

2050年カーボン・ニュートラルに向けて - 原子力が果たす役割 -

2021年12月1日

2022年2月4日改訂

NPO ニュークリア・サロン

小竹庄司、佐藤浩司、難波隆司、佐賀山豊

この中には、現在見直し中の非公開資料も含まれますので、引用・転載される場合はNSF事務局 <nsf@onyx.ocn.ne.jp>まで連絡をお願いします。なお、出典を明記した資料は公開資料ですので、引用先を明示して、ご自由にお使いください。

*NPOニュークリア・サロン: <https://npo-nuclear-salon.blogspot.com/p/index.html>

カーボン・ニュートラル(CN)とは？

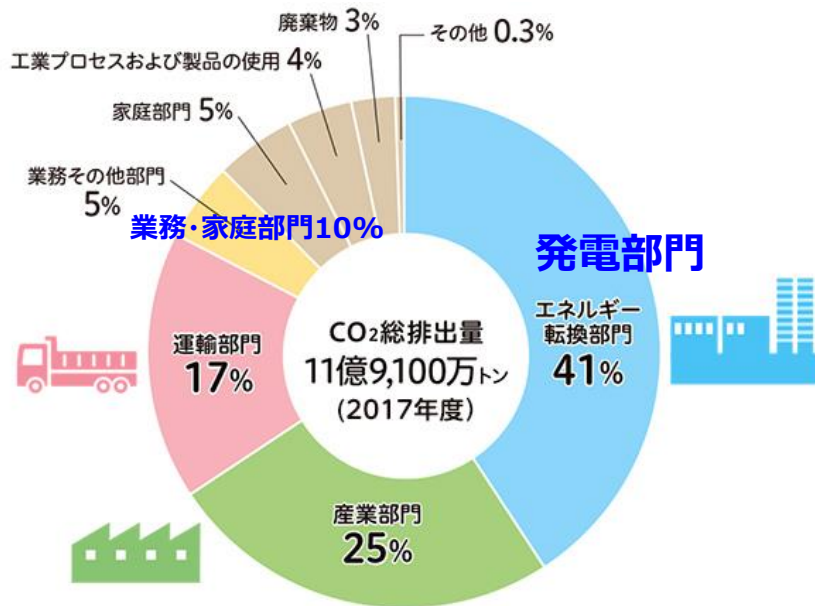
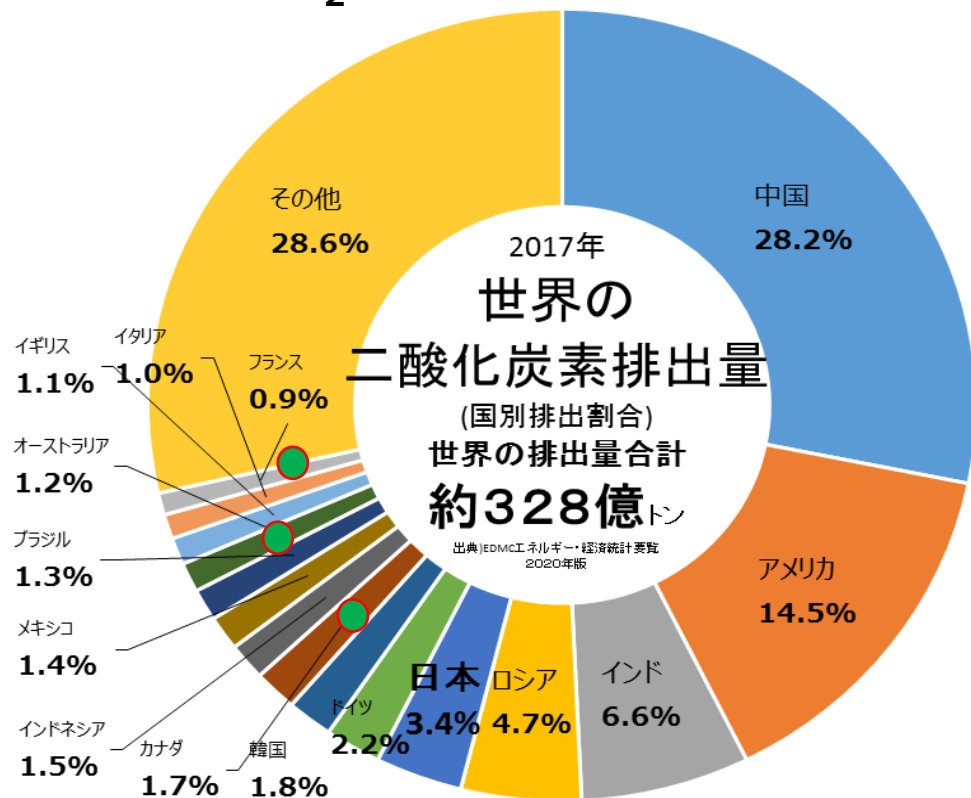
日本は世界のCO₂排出量第5位、全体の3.4%
1年間で約11億トンを排出

→ これをゼロにすることがCN！

中国、米国、インド、ロシアの4カ国で54%！
CNが実現できそうな国の排出量の総和は
世界のCO₂総排出量の10%に満たない？

日本では、発電部門をCO₂排出
ゼロ(CN)にしても、CO₂の総排出量の
4割が消えるだけ

- ✓ 産業部門は、電化の促進や水素利用等でCN化
- ✓ 運輸部門はEV、水素電池車等でCN化



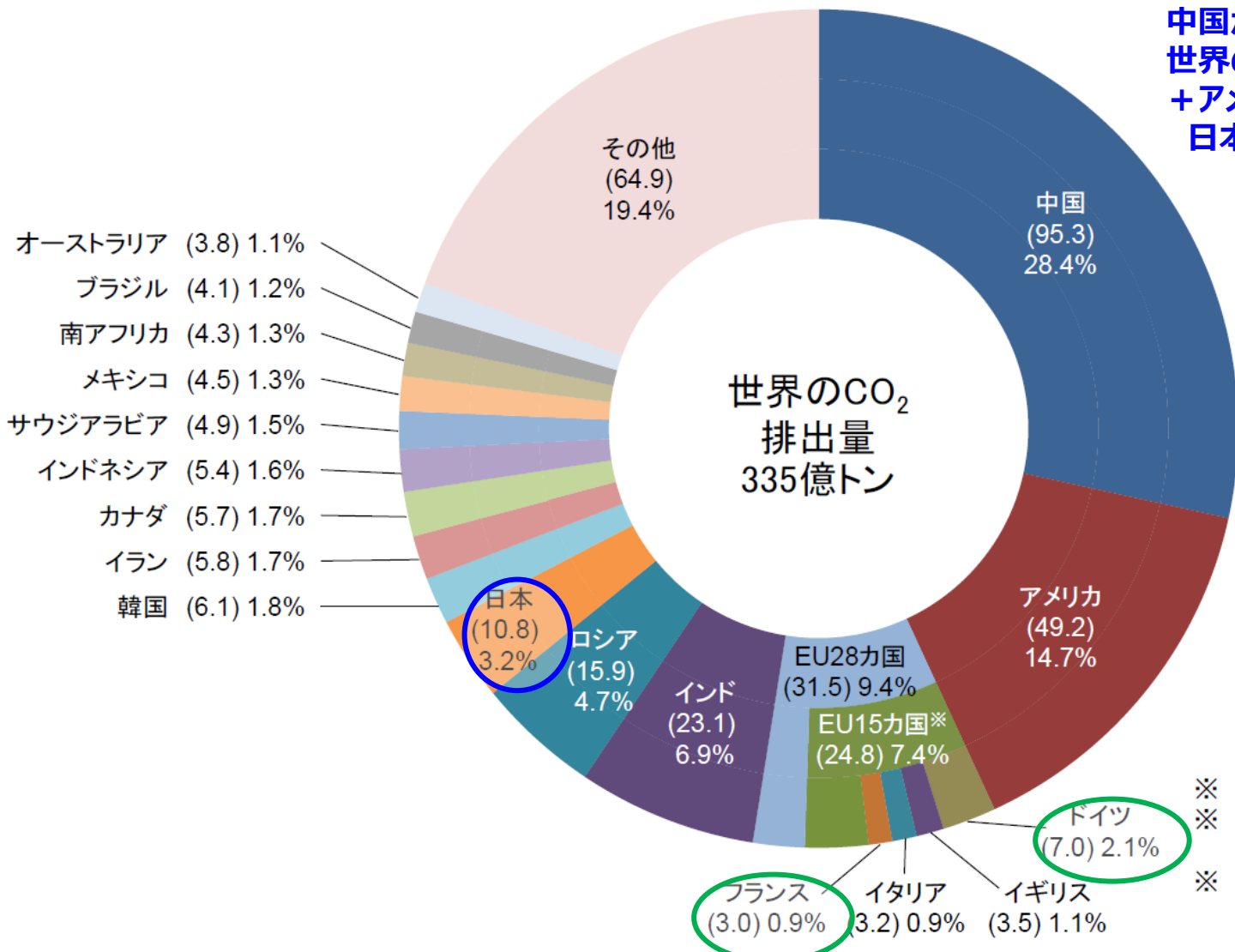
(出所) 資源エネルギー庁 基本政策分科会資料 2020年11月17日

世界のエネルギー起源CO₂排出量 (2017)

出典) 中国電力ホームページ「日本における二酸化炭素の排出量」より
環境省「2017年度(平成29年度)の温室効果ガス排出量(速報値)について」をもとに作成

世界のエネルギー起源のCO₂排出量(2018年)

中国が世界一のCO₂排出量。
世界の1/4以上、約28%排出。
+アメリカ、インド、ロシアで半分超！
日本 > ドイツ+フランス

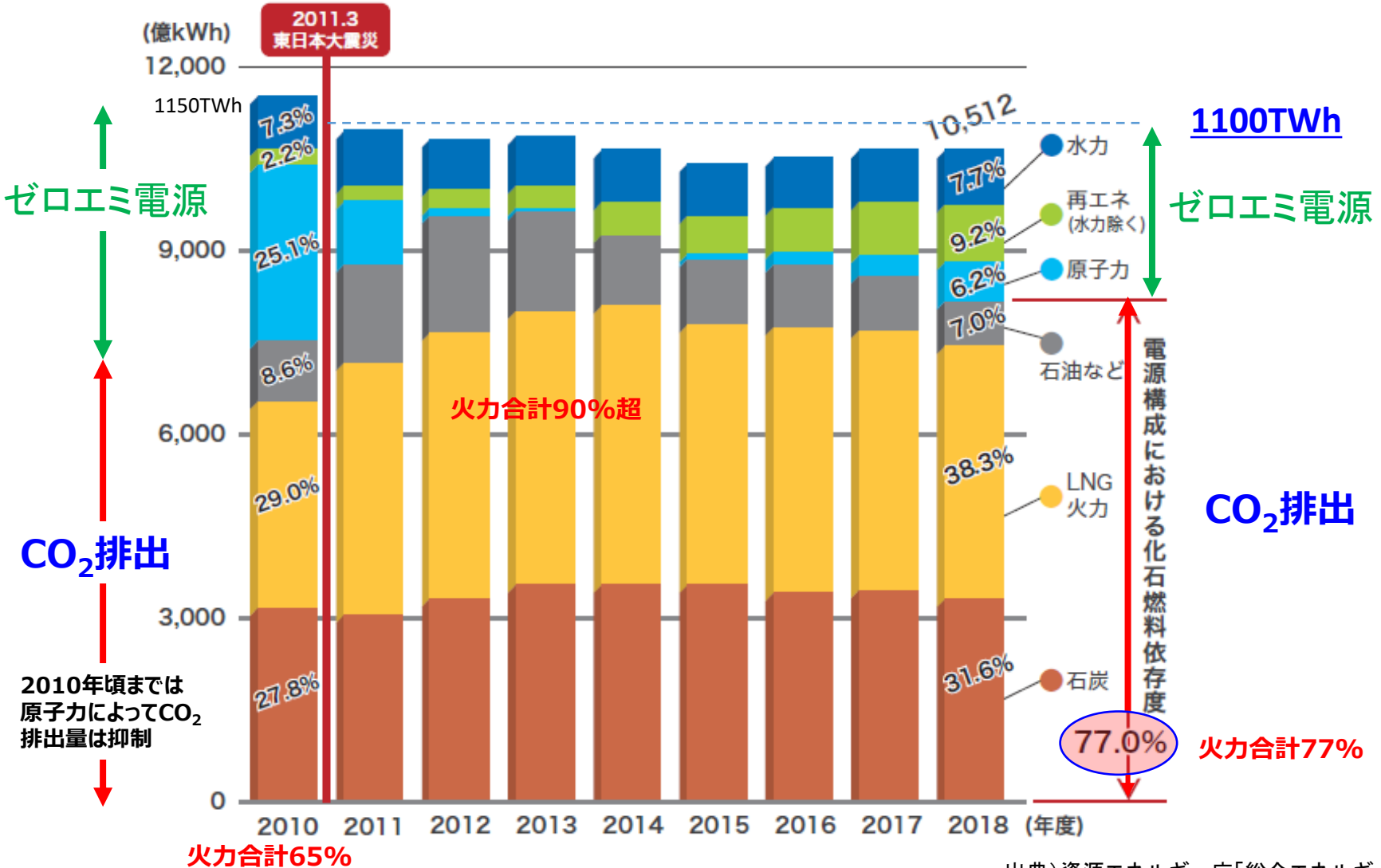


※ (排出量) 単位: 億トンCO₂
 ※ EU15カ国は、COP3(京都会議)開催時点での加盟国である。
 ※ 四捨五入のため、各国の排出量の合計は世界の総排出量と一致しないことがある。

出典: IEA「CO₂ EMISSIONS FROM FUEL COMBUSTION」2020 EDITIONを元に環境省作成

我が国の発電部門 電源構成の推移

福島第一原子力発電所(1F)事故後、原子力が25%から激減。
 一時、火力合計は90%を越えたが、再エネ増加と原子力再稼働で77%に減少



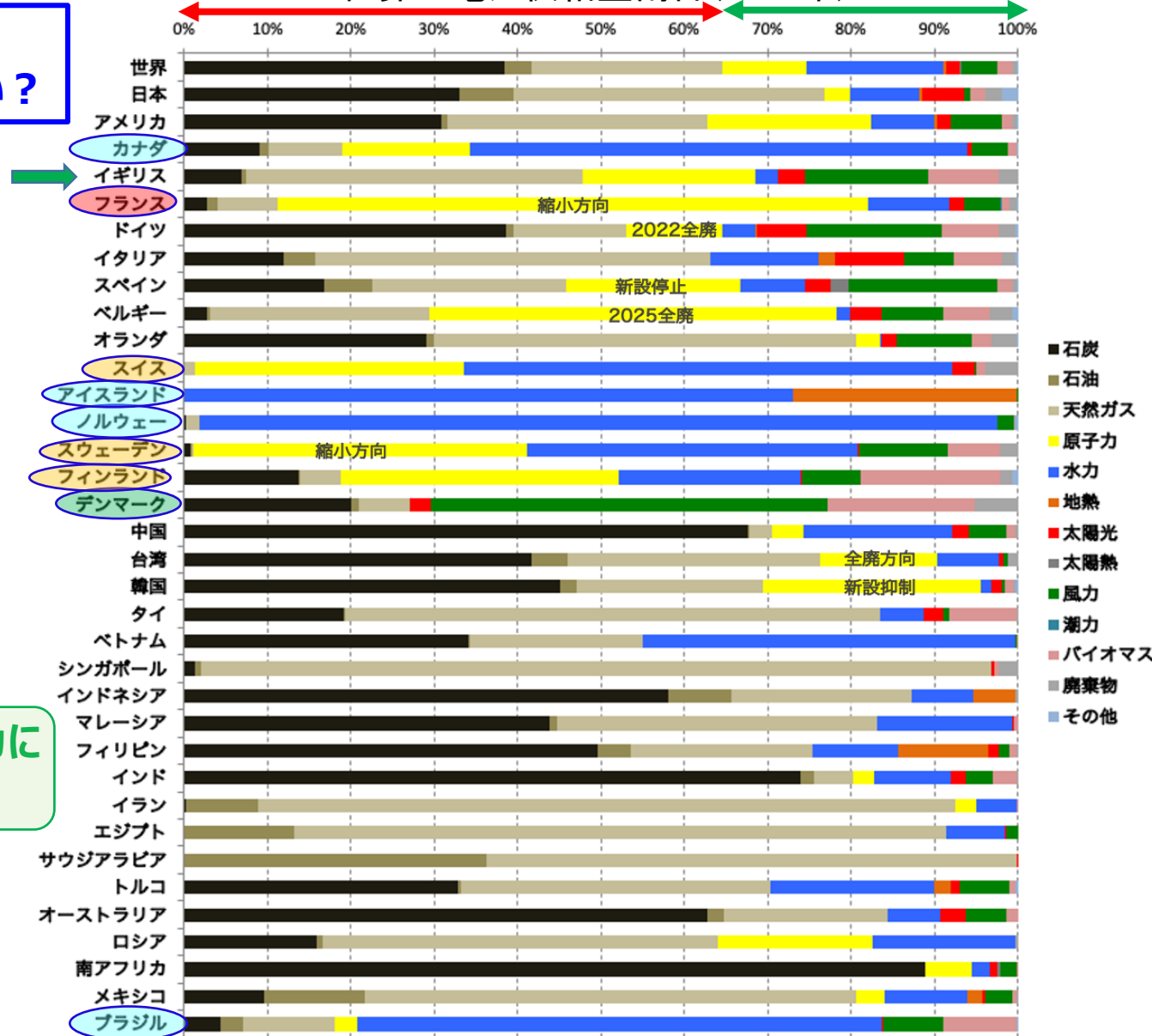
世界でCNを実現可能な国のエネルギーミックス(発電分野)

世界の電力供給量割合(2017年)

火力発電が20%以下の9カ国は実現可能性が高い?

- 水力が過半：
カナダ、アイスランド、
ノルウェー、ブラジル
- 風力が過半：
デンマーク
- 水力+原子力が過半：
スイス、スエーデン
フィンランド
- 原子力が過半：
フランス

イギリスは、洋上風力を主力に
CN実現を目指している



(出所) IEA "Key World Energy Statistics 2019"をもとにニューラル作成

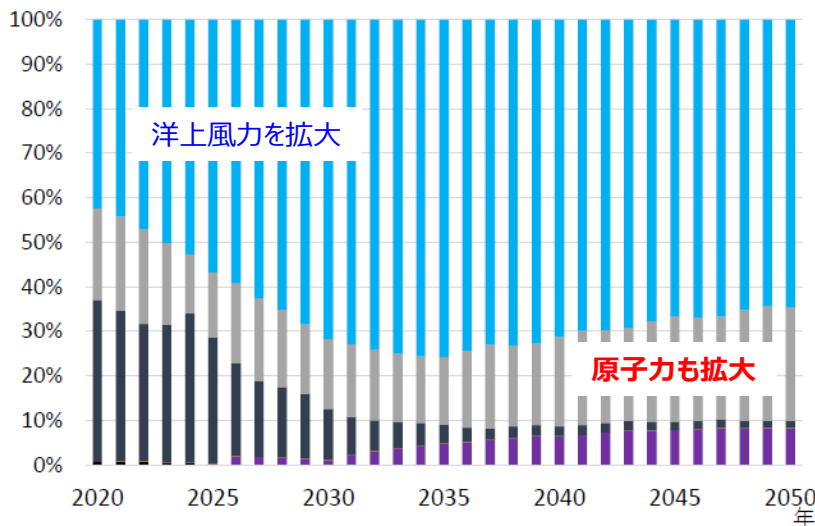
<https://sustainablejapan.jp/2020/04/03/world-electricity-production/14138>

英国・発電分野での脱カーボンのシナリオ例

- ✓ 現在、石炭・ガスで40%を占めるが、**2030年までに現状の40%から75%へ洋上風力をほぼ倍増**させ、火力発電の割合を10%程度まで低減させる。
- ✓ その後、**原子力を20%から25%へ増加**させるとともに、**CCS付き火力を7-8%実現**してCNを実現させるシナリオ

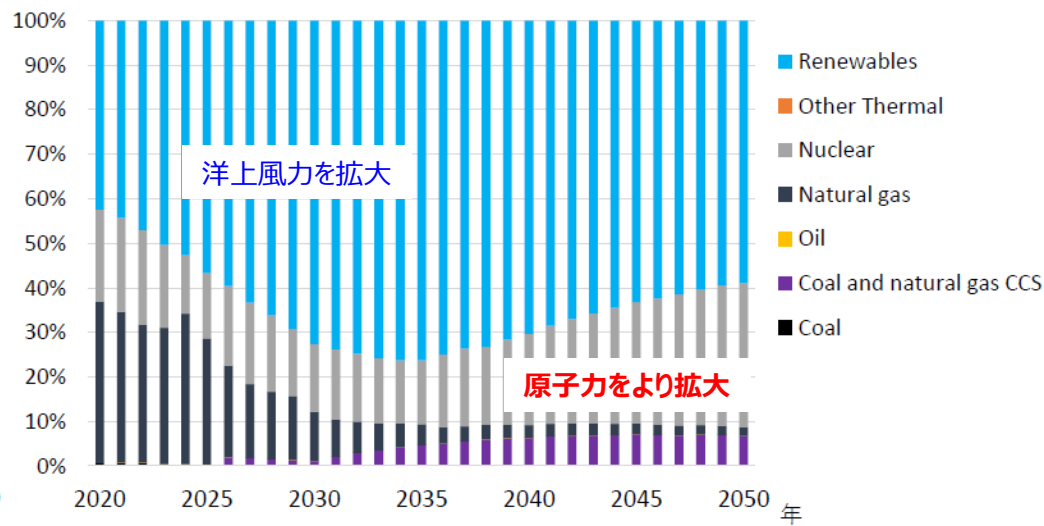
総発電量：約3000億kWh→約6400億kWh
300TWh → 640TWh

電力低需要シナリオにおける発電割合



総発電量：約3000億kWh→約7500億kWh
300TWh → 750TWh

電力高需要シナリオにおける発電割合



総発電電力量：2992億kWh(2020年)→4140億kWh(2035年)
→6378億kWh(2050年)
再エネ：42.3%(2020年)→75.8%(2035年)→64.6%(2050年)
原子力：20.7%(2020年)→15.1%(2035年)→25.5%(2050年)
石炭・ガス+CCUS：1.1%(2030年)→8.3%(2050年)

総発電電力量：2990億kWh(2020年)→4390億kWh(2035年)
→7433億kWh(2050年)
再エネ：42.4%(2020年)→76.3%(2035年)→59.0%(2050年)
原子力：20.7%(2020年)→14.3%(2035年)→32.4%(2050年)
石炭・ガス+CCUS：1.0%(2030年)→6.7%(2050年)

※“Renewables”には、一部再生可能でない廃棄物が含まれていることに留意。※総発電電力量に輸出入、揚水発電、蓄電池は除く。

英国・発電分野で脱カーボンを実現できる可能性

- ✓ 英国の総発電電力量は、日本の1/3以下の330TWh規模(下表参考)。
- ✓ 風況に適した海に囲まれ、洋上風力を拡大できる良好な条件がある。
 - 北海等は遠浅、着床式で大型化が可能(建設コストが安く、技術的に容易)
 - 11.2GW(世界最大)の洋上風力を導入済(2030年までに40GWへ拡大)
 - 1200MWeの大型ウインドファームを建設中(日本は400MWeを計画中)
 - 風況が良く、設備利用率45%の実績(日本は同30%前後)
 - 北海油田の工事経験、専用船舶を保有しており、インフラも充実
- ✓ CCS付き火力で7-8%の発電量を賄える可能性は？

英国の2050年の総発電電力量640-750TWhの7-8%は、日本の発電電力量換算で5%程度。
CO2の貯留量は年間およそ3000万トン。北海油田の枯渇油田等を利用することで実現できる可能性がある。
- ✓ **高需要シナリオの場合は、再エネ及びCCS付き火力の発電電力量割合は減少するが、原子力の発電電力量は1.5倍増加**させている。(風力とCCSの導入規模の限界を想定し、高需要は原子力で対応する方針?)

各国の総発電電力量(TWh)

100TWh= 1000億kWh

西暦年	日本	ドイツ	フランス	イギリス
2019	1013	616	570	324
2018	1048	647	582	333
2017	1068	654	562	338
2016	1061	649	564	339

参考データ:人口 1.27億人 8300万人 6400万人 6700万人

出典: グローバルエネルギー統計イヤーブック2020より、<https://yearbook.enerdata.jp/electricity/world-electricity-production-statistics.html>

日本の総発電電力量 ≒ 「フランス+ドイツ」の総発電電力量



≒



6510万

+

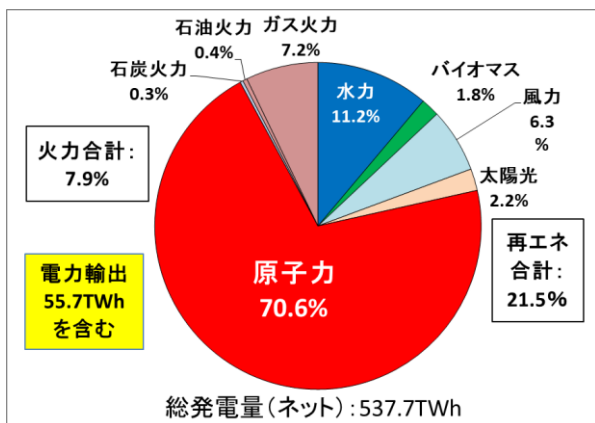


8350万

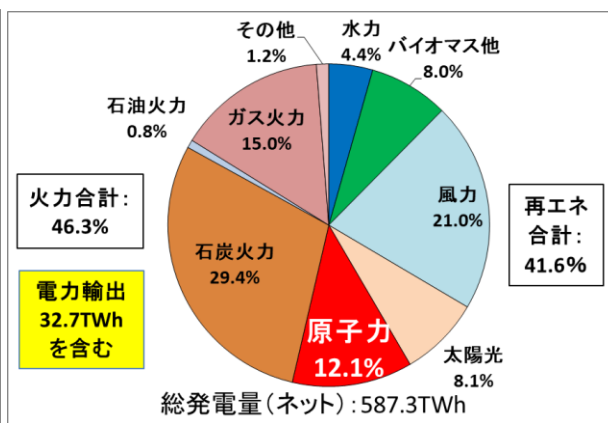
(1億4860万)

1年間での最大電力需要、最小電力需要も「フランス+ドイツ」と同等

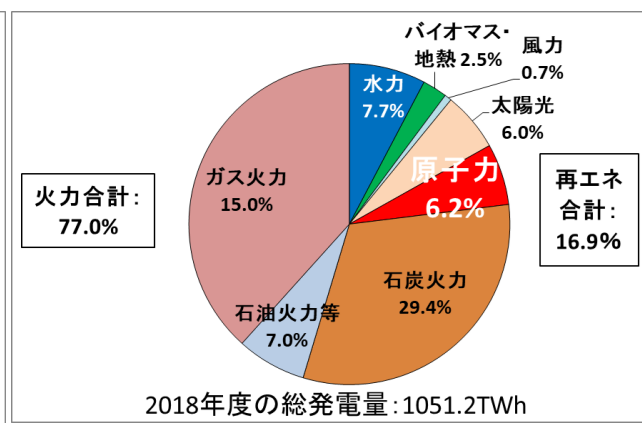
フランスの電源別発電量割合
(2019年) ※1



ドイツの電源別発電量割合
(2019年) ※2



日本の電源別発電量割合
(2018年度) ※3



2019年	最大電力需要 (GWe)	最小電力需要(GWe)	総発電量(TWh)	電源設備容量(GWe)
フランス	88.5※1	30.8※1	537.7※1	135.3 (原子力63.1、再エネ53.6、火力18.6)※7
ドイツ	87.9※4	31.1※4	587.3※2	225.5 (原子力8.1、再エネ133.2、火力84.2)※7
日本	164.7※5	64.0※6	約1050	309.4 (原子力38、再エネ112.6、火力158.6)※7

※1 RTE Electricity Report 2019、 ※2 IEAのホームページのオンラインデータ Monthly Electricity Statistics

※3 経済産業省の総合エネルギー統計の概要版、※4 The Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE https://www.energy-charts.de/energy_pie.htm

※5 出典: 電気事業連合会 FEPC INFOBASE 2019、 ※6 出典: ISEPのEnergy Chartの2019年のデータより

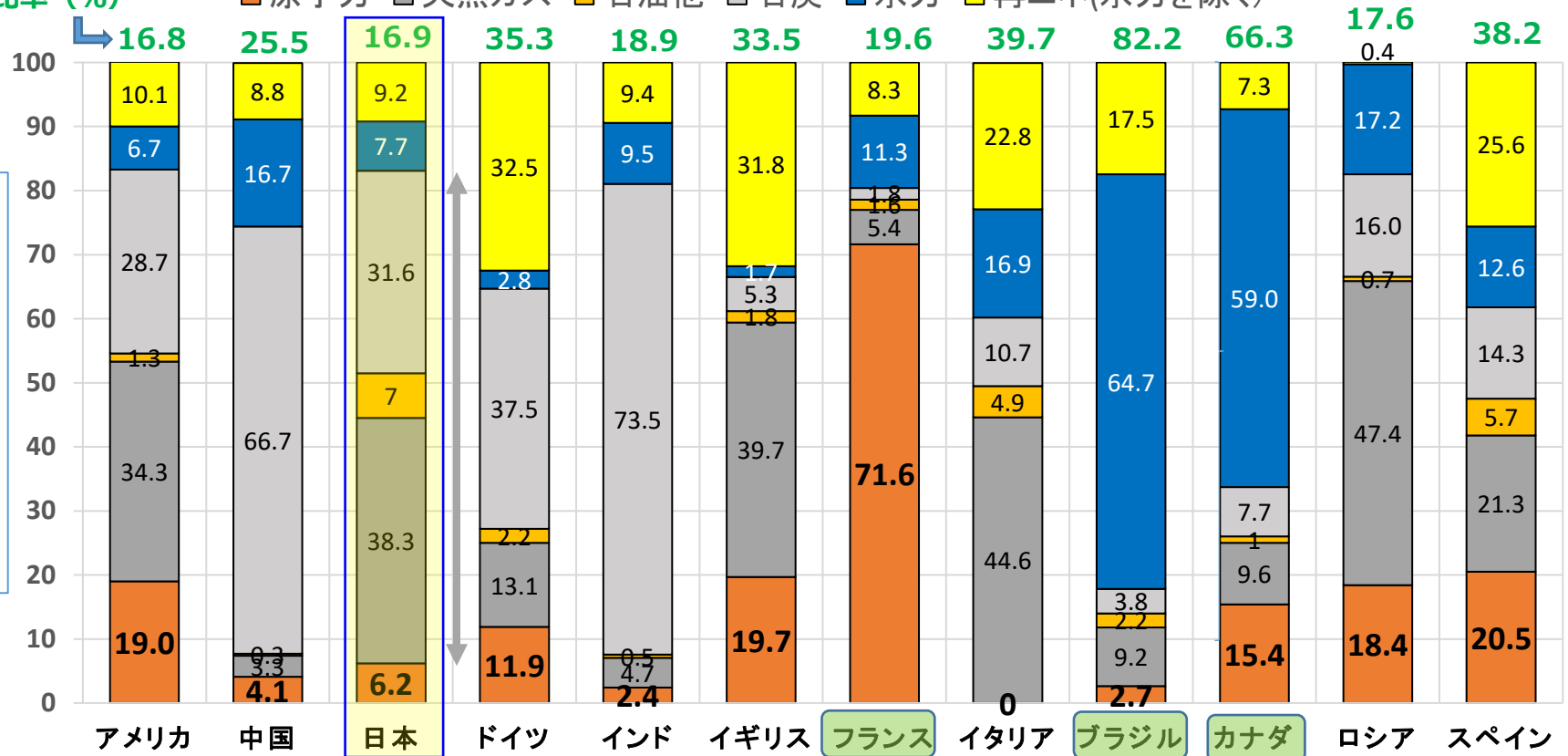
※7 The Energy Transition in the Power Sector: State of Affairs in 2019, presented Jan. 28.2020 Agora Energiewende

主要国の2018年の総発電量に占める各電源割合

再エネ比率 (%)

■ 原子力 ■ 天然ガス ■ 石油他 ■ 石炭 ■ 水力 ■ 再エネ(水力を除く)

年間発電量に占める割合 (%)



国名	アメリカ	中国	日本	ドイツ	インド	イギリス	フランス	イタリア	ブラジル	カナダ	ロシア	スペイン
2050年カーボンニュートラル	表明	表明 (2060年)	表明	表明	表明 (2070年)	表明	表明	表明	条件付 (2060年)	表明	表明 (2060年)	表明
2018年の発電量 (TWh)	4434	7186	1051	637	1583	331	577	288	601	654.3	1113	272
主要再エネ (水力を除く)	風力 6.2%	風力 5.1%	太陽光 6.0%	風力 17.3%	風力 4.0%	風力 17.2%	風力 5.0%	風力 7.9%	バイオ 9.0%	風力 5.1%	バイオ 0.3%	風力 18.7%
将来の原子力利用	利用	利用	利用	2022年 廃止	利用	利用	利用	1988年 廃止決定	利用	利用	利用	脱原子力 (達成時期は未定)

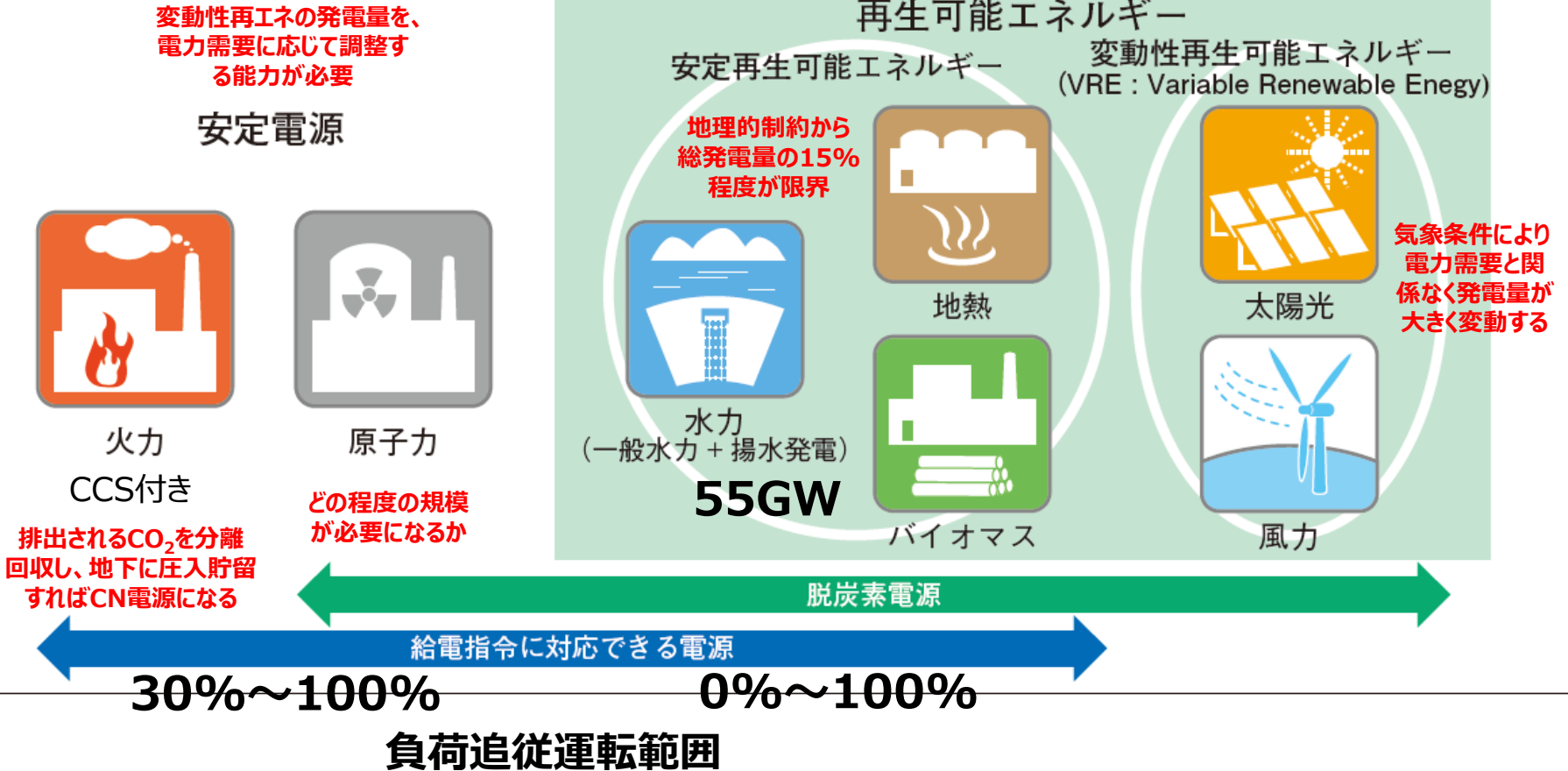
2050年カーボン・ニュートラル(CN)の実現に向けて

- 原子力なしではCNは成立しない -

- ✓ 電力需要に応じて発電できる水力、バイオマス、地熱の「安定再エネ」は、「発電部門」の総発電量15%程度が限界。(総発電量1100TWhの場合)
- ✓ 残り85%を、太陽光・風力の「変動性再エネ(VRE)」で対応(再エネ100%)すると、水力等の調整力では不足し、1年間ほぼ毎日、膨大な量の余剰/不足電力が発生する。これを調整するには、蓄電池・揚水発電では全く足りない！
 - 再エネだけでは、電力需給の変動が大きく、安定供給は困難 (根拠1)
 - 必要となる再エネ設備容量は、地理的・経済的に建設困難 (根拠2)
 - 蓄電池・揚水で2050年に実現できる規模を超過 (根拠3)
- ✓ 過去5年間のVRE発電出力・電力需要の実測データを用いた試算から、VREによる発電量40%程度(再エネ55%)が安定供給を期待できる規模。この場合、電力需要に応じて出力調整できる「安定電源」が45%あるため、特異日を除き、1日あたりの不足電力の発生量は100GWh以下。これは蓄電池・水力の揚水化拡大で対応できる規模。 (根拠4)
- ✓ 脱炭素を実現できる「安定電源」で45%の発電量を賄う候補には、①CCS付火力、②水素燃焼、③スマコミ、④原子力があるが、技術が確立しており、30%以上を期待できるのは原子力。
 - CCS・水素・スマコミの開発状況と将来性から、合計10%程度は期待 (根拠5)
 - 原子力で35%の発電量を賄うための要件 (根拠6)
- ✓ CN社会を実現するには、炭酸ガス排出量の6割を占める「産業部門」及び「輸送部門」での電化促進により電力需要が300-400TWh増加するとともに、産業用に6000万トンの水素供給が必要。
 - 電化促進に伴う電力需要拡大と必要な水素供給量と電源とは (根拠7)

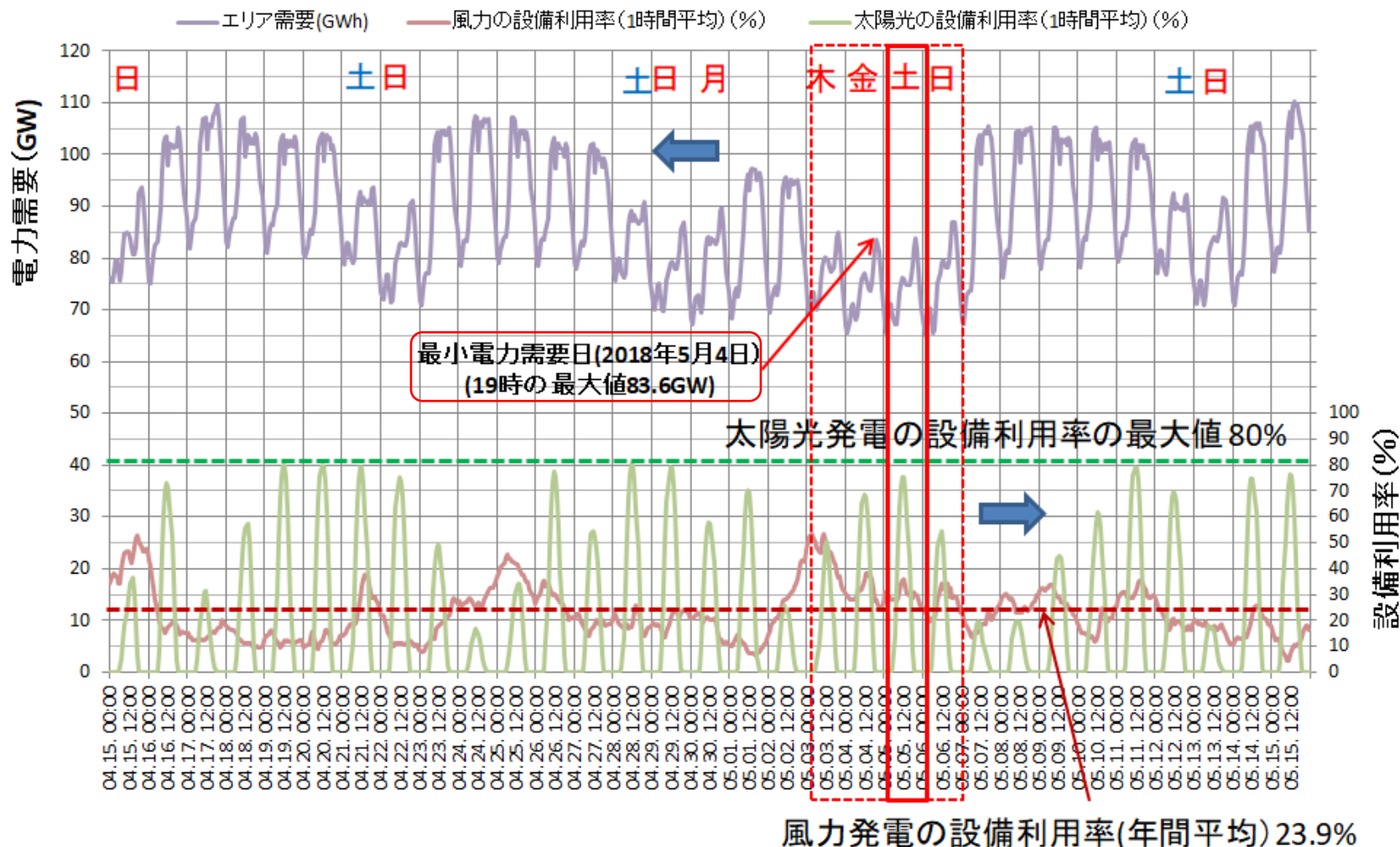
2016~2020年度の実測データに基づいた2050年の電力需給計算 (2050年の総発電量は1100TWhと仮定)

一般水力+地熱+バイオマス=30GW
揚水発電=25GW



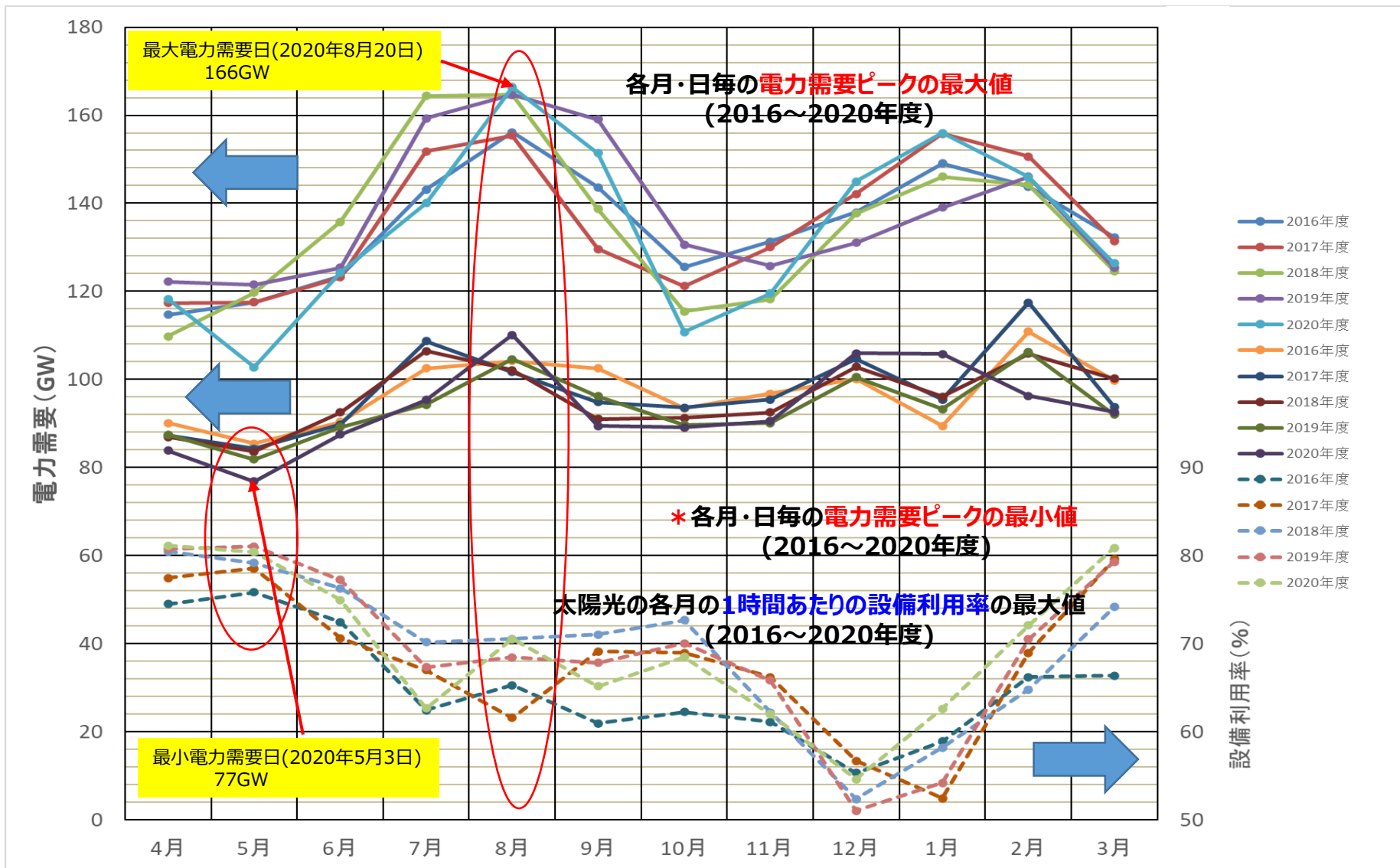
この他、分散エネルギー・システムとして**スマートコミュニティ(マイクログリッド)**がある。太陽光や風力、中小水力等をCN電源として、EVや共同利用蓄電池とエネルギー管理システムで必要な電力を地産地消する。これが全国規模で拡大すれば、総電力需要を削減することが期待される。

電力需要と太陽光発電・風力発電の発電量(毎時平均)の実測データ 余剰電力が発生し易い期間 (2018年4月15日～5月15日)

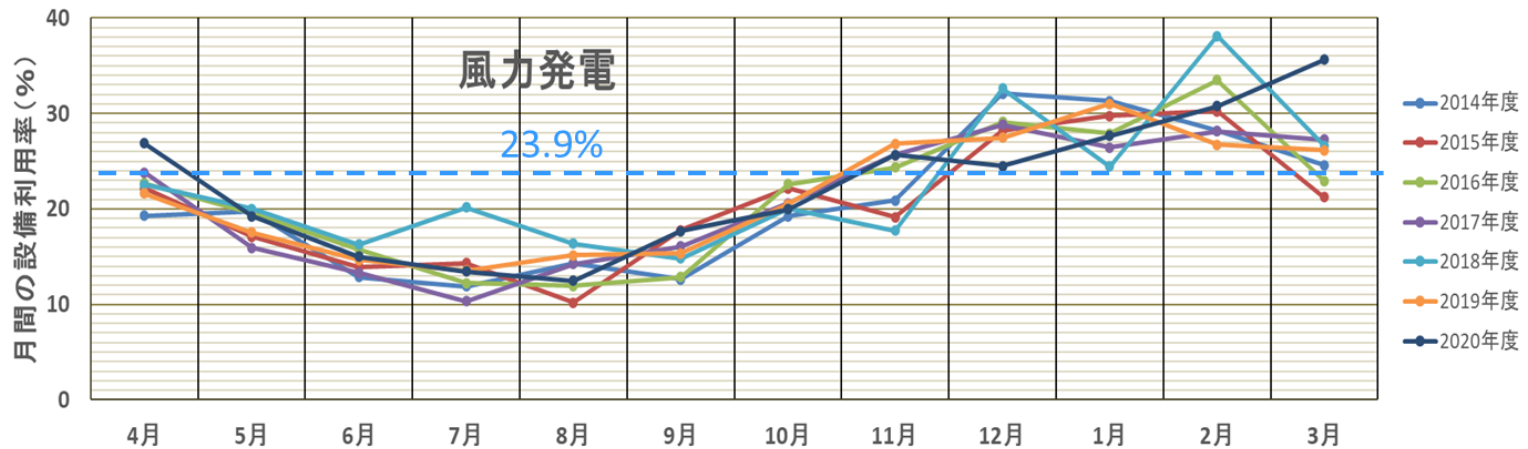
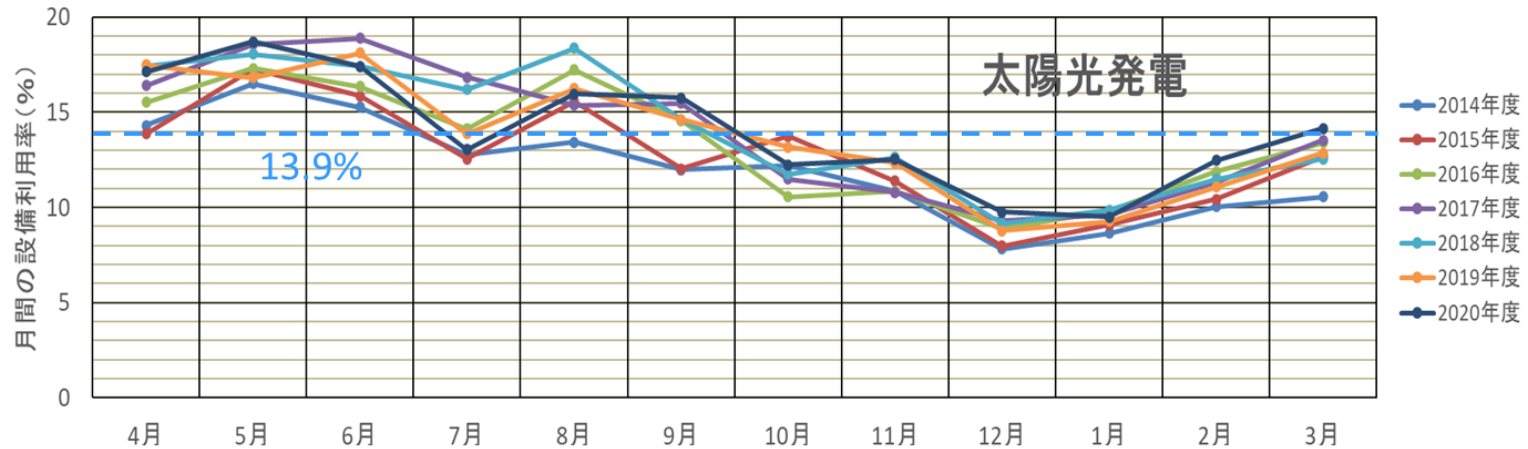


**5月連休：電力需要が最低、太陽光の発電量は最大
風力の発電量も年平均よりも高い**

2016～2020年度の各月の最大及び最小*電力需要と 太陽光発電の1時間あたりの設備利用率



太陽光発電と風力発電の月間設備利用率の実測データ (2014年度～2020年度)



$$\text{設備利用率} = \frac{\text{発電設備がその期間中に実際に発電した電力量}}{\text{発電設備をその期間中、定格出力で運転したと仮定した場合の発電電力量}}$$

- 太陽光発電の設備利用率は、春から夏にかけて高い
- 風力発電の設備利用率は、冬は高く、夏は低い

2050年の発電出力評価に用いた仮定

- 1日あたりの余剰及び不足電力量の評価では、
 - ✓ **余剰電力量を最小化**するために、**安定再エネの発電を停止すると共に、安定電源も負荷追従運転により出力低下**させる。更に電力が余剰になる場合には**揚水入力により余剰電力発生量を抑制**。 → $30\text{GW} \times 9.6\text{時間} = 288\text{GWh}$ の電力消費
 - ✓ **不足電力量を最小化**するために、太陽光出力が急減する夕方には、**安定再エネ及び安定電源を定格運転へ復帰**させるとともに、**揚水発電による電力供給**を想定。
→ $25\text{GW} \times 8\text{時間} = 200\text{GWh}$ の電力供給（総合効率70%）
- 注1）安定再エネ55GWは、一般水力(地熱、バイオ含む)30GWと揚水25GWから構成される
- 注2）2020年8月時点で、我が国の揚水発電所数：44カ所、**最大発電出力27.6GW、総発電量250.6GWh、総合効率70%**、最大出力での運転可能時間約9.1時間である。しかし、我が国の水力発電所の大半は自然流入方式であるため、**渇水期等には揚水発電をフルに利用できない場合がある**。このため、**本試算では、総発電量を約20%削減した200GWhを用いた**。
- **全てのケースで、安定再エネ(水力、地熱、バイオマス)の発電量は15%**とし、発電出力は0~100%の範囲で負荷追従運転を想定。
- **安定電源(CCUS付火力及び原子力)の発電量は(85%-VRE発電量割合)**とし、発電出力は**待機出力30%~定格100%の範囲で負荷追従運転**を想定。
- 2016-20年度の太陽光・風力設備容量は毎月増加していることから、設備利用率の算定は、当該月の各々の設備容量と同月の太陽光・風力発電量を用いて算出。

各ケースで想定した太陽光・風力の設備容量に、2016-20年度の毎日・毎時の太陽光・風力の設備利用率を乗じて、2050年度の太陽光・風力発電出力を合算したVRE発電出力を推定。このVRE出力に応じて、安定再エネ及び安定電源の出力調整と、揚水入力/揚水発電を利用して、余剰と不足の発生電力量を評価。

2016～2020年度の5年間の気象条件を用いた電力需給の試算

- ✓ 過去5年間の太陽光と風力(VRE)の発電出力の実績データと、その時点の設備容量から、太陽光と風力の1時間毎のVREの設備利用率を求める
- ✓ この設備利用率に、2050年のVRE設備容量を乗じてVREの発電出力を計算
 - 仮定1) 総発電電力量1100TWh、電力需要は実績日と同じ
 - 仮定2) 揚水発電と安定電源の負荷追従運転により、余剰/不足電力の発生量を緩和

表1 電力需給の試算で想定した2050年の電源構成

変動型 再生可能 エネルギー (VRE)	太陽光:風力の年間 発電量比 (SW比)	2030年度の目標比率* 4:1			1:1 洋上風力を増強		
	年間発電量割合 (VRE割合) 発電設備容量 (太陽光/風力)	20% 166GW (145/21)	40% 331GW (289/42)	85% 704GW (614/89)	20% 137GW (90/47)	40% 274GW (181/93)	85% 582GW (384/198)
安定再生可能エネルギー (水力・バイオ・地熱)		日本の国土条件では、2030年度の 目標値が上限と想定			15% 55GW		
安定電源 (原子力 and/or CCUS付き火力)		65% 96GW	45% 67GW	0% 0GW	65% 96GW	45% 67GW	0% 0GW
総発電設備容量 (総発電設備容量と過去の最大電力 需要：183GWとの比)		317GW (1.7)	453GW (2.5)	759GW (4.1)	288GW (1.6)	396GW (2.2)	637GW (3.5)
備考	年間設備利用率	安定再エネ：34.2%、太陽光：13.9%、安定電源：85%					
		風力:23.9%			風力:27.0%**		

上段：年間の総発電量(1100TWh)に占める割合(%) 下段：発電設備容量(GW)

* 2018年エネルギー基本計画

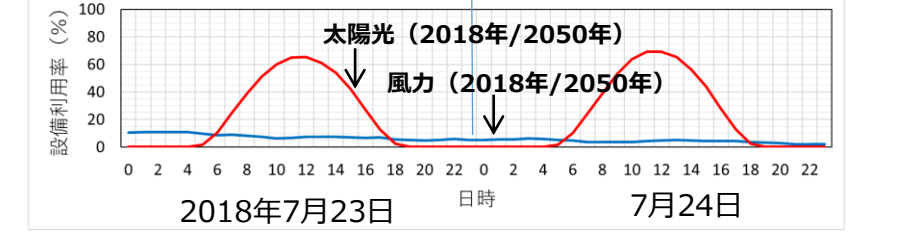
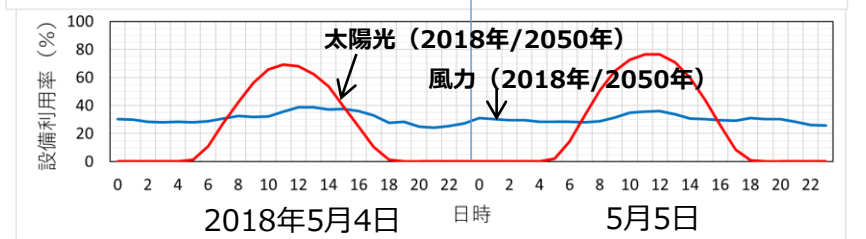
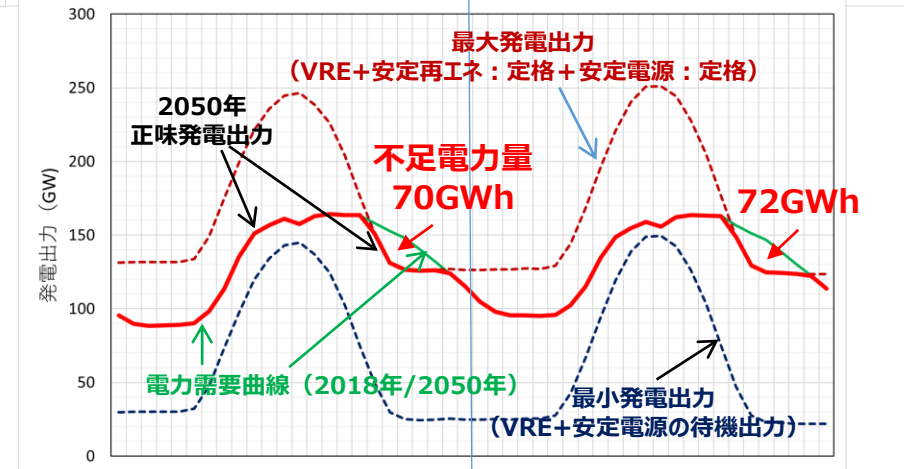
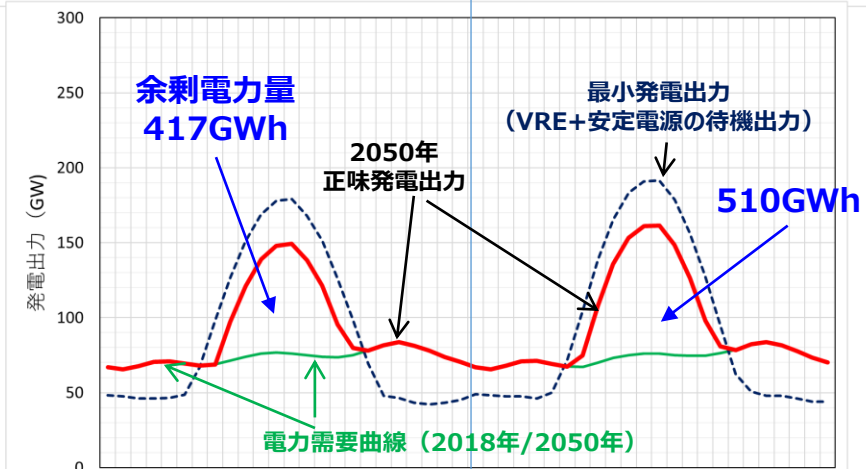
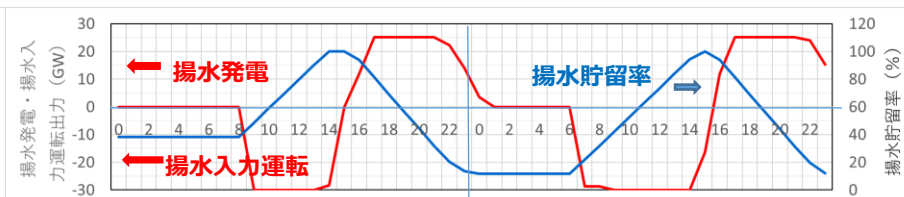
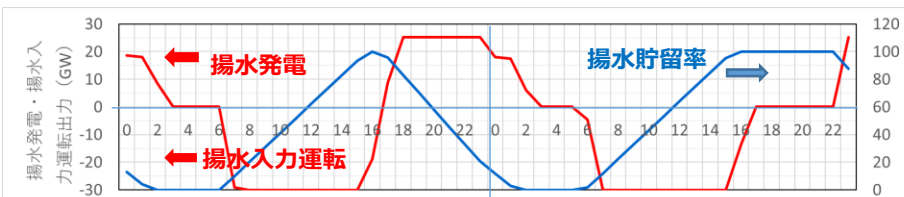
** 洋上風力割合が増えることを考慮

電力需給の試算（余剰と不足が発生する典型例）

2018年度のVRE実測データに基づいた2050年の発電出力、余剰/不足電力の発生量
 [変動再エネ(太陽光+風力)の年間発電量比率40%、太陽光と風力の同比率1:1]

5月の連休時期は、風力・太陽光の発電量が
 増加するが電力需要は少ない
 → 昼間に余剰電力が発生

夏季は、凪のため風力の発電量が減少し、
 電力需要が増加する
 → 太陽光が脱落する夕方に不足電力が発生



(出典：環境エネルギー政策研究所 (ISEP)のEnergy Chartのデータを用いて作成)

5年間の実測データの基づく電力需給試算のまとめ

- ✓ **VRE20%** : 不足電力は発生しない。これは水力等の安定再エネと安定電源による調整能力で、VREの変動性を調整できるため。太陽光 : 風力=4:1(**SW比***)から、同1:1にすれば、余剰電力の発生量は大幅に抑制される。 * **SW比** : 太陽光と風力の年間発電量比率
- ✓ **VRE40%**、SW比1:1が、**特異日を除けば、安定電源の負荷追従と100GWh規模の蓄電（水力の揚水化拡大と大容量蓄電池）で調整できる限界か**。但し、1日あたり**最大400GWh**の電力を棄てる日が110~160日発生。

2016~2020年度年度の気象条件と電力需要データに基づいた2050年の試算結果

太陽光:風力の年間発電量比 (SW比)		4:1			1:1		
VREの年間発電量割合 (VRE割合) (太陽光/風力の発電設備容量*(GW))		20% (145/21)	40% (289/42)	85% (614/89)	20% (90/47)	40% (181/93)	85% (384/198)
余剰電力	年間発生量 (GWh)	940~3000	45000~72000	300000~390000	6~34	8600~19000	150000~220000
	1日あたりの最大値 (GWh)	130~200	820~970	2600~2900	6~25	450~510	1800~2300
	年間発生日数	28~62	260~270	340~360	1~5	110~160	310~340
不足電力	年間発生量 (GWh)	0	530~2100	150000~180000	0	180~600	64000~93000
	1日あたりの最大値 (GWh)	0	57~370	1100~1500	0	35~250	980~1300
	年間発生日数	0	38~65	360~370	0	13~26	280~310

冬季のDunkelflauteにより、最大の不足電力を発生する可能性

2016年度から2020年度までの5か年で、VRE発電量40%、SW比1:1の場合に、2017年度の2月1～2日に252GWh、172GWh、2020年度の1月12日に240GWhの最大規模の不足電力が発生。その他の不足電力は80GWh以下。

2017年度データを用いた2050年の1日当たりの余剰・不足電力の発生量(40B) 単位GWh

日	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月					
1		13				21	93	17		164	252	38					
2	182	208	109	16		42		1	28	199	172	69					
3	121	206	211			138		28	34	80		14					
4	117	218	324				48	57			20	216					
5	25	243	39				10	207									
6			2					81		3		158					
7		349						1		10							
8		295					62										
9			75			53	9	117			3						
10			103			46		0				74					
11		121	31					160			106	95					
12	166		7					115			25	95					
13	266				3	0						121					
14	284	165	29						13		23	142					
15	94		30									93					
16	327		16					15									
17			88						34		112	236					
18	85	70				113					159	106					
19	269	143	38			4		96									
20		245			13						39						
21		182			4			4		56							
22	146	60								0	23						
23	312	48	1			9	38					51					
24	87				5	1					56	170					
25	96				12	20		7				384					
26							47				18	225					
27	46	66			11		17		3		3	76					
28	211	268			13	7			0			225					
29	219	142				22	61					172					
30	459	47				0	81	140	31			305					
31					24		91				2	268					
小計	3511	3089	1103	16	74	12	60	558	552	907	131	13	512	3	561	450	3332

再エネを導入できる限界は55%前後！

- ✓ 安定再エネ15%、変動性再エネ40%、SW比1:1の設備容量は、**太陽光181GW、風力93GW**。
この時の**1日あたりの不足電力量は、過去4年間で殆ど100GWh以下。但し、5年間に3日間、これを超える特異日の対応が必要。**
- ✓ この場合の設備容量は、環境省の2021年報告のシナリオ別導入量*によれば、太陽光ではFIT18円以上で406GW、風力は陸上風力FIT19円で162GWと洋上風力がなくても届き、導入可能な規模。
- ✓ 但し、FIT賦課金に加え、国内に偏在する**大規模風力発電施設と需要地を結ぶ電力系統の増強費、太陽光や風力設備の増加による環境影響や災害予防策、100GWh規模の大容量蓄電池・揚水化の拡大等により総発電コストの上昇抑制が必須。** *：環境省地球温暖化対策課調査「わが国の再生可能エネルギー導入ポテンシャル（概要資料導入編）」

2050年の1日当たりの最大余剰電力/同不足電力の発生量
(2020年度1年間の実測データから) 太陽光：風力の発電量比1：1

日	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月			
1		308						45	18	49		40			
2	219	473	85		11		24			2	74				
3	156	48						35		29	24	72			
4	398	76	6		1	12		147		22					
5	272	362	53		8			112			28				
6	334						41			4	79	103			
7	161	406	268				6				82	1			
8	146	353	84			5		82		1	39				
9	164	12	23		9			149			28				
10	221							32		5	51	279			
11	184	383					43				84	123			
12		22													
13		337					12				17				
14	351	371					1	164		3	61	253			
15	139	0			27			103				181			
16	169		21					11			57				
17	22	191	28			29		0			2	279			
18	30					34	25					175			
19	252	92		26		28	5				36	81			
20		40	123			57	49		6	7	228				
21	42		38			52	28	164		1	278				
22	298	11				13					113	133			
23	224	93						79			237	222			
24	140	198			3		242				147	202			
25	449	43			5		364		1	2	37				
26	225				6		31		26			198			
27	148	28			17	33	4				120	237			
28	201	217			30	69		7			147				
29	467	228					114					192			
30	273	193					49			66		17			
31		5					112		54	142		198			
小計	5681	4489	730	26	47	269	154	17	1145	1131	105	327	258	1968	2986

余剰電力は
春秋の昼間に発生

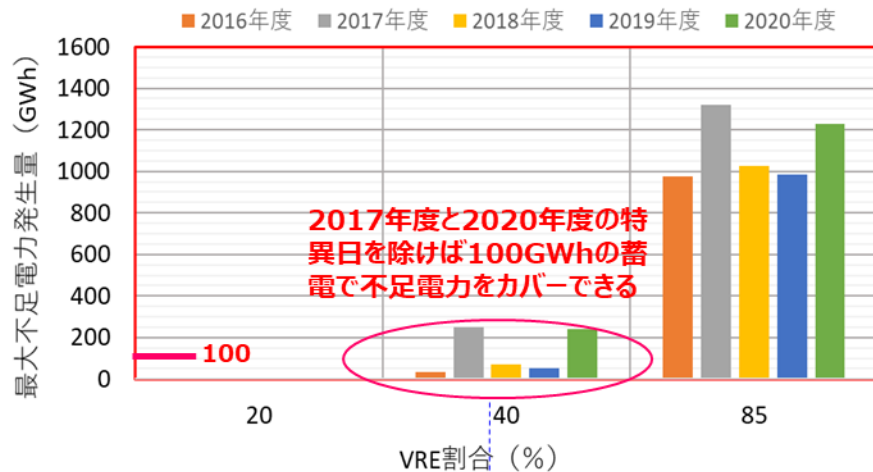
不足電力は
夏季夕刻に発生

数年に1日の特異日 (240)

2016～2020年度の気象条件に基づく2050年度の電力需給結果

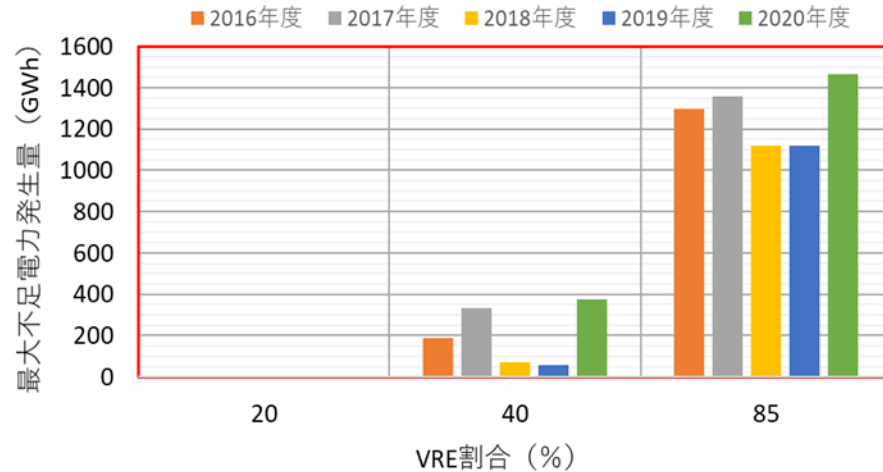
2050年の1日当たりの最大不足電力発生量

太陽光:風力=1:1



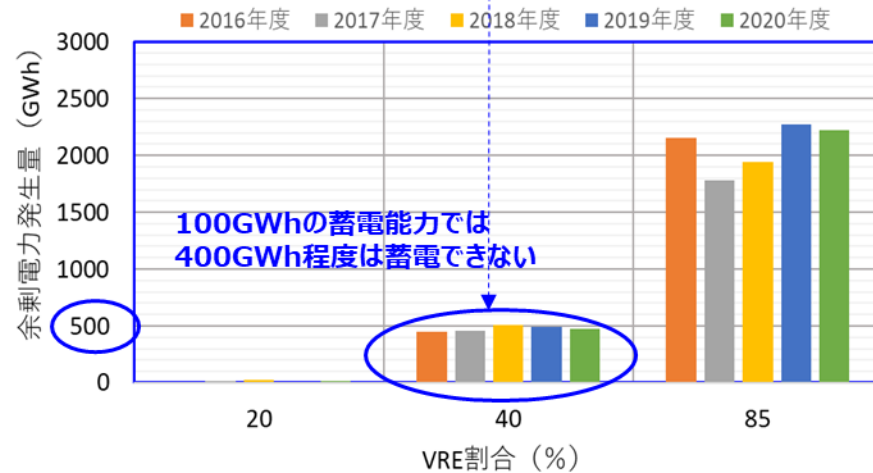
2050年の1日当たりの最大不足電力発生量

太陽光:風力=4:1



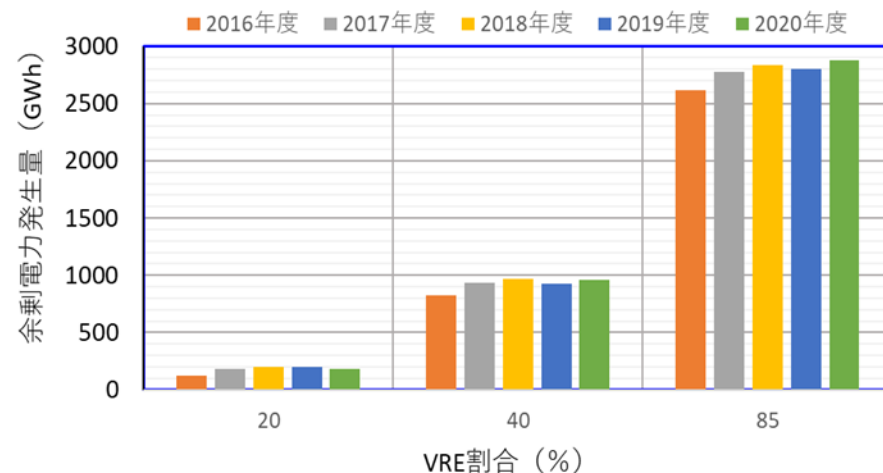
2050年の1日当たりの最大余剰電力発生量

太陽光:風力=1:1



2050年の1日当たりの最大余剰電力発生量

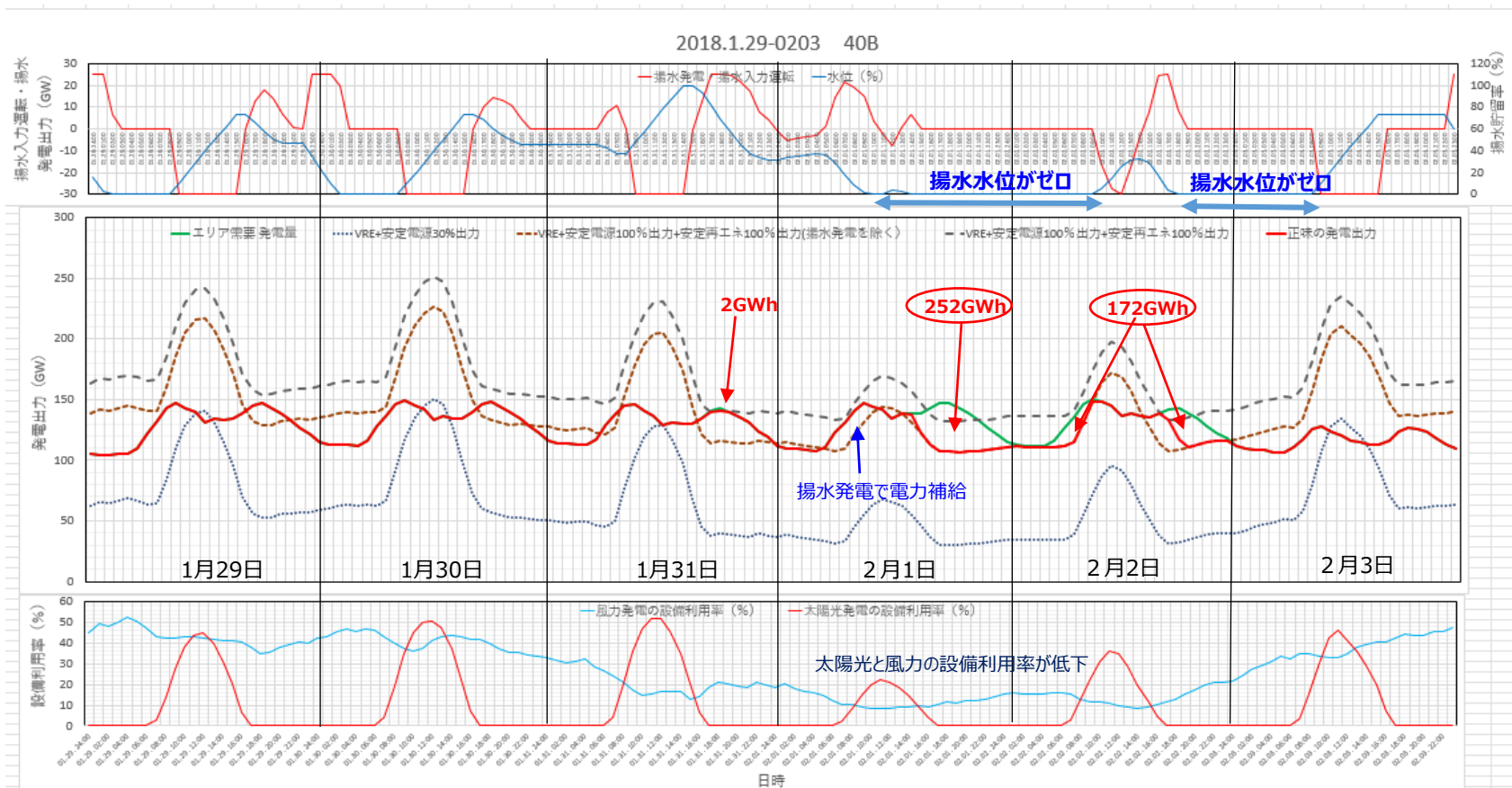
太陽光:風力=4:1



2018年2月初めに発生した最大不足電力の発生要因

- ✓ 1/31から風力が全国的に弱まり、2/1に太陽光の発電量も通常の1/3以下となる
- ✓ その一方、電力需要が昼から夜間にかけて減少しなかった
- ✓ 1/31夜から翌午前中までに揚水発電を消費し尽くし、2/1昼前に揚水水位がゼロとなる
- ✓ その後、電力需要が高止まりし、最大発電出力と同等となったため揚水入力を行えず、同日夕刻には揚水発電を利用できず(水位ゼロ) に大きな不足電力が発生
- ✓ 2/2も同様な状況により、夕刻以降に大きな不足電力が発生することになる

Dunkelflaute: 冬季に風力が弱く、日照も悪い日が連続し、寒冷対策により電力需要が夕刻以降も低下しない条件



VRE発電量40%、SW比1:1の場合に発生する不足電力の変動範囲

年度	最大不足電力の発生量 (GWh)	最大不足電力の発生日	不足電力が発生した日数 (日)	発生月と発生日数	不足電力発生量の平均値 (GWh)	不足電力発生量の最大値/電力需要(%)
2016	35	1月18日	19	8~9月に13日 12~2月に6日	9.4	1.2
2017	252	2月1日	20	7~8月に13日 12~2月に7日	30	8.0
2018	72	7月24日	26	7~8月に25日 2月に1日	21	2.3
2019	52	9月10日	12	7~9月に12日	22	1.7
2020	240	1月12日	18	8~9月に14日 1月に4日	30	7.5

わが国においても、VRE発電量を40%に増加させると、SW比を1:1にした場合でも、数年一度、冬季にDunkelflauteが発生し、大きな不足電力が発生する可能性がある。これに備えるには、揚水発電及び大容量蓄電池システムの合計で250GWhの蓄電能力を確保するか、Dunkelfaluteが発生しやすい冬季に備え、揚水入力用の電源(例えば、20GW規模の火力発電)を待機させるか、電源予備率8%程度確保していくことが必要。

VREによる発電量40%とした場合の1日に発生する不足電力量の評価

2016～2020年度データを用いた電力需給計算から、VRE40%の場合に1日に発生する不足電力の最大値は、SW比4:1の場合373GWh、SW比1:1の場合252GWhとなったが、一日の不足電力の発生量が100GWhを越えた日数は、

SW比4:1の場合：5年間に10日（2016、2017、2020年度）

SW比1:1の場合：5年間に3日（2017、2020年度）

これらは全て冬季に発生しており、いわゆるDunkelflauteにより、揚水ダム水位を確保する電力を確保できず、揚水発電が利用できないために大きな不足電力となったもの。その発生頻度は数年に1度という、特異日に相当し、各年度の夏季及び冬季に発生する不足電力は、1年間で

SW比4:1の場合：38～65日、**SW比1:1の場合：12～26日**

であり、その殆どは1日あたり数GWhから80GWh以下の規模である。

このため、VRE40%で不足電力の発生を回避するには、2050年までに現在の揚水による200GWh規模の蓄電量に加えて、100GWh規模の蓄電量を揚水拡大や大容量蓄電池の導入することで、殆どの不足電力の発生を回避できる。しかし、**数年に一度発生する大きな不足電力に対しては、**

SW比4:1の場合：1日あたり400GWh、SW比1:1の場合：1日あたり250GWhの発生に備えることが必要になる。

不足電力の発生による停電を回避するために

本試算は、**1点集中型(発電場所と電力需要地が1つ)**で計算し、国内のどこで発電しても、その電力は国内のどこへでも供給できるとした仮定ことになる。現実的には、今後VREの中核となる風力発電設備を増設できる地域は、北海道、東北北部、九州西部等に偏在しており、それらの発電地域から周辺の都市圏や首都圏等へ電力を送電するには、電力系統線の増強が不可欠である。VRE40%に拡大した場合に発生し得る**不足電力の発生量は、発電した地域から電力需要のある地域までの電力系統線の送電能力等を考慮した評価が重要**である。

不足電力の発生による停電を回避するために(続)

また、現状の揚水発電設備は、通常流入方式によるものが多く、渇水期等は最大設備容量(本評価では200GWh)を利用できない場合も想定される。このため、**今回の評価よりも大きな不足/余剰電力が発生する可能性もある。**

今回の評価では、200GWhの蓄電量の調整力を最大限利用しても、VRE40%の場合にはSW比に応じて250~370GWhの不足電力が発生する可能性があることを示唆している。

今回の電力需給計算により、電力予備率の考え方についても見直す必要があることが分かった。**現在は安定電源である火力発電の割合が80%もあるため、予備率は3%程度で十分と考えられている。**VRE40%、SW比1:1の場合、2018年及び2021年の1月/2月の特異な気象条件で発生した1日あたり250GWhの不足電力量は、当該日の電力需要の約7.5~8%に相当する。これより、**電源設備容量の予備率を8%程度確保しておけば、特異日を含む全ての不足電力の発生を回避できることになる。**

以上より、**2050年にVRE発電量40%を目指し、電力の安定供給を確保するには、SW比1:1を目指して、変動性を緩和していくことが重要であり、これに加え、現在の200GWhの揚水の蓄電能力に加え、100GWh程度、揚水の拡大や大容量蓄電池を追加整備した上で、予備率を8%程度確保する電源設備容量とするか、あるいは、予備率3%程度として数年に一度発生し得るDunkelflauteに備えるために、火力発電設備を全て廃止・解体するのではなく、20GW規模を残す等の対応が必要**になる。

再エネだけではカーボン・ニュートラル(CN)は実現できない！ (根拠 1-1)

安定再エネ15%、VRE85%で2050年の電力需給を、過去5年間の実測データで予測：

- ✓ 2016~2020年度の変動性再エネの設備利用率(気象条件に依存)と電力需要の実績データを基に試算。
- ✓ VRE割合を20%から85%(再エネ100%)まで増加させていくと、余剰/不足電力の発生量は増加。
- ✓ 2030年の太陽光と風力の発電量比率は、3:1と太陽光が多いが、2050年に向けては同比率が1:1になるよう風力を拡大していくことが、変動性を緩和していく上で重要。その時、VRE 85%では、**太陽光384GW、風力198GWの設備が必要になる。**
- ✓ 水力発電所の半数が既に揚水化されており、総計200GWhの蓄電能力があると仮定したが、この程度の調整力では不十分で、**ほぼ毎日、昼間に余剰電力、夕方から明け方に不足電力**が発生する。**余剰電力は、1日当たり最大2000GWh(100万kWの発電所83基が1日にフル稼働した電力が無駄)、不足電力は、1日当たり最大1100GWh(同46基が1日にフル稼働した電力量が不足)**
- ✓ このような夥しい余剰電力と不足電力が発生する状況では、電力の安定供給は困難！
また、VRE85%の発電設備容量は1日の最大電力需要の3.5倍! (無駄の多い電源構成)
- ✓ 太陽光を現在の56GW規模から約7倍、風力を洋上風力を中心に4GW規模から約50倍に拡大していく必要がある。このためには以下の課題を解決していく必要があるが、これらを解決する方策も見通せず、総コスト試算もできない状況：
太陽光パネルの大量確保(資源問題含む)と設置場所、浮体式大規模洋上風力の技術開発、FIT賦課金の大幅低減、設置場所の確保、設備寿命後の廃棄物処分、大規模設置に伴う環境への影響、洋上風力発電から消費地への送電システムの拡充、洋上風力に対する漁業補償など。

再エネだけではカーボン・ニュートラル(CN)は実現できない！(根拠 1-2)

<変動性再エネ85% + 安定再エネ15%> : 再エネ100% :

太陽光が多い発電量比率4:1の場合は、余剰電力が約4倍多くなるが、不足電力は同等。
 これは、夕刻以降に発生する不足電力は、風が凧ぎ、風力の発電出力が少ない場合に発生するが、この不足量は、揚水発電の容量で決まるため。

夏季の以下期間には、太陽光と風力の発電量比1:1の場合でも、

1日あたりの**余剰電力発生量**は、**280~380GWh**

(100万kWの発電所12~16基が1日フル稼働して発生する電力量が**余剰**)

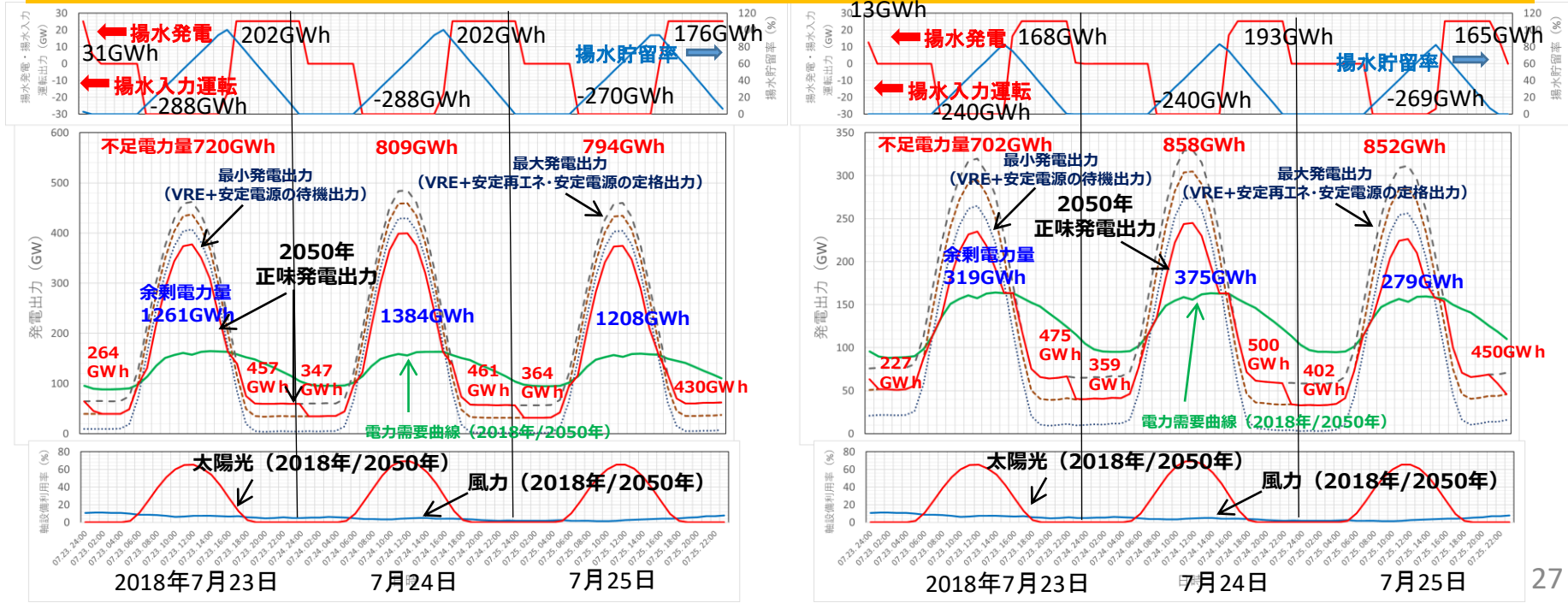
1日あたりの**不足電力発生量**は、**700~860GWh**

(同発電所29~36基が1日フル稼働して発生する電力量が**不足**)

2050年の夏季三日間の余剰/不足電力の発生状況(2018年7月23日から25日の実測データから)

太陽光 : 風力の発電量比 4:1

太陽光 : 風力の発電量比 1:1



太陽光発電設備 384GWは導入可能か？ (根拠 2-1)

VRE85%、発電比率1:1の場合：太陽光384GWが必要

- 2030年度の太陽光の導入目標64GW*に対して、2020年11月時点のFIT前導入量+FIT認定量は80GW、運用開始量は57GW(2030年度目標値の約90%)。* 2018年策定のエネルギー基本計画
- 環境省は、2009年度から毎年、我が国における住宅用等と公共系等の太陽光発電の導入ポテンシャルとシナリオ別導入可能量等を評価。2017年度報告書*では、以下の通り。
 - ✓ 導入ポテンシャル：**360GW** (住宅用等 213GW、公共系等 147GW)
 - ✓ シナリオ別導入可能量：

	シナリオ		導入可能量			備考
	FIT価格	調達期間	住宅用等	公共系等	合計	
シナリオ1	30円/kWh	20年	25.94GW	11.31GW	37.25GW	・設備利用率12%or13%想定、 ・都道府県別地域発電量を考慮 ・戸建住宅用とそれ以外では買取期間が異なる。 ・税引前PIRR 0or4%以上
シナリオ2	35円/kWh	20年	78.1GW	66.33GW	144.43GW	
シナリオ3	40円/kWh	20年	136.27GW	105.53GW	241.8GW	

*環境省、2017年度 再生可能エネルギーに関するゾーニング基礎情報等の整備・公開に関する委託業務報告書

- 「導入ポテンシャル」：エネルギーの採取・利用に関して種々の制約要因を考慮したもので、制約要因についてシナリオ(仮定)を設定した上で推計した利用可能なエネルギー資源量
- 「シナリオ別導入可能量」：エネルギーの採取・利用に関する特定の制約条件や年次等を考慮した上で、事業採算性に関する特定の条件を設定した場合に具現化することが期待されるエネルギー資源量で、導入ポテンシャルの内数。事業採算性については、対象エネルギーごとに建設単価等を設定した上で事業収支シミュレーションを行い、税引前のプロジェクト内部収益率(PIRR 等)が一定値以上となるものを集計したものの。

**太陽光の導入ポテンシャルを超過し、384GWを導入できない。
FIT価格40円/kWhの高価格で想定しても、242GW程度が限界。**

風力発電設備198GWは導入可能か？（根拠2-2）

- 2020年3月末**現在の風力発電設備は4.2GW**（ほぼ100%陸上風力,洋上は0.1%）
- 風力発電の**FIT新規認定量：9.0GW**（洋上は内、0.8GW）
- この認定量が全て2030年までに運開されれば、**2030年の風力発電の目標*10GW**を達成
- 陸上風力発電は適地に限界があることから、洋上風力への関心が高まり、政府も制度設計をするなどその普及に力を入れている。

* 2018年策定のエネルギー基本計画

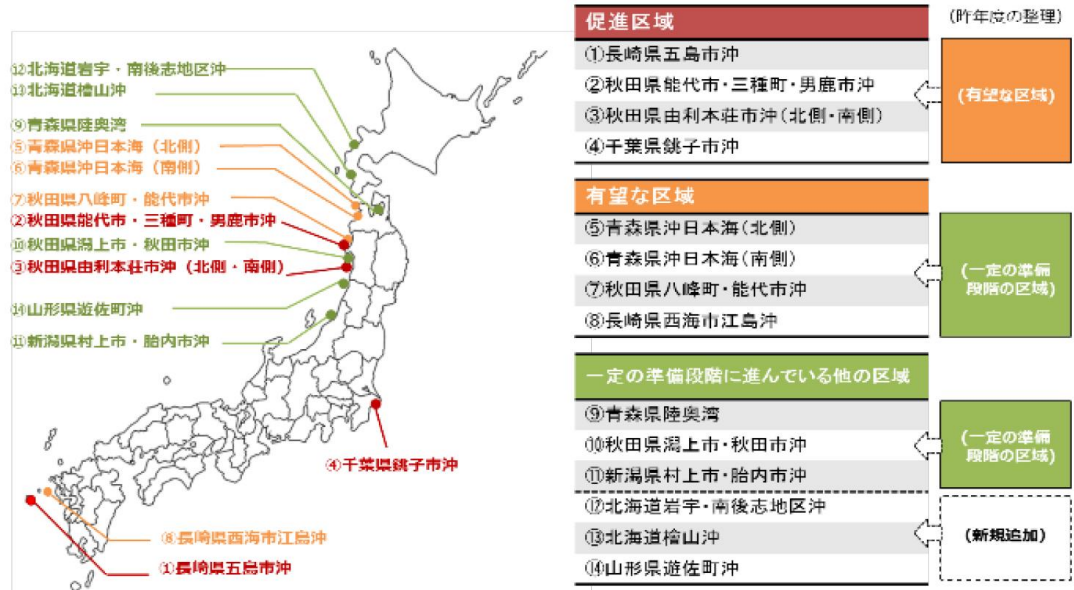
⇒再エネ海域利用法制定、有望区域整理

（参考）促進区域の指定に係る現状

5

- 2019年4月、再エネ海域利用法を施行。2019年7月、促進区域の指定に向けて、既に一定の準備が進んでいる区域、及び**有望な区域（4か所）**について、初めて公表。
- この4か所のうち、**長崎県五島市沖は、昨年12月に促進区域に指定し、2020年6月より、事業者の公募を開始。**残りの**3か所（秋田2か所（3区域）、千葉1か所）**についても、**本年7月21日に促進区域として指定した。**
- なお、本年7月3日、既に一定の準備段階に進んでいる区域、及び**有望な区域（4か所）**につき**2回目の公表。**

● 有望区域4か所の**ウィンドファームの出力合計は約1.78GW**。この内、浮体式は1か所で最大22MW。現在アセスメント手続き中のものを合わせても全体出力は約**12.6GW程度**。今後、新地点の検討がなされても、**風況の良い場所が北海道や東北などに偏在していること、漁業への影響を最小限にし、航路等を避けるなど種々の制約があること、等を考慮すると、拡大可能な規模には自ずと限度がある。**



出典：エネ庁、総合資源エネルギー調査会省エネ・新エネ分科会/電力ガス事業分科会、交通政策審議会港湾分科会第6回合同会議、資料1、2020年8月28日より

風力発電設備198GWは導入可能か？（根拠2-3）

- 環境省は2016年3月に、全国での洋上風力発電の**導入ポテンシャル**を評価*；
 - ✓ **着床式：332GW 浮体式：1,081GW**
これらは、風速6.5m/s以上、離岸距離30km以内、水深200m以下の海域の内、
海域公園を除いた部分の風速分布から単純に求められた数値。
*平成27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」環境省地球環境局地球温暖化対策課
- 環境省はこれらから、FIT制度を前提に事業性を考慮した、導入可能量を以下のように評価。
 - ✓ **FIT買取価格32円/kWh×20年の場合、着床式26GW、浮体式13GW**
 - ✓ **FIT買取価格36円/kWh×20年の場合、着床式82GW、浮体式32GW**
この評価には港湾区域、漁業区域、航跡等の除外などは考慮されておらず、実際の導入可能量は少なくなる。
- 2030年度の陸上風力発電設備は10GW、これを2050年までに倍増させるとともに、FIT価格40円/kWh程度で、**洋上風力の導入規模を現状の12.6GWから6-7倍大きい80GW前後まで増加させ、風力発電設備の全体容量100GWを実現できる可能性は期待できるものの、この倍増の200GW規模まで拡大できることは見通せない。**

風力の導入ポテンシャルは洋上を含めると大きいですが、FIT価格36円/kWhの高価格で想定される導入可能量は、114GWであり、198GWに届かない。更に、我が国は遠浅の沿岸地域が少なく、欧米で実用化されている着床式で導入拡大はできない。このため、開発段階にある浮体式を大型風車で実用化していく必要がある。この大型風車の設置及び海底ケーブル敷設のコスト低減、海上風車の保守費用、漁業補償費用等も考慮すると、FIT価格の増加が避けられない。加えて大規模な風力発電施設は、電力需要地から遠隔地であることから、送電系統線の増強費用が必要。

環境省地球温暖化対策課が今年公表した資料：FITで導入できる設備量が倍増！

再エネ種	導入ポテンシャル		経済性を考慮した導入ポテンシャル（シナリオ別導入可能量）		
	設備容量	発電量	シナリオ	設備容量	発電量
太陽光発電	【住宅用等】 20,978万kW 【公共系等】 253,617万kW 【計】 274,595万kW	【住宅用等】 2,527億kWh/年 【公共系等】 29,689億kWh/年 【計】 32,216億kWh/年	【住宅用等-戸建住宅用等】 1～10年：①22円/kWh、②24円/kWh、③26円/kWh 11～20年：民間事業者への売電(①～③:8.18円/kWh)を想定 事業採算性基準：20年間、税引前PIRR 3.2%以上 【住宅用等-戸建住宅用等以外、公共系等】 ①12円/kWh、②14円/kWh、③18円/kWh 事業採算性基準：20年間、税引前PIRR 4.0%以上	【住宅用等】 ①3,815万～③11,160万kW 【公共系等】 ①17万～③29,462万kW 【計】 ①3,832万～③40,622万kW	【住宅用等】 ①471億～③1,373億kWh/年 【公共系等】 ①2億～③3,668億kWh/年 【計】 ①473億～③5,041億kWh/年

太陽光は、最安FIT22～12円で38GW、最高FIT26～18円で406GW導入可能！

再エネ種	導入ポテンシャル		経済性を考慮した導入ポテンシャル		
	設備容量	発電量	シナリオ	設備容量	発電量
陸上風力発電	28,456万kW	6,859億kWh/年	①17円/kWh、②18円/kWh、③19円/kWh 事業採算性基準：20年間、税引前PIRR8%以上	①11,829万～ ③16,259万kW	①3,509億～ ③4,539億kWh/年
洋上風力発電	112,022万kW	34,607億kWh/年	①32円/kWh、②34円/kWh、③36円/kWh 事業採算性基準：20年間、税引前PIRR10%以上	①17,785万～ ③46,025万kW	①6,168億～ ③15,584億kWh/年

風力は、陸上最安FIT17円で118GW、陸上最高FIT19円で162GW、洋上は最安FIT32円で177GW、最安FITの合計で合計339GW導入可能！

**2017年までは、太陽光はFIT40円でも242GW → FIT価格半分、導入可能量が倍増！
風力は洋上風力でFIT36円でも114GW → この規模は陸上でFIT価格半分で可能？**

出典：環境省地球温暖化対策課調査「わが国の再生可能エネルギー導入ポテンシャル（概要資料導入編）」

令和2年度再生可能エネルギー導入ポテンシャルに関する調査委託業務報告書

環境省委託業務として、株式会社エックス都市研究所、アジア航測株式会社の2社による共同体制によって実施した。検討に当たって、作業進捗会議を設置し、以下の有識者から外部アドバイザーとしてのご助言・ご指導を頂いた。

井上 康美氏 一般社団法人太陽光発電協会 公共産業事業推進部長

小林 久氏 茨城大学 名誉教授

斉藤 長氏 一般社団法人日本風力発電協会 理事 企画部長

中島 大氏 全国小水力利用推進協議会 事務局長

本藤 祐樹氏 横浜国立大学大学院 環境情報研究院 教授

小野田弘士氏 早稲田大学大学院 環境・エネルギー研究科 教授

斉藤 哲夫氏 公益財団法人自然エネルギー財団 特任研究員

笹田 政克氏 特定非営利活動法人地中熱利用促進協会 理事長

野田 徹郎氏 国立研究開発法人産業技術総合研究所 名誉リサーチャー

蓄電池・揚水で2050年に実現できる規模(根拠3-1)

世界で運転・計画されている100MW以上のLiBシステム (2019年10月)

事業者	出力(MW)	容量(MWh)	運開(予定)年月	施設名、プロジェクト名、場所等	リチウムイオン電池供給者
Neoen社	100	129	2017年11月	Hornsedale Power Reserve	Tesla
Florida Power & Light (FPL)	409	900	2021年後半	409FPL Manatee Energy Storage Center	
Pacific Gas & Electric (PG&E)	300	1200	2020年12月	設置場所: Moss Landing	Vistra Energyの子会社のDynegy
北海道北部風力送電株式会社	240	720	2023年3月	風力発電のための送電網整備 実証事業 設置場所: 北豊富変電所	GSユアサグループの(株)リチウムエナジージャパン
NextEra Energy Resources(NextEra)	200	800	2023年末	Skeleton Creek Project	
Pacific Gas & Electric (PG&E)	182.5	730	2020年末	設置場所: Moss Landing	Tesla
Los Angeles Department of Water and Power (LADWP)*	150**	600**	2022年12月末***	設置場所: Kern Sounty	8minute Solar Energy
New York ISO (NYISO)/ Consolidated Edison Company (Con Edison)	129	987	2021年3月	設置場所: LongIsland	Ravenswood Development, LLC
Arizona Public Services (APS)	100	400	2021年		AES Energy Storage
Southern California Edison (SCE)/Strata Solar	100	400	2020年12月	Saticoy Project 場所: Oxnard周辺	
arizona Public Services (APS)	100	400	2020年末	設置場所: Longbeach	AES Energy Storage

米国合計
6.4GWh

* : 12.5%分はGlendale Water and Powerがシェア

** : 当初提案は100MW(400MWh)であり、オプションとして150MW(600MWh)への拡大を提案

*** : このプロジェクトには第2フェーズがあり、同じ容量が計画されている。

全体の完成は2023年12月末予定。第2フェーズはLADWPが100%シェア

蓄電池・揚水で2050年に実現できる規模(根拠3-2)

- LiBを用いた大容量蓄電池システムは、ここ数年で豪州、米国で数百MWh~GWh級が建設・運転されており、米国では6.4GWhを数年以内に整備予定。
- 我が国にも700MWh級の建設計画があり、2050年までに10~20GWhまで拡大できることは期待される。
- 更に、今後EVの導入台数を大幅に拡大し、この蓄電池能力をネットワーク化して系統利用できるようにすれば、大容量蓄電池システムを代替でき、必要設備規模を軽減可能。
- 一方、水力発電の揚水化による、VREの発電出力調整も既に実施されており、これが大容量蓄電池と同等の機能を期待できる。
 - 「日本における蓄電池システムとしての揚水発電のポテンシャルとコスト」JST低炭素社会戦略センター平成31年1月の報告書では、「我が国では、1プラントあたり50MWh(10MWx5時間)の揚水発電所が20,000か所建設可能。つまり**1000GWhの蓄電容量が期待できる。**」と評価。
 - 我が国の全ての揚水発電所；エネ庁電力調査統計2021年3月より
揚水発電所数：44カ所、総発電設備容量27.6GW*
総発電量 250.6GWh、最大出力での運転可能時間の平均は9.1時間
 - 今後、一般水力の設備容量22.2GWの半分程度を可変揚水に改良できれば、**10GW規模の増加は十分見込め、その持続時間を8時間とすれば、80GWh増やすことが可能。**
- 大容量蓄電池及び揚水化の拡大で、100GWhの調整電源容量を2050年までに整備可能**と考えられるが、**再エネ100%の場合に想定される1日当たりの不足電力量、約1100GWhを調整できる規模は見通せない。**

* 今回の2050年電力需要計算では、揚水発電出力25GW、運転時間8時間、総発電量200GWhとした。
これは、揚水の総発電出力の90%程度を利用している状況を考慮したことによる。

** 今後の大容量蓄電池のコストダウンが必須であるが、世界各国で大容量蓄電池の導入が進むとともに、EV拡大、PC及びスマホ等の電源需要も増加することから、電池素材の争奪、価格高騰が予測される。このままでは太陽光パネルに続き、蓄電池分野も中国に主導権を抑えられる。

脱炭素を実現できる「安定電源」で45%の発電量を賄う候補(根拠5-1)

- ✓ **CCS付き火力**：火力発電で排出される炭酸ガスを分離・回収し、貯留施設へ輸送・圧入する
 - 火力発電で5%の電力需要を賄うと年間3000万トンの炭酸ガスが排出される。この貯留が必要。
 - 年間10万トン規模の実証試験が進行中であり約3年間で30万トン貯留した実績。
 - 現在、1億トン以上貯留できる国内サイトを複数、探索中。
 - 100気圧を越える圧力で炭酸ガスを貯留するため**地盤の安定性、漏出に対する安全性、炭酸ガスの分離・回収、輸送、圧入に要する費用と漁業補償を含めた経済性、地域住民の理解が不可欠**
- ✓ **水素・アンモニア燃焼**：海外から輸入して火力発電の燃料とする
 - **将来的に輸入水素に依存していくことは、経済的、安定供給の観点から不適**
 - **VREを用いた電気電解で水素生成する技術開発は欧米で活発に進められているが、電解設備の設備利用率が低く、水素製造コストが経済的に成立しない。(発電部門での水素利用の限界?)**
水素の製造コスト \propto 発電効率 \times 水素製造効率 \times 貯蔵・輸送効率 \times 水素燃焼発電効率
水素の製造コストは、最初の発電効率よりも悪化し、水素を製造して利用できるエネルギーは1/3~1/4程度。
 - 原子力水素の研究開発が欧米露で進展しており、軽水炉の熱と電気を用いる高温水蒸気電解法の開発が進められている。通常の電気分解法も利用できるため、産業部門・輸送部門への膨大な量の水素供給には、エネルギー密度の高い原子力を活用することが有望。
- ✓ **スマートコミュニティ**：変動性再エネとEV等のバッテリーを組み合わせた地産地消・分散エネルギーシステム
 - 現時点では、**VRE設備及び蓄電池システムのコストが高く、国の補助金事業の終了とともに運営継続できない。**
 - 今後のVREや蓄電池システムのコストダウンとともに、発電だけでなく熱供給、EVの利用拡大、地域交通、廃棄物処理等も含めた総合的な地域システムとして、経済的に成立するスマートコミュニティを実現し、これを国内各地に展開していくことで電力需要の一定規模を削減することが期待できる。

2050年に向けて、CCS付火力、スマートコミュニティの拡大、輸入水素による発電等で、総発電量の10%程度を実現することが期待される。

CCS付火力は、有意な規模の実用化を目指す

- ✓ VREの調整電源として、**定格運転から30%出力程度まで負荷追従性のあるCCUS付き火力が不可欠**であり。CCUS技術の内、**火力発電の発電量拡大に貢献できるのはCCS技術。**
- ✓ **総発電量の5%を火力で賄うには、3000万トン/年のCO₂貯留が必要**
(日本近海に1億トン規模の貯留施設を複数建設が必要)
- ✓ 日本近海の海底帯水層で1461億トン貯留可能との評価があり、現在、1億トン以上貯留可能な地域を選定中 (但し、100気圧を越える圧力で貯留するため地盤の安定性、漏出に対する安全性、炭酸ガスの分離・回収、輸送、圧入に要する費用と漁業補償を含めた経済性、地域住民の理解が不可欠)
- ✓ 苫小牧の実証施設は、年間10万トン、これまで約3年で30万トンを圧入
(この100倍規模の設備を導入しないと5%のCCS付き火力発電はできない)
- ✓ 2050年までに、炭酸ガスの分離、回収、輸送、貯留に係る設備の経済性を向上し、**1億トン以上貯留できる立地地点を複数確保し、年間3000万トン以上の炭酸ガスを貯留できれば、総発電量の5%以上をCCS付き火力エネルギーで賄うことが期待できる。**

脱炭素を実現できる「安定電源」で45%の発電量を賄う候補(根拠5-3)

世界の主要なCCSプロジェクト

Global Status of CCS 2020 (2020年11月) より

	名称	開始年	国	貯留タイプ	処理量 トン/年	排出源	備考
1	Terrell Natural Gas Processing Plant(旧Val Verde Natural Gas Plant)	1972	米国	CO2EOR	40-50万	天然ガス	
2	Enid Fertilizer	1982	米国	CO2EOR	20万	肥料生産	2019年は70万
3	Shute Creek Gas Processing Plant	1986	米国	CO2EOR	700万	天然ガス	
4	Sleipner CO2 Storage	1996	ノルウェー	海底下帯水層	100万	天然ガス	
5	Great Plains Synfuels Plan and Weyburn-Midale	2000	米国	CO2EOR	300万	合成天然ガス	
6	Core Energy CO2-EOR	2003	米国	CO2EOR	35万	天然ガス	
7	Sinopec Zhongyuan Carbon Capture Utilisation and Storage	2006	中国	CO2EOR	12万	化学品生産	
8	Snøhvit	2008	ノルウェー	海底下帯水層	70万	天然ガス	
9	Arkalon CO2 Compression Facility	2009	米国	CO2EOR	29万	エタノール製造	
10	Century Plant	2010	米国	CO2EOR	500万	天然ガス	2019年は840万
11	Bonanza Bio Energy CCUS EOR	2012	米国	CO2EOR	10万	エタノール製造	
12	PCS Nitrogen	2013	米国	CO2EOR	30万	肥料生産	
13	Air Products Steam Methane Reformer	2013	米国	CO2EOR	100万	水素製造	
14	Coffeyville Gasification Plant	2013	米国	CO2EOR	100万	肥料生産	
15	Lost Cabin Gas Plant	2013	米国	CO2EOR	90万	天然ガス	suspended
16	Petrobras Santos Basin	2013	ブラジル	CO2EOR	300万	天然ガス	
17	Boundary Dam Carbon Capture and Storage	2014	カナダ	CO2EOR	100万	発電所	
18	Uthmaniyah CO2-EOR Demonstration	2015	サウジアラビア	CO2EOR	80万	天然ガス	
19	Quest	2015	カナダ	陸上帯水層	100万	水素製造	
20	Karamay Dunhua Oil Technology CCUS EOR	2015	中国	CO2EOR	10万	化学品生産 メタノール	
21	Abu Dhabi CCS	2016	UAE	CO2EOR	80万	製鉄所	
22	Petra Nova	2017	米国	CO2EOR	140万	発電所	suspended
23	Illinois Industrial Carbon Capture and Storage	2017	米国	陸上帯水層	100万	エタノール製造	
24	CNPC Jilin Oil Field CO2 EOR	2018	中国	CO2EOR	60万	天然ガス	
25	Gorgon Carbon Dioxide Injection	2019	オーストラリア	陸上帯水層	400万	天然ガス	2019年は 340-400万
26	Qatar LNG CCS	2019	カタール	CO2EOR	210万	天然ガス	
27	Alberta Carbon Trunk Line (ACTL) with Nutrien CO2 Stream	2020	カナダ	CO2EOR	30万	肥料生産	
28	Alberta Carbon Trunk Line (ACTL) with North West Redwater Partnership's Sturgeon Refinery Co2 Stream	2020	カナダ	CO2EOR	140万	石油精製	

水素エネルギーの活用

- ✓ 水素エネルギー利用は、エネルギー供給構造を変革・多様化させ、大幅な低炭素社会を実現するポテンシャルを有する手段として位置づけ、化石燃料を水素に代替することや、水素自動車の拡大(運輸)、産業分野での水素利用による低炭素化を推進する方針。
- ✓ 発電分野では、LNGと水素の混焼から、将来的には水素燃焼発電を視野に入れ、水素自動車の拡大普及も含めて、**現状200万トン**の水素消費量を、**2030年に300万トン、2050年に2000万トンまで増やす**計画。
- ✓ しかし、現在は、豪州他の海外で化石燃料をベースに安価に生産された水素を輸入し（発生する炭酸ガスは、現地でCCS設備へ貯留）、水素を燃料とした火力発電技術の実証試験を進めつつ、水素社会実現に向けたインフラ整備がなされている段階。
- ✓ **CN電源を用いた電気電解で水素生成する技術開発は欧米で活発に進められているが、水電解設備の設備利用率が低く、水素製造コストが経済的に成立しない状況。**
水素による発電コスト \propto (電解用電源の発電効率) \times (水素製造効率) \times (貯蔵・輸送効率) \times (水素燃焼発電効率)
水素の製造コストは、最初の発電効率よりも悪化し、水素を製造して利用できるエネルギーは1/3~1/4程度。**(発電部門での利用は原理的に非効率で経済性は見通せない！)**
- ✓ **原子力水素の研究開発が欧米露で進展しており、軽水炉の熱と電気を用いる高温水蒸気電解法の開発が進められている。通常の電気分解法も利用できるため、産業部門・輸送部門への膨大な量の水素供給には、エネルギー密度の高い原子力を活用することが有望。**

スマートコミュニティは、有意な規模のシェア実現を目指す

- ✓ 地産地消を基本とした分散型エネルギーシステムについては、**米国ではマイクログリッド***として、**ドイツではシュタットベルケ**として、天然ガスや石炭火力を主電源とするコジェネによる熱供給等も合わせた形で実用化が進んでいる。
- ✓ 我が国では、VREを主電源として、その地域の家庭や道路に太陽光パネルを付設し、電気自動車や一定規模の蓄電池システムを活用した**地域エネルギーマネジメントシステム(EMS)**による「スマートコミュニティ」の検討、**実証試験**が実施された。
- ✓ **現時点では、VRE設備及び蓄電池システムのコストが高いために、国の補助金事業の終了とともに運営継続できない状況。**
- ✓ 今後、**VREや蓄電池システムの開発によるコストダウン**とともに、シュタットベルケのように、**発電だけでなく熱供給、EVの利用拡大、地域交通、廃棄物処理等も含めた総合的な地域システム**として、経済的に成立するスマートコミュニティを国内各地に展開していくことで経済的に成立することが期待できる。
- ✓ このようなスマートコミュニティを段階的に導入し、**全国で数十～百程度の地域へ拡大**できれば、我が国の**電力需要の数%程度を賄うことも可能**と考えられる。

* **マイクログリッド**：供給側と需要側の双方からスマートメーターなどの高度な情報技術を活用して電力を制御し、最適運用を可能とする次世代送配電網システム

太陽光・風力等は、元来、地産地消型エネルギー源に適しており、蓄電池のコストダウン、EVの増加等により、一定規模の地域での実用化を目指すべき。そのような地域を全国的に拡大し、国内の電力需要を軽減していく取り組みが重要。

原子力で総発電量の35%を賄うための要件(根拠6-1)

原子力は、発電部門の年間総発電量の35%を目指す

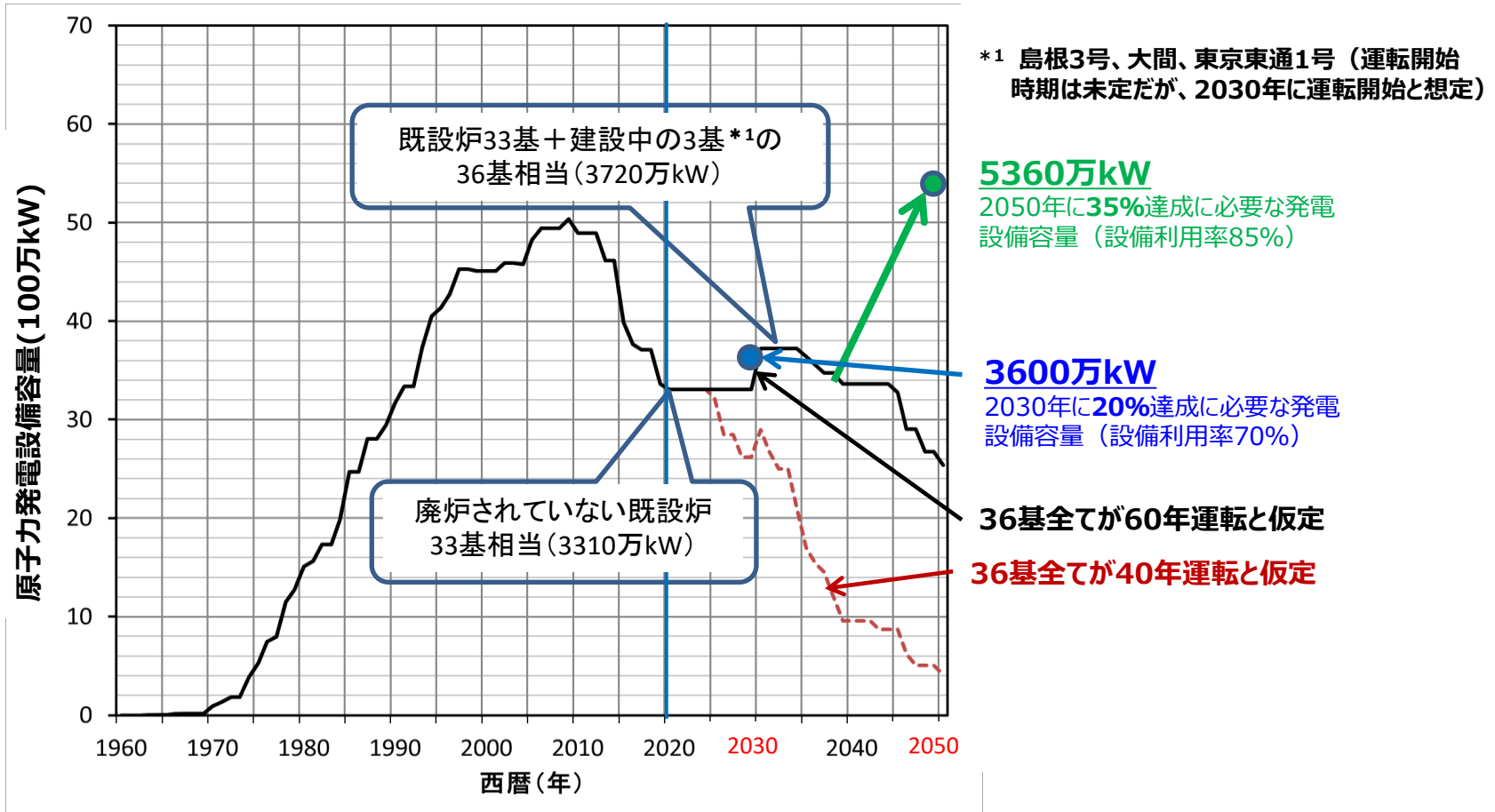
- ✓ 1970年の初送電開始以来、2010年までに**総発電量の35%を供給した実績がある。**原子力は、**経済性、エネルギー自給率、持続性(資源量と廃棄物削減)**に優れ、**大規模な電力需要に対応でき、VREの出力変動を調整できる有望な脱炭素電源。**
- ✓ **世界の主要国(米、英、仏、露、中等)は、CN実現に向けて、「再エネ+原子力」を中核にした電源構成とする方針。**
- ✓ しかし、我が国では、福島第一事故以降、原子力に対する国民の信頼感が大きく棄損し、原子力への依存度は「**可能な限り低減する**」スタンスが継続している。
- ✓ この10年で、世界で最も厳しいと言われる新規制基準に適合した**既設軽水炉は、大きく見直された地震・津波等の自然現象対策とシビアアクシデント対策によって、その安全性は大きく向上したものの、国民の信頼回復の途上にある。**
- ✓ 2011年以降、再稼働した原子力発電所は10基に留まり、その**発電量も約7%に過ぎないが、引き続き既設炉の再稼働めに向けた取り組みを進め、2030年の20-22%を実現する。**
- ✓ 併せて、政策的に決められた「**運転期間は40年とし、その延長は20年1回限り**」ではなく、欧米のように、**安全確認を行うことで適切な期間毎に延長できるよう法体系を見直す。**
- ✓ **併せて、安全性を向上した次世代軽水炉を2040年から2GW/年規模で運開する**
(2030年の36基・36GW規模から2050年に50基・54GW規模へ戻すためには、直ちにリプレース準備を行うことが必要)

原子力で総発電量の35%を賄うための要件(根拠6-2)

- ✓ そのためには遅くとも2025年頃までに、ここ10年間で進行した原子力産業界のインフラ崩壊を食い止め、設計・建設に必要な人材を確保・育成していく必要がある。
- ✓ このためには、エネルギー政策において原子力利用の継続を明確にし、国民が原子力に対して信頼感を再び持てるよう、以下3つの課題解決の見通しをつけていくことが不可欠。
 - ①福島第一原子力発電所の安全な廃炉措置、
 - ②放射性廃棄物の最終処分場の選定、
 - ③原子力政策の基本としている高速炉を含む核燃料サイクルの実用化。
- ✓ 更に、原子力がVREと共生するためには、その調整電源として、定格出力から30%出力程度までの**負荷追従運転能力**を備えることや、定格運転のまま、タービンバイパスを行い、この熱エネルギーを蒸気、耐熱タイル、熔融塩等へ熱伝達させて**蓄熱**し、VRE発電量が低減した時間帯に、この熱を取り出し、タービンで発電する仕組み等の技術開発も重要。
- ✓ **世界の主要国**がCN実現に向け原子力の活用を進展すれば、**21世紀後半に世界的な軽水炉の利用拡大によるウラン価格の高騰が懸念**される。一方で、国内では軽水炉でのプルサーマル利用により、**使用済MOX燃料が蓄積**。
- ✓ **2050年以降の持続的な原子力利用のためには、使用済燃料をリサイクル利用することでウラン資源に依存せず、放射性廃棄物の減容等を実現できる「高速炉と燃料サイクル」を今世紀後半までの実用化できるよう技術開発を着実に進めていく必要がある。**

技術的に実現性が高く経済性にも優れるが、既に軽水炉の素材、主要機器の製造メーカーが撤退しつつあり、産業インフラは崩壊の危機にある。国として原子力の必要性と開発意義を国民に丁寧に説明し、新增設の判断を行う重大な時期。

2050年に原子力発電が、年間発電量比率35%を担うために 必要な原子力発電設備容量



2050年電源エネルギーミックスの目標

- ✓ 2050年の総発電電力量を1100TWhとし、2016年から2019年の4か年の太陽光と風力の設備利用率(気象条件に対応)を用いて電力需給を試算。
- ✓ 安定再エネ(水力、地熱、バイオマス) は、2030年目標の15%が上限。風力・太陽光の発電量比率を1:1とし、変動性再エネによる発電量40%が上限。
- ✓ CCS付き火力とスマートコミュニティを合わせて10%を賄えると想定しても、

原子力は2030年の1.5倍となる35%の設備容量が必要になる！ *2015年7月長期エネルギー需給見通し

	現状 (2019年度)	2030年度*	2050年
安定再生可能エネルギー	10.6%	13.5~14.9%	15%以上
変動性再生可能エネルギー SW比(太陽光:風力)	7.5% (9 : 1) 太陽光:55.8GW 風力 : 4.2GW	8.7% (4 : 1) 太陽光:64GW 風力 : 10GW	40% (1 : 1) 太陽光:181GW 風力 : 93GW
CCUS付き火力エネルギー (水素燃焼発電を含む)	0%	0%	5%
火力(天然ガス、石炭、石油)	75.7%	56%	0%
スマートコミュニティ (SC)	0%	0%	5%
原子力エネルギー	6.2%	20~22%	35%
年間総発電電力量	1028TWh	1065TWh	1100TWh
脱炭素電源の総発電電力量比率	24.2%	42.2~45.6%	100%

2030年度 電源エネルギー・ミックス (2021年見直し)

「第6次エネルギー基本計画の概要」

2030年度の総発電電力量9300～9400億kWh→930～940TWh*

(*2015年見通しは1065TWh、12～13%削減→電化の促進は?)

再エネで、**36%～38% (約330～350TWh)** を供給を目指す。

水力等の安定再エネで17%、太陽光で14～16%、風力で5%の発電量を目指すと

仮定した場合：太陽光 14～16%：128～147TWh

風力 5%：46TWh → **SW比 (3:1)**

太陽光の設備利用率を14%として、**太陽光は104～120GWの設備容量が必要**
風力の設備利用率を30%(洋上風力の増加3.7GWを考慮)として、**17.5GWが必要**
(**陸上風力**を中心とすれば、設備利用率が24%程度となるため、**21.9GWが必要**)

2021年9月末時点で、導入済みの太陽光は約63GW(認定量は約76GW)、
風力は4.6GW(認定量は約13.4GW)であるので、
太陽光は約1.7～1.9倍、風力は約4～5倍、導入量を拡大していくことが必要。

なお、2030年度の電源構成は、2050年の電力需給で試算したVREによる発電量20%、
SW比4:1よりも、太陽光の割合が少ない3:1であり、安定電源である火力+原子力の割合が
総発電量の60%を越えているため、不足電力の発生は回避できる範囲である。

CN社会を実現するには、非電力部門の脱炭素化も必要！（根拠7-1）

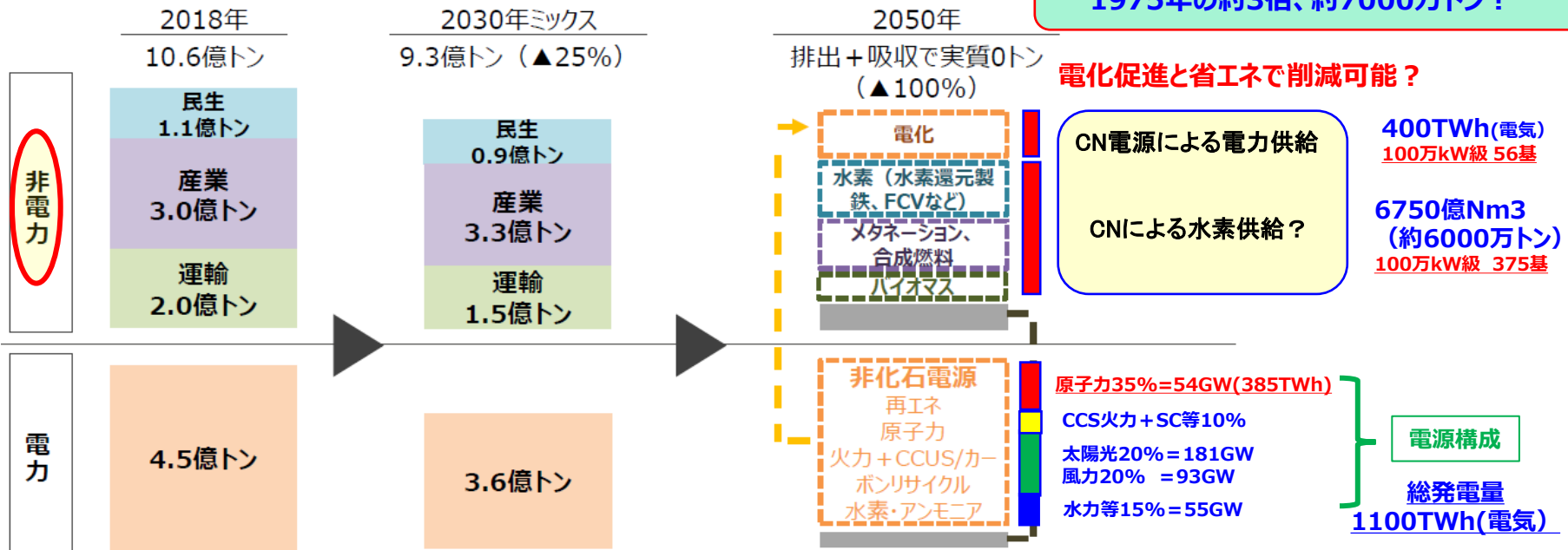
これまで2050年の「発電部門」の電力需要が1100TWhと想定し、そこでの炭酸ガス排出量をゼロにするための電源構成の在り方について検討した。

「安定再エネ15%、変動再エネ40%、CCS付火力とSC等で10%、原子力で35%」を目指して、各発電技術を総動員。しかし、「発電部門」が排出する炭酸ガス量は、非電力部門（「産業」、「輸送」、「業務」、「家庭」の各部門）を加えた全体排出量の4割に過ぎない。

CN社会を実現するのは、非電力部門のCN化も必要。

- ✓ 電化促進による電力需要の増加：1100TWh→1500TWh(+400TWhは基数倍増が必要)
- ✓ 熱利用の殆どを水素利用へ転換：必要な水素供給量は約6750億m³（約6000万トン）*
将来的な低温電気分解の効率向上により1m³あたり4kWで製造できるとしても2700TWhの電力が必要。100万kW級の発電炉375基が必要。水素戦略で2050年に想定している2000万トン/年は、上記必要量の1/3に相当。2/3の削減を想定？

* 世界の水素製造量は年増加し、2018年に1975年の約3倍、約7000万トン！



CN社会を実現するには。。。(根拠7-2)

国内の1次エネルギー合計 20EJ = 5550TWh(熱)

発電部門は45% = 2500TWh

1次Eの90%を越える火力の平均効率42%を用いると 1000TWh(電気)

1100TWh(電気)の場合は、2750TWh(熱)

残りが、「産業部門+輸送部門」 = **2800TWh(熱)**。

400TWh(熱)を電化促進で賄えば、少なくとも400TWh(電気)が必要。

100万kW級の安定電源で賄うには、設備利用率85%として7.2TWh/基より、

56基の発電所が必要。

残り**2400TWh(熱)**を水素Am³で供給するには同発熱量12.8MJ/m³より、

12.8MJ/m³ x A m³/3600 = 2400x10¹²Wh

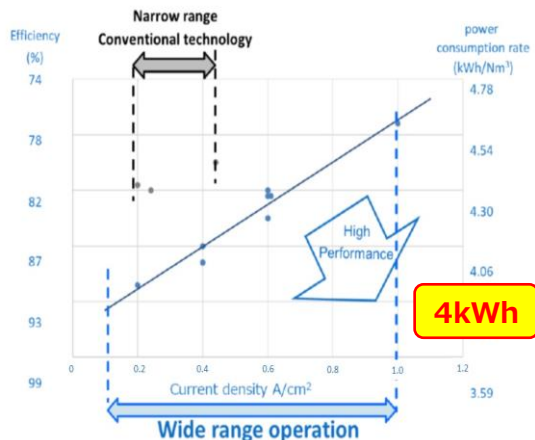
必要となる水素製造量A = **6750億m³ = 6000万トン**

将来的な電気分解性能が、**1m³水素製造に4kWhとなれば**

4x6750x10⁸kWh = 2700TWhの電力で製造可能。

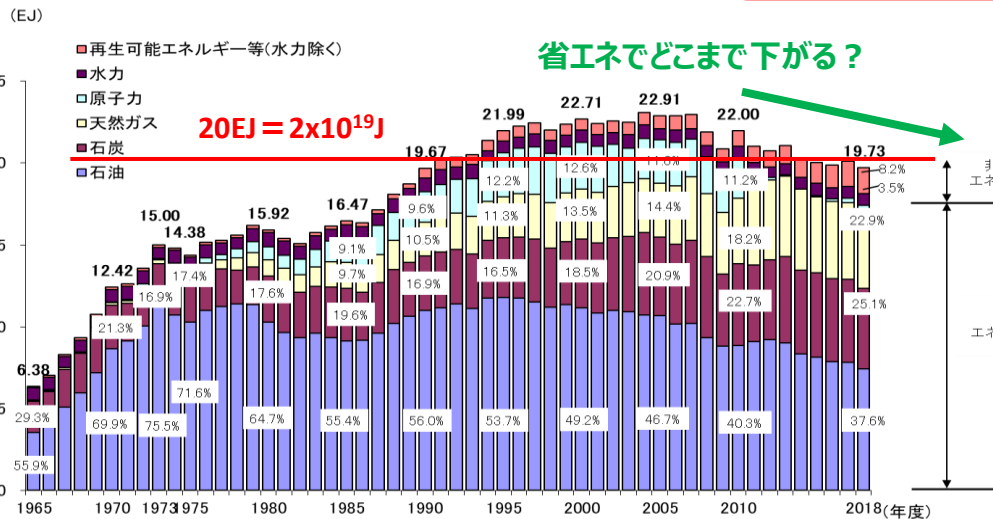
この電力生産には、100万kWの発電所、**約375基が必要!**

**産業+運輸部門での電化促進と
水素供給のためには膨大な電力が必要!!!**

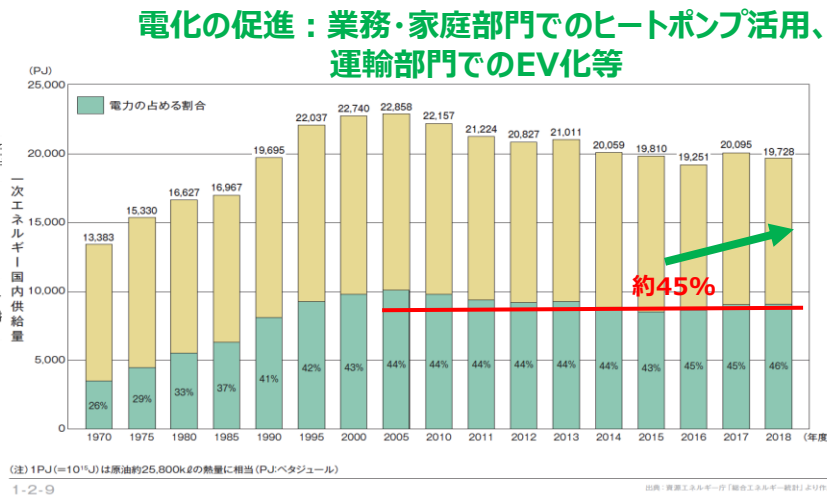


旭化成におけるアルカリ型水電解装置の開発の方向

原子炉の熱と電気で水素を製造する「高温水蒸気電解法」等による、より高効率の水素製造法の開発が重要!



一次エネルギー国内供給の推移



一次エネルギーに占める電力比率

まとめ（その1）

- ✓ 2050年に向けて発電分野でのCNを実現していく困難さ：
 - 国土条件から安定再エネの水力、地熱、バイオマスで15%程度が限界。
 - VRE拡大の中核となる洋上風力は浮体式。技術的成立性と経済性の確保？
 - CCUS付き火力を実現するCCS候補地は未定。経済性と社会的受容性？
 - 欧州のように電力の輸入・輸出による出力調整はできない。
 - 原子力は、総発電量の35%を実現した実績のある発電技術。しかし、福島第一事故以降、国民の信頼を喪失し、リプレイス・新增設の議論がなされず、建設を支えるメーカーも撤退をはじめ、インフラが崩壊しつつある危機的状況。
- ✓ CN実現のための技術が種々提案されているが、日本の国土条件と経済性等から、各技術・電源の導入量には自ずと限界がある。「総力戦」と言いつつ、各技術の具体的な開発目標を定めず、また経済性を考慮した導入可能量の精査も行わず、多くの分野に予算を投下しても実現は困難。
- ✓ 今後のエネルギー需要を削減する省エネの努力継続は重要であるが、日本の産業や生活に必要なとなるエネルギー計画を検討するにあたっては、数字合わせと見える削減量に対応した計画ではなく、現在のエネルギー需要を満たし得るCN技術・電源の供給計画を、その経済性ととも示すべき。
- ✓ 特に、産業・輸送部門でのCN化のために用いられる水素は、その莫大な量の製造に必要な電力を想定すると、発電部門の規模よりも大きくなる可能性があり、海外からの輸入水素で安定供給できる規模ではない。自国でクリーン水素を製造していくには、原子力の熱と電気を用いた水素製造法の実用化に本格的に取り組んでいくべき。

まとめ (その2)

- ✓ CCSは、火力発電により排出されるCO₂貯留するよりも、水素製造効率に行う水蒸気改質法で排出されるCO₂を貯留する方が効率的ではないか？限られたCCS施設を効率的に利用する方策を検討すべき。
- ✓ **原子力は、①再稼働の促進、②運転期間の更なる延長、③次世代軽水炉を建設できる環境整備を行うとともに、④新型炉については実用化すべき技術とR&D対象を区分し、実用化開発に重点投資を行う。**
 - **世界の主要国は原子力と再エネでCNを目指す(ウラン需給の逼迫可能性)**
 - **ロシア、中国、インドは、軽水炉の建設を拡大すると同時に、核燃料サイクルを結実させる高速炉サイクルの実用化を2030年代に実現を目指す。**
 - **フランスは、発電だけでなく、原子力による水素製造で非電力部門のCNを促進。**
 - **米国は、SMRだけでなく、高速炉を含む新型炉開発に大きな投資を開始。**
- ✓ **原子力は、CN電源として次世代軽水炉だけでなく、「高効率で、廃棄物量を削減・有害度低減とウラン資源の制約から解放される高速炉サイクルの実用化」を進め、今世紀半ば以降、必要に応じて導入できるよう開発を進めていくべき。**
- ✓ **CN実現に向けては、発電部門だけでなく、産業・輸送部門でのCN化を促進していくことが必要不可欠。そのためには原子力による発電規模拡大と水素製造の取り組みが重要。その動きは既に世界で始まっている。**
- ✓ **2030年までの3～5年毎に、各技術の課題解決や社会への適用状況をレビューし、エネルギー安定供給、総発電コスト等の経済性、持続可能性等の観点から、国としての開発方針を見直し、選定した技術を着実に開発していく取り組みが必要である。**