

柔軟性向上のための系統蓄電池整備の必要性

- 蓄電池は急速に系統柔軟性を高めることが可能であり、より積極的な普及支援策が必要(2030年40GW、2040年100GW規模が最低でも必要かつ可能)
 - 系統蓄電池:収益性を高める仕組み(容量市場、需給調整市場、マイナス価格)
 - 系統蓄電池:一般送配電会社による自社の整備計画を誘導
 - FIT発電所への事後設置の緩和・優遇を解禁すべき

<接続検討等の受付状況>

(単位) 上段: 件
下段: 万kW

	北海道 NW	東北 NW	東京 PG	中部 PG	北陸 送配電	関西 送配電	中国 NW	四国 送配電	九州 送配電	沖縄 電力	合計
接続検討受付	107	50	222	27	8	25	7	2	134	-	582
	251.3	101.5	140.4	63.8	12.6	48.6	17.2	3.8	239.5	-	878.7
接続契約申込 受付	14	4	3	3	-	2	2	-	10	-	38
	29.9	10.2	12.1	1.5	-	4.8	0.7	-	7.5	-	66.8
連系済	-	-	-	1	-	-	-	-	2	-	3
	-	-	-	0.0	-	-	-	-	0.2	-	0.3
合計	121	54	225	31	8	27	9	2	146	-	623
	281.2	111.7	152.5	65.3	12.6	53.4	17.9	3.8	247.3	-	945.8

注1 2023.1末時点のデータを各一般送配電事業者において集計 (東京電力PGと九州電力送配電は2023.2.9時点)

注2 高圧以上について集計

注3 端数処理により、合計値が合わない場合があります



(出所) 第44回 系統WG (2023年2月28日) 資料2

12

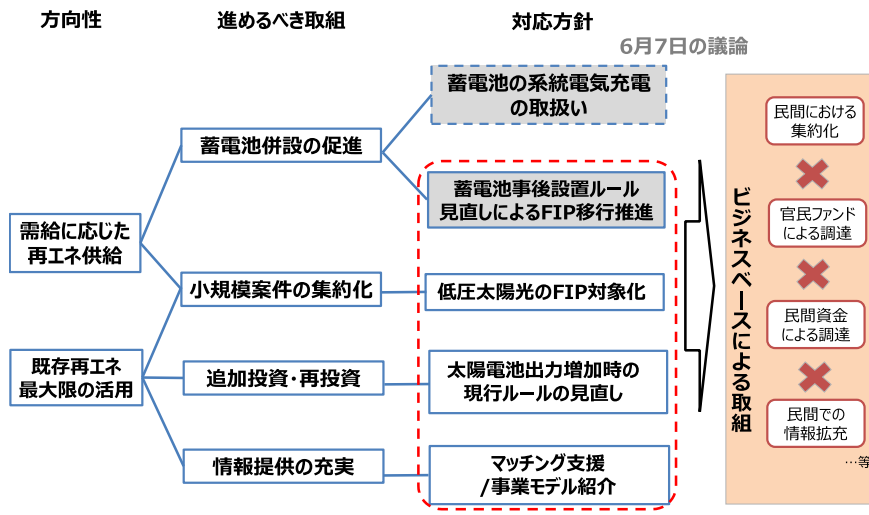
2030年の抑制量見込みと蓄電池整備計画

万kW	北海道電力	東北電力	東京電力	中部電力	北陸電力	関西電力	中国電力	四国電力	九州電力	沖縄電力
抑制量	166.7	1210.9	426.6	340	142	219.6	447.1	90.8	858.9	2.6
蓄電池計画	281.1	111.7	152.5	65.3	12.6	53.4	17.9	3.8	247.3	0
過不足	OK	1099.2	274.1	274.7	129.4	166.2	429.2	87	611.6	2.6

【発電側BTM】FIT発電所事後設置の蓄電池についても、緩和・優遇をすべき

現状はFIT→FIPへの移行ケースのみ事後蓄電池を認める方向

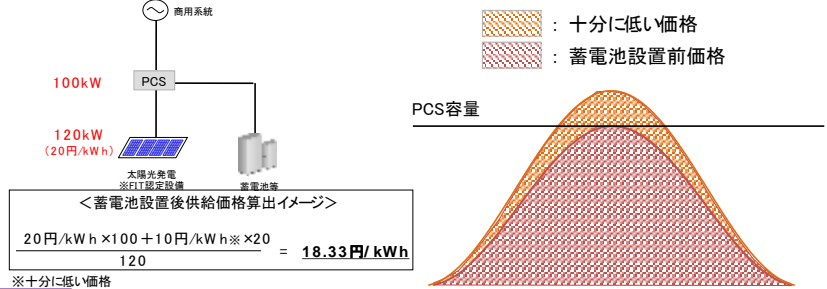
需給に応じた再エネ供給/既存再エネの最大限の活用



FIP移行案件の事後的な蓄電池設置時の価格変更(案)

- 蓄電池を事後的に設置した場合、供給タイミングのシフトが可能となる。他方で、これまで逆潮しなかった再エネ電気について、過去の高価格を基準としてプレミアムを交付するため国民負担の増大につながる懸念があることに十分留意する必要がある。
- このため、国民負担の増大を抑えつつ、蓄電池の活用を促す観点から、FIP移行案件について事後的にPCSよりも太陽電池側に蓄電池を設置した際、太陽電池の出力がPCSの出力を上回っている場合には、発電設備の出力(PCS出力と過積載部分の太陽電池出力)と基準価格(蓄電池設置前価格と十分に低い価格)の加重平均値に価格変更する方向で、本年度の調達価格等算定委員会でご議論頂いてはどうか。
- なお、2022年度以降の新規認定は、FIP制度下、価格変更なく事後的な蓄電池設置が可能。

例: 調達価格20円/kWh、過積載率120%のFIT認定設備に蓄電池を設置してFIP制度に移行する場合



29

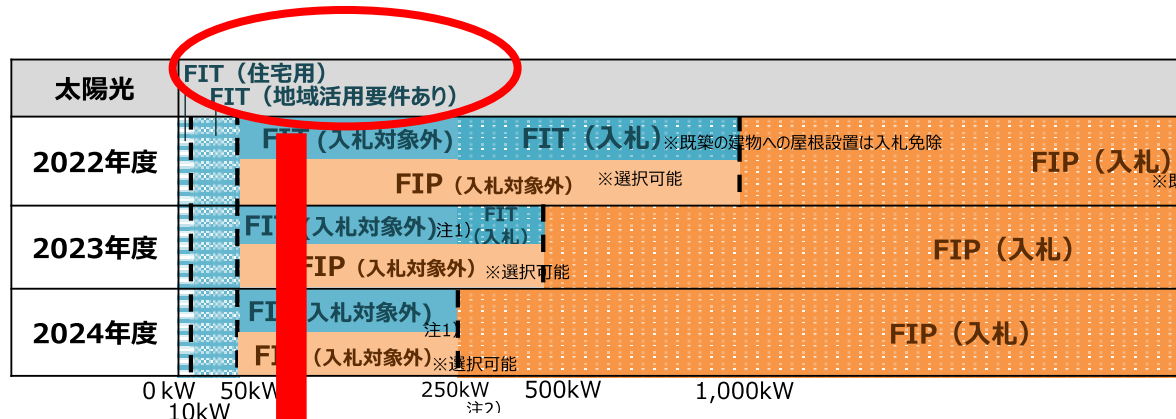
これほどの出力抑制が予見されている現在、柔軟性の飛躍的拡充の観点から、

既存FIT案件のままで事後蓄電池を認めてはどうか

- 各FIT案件も既存価格でファイナンスが組まれており、FIP移行前提では蓄電池整備が進まない可能性大
- 現状の出力抑制の推移では倒産多発の恐れがあり、再エネ維持ができず、行政の不作为でもある
- これを認めれば発電所付設蓄電池を拡充でき、系統全体の柔軟性が向上する社会的便益が期待できる
- 出力抑制回避された分の国民負担は増えるものの、それは本来、事業者が得ていたはずの収益であり、蓄電池投資費用を差し引けば利益はほとんど期待できない

柔軟性向上のための蓄電池整備の必要性

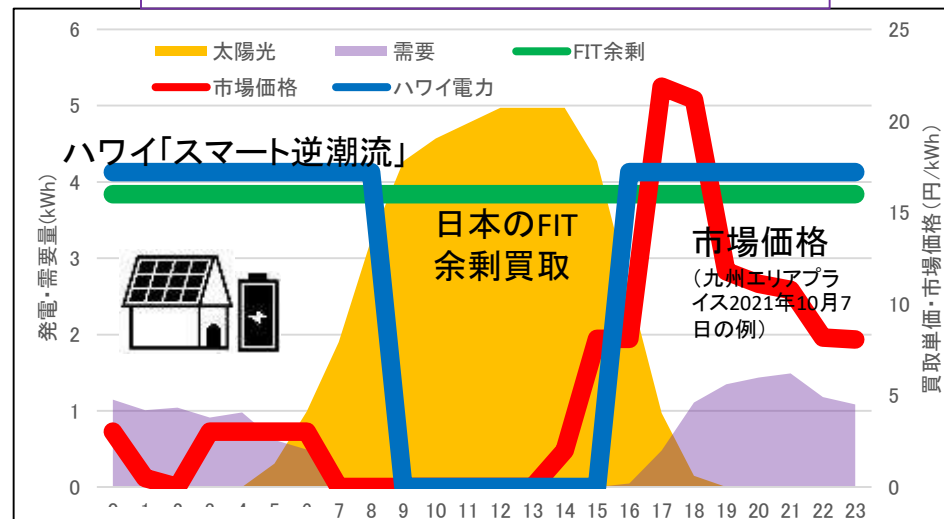
【需要側BTM】余剰FITを見直して、スマート逆潮流による昼間太陽光の抑制・需要側蓄電池普及、そのアグリゲーションによるデマンドレスポンス(DR)拡大をしてはどうか



【出典】調達価格算定委員会「令和4年度以降の調達価格等に関する意見」2022年2月4日

住宅用FIT
の見直し

ソーラー+バッテリー普及を促す
「スマート逆潮流」(ハワイ電力)



【出典】報告者作成

参考資料



**Community
Power**

全国ご当地エネルギー協会

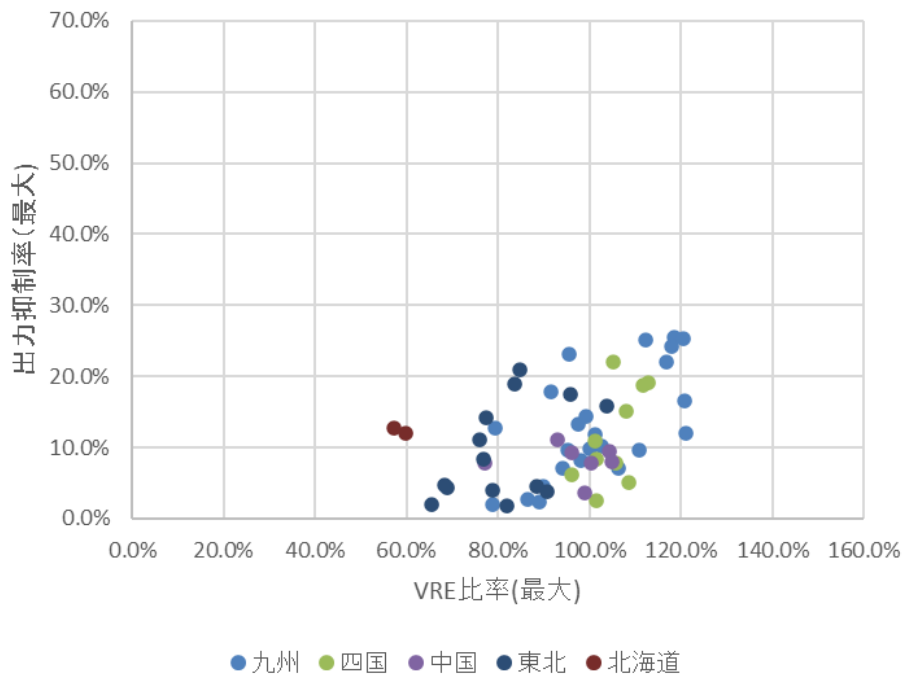
現状は個別に一律50%管理であり、このまま一律で30%に低下させても効果は限定的
 →電源IIIは低需要期には解列・休止する
 →最低出力が低く需要応答の早い天然ガスに寄せる

火力種別	九州電力			中国電力			四国電力			関西電力			中部電力			東北電力		
	発電所	実績	最低出力	発電所	実績	最低出力	発電所	実績	最低出力	発電所	実績	最低出力	発電所	実績	最低出力	発電所	実績	最低出力
電源I・II	2023年4月9日			2023年4月23日			2023年4月9日			2023年4月10日			2023年4月23日			2023年4月1日		
	石炭松浦(USC/SC)	46.6	12.3	三隅(USC)	53.9	34	橘湾1(USC)	15.8	11.9				碧南(USC/SC)	56.2		能代(USC/SC)	63.5	30.6
	芥北(USC/SC)	17.5	17.5	水島(subc)	0	0	西条2(subC)	23.1	0				武豊(USC)	0	0	酒田(subC)	9.9	0
				下関(subc)	0	0.0										原町(USC)	16.3	0
				新小野田(SC)	25.7	17										新地(SC)	32.8	32.8
				玉島(1号はガス兼用)	0	5.95	阿南3	11.9	0							勿来(subC)	18.2	0.0
	石油						坂出3	19.7	7.65							秋田	0	
	石油																	
	コークス炉																	
	LNG新小倉	0	0	水島	17.4	15.625	坂出1,2	9.9	0	(内訳不明)	508.4	210?	川越	64.4	64.4	八戸	0	0
	新大分	69.3	56.5	柳井	35.6	28	坂出4	0	0				西名古屋	49.3	36	仙台	0	0
													新名古屋	40.5	40.5	新仙台	29.6	20.92
													知多	0	0	東新潟1,2	6.8	0
													知多第二	0	0	東新潟3,4	70	58.2
													上越	51.1	36	新潟上越		
電源III	発電所A(松島?)	43.8	15.8	電源開発竹原	74.1	33.25	住友	0	0	(内訳不明)			合計(内訳不明)	10.6		電発・卸電力	121.9	79.8
	発電所B(松浦?)	54.4	31.9	自家発電余剰	8.9	0	電源開発橘湾	34	17.85							自家発電余剰	4.1	0
	卸電力など	37.5	32.2				卸電力など	6	2.7									
	自家発電余剰	5.5	0				自家発電余剰	0	0									
域外送電	(松島・松浦)	249.1	0															

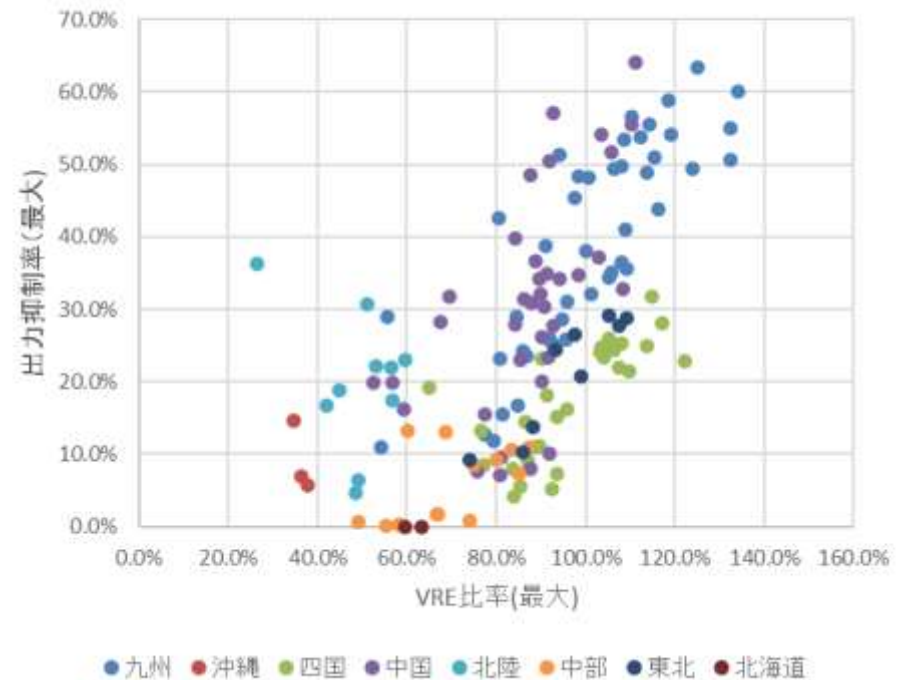
4月・5月のVRE出力抑制の状況(ピーク時):VRE比率

昨年と比べると、今春は「異常」に出力抑制が多い

出力抑制(2022年4月5月)

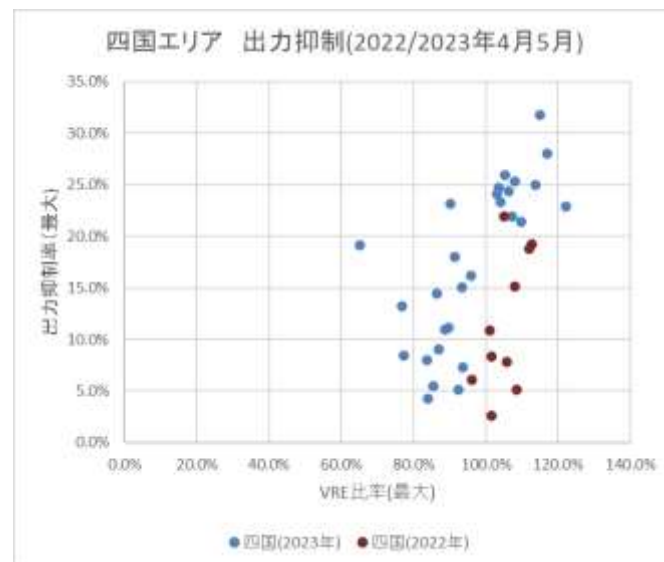


出力抑制(2023年4月5月)



出所:一般送配電事業者データより作成

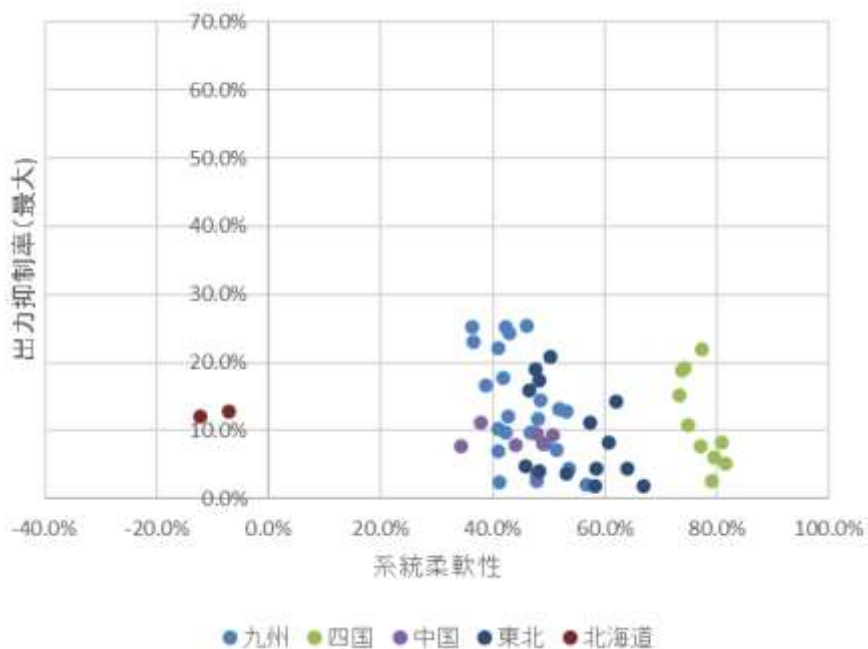
4月・5月のVRE出力抑制の状況(ピーク時):VRE比率 2022年と2023年の比較



4月・5月のVRE出力抑制の状況(ピーク時):系統柔軟性 2022年と2023年の比較

$$\text{系統柔軟性} = \frac{([\text{揚水など}] + [\text{域外送電}])}{[\text{VRE出力}]}$$

出力抑制(2022年4月5日)

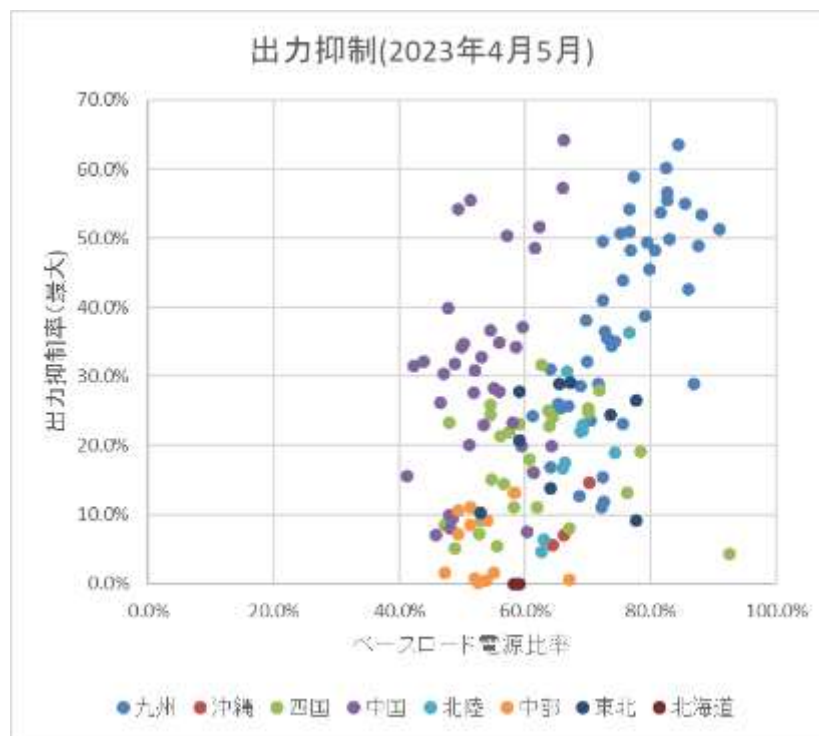
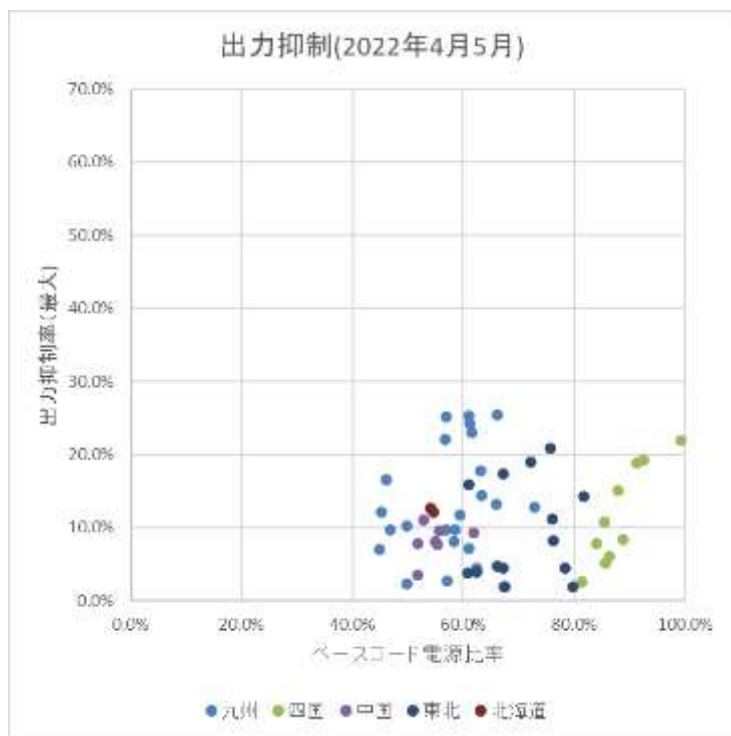


出力抑制(2023年4月5日)



4月・5月のVRE出力抑制の状況(ピーク時):ベースロード 2022年と2023年の比較

$$\text{ベースロード電源比率} = \frac{[\text{原発}] + [\text{火力}] + [\text{水力}]}{[\text{電力需要}]}$$



出所:一般送配電事業者データより作成