analysis and principles to the entire electricity market. *Electricity Journal*, vol.29, p.27–p.30, 2016
- [54] A. C. Brown, Valuation of distributed solar: a qualitative view. *Electricity Journal*. vol.10, p.27–48, 2014.
- [55] Lawrence Berkeley National Laboratory, Changes in the Economic Value of Variable Generation at High Penetration Levels: A Pilot Case Study of California, 2012
- [56] L. Hirth, The market value of solar power: is photovoltaics cost-competitive? *IET Renewable Power Generation*, vol.19 (1), p.37–45, 2015.
- [57] S. Kreuz, F. Musgens, Measuring the cost of renewable energy in Germany, *Electricity Journal*, vol.31, p.29–33, 2018.
- [58] N. Martin, J. Rice, Solar feed-in tariffs: examining fair and reasonable retail rates using cost avoidance estimates, *Energy Policy* 112, 19–28, 2018.
- [59] N. Martin, J. Rice, Examining the use of concept analysis and mapping software for renewable energy feed-in tariff design. *Renewable Energy* 113, p.211–220, 2017.
- [60] Essential Services Commission, Minimum Electricity Feed-in Tariffs to Apply from 1 July 2017 Decision (Final) Decision, 2018.
- [61] 日本卸電力取引所, 2020 年度スポット市場取引結果  
<http://www.jepx.org/market/>
- [62] The Essential Services Commission of South Australia, Retailer Feed-in Tariff Final Price Determination Statement of Reasons, 2016.
- [63] Queensland Competition Authority, Solar Feed-in Tariff for Regional Queensland for 2014-15, 2014.
- [64] Independent Pricing and Regulatory Tribunal, Solar Feed-in Tariffs Setting a Fair and Reasonable Value for Electricity Generated by Small-Scale Solar PV Units in NSW, 2012.
- [65] Australian PV Institute Web ウェブサイト.  
<http://pv-map.apvi.org.au/postcode>
- [66] 海外電力調査会, 海外諸国の電気事業 2014 年, 2014
- [67] The Essential Services Commission of South Australia, 2012 Determination of Solar Feed-in Tariff Premium Final Price Determination. 2011

- [68] KH coder website, 2019.  
<http://kxcoder.net/en/>.
- [69] Australian Government, Whole sale statistics  
<https://www.aer.gov.au/wholesale-markets/wholesale-statistics>
- [70] 尾羽秀晃, 朝野賢司, 永井雄宇, 2050年までの太陽光発電・風力発電の将来コストに関する考察, 電力中央研究所研究資料(Y17501)  
<https://criepi.denken.or.jp/jp/serc/source/Y17501.html>
- [71] Wright T.P, Factors affecting the cost of airplanes, Journal of Aeronautical Sciences vol3 (4), p.122-128, 1936.
- [72] Bloomberg New Energy Finance, Q1 2017 Global PV Market Outlook, 2017.
- [73] Greenpeace, Energy Revolution 2015 Full, 2015  
<http://www.greenpeace.org/international/Global/international/publications/climate/2015/Energy-Revolution-2015-Full.pdf>
- [74] Schaeffer, Learning from the Sun, 2004.  
<http://www.ecn.nl/docs/library/report/2004/c04035.pdf>
- [75] Agora, Current and Future Cost of Photovoltaics, 2015.  
[https://www.agora-energiende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Studien/PV\\_Cost\\_2050/AgoraEnergieende\\_Current\\_and\\_Future\\_Cost\\_of\\_PV\\_Feb2015\\_web.pdf](https://www.agora-energiende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Studien/PV_Cost_2050/AgoraEnergieende_Current_and_Future_Cost_of_PV_Feb2015_web.pdf)
- [76] H.Tsuchiya, Photovoltaics Cost Analysis Based on The Learning Curve, Clean and Safe Energy Forever, Congress of International Solar Energy, Kobe, Japan, pp.402-406, 1989.
- [77] T.Surek, T, Crystal growth and materials research in photovoltaics: progress and challenges, Journal of Crystal Growth vol.275(1-2), p.2.92-304,2005.
- [78] W.G.J.H.M. van Sark, Introducing errors in progress ratios determined from experience curves, Technological Forecasting and Social Change vol75 (3), p.405-415, 2008.
- [79] International Institute for Applied Systems Analysis, Experience Curves of Photovoltaic, 2000.  
<http://pure.iiasa.ac.at/6231/1/IR-00-014.pdf>
- [80] I.Mauleon, I, Photovoltaic learning rate estimation: Issues and implications, Renewable and Sustainable Energy Reviews vol.65, p.507-524, 2016.
- [81] D.Poponi, Analysis of diffusion paths for photovoltaic technology based on experience curves, Solar Energy vol74(4), pp.331-340, 2003.
- [82] G.F. Nemet, Interim monitoring of cost dynamics for publicly supported energy technologies, Energy Policy vol37(3), pp.825-835, 2009.
- [83] R.M.Swanson, A vision for crystalline silicon photovoltaics, Progress in Photovoltaics: Research and Applications vol14(5), pp.443-453, 2006.

- [84] C. Breyer et al, Research and Development Investments in PV - A Limiting Factor for a fast PV Diffusion, 25th EUPVSEC Proceedings, Valencia, Spain, 2010.
- [85] P.Y. Gan, Z. Li, Quantitative study on long term global solar photovoltaic market, Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol46, pp.88-99, 2015.
- [86] Kersten, F. et al, PV learning curves past and future drivers of cost reduction, 26th EU-PVSEC, Hamburg, Germany, 2011.
- [87] Parente, V. et al, Comments on experience curves for PV modules, Progress in Photovoltaics vol10, p.571-574, 2011.
- [88] Maycock, et al, Business Analysis of Solar Photovoltaic Conversion, 11th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, New York, 1975.
- [89] 朝野賢司, 太陽光発電は需要創出によりどこまでコストが下がるのか, 電力中央研究所報告 Y09020, 2010.  
<http://criepi.denken.or.jp/jp/kenkikaku/report/detail/Y09020.html>
- [90] Bloomberg New Energy Finance, The future cost of onshore wind, 2015.
- [91] International Renewable Energy Agency, Power to Change Solar and Wind Cost Reduction Potential to 2025, 2016.  
[http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA\\_Power\\_to\\_Change\\_2016.pdf](http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_Power_to_Change_2016.pdf)
- [92] International Energy Agency, Wind 2013 Roadmap, 2013.  
[https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Wind\\_2013\\_Roadmap.pdf](https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Wind_2013_Roadmap.pdf)
- [93] 日本風力発電協会, Wind Vision Report ~真に信頼される電源を目指して~, 2016.  
<http://jwpa.jp/pdf/20160229-JWPA-WindVisionReport-ALL.pdf>
- [94] L. Neij, The development of the experience curve concept and its application in energy policy assessment, International Journal of Energy Technology and Policy, vol2, p.1-146, 2003
- [95] U.S. Department of Energy, Wind Technologies Market Report, 2013.  
<https://energy.gov/eere/wind/downloads/2013-wind-technologies-market-report>
- [96] M. Junginger, et al, Global experience curves for wind farms, Energy Policy, vol33(2), p.133-150, 2005.
- [97] A. McDonald, L. Scharattenholzer, Learning rates for energy technologies“, Energy Policy, vol29 (4), p.255-261, 2001.
- [98] K. Ibenholt, Explaining learning curves for wind power, Energy policy, vol 30, pp.1181-1189, 2002.
- [99] D.M. Powell, et al, Modeling the Cost and Minimum Sustainable Price of Crystalline Silicon Photovoltaic Manufacturing in the United States, IEEE Journal of Photovoltaics vol3(2), pp.662-668, 2013.

- [100] A. Goodrich, et al, A wafer-based monocrystalline silicon photovoltaics road map: Utilizing known technology improvement opportunities for further reductions in manufacturing costs, *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol114, p.110-135, 2013
- [101] A.C. Goodrich, A.C. et al, Assessing the drivers of regional trends in solar photovoltaic manufacturing, *Energy & Environmental Science* vol6(10), pp.2811-2821, 2013.
- [102] Greentech Media, The Next Opportunity for Utility PV Cost Reductions 1,500 Volts DC, 2015
- [103] MIT Energy Initiative, The Future of Solar Energy, 2016.  
<http://energy.mit.edu/publication/future-solar-energy/>
- [104] National Renewable Energy Laboratory, Comparing Photovoltaic (PV) Costs and Deployment Drivers in the Japanese and U.S. Residential and Commercial Markets, 2016.  
<http://www.nrel.gov/docs/fy16osti/60360.pdf>
- [105] 自然エネルギー財団, 日本とドイツにおける太陽光発電のコスト比較 ～日本の太陽光発電はなぜ高いか～, 2016  
<https://www.renewable-ei.org/images/pdf/20160113/>
- [106] Bloomberg New Energy Finance, H1 2016 Wind Levelised Cost of Electricity Update, 2016.
- [107] A. Curtright, et al, Expert Assessments of Future Photovoltaic Technologies, *environmental science & Technology* vol42 (24), p.9031-9038, 2008.
- [108] L.A. Anandon, Transforming U.S. Energy Innovation, Harvard Kennedy School, 2012.  
<http://www.belfercenter.org/sites/default/files/legacy/files/uploads/energy-report-january-2012.pdf>
- [109] V. Bosetti, et al, The future prospect of PV and CSP solar technologies: An expert elicitation survey, *Energy Policy* vol49, p.308-317, 2012.
- [110] Nearzero, How Low Will Photovoltaic Prices Go? An Expert Discussion, 2012.  
<http://www.nearzero.org/reports/pv-learning>
- [111] E. Baker, et al, Advanced solar R&D: Combining economic analysis with expert elicitations to inform climate policy, *Energy Economics* vol31, p.37-49, 2009.
- [112] E. Verdolini, et al, The effects of expert selection, elicitation design, and R&D assumptions on experts' estimates of the future costs of photovoltaics, *Energy Policy* vol80, p.233-243, 2015
- [113] R. Wiser, et al, Expert elicitation survey on future wind, *nature energy* vol1(10), pp.1-6, 2016.
- [114] R.L. Winkler, Combining Probability Distribution from Dependent Information Sources, *Management Science*, Vol. 27, pp.479-488, 1981
- [115] R.L. Winkler, S. Makridakis, The Combination of Forecasts, *Journal of the RQyal*

- Statistical Society, Series A. 146, pp.150–157, 1983
- [116] 大石展緒, ベイジアン法による予測値合成法, 愛知学泉大学 経営研究 第7巻 第2号, pp.379-416.
- [117] Energy Information Administration, Renewable Generation Technologies Costs and Market Outlook 2016, 2016.  
[https://www.eia.gov/pressroom/presentations/gruenspecht\\_06032016.pdf](https://www.eia.gov/pressroom/presentations/gruenspecht_06032016.pdf)
- [118] Mott MacDonald, Costs of low-carbon generation technologies, 2011.  
<https://www.theccc.org.uk/archive/aws/Renewables%20Review/MML%20final%20report%20for%20CCC%209%20may%202011.pdf>
- [119] International Energy Agency, World Energy Outlook 2016, 2016.
- [120] 経済産業省, 長期エネルギー需給見通し小委員会に対する 発電コスト等の検証に関する報告(5月), 2015  
[http://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic\\_policy\\_subcommittee/mitoshi/009/pdf](http://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/mitoshi/009/pdf)
- [121] 松川洋他, 2050年に向けた日本のエネルギー需給検討:太陽光発電の導入量の検討, 第36回エネルギー・資源学会 研究発表会, 論文講演集, pp161-164, 2017.
- [122] International Energy Agency, Wind 2013 Roadmap, 2013.  
[https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Wind\\_2013\\_Roadmap.pdf](https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Wind_2013_Roadmap.pdf)
- [123] The European Technology and Innovation Platform, PV LCOE Report July 2015, 2015.  
<http://www.etip-pv.eu/publications/other-publications/pv-costs.html>
- [124] 経済産業省, 太陽光発電競争力強化研究会報告書(10月), 太陽光発電競争力強化研究会, 2016  
[http://www.meti.go.jp/committee/kenkyukai/energy\\_environment/taiyoukou/pdf/report\\_01\\_01.pdf](http://www.meti.go.jp/committee/kenkyukai/energy_environment/taiyoukou/pdf/report_01_01.pdf)
- [125] 経済産業省, 風力発電競争力強化研究会報告書(10月), 風力発電競争力強化研究会, 2016  
[http://www.meti.go.jp/committee/kenkyukai/energy\\_environment/furyoku/pdf/report\\_01\\_01.pdf](http://www.meti.go.jp/committee/kenkyukai/energy_environment/furyoku/pdf/report_01_01.pdf)
- [126] 静岡県伊東市, 伊東市美しい景観等と太陽光発電設備設置事業との調和に関する条例, 2018年6月1日施行.  
[http://www.city.ito.shizuoka.jp/toshi\\_keikaku/html/20180330175946.html](http://www.city.ito.shizuoka.jp/toshi_keikaku/html/20180330175946.html)
- [127] 静岡県東伊豆町, 東伊豆町内における太陽光発電設備設置事業に関する条例, 2018年10月30日施行.  
[https://www.town.higashiizu.shizuoka.jp/bg/jigyo/upload/ken\\_taiyoukou\\_jyourei.pdf](https://www.town.higashiizu.shizuoka.jp/bg/jigyo/upload/ken_taiyoukou_jyourei.pdf)
- [128] 静岡県松崎町, 松崎町自然環境等と再生可能エネルギー発電事業との調和に関する条例, 2018年11月1日施行.

- <http://www.town.matsuzaki.shizuoka.jp/docs/2018091000012/>
- [129] 滋賀県大津市，大津市太陽光発電設備の設置の規制等に関する条例，2018年4月1日施行。  
<http://www.city.otsu.lg.jp/material/files/group/24/jourei-s.pdf>
- [130] 茨城県結城市，結城市生活環境等と太陽光発電設備設置事業との調和及び運営事業の適正管理に関する条例施行規則，2018年1月4日施行。  
<http://www.city.yuki.lg.jp/page/page004100.html>
- [131] 三重県志摩市，志摩市における再生可能エネルギー発電設備の設置と自然環境等の保全との調和に関する条例，2017年7月1日施行。  
<https://www.city.shima.mie.jp/ikkrwebBrowse/material/files/group/23/saiseikanouenejourei.pdf>
- [132] 静岡県伊豆市，伊豆市自然環境等と再生可能エネルギー発電事業との調和に関する条例，2018年10月1日。  
[http://www.city.izu.shizuoka.jp/media/01060202\\_pdf\\_201875\\_rad2841C.pdf](http://www.city.izu.shizuoka.jp/media/01060202_pdf_201875_rad2841C.pdf)
- [133] 兵庫県，太陽光発電施設等と地域環境との調和に関する条例，2018年10月29日改正。  
<https://web.pref.hyogo.lg.jp/ks29/taiyoukoujourei.html>
- [134] 日本経済新聞，伊東のメガソーラー，FIT法違反で改善命令 経産省，2019年1月17日記事。
- [135] 国土交通省，河川空間の占用，第2回 資源としての河川利用の高度化に関する検討会 資料2，2015。  
[http://www.mlit.go.jp/river/shinngikai\\_blog/shigenkentou/dai02/pdf/s02.pdf](http://www.mlit.go.jp/river/shinngikai_blog/shigenkentou/dai02/pdf/s02.pdf)
- [136] 神戸新聞，豪雨で太陽光パネル崩落 住民ら不安の声，2018年7月13日記事  
<https://www.kobe-np.co.jp/news/himeji/201807/0011442893.shtml>
- [137] 神戸新聞，豪雨で太陽光パネル崩れ落ち 山陽新幹線が一時運行見合わせ，2018年7月11日記事  
<https://www.kobe-np.co.jp/news/sougou/201807/0011436826.shtml>
- [138] 農林水産省 Web サイト，農業振興地域制度の概要。  
[http://www.maff.go.jp/j/nousin/noukei/totiriyo/t\\_sinko/sinko\\_01.html](http://www.maff.go.jp/j/nousin/noukei/totiriyo/t_sinko/sinko_01.html)
- [139] 農林水産省，国土交通省，海岸保全区域等における風力発電施設設置許可に関する運用指針，2011。  
<http://www.mlit.go.jp/common/000148718.pdf>
- [140] 国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構，環境アセスメント迅速化手法のガイド ―前倒環境調査の方法論を中心に―，2018。  
<https://www.nedo.go.jp/content/100876632.pdf>



- [141]環境省 Web サイト, 自然環境保全法の運用について.  
<http://www.env.go.jp/hourei/18/000139.html>
- [142]山形県, 自然公園の区域内における風力発電施設の設置状況, 2015.  
<https://www.pref.yamagata.jp/ou/kankyoenergy/050015/kikaku/kankyo-singikai/H23-goudoubukai/sankou2.pdf>
- [143]国土交通省 Web サイト, 国土数値情報 ダウンロードサービス  
<http://nlftp.mlit.go.jp/ksj/>
- [144]環境省自然環境局生物多様性センターWeb サイト, 自然環境調査 Web-GIS.  
[http://gis.biodic.go.jp/webgis/?\\_ga=2.264724559.1124834405.1546582750-479226660.1546326215](http://gis.biodic.go.jp/webgis/?_ga=2.264724559.1124834405.1546582750-479226660.1546326215)
- [145]環境省, 風況マップ (全国)  
<http://www.env.go.jp/earth/ondanka/windmap/>.
- [146]国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構, 風力発電導入ガイドブック (2008年2月改定第9版), 2008.
- [147]P.Denholm, M.Hand, M.Jackson, S.Ong, Land-use requirements of modern wind power plants in the United states, National Renewable Energy Laboratory, Technical Report, NREL/TP-6A2-45834, 2009.  
<https://www.nrel.gov/docs/fy09osti/45834.pdf>
- [148]国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構, 日射量データ閲覧システムウェブサイト.  
<http://app0.infoc.nedo.go.jp/>
- [149]島陰豊成, 工藤満, 小西博雄, 宮田博昭, 伊藤雅一, 植田譲, 大規模太陽光発電システム実証研究 ―系統安定化技術および各種太陽電池モジュール特性評価について―, 社会経済研究, 2011, no.59, p.37-46.
- [150]Wind-turbin-models.com, Web サイト  
<https://en.wind-turbine-models.com/turbines/248-vestas-v90-gridstreamer>
- [151]国立研究開発法人新エネルギー産業技術総合開発機構 Web サイト, ワイブル定数についての補足 (NEDO 風況精査マニュアルより).  
<http://app8.infoc.nedo.go.jp/nedo/Weibull.pdf>
- [152]経済産業省 資源エネルギー庁 調達価格等算定委員会, 平成 31 年度以降の調達価格等に関する意見.  
[https://www.meti.go.jp/shingikai/santeii/pdf/20190109001\\_01.pdf](https://www.meti.go.jp/shingikai/santeii/pdf/20190109001_01.pdf)

# 業績リスト

## 学術論文（査読付き）

- J1. Hideaki Obane, Yu Nagai, Kenji Asano, “Assessing land use and potential conflict in solar and onshore wind energy in Japan”, *Renewable Energy*, Vol 160, 2020, pp.842-851.
- J2. Hideaki Obane and Keiichi Okajima, “Extracting issues significant to valuing electricity from small photovoltaic systems using quantitative content analysis”, *The Electricity Journal*, Vol.32, Issue.10, 2019, pp.1-6.
- J3. Hideaki Obane, “Forecasting Photovoltaic and Wind Energy Capital Cost in Japan: A Bayesian Approach”, *Energy Procedia*, Vol 158, 2018, pp.3576-3582.
- J4. Hideaki Obane, Keiichi Okajima, Takashi Oozeki, Takafumi Ishii, “PV System with Reconnection to Improve Output under Non-uniform Illumination”, *IEEE, Journal of Photovoltaics*, Vol.2, Issue.3, 2012, pp.341-347.

## 国際会議論文（査読付）

- I1. Hideaki Obane, Keiichi Okajima, Takashi Oozeki, Takao Yamada, Takafumi Ishii, *Minimizing Mismatch Loss in BIPV by Reconnection*, 37th IEEE Photovoltaic Specialist Conference, July 19 -24, 2011.

## 国内会議論文（査読無し）

- D1. 岡島敬一, 尾羽秀晃, 大関崇, 「K-means 法を用いたモジュール出力クラスタリングの基礎的検討」, 太陽／風力エネルギー講演論文集, 日本太陽エネルギー学会, 2012, pp.159-162
- D2. 尾羽秀晃, 岡島敬一, 大関崇, 石井隆文, 「太陽光発電システムのミスマッチ損失評価および切り替えシステムの検討」, 電気学会全国大会講演論文集, 2012, pp.51-52
- D3. 尾羽秀晃, 岡島敬一, 大関崇, 山田隆夫, 石井隆文, 「モジュール発電特性のばらつきを考慮した配線切り替えの有効性」, 太陽/風力エネルギー論文講演集, 2011, pp.45-48
- D4. 尾羽秀晃, 岡島敬一, 大関崇, 山田隆夫, 土井卓也, 石井隆文, 「配線切り替えによるビル壁面太陽光発電システムのミスマッチ損失削減効果の検討」, 太陽／風力エネルギー論文講演集, 2010, pp.569-572
- D5. 尾羽秀晃, 岡島敬一, 大関崇, 加藤和彦, 山田隆夫, 土井卓也, 「自動最適化太陽光発電システムによるミスマッチ損失の低減効果の基礎的検討」, 太陽/風力エネルギー論文講演集, 2010, pp.140-141

# Appendix

# Appendix A

本付録では、第3章で行った計量テキスト分析における、入力データの詳細を表A-1に示す。

表 A-1 計量テキスト分析の入力データ

州	年	ステークホルダー名	ステークホルダー種類	提案内容(冒頭 80 字)
VIC	2014	AGL	Retailer	Draft Decision on Minimum electricity feed-in tariffs for application from 1 Jan
VIC	2014	Alinta Energy	Retailer	Alinta Energy Retail Sales Pty Ltd (Alinta Energy) welcomes the opportunity to c
VIC	2014	CEC	Third party	The ESC has proposed a feed-in tariff (FiT) that potentially has different rates
VIC	2014	David Sparks	Indivisual	During 2012 the Victorian Competition & Efficiency Commission (VCEC) conducted a
VIC	2014	Energy Australia	Retailer	1. Timetable and consultation The legislation requires the Victorian minimum fee
VIC	2014	ERAA	Retailer	Dear Mr Cefai,RE: Minimum Electricity Feed-in Tariffs: For application from 1 Ja
VIC	2014	Esaa	Third party	The Energy Supply Association of Australia (esaa) welcomes the opportunity tomak
VIC	2014	Origin Energy	Retailer	Minimum Electricity Feed-in Tariffs - Draft DecisionOrigin Energy (Origin) welco
VIC	2014	Trevor Bergman	Indivisual	Retailers must be required to pay a feed-in tariff to customers who are also Sma
VIC	2015	AGL	Retailer	AGL welcomes the opportunity to comment on the Essential Services Commission of
VIC	2015	Angela Mclean	Indivisual	I am just writing in to express my disappointment in the slowly diminishing Mini
VIC	2015	Alternative Technology Association	Third party	The Alternative Technology Association (ATA) welcomes the opportunity to provide
VIC	2015	CEC	Third party	The Essential Services Commission (ESC) has highlighted the Victorian Government
VIC	2015	Dunstan Girton	Indivisual	As we have asked before about the daily supply charge to consumers who haveSolar
VIC	2015	ERAA	Retailer	The Energy Retailers Association of Australia (ERAA) welcomes the opportunity to
VIC	2015	John Bolton	Indivisual	In regards to your proposal to reduce the feed-in tariff in 2015 I mostthoroughl
VIC	2015	Nick Legge	Indivisual	For the ESC's "fair and reasonable" criterion to be satisfied it would seem impo
VIC	2015	Origin Energy	Retailer	Energy (Origin) welcomes this opportunity to respond to the Essential Service Co
VIC	2016	AGL	Retailer	AGL welcomes the opportunity to comment on the Essential Services Commission of
VIC	2016	Brian E Krahnert	Indivisual	I. The Executive Summary lists two of the factors that are relevant tothe value
VIC	2016	Burzin Bhavnagri	Indivisual	The Essential Services Commission (ESC) has invited comments on its draft decisi
VIC	2016	Christine Kennedy	Indivisual	It is with great disappointment I read that the F-I T (Feed-in Tariff) is to be
VIC	2016	Clive Amery	Indivisual	I recently became a small renewal energy generator. I made this investment in No
VIC	2016	Dary J Tuckerl	Indivisual	First let me thank the Commission for the opportunity to comment on the" Draft D
VIC	2016	Eddie Williamson	Indivisual	My name is Eddie Williamson. I have read the draft and found it to be faulty in
VIC	2016	ERAA	Retailer	The Energy Retailers Association of Australia (ERAA) welcomes the opportunity to

VIC	2016	Gary Baker	Individual	It is amazing that solar power is worth so little. Last I recalled it is a renew
VIC	2016	John Wilson	Individual	The Wholesale Electricity Spot Price predicts an increase of 60 + Mwh peak for 2
VIC	2016	Loris E. Wood	Individual	It is with great concern I write to register my objection to your forthcoming de
VIC	2016	Melbourne Energy Institute	Third party	The Melbourne Energy Institute (Institute) welcomes the opportunity to provide c
VIC	2016	Northern Alliance for Greenhouse Action	Third party	On behalf of the Northern Alliance for Greenhouse Action (NAGA), I am writing to
VIC	2016	Origin Energy	Retailer	Origin Energy (Origin) welcomes this opportunity to respond to the Essential Ser
VIC	2016	Peter Roberts	Individual	Perhaps I am not as intelligent as most, but the formula used to determine previ
VIC	2016	Phillip Reynold	Individual	There is a large gap between the 5c/kWh feed in tariff and the current retail pr
VIC	2016	Rod Williams	Individual	I make this submission on my own behalf as a domestic electricity customer and a
VIC	2016	William A Lahn	Individual	I. The Executive Summary lists two of the factors that are relevant to the value
NSW	2011	AGL	Retailer	AGL Energy welcomes the opportunity to comment on the Independent Pricing and Re
NSW	2011	Australian PV Association	PV association	The APVA recommends that photovoltaic (PV) electricity fed into the distribution
NSW	2011	Australian Solar Round Table	PV association	Achieving a “fair and reasonable” value is about recognizing the value provided
NSW	2011	Beyond Zero Emissions	Third party	Solar Photovoltaic Electricity being injected into the grid at point of use. At
NSW	2011	C Blanch	Individual	My name is Craig Blanch and in April when my family purchased our new home we ma
NSW	2011	Clean Energy Council	Third party	The NSW Solar Bonus Scheme provided strong support for the uptake of small scale
NSW	2011	CSPA	Third party	There is a strong misconception that the beneficiaries of the NSW solar feed-in
NSW	2011	ERAA	Retailer	Setting a fair and reasonable value for electricity generated by small-scale sol
NSW	2011	ESAA	Retailer	The Energy Supply Association of Australia (esaa) welcomes the opportunity to ma
NSW	2011	Essential Energy	Retailer	Essential Energy is pleased to provide a response to the Independent Pricing and
NSW	2011	Energy & Water Ombudsman	Third party	The NSW Solar Bonus Scheme resulted in a high volume of customer complaints to E
NSW	2011	G Bulley	Individual	I would like to comment on the second task of IPARTs terms of reference relating
NSW	2011	G Wardurton	Individual	I purchased a 1KW system in late 2009 with a 2KW inverter. My intention was to u
NSW	2011	I Brimblecombe	Individual	On page 52 of the draft is a graph that shows the average spot prices for the la
NSW	2011	J Cooper	Individual	1. The feed in tariff should be uniform no matter when the system was installed
NSW	2011	J Stone	Individual	Please consider the following submission on the Issues Paper for Solar Feed-in-T
NSW	2011	Lake Macquarie City Council	Third party	Lake Macquarie City Council wishes to submit the following for the consideration
NSW	2011	M lang	Individual	Net metering has fine details that can have a significant impact on the outcome
NSW	2011	No name	Individual	1. A Fair Price for the Retailer To arrive at a fair price for the retailer, all
NSW	2011	Origin Energy	Retailer	As an electricity retailer and installer of solar PV systems, Origin has followe
NSW	2011	P Collinson	Individual	I wish to submit my views on the recent debacle about solar tariffs. Yesterday 2
NSW	2011	P Sefton	Individual	I would like to make the following brief comments in regard to the recommending
NSW	2011	P Snepvanger	Individual	I would like to raise some issues regarding the pricing aspect paid to the solar
NSW	2011	PIAC	Third party	The Public Interest Advocacy Centre (PIAC) welcomes the opportunity to provide c

NSW	2011	R Heal	Indivisual	(1) The figure 4.4 is very obscure and probably wrongly labelled. If a 5 kW sola
NSW	2011	Self Sufficiency Supplies Pty	Third party	1. It is important that IPART use realistic examples in their modelling to truly
NSW	2011	Sunpower	PV association	6.1 Recommendations 1 It is recommended that the provision of a FiT becomes a ma
NSW	2011	Sustainable Energy	Third party	The Sustainable Energy Association of Australia (SEA) supports the payment of a
NSW	2011	T Allen	Indivisual	3 Are there any other indirect financial gains to retailers as a result of their
NSW	2011	TRU Energy	Retailer	In 2009 the NSW Premier signed the updated Australian Energy Market Agreement (A
NSW	2011	Union Fensoa Wind Australia	Third party	The avoided losses in distribution and transmission from solar PV systems in NSW
NSW	2013	Ajay Tan	Indivisual	I believe, the residents that contribute to Greener energy should atleast be giv
NSW	2013	Anonymous2	Indivisual	We invested \$10,000 in a 4.8kw solar back to grid system last year. We did so wh
NSW	2013	Anonymous3	Indivisual	Submission: My submission relates to the proposed feed-in tariff range to be set
NSW	2013	Anonymous4	Indivisual	It is my strong belief that feed-in tariffs for electricity generated solely for
NSW	2013	Anonymous	Indivisual	TSince the end of the Solar Bonus Scheme in NSW more than 42,000 new solar PV sy
NSW	2013	SEIA	PV association	Thank you for the opportunity to provide a response to your considera
NSW	2013	Craig Blanch	Indivisual	Supporters of the Campaign For A 1 For 1 Solar Feed-In Tariff for NSW have joine
NSW	2013	Alternative Technology Association	Third party	1.0 Introduction The Alternative Technology Association (ATA) welcomes the oppo
NSW	2013	Clean Energy Council	Third party	The New South Wales approach of not regulating minimum feed in tariffs payments
NSW	2013	Energy Retailers Association of Australia	Retailer	The Energy Retailers Association of Australia (ERAA) welcomes the opportunity to
NSW	2013	Geoff Tosio	Indivisual	To whom it may concern, Thanks for allowing public submissions on this topic, i
NSW	2013	Jacqui Swindale	Indivisual	I am writing to express my concerns of the solar feed-in tariff not being a viab
NSW	2013	John McMahon	Indivisual	I had two 1.5 kw PV systems installed in June 2011 @ \$7800 each, anticipating se
NSW	2013	Kenneth McIve	Indivisual	Availability charge is a contrived way for power suppliers to have their hand in
NSW	2013	Energy Australia	Retailer	The NSW Minister for Resources and Energy has set a Terms of Reference for IPART
NSW	2013	Nowl Baron	Indivisual	1. Terms of Reference "The Premier of New South Wales has asked IPART to underta
NSW	2013	Raymond Murphy	Indivisual	As one of many thousands of NSW householders who have installed solar generators
NSW	2013	Sarah James	Indivisual	We have recently installed solar panels for our own private residential use. The
NSW	2013	Sean Grady	Indivisual	I currently have solar with a feed in tariff from the government. But when it en
NSW	2013	Stephen Wyatt	Indivisual	Submission: Thank you for reviewing what seems to me an extremely unfair and env
NSW	2014	AGL	Retailer	AGL supports IPART's view that the competitive market is the best way to deliver
NSW	2014	Clean Energy Council	Third party	Clean Energy Council submission to IPART Draft Report on solar feed-in tariffs E
NSW	2014	EnergyAustralia	Retailer	EnergyAustralia welcomes the opportunity to comment on Independent Pricing and R
NSW	2014	Ian Russell	Indivisual	I am a solar panel owner and a member (but not a representative) of Solar Citize
NSW	2014	Origin Energy	Retailer	Origin Energy (Origin) welcomes this opportunity to respond to the Tribunal's dr
NSW	2014	Peter Chard	Indivisual	Submission: At present my feed-in tariff with AGL is 8c per unit. The wholesaler

NSW	2014	Peter Graham	Individual	Submission: On your own website you state that feed-in tariff is lower than the
NSW	2014	Public Interest Advocacy Centre	Third party	The Public Interest Advocacy Centre (PIAC) is an independent, non-profit law and
NSW	2014	AGL	Retailer	Estimating the wholesale market value The method of estimating the wholesale mar
NSW	2014	Bellingen Solar	PV association	same electricity to that customers neighbour, but then charge full price for tha
NSW	2014	Campaign For A 1	Third party	Supporters of the Campaign For A 1 For 1 Solar Feed-In Tariff for NSW have joine
NSW	2014	Clean Energy Council	Third party	Executive Summary The New South Wales approach to feed-in tariffs does not suppo
NSW	2014	Energy Retailers Association of Australia	Retailer	The Energy Retailers Association of Australia (ERAA) welcomes the opportunity to
NSW	2014	EnergyAustralia	Retailer	The NSW Minister for Resources and Energy has set a Terms of Reference for IPART
NSW	2014	Solar Citizens	PV association	Solar Citizens is a non-profit, non-partisan community organisation representing
NSW	2014	Solar Energy Industries Association	PV association	1. The Terms of Reference as outlined in the issues paper limit meaningful input
NSW	2015	AGL	Retailer	AGL welcomes the opportunity to comment on IPART's Solar feed-in tariffs – The s
NSW	2015	ECC NSW	Third party	The Ethnic Communities Council of NSW (ECC NSW) and the Federation of Ethnic Com
NSW	2015	ERAA	Third party	The Energy Retailers Association of Australia (ERAA) welcomes the opportunity to
NSW	2015	Ifeanna Tooth	Individual	I would like to object to parts of the draft IPART 2015-16 Review of Solar feed
NSW	2015	Nino Santone	Individual	Submission: The draft findings are an absolute farce and totally ignore the bulk
NSW	2015	Nino Santone	Individual	Submission: The fact sheet explanation of why the feed-in tariff does not equal
NSW	2015	Origin Energy	Retailer	Origin Energy (Origin) welcomes this opportunity to respond to the Independent P
NSW	2015	Public Interest Advocacy Centre	Third party	The Public Interest Advocacy Centre (PIAC) is an independent, non-profit law and
NSW	2015	Raymond Murphy	Third party	Whilst searching your web site for details on another review, I accidentally came
NSW	2015	AGL	Retailer	Solar Feed-in Tariffs (FiT) Issues Paper – June 2015 AGL Energy welcomes the opp
NSW	2015	Anonymous 1	Individual	Submission: Solar feed in tariffs need to be a calculated as a percentage of the
NSW	2015	Anonymous 2	Individual	Submission: It has been my opinion that during summer , areas in Sydney experien
NSW	2015	Anonymous 3	Individual	Submission: My husband and I are not interested in making money out of the feed-
NSW	2015	Chirsitian Tayler	Individual	Submission: I find it hard to believe that people feeding in renewable electrici
NSW	2015	Duncan Leadbitter	Individual	Submission: I took up the opportunity to put both photovoltaics and solar hot wa
NSW	2015	Gayle Russell	Individual	In producing electricity from my solar panels during daylight hours and particul
NSW	2015	Ian Naylor	Individual	Submission: My PV system is currently configured as a gross system. I understand
NSW	2015	Jeanne Rasmussen	Individual	Submission: I have read the explanation for the low value of tariffs for solar e
NSW	2015	Mark Hessen	Individual	Submission: Dear NSW IPART I have just stumbled across the fact that there is a
NSW	2015	Micheal Vocstermans	Individual	Situation: Owner-occupier with 4Kw PV in Western Sydney receiving \$0.60 gross-me
NSW	2015	Mrs H Whitehouse	Individual	Submission: I think that the rebate should be equal to the amount we pay per k a
NSW	2015	Origin Energy	Retailer	Origin Energy (Origin) welcomes this opportunity to respond to the Independent P

NSW	2015	Paul Edney	Individual	As a home owner with Solar Power fitted, I feel there is a imbalance between the
NSW	2015	Peter Maslen	Individual	Submission: the main issue that needs to be addressed is for all sources of powe
NSW	2015	Southern Sydney Regional Organisation	Third party	The Southern Sydney Regional Organisation of Councils (SSROC) is an association
NSW	2015	Thomas BAIRD	Individual	Submission: On 04.05.2011 I installed a 3.5kw solar system due to ridicules esca
QLD	2012	A Wilson	Individual	Queenslanders should be receiving at least the rate for supplying solar to the g
QLD	2012	AGL	Retailer	AGL agrees with the Authority's conclusion that the value paid to a customer by
QLD	2012	Clearn Energy Council	Third party	Executive Summary The Clean Energy Council (CEC) welcomes the decisions by the Q
QLD	2012	EnergyAustralia	Retailer	EnergyAustralia welcomes the opportunity to provide further comments on the Quee
QLD	2012	Energy Supply Association of Australia	Third party	The Energy Supply Association of Australia (esaa) welcomes the opportunity to ma
QLD	2012	G Bell	Individual	I am concerned about some of the statements, data and opinions published in the
QLD	2012	H Paul	Individual	I'm a CEC qualified installer/designer and have been working full time in the in
QLD	2012	National Generators Forum	Third party	This letter is in response to the Draft Report prepared by the QCA on "Estimatin
QLD	2012	AGL	Retailer	Origin Energy (Origin) welcomes this opportunity to respond to the Queensland Co
QLD	2012	QCOSS	Third party	representative body for the community services industry. We represent approximat
QLD	2012	Queensland Consumers	Third party	The Association remains critical of the decision to introduce a scheme with a gu
QLD	2012	Springers Solar	PV association	The feed in tariff costs to the distributor do not take into account the overall
QLD	2012	T Miles	Individual	I would like to make a submission in regard to your draft report on "Estimating
QLD	2012	AGL	Retailer	AGL welcomes the opportunity to comment on the Queensland Competition Authority
QLD	2012	Alternative Atechnologies Association	Third party	The Alternative Technology Association (ATA) welcomes the opportunity to provide
QLD	2012	Australian PV Association	PV association	QCA's Issues Paper on 'Estimating a Fair and Reasonable Solar Feed-in Tariff for
QLD	2012	Australian Solar Council	PV association	Thank you for the opportunity to respond to the Queensland Competition Authority
QLD	2012	B Bartlett	Individual	The following analysis and suggestions for future support of fair and reasonable
QLD	2012	Clean Energy Council	Third party	Executive Summary The Issues Paper has raised a question of fundamental importan
QLD	2012	D Maddock	Individual	I wish to also mention that fair and reasonable should apply to consumers who ow
QLD	2012	D Rogers	Individual	1. The Solar Bonus Scheme (SBS), introduced in 2008, has been very successful in
QLD	2012	Energy Retailers Association of Australia	Retailer	The Energy Retailers Association of Australia (ERAA) welcomes the opportunity to
QLD	2012	Energy Supply Association of Australia	Retailer	The Energy Supply Association of Australia (esaa) welcomes the opportunity to ma
QLD	2012	ErgonEnergy	Retailer	Ergon Energy Corporation Limited (EECL) and Ergon Energy Queensland Pty Ltd (EEQ
QLD	2012	F&J Cipriani	Individual	Queensland's new state government has put forward a proposal that will startle h
QLD	2012	G Sanders	Individual	bringing it back to its intent, to HELP people get into solar, and puts those wh
QLD	2012	I Brimblecombe	Individual	The COAG first National Principle contains some very important aspects that need
QLD	2012	Infinity Solar	PV association	Infinity Solar understands that the current issue paper refers to residential sm



QLD	2012	K Smith	Indivisual	Submission regarding the issues paper "Estimating a Fair and Reasonable Solar Fe
QLD	2012	L&S Jones	Indivisual	Queensland's new state government has put forward a proposal that will startle h
QLD	2012	Origin Energy	Indivisual	Origin agrees that the term fair and reasonable should be interpreted as a subsi
QLD	2012	PG Atherton	Indivisual	I am concerned about the impact of home solar power installations on the cost of
QLD	2012	QCOSS	Third party	The Queensland Council of Social Service (QCOSS) is the peak body for over 500 w
QLD	2012	QCA	Third party	We welcome the Government's decision to require QCA to investigate and report on
QLD	2012	R&G Hussey	Indivisual	We have just recently (July 2012) installed a 5Kw PV system, designed and sized
QLD	2012	RJ Campbell	Indivisual	Estimating a Fair and reasonable Solar Feed in Tariff for Queensland. Background
QLD	2012	S Beames	Indivisual	Existing tax-payers that have made the significant personal investments in Solar
QLD	2012	S Muneshi	Indivisual	Defining fair and reasonable In establishing a fair and reasonable value for ene
QLD	2012	S Rovertson	Indivisual	I am a relatively small consumer of electricity retailed by Energex. I chose sev
QLD	2012	Solar Business Council	PV association	Over the last few years more than \$7 Billion has been invested in more than a mi
QLD	2012	Solar Energy Industries Association	PV association	SEIA is a body representing installers and small to medium businesses in the sol
QLD	2012	Suntech Power Australia	PV association	Thank you for the opportunity to submit comments in relation to the Estimating a
QLD	2012	SunWiz Consulting	PV association	The term 'fair and reasonable' should be interpreted as "the benefit created by
QLD	2012	T Berrill	Indivisual	I am an engineer who has worked in the field of renewable energy and energy effi
QLD	2012	T Miles	Indivisual	I would like to make a submission in regard to your discussion paper on "Estimat
QLD	2012	The Solar Guys	PV association	Our company was founded thirty years ago by my father selling solar hot water sy
QLD	2012	TRU Energy	Retailer	We understand the arguments made in the Paper for the more equitable distributio
SA	2011	AGL	Retailer	As AGL has previously advised the Commission, AGL currently offers solar custome
SA	2011	Australian PV Association	PV association	ESCoSA has been asked to determine the Feed in Tariff Premium to apply to PV gen
SA	2011	Australian Solar Round Table	PV association	ESCOSA's draft report represents a rational approach to understanding the value
SA	2011	Clean Energy Council	Third party	The Clean Energy Council has been actively involved in the premium feed-in tarif
SA	2011	Indivisual 1	Indivisual	Suggest that section 3.1.1. should be rewritten, its confusing. Most PV owners h
SA	2011	Indivisual 2	Indivisual	I would like to express my disappointment with the Draft Price Determination rep
SA	2011	Origin Energy	Retailer	Origin Energy Limited (Origin) welcomes this opportunity to comment on the Commi
SA	2011	Tindo Solar	PV association	Tindo Pty Ltd (Tindo) is a solar panel manufacturer based in Technology Park, Ma
SA	2011	TRU Energy	Retailer	TRUenergy welcomes this opportunity to provide comments on "2011 Determination o
SA	2011	AGL	Retailer	AGL Energy welcomes the opportunity to comment on the Essential Services Commiss
SA	2011	Australian Democrats	Indivisual	with the opening question: "What is the most appropriate method to calculate the
SA	2011	Cleam Energy Council	Third party	The Clean Energy Council (CEC) is the peak national body representing Australia'
SA	2011	COTA	Third party	COTA SA welcomes the opportunity to provide comment on the Determination of Sola
SA	2011	ERAA	Retailer	The Energy Retailers Association of Australia (ERAA) welcomes the opportunity to
SA	2011	ESAA	Retailer	The Energy Supply Association of Australia (esaa) welcomes the opportunity to ma

SA	2011	Individual 1	Individual	Introduction When I first heard of the Feed-in Tariff Scheme I was convinced tha
SA	2011	Individual	Individual	I've been told that you are the person handling submissions from the public re E
SA	2011	Origin Energy	Retailer	Origin Energy Retail Limited (Origin) welcomes this opportunity to comment on th
SA	2011	Simply Energy	Retailer	Our comments focus on the following issues: · ESCOSA's approach: ESCOSA should r
SA	2011	St Kitts	Individual	Please accept this email as a submission to your Discussion Paper. The determina
SA	2011	TRU Energy	Retailer	TRUenergy welcomes this opportunity to provide comments on "Determination of Sol
SA	2014	AGL	Retailer	Retailer feed-in tariff – Draft Price Determination 2013 AGL Energy welcomes the
SA	2014	Business SA	Third party	Business SA continues to support the solar industry in South Australia but as Go
SA	2014	Clearn Energy Council	Third party	The Clean Energy Council welcomes the opportunity to respond to the Essential Se
SA	2014	EnergyAustralia	Retailer	Response to the Retailer Feed-In Tariff: Draft Price Determination Statement of
SA	2014	Individual 1	Individual	The only way that South Australian's will be guaranteed to get a fair price for
SA	2014	Individual 2	Individual	I don't know the Real & Technical details of the solar feed in tariff; however,
SA	2014	Navitus Solar	PV association	Introduction The Essential Services Commission of South Australia (Commission) i
SA	2014	Origin Energy	Retailer	Origin Energy welcomes this opportunity to respond to the Commission's draft pri
SA	2014	SACOSS	Third party	Thank you for the opportunity to comment on the Draft Price Determination. As th
SA	2014	AGL	Retailer	2013 Determination of solar feed-in tariff premium – Draft Determination AGL Ene
SA	2014	Alienta Energy	Retailer	Alinta Energy welcomes the opportunity to comment on the Essential Services Comm
SA	2014	AuSES	PV association	This submission is sent on behalf of the SA Branch of the Australian Solar Energ
SA	2014	Business SA	Third party	I write to you in relation to the review of the future regulation of South Austr
SA	2014	Clean Energy Council	Third party	Why continued regulation of feed-in tariffs is important The Review of Solar Fee
SA	2014	Conservation Council SA	Third party	Dear Con, Thank you for the opportunity to comment on the review of the solar fe
SA	2014	EnergyAustralia	Retailer	EnergyAustralia recently made a submission to the last review of the solar FiT p
SA	2014	ERAA	Retailer	The Energy Retailers Association of Australia (ERAA) welcomes the opportunity to
SA	2014	ESAA	Retailer	The Energy Supply Association of Australia (esaa) welcomes the opportunity to ma
SA	2014	Individual	Individual	I want the South Australian Government to ensure a fair price for the power sola
SA	2014	Individual	Individual	South Australia has had the biggest percentage of take up of solar PV systems in
SA	2014	Individual	Individual	I write as an individual with a grid connected solar power system in response to
SA	2014	Individual	Individual	I am not opposed to the phasing out of taxpayer-sponsored solar feed-in tariffs.
SA	2014	Individual	Individual	Please note in your review that 1. Solar panel owners like myself send excess ge
SA	2014	Individual	Individual	Overview With the recent high uptake in residential solar in South Australia I c
SA	2014	Individual	Individual	I write in regard to the review of the solar feed in tariff premium. What is the
SA	2014	Individual	Individual	I am a private individual researching the power needs of a typical home, incorpo
SA	2014	Individual	Individual	Comment I am not sure why you are bothering to consider whether to deregulate th
SA	2014	Individual	Individual	I want the South Australian Government to ensure a fair price for the power sola

SA	2014	Lumo Energy	Retailer	Lumo Energy is grateful for the opportunity to make a submission to the Essentialia
SA	2014	Mike Parnell MLC	Individual	As the mover of the amendment in Parliament that ultimately resulted in the prov
SA	2014	Origin Energy	Retailer	Origin Energy (Origin) welcomes this opportunity to respond to the Commission's
SA	2014	SACOSS	Third party	SACOSS acknowledges the significant role of rooftop solar power systems in the S
SA	2014	Solar Citizen	Individual	Please find attached: 1,420 submissions to the Review of the Solar Feed-in Tariff
SA	2014	Tindo Solar	PV association	Tindo Solar calls on ESCOSA to continue to offer protection for solar consumers.
SA	2014	ZEN Energy	Third party	ZEN Energy Systems response to the deregulation of FiT Premium in South Australi
SA	2015	AGL	Retailer	AGL Energy welcomes the opportunity to comment on the Essential Services Commiss
SA	2015	A Kanck	Individual	"The Commission's primary objective is the protection of the long-term interests
SA	2015	Business SA	PV association	Business SA's continued support for the renewable energy sector, including solar
SA	2015	ERAA	Retailer	The Energy Retailers Association of Australia (ERAA) welcomes the opportunity to
SA	2015	ESAA	Retailer	The Energy Supply Association of Australia (esaa) welcomes the opportunity to ma
SA	2015	I Bannon	Individual	Newspaper articles promoting the installation of Solar Panels have kept saying E
SA	2015	Origin Energy	Retailer	Effective competition in the market for R-FIT Origin believes that the South Aus
SA	2015	P Kentwell	Individual	My submission on the proposed minimum R-FiT for 2015-2016 is as follows: The exp
SA	2015	R Kewis	Individual	I read with interest the "proposed retailer feed-in tariff 2015-16. Sir, i belie
SA	2015	Simply Energy	Retailer	Thank you for the opportunity to respond to the Draft Price Determination statem
SA	2015	T Douglas	Individual	I would like to make a comment on your current proposal to reduce the R-FiT for
SA	2016	Simply Energy	Retailer	Simply Energy does not support regulated prices in competitive energy retail mar
SA	2017	AGL	Retailer	AGL Energy welcomes the opportunity to comment on the Essential Services Commiss
SA	2017	AGN	Third party	Australian Gas Networks Limited (AGN) welcomes the opportunity to make a submiss
SA	2017	Backroad	Individual	We submit that the ESCoSA draft proposal to cease setting the minimum Retailer F
SA	2017	Business SA	Third party	Business SA supports ESCOSA's draft decision to abolish South Australia's RFiT o
SA	2017	Clean Energy Council	Third party	Why continued regulation of feed-in tariffs is important The Retailer feed-in ta
SA	2017	Energy Australia	Retailer	EnergyAustralia welcomes the opportunity to comment on the South Australia elect
SA	2017	Energy Council	Third party	The Australian Energy Council (the Energy Council) welcomes the opportunity to m
SA	2017	EWOSA	Third party	The Energy and Water Ombudsman (SA) Limited ("EWOSA") welcomes the opportunity t
SA	2017	redenergy	Retailer	Red Energy (Red) and Lumo Energy (Lumo) welcome the opportunity to make a submis
SA	2017	Origin Energy	Retailer	Origin welcomes the opportunity to respond to the Essential Services Commission
SA	2017	Solar Citizens	PV association	SOLAR CITIZENS Solar Citizens is an independent, community-based organization th
SA	2017	Tindo Solar	PV association	TINDO BACKGROUND Tindo Pty Ltd (Tindo) is an advanced manufacturer of premium ph
SA	2017	AGL	Retailer	Electricity retailer feed-in tariff – review of regulatory arrangements AGL Ener
SA	2017	APA	Third party	APA recommends that the Commission: Amends the current FIT scheme to be broadene
SA	2017	Australian Gas	Third party	Australian Gas Networks Limited (AGN) is one of Australia's largest natural gas

SA	2017	Business SA	Third party	Business SA acknowledges ESCOSA's evidence of adequate competition amongst retail
SA	2017	Energy Council	Third party	The Australian Energy Council (the Energy Council) welcomes the opportunity to m
SA	2017	EnergyAustralia	Retailer	Electricity retailer feed-in tariff: Review of regulatory arrangements EnergyAus
SA	2017	EWOSA	Third party	The Energy and Water Ombudsman (SA) Limited ("EWOSA") welcomes the opportunity t
SA	2017	Gcolangelo	Indivisual	I would like to express my opinion regarding solar feed in tariff, I would like
SA	2017	J Magoch	Indivisual	I do, in fact receive information from Escosa on all the reviews and information
SA	2017	L Maslin	Indivisual	People keep saying to install solar panels if you can afford them to offset the
SA	2017	Origin Energy	Retailer	Origin welcomes the opportunity to respond to the Essential Services Commission
SA	2017	S Robertson	Indivisual	Please accept this feedback with regard to the review of the RFit. Presently the
SA	2017	SACOSS	Third party	SACOSS is the peak body for the community services sector in South Australia, wi
SA	2017	Simply Energy	Retailer	PV consumers would be better served through publication of a non-mandatory bench

# Appendix B

本付録では、第4章で行ったベイジアン法による資本費の長期予測の入力データと、VBAによるプログラムコードを図B-1および図B-2に示す。

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L
1	非住宅用PV											
2	[万円/kW]	エネ庁	エネ庁	日A	松川	松川	IEA	BNEF	Agora	ETIP	Agora	Bayesian
3	事前ウェイト	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
4	2015	2.8	2.8	2.8	2.2	2.2	2.2	1.3	1.1	1.0	1.0	2.7
5	2016	2.8	2.8	2.6	2.2	2.1	2.1	1.1	1.1	1.0	1.0	2.7
6	2017	2.7	2.7	2.5	2.1	2.0	2.0	1.0	1.1	1.0	0.9	2.6
7	2020	2.5	2.4	2.0	1.8	1.6	1.6	0.9	1.0	0.8	0.8	2.3
8	2025	2.4	2.3	1.8	1.6	1.5	1.5	0.7	0.9	0.7	0.7	2.2
9	2030	2.3	2.2	1.8	1.5	1.3	1.3	0.6	0.8	0.6	0.6	2.1
10	2050				1.3	0.9			0.7			0.3
11	事後確率	0.561	0.800	0.754	0.684	0.872	0.866	0.789	0.985	0.896	0.066	
12	事後ウェイト	0.390	0.305	0.204	0.096	0.031	0.004	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
13	2030年合成予測値	2.1										

図B-1 入力データとして用いた各予測モデルの資本費の予測値とベイジアン法による出力 (B13セル)

	A	B	C	D	E
1	非住宅用PV				
2	区間最小	区間最大	合計数		
3	[万円/kW]	[万円/kW]	2015	2016	2017
4	0.0	0.1	1	0	10
5	0.1	0.2	1	0	15
6	0.2	0.3	2	1	22
7	0.3	0.4	4	1	32
8	0.4	0.5	7	3	45
9	0.5	0.6	12	5	63
10	0.6	0.7	19	8	88
11	0.7	0.8	32	14	119
12	0.8	0.9	51	24	160
13	0.9	1.0	81	40	212
14	1.0	1.1	125	64	276
15	1.1	1.2	188	100	354
16	1.2	1.3	276	153	447
17	1.3	1.4	398	228	557
18	1.4	1.5	561	331	683
19	1.5	1.6	774	470	825
20	1.6	1.7	1,044	651	982
21	1.7	1.8	1,378	878	1,151
22	1.8	1.9	1,779	1,156	1,329
23	1.9	2.0	2,247	1,484	1,513
24	2.0	2.1	2,776	1,858	1,895

図B-2 入力データとして用いた資本費の実績値 (ヒストグラム情報)

```

Sub Bayesian()

Dim cnt
Dim dist() As Double
Dim num() As Double
Dim dif() As Double
Dim P() As Double
Dim Pa() As Double

'有効モデル数のカウント
cnt = 0
col = 0

For i = 1 To 12
If Cells(9, i + 1) > 0 Then cnt = cnt + 1
Next i

For i = 1 To 70
If Worksheets("非住宅用 PV_コスト実績").Cells(3 + i, 3) >= 0 Then col = col + 1
Next i

ReDim dist(cnt)
ReDim num(cnt)
ReDim dif(cnt)
ReDim P(cnt)
ReDim Pa(cnt)

For i = 1 To cnt
dist(i) = 0
num(i) = 0
dif(i) = 0
P(i) = 0
Pa(i) = 0
Next

'モデルの比較(cnt - 1)
For k = 1 To (cnt - 1)

sum1 = 0
sum2 = 0

'2015年から2017年
For j = 1 To 3

For i = 1 To col

'対象区間最小・最大読み取り
Min = Val(Worksheets("非住宅用 PV_コスト実績").Cells(3 + i, 1).Value)
Max = Val(Worksheets("非住宅用 PV_コスト実績").Cells(3 + i, 2).Value)
n = Val(Worksheets("非住宅用 PV_コスト実績").Cells(3 + i, j + 2).Value)

'二つのモデル予測値が共に対象区間内にあった場合の処理
If Cells(3 + j, k + 1) >= Min And Cells(3 + j, k + 1) <= Max And Cells(3 + j, k + 2) >= Min And Cells(3 + j, k + 2) <= Max Then

sum1 = sum1 + n / 2
sum2 = sum2 + n / 2

'少なくとも一つのモデルが対象区間内でない場合の処理
Else

cent = (Max + Min) / 2
dif1 = Abs(Cells(3 + j, k + 1) - cent)
dif2 = Abs(Cells(3 + j, k + 2) - cent)

```

```

If dif1 < dif2 Then
sum1 = sum1 + n

ElseIf dif1 > dif2 Then
sum2 = sum2 + n

ElseIf dif1 = dif2 Then
sum1 = sum1 + n / 2
sum2 = sum2 + n / 2

End If

End If

Next i
Next j

sum1 = WorksheetFunction.Round(sum1, 0)
sum2 = WorksheetFunction.Round(sum2, 0)

'P の算出
a1 = Cells(3, k + 1)
a2 = Cells(3, k + 2)
t = sum1 + sum2

P(k) = (a1 + sum1) / (a1 + a2 + t)

Cells(11, 1 + k) = P(k)

Next k

'予測方法の優位性に対する主観確率
p1 = Cells(11, 2)
p2 = Cells(11, 3)
p3 = Cells(11, 4)
p4 = Cells(11, 5)
p5 = Cells(11, 6)
p6 = Cells(11, 7)
p7 = Cells(11, 8)
p8 = Cells(11, 9)
p9 = Cells(11, 10)

'(1-P)/P の計算
p_1 = (1 - p1) / p1
p_2 = (1 - p2) / p2
p_3 = (1 - p3) / p3
p_4 = (1 - p4) / p4
p_5 = (1 - p5) / p5
p_6 = (1 - p6) / p6
p_7 = (1 - p7) / p7
p_8 = (1 - p8) / p8
p_9 = (1 - p9) / p9

'部分集合 S の計算
s1 = p1
s2 = s1 * p_1
s3 = s2 * p_2
s4 = s3 * p_3
s5 = s4 * p_4
s6 = s5 * p_5
s7 = s6 * p_6
s8 = s7 * p_7

```

```
s9 = s8 * p_8
s10 = s9 * p_9

S = s1 + s2 + s3 + s4 + s5 + s6 + s7 + s8 + s9 + s10

Cells(12, 2) = s1 / S
Cells(12, 3) = s2 / S
Cells(12, 4) = s3 / S
Cells(12, 5) = s4 / S
Cells(12, 6) = s5 / S
Cells(12, 7) = s6 / S
Cells(12, 8) = s7 / S
Cells(12, 9) = s8 / S
Cells(12, 10) = s9 / S
Cells(12, 11) = s10 / S

For i = 1 To cnt
ave = ave + Cells(9, 1 + i) * Cells(12, 1 + i)
Next i

Cells(13, 2) = ave

End Sub
```

図 B-3 本研究で用いたベイズモデルの VBA コード