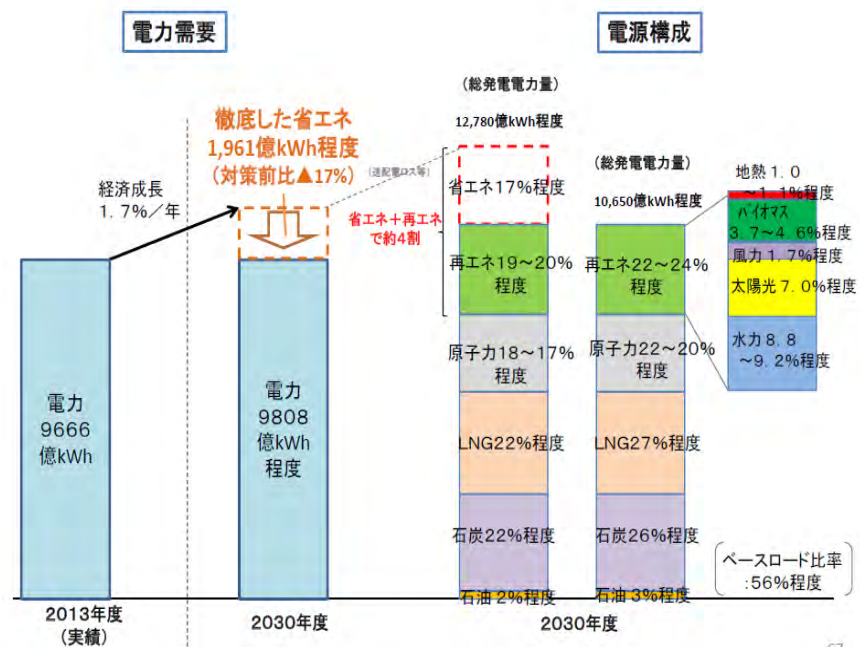


再エネ大量導入による電力系統への影響分析 (2030年電力需給解析)

日本の2030年電力ミックス政府目標



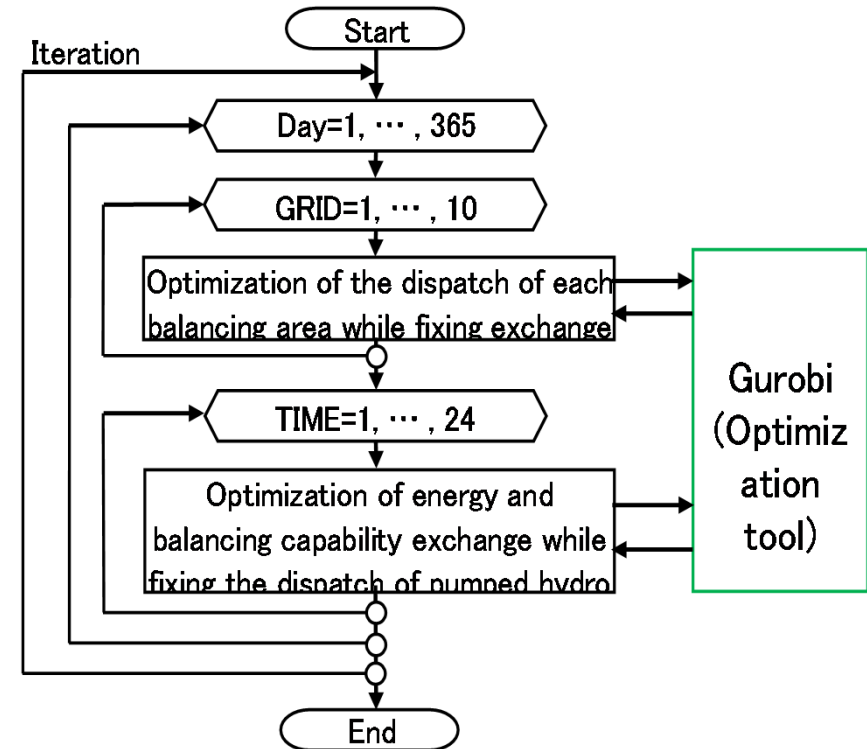
- 2015年に長期エネルギー需給見通しの改定が行われ、その中で2030年に目標とする電力需要と発電電力量の電源構成が示された。
- 原子力22～20%＋再生可能エネルギー22～24%(太陽光7%、風力1.7%)＝ゼロエミッション割合44%、排出原単位の目標は0.37kg-CO₂/kWh。
- この目標は、パリ協定の下で国連に提出された2030年の日本のGHG排出削減目標(2013年比で26%削減)の前提となっている。
- 今後、原子力再稼働が進まない場合、再生可能エネルギー導入目標の積み増しが議論される可能性がある。



長期需給見通しにおける2030年の電力需要と電源構成

需給解析モデルについて

- 1時間単位での需給バランスと調整力バランスを満たしながら、対象期間(今回は8760時間)の燃料費と起動費の合計値を最小化するプロダクションコストモデル「MR」を使用。
- 「連系系統における融通最適化」と「単独系統における揚水運用の最適化」を分割して、系統連系を考慮した日本全国の電力系統を対象に長期間を高速に計算可能であることが特徴である。
- 系統連系における融通最適化では、各系統内のユニット単位の電源の経済負荷配分を行い、費用最小となる電力融通と調整力融通を決定する。
- 単独系統における揚水運用の最適化では、各時刻の連系線の電力融通と調整力融通を固定し、単独系統を対象に揚水を含めた24時間の需給を最適化する。
- 最適化には、数理最適化ソルバー「Gurobi Optimizer」を使用している。



需給調整力を考慮した連系系統の広域需給解析モデルMRのフロー図

出典: 東仁、福留潔、簗津真一郎、野中俊介、荻本和彦、片岡和人、連系線によるエネルギーと需給調整力融通を含む電力需給解析手法、IEEJ-B、No.137、No.2、p83-92(2017)

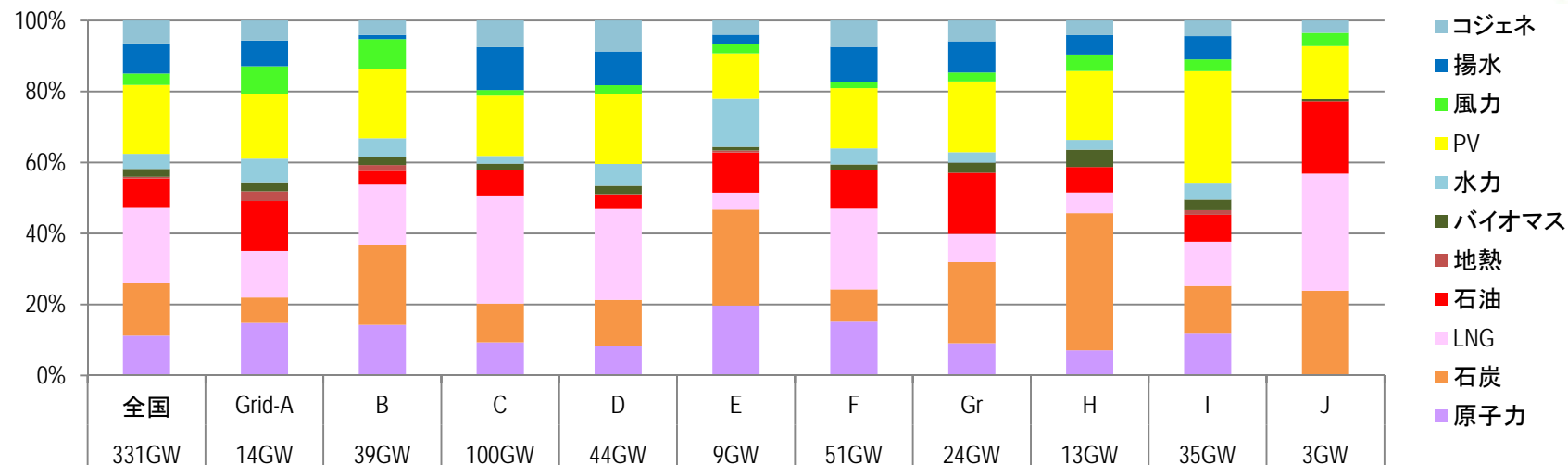
計算条件：変動性と調整力



- 変動量 (= 必要な調整力) として、以下の通り想定
 - 需要と系統電源の故障による変動：毎時の需要の±2%
 - PV発電量の変動：毎時の発電量の±10%
 - 風力発電量の変動：設備容量の±5%（出力が0-15%の領域は、同±0%から線形に15%の時に±5%に上昇）
 これらの合計値を変動量とした。
- 電源等には以下の最低出力、需給調整力を仮定した。

種別	最低出力(定格比)	揚水(充電中)	発電(放電中)	停止中
原子力	100%	-	無し	無し
石炭火力	公開データ(ないものは40%)	-	定格の±5%	無し
LNG火力GTCC 生焚	公開データ(ないものは40%) 公開データ(ないものは30%)	-	定格の±5%	無し 無し
石油火力	公開データ(ないものは40%)	-	定格の±5%	無し
水力 流込式 貯水池式	100% 30%	-	無し 定格の±20%	無し 無し
揚水 定速機 可変速機	30%(100%) 30%(60%)	無し 定格の±20%	定格の±20% 定格の±20%	無し 無し

計算条件：発電設備容量



全国および各系統における電源構成(系統名の下は合計設備容量)

シナリオ名	PV64		PV103	
	PV(GW)	風力(GW)	PV(GW)	風力(GW)
A:北海道	2.5	1.1	4.5	2.7
B:東北	7.5	3.3	13.5	10.9
C:東京	17	1.6	27.4	5.9
D:中部	8.6	1.1	12.9	3.7
E:北陸	1.1	0.2	1.8	0.8
F:関西	8.7	0.9	14.2	2.1
G:中国	4.8	0.6	7.5	2.1
H:四国	2.4	0.6	3.6	1.1
I:九州	11.2	1.2	17.3	2.4
J:沖縄	0.5	0.1	0.6	0.4
全国合計	64.3	10.6	103.4	32.2

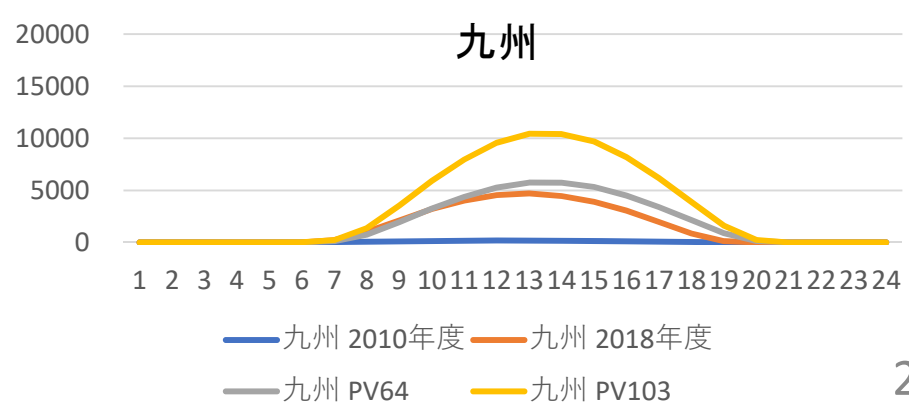
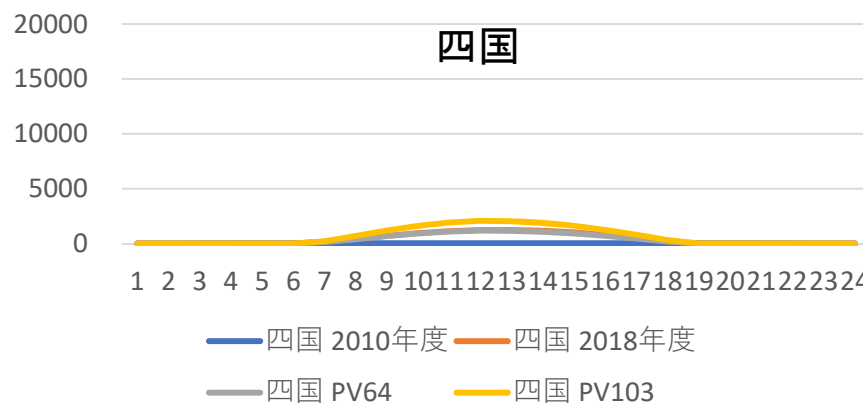
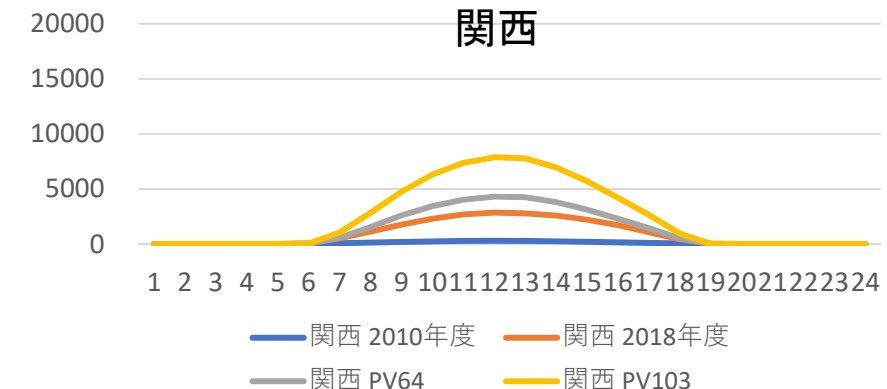
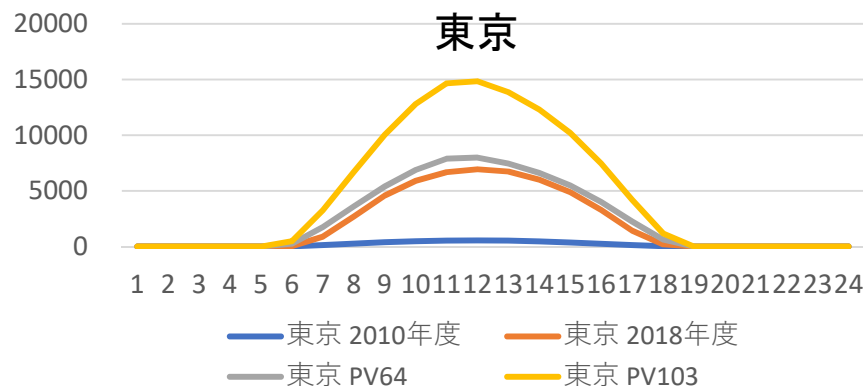
- 上図はPV64シナリオの全国および、系統別の電源構成。
- 原子力、火力、水力、揚水は既設設備に廃止・新設計画を反映してユニット毎に、バイオマス、地熱は長期エネルギー需給見通し参考資料の値に基づいて、設備出力を設定。
- PVと風力は、長期エネルギー需給見通しと整合したシナリオ「PV64」と大量導入シナリオ「PV103」を設定。(下表)

2030年のPV想定



- 2030年の全国合計PV設備量をPV64では政府目標と整合する64GWとし、PV103は文献*の想定に沿って103GWとして、同文献の想定を用いて系統へ配分した。
- 発電パターンは2013年の系統別PV発電パターンと同様とした。
- 東京、関西、四国、九州の4系統における4月の平均24時間PV発電カーブを、2010年度実績、2018年度実績、2030年の2シナリオ(PV64, PV103)で比較。

* 荻本和彦, 片岡和人, 占部千由, 齊藤哲夫(2016)「長期エネルギー需給見通しに基づく我が国の2030年の電力需給解析」エネルギー資源学会 第32回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス, 講演論文集pp1-2

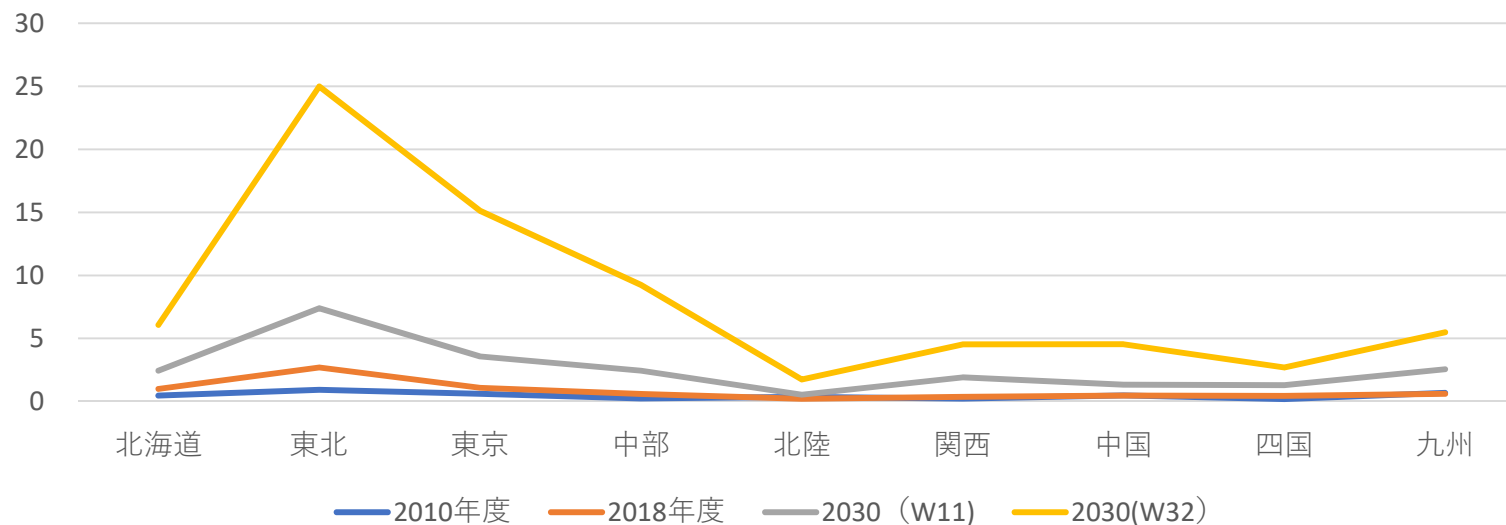


2030年の風力想定



- 全国の風力発電設備導入量をPV64は政府目標と整合する11GWとし、PV103は文献*の2030年想定に沿って32GWとし、同文献の想定を用いて系統に配分した。
- 発電パターンは2013年の系統別の風力発電パターンと同様と想定した。
- 下図は、系統別の年間発電量を、2010年度実績、2018年度実績、2030年度の2つのシナリオ(PV64とPV103)で比較したもの。

* 資源総合システム(2015)「日本市場における2020/2030年に向けた太陽光発電導入量予測」



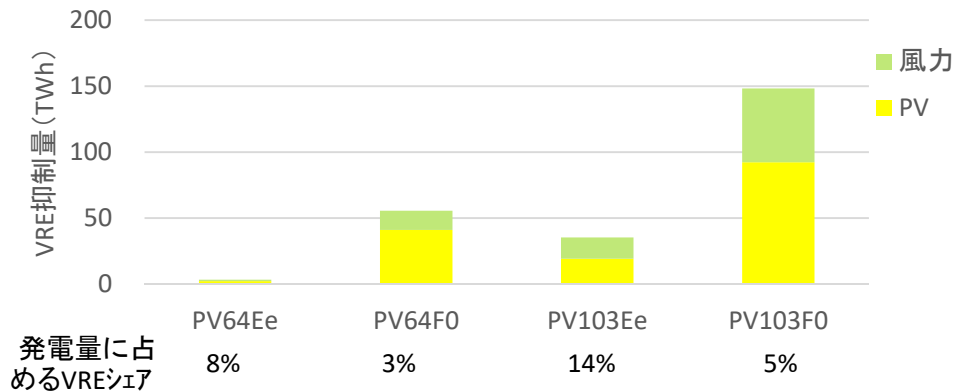
系統別 年間風力発電量 (GWh, 抑制前)

シナリオ分析①: VRE導入量の影響評価

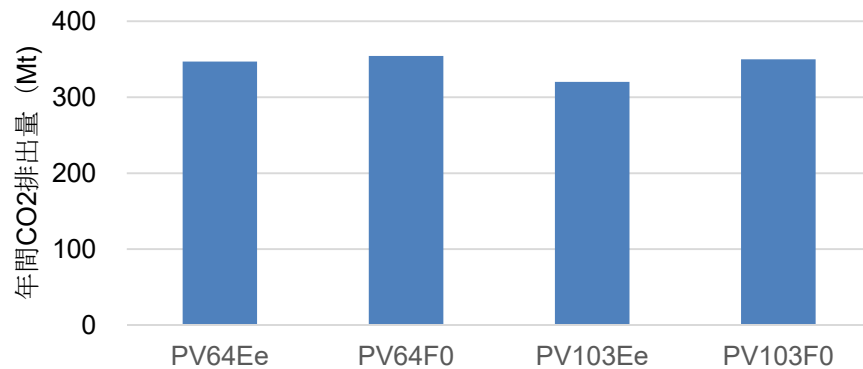


ケース名	VREシナリオ	柔軟性シナリオ
PV64Ee	PV64	柔軟性が全て利用可能
PV64F0	PV64	柔軟性利用不可
PV103Ee	PV103	柔軟性が全て利用可能
PV103F0	PV103	柔軟性利用不可

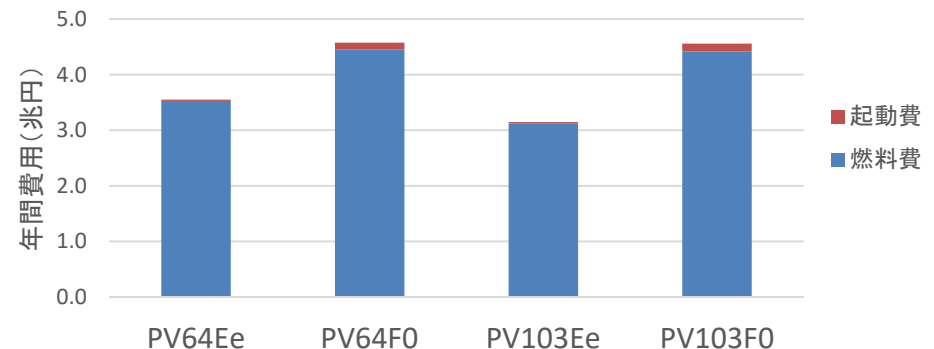
- VRE導入量と柔軟性の利用可能性の異なる4つのケースを計算して比較。
- PV64EeとPV103Eeの比較→VRE導入量が増加すると、VRE抑制量が増加し、CO2排出量、運用費は低下する。
- PV103EeとPV103F0の比較→ VRE導入量が多くても、柔軟性が利用不可の場合は、抑制、CO₂排出量、運用費全て増加する。
- 柔軟性を活用できなければ、導入したVREが十分に活用されず、コストおよびCO2排出を増加させる。



ケース別 太陽光/風力別全国VRE抑制量



ケース別 年間CO₂排出量

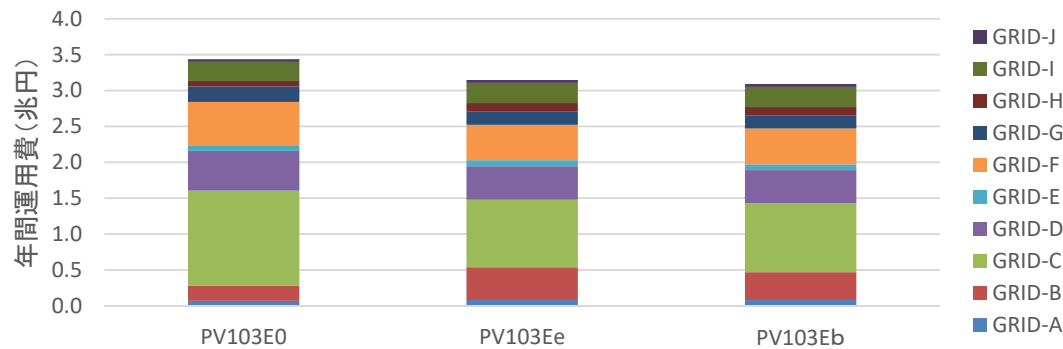
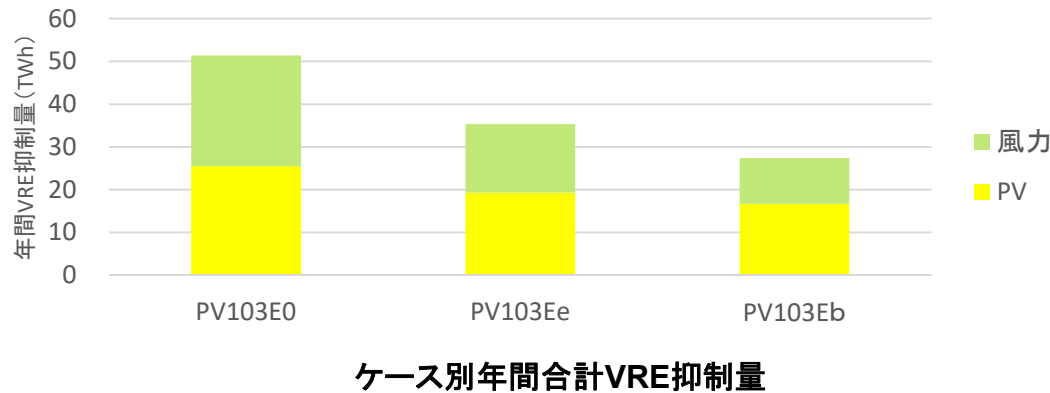


ケース別 年間運用費(燃料費+起動費)

シナリオ分析②：系統連系線の柔軟性の影響評価



ケース名	VREシナリオ	系統連系線の柔軟性シナリオ	
		エネルギー融通	調整力融通
PV103E0	PV103	利用不可	利用不可
PV103Ee		利用可能	利用不可
PV103Eb		利用可能	利用可能



ケース別 年間運用費と系統別内訳

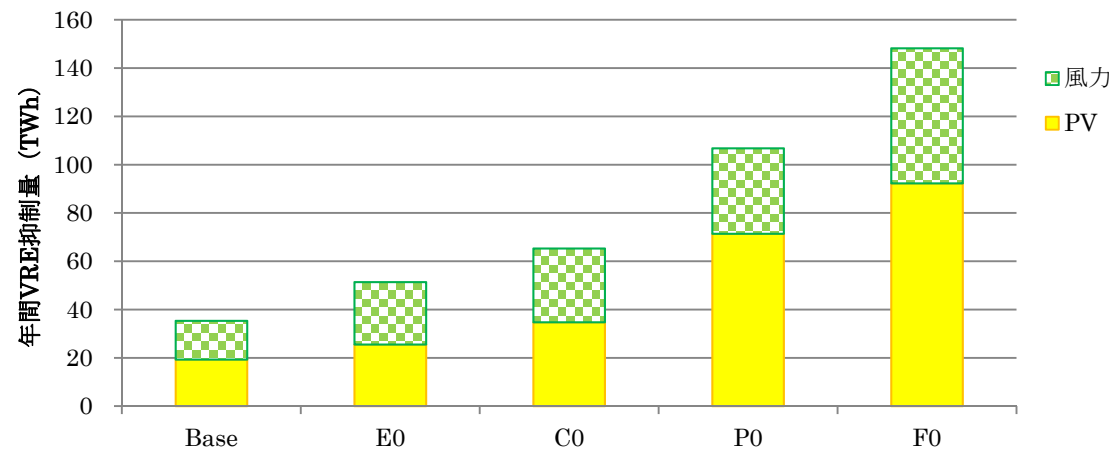
- 系統間の連系線運用の柔軟性の異なる3つのシナリオを設定して分析を行った。
- VREシナリオは大量導入を想定したPV103とした。
- 連系線の柔軟性シナリオ：
 - E0: 系統連系線が利用できないケース
 - Ee: 連系線運用容量を100%電力融通に利用するケース
 - Eb: 連系線運用容量の90%を電力融通に用い、10%を調整力融通に用いるケース
- VRE抑制量： E0 > Ee > Eb
- 年間運用費： E0 > Ee > Eb
- **系統連系線をより柔軟に使う「電力と調整力を両方融通させる」ことで、最も経済率的にVREを活用できる。**

シナリオ分析③: 複数の柔軟性の影響評価



ケース名	柔軟性資源		
	系統連系	石炭LFC	揚水
Base	利用可能	利用可能	利用可能
E0	利用不可	利用可能	利用可能
C0	利用可能	利用不可	利用可能
P0	利用可能	利用可能	利用不可
F0	利用不可	利用不可	利用不可

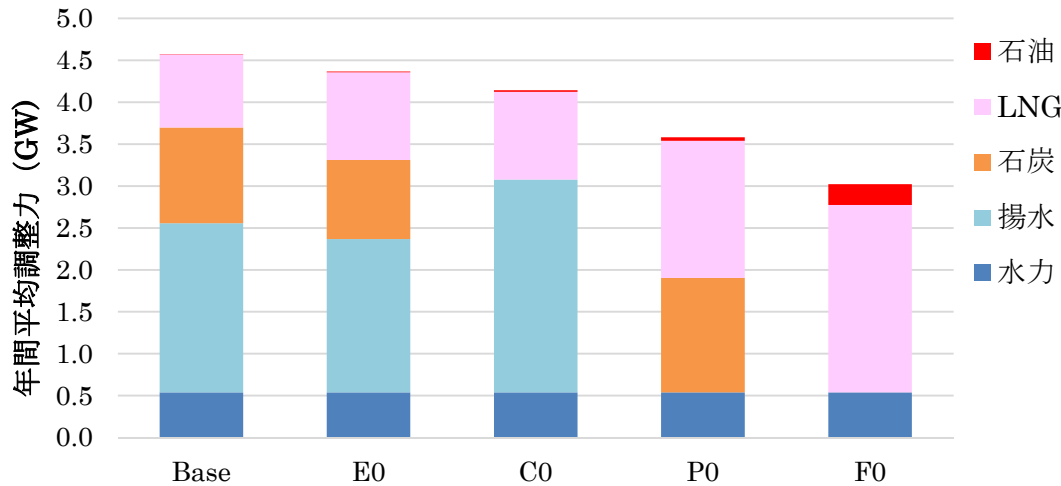
- VRE大量導入を模擬したPV103で、3種類の柔軟性資源(系統連系、石炭LFC調整力、揚水)が提供する柔軟性について、
 - ・全てが利用可能なケース(ベース)
 - ・一つが利用不可のケース
 - ・全て利用不可のケースを計算して比較した。



ケース別 太陽光／風力別 全国年間VRE抑制量

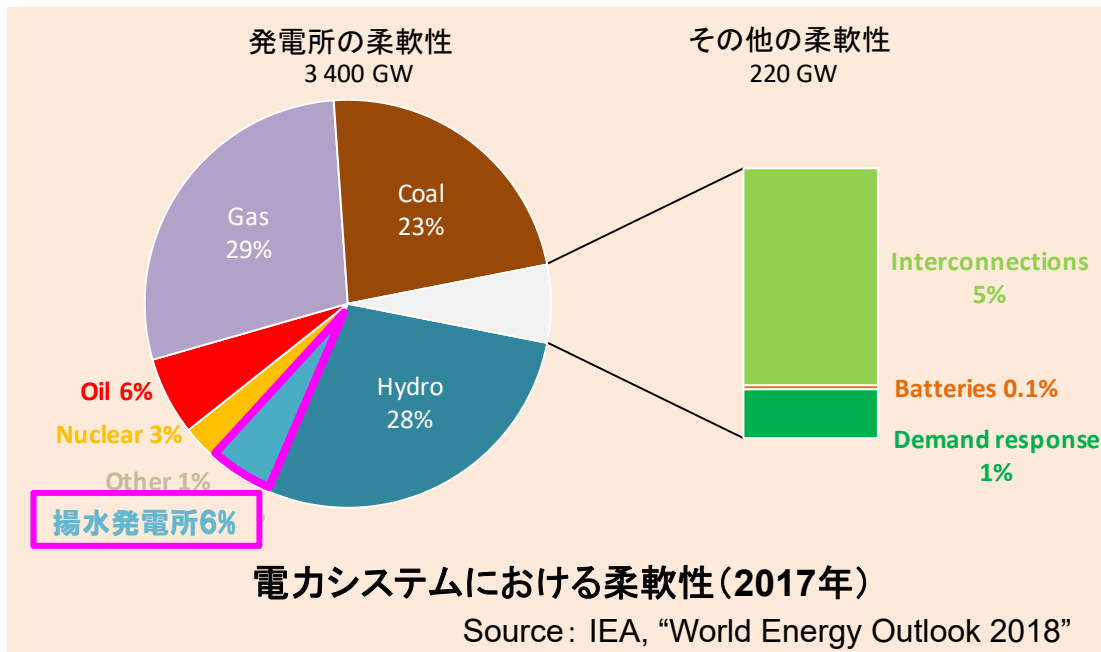
- VRE抑制への影響は、系統連系 < 石炭LFC < 揚水、の順に大きい。
- 揚水は、日中のPVの余剰出力を貯蔵して日没後の点灯ピークで発電することができる(揚水発電の本来機能)ため、揚水が利用不可の場合は、PVの抑制が大幅に増加する。

シナリオ分析③: 複数の柔軟性の影響評価



ケース別年間平均 柔軟性資源種別調整力

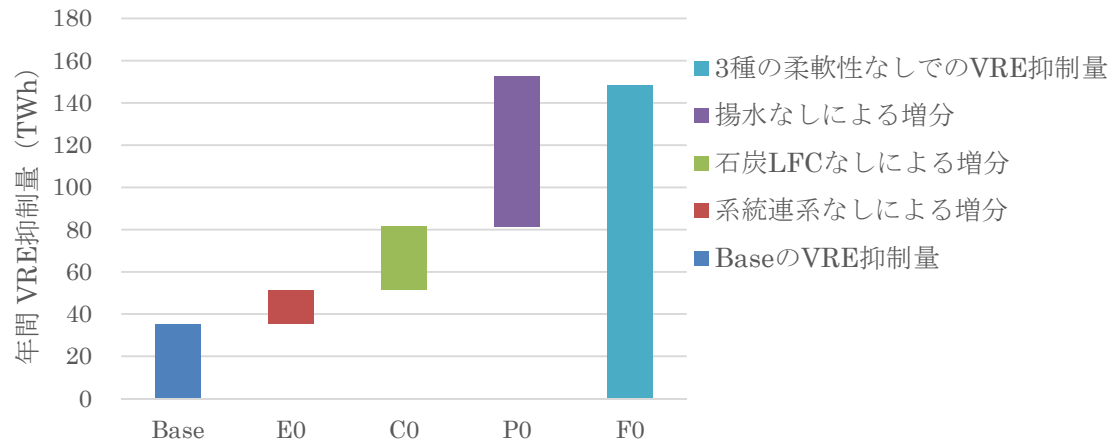
- 各ケースにおいて供給される調整力の年間平均(年間合計値を8760時間で割って1時間あたりの値とした)を、柔軟性資源別に示した。(上図)
- 供給されている調整力の年間合計量は、ベース>E0>C0>P0>F0の関係にあり、調整力の供給量が少ないほどVRE抑制量が増加することを示す。
- ベースケースの調整力の最大の供給元は揚水であり全体の44%を占める。
- これは、IEAによる「世界の電力システムに提供されている柔軟性に占める揚水寄与のシェアは約6%」(下図)に比べて非常に大きい。
- 電源構成に占める揚水の割合が大きい日本の特徴と言える。



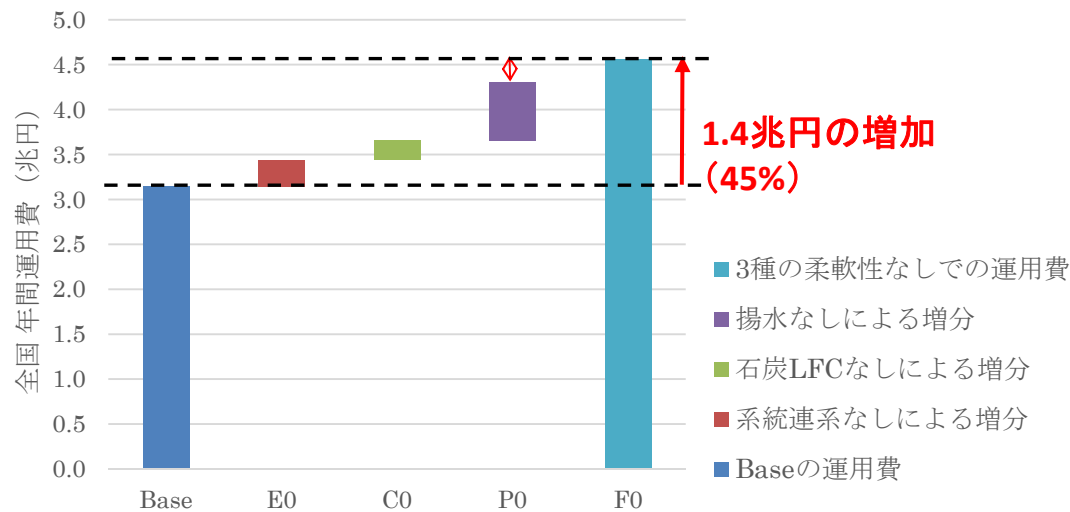
電力システムにおける柔軟性(2017年)

Source: IEA, "World Energy Outlook 2018"

シナリオ分析③: 複数の柔軟性の影響評価



柔軟性欠如によるVRE抑制量の増加の関係(全国年間合計)



柔軟性の欠如による運用費の増加の関係(全国年間合計)

- 3種類の柔軟性が全て利用できるBaseのVRE抑制量に対して、それぞれのベースに対する増分を合計したものを加算すると、3種類の柔軟性が全て利用できない抑制量がほぼ等しくなる。
- 即ち、複数の柔軟性欠如によるVRE抑制への影響は、単独の柔軟性欠如の影響の合計となる。
- 3種類の柔軟性が全て利用できるBaseの運用費に対して、それぞれのベースに対する増分を合計したものを加算したものより、3種類の柔軟性が全て利用できない運用費の方が大きい。
- 即ち、複数の柔軟性欠如は単独の影響の合計を上回る経済性悪化をもたらす負の相乗効果を持つ。

インプリケーション: VRE大量導入のリスクとチャンス



結論

- VRE導入拡大が日本政府目標を大きく超えた場合、柔軟性を十分活用できないとVRE発電が大幅に抑制され、電力システムの経済性を損なう。
- 系統連系線を電力融通に加えて、調整力の融通にも利用することで、更に経済効率的にVREを活用可能である。
- 系統連系、揚水、火力発電の柔軟性をフルに活用できなければ、大量導入されたVREの発電電力が抑制されて大きな経済損失に(最大4.1兆円)。

現状

- 揚水の設備維持が困難になってきており、石炭火力のLFC調整力も十分に活用されていない。
- ⇒ 柔軟性資源から柔軟性を引き出すためには、適切な対価を与える制度設計(しくみ、市場)が不可欠。
…実効性の高い制度設計には、プロダクションコスト・モデルを用いたシミュレーションによる柔軟性評価(ポテンシャルの把握、将来のニーズ評価)が有効。

VRE大量導入に必要なその他の条件

- 予測精度の向上
- 更なる柔軟性の強化: ディマンド・レスポンス、バッテリー、VREの出力制御機能

参考：発電所の柔軟性向上に関するレポート



- IEAの”Status of Power System Transformation”シリーズの1つという位置づけで発行（IEAのHPで公開 <https://webstore.iea.org/status-of-power-system-transformation-2018>）
- IEAと火原協の間で日本語翻訳に関して合意、欧米エネルギー事例研究会において日本語翻訳を作成、火原協ホームページで公開中。

<https://www.tenpes.or.jp/>

<コンテンツ>

- VREシェア増加に伴う新たな発電所の分類（旧：ベース/ミドル/ピーク→新：kWh寄与/kW寄与）
- 時間スケールで区分された6種類の柔軟性
- 発電技術別（石炭、ガス、原子力、水力、バイオマス、風力、太陽光 ほか）の柔軟性ポテンシャル
 - ・・改造例が数多く示されており、興味深い
- プロダクションコスト・モデルを用いた電力システムの柔軟性の現状評価、将来計画
- 国別ケーススタディ（中国、デンマーク、ドイツ、インド）
- 柔軟性推進のための政策オプション（自由化市場向け、規制料金向け）

