

## 5. 環境対策費用等の社会的費用に関する海外情報の整理

ここでは、海外における発電コスト等に関する文献の中で、環境対策費用等の社会的費用及び2050年に向けた技術革新・コスト低減の見通しに関する情報を整理した。調査対象とした文献は以下のとおりである。

文献 1	The Net Benefits of Low and No-Carbon Electricity Technologies (Brookings Institution, 2014)
文献 2	Projected Costs of Generating Electricity 2015 Edition (IEA, NEA, OECD, 2015)
文献 3	Levelized Cost and Levelized Avoided Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2017 (EIA)
文献 4	Nuclear Energy and Renewables : System Effects in Low-carbon Electricity Systems (OECD, 2012)
文献 5	Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation Special Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change (SRREN) (IPCC, 2012)
文献 6	Energy Technology Perspectives 2014 (IEA, 2014)

### 5.1 文献名 : The Net Benefits of Low and No-Carbon Electricity Technologies (Brookings Institution, 2014)

本文献では、5種類の低炭素電源（風力、太陽光、水力、原子力、ガスタービン複合発電）について、発電所を新規建設して石炭・ガス火力発電所を置換した場合に回避される下記の①～④に係る費用を純便益に換算し、その価値を比較している。

- ① 回避される CO<sub>2</sub> 排出量 (トン/MW/年) : Avoided Emissions
- ② 回避される燃料費用 (ドル/MW/年) : Avoided Energy Costs
- ③ 回避される資本コスト (ドル/MW/年) : Avoided Capacity Costs
- ④ 追加コスト (ドル/MW/年) : Other Costs

#### (1) 社会的費用（環境対策費用等）

##### 1) 炭素価格

<基本的な考え方>

- 前述の低炭素電源がオフピーク時にベースロードの石炭及びガス火力発電所を置換す

る場合、「回避される CO2 排出量」を重要な価値とみなし、発電所がもたらす「純便益」の一構成要素として炭素価格を計上。

<算定方法>

- 炭素価格\$50/t-CO<sub>2</sub> を起点に価格変化による純便益の感度分析を行い、資本コストの高額な風力・太陽光発電設備が石炭火力を置換し得る炭素価格を算定。

<算定結果>

- 石炭火力を置換し得る炭素価格は以下のとおり（表 5-1）。
  - 風力：\$61.87/t-CO<sub>2</sub>
  - 太陽光：\$185.84/t-CO<sub>2</sub>

表 5-1 各電源の純便益比較（炭素価格の感度分析）

炭素価格 (\$/t-CO <sub>2</sub> )	純便益(\$/MW・年)				
	風力	太陽光	水力	原子力	天然ガス コンバインドサイクル
50.00	-25,333	-188,820	180,432	318,569	535,382
61.87	0	-172,318	220,541	414,863	601,562
185.84	264,539	0	639,385	1,420,420	1,292,650

注) ベースロードの石炭火力発電所を各電源で置換した場合。ガス価格は\$4.33/mmbtu と想定。

出所) Brookings Institution, “The Net Benefits of Low and No-Carbon Electricity Technologies” (2014) より作成

## (2) (2050 年に向けた) 技術革新・コスト低減の見通し（電源別）

該当する情報なし

## 5.2 文献名 : Projected Costs of Generating Electricity 2015 Edition (IEA, NEA, OECD, 2015)

本文献では、22ヶ国・計181箇所の発電所データを基に、「2020年の運転開始」を想定し、ディスカウントキャッシュフロー（DCF）法を用いて国別・発電技術別のLCOEを試算している。

### (1) 社会的費用（環境対策費用等）

#### 1) 炭素価格

- 「明示的な炭素価格が設定されている国は少数」であるとして、一律\$30/t-CO<sub>2</sub>と想定。

### (2) (2050年に向けた)技術革新・コスト低減の見通し(電源別)

本文献では、2025～30年に向けて商用化が見込まれる先進的な発電技術を12種類特定し(表5-2)、技術革新とコスト(LCOE)、導入規模等の見通しを提示している。燃料電池と蓄電技術を除く9種類の発電技術について、2030年時点の見通しを表5-3～表5-11に示す。

表 5-2 2025～2030年に商用化が見込まれる先進的発電技術

技術
石炭ガス化複合(IGCC)
先進超々臨界圧(A-USC)
二酸化炭素回収貯留(CCS)
地熱井涵養システム(EGS)(*)
太陽光(新興技術)
太陽熱(新興技術)
洋上風力(浮体/大深度)
バイオマス(新興技術)
海洋エネルギー
原子力(小型原子炉/第四世代原子炉)
燃料電池
蓄電

注) 既存貯留層への人工的な水の注入、貯留層の透水性改善や新たな造成等による地熱増産技術を指す。  
出所) IEA, NEA, OECD “Projected Costs of Generating Electricity”(2015)より作成

表 5-3 2030 年の発電コスト見通し (IGCC/A-USC)

技術	設備投資費用 (USD/kW)	発電効率 (LHV, net, %)	LCOE (USD/MWh)
IGCC(1,600°C)	1,200-2,900	50-52	60-88
A-USC(> 700°C)	1,000-2,600	48-50	58-52

注) 設備投資費用は金利抜き建設コストである。LCOE 算定的前提条件は次のとおり。

割引率：7%、石炭価格：\$3/GJ、炭素価格：\$30/t-CO<sub>2</sub>

出所) IEA, NEA, OECD “Projected Costs of Generating Electricity” (2015) より作成

表 5-4 2030 年の発電コスト見通し (CCS)

技術	設備投資費用 (USD/kW)	発電効率 (LHV, net, %)	LCOE (USD/MWh)
USC(燃焼後回収)	1,400-3,650	41	50-86
USC(酸素燃焼回収)	1,500-3,900	41	51-89
IGCC(燃焼前回収)	1,500-3,700	44	53-89
NGCC(燃焼後回収)	1,100-1,800	56	65-98

注) 設備投資費用の下限は中国、上限は米国を想定。LCOE 算定的前提条件は次のとおり。割引率：

7%、石炭価格：\$3/GJ、ガス価格：\$5.6/GJ (米国) ~\$12/GJ (アジア)、炭素価格：\$30/t-CO<sub>2</sub>

出所) IEA, NEA, OECD “Projected Costs of Generating Electricity” (2015) より作成

表 5-5 2030 年の発電コスト見通し (EGS)

技術	投資費用 (USD/kW)	運用維持管理費 (USD/kW)	LCOE (USD/MWh)
EGS	6,600-20,000	130-390	92-270

注) 2030 年における EGS の設備容量・発電量は IEA “Energy Technology Perspectives 2014” の 2DS シナリオおよび 2DS hi-Ren シナリオによる (表 5-7 の注記参照)。割引率は 7% で算定。

出所) IEA, NEA, OECD “Projected Costs of Generating Electricity” (2015) より作成

表 5-6 2015 年/2030 年の発電コスト見通し (洋上風力)

技術	LCOE(2015 年) (USD/MWh)	LCOE(2030 年) (USD/MWh)
大深度	172-242	104-151
浮体式	187-316	114-189

出所) IEA, NEA, OECD “Projected Costs of Generating Electricity” (2015) より作成

表 5-7 2015/2030年の発電コスト見通し（太陽光）

シナリオ	技術	LCOE(2015年) (USD/MWh)		LCOE(2030年) (USD/MWh)	
		2015	2030	2015	2030
2DS(注1)	発電所規模	110-294 (世界平均 164)	68-173 (世界平均 83)		
	屋根置き	125-499 (世界平均 186)	77-389 (世界平均 110)		
2DS hi-Ren(注2)	発電所規模	110-294 (世界平均 164)	52-129 (世界平均 75)		
	屋根置き	125-499 (世界平均 186)	59-214 (世界平均 94)		

注1) IEA “Energy Technology Perspectives 2014” において設定された3種類のシナリオの1つ。温室効果ガスの排出量を削減し、持続可能なエネルギーシステムを目指す。

注2) 上記の2DSから派生したシナリオ。原子力・CCSの導入遅延と再生可能エネルギーの一層の導入拡大を想定。

注3) 割引率7%で算定。算定結果にはコスト、日照条件の地域差が反映されている。

出所) IEA, NEA, OECD “Projected Costs of Generating Electricity” (2015) より作成

表 5-8 2015/2030年の発電コスト見通し（太陽熱）

シナリオ	LCOE(2015年) (USD/MWh)	LCOE(2030年) (USD/MWh)
2DS	131-190 (世界平均 152)	87-112 (世界平均 100)
2DS Hi-Ren	131-190 (世界平均 152)	76-100 (世界平均 86)

注) 割引率7%で算定。算定結果にはコスト、日射条件の地域差が反映されている。

出所) IEA, NEA, OECD “Projected Costs of Generating Electricity” (2015) より作成

表 5-9 2015/2030年の発電コスト見通し（バイオマス）

技術	投資費用 (USD/kW)		発電効率 (%)		LCOE (USD/MWh)	
	2015	2030	2015	2030	2015	2030
直接燃焼(混焼)	700-1,000	700-1,000	37	40	72-117	67-109
バイオマスガス化 (混焼)(*)	3,300-4,400	2,900-3,900	37	40	127-189	115-171
バイオマスガス化 (並列燃焼)(*)	1,800-2,800	1,600-2,500	37	40	93-151	85-138
スチームサイクル (10-50 MW)	4,000-6,000	3,400-4,700	18-30	23-32	78-244	66-192
スチームサイクル (> 50MW)	3,000-4,300	2,700-3,700	30-35	33-38	118-204	105-181
バイオマスガス化 コンバインドサイクル (BIGCC)	4,800-7,500	4,000-6,200	35-38	42-44	131-219	108-178

注) LCOE算定の前提条件は次のとおり。割引率：7%、バイオマス原料価格：\$6~10/GJ（小規模スチームサイクルのみ\$0~6/GJ）

注) 「混焼」はバイオマス燃料を化石燃料と併せて燃焼させる方式であり、「並列燃焼」は各々個別に燃焼させた上で発生蒸気を合流させる方式である。

出所) IEA, NEA, OECD “Projected Costs of Generating Electricity” (2015) より作成

表 5-10 2020/2030年の発電コスト見通し（海洋エネルギー）

技術	投資費用 (USD/kW)		LCOE (USD/MWh)	
	2020	2030	2015	2030
潮流	5,100-6,600	3,100-4,000	206-368	124-221
波力	6,700-10,000	3,700-5,600	260-639	143-351

注) 割引率 7%で算定。

出所) IEA, NEA, OECD “Projected Costs of Generating Electricity” (2015) より作成

表 5-11 2030年の発電コスト見通し（原子力）

技術	典型的な規模 (MW)	熱効率 (%)	Projected costs(2030年) (USD/MWh)
小型原子炉 (軽水炉)	20-300	33	75-125
第IV世代原子炉 (高温ガス炉)	150-300	>45	60-160
第IV世代原子炉 (ナトリウム高速冷却炉)	800-1,200	>40	75-175

出所) IEA, NEA, OECD “Projected Costs of Generating Electricity” (2015) より作成

### 5.3 文献名 : Levelized Cost and Levelized Avoided Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2017 (EIA)

本文献では、米国エネルギー情報局 (EIA) のエネルギーモデリングシステム (NEM S : National Energy Modeling Systems) による 2022 年/2040 年の LCOE が電源別に試算されている。NEM は、米国のエネルギー市場について 2050 年までの見通しを提示した "Annual Energy Outlook" 2017 年版の現状維持シナリオ (Reference case) 策定に用いられたモデルである。

なお、仕様書に指定されている EIA の "Annual Energy Outlook 2015 with Projections to 2040" には該当する情報が掲載されていない。

#### (1) 社会的費用 (環境対策費用等)

炭素価格等、社会的費用の算定方法・算定結果には言及されていないが、「環境規制・政策は、発電所への投資意思決定に際し影響を及ぼす可能性がある」との観点から、LCOE 算定に特定の電源に対する税額控除を反映している (次項参照)。

#### (2) (2050 年に向けた) 技術革新・コスト低減の見通し (電源別)

2022 年ならびに 2040 年に運転を開始する発電所の LCOE を以下に示す (表 5-12 表 5-13)。NEMS の電力市場モジュールが対象とする米国 22 地域における、新規導入設備容量の予測に基づき試算されたものである。

表 5-12 電源別 LCOE 試算結果 (2022 年運転開始・単純平均) (\$/MWh)

	発電所の種類		設備利用率 (%)	資本費用	運転維持費		送電インフラ費用	税額控除 (1)	LCOE 合計
					固定	変動 (3)			
調整可能電源	石炭火力 (2)	CCS付帯 (30%回収)	85	94.9	9.3	34.6	1.2	N/A	140.0
		CCS付帯 (90%回収)	85	78.0	10.8	33.1	1.2	N/A	123.2
	天然ガス火力	従来型コンバインドサイクル	87	13.9	1.4	40.8	1.2	N/A	57.3
		先進型コンバインドサイクル	87	15.8	1.3	38.1	1.2	N/A	56.5
		同上・CCS付帯	87	29.5	4.4	47.4	1.2	N/A	82.4
		従来型燃焼タービン	30	40.7	6.6	58.6	3.5	N/A	109.4
	先進型燃焼タービン	30	25.9	2.6	62.7	3.5	N/A	94.7	
	先進型原子力	90	73.6	12.6	11.7	1.1	N/A	99.1	
	地熱	91	32.2	12.8	0.0	1.5	-3.2	43.3	
	バイオマス	83	44.7	15.2	41.2	1.3	N/A	102.4	
変動性電源	陸上風力	39	47.2	13.7	0.0	2.8	-11.6	52.2	
	洋上風力	45	133.0	19.6	0.0	4.8	-11.6	145.9	
	太陽光	24	70.2	10.5	0.0	4.4	-18.2	66.8	
	太陽熱	20	191.9	44.0	0.0	6.1	-57.6	184.4	
水力	59	56.2	3.4	4.8	1.8	N/A	66.2		

注 1) 2022 年時点で有効な連邦政府の税額控除を適用。対象は投資税額控除 (ITC) と発電税額控除 (PTC) である。

注 2) 大気浄化法 (CAA 111b) の排出規制により、従来型の石炭火力発電所は CCS 付帯でなければ建設不可能となっている。本モデルでは 2 種類の CO2 回収率を設定。30% の場合は、排出リスクに基づき資本費用を 3% 加算している。

注 3) 運転維持費（変動）は燃料費を含む。

出所) EIA “ Levelized Cost and Levelized Avoided Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2017 ” (2017) より作成

表 5-13 電源別 LCOE 試算結果 (2040 年運転開始・単純平均) (\$/MWh)

	発電所の種類	設備利用率 (%)	資本費用	運転維持費		送電インフラ費用	税額控除 (1)	LCOE 合計	
				固定	変動 (3)				
調整可能電源	石炭火力 (2)	CCS付帯 (30%回収)	85	77.7	9.3	34.6	1.2	N/A	122.8
		CCS付帯 (90%回収)	85	63.9	10.8	34.4	1.2	N/A	110.3
	天然ガス火力	従来型コンバインドサイクル	87	11.8	1.4	45.6	1.2	N/A	60.0
		先進型コンバインドサイクル	87	12.6	1.3	43.2	1.2	N/A	58.3
		同上・CCS付帯	87	22.4	4.4	53.9	1.2	N/A	81.9
		従来型燃焼タービン	30	34.5	6.6	66.8	3.5	N/A	111.4
		先進型燃焼タービン	30	19.6	2.6	67.7	3.5	N/A	93.4
		先進型原子力	90	59.4	12.6	16.5	1.1	N/A	89.6
	地熱	92	35.6	20.3	0.0	1.5	-3.6	53.8	
	バイオマス	83	37.1	15.2	37.5	1.3	N/A	91.0	
変動性電源	陸上風力	41	41.7	13.1	0.0	2.7	N/A	57.6	
	洋上風力	45	104.4	19.6	0.0	4.9	N/A	128.8	
	太陽光	24	54.5	10.5	0.0	4.4	-5.4	63.9	
	太陽熱	20	154.2	44.0	0.0	6.1	-15.4	188.9	
	水力	57	52.5	3.5	4.6	1.8	N/A	62.4	

注 1) 2040 年時点で有効な連邦政府の税額控除を適用。1992 年のエネルギー政策法 (Energy Policy Act) に基づく地熱・太陽光発電技術への投資税額控除 (10%) を含む。

注 2) 大気浄化法 (CAA 111b) の排出規制により、従来型の石炭火力発電所は CCS 付帯でなければ建設不可能となっている。本モデルでは 2 種類の CO2 回収率を設定。30% の場合は、排出リスクに基づき資本費用を 3% 加算している。

注 3) 運転維持費（変動）は燃料費を含む。

出所) EIA “ Levelized Cost and Levelized Avoided Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2017 ” (2017) より作成



#### 5.4 文献名：Nuclear Energy and Renewables：System Effects in Low-carbon Electricity Systems (OECD, 2012)

本文献では、低炭素電源（原子力・再生可能エネルギー）の導入拡大に伴う電力システム全体への影響に焦点を絞り、発電コストを以下の3つの概念で整理・分析している。

- ① Plant-level costs：発電所建設・運用に係るコスト（炭素価格を含む）
- ② Grid-level system costs：運転予備力・瞬間予備力確保、系統接続・増強・拡大に係るコスト
- ③ Total system costs：炭素価格を除く環境外部費用等、金額換算が困難なコスト

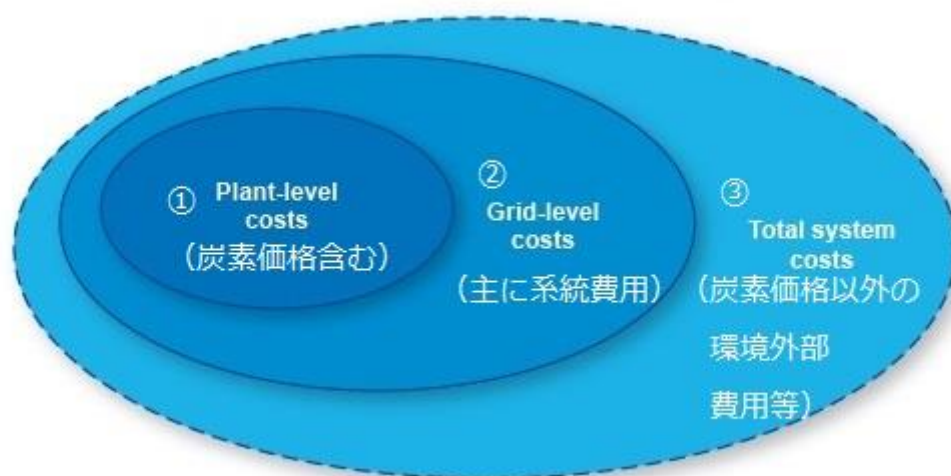


図 5-1 発電コスト概念図

出所) OECD “Nuclear Energy and Renewables：System Effects in Low-carbon Electricity Systems” (2012) より作成

#### (1) 社会的費用（環境対策費用等）

##### 1) 炭素価格

<基本的な考え方>

- Plant-level cost（発電所の LCOE）の一構成要素として、一律\$30/t-CO<sub>2</sub>を想定。

##### 2) 再生可能エネルギー電源普及に伴う追加コスト

本文献では OECD 加盟国 6 ヶ国について、再生可能エネルギー電源（風力・太陽光）の普及拡大に伴う増加コストを分析している。各国のベースロード電源（石炭火力・ガス火力・原子力）の構成を基準として、陸上風力・洋上風力・太陽光のシェアが 10%ならびに 30%に拡大した場合の発電コストを試算しており、結果は以下のとおりである（表 5-14）。

表 5-14 再生可能エネルギー電源の普及率による発電コストの変化 (\$/MWh)

国名	項目	参考値 従来の 電源構成	シェア 10%			シェア 30%		
			陸上風力	洋上風力	太陽光	陸上風力	洋上風力	太陽光
フィンランド	合計発電コスト	75.9	81.2	86.5	121.8	93.5	109.0	215.9
	①発電所レベルのコスト(増分)	—	3.5	8.2	41.2	10.5	24.7	123.7
	②系統レベルのシステムコスト(増分)	—	1.8	2.3	4.7	7.1	8.3	16.3
	追加コスト(①+②)	—	5.3	10.6	45.9	17.6	33.1	140.0
フランス	合計発電コスト	73.7	79.5	82.9	112.0	92.1	102.5	189.6
	①発電所レベルのコスト(増分)	—	3.7	6.9	34.0	11.1	20.8	101.9
	②系統レベルのシステムコスト(増分)	—	2.0	2.3	4.3	7.2	7.9	14.0
	追加コスト(①+②)	—	5.8	9.2	38.3	18.3	28.8	115.9
ドイツ	合計発電コスト	80.7	86.6	91.3	101.2	105.5	116.9	156.2
	①発電所レベルのコスト(増分)	—	3.9	7.8	16.9	11.6	23.3	50.6
	②系統レベルのシステムコスト(増分)	—	1.9	2.8	3.6	13.2	12.9	24.9
	追加コスト(①+②)	—	5.8	10.6	20.4	24.8	36.2	75.4
韓国	合計発電コスト	63.8	70.5	77.4	82.8	86.3	107.1	122.8
	①発電所レベルのコスト(増分)	—	4.7	11.0	15.8	14.1	33.1	47.5
	②系統レベルのシステムコスト(増分)	—	2.0	2.6	3.1	8.4	10.2	11.4
	追加コスト(①+②)	—	6.7	13.6	19.0	22.5	43.3	59.0
英国	合計発電コスト	98.3	101.7	105.6	130.6	111.9	123.6	199.4
	①発電所レベルのコスト(増分)	—	1.5	3.9	26.5	4.5	11.7	79.6
	②系統レベルのシステムコスト(増分)	—	1.9	3.4	5.8	9.1	13.6	21.5
	追加コスト(①+②)	—	3.4	7.3	32.3	13.6	25.3	101.1
米国	合計発電コスト	72.4	76.1	78.0	88.2	84.6	91.5	123.7
	①発電所レベルのコスト(増分)	—	2.1	4.2	14.3	6.2	12.5	42.8
	②系統レベルのシステムコスト(増分)	—	1.6	1.4	1.5	6.0	6.5	8.5
	追加コスト(①+②)	—	3.7	5.6	15.7	12.2	19.1	51.2

注) ①は発電所建設・運用に係るコスト (Plant-level cost、炭素価格を含む)、②は運転予備力・瞬間予備力確保、系統接続・増強・拡大に係るコスト (Grid-level system costs) を指す (図 5-1 参照)。

出所) OECD “ Nuclear Energy and Renewables : System Effects in Low-carbon Electricity Systems” (2012) より作成

### 3) その他外部費用

<基本的な考え方>

- Total system cost には CO2 排出以外の広範な環境外部費用が含まれる。具体的には、CO2 以外のガス排出による健康への影響、生物多様性の損失、穀物収量への影響、気候変動などである。金額換算は困難であるが、EU 加盟国 27 ヶ国については以下の分析結果がある (表 5-15)。

表 5-15 EU27 ヶ国の発電外部コスト (2005~2010 年) (€/MWh)

項目/電源	原子力	石炭火力 IGCC	褐炭火力 IGCC	ガス火力 CCGT	水力 (ダム)	陸上風力	洋上風力	太陽光	バイオマス (稲藁)	バイオマス (木質)
健康への影響	1.55	8.35	3.84	4.24	0.57	0.75	0.72	6.58	15.55	4.64
生物多様性の損失	0.09	0.79	0.32	0.52	0.02	0.04	0.03	0.34	2.94	0.49
穀物収量への影響(N, O <sub>3</sub> , SO <sub>2</sub> )	0.02	0.15	0.04	0.12	0.01	0.01	0.01	0.07	0.10	0.13
材質への影響(SO <sub>2</sub> , NOx) (*)	0.03	0.11	0.03	0.07	0.01	0.01	0.01	0.09	0.12	0.07
放射性核種による影響	0.02	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
気候変動への影響	0.43	17.56	19.57	8.97	0.16	0.21	0.17	1.81	1.46	1.20
<b>合計</b>	<b>2.14</b>	<b>26.96</b>	<b>23.80</b>	<b>13.93</b>	<b>0.76</b>	<b>1.03</b>	<b>0.94</b>	<b>8.88</b>	<b>20.17</b>	<b>6.54</b>

注) 「材質への影響」としては、建物に使われている鉄鋼、モルタル、塗料等の劣化などが挙げられる。

出所) OECD “ Nuclear Energy and Renewables : System Effects in Low-carbon Electricity Systems”  
(2012) より作成

(2) (2050 年に向けた) 技術革新・コスト低減の見通し (電源別)

該当する情報なし

## 5.5 文献名 : Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation Special Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change (SRREN) (IPCC, 2012)

本文献では過去の学術文献を精査し、気候変動緩和に資する再生可能エネルギーのポテンシャルと役割について、技術開発・コストのトレンドに加え、環境・社会面の影響など多方面から評価している。なお、発電コストについては文献執筆時現在の情報を基に、再生可能エネルギーと他電源の LCOE 比較を行っている。

### (1) 社会的費用（環境対策費用等）

#### 1) 基本的な考え方（社会的費用全般）

- エネルギー生産・転換・消費に伴い、環境・社会への影響が生じる。これに係る費用を社会的費用（以下、外部費用）という。
- 外部費用としては、以下の項目が挙げられる。
  - 気候変動対策費用（社会的炭素費用、SCC : Social Costs of Carbon） : CO<sub>2</sub> 排出によるもの
  - 健康への影響に伴う費用 : 大気汚染によるもの
  - その他 : 水系、土地利用、土壌、生態系、生物多様性に及ぼす影響によるもの
- 化石燃料による火力発電設備を再生可能エネルギー電源で代替すると、多くの場合温室効果ガスの排出量が減少するため「便益」が発生する。したがい、外部費用を考慮すれば再生可能エネルギー電源の収益性は火力発電を上回ることになる（小規模バイオマス CHP プラント等、一部例外もある）。
- 原子力発電の外部費用については報告されていない。放射性物質が放出される事故は発生の確率が低く、使用済み核燃料処分場からの漏出も短期的なリスクではないため、試算に際しての不確実性が高いという特徴がある。

#### 2) 算定方法

<社会的炭素費用・健康への影響に伴う費用>

- CO<sub>2</sub> または大気汚染物質排出量 1 トンあたりの社会的費用
  - 金額換算は容易ではなく、多数のアプローチがある（計算モデル、実証研究）。
  - 排出量取引によって与えられる炭素価格は一つの観点である。

### 3) 算定結果

4 種類の文献に基づく発電設備の外部費用試算結果を図 5-2 に示す。対象は石炭火力、天然ガス火力、再生可能エネルギー電源である。各文献 (A~D) の前提条件は表 5-16 のとおりである。化石燃料電源が CCS を付帯していない場合、気候変動対策に伴う外部費用が高額になる。

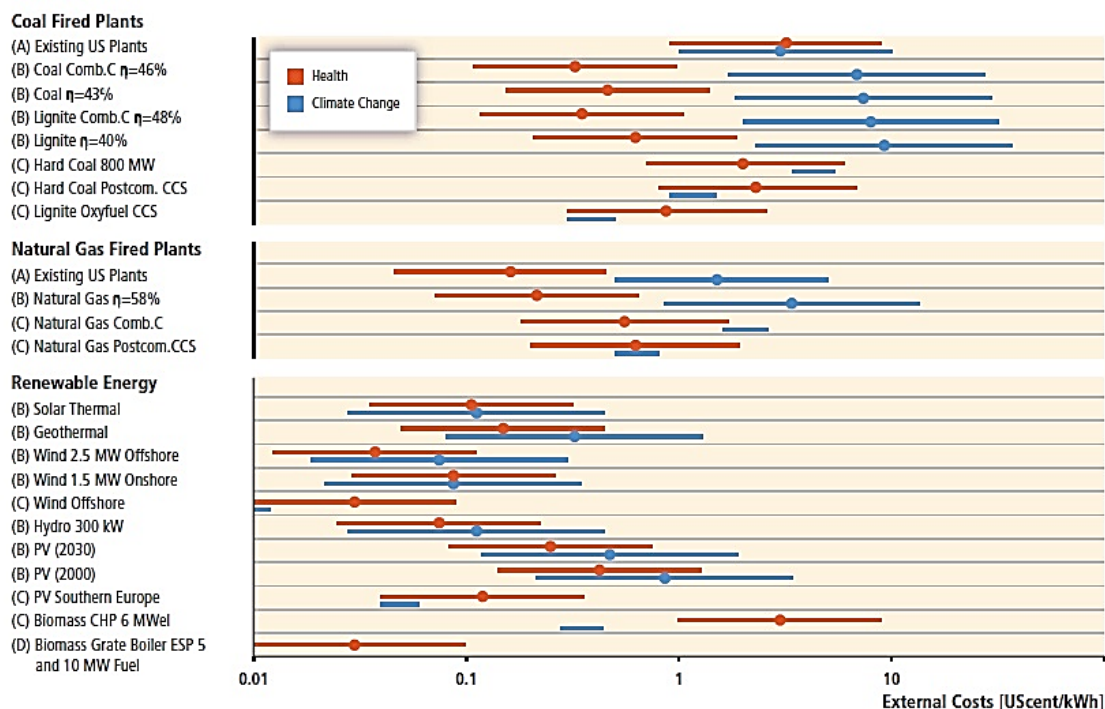


図 5-2 発電設備の外部費用 (横軸: 米セント/kWh)

注) 凡例: 青色の線が「気候変動対策に伴う外部費用」を、オレンジ色の線は「健康への影響に伴う外部費用」を示す。

注) 縦軸: 各電源の訳語は上から順に以下のとおりである。

石炭火力: (A) 既存の発電所 (米国)、(B) 石炭コンバインドサイクル (発電効率 46%)、(B) 石炭 (発電効率 43%)、(B) 褐炭コンバインドサイクル (発電効率 48%)、(B) 褐炭 (発電効率 40%)、(C) 無煙炭 (800MW)、(C) 無煙炭・燃焼後回収 CCS 付帯、(C) 褐炭・酸素燃焼 CCS 付帯

天然ガス火力: (A) 既存の発電所 (米国)、(B) 天然ガス (発電効率 58%)、(C) 天然ガスコンバインドサイクル、(C) 天然ガス・燃焼後回収 CCS 付帯

再生可能エネルギー: (B) 太陽熱、(B) 地熱、(B) 洋上風力 (2.5MW)、(B) 陸上風力 (1.5MW)、(C) 洋上風力、(B) 水力 (300kW)、(B) 太陽光 (2030 年)、(B) 太陽光 (2000 年)、(C) 太陽光 (欧州南部)、(C) バイオマス CHP (6MWel)、(D) バイオ (流動床 (ストーカー炉)、電気集塵機付帯、投入燃料容量 5MW/10MW)

出所) IPCC "Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation Special Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change (SRREN)" (2012) より作成

表 5-16 社会的費用試算の前提条件

文献	社会的炭素費用(SCC)	その他の想定
(A) Committee on Health (2010)	\$10~\$100/t-CO2 (中央値:\$30/t-CO2)	● 米国の既存発電設備
(B) Krewitt and Schlomann (2006)	\$17~\$350/t-CO2 (中央値:\$90/t-CO2)	● 欧州中央部の状況
(C) NEEDS project (Preiss, 2009; Ricci, 2010)	\$40~\$65/t-CO2	● 2025年の欧州中央部の状況
(D) Sippula et al. (2009) ほか複数の文献	記述なし	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 外部費用は投入燃料の容量単位で試算</li> <li>● バイオマス発電は電気集塵機により大気汚染物質の排出が減少する</li> <li>● 健康への影響に伴う外部費用は3倍の不確実性を想定</li> </ul>

出所) IPCC "Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation Special Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change (SRREN)" (2012) より作成

## (2) (2050年に向けた)技術革新・コスト低減の見通し(電源別)

### 1) 技術革新

- 再生可能エネルギー分野における技術革新について、究極的な目標は設備投資費用の低減ではなく、発電コスト(LCOE)の低減である。実現に向けての重要なメカニズムは表5-17のとおりである。
- 過去数十年で再生可能エネルギー技術のコストは低下しており、以下の発電技術は(好条件下においては)既に競争力を持っている。
  - オフグリッド太陽光発電
  - 大規模水力発電
  - 大規模地熱発電(>30MWe)
  - 陸上風力発電(炭素価格が市場に反映されている場合)
- 今後も表5-18に示すような各種技術の進展により、さらなるコスト低減と導入規模拡大が見込まれる。
- 政策支援が十分であれば、2020年までには多くの国で太陽光発電のグリッド・パリテイ実現が予測される。
- 集光型太陽熱発電(CSP)、洋上風力発電が電力卸売市場で競争力を持つためには、一層の政策支援が必要となる。
- 水力発電については、他の再生可能エネルギー源に比べるとコスト低減の見込みは少ないものの、研究開発によって導入地域の拡大や技術的性能向上の余地がある。

表 5-17 再生可能エネルギー分野におけるコスト低減の重要なメカニズム

メカニズム	技術のフェーズ	内容
1. 研究開発による習熟効果	発明・創案	研究開発・実証による改善
2. 実践による習熟効果	生産	労働効率・専門性向上による改善
3. 活用による習熟効果	市場導入	ユーザーからのフィードバックに基づく改善
4. 相互作用による習熟効果	普及	プレーヤー間の相互交流による波及効果(1~3の促進)
5. その他	大量生産	スケールアップ、規模の経済性

出所) IPCC "Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation Special Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change (SRREN) " (2012) より作成

表 5-18 再生可能エネルギー導入拡大・コスト低減に向けて  
重要視される技術進展の例

エネルギー源	技術
バイオマス	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 原料生産・供給システムの改善と新規開発(例:土地の生産性向上)</li> <li>● 次世代バイオ燃料(例:リグノセルロース)</li> <li>● 先進型バイオ精製技術</li> <li>● バイオマスガス化(IGCC)</li> </ul>
太陽光・太陽熱	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 太陽光新興技術・製造プロセス(例:多重接合セル、厚さ 100 μm 未満の多結晶薄膜セル・結晶シリコンセル)</li> <li>● 太陽熱新興技術・製造プロセス(例:熱媒体として水・溶融塩の利用)</li> </ul>
地熱	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 地熱井涵養システム(EGS)(*)</li> </ul>
海洋	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 海洋エネルギー新興技術</li> </ul>
風力	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 洋上風力発電設備の基礎・タービン設計(発電機とタービンの統合的な設計によるコスト・性能最適化など)</li> </ul>

注) 既存貯留層への人工的な水の注入、貯留層の透水性改善や新たな造成等による地熱増産技術を指す

出所) IPCC "Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation Special Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change (SRREN) " (2012) より作成

## 2) コスト低減の見通し

本文献では、2030年／2050年を見通した既往の複数のシナリオ検討結果に基づき、中国、インド及び OECD（欧州）における再生可能エネルギー電気の発電電力量とコストについて、「潜在的な供給曲線」の形で整理している（表 5-19、図 5-3、図 5-4、図 5-5）<sup>1</sup>。これによると、いずれの地域においても、2030年から2050年にかけて、コスト逓減効果によって再生可能エネルギー電気の導入量が大幅に増加すると見込まれている。

表 5-19 検討対象のシナリオ

略称	正式名称	出所
WEO2008	IEA-WEO2008-Baseline Scenario	IEA, 2008
ReMind	ReMIND RECIPE 450 ppm Stabilization Scenario	Luderer et al., 2009
ER2010	The ER-2010 scenario	Teske et al., 2010

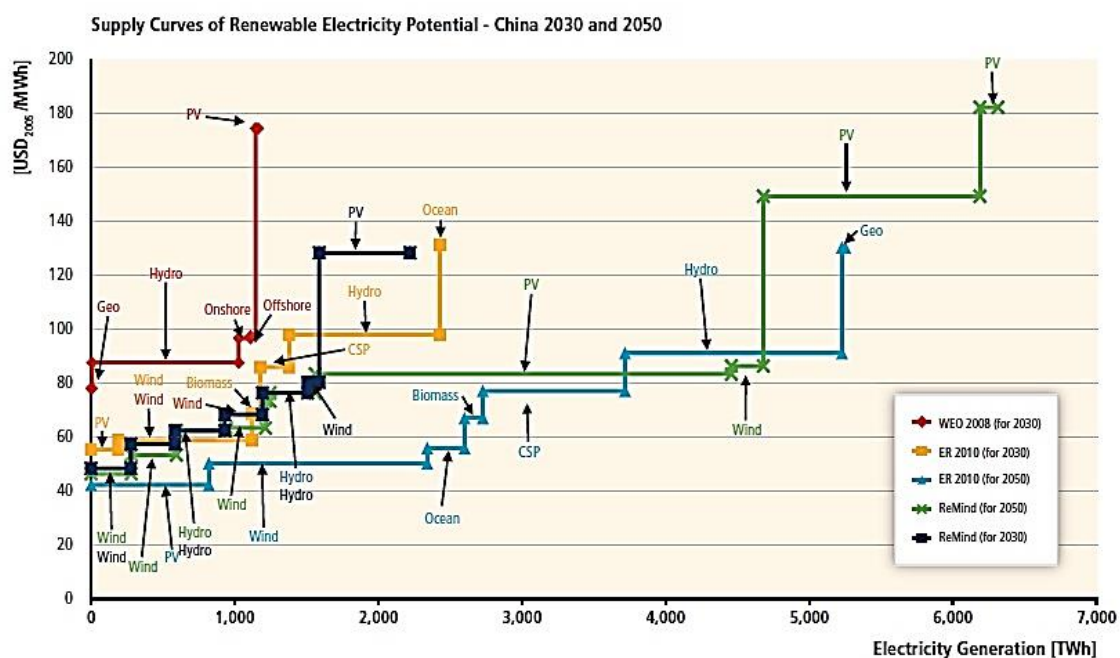


図 5-3 中国における再生可能エネルギー電気の潜在的な供給曲線（2030／2050年）  
（縦軸：米ドル／MWh）（横軸：発電電力量：TWh）

注）凡例：

【2030年の予測】（赤）WEO2008、（黄色）ER2010、（紺色）ReMind

【2050年の予測】（水色）ER2010、（黄緑）ReMind

出所）IPCC “The Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation”  
（2012）より作成

<sup>1</sup> コストの低い電源から順に、各電源に見込まれる発電電力量を並べたものである。



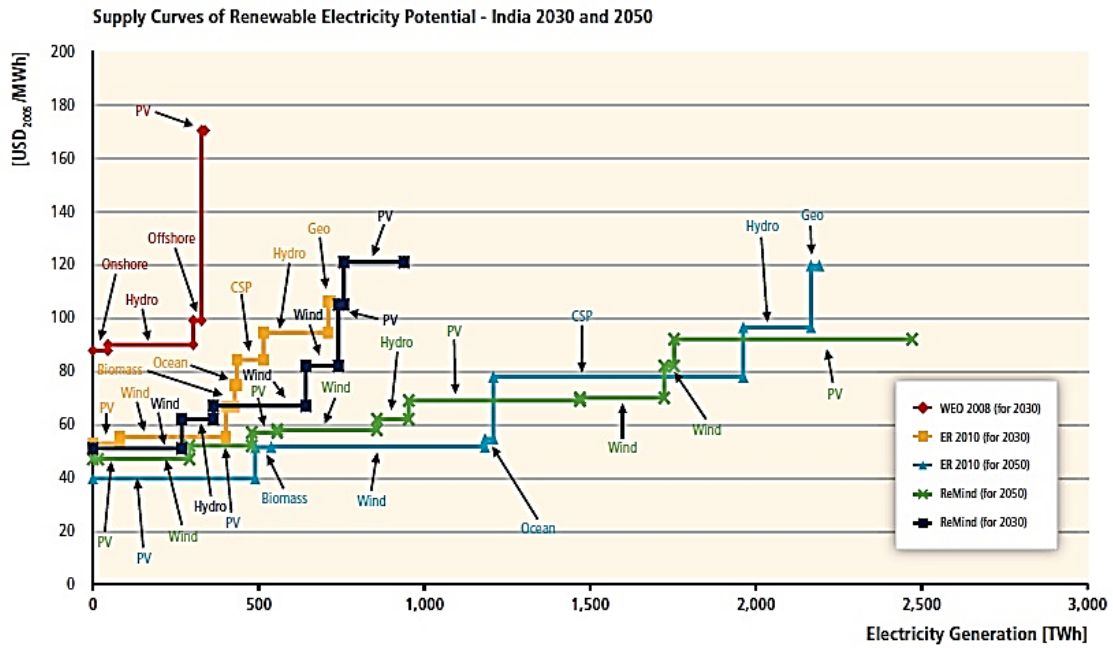


図 5-4 インドにおける再生可能エネルギー電気の潜在的な供給曲線（2030/2050年）  
（縦軸：米ドル/MWh）（横軸：発電電力量：TWh）

注）凡例：検討対象のシナリオは、以下のとおりである。

〔2030年の予測〕（赤）WEO2008、（黄色）ER2010、（紺色）ReMind

〔2050年の予測〕（水色）ER2010、（黄緑）ReMind

出所）IPCC “The Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation”  
（2012）より作成

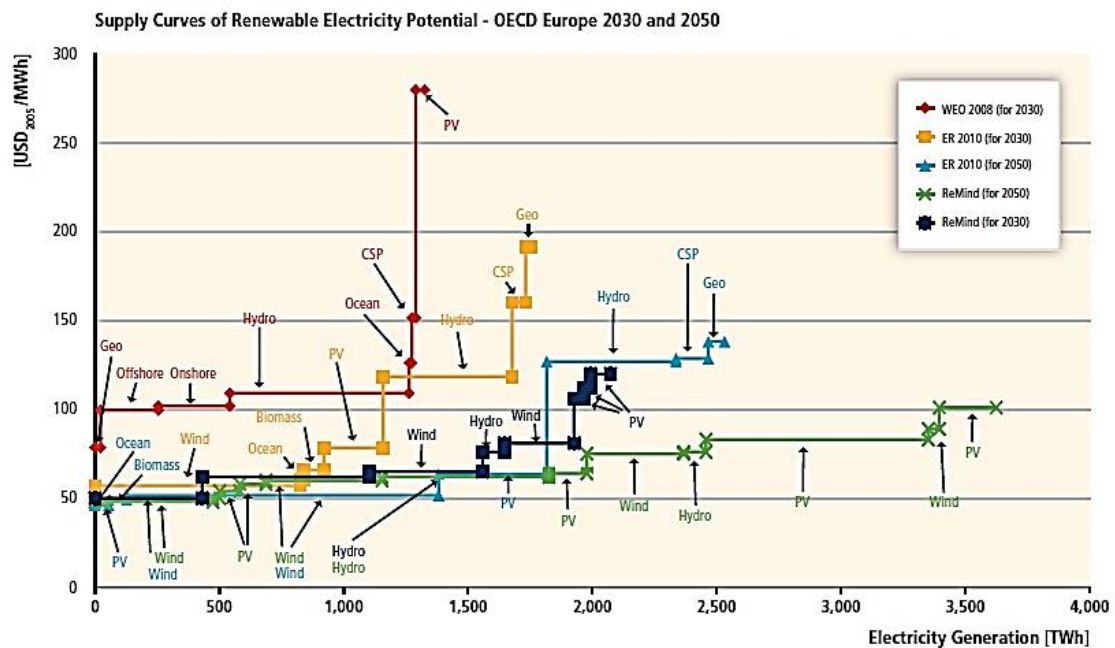


図 5-5 OECD 加盟国（欧州）における再生可能エネルギー電気の潜在的な供給曲線（2030/2050年）（縦軸：米ドル/MWh）（横軸：発電電力量：TWh）

注）凡例：検討対象のシナリオは、以下のとおりである。

【2030年の予測】（赤）WEO2008、（黄色）ER2010、（紺色）ReMind

【2050年の予測】（水色）ER2010、（黄緑）ReMind

出所）IPCC “The Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation”（2012）より作成

## 5.6 文献名：Energy Technology Perspectives 2014（IEA, 2014）

本文献（ETP）では、原子力、天然ガス火力、石炭火力、再生可能エネルギー（主に太陽光・風力）、ならびにコジェネ、CCS、蓄電池を対象に個別技術の現在までの開発進捗状況を整理するとともに、電力ポテンシャルを最大限活用するための方策を検討している。

### (1) 社会的費用（環境対策費用等）

#### 1) 炭素価格

ETP は、3 種類のシナリオに基づき 2050 年を見通した分析を行っている。最も温室効果ガスの排出量が少なく、持続可能なエネルギーシステムを目指す「2°Cシナリオ」では、世界全地域で共通の炭素価格を想定しており、2030 年までは\$90/t-CO<sub>2</sub> に設定されている。これは、天然ガス火力の発電コストを約\$30/MWh 引き上げるレベルである。下図のとおり、炭素価格を考慮しない場合、低炭素電源の LCOE は 2050 年まで石炭・ガス火力を下回らない（図 5-6）。ETP には「化石燃料電源による気候変動・環境面への影響に係る費用を内部化し、低炭素電源への投資促進につながる価格シグナルが必要」との観点が示されている。

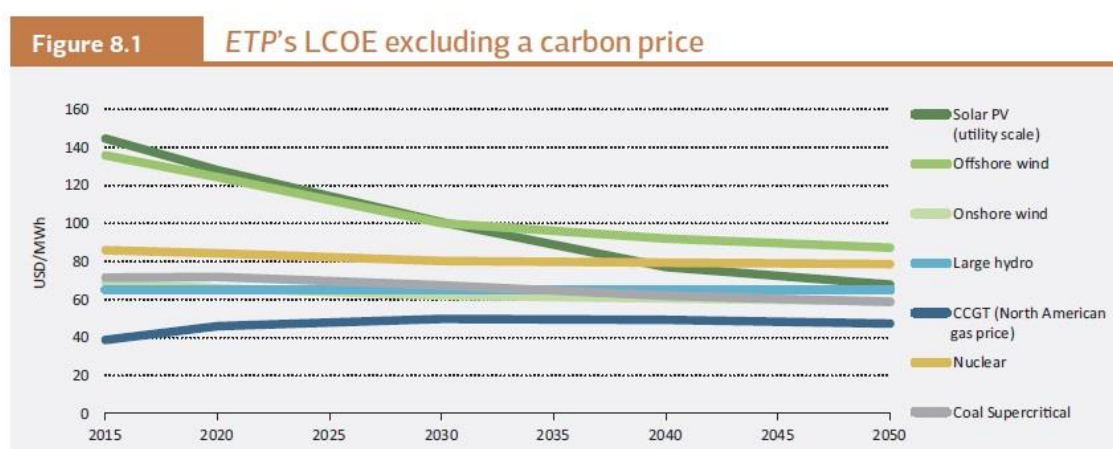


図 5-6 炭素価格を控除した場合の LCOE 比較（2015～2050 年）（\$/MWh）

注）凡例：各電源の訳語は上から順に以下のとおりである。

（緑）太陽光（発電所規模）、（黄緑）洋上風力、（薄い黄緑）陸上風力、（水色）大規模水力、（紺色）ガスコンバインドサイクル（米国のガス価格を適用）、（黄色）原子力、（灰色）超臨界圧石炭火力

出所）IEA “Energy Technology Perspectives 2014”（2014）より作成

### (2)（2050 年に向けた）技術革新・コスト低減の見通し（電源別）

2020 年から 2050 年にかけての発電コストの見通しを以下に示す（図 5-7、図 5-8、表 5-20、表 5-21）。

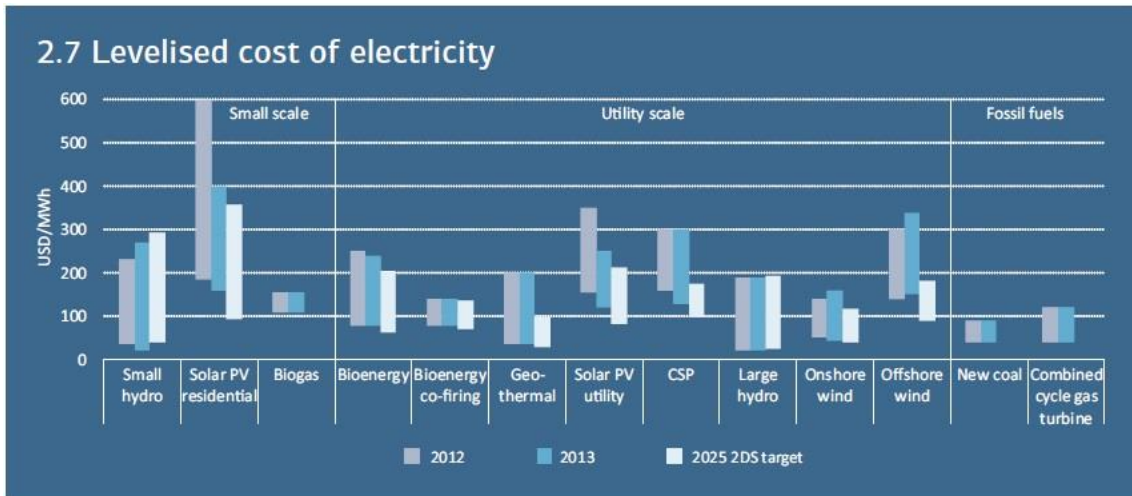


図 5-7 電源別 LCOE 比較 (2012、2013、2025 年) (\$/MWh)

注) 横軸：各電源の訳語は左から順に以下のとおりである。

[小規模] 水力、住居用太陽光、バイオガス

[発電所規模] バイオマス、バイオマス混焼、地熱、太陽光、太陽熱、水力、陸上風力、洋上風力

[化石燃料] 石炭火力 (新規)、ガスコンバインドサイクル

出所) IEA “Energy Technology Perspectives 2014” (2014)

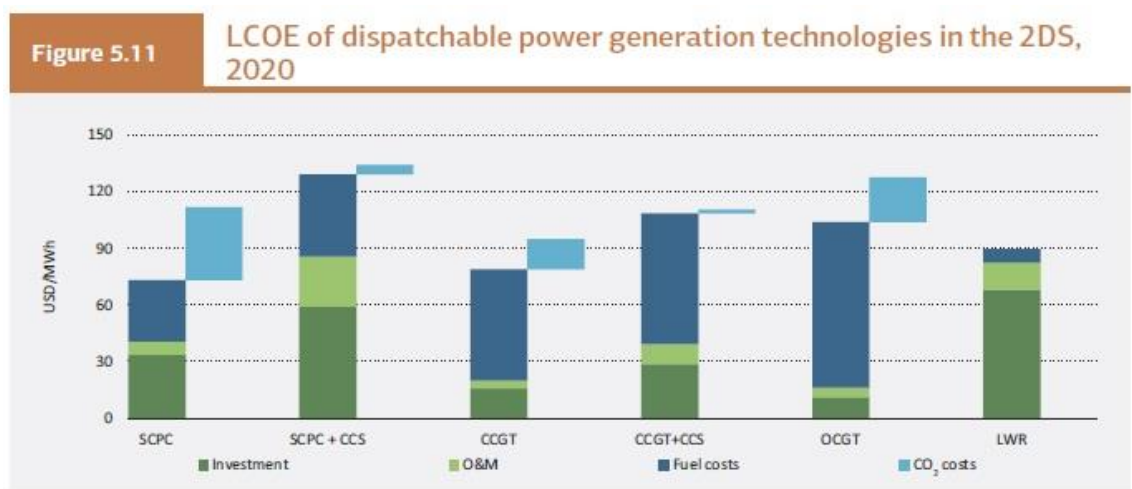


図 5-8 2°Cシナリオにおける調整可能電源の LCOE 比較 (2020 年) (\$/MWh)

注) 横軸：各電源の訳語は左から順に以下のとおりである。

[SCPC] 石炭火力 (超臨界圧・微粉炭)

[SCPC+CCS] 同上、CCS 付帯

[CCGT] 天然ガス (コンバインドサイクル)

[CCGT+CCS] 同上、CCS 付帯

[OCGT] オープンサイクルガスタービン

[LWR] 原子力 (軽水炉)

注) 凡例：LCOE の内訳は左から順に以下のとおりである。

(緑) 資本コスト、(黄緑) 運転維持費、(紺色) 燃料費、(水色) 炭素費用

出所) IEA “Energy Technology Perspectives 2014” (2014) より作成

表 5-20 2°Cシナリオにおける太陽光発電設備の LCOE (2015~2050 年) (\$/MWh)

種類	区分	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
屋根置き	最小	135	108	94	83	72	62	58	53
	最大	539	427	359	312	265	225	208	191
	平均	202	165	146	128	110	98	93	93
発電所規模	最小	119	97	83	73	63	55	51	47
	最大	318	254	214	187	159	136	126	116
	平均	181	137	113	97	91	79	71	71

注) 平均値は新規導入される発電設備の加重平均である。

出所) IEA “Energy Technology Perspectives 2014” (2014) より作成

表 5-21 2°Cシナリオにおける太陽熱発電設備の LCOE (2015~2050 年) (\$/MWh)

種類	区分	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
蓄熱設備なし	最小	158	126	105	93	88	83	80	76
	最大	263	209	175	156	147	139	133	127
	平均	191	149	132	115	109	104	100	97
6時間蓄熱設備付帯	最小	146	116	97	86	82	77	74	71
	最大	213	169	142	126	119	112	108	103
	平均	168	130	117	103	97	91	88	85

注) 平均値は新規導入される発電設備の加重平均である。

出所) IEA “Energy Technology Perspectives 2014” (2014) より作成