

欧州での**FIP**制度の導入について
日本への示唆
－ **FIP**下での水力発電事業のあり方－

2021年2月25日
京都大学 長山 浩章

目次

(本講演のポイント)

1. 我が国の電力セクター改革をめぐる最近の動き
 - (1) 今後のスケジュール
 - (2) 主要政策目標
2. FIPとは
 - (1) FIPとは
 - (2) バランシングコストとプロファイルコスト
 - (3) FIPによる自立のメカニズム
 - (4) 非化石価値（環境価値）
3. ドイツにおけるFIP
 - (1) ドイツのFIP導入の歴史
 - (2) ドイツにおけるFIP導入の現状
 - (3) FIP制度の運用（日本とドイツ）
 - ① 支援基準価格への入札の導入
 - ② 参照価格と期間の決め方
 - ③ バランシングコスト
 - ④ プロファイルコスト
4. FIP下での水力発電事業のあり方
 - (1) 水力の価値認識の努力が必要では？
 - (2) きめ細かな市場参入戦略
 - (3) 揚水ポンプロスに対する託送料金免除の働きかけを

今日主張したいポイント

(1) 今後のスケジュール

2020年6月、再エネ特措法改正を含む「強靱かつ持続可能な電気供給体制の確立を図るための電気事業法等の一部を改正する法律（以下「エネルギー供給強靱化法」という）が設立した。これにより、市場連動型のFIP制度、系統増強への賦課金投入、太陽光発電設備の廃棄等費用の積立てを担保する制度、長期未稼働案件に対する失効制度等の抜本見直しの内容が措置され、2022年4月から施行されることとなっている。（エネルギー供給強靱化法に盛り込まれた再エネ特措法改正法に係る詳細設計（案））

	年度	2017 (平29)	2018 (平30)	2019 (令1)	2020 (令2)	2021 (令3)	2022 (令4)	2023 (令5)
法律の整備	エネルギー基本計画	第1回情勢懇談会	▲ 第5次エネルギー基本計画閣議決定（2030年の電源ミックス） ・ 情勢懇談会提言 – エネルギー転換のインシナティブ –			▲ 第6次エネルギー基本計画閣議決定 (菅政権になり前倒しで、6月には方針を決める予定)		
	再エネ特措法			▲ エネルギー供給強靱化法成立閣議決定	▲ エネルギー供給強靱化法成立公布		▲ 施行(FIP制度創立)	
	電気事業法(注1)			▲ エネルギー供給強靱化法成立閣議決定	▲ エネルギー供給強靱化法成立公布		▲ 施行	
	省令					▲ 省令公布	▲ 施行	
実施	発電関係				▲ 容量市場入札開始		▲ 容量契約発効	
	需給調整関係					▲ 需給調整市場一部運開	▲ アグリゲータライセンス	
	送配電関係				▲ 発電から送配電の法的分離		▲ 配電ライセンス	
	新託送料金制度(注2)					▲ 料金制度WGの取りまとめ ▲ 省令改正等(2021)	▲ システム開発等	▲ 新託送料金制度施行

(注1) 電気事業法 <https://elaws.e-gov.go.jp/document?lawid=339AC0000000170>

(注2) 経済産業省令の一般送配電事業託送供給等約款料金算定規則 <https://elaws.e-gov.go.jp/document?lawid=428M60000400022>

強靱かつ持続可能な電気供給体制の確立を図るための電気事業法等の一部を改正する法律〔エネルギー供給強靱化法〕概要

背景と目的

自然災害の頻発

(災害の激甚化、被災範囲の広域化)

- 台風（昨年の15号・19号、一昨年の21号・24号）
- 一昨年の北海道胆振東部地震 など

地政学的リスクの変化

(地政学的リスクの顕在化、需給構造の変化)

- 中東情勢の変化
- 新興国の影響力の拡大 など

再エネの主力電源化

(最大限の導入と国民負担抑制の両立)

- 再エネ等分散電源の拡大
- 地域間連系線等の整備 など

災害時の迅速な復旧や送配電網への円滑な投資、再エネの導入拡大等のための措置を通じて、強靱かつ持続可能な電気の供給体制を確保することが必要。

改正のポイント

1. 電気事業法

(1) 災害時の連携強化

- ① 送配電事業者は、**災害時連携計画**の策定を義務化。【第33条の2】
- ② 送配電事業者が**仮復旧等に係る費用**を予め積み立て、被災した送配電事業者に対して交付する**相互扶助制度**を創設。【第28条の40第2項】
- ③ 送配電事業者は、**復旧時**における自治体等への**戸別の通電状況等の情報提供**を義務化。また、平時においても、電気の使用状況等の**データを有効活用**する制度を整備。【第34条、第37条の3～第37条の12】
- ④ **有事**に経産大臣が**JOGMECに対して、発電用燃料の調達を要請できる**規定を追加。【第33条の3】

(2) 送配電網の強靱化

- ① 電力広域機関に、**将来を見据えた広域系統整備計画**(プッシュ型系統整備)策定業務を追加。【第28条の47】
- ② 送配電事業者は、**既存設備の計画的な更新**を義務化。【第26条の3】
- ③ 経産大臣が送配電事業者の投資計画等を踏まえて**収入上限(レベニューキャップ)を定期的に承認**し、その枠内で**コスト効率化を促す託送料金制度**を創設。【第17条の2、第18条】

(3) 災害に強い分散型電力システム

- ① 地域において分散小型の電源等を含む配電網を運営しつつ、緊急時には独立したネットワークとして運用可能となるよう、**配電事業**を法律上位置付け。【第2条第1項第11号の2、第27条の12の2～第27条の12の13】
- ② 山間部等において電力の安定供給・効率性が向上する場合、**配電網の独立運用を可能に**。【第20条の2】
- ③ 分散型電源等を束ねて電気の供給を行う事業(**アグリゲーター**)を法律上位置付け。【第2条第1項第15号の2、第27条の30～第27条の32】
- ④ 家庭用蓄電池等の分散型電源等を更に活用するため、**計量法の規制を合理化**。【第103条の2】
- ⑤ 太陽光、風力などの小出力発電設備を報告徴収の対象に追加するとともに、(独)製品評価技術基盤機構(NITE)による立入検査を可能に。(※併せてNITE法の改正を行う)【第106条第7項、第107条第14項】

(4) その他事項

電力広域機関の業務に再エネ特措法に基づく賦課金の管理・交付業務等を追加するとともに、その交付の円滑化のための借入れ等を可能に。【第28条の40第1項第8号の2、第8号の3、第2項、第28条の52、第99条の8】

2. 再エネ特措法 (電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法)

(1) 題名の改正

再エネの利用を総合的に推進する観点から、題名を「**再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法**」に改正。【題名】

(2) 市場連動型の導入支援

固定価格買取(FIT制度)に加え、新たに、市場価格に一定のプレミアムを上乗せして交付する制度(**FIP制度**)を創設。【第2条の2～第2条の7】

(3) 再エネポテンシャルを活かす系統整備

再エネの導入拡大に必要な地域間連系線等の**送電網の増強費用の一部を、賦課金方式で全国で支える**制度を創設。【第28条～第30条の2】

(4) 再エネ発電設備の適切な廃棄

事業用太陽光発電事業者は、**廃棄費用の外部積立**を原則義務化。【第15条の6～第15条の16】

(5) その他事項

系統が有効活用されない状況を是正するため、認定後、一定期間内に運転開始しない場合、当該認定を失効。【第14条】

3. JOGMEC法 (独立行政法人石油天然ガス・金属鉱物資源機構法)

(1) 緊急時の発電用燃料調達

有事に民間企業による**発電用燃料**の調達が困難な場合、電気事業法に基づく経産大臣の要請の下、JOGMECによる**調達を可能に**。【第11条第2項第3号】

(2) 燃料等の安定供給の確保

- ① **LNG**について、**海外の積替基地・貯蔵基地**を、JOGMECの**出資・債務保証業務**の対象に**追加**。【第11条第1項第1号、第3号】
- ② **金属鉱物の海外における採掘・製錬事業**に必要な資金について、JOGMECの**出資・債務保証業務の対象範囲を拡大**。【第11条第1項第1号、第3号】

強靱化法 = 「電気事業法と再エネ特措法とJOGMEC法を”改正するための法律”」

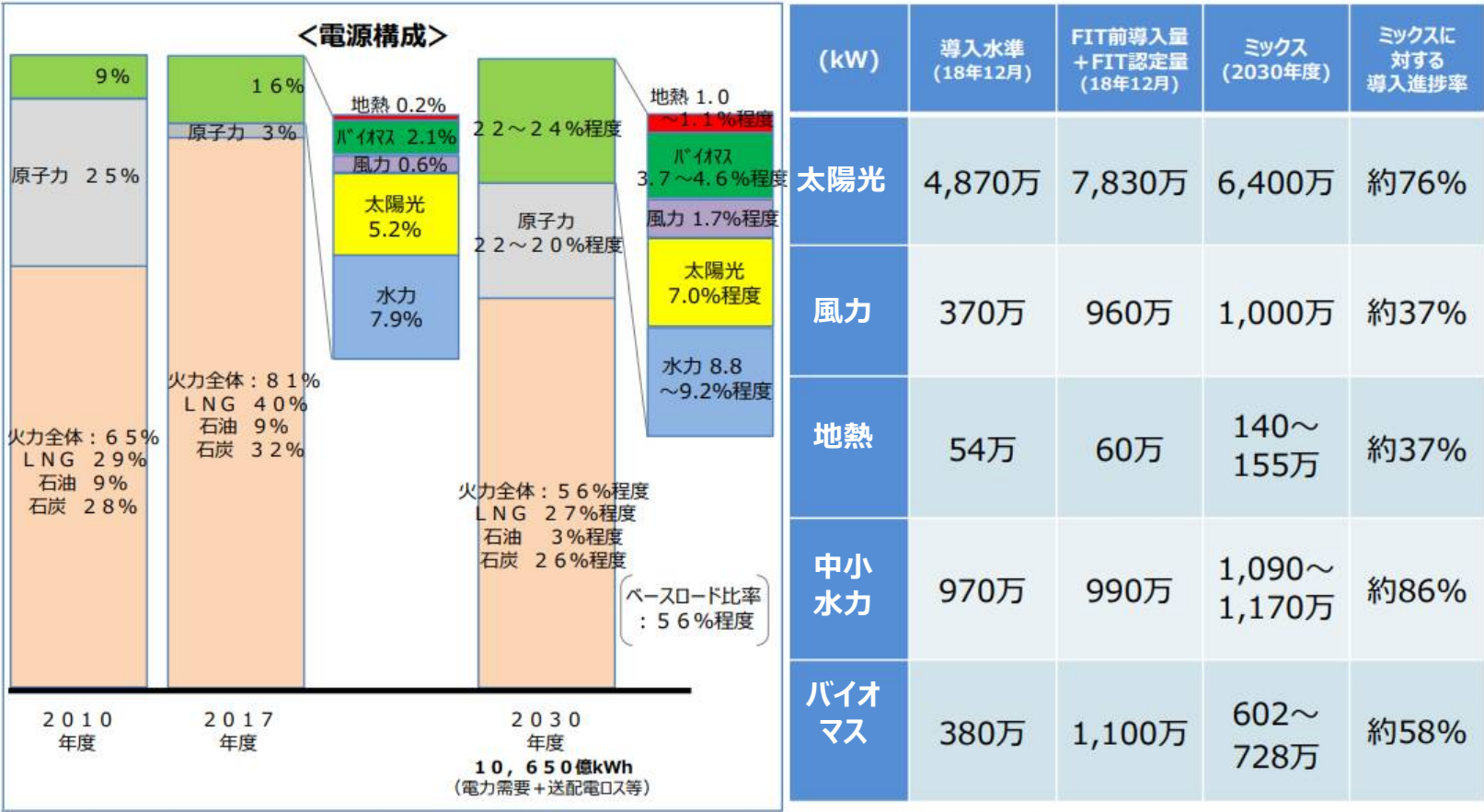
FIP

出所：「ニュースリリース「強靱かつ持続可能な電気供給体制の確立を図るための電気事業法等の一部を改正する法律案」が閣議決定されました（2020年2月25日）」を参考に作成

<https://www.meti.go.jp/press/2019/02/20200225001/20200225001.html>

(2) 主要政策目標

2030年目標は
2050年からの
バックキャスト
を基本とすべき
となっているが、
現実は。。。



※バイオマスはバイオマス比率考慮後出力。
※改正FIT法による失効分（2019年1月時点で確認できているもの）を反映済。
※地熱・中小水力・バイオマスの「ミックスに対する進捗率」はミックスで示された値の中間値に対する導入量の進捗。

出所：「FIT制度の根本見直しと再生可能エネルギーの再生可能エネルギー政策の再構築 資料1」2019年4月22日 資源エネルギー庁
https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/saisei_kano/pdf/013_01_00.pdf

図表 「エネルギーミックス」実現への道のり

2050年カーボンニュートラル

令和2年11月17日 第33回総合資源エネルギー調査会基本政策分科会事務局資料

- 菅内閣総理大臣は2020年10月26日の所信表明演説において、我が国が2050年にカーボンニュートラル（温室効果ガスの排出と吸収でネットゼロを意味する概念）を目指すことを宣言。
- カーボンニュートラルの実現に向けては、温室効果ガス（CO₂以外のメタン、フロンなども含む）の85%、CO₂の93%を排出するエネルギー部門の取組が重要。
- 次期エネルギー基本計画においては、エネルギー分野を中心とした2050年のカーボンニュートラルに向けた道筋を示すとともに、2050年への道筋を踏まえ、取り組むべき政策を示す。

10月26日総理所信表明演説（抜粋）

<グリーン社会の実現>

我が国は、2050年までに、温室効果ガスの排出を全体としてゼロにする、すなわち2050年カーボンニュートラル、脱炭素社会の実現を目指すことを、ここに宣言いたします。

（中略）

省エネルギーを徹底し、再生可能エネルギーを最大限導入するとともに、安全最優先で原子力政策を進めることで、安定的なエネルギー供給を確立します。長年続けてきた石炭火力発電に対する政策を抜本的に転換します。

10月26日梶山経産大臣会見（抜粋）

（中略）

カーボンニュートラルに向けては、温室効果ガスの8割以上を占めるエネルギー分野の取組が特に重要です。カーボンニュートラル社会では、電力需要の増加も見込まれますが、これに対応するため、再エネ、原子力など使えるものを最大限活用するとともに、水素など新たな選択肢も追求をしてまいります。

主な国際スケジュール

- 気候変動問題を重視する**バイデン政権の誕生**もあり、エネルギー・気候変動問題を巡る国際的な議論が、今後、**欧州・米国を中心に活発化**していくことが予想される。
- **11月のCOP26に向け、気候変動サミット、G7、国連総会、G20等で温暖化対策が中心議題になる見込み。**

4月22日	・ 米国主催の気候変動サミット
5月（P）	・ G7気候・環境大臣会合
6月11－13日	・ G7サミット（英国コーンウォール）
7月23日	・ G20エネルギー大臣会合、気候・エネルギー合同大臣会合@ナポリ
9月21日	・ 国連総会
10月30－31日	・ G20首脳会合@ローマ
11月1～12日	・ COP26@英グラスゴー

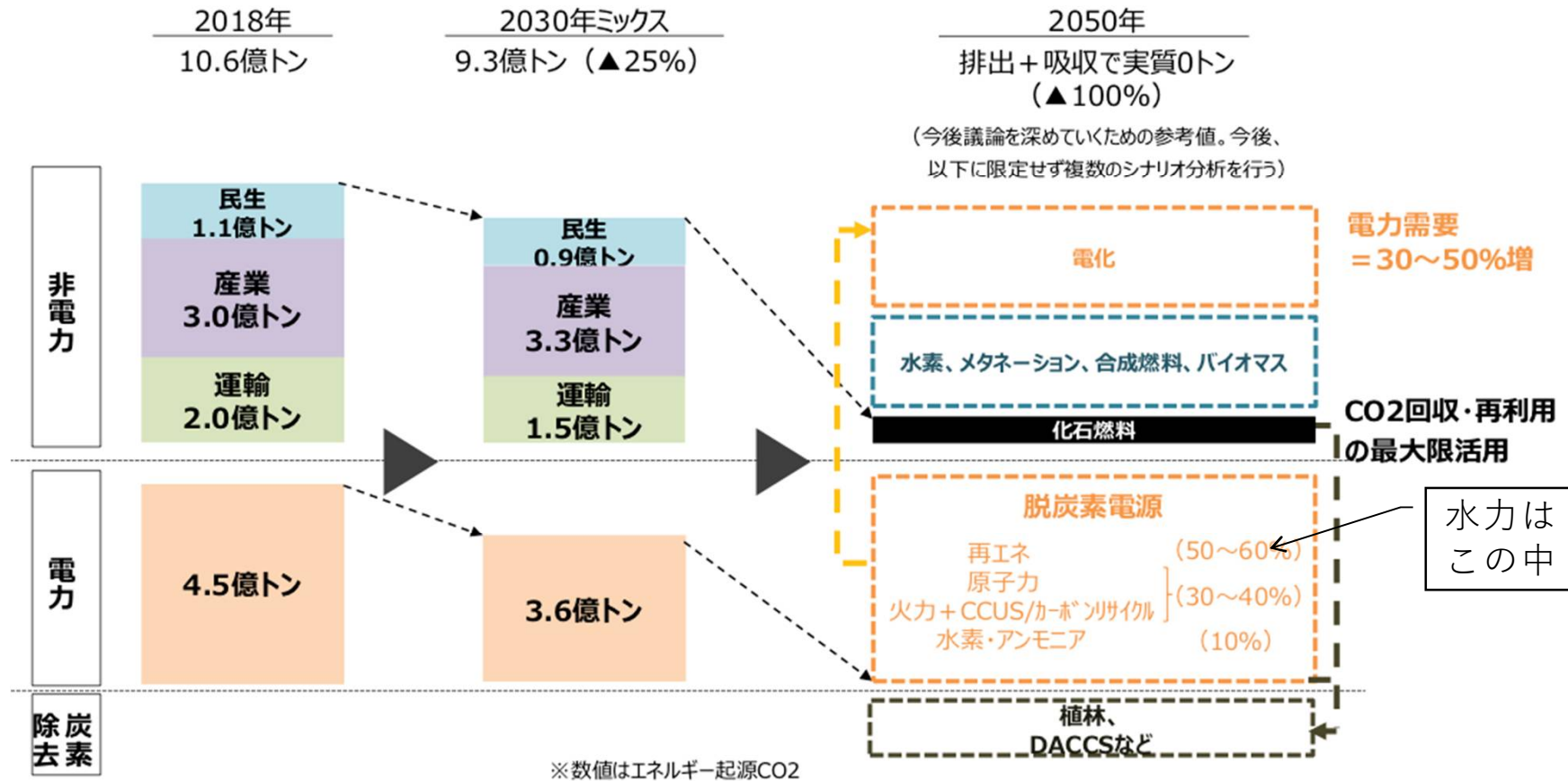
上記と並行して、日米、日EU等の首脳レベルでも議論

＜考えられる論点＞

NDC、石炭火力、国境調整措置等

（注）2030年削減目標（NDC）：2013年のCOP19におけるワルシャワ決定により、全ての国に対して、2020年以降の削減目標について、自国が決定する貢献案（INDC：intended nationally determined contribution）を2015年12月のCOP21に十分先立ち作成することが招請されました。各国が作成した自国が決定する貢献案は、それぞれの国のパリ協定締結後は、自国が決定する貢献（NDC：nationally determined contribution）となります。

2050年カーボンニュートラルの実現



シナリオ分析（案）

- ◆ 参考値（再エネ約5～6割、水素・アンモニア約1割、CCUS＋化石火力と原子力で約3～4割）の水準を2050年に達成するためには、これまでに示したような課題の克服が必要。
- ◆ こうした前提に立った上で、これまでの分科会における議論を踏まえ、例えば、以下のようなシナリオを含め、どのようなシナリオが考えられるか御意見をいただきたい。
- ◆ 各シナリオについて、公益財団法人地球環境産業技術研究機構（RITE）において分析を進めてもらい、その結果を、分析の前提や諸元とともに示してもらうこととしてはどうか。

【これまでの御意見】

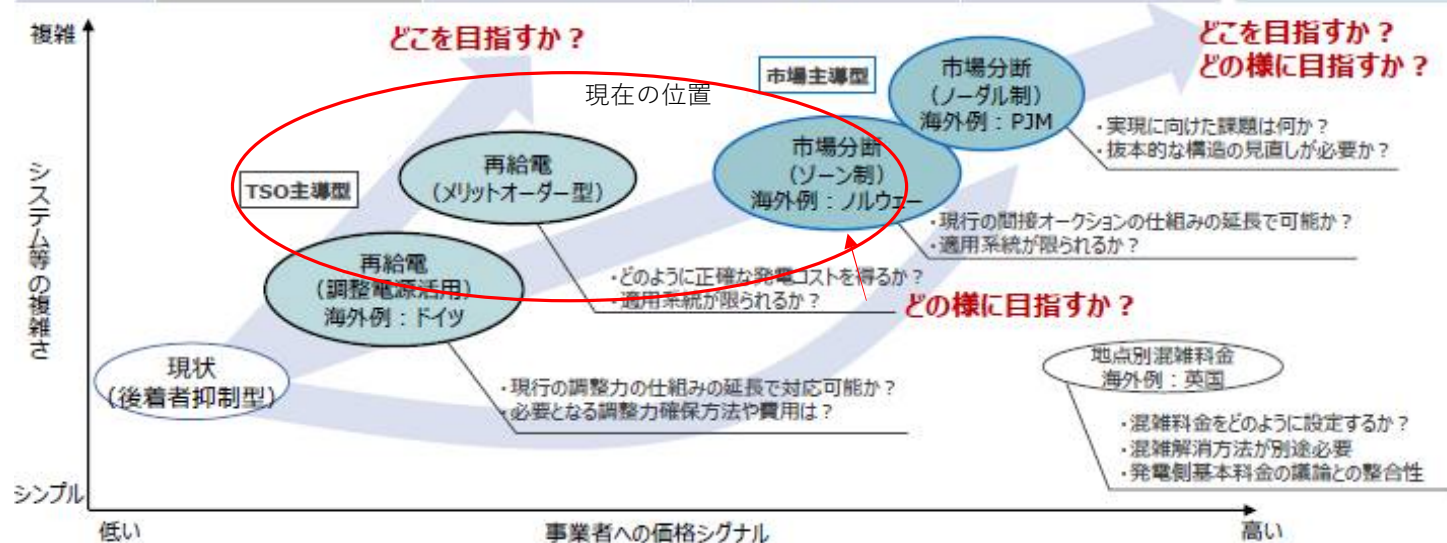
- ◎ 100%も可能だという提案もあったわけなので、それに従った数値も検討して欲しい。
→例 再エネ100%、水素・アンモニア0%、CCUS＋化石火力0%、原子力0%
- ◎ 再エネがより大きい比率、再エネが少ない比率のものもお願いしたい。
→例 再エネ70%、水素・アンモニア10%、CCUS＋化石火力10%、原子力10%
再エネ40%、水素・アンモニア20%、CCUS＋化石火力20%、原子力20%
- ◎ 原子力は最低、今のエネルギーミックスの20～22%を維持すべきではないか。
→例 再エネ60%、水素・アンモニア10%、CCUS＋化石火力10%、原子力20%
- ◎ 水素やCCUS付火力の選択肢も幅広く考えるべき。
→例 再エネ60%、水素・アンモニア20%、CCUS＋化石火力10%、原子力10%
再エネ60%、水素・アンモニア10%、CCUS＋化石火力20%、原子力10%
- ◎ 産業側のデジタル化や社会変容といった需要側のシナリオを複数設けるべきではないか。
→例 デジタル化による電力需要増・省エネ進展、社会変容による省エネ進展など

現在は再給電の進め方を議論しており、今後ゾーン制の実証にまで話が進む過程にある。

代表的な混雑管理の仕組みと今後の検討イメージ

第1回 地内系統の混雑管理に関する勉強会資料

	先着優先 (後着者抑制型)	再給電	市場分断 (ゾーン制)	市場分断 (ノード制)	地点別混雑料金
抑制方法	・後着者間でプロタ抑制 ・後着者間のうち最後着 電源から順に抑制	事前に決められた順序に応じ てTSOが抑制	市場落札され なかった電源が抑制	市場落札され なかった電源が抑制	運用断面における 混雑解消方法が別途必要
抑制対象	後着電源 (ノンファーム電源)	全電源	全電源	全電源	運用断面における 混雑解消方法が別途必要
適用可能 系統	基幹系統～ ローカル系統	基幹系統～ ローカル系統	基幹系統 (ある程度のゾーンが限界か)	基幹系統～ ローカル系統	基幹系統 (ある程度のゾーンが限界か)
類型	・日本：試行ノンファーム ・英国：ANM	ドイツなど	ノルウェーなど	PJMなど	英国(基幹系統)など
備考		再給電時の抑制順序は無 給上の優先給電ルールに近い 考え方となるか	地域間連系統の間接オーク ションを地内系統へ拡大する イメージとなるか		具体的な混雑解消方法は 再給電方式となるか



出所：「マスタープラン検討委員会における検討の範囲と進め方等について」（2020年8月28日）
広域連携系統のマスタープラン及び系統利用ルールの在り方等に関する検討委員会事務局

2. FIPとは

(1) FIPとは

図 再エネ支援策の類型

FIT	FIT-CfD	FIP(完全変動型プレミアム)	全期間固定型プレミアムFIP
日本	英国	オランダ/ ドイツ	日本これに近い前年度平均をベース
売電価格 卸電力価格 プレミアム 卸市場価格 時間	支援基準価格 卸電力価格 プレミアム 卸市場価格 時間	支援基準価格 卸電力価格 プレミアム 卸市場価格 時間	収入 支援基準価格 卸電力価格 プレミアム 卸市場価格 時間
3つのメリットあり 1) 固定価格で支払いを受けることができる 2) 一定期間の契約ができる 3) 事業者はインバランスのリスクがない。	原子力、再エネに対する差額精算方式 買い取り制度 電源ごとに技術的に認められたストライクプライス（支援基準価格）と市場価格の差をベースに継続的に取引される。ストライクプライスはオークションになることもある。 ストライクプラスを超えた分はCounter partyへ支払う。	ストライクプライス（支援基準価格）はFIT-CfDと同じだが、FIT-CfDとの違いは、市場価格が支援基準価格を上回っても市場価格で買い取ってくれる。	市場統合型であるが、収入の予測が難しい。プレミアムは支援基準価格－年次参照価格（実質的固定プレミアム）で計算される。

卸電力取引所の価格（細い線）がマイナスになりすぎると、発電事業者の総収入もマイナスになる可能性があることを示している。このような場合は、発電事業者がシステムをシャットダウンしたほうがよい（例では午後1時から午後4時の間）。一方、卸電力取引所の価格がわずかにマイナスである場合、発電事業者の収益は、市場プレミアムにより、依然としてプラスである。したがって、発電事業者がこれらの時間（例では午前9時から午前11時の間）にシステムをシャットダウンしないことが有利である。

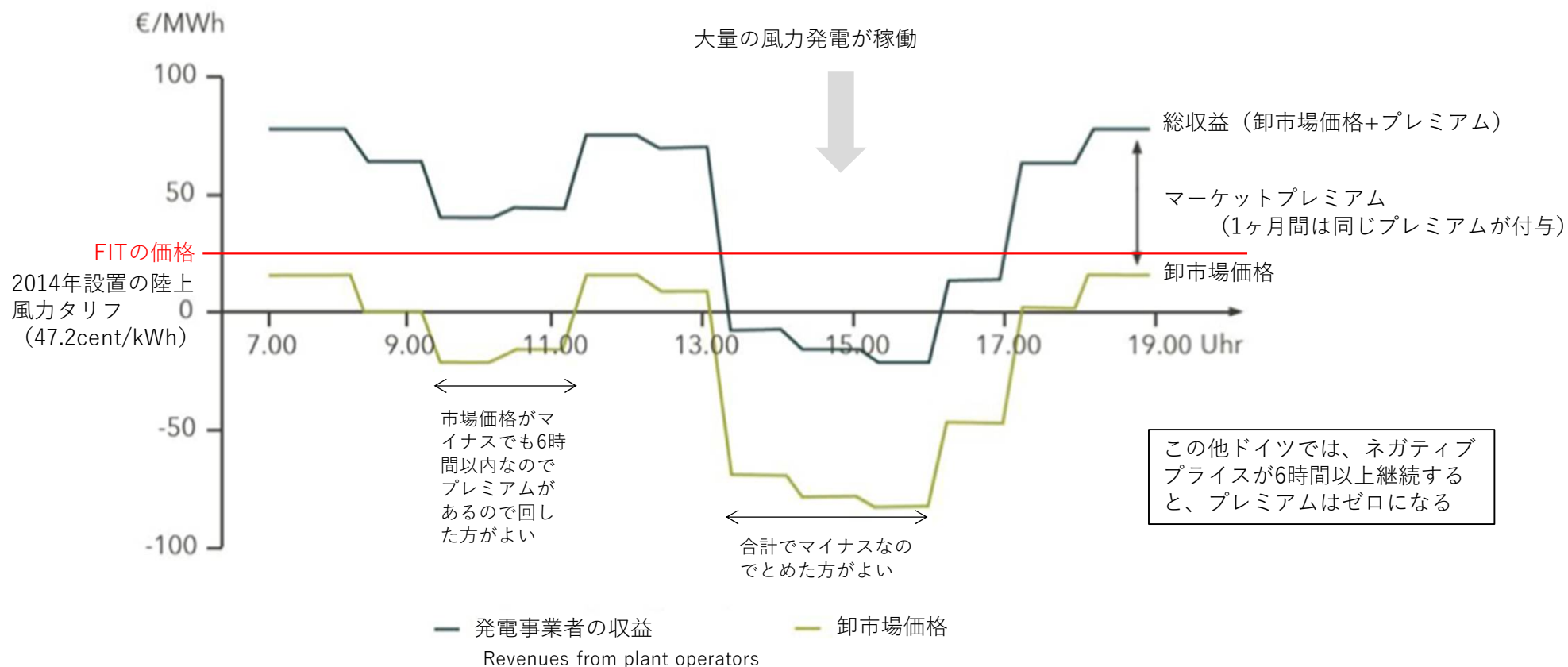


図 ドイツで再エネ発電事業者が直面する市場価格

FIPに含まれる価値 図 我々は今までFITの何にお金を支払ってきたか？→F I Pになり、
コンポーネントにばらして議論が可能になった意味が大きい。

		FITの価値内訳	FIP（支援基準価格）の価値内容
balancing cost		○	○付与水準を検討中
pro-fair cost		考慮不要	○発電ごとに参照価格を作成
renewable business benefit		○	○
PV/panel disposal cost		○	○プレミアムが低いと別途用意の必要
environmental value		賦課金を負担する全 需要家に帰属	事業者に帰属する
	non-fossil value	○	○
	zero-emission value	○	○
	environmental representation value	○	○
energy time rate increase		○	○
resilience enhancement (regional utilization cases)		○	N/A
household consumption or regional consumption (regional utilization cases)		○	N/A

注 ○ 含まれる N/A あてはまらない
出所：京都大学 長山作成

2022年度（施行初年度）におけるFIP対象電源（新規認定）

- 現在、調達価格等算定委員会において審議されている、2022年度（FIP制度施行初年度）における「交付対象区分等」（新規認定）の方向性は、以下の表のとおり。
- 電源によって、一定規模以上は新規認定でFIP制度のみ認められるようになることに加え、新規認定でFIT制度が認められる対象についても、50kW以上については、事業者が希望する場合はFIP制度の新規認定を選択可能とする方向で審議されている。

電源	2022年度（FIP制度施行初年度）における新規認定の 特定調達区分等（FIT）・交付対象区分等（FIP）・入札の対象の方向性		
太陽光	FIT（非入札） FIP（非入札）※選択可能	FIT（入札）	FIP（入札）
風力	FIT（非入札）	FIT（入札）	FIP（非入札）※選択可能
地熱	FIT（非入札）	FIP（非入札）	FIP（非入札）
中小水力	FIT（非入札）	FIP（非入札）	FIP（非入札）
バイオマス （一般木質等）	FIT（非入札）	FIP（非入札）※選択可能	FIP（入札）
バイオマス （液体燃料）		FIP（入札）	
バイオマス （その他）	FIT（非入札）	FIP（非入札）※選択可能	FIP（非入札）

0 kW 50kW 250kW 1,000kW 10,000kW

注）太陽光の2022年度の入札対象の閾値については、2021年度の閾値をそのまま仮定していることに留意。

水力も
市場連
動に巻
き込ま
れる。

(2) バランシングコストとプロフィールコスト

・バランシングコストとは、予測エラーなど、前日の発電スケジュールからの逸脱によるVREの市場価値の低下といった予見ができないものである。

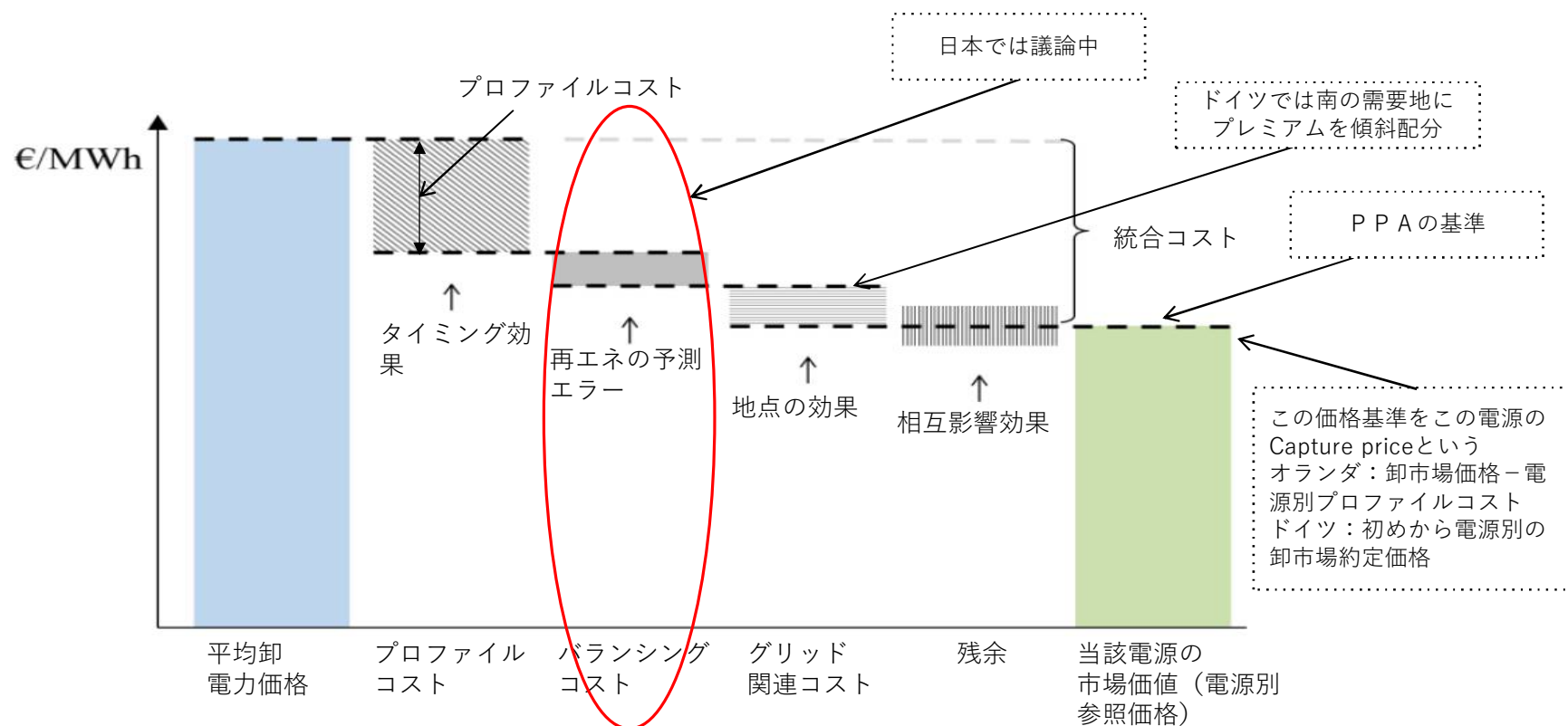
・プロフィールコストは季節の変動や日中の価格変動といった一定の予見が可能であり電源ごとの市場価格との差である。電源別平均加重価格はCapture priceという（発電時間をずらすタイミング効果）。
（Profileというのは季節や時間帯に応じた発電量グラフの形というような意味である）

図表 FIPにおける政策目的と手段

目的	手段
・ FIT（FIP）賦課金の削減	入札（Auction）の導入
・ 再エネ市場への統合	バランシングコストの導入 （予見性なし） プロフィールコストの導入 （予見性あり）

総合コストの概念

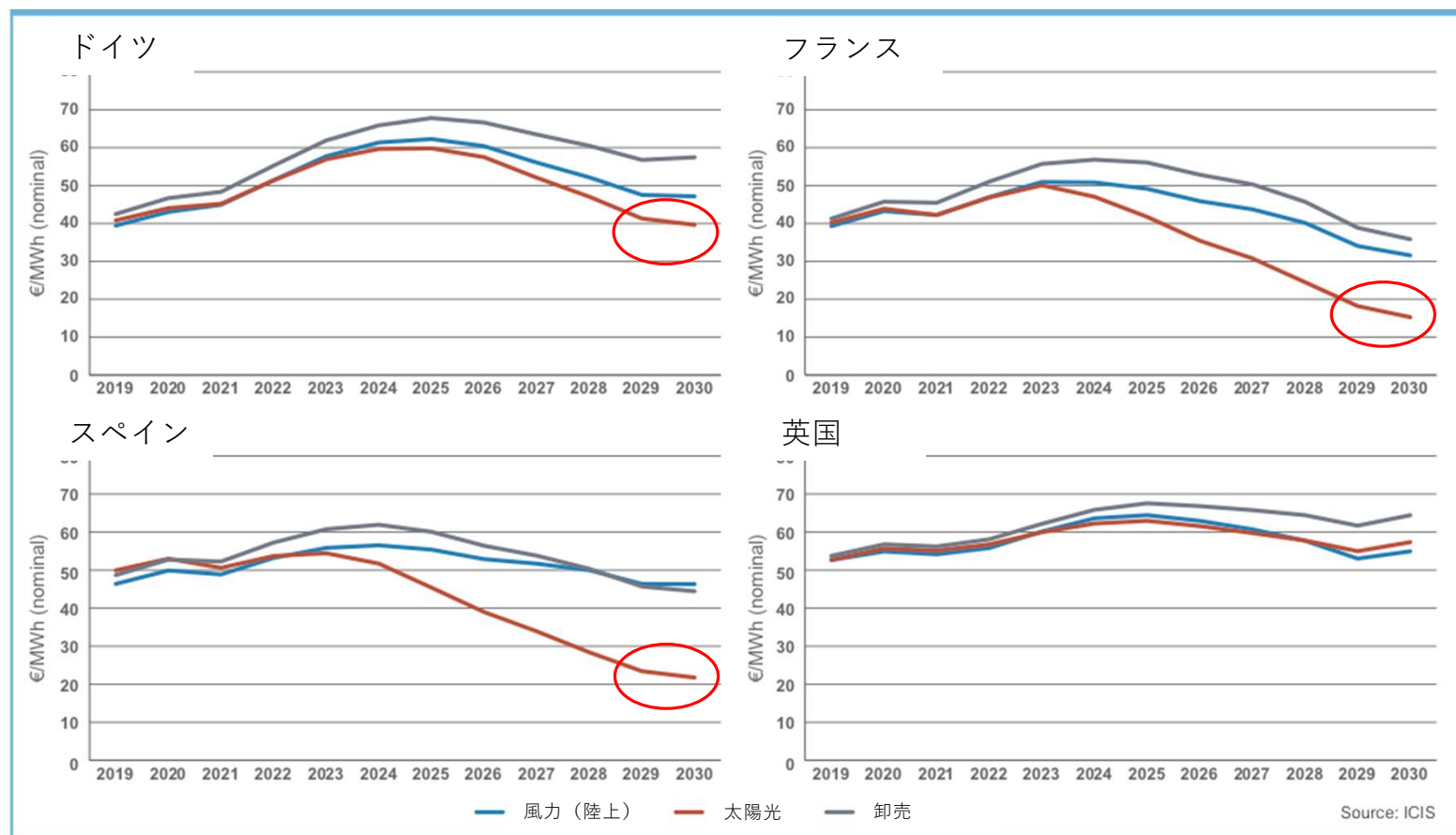
Lion Hirth, et al. (2015) による定義では、プロファイルコストは、発電のタイミングが市場価値に与える影響である。これらは、「システムの負荷加重電力価値」と「その電源の加重の電力価格」の差として定義される。



出所：Lion Hirth, Falko Ueckerdt & Ottmar Edenhofer (2015) “Integration Costs Revisited An Economic Framework for Wind and Solar Variability” に加筆

図表 統合コストの概念

4か国の陸上風力と太陽光のCapture price（電源別参照価格）では、スペイン、フランスで太陽光が大量に導入され、Capture priceが大幅に下落する。各国のCapture priceの共食いのレベルを決定する上で最も重要な要素は、容量追加のサイズと速度である。スペイン（+461%）とフランス（+315%）での太陽光発電容量の大幅な増加が、各国の2020年代後半に太陽光発電の価格が大幅に下落する主な理由となっている。逆に、ドイツ（+72%）と英国（+76%）は、太陽光発電容量の追加をパーセンテージで見ると、2030年までそのような共食い効果は見られない。（ICIS 2019）



WHOLESALE AND CAPTURE PRICE FORECASTS BY COUNTRY AND TECHNOLOGY

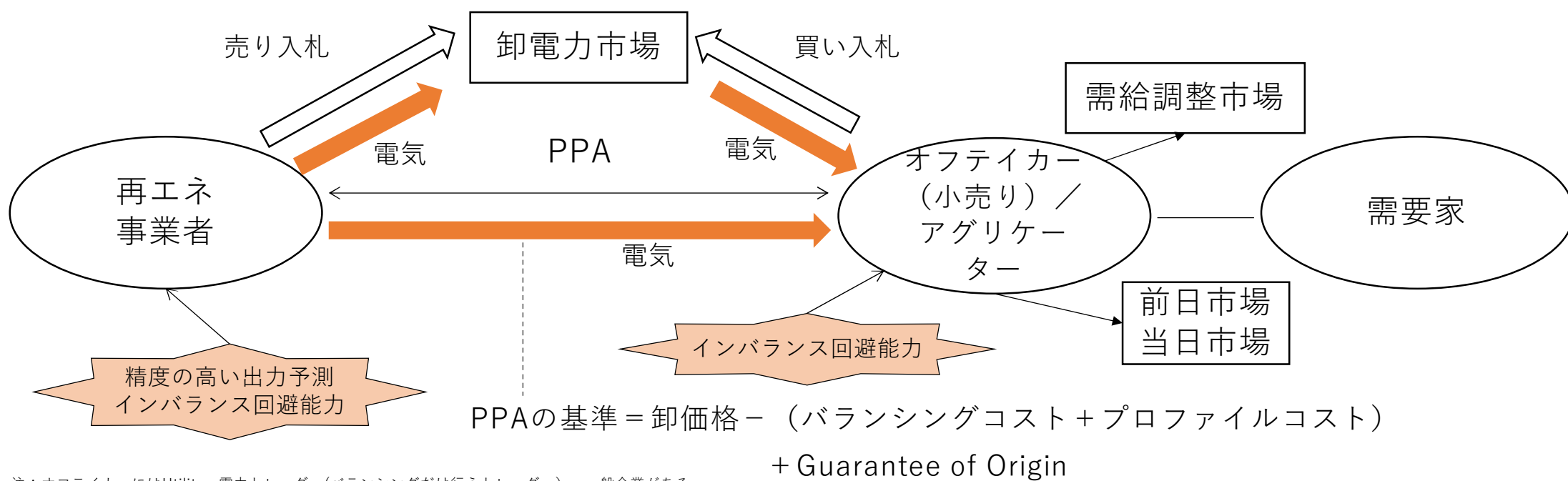
出所：ICIS Matthew Jones, Florian Rothenberg (2019) "THE RENEWABLE CANNIBALISATION PROBLEM: WHY FULL MERCHANT RISK WILL BECOME INCREASINGLY CHALLENGING"

図 国および技術による卸売および電源別参照価格の予測

(3) FIPによる自立のメカニズム

欧州では太陽光・風力発電事業者（を含む多くの非ユーティリティー系発電事業者）は、PPAにおいてbalancing業務をオフテイカー側の業務・責任に含めるのが一般的である。balancingコストのフィーが、政府が標準売電価格の算定に用いる平均的なbalancingコストよりも低ければ低いほど、コストの削減＝利益向上につながるため、発電事業者にはbalancingコストのフィーを下げようとするインセンティブが常に働き、オフテイカー候補の間で競争を発生させることができる。

また、「応援したくなる」発電源証明/環境価値GoO(Guarantee of Origin)を提示してきたところが落札する可能性が高まる。



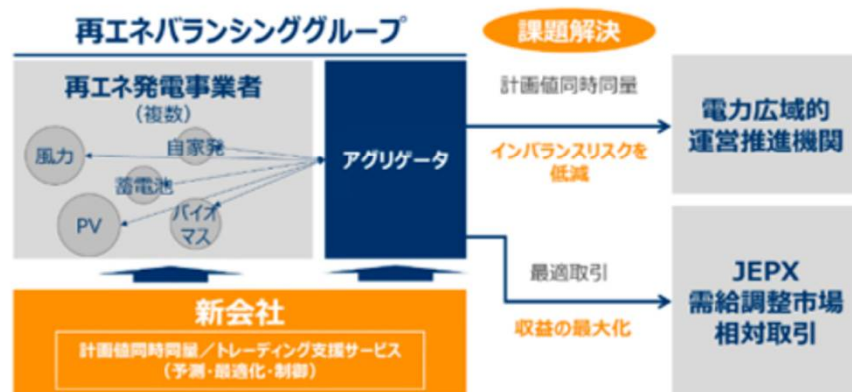
注：オフテイカーにはUtility、電力トレーダー(balancingだけ行うトレーダー)、一般企業がある

出所：筆者作成

図表 FIPによる自立のメカニズム

＜FIP制度の導入を機にアグリゲーション・ビジネスに参入しようという動き＞

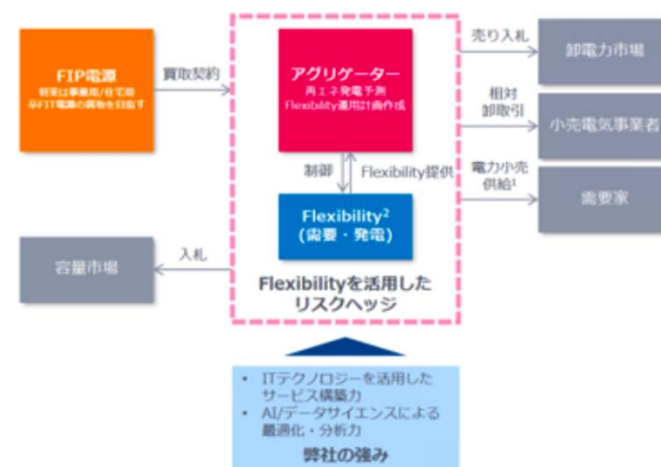
東芝ネクストクラフトベルケ(株)



- ✓ 日本国内を中心にバーチャルパワープラント（VPP）技術を活用し、再生可能エネルギー発電事業者や需要家、発電事業者を束ねる**アグリゲーター**向けに、**計画値同時同量への対応**や**電力の需給調整市場における最適なトレーディング運用**などの支援サービスを提供。
- ✓ **FIP以降の環境下で、発電事業者に課される計画値同時同量への対応を支援。**

（出典）東芝エネルギーシステムズ(株)HP

(株)ディー・エヌ・エー



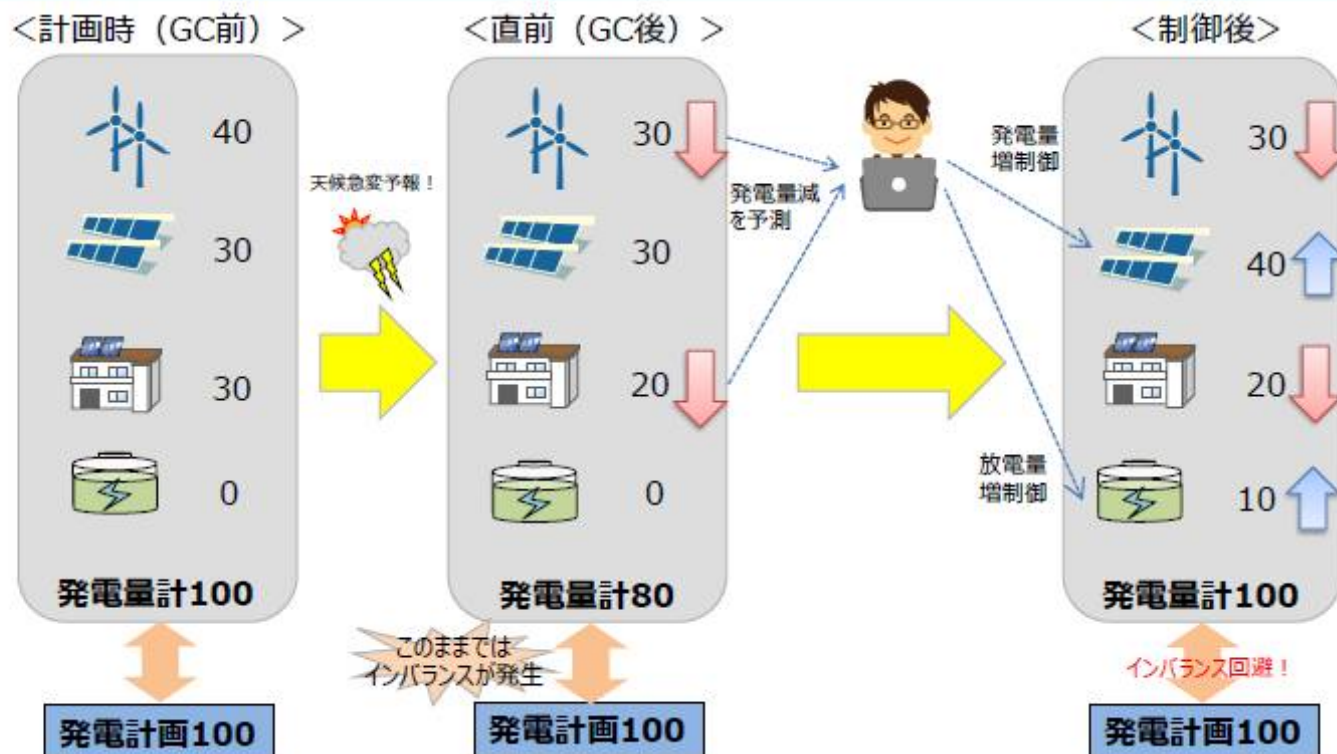
- ✓ ゲーム会社として培った強みを生かし、2022年のFIP制度導入と同時に、FIP発電事業者から電力を買取り、電力市場や小売電気事業者等に卸供給する**FIP買取アグリゲーターとしての参入**を目指す。

（出典）第2回 スマートメーター仕様検討ワーキンググループ 資料1-1

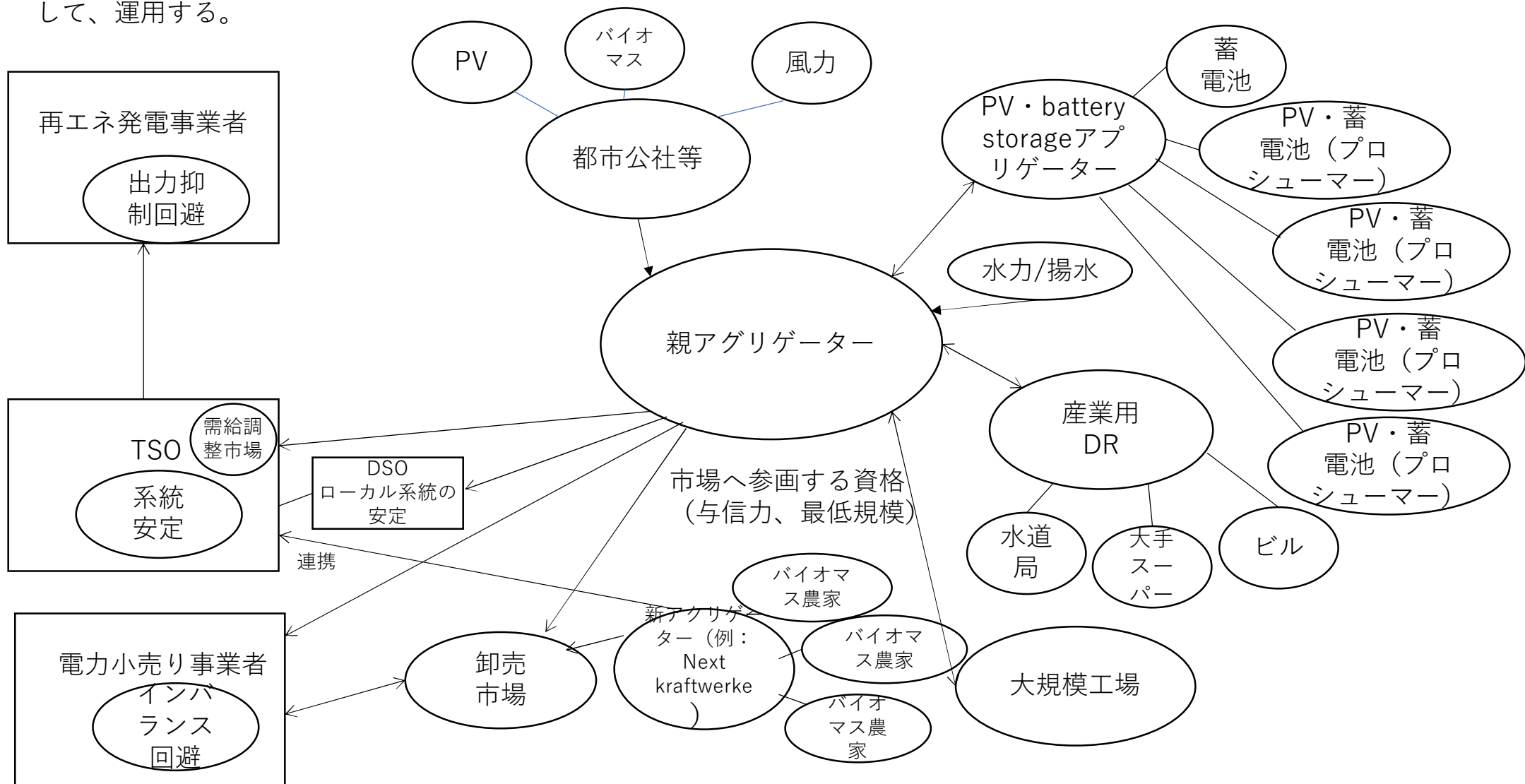
「FIP電源以外の一般電源や他のリソースと一緒に発電バランスシンググループ（BG）を組成することを認めるか、といった取扱いを検討してはどうかと検討の方向性」としている

柔軟なBG組成（FIPとFIP以外のリソースとの同一BG組成）

- 正確に発電量を予測し、蓄電池等の調整リソースを運用すれば、市場価格の安い時間帯に電気を貯め、高い時間帯（全体の需給が逼迫する時間帯）に多くの電力量を販売するといった運用が可能。
- 他方、発電量の予測に修正が生じた場合、GC前までは発電計画の修正が必要。GC後は、発電BG内の他リソースの出力増により、インバランスを回避することが必要となる。



- ・親アグリゲーターは、市場へ参画する資格（与信力、最低規模）をもつため、複数の子アグリゲーターのエネ資源を統合して、運用する。



出所：京都大学長山作成

図 親アグリゲーターの役割

(4) 非化石価値

非化石価値取引制度におけるFIP電源の位置付け（案）

- 前述のとおり、FIP電源の持つ環境価値がプレミアムによる支援対象に含まれない整理を前提とすれば、需要家から見た場合、基本的に、FIP電源と非FIT電源の再エネ価値については等価と考えられる。
- また、FIP制度の対象は、太陽光等、再エネ電源である。
- このため、**FIP電源による非化石価値は、非FIT非化石証書（再エネ指定）**として、整理してはどうか。
- この際、FIP認定事業者が、プレミアムによる補填を前提として、非化石価値を安易に低い価格で取引するようであれば、FIP制度の趣旨である市場への統合の一環として、市場での取引を工夫することにより一定の収入を確保する観点から問題となる。このため、FIP認定事業者が、非化石価値の取引によって収益性を高め、プレミアムへの依存度を低減させていくインセンティブを持たせる措置を講じることが重要ではないか。

＜現行の非化石証書の種類・FIP電源位置付け案＞

	再エネ指定		指定無し
	FIT非化石証書	非FIT非化石証書	非FIT非化石証書
対象電源	FIT電源 (Ex. 太陽光、風力、小水力、 バイオマス、地熱)	非FIT再エネ電源 (Ex. 大型水力・卒FIT電源等) FIP電源	非FIT非化石電源 (Ex. 原子力等)
証書売手	GIO	発電事業者	発電事業者
証書買手	小売電気事業者	小売電気事業者	小売電気事業者
最低価格	1.3円/kWh	設定しない	設定しない
最高価格	4円/kWh	4円/kWh	4円/kWh
取引形態	市場取引	市場取引及び相対取引	市場取引及び相対取引

49

2020年11月の非化石証書のオークションの結果

- 本年11月の非化石証書のオークションの結果、再エネ指定なし（初回）、再エネ指定（初回）はそれぞれ、kWhあたり1.10円、1.20円の約定価格となった。なお、FIT証書については、2019年度の開催分の総約定量を超える取引量となった。

大型水力

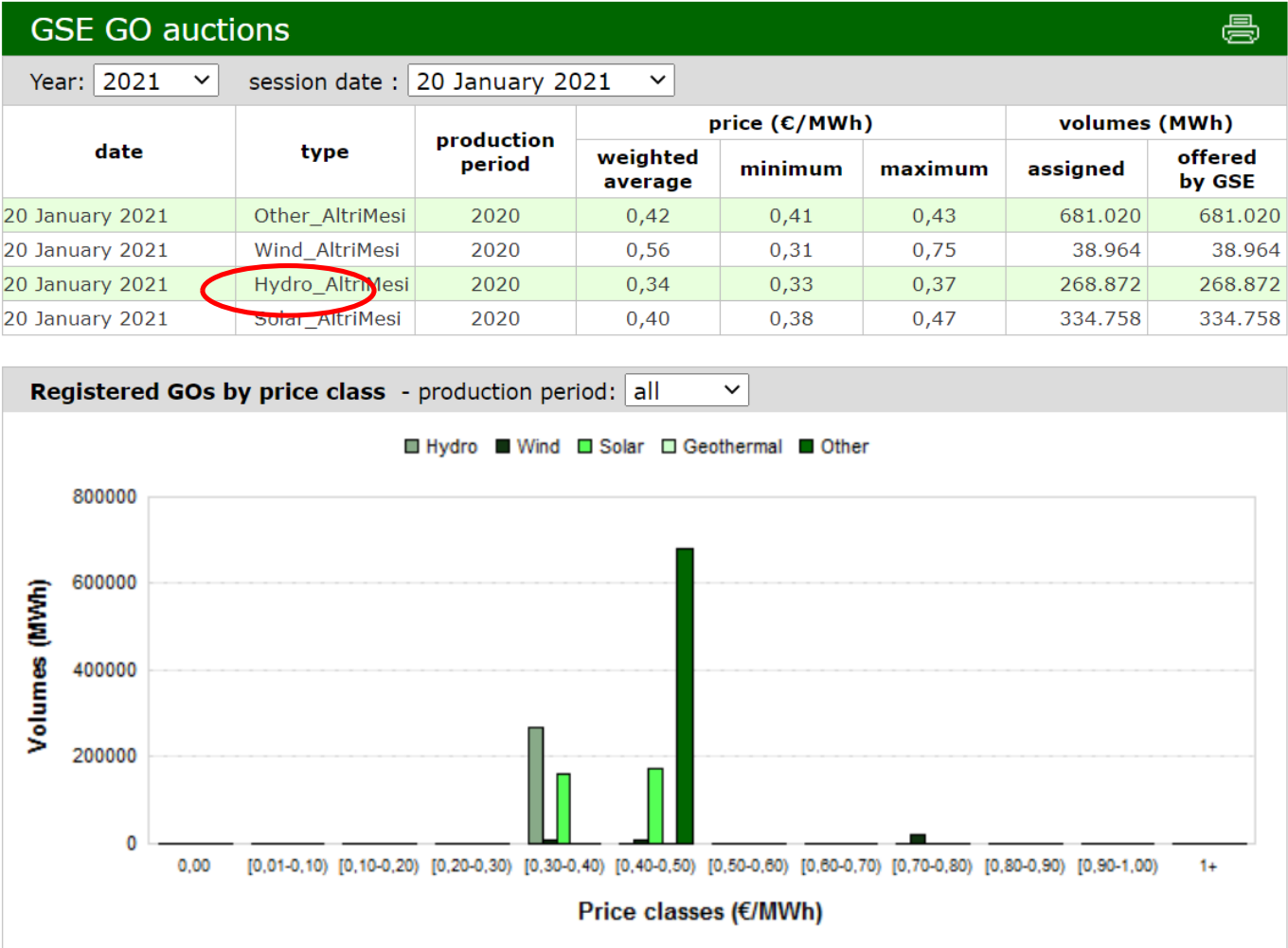
項目	FIT非化石証書	非FIT非化石証書 再エネ指定	非FIT非化石証書 再エネ指定なし
① 約定処理日 (価格決定日)	11月13日	11月12日	11月11日
② 約定量	5.09億kWh	6.31億kWh	12.47億kWh
③ 約定価格	※1.30円/kWh	<u>1.20円/kWh</u>	1.10円/kWh
④ 約定総額 (=①×②)	6.61億円	7.57億円	13.71億円
⑤ 入札会員数	59	34	32
⑥ 約定会員数	59	18	14

FITは最低価格の1.5円にはりつき、「非FIT非化石証書再エネ指定」および「再エネ指定なし」は最低価格はないが結果的にFITの約定価格と同じ水準に。

※FIT非化石証書ではマルチプライスオークションを採用しているため、価格は約定加重平均価格を記載している。

Italy market, by Gestore dei Servizi Energetici (GSE) – 2021 session

平均価格で0.03 Euro cents/KWh (0.3 Euro/MWh)で、最高の場合でも、0.3 Euro cents/KWh (3 Euro /MWh)を超えない



Source: Gestore Mercati Energetici's (GME) homepage "GSE GO Auctions"
<https://www.mercatoelettrico.org/En/Esiti/GO/EsitiGOAste.aspx> (accessed 2021-02-17)

Figure. Guarantees of Origin Auction Result on Italy's GSE, 20 January 2021 session

3. ドイツにおけるFIPと日本のF I P

(1) ドイツのFIP導入の歴史

2009年にダイレクトマーケティング（FIP制度下では再生可能エネ業者が自ら、需要家を見つけて、相対取引をするか、卸電力市場で販売する。）という再エネ事業者が直接販売できる方法も選択できるようになった。

FITからFIPへの動きが、卸市場の改革と同時に進められた。

FIPを選択する事業者が増加するにつれより短い時間の卸市場商品が出され、ゲートクローズの時間も実需給と近くなっている。

取引業者はなるべく正確に気象を予測し、直前の当日市場でできる限り取引するようにしている。

これらにあわせ、2012年にインバランス価格も高くし、balancing groupが同時同量を達成するインセンティブ付けとなった。

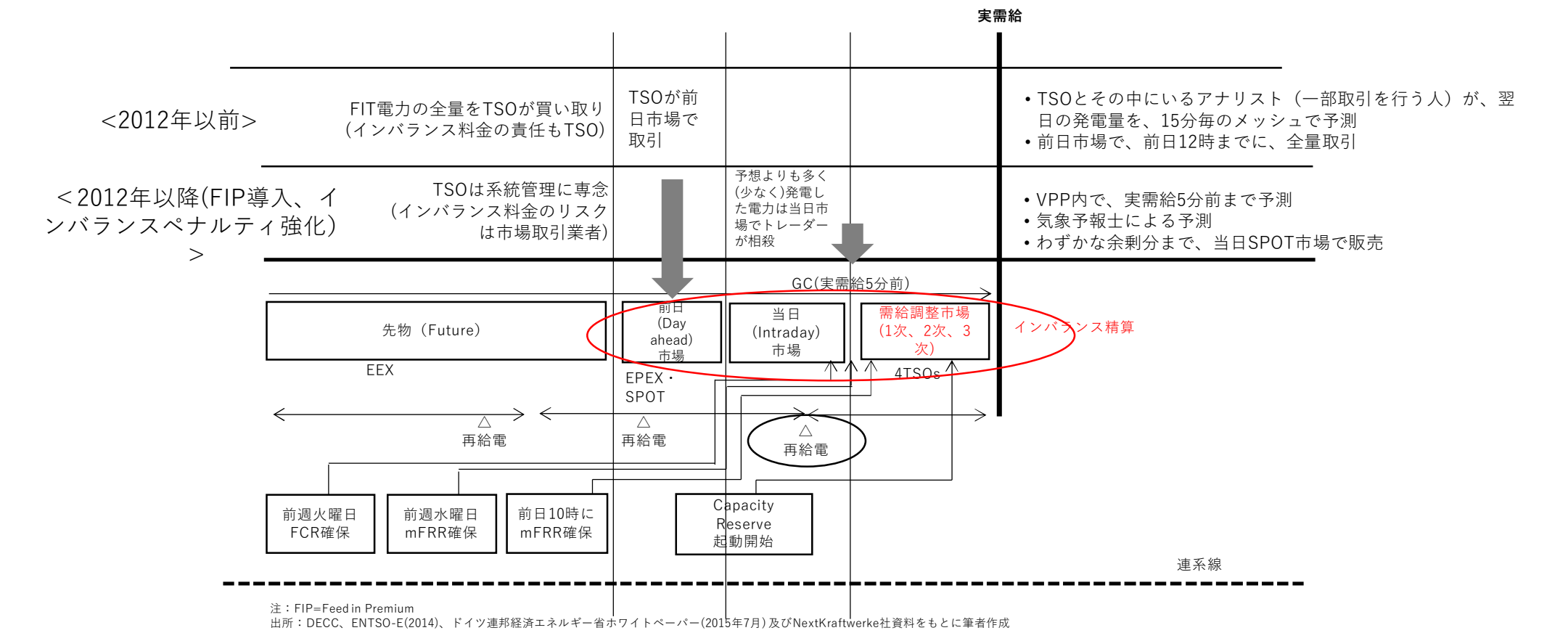
図表 FIP導入の推移（法と市場プレイヤー）

	2000年	→	EEG 2004	→	EEG 2012	→	EEG 2014	→	EEG 2015	→	EEG 2017
ドイツの再エネ法	EEG (Erneuerbare Energien Gesetz) ドイツ再生可能エネルギー法のもとで20年の期間固定価格で買取（FIT制度）		改正 EEG		FIPができFITかFIPかを選ぶことができるようになる マーケットプレミアム(MP)を付与 2009年 ダイレクトマーケティング選択可		• EEG2014年でFIPが義務化（第2条および第37条） • 2014年8月1日以降：500kW以上の新規再エネ発電設備にFIP義務化		• 野立て太陽光は入札で実施 • MPの運用を終了 • 2016年1月1日以降：100kW以上の新規発電設備にFIP義務化		• オークション制度の導入 • 750kW以上の陸上風力、太陽光(新規)は入札制度
プレイヤー	組合や農家エネルギーの民営化				天気予測などができる中小規模以上の業務が競争力を持つ						大規模業者のみ落札
卸市場					2011年9月より当日市場15分単位ザラバ取引開始		2014年12月前日市場15分単位取引開始		2015年当日市場15分オークション取引開始		GCの時間が実需給の30分前に

注：筆者作成

VPPビジネスモデルができたきっかけは、ドイツにおいて2008年から2次調整力市場の4大TSOでの統合が始まり、需給調整市場が整備されてきたこと、卸電力市場での再生可能エネルギーが拡大してきたことがある。

前日市場でいったん売った電力であるが、その後、出力抑制指示をうけることがある。その場合は、FIPの部分だけ出力抑制した分の補償がなされる。しかし、出力抑制した分は他で調達して給電しなければインバランスが発生する可能性がある。このため、その時点で当日市場（Intraday）市場で抑制された分を調達する等を行い、インバランスを低減する努力をしなければならない。ドイツEPEXの当日市場（Intraday）は2018年より急速に拡充されており、2019年現在は実需給の5分前まで取引ができる（30分前から25分前までは、4つのTSOのエリア内だけの取引）。このため、この当日市場をなるべく活用して、ポジションを確保することが求められている。（これが前日、当日市場で取引を最適化するVPP事業をさらに発展させ、逆に、需給調整市場をより利益の出ない厳しいものになっている）。

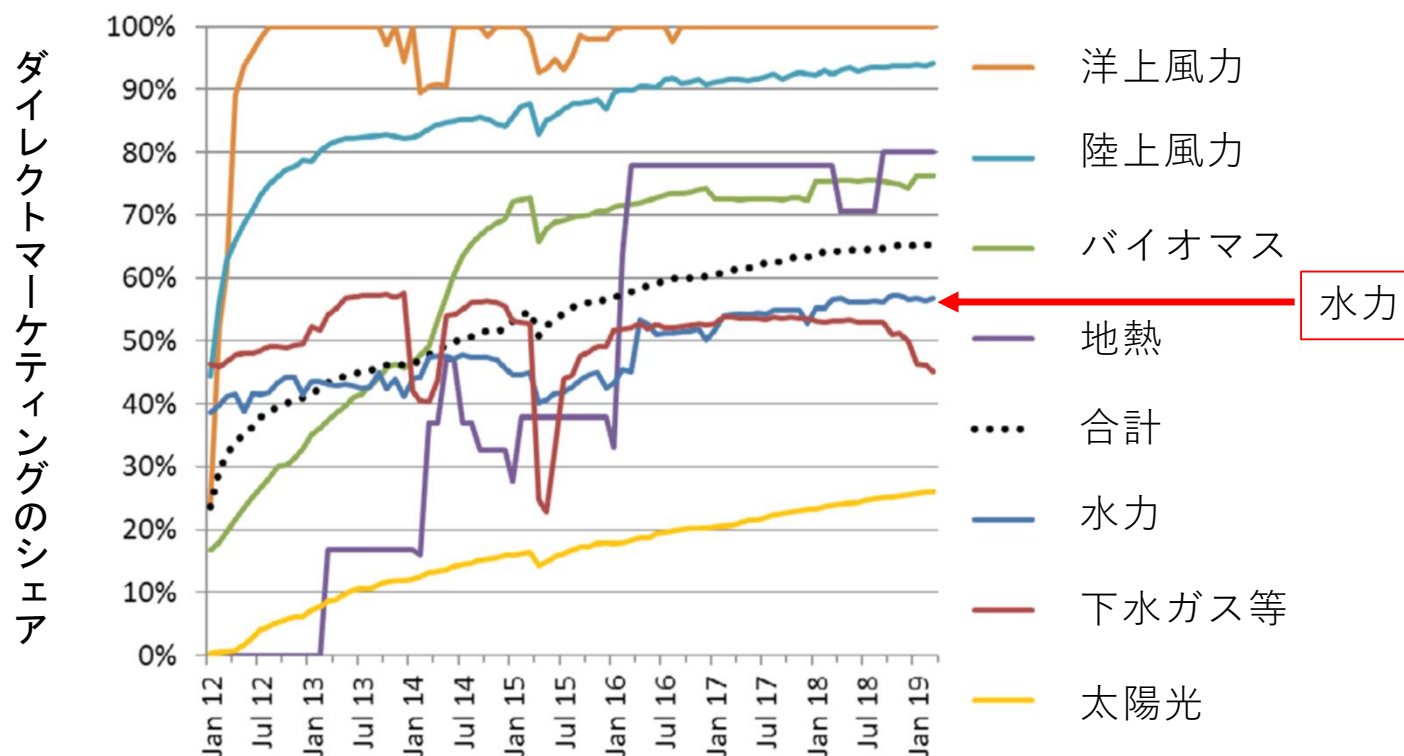


図表 ドイツにおける2012年前後での市場での取引

(2) ドイツにおけるFIP導入の現状

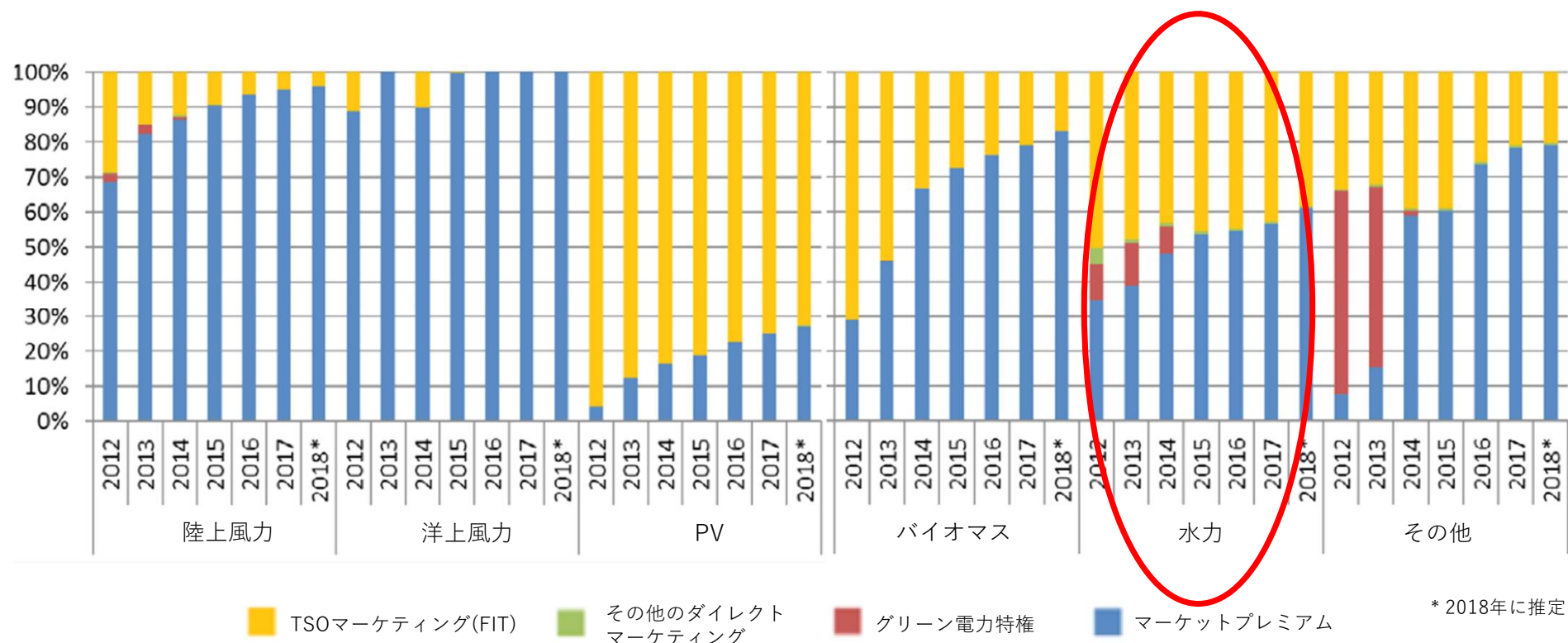
風力はダイレクトマーケティングに2012年にすぐに移行したケースが多いが、太陽光の移行割合は現状でも20%を過ぎるばかりである。主な理由として、PVは小型分散型の施設が多く、FIP制度に切り換えるための必要な条件を満たすのが困難（割高）になるためである。風力とバイオマスの場合、すべてのシステムの80%以上が直接販売（ダイレクトマーケティング）されている。

ソーラーシステムの場合、シェアは現在ほぼ30%である。これは、1MWを超えるシステムの大部分が直接販売されていることを意味する。



図表 2012年1月から2019年1月までの再生可能エネルギーの（要求およびその他の）ダイレクトマーケティングにおける設備容量のシェア

風力とバイオマスの場合、すべてのシステムの80%以上が直接販売（ダイレクトマーケティング）されている。
 ソーラーシステムの場合、シェアは現在ほぼ30%である。これは、1MWを超えるシステムの大部分が直接販売されていることを意味する。
 水力はほぼ半数がマーケットプレミアムである。

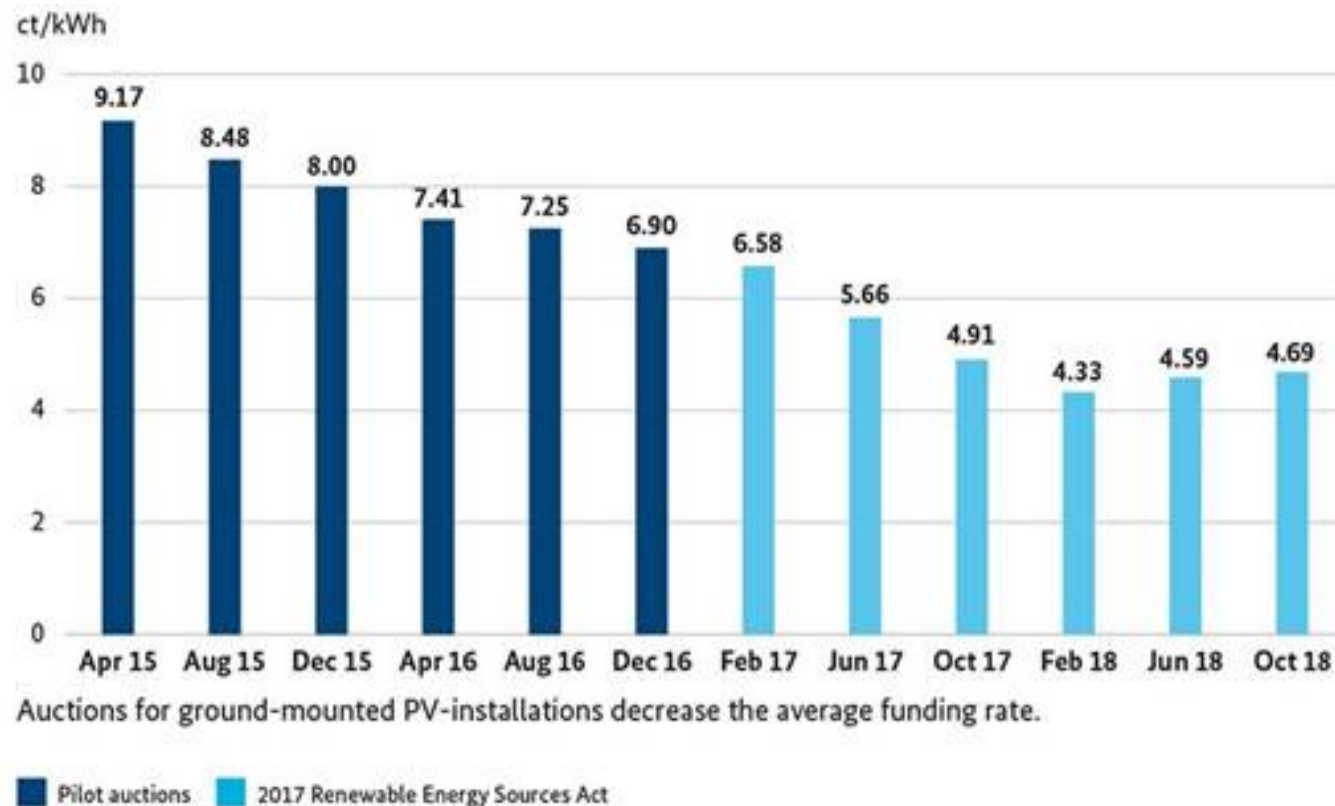


図表 ダイレクトマーケティングおよびFITにおける、各電源のシェア

(3) FIP制度の運用（ドイツと日本）

① 支援基準価格への入札の導入

太陽光発電（750kW以上の設備）の場合、オークションにより、地上設置の太陽光プロジェクトのFIPレートが大幅に低下した（750kW未満は2017年2月から毎月0.5%引き下げられる）。



注：pilot auctionは、PVと陸上風力の共同オークション（技術中立入札）である。

出所：Federal Ministry for Economic Affairs and Energy (2020) “Renewable energy”

図 ドイツにおけるオークションによる、地上設置型太陽光発電設備のFIPレートの推移

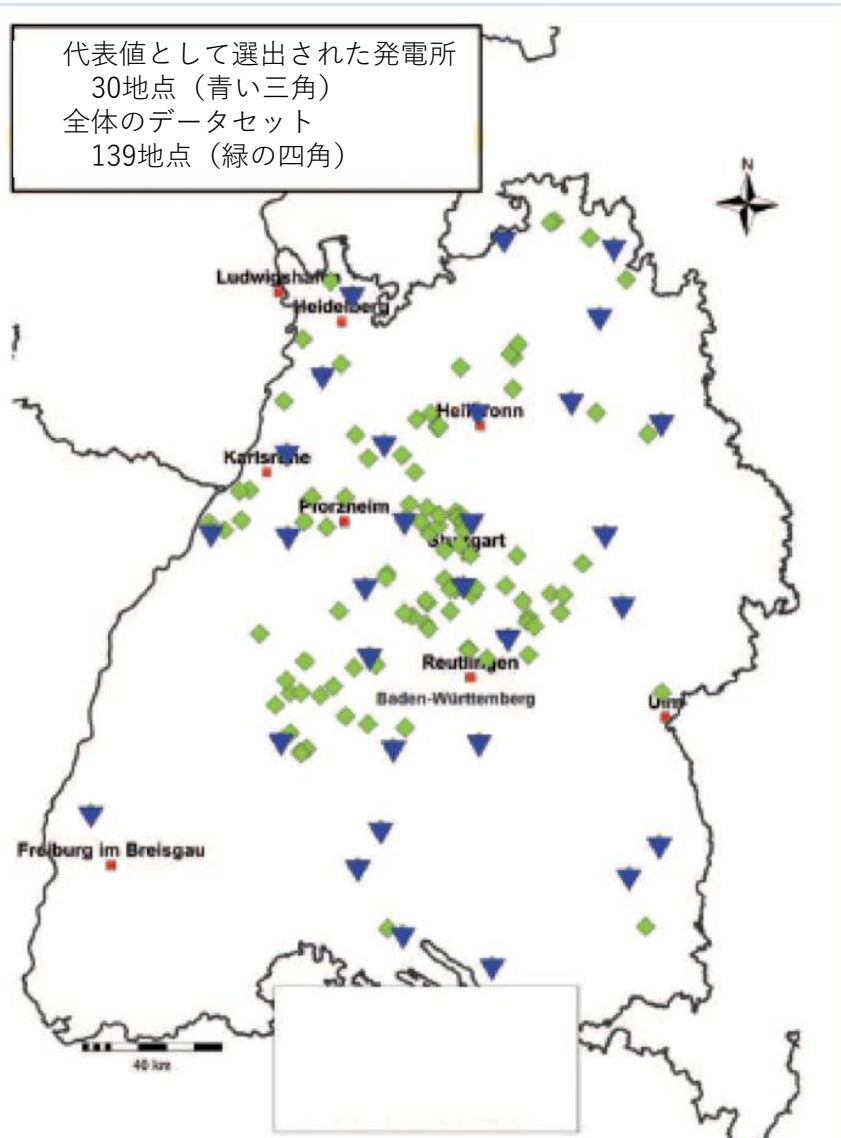
②参照価格と期間の決め方

	日本	ドイツ
支援制度	FIP制度	FIP制度
参入する 卸電力市場 ※注1	スポット市場	スポット市場
市場参照期間	1年及び月次	1ヶ月
市場参照時間	1年及び月次	当期
交付頻度	月次	月次
発電特性を ふまえた 参照価格の 産出方法	参照価格の算定方法(案) ①前年度年間平均市場価格を算出 各30分コマのスポット市場と時間前市場の価格をエリア別に加重平均する。この価格(以下、30分コマ市場価格)について、発電特性を踏まえ、1年間分の加重平均(非自然変動電源は単純平均)をとることにより算出。 ※前年度年間平均市場価格を基本とすることにより、プレミアムが需要期に小さく、不需要期に大きくなるといった不適切な価格シグナルを回避。 ②月間補正価格を算出 1)当年度月間平均市場価格を算出 当年度の1ヶ月分の30分コマ市場価格を、発電特性を踏まえて加重平均(非自然変動電源は単純平均)。 2)前年度月間平均市場価格を算出 同様に、前年度の1ヶ月分の30分コマ市場価格を、発電特性を踏まえて加重平均(非自然変動電源は単純平均)。 3)月間補正価格 = 当年度月間平均市場価格-前年度月間平均市場価格とする。 ※月ごとに補正を行うことにより、実質的に、当期の市場価格の実績を参照価格に反映。 年間を通じて見れば、基本的な期待収益を確保。 ③参照価格は、①前年度年間平均市場価格+②月間補正価格により算出。これを1ヶ月毎に交付する。	■陸上風力、洋上風力、太陽光： 電源別平均 ※電源別に、当該市場参照期間の a. オンライン集計した1時間当たりの発電量×当該1時間当たりの卸電気市場の平均価格 を合計し、 b. オンライン集計した当該市場参照期間の発電量 で除すことにより、算出する。 ■上記以外：単純平均

注1:ドイツ、フランス、英国、オランダは、卸電力市場の価格指標が全国一律。イタリアは、エリア別の価格をもとに算定。

注2:フランスでは、FIP制度の対象は入札によって決定するが、太陽光・陸上風力・水力、地熱以外のエネルギー源は、FIP制度施行以降に募集された入札が確認できていないため詳細不明(2020年8月時点)。

出所：経済産業省資源エネルギー庁「FIP制度の詳細設計③」2020年12月7日



このモデルは、139の太陽光発電システムからなるデータセットから定量的に開発されたものである。15分ごとにfeed-inの価格は11ヶ月間利用可能だった。図でわかるように、30のシステムが残りの太陽光発電のfeed-inを予測するために代表のシステムとして選ばれている。

→ドイツは市場分割できない（日本は9エリアで市場分割できる）ため、モデル地点を選び電源別価格を計算

出所:

掲載誌 *ET. Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 60 (2010, December) (ドイツ語)

タイトル Ein distanzbasiertes Hochrechnungsverfahren für die Einspeisung aus Photovoltaik

執筆者 Sebastian Schierenbeck, Dietmar Graeber, Andreas Semmig und Alexander Weber

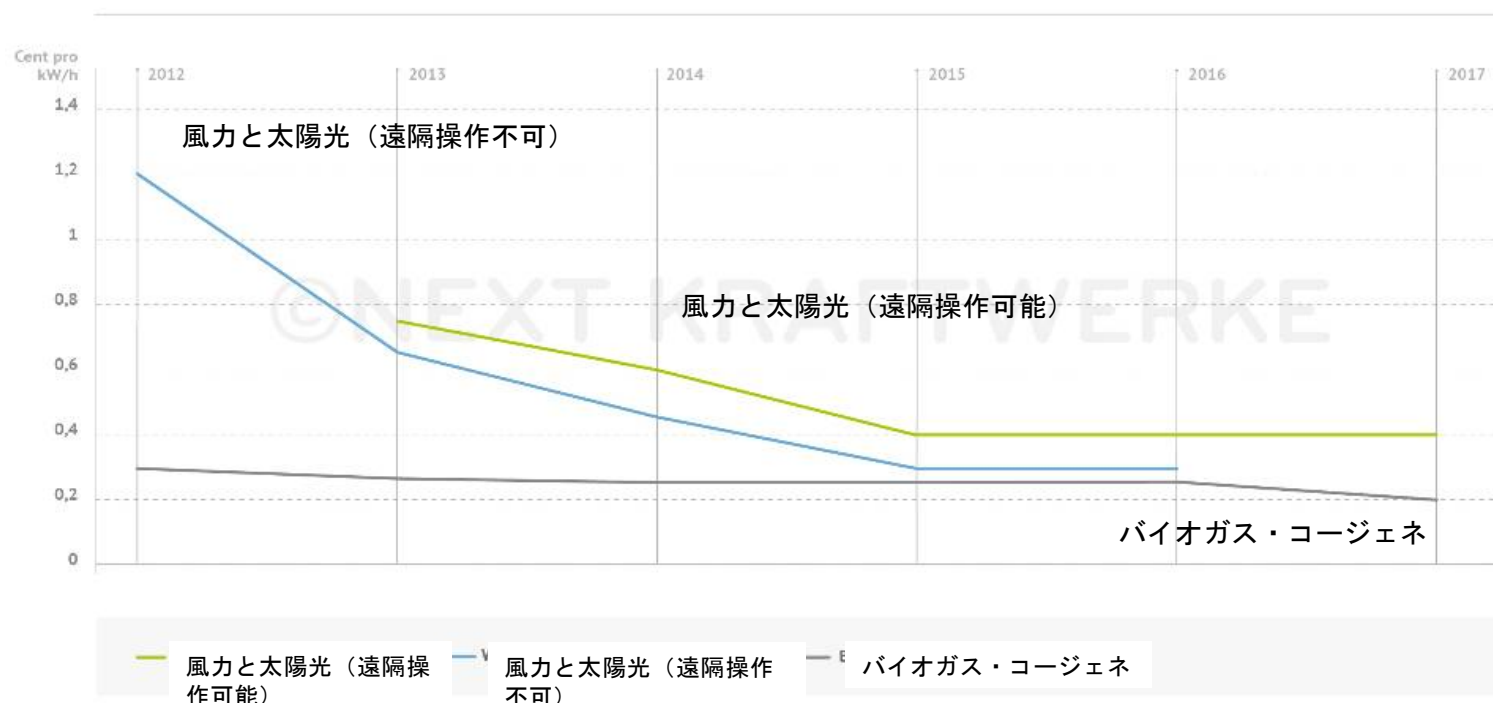
ページ p62

距離に基づく太陽光発電のfeed-in推定方法

③ バランシングコスト

マネージメントプレミアム(KWh)は当初、発電事業者のインバランスリスクの緩和のために導入されていた。2013年1月にいわゆる遠隔制御での手当が導入されたことにより、遠隔での制御が可能なシステムの数が大幅に増加した。ダイレクトマーケターは2013年2月に5 GWを超える設置電力を遠隔で制御することができるようになった。

その後さらに気候変動予測技術が高まり、バランシンググループの強化により調整電源の入手が容易になった2016年でなくなり、0.4centsユーロ/KWhが市場プレミアムに統合され計算されるようになっていく。

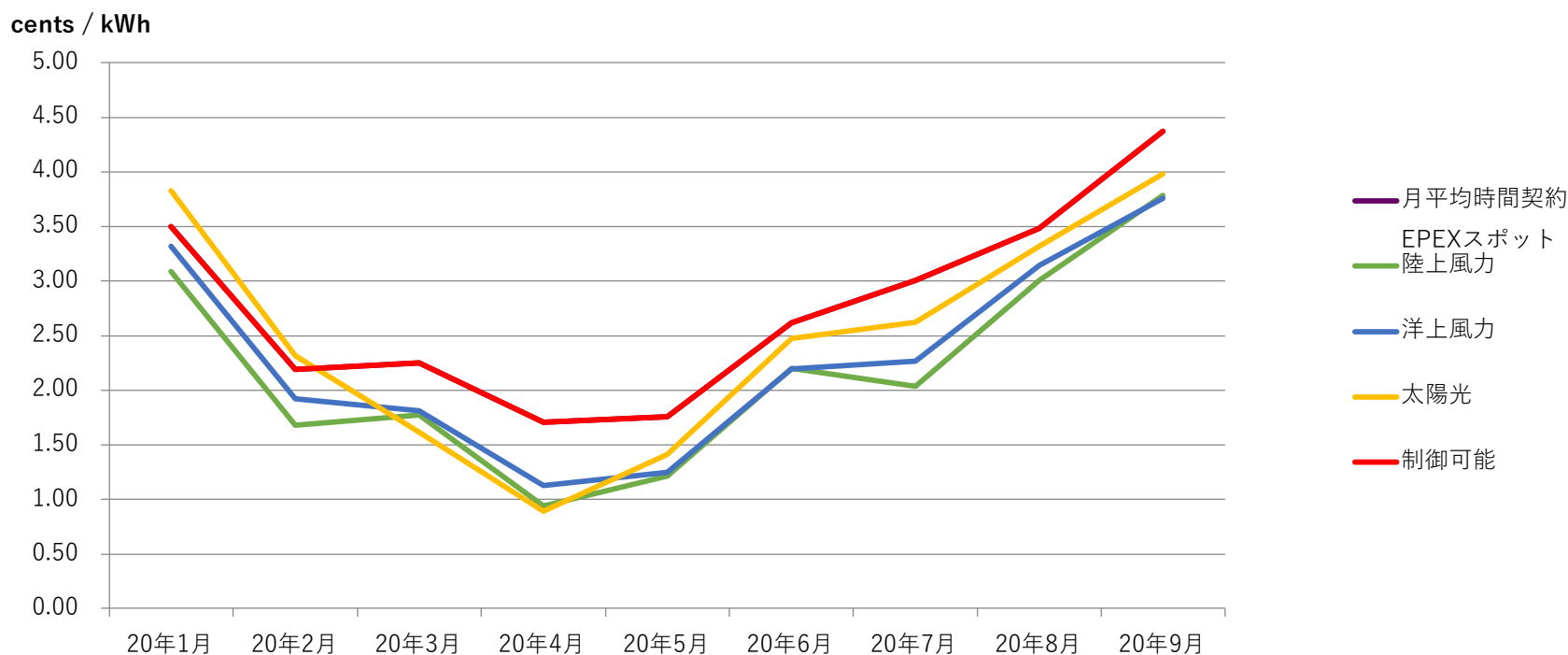


出所：<https://www.next-kraftwerke.de/wissen/direktvermarktung/managementpraemie>より作成

図表 ドイツにおけるマネージメントプレミアムの推移

④電源別Capture Price（プロファイルコスト）

下図は各電源別の月間市場価値を、年毎に平均をとったものである。ドイツの場合、風力の発電量が多いため、スポット価格への影響（多く発電しているときは供給が多くなりスポット価格を下げる効果）については、陸上風力が一番大きく、その次に洋上風力であることを表している。太陽光の発電量は相対的に小さくスポット市場への影響が少ないのと、スポット価格の高い昼間に発電しているため、調整可能電源と同程度の価格になっている。電源別参照価格はCapture Priceともいわれ同じ電源が集中すると、電源別参照価格が下がる効果をCannibalization effectとも言う。



注：制御可能なエネルギー源はバイオマス、水、地熱エネルギー、鉱山ガス、下水ガス、埋め立てガスである。これらのエネルギー源は比較的絶えず供給されているため、市場価値は平均卸市場価格にほぼ対応しているということである。他方、太陽光、陸上風力、洋上風力は、大きく変動するフィードイン動作を示す。

出所：<https://www.netztransparenz.de/EEG/Marktpremie/Marktwerte>（2020年10月17日参照）

図 ドイツにおける2020年の電源別月次ベース計算された市場価格の年度推移

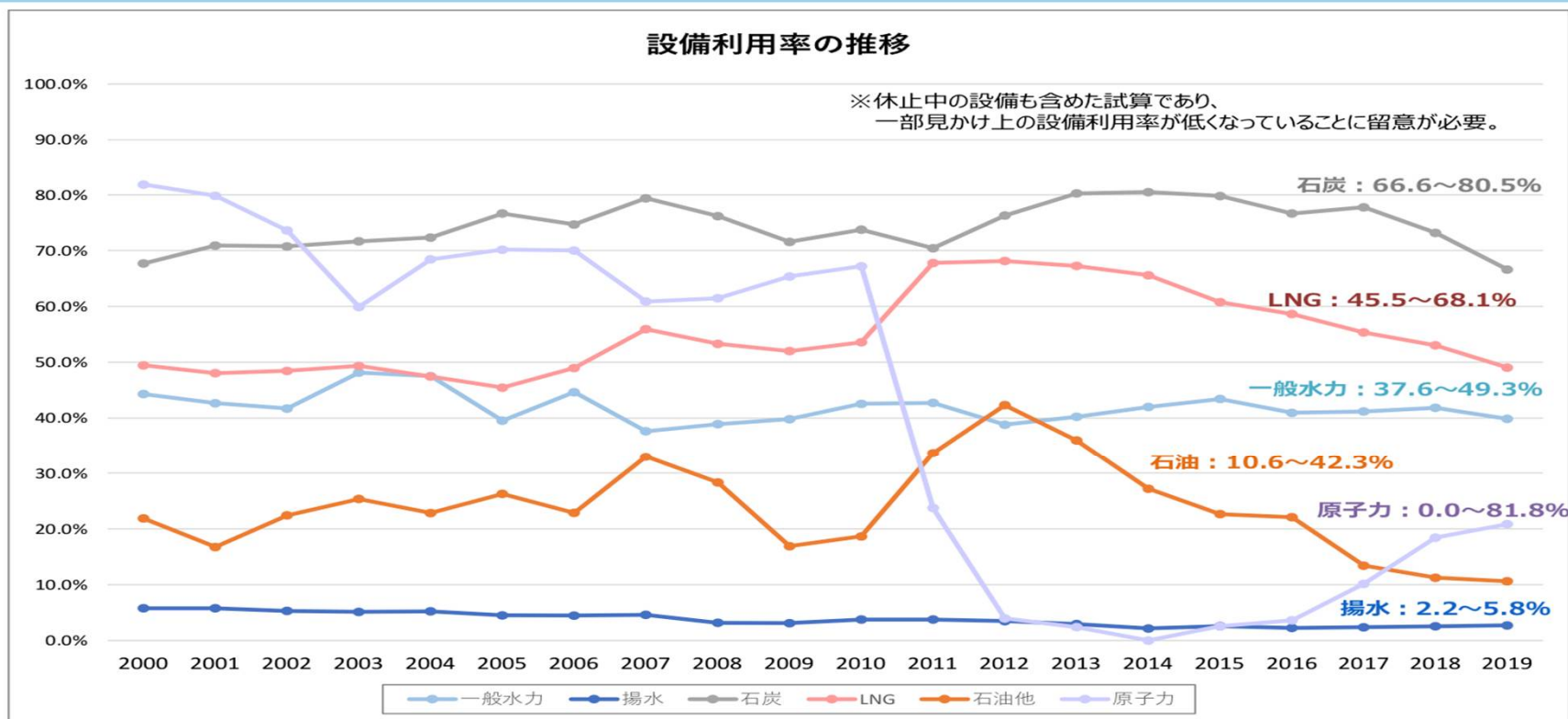
4. FIP下での水力発電事業のあり方

(1) 水力の価値認識の努力が必要では？

火力が石炭を中心に縮小する中で水力の価値は上昇

設備利用率の変化

- 至近の動向を確認すると、**火力電源の設備利用率の低下が見られるが**、今後、政策的な措置に対応していく中で、**非効率な設備の廃止が更に進むこと等も想定**される。



(出所) 2000～2015年度：電源開発の概要（資源エネルギー庁）、2017年度以降：供給計画とりまとめ（電力広域的運営推進機関）から作成 40

電源料金の多様化に水力が貢献できる余地は大きい

第1回電力・ガス取引監視等委員会の検証に関する専門会合（2020年8月）資料1より抜粋

（参考）多様化する新電力の料金メニュー

- 新電力が提供する料金メニューは多様化し、需要家の選択肢が広がっている。

※一部の特徴的な料金メニューを例示。

再エネ特化型

- ・再生可能エネルギーを100%提供する料金メニュー。FIT電気での提供や、非化石証書を活用したものもある。トドック電力やネクストエナジー・アンド・リソースなどが提供。

発電所(者)特定型

- ・ブロックチェーンにより発電所と需要家をマッチングさせて提供するもの。みんな電力が提供。
- ・需要家自らが小売事業者の取次店となり、発電者と取引するものもある。デジタルグリッドが提供。

市場連動型

- ・実際にスポット市場価格(コマごと)をもとに電気料金を計算するメニュー。自然電力が提供。

確定数量型

- ・一定の使用量までは、定額制の電気料金メニュー。F-Powerや日本瓦斯・Loopなどが提供

EV向け割引

- ・EV用充電設備を設置しており、かつEVを所有している者に対して通常のプランから割引くもの。Loopなどが提供。

完全従量料金

- ・基本料金を0円とし、完全従量制の電気料金メニュー。LoopやSBパワー、TRENDEなどが提供。

一段階料金

- ・消費者にとっての分かりやすさを重視し、一段階料金のメニューを提供。オペテージやF-Powerなどが提供。

時間帯別料金

- ・家庭で電気をよく使用する夜間の時間帯（例えば、夜8時から翌朝7時まで）で割安な料金を設定。出光興産やシン・エナジー、みやまスマートエネルギーなどが提供。

特定時間帯無料

- ・特定の時間帯（例えば朝6時～8時）の電気料金（従量分）を無料にする。HTBIエナジーが提供。

歩数連動割引

- ・歩いた歩数に応じて電気料金を割引くサービス。イーレックスが提供。

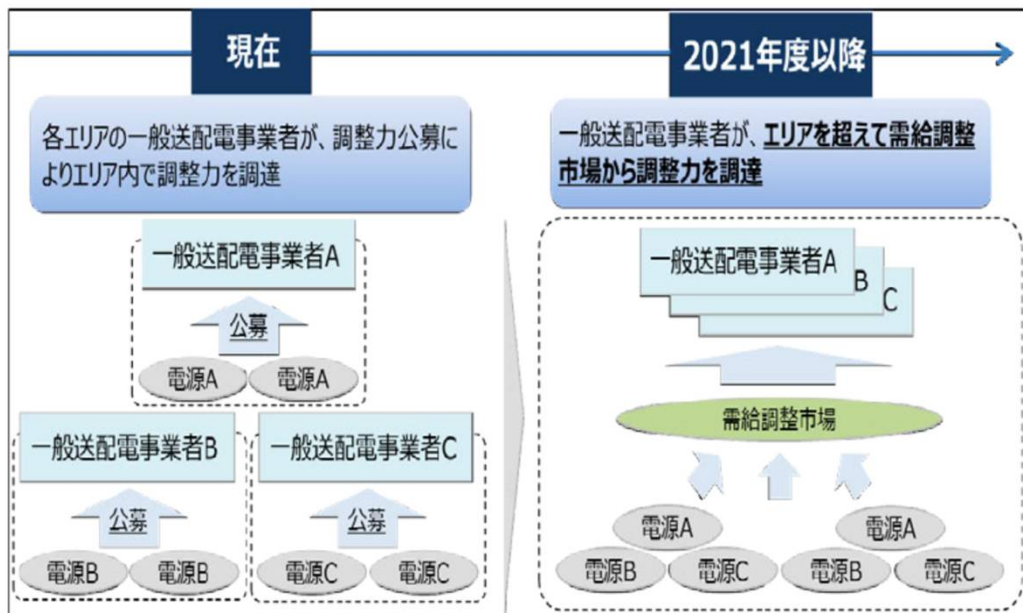
（出所）各社ホームページ 14

(参考) 売手は、本市場で扱う商品の要件に合致する調整力を、選択したリソースから市場へ供出し、 Δ kWの入札単価の安いものから約定される。(マルチプライスオークション)

2021年度については、三次調整力②以外の調整力は公募にて確保する。(三次調整力②は需給調整市場から確保)

(OCCTO調整力および需給バランス評価等に関する委員会 第50回資料3 スライド4)

需給調整市場の概要 (イメージ)



調整力公募から需給調整市場への移行

白色: エリア内, 橙色: 広域化

	2020年度	2021年度	2022・2023年度	2024年度以降
調整力公募 (各エリアで、年間調達・運用)	電源 I - a 電源 I - b 電源 I'	電源 I - a 電源 I - b 電源 I'	電源 I - a 電源 I - b 電源 I'	
需給調整市場【調達】 (市場を通じて、週間又は前日調達)				一次調整力 ※1 二次調整力① ※1 二次調整力② 三次調整力① 三次調整力②
※1 広域化を検討中		三次調整力②	三次調整力① 三次調整力②	三次調整力① 三次調整力②
需給調整市場【運用】				一次調整力 ※1 二次調整力① ※1
	<広域需給調整システム> 段階的にエリア拡大 2023年度 二次② 三次調整力① 三次調整力②			
※1 広域化を検討中		三次調整力① 三次調整力②	三次調整力① 三次調整力②	三次調整力① 三次調整力②

再生可能エネルギーを出力の「下げ調整力」の活用

1. 再生可能エネルギーを出力の「下げ調整力」として活用する方向。
2. 下げ調整における **ΔkW の必要性については**、OCCTOにて定格出力運転の電源があり十分な量が自然に生じると整理**(つまり改めて確保する必要はない)**。

(調整力の細分化および広域調達の技術的検討に関する作業会 資料5 スライド8)

→ 2021年度から開設される3次調整力②においても下げ調整力が認められていないことから、揚水のポンプ側の入札はできない。

3. **調整力KWh市場**では下げ調整力＝限界費用－回収費用のための合理的な額以上となり、発電側からTSO側への支払いを留保することになる。再エネの場合は、限界費用がゼロなので、ネガティブプライスの入札になる。(2021年2月16日の審議会を経て、認められる方向) これにより固定費回収が期待されている。

容量市場に参加した電源は応札結果に関係なく卸電力市場や需給調整市場に参加可能。→水力もいろいろな市場には入れる。

表 電力各種市場の商品要件

	JEPX	容量市場	調整力公募	需給調整市場	
商品	前回（スポット）市場	容量市場	電源 I'	二次調整力（①および②）	三次調整②低速枠
単位	kWh	kW	kW・kWh	ΔkW（注1）、kWh	ΔkW(注2)、kWh
最低入札単位	100kWh (30分50kWh)	1MW	1MW	5MW	専用線：5MW 簡易指令システム：1MW
刻み幅 (入札単位)	100kWh (30分50kWh)	1kW	1kW	1kW	1kW
価値	市場価格	14,137円/kW ※2020年容量市場メインオークション（対象実受給年度：2024年度）	電源6,302円/kW or 5,106円/kW（2020年毎平均）	未定	未定
継続時間	30分単位	3時間以上	3時間以上	30分以上	商品ブロック時間（3時間）
応動時間	N/A	3時間以内	3時間以内	5分以内に出力変化可能な量	45分以内に出力変化可能な量

注1、2：下げのΔkW市場は作らない。

注3：上げ調整のkWh価格≦当該電源等の限界費用＋一定額

下げのkWh価格≧当該電源等の限界費用－一定額

（経済産業省：需給調整市場ガイドライン）

ここで、一定額＝当該電源等の固定費回収のための合理的な額（当年度分の固定費回収が済んだ電源等については、一定額＝限界費用×一定割合）

出所：OCCTO等

(参考) 需給調整市場の概要

需給調整市場には以下の2つの市場が存在する。

調整力 Δ kW市場：発電事業者等が電源等を提供し、一般送配電事業者は、調整力として最低限必要な量の電源等を事前に調達（予約）するための市場（なお、当面は、調整力公募による電源Ⅰの調整も併存）

調整力kWh市場：実需給断面において、予約確保した電源等（以下「予約電源」という）に加え、スポット市場とうで約定しなかった余力活用電源（当面は電源Ⅱ）も含めた中から、一般送配電事業者がkWh価格の安い順に稼働指令を行う市場

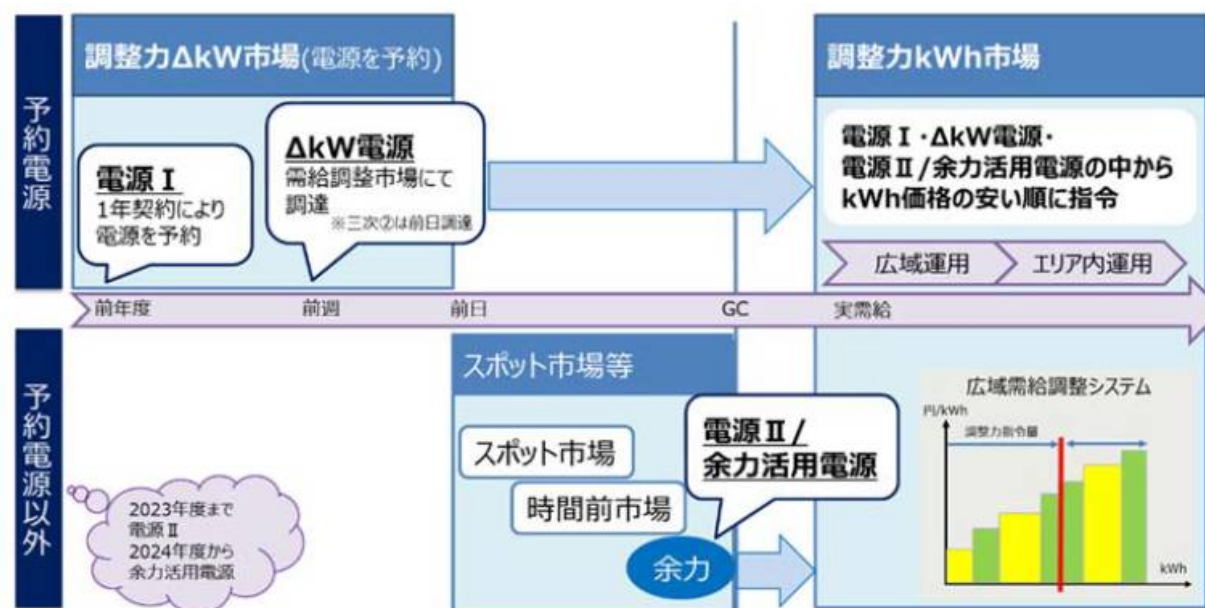


図 調整力 Δ kW市場と調整力kWh市場の全体像

2019年3月5日にこの提示が電力下げ調整力は△KW市場は作られないが調整力KWh市場は検討されている。

■ エリア内で供給量が需要量を上回ることが見込まれる際に適用される優先給電ルールは、抑制順位に基づいて自然変動電源以外の電源の抑制可能量（下げ△kW）を確保して、自然変動電源の出力抑制量を決めるという考え方であり、これを前提として以下のとおり対応することとなる。

➤ 平常時

- ✓ 発電事業者がメリットオーダーにもとづく発電計画を作成すると、安価な調整電源等から順に定格出力になると考えられるため、十分な量の下げ△kWを備えた調整電源等が自然に生じる。
- ✓ このため、下げ調整力について△kWをあらかじめ市場で調達する必要性はない。
- ✓ なお、これは余力活用の仕組みにより、下げ調整力の△kW調達を行われていない調整能力を持った電源等の下げ余力を十分活用できることを前提としている。ただし、余力活用に関する契約に実効性を持たせるには、発電事業者が余力活用に応じるインセンティブ性についての検討が必要となる。

➤ エリア内の供給量が需要量を上回ることが見込まれる時

- ✓ 優先給電ルールによる抑制順位に基づいて自然変動電源以外の電源の抑制可能量（下げ△kW）を確保して、自然変動電源の出力抑制量（下げ△kW）を決めることで下げ△kWを確保することができる。
- ✓ このため、下げ調整力について△kWをあらかじめ市場で調達する必要性はない。
- ✓ なお、これはエリア内で供給量が需要量を上回ることが見込まれる際に適用される優先給電ルールがあることを前提としており、この前提を変更する場合には国の審議会にて検討が必要。

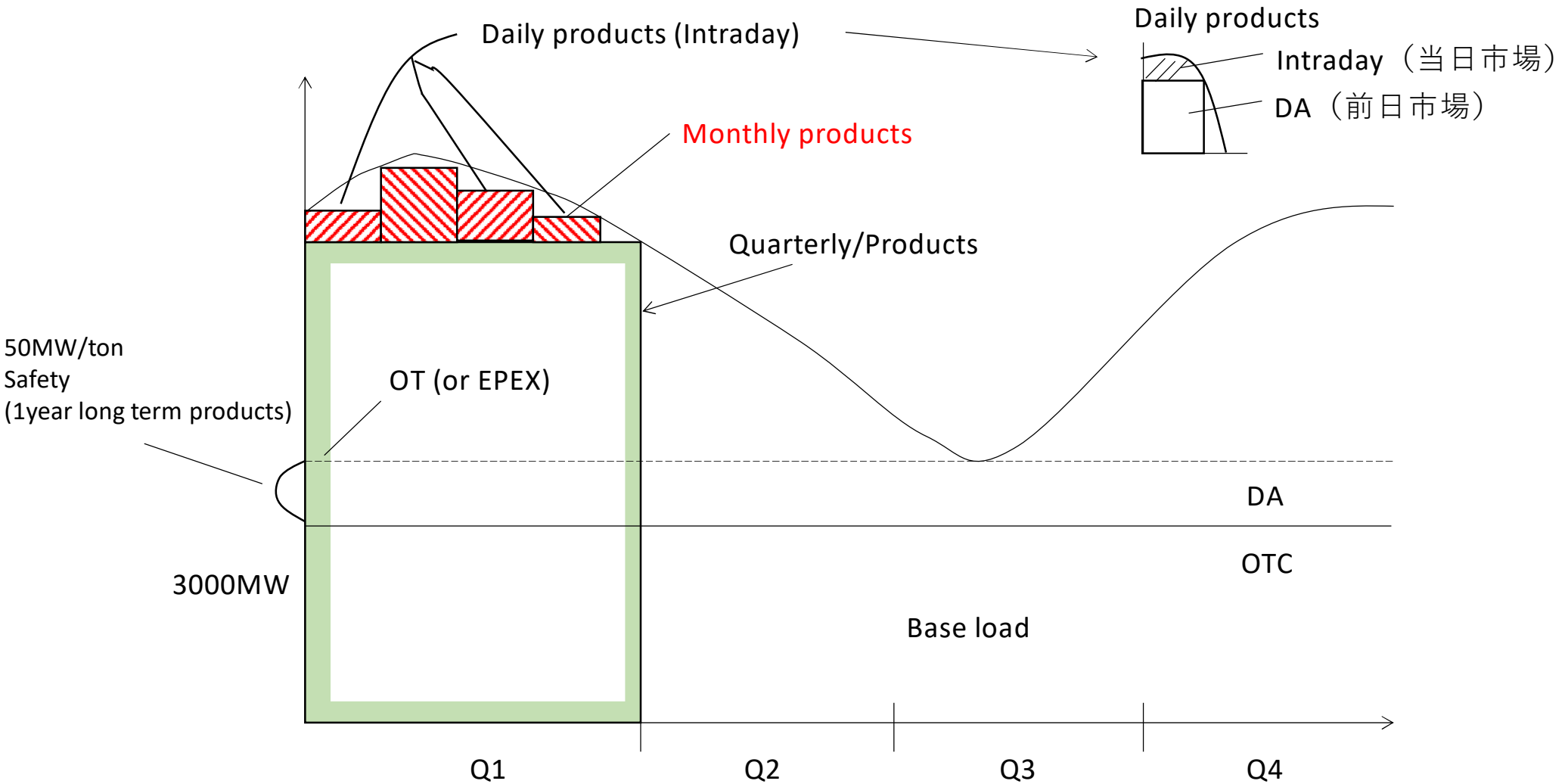
■ 以上より、下げ△kWをあらかじめ調達することなく運用が可能と考えられるため、下げ△kWについては当面市場調達しないこととしてはどうか。

このための単価を非FITの自然変動電源も含めて登録する仕組みを想定

この方針のまま、下げ△KW市場は作られない。3次調整力②でも揚水ポンプ側の入札はできない。

（２）きめ細かな市場投入戦略が費用に

30MW以下の中小水力も今後FIPが適用されていくことから、市場と向き合うことが不可欠であり、予測の確実なものから商品として確定していき、最後はIntraday（当日市場）で僅かな余剰分まで売却するような市場参入戦略が必要となる。

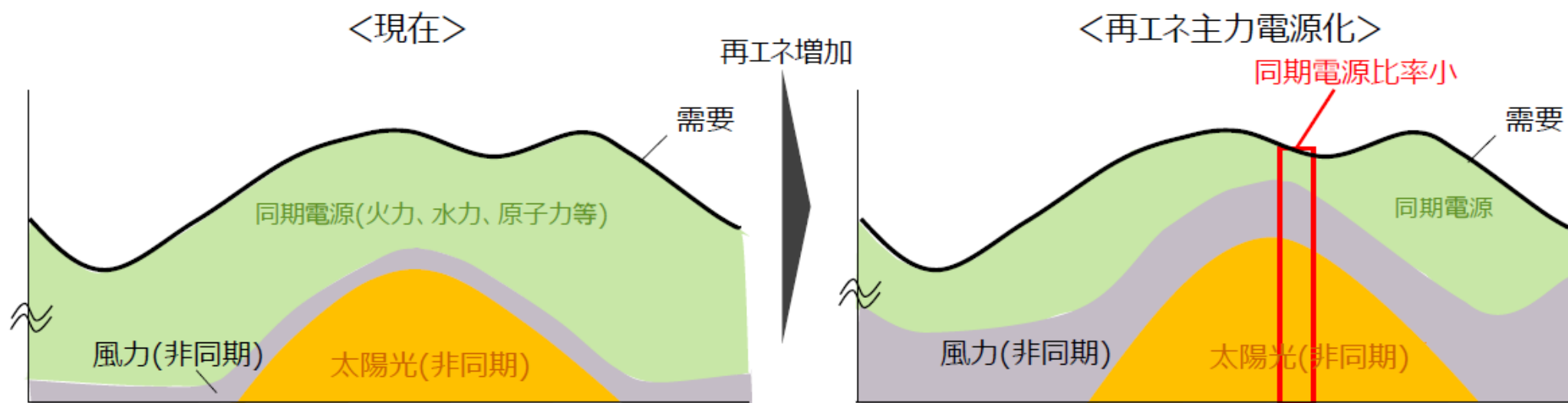


出所：京都大学長山

図 水力の市場への投入戦略（概念図）

慣性力市場にも注目すべき

- 「再エネ主力電源化」に伴い再エネ導入量が増加し、太陽光発電や風力発電などのインバータ電源(非同期電源)が増加する一方で、火力発電等の同期電源が減少する場合に、安定的に電気を送れるかどうかの技術的な課題

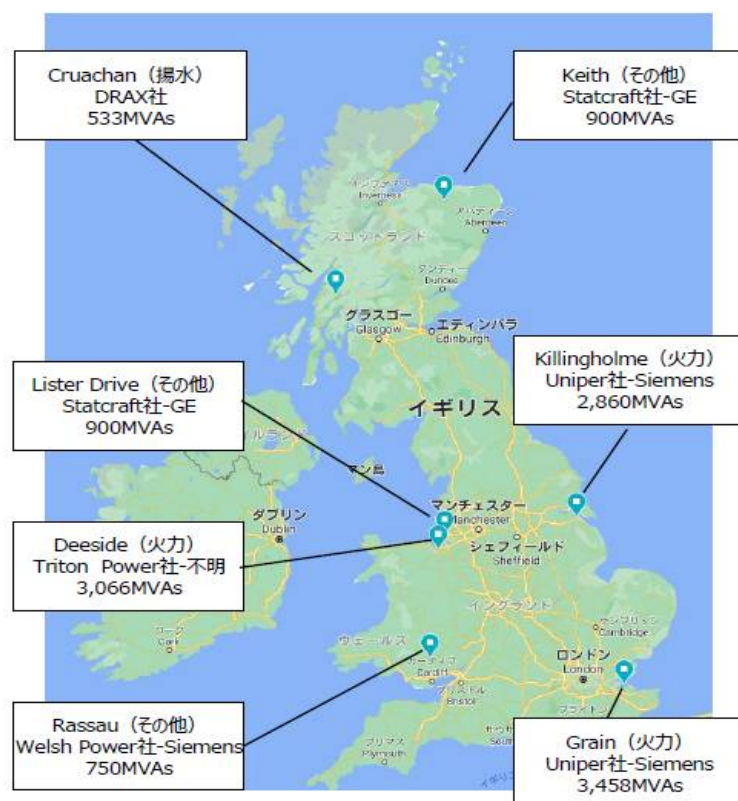


出所：電力広域的運営推進機関(2021)「「再エネ主力電源化」に向けた技術的課題及びその対応策の検討状況について」、第57回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 資料3、調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 事務局、2021年2月15日

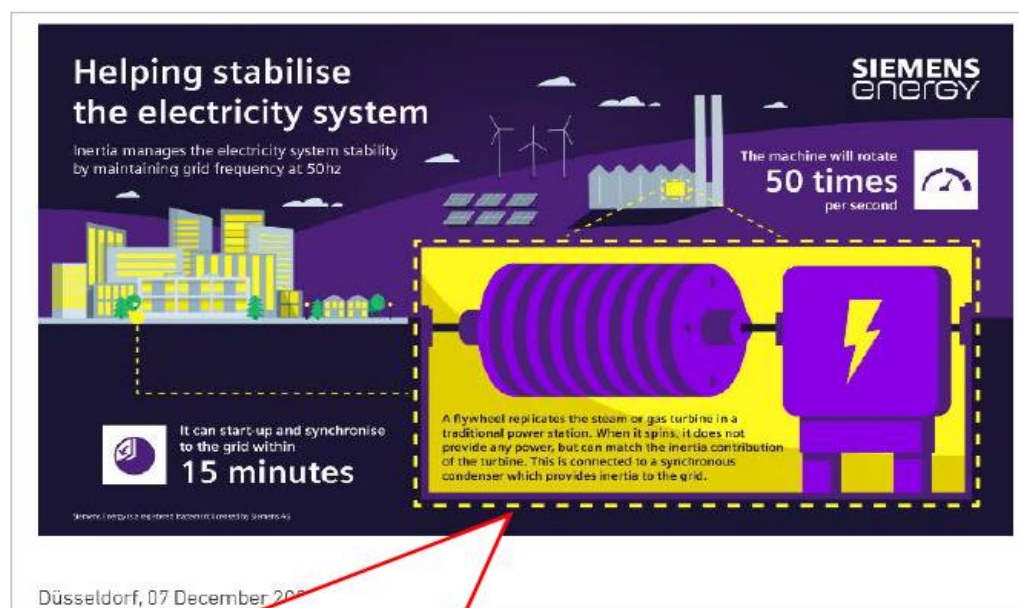
http://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2020/files/chousei_57_03.pdf

- 落札した設備（7箇所）の所在は左下図のとおりであり、各設備が慣性力を提供する方法としては、既存の火力発電所のタービンをフライホイールに置き換えているものが3箇所あり、既存揚水の活用が1箇所、その他フライホイール設置が3箇所となっていると考えられる※。

※例えば、Cruachan(Drax社)は、440MWの揚水発電所を活用し、Deesideはガス火力の転用と推測される。



出所）各社ホームページより作成



既存火力発電所の蒸気/ガスタービンをフライホイールに置き換えて、有効電力は供給せず、同期調相機と接続して系統に慣性力を供給する。

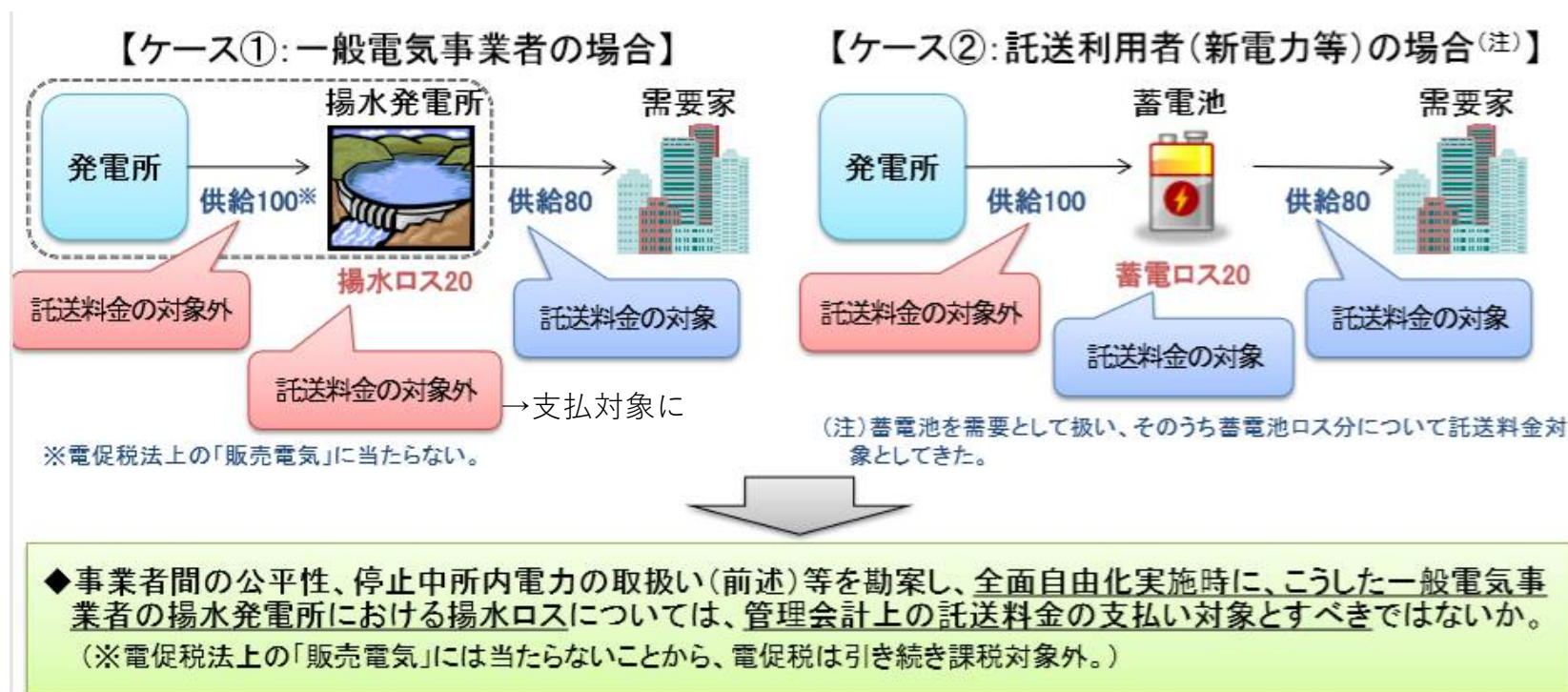
出所：uniper社プレスリリース

<https://www.uniper.energy/news/uniper-appoints-siemens-energy-to-deliver-grid-stability-technology-at-uk-power-station-sites/>

出所：電力広域的運営推進機関(2021)「「再エネ主力電源化」に向けた技術的課題及びその対応策の検討状況について」、第57回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 資料3、調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 事務局、2021年2月15日

(3) 揚水のポンプロスへの託送料金免除の働きかけを

これまで、蓄電池は需要扱いで託送料金の対象、揚水のポンプロスも託送料金の対象と議論されてきたが、レベニューキャップ、発電側基本料金の導入に伴い、今後蓄電池(+揚水)が需要側・発電側でどのように系統費用負担するのか整理される。



注1：電促税法上の「販売電気」に当たらない。(電促税は引き続き課税対象外。)

出所：「第11回 制度設計ワーキンググループ 事務局提出資料 ～小売全面自由化に係る詳細制度設計について～ 平成26年12月24日(水) 資料8-2」を修正

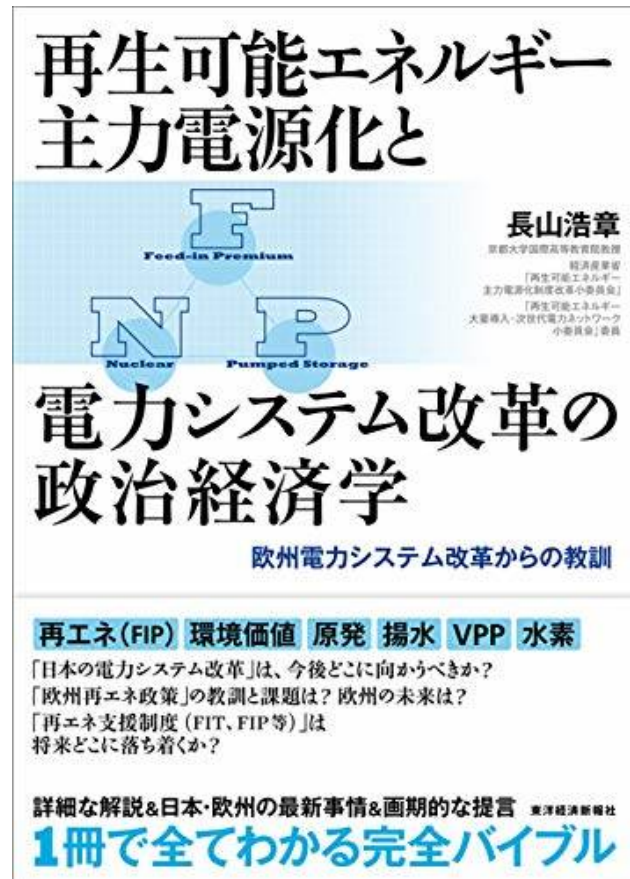
図表：揚水と蓄電池へのロスの料金

まとめ

火力が減る中で水力の価値はさらに上がる。「再エネの市場統合に向けた市場環境整備」の中で水力の果たす役割は大きい。

問題	対応策の提案
政府のエネルギー関係審議会でも水力を議論される場が多い	まずは立場が同じ企業と緊密に連携
水力はBGの中心になりうる	水力を中核としたBGの組成
蓄電池では託送料免除の動きあり、水力も同調すべき	政府の議論（蓄電池）に注目
水力は非化石証書でも価値を売れる	ブランド化にはトレサビリティも必要（RE100向け）
ドイツの水力の半分はFIPに移行	FIPも含めた事業のあり方を考える
こまめな市場入札戦略が必要	水力ごとに細かい運用（例：北海道電力のBG）
慣性力市場なども収入ソースの一つとしてはどうか？	揚水で慣性力を提供できる場合は収入ソースとして市場に投入

エネルギーフォーラム優秀賞受賞



E N D



京都大学総合生存学館

<https://www.gsais.kyoto-u.ac.jp/admissions-info>