

3 大レポート（IPCC、IEA、OECD/NEA）に見る地球温暖化対策とエネルギー安定供給の相克、解決の糸口は？

2019. 3. 14 小野章昌

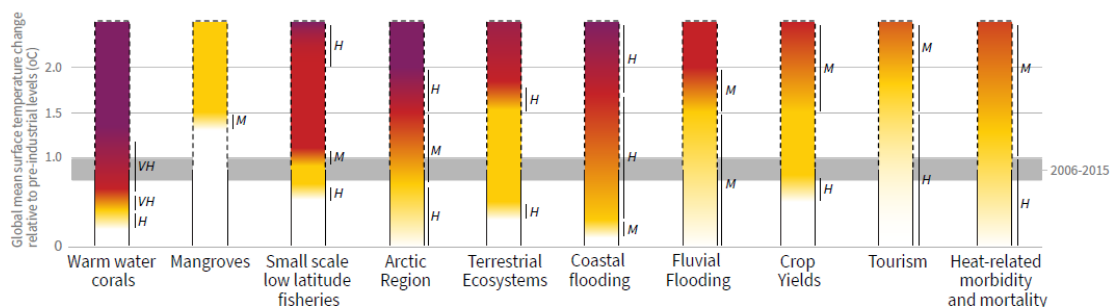
はじめに

2018 年 10 月に IPCC(気候変動に関する政府間パネル)により発表された「地球温暖化を 1.5°Cに留めるスペシャルレポート」、同年 11 月に IEA(国際エネルギー機関)により発表された「世界エネルギー見通し 2018」、および 2019 年 1 月に OECD/NEA(原子力機関)により発表された「脱炭素のコスト：再生可能エネルギーと原子力が高い割合を占める電力のシステムコスト」の 3 つのレポートに見る地球温暖化対策シナリオの内容を紹介し、その問題点を探してみたい。

また OECD/NEA レポートでは、再生可能エネルギーの主力である変動電源（太陽光・風力）が電力システム中で増大した場合に生じるシステムコストについて細かい分析を行っており、取り得る政策についても検討しているので、その内容についても紹介したい。要は将来の「地球温暖化対策」と「エネルギー安定供給」の目標が互いに相反することが想定されるため、解決の糸口をどの辺に見出すべきかを論じあうことができれば幸いである。

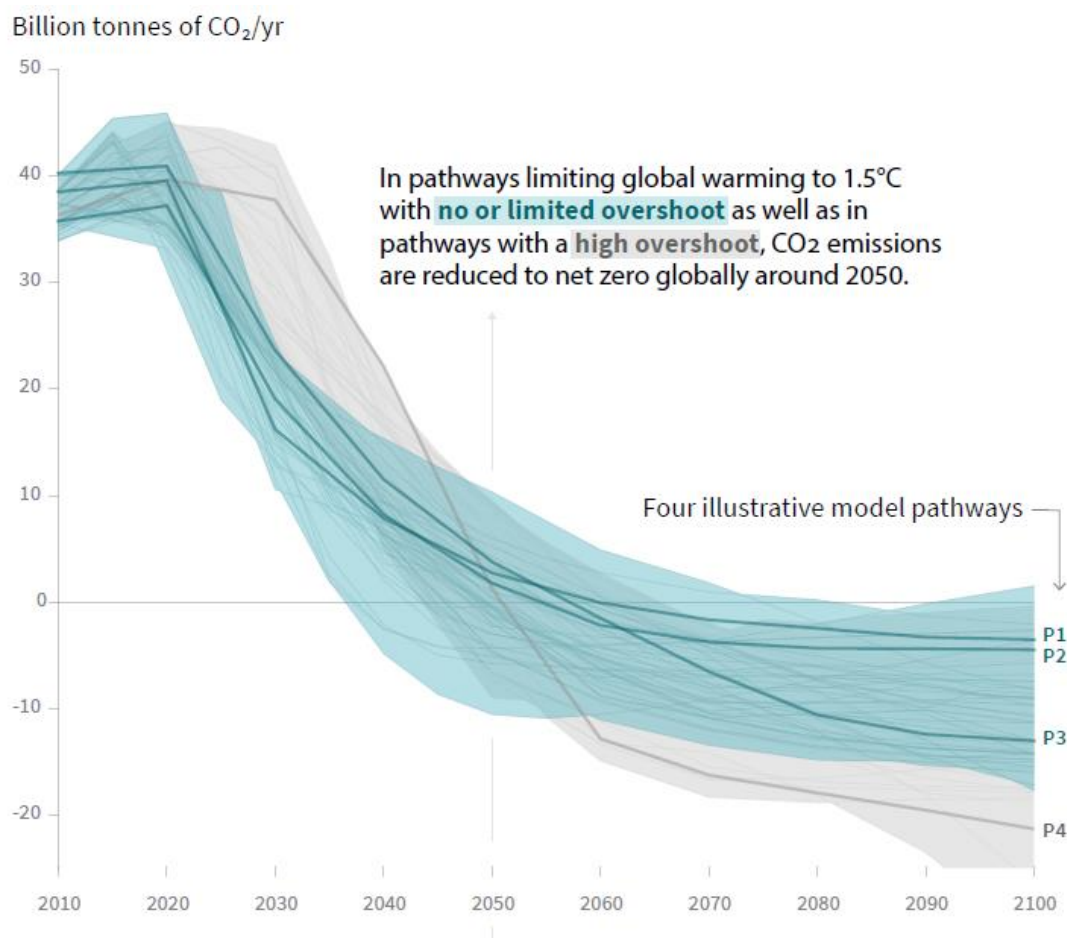
1. IPCC 「地球温暖化を 1.5°Cに留めるためのスペシャルレポート」

図 1 温度上昇と地球環境への影響/リスク



Confidence level for transition: L=Low, M=Medium, H=High and VH=Very high

図2 CO2削減シナリオ (P1, P2, P3, P4)



各シナリオの内容

P1(省エネ中心) : 2050年の最終エネルギー消費量を2010年比でマイナス32%とするのが特徴。2050年の化石燃料消費量は石炭マイナス97%、石油マイナス87%、天然ガスマイナス74%を目指す。2050年原子力は2010年比1.5倍。

P2(再エネ中心) : バイオを除く再エネによる供給量を2050年までに13.3倍に増やすのが特徴。それでも原子力は横ばいが必要で、CCSによる累積CO₂削減3,480億トンが必要。

P3(技術進展) : 技術がまんべんなく進展することを期待。2050年の原子力は5倍、バイオを除く再エネは8.8倍、CCSによる累積削減量は6,870億トンを目指す。

P4(BECCS中心) : CO₂排出を一旦オーバーシュートさせるが、BECCSによって累積CO₂削減量1兆2,000億トンを目指すのが特徴。原子力も2010年比4.7倍、バイオを除く再エネ供給量11.4倍を目指す。

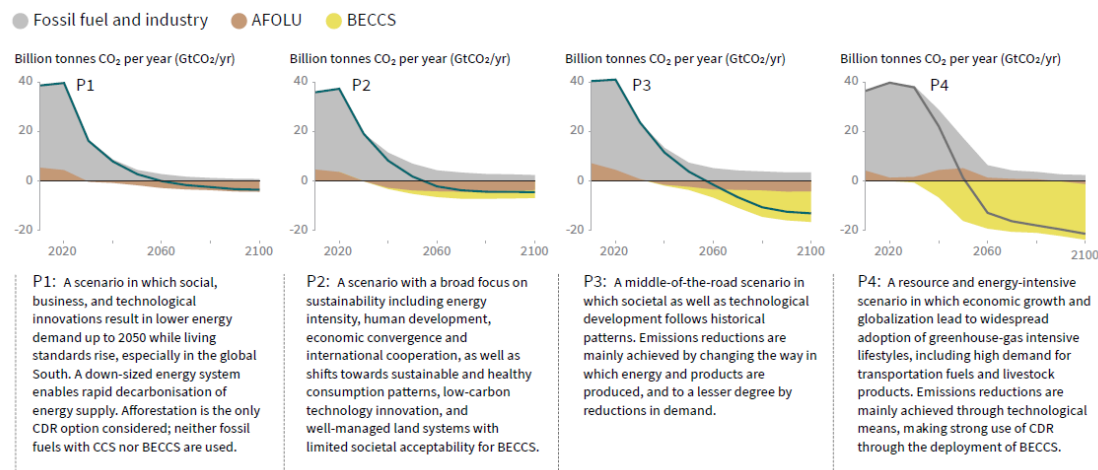
図3 各シナリオの内容

P1: 省エネ中心

P2: 再エネ中心

P3: 技術進展

P4: BECCS 中心



Global indicators	P1	P2	P3	P4	Interquartile range
<i>Pathway classification</i>	No or low overshoot	No or low overshoot	No or low overshoot	High overshoot	No or low overshoot
CO ₂ emission change in 2030 (% rel to 2010)	-58	-47	-41	4	(-59,-40)
↳ in 2050 (% rel to 2010)	-93	-95	-91	-97	(-104,-91)
Kyoto-GHG emissions* in 2030 (% rel to 2010)	-50	-49	-35	-2	(-55,-38)
↳ in 2050 (% rel to 2010)	-82	-89	-78	-80	(-93,-81)
Final energy demand** in 2030 (% rel to 2010)	-15	-5	17	39	(-12, 7)
↳ in 2050 (% rel to 2010)	-32	2	21	44	(-11, 22)
Renewable share in electricity in 2030 (%)	60	58	48	25	(47, 65)
↳ in 2050 (%)	77	81	63	70	(69, 87)
Primary energy from coal in 2030 (% rel to 2010)	-78	-61	-75	-59	(-78, -59)
↳ in 2050 (% rel to 2010)	-97	-77	-73	-97	(-95, -74)
from oil in 2030 (% rel to 2010)	-37	-13	-3	86	(-34, 3)
↳ in 2050 (% rel to 2010)	-87	-50	-81	-32	(-78, -31)
from gas in 2030 (% rel to 2010)	-25	-20	33	37	(-26, 21)
↳ in 2050 (% rel to 2010)	-74	-53	21	-48	(-56, 6)
from nuclear in 2030 (% rel to 2010)	59	83	98	106	(44, 102)
↳ in 2050 (% rel to 2010)	150	98	501	468	(91, 190)
from biomass in 2030 (% rel to 2010)	-11	0	36	-1	(29, 80)
↳ in 2050 (% rel to 2010)	-16	49	121	418	(123, 261)
from non-biomass renewables in 2030 (% rel to 2010)	430	470	315	110	(243, 438)
↳ in 2050 (% rel to 2010)	832	1327	878	1137	(575, 1300)
Cumulative CCS until 2100 (GtCO ₂)	0	348	687	1218	(550, 1017)
↳ of which BECCS (GtCO ₂)	0	151	414	1191	(364, 662)
Land area of bioenergy crops in 2050 (million hectare)	22	93	283	724	(151, 320)
Agricultural CH ₄ emissions in 2030 (% rel to 2010)	-24	-48	1	14	(-30,-11)
in 2050 (% rel to 2010)	-33	-69	-23	2	(-46,-23)
Agricultural N ₂ O emissions in 2030 (% rel to 2010)	5	-26	15	3	(-21, 4)
in 2050 (% rel to 2010)	6	-26	0	39	(-26, 1)

NOTE: Indicators have been selected to show global trends identified by the Chapter 2 assessment. National and sectoral characteristics can differ substantially from the global trends shown above.

* Kyoto-gas emissions are based on SAR GWP-100
 ** Changes in energy demand are associated with improvements in energy efficiency and behaviour change

注) AFOLU: Agriculture, Forestry, and Other Land Use (農業、森林、その他土地利用を意味し、植林などによる CO2 吸収を意味する)。BECCS: Bioenergy with Carbon Capture and Storage (バイオ CCS を意味し、成長の早い植物を植えて収穫・燃焼させ、発生する CO2 を回収貯留することを意味する。このことにより植物成長過程での CO2 吸収と燃焼後の CO2 回収によって CO2 の純減を目指す)。

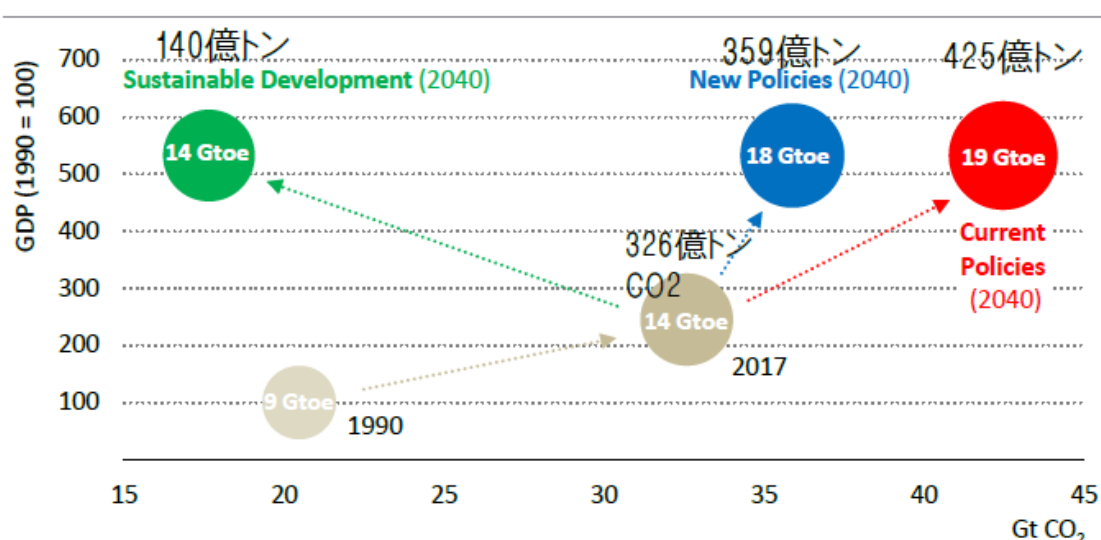
<小野感想>

P1 シナリオは人類の文明や文化的生活の進展を否定するもので論外。他のいずれのシナリオもバイオ以外の再エネ（太陽光・風力）に過度に依存するシナリオとなっており、エネルギー供給を温暖化対策と共存させるために、CCS への過度な依存を前提とせざるを得なくなっている。しかし、実業の世界では CCS は商業化不能であろう。BECCS は農業とバッティングし、夢のまた夢と言えよう。どのシナリオでも原子力の維持・拡大が不可欠になっていることは、IPCC も温暖化対策の一環として原子力の重要性を認めざるを得なくなっている証左と言えよう。

II. IEA「世界エネルギー見通し 2018」

(1) 3 つの主なシナリオ（新政策シナリオ、持続可能シナリオ、現行政策シナリオ）

図 4 3シナリオの年間一次エネルギー消費量、炭酸ガス排出量（2040年）



Achieving sustainable development goals requires a complete reversal of the historic relationship between economic growth, energy demand and emissions

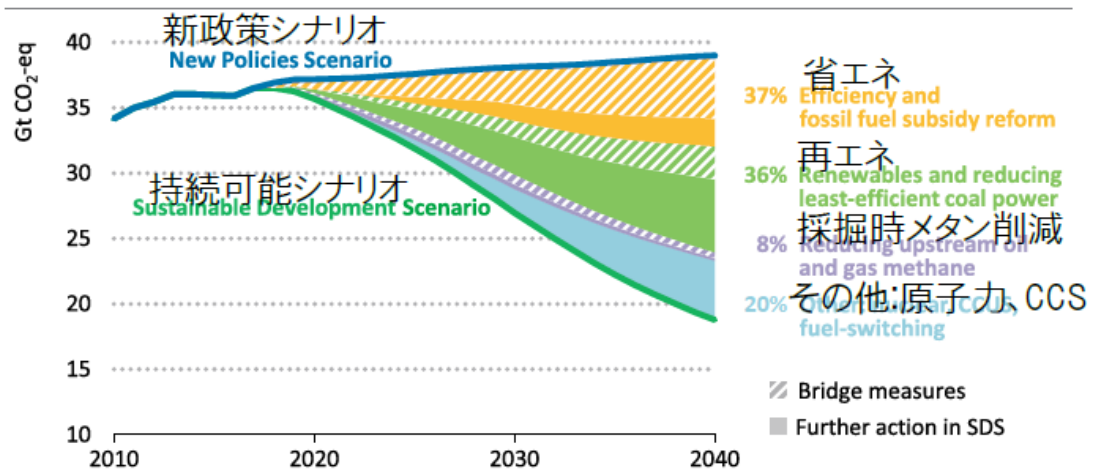
新政策シナリオ：各国が国連（IPCC）に提出した温暖化ガス削減計画を基に 2040 年までその傾向を延長したシナリオ。2040 年の世界の一次エネルギー消費量は 2017 年比 25%増を想定している。CO₂ 排出量は漸増し、2100 年の気温上昇は 3°C 近くになる。

持続可能シナリオ：2100 年の地球温暖化を産業革命前に比べて 2.0°Cに留め、地球環境を持続可能にするためのシナリオで、世界の一次エネルギー消費量は横ばい、省エネ、再エネを中核手段として 2050 年 CO₂ 排出量はほぼ半減を求め

ている。

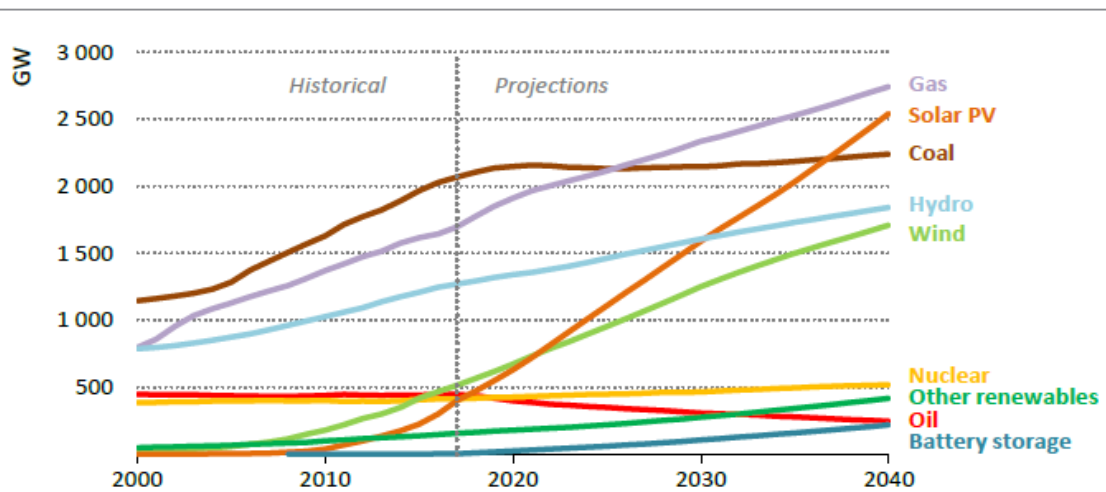
現行政策シナリオ：現在の政策を続ける場合のシナリオで、一次エネルギー消費量は40%増、CO2排出量は30%増を想定している。

図5 持続可能シナリオのCO2削減方法



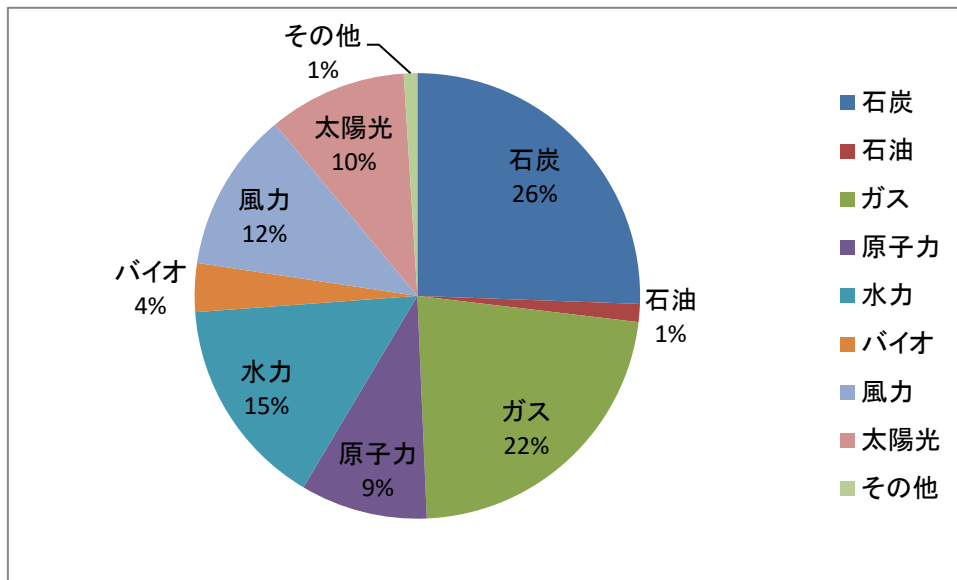
電力事情：

図6 新政策シナリオにおける世界の電源設備（単位：GW）



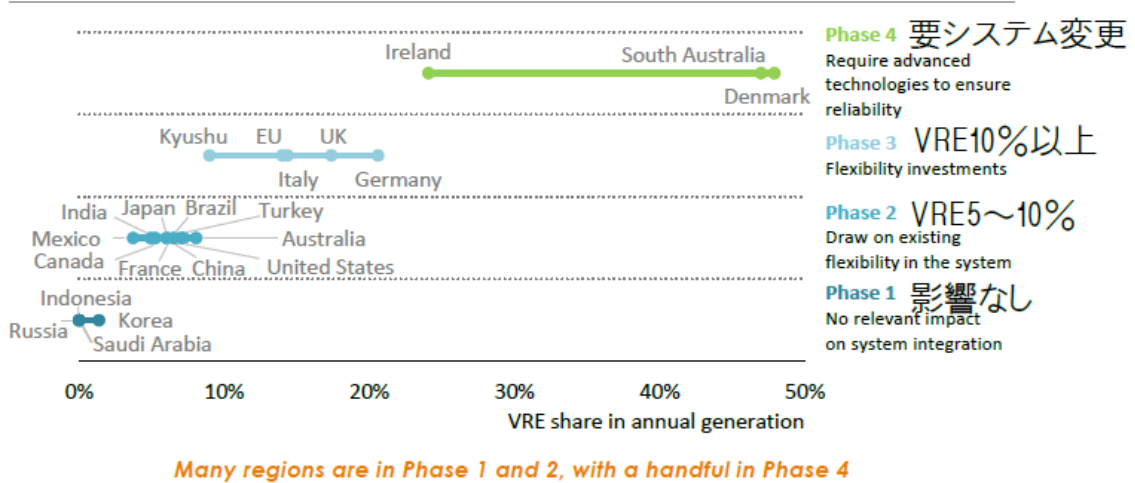
補足：原子力は2040年までに1億kW増える。その間2.7億kWが新設されるが、1.7億kWが退役する。2040年の発電設備量は風力が(2017年比)3.3倍、太陽光が6.5倍、ガス火力が1.25倍、全発電設備量が1.8倍に増大する。

図7 「新政策シナリオ」2040年の発電量割合



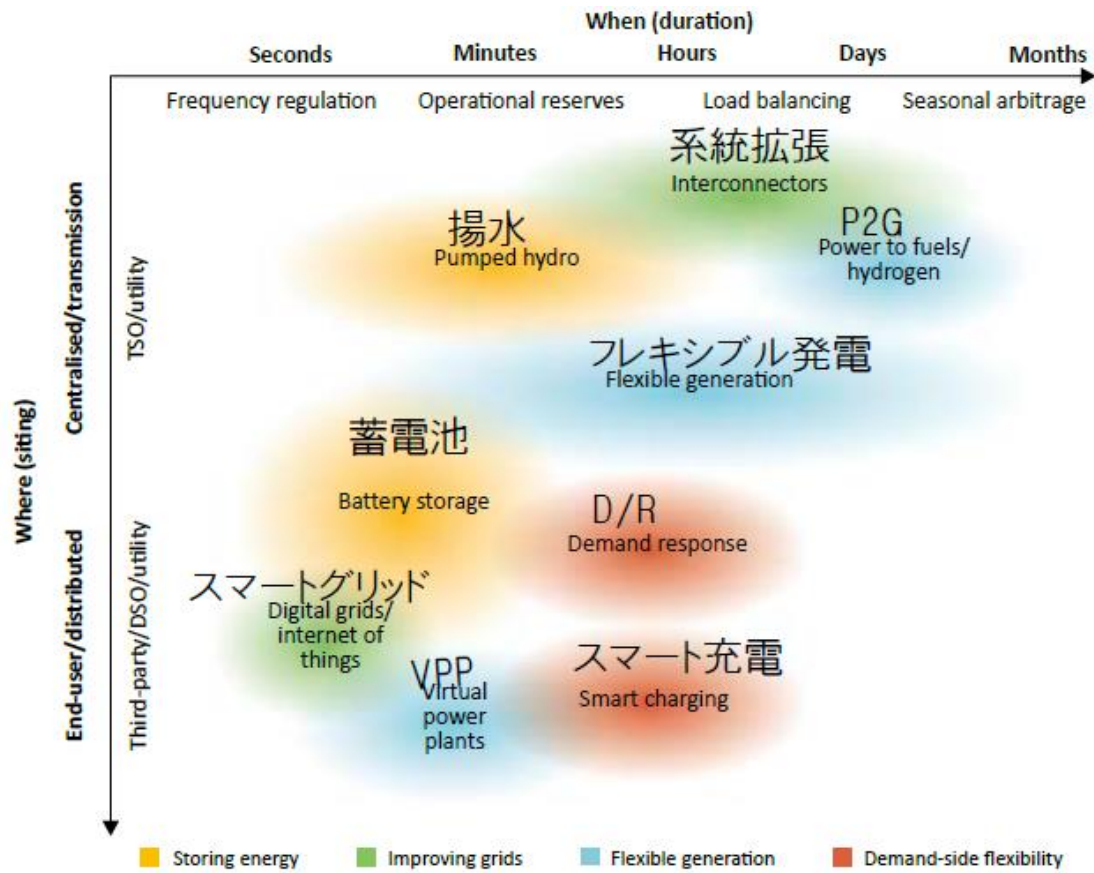
注) 再エネの発電量割合は42%、太陽光・風力の割合は22%を想定。図は筆者作成。

図8 変動電源（太陽光・風力）が発電量に占める割合（各国のステージ）



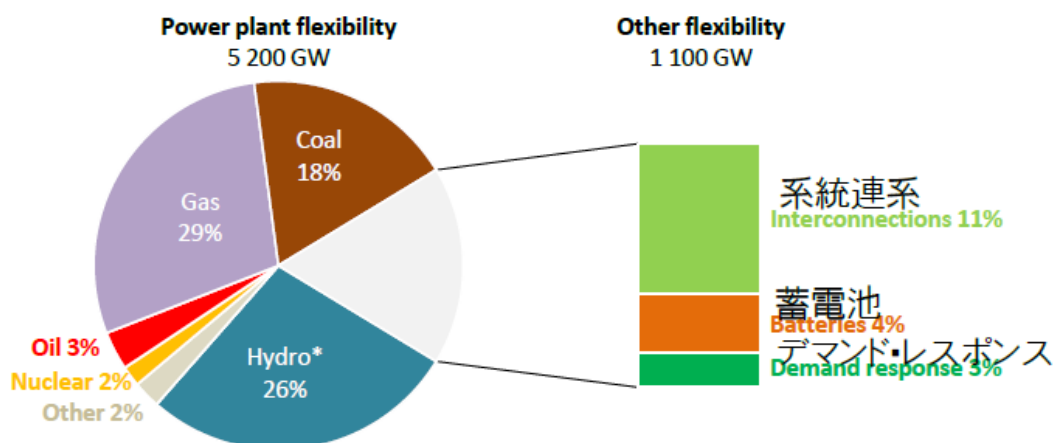
Notes: EU = European Union, UK = United Kingdom. Kyushu is a subsystem in Japan.

図9 フレキシビリティーの手段



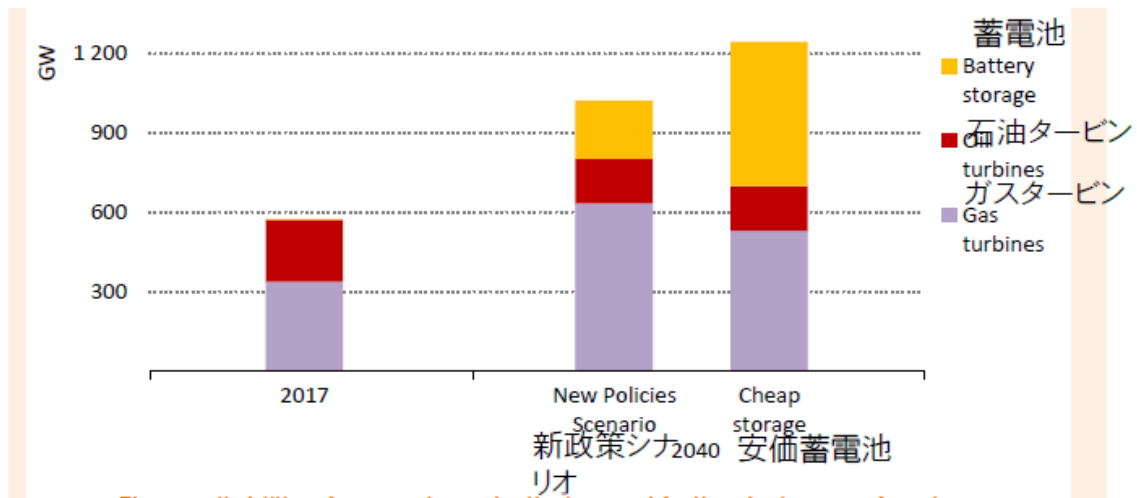
Expansion of electrification, distributed generation and variable renewables will broaden the need and range of flexibility options

図10 世界電力系統におけるフレキシビリティー (2040年)



While power plants remain the cornerstone of flexibility, storage and network investments play an important part in meeting the needs for increasing flexibility

図 11 蓄電池の効用（ピーク電源の変化）

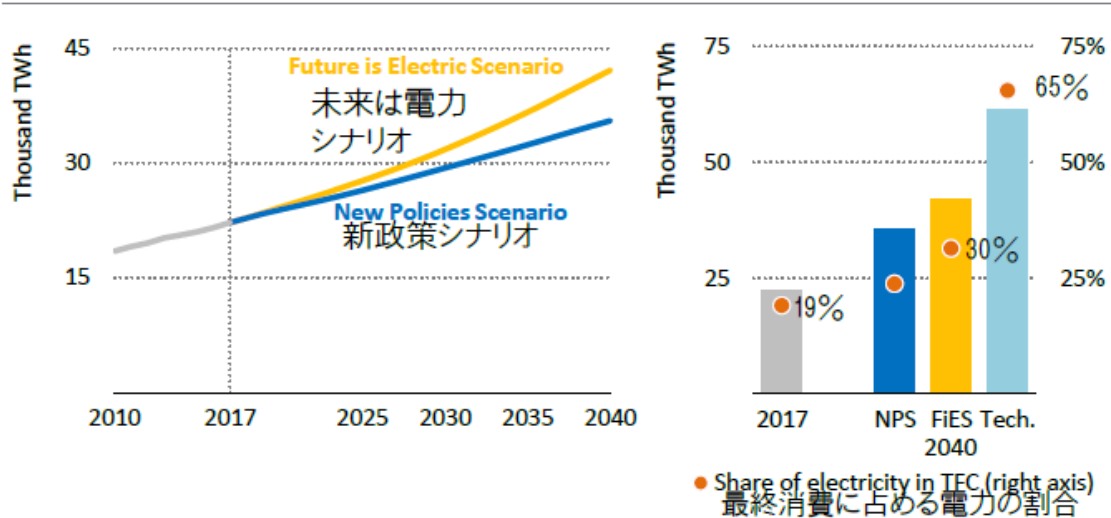


注) 安価蓄電池シナリオでは蓄電池コストが 2017 年レベルの 30%まで低下し、蓄電池が世界で 5.4 億 kW 設置され、1 億 kW のガスタービンを代替して、主要なピーク電源になる。

「未来は電力」シナリオ

IEA はこれまでのシナリオに追加して、今回は「未来は電力シナリオ」を検討している。ここでは新政策シナリオに比べて 2040 年の電力消費量 (35 兆 kWh) を約 2 割相当の 7 兆 kWh 増やして 42 兆 kWh を見込み、現状 (2017 年 22 兆 kWh) から倍増するシナリオである。

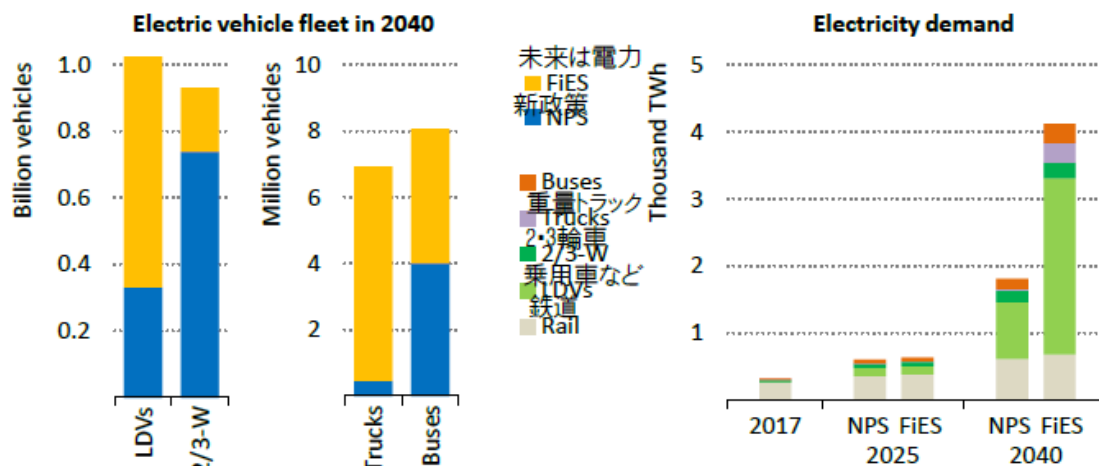
図 12 「未来は電力」シナリオ



Electricity demand in the Future is Electric Scenario is about 7 000 TWh higher than in the New Policies Scenario by 2040, but is still far from the technical potential of electricity

注) 上記右側グラフで、FIESは「Future is Eelectric Scenario」、Techは technical potential の略で、最終消費における電力が占め得る最大限の数値 65%のケース。産業（高温熱を必要とする製鉄、セメントなど）や輸送（航空、船舶、重量トラックなど）の分野で電化が困難な部分が残る。

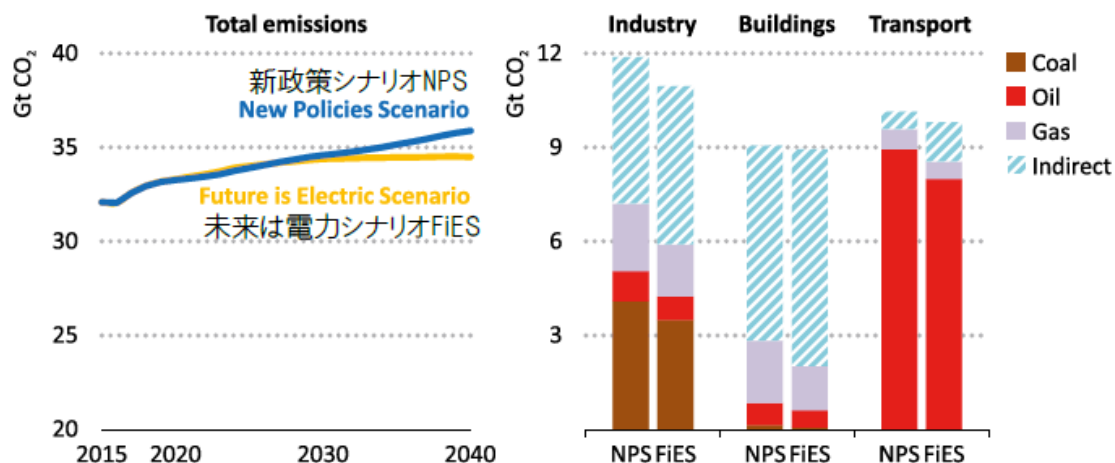
図 13 輸送分野の電化



Rapid growth of electric vehicles across vehicle types means electricity demand from road transport increases substantially after 2025

進まぬ CO2 削減

図 14 シナリオ別 CO2 排出量と分野別削減効果



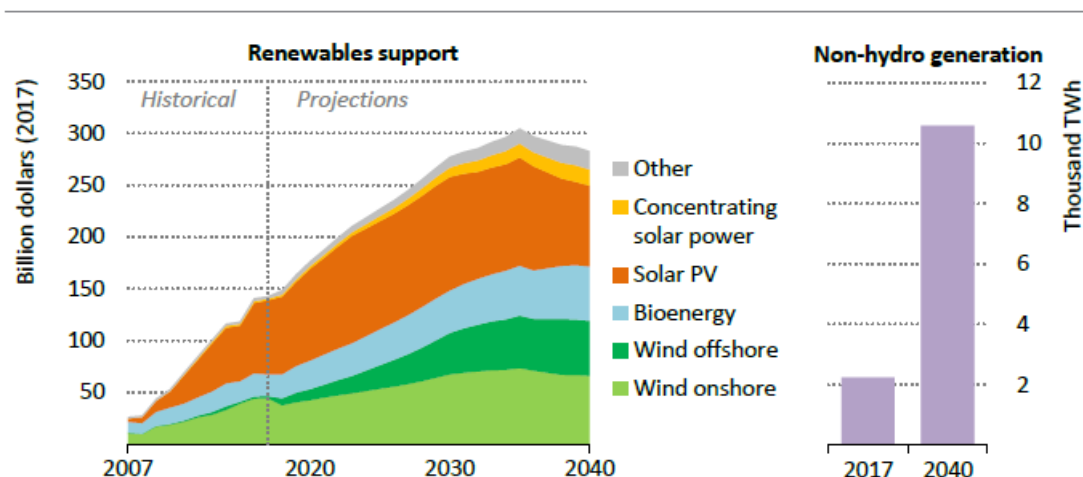
Total CO₂ emissions are only slightly lower in the Future is Electric Scenario, due to a switch from end-use to "indirect" emissions from electricity generation

注) 最終消費分野での化石燃料消費削減は間接的に電力分野の消費増大につながり、新政策シナリオとあまり変わらぬ削減効果となる。例えば、交通分野では電化によって石

油消費量を 11%減らすことができるが、発電分野での増加を考慮すると、結果的に全体では 3%の削減効果しか持たない。

政府補助の継続

図 15 再エネへの政府補助



<小野感想>

- (1) 合計で 4 つのシナリオが検討されているが、世界で実際的に実現可能なシナリオは各国の約束に基づく「新政策シナリオ」のみであり、そこでも CO2 排出量は漸増し、平均気温は産業革命前に比べて 3°C 程度の上昇が避けられないと見込まれる。2°C の上昇に留める「持続可能シナリオ」を実現するためには、2050 年時点の排出量を半減させる必要があり、過度の省エネと再生可能エネルギーの拡大を求められる。「新政策シナリオ」においてすら、2050 年の再生可能エネルギーの発電量割合は 42%（太陽光・風力は 22%）を想定しているが、蓄電がままならない電力系統において安定供給に問題が生じよう。
- (2) 新規に検討された「未来は電力」シナリオにおいても、仮に産業部門、輸送部門の電化が大幅に進んだとしても、消費分野における化石燃料消費の削減が発電分野の化石燃料消費増につながるケースが多く、排出量の純減にはつながりにくい。つまり、再生可能エネルギー（太陽光・風力）の増大はバックアップ電源の増大を招き、温暖化対策にはなりにくいことが示されている。

- (3) 2050 年まで再生可能エネルギーに対する政府補助が続くことが前提とされているのは明らかに不自然であり、持続可能とは言えないであろう。

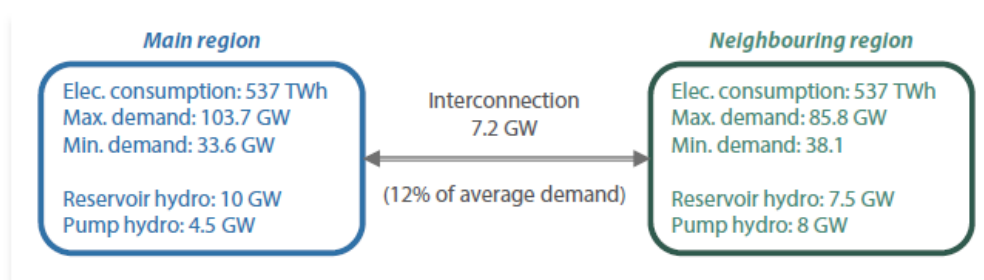
III. OECD/NEA「脱炭素のコスト：再生可能エネルギーと原子力が高い割合を占める電力システムのコスト」

1. 電力システムコストを検討する将来シナリオ

全て白紙の状態（グリーンフィールド）から新たにフランス 1 国に相当する電力システムを構築し、併せて地球温暖化防止のために（IEA の 2100 年 2°C シナリオに匹敵する）2050 年の全電源 CO2 排出係数を 50g/kWh 以下に抑制する前提で、再生可能エネルギーの主力である変動電源（太陽光・風力）の発電量導入割合を 10%、30%、50%、75%とするケースについて、電力システムのシステムコストがどれほど増大し、システムの規模及び発電コストがどのように増大するかをコンピューターモデルにより検討する。

比較の基準（ベンチマーク）となるシナリオとしては、システムとして最も経済性の高い、原子力と水力を中心とするシステム（Main Region）を考える。これは給電指令に応じられる（dispatchable）電源でシステムを構成することが（特段のシステムコストを要しないため）一番安くつくからである。また比較応用（感度分析）の対象として、既存の電力システム（ブラウンフィールド）に新たに変動電源を加えるシステムの場合のコスト、およびその両者をつなぐ連系線の有無のコストを調べるために、別途隣接地域のサブシステム（Region2）を考える。規模は同じくフランスと同等とし、現在フランスと接続を持つ欧州の主要国であるスペイン、ベルギー、ドイツ、スイス、イタリア、英国を合わせた既存の電源割合を模倣し、それを若干縮小して構築したものである（図 16）。

図 16 主システムとサブシステム



上記の場合の電源割合は表 1 の通り。

表 1 シナリオ別電源割合 (GW)

		Base case	10% VRE	30% VRE	50% VRE	75% VRE	Low VRE cost	No IC	No IC, no hydro
Main region	OCGT	2.0	5.1	17.0	24.4	33.8	15.5	20.6	23.3
	CCGT	23.0	23.0	22.7	23.8	24.8	17.7	26.5	30.8
	Nuclear	48.7	39.7	26.6	16.4	0.0	39.2	19.4	24.3
	Onshore wind	0.0	15.3	46.0	78.5	143.3	22.7	78.5	78.5
	Solar	0.0	10.2	30.6	52.3	95.5	15.6	52.3	52.3
	Hydro run-of-the-river	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0
	Hydro reservoir	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	0.0
	Hydro pump storage	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	0.0
	Battery storage	0.0	0.0	0.0	0.0	3.3	0.0	0.0	1.4
	Total	98.2	117.8	167.3	219.9	325.2	135.2	222.0	220.6
Region 2	OCGT	11.4	12.2	13.0	17.3	24.2	16.5	15.8	19.3
	CCGT	8.3	13.3	13.5	15.5	18.7	18.2	18.3	23.3
	Nuclear	51.7	41.9	31.5	19.7	0.0	14.6	18.1	22.2
	Onshore wind	0.0	15.3	46.0	78.5	143.3	81.4	78.5	78.5
	Solar	0.0	10.2	30.6	52.3	95.5	50.9	52.3	52.3
	Hydro run-of-the-river	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5
	Hydro reservoir	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	0.0
	Hydro pump storage	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	0.0
	Battery storage	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	0.0	0.0	1.5
	Total	94.2	115.9	157.5	206.2	304.9	204.5	206.0	204.6

ここで基準ケースに採用された一番経済性のある低炭素電力システム（メイン地域）の電源割合（GW）は原子力 50%、水力 25%、ガス火力 25%とされている。また各ケースの電源の諸元（単機容量、稼働率、設備コスト、運転コストなど）は表 2 の通り。

表 2 電源の諸元（設備容量、稼働率、設備コスト、運転コストなど）

Technology	Discount rate (%)	Size (MWe)	Electrical efficiency (%)	Load factor (%)	Construction time (years)	Lifetime (years)	Overnight cost (incl. contingency) (USD/kW)	Annualised investment costs (USD/MW/year)	Fuel costs (USD/MWh)	O&M costs	
										Fixed (USD/MW/year)	Variable (USD/MWh)
Gas – OCGT	7%	300	38.0%	85%	2	30	700	58 380	80.81	20 000	15.30
Gas – CCGT	7%	500	58.0%	85%	2	30	1 050	87 580	52.94	26 000	3.50
Coal	7%	845	45.0%	85%	4	40	2 200	183 170	21.84	37 000	5.00
Nuclear	7%	1 000	33.0%	85%	7	60	4 700	413 880	10.00	100 000	1.50
Onshore Wind	7%	50		30%	1	25	2 000	171 620	0.00	62 000	0.00
Offshore Wind	7%	250		40%	1	25	5 000	429 050	0.00	175 000	0.00
Solar PV	7%	1		15%	1	25	1 600	137 300	0.00	36 000	0.00
Hydro – run-of-the-river	7%	10		50%	5	80	4 300	347 750	0.00	65 000	0.00
Hydro – reservoir	7%	10		20%	5	80	3 250	262 830	0.00	50 000	0.00
Hydro – pump storage	7%	10		NA	5	80	4 450	359 890	0.00	65 000	0.00
Battery storage	7%	1	90.0%	NA	1	10	1 146	163 164	NA	17 190	0.00
Onshore Wind – low-cost scenario	7%	50		30%	1	25	1 333	114 410	0.00	41 333	0.00
Offshore Wind – low-cost scenario	7%	250		40%	1	25	2 500	214 530	0.00	87 500	0.00
Solar PV – low-cost scenario	7%	50		30%	1	25	640	54 920	0.00	14 400	0.00

2. システムコストの内訳

変動電源が増えることによって影響を受けるシステム側のコストには、プロフィールコスト、バランシングコスト、グリッドコスト、コネクションコストなどがある。

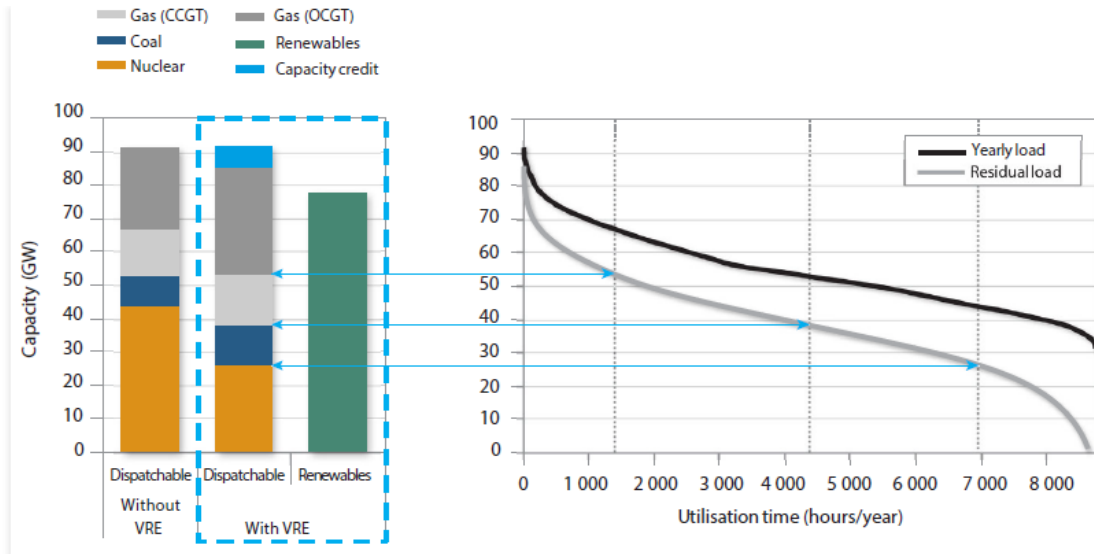
(1) プロファイルコスト（構成変更コスト）

電源構成が変わることにより発生するコスト。変動電源が増えると残余需要（residual load）が変わり、したがってそれを満たすためのシステム全体のコスト構造も変わる。例えば図 17 に見るように、在来型システムにおいて炭素制限がなく、風力発電による電力量が 30%に増えた場合、ベースロード部分が減り、ピーク電源の発電量が増すことになる。この変化は当然のことながらシステムコストを上昇させる。

プロフィールコストその 1：電源のコスト差により発生するコスト

ピーク電源のコストは高く、ベースロード電源のコストは安い。再エネ優先によって変動電源が増えることによって安いベースロード電源の発電量が減り、高いピーク電源の発電量が増えれば自ずとシステムコストは高くなる。

図 17 変動電源の有無による電源ミックス変化 (NEA2012 年資料)



<参考：残余需要の変化>

図 18 変動電源割合による年間残余需要デュレーション・カーブ

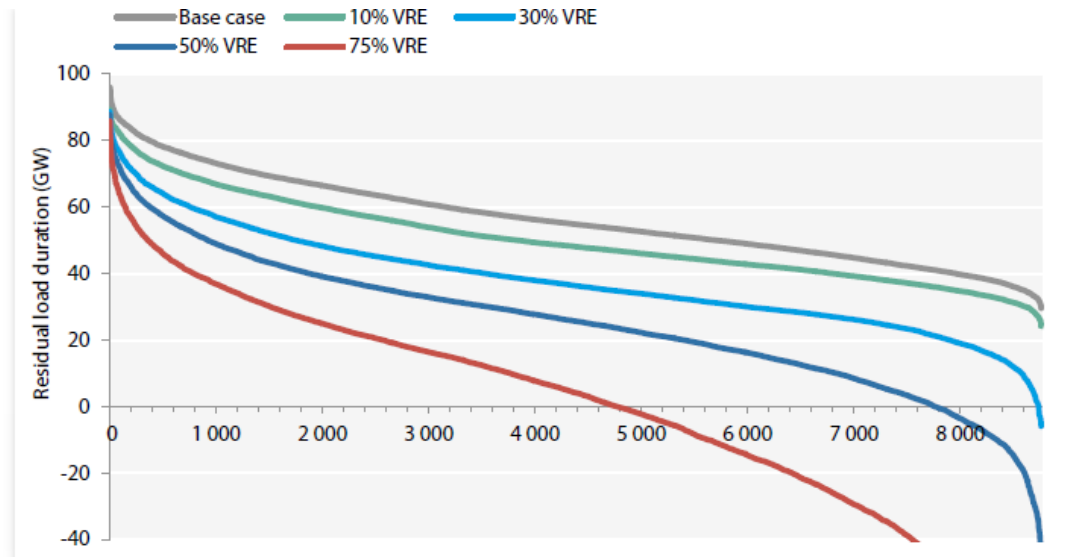
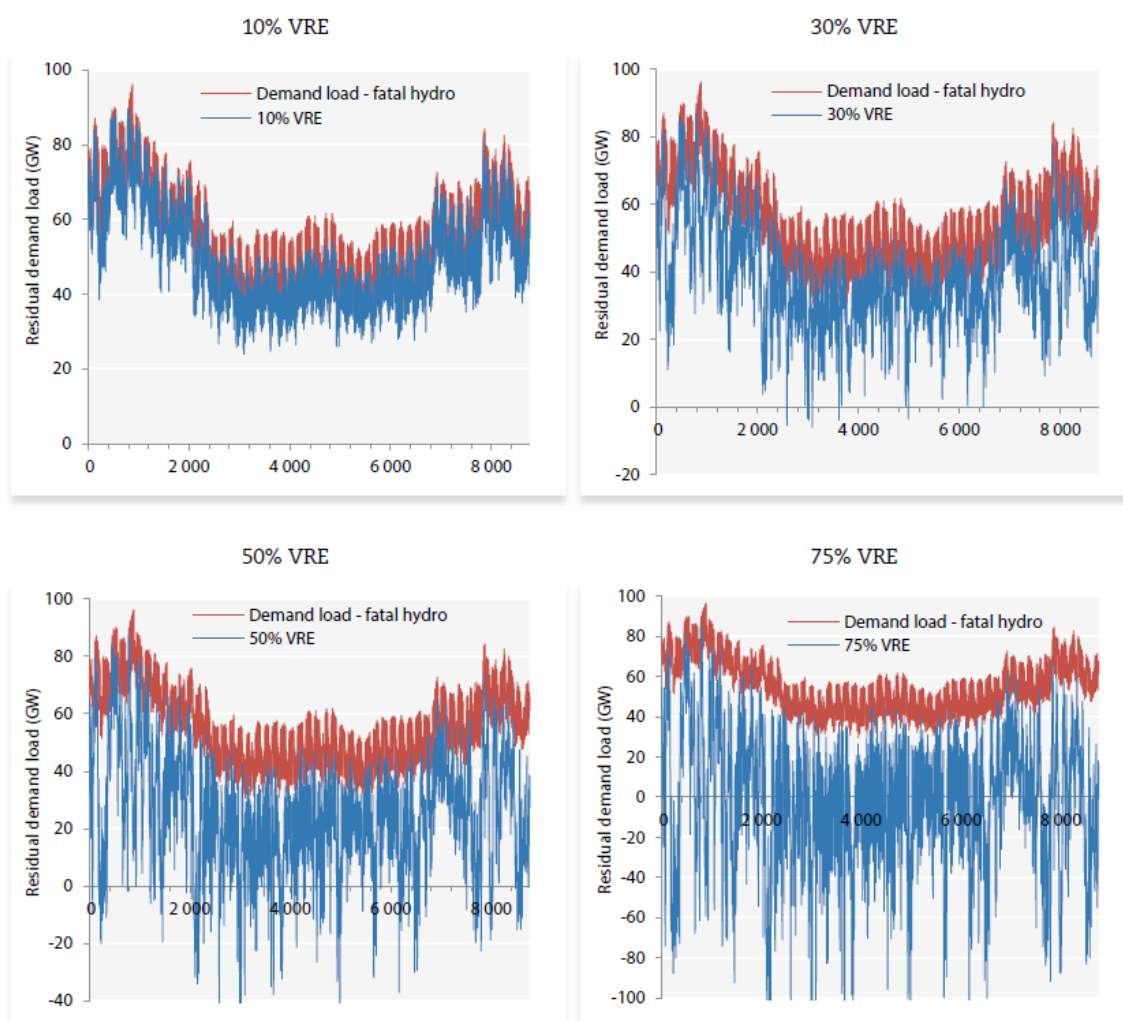


図 19 異なる変動電源割合に基づく残余需要

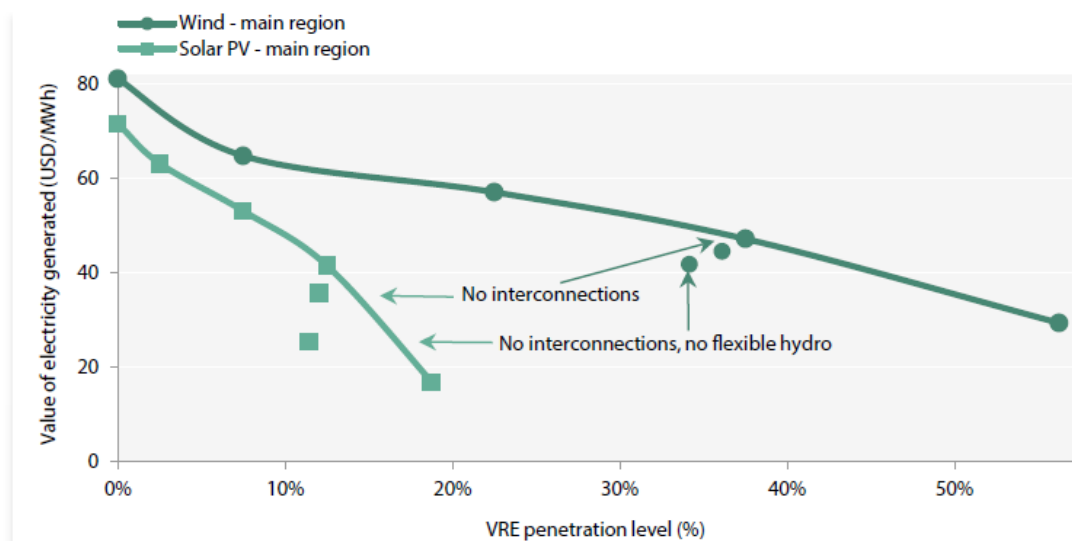


Note that the figures have a different vertical scale.

プロフィールコストその2：共食い現象

変動電源が増えると仲間の発電が一部時間に集中して発生するため、需要を上回る時間帯が発生して停止を要する時間が増える（図 19）（お互いが足を引っ張りあうため共食い現象と呼ばれる）。その度合いに応じてシステムコストが上昇する。同時に図 20 に見るように、太陽光・風力自体の価値を引き下げることになり、システムコストを増大させる。このグラフから分かることは太陽光の割合が 20%弱になると価値は 1/4 以下に下がること、また市場価格が 40 ドル/MWh (4.4 円/kWh) であれば、太陽光を導入できる最大値（割合）は 12%に留まること分かる。

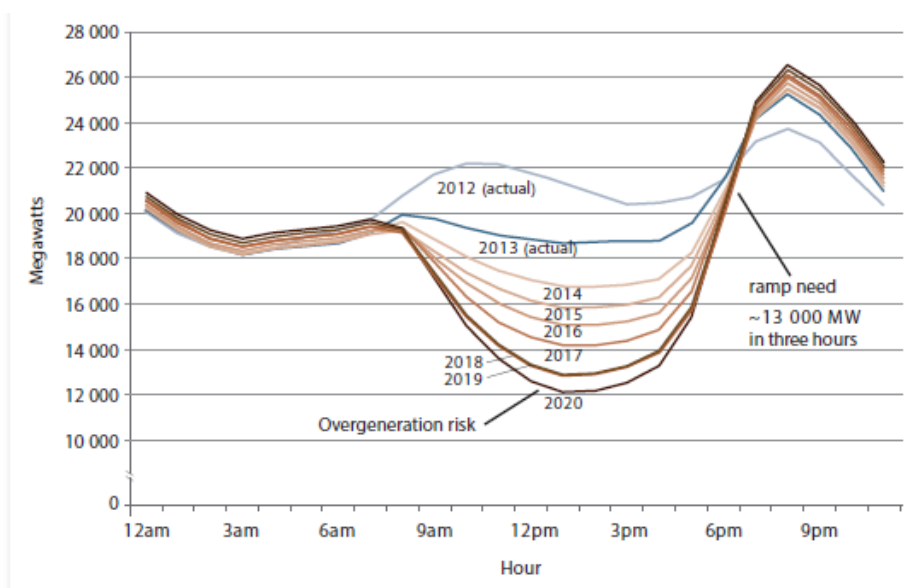
図 20 太陽光・風力の割合が増えた場合の自身の価値下落



プロフィールコストその3：ランプ・レートの変動

太陽光発電が増えすぎると、需要から太陽光発電量を引いた残余需要の変動が大きくなり、在来型電源は起動/停止回数の増加と急速なランプアップ/ダウンを求められる（図 21 のダックカーブ参照）。これは在来型電源の経済性を損なわせ、システムコストを増大させる（表 3 参照）。これを残余システムコストと呼ぶ。

図 21 カリフォルニアにおけるダックカーブ



Source: CAISO, 2013.

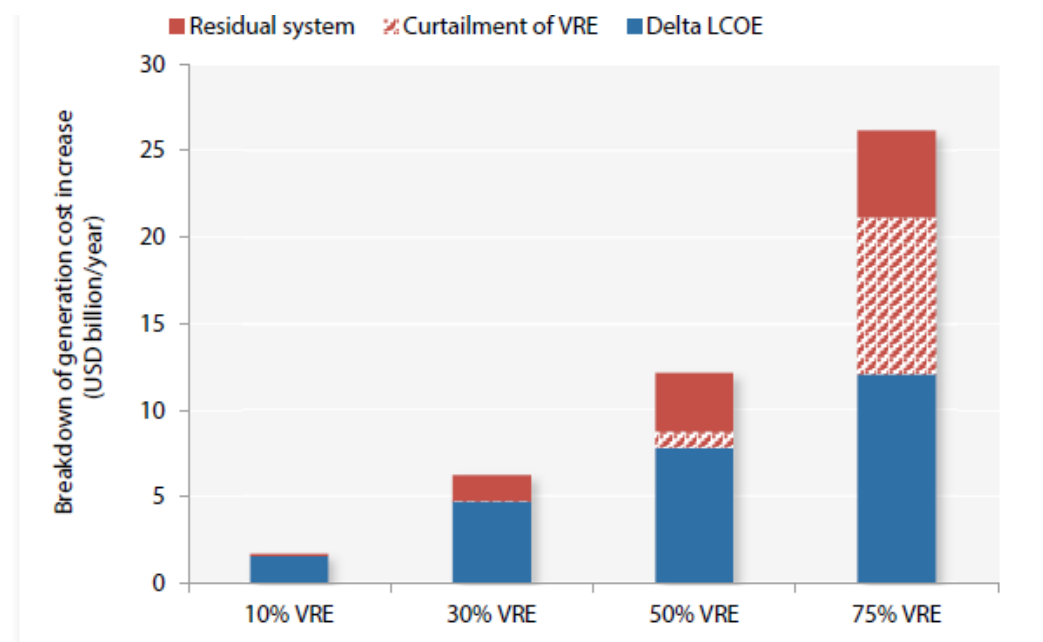
表 3 在来型電源のランプレートと起動コスト

	Gas-OCGT	Gas-CCGT	Coal	Nuclear
Minimal power (%)	25%	30%	40%	50%
Ramping rate (%Pmax/h)	100%	70%	30%	20%
Minimal up-time (h)	1	4	8	8
Minimal down time (h)	1	6	8	24
Start-up fuel (MBTU/start)	200	700	2 600	NA
Cost of start-up (USD/MW/start)	50	150	250	500

その他のプロファイルコスト

その他のプロファイルコストとしては在来型電源機器の摩耗や損傷によるメンテナンスコストの上昇、卸売市場価格の下落と価格ヴォラティリティーの増大による投資リスクの増大などがあるが、数量的把握が困難として数値化は避けている。

図 22 プロファイルコストのまとめ

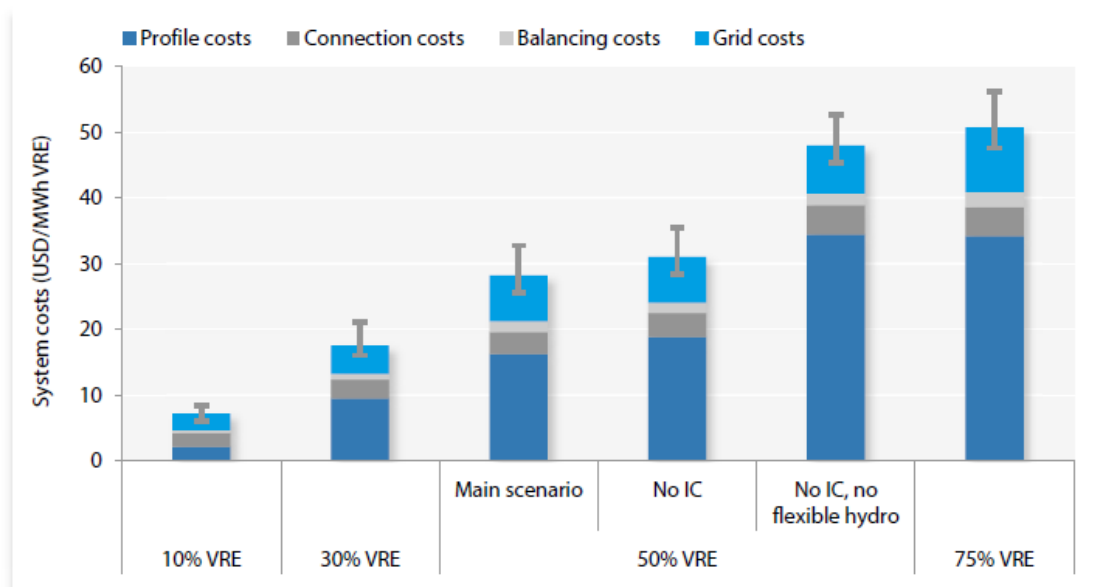


(2) システムコストのまとめ

上記のプロファイルコストにはバランスコストの一部は含まれているが、グリッド（拡張）コストおよび（連系線への）接続コストは含まれていない。シナリオ別にこれらを含めたシステムコストの合計を示すのが図 23 である。変動電源の割合が 10%の時の変動電源部分のシステムコストが 7 ドル/MWh であるのに対して、30%の場合には 2 倍以上の 17.5 ドル/MWh、50%の場合には 30 ドル

/MWh、75%の場合には 50 ドル/MWh を上回ることになる。中でもプロフィールコストの占める割合が急速に大きくなるのが分かる。

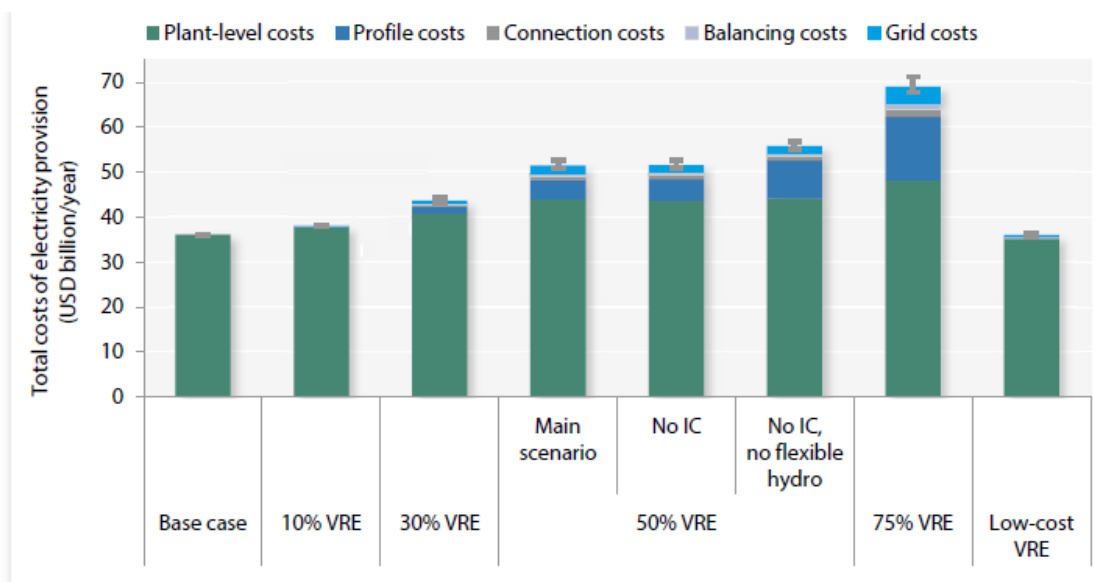
図 23 変動電源のシステムコスト



(3) 全電源のコスト

上記のシステムコストに給電指令に応じられる在来型電源（原子力、水力）を加えた全電源の発電コストは図 24 のようになる。

図 24 変動電源を加えた場合の全コスト



本レポートが推す政策のあり方：糸口となり得るか？

本レポートでは結論として、次のように述べている。

現状把握：自由化された OECD 諸国の電力市場では、2つの目標（急速な脱炭素化と低炭素電源への適切な投資）を進めるに当たって大きな壁にぶつかっている。原因としては、高い固定費（設備投資）を持つ電源が自由市場では大きな不利を被っていることである。それは市場価格の大きなぶれ、炭素価格の不在、大量の変動電源設備が、電力システムの他の電源に与える影響を考えるとなく、外部ファイナンスによって投入されていることなどによるものである。

元の規制市場に戻ることは、既存設備の効率アップという利点を失い、むしろ害が増える。対策は低炭素発電システム設計を目指して5本の柱を建てることである。

① 短期ディスパッチ市場の維持

既存設備の効率化という点で自由化は悪くなかった。しかし、短期の運転コストに基づき限界コストを決める市場の仕組みは、高い資本費の電源の建設を阻害して、決して良いものとは言えない。このことは短期的ディスパッチ市場を低炭素電源への投資を促進させるように仕組むことが必要なことを示している。

② 炭素価格の創設

種々の反対活動に直面はするが、スウェーデンや英国では炭素価格の創設が脱炭素化に寄与している。すべての炭素放出電源に炭素価格を課して、最も低炭素の電源を開発させることは目標達成の有力な手段である。すべての低炭素電源（原子力、水力、変動電源）を自由に競争させることにより最適なシステムを構築できる。

③ 電力供給システム（設備容量、フレキシビリティ、システムサービス、送配電網）長期開発への集約的枠組み

設備投資回収メカニズム（容量市場など）、balancing（ Δ kW 市場）、隣国との連系線などすべてがこの範疇に入る。将来のデジタル化、蓄電池、デマンド・レスポンス、分散化電源などの技術進展による複雑化も踏まえた枠組み作りが重要になる。ここでは原子力や水力ダムなどの集中型電源が持つ大きな慣性力とシステムの安定性への貢献を認識し、適切な評価を与えることも重要である。

④ 低炭素電源への投資促進

高い固定費用を持つ低炭素電源（原子力、水力、変動電源）は気象変動防止やエネルギー供給保障という面で公衆の利益を生むため、それを内部化するという意味で炭素価格や容量メカニズムが考えられているが、それだけでは十分ではない。したがって、政治家は低炭素電源の市場外の支援策と市場に

曝されることの割合について適切な判断を与えるという難しい仕事を求められている。

FIT、CFD、FIP、規制料金、長期売買契約、借入金返済保証などのメカニズムは低炭素電源による長期供給保障のために役立っていると言える。また入札制度を採り入れることによって、市場での競争の代わりに市場に参加するための競争をもたらすことも可能にしている。

低炭素電力システムを作り、維持するためには、すべての低炭素技術を参画させる必要がある。競争市場における限界コストに基づくやり方ではそれは実現できない。これは特に変動電源（太陽光、風力）について言えることで、変動電源は自らが作り出す低価格によって最も打撃を受けるのである。変動電源が市場で増えれば増えるほど、市場での収入は減って発電コストを回収できなくなり、別途の収入メカニズムが必要となる。

⑤ システムコストの内部化

上記の4本柱を実現すれば、システムコストは内部化され、電源はシステムに対する真の実力に応じて収入を得られることになろう。しかし限界もある。例えば、変動電源によって生じている送配電網強化のコストは間接的にすら内部化されていない。分散した電源であること、低い出力密度であること、自然条件に依存することなどなど、その対応コストは他の電源よりも高くなる。最近の OECD 諸国を見ると、システムコストを電源に割り振るのではなく、多くは社会化（公衆負担に）している。

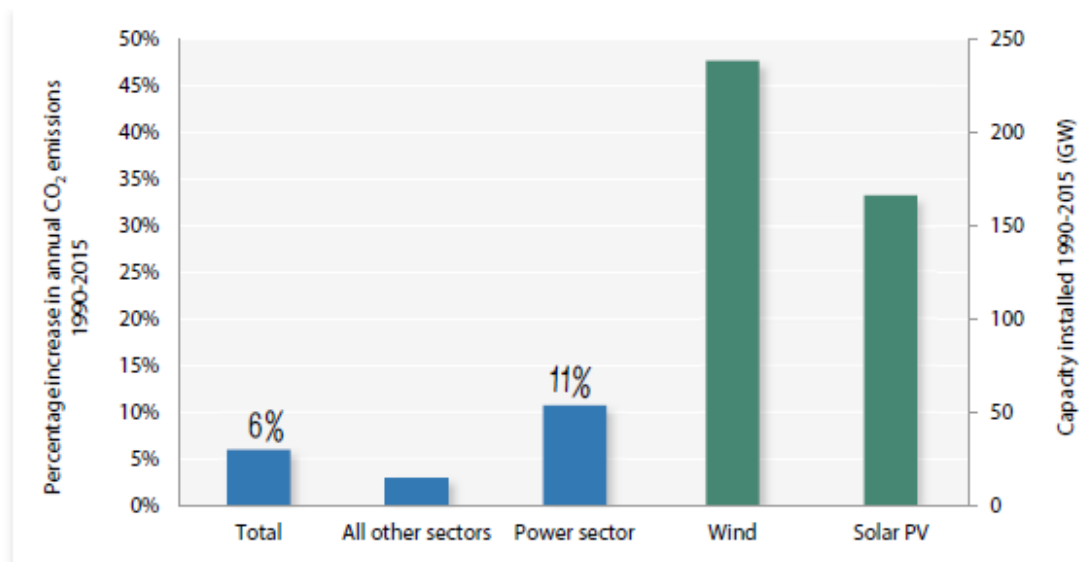
~~~~~

### <小野感想>

- (1) 今回の NEA レポートは変動電源が沢山入った場合のシステムコストの上昇という問題に真剣に取り組んだという意味で画期的な面が多い。しかしコンピューター上でのシナリオ別コストを中心に検討したため、あたかも変動電源の割合が 50%、75%という極端なシナリオでも、消費者が料金負担さえ行えば可能というイメージを持たせてしまう欠点がある。
- (2) 残念なのは変動電源のただ乗り（バックアップコストの内部化がなされていない）を指摘しているだけに留まり、政治家に対して FIT や FIP の優先政策（外部補助）が自由市場を乱しているのを即刻取りやめるべきことを強調していない。また変動電源は低炭素化の実力が低く、温暖化

防止にほとんど役立っていないことも強調すべきであろう（せっかくレポート内で下記図 25 を示しているのもっと前面に出すべき）。

図 25 風力・太陽光設備の増大と CO2 排出量の増大（1990～2015 OECD）



注) 風力・太陽光設備が 4.1 億 kW も増えたのに、OECD 諸国での発電分野の CO2 排出量は他の分野を上回る排出を示した。

- (3) システム的に考えて一番の問題は、低稼働率の太陽光・風力が増えると全体の設備量が増える一方で、過剰発電設備をもたらすことである。バックアップ役の他の電源が採算性を失い、退役すれば、変動電源は存立できない。この過剰設備による全電源の採算低下、それによるシステムコストの大きな上昇とシステム存立の危機を本格的に取り上げていないのは本レポートの欠陥と言える。再エネ派はこのようなレポートを見ても、消費者が経済負担さえ我慢すればどのような再エネ割合でも可能ではないかと主張するであろう。
- (4) 温暖化対策の具体的政策として 5 本柱を提起しているのは大変参考になる。しかし、炭素価格の創出にしても、再エネ外部コストの内部化についても社会的、政治的な合意を得ることは至難の業と言えよう。まずは我が国における原子力の必要性を説き、再エネと同じように FIT-CFD の形で原子炉の建て替え・新設を要求するのが得策ではなかろうか？