

日本の電力市場・制度の弱点と克服策

～同時市場/PJMパワープール/分散型電力システム

2023.12.15

大阪大学大学院工学研究科招聘教授

早稲田大学先進グリッド研究所招聘研究員

(株)環境エネルギー投資 アドバイザー

ERAB(エネルギー・リソース・アグリゲーション・ビジネス)検討会委員

次世代の分散型電力システムに関する検討会委員

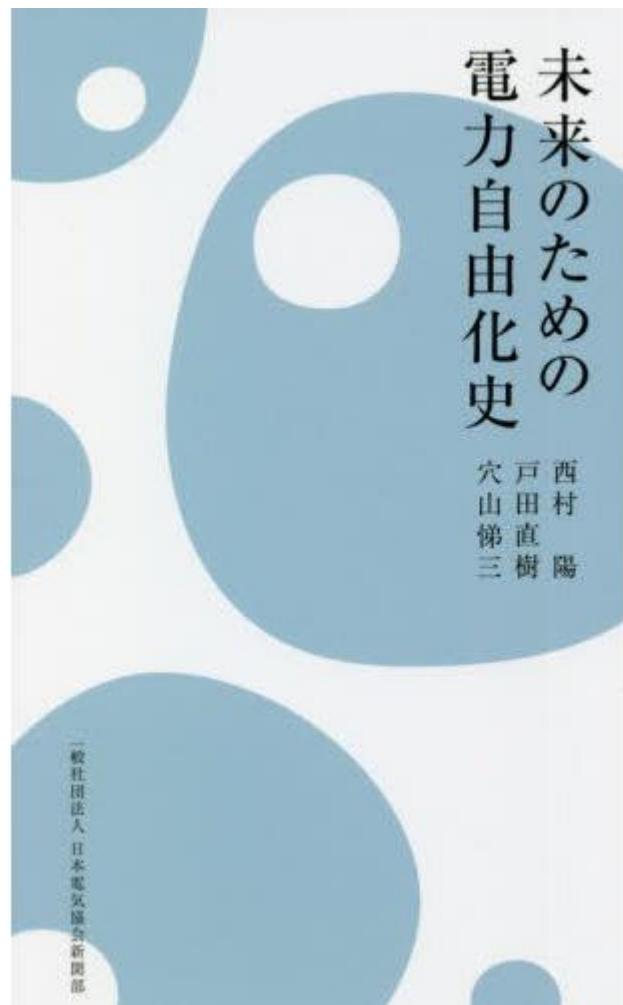
関西電力株式会社

ソリューション本部 シニア・リサーチャー

西村 陽



2021 2月～9月 電気新聞小説欄



これまでこの連載は、1998年のP・ジ
ヨスコウとR・シュマーレンジーによる世界
初の自由化のモデル提示から始まり、欧米の
先行例とその捉え方、「責任ある供給主体」
という日本独特の自由化思想、2000年か
ら最初の10年間の漸進的改革、その後の非対
称規制の暴走による競争進展とその帰結とし

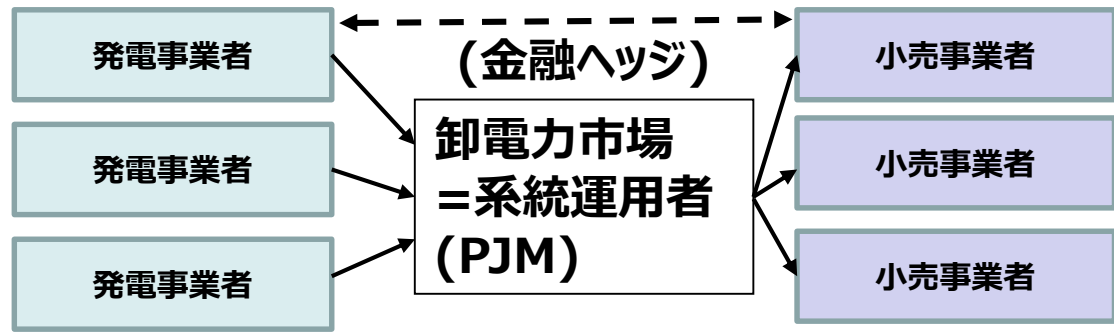


未来に向けて学ぶ「失敗」(1)

○自由化20年を踏まえ、西村・穴山・戸田の三名で2021/2～9月に電気新聞上で連載、10月書籍化。2021初頭の需給危機と市場混乱を受け、エネ庁内・業界で広く読まれた。

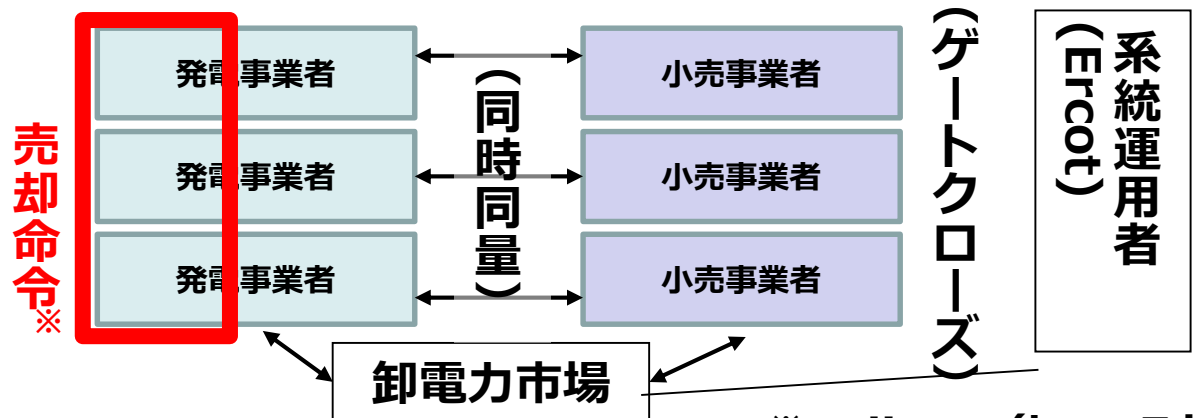
電力自由化市場の設計～パワープールとBG(バランシンググループ)

【集権型・パワープール(米国PJM、NY-ISO、ISO-NE)】



すべての電気は一旦卸市場に入札され、小売事業者は市場から全量調達した電気を顧客に小売りする。(金融的ヘッジはあり)

【分権型・BG制度下のISO化、電源売却命令(米国TX)】



日本と同じバランシンググループ制だが、2大電力会社※は40%以上の電源売却を命令され、卸市場取引も大幅に増大。

※Reliant (ヒューストン)、TXU Energy (ダラス)

日本の場合、エネルギーセキュリティや供給安定性を重視し、電源売却を伴わないBG制度が選択された。(2021 穴山「「サステナビリティ・トランジション」の観点からみたわが国の電気事業制度改革の歩み」他)

日本はなぜBG制度を採用したか～今となっては...

- 当時(1990年代中盤)未熟な強制プールだった英国が結局価格高騰して発電会社の市場支配力を止められず、「**改革は失敗**」⇒「**プールシステムという集権的な仕組みが悪い**」という見方が支配的だった。
- 大きな力を持っていた9電力会社は**系統運用・電力ネットワークが自分の中心であるという考え方が強く**、「それを国にとられる」というわけのわからない対抗心が特に経営層に強かった。
- 9電力にとっては自社の形を崩さず、発電所の所有権を維持できるBG制度ならどんな自由化でも耐えられると思った。
(結果的に大失敗。)

日本の電力改革失敗史(ごく簡単に)

○電力システムは自由化にともななってkWh(電力量)市場、kW(容量)市場、 Δ kW(需給調整市場)の三つが必要になるが、2011年以降kWh市場だけの競争促進で制度を作ろうとし、**発電容量が大幅に余って燃料費が安定している間は通用している気がしていた。**

○2020年代に入って、三つの市場とも2010年代の規制の不具合と再エネ大量導入で不安定化しており、再構築に向けて設計が始まっている。

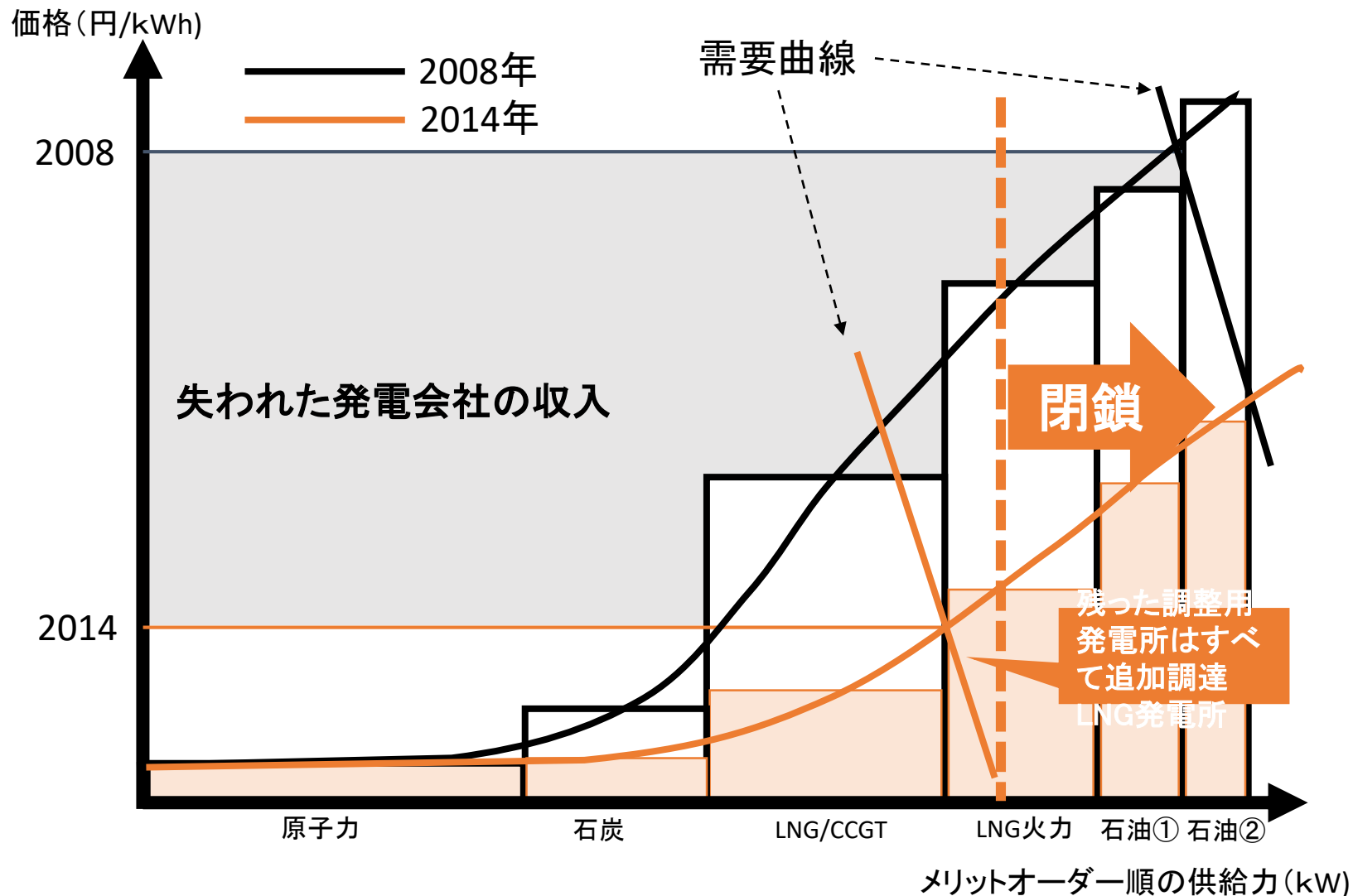
kWh 小売り事業者への要請(長期ヘッジと安定供給貢献)、
大手発電への非差別要請、需給調整市場との同時市場
(この部分では集権型電源最適分配によく似ている)

kW 容量市場+長期脱炭素オークション+予備電源+追加調達

Δ kW 調整力調達から需給調整市場→同時市場検討

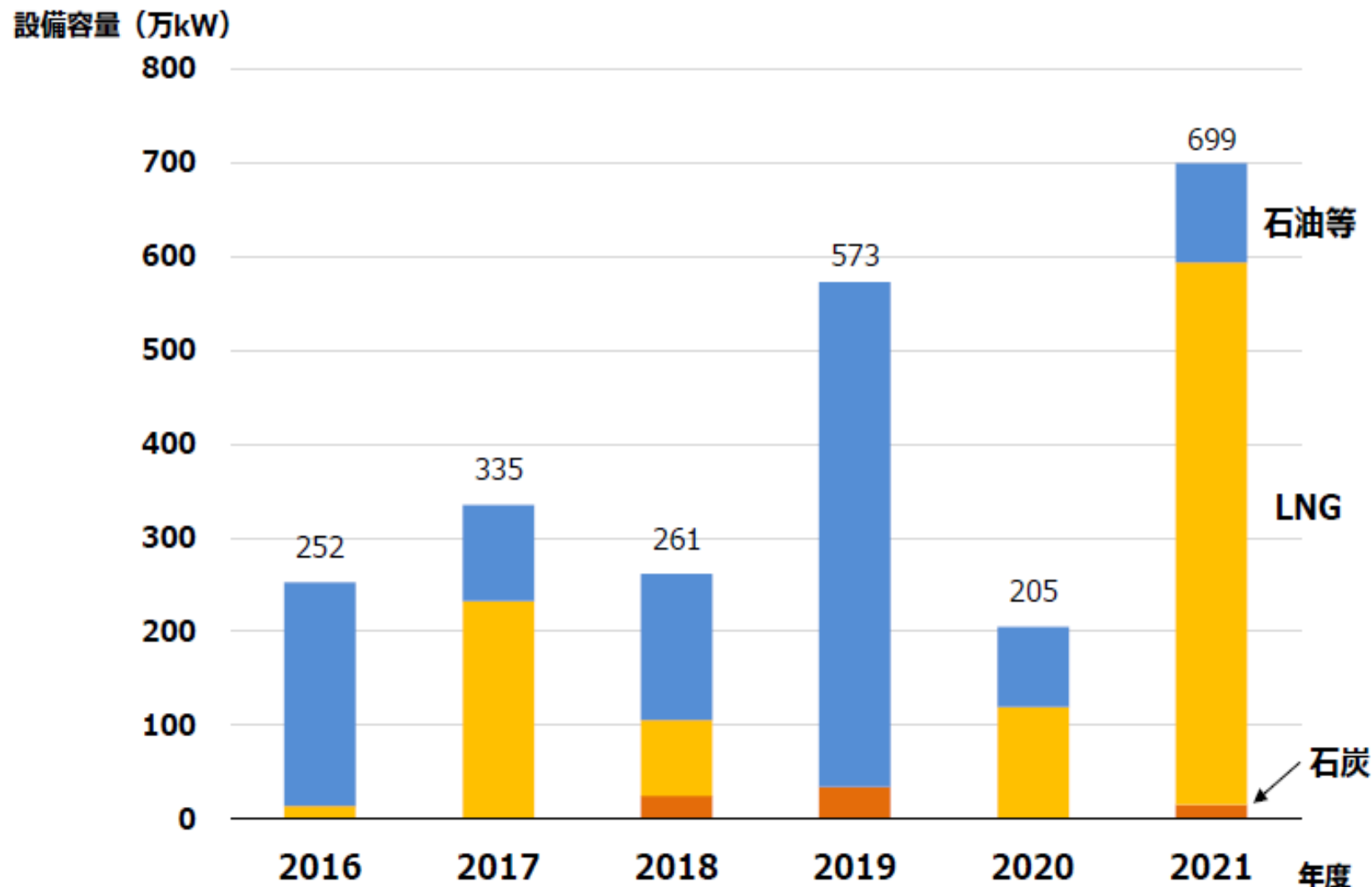
競争最優先政策の失敗～可変費での市場投入

2008年は燃料高で電力需要も旺盛だったが、2014年は燃料安で需要も減少しており、需要曲線が左にシフト。発電会社の収入は激減し、火力発電所の閉鎖が相次いだ



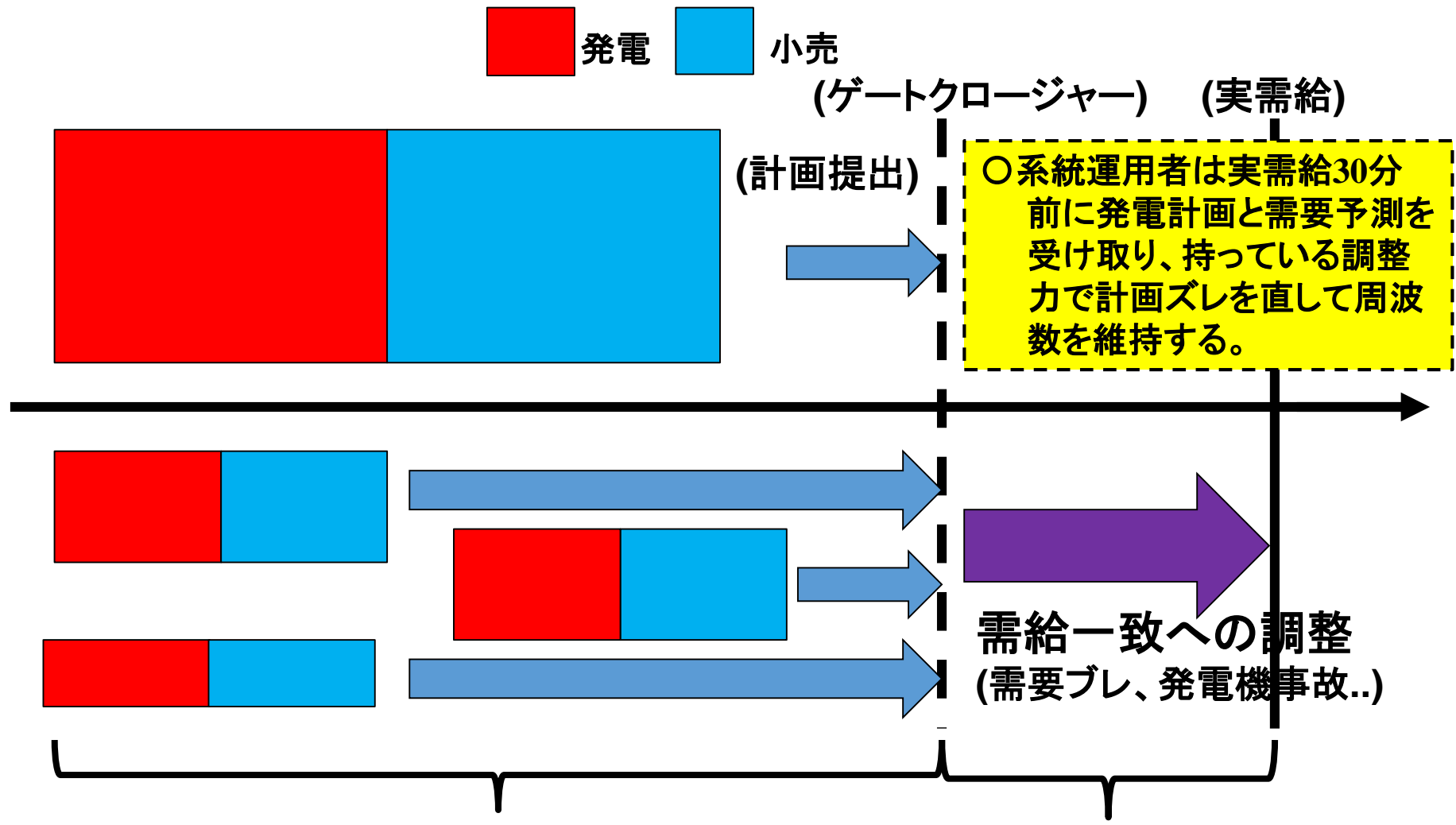
小売全面自由化後の火力発電所の廃止実績

- 2016年度以降、大手電力の保有する火力発電所は、LNGと石油等火力を中心に、毎年度200～700万kW廃止されている（平均約400万kW）。



基礎に立ち戻って考える。

BG制度の枠組みと系統運用者(送配電会社)の信頼度維持



BG = 発電・小売りの担当部分

系統運用者の担当部分

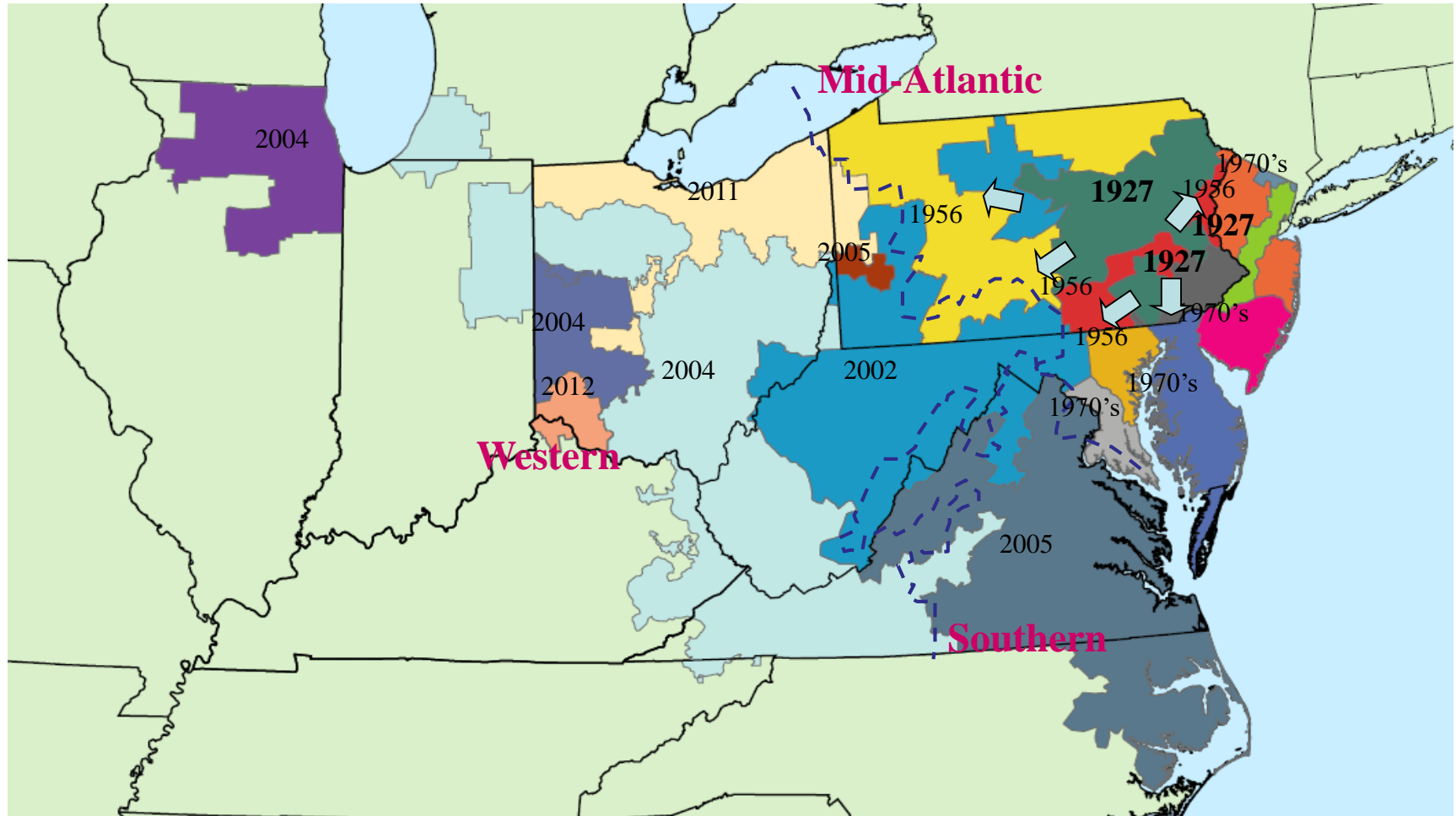
比較的予備力が潤沢で、同時同量インセンティブが効いている中で実効的。

日本の電力制度(BG制度)の本質的弱点とは 8

- 規制当局が系統運用そのものに踏み込まない結果、**表層的な間違った目標(電力取引量や新規参入シェア、インカンバントのシェア低下等)を設定しやすく、システムの的にそれを止められない。⇒再構築**
 - 供給力の最適分配機能がなく(BG毎の責任単位)、予備力縮小になると機能不全に陥り市場運営が困難化する。**
⇒**同時市場のような電源配分(kW/△kW)の仕組みが必要になる。**
- 参考として典型的な集権システム・PJMをみしてみる。**

PJMの拡大経緯

各地域のPJMへの参加年



※PJMは現在、19のゾーンからなり、大きくゾーンは「Mid-Atlantic」「Western」「Southern」の3つあり、混雑の多い「Mid-Atlantic」は取引価格が他地域よりも高い。

PJM(信頼度維持だけを存在目的とするNPO)が需給運用をベースとした一日前市場の運営とそれらに基づく需給運用だけを行っている。(BG責任単位がないので30分同時同量が存在しない)



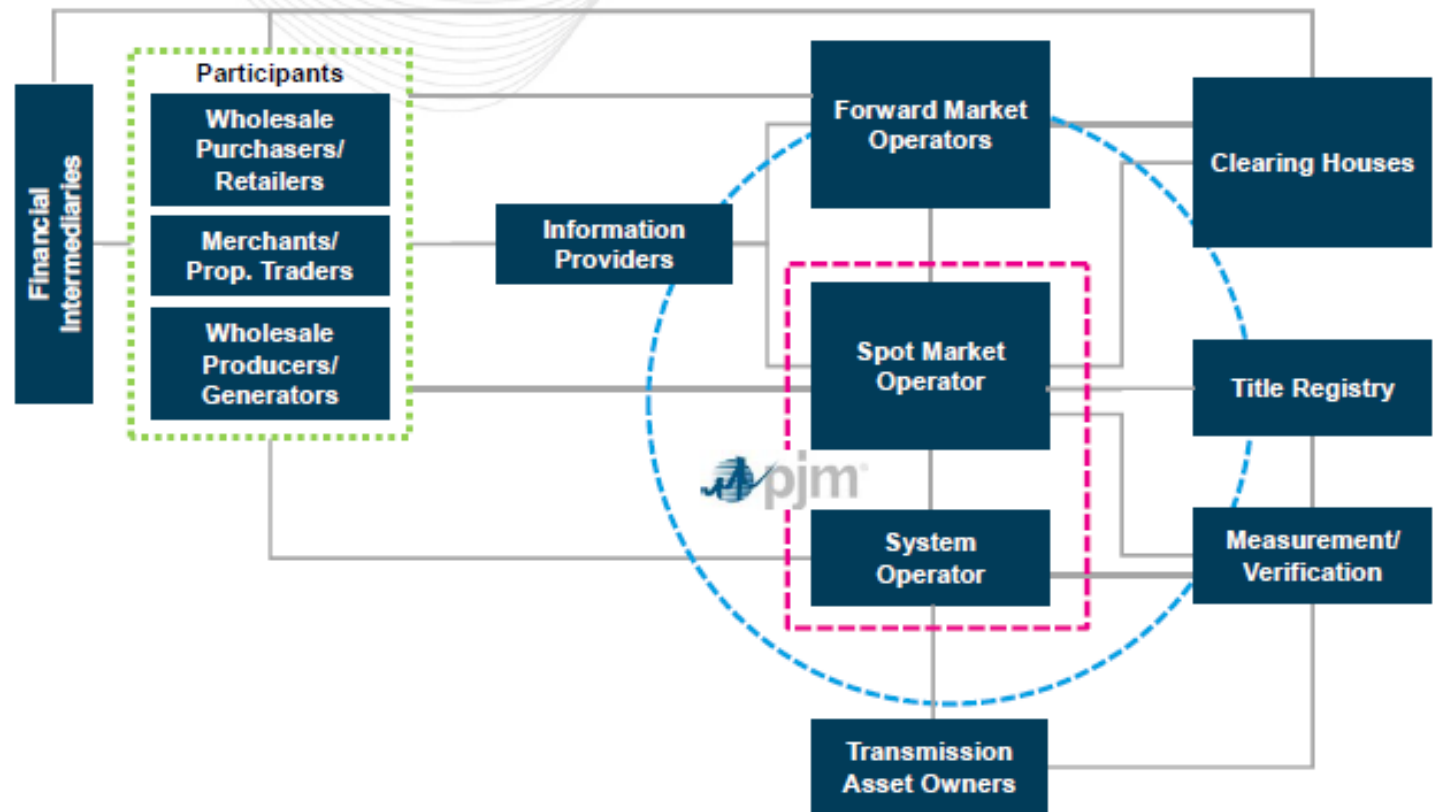
PJM's Role in the Wholesale Market Infrastructure Chain

PJM:

- Operates the system
- Operates the spot market
- Plans the regional transmission system
- Operates an FTR forward market
- Clears its markets
- Publishes information
- Runs the renewable energy certificate registry

PJM does not:

- Own or maintain the transmission network
- Trade in the market
- Operate or clear the futures market



赤枠外に一日前・当日以外の取引(金融ヘッジ)が存在している。

■ **DA市場の締め切りは前日12時**。(16時に約定結果通知)

→ **最適化計算等により一日前予備力(2011年:約7%)も確保、予備力確保は毎日計算**

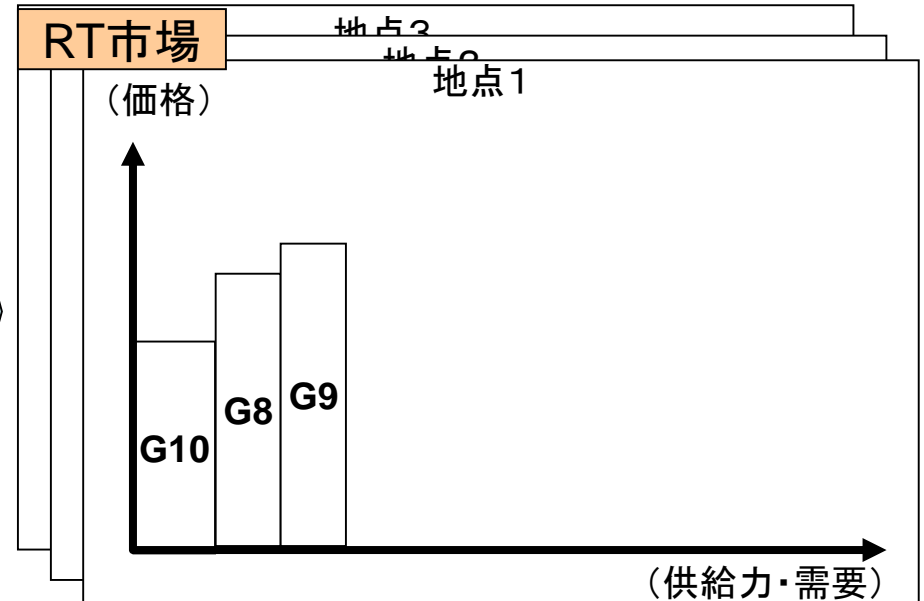
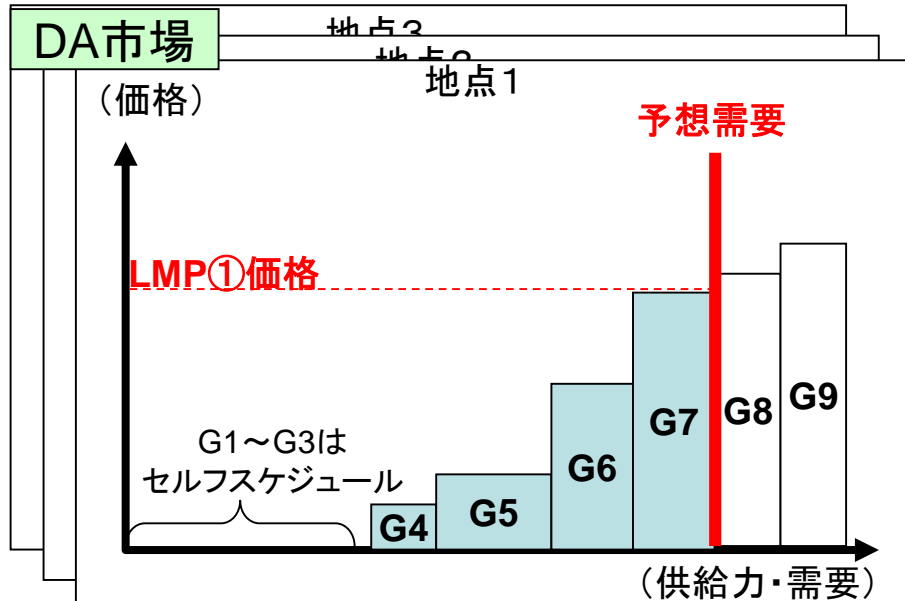
【DA市場】

- ①セルフスケジュール電源は、ゼロ円入札にて成り行き決済。(左下図参照) …スケジュールどおりの運転が保証
- ②相対は「差額決済契約(CfD: Contract for Difference)」に基づく …相対契約価格とLMP価格の差額を互いに精算
- ③(混雑発生時は)各地点ごとに価格がつく(LMP: Locational Marginal Price)。

■ DAで約定しなかった電源について16～18時に、RT市場に「札の差替え」が認められる。

※18時段階で定まるのはメリットオーダーのみで、落札量は確定しない。

■ RT市場ではPJM中給はロードカーブに合わせて、メリットオーダーに基づき、**実需給の5分前に需給マッチングを実施(ここで落札量が確定)LMP決済**(5分毎に価格が決定する)

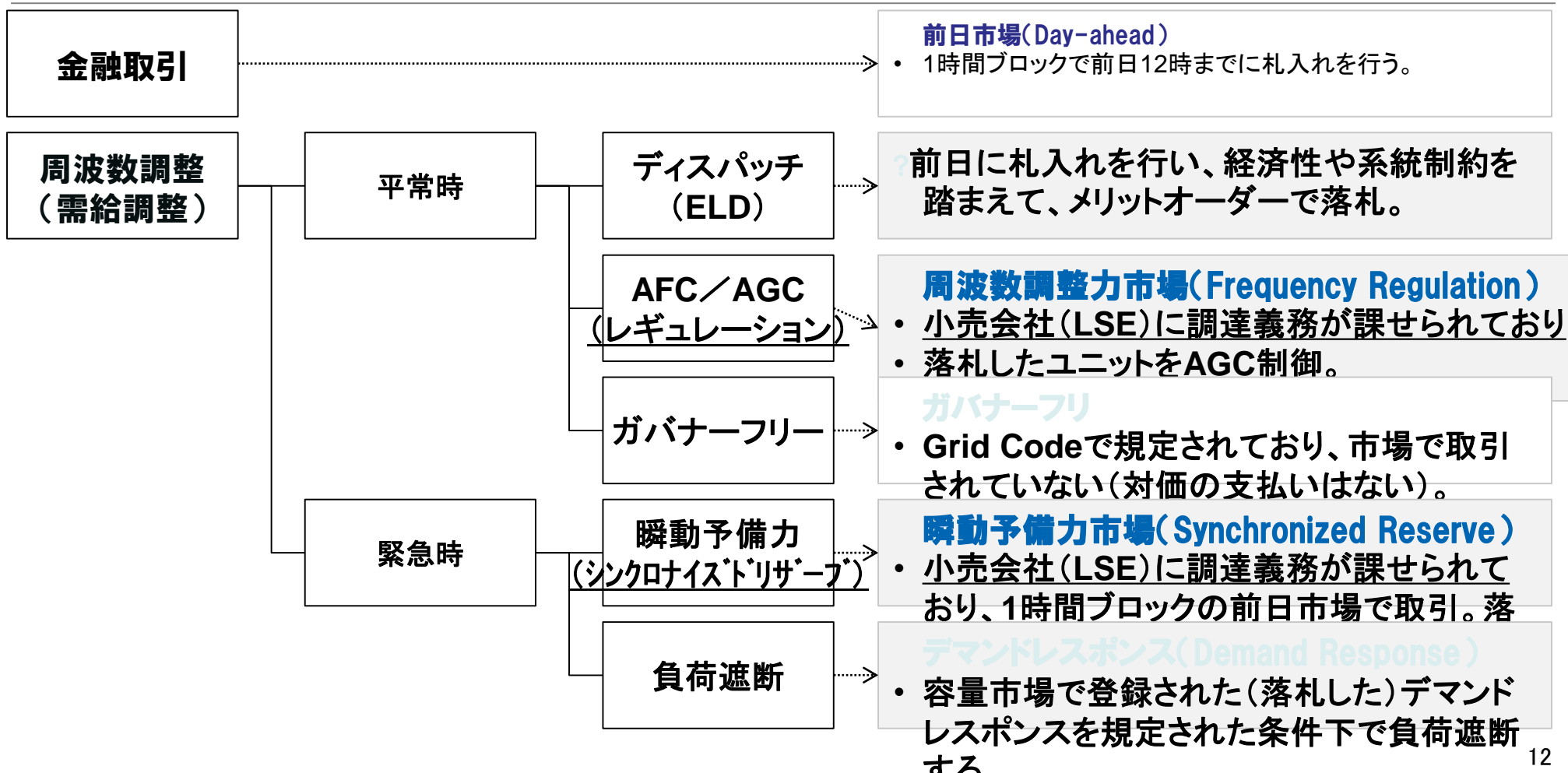


PJMの需給調整力確保と支払い(最後最適化計算)

12

OPJMでは周波数調整について、常時使用するレギュレーション、事故時(緊急時)に使用するシンクロナイズド・リザーブに分けて入札・確保し、かつ緊急警報時には入札を無効化してすべての発電機が緊急指令に従うようルール化している。実際の量の確保にあたっては、一日前市場や運転予備力市場に入札された札(出力)からの抜き取り(Co-optimization)が行われる。

周波数調整に必要な容量確保と運用



パワープールでの小売会社の行動

○小売会社は、自分の顧客の確定需要(スマートメーターのない場合は一ヶ月毎にプロファイリングにより時間帯別割付け)に基づいて全量をPJMへプール価格(エリアのSMP)で購入。

(電源と小売りは紐づいていない→日本の電取・公取の思想と同じ)

○系統コストであるレギュレーション、シンクロナイズド・リザーブ、その他リザーブの請求書もPJMからkWh割で月毎に請求。また小売は自社販売kWに相当する容量市場支払いを週単位でPJM経由で支払い。

○小売会社の変動リスクをヘッジするには、市場で先物を買うか、自社電源とのCfD契約(差額精算計算)を行う。

(電気自体は市場価格なのでこうした金融ヘッジしか方法がない)

→本来大型電源下の電力システム運用の本質は集権的なものであり、ある意味政治的な事情でできたBG制度よりも透明性・信頼度維持能力は当然高い。

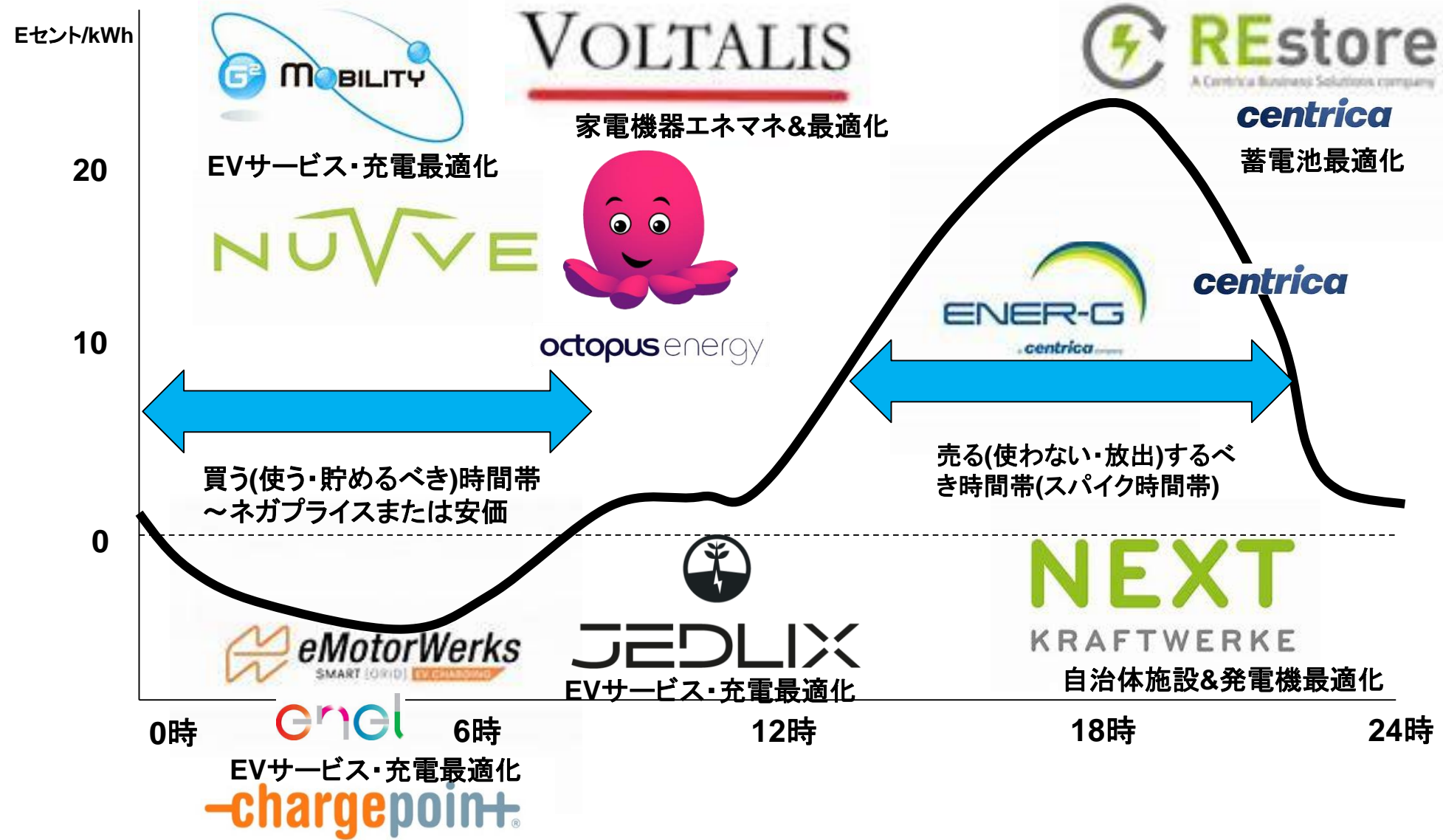
PJMの秘密(制御可能な範囲に再エネを限定)

	ピーク需要 [万kW]	変動性再エネ設備導入量 [万kW]※1			年度
		PV	風力	合計	
PJM	14,793	484 (3.3%)	1,123 (7.6%)	1,608 (10.9%)	2021
CAISO	5,206	1,597 (30.7%)	795 (15.3%)	2,392 (45.9%)	2022
ERCOT	8,004	1,481 (18.5%)	3,623 (45.3%)	5,105 (63.8%)	2022
日本	16,461	6,476 (39.3%)	444 (2.7%)	6,920 (42.0%)	2020
	15,337	11,760 (76.7%)	2,360 (15.4%)	14,120 (92.1%)	2030※2

PJMは信頼度のみを目的とするNPOなので接続OKを簡単に出さないことが堅牢なシステム維持につながっている。

PJMの死角～当日市場を使った分散型資源活用に不向き

○欧州では、**当日市場の価格メカニズムを使ったDERの電気利用シフト**が再エネ大量導入に大きな役割を果たしているが、**ISOだけがDERを使うPJMではそうしたことは難しい。**



日本の電力システムの最重要課題:再エネバランシング

(2022年度の出産抑制日数(OCCTO))

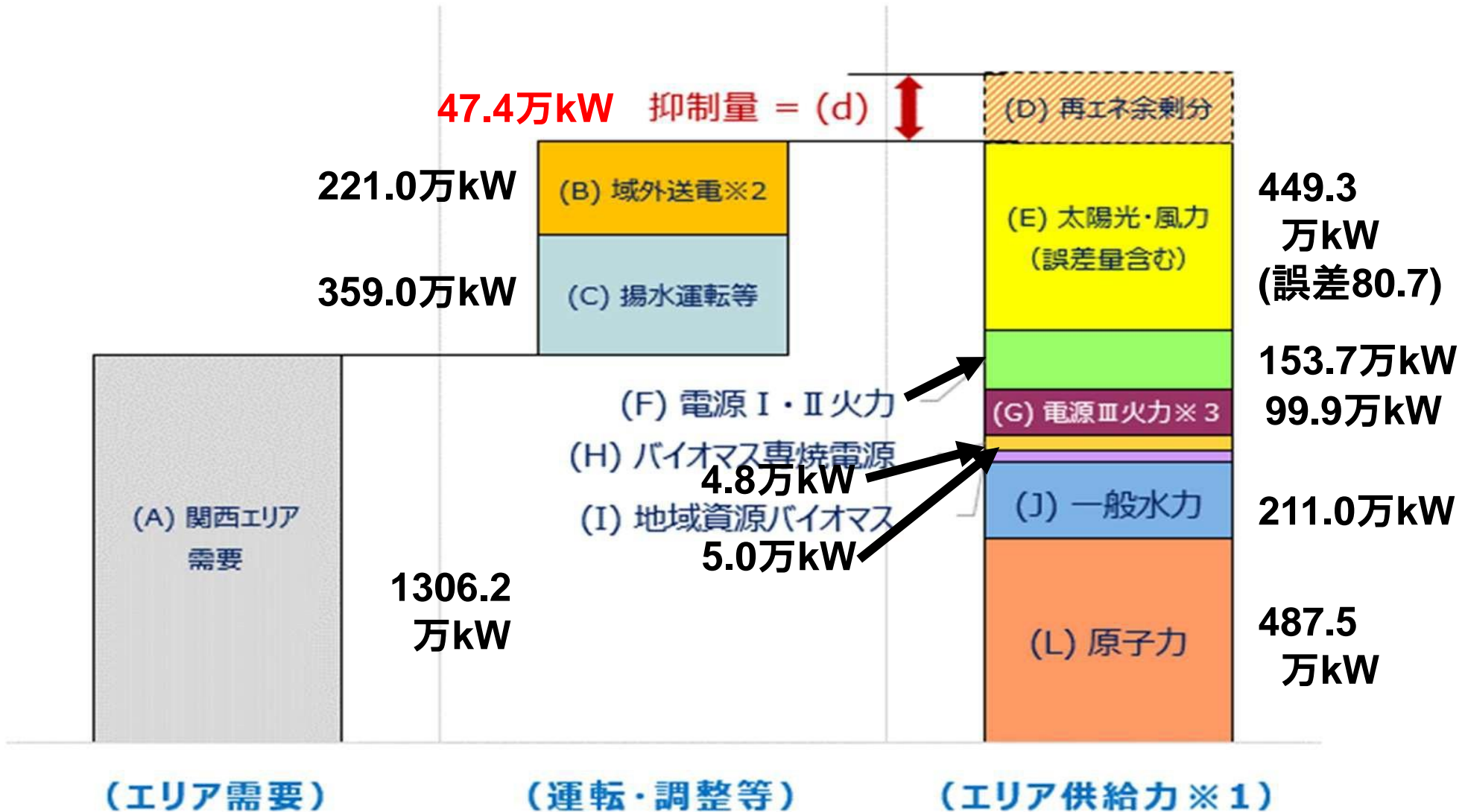
	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	年度計
九州	17	7			1	1	7	4	1	6	13	23	80
四国	4	6										3	13
中国	2	5					2					8	17
北陸	5												5
東北	5	9										4	18
北海道		2			1	2							5
中部		5											5
関西													

せっかく作った再エネが徐々に発電できなくなっている。

※広域機関ホームページより西村作成。太陽光が集中している九州、日照条件が良く需要が小さい四国・中国、風力が多く春需要が小さい東北が多くなっている。

関西電力送配電管内で初の出力抑制(2023.6.4)

(最も下げ余力が少なかった10:30~11:00の状態)



現在考えられている対策・政策

- 更なる再エネの導入拡大に向けて、費用対効果を踏まえつつ、足元で増加傾向にある再エネの出力制御の抑制に向けて、幅広い取組を行っていく必要がある。
- 2021年末に取りまとめた対策パッケージを補完・強化する更なる取組として、以下に掲げるもののほか、どのような取組が考えられるか。

<短期対策>

- 発電設備のオンライン化の更なる推進
- 全国大での**火力の最低出力引下げ等**(揚水の最大限活用含む) —
蓄電池や水電解装置、ヒートポンプによる需要創出 (実は最重要)
- 電源制限装置の設置等による関門連系線の再エネ送電量の拡大

<中長期対策>

- 地域間連系線の増強◆
- 変動再エネ(風力・太陽光)の調整力としての活用 —
価格メカニズムを通じた供給・需要の調整・誘導

※◆は2021年末に取りまとめた対策パッケージに同じ。

再エネバランシングに貢献できるものは何か

19

○大規模ユーザーの蓄電池や生産プロセスはすでに取り組みが始まっており、今後の焦点は家庭用機器(BGの小売り部門と関係が深い)。



エコキュート(1.5~2kW、10kWh)

○現状価格や再エネ抑制指令に合わせて湯沸かし時間をシフトできる機器はごく一部を除いて存在しない。

(今後の買い替え分から対応)

○湯沸かし時間内は1.5~2.0kWの系統電力吸い込みが期待できるが春秋は使用給湯量が少なく、電気料金面も課題



家庭用蓄電池(2kW、10kWh)

○大量普及が期待されるがまだ普及途上。

○現在昼夜間運転や屋根載せ太陽光吸収運転しているものが多く、**系統と連動するにはBMSへの仕込みが必要。**

EV(6~10kWh、50~80kWh)

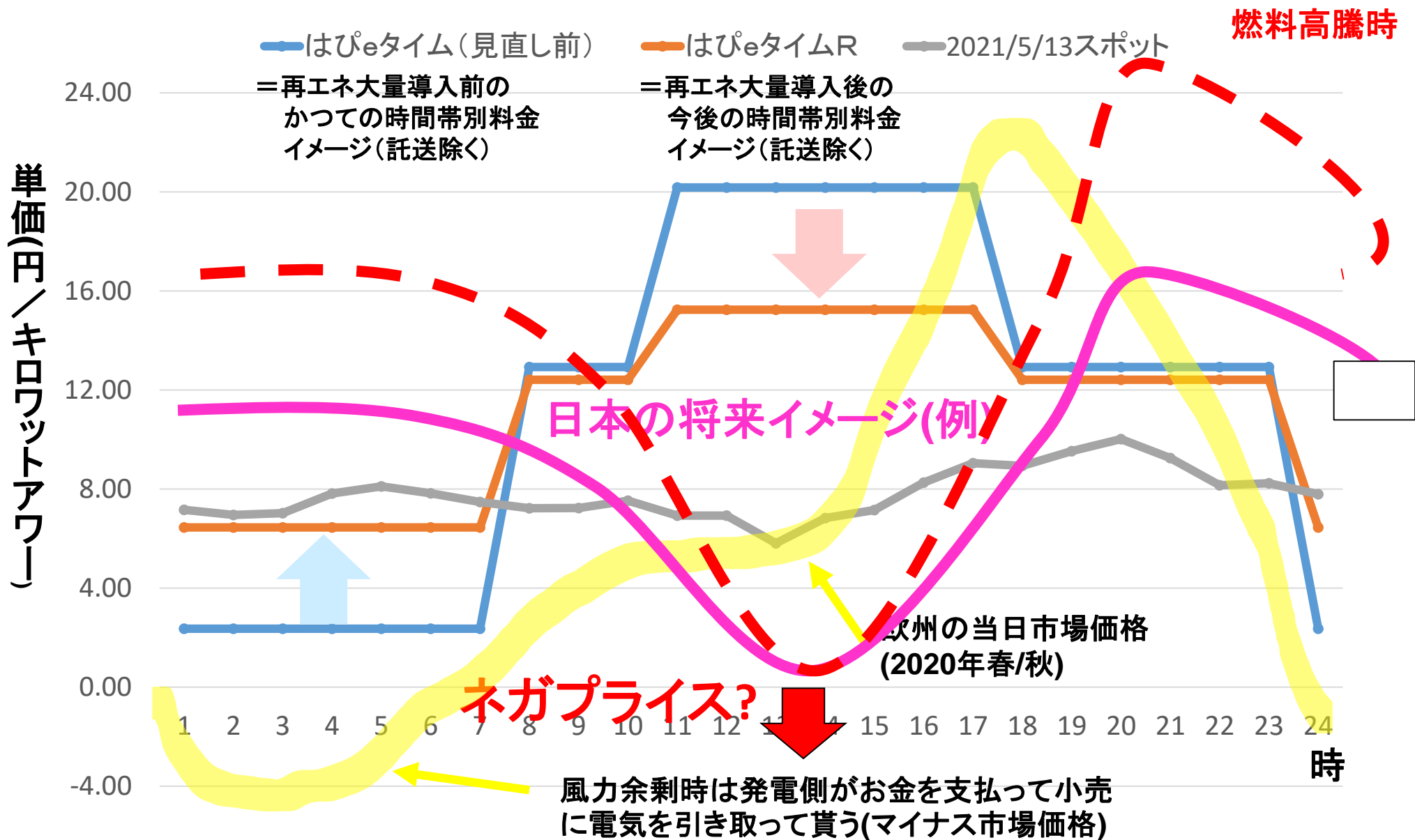
○家庭用DERの中で最も大きな蓄電能力を持つが、走った分しか電池は空いていない。

○**系統側からの信号、または時間毎の料金信号を受ける仕組みをBMS(バッテリー制御システム)に入れないと動作しない。**

⇒場所別の把握やメニュー提示が必要



2030年代中盤に向けた電気の市場価格イメージ



- 予備力を喪失し、再エネバランシングが困難化していく日本において、**PJMの相互最適化のような電源運用の考え方は確かに対処法の一つ**。かつしっかり実務設計すると徐々に**純粹パワープール(電源の系統運用者預かり、BG消滅)に近づく**が、それは電取の廃止、系統運用者の職能の大幅拡大など、**日本の制度とまったく整合しない**。
- パワープールへの接近の死角として**大型電源最適化を軸とした制度は再エネ拡大に弱く**、特に再エネバランシングの鍵であるDER活用に必要な**DERの発掘・拡大・顧客とのコミュニケーション**にはBG(小売り・アグリゲータ)のインセンティブが不可欠(分散型システムの利点)。
 - ①**電源最適配分** ②**DER最大活用を並立させる集権システム・分散システムのハイブリッド**が必要か。