

Renewables 2016 Japan Status Report



自然エネルギー白書 2016

自然エネルギー白書 2016 目次

目次

まえがき	加速度的な変化に背を向け立ちすくむ日本	1
第1章	国内外の自然エネルギーの概況	
1.1	はじめに	2
1.2	日本と世界の自然エネルギー	4
1.2.1	太陽光	5
1.2.2	風力	6
1.2.3	太陽熱	7
1.2.4	バイオマス	8
1.2.5	地熱	9
1.2.6	水力	10
1.2.7	投資および雇用	11
1.3	国内の自然エネルギー政策の現状と課題	12
1.4	自然エネルギー優先への電力システムの課題	14
1.5	電力小売全面自由化と自然エネルギー	15
1.6	気候変動問題とパリ協定	16
【トピックス①】	ご当地エネルギーの意義と国内外の動向	18
【トピックス②】	福島から広がるご当地エネルギー	19
【トピックス③】	100%自然エネルギー地域への取り組み	20
【トピックス④】	地域での自然エネルギー政策の動向	21
【トピックス⑤】	自然エネルギーと土地利用のあり方	22
第2章	自然エネルギー政策	
2.1	100%自然エネルギーを目指す「パリ協定」の意義	23
2.2	自然エネルギー政策の動向	24
2.3	FIT制度の動向	27
2.3.1	国内のFIT制度	27
2.3.2	海外のFIT制度	36
2.4	電力自由化と電力システム改革	39
2.4.1	自然エネルギー優先への電力システムの課題	39
2.4.2	電力自由化と原発救済策	42
2.5	自然エネルギー熱政策	43
2.6	ご当地エネルギー	45
2.6.1	世界ご当地エネルギー会議	45
	福島ご当地エネルギー宣言～地球の未来のために～	46
2.6.2	国内のご当地エネルギーの動向	47
2.7	社会的合意	49
2.8	自治体PPSへの取り組み	50
2.9	自然エネルギーの普及策	52
第3章	自然エネルギー市場	
3.1	太陽光発電	55
3.1.1	規模別の市場動向	55
3.1.2	事業主体別の市場動向	56
3.1.3	地域別の市場動向	58
3.1.4	産業動向	61
3.2	風力発電	63
3.3	小水力発電	64
3.4	地熱発電	66
3.5	地中熱	70
3.6	バイオマス	71
3.7	太陽熱	72
第4章	自然エネルギー・データ集	
4.1	自然エネルギー電力	74
4.1.1	概況	74
4.1.2	太陽光発電	79
4.1.3	風力発電	81
4.1.4	小水力発電	83
4.1.5	地熱発電	84
4.1.6	バイオマス発電	85
4.2	自然エネルギー熱	87
4.2.1	概況	87
4.2.2	太陽熱	87
4.2.3	地熱直接利用	88
4.2.4	バイオマス熱利用	88
4.3	自然エネルギーによる交通分野	89
4.3.1	バイオ燃料	89

4.3.2	次世代自動車の動向	92
第5章	100%自然エネルギーシナリオと地域	
5.1	100%自然エネルギーシナリオ	94
5.1.1	世界のエネルギー長期シナリオ	94
5.1.2	日本の長期低炭素戦略	95
5.1.3	日本の自然エネルギー 100%シナリオ	96
5.1.4	日本の電源別中長期シナリオ	98
5.2	自然エネルギー 100%地域	101
5.2.1	100%自然エネルギー世界キャンペーン	101
5.2.2	ドイツの100%自然エネルギー地域	101
5.2.3	国内での100%自然エネルギー地域への取り組み	102
5.2.4	企業の100%自然エネルギーへの取り組み	103
5.2.5	エネルギー永続地帯	104
5.3	自然エネルギー導入ポテンシャル	107
5.3.1	概要	107
5.3.2	太陽光発電	108
5.3.3	風力発電	110
5.3.4	小水力発電	112
5.3.5	地熱発電と熱利用	113

謝辞114

コラム

REN21 「自然エネルギー白書2016」について	3
パワーシフト—電力を替えて社会を変えよう!	41
100%自然エネルギーシナリオ	96
第15回世界風力エネルギー会議からの報告	100

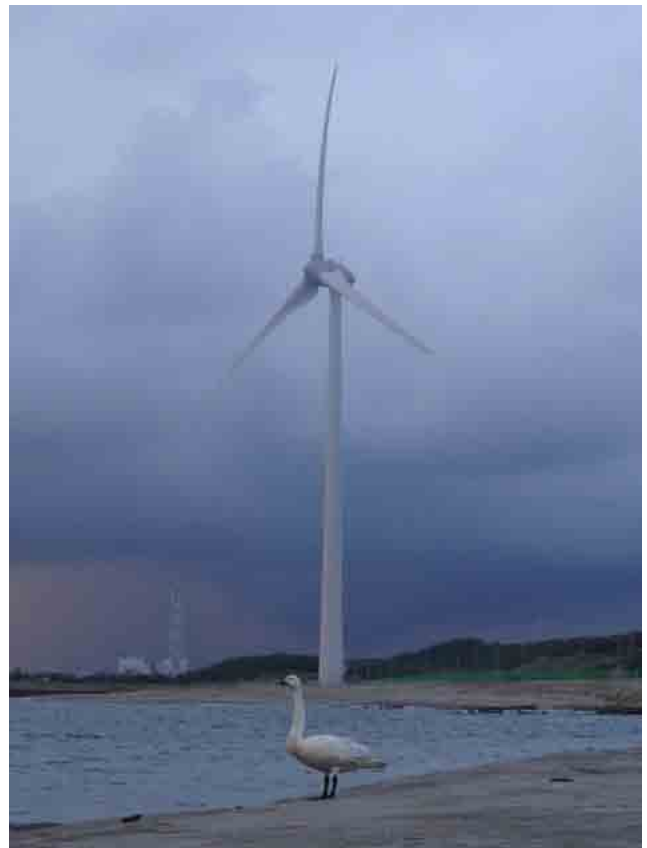


写真1：風車と鳥

※「自然エネルギー白書2016」の関連情報は、以下の特集ページに掲載予定。

<http://www.ise.or.jp/jsr2016>

図表

太陽光の急激な拡大とコスト減少	1	図2.22: グリーン電力認定量および証書発行量の推移	53
風力・太陽光の指数関数的成長	1	図2.23: グリーン熱の認証熱量・証書発行量の推移	54
限りなく安くなる太陽光発電コスト	1	図3.1: 太陽光電池モジュールの国内出荷量	55
図1.1: 日本の自然エネルギー発電設備容量の推移	2	図3.2: 太陽光発電の累積導入量	55
図1.2: 世界の自然エネルギーおよび 原子力の発電設備容量のトレンド	2	図3.3: 単年度導入実績と、関連するNEDO共同研究、建設費補助、 系統連系メニュー、法・制度の様相	63
図1.3: 2015年度のエネルギーミックス（発電量の比率）	4	図3.4: 2016年5月末現在の中小水力発電における FIT認定容量ならびに導入容量の推移	65
図1.4: 日本国内の自然エネルギーおよび原子力の発電量の推移	4	図3.5: 1,000kW未満のFIT対象発電設備容量[kW]の推移	65
図1.5: 世界の自然エネルギーの最終エネルギー消費への割合	4	図3.6: 平成24～27年度 JOGMEC助成金交付および 出資・債務保証実績	68
図1.6: 世界の自然エネルギーの発電量の割合	4	図3.7: 平成28年度 JOGMEC助成金交付および 出資・債務保証実績	68
図1.7: 日本とドイツの太陽光発電導入量の比較	5	図3.8: 再エネ発電設備の運用（発電）に伴う 波及効果の技術間比較	69
図1.8: 世界の太陽光発電の累積導入量の推移	5	図3.9: 地中熱ヒートポンプの設置件数 1980-2013	70
図1.9: 世界の太陽光発電の国別導入量ランキング	5	図4.1: 日本国内の発電量の推移	74
図1.10: 日本の風力発電の導入量	6	図4.2: 日本国内の自然エネルギー・原子力発電の比率の推移	74
図1.11: 世界の風力発電の累積設備容量の推移	6	図4.3: 2010年以降の発電量・CO ₂ ・GDPの推移	75
図1.12: 世界の風力発電の国別累積導入量	6	図4.4: 日本国内の自然エネルギー発電設備の累積設備容量	75
図1.13: 日本の太陽熱機器の導入量	7	図4.5: 日本国内の自然エネルギー（大規模水力を除く）による 発電量の推計	75
図1.14: 世界の太陽熱利用機器の国別用途別シェア	7	図4.6: 日本国内の2015年度の年間発電量の内訳	76
図1.15: 世界の太陽熱利用機器の累積導入量	7	図4.7: 日本国内の月別（2015年度）の自然エネルギー （大規模水力を含む）の発電量の内訳および割合	76
図1.16: 日本のバイオマス発電設備の累積導入量	8	図4.8: 太陽電池モジュールの出荷量の推移	79
図1.17: 世界のバイオマス発電および熱利用の燃料別シェア	8	図4.9: ドイツと日本での太陽光発電の導入量の推移	80
図1.18: 世界のバイオマス発電の発電量	8	図4.10: 国別の太陽光発電導入量の推移	80
図1.19: 日本の地熱発電の導入量	9	図4.11: 国内での太陽光発電の年間導入量	80
図1.20: 世界の地熱発電の国別累積導入量	9	図4.12: 地域（電力会社）別の太陽光発電の導入量	81
図1.21: 日本の中小水力発電の累積の導入件数	10	図4.13: 2000年度から2015年度までの単年度と累積導入	81
図1.22: 世界の水力発電の累積導入量シェア	10	図4.14: 都道府県別の風力発電導入量と風車基数	82
図1.23: 世界の水力発電の国別累積導入量	10	図4.15: 風力発電の電力会社別導入量	82
図1.24: FIT制度の仕組みと経済的影響	11	図4.16: 日本国内の風力発電の導入実績および予測	82
図1.25: 世界の自然エネルギー種類別投資額	11	図4.17: 国内の中小水力発電設備の設備容量の推移	83
図1.26: 世界の自然エネルギー投資額	11	図4.18: 国内の中小水力発電の基数の推移	83
図1.27: 世界の自然エネルギーの雇用者数	11	図4.19: 国内の地熱発電の累積導入出力と単年度導入量	84
図1.28: FIT制度による自然エネルギー発電設備の認定および 導入状況	12	図4.20: 国内の地熱発電の年間発電量および 設備利用率の推移	85
図1.29: 太陽光発電の 「接続可能量」「導入量」「設備認定」	14	図4.21: 日本国内でのバイオマス発電の導入状況と 累積導入量	85
図1.30: 風力発電の 「接続可能量」「導入量」「設備認定」	14	図4.22: 日本国内でのバイオマス発電の比率内訳	86
図1.31: 国内コミュニティパワーの担い手	18	図4.23: 太陽熱温水器・ソーラーシステム単年度導入量および ストック量	87
図1.32: ふくしま自然エネルギー基金の事業概要	19	図4.24: 都道府県別の地熱直接利用	88
図1.33: 100%自然エネルギー世界キャンペーンのマップ	20	図4.25: 日本国内のバイオ燃料供給量の推移	89
図1.34: 大規模太陽光発電の設置に伴う トラブルの発生場所	21	図4.26: 次世代自動車の保有台数	92
図2.1: 固定価格買取制度により設定された発電設備の 累積設備容量および導入量	27	図4.27: 次世代自動車（電気自動車、ハイブリッド車など）の 補助金総額の推移	93
図2.2: FIT制度により設備認定された設備容量の推移	28	図5.1: 世界の100%自然エネルギーシナリオに関するレポート	95
図2.3: FIT制度により導入された累積設備容量の推移	28	図5.2: 2050年までの全エネルギー供給構成の変化	97
図2.4: 地域別のFIT制度により設備認定された設備容量	29	図5.3: 地域別の風力発電の長期導入目標値	98
図2.5: 地域別のFIT制度により導入された設備容量	30	図5.4: 日本の風力発電ロードマップ	99
図2.6: 日本国内全体の1日の系統電力需要の実績	30	図5.5: 日本の風力発電ロードマップ: 単年度生産量	99
図2.7: 電力会社エリアごとの自然エネルギー比率	31	図5.6: 100%自然エネルギー世界キャンペーンのマップ	101
図2.8: 九州電力エリアの1日の系統電力需給の実績	31	図5.7: ドイツの100%自然エネルギー地域	102
図2.9: 非住宅用太陽光発電のシステム価格の推移	33	図5.8: 福島県再生可能エネルギー推進ビジョンの導入見込量と 進捗度	103
図2.10: 太陽光の設備認定と運転開始状況	34	図5.9: 米国「グリーン電力パートナーシップ」の 参加企業所マップ	104
図2.11: FIT制度によるバイオマス発電の設備認定および 運転開始状況	34	図5.10: 都道府県別の自然エネルギー（電力および熱）の 供給割合	105
図2.12: バイオマス発電の設備認定の状況	35	図5.11: 都道府県別の自然エネルギー（電力のみ）の 供給割合	105
図2.13: バイオマス発電の運転開始の状況	35	図5.12: 環境省の調査による自然エネルギーの 地域別導入ポテンシャル	108
図2.14: FIT制度による風力発電の設備認定および 運転開始の推移	35	図5.13: 日本国内の太陽光発電の導入ポテンシャル	109
図2.15: FIT制度による中小水力発電の設備認定の推移および 運転開始状況	36	図5.14: 風力の賦存量、ポテンシャルとシナリオ別導入可能量	110
図2.16: パワーシフトキャンペーンによる自然エネルギー供給を目指す 電力会社の紹介	42		
図2.17: 第1回世界ご当地エネルギー会議の参加者	47		
図2.18: 飯館電力 飯館村伊丹沢太陽光発電所の全景	47		
図2.19: 富岡復興ソーラープロジェクトの完成予想イメージ	48		
図2.20: 徳島地域エネルギーのバイオマス・ラボ	49		
図2.21: 自治体PPSの設置自治体	51		

図5.15: 風車出力とローター径および10D×3D配置時の
 km²当り出力……………110

図5.16: 各電力会社管内別の陸上風力ポテンシャル……………111

図5.17: 各電力会社管内別の着床式洋上風力ポテンシャル……………111

図5.18: 各電力会社管内別の浮体式洋上風力ポテンシャル……………112

図5.19: 包蔵水力調査による出力区分別の発電出力……………112

図5.20: 包蔵水力調査による出力区分別の地点数……………113

表2.1: 固定価格買取制度により設定された発電設備の
 累積設備容量および導入量……………28

表2.2: FIT制度による累積導入量の推移……………29

表2.3: FIT制度による年度ごとの新規導入量の推移……………29

表2.4: 日本国内全体の系統電力需要での
 自然エネルギーの割合……………30

表2.5: 地域ごとの自然エネルギー比率の平均および最大値……………30

表2.6: 平成28年度までの買取価格……………31

表2.7: 調達価格等算定委員会の取りまとめた価格目標……………32

表2.8: 調達価格等算定委員会による
 平成29年度以降の買取価格……………32

表2.9: デンマークの地域熱供給ネットワークの歴史的発展……………45

表2.10: 自治体PPSの調査結果……………51

表3.1: 2016年5月末現在のFIT認定設備数・認定出力……………65

表3.2: 国内における出力1,000～1万kWの中小水力発電設備の
 手持受注残……………65

表3.3: 国による2030年における地熱発電の導入見込み量……………66

表3.4: 地熱発電開発理解促進関係事業の支援補助金の
 件数推移……………66

表3.5: 地熱発電開発理解促進関係事業 支援補助金 採択結果
 事業者一覧……………67

表3.6: 地熱資源開発調査事業等 (JOGMEC助成)
 交付決定結果一覧表……………68

表3.7: FIT制度におけるバイオマス発電稼働・認定状況……………71

表3.8: バイオマスのエネルギー利用のマトリックス……………71

表3.9: 太陽熱利用機器の製造機器メーカー一覧……………73

表4.1: 自然エネルギーの割合などの推移……………74

表4.2: 2015年度の日本国内の自然エネルギーによる
 発電設備容量と発電量の推計値……………76

表4.3: 国内自然エネルギーの発電量の推計方法……………76

表4.4: FIT制度による太陽光発電の導入量……………79

表4.5: 累積導入量と累積台数……………81

表4.6: 日本の水力発電の発電設備の件数と容量および発電量……………83

表4.7: FIT制度の対象となる中小水力発電設備の設備容量……………84

表4.8: 日本国内の地熱発電の認可出力と年間発電量の推移……………84

表4.9: FIT制度の対象となるバイオマス発電設備の設備容量……………85

表4.10: ペレットおよび薪の生産量……………88

表4.11: 事業所における木質バイオマスエネルギーの利用量……………88

表4.12: 日本国内のバイオマス燃料供給量と
 旅客用自動車燃料需要量の比較……………89

表4.13: 3施設のバイオエタノール製造量と当該年度の
 日本国内生産量に占める割合……………90

表4.14: BDF、バイオエタノール製造施設定格出力……………90

表4.15: 燃料電池自動車、電気自動車、ハイブリッド自動車、プラグイン
 ハイブリッド自動車の国内乗用車販売台数……………92

表4.16: 環境にやさしいバスの導入状況……………93

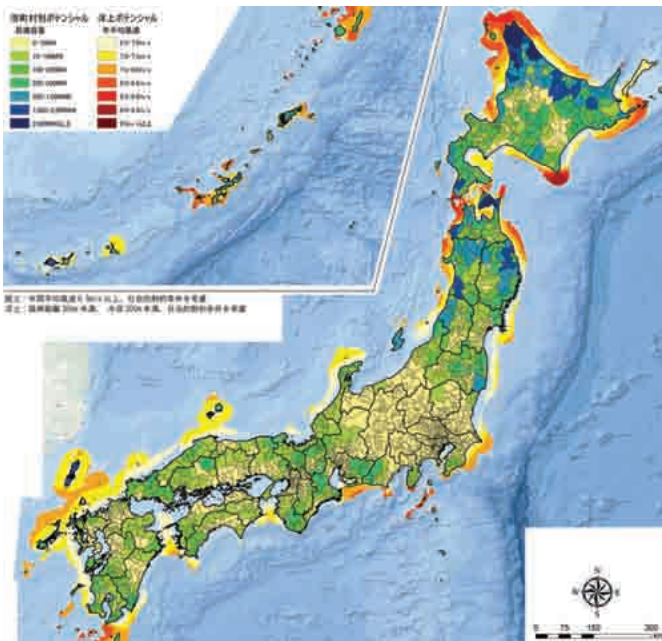
表5.1: 2050年のエネルギー供給構成と電力貯蔵……………97

表5.2: 風力発電の中長期導入目標値……………98

表5.3: 日本の風力発電ロードマップ量……………99

表5.4: 環境省の調査による自然エネルギーの
 地域別導入ポテンシャル……………107

表5.5: 日本国内の太陽光発電の導入ポテンシャル……………109



市町村別陸上風力および洋上風力ポテンシャルマップ (JWPA)

加速度的な変化に背を向け立ちすくむ日本

飯田哲也（環境エネルギー政策研究所 所長）

世界では、自然エネルギーの変化がますます加速している。

まず、発電分野を見てみよう。風力発電が2015年だけで6,400万kW増え、累積では原発の設備容量をぶち抜いた。太陽光発電も昨年5,000万kW増え、累積で原発の発電容量の約3分の2に達し、2017年末には肩を並べる見通しだ。

風力発電はもちろん、すでに太陽光発電も世界の多くの国で他の発電コストと同等以下となりつつある。2016年9月にアブダビ(UAE)で完成した太陽光発電は3円/kWhを下回っている。自然エネルギーは「高い」どころか「安い」ことが常識となり、さらにジェレミー・リフキンの言う「限界費用ゼロ革命」のとおり、限りなくタダに向かおうとしている。

今や「自然エネルギー100%」という目標は、「異端」ではなく「当然のこと」となった。アップルなどの国際的な大企業、コペンハーゲンなどの国際的な大都市、そしてデンマークなど国レベルでも「自然エネルギー100%」を目標に掲げる大きなうねりが生まれている。それが2015年末の地球温暖化サミットで「パリ協定」に196カ国が合意する、最も大きな原動力となった。

自然エネルギー利用拡大で最も重要な送電系統においても、「ベースロード」に代わって「柔軟性」がキーワードとなり、風力や太陽光などの数十%という高い比率（一時的には100%を超える場合もある）で自然変動型の自然エネルギー電源を導入する系統運用が広がっている。

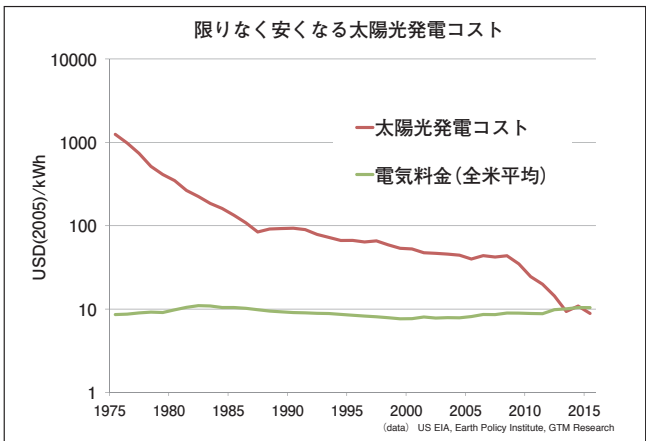
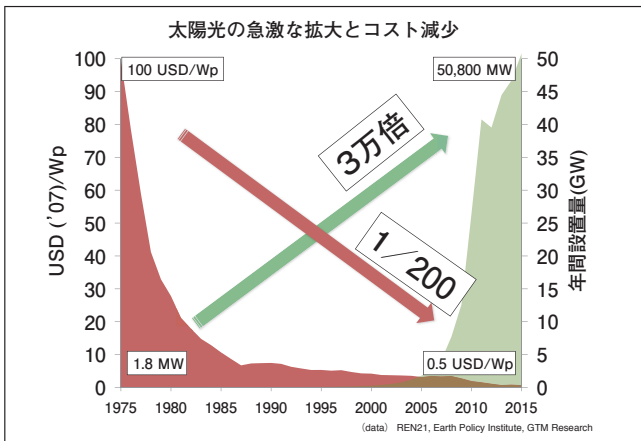
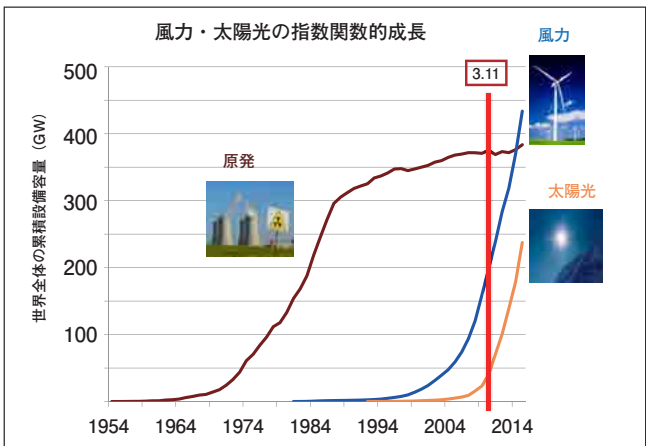
電気自動車、とくにその蓄電池も、太陽光発電と同じ技術学習効果によって、普及に沿って急速にコスト低下と性能向上が進みつつある。中でも電気自動車界の「iPhone」にも喩えられるテスラ・モーターズ社とその代表のイーロン・マスクは、分散設置型の太陽光発電をビジネスモデルとするソーラーシティを吸収合併して、分散型の自然エネルギー100%という社会モデルをビジネスから創りあげようとしている。

自然エネルギーの熱分野では、デンマークが牽引する「第4世代地域熱供給」というコンセプトと実践によって、新たな道が切り拓かれようとしている。第4世代地域熱供給とは低温の熱供給によってシステム全体の熱効率を高め、自然エネルギー（とくに太陽熱温水やバイオマス）や廃熱を利用しやすくするものだ。しかもデンマークでは、地域熱供給のコジェネと温水タンクを介して、風力発電の出力調整に参加できる社会システムを創りあげている。

欧州連合も、デンマークのこの第4世代地域熱供給の考えを核とした「温熱ロードマップ」を今年2月に決定している。社会全体のエネルギー効率を高めるには、電化とその自然エネルギー転換だけでなく、温熱を温熱として供給する効率的な政策が避けられないからだ。

世界の中で最もエネルギー自給率が低く、しかも福島第一原発事故という未曾有の危機を経験した日本にとって、自然エネルギーは他のどの国よりも恩恵があるはずだ。にもかかわらず、世界各国で進む加速度的かつ構造的な変化に、日本は背を向けて立ちすくんでいる。

日本も、そろそろ前を向いて歩み始める時だ。



第1章 国内外の自然エネルギーの概況

1.1 はじめに

環境エネルギー政策研究所 (ISEP) は、自然エネルギー関連団体や専門家・研究者・市民団体など各方面の協力を得て、2010年から日本のデータを再編集した「自然エネルギー白書」を毎年発行してきた。本章はその最新版「自然エネルギー白書2016」のサマリーとして、「自然エネルギー世界白書2016」から世界の最新状況と対比しながら、日本の自然エネルギーの最新状況を一目でわかるかたちで整理している。

この10年間の世界の自然エネルギーの成長は目覚ましいものがある。風力発電は、2005年の5,900万kWから2015年末の4億3,300万kWへと、およそ7倍も増加し、世界全体の原子力発電所の設備容量を超えた(図1.2)。太陽光発電は、2005年から2015年までの10年間に世界全体の設備容量が40倍以上に急拡大して、累積では2億2,700万kWに達している。

自然エネルギーは、2015年に世界全体で導入された全発電設備の約6割を占める、約1億5,600万kWが導入された。太陽光発電が4,700万kW、風力発電が6,400万kWと、2015年には合わせて1億1,100万kWを超えて史上最高を記録しており、風力発電や太陽光発電などの自然エネルギーが世界のエネルギー市場で主流となってきている。2015年末までに累積で大規模な水力発電を含む自然エネルギーの発電設備の設備容量が世界全体の全発電設備容量の37%を超え、この自然エネルギーによる発電量が世界全体の約24%に達すると推計される(図1.6)。その結果、2015年の世界のCO₂排出量は2年連続で前年と同じレベルに留まり、経済成長とのデカップリングが達成されている。

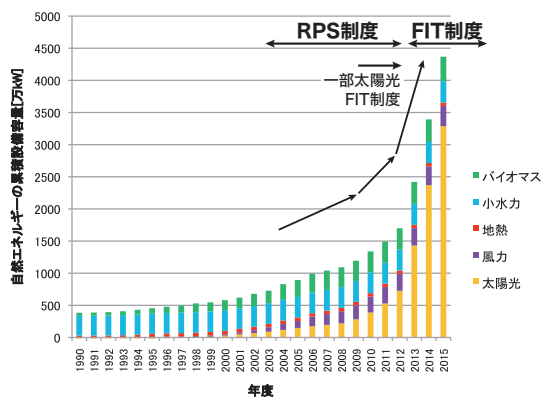


図 1.1: 日本の自然エネルギー発電設備容量の推移 (出所: ISEP 調査)

世界の自然エネルギー市場の投資額は2015年に史上最高の2,860億ドルに達した。風力および太陽光の年間導入量で世界第1位となった中国は前年比17%増の1,029億ドルの市場規模となり、米国が441億ドルで続き、日本を含む上位3カ国で世界全体の自然エネルギー市場の約64%を占めている。一方で、中国を含む新興国や発展途上国の投資額は1,559億ドルに達し、先進国全体の1,301億ドルを大きく上回っている。前年の2014年までは先進国の投資額が上回っていたが、自然エネルギーへの投資がここ数年で先進国から新興国や発展途上国に移ってきており、今や世界中でエネルギー市場の本流となってきている。自然エネルギーによる雇用者数も全世界で810万に達している(日本国内は39万人)。世界の自然エネルギー市場の中で、日本国内の2015年の自然エネルギーへの投資額は前年からほとんど変わらず362億ドル(約4兆円)だったが、前年に引き続き中国・米国に次ぐ世界で3番目の市場となった。

2015年末のCOP21において採択された「パリ協定」では、今世紀後半までには化石燃料などからの温室効果ガスの排出量を実質的にゼロに近づける必要があるとされている。その実現には、エネルギー大量消費社会から低エネルギー社会へと根本的に改革すると同時に、化石燃料や原発に依存したエネルギーの供給構造から、「脱炭素」社会を実現する100%自然エネルギーに転換していくことが求められている。

日本国内では、3.11以降、FIT制度により太陽光発電を中心に自然エネルギーの導入が進み始めたが、電力システム等の問題が明らかになり、太陽光発電以外の導入にも多くの課題がある(図1.1)。

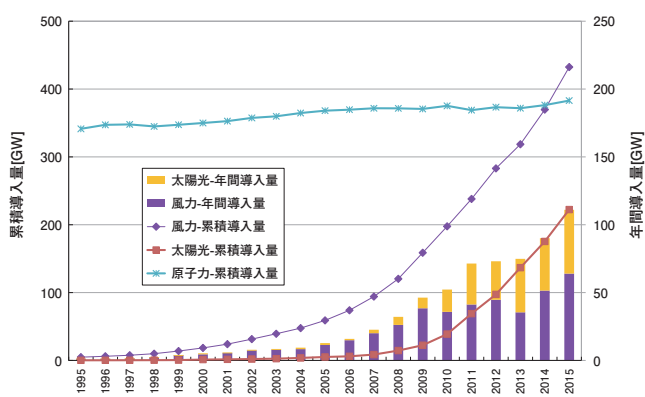


図 1.2: 世界の自然エネルギーおよび原子力の発電設備容量のトレンド (出所: GWEC, IRENA, IAEA データより ISEP 作成)

【コラム】REN21「自然エネルギー世界白書2016」について

2016年6月1日、REN21（21世紀のための自然エネルギー政策ネットワーク）は、世界の自然エネルギーに関する最新状況を取りまとめたレポート「自然エネルギー世界白書2016」を世界同時公表した。自然エネルギーの世界の最新状況をまとめたこの包括的な報告書は、環境エネルギー政策研究所（ISEP）の提案と編集責任で2005年にREN21が創刊して以来、毎年発行されてきており、2014年に創設10周年を迎えたREN21の重要な年次報告書として、11回目のレポートとなる。

REN21（本部:フランス・パリ）は、2004年に設立され、国際的な自然エネルギー政策に関する多様なステークホルダーをつなぐネットワーク組織であり、2014年に創設10周年を迎えた¹。

「自然エネルギー世界白書」“Renewables Global Status Report”²は、REN21が世界の自然エネルギーの包括的な状況を把握し、自然エネルギーがエネルギー市場や経済発展の面で主流となっていくという現実と理解を結びつけていくことを目的として発行しているレポートである。世界の自然エネルギー市場、産業、政策の現状について、世界で最もよく参照されるレポート（年次報告書）になっている。2005年からエリック・マーティノー（Eric Martinot、現在はISEPシニア・リサーチフェロー）のイニシアティブによってはじまったこのレポートは、世界中の研究者、各国政府、国際機関、NGO、業界団体、その他パートナーシップやイニシアティブの協力によりデータが収集されている。ISEPは初刊の2005年版から作成に協力し、創刊から3年間はエリック・マーティノーが編集責任を負い、継続的に日本からのデータを調査・整理してこの世界白書にインプットするとともに、継続的に日本語への翻訳を行っている。日本語翻訳版はISEPのホームページからダウンロードすることができる。

2015年は自然エネルギーの新規導入量で記録的な年となった。自然エネルギーの発電設備容量はおよそ147GW（ギガワット=100万キロワット）が1年間で新規に導入され、過去最大の増加となった。現代的な自然エネ

ルギー熱利用設備も継続的に増え、輸送部門での自然エネルギー利用も拡大した。分散型の自然エネルギーは急速に進歩し、エネルギーを持つものと持たざるものとの格差を縮めている。

さらに発電分野における自然エネルギーの成長、とりわけ風力と太陽光において、政府のリーダーシップが引き続きカギとなる役割を果たしている。2016年初めには、173カ国が自然エネルギーの導入目標を持ち、146カ国が支援政策を持っている。都市や地域コミュニティ、企業が「100%自然エネルギー」の運動を急速に広げてきたことが、世界的なエネルギー転換を押し進める決定的な役割を担っている。

2015年は新規導入量に加えて、投資でも記録的な年となった。世界全体で自然エネルギー発電設備と燃料設備に2,860億ドル（約31兆円）が投資された。大規模な水力発電（出力50MW以上）と熱利用への投資を加えると、合計ははるかに大きくなる。中国は世界全体の投資額の3分の1以上を占め、自然エネルギーへの投資額において途上国は先進国を初めて上回った。



REN21「自然エネルギー世界白書2016」(GSR2016)

特集「自然エネルギー世界白書」

<http://www.isep.or.jp/gsr>

¹ REN21 “Renewable Energy Policy Network for the 21st Century” <http://www.ren21.net/>

² REN21 “Renewable 2016 Global Status Report” <http://www.ren21.net/gsr>

1.2 日本と世界の自然エネルギー

■日本では自然エネルギーの発電量は 14.5% に（大規模水力含む）

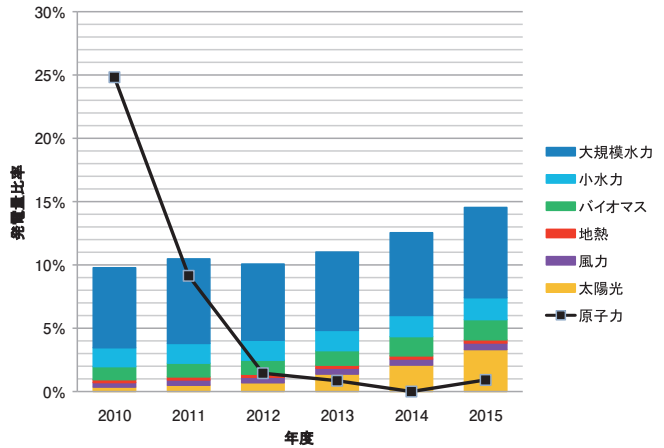
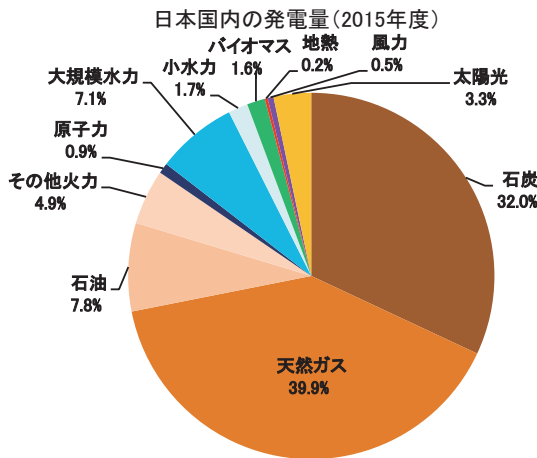
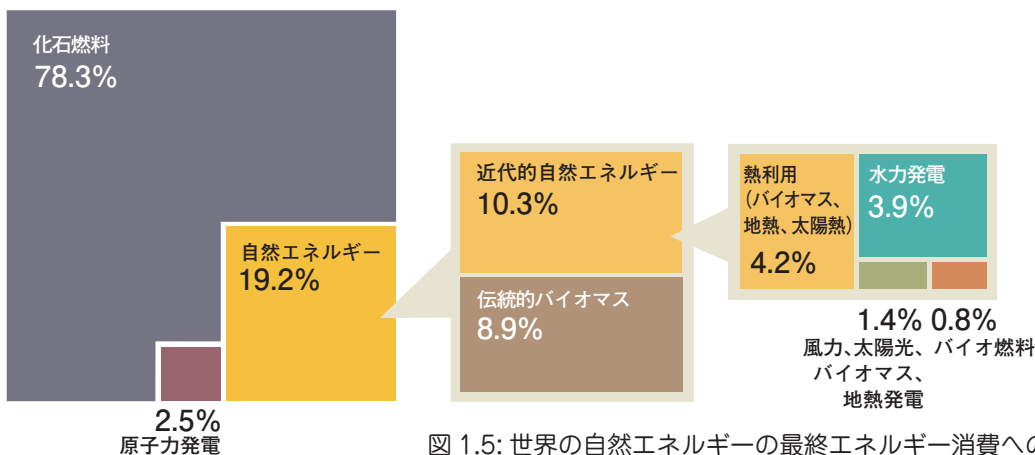


図 1.3: 2015 年度のエネルギーミックス（発電量の比率）
（出所：資源エネルギー庁電力調査統計等より ISEP 作成）

図 1.4: 日本国内の自然エネルギーおよび原子力の発電量の推移
（出所：ISEP 調査）

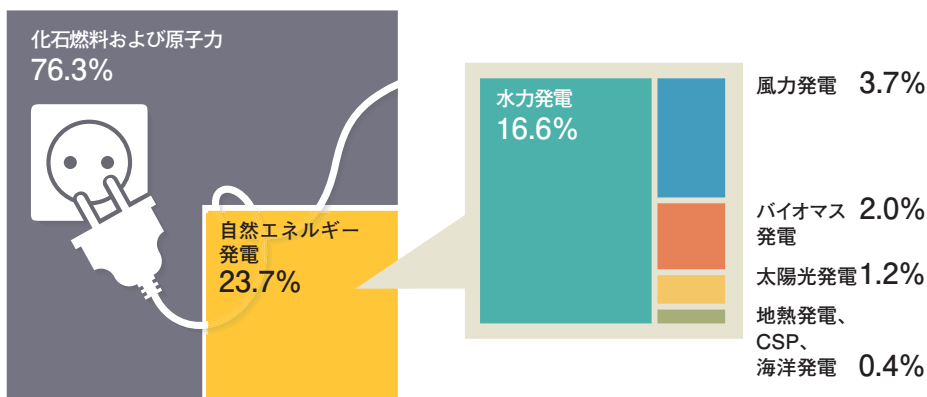
■世界では自然エネルギーの最終エネルギー消費の 19.2%（2014 年推計）



世界の自然エネルギーの割合は19.2%と原子力(2.5%)を大きく上回る。近代的な自然エネルギーの割合10.3%のうち熱利用が4.2%を占め、水力発電が約4%、他の太陽光や風力発電等が1.4%だった。

図 1.5: 世界の自然エネルギーの最終エネルギー消費への割合（出所：GSR2016）

■世界では自然エネルギーによる発電量が 23.7%（2015 年推計）



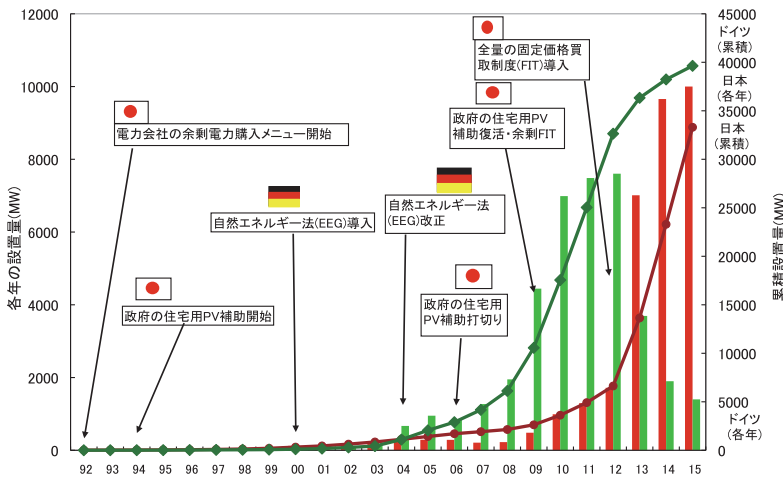
世界の発電量に占める自然エネルギーの割合は約24%で、約17%は水力発電、風力発電は約4%で、バイオマス発電が約2%、太陽光発電が約1%である。

※2015 年末に稼働中の自然エネルギー発電容量に基づく。四捨五入のため、合計値は必ずしも整合しない。

図 1.6: 世界の自然エネルギーの発電量の割合（出所：GSR2016）

1.2.1 太陽光

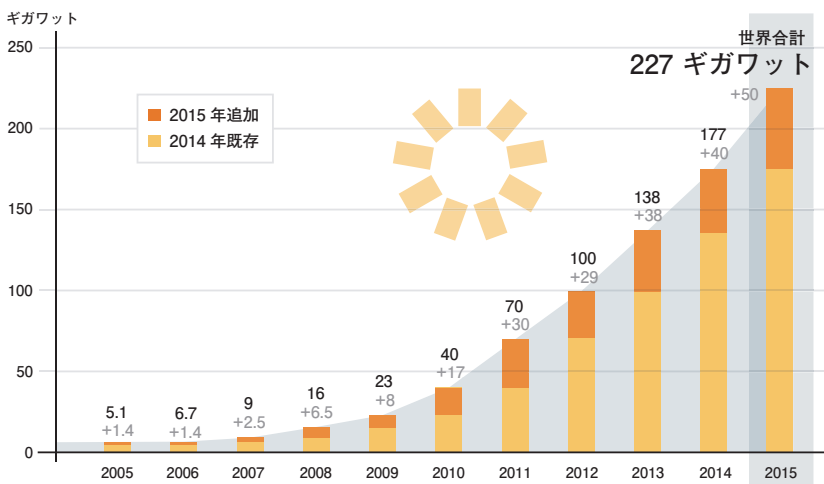
■日本では太陽光発電の年間導入量が900万kW以上（世界第2位）に（2015年度）



太陽光発電は2015年度末までに累積の設備容量が3,300万kW以上に増加。
2012年7月に始まった本格的なFIT制度により、開始前の約6倍に達した。
2015年の年間導入量は前年に引き続き900万kW以上に達し、世界第2位に。

図 1.7: 日本とドイツの太陽光発電導入量の比較（出所：IEA PVPS, EPIA, FIT データから ISEP 作成）

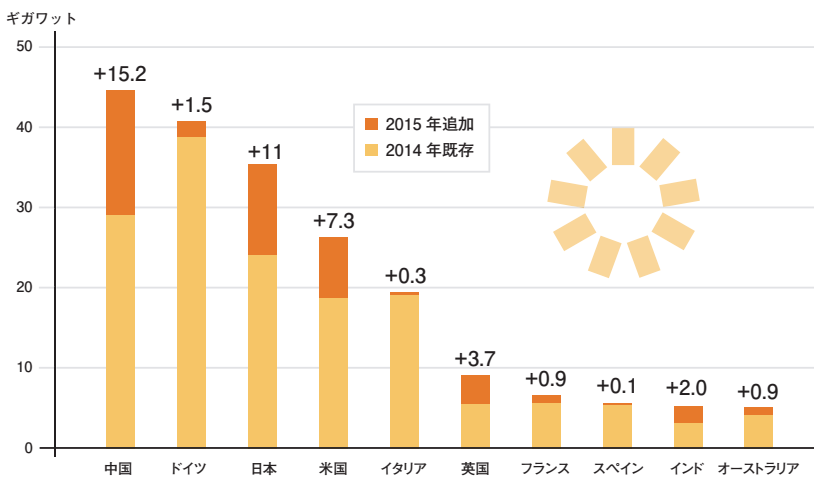
■世界では太陽光発電の年間導入量が約5,000万kWに達した（2015年）



累積導入量（2015年末）
2億2,700万kW
年間導入量（2015年）
約5,000万kW

図 1.8：世界の太陽光発電の累積導入量の推移（出所：GSR2016）

■太陽光の累積導入量では日本がドイツや中国に次ぐ第3位になっている

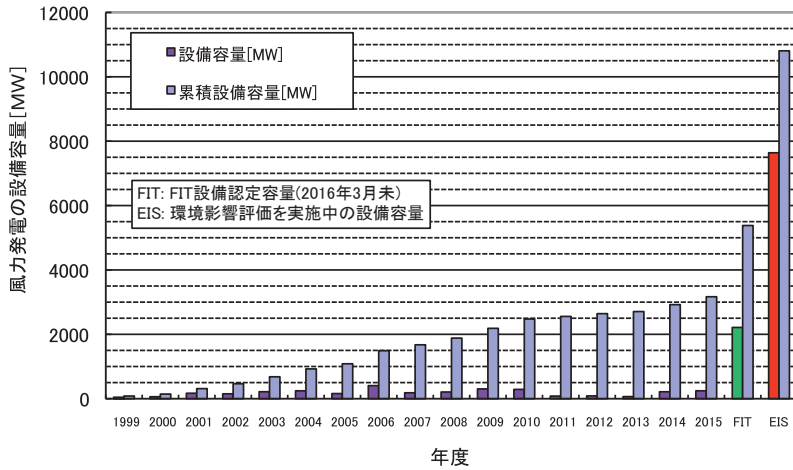


累積導入量（2015年）：
1. 中国 4,400万kW
2. ドイツ 4,000万kW
3. 日本 3,400万kW
4. 米国 2,600万kW

図 1.9：世界の太陽光発電の国別導入量ランキング（2015年）（出所：GSR2016）

1.2.2 風力

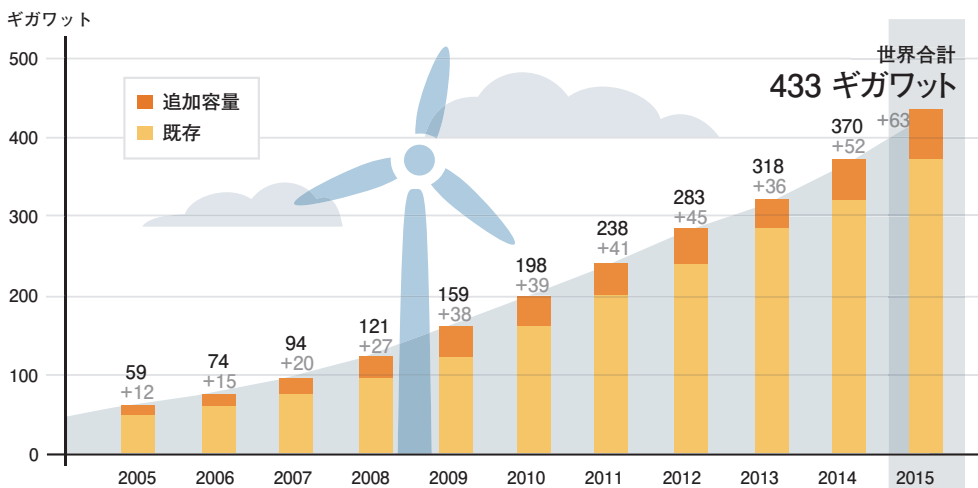
■日本では風力発電の累積導入量は約 320 万 kW（2015 年度末）



累積の設備容量が317万kWになったが、年間導入量は約25万kWに留まる。環境アセスの手続きが進められている案件は760万kW以上。そのうち約220万kWがFIT制度の設備認定済み。

図 1.10：日本の風力発電の導入量 (出所：JWPA データ等より ISEP 作成)

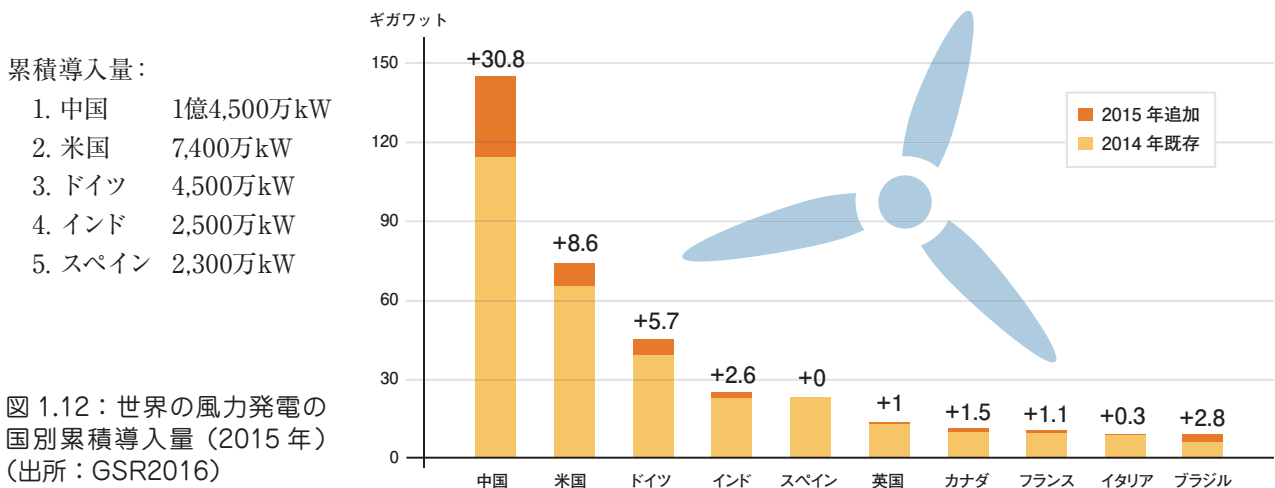
■世界では風力発電の累積導入量が 4 億 3,300 万 kW



世界の風力発電での年間導入量は6,300万kWに。(2015年)

図 1.11：世界の風力発電の累積設備容量の推移 (出所：GSR2016)

■中国では風力発電の累積導入量が約1.4億kWに達し、年間導入量3,000万kW以上



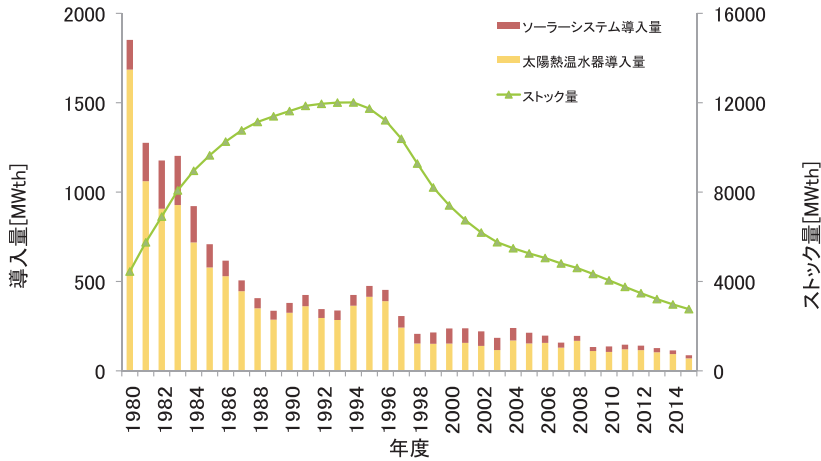
累積導入量：

1. 中国 1億4,500万kW
2. 米国 7,400万kW
3. ドイツ 4,500万kW
4. インド 2,500万kW
5. スペイン 2,300万kW

図 1.12：世界の風力発電の国別累積導入量 (2015年) (出所：GSR2016)

1.2.3 太陽熱

■立ち遅れた日本の自然エネルギー熱政策



日本では太陽熱利用機器の新規導入が増えず、累積導入量は減少傾向にある（世界第10位）。

図 1.13: 日本の太陽熱機器の導入量 (出所: ISEP 調査)

■世界の太陽熱利用機器の累積導入量では中国が 70% のシェア

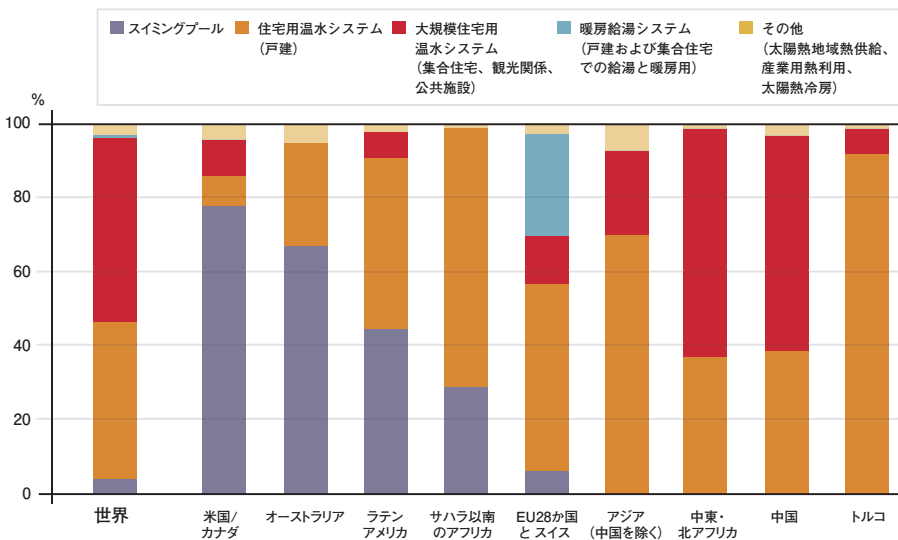


図 1.14: 世界の太陽熱利用機器の国別用途別シェア (出所: GSR2016)

■世界の太陽熱利用機器の累積導入量は増加し 4 億 kWth に

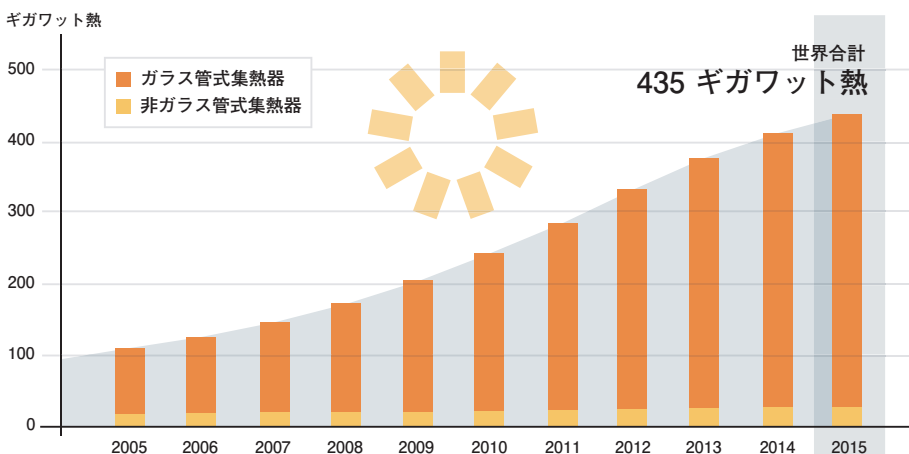
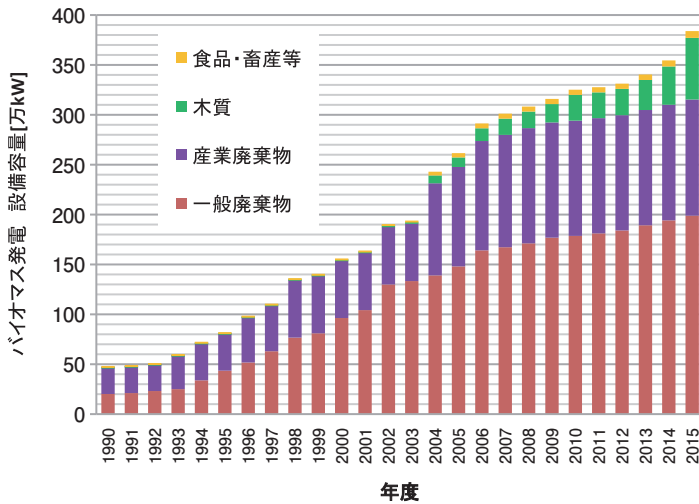


図 1.15: 世界の太陽熱利用機器の累積導入量 (出所: GSR2016)

1.2.4 バイオマス

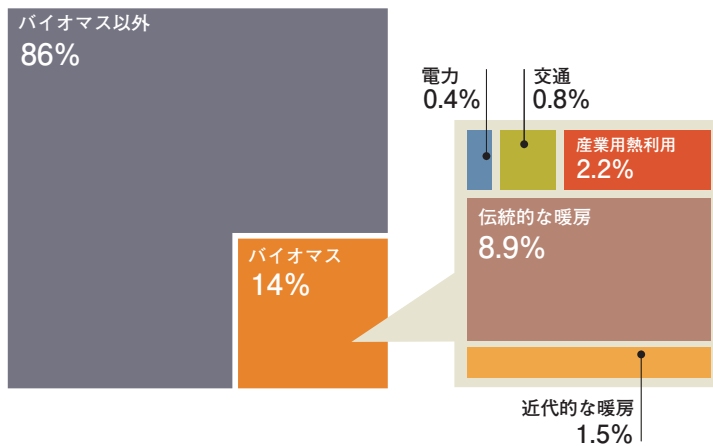
■日本のバイオマス発電でも木質バイオマスを利用し始めたが、燃料調達の課題があり、熱利用も進んでいない



これまで廃棄物発電（一般廃棄物、産業廃棄物）が主だったが、FIT制度により未利用材や一般木材など木質系の発電設備が増え始めている。国内外での持続可能な燃料調達や熱利用の普及が課題。

図 1.16: 日本のバイオマス発電設備の累積導入量 (出所: ISEP 調査)

■すべての最終エネルギー消費におけるバイオマスの割合は約 14%



バイオマスの需要先としては約9割を熱利用が占める。6割は伝統的なバイオマス利用である。発電用は約3%に過ぎない。輸送燃料は約6%である。

図 1.17: 世界のバイオマス発電および熱利用の燃料別シェア (出所: GSR2016)

■世界でもバイオマス発電の発電量は増加しており、燃料の持続可能性が課題

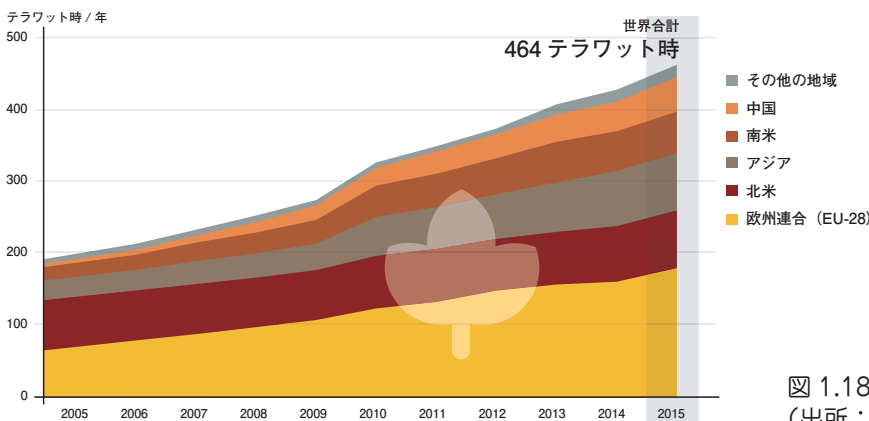
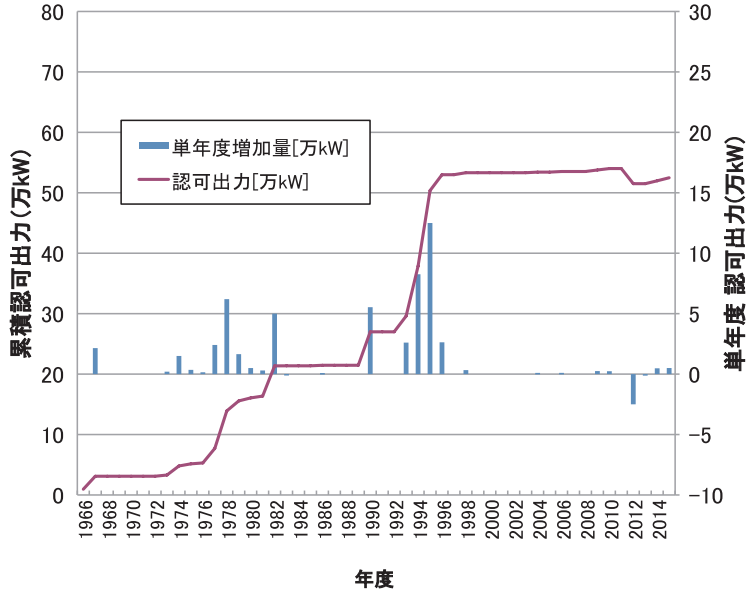


図 1.18: 世界のバイオマス発電の発電量 (出所: GSR2016)

1.2.5 地熱

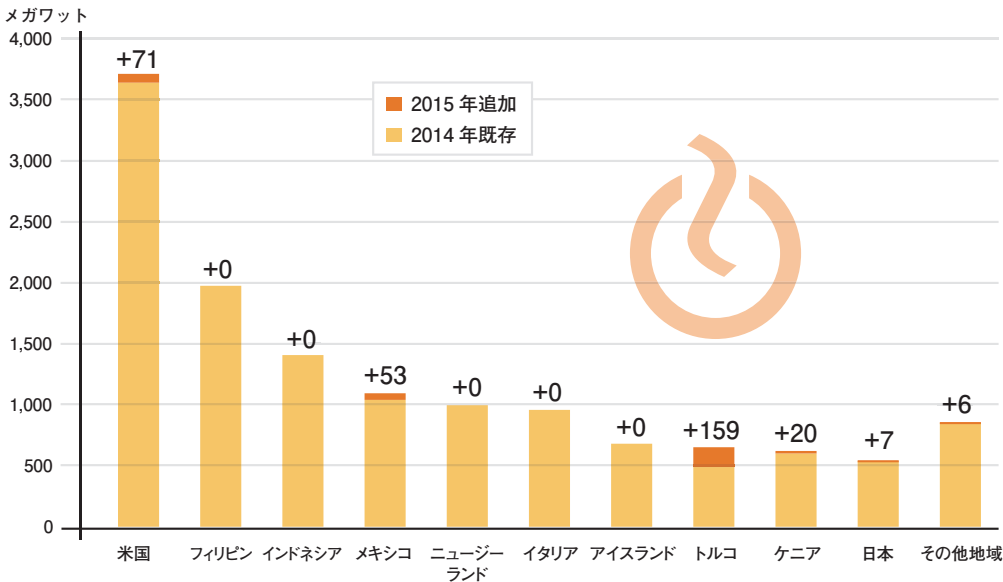
■地熱資源に恵まれた日本の地熱発電は、2000年以降は新規導入が停滞



日本では地熱発電の新規導入が2000年以降停滞していたが、FIT制度により新たな資源調査や事業化の検討が増えている。2015年度は約5,000kWが新規に導入された。

図 1.19: 日本の地熱発電の導入量 (出所: ISEP 調査)

■世界ではケニアやトルコ等で新規に地熱発電の導入が進んでいる



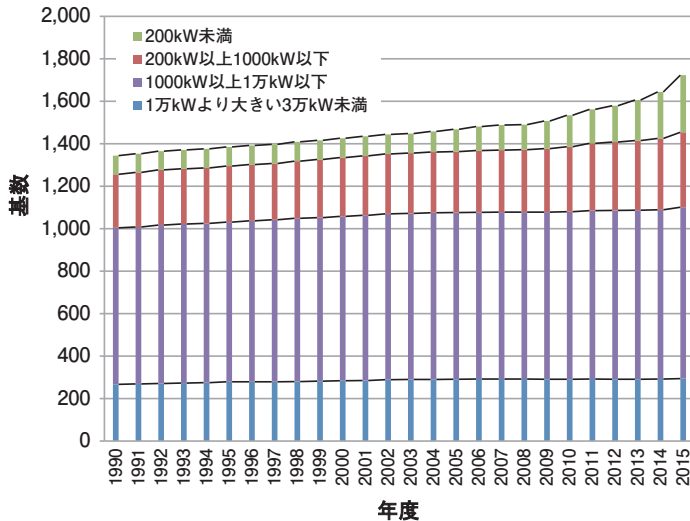
世界の中では地熱資源が豊富な米国、フィリピン、インドネシアなどの国々で地熱発電が導入されている。地熱資源が世界第3位と言われる日本は第10位と低迷しているが、日本国内でも固定価格買取制度により、探査・調査が始まり、小規模な温泉熱発電（バイナリー発電）の導入が九州を中心に進んでいる。

※追加容量はリパワリングと撤去を差し引きしている

図 1.20: 世界の地熱発電の国別累積導入量 (出所: GSR2016)

1.2.6 水力

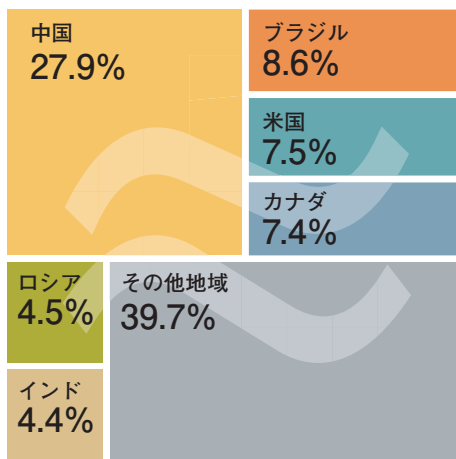
■日本国内でも自然エネルギーの主力だが、新規の導入は徐々に進み始めた



出力3万kW未満の中小水力の発電設備がFIT制度の対象となり、中小規模の水力発電の導入が徐々に進んでいる。2015年度の新規導入量は約7.1万kW（107基）。出力1,000kW未満が92基（1.2万kW）だが、1,000kW以上の設備容量は15基で5.9万kW。

図 1.21: 日本の中小水力発電の累積の導入件数 (出所: ISEP 調査)

■世界で最も導入が進んでいる自然エネルギーの発電は水力で 10.6 億 kW に達する。



日本でも大規模な水力発電を含めて2,200万kW導入されており、全発電量の8%程度を賄っている。揚水発電も2,600万kW以上導入されており、ピーク時の電力供給の安定化を担っている。

図 1.22: 世界の水力発電の累積導入量シェア (出所: GSR2016)

■中国では水力発電が 1,600 万 kW 新規に導入され、累積の設備容量は 3 億 kW 近い

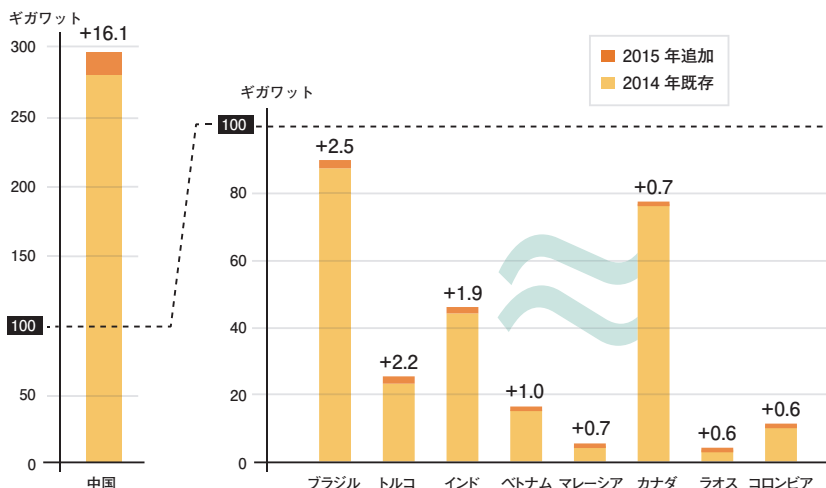
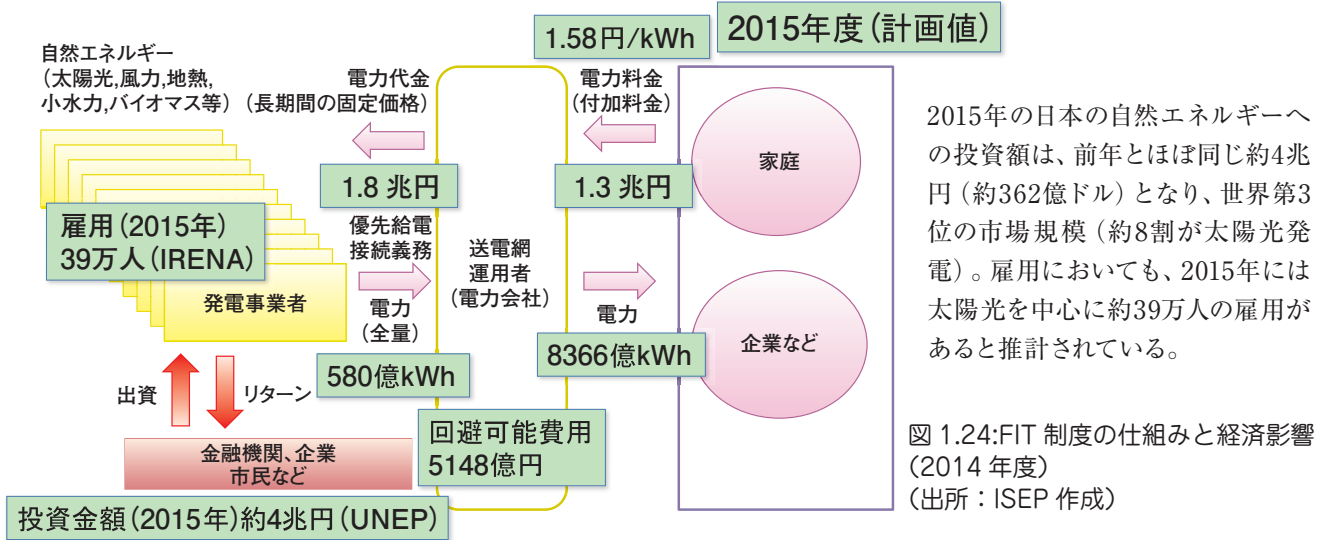


図 1.23: 世界の水力発電の国別累積導入量 (出所: GSR2016)

1.2.7 投資および雇用

■日本では自然エネルギーへの投資額は約4兆円（世界第3位）
自然エネルギー分野の雇用が39万人（2015年推計）



■世界では自然エネルギーへの投資額が過去最大の2,860億ドル（約30兆円）に（2015年）

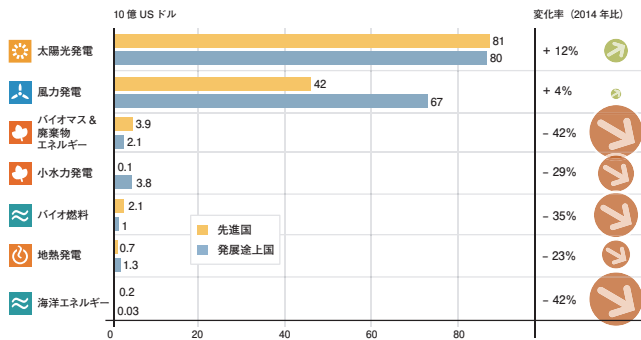


図 1.25: 世界の自然エネルギー種類別投資額
（出所：GSR2016）

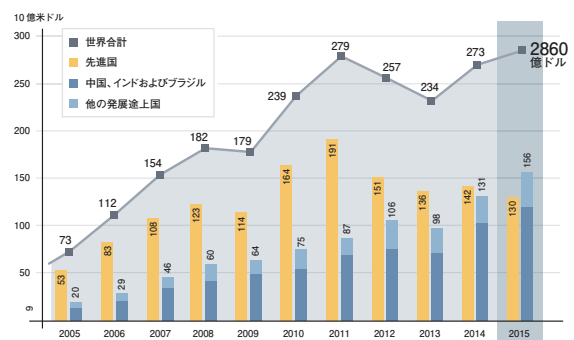
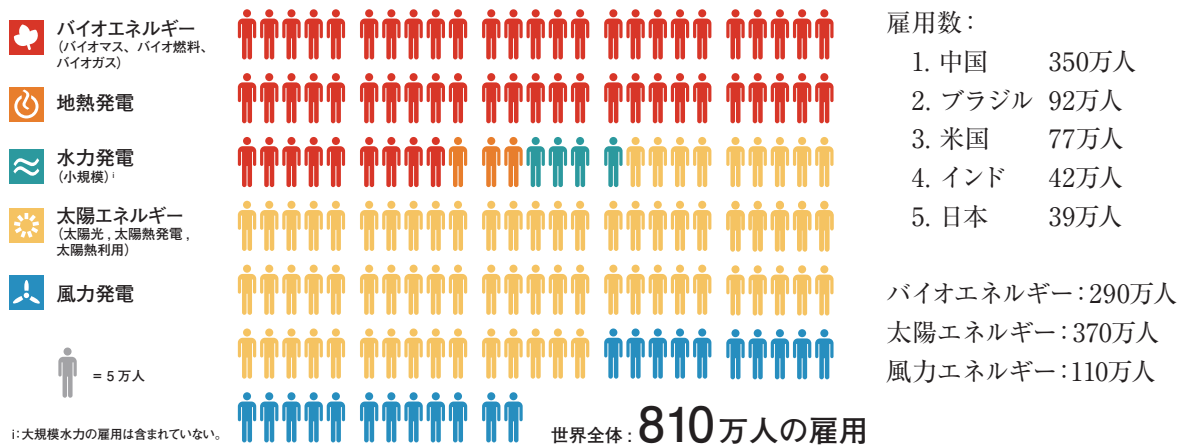


図 1.26: 世界の自然エネルギー投資額
（出所：GSR2016）

■世界では自然エネルギーによる雇用が約810万人（2015年）



1.3 国内の自然エネルギー政策の現状と課題

(1) FIT制度の現状と課題

日本国内の自然エネルギーの導入量について、2012年の固定価格買取制度（以下、FIT制度という）のスタート以来、太陽光発電を中心に導入量が増加しているが2015年度でも国内の全発電量（自家発電を含む）に占める割合は14.5%程度と推計され、太陽光と風力を合わせてもいまだ4%程度に過ぎない（図1.3）。

2016年3月までの設備認定（移行認定含む）は9,500万kW以上に達しているが、そのうち89%を太陽光発電が占めている。実際に運転を開始している設備容量は3,600万kW以上で設備認定の約38%に留まっており、その86%を太陽光発電が占めている（移行認定を含む）。2016年3月末。図1.28参照）。

(2) 改正FIT法の成立

FIT制度を含めた自然エネルギー導入促進のための制度改革では、総合資源エネルギー調査会の「再生可能エネルギー導入促進関連制度改革小委員会」³において2015年9月から検討が始まり、2016年2月に取りまとめが行われた。そこでは2015年7月に経産省が公表した2030年度の長期エネルギー需給見通し（エネルギーミックス）を前提とした自然エネルギー導入の仕組み、国民負担抑制の観点からの効率的な導入の仕組みや電力システム改革での効率的な電力取引・流通の実現などが論点となっていた。この取りまとめに基づき策定された改正FIT法案⁴は2016年5月に国会で可決・成立し、同年6月に公布されているが、

一部を除き2017年4月から施行される（賦課金減免制度は2016年10月施行）。

改正FIT法の主な内容は以下のとおりであるが、詳細については2016年7月に公布された施行規則の一部を改正する省令に定められている⁵。

- 未稼働案件の発生を踏まえた新認定制度の創設
 - ・発電事業の実現可能性（接続契約締結等）を確認した上で認定
 - ・既存の認定案件は、原則として新制度での認定の取得が必要
- 適切な事業実施を確保する仕組みの導入
 - ・事業実施中の点検・保守や、事業終了後の設備撤去等の遵守を求め、違反時の改善命令・認定取消が可能
 - ・事業者の認定情報を公表する仕組み
- コスト効率的な導入
 - ・中長期的な買取価格の目標を設定し、入札制度を導入
 - ・リードタイムの長い電源の導入拡大
 - ・数年先の認定案件の買取価格まで予め提示
- 電力システム改革を活かした導入拡大
 - ・買取義務者を一般送配電事業者等に変更（小売電気事業者等への直接引渡しも可能）

(3) 太陽光発電の課題

FIT制度導入後のわずか4年間で新たに2,700万kW（2016年3月末）もの太陽光発電が設置されたことは、このFIT法の大きな成果である。ただし、その背景でおよそ5,300万kW（2016年3月末）もの太陽光発電の未稼働案件が積み上がっていることが大きな課題である。これは、制度設計において非住宅用太陽光の調達価格をコスト構造に合わせて規模別にしなかったことや、電力システム改革の遅れや電力システムの整備を計画的に進めてこなかったことが

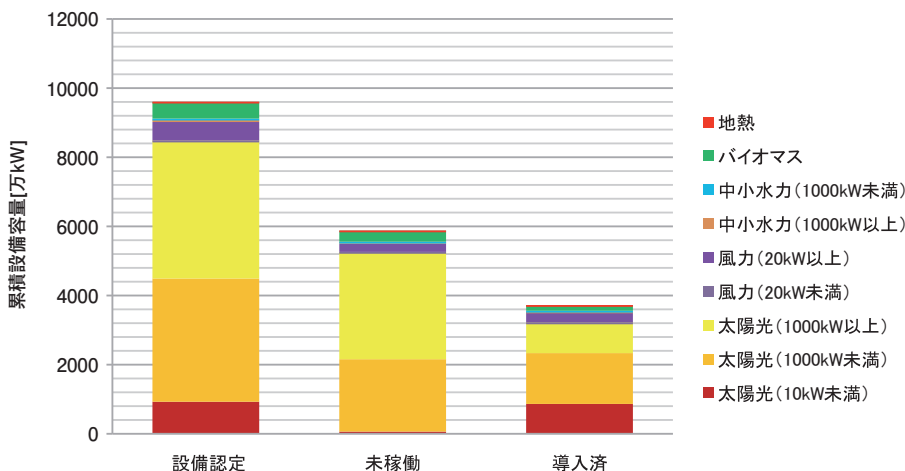


図 1.28：FIT制度による自然エネルギー発電設備の認定および導入状況（2016年3月末、移行認定を含む）
（出所：資源エネルギー庁データより作成）

³ 再生可能エネルギー導入関連制度改革小委員会 http://www.meti.go.jp/committee/gizi_8/18.html#saisei_kanou

⁴ 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）等の一部を改正する法律 <http://www.meti.go.jp/press/2016/06/20160603009/20160603009.html>

⁵ 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施行規則の一部を改正する省令 http://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/kaitori/kaisei_kakaku.html

大きな要因になっているが、改正FIT法の運用にあたっては、地域での自然エネルギー事業の特性や社会的な合意形成を考慮したきめ細かい事業認定制度である必要がある。

そのため、一部の地域で見られる大規模な太陽光発電事業の開発でのトラブル等⁶を未然に回避するため、発電事業計画の認定要件において、地域での合意形成プロセスをしっかりと盛り込み、積極的な情報公開と地域のステークホルダーの参画を推奨すべきである（「持続可能な社会と自然エネルギーコンセンサス」参照⁷）。

太陽光発電の「コスト効率的な導入」をする制度改革が「最大限の導入」にブレーキをかけることがないようにする必要がある。そのため、事業用太陽光の「入札制度」について、すでに先行して行われているドイツでの入札でも明らかのように、入札制度では少数の大規模事業者がほぼすべてを落札し、地域の事業者、協同組合など小規模な事業者などは閉め出される。「地域密着型の小規模は配慮」としているが、規模の大小が問題なのではない。地域密着型でも大規模を目指すこともあるが、開発投資体力の有無・大小で入札から閉め出されることになる。

そもそも入札制度はFIT制度とは異なる制度であり、英国で1990年から導入された「非化石燃料導入義務」(NFFO)など歴史的な経験では必ずしも良い結果を生んでいない。日本の太陽光発電は海外に比べて高コストだが、FIT制度の導入以後着実に下がっている⁸。これはFIT制度の一定の成果と見て良い。この成果を活かすかたちで、発電出力などの設備規模や設置形態別に、一定比率で毎年もしくはより短時間で調達価格を下げるなどで、きめ細かく「コスト効率化」を目指すことの方が明らかに確実である。FIT制度は、誰もがエネルギーを生み出す権利を具現化したものである。これに対して入札制度はトップダウンの大規模産業文化によるものであり、地域コミュニティとは政治文化的に相容れない。FIT制度によって、全国ですでに800もの「ご当地エネルギー」が誕生している⁹。「コスト効率化」も重要だが、それはあくまでFIT制度の改良の枠内で目指すべきである。

(4) 太陽光発電以外の課題

風力発電について、2016年度の買取価格は導入状況に配慮し、地熱や中小水力と共に、そのまま維持されることになったことは一定の評価ができる。しかし、実際の導入があまり進まない中で、システム費用は未だ買取価格を算定する際の想定を上回る状況が続

いており、将来にわたり予見可能な買取価格の設定が引き続き求められている。さらに、風況や電力系統への接続制約などの立地条件や環境アセスメント（法アセス）など調達価格以外の事業へのハードルが高い。

風力発電への環境アセスメントの審査手続きが700kW以上に達しているが、新規の風力発電の設備認定が2016年3月末で280kWに達したものの、実際の運転開始は設備認定の約17%に相当する48kW程度に留まっている（国内の累積導入量は2015年度末でようやく316kWに達した）。風力発電の設備認定や運転開始のペースは環境アセスメントなどの準備期間の長さにより太陽光発電に比べるとまだまだ遅い状況であるため、環境アセスメント手続きの期間短縮や対象規模の見直し、アセス情報の共有化、ゾーニングの制度化などを行う必要がある。

バイオマス発電では、一般木材の設備認定が300kWに達しており、調達する木材の合法性や持続可能性を考慮すべきである¹⁰。特に海外から輸入する木材については、これらの証明は義務化されておらず違法伐採や、海外での森林資源の乱開発などが懸念される。「合法伐採木材等の流通及び利用の促進に関する法律」(2016年5月成立)の厳格な運用などを通じて、輸入木材の合法性などを証明するガイドラインなども策定する必要がある。石炭混焼をFIT制度の対象にすることは避け、熱利用を促進するためにエネルギー効率70%以上の熱電併給を推進すべきである。

地熱発電の設備認定は2016年3月末で7.6kW程度に留まる。地熱発電については、調達価格が比較的高く定められており、特に1.5kW未満は各地で数千kW規模のバイナリー方式を含む比較的小型の発電設備の事業化計画が前に進む一方で、本格的な数万kW規模の地熱発電設備については、資源調査から環境アセスメントまで非常に長期にわたる調査や手続きが必要となり、運転開始までには10年程度かかるとも言われており、事業化のための調査への支援や環境アセスメントの手術期間の短縮化などをさらに進める必要がある。

小水力発電については、2016年3月末時点の設備認定が約78kWに達し、件数も500件を超えているが、運転開始は約16kWと21%程度に留まっている。特に1,000kW未満の小規模な水力発電については、工事費を含む初期のシステム費用が想定よりも高くなっており、適正な買取価格の設定と共に、事業化に必要な調査や資金調達などの面でさらに支援が必要である。

(ISEP 松原)

⁶ ISEP 研究報告「メガソーラー開発に伴うトラブル事例と制度的対応策について」(平成 28 年 3 月 1 日) <http://www.isep.or.jp/library/9165>

⁷ ISEP・自然エネルギー財団「持続可能な社会と自然エネルギーコンセンサス」(2015 年 6 月 26 日) <http://www.isep.or.jp/library/7820>

⁸ 再生可能エネルギー導入促進関連制度改革小委員会(第3回)資料1 p.11

⁹ 一般社団法人 全国ご当地エネルギー協会 <http://www.communitypower.jp/>

¹⁰ バイオマス産業社会ネットワーク「バイオマス白書 2016」<http://www.npobin.net/hakusho/2016/>

1.4 自然エネルギー優先への電力システムの課題

自然エネルギーの本格的導入には電力システムへの「優先接続」や「優先給電」の実現が欠かせない。そのためには、強力な広域系統運用機関や発送電分離による公平中立な送配電網の管理や運営の体制が必要である。この意味で、2020年度までに実施が予定されている送配電部門の公平中立化(発送電分離)では、各社で予定されている法的分離から欧州並みの所有権分離まで進むことが必要である。一方、根拠が不透明な「接続可能量」や過大な「工事負担金」、既存電源や電力会社の計画を優先した「空き容量ゼロ回答」などによって実質的に接続が拒否されている問題がある。

(1)「接続可能量」の問題点

三大都市圏(東京、関西、中部)を除く大手電力会社(旧一般電気事業者)が指定電気事業者となり定められている太陽光および風力「接続可能量」については、名称が「30日等出力制御枠」に代わり電力会社ごとに毎年算定する「算定値」に沿って決定されることになったが、設備認定の容量が「接続可能量」を上回っている地域では実質的に大きな制約条件となっている。特に太陽光発電では、三大都市圏を除くほとんどの地域で設備認定量が「接続可能量」を上回っており、特に北海道、東北、九州では2倍以上に達している(図1.29)。一方、風力発電については、北海道電力で、「接続可能量」を設備認定量が大きく上回っており、環境アセスメントの手続き中の案件を含めると東北電力でもすでに厳しい状況だと考えられる(図1.30)。

(2)「優先接続」への課題

日本では、これまでFIT制度の法律によって条件付きの「接続義務」はあったが、改正FIT法では削除され、電事法における「オープンアクセス」に置き換えられた。この「オープンアクセス」は基本的にすべての電源が対象となっており、欧州のような系統接続の費用負担まで考慮した自然エネルギーの「優先接続」がないことが問題と考えられる。系統接続の費用負担については、発電事業者の特定負担を最小限に抑え、送配電事業者が計画的に送配電網の整備(設備形成)を行う上で、社会全体のインフラとして一般負担とすべきである。

接続費用については、基本的に発電事業者が費用の全額を負担する「特定負担のみ」(ディープ方式)だったが、基幹ネットワークの増強費用については託送料金で回収する「一般負担」を可能とするガイドラインが2015年11月に定められた¹¹⁾。しかし、OCCTO¹²⁾が2016年3月に定めた「一般負担の上限額」では、変動する自然エネルギー(太

陽光、風力)の上限額が火力発電の半分程度と不利な基準となっている。

(3)「優先給電」と調整力

国が未だに、「エネルギー基本計画」(2014年4月閣議決定)で原発をベースロード電源と位置づけていることや、送電網が電力会社の供給エリアごとに運用され、欧州などの自然エネルギーの「優先給電」が実現できていないことも課題である。電力会社と電力会社を結ぶ会社間連系線の活用についても、自然エネルギーのための活用はこれからの課題で、これまでほとんど緊急時しか使われていない。欧州のように太陽光や風力など変動する自然エネルギーを前提とした調整力が系統に求められている。これらの課題の解決に向けては、新たに電力システム改革の第一弾として2015年4月に設立された「電力広域的運営推進機関」(OCCTO)の委員会等での検討や送配電等業務指針¹³⁾等の運用ルール(ガイドライン)に委ねられている。

(ISEP 松原)

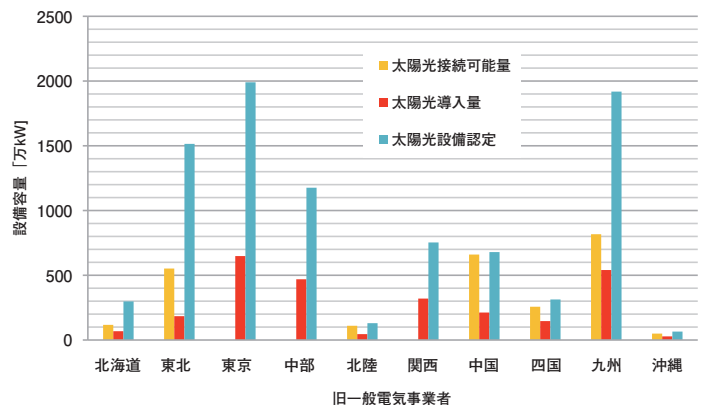


図 1.29: 太陽光発電の「接続可能量」「導入量」「設備認定」(出所: 資源エネルギー庁データより作成)

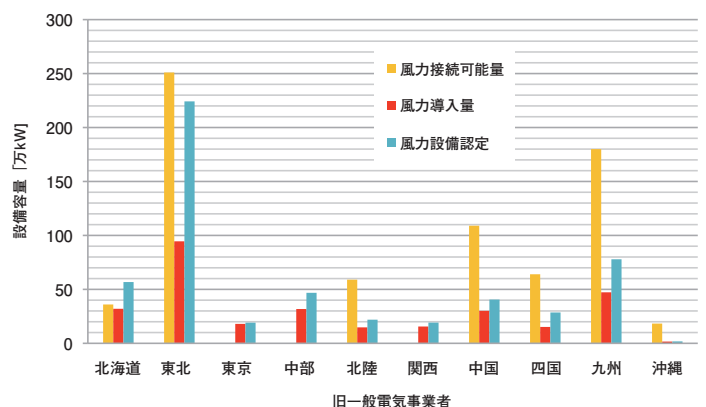


図 1.30: 風力発電の「接続可能量」「導入量」「設備認定」(出所: 資源エネルギー庁データより作成)

¹¹⁾ 経産省「発電設備の設置に伴う電力システムの増強及び事業者の費用負担の在り方に関する指針」(2015年11月)

¹²⁾ 電力広域的運営推進機関(OCCTO) <http://www.occto.or.jp/>

¹³⁾ OCCTO「送配電等業務指針」https://www.occto.or.jp/jigyosha/koikirules/2016_0331_teikan_kitei_shishin_HP.html

1.5 電力小売全面自由化と自然エネルギー

(1) 電力小売全面自由化の課題

日本でも、2016年4月から電力小売りの全面自由化がスタートした。一般家庭や小規模事業所(低圧契約)の消費者も、これまでの地域独占の大手電力会社以外に、電力会社(小売電気事業者)を自由に選ぶことができるようになった。気候変動の問題がある化石燃料による火力発電や福島第一原発事故で巨大なリスクが明白となった原子力発電に依存しない電気を選択するために、自然エネルギーによる電気を選ぶことができるようになると期待されているが、そのためには様々な課題があることが明らかになってきている。

すでに一定規模以上の事業所や工場(高圧・特別高圧契約)は、10年ほど前から電力小売りが自由化され、新電力(PPS)と呼ばれる大手の電力会社(一般電気事業者)以外からの電気を選択することができた。福島第一原発事故以降、この新電力の届出数は800近くに達したが、実際に電力の供給実績のある新電力は135社程度に留まり、その電力の販売シェアも2015年度末の時点ですら約9%程度になったに過ぎなかった。電力小売全面自由化後に地域別に見ると、東京電力と関西電力の管内で新電力シェアが伸びており、最高で14%に達している¹⁴。電力小売全面自由化のための電力・ガス取引監視等委員会(EGC)¹⁵の審査に基づく小売電気事業者の登録が進んでいるが、すでに300社を超える小売電気事業者が登録を済ませており(2016年8月時点)、一般家庭向けに自由化後の電気料金メニューが次々と発表されている。2016年7月末までに大手電力会社から新電力に切り替え(スイッチング)を申し込んだ件数は150万件近くに達して、全ユーザーの2.4%程度になった。しかし、この電気料金メニューに関する様々な比較サイトが立ち上がる中、電力料金そのものの安さにばかり注目が集まり、電源構成はほとんど公表されておらず、電気の中身に注目した比較はまだまだ難しい状況にある。

これらの小売電気事業者の中で、自然エネルギーによる電気の小売りを目指す動きを推奨するパワーシフトキャンペーンが行われている(事務局:FoE Japan)¹⁶。このキャンペーンでは、電気の消費者がパワーシフト宣言をして、自然エネルギーを重視する電力会社をできるだけ選択できるように各地域の自然エネルギー電力会社(小売電気事業者)をホームページ上で紹介をしている。しかし、自然エネルギーを中心とした電力会社は、回避可能費用が市場連動となったことも一因となりFIT制度に基づく自然エネルギーによる電気(FIT電気)の調達がいよいよ難しくなり、

2017年4月からは送配電事業者によるFIT電気の買取が義務化されるなど周辺環境は厳しい。

一方で、ライセンス制により登録された複数の小売電気事業者から消費者が電気を適切に選択できる仕組みを消費者の権利の立場からも整える必要がある。そのためには、電気料金の内訳や電源構成などの表示を義務化したうえで、発電事業者や送配電事業者、卸電力取引市場等からの情報公開のための仕組みを整えることや、消費者が毎月の明細書やインターネットなどを活用して電気料金の内訳や電源構成などを常に確認ができる必要がある。自然エネルギーによる電気が何処で発電され、どのように取引されて、どのように消費者に届けられるかを知ることが重要である。電気料金の内訳についても電気を運ぶ費用である託送料金や託送料金に含まれている「使用済核燃料再処理等既発電費相当額」や原発立地地域に交付される「電源開発促進税相当額」なども公表すべきであろう。欧州ではすでに実現している自然エネルギーの割合などの電源構成や核廃棄物排出量の表示が、2016年1月に公表されたガイドライン「電力の小売営業に関する指針」¹⁷においては明記されず、電源構成の表示は「望ましい行為」として努力義務となった。当面は、消費者がこの電源構成表示や電力料金の内訳を積極的に表示する小売電気事業者を評価していく必要がある。

(2) 卸電力市場の課題

現在は規模の小さい卸電力市場(卸電力取引所JEPXなど)の取引規模や内容を拡充し、欧州のように小売電気事業者が公平に必要な種類や量の電気を調達し、販売できる状況にしていく必要がある。JEPXによる取引量は、未だ国内の全販売電力量の2%未満に留まる(2014年度実績)。卸電力市場の拡充については、2016年4月から1時間前市場がスタートし、中長期的な先物市場や、より短期のリアルタイム市場の整備が予定されている。さらに2016年9月に総合資源エネルギー調査会において「電力システム改革貫徹のための政策小委員会」¹⁸が創設され、卸電力市場についても「ベースロード電源」へのアクセスや調整力のための「容量市場」、CO₂削減のための「非化石価値取引市場」などの検討が市場整備ワーキンググループで始まっている。

(ISEP 松原)

¹⁴ 総合資源エネルギー調査会 電力基本政策小委員会 http://www.meti.go.jp/committee/gizi_8/21.html#kihonseisaku

¹⁵ 電力・ガス取引監視等委員会ホームページ <http://www.emsc.meti.go.jp/>

¹⁶ パワーシフト・キャンペーン <http://power-shift.org/>

¹⁷ 経産省「電力の小売営業に関する指針」<http://www.meti.go.jp/press/2015/01/20160129007/20160129007.html>

¹⁸ 総合資源エネルギー調査会「電力システム改革貫徹のための政策小委員会」http://www.meti.go.jp/committee/gizi_8/18.html#denryoku_system_kaikaku

1.6 気候変動問題とパリ協定

2015年12月にパリで開催されたCOP21において気候変動問題の国際的な枠組みとして採択されたパリ協定の実現に向けては、世界各国での100%自然エネルギーへの取り組みに期待が集まる一方、国内外で様々な課題がある。

(1) 悲観と楽観

2015年12月12日、2020年以降の気候変動対策の国際枠組みであるパリ協定が法的拘束力を持つ文書として採択された。たしかに、複雑に入り組んだ対立点に関する長い交渉を経ての国際合意成立という意味では歴史的な出来事である。しかし、手放しで喜ぶことには少々違和感を覚える。なぜならパリ協定で法的拘束力を伴って規定された「産業革命以降の温度上昇を2℃よりも十分に低く、あるいは1.5℃以内に抑制する」という目標達成への道りはまだまだ遠いからだ。

パリ協定によって温室効果ガス(GHG)排出削減(抑制)数値目標を持つ国は増えた。しかし、「米国が批准するために必要な米国議会の承認」が絶対的な条件となったために、その数値目標の達成に関する法的拘束力などは京都議定書の場合よりも弱い。実は、各国にとって目標の報告は義務であるものの、目標の達成は義務ではない。そのような意味でパリ協定は、自主的な取り組みという壊れやすい氷の上での小さな一歩に過ぎない。

そうは言っても、パリ協定のビジネス、特に世界レベルでの金融や投資の分野へのインパクトは非常に大きいと思われる。お金の流れは様々なリスクに敏感であり、大きなリスクの1つとして気候変動や化石燃料がビジネスの世界で完全に認識されたことの意義は極めて大きい。また、既得権益と結びつきやすい行政や立法ではなく、司法の分野での大きな展開も予想される。

(2) 具体的な合意内容

今回のCOPは、これまでの会期中に最終的な数値目標を交渉で決めようとしたCOP3やCOP15と違って数値目標自体はすでに出ていた。そして現実的には、数値目標の会期中での修正や差異化(数字を上方修正すべき国の上方修正の実施)は難しい状況であった。ただし、コミットメントの公平性という意味では、排出削減数値目標の公平性に基づいた差異化ではなくて、コミットメント全体の差異化(例:先進国の資金や技術移転の実施状況をモニタリングさせて報告させて皆でレビューするような仕組みを入れる)といった細かいものの重要な点での差異化が公平性を巡る戦いの前線となっていた。以下では、この差異化問題も含めて個別の論点を説明する。

① 長期目標

世界の平均気温を工業化以前から2℃未満に維持、1.5℃未満への努力を継続、事実上の人為的化石燃料の排出を21世紀後半にゼロ、現在の対策からの後退なし、などが参加国全体の目標となった。実は、2009年のコペンハーゲン合意や2010年のカンクン合意でも2℃目標や1.5℃目標が言及されている。しかし、パリ協定では両合意よりも法的拘束力がより強くなり、2℃目標の前に“well below(十分に低い)”という言葉が追加された(2℃よりも十分に低いという意味)。1.5℃目標に関しては、実現可能かどうかは別にして、すでに被害に苦しむ島嶼国や脆弱国の訴えを無視できなかったということだろう。

② 差異化

パリでは、現状では動かしようのない各国の数値目標よりも、「先進国の途上国への資金・技術支援なども含めた各国の対策の実施状況の検証や見直しに関する先進国と途上国との間での差異化」が争点となった。この検証や見直しは、京都議定書における順守システムに実質的に代わるものという意味で非常に重要である。最終的には、多くの条項で先進国と途上国の実質的な区別がなくなり、途上国、特に新興国(中国、インド、ブラジルなど)が米国を中心とする先進国に押し切られた内容となったと言える。

③ 資金

2009年のコペンハーゲンCOPで決定された先進国による2020年までに毎年1,000億ドルの途上国への資金支援(融資や民間資金を含む)を2025年以降、1,000億ドルを下限にして増加させることになった。一方、先進国側の強い要求で先進国以外の国も自発的に資金支援することになった。途上国が要求した「新規」「追加的」「十分な」「予想可能で持続的な」「拡大された」などの資金に関する条件も先進国は受け入れなかった。実は、この1,000億ドルは「決定」と呼ばれる部分に書かれているために法的拘束力はない(パリ協定は法的拘束力のある「合意」の部分と法的拘束力のない「決定」の部分の二重構造になっている)。そもそも、現在の先進国からの資金の流れも1,000億ドルには大きく達していない。途上国にとって最重要事項であった資金問題だが、1,000億ドルという数値は残ったものの、それ以外はほぼ先進国が取ったと言える。

④ 損失と損害

気候変動による被害に対応する仕組みに関して独立し

た条項が設けられた。しかし、島嶼国や脆弱国が要求した「気候変動難民対策機構」という組織の構築は見送られた。そればかりか、米国の要求で「責任や補償という議論のベースとならない」という趣旨の文言が「決定」の方に入り「合意」の方にもひもつけられた。そうは言っても、温暖化による被害が拡大する中、この条項は将来的に非常に大きな意味を持つ。

⑤目標見直しと低炭素発展計画の策定・通知

5年ごとの約束草案の再提出・改訂や会議前の目標提出・事前レビューなど、各国目標の上方修正を定期的に促す仕組みが取り入れられた。また、長期低排出発展戦略の策定・通知が求められることになった。これらの仕組みを高く評価する声は大きい。しかし、前述のようにパリ協定では各国目標の通知は義務だが達成は義務ではない。低排出発展戦略に関しても、すでにカンクン合意で同様の計画の策定は規定されていた。したがって、非常に残念なのだが、このような仕組みができたとしても、各国が自動的に目標を上方修正するとは考えられない。

(3) ビジネスへのインパクト

①ダイベストメント

各国目標達成に強い法的拘束力がないとしても、パリ協定がビジネスに与える影響は非常に大きい。周知のように、すでにここ数年、今まで化石燃料会社に流れていたお金が流れなくなっている。いわゆる2011年に米国の大学から始まったダイベストメント(Divestment:投資撤退)運動であり、現在では、多くの企業、金融・保険機関、投資家、地方自治体、企業、教会などが参加している。2015年12月時点で、このダイベストメント運動に賛同して参加している組織の数は、350.orgというNGOの集計によると世界中で500を超え、それらの保有資産合計額は3兆4,000億ドル(約420兆円)に達している。ただし、残念なことに現時点(2016年9月)において日本でダイベストメントを表明した組織は1つもない。この事も日本での温暖化問題に関する認識の低さを示している。

②金融安定理事会タスクフォース

イングランド銀行の総裁で主要25カ国・地域の中央銀行、金融監督当局、財務省などの代表が参加する金融安定理事会の議長でもあるマーク・カーニーは、G20財務相会議からの要請という形で世界の金融システムが持つ気候変動関連リスクの現状やリスク削減策に関するタスクフォースをCOP21の場で立ち上げた。このタスクフォースの重要な役割の1つとしては、金融や投資の面から見た気候変動リスクをより正確に示す指標作りが考えられる。また、リスクを低減するための具体的なインセンティブ(例:課税や減税)の提言も期待される。

③フランス・エネルギー転換法

2015年7月、フランスで画期的な「エネルギー転換法」が制定された。その173条では、フランスの企業、銀行、機関投資家などに対して「気候変動関連リスクの影響、金融資産が持つGHG排出量、投資計画と国・地域・世界の対策目標などとの整合性」に関する情報の開示を義務づけている。これは、いわば一般企業の事業計画や機関投資家のポートフォリオに対してフランスの数値目標だけでなく世界全体の目標、すなわちパリ協定で規定された2℃目標や1.5℃目標などとの整合性を持つべきことやそれに関する情報公開を要求している。

④訴訟リスク

前述のFSB議長が提示した3つのリスクのうち、特に注目されるのが訴訟リスクである。なぜなら、どの国でも多かれ少なかれ化石燃料会社やエネルギー多消費産業が政権の支持基盤となっているため、政策の急激な変更、すなわち野心的な省エネや再生可能エネルギーの導入は現実的には難しいからである。一方、三権分立が確立していれば、司法が政府を動かすことができる。また、企業は、裁判という形で法的責任を訴追される可能性があるだけでも大きなリスクとして認識する。

(4) 日本の課題

パリ協定の誕生は京都議定書の死を意味する。名前だけでなく、京都議定書が持っていた各国目標などに対する法的拘束力も消えた。歴史に「もし」はないものの、日本が京都議定書に対して異なる対応、たとえば京都議定書第二約束期間へ参加し、積極的に制度設計に関わっていれば、パリ協定は法的拘束力がより強い「京都議定書第三約束期間」になっていたかもしれない。

京都議定書は、日本が環境立国として世界でリーダーシップを取るための「機会」であった。パリ協定が生まれたことは、あえてリーダーシップを取らない「普通の国」に日本がなったことを示している。

その意味で、パリ協定の誕生は、寂しさや無力感の両方を感じる。そして、現在、政府も産業界も、パリ合意の前に行っていた議論や政策(原発と石炭火力重視)と全く同じ議論や政策を展開している。

残念ながら、原発事故でさえ大きく変えられなかった日本のエネルギー政策をパリ協定が簡単に変えられるとは思えない。それは、日本政府が温暖化および原発のリスクやコストを正しく認識して2度目標達成に十分なGHG排出削減を経済合理的に実現するような政策を実施するようになるためには、市民社会の途方もない努力や抵抗、そして温暖化被害の甚大化の両方が必要とされる事を意味するのだろう。

(東北大学 明日香壽川)

【トピックス①】 ご当地エネルギーの意義と国内外の動向

持続可能なエネルギーへの転換は、単純に化石燃料・原子力によるエネルギーを自然エネルギーに置き換えることに留まらず、エネルギーと社会のあり方を中央集中型から地域分散型へと変革していくプロセスを伴う。

そうした変革に関して、先行して取り組みを進めてきた欧州、特にドイツ、デンマークのエネルギー協同組合の経験を踏まえ、世界風力エネルギー協会の呼びかけのもと、世界各地で同様の取り組みを進める実践者や研究者が集まり、地域の人々が中心となって取り組む自然エネルギーの定義が議論されてきた。こうした議論の積み重ねの成果として、2011年5月に世界風力エネルギー協会は「コミュニティパワー」の定義を発表した¹⁹。

日本国内では、2000年頃から、市民が担い、市民が参加する「市民風車」や「市民太陽光発電」といった先駆的プロジェクトが展開してきた。そして、2011年3月11日の東日本大震災および福島第一原発事故を受け、国内で自然エネルギーへの関心が高まると共に、2012年7月から始まった固定価格買取制度によって政策的支援が整ったことから、全国各地でコミュニティパワーに取り組む動きが活発化した(図1.31)。

3.11後に取り組みを開始した地域の中には、環境省「地域主導型再生可能エネルギー事業化検討業務」のような国の支援プログラムのもとで、コミュニティパワーの三原則を指針として、地域のステークホルダーの合意形成を図り、また、専門家のアドバイスを受けながら、事業化を成功させた事例もある²⁰。

地方自治体の政策形成という面では、コミュニティパワーの三原則を指針として、市区町村が条例を立案・制定する動きが進んだ。これらの条例の多くは、地域資源の積極的な利用、地域ステークホルダーの積極的関与、地域経済の活性化などを主な柱とする理念条例として制定されている。

以上のように、欧州に端を発するコミュニティパワーの取り組みは、日本においても着実に浸透しつつある。一方で、エネルギー協同組合がエネルギー転換の推進力の1つとなっていたドイツでは、固定価格買取制度から入札制度への移行プロセスの中で、地域が中心となって取り組むエネルギー協同組合や中小規模事業者には参入が難しい制度になることが予見されるようになり、改めてコミュニティパワーの意義を確認し、今後の方向性を模索する動きが生まれている。

その1つとして、2016年1月26日、ドイツ・ボンで開催された「コミュニティパワーの追い風と向い風 - 地域と世界のコミュニティ風力発電に関するシンポジウム(Tailwind and

Headwind for Community Power - Regional and Global Community Wind Perspectives)」では、これまで欧州で取り組まれてきたコミュニティ風車が社会的受容に積極的な役割を果たしてきたこと、地域経済の活性化にも大きな貢献をしてきたことが確認された。一方で、2030～50年に向けたエネルギー転換においては、さらなるコスト効率化を図る必要があり、入札制度への移行は不可避という流れの中で、どのように地域の主体が取り組むコミュニティパワーを支えていくかが議論された²¹。

そして、このシンポジウムの参加者を中心に、今後の世界レベルでのコミュニティパワーの推進に向けた戦略会議が開かれ、コミュニティパワーの担い手のさらなるネットワーク強化と知見の共有を目的として、第1回世界ご当地エネルギー会議(The 1st World Community Power Conference)を福島で2016年11月に開催することが合意された²²。

国内のコミュニティパワーの動向について、2014年の「九電ショック」に端を発する系統制約により、多くのコミュニティパワーの担い手たちの発電部門での取り組みは停滞しつつある。しかし、すでに太陽光発電の事業化に成功した地域では、小水力発電やバイオマス熱利用など他のエネルギー種への展開を模索する動きがある。また、2016年4月の電力小売全面自由化を受け、電力供給事業へ展開する動きもあるなど、国内のコミュニティパワーはさらなる多様化と深化が進みつつある。

(ISEP 古屋)



図1.31:国内コミュニティパワーの担い手(2016年10月時点)
(データ出所:環境エネルギー政策研究所、市民電力連絡会、気候ネットワークによる調査データを統合)

¹⁹ World Wind Energy Association (2011) "WWEA defines Community Power." Retrieved 10.1, 2016, from <http://www.wwindea.org/communitypowerdefinition/>

²⁰ 飯田哲也+環境エネルギー政策研究所 編著、古屋将太、吉岡剛、山下紀明 著 (2014) 『コミュニティパワー：エネルギーで地域を豊かにする』学芸出版社

²¹ Schik, Calro, Stefan Gsänger and Jan Dobertin (2016) "Headwind and Tailwind for Community Power: Community Wind Perspectives from North-Rhine Westphalia and the World." World Wind Energy Association and Association for Renewable Energy North-Rhine Westphalia.

²² 第1回世界ご当地エネルギー会議 <http://www.wcpc2016.jp/>

【トピックス②】 福島から広がるご当地エネルギー

(1) 全国ご当地エネルギー協会の取り組み

持続可能で自立した地域社会を実現するために地域主導型の自然エネルギー開発を協働して推進するという理念の下、社会ビジネスモデルの開発、情報・経験共有、政策研究・提言、人材育成、事業支援などを進める目的で、2014年5月に一般社団法人全国ご当地エネルギー協会が設立された²³。これは2014年2月に福島県で開催されたコミュニティパワー国際会議2014で採択された「福島コミュニティパワー宣言」に基づいている²⁴。固定価格買取制度の導入と共に広がった地域主導型自然エネルギー事業をネットワーク化し、それぞれの事業者が得た知見の共有や事業者の力を結集して制度的な課題解決に当たるなどの活動を、全国9地区の幹事と生協関係者など消費者幹事が中心となって推進してきた。福島県の会津電力をはじめ、北海道グリーンファンド、小田原市のほうとくエネルギー、長野県の自然エネルギー信州ネット、静岡市のしずおか未来エネルギー、宝塚市の宝塚すみれ発電、徳島県の徳島地域エネルギー、新潟市の「おらって」にいがた市民エネルギー、山口県の市民エネルギーやまぐちなど、それまでエネルギーとは無関係な業種の企業や市民活動団体が自然エネルギー発電事業に取り組み、ご当地エネルギー協会を牽引してきた。2016年4月12日現在、正会員23団体、準会員16団体、協賛会員1団体、合計40団体が参加するネットワーク組織に成長してきている。

設立から2年が経過して、固定価格買取制度による自然エネルギー普及の第1世代とも言える太陽光発電事業が一巡し、これから第2世代に向けて、小型ボイラーによる熱供給や地域熱供給といった熱利用分野、環境・エネルギー分野の先進国であるデンマークの技術移転プログラム²⁵への参画、自然エネルギーの生産地と消費者を結ぶ

ご当地エネルギークラブ²⁶などの取り組みへとその射程を広げている。また、2016年度は自然の恵みが豊富に存在する農山漁村において再生可能エネルギー事業を活用して、農林漁業の発展や地域活性化の実現を目指す農林水産省事業のサポートにも取り組んでいる。

さらに一般電気事業者や大手資本をベースとする新電力など意向に沿って進められる傾向にある電力小売の全面自由化や電力システム改革について、コミュニティパワーの観点から政策提言を行うなど、地域に根ざした地域分散型エネルギーシステム構築に向けて活動を展開することを目指している。

(2) ふくしま自然エネルギー基金の設立

福島の復興に繋がる地域主導型の自然エネルギー事業を資金面から支えることを目的に、一般財団法人ふくしま自然エネルギー基金が2016年2月に設立された²⁷。初期開発段階では民間金融機関からの融資を受けることが難しく資金不足がネックとなりがちな地域主導型自然エネルギー事業に対して、初期段階の調査資金などを支援することで開発時の壁を取り除くことが可能になると期待される。東日本大震災および原発事故からの復興事業、被災者の生活支援、原発事故アーカイブ事業を推進することも基金の目的としており、全国の一般市民等の寄付に加えて、自然エネルギー事業からの収益なども基金の原資として活用し、広く福島に貢献することを目指している。

一方、福島県内では避難指示解除準備区域の農地を活用した地域住民主導の太陽光発電事業、富岡復興ソーラー事業の具体化が進んでいる。設備容量3万kWという規模は地域主導のプロジェクトとしては日本最大規模になる。

(全国ご当地エネルギー協会 山崎誠)



図1.32: ふくしま自然エネルギー基金の事業概要

²³ 一般社団法人全国ご当地エネルギー協会 <http://communitypower.jp>

²⁴ コミュニティパワー国際会議 <http://www.iseip.or.jp/library/4772>

²⁵ デンマークの技術移転プロジェクトは環境エネルギー政策研究所 (ISEP) が日本側の窓口となり、デンマーク外務省・デンマーク大使館と連携して推進。デンマークで構築された官民連携のプラットフォーム State of green をベースに進められている。 <https://stateofgreen.com/jp>

²⁶ ご当地エネルギークラブとは、自然エネルギー事業に対して寄付をいただいた方に、事業者の地域の産品をお返しとしてお贈りする事業。エネルギー産地と消費者を結び、全国どこにいても楽しく自然エネルギーを応援することが出来るようにする仕組みとして、そのパイロット事業を実施した。

²⁷ 一般財団法人ふくしま自然エネルギー基金 <http://www.fukushimafund.or.jp>

【トピックス③】 100% 自然エネルギー地域への取り組み

2015年12月のCOP21で世界190以上の国による合意で採択された「パリ協定」は、早くも2016年11月に発効し、世界的な気候変動問題へ立ち向かう重要な枠組みとなる。そのため、21世紀末までの地球の平均気温上昇を産業革命以前と比べて少なくとも2℃未満に抑え、さらに1.5℃未満を目指すために、21世紀後半までに化石燃料などからの温室効果ガスの排出量を実質的にゼロとする必要がある。エネルギー大量消費社会から低エネルギー社会へと根本的に改革すると同時に、化石燃料や原発に依存したエネルギーの供給構造から、「脱炭素」社会を実現するため自然エネルギー100%に転換していくことが求められている。

COP21で表明された数々の団体、自治体や企業などのイニシアチブにより世界の自然エネルギーへの機運は大きなうねりとなっている。世界各地から1,000人近く集まったパリ市を含む自治体のリーダーが2050年までに80%のCO₂排出削減や長期目標として100%自然エネルギーを目指すことを宣言した。さらにグーグルやIKEAをはじめ80以上の国際的な企業も自然エネルギー100%の実現を目指している²⁸。

地球規模の気候変動やエネルギー問題を解決する有力な手段としてこの10年間で世界では持続可能な自然エネルギーが急成長してきた。いまや世界全体のエネルギー需要の19%、電力供給の24%が自然エネルギーにより賄われている²⁹。その結果、自然エネルギーの割合がエネルギー需要量の100%を超える地域が世界各地で生まれている。さらに多くの地域が100%自然エネルギーの実現に向けて動き出している。

100%自然エネルギーを目指す世界中の専門家や団体(ISEPを含む世界各国の専門機関)などがネットワークを構築して「100%自然エネルギー世界キャンペーン」「Global

100% RE”が国際的に展開されている³⁰。この中で世界各国の地域での100%自然エネルギー実現への取り組みをマップにして紹介している(図1.33)。日本国内でも、福島県や長野県、宝塚市など幾つかの地域が100%自然エネルギーを目指し始めており、このマップでも7つの地域が紹介されている。

欧州連合(EU)では、2020年までに自然エネルギーを最終エネルギー消費の20%にすることを目指して加盟各国が目標を定めており、スウェーデンでは目標の49%をすでに達成して53%以上に達している³¹。ドイツでは、発電量に占める自然エネルギーの割合が2000年の6%台から2015年には30%に達し、自然エネルギーの導入が最も進んだ国の1つになっている。ドイツ国内では自然エネルギーの割合が100%を超える地域が着実に増えており、2016年6月には90地域になったと評価されている³²。さらに58の地域と3つの都市が100%自然エネルギーを目指す地域として評価され、合わせてドイツ国内の1/3に相当する151地域に達している。さらに欧州各国でも100%自然エネルギー地域を評価する取り組みが始まっている³³。

日本国内では、自然エネルギーの全発電量に占める割合がようやく2015年度に15%程度になったレベルだが、都道府県のレベルでは電力需要の20%を8つの県が超えており、市町村レベルでは電力需要の100%を超える地域が100カ所に達している(永続地帯研究会による2014年度推計値)³⁴。日本国内では、東日本大震災後、2012年にFIT制度がスタートして、太陽光発電の導入が急速に進んだ。現状で自然エネルギーの割合が100%を超える地域では、それまで導入されてきた地熱発電や小水力発電および風力発電が中心になっている。これらの発電設備のほとんどは、大手の電力会社や大企業が所有・運営しており、発電された電気は送電網により電力需要地に送

られている。これからは地域の自然エネルギー資源を地域主体で活用した取り組みが求められている。

(ISEP 松原)



図1.33:100%自然エネルギー世界キャンペーンのマップ

²⁸ RE100 <http://there100.org/companies>

²⁹ REN21 「自然エネルギー世界白書 2016」 <http://www.ren21.net/gsr/>

³⁰ 「100% 自然エネルギー世界キャンペーン」 "Global 100% RE" <http://www.go100re.net>

³¹ EurObservER "The State of Renewable Energies in Europe, Edition 2015" <http://www.eurobserv-er.org/>

³² IdE "100% Erneuerbare Energie Regionen" <http://www.100-ee.de/>

³³ CLER "100% RES Communities" <http://www.100-res-communities.eu/ger>

³⁴ 永続地帯研究会 「永続地帯 2015 年度報告書」 <http://www.sustainable-zone.org/>

【トピックス④】 地域での自然エネルギー政策の動向

2016年前半までの地域での自然エネルギー政策の動向で注目すべきは大規模な太陽光発電(メガソーラー)設置に伴うトラブルへの対応と、地方自治体による自治体新電力の設立の2点であろう。

(1)メガソーラー設置に伴うトラブルへの対応

メガソーラー設置に伴う地域でのトラブルは全国で見られる³⁵(図1.34)。

こうしたトラブルの状況に対しては、それぞれの地方自治体では主に4種類の対応が取られている。

- (ア) 景観条例や自然保護条例の改定や新設により、今後のメガソーラーの開発を抑制する規制的手法
- (イ) おもに県の環境アセスメント条例の改定により、一定規模以上のメガソーラー建設に対する環境影響評価や住民説明会の開催を義務付ける手続的義務による手法
- (ウ) 再生可能エネルギーに特化した条例の制定やガイドラインの設置などにより数MW以下のメガソーラーの建設予定を事前に届出を義務付ける手続的義務による手法
- (エ) 事業者との協定や交渉を通じて開発の影響を軽減する、代替措置を講ずる、住民との丁寧な合意形成を促すなど、行政指導を通じた自主的手法

2017年度からのFIT法改正により、ようやく発電事業者の情報(一部)が公開されることになり、2016年4月から認定申請段階で地方自治体に情報が共有されるようになったが、上記のトラブルを避けるための具体的な対策を備えた地方自治体はまだ少ない。以下では対応策を定めた事例として山梨県と長野県を取り上げる。

山梨県は富士周辺地域での大規模開発に対して山梨県自然環境保全条例の改正や市町村と連携した景観対策の支援を行ってきており、さらに(イ)に該当する「太陽光発電施設の適正導入ガイドライン」を2015年11月に制定した。この中で、新規事業については市町村および住民との計画段階からの合意形成、設置における防災・景観・環境面等からの検討、保守管理段階での適切な維持管理を行い、設備認定済みの事業については立地箇所の再検討を含めて事業者が行うよう定めている。また、山梨県内において「立地を避けるべきエリア」と「立地に慎重な検討が必要なエリア」を示している。

長野県は県内のメガソーラートラブルが顕在化した際に、

2015年6月までに長野県は市町村と連携した「太陽光発電の適正な推進に関する連絡会議」を設置した。その後、大規模なものは県の環境アセスメント制度で、中規模以下は市町村が対応する方針を示し、支援策として条例のモデル案や太陽光発電を適正に推進するための市町村対応マニュアルを策定した。こうした対策を受けて、木曾町は2016年6月に「木曾町地域の健全な発展と調和のとれた再生可能エネルギー事業の促進に関する条例」を策定し、地域協働型の促進も盛り込むなどの工夫を行っている。

(2)自治体新電力設立の動き

2016年4月からの電力小売全面自由化に合わせて、自治体が出資する新電力(自治体新電力)の設立が相次いでいる。その多くは域内の太陽光発電や廃棄物発電を活用して再生可能エネルギー割合を高めようとしている。自治体の出資比率、公共施設向けか事業者向けか住民向けか、付帯サービスの内容などは様々であり、今後も多様な自治体新電力が設置されると予想される。

当研究所で把握している自治体新電力は以下(設立順)。「真庭バイオマス発電」(2013年2月)「中之条電力」(2013年8月)「泉佐野電力」(2014年1月)「みやまスマートエネルギー」(2015年3月)「とっとり市民電力」(2015年8月)「浜松新電力」(2015年10月)「北九州パワー」(2015年11月)「成田香取エネルギー」(2016年7月)。また東京都環境公社は2016年7月から公共施設向けにFIT電気を供給するモデル事業を行っている。

(ISEP 山下)



図1.34:大規模太陽光発電の設置に伴うトラブルの発生場所(出所:グーグルマップより作成)

³⁵ ISEP 「メガソーラー開発に伴うトラブル事例と制度的対応策について」 <http://www.isep.or.jp/9165/>

【トピックス⑤】 自然エネルギーと土地利用のあり方

人口減少と高齢化が進んでいる日本では、農業の高付加価値化と農山漁村に賦存する資源を活用した太陽光発電などに取り組む「エネルギー兼業」化が農業・農村再生の方向である³⁶。

固定価格買取制度(FIT制度)が発効した2012年7月以降で見ると、確かに急速に設置された再生可能エネルギー発電施設の9割以上は太陽光発電が占めている。しかし、その事業者は東京など都市部に本社を置く企業とされ、その実態は、利益の大部分を都市部に持っていられる、「外来(植民地)型開発」が大宗を占めている。

(1) なぜ植民地型開発となってしまったのか

太陽光発電は、風力発電など他の電源に比べ、環境アセスメントの実施や地元調整等がほとんど義務づけられていない。その上、事業実施の確実性が低い初期段階に「認定」を行う仕組みとなっていることも相まって、その認定設備量の7割強は現在でも導入されていない。一方、太陽光発電の設備認定に当たっては、FITの手続き上、立地される地元の自治体や関係住民に何ら情報開示がなされないままに経済産業大臣の認定が行われ、設置工事の段階で初めて関係者が知ることになる。

その上、地元関係者の意向が無視されることもあって、景観や生活環境上の観点から全国的に大規模太陽光発電所(メガソーラー)に係る太陽光パネルの設置に対し反対運動が起こっている。ISEPによる事業者や行政へのヒアリングにより確認された50件の事例のうち、景観への懸念(22件)、防災面での懸念(18件)、生活環境への影響の懸念(12件)、自然保護への懸念(9件)等をトラブルの理由(複数回答)として挙げており、こうした事例は今後増えていくものと懸念される³⁷。

(2) 事業者と自治体・住民とのトラブル回避策は?

こうした太陽光パネル設置をめぐるトラブル回避策として、2016年にFIT上の認定手続きの見直しに関する法改正が行われた。「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等の一部を改正する法律」である。これは、①事業認定について、系統接続契約の締結や事業運営の適切性を確認した上で事業認定する仕組みに変更すること、②新たに、認定時に土地利用や安全性に関する法令を遵守していること、事業実施中の点検・保守や事業終了後の設備撤去を求め、違反時の改善命令・認定取り消しを可能とすること、③認定申請時においても、土地利用規制や景観保全の観点から、地方

自治体が事務執行する上で必要な事業計画に関する情報を地方自治体と共有する仕組みを構築したことである。しかし、事業者が遵守すべき「土地利用規制」や「安全性」に関する法令自体は、別に「法律」あるいは「条例」が存在していることを前提としているのであって、該当する「法律」「条例」がなければ、事業者の開発を規制することはできない。

(3) まちづくり条例の制定を

日本には、土地利用のあり方を規定する法制度は、主なものとして、都市計画法、農地法、農業振興地域の整備に関する法律、森林法などがあるが、全国を網羅して一元的に規制の網をかぶせた法律は存在していない。また、農山漁村の多くの地域は都市計画法上の白地地域となっているケースが多く、現行法体系によって開発行為全般を規制することは難しい。

一方、2000年の地方分権一括法による「機関委任事務」の廃止は、国と地方自治体を対等の関係とするとともに、地方自治体に法令に違反しない限りすべての事務について条例を制定することができるようにした。これを自治事務と呼ぶが、土地に関する事務も原則としてこの自治事務となったのである。そのことからすれば、「法律は制度の大枠的なものを定めるに止め、制度の具体的な内容は地方自治体の条例で規定できる」ようにすべきであろう。しかし、現行の個別法を地方分権の観点から見直すことができていないため、残念ながら「大枠も法律、詳細も法律」という従来の考え方のままのものが多い。そうした状況下ではあるが、鎌倉市、国分寺市などの「まちづくり条例」をはじめ先駆的な取り組みが見られるようになってきた。

従って、当面はそうした事例に学びつつ必要な条例を作っていくべきだろう。その場合、歴史、風土、景観等の地域特性を活かしたまちづくりについて、目指すべき方向に関する予測可能性を明らかにすること、それを実現するルールは地域住民をはじめ利害関係者が参画した上で作成された原案を議会の議決にかけるなど民主的かつ透明性の高い手続きによって、構築することが肝要である。

(ISEP 武本)

³⁶ 金子勝、武本俊彦「儲かる農業論 エネルギー兼業農家のすすめ」集英社新書、2014

³⁷ ISEP「メガソーラー開発に伴うトラブル事例と制度的対応策について」www.isep.or.jp/library/9165

第2章 自然エネルギー政策

2.1 100%自然エネルギーを目指す「パリ協定」の意義

2015年11月30日より12月12日までパリ(フランス)で開催されたCOP21(気候変動枠組条約第21回締約国会議)では、人類の社会経済活動から排出される二酸化炭素等の温室効果ガスによる破局的な気候変動を阻止するために、世界各国が参加する2020年以降の気候変動対策の新たな法的枠組みとしての「パリ協定」が、196の国・地域の代表団による満場一致で合意・採択された¹。

「パリ協定」では、21世紀末までの地球の平均気温上昇を産業革命以前と比べて少なくとも2℃未満に抑え、さらに1.5℃未満を目指すためには、21世紀後半までに化石燃料などからの温室効果ガスの排出量をゼロに近づけることが長期目標として求められている。特に「パリ協定」ではアフリカ諸国等でのエネルギーアクセスについて自然エネルギーの重要性が初めて言及された。しかし、これまで各国から提出された国別目標案を足し合わせると、気温上昇が2℃を大幅に超えることになり、今後5年ごとの目標の見直しと各国国内での取り組みの強化が重要となっている。エネルギー大量消費社会から低エネルギー社会へと根本的に改革すると同時に、化石燃料や原発に依存したエネルギーの供給構造から、「脱炭素」社会を実現するため自然エネルギー100%に転換していくことが求められている。

COP21で表明された数々の団体、自治体や企業などのイニシアチブにより自然エネルギー100%への動きは世界中で大きくなっている。世界各地から1,000人近く集まったパリ市を含む自治体のリーダーが2050年までに80%のCO₂排出削減や長期目標として100%自然エネルギーを目指すことを宣言した²。さらに、グーグルやIKEAをはじめ53もの国際企業も自然エネルギー100%の実現をすでに目指している³。一方、地熱資源が豊富な欧米やアフリカ諸国36カ国が「世界地熱連合」⁴を設立して、先進国と途上国が共同で地熱開発に取り組むなど、多くの国際的な自然エネルギー関連のイニシアチブが立ち上がっている。

自然エネルギー先進国のみならず途上国を含めて、世界各国はこれまでの化石燃料に依存した社会を根本的に転換するため自然エネルギーを主役にして、この困難な気候変動問題に立ち向かおうとしている。日本は、いまこそ立ち遅れたエネルギー政策を見直し、自然エネルギー

100%の「持続可能なエネルギー」への転換の先頭に立ち、この世界規模の気候変動問題の解決に向けて進むべきである。このCOP21「パリ協定」の採択を受けて、政府は「地球温暖化対策の推進に関する法律」⁵を2016年5月に改正し、「地球温暖化対策計画」⁶を見直したが、破局的な気候変動を回避し、自然エネルギー100%を実現するためには、以下の4つのポイントが重要である。

(1) 自然エネルギーを主役に

気候変動の原因となっている温室効果ガスの排出削減には、エネルギー供給システムへの根本的な対応が必要であることは論を待たない。その気候変動対策の主役は、エネルギー効率化や省エネルギーはもちろんだが、それに加えて自然エネルギーを主役に据える必要がある。

太陽エネルギーや風力、バイオマスなどを源とする自然エネルギーは、世界中で公平に利用できること、誰もが参加できる民主的なエネルギーであること、地域や国のエネルギー自立や経済の自立に資すること、現実に飛躍的に導入拡大が進んでいること、永続可能でクリーンな資源であり、唯一の持続可能エネルギーであることから、自然エネルギーを主役とすべきである。

(2) 実現性の乏しい原発とCCSに頼らない

一部の国で気候変動対策のひとつとして考えられている原子力発電には、重大なリスク(過酷事故、核廃棄物、核拡散など)があることが3.11の福島第一原発事故で明確になっている。また、二酸化炭素回収・貯留(CCS)は実現がいまだ困難な巨大技術であり、電力自由化に伴い日本国内や海外で検討されている石炭火力発電所は削減の必要こそあれ、新規の導入は気候変動政策の実現性を明らかに損なうものである。これらのエネルギー源はその投資リスクと非民主性から現実的には進まず、また進めるべきではないエネルギーである。

(3) 地域主導・住民参加のボトムアップで

自然エネルギー100%を目指す

長期的な気候変動対策として、100%自然エネルギーを国や地域で目指すべきである。そのため、長期的な温室効果ガスの排出削減目標としては、「1990年比で2050年までに少なくとも80%削減」とすべきであり、さらに今世紀後半(2050年以降)には100%削減を目指すべきである。その上で、唯一持続可能なエネルギー源である自然エネルギーについて様々な地域で100%を目指す取り組みを支

¹ UNFCCC (気候変動枠組条約) COP21 ホームページ <http://unfccc.int/2860.php>

² World Future Council "Despite a weak outcome: Paris was first 'renewables COP'" <http://www.power-to-the-people.net/2015/12/despite-a-weak-outcome-paris-was-first-renewables-cop/>

³ RE100, 2014 <http://there100.org/companies>

⁴ Global Geothermal Alliance, 2015 http://www.irena.org/EventDocs/GGA%20Joint%20Communique_COP21.pdf

⁵ 環境省「地球温暖化対策の推進に関する法律の一部を改正する法律案の閣議決定」(2016年3月) <http://www.env.go.jp/press/102217.html>

⁶ 環境省「地球温暖化対策計画」(2016年5月) <https://www.env.go.jp/press/102512.html>

援し、国際キャンペーン「自然エネルギー100%世界キャンペーン」⁷のような活動の拡大に取り組むべきである。その際、とりわけ、地域主導・住民参加によるボトムアップが重要である。すでに県レベルで自然エネルギー100%を目指している福島県や長野県をはじめ、全国各地で地域が主体となった自然エネルギーへの取り組み「コミュニティパワー」が広がりを見せていることも踏まえるべきである⁸。

(4)さらに野心的な気候変動対策の目標を示し行動を

IPCCの第5次評価報告書は、気候変動への脅威への危機感を明確に示し、その対応が全世界各国で急務であることを明確に示している。まず日本政府や地方自治体は、「地球温暖化対策の推進に関する法律」や「第4次環境基本計画」⁹の中で長期目標とされている2050年までに温室効果ガス80%削減を実現する道筋を明確に示し、2015年7月に各国目標案(INDC)として示された不十分な排出削減目標26.0%(2030年度、2013年度比)を、各国政府と共に国際的に合意されている「2℃未満」を達成し、さらに「1.5℃未満」を目指すことのできる公平かつ野心的な目標(少なくとも1990年比40%以上)に引き上げる必要がある¹⁰。

その上で、日本は地球温暖化対策の具体的なロードマップを明確にし、国および地方自治体のエネルギー政策全般を根本的に見直し、すべてのステークホルダーが具体的に行動する必要がある。さらに、2020年以降の気候変動対策への取り組みのため、各国政府や自治体・企業がさらに高い削減目標を策定し、具体的な気候変動対策をすべてのステークホルダーが参加して着実に実施することが重要である。

(ISEP)

2.2 自然エネルギー政策の動向

2012年の固定価格買取制度(FIT制度)のスタート以来、太陽光発電を中心に導入量が増加した結果、2015年時点で自然エネルギーが全発電量に占める割合は14.5%に達したが、太陽光と風力を合わせても4%に満たない。2015年9月から総合資源エネルギー調査会の「再生可能エネルギー導入促進関連制度改革小委員会」で検討されたFIT制度を含めた自然エネルギー導入促進のための制度改革では、経産省の公表した2030年度のエネルギーミックスを前提とした自然エネルギー導入の仕組みや電力システム改革での効率的な電力取引・流通の実現などが論点となった。

この小委員会の取りまとめに基づき策定された改正

FIT法案は2016年5月に国会で可決・成立し、同年6月に公布されており、一部を除き2017年4月から施行される(賦課金減免制度は2016年10月施行)。改正FIT法の主な内容は以下のとおりであるが、詳細については2016年7月に公布された施行規則の一部を改正する省令に定められている。

- 未稼働案件の発生を踏まえた新認定制度の創設
- 発電事業の実現可能性(接続契約締結等)を確認した上で認定
- 既存の認定案件は、原則として新制度での認定の取得が必要
- 適切な事業実施を確保する仕組みの導入
- 事業実施中の点検・保守や、事業終了後の設備撤去等の遵守を求め、違反時の改善命令・認定取消が可能
- 事業者の認定情報を公表する仕組み
- コスト効率的な導入
- 中長期的な買取価格の目標を設定し、入札制度を導入
- リードタイムの長い電源の導入拡大
- 数年先の認定案件の買取価格まで予め提示
- 電力システム改革を活かした導入拡大
- 買取義務者を一般送配電事業者等に変更(小売電気事業者等への直接引渡しも可能)

このFIT法の改正に伴う論点に対して自然エネルギーの本格的導入を実現するためには、以下の点を考慮する必要がある。

(1)入札制度ではなくFIT改良で

太陽光発電の「コスト効率的な導入」を行う制度改革が「最大限の導入」にブレーキをかけることがないようにする必要がある。そのため、報告書案で示されている事業用太陽光の「入札制度」について、すでに先行して行われているドイツでの入札でも明らかのように、入札制度では少数の大規模事業者がほぼすべてを落札し、地域の事業者、協同組合など小規模な事業者などは閉め出される。報告書案では「地域密着型の小規模は配慮」としているが、規模の大小が問題なのではない。地域密着型でも大規模を目指すこともあるが、開発投資体力の有無・大小で入札から閉め出されることになる。

そもそも入札制度はFIT制度とは異なる制度であり、英国で1990年から導入された「非化石燃料導入義務」(NFFO)など歴史的な経験では必ずしも良い結果を生んでいない。日本の太陽光発電は海外に比べて高コストだが、FIT制度の導入以後着実に下がっている¹¹。これはFIT制度の一定の成果と見てよい。この成果を活かす形で、発電出力などの設備規模や設置形態別に、一定比率で毎年もしくはより短期間で調達価格を下げるな

⁷ 自然エネルギー100%世界キャンペーン <http://go100re.net/?lang=ja>

⁸ 飯田哲也 +ISEP 編著「コミュニティパワー エネルギーで地域を豊かにする」学芸出版、2014年11月

⁹ 環境省「第4次環境基本計画」(2012年4月) https://www.env.go.jp/policy/kihon_keikaku/plan/plan_4.html

¹⁰ CAN-Japan「新しい日本の気候目標への提言(改訂)」<http://www.can-japan.org/advocacy/1795>

¹¹ 再生可能エネルギー導入促進関連制度改革小委員会(第3回)資料1 p.11 参考図2

どで、きめ細かく「コスト効率化」を目指すことの方が明らかに確実である。FIT制度は、誰もがエネルギーを生み出す権利を具現化したものである。これに対して入札制度はトップダウンの大規模産業文化によるものであり、地域コミュニティとは政治文化的に相容れない。FIT制度によって、全国ですでに800もの「ご当地エネルギー」が誕生している¹²。「コスト効率化」も重要だが、それはあくまでFIT制度の改良の枠内で目指すべきである。地域エネルギー事業を潰す入札制度ではなく、FIT改良で「コスト効率化」を目指すべき理由を以下に示す。

①ご当地エネルギー事業者や地域事業者が排除される

先に行われたドイツの入札でも明らかのように、入札制度では少数の大規模事業者がほぼすべてを落札し、地域の事業者、協同組合など小規模な事業者などは閉め出される。改革案では「地域密着型に配慮して小規模は配慮」としているが、規模の大小が問題なのではない。地域密着型でも大規模を目指すこともあるが、開発投資体力の有無・大小で入札から閉め出されることになる。

②歴史的に「失敗政策」である

入札制度は英国で1990年から導入された「非化石燃料導入義務」(NFFO)など歴史的な経験では必ずしも良い結果を生んでいない。それらは例えば以下。

- 必ずしもコスト効率化に繋がらず逆に無駄なコスト上昇(リスクプレミアム等)の経験
- 落札したものが必ずしも建設されない(NFFOでは30%ほど)
- FITに比べて複雑な制度設計となり、行政の非効率化や不正の余地が生まれる
- 長期的な市場見通しを不透明にするため再エネ産業を育まない(例:英国のウインブルドン現象)
- 地域主導・小規模事業者を排除し、社会イノベーションの機会を減少させる

③明確に表れている「コスト効率化」の成果を活かすべき

改革小委自ら示しているとおおり、日本の太陽光発電は海外に比べて高コストだが、FIT導入以後着実に下がっている。これはFITの成果と見てよい。この成果を活かす形で、たとえば一定比率で毎年もしくはより短期間で買取価格を下げるなど「コスト効率化」を目指すことの方が明らかに確実である。

④固定価格買取制度の本質を歪める

固定価格買取制度(FIT制度)は、誰もがエネルギーを生み出す権利を具現化したものである。これに対して入札制度はトップダウンの大規模産業文化によるものであ

り、地域コミュニティとは政治文化的に相容れない。固定価格買取制度によって、全国で800もの「ご当地エネルギー」が誕生している。「コスト効率化」も重要だが、それは固定価格買取制度の枠内で目指すべきである。

(2)より高い自然エネルギー導入目標を

2015年7月に経産省が公表した2030年の長期エネルギー需給見通し(エネルギーミックス)では、全発電量に占める自然エネルギーの割合が約24%と低い水準に抑え込まれており、本来目指すべき自然エネルギーへの本格的な転換を妨げている。そのため、多くの中長期的なメリットのある自然エネルギーの導入を支える賦課金を「負担」として捉えていることや、経営的な観点から一般送配電事業者(旧一般電気事業者)が原発を優先して自然エネルギーの系統接続を抑制する「接続可能量」などの問題を解決する必要がある。電力システム改革においては、自然エネルギーの系統への接続を最優先する「優先接続」や、各地域固有の資源として分散する自然エネルギーの様々な価値を消費者が理解し、選択できる制度のあり方が求められている。

すでに欧州では1990年代から電力システムの自由化や発送電分離がEU電力指令(1996年)に基づき、進められ、2000年代に入ってから2020年までの自然エネルギーの導入目標が国別に定められたため、大量の自然エネルギーを扱うことのできる電力システムが求められ、第三次のEU電力指令(2009年)が定められた。その結果、欧州各国では、電力系統への優先接続や優先給電と共に電力システムの整備が行われ、自然エネルギーの割合はすでに20%を超えてさらに30%を超える高い目標を掲げて着実に導入を進めている。

FIT制度の見直しでは、「自然エネルギーの最大限導入」が前提になっているはずである。しかし、自然エネルギーの本格的な導入に必要な「優先給電」は考慮されないまま原発が優先され、法制化された「接続義務」の系統接続ルールが電力会社によって骨抜きにされ、実質的に拒否されようとしている。自然エネルギーのメリットをほとんど考慮しない見かけ上の「国民負担」や既存の電力会社中心の「接続可能量」を前提とせず、持続可能性を考慮した自然エネルギーを最優先に固定価格買取制度の運用見直しを行うべきである。さらに、将来の自然エネルギーの発電設備の最大限の導入量に向けては、自然エネルギーの持つ多くのメリットを踏まえて、欧州のような野心的な導入目標値を掲げて目指すため、それを着実に実施できる制度改革が必要である。現在の低い目標値のままでは、本来、最優先されるべき自然エネルギーが軽視され、制度改革が導入にブレーキをかける恐れがある。2030年以降の中長期の自然エネルギーの導入に関する

¹² 一般社団法人 全国ご当地エネルギー協会 <http://www.communitypower.jp/>

より高い目標値は、COP21で採択された「パリ協定」で示された温室効果ガスの排出量を実質ゼロとする「脱炭素社会」を目指す気候変動対策としても重要であり、気候変動問題の国際的な合意事項として策定された温室効果ガス削減の国別の目標値（約束草案）もより高く設定し直すべきである。

(3) 認定制度の見直しと未稼働案件への対応

FIT 制度開始以来、6,000万 kW にまで積み上がった太陽光発電を中心とした未稼働案件について、大規模な太陽光発電については期限を区切って改めて認定を取得するという認定制度の見直しはこれまでの制度の歪みを是正するという意味では妥当である。この制度の歪みは、制度設計においても非住宅用太陽光の調達価格をコスト構造に合わせて規模別にしなかったことや、電力システム改革の遅れや電力系統の整備を計画的に進めてこなかったことが大きな要因になっているが、そもそも経産省とその外郭団体における手続きの瑕疵に起因していることを踏まえ、見直しにあたっては、以下のことに特に留意し、きめ細かく慎重な対応が必要である。

買取価格の適用に関する FIT 制度の運用の見直しについては、これまでの買取価格の決定時点を接続契約の締結時に変更することにより、電力会社による接続検討の期間やその回答によっては事業判断に大きな影響を及ぼすため、電力会社側の「接続義務」への真摯な対応と説明責任とが求められる。特に、太陽光以外の発電方式においては、調達価格の予見性が困難になることから、コスト情報の公開などで数年先の買取価格の予見性を高めたうえで、従来の接続申込み時の調達価格とすべきである。その際に、今回の運用見直しに伴う事業リスクの変化に対応して調達価格等算定委員会での買取価格の設定も、太陽光での規模別の価格設定など適切に行う必要がある。

(4) FIT 制度の買取義務者の制度変更

FIT 制度における買取義務者の変更により、小売電気事業者の自然エネルギーの調達方法が大きく変わり、特に地域の資源を活かして地方活性化を目指す地産地消や産直の事業モデルを計画している小規模な事業者や新規事業者への影響はとて大きい。発電電分離、卸電力市場の拡充、発電源証明制度などが整備されていない状況で、買取義務者を送配電事業者する場合は、そのデメリットを軽減する措置や制度が必要であり、制度変更は慎重に行うべきである。

そのため、改正 FIT 法において、買取義務者を小売電気事業者から送配電事業者に変更することは、一定の条件付きで妥当であると考えられる。「一定の条件」とは、

消費者が自然エネルギーを選べる仕組みの導入である。とりわけ、欧州各国で消費者が自然エネルギー電気を選べる仕組みである発電源証明制度 (GoO) が整備されていない状況で、買取義務者を送配電事業者する場合は、現状、市場の一部で始まっている消費者が自然エネルギー比率を見て小売電気事業者を選ぶことが事実上、閉ざされてしまい、特に地域の資源を活かして地方活性化を目指す地産地消や産直の事業モデルを計画している小規模な事業者や新規事業者への影響が大きい。これを回避しつつ、買取義務者を小売電気事業者から送配電事業者に変更するためには、発電源が特定できるように小売電気事業者への適切な引き渡しを可能とする制度を設けるべきである。具体的には、小売電気事業者が電源構成表示や自然エネルギーの原産地表示を行う制度の整備が必要である。

この課題は、もともと FIT 法制定時に、消費者の支払う FIT 負担金の中に「再エネ価値 = CO₂価値」が含まれていると解釈したこと由来する制度設計上の誤りに起因する。本来であれば、ここに遡って制度を見直すことで、既存のグリーン電力証書を活用した市場設計が可能となる（「自然エネルギーの選択が可能な小売全面自由化を実現すべき」参照¹³）。

(5) 電力系統への「優先接続」ルール

電力広域的運営推進機関 (OCCTO) や電力・ガス取引等監視委員会 (EGC) が実質的な役割を果たし、送配電事業者の中立性・公平性や卸電力取引の透明性が確保されることが必須である。公共のインフラでもある電力系統の利用に関する公平性を確保するためにも、接続枠の確保や費用負担のルールの適正化は必要である。設備認定時期を接続契約以降にすることは大規模な発電事業者による空押さえの解決や防止には一定の効果があると評価する一方、中小規模や新規の事業者に対しては通常の発電事業の接続手続きを難しくする懸念もあり、電力会社の迅速な系統接続手続きへの対応と「優先接続」を組み合わせたルールが必要である。電力系統への接続の費用負担についても、発電事業者の特定負担を最小限に抑え、送配電事業者が計画的に送配電網の整備（設備形成）を行ううえで、社会全体のインフラとして一般負担とすべきである。

本来、太陽光発電や風力発電に対する電力系統への「接続可能量」という考えが無用なものであり、欧州に比べて自然エネルギー導入が低水準の日本ではなおさらである。気象予測や電力会社間の連系線、分散型市場などの活用などで充分に対応可能なはずであり、経産省や電力会社の都合で「接続可能枠」を恣意的に設定すべきではない。新たな卸電力市場の拡充や、電力小売全面

¹³ ISEP バブコメ「自然エネルギーの選択が可能な小売全面自由化を実現すべき」（2016年1月8日）を参照のこと <http://www.iseip.or.jp/library/8900>

自由化、発送電分離などの電力システム改革と密接に連携して、本格的な自然エネルギーの導入に着実に備えていくべきである。

(6) バイオマス発電は燃料の持続可能性と熱利用の促進

バイオマス発電の事業では、未利用木材や一般木材などの木質バイオマスを燃料として安定して調達することが必要になるが、調達する木材のバイオマス証明の運用において合法性や持続可能性を考慮すべきである。特に海外から輸入する木材については、合法性や持続可能性の証明は義務化されておらず違法伐採や、海外での森林資源の乱開発などが懸念される。そのため、2016年5月に成立した「合法伐採木材等の流通及び利用の促進に関する法律」の厳格な運用などを通じて、輸入木材の合法性などを証明すると共に、伐採や運搬・加工段階での木質バイオマスの持続可能性に関して証明するガイドラインなども策定すべきである。

利用段階においてはエネルギー効率の低い発電や石炭混焼は避けて、限られたバイオマス資源の有効活用のために熱利用も促進しうるエネルギー効率70%以上で、事実上、コジェネに限定して推進すべきである。

(ISEP)

以上に達している(RPS制度からの移行認定を含む)。これはFIT制度開始前からの移行認定分の発電設備の4.7倍に達する。その中で、太陽光が約87%を占めており、約62%が1,000kW未満の太陽光、約25%が大規模な1MW以上の太陽光(メガソーラー)となっている。風力発電も311万kW(7.6%)、バイオマス発電も183万kW(4.5%)が導入済みとなっているが、いずれも移行認定分が9割以上を占めている。公表されている2016年9月末までの設備認定および運転開始の実績について図2.2に示す。なお、本FIT制度に関するデータは、市町村別の設備認定および運転開始の実績までが経産省の情報公開サイト¹⁴で毎月更新されているが、2016年9月末のデータは3カ月後の2017年1月になって公表されている。認定設備や運転開始設備の一覧等については、現状では発電設備が設置された自治体に対してのみ情報開示され、FIT制度の改正に伴い2017年4月以降に一般公開されることになったが、電気料金への賦課金の支払いなどで多くの国民が関わりを持つ制度として情報公開の課題は多い。

FIT制度開始以降、2016年9月末までに新たに設備認定された設備容量は合計で8,858万kWに達している(その他にRPS制度からの移行認定が約880万kWあり、合計で約9,740万kW)。特に2013年度の1年間で太陽光を中心に約4,750万kW、2014年度は1,900万kWが新たに設備認定されたが、2015年度は太陽光発電を中心に認定取消が発生し35万kW減少した。設備認定のうち設備容量の約88%にあたる8,482万kWを太陽光発電が占めている(2016年9月現在、移行認定分を含む)。特に出力10kW以上(非住宅用)の太陽光発電の設備認定は7,555万kW以上あり、設備認定全体の約79%を占めている。さらに、このうち出力1,000kWを超えるいわゆるメガソーラーは4,000万kW近くに達し、設備認定全体の約42%を占めている。本来、発電設備の規模が大きいほど設備の建設費用単価は下がり、事業の採算性が高まるため、買取価格が10kW以上の太陽光で一律の

2.3 FIT 制度の動向

2.3.1 国内のFIT制度

(1) FIT制度の現状

2012年7月にスタートから4年以上が経過したFIT制度により、図2.1および表2.1に示すように2016年9月末までに導入済みの自然エネルギーの発電設備は4,100万kW

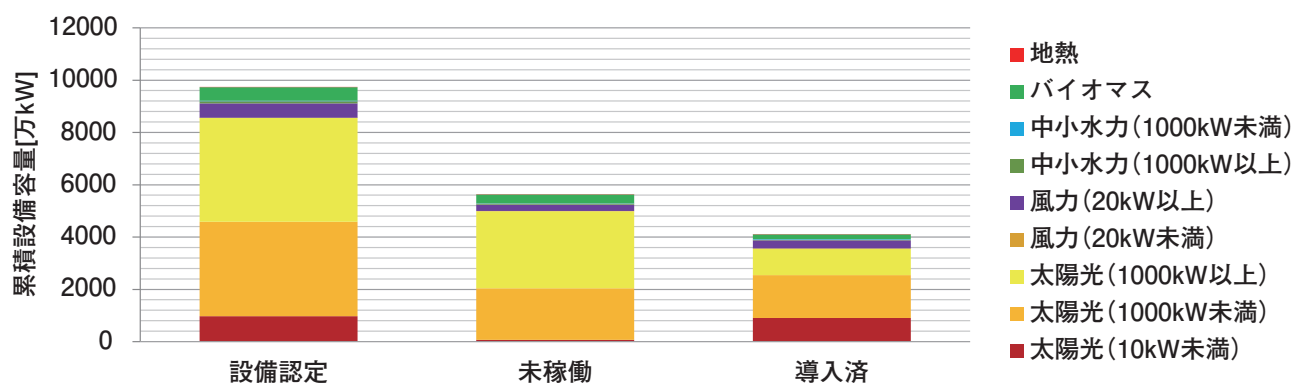


図 2.1 固定価格買取制度により設定された発電設備の累積設備容量および導入量(移行認定を含む、2016年9月末現在)(出所:資源エネルギー庁データ、ISEP作成)

¹⁴ 経産省「固定価格買取制度 情報公表用ウェブサイト」http://www.fit.go.jp/statistics/public_sp.html

表2.1: 固定価格買取制度により設定された発電設備の累積設備容量および導入量(移行認定を含む、2016年9月末現在)
(出所: 資源エネルギー庁データ、ISEP 作成)

電源種別	設備認定 [万kW]	未稼働 [万kW]	累積導入量 [万kW]	運転開始率 [%]
太陽光(10kW未満)	976.5	73.9	902.6	22.0%
太陽光(10kW以上1MW未満)	3608.9	1966.8	1642.0	40.0%
太陽光(1MW以上)	3971.0	2948.6	1022.4	24.1%
風力(20kW未満)	3.2	3.1	0.1	3.0%
風力(20kW以上)	554.7	243.3	311.4	56.1%
中小水力(1MW以上)	73.9	52.0	21.9	29.7%
中小水力(1MW未満)	26.0	5.5	20.5	78.9%
バイオマス	518.1	335.2	182.9	35.3%
地熱	8.0	6.9	1.1	13.8%
合計	9704.2	5635.2	4105.0	42.1%

現状では大規模な事業への参入が極端に進む結果となっている。

運転を開始している累積設備容量の推移を図2.3および表2.2に示すが、2015年度も、10kW以上の太陽光を中心に導入が進んだことがわかる。2014年度末の段階では、運転開始率(設備認定された設備のうち運転を開始した設備容量の割合)は、移行認定分を含めて29%に留まっていたが、2015年度末までには3,725万kWに達して39%にまで改善し、2016年9月末現在で約4,105万kW、約42%となっている。表2.3に示すように、2014年度中に運転を開始した設備容量は983万kWだったが、2015年度に運転を開始した設備容量も968万kWに達している。その後、2016年度上半期(4月~9月)は379万kWに留

まっている。太陽光発電では、10kW未満の住宅用太陽光の運転開始率が96%に対して、非住宅用の10kW以上1,000kW未満では約46%となっているが、1,000kW以上のメガソーラーでは約26%に留まっている(移行認定分を含む、2016年9月末現在)。

風力発電(20kW以上)の設備認定は移行認定分を含めて2016年9月末で約536万kWに達しているが、その設備認定のペースは環境アセスメントなどの手続き期間の長期化などにより太陽光発電に比べるとまだまだ

遅い状況である。実際に運転を開始した導入量は設備認定された設備容量の約58%に相当する311万kWに達しているが、そのうち47%は移行認定分である。

バイオマス発電については、2015年度以降も設備認定が着実に増加しており、2014年度末の316万kWから2015年度末には370万kW、2016年9月末には約483万kWに達しているが、実際に運転を開始した設備容量は177万kWと37%程度に留まっている(移行認定分を含む)。特に輸入木材やPKS(パームヤシ殻)など一般木材を燃料とするバイオマス発電の設備認定は320万kWを超えており、その持続可能性の確保が課題となっている。

地熱発電は、2016年9月末までに約8万kWが設備認定されているが、そのうち運転を開始している設備は1万

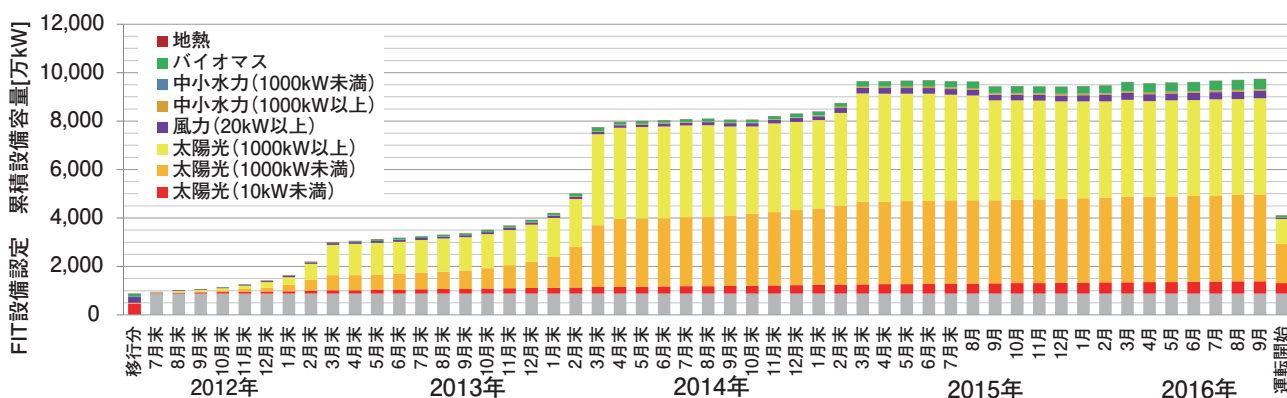


図 2.2: FIT 制度により設備認定された設備容量の推移 (出所: 資源エネルギー庁データより ISEP 作成)

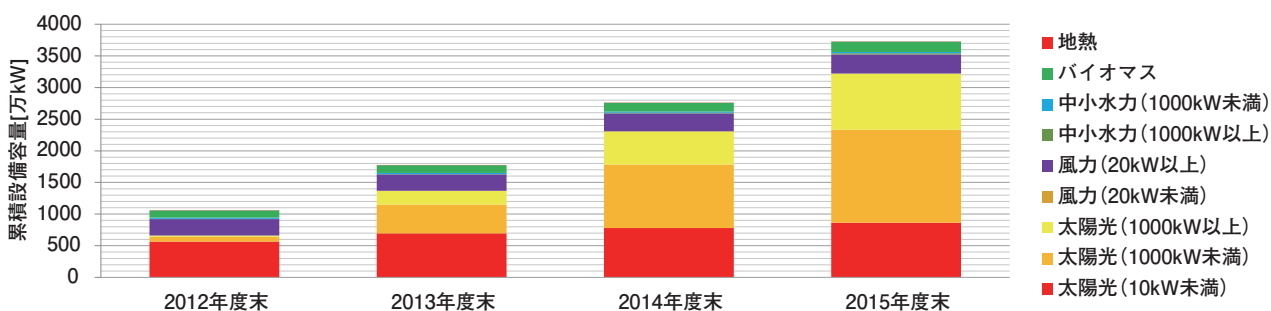


図 2.3: FIT 制度により導入された累積設備容量の推移 (出所: 資源エネルギー庁データより ISEP 作成)

表2.2:FIT制度による累積導入量の推移
(出所:資源エネルギー庁データよりISEP作成)

電源種別	2012年度末 [万kW]	2013年度末 [万kW]	2014年度末 [万kW]	2015年度末 [万kW]
太陽光(10kW未満)	566.0	696.7	778.8	864.2
太陽光(10kW以上1MW未満)	75.3	455.2	1006.5	1470.3
太陽光(1MW以上)	21.2	214.9	520.6	887.4
風力(20kW未満)	0.0	0.0	0.0	0.1
風力(20kW以上)	259.3	260.8	286.0	300.8
中小水力(1MW以上)	3.8	3.8	11.4	17.3
中小水力(1MW未満)	17.2	17.5	18.3	19.6
バイオマス	116.3	125.4	135.6	165.0
地熱	0.1	0.1	0.6	1.1
合計	1059.1	1774.4	2757.9	3725.7

表2.3:FIT制度による年度ごとの新規導入量の推移
(出所:資源エネルギー庁データよりISEP作成)

電源種別	2013年度 [万kW]	2014年度 [万kW]	2015年度 [万kW]	2016年度前期 [万kW]
太陽光(10kW未満)	130.7	82.1	85.4	38.4
太陽光(10kW以上1MW未満)	379.8	551.4	463.8	171.7
太陽光(1MW以上)	193.7	305.8	366.8	135.0
風力(20kW未満)	0.0	0.0	0.1	0.0
風力(20kW以上)	1.5	25.3	14.8	10.6
中小水力(1MW以上)	0.0	7.6	5.9	4.7
中小水力(1MW未満)	0.4	0.8	1.3	0.9
バイオマス	9.2	10.2	29.4	17.9
地熱	0.0	0.5	0.5	0.0
合計	715.4	983.5	967.8	379.3

kW程度(約14%)に留まっている。中小水力発電については、約100万kWが設備認定されているが、そのうち58万kWが運転を開始している(移行認定分を含む)。特に1,000kW未満の小水力発電は、旧RPS設備からの移行認定が6割を超えていることから設備認定26万kWのうち21万kW(約79%)が運転を開始している。

(2) 地域別の導入実績

FIT制度の設備認定の状況を大手電力会社(旧一般

電気事業者)の管内ごとに整理したものを図2.4に示す(2016年9月末現在、移行認定分を含む)。電力会社の中で、九州電力では移行認定を含めてすでに約2,000万kW以上が設備認定されている。これは九州電力が保有する全発電設備(2012年度末時点)の容量に匹敵し、年間の最大電力(2013年度実績)の約120%に相当する。このように最大電力の100%を超える高い比率で設備認定が行われている電力会社としては東北電力があり、全発電設備に匹敵する。一方で、電力需要が集中している関東や中部、関西では全発電設備の20~40%程度に留まっていることがわかる。ただし、会社間連系線で接続され従来から電力融通を行っている東日本および中西日本という広域でみると、自然エネルギーの設備認定の割合は全発電設備の50%程度となることもわかる。

さらに2016年9月末までに実際に導入された自然エネルギーの発電設備の設備容量を大手電力会社の管内ごとに整理したものを図2.5に示す。最大電力に対する比率が最も高い地域は九州電力の管内で45%以上に達し、九州電力の保有する全発電設備に対する比率も38%と、原子力発電の26%を大きく上回っている。その他の地域としては四国と中国が全発電設備の30%を上回っている。その他の電力会社は概ね20%以下となっている。さらに東日本や中西日本の広域での比率はそれぞれ16%、22%程度に過ぎないため、今後、OCCTO(電力広域的運営推進機関)が調整を行う会社間連系線を活用した広域での電力融通が期待される。

(3) 電力需給の実績

2016年4月より一般送配電事業者から法令に基づき公開された電力会社エリアごとの電力需給の実績データ(電源種別、1時間値)¹⁵によると、平成28年度の前期(4月~9月)において日

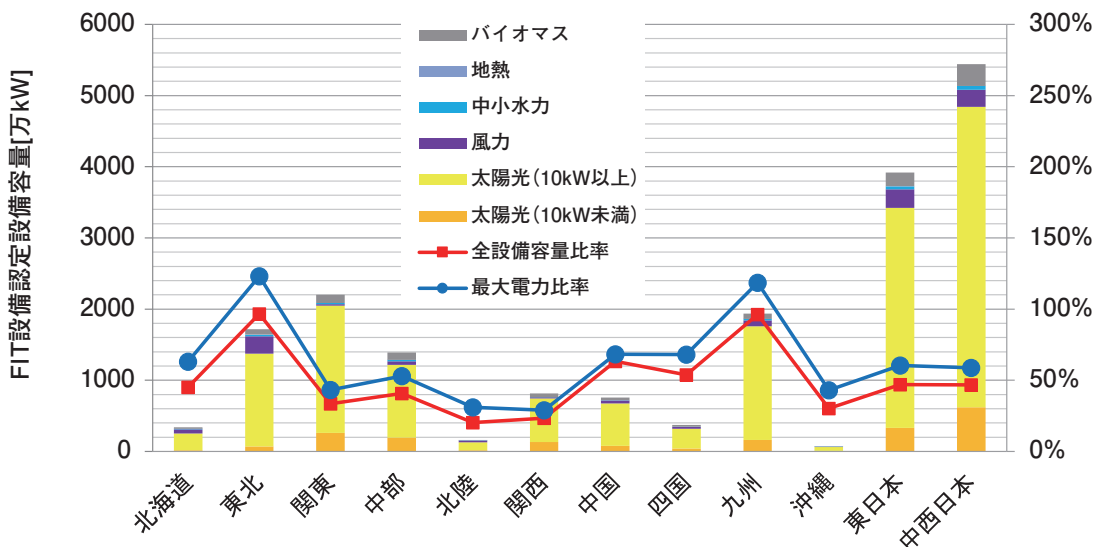


図2.4:地域別のFIT制度により設備認定された設備容量(2016年9月末、移行認定分を含む)
(出所:資源エネルギー庁データ等よりISEP作成)

¹⁵ 電力広域的運営推進機関(OCCTO)「供給区域別の需給実績(電源種別、1時間値)」https://www.occto.or.jp/oshirase/hoka/170106_juyojiseki.html

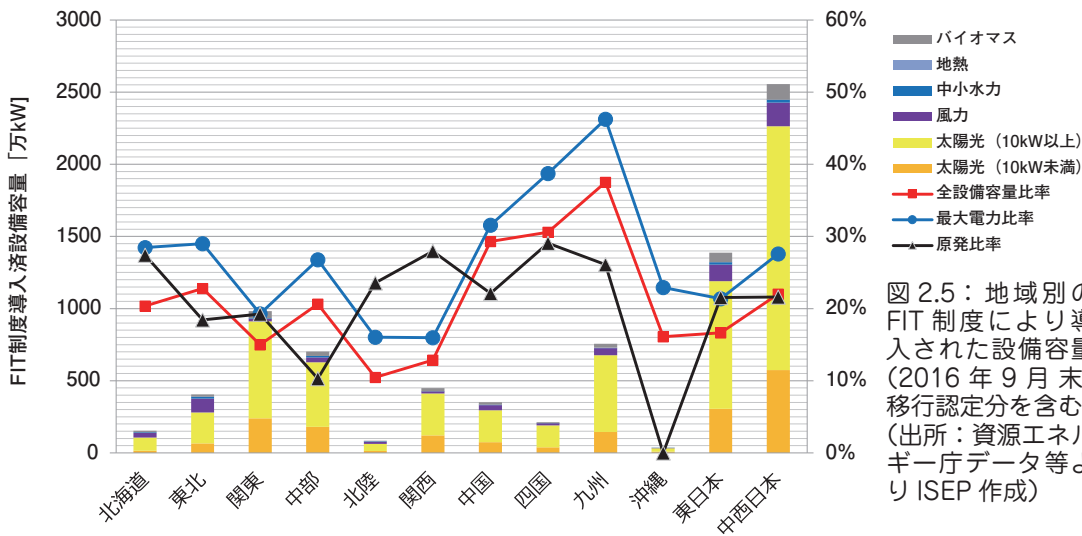


図 2.5：地域別のFIT制度により導入された設備容量(2016年9月末、移行認定分を含む)(出所：資源エネルギー庁データ等より ISEP 作成)

本全体の電力需要に対する自然エネルギーの割合が1時間値で最大46%に達し、1日間の平均で27.5%に達している(図2.6)。供給エリアの中で最も自然エネルギーの割合が高い九州電力エリア

の電力需給実績(2016年5月4日)では最大77%にまで達している(図2.7)。表2.4に示すとおり月単位でも、電力需要に対する自然エネルギーの割合は2016年5月に20%以上に達している。

地域別では、表2.4および図2.7に示すとおり2016年度前期(4月～9月)の平均値で自然エネルギー比率について、北陸電力が32%に達しており、北海道電力も32%近くに達している。ただし、このうち太陽光や風力などの変動する自然エネルギー(VRE)が占める割合は北陸電力3%程度と低い。一方、中西日本の四国電力エリアでは、変動する自然エネルギーの割合が高く、四国電力や九州電力では平均で9%以上に達し

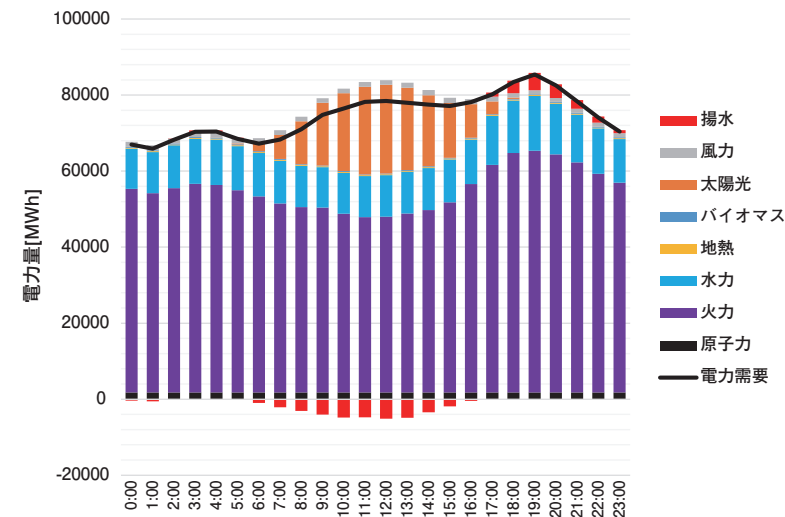


図 2.6：日本国内全体の1日の系統電力需給の実績(2016年5月4日)(出所：各電力会社が公表する電力需給実績から ISEP 作成)

表2.4：日本国内全体の系統電力需給での自然エネルギー割合(2016年度前期)(出所：各電力会社が公表する電力需給実績から ISEP 作成)

電源種別	平均	最大(1時間値)	4月	5月	6月	7月	8月	9月
太陽光	5.0%	30.1%	5.3%	6.4%	4.9%	4.9%	5.1%	3.6%
風力	0.5%	2.0%	0.8%	0.7%	0.5%	0.4%	0.3%	0.4%
バイオマス	0.3%	0.6%	0.2%	0.4%	0.4%	0.3%	0.3%	0.4%
地熱	0.2%	0.4%	0.3%	0.3%	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%
水力	12.0%	17.2%	14.1%	15.7%	11.5%	11.1%	8.7%	11.8%
国内RE比率	15.7%	46.3%	18.1%	20.2%	15.7%	14.5%	12.9%	13.9%

表2.5：地域ごとの自然エネルギー比率の平均および最大値(2016年度前期)(出所：各電力会社が公表する電力需給実績から ISEP 作成)

エリア	RE比率平均	RE比率最大	VRE比率平均	VRE比率最大
北海道電力エリア	31.8%	70.8%	7.6%	35.6%
東北電力エリア	25.5%	61.5%	6.1%	35.5%
東京電力エリア	8.8%	31.5%	3.8%	25.2%
北陸電力エリア	32.0%	68.5%	3.0%	21.9%
中部電力エリア	15.4%	55.0%	5.7%	41.8%
関西電力エリア	13.9%	39.3%	3.2%	21.6%
四国電力エリア	25.7%	79.3%	9.2%	57.4%
中国電力エリア	14.7%	54.1%	6.5%	43.4%
九州電力エリア	18.9%	77.3%	9.0%	64.2%
沖縄電力エリア	5.0%	28.1%	4.7%	27.8%
全国	15.7%	46.3%	5.5%	31.7%

※ VRE: 変動する自然エネルギー(Variable Renewable Energy) 太陽光および風力発電

ている。そのため四国電力では、自然エネルギー比率が、2016年5月4日のピーク時(1時間値)には79%に達しており全国で最も高く、同日には九州電力でも自然エネルギー比率が最大77%に達している(図2.8)。東日本でも、北海道電力エリアで71%近くに達し、東北電力も62%近い。

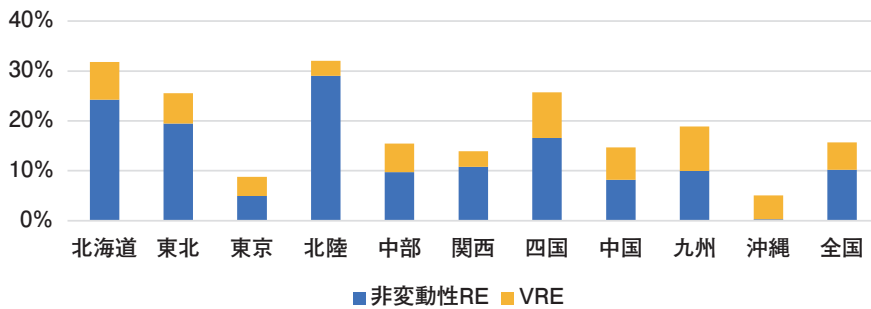


図 2.7: 電力会社エリアごとの自然エネルギー比率 (2016 年度前期)
(出所: 各電力会社が公表する電力需給実績から ISEP 作成)

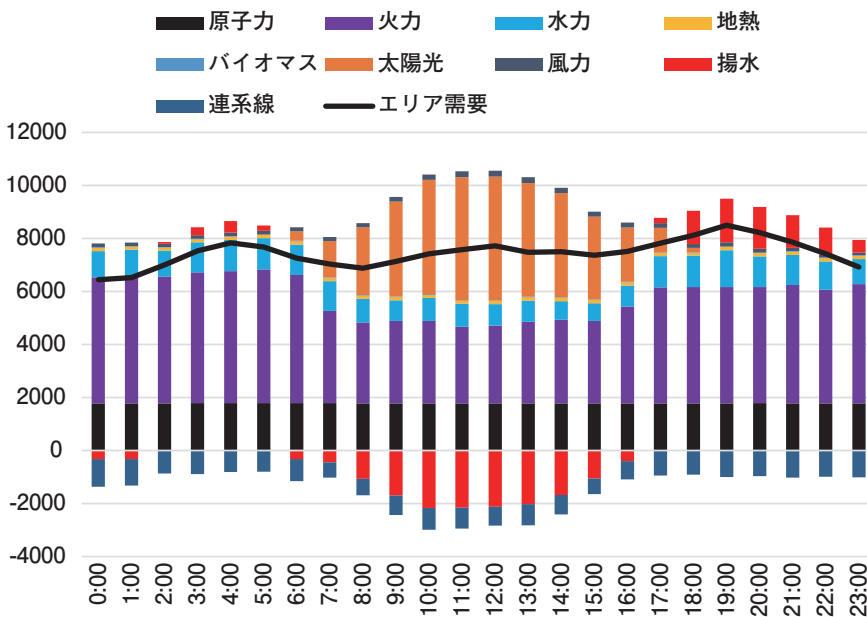


図 2.8: 九州電力エリアの 1 日の系統電力需給の実績 (2016 年 5 月 4 日)
(出所: 九州電力が公表する電力需給実績から ISEP 作成)

(4) 平成28年度の買取価格等

FIT 制度が、運用開始から5年目を迎え、大きな成果と共に様々な課題が見えて来ている。上記のように2015年度末までの設備認定(移行認定は含まず)は8,800万 kW に達しているが、そのうち91%を太陽光発電が占めている。実際に運転を開始している設備は2,844万 kW で設備認定の約33%となっている(移行認定を含まず)。

その状況の中で、制度開始から5年目となる平成28年度の調達価格等の検討のための調達価格等算定委員会が2016年1月からスタートし、わずか3回の審議を経て2月22日に「平成28年度調達価格及び調達期間に関する意見」を

公表し、その後、短い期間のパブコメを経て、平成28年度の買取価格が表2.6のとおり2016年3月に決定された。改正 FIT 法の施行がすでに平成29年度から行われることが決まっており、平成28年度については買取価格の見直しがほとんど行われなかった。太陽光については、システム価格の低下に伴い、住宅用(10kW未満)および非住宅用(10kW以上)の買取価格が見直されたが、今年度も10kW以上の非住宅用に対して規模別の買取価格は適用されなかった。なお、これら以外の買取価格については、買取価格は平成27年度同じ据え置きとなった。これは太陽光発電に比べて導入が進んでいない、風力、地熱、小水力およびバイオマス発電に配慮したものである。

この買取価格に対しては、ISEPとして以下の意見を表明している¹⁶。

- 事業用の太陽光発電の買取価格はきめ細かく規模別に設定し、地域主体の取り組みに支援をすべき
- バイオマス発電の買取価格は燃料種別や設備規模、燃料の持続可能性や熱供給の有無などを考慮してきめ細かい制度を設けるべき
- 風力、地熱、中小水力発電は実態を踏まえた買取価格の設定と適切な支援をすべき
- 設備認定や運転開始をした発電設備やコストデータの情報公開を徹底すべき

表 2.6: 平成28年度までの買取価格(住宅用太陽光以外は税別価格)

項目	平成24年度	平成25年度	平成26年度	平成27年度	平成28年度
住宅用太陽光(10kW未満)	42円/kWh	38円/kWh	37円/kWh	33円/kWh 35円 (制御対応)	31円/kWh 33円/kWh (制御対応)
非住宅用太陽光(10kW以上)	40円/kWh	36円/kWh	32円/kWh	29円/kWh 27円 (7月以降)	24円/kWh
バイオマス発電(未利用木材)	規模によらず32円/kWh			2000kW未満: 40円/kWh 2000kW以上: 32円/kWh	
その他	買取期間および上記以外の買取価格について、平成28年度は平成27年度をそのまま据え置き				

¹⁶ ISEP 提言「固定価格買取制度: 平成28年度の買取価格および制度改善への提言」(2016年3月) <http://www.isep.or.jp/library/9246>

- 10kW未満の住宅用の太陽光発電も全量買取に移行すべき

(5)平成29年度以降の買取価格

平成29年度以降の買取価格は、改正FIT法が平成29年度から施行されるため通年よりも早く2016年10月から調達価格等算定委員会での審議が始まり、6回の会合を経て2016年12月13日には「平成29年度以降の調達価格等に関する意見」が取りまとめられている¹⁷。改正FIT法では、買取価格に対して、以下の決定方式が導入されることになっており、その対応が論点となった。

- 再生可能エネルギー電気の価格の水準に関する目標（「価格目標」）の設定
- リードタイムの長い電源に対する複数年度の調達価格等の設定
- 入札制度の導入（入札対象の区分等を指定、入札実施指針の策定など）

価格目標の設定について、太陽光発電および風力発電については、それぞれ経産省において有識者・業界団体で構成された研究会（「太陽光発電競争力強化研究会」¹⁸「風力発電競争力強化研究会」¹⁹）を2016年度8月

～9月に非公開で開催して、コスト低減の方向性を議論して価格目標の設定に当たって参照している。その結果、価格目標の設定については、表2.7のような取りまとめが行われた。

各電源種別の買取価格については、以下のようになりまとめが行われた。10kW未満の太陽光（主に住宅用）は、従来通り設備費用と維持費用などから平成29年度の買取価格を設定すると同時に、導入拡大と共にコスト低減を進める観点から複数年度の価格の設定を行っている。事業用の10kW以上の太陽光については、大規模な2MW以上が入札制度に移行するため、2MW未満について従来とおり設備費用と維持費用などから平成29年度の買取価格を設定し、平成30年度以降も少なくとも年度ごとに買取価格を設定することになる。

一方、改正FIT法により平成29年度から導入される入札制度については、大規模な太陽光が対象とされているが、

表2.7: 調達価格等算定委員会の取りまとめた価格目標

電源種別	価格目標	備考
非住宅用太陽光	2020年に発電コスト14円/kWh(20万円/kW) 2030年に発電コスト7円/kWh(10万円/kW)	FITからの自立を目指し
住宅用太陽光	2019年に調達価格が家庭用電気料金(24円/kWh)並み(30万円/kW) 2020年以降、早期に売電価格が電力市場価格(11円/kWh)並み(20万円/kW)	
風力	2030年までに、発電コスト8～9円/kWhを実現(工事費23.9～25.3万円/kW、運転維持費0.41～0.46万円/kW/年、稼働年数25年)	FITから自立した形での導入を目指す
地熱	当面は、FITに加え、地元理解促進や環境影響評価手続の迅速化等により、大規模案件の開発を円滑化。中長期的には、技術開発等により開発リスク・コストを低減し、FITからの自立化を図る。	
中小水力	当面はFITに加え、流量調査等によるリスク低減を進め、新規地点開発を促進。新規地点開発後は低コストで発電可能であることも踏まえ、技術開発によるコスト低減等を進め、FITからの中長期的な自立化を図る	
バイオマス	燃料の集材の効率化等の政策と連携を進めながら、FITからの中長期的な自立化を図る	

表2.8: 調達価格等算定委員会による平成29年度以降の買取価格(10kW未満の太陽光以外は税別)

電源種別	規模、区分	平成28年度	平成29年度	平成30年度	平成31年度
太陽光	10kW未満	31円/kWh	28円/kWh	26円/kWh	24円/kWh
	10kW未満、出力制御	33円/kWh	30円/kWh	28円/kWh	26円/kWh
	10kW以上2MW未満	24円/kWh	21円/kWh	未定	未定
陸上風力	20kW未満	55円/kWh		未定	未定
	20kW以上	22円/kWh	21円/kWh	20円/kWh	19円/kWh
洋上風力	20kW以上、リプレース		18円/kWh	17円/kWh	16円/kWh
	20kW以上		36円/kWh		
地熱	15MW以上		26円/kWh		
	15MW以上、全設備更新リプレース			20円/kWh	
	15MW以上、地下設備流用リプレース			12円/kWh	
	15MW未満			40円/kWh	
	15MW未満、全設備更新リプレース			30円/kWh	
中小水力	15MW未満、地下設備流用リプレース			19円/kWh	
	5MW以上30MW未満	24円/kWh		20円/kWh	
	1MW以上、5MW未満	24円/kWh		27円/kWh	
	200kW以上、1MW未満			29円/kWh	
中小水力(既存導水路活用型)	200kW未満			34円/kWh	
	5MW以上30MW未満	14円/kWh		12円/kWh	
	1MW以上、5MW未満	14円/kWh		15円/kWh	
	200kW以上、1MW未満			21円/kWh	
バイオマス	200kW未満			25円/kWh	
	メタン発酵			39円/kWh	
	未利用木材、2MW以上			32円/kWh	
	未利用木材、2MW未満			40円/kWh	
	一般木材、20MW以上	24円/kWh		21円/kWh	
	一般木材、20MW未満			24円/kWh	
	廃棄物			17円/kWh	
リサイクル木材			13円/kWh		

¹⁷ 調達価格等算定委員会「平成29年度以降の調達価格等に関する意見」<http://www.meti.go.jp/report/whitepaper/data/20161219002.html>

¹⁸ 経産省「太陽光発電競争力強化研究会」http://www.meti.go.jp/committee/kenkyukai/energy_environment/taiyoukou/report_01.html

¹⁹ 経産省「風力発電競争力強化研究会」

入札対象電源の区分は10kW以上の太陽光発電とされ、当面の入札対象規模は価格低減効果が期待できるとされた出力2MW以上の太陽光発電とし、試行的期間は平成29年度（第1回入札）から平成30年度（第2・3回入札）の2カ年とされた。なお、上限価格は入札対象外の10kW以上の太陽光発電と同額とし、入札量は第1回～第3回で合計100万～150万kWを募集するとされている（第1回の最大募集容量は50万kW）。

導入までの開発のリードタイムの長い電源として、洋上風力、地熱、中小水力、バイオマスについては複数年度の調達価格等の設定が議論され、平成29年度から3年間は基本的に買取価格を据え置くこととなっている。一方、陸上風力（20kW以上）については、導入拡大と共にコスト低減を進める観点から複数年度価格の設定と共に価格低減スケジュールが提示されることになった。また、陸上風力（20kW以上）および地熱についてはリプレースに関する買取価格が新たに設定された。特に、地熱についてはリプレースの際に全設備更新型と地下設備流用型で異なる買取価格が設定されている。中小水力とバイオマスについては、大規模な設備について新たな買取価格の区分が設けられ、中小水力については5,000kW以上、バイオマス発電のうち一般木材等を原料とする場合には2万kW以上が対象となる。

平成28年度の調達価格等算定委員会では、平成29年度以降の買取価格について、表2.8のように意見として取りまとめが行われており、2017年2月までのパブコメを経て決定され、2017年4月より適用される。

(6) 太陽光発電

出力10kW以上の非住宅用太陽光については、その出力規模により異なるシステム費用となっていることが運転開始設備のデータからすでに明確になっている。図2.9に示すように、平成24年度から1,000kW以上のシステム価格が下げ止まっており、平成26年度末には50kW未満のシステム費用との差が3万円程度に縮まったとされるが、それから2年前の平成24年度第3四半期には1,000kW以上のシステム費用28万円/kWに対して、50kW未満では43万円/kW以上と15万円程度のシステム費用の差があった。このため本来は平成25年度の段階で買取価格を出力規模別にする見直しが必要だったことになる。

すでに出力10kW以上の非住宅用太陽光では、出力規模により発電のコスト構造が明らかに異なるため、時期尚早の入札制度の導入よりもむしろ、新たな調達価格の区分を早急に設けるべきであった。特に地域ごとの実態を把握・公表する

と共に、電力システムの容量に対して大きな影響を及ぼす2,000kW以上の設備について特に精査をする必要がある。その一方で、1,000kW未満の地域分散型の小規模な設備に対して現状の課題を把握し、地域主体の取り組みについては買取価格以外にも各種の手続きや人材育成、資金調達など十分な支援を行うべきである。

すでに出力1,000kW以上のメガソーラーと呼ばれる大規模な太陽光発電の設備認定が4,000万kW近くに達しているが、低圧連系の50kW未満の設備認定も約2,600万kW以上設備認定されている（移行認定を含む。2016年9月末現在）。一方、図2.10に示すとおり高圧連系の50kW以上1,000kW未満の設備認定は900万kW程度しかなく、大きな偏りを見せている（2016年9月末現在）。特に特別高圧連系の出力2,000kW以上については、設備認定されている2,685万kWのうち331万kW（約12%）しか運転を開始していないが、大規模ゆへの開発や工事に係る期間の長さだけではなく、地域での合意形成や系統連系に関する課題も要因として考えられる。一方、50kW未満の低圧連系の設備については、設備認定された約2,660万kWのうち約1,000万kWと37%程度しか運転を開始しておらず、平成26年度から禁止された低圧分割方式の扱いの問題や、発電事業者の土地の確保や事業資金の調達など様々な課題を抱えていることが考えられる。平成29年度からの改正FIT制度では、経過措置を除いて接続契約が一般送配電事業者と締結されていない案件については、設備認定が取り消されることになっており、運転開始率の低い50kW未満（低圧）については、

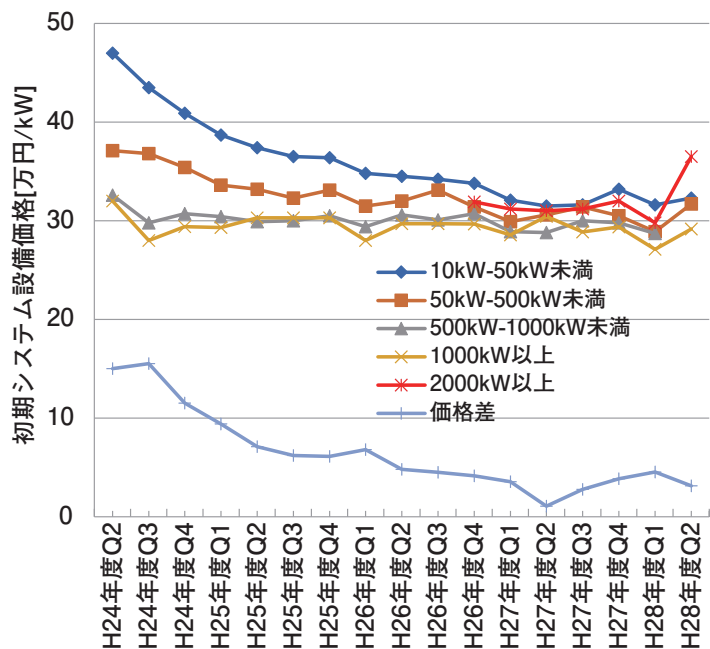


図 2.9：非住宅用太陽光発電のシステム価格の推移（出所：調達価格等算定委員会のデータより作成）

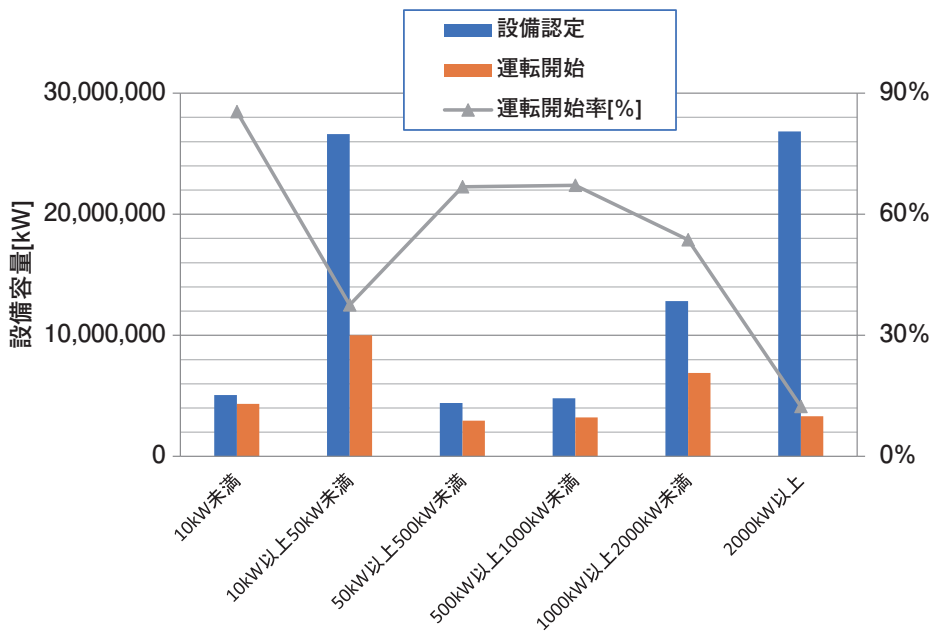


図 2.10：太陽光の設備認定と運転開始状況（2016 年 9 月末現在）
（出所：資源エネルギー庁データより ISEP 作成）

いては、規模や燃料種別等によるき細かい条件を定め、それごとく買取価格の設定が必要である。さらに、木材の調達にあたっては、持続可能な森林の利活用を前提とすることが特に海外からの調達では求められる。そのため、木質バイオマスについては、設備費用や燃料調達コストを含む運転費用などを踏まえたうえで、発電規模の上限（例えば2万kW程度）を設定とすることや、燃料調達の実態を把握すると共に、発電規模に応じた調達価格を定めるべきである。

その中で、平成29年度の買取価格において大量の輸入材を原料とする大規模な一般木材等の木質バイオマス発電

かなりの数が認定を取り消される可能性がある。一方、2MW以上については、九州電力や東北電力の管内での系統接続に関する電源接続案件募集プロセス²⁰が始まっており、経過措置の対象になっている案件も多数あると考えられる。

(7) バイオマス発電

バイオマス発電の設備認定および運転開始の状況について図2.11に示す。原料別には一般木材に対する設備認定が急増しているが、未利用木材の国内での調達にリスクがあることから、海外からのチップやPKSなどの安定した調達を想定していると考えられる。使用する燃料の種別やコストが大きく影響するバイオマス発電につ

いては出力2万kW以上の新たな調達区分を設けたことは評価できる。しかし、比較的低コストが、事業採算性の高い大規模な石炭混焼発電については、FIT制度の対象外とするか、新たな区分を設け、そのコストを反映した調達価格を定めるべきである。さらに、単なる燃料種別や規模別の買取価格の設定だけでなく、熱電併給や最終的に燃料となる木材のカスケード利用を推奨し、支援する制度を拡充する必要もある。

全国で、木質バイオマス発電（未利用木材、一般木材）の計画が設備認定ベースで190件以上あり、その設備容量は370万kWを超えている（移行認定を含まず）。図2.12に示すように特に東北、九州、中部に設備認定が多く、未利用材や一般木材を燃料として利用する計画となってい

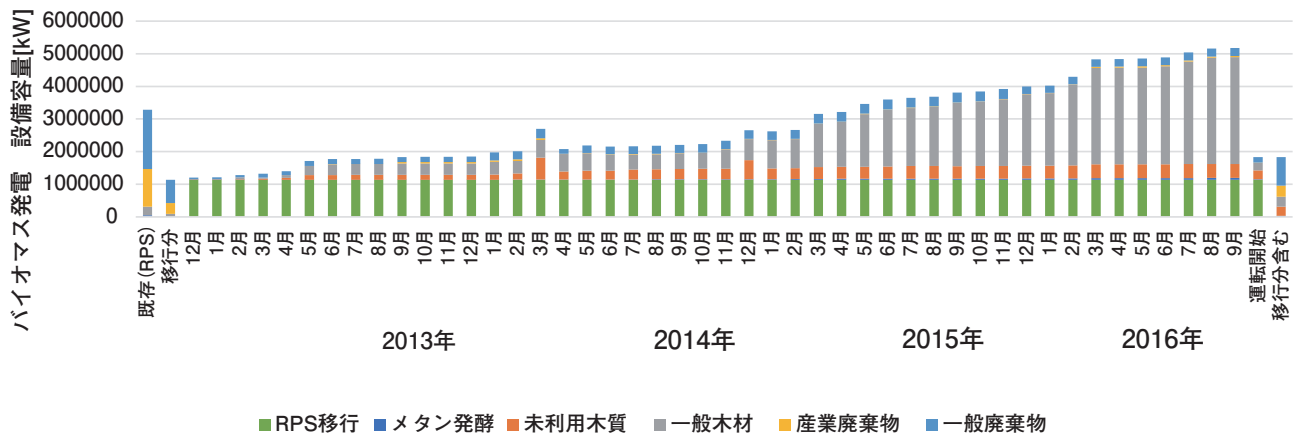


図 2.11：FIT 制度によるバイオマス発電の設備認定および運転開始状況（2016 年 9 月末現在）
（出所：資源エネルギー庁データより ISEP 作成）

²⁰ 電力広域的運営推進機関（OCCTO）「電源接続案件募集プロセスのご案内について（広域機関主宰）」
https://www.occto.or.jp/keito/akusesu/2016_0617_koikikikan_shusai.html

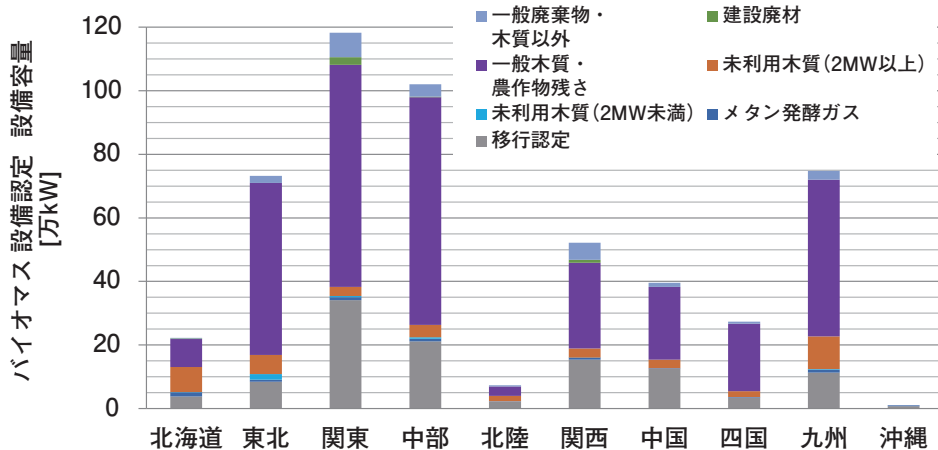


図 2.12: バイオマス発電の設備認定の状況 (2016 年 9 月末)
(出所: 資源エネルギー庁データより ISEP 作成)

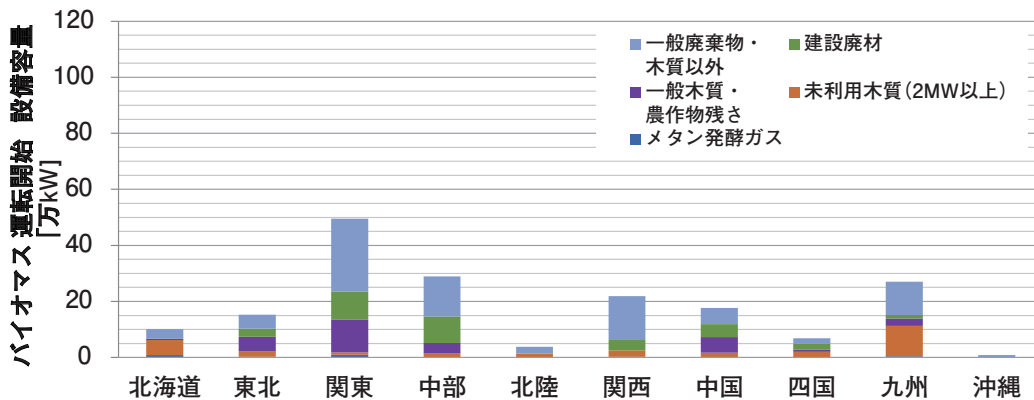


図 2.13: バイオマス発電の運転開始の状況 (2016 年 9 月末、移行認定含む)
(出所: 資源エネルギー庁データより ISEP 作成)

る。すでに地域によっては燃料の安定供給に対する懸念が生じており、木質バイオマス資源の特性から、地域の森林資源の活用が前提となることため、大量の燃料を必要とする大規模な設備に対しては、一定の制限が必要である。なお、図2.13に地域別に示す運転を開始したバイオマス発電の導入状況では、RPS制度～移行認定した従来の施設で建設廃材や一般廃棄物を原料としている発電設備がまだまだ多い。

(8) 風力発電

風力発電の設備認定および運転開始の実績について図2.14に示す。設備認定については、2013年度の後半から

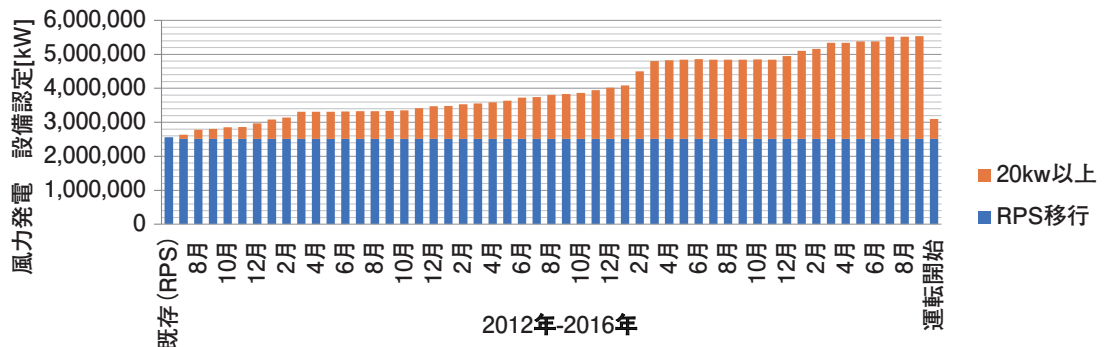


図 2.14: FIT 制度による風力発電の設備認定および運転開始の推移 (移行認定含まず)
(出所: 資源エネルギー庁データより ISEP 作成)

増加をはじめ、2014年度には100万kW以上増加したが、2014年度末の229万kWから2015年度末283万kWと1年間で約54万kWの増加だった。2016年9月末現在の設備認定は300万kWを超えたが、そのうち約19%の58万kWが運転を開始しており、RPSからの移行認定を含めると日本国内で311万kWが運転している。

風力発電について、平成28年度の買取価格は導入状況に配慮し、地熱や中小水力と共に、そのまま維持されることになったことは一定の評価ができた。しかし、平成29年度以降は、陸上風力

(20kW以上)の買取価格が、実際の導入があまり進まない中で、価格目標に向けて新設案件での設備稼働率の上昇に基づき、3年間徐々に引き下げられることになっている(平成28年度の22円/kWh[税別]から平成29年度から21円/kWh、20円/kWh、19円/kWhと下がる)。さらに平成29年度から風力発電のリプレースに関する特別の区分がより低い価格で設定されている(平成29年度は

18円/kWh)。風力発電の導入費用はいまだ買取価格を算定する際の想定を上回る状況が続いており、リプレースを含めて引き続き適正な買取価格の設定が引き続き求められている。さらに、風況や電力系統への接続などの立地条件や環境アセスメントなど買取価格以外の事業へのハードルが高く、風力発電への環境アセスメント(法アセス)の審査が800kW以上も行われているのに対して、風力発電の設備認定が2016年9月末で300kW程度であり、そのうち運転開始した風力発電設備も58kWに留まっている。風力発電の設備認定や運転開始のペースは環境アセスメントなどの準備期間の長さにより太陽光発電に比べるとまだまだ遅い状況であるため、環境アセスメント手続きの期間短縮やゾーニングの活用、各地域での太陽光の大量導入を踏まえた電力系統整備などの支援を行う必要がある。

(9) 中小水力発電

中小水力発電の設備認定の推移および運転開始の状況について図2.15に示す。2014年度末の時点で約66万kWが設備認定されていたが、1,000kW未満の「小水力」はその約11%に留まっていた。2015年度末には設備認定は累積で78万kWまで増加したが、1,000kW以上の設備が88%を占めている。設備認定の件数としては、200kW未満が290件以上となり1,000kW未満では400件を超えている(2015年度末)。2016年9月末の時点では、設備認定79万kWに対して、運転開始した設備はその28%の約22万kWに留まっている。運転を開始した1,000kW未満の小水力発電設備は3.5万kWで、合計212件となっており、このうち168件(1.3万kW)が200kW未満の設備となっている。

特に1,000kW未満の小規模な水力発電については、工事費を含む初期のシステム費用が想定よりも高くなっており、適正な買取価格の設定と共に、事業化に必要な調査や資金調達などの面でさらに支援が必要である。

(10) 地熱発電

地熱発電の設備認定は2015年度末で約7.6万kWになったが、2014年度末の7.1万kWから0.5万kWしか増加していない。このうち4.2万kWは、秋田県での大規模な1案件だが、出力1.5万kW未満の設備認定は約3.4万kW(70件)に達する。この設備認定された地熱発電設備のうち、運転開始した設備容量は2015年度末に9,800kW(21件)だったが、2016年9月末までに1万以上(24件)に達した。地熱発電については、調達価格が比較的高く定められており、特に1.5万kW未満では各地で数千kW規模のバイナリー方式を含む比較的小型の発電設備の事業化計画が前に進む一方で、本格的な数万kW規模の地熱発電設備については、資源調査から環境アセスメントまで非常に長期にわたる調査や手続きが必要となり、運転開始までには10年程度かかるとも言われており、事業化のための調査への支援や環境アセスメントの手術期間の短縮化などをさらに進める必要がある。

(ISEP 松原)

2.3.2 海外のFIT制度

自然エネルギーの電気に関する固定価格買取制度(Feed-in Tariff)は2015年初頭の時点で世界110の国と地域で導入されており²¹、国際エネルギー機関(IEA)、国際自然エネルギー機関(IRENA)等の国際的なエネルギー機関だけではなく、国連の各機関や世界銀行などでも固定買取価格制度の政策効果や実際の自然エネルギーの導入実績を高く評価している。その中でも他国に先駆けてFIT制度を導入して様々な実践を行ってきたドイツの状況をはじめとして、カナダ、韓国、中国など海外のFIT制度の動向を以下に紹介する。

(1) ドイツ

ドイツにおける固定価格買取制度(EEG法)は、2000年のスタートからすでに15年以上が経過し、自然エネルギー

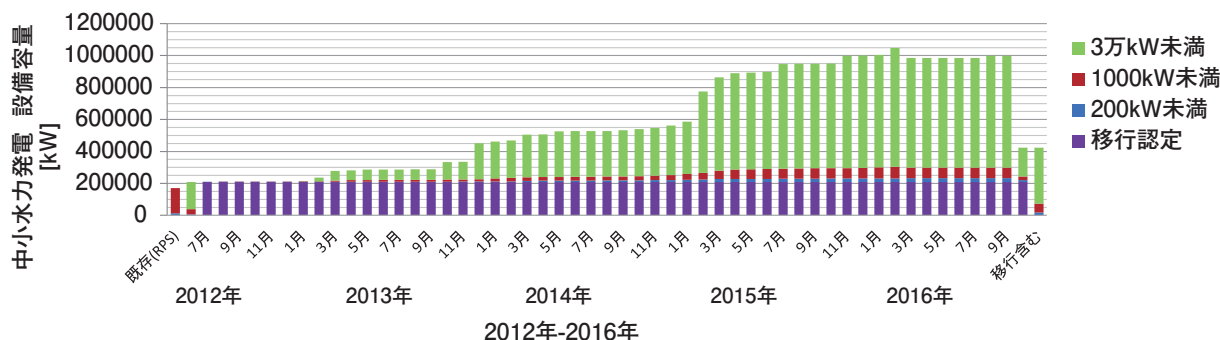


図 2.15: FIT 制度による中小水力発電の設備認定の推移および運転開始状況 (2016年9月末現在)
(出所: 資源エネルギー庁データより ISEP 作成)

²¹ REN21 「自然エネルギー世界白書 2016」 <http://www.ren21.net/gsr>

の本格的導入という大きな成果を収めている。2000年に電力需要に自然エネルギーが占める割合が約6%だったが、2015年までに再生可能エネルギーによる発電量が5倍近く増加し、割合は31.6%に達した²²。

その一方で、賦課金(サーチャージ)が一般消費者の電力料金に上乗せされる。そのため近年、この賦課金が上昇傾向にあることだけを批判的に取り上げることが増えている。しかし、賦課金はあくまで電気料金の一部にしか過ぎず、電力の卸市場価格の低下や電力多消費産業の需要家への減免対象の増加など電力システム全体を考慮した評価が必要である。ドイツでは、気候変動やエネルギー安全保障などを重視し、EUの方針との連動するエネルギー政策によって、自然エネルギーの野心的な導入目標(2020年までに電力の35%以上)がすでに定められており、自然エネルギー導入への国民の幅広い関心や参加も進んでいる。同時に、自然エネルギー導入のための国民への広く薄い公平な費用負担が、持続可能な社会を実現するエネルギー転換(Energiewende)に必要不可欠なものとして定着している。

すでに年間の全発電量に占める自然エネルギーの割合が2014年に25%以上に達しているドイツでは、自然エネルギーの電力市場への統合が行われている。こうした中でEEGの大幅な見直しが行われ、FIT制度からFIP(Feed-in Premium)への移行が行われた。また、①買取価格の構造については、これまでのFIT制度では公定による一定の固定価格で買い取る形であったが、FIPでは市場取引平均価格と公定による指定価格の差額を補助として受け取るメカニズムに変更されている。②調達メカニズムについては、FIT制度では買取義務による契約を送電事業者(TSO)と結ぶ形であったが、FIPの下では発電者が市場で販売する形にメカニズムが変更されている。市場統合の一環ではあるが、中小の発電事業者に対しては非常に大きな事業リスクとなっている。また、これまで賦課金の対象となつてこなかった自家消費モデルに対する賦課金の導入や、新設の年間導入量にキャップ(上限)を設ける措置(太陽光は年間最大2,600MW以下、バイオマスは年間最大100MW以下、陸上風力は年間最大2,600MW以下をそれぞれ上限、洋上風力については2020年までに6,500MWを目標)なども行われている。

さらに、2016年7月に改正EEG法が可決され、2017年1月から入札制度へ移行する。この動きも自然エネルギーの電力市場への統合の一環であり、ドイツおよびEUがこうした方針を打ち出している。EUでは、EUの機能に関する条約(TFEU)と2014~2020年の環境・エネルギー関連の国家補助金に関するガイドライン(2014/C/200/01)の中で「再生可能エネルギー資源由来の電

力の電力市場への統合」が示され、2015年および2016年に新規の再エネ電気の少なくとも5%を入札制度とすることとされた。2017年からは導入状況の遅れや市場のアクターが限られるなど一部の例外を除き、加盟各国は入札制度を基礎とする仕組みに変更することとなった。

ドイツで入札制度はすでに大規模太陽光の一部で試験的に導入されているが、2017年以降、それ以外の太陽光、陸上風力、洋上風力、およびバイオマスに拡大される。また、地域主導型のエネルギー協同組合などには、陸上風力の入札条件の緩和の優遇策も行われている。ただ、入札制度導入に対する動きには、「自然エネルギーへの転換の流れを後退させる」として環境保護団体、自然エネルギー事業者や市民セクターからは批判の声が上がっている。

とは言え、ドイツのFIT制度変更の議論を日本に当てはめることは、普及段階や達成度合い、あるいは国民的議論の段階が大きく違うため、適当ではない。同時に、FIT制度は過渡的な政策であるため、普及段階の「離陸」には必要であるが、一方で政治的な要因があることも留意しておかなければならない。

ドイツでは1990年の電力供給法(EFL)の成立によってFIT制度を導入し、世界の先駆けとなった。その後、2000年の自然エネルギー法(EEG)への大改正によって、自然エネルギーの種類や条件ごとにコストベースの買取価格を定めたほか、上乗せとなるコスト負担を一般需要家が公平に分担する仕組みも導入され、自然エネルギーの優先接続に関する規定も盛り込まれた。その後、2004年の改正で買取価格を見直し、太陽光発電などの導入量を一気に増やしている。

2009年にこの自然エネルギー法が全面改正され、2020年までに自然エネルギーの割合を30%にするなどが明記されたほか、太陽光発電を中心に買取価格の通減率が引き上げられた。さらに2010年からの想定を超えた急速な太陽光発電の導入拡大などもあり、2010年および2011年4月の部分改正でも太陽光の買取価格の通減率が引き上げられている。

福島第一原発事故の影響もあり、ドイツで2022年までの脱原発を決定したことを受け、2012年に改正が行われた。この中では、電力に占める自然エネルギーの割合の目標を2020年までに35%以上、2030年までに50%以上、2040年までに65%以上、2050年までに80%以上と定められた。従来から認められていたFIT制度以外の電力市場での直接販売も、明確に定められた。買取価格についても様々な改訂が行われており、バイオマスについては熱電併給が必須条件となり、地熱については買取価格が引き上げられた。風力発電の買取価格も、陸上風力は通減率が1%から1.5%に引き上げられたが、洋上風力は買取

²² エネルギーバランス作業グループ(AGEB)資料「Bruttostromerzeugung in Deutschland ab 1990 nach Energieträgern」参照。
http://www.ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=29&fileName=20160802_brd_stromerzeugung1990-2015.pdf

価格が引き上げられている。太陽光については、年間導入量が300万kW程度となるように、前年の設備容量の増加量に応じて逓減率が引き上げられる仕組みが本格的に導入された²³。

しかし、2011年末の駆け込み導入量が予想を上回り、2011年の年間導入量が700万kWを再び超えたことから、太陽光に関する改正案が提出されたが、激しい議論の末に2012年6月頃に成立した。この2012年の改正案では、2020年までは太陽光発電の年間導入目標を250～350万kWとし、累積の導入量が5,200万kWとなる時点で太陽光に対する買取制度を終了するとしている(2014年末の累積導入量は推定3,800万kW)。

ドイツは、温室効果ガス削減だけではなく、雇用や新しい産業振興、そしてエネルギー安全保障の観点からも自然エネルギーの導入が社会的に有意義であることから、固定価格買取制度を進めるべきだとしている。また、ドイツは、2050年という長期的な展望を視野に入れはじめており、2010年に策定した「エネルギー基本計画」²⁴において電力供給に占める自然エネルギーの割合を2020年には35%、2030年に50%、2050年には80%とする目標をすでに掲げており、EEG法の中にも明記されている。2013年11月に成立した総選挙後の連立政権の合意においても、この自然エネルギー導入目標のレベルは堅持されている。さらに、ドイツ環境局(UBA)やドイツ環境諮問委員会(SRU)からは、長期的な自然エネルギー100%シナリオもすでに発表されている。

(2) 英国

英国における自然エネルギー促進政策は1990年のNFFOと呼ばれる競争入札制度にさかのぼる。NFFOはある一定の効果は上げるものの、政策目標を達成するには至らず、ドイツやデンマークなど他国が導入した固定価格買取制度と比べて導入効果は劣るものとなった。そうした中で2002年にRO(Renewable Obligation)制度が取って代わることとなった。RO制度はRPS制度の一種で、電力供給会社に対して一定電力量を自然エネルギーで賄うこととするものである。このRO制度の効果もあって、2002年に発電電力量に占める自然エネルギー割合(大規模水力を含む)は2.9%であったが、2009年には6.7%まで上昇している。

しかしながら2010年までに目標としていた10%に届かない見通しであったことやEUの自然エネルギー目標達成などの要因もあった。このことから、2008年に2008年エネルギー法が成立して、小規模低炭素発電を促進するための財政支援に関する措置として固定価格買取制度の導入に向けて検討が行われた。2010年に小規模発電事業者を対象として固定価格買取制度を導入し、RO制度

と併用することとなった。

英国の固定価格買取制度では、Microgeneration Certification Scheme(MCS)とRenewables Obligation Order Feed-in Tariffs(ROO-FIT)で構成されている。MCSでは50kW以下の太陽光、風力および2kW以下のコジェネレーションが、ROO-FITでは50kW超かつ5MW以下の太陽光、風力および5MW以下の嫌気性消化、水力が対象となっている。

2015年までに3.3GWの申請があり、導入施設の61%を家庭、34%を民間事業、4%を家庭以外の個人、1%をコミュニティが所有している。固定価格買取制度開始から2015年までの累積導入量は、太陽光357.4万kW、陸上風力が51.4万kW、小水力10.4万kW、嫌気性消化17.7万kWとなっている。

また、2013年には2013年エネルギー法が成立し、電力市場改革と低炭素電源を支援する名目で、再生可能エネルギー、二酸化炭素貯蔵・貯留(CCS)および原子力発電所を対象としてFIT-CfD(差額決済契約型固定価格買取制度)の導入が明記された。FIT-CfD制度は、コスト回収に必要な電気料金水準として「基準価格」を決め、その価格が市場価格を上回っている場合、その差額を全需要家から回収して事業者に対して補填する。逆に、基準価格が市場価格を下回った場合には、事業者が差額を全需要家に支払う。2015年から手始めに再生可能エネルギー分野から制度が開始しており、2017年のRO制度廃止までに置き換わる予定である。

(3) カナダ(オンタリオ州およびノバスコシア州)

2003年から化石燃料からの脱却と地域・コミュニティの発展のために、自然エネルギー促進政策が導入されてきた。RPS制度を2004年に導入し、2006年からは固定価格買取制度の一種ともいえる自然エネルギー標準契約プログラム(RESOP)を導入した。

2009年5月に本格的な固定価格買取制度を含むグリーンエネルギー法が可決され、同年11月に施行された。風力、太陽光、バイオマス、中小水力の自然エネルギーが対象で、規模などの制約のない包括的な固定価格買取制度となる。またオンタリオ州政府は2014年に石炭火力発電所を全廃している。同法は、先住民やコミュニティ参加によるプロジェクトへの価格優遇措置や地域内からの設備調達を要件として設定する(ローカルコンテンツ要求)など、自然エネルギー導入によって地域経済を活性化させる制度的な工夫がされている。

ローカルコンテンツ要求に関しては、日本(2010年9月)とEU(2011年8月)がそれぞれ、GATT(関税及び貿易に関する一般協定)の内国民待遇義務などに反するとしてWTO提訴し、2013年5月にWTO上級委員会で最終

²³ 国立国会図書館、外国の立法252「ドイツの2012年再生可能エネルギー法」2012年6月

²⁴ ドイツ連邦「The Energy Concept」,2010,

<http://www.bmub.bund.de/en/service/publications/downloads/details/artikel/the-german-governments-energy-concept-long-term-strategy-for-future-energy-supply/>

的な判断がなされ、カナダ連邦政府およびオンタリオ州に対して是正が勧告なされた。この勧告に従い、州政府は調達率を引き下げ、2014年にローカルコンテンツ要求は完全撤廃された。

またオンタリオ州の固定価格買取制度は、ケベック州からの電力輸入問題や原子力政策との整合性の問題により、政策議論の対象となっている。500kW以上の再生可能エネルギーは買取対象から除外され、停滞が見られる。原則として大規模発電は入札方式で運用される方針である。

一方でノバスコシア州では、COMFIT (The Nova Scotia Community Feed-in Tariff) と呼ばれる一種の固定価格買取制度を2011年から採用している。風力、潮力、バイオマス(CHP)、流れ込み式小水力発電が対象となっており、市町村、コミュニティ経済開発投資ファンド(CEDIF)、協同組合、先住民団体、NGO、大学、CHP利用者などのコミュニティ主体のプロジェクトを中心に適用される。制度施行後、90以上のコミュニティ主体の再生可能エネルギーのプロジェクトが支援されている。

(4) 中国

中国は名実ともに世界最大の自然エネルギー大国である。太陽電池モジュールなど発電設備産業のシェアが大きいだけでなく、導入量でも風力発電を中心に世界トップを走っている。実際に2015年の年間導入量では太陽光発電が約1,520万kW、風力発電が3,080万kWであり、いずれも世界第1位となっている²⁵。第12期5カ年計画のもとで、2015年までの風力発電の導入目標1億kWを達成して、続く第13次5カ年計画において2020年までの目標として風力発電を2億kW、太陽光発電を1億kW導入することを国家として目指している。さらに、中国の国家発展改革委員会(NDRC)に属するエネルギー研究所と能源基金会は、2015年4月、2050年までに電力に占める自然エネルギー比率を85%、エネルギーミックス全体に占める自然エネルギー比率を60%にする目標とすることを発表している。

中国での固定価格買取制度導入に向けた動きは2003年に始まっている。2003年にNDRCは10~20万kW規模の風力発電事業を対象とした公募入札方式による風力発電普及プログラムのもとで、25年間長期契約と3万時間を上限に入札価格の支払いを行う一種の固定価格買取制度を導入した。この制度の中では50~70%の高い割合のローカルコンテンツ要求も導入され、2010年までに20のプロジェクトが支援された。一方で、この制度のもとで買取費用の調達に関して議論や批判が起り、2006年から施行された自然エネルギー法のもとで、賦課金の調達に関する規定が設けられた。

2009年頃から本格的に固定価格買取制度が採用された。2009年から行われた陸上風力発電に対する固定価格買取制度が開始され、中国を4地域に区分し、地域別の買取価格の設定を行った。加えて、2010年にはバイオマスエネルギー、2011年から太陽光発電、2014年から洋上風力発電が対象となっている。大規模太陽光発電については陸上風力発電と同様に3地域に区分し地域別の買取価格を設定している。2020年を目途に太陽光発電については、固定価格買取制度から自立することを目標に検討がなされている。

(ISEP 道満)

2.4 電力自由化と電力システム改革

日本でも、2016年4月から電力小売りの全面自由化がスタートした。一般家庭や小規模事業所(低圧契約)の消費者も、これまでの地域独占の大手電力会社以外に、電力会社(小売電気事業者)を自由に選ぶことができるようになった。気候変動の問題がある化石燃料による火力発電や福島第一原発事故で巨大なリスクが明白となった原子力発電に依存しない電気を選択するために、自然エネルギーによる電気を選ぶことができるようになって期待されているが、そのためには様々な課題があることが明らかになってきている。

2.4.1 自然エネルギー優先への電力システムの課題

(1) 電力小売全面自由化の課題

すでに一定規模以上の事業所や工場(高圧・特別高圧契約)は、10年ほど前から電力小売りが自由化され、新電力(PPS)と呼ばれる大手の電力会社(一般電気事業者)以外からの電気を選択することができた。福島第一原発事故以降、この新電力の届出数は800近くに達したが、実際に電力の供給実績のある新電力は135社程度に留まり、その電力の販売シェアも2015年度末の時点でようやく9%程度になったに過ぎなかった。電力小売全面自由化後に地域別に見ると、東京電力と関西電力の管内で新電力シェアが伸びており、最高で14%に達している²⁶。電力小売全面自由化のための電力・ガス取引監視等委員会(EGC)²⁷の審査に基づく小売電気事業者の登録が進んでいるが、すでに300社を超える小売電気事業者が登録を済ませており(2016年8月時点)、一般家庭向けに自由化後の電気料金メニューが次々と発表されている。2016年7月末までに大手電力会社から新電力に切り替え(スイッチング)を申し込んだ件数は150万件近くに達

²⁵ REN21 「自然エネルギー世界白書 2016」 <http://www.ren21.net/gsr>

²⁶ 総合資源エネルギー調査会 電力基本政策小委員会 http://www.meti.go.jp/committee/gizi_8/21.html#kihonseisaku

²⁷ 電力取引監視等委員会ホームページ <http://www.emsc.meti.go.jp/>

して、全ユーザーの2.4%程度になった。しかし、この電気料金メニューに関する様々な比較サイトが立ち上がる中、電力料金そのものの安さにばかり注目が集まり、電源構成はほとんど公表されておらず、電気の中身に注目した比較はまだ難しい状況にある。

これらの小売電気事業者の中で、自然エネルギーによる電気の小売りを目指す動きを推奨するパワーシフトキャンペーンが行われている(コラム参照)²⁸。このキャンペーンでは、電気の消費者がパワーシフト宣言をして、自然エネルギーを重視する電力会社をできるだけ選択できるように各地域の自然エネルギー電力会社(小売電気事業者)をホームページ上で紹介をしている。しかし、自然エネルギーを中心とした電力会社は、回避可能費用が市場連動となったことも一因となりFIT制度に基づく自然エネルギーによる電気(FIT電気)の調達がより難しくなり、2017年4月からは送配電事業者によるFIT電気の買取が義務化されるなど周辺環境は厳しい。

一方で、ライセンス制により登録された複数の小売電気事業者から消費者が電気を適切に選択できる仕組みを消費者の権利の立場からも整える必要がある。そのためには、電気料金の内訳や電源構成などの表示を義務化しうえて、発電事業者や送配電事業者、卸電力取引市場等からの情報公開のための仕組みを整えることや、消費者が毎月の明細書やインターネットなどを活用して電気料金の内訳や電源構成などを常に確認ができる必要がある。自然エネルギーによる電気が何処で発電され、どのように取引されて、どのように消費者に届けられるかを知ることが重要である。電気料金の内訳についても電気を運ぶ費用である託送料金や託送料金に含まれている「使用済核燃料再処理等既発電費相当額」や原発立地地域に交付される「電源開発促進税相当額」なども公表すべきであろう。欧州ではすでに実現している自然エネルギーの割合などの電源構成や核廃棄物排出量の表示が、2016年1月に公表されたガイドライン「電力の小売営業に関する指針」²⁹においては明記されず、電源構成の表示は「望ましい行為」として努力義務となった。当面は、消費者がこの電源構成表示や電力料金の内訳を積極的に表示する小売電気事業者を評価していく必要がある。

(2) 電力システムの課題

消費者が実質的に電気を選べる・小売電気業者を選べる環境づくりのためには、強力な広域系統運用機関や発電電分離による公平中立な送配電網の管理や運営の体制が必要である。この意味で、2020年度までに実施が予定されている送配電部門の公平中立化(発電電分離)では、各社で予定されている法的分離から欧州並みの

所有権分離まで進むことが必要である。

自然エネルギーの本格的な導入に必要な「優先給電」が十分に検討されないまま原発や石炭火力など既存電源が優先されたり、オープンアクセスとして法制化されている「接続義務」の系統接続ルールが電力会社によって骨抜きにされるなど、根拠が不透明な「接続可能量」や過大な「工事負担金」、既存電源や電力会社の計画を優先した「空き容量ゼロ回答」などによって実質的に接続が拒否されている問題がある。

自然エネルギーの本格的な普及には、欧州並みの実質的な発電電分離(所有権分離)を実現し、高い自然エネルギー導入目標を設定しうえて、その実現に向けた電力システムの改革が必要である。自然エネルギーの発電所を優先的に送電網につなぐ「優先接続」と優先的に電気を供給する「優先給電」の双方が重要と考えられ、欧州ではすでに実施されているルールである。日本では、これまでFIT制度の法律によって条件付きの「接続義務」はあったが、改正FIT法では削除され、電事法における「オープンアクセス」に置き換えられた。この「オープンアクセス」は基本的にすべての電源が対象となっており、欧州のような系統接続の費用負担まで考慮した自然エネルギーの「優先接続」がないことが問題と考えられる。系統接続の費用負担については、発電事業者の特定負担を最小限に抑え、送配電事業者が計画的に送配電網の整備(設備形成)を行ううえて、社会全体のインフラとして一般負担とすべきである。これまで接続費用については、基本的に発電事業者が費用の全額を負担する「特定負担のみ」(ディープ方式)だったが、基幹ネットワークの増強費用については託送料金で回収する「一般負担」を可能とするガイドラインが2015年11月に定められた³⁰。しかし、OCCTOが2016年3月に定めた「一般負担の上限額」では、変動する自然エネルギー(太陽光、風力)の上限額が火力発電の半分程度と不利な基準となっている。

国がいまだに、「エネルギー基本計画」(2014年4月閣議決定)で原発をベースロード電源と位置づけていることや、送電網が電力会社の供給エリアごとに運用され、欧州並みの自然エネルギーの「優先給電」が実現できていないことも課題である。電力会社と電力会社を結ぶ会社間連系線の活用についても、自然エネルギーのための活用はこれからの課題で、これまでほとんど緊急時しか使われていない。欧州のように太陽光や風力など変動する自然エネルギーを前提とした調整力が電力システムに求められている。これらの課題の解決に向けては、新たに電力システム改革の第一弾として2015年4月に設立された「電力広域的運営推進機関」(OCCTO)³¹の委員会等での検討や送配電等業務指針等の運用ルール(ガイドライン)に委ねられている。OCCTOの「送配電等業務指針」は、

²⁸ パワーシフト・キャンペーン <http://power-shift.org/>

²⁹ 経産省「電力の小売営業に関する指針」<http://www.meti.go.jp/press/2015/01/20160129007/20160129007.html>

³⁰ 経産省「発電設備の設置に伴う電力系統の増強及び事業者の費用負担の在り方に関する指針」(2015年11月)

³¹ 電力広域的運営推進機関(OCCTO) <http://www.occto.or.jp/>

一般送配電事業者及び送電事業者が行う託送供給、その他の変電、送電及び配電に係る業務の実施に関する基本的な指針を定めており、電力系統への接続に関する各種手続きや接続後の優先給電のルールなども定められている³²。

(3) 卸電力市場の課題

現在は規模の小さい卸電力市場（卸電力取引所 JEPX など）の取引規模や内容を拡充し、欧州のように小売電気事業者が公平に必要な種類や量の電気を調達し、販売できる状況にしていく必要がある。JEPX による取

引量は、いまだ国内の全販売電力量の2%未滿に留まる（2014年度実績）。卸電力市場の拡充については、2016年4月から1時間前市場がスタートし、中長期的な先物市場や、より短期のリアルタイム市場の整備が予定されている。さらに2016年9月に総合資源エネルギー調査会において「電力システム改革貫徹のための政策小委員会」³³が創設され、卸電力市場についても「ベースロード電源」へのアクセスや調整力のための「容量市場」、CO₂削減のための「非化石価値取引市場」などの検討が市場整備ワーキンググループで行われた。

（ISEP 松原）

【コラム】パワーシフト — 電気を替えて社会を変えよう！

●電力小売全面自由化スタート！

2016年4月より、いよいよ電力低圧小売自由化が始まりました。震災・原発事故を受けて決まった電力システム改革の一つのステップであり、市民・消費者にとって大きな変化です。4月直前にはメディアでも大きく取り上げられ、大々的な広告宣伝やいくつもの比較サイトの登場など盛り上がりました。2016年9月末現在では、電力会社を切り替えた人は3%程度と発表されていますが、再生可能エネルギーを選びたい市民の選択はこれからです。

●価格競争で安さが求められると

電力自由化は、良いことばかりではありません。登録小売電気事業者は350社以上登場していますが、競争が生まれることで、各社とも「少しでも安く」販売しようとし、そのために安価な電源を求めています。電力システム改革が決まったのち、2013年以降に相次いでいる石炭火力発電所の新設計画がまさにその現れです。今後は、増加するCO₂排出を相殺するために「非化石電源」活用の大義名分で、原発の再稼働や40年超の運転も後押しされていくでしょう。「安さ」の選択はこの動きに追従するものです。だからこそ、意識的に再生可能エネルギーを重視する電力会社を選び、選ぶ人を増やす大きな動きをつくっていくことが求められます。

●各地にうまれる再生エネ重視の電力会社

各地に続々と、再生エネを増やしていくビジョンを持った電力会社が登場しています。自治体系、生協系、地

域密着系、全国再生エネ事業者系などです。しかし、規模も宣伝力も大手とは圧倒的な差があります。また再生エネ供給には大きな壁があります。

一つは、再生エネ調達の壁です。日本で再生エネの設備要量はようやく増えてきたもののまだ全体の7%ほど（2015年度、大型水力をのぞく）です。しかもそのほとんどを旧一般電気事業者が持っているため、再生エネ新電力は調達に大変苦労しているのが実情です。ビジョンを持ちながらも再生エネ率を高くていけない会社も多数です。

もう一つは、需要獲得の壁です。大々的な広告宣伝ができない中で、どうやって需要を獲得するか。安さの競争では大手にかなわない中、どう差別化するか。ほかに、制度変更への対応や煩雑な手続き、家庭向け供給は利幅が薄い中でどうやって利益を確保するか、などなど、多くの困難の中で試行錯誤する電力会社が多くあります。だからこそ、消費者、環境団体などの声で、実際の契約で、再生エネ新電力を応援していくことが欠かせません。

●私たちの選択が社会を変える

震災・原発事故を経て、「原発でない電気」「自然エネルギー」を選びたいというニーズは決して少数ではないはずです。それでも「まだ様子をみている」「どこを選んでよいかわからない」「価格も重要だができれば」といった多くの人が、今後のポテンシャルです。そういった層にいかにか情報を伝え、実際に切り替えに結びつけるかが、今問われています。

環境団体や消費者団体、脱原発団体などが連携

³² OCCTO 「送配電等業務指針」 https://www.occto.or.jp/jigyosha/koikirules/2016_0331_teikan_kitei_shishin_HP.html

³³ 総合資源エネルギー調査会 「電力システム改革貫徹のための政策小委員会」 http://www.meti.go.jp/committee/gizi_8/18.html#denryoku_system_kaikaku

して2015年3月に発足したパワーシフト・キャンペーンでは、再エネを重視する電力会社を紹介して切り替えの促進を、そして少しでも再エネ重視の社会へ向かうことを目指しています(図2.16)。

キャンペーンWebサイト: <http://power-shift.org>

(FoE Japan 吉田明子)



図 2.16 : パワーシフトキャンペーンによる自然エネルギー供給を目指す電力会社の紹介 (2017年3月現在)
(出所: パワーシフトキャンペーン資料)

2.4.2 電力自由化と原発救済策

東京電力福島第一原発事故を踏まえて、「ベースロード電源」としての原子力発電の位置づけが電力自由化に伴い、大きく変わってきている。自由化された電気料金制度のもとでは、膨大な損害賠償費用や多額の安全対策費用がかかる原子力発電を維持することは益々困難になるため、原発救済策が検討されている³⁴。欧州のような自然エネルギーを優先する電力システムを構築していくうえで大きな障害である言わざるを得ない。国会エネルギー調査会(準備会)でもこのテーマが3回にわたり議論され³⁵、ISEPからも意見を表明している³⁶。

(1) 東電救済策の問題点

2011年3月11日の東日本大震災により発生した東京電力福島第一原発事故から5年以上が経ち、すでに東京電力が負担すべき福島第一原発の損害賠償費用およびメルトダウンした事故炉の廃止費用などは合わせて約15兆円にまで膨らんでおり、その金額はさらに20兆円を超えると想定されている。本来は東京電力がすべての損害を賠償すべきところを、一時的に国債による資金を投入して原子力損害賠償・廃炉等支援機構による支援(交付金)でまかなってきたが、それも限界を迎えていることが明らか

になった。損害賠償費用はすでに6兆円を超えてさらに増え、福島第一原発の廃止費用は東京電力が当初想定した2兆円から大きく膨らむ見込みである。

非公開で開催された「東京電力改革・1F問題委員会」(東電委員会)³⁷では、これらの費用増大に対応して実質上すでに破綻をしている東京電力を存続させるためのさらなる救済策のみが検討され、福島第一原発事故の本来の責任を東京電力や国に問わないままに、その費用負担を電力消費者のみに負わせようとしている。

(2) 原子力損害賠償制度の問題点

さらに、原子力損害賠償・廃炉等支援機構に対してすべての原子力事業者が一般負担金(2015年度は約1600億円)を共済方式で収めているが、これは新たな原発事故の損害賠償の「保険」という位置付けだったはずである。本来、東京電力が負担すべき福島第一原発の損害賠償費用は、東電による「特別負担金」で回収されるはずだが、一向に進んでいない。この「過去分」の損害賠償費用の一部を全原子力事業者の一般負担金(電気料金に含まれる)として回収するだけでなく、すべての小売電気事業者が負担する送配電の費用である託送料金にも上乗せして回収しようとしている。これらの電力料金や託送料金で回収しようとしている損害賠償費用な

³⁴ 電力システム改革貫徹のための政策小委員会 http://www.meti.go.jp/committee/gizi_8/18.html#denryoku_system_kaikaku

³⁵ 第59回 国会エネルギー調査会(準備会)「正当性なき原子力延命策を問う」(2016年10月18日)、第60回 国会エネルギー調査会(準備会)「原発の後始末費用は誰の負担か?」(2016年11月1日)、第61回 国会エネルギー調査会(準備会)「原発事故費用は誰が負担するのか」(2016年11月17日)
<http://www.isep.or.jp/library/5024>

³⁶ ISEP プレスリリース「原発救済策」6つの大罪～反民主主義・無責任・反原則・自己矛盾・過誤の上塗り・不正義(2016年12月8日)
<http://www.isep.or.jp/library/9848>

³⁷ 東京電力改革・1F問題委員会 http://www.meti.go.jp/committee/kenkyukai/energy_environment.html#touden_1f

どは20兆円を超える膨大な金額になり、もはや原発の電気は「安価」ではないことは明白である。

(3) 電力自由化の下での原発救済策の問題点

国のエネルギー政策が大きく見直され、電力システム改革が進む中、2016年4月から電力小売全面自由化がスタートした。これまで国策民営として国の原発推進政策と共に大手電力会社において原発の導入が推進され、様々な補助金に加えて電力自由化前の規制料金制度のもと電気料金などで原発関連費用を回収して維持されてきた。しかし、電力自由化後は2020年までに電気料金としての規制料金制度は撤廃され、送配電の費用を回収する託送料金のみが規制料金制度の対象として残ることになる。この託送料金(送配電費用)は、原発を抱えている大手電力会社(原子力事業者)だけではなく、新たに参入した新電力を含むすべての電力会社の消費者が負担をするため、高い透明性と公平性が求められる。

それにも拘わらず、本来、原子力事業者だけが負担すべき廃炉費用だけではなく、東京電力が負担すべき福島第一原発事故の莫大な損害賠償費用や事故炉の廃止費用までもこの託送料金に上乗せして回収しようとしている。これまで原子力事業者が規制料金制度のもとで電気料金により回収してきた廃炉費用や損害賠償費用の一部(一般負担金)など様々な原発関連費用をこの託送料金で回収する検討が経産省の「電力システム改革貫徹のための政策小委員会」(貫徹委員会)の財務会計ワーキンググループ(WG)で進められてきている。そもそも事故炉(福島第一原発)の廃炉(事故収束廃止)費用に通常炉と同じ廃炉会計を適用して償却したり、福島第一原発事故の損害賠償費用を過去に遡って託送料金制度の活用によって費用回収はすべきではないことは明らかである。もちろん、通常原発の廃炉費用の引き当て不足額の回収や、廃炉時の一括償却回避措置分の費用回収も託送料金制度を活用すべきではない。

(4) 電力市場での原発救済策の問題点

一方、貫徹委員会の市場整備WGでは、自由化後の市場メカニズムの最大限の活用として「ベースロード電源市場」や「非化石価値取引市場」などで原発の維持を前提とした検討が行われている。ベースロード電源市場では、競争活性化のための制度として新たに参入した新電力に対して、見かけ上だけ「安価」な原発や石炭からの電気の調達を可能としようとしているが、その前提条件として原発関連費用の託送料金への上乗せが検討されている。

さらに非化石価値取引市場は、自然エネルギーおよび原発を合わせて非化石電源と位置づけて、その価値の

みを市場で取引しようとする制度で、原発についての様々な問題やリスクを棚上げしてCO₂削減価値のみに注目しようとしている。いまや原発の電気はコストやリスクがもっとも高く、市場性はないと言えるが、実際に2015年度の原発の発電量比率は1%未満に留まる。よって、非化石価値取引市場において原発の電気は扱うべきではなく、自然エネルギー(FIT電気および非FIT電気を含む)の環境価値の扱いのみを明確にすべきである。容量市場における容量メカニズムによる調整用電源および既存電源の維持は、自然エネルギーの普及に沿った形で行われるべきであり、決して安易な既存電源(化石燃料による火力発電など)の維持の口実にはならない。

(ISEP 松原)

2.5 自然エネルギー熱政策

日本の自然エネルギー政策は電力分野が中心となり、熱政策は大きく立ち遅れている。そこで、ここでは欧州の中でも進んだ政策を実現しているデンマークの地域熱供給を取り上げる。

(1) デンマークのエネルギー政策

欧州の中でも北欧は環境問題に積極的に取り組んでいることで有名だが、その中のデンマークでも1970年代のオイルショックまでは化石燃料に大幅に依存し、99%を中東の石油等の輸入に依存していた時代があった。その中で、日本と同様に化石燃料による大気汚染が大きな社会問題となり、国民の環境意識が非常に強くなった。その結果、1990年代以降は、エネルギー消費量やCO₂排出量と、GDPのデカップリングに成功している。

デンマークのエネルギー政策として、オイルショック以降、石油依存からの脱却の必要性からエネルギー構造転換が迫られたが、1980年代はまだエネルギー需要は右肩上がりであり原子力の利用を想定したものだ。しかし、1990年には、デンマーク政府による持続可能な発展のための実施計画が採択され、脱大量生産、脱大量消費などの見直しが行われた。その時点で2030年までに二酸化炭素の排出量を半減させることが目標とされ、2025年までに自然エネルギーの割合を30%にまで高めるとされた。

さらに2011年には“Energy Strategy 2050”として、2050年までに化石燃料を使わない社会を目指すことを新たなエネルギー戦略としている。このエネルギー戦略を実現するため、2012年3月には新たな枠組みがつくられ、2050年までに化石燃料から完全に独立して自然エネルギー100%とすることが目標とされ、2035年までには発電と熱利用について100%自然エネルギーに移行するとして

いる³⁸。そのために既存の建物のエネルギー消費量を50%削減し、2030年までに石炭利用を中止などが決定されている。2020年までの目標値としては、最終エネルギー需要の約35%を再生可能エネルギーで賄い、電力の50%を風力発電で、最終エネルギー消費量を7.5%削減(2010年比)、温室効果ガス排出量を34%削減することを目指している。

2013年の電源構成としては、自然エネルギーが全発電量の46%を占め、風力発電が32%と最も大きな割合を占めており、バイオマス発電も11%に達している³⁹。最終エネルギー消費に占める自然エネルギーの割合は約25%となっている(廃棄物相当を含む)。その中で地域熱供給は熱利用の大きな割合を占めているが、古くは1900年に廃棄物を焼却する際の排熱を自治体施設の暖房に使っていた。オイルショック後の1979年に熱供給法が制定され、費用対効果に基づいたゾーニング(土地利用計画)を促進している。これまでにデンマーク全土の熱需要の約50%、家庭用需要の約63%を地域熱供給でカバーするまでにしている(首都のコペンハーゲンでは98%に達する)。人口あたりの地域熱供給の普及率もEU諸国の中で高いレベルにあり64%に達している。地域熱供給の熱源に占める自然エネルギー(主にバイオマス)の比率も1980年代以降、石炭からの転換により、順調に上昇してきており、すでに4割以上に達している。

(2) デンマークの地域熱供給

デンマークにおける地域熱供給(DH)の歴史は100年以上前に遡るが、本格的な導入が進んだのは1970年代のオイルショック以降からである。1973-74年のオイルショックの時には、エネルギーの99%を化石燃料に頼っているエネルギー構造であり、経済活動に大きな影響があった。その結果、国のエネルギー安全保障が、経済活動の中でも優先順位が高くなっている。オイルショックの時には、50歳以上の人は毎日曜に車を運転してはいけないなど規制もあった。そうしたことが、今日の地域熱供給の導入に大きな影響があった。政治的な判断、勇気がある判断があったが、オイルショックの経験がなければ、今日のデンマークのDHはない。オイルショック後、国から自治体に熱供給を行なうべきか、天然ガス(北海)を行なうべきかを各自治体の判断で行なった。1979年までにはデンマークで初めてとなる総合エネルギー計画が熱供給に関する最初の法律と共に策定され、実質的に熱電併給(CHP)が義務化された。そのため人口密度が高い都市では、工事費が高いがCHPを導入し、人口密度が低いところは天然ガスを直接利用することになった。CHPは、1980年当初は集中型から始まり、1986年頃からは石炭を熱供給計画から除外し、エネルギー税を増税し、小規模なCHPプラントを重

視したため、国産のバイオマスを利用しやすいように分散型になっていった。さらに1990年にはバイオマスを燃料とする地域熱供給を推進する政治的合意が行われ、熱供給に関する法改正で燃料の選択に関するガイドラインをすべての地方自治体に提供した。

2050年までに化石燃料を使うCHPはなくなる方針であり、現在、石炭用のプラントを廃棄物やバイオマスを燃料としてできるように改修が始まっている。CHPを石炭からバイオマスに変えることにより、運搬など地域に雇用を生んでいるだけではなく、技術革新となり、国の競争力強化になる。2010年に熱利用計画を策定し、2020年までの需要側での省エネを進めており、各エネルギー供給者は毎年2%のエネルギー削減が義務づけられている。第4世代の地域熱供給を目指して、管理のしやすさコスト削減のため、熱供給システムの温度を下げており、太陽熱などの低温熱源の利用や地中熱利用などが可能となってきた。デンマークでは風力発電を推進しているが、ドイツなどの隣国に売ると共に温水などのエネルギーとして貯めておくことも始まっている。現在、デンマークの熱需要の約6割を地域熱供給で供給しているが、電力との連携が重要となってきたり、余剰電力で加温するボイラーやヒートポンプなどの導入が始まっている。経済活動に伴うエネルギー消費量は低下しているが、その要因は、省エネ、CHPや地域熱供給の導入、自然エネルギーへの代替によって成し遂げられてきた。CHPや地域熱供給により、エネルギー変換時の熱損失を抑制することができる。地域熱供給のうち、CHPが73%。残りは熱のみのプラントか、太陽熱プラントであり、太陽熱プラントは増えている。デンマークの火力発電は基本的にCHPのみであるが、夏場のCHPは、熱を捨てている場合がある。CHPの燃料としては、石炭が減少し、バイオマスの利用は増加しており、天然ガスは横ばい。石油と天然ガスはデンマークで自給でき、一部輸出している。EUの中でもGDP対するエネルギー消費は少ない方であり、バイオマスのCHPの技術を向上させるため、企業を巻き込んだ取り組みが行われている。単にエネルギー利用の成功している自治体を真似するのではなく、それぞれの自治体にあったエネルギー計画を策定している。

最初の第1世代の地域熱供給は、100年以上前の1900年代の初期から行われていたもので、石炭や廃棄物の焼却熱を熱源とする熱供給により、供給温度は200℃近くに達する蒸気を用いたもので、エネルギー効率もとても低かった。その後、1930年代以降に、高温(100℃以上)の加圧温水による第2世代の地域熱供給が始まり、従来の石炭や廃棄物の焼却熱利用だけではなく、石炭や石油などを燃料とする大型で集中型の熱電併給(CHP)プラントが主要都市に建設された。1970年代のオイルショッ

³⁸ "The Danish Energy Model - Innovative, Efficient and Sustainable" Danish Energy Agency <https://stateofgreen.com/en/profiles/danish-energy-agency/solutions/the-danish-energy-model-innovative-efficient-and-sustainable>

³⁹ デンマーク・エネルギー庁 "Danish Energy Agency" <http://www.ens.dk/en>

表2.9:デンマークの地域熱供給ネットワークの歴史的発展
(出所:SOG 地域熱供給白書)

	第1世代	第2世代	第3世代	第4世代
年代	1880-1930年	1930-1980年	1980-2020年	2020-2050年
主な特徴	蒸気ベース、 コンクリートパイプ	加圧温水、大規模 な施設	断熱パイプ、サブ ステーション、計測 ・モニタリング	低いエネルギー 需要、スマートエネ ルギー、双方向地 域熱供給
供給温度	< 200℃	> 100℃	< 100℃	50 ~ 60℃ (70℃)
エネルギー効率	とても低い	低い	中程度	高い
熱源	石炭、廃棄物	石炭・廃棄物、 石炭・石油CHP	天然ガス・廃油・ 石炭、廃棄物・石炭 ・石油CHP、産業 排熱、バイオマス、 大規模太陽熱	廃棄物・バイオマス CHP、集中型HP、 産業排熱、バイオ マス、余剰風力 発電、地中熱、 大規模太陽熱
蓄熱槽	蒸気蓄熱	蓄熱槽	蓄熱槽	蓄熱槽、冷水槽、 季節間蓄熱
太陽熱利用	無	無	有	有
冷房需要	無	無	無	有

クを経て、1980年代以降は、分散型の熱電併給(CHP)や熱供給の設備が主流となり、熱源として天然ガスやバイオマスが用いられるようになった。この第3世代の地域熱供給では、100℃以下の温水を用いて断熱パイプや断熱されたコンパクトなサブステーションにより、小規模でもエネルギー効率の高いシステムを目指し、計測やモニタリングを行っている。

第4世代地域熱供給は、これまでの100年以上におよぶ地域熱供給の経験の上に築かれ、より低温の温水を用いることでエネルギー効率が向上するとともに、より多くの再生可能エネルギーや様々な排熱の利用を可能としている。将来、より低エネルギー化が進みエネルギー需要が低下する場合でも、配管システムなどでの熱損失を最小限に抑えることができる。より柔軟なエネルギー貯蔵や供給側と需要側の双方向でのやり取りが可能となり、よりスマートで効率的なエネルギーシステムとなることを目指している。これにより、地域熱供給システムがより多くの地域に適したものとなる可能性があるほか、既存の熱供給システムを拡大し、新たな機能をもたらすことができる。

(ISEP 松原)

2.6 ご当地エネルギー

地域の人々が意思決定を行い、所有し、その便益が地域に分配される自然エネルギーは、コミュニティパワーと呼ばれ、世界的なエネルギー転換を推し進める重要な原動力となりつつある。欧州、特にデンマークの風力協同組合に起源を持つコミュニティパワーの取り組みは、日本でも「ご当地エネルギー」と呼ばれ、着実に浸透しつつある。

2.6.1 世界ご当地エネルギー会議

2016年11月3～4日に福島市で行われた「第1回世界ご当地エネルギー会議 2016 (World Community Power Conference 2016 in Fukushima)」⁴⁰では、世界約30カ国からコミュニティパワーの担い手や研究者ら600名以上が福島に集い、世界的なエネルギー転換の中でコミュニティパワーが果たす役割やグローバルなコミュニティパワーの戦略、国・自治体レベルでの方向性等が議論された。

(1) 会議開催の背景

コミュニティパワーをテーマとする世界で初めての国際会議が企画された背景には、ドイツでの政策変更が影響している。エネルギー協同組合がエネルギー転換の推進力のひとつとなっていたドイツでは、固定価格買取制度から入札制度への移行プロセスの中で、エネルギー協同組合や中小規模事業者には参入が難しい制度になることが予想されるようになり、改めてコミュニティパワーの意義を確認し、今後の方向性を模索する動きが生まれていた。

そのひとつとして、2016年1月26日、ドイツ・ボンで開催された「コミュニティパワーの追い風と向かい風 - 地域と世界のコミュニティ風力発電に関するシンポジウム (Tailwind and Headwind for Community Power - Regional and Global Community Wind Perspectives)」⁴¹では、これまで欧州で取り組まれてきた風力協同組合が社会的受容に積極的な役割を果たしてきたこと、地域経済の活性化にも大きな貢献をしてきたことが確認された。一方で、2030～50年に向けたエネルギー転換においては、さらなるコスト効率化を図る必要があり、入札制度への移行は不可避という流れの中で、どのようにコミュニティパワーを支えていくべきか議論された⁴¹。

そして、このシンポジウムの参加者を中心に、今後の世界レベルでのコミュニティパワーの推進に向けた戦略会議が開かれ、コミュニティパワーの担い手のさらなるネットワーク強化と知見の共有を目的として、第1回世界ご当地エネルギー会議 (The 1st World Community Power Conference) を福島で開催することが関係者の間で合意された。

これ受け、主催者として全国ご当地エネルギー協会、環境エネルギー政策研究所、世界風力エネルギー協会によって構成される「第1回世界ご当地エネルギー会議」実行

⁴⁰ 第1回世界ご当地エネルギー会議 <http://www.wcpc2016.jp>

⁴¹ Schick, Calro, Stefan Gsänger and Jan Dobertin (2016) "Headwind and Tailwind for Community Power: Community Wind Perspectives from North-Rhine Westphalia and the World." World Wind Energy Association and Association for Renewable Energy North-Rhine Westphalia.

委員会が組織され、共催者として福島市、ふくしま自然エネルギー基金が参加することとなった。

(2) 会議の概要

会議では、第1日目午前の開会挨拶、基調講演、ハイレベルパネルで自然エネルギー普及拡大の世界的潮流とその意義が共有された。第1日目午後～第2日目午前にかけて行われた分科会では、100%自然エネルギーを目指す市区町村の首長・行政・民間アクターのコミットメント、ボトムアップでステークホルダーを巻き込みながら進める世界各地の取り組み、地域経済活性化の効果、島嶼地域での先駆的経験とネットワーク、開発途上国での挑戦と課題などが議論された。

各分科会での議論を通じて共有された共通認識は、「福島ご当地エネルギー宣言－地球の未来のために－」にまとめられ、会議参加者がコミットする「ご当地エネルギー世界戦略10項目」が改めて確認された。

かつて、2004年にドイツ・ボンで開催された「自然エネルギー国際会議2004」が世界各国の自然エネルギー政策形成を促す歴史的契機となったように、今回の「世界ご当地エネルギー会議」は地域主導の自然エネルギーの発展を世界的に促す歴史的契機となるだろうと期待される。第2回会議は2年後にアフリカ・マリ共和国での開催が予定されている。それまでに日本さらなる進展を世界と共有できるよう、地域での実践を進めていくことが重要である。

(ISEP 古屋)



図 2.17：第1回世界ご当地エネルギー会議の参加者

福島ご当地エネルギー宣言 ～ 地球の未来のために ～

福島原発事故から5年目、そしてパリ協定が発効した本日、福島市にて開催された第1回世界ご当地エネルギー会議(2016年11月3～4日)に30カ国以上から600名を越えるすべての参加者は、この宣言に合意しました。

私たち参加者一同の共通認識として：

- 持続可能なエネルギーの供給と利用は、社会生活の質を維持し高めていく上で、また、世界のすべての人々の持続可能な発展にとって必要不可欠である。
- 気候変動は、現在世代にとっても前代未聞の状況を生み出しつつあり、将来世代にとってはより大きな脅威となる。
- 福島原発事故の教訓は、壊滅的な原子力のリスク

を考慮する必要性を教えてくれている。

- 本質的にクリーンで、永続的で、枯渇することがなく、世界のあらゆる場所で利用できる風力発電や太陽光発電といった自然エネルギーが世界的に急増する転換点に立っており、私たちは100%自然エネルギーの未来を達成する機会を手に入れている。エネルギー効率化とあわせて、それにより、私たちは、化石燃料や原子力に起因する気候リスク、原子力リスク、供給安全保障リスク、大気汚染やその他の危険を回避することができる。
- それを達成するため、持続可能な自然エネルギーを実践する際には、地域のニーズや優先順位に加え、既存の社会・文化・環境の状況に配慮しなければならない。つまり、「ご当地エネルギー」(コミュニティパ

ワー)の原則に倣うということである。

- 「ご当地エネルギー」の原則とは、自然エネルギー導入の計画から設置、運営において、地域コミュニティとその担い手が民主的に参加し管理すること、そして地域コミュニティとその担い手が経済的・社会的便益の多くを得ることが必要となる。

私たち参加者一同は、世界風力エネルギー協会が2016年3月22日に発表した調査報告「ご当地エネルギー世界戦略10項目」(添付資料を参照)を再確認し、発展させてゆくことを確認した上で、以下の行動にコミットします。

- 世界中でご当地エネルギーが将来の自然エネルギー供給の有力なかたちとなるよう行動をおこす。
- 世界中でご当地エネルギーがいっそう増えてゆくためのグローバルな機運をつくり続け、「世界中とネットワークして、地域で実践する」を実践する。
- 地域、国、世界といった社会のあらゆるレベルでご当地エネルギーのネットワークを強化する。
- 優れたビジネスモデルや政策を含む、世界のご当地エネルギーの状況について情報交換を進める。
- 地域の自然エネルギー基本計画を定義するため、地方自治体との協働に重点的に取り組む。
- この宣言の中で指摘された必要となる枠組み条件をつくり出すように、各国の政府に働きかける。
- 世界のエネルギー転換の国際的な議題において優

先度が高い戦略としてご当地エネルギーを取り上げるように、国際再生可能エネルギー機関(IRENA)、ユネスコ(UNESCO)、気候変動に関する国際連合枠組条約事務局(UNFCCC)やその他の国際金融機関と協働を進める。

- 特に、開発途上国でのご当地エネルギーの取り組みを推進し、必要となる技術や社会的・金融的なノウハウの移転を促進する。
- 福島市での第1回世界ご当地エネルギー会議を、世界のご当地エネルギープロセスの出発点とし、ネットワークの発足と、次回に予定しているアフリカ・マリでの世界ご当地エネルギー会議の次回開催へとつなげる。

2016年11月4日 パリ協定発効の日に、福島第一原発事故から5年目の福島市において

開催地ホストとして小林香福島市長により読み上げられ、すべての参加者を代表して以下の3つの主催団体はこれに署名する。

佐藤彌右衛門、
一般社団法人全国ご当地エネルギー協会
飯田哲也、
認定NPO法人環境エネルギー政策研究所
ステファン・ゼンガー、
世界風力エネルギー協会

2.6.2 国内のご当地エネルギーの動向

国内のコミュニティパワーの動向について、2014年の「九電ショック」に端を発する系統制約により、多くのコミュニティパワーの担い手たちの発電部門での取り組みは停滞しつつある。しかし、すでに太陽光発電の事業化に成功した地域では、小水力発電やバイオマス熱利用など他のエネルギー種への展開を模索する動きがある。また、2016年4月の電力小売全面自由化を受け、電力供給事業へ展開する動きもあるなど、



図 2.18：飯舘電力 飯舘村伊丹沢太陽光発電所の全景（出所：飯舘電力株式会社）

国内のコミュニティパワーはさらなる多様化と深化が進みつつある。ここでは、新たに立ち上がった主体やプロジェクトを取り上げる。

(1) 飯館電力

福島原発事故により、全村避難となった福島県相馬郡飯館村の人々を中心として、2014年9月に設立された飯館電力株式会社は、飯

館村民の自立と再生を促し、自信と尊厳を取り戻すことを目指して太陽光発電に取り組んでいる⁴²。飯館村は、原発事故により全村避難、失職、家族崩壊、除染による農地破壊、風評被害などの影響を受けた。そういった中で、代々受け継がれてきた土地で将来農業の再開を望む村民が発起し、除染が行われている農地や荒れ果てた遊休地をこのままにするのではなく、そういった土地を活用して再生可能エネルギー事業を行い、売電収入を得て村民の生活や村の復興に寄与しようと相談を始めた。先行して取り組みを進めてきた会津電力の支援も得つつ、事業主体を立ち上げ、初めに50kWの低圧太陽光発電（飯館村伊丹沢太陽光発電所）の設置に取り組んだ。さらに、営農と発電を組み合わせるソーラーシェアリングにも挑戦し、農地での開発規制による壁にも直面したものの、2017年3月末までに村内に12基の太陽光発電の設置を予定している。

(2) 富岡復興ソーラープロジェクト

福島原発事故後、いまだ全町避難が続く福島県双葉郡富岡町で、住民主導の大規模太陽光発電事業「富岡復興ソーラープロジェクト」が、2016年から本格的に始動している。この事業は、原発被災地域において放射性物質汚染により使えなくなってしまう農地を有効利用し、地権者を中心とする地域住民の生活再建支援、次世代担う住民の自立的な生活の支援を目的として、住民が主体となって立ち上げた太陽光発電事業であり、発電出力は約32MW、総事業費約92億円と、国内のコミュニティパワーとしては最大規模となっている（図2.19参照）。事業スキームについては、売電収益を活用して原発被災



図 2.19：富岡復興ソーラープロジェクトの完成予想イメージ

地域復興支援を行う「一般社団法人富岡復興ソーラー」とSPC「株式会社さくらソーラー」を軸に体制が組まれている。資金調達については、三井住友信託銀行と東邦銀行がアレンジャーとなってプロジェクトファイナンスが生まれ、福島銀行、大東銀行、あぶくま信金、城南信金がシンジケート団に加わっている他、匿名組合による市民ファンド「福島富岡復興グリーンファンド」により337名から6億2,440万円を調達している。2016年11月29日に富岡町で起工式が行われ、着工が始まり、2018年3月の完成を予定している⁴³。

(3) たまエンパワー

3.11後、東京都多摩市を拠点に分散型太陽光発電事業を計画・実施してきた一般社団法人多摩循環型エネルギー協会および多摩電力合同会社のメンバーを中心に、2015年4月に設立された「たまエンパワー株式会社」は、都市郊外での屋根上太陽光発電の普及における様々な課題を乗り越えるべく、2016年9月、新たな仕組み「DiO (Do it Ourselves)」の開発・提供を始めている⁴⁴。一般的に、集合住宅や中小規模事業所等の都市郊外の屋根上太陽光発電には、関係者の合意形成、屋根の形状・耐荷重、設置後のO&M体制等の課題があるが、DiOではこれらの課題に対して、研修も含めた参加型の設置、取り扱い設備の厳選、データモニタリングと施工店とのパートナーシップ等を組み合わせ、建物オーナーの不安を解消する仕組みを整えている。こうした統合的な設置モデルのイノベーションは、屋根上太陽光発電のさらなる普及を推し進めると考えられる。また、教育施設での導入については、環境教育プログラムと組み合わせた幅広い社会的

⁴² 飯館電力株式会社 <http://iitatepower.jp/>

⁴³ プレスリリース「富岡復興ソーラープロジェクト」起工のご報告（2016年11月30日）<http://www.isep.or.jp/info/9791>

⁴⁴ たまエンパワー株式会社 <http://tamaempower.co.jp/>



図 2.20：徳島地域エネルギーのバイオマス・ラボ（ISEP 撮影）

波及効果が期待される。

(4) 徳島地域エネルギー

環境省「地域主導型再生可能エネルギー事業化検討業務」のもと、2012年3月に設立された一般社団法人徳島地域エネルギーは、地域に収益が還元される太陽光発電事業のコーディネートを数多く展開し（2016年9月時点で合計15MW）、その中でも資金調達の一部を寄付によってまかない、寄付者には徳島の特産品（農産物、水産物等）が届く「コミュニティハッピーソーラー」の事業モデルを開発・展開してきた⁴⁵。そして、太陽光発電事業により運営の基盤を築くと共に、木質バイオマスの熱利用を展開している。具体的には、50kWの小型自動チップボイラー2台を医療・社会福祉施設に導入しているほか、薪ストーブ、ペレットストーブなどの導入も行っている。チップボイラーについては、ボイラー製造元のオーストリア・ETA社で研修を受け、地元の電気設備工事会社と共に独力設置を行うことで、設置・運営ノウハウを習得している（図2.20）。そのため、単発の導入に留まることなく、ノウハウを活かして他地域での導入支援を行うなど、継続的な展開へとつながっている。

(5) ひおき地域エネルギー

ひおき地域エネルギー株式会社は、鹿児島県日置市の地元企業や金融機関、自治体および関係者の出資によって2015年に設立されている⁴⁶。地産地消のエネルギー供給と地域経済の活性化を目指し、地域新電力として2016年8月から電力の小売りを開始している。電源構成は非公開となっているが、地域協議会のもとで検討されている

小水力発電等、域内での再生可能エネルギー発電設備からの供給を目指している。また、電気代の1%はひおき未来基金に積み立てられ、地域活性化の取り組みに寄付される仕組みとなっており、需要側からのコミュニティパワーのひとつの基本モデルを提示している。

(6) 小田原箱根エネルギー コンソーシアム

神奈川県西部では、3.11後に小田原市長のイニシアチブのもと、小田原市内の中小企業経営者を中心に市民と行政の協働を通じてほうとくエネルギー株式会社が設立され、市民出資も活用したメガソーラーおよび公共施設での屋根上太陽光発電事業が行われてきた。その後、電力やガスの自由化が進む中で、地産地消のエネルギーと

地域活性化、防災対策等、総合的に取り組むための体制が構想され、ほうとくエネルギー、地元ガス会社の株式会社古川と小田原ガス株式会社、地域PPSの湘南電力株式会社の4社が協力して、2016年8月「小田原箱根エネルギーコンソーシアム」が立ち上げられた⁴⁷。具体的な仕組みとしては、ほうとくエネルギーが発電する電力を湘南電力が調達し、古川と小田原ガスが販売を代理し、家庭や企業、自治体が地産地消の電力購入を行うものとなっている。2016年度の電源構成は49%が神奈川県内で発電された電力での調達を見込んでいる（そのうち1/2～1/3をほうとくエネルギーの電力）。また、消費者から支払われる電気料金の1%が、湘南ベルマーレの地域貢献活動や自然環境保全など、神奈川県内の地域活性化活動に還元される。小田原箱根エネルギーコンソーシアムのような地域の様々なステークホルダーが協働して進める地産地消の取り組みは、地域ごとの特色を踏まえながら今後さらに増えていくことが期待される。

（ISEP 古屋）

2.7 社会的合意

自然エネルギーの普及が加速する一方で、導入をめぐる様々な社会的課題が浮上しつつある。例えば、生物、生態系、景観等への影響に対する懸念、地域の農林漁業や産業との共生、資源利用の権利や土地利用計画との整合性などといった課題があり、これにはステークホルダーによる合意形成と国や自治体による制度・政策形成の両面で丁寧な対応が必要となる。

⁴⁵ 一般社団法人 徳島地域エネルギー <http://www.tene.jp/>

⁴⁶ ひおき地域エネルギー株式会社 <https://www.hiokienergy.jp/>

⁴⁷ 小田原箱根エネルギーコンソーシアム <http://www.echo.energy/>

環境NGO、自然保護団体、自然エネルギー事業者団体、研究者、自治体行政等、様々なステークホルダーが参加する「持続可能な社会と自然エネルギー研究会」(事務局:環境エネルギー政策研究所、自然エネルギー財団)は、こうした自然エネルギーと社会的合意の問題について2012年から対話を積み重ね、共通認識を形成してきた。その成果として2015年6月に「持続可能な社会と自然エネルギーコンセンサス」を含む『持続可能な社会と自然エネルギー研究会報告書』を発表している⁴⁸。

このコンセンサスの内容と考え方をより広く社会的に共有し、また、自然エネルギーと社会的合意というテーマに関する国際的な交流を深めることを目的として、2016年11月22日「自然エネルギーと社会的合意 国際フォーラム」が東京ウイメンズプラザで開催された⁴⁹。

このフォーラムでは、NIMBY 枠組みの限界を超えた多様で統合的な研究を提起し、社会心理学のアプローチで社会的合意の研究領域を切り拓いた英国エグゼター大学人文地理学教授のパトリック・ディバイン・ライト氏と、ドイツの自然保護団体と政府のイニシアチブのもとに新設されたファシリテーション機関「自然保護とエネルギー転換のための専門センター(KNE)」最高執行責任者のミハエル・クリーガー氏による基調講演が行われた。

ライト氏からは、英国での自然エネルギー設備や送電線計画に対する社会的応答を調査した結果、「英国の田園風景に自然エネルギーは合わない」といった意見や「田園といってもトラクターが走っていて、送電線もあるし、すでに産業化されているので、たいては景観が変わるわけでもないだろう」といった異なる意見があることが明らかになったことが報告された。また、このような異なる意見を「場所への愛着(place attachment)」の概念のもとで分析すると、その人のその地域での居住歴と関連することが明らかとなり、単純なNIMBYの枠組みでは捉えることができない複雑さがあることが指摘された。

クリーガー氏からは、2016年7月に自然保護とエネルギー転換のための専門センターが設立されるまでの経緯として、ドイツでの自然エネルギー導入が進むにつれて自然保護と関連した紛争が生じるようになり、2012年冬に自然保護団体NABUからそのような紛争の予防に向けた情報提供やファシリテーションを担う専門機関の設立のアイデアが出され、このアイデアが2013年に連立政権の合意事項に含まれることとなり、その後、予備調査とスタートアップ・プロジェクトの準備を経て設立に至ったことが報告された。この専門センターは、専門家と共に作成するFAQの公開や、紛争事例に対して中立的に調停を行う職業ファシリテーターの育成などに取り組むことが予定されている。

ライト氏、クリーガー氏に加え、研究会参加者から武本俊彦氏(ISEP)、浦達也氏(日本野鳥の会)が登壇し、飯

田哲也氏(ISEP)のコーディネートのもとで行われたパネルディスカッションでは、自然エネルギーをめぐる空間・土地利用のリスクコミュニケーションとガバナンスが議論された。具体的には、日本国内でもメガソーラーをめぐる紛争化する事例が現れており、その根底には土地所有権の歴史的な変遷の中で開発規制と利用のあり方が必ずしも整合性を持った分権型へと移行できていないことや、野鳥保護と風力発電の関係について、効果が期待できる／できない対策が少しずつ明らかになっており、例えば、予防的なゾーニングやセンシティブティマップの試みから、小規模なエリアで基礎的なデータを蓄積することから始め、段階的に精度を高めていくことが有効であるとの方向性が示された。

このフォーラムと前日に開催された関係者によるワークショップを通じて、自然エネルギーと社会的合意に関する日本の状況を海外の専門家と共有すると同時に、英国やドイツでの現状や今後に向けた取り組みについて知見を得ることができた。そして、さらなる自然エネルギーの普及が地域社会と幅広いステークホルダーにとってより調和した形で進められるよう、国際的なネットワークの中で知見を共有しながら具体的な試みを続けていくことが、あらためて確認された。

(ISEP 古屋)

2.8 自治体 PPS への取り組み

2016年の地域での自然エネルギー政策のうちメガソーラー設置に伴うトラブルについては、第1章【トピックス④】でも触れているため、ここでは自治体PPSについて各種文献やインターネット、電話およびメールでの問い合わせなどによるISEP調査の結果(図2.21、表2.10)を示す。第1章にも書いたように、自治体の出資比率は様々であり、参加企業も全国規模で展開しているPPS支援企業から地元企業まで多彩である。サービス供給の多くは自治体の公共施設を基本とし、法人向け高圧、家庭向け低圧に展開していくところが多い。これは、太陽光を主な自前電源としている場合に業務系施設の方が需要と供給が合わせやすいためである。自治体PPSの中では、自然エネルギーの比率はやまがた新電力や中之条パワー、浜松新電力、東京都環境公社、北九州パワー、みやまスマートエネルギーなどで高めであるが、把握が難しく1年間ほど経過した時点での実績を改めて確認する必要がある。また追加的に将来の自然エネルギー比率について個別に尋ねたところ、明確に定めている自治体PPSは少なく、特に定めていないが増やす方向であるという回答や、特定の自然エネルギー電源の調達の見通しをあげた回答

⁴⁸ 持続可能な社会と自然エネルギーコンセンサス <http://www.isep.or.jp/library/7820>

⁴⁹ 自然エネルギーと社会的合意 国際フォーラム (2016年11月22日) <http://www.isep.or.jp/event/9656>

が複数見られた。

ドイツにはシュタットベルケ (Stadtwerke) と呼ばれる都市エネルギー公社が900以上存在し、電力の発電事業、小売事業に加えて配電網を管理運営しているシュタットベルケもある。フランクフルトに近いダルムシュタットにはエンテガ (ENTEGA) というシュタットベルケがあり、再生可能エネルギー100%の電力を住民に販売している。さらにシュタットベルケは電力のみではなく、ガスや地域熱供給などのエネルギー事業、水道や公共交通などの公共事業も担っているものもあり、多様な住民サービスを提供すると共に将来はインフラを統合して費用を抑えつつスマートコミュニティ化を目指しているものも多い。日本の自治体PPSが今後どのように普及し、発展していくのかを考えるにあたり、シュタットベルケから学べることは多い。

(ISEP 山下)

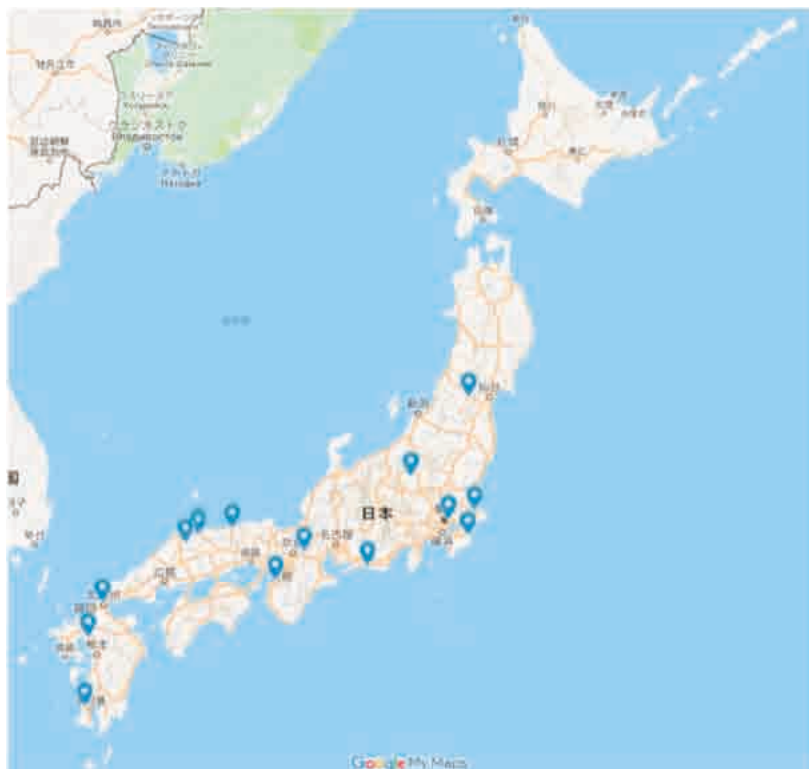


図 2.21：自治体 PPS の設置自治体 (Google map から作成)

表2.10:自治体 PPS の調査結果 (ISEP 調査)

自治体 PPS	株式会社 やまがた新電力	株式会社 中之条パワー	株式会社 成田香取エネルギー	株式会社 CHIBA むつざわエナジー
自治体 (出資比率)	山形県 (33.40%)	群馬県中之条町 (60%)	千葉県成田市 (40%) 香取市 (40%)	千葉県陸沢町 (55%)
主な参加企業	民間企業18社	V-power	洗陽電機	パシフィックパワーなど 6社
サービス開始時期	2016年4月	高圧2014年9月、 低圧2016年9月	2016年11月	2016年9月
供給対象	県内公共施設	町内の公共施設37カ所	2市の公共施設	主に千葉県内で業務系、 家庭 不明
再エネ比率 (現状、FIT電源含む)	7割	2015年度平均値 44.5%	非公開	
主な電源調達先	県内の太陽光発電所 20カ所 (約23,000kW)、 風力3カ所 (約6,000kW)、 バイオマス1カ所 (約1,600kW)	町内の3カ所のメガソー ラー (約5,000kW)	成田市の清掃工場 (約3,000kW)、香取市 の太陽光発電所5カ所 (約4,300kW)	JEPX、常時バックアップ、 FIT太陽光

自治体 PPS	公益財団法人 東京都環境公社	株式会社浜松新電力	こなんウルトラパワー 株式会社	一般財団法人 泉佐野電力
自治体 (出資比率)	東京都 (公社への出えん 金を拠出)	静岡県浜松市 (8.33%)	滋賀県湖南市 (36.7%)	大阪府泉佐野市 (66.7%)
主な参加企業	—	NTTファシリティーズを 中心とした8社。	パシフィックパワー株式会 社を中心とした7社	パワーシェアリング株式 会社
サービス開始時期	2016年7月1日	2016年4月1日	2016年11月1日	高圧:2015年4月 低圧:2016年4月
供給対象	東京都の公共施設2カ所	市内の公共施設、 民間企業	湖南市の公共施設、湖南 市や周辺地域の高圧、 特別高圧	市内公共施設、事業所
再エネ比率 (現状、FIT電源含む)	実績は未確定だが、需要に 対する発電所の計画値は 100%	不明だが、HP公開の地産 エネルギー比率の2016年 4月—11月の平均は90% (廃棄物発電の非バイオ マス分を含む)	不明	20.27% (4-10月の平均)
主な電源調達先	気仙沼市のバイオマス 発電所 (約700kW)。 調布市の太陽光発電所 (約300kW)。	市内の太陽光16カ所 (約14,200kW)、清掃工場 (約2,800kW)。	JEPX、常時バックアップ	近隣地域の太陽光発電所 3カ所 (約2,000kW)、 JEPX、常時バックアップ

表2.10: 自治体 PPS の調査結果 (ISEP 調査)

自治体 PPS	ローカルエナジー株式会社	株式会社とっとり市民電力	南部だんだんエナジー株式会社	奥出雲電力株式会社
自治体 (出資比率)	鳥取県米子市 (10%)	鳥取県鳥取市 (10%)	鳥取県南部町 (41%)	鳥根県奥出雲町 (87%)
主な参加企業	株式会社中海テレビ放送など5社	鳥取ガス株式会社	パンフィックパワー株式会社を初めとした4社	パンフィックパワー株式会社
サービス開始時期	2016年4月1日	高圧:2016年4月 低圧:2016年12月	2016年12月1日	2016年12月1日
供給対象	鳥取県西部	市内の公共施設、高圧、低圧家庭向け	南部町の公共施設、南部町やその周辺地域の民間施設	奥出雲町の公共施設および奥出雲町やその周辺地域の民間施設
再エネ比率 (現状、FIT電源含む)	55.50%	供給開始から1年経過後に公表予定	不明	不明
主な電源調達先	米子市クリーンセンターの廃棄物発電が73.5% (うちFIT電源が49.5%)、太陽光発電が5.6%、地熱発電所が0.4%	太陽光発電など	JEPX、FIT小水力	JEPX、FIT小水力

自治体 PPS	株式会社北九州パワー	みやまスマートエネルギー株式会社	ひおき地域エネルギー株式会社	株式会社いちき串木野電力
自治体 (出資比率)	福岡県北九州市 (24.17%)	福岡県みやま市 (55%)	鹿児島県日置市 (4.2%)	鹿児島県いちき串木野市 (51%)
主な参加企業	株式会社安川電機などの地元企業や金融機関など8社	九州スマートコミュニティ、筑邦銀行	ひおき発電を初めとした16社	株式会社パスポートなど4社
サービス開始時期	2016年4月1日	高圧:2015年11月 低圧:2016年4月	2016年8月1日	201年11月1日
供給対象	市内の高圧・法人向け	市内・周辺の公共施設・低圧・高圧	市内外の家庭	市内の公共施設 (100件程度)、一般家庭・事業所
再エネ比率 (現状、FIT電源含む)	未回答 (確定した年度実績がないため)	約50%	2016年11月から再エネを導入予定	不明
主な電源調達先	北九州市の廃棄物発電、日明 (6,000kW) と皇后崎 (36,340kW)	市内の太陽光発電	非公開	太陽光発電 (250kW)、常時バックアップ、JEPXは共同で調達

2.9 自然エネルギーの普及策

(1) グリーン電力証書

グリーン電力証書は、自然エネルギーの持つ環境価値として、地球温暖化対策としての日本国内でのCO₂削減効果のほか、大気汚染防止、放射性廃棄物減少、地域の活性化、エネルギー自給率の向上、新規産業の育成など、様々な価値を含んでいる。グリーン電力証書を利用することにより、国内の自然エネルギーを積極的に選択し、その普及の後押しをすることができる。個人のほか企業や団体、地方自治体などがCSR活動の一環として積極的かつ継続的にグリーン電力証書を購入使用している。

通常の電力は電力会社から購入するが、グリーン電力証書の仕組みでは、電力そのものを届けるわけではなく、証書の購入者は証書発行事業者から証書の発行を受けることによりグリーン電力の利用が可能となる。一方、証書発行事業者は自らの自然エネルギー設備による発電、もしくは自然エネルギーの発電事業者に対して発電委託をし、発電の実績に基づき自然エネルギーによる環境付加価値の証書化を行う。

2012年6月まで日本では自然エネルギーの発電事業者の多くはRPS法に基づき、電力そのものと共にその環境価値を一般電気事業者やPPS(新電力)などの電力事業者へ販売してきた。RPS制度で環境価値を手放していない部分(多くの場合は自家消費電力分)の環境価値は自然エネルギー発電者の手元に残っているとみなされていた。発電事業者はその残った環境価値をグリーン電力証書向けに販売することによって追加的な収益を得ることができた。発電事業者は新しい発電設備の導入や維持にこのグリーン電力の販売収益を活用することができるようになり、さらなる自然エネルギー普及拡大につながるとされていた。しかし、3.11を契機に国民や企業のエネルギーに対する意識が、いわゆる環境問題からより切実なエネルギー問題に変わり、さらに2012年7月からのFIT制度の開始と共に、より事業性を重視するようになったため、新規の発電事業者は基本的にFIT制度での全量売電を行うことになり、環境価値をグリーン電力証書として販売する取り組みは難しくなった。ただし、既存の発電所の自家消費分の環境価値は引き続き、グリーン電力証書として販売することができるため、RPS制度からFIT制度への移行の中で市場規模は縮小しながら継続している。

2010年4月から開始された東京都の「温室効果ガス排出総量削減義務と排出量取引制度」第1期間(2010年度～2014年度)の対象事業者は、グリーン電力証書やグリーン熱証書を「再エネクレジット」の一つとして削減義務に活用できるようになっている。これにより初めて、いわゆるコンプライアンス(遵守目的)需要が生み出されるとともにグリーン電力証書への認知度も高まった。しかし、5年間の遵守期間の中で東日本大震災が発生し、多くの企業が節電や省エネルギーを徹底するようになり、削減義務の達成が容易になったことからグリーン電力証書の需要は想定よりもかなり減少した。この傾向は2015年度からスタートした第2期間でもあまり変わっていない。

グリーン電力証書の普及と共に証書を発行する事業者(グリーン電力申請者)も一時期は増加していたが、3.11以降は減少傾向にあり、これまで最大で59事業者だったものが、2016年7月現在で33事業者(企業のほかNPO法人や地方自治体も含まれる)にまで減少している。これまでのグリーン電力の設備認定実績は累積の設備容量で60万129kW(1,195件)になっていたが、東日本大震災の影響やFIT制度開始などにより、設備認定の取り消しが17万8,990kWにのぼり、2016年3月末現在の設備認定の容量は42万1,139kW(1,071件)となっている。2012年以降は風力発電とバイオマス発電を中心に設備認定の取消が多くあり、2015年度には新たな設備認定はわずか97kW(5件)に留まっている。また、2015年度のグリーン電力の認証量は2億1,429万kWhとなり、前年度に比べ約15%の減少となり、2012年度以降、減少が続いている(図2.22)。特に風力発電は認定設備の8割がFIT制度に移行して認証量が減少していることと、バイオマス発電についても3割程度の移行ではあるが、証書発行量の減少に伴い認証量も減少していると考えられる。

証書発行量については1億7,818万kWhと前年度から若干増加しているが、ピークだった2011年度の2億9,600

万kWから比べると4割程度減少している(図2.22)。2012年度からは地球温暖化対策推進法における報告制度の中で、このグリーン電力証書を使うことができることになった。そのためのCO₂価値の認証制度「グリーンエネルギーCO₂削減相当量認証制度」が創設され、認証が始まっている⁵⁰。

2012年7月から施行された固定価格買取制度(新制度)では、住宅等における小規模な太陽光発電を除き、自然エネルギーによる発電の全量買取が基本となっている。新制度では原則「全量買取」となるため、自然エネルギーによる環境価値も電力そのものと共に電力会社に売却・移転すると一般的には考えられている。ただし、特定契約により月ごとの環境価値をFIT制度による売電側とグリーン電力との切り替えることは制度的に可能となっている。すでにグリーン電力証書制度の認定を受けた発電設備からは、今後もグリーン電力証書が創出されることになるが、設備認定の取り消しも増加しており、グリーン電力証書制度の存続に対しては、他のクレジット制度との住み分けなどが求められる。さらに、2017年度以降、FIT制度のFIT電気に対して創設される予定の「非化石価値取引市場」について、「非化石証書」として環境価値を電気と切り離して新電力に対して取引が可能となることから、電気需要家に対して環境価値を取引するグリーン電力証書との調整も必要となってくると考えられる。電力小売全面自由化後、再生可能エネルギー100%あるいはCO₂排出ゼロの電気を求めるユーザは確実に増えており、グリーン電力証書やJクレジットを使ってそのような電気の販売を始めている小売電気事業者(新電力)が表れている⁵¹。

(2) グリーン熱証書

グリーン熱証書については、2011年3月までに民間の第三者認証機関であるグリーンエネルギー認証センターによって制度化されている。木質バイオマスによる温水利用、そ

してコジェネレーション(熱電併給)の場合の木質バイオマスの蒸気利用に対してグリーン熱の認証基準が2010年度に確立している。2011年度末までにバイオマス熱によるグリーン熱の設備認定は累計7件で

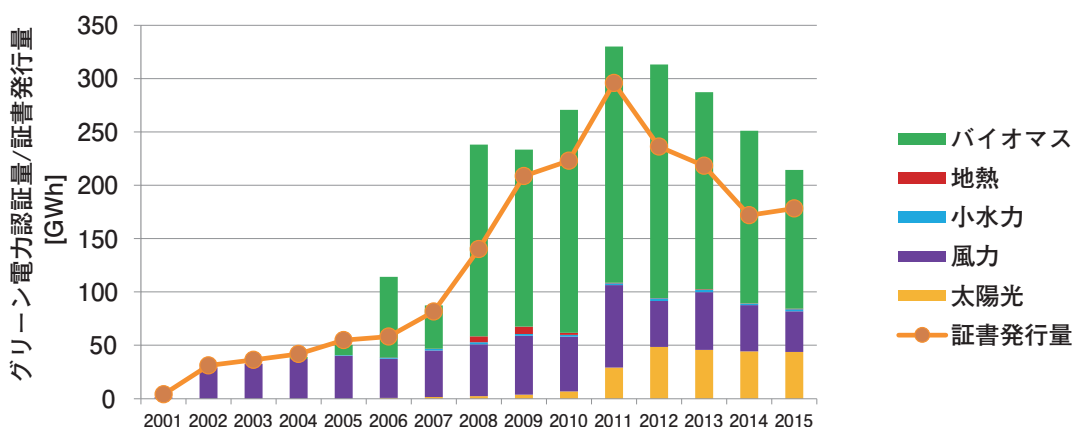


図 2.22: グリーン電力認証量および証書発行量の推移
(出所: グリーンエネルギー認証センター資料より ISEP 作成)

⁵⁰ 「グリーンエネルギー CO₂削減相当量認証制度」 http://www.enecho.meti.go.jp/energy/newenergy/green_energy_co2.htm

⁵¹ ネクストエナジー「GREENa」 <https://ne-greena.jp/>

10万8,061kWまで行われていたが、2016年度までに3件で10万5,332kWに減少している。2012年度以降、新たに認定されたグリーン熱の設備はほとんどなく、グリーン熱の熱量認証が木質バイオマスを中心に行われている。2014年度は1億4,312万MJのグリーン熱量が認証され、2013年度の2億477万MJからは4割ほど減少していたが、2015年度は1億6,900万MJまで回復している(図2.23)。認証されたグリーン熱は大規模な木質バイオマス(蒸気供給)設備(3件)が98%を占めている(残りの2%は13件、1,263㎡の太陽熱設備による)。しかし、全体の環境価値としてはグリーン電力証書の10分の1程度に留まっている(CO₂削減量換算)。グリーン熱の販売量の実績は2015年度に3億5,296万MJまで増加し、2014年度の1億4,470万MJの約2.4倍となった。これは主に2014年度から地球温暖化対策推進法の報告書制度に対応したCO₂価値の認証制度「グリーンエネルギーCO₂削減相当量認証制度」によるグリーン熱証書の発行が認められたことにより、比較的安価なグリーン熱証書の発行量が継続的に増加したためと考えられる。ただし、2014年度まで5社の証書発行事業者があったが、2016年度には2社にまで減少している。

(3) 環境税と排出削減クレジット制度

国内の環境税(地球温暖化対策のための税)は平成24年から始まり、最終的な税率(289円/tCO₂)が低いため、利用側での「価格効果」は小さい(0.2%程度)が、省エネルギー対策、再生可能エネルギー普及、化石燃料のクリーン化・効率化などのエネルギー起源CO₂排出抑制の諸施策を着実に実施するための環境省や経産省などが実施している補助金事業等⁵²の財源としての一定の効果(年間2,600億円程度で、最大2%程度のCO₂削減)があるとされている⁵³。

J-クレジット制度は、中小企業等の省エネ設備の導入

や森林管理等による温室効果ガスの排出削減・吸収量をクレジットとして認証する制度であり、平成25年度より国内クレジット制度とJ-VER制度を一本化し、経済産業省・環境省・農林水産省が運営している⁵⁴。例えば、通常型プロジェクトの中に「木質バイオマス」があり、化石燃料ボイラーから木質バイオマスボイラーへの更新プロジェクトによりCO₂を削減している(2020年度までの認証見込み量19万tCO₂)。例えば、木質バイオマスの方法論は「バイオマス固形燃料(木質バイオマス)による化石燃料又は系統電力の代替」(EN-R-001 Ver.1.3)で、現在21件が登録されている。

全国版のJ-クレジット制度の他に、「地域版J-クレジット制度」があり、現在、新潟県と高知県が運用している。登録されているプロジェクトのほとんどは森林吸収に関するものだが、木質バイオマスによるプロジェクトも含まれている。(ISEP 松原)



写真2: COP21 会場入口

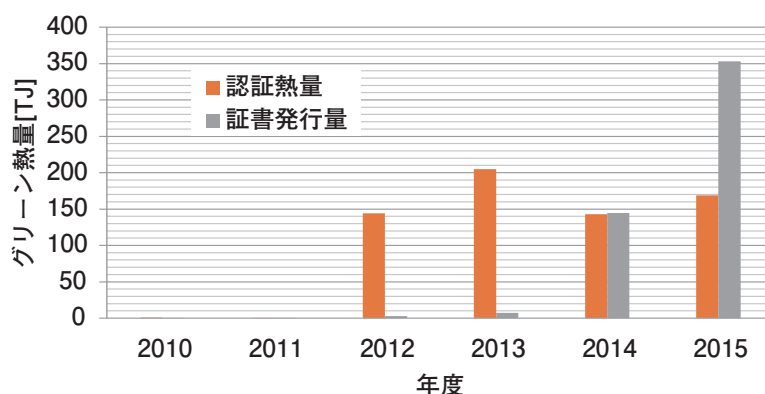


図 2.23: グリーン熱の認証熱量・証書発行量の推移
(出所: グリーンエネルギー認証センターのデータより作成)

⁵² 環境省「地方公共団体・事業者向け支援事業」http://www.env.go.jp/earth/ondanka/biz_local.html

⁵³ 環境省「地球温暖化対策のための税について (FAQ)」<http://www.env.go.jp/policy/tax/faq.html>

⁵⁴ J-クレジット制度ホームページ <https://japancredit.go.jp/>

第3章 自然エネルギー市場

3.1 太陽光発電

3.1.1 規模別の市場動向

(1) 住宅用太陽光(出力10kW未満)

10kW未満の太陽光発電設備は、戸建て住宅の屋根に設置する例が大半で、住宅用太陽光発電設備の出力は3kW～4kW程度が最も多い。図3.1に示すとおりFIT制度開始以前の太陽光発電は住宅用が大半を占め、太陽光発電の余剰電力買取制度が始まった2009年度の国内出荷量の内、住宅用は54万kWで87%を占めていた。その後も10kW未満の国内出荷量は増え続け、2013年度は237万kWと過去最高に達したが、その後、2014年度は197万kW、2015年度は155万kWまで減少している。FIT制度により発電事業用に使用される10kW以

上の太陽光発電設備の導入が急拡大したため、国内出荷量に占める住宅用太陽光発電モジュールのシェアは2014年度には21%まで低下したが、2015年度は22%に微増している。

(2) 事業用太陽光(出力10kW以上1MW未満)

図3.2に示すように、事業用(非住宅用)の太陽光発電(出力10kW以上)の導入が急速に進んでおり、FIT制度開始前(2012年6月末)の26万kWから2015年度末には約90倍の2,358万kWに達し、太陽光発電全体の7割以上(73%)のシェアになっている。その中でも出力1MW以上のメガソーラーと共に出力が50kW未満の低圧連系が増えていることがわかる。もともとFIT制度開始前は、出力10kW以上の太陽光発電の設備は、学校、幼稚園等公共施設の屋根、工場、ビル等産業施設の屋根に設置される他、工場敷地、道路、鉄道沿線など多様な場所に設置

されていた。FIT制度開始後は、発電事業用の太陽光発電が主流となり、比較的狭い土地に簡単な手続きで導入できる低圧(50kW未満)の発電設備が急速に導入されていった。50kW以上の高圧連系では、比較的高いコストの連系設備を設置する必要があり、買取価格が規模によらずに一定であることから、50kW以上1MW未満の高圧の太陽光発電の導入はあまり進んでいない。実際に導入されている事業用太陽光発電(10kW以上)のうち約4割(38%)の設備容量を50kW未満の発電

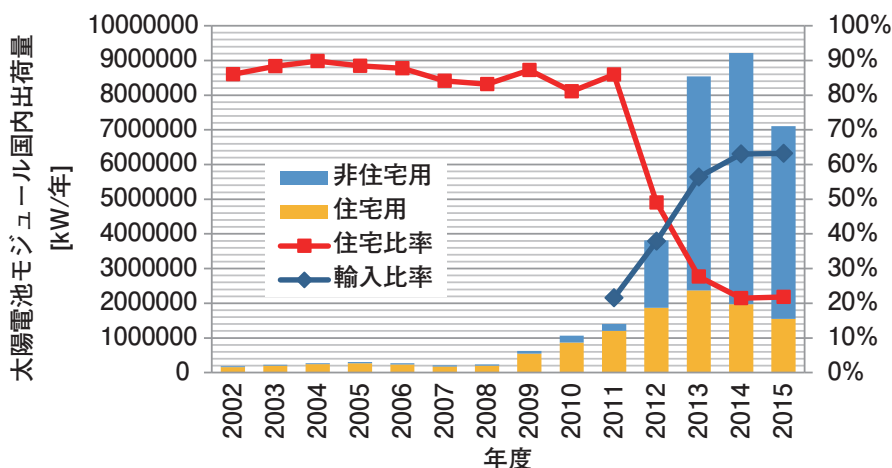


図 3.1: 太陽光電池モジュールの国内出荷量 (出所: 太陽光発電協会データより ISEP 作成)

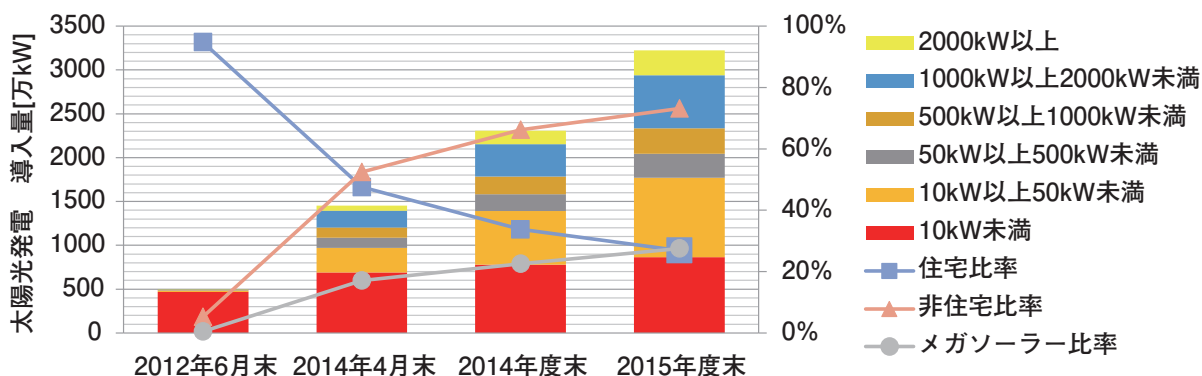


図 3.2: 太陽光発電の累積導入量 (出所: 資源エネルギー庁データより ISEP 作成)

設備が占めている。一方、50kW以上1MW未満の設備容量は24%程度で、1MW以上のメガソーラーの38%を大きく下回っている。

これらの設置場所は従来の建物の屋根だけでなく、遊休地や規制緩和が進んだ工業団地への設備も増えている。また、屋根や土地を太陽光向けに積極的に貸し出す地方自治体等の事例も増えている。2013年3月には農林水産省が、支柱を立てて太陽光発電設備を設置することにより周辺の営農上支障がないという前提で、農地に設置することを可能にした。これはソーラーシェアリングと呼ばれ、50kW未満の低圧連系で導入が進んでおり、発電による事業収入を得ることで、農業活性化にも貢献できると期待されている(詳細は「自然エネルギー白書2015」参照)。

(3)メガソーラー(出力1MW以上)

1,000kW(1MW)以上の太陽光発電設備はその容量から「メガソーラー」と言われているが、多くの企業等が本格的に参入したのはFIT制度がスタートした2012年7月以降である。メガソーラーの導入事例については、事業主体別に次節(3.1.2)に示す。FIT制度以前に導入されたメガソーラーは6万kW程度だったが、FIT制度開始以降、急速に導入が進み2015年度末までに約150倍の887万kWにまで増加している。太陽光発電全体に占めるメガソーラーのシェアは約28%だが、FIT制度で認定された設備容量は累積で約4000万kWに達し、そのシェアは太陽光発電全体の約50%となっている。

(ISEP)

3.1.2 事業主体別の市場動向

事業用の太陽光発電は、2012年7月のFIT制度の開始により、導入の目的や事業者主体が大きく変化した。太陽光発電事業を新たなビジネスととらえ、それまで発電事業に関係のなかった多くの企業が、太陽光発電市場に参入してきた。さらに発電事業の開発や事業運営を専門に行う再生可能エネルギーのベンチャー企業や、自治体あるいは市民や地域の企業が主体となって発電事業を行う事例も増えた。そのような事業主体別の太陽光発電事業の動向を新エネルギー新聞¹に掲載された記事を中心に以下に示す。

(1)太陽光発電設備メーカー

太陽光発電設備メーカーのシャープ(株)は、芙蓉総合リース(株)と共同で合同会社クリスタル・クリア・ソーラーを

設立し、2015年6月に原発事故の被災地である福島県富岡町において約2.2MWの太陽光発電所を運転開始し、売電益の一部を復興支援金として地域に還元している²。さらに2015年10月には、福島県双葉郡川内村で約2.6MWの太陽光発電所の運転も開始している³。

京セラ(株)は、2012年8月に東京センチュリーリース(株)と共同で京セラTCLソーラー合同会社を設立し、滋賀県にある琵琶湖を埋め立てて造られた人工島の未利用地に約8.5MWのメガソーラーを建設して、2015年11月より売電を開始している⁴。また、同社はため池や湖などに浮かせて設置するフロート型太陽光発電所(2.9MW)を兵庫県加東市に2015年3月末に稼働させ、千葉県の上倉ダムに世界最大規模となる13.7MWの水上メガソーラーを建設中で、2017年度中に稼働させる⁵。

(2)通信事業会社

ソフトバンクグループは子会社のSBエナジー(株)により、自然エネルギーによる発電事業を推進している。2015年12月には、北海道苫小牧市において三井物産と共同による国内最大級の111MWの発電所を稼働した⁶。2016年8月末時点で、全国22カ所、約257.4MWが稼働しており、さらに4カ所、約95.4MWが運転開始を予定している⁷。

NTTグループもNTTファシリティーズが、太陽光発電事業を自ら行うほか、他社の太陽光発電に対しても、企画、設計、施工、監視、保守と総合的な事業を行っている。2016年8月末時点で、全国に53カ所の太陽光発電所を稼働させている⁸。

(3)エネルギー関連企業

エネルギー関連企業としてガス業界の関連会社も様々な形態で太陽光発電事業に進出しており、大阪ガスは(株)ガス&パワー、西部ガスはエネ・シード(株)というそれぞれの子会社により事業を行っている。2015年12月にはエネ・シードが北九州市に約2.4MWのメガソーラーを稼働させた⁹。これにより西部ガスグループが保有する太陽光発電規模の合計は33.4MWとなった¹⁰。

石油業界においては、昭和シェルが1970年代から太陽電池の研究開発を行っており、2006年に昭和シェルソーラーを設立し太陽電池の製造販売を開始した。すでに2010年10月には社名を「ソーラーフロンティア株式会社」に変更し、製造販売に加え、太陽光発電事業を開始している。JXエネルギーも太陽光発電設備の販売を行っていたが、自社遊休地の活用等により、2016年8月末時点で国内14カ所35.0MWのメガソーラーを稼働している¹¹。

¹ 新エネルギー新聞 <http://www.newenergy-news.com/>

² 新エネルギー新聞 2015年7月27日

³ シャープ ニュースリリース 2015年10月22日 <http://www.sharp.co.jp/corporate/news/151022-a.html>

⁴ 新エネルギー新聞 2015年11月16日

⁵ 新エネルギー新聞 2016年2月16日

⁶ 新エネルギー新聞 2015年11月30日

⁷ SBエナジーのHP (<http://www.sbenergy.co.jp/ja/business/list/>)

⁸ NTTファシリティーズのHP (<http://www.ntt-f.co.jp/pv/index6.html>)

⁹ 新エネルギー新聞 2015年8月24日

¹⁰ 西部ガスのHP (<https://www.saibugas.co.jp/info/kouhou/htmls/nr963.htm>)

¹¹ JXエネルギーのHP (<http://www.noe.jx-group.co.jp/megasolar/>)

(4) 総合商社

大手の総合商社は、特に大規模な太陽光発電事業の案件の開発を目指す事例が多い。丸紅は、2015年10月に北海道苫小牧市にある出力29.8MWのメガソーラーを稼働し¹²、国内におけるメガソーラーは2016年2月時点で国内16カ所、総設備容量が約203MWに達している¹³。三井物産はSBエナジーと共同で北海道苫小牧市に111MWの発電所を建設し、2015年12月に運転を開始した。

伊藤忠商事は(株)九電工と三井造船の三者共同出資で大分県大分市に44.8MWのメガソーラーを建設し、2016年3月に商用運転を開始した。同社はこのほか、芙蓉総合リースとエネワンソーラーとの共同出資で岡山県岡山市に37MW、また九電工との共同出資で佐賀県唐津市に21MWのメガソーラーを建設している¹⁴。住友商事は、福島県南相馬市が所有する東日本大震災の被災地約110ヘクタールに、発電容量59.9MWのメガソーラー発電設備および関連設備を整備し、2018年3月の商業運転開始を目指している¹⁵。

(5) 不動産会社

不動産賃貸業大手の(株)レオパレス21は新たな収益機会の獲得と再生可能エネルギー普及促進による社会貢献を目的として、100%子会社の「株式会社レオパレス・パワー」を設立した。同社はアパートオーナーの屋根を貸借して太陽光発電システムを設置し、ICT技術を活用することで仮想メガソーラーを構築することで、自らが発電事業者として屋根置き型(ルーフ)メガソーラー事業に取り組んでいる。2016年5月時点において、全国で計約62.8MWの太陽光発電設備が稼働している¹⁶。

不動産総合サービスの「いちごグループ」は、100%子会社の自然エネルギー発電事業会社「いちごECOエナジー」を設立し、メガソーラー事業を主軸として、2016年6月に茨城県取手市にて発電所の運転を開始し、これにより2016年8月時点で国内30カ所、合計49.3MWが稼働している¹⁷。また、群馬県昭和村に関東で最大級となる出力43MWのメガソーラーを建設中である¹⁸。

(6) 大手建設業

大手建設業(ゼネコン)においても、発電設備のEPCのほか、事業計画や維持管理計画の各種支援、そして発電事業など様々な形態で太陽光発電事業に進出している。大林組は事業基盤の多様化のため、再生可能エネルギー事業を目的とする100%子会社(株)大林クリーン

エナジーを設立した。2015年12月末時点で、太陽光発電として合計128MWの事業化が決まっており、2016年8月末現在で全国25カ所・約84MWの発電設備が稼働している¹⁹。

戸田建設は、福島県川俣町の原発被災区域にある田んぼや畑を事業用地として利用し、2015年8月、復興のシンボルとして約2.17MWのメガソーラーを竣工した。同社は、川俣町や町内企業との共同出資によりこれを建設し、売電によって得られる収益の大半を復興拠点となる複合施設の運営費に充てるとしている²⁰。

(7) その他の異業種参入企業

紙製品の販売をしている日本紙パルプ商事の100%子会社「株式会社エコパワーJP」は、北海道釧路市にて20MWの太陽光発電所を建設し、2015年7月より営業運転を開始している。同社は、グループ内製紙会社への電力供給を目的としたバイオマス発電事業に参入以来、クリーンで安全な電力の安定供給を目的に、発電事業に取り組んでいる。太陽光発電所は2015年7月時点で3カ所目の稼働となる²¹。

総合住生活企業である株式会社LIXILは、京都府綾部市の同社工場跡地を利用したメガソーラー発電施設「LIXIL綾部SOLAR POWER(最大出力約4.87MW)」を、2015年9月より本格稼働を開始している。これにより同社は国内4カ所、合計約18.7MWの太陽光発電施設の稼働となる²²。

トラック運送業では、主にターミナル事業を行う岩手トラックターミナル株式会社が、地球環境・地域社会との調和の観点から再エネの活用積極的に取り組んでいる。同社は、保有施設の屋根上に太陽光発電設備を設置し、2015年11月には約1.2MWが稼働し売電を行っている²³。

鉄道会社では、JR東日本が秋田駅・土崎駅間の操車場跡地にて太陽光発電所を開所し、2016年3月より運用を開始している。この発電所は、使われなくなったレールを架台として太陽光パネルを設置することで、施設の有効活用のみならず、CO₂削減・地球環境の保護に貢献するものとなっている²⁴。

情報通信インフラの建設事業者である株式会社協和エクシオは、環境事業の一環として、メガソーラーをはじめとする太陽光発電設備の設計・施工を手掛けると共に、発電事業にも注力している。同社は2016年8月に、全国9カ所目となる山梨県韮崎市のメガソーラーが稼働を開始している²⁵。

半導体および電子部品等の販売を行うエレクトロニク

¹² 自然エネルギー新聞 2015年11月16日

¹³ 丸紅ニュースリリース 2016年2月24日 <http://www.marubeni.co.jp/news/2016/release/20160224.pdf>

¹⁴ 新エネルギー新聞 2016年4月4日

¹⁵ 新エネルギー新聞 2016年5月30日

¹⁶ レオパレス・パワー <http://www.leopower.co.jp/>

¹⁷ いちごグループ <https://www.ichigo.gr.jp/eeco/>

¹⁸ 自然エネルギー新聞 2016年11月2日

¹⁹ 大林組のHP (http://www.obayashi.co.jp/renewable_energy/)

²⁰ 新エネルギー新聞 2015年9月7日

²¹ 日本紙パルプ商事 ニュースリリース 2015年7月24日

²² LIXIL ニュースリリース 2015年8月31日

²³ 新エネルギー新聞 2015年12月14日

²⁴ JR東日本秋田支社 プレスリリース 2016年3月18日

²⁵ 協和エクシオ ニュースリリース 2016年8月31日

ス総合商社のバイテックグループは、メガソーラー事業を行う子会社「株式会社バイテックソーラーエナジー」を設立している。2015年12月には、岩手県滝沢市にて約21MWのメガソーラーの運転を開始し、これにより同社の発電所は全国29カ所、合計出力約72.4MWとなった。なお同社はさらに今後、全国40カ所・約112MWまで拡大させることを計画している²⁶。

電子関連製品やセラミック製品を手掛けるイビデン株式会社は、愛知県高浜市の貯木場跡の池において日本最大級となる出力約2MWの水上浮体式メガソーラーを建設し、2016年3月に竣工した。なお太陽光パネルや接続箱などを水上に固定する資材であるフロートは、同社で開発した軽量で腐食に強いものを採用している²⁷。

(8) 再生可能エネルギー事業ベンチャー

太陽発電を中心とした再生可能エネルギーによる発電事業を主として行う事業者（特定目的会社を除く）も数多く生まれている。2011年6月に設立された自然電力株式会社は、メガソーラー等の再生可能エネルギー発電事業の開発から建設、完工後の運営・保守まで幅広く手掛けている。同社グループは2016年5月時点で全国15カ所、出力合計21.5MWの太陽光発電設備を保有している²⁸。

2012年設立のパシフィコ・エナジー株式会社も同様に太陽光発電事業を中核として開発・投資・建設・運営を行っている。2016年3月に岡山県久米南町、7月には岡山県美作市でそれぞれ32MW、42MWのメガソーラーの運転を開始している²⁹。同じく2012年設立のジャパン・リニューアブル・エナジー株式会社は、再生可能エネルギー事業の開発から長期運営までを一貫して行っている。2016年3月に、兵庫県姫路市において総出力12.6MWの太陽光発電所を運転開始している³⁰。

(9) 地方自治体

地方自治体が行う太陽光発電事業は、所有する未利用地などを有効活用しており、売電による収益を得るためだけでなく、災害時の地域の非常用電源として利用される目的の事例が多い。また地方公営企業として企業局などが、発電事業を運営している都道府県もみられる。

大阪府は2013年9月より、府内3カ所の下水処理施設「水みらいセンター」の屋上にメガソーラーを建設、順次運転を開始し、2015年9月には新たに4カ所の施設にて建設・運転を開始している³¹。兵庫県の企業庁は2016年2月、県内2カ所のダムにおいて水をせき止める堤体に太陽光パネルを設置したメガソーラーの運転を開始している³²。富山県企業局は富山新港臨海工業用地の石炭灰処分

場の埋立終了地に太陽光発電設備を設置し、2016年3月より運転を開始している³³。

(10) ご当地エネルギー会社

東日本大震災、さらにFIT制度の施行以降、災害に強いまちづくりや疲弊した地域経済・社会の活性化に寄与するものとして、全国各地で地域主導のご当地エネルギー事業が増えてきている。詳細は、第2章の「国内のご当地エネルギーの動向」を参照。

おらって市民エネルギー株式会社は、自立的な地域経済発展を目指して2015年6月に設立され、市民エネルギー協議会に所属する市民の運営により、市民のための発電事業を行っている。県内の企業・金融機関・自治体と協力関係を築きながら、2016年4月現在で県内20カ所、合計約0.9MWの太陽光発電所を稼働している³⁴。

市民エネルギーちば合同会社は、千葉県内の環境や自然エネルギーに関わる複数の団体有志により2014年7月に設立され、ソーラーシェアリングによる市民共同発電所の建設・運営などを行っている。また、パネル1枚から参加できるパネルオーナー制度の活用やイベント・セミナー・見学会の企画運営など、地域の人々から自然エネルギーが普及していくための事業活動を行っている³⁵。

(11) 旧一般電気事業者の関連企業

旧一般電気事業者のグループ会社として、ほくでんエコエナジー株式会社（北海道電力）、株式会社シーエナジー（中部電力）、九電みらいエナジー株式会社（九州電力）などが設立され、より積極的に太陽光発電をはじめとする再生可能エネルギー事業の開発に取り組んでいる。

例えば、関西電力のグループ会社である（株）関電エネルギーソリューションは、和歌山県有田市のメガソーラー発電計画を東燃ゼネラル石油と共同で開発し、2015年10月には同グループの太陽光発電所として最大規模となる出力約29MWの「有田太陽光発電所」の営業運転を開始している³⁶。中部電力のグループ会社である（株）シーテックは、名古屋港管理組合が保有する名古屋港南5区の大規模な面積を有する廃棄物処理場において、出力約12.8MWの「ソーラーパーク新舞子」を建設し、2015年10月に竣工している³⁷。

（ISEP 今野）

3.1.3 地域別の市場動向

(1) 北海道

北海道ではその土地の広さを活かした国内最大級

²⁶ バイテックソーラーエナジー プレスリリース 2015年12月25日

²⁷ イビデン プレスリリース 2016年3月14日

²⁸ 自然電力グループのHP (<http://www.shizenenergy.net/works/powerplant.html#e05>)

²⁹ パシフィコ・エナジー プレスリリース 2016年5月17日 (http://www.pacificoenergy.jp/info/img/Kumenan_COD_May_2016_JP_Final.pdf)

³⁰ ジャパン・リニューアブル・エナジーのHP (<http://www.jre.co.jp/>)

³¹ 大阪府のHP (<http://www.pref.osaka.lg.jp/hodo/index.php?site=fumin&pageId=21523>)

³² 自然エネルギー新聞 2016年3月7日

³³ 自然エネルギー新聞 2016年4月4日

³⁴ おらって市民エネルギー株式会社のHP (<http://oratte.co.jp/business/>)

³⁵ 市民エネルギーちば合同会社のHP (<http://www.energy-chiba.com/>)

³⁶ 新エネルギー新聞 2015年10月19日

³⁷ 新エネルギー新聞 2015年11月2日

111MW(三井物産株式会社、SBエナジー株式会社)のメガソーラーが苫小牧市で運転を開始した(2015年12月)³⁸。他にも苫小牧市に28.9MW(丸紅、苫小牧メガソーラー)³⁹、釧路市で20MW(エンパワーJP)⁴⁰のメガソーラーが運転を、2015年10月と7月にそれぞれ開始した。苫小牧市にメガソーラーが多い理由としては豊富な日照量・少ない積雪・温暖な気候、広大で安価な用地等、好条件が揃っていることが挙げられる⁴¹。また、小規模太陽光発電所として滝川市の小学校廃校跡地に612kWが2016年4月に運転開始、災害時にも使用可能な非常用電源、管理(工事、除草、除雪)を地元企業へ発注⁴²、環境教育を行うなどして地域住民に親しまれる発電所を目指している。

(2) 東北地方

東北地方では、岩手県の滝沢市に21MW(バイテック)⁴³が2015年7月に運転開始し、矢巾町では屋根上で太陽光発電を行うことで既存分と合わせて1.2MW(岩手トラックターミナル)⁴⁴が2016年5月に運転開始した。秋田県では秋田市の旧秋田運転支所跡地内において使用されなくなったレールを利用した1.3MW(JR東日本)⁴⁵の発電所が2016年3月に稼働を開始した。復興の大きな柱に再生可能エネルギーの推進を掲げる福島県では、平成27年2月に「福島市再生可能エネルギー導入推進計画」を策定し、再生可能エネルギーによる自給率の向上を掲げている⁴⁶。富岡町では2.19MW(合同会社クリスタル・クリア・ソーラー)⁴⁷、川俣町で2.17MW(戸田建設)⁴⁸、南相馬市で583kW(東北電気安全保安協会)⁴⁹が2015年6月から8月にかけて運転を開始した。

石巻市において、出力300kWの太陽光発電設備(東北電力、東芝など)⁵⁰が「石巻市震災復興基本計画」⁵¹の重点プロジェクトの一部として稼働している。「石巻市震災復興基本計画」の基本理念の一つには「災害に強いまちづくり」があり新エネルギーをいかしたライフラインの保管や快適な生活空間を目指している。さらに施工中、計画中のものとして岩手県軽米町でレノバが農山漁村再エネ法を活用した48MWの発電所⁵²、NTTファシリティーズが11.7MW⁵³、福島県では住友商事/みずほ銀行/東芝/大成建設の4社が南相馬市に59.9MW⁵⁴の太

陽光発電所を計画している。南相馬市は再生可能エネルギー推進ビジョンを独自に策定し、2020年度までに市の電力消費量に占める再生可能エネルギーの割合を約65%として目標に掲げている⁵⁵。宮城県では大崎市で旧ゴルフ場を利用した県内最大規模のパシフィコ・エナジー古川(パネル容量56.87MW、連系容量40.3MW)⁵⁶が2016年12月に運転を開始した。

(3) 関東地方

関東地方では、群馬県が太陽光発電の導入を希望する土地や屋根の所有者とマッチングを行うことで、土地を所有する約50件の農家がメガソーラーを誘致、昭和村に43MW(いちごECOエナジー)⁵⁷の太陽光発電所が稼働した。栃木県では、24.8MW(レノバ)⁵⁸の発電所が「栃木県自然環境の保全及び緑化に関する条例」に基づく自然環境保全協定を自治体と締結し、周辺環境に配慮した設備設計を行うことで実現、那須塩原市で稼働している。茨城県では取手市に第一種農地を活用した約1MWおよび約0.54MW(いちごECOエナジー株式会社)⁵⁹の発電所2基が稼働、収入の一部を協議会へ納め、地元農林漁業の発展のために活用する計画を打ち出している。また、阿見町においては1MW(三菱地所、サイモン)⁶⁰がアウトレットパークの駐車場を活用して稼働、共用部分の照明などに利用している。

千葉県では匝瑳市に49.5kw(市民エネルギーちば)⁶¹が新たに導入され、ソーラーシェアリングを行うことで農業を太陽光発電の収入で支えている。計画、着工されているものとしては、千葉県の市原市で京セラTCLソーラー合弁会社が13.7MW⁶²の世界最大水上設置型太陽光発電所を導入する予定。今回紹介した茨城県の取手市、千葉県の匝瑳市の例を含めて平成26年5月1日に施行された農山漁村再生可能エネルギー法の認定を受けた事業が稼働開始してきている。

新潟県の新潟市において0.05MW(おらってにいがた市民エネルギー)⁶³の第一号機となる発電所が稼働。市民主導の地域協議会が事業を立ち上げ、県内の企業・金融機関・自治体などとの協働で市の公共施設を環境教育への協力などを条件に無料で借り受けている。

38 新エネルギー新聞 2015年11月30日
39 新エネルギー新聞 2015年11月16日
40 新エネルギー新聞 2015年8月10日
41 苫小牧市企業立地ガイド
42 新エネルギー新聞 2016年5月16日
43 新エネルギー新聞 2015年7月27日
44 新エネルギー新聞 2015年12月14日
45 新エネルギー新聞 2016年4月4日
46 福島市再生可能エネルギー導入推進計画(概要書) <http://www.city.fukushima.fukushima.jp/uploaded/attachment/43451.pdf>
47 新エネルギー新聞 2015年7月27日
48 新エネルギー新聞 2015年9月7日
49 新エネルギー新聞 2015年10月15日
50 新エネルギー新聞 2016年3月21日(運転開始:2016年3月8日)
51 石巻市ホームページ <http://www.city.ishinomaki.lg.jp/cont/10181000/7742/7742.html>
52 新エネルギー新聞 2016年5月2日(2019年7月完成目標)
53 新エネルギー新聞 2016年7月11日(2017年7月完成予定)
54 新エネルギー新聞 2016年5月30日(2018年3月運転開始予定)
55 南相馬市再生可能エネルギー推進ビジョン(概要版) http://www.city.minamisoma.lg.jp/index.cfm/8,4168,c.html/4168/vision_01.pdf
56 新エネルギー新聞 2016年2月8日
57 新エネルギー新聞 2015年11月2日(運転開始:2015年10月15日)
58 新エネルギー新聞 2015年11月2日(運転開始:2015年10月21日)
59 新エネルギー新聞 2016年2月8日(運転開始:2016年7月11日)
60 新エネルギー新聞 2016年3月21日(運転開始:2016年3月18日)
61 新エネルギー新聞 2016年4月4日、5月16日(運転開始:2016年3月31日)
62 新エネルギー新聞 2016年2月8日(2017年度中に運転開始予定)
63 新エネルギー新聞 2015年12月14日(運転開始:2015年9月18日)

(4) 中部地方

中部地方では静岡県牧之原市に20MW(スズキ)⁶⁴が稼働、同市は日照時間が長く適地であり2013年10月にはエネルギータウン構想を発表している。また、富士市においては1.1MW(JAG国際エナジー／ソーラーパワーネットワーク)⁶⁵の災害時の非常用電源設備も備えた発電所が稼働している。愛知県では、高浜市に1.99MW(イビデンエンジニアリング)⁶⁶の水上浮体式メガソーラーが稼働。知多市には12.8MW(シーテック)⁶⁷の発電所を浄化期間中の廃棄物最終処分場に建設。最終処分場の利用は建物の建設や人の立ち入りが制限されており従来は活用が難しかったが、規制を満たしながら有効活用できる施設として注目されている。また、富山県では射水市の石炭灰処分場に4.5MW(富山県企業)⁶⁸が新たに導入された。同県は2014年4月に「再生可能エネルギービジョン」⁶⁹を策定しており、官民一体で環境・エネルギー先端県を目指している。

(5) 近畿地方

京都府では綾部市には遊林地を利用した4.87MW(LIXIL)⁷⁰の発電所が稼働。京都市では同市の市有施設の屋根を有償で貸し出しており、1.2MW(34施設)⁷¹が稼働している。大阪府では、吹田市に0.1MW(三井不動産／ガンバ大阪／関電)⁷²の太陽光発電が蓄電池と共にサッカー場やエキスポシティで活用している。このプロジェクトは「万博スマートコミュニティ」⁷³と称し、平常時には再生可能エネルギーの面的利用、電力のピークカットを行い、非常時には地域の避難所であるスタジアムへの電力供給を行っている。また、茨木市、牧方市、藤井寺市、狭山市の下水処理施設の上屋、敷地内用地に計6MWの太陽光発電所⁷⁴を設置、稼働を開始している。大阪府では、府内に点在する下水処理施設において新エネルギーの一環として、大阪府が事業者となり民間企業に太陽光発電の設置とメンテナンスを委託してリース料を支給、売電を行っている。滋賀県では埋め立てて造られた人工島である矢橋帰帆島に約8.5MW(京セラTCLソーラー合弁会社)⁷⁵のメガソーラーを建設。非常用電源設備やソーラー街灯・時計の設置を行ったほか、環境教育にも利用できる見晴台を設置することで新たな観光地としても利用し

ている。兵庫県では姫路市、加古川市のダムの水をせき止める堤体において約5MWおよび1.6MW(兵庫県企業庁)⁷⁶の発電所が新たに稼働した。また淡路市では10.5MW(ユーラスエナジーホールディングス)⁷⁷の発電所が稼働予定。淡路島は2011年に国から特区の指定を受けており2050年に電力自給率100%を目指している⁷⁸。和歌山県の有田市では東燃ゼネラル石油の所有地に関西電力グループ最大規模の29MW(関電エネルギーソリューション)⁷⁹が稼働を開始した。

(6) 中国・四国地方

香川県では高松市が所有するため池の一部を有効活用し、約2.7MW(ウエストエネルギーソリューション)⁸⁰の発電所が稼働を予定している。岡山県の瀬戸内市においては約500haの錦海塩田跡地のうち約265haに230MW(瀬戸内Kirei未来創り)⁸¹の瀬戸内kirei発電所を建設中。同社は「錦海塩田跡地活用基本計画」⁸²を策定し、保全する塩性湿地帯のうち約16haに「錦海ハビタット」を造ることで生態系や景観保全を行った。山口県においては平生町で1.25MW(協和エクシオ)⁸³の発電所が稼働を開始。萩市においては21.1MW(京セラTCLソーラー合同会社)⁸⁴の県内最大級の太陽光発電所が2017年12月に稼働を予定している。

(7) 九州地方

鹿児島県では鹿児島市において2.6MW(コロシ)⁸⁵の発電所が稼働を開始。同発電所はNECエナジーソリューションズ製のリチウムイオン蓄電システムで、出力は500kW、容量は1.2MWhを持っている。九州においては再生可能エネルギー大量導入による需給調整の不安定化が問題になっており、抑制期間に電力を蓄え、系統側に影響のない時間帯にその蓄えた電力を放電できる蓄電池システムの導入が急務となっている。長崎県では佐世保市のハウステンボス別荘地の共有施設で太陽光と風力を用いた「ハイブリッド発電制御システム」の活用実験を開始、太陽光パネルでは30kW(ハウステンボス技術センター株式会社、株式会社九電工)⁸⁶発電している。福岡県では北九州市において2.4MW(西部ガスグループ)⁸⁷の太陽光発電所が工場跡地の未利用部分に建設

64 新エネルギー新聞 2015年5月2日(試験運転開始:2015年10月)
65 新エネルギー新聞 2015年12月28日(運転開始:2015年12月14日)
66 新エネルギー新聞 2016年3月21日(運転開始:2016年3月14日)
67 新エネルギー新聞 2015年11月2日(運転開始:2015年10月15日)
68 新エネルギー新聞 2016年4月4日(運転開始:2016年3月14日)
69 富山県ホームページ http://www.pref.toyama.jp/cms_sec/1301/kj00014322.html
70 新エネルギー新聞 2015年9月21日(運転開始:2015年9月頃)
71 新エネルギー新聞 2015年12月14日
72 新エネルギー新聞 2015年11月30日(取り組み開始:2015年11月19日)
73 関西電力:万博スマートコミュニティにおける取り組み http://www.kepco.co.jp/corporate/pr/2015/_icsFiles/afiedfile/2015/11/16/1116_1j_01.pdf
74 新エネルギー新聞 2015年9月21日(運転開始:2015年9月)
75 新エネルギー新聞 2015年11月16日(運転開始:2015年11月1日)
76 新エネルギー新聞 2016年3月7日(運転開始:姫路市2016年2月15日、加古川市2016年2月29日)
77 新エネルギー新聞 2016年3月7日(2017年7月に運転開始予定)
78 兵庫県ホームページより <https://web.pref.hyogo.lg.jp/awk01/furusatogakusyu/documents/2saiseikano.pdf>
79 新エネルギー新聞 2015年10月19日(運転開始:2015年10月1日)
80 新エネルギー新聞 2015年12月14日(2016年7月に稼働予定)
81 新エネルギー新聞 2016年2月22日(2019年春に運転開始予定)
82 錦海塩田跡地活用基本計画 http://www.city.setouchi.lg.jp/ikkwebBrowse/material/files/group/55/2013_0404_kihonkeikaku.pdf
83 新エネルギー新聞 2016年4月18日(運転開始:2016年4月6日)
84 新エネルギー新聞 2015年4月18日(2017年12月運転開始予定)
85 新エネルギー新聞 2016年5月30日(運転開始:2016年5月13日)
86 新エネルギー新聞 2015年8月10日
87 新エネルギー新聞 2015年8月24日(運転開始:2015年12月15日)

され稼働している。大分県では大分市において45MW（伊藤忠商事、九電工、三井造船）⁸⁸の太陽光発電所が旧ゴルフ場跡地で稼働を開始した。佐賀県では県内最大規模である21MW（九電工）⁸⁹を唐津市に建設、2018年4月より売電開始を予定している。

（ISEP 野口）

3.1.4 産業動向

FIT 制度によって日本国内でも急速に導入が進む太陽光発電は機器の低価格化と共に、機器の製造だけでなく保守管理、運用、金融、保険など様々な産業・サービスが展開されている。

（1）太陽電池モジュール

2015年世界の太陽光モジュール製造企業ランキングを見ると2013年3位・2014年4位だった日本のシャープは2015年トップ10から外れ、1位はトリナ・ソーラー（中国）、2位はカナディアンソーラー（カナダ）、3位はジンコソーラー（中国）⁹⁰など中国をはじめとしたアジア企業が台頭している。一方で太陽光協会によると国内の太陽光モジュールの総出荷量は過去2年間、上昇傾向にあったが、2015年度は前年比8割と減少した。しかし海外輸出量は顕著に増加しており、特にアメリカへのセル・モジュール輸出量は前年比を大幅に上回る勢いで急拡大している⁹¹。

国内メーカーでは住宅用向けの販売強化や蓄電池とのパッケージ販売、モジュールの開発や変換効率の向上に注力している。パナソニックは寄棟屋根などの複雑な形状の住宅屋根に合わせた「台形タイプ」を販売し、さらにモジュール間の狭小化により面積当たりの効率的な発電が可能になった⁹²。CIS太陽光電池を主力に展開しているソーラー・フロンティアはNEDOと共同研究でCIS系薄膜太陽電池においてエネルギー変換効率22.3%を達成した⁹³。またシャープとNEDOは開発中太陽電池で変換効率31.17%を達成した。光の吸収性が異なる3種の化合物を重ねることで変換効率を上げることに成功した⁹⁴。

一方で様々な用途に応用が期待される「ベンダブル（曲がる）太陽光電池」や「シースルー（透明）太陽光電池」などは軽量で柔軟性があり従来設置できなかった窓や壁、また乗用車などの構造物と一体化できるモジュールの開発も進められている。

（2）パワーコンディショナー

発電設備の安定運用に欠かせないパワーコンディショ

ナーは、産業用から住宅用まで様々な発電規模に合わせた多様な製品が発売されている。また日射量に応じた運転や出力制御管理、2014年より順次適用開始となったFRT要件に対応した機能も求められてきている。

日立製作所は学校や商業施設などの中規模太陽光発電システムに対応するパワーコンディショナーを発売し、日射量の変化に応じて出力のピーク時に運転する技術を採用した。また日射量が少なく電圧が低い場合のインバータ動作を可能にした⁹⁵。新電元工業は出力制限システムに加えFRT要件にも対応したシステム向け製品を発売した⁹⁶。

（3）架台

様々な土地の形態に設置可能な架台や施工の簡易性、コスト削減を可能とした工具不要型の架台など、多様なニーズと低価格化に答える改良が進んでいる。また従来主流であった野立て向け架台から工場や学校など中規模施設の屋根向け架台に市場がシフトしつつある。それぞれ架台の改良には以下のような傾向がある。

①設置場所の適応化

日本の土地は起伏が多いため、傾斜の大きい土地やゴルフ場跡地・丘陵地などへの設置を効率よく行える架台、またソーラーシェアリング用や水上用など様々な設置場所に対応した架台が発売されている。シュレッタージャパンは東西南北の傾斜地や地面勾配35度まで対応できる架台を展開している。エクソルは低背デザインで風の影響を受けにくい陸屋根に特化した架台を発売した。パネルによる影がほとんど生じないため高効率な発電が可能になる⁹⁷。

②施工の簡略化

屋根に穴を空けない工法や、大掛かりな工事がいらぬ金具や部品の開発などにより、施工コストの削減や設置者への負担を削減が可能になる。エクソルは折板屋根用で特殊な接着剤と両面テープで屋根に金具を固定する工法を開発し、穴あけ加工などに起因する雨漏りの心配をなくした⁹⁸。

（4）EPCとO&M

FIT制度により急増した太陽光発電設備の建設から、約20年～40年に渡る長期の安全運転と経年劣化対策ため、遠隔監視システムやサービス提供などのO&M（運用管理・保守点検）産業が活発になっている。またドローンやロボットを用いた検査・点検サービスが本格化している。さらにEPC向けにドローンを使ったサービスも登場し

⁸⁸ 新エネルギー新聞 2016年4月4日（運転開始：2016年3月18日）

⁸⁹ 新エネルギー新聞 2016年4月4日（2018年4月に運転開始予定）

⁹⁰ PV-Tech (2016/01/21) <http://www.pv-tech.org/editors-blog/top-10-solar-module-manufacturers-in-2015>

⁹¹ 太陽光発電協会 (2016/05/25) <http://www.jpaea.gr.jp/pdf/statistics/h274q.pdf>

⁹² 新エネルギー新聞 第31号 2015年7月27日

⁹³ 新エネルギー新聞 第42号 2015年12月28日

⁹⁴ 新エネルギー新聞 第53号 2016年5月30日

⁹⁵ 新エネルギー新聞 第30号 2015年7月13日

⁹⁶ 新エネルギー新聞 第32号 2015年8月10日

⁹⁷ 新エネルギー新聞 第32号 2015年8月10日

⁹⁸ 新エネルギー新聞 第33号 2015年8月24日

ている。ドローンを用いて航空測量を行うテラドローン株式会社は2ヘクタールのメガソーラー造成現場を測量した。今回の案件ではデータ化を1日で可能にし期間やコストを大幅に抑えることに成功した⁹⁹。

①設備管理

発電状況を観測し不具合の早期発見を目的とする遠隔監視システムサービスは多く展開されている。太陽光発電のシステム販売をしている企業やその委託業者が行う場合、O&M専門企業が行う場合が一般的である。スカイロボットはドローンと清掃ロボットを使ったO&Mサービスを展開しており、1台のドローンでパネルの異常を検知することで大幅なコスト削減と速やかな発電効率の改善が可能になった¹⁰⁰。

②保守点検

月ごとや年次ごとで決められた時期にシステム点検が行われることが一般的だが、パネルの異常や発電量の大幅な低下に対してパネル内部の異常を専門的に検査・分析するサービスがある。電流値と電圧値の変化をもとにシステムモジュールの状態や影の影響を検知する「I-Vカーブ特性測定」や、ホットスポットの原因になるマイクロクラックなどを検出する「EL検査」、機器の発熱異常を検知する「IR検査」などである。

通常これらの専門的な検査・分析は製造・出荷過程の工場や第三者機関によって行われることが一般的であるが、中・長期運転に伴う異常や点検に対しオンサイトで行うサービスが増えている。ソフトバンクなどはドローンを用いて上空から検査し、点検コストの削減や情報のクラウド化などより効率的な保守点検サービスを開発している¹⁰¹。

③発電量予測

センサーによる日射量や気温の測定や気象庁の情報から日射量の測定・予測し、発電出力データの提供により運用を効率よく行うサービスもある。日本気象協会は予測時間別・対象地域別に発電量予測値を提供するサービスを行っている¹⁰²。英弘精機は日射計、気温計、I-Vトレーサーなどの太陽光発電関連機器を用いて高精度なモニタリングと計測、各計測機器の製品化を行っている¹⁰³。

(5) 保険サービス

屋外に数十年設置される太陽光発電を長期的に健全に管理する必要がある。しかし天災や損害や損傷などの人的リスク、故障など様々なリスクが伴う。火災保険や動産総合保険、損害保険などが一般的である。また太陽光発電事業に特化したものもある。エクソルは50kW未満の

システムに対し、出力制御によって生じた売電収入の損失を補償するサービスを提供している¹⁰⁴。

(6) リサイクル・リユース

環境省の報告によると、全国計の太陽光発電設備(寿命25年)の排出見込み量は2020年に約3,000t、2040年に約70万tとなる見込みである¹⁰⁵。指定省資源化製品に代表される電化製品等は各メーカーで回収処理やリサイクルを行うフローが確立されており、製品設計から廃棄までのライフサイクルに考慮した開発・製造がされている。一方で現在の廃棄物処理法では、太陽光モジュールの廃棄に関しては規格化がなされていない。一部の太陽光パネルにはカドミウムやセレンなどの有害化学物質が含まれているものもあり、適切に処理されなければならない。

技術開発や新製品が未だ活発であるが、第二次利用や処分方法などの制度確立と共に、リサイクル・リユースビジネスの増加、二次流通市場の拡大は必然となるだろう。

①リサイクル

現在多くのパネルが産業廃棄物として埋め立て処分されている。シリコン系モジュールの約80%はガラス、残りは樹脂や半導体などの部品で構成されているため、資源化は重要である。2011年からパネルの再利用と資源化に取り組む東芝環境ソリューションはモジュールの破碎や分離、資源回収のリサイクル装置を導入している¹⁰⁶。また早期からリサイクル事業を展開する(株)環境保全サービスはモジュールの粉碎・分離システム装置「ガラスわけるII型」をはじめ、廃ガラスの有効活用など、様々な用途への利用を行っている¹⁰⁷。

②リユース

耐用年数に達しないままのモジュール所有が困難になった場合や事業売却を行う場合にその後も発電能力を持つ発電所が適切に運用されるために中古市場の形成が重要になる。特に事業や産業用にとって中古市場の成熟化は資源の有効利用という目的だけでなく、市場の適切な価格設定がされることで、事業者にとっては設備が動産として価値計上できるというメリットも生まれる。

リユース(中古販売)を行う多くの企業はインターネット上で中古情報を公開している。特にFIT制度の初期段階に認定され、運用している産業用は安定した収益性から、投資商品として運用されている。2005年から中古太陽光パネルの販売を行う太陽光発電リサイクルセンターは中古のモジュールを買い取り、性能評価した後に保証を付けリユース商品として販売している¹⁰⁸。

(ISEP 杉崎)

⁹⁹ 新エネルギー新聞 第53号 2016年5月30日

¹⁰⁰ 新エネルギー新聞 第47号 2016年3月7日

¹⁰¹ 新エネルギー新聞 第51号 2016年5月2日

¹⁰² 日本気象協会 <https://www.jwa.or.jp/service-business/service/28.html>

¹⁰³ 新エネルギー新聞 第32号 2015年8月10日

¹⁰⁴ 新エネルギー新聞 第31号 2015年7月27日

¹⁰⁵ 環境省 <http://www.env.go.jp/press/101130.html>

¹⁰⁶ 東芝「太陽電池パネルのリサイクル・リユース技術開発」https://www.toshiba.co.jp/env/jp/products/homeappliance_j.htm

¹⁰⁷ 環境保全サービス <http://khs.ne.jp/index.html>

¹⁰⁸ 太陽光発電リサイクルセンター <http://www.pvrecycle.com/>

3.2 風力発電

(1) FIT 制度の実績と課題

事業用(出力20kW以上)の風力発電については、IRR(内部収益率)8%を想定した比較的高い調達価格が設定され、2016年度においても同様に導入量が伸びていないことから2015年度の買取価格がそのまま適用されることになった。風況や電力系統等の立地条件や環境アセスメント等、調達価格以外の事業へのハードルが多い状況に変化はない。

風力発電は20kW以上が通常の発電事業となっているが、20kW未満は小型風力発電ということで電気事業法で一般電気工作物に区分されている。また、小型風力は導入コストが高いことから、特別に高い買取価格が定

められており、住宅用太陽光と同様に機器の型式認定が必要となる。認証機関において2016年3月末で14機種が認定されている。小型風力発電の導入容量、認定容量については2016年3月末でそれぞれ0.5MW、14MWとなっている。

2015年度末までの設備認定(RPS 制度からの移行は除く)は284万kWに達したが、その設備認定のペースは環境アセスメント等の準備期間の長さにより、太陽光発電に比べるとまだまだ遅い状況である。このうち2015年度末までの運転開始は48万kWであり、設備認定のうちの17%となっている。また、旧RPS制度の下で導入された風力発電設備は2011年度末で256万kWであり、その大多数(約253万kW)がFIT制度に移行をしている。

一方、2012年以降、全国数カ所で洋上風力発電の実証試験が開始されているが、洋上風力発電のコストは陸

上風力発電に比べて設備コストや運用コストが高いことが指摘されており、より高い買取価格を設定する必要性が指摘されていた。そのため、2013年11月から経産省の「洋上風力の調達価格に係る研究会」において事業化段階における洋上風力発電の設備コストおよび運用コストの検討が行われた。その結果、2014年度からは洋上風力については新しい買取価格の区分が設けられた。

(2) 事業への取り組み

日本国内の風力発電事業は、各電力会社殿の募集容量制限、抽選・入札制度の導入、改正建築基準法施行による初期の混乱等の影響に加えて、2010年度以降は、FIT制度への移行を前提に、新規案件に対する建設費補助(助成制度)が中止され、継続案件のみの建設となったこと等により、新規導入量が一層低下している。

2012年7月から固定価格買取制度がスタートし、事業計画に必要な条件は改善されたが、2012年10月から環境影響評価法に基づく対象事業に風力発電が加わったことも加味すると、風力発電の事業計画時点から営業運転開始までには4~7年の期間を要するので、導入量

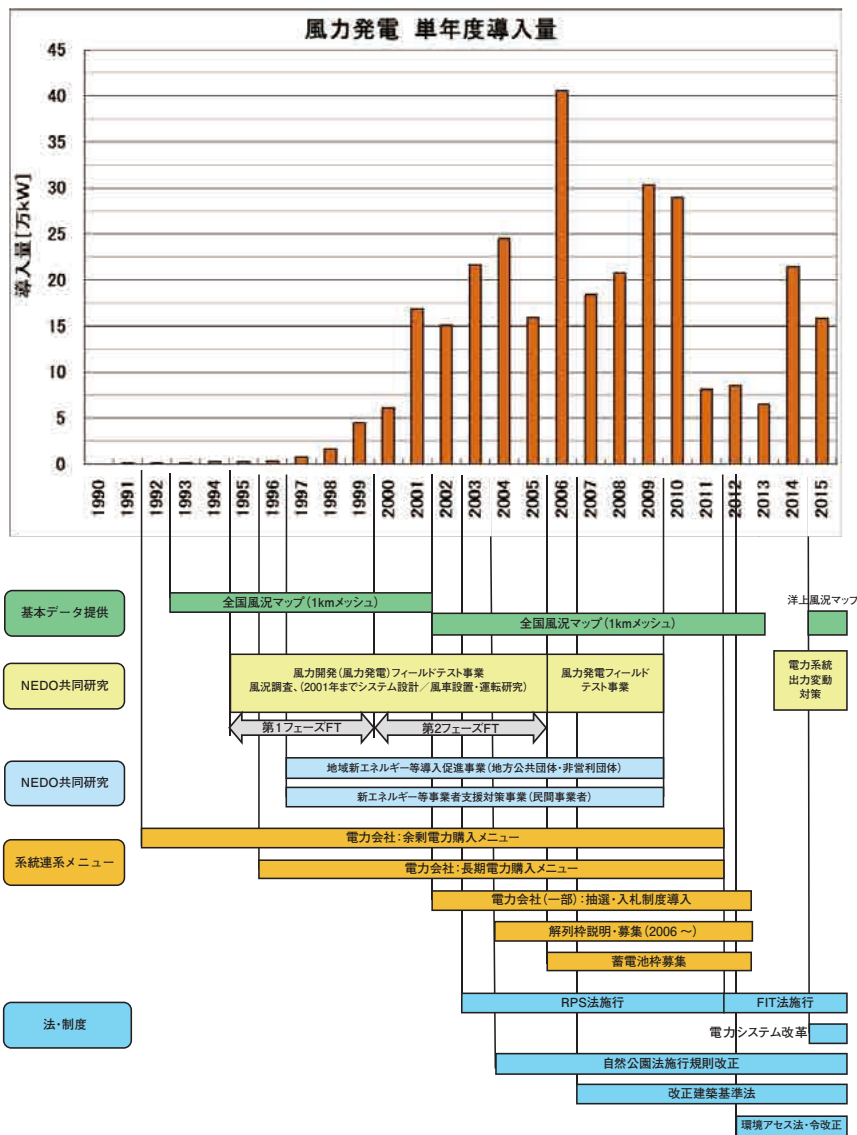


図 3.3: 単年度導入実績と、関連する NEDO 共同研究、建設費補助、系統連系メニュー、法・制度の様相(出所: 日本風力発電協会)

が急増するのは2015年度以降と想定されていたが、まだ立ち上がっていない。2014年度の導入量は増加に転じているが、建設費補助(助成制度)中止の影響がなくなったものと推定される。

これまでの風力発電事業を取り巻く状況を把握するために、1990年度から2013年度までの単年度導入実績と、関連するNEDO共同研究、建設費補助、系統連系メニュー、法・制度の様相を図3.3に示す。

環境影響評価法が改正され、2012年10月から風力発電が法対象事業に追加された。2012年10月以降に新設・増設される風力発電所が対象となり、風力発電の規模が1万kW以上の場合には第1種事業、7,500kW以上の場合には第2種事業として、環境影響評価法に基づいた環境影響評価(法アセス)を実施する必要がある。風力発電については、既に一部の地方公共団体で条例等に基づく環境影響評価(条例アセス)の対象とされているほか、NEDOが補助金の交付に活用するために策定したマニュアル(NEDOマニュアル)に基づく自主的な環境影響評価(自主アセス)が行われてきた。法アセスでは、評価期間が3~4年半程度と長期にわたることが想定されることから、導入促進のために従来から法アセスの対象となっていた。

地熱発電所と共に環境アセスメントの簡素化・迅速化を図る「環境アセスメント調査早期実施実証事業」が2014年度から3年間にわたり実施されている。国内でもその導入ポテンシャルの大きさ等から有望視され始めている洋上風力は、すでに国内外を問わず着床式風力発電が商用段階にあるものの、「着床式」洋上風力の着実な導入と共に、飛躍的な導入の実現には立地制約を受けない「浮体式」の商用化も不可欠である。

2012年にNEDOは千葉県銚子沖(2,400kW)および福岡県北九州沖(2,000kW)に国内初の沖合における着床式洋上風力発電を設置し、2013年から系統連系運転を開始している¹⁰⁹。浮体式洋上風力発電については、2012年に長崎県五島市梶島に我が国初のパイロットスケール(100kW)を設置し、2013年にはフルスケール(2,000kW)を設置し10月に運転を開始した¹¹⁰。また福島沖には2,000kWの風車と世界初の浮体式洋上変電所を設置し、系統連系運転を開始している。浮体式洋上風力の実証として福島沖に7,000kWの風力発電機を設置し、2015年12月には試験運転を開始した¹¹¹。

また、2015年度には離岸距離が数十km以上となる浮体式ウインドファームには欠かせない技術となる「次世代洋上直流送電システム開発事業」がNEDOにおいて開始されている。さらにNEDOでは洋上風力発電の導入を推進するために、洋上風力を計画する上で重要なデータの1つとして「洋上風況マップ」の作成を開始しており、

その一部がデモ版として公開されている¹¹²。

(日本風力発電協会JWPA)

3.3 小水力発電

(1) FIT制度

中小水力発電のFIT価格はこれまで据え置かれてきたが、2016年に改正の動きがあった。2016年5月25日、経済産業省(以下、経産省)は、FIT制度の一部を改正する法律が成立したことを公表した(改正FIT法)。これを受けて、中小水力発電においては他のリードタイムの長い再生可能エネルギー電源と同様、数年先の認定案件の買取価格を予め決定する仕組みが作られた。これにより事業化決定後の価格下落のリスクを低減され、開発促進に繋がることが期待される¹¹³。

(2) 規制・制度改革

法律や条例に基づく規制は見直しが進んでいる。例えば、2011年から2013年にかけては発電水利権許可の合理化が進められ、小水力発電に係る従属発電に関する登録制も導入された(「自然エネルギー白書2013」を参照)。ダム水路主任技術者の資格要件についても、許可選任の要件が見直され、規制が緩和された(「自然エネルギー白書2015」を参照)。このほか、出力2,000kW未満までは、ダム水路主任技術者を、保安法人や電気監理技術者へ委託することが可能になったことなど、中小水力発電を取り巻く規制の更なる見直しが進んでいる¹¹⁴。

(3) 開発や事業の動向

2016年現在、中小水力発電の既存導入量は約960万kWであるが、経産省は2030年までに更に130~201万kWの導入を見込んでいる。この内訳として、経産省は以下のように定義している。

- ①16万kWは、開発難易度が低く経済性も高い地点
- ②17万kWは、未利用落差の活用
- ③32万kWは、既存地点の設備更新による出力向上による
- ④65~136万kWは、自然・社会環境上の障害があるが解決可能とされる地点

表3.1に示すように2016年5月末現在、FITの認定を受けた小水力発電所の数は、200kW未満が297施設、出力が2万5,026kW、200kW以上1,000kW未満が112施設、出力が6万5,138kW、1,000kW以上3万kW未満は96施設、出力が68万6,922kWであり、合計で505施設、出力77万7,086kWである。一方、FIT施行後の新規の導入件数および導入容量については、200kW未満が161施設、

¹⁰⁹ NEDO 洋上風力発電プロジェクト <http://www.nedo.go.jp/fuusha/>

¹¹⁰ 環境省 浮体式洋上風力発電実証事業 <http://goto-fowt.go.jp/>

¹¹¹ 福島洋上風力コンソーシアム <http://www.fukushima-forward.jp/>

¹¹² NEDO「洋上風況マップ(デモ版)」http://dcm04.gis.survey.ne.jp/Nedo_Webgis/top.html

¹¹³ 経済産業省「再生可能エネルギーの導入促進に係る制度改革について」

¹¹⁴ 経済産業省「ダム水路主任技術者制度における規制見直しに関する「電気事業法施行規則」、「経済産業省告示第249号」及び「主任技術者制度の解釈及び運用(内規)」の一部改正について」

表 3.1:2016 年 5 月末現在の FIT 認定設備数・認定出力（合計）
 （出所：経済産業省「固定価格買取制度情報公表用ウェブサイト」より作成）

出力	認定設備数		認定出力(合計)	
	運転開始	全体	運転開始	全体
水力(200kW 未満)	161	297	11,954 kW	25,026 kW
水力(200~1,000kW)	36	112	18,889 kW	65,138 kW
水力(1,000~30,000kW)	23	96	139,862 kW	686,922 kW
合計	220	505	170,705 kW	777,086 kW

出力が1万1,954kW、200kW以上1,000kW未満が36施設、出力が1万8,889kW、1,000kW以上3万kW未満は23施設、出力が13万9,862kWであり、合計で220施設、出力17万705kWである。上記の見込みと比べると、まだまだ十分とは言えない水準であり、更なる導入が求められていると言える。

また、図3.4のグラフから、認定を受けてから導入するまでに2年から2年半のリードタイムがあることが読み取れる。

全国小水力利用推進協議会が実施した2015年の調査表および『重電機器シェア(2016年版)』（電気日新聞社）のデータを用いて、出力1,000kW未満の小水力発電におけるFIT対象発電設備容量の推移を推計した(図3.5)。2012~2015年度は実際の導入容量であり、2016、2017年度は予測導入容量である。

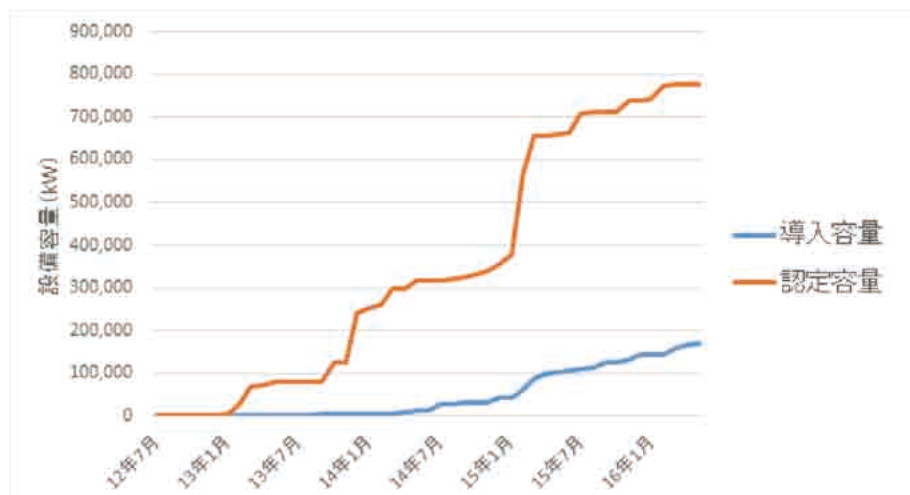


図 3.4:2016 年 5 月末現在の中小水力発電における FIT 認定容量ならびに導入容量の推移
 （出所：経済産業省「固定価格買取制度情報公表用ウェブサイト」より作成）

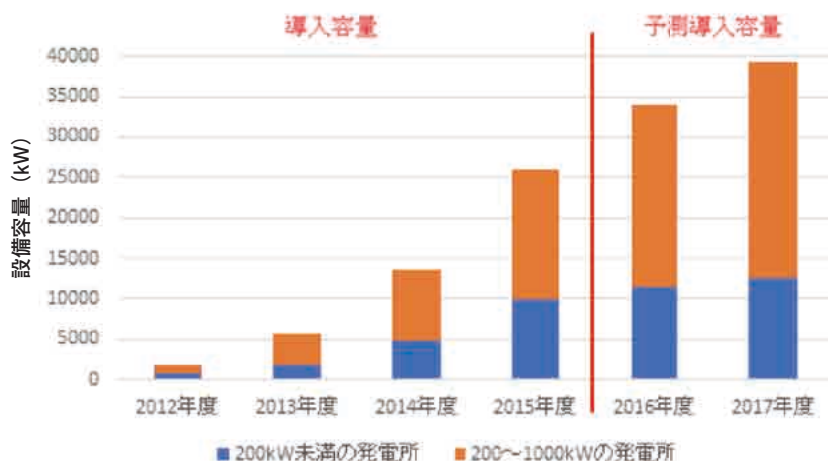


図 3.5:1,000kW 未満の FIT 対象発電設備容量 [kW] の推移
 （出所：全国小水力利用推進協議会 2015 年調査、2016 年重電機器シェアより作成）

表 3.2:国内における出力 1,000 ~ 1 万 kW の中小水力発電設備の手持受注残

年月	水車		水車発電機	
	台数(台)	延べ容量(kW)	台数(台)	延べ容量(kVA)
2015年8月末現在	52	204,994	54	227,701
2014年8月末現在	48	189,700	50	207,690

注:2015年8月末現在の水車ならびに水車発電機、2014年8月末現在の水車発電機の台数および延べ容量は、4社合計の数値である。同様に、2014年現在8月末の水車の台数および延べ容量は、3社合計の数値である。

(4) 産業: 出力1,000~1万kWにおける中小水力発電設備の手持受注残

重電機器シェアの2016年版および2015年版のデータを編集し、出力1,000~1万kWにおける2015年8月末現在、2014年8月末現在、それぞれの水車および水車発電機の国内向け手持受注残を算出したところ、表3.2のとおりであった。水車は昨年と比べ、台数では4台(8.3%)、延べ容量では1万5,294kW(8.1%)伸びた。水車発電機においても、台数では4台(8.0%)、延べ容量で2万11kVA(9.6%)の伸びであった。

(全国小水力利用推進協議会 佐藤海)

3.4 地熱発電

(1) 国の助成策

国は地熱発電を再生可能エネルギーの重要な柱として位置付けており、導入見込み量を公表している(表3.3)。これによると、2030年までに現状の地熱発電出力を2~3倍に増やすとしている。

この導入目標を実現すべく、国は様々な助成策を施しているが、その内、特筆すべき助成策として、「地熱発電

開発理解促進関連事業支援補助金制度」と、「地熱資源開発調査事業助成金、出資・債務保証制度」が有り、各地方の経済産業局が前者の事務を、JOGMECが後者の事務を主管している。

「地熱発電開発理解促進関連事業支援補助金制度」については、制度開始以来コンスタントに応募・採択がなされている(表3.4)。この表では、同一地域の同一事業者が複数年度にわたって応募・採択されているので、総数175件が延べ数となる。採択事業の数を地域別に見ると、北海道、九州、東北の事業数が卓越し、火山がなく高温

の温泉に恵まれない四国には実績がない。

次に、表3.5にこれまでの実施地域と事業者名の一覧を示す。先の応募・採択延べ件数175件はこの表では95件となる。この制度は、大規模地熱発電から小規模・温泉発電まで大小を問わず地熱発電開発のための調査や開発

表3.3: 国による2030年における地熱発電の導入見込み量

(出所: 3月10日 総合資源エネルギー調査会 長期エネルギー需給見通し小委員会[第4回会合]資料2)

	大規模開発について、現行の環境規制の下での開発を見込み、中・小規模開発について、現在把握されている案件の開発を見込む場合	大規模開発について、現行の環境規制の下での開発を見込み、中・小規模開発について、今後も開発が順調に進行すると想定した場合	大規模開発について、環境規制の緩和を想定した開発を見込み、中・小規模開発について、今後も開発が順調に進行すると想定した場合
大規模開発	約32万kW	約32万kW	約61万kW
中・小規模開発	約6万kW	約24万kW	約24万kW
既存発電所	約52万kW	約52万kW	約52万kW
合計	約90万kW (63億kWh)	約108万kW (76億kWh)	約140万kW (98億kWh)

表3.4: 地熱発電開発理解促進関連事業の支援補助金の件数推移(出所: 資源エネルギー庁)

年度	募集次	件数	北海道	東北	関東	中部	北陸	近畿	中国	四国	九州
2013	1	25	6	6	2	2	0	1	0	0	8
	2	12	2	1	1	1	0	0	0	0	7
	3	5	1	0	2	0	0	1	0	0	1
	計	42	9	7	5	3	0	2	0	0	16
2014	1	28	11	6	3	1	3	0	0	0	4
	2	15	3	2	1	0	1	3	0	0	5
	3	9	1	4	0	1	0	0	1	0	2
	計	52	15	12	4	2	4	3	1	0	11
2015	1	28	10	7	2	2	2	0	1	0	4
	2	9	2	3	1	0	0	0	0	0	3
	3	11	3	1	0	1	0	0	0	0	6
	計	48	15	11	3	3	2	0	1	0	13
2016	1	26	12	9	0	2	0	1	0	0	2
	2	7	0	3	1	1	1	0	0	0	1
	計	33	12	12	1	3	1	1	0	0	3
計		175	51	42	13	11	7	6	2	0	43

が進行している地域および既に地熱発電所の存在する地域の住民が、地熱発電開発に対する理解を深めること

を目的としているので、講演会、見学会、熱水有効利用などソフト、ハード両面にわたる事業を助成している。

表3.5:地熱発電開発 理解促進関連事業 支援補助金 採択結果 事業者一覧

	実施地域	事業者名	2013	2014	2015	2016
			次	次	次	次
1	全域	北海道温泉協会、(株)北海道二十一世紀総合研究所	1	1	1	1
2	全域	北海道		1	1	1
3	羅臼町	オリックス(株)、羅臼町、(株)北海道二十一世紀総合研究所			3	1
4	標津町	標津町	1	1	1	
5	中標津町養老牛	中標津町、(合)ほっかいどう新エネルギー事業組合		2	3	
6	弟子屈町	弟子屈町			3	1
7	弟子屈町	(株)国書刊行会	1			
8	弟子屈町川湯	医療法人共生会、(株)GB産業化設計			2	
9	釧路市	(NPO)阿寒観光協会まちづくり推進機構、(一財)前田一步園財団、釧路市、北電総合設計(株)				1
10	足寄町	足寄町	1	3		
11	新得町	新得町		1		
12	上川町	上川町	1	1	1	1
13	真狩村	真狩村		1		
14	洞爺湖町	洞爺湖温泉利用協同組合	2	1		
15	洞爺湖町西山	洞爺湖町、北電総合設計(株)				1
16	壮瞥町	壮瞥町、北電総合設計(株)			1	1
17	伊達市大滝区	伊達市、北電総合設計(株)			1	1
18	登別市	登別市、(株)道根地域総合研究所			2	1
19	赤井川村	赤井川村			1	1
20	ニセコ町・蘭越町	鶴巻観光開発(株)、北電総合設計(株)	1	1		
21	八雲町熊石	八雲町		2	1	
22	森町	森町、北電総合設計(株)		1	1	
23	奥尻町	奥尻町	2	1	1	
24	鹿部町	(株)道根地域総合研究所、鹿部地中熱事業化検討協議会		2		
25	全域	青森県				1
26	青森県 風間浦村下風呂	風間浦村		1	2	
27	むつ市燧岳	むつ市		1	1	2
28	青森市八甲田	青森市		1	2	2
29	弘前市岩木山麓	弘前市	1	1	1	1
30	八幡平市	八幡平市				1
31	八幡平市	(株)ハレーション	2			
32	八幡平市	企業組合八幡平地熱活用プロジェクト			1	1
33	雫石町	地熱エンジニアリング(株)	1			
34	盛岡市つなぎ温泉	つなぎ温泉管理(有)、盛岡市		3	1	2
35	西和賀町奥郷温泉	西和賀町		2	1	1
36	全域	秋田県				1
37	湯沢市	湯沢市	1	1	1	1
38	栗駒山両麓地域	(株)白鳥建設		3		
39	大崎市鳴子温泉	大崎市		2	1	1
40	福島市土湯温泉	JFEエンジニアリング(株)、元気アップつちゆ		3	1	1
41	島根県 柳津町	柳津町		3	2	
42	川内村	(一財)電源地域振興センター			3	
43	栃日光湯元、塩原、那須大丸	シナネン(株)(コンソーシアム形式)		1		
44	群馬県 前橋市赤城山麓	(株)ビュー環境計画研究所、(株)バスポート		2	2	
45	馬場 中之条町四万温泉	(株)バスポート				2
46	嬬恋村鹿沢	嬬恋村	3			
47	新潟県 新潟市内	(財)新潟経済社会リサーチセンター	1			
48	十日町市	十日町市	1	1		
49	東京都八丈町	八丈町商工会コンソーシアム形式による申請	1	1		
50	東京都青ヶ島村	(NPO)八丈島産業育成会、(株)レノバ			1	
51	静岡県 東伊豆町熱川・片瀬温泉	(NPO)REDS湘南	1,3			
52	岡 南伊豆町下賀茂温泉	南伊豆町		1	1	
53	松崎町	(株)サンビーム	2			
54	長野県 下高井郡山ノ内町	(株)WAKUWAKUやまのうち				1
55	大町市	大町市温泉開発(株)		1	1	
56	松本市上高地	(株)シーエナジー			3	
57	諏訪市	(株)小松製作所				1
58	富山県 黒部市宇奈月温泉	宇奈月温泉地域地熱開発理解促進コンソーシアム幹事法人:大高建設(株)	1	1		
59	立山山麓	大山観光開発(株)	1			
60	南砺市	(NPO)なんと元気、中越興業(株)	2	1	1	
61	岐阜県 高山市奥飛騨温泉郷	奥飛騨温泉郷温泉所有者協同組合		3	1	2
62	石川 石川県七尾市	(株)戸田組		1		
63	石川 石川県白山市	(株)山崎組		2	1	2
64	和歌山 田辺市本宮町、白浜町	和歌山県、八千代エンジニアリング(株)	1	2		
65	新潟県 新潟市	新潟市湯沢産区	3	2		
66	鳥取県 湯架浜町	湯架浜町			1	
67	鳥取県 江津市有福温泉町	有福温泉(株)		3		
68	全域	大分県	1,2		2	
69	別府市	大分県	1	1		
70	別府市	(株)ビーフラット	1			
71	別府市鉄輪	(株)辻田建機	2	2		
72	別府市	(株)豊後クリーンエナジー		3		
73	大分県 別府市	(株)アドニス			3	
74	由布市	(株)ハーブガーデン			1	
75	湯布院	大分ベンチャーキャピタル(株)	2			
76	湯布市湯布院町湯平温泉	(合)湯平エネルギー開発				1
77	九重町宝泉寺温泉	(株)エディット、(合)宝泉寺温泉組合	1	2		
78	九重町	(株)タカヒコアグロビジネス、九大産業(株)		1	1	
79	日田市天ヶ瀬温泉	双日九州(株)				
80	竹田市	(株)エスアンドカンパニー				
81	熊本県 小国町岳の湯	(合)小国まつや発電所、(株)ケイ・エル・アイ			2	
82	小国町岳の湯	(合)わいた会	2		1	
83	小国町	京業プラントエンジニアリング(株)	2			
84	小国町西里、北里	スズカ電工(株)				1
85	南阿蘇村	南阿蘇村	2	1		
86	長官崎 雲仙市小浜	(一社)小浜温泉エネルギー、(株)オリエンタルコンサルタンツ	1	3	3	
87	えびの市	えびの市	3			
88	えびの市尾八重野	アストマックス・トレーディング(株)、デナジー(株)			2	
89	霧島市	霧島市	1	1		
90	霧島市	日鉄鉱業(株)	1			
91	鹿児島県 指宿市山川伏目	指宿市			3	
92	指宿市	九州電力(株)、(有)モスオウキッド	2			
93	指宿市	(株)新日本科学			1	
94	指宿市南迫田	燈影新エネルギー開発(株)			3	
95	三島村薩摩硫黄島	(株)大林組			3	2
		計	37	47	47	31

次に、「JOGMEC地熱資源開発調査事業助成金、出資・債務保証制度」が適用されたプロジェクトを表3.6に、位置図を図3.6と図3.7に示す。地熱資源開発調査事業助成金の交付を受けた事業数は47地域・事業者である。その内訳は、地熱開発事業者が25社で、地元の地熱関係法人が22社である。

地熱開発事業者には環境アセスメントが実質義務付

けられている7,500kW以上の規模を目指すものと、1,000～2,000kW程度の小規模地熱発電を目指すものがある。地元の地熱関係法人には数10～数100kW程度の温泉発電を目指すものから、さらに大きな規模を目指すものまである。

出資まで進んだ案件が1社、建設に当たって債務保証を受けている案件が3社ある。

表3.6: 地熱資源開発調査事業等(JOGMEC助成) 交付決定結果一覧表

1. 地熱資源開発調査事業							
地域名称	分類	公布決定年度	事業者				
1	北海道 武佐岳	24	25	26	27	28	石油資源開発㈱、三菱マテリアル㈱、三菱化学㈱
2	足寄	24	25				エスエスコンサル㈱
3	上川	24	25	26			丸紅㈱
4	美瑛	24					王子グリーンリソース㈱、㈱大林組
5	洞爺湖温泉	24	25				洞爺湖温泉利用協同組合
6	豊平	24	25	26	27		JX日鉱日石金属㈱、豊羽鉱山㈱
7	阿寒湖岳	24	25	26	27		出光興産㈱、国際石油開発㈱、三井石油開発㈱
8	ニセコ	24	25	26	27		日本重化学工業㈱、三井石油開発㈱
9	八雲町鉾川	24	25	26	27	28	三井不動産㈱(H28)、デナジー㈱(H27・28)、アストマックス・トレーディング㈱(H27)
10	南茅部	24	25	26	27	28	オリックス㈱
11	恵山	24	25	26	27		㈱レノバ、デナジー㈱
12	下川	24	25	26			オリックス㈱
13	むすね窪	24	25	26			青森県つづ市
14	八甲田北西	24	25	26			㈱大林組、川崎重工業㈱、東日本旅客鉄道㈱
15	八甲田西部城ヶ倉	24	25	26	27		オリックス㈱、㈱城ヶ倉観光
16	岩木山	24	25	26			森保地産コンサルタンツ㈱、JENホールディングス㈱、㈱大林組、川崎重工業㈱
17	岩木山嶽	24	25	26	27		青森県弘前市
18	松島八幡平	24	25	26			若手地熱㈱、日本重化学工業㈱
19	東八幡平	24	25	26	27		オリックス㈱
20	網走	24	25	26			地熱エンジニアリング㈱、若手県若手地熱石町
21	つなぎ温泉	24	25	26			つなぎ温泉管理(有)、若手県盛岡市
22	秋田県 下地山・下の岱	24	25	26	27	28	東北自然エネルギー㈱
23	小安	24	25	26	27	28	出光興産㈱、国際石油開発㈱、三井石油開発㈱
24	宮城県 湯子温泉	24	25	26	27		宮城県大崎市
25	福島県 磐梯	24	25	26	27	28	出光興産㈱ほか10社
26	静岡県 東伊豆町熱川温泉	24	25	26			熱川地熱㈱、NPO法人REDS湘南
27	下加茂	24	25	26	27		静岡県農産物振興局伊豆町
28	新潟県 糸魚川大野	24	25	26	27		新潟県糸魚川市
29	長野県 坂巻温泉	24	25	26	27		㈱シーエナジー
30	山梨県 千糸月温泉	24	25	26			シーエナジー㈱、大高建設㈱
31	富山県 立山温泉	24	25	26			大山観光開発㈱
32	石川県 山ノ内	24	25	26			金山産
33	和歌山県 田辺市本宮	24	25	26			和歌山山社経済研究所、紀伊産業㈱、浦島観光ホテル㈱、山水館川湯みどりや
34	鳥取県 皆生温泉	24	25	26	27	28	皆生温泉観光株式会社
35	有田温泉	24	25	26			有田温泉㈱
36	大分県 野火	24	25	26			㈱タカフジ
37	小中谷	24	25	26			浦安電設㈱、㈱水分のさと
38	野火野田	24	25	26			久大産業㈱
39	法泉寺温泉	24	25	26	27		合同会社法泉寺温泉旅館組合
40	平治岳北部	24	25	26	27		九州電力㈱
41	熊本県 豊丸の湯(小国地域)	24	25	26			㈱豊丸
42	石松農園(小国地域)	24	25	26			㈱石松農園
43	南阿蘇村阿蘇山西部	24	25	26	27		九州電力㈱、三菱商事㈱
44	道の谷	24	25	26	27		㈱フォーカスキャピタルマネジメント、㈱レノバ、デナジー㈱
45	宮崎県 八人重野	24	25	26	27	28	アストマックス・トレーディング㈱
46	指宿市東方	24	25	26	27		㈱メテオリスエナジー
47	鹿児島県 指宿ヘルシランド周辺	24	25	26	27		指宿市

2. 出資					
地域名称	公布決定年度	事業者			
1 岩手県 松島八幡平地域地熱資源調査事業	27	若手地熱㈱			

3. 債務保証					
地域名称	公布決定年度	事業者			
1 秋田県 山菜沢地熱発電所建設事業	26	湯沢地熱㈱			
2 福島県 土湯温泉バイナリー地熱発電事業	27	つちゆエナジー㈱			
3 大分県 菅原バイナリー地熱発電事業	25	九電みらいエナジー㈱			

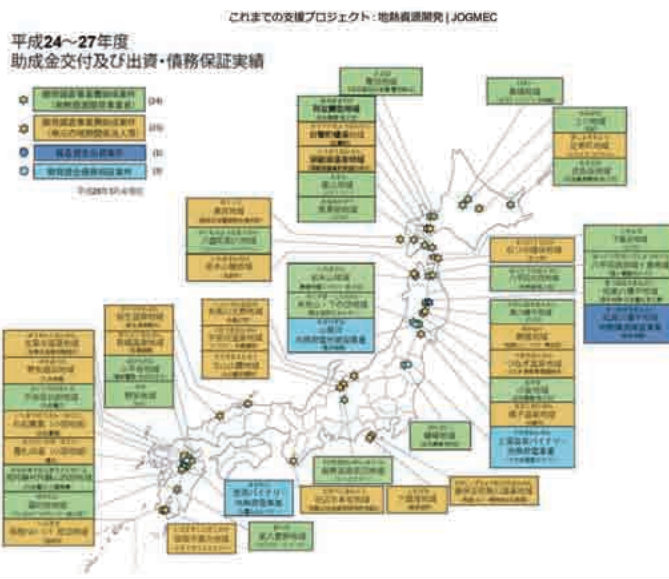


図 3.6: 平成 24～27 年度 JOGMEC 助成金交付および出資・債務保証実績 (出所: JOGMEC ホームページ)

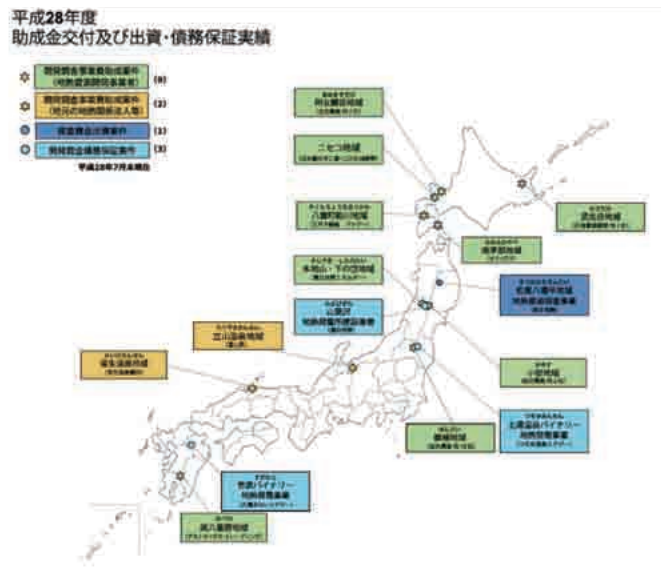


図 3.7: 平成 28 年度 JOGMEC 助成金交付および出資・債務保証実績 (出所: JOGMEC ホームページ)

上記の助成策に加えて、改正FIT法が2016年5月25日に成立、6月3日に公布され、2017年4月1日から施行される。地熱については、①買取価格の中長期的目標を設定して事業の予見性を高める、②現在は毎年または半年ごとに見直される買取価格を数年先まで予め決める事を可能にする、の2点の変更点である。改正FIT法に加え、地熱の導入拡大施策として、①掘削調査や開発プロセスへの支援拡充（ヒートホール掘削、出資制度見直し）、②円滑な事業実施を図るための事業環境整備（アドバイザー委員会新設、自治体間のネットワーク構築、開発是非の判断基準明確化）、③低コスト化・リスク低減に向けた技術開発（地下構造三次元可視化、PDCビット開発、シリカ回収技術開発等）が2016年6月7日の再生可能エネルギー導入促進関連制度改革小委員会&新エネルギー小委員会合同会議にて事務局から示された。

(2) 規制および規制緩和

2015年10月2日付け環境省自然環境局長通知が発出され、第1種特別地域の外から傾斜掘削で第1種特別地域の地下に進入する事が許可され、また、13mを超える建築物の規制が実質的に取り払われた。また、2012年3月27日付け環境省自然環境局長通知における優良事例とはいかなるものか、「通知の解説」が必要であるとのことから、2015年3月から7月にかけて4回の委員会が開催され、そこでの審議を経て、「国立・国定公園内における地熱開発の取扱いについて（2015年10月2日 環境省自然環境局長通知）及び同通知の解説（2016年6月23日 環境省自然環境局長通知）が公表された。

「温泉掘削ガイドライン（地熱発電関係）」（2012年3月策定）の5年ごとの改訂に向けた改訂検討会が2016年12月から開催されている¹¹⁵。

(3) その他の動向

超党派地熱発電普及推進議員連盟に関連し、JOGMEC主催による地熱シンポジウムが2016年度は9月16日に岩手県八幡平市で開催された。2016年10月8日は日本最初の地熱発電所である松川地熱発電所の運開50周年に当たるため、この日を「地熱発電の日」とすることとなった。

日本地熱協会¹¹⁶は2016年5月25日時点で正会員59社、特別会員5団体となった。2016年度の政策要望書は

- ①「固定価格買取制度」の長期的な運用とその運用方法の改善
- ② JOGMECによる地熱資源開発の継続と拡充
- ③ 「地熱発電開発費等補助事業」の継続

- ④ 「地熱発電開発理解促進事業支援補助金」の拡充と継続
 - ⑤ 住民合意形成への支援と地熱乱開発防止策の導入
 - ⑥ 送電線・変電設備整備のための支援制度の創設
 - ⑦ 地熱発電技術の研究開発の更なる拡充と人材育成
 - ⑧ 規制緩和の趣旨に沿った国立・国定公園内の地熱開発に係る優良事例の考え方の運用
 - ⑨ 「温泉資源の保護に関するガイドライン」の作成趣旨に則った運用
 - ⑩ 環境影響評価手続きの効率化など
 - ⑪ 国有林野等に関する許認可手続きの効率化
 - ⑫ 小規模地熱発電設備に係る、「ボイラー・タービン主任技術者の選任」及び「工事計画届出」等の不要化範囲の見直し、普及の進む設備に対する型式認定の適用
- の12項目からなる¹¹⁷。

(4) 産業動向

地熱発電は山間地に建設されるものが一般的であるため、地方の経済に貢献する産業として位置付けられるが、2016年3月に横浜国立大学の本藤研究室より、「再生可能エネルギー部門拡張産業連関表 REFIO Ver.1.0」が発表された。その解説書から再エネ発電設備の運用（発電）に伴う波及効果の技術間比較を図3.8に示す。大規模地熱発電では建設、対事業所サービス、鉄鋼、金融・保険の項目のコスト比率が高いことが示されていて、初期建設コストが高い産業であることを反映している。

※地熱発電開発の動向に関する情報入手先は以下のとおりである。

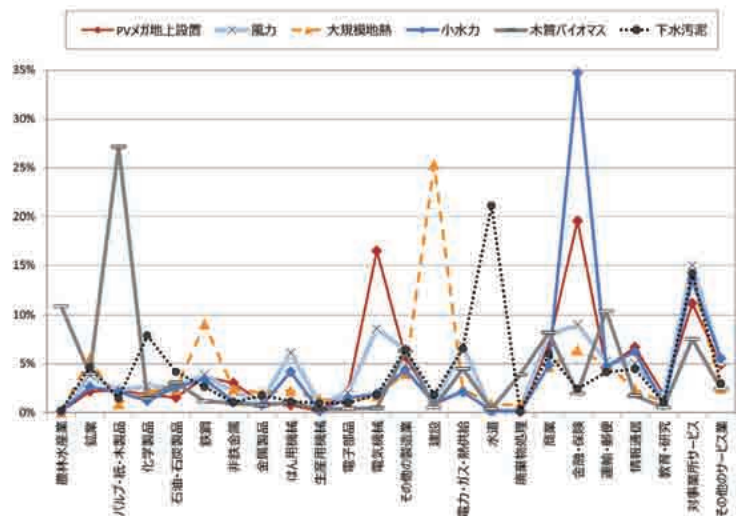


図 3.8: 再エネ発電設備の運用（発電）に伴う波及効果の技術間比較（出所：横浜国立大学 本藤研究室 2016 再生可能エネルギー部門拡張産業連関表 REFIO Ver.1.0 説明書）

¹¹⁵ 環境省「温泉資源保護に関する検討会」<https://www.env.go.jp/nature/onsen/council/>

¹¹⁶ 日本地熱協会ホームページ <http://www.chinetsukyokai.com/index.html>

¹¹⁷ 日本地熱協会「平成28年度政策要望」<http://www.chinetsukyokai.com/news/31.html>

- 経済産業省 資源エネルギー庁 資源燃料部 政策課
- 環境省地球環境局 地球温暖化対策課
- 環境省自然環境局国立公園課
- 環境省自然環境整備課温泉地保護利用推進室
- 独立行政法人 石油天然ガス・鉱物資源機構 (JOGMEC)
- 独立行政法人 新エネルギー・産業技術総合開発機構 (NEDO)
- 独立行政法人 産業技術総合研究所 (AIST)
- 独立行政法人 国際協力機構 (JICA)
- 日本地熱学会 (GRSJ)
- 日本地熱協会 (JGA) (日本地熱開発企業協議会の業務の一部を引き継ぎ)
- 一般財団法人 新エネルギー財団 (NEF)
- 一般社団法人 火力原子力発電技術協会 (日本地熱調査会の業務の一部を引き継ぎ)
- 一般財団法人 エンジニアリング協会
- 地熱発電開発ディベロッパーのプレスリリース
- 地熱発電開発推進県市町村のホームページ
- 超党派地熱発電普及推進議員連盟
- 再生可能エネルギー導入促進関連制度改革小委員会、新エネルギー小委員会

(日本地熱協会 安達正敏)

3.5 地中熱

世界的に見ると2015年に発表された地中熱ヒートポンプの年間利用実績は325PJとなっているが、我が国では2012年の実績が0.292PJと極めて普及が遅れた状況にあり、先進的な米国や中国と比べると、3桁低い状況にある。国内産業として見たとき、現在、地中熱利用を中核において営業している企業は少数であり、一般が入手できる地中熱専用のヒートポンプを製造しているメーカーは、国内で7社程度である。しかし、地中熱ヒートポンプの生産台数は着実に伸びてきており、トップメーカーであるサンポット社の生産台数が、2012年末に累計で1,000台に達した。このように市場が拡大する傾向を見せている中で、空気熱源のヒートポンプメーカーも、地中熱への関

心を示してきている。また、地中熱交換器については、導入当初は孔井の中に設置するボアホール方式のもののみであったが、近年は基礎杭を用いた工法が、国内のゼネコン及び鋼管メーカー等により開発されてきており、東京スカイツリーや羽田の国際線ターミナル等いくつかの大型建築物への適用も見られるようになってきている。このほか水平方式の地中熱交換器の設置も行われるようになり、小田急線の地下化に伴い、トンネルに地中熱交換器が敷設され、東北沢駅の空調に用いられている。

一方、ヒートポンプを用いない地中熱利用として、空気循環や熱伝導を利用するタイプのもがあり、戸建住宅、学校などで用いられている。これらの地中熱エネルギーの利用量はヒートポンプを用いたものと比べて少ないが、普及件数はヒートポンプを大きく上回っている。住宅産業の中で注目される分野である。

1980年頃から導入の始まったヒートポンプを用いた地中熱利用は、しばらくの間、年間数件の実績で推移していたが、2000年頃より増加傾向をたどっており、最近5年間では毎年20%前後の伸び率で推移している(図3.9)。地中熱ヒートポンプシステムには、地中熱交換器に水/不凍液を循環させて熱交換をするクローズドループと、汲み上げた地下水と熱交換するオープンドループとの2つのシステムがあるが、図3.9に示されているように近年はクローズドループの増加傾向が顕著である。

地中熱ヒートポンプは北海道から普及が始まったが、環境省がヒートアイランド対策として、夏季の冷房時に大気中への排熱のない地中熱ヒートポンプシステムに注目し、クールシティ推進事業、環境技術実証事業で取り上げられる中で、東京などの大都市圏でのシステム導入も増加してきている。これから予想される大規模な地中熱利用を前にして、2015年に環境省は「地中熱利用にあたってのガイドライン」を改訂している。

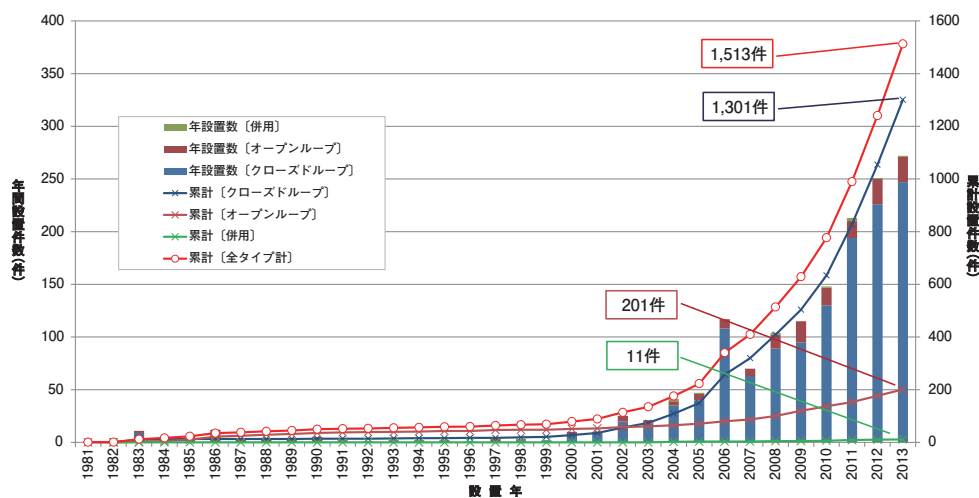


図 3.9: 地中熱ヒートポンプの設置件数 1980-2013年 (出所: 環境省, 2015)

2016年は経済産業省と環境省の補助金の枠組みが大きく変更になり、両省が連携して自家消費の再生可能エネルギーの発電と熱利用の導入支援を行っている。経済産業省の補助金は民間事業者が、環境省の補助金は地方自治体と非営利団体が対象となっている。また、2014年からは5年間の予定で始められたNEDO事業再生可能エネルギー熱利用技術開発は、2016年時点で20テーマが実施されており、それらのうち15テーマが地中熱利用に関連するものとなっている。

建物の標準仕様の中にも地中熱ヒートポンプが入ってきている。2013年に国土交通省は、公共建築工事標準仕様書(機械設備工事編)に地中熱交換井設備の項目を追加すると共に、「官庁施設における地中熱利用システム導入ガイドライン(案)」を公表している。さらに、2017年4月の省エネ基準適合義務化を控え、2016年4月には地中熱ヒートポンプの一次エネルギー消費算定プログラムが建築研究所から公表され、地中熱も他の熱源機器同様に省エネ基準(非住宅)での評価ができるようになっている。

(地中熱利用促進協会 笹田政克)

3.6 バイオマス

(1) バイオマスエネルギー市場の動向

2012年7月からのFIT制度開始以来、バイオマス発電の認定・計画・稼働は予想を超えて急増している(表3.7)。2015年度のバイオマス発電の電気買取額は、1,233億円である。2015年度末までに認定されている370万kWがすべて稼働するならば、年間約6,600億円の電気買取額となる。ただし、安定的な燃料調達に困難であるといった理由から、これらすべてが稼働するとは考えにくい。今後とも増加していくことは間違いないであろう。

また、バイオマス発電プラントの市場規模も、年間1,000億円以上となろう。

熱利用については、燃料は廃棄物や自己生産が多く、その市場規模のデータは見当たらない。2013年の日本国内のバイオマス熱利用の推計値、石油換算186万kl

に現在の石油価格(重油価格80円/リットル)を乗じれば、約1,500億円となる。

(2) バイオマスエネルギー利用のマトリックス

表3.8は、日本における各種バイオマスエネルギー利用の概要を、マトリックスにまとめたものである。

小規模コージェネは、ヨーロッパでの成功事例は多いが、日本では導入が始まったばかりである。必要とする燃料の量は少ないが、日本ではこれまで存在していなかった高い品質が求められることが多く、経験の浅い事業者が成功させるハードルは高い。

発電出力5,000kW規模の未利用木質バイオマス専焼発電は、採算がギリギリで発電効率は20%台と低く、年間10万㎡といわれる大量の安定的な未利用材の調達は難しい。

大規模木質バイオマス専焼発電では、輸入バイオマスを使うことが多く、エネルギーセキュリティや地域経済への貢献は少なくなる。また、遠方からのバイオマス輸送は、その分、エネルギーを消費する。石炭混焼では、燃料が岩手県釜石市の新日鉄住金のように地元の未利用材であれば、地域経済への貢献が期待できる。

FIT認定をとった廃棄物発電は、事業リスクが低く、地域で導入しやすい。発電効率が低いのが欠点だが、熱利用を拡大できれば、総合利用効率は上げられる。熱需要のある工場や農業施設を周辺に誘致することも考えられる。デンマークでは、わらなども燃やし、廃棄物コージェネレーション施設の排熱を、熱供給網で利用している。国内でも、金沢市などで一般廃棄物発電施設に、間伐材を混

表3.7: FIT制度におけるバイオマス発電稼働・認定状況

	メタン発酵	未利用木材		一般木材	リサイクル木材	廃棄物	合計
		2000kW未満	2000kW以上				
稼働件数	80	5	28	17	2	54	186
認定件数	174	25	49	119	5	86	458
稼働容量[kW]	22,379	6,240	266,406	228,769	9,300	164,072	697,167
認定容量[kW]	61,315	28,524	399,373	3,276,901	36,950	245,716	4,048,778

※ 新規(移行認定は含まず)。2016年9月末時点。容量はバイオマス比率を考慮した数値(混焼の非バイオマス分を除いたもの)(出所: 経済産業省ホームページより作成)

表3.8: バイオマスのエネルギー利用のマトリックス
(出所: 泊みゆき(バイオマス産業社会ネットワーク))

	熱利用	小規模コージェネ	5,000kW未利用木質	大規模専焼	石炭混焼	ごみ発電混焼
事業性	○-△	○-×	△-×	○-×	○	○
利用効率	○	○	×	×	△	○-×
燃料調達	○	○-×	△-×	△-×	○	○
地域貢献	○	○	○-△	○-×	○-×	○

注: この表では一般的な特徴を捉えたものであり、例外的事例は考慮していない

焼している。

バイオマスのエネルギー利用の王道は、熱利用である。マトリックスでも、熱利用が最も評価が高い。バイオマス発電は、製材工場や食品工場など、燃料が集めやすく熱需要があるところでコジェネレーションを行うほかは、地域の廃棄物発電に雑多なバイオマスを集約し、できるだけ熱利用を行っていくというのが、経済的負担を最小にしながらエネルギー自給や地域経済に最も貢献すると考えられよう。

(3) バイオマスエネルギー市場の課題

FIT制度は劇的に再生可能エネルギーを拡大する効果があったが、一方、大きな欠陥を抱えたままスタートした。2016年のFIT法改正により一部は正が図られたが、まだまだ課題は多い。

第一に挙げられる課題は、特に一般木質バイオマス発電において、発電規模別の買取価格が導入されていないことである。木質バイオマス発電の発電コストは5,000kW規模で産出されているにもかかわらず、100万kWを超える石炭火力発電にもFIT価格が適用されている。大規模になるほど見かけ上の発電コストが低くなることから、大規模な木質バイオマス発電事業の認定が相次いでいる。

木材は、建材、合板、家具、紙、熱など様々な利用がされ、また地域や地球環境にとって重要な生態系である、森林の主要な構成要素である。そのため、経済的・社会的・環境的な配慮に欠くと、森林破壊や土地利用をめぐる紛争、他用途との競合などを引き起こす可能性がある。FIT認定された木質バイオマス発電所の原料予定量の半分以上は、輸入バイオマスである。輸入バイオマスに関して、FIT制度では「合法木材」が要件となっているが、欧州では温室効果ガスのライフサイクルアセスメントを含めた固体バイオマス持続可能性基準の導入が進んでいる。今後、大量のバイオマス輸入が予測されることから、こうした政策の導入も検討すべきであろう。

バイオマスエネルギー利用は、熱利用が基本であり、発電の場合もより高い利用効率が見込める熱電併給(コジェネレーション)が望ましい。だが、日本では一般に熱のカスケード利用や地域熱供給が普及しておらず、これがバイオマスのコジェネレーション利用の阻害要因となっている。このほか、膨大なバイオマス資源ポテンシャルがある国内の人工林を適切に利用するための林産業のバランスの取れた振興や、顧客に適切な設計や施工ができる企業・人材の育成も主な課題として挙げられる。

一方、これまで補助金を大量につきこみながら、日本でバイオマスエネルギー利用がなかなか普及しなかった背景には、自治体や森林組合などビジネスのメンタリティに

欠ける事業者が主体になってきたことが大きいと考えられる。FITを契機として、多数の企業がバイオマスエネルギー利用に参入し、活性化・普及することが期待される。

※バイオマス発電をめぐる状況についてさらに詳しくは、「バイオマス白書2016」を参照のこと¹¹⁸

(バイオマス産業社会ネットワークBIN 泊)

3.7 太陽熱

(1) 市場動向

2015年の太陽熱利用システム市場は2014年から微減となった。2015年の主要メーカーによる太陽熱利用システム市場の新規設置台数は2万5,000台となっている¹¹⁹。これは2014年から3万3,000台から、25%減となり、2011年以降5年連続減少している。太陽熱利用システムには、主に自然循環型システム(以下、太陽熱温水器)と強制循環型システム(以下、ソーラーシステム)があり、販売数の多くは太陽熱温水器である。2015年のソーラーシステム販売台数は、約3.5千台であり、同様に減少傾向を続けている。

過去の導入量や廃棄量も考慮したストックベースでの導入量も引き続き減少しており、当研究所の試算によると、2015年の単年導入量に対してストックベースでの減少量は2.5倍大きくなっている。この試算では太陽熱温水器の使用期間は20年としており、15年を過ぎてから20%ずつ廃棄されていく計算としている。

空気集熱式の太陽熱利用システムを手がけるOMソーラーでは、太陽光発電と空気式太陽熱利用システムを組み合わせ、暖房・給湯・換気・発電の4つの機能を持つOMクワトロソーラーを2013年に開発し、家庭で使うエネルギーをまかなえるようになっていた。ここ数年ゼロ・エネルギー・ハウス(ZEH)が認知度を高めていることから、OMクワトロソーラーも注目を集めている。

集合住宅における太陽熱利用は年によって導入数が大きく上下している。2014年の共同住宅への太陽熱利用システムの導入は200件弱であったが、2015年は40件であった。

自治体の補助制度は2015年には239自治体が設けていて、その大半は住宅向けの設置補助やリフォーム時の資金への利子補給である。

2016年に、NEDOの「再生可能エネルギー熱利用技術開発」の一つとして一般社団法人ソーラーシステム振興協会・名城大学・国立研究開発法人建築研究所(IBEC)による「太陽熱集熱システム最適化手法の研究開発」が行われている。この事業では、実使用環境下で

¹¹⁸ バイオマス産業社会ネットワーク「バイオマス白書2016」 <http://www.npobin.net/hakusho/2016/>

¹¹⁹ 一般社団法人ソーラーシステム振興協会「2016 ソーラーシステム・データブック」 <http://www.ssda.or.jp/profile/publication2.php?FILENO=3>

太陽熱集熱機器の実証試験を行い、性能を適正に評価する太陽熱集熱システム最適化手法を開発することを目的としている。この手法を用いて機器の選定を行うことで機器コスト削減を目指すと共に、手法を元に一般利用可能な設計ツールを作成し、太陽熱集熱機器の普及を目指している¹²⁰。

(2) 産業動向

太陽熱利用機器の製造メーカー、機器メーカー（販売）は2016年に21社となっている（表3.9）。太陽熱温水器は少なくとも10社、ソーラーシステムは18社、太陽光・熱一体型システムは5社が販売している。

（ISEP 山下）

表 3.9: 太陽熱利用機器の製造機器メーカー一覧（2016年時点、ISEP 調べ）
（出所：ソーラーシステム振興協会「ソーラーシステムデータブック 2016」や各社ウェブサイトなどを参照）

企業名	太陽熱温水器	ソーラーシステム	太陽光・熱一体型	備考
アズマソーラー	○			
イースタン技研		○		
IFCJ エコライフラボ		○		平板型集熱器販売
エナテックス		○		
OM ソーラー		○	○	空気式集熱器
大阪テクノクラート		○		平板型集熱器販売
サンジュニア	○	○	○	
GF 技研			○	
長府工産	○	○		
長府製作所	○	○		
チリウヒーター	○	○		
寺田鉄工所	○	○		真空ガラス管型
東京ガス		○		真空ガラス管型も扱う
東西商事		○		
ノーリツ	○	○	○	
パロマ		○		
富士エネルギー		○		真空ガラス管型集熱器販売
富士ソーラー	○	○		
矢崎エナジーシステム	○	○	○	
コロナ	○			
パーパス		○		



写真 3：雄国太陽光発電所（会津電力）



写真 4：市民風車「あい風 未来」（厚田市民風力発電）

¹²⁰ 国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構「再生可能エネルギー熱利用の技術開発 6 テーマに着手 —低コスト化と普及促進を目指す—」
2016年2月25日

第4章 自然エネルギー・データ集

4.1 自然エネルギー電力

4.1.1 概況

(1) 全体トレンド

日本国内の自然エネルギーの割合は2010年度までは約10%で推移してきたが、2012年からスタートしたFIT制度により太陽光を中心に導入が進んだ結果、2015年度の国内の全発電量(自家発電を含む)に占める自然エネルギー(大規模水力を含む)の割合は14.5%程度となった(図4.1)。図4.2および表4.1には、2010年度以降の各種の自然エネルギーおよび原子力発電による発電量の、全発電量に占める割合の推移を示す。2011年3月の東日本大震災および東京電力福島第一原発事故の影響により原子力発電の割合は2011年度に10%未満に低下し、自然エネルギーの割合を下回った。2012年7月にスタートした自然エネルギー電気のFIT制度により自然エネルギーの割合は太陽光を中心に増加し始めたことがわかる。原子力発電の発電量は、2014年度にはゼロとなり、2015年度も1%未満となっている。一方、化石燃料を燃料とする火力発電による発電量の割合は、2012年度以降90%を超えたが、日本全体の発電量が減少と自然エネルギーの増加により、火力発電の発電量は2013年度以降は減

少傾向にあり、CO₂の排出量も2014年度以降は減少している(図4.3、表4.1)。2013年度以降、GDPは少しずつ上昇しおり、経済成長に対して日本全体のCO₂排出量や発電量などのデカップリングが進み始めていると考えられる。

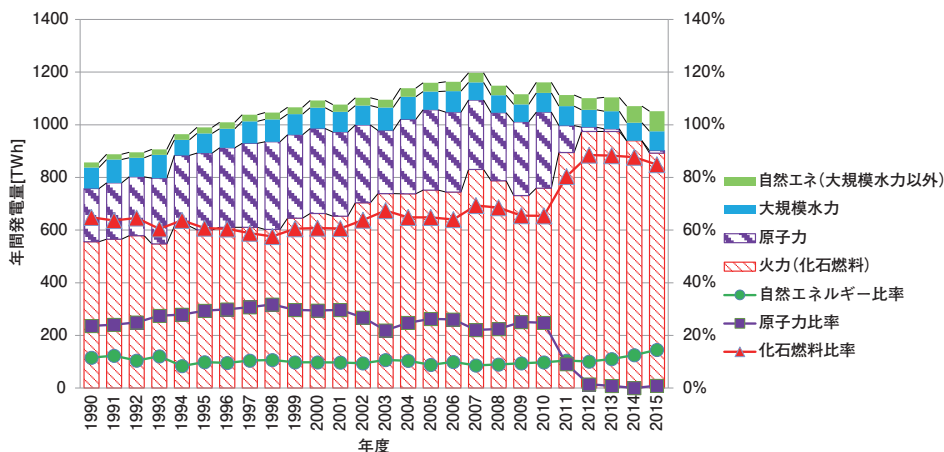


図 4.1: 日本国内の発電量の推移
(出所: 電気事業便覧、電力調査統計などより ISEP 作成)

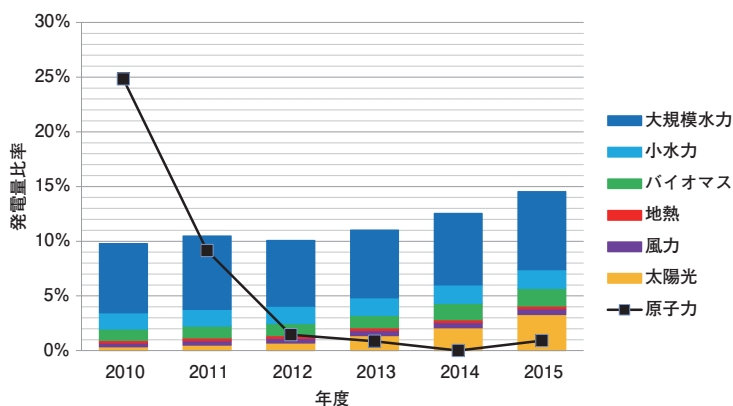


図 4.2: 日本国内の自然エネルギー・原子力発電の比率の推移
(出所: 電気事業便覧、電力調査統計などより ISEP 作成)

表4.1: 自然エネルギーの割合などの推移
(出所: 電力調査統計、環境省、統計局データより ISEP 作成)

項目	2010年度	2011年度	2012年度	2013年度	2014年度	2015年度
太陽光	0.4%	0.5%	0.7%	1.4%	2.1%	3.3%
風力	0.4%	0.4%	0.4%	0.5%	0.5%	0.5%
地熱	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%
バイオマス	1.0%	1.1%	1.1%	1.1%	1.5%	1.6%
小水力	1.5%	1.6%	1.6%	1.6%	1.7%	1.7%
大規模水力	6.3%	6.7%	6.0%	6.2%	6.5%	7.1%
自然エネルギー	9.8%	10.5%	10.1%	11.0%	12.5%	14.5%
原子力発電	24.8%	9.1%	1.5%	0.9%	0.0%	0.9%
CO ₂	100	104	107	108	104	101
GDP	100	99	99	102	104	107
全発電量	100	96	95	95	92	91
火力発電	100	118	128	128	124	118
自然エネルギー	100	103	98	106	116	132

日本国内における自然エネルギーの導入状況について、電力分野のトレンドの推移を示す。図4.4に示すように2015年度末の自然エネルギー（大規模な1万kW超の水力発電は除く）による発電設備の累積設備容量の推計は約4,370万kWに達しており、前年度比で約30%増加した。この国内の自然エネルギーの急成長では2013年度以降、太陽光発電が大きな役割を果たしており、2015年度末に3,300万kW近くに達して、前年度比で約40%の増加と

なっている。FIT制度が始まる以前の2010年度と比較すると、自然エネルギー全体（大規模な水力発電を除く）の設備容量では約3.3倍に増加しているが、太陽光発電は8.5倍にも増加している。太陽光発電以外では、風力発電が1.3倍になった他は、バイオマスが1.2倍、地熱と小水力は横ばいの状況になっている。

1990年度から2015年度までの累積の設備容量から発電種別に設備利用率を仮定し、各年度の年間発電量を推計した結果を図4.5および表4.2に示す。発電設備の増加率が40%近かった太陽光発電が、年間発電量で日本国内の全発電量の約3.3%を占め、自然エネルギーの中で大規模な水力発電に次いで大きな割合となった。小水力発電（1万kW以下）は、発電設備の増加率は1%程度に留まっているが、年間発電量は全発電量の約1.7%を占めている。バイオマス発電は、発電設備の増加率が8%あり、全発電量の約1.6%を占めている。風力発電は、発電設備の増加率が8%程度あるが、日本国内の全発電量に占める割合は、いまだ0.5%程度に留まっている。地熱発電は、発生蒸気量の減少などにより発電量が減少傾向にあり、2015年度も全発電量の0.3%程度に留まっている。

一方、日本国内の全発電量（2015年度の推計値は約1兆285億kWh、自家発電を含む）に対しては、自然エネルギーによる発電の割合は約7.4%程度にまで増加してきており、2010年度の3.5%程度から約4ポイント程度増加した。この発電量の推計の前提条件は、表4.3のとおりである。国内の発電量全体には、一般電気事業者、その他発電事業者および自家発電を含む。その結果、2015年度の日本国内の全発

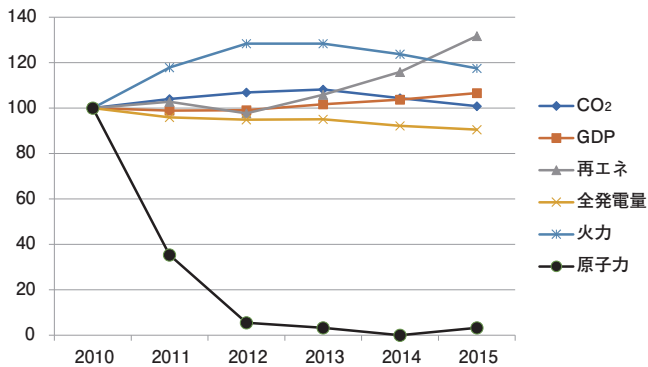


図 4.3:2010 年度以降の発電量・CO₂・GDP の推移
(出所：電力調査統計、環境省、統計局データより ISEP 作成)

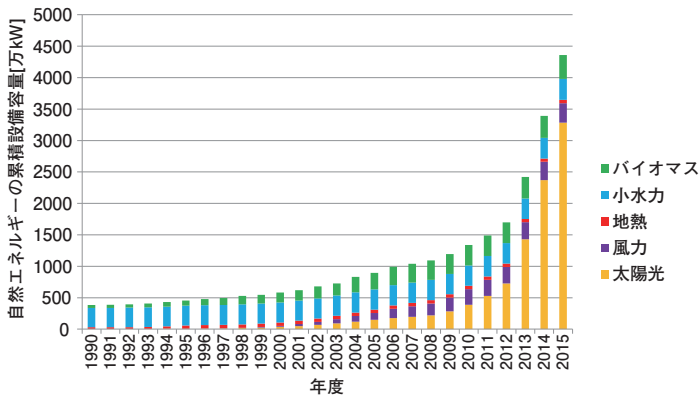


図 4.4: 日本国内の自然エネルギー発電設備の累積設備容量
(出所：ISEP 調査)

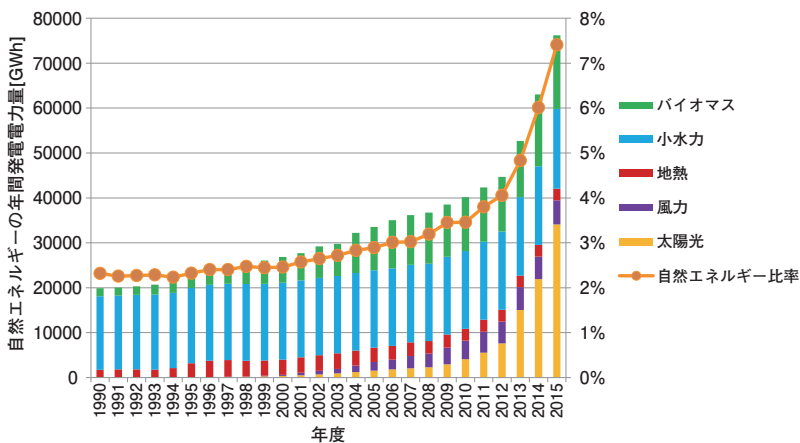


図 4.5: 日本国内の自然エネルギー（大規模水力を除く）による発電量の推計（出所：ISEP 調査）

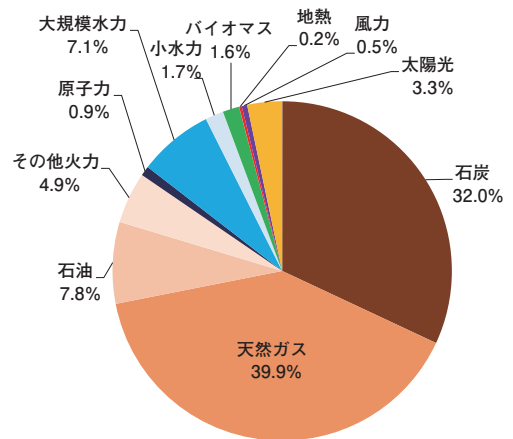


図 4.6: 日本国内の 2015 年度の年間発電量の内訳
(出所：電力調査統計などから ISEP 作成)

電量(自家発電を含む)に占める自然エネルギー(大規模水力を含む)の割合は14.5%と推計される(図4.6)。図4.7には月別の自然エネルギーによる発電量の変化を示す。自然エネルギーによる発電量が最も大きい月は8月だが、

割合が最も高くなるのは5月で20%近くに達する。

表4.2に示す様に太陽光発電は2015年度末までに累積の設備容量が3,200万kW以上に増加した。2009年度に新たな余剰電力の買取制度が、2012年度には本格的なFIT制度が始まり、制度開始後3年目の2014年度の年間導入量は940万kWに達し、翌2015年度には約920万kWとなって、2015年も前年に引き続き中国に次ぐ世界第2位の太陽光発電の年間導入量となった。

風力発電は、2015年度末で累積設備容量317万kWとなった。年間の導入量は2014年度には約22万kWだったが、2015年度には年間25万kWと増加傾向にある。JWPA(日本風力発電協会)から発表された2016年度末の予測では、累積設備容量が337万kWに達するが、年間導入量は30万kWに留まる。風力発電は、FIT制度がスタートした2012年度以降も、法的な環境アセスメント手続きの長期化や電力システムの制約などで本格的な導入にはなお時間がかかる状況となっている。2015年度末の時点で、FIT制度の設備認定を受けていて運転を開始していない設備は、約220万kWある。さらに、環境アセスメントの手続きに入っている設備は、FIT設備認定を受けた設備を除いて700万kW以上あると言われている。

地熱発電は2000年以降の新規設備導入が無い状況が続いていたが、FIT制度の開始に伴い、2015年度には前年度に引き続き約5,000kWの地熱発電設備が導入された。全国で多くの地熱の資源調査や開発計画がスタートしており、自然公園内での規制緩和や温泉事業者との合意形成などの課題解決が進められている。

小水力発電(出力1万kW以下)については、1990年度以降の新規

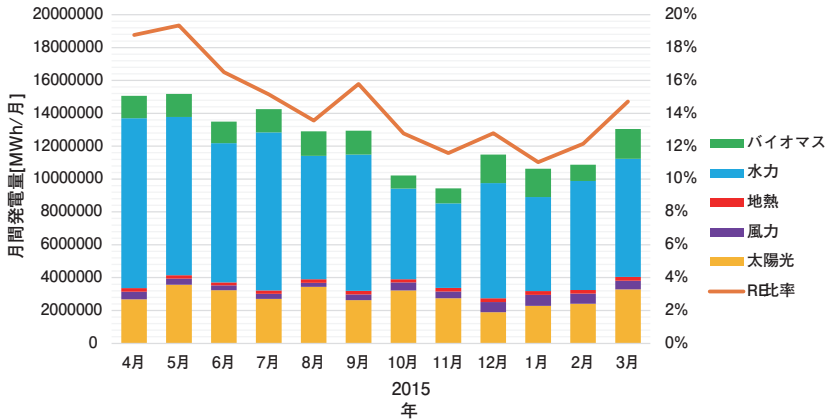


図 4.7: 日本国内の月別(2015年度)の自然エネルギー(大規模水力を含む)の発電量の内訳および割合(出所:電力調査統計等からISEP作成)

表 4.2: 2015年度の日本国内の自然エネルギーによる発電設備容量と発電量の推計値(出所: ISEP調査)

種別	年間設備導入量 [万 kW]	増加率 [%]	累積設備容量 [万 kW]	推計発電量 [GWh]	発電量比率 [%]	発電量全体比率 [%]
太陽光	916.0	38.7%	3,286	34,085	44.7%	3.31%
風力	24.5	8.4%	317	5,381	7.1%	0.52%
地熱	0.5	1.0%	52	2,567	3.4%	0.25%
小水力	5.2	1.6%	333	17,777	23.3%	1.73%
バイオマス	29.4	8.4%	380	16,395	21.5%	1.59%
合計	975.5	28.8%	4,368	76,205	100%	7.41%

表 4.3: 国内自然エネルギーの発電量の推計方法

種別	発電量の推計方法
太陽光	2014年度以降は電力調査統計。2012年度・2013年度はFIT運転開始および移行認定の設備容量、2011年度まではJPEA国内向け出荷量から累積の設備容量を推計。2013年度までは年間発電量は設備利用率(12%)から推計したが、2014年度以降は電力調査統計に住宅用自家消費を加算(自家消費率を30%と仮定)
風力	2014年度以降は電力調査統計。2012年度・2013年度は「電気事業便覧」の実績値。2003～2011年度はRPSでの供給量。2012年以前は設備容量から、設備利用率(20%)による推計
地熱	2013年度以降は電力調査統計の発電実績から計算。2011年度までは火力原子力発電技術協会「地熱発電の現状と動向」の実績値
小水力	(社)電力土木技術協会が公表している「水力発電所データベース」より最大出力1万kW以下の水路式でかつ流れ込み式あるいは調整池方式の発電所およびRPS対象設備から設備利用率(61%)を利用して推計。
バイオマス	2014年度以降は電力調査統計の発電実績から計算。2013年度まではRPS対象設備よりバイオマス比率がおおよそ60%以上のものの設備容量から設備利用率70%、バイオマス比率60%で推計

導入設備が少ない状況が続いていたが、出力3万kW未満の規模の中小水力発電設備がFIT制度の対象となり、全国各地で調査や事業の開発がスタートしている。FIT制度による中小水力発電の2015年度の年間導入量は約7万kWだが、そのうち1,000kW未満の小水力発電の2015年度の導入量は約1.2万kWであり、92カ所程度の発電所が運転を開始している。

バイオマス発電については、FIT制度開始以前は一般廃棄物や産業廃棄物を中心とした廃棄物発電の普及により設備容量が増えてきたが、FIT制度開始以降は、国内の豊富な森林資源を活用する木質バイオマス発電の設備が増え始めている。特にFIT制度で高い買取価格の対象となる間伐材などの「未利用木材」については、これまでその多くがコスト面で利用が困難だったが、原料調達のためのサプライチェーンの構築と共に、全国各地で出力5MWを超える比較的大型のバイオマス発電の導入が始まっている。しかし、実際には現状では未利用木材の調達はコストの面から難しいケースも多くあり、海外からの木材(PKSも含む)などの「一般木材」を燃料とするバイオマス発電設備の設備認定が増加している。2015年度は未利用木材を原料とするバイオマス発電設備が新たに13.8万kW(15施設)導入され、前年度の2.5倍程度の年間導入量となったが、一般木材についても9.6万kW(4施設)と前年度から3.6倍増加した。その他、2015年度には一般廃棄物を処理するバイオマス発電設備が4.7万kW(17施設)導入されたほか、バイオガス発電設備が7,400kW(20施設)導入されている。

(2) 太陽光発電

2009年11月から開始された余剰電力に対する固定価格買取制度や2009年度から再開された住宅用太陽光発電への補助金制度などの効果もあり、国内の太陽光発電設備の累積導入量は2015年度末までに3,280万kW(ISEP推計)に達した。2012年7月からスタートした固定価格買取制度により、日本国内の太陽光発電市場は一気に拡大し、2014年度末までに2,370万kWに達していたが、2015年度の1年間で約910万kWが導入された。これはFIT制度の始まった2012年度の年間導入量200万kWの4.5倍と大幅な増加を示している。一方、国内メーカーによる太陽電池モジュールの2015年度の国内出荷量は約710万kWで、これは前年度比20%以上の減少だった。2015年度は前年度に対して非住宅用の市場も20%以上減少しているが、2011年度の20万kWに対して約27倍の550万kWに達している。一方、2011年度まで日本の太陽光発電の市場をリードしてきた住宅用の太陽光は2013年度には240万kWに達したが、2015年度には150万kWにまで減少となっている。この規模の国内市場に対して、国

内のモジュール生産だけでは追いつかず、海外生産モジュールの輸入が引き続き行われている。2015年度は440万kWが海外生産品として国内向けに出荷されており、国内出荷量の全体の約63%に達している。

2012年7月にスタートした固定価格買取制度では、10kW未満については従来の余剰電力の固定価格買取制度が継承されている。一方、出力10kW以上については、基準となるコストデータで規模別の違いがあるにも関わらず一律の調達価格が設定され、特に1,000kWを超える大規模なメガソーラーの計画が全国で一気に加速した。2015年度末の設備認定の実績では、FIT制度開始後に新たに設備認定を受けた全設備容量8,732万kWの92%にあたる7,993万kWが太陽光発電となっており、住宅用(10kW未満)が464万kW、非住宅用の10kW以上1,000kW未満が3541万kWに対して、1,000kW以上が45%以上の3,988万kWに達している。

(3) 風力発電

日本国内の風力発電は1980年から開始されたが、本格的な導入は1,000kW機が登場した1999年以降で、設備容量の合計が数万kWを超える大型のウィンドファームも21世紀に入ってから建設が始まった。2001年度以降は年間10万kW以上が導入されるようになり、2006年度には40万kWが導入された。2009年度頃からは設備規模の1基あたり2,000kWを超えるようになったが、年間の導入量は30万kW程度に留まっていた。地域別では風況の良い北海道、東北、九州での導入量が多いが、電力システムの制約により電力会社ごとに「接続可能量」が設定されているほか、北海道の北部や東北地方の日本海側では地域の電力システムの容量が不足しており、地域内送電網の整備が政府の支援により民間の事業として検討されている。

2015年度の年間導入量は15.7万kWとなり、2015年度末までの累積導入量はやっと300万kW以上となって、308万kWまで来た。新たな設備認定も、2015年度末までに約283万kWとなり、RPS制度からの移行認定分253万kWを含めれば517万kWに達する。近年は、立地への各種制約や2008年の建築基準法の改正、および世界的な風力発電設備への需要の増加などにより、発電事業の開発のハードルが高くなり、単年度導入量は低迷していた。2012年7月からFIT制度がスタートし、20kW以上の事業用の風力発電に対して比較的高い調達価格が設定され、適地において新たな導入計画が増えている。しかし2013年度の年間導入量は約6.5万kWまで減少した。その背景には2012年から施行された環境アセスや補助金制度の見直しの影響等も出ている。2012年10月から一定規模(1万kW)以上の風力発電が国の環境影響評価(法アセ

ス)の対象となり、新規の風力発電の計画から運転開始までには4~7年近くかかる状況となっていたため、手続き方法の見直し等が行われ始めている。2016年末の時点で総出力1,000万kW以上の風力発電設備がこの環境影響評価の手続きを行っている(その中に設備認定を受けた風力発電設備も含まれる)。

洋上風力発電の買取価格が2015年度から新たな区分として高めに設定(陸上風力22円に対して、洋上風力は36円/kWh)され、全国の10カ所程度の沿岸地域(一般海域、港湾区域)で洋上風力の事業計画が公表されている¹。着床式の洋上風力発電については、NEDOによる実証試験が千葉県銚子沖と福岡県北九州沖で2012年度から実施された²。さらに、長崎県五島沖では浮体式の洋上風力発電の実証試験が2012年10月から始まり、2MW級の洋上風車の実証試験が2015年度末まで実施された³。福島県沖でも大規模な実証事業が2012年11月から始まっており、2013年11月には2MW級の浮体式洋上風車「ふくしま未来」が運転を開始し、2015年12月には出力7MWの世界最大級の浮体式洋上風車「ふくしま新風」が運転を開始した。2016年8月には出力5MWの風車「ふくしま浜風」が設置され、合計14MWの世界最大級の浮体式洋上発電の実証サイトとなっている⁴。

(4) 小水力発電

日本国内の水力発電設備は、その大半が1990年以前に導入されたものである。2015年度末の出力1万kW以下の小水力発電の設備容量は推計で332.7万kW(1,429基)であり、これは、国内すべての水力発電の設備容量の約7%にあたる(出力1,000kW未満の小水力発電設備は、約20.9万kW)。2015年度に新規に導入された1万kW以下の小水力発電の設備容量は約5.2万kWで、設備数77基となっており、1件あたりの設備容量は約670kWとなっている。これは2014年度に新規に導入された1.1万kW(37基)を大きく上回っている。

2012年7月にスタートしたFIT制度では、出力3万kW未満の中小水力発電設備が対象となっており、3区分(200kW未満、200kW以上1,000kW未満、1,000kW以上3万kW未満)の規模別に買取価格が設定されてきたが、平成29年度以降は、新たに5,000kW以上3万kW未満の区分が設けられ、4区分となる。2015年度末までの中小水力発電の設備認定は77.6万kWになっているが、そのうち設備容量1,000kW以上の合計が68.6万kWと約9割を占めている。一方、1,000kW未満の設備認定は、9.0万kWに留まるが、件数は303件に上る(平均の設備容量は234kW/件)。ただし、このうち運転を開始している水力発電設備は、2015年度末時点で16.0万kWに留まり、1,000kW以上が13.4万kWと8割

を超えている。FIT制度のもとで新たに運転を開始している1,000kW未満の小水力発電は2.6万kWに留まり、設備数は165基である(平均の出力は158kW/基)。

(5) 地熱発電

1966年に国内初の地熱発電所が運転を開始してから、1999年までに国内の地熱発電所の設備容量は53万kWに達したが、2000年以降、2011年度までに導入された地熱発電所はほとんどなく、既存設備の修正などで設備容量は54万kW程度に留まっていた。2012年度に一部の発電設備で認可出力の2.5万kW低減が行われ、累積設備容量は51万kWにまで低下した。その後、2014年度に引き続き2015年度も5,000kW(10基)の小規模な地熱発電の設備が運転を開始し、認可出力は52万kWを上回っている。一方、年間の発電量は2003年をピークに減少しており、2010年度以降は下げ止まって、2015年度の実発電量は前年度並みとなっているものの長期的な減少傾向にある。

1970年代のオイルショック後に地熱開発の機運が高まり、民間主導で地熱発電設備が導入された。その後、1990年からは国の主導する各種補助金による政策で発電設備の導入が進んだが、1999年の八丈島への導入を最後に設備の導入が進まず、「失われた10年」と呼ばれるような状況となった。大部分の地熱発電は、運用上、新エネルギーとして位置づけられておらず、RPS法の対象にもなっていなかった。2012年からのFIT制度では、地熱の事業リスクの高さを考慮した買取価格が規模別(1.5万kW未満、1.5万kW以上)に設定され、2015年度末までの設備認定は7.6万kW(71件)となったが、そのうち約9,800kW(21件)が運転を開始している。大規模な地熱発電の開発には10年程度を要すると言われているが、自然公園などでの地熱発電への規制の見直しと共に新たな開発計画が有望地域で始まっており、その大きな資源ポテンシャルと国内産業育成の観点から注目されている。2016年3月末の時点で、JOGMECによる開発調査事業費の助成案件(平成24年度から平成27年度)が北海道、東北、九州を中心に47件に上る。

(6) バイオマス発電

バイオマス発電の燃料となるバイオマス資源の種類は多岐にわたる。森林を起源とする木質バイオマス、食料や畜産系のバイオマス、建築廃材などの産業廃棄物系バイオマス、生ゴミなどの一般廃棄物系バイオマスなどがある。これらのバイオマス資源を直接燃焼、あるいはガス化やメタン発酵させ、その熱エネルギーにより発電が行われている。2015年度末の国内の累積設備容量は約380万kWとなっており、2000年比で約2.4倍に増加している。

¹ 第25回調達価格等算定委員会資料1「洋上風力発電のコストデータ」

² NEDO 洋上風力発電プロジェクト <http://www.nedo.go.jp/fuusha/>

³ 環境省 浮体式洋上風力発電実証事業 <http://goto-fowt.go.jp/>

⁴ 福島洋上風力コンソーシアム <http://www.fukushima-forward.jp/>

設備容量では一般廃棄物発電が約200万kW(52%)、産業廃棄物発電が116万kW(30%)と全体の約8割を占めており、その大部分がRPS認定設備だった(2012年7月以降、約3割にあたる106万kWの設備はFIT制度へ移行)。森林の木質バイオマスを活用した発電は約62万kW(16%)と徐々に増加傾向にあり、林業の活性化や国産材の積極的な利用による森林バイオマス資源のカスケード利用が強く望まれている。また、バイオマスについてはエネルギー効率の観点から熱利用が推奨されているが、大きな熱需要のある工場での利用などに留まっている。さらに、バイオマス発電については、利用するバイオマス資源の種類に応じてCO₂削減効果やその持続可能性についての評価が難しく、排出量取引制度などの関連でもより公正な評価が求められている。

2012年7月からスタートした固定価格買取制度では、発電方式や使用する燃料の種類に応じて調達価格が設定されており、メタン発酵によるバイオガス発電や間伐材などの未利用材を使った木質バイオマス発電が比較的高い調達価格に設定されている。ただし、電熱併給(コジェネレーション)への優遇などは制度上考慮されておらず、これまであまり活用されてこなかった未利用木材(間伐材など)を大量に利用する比較的大規模(出力5,000kW以上)なバイオマス発電が全国で計画されている。2015年度末の時点で370万kW(418件)のバイオマス発電が設備認定(移行認定は含まず)されているが、295万kW(104件)が一般木材(輸入材を含む)を燃料としており、未利用木質の42万kW(68件)と合わせて木質バイオマス発電が338万kW(172件)に達している。その他、メタン発酵が5.6万kW(165件)、産業廃棄物が3.4万kW(4件)、一般廃棄物が23.4万kW(77件)となっている。なお、これらの設備容量は燃料のバイオマス比率を考慮してバイオマス分のみを対象にしたものである。このうち2015年度末までに運転を開始したバイオマス発電設備は、設備認定の14%にあたる51.8万kWに留まっており、一般廃棄物14.7万kW、未利用木質が20.7万kW、一般木材が13.8万kW、メタン発酵が約1.7万kWとなっている。

(ISEP 松原)

4.1.2 太陽光発電

(1) 導入量の推移

日本国内での太陽光発電の導入量の1990年代からの推移を見るために、1990年

度から2015年度までの太陽光発電の太陽電池モジュールの出荷量データを図4.8に示す⁵。これらは住宅用・民生用・産業用のほかの用途も含めたすべての出荷量を含んでいる。国内出荷量は2008年度まで頭打ちとなっていたが、2009年度以降は住宅用太陽光発電設備への補助金制度の復活や新たな余剰電力の固定価格買取制度により国内への出荷量が伸び出した。2012年7月からスタートしたFIT制度による急速な国内市場の拡大に伴い、2013年度のモジュール出荷量は855万kWと前年度の2.2倍となり、ほぼ100%が国内向けの出荷となった。さらに2014年度には国内向けのモジュール出荷量は過去最大の922万kWに達したが、2015年度のモジュール出荷量は714万kWと前年度非23%の減少となった。一方、急速な国内出荷量の増加に応じて、海外からのモジュールの輸入が2012年度以降に急増し、2015年度も前年度に引き続き国内出荷量の63%に相当する約450万kWを海外から輸入しており、2015年度末の時点で国内累積出荷量の約5割に達している。

FIT制度が開始されるまでに導入された太陽光発電設備については、その大部分が出力10kW未満の住宅用太陽光発電設備だった。しかし、第3章の図3.2および

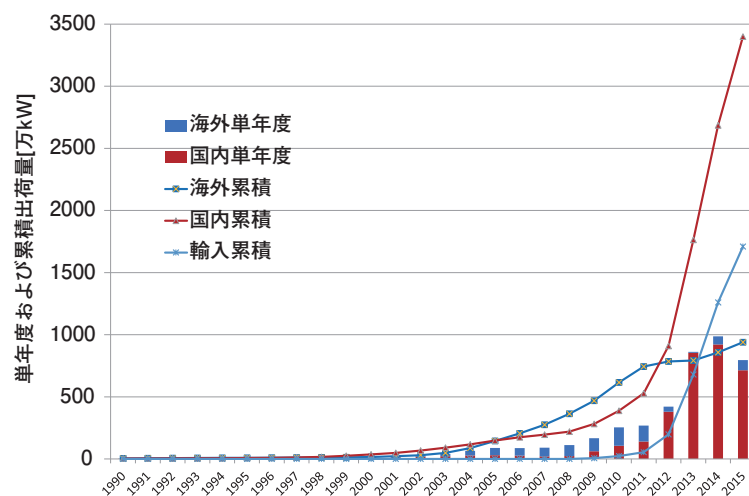


図4.8: 太陽電池モジュールの出荷量の推移
(出所: JPEA データより ISEP 作成)

表4.4: FIT制度による太陽光発電の導入量
(出所: 資源エネルギー庁データより ISEP 作成)

設備容量 (FIT認定区分)	2014年度末 [万kW]	2015年度新規 [万kW]	2015年度末 [万kW]	割合 (2015年度末)
10kW未満	779	85	864	26.8%
10kW以上50kW未満	613	293	906	28.1%
50kW以上500kW未満	190	82	272	8.5%
500kW以上1000kW未満	204	88	292	9.1%
1000kW以上2000kW未満	368	237	605	18.8%
2000kW以上	152	130	282	8.8%
合計	2306	916	3222	100.0%
住宅(10kW未満)比率	33.8%	9.3%	26.8%	
非住宅(10kW以上)比率	66.2%	90.7%	73.2%	
メガソーラー(1MW以上)比率	22.6%	40.0%	27.5%	

⁵ 「太陽光発電出荷統計」太陽光発電協会ウェブサイト, <http://www.jpea.gr.jp/>

表4.4に示すように2015年度末までにFIT制度による太陽光発電の導入量は3,222万kWに達した(移行分を含む)が、そのうち、住宅用太陽光(10kW未満)は27%まで低下しており、非住宅用(10kW以上)が73%を占めている。出力1MW(1000kW)を超えるメガソーラーの比率も

それまでに28%近くに達している。2015年度の1年間で、916万kWもの太陽光発電設備が導入されたが、住宅用太陽光の年間導入量は85万kWに留まり、非住宅用の太陽光が831万kWと年間導入量が10倍近くに達している。日本の太陽光発電は、2016年の年間導入量も860万

kWとなったため⁶、累積導入量で2016年末までに4,200万kWに達した。その結果、2016年の年間導入量が120万kWに留まったドイツの累積導入量4,100万kWを超えたことになる(図4.9)。一方、中国では2016年の年間導入量が3,400万kWに達したことにより、累積導入量は7,700万kWとなり、日本やドイツの2倍近くに達した(図4.10)。

(2) 住宅用太陽光発電の動向

住宅用太陽光発電は、

特に2009年以降、余剰電力の固定価格買取制度により、導入が進むようになり、2012年からのFIT制度開始以降もその導入の勢いが継続してきたが、非住宅用の急成長に伴い、2014年度以降は住宅用太陽光は停滞する傾向にある。図4.11に示すように、2015年度の住宅用太陽光(10kW未満)の年間導入量は約85万kWと前年度と同じ低い水準に留まっている。FIT制度のスタート後、2012年度は127万kW、2013年度は131万kWの住宅用太陽光が新たに導入されていた。太陽光発電の年間導入量では、住宅用太陽光の比率は、2012年度には64%だったが、2015年度は約9%にまで低下している。

(3) 非住宅用太陽光発電の動向

FIT制度により、非住宅用の太陽光発電の導入量は2013年度以降、飛躍的に増加した。図4.11に示したように、2015年度には年間で830万kWの非住宅用太陽光が導入され、過去最高だった2014年度の857万kWとほぼ同じレベルである。2015年は、世界的にも中国に次ぐ第2位の年間導入量になっている。2012年度の非住宅用の年間導入量の割合はまだ35%程度だったが、2014年度には91%に達し、2015年度も91%となっ

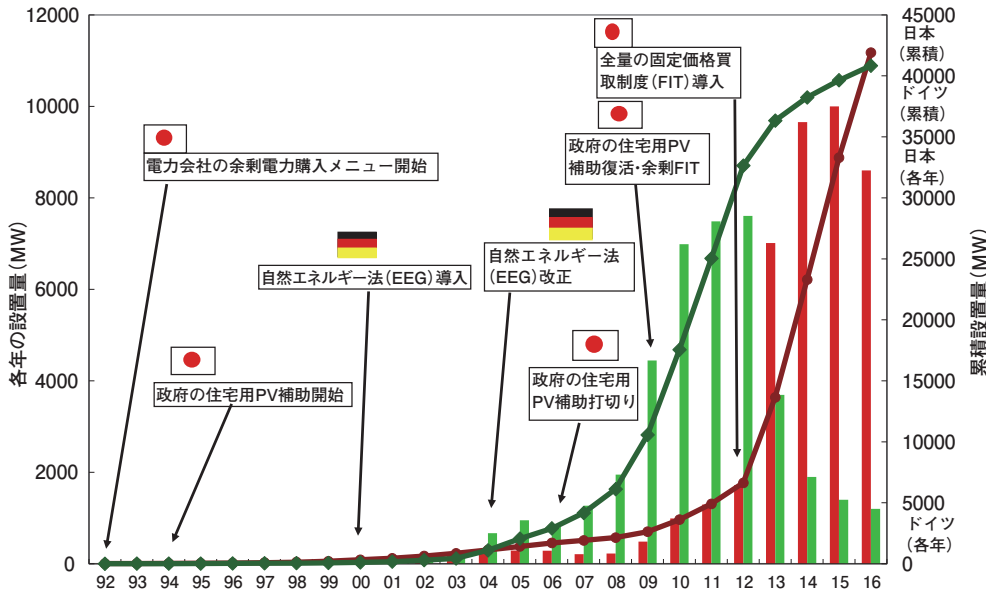


図 4.9: ドイツと日本での太陽光発電の導入量の推移 (出所: IRENA データなどから ISEP 作成)

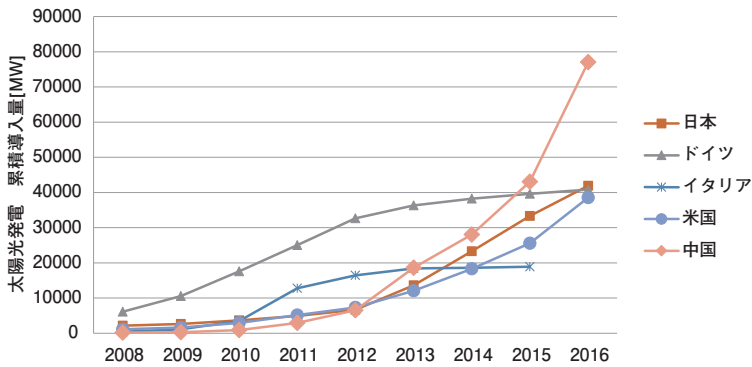


図 4.10: 国別の太陽光発電導入量の推移 (出所: IRENA や PVMA などの資料から ISEP 作成)

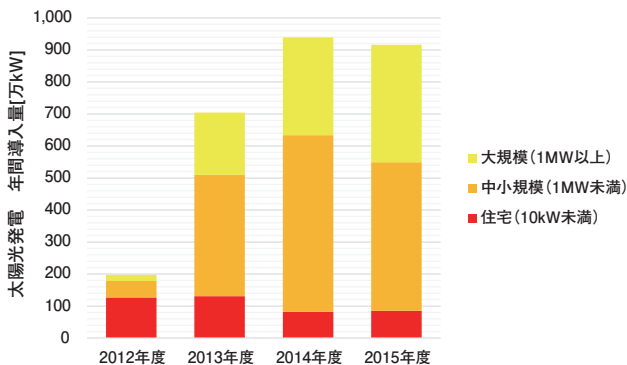


図 4.11: 国内での太陽光発電の年間導入量 (出所: 資源エネルギー庁データより ISEP 作成)

⁶ PV Market Alliance "PV Market Alliance announces the 2016 PV market at 75 GW and a stable market in 2017" <http://www.pvmarketalliance.com/pv-market-alliance-announces-the-2016-pv-installations-at-75-gw-and-a-stable-market-in-2017/>

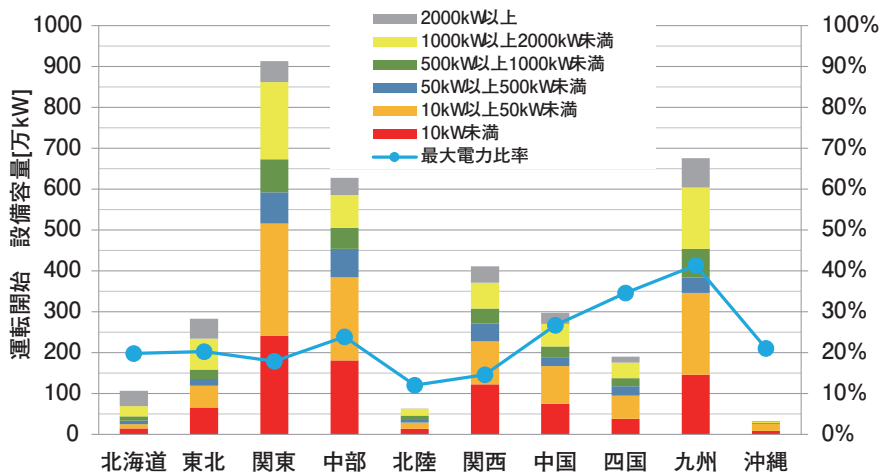


図 4.12: 地域（電力会社）別の太陽光発電の導入量（2016年10月末）
（出所：資源エネルギー庁データより ISEP 作成）

ている。累積導入量でも、2015年度末には、非住宅用の占める割合が73%に達している。その中で、50kW未満で低圧接続の小規模な太陽光発電が28%程度を占めており、その次に1MW以上2MW未満のメガソーラーの割合が19%程度と大きい。導入件数で見ると、50kW未満の低圧接続の小規模な太陽光発電設備が非住宅用太陽光の導入件数約44.7万件の95%にあたる42.4万件を占めている（2016年10月末）。

地域別に見ると、特に九州を中心とした西日本で太陽光発電の導入が進んでいる（図4.12）。最も導入量が多いのは関東地方（東京電力の管内）で、非住宅太陽光が670万kWに達しているが、住宅用太陽光を含めて最大需要に対する割合は18%程度に留まっている（2016年10月末時点）。一方、九州では、530万kWの非住宅用の太陽光発電設備が導入されており、住宅用を含めた676万kWの発電設備容量は、最大需要に対して約41%に達している。

（ISEP 松原）

4.1.3 風力発電

(1) 導入実績

日本における10kW以上の風力発電は、1980年に三菱重工業(株)が試験研究用として40kW機を長崎県に設置したのが最初であり、1990年度末までには、同社の250kW、300kW機、石川播磨重工業(株)の100kW機、ヤマハ発動機(株)の15kW、17kW機が建設され、運転中の累積容量は、1,015kWと

なった。1999年には、1,000kW機が登場し、(株)ユースエナジー 苫前が1,000kW機20台による、国内初の本格的ウインドファーム(2万kW)を建設した。

その後、風車の単機容量及びウインドファーム容量は、年々大型化し、現在では単機容量3,000kW(ブレード径=90m、ハブ高さ=90m:陸上風力として輸送・建設の限界に近い)が登場している。また、5万kW以上のウインドファームも8カ所で運転を開始しており、現在の国内最大容量のウインドファームは2009年5月に運転を開始した(株)ユースエナジー 新出雲風力発電所で、単機容量3,000kW機26台による7万8,000kWである。

2015年度(2016年3月末)時点の導入量は、308万

kWである。

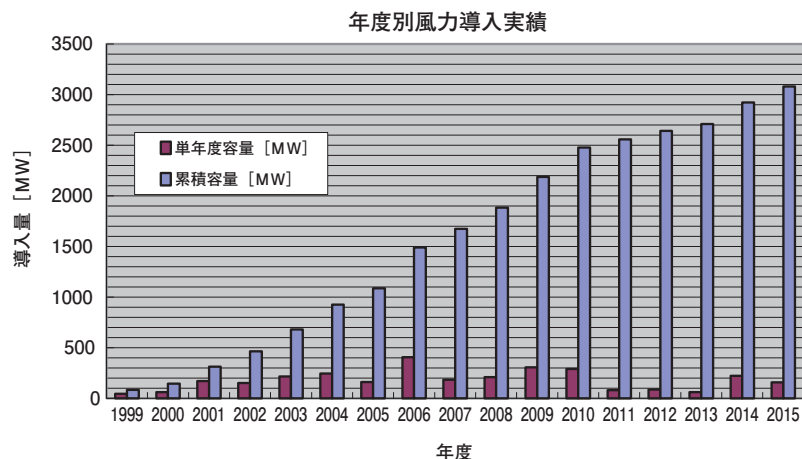


図 4.13: 2000年度から2015年度までの単年度と累積導入
（出所：JWPA 調べ）

表 4.5: 累積導入量と累積台数(出所: JWPA 調べ)

年度	累積導入量 (万kW)	累積基数 (基)	新規導入量 (万kW)	新規基数 (基)
1990	0.1	9		
1995	1.0	54	0.3	10
2000	14.4	259	6.1	61
2005	108.5	1,059	15.9	139
2006	149.0	1,316	40.5	257
2007	167.4	1,413	18.4	97
2008	188.2	1,533	20.8	120
2009	218.6	1,681	30.4	148
2010	247.5	1,829	28.9	148
2011	255.6	1,867	8.1	38
2012	264.2	1,911	8.6	44
2013	270.7	1,931	6.5	20
2014	292.2	2,025	21.5	94
2015	308.0	2,098	15.8	73

kW、2,096台である。2005年度から2015年度までの単年度および累積の導入実績を図4.13に、また主要年度の導入量と基数を表4.5に示す。

2012年7月から固定価格買取制度がスタートし、事業

計画に必要な条件は改善された。しかし、2014年4月に閣議決定されたエネルギー基本計画に基づき策定された経産省の長期エネルギー需給見通しでは、2030年度の全発電量に占める自然エネルギーの比率が22%～

24%とされ、様々な制約の中で風力発電の比率を1.7%とするに留まった。自然エネルギー中でも特に風力発電の意欲的な中長期導入目標の策定が望まれる。

(2) 地域別の導入量

図4.14に「都道府県別の風力発電導入量と風車基数」、図4.15に「風力発電の電力会社別導入量」を示す。風況の良い北海道、東北、九州地区の累積導入量が多く、都道府県別では青森県が2008年度から継続して1位となっている。電力会社別で見ると、東北電力、九州電力、東京電力、北海道電力の順となる。東京電力管内の設置量が多いのは、福島県に設置した風力発電所の内、約97%(14万kW)が東京電力へ連系していることによるものである。

(日本風力発電協会 JWPA)

(3) 国内風力発電の今後の見通し

少しずつ改善の兆しはあるが、電力系統への接続制約や長期に渡る環境アセスメント手続きへの対応、地域での様々な社会的合意形成のプロセスなどの課題があり、日本国内での風力発電の今後の見通しを以下に示す。図4.16には、2016年度の導入予測とFIT 設備認定および環境アセスメント手続き中の風力発電の設備容量を加えた見通しを示す。欧州各国では、太陽光発電よりもむしろ風力発電が自然エネルギーの主力をつとめており、陸上風力が大きな割合を占めている国が多いが、近年一部の国で洋上風力の本格的な導入も始まっている。日本においては陸上風力だけではなく、洋上風力について非常に大きな導入ポテンシャルがあり、JWPAでも2020年には約1,000万kW、2030年には3,600万kW、さらには2050年には7,000万kWを超

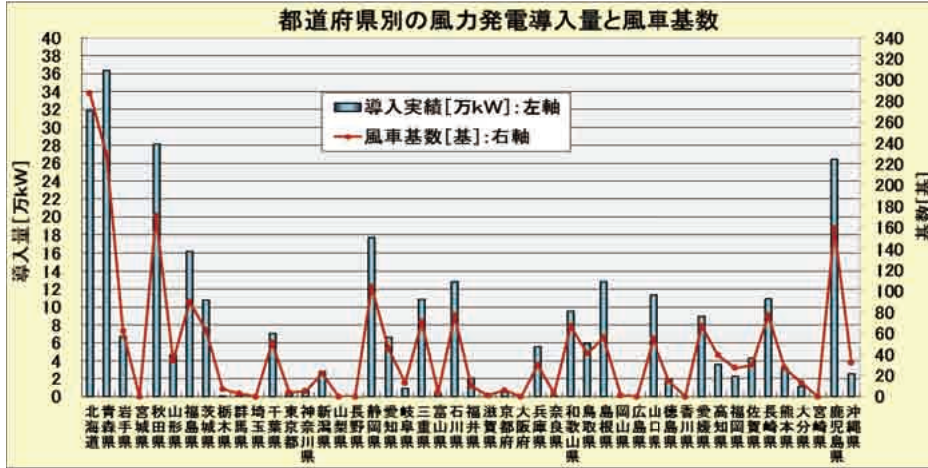


図 4.14: 都道府県別の風力発電導入量と風車基数 (出所: JWPA 調べ)

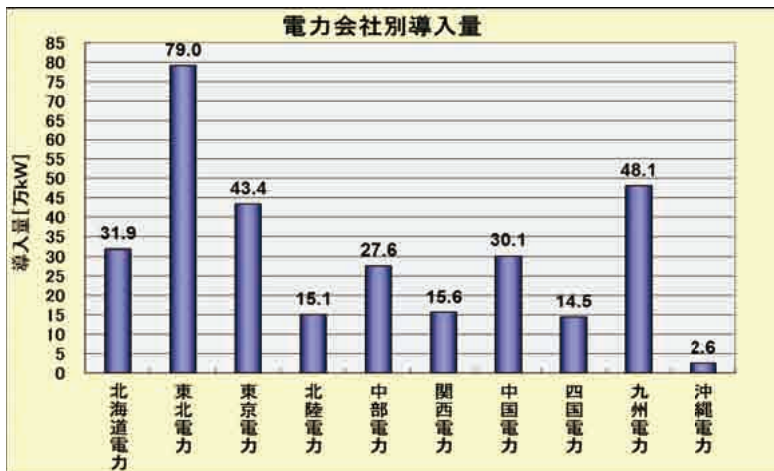


図 4.15: 風力発電の電力会社別導入量 (出所: JWPA 調べ)

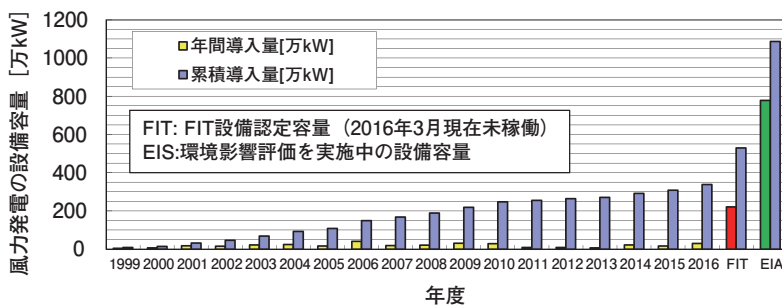


図 4.16: 日本国内の風力発電の導入実績および予測 (出所: JWPA、経産省の資料などより ISEP 作成)

える累積導入量となる長期的なシナリオを描いている(経産省のエネルギーミックスでは2030年に1,000万kW程度)。

(ISEP 松原)

4.1.4 小水力発電

日本における揚水式発電を含む水力発電全体の発電設備容量と設備件数は、表4.6に示すように2014年度末時点で4,970万kW、2,049基である(ここでは各発電所における「最大出力」を「発電容量」として「電気事業連合会 電気事業便覧平成27年版」等から集計している)。ただし、このうち2,732万kWは揚水発電であり、送電網の中で電力を蓄える機能を持ち、一般の水力発電所とは区別される。そのため、一般的な水力発電の発電設備容量は、約2,238万kWで、2,135基となり、1基あたりの平均の設備容量は約1万kW程度となる。近年では、2003年度以降1.1万kWを超える水力発電所の新設が数件に留まる一方で、小水力、とりわけ最大出力が1,000kW未満の小水力発電所の新設が増加している。2012年7月からFIT制度がスタートし、出力3万kW未満の中小水力発電が対象になることから、各地で導入計画が進んでいる。

表4.6: 日本の水力発電の発電設備の件数と容量および発電量(2015年度)

事業者種別	発電所数	設備容量 [万 kW]	発電量 [GWh]	設備利用率
北海道電力	56	164.7	3,502	24.3%
東北電力	208	242.8	7,921	37.2%
東京電力	164	985.9	10,868	12.6%
中部電力	196	549.7	9,445	19.6%
北陸電力	131	192.1	6,561	39.0%
関西電力	152	822.5	14,849	20.6%
中国電力	99	290.9	3,448	13.5%
四国電力	58	114.6	2,511	25.0%
九州電力	143	358.3	4,804	15.3%
沖縄電力				
一般電気事業者 小計	1207	3,721.5	63,090	19.6%
電源開発	59	857.0	10,997	14.6%
特定電気事業者	1	0.1	6	68.5%
事業用 小計	1,267	4,467.6	74,912	18.7%
自家用 (公営水力を含む)	441	425.5	16,469	44.3%
[1000kW 以上]				
RPS・FIT(1000kW 未満)	426	11.6	563	※55.0%
水力発電設備 合計	2,134	5,015.9	91,944	20.9%
揚水発電設備	42	2,752.7	3,725	1.5%
一般水力 (揚水発電以外)	2,092	2,263.0	88,219	44.5%

※RPS 他の設備利用率は 2011 年度の実績値(発電量は推計)

本白書では、「小水力発電」として、調整能力を持たないもの(流れ込み式)や日間・週間程度の調整能力を持つもの(調整池式⁷)およびダム式のもので、最大出力(設備容量)が1万kW以下の水力発電を対象とする。この小水力発電設備の近年(1990~2011年度)の導入状況の変化について社団法人電力土木技術協会が公表している水力発電所データベースおよび資源エネルギー庁のRPS対象設備データに加えて2009年度からは一般社団法人新エネルギー導入促進協議会の補助金交付実績を利用した(季節変動調整能力を持つもの(貯水池式)や揚水式の水力発電施設は除外)。

図4.17および図4.18に中小水力発電設備(出力3万kW未満)の最大出力の総計の推移と、導入基数の推移について示した。2012年からスタートしたFIT制度では、出力3万kW未満が設備認定の対象となっている。2015年度末時点の3万kW未満の中小水力発電の設備容量は829万kW、発電設備の基数は1,723基となっている。このうち1万kW以下の小水力発電設備の約9割は1990年以前に設置されたものであり、1990年度時点で1万

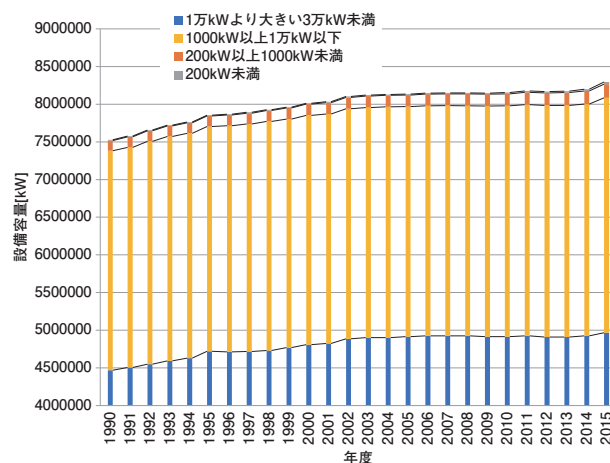


図 4.17: 国内の中小水力発電設備の設備容量の推移 (出所: ISEP 調べ)

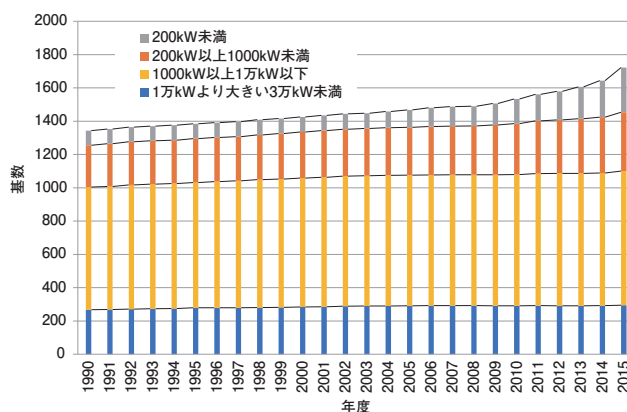


図 4.18: 国内の中小水力発電の基数の推移 (出所: ISEP 調べ)

⁷ 土日に貯めた水を平日の発電に使う程度以下の池

表4.7:FIT制度の対象となる中小水力発電設備の設備容量[kW]
(2015年3月末時点)(出所:資源エネルギー庁)

2016年 3月末	設備容量			合計
	200kW未満	200kW以上 1000kW未満	1000kW以上 3万kW未満	
設備認定 [kW]	24,932	65,079	686,422	686,422
運転開始 [kW]	10,002	16,111	134,355	160,467
移行認定 [kW]	5,463	32,709	169,860	208,032
設備認定 [件]	293	112	96	501
運転開始 [件]	135	30	20	185
移行認定 [件]	67	66	47	180

kW以下の小水力発電設備の最大出力の総計は306万kWであった。90年度以降はこれらの設備の更新に加え、約300件近くの発電施設の新設によって発電容量の総和は26.7万kW増加し、発電容量は2015年度末時点で332.7万kWに達した(このうち容量1,000kW未満の合計は20.9万kW)。発電所数は1,429基で、前年度から77基が増えた(このうち、容量1,000kW未満の発電所の件数は622基)。1万kW以下の小水力発電の設備容量は、国内の一般水力発電(揚水発電を除く)全体の設備容量2,239万kWの約14.9%に相当する。

FIT制度により2016年3月末までに認定および運転開始された設備は表4.7のとおりである。FIT制度により、65.6万kW、388基が新たに設備認定されているが、運転開始はそのうち約15%にあたる約8.9万kW、95基に留まっている。既存のRPS設備および3万kW未満の中小水力のうち約20.8万kW、180基がこのFIT制度で認定され移行をしている。もっとも規模の小さい200kW未満の小水力発電設備については、200件以上が設備認定されており、そのうち70基がすでに運転を開始している。1,000kW以上の中小水力発電についても、7.5万kW、9基が運転を開始している。1,000kW未満(200kW以上)については、16基、8,700kWが運転を開始している。

(ISEP 松原)

4.1.5 地熱発電

図4.19および表4.8に示すとおり、2000年以降新しい発電所が建設されず、2012年9月には北海道の森地熱発電所の認可出力がそれまでの5万kWから2.5万kWに変更となり、認可出力が2012年度に2.5万kW減少した。

2014年3月末の時点で、我が国の地熱発電所は17カ所、総発電設備容量は約55万kW(認可出力51.5万kW)だったが、FIT制度により2014年10月頃から小規模な数百kW規模の地熱発電所の運転が開始され、2016年3月までに新たに21カ所(約9,800kW)の小規模な地熱発電所が運転を開始し、認可出力の合計は約52.5万kWとなっている。

さらに、図4.20に示すように2004年度以降、発電電力量が次第に減少している。発電電力量のピークは1997年度にあり、この時、年間発電電力量は約38億kWhであり、その後、低下したが、2001年度からは回復し、2003年度には約35億kWhまで回復した。しかし、再び低下を始め、2007年度には30億635万kWhとなり、さらに2012年度は26億900万kWhになっている。すなわち、2012年度には、最大時に比べ、約28%、2007年度に比べて、約10%の低下となっている。こ

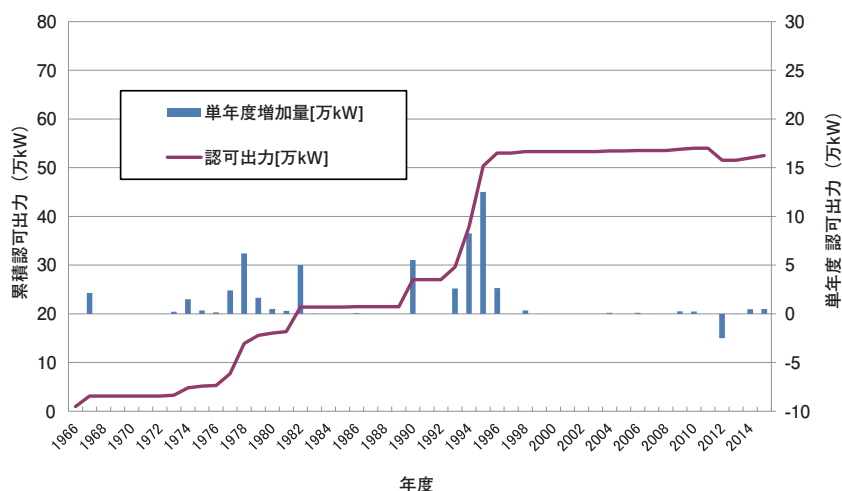


図 4.19: 国内の地熱発電の累積導入出力と単年度導入量
(出所: ISEP 作成)

表4.8: 日本国内の地熱発電の認可出力と年間発電量の推移(出所: ISEP 調べ)

年度	認可出力 [万 kW]	年間発電量 [GWh]	設備利用率 [%]
1975	5.2	379	83.9%
1980	16.1	1,091	77.6%
1985	21.4	1,493	79.8%
1990	27.0	1,724	72.9%
1995	50.4	3,109	70.5%
2000	53.3	3,349	71.7%
2005	53.4	3,228	69.0%
2010	54.0	2,652	56.1%
2011	54.0	2,689	56.8%
2012	51.5	2,609	57.8%
2013	51.5	2,570	57.0%
2014	52.0	2,591	56.9%
2015	52.5	2,567	55.8%

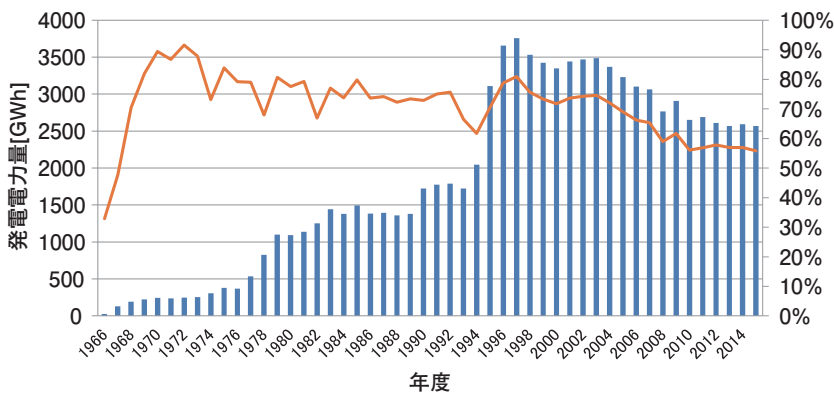


図 4.20: 国内の地熱発電の年間発電量および設備利用率の推移 (出所: ISEP 作成)

それを設備利用率という観点から見ると、1997年度には80%を超えていたものが、2007年度には70%を切り、さらに2012年度には74%とほとんど回復していなかったが、2013年度はほぼ同じレベルの発電量を維持している。

このような中で、八丁原2号機、滝上、大霧の各発電所では90%以上の極めて高い利用率を示しているが、前述した発電電力量および利用率の低下は、他の再生可能エネルギーと比較した場合、ベースロードあるいは24時間安定発電が大きな長所としている地熱発電にとって、見過ごすことのできない問題である。その原因としては、各地熱発電所において、地熱貯留層そのものの能力が落ちてきているということではなく、個々の生産井がスケール付着あるいは生産井ごく近傍の圧力が低下することによって生産量が減少

してきている中で、その対策が技術的に十分でなかったことや、適切な時期に補充のための生産井の掘削が行われてこなかったことに起因していると考えられる。この背景には、発電設備に応じた発電を維持することが、必ずしも高い経済性につながらないという社会経済的事情があったことも考えられる。このような問題は、地熱発電に対し環境価値が付加される等の政策的支援があれば、解決される問題と考えられる。

(日本地熱協会、ISEP)

4.1.6 バイオマス発電

バイオマス発電は、各種のエネルギー源がある。

本白書においては、以下のエネルギー源に分類し、それぞれの発電規模統計にまとめる。

- ① 一般廃棄物(ゴミ)発電
- ② 産業廃棄物発電
- ③ 木質バイオマス発電
- ④ 食品・畜産等バイオマス発電
- ⑤ 化石燃料混焼発電

なお、ここではバイオマス燃料の熱量比60%程度以上の場合をバイオマス発電と定義する。この定義では⑤化石燃料発電は60%未満であるため、統計データから除く(一部の設備

はその燃料熱量比が不明の設備も存在したが、主燃料が石炭であるためバイオマス燃料熱量比は60%未満と判断した)。ただし、化石燃料混焼発電の現状の動向については後述する。

データは資源エネルギー庁・RPS法対象認定施設(2013年3月末時点)⁸を中心に、資源エネルギー庁新エネニッポン事例集⁹、グリーン電力発電設備¹⁰、社団法人地域資源循環技術センター・バイオ利用技術情報提供システ

表4.9: FIT制度の対象となるバイオマス発電設備の設備容量[kW](2016年3月末時点) (出所: 資源エネルギー庁データより ISEP 作成)

2016年 3月末	メタン 発酵ガス	未利用木質	一般木質・ 農作物残さ	建設廃材	一般廃棄物・ (木質以外)	合計
設備認定 [kW]	56,032	420,528	2,954,714	34,960	234,156	3,700,390
運転開始 [kW] (移行分含)	16,597 (27,798)	206,776 (215,829)	137,699 (211,499)	9,300 (341,216)	147,532 (853,685)	517,904 (1,650,027)
設備認定 [件]	165	68	104	4	77	418
運転開始 [件] (移行分含)	63 (151)	28 (65)	11 (79)	2 (32)	47 (230)	151 (557)

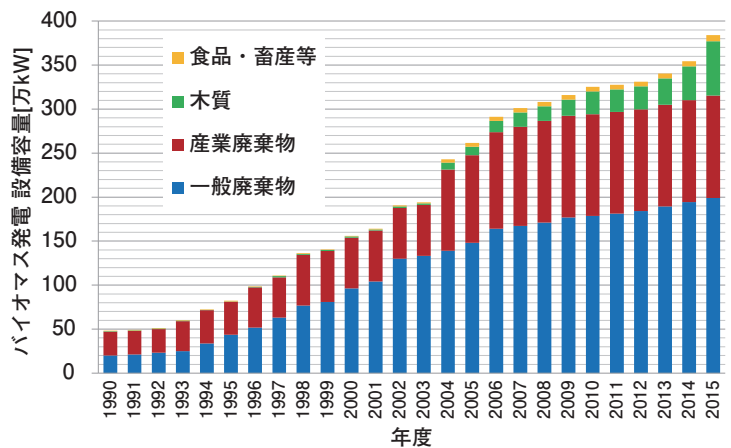
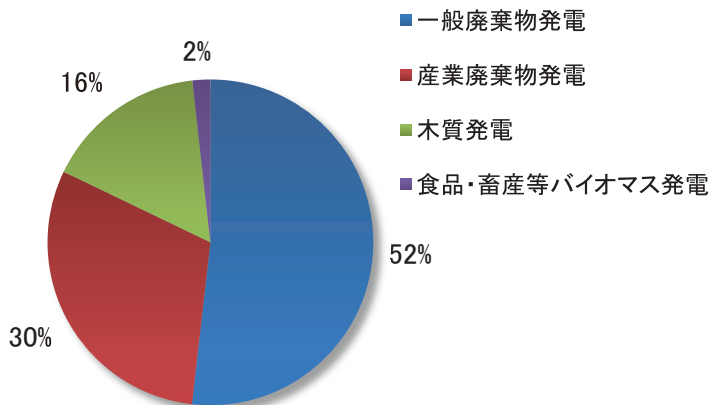


図 4.21: 日本国内でのバイオマス発電の導入状況と累積導入量 (出所: ISEP 調べ)

⁸ 資源エネルギー庁・RPS法対象認定施設(2010公表版) <http://www.rps.go.jp/RPS/new-contents/top/joholink-dl.html>
⁹ 資源エネルギー庁 新エネニッポン事例集 http://www.enecho.meti.go.jp/energy/newenergy/newene_pamph.htm
¹⁰ グリーンエネルギー認証センター・グリーン電力発電電力量認証一覧

バイオマス発電出力比率(2016年3月末時点)



総設備容量: 384万kW(石炭混焼を除く)

図 4.22: 日本国内でのバイオマス発電の比率内訳(設備容量ベース)
※石炭火力への混焼を除く(出所: ISEP 調べ)

ム¹¹および農林水産省・バイオマス利活施設データ¹²より、総計423施設を集計した。さらに、2012年7月からスタートしたFIT制度で設備認定され、2016年3月末までに運転を開始した設備についても集計に加えた。

図4.21に示すように2015年度末でのバイオマス発電の設備容量の累積導入量は約384万kWだった(石炭等の大規模な混焼発電を除く)。また2015年度に新規導入された発電出力は約29.4万kW(木質バイオマス23.4万kW、一般廃棄物発電4.7万kW、バイオガス発電0.7万kW、産業廃棄物発電0.5万kW)であり、前年度から約8%の伸び率であった。全体の傾向としては木質バイオマス発電の増加が顕著になっており、1990年比では約8倍に増加している。燃料別内訳は、2015年度末時点の設備容量で一般廃棄物発電が51.8%、産業廃棄物発電が30.3%と、いわゆる「ごみ発電」で全体の約82%を占めているが、累積導入量の伸びは約16%を占めるようになった木質バイオマス発電によるところが大きい(図4.22)。

2012年7月からスタートしたFIT制度では、発電方式や使用する燃料の種類に応じて調達価格が設定されており、メタン発酵によるバイオガス発電や間伐材などの未利用材を使った木質バイオマス発電が比較的高い調達価格に設定されている。ただし、電熱併給(コージェネレーション)への優遇などは制度上考慮されておらず、これまであまり活用されてこなかった未利用木材(間伐材など)を大量に利用する比較的大規模(出力5,000kW以上)なバイオマス発電が全国で計画されている。2016年3月末の時点では、このFIT制度においては表4.9のような設備認定および運転開始の状況である。このうち、2014年度末までに運転開始したバイオマス発電設備が22.4万kWに対して、2015年度は新たに29.4万kWが運転を開始して、2015年度末までに51.8万kWとなった(移行認

定分含まず)。なお、既存のRPS設備についても、約3分の1の113.2万kWが、FIT制度の設備として認定されている。

一般廃棄物発電は各自治体のごみ処理場での発電設備であり、これは1990年代初期から徐々に増加してきている。新設されるごみ処理場では発電設備が併設されるのが一般的になっている。産業廃棄物発電は、製紙会社による自家発電が主な設備であるが、1990年代は製紙工程で出る黒液を燃料とした発電が多かったが、2000年代に入ると、木屑・建築廃材・古タイヤ・RPF等の地域からの産業廃棄物を燃料としたものに主流が移ってきている。一施設の発電設備容量が数10万kWとバイオマス発電の中では大きな発電設備である。

一方、割合は少ないもの地域資源を活用した自然エネルギーとして期待されている木質バイオマスや食品・畜産等バイオマスは1990年代はほとんどなかったが、2004年以降導入が始まり急激な伸びを見せている。2000年代に入ってから増加は、RPS法施行による政策的後押しがその大きな要因と推測されるが、化石燃料の価格高騰などによる燃料代替や、環境対策としてのCO₂削減への取り組みも要因となっていると考えられる。木質バイオマス発電の新規導入が2008年以降頭打ちとなったのは、経済性のある国内の建築廃材にほぼ余剰がなくなってきたためと考えられる。そのような状況中で、2012年7月にスタートしたFIT制度では、バイオマス発電について燃料別の調達価格が設定されており、特に日本の森林面積の半分を占める人工林で伐採される間伐材などの未利用木材や製材工場などで発生する一般木材からの端材を燃料として利用した場合に、比較的高い調達価格となっている。そのため、これまでは搬出コスト等の関係であまり利用されてこなかった間伐材などを燃料として大量に利用する木質バイオマス発電の導入計画が全国各地で検討されており、2012年7月には出力5,000kWクラスの木質バイオマス発電設備がFIT制度の基での認定設備第1号として運転を開始し、2015年度末までに合計34.4万kW、39基の木質バイオマス発電設備が運転を開始している。このうち、未利用木材を原料するバイオマス発電は、20.6万kW(28基)、輸入材を含む一般木材によるバイオマス発電が13.8万kW(11基)となっている。

食品・畜産バイオマスによるバイオガス発電もバイオマス政策の推進などにより、RPS制度のもとで合計5.1万kW、71基のバイオガス発電設備が稼働している。ただし、日本ではメタン発酵後に出る液肥(高濃度処理水)を農地に還元することが課題となっており、水処理を行って

¹¹ 社団法人地域資源循環技術センター・バイオ利用技術情報提供システム

¹² 農林水産省・バイオマス利活施設データ http://www.jora.jp/txt/katsudo/k_biomass/facilities/index.html

るケースが多い。水処理に莫大なエネルギー（および費用）がかかり、バイオガス発電施設のエネルギー収益を悪化させる要因になっている。FIT制度の中では、このようなメタン発酵によるバイオガス発電に対して事業性を確保するために高い買取価格を設定しており、2015年度末までに合計1.66万kW、63基のバイオガス発電設備が新たに運転を開始している。

石炭混焼によるバイオマス発電については、これまではRPS法のもとで電力会社などが行っており、全国で約30の設備がRPS認定されていたが、その全設備容量は1,500万kW程度に達する。ただし、実際の木質バイオマスの混焼の比率はカロリーベースで数%程度であり、専焼の設備と単純な比較はできない。混焼による木質バイオマス発電は一般的に専焼の設備に比べて建設コストが低いことから、燃料の種別や事業形態により今後、FIT制度の対象設備となるケースも増えると想定され、地域によっては他の木質バイオマスを利用する熱設備や発電設備との燃料の競合が懸念される。

(ISEP 松原)

4.2 自然エネルギー熱

4.2.1 概況

日本国内における自然エネルギーの熱分野での活用について整理する。熱分野では、大きく3種類の自然エネルギーが利用されている。ひとつは最もポピュラーな太陽熱、そして温泉熱として身近な地熱や地中熱、最後に森林資源を活用したバイオマス熱利用である。太陽熱以外は、国内での統計情報が非常に少なく、その普及状況を示すデータは少ない。

太陽熱利用については、オイルショック後の1980年代に太陽熱温水器の普及が進んだが、その普及過程で品質面などへの信頼性が失われ、その後の販売では低迷が続いている。その一方、他の熱源との組み合わせが可能なソーラーシステム機器が登場し、一般家庭だけではなく、業務用などでも様々な組み合わせでの普及が期待されている。

地熱の熱利用については、古くから温泉の浴用としての利用がある。この熱量は、本来、化石燃料で加熱すべき浴用のお湯を、温泉を使うことにより化石燃料の利用を削減していると見なすことができる。また、地中の安定した温度を活用して、地中熱として利用することにより、冷房や暖房および給湯の

エネルギー効率を高めることができる。

バイオマス資源の熱利用については、古くは薪の利用なども含まれたが、ここでは、木質ペレットや木質チップなどを専用の燃焼機器で利用することを想定している。さらにバイオマス資源を利用した製紙会社などの大型ボイラーやCHP（熱電併給システム）についても対象となるが、ほとんどが自家消費のため、その供給量を把握することは容易ではない。

4.2.2 太陽熱

世界の太陽熱利用システムの単年導入量は2015年に5,310万㎡（約3,720万kWth）となり、2014年の4,340万kWthから14%減少した¹³。このうち中国が4,350万㎡（3,045万kWth）を占める。2015年の国別単年導入量では日本は5.9万kWthで、18位となる。2015年末時点での太陽熱利用機器の累積容量は6億2,200万㎡（4億3,500万kWth）と推計されている。その多くは中国の約3億940kWth（71%）、欧州の約3,330kWth（8%）に導入されている。

日本では太陽熱利用機器は、1970年代のオイルショック以降に大きな市場を形成し、1980年にそのピークを迎えて以降市場は縮小を続けている。1980年当時は太陽熱温水器が80万台（≒168万kWth）以上、ソーラーシステム2.6万台（≒1万7,500kWth）ほどが導入され、多くのメーカーが太陽熱利用機器を販売していた。その後、エネルギー価格の安値、安定が続き、需要が低迷して販売量が減少を続け、近年は年間4～6万台程度を推移してきた。2015年の導入量は太陽熱温水器2.5万台程度、ソーラーシステムが0.4万台弱とさらに減少している（図4.23）。その結果、累積導入量から使用年数を加味して差し引いた

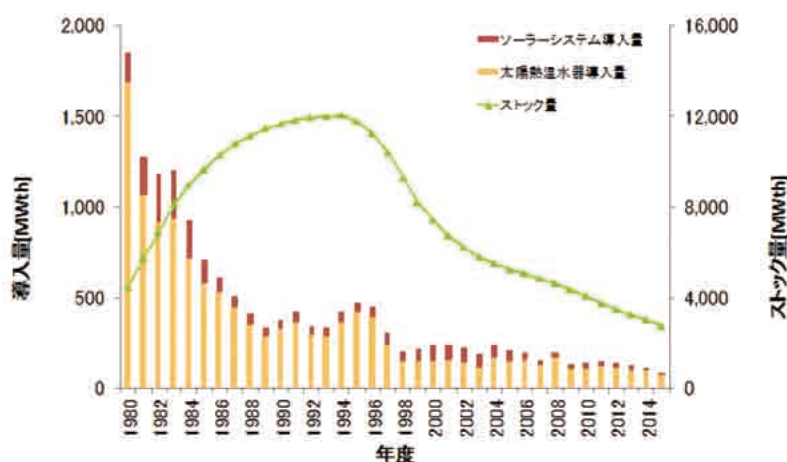


図 4.23：太陽熱温水器・ソーラーシステム単年度導入量およびストック量（1980-2014年）（出所：ISEP 調べ）

¹³ REN21 「自然エネルギー世界白書 2016」 <http://www.ren21.net/gsr>

ストック量については94年頃から減少を続け、2015年もこの傾向は続いている。

2008年には導入量が増加したが、2008年後半からの金融危機の影響もあり2009年度の導入量は再び減少した。2010年度は国の住宅用リース事業への補助制度を導入などの影響もありソーラーシステム設置件数は微増した。2011年度は3.11が起り、被災地支援での太陽熱温水器需要もあり微増となったが、大幅な増加には結びついていない。

(ISEP 山下)

4.2.3 地熱直接利用

温泉浴用利用のエネルギー的な貢献について、温泉浴用利用による節約熱エネルギーを、「温泉を浴用利用することによって節約される、浴槽水を日本の平均気温15℃から、日本人の浴用嗜好温度42℃まで熱することに要する熱エネルギー」と定義する。環境省の調査による2015年3月末現在で約3万カ所の温泉について、温泉を浴用に利用することによる節約熱エネルギーを約23.4PJと推計されている¹⁴。それ以外に、農業用温室などの浴用以外の目的で使われている温泉熱が1.3PJ、地中熱利用が0.3PJあると推計されている。図4.24には、都道府県別

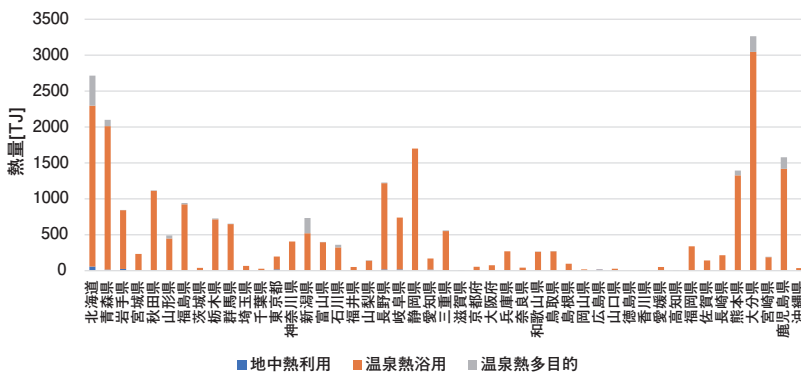


図 4.24：都道府県別の地熱直接利用（2014 年度推計）
（出所：永続地帯研究会）

表4.10：ペレットおよび薪の生産量
（出所：特用林産物生産統計調査）

年	ペレット	薪
2009年	3.7万トン	5.1万m ³
2010年	5.8万トン	8.5万m ³
2011年	7.8万トン	8.8万m ³
2012年	9.8万トン	6.2万m ³
2013年	10.7万トン	8.5万m ³
2014年	12.6万トン	8.5万m ³
2015年	12.0万トン	7.2万m ³

の地熱直接利用の熱量を示す。なお、地中熱の利用状況については、第3章「3.5地中熱」を参照のこと。

4.2.4 バイオマス熱利用

木質バイオマスの熱利用としては、製紙工場や製材工場等に併設される大型のバイオマスボイラーや施設に設置される木質チップやペレットによるボイラー、そして家庭等に設置される薪や木質ペレットによるストーブの熱利用など様々な種類がある。この中で化石燃料を代替する固形のバイオ燃料として注目されている木質ペレットは、1980年代に石油ショックの影響で一時的に生産が増加した時期があったが、1990年代に入ると石油価格が下がりペレットの生産も大きく減少した。その後2000年代になって、環境問題や地域資源の見直しなどで再びペレット生産が増加してきており、2014年度には年間生産量が12.6万トンにまで増加している（表4.10）。ただし、欧州のペレット工場と比べて1カ所あたりの規模が小さく、全国142カ所のペレット工場の平均的な規模は年間生産量が1,000トン程度となっている。木質ペレットの生産を効率化し、普及につながる価格に下げるには、木質ペレットの原料の調達方法や生産方法に課題が多い。原料調達面では、製材工場等の残材が45%を占める一方、37%を占める林地残材では、間伐材の破碎や乾燥から行う必要があり、製材工場などにペレット製造工場を併設することによるカスケード利用が期待される。

林野庁が公表した「平成27年 木質バイオマスエネルギー利用動向調査」¹⁵によると、平成27年に全国のボイラー等を有する事業所でエネルギー利用された木質バイオマスとしては、木材チップ、木質ペレット、薪、木粉（おが粉）などがあり、その内訳を表4.11に示す。熱利用のみされている木材チップは119万トンだが、発電と熱利用を同時に行う熱電併給を含めると386.7万トンとなっている。事業所で利用された木質ペレットについては4万トン、薪は5万トンと

表4.11：事業所における木質バイオマスエネルギーの利用量(2015年)
（出所：林野庁データより作成）

原料	単位	熱利用のみ	発電および熱利用	発電のみ	合計
木材チップ	(絶乾)万トン	118.7	268.0	303.6	690.3
木質ペレット	万トン	4.1	0.01	11.8	16.0
薪	万トン	5.0	0.1	-	5.1
木粉（おが粉）	万トン	18.9	6.5	11.2	36.7
その他	万トン	32.1	3.4	4.6	40.0

¹⁴ 「永続地帯 2015 年度版報告書」永続地帯研究会 <http://www.sustainable-zone.org/>

¹⁵ 林野庁「平成27年 木質バイオマスエネルギー利用動向調査」<http://www.rinya.maff.go.jp/j/press/riyou/170131.html>

なっている。製材工場などでは木粉（おが粉）がそのままエネルギー利用されている。

(ISEP 松原)

4.3 自然エネルギーによる交通分野

4.3.1 バイオ燃料

(1) はじめに

バイオマス資源（エネルギー利用）は、未利用資源系と

水汚泥等、一般廃棄物）に分類され、固体、液体、気体の形で利用される¹⁶。

その中でバイオ燃料（輸送用燃料）は、液体燃料としてバイオエタノールとバイオディーゼル（以下BDF）が主流となり、国産は非食用農作物、廃棄物（食品）系等の未利用資源系が大半を占めるが、供給量の大半を占める輸入はエネルギー作物（農業）系である。

(2) 供給量および生産量

2013年度のバイオ燃料供給量はバイオETBE（エチル・ターシャリー・ブチル・エーテル：バイオエタノールを含む混合液体燃料）等として輸入されるバイオエタノールが大半を占め、僅かなバイオディーゼルの加え43万kL余りとなる。これに対して、輸送用自動車燃料のうちの旅客用自動車燃料需要5,200万kLに対しても、バイオ燃料比率は1%にも満たない（表4.12）。「エネルギー供給構造高度化法」による石油精製業者のバイオエタノール利用目標量（原油換算21万kL（2011、2012年度）、26万kL（2013年度））に対して導入実績21万4,480KL（2011年度）、21.5万kL（2012年）、25.5万kL（2013年度）は達成している¹⁷が、「京都議定書目標達成計画」の2010年輸送用バイオ燃料導入目標50万kL（原油換算）の2分の1程度であり、またそのほとんどが輸入によって賄われている。

表4.12: 日本国内のバイオ燃料供給量と旅客用自動車燃料需要量の比較 (2010~2013年度)

	供給量 [kL / 年]				備考
	2010 年度	2011 年度	2012 年度	2013 年度	
バイオエタノール 輸入量	38.9 万	41.3 万	39.6 万	44.8 万	貿易統計表による (バイオ燃料以外を含む)
バイオエタノール (国内生産)	2.2 万	2.3 万	2.5 万	1.7 万	
バイオディーゼル (国内生産)	2.0 万	0.9 万	0.8 万	1.0 万	
バイオ燃料 小計	43.1 万	44.4 万	42.9 万	47.5 万	
バイオ燃料比率	0.54%	0.61%	0.58%	0.64%	カロリーベース
ガソリン消費量	4,475 万	4,506 万	4,658 万	4,744 万	
軽油消費量	357 万	337 万	320 万	306 万	
LPG (液化石油ガス)	208 万	194 万	191 万	187 万	
化石燃料 小計	5040 万	5038 万	5168 万	5237 万	

出所: バイオエタノール(財務省「貿易統計」、農林水産省「ポケット農林水産統計」、バイオディーゼル(全国バイオディーゼル燃料推進協議会「バイオディーゼル燃料取組実態等調査結果の概要」)

生産資源系に大別され、そのうち我が国で利用可能な資源はほとんどが未利用資源系である。発生源別に、木質系、畜産系、食品系、農業・草本系、その他（製紙、下

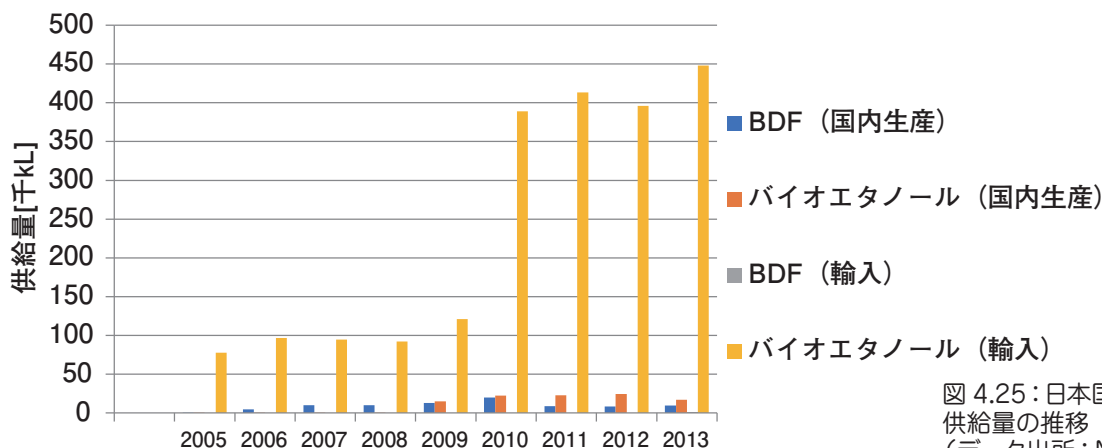


図 4.25: 日本国内のバイオ燃料供給量の推移 (データ出所: NEDO)

¹⁶ 独) 新エネルギー・産業技術総合開発機構 (NEDO) 「バイオマスエネルギー導入ガイドブック (第4版 2014年度)

¹⁷ 総合資源エネルギー調査会資源燃料分科会第12回配布資料資料2「運輸部門における燃料多様化」

表4.13:3施設のバイオエタノール製造量と当該年度の日本国内生産量に占める割合

		2009 年度	2010 年度	2011 年度	2012 年度	2013 年度	2014 年度
3施設 (kL)	北海道バイオエタノール株	9,120	12,209	9,554	11,049		
	オエノンホールディングス株	5,114	9,227	11,974	12,623		
	全国農業協同組合連合会 (JA全農)	499	718	709	749		
	合計 a	14,733	22,154	22,237	24,421		
国内生産量 (千 KL)		15.00	22.30	22.60	24.60	16.99	14.42
3施設の国内生産量に占める比率 (%)		98.2	99.3	98.4	99.3		

(出所:バイオ燃料生産拠点確立事業検証委員会報告書、資源燃料分科会資料)

表4.14:BDF、バイオエタノール製造施設定格出力 (全国;年間出力データのある14カ所)

区分		全施設数		定格出力データのある14施設 (2003年～2012年に運転開始)		
		施設数	比率	合計定格出力	箇所数	1ヶ所当たり平均定格出力
		箇所	%	kL/年	箇所	kL/年/1ヶ所
食品系 バイオマス	BDF	259	93	6,706	12	559
	バイオエタノール	15	5	30,000	2	15,000
	小計	274	98	36,706	14	2,622
木質系 バイオマス	バイオエタノール他*	5	2	0	0	0
合計		279	100	36,706	14	2,622

(出所: NEDO, 2014, バイオマスエネルギー導入ガイドブック(第4版)より作成)

なお、バイオ燃料の国内供給量の経年変化は表4.12および図4.25に示すとおりであり、その大半を輸入に頼っている。最近伸びを示していた国内生産量は足踏み・下降傾向となり、国内供給量に占める国内生産量は約6%弱に留まる。

(3) 製造施設の現状

国内のBDFとバイオエタノール製造施設の現状(2013年度調査時点)は以下のとおりである¹⁸。

① BDF、バイオエタノール製造施設数と定格出力

BDF、バイオエタノール製造施設数は279施設で、食

品系が大半を占め、木質系がわずかにあるが、畜産系及びその他はない。食品系のBDF生産施設が259施設、93%を占める(表4.14)。

年間定格出力データのある全国14施設の合計定格出力は3万6,706kL/年(不明1社を除き2003年～2012年に稼働開始)である。200カ所以上の定格出力データのない施設を加えると生産能力は相当程度あると想定される。1カ所当たり平均定格出力では、

BDFよりもバイオエタノールで大きくなっており、2カ所の平均で1.5万kL/年となっている。

なお、バイオエタノールの製造施設は3施設で、国内生産量の99%を占めている(表4.13)。

② 年度別BDF、バイオエタノール製造施設数の推移

279施設のうち運転開始年のわかる233施設のBDF、バイオエタノール製造施設は1990年代後半に運転開始し、2003年以降20施設/年以上の施設が運転開始し増加を続けていたが、2009年以降ほとんど停滞している。

③ 都道府県別BDF、バイオエタノール生産施設数

都道府県別のBDF、バイオエタノール製造施設数は、もっとも多い北海道26施設、2番目の秋田県15施設を除いて10施設以上の県は西日本に位置し、鳥取県(15)、兵庫県(13)、愛知県・愛媛県・佐賀県(11)、滋賀県・岡山県・大分県(10)と続く。

(4) 国の政策動向

平成21年9月に「バイオマス活用推進基本法」が施行されて以降、平成22年12月に「バイオマス活用推進基本計画」、平成24年9月には7府省(内閣府、総務省、文部科学省、農林水産省、経済産業省、国土交通省、環境省)による「バイオマス事業化戦略」を決定し、事業化推進に重点的に活用する実用化技術の一つとして「液体

¹⁸ 独) 新エネルギー・産業技術総合開発機構 (NEDO) 「バイオマスエネルギー導入ガイドブック (第4版 2014年度)

燃料化」を掲げている。

バイオエタノール国内生産は表4.13に示した3施設で生産拠点確立事業を行ってきたが、平成26年5月バイオ燃料生産拠点確立事業検証委員会報告を受けて、「平成26年度行政レビュー」により、「平成29年度以降の自立化・事業化という補助目的を達成することは困難」と判断され、「平成26年度限りで廃止」となった¹⁹。

一方で、「バイオマス活用推進基本法」に基づく、地域バイオマス活用推進計画は都道府県、市町村のそれぞれ、3割、2割余りで策定されている²⁰。「バイオマス産業都市(タウン)」は、平成25、26、27年度に合計34地域が選定され、その中に15カ所の「液体燃料化(バイオエタノール、バイオディーゼル燃料製造)」を含めた事業が計画されている²¹。

なお、2016年9月16日に、「バイオマス活用推進基本計画」の変更が閣議決定された。この新たな「バイオマス活用推進基本計画」では、前計画の目標設定の柱は継承し評価指標もそのまま踏襲するとし、前計画の目標年2020年の5年後の2025年を新たな目標年とし、製材工場等残材を除く各種バイオマスの利用率の目標を前計画と同じ値、「市町村バイオマス活用推進計画」も前計画と同じ600市町村としている。また、国産バイオ燃料生産では高コスト構造が改善できず、バイオエタノールの大規模実証事業が中止となるなど環境が大きく変化している中で、講ずべき施策として「経済性の確保」、「地域への利益還元、持続的・自立的取組」を目指すとし、バイオ燃料の普及拡大に結び付く技術の研究開発として、「草本や木本を原料としたバイオ燃料の利用促進」、「微細藻類等による次世代バイオ燃料の開発」を掲げている²²。

農林水産省、経済産業省及び環境省は、「農林漁業有機物資源のバイオ燃料の原材料としての利用を促進するための法律(平成20年法律第45号)」「(農林漁業バイオ燃料法)に基づく生産製造連携事業計画を累計18件認定(平成27年12月現在)した。このうち、液体バイオ燃料は6件が認定されている²³。

(5) 市場の動向

「スマートエネルギー都市の創造/自動車からのCO₂排出削減～持続可能な環境交通の実現～」の中で「バイオマス燃料の利用促進」の施策として①2007年度に都バスのバイオディーゼル燃料(B5)の率先導入、②2010年年度に水素化バイオディーゼル燃料を混合した次世代合成燃料による都バスの実証走行を行ってきた(東京都環境白書2015)。

全国バイオディーゼル燃料利用推進協議会により「バイ

オディーゼル燃料取組実態調査」が平成19年度(平成18年度値)から毎年行われその概要が公表されている。最新のH26年度調査結果(H25年度値)によれば、事業所当たり平均年間製造量は211kL程度の小さな規模となっている(回答のあった46事業者で年間製造量9,723kL)。原料としては全事業者とも廃食用油を利用、製品はごみ収集車、トラック、バス等の車両への利用が多いが、建設現場、農林機械、熱源、発電機への利用も含まれる²⁴。

社団法人地域環境資源センター(JARUS)では、バイオマス利活用施設整備の促進を主な目的に、「バイオマス利活用技術情報データベース Ver.2.1」を作成、公表している。現在(2016年9月27日現在)このデータベースに登録されている「バイオディーゼル燃料製造施設」は62施設で設置場所、事業主体、運用開始年、原料種、製造方法、製造量、用途等の主要情報が整理されている²⁵。

資源エネルギー庁はバイオディーゼル混合燃料(B5)の普及を目指して「バイオディーゼル混合燃料(B5)の安全な利用に係るマニュアル」(株三菱総合研究所委託)を平成21年3月に発行した。

日本建設業団体連合会では、「建設業におけるバイオディーゼル燃料利用ガイドライン2016年6月1日 Rev.2.0」を発行した。地球温暖化防止に向けた建設業界の取り組み(建設現場、運搬車両での軽油使用に対する新たな方策)としてバイオディーゼル燃料利用の拡大を目指している²⁶。(一社)日本有機資源協会主催農林水産省協賛の「第2回食品産業もったいない大賞」(平成26年度実施)の一つとして「炭素循環型社会を目指した食品生産利用技術」(微細藻類ユーグレナ(和名ミドリ虫)由来のバイオ燃料を使って走るバスと給油所)が受賞している²⁷。

全国バイオディーゼル燃料利用推進協議会ではバイオディーゼル燃料セミナー「バイオディーゼル燃料混合軽油(B5)に関するセミナー」を平成27年12月16日に開催し、製造、販売、適用される法規(品確法、軽油取引税、消防法等)への対応等に関する情報提供を行った。その中で、建設工事現場、クリーンセンター、都バスでの利用例が紹介された²⁸。

輸入が大半であるが、バイオエタノールをバイオETBEとして1.0vol%以上ガソリンに配合した「バイオガソリン」は、2016年2月時点で全国約3,240カ所のサービスステーションで販売されている²⁹。一方、地産地消の取り組みとして沖縄では、「バイオ燃料利用体制確立促進事業(環境省地球環境局地球温暖化対策課平成26年～29年)」が行われている。バイオ燃料の製造・供給について、実証事業から民間事業への移行を図るため、沖縄のサトウキビの副産物である廃糖蜜由来のバイオエタノールを生産し、

¹⁹ バイオ燃料生産拠点確立事業検証委員会(平成26年5月9日)バイオ燃料生産拠点確立事業検証委員会報告書

²⁰ 農林水産省「地域バイオマス活用推進計画等の策定状況(総括表)」平成28年5月

²¹ 農林水産省「バイオマス産業都市の選定地域」

²² 平成28年9月16日閣議決定「バイオマス活用推進基本計画の変更について 別紙;バイオマス活用推進基本計画 平成28年9月」

²³ 農林水産省「農林漁業バイオ燃料法に基づく認定生産製造連携事業計画(平成27年12月現在)」

²⁴ 全国バイオディーゼル燃料利用推進協議会「バイオディーゼル燃料取組実態等調査結果の概要(H23,24,25年度実績) H24,25,26年度調査結果

²⁵ 社団法人地域環境資源センター(JARUS)「バイオマス利活用技術情報データベース Ver.2.1」に登録されている「バイオディーゼル燃料製造施設」(2016年9月7日現在) <http://www2.jarus.or.jp/biomassdb/>

²⁶ 日本建設業団体連合会、「建設業におけるバイオディーゼル燃料利用ガイドライン2016年6月1日 Rev.2.0」

²⁷ (一社)日本有機資源協会(平成27年3月)「第2回食品産業もったいない大賞」表彰事例集

²⁸ 全国バイオディーゼル燃料利用推進協議会「バイオディーゼル燃料セミナー「バイオディーゼル燃料混合軽油(B5)に関するセミナー」平成27年12月16日

²⁹ 石油連盟2016年4月「今日の石油産業2016」

ガソリンの相当割合をE3及びE10(3%又は10%バイオエタノール直接混合ガソリン)化したバイオ燃料の県内での供給実績を上げている³⁰。

4.3.2 次世代自動車の動向

次世代自動車として、2000年以来現在まで、ハイブリッド自動車が圧倒的に多くその他車種は僅かであったが、2009年以降、電気自動車が1,000台のオーダーを超え、2011年車種別の構成比はハイブリッド自動車が98%、電気自動車が2%となっている。2011年以降の電気自動車、燃料電池自動車、ハイブリッド自動車、プラグインハイブリッド自動車の国内乗用車販売台数も概ね同じ傾向であるが、新たに燃料電池自動車が登場している(表4.15)³¹。

電気自動車、プラグインハイブリッド自動車(PHV)、ハイブリッド自動車の保有台数を図4.26に示す。出荷台数を反映してハイブリッド自動車が圧倒的に多いが、電気自動車、PHVも次第に数を増しつつある³²。

国による次世代自動車の導入補助金交付件数については図4.27に示すように時期により大きく異なっている。2006年まではハイブリッド自動車、2009年以降増加して

いる電気自動車等の内訳では電気自動車の他にプラグインハイブリッド車、燃料電池自動車がここ数年増加している³³。

「スマートエネルギー都市の創造/自動車からのCO₂排出削減～持続可能な環境交通の実現～」の中で2009年度から次世代自動車の大量普及を目指し「東京都EV・PHV普及促進プロジェクト」を開始している。2015年度も「ハイブリッド車・次世代自動車」対象の融資・補助制度による支援、燃料電池自動車、水素ステーションへの補助を国の補助に上乗せして形実施している³⁴。

日本バス協会では平成25年8月に「バス事業における低炭素社会実行計画」を策定し、CO₂削減目標を「平成32年度(2020年度)における排出原単位を平成22年度(2010年度)比6%改善」としている。環境にやさしいバスの導入としてこれまでに表4.16に示すような実績を上げている³⁵。

全日本トラック協会でも、先進環境対応車の導入促進を進めており、「低公害車助成事業の実績(全日本トラック協会)」でCNG車、ハイブリッド車を着実に導入していることを紹介している³⁶。これまでの、トラック、バスへのCNG車、ハイブリッド車(HV)の導入から、さらに(公財)日本

自動車輸送技術協会は平成28年度より、環境省委託の「先進環境対応トラック・バス導入加速事業」により、対象を拡大した補助を行っている³⁷。

「燃料電池自動車用 水素供給設備設置補助事業」等による燃料電池実用化推進協議会の会員企業等が運営する商用水素ステーションの設置実績は92

表4.15: 燃料電池自動車、電気自動車、ハイブリッド自動車、プラグインハイブリッド自動車の国内乗用車販売台数(単位:台)(出所:日本自動車工業会)

	2011	2012	2013	2014	2015	2015 構成比(%)
燃料電池自動車 (FCV)	0	0	0	102	494	0.05
電気自動車 (EV)	11,226	13,911	15,594	15,471	13,282	1.34
ハイブリッド自動車 (HV)	631,335	857,240	1,015,356	950,294	959,376	97.09
プラグイン ハイブリッド自動車 (PHV)	3,742	13,178	12,972	14,714	14,997	1.52
合計	646,303	884,329	1,043,922	980,581	988,149	100.00

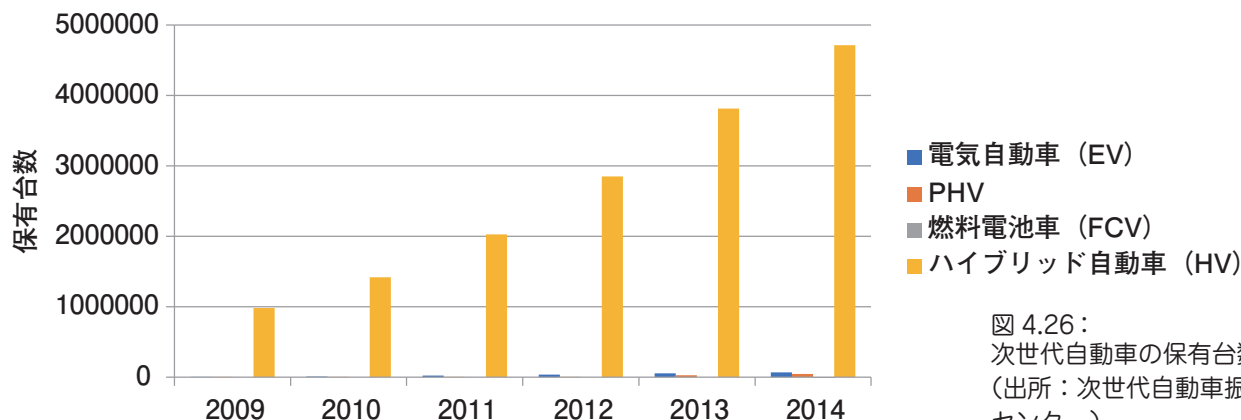


図 4.26: 次世代自動車の保有台数 (出所:次世代自動車振興センター)

30 環境省地球環境局地球温暖化対策課「平成28年度行政事業レビューシート(バイオ燃料利用体制確立促進事業)」

31 日本自動車工業会(JAMA)「次世代自動車の普及」(平成28年9月)

32 一社)次世代自動車振興センター 資料

33 一社)次世代自動車振興センター「補助金交付状況」(平成28年9月)

34 東京都(平成27年10月)「東京都環境白書2015」

35 (公社)日本バス協会(平成28年3月)「2015年版日本のバス事業54」

36 (公社)全日本トラック協会(2014年12月)「新・環境基本行動計画」

37 (公財)日本自動車輸送技術協会「先進環境対応トラック・バス導入加速事業」(平成28年9月)

カ所（営業開始、建設中、計画中〔経産省等の補助金交付決定資料に基く〕含む：2016年6月更新）とまだ少数に留まっている³⁸。燃料電池実用化推進協会（FCCJ）は2010年3月に「FCVと水素ステーションの普及に向けたシナリオ」を公表し、2016年3月11日の改訂版では、2030年には、FCV65万台、水素ステーション720カ所程度のシナリオを描いている³⁹。なお、燃料電池自動車を含む国内新車販売台数に占める次世代自動車の割合は2009年11%、2013年23%と着実に増加しており、長期的には、国の「エネルギー基本計画（平成26年4月11日閣議決定）」により、2030年までに同割合を5割から7割とすることを目指している。



写真5:コミュニティパワー国際会議2014 in 福島

（環境カウンセラー 泉浩二）

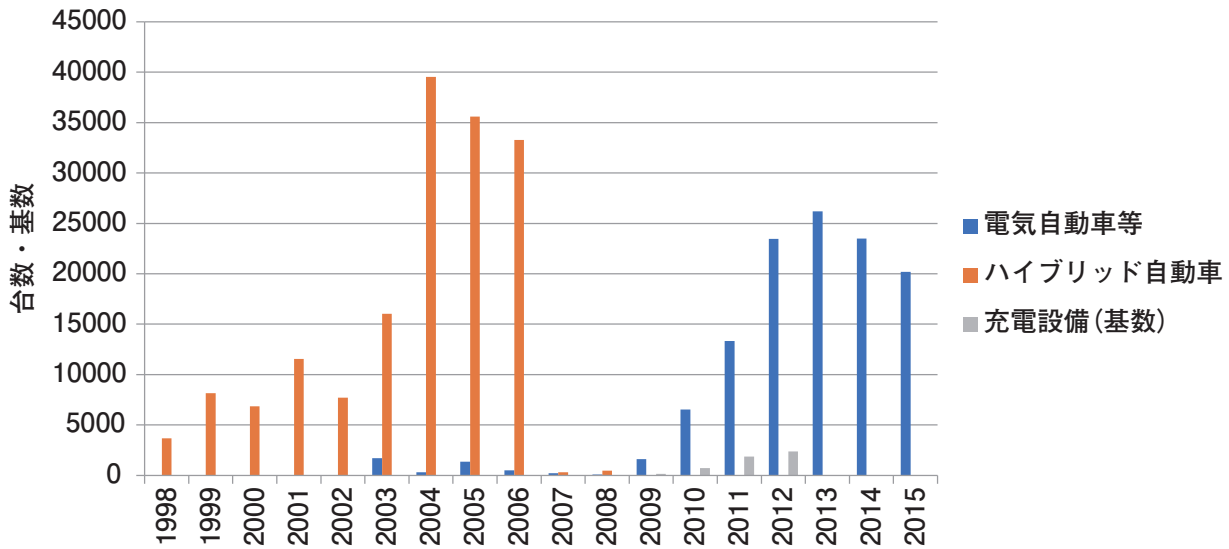


図 4.27:次世代自動車（電気自動車、ハイブリッド車など）の補助金総額の推移（出所:一社）次世代自動車振興センター）

表4.16:環境にやさしいバスの導入状況 (単位:台)

環境にやさしいバスの種類	平成 24.3 末	平成 25.3 末	平成 26.3 末	平成 27.3 末
アイドリングストップ装置付	26,105	28,121	28,915	30,125
ハイブリッドバス	952	980	1,089	1,183
CNG(圧縮天然ガス)	763	746	638	602
合計	27,820	29,847	30,642	31,910

（出所:日本バス協会(平成28年3月)「2015年版日本のバス事業54」）

³⁸ 燃料電池実用化推進協会「水素ステーション一覧(全国)」(平成28年9月)

³⁹ 燃料電池実用化推進協会(2016年3月11日)「FCVと水素ステーションの普及に向けたシナリオ」

第5章 100% 自然エネルギーシナリオと地域

5.1 100% 自然エネルギーシナリオ

5.1.1 世界のエネルギー長期シナリオ

2015年12月にフランスのパリで開催されたCOP21で採択された「パリ協定」は、モロッコで開催されたCOP22を前に2016年11月に発効した。「パリ協定」では、5年ごとに国別の削減目標(NDC)の見直しを求めており、前回の2015年に引き続き2020年に国連に提出される。さらに2020年までに各国は「低炭素長期戦略」“long-term low greenhouse gas emission development strategies”の提出が求められており、G7サミットでの合意などを受けて先進国として2016年12月までにカナダ、ドイツ、アメリカやフランスなどが提出をしている¹。例えば、ドイツの“Climate Action Plan 2050”では、今世紀中頃までに国内での温室効果ガスの排出をニュートラルにすることを目指し、2050年までの全分野の行動に基づく転換へのロードマップを策定している。ドイツではすでに2010年の段階で、2050年までに80~90%のGHG排出削減という目標を立てており、これを再確認している。

先進国(OECD加盟国)により設立されたIEA(国際エネルギー機関)では、2020年以降の気候変動対策の法的枠組み「パリ協定」を採択したCOP21(気候変動枠組条約第21回締約国会議)に向けて、特別レポート「エネルギーと気候変動」²を発表して、各国政府から提出された国別削減目標案(INDCs)によるシナリオ分析を行っている。各国から提出されたINDCsでは、自然エネルギーとエネルギー効率(省エネルギー)が重要視されているが、世界全体の平均気温の上昇を産業革命前から2℃未満に抑えることはできないとしたうえで、温室効果ガスを450ppmに抑制するシナリオとの比較を行っている。

IEAでは、2008年に初めて発表した「エネルギー技術展望(ETP)」においてバックキャストिंगの手法を採用し、技術的な視点から2050年までのCO₂排出量の半減のシナリオを提示している。ただし、そこにはCCS(カーボン貯留技術)や原子力発電の大幅な拡充などが含まれている。このETPはほぼ2年ごとに発表されており、2015年には最新版のETP2015が発表された。世界の平均気温上昇を2℃未満に抑える2℃シナリオ(2DS)により2050年までの排出削減可能性を分析している³。一時的な化石燃料価格の下落の影響を指摘しつつ、化石燃料への助成の段階的廃止や炭素への価格付けの重要性

も指摘している。

フォアキャストिंग(現状延長)型の世界のエネルギーシナリオとして、IEAでは「世界エネルギー展望」“World Energy Outlook(WEO)”を毎年発表してきている⁴。2015年版の2040年までのシナリオ分析では、世界のエネルギー消費量はインド、中国、アフリカ、中東、東南アジアに牽引されて増加するとして、その増加分がすべて非OECD諸国によると指摘している。OECD加盟国全体ではエネルギー消費量がピークに達して減少に転ずるためである。世界のエネルギー構成に占める非化石燃料の割合は現在の19%から2040年には25%に増加するとしている。世界のエネルギー需給では、中国が大きな比重を占めており、現在は世界最大の石炭生産国・消費国の座にある。しかし、すでにどの国よりも多くの自然エネルギーの発電設備容量を擁しており、二酸化炭素排出量は今後、横ばいに転じて、2030年ごろまでにピークに達するとしている。

一方、地球温暖化による危険な気候変動を回避するため世界の平均気温の上昇幅を2℃未満に抑えることを前提として、国際環境NGOグリーンピース・インターナショナル(GPI)とEREC(欧州再生可能エネルギー評議会)が2007年に最初の“Energy [R]evolution”を発表した⁵。その中で、2050年までの長期シナリオとして、省エネルギーと自然エネルギーの大幅な導入により、世界のCO₂排出量半減が可能であることを示されている。その後、グリーンピースでは、2015年にはさらに進んだシナリオとして、全世界で2050年までに自然エネルギー100%を実現し、原子力やCCS無しに脱化石燃料を達成するシナリオを発表している。

同じく国際環境NGOであるWWFからは2011年2月に自然エネルギー100%の世界シナリオ「エネルギー・レポート~2050年までに自然エネルギー100%:The Energy Report - 100% Renewable Energy by 2050」が発表された⁶。この世界シナリオでは、2050年までに世界のエネルギー需要をすべて自然エネルギーで供給することが経済的にも技術的にも可能であるという研究成果が示されている。

2013年1月に、環境エネルギー政策研究所(ISEP)とREN21(21世紀のための自然エネルギー政策ネットワーク、本部:フランス・パリ)は「世界自然エネルギー未来白書」“Renewables Global Futures Report, GFR”を発表した。世界中の170名以上の自然エネルギー分野のトップリーダーへのインタビューや近年に発表された50余りの

¹ UNFCCC “Communication of long-term strategies” http://unfccc.int/focus/long-term_strategies/items/9971.php

² IEA “WEO 2015 Special Report on Energy and Climate Change” <http://www.worldenergyoutlook.org/energyclimate/>

³ IEA, “Energy Technology Perspective (ETP)” <http://www.iea.org/etp/>

⁴ IEA “World Energy Outlook (WEO)” <http://www.worldenergyoutlook.org/>

⁵ Greenpeace International, “The Energy [R]evolution” <http://www.greenpeace.org/international/en/campaigns/climate-change/energyrevolution/>

⁶ WWF 「エネルギー・レポート~2050年までに自然エネルギー100%: The Energy Report - 100% Renewable Energy by 2050」2011年2月 <http://www.wwf.or.jp/activities/2011/02/967208.html>



図 5.1 世界の 100% 自然エネルギーシナリオに関するレポート

エネルギーの未来シナリオなど、幅広い様々な情報源からの情報を編集し、新しいコンセプトでまとめており、自然エネルギーの未来に関する報告書となっている⁷。従来からある IEA 等の長期シナリオに対しては、実際の自然エネルギーの導入量が常に予測を上回り、導入シナリオが上方修正されてきたと指摘している。その上で、バックキャストにより 100% 自然エネルギーを目指すという長期目標を前提とした環境 NGO などのシナリオと比較している。

(ISEP 松原)

5.1.2 日本の長期低炭素戦略

「パリ協定」に基づき、各国は「低炭素長期戦略」を 2020 年までに国会に提出することになっているが、G7 サミットでの合意に基づき G7 各国は「2020 年の期限に十分に先立って」この長期戦略を策定し、提出することにコミットしている。すでに前節で述べたように G7 各国のうち 4 国がこの長期戦略を国連に提出しており、日本も早期の策定が求められている。そこで環境省と経産省ではそれぞれ独自の審議会を立ち上げ、長期戦略の検討を始めた。

環境省は、中央環境審議会地球環境部会に「長期低炭素ビジョン小委員会」を設置し、2050 年及びそれ以降の低炭素社会に向けた長期的なビジョンについて審議をした⁸。審議の中で数多くの有識者や団体へのヒアリングが行われ、その結果の取りまとめが行われた⁹。それらの取りまとめに基づき、2017 年 2 月に長期低炭素ビジョンの素案が策定された¹⁰。この素案では、気候変動問題の現状と日本の経済・社会的諸課題を踏まえてこれらを同時解決するための基本的な考え方として、世界全体の排出量削減への貢献には国内対策が大前提であり、長期大幅

削減の鍵はイノベーション(技術、経済社会システム、ライフスタイル)であるとしている。目指す到達点としてパリ協定を踏まえた 2050 年 80% 削減を目指し、省エネ、エネルギーの低炭素化、利用エネルギーの転換(電化、水素など)の絵姿として、国民の生活では炭素排出をほぼゼロとし、産業・ビジネスでは脱炭素投資や低炭素型製品・サービスによる国内外の市場獲得、エネルギー需給での低炭素電源 9 割以上、地域・都市のコンパクト化や自立分散型エネルギーなどを示している。その実現のための政策としては、既存技術、ノウハウ、知見の最大限の活用と共に新たなイノベーションの創出・普及、あらゆる施策を総動員するとしている。施策の方向性として、カーボンプライシング(炭素の価格付け)、環境情報の整備・開示、規制的手法、革新的な技術開発の推進・普及、土地利用、世界全体の排出削減への貢献等が示されている。合わせて長期大幅削減に向けた累積排出量の観点も含めた進捗状況の管理も重要であるとされた。

この長期戦略の策定に向けて 14 もの環境関連団体が 2016 年 9 月から 11 月にかけて提言を行い、公開している¹¹。例えばグリーン連合(環境 NGO・NPO・市民団体の全国ネットワーク)では、長期低炭素ビジョンの実現において不可欠な要素として、環境税や排出量取引などのカーボンプライシングや総量排出規制など着実に効果のある削減策を各部門で実施すべきとして、エネルギー基本計画や 2030 年のエネルギーミックスの見直しが急務であると提言している¹²。2030 年の削減目標として 40~50%、2050 年に 1990 年比 80% 削減として、その後の「排出ゼロ」への道筋を描くべきであるとしている。エネルギー需給の目標として、2030 年度には原発ゼロを前提として、再生可能エネルギー 50% 以上を目指し、長期的には再生可能エネルギー 100% の社会を目指すべきとしている。

一方、経産省では、長期地球温暖化対策プラットフォーム

⁷ REN21/ISEP 「世界自然エネルギー未来白書」<http://www.isep.or.jp/gfr>

⁸ 中央環境審議会地球環境部会「長期低炭素ビジョン小委員会」<http://www.env.go.jp/council/06earth/yoshi06-18.html>

⁹ 長期低炭素ビジョン小委員会(第 10 回) <http://www.env.go.jp/council/06earth/y0618-10.html>

¹⁰ 長期低炭素ビジョン小委員会(第 12 回) <http://www.env.go.jp/council/06earth/y0618-12.html>

¹¹ IGES プレスリリース「低炭素社会に向けた長期戦略策定に向けた提言について」(2016 年 11 月 29 日) <http://www.env.go.jp/council/06earth/y0618-10/ref03.pdf>

¹² グリーン連合「中央環境審議会が検討を開始した「長期低炭素ビジョン」に対する提案」<http://greenrengo.jp/archives/876>

ムでの審議を2016年7月からスタートし、2016年12月に「中間整理案」を公表している¹³。審議の過程では「国内投資拡大タスクフォース」「海外展開戦略タスクフォース」において具体的な検討が行われ、中間整理が行われている。この中間整理案では、持続可能な発展が地球温暖化対策の大目的として、地球全体の温室効果ガス削減が必要としている。そのため、閉じた対策（国内、業種内、既存技術）で地球温暖化問題に立ち向かうには限界として、「3つのゲームチェンジ（地球温暖化対策3本の矢）」を基礎とした「地球儀を俯瞰した温暖化対策」を長期戦略の核としている必要があるとしている。この「3つのゲームチェンジ」として「国際貢献でカーボンニュートラルへ」「製品ライフサイクルでカーボンニュートラルへ」「イノベーションでカーボンニュートラルへ」を挙げている。

(ISEP 松原)

5.1.3 日本の自然エネルギー 100%シナリオ

2011年2月に WWF インターナショナルが発表した

「2050年までに世界レベルで100%自然エネルギー」を達成することができる可能性を受け、WWF ジャパンは、日本国内においても検討を行い、2011年11月に「脱炭素社会に向けたエネルギーシナリオ提案 100%自然エネルギー」¹⁴を発表した。このシナリオは、2011年7月に WWF ジャパンが発表した省エネルギーシナリオにおける2050年までのエネルギー需要の半減が前提となっている。残りのエネルギー需要を、国内にある自然エネルギーで100%賄うことが可能かどうかを、電力だけではなく、熱・燃料を含めて検討し、技術的には可能であることを示している。さらに、2013年3月には、自然エネルギー100%の社会に移行する費用を算定し、毎年の投資額が日本のGDPの1.6%程度で収まることを示した¹⁵。これは国内投資となるため、化石燃料の輸入に使う費用と異なり、内需や雇用の拡大につながる。それに加えて、2013年9月には、自然エネルギーによる発電設備を大量導入することを可能とする電力系統システムについて検討し、その費用を算定している¹⁶。以下のコラムでは、この100%自然エネルギーシナリオを紹介している。

(ISEP)

【コラム】100%自然エネルギーシナリオ

これは2050年までに国内にある自然エネルギーによって100%供給するシナリオで、WWF ジャパンの委託によってシステム技術研究所で2011年から2014年に行われた研究『脱炭素社会に向けたエネルギーシナリオ提案』です。報告は、「省エネルギー」、「100%自然エネルギー」、「費用算定編」、「電力系統編」の4部に分かれており、WWF ジャパンのサイトからダウンロードできます¹⁷。概要を紹介すると、以下のようになります。

1) エネルギー需要

2050年には公式の予測では人口が9,520万人と2008年レベルの75%に減少します。このためエネルギー需要はその割合だけ減少すると思われませんが、さらにおよそ30%効率の向上した技術の導入によって減少し、2008年レベルのおよそ50%になると予想しています。インバータモータ、LED照明、ヒートポンプ、高断熱住宅、高効率冷蔵庫、電気自動車、燃料電池車などエネルギー利用効率を大幅に向上させる技術があり、その普及によりエネルギー消費を大きく削減することを検討しています。化石燃料価格が上昇すると予想されるなかでこれらの技術は経済性があることも示しています。

2) 自然エネルギーの利用方法の検討

自然エネルギーの大量普及に関して、予備的な検討を行いました。国内の自給資源である自然エネルギーのポテンシャル調査によると、風力18億kW、太陽光7億kWなどとなっています。学習曲線を用いて太陽光や風力などの自然エネルギーのコスト評価をしました。過去のデータでは、太陽電池の累積生産量が2倍に増大するとコストが82%に低下していますので、十分にコストが低下していきます。電気駆動自動車の屋根に太陽電池を設置したソーラーアシストカーは、走行用エネルギーのおよそ20%を太陽から供給することができます。電力供給用に太陽光と風力の設備の最適構成比を検討しました。12ヶ月の電力需要に対する回帰分析結果から太陽光と風力の年間発電量の比は2:1程度がよいことがわかりました。1時間ごとの1年間の気象データを用いて電力の需要と供給をダイナミックシミュレータで調べて、余剰電力の利用を総合的に検討しています。

3) 自然エネルギーによる供給

まず電力需要100%自然エネルギーで満たすために、

¹³ 長期地球温暖化対策プラットフォーム http://www.meti.go.jp/committee/kenkyukai/energy_environment.html#ondanka_platform

¹⁴ WWF ジャパン 「脱炭素社会に向けたエネルギーシナリオ提案 100%自然エネルギー」 2011年11月、<http://www.wwf.or.jp/activities/2011/11/1027418.html>

¹⁵ WWF ジャパン 「脱炭素社会に向けたエネルギーシナリオ提案・費用算定編」 <http://www.wwf.or.jp/activities/2013/04/1128208.html>

¹⁶ WWF ジャパン 「脱炭素社会に向けたエネルギーシナリオ提案・電力系統編」 <http://www.wwf.or.jp/activities/2013/09/1158617.html>

¹⁷ WWF ジャパン 「脱炭素社会」に向けた長期シナリオ <http://www.wwf.or.jp/re100>

日本国内にある太陽光、風力、水力、地熱、バイオマスから供給する電力について1時間ごとの1年間のダイナミックシミュレーションを行いました。気象データは、拡張AMEDAS標準2000を利用しています。太陽光と風力は変動する資源であり、揚水発電(2,600万kW*10時間)とバッテリー容量3億kWhを組合せて電力の供給不足が生じない規模を設定しました。さらに太陽光と風力の発電容量を増やしてすべてのエネルギー需要(電力需要、自動車用需要、熱需要)に供給するものとし、太陽光と風力の余剰電力を利用して輸送機関のEVに電力、FCVに電解水素を供給します。また産業と民生用の熱需要については温度区分に応じて、太陽熱を低温熱需要に、ヒートポンプで中温熱需要に、バイオマスと電解水素を高温熱需要に供給するとしています。鉄鋼生産に水素を利用する技術は現状では不明であり、この部分には化石燃料が残るかもしれませんが、リサイクル率の向上によってその量は小さいものになると予想されます。

以上のような自然エネルギーと省エネルギーへの必要な投資額は、2010~2050年の期間に年間平均11兆円、総額442兆円となりました。これは毎年のGDPのおよそ1.6%に相当します。化石燃料の価格上昇を考慮すると、自然エネルギーへ転換する場合には、化石燃料に依存し続ける場合に比べて、毎年の費用合計はマイナスであり、2050年までに差し引き232兆円の利益を得ることができます。

図5.2には2050年までの転換過程を示しています。石油、石炭、天然ガスはゆるやかに減少してゆき、原子力は急速に減少して2040年までにゼロになります。これに代わって太陽光、風力、地熱、バイオマスなどが増大して行きます。表5.1には2050年の供給構成と電力貯蔵規模を示しています。以上のエネルギー量は最終用途エネルギーで示しています。自然エネルギーの規模は、政府などのポテンシャル調査の範囲内であり、実際に実現可能なものになっています。

(システム技術研究所 樋屋治紀)

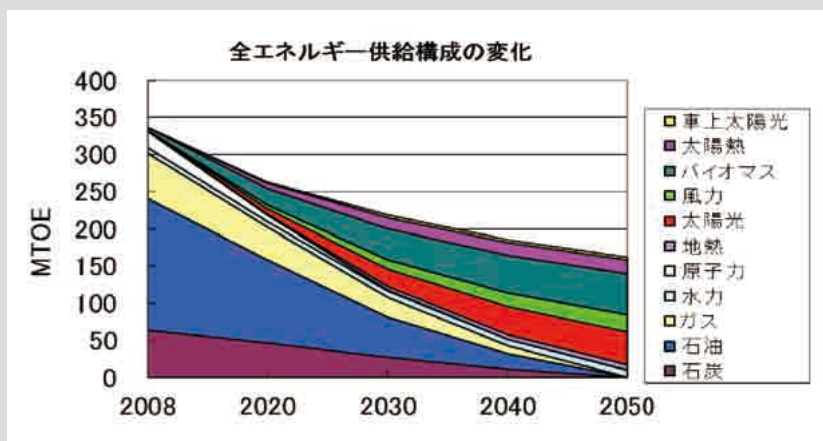


図 5.2 2050 年までの全エネルギー供給構成の変化 (MTOE=100 万トン石油換算)

表5.1:2050年のエネルギー供給構成と電力貯蔵

エネルギー源	規模	供給量 (1000トン石油換算)
水力発電	2780万kW	9,500
太陽光発電	4億7700万kW	45,000
風力発電(陸上+洋上)	1億900万kW	22,500
地熱発電	1,420万kW	7,500
車上太陽光発電	3,930万kW	3,700
太陽熱		13,500
バイオマス	(廃棄物+エネルギー作物)	55,800
合計		157,500
電力貯蔵		
揚水発電	2,600万kW*10時間	
バッテリー	3億kWh	

5.1.4 日本の電源別中長期シナリオ

(1) 太陽光発電の中長期シナリオ

太陽光発電協会(JPEA)は2010年6月に“JPEA PV OUTLOOK 2030”を公表し、「日本ブランド10兆円産業を目指す」として、2020年における世界での単年度生産規模6,000万kWに対し、日本の生産量1,490万kW(シェア25%)、2030年では世界2億kW、日本6,640万kW(シェア33%)、内国内出荷量1,000万kWの生産目標を掲げた。その後、2011年3月11日の東日本大震災、2012年7月1日のFIT制度の施行等大きな環境変化があり、JPEAは2012年8月に“JPEA PV OUTLOOK 2030”の改訂を行い、「10兆円産業より豊かな2030年の実現へ」と題し、2030年の「日本ブランド」の出荷目標6,640万kWは変更せず、10兆円産業を実現するためのシナリオを描いている¹⁸。

2014年2月には、「FITが開く太陽光発電、普及の新しい扉」と題して改訂を行った¹⁹。FIT制度を如何にその後の世界に繋いでいくか、FIT制度のソフトランディング後の世界を「ポストFIT」として、2030年の太陽光産業の姿を描いている。具体的には、2030年に向けての太陽光産業の姿を「FIT制度下」(2022年頃まで)と「ポストFIT」(2022年以降)との二つの期に大きく分け、その過渡期に如何にソフトランディングとテイクオフをスムーズに繋げるかを提示している。2030年までの国内導入量見通しについては、2020年までに4,900万kW、2030年までに1億200万kWと若干の上方修正をしている。

さらに、2015年3月には、「2030年に向けた確かな歩み～スマートカントリー日本を目指して～」を発表し、FIT制度による太陽光発電の急成長を踏まえた2030年までのシナリオを示している²⁰。すでに2014年度末の段階で太陽光の設備認定が8,000万kW以上に達していることや電力会社(指定電気事業者)ごとに太陽光の接続可能量が設定されたことを踏まえ、2020年には6,000万kWを超える見通しを示

している。2030年には、以前のシナリオのとおり1億kWを目指している。

(ISEP)

(2) 風力発電の中長期シナリオ

日本風力発電協会(JWPA)は、2007年度に長期導入目標を策定した後に、賦存量とポテンシャル算定の精緻化などに伴い、主にビジョンに関する電力管内別導入目標とロードマップを更新・公表してきたが、2013年には、電力システム改革、地域内送電線新增設、洋上風力実証事業など最近の動向から電力システムの広域運用を前提に算定したV4.1を公表している。5.3.3に示す最新のポテンシャル調査結果を踏まえて以下のとおり中期導入目標値の見直しを実施しているが、2050年の長期目標値は充分に達成可能と考えている。

表5.2: 風力発電の中長期導入目標値(2012年策定)

単位: GW = 百万kW

		2020年度		2030年度		2050年度	
		陸上	洋上	陸上	洋上	陸上	洋上
国家戦略室 ²¹	再エネ 35%	11.7	0.5	39.5	8.0		
	再エネ 30%	9.1	0.4	29.0	5.9		
	再エネ 25%	5.5	0.03	14.7	2.9		
経産省	選択肢 1	12.0	0.6	51.4	8.6		
	選択肢 2	8.0	0.4	30.0	5.0		
	選択肢 3	5.7	0.3	12.9	2.1		
環境省	高位	11.0	0.5	23.7	8.8	35.0	35.0
	中位	10.7	0.4	21.7	7.1	27.0	23.0
	低位	7.5	0.03	16.2	5.1	18.0	12.0
JWPA	ビジョン	10.2	0.7	26.6	9.6	38.0	37.0

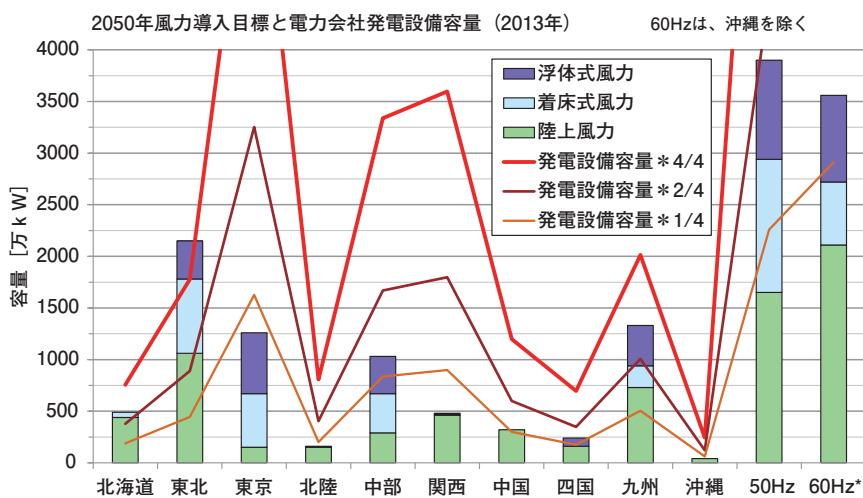


図 5.3 地域別の風力発電の長期導入目標値 (JWPA 提案)

¹⁸ “JPEA PV OUTLOOK 2030” 改訂版 (2012年8月) <http://www.jpea.gr.jp/pdf/t120925.pdf>

¹⁹ “JPEA PV OUTLOOK 2030” 改訂版 (2014年2月) <http://www.jpea.gr.jp/pdf/t140224.pdf>

²⁰ JPEA PV Outlook 2030 「2030年に向けた確かな歩み」 <http://www.jpea.gr.jp/pdf/pvoutlook2015-1.pdf>

²¹ 国家戦略室「革新的エネルギー・環境戦略」(2012年9月) <http://www.cas.go.jp/jp/seisaku/npu/policy09/archive01.html>

表5.3:日本の風力発電ロードマップ量 (JWPA提案)

年度	風力導入実績と導入目標値 [万 kW]				発電 電力量 [億 kWh]
	合計	陸上	着床	浮体	
2010	248	245	3	0	42
2020	1,090	1,020	60	10	230
2030	3,620	2,660	580	380	810
2040	6,590	3,800	1,500	1,290	1,620
2050	7,500	3,800	1,900	1,800	1,880

- ☆中期導入目標値(2020年):1,090万 kW 以上
- ☆中期導入目標値(2030年):3,620万 kW 以上
- ☆中期導入目標値(2040年):6,590万 kW 以上
- ☆長期導入目標値(2050年):7,500万 kW 以上
(2050年需要電力量の20%以上を供給)

新しいエネルギー基本計画の見直しの中で、2012年に各省庁が算定したシナリオ別の中長期導入目標値は、この日本風力発電協会(JWPA)が策定した目標値を上回っているケースもあった。意欲的な導入目標値を策定する事が望まれるが、この2012年に各省庁が算定したシナリオ別導入目標値を表5.2に示す。

なお、2015年7月に経産省が、長期エネルギー需給見通し²²として発表した再生可能エネルギーの導入見通し

の中で、風力発電は2030年度の発電量が182億 kWhで、全発電量に占める割合は1.7%となっており、これは設備容量で1,000万 kW (10GW)に相当する²³。

5.3.3で示す風力の導入ポテンシャルのほとんどすべてが北海道、東北、九州に集中していることから、各電力会社管内のポテンシャルと設備容量を基に、以下の制約条件を加えて、7,500万 kWを達成するための各電力会社別導入目標値を算定した。算定結果を、図5.3に示す。

<制約条件>

- 50Hz系および60Hz系の電力会社(沖縄を除く)が所有する発電設備の合計容量の1/2以下。ただし沖縄は1/4以下。
- 堅実なポテンシャルとして、陸上風力ポテンシャル(6.0m/s 以上を対象)の1/2以下。
- 堅実なポテンシャルとして、着床式洋上風力ポテンシャル(離島を除く、7.0m/s 以上を対象)の1/3以下。ただし陸上のポテンシャルが充分な沖縄はゼロ。
- 堅実なポテンシャルとして、浮体式洋上風力ポテンシャル(離島を除く、7.5m/s 以上)の1/4以下。ただし陸上のポテンシャルが充分な沖縄と北海道はゼロ。

風力発電導入ロードマップ (ビジョン)

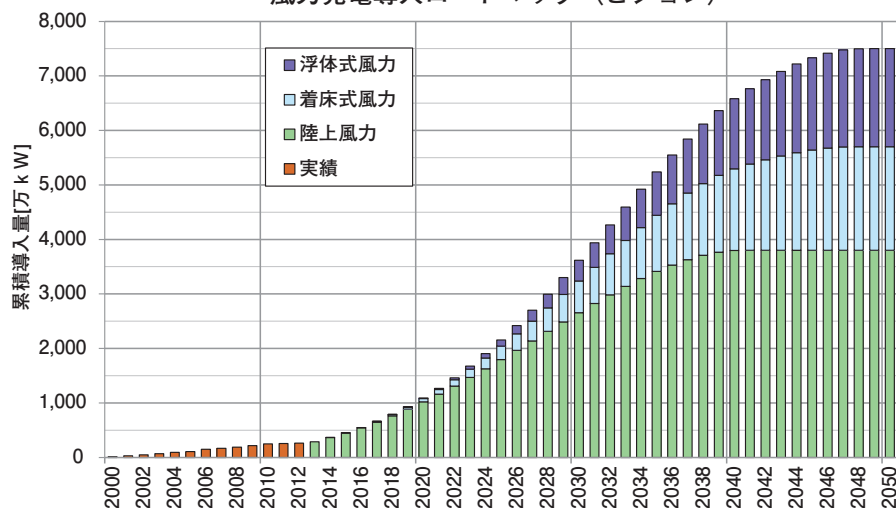


図 5.4 日本の風力発電ロードマップ (JWPA 提案)

単年度生産量(建設量) [万kW]:更新を含む

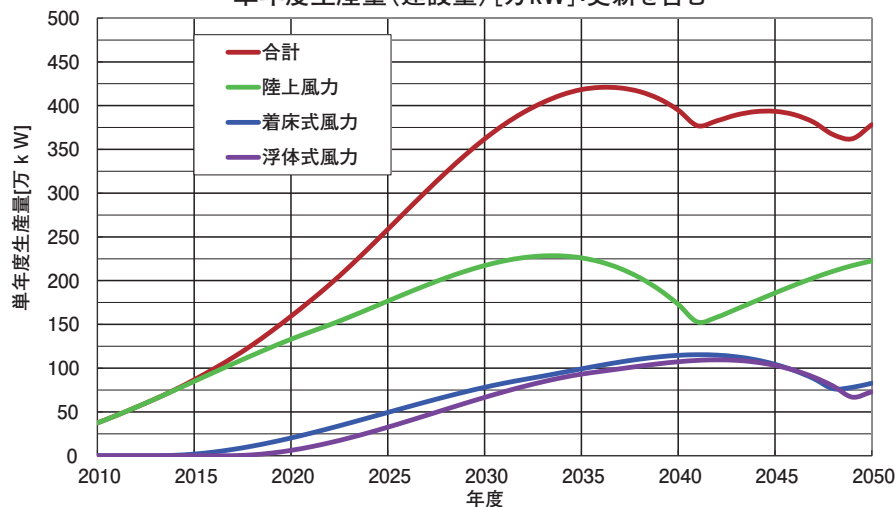


図 5.5 日本の風力発電ロードマップ: 単年度生産量 (JWPA 提案)

²² 経産省「長期エネルギー需給見通し」(2015年7月) <http://www.meti.go.jp/press/2015/07/20150716004/20150716004.html>

²³ これは JWPA の 2030 年度の中長期シナリオである 3620 万 kW と比べると 3 分の 1 の水準に留まっている

風力発電の長期導入目標である2050年に7,500万kWを達成するためにJWPAが提案する風力発電ロードマップを、表5.3および図5.4に、また20年ごとの更新を含めた、単年度生産量を図5.5に示す。また、これらの中長期シナリオの確実な実現のために、JWPAでは2016年2月に“JWPA Wind Vision Report”²⁴を発表し、発電コ

スト低減目標およびコスト低減策、系統連系の課題克服策、洋上風力発電導入拡大策、人材育成・信頼性向上への取り組み等を具体的な対策と共に公表している。

(日本風力発電協会JWPA)

【コラム】第15回世界風力エネルギー会議からの報告

～世界の風力発電の大躍進から見る日本の課題

日本国内では初となる第15回世界風力エネルギー会議(WWEC2016Tokyo)が10月31日・11月1日の二日間にわたり東京大学本郷キャンパスで開催されました²⁵。本会議は世界風力エネルギー協会(WWEA)²⁶と日本国内の組織委員会が共同で主催し、世界33カ国から約500名の参加者により世界中の風力発電に関する様々なテーマについて発表や議論が行われました。

2012年にドイツのボンで開催されたこの会議に筆者は初めて参加し、2014年の上海に引き続き、3回目の参加となりますが、世界から見た日本の課題がより浮き彫りになってきていることを感じました。世界の風力発電の設備容量は2015年に原子力発電を上回り、欧州各国や中国・インドなどの新興国で風力発電の導入が大幅に進む中、日本の風力発電の中長期目標は低く、導入量は依然として低迷しており、電力システムの制約や環境アセスメントの手続き、社会的な合意形成など多くの課題があります。

二日目の全体セッションには筆者も登壇して日本の現状と課題について報告をしましたが²⁷、パリ協定の締結が意味する100%自然エネルギーに向けた風力発電の役割が議論され、世界の風力発電をリードする中国、ドイツ、米国など各国の政策や先進的な取り組みが紹介されていました。日本でも大きな課題となっている電力システムとの統合については、先行するこれらの国々で様々な知見が得

られており、日本が進むべき方向性が示されています。一方で、風力発電が増えつつある発展途上国でも様々な課題があり、社会的合意形成に関するパラレルセッションでの議論では、人材育成や開発資金、社会的な合意形成においてドイツなどでの先進的な取り組みが紹介され、土地の利用計画(ゾーニング)や地域のオーナーシップを重視するコミュニティパワーの重要性が指摘されています。全部で25のパラレルセッションは、5カ所の会場に分かれて開催され、技術的な分野から政策分野まで様々なテーマで議論が行われましたが、日本でも実証試験が進んでいる洋上風力発電は、欧州を中心に導入が進んでおり注目を集めていました。

閉会にあたり、日本を代表する風力発電の第一人者として足利工業大学の牛山泉先生が長年の取り組みに対してWWEAから表彰を受け、次回の会議がスウェーデンのマルモで2017年6月に開催されることが紹介されました。世界の風力発電の現状と方向性が議論され、日本が進むべき方向が明確になったとても有意義な会議でした。

(ISEP 松原)



写真6：第15回世界風力エネルギー会議の閉会式

²⁴ JWPA “JWPA Wind Vision Report” <http://jwpa.jp/pdf/20160229-JWPA-WindVisionReport-ALL.pdf>

²⁵ 第15回世界風力エネルギー会議 <http://wwec2016tokyo.com/>

²⁶ World Wind Energy Association (WWEA) <http://www.wwindea.org/>

²⁷ ISEP 「自然エネルギー白書2016 サマリー版」 <http://www.isep.or.jp/jsr2016>

5.2 自然エネルギー 100% 地域

5.2.1 100%自然エネルギー 世界キャンペーン

自然エネルギー100%を目指す世界中の専門家や団体などがネットワークを構築し、新たな取り組みとして「100%自然エネルギー世界キャンペーン」「Global 100% RE」が国際的に展開されている²⁸。この100%自然エネルギーをリードする世界キャンペーンでは、100%持続可能な自然エネルギーを達成することは喫緊であり、可能であるということを示すことで、散在する自然エネルギーの点を結び、世界的なネットワークを構築しようとしている。そして、100%自然エネルギーの未来 - すでに多くの国で現実味をおびている未来 - を可視化し、強調し、変化を喚起することを目指している。政策ハンドブック「100%自然エネルギーの実現方法」はじめ様々なレポート²⁹を発行して、世界各国での取り組みをマップにしている(図5.6)。日本国内でも、日本の幾つかの地域が100%自然エネルギーを目指しはじめており、このマップでも7つの地域が紹介されている。

すでに国レベル、地方レベル、地域レベルで取り組まれている各プロジェクトを基本として、持続可能な未来への標準(スタンダード)として、100%自然エネルギーに向かうための世界的な取り組みをリードしている。このキャンペーンの目的は、100%自然エネルギーについての対話の場を立ち上げ、人材を育成し、世界各地でおこっている事例の研究や物語、機会について各国の多くの政策立案者に伝えることである。この目的のため、このキャンペーンでは100%自然エネルギーの世界的なネットワークとして以下のメンバー団体で構成され、他の多くのサポーター団体により取り組みが進められている。すでにそれぞれの団体の取り組みは国際的に多くの実績があり、100%自然エ

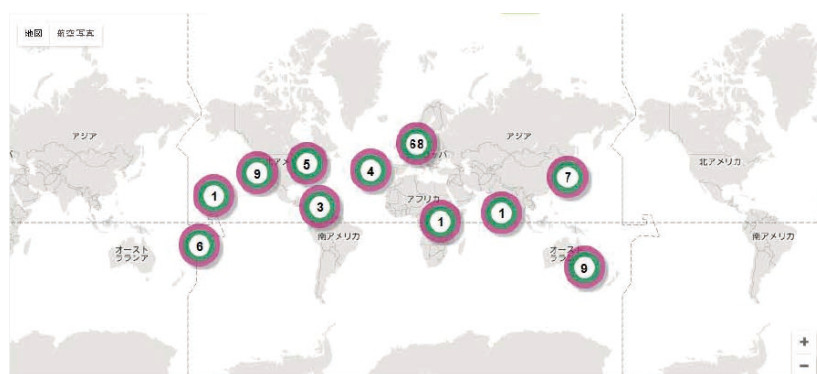


図 5.6 100% 自然エネルギー世界キャンペーンのマップ
(出所：100% 自然エネルギー世界キャンペーン)

ネルギー地域を目指すカッセル(ドイツ)での国際対話や、COP21での100%自然エネルギーのサイドイベントなど開催されている。

- 世界未来協議会(WFC, World Future Council)
- 世界風力エネルギー協会(WWEA, World Wind Energy Association)
- フラウンフォーファー太陽エネルギーシステム研究所(ISE, Fraunhofer-Institute for Solar Energy Systems)
- 環境エネルギー政策研究所(ISEP, Institute for Sustainable Energy Policies)
- 国際太陽エネルギー協会(ISES, International Solar Energy Society)
- ドイツ自然エネルギー100%地域ネットワーク(deENet)
- シエラクラブ(Sierra Club)
- イクレイ〜持続可能性をめざす自治体協議会(ICLEI - Local Governments for Sustainability) (ISEP)

5.2.2 ドイツの100%自然エネルギー 地域

ドイツでは、カッセルにある分散型エネルギー技術研究所(IdE)が事務局となり2007年から2014年まで「100%自然エネルギー地域」の評価プロジェクトを実施してきた³⁰。2016年7月現在で、90の100%自然エネルギー実現地域(図の緑の領域)、58の100%自然エネルギー準備地域(図の黄緑の領域)そして3つの100%自然エネルギー準備都市(フランクフルト、ロストック、オスナブリュック)で合計151の「100%自然エネルギー地域」が認定されている(図5.7)。この90の100%自然エネルギー実現地域の中には、人口1000人規模の地域コミュニティからハノーファーのように人口が100万人を超える大都市圏まで含まれている。現在はこれらのこれらの100%自然エネルギー地域のネットワークをさらに広げる自治体間連携プロジェクト「RegioTwin」などが行われている³¹。

この評価プロジェクトの中心地であり、100%自然エネルギー地域の会議が開催されてきたカッセル市を含むヘッセン州のカッセル郡(人口24万人)も100%自然エネルギー地域になっている。カッセルのエネルギー公社(シュタット・ベルケSW-Kassel)では、100%自然エネルギーの電気を市内の契約者に供給しているが、まだすべての自然エネルギーを地域内から調達することはできない。そ

²⁸ 「100% 自然エネルギー世界キャンペーン」 "Global 100% RE" <http://www.go100re.net>

²⁹ 「100% 自然エネルギー世界キャンペーン」 各種レポート <http://go100re.net/e-library/studies-and-reports/>

³⁰ ドイツ deENet 「100% 自然エネルギー地域」 <http://100ee.deenet.org>

³¹ IdE "RegioTwin" <http://www.regiotwin.de/>

の自然エネルギーの比率をさらに増やすために新たな風力発電所などの建設が進められている。

ヘッセン州には、このカッセル郡を含めて100%自然エネルギー地域が全部で12地域あり、準備地域が8地域、そして大都市のフランクフルトが準備都市として認定されている。この中の人口13,500人の町ヴォルフハーゲン(Wolfhagen)では2008年に電気について2015年までに100%自然エネルギーを目指すという目標を決定し、町のエネルギー公社(SWW)がその実現に向けた取り組みを行って来ていたが、2014年に4基の風車(1.2万kW)を建設したことにより計画とおり年間の電力量のバランスで100%自然エネルギーを達成している。このエネルギー公社は町が75%、エネルギー協同組合BEGが25%を所有して市民が明確に経営に参加している。エネルギー公社は町の配電網を所有しており、これまで町の周辺を含めて2万kW近い太陽光発電を導入している。そのうち1万kWのメガソーラーの半分を所有し、運営管理を行っている。郊外には農家の協同組合が所有する2,000kWクラスのバイオガス発電施設もあり、発電と共に学校への熱供給も行っている。

これらの100%自然エネルギー地域としては評価されて



写真7: ヴォルフハーゲン (Wolfhagen) のバイオガス発電施設



写真8: フェルトハイム (Feldheim) の風車群

いないが、ベルリン近郊に位置する自然エネルギー自立の村としてフェルトハイム(Feldheim)がある³²。数百の人口のこの村でまず目につくのが多数の風車で、村全体を囲むように麦畑に立っている43本の風車が合計7.4万kWの定格出力となっており、ベルリン近郊に設立された自然エネルギー開発会社³³が事業開発と運営をしている。配電網や地域熱供給のパイプラインなどの設備は地域のエネルギー会社が所有・運営しており、自然エネルギーによる自立が実際に成り立っている。地域資源であるバイオマスによる発電と地域熱供給も行っている。まず中心となるのが家畜(豚)排せつ物とトウモロコシや麦などによるバイオガス発電のシステム(500kW)で、排熱は温水として発酵槽の保温に使う他、隣の豚小屋や各住宅に供給されている。このプラントは地域の農業共同組合が所有・運営し、発生する液肥は自らの畑で肥料として使われている。さらに冬場に足りなくなる熱量は木質チップボイラーにより賄っている。100%自然エネルギーの実績を活かした見学ツアーにも力を入れており、多くの見学者を受け入れてきている。

(ISEP 松原)

5.2.3 国内での100%自然エネルギー地域への取り組み

日本国内でも、東日本大震災と福島第一原発事故から5年が経過し、幾つかの地域が100%再生可能エネルギーを目指しはじめている。その中で、2040年までに100%自然エネルギーの地域を目指すという都道府県レベルでは初めてとなるビジョンを決定している福島県が、2014年1

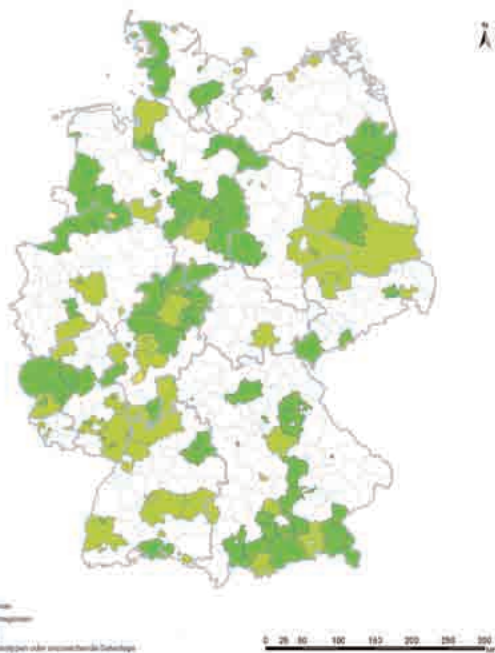


図5.6 ドイツの100%自然エネルギー地域（準備地域を含む）(出所: IdE)

³² フェルトハイム <http://nef-feldheim.info/?lang=en>

³³ Energiequelle <http://www.energiequelle.de/index.php/en/>

月に福島県で開催された「コミュニティパワー国際会議 2014 in 福島」³⁴や「100%自然エネルギー世界キャンペーン」³⁵などで、世界的に高く評価されている。

福島県は震災以前の2009年に「いきいき ふくしま創造プラン」内で低炭素・循環型社会への転換を重点施策に設定しており、自然エネルギーへの取り組みについて2011年3月に「福島県再生可能エネルギー推進ビジョン」を策定した。しかしその直後に震災が発生し、福島県における自然エネルギー導入政策も復興計画を踏まえたものへと変化した。2012年3月に「福島県再生可能エネルギー推進ビジョン(改訂版)」が策定され、導入目標の見直し等が行われた。この推進ビジョンでは2011年から2020年までの期間の計画を定めており、その具体的な施策を定めた2013年2月策定の「再生可能エネルギー先駆けの地アクションプラン」³⁶では、2020年目標を射程に2015年までの期間の具体的な施策を定めている。推進ビジョンでの具体的な計画は2020年までだが、自然エネルギー導入目標については2030年までの具体的な数値が示されている。さらに、この推進ビジョンでは2040年頃を目処に福島県内のエネルギー需要量の100%以上に相当するエネルギーを自然エネルギーで生み出す県を目指すとしている(図5.8)。

100%自然エネルギー地域の実現は、気候変動政策としてだけでなく、地域経済の自立という面でも重要である。しかし、現状では日本国内の自然エネルギー資源が豊富な地域であってもエネルギーの供給の大部分を地域外に依存しており、地域経済の自立が困難な一因になっている。地域資源である自然エネルギーを地域が主体となって活用し、地域に必要なエネルギーのすべてを賄うことができ、かつ付加価値のあるエネルギーとして地域外に供給できれば、その経済効果は短期的なものではなく、長期的に次世代まで受け継がれるものとなるはずである。

100%自然エネルギー地域に向かう際の地域経済効果について、福島県再生可能エネルギー推進ビジョンに基づく試算を行い、その課題を検討している。自然エネ

ギー発電設備の導入シナリオについてこれまでの導入実績や目標値に基づいて作成し、2040年度までの年度ごとの地域経済効果の評価を行っている³⁷。投資段階での地域経済効果は比較的早い時期に効果が表れるが、投資金額に比べると1割程度である(図5.9)。投資段階の地域経済効果を高めるためには、地域の金融機関や工事会社に関与するだけでなく、設備そのものを地域の企業が何らかの形態(メーカーや代理店など)で取り扱う産業化を少しでも進める必要がある。一方、事業運営段階の地域経済効果は、投資段階に比べて数倍の大きな金額になり、その効果は長期間にわたり継続的に表れるが、そのための地域での長期的な基本計画やロードマップの策定を前提に、10年程度の長期で評価をする必要がある。よって事業開発から設備導入までの投資段階だけではなく、20年間の長期にわたる事業運営段階においては地域主導での事業が長期的に継続されることが重要であり、地域経済効果に2倍以上の違いがあると試算されている。

一方、長野県では、「第三次、長野県地球温暖化防止県民計画」の中で「長野県環境エネルギー戦略」³⁸を2013年2月に定め、より実効性の高い地球温暖化対策を展開している。省エネルギーと自然エネルギーの推進に加え、エネルギーの適正利用を図る施策や過度なピークの抑制を図る施策、地域主導のエネルギー事業による地域の自立を図る施策を統合的に実施することとしている。基本目標として「持続可能で低炭素な環境エネルギー地域社会をつくる」とし、温室効果ガス総排出量、最終エネルギー消費、最大電力需要、自然エネルギー導入量および発電設備容量の5指標について2020年度(短期)、2030年度(中期)、2050年度(長期)の目標値を定めている。さらにこれらの指標から自然エネルギー(大規模水力を含む)によるエネルギー自給率を算出し、2030年度にエネルギー需給量で19%、最大電力需要に対する発電設備容量で100%を目標としている。

(ISEP 松原)

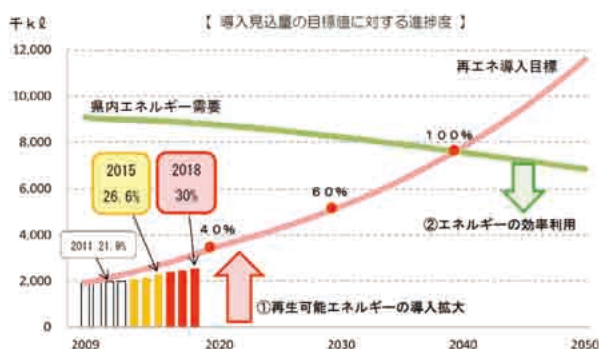


図 5.8 福島県再生可能エネルギー推進ビジョンの導入見込量と進捗度(出所:福島県資料)

5.2.4 企業の100%自然エネルギーへの取り組み

COP21において採択された「パリ協定」では、今世紀後半までには化石燃料などからの温室効果ガスの排出量を実質的にゼロに近づける必要があると言われている。その実現には、化石燃料や原発に依存したエネルギーの供給構造から、100%自然エネルギーに転換していくことが求められている。実際に100%自然エネルギーへの動きは世界中で大きなうねりとなっており、企業でも、グーグルやIKEAをはじめ80社以上の国際企業が自然エネ

³⁴ ISEP「コミュニティパワー国際会議 2014 in 福島」<http://www.isep.or.jp/library/4772>

³⁵ 「100%自然エネルギー世界キャンペーン」"Global 100% RE" <http://www.go100re.net>

³⁶ 福島県(2013)「再生可能エネルギー先駆けの地アクションプラン」(2013)

³⁷ 松原弘直、Jörg Raupach-Sumiya ほか、(2015)「福島県再生可能エネルギー推進ビジョンに基づく地域経済効果の評価」環境経済・政策学会 2015 年大会

³⁸ 「長野県環境エネルギー戦略」2013 年 2 月 <http://www.pref.nagano.lg.jp/ontai/kurashi/ondanka/shisaku/senryaku.html>

ギー100%の実現をすでに目指している³⁹。

これまでも企業が自然エネルギーを事業の中で活用する取り組みには、様々な方法があった。もっともシンプルかつその効果がわかり易い方法は、太陽光発電や水力発電などの自然エネルギーを使った発電設備を工場などの施設で導入し、そのエネルギーを直接利用するやり方である。熱を供給する熱源設備(ボイラー等)の燃料を自然エネルギー(バイオマス、太陽熱、地中熱など)に転換する方法もある。100%自然エネルギーとすることは、現時点では費用対効果の面で大きなハードルがある。しかし、今後、エネルギー調達費用やCO₂削減価値などは変動しつつも長期的に上昇して行くことが想定されるが、自然エネルギーの設備の初期費用は減少傾向にあり、将来的には100%自然エネルギーが費用対効果としても優れたソリューションとなる可能性がある。

直接、自然エネルギーの設備を導入する方法以外にも、外部で自然エネルギーの事業に投資をしたり、外部から自然エネルギーの電気を調達したり、グリーン電力のような自然エネルギーの価値を購入したり、様々な方法で企業の事業活動で使うエネルギーを自然エネルギー100%にすることができる。実は、企業にとっては事業活動の中で自然エネルギーを導入する際に、費用面やその効果について、様々な選択肢がある方が望ましいと考えられる。

外部から自然エネルギーの電気を調達する方法として、日本国内でも、自然エネルギーをメインに販売する電力会社(小売電気事業者)が今後、増えると考えられると期待はされているが、欧州ではすでにドイツのシェーナウ電力など自然エネルギー100%の電気を販売している電力会社が数多く存在する。さらに、事業で使う電気をすべて自然エネルギーで賄う方法として、グリーン電力証書を使う方法がある。日本国内でも、事務所の一部や製品の生産の一部をグリーン電力で賄う事例はあるが、米国ではグリーン電力証書(REC)により事業活動のすべての電力を100%自然エネルギーで賄う企業が数多く存在する⁴⁰。



図 5.9 米国「グリーン電力パートナーシップ」の参加企業所マップ(出所: EPA ホームページ)

その中には、インテル、マイクロソフト、アップルなど多くの有名企業も含まれており、年間のグリーン電力の総電力量は300億kWhに達している(日本の約100倍)。米国連邦環境保護庁(EPA)が、グリーン電力パートナーシップ(Green Power Partnership)プログラムを運営しており、1,300社以上が参加している(図5.9)。このうち消費電力量の100%以上をグリーン電力としている企業が800社を超えている(2016年9月時点)。

(ISEP 松原)

5.2.5 エネルギー永続地帯

(1) 2014年度の推計値

国内のエネルギー供給に占める自然エネルギーの割合が6%程度しかない日本において、都道府県や市町村別などの地域ごとに評価することで、より大きな割合で自然エネルギーを供給している地域を見出し、自然エネルギーにより持続可能な地域を将来にわたり増やしていくことが重要である。千葉大学倉阪研究室と環境エネルギー政策研究所(ISEP)の共同研究「永続地帯研究会」では、2007年から毎年、日本国内の地域別の自然エネルギー供給の現状と推移を明らかにしている⁴¹。地域における自然エネルギーの割合が、その地域の持続可能性の指標として有効になると考えたからである。その地域の特性に応じて太陽光や風力、小水力、地熱、バイオマスなどの様々な自然エネルギーを活用した実績を指標として評価することにより、これまで経済的な指標などでは捉えられなかったその地域の持続可能性を評価し、より発展させることが可能となる。ここでは、2016年3月に発表された「永続地帯2015年度版報告書」⁴²のデータを基に、地域別の再生可能エネルギーの導入状況を見てみる。

都道府県別に見ると、21県で、2014年度の民生部門(家庭および業務部門)および農林水産部門のエネルギー需要(電力および熱)と比較して、自然エネルギーの供給量の割合が10%を超えていることがわかる(図5.10)。都道府県ごとに特徴があり、大分県では地熱発電が大きな割合を占めているが、秋田県では地熱発電や小水力発電に加えて風力発電もあり、富山県では小水力発電が大きな割合を占めている。図5.11に示すように、電力需要に対する自然エネルギー電力の供給の割合は、28県で10%以上となっており、各地での太陽光発電の導入により自然エネルギーの供給割合が上昇している。さらに、全国1,700余りある市町村のうち、61の市町村において、自然エネルギー供給の割合が100%以上になっている。それらの地域で設置されている自然エネルギーによる発電所で発電され発電量と熱供給設備による熱の供給量が、地域内のエネルギー需要(民生および農林水産部門)を

³⁹ RE100 <http://there100.org/companies>

⁴⁰ EPA "Green Power Partnership, 100% Green Power User" <https://www.epa.gov/greenpower>

⁴¹ 永続地帯ホームページ <http://www.sustainable-zone.org/>

⁴² 「永続地帯 2015 年度版報告書」 <http://www.isep.or.jp/library/9330>

計算上、上回っていることを示している。さらに、自然エネルギーにより発電された年間発電量が地域の年間電力消費量を上回っている市町村は、100に達している。一方、東京都や大阪府など大都市では、エネルギー需要が大きいため、太陽光発電や太陽熱利用がある程度進んでいるにもかかわらず、この自然エネルギー供給の割合は1%以下と非常に小さい。そのため、都市部で自然エネルギーの供給の割合を増やすためには、自然エネルギーが豊富で、供給が可能な地域と都市との連携が不可欠となっていることもわかる。

(2) 風力発電によるエネルギー永続地帯

上記のように自然エネルギーによる年間の発電量が電力の需要量(民生および農林水産部門)を超えて計算上、電力自給率が100%以上になっている自治体が全国

でちょうど100市町村ある。これらの自治体のうち、風力による発電量だけで電力自給率が100%を超える自治体が20市町村ある。この中で、自治体としても風力発電事業に取り組んでいることで有名な地域として、北海道の苫前町や寿都町、岩手県の葛巻町などがある一方、青森県東通村のように、外部資本の大規模な民間事業者のウィンドファームを誘致している自治体も存在している。また、青森県六ヶ所村や愛媛県伊方町のように再処理工場や原発など原子力関連施設と共に風力発電が積極的に導入されている地域もある。これらの地域でも、2012年以降、新たな固定価格買取制度(FIT制度)のスタートと共に、地域での経済効果を見込むことができる地元資本による風力発電事業も少しずつ増え始めている。

北海道北西部の日本海沿岸に位置する苫前町は、大陸からの強い季節風に悩まされて来たが、この地域特有

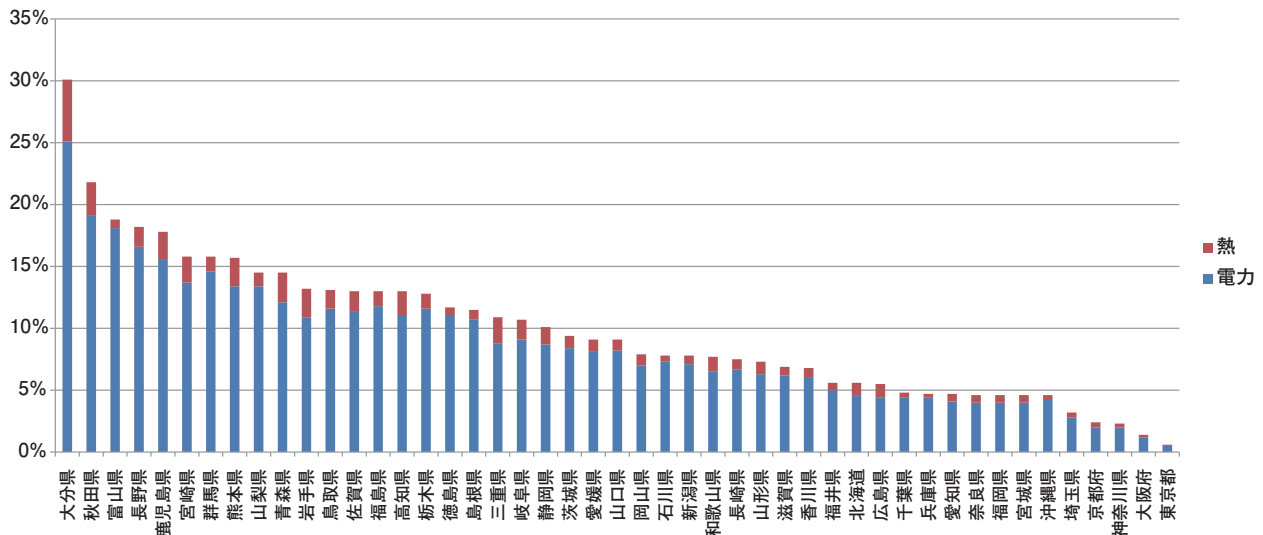


図 5.10 都道府県別の自然エネルギー（電力および熱）の供給割合（出所「永続地帯 2015 年度版報告書」より作成）

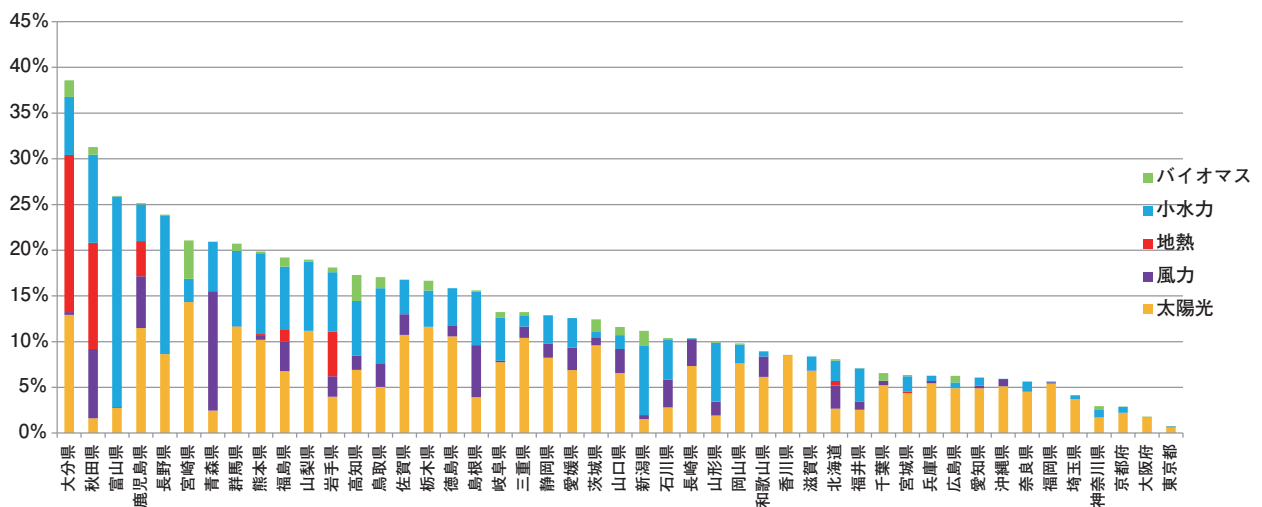


図 5.11 都道府県別の自然エネルギー（電力のみ）の供給割合（出所「永続地帯 2015 年度版報告書」より作成）

の強い風を活かして1990年代後半には、山形県庄内町(旧立川町)等の幾つかの先進的な自治体と同様に自治体自ら率先して風力発電事業に乗り出した⁴³。2000年には、3基で2,200kWの「夕陽ヶ丘ウインドファーム・風来望」が完成している(写真1)。さらに民間事業者により設備容量で5万kW(3万世帯分の電力)以上、合計39基の風車が立ち並ぶ当時としては国内最大級のウインドファームが町内の牧場に建設された。その結果、風力発電による年間発電量は、町の電力需要の7倍以上にもなり、熱も含むエネルギー永続地帯としての評価でもエネルギー自給率は380%に達している。一方で、農業も盛んで食料自給率も800%を超えており、エネルギーと食料を合わせて100%自給が可能な「永続地帯」となっている。さらに風力発電に取り組む全国の自治体のネットワーク組織「風力発電推進市町村全国協議会」⁴⁴の事務局を運営し、地域発の自然エネルギーの普及にも積極的に取り組んできた。



写真 9: 夕陽ヶ丘ウインドファーム「風来望」(北海道苫前町)



写真 10: 八丁原発電所(出力 11 万 kW、大分県九重町)

日本国内では北海道を中心に陸上だけでなく、洋上を含めて風力発電の大きな導入ポテンシャルがある。日本国内での風力発電に対する長期的な導入目標の見直しと共に、環境アセスメントの手続きや電力系統の拡充、電力システムの改革などが課題となっているが、今後の成長が期待されている。国内の風力発電の導入が伸び悩む中、風力発電の大きな導入ポテンシャルがある北海道では、多くの風力発電事業の計画がある。苫前町が位置する北海道北西部でも30万kW~60万kWの導入ポテンシャルがあると考えられている。しかし、この地域では新たな発電設備のための電力系統の空容量がほとんどない状況になっており、この日本海に面した北海道の北西地域の電力系統の整備が当面の課題となっている。

(3) 地熱発電によるエネルギー永続地帯

地熱発電による発電量だけで電力の自給率が100%を超える市町村が5地域ある(大分県九重町、福島県柳津町、秋田県鹿角市、岩手県雫石町、北海道森町)。地熱発電のある地域では、さらに温泉などでの地熱の熱利用の割合も高くなっている。

この中で、大分県の九重町には、合計で出力15万kW以上の地熱発電所(写真)が稼働しており、その全発電量は、九重町の電力消費量(家庭、業務および農林水産)の20倍以上に達する。100%自然エネルギー地域である61市町村の中でも、もっともエネルギー自給率の高い地域となっている。九重町のほとんどの地熱発電所は九州電力が所有・運営していますが、民間のホテルが運営する小規模な地熱発電所もあり、その自家消費分はグリーン電力証書としても活用されている。

エネルギー自給率が2番目に高い福島県の柳津町では、町の電力消費量の7倍を超える電気を、東北電力の柳津西山地熱発電所の1基の地熱発電設備(出力6万5,000kW)で発電している。柳津町、西山温泉組合、地熱資源の開発を行う奥会津地熱(株)との間で源泉の補償などについて合意が持たれ、1995年には運転を開始している⁴⁵。運転開始後も、周辺温泉への影響を把握するためのモニタリングが奥会津地熱により行われ、定期的な報告やトラブルなどへの対応が着実に行われている。東北地方には、東北電力などが運営する比較的大規模な地熱発電所が7カ所8基あり、発電出力では日本国内の地熱発電所の半分以上を占めている⁴⁶。これらの地熱発電所が立地する福島県の柳津町、秋田県の鹿角市と湯沢市、岩手県の雫石町と八幡平市、宮城県の大崎市(旧鳴子町)では、地熱を地域の資源として有効に活用を図っており、一部の地域では地熱資源を活かして新たな地熱発電の開発計画も進んでいる。

(ISEP 松原)

⁴³ 「風車の町」北海道苫前町(自治体単独、民間事業者との協働事業など) <http://www.town.tomamae.lg.jp/category/lg6iib0000000k0k.html#i0>

⁴⁴ 風力発電推進市町村全国協議会 <http://www.town.tomamae.lg.jp/section/kikakushinko/lg6iib00000006d7.html>

⁴⁵ 東北電力「柳津西山地熱発電所」http://www.tohoku.meti.go.jp/s_shigen_ene/geo/yanazu.html

⁴⁶ 日本地熱協会「日本の地熱発電」<http://www.chinetsukyokai.com/information/nihon.html>

5.3 自然エネルギー導入ポテンシャル

5.3.1 概要

日本の再生可能エネルギーの導入ポテンシャル(将来、導入が可能な発電設備の容量)は非常に大きいことが分かっている。例えば、環境省の「平成22年度再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査」⁴⁷では、太陽光発電(住宅用以外)、風力発電、地熱発電そして小水力発電について国内全域の導入ポテンシャルを推計している。本調査は、さらに平成23～24年度⁴⁸に調査が継続され、情報の精査やポテンシャルの再推計が実施された。本節では、最新のものである平成24年度の調査結果を基に日本の再生可能エネルギーポテンシャルについて示す。

太陽光発電の導入ポテンシャルは、住宅系建築物(戸建、共同住宅、オフィスビル)が1億8,270万kW、商業系建築物(商業、宿泊)が249万kWと推計されている。この他に、庁舎、学校などの公共系の建築物や、工場などの屋根の上に太陽光パネルを取り付ける他、遊休地や耕作放棄地など様々な未利用の土地が日本全国で活用できることが示されており、これらの太陽光の導入ポテンシャルが1億4,686万kWと推計されている。これらを合計した日本国内の太陽光発電の導入ポテンシャルは3億3,203万kWに達する。なお、平成24年度の調査では、より詳細に区分された地域別に年間の予想発電量を推定することで、これまでの推計と比較して精度の向上が図られている。

風力発電については、従来から導入が進められてきた陸上について、導入ポテンシャルが2億6,756万kWと推計されている。特に東北地域や北海道において導入ポテ

ンシャルが大きく推計されている。さらに洋上風力については北海道、九州を中心とした地域で導入ポテンシャルが大きく、13億8,265万kWと推計されている。陸上と洋上をあわせた風力発電の導入ポテンシャルは16億5,021万kWと推計され、日本国内に現在ある発電設備の全設備容量を遥かに上回る量である。平成24年度の調査では、陸上風力において、自然公園などの規制データの更新や、地上開度を考慮することで推計精度の向上が図られている。洋上風力の調査では、島嶼部を控除した条件付き導入ポテンシャルの推計が実施されている。

地熱発電については、150℃以上の地熱資源について、国立・国定公園や都道府県立自然公園における開発可能性を除いた導入ポテンシャルが232万kWと推計されている。一方で、環境省「国立・国定公園内における地熱開発の取り扱いについて」(平成24年3月27日)において、第2種および第3種特別地域の開発可能性が示されたことを受けて、平成24年度の調査では、150℃以上の国立・国定公園の第2種および第3種特別地域の開発可能性を考慮した導入ポテンシャルが848万kWと推計されている。この導入ポテンシャルに、150℃未満の導入ポテンシャルを加えると、地熱の導入ポテンシャルは合計で、1,631万kWと推計される。

中小水力については、水資源の豊富な全国の山間地域において導入が可能であり、その導入ポテンシャルは1,444万kWと推計されている。平成24年度の調査では、今後の推計精度向上に向けた課題が整理され、精度向上の方法が検討されている。表5.4および図5.12には、環境省の「平成24年度 再生可能エネルギーに関するゾーニング基礎情報整備報告書」において推計されている導入ポテンシャルを電力供給エリアによる地域別に示す。各エネルギーがそれぞれ異なる特徴を持って、特定の地域

表5.4:環境省の調査による自然エネルギーの地域別導入ポテンシャル

(単位:万kW)

電力供給 エリア	太陽光	風力(陸上)	風力(洋上)	中小水力	地熱	合計
北海道	1,798	13,238	38,360	131	750	54,277
東北	4,216	6,892	21,613	424	398	33,108
関東	7,633	485	6,656	202	141	11,414
北陸	1,573	433	5,280	169	73	11,906
中部	4,326	853	3,869	230	111	9,176
関西	3,639	1,068	2,540	29	8	7,259
中国	3,090	841	11,778	59	15	15,769
四国	1,627	451	4,167	59	4	6,323
九州	4,988	1,942	36,593	90	131	43,744
沖縄	314	553	7,410	0	0	8,277
合計	33,204	26,756	138,265	1,393	1,631	201,253

⁴⁷ 環境省「平成22年度再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査報告書」<http://www.env.go.jp/earth/report/h23-03/>

⁴⁸ 環境省「平成23年度 再生可能エネルギーに関するゾーニング基礎情報整備報告書」<http://www.env.go.jp/earth/report/h24-04/>

⁴⁹ 環境省「平成24年度 再生可能エネルギーに関するゾーニング基礎情報整備報告書」<https://www.env.go.jp/earth/report/h25-03/index.html>

に集中して分布する傾向が示唆されている。

風力発電について、上記の環境省の調査において北海道や東北そして九州に多くのポテンシャルがあることがわかっている。これは日本風力発電協会(JWPA)による調査でも示唆されており、特に北海道では現在導入されているすべての発電設備(火力や原子力を含む)に対して、30倍もの導入ポテンシャルがあるという調査結果となっている。しかし、その豊富な自然エネルギーによる電力を、エネルギー需要の大きい他の地域へ送るためのインフラ(送電系統など)が課題となってくる。その中で、陸上での導入に加えて洋上での風力発電の導入も期待されており、日本国内でも技術開発や実証試験が始まっている⁵⁰。

さらに日本国内には、世界第3位の地熱資源による地熱発電や地熱利用の大きな可能性がある。産業技術総合研究所が2008年度に行った地熱資源量の評価結果では、大規模な蒸気を利用した地熱発電の導入可能量が約2,300万kWあり、現在導入済みの発電設備容量の40倍以上に達する。さらに日本には高温のため利用されていない温泉のエネルギーがあり、それを発電に活用する温泉熱発電(バイナリー発電)の導入可能量は約900万kWあると推計されている。

バイオマス資源の種類は実に多彩であり、地域での資源量の把握およびその収集・活用方法の検討には様々な調査や実証が必要になる。地域別のポテンシャル(賦存量)としては、NEDOの「バイオマス賦存量・有効利用可能量の推計」データベースがある⁵¹。バイオマスの種類としては、大きく未利用系資源と廃棄物系資源に分類されている。未利用系バイオマスには、木質系(林地残材、切り捨間伐材、果樹剪定枝、竹)、農業残渣(稲わら、もみ殻、麦わら、その他)、草木系(ササ、ススキ)がある。廃棄物系バイオマスには木質系(製材廃材、建築廃材、子公園剪定枝など)、家畜ふん尿・汚泥(牛・豚・鶏・ブロイラーのふん尿、下水汚泥、し尿など)、食品系(加工廃棄物、家庭系や事業系生ごみ)がある。ここでは、バイオマス種

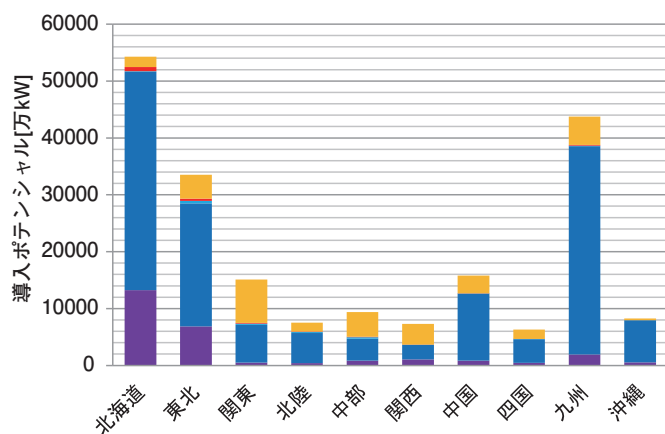


図 5.12 環境省の調査による自然エネルギーの地域別導入ポテンシャル

別ごとに市町村単位あるいは1平方キロメートルメッシュ単位で賦存量を知ることができる。ただし、ここでは各地域の賦存量をデータとして俯瞰することを重視し、分布量の推計には公表されている統計データが用いられているため、地域での活用の際には注意が必要である。バイオマスの中でも日本の豊富な森林資源の活用は大きな可能性があるが、その地域ごとの資源量の把握には森林に関する各種の統計情報の整備が必要である。

(ISEP)

5.3.2 太陽光発電

日本国内の太陽光発電の導入ポテンシャルについては、環境省の「平成21年度 再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査報告書」⁵²において非住宅用の太陽光発電の導入ポテンシャルの調査を行っている。そしてその後も精度の向上が図られ⁵³、平成23年度調査からは住宅用太陽光発電のポテンシャルも推計されている⁵⁴。平成24年度の調査では、日本の地域別に予想発電量を推計することによって精度の向上が図られると共に、ポテンシャルの集計区分(住宅用太陽光、公共系等太陽光)が見直されている。

公共系等太陽光発電の導入ポテンシャルは、まず各種導入対象のサンプル図面を基に、太陽光パネルの設置可能面積や発電量を算出し、設置係数(各施設の単位面積当たりのパネルの設置可能面積等)を推計している。そして、各施設の設置係数と建築面積等の統計データを基に、各施設、都道府県別の太陽光設備容量と年間発電電力量を推計している。これらの調査結果としては、公共部門(庁舎、学校、文化施設、医療・福祉施設、上下水道施設等)で1,040~2,318万kW、産業部門(工場、発電所等)で1,392~2,987万kW、低・未利用地で164~2,736万kW、耕作放棄地で3,154~6,737万kWとしている。なおこの調査では、導入ポテンシャルの推計において、設置係

数をレベル1から3といった複数想定することで、3段階の導入ポテンシャルを推計している。これらの導入ポテンシャルについて都道府県別に見ると、公共系の施設では、東京都の導入ポテンシャルが最も大きく215万kWとなっているが、産業系の施設(工場等)では、愛知県が268万kWと最も大きくなっている。

住宅用等太陽光発電に関する導入ポテンシャルは、GISを用いて住宅地図から500mメッシュ単位で戸建住宅、共同住宅、商業施設等の面積(建築面積、延床面積)を抽出し、設置係数をかけることで導入ポテンシャルおよびシナリオ別導入可能量を推計

⁵⁰ JWPA 「日本の洋上風力発電」 <http://log.jwpa.jp/content/0000289388.html>

⁵¹ NEDO 「バイオマス賦存量・有効利用可能量の推計」 <http://app1.infoc.nedo.go.jp/biomass/>

⁵² 環境省 「平成 21 年度 再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査報告書」 <http://www.env.go.jp/earth/report/h22-02/index.html>

⁵³ 環境省 「平成 22 年度再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査報告書」 <http://www.env.go.jp/earth/report/h23-03/>

⁵⁴ 環境省 「平成 23 年度 再生可能エネルギーに関するゾーニング基礎情報整備報告書」 <http://www.env.go.jp/earth/report/h24-04/>

している。この調査結果では、太陽光の導入ポテンシャルが商業系建築物（宿泊施設含む）で82～249万kW、戸建住宅等で4458～13,898万kW、大規模共同住宅・オフィスビル21～59万kW、中規模共同住宅1,348～4,312万kWと評価されている。これらの住宅用太陽光発電のポテンシャルは、埼玉県（861万kW）、千葉県（846万kW）、東京都（860万kW）、神奈川県（804万kW）と関東で大きく評価されている他に、愛知県で980万kWと大きく評価されている。

表5.5および図5.13には、日本の太陽光発電の導入ポテンシャルを示す。上述した住宅用等太陽光発電と公共系等太陽光発電の合計値は日本全体で3億3,204万kWで

ある。この値は、年間発電電力量で3,490億kWh程度となり、2011年度の日本全体の発電量である1兆1,131億kWhの約3割程度に相当する。

また経済産業省「平成22年度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性に関する調査）」⁵⁵では、太陽光の導入可能量を全国合計値で、2億3,800万kWと推計している。この値には低・未利用地（耕作放棄地を含む）を含んでいない。平成24年度の環境省の推計における3億3,204万kWから低・未利用地・耕作放棄地を除くと2億3,732万kWとなり、非常に近い値となっている。

(ISEP)

表5.5: 日本国内の太陽光発電の導入ポテンシャル（環境省データを集計）

電力供給エリア	住宅系建築物 (戸建、共同住宅、 オフィスビル)	商業系建築物 (商業、宿泊)	公共系建築物 (庁舎、文化施設、 学校、医療施設など)	産業系建築物・用地 (発電所、工場、 物流施設など)	低・未利用地 (最終処分場、河川、 港湾施設、空港、鉄道 など)	耕作放棄地	合計
北海道	842	15	122	159	301	359	1,798
東北	2290	28	266	320	442	870	4,216
関東	5177	75	666	708	512	495	7,633
北陸	587	8	74	115	87	702	1,573
中部	2612	31	291	587	316	489	4,326
関西	2317	38	368	408	290	218	3,639
中国	1366	16	166	246	256	1040	3,090
四国	741	8	81	91	156	550	1,627
九州	2177	28	258	255	334	1936	4,988
沖縄	159	3	25	8	41	78	314
合計 [万 kW]	18270	249	2,317	2,897	2,735	6,737	33,204
年間発電量 [億 kWh/ 年]	1,916	37	242	305	287	703	3,490

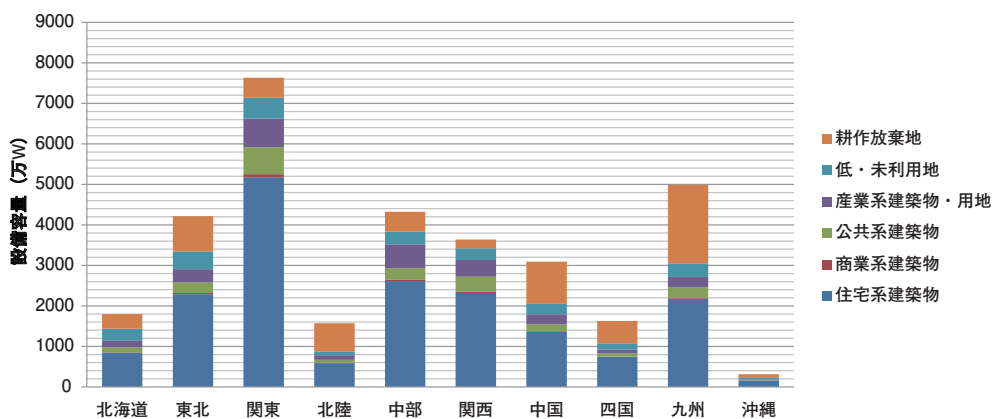


図 5.13 日本国内の太陽光発電の導入ポテンシャル（環境省調査データを集計）

⁵⁵ 経済産業省「平成22年度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性に関する調査）」
http://www.meti.go.jp/medi_lib/report/2011fy/E001772.pdf

5.3.3 風力発電

風力発電の賦存量とポテンシャル調査は、2000年1月に経済産業省が実施した、「新エネルギー等基礎調査」以来、日本風力発電協会が2007年12月に(V0.0)、2010年1月に(V1.1)、2010年6月に(V2.1)、2011年7月に(V3.0)を、また環境省が2010年3月および2011年3月に実施した「再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査」⁵⁶、2012年5月に実施した「東北地方における風況変動データベース作成事業」⁵⁷および経済産業省が2011年2月に実施した「新エネルギー等導入促進基礎調査事業」⁵⁸がある。これらは、年々解析精度の向上を図ると共に、ポテンシャル算出のための制約条件を精緻化したものである。またこれらを基にして2014年5月に「風力発電ポテンシャルと中長期導入目標V4.3」を公表した⁵⁹。

ここで賦存量とは、理論的に算出することができるエネルギー資源量の内、明らかに利用することが不可能であるもの(例:風速5.5m/s未達の風力エネルギーなど)を除く資源量であって、種々の制約要因(土地用途、利用技術、法令など)を考慮しないものをいい、ポテンシャルとは、エネルギーの採取・利用に関する種々の制約要因を考慮

したエネルギー資源量であって、特定の社会条件による一時点における導入可能量をいう。

さらに、シナリオ別導入可能量とは、ポテンシャルの内数であり、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をいう。

日本全国における陸上風力の、賦存量、ポテンシャルおよびシナリオ別の算出結果を図5.14に示す。ただし、これらのシナリオ別導入可能量とポテンシャルとを比較するには、日本全国の発電設備容量が、2億700万kWであること、ポテンシャルは北海道、東北、九州に集中していること、および地域により風速分布が異なることに注意を要する。

- シナリオ2(技術革新、コストダウン)
≡ 年間平均風速5.5m/s以上
- シナリオ1-3(FIT 20円/kWh、20年)
≡ 年間平均風速6.5m/s以上
- シナリオ1-2(FIT 20円/kWh、15年)
≡ 年間平均風速7.0m/s以上
- シナリオ1-1(FIT 15円/kWh、15年)
≡ 年間平均風速8.0m/s以上

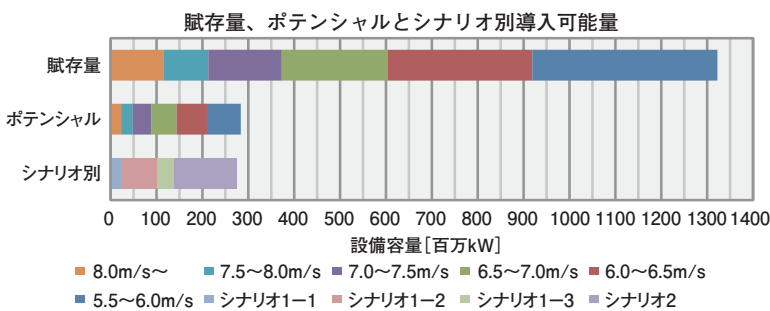


図 5.14 風力の賦存量、ポテンシャルとシナリオ別導入可能量 (環境省調査データ等より JWPA 作成)

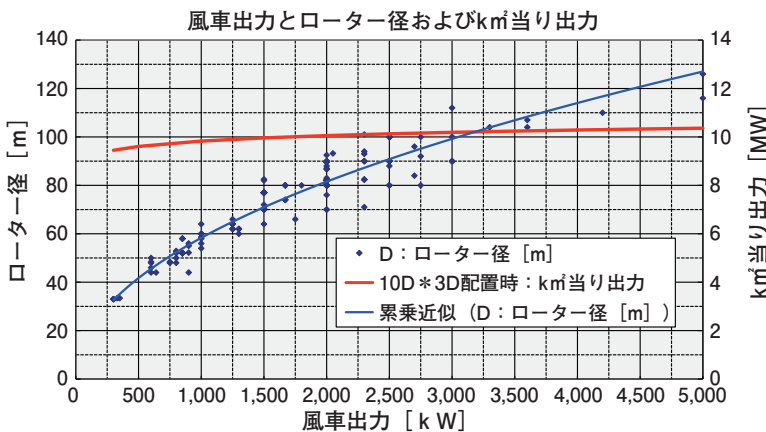


図 5.15 風車出力とローター径および 10D × 3D 配置時の km²当り出力 (JWPA)

賦存量、ポテンシャルは、最新の国土数値情報を基に100mメッシュで算出した面積を、設備容量へ換算して公表をしている。以下に適地面積から設備容量への換算に適用した前提条件などを示す。

現在は、単機出力2,000kW～3,000kWが主流となっており、ローター径(D)も長くなっている。複数の風車配置に際しては、NEDO風力発電導入ガイドブック(2008年2月改訂第9版)から、卓越風向がある場合の推奨値(10D×3D)を採用し、主要風車の出力とローター径の調査結果および既設ウインドファームの実績から、風車の単機出力による差は僅かであることが判明したので、ここでは、単機出力に係らず1km²当り1万kW(10MW)とした。なお、陸上風力の場合は、3列未満の配置が多く、必要なエリア面積は少なくなるが、これは設置可能量算定に際するマージンとなる。図5.15に風車出力とローター径およびkm²当り出力を示す。

なお、2,000kW級風車を1基建設する場合、据付維持に必要な専有面積は100m×100m(1ha)程度であるが、複数台の風車を建設する際に必要なエリア面積は、主風向に対する風車列数により異なることと、風車

⁵⁶ <http://www.env.go.jp/earth/report/h23-03/index.html> <http://www.env.go.jp/earth/ondanka/rep/index.html>

⁵⁷ <http://www.env.go.jp/earth/report/h24-02/index.html> <http://www.env.go.jp/earth/ondanka/windmap/index.html>

⁵⁸ <http://www.meti.go.jp/eti/lib/report/2011fy/E001771.pdf>

⁵⁹ JWPA「風力発電導入ポテンシャルと中長期導入目標 V4.3」http://jwpa.jp/page_195_jwpa/detail.html

設置位置以外は牧草地など他の用途に使用可能であることに注意を要する。

2,000kW機を30基設置する場合の、風車列数とエリア面積との関係を以下に示す。

- 30基×1列の場合:約 86ha≒7.0万kW/k㎡
- 15基×2列の場合:約360ha≒1.7万kW/k㎡
- 10基×3列の場合:約410ha≒1.5万kW/k㎡

陸上風力のポテンシャル(6.0m/s以上に限定した場合)

陸上風力のポテンシャルは、北海道、東北、九州に集中しており各電力会社の設備容量や事業性を考慮する必要がある。賦存量から社会的制約条件を考慮した「陸上風力ポテンシャル」の内、事業性の面から80m高さで年間平均風速6.0m/s以上に限定したポテンシャルは、以下のとおりである。

- ◇各電力会社の設備容量を考慮しない場合:
2億983万kW(国内全発電設備容量の1.02倍)
- ◇各電力会社の設備容量を上限とした場合:
7,436万kW(国内全発電設備容量の0.36倍)

各電力会社管内別の陸上風力の導入ポテンシャルを以下の図5.16に示す。

着床式洋上風力のポテンシャル(7.0m/s以上に限定した場合)

着床式洋上風力のポテンシャル(離岸距離30km未満、水深50m未満)の内、事業性の面から80m高さで年間平均風速7.0m/s以上に限定したポテンシャルは、以下のとおりである。

- ◇各電力会社の設備容量を考慮しない場合:
1億5,646万kW(国内全発電設備容量の0.76倍)
- ◇各電力会社の設備容量を上限とした場合:
6,165万kW(国内全発電設備容量の0.30倍)

各電力会社管内別の洋上風力のポテンシャルを図5.17に示す。

浮体式洋上風力発電のポテンシャル(島嶼を除き、7.5m/s以上に限定した場合)

浮体式洋上風力のポテンシャル(離岸距離30km未満、水深50m以上200m未満)の内、事業性の面から80m高さで年間平均風速7.5m/s以上に限定したポテンシャルは、以下のとおりである。

- ◇各電力会社の設備容量を考慮しない場合:
3億46万kW(国内全発電設備容量の1.45倍)
- ◇各電力会社の設備容量を上限とした場合:
8,480万kW(国内全発電設備容量の0.41倍)

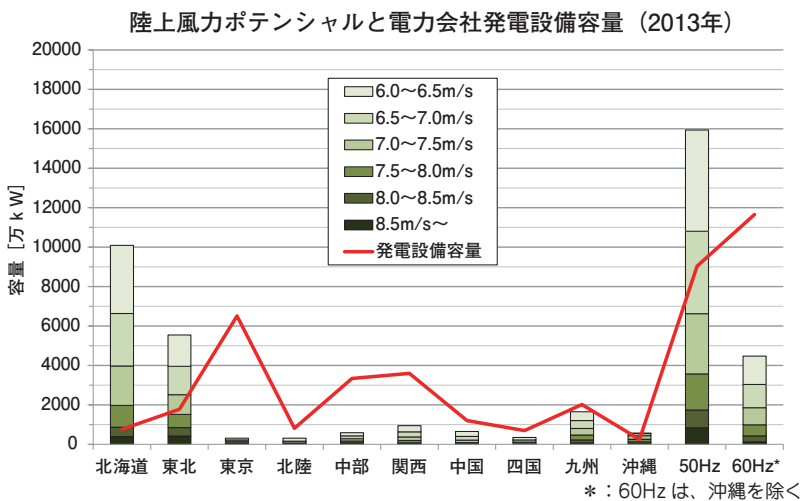


図 5.16 各電力会社管内別の陸上風力ポテンシャル (JWPA, 60Hzは、沖縄を除く)

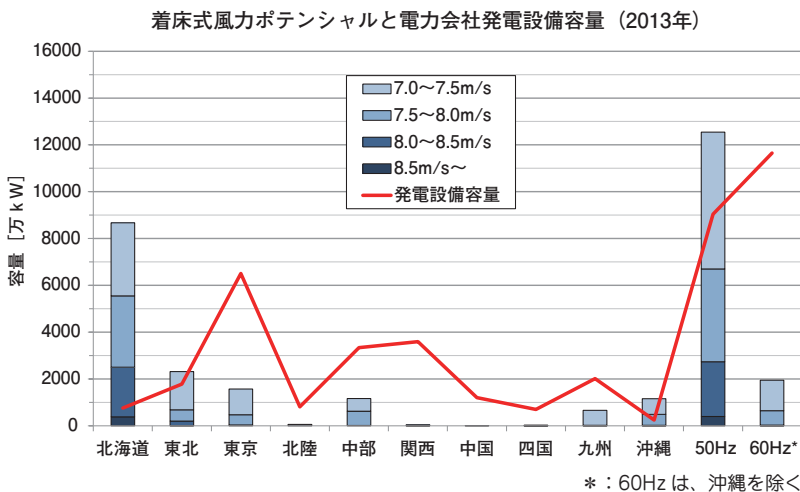


図 5.17 各電力会社管内別の着床式洋上風力ポテンシャル (島嶼を除く)

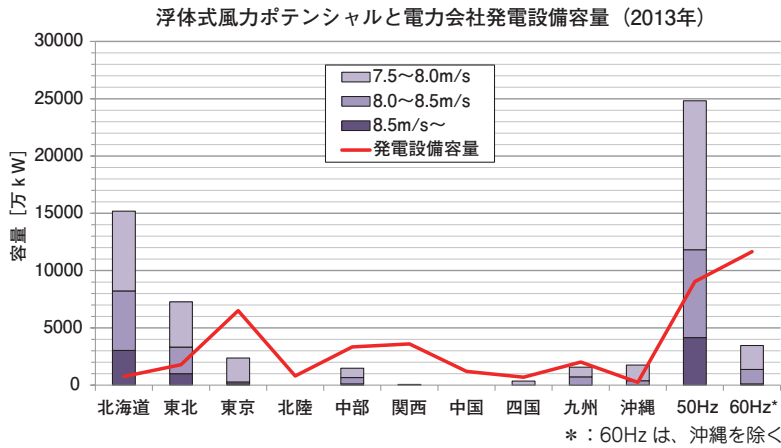


図 5.18 各電力会社管内別の浮体式洋上風力ポテンシャル (諸島を除く場合)

各電力会社管内別の浮体式洋上風力ポテンシャルを図 5.18に示す。

市町村別および地域別ポテンシャル

風力発電のポテンシャルは、500mメッシュの風況データと、100mメッシュの土地利用区分などのデータを基に算出しているため、特に陸上風力に関しては、縮尺の大きな地図では具体的な適地が判別しにくいので、陸上風力に関しては、市町村別に集計したポテンシャル量を、洋上風力に関しては、風速を示したポテンシャルマップが「自然エネルギー白書2013」の巻頭カラー図Dに示されている(各市町村の面積が異なる事に、注意を要する)。

(日本風力発電協会 JWPA)

5.3.4 小水力発電

小水力発電の導入ポテンシャルについては、経済産業省「中小水力開発促進指導事業基礎調査」(2010年3月)、環境省「再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査」(2011年3月)によって実施された調査以外はまだ行われていない。その調査結果を簡単に振り返ると以下のようになる。

環境省の調査報告書によれば、日本全体の中小水力発電の賦存量は河川部に1,650万kW、農業用水路に32万kWと推定されており、そのうち開発不適地を除いた導入ポテンシャルは河川部に1,400万kW、農業用水路に30万kWと見込まれている。また、固定価格買取制度が導入されることを想定した場合のシナリオ別導入可能量についても推計を行い、その結果、河川部で90

万~406万kW、農業用水路で16万~24万kWとなった。なお、この試算にあたっては、現状の利水に支障が生じないように、かつ、既存取水量が多い日を抽出し、さらに維持流量を考慮して試算したため、保守的な評価となることを考慮する必要がある。加えて、水力発電関係工事は発電事業以外の目的でもなされるので、固定価格買取制度に対応した事業収支シミュレーションは、一層保守的な評価となるため、参考値的な扱いで考えるべきであるが、地域エネルギー政策の立案に役立つ。この調査に基づいて既設大規模発電所を控除したポテンシャルマップを公開

しており、詳細データを希望する自治体にはGISデータが配布された。

一方で経済産業省の調査によれば、水力発電の開発促進を図るため1913年(明治43年)以降全国規模で個別地点ごとのポテンシャル調査を包蔵水力調査として実施しており、それらを統合した未開発の理論包蔵水力として2008年3月における未開発包蔵水力(一般水力)は2,714地点、1,213万kW、458億kWh、となっており中小水力については2009年3月の調査において1,397地点、34万kW、17億kWhとし、2020年までの最大導入ケースとして1,300地点としている。図5.19には資源エネルギー庁による2015年3月末時点の包蔵水力調査による出力区分別の発電出力を、図5.20には包蔵水力調査による出力区分別の地点数を示す⁶⁰。

経産省、環境省が行ったポテンシャル調査の結果を基に、複数の都道府県内でのポテンシャル調査を取りまとめ、各自治体が公表しているものを紹介する。福島県が公表している再生可能エネルギーの水力導入ポテンシ

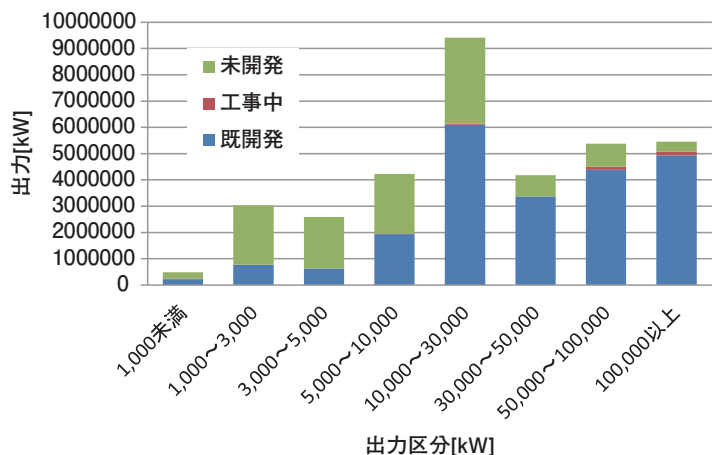


図 5.19 包蔵水力調査による出力区分別の発電出力 (出所：資源エネルギー庁 発電水力調査)

⁶⁰ 経産省資源エネルギー庁「水力発電について：出力別包蔵水力(一般水力)」
http://www.enecho.meti.go.jp/category/electricity_and_gas/electric/hydroelectric/database/energy_japan006/

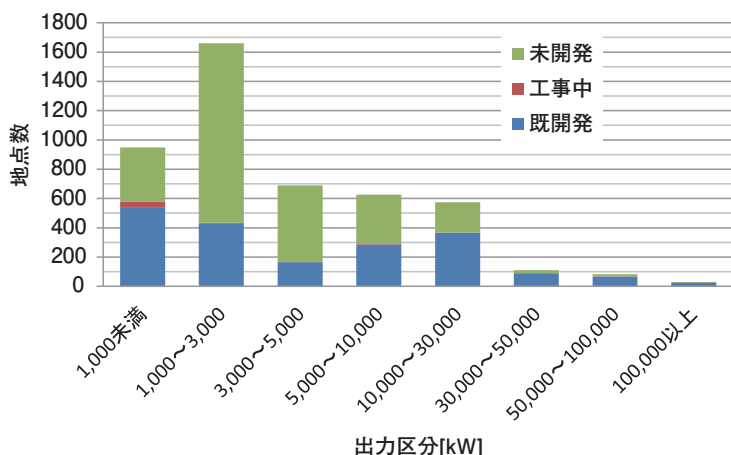


図 5.20 包蔵水力調査による出力区分別の地点数
(出所：資源エネルギー庁 発電水力調査)

ル量(可採量)は、福島県全域で、設備容量では26万kWであり、会津15万kW、中通り8万kW、浜通り3万kWと公表されている⁶¹。また、福島県はインターネット上で、開発可能性が高い地点を規模別や農業用水路、河川といったタイプ別に表示されるマップを掲載し、導入促進を図っている。

奈良県では、2012年4月に公開された「奈良県の再生可能エネルギー等利活用の基本的な考え方」にて、同県のポテンシャルが近畿で1位であるとし、導入に向けた課題などの整理を行なっている。なお同県の導入ポテンシャル(設備容量)は6.6万kWであり、河川部は6.6万kW、農業用水路は0である⁶²。また、長野県も県内のポテンシャル量を公表しており、合計86.6万kWであり、河川部が83.7万kW、農業用水路が1万kW、未利用落差が1.9万kWである。山形県は、導入ポテンシャルを受けて県内の既存施設の紹介、100kW以上の開発適地調査を行い、22地点を候補としてあげ、詳細に報告書で公開している⁶³。

このように現在、包括的な新しいポテンシャル調査は行われてはいないものの、各都道府県にて導入を促す調査結果の公表、データの公開などが進められている。すでに小水力発電の国内の現状の箇所で説明したように、2012年は調査や候補地点の選定などに比重が置かれており、より具体的なデータの公開が進んだ。

(全国小水力利用推進協議会, ISEP)

5.3.5 地熱発電と熱利用

独立行政法人産業技術総合研究所は、2008年にGIS技術を活用した我が国の地熱資源量評価を行った。この評価では、温泉データから得られる活動度指数から地下温度構造と、地表から重力基盤深度までを地熱貯留層の厚さとして、容積法による資源量を全国規模でマッピ

ングしている。これによると、温度が150℃以上の地熱資源量は、約2,347万kWと試算されている。地熱資源は、日本全国に広く分布しているが、ポテンシャルが大きい地域には、年間日照時間が短い北陸や東北、北海道が含まれる。現在の設備容量合計55万kWと比較すると今後の開発可能性は大きく残されている。また、世界的に見ても、日本は、アメリカ合衆国、インドネシアと並んで他を圧倒する三大地熱資源大国である。このことは、世界主要地熱資源国の活火山数と地熱資源量が正相関するという定説とも調和している。

我が国には、高温のために廃棄されている温泉が相当ある。これらの温泉に前述した温泉発電(50kWカーナサイクル発電システム)の利用を想定すると、1,591個の温泉が適用対象となり、72.3万kWの資源量が見積られる。また上述の同じ全国規模の地熱資源評価で、温度が53℃以上120℃未満の温泉発電に対応する熱水系資源量を評価したところ、833万kWの資源量が見積もられる。

現在、地熱発電所では発電用の蒸気と分離した熱水は還元井を通して地下に戻されているが、その温度は100℃近くで、まだ大きな熱エネルギーを有しており、温泉発電の熱源とすることも可能である。発電にふさわしい一定規模以上の熱水は7発電所で得られ、その総熱水流量は711t/hに達する。これを一定条件で発電に用いると1.3万~2.0万kWに相当する。

我が国では、温泉浴用、直接熱利用のポテンシャルを見積もった例はない。しかし、日本の温泉は浴用以外にはほとんど利用されず、しかも源泉温度が高すぎる場合は冷ましてから使い、使用後はそのまま捨てている。これは、熱利用及び持続可能な温泉利用の観点からは非常に無駄が多い。そこで、現存する温泉熱について浴用と競合しない形での有効利用(例えばカスケード利用と呼ばれる温度別利用法)を考え、利用可能な熱量、つまりポテンシャルを計算した。利用最終温度を幾らにするかによりポテンシャルは異なるが、最終温度45℃の場合には80PJ、20℃の場合で120PJとなり、温泉浴用の2~3倍の未利用熱エネルギーを見積もることができる。温泉数がコンスタントに伸びていること、地下深く掘れば必ず熱を得られることを加味すると、適正な政策的支援を行うことによって地産地消エネルギーとしての大幅な利用拡大が期待できる。さらに、地熱・温泉地域でなくても適用が可能な地中熱利用では、夏季の冷房排熱を地下に蓄熱し冬季に取り出して利用するという二重のメリットがあり、熱利用として想定される以上のポテンシャルが期待できる。

(日本地熱協会)

⁶¹ 福島県「再生可能エネルギーの賦存量と可採量(一次エネルギー供給換算) <http://www.pref.fukushima.jp/chiiki-shin/saiseiene/potential/abundance/abundance01.html>
⁶² http://www.pref.nara.jp/secure/81936/20120419energy_3.pdf
⁶³ 山形県再生可能エネルギー活用適地調査 http://www.pref.yamagata.jp/ou/kankyoenery/050016/tekityousa_houkoku.html

謝辞

この「自然エネルギー白書2016」は、日本における自然エネルギーの本格的な普及を目的とし、認定NPO法人環境エネルギー政策研究所によって編纂・発行されました。編纂にあたっては、下記の方々に執筆をして頂いています。この場を借りて厚くお礼申し上げます。

執筆：(五十音順、敬称略)：

明日香壽川 (東北大学)	第1章1.6気候変動
安達正畝 (日本地熱協会)	第3章3.4地熱発電
泉浩二 (環境カウンセラー)	第4章4.3交通分野
相場茂 (日本風力発電協会)	第3章3.2、第4章4.1.3風力発電
笹田政克 (地中熱利用促進協会)	第3章3.5地中熱
泊みゆき (バイオマス産業社会ネットワーク)	第3章3.6バイオマス
佐藤海 (全国小水力利用推進協議会)	第3章3.3小水力発電
植屋治紀 (システム技術研究所)	第5章コラム
山崎誠 (全国ご当地エネルギー協会)	第1章トピックス②
吉田明子 (FoE Japan)	第2章コラム

執筆にあたり、以下の団体等にご協力を頂きました。

一般社団法人 全国ご当地エネルギー協会
(株) 新農林社 新エネルギー新聞

また、環境エネルギー政策研究所の下記のスタッフおよびインターン・ボランティアも「自然エネルギー白書2016」の調査・執筆を担当しています。

調査・執筆 (五十音順)：

飯田哲也 (所長)	序文
今野伊吹 (インターン)	第3章3.1太陽光発電
杉崎朱音 (インターン)	第3章3.1 太陽光発電
武本俊彦 (シニアフェロー)	第1章トピックス⑤
道満治彦 (リサーチアシスタント・立教大学大学院博士後期課程)	第2章2.3 FIT制度の動向 (海外)
野口剛史 (インターン)	第3章3.1太陽光発電
古屋将太 (研究員)	第1章、第2章2.6ご当地エネルギー、2.7社会的合意
松原弘直 (主席研究員)	第1章～第5章全般
山下紀明 (主任研究員)	第1章、第2章2.8自治体PPS、第3章3.7太陽熱、第4章太陽熱

編集後記

日本初の「自然エネルギー白書」は2010年に発行されましたが、翌年の2011年3月11日に東日本大震災があり、その後の福島第一原発の深刻な事故とその損害の甚大さを受け、日本のエネルギー政策は根本的に見直されることとなりました。2012年7月にスタートしたFIT制度により、自然エネルギー政策は、新たな方向に歩み始め、日本全国の各地域で自然エネルギーに対する本格的な取組みが始まりました。その翌年に出版された「自然エネルギー白書2013」では、「加速する自然エネルギー革命」をテーマに、エネルギー政策全体の根本的な見直しの過程を踏まえ、100%自然エネルギーの実現に向けた取り組みが、この年にREN21/ISEPが発表した「世界自然エネルギー未来白書」と共に示されました。

地域分散型の自然エネルギーへの期待が広がり、地域が主体となる「コミュニティパワー」への取組みは大きな広がりを見せており、関係する諸団体とネットワークを作り、協力して様々な取り組みを行ってきています。世界的な自然エネルギー市場の急成長と、2016年末に発効したパリ協定を受けて、世界は100%自然エネルギーの社会を実現するという明確なビジョンに向けて動き出しています。日本国内でもまず自然エネルギーの現状と可能性を「知る」ことから始め、100%自然エネルギーの実現を目指して「考える」、「参加する」、そして「実行する」ことの知恵がこの「自然エネルギー白書2016」から得られるはずです。

編集責任者 松原弘直 (認定NPO法人 環境エネルギー政策研究所)

自然エネルギー白書 2016

“Renewables 2016 Japan Status Report”

<http://www.isep.or.jp/jsr2016>

監修：飯田哲也

編集責任：松原弘直

編集・校正：真人堂株式会社

デザイン・印刷：株式会社アールムーン

作成・発行：認定NPO法人 環境エネルギー政策研究所（ISEP）

<http://www.isep.or.jp/>

〒160-0008 東京都新宿区三栄町3-9

TEL 03-3355-2200 FAX 03-3355-2205

発行日：2017年3月

認定NPO法人 環境エネルギー政策研究所（ISEP）

環境エネルギー政策研究所は持続可能なエネルギー政策の実現を目的とする、政府や産業界から独立した第三者機関です。地球温暖化対策やエネルギー問題に取り組む環境活動家や専門家によって設立されました。自然エネルギーや気候変動政策の推進のための国政への政策提言、地方自治体へのアドバイス、そして国際会議やシンポジウムの開催等、幅広い分野で活動を行っています。また、欧米、アジアの各国とのネットワークを活用した海外情報の紹介、人的交流等、日本の窓口としての役割も果たしています。地域エネルギー事業の支援において市民ファンドを活用した市民風車、太陽光発電事業等も発案し、それらを支援しています。

免責事項：本白書における見解は、認定NPO法人 環境エネルギー政策研究所 (ISEP) のポジションを必ずしも反映したものではない。本白書内の情報は、作成時に各執筆者が有する最前のものであるが、情報の精度と正確性の責任を負うものではなく、今後修正される可能性がある。

表紙写真：

左上：会津電力のソーラーシェアリング（福島県喜多方市）

右上：山形県庄内町の風力発電

中左：徳島地域エネルギーのバイオマスラボ（徳島県佐那河内村）

中真中：間伐材（山形県最上地域）

中右：土湯温泉のバイナリー発電（福島県福島市）

下左：砂防ダム（福島県福島市）

下中：土湯温泉の小水力発電（福島県福島市）

下右：八丁原地熱発電所（大分県九重町）

ご案内

本白書の全文は環境エネルギー政策研究所（ISEP）のホームページの特集ページ（<http://www.isep.or.jp/jsr2016>）に掲載していますので、ダウンロードが可能です。また、本白書でも参照している『自然エネルギー白書2015』やそれ以前の白書についても同ホームページから入手することができますので、ご参照ください。

(発行 2017年3月)

作成・発行：認定 NPO 法人 環境エネルギー政策研究所 (ISEP)

〒160-0008 東京都新宿区三栄町3-9

TEL 03-3355-2200

FAX 03-3355-2205

<http://www.isep.or.jp/>

i
nstitute for
Sustainable
e
nergy
p
olicies

isep

認定NPO法人

環境エネルギー政策研究所