

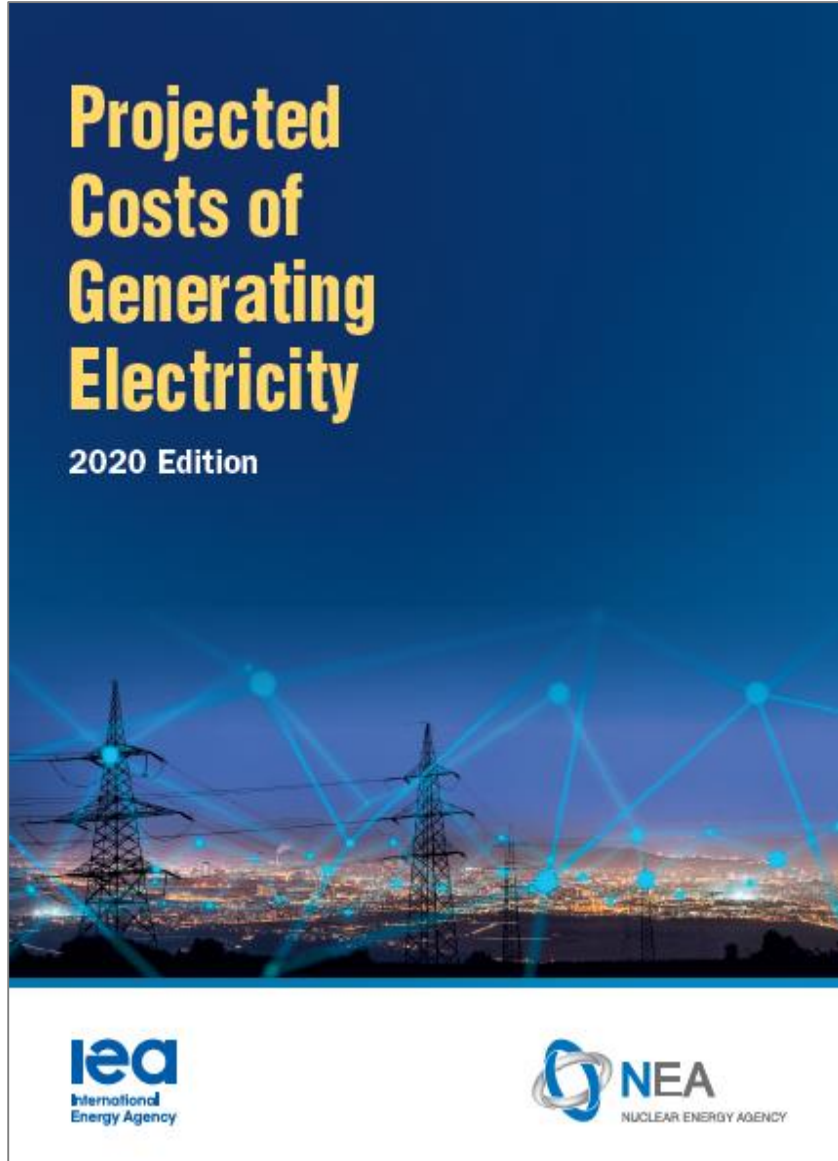
# “発電コスト予測（Projected Costs of Generating Electricity）”

## 報告書のポイント紹介ー原子力を中心にー

（IEA & OECD/NEA, 2020年12月9日発表）

（一社）日本原子力産業協会  
情報・コミュニケーション部  
2021年1月

# IEA/NEA「2020年版発電コスト予測」報告書について



- 国際エネルギー機関（IEA）と経済協力開発機構・原子力機関（OECD/NEA）は2020年12月9日、「2020年版発電コスト予測」報告書を発表した。
- 報告書は、発電プラントのライフタイム期間中の均等化発電コスト（LCOE）について5年毎にIEAとNEAが共同で取りまとめているもので、今回は9版目。
- 化石燃料や原子力のほかに、風力や太陽光、水力、バイオ燃料といった様々な再生可能エネルギーなど、24か国から提供された243の発電所データをプラントベースで分析している。
- 報告書は、低炭素電源が全般的にコスト競争力を増してきており、特に風力と太陽光の発電コストが引き続き低下中で、多くの国で化石燃料を下回るようになっていると指摘している。
- 原子力も現在の建設プロジェクトの経験を生かして、近い将来、発電コストの低下が見込まれ、2025年には給電可能な低炭素電源となるとしている。さらに、原子力発電所の運転期間の延長を意味する長期運転（LTO）が、全ての低炭素電源のなかで最小コストのオプションである、と結論している。

# 「発電コスト予測」報告書のとりまとめについて

- 報告書は、OECD加盟国と非加盟国から提供された発電コストデータを、発電コストの専門家グループの吟味を受け、共通の方法論に従って処理されたうえで、取りまとめられた。
- 発電コストデータの提供国は、OECD加盟国として、オーストラリア、オーストリア、ベルギー、カナダ、デンマーク、フィンランド、フランス、ドイツ、ハンガリー、イタリア、日本、韓国、メキシコ、オランダ、ノルウェー、ルーマニア、ロシア、スロバキア、スウェーデン、スイス、米国、非加盟国として、ブラジル、中国、インド、の合計24か国である。
- 提供された発電コストデータは、2025年に運転開始予定の様々な発電技術について、合計243件。その内訳は、ガス3件、石炭18件、原子力8件、原子力の長期運転（LTO、運転期間延長）4件、太陽光52件、太陽熱4件、陸上風力44件、洋上風力23件、水力30件、CHP（熱電併給）12件、電池貯蔵8件、その他14件。これらの件数は概して前回報告書とよく似た傾向であるが、脱炭素に向けての今後の重要な技術として、洋上風力のデータが2倍以上に増えた。再生可能エネルギーの発電シェアの増加に伴い電力供給システムの柔軟性などの観点から貯蔵のデータが今回初めて提供された。原子力発電所のLTOの発電コストデータも初めて提供された。
- 均等化発電コスト（LCOE）は、規制された電力システムでの給電可能なベースロード技術間の選択において役立つ手法であり、それなりの長所と制約がある。出力変動性の太陽光や風力の発電量シェアが増大すると、プラントレベルでの発電コストだけでなく、電力システムを含めたコストを考慮する必要が出てくる。今回の報告書では、LCOEを中心に取りまとめているが、こうした面についても初めて触れ、今後検討を深めていくとしている。

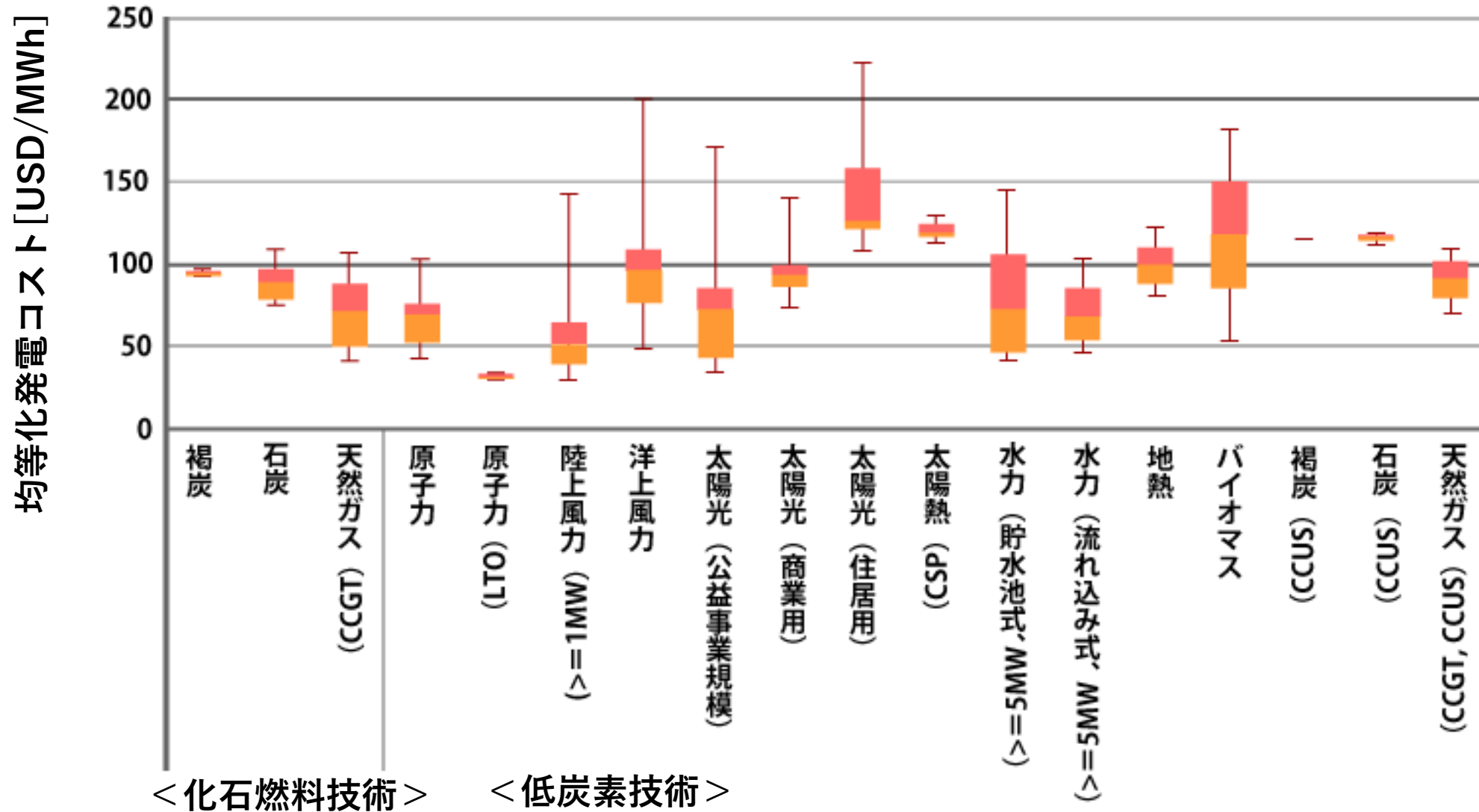
# 均等化発電コスト(LCOE)について

- 均等化発電コスト (LCOE) は、発電所の建設準備から廃炉終了 (廃棄物処分も含む) までの全体にわたっての割引後の各コストの総合計を割引後の発電電力量の総合計で除したものである。各コストは、資本コスト、運転保守コスト、燃料コスト、炭素コスト、廃炉・廃棄物コストである。割引率は各発電技術について3%、7%、10%を使用。
- 設備利用率： 石炭、天然ガス (CCGT)、原子力は比較の便宜上85%を想定 (50%についても計算)。再生可能エネルギーは各国の設定値を利用。
- 運転期間の想定： 電池貯蔵10年、太陽光・陸上風力・洋上風力25年、ガス30年、石炭・地熱40年、原子力60年、水力80年、原子力LTO (追加運転期間) 10/20年
- オーバーナイトコスト： 直接の建設コスト、サイト許認可等の建設前の準備コスト、直接の建設コストに含まれない設計・管理コスト、予備費 (建設期間中の予期しない費用変化への対応費) など。
- 予備費： 原子力 (LTOを除く) はオーバーナイトコストの15%、その他の全ての技術は同5%
- 建設期間： 水力・地熱以外の再生可能エネルギーと燃料電池1年、天然ガス (CCGT) 3年、石炭・バイオマス4年、地熱・水力5年、原子力7年 (LTO：2年)
- 投資コスト： オーバーナイトコスト + 資金調達コスト (建設期間中利子)
- 排出コスト： 炭素コストのみ考慮 (30USD/tCO<sub>2</sub>) (SO<sub>x</sub>、NO<sub>x</sub>は考慮していない)
- 運転保守コスト： 可能な限り各国の提供データを利用。
- ワンススルー核燃料サイクルコスト (USD/MWh)： フロントエンド7 (但し、日本8.6、露4.0)、バックエンド2.33 (但し、日本5.3、露0.9)
- 廃止期間： 原子力10年、その他の全ての技術2年
- 廃止コスト (廃炉・廃棄物管理コスト - 残余価値)： 原子力はオーバーナイトコストの15%、その他は同5%

## 低炭素技術はコスト競争力を持ちつつある(次頁図参照)

- 各国や地域の様々な条件により差があるものの、低炭素技術の均等化発電コストは低下し、ますます競争力を増してきている。特に再生可能エネルギーのコストは近年低下し続けており、風力と太陽光は、多くの国で化石燃料発電に対して競争力を持っている。
- 原子力発電もまた近い将来、比較的低コストが予想される。OECDの幾つかの国における初号機プロジェクトの教訓を生かしたコスト削減により、新規原子力プラントは2025年には、最低のコスト予想で給電可能な低炭素技術を維持するだろう。
- 既存の原子力発電所の運転期間の延長、いわゆる長期運転 (LTO)は、最も経済的な低炭素電源である。
- 水力発電もほぼ同様なコストで貢献できるが、依然として各国の自然条件に大きく依存する。
- 控え目な炭素価格30USD/トンCO<sub>2</sub>でも、炭素対策なしの石炭火力はもはや競争力を持たない。
- 炭素回収・利用・貯留 (CCUS) が競争力を持つためには、現状の炭素価格がもっと高額になる必要がある。
- ガス火力は幾つかの市場、特に北米ではガスの超低価格性の故に、依然として競争力を持っている。
- 各電源の発電コストの比較評価は、十分に確立され広く利用されている均等化発電コスト (LCOE)の手法を用いている。
- 変動性の再生可能エネルギーの発電量シェアが増大するなかで電力システムについての考察が重要になっており (システムコスト)、今回、新たな補完的手法として「価値調整済みLCOE」 (VALCOE) を導入した。
- 現在および将来の電力システムにおいて重要となる様々な側面 (5テーマ：電力貯蔵、炭素価格、原子力・運転延長、電化、水素) についての専門家による議論を紹介している。

# 均等化発電コスト(技術別)



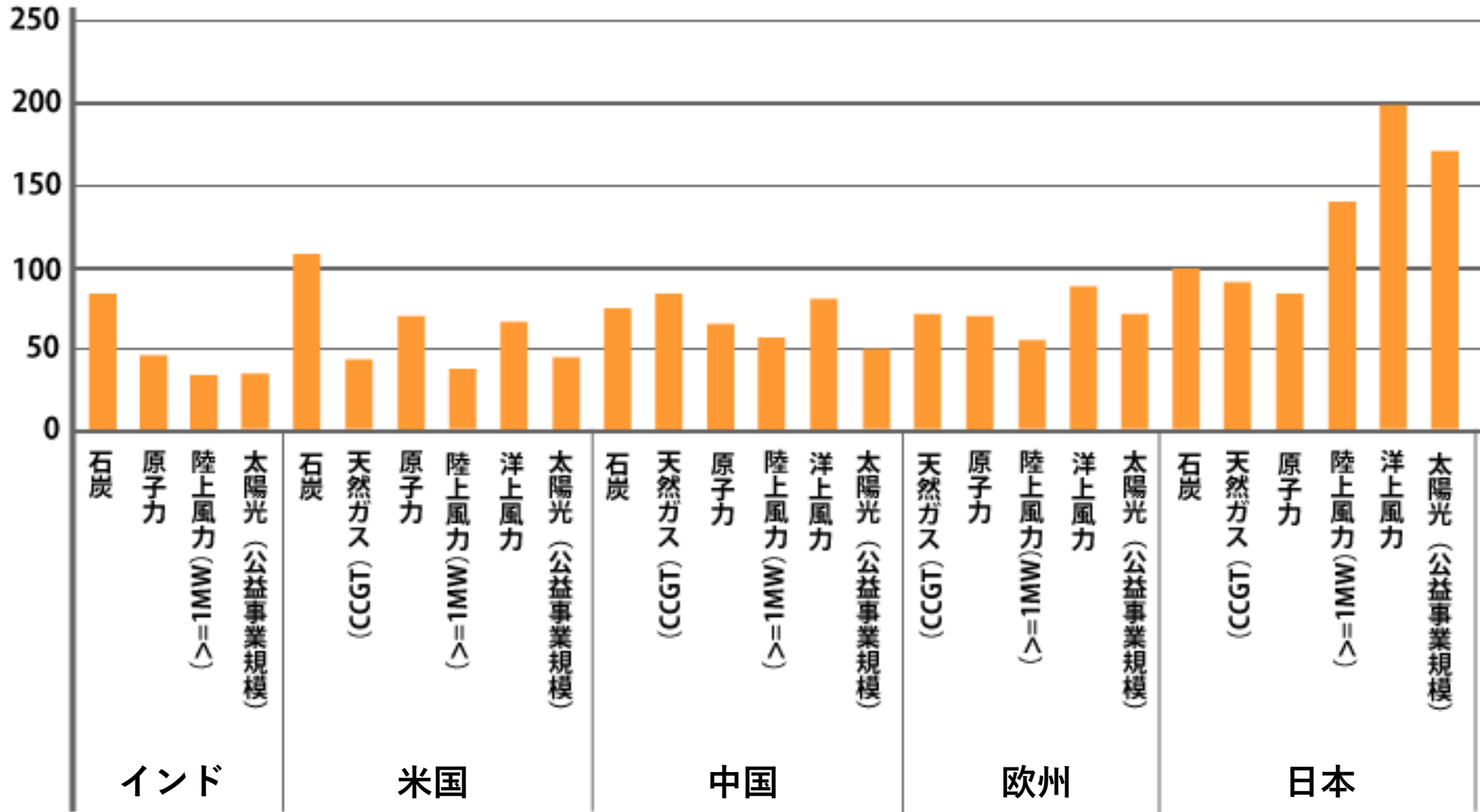
注：割引率7%。箱ひげ図は最大値、中央値、最小値を示す。箱は第1四分位と第3四分位を示す。

## 各技術の発電コスト競争力は国や地域条件によって異なる(次頁図参照)

- 24か国から提供された発電コストデータは、再生可能エネルギーの適切な立地の有無、燃料コストの変動、技術の成熟度や各技術のコストなど、国・地域によって大きく変化している。また、電力システムにおける発電量のシェアの状況によっても、コストや設備利用率に違いが出てくる。
- 再生可能エネルギーは、この報告書に参加しているほとんどの国で非常に競争力があるが、一部の国（日本、韓国、ロシア）では、化石燃料や原子力よりもコストが高くなっている。同一国内でも、場所の条件が異なると発電コストが異なる。
- 欧州では陸上、洋上風力とも公益事業規模の太陽光と同じく、天然ガスや新規原子力に対して競争力がある。
- 米国では、天然ガス火力発電所は、その地域で予想される低燃料価格の恩恵を受けているが、燃料価格の見通しは一般的に不確実である。それにもかかわらず、均等化発電コストの中央値を見る限り、陸上風力と公益事業規模の太陽光発電は、CO<sub>2</sub>1トンあたり30米ドルの排出コストと想定すると、最小コストのオプションである。天然ガス（CCGT）の後には、洋上風力、原子力、そして最後に石炭が続く。
- 中国とインドでは、変動性の再生可能エネルギーの予想される均等化発電コストが最も低くなっている。即ち公益事業規模の太陽光発電と陸上風力は、両国で最も低コストのオプションである。原子力もまた競争力があり、中国とインドが現在の高い炭素集約型の発電から移行するための有望なオプションを有していることを示している。

# 各技術の均等化発電コストの中央値(国・地域別)

均等化発電コストの中央値  
[USD/MWh]

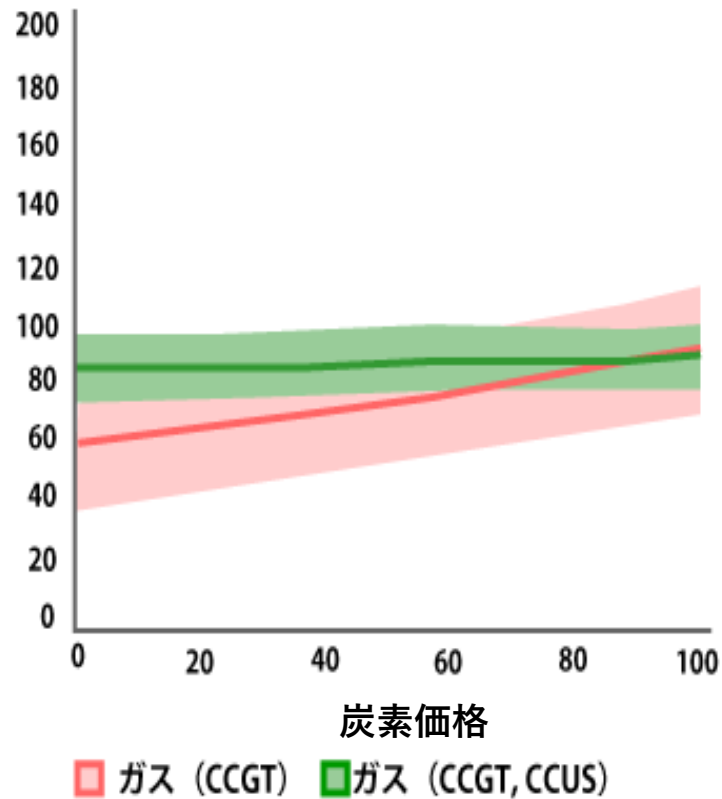
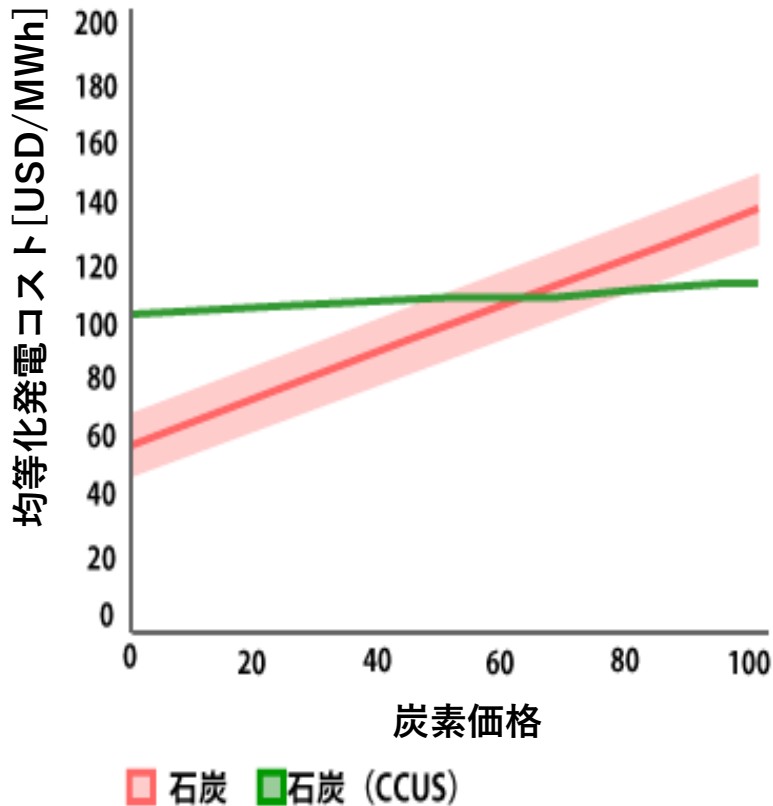


注：割引率7%



# 炭素回収技術は炭素価格が高額な場合に経済的に成り立つ

様々な炭素価格についてCCUS（炭素回収・利用・貯留）の有無の場合の均等化発電コストの比較



- 炭素価格30USD/tCO<sub>2</sub>では、CCUS設備の投資コストが比較的高いため、CCUS付きの石炭火力やガス火力の均等化発電コストは、CCUS無しに比べて高くなる。
- しかし、炭素コストが高くなると事情は変わってくる。石炭火力の場合、燃料の炭素含有量が多いため、50～60USD/tCO<sub>2</sub>程度で、CCUS付きは競争力を持つようになる。天然ガス (CCGT) の場合、炭素価格が100 USD/tCO<sub>2</sub>程度以上になって初めてCCUS付きが競争力を持つようになる。

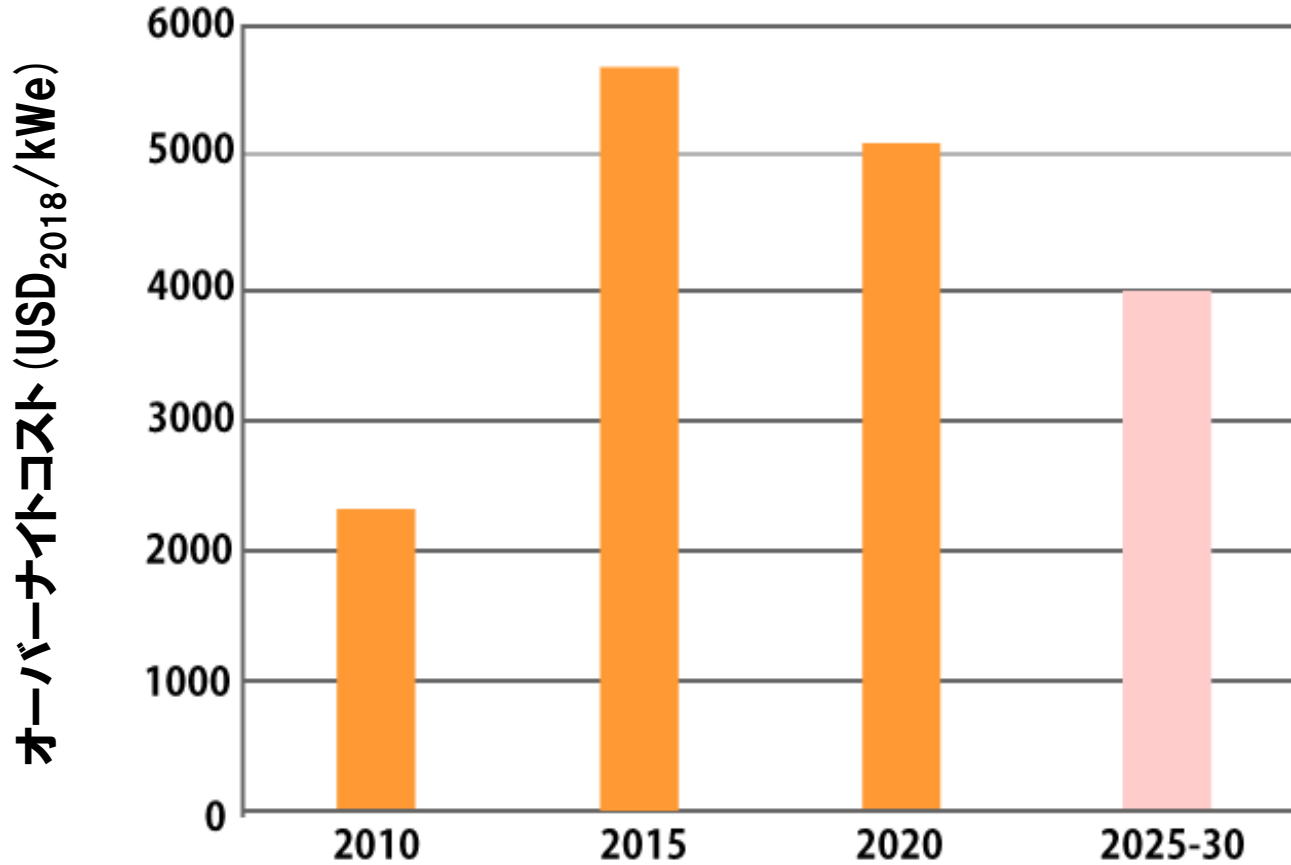
注：割引率7%。実線は中央値を示し、バンドは50%の中央領域を示す。

# 原子力開発の現状と将来の見通し

- 温暖化ガスの排出を削減するパリ協定の目標を達成するためには、原子力発電の貢献が不可欠である。IEAの持続可能な開発シナリオ（SDS）は、新規原子力の建設と既存炉の運転期間延長が必要であると指摘している。IPCC報告（2018年）も原子力の役割を確認している。
- しかし、現在の原子力開発は順調に進んでいない。年間の新規原子力の追加発電設備容量は500万kW程度であり、SDSを満たすには今後20年間少なくとも倍増する必要がある。
- SDSは、40年超の運転期間延長が無ければ、新規原子力の建設を2021年以降2,000万kWにする必要があると指摘している。さもないと、脱炭素化の取組が一層困難になるだけでなく、原子力の早期閉鎖に伴い、プラントおよび電力システムレベルのコスト増加につながる。
- 原子力の新規建設が十分に進んでいない理由としては、新規建設プロジェクトの高騰が挙げられる。特に過去数十年間原子力を建設してこなかったOECD諸国で、第三世代炉の初号機プロジェクトが、コスト超過と建設遅延に遭遇している。しかし、原子力を継続的に建設している国では、このようなことは起きていない。今回の発電コスト予測報告書は、OECD諸国の原子力もこうしたトレンドに仲間入りすると示唆している。
- 最近、新規原子力技術、即ち、小型モジュール炉（SMR）への関心が高まり、原子力プロジェクトにおける様々な課題を解決する可能性を秘めているとして注目されている。SMRの今後の展開にとって、最初のプロトタイプを2020年代に完成させることが極めて重要である。
- 今後追及すべき原子力オプションとして、①既存原子力資産の運転期間延長（長期運転）、②大型第三世代炉のコスト削減、③技術イノベーション（SMR）開発、の3つがある。

# 大型の第三世代原子炉の建設コスト削減の可能性

OECD諸国の新規原子力発電所の  
オーバーナイトコスト予測の傾向



- ここ数十年、原子力発電所の建設経験がないOECD諸国のほとんどの国では、初号機(FOAK)の第三世代プロジェクトは、建設の遅延とコスト超過に遭遇してきた。設計の成熟度、効果的なプロジェクト管理、および規制の安定性・予測可能性の欠如などが要因として挙げられる。
- しかし、原子力発電所を継続的に建設してきた国々では、このような問題は起きていない。こうした国では、経験を積んだプロジェクト組織と十分に確立されたサプライチェーンにより、大幅なコスト削減を達成しながら予測した形で原子力プロジェクトを実現している。
- OECD諸国の原子力発電は今後、これまでの経験を学習し、原子力産業能力を高めて、原子力を更に競争力のあるものにしていく見込みである。

# 原子力発電の均等化発電コスト

設備利用率 85% の原子力プラントの均等化発電コスト — 新規建設の場合

国名	炉型	ネット出力 (MWe)	電気変換効率 (%)	投資コスト (USD/MWh)			廃止措置コスト (USD/MWh)			燃料コスト (USD/MWh)	運転・保守コスト (USD/MWh)	均等化発電コスト (USD/MWh)		
				3%	7%	10%	3%	7%	10%			3%	7%	10%
				フランス	EPR	1 650	33%	21.32	47.46			73.29	0.36	0.05
日本	ALWR	1 152	33%	21.05	46.87	72.37	0.36	0.05	0.01	13.92	25.84	61.16	86.67	112.13
韓国	ALWR	1 377	36%	11.46	25.51	39.39	0.20	0.03	0.01	9.33	18.44	39.42	53.30	67.16
ロシア	VVER	1 122	38%	12.06	26.86	41.47	0.21	0.03	0.01	4.99	10.15	27.41	42.02	56.61
スロバキア	Other nuclear	1 004	32%	36.76	81.84	126.37	1.80	0.96	0.64	9.33	9.72	57.61	101.84	146.06
米国	LWR	1 100	33%	22.58	50.26	77.61	0.39	0.05	0.01	9.33	11.60	43.90	71.25	98.56
非 OECD 諸国														
中国	LWR	950	33%	13.28	29.57	45.65	0.22	0.03	0.01	10.00	26.42	49.92	66.01	82.08
インド	LWR	950	33%	14.76	32.85	50.73	0.25	0.03	0.01	9.33	23.84	48.17	66.06	83.91

設備利用率 85% の原子力プラントの均等化発電コスト — 10 年間の長期運転の場合

国名	技術	ネット出力 (MWe)	電気変換効率 (%)	投資コスト (USD/MWh)			廃止措置コスト※ (USD/MWh)			燃料コスト (USD/MWh)	運転・保守コスト (USD/MWh)	均等化発電コスト (USD/MWh)		
				3%	7%	10%	3%	7%	10%			3%	7%	10%
				スイス	LTO	1 000	33%	8.79	10.88			12.62	0.71	0.40
フランス	LTO	1 000	33%	10.05	12.45	14.44	0.81	0.46	0.30	9.33	12.92	33.11	35.15	36.98
スウェーデン	LTO	1 000	33%	7.10	8.79	10.19	0.57	0.32	0.21	9.33	12.92	29.91	31.35	32.65
米国	LTO	1 000	33%	6.25	7.74	8.97	0.51	0.28	0.19	9.33	18.69	34.78	36.04	37.18

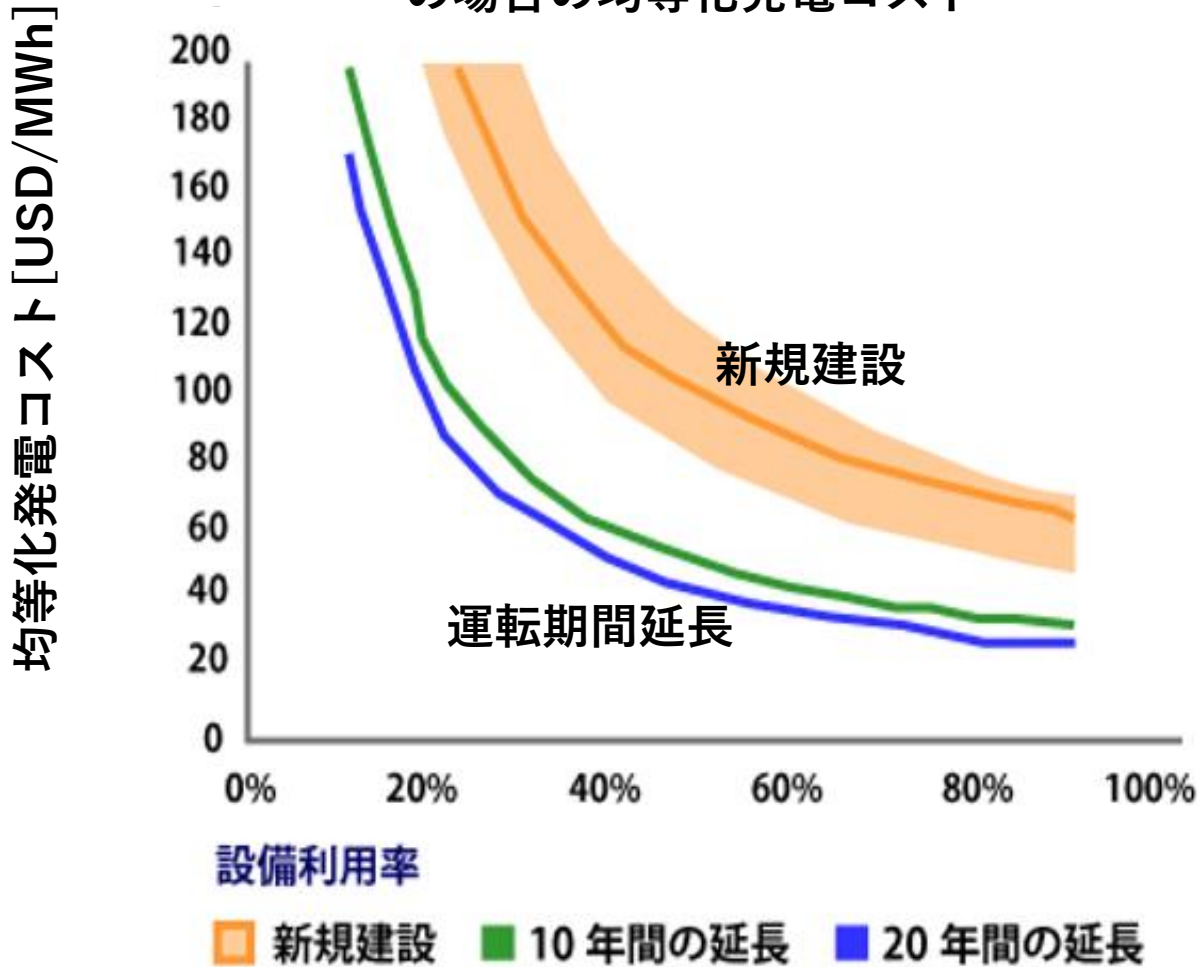
設備利用率 85% の原子力プラントの均等化発電コスト — 20 年間の長期運転の場合

スイス	LTO	1 000	33%	5.04	7.22	9.11	0.29	0.13	0.07	9.33	12.92	27.57	29.59	31.43
フランス	LTO	1 000	33%	5.76	8.25	10.42	0.34	0.15	0.08	9.33	12.92	28.35	30.65	32.74
スウェーデン	LTO	1 000	33%	4.07	5.83	7.35	0.23	0.10	0.06	9.33	12.92	26.54	28.17	29.66
米国	LTO	1 000	33%	3.58	5.13	6.48	0.21	0.09	0.05	9.33	18.69	31.81	33.24	34.55

※保守的に見て、廃止措置コストは15%の長期運転のオーバーナイトコストに基づき計算。廃炉は新規建設の場合、閉鎖後5年で開始、10年間続くと仮定。但し、個々のプロジェクトによっては、長期運転による廃止措置コストの増分の一部は、既に長期運転のオーバーナイトコストに含まれているか、ごく僅か。この場合、長期運転による増分の廃止措置コストはゼロに近くなる。最終的な廃止措置コストの引当金は、当初の設計寿命中の発電コストに既に含まれている。

# 既存原子力発電所の運転期間延長の経済性

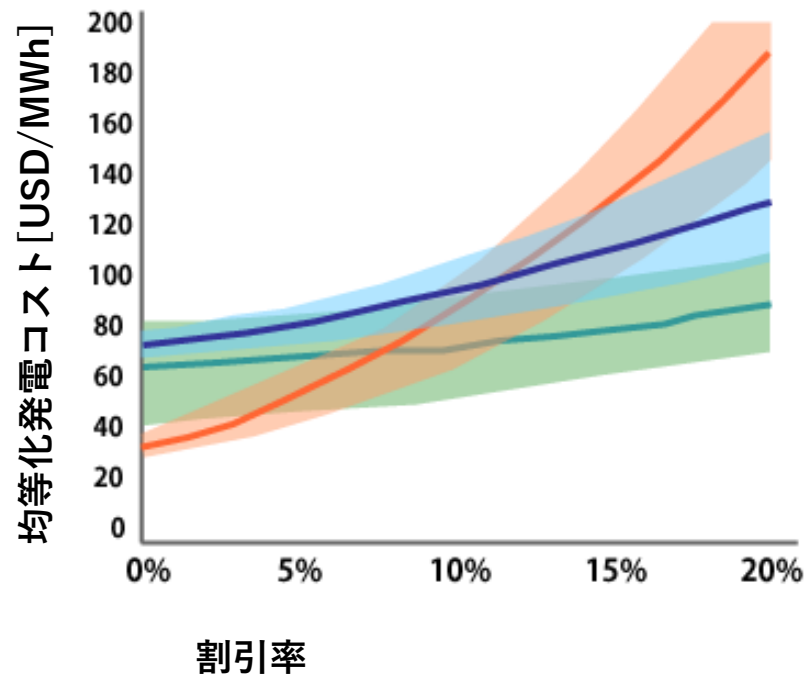
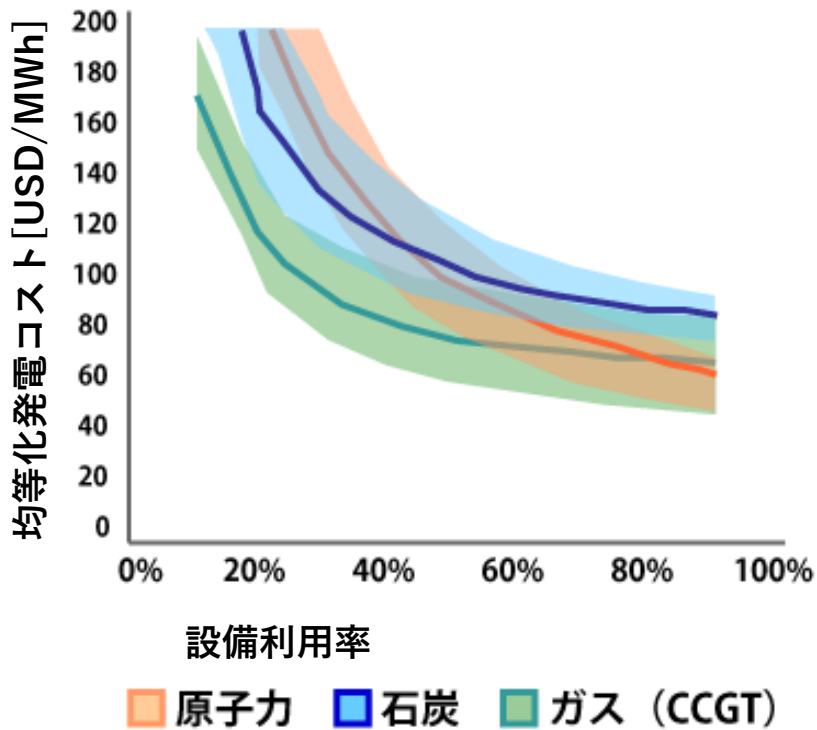
原子力の新規建設と運転期間延長  
の場合の均等化発電コスト



- 原子力の新規（サイトへの）建設と運転期間の延長（長期運転、LTO）について比較評価した。
- 当初意図していた期間を超えて安全な運転を可能にするためには、広範な改修が必要であるが、既存の施設とインフラを利用することにより、新規建設に比べて、コストの大幅削減が可能である。
- 変動性の再生可能エネルギーの発電量シェアが高いシステムにおいて、原子力の利用率が低くなる場合でも、原子力のコストは他の低炭素技術への新規投資のコストを下回る。
- 水力の長期運転も同様に魅力的と思われるが、今回これに関するデータ提供は無かった。

注：割引率7%。実線は中央値を示し、バンドは50%の中央領域を示す。

# ベースロードプラントの設備利用率(左図)と割引率(右図)に対する感度解析



注：割引率7%。実線は中央値を示し、バンドは50%の中央領域を示す。

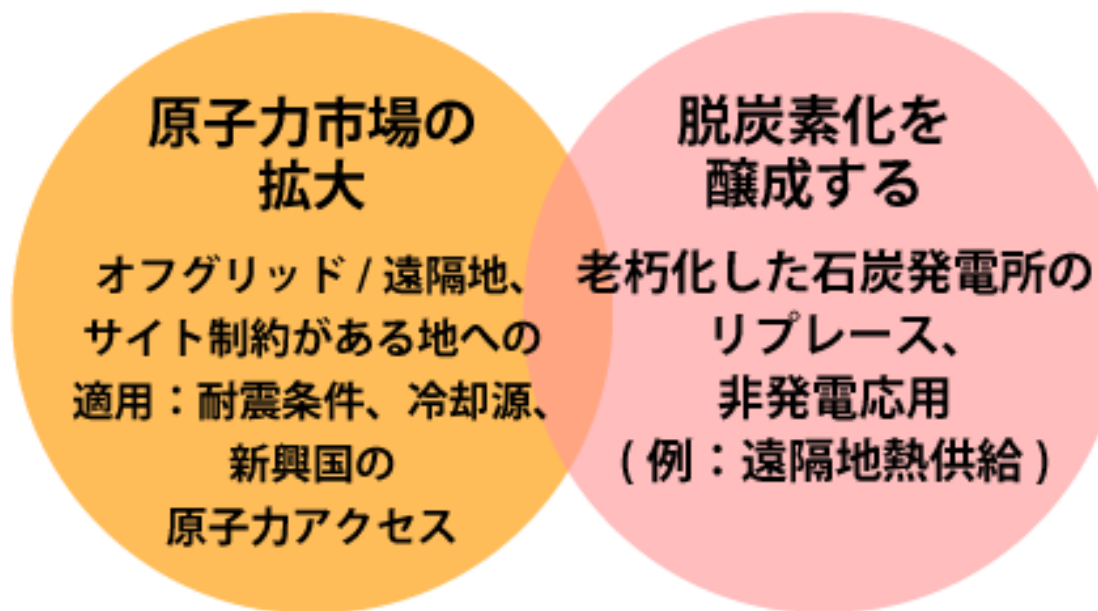
- 再生可能エネルギーの発電シェアの増大に伴い、ベースロードプラントの利用率が減少し残余需要の供給を満たすだけになる。給電可能なプラントのなかで、天然ガス (CCGT) は、比較的投資コストと多くの地域で変動費の手頃さから、様々な発電レベルへの対応に適している。一方、原子力は高い投資コストの故に高い設備利用率が要求される。
- 資本集約度の高い技術の均等化発電コストは、割引率の変化に敏感である。ベースロードプラントでは、特に新規原子力が割引率に大きく依存する。割引率が3%と低い場合、新規原子力は新規石炭やガスよりも安価であるが、割引率が7%や10%と高くなると、新規原子力の経済性は劣る。

# 最近の第三世代炉の初号機(FOAK)プロジェクトの建設コスト

炉型	国名	原子炉名	建設開始年	当初発表の建設期間	実際の建設期間	出力(MWe)	当初発表の予算(USD/kWe)	実際の建設コスト(USD/kWe)
AP 1000	中国	三門 1,2	2009	5	9	2 × 1 000	2 044	3 154
	米国	ボーグル 3,4	2013	4	8/9*	2 × 1 117	4 300	8 600
APR 1400	韓国	新古里 3,4	2008	5	8/10	2 × 1 340	1 828	2 410
EPR	フィンランド	オルキルオト 3	2005	5	16*	1 × 1 630	2 020	> 5 723
	フランス	フラマンビル 3	2007	5	15*	1 × 1 600	1 886	8 620
	中国	台山 1,2	2009	4.5	9	2 × 1 660	1 960	3 222
VVER 1200	ロシア	ノボボロネジ II-1&2	2008	4	8/10	2 × 1 114	2 244	**
* 推定 ** データなし								

# SMRを通じた技術イノベーション

## SMRの市場機会



- SMRは通常1万～30万kWeの原子炉を指す。1万kWeの場合、マイクロモジュール炉と呼ばれる。
- SMRは、工場で製造し、サイトまで搬送してサイトで組み立てられるので、建設期間の短縮につながる。
- これまで原子炉は規模の経済を利用して大型化をめざしてきたが、SMRは規模の不経済の影響を相殺するために、工場でのシリーズ製造のメリット以外に次のような方策が考えられる。
  - － 工場製造（モジュラー化）
  - － 設計の単純化
  - － 設計の標準化
  - － 調和（規制と産業）



# (参考)原子力発電所のオーバーナイトコストと投資コスト

## 新規建設の場合

国名	炉型	ネット出力 (MWe)	オーバーナイト コスト (USD/kWe)	投資コスト (USD/kWe)		
				3%	7%	10%
フランス	EPR	1 650	4 013	4 459	5 132	5 705
日本	ALWR	1 152	3 963	4 402	5 068	5 633
韓国	ALWR	1 377	2 157	2 396	2 759	3 066
ロシア	VVER	1 122	2 271	2 523	2 904	3 228
スロバキア	Other nuclear	1 004	6 920	7 688	8 850	9 837
米国	LWR	1 100	4 250	4 721	5 435	6 041
<b>非 OECD 諸国</b>						
中国	LWR	950	2 500	2 777	3 197	3 554
インド	LWR	950	2 778	3 086	3 552	3 949

## 長期運転の場合

国名	技術	ネット出力 (MWe)	オーバーナイト コスト (USD/kWe)	投資コスト (USD/kWe)		
				3%	7%	10%
スイス	LTO	1 000	550	567	589	606
フランス	LTO	1 000	629	648	673	693
スウェーデン	LTO	1 000	444	457	475	489
米国	LTO	1 000	391	403	419	431

※オーバーナイトコスト：建設準備および建設コスト、エンジニアリングや管理コストなど  
投資コスト：オーバーナイトコスト＋建設期間中の金利など