

令和5年度エネルギー需給構造高度化対策調査等事業

# 定置用蓄電システムの普及拡大に向けた調査

調査報告書

**MRI** 三菱総合研究所

2023年12月

エネルギー・サステナビリティ事業本部

# 目次

I. 本調査の目的	…3
II. 2030年国内定置用蓄電システム導入見通し公表に向けたフォローアップ	…6
III. 定置用蓄電システムの系統混雑緩和への活用に関する海外事例調査と課題の整理	…24
1. 日本における系統混雑解消に向けた蓄電システムの活用の前提整理	
2. 混雑緩和価値の取引制度の調査	
3. 混雑緩和価値提供に関わる対価提供の方法やその原資	
4. 混雑緩和型蓄電システムの導入規律(B/C分析)	
5. 混雑箇所への蓄電システム立地誘導手法	
6. 送電事業者による蓄電システム所有に関する規定	
7. 混雑緩和用蓄電システムの収益性事例	
8. 蓄電システムによる混雑緩和効果の評価事例	
IV. 順潮流側混雑に起因する蓄電システムに対する充電抑制についての海外事例調査	…173
V. 定置用蓄電システムの系統混雑緩和への活用に関する海外事業者ヒアリング	…178
VI. 定置用蓄電システムの系統混雑緩和への活用に関する海外事例調査のまとめと課題の整理	…191

# I. 本調査の目的

---

# 調査の目的

## 目的

国内外の定置用蓄電システムを取り巻く環境や政策を把握し、定置用蓄電システムの更なる導入拡大のため、顕在化しつつある課題に対してタイムリーに政策へ反映することを目指す。

### <仕様書より抜粋>

- (1)カーボンニュートラルの達成や2030年のエネルギーミックス達成に向けては太陽光や風力といった再エネのさらなる導入拡大が求められる中、再エネの変動を吸収する脱炭素化された調整力の確保や余剰再エネの有効活用が必須となってくる。定置用蓄電池はこれらの問題を解決する重要なリソースとして注目されており、2023年2月10日に閣議決定された「GX 実現に向けた基本方針」においても調整力として活用可能な定置用蓄電池の導入促進化について言及されている。
- (2)「GX 実現に向けた基本方針」においては、定置用蓄電池の導入促進の具体策として、①導入支援等によるビジネスモデルの確立、②円滑に系統接続できる環境整備、③収益機会の拡大について参考資料において掲げているところである。
- (3)令和5年度は、令和4年度調査のフォローアップとともに、上記②③を念頭に系統接続の環境整備における課題やビジネス環境の課題について課題の洗い出しを行い、対応策の立案に向け等に向けて、海外動向等も含めた各種調査等を行う。また、検討・調査は、課題の整理等に留まらず、現行制度の見直し案の検討を通じて課題解決に資するものとし、関連する審議会等への意見具申に繋げることを目的とする。

### 背景

- 再エネ導入拡大における蓄電システムへの期待
- 需給調整・容量市場の整備
- 系統用蓄電システムの事業環境整備

### これまでの取組

- システム導入コストの低減
- 市場・環境の更なる整備
- 効果的な予算措置 等

### 政策の方向性

- 目標設定(価格、導入量 等)
- 事業環境整備  
(円滑な系統接続、立地誘導 等)
- 規制緩和(消防法見直し 等)

# 調査における論点

## 1 系統用を含めた定置用蓄電システム導入見通しの策定

- 2020年度の調査において、家庭用、業務・産業用蓄電システムの目標価格及び導入拡大見通しの推計を行った。
- 本調査では、系統用を含めた定置用蓄電システム全体の導入見通しにおける導入量推計、各国との比較を通じた目標水準の妥当性検証を行った。

## 2 定置用蓄電システムの系統混雑緩和における海外事例の調査

- 系統増強に代替するものとして、定置用蓄電システムの系統混雑緩和への活用が期待される。
- 本調査では、欧州・米国・豪州に関して、混雑緩和価値の取引制度・価値提供スキーム・導入規律等の調査を行い、日本に対する示唆を整理した。

## 3 順潮流側問題に起因する蓄電システムに対する充電抑制についての海外事例の調査

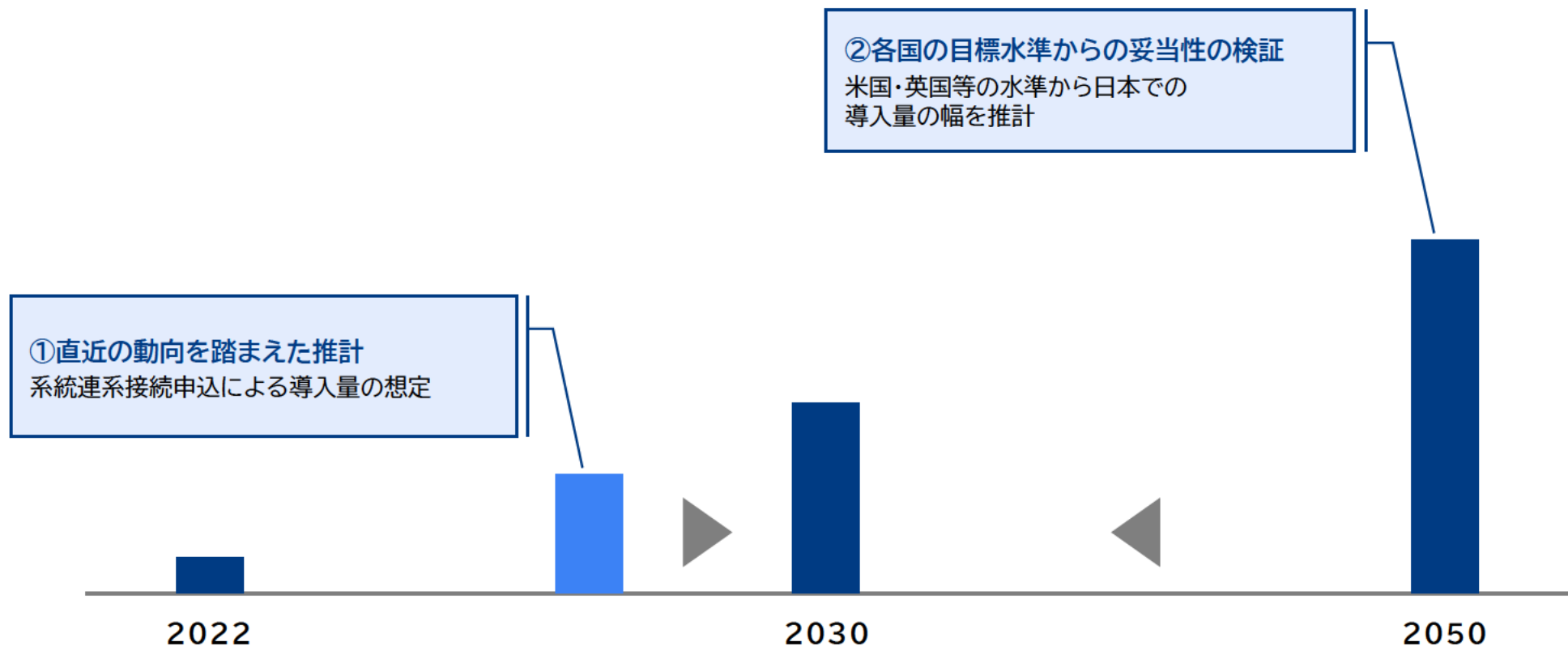
- 系統用蓄電システムの接続希望の増加に伴い、順潮流側の混雑の増加が懸念されている。
- 本調査では、オランダにおける蓄電システム等に対するノンファーム接続適用事例に関する調査を行った。

## II. 2030年国内定置用蓄電システム 導入見通し公表に向けたフォローアップ

---

# 2030年の国内の系統用蓄電システム導入見通しの推計方法

- 2030年における系統用蓄電システム導入量見通しを推計する上で、以下2点に関して推計・検証を実施した。
  - ① 2022年度から現在までの系統用蓄電システムの系統連系接続申込の件数に一定の実現率を考慮して、2030年の導入量を推計した。
  - ② 米国・英国が公表している2050年における系統用蓄電システム導入量および第6次エネルギー基本計画を基に、①で試算した日本における系統用蓄電システム導入量見通しの妥当性を評価した。



# 2030年の国内の系統用蓄電システム導入見通しのまとめ

- 2030年における系統用蓄電システムの導入量は直近の動向を踏まえて、累計14.1～23.8GWhと推計した。
- 導入量の推計結果の妥当性を、各国の動向との比較によって評価した。

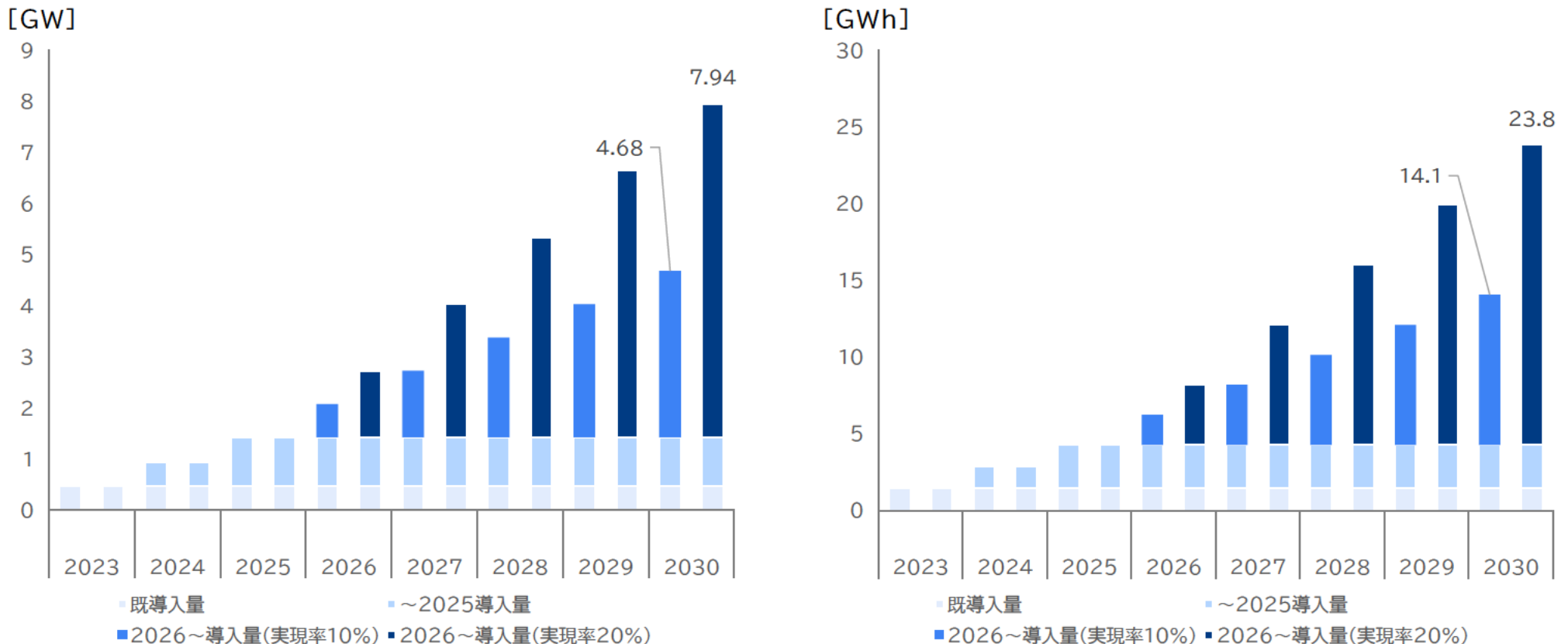
	目的	実施内容	結果
①直近の動向を踏まえた 将来導入量推計	直近の動向を最も反映している系統接続申込量から将来の導入量を推計する	<p>以下のプロセスで2030年における系統用蓄電システムの導入見通しを作成した。</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>① 2023年1月から5月の系統接続申込量の増加量が将来にわたって継続するという前提の下で、2030年までの系統接続申込量を推計する。</li> <li>② 系統接続申込を実施する案件のうち、実際に系統接続契約に移行する案件を10～20%と想定し、系統接続契約量を推計する。</li> <li>③ 系統接続契約を実施した案件のうち、稼働に移行する割合を70%として、移行期間を3年として、系統用蓄電システムの導入見通しを作成する。</li> </ol>	2030年における系統用蓄電システムの導入量を累計14.1～23.8GWhと推計
②各国の目標水準から の妥当性の検証	2050年の各国目標と比較し、2030年の導入目標が妥当かを検証する	<p>米国・英国における長期見通しと日本におけるエネルギー需給見通しを比較することで、日本における系統用蓄電システムの導入見通しを推計した。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>➢ 米国・英国における発電量当たりの系統用蓄電システムの導入量と再エネの発電量比率の見通しの関係性を整理した。</li> <li>➢ 米国・英国の系統用蓄電システム導入量と再エネ導入量の関係性を基に日本における系統用蓄電システムの導入量を推計する。なお、日本の再エネ発電量比率は第6次エネ基相当とする。</li> </ul>	各国の見通しと①で推計した見通しの結果を比較すると、妥当な水準であることが確認された



## 推計①: 直近の動向を踏まえた将来導入量推計

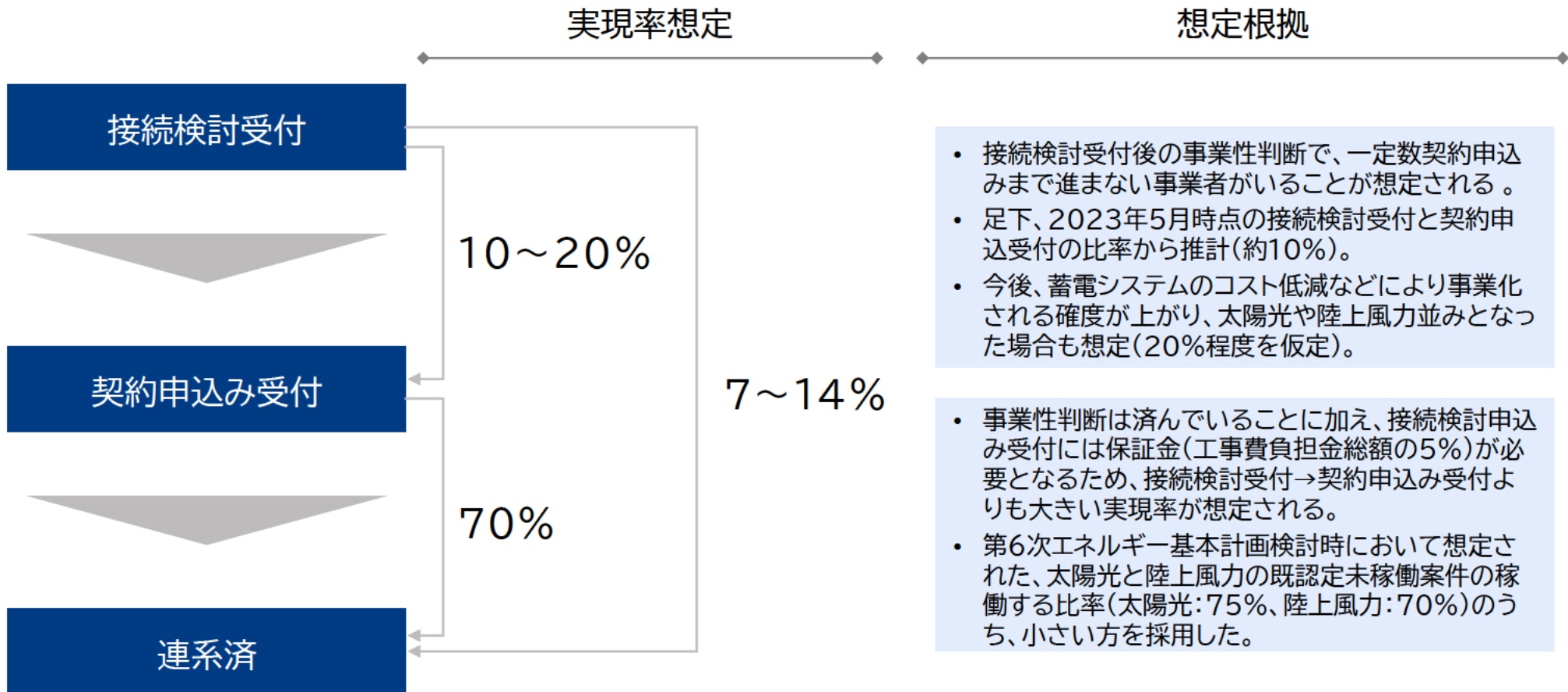
- 系統用蓄電システムの導入見通しは以下の3つの導入量を足し合わせることで推計した。
  - ① 既導入量: 既導入案件を計上した。
  - ② 2025年以前の導入量: 2023年5月時点での系統用蓄電システムの契約申込量を基に推計した。
  - ③ 2026年以降の導入量: 2023年1月から5月にかけての系統用蓄電システムの接続検討申込量の増加が将来的に継続するという前提の下で、接続検討申込を実施した案件に一定の実現率を考慮することで推計した。
- 2026年以降の追加導入量の推計フローの詳細は後述する。

### 系統用蓄電システムの導入見通し(ストック)



## 実現率の想定

- 各段階間の実現率として、OCCTOにおける系統アクセスに係る情報の取りまとめ、および再エネの接続検討申込み受付から連系までの実現率を採用した。
- 接続検討受付から系統連系するまでの期間は、工事期間等を考慮し3年と想定した。

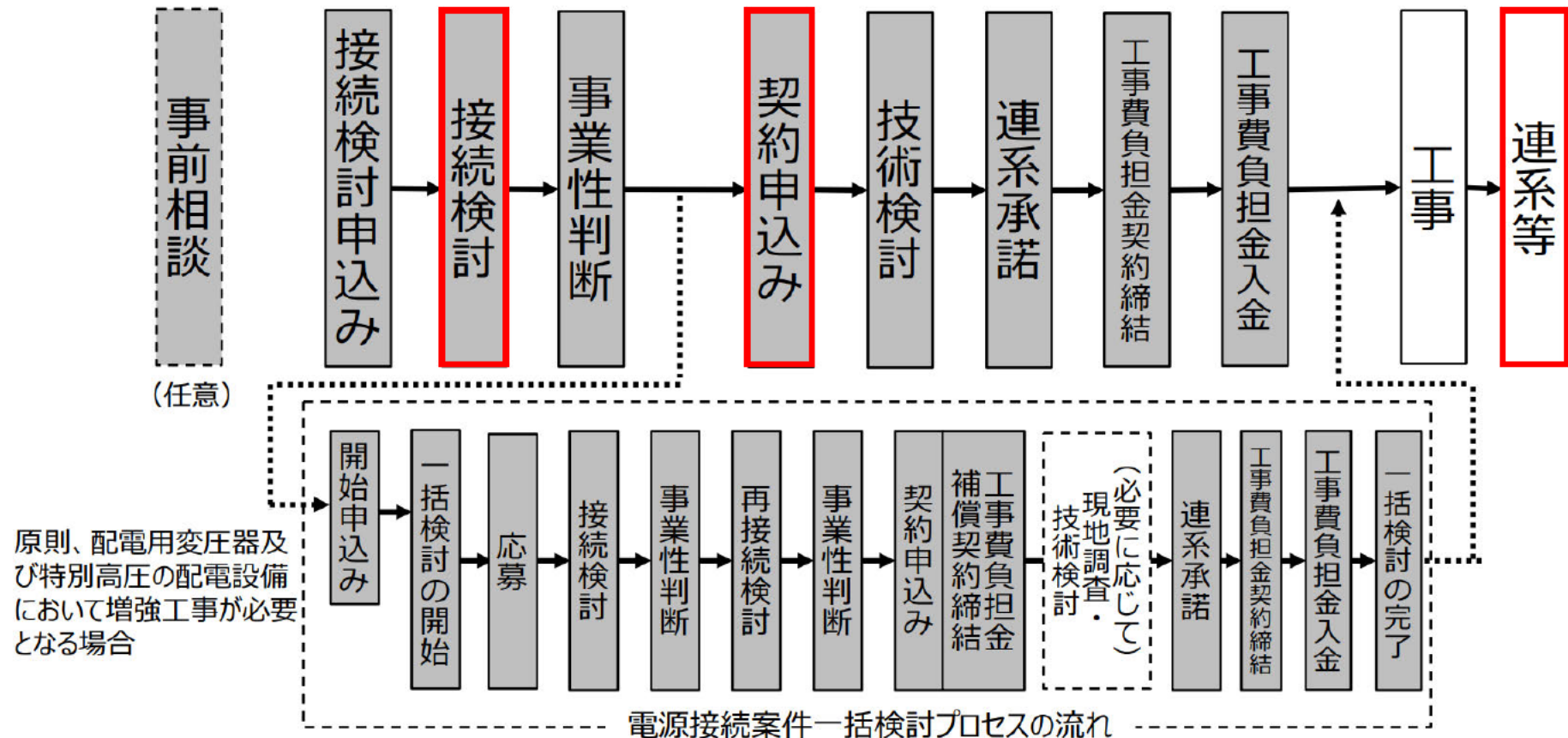


出所) OCCTO, “発電設備等系統アクセス業務に係る情報の取りまとめ(2022年度の受付・回答分)”, 閲覧日2023年7月18日, [https://www.occto.or.jp/access/toukei/2023/files/230622\\_access\\_toukei.pdf](https://www.occto.or.jp/access/toukei/2023/files/230622_access_toukei.pdf)、資源エネルギー庁, “2030年度におけるエネルギー需給の見通し(関連資料)”, 閲覧日:2023年12月18日, <https://www.meti.go.jp/press/2021/10/20211022005/20211022005-3.pdf>より三菱総研作成

## (参考) 系統アクセスの流れ

- 系統連系までの流れは以下の通りであり、「接続検討」を行う発電設備は接続検討後、「契約申込み」を行った上で、系統接続工事を行い、系統連系を実施する。

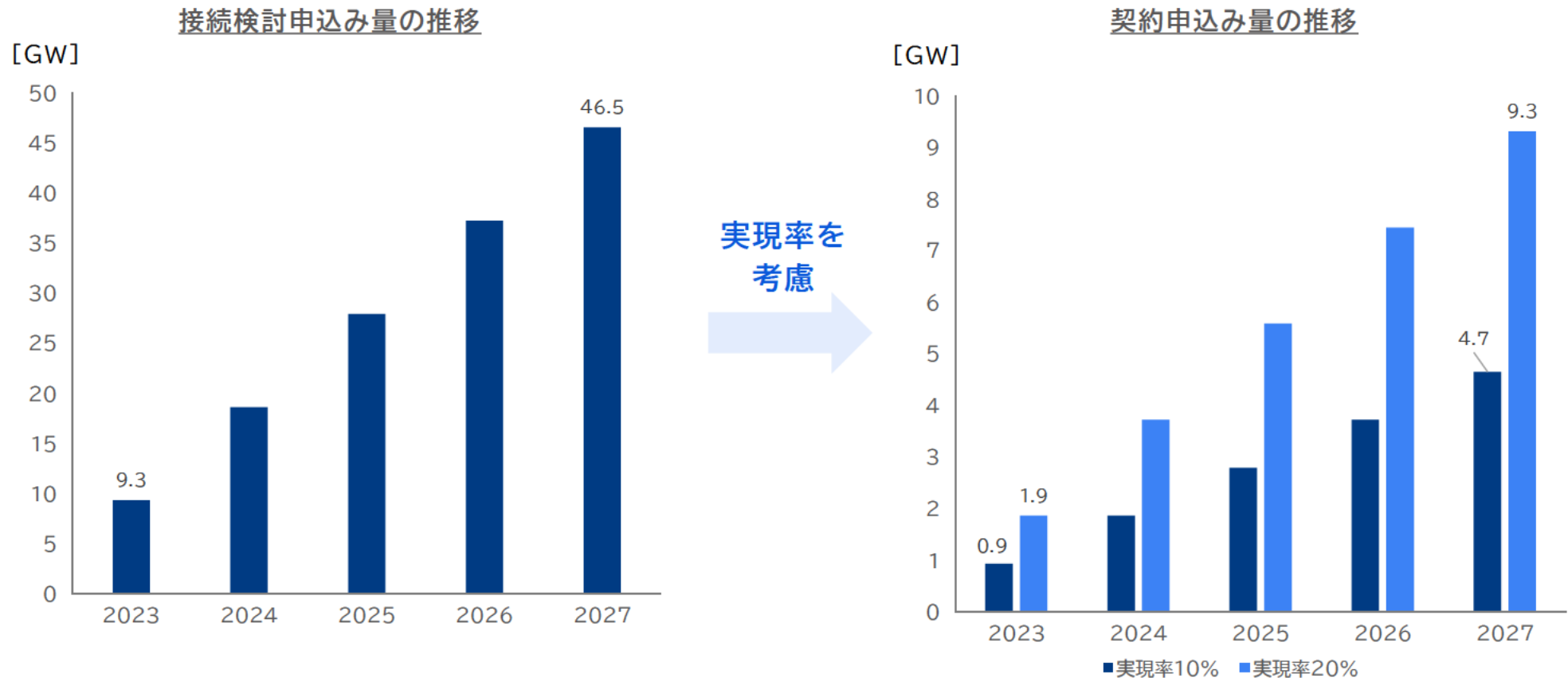
### 発電設備等に関する系統アクセスの流れ



## 接続検討申込み・契約申込みの見通し

- 直近の接続検討申込みの増加量が、将来にわたって継続することを仮定。2023年から2027年までの接続検討申込み量の推移は左図の通りであり、2027年時点で累計46.5GWとなる。
- 接続検討申込みを実施した案件に対して一定の実現率を考慮し推計を行った契約申込み量の推移は右図の通りとなる。接続検討申込みから稼働に移行する期間を3年程度と仮定し2030年時点で累計4.7～9.3GWとカウントした。

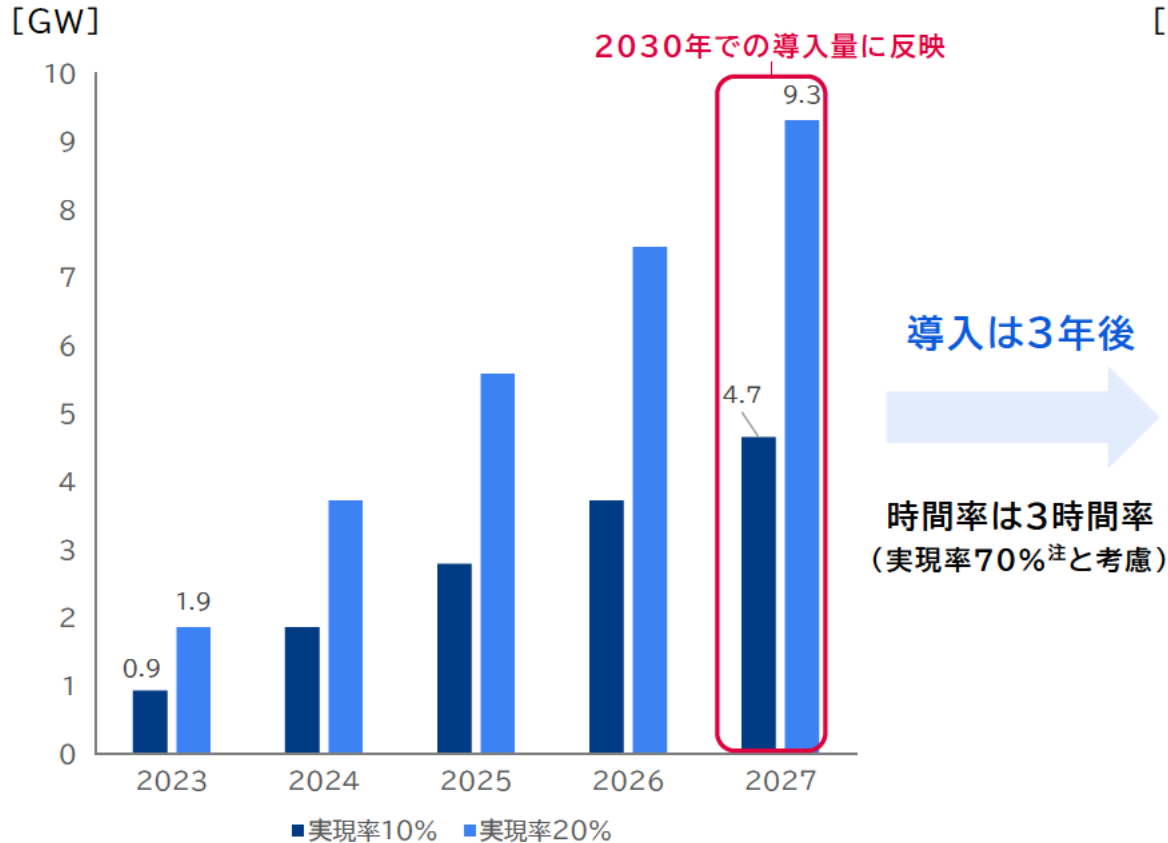
### 接続検討申込み・契約申込の将来見通し(ストック)



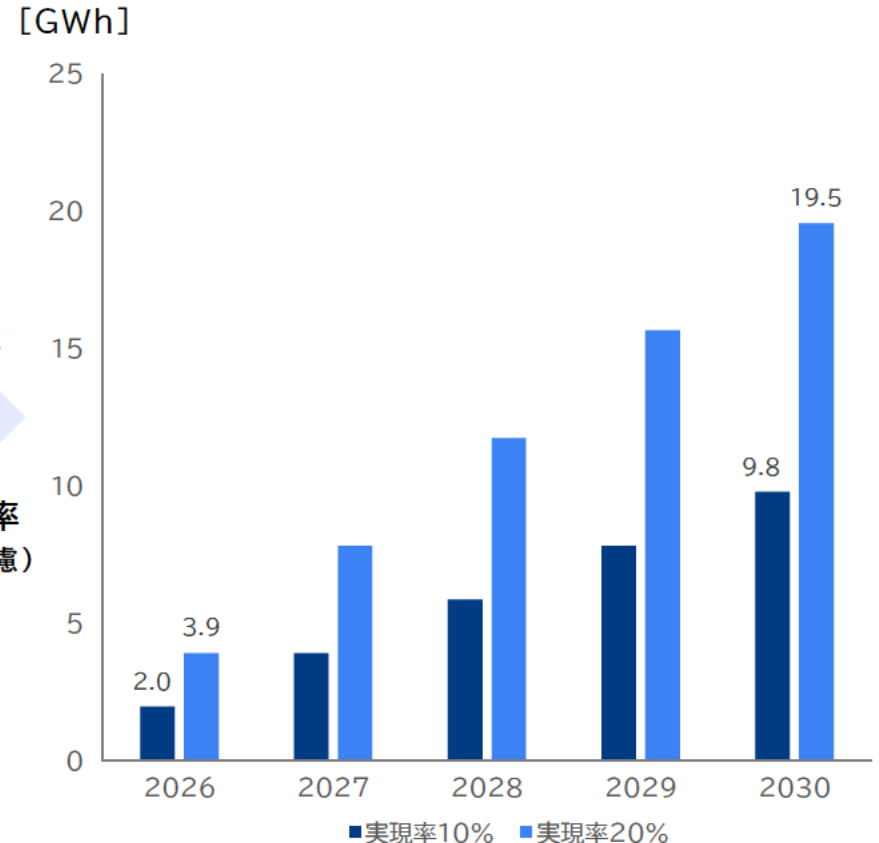
## 2026年以降の系統用蓄電システムの追加導入量見通し

- 系統用蓄電システムの契約申込みを実施した案件は、3年後に70%導入されることを前提に、系統用蓄電システムの追加導入量見通しを推計する。また、蓄電システムの時間率は3時間率と想定。
- 推計の結果、2026年～2030年における系統用蓄電システムの追加導入量は累計で9.8～19.5GWh程度となる。

### 契約申込の将来見通し(ストック)



### 系統用蓄電システムの追加導入量(ストック)



注) 第6次エネ基検討時に陸上風力発電の導入見込みで想定した既認定未稼働案件の稼働比率を参照。陸上風力の認定取得においては接続契約の締結が必要であり、このうち「実際に稼働」する案件については業界ヒアリング等を通じた結果約70% (陸上風力の場合)が稼働すると想定されており、本見通しの想定においても70%が「契約申込」から「実際に稼働」と仮定

出所) 資源エネルギー庁, "2030年におけるエネルギー需給の見通し(関連資料)", 閲覧日: 2023年12月18日, <https://www.meti.go.jp/press/2021/10/20211022005/20211022005-3.pdf>

## 推計②:各国の目標水準からの妥当性の検証

- 各国の導入量見通しを踏まえた系統用蓄電システム導入量の評価方法として、以下の2つの手法を実施した。
  - 推計②-1:各国の2050年における系統用蓄電システム導入量見通しと再エネ発電量の関係性を整理し、第6次エネ基(再エネ比率36%)での系統用蓄電システム導入量見通しを推計。
  - 推計②-2:各国の2030年から2050年における系統用蓄電システム導入量見通しの伸び率を整理し、2050年での系統用蓄電システムの導入量見通しから2030年における日本での系統用蓄電システムの導入量見通しをバックキャストし推計。
- なお、各国の導入量見通しは想定している世界観が大きく異なる点は留意が必要である。

	推計方法	推計結果
推計②-1 系統用蓄電システム導入量と再エネ発電量の関係性を基にした推計	① 2050年における米国ならびに英国における系統用蓄電システム導入量および再エネ発電量見通しから、 <u>系統用蓄電システム導入量と再エネ発電量の関係性を分析</u> ② 系統用蓄電システム導入量と再エネ発電量の関係性分析を基に、日本の2030年における再エネ発電量見通しから <u>2030年における系統用蓄電システム導入量を推計</u> ▶推計にあたっては、第6次エネ基を基準に再エネ比率は36%と想定	10.3GW
推計②-2 各国の系統用蓄電システム導入量見通しと日本の現在の導入量を基にした推計	① 2050年における各国のシナリオ別の系統用蓄電システム導入量を日本の発電量ベース(約1.4兆kWh <sup>注)</sup> )に換算し、 <u>各国のシナリオ基準の日本での2050年の系統用蓄電システム導入量を推計</u> ② 各国のシナリオ別の2022年から2050年の系統用蓄電システム導入量の年平均増加率を計算 ③ ①で推計した各国のシナリオ基準での2050年の日本の系統用蓄電システム導入量から②で計算した <u>年平均増加率を基にバックキャストし2030年における各シナリオ基準での系統用蓄電システム導入量を計算</u>	2.5~10.2GW

注)基本政策分科会にて示された各研究機関のシナリオ分析での標準的なシナリオにおける2050年度における電力需要量想定を参照し、想定出所)資源エネルギー庁, "第45回 基本政策分科会 資料1", 閲覧日:2023年7月13日, [https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic\\_policy\\_subcommittee/2021/045/](https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/2021/045/)

# 各国の系統用蓄電システム導入量・再エネ発電量見通しの比較

- 米国ならびに英国における2050年の系統用蓄電システム導入量ならびに再エネ発電量見通しは以下の表に示す通り。
- 英国では再エネ発電量比率が高いことから、総発電量に対する系統用蓄電システム導入量が多い傾向がある。

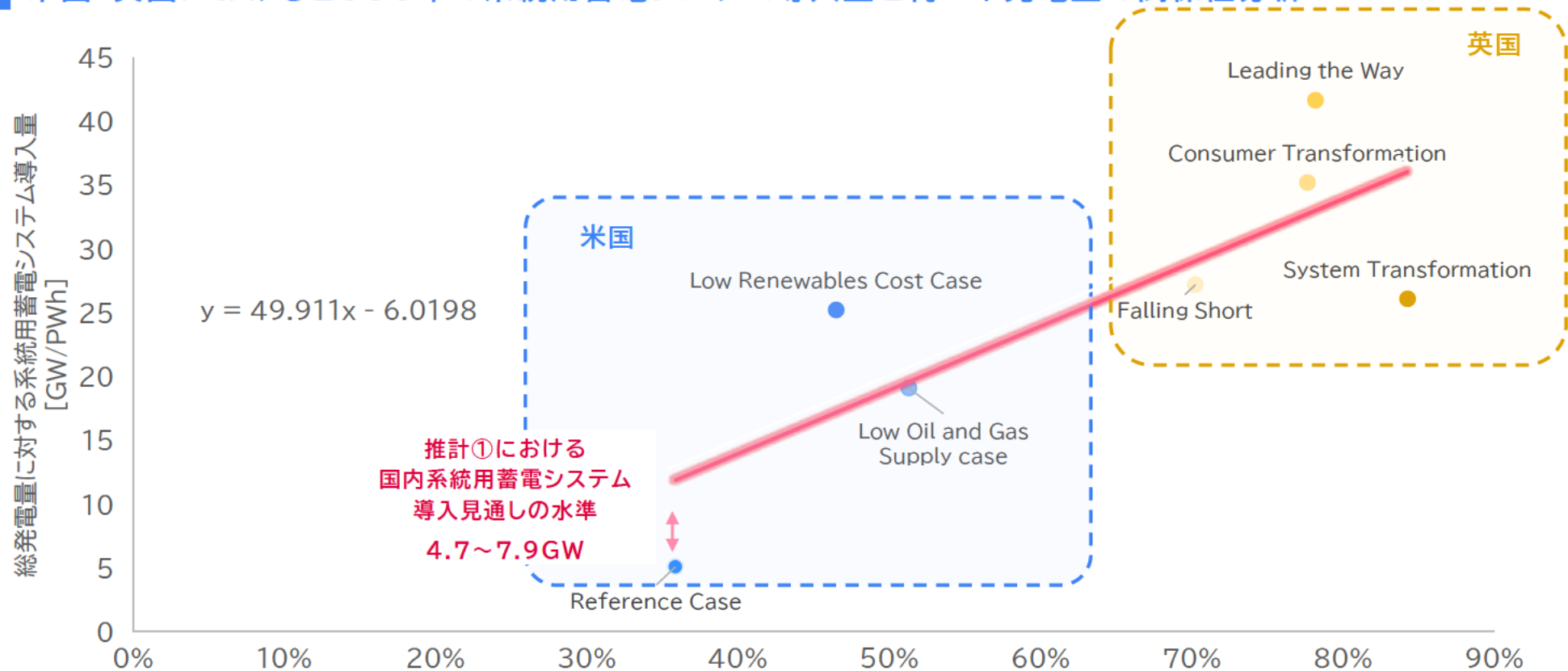
	米国:AEO 2022			英国:National Grid FES2023			
	Reference	Low Renewables Cost Case	Low Oil and Gas Supply case	Consumer Transformation	System Transformation	Leading the Way	Falling Short
① 蓄電システム導入量[GW]	27.71	132.82	104.46	31.66	21.86	35.46	17.55
② 再エネ発電量 [TWh]	1,953	2,450	2,809	698	706	666	454
③ 総発電量 [TWh]	5,444	5,266	5,473	899	838	851	645
総発電量に対する系統用蓄電システム導入量 [GW/PWh] (①÷③)	5.09	25.22	19.09	35.21	26.09	41.65	27.19
再エネ発電量比率 (②÷③)	36%	47%	51%	78%	84%	78%	70%

出所) National Grid ESO, "FES 2023 Data workbook", 閲覧日2023年10月19日, <https://view.officeapps.live.com/op/view.aspx?src=https%3A%2F%2Fwww.nationalgrideso.com%2Fdocument%2F283061%2Fdownload&wdOrigin=BROWSELINK>,  
EIA, "Issues in Focus: Drivers for Standalone Battery Storage Deployment in AEO2022", 閲覧日2023年10月19日, [https://www.eia.gov/outlooks/aeo/IIF\\_battery/pdf/battery-storage-analysis.pdf](https://www.eia.gov/outlooks/aeo/IIF_battery/pdf/battery-storage-analysis.pdf),  
EIA, "Annual Energy Outlook 2022", 閲覧日2023年10月19日, <https://www.eia.gov/outlooks/aeo/data/browser/#/?id=8-AEO2022&sourcekey=0> より三菱総研作成

## 推計②-1: 系統用蓄電システム導入量と再エネ発電量の関係性を基にした推計

- 各国の導入量見通しを基にした、総発電量に占める系統用蓄電システム導入量と再エネ比率の関係性は以下の通り。
- 各国の導入量見通しを基にした日本の2030年における系統用蓄電システム導入量は10.3GW。
  - 推計は下図の相関式を基に実施。
  - 日本の2030年における再エネ比率を36%と想定。電力需要量(送電端)は供給計画を基に861TWhと想定。

### 米国・英国における2050年の系統用蓄電システム導入量と再エネ発電量の関係性分析



出所) National Grid ESO, "FES 2023 Data workbook", 閲覧日2023年10月19日, <https://view.officeapps.live.com/op/view.aspx?src=https%3A%2F%2Fwww.nationalgrideso.com%2Fdocument%2F283061%2Fdownload&wdOrigin=BROWSELINK>, EIA, "Issues in Focus: Drivers for Standalone Battery Storage Deployment in AEO2022", 閲覧日2023年10月19日, <https://www.eia.gov/outlooks/aeo/IIF/battery/pdf/battery-storage-analysis.pdf>, EIA, "Annual Energy Outlook 2022", 閲覧日2023年10月19日, <https://www.eia.gov/outlooks/aeo/data/browser/#/?id=8-AEO2022&sourcekey=0> より三菱総研作成



## 推計②-2:各国の見通しを基にした2050年における日本の系統用蓄電システムの導入量見通し

- 各国の導入量見通しを基にした2050年における日本の系統用蓄電システム導入量は以下の通り7.1～58.3GWと推計。
  - 発電量はカーボンニュートラルを目標にした各研究機関の分析を基に1,400TWhと想定。
- 各シナリオにおける2050年の系統用蓄電システム導入量(7.1～58.3GW)を目標として、各シナリオの2022年～2050年の年平均増加率を基にバックキャストし、2030年における各シナリオ基準での系統用蓄電システム導入量を試算。

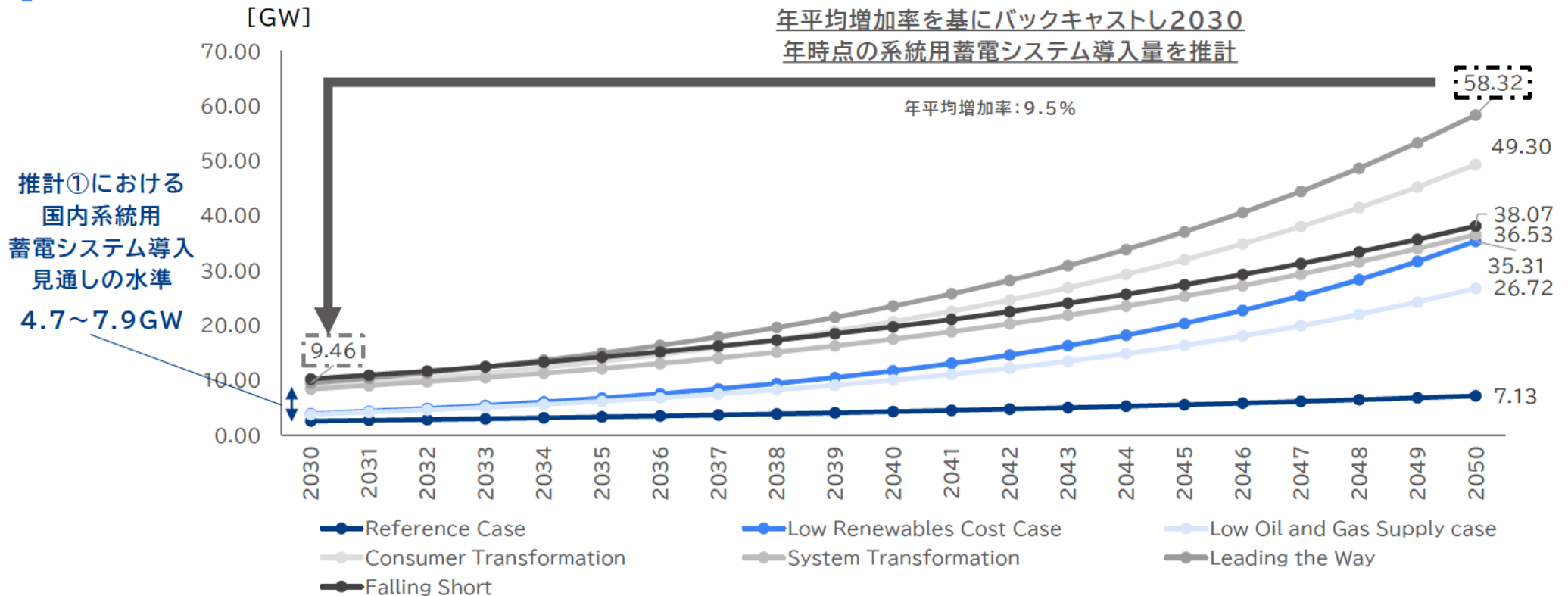
		米国:AEO 2022			英国:National Grid FES2023			
		Reference	Low Renewables Cost Case	Low Oil and Gas Supply case	Consumer Transformation	System Transformation	Leading the Way	Falling Short
各国の見通し	系統用蓄電システム導入量(2050年) [GW]	27.71	132.82	104.46	31.66	21.86	35.46	17.55
	総発電量(2050年) [TWh]	5,444	5,266	5,473	899	838	851	645
	総発電量に対する系統用蓄電システム導入量(2050年)[GW/PWh] (①)	5.09	25.22	19.09	35.21	26.09	41.65	27.19
日本の見通し	発電量[TWh] (2050年)(②)	1,400	1,400	1,400	1,400	1,400	1,400	1,400
	系統用蓄電システム導入量[GW] (2050年)(①×②)	7.1	35.3	26.7	49.3	36.5	58.3	38.1

出所) National Grid ESO, "FES 2023 Data workbook", 閲覧日2023年10月19日, <https://view.officeapps.live.com/op/view.aspx?src=https%3A%2F%2Fwww.nationalgrideso.com%2Fdocument%2F283061%2Fdownload&wdOrigin=BROWSELINK>  
 EIA, "Issues in Focus: Drivers for Standalone Battery Storage Deployment in AEO2022", 閲覧日2023年10月19日, <https://www.eia.gov/outlooks/aeo/IIF.battery/pdf/battery-storage-analysis.pdf>,  
 EIA, "Annual Energy Outlook 2022", 閲覧日2023年10月19日, <https://www.eia.gov/outlooks/aeo/data/browser/#/?id=8-AEO2022&sourcekey=0>,  
 資源エネルギー庁, "第45回 基本政策分科会 資料1", 閲覧日2023年10月19日, <https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic.policy.subcommittee/2021/045/> より三菱総研作成

## 推計②-2:各国の見通しを基にした2030年における日本の系統用蓄電システムの導入量見通し

- 各国の各シナリオにおける2022年から2050年に向けた系統用蓄電システム導入量の年平均増加率を基に2030年の系統用蓄電システム導入量を2050年の導入量想定値からバックキャストし推計したところ、2.53～10.2GWと推計。
  - 米国シナリオ(下図の青部分)における2022年から2050年の系統用蓄電システム導入量の年平均増加率は5.3～11.7%であり、バックキャストし2030年の導入量を推計すると、2030年における系統用蓄電システム導入量は2.53～3.87GWと推計。
  - 英国シナリオ(下図の灰部分)における2022年から2050年の系統用蓄電システム導入量の年平均増加率は6.8～9.5%であり、バックキャストし2030年の導入量を推計すると、2030年における系統用蓄電システム導入量は8.37～10.2GWと推計。
  - 日本の2030年における系統用蓄電システム導入量見通しは4.7～7.9GWである。

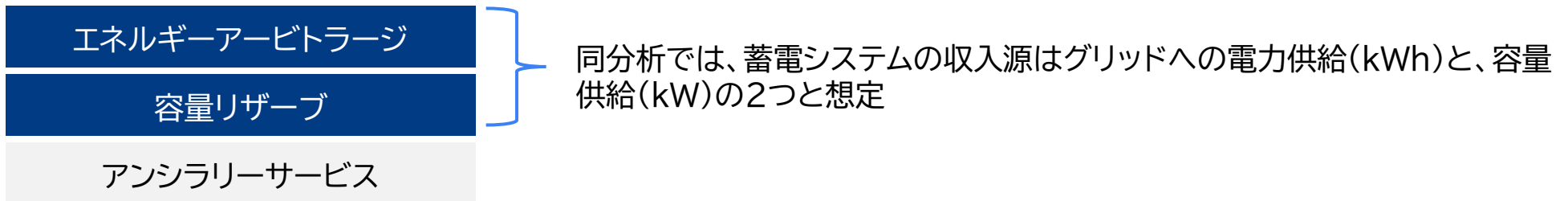
## 各国の見通しを基にした2030年における日本の系統用蓄電システム導入量見通し



## (参考)米国 当局による蓄電システム導入見通し算出事例(1/2)

- 米国エネルギー情報局は、「Drivers for Standalone Battery Storage Deployment in AEO2022」にて、2050年にかけての蓄電容量導入見通しを作成している。
- Annual Energy Outlook 2022 (AEO 2022)から導き出された3つのシナリオ(AEO 2022 Referenceケース&2ケース)下で米国の系統用蓄電システムの経済性を分析し、システムコスト回収できる範囲で蓄電システムが導入されると想定。

### 蓄電システムの提供サービス類型と分析対象



### 3つの想定シナリオ

#### 1. AEO2022 Reference case

蓄電システムは主にエネルギー(kWh)と容量(kW)の両方を供給するために配置される。現状の法規制・政策、技術進歩をベースラインに想定。蓄電システムおよび関連技術の将来的なコストはある程度低下すると想定。

#### 2. AEO2022 Low Renewables Cost cases

蓄電システムと再エネ発電所のCAPEXがAEO2022ケースよりも低くなると仮定。CAPEXが低いため、LNGに対して容量市場での蓄電システムの競争力が高くなり、容量(kW)価値が高まる。普及に伴い電力の限界価格も低下。蓄電システムのコストが2050年までにReferenceケースより40%低くなる想定。

#### 3. AEO2022 Low Oil and Gas Supply cases

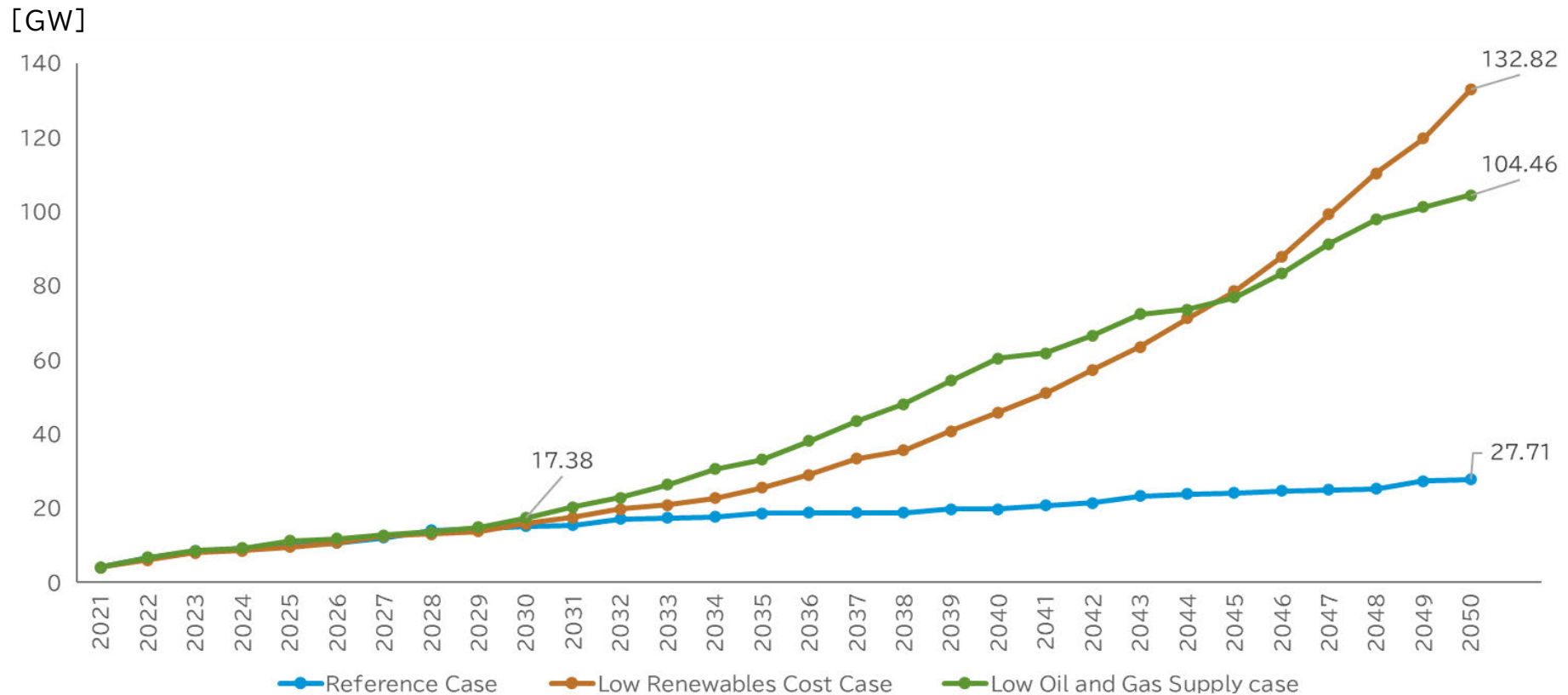
石油・ガスコスト上昇、資源の利用可能性低下を反映。エネルギー(kWh)価格が大幅に高くなる想定。

## (参考)米国当局による蓄電システム導入見通し算出事例(2/2)

- 3つのケースにおける導入容量見通しは以下の通り。
- Low Renewables Cost case、Low Oil and Gas Supply caseの方がAEO Reference caseよりも導入が進む想定となっている。
- 最も導入量の多いLow Renewable Cost caseでは、133GWの蓄電システムの導入が見込まれる。

※蓄電システムは定格1MW/4MWhのものを想定しており、再エネ併設は本想定に含まれない。

### 米国全土におけるケース別の蓄電システム導入見通し

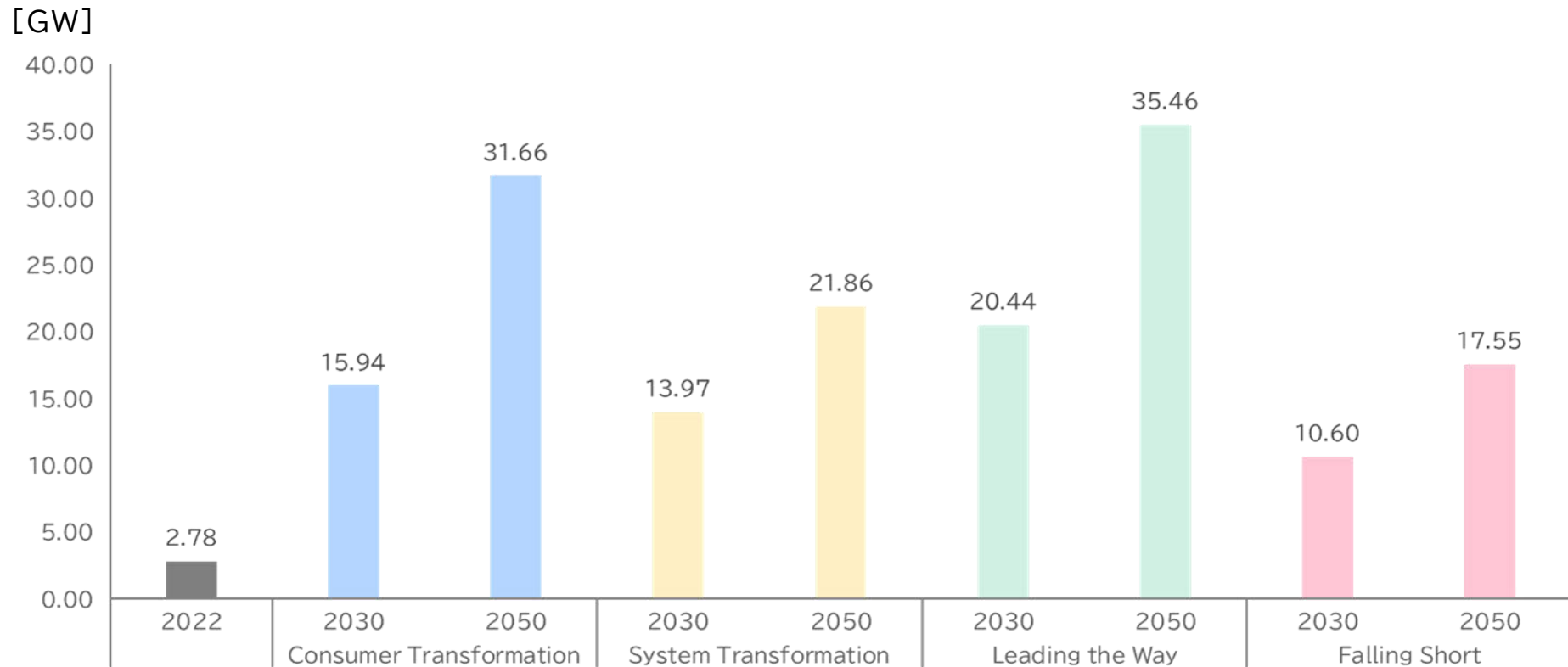


出所) EIA, "Issues in Focus: Drivers for Standalone Battery Storage Deployment in AEO2022", 閲覧日2023年7月26日, [https://www.eia.gov/outlooks/aeo/IIF\\_battery/pdf/battery-storage-analysis.pdf](https://www.eia.gov/outlooks/aeo/IIF_battery/pdf/battery-storage-analysis.pdf)

## (参考)National Grid FES2023における蓄電システムの将来見通し

- National Gridによる英国における蓄電システムの導入量見通しは以下の通りである。
- 2022年から2030年にかけては年間0.98～2.21GW増加する一方で、2030年から2050年にかけては年間0.35～0.79GW増加していることから、2030年から2050年にかけて蓄電システムの導入量は鈍化すると想定されている。

### 英国の系統用・再エネ併設蓄電システム導入実績および見通し(累積・GW)

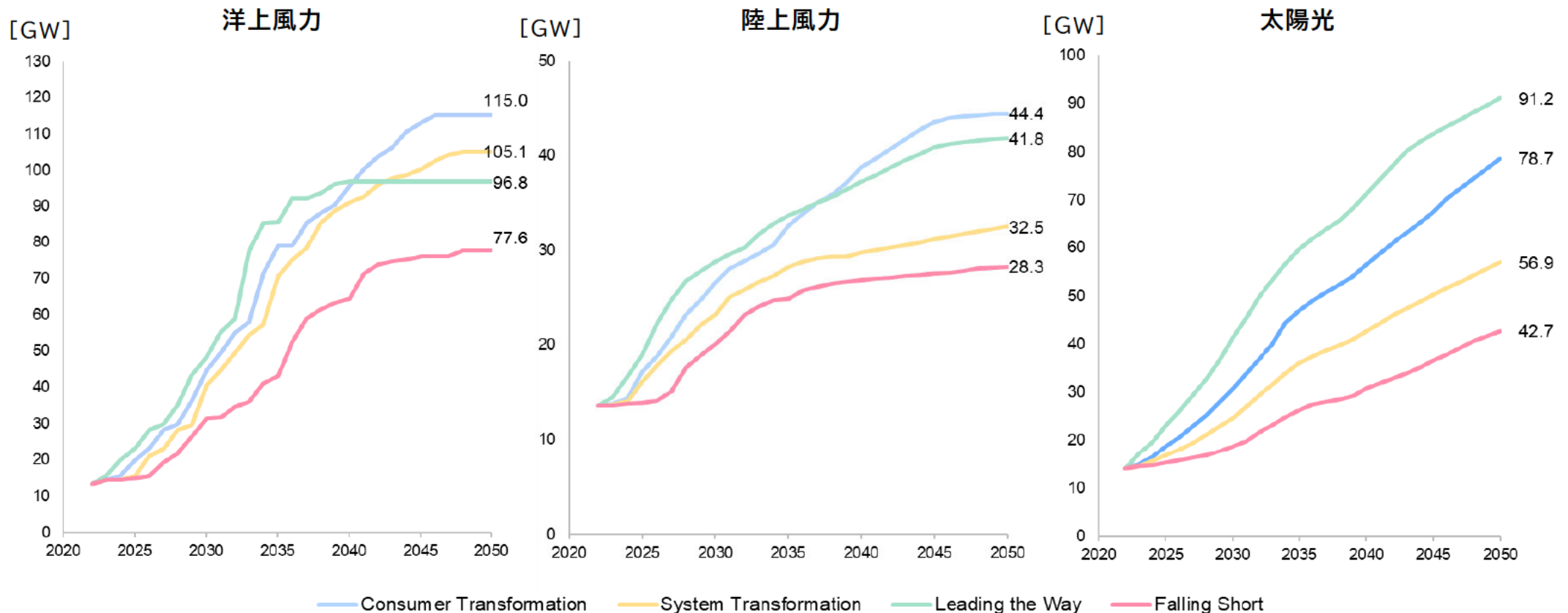


出所) National Grid ESO, "FES 2023 Data workbook)", 閲覧日2023年7月24日,  
<https://view.officeapps.live.com/op/view.aspx?src=https%3A%2F%2Fwww.nationalgrideso.com%2Fdocument%2F283061%2Fdownload&wdOrigin=BROWSELINK> より三菱総研作成

## (参考)National Grid FES2023による再エネ導入量見通し

- National Grid FES2023では、風力発電は全シナリオにおいて2035～2045年にかけて導入量が鈍化していくと想定している。
- 太陽光は足元から2050年にかけて導入量は一定の伸びで推移する。

### 再エネ導入量見通し(累積・GW)

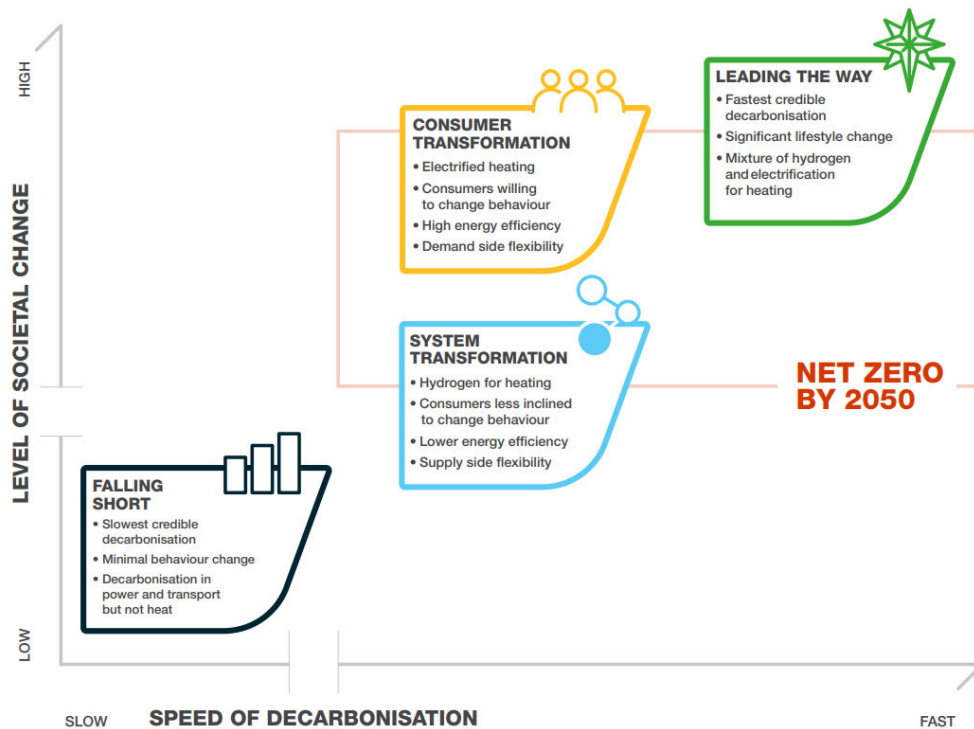


出所) National Grid ESO, "FES 2023 Data workbook)", 閲覧日2023年7月24日,  
<https://view.officeapps.live.com/op/view.aspx?src=https%3A%2F%2Fwww.nationalgrideso.com%2Fdocument%2F283061%2Fdownload&wdOrigin=BROWSELINK> より三菱総研作成

## (参考)英国 系統運用者による脱炭素化シナリオ

- 英国の系統運用者であるNational Gridは、英国が2050年までにネットゼロを達成する方法、および2035年までに電力システムの脱炭素化を実現するための調査・研究結果をFuture Energy Scenarioとして公表。
- FESでは4つのシナリオが想定されており、現在から2050年までのエネルギーの需給構造を考慮して、水素や蓄電システムの利用に至るまで様々なエネルギー利用の見通しが示されている。

### FESにおける4シナリオの位置付け



### 各シナリオの概要

- Positive
- LW (先進的変革シナリオ)**
- 最も早い脱炭素化を想定
  - ライフスタイルが大幅に変化
  - 暖房用水素と電化の実現
- 
- CT (消費者行動変容シナリオ)**
- 消費者の行動変容意欲が高い想定
  - 暖房の電化が実現
  - エネルギー効率が高い想定
  - 需要側のフレキシビリティ達成
- 
- ST (システム改革シナリオ)**
- 消費者の行動変容意欲が低い想定
  - 暖房用水素の利用
  - エネルギー効率が低い想定
  - 供給側のフレキシビリティ達成
- 
- FS (遅れるシナリオ)**
- 最も遅い脱炭素化を想定
  - 消費者の行動変容は最小限
  - 電力および運輸の脱炭素化を実現(熱を除く)
- Negative

# III. 定置用蓄電システムの系統混雑緩和への活用に関する海外事例調査と課題の整理

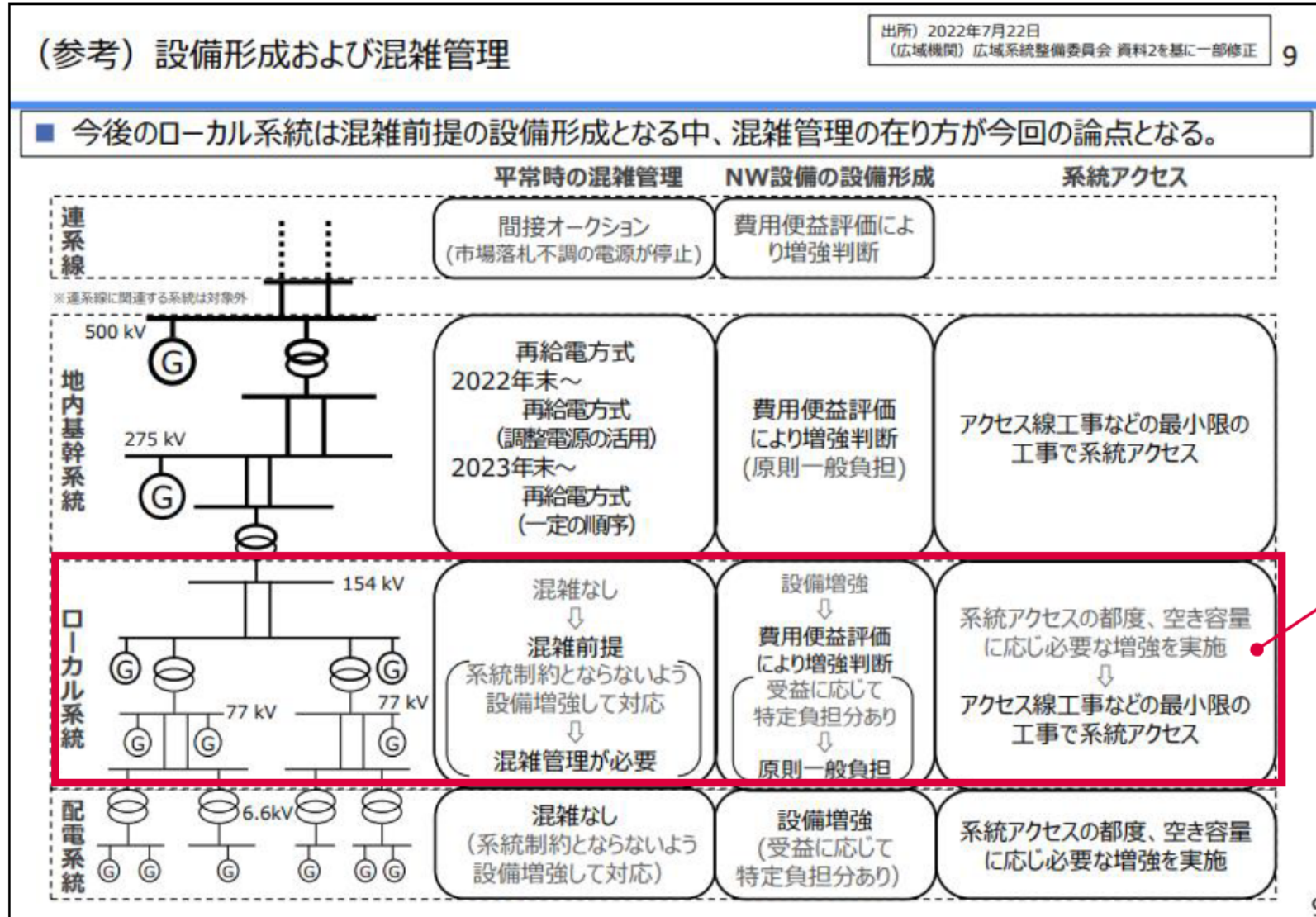
---

1. 日本における系統混雑解消に向けた蓄電システムの活用の前提整理
2. 混雑緩和価値の取引制度の調査
3. 混雑緩和価値提供に関わる対価提供の方法やその原資
4. 混雑緩和型蓄電システムの導入規律(B/C分析)
5. 混雑箇所への蓄電システム立地誘導手法
6. 送電事業者による蓄電システム所有に関する規定
7. 混雑緩和用蓄電システムの収益性事例
8. 蓄電システムによる混雑緩和効果の評価事例



# 日本における系統設備形成

- 2023年4月1日よりローカル系統のノンファーム型接続の受付を開始しており、ローカル系統は平常時の混雑が前提の設備形成となる。



ローカル系統は平常時の  
混雑が前提となった

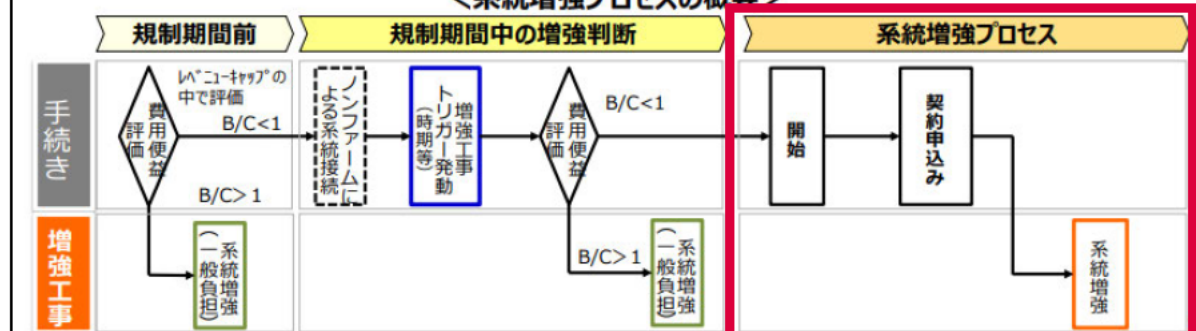
## ローカル系統における混雑対策の検討状況

- ローカル系統は一般送配電事業者の費用便益評価の結果、系統増強による便益が費用を下回る場合は、系統増強がなされず混雑が継続することとなる。
- このようなケースに対応するため、国の審議会において、ローカルノンファーム導入後の混雑緩和スキームが検討されている。
  - ▶ 発電事業者の希望に基づき、本発電事業者の費用負担を前提に系統増強の検討を行う。
- 混雑緩和スキーム以外の混雑緩和手法の1つとして、蓄電システムが検討されている。

### 論点⑤ 混雑緩和スキーム

- ローカル系統については、一般送配電事業者がレベニューキャップ規制期間前の費用便益評価 ( $B/C > 1$ ) により増強計画を立案し、一般負担で設備増強を行う。
- 期中において当初想定していなかった一般負担による設備増強の必要が生じた場合には、費用便益評価等の妥当性を確認した上で、レベニューキャップ制度において、拡充投資計画の必要な見直しを行うなど、収入上限の期中調整の中で対応することとしてはどうか。
- なお、将来的に、ノンファーム型接続の増加により出力制御が行われる場合において、再エネの接続が多い系統においては費用便益評価が1を下回り、系統増強が行われない可能性もある。このような系統については、ローカルノンファーム導入後の混雑緩和スキームとして、電源接続案件一括検討プロセス（一括検討）のような系統増強プロセスについて、一括検討を整理してきた広域機関で必要性も含めて詳細検討することとしてはどうか。
- また、混雑緩和スキーム以外にも、蓄電池や上げDR、ダイナミックレーティング等の技術を活用し、混雑を緩和する方法があるが、これら技術を活用した混雑緩和手段についてどう考えるか。

#### <系統増強プロセスの概要>



## ローカル系統の混雑緩和における蓄電システムの活用

- ローカル系統における系統用蓄電システムを活用した混雑緩和については、2020年代半ばにローカル系統の混雑発生が見込まれることを念頭に、検討を加速すると言及されている。

### ①-2 混雑緩和への系統用蓄電池の活用について（ローカル系統）

- 系統用蓄電池を活用した混雑緩和は、配電系統のみならず、ローカル系統等の上位系統においても、効果的な方策となる可能性がある。
- 通常、工事期間が長期にわたる系統の増強に比べ、系統用蓄電池の設置は、一般に、**工事期間が相対的に短い**と考えられる<sup>\*</sup>。また、系統増強よりも、**費用が相対的に安価**になり得る<sup>\*</sup>。他方、**どの程度混雑緩和に資するかは、具体的な蓄電池の活用方法や規模に大きく依存し、系統増強に比べ、その効果が明確でない。**

※蓄電池が既設系統へ接続するためのアクセス線の巨長等によっては、長期・高価になるケースも存在する。

- このため、**系統用蓄電池を活用した混雑緩和の在り方について、2020年代半ばにローカル系統の混雑発生が見込まれることを念頭に、検討を加速**することとしてはどうか。
- 検討に当たっては、今年度から実施を予定している系統用蓄電池を用いた実証等の成果も活用しつつ、以下の課題を中心に、具体的な対応策を考えていくこととする。
  - 費用便益の評価方法
  - 系統用蓄電池の保有・運用主体
    - 蓄電池事業者と一般送配電事業者との契約の在り方
  - 費用負担の方法
  - 他用途への活用の扱い

7

## 配電用変電所の混雑緩和における蓄電システムの活用

- 本調査では送電系統の混雑解消に系統用蓄電システムを活用することを検討するため、配電用変電所の混雑は対象外とした。
- 配電用変電所の混雑解消は、フレキシビリティ市場を通じフレキシビリティを調達することで解消することも検討されており、蓄電システムはフレキシビリティ市場に1リソースとして参加することが考えられる。

### ①-1 混雑緩和への系統用蓄電池の活用について（配電用変電所）

- 現状、電源を配電系統に接続する際、安定供給の確保や社会コストの観点から、**配電用変電所に混雑が生じないように、増強の対応を基本**としている。
- 一方、上位系統におけるノンファーム型接続の導入拡大に伴う制御技術の高度化、系統用蓄電池や低圧リソースの導入拡大などの動向を踏まえれば、系統に接続される系統用蓄電池を混雑解消に活用することにより、**配電用変電所の変電設備の増強を回避できる可能性**もある。
- こうした問題意識も踏まえ、2022年度より、新エネルギー・産業技術総合開発機構（NEDO）において、配電系統における系統用蓄電池等のDERフレキシビリティを活用して系統混雑を解消するシステムの開発を進めている。
- こうした動向も踏まえ、系統用蓄電池を活用した混雑緩和の実証のための試行的取組として、足元で特に混雑が顕在化する配電系統として、東電PG管内の1系統を実証の対象とし、新規に連系される系統用蓄電池に対して、**配電用変電所の変電設備の容量を逼迫する方向に影響を与えないよう運用制約を課すことへの同意等を前提に、当該変電設備を増強することなく、系統連系を行う運用を認めることとしてはどうか。**
- なお、将来的に、配電系統における系統増強や、DERフレキシビリティの活用に関するルールが整備されたときは、試行的に接続する系統用蓄電池についてもそれに従うことが望ましい。

# 系統事故時における系統用蓄電システムの活用

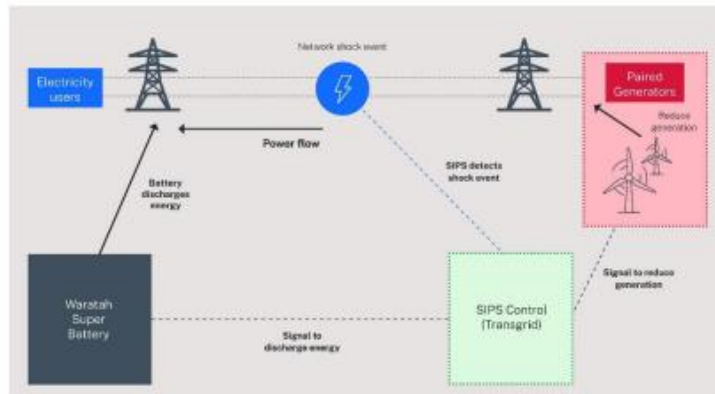
- 大型の系統用蓄電システムを設置することにより、N-1といった系統事故が発生した際に放電をすることで需給バランスを保つといった系統用蓄電システムの活用方法について、ローカル系統に限らず検討を深めるとされている。

## ②-2 需給バランス改善への系統用蓄電池の更なる活用について (送電線の運用容量拡大)

- 海外では、大型の系統用蓄電池を活用し、**系統事故時に急速放電を行うことで需給バランスを維持するシステムにより、基幹送電線の運用容量を拡大し、再エネを活用するプロジェクトが複数実施されている。**
- このような事例も参考にしつつ、今後の系統用蓄電池の導入拡大も踏まえ、**系統用蓄電池を活用した送電線の運用容量拡大**について、ローカル系統に限定することなく、**検討を深めていくこと**としてはどうか。

<海外における送電線の運用容量拡大への蓄電池の活用事例>

・Waratah Super Battery (オーストラリア)



<https://www.energyco.nsw.gov.au/projects/waratah-super-battery>

・Grid Booster project (ドイツ)

**FLUENCE**  
A Siemens and AES Company

World's Largest Storage-as-Transmission Project Announced by Fluence and TransnetBW to Strengthen Energy Security and Renewable Integration in Germany

October 5, 2022

The 200 MW Netzbooster ("Grid Booster") project is being deployed to increase network utilization across the German transmission system by using battery-based energy storage.

GRUNGEN, Germany, Oct. 05, 2022 (GLOBE NEWSWIRE) -- Fluence Energy GmbH ("Fluence"), a subsidiary of Fluence Energy, Inc. (NASDAQ: FLNC), a leading global provider of energy storage products and services, and cloud-based software for renewables and storage, and TransnetBW, the transmission system operator in the German state of Baden-Württemberg, announced today they would deploy the world's largest battery-based energy storage-as-transmission project. The project will improve energy security and significantly support Germany's energy transition pathway by increasing the efficiency of the existing grid infrastructure.

The 200 MW battery-based energy storage system, supplied by Fluence, will be located at Haidhofen, a major grid hub. It is planned for completion in 2025 and will reduce operating costs of Germany's transmission system. The Netzbooster project will lower the number of required preventive measures in system operation, while also increasing the utilization of the electricity grid, thus reducing the need for traditional network reinforcements and expansion.

World's Largest Storage-as-Transmission Project Announced by Fluence and TransnetBW



The 200 MW Netzbooster ("Grid Booster") project is being deployed by Fluence and TransnetBW to increase network utilization across the German transmission system by using battery-based energy storage.

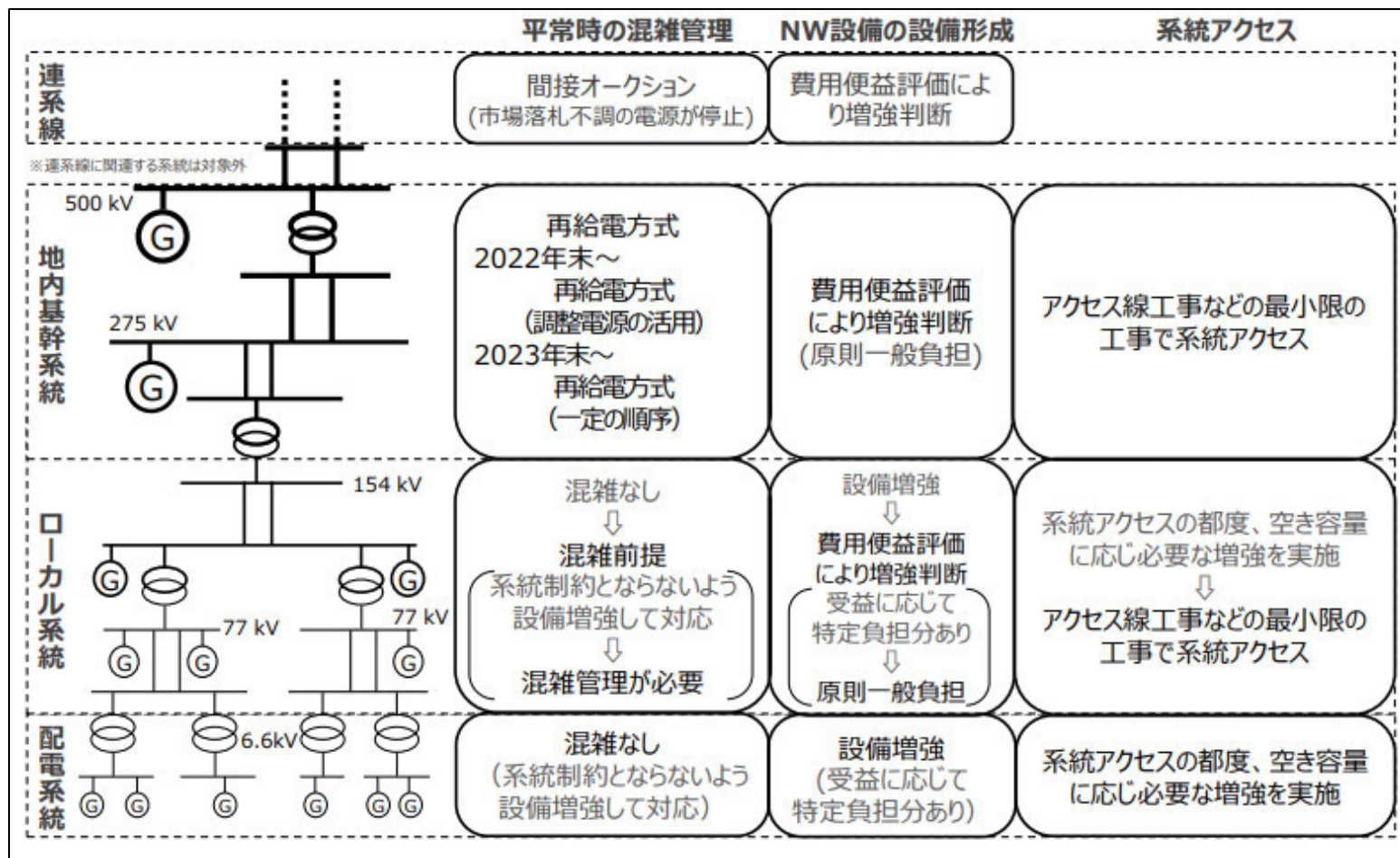


<https://ir.fluenceenergy.com/node/7761/pdf>

11

# 本調査対象のまとめ

- 本調査は以下の2つを主に対象とした。ただし、これ以外にも調査することが望ましい事例については追加的に調査を行った。
  - ローカル系統以上の電圧階級における系統用蓄電システムを活用した平常時の混雑解消手法
  - ローカル系統以上における系統用蓄電システムを活用した事故時の需給バランス維持



系統用蓄電システムを活用した  
平常時・事故時の  
混雑解消

DERフレキシビリティ  
市場を検討中

出所) OCCTO, “系統用蓄電池の接続・利用の在り方について”, 閲覧日2023年7月10日, [https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/shoene.shinene/shin\\_energy/keito.wg/pdf/041\\_01\\_00.pdf](https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/shoene.shinene/shin_energy/keito.wg/pdf/041_01_00.pdf) より三菱総研加筆

# III. 定置用蓄電システムの系統混雑緩和への活用 に関する海外事例調査

---

1. 日本における系統混雑解消に向けた蓄電システムの活用の前提整理
- 2. 混雑緩和価値の取引制度の調査**
3. 混雑緩和価値提供に関わる対価提供の方法やその原資
4. 混雑緩和型蓄電システムの導入規律(B/C分析)
5. 混雑箇所への蓄電システム立地誘導手法
6. 送電事業者による蓄電システム所有に関する規定
7. 混雑緩和用蓄電システムの収益性事例
8. 蓄電システムによる混雑緩和効果の評価事例

## 混雑緩和価値の取引の類型

- 混雑緩和価値の取引における市場型・募集型・相対取引型をそれぞれ以下のように定義する。

### 市場型

- 送配電事業者または第三者が運用する市場を介して混雑緩和価値を取引するスキーム

### 募集型

- 送配電事業者が募集要件を提示した上で、混雑緩和価値を提供するリソースの公募を行うスキーム

### 相対取引型

- 送配電事業者が特定のリソースを指名し、混雑緩和価値を提供することを約束する相対契約を結ぶスキーム



※非常に局所的な地域で、限られたリソースしか対応できないといった状況のみに適用されると考えられる










## 混雑緩和価値の調達方法

- 系統混雑緩和に蓄電システムを活用している事例として、欧州諸国・米国・豪州の事例を調査した。
- 英国・ドイツの配電系統(ただし日本では送電系統に相当する英国132kV以下、ドイツ110kV以下)においては混雑解消のための調整力を調達する市場の導入・実証も見られるが、送電系統では基本的に公募で調達を行っている。
- 市場原理による競争の活性化、調達の透明化によるコスト低減、多数地点・多リソースの調達を目指す場合、市場型が望ましいと考えられるが、特に電圧階級が高い系統においては混雑が発生する場所に対して大容量の蓄電システムを活用してスポット的に対応することが可能であるため、募集型が基本と考えられる。

赤字が商用段階、黒字が実証段階であることを示す

市場型	
	Piclo Flex Flexible Power (DSO)
	Enera (TSO・DSO)










募集型	
	Constraint Management Pathfinder※ (TSO)
	Grid Booster (TSO)
	Ternaパイロットプロジェクト (TSO)
	Ringo (TSO)
	バルト諸国バッテリープロジェクト (TSO)
	Non-wires Alternative (TDSO)
	SIPS (TSO)

※第2回入札(2024/2025年対象)以降は事実上蓄電システムの参加は不可能

## 混雑緩和価値の調達目的

- 混雑緩和価値の調達目的としては、①系統増強繰り延べ、②再エネ抑制量の低減(再給電への補償削減)、③系統事故時の有効電力供出による送電線の空き容量解放が主である。

プロジェクト名が赤字が商用段階、黒字が実証段階であることを示す

	プロジェクト名	混雑発生電圧	蓄電システム容量 (特定の蓄電システムを 調達している場合)	調達目的
市場型	 <b>Piclo Flex Flexible Power</b>	11~132kV	—	・系統増強繰り延べ・工事等による一時的な過負荷の回避 ・系統増強完了までの混雑回避・再エネ抑制量の低減・事故時復旧
	 <b>Enera</b>	~110kV	—	・再エネ抑制量の低減(再給電への補償削減)
募集型	 <b>Constraint Management Pathfinder</b> ※	275~400kV	49.95MW(一例)	・再エネ抑制量の低減とそれに伴う火力炊き増しの回避(再給電への補償削減)
	 <b>Grid Booster</b>	220~380kV	250MW / 100MW×2(一例)	・系統事故時の有効電力供出による送電線の空き容量解放 ・再エネ抑制量の低減(再給電への補償削減)
	 <b>Ternaパイロットプロジェクト</b>	150kV	12MW×2 / 10.8MW	・再エネ抑制量の低減(再給電への補償削減) ・系統増強繰り延べ
	 <b>Ringo</b>	63~90kV	12MW×3	・系統増強繰り延べ
	 <b>バルト諸国バッテリープロジェクト</b>	330kV	50MW×4(リトアニア) 80MW(ラトビア)	・系統事故時の有効電力供出による単独系統の維持
	 <b>Non-wires Alternative</b>	4.8~34.5kV	20MW(一例)	・系統増強繰り延べ
	 <b>SIPS</b>	88~500kV	300MW(一例)(うち250MWを調達)	・系統事故時の有効電力供出による送電線の空き容量解放

※第2回入札(2024/2025年対象)以降は事実上蓄電システムの参加は不可能

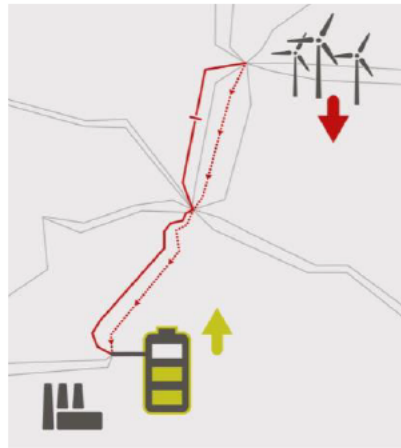
# 混雑緩和型蓄電システムによる送電線の運用効率化

- ドイツ、豪州、バルト諸国においては、日本の基幹系統レベルの電圧階級の送電線の事故時に、蓄電システムから瞬時に充放電をすることで大規模停電を防ぎ系統を維持するような取り組みを行っている。また、これにより常時の送電線の空き容量を解放し、送電線の効率的な利用を図っている。



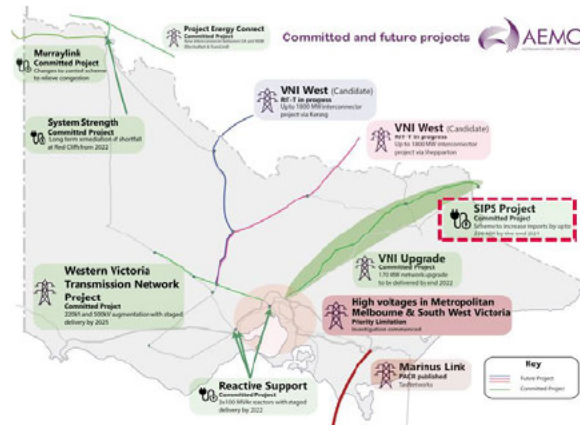
## Grid Booster

- 事故時に瞬時に放電するための蓄電システムを設置。事故時を想定して確保している送電系統の空き容量を解放した。
- 系統の利用率向上により通常時の予防的な再給電を回避することができるため、再給電コスト削減に大きく貢献することが期待されている。



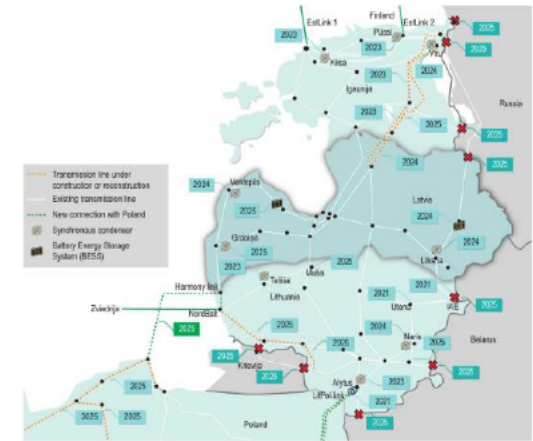
## SIPS

- 電源脱落や連系線事故時において、蓄電システムによる有効電力注入や発電出力の増加、負荷遮断により過負荷や波及事故、系統分離を防止するスキーム。
- 変電所で監視をし、蓄電システムの放電が必要となる場合に信号を発信する。



## バルト諸国 バッテリープロジェクト

- バルト諸国はロシアおよびベラルーシとの系統と切断し、2025年に欧州大陸系統システムと接続する予定。
- 大陸との接続までの間、バルト諸国が事故により単独系統となった際に電力供給を行う蓄電システムがリトアニア・ラトビアに設置されている。



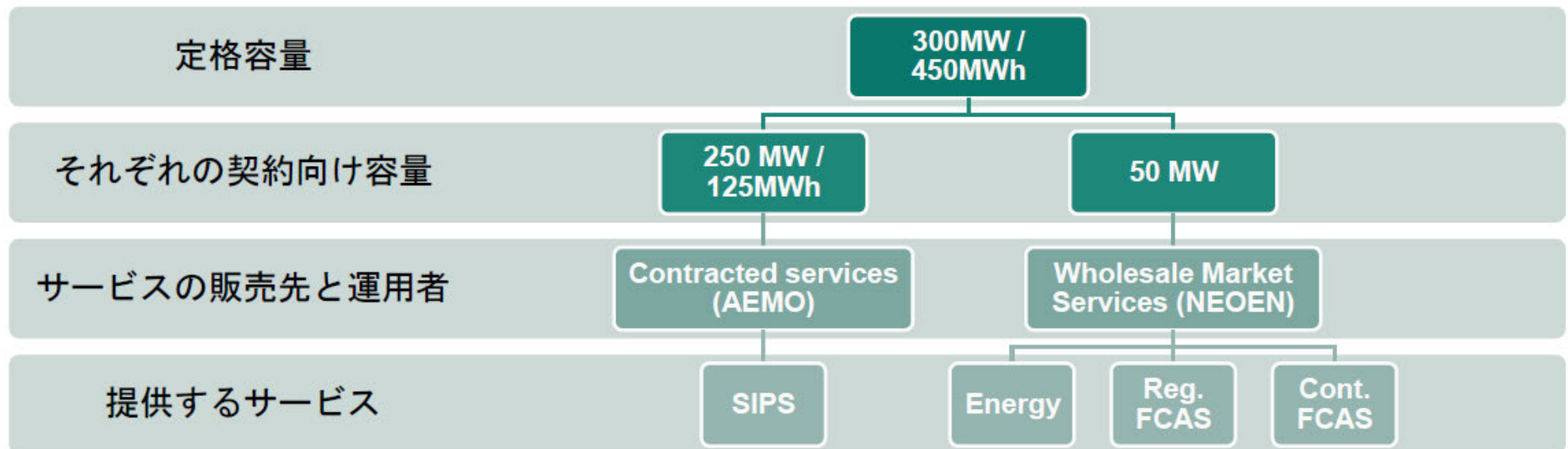
出所) Transnet BW, "NETZBOODTER KUPFERZELL", 閲覧日2023年7月30日, <https://www.transnetbw.de/de/netzentwicklung/projekte/netzbooster-kupferzell/projektportraet>.  
 AEMO, "2021 Victorian Annual Planning Report (VAPR)", 閲覧日2023年7月12日, [https://www.aemo.com.au/-/media/files/electricity/nem/planning\\_and\\_forecasting/vapr/2021/2021-VAPR-Visual-Overview-PDF-document](https://www.aemo.com.au/-/media/files/electricity/nem/planning_and_forecasting/vapr/2021/2021-VAPR-Visual-Overview-PDF-document).  
 AST, "ANNUAL STATEMENT OF TRANSMISSION SYSTEM OPERATOR FOR THE YEAR 2021", 閲覧日2023年10月18日, <https://www.ast.lv/sites/default/files/editor/AST.PSO.zinojums.2022.EN%20v2.pdf>

## 混雑緩和型蓄電システムの他サービスへの参加

- 英国や豪州では、混雑緩和価値を提供する蓄電システムが、他サービスに参加することを認めている。
  - 英国のConstraint Management Pathfinderでは、待機指令に応じることができ、事故時に遮断・非同期化できれば、容量市場およびbalancingサービス(Response・Reserve)に参加することが可能である。
  - 豪州のSIPSでは、恒常的または特定の季節のみに限定して、特定の容量を事故時対応のために確保しておく必要があるが、確保している容量以外については、他サービスへの参加が可能である。
- 他サービスへの参加を許容することにより、混雑緩和価値を提供するためのコストを低減させることができる。

### 豪州のVictorian Big Batteryによるサービス提供

- 豪州のVictorian Big Batteryは、300MW/450MWhのうち、250MW/125MWhをSIPSとして10年間にわたって提供する契約しており、毎年夏季(11月1日～3月31日)のみ、この容量をSIPS用に確保している。
- SIPS用に確保されている容量以外については、他市場に自由に参加することができる。



## 事例概要(1/3) – 英国(市場型) –



- 英国では各DNOが混雑緩和を目的として、2018年より市場でフレキシビリティを調達している。
- 当初は需要起因の混雑緩和を目的としてきたが、2023年4月より①新規発電の接続時のDNOの系統増強負担が増加し、②DNOの出力抑制に上限が設けられたことを受けて、発電起因の混雑緩和を目的とした活用も始まりつつある。

### 英国フレキシビリティの概要

事業者	各DNOと第三者 (UKPN: Piclo Flex NGED: Flexible power)	背景	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 需要起因の混雑</li> <li>● 発電起因の混雑(2023年4月～)               <ul style="list-style-type: none"> <li>➢ 新規発電接続時のDNO負担の増加</li> <li>➢ DNOによる出力抑制に上限が設定</li> </ul> </li> </ul>
対象系統	配電系統(日本のローカル系統以上に相当する11~132kVも対象)		
目的	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 系統増強繰り延べ</li> <li>● 工事等による、一時的な過負荷の回避</li> <li>● 系統増強完了までの混雑回避</li> <li>● 再生エネ抑制量の低減</li> <li>● 事故時復旧</li> </ul>		

出所) Piclo, “dashboard”, 閲覧日2023年7月21日, <https://picloflex.com/dashboard> より三菱総研作成

## 事例概要(2/3) – 英国(市場型) –



- UKPNが調達するフレキシビリティサービスの概要を表に示す。
- 調達内容によって、Sustain/Secure/Dynamic/Restoreの4種類がある。

	Sustain	Secure	Dynamic
サービス概要	<ul style="list-style-type: none"> <li>スケジュールされた時間において、ピーク負荷を下げるサービス</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>事前にAvailabilityを確保した上で、必要な場合にディスパッチされるサービス</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>リアルタイムに近い断面(前日)に、UKPNがリクエストし、利用決定されるサービス</li> <li>リクエストに応じるか否かは任意/容量や料金は前日の段階で決定</li> </ul>
フレキシビリティの方向	<ul style="list-style-type: none"> <li>需要下げ/発電上げ</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>需要下げ/発電上げ</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>需要下げ/発電上げ</li> <li>需要上げ/発電下げ</li> </ul>
対価	<ul style="list-style-type: none"> <li>ピーク負荷削減に対する Service Fee (£/kW/year)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Availability Fee (£/MW/h)</li> <li>Utilisation Fee (£/MWh)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Utilisation Fee (£/MWh)</li> </ul>
ユースケース	<ul style="list-style-type: none"> <li>あらかじめピーク負荷が予想される時間帯(年中・夕方)において、長時間ピーク負荷を下げる</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>事前に必要性が予測(※)される特定の日時・時間において、負荷を下げる</li> <li>※ENAの定義から、N-1事故時に系統混雑が予測される場合と推察される</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>直前に必要性が発生した特定時間(※)において、短時間フレキシビリティを提供する</li> <li>※需要下げ/発電上げは、Sustain、Secureでフレキシビリティが不足する断面と推察</li> <li>※需要上げ/発電下げは、発電超過によりフレキシビリティがなければ抑制が必要になる断面</li> </ul>
主な想定リソース	<ul style="list-style-type: none"> <li>需要、蓄電システム、発電、省エネ</li> <li>特にEV、省エネの活用が期待されている</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>需要、蓄電システム、発電(特にディスパッチ可能な分散電源を想定)、省エネ</li> <li>実績では、蓄電システム、需要、ガス火力発電、石油火力発電</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>需要(DR)、変動性再生エネルギー</li> <li>実績では、蓄電システム、需要、ガス火力発電</li> </ul>
参加リソースの特徴	<ul style="list-style-type: none"> <li>特定の時間帯にピーク負荷の長期的な削減を提供できるリソース</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>キャッシュフローの確保が必要なビジネスケースのリソース(プロジェクトファイナンスが必要な事業等と推察)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>短時間のみフレキシビリティを提供できるリソース(他の市場に参加しているリソースやフレキシビリティの量が変動するリソース)</li> </ul>

### Restore

- 計画外の故障が発生した場合に、UKPNからの指示に応じ電力を供給、または電力の取り込みを止めることで復旧に貢献するサービス(post-fault)。
- 他商品と異なり、必要になった段階で場所や要件が公表され募集される。




出所) UK Power Networks, "Participation Guidance Winter 2022 Flexibility Tender", 閲覧日2023年6月30日, <https://smartgrid.ukpowernetworks.co.uk/wp-content/uploads/2022/12/Participation-Guidance-PE1-0036-2022.1.1.pdf>, ENA, "ON22-WS1A-P6 Active Power Products Review (01 Aug 2022)", 閲覧日2023年6月30日, [https://www.energynetworks.org/industry-hub/resource-library/on22-ws1a-p6-active-power-products-review-\(01-aug-2022\).pdf](https://www.energynetworks.org/industry-hub/resource-library/on22-ws1a-p6-active-power-products-review-(01-aug-2022).pdf), Piclo Flex, "Distribution Flexibility Services Procurement Report 2022 - Appendix A", 閲覧日2023年6月30日, <https://smartgrid.ukpowernetworks.co.uk/wp-content/uploads/2022/06/Distribution-Flexibility-Services-Procurement-Report-2022-%E2%80%93-Appendix-A.xlsx> より三菱総研作成

## 事例概要(3/3) – 英国(市場型) –



- UKPNではフレキシビリティの調達には半年に1度行われ、エリアによって半年から数年の契約期間が提示される。
- 2022年冬の調達では混雑方向や提供サービスにより3つのPotに分類され募集が行われた。LVからEHVまで幅広く参加者を募っていることが確認できる。

### UKPNにおけるフレキシビリティ調達概要

	Pot 1	Pot 2	Pot 3
混雑方向	発電起因	需要起因	需要起因
機能	需要上げ/発電下げ	需要下げ/発電上げ	需要下げ/発電上げ
フレキシビリティサービス	Dynamic	Sustain/Secure/Dynamic	Sustain
混雑が発生する電圧階級	EHV/HV	EHV/HV	LV
参加リソースの電圧階級	EHV/HV/LV	EHV/HV/LV	LV
マップ			

EHV: 132kV/33kV, HV: 11kV/6.6kV, LV: 400kV~

出所)UK Power Networks, "UK Power Networks Flexibility Tender December 2022", 閲覧日2023年6月30日,  
<https://d11f1oz5vvd9r.cloudfront.net/app/uploads/2023/06/Introduction-to-UKPN-Flex-Tender-December-2022.pdf>より三菱総研作成

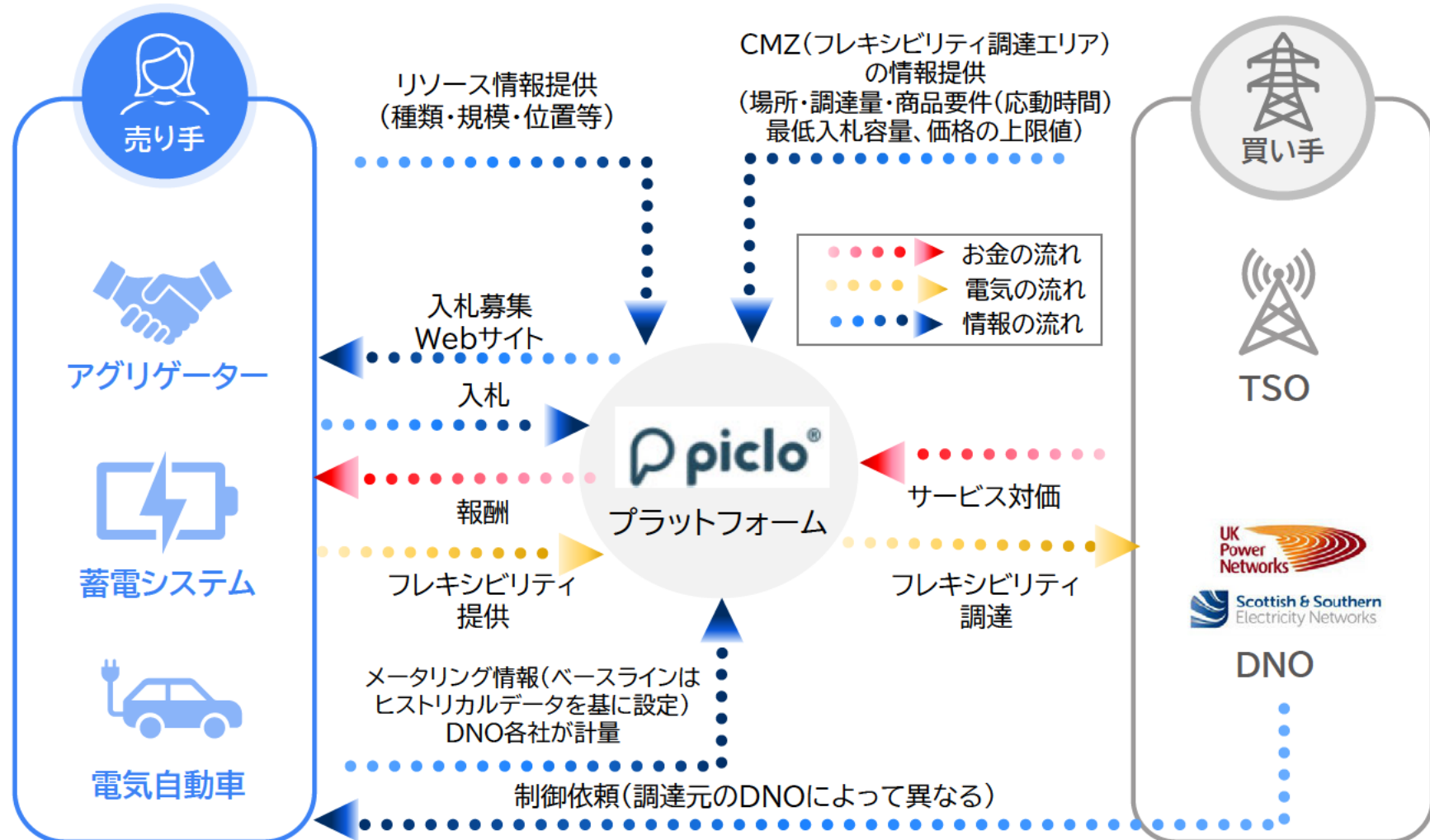
## 取引スキーム(1/2) – 英国(市場型) –



- UKPNにおけるフレキシビリティ調達のスキームは下図の通り。

- フレキシビリティの調達はプラットフォーム上で行われ、DERの制御は間接的に行われる。

## UKPNにおけるフレキシビリティ調達スキーム



出所)古澤, 岡田, 電力中央研究所, “イギリス・ドイツのローカルフレキシビリティ市場の動向と課題”, 閲覧日2023年6月30日, <https://criepi.denken.or.jp/jp/kenkikaku/report/detail/Y19003.html>, Piclo, “Flexibility & Visibility”, 閲覧日2023年6月30日, <https://piclo.energy/publications/Piclo+Flex++Flexibility+and+Visibility.pdf> より三菱総研作成





## 事例概要(1/2) – 英国(募集型) –

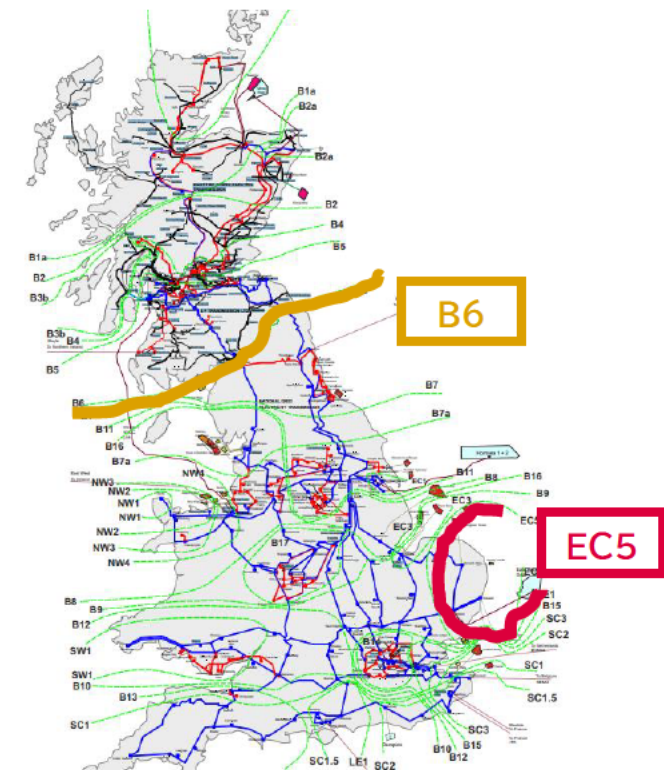


- National Grid ESOでは連系線での系統混雑を緩和するため、Constraint Management Pathfinder (CMP) と呼ばれる混雑管理ソリューションを用いて、系統事故時に調整力の供出（送電系統からの遮断）が可能なプロバイダーを募集している。
- 事故時における系統混雑が予見される場合に、あらかじめ解列する発電機を定める(arming)ことで、予防的な再給電(北部での再エネの抑制および南部での火力の炊き増し)を回避することができる。
- 現在再エネが多く設置されているスコットランドと需要の多いイングランドとの境界（B6）で募集が行われており、今後イーストアングリア地域の境界（EC5）でも募集が開始される予定である。

### Constraint Management Pathfinderの概要

事業者	National Grid ESOと第三者
対象系統	送電系統 (400~275kV)
背景	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 需要と供給の地域差による系統制約</li> </ul>
目的	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 予防的な再給電の回避(balancing costの削減)</li> <li>● 脱炭素に向けbalancing mechanismによる火力炊き増しの回避</li> </ul>

### 英国の送電系統の境界



出所) National Grid ESO, "ETYS Statement 2022 Appendix A", 閲覧日2023年6月30日, <https://www.nationalgrideso.com/document/275581/download>より三菱総研作成

## 事例概要(2/2) – 英国(募集型) –



- Constraint Management Pathfinderでは、翌々年度の調整力を調達するために毎年入札が行われている。契約は1年ごとであるが、延長や再入札が可能である。
- B6境界ではこれまでに2回の入札が行われ、第2回入札では15施設から1.6GWを調達した。落札事業者はほぼすべてが風力発電であるが、第1回では蓄電システムも落札した。一方で第2回からは参加事業者に求める要件が厳しくなった(最低8時間の連続した発電)ために、蓄電システムの参加は事実上不可能となった。
- 発電機の解列は従前から設置されているIntertripスキームを用いて行われ、B6境界の場合は最大36施設が接続可能である。

### Constraint Management Pathfinder における契約要件

概要	
契約期間	1年(延長・再入札が可能)
発動・応動	8時間にわたって待機(arming)可能であり、系統事故発生から150ms以内に発電機を遮断または非同期化できること
確実性	Intertripおよびサーキットブレイカーへの接続により二重の冗長性を確保すること
対象	主に陸上風力発電を想定しているが蓄電システムも参加可能。配電系統に接続されている発電機は対象外。
他のサービスとのスタッキング	容量市場およびResponse・Reserveサービスと並行してスタックすることができる。ただし、Response・Reserveサービスと契約する場合には、CMPが利用できないことを宣言しなければならない。その他のサービスに関しては、NGESOとの合意があれば並行してスタックすることができる。 Stability pathfinderとはスタッキングできない。

出所)(左表)National Grid ESO, "B6 Constraint Management Pathfinder 2024/25: Final Service Specification", 閲覧日2023年7月21日, <https://www.nationalgrideso.com/document/265031/download> より三菱総研作成  
(右表)National Grid ESO, "RE: Results of B6 Constraint Management Pathfinder (2024/25)", 閲覧日2023年7月19日, <https://www.nationalgrideso.com/document/272021/download>

### B6連系線での2023/2024年(第1回)の調達結果(風力発電:9施設、蓄電システム:1施設)

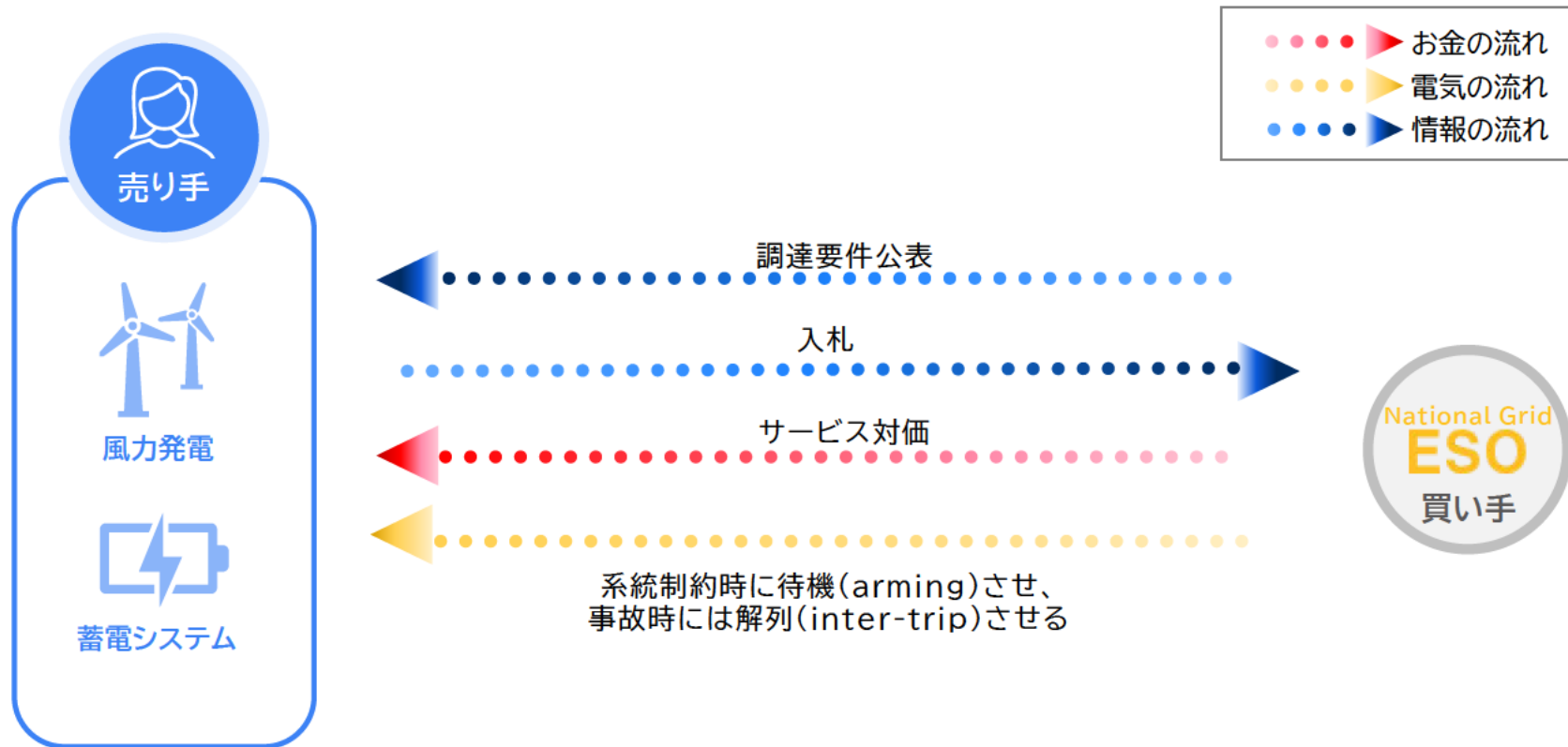
Name of Contracting Entity	Generating Unit Name(s)	Transmission Entry Capacity (TEC)	Arming Fee (£/Per Settlement Period)	Tripping Fee (£/Per Trip)	Successful or Unsuccessful
Aikengall II Community Wind Company Limited and Aikengall Ila Community Wind Company Limited	Aikengall II Windfarm and Aikengall Ila Windfarm	145	£1,523.00	£305,819.00	Successful
ScottishPower Renewables (UK) Limited	Blacklaw Windfarm	118	£1,408.92	£208,413.00	Successful
Clyde Windfarm (Scotland) Limited	Clyde North Windfarm and Clyde Central Windfarm	374.5	£98.00	£343,800.00	Successful
Corriemoillie Windfarm Limited	Corriemoillie Windfarm	47.5	£54.03	£238,000.00	Successful
Fred. Olsen Renewables Limited	Crystal Rig II Windfarm and Crystal Rig III Windfarm	151.8	£147.02	£15,939.00	Successful
Dorenell Windfarm Limited	Dorenell Windfarm I and Dorenell Windfarm II	177	£257.71	£802,000.00	Successful
Fallago Rig Windfarm Limited	Fallago Rig Windfarm	144	£210.60	£718,000.00	Successful
Griffin Windfarm Limited	Griffin Windfarm I and Griffin Windfarm II	188.6	£509.22	£570,191.00	Successful
ScottishPower Renewables (UK) Limited	Whitelee Windfarm	305	£3,809.45	£781,475.00	Successful
Zenobe Wishaw Limited	Wishaw Battery Storage	49.95	£625.00	£50,000.00	Successful

# 取引スキーム – 英国(募集型) –



- National Grid ESOにおけるConstraint Management Pathfinderのスキームは下図の通り。

## Constraint Management Pathfinderのスキーム



## 事例概要 –ドイツ(市場型)–



- ドイツでは、再エネ抑制とその補償にかかるコスト削減を目的に、TSO・DSOによるフレキシビリティの市場調達がeneraプロジェクト(2019年2月～2020年6月)で実証されたものの、その後実現には至っていない。
- 実現に至らない要因としては、①Redispatch2.0(2021年施行)により100kW以上の全ての発電機が出力抑制の対象になったことや②OPEXの増加がレベニューキャップに即座に反映されない制度であること、③約900のDSOが小さなエリアを管轄する配電系統において対象リソースが少ないことなどが考えられる。

### ドイツで検討されたフレキシビリティ市場の概要

事業者	TSO・DSO
対象系統	配電系統(～110kV)
背景	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 需要(南部)と供給(北部)の地域差に伴う系統制約</li> </ul>
目的	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 再給電への補償の削減</li> </ul>

### eneraプロジェクトにおける実証エリア



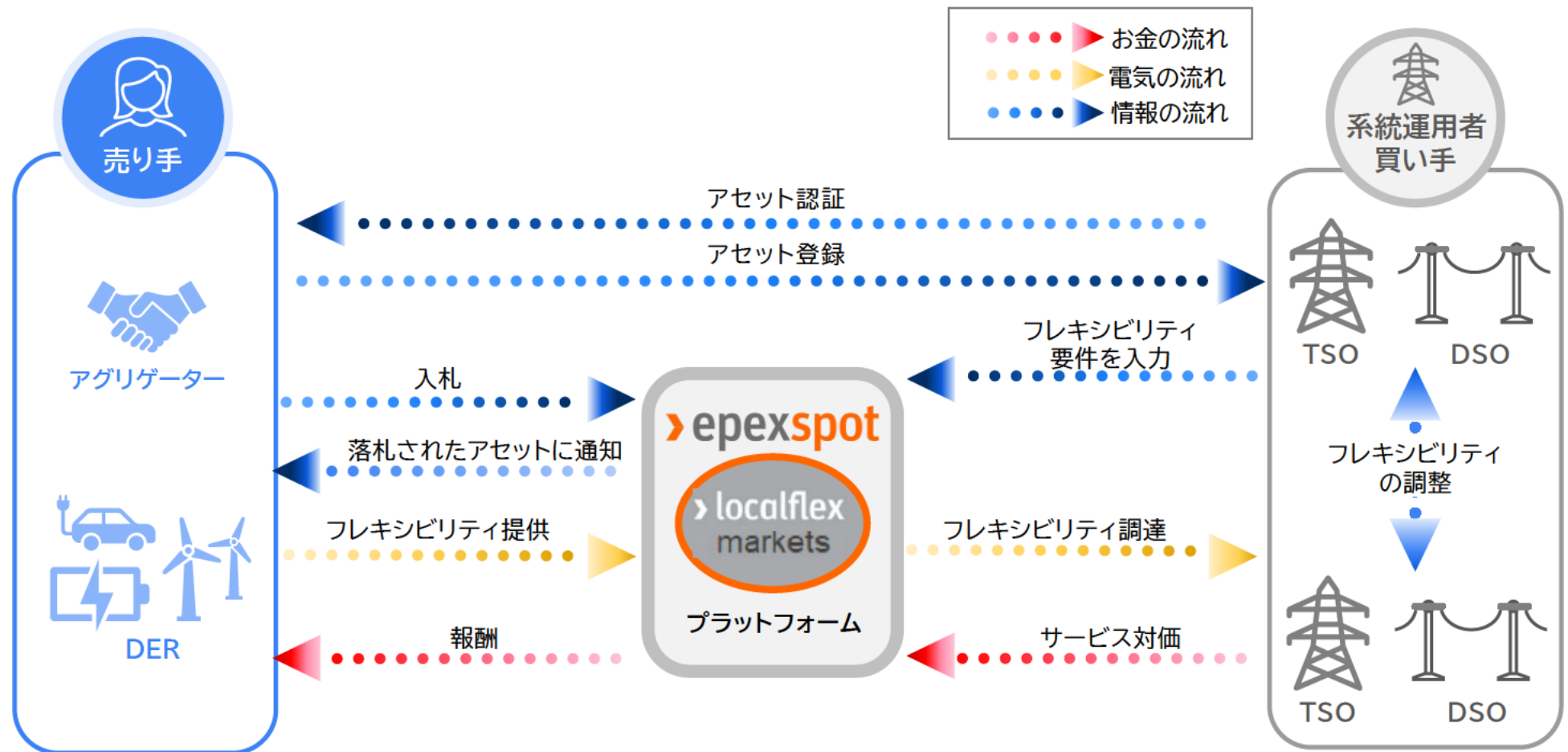
出所) BnetzA, "SINTEG geht in den Endspurt", 閲覧日:2023年8月7日, <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Schlaglichter-der-Wirtschaftspolitik/2019/11/kapitel-1-6-sinteg-geht-in-den-endspurt.html>

# 取引スキーム –ドイツ(市場型)–



- eneraプロジェクトにおいて実証されたフレキシビリティ調達のスキームは下図の通り。
  - フレキシビリティの調達はプラットフォーム上で行われ、DERの制御は間接的に行われる。

## eneraプロジェクトにおける調達スキーム



出所) EPEX Spot, "Local Flexibility markets – a market-based solution to solve local grid congestions", 閲覧日2023年7月20日, <https://nordicelforum.org/wordpress/wp-content/uploads/2019/12/3A-NEMF-EPEXSPOT.pdf> より三菱総研作成

# 事例概要(1/2) –ドイツ(募集型)–

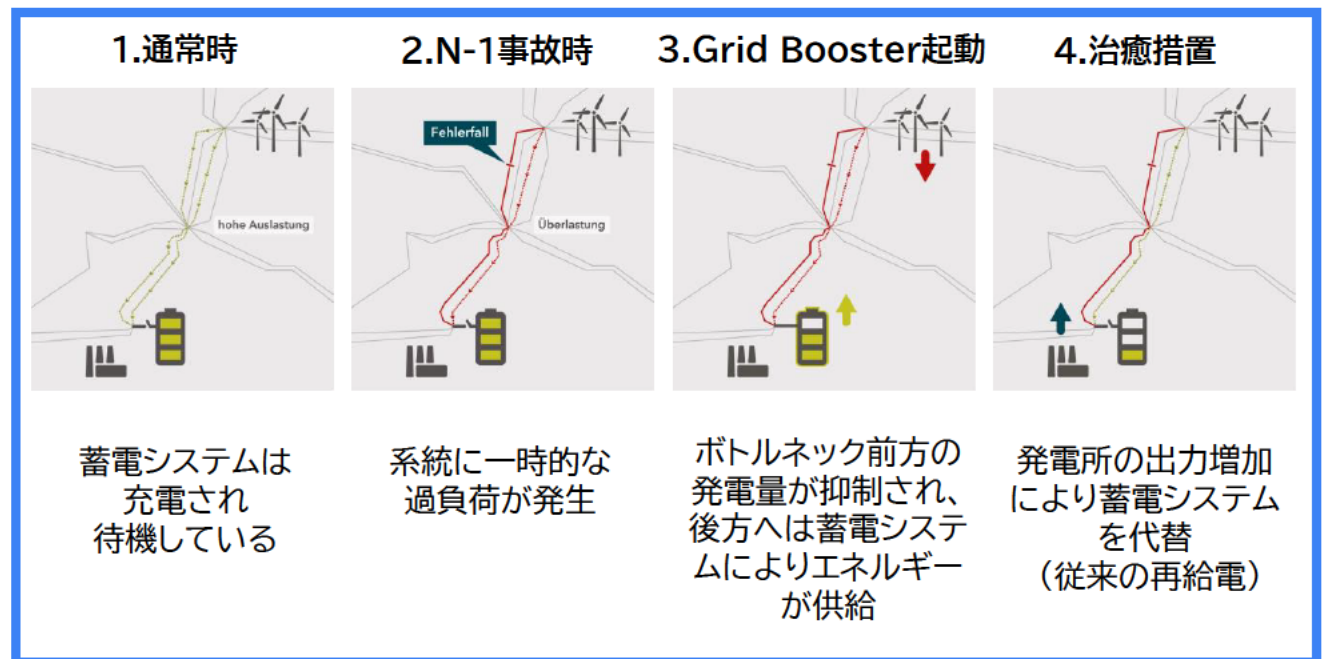


- ドイツでは、国の北部に風力発電が集中し、需要は南部や西部に集中しているため、発電や需要のピーク時に送電線が制約を受け、またそれによる電力安定供給への影響が課題となっている。
- こうした課題に対応するため、ドイツでは発電機の再給電を実施していたが、再給電への補償によるコストが大きく膨らんでいる状況にある。
- そこで2030年に向けた系統計画の一部として、連邦ネットワーク庁（BNetzA）と各TSOは2019年にGrid Booster（Netzbooster）プロジェクトを開始した。
- Grid Boosterでは、蓄電システムを送電網の重要拠点におくことで、事故時を想定して確保されている送電系統の空き容量の解放を狙っている。系統の利用率向上により通常時の予防的な再給電を回避することができるため、コスト削減に大きく貢献すると期待されている。

## Grid Boosterの概要

事業者	各TSO
対象系統	送電系統 (220~380kV) 配電系統 (~110kV)
背景	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 需要と供給の地域差に伴う系統制約</li> <li>● 再給電への補償負担増</li> </ul>
目的	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 送電網の利用率向上</li> <li>● 予防的な再給電指令の回避</li> <li>● 系統事故時の有効電力供出</li> </ul>

## Grid Boosterの運用



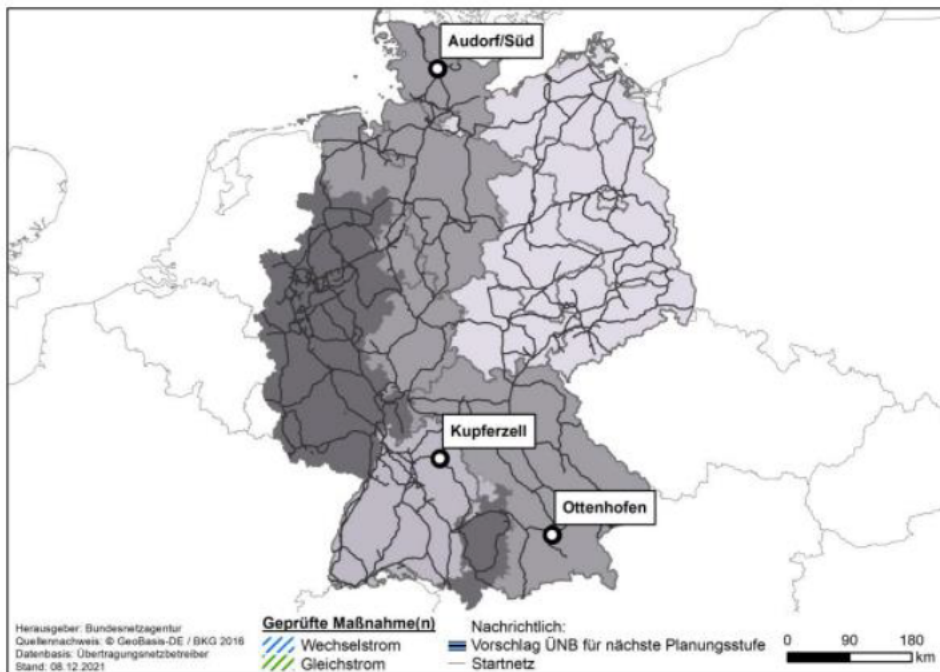
出所)Transnet BW, "NETZBOODTER KUPFERZELL", 閲覧日2023年7月30日, <https://www.transnetbw.de/de/netzentwicklung/projekte/netzbooster-kupferzell/projektportraet>

## 事例概要(2/2) –ドイツ(募集型)–



- Grid Boosterに関して、ドイツでは3つのTSOにより4地点でパイロットプロジェクトが計画されている。
- Transnet BWのプロジェクトでは、Fluenceとの協働により、世界最大級である250MW蓄電システムの建設を予定している。
- Amprion は配電事業者であるE.ONと協力し、配電系統へのGrid Booster設置を計画している。本計画では複数の小型蓄電システムを接続することを想定しており、総出力は約250MWになる見込みである。

### パイロットプロジェクト実施場所 (Schwabenを除く)



出所) Bundesnetzagentur, “Bedarfsermittlung 2021-2035”, 閲覧日2023年7月27日,  
[https://data.netzausbau.de/2035-2021/NEP2035\\_Bestaetigung.pdf](https://data.netzausbau.de/2035-2021/NEP2035_Bestaetigung.pdf),  
 Transnet BW, “NETZBOOSTER-PILOTANLAGE”, 閲覧日2023年7月20日,  
<https://www.transnetbw.de/Resource/Persistent/8/e/0/4/8e04ede223d88881c763cab1bfc416068f7fbc4d/netzbooster-pilotanlage-broschuere.pdf>

### パイロットプロジェクト一覧

TSO	設置場所	蓄電システム規模	完成予定
Transnet BW	Kupferzell (ドイツ南部)	250MW	2025年
Tennet	Audorf-Sued (北海付近)	100MW	2025年
	Ottenhofen (ドイツ南部)	100MW	2025年
Amprion (DNO: E.ON)	Schwaben (ドイツ南部)	総計 250MW	2026年~

### Kupferzell選定理由

- 混雑系統に近接している
- 混雑を解消した場合に広域に効果がある
- 事故発生時、近隣の発電所によって1時間以内の復旧が可能である

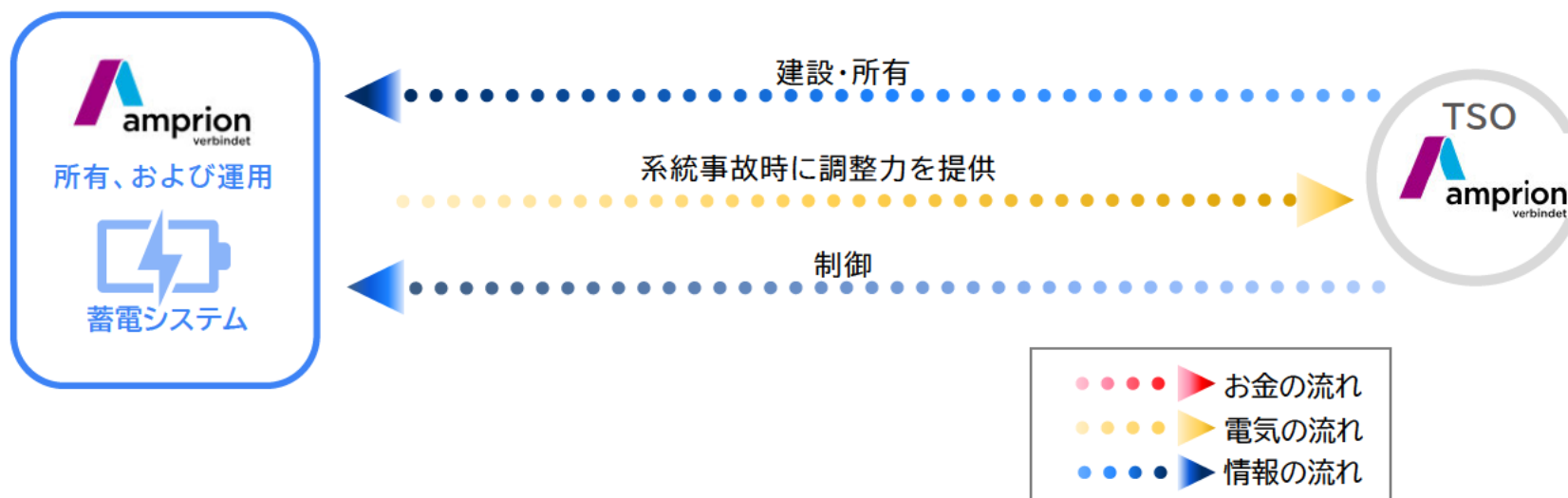


## 取引スキーム ードイツ(募集型)ー



- Grid Booster のスキームは以下の通り。
- 蓄電システムはTSOが所有し、系統事故時に調整力を提供する。後述するエネルギー産業法により、当該蓄電システムを活用した電力の売買や電力市場での活用は認められていない。

### Grid Boosterの運用スキーム



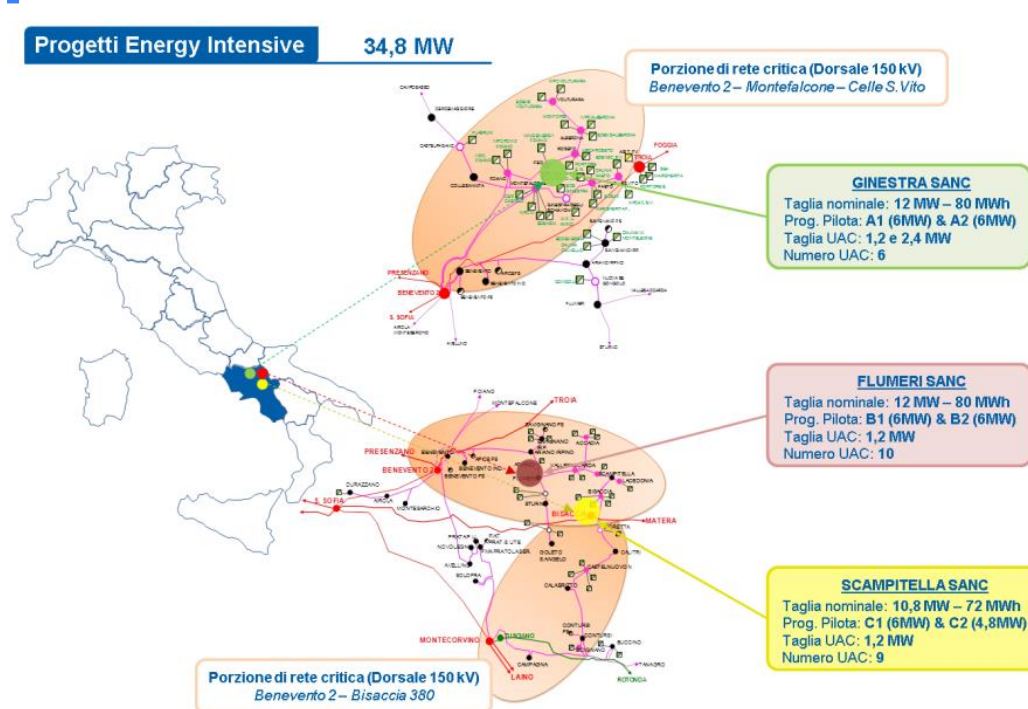
出所)Transnet BW, "NETZBOOSTER-PILOTANLAGE", 閲覧日2023年7月21日,  
[https://www.transnetbw.de/\\_Resources/Persistent/8/e/0/4/8e04ede223d88881c763cab1bfc416068f7fbc4d/netzbooster-pilotanlage-broschuere.pdf](https://www.transnetbw.de/_Resources/Persistent/8/e/0/4/8e04ede223d88881c763cab1bfc416068f7fbc4d/netzbooster-pilotanlage-broschuere.pdf) より三  
 菱総研作成

# 事例概要 – イタリア –



- イタリアでは特に南部で風力発電が急速に導入されたため系統増強が間に合わず、2010年には約500GWhの発電抑制が行われた。
- 上記を受けて、イタリアのTSOであるTernaは、再エネ電源の抑制量を削減し、系統混雑を解消することを目的として、系統用蓄電システムのパイロットプロジェクトを2015年より実施した。
  - カンパニア地方に総容量34.8MW/252MWhの系統用蓄電システム(NAS電池)を3台設置した。
  - 主に風力発電の余剰電力を蓄電することで送電線の混雑を解消し、混雑が生じていない時間帯に放電し北部へ送電した。
  - 系統用蓄電システムによって系統混雑が緩和された結果、混雑管理費用の削減と系統増強時期の延伸が可能となった。
  - 系統混雑管理以外には、一次および二次周波数調整や電圧調整等の系統サービスが提供された。

## 系統用蓄電システムのパイロットプロジェクト概要



### 事業者

プロジェクト総括:Terna  
系統運用、蓄電システム所有・運用:Terna

### 電圧階級

150kV

### 蓄電システム容量

合計35MW / 232MWh (NAS電池)

- Site1:12MW / 80MWh
  - Site2:12MW / 80MWh
  - Site3:10.8MW / 72MWh
- 蓄電システムメーカー:日本ガイシ

### 背景

- 再エネ電源の急速な導入に伴う出力抑制量の増加

### 目的

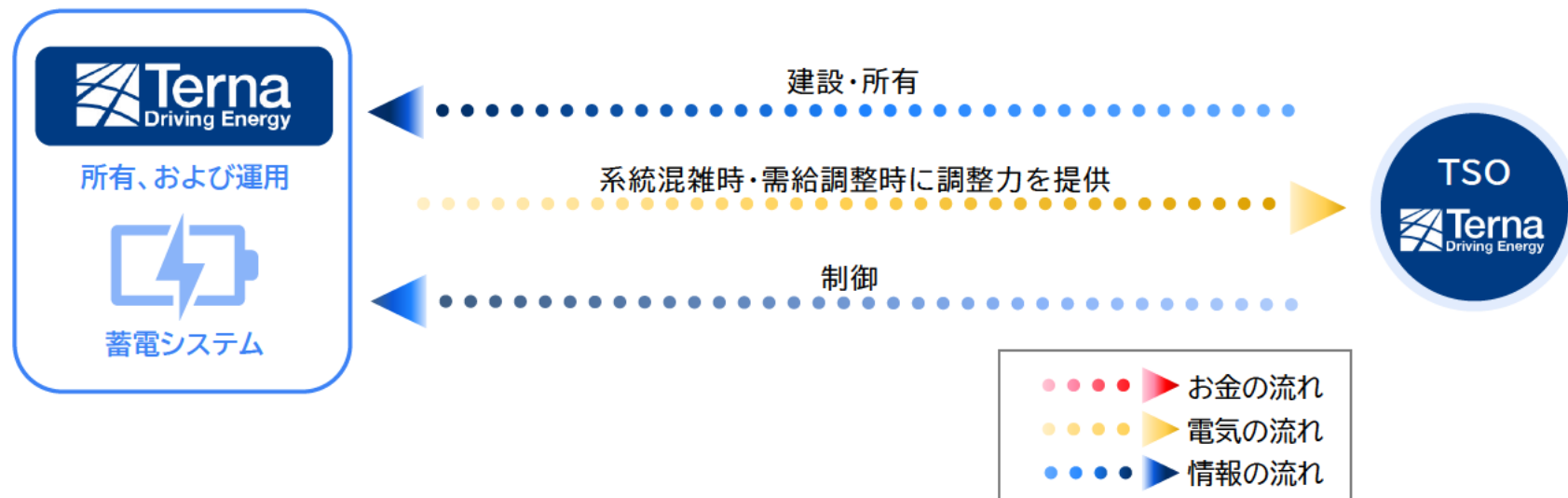
- 発電出力制御の低減
- 系統混雑管理費用の削減
- 系統増強繰り延べ
- 周波数調整サービスの提供

# 取引スキーム –イタリア–



- 本パイロットプロジェクトは2011年、2012年の国家送電系統開発計画の一環として策定された蓄電システムによる系統混雑緩和対策であるため、蓄電システムの所有および運用はTernaが行っている。
  - イタリアの送電・発電事業に関するコンセッション第7.k条では、イタリア国内の電力系統の安全性の確保と再エネの最大限活用を目的として、Ternaが蓄電設備を建設、所有・管理することが可能であると規定されている。
  - また、再エネ電源の利用促進に関する指令2009/28/CEの第17条3項では、「変動電源のディスパッチを容易にする」ことを目的とした蓄電システムを系統に導入することができると規定されている。

## 系統用蓄電システムの調達・制御スキーム



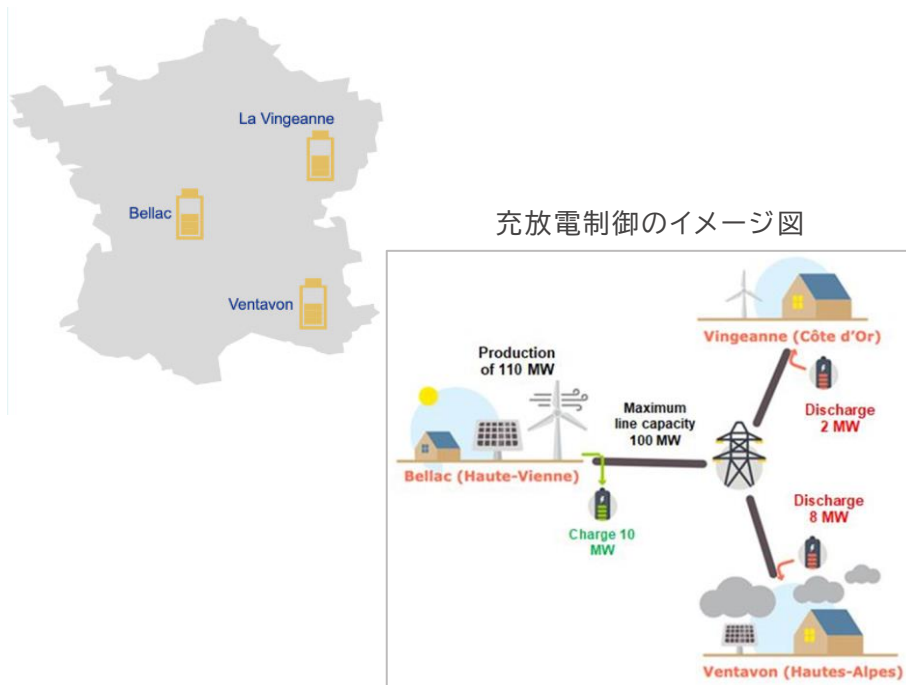
出所)Terna, "RELAZIONE FINALE DEL PRIMO BIENNIO DI SPERIMENTAZIONE",閲覧日2023年7月24日, [https://download.terna.it/terna/Rapporto\\_Pubblico\\_2016-2017\\_%20Energy\\_8d91c5b91c3b88b.pdf](https://download.terna.it/terna/Rapporto_Pubblico_2016-2017_%20Energy_8d91c5b91c3b88b.pdf) より三菱総研作成

## 事例概要(1/3) – フランス(募集型) –



- フランスでは系統増強の代替手段として、送電事業者であるRTEが大規模蓄電システムの充放電を制御する Ringo Projectが実施されている。太陽光・風力の導入が拡大するフランス国内3カ所がプロジェクト実施サイトとして選定された。投資規模は3プロジェクト合計でおよそ8,000万ユーロ。
- Ringo ProjectではRTEが系統の混雑状況をデータ管理し、蓄電システムの充放電を自動制御することで、発電ピーク時の系統負荷軽減および効率的な系統管理に資することを目的としている。

### Ringo Projectの実施サイトおよび概要



Vingeanne	電圧階級	63kV
	蓄電システム	・容量 : 12MW/24MWh ・メーカー: NIDEC ASI
Bellac	電圧階級	90kV
	蓄電システム	・容量 : 12MW/24MWh ・メーカー: Saft
Ventavon	電圧階級	63kV
	蓄電システム	・容量 : 12MW/24MWh ・メーカー: Blue Solution

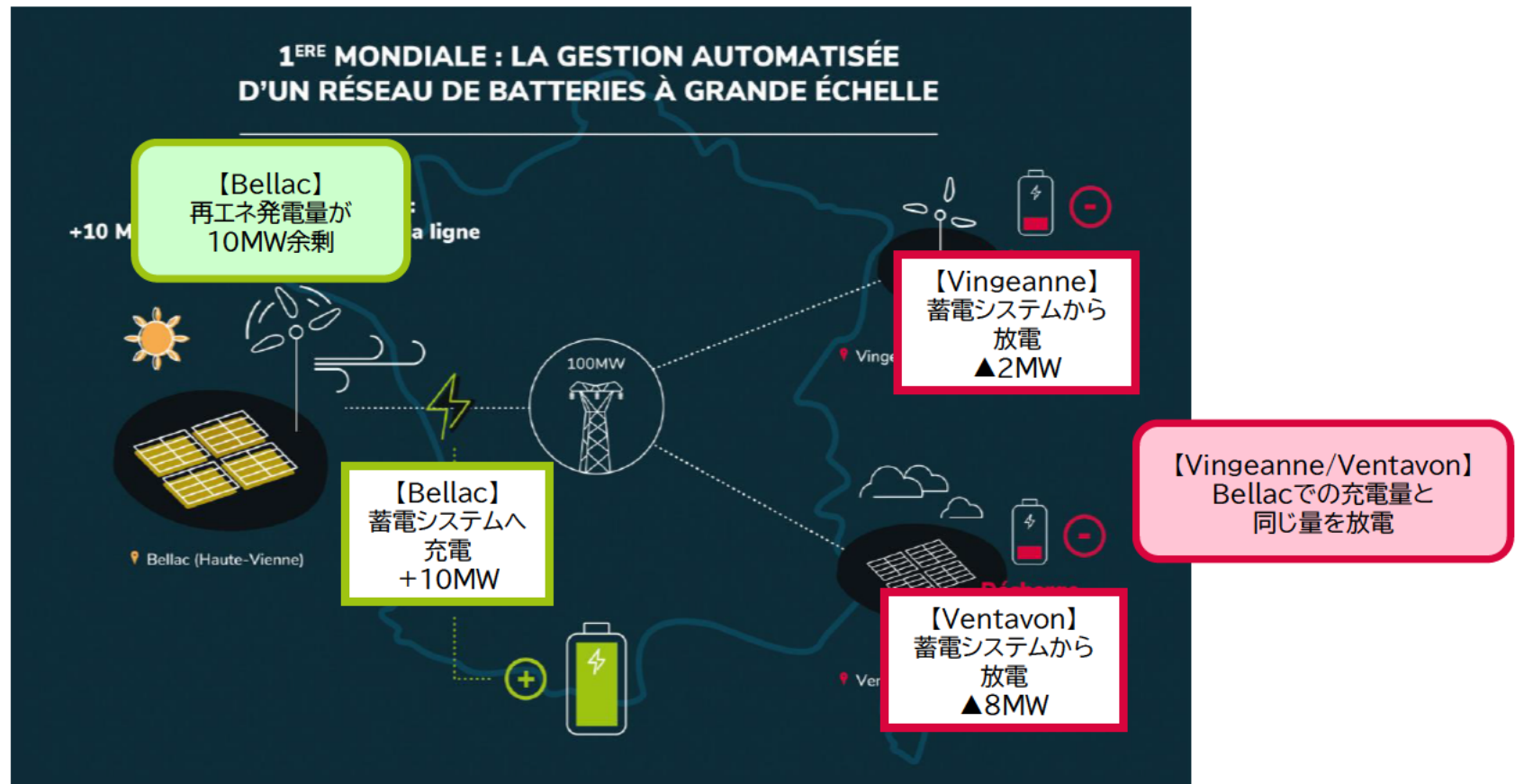
出所) RTE, "Electric Storage – the RINGO experiment", 閲覧日2023年7月18日, <https://www.rte-france.com/projets/stockage-electricite-ringo>, Energy Storage NEWS, "France's grid battery 'experiments' take aim at creating market fit for carbon neutrality", 閲覧日2023年7月18日, <https://www.energy-storage.news/frances-grid-battery-experiments-take-aim-at-creating-market-fit-for-carbon-neutrality/>, RTE, "Ringo: des batteries pour le reseau de transport", 閲覧日2023年7月18日, <https://atee.fr/system/files/2020-02/06.%20Nicolas%20MONT%20%28RTE%29.pdf>, Arteche, "Arteche joins RTE's RINGO project", 閲覧日2023年7月18日, <https://www.arteche.com/en/arteche-joins-rtes-ringo-project>,

## 事例概要(2/3) –フランス(募集型)–



- RTEが蓄電システムの所有・運用主体であるPhase Iまでは、国内の需給バランスに影響しないように、3つのサイト合計の充電量と放電量が同量になるよう調整されている。

### Ringo Projectにおける系統混雑緩和のイメージ

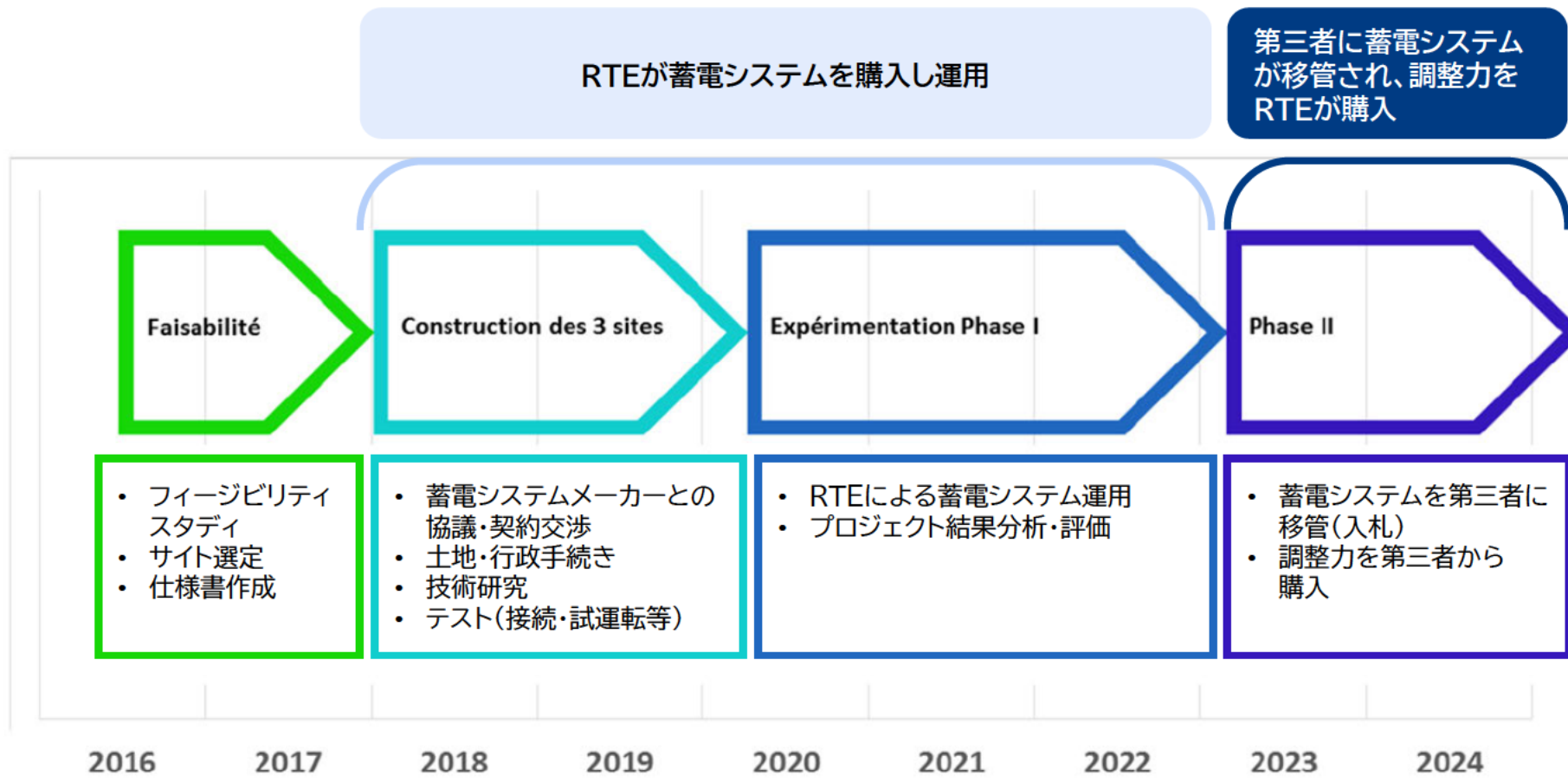


## 事例概要(3/3) – フランス(募集型) –



- Ringo Projectの各Phaseにおけるプロセスを以下に示す。
- Phase I まではRTEが単独で蓄電システムを所有・運用するが、Phase II以降は第三者に移管される模様。

### Ringo Projectの各Phaseにおけるプロセス



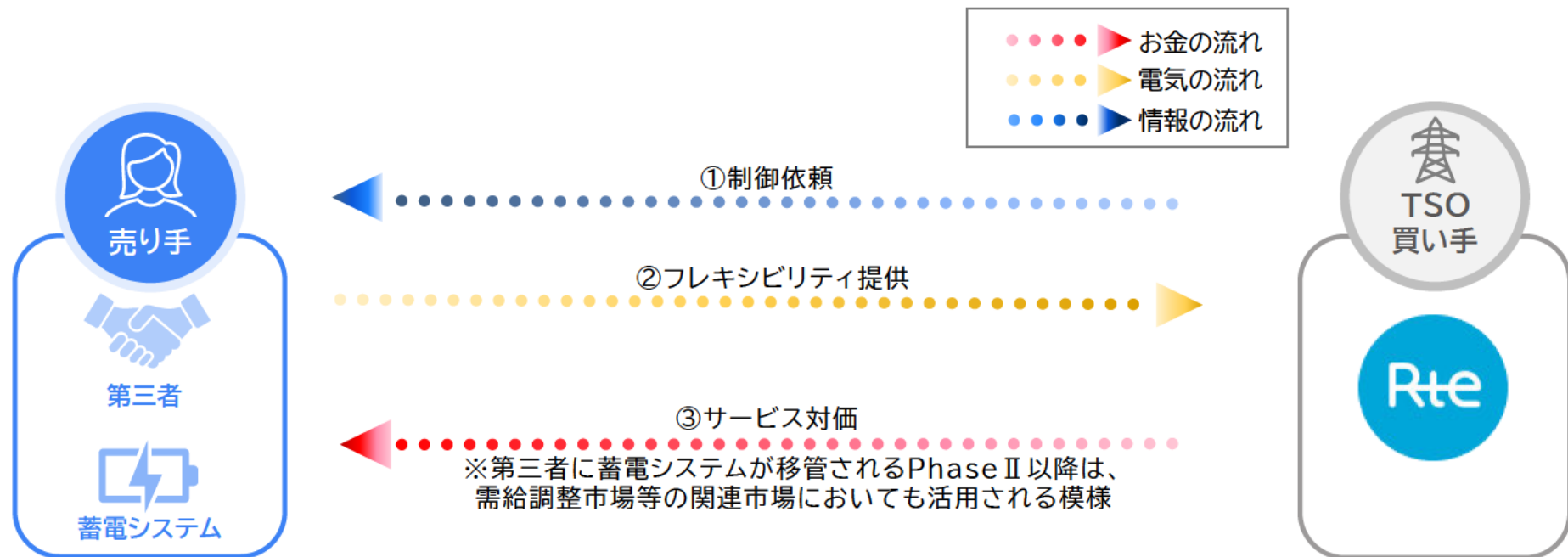
出所) RTE, "Ringo: des batteries pour le reseau de transport", 閲覧日2023年7月18日, <https://atee.fr/system/files/2020-02/06.%20Nicolas%20MONT%20%28RTE%29.pdf>,  
 RTE, "INVESTISSEMENTS 2018 DE RTE 「Dossier de saisine du projet démonstrateur RINGO」", 閲覧日2023年7月18日, <https://www.cre.fr/content/download/16730/206315> より三菱総研加筆

## 取引スキーム – フランス(募集型) –



- 本プロジェクトでは、Phase I まで RTE が蓄電システムを所有・運用するが、Phase II (2023年) 以降では第三者に蓄電システムが移管される。
- Phase II 以降では、蓄電システムの所有・運用主体となった第三者から RTE がフレキシビリティを調達するスキームが想定される。

### Phase II 以降想定されるスキーム概要



出所) World Energy Council, "FIVE STEPS TO ENERGY STORAGE", 閲覧日2023年7月18日,  
[https://www.worldenergy.org/assets/downloads/Five\\_steps\\_to\\_energy\\_storage\\_v301.pdf#:~:text=STEP%201%3A%20Enable%20a%20level%20playing%20field%20STEP,enabling%20mechanisms%20that%20best%20fit%20to%20your%20context](https://www.worldenergy.org/assets/downloads/Five_steps_to_energy_storage_v301.pdf#:~:text=STEP%201%3A%20Enable%20a%20level%20playing%20field%20STEP,enabling%20mechanisms%20that%20best%20fit%20to%20your%20context) より三菱総研作成

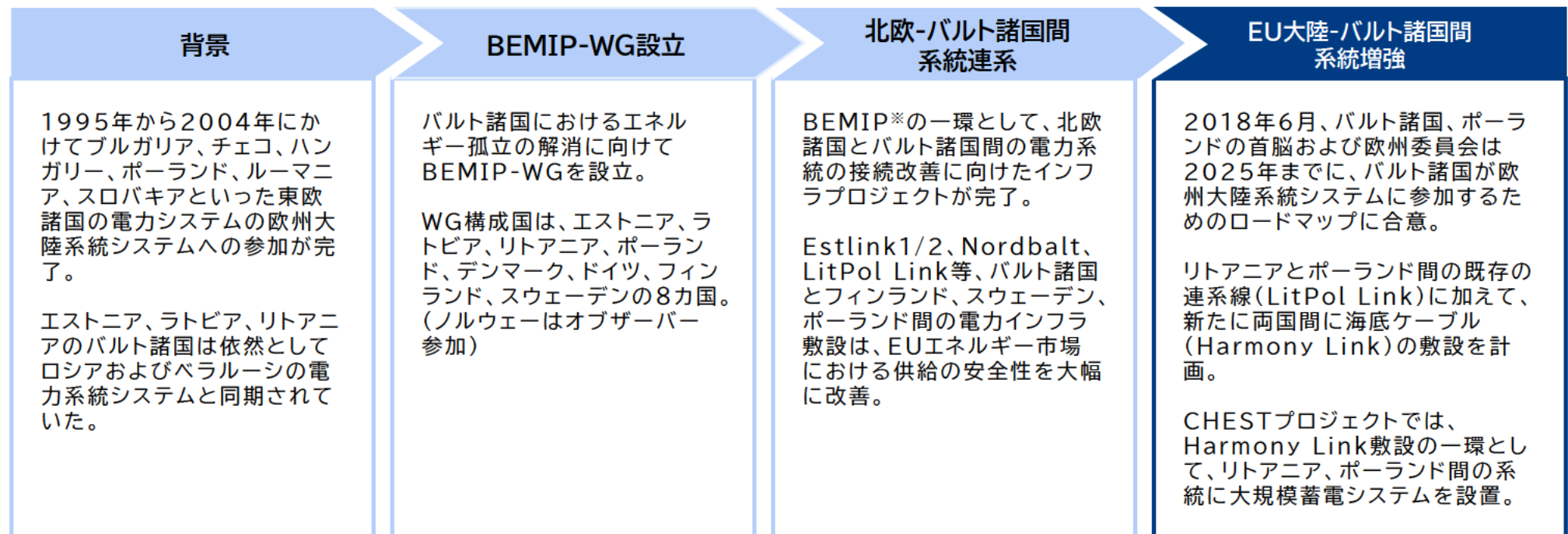
## 事例概要(1/4) – ポーランド・バルト諸国(募集型) –



- ポーランドの国営電力会社であるPGEグループは、“CHEST; Commercial Hybrid Energy Storage”というプロジェクトの中で、ポーランドとリトアニア間の系統に大規模蓄電システムを設置する。
- バルト諸国の電力はロシアへの依存度が高く、欧州大陸系統システムへの参加によってエネルギー供給の安定性を高めることが目的として掲げられている。

### CHESTプロジェクトのタイムライン

EU全体として、バルト諸国とEU大陸間のエネルギー市場連系計画(Baltic Energy Market Interconnection Plan; BEMIP)に取り組む中で、CHESTプロジェクトの意義が高まっている。



※ “Harmony Link”敷設を含むBEMIP関連のインフラ投資に対して、EUは12億ユーロ超の助成金を提供している模様。

出所) EU, “Baltic energy market interconnection plan”, 閲覧日2023年10月17日, [https://energy.ec.europa.eu/topics/infrastructure/high-level-groups/Baltic-energy-market-interconnection-plan\\_en](https://energy.ec.europa.eu/topics/infrastructure/high-level-groups/Baltic-energy-market-interconnection-plan_en), Energy Storage NEWS, “State-owned power company to build 800MWh BESS in Poland”, 閲覧日2023年10月17日, <https://www.energy-storage.news/state-owned-power-company-to-build-800mwh-bess-in-poland/> より三菱総研作成



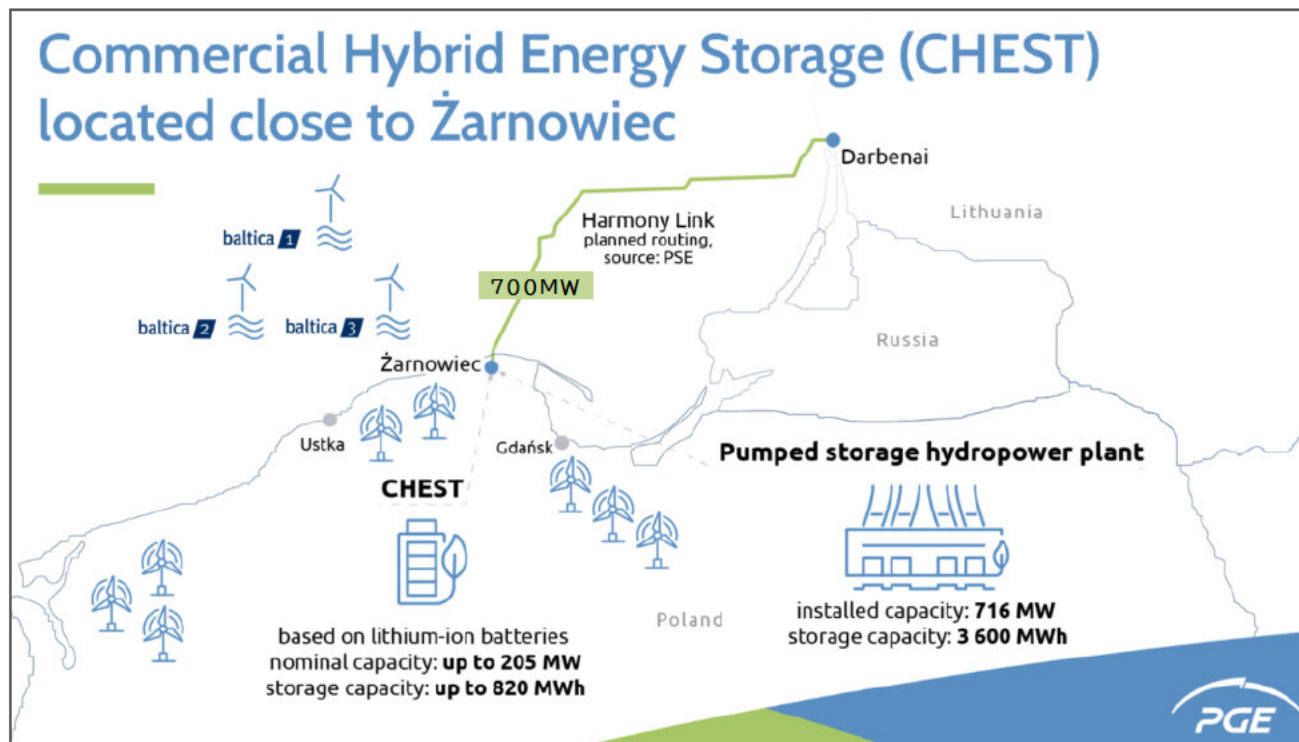
## 事例概要(2/4) – ポーランド・バルト諸国(募集型) –



- CHEST プロジェクトはHarmony Link敷設の一環であり、バルト諸国のロシアからのエネルギー依存解消が目的とされている。
- 2030年までにPGEグループは、820MWh以上の蓄電システムを建設することを計画している。

### CHESTプロジェクト実施サイト

CHESTプロジェクトでは、ポーランド北部に蓄電システムの設置を計画している。  
“Harmony Link(HVDC)”の敷設により、リトアニア-ポーランド間の既存系統“LitPol Link(AC2回線)”の機能補完も期待されている。



CHESTプロジェクト設置される蓄電システムは、既存の揚水発電所と相互的に、周辺の風力発電所もサポートする。

PGEグループは、新たに3.5GWの風力発電所を建設する計画がある模様。

出所) EU, “Political Roadmap on the synchronisation of the Baltic States1 electricity networks with the Continental European Network via Poland”, 閲覧日2023年10月17日, [https://energy.ec.europa.eu/system/files/2019-10/c\\_2018\\_4050\\_en\\_annexe\\_acte\\_autonome\\_nlw2\\_p.v2\\_0.pdf](https://energy.ec.europa.eu/system/files/2019-10/c_2018_4050_en_annexe_acte_autonome_nlw2_p.v2_0.pdf), Energy Storage NEWS, “State-owned power company to build 800MWh BESS in Poland”, 閲覧日:2023年10月17日, <https://www.energy-storage.news/state-owned-power-company-to-build-800mwh-bess-in-poland/> より三菱総研加筆

## 事例概要(3/4) – ポーランド・バルト諸国(募集型) –



- 2025年までにバルト諸国は欧州大陸系統システムに参加する予定であり、これに伴いロシアおよびベラルーシとの電力系統システムからは切断される。
- 2025年の欧州大陸系統システムとの接続までの間、バルト諸国単独での運転予備力を提供する蓄電システムがリトアニア国内に設置されている。

### リトアニアにおける蓄電システム設置事例

リトアニア国内4カ所の変電所に合計200MW/200MWh(50MW/50MWh×4カ所)の蓄電システムが設置されている。系統事故が発生しバルト諸国が単独系統となった際に、蓄電システムは1秒以内に電力供給(放電)を開始し、Kruonis揚水発電所(900MW)が立ち上がるまでの予備力を提供する。欧州大陸系統システムとの接続完了後は、再エネの貯蔵・供給、周波数調整力等が提供される模様。



蓄電システムはSiemens Energy社とFluence社の合弁会社が製造し、Energy Cell社によって運用される(保守・保証期間は15年)。

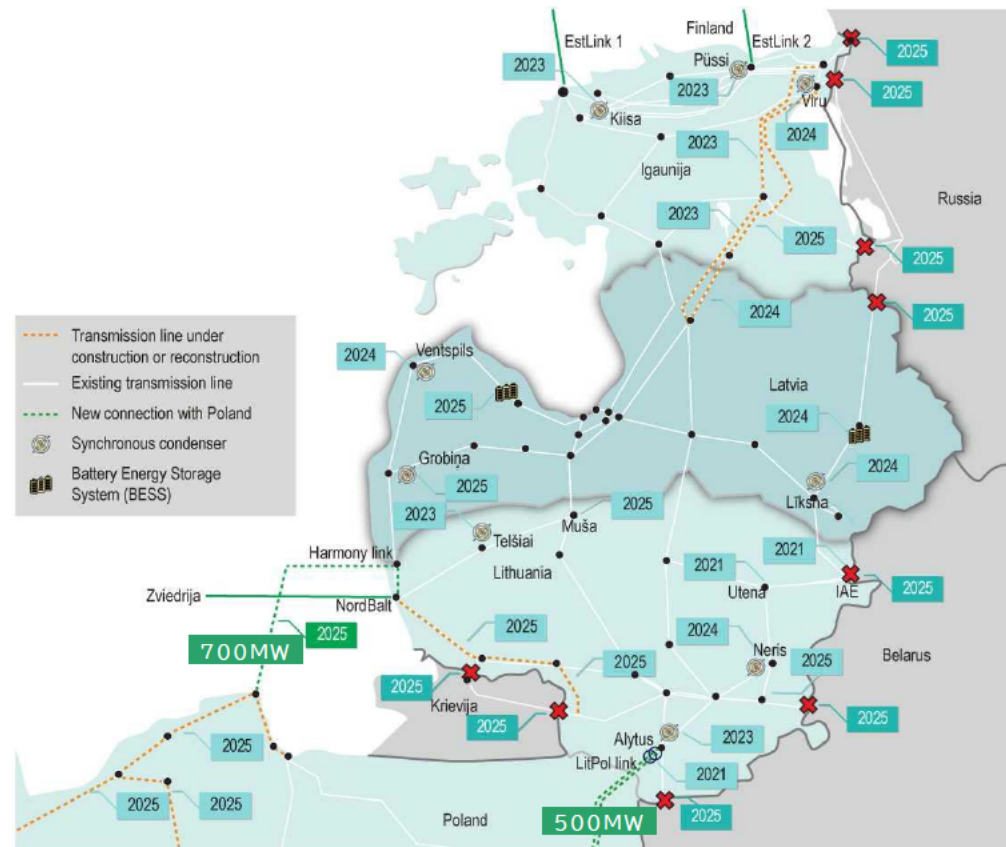
出所) EPSOG, "LITHUANIAN ELECTRICITY STORAGE FACILITIES SYSTEM PROJECT", 閲覧日2023年10月18日, <https://www.epsog.lt/en/projects/lithuanian-electricity-storage-facilities-system-project> .  
 ENERGY CELLS, "System of electricity storage facilities", 閲覧日2023年10月18日, <https://www.energy-cells.eu/en/> .  
 Ministry of Energy of the Republic of Lithuania, "Lithuanian energy storage system named most sustainable energy investment of the year by "Environmental Finance"", 閲覧日2023年10月18日, <https://enmin.lrv.lt/en/news/lithuanian-energy-storage-system-named-most-sustainable-energy-investment-of-the-year-by-environmental-finance> .  
 CE ENERGY NEWS, "Lithuania: testing for new battery storage system begins", 閲覧日2023年10月18日, <https://ceenergynews.com/innovation/lithuania-testing-for-new-battery-storage-system-begins/> より三菱総研加筆

## 事例概要(4/4) – ポーランド・バルト諸国(募集型) –



- ラトビアにおいても、リトアニアと同様にバルト地域における予備電力確保を目的とした蓄電システムの設置が進められている。
- 本蓄電システムプロジェクトは2025年末までにサービスが提供される予定であり、規模は80MW/160MWh。

### ラトビアにおける蓄電システムプロジェクト



2025年の欧州大陸系統システムとの接続(ロシア・ベラルーシ系統システムからの切断)までは、蓄電システムは予備電力のみをサービスとして提供する。  
2026年以降は、周波数調整力等も提供される模様。

本プロジェクトにおいては、時間・コスト面での観点※から、ラトビアのTSOであるAST社が蓄電システムを購入・開発し、当面の間、管理・運用する。

将来的には市場からのサービス調達が計画されている。

※ 2025年に予定通り、欧州大陸系統システムとの接続を完了する必要があること、およびバルト諸国には周波数調整市場が整備されていないことが挙げられている。

出所) AST, "ANNUAL STATEMENT OF TRANSMISSION SYSTEM OPERATOR FOR THE YEAR 2021", 閲覧日2023年10月18日,  
[https://www.ast.lv/sites/default/files/editor/AST\\_PSO.zinojums.2022.EN%20v2.pdf](https://www.ast.lv/sites/default/files/editor/AST_PSO.zinojums.2022.EN%20v2.pdf) より三菱総研加筆

## 事例概要(1/3) – 米NY州(募集型) –

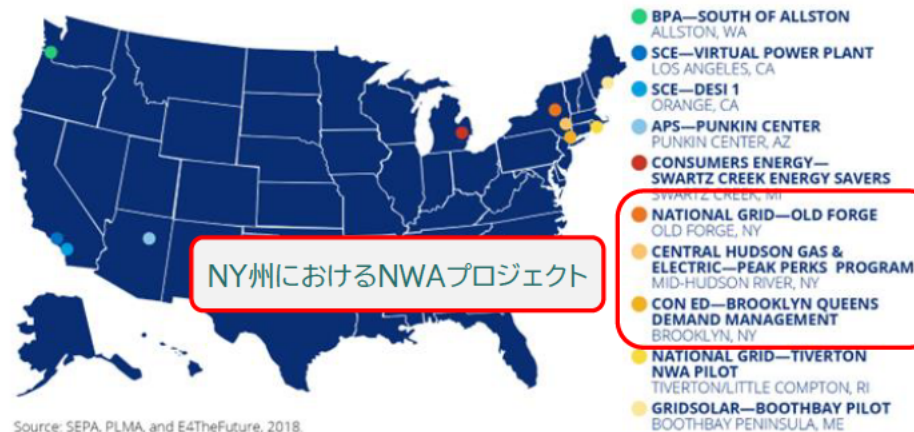


- 米国では、National Gridを含めた複数の送配電事業者によってNon-wires Alternative(NWA)プロジェクトが行われている。National Gridの五カ年蓄電システム投資計画の一環として、2021年から将来のNWAプロジェクトの公募が開始された。
- NWAは、送配電系統の新設・更新・増強の延期や回避を目的とした投資活動を指す。NWAプロジェクトには、デマンドレスポンス(DR)、太陽光(PV)、エネルギー貯蔵(Storage)、熱電併給(CHP)、マイクログリッド、分散電源(DG)などが含まれている。

### 米国NWAプロジェクト(一部)

### National Gridの五カ年蓄電システム投資計画

#### Featured Case Studies



出所) PLMA, "Non-Wires Alternatives: Case Studies from Leading U.S. Projects", 閲覧日2023年7月14日, <https://www.peakload.org/assets/38thConf/Non-Wires-Alternatives-Projects.pdf>  
 National Grid, "Distributed System Implementation Plan Update Of Niagara Mohawk Power Corporation d/b/a National Grid", 閲覧日2023年7月14日,  
<http://documents.dps.ny.gov/public/Common/ViewDoc.aspx?DocRefId=%7B7B73E12DBB-49BC-44AF-A17E-F940D39CF26C%7D> より三菱総研加筆

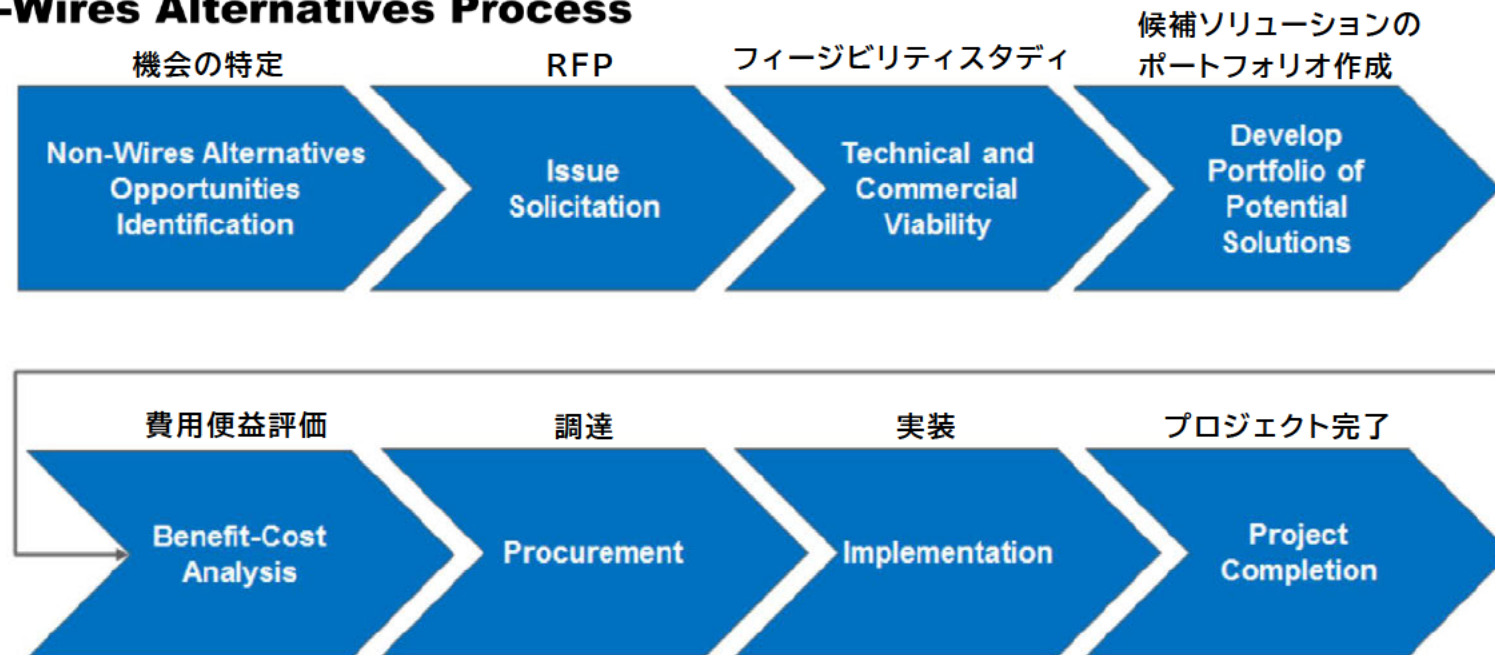
## 事例概要(2/3) – 米NY州(募集型) –



- 米NY州は、系統増強代替ソリューションを公募(RFP)により調達する取り組みを進めている。
- フィージビリティスタディを実施し、費用対効果の高いソリューションを調達する流れである。
- 主に需要起因の混雑回避(ピークシフト)に対して、蓄電システム、DR、分散電源などが調達されている。

### 系統増強代替手段の調達プロセス(Non-Wires Alternatives Opportunities)

#### O&R Non-Wires Alternatives Process



- Alternatives may include the following DER: (a) Energy efficiency (“**EE**”), (b) Demand response (“**DR**”), (c) clean (i.e., gas fired and/or solar) distributed generation (“**DG**”), (d) **energy storage (“ES”)** and/or (e) **any combination** which may allow the Company to meet the stated need.

出所) Orange&Rockland, “Mountain Lodge Park Non-Wires Alternatives Pre-Bid Webinar”, 閲覧日2023年6月9日, <https://www.oru.com/-/media/files/oru/documents/business-partners/non-wires-alternatives/mountain-lodge-pre-bid-conference-presentation.pdf?la=es>, より三菱総研加筆

# 事例概要(3/3) – 米NY州(募集型) –



- 過去のNWA公募案件よりOld Forge projectの概要を以下の通り整理。本事業ではフレキシビリティとして蓄電システムが調達された。

項目	概要			
当該プロジェクトのステータス	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 商用段階</li> </ul>			
DER活用・フレキシビリティ調達の背景	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 2014年、NY州はエネルギービジョンの改革(REV)として知られる一連の規制手続きと政策イニシアチブを開始</li> <li>・ 系統システムは、N-0基準の放射状構成であるため、需要ピーク時の系統過負荷といった課題が発生</li> </ul>			
DER活用・フレキシビリティ調達の目的	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 系統増強の代替ソリューションとして、蓄電システムを活用した系統混雑緩和を図ること</li> </ul>			
DERの調達方法・所有者	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 第三者からの調整力提供(蓄電システム)</li> </ul>			
調達リソースの電圧階級	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ substation/feeder(46KV/13.2KV/4.8KV)が対象(電圧階級は公募情報毎に設定される)</li> </ul>			
フレキシビリティ調達の要件	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 蓄電システム(Electric storage)を調達。Old Forgeエリアの特定の電線回路、負荷、配電変電所にて調達される</li> </ul>			
調達メニュー	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ Post-fault(事故発生後の容量調達)</li> </ul>			
フレキシビリティ提供者に対する対価の設定方法	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 市場メカニズムを通して、価格を決定する。NEM successor tariffs (i.e. VDER Value Stack) またTOU(Time-of-Use) ratesなどの価格シグナルが想定されている</li> </ul>			
事業リスクへの対応方法(市場活用者)	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ NWAの事業場所に対する費用対効果評価が不十分な場合、市場活用者のコストが逆に上昇する可能性がある</li> </ul>			
事業リスクへの対応方法(系統運用者DNO等)	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 主要送配電事業者のグリッドから供給されるマイクログリッドをほとんどの年間時間に提供できる。一時的な停止が発生すると、マイクログリッドは障害エリアを区分けし、アイランドモード(多様な制御とスイッチングスキームを採用)に切り替えることにより、影響を受けた顧客の電力を回復する</li> </ul>			
費用便益評価の扱い	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 入札した後、費用便益評価はDSIP(Distributed System Implementation Plan)として公表される</li> <li>・ 卸市場の価格または需要量、LBMP(Locational Based Marginal Prices)によって価格を設定する</li> </ul>			
プロジェクト・サービスにおける費用の扱い	<table border="1"> <tr> <td>開発時点</td> <td rowspan="2"> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 特に補助金などはなし(新規投資によって、発送配電インフラの既存課題を解決することはREVの主要目標の1つである。そのために、DER事業を活用するユーティリティに対してインセンティブを与えている)</li> </ul> </td> </tr> <tr> <td>運用時点</td> </tr> </table>	開発時点	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 特に補助金などはなし(新規投資によって、発送配電インフラの既存課題を解決することはREVの主要目標の1つである。そのために、DER事業を活用するユーティリティに対してインセンティブを与えている)</li> </ul>	運用時点
開発時点	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 特に補助金などはなし(新規投資によって、発送配電インフラの既存課題を解決することはREVの主要目標の1つである。そのために、DER事業を活用するユーティリティに対してインセンティブを与えている)</li> </ul>			
運用時点				
プロジェクト・サービスにおける便益の扱い	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 系統運用者の便益は、一部系統運用者の利益で、一部は需要家に還元される</li> </ul>			
本事業を実施する上での問題点・課題	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 蓄電システムの稼働時間が限られているため、蓄電システム容量に応じて、フレキシビリティの提供は限定的になること</li> <li>・ 費用便益比(BCR)が1.0を超える必要がある(National gridの五力年設備投資計画の期間外)が、系統接続のコスト等がネックとなって対象の費用便益比を達成できない場合があること</li> </ul>			

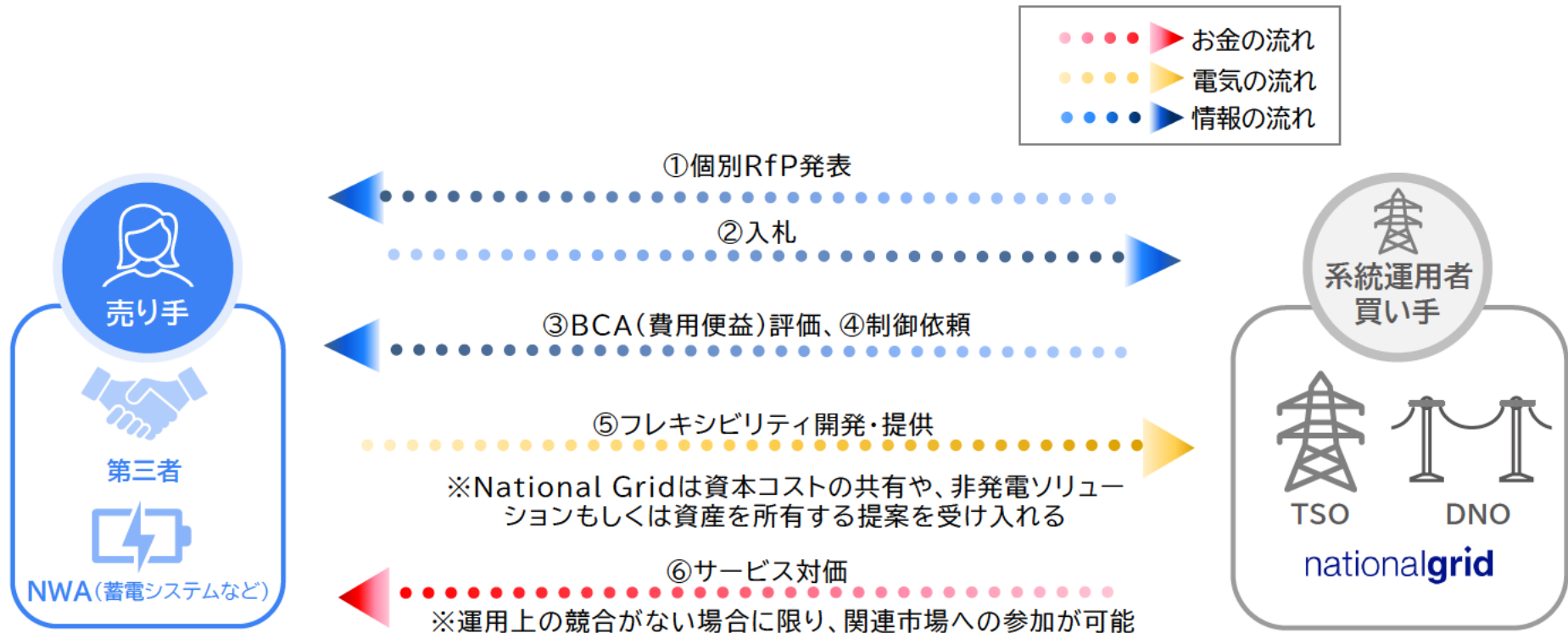
出所) NEW YORK STATE, "Plans and Proposals, "National Grid NWA RFP for Old Forge, New York Area", 閲覧日2023年7月14日  
<http://documents.dps.ny.gov/public/Common/SearchResults.aspx?MC=0&IA=MT=&MST=&CN=&MNO=14-M-0101&CO=0&C=&M=&CO=0&DT=35&CI=0&FC=>  
 Smart Electric Power Alliance, "Non-Wires Alternatives: Case Studies from Leading U.S. Projects", 閲覧日2023年7月14日, <https://sepapower.org/resource/non-wires-alternatives-case-studies-from-leading-u-s-projects/>  
 National grid, "Distributed System Implementation Plan Update of Niagara Mohawk Power Corporation d/b/a National Grid", 閲覧日2023年7月14日, [https://jointutilitiesofny.org/sites/default/files/NG\\_2020\\_DSIP.pdf](https://jointutilitiesofny.org/sites/default/files/NG_2020_DSIP.pdf) より三菱総研作成

# 取引スキーム –米NY州(募集型)–



- Non-wires Alternative Storageに関わる取引スキームの概要は下図の通り。
  - フレキシビリティは公募で調達。DERへの制御は直接実施。

## Non-wires Alternative Storageに関わる取引スキーム



出所) NEW YORK STATE, "Plans and Proposals, National Grid NWA RFP for Old Forge, New York Area", 閲覧日2023年7月14日, <http://documents.dps.ny.gov/public/Common/SearchResults.aspx?MC=0&IA=&MT=&MST=&CN=&MNO=14-M-0101&CO=0&C=&M=&CO=0&DT=35&CI=0&FC=>  
 National grid, "Current Opportunity-Rhode Island-Bonnet 42F1 PJ", 閲覧日2023年7月14日, <https://www.nationalgridus.com/Business-Partners/Non-Wires-Alternatives/Opportunities>  
 National grid, "Request for Proposals (RFP) Bonnet 42F1 PJ", 閲覧日2023年7月14日, <https://www.nationalgridus.com/media/pdfs/bus-partners/bonnet-42f1-nwa.pdf> より三菱総研作成

## (参考)米NY州の事業環境 – DER活用に向けた施策 –

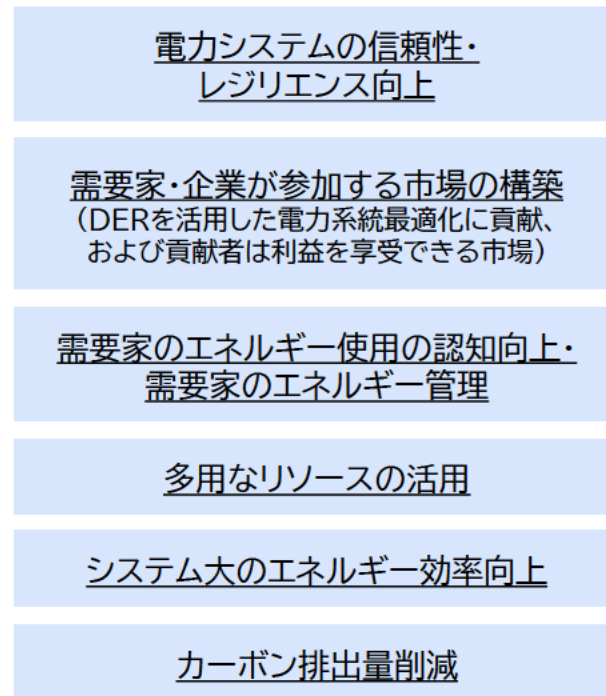


- NY州におけるDERフレキシビリティ活用は、2014年4月に同州で制定されたREV(Reforming the Energy Vision)が起点となっている。
- REVでは、NY州のエネルギー政策目標を達成するため、様々なステークホルダーと共に技術協力して21世紀のグリッドを作り上げていくことが奨励されている。

### REVの全体像

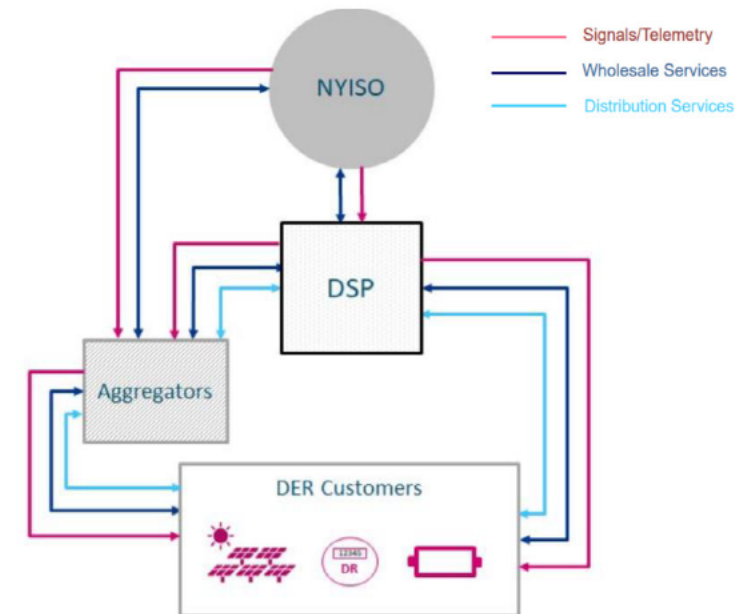
<2030年NY州エネルギー目標・電力系統における目標(DSP※構築目標)>

※Distributed System Platform



<DSPの概要>

DSPとは、多様なリソースの統合により信頼性が高く効率的な電気サービスを提供するネットワークプラットフォーム



出所) Con Edison, "Distributed System Implementation Plan 2020", 閲覧日2023年8月2日, <https://cdn-dcprod-sitecore.azureedge.net/-/media/files/coned/documents/our-energy-future/our-energy-projects/2020-distributed-system-implementation-plan.pdf?rev=8a5f871910fb4f919a0fc0b3395007be>

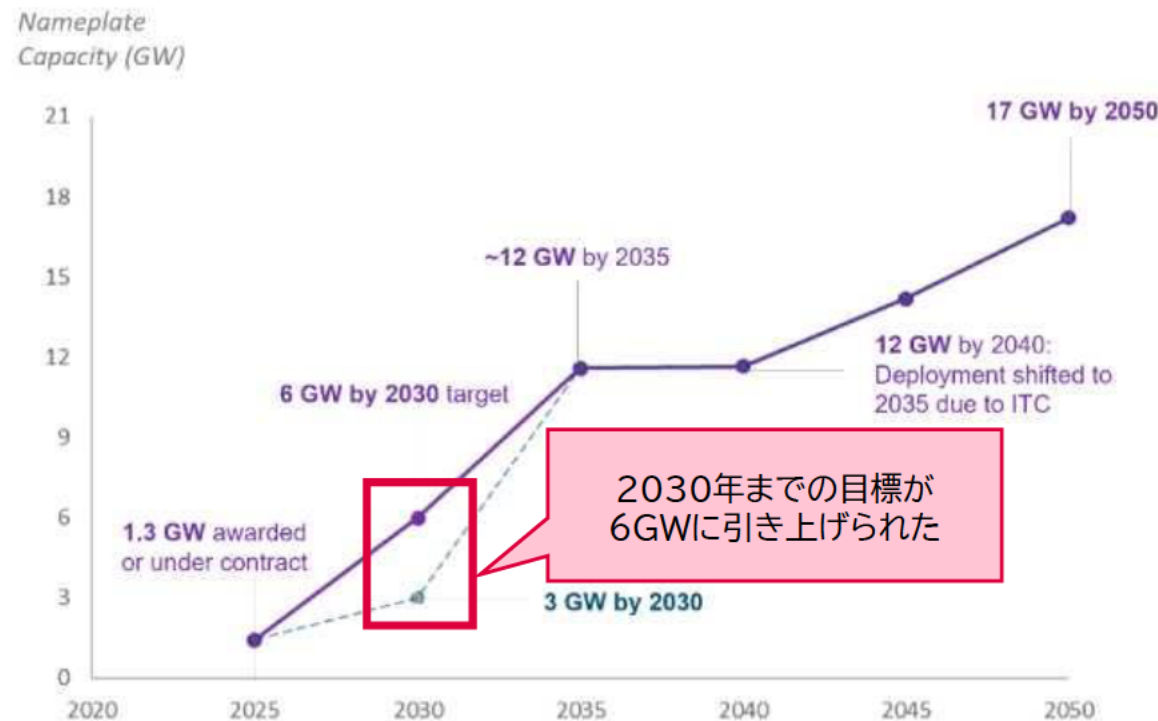


## (参考) 米NY州の事業環境 – DER活用に向けた施策 –



- 2022年1月、NY州の“エネルギー貯蔵ロードマップ”が更新され、「2030年までのエネルギー貯蔵目標を当初の3GWから6GWに倍増する」ことが州議会演説にて表明された。
- 2022年10月時点では、ロードマップにおける2025年目標(1.5GW)の87%に相当する1.3GWの蓄電システムが受注・契約段階にある。
- 送配電事業者は、ロードマップ目標達成に向けた蓄電システムの導入促進を引合いに出し、PSCに対して自社所有蓄電システムの市場参加を認可するよう求めている※。 ※)後掲、「送電事業者による蓄電システム所有に関する規定 –米NY州–」参照

### 米NY州の“エネルギー貯蔵ロードマップ”



出所) Department of Public Service, “New York’s 6 GW Energy Storage Roadmap: Policy Options for Continued Growth in Energy Storage”, 閲覧日2023年8月4日, <https://documents.dps.ny.gov/public/MatterManagement/MatterFilingItem.aspx?FilingSeq=297549&MatterSeq=55960> より三菱総研加筆

## (参考) 米NY州の事業環境 – DER活用に向けた施策 –



- 2022年12月、NY National Gridは英国Piclo社と協業を開始し、フレキシビリティの調達促進を目的としたパイロットプロジェクトに着手した。
- 2023年の一年間をプロジェクト期間として予定しており、NY National Gridは、Picloプラットフォーム上でRFPをリリースし、NWAの機会をオンラインベースで提供することとしている。

### “Picloプラットフォーム” 外観

The image displays two screenshots of the Piclo platform. The left screenshot shows a map of New York state with a red box highlighting a specific area. The right screenshot shows a detailed view of a competition for 'New Krumkill Load Relief'. The competition details include:

Competition	New_Krumkill_2024_212
Status	Add assets
Qualification close	Oct 6 2023 21:00
Power type	Active power
Need type	N1 Load Relief & Reliability
Product type	-
Need	Generation turn up / Consumption turn down
Connection	4.16 kV - 13.2 kV
Supplier	National Grid USA
Competition type	Service Fee
DPS Reference	NY Qualification 23
Summer_2024 - Summer Peak Coverage	0.6 MW, 1321 hours available
Summer_2025 - Summer Peak Coverage	0.7 MW, 1321 hours available

RFP情報がダッシュボード上に表示され、プロジェクトのステータス、条件、電圧階級、買い手などの情報を確認できる

出所) National Grid US, “Piclo and National Grid launch new marketplace for flexibility services in New York state”, 閲覧日2023年8月28日, <https://www.nationalgridus.com/News/2022/12/Piclo-and-National-Grid-launch-new-marketplace-for-flexibility-services-in-New-York-state/>, National Grid, “Department of Public Service”, 閲覧日2023年8月28日, <https://documents.dps.ny.gov/public/Common/ViewDoc.aspx?DocRefId={00F90D89-0000-C930-8CBB-227B63C1BBA3}>より三菱総研加筆

## 事例概要(1/5) – 豪州(募集型) –



- AEMOでは、Remedial Action Scheme(RAS)と呼ばれる事故時や緊急時のスキームが確立されており、それぞれの系統事象に応じたスキームが適用される。
- RASの中では、System Integrity Protection Scheme(SIPS)は事故時の系統安定化対策スキームとして整理されており、系統用蓄電システムを活用した送電線混雑管理が行われることもある。

### RASのタイプ別スキーム一覧

スキーム	概要
Runback scheme	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 発電出力または負荷を抑制し、過負荷やその他の制約を緩和することが目的である。</li> <li>・ NEMでは、ランプダウンスキーム、出力制御スキーム、ランバック制御スキームと呼ばれることもある。</li> </ul>
Tripping/intertripping/ transfer trip scheme	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 遮断器のトリップ信号を基に、発電機や負荷、系統設備を転送遮断する方式。</li> <li>・ 潮流、電圧、周波数を監視し、過負荷や系統安定性を管理するためのトリップに対応できるように設計。</li> </ul>
<b>System Integrity Protection Scheme</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 電源脱落や連系線事故時において、蓄電システムによる有効電力注入や発電出力の増加、負荷遮断により過負荷や波及事故、系統分離を防止するスキーム。</li> </ul>
Anti-islanding scheme	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ ベクトルシフトリレーやRoCoFリレーにより発電リソースの単独運転を防止するスキーム。</li> </ul>
Frequency control scheme	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 需給がアンバランスとなる可能性、またはなった際に発電または負荷を遮断するスキーム。Under-Frequency Load Shedding(UFLS)もこのスキームに含まれる。</li> <li>・ NERはEmergency Frequency Control Scheme(EFCS)と呼んでいる。</li> </ul>
Wide area scheme	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ PMU(Phasor Measurement Units:位相計測ユニット)の計測値を利用して系統の不安定性を特定し、制御信号を送信するスキーム。Wide Area Protection Scheme(WAPS)、Wide Area Monitoring, Protection and Control (WAMPAC)がある。</li> </ul>
Over / Under voltage schemes	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ インピーダンス制御(コンデンサ、リアクトル、負荷、系統切替、発電リソース制御)により、事故後の過電圧または低電圧状態を自動的に回復させるスキーム。</li> </ul>
Auto changeover	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 停電時に自動的に健全回線・系統へ切り替えるスキーム。</li> </ul>

出所) AEMO, "Remedial Action Scheme Guidelines", 閲覧日2023年9月20日, [https://www.aemo.com.au/-/media/files/stakeholder\\_consultation/consultations/nem\\_consultations/2022/publication-of-remedial-action-scheme-guidelines/further-information/final-remedial-action-scheme-guidelines.pdf?la=en](https://www.aemo.com.au/-/media/files/stakeholder_consultation/consultations/nem_consultations/2022/publication-of-remedial-action-scheme-guidelines/further-information/final-remedial-action-scheme-guidelines.pdf?la=en) より三菱総研作成

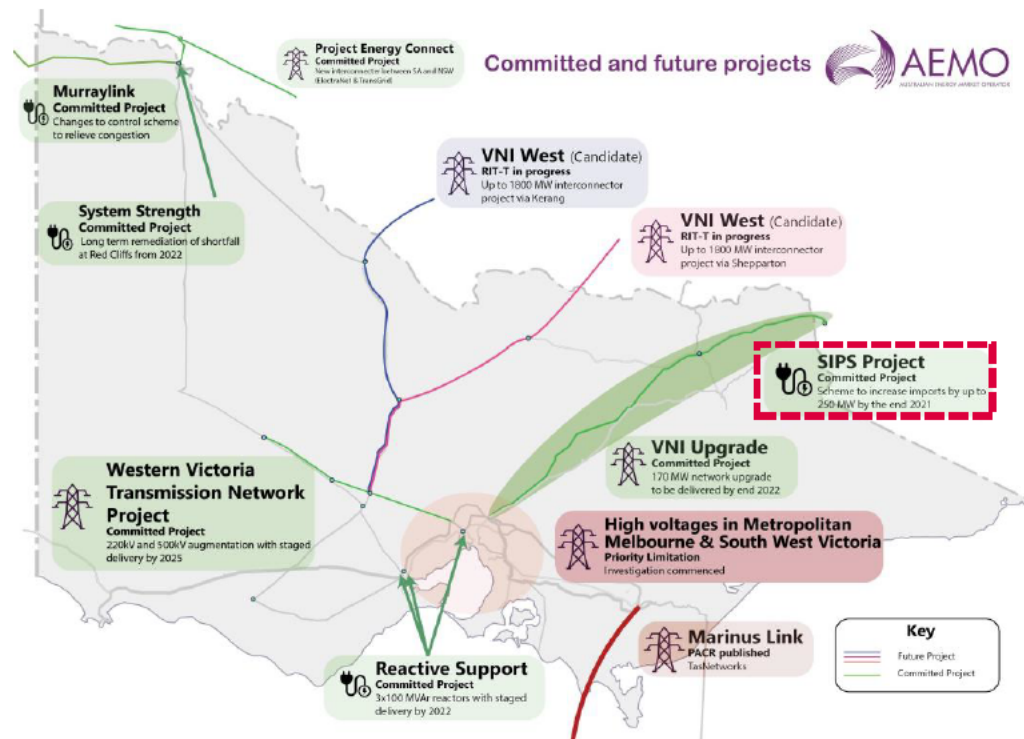
## 事例概要(2/5) – 豪州(募集型) –



- 豪州では、送電系統において大規模事故時に行う対策として、System Integrity Protection Scheme (SIPS) というスキームがある。
- SIPSの一事例として、電力需要の高い季節に、ビクトリア州とニューサウスウェールズ州を結ぶ連系線のビクトリア州への融通量を最大250MW増加させることができるように、蓄電システムを調達したものが挙げられる。
  - ▶ 本件の調達は、ビクトリア州政府から要請を受けてAEMOが調達を行ったものである。

### SIPSプロジェクトの例(ビクトリア州における大規模蓄電システムの設置)

- ビクトリア州では、重負荷期に火力発電所の長期に渡る計画外停止や再エネ発電量不足等と需要ピーク時間帯が重なってしまった状況下において、連系線事故が過去に複数回発生しており、その対策としてこのような取り組みが行われている。
- 300MW/450MWhの蓄電システムから250MWを調達している。
- このスキームでは、変電所で監視をし、蓄電システムの放電が必要となる場合に信号を発信する。事故後も30分間は電力システムを維持することができ、AEMOが事故に対処するための時間を確保することができる。



出所)AEMO, "Victorian battery ready to deliver energy reserves this summer", 閲覧日2023年7月12日, <https://aemo.com.au/newsroom/media-release/victorian-battery-delivering-energy-reserves-in-summer>, AEMO, "2021 Victorian Annual Planning Report (VAPR)", 閲覧日2023年7月12日, [https://www.aemo.com.au/-/media/files/electricity/nem/planning\\_and\\_forecasting/vapr/2021/2021-VAPR-Visual-Overview-PDF-document](https://www.aemo.com.au/-/media/files/electricity/nem/planning_and_forecasting/vapr/2021/2021-VAPR-Visual-Overview-PDF-document) より三菱総研加筆

## 事例概要(3/5) – 豪州(募集型) –



- ElectraNet管轄内の南オーストラリア州とニューサウスウェールズ州を連系するHeywood連系線にSIPSが適用された背景は、系統分離事故による広域停電の発生によるものである。
  - 2016年9月に発生した南オーストラリア州の広域停電を受けて、ElectraNetはAEMOと協議の上、南オーストラリア州で、複数の発電損失を検出し、南オーストラリア州の電力系統がNEM(National Electrical Market)から分離するのを防ぐためにSIPSを開発した。
  - 当初、NEM本系統と南オーストラリア系統が系統分離とならないように周波数対策としてSIPSが導入された。
- その後ElectraNetは、後述する南オーストラリア系統に関するRIT-T(Regulatory Investment Test for Transmission)の中で、2ルートある連系線のうち1ルート断事故時の連系線運用容量拡大化に、SIPSを拡張したWide Area Protection Scheme(WAPS)が新たに適用された。
  - WAPSでは同期安定性、電圧安定性の悪化に伴う連系線トリップの可能性も考慮されるようになった。
  - ElectraNetはSIPSとWAPSをあわせてSpecial Protection Scheme(SPS)と呼んでいる。

### WAPSによる連系線運用容量の拡張

Interconnector	Nominal Limit	Nominal Combined Limit	Applied Combined Limit in the PACR
Heywood	+/- 750 MW	+/- 1550 MW	+1300/-1450 MW
Proposed SA to NSW	+/- 800 MW		

+ Import into SA; - Export from SA

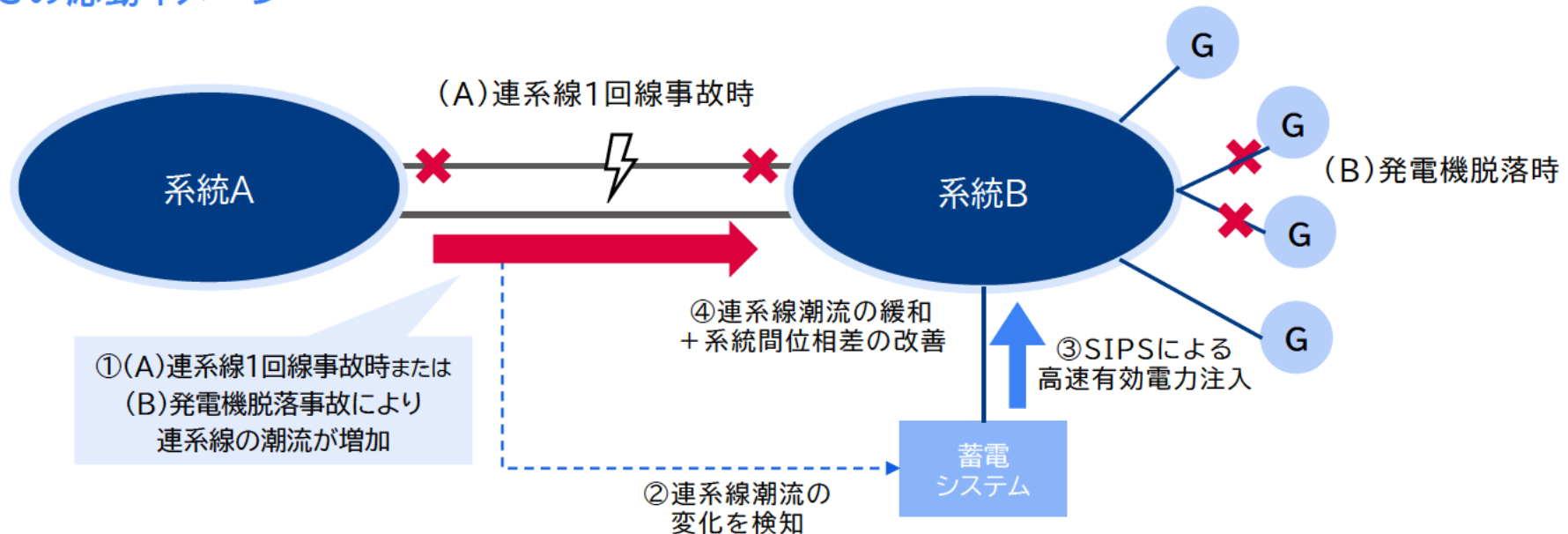
- 系統安定性を管理するために、連系線2ルートの合計運用容量は、南オーストラリア州系統受電方向に250MW、逆潮流方向に100MW削減される。
- 2ルートある連系線のうち、1ルート断となった際は、同期安定性や電圧安定性の制約を考慮して、蓄電システムによる高速有効電力注入または発電遮断を実施する。

## 事例概要(4/5) – 豪州(募集型) –



- SIPSは発電機脱落事故時や連系線のN-1事故時において、連系線潮流が急速に増加/減少した際に動作する。
  - ヒアリングによると、発電機脱落事故はN-2以上が対象。連系線事故時は系統間の同期が保たれていることが条件。(系統分離時はSIPSではなくFFRでの対応となる)
- SIPSの主な目的は、蓄電システムを活用した連系線潮流量の緩和による連系線の運用容量拡大と事故時の系統分離防止である。
  - (A)連系線の運用容量拡大
    - 連系線1回線事故時に有効電力の充電または放電を行うことで連系線潮流を緩和する。これにより、通常時および事故時の運用容量を引き上げる。
  - (B)系統分離の防止
    - 発電機脱落に伴う連系線重潮流化や連系線N-1事故に伴うインピーダンスの増加により、系統間の位相差が拡大し、同期安定性を保てなくなり連系線トリップに至る可能性がある。蓄電システムの充電または放電により連系線潮流を緩和し、系統間のアングルを改善する。

### SIPSの応動イメージ

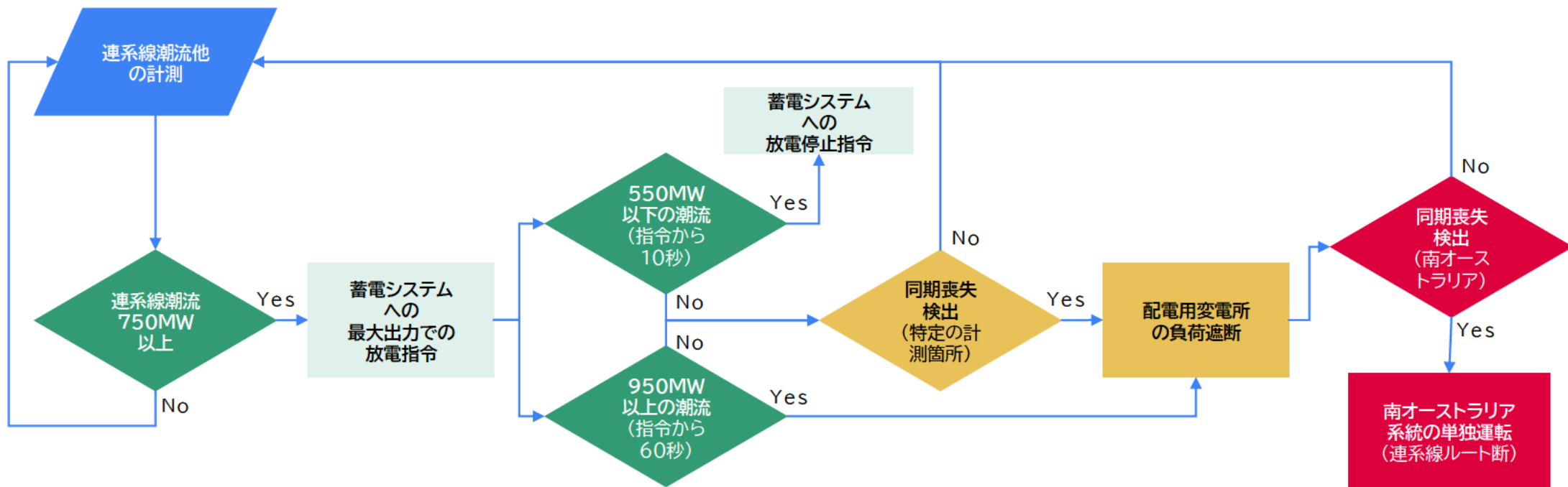


# 事例概要(5/5) – 豪州(募集型) –



- SIPSの応動スキームは3段階に分けられており、連系線事故時にStage1では蓄電システムによる高速有効電力注入、Stage2では負荷遮断、Stage3では連系線遮断を実施することで、NEM系統を安定的に運用するための対策スキームを確立している。

## SIPSの応動スキーム



### Stage 1

ビクトリア州方向の有効電力潮流が800MW以上、または1.67MW/sを超える増加率で700MWを超過した場合、蓄電システムは有効電力の高速注入を実施。

### Stage 2

南オーストラリア州系統とその他のNEM系統の同期が失われる可能性を検出した場合、南オーストラリア州系統の配電用変電所で200MWの負荷遮断を実施。

### Stage 3

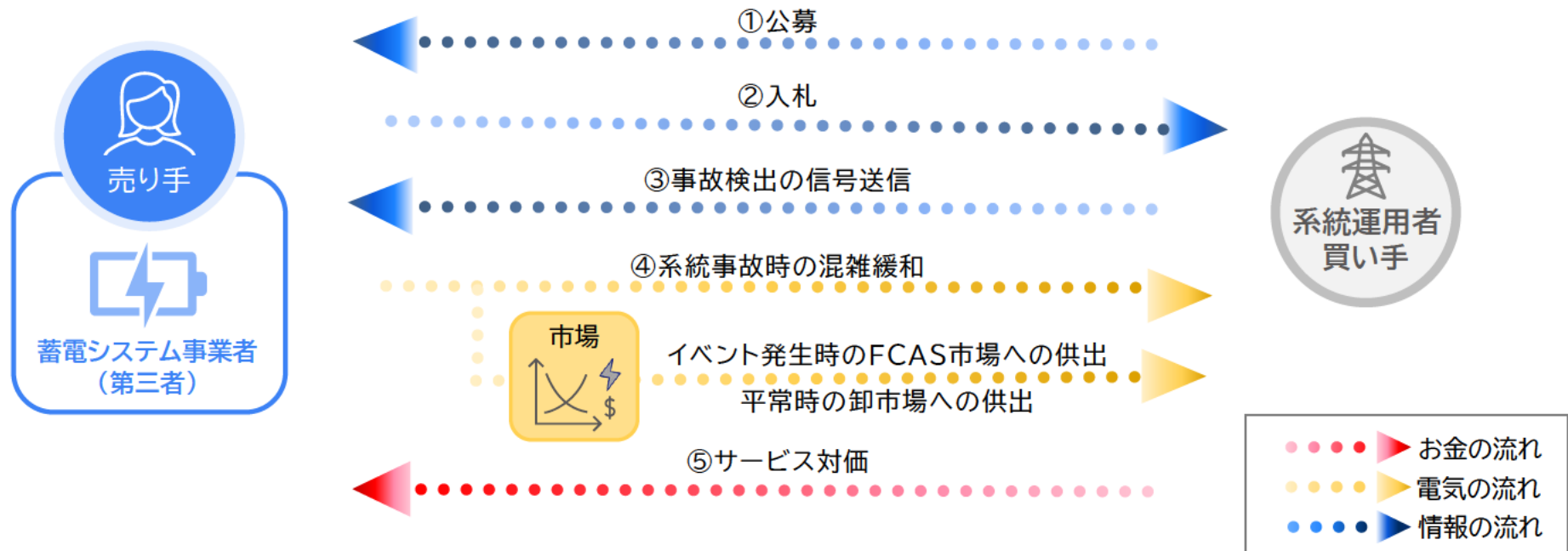
南オーストラリア州系統とNEM系統の同期安定性を確保できないと判断された場合、事故波及防止のために連系線をトリップさせ南オーストラリア系統の単独運転に移行する。

# 取引スキーム –豪州(募集型)–



- SIPSでは、連系線事故時に混雑が想定される箇所へ設置する蓄電システムについて系統運用者が公募し、第三者から調達する。連系線事故時においては、系統から事故検出の信号が蓄電システムへ伝送され、蓄電システムが契約している容量分のリソースを系統へ提供する。
- なお、SIPSとして契約している容量以外のリソース容量は市場へ供出も可能である。

## SIPSのサービス提供スキーム





# SIPSに参加する蓄電システムの概要



- SIPSに参加する蓄電システムは、その容量等の一部をSIPSのために確保するよう求められる。

## SIPSに参加する蓄電システムの例

	Hornsedale	ESCRI-SA	Victorian Big Battery	Waratah Super Battery
場所	南オーストラリア州	南オーストラリア州	ビクトリア州	ニューサウスウェールズ州
運用開始	2017年(2019年拡張)	2018年	2021年	2025年予定
出力/容量	100MW/129MWh ↓ 150MW/193.5MWh	30MW/8MWh	300MW/400MWh	850MW/1,680MWh
蓄電システムの運用者	Neoen	ElectraNet (市場参加分はAGLにリース)	Neoen	Akaysha Energy
SIPSの目的	Heywood連系線の 予防的保護	Yorke半島と南オーストラリア 州の系統安定性の向上	ビクトリア州とNSW州間相互 接続系統の運用容量拡大	NSW州とシドニー等を結ぶ系 統の運用容量拡大
SIPSのための容量	70MW/10MWh (拡張前)	0.8MWh (ElectraNetはAGLに対し、 蓄電システム容量の 10~90%の 範囲で運用するよう要求)	250MW 毎年夏季(11月1日~3月31日) のみ確保	700MW/1,400MWh
SIPSの契約期間	10年間	-	10年間 (~2032年3月31日)	5.5年間

## 蓄電システムのユースケース – 豪州 –



- 豪州では、蓄電システムのユースケースとしてアービトラージやアンシラリーサービス(Frequency Control Ancillary Service)以外にも、Virtual Transmission Lineや系統安定化機能提供が期待されている。
  - Virtual Transmission Line(VTL): 系統事故時に蓄電システムが充放電することで送電線の潮流を減少させ、疑似的に送電容量を上げる。SIPSがこれに相当する。
  - 系統安定化機能: 主にGrid-forming(GFM)機能に具備されている疑似慣性、無効電力・電圧制御、短絡容量、ブラックスタート機能を提供し、周波数安定性・同期安定性・電圧安定性の向上に寄与する。
- ElectraNetでは蓄電システムの活用目的として7つの優先順位が設定されており、最優先事項はSIPSを拡張したSpecial Protection Scheme(SPS)である。

### ElectraNetにおける蓄電システム活用の優先順位

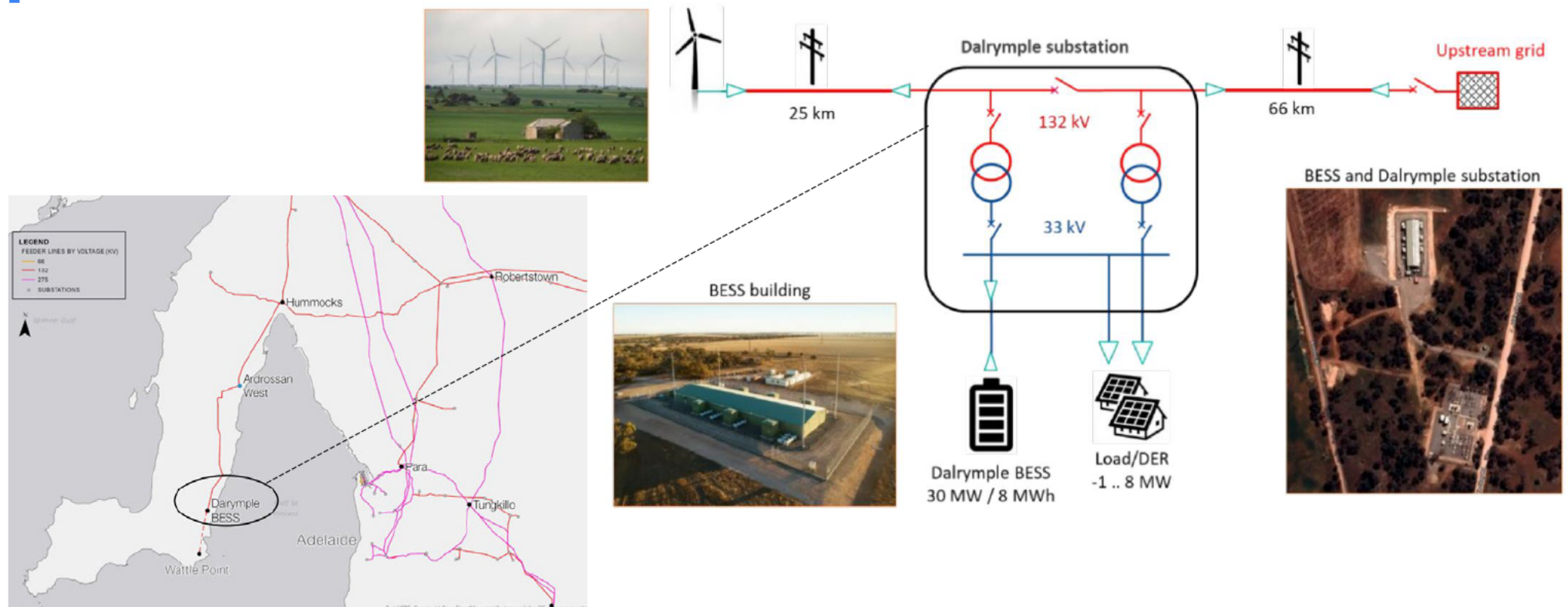
ユースケース	蓄電システムが提供する機能
① Special Protection Scheme(SPS)	・ 事故時に充放電することで送電線潮流を緩和 (VTL)
② 慣性応答	・ 疑似慣性の提供 (GFMに具備、その他の系統安定化機能も提供可能)
③ Contingency FCAS	・ 事故時の一次周波数制御 (アンシラリーサービス)
④ Fast Frequency Response(FFR)	・ 単独系統発生時の高速周波数応答 (Very Fast FCASとして市場化)
⑤ Frequency Recovery Mode(FRM)	・ 単独系統が維持されている際に50Hzへ回復させる (今後実装予定)
⑥ Regulation FCAS	・ 常時の周波数制御 (アンシラリーサービス)
⑦ エネルギーディスパッチ	・ 卸売市場での取引 (アービトラージ)

# TNSPによる蓄電システム所有の事例(1/5) – 豪州 –



- 南オーストラリア州Yorke半島のDalrympleにある蓄電システムESCRI-SA(Energy Storage for Commercial Renewable Integration, South Australia)は2013年にプロジェクトを開始した。
- 本プロジェクトでは、3フェーズに分けて蓄電システムの運用パフォーマンスが検証された。
  - Phase1: BESS設置に係るフェージビリティスタディ
  - Phase2: BESSの設置・調達、試運転
  - Phase3: 運用パフォーマンスの検証

## ESCRI-SAの系統接続モデル



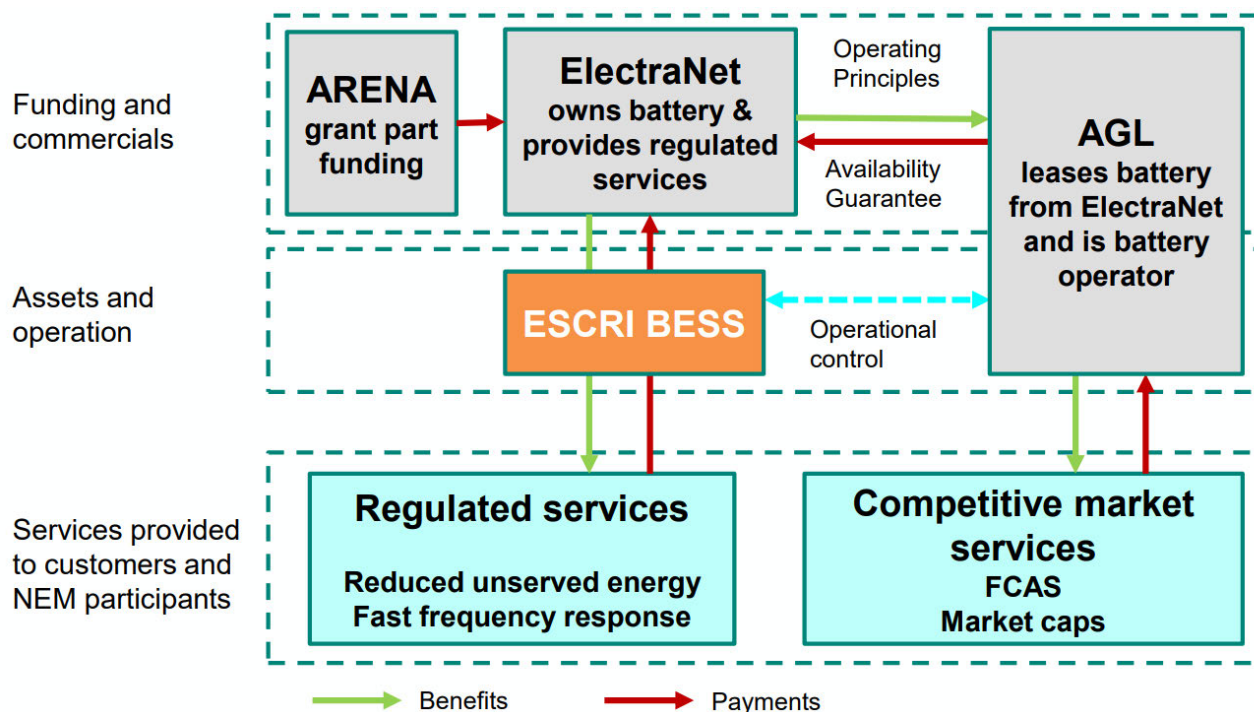
出所) ElectraNet, "ESCRI-SA Battery Energy Storage Final Knowledge Sharing Report", 閲覧日2023年9月8日, <https://www.electranet.com.au/wp-content/uploads/2021/04/ESCRI-SA-Final-Knowledge-Sharing-Report-March-2021.pdf> より三菱総研加筆

# TNSPによる蓄電システム所有の事例(2/5) – 豪州 –



- ESCRI-SAでは、ARENA(Australian Renewable Energy Agency:豪州再生可能エネルギー庁)から部分的に資金提供されたTNSPのElectraNetが蓄電システムを所有し、それを第三者である民間電力会社のAGLへリース、および運用を依頼している。
- 蓄電システムの運用収益について、Regulatedサービス分はElectraNet、市場分(FCAS、卸)はAGLがそれぞれ得る。
  - なお、SIPSはRegulatedサービスに組み込まれることとされている。

## ESCRI-SAのステークホルダー



出所) ElectraNet, “ESCRI-SA Battery Energy Storage Final Knowledge Sharing Report”, 閲覧日2023年9月8日, <https://www.electranet.com.au/wp-content/uploads/2021/04/ESCRI-SA-Final-Knowledge-Sharing-Report-March-2021.pdf>

# TNSPによる蓄電システム所有の事例(3/5) – 豪州 –



- ESCRI-SAは下記のサービスを提供することが求められている。
  - ローカル系統の供給信頼度を向上するための蓄電システム単独運転(蓄電システムによるマイクログリッドの形成)
  - Fast Frequency Response(FFR:高速周波数応答)
  - 系統サポート(電圧・無効電力調整、FRT要件、疑似慣性、高速故障電流注入、ブラックスタート、SIPS等)
  - FCAS市場
  - アービトラージ
- ESCRI-SA蓄電システムはHeywood連系線の連系線の運用容量を拡大するために、SIPSに加えてFFRを提供している。

## ESCRI-SAのパフォーマンス検証事項

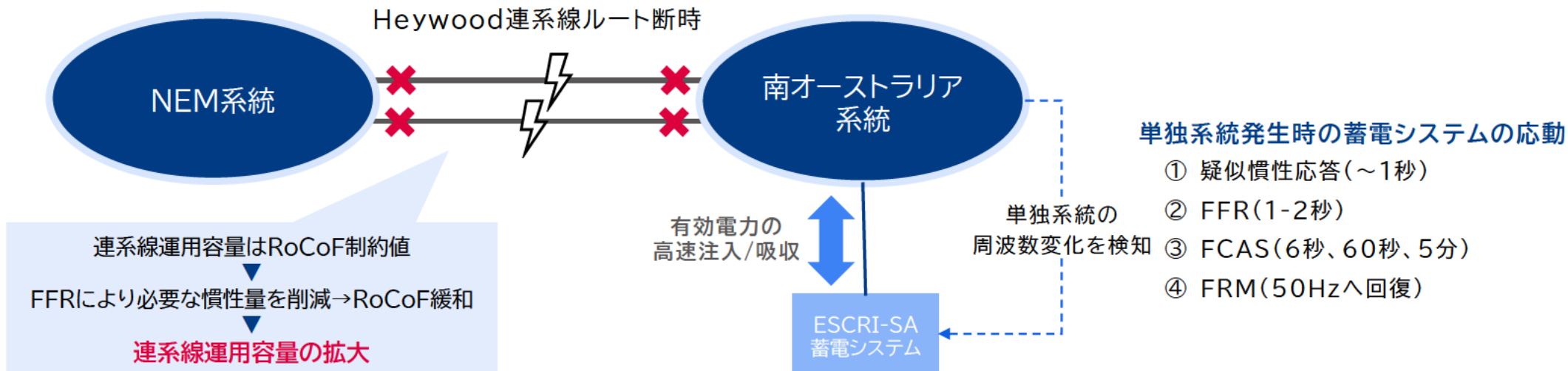
Regulated サービス	<b>停電時の蓄電システムによる電力供給</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>停電時に蓄電システムマイクログリッドを形成し、電力を供給</li> <li>停止作業を夜間から日中の時間帯にシフトし、作業員の安全性を向上</li> </ul>	<b>Fast Frequency Response</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>系統周波数変化率(RoCoF)制約に伴う連系線潮流の制限を緩和</li> </ul>	<b>System Integrity Protection Scheme</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>蓄電システムの高速有効電力注入と負荷遮断により連系線トリップを防止</li> </ul>
	<b>Market サービス</b>	<b>アービトラージ</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>FCASでの最適な稼働を維持することを優先したため、アービトラージによる収益はフィージビリティスタディでの想定より低水準化</li> </ul>	<b>FCAS</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>蓄電システムシステムの収益源の大部分</li> <li>適切な充電状態(State of Charge)の管理によるアービトラージへの影響</li> </ul>

# TNSPによる蓄電システム所有の事例(4/5) – 豪州 –



- 前頁に記載した通り、ESCRI-SA蓄電システムはSIPSに加えてFFRのサービスを提供している。
- FFRの目的は、南オーストラリア系統における系統慣性の最低必要量を削減し、周波数変化率(RoCoF:Rate of Change of Frequency)が制約であるHeywood連系線の運用容量を拡大することである。
  - Heywood連系線ルート事故により南オーストラリア系統が単独系統となった際、単独系統のRoCoFが大きいと周波数変化速度・変動差が大きくなるため、発電遮断や負荷遮断の量が増加し、単独系統を維持できずに広範囲停電に至る可能性がある。
    - RoCoFは同期発電機が持つ慣性に大きく依存するが、連系線からの受電量が増加すると南オーストラリア系統内の同期電源の出力を削減するために並列台数を減少させるので、系統内の慣性が減少し、RoCoFは大きくなる。
  - FFRは周波数低下時に高速で有効電力を注入または吸収し、事故時の周波数変化を抑えることができるため、系統内に必要な慣性の量が少なくすむ、即ち同期電源の並列台数は少なくすむため、連系線の運用容量を拡大することが可能となる。
- なお、単独系統発生時の蓄電システムの応動としては、①慣性応答、②FFR、③FCAS、④FRM(将来的に実装)となり、蓄電システムを活用した単独系統を維持するスキームがある。

## ESCRI-SA蓄電システムのFFRによる連系線運用容量の拡大

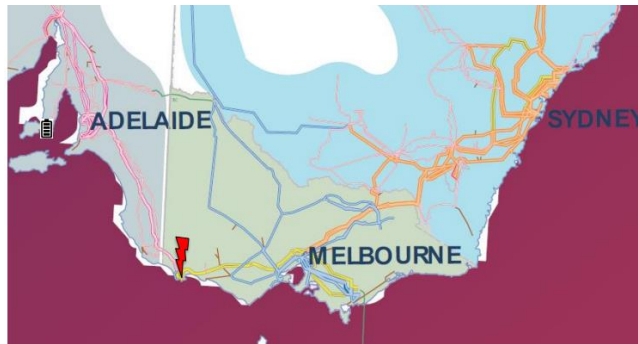


# TNSPによる蓄電システム所有の事例(5/5) – 豪州 –



- ESCRI-SAが単独系統の周波数維持に貢献した実績として、2019年11月16日に発生した事故時対応が挙げられる。この日、NEM系統と南オーストラリア系統の間の500kVのHeywood連系線が2回線トリップし、南オーストラリア系統が単独系統となった(左図の赤い雷マーク部分)。
- このとき、南オーストラリア系統→NEM系統の潮流方向であったため、南オーストラリア系統は発電過多となり、周波数は瞬時に上昇した。ESCRI-SA(右図にはDalrymple BESSと記載)が周波数上昇を検知し、Inertial responseとして瞬時に充電し、その後、FCAS rampingとして再度充電をしている。これにより周波数安定化に寄与した。
- ただし、ESCRI-SAのみでなく、その他発電機や蓄電システムがFFRとして貢献したことによって、周波数安定化が図られたものと推察される。

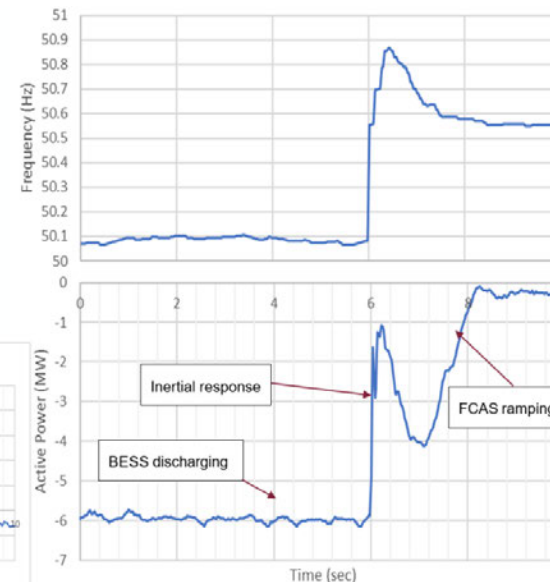
## ESCRI-SA蓄電システムによる単独系統の周波数維持事例



### SA Islanding from NEM

#### Heywood interconnector trip

- SA exporting approximately 300 MW at the time of the event.
- High speed data recorded at the Dalrymple 33kV bus indicated the Dalrymple BESS responded as shown



- 南オーストラリア州では51Hzを超えると周波数上昇時発電遮断システム(Over-Frequency Generation Shedding ≡ OFRによる発電機の解列)が動作する。
- 当該事故では50.7Hzまでしか上昇しなかったため、OFGSは動作しなかった。
- FCASの供給不足はあったものの、FCAS+発電機の自端制御によりカバーすることができたため、当該事故において、発電量の抑制はされたが解列はされなかった。

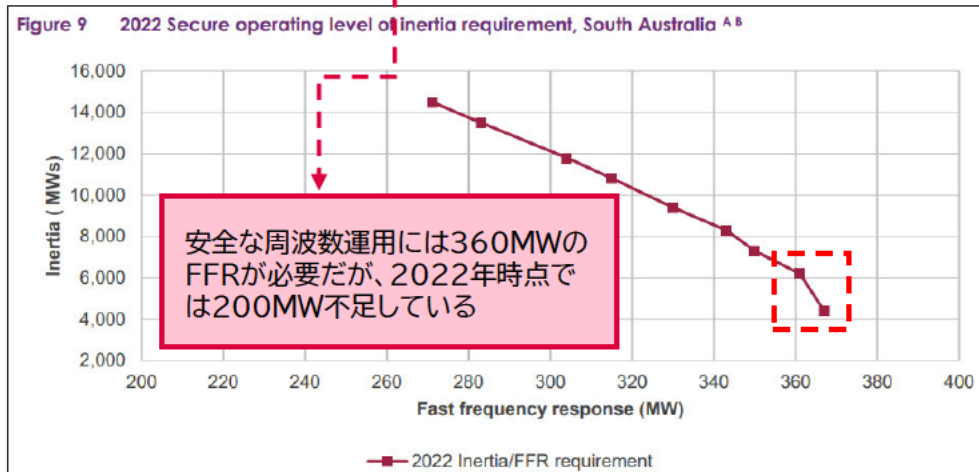
## (参考) 南オーストラリア州における周波数調整



- 南オーストラリア州における高速周波数調整力(FFR)は、2022年時点で200MW不足しており、2026年にかけて360MWと今後さらに不足が拡大する模様。
- 現在は、周波数調整商品として“Frequency Control Ancillary Services; FCAS”がNational Electricity Market(NEM)にて運用されているが、2023年10月よりFFRに相当する“Very Fast FCAS”の調達を開始される。

### 南オーストラリア州におけるFFRの必要量

Inertia projections (Step Change)				
	2022-23	2023-24	2024-25	2025-26
Inertia shortfall against the secure operating level for South Australia (MW FFR equivalent)	200 MW of FFR (or equivalent MWs)	360 MW of FFR (or equivalent MWs) <sup>B</sup>	360 MW of FFR (or equivalent MWs) <sup>B</sup>	360 MW of FFR (or equivalent MWs) <sup>B</sup>



### Very Fast FCASの市場調達について



- 既存のFast FCASに求められる応答性が6秒以内であるのに対して、Very Fast FCASは1秒以内の応答性が要求される。
- デスクトップシミュレーションおよびオンサイトテストを通してVery Fast FCAS機能・応答性の実証評価完了後、登録受付が可能となる。
- Very Fast FCASは2023年10月9日開始予定。



## (参考)2023年10月以降のFCAS商品区分



- 2023年10月以降のFCAS商品区分を以下に示す。
- FFRに相当する“Very Fast FCAS”が新たに加わり、周波数調整サービスが拡充される。

### FCAS商品の新区分

タイプ	区分	サービス名称	サービスの概要
Contingency FCAS	Very Fast FCAS	1-Second Raise FCAS or R1	1秒以内の周波数応答
		1-Second Lower FCAS or L1	
	Fast FCAS	6-Second Raise FCAS or R6	6秒以内の周波数応答
		6-Second Lower FCAS or L6	
	Slow FCAS	60-Second Raise FCAS or R60	60秒以内の周波数応答
		60-Second Lower FCAS or L60	
	Delayed FCAS	5-Minute Raise FCAS or R5	5分以内の周波数応答
		5-Minute Lower FCAS or L5	
Regulation FCAS	Regulation FCAS	Raise Regulation FCAS or RREG	制御信号に応答
		Lower Regulation FCAS or LREG	

出所) AEMO, “Market ancillary service specification”, 閲覧日2023年9月14日, [https://aemo.com.au/-/media/files/stakeholder\\_consultation/consultations/nem\\_consultations/2023/primary\\_freq\\_resp\\_norm\\_op\\_conditions/market\\_ancillary\\_services\\_specification-v81.pdf?la=en](https://aemo.com.au/-/media/files/stakeholder_consultation/consultations/nem_consultations/2023/primary_freq_resp_norm_op_conditions/market_ancillary_services_specification-v81.pdf?la=en) より三菱総研作成

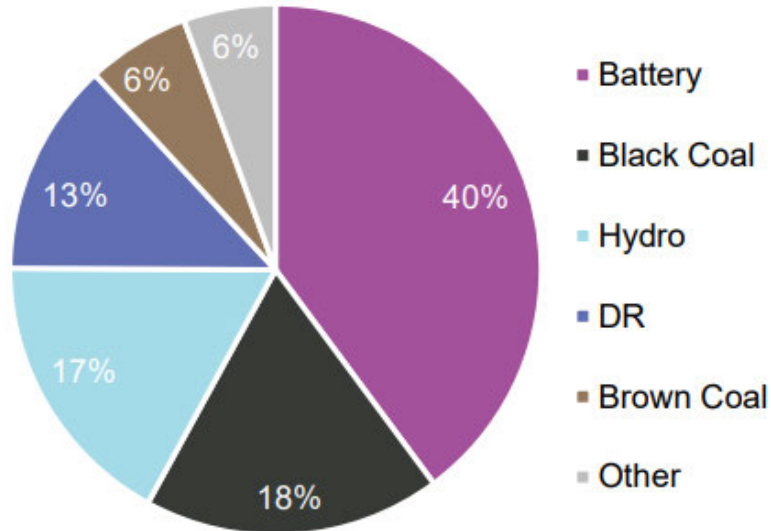
## (参考) 豪州におけるFCASの調達量



- NEM市場ではFCASが周波数調整サービスとして調達されている。
- 電源種別の調達割合は蓄電システムが4割と最も多く、次いで石炭、水力が2割弱で続く。
- また、調整力として蓄電システムの存在感が増しており、2022年第2四半期と比較すると2023年第2四半期における蓄電システムからのFCAS調達量は100MW強増加している。

### 電源種別FCAS調達量の割合(2023年第2四半期)

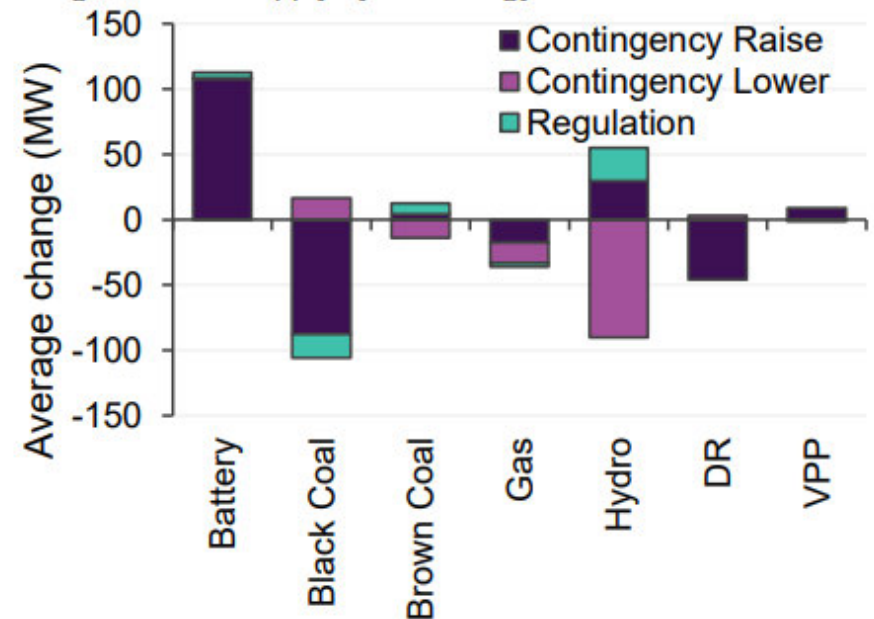
Figure 62 Battery market share reached record highs  
FCAS volume market share by technology – Q2 2023



### 電源種別FCAS調達量の増減

Figure 63 Batteries displaced synchronous FCAS sources

Change in FCAS supply by technology – Q2 2023 vs Q2 2022

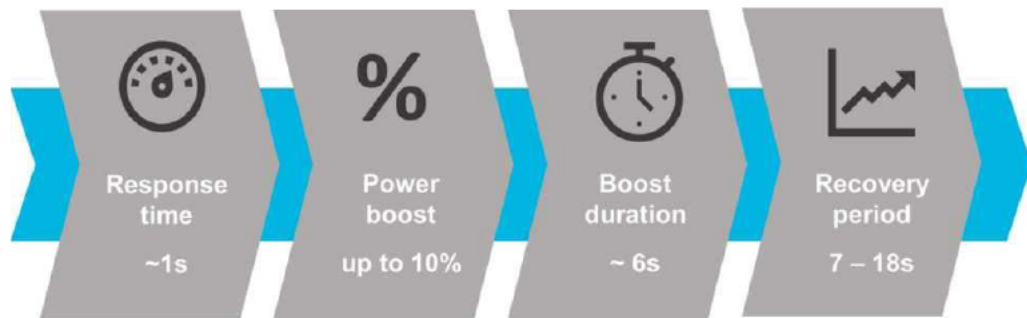


## (参考) 豪州南東部におけるFFRの提供事例



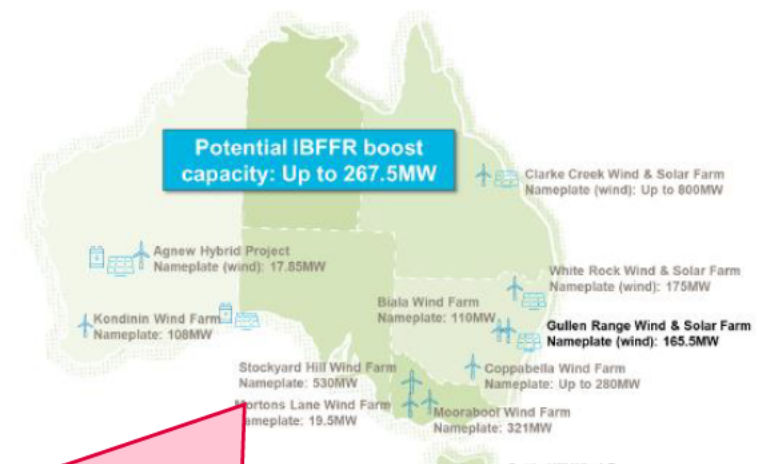
- 蓄電システムのほか、風力、太陽光といったインバータ接続電源にもFFRを提供できる機能は具備されている。
- 豪州南東部・ニューサウスウェールズ州の“Gullen Range Wind Farm (Goldwind社)”において、風力発電設備からFFRを提供したケースを確認している。
- 風力タービンブレードの運動エネルギー(慣性)を利用することで、系統周波数の低下に応じて風力発電所の出力を増加させるという技術によってFFRの提供を可能としている。

### Goldwind社のFFR機能



周波数低下に対して1秒以内に応答し、10%の出力増加を6秒間継続できる機能を具備している。

### 風力発電設備が有するFFRポテンシャル



Goldwind社は豪州全体に設置されている風力発電設備から、267.5MW程度のFFRを提供できる可能性があるとして述べている。

# (参考) 風力・太陽光のVery Fast FCAS参加要件



- 市場参加者がContingency FCAS市場に風力や太陽光で参加する場合、通常のFCAS市場参加要件に加えて、予測誤差のマーヅンが組み込まれる。
  - 慣性等の系統サポート機能であるGrid-formingの具備はFCAS参加要件やグリッドコードでも求められていない。

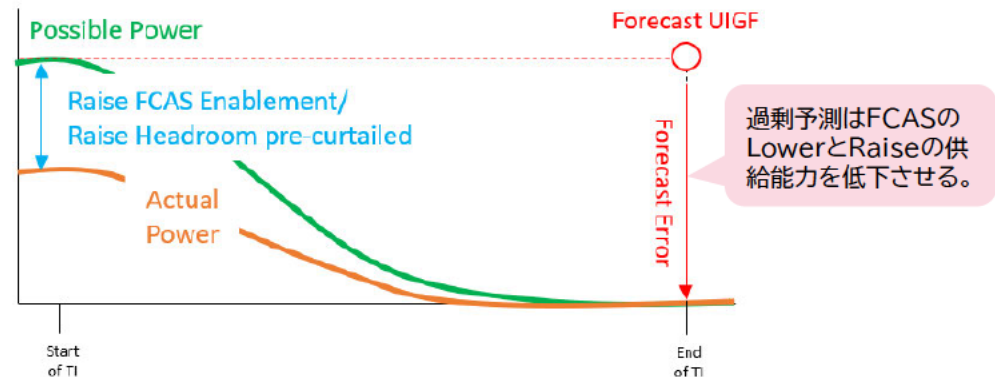
## 風力・太陽光のFCAS参加要件(一部抜粋)とFCAS応答の基準周波数とランプレート

- b. Very Fast、Fast両方のFCAS市場に登録する場合は、シミュレーション上で接続点において120msの間、0.2puの電圧低下擾乱と周波数擾乱に対する有効電力応答を実証すること。
- c. 現地試験において周波数に対する有効電力応答を実証すること。
- k. 発電設備が間欠性を管理しながらFCAS要件を満たすことを保証し、AEMOが要求するデータを提供するための予測システムの予測誤差計算結果を示す。予測誤差は今後5分間の予測の不確実性を補強するために必要である。
  - ・ 予測誤差をシステムから取得できない場合、風力は登録容量の10%、太陽光は登録容量の30%がデフォルトの誤差値となる。
  - ・ 上記基準係数は、実際の予測実績に基づいて6カ月後に見直すことができる。
- l. Raiseサービスの最大上限角度は、取引を通じてヘッドルームを維持できることを実証した場合に、設備の最大容量以下の抑制電力量を継続的に調整することにより45°に設定することができる。

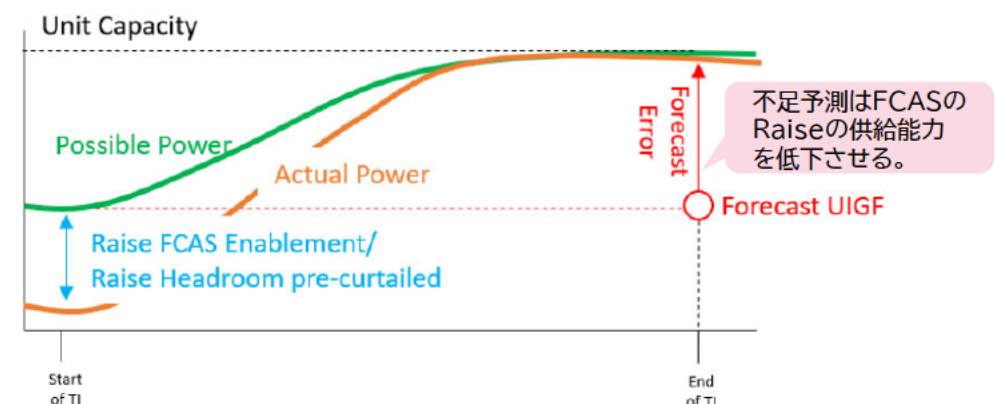
FCAS Service	周波数(Hz)	Ramp rate(Hz/s)
Very Fast Raise	49.5	1
Fast Raise, Slow Raise, Delayed Raise	49.5	0.125
Very Fast Lower	50.5	1
Fast Lower, Slow Lower, Delayed Lower	50.5	0.125

## 過剰予測、不足予測がFCASに与える影響

### 過剰予測時



### 不足予測時



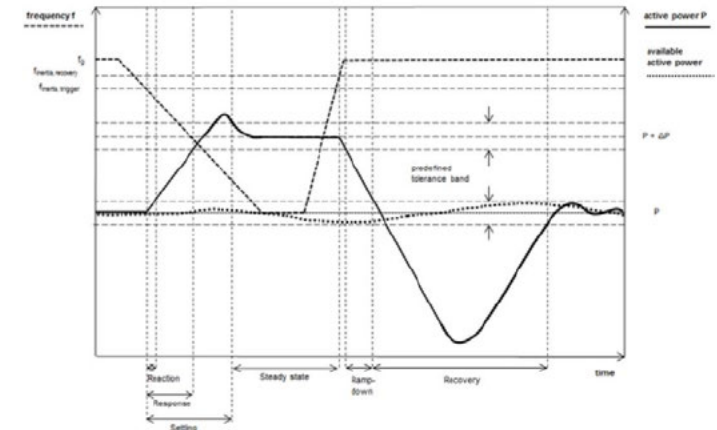
出所) AEMO, "Wind Farm and Solar Farm Guide to Contingency FCAS Registration", 閲覧日2023年10月10日, [https://www.aemo.com.au/-/media/Files/Electricity/NEM/Security\\_and\\_Reliability/Ancillary\\_Services/Wind-farms-and-solar-farms-testing-requirements-for-Contingency-FCAS-registration.pdf](https://www.aemo.com.au/-/media/Files/Electricity/NEM/Security_and_Reliability/Ancillary_Services/Wind-farms-and-solar-farms-testing-requirements-for-Contingency-FCAS-registration.pdf)より三菱総研作成・加筆

## (参考)風力発電による慣性提供

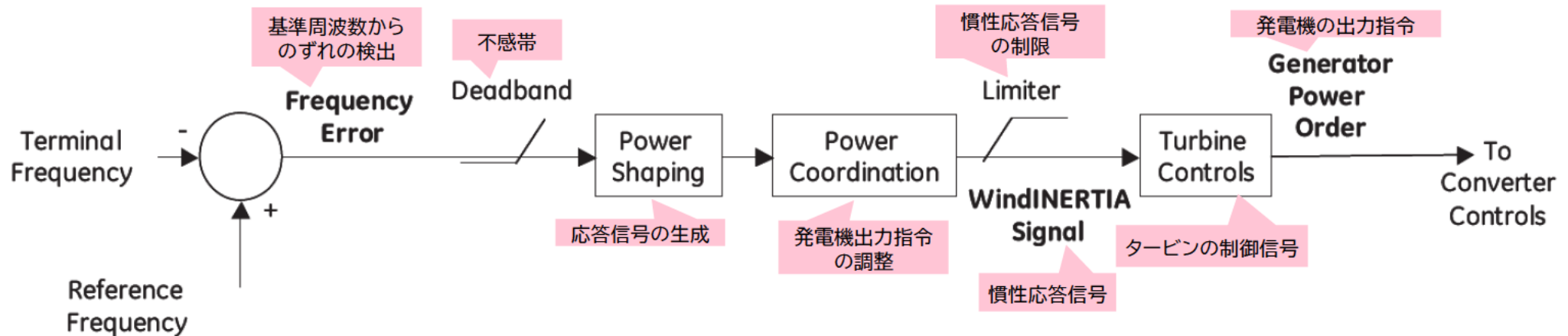
- 系統事故に伴う周波数低下時に、風車の回転エネルギーを電気エネルギーに変換し、一時的(5~10秒程度)に出力増加運転を行う。回転エネルギーを放出するため、低下した回転速度を元に戻すリカバリーフェーズが存在し、電氣的出力が一時的に低下する。

➢ IEC 61400による4つの風力発電機の区分のうち、可変速風力タービンであるType3、Type4のみ合成慣性を提供可能。

### 風力発電による合成慣性制御イメージ



### 風力発電による合成慣性制御スキーム



出所) 日本風力発電協会, “風力発電の導入拡大に向けた取組について”, 閲覧日2023年6月30日, [https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/shoene.shinene/shin\\_energy/keito.wg/pdf/012.02.02.pdf](https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/shoene.shinene/shin_energy/keito.wg/pdf/012.02.02.pdf)  
 General Electric, “Technology Capabilities for Fast Frequency Response”, 閲覧日2023年6月30日, [https://www.aemo.com.au/-/media/Files/Electricity/NEM/Security\\_and\\_Reliability/Reports/2017/2017-03-10-GE-FFR-Advisory-Report-Final---2017-3-9.pdf](https://www.aemo.com.au/-/media/Files/Electricity/NEM/Security_and_Reliability/Reports/2017/2017-03-10-GE-FFR-Advisory-Report-Final---2017-3-9.pdf) より三菱総研加筆

# III. 定置用蓄電システムの系統混雑緩和への活用に関する海外事例調査

---

1. 日本における系統混雑解消に向けた蓄電システムの活用の前提整理
2. 混雑緩和価値の取引制度の調査
- 3. 混雑緩和価値提供に関わる対価提供の方法やその原資**
4. 混雑緩和型蓄電システムの導入規律(B/C分析)
5. 混雑箇所への蓄電システム立地誘導手法
6. 送電事業者による蓄電システム所有に関する規定
7. 混雑緩和用蓄電システムの収益性事例
8. 蓄電システムによる混雑緩和効果の評価事例

## 混雑緩和価値への対価提供の方法

- 混雑緩和価値への対価提供の方法はサービスによって様々である。
- 年間固定報酬を得られるサービスの場合は、報酬が確実に手厚い代わりに、TSOからの要請に対して確実なコミットメントが求められる。



英国

### Constraint Management Pathfinder

- 待機期間中に輸出されたエネルギー量への対価である待機報酬 (£/MWh)
- 解列によって発生するコストを補償する解列報酬 (£/trip)

### Piclo Flex(サービスメニューに応じて以下のいずれかを支払う)

- 年間固定報酬 (£/kW/year)
- 使用量に応じた報酬 (£/MWh)
- 待機費用 (£/MW/h)と使用量に応じた報酬 (£/MWh)の組み合わせ



ドイツ

### Enera

- 使用量に応じた報酬(€/MWh)



米NY州

### Non-wires Alternative

- 年間固定報酬(\$/year)



豪州

### SIPS(Victorian Big Batteryの例)

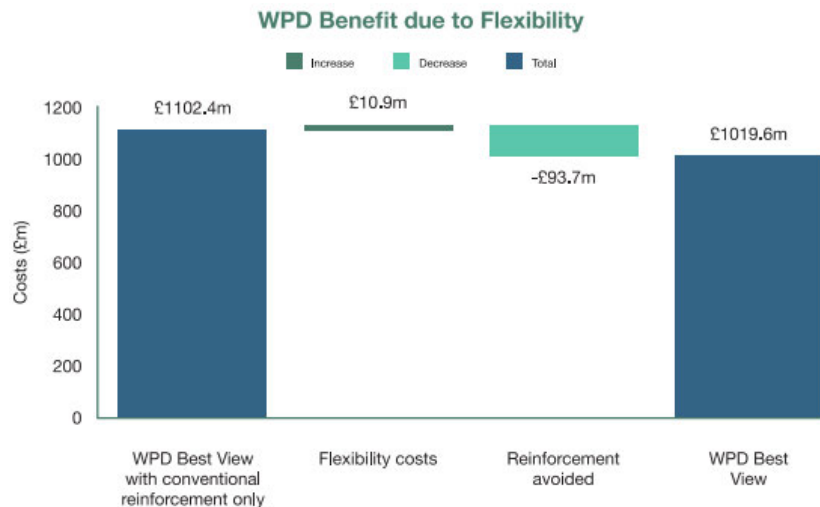
- 年間固定報酬(A\$/year)

## 混雑緩和価値への原資

- 例えば、英国においては、DNOのフレキシビリティ活用による混雑緩和に必要な調達費用はCAPEXとして計上、TSOのCMPによる混雑緩和に必要な調達費用はOPEXとして計上していると解釈できる。
- ただし、英国ではCAPEXとOPEXを同一化してTOTEXとして評価する仕組みを採用しているため、明確にCAPEXとOPEXを区別していない。

### 英国DNOのフレキシビリティ活用による混雑緩和に必要な費用の託送料金制度上の計上方法

- 従来の系統増強費用からフレキシビリティの活用によって回避された増強費用と、フレキシビリティ調達に係るコストを差し引いた値が、系統増強に関する費用として計上されている。
- すなわち、フレキシビリティ調達費用はCAPEXの一部として計上していると解釈できる。



### 英国TSOのCMPによる混雑緩和に必要な費用の託送料金制度上の計上方法

- TSOによるCMPによる混雑緩和のための調達については、調達を通じ資本を獲得しないためOPEXに分類されると解釈できる。

#### 事業計画で計上されたコストの例 (A8.1にCMPが含まれる)

大項目	概要	CAPEX	OPEX
A7 系統開発	A7.1 将来の系統ニーズを分析し伝える	8m £	19m £
	A7.2 系統のニーズに対応するための経済的な方法についてアドバイスをする		
	A7.3 外部からの要請に応じて、アドホックな分析を行う		
A8 送電のニーズを満たすために、全てのソリューションが競争できるようにする	A8.1 系統サービス調達(パスファインダー)のアプローチを展開し、将来のニーズの評価と伝達を最適化する		
A11 分析能力の強化	A11.1 経済評価ツールを刷新・統合し、将来の系統モデリングニーズをサポートする		
	A11.2 確率的モデリングの実装		
	A11.3 電圧評価技術を最適化ツールに組み込む		
	A11.4 安定性評価技術を最適化ツールに組み込む		

出所) National Grid ED, "Business Plan 2023-2028", 閲覧日:2023年11月7日, <https://yourpowerfuture.nationalgrid.co.uk/downloads-view/42117>, National Grid ESO, "ESO RIIO-2 Business Plan 2 Supporting Information", 閲覧日2023年11月2日, <https://www.nationalgrideso.com/document/266116/download> より三菱総研作成



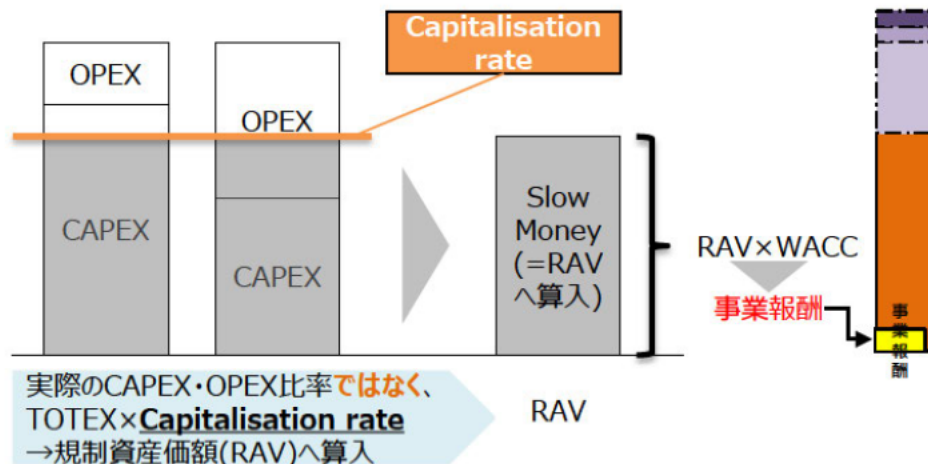
# 託送料金制度上の設備投資以外の混雑緩和手法へのインセンティブ

- 英国では、送配電事業者がCAPEXソリューションに偏重せず、OPEXソリューションも含めてより費用対効果の高いソリューションの選択を促すようなTOTEXアプローチを託送料金制度として採用している。
- 米NY州では、OPEXソリューションによって回避された投資の一部を送配電事業者が保持できるように調整するClawbackメカニズムを採用している。
- ドイツにおいても、CAPEXバイアスを解消するためにTOTEXアプローチの導入が検討されている。



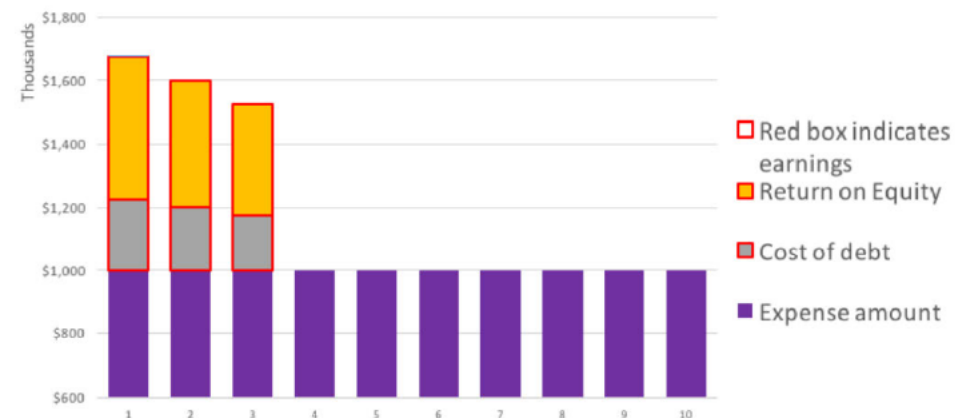
## TOTEXアプローチ

- CAPEX・OPEXの区別なく全ての費用がTOTEXとして扱われ、その一定部分は準CAPEXとして資本化、残りの部分は準OPEXとして従量制で直接費用化される。
- CAPEXとOPEXが平等に扱われるため、コストの扱いが異なるために生じる行動の歪みは解消される。



## Clawback(払い戻し)メカニズム

- Clawback(払い戻し)メカニズムは、設備投資予算(NWAによって回避された系統増強予算)の一部を送配電事業者が保持できるように調整するものである。
- 原価算入期間(NYでは3年間)のみ継続する。



# 混雑緩和価値への対価提供の方法 – 英国（市場型）–



- サービスの種類によってフレキシビリティ提供者が受け取ることができる対価は異なり、長期的に調達する商品についてはkWに対する待機費用を、リアルタイムに近い断面で利用決定する商品についてはkWhに対する利用費用を支払う傾向にある。下記の表に、UKPNが調達しているサービスを示す。

## UKPNが調達する各サービスへの対価

	Sustain	Secure	Dynamic
サービス概要	<ul style="list-style-type: none"> <li>スケジュールされた時間において、ピーク負荷を下げるサービス</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>事前にAvailabilityを確保したうえで、必要な場合にディスパッチされるサービス</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>リアルタイムに近い断面(前日)に、UKPNがリクエストし、利用決定されるサービス リクエストに応じるか否かは任意/容量や料金は前日の段階で決定</li> </ul>
対価	<ul style="list-style-type: none"> <li>Fixed Service Fee (£/kW/year)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Availability Fee (£/MW/h)</li> <li>Utilisation Fee (£/MWh)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Utilisation Fee (£/MWh)</li> </ul>

出所)UK Power Networks, "Flexibility Service Procurement Statement", 閲覧日:2023年12月12日,  
<https://d11f1oz5vvd9r.cloudfront.net/app/uploads/2023/06/C31E-procurement-statement-v1.0-PXM-2023-03-31-1.pdf> より三菱総研作成

## 混雑緩和価値への対価提供の方法 – 英国（募集型）–



- Constraint Management Pathfinderでは調整力提供の対価として、発電事業者が入札時に提示した待機費用（Arming fee）と解列費用（Tripping fee）が支払われる。

### Constraint Management Pathfinderの対価

待機費用  
(Arming fee)  
£/MWh

待機期間中に輸出されたエネルギー量への対価。  
落札価格を上回らない限り、事業者は毎月価格を変更することができる。  
(23/24落札結果: £3~30/MWh)

解列費用  
(Tripping fee)  
£/trip

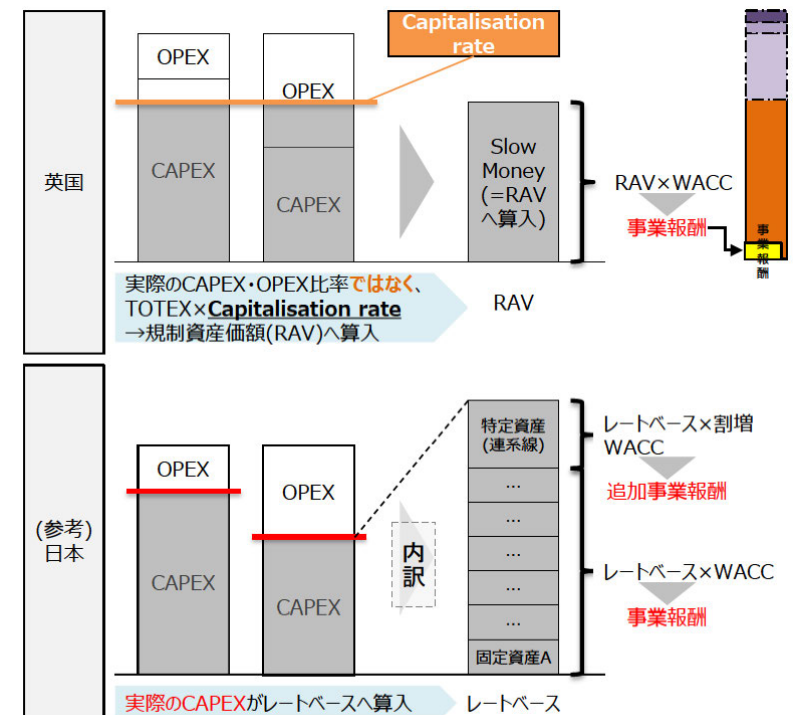
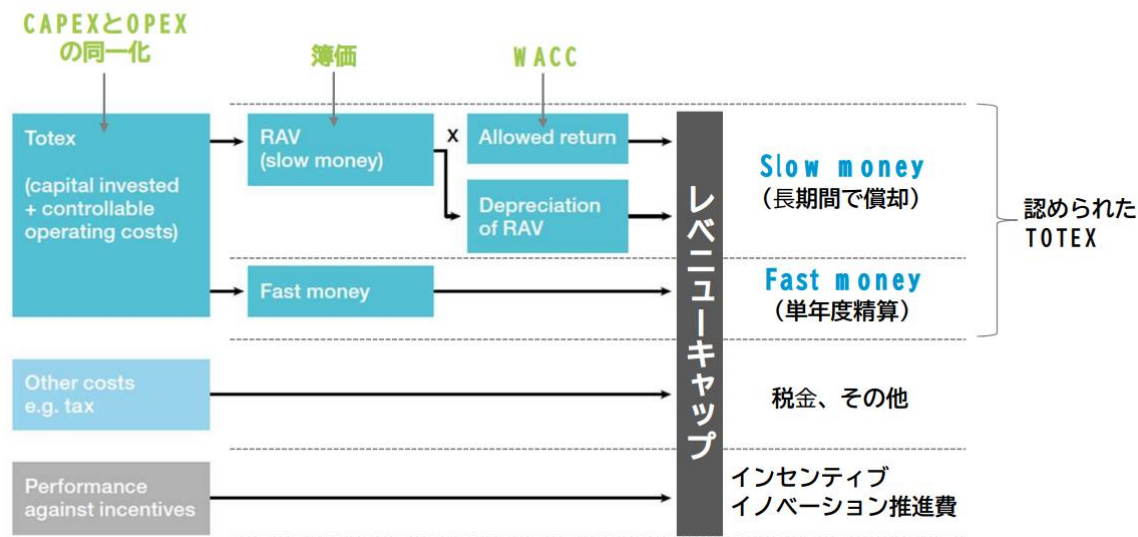
解列によって発電機に発生するコストへの対価。系統へ再接続するためのコストは含まれない。  
事業者は価格を変更することはできない。  
(23/24落札結果: £3万~200万/trip)

## 託送料金制度上の設備投資以外の混雑緩和手法へのインセンティブ – 英国 – (1/2)

- 英国の託送料金制度はレベニューキャップ方式であり、CAPEXとOPEXを同一化しTOTEXとして評価する仕組みを採用している。これは、設備への投資(CAPEX)ではなく、スマートソリューション(第三者のフレキシビリティ等)を活用した混雑管理(OPEX)を促進することにつながるアプローチである。

### 英国におけるCAPEXとOPEXの同一化

CAPEX (設備) と OPEX (運用) に対する投資インセンティブを同等にするために、CAPEXとOPEXという分類ではなく、Slow moneyとFast moneyに分類している。これにより、Slow moneyとして認められれば、OPEXに対してもWACCがかけられる



## 託送料金制度上の設備投資以外の混雑緩和手法へのインセンティブ – 英国 – (2/2)

- RIIO- IIにおいてNational Grid ESOに適用される託送料金制度では、TOTEXの削減や個別のアウトプットに対してインセンティブが発生しない代わりに、ESOの役割に従いアウトプットを総合的に評価するスキームが設計された。下記に示す具体的な評価項目に加え、計画実施のスケジュールやステークホルダーの満足度を踏まえて、ESOに提供されるインセンティブが決定する。
- インセンティブは規制期間中2年ごとに評価され、その金額は託送料金として需要家負担のもと回収される。

### National Grid ESOの役割と評価項目(赤字はCMPの調達が主に評価される項目)

①コントロールセンターの運用	②市場開発と取引	③システムの検討・計画・系統開発
<ul style="list-style-type: none"> <li>• ベンチマークとのコスト比較</li> <li>• 需要予測の精度</li> <li>• 風力発電量予測の精度</li> <li>• 計画停止の直前での変更回数</li> <li>• 業務上の意思決定の透明性</li> <li>• ゼロカーボンシステム構築に向けた進捗</li> <li>• システム全体のCO2排出量のうち、ESOの活動による割合</li> <li>• TO事業者との連携による制約コストの削減量</li> <li>• 電力供給に係る品質</li> <li>• ITシステムの停止回数と長さ</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 競争的手段を通じて調達されたサービスの割合</li> <li>• サービスプロバイダの多様性</li> <li>• EMRの決定品質(容量市場オークションでNGESOによって受理された事前資格申請のうち、Ofgemによって却下された割合)</li> <li>• EMRの需要予測の精度</li> <li>• 料金予測の精度</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 新しい運用ソリューションによる将来のメリット</li> <li>• NOAで評価された代替ソリューションの価値</li> <li>• NOAプロセスで評価される技術の多様性</li> </ul>
インセンティブ -400万£～1,200万£	インセンティブ -400万£～1,200万£	インセンティブ -400万£～1,200万£

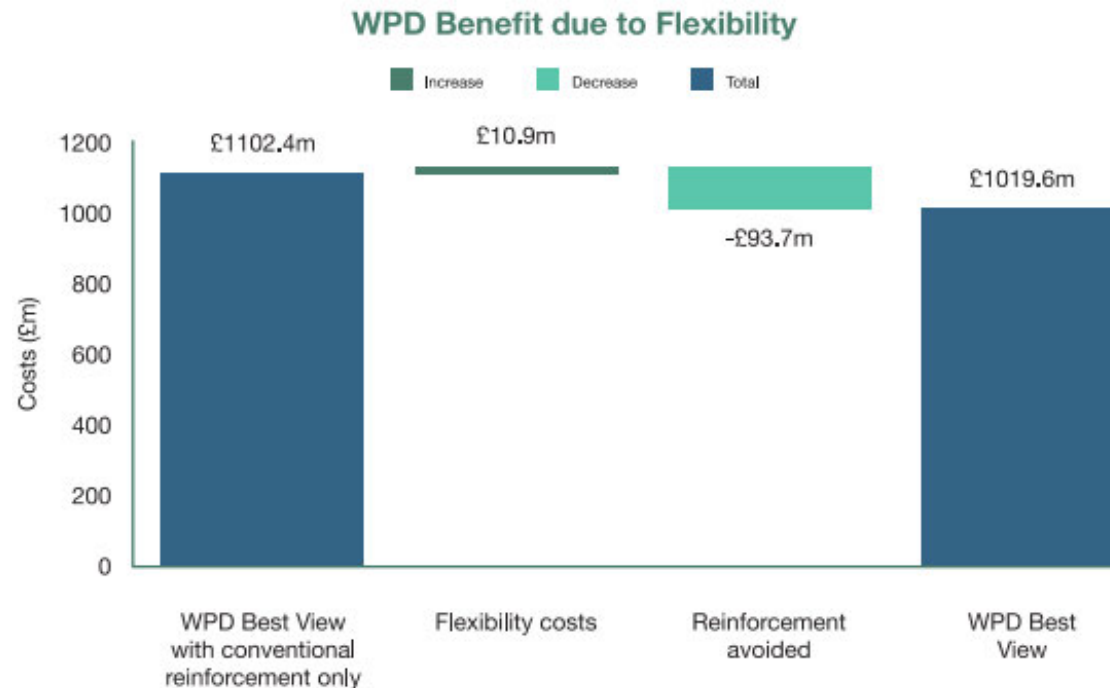
出所) Ofgem, "RIIO- II Final Determinations -Electricity System Operator (Revised)", 閲覧日:2023年11月20日, [https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2021/02/final\\_determinations\\_eso\\_annex\\_revised.pdf](https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2021/02/final_determinations_eso_annex_revised.pdf) より三菱総研作成

## 混雑緩和価値の原資 — 英国(市場型) —



- RIIO-ⅡにおけるDNOの事業計画では、従来の系統増強費用からフレキシビリティの活用によって回避された増強費用と、フレキシビリティ調達に係るコストを差し引いた値が、系統増強に関する費用として計上された。
- すなわち、フレキシビリティ調達のコストはCAPEXの一部として計上されていると解釈できるが、前述の通り英国においてはCAPEXとOPEXを同一化している(=CAPEXとOPEXを区別していない)ため、明確にCAPEXとは定義されていない。
- またRIIO-ED2において、フレキシビリティ調達と系統増強は、不確実性メカニズムによって規制年度中に切り替えることができる。フレキシビリティ調達を予定していたものの系統増強を実施することになった場合には、フレキシビリティ調達に係るインセンティブは消滅するものの、十分な系統増強費用を得ることができる。

### WPD(National Grid ED)が計上した系統増強コスト



出所) National Grid ED, “Business Plan 2023-2028”, 閲覧日: 2023年11月7日, <https://yourpowerfuture.nationalgrid.co.uk/downloads-view/42117>

# 混雑緩和価値の原資 – 英国(募集型) –



- TSOであるNational Grid ESOではRIIO- IIの実施にあたり事業計画を作成し、アクション毎にコストを計上している。最新のBP2は2023年から2025年まで適用される。
- Constraint Management Pathfinderは系統ニーズの分析やモデル開発とともにまとめて計上されているため、その調達費用がCAPEXとOPEXのいずれに含まれるか明示されていない。しかしながらCMPは調達を通じ資本を獲得しないのでOPEXに分類されると考えられる。

## アクションプランで計上されたコストの例(A8.1にCMPが含まれる)

大項目		概要	CAPEX	OPEX	
A7	系統開発	A7.1			
		A7.2			
		A7.3			
A8	送電のニーズを満たすために、全てのソリューションが競争できるようにする	A8.1	系統サービス調達(パスファインダー)のアプローチを展開し、将来のニーズの評価と伝達を最適化する	8m £	19m £
A11	分析能力の強化	A11.1			
		A11.2			
		A11.3			
		A11.4			

出所) National Grid ESO, "ESO RIIO-2 Business Plan 2 Supporting Information", 閲覧日2023年11月2日, <https://www.nationalgrideso.com/document/266116/download> より三菱総研作成

# 混雑緩和価値への対価提供の方法 –ドイツ（市場型）–



- Eneraプロジェクトにおいて実証されたフレキシビリティ市場では、kWhに対する対価が支払われた。
- Eneraプロジェクトは総額5億ユーロ（うち政府支援2億3,000万ユーロ）を超える国家プロジェクト SINTEGの一部を成す実証プロジェクトである。

## フレキシビリティ市場で調達された各サービスとその対価

		再生可能エネルギー電源		非再生可能エネルギー電源	
電源に求められる 応答時間		15分	60分	15分	60分
入札可能価格		(最低価格)€-9,999.9/MWh (最高価格)€+9,999.9/MWh		(最低価格)€-50/MWh (最高価格)€+9,999.9/MWh	
対価	kWh	あり	あり	あり	あり
	kW	なし	なし	なし	なし

出所) BNetzA, “SINTEG geht in den Endspurt”, 閲覧日2023年8月7日, <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Schlaglichter-der-Wirtschaftspolitik/2019/11/kapitel-1-6-sinteg-geht-in-den-endspurt.html> より三菱総研作成



## 混雑緩和価値への対価提供の方法 –ドイツ（募集型）–



- 現行計画されているスキームにおいては、TSOが蓄電システムを所有し運用するため対価は発生しない。
- 一方TSOによる入札において、第三者によるリース型モデルが所有型モデルに対して経済的合理性が認められれば、TSOは落札者とリース契約を結びリース料を支払うと想定されるが、リース型モデルの詳細については一般に公表されていない。

### Grid Boosterの目的

#### Leitungen nicht voll genutzt

Zum Schutz vor Überlastungen werden Stromleitungen derzeit unter ihrer Kapazitätsgrenze ausgelastet. Zudem werden so genannte Redispatch-Maßnahmen angewandt, bei denen Kraftwerke vor dem Anfangspunkt der überlasteten Leitung runtergefahren und hinter dem Endpunkt hochgefahren werden.

Diese Schutzmaßnahmen sind teuer und werden von den Verbrauchern über die Netzentgelte beim Strompreis beglichen. Vor diesem Hintergrund sind innovative Maßnahmen in Form von Batteriespeichern wie dem Netzbooster erforderlich, die das Übertragungsnetz schützen, den Ausbaubedarf reduzieren und Kosten sparen.

#### 十分に利用されていないライン

過負荷を防止するため、現在、送電線は容量限界以下で使用されている。さらに、過負荷送電線の始点より手前で発電所を停止し、終点より後で送電線を増強する、いわゆる再派遣措置が適用されている。

こうした保護対策にはコストがかかり、電力料金に含まれる送電網料金を通じて消費者が負担している。このような背景から、送電網を保護し、拡張の必要性を減らし、コストを削減するために、グリッド・ブースターのような蓄電池システムの形をとった革新的な対策が必要とされている。

## 託送料金制度上の設備投資以外の混雑緩和手法へのインセンティブ —ドイツ—



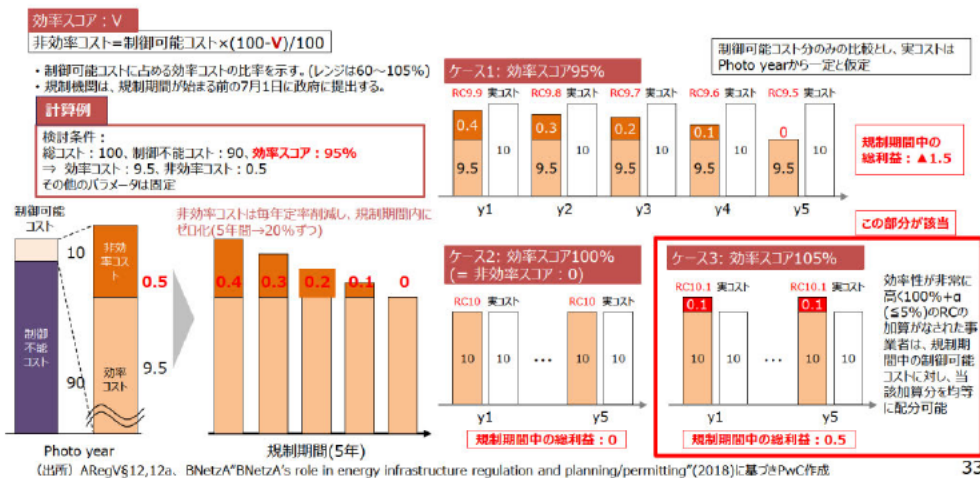
- ドイツの託送料金制度はレベニューキャップ方式であり、他の事業者と比較して設備更新の繰り延べ等により効率性が高いと判断された事業者は、レベニューキャップに一定の加算がなされる(DSOのみ)。
- 第3期以降(2019年～)、期中に発生したCAPEXに関わる新規投資は翌年以降の収入上限に反映される一方、OPEXの増加は次の規制期間での反映となるため、CAPEXが事業報酬に直結することから、送配電事業者の投資の意思決定において、CAPEXバイアスの問題が認識されており、フレキシビリティ等DERの活用においては有効ではない。
- そこで、CAPEXとOPEXを同等に扱うFOCS (Fixed OPEX-CAPEX-Share = TOTEXアプローチ) の検討がなされている。

### ドイツの託送料金制度

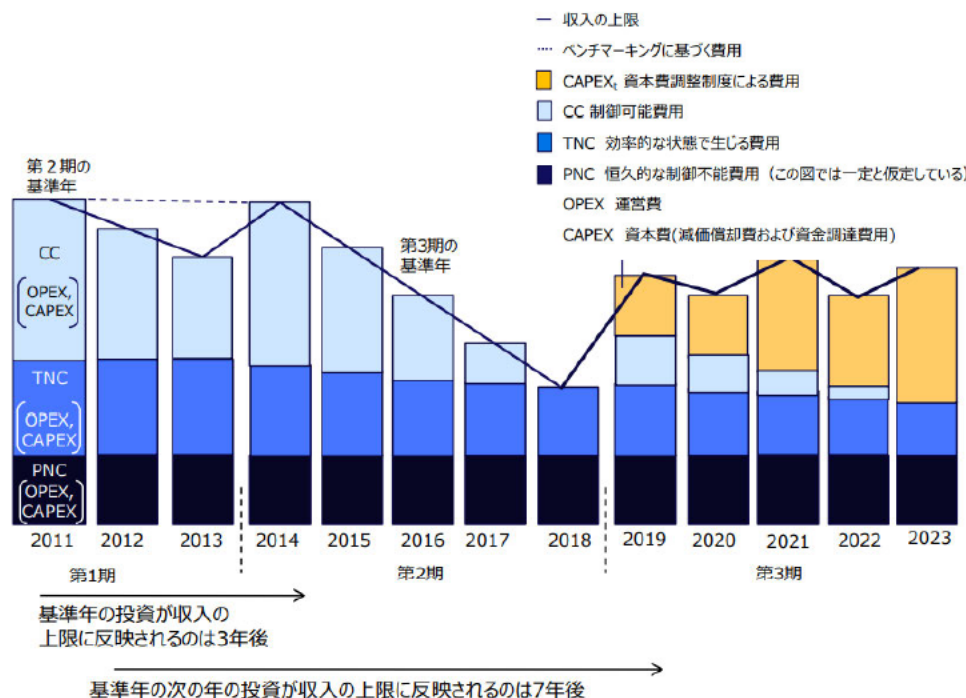
#### 4-2-2. 当期効率化努力の次期規制期間のRCへの反映 (独国)



- DEA/SFA分析の結果、他事業者よりも効率性が高いと評価され、効率スコア(前述)が100%を超えた事業者は、その超えた分につきRCに一定の加算がなされる(DSOのみ)。
- 効率化に対するインセンティブはソリューションへの投資促進(CAPEX偏重の解消)につながる。



### 期中に発生したCAPEXの調整



出所) 経済産業省, "第6回次世代技術を活用した新たな電力プラットフォームの在り方研究会 資料2", 閲覧日2023年6月30日,

[https://www.meti.go.jp/shingikai/energy\\_environment/denryoku\\_platform/pdf/006\\_02\\_00.pdf](https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/denryoku_platform/pdf/006_02_00.pdf)

電力中央研究所, "最適な投資の実現に向けたインセンティブ規制の課題", 閲覧日2023年6月30日,

<https://criepi.denken.or.jp/hokokusho/pb/reportDownload?reportNoUKCode=Y19002&tenpuTypeCode=30&seqNo=1&reportId=8955>

# 混雑緩和価値への対価提供の方法 – 米NY州(募集型) –



- Con Edison社の“Brooklyn Queens Demand Management; BQDM”では、蓄電システムの調達に際して予め混雑緩和価値への対価としてのインセンティブが設定されている。
- インセンティブはkWに対して支払われ、インセンティブ対象の上限容量が設定されている。

## Brooklyn Queens Demand Management; BQDM における対価提供の方法

BQDMプロジェクトでは混雑緩和価値の提供対価として、5,000kWを上限として1kWあたり2,100ドルのインセンティブが予め設定されている。

公募期間	2019年8月～2019年11月（先着順）
インセンティブ内容	2,100ドル/kW ※5,000kWをインセンティブの対象上限とする
インセンティブの支払い	<ul style="list-style-type: none"> <li>• BQDMへの参加が確定した時点で全体の50%が支払われる</li> <li>• 残りの50%は毎年夏季終了時点で混雑緩和価値の提供実績に基づき支払われる</li> </ul>
混雑緩和価値の提供要件	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 2020年から10年間の毎年夏季期間中(5月1日～9月30日)、Con Edisonからの10回の要請に少なくとも4時間の応答が求められる</li> <li>• Con Edisonからの要請は、前日(正確には21時間前)に通知される。</li> </ul>
ペナルティ	<p>要請に応答できない場合には、Con Edisonに対して損害賠償を支払う※</p> <p>※)事前に契約で定められている模様</p>

出所) 電力中央研究所, “米国における送配電事業の投資動向と投資抑制策に関する考察”, 閲覧日2023年11月9日,  
<https://criepi.denken.or.jp/hokokusho/pb/reportDownload?reportNoUkCode=SE21003&tenpuTypeCode=30&seqNo=1&reportId=9847> より三菱総研作成

## 託送料金制度上の設備投資以外の混雑緩和手法へのインセンティブ – 米NY州(募集型) –

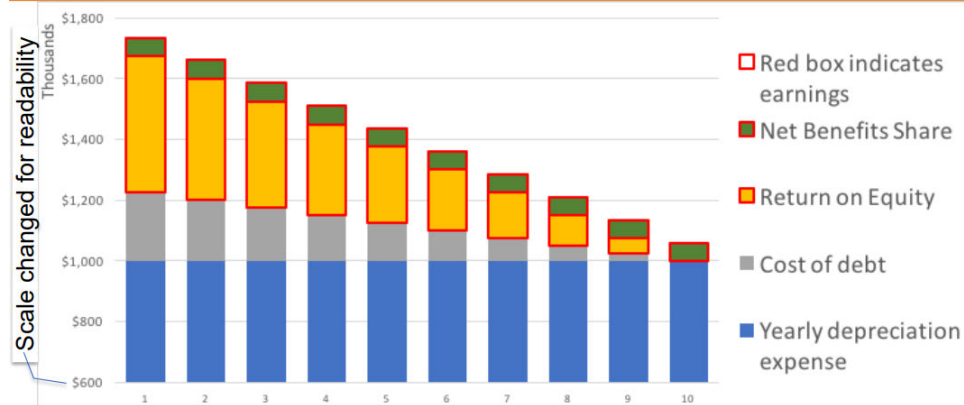


- 蓄電システムを含めた混雑緩和価値提供への対価については、電力会社の託送料金収入から支払われる。
- 従来はNWA(Non-Wires Alternatives)に係る“費用”を原価として扱い料金回収する考え方であったが、REV※という米NY州の電力制度改革に伴い導入されたClawbackメカニズムは、“設備投資予算(従来の系統増強を目的とした予算)”の一部をユーティリティが保持できるように調整する仕組みである(つまりNWAによって実際にはアセット＝設備資本が減少するとしても、従来の設備増強投資予算をベースにした原価算入が認められる)。

※REV…Reforming the Energy Vision

### 従来

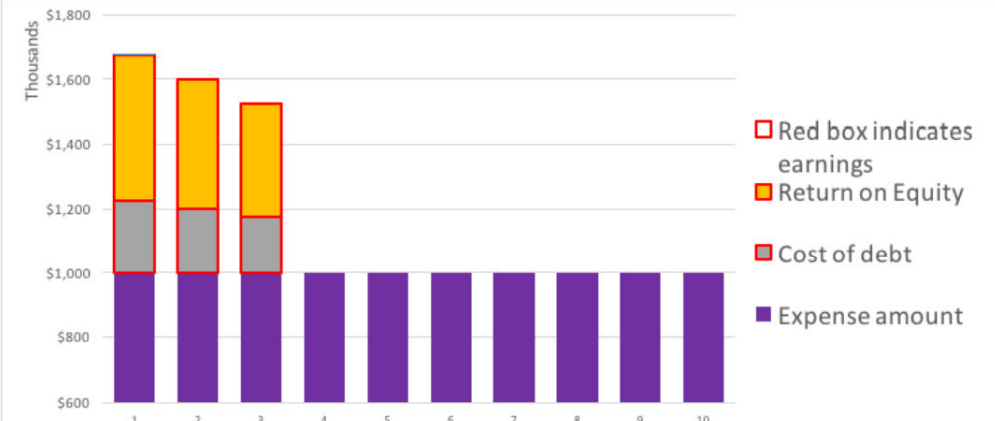
#### New York NWA Incentive



- NWAの費用を原価として扱う。また、電力会社はインセンティブとして、新規のソリューション(NWA)が生み出す便益の30%を収入として得る。
- 増強回避により、レートベース(設備投資による資本)が減るため、事業報酬は減少する。

### 制度見直し後

#### Modified Clawback Mechanism



- Clawback(払い戻し)メカニズムは、設備投資予算(NWAによって回避された系統増強予算)の一部を送配電事業者が保持できるように調整するものである。
- 原価算入期間(NYでは3年間)のみ継続する。

## 混雑緩和価値への対価提供の方法 — 豪州 —



- 豪州において系統サービスを提供する蓄電システムは、系統サービスから得られる収入以外に豪政府および州政府、ARENAからの補助金を得ている。
- Victorian Big Batteryでは、SIPSに対する収入は年間で固定報酬となっている。
  - Hornsdaleの系統サービスに対する対価は、州政府ならびにARENAからの補助金のみであり、事業者からの収入はない。
  - ElectraNetへのヒアリングによると、FFRは現在相対契約での収入であるが、今後市場収入となる見込みである。

### 資金調達先と収入

	Wallgrove Battery	Hornsdale Power Reserve	Victorian Big Battery
系統サービス	<ul style="list-style-type: none"> <li>• FFR</li> <li>• 疑似慣性の提供</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• FFR</li> <li>• SIPS</li> <li>• 疑似慣性の提供</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• SIPS</li> </ul>
参加する電力市場	<ul style="list-style-type: none"> <li>• FCAS市場 (Regulated, Contingency)</li> <li>• 卸売市場</li> </ul>		
契約期間	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 運転開始日より10年間</li> </ul>		
系統サービスの資金源	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 補助金               <ul style="list-style-type: none"> <li>• \$10.2m(AUD): ARENA(再エネ促進プログラム)</li> <li>• \$10m(AUD): NSW州政府 (Emerging Energy program)</li> </ul> </li> <li>● 系統サービス収入(FFR・慣性)               <ul style="list-style-type: none"> <li>• \$5.2m(AUD)/年</li> </ul> </li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 補助金               <ul style="list-style-type: none"> <li>• \$15m(AUD)/5年: SA州政府 (Grid Scale Storage基金)</li> <li>• \$8m(AUD): ARENA(再エネ促進プログラム)</li> </ul> </li> <li>● 長期借入               <ul style="list-style-type: none"> <li>• \$50m(AUD)上限: CEFC</li> </ul> </li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 低利子融資               <ul style="list-style-type: none"> <li>• \$160m: CEFC</li> </ul> </li> <li>● 系統サービス収入(SIPS)               <ul style="list-style-type: none"> <li>• \$12.5m(AUD)/年: 固定報酬</li> </ul> </li> </ul>

出所)各種資料を基に三菱総研作成

# 混雑緩和価値への原資 — 豪州 —



- SIPSにおける蓄電システムによるビクトリア州の混雑緩和サービス提供費用は、送電系統利用料金(TUOS: Transmission Use of System)から回収される。
- TUOSはNational Electricity Rules(NER)のChapter 6AおよびAEMOの料金算定方法に従い、算定される。TUOSは4つのサービスによって構成されている。

## TUOSのサービス構成

<p><b>TUOS services (locational)</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 送電系統の効率運用を促すために設計され、各地点における系統の利用コストが反映されている。</li> <li>• 地点価格は系統の接続ポイントにおいて最も利用される時間帯の需要に基づいた長期限界費用が反映されたものである。</li> <li>• TUOSに対する収益の50%が地点価格に割り当てられ、その後地域間で料金が調整される。</li> </ul>
<p><b>TUOS services (non-locational)</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 非地点価格はエネルギー価格または容量価格のいずれかであり、全地点で同じ価格となる。</li> <li>• 所定のTUOSサービスに対する最大許容収益の50%が非地点価格に割り当てられる。</li> </ul>
<p><b>Common services</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Common servicesには、制御、保護システム、地役権、土地税等の系統計画および運用コストが含まれる。</li> <li>• Common service価格はエネルギー価格または容量価格であり、全地点で同じ価格となる。</li> </ul>
<p><b>System strength transmission services</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• System strength transmission servicesには、ビクトリア州の系統強度要件(※)を満たすサービスを提供するための費用が含まれる。</li> <li>• 系統強度単価(System Strength Unit Price:SSUP)は、送電系洋上の系統強度ノードごとに設定され、その特定の系統強度ノードにおけるコストとサービス要件によって決定される。 (※系統強度の要件は、事故レベルの極小化とインバーターベースのリソースに対して安定した電圧波形を維持することである)</li> </ul>

出所) AEMO, "Shared Transmission Network Services Prices in Victoria - 1 July 2023 to 30 June 2024", 閲覧日2023年8月8日, [https://aemo.com.au/-/media/files/electricity/nem/participant\\_information/fees/2023/electricity-transmission-use-of-system-prices-1-july-2023---30-june-2024.pdf?la=en](https://aemo.com.au/-/media/files/electricity/nem/participant_information/fees/2023/electricity-transmission-use-of-system-prices-1-july-2023---30-june-2024.pdf?la=en) より三菱総研作成

# III. 定置用蓄電システムの系統混雑緩和への活用に関する海外事例調査

---

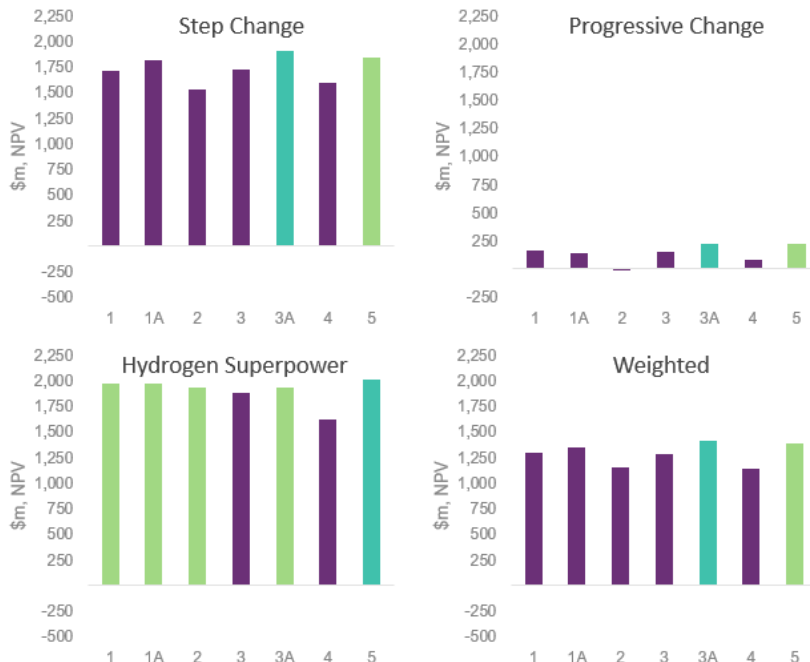
1. 日本における系統混雑解消に向けた蓄電システムの活用の前提整理
2. 混雑緩和価値の取引制度の調査
3. 混雑緩和価値提供に関わる対価提供の方法やその原資
- 4. 混雑緩和型蓄電システムの導入規律(B/C分析)**
5. 混雑箇所への蓄電システム立地誘導手法
6. 送電事業者による蓄電システム所有に関する規定
7. 混雑緩和用蓄電システムの収益性事例
8. 蓄電システムによる混雑緩和効果の評価事例

## 混雑緩和型蓄電システムの導入規律(B/C分析)

- 基本的にいずれの国においても、混雑緩和への対策を検討する際には、費用便益評価のガイドラインに従って系統増強とそれ以外の対策について費用便益評価を実施している。
- 大まかな流れとしては、将来シナリオの想定、将来必要となる系統容量要件の特定、対策オプションの特定、オプションに関する技術調査・費用便益の実施、オプションの決定、という流れで評価が実施される。
- 英国のConstraint Management Pathfinderや米国NYのNWAでは、要求事項を設定した上で、オプションを提供可能な事業者からRFIやRFPを提出させ、技術的に対応可能か、コストが許容できる範囲かを評価した後、入札に移行するようなプロセスを採用している。

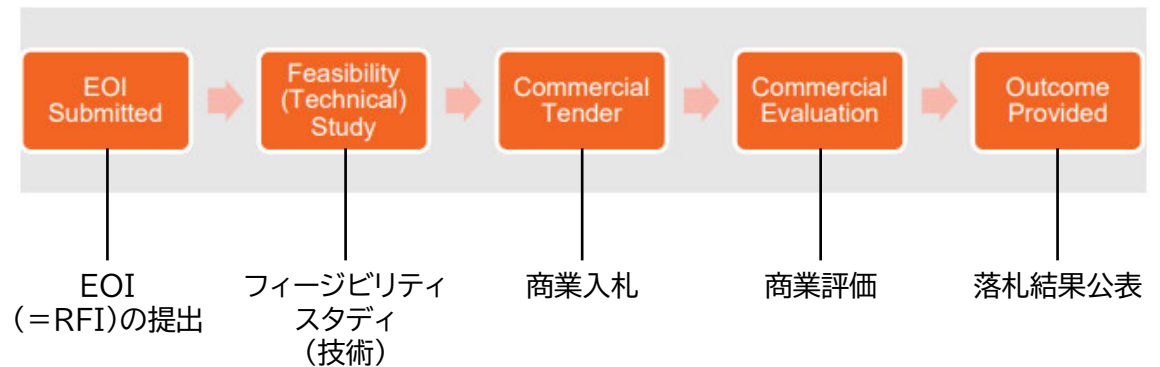
### 豪州の費用便益評価の例

- 7つのオプションの費用便益を算定。
- 4つのシナリオ条件下による費用便益を算定し、それぞれのシナリオに重み付けを行ったNPVを算出し、比較している。



### 英国Constraint Management Pathfinderの商業評価手法(Commercial Assessment Methodology)

- まずConstraint Management Pathfinderに参加可能性のある事業者からRFIを提出させる。その後、フィージビリティスタディで技術的な対応可能性を評価し、その評価に合格した事業者のみが商業入札に参加できる。
- 代替オプションである再給電のコストと比較して、いずれの解決策も経済的な便益がないということになれば、入札を受け入れないという結果もあり得る、と明言されている。



出所) ElectraNet, "SA ENERGY TRANSFORMATION RIT-T Project Assessment Draft Report", 閲覧日2023年8月29日, <https://www.electranet.com.au/wp-content/uploads/projects/2016/11/2018-07-06-SAET-PADR-Final.pdf>, National Grid ESO, "B6 Constraint Management Pathfinder (CMP) Commercial Assessment Methodology", 閲覧日2023年7月18日, <https://www.nationalgrideso.com/document/206936/download>

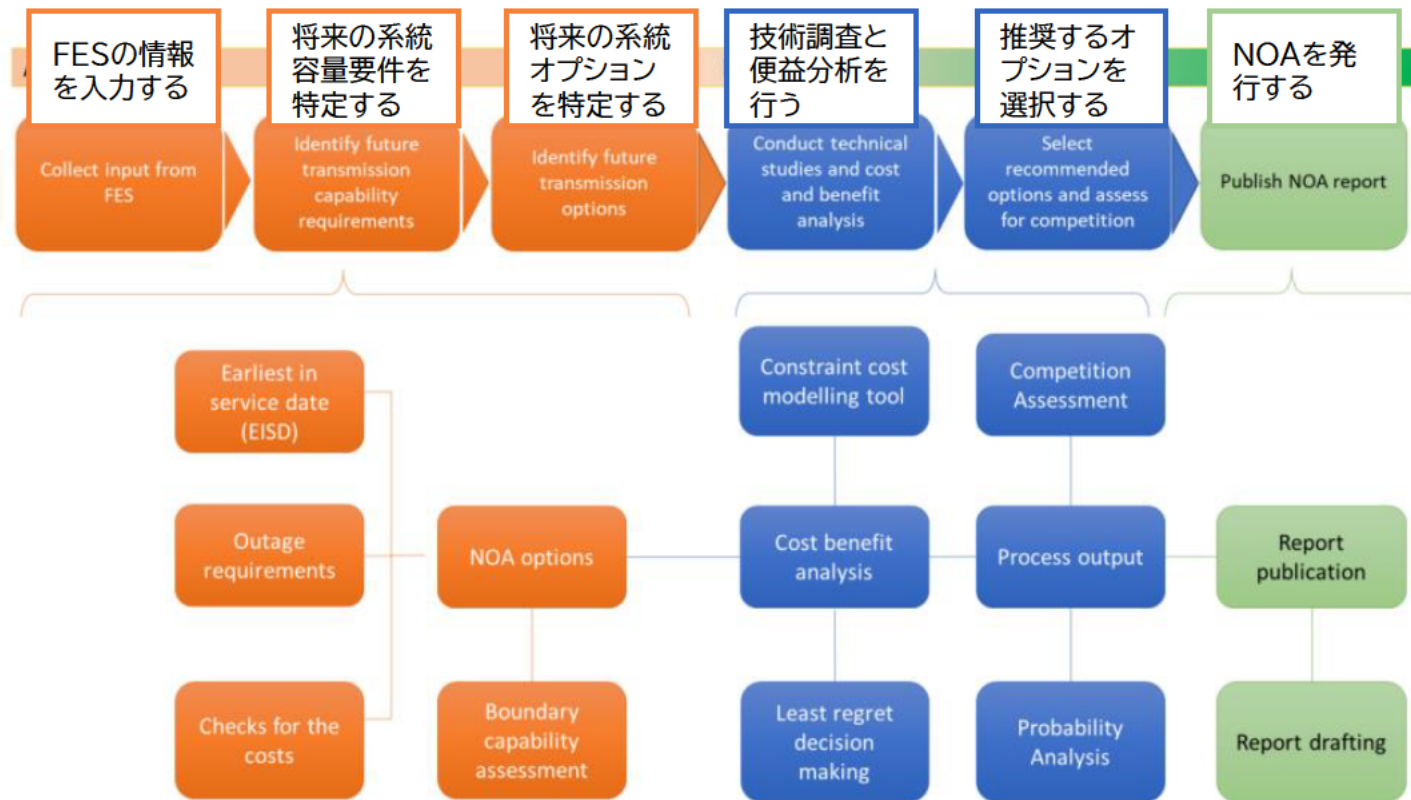


# 混雑緩和型蓄電システムの導入規律 – 英国 –



- 英国では、RIIO-2導入や託送料金改革による需要家の費用負担低減に向けて、従来の系統増強(reinforcement)と新しいオプションのいずれが有効であるか、費用便益を基に決定している。
- 下記はNGESOでの送電系統ネットワーク評価(Network Options Assessment)のフローである。各DNOも同様に配電系統のネットワーク評価を行っており、系統増強をするかフレキシビリティを活用するか決定している。

## NOAのフロー



出所) National Grid ESO, "B6 Constraint Management Pathfinder 2024/25:Final Service Specification", 閲覧日2023年7月21日, <https://www.nationalgrideso.com/document/265031/download> より三菱総研加筆

# 混雑緩和型蓄電システムの導入規律 – 英国 –



- フレキシビリティとConstraint Management Pathfinder (CMP) それぞれをオプションとして検討する場合の系統評価プロセスを表にまとめた。
- フレキシビリティでは直接的なコストに加え、社会的影響による間接的なコストも評価することが可能である。

## フレキシビリティとCMPの評価プロセスの違い

	フレキシビリティ	CMP
評価者	DNO	National Grid ESO
評価プロセス名	DNOA (Distribution Network Options Assessment)	NOA (Network Options Assessment)
負荷予測シナリオ	DFES (Distribution Future Energy Scenarios)	FES (Future Energy Scenarios)
費用便益手法	CEM (Common Evaluation Methodology) 各DNOで共通の費用便益評価手法	CBA (Cost Benefit Analysis)
費用便益での評価項目	直接的なコスト <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 系統増強/フレキシビリティ調達</li> </ul> 間接的なコスト <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 社会的インパクト</li> <li>・ 二酸化炭素排出</li> </ul>	直接的なコスト <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 系統増強/CMP調達</li> </ul>
比較対象	系統増強	系統増強

出所)ENA, "Common Evaluation Methodology (CEM) Cost Benefit Analysis User Guide (Version: 2.0), 閲覧日:2023年7月21日, [https://www.energynetworks.org/industry-hub/resource-library-old/on22-ws1a-p1-common-evaluation-methodology-\(cem\)-and-tool-v2.0-user-guide-\(14-jan-2022\).pdf](https://www.energynetworks.org/industry-hub/resource-library-old/on22-ws1a-p1-common-evaluation-methodology-(cem)-and-tool-v2.0-user-guide-(14-jan-2022).pdf), National Grid ESO, "B6 Constraint Management Pathfinder 2024/25:Final Service Specification", 閲覧日:2023年7月21日, <https://www.nationalgrideso.com/document/265031/download> より三菱総研作成

# (参考)費用便益での評価項目の詳細 — 英国 —



- 各費用便益において評価される項目の詳細を表に示す。

## CEMで評価される系統増強とフレキシビリティのコスト

直接的なコスト	系統増強	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 系統増強コスト</li> </ul>
	フレキシビリティ調達	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 固定費</li> <li>• utilization コスト</li> <li>• availability コスト</li> </ul>
間接的なコスト	社会的インパクト	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 系統損失によるコスト</li> <li>• Customer Interruptionsによるコスト</li> <li>• Customer Minutes Lostによるコスト</li> </ul>
	二酸化炭素排出	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 系統損失による排出コスト</li> <li>• 系統増強のよる排出コスト</li> <li>• 発電による排出コスト</li> </ul>

## CBAで評価されるCMPのコスト

$$\text{Service cost (} \text{£/MWh)} = \text{Arming fee (} \text{£/MWh)} + \text{Tripping fee (} \text{£/trip)} / (\text{TEC} \times 1,500 \times 25)$$

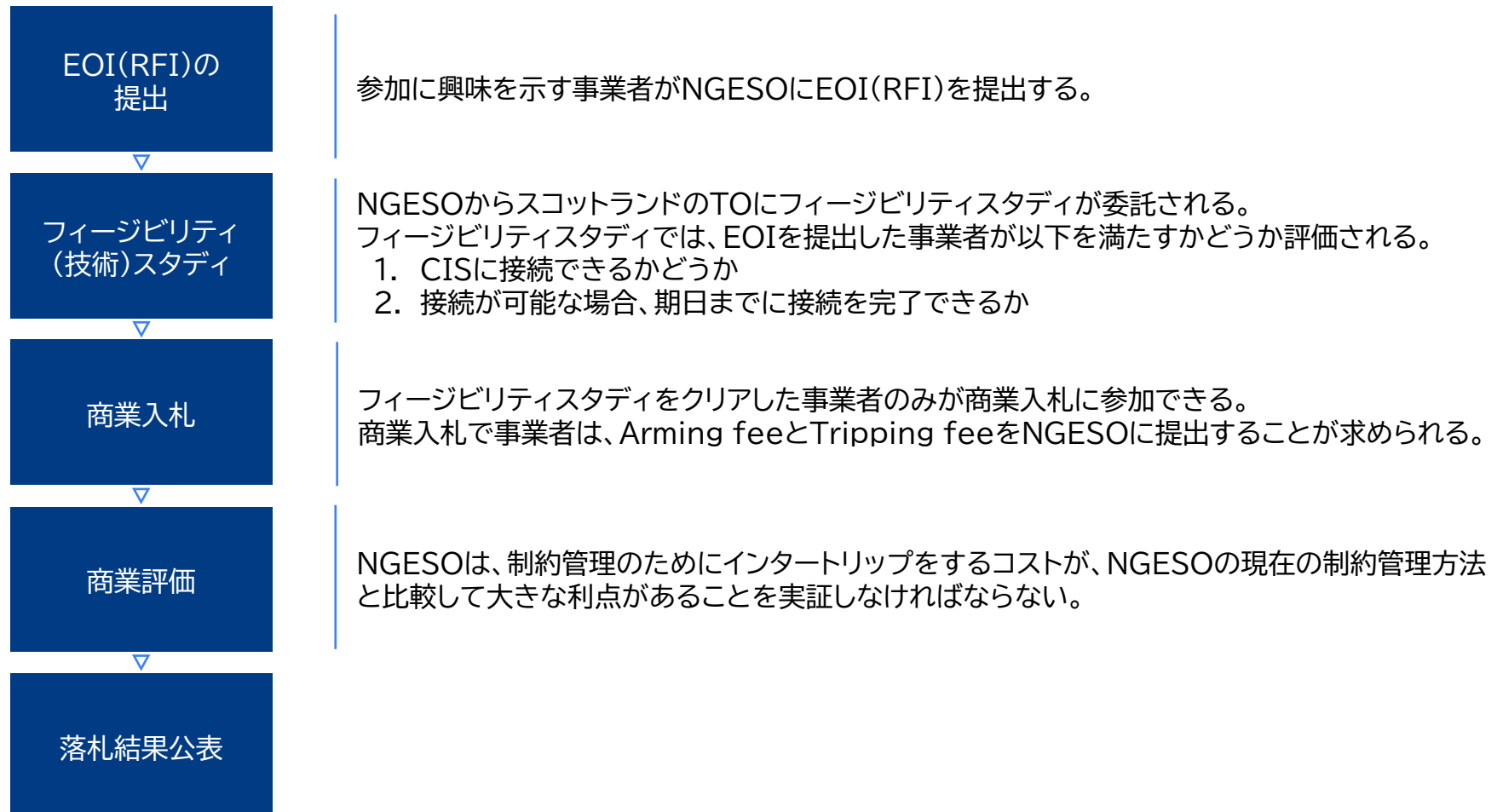
- TEC (MW): 合計調達量
- 1,500 (h/year) × 25 (year) : 1年あたり1,500hのarmingを予定しているが、解列の発生は25年に1度と想定

出所) ENA, “Common Evaluation Methodology (CEM) Cost Benefit Analysis User Guide (Version: 2.0)”, 閲覧日2023年7月21日, [https://www.energynetworks.org/industry-hub/resource-library-old/on22-ws1a-p1-common-evaluation-methodology-\(cem\)-and-tool-v2.0-user-guide-\(14-jan-2022\).pdf](https://www.energynetworks.org/industry-hub/resource-library-old/on22-ws1a-p1-common-evaluation-methodology-(cem)-and-tool-v2.0-user-guide-(14-jan-2022).pdf),  
National Grid ESO, “B6 Constraint Management Pathfinder 2024/25:Final Service Specification”, 閲覧日2023年7月21日, <https://www.nationalgrideso.com/document/265031/download> より三菱総研作成

## 混雑緩和型蓄電システムの導入規律 — 英国 —



- Constraint Management Pathfinderの導入にあたっては、下記のフローに従って競争入札が実施される。
- NGESOが実施する他の制約管理手法を比較して、CMPに大きなメリットがあると評価された場合に落札は決定する。

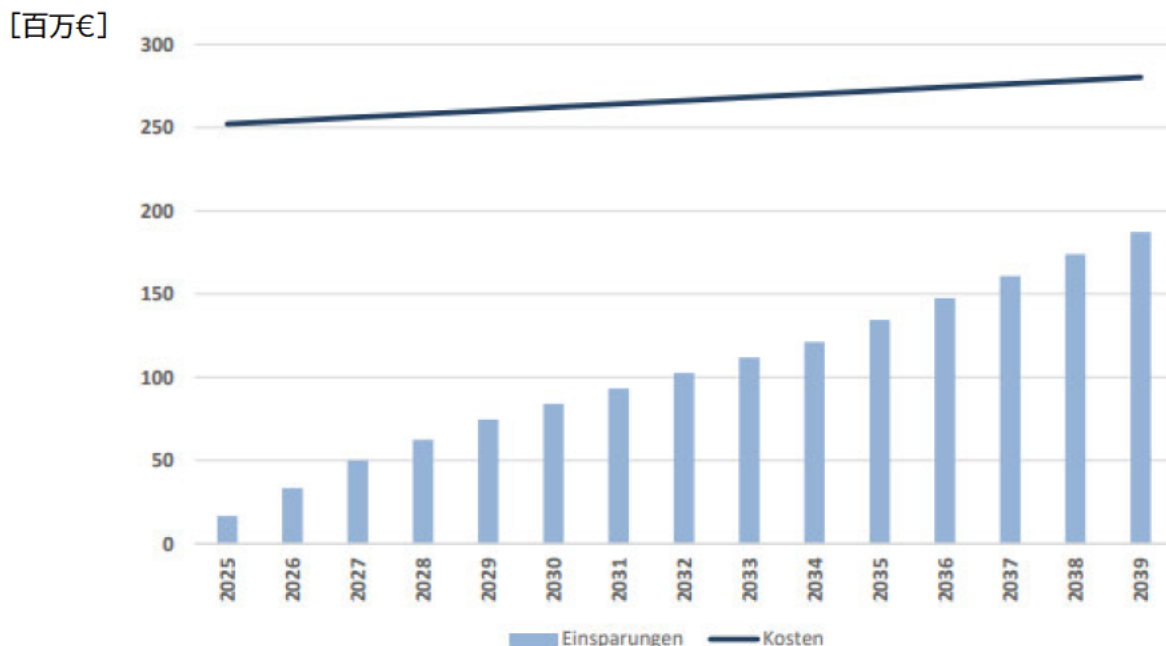


# 混雑緩和型蓄電システムの導入規律 –ドイツ(募集型)–



- ドイツでは、2019年の系統計画（2019～2030年）において初めてGrid Boosterの活用を確認し、2021年の系統計画（2021～2035年）で改めて評価を行った。
- 系統計画の策定に先立ち、TSOが共同で実施した経済性分析において、償却期間は3つの蓄電システムの合計で18～19年と見積もられた。
- 一方系統計画の策定において、BNetzAがHVDCの活用を加味して実施した経済性分析では、償却期間が約23年と見積もられ、経済面での実行可能性は立証されなかった。
- しかしながらBNetzAは、新しいタイプの運用管理コンセプトとして実際にテストを行うことが望ましいと考えており、Grid Boosterの建設を認めた。

## BNetzAによるHVDCの活用を加味したGrid Boosterの経済性分析



### コスト

- 総投資コスト-保護・制御技術への投資コスト
- 年間運転コスト

### 便益 (節約額)\*

- 予防的な再給電の削減コスト

\*系統遮断時や再接続時の瞬時予備力などパイロットプロジェクトで定量化されていない追加的なメリットは考慮されていない

# 混雑緩和型蓄電システムの導入規律 – 米NY州 –



- 米NY州の電力各社は、NWA(系統増強代替ソリューションの調達)にあたり、プロジェクト期間やコスト規模の基準を策定する(以下が実例)。
- 策定した基準に基づき、RFPを実施のうえ、費用対効果の高いソリューションを調達する。

## B/C基準

指標		Con Edison	Central Hudson
プロジェクトタイプ適合性		「需要削減」または「信頼性向上と需要軽減の組み合わせ」が対象となる。その他のカテゴリーを対象とするかどうかは定期的に見直す。	「需要削減」または「信頼性向上と需要軽減の組み合わせ」が対象となる。その他のカテゴリーを対象とするかどうかは定期的に見直す。
タイムライン適合性	大規模プロジェクト (主要な配電線、変電所レベル、 またはそれ以上の電圧階級)	36～60カ月	36～60カ月
	小規模プロジェクト (フィーダーレベルまたはそれ以下)	18～24カ月	18～24カ月
コスト適合性	大規模プロジェクト (主要な配電線、変電所レベル、 またはそれ以上の電圧階級)	費用の下限無し	\$1,000,000以上
	小規模プロジェクト (フィーダーレベルまたはそれ以下)	\$450,000以上	\$300,000以上

注記)  
プロジェクトタイプ: NWAで配電系統増強回避するプロジェクトのタイプ、タイムライン: プロジェクトの調達と実装を完了するために必要な時間、費用: NWAプロジェクトのコスト

出所) Con Edison, “DSIP”, 閲覧日2023年7月21日, <https://www.coned.com/-/media/files/coned/documents/our-energy-future/our-energy-projects/distributed-system-implementation-plan.pdf>, Central Hudson, NWA ホームページ, 閲覧日2023年7月21日, <https://www.cenhud.com/contractors/non-wires-alternative-opportunities/> より三菱総研作成

# 混雑緩和型蓄電システムの導入規律 – 米NY州 –



- 実際のB/C分析にあたっては、公益サービス省が作成したBCAハンドブックに従った算定が推奨されている。
- 下記の費目に沿って、プロジェクト期間における費用便益を評価する。
  - 便益には下表太字で示す通り、NWAにより回避された復旧コストや停電コストなどの信頼性に関する費目、NWAによる大気汚染物質削減量などの環境価値も含まれる。

## Benefitの費目

分類	#	費目
効果／便益	系統全体 (基幹系統)	1 AVOIDED Generation Capacity (ICAP) Costs, including Reserve Margin
		2 AVOIDED Energy (LBMP)
		3 AVOIDED Transmission Capacity Infrastructure and O&M
		4 AVOIDED Transmission Losses
		5 AVOIDED Ancillary Services
		6 Wholesale Market Price Impacts
	配電システム	7 AVOIDED Distribution Capacity Infrastructure
		8 AVOIDED O&M Costs
		9 AVOIDED Distribution Losses
	信頼性 / レジリエンス	10 <b>Net AVOIDED Restoration Costs</b>
		11 <b>Net AVOIDED Outage Costs</b>
	その他	12 <b>Net AVOIDED Green House Gases</b>
		13 <b>Net AVOIDED Criteria Air Pollutants</b>
		14 <b>AVOIDED Water Impacts</b>
		15 <b>AVOIDED Land Impacts</b>
		16 <b>Net Non-Energy Benefit</b>

## Costの費目

分類	#	費目
費用	17 Program Administration Costs	
	18 Added Ancillary Services Costs	
	19 Incremental T&D and DSP Costs	
	20 Participant DER Costs	
	21 “Lost” Utility Revenues	
	22 Utility Shareholder Incentives	
	23 Net Non-Energy Costs	

# 混雑緩和型蓄電システムの導入規律(B/C分析) — 豪州 —



- 豪州では、各エリアを管轄する送電事業者に対しても年次計画のプロセスが規制当局によって定められている。
- RIT-T(Regulatory Investment Test for Transmission)という費用便益評価プロセスにおいて、系統増強やそれ以外の対策を組み合わせた複数のオプションの中から最も便益の高いオプションを選択する。
  - SIPSはその一例である。

## 送電投資計画プロセス



出所)各種資料より三菱総研作成

## RIT-T費用便益評価のプロセス



出所) AER, "Cost benefit analysis guidelines", 閲覧日2023年7月25日, <https://www.aer.gov.au/system/files/AER%20-%20Cost%20benefit%20analysis%20guidelines%20-%2025%20August%202020.pdf> より三菱総研作成

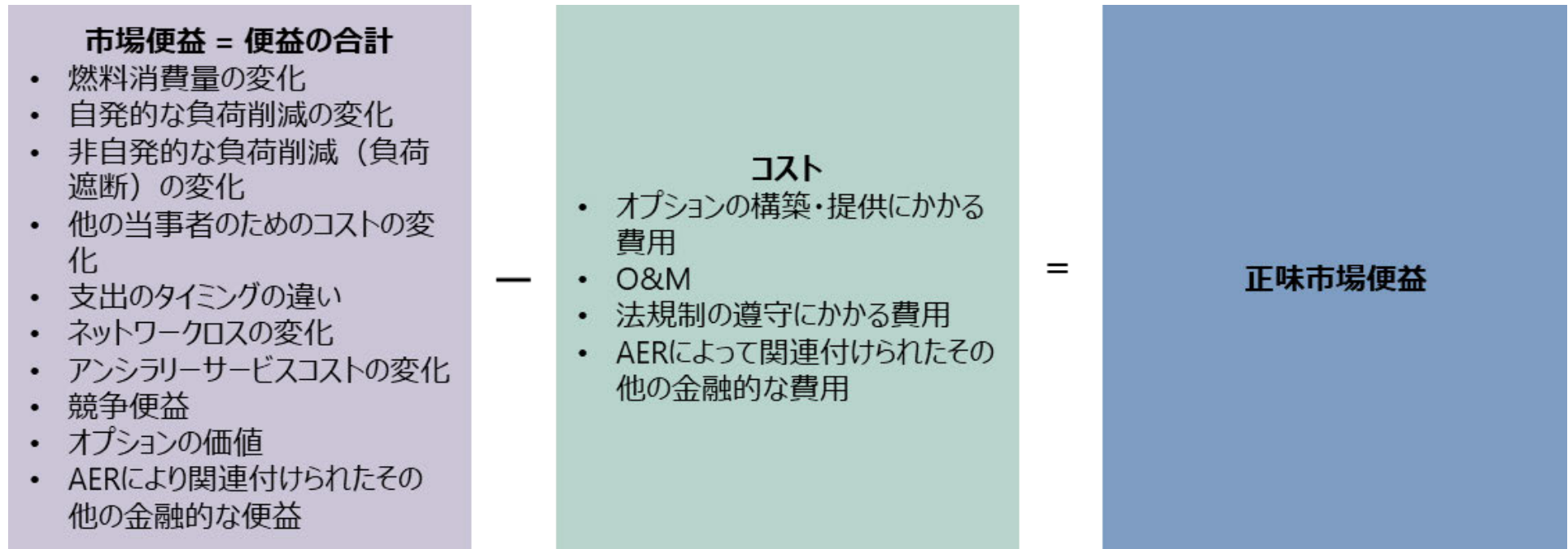


# 混雑緩和型蓄電システムの導入規律(B/C分析) — 豪州 —



- RIT-Tの目的は正味の市場便益を最大化し、NER(National Electrical Rule)または各TNSP(Transmission Network Service Provider)が管轄するエリア内の信頼性基準を満たす投資オプションを特定することである。
  - 信頼性基準を満たすように系統計画および開発を行うにあたっては、コストを最小に抑える必要がある。
  - 特定された投資オプションが正味の市場利益をもたらすが、特定の信頼性要件を満たすように設計されていない場合には、送電投資を行うことが可能である。

## 正味市場便益を算出するための費用項目



出所) AER, "Cost benefit analysis guidelines", 閲覧日2023年7月25日,  
<https://www.aer.gov.au/system/files/AER%20-%20Cost%20benefit%20analysis%20guidelines%20-%202025%20August%202020.pdf> を三菱総研抄訳

# 混雑緩和型蓄電システムの導入規律(B/C分析) — 豪州 —



- 前頁と同様に、配電事業会社の年次投資計画のプロセスがエネルギー規制当局(AER)によって定められている。
- RIT-Dという費用便益評価プロセスにおいて、従来通り増強を行うか、増強以外の手段で対策するかの評価を実施している。
- 費用便益評価にあたっては米国等と同様、ガイドラインが設けられており、それに準じて配電会社で評価を実施し、費用対効果の高いソリューションを選定する。

## 配電投資計画プロセス

### 1. 配電年次投資計画・報告

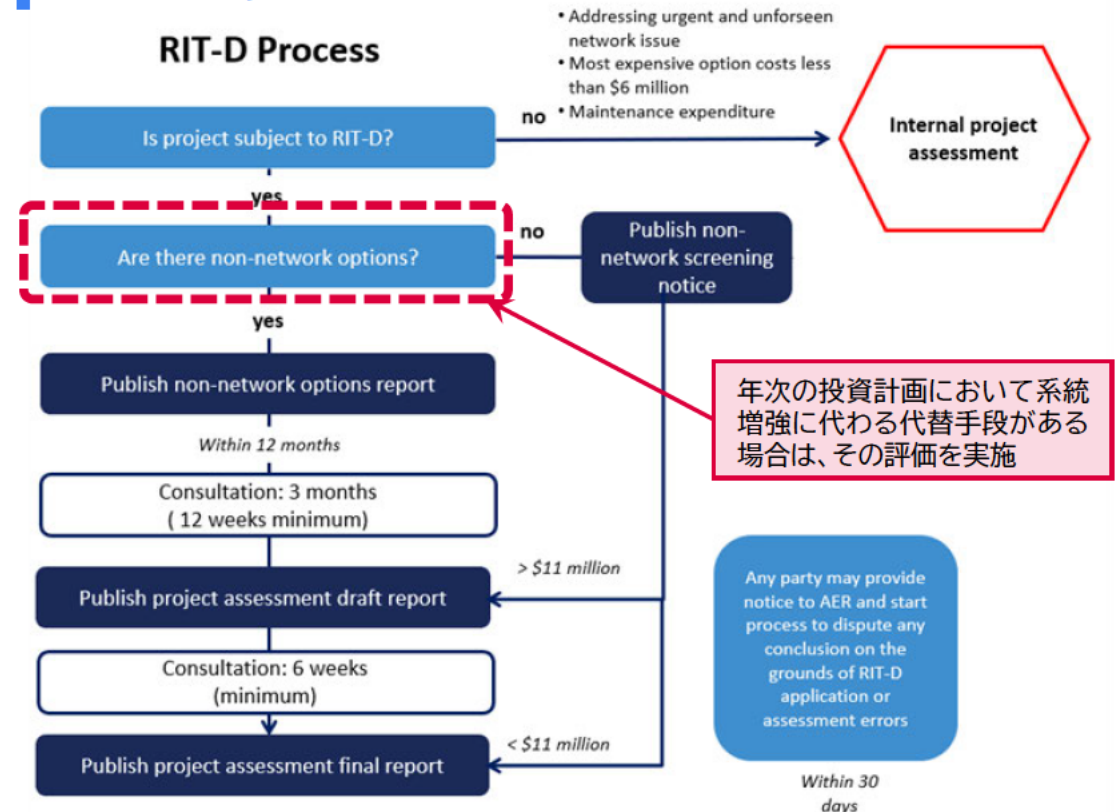
- 配電の年次投資計画の審査
- 配電の年次投資計画報告書(DAPR)

### 2. 需要家サイドのエンゲージメント義務

### 3. 配電投資計画の評価プロセス

- 規制に基づく配電投資の費用便益評価(RIT-D)
- 争議解決プロセス

## RIT-Dのプロセス



出所) AEMC, "ウェブサイト", 閲覧日2023年7月24日, <https://www.aemc.gov.au/energy-system/electricity/energy-system>,

Ausgrid, "ウェブサイト", 閲覧日2023年7月24日, <https://www.ausgrid.com.au/Industry/Regulation/Network-planning/Regulatory-investment-test-projects/Regulatory-investment-test-process>

より三菱総研加筆

# 混雑緩和型蓄電システムの導入規律(B/C分析) – 豪州 –



- RIT-Tプロセスでは、系統増強と非系統増強による対策を組み合わせた各オプションの費用便益を計算する。
  - 熱容量、電圧安定性を加味して評価した系統解析、資本コストに基づき、各オプションの送電制約に与える影響を示している。
    - 系統増強は送電線や変圧器の増強・新設以外にも、調相設備や系統設備の制御機器なども含まれる。
    - 非系統増強は系統用蓄電システムによるVirtual Transmission Line(VTL)などの対策がある。

## Victoria - New South Wales連系線プロジェクトにおけるRIT-Tプロセスのオプション例

オプション	連系線の送電容量への影響		REZにおける送電制約への影響		Capital Cost(\$m)
	VIC to NSW	NSW to VIC	各REZにおける送電容量への影響	合計容量	
Option 1: 送電線容量の拡大	+1,930MW	+1,800MW	V2 - Murray River: +1,600 MW V3 - Western Vic (WRL timing): +600 MW V3 - Western Vic (VNI West timing): +550 MW N5 - South West NSW: +900 MW	+3,650 MW	3,254
Option 1A: 送電線の昇圧 (+送電容量の拡大)	+1,930MW	+1,800MW	V2 - Murray River: +1,600 MW V3 - Western Vic (WRL timing): +1,460 MW V3 - Western Vic (VNI West timing): +750 MW N5 - South West NSW: +900 MW	+4,710 MW	3,701
Option 2: 非増強オプション	+250MW (VTL) +1,930 MW	+250MW (VTL) +1,800MW	V2 - Murray River: +1,600 MW V3 - Western Vic (WRL timing): +600 MW V3 - Western Vic (VNI West timing): +550 MW N5 - South West NSW: +900 MW	+3,650 MW	3,873
Option 3: 送電容量の拡大	+1,830MW	+1,650MW	V2 - Murray River: +1,600 MW V3 - Western Vic (WRL timing): +950 MW V3 - Western Vic (VNI West timing): +700 MW N5 - South West NSW: +900 MW	+4,150 MW	3,440
Option 3A: 送電線の昇圧 (+送電容量の拡大)	+1,830MW	+1,650MW	V2 - Murray River: +1,600 MW V3 - Western Vic (WRL timing): +2,590 MW V3 - Western Vic (VNI West timing): +1,400 MW N5 - South West NSW: +900 MW	+6,490 MW	3,685
Option 4: 送電容量の拡大	+1,700 MW	+1,475 MW	V2 - Murray River: +1,600 MW V3 - Western Vic (WRL timing): +1,460 MW V3 - Western Vic (VNI West timing): +580 MW N5 - South West NSW: +900 MW	+4,540 MW	3,685
Option 5: 送電容量の拡大	+1,930 MW	+1,650 MW	V2 - Murray River: +850 MW V3 - Western Vic (WRL timing): +1,460 MW V3 - Western Vic (VNI West timing): +200 MW N5 - South West NSW: +900 MW	+3,410 MW	3,282

蓄電システムを  
活用した  
VTLによる  
送電容量拡大  
オプション

※timingは、シナリオによって導入時期が異なることを表している。

出所) AEMO, "VNI West Consultation Report - Options Assessment", 閲覧日2023年8月29日, [https://aemo.com.au/-/media/files/electricity/nem/planning\\_and\\_forecasting/victorian\\_transmission/vni-west-rit-t/vni-west-consultation-report---options-assessment.pdf?la=en&hash=D86F047ECAD16C6BFC73DDC797ED6789](https://aemo.com.au/-/media/files/electricity/nem/planning_and_forecasting/victorian_transmission/vni-west-rit-t/vni-west-consultation-report---options-assessment.pdf?la=en&hash=D86F047ECAD16C6BFC73DDC797ED6789) より三菱総研作成

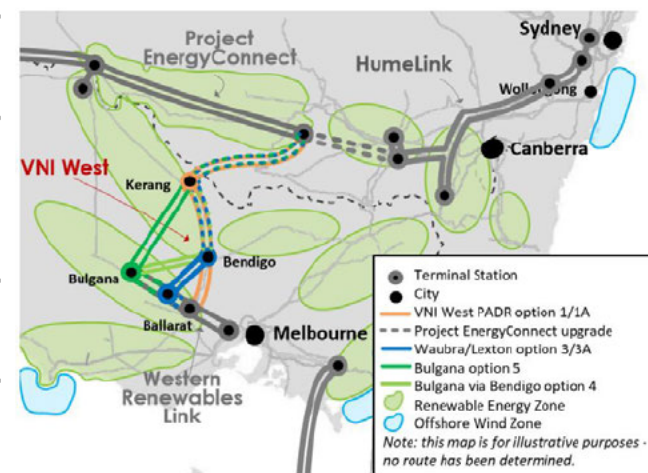
## (参考)Victoria – New South Wales連系線プロジェクトのオプション



- 合計7つのオプションが評価され、全てのオプションにおいて以下は統一されている。下表に記載している部分が異なる部分である。
  - 500kVの2回線送電線
  - ニューサウスウェールズ州のDinawanを起点とし、EnergyConnectに接続
  - ビクトリア州Kerang近郊に新たなターミナル・ステーションを設置し、既存の220kV送電線をKerangに接続

### オプションにおける差異

オプション	オプションにおける差異
Option 1: 送電線容量の拡大	to north of Ballarat: DinawanからKerang近郊の新ターミナル・ステーションを経由し、Ballaratの北に建設予定のターミナル・ステーションでWRLに接続し、Bendigoを経由する。
Option 1A: 送電線の昇圧 (+送電容量の拡大)	to north of Ballarat with spur uprate to 500 kV: Option 1と同じだが、Ballaratの北のターミナル・ステーション予定地からBulganaまでのWRLを220kVから500kVに昇圧するspurを追加し、Waubra付近で若干の変更がある以外は、ほぼ同じWRLルートを通る。
Option 2: 非増強オプション	to north of Ballarat plus non-network: オプション1と同じだが、South MorangとSydney Westの蓄電システムを含むVirtual Transmission Line(VTL)を2026-27年に試運転する。
Option 3: 送電容量の拡大	to Waubra/Lexton: DinawanからKerang近郊の新ターミナル・ステーションを経由し、Waubra/Lexton地域(Djaara Country)の新ターミナル・ステーションにあるWRLに接続し、Bendigoを経由する。このオプションは、WRLのターミナル・ステーションをBallarat北部からWaubra/Lexton近郊に移設し、Ballarat北部からWaubra/LextonまでのWRL送電線を220kVから500kVに更新する必要がある。
Option 3A: 送電線の昇圧 (+送電容量の拡大)	to Waubra/Lexton with spur uprate to 500 kV: Option 3と同じだが、Waubra/Lexton(Djaara Country)の末端の変電所からBulgana(Wotjobaluk Country)までのWRLを220kVから500kVに昇圧するspurを追加する。
Option 4: 送電容量の拡大	to Bulgana via Bendigo: DinawanからKerang近郊の新ターミナル・ステーションを経由し、Bulgana(Wotjobaluk Country)近郊の新ターミナル・ステーションにあるWRLに接続し、Bendigoを経由する。このオプションでは、WRLのターミナル・ステーションをBallaratの北からBulgana(Wotjobaluk Country)に移設し、Ballaratの北からBulganaまでのWRL送電線を220kVから500kVに更新する必要がある。
Option 5: 送電容量の拡大	DinawanからKerang近郊の新ターミナル・ステーションを経由し、Bulgana(Wotjobaluk Country)近郊の新ターミナル・ステーションでWRLに直接接続する。このオプションでは、WRLのターミナル・ステーションをBallaratの北からBulganaに移設し、Ballaratの北からBulganaまでのWRL送電線を220kVから500kVに更新する必要がある。



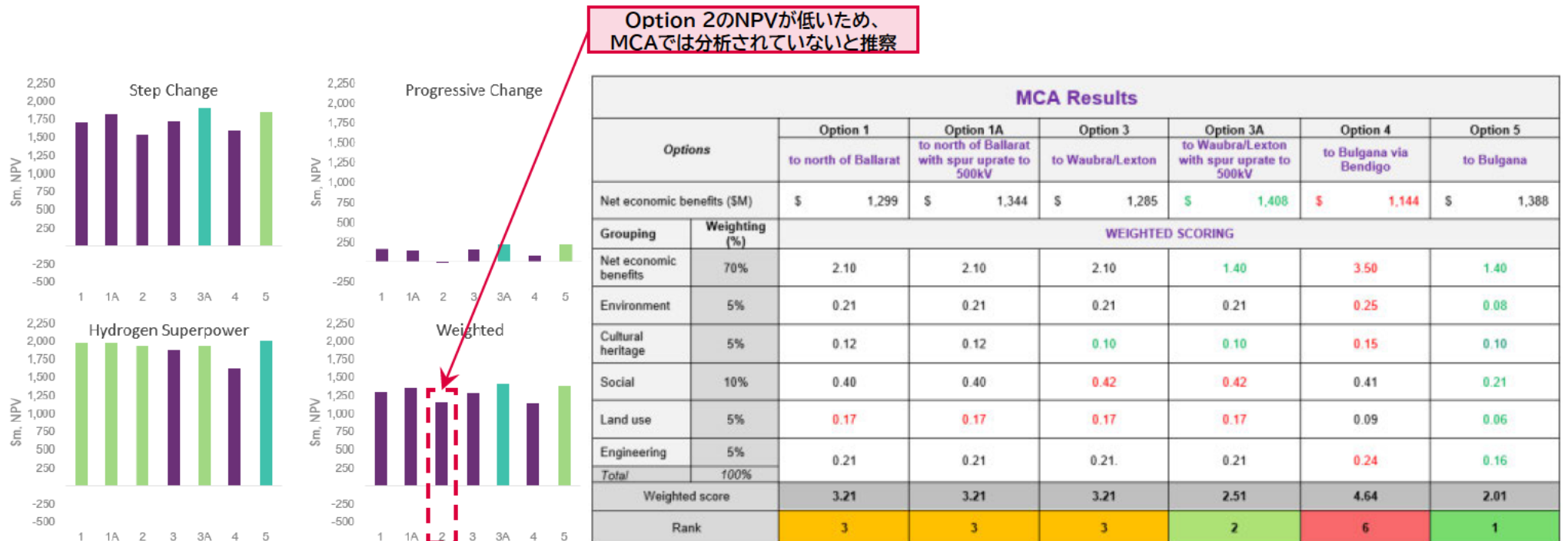
出所) AEMO, “VNI West Consultation Report –Options Assessment”, 閲覧日2023年8月29日, [https://aemo.com.au/-/media/files/electricity/nem/planning\\_and\\_forecasting/victorian\\_transmission/vni-west-rit-t/vni-west-consultation-report---options-assessment.pdf?la=en&hash=D86F047ECAD16C6BFC73DDC797ED6789](https://aemo.com.au/-/media/files/electricity/nem/planning_and_forecasting/victorian_transmission/vni-west-rit-t/vni-west-consultation-report---options-assessment.pdf?la=en&hash=D86F047ECAD16C6BFC73DDC797ED6789)

# 混雑緩和型蓄電システムの導入規律(B/C分析) – 豪州 –



- それぞれオプションの費用便益計算をする際には、複数のシナリオ条件下による分析が行われ、それぞれのシナリオに重み付けを行ったNPVを算出する。
  - 実行可能なISPの枠組みには、RIT-T評価にシナリオとその重みを含むISPパラメータを使用することが求められている。
  - AEMOは、2022年ISPの中で、RIT-T評価において、Step Changeシナリオに52%、Progressive Changeシナリオに30%、Hydrogen Superpowerシナリオに18%のウェイトを与えるべきであると規定している。
- 重み付けNPVの分析後、技術的、費用便益的な検討に加えて、社会的、環境的影響に焦点を当てるように設計されたMCA分析(Multi-criteria analysis)により、各オプションの評価を行う。

## Victoria-New South Wales Interconnection West (VNI West)プロジェクトにおけるRIT-Tオプションの各シナリオ費用便益計算結果(左)とMCA分析結果(右)



# III. 定置用蓄電システムの系統混雑緩和への活用に関する海外事例調査

---

1. 日本における系統混雑解消に向けた蓄電システムの活用の前提整理
2. 混雑緩和価値の取引制度の調査
3. 混雑緩和価値提供に関わる対価提供の方法やその原資
4. 混雑緩和型蓄電システムの導入規律(B/C分析)
- 5. 混雑箇所への蓄電システム立地誘導手法**
6. 送電事業者による蓄電システム所有に関する規定
7. 混雑緩和用蓄電システムの収益性事例
8. 蓄電システムによる混雑緩和効果の評価事例

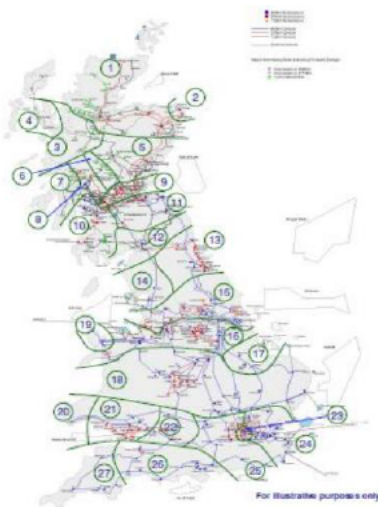
# 混雑箇所への蓄電システム立地誘導手法

- 混雑箇所への誘導手法の一つとして空き容量マップの公開が相当するが、これは多くの国で実施されている。
- それ以外の手法としては、英国のゾーン別託送料金、米国NYの高価値エリアの可視化、豪州の再エネゾーンが挙げられる。
- また、混雑発生が見込まれる特定の地点について調達を行う、というのも立地誘導手法の一つと考えられる。



## ゾーン別TNUoS

- 地域毎の送電コストを送電線使用料金に反映することを目的に、電力潮流や送電空容量によって全国を複数のゾーンに分割した地点別託送料金を採用している。

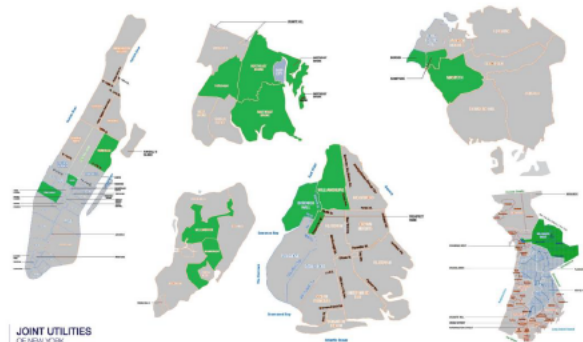


出所) National Grid ESO, "Final TNUoS Tariffs for 2022/23", 閲覧日2023年11月8日。  
<https://www.nationalgrideso.com/document/235056/download>



## 高価値エリアの可視化

- 米NY州では空き容量に加えて、地点ごとにDER設置によって得られる潮流改善効果を算定し、DERがより高い対価を得られる高価値エリアをマップで公開している。

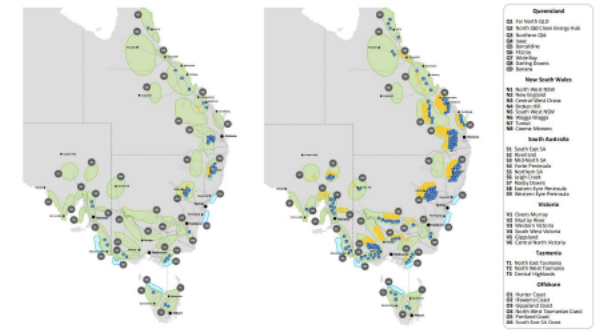


出所) Joint Utilities of New York, "Value of Distributed Energy Resources Technical Conference", 閲覧日2023年7月18日。  
[https://www3.dps.ny.gov/W/PSCWeb.nsf/a83333dccc1f8dfec0852579bf005600b1/2654334b210cff95852579e4005f837d/\\$FILE/ATTDD4IX.pdf/VDER%20Tech%20Conf.Joint%20Utilities%20Presentation.04%2005%2017.pdf](https://www3.dps.ny.gov/W/PSCWeb.nsf/a83333dccc1f8dfec0852579bf005600b1/2654334b210cff95852579e4005f837d/$FILE/ATTDD4IX.pdf/VDER%20Tech%20Conf.Joint%20Utilities%20Presentation.04%2005%2017.pdf)



## 再生可能エネルギーゾーン

- 再エネの開発ポテンシャルは大きいですが系統の脆弱性の観点で導入が進まないエリアについて、計画的に電源の募集を行い、一括で系統側の対策および増強を行うことで効率的かつ段階的に再エネを導入する仕組みであり、REZにより蓄電システム等の導入や系統増強を促す効果がある。



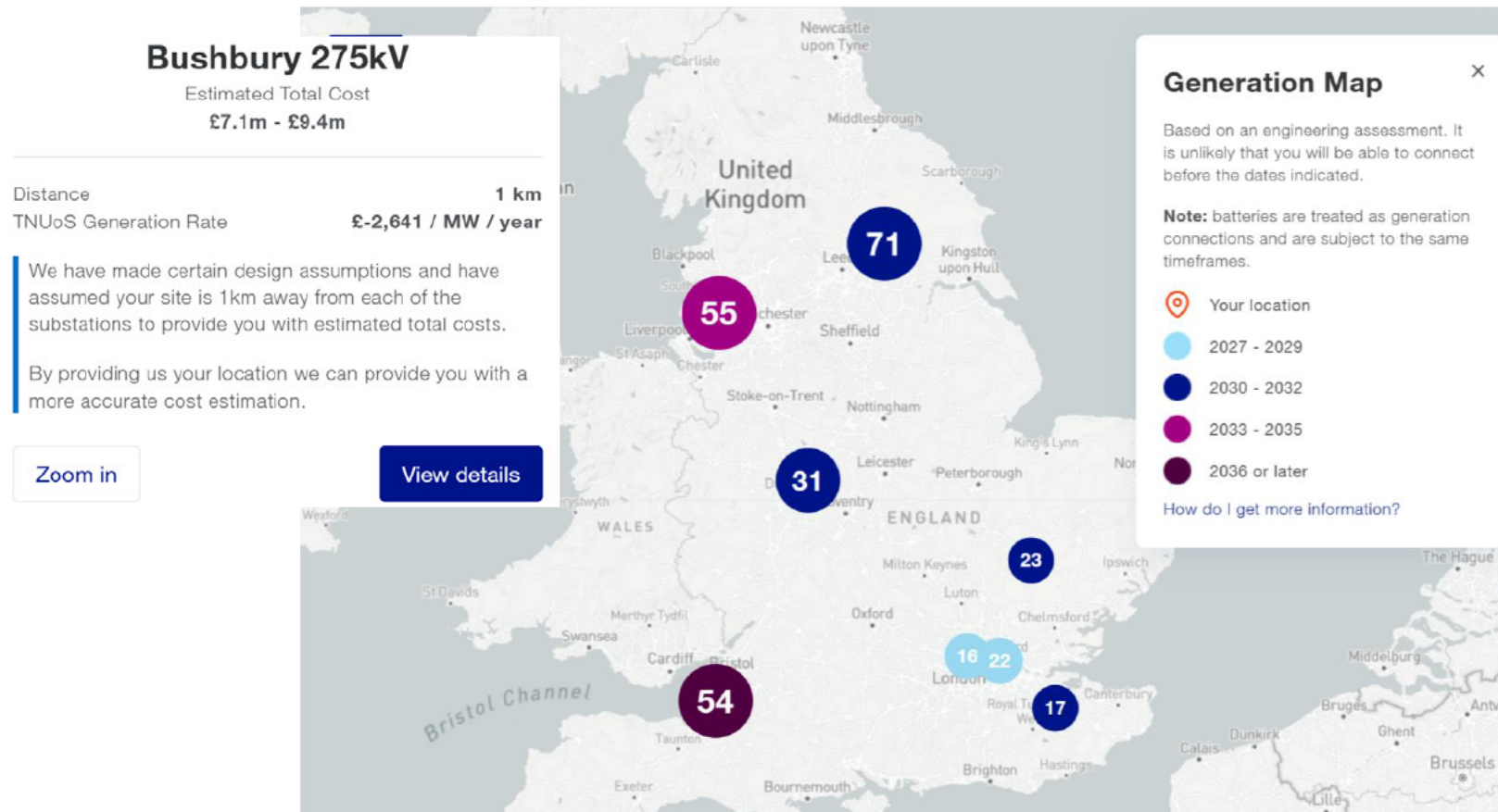
出所) AEMO, "2022 Integrated System Plan", 閲覧日2023年8月21日。  
<https://aemo.com.au/-/media/files/major-publications/isp/2022/2022-documents/2022-integrated-system-plan-isp.pdf?la=en.%E2%80%9D%20Appendix%203>  
 AEMO, "Renewable energy zones", 閲覧日2023年8月21日。  
<https://aemo.com.au/-/media/files/major-publications/isp/2022/2022-documents/a3-renewable-energy-zones.pdf?la=en>

# 混雑箇所への蓄電システム立地誘導手法 – 英国 – (1/2)



- 英国においては空き容量マップに相当するGeneration Mapにおいて、送電線への系統連系が可能となる時期や、託送料金、接続費用等のコスト情報を公開している。
- このほか、2024年には送電系統上の混雑を緩和するために有効な蓄電システム導入場所を示すヒートマップを公開する予定である。

## NGET(TO)が調査支援として提供するPre-Applicationマップ



出所) National Grid Electricity Transmission, “Pre-application Map”, 閲覧日2023年2月7日, <https://customer.nationalgridet.com/s/pre-application>

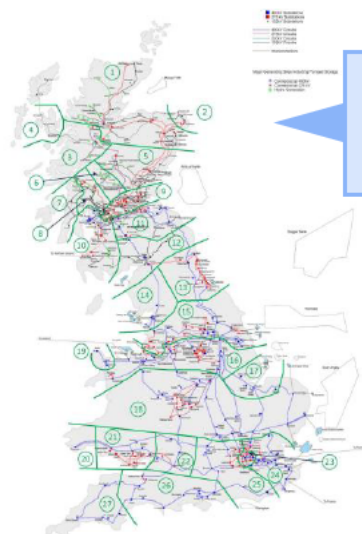


# 混雑箇所への蓄電システム立地誘導手法 – 英国 – (2/2)

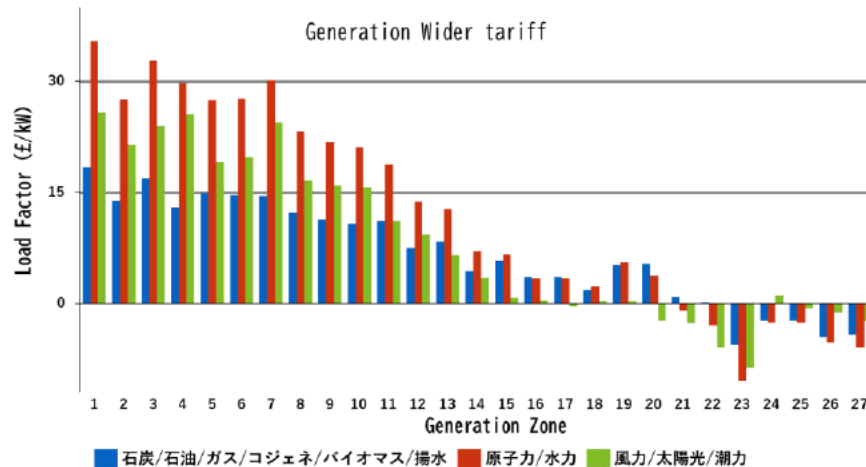


- 英国ではゾーンごとに発電設備に課せられる送電託送料金(TNUoS:Transmission Network Use of System)が異なっており、最終需要家までの距離が長い、すなわち北に位置するほど高い料金が課金される。

## ゾーン区分と各ゾーンの広域料金



北から順に1~27まで  
ゾーン番号が振られている



## 発電設備に課せられるTNUoSの内訳

広域料金	ピーク要素 Peak Element	ピーク時にシステムを利用するコスト
	年間共有要素 Year Round Shared Element	システム利用にあたり他のゾーンと共有するコスト
	年間非共有要素 Year Round not Shared Element	システム利用にあたり各ゾーンに特有のコスト
	調整要素 Adjustment Element	託送料金との差を調整するために全ゾーン定額で課されるコスト
地域料金	地域変電所料金 Local Substation Tariff	変電所を利用するコスト 発電設備が最初に接続する陸上変電所の電圧や冗長性・発電容量によって異なる
	地域回線料金 Local Circuit Tariff	回線を利用するコスト 発電設備が最初に接続する陸上変電所のノードによって異なる
	組み込みシステム料金 Embedded Network System Charges	陸上送電システムに直接接続されていないオフショア発電設備に課されるコスト

出所) National Grid ESO, "Final TNUoS Tariffs for 2022/23", 閲覧日2023年11月8日,  
<https://www.nationalgrideso.com/document/235056/download> より三菱総研作成

## (参考) 英国における情報公開



- 英国においては、ユニット単位でbalancing市場や容量市場の調達結果が公開されており、そのような情報を用いて市場動向を分析し配信する事業者も存在する。
- 立地誘導の直接的な手法ではないものの、情報公開が進んでいることにより、新規事業者の市場参加が促進されていると考えられる。

### 英国のDynamic Containment(調整力の1商品)に関する調達結果

ユニット名	事業者名	入札量	落札量	対価	総コスト	落札結果	リソース種別
Response Unit	Agent/Applicant	Volume offered	Volume Accepted	Availability Fee	Total Cost	Accepted/Rejected	Technology Type
AG-MFLX02	Flexitricity Limited	49	49	15.03	17675.28	Accepted	Battery
ARNKB-1	Arenko Cleantech Limited	41	41	14	13776	Accepted	Battery
AG-HEL00G	Habitat Energy Limited	49	0	24		Rejected	Battery
AG-MFLX02	Flexitricity Limited	49	49	15.03	17675.28	Accepted	Battery
ARNKB-1	Arenko Cleantech Limited	41	41	15	14760	Accepted	Battery
AG-HEL00G	Habitat Energy Limited	49	49	15.02	17663.52	Accepted	Battery
DBESSA-33	Zenobe Energy Limited	8	8	16.0875	3088.8	Accepted	Battery
DBESSC-33	Zenobe Energy Limited	9	9	11.44444444	2472	Accepted	Battery
DBESSF-33	Zenobe Energy Limited	9	9	14.22222222	3072	Accepted	Battery
AG-MFLX02	Flexitricity Limited	49	49	15.03	17675.28	Accepted	Battery
AG-HEL00G	Habitat Energy Limited	49	49	15.99	18804.24	Accepted	Battery
DBESSC-33	Zenobe Energy Limited	9	9	16	3456	Accepted	Battery
DBESSF-33	Zenobe Energy Limited	9	9	16	3456	Accepted	Battery
ARNKB-1	Arenko Cleantech Limited	41	41	16	15744	Accepted	Battery
DBESSA-33	Zenobe Energy Limited	8	8	17	3264	Accepted	Battery

出所) National Grid ESO, "Dynamic Containment Masterdata", 閲覧日2023年12月12日, <https://www.nationalgrideso.com/data-portal/dynamic-containment-data/dynamic-containment-masterdata> より三菱総研加筆

## (参考)英国における情報公開のインセンティブ



- 英国においては、Ofgemや業界団体から系統運用者の透明性を高めることを求められており、託送料金制度の下で定められた事業計画においても系統運用者による情報公開の促進が明記されている。すなわち、託送料金制度において、情報公開を促進することのインセンティブが付与されている。

### NGESOの事業計画のうち優先度の高い項目

Priority Area	Priority (Part A)	Activities (Part B)
Enabling our organisation to perform	9	Innovation and change through digital, data and technology <ul style="list-style-type: none"> <li>- <b>A11</b> (Role 3) Enhance analytical capabilities</li> <li>- <b>A17</b> (Role 1) Transparency and open data</li> <li>- <b>A19</b> (Role 1) Data and analytics operating model</li> <li>- Annex 4 – Technology Investment</li> </ul>
	10	Developing our people, capability and culture <ul style="list-style-type: none"> <li>- Chapter 11 – People, capability and culture</li> <li>- <b>A2</b> (Role 1) Control Centre training and simulation</li> </ul>
	11	Focusing on our stakeholders <ul style="list-style-type: none"> <li>- Annex 3 – Stakeholder Engagement</li> </ul>
	12	Transitioning to the FSO <ul style="list-style-type: none"> <li>- Chapter 15 – Future System Operator</li> </ul>

透明性とオープンデータが事業計画におけるアクティビティとして設定されている

# 混雑箇所への蓄電システム立地誘導手法 ードイツー



- ドイツでは、Grid Boosterの建設地は、系統運用の観点からTSOが指定する。
- TSOは環境専門家や地元自治体との協議を重ね、変電所の近傍地域から最適な場所を決定する。

## Kupferzell周辺の系統



## Kupferzell選定理由（再掲）

- 混雑系統に近接している
- 混雑を解消した場合に広域に効果がある
- 過負荷時の潮流が北から南である
- 事故発生時、近隣の発電所によって1時間以内の復旧が可能である
- 送電網最適化において最大の可能性がある

# 混雑箇所への蓄電システム立地誘導手法 – ドイツ –



- ドイツのTSOの一つである50hertzでは、特別高圧（380kV/220kV）の変電所ごとに、発電および需要の接続ポテンシャルを示している。

## 需要側の接続ポテンシャルマップ



不適切

条件付きで適切

適切

特に適切

## 発電側の接続ポテンシャルマップ



不適切

条件付きで適切

適切

特に適切

50hertzが  
所有する変電所50hertz以外が  
所有する変電所

運用中の送電線



計画中の送電線

**Umspannwerk Hagenwerder, PLZ 02827**  
Netztransformatoren 2 x 380 kV

# 混雑箇所への蓄電システム立地誘導手法 – 米NY州 –



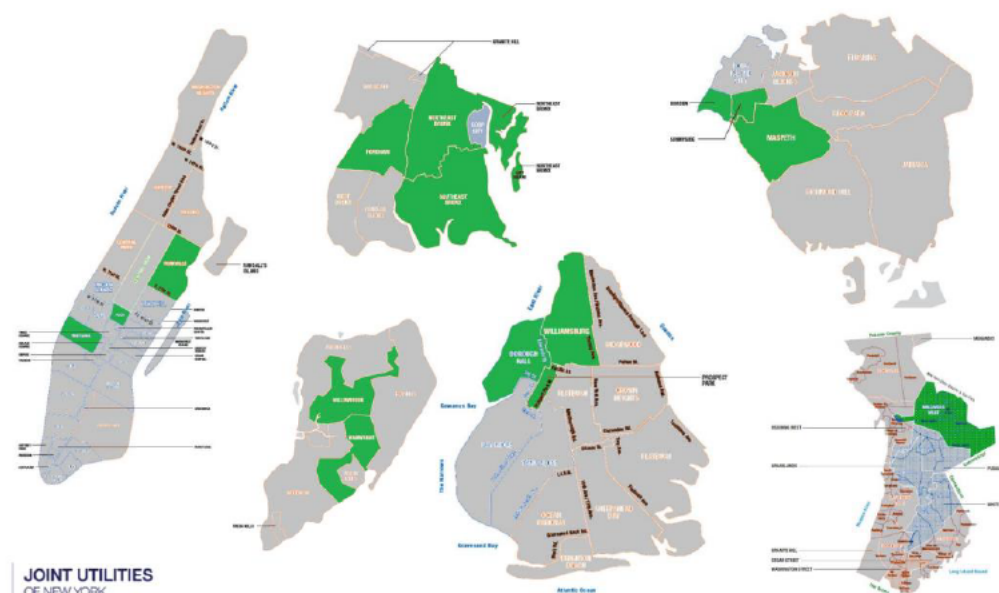
- 米NY州では地点ごとにDER設置によって得られる潮流改善効果を算定し、高価値エリアに関してLSRV (Locational System Relief Value※)として、マップ上に公開している。  
※)場所・設備特性に基づき算定される、当該プロジェクトがユーティリティの系統に貢献する価値
- ホスティングキャパシティに加え、DER設置の系統ニーズが高い地点の情報を公開することにより、発電事業者のビジネス検討に寄与することを目指している。

## Con EdisonのLSRVエリア

- LSRVはDERがより高い対価を得られる系統上のエリア・容量を可視化
- Con Edisonは系統の潮流改善ニーズに基づき High Value(高価値) エリアを特定(右図)
  - ✓ Con Edisonの場合、負荷の20%が高価値エリア (ピーク需要削減効果が大きいエリア)に該当

変電所名 Area Station	MW上限 MW Cap
East 179th Street	7.8
Parkchester No. 2	6.8
Parkchester No. 1	0.7
W. 65th St. No. 1	1.5
Wainwright	7.2
Willowbrook	0.3
Millwood	3.8

変電所の系統ニーズを  
解決するためにDERを  
配置できる負荷エリア



出所) Joint Utilities of New York, “Value of Distributed Energy Resources Technical Conference”, 閲覧日2023年7月18日,  
[https://www3.dps.ny.gov/W/PSCWeb.nsf/a8333dcc1f8dfec0852579bf005600b1/2654334b210cff95852579e4005f837d/\\$FILE/ATTDD4IX.pdf/VDER%20Tech%20Conf.Joint%20Utilities%20Presentation\\_04%2005%2017.pdf](https://www3.dps.ny.gov/W/PSCWeb.nsf/a8333dcc1f8dfec0852579bf005600b1/2654334b210cff95852579e4005f837d/$FILE/ATTDD4IX.pdf/VDER%20Tech%20Conf.Joint%20Utilities%20Presentation_04%2005%2017.pdf) より三菱総研加筆

# 混雑箇所への蓄電システム立地誘導手法(1/4) – 豪州 –

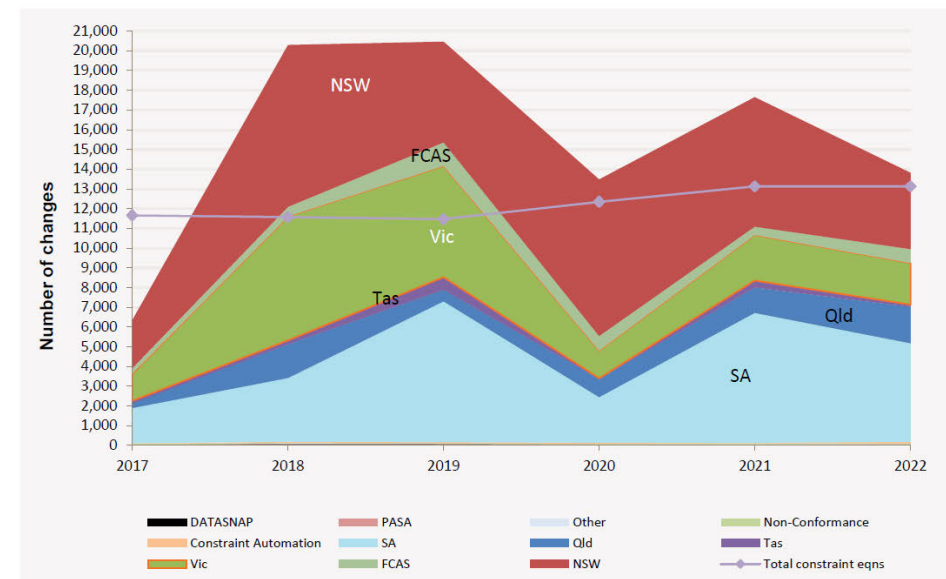


- AEMOはNational Electricity Market Dispatch Engine(NEMDE)の系統混雑と系統の妥当性の予測評価(PASA)をモデリングし、シミュレーション分析している。
- AEMOは、この系統制約に関するレポートを毎年発行し、過去5年間の混雑パターンの変化に関する情報を市場参加者に提供している。

## NEM系統の系統制約に関する分析

Constraint changes by region and year

	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Ad-Hoc	1	1	0	0	0	0
Constraint Automation – Real T	29805	37744	32817	53504	40710	48882
Constraint Automation	20	48	49	39	23	67
DATASNAP	44	92	90	62	60	67
FCAS	267	486	1192	730	418	700
NSW	2455	8206	5092	7926	6562	3873
Negative Residue	0	0	0	12	0	0
Non-Conformance	52	35	29	31	40	52
Other	0	3	1	0	16	0
Outage Ramping	16928	19368	25718	23622	33118	28264
PASA	0	0	0	0	1	1
Qld	246	1716	582	937	1305	1850
Quick	386	1032	865	1072	862	2592
SA	1775	3239	7132	2309	6564	4980
Tas	134	193	629	25	351	115
Vic	1376	6280	5656	1418	2312	2115
Total constraint eqns	11660	11578	11467	12348	13127	13127
Total changes without outage ramping and CA-RT	6756	21331	21317	14561	18514	16412



Total number of constraints

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Constraint Equations	7746	7697	8275	8902	9523	9745	9935	10303	11231	11660	11578	11467	12348	13127	14297	15160
Constraint Sets	3366	3369	3431	3559	3657	3597	3410	3424	3630	3778	3917	4036	4390	4603	4973	5498
Constraint Functions			347	382	390	401	366	359	364	373	387	505	585	588	641	638
Increase in Constraint Equations			578	627	621	222	190	368	928	429	-82	-111	881	779	1170	863

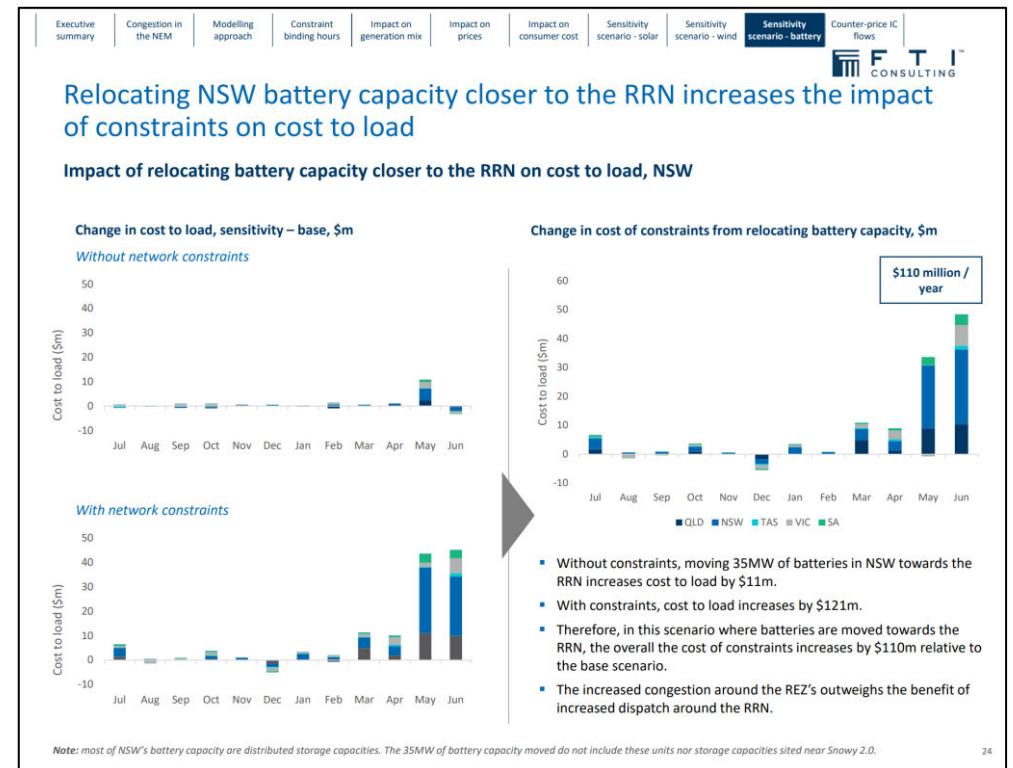
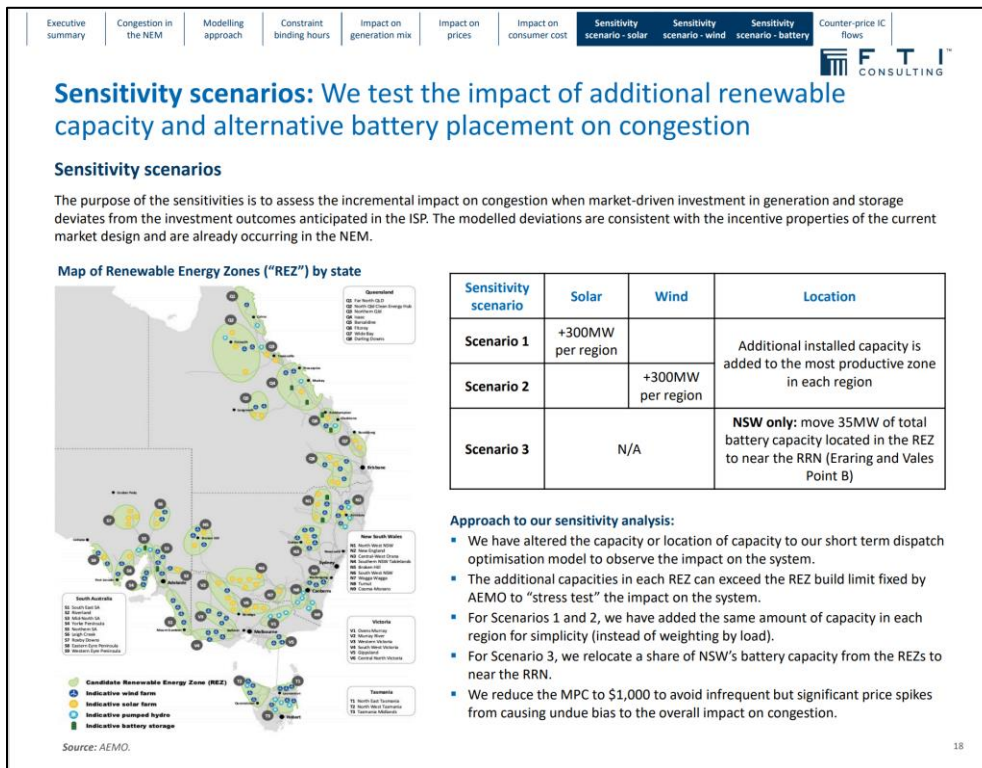
出所) AEMO, "NEM Constraint Report 2022 Summary data", 閲覧日2023年8月7日, [https://aemo.com.au/-/media/files/electricity/nem/security\\_and\\_reliability/congestion-information/2022/nem-constraint-report-2022-summary-data.xlsx](https://aemo.com.au/-/media/files/electricity/nem/security_and_reliability/congestion-information/2022/nem-constraint-report-2022-summary-data.xlsx)

# 混雑箇所への蓄電システム立地誘導手法(2/4) – 豪州 –



- エネルギー安全保障委員会は、FTIコンサルティングに対し2030年における再エネ電源増加に伴うNEMの系統混雑の影響を予測するよう依頼。系統混雑箇所と系統混雑に起因するコストの分析を実施した。
  - 分析手法は2段階のモデリングに分けられ、1段階目に長期的な電源開発と容量ミックスの分析、2段階目に1段階目で決まった各年度の電源ミックスをインプットとして短期的な電源ディスパッチについてシミュレーションを行っている。
- この分析の中で、NEM系統に導入される再エネ電源の追加容量と蓄電システムの設置箇所に関する感度分析を行い、系統混雑への影響やコストについて検証されている。

## 再エネ電源および系統用蓄電システムの導入を想定したNEM系統に関する分析



出所) FTI Consulting, "FORECAST CONGESTION IN THE NEM", 閲覧日2023年8月7日, <https://esb-post2025-market-design.aemc.gov.au/32572/1629773972-fti-esb-forecast-congestion-in-the-nem-final-5-august-2021.pdf>

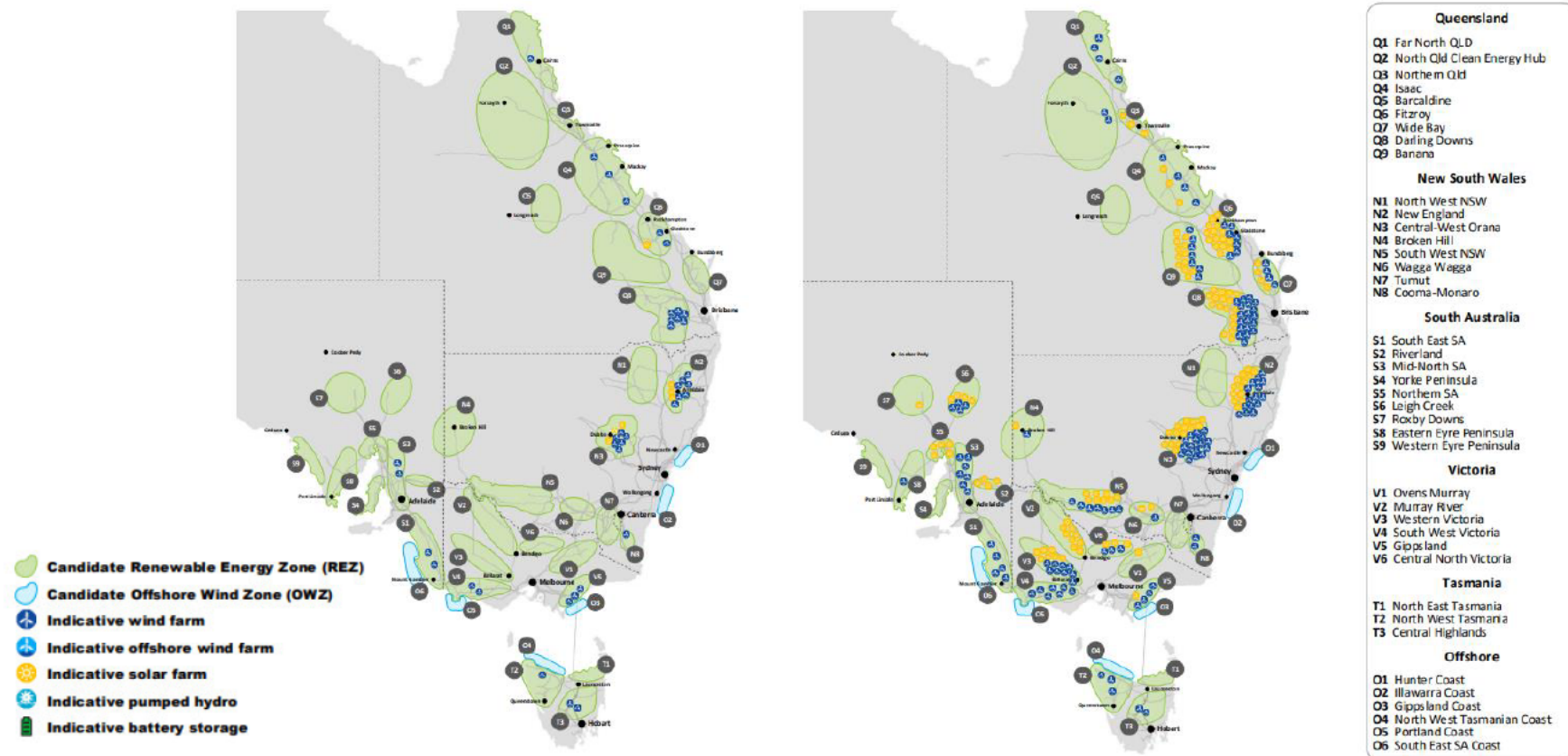


# 混雑箇所への蓄電システム立地誘導手法(3/4) – 豪州 –



- 前頁の系統混雑に関する分析を基に、AEMOは再生可能エネルギーゾーン(REZ:Renewable Energy Zone)を設定し、ISP(統合システム計画)の中で公開している。
  - 再エネの開発ポテンシャルは大きいが系統の脆弱性の観点で導入が進まないエリアについて、系統安定性を損なわないよう計画的に電源の募集を行い、一括で系統側の対策および増強を行うことで効率的かつ段階的に再エネを導入する仕組みである。
- REZの目的は、REZにより蓄電システム等の導入や系統増強を促し、再エネの導入量を増加させることである。

## REZの候補地(左:2029~2030年、右:2049~2050年の断面)



出所) AEMO, "2022 Integrated System Plan", 閲覧日2023年8月21日, <https://aemo.com.au/-/media/files/major-publications/isp/2022/2022-documents/2022-integrated-system-plan-isp.pdf?la=en,%E2%80%9D%20Appendix%203>. AEMO, "Renewable energy zones", 閲覧日2023年8月21日, <https://aemo.com.au/-/media/files/major-publications/isp/2022/2022-documents/a3-renewable-energy-zones.pdf?la=en>

# 混雑箇所への蓄電システム立地誘導手法(4/4) –豪州–



- 豪州では、市場に参加する事業者が、計画および運用目的のために潮流等の電力系統シミュレーションを実施するために合理的に必要とされる情報を系統運用者であるAEMOに要求することが国の電力規則において定められている。
  - 豪州はプール制であり、米国と同様に系統運用者＝市場運用者である。
- 電力系統シミュレーションに必要となる系統情報を得ることができるため、事業者はこの情報を基に分析を行い、接続地点の選定を行うことができる。

## National Electricity Rulesにおける規定(一部抜粋)

### 3.13 Market Information

#### 3.13.3 Standing data

(k) 登録参加者は、AEMOに以下を要求することができる。

(1) 売り入札と買い入札の検証データ

**(2)登録参加者が、計画および運用目的のために電力系統シミュレーション研究(負荷潮流および動的シミュレーションを含む)を実施するために合理的に必要とされる情報**

(3)スケジュール5.1 (NSPが所有、運営、または管理する送電網および配電網に適用しなければならない計画、設計、運営基準を示したものの)の目的で開発された、送電網又は配電網運用のための運用および保守の手順および慣行であって、登録参加者が平常時、停電時および緊急時の条件下で電力システムのモデリングを実施するのに十分なもの。








# III. 定置用蓄電システムの系統混雑緩和への活用に関する海外事例調査

---

1. 日本における系統混雑解消に向けた蓄電システムの活用の前提整理
2. 混雑緩和価値の取引制度の調査
3. 混雑緩和価値提供に関わる対価提供の方法やその原資
4. 混雑緩和型蓄電システムの導入規律(B/C分析)
5. 混雑箇所への蓄電システム立地誘導手法
- 6. 送電事業者による蓄電システム所有に関する規定**
7. 混雑緩和用蓄電システムの収益性事例
8. 蓄電システムによる混雑緩和効果の評価事例

# 送電事業者による蓄電システム所有に関する規定

- 送電事業者による蓄電システム所有は、多くの国で許容されていないが、競争入札の結果第三者が提供できず、系統運用のためにのみ使用される場合は例外的に認められている。例外的に認められた場合、市場での電力売買は禁止されている。
- 所有が許容されている    △ 例外的に所有が許容されている    × 所有が禁止されている

地域	送電事業者の蓄電システム所有	概要
 EU	△	<ul style="list-style-type: none"> <li>2019年6月に出されたEU域内電力市場指令では、TSOの蓄電システム所有・建設・管理を禁止している。例外として、①入札を経た第三者に権利が付与されておらず、②送電系統の運用のために必要であり、③市場での電力売買に使用されない場合に限り、加盟国の権限で認めることができる。</li> <li>2022年12月に出されたガイドラインでは、TSO/DSOが所有する蓄電システムよりも、第三者が所有する蓄電システムやデマンドレスポンスの優先を保証する明確なフレームワークが規定された。</li> </ul>
 ドイツ	△	<ul style="list-style-type: none"> <li>2021年2月にエネルギー産業法が改正され、①蓄電システムの建設・運用について競争入札の結果、第三者が提供できないことが明らかになった場合に限り、TSOの蓄電システムの建設・所有・運用が認められた。</li> <li>TSOが所有する蓄電システムはEU域内電力市場指令に従い、②系統運用の即時復旧にのみ使用されること、③電力市場での売買ができないことが規定されている。</li> </ul>
 イタリア	○	<ul style="list-style-type: none"> <li>再エネ電源の利用促進に関する政令2009/28/CEの第17条3項では、送電系用の整備にTernaが介入する際に、「変動電源のディスパッチを容易にする」ことを目的として蓄電システムを系統に導入することができると規定されている。</li> <li>また、上記政令を受けて、政令93/11号は全国送電系統開発計画の実施において、全国送電系統運用者のTernaが蓄電システムシステムの建設・運用を可能とすることを規定している。</li> </ul>
 フランス	△	<ul style="list-style-type: none"> <li>TSOによる電力貯蔵システムの所有・開発・運営が禁止されているが、電力貯蔵施設が同一の系統構成要素と認められる場合、EU電力市場共通規則に定めるその他の条件が満たされる場合においては例外が適用される。</li> </ul>
 英国	△	<ul style="list-style-type: none"> <li>送電ライセンス標準条件において、①エネルギーの供給継続と系統復旧のために用いられ、②電力市場における売買に参加せず、③TSOの敷地内に設置される場合に限り、TSOの蓄電システム所有と運用を認めている。</li> </ul>
 米国NY	△	<ul style="list-style-type: none"> <li>米NY州では、送配電事業者が蓄電システムを所有することは、第三者からの入札内容が合理的なコストでない場合を除いて認められていない。</li> <li>例外として送配電事業者が蓄電システムを所有するケースにおいては、市場への参加は原則として認められておらず、所有目的は系統の安定化に限定されている。</li> </ul>
 豪州	×	<ul style="list-style-type: none"> <li>豪州では、送電事業者であるTNSPが蓄電システムを所有および管理、運用することが可能であったが、近年のルール改正により、TNSPの蓄電システム所有は禁止された。もし今までのようなスキームとしたい場合は、別会社を設立して保有する必要がある。</li> </ul>

## 送電事業者による蓄電システム所有に関する規定(1/2) – EU –



- EU域内電力市場指令では、TSOの蓄電システム所有・建設・管理を禁止している。
- 例外として、①入札を経た第三者に権利が付与されておらず、②送電システムの運用のために必要であり、③市場での電力売買に使用されない場合に限り、加盟国の権限で認めることができる。

### EU域内電力市場指令

§ 54

送電系統運用者による蓄電設備の所有

- (1) 送電系統運用者は、蓄電設備を所有、建設、管理または運用してはならない。
- (2) 第1項の適用除外により、加盟国は、送電系統運用者がエネルギー貯蔵施設を所有、建設、管理または運用することを認めることができる。ただし、これらの施設が完全に統合されたネットワーク構成要素であり、規制当局が承認を与えた場合、または以下の条件をすべて満たす場合に限る：
  - a. 規制当局の審査・承認を条件とする、**開放的、透明的かつ非差別的な入札プロセスを経た他の当事者が、当該施設を所有する権利、または当該施設を建設、管理もしくは運営する権利を付与されていないか、または合理的なコストで適時に当該サービスを提供できていない場合；**
  - b. 当該施設又は非周波数関連システムサービスが、送電系統運用者が本指令に基づく義務を遵守し、**送電系統の効率的で信頼できる確実な運用を維持するために必要**であり、当該施設およびサービスが**電力市場での電気の売買に使用されていない。**
  - c. 規制当局が、かかる免除が必要かどうかを評価し、条件を含む入札手続の適用可能性について事前審査を実施し、その承認を与えていること。規制当局は、送電系統運用者が公正な入札手続を確保するのを支援するため、ガイドラインまたは調達条項を策定することができる。

(3)略

- (4) 規制当局は、定期的に、あるいは少なくとも5年ごとに、既存のエネルギー貯蔵施設に関する公開協議を実施し、潜在的な利用可能性および当該施設への投資に対する他の関係者の関心を評価するものとする。規制当局が評価した公開協議の結果、他の当事者が費用対効果の高い方法で当該施設を所有、開発、運営または管理できることが示された場合、規制当局は、この点に関する送電系統運用者の活動が18カ月以内に段階的に廃止されるようにしなければならない。その手続きの条件の一部として、規制当局は、送電系統運用者が合理的な補償を受け、特に蓄電設備への投資の残存価値を回収することを認めることができる。
- (5) 第4項は、完全に系統に統合されたコンポーネント、または2024年までの最終投資決定がなされ以下を満たす新しい蓄電システム設備の通常の減価償却期間には適用されない：
  - a. その後遅くとも2年以内に送電網に接続されること；
  - b. 送電系統に組み込まれる；
  - c. ネットワーク不測事態が発生した場合、ネットワークの安全性を瞬時に回復させるため、そのような回復措置が直ちに開始され、通常の再送電で問題を解決できる時点で終了する場合にのみ使用される
  - d. バランシングを含め、電力市場での電力売買に使用しない。



## 送電事業者による蓄電システム所有に関する規定(2/2) –EU–

- 2022年2月、欧州委員会（EC）はエネルギー規制当局間協力庁（ACER）に対し、EU域内電力市場規制の改正に向けて、デマンドレスポンスの市場参加に向けたガイドラインを策定するよう要請した。
- 2022年12月に提出されたガイドラインでは、TSO/DSOが所有する蓄電システムよりも、第三者が所有する蓄電システムやデマンドレスポンスの優先を保證する明確なフレームワークが規定された。

### 主な変更点

#### ① § 54(2)(a)開放的、透明的かつ非差別的な入札について具体的な基準を規定

- ・ 蓄電システムに加え、デマンドレスポンスの参加も可能とする
- ・ 必要なサービスを第三者から調達する次善の策のとして、SOと第三者が蓄電システムの所有と運用を共有する可能性を含む
- ・ 技術的に中立な選定基準の下公共福祉を最大化する策を選択する
- ・ 透明性の高い選定基準および入札結果を提示する
- ・ 入札の技術的/経済的要件に関する十分な情報伝達を行う

#### ② SOと第三者による蓄電システムの共有について詳細を規定

- ・ SOによる所有および運用部分に関しては、§ 54に従い、残りの部分は第三者が自由に所有・運用することができる
- ・ 共有の取り決めは時間・季節・容量・出力などに基づいて設定される
- ・ SOと第三者の契約（費用の負担など）は規制当局（NRA）によって承認され、透明性をもって公表される

#### ③ § 54(4)第三者への譲渡に関して具体的な基準を規定

- ・ 第三者がSOが所有する蓄電システムを引き継ぐか、またはデマンドレスポンスなどの代替手段によってSOが必要とするサービスが提供可能かつその意思があり、CBAにより経済合理性が認められた場合、SOは段階的に撤退する
- ・ 公開協議の頻度は2年に一度に短縮し、NDPなどの系統計画プロセスに合わせて実施する

# 送電事業者による蓄電システム所有に関する規定 – 英国 –



- イギリスではOfgemが規定する送電ライセンス標準条件において、①エネルギーの供給継続と系統復旧のために用いられ、②電力市場における売買に参加せず、③TSOの敷地内に設置される場合に限り、TSOの蓄電システム所有と運用を認めている。

## 送電ライセンス標準条件

### Condition B6: Restriction on Activity and Financial Ring Fencing

1. Save as provided by paragraphs 3 and 4, the licensee shall not conduct any business or carry on any activity other than the transmission business.
- 1A. The licensee must not own, develop, manage or operate an electricity storage facility, except where the licensee owns or operates an electricity storage facility which is situated on a site on which the licensee carries out its transmission business, for the purpose of continuity of supply and system resilience, or energy management and the electricity storage facility is not used to buy or sell electricity in the electricity markets.

### 条件B6:活動の制限と金銭的リングフェンス

1. 第3項および第4項に定める場合を除き、被許諾者は、送電事業以外のいかなる事業または活動も行ってはならない。
- 1A. ただし、供給継続と系統回復力、またはエネルギー管理を目的として、ライセンスが送電事業を行う敷地内に設置される蓄電施設を所有または運営し、当該蓄電施設が電力市場における電力の売買に使用されない場合を除く。

# 送電事業者による蓄電システム所有に関する規定 ードイツー



- ドイツでは2021年2月にエネルギー産業法が改正され、①蓄電システムの建設・運用について競争入札の結果、第三者が提供できないことが明らかになった場合に限り、TSOの蓄電システムの建設・所有・運用が認められた。
- TSOが所有する蓄電システムはEU域内電力市場指令に従い、②系統運用の即時復旧にのみ使用されること、③電力市場での売買ができないことが規定されている。

## エネルギー産業法改正

### § 118a 蓄電設備の入札に関する経過措置、決定権能

- (1) 送電系統運用者は、送電系統運用者が第11条(1)前段に基づく義務を効率的に履行するために蓄電設備が必要である場合、開放的、透明かつ非差別的な手続きで、蓄電設備の建設と運用を入札に付すことができる。送電系統運用者は、第1文に従って実施された入札手続きにおいて、第三者が、電力供給システムの安全性と信頼性を確保するための要件を考慮し、合理的なコストで、または適時に、蓄電システムシステムによって提供される契約サービスを提供できない場合、第三者に契約を発注してはならない。その費用は、送電系統運用者が所有する同等の設備を建設・運用する費用を超えないものであれば合理的なものとする。蓄電設備の出力または発電量の全部または一部を電力市場で販売することはできない。
- (2) 規制当局は、第29条第(1)項に基づく決定により、第(1)項に基づく入札手続きのより詳細な設計に関する仕様を送電系統運用者に発行する権限を有する。

### § 118b 送電系統運用者が所有する蓄電設備の承認に関する経過措置、決定権限

- (1) 第2編第3節の例外として、送電系統運用者は、規制当局に申請し、規制当局が承認した場合、蓄電設備を所有、建設、運用することができる。
- (2) 規制当局は、以下の場合に承認を与える。
  1. 送電系統運用者は、蓄電設備が以下のものであることを証明する。
    - a. 第11条(1)項前段に基づく義務を効率的に履行するために必要である。
    - b. レターaに基づく意図された用途に加えて、**電力の売買や電力市場における業務の全部または一部に使用されないこと。**
  2. 送電系統運用者が、第118a条に基づき、開放的、透明かつ非差別的な入札手続きを実施・締結し、その条件が、蓄電システムシステムの技術的な導入コンセプトに関して規制当局によって検討されたものであること。
    - a. 送電系統運用者が、第118a条(1)に基づき、**蓄電設備の建設および運用に関する契約を第三者に発注していない場合。**
    - b. 第三者への発注後、**その第三者が蓄電設備で提供されるサービスを提供できないこと、または時間内に提供できないことが明らかになった場合**
  3. 蓄電システムシステムが、第13条(1)に従った系統関連措置による、**安全かつ信頼性の高い系統運用の反動的即時復旧のためにのみ使用され、その復旧措置が、障害発生直後に開始され、第13条(1)(2)および(3)に従った措置により問題が改善され次第終了する場合。**承認は、蓄電システム設備の通常の減価償却期間に限定されるものとする。承認は、2024年12月31日までに送電系統運用者の蓄電システム設備に対する投資決定がなされ、その後2年以内に接続が行われた場合、蓄電システム設備が電力供給網に接続された時点で発効する。
- (3) 規制当局は、第29条(1)に基づく決定により、第(2)項に基づく認可手続の詳細設計に関する要件を定める権限を有する。



# 送電事業者による蓄電システム所有のための入札 — ドイツ —



- エネルギー産業法に従い、各TSOは蓄電システムの所有・建設・運用に関する入札を実施した。
- TenneTの入札では、TenneTが蓄電システムを所有するモデルと、第三者からリースするモデルで並行入札が行われ、数社が興味を示したが最終的に入札に参加した事業者はいずれのモデルも一社であった。それぞれのモデルについて現在価値に基づき累計コストを比較した結果、所有モデルの経済的合理性が認められたため、BnetzAはTenneTの蓄電システム所有を認めた。
- Transnet BWも入札を実施しており、所有モデルが落札されたと考えられる（詳細は認可後に発表）。現在BNetzAによる認可手続き中である。

## TenneTによる入札

			所有モデル	リースモデル
事業の主体	所有	蓄電システム	TenneT	第三者
		蓄電システム以外	TenneT	TenneT
	建設	蓄電システム	第三者	第三者
		蓄電システム以外	第三者	第三者
	運用	蓄電システム	TenneT	第三者 (Tennetにリース)
		蓄電システム以外	TenneT	TenneT
現在価値による累計コスト			£ 307,200,000	£ 328,700,000

出所)Deutscher Bundestagm,“Gesetz zur Änderung des Bundesbedarfsplangesetzes und anderer Vorschriften“,閲覧日2023年7月24日,  
[https://www.bgbl.de/xaver/bgbl/start.xav?startbk=Bundesanzeiger\\_BGBl&start=//%5b@attr\\_id=%27bgbl121s0298.pdf%27%5d](https://www.bgbl.de/xaver/bgbl/start.xav?startbk=Bundesanzeiger_BGBl&start=//%5b@attr_id=%27bgbl121s0298.pdf%27%5d) より三菱総研作成

## 送電事業者による蓄電システム所有に関する規定(1/2) –イタリア–



- 2010年に、イタリア国内の送配電事業に関するコンセッションに付随する協定の修正と更新が行われた。
- この中で、電力システムの安全性確保と円滑な運用、再生エネの最大限活用を目的としてTernaが蓄電システムを建設・所有することが認められた。

### 送配電事業に関するコンセッション(一部抜粋)

コンセッション権者の目的は、送電線および変電所を含む全国送電システムの統一的な管理を含む送電およびディスパッチの効率的な運用であり、コンセッション権者が所有することができる。79/1999、および法律第2条 290/2003で改正された。239/2004.特に、コンセッション権者は、透明性、中立性、無差別性の原則に従い、以下のことを行う。

- 潮流、地域間連系線、アンシラリーサービスを運用する
- コンセッション権者が自由に利用できる手段を用いて、サービスおよび電力供給の安全性、信頼性、効率性および最低コストを追求することを目的としたその他の義務の履行を保証すること
- 利用者または利用者のカテゴリーを差別することなく、全国送電システムを運用すること
- 送電容量の安全性と妥当性を確保するため、全国送電システム開発計画を作成し、実施する
- 自己が所有し、又は自己が処分することができる国内送電システムに連系する既存の設備、又は国内送電システムの同じ箇所に連系する局内若しくは線路上に位置する既存の設備に関する工事の場合、および新規の線路若しくは新規の電気所の場合には、自己の費用で開発工事を実施する
- 全国送電システム全体の保守を決定し、全国送電システムのうち、自己が所有し、自己が処分し、または自己が介入する権限を有する部分について、関連する活動を行う
- 発電所の立地や、新電力によって生産されたエネルギーの送電システムへの供給を実施するために必要な介入について、関係法令に定められた手続きに従い、省益のため、または省の要請に応じて、新電力所の建設に関する意見を表明する
- 政令第3条第3項に従い、電力・ガス規制庁の定める条件に従い、発送電規則を制定する。1999年第79号および政令第1条第2項に基づく生産活動大臣の指針。79/1999
- 2004年5月11日の首相令第1条第4項に基づき、電力・ガス規制庁の指令に基づき、全国送電システムへのアクセスおよびその利用、ディスパッチの提供、送電システムの安全性の向上、送電システムの保守に関する、客観的かつ非差別的な性質の技術規則(「送電システムコード」)を採択する
- その時々に行われている法律により、規制の性質を含むその他すべての活動、およびその他の権限、権利、権力を行使する；
- システムの安全性確保と円滑な運用、再生可能エネルギーの最大限利用、ディスパッチのための供給力を確保することを目的とした、電力の貯蔵のための施設の建設と運用。**
- イタリア国内外において、企業目的の達成に有用なその他の関連活動および手段的活動を行う。

## 送電事業者による蓄電システム所有に関する規定(2/2) –イタリア–



- 再エネ電源の利用促進に関する政令2009/28/CEの第17条3項では、送電系の整備にTernaが介入する際に、「変動電源のディスパッチを容易にする」ことを目的として蓄電システムを系統に導入することができる」と規定されている。
- また、上記政令を受けて、政令93/11号は全国送電系統開発計画の実施において、全国送電系統運用者のTernaが蓄電システムシステムの建設・運用を可能とすることを規定している。

### 系統計画に関する政令(一部抜粋)

#### Art.17 (送電系統整備への介入)

1. Terna S.p.A.は、全国送電系統開発計画の特別セクションにおいて、現在進行中の発電所の建設および運転に関する認可手続きを考慮し、第4条第4項に基づく介入を特定する。
2. Terna S.p.A.は、全国送電系統開発計画の特別セクションにおいて、すでに稼動している再生可能エネルギー発電所で生産されたエネルギーの完全な供給と取出しを確保するために必要な送電系統の補強を特定している。
3. **第1項および第2項で言及された全国送電系統開発計画のセクションには、変動電源のディスパッチを容易にするを目的とした蓄電システムを含めることができる。**
4. 電力・ガス庁は、第3項の規定の規制を定め、第1項、第2項、第3項の工事の実現と管理のための投資に対するインセンティブが、再生可能エネルギーの有効性、同工事の迅速な実施と運転開始を、電力市場の各ゾーンおよび異なる蓄電技術についても差別化された方法で適切に考慮することを保証する。

出所) MISE, “DECRETO LEGISLATIVO: Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE”, 閲覧日:2023年8月7日, <https://www.infobuildenergia.it/wp-content/uploads/2020/05/367.pdf> より三菱総研抄訳

### 系統運用者による蓄電システム設置・運用に関する政令(一部抜粋)

#### Art. 36

4. 2011年3月3日付政令第28号第17条第3項に基づき、全国送電系統開発計画の実施において、**全国送電系統運用者は、蓄電システムを利用した広域蓄電システムを構築・運用することができる。**前文で言及された蓄電システムは、同法令第18条で言及された開発計画の実施において、配電系統運用者により建設・運用されることもある。

出所) MISE, “DECRETO LEGISLATIVO 1 giugno 2011, n. 93”, 閲覧日2023年8月7日, [https://www.mercatoelettrico.org/it/MenuBiblioteca/Documenti/296\\_Dlgs1giugno2011n93.pdf](https://www.mercatoelettrico.org/it/MenuBiblioteca/Documenti/296_Dlgs1giugno2011n93.pdf) より三菱総研抄訳

## 送電事業者による蓄電システム所有に関する規定(1/2) –フランス–



- フランスでは、TSOによる電力貯蔵システムの所有・開発・運営が禁止されているが、次の条件を満たす場合に限り、例外が適用される。
  - 電力貯蔵施設が同一の系統構成要素と認められる場合
  - EU電力市場共通規則に定めるその他の条件が満たされる場合

### TSOの蓄電システム所有に関する規制(フランス)

#### 第2節ネットワーク事業者の義務(第L352条の2) 2021年3月3日作成

送電系統事業者は、電気システム内のエネルギー貯蔵施設を所有し、開発し、又は運営してはならない。エネルギー規制委員会(CRE)は、これらの貯蔵施設がネットワークの完全に統合された構成要素である場合、又は電気の国内市場に関する共通規則に関する2019年6月5日付欧州議会および閣僚理事会指令(EU) 2019/944の第36条(2)又は第54条(2)に定めるその他の条件\*が満たされる場合には、この原則の適用除外を認めることができる。本条の適用方法は、エネルギー規制委員会の意見を受けた国務院令によって規定される。

\*規制の中で引用されているEU制定の条文については、次頁参照

## 送電事業者による蓄電システム所有に関する規定(2/2) –フランス–



- フランスにおけるTSOの蓄電システム所有規制の中で引用されているEU電力市場規則の条文対象箇所を以下に示す。第36条(2)および第54条(2)の一部が引用されている。

### TSOの蓄電システム所有に関する規制(EU)

#### 第36条 送電系統運用者のエネルギー貯蔵施設の所有

- (1) 送電系統運用者は、エネルギー貯蔵施設を所有、開発、管理または運営してはならない。
- (2) 1項の例外として、加盟国は、エネルギー貯蔵施設が完全に統合されたネットワーク構成要素であり、規制当局がその認可を付与した場合、または以下の条件がすべて満たされている場合には、送電系統運用者がエネルギー貯蔵施設を所有、開発、管理または運営することを認めることができる。
  - a. その他の当事者が、規制当局による審査および承認を受けることを条件とするオープンで、透明性があり、かつ、差別的でない入札手続に従って、当該施設を所有、開発、管理又は運営する権利を与えられていないか、又は、合理的な費用及び適時の方法で当該サービスを提供することができない場合
  - b. 当該設備は、配電システムの効率的、信頼性の高い安全な運転のために、配電システムの運転者が本指令に基づく義務を履行するために必要であり、かつ、当該設備は電力市場における電力の売買には使用されない、又は、合理的な費用および適時の方法で当該サービスを提供することができない場合

#### 第54条 送電系統運用者による蓄電設備の所有

- (1) 送電系統運用者は、蓄電設備を所有、建設、管理または運用してはならない。
- (2) 第1項の適用除外により、加盟国は、送電系統運用者がエネルギー貯蔵施設を所有、建設、管理または運用することを認めることができる。ただし、これらの施設が完全に統合されたネットワーク構成要素であり、規制当局が承認を与えた場合、または以下の条件をすべて満たす場合に限る：
  - a. 規制当局の審査・承認を条件とする、開放的、透明かつ非差別的な入札プロセスを経た他の当事者が、当該施設を所有する権利、または当該施設を建設、管理もしくは運営する権利を付与されていないか、または合理的なコストで適時に当該サービスを提供できていない場合：
  - b. 当該施設又は非周波数関連システムサービスが、送電系統運用者が本指令に基づく義務を遵守し、送電系統の効率的で信頼できる確実な運用を維持するために必要であり、当該施設およびサービスが電力市場での電気の売買に使用されていない。

## 送電事業者による蓄電システム所有に関する規定(1/2) –米NY州–

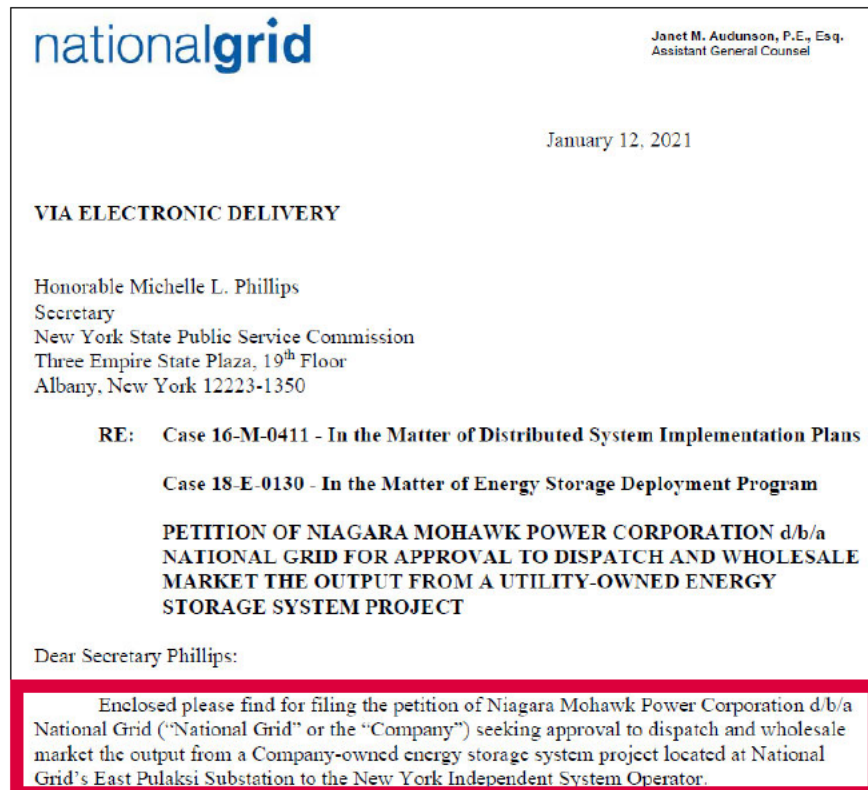


- 米NY州では、送配電事業者が蓄電システムを所有することは一部の例外※1を除いて認められていない。
- 例外として送配電事業者が蓄電システムを所有するケースにおいては、蓄電システムの関連市場(NYISO市場等)への参加は原則として※2認められておらず、所有目的は系統の安定化に限定されている。

※1) 第三者からの入札内容について、合理的なコストでない場合は送配電事業者が蓄電システムを所有することが可能。

※2) 米NY州サービス公共委員会(New York Public Service Commission; PSC)は送配電事業者に対して、利害関係者への説明会開催、市場参加時の年次報告の実施等を要求し、これらの履行をもって市場参加を認めようとする動きが確認されている。市場参加を認可することで、NY州におけるREV(エネルギービジョン変革)に伴う、蓄電システムの導入を促進する目的もある。

### 送配電事業者の蓄電システム所有に関する議論(米NY州)



National Grid(送配電事業者)はPSCに対して、自社が所有する蓄電システムのNYISO卸売市場参加を要求した

左図赤枠部分に、“National Grid所有のエネルギー貯蔵システムを、NYISO卸売市場へ参加させることへの認可を請願する”と記載がある

## 送電事業者による蓄電システム所有に関する規定(2/2) –米NY州–



- 送配電事業者が所有する系統安定を目的とした蓄電システムの取扱いについて、米NY州の系統運用機関(NYISO)は以下の観点から踏まえた検討の必要性を論じている。

### NYISOの課題認識と検討事項

送配電事業者所有の蓄電システムについて、NYISOは以下の論点を示しており、系統資産(storage as transmission only asset; SATOA)としての蓄電システムの評価・運用ガイドラインの検討内容によって、市場でのユースケースについての対応可能性があるとの見解が示されている。

#### 送配電事業者所有の蓄電システムを、系統資産として評価・運用するためのガイドラインの必要性

##### 考慮すべき観点

- ・ 系統資産としての蓄電システムの評価モデルの構築
- ・ 蓄電システムの規模要件等
- ・ 蓄電システムの所有要件、管理責任、運用制御主体
- ・ 系統資産として生じた収益の取扱い

#### 送配電事業者所有の蓄電システムについて、NYISO市場への参加認可について

##### 考慮すべき観点

- ・ 蓄電システムを市場に参加させる場合のガイドラインの整備
- ・ 市場で得た収益の取扱い(系統資産としての評価への反映)
- ・ 送配電事業者が系統資産としての蓄電システムを保有することに起因する市場影響の考慮

# 送電事業者による蓄電システム所有に関する規定 — 豪州 —



- 豪州では、送電事業者であるTNSPは、蓄電システム関連事業の収入が当該TNSPの総収入の5%以下である場合に限り、蓄電システムを所有、管理、運用、リースすることが可能であった。
- 2023年3月に改定されたRing-fencing Guidelineには、TNSPによる系統サービスへの提供(SIPSや疑似慣性等)以外の目的でTNSPが所有・運用すること、また他事業者へのリースが認められなくなった。
  - 卸電力市場、FCAS市場へ参加する場合は、別会社を立てて事業を分離し、第三者が蓄電システムを運用する必要がある。

## TNSPによる蓄電システム所有およびリースの事例

### ElectraNetのESCRI蓄電システム

ElectraNetは、南オーストラリア州のダリンプル変電所に大規模蓄電システムを所有している。ElectraNetは、蓄電システム容量の一部を、規制されたネットワークサービスを提供するために確保しており、蓄電システム容量の一部がAGLにリースされている。AGLは、90MWのワトルポイント風力発電所とともに蓄電システムを使用し、卸売市場(市場発電と市場負荷サービスの両方を含む)に販売し、FCAS市場に参加する。またElectraNetは、蓄電システムを使用して、慣性応答、FFRを提供し、Heywood連系線の制約を軽減し、送電供給喪失後約2時間電力を供給することにより、ヨーク半島のローカル地域への供給を改善する。

### AusNetのバララット変電所蓄電システム

AusNetは、ビクトリア州のバララット送電用変電所に30MW/30MWhの蓄電システムを所有している。AusNetは、蓄電システム容量の100%をEnergy Australia社にリースしている。Energy Australia社は、卸売市場で発電と負荷サービスを提供するために蓄電システムを使用している。

出所)AER, “Electricity Transmission Ring-fencing—a review of current arrangements”, 閲覧日:2023年8月7日, <https://www.aer.gov.au/system/files/Electricity%20Transmission%20Ring-fencing%20Guideline%20-%20Discussion%20paper%20-%202015%20November%202019.pdf> より三菱総研抄訳

## Ring-fencing guidelineでのTNSPによる蓄電システム所有に関する規定(抜粋)

### 3.1 法的分離

- TNSP は法人である必要がある。
- 条項 3.1(c)、(d)、および (e) に従って、TNSP は送電サービスを提供できるが、他のサービスを提供してはいけない。
- このガイドラインの他の規定にかかわらず、TNSP は次のことを行ってはならない:
  - 新しい契約を締結する。
  - 既存の契約の重大な変更に同意する。

ここで、**TNSP にネットワークサポートサービスを提供することのみを目的とする場合を除き、TNSP が所有、運営、または管理するエネルギー貯蔵装置を使用する権利を別の法人に付与する。**

出所)AER, “Ring-fencing Guideline Electricity Transmission Version 4”, 閲覧日:2023年11月24日, <https://www.aer.gov.au/system/files/AER%20-%20Electricity%20Transmission%20Ring-fencing%20Guideline%20Version%204%20-%20Clean.pdf> より三菱総研抄訳



# 配電事業者による蓄電システム所有に関する規定 — 豪州 —



- 一方で、配電事業者であるDNSPによる蓄電システム所有・リースについては、一定条件を満たせば認められており、現状の条件の基準は十分厳格に設定されていると考えられていることから規制を見直さないこととなっている。

## Ring-fencing guidelineでのTNSPによる蓄電システム所有に関する規定(抜粋)

**決定**  
本ガイドラインは、2023年2月3日から2041年6月30日まで、**本免除のクラスと基準を満たすDNSP主導のプロジェクトに対し、ガイドラインの3.1項、4.2.1項、4.2.2項※1の適用除外を認めることを決定した。**本免除が適用されるクラス本免除の適用範囲※2は、豪州政府の「家庭用太陽光発電のためのコミュニティ・バッテリー・プログラム」(ビジネス・グラント・ハブまたはARENAによって運営される)のもとで資金提供されるDNSP主導のプロジェクトに限定される：

※1

- 3.1項: Legal separation (法的分離)
- 4.2.1項: Physical separation / co-location (物理的分離/併設)
- 4.2.2項: Staff sharing (従業員の兼務)

※2

クラス免除の範囲は、豪州政府のCommunity Batteries for Household Solar Program (Business Grants Hub または ARENA によって管理) に基づいて蓄電設備資産が資金提供されている DNSP主導のプロジェクトに限定される。免除の範囲は以下の通り。

- a) 資産がDNSPのRegulatory Asset Base (RAB, 規制資産ベース)※3 から完全に除外されている。  
または
- b) DNSPのRABに割り当てられるのは、投資決定時点で予測した総利益のうちの直接制御サービスに関連するものを反映する資産の総コストの一部のみである。

※3

Regulatory Asset Base (RAB) は、サービスプロバイダーがそのネットワークに対して行った投資の価値の集積である。さまざまな耐用年数の資産が含まれる。これらの資産のほとんどは減価償却されるが、少数(地役権や土地など)は減価償却されない。

出所)AER, “Decision -Distribution ring-fencing class waiver for DNSP-led projects funded under the Australian Government’s Community Batteries for Household Solar Program”, 閲覧日2023年12月8日, [https://www.aer.gov.au/system/files/Decision%20-%20Ring-fencing%20Class%20Waiver%20for%20Batteries%20funded%20under%20the%20Community%20Batteries%20for%20Household%20Solar%20Program%20-%20February%202023\\_0.pdf](https://www.aer.gov.au/system/files/Decision%20-%20Ring-fencing%20Class%20Waiver%20for%20Batteries%20funded%20under%20the%20Community%20Batteries%20for%20Household%20Solar%20Program%20-%20February%202023_0.pdf) より三菱総研抄訳

# III. 定置用蓄電システムの系統混雑緩和への活用に関する海外事例調査

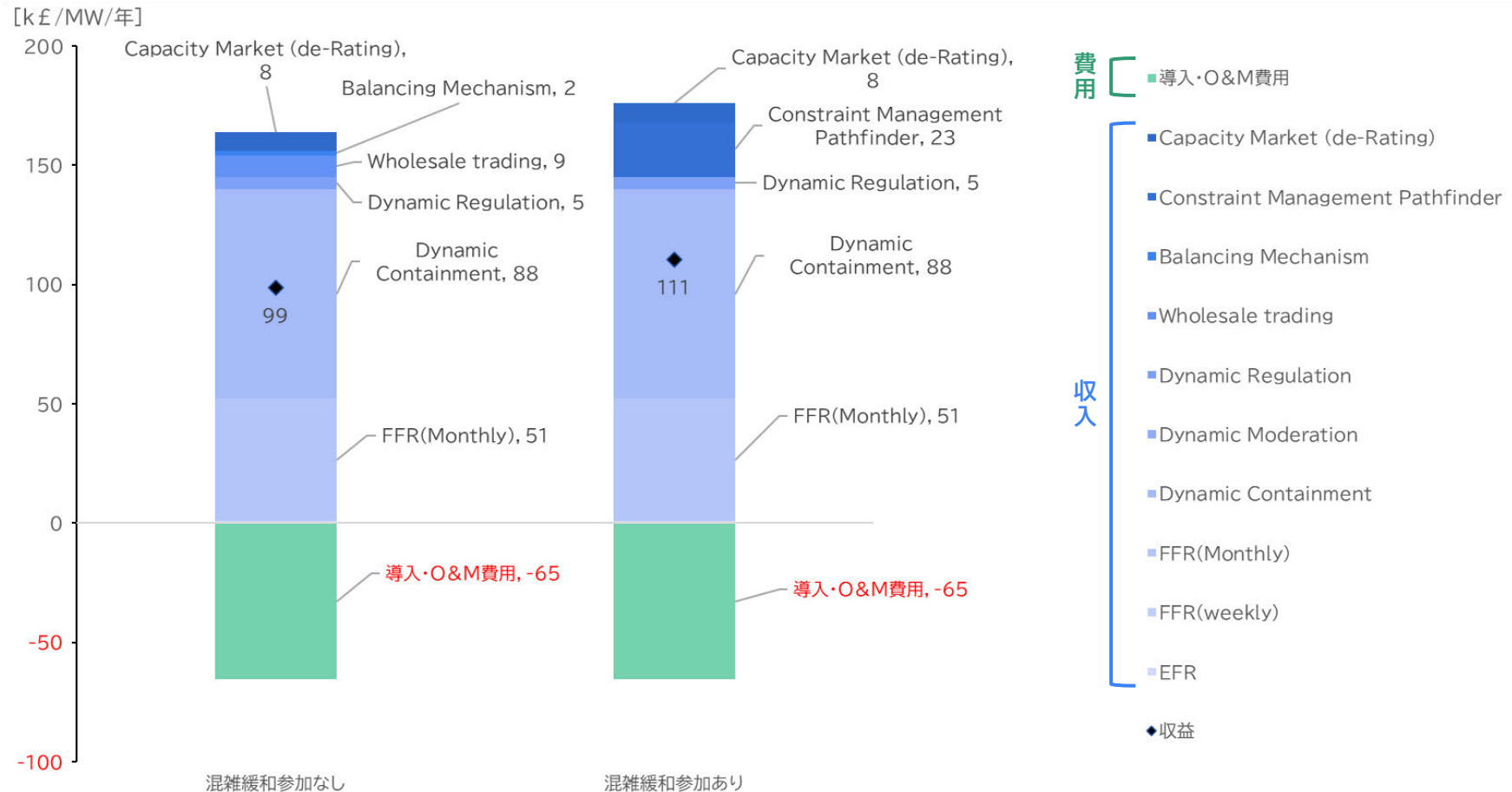
---

1. 日本における系統混雑解消に向けた蓄電システムの活用の前提整理
2. 混雑緩和価値の取引制度の調査
3. 混雑緩和価値提供に関わる対価提供の方法やその原資
4. 混雑緩和型蓄電システムの導入規律(B/C分析)
5. 混雑箇所への蓄電システム立地誘導手法
6. 送電事業者による蓄電システム所有に関する規定
- 7. 混雑緩和用蓄電システムの収益性事例**
8. 蓄電システムによる混雑緩和効果の評価事例

## 混雑管理用の系統用蓄電システムの収益

- 英国における系統用蓄電システムの年間収入・年間費用を想定し、収益を算出すると、混雑緩和サービスへの参加がない場合は年間約99,000£/MW(約1,800万円/MW)、混雑緩和サービス(Constraint Management Pathfinder ※)への参加がある場合は年間111,000£/MW(約2,000万円/MW)となり、混雑緩和サービスに参加をすることで収益を高めることができる。

### 系統用蓄電システムの年間収益(1MW・2時間率・Flooring契約なしの場合)



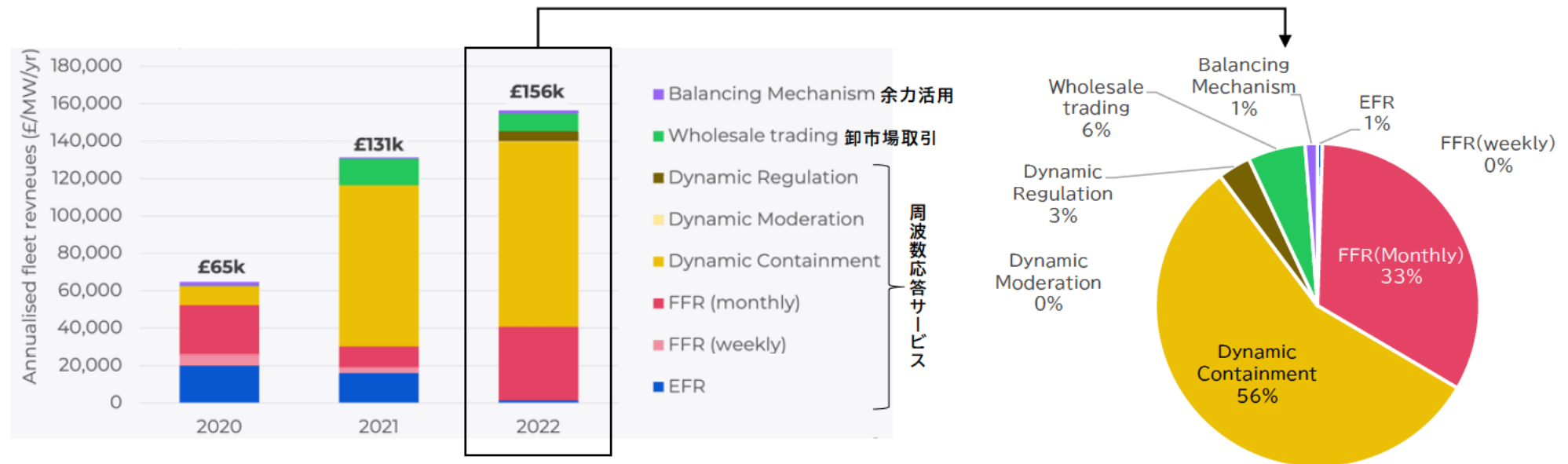
※ 第2回入札(2024/2025年対象)以降は事実上蓄電システムの参加は不可能

## 系統用蓄電システムのマーチャント収入(1/2)



- 英国において系統用蓄電システムが市場から得られるマーチャント収入は2021年、2022年と大きく増加しており、2022年においては年間156,000 £ /MWに到達した。
- これに大きく貢献したのは周波数応答サービスによる収入であり、特にDCは総収入の56%、マンスリーFFRは総収入の33%を占めている。
- ただし、今後は周波数応答サービスによる収入は減少し、卸市場取引やバランシングメカニズムによって得られる収入が増加する見通し。

### 2020～2022年の蓄電システムが市場から得た年間収入実績 (£ /MW/yr)



出所) modo, "The Modo Year in Review: Battery Energy Storage", 閲覧日2023年10月20日, <https://platform.modenergy.com/phase/article/7326/modo-2022-review-part-2-battery-energy-storage> より三菱総研加筆

# 系統用蓄電システムのマーチャント収入(2/2)



- FFR(マンスリー)、DCの調達量および価格の傾向を以下に示す。
- FFR(マンスリー)の価格上昇およびDCの調達量増加が、足下の蓄電システムのマーチャント収入に寄与している。

## 足下における調達量および価格推移の傾向 -FFR(マンスリー)/DC-

	調達量	価格	需給環境
FFR (マンスリー)	2021年に調達量は減少したが、2022年は2020年の水準に回復	価格は上昇傾向	2021年の英国におけるガス価格高騰により、ガス火力の稼働率、FFR供給量低下 ガス価格高騰の要因は以下の通り <ul style="list-style-type: none"> <li>● 新型コロナウイルス関連の制限緩和に伴う需要喚起</li> <li>● ガス備蓄減</li> <li>● 新型コロナウイルス影響により、2020年の保守計画が2021年に延期されたこと</li> </ul>
Dynamic Containment	調達量は大きく増加	“pay-as-clear”方式移行後は、ボラティリティが大きい	再エネ拡大等による周波数調整需要の高まり

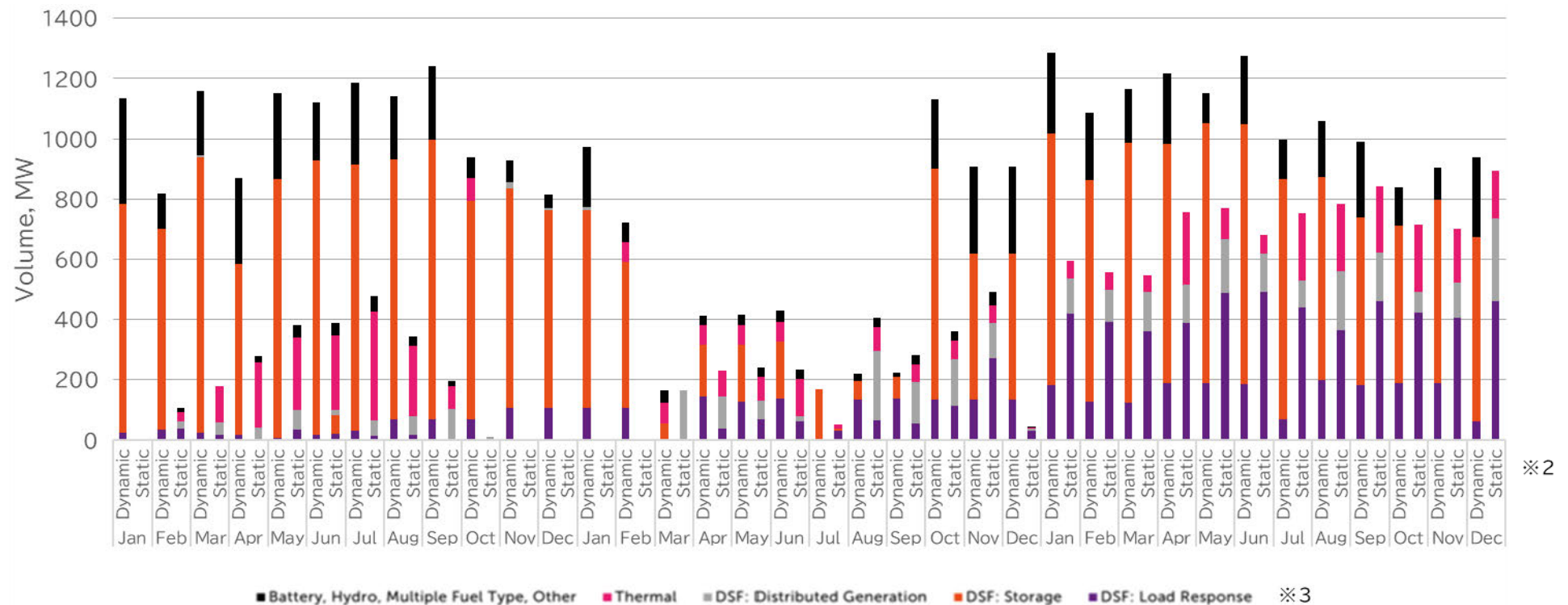
出所) National Grid ESO, “power responsive Annual Report 2022”, 閲覧日2023年10月30日, <https://www.nationalgrideso.com/document/282066/download>  
 National Grid ESO, “power responsive Annual Report 2020”, 閲覧日2023年10月30日, <https://www.nationalgrideso.com/document/217826/download>  
 JETRO, “ガス価格高騰、どうなる英国のエネルギー政策”, 閲覧日2023年10月30日 <https://www.jetro.go.jp/biz/areareports/2021/5087174df5ecd01d.html> より三菱総研作成

## (参考)FFR(マンスリー)の調達量推移



- 2021年はFFR(マンスリー)の調達量は減少したが、2022年にかけて2020年並みの水準に回復。
- 蓄電システム※1からの調達量についてはDynamic FFRが大半であり、2022年は前年比で増加している。

### FFR(マンスリー)の調達量推移



※1) 電源種別の調達量には、系統用蓄電システムのほか水力等も含まれる。

※2) Dynamic FFR・・・周波数の変化に応じて出力を増減。 Static FFR・・・周波数がトリガー値に達したときに出力を提供。詳細は次頁を参照。

※3) National Grid ESOによると、上記グラフ凡例の“Battery”は送電系統に接続された蓄電システムを指す。“DSF:Storage”はNational Grid ESOが直接把握できない低圧配電系統に接続された蓄電システムを指す。

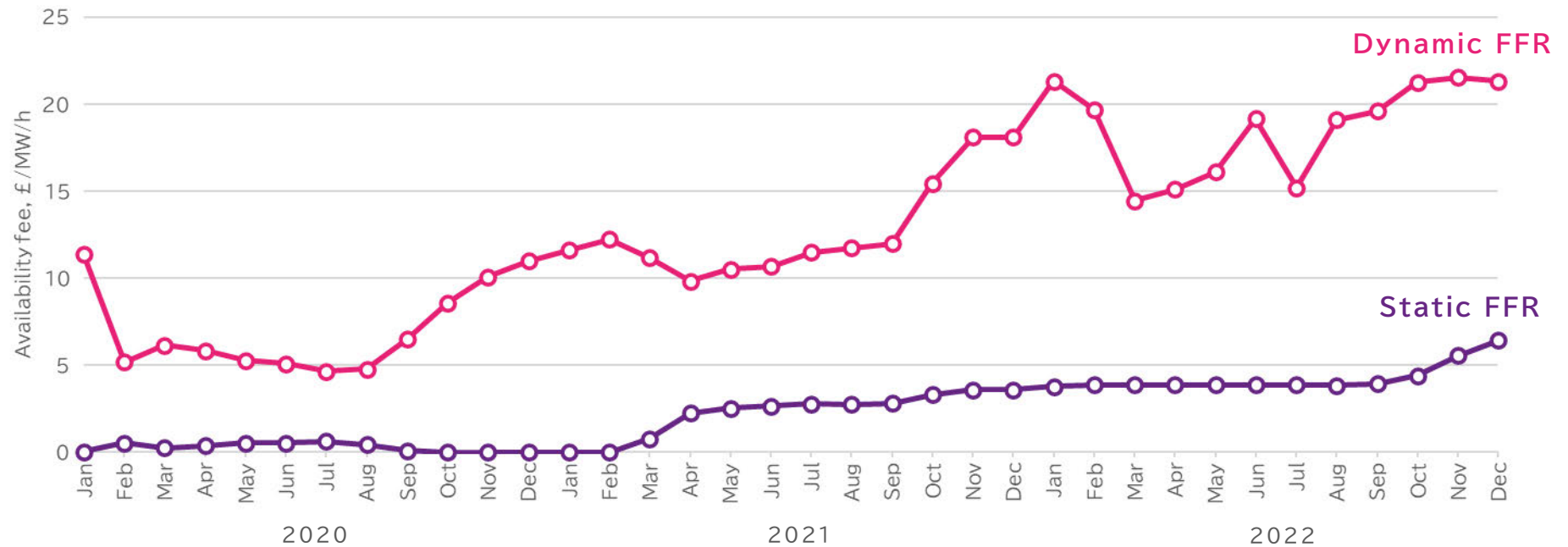
出所) National Grid ESO, “power responsive Annual Report 2022”, 閲覧日2023年10月27日, <https://www.nationalgrideso.com/document/282066/download>  
National Grid ESO, “power responsive Annual Report 2020”, 閲覧日2023年10月27日, <https://www.nationalgrideso.com/document/217826/download> より三菱総研作成

## (参考) FFR(マンスリー)の価格推移



- Dynamic FFRの価格は、2020年12月には約11£/MW/hrの水準であったが、2022年12月断面では約21£/MW/hrとなっている。Static FFRの価格についても上昇傾向。
- FFR(マンスリー)の価格上昇が、蓄電システムのマーチャント収入増に寄与している。

### FFR(マンスリー)の価格推移



商品	区分	応動時間	継続時間
Dynamic FFR	Primary response	10秒以内	20秒間
	Secondary response	30秒以内	30分間
	High frequency response	10秒以内	無制限
Static FFR	—	周波数がトリガー値に到達後30秒以内	30分間

《参考》 FFR(ウィークリー)の技術要件

- Dynamic Low / High
  - ・応動時間…1秒以内
  - ・継続時間…30分
- Low Frequency Static
  - ・応動時間…1秒以内
  - ・継続時間…30分

出所) National Grid ESO, “power responsive Annual Report 2022”, 閲覧日2023年10月27日, <https://www.nationalgrideso.com/document/282066/download>  
 National Grid ESO, “power responsive Annual Report 2020”, 閲覧日2023年10月27日, <https://www.nationalgrideso.com/document/217826/download> より三菱総研作成

# (参考)Dynamic Containmentの調達量推移



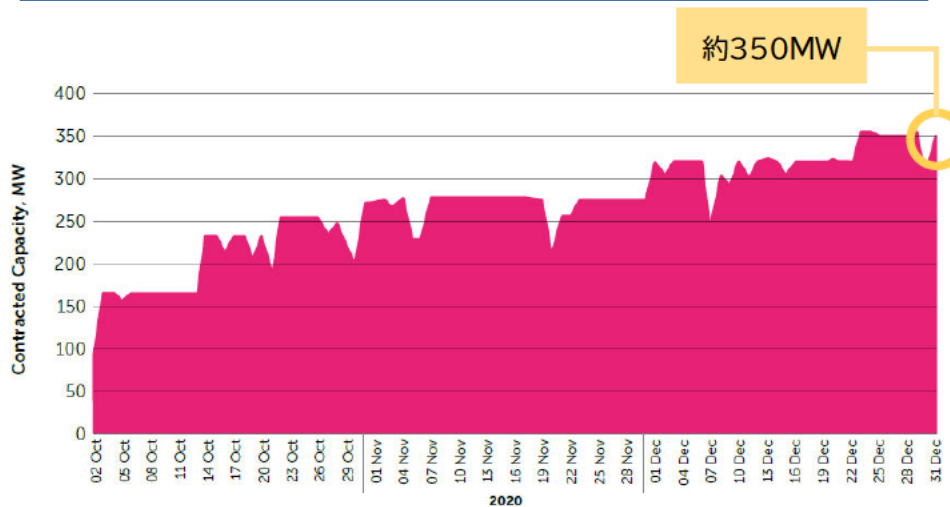
- Dynamic Containmentは2020年10月に投入された周波数応答サービスであり、2021年11月からは、DCH、DCLにサービスが区分された。
- DC商品の調達量は増加傾向であり、蓄電システムマーチャント収入増加の一因となっている。

## Dynamic Containmentの調達量推移

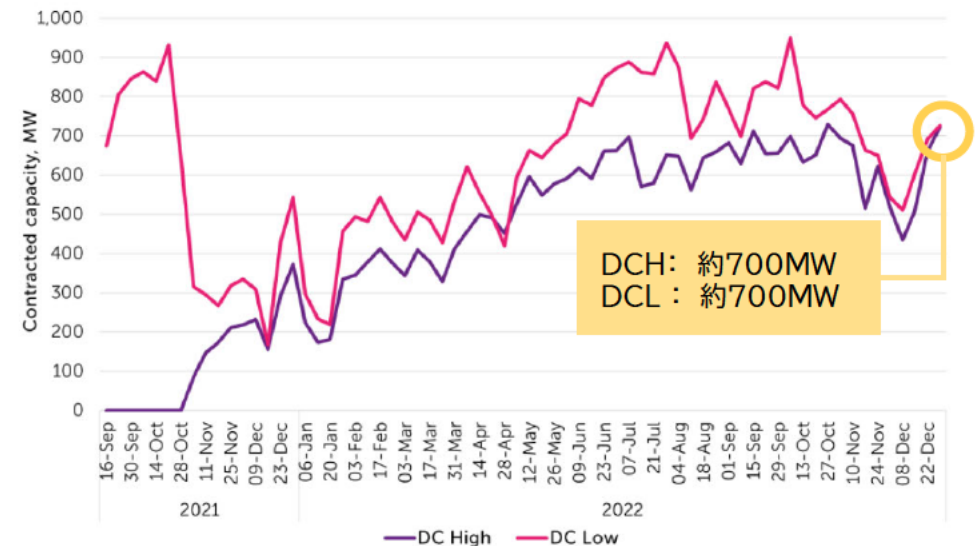
2020年10月にサービスが開始されたDCは、同年12月には調達量が300MWを超えた。

2021年11月にDCL、DCHにサービスが分割されて以降も調達量は増加トレンド。DCH、DCLともに2022年12月末時点で約700MWが調達されている。

DCサービス開始～2020年12月末までの調達量



2021年9月～2022年12月までの調達量



商品	応動周波数	応動時間	継続時間
DCH	50.3Hz～50.5Hz	1秒以内	30分間
DCL	49.5Hz～49.7Hz	1秒以内	30分間

出所) National Grid ESO, "power responsive Annual Report 2022", 閲覧日2023年10月27日, <https://www.nationalgrideso.com/document/282066/download>  
National Grid ESO, "power responsive Annual Report 2020", 閲覧日2023年10月27日, <https://www.nationalgrideso.com/document/217826/download> より三菱総研加筆



## (参考)Dynamic Containmentの価格推移

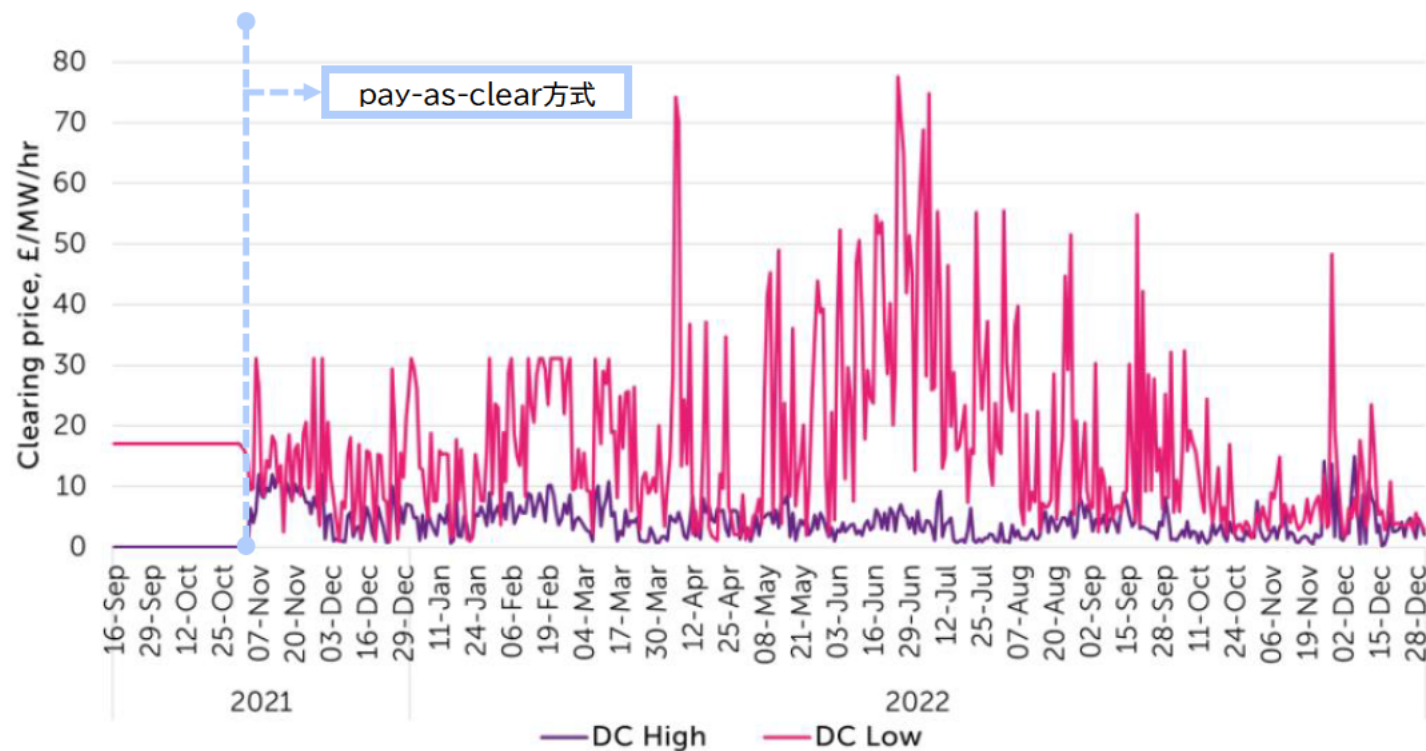


- Dynamic Containmentの価格変動は大きい。
- 特にDCLは、10£未満/MW/hrから 70£超/MW/hrの範囲で変動しておりボラティリティは大きい。

### Dynamic Containmentの平均価格推移

2021年11月に“pay-as-clear方式”のブロックオークションへ移行※して以来、DC商品のボラティリティは大きい。

※)2020年10月のサービス開始当初は“pay-as-bid方式”を採用しており、Dynamic Containmentの価格は17£/MW/hrで横ばいで推移。



2022年4月上旬にDCLの価格は急騰。その後、初夏にかけて再度価格は上昇トレンドで推移。7月以降は、価格が下落傾向となるものの、9月、12月に価格が高騰する断面もある。

DCHの価格は平均して、約1£/MW/hr～10£/MW/hrで推移。2022年11月下旬～12月上旬にかけて価格が12£/MW/hrを超える日が続いた。

## (参考) FFRおよびDCの要件



- FFRは入札タイミングによってFFR(マンスリー)とFFR(ウィークリー)に分けられている。
- Dynamic Containmentは、2021年11月よりDCL、DCHにサービスが区分された。

### FFR・DCの要件

FFR(ウィークリー)は、2020年10月からのDynamic Containment開始および、2025年に向けたFFRフェーズアウトに向けての試験的導入といった建付けであり、2019年12月から運用されている(上限100MW)。

商品	分類	入札方式	入札 / 結果開示	契約期間
FFR(マンスリー)	Dynamic Static	pay-as-bid	<ul style="list-style-type: none"> <li>入札: 毎月第1営業日</li> <li>開示: 毎月第12営業日</li> </ul>	翌1カ月
FFR(ウィークリー)	Dynamic Static	pay-as-clear	<ul style="list-style-type: none"> <li>入札: 毎週木曜AM～金曜AM</li> <li>開示: 毎週金曜PM</li> </ul>	翌1週間
Dynamic Containment	従来DC (～2021年10月)	pay-as-bid	毎日	翌日
	DCH / DCL (2021年11月～)	pay-as-clear	毎日	翌日 (4時間ブロックごと)

出所) National Grid ESO, "power responsive Annual Report 2022", 閲覧日2023年10月27日, <https://www.nationalgrideso.com/document/282066/download>  
 National Grid ESO, "power responsive Annual Report 2020", 閲覧日2023年10月27日, <https://www.nationalgrideso.com/document/217826/download>  
 National Grid ESO, "Balancing the electricity system with demand side flexibility and storage", 閲覧日2023年11月9日, <https://www2.nationalgrideso.com/document/217831/download>  
 ESP Consulting, "Frequency Response Auction Trial Evaluation Report", 閲覧日2023年11月9日, <https://www.nationalgrideso.com/document/176721/download> より三菱総研作成

# 系統用蓄電システムの固定収入(1/2)



- 系統用蓄電システムの固定収入の一つは容量市場からの収入である。
- 容量市場は4年前(T-4)と1年前(T-1)の入札で調達され、通常は15,000～20,000 £ /MW/年。2022年のT-1は75,000k £ /MW/年と高値であった。
- 蓄電システムは、他の市場参加と同時に容量市場に参加することができるが、そのcapacity factorはDe-Ratingが行われる。
- 2時間率の蓄電システムのDe-Rating係数(約40%)と一般的な容量市場価格(15,000～20,000 £ /MW/年)を基に計算すると、蓄電システムは通常8,000 £ /MW/年程度の収入を得ている。

## 容量市場収入想定

### 蓄電システムの時間帯別De-Ratingファクター

Duration (Hours)	ECR 2020 2021/22 T-1	ECR 2020 2024/25 T-1	ECR 2021 2022/23 T-1	ECR 2021 2025/26 T-1
0.5	12.75%	12.38%	12.94%	9.98%
1	25.32%	24.77%	25.87%	19.96%
1.5	37.71%	36.97%	38.62%	29.94%
2	49.17%	48.62%	50.63%	39.73%
2.5	58.23%	58.78%	60.61%	48.97%
3	64.70%	66.18%	67.82%	56.18%
3.5	68.76%	70.98%	72.25%	61.54%
4	71.35%	73.76%	74.84%	64.86%
4.5	73.20%	75.79%	94.61%	67.45%
5	94.64%	94.64%		69.48%
5.5+				94.61%

- 蓄電システムは容量市場におけるイベント(需給ひっ迫時)において、蓄えている分しかディスパッチできない
- **2時間の電池は容量市場支払額の39%に減額され**、3.5時間以上の電池(バナジウムフローなど)は支払額の62%に減額される。
- 英国における蓄電設備の多くは、Durationが1～2時間程度のものである。De-Rating係数(40%)と一般的な容量市場価格(15,000～20,000 £ /MW/年)を基に、**蓄電システムは通常8,000 £ /MW/年弱の収入を得ている。**
- 15年間の契約を通じて、この容量市場支払いは収益に貢献するが、実際には平均的な蓄電システムのビジネスケースにわずかな増加をもたらすのみであり、**より重要なのは、卸売取引(アービトラージ)とアンシラリーサービスの収益**である。

出所)Invinity Energy Systems, "What the 2022 T-1 Capacity Market Auction Tells Us About Wholesale Market Prices for Energy Storage", 閲覧日2023年11月6日, <https://invinity.com/capacity-market-auction-energy-storage/> より三菱総研加筆

## (参考)英国の容量市場における契約期間



- 英国における容量市場の契約期間(kW価値の提供を約束する期間)は、既設電源の場合1年、改修の場合は3年、新設電源の場合は最長15年と、短期・長期両方の契約期間を採用している。

### 諸外国の容量市場の事例

#### (参考) 諸外国の事例

- 諸外国では、メインオークションを実施した後、実需給に近いタイミングで調整のための追加オークションを実施している。
- 新設/改修リソースについては、既設リソースよりも長期の契約期間を設定しているケースもある。

国・地域	容量確保時期		契約期間	
	メインオークション	追加オークション	既設	新設/改修
米国PJM	3年前	20か月前 10か月前 3か月前	1年	最長3年
米国NYISO	1か月前	月次(契約期間中)	6か月 (夏季5~10月、 冬季11~4月)	6か月 (夏季5~10月、 冬季11~4月)
米国ISO-NE	3年前	2年前 1年前 直前 月次(契約期間中)	1年	最長7年
イギリス	4年前	1年前	1年	新設:最長15年 改修:3年

出所: PJM, "PJM Manual 18: PJM Capacity Market",  
NYISO, "Installed Capacity Manual",  
ISO-NE, "Introduction to New England's Forward Capacity Market",  
UK, "The Capacity Market Rules" 等より作成

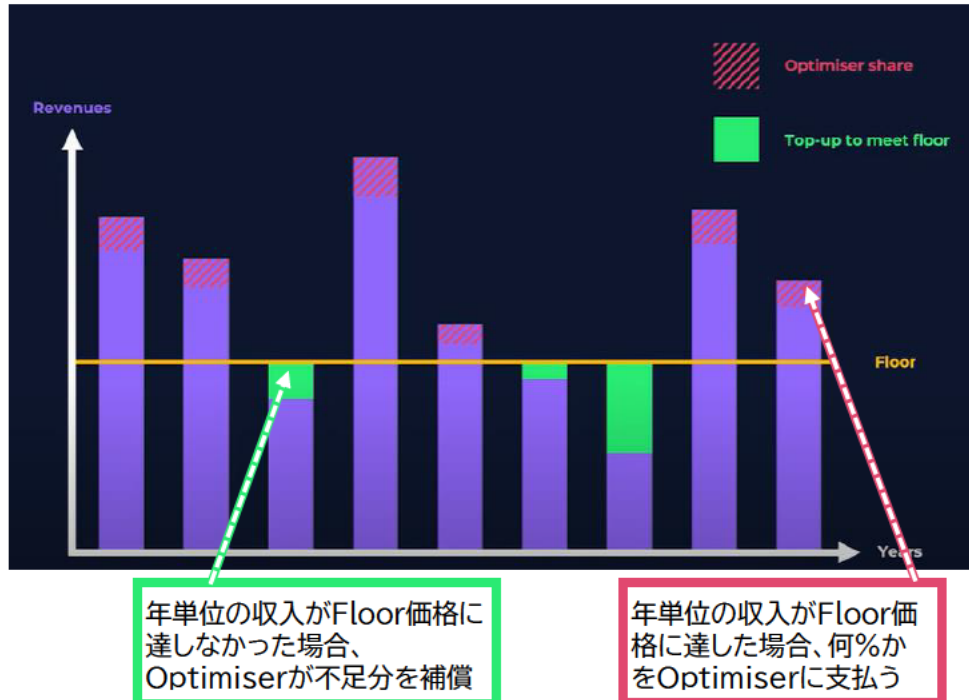
30

## 系統用蓄電システムの固定収入(2/2)



- 系統用蓄電システムの固定収入のもう一つは、Optimiser(アグリゲーター)とのFloor price収入である。
- 近年、英国においては蓄電システム保有者が最低収入保証として、Optimizer(RTM:Route to Market Provider)とのFlooring契約(Floor price take off contract/Floor price agreement)を締結することが可能となっている。
- Floor price収入は、1～2時間率の蓄電システムにおける一般的な契約における値を参照し、20,000～60,000 £/MW/年と想定される。

### Floor price収入想定



- Flooringは、Optimiser(アグリゲーター)とアセットオーナーとの間の契約で、マーケットベンチマークのフロア(最低収入)をアセットオーナーが得られるように保証されるもの。
- 通常10年、長くて20年間程度の固定収入となる。投資機関や融資を受けている金融機関に対して、最低収入を保証できる。
- 英国では、2時間率の蓄電システムであれば40,000～60,000 £/MW、1時間率の蓄電システムであれば20,000～35,000 £/MW程度が相場。
- Optimiserの手数料は蓄電システムの収入と連動しており、フロア以上の収入が得られれば、収入の何%かをOptimizerに支払う。
- 一方で、現在の市場で契約されているFloor priceが過度に低い可能性があり、Optimizerとの契約期間の短期化やOptimizerにどこまでアセットの運用を任せて、どこまで自社で担保するか等の論点がある。

出所) modo, "Battery energy storage trading: 'floor price' contracts", 閲覧日2023年10月20日, <https://www.youtube.com/watch?v=cEZRTmKcvk4> より三菱総研加筆

## (参考)英国のOptimizer

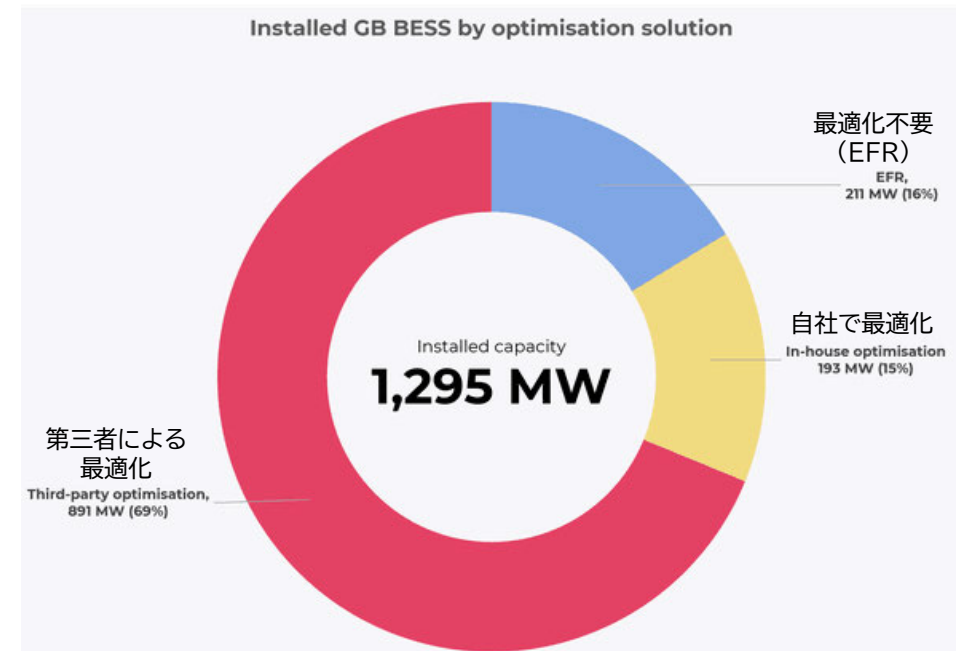


- Optimizerは、Route-to-marketプロバイダー、アグリゲーター、オペレーター、トレーディング・パートナーと様々な略称で呼ばれている。これらは蓄電システム所有者に以下のようなサービスを提供している。
  - 市場へのアクセス: サイトがBESSの様々な収益源に参加できるようにする。
  - サイトの運営: 収益を最大化するための戦略を立案し、実施する。これには、市場の選択、取引、ディスパッチ、劣化管理などが含まれる。
  - 財務報告: サイトのパフォーマンスと収益を報告する。
- 英国において導入されている蓄電システムの70%は、Optimiserのような第三者が最適化を担っている。

### 蓄電システムの最適化方法

最適化方法	概要	どんな事業者に適しているか
最適化不要	全てのBESSが最適化を必要とするわけではない。既存の商業的取り決めに拘束されている場合は不要である。	Enhanced Frequency Response(EFR)など、独占的な長期契約を結んでいるサイトを所有している事業者
自社で最適化	BESS所有者は、そのサイトのOptimizerとしても機能し、その市場活動に対して単独で責任を負う。	既に取り引機能を持ち、それを拡張することができる事業者
第三者による最適化	BESS所有者は、サイトの市場活動に責任を持つ第三者にサイトの最適化を委託する。	自社にトレーディング機能を持たない(持ちたくない)事業者

### 蓄電システムの最適化方法の割合



# 系統用蓄電システムの収入の内訳(混雑緩和参加なし)



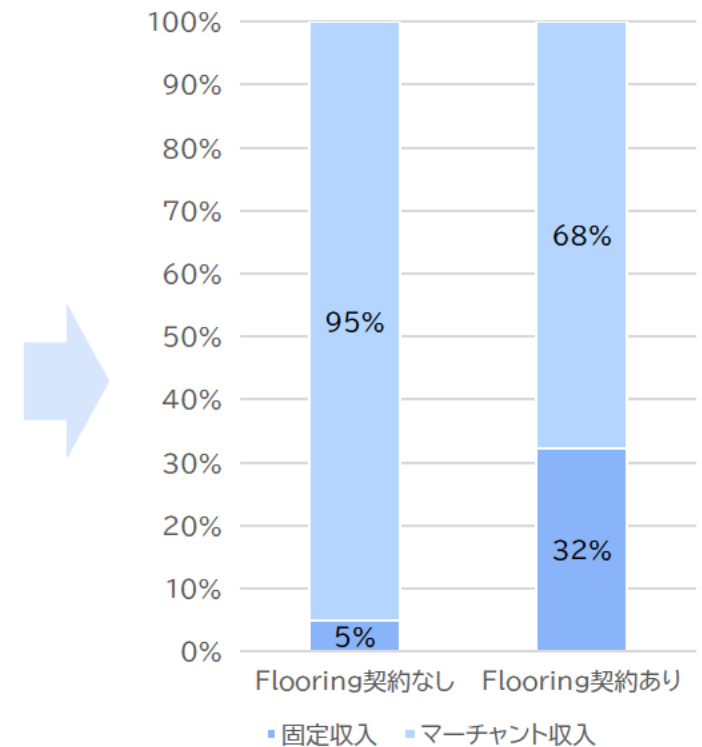
- 前頁までに整理したマーチャント収入・固定収入の想定を基に、系統用蓄電システムが得られる年間収入を試算すると、Flooring契約なしの場合は年間約148,000 £ / MW (=約3,000万円/MW※1)となり、マーチャント収入が95%、固定収入が5%となる。Flooring契約ありの場合は、固定収入が30%程度に増加する。

## 系統用蓄電システムが得られる年間収入(1MW・2時間率の場合)と内訳

※1 £ = 約182円換算

- 各収益源の収入は前頁に記載の通り想定。
- Optimizerへの手数料支払いはマーチャント収入の10%と設定。

		unit	収入 (Flooring契約なし)		収入 (Flooring契約あり)	
マーチャント 収入	EFR	k £ / year	1	0%	1	1%
	FFR(weekly)	k £ / year	0	0%	0	0%
	FFR(Monthly)	k £ / year	51	31%	51	35%
	Dynamic Containment	k £ / year	88	54%	88	59%
	Dynamic Moderation	k £ / year	0	0%	0	0%
	Dynamic Regulation	k £ / year	5	3%	5	3%
	Wholesale trading	k £ / year	9	5%	9	6%
	Balancing Mechanism	k £ / year	2	1%	2	1%
	Floor price調整	k £ / year	—	0%	-40	-27%
	Optimizerへの手数料	k £ / year	—	0%	-16	-11%
固定収入	Capacity Market (de-Rating)	k £ / year	8	5%	8	5%
	Floor price	k £ / year	—	0%	40	27%
Total		k £ / year	164	100%	148	100%



# 系統用蓄電システムの収入の内訳(混雑緩和参加あり)



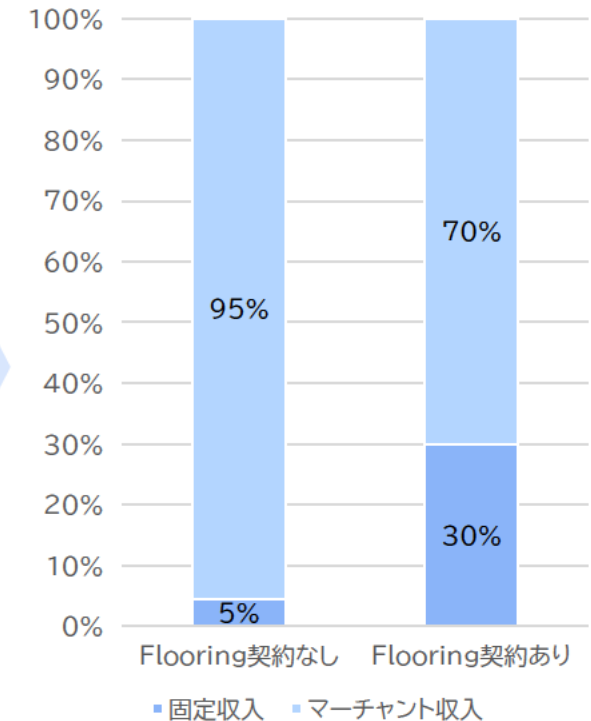
- 前頁で示した系統用蓄電システムで混雑緩和サービス(Constraint Management Pathfinder<sup>※1</sup>)に参加した場合を想定すると、Flooring契約ありの場合は年間約176,000 £ /MW(=約3,200万円 /MW<sup>※2</sup>)となり、混雑緩和サービスへの参加がない場合に比べて20%程度収入が増加する。

## 系統用蓄電システムが得られる年間収入(1MW・2時間率の場合)と内訳

- 各収益源の収入は前頁に記載の通り想定。
- マーチャント収入の10%はOptimizerへの手数料支払いと設定。
- Constraint Management Pathfinderに参加した場合、容量市場、Response・Reserveサービスは並行して参加可能。それ以外のサービス(Wholesale trading、Balancing Mechanism)についてはESOと合意すれば参加することが可能であるが、本試算では参加しないとした。

※1 第2回入札(2024/2025年対象)以降は事実上蓄電システムの参加は不可能  
 ※2 1 £ = 約182円換算

		unit	収入 (Flooring契約なし)		収入 (Flooring契約あり)		
マーチャント収入		EFR	k £ /year	1	0%	1	0%
		FFR(weekly)	k £ /year	0	0%	0	0%
		FFR(Monthly)	k £ /year	51	29%	51	32%
		Dynamic Containment	k £ /year	88	50%	88	55%
		Dynamic Moderation	k £ /year	0	0%	0	0%
		Dynamic Regulation	k £ /year	5	3%	5	3%
		Wholesale trading	k £ /year	—	0%	—	0%
		Balancing Mechanism	k £ /year	—	0%	—	0%
		Floor price調整	k £ /year	—	0%	-40	-25%
		Optimizerへの手数料	k £ /year	—	0%	-16	-10%
		Constraint Management Pathfinder	k £ /year	23	13%	23	14%
		固定収入	Capacity Market (de-Rating)	k £ /year	8	5%	8
Floor price	k £ /year		—	0%	40	25%	
Total		k £ /year	176	100%	160	100%	





# (参考) Constraint Management Pathfinderの収入



- B6連系線での2024/25年の調達結果から、Constraint Management Pathfinder※1の収入を約23,000£/MW/年と想定した。

※1 第2回入札(2024/2025年対象)以降は事実上蓄電システムの参加は不可能

## Constraint Management Pathfinderの年間収入想定

### B6連系線での2024/25年の調達結果

Name of Contracting Entity	Generating Unit Name(s)	Transmission Entry Capacity (TEC)	Arming Fee (£/MWh)	Tripping Fee (£/Per Trip)	Successful or Unsuccessful
Aikengall II Community Wind Company Ltd & Aikengall IIA Community Wind Company Ltd	Aikengall II Community Wind Farm & Aikengall IIA Community Wind Farm	145	£19.50	£305,819	Successful
Banks Renewables (Kype Muir) Ltd	Kype Muir Wind Farm	88.4	£30.00	£75,510	Unsuccessful
Banks Renewables (Middlemuir) Ltd	Middlemuir Wind Farm	51	£30.00	£48,640	Successful
EDF Energy Renewables Limited	Fallago Rig Windfarm Limited	144	£15.00	£1,570,000	Successful
EDF Energy Renewables Limited	Corriemollie Windfarm Limited	47.5	£15.00	£424,000	Successful
EDF Energy Renewables Limited	Dorenell Windfarm	177	£108.40	£1,028,000	Unsuccessful
Fred. Olsen Renewables Ltd	Crystal Rig 2 Wind Farm, Crystal Rig 3 Wind Farm, Crystal Rig 4 Wind Farm	200	£3.15	£30,874	Successful
RWE Renewables Ltd	Enoch Hill Windfarm	69	£30.00	£800,000	Unsuccessful
Scottishpower Renewables (UK) Limited	Whitelee I Windfarm & Whitelee II Windfarm	511	£13.69	£2,139,077	Successful
Scottishpower Renewables (UK) Limited	Blacklaw I Windfarm	118	£15.38	£328,205	Successful
Scottishpower Renewables (UK) Limited	Blacklaw II Windfarm	60	£15.55	£177,155	Successful
Scottishpower Renewables (UK) Limited	Harestanes Windfarm	125	£14.01	£483,595	Successful
Scottishpower Renewables (UK) Limited	Glen App Windfarm	32.2	£16.05	£106,621	Successful
SSE Renewables Limited	Griffin Wind Farm	188.6	£9.14	£591,467	Successful

- サービスコストは以下の式で計算される。  

$$\text{Service cost (£/MWh)} = \text{Arming fee (£/MWh)} + \frac{\text{Tripping fee (£/trip)}}{(\text{TEC(MW)} \times 1500 \times 25)}$$

Arming fee: 待機費用  
 Tripping fee: 解列費用  
 TEC: 調達量

- NGESOは1年あたり1,500hのarmingを予定している。
- B6連系線での2024/25年の調達結果のうち、Successfulとなっている契約について、上記の式でサービスコストを算出し、平均すると約23,000£/MW/年となる。

# 系統用蓄電システムの費用



- 系統用蓄電システムの導入費用は欧州における費用を参照して約470£/kWh、年間O&M費用は対導入費用の0.3%と想定し、年間にかかる費用は耐用年数あたりで平均化されるとすると、年間約65,000£/MW(約1,183万円/MW ※1)の費用がかかる。

※1 1£=約182円換算

## 系統用蓄電システムの年間費用(1MW・2時間率の場合)

項目	想定	備考	
耐用年数	15年	一般的な蓄電システムのスペックより	
蓄電システムコスト	導入費用	540EUR/kWh 約470£/kWh (1EUR=0.87£)	各種レポートより
	O&M費用	0.3%/年 (対導入費用)	大型蓄電システム実証事業等の事例より
	総コスト (MWあたり年間コスト)	65,487£/MW/年	蓄電システム導入費用×時間率/耐用年数に、蓄電システムO&M費用を加算

## 欧州の蓄電システム導入費用



出所)三菱総合研究所，“定置用蓄電システムの普及拡大策の検討に向けた調査”，閲覧日2023年10月20日，[https://www.meti.go.jp/meti\\_lib/report/2022FY/000050.pdf](https://www.meti.go.jp/meti_lib/report/2022FY/000050.pdf)

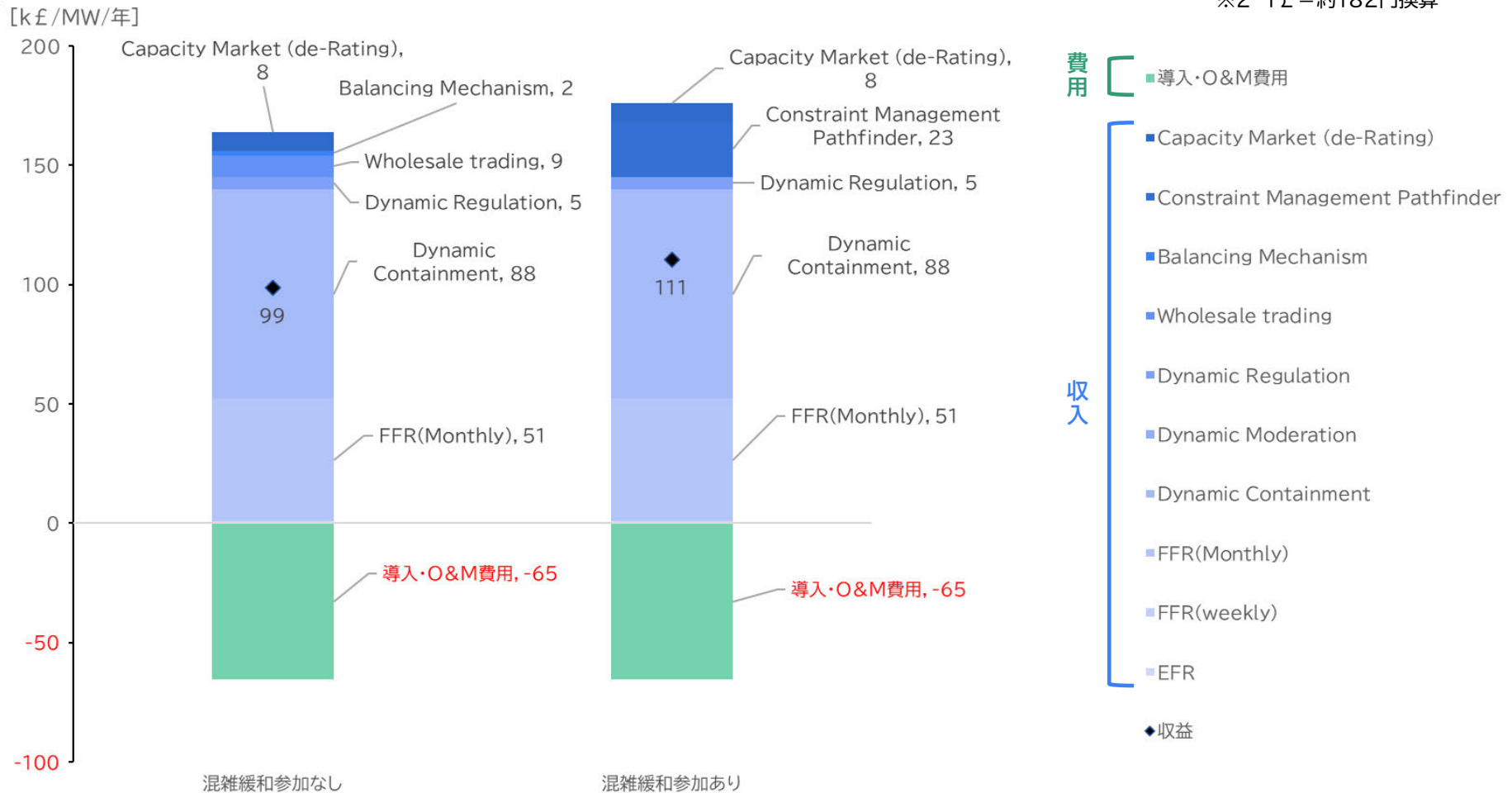
# 系統用蓄電システムの収益



- 前頁までに想定した系統用蓄電システムの年間収入・年間費用から収益を算出すると、混雑緩和サービスへの参加がない場合は年間約99,000£/MW(約1,800万円/MW)、混雑緩和サービス(Constraint Management Pathfinder※1)への参加がある場合は年間111,000£/MW(約2,000万円/MW※2)となる。

※1 第2回入札(2024/2025年対象)以降は事実上蓄電システムの参加は不可能  
 ※2 1£ = 約182円換算

## 系統用蓄電システムの年間収益(1MW・2時間率・Flooring契約なしの場合)



# III. 定置用蓄電システムの系統混雑緩和への活用に関する海外事例調査

---

1. 日本における系統混雑解消に向けた蓄電システムの活用の前提整理
2. 混雑緩和価値の取引制度の調査
3. 混雑緩和価値提供に関わる対価提供の方法やその原資
4. 混雑緩和型蓄電システムの導入規律(B/C分析)
5. 混雑箇所への蓄電システム立地誘導手法
6. 送電事業者による蓄電システム所有に関する規定
7. 混雑緩和用蓄電システムの収益性事例
8. 蓄電システムによる混雑緩和効果の評価事例

# 短期的な接続プロセスの改善に向けた取り組み – 英国 –



- 英国が掲げるネットゼロ目標を達成するためには、現在の接続状況を改善する必要がある。そのため、英国のTSOである National Grid ESOは現在系統接続プロセス改革を進めている。その一環として、短期的な接続プロセスの改善を支援するための5つの計画(five point plan)を2023年2月に公表しており、その計画の中に「蓄電システムの運用モデル分析と取扱い」や「蓄電システムのノンファーム接続」が含まれている。

## National Grid ESOの5つの計画”five point plan”

### 1. TEC Amnesty

This was the first TEC Amnesty since 2013. We received a total of 8.1GW of applications and are currently working with Ofgem to allow the termination/reduction of TEC process from connection agreements.

### 2. Construction Planning Assumptions Review

We are reducing the assumptions around how many projects in the queue will connect. We expect this will allow some connection dates to be brought forward and reduce works in existing agreements.

### 3. Treatment of Storage

We are revising the way storage connections are modelled using insight resulting of a better understating of its behaviour. These changes will allow storage to connect quicker and support unlocking more capacity to connect others.

蓄電システムの運用モデル分析と取扱い

### 4. Queue Management

There is currently no mechanism in the CUSC to terminate projects that are not progressing. If changes are approved, it would allow us to terminate projects that are not progressing against their contracted milestones and agreed timescales.

### 5. Non-firm Offer Development

The policy aims to accelerate the removing the need for non-critical enabling works to be complete before they connect. We continue to look at the opportunity to roll out this approach to other connections.

蓄電システムのノンファーム接続の開発



# 蓄電システムの運用モデル分析と取扱い(1/7) – 英国 –



- National Grid ESOは、前掲の“five point plan”の中で、蓄電システムの系統混雑緩和効果をシミュレーションしている。
- 蓄電システムの系統混雑緩和効果のモデル化により、実質的な系統空き容量の管理が可能となる。その結果、系統への接続可能容量の増加および、系統接続に要する待機時間の短縮が期待されている。
- なお、分析のアプローチには経済性分析および各市場への参加要件など、蓄電システムの運用実態を踏まえた観点についても含まれている。

注) 本調査・分析はNational Grid ESOとDNVにて進められた。DNVは1864年に設立されたノルウェー・オスロに本部を置く独立財団。エネルギー分野における調査および技術コンサルティング等のサービスを提供しており、日本では兵庫県神戸市(三宮)に本部を構えている。

Step	各Stepにおけるアプローチの概要
1. 蓄電システム評価	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 5つの蓄電システムの運用機能定義とモデリング</li> <li>• 各蓄電システムのMW/MWhあたりのコスト定義</li> </ul>
2. 電力システムモデリング	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 英国電力システムシステムのモデル設定と蓄電システム接続適地の特定</li> <li>• 各蓄電システムモデルを活用することによる系統混雑削減シミュレーション</li> </ul>
3. 経済モデル分析	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Step1およびStep2での結果を用いた蓄電システムの標準コスト分析</li> <li>• 蓄電システムの稼働率分析</li> </ul>
4. ユースケース評価と前提条件の整理	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 既存市場への蓄電システムの参加要件検討</li> <li>• 蓄電システムのユースケース評価と関連条件等の特定</li> </ul>

出所) National Grid ESO, “Storage for Constraint Management”, 閲覧日2023年9月4日, <https://www.nationalgrideso.com/document/247586/download>,  
National Grid ESO, “Accelerating Energy Storage Connections policy update”, 閲覧日2023年9月4日, <https://www.nationalgrideso.com/document/281171/download> より三菱総研作成

## 蓄電システムの運用モデル分析と取扱い(2/7) – 英国 –



## Step1:蓄電システムの評価

- Step1では、5つの蓄電技術の運用機能およびコスト等が分析されている。
- 分析対象の5つの技術については、運用面での類似性およびコスト構造から3つにモデリングされ、次Step以降の評価・分析に用いられている。

モデル	蓄電技術※1	概要※2	
モデル1	液体空気エネルギー貯蔵	規模	最大500MWh
		充電時間 / 放電時間	6~12時間 / 6~24時間
		寿命	11,000サイクル / 30年
	フロー電池	規模	50MWh以上
		充電時間 / 放電時間	4~8時間 / 6~13時間
		寿命	20,000サイクル / 20年以上
モデル2	水素	規模	1GWh以上
		充電時間 / 放電時間	タンク容量等による
		寿命	— / 20年
		CAPEX	3~7£/kWh (水素タンクに係るコスト)
モデル3	リチウムイオンバッテリー	規模	1~1.5GWh
		充電時間 / 放電時間	最大4~6時間 / 4~6時間
		寿命	7,000サイクル / 8~15年
		CAPEX	190~240£/kWh
	重力エネルギー貯蔵	規模	— (パイロットプロジェクトのため不明)
		充電時間 / 放電時間	最大8~10時間 / 最大10~12時間
		寿命	10,000サイクル / 30~40年
		CAPEX	214~259£/kWh

※1) 揚水式水力、圧縮空気エネルギー貯蔵、熱エネルギー貯蔵については、技術の成熟性、開発に係るリードタイム等の観点より本分析の対象外とされている。

※2) その他、容量劣化率およびOPEX等についても評価がされている。

出所) National Grid ESO, "Storage for Constraint Management", 閲覧日2023年9月4日, <https://www.nationalgrideso.com/document/247586/download> より三菱総研作成

## 蓄電システムの運用モデル分析と取扱い(3/7) – 英国 –

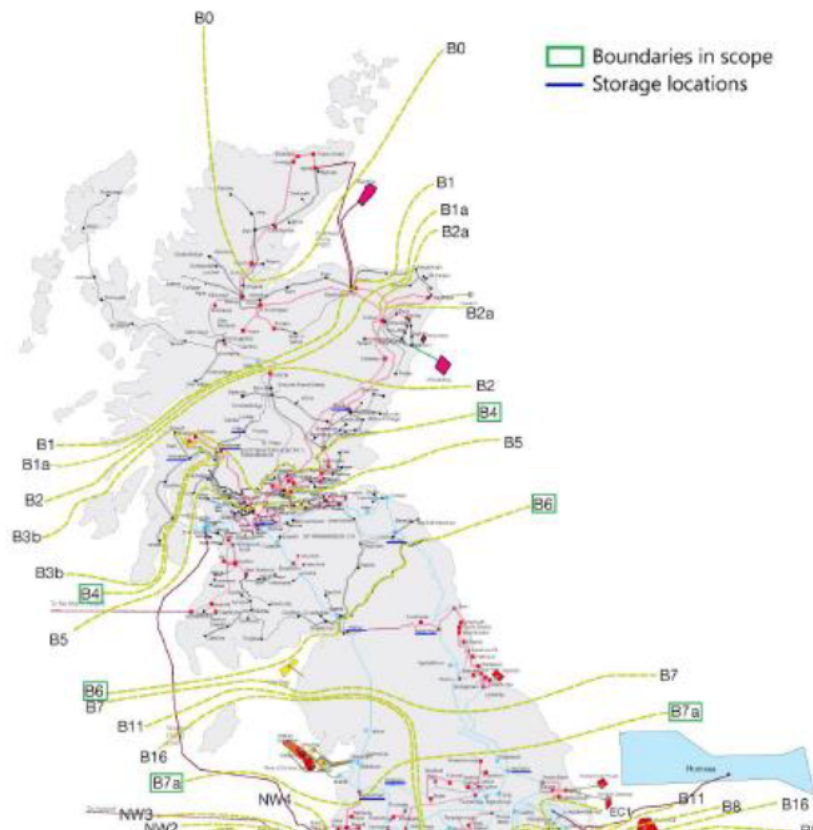


## Step2:電力系統モデリング

- Step2では、英国内における電力系統のモデル設定および蓄電システム設置適地の特定がされている。
- 英国送電網の6エリアをモデル系統とし、2030年までの発電量および需要変化等を分析。蓄電システムの設置場所として英国内24カ所※が挙げられた。

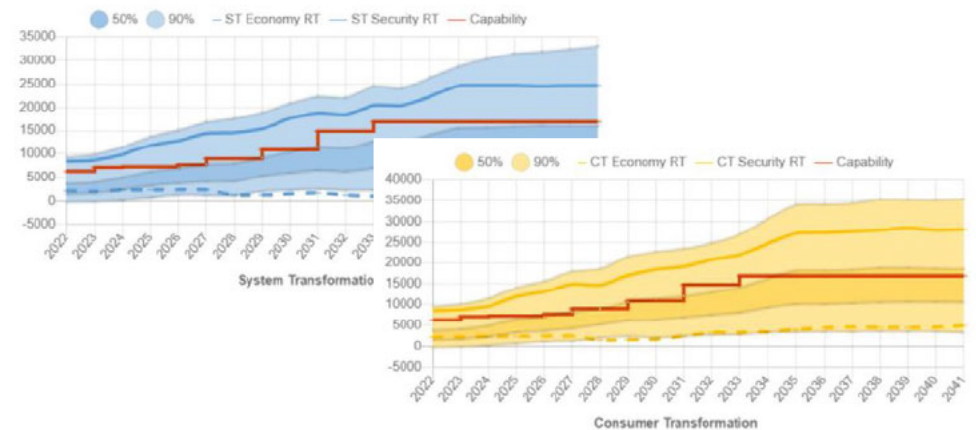
※ 電圧階級は132~400kV

## モデル系統および蓄電システム設置適地(抜粋)



## 発電量および需要変化の分析と最適化モデル

B6エリア(スコットランド境界)における発電量および需要変化の分析例



分析で使用された蓄電システムのモデル別パラメータ

	規模	充放電効率	合計MW / 24拠点	合計MWh / 24拠点
モデル1	50MW / 400MWh	85.0%	1,200	9,600
モデル2	50MW / 1,200MWh	55.0%	1,200	28,800
モデル3	50MW / 1,200MWh	37.5%	1,200	28,800

出所) National Grid ESO, "Storage for Constraint Management", 閲覧日2023年9月4日, <https://www.nationalgrideso.com/document/247586/download>



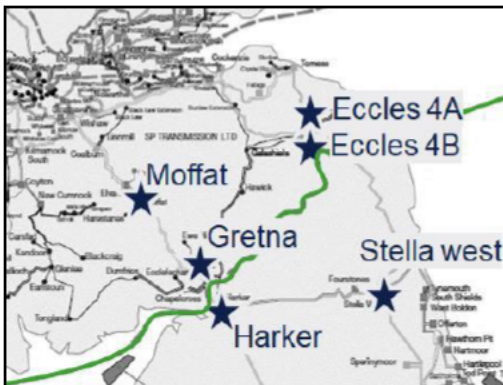
## 蓄電システムの運用モデル分析と取扱い(4/7) – 英国 –



## Step2:電力系統モデリング

- Step2では、蓄電システムの充放電と系統混雑削減効果について、イングランドとスコットランドの境界にあたるB6エリアの例が示されている。
- 本分析では、蓄電システムの充放電量の半分程度未満の混雑が削減されるとシミュレーションされている。

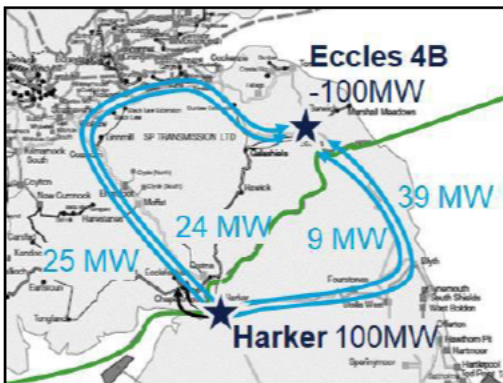
## B6エリアにおける系統混雑削減効果の例



B6エリアでは、GretnaとHarker間の系統が南方向に混雑している。

例では、Harkerで放電し、Eccles4Bで充電される。

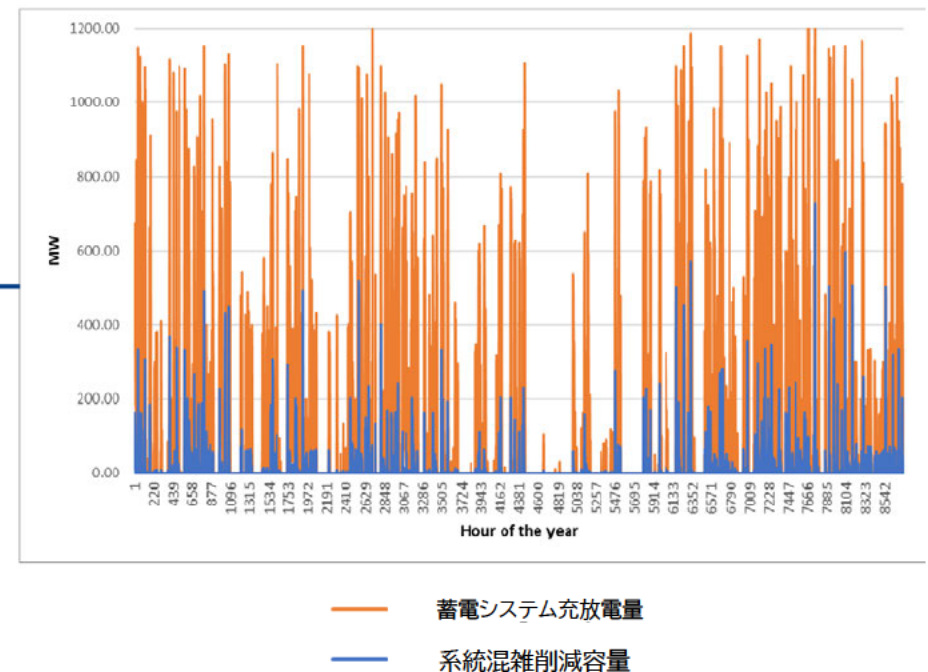
★…蓄電システムの設置場所



Harkerで100MW放電し、Eccles4Bで100MW充電(計200MWの充放電)した場合、西側で49MW、東側で48MW(計97MW)の系統混雑が削減されるとシミュレーションされた。

## 蓄電システムの充放電と系統混雑削減効果

2030年断面における蓄電システム“モデル1”の例



蓄電システムの充放電量に対して、系統混雑容量は概ね半分～半分未満削減されている。

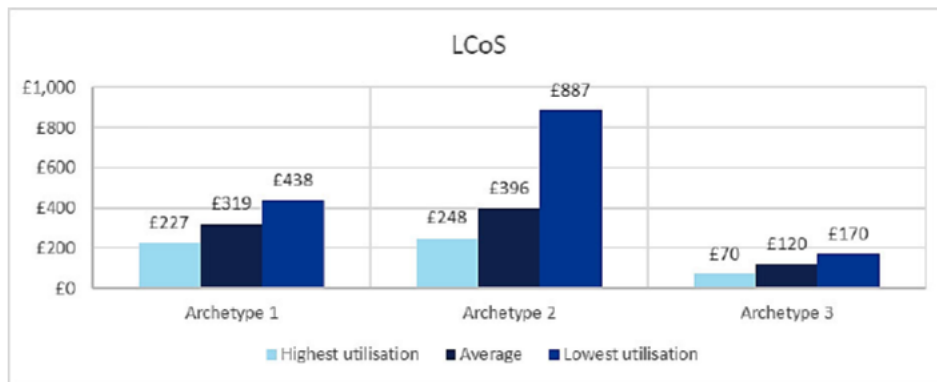
## 蓄電システムの運用モデル分析と取扱い(5/7) – 英国 –



## Step3: 経済モデル分析

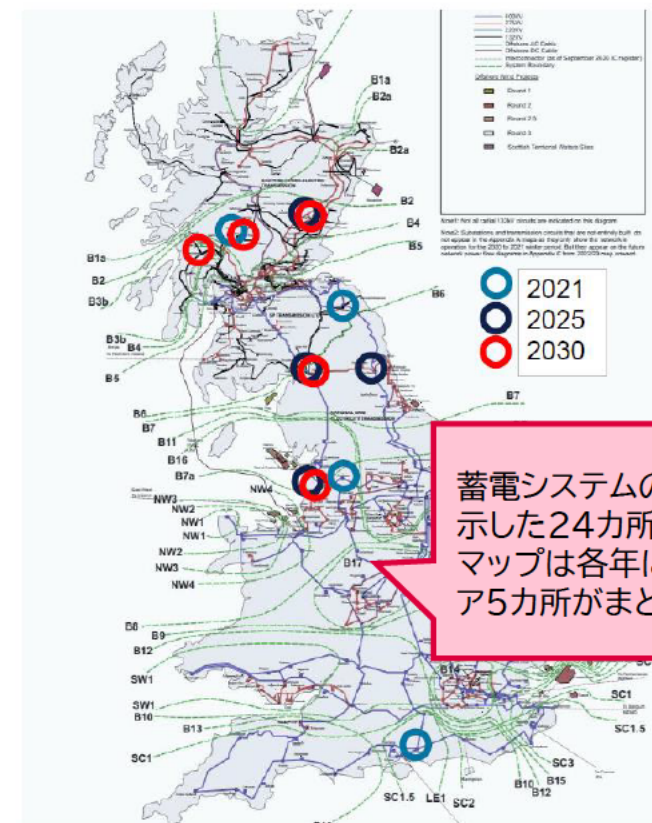
- Step1で評価した蓄電システム各モデルのコストおよび、Step2の電力系統モデリングにおける考察を基に、Step3では蓄電システム各モデルの経済性を分析している。
- “蓄電システムの現在資産価値”を“年間充放電量”で除すことにより、各モデルの標準コストを試算しており、システムの稼働が高まるにつれ、コストは優位に振れることが示されている。

## 蓄電システムモデル別標準コスト



	最高稼働	平均稼働	最低稼働
モデル1	£227	£319	£438
モデル2	£248	£396	£887
モデル3	£70	£120	£170

## 蓄電システムの高稼働エリア分布



蓄電システムの稼働率はStep2で示した24カ所で試算されている。マップは各年における高稼働エリア5カ所がまとめられたもの。

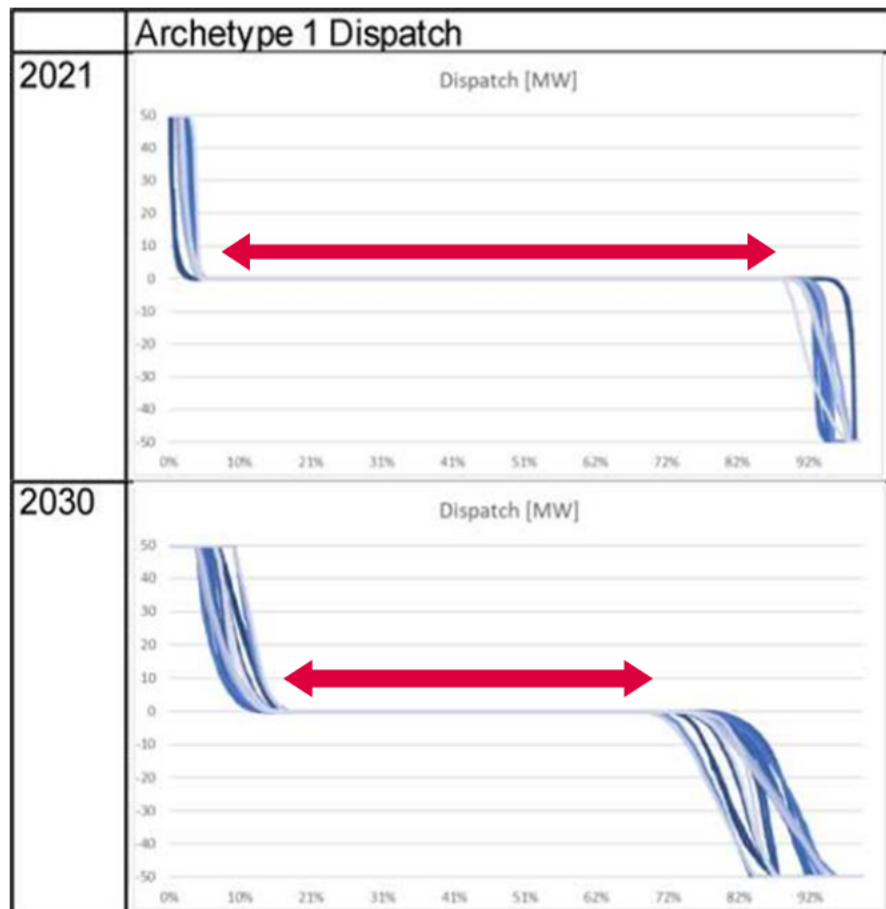
## 蓄電システムの運用モデル分析と取扱い(6/7) – 英国 –



## Step3: 経済モデル分析

- Step3では、蓄電システムが系統混雑緩和のみを目的とし、他の関連市場へ参加できない場合は、経済的に成立しないことが結論づけられている。系統混雑緩和での活用のみならず、関連市場での収益が必要であると言及されている。

## 蓄電システムの稼働シミュレーション



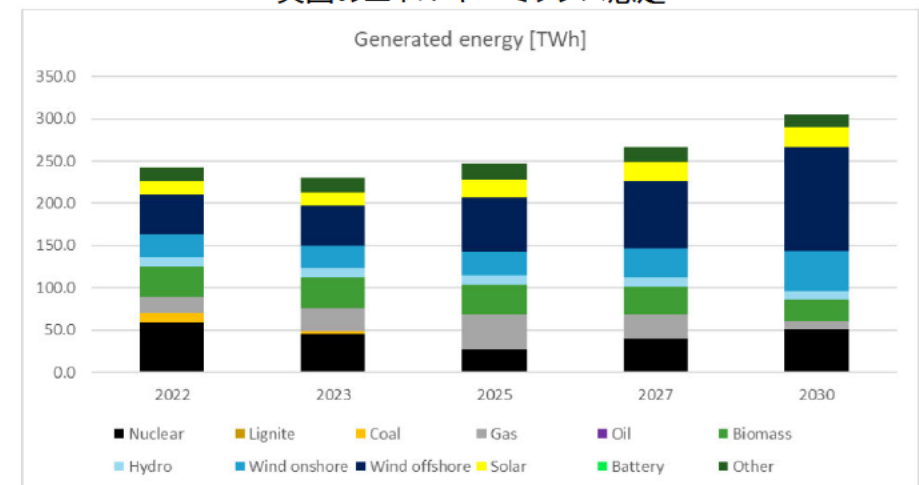
例)2021年・2030年断面における蓄電システム“モデル1”

左図には、蓄電システムのディスパッチ量が示されている。

再エネの拡大等※により、2030年ではディスパッチ量が増え、蓄電システムの稼働が高まると想定されている。

他方、蓄電システムの経済性を高めるには、系統混雑緩和での活用のみならず、関連市場での収益を得ることが重要であると言及されている。

## 英国のエネルギーミックス想定



出所) National Grid ESO, “Storage for Constraint Management”, 閲覧日2023年9月4日, <https://www.nationalgrideso.com/document/247586/download> より三菱総研加筆

## 蓄電システムの運用モデル分析と取扱い(7/7) – 英国 –



## Step4: ユースケース評価

- Step4では、英国における市場・サービスに対する各蓄電技術の可用性がマッピングされ、各市場・サービスの価格および調達量実績を基に、各蓄電システムの収益ポテンシャルについても分析がされている。
- 蓄電システムにとって収益的魅力が大きい市場・サービスとして、“周波数応答”、“容量市場”、“卸市場”が挙げられている。

## 市場・商品に対する蓄電技術の可用性(一部抜粋)

Service type	Service/ Market	Flow	CES	H2	Li-ion	Gravity
Frequency Response Services	FFR static	√	X	√	√	√
	FFR dynamic	√	X	√	√	X
Low Frequency Static (LFS)	Low Frequency Static (LFS)	√	X	√	√	X
	Dynamic Low High (DLH)	√	X	√	√	X
	Dynamic Containment (DC)	√	X	√	√	X

カラーコード	概要
Orange	現在利用可能なサービス。将来的に廃止の可能性あり
Yellow	利用できないサービス
Green	稼働中のサービス
Light Green	開発中のサービス

## 各蓄電システムの収益ポテンシャル

Service type	Service/ Market	Potential service availability/utilisation remuneration per archetype					Comments
		Flow	CES	H2	Li-ion	Gravity	
Frequency Response Services	FFR static (£/MW/h)	0.3	X	0.3	0.3	0.3	2021 weekly auctions trial has stopped, therefore we used 2020 average monthly tender prices. <sup>34</sup>
	FFR dynamic (£/MW/h)	7.1	X	7.1	7.1	X	
	Dynamic Containment (DC) (£/MW/h)	15	X	15	15	X	Average price September to December 2021. <sup>35</sup>
Balancing Reserve Services	STOR (£/MW/h)	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4	Average price daily auctions 2021 (April – Nov) <sup>36</sup>
	Demand Turn Up (£/MWh)	2.9 67.5	2.9 67.5	2.9 67.5	2.9 67.5	2.9 67.5	Average tender prices. Latest tender results available are in 2017. <sup>37</sup> The availability window is limited to 6 months - an average of 9 hours per day during weekdays and 3 hours on weekends. <sup>38</sup>
Capacity Market	Capacity market T-4 (£/kW/year)	2	2	2	2	2	T-4 auction delivery year 2024-25. <sup>39</sup>
Capacity Market	Capacity market T-1 (£/kW/year)	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	T-1 auction delivery year 2021-22. <sup>40</sup>

“STOR”は火力発電が市場の大半を占めており、蓄電システムの参入余地が小さいこと、“Demand Turn Up”は市場規模が小さいことからReserveサービスでの収益機会は限定的とされた。

## IV. 順潮流側混雑に起因する蓄電システムに対する 充電抑制についての海外事例調査

---

# 順潮流側混雑に起因する蓄電システムに対する充電抑制

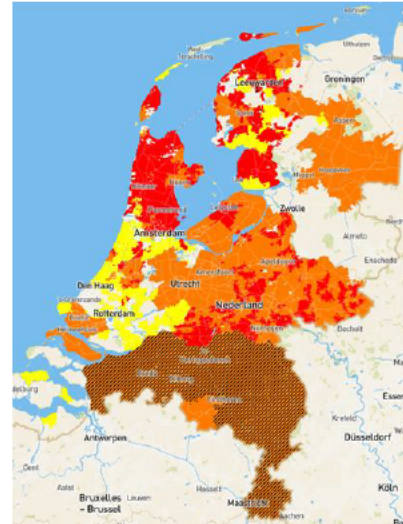
- 現時点で、順潮流側で混雑が発生するほど蓄電システムが大量に系統接続するような事態に至っている国はほぼ見当たらない。唯一、オランダでは近年多くの大規模蓄電システムが設置されていることにより、蓄電システム接続が一因となって系統容量が最大に達する事態が頻繁に起こっている。
  - 特に配電系統(50kV以下)において需要起因の混雑で系統接続できない場所が多発している。
- そのため、オランダのDSOは蓄電システムのノンファーム接続契約の導入を検討し始めており、その検討に資する実証を行っている。ただ、検討が始まったばかりの段階であり、制度的な整理は未実施である。

## 順潮流側の空き容量マップ

(左:110・150kV、右:3相×80A※を超える配電系統(50kV以下))※230Vで換算すると約50kW



- 利用可能
- 利用可能な容量が限られている
- 混雑管理エリア
- 混雑状況調査中



- 利用可能な容量が限られている
- 混雑管理の適用可能性調査結果が出るまで利用可能な容量なし
- 混雑管理の適用により、利用可能な容量が非常に限られている
- 混雑管理の適用限界に達しており、利用可能な容量なし

出所) Tennet, "Netcapaciteitskaart", 閲覧日2023年8月21日, <https://www.tennet.eu/nl/de-elektriciteitsmarkt/congestiemanagement/netcapaciteitskaart>  
 NetbeheerNederland, "Capaciteitskaart elektriciteitsnet", 閲覧日2023年6月30日, <https://capaciteitskaart.netbeheernederland.nl/> より三菱総研加筆

## オランダDSOによるノンファーム実証



Liander (オランダDSO)



- Lianderは、大規模蓄電システムの開発者であるGIGA Storage社と共に、サービスエリア内で3つのパイロット事業を開始した。
- 3つのサイトのうち、アムステルダムとアルクマールでは順潮流側の系統容量が、レリスタッドで風力・太陽光発電により逆潮流側の系統容量が最大に達している。
- これらのサイトにおいて、蓄電システムは系統に空き容量がある場合にのみ充放電ができる。

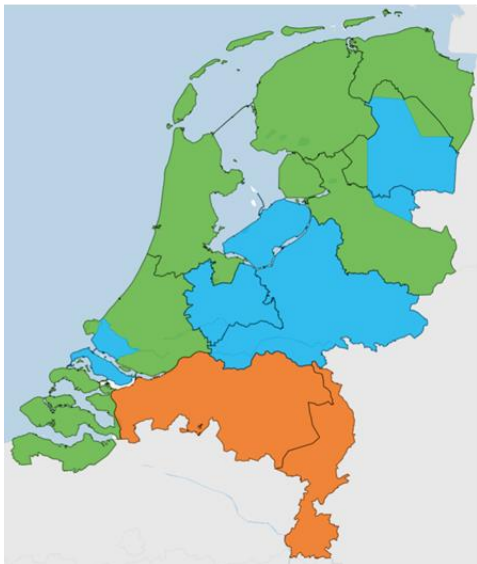
出所) Liander, "Liander en GIGA Storage starten pilots grootschalige batterijopslag bij knelpunten op het elektriciteitsnet", 閲覧日2023年8月21日, <https://www.liander.nl/nieuws/2022/07/07/liander-en-giga-storage-starten-pilots-grootschalige-batterijopslag-bij-knelpunten>

# 混雑の発生状況 – オランダ –

- オランダは経済成長、住宅需要の増加、モビリティの電動化により電力需要が増加している。また、世界最大級のインターネットハブAMS-IXを有すること、立地的なメリットが大きいことからデータセンター設置が急成長しており、アムステルダムには、オランダのデータセンターの7割、欧州全体のデータセンターの3分の1が集まっている。
- そのため、特に配電系統(50kV以下)において需要起因の混雑で系統接続できない場所が多発している。
  - 再エネの増加により、発電起因の混雑も同様に発生している。

## 110kV・150kV送電線における空き容量マップ

需要起因の混雑



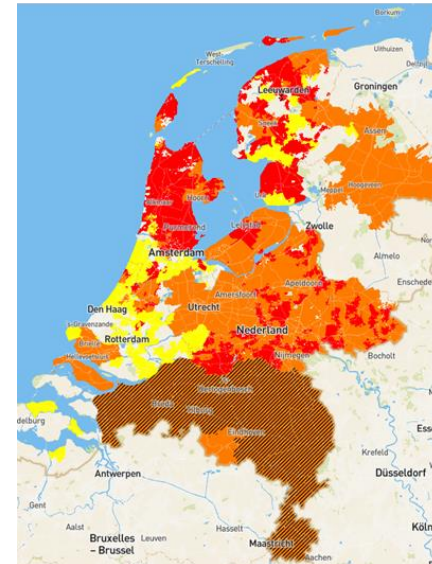
- 利用可能
- 利用可能な容量が限られている
- 混雑管理エリア
- 混雑状況調査中

発電起因の混雑

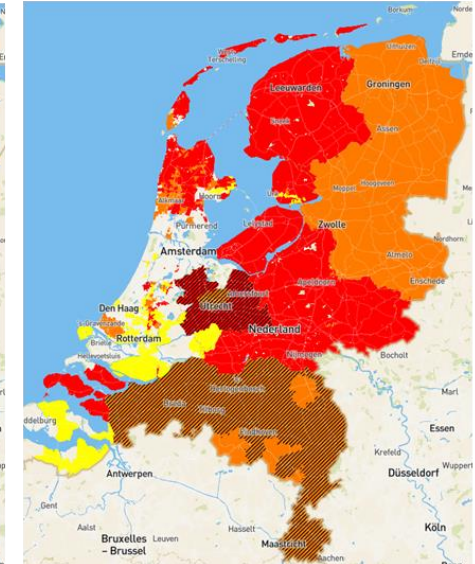


## 3相×80A※を超える配電系統(50kV以下)接続に対する空き容量マップ※230Vで換算すると約50kW

需要起因の混雑



発電起因の混雑



- 利用可能な容量が限られている
- 混雑管理の適用可能性調査結果が出るまで利用可能な容量なし
- 混雑管理の適用により、利用可能な容量が非常に限られている
- 混雑管理の適用限界に達しており、利用可能な容量なし

## 蓄電システムに対するノンファーム接続適用(1/2) – オランダ –

- TSOであるTenneTは、2022年6月にリンブルフ州と北ブラバント州でガス価格の高騰による産業需要の電化、大規模蓄電システム、EV充電ステーション、ヒートポンプの導入といった大規模な需要の増加により運用容量が不足する事態を受け、系統接続を希望する新規事業者に対して、一時的に接続を休止する措置が取られた。
- それ以来、その地域への接続の代わりに、DSOであるStedinのエリアのうち、特にランスタッド、ユトレヒト、ゼーラントで、蓄電システムの接続申請件数が4倍、接続容量が10倍になった。
- これを受けて、2022年7月に、Stedinは蓄電システムが空になったときに充電するのではなく、再エネの発電量と系統の空き容量が十分にあるときに充電するという条件に合意できる蓄電システム事業者のみを接続先として選択することを発表した。
  - オランダの法律では、DSOが選択的接続を行うことを認めていないため、改正を検討中の新エネルギー法を先取りした実証という位置づけでの実施である。

### オランダにおける混雑発生と蓄電システム申請増加のイメージ

• リンブルフ州・北ブラバント州の代わりに、蓄電システムを新規接続したい事業者の接続申請が殺到

• リンブルフ州と北ブラバント州で大規模な需要増加が原因で系統容量不足が発生  
• 新規接続を休止





## 蓄電システムに対するノンファーム接続適用(2/2) – オランダ –

- 現在のオランダの法律では、大規模蓄電システムを接続する場合、充電と放電の両方について24時間365日の容量接続契約を結ぶ必要がある(=ノンファーム接続が許容されていない)。近年多くの大規模蓄電システムが設置されていることにより、蓄電システム接続が一因となって系統容量が最大に達することが頻繁に起こっている。しかし、蓄電システムは系統をより効率的に利用するための解決策の一つになりうることから、新しいエネルギー法ではこの規制を見直す機会が設けられている。
- オランダのDSOは蓄電システムのノンファーム接続契約の導入を検討しており、Stedin以外の大手DSOであるEnexis、Lianderもその検討に資する実証を行っている。

### ノンファーム接続契約の実証事例

#### Enexis

- Enexisは2022年7月にソーラーパークを運営するPowerField社と実証試験を実施。
- PowerField社は、ソーラーパークに自社のバッテリーを設置し、系統が混雑していない時間帯に太陽光の発電をシフトしている。
- 具体的には、事前に設定された時間帯のみ発電容量を制限し、それ以外の時間帯は制限なく発電できるような契約を締結している。



出所) Enexis, “ENEXIS NETBEHEER EN POWERFIELD WERKEN SAMEN AAN BETERE BENUTTING CAPACITEIT ELEKTRICITEITSNET”, 閲覧日2023年8月21日,  
<https://www.enexisgroep.nl/nieuws/enexis-netbeheer-en-powerfield-werken-samen-aan-betere-benutting-capaciteit-elektriciteitsnet/>

#### Liander

- Lianderは、大規模蓄電システムの開発者であるGIGA Storage社と共に、サービスエリア内で3つのパイロット事業を開始した。
- 3つのサイトのうち、アムステルダムとアルクマールでは順潮流側の系統容量が、レリスタッドで風力・太陽光発電により逆潮流側の系統容量が最大に達している。
- これらのサイトにおいて、蓄電システムは系統に空き容量がある場合にのみ充放電ができる。



出所) Liander, “Liander en GIGA Storage starten pilots grootschalige batterijopslag bij knelpunten op het elektriciteitsnet”, 閲覧日2023年8月21日,  
<https://www.liander.nl/nieuws/2022/07/07/liander-en-giga-storage-starten-pilots-grootschalige-batterijopslag-bij-knelpunten>

## V. 定置用蓄電システムの系統混雑緩和への活用に関する海外事業者ヒアリング

---

1. 英国 National Grid ESO
2. ドイツ TransnetBW
3. 豪州 Eku Energy
4. 豪州 ElectraNet

# 英国National Grid ESO ヒアリング結果(1/4)



- 英国の系統運用者であるNational Grid ESOへヒアリングを実施し、以下の結果を得た。

CMPへの蓄電システムの参加状況	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 第1回入札においては蓄電システムも落札したが、第2回入札では技術要件が厳しくなった(最低8時間のarming:出力を継続しての待機が要件)ため、蓄電システムの参加が実質的に不可能となった。</li> </ul>
CMPの契約形態	<ul style="list-style-type: none"> <li>● CMPの契約は1年単位であるが、大多数の事業者が第2回入札に参加した。</li> <li>● 今後の契約形態(単年契約/長期契約)については、毎年の調査(study)で公表される将来の混雑要件に基づき決定する。</li> </ul>
CMPと他の市場との並行参加	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 容量市場・バランスメカニズムについては参加可能である。</li> <li>● ResponseおよびReserveサービスについては参加可能であるが、これらのサービス提供時にはCMPに関してarmingができないという意思を示す必要がある。</li> </ul>
CMPの歴史・今後	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 2008年ごろに開始したOTS(Operational Tripping Scheme)を改良し、混雑緩和に適用するためにCMPとして再実装した。</li> <li>● CMPは今後も拡大する予定であり、現在はE5境界で入札の調整を行っている。 <ul style="list-style-type: none"> <li>● EC5境界では南北の送電系統が制約を受けている。</li> <li>● EC5境界付近には洋上風力が多数設置されており、NGESOはこれらが参加すると想定している。</li> <li>● 他エリアへの適用については年次調査の結果を踏まえて検討する。</li> </ul> </li> </ul>

# 英国National Grid ESO ヒアリング結果(2/4)



- 英国の系統運用者であるNational Grid ESOへヒアリングを実施し、以下の結果を得た。

## CMPの運用

- 第2回入札では、技術要件として最低8時間のarming(出力を維持しての待機)が追加された。
  - 調査により混雑の発生から解消までおよそ8時間がかかることが判明したため。
  - 蓄電システムはこの条件を満たすことができないため、蓄電システムのCMPへの参加は事実上不可能になった。
  - NGESOとしては、蓄電システムより長期間継続して発電できる風力の方が価値が高いと認識している。
- NGESOはarmingによってbalancingコストの削減を狙っている。
  - 英国では、混雑緩和を目的として発電機の出力を抑制する場合には、抑制に対する補償と、需給バランスをとるために炊き増したガス火力への追加費用を二重で負担しなければならず、これが大きなコストとなっていた。
  - 火力の炊き増しは、脱炭素へ歩みを進める英国にとってできる限り避けたい事態でもある。
  - armingによって事故時に解列される発電機をあらかじめ定めておくことで、予防的な出力抑制を避けることができ、また事故時に解列することでbalancingコストを下げることもできる。
  - CMPはbalancingメカニズムよりコストが安い。
  - CMPによって削減できる容量は決まっているため、それ以上の容量が必要な場合にはbalancing・メカニズムを発動させる。
- 蓄電システムも含め、trippingされると瞬時に系統から解列される。
  - 蓄電システムに充電の指示を出すよりも解列の方が短時間で可能であるため、事故時に充電を指示するドイツや豪州とは異なり、英国では解列をする。
  - 解列にあたっては、変動率の小さい電源、また大きな容量の電源を優先する。
  - 刻々と変化する発電量を積み上げ量を確保するためにarmingは手動で行われるが、trippingは自動で行われる。

# 英国National Grid ESO ヒアリング結果(3/4)



- 英国の系統運用者であるNational Grid ESOへヒアリングを実施し、以下の結果を得た。

蓄電システムの系統への接続状況	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 英国においても、系統容量を超える蓄電システムの接続申請が発生している。ただし、投機的な申請もあり確度の高い申請を見極める必要がある。できる限り障壁のない状態で、多くの接続申請を受けたいと考えている。</li> <li>● 発電側・需要側いずれにおいても接続申請はあるが、発電側の方が数が多い。</li> </ul>
蓄電システムのノンファーム接続	<ul style="list-style-type: none"> <li>● ノンファーム接続された蓄電システムに対しては、抑制の補償は行われない。</li> <li>● ノンファーム検討が順潮流/逆潮流いずれに起因するのかは不明。</li> <li>● 蓄電システムの充電抑制については、現時点では想定していないが100%ないとは言い切れない。ただし、需要家起因の混雑は需要家側再エネの増加で減少しており、またEV需要の伸びも少ないため、そのような事態は考えにくい。</li> </ul>
蓄電システムの混雑管理に関するシミュレーション	<ul style="list-style-type: none"> <li>● five point plan の中で蓄電システムの適地を検討するシミュレーションを行ったが、高コストのため蓄電システムは系統抑制の管理に貢献できないことが分かった。以降進展はない。</li> <li>● 現状蓄電システムは収益の大半をResponseサービスから得ている。既に蓄電システム容量がResponseの調達量を超え始めており、今後蓄電システムの接続量が順調に伸びればResponseの価格は下がりBalancing Mechanismとの収益差は縮小すると想定される。</li> </ul>

# 英国National Grid ESO ヒアリング結果(4/4)



- 英国の系統運用者であるNational Grid ESOへヒアリングを実施し、以下の結果を得た。

## 蓄電システムの 立地誘導手法

- 蓄電システムに特化した手法はないが、再エネの立地誘導のために実施・検討している手法は以下の通り。
  - 空き容量マップ(Pre-Application)の公開:実施済み
  - ゾーン別TNUoSの導入:実施済み
  - ヒートマップの公開:2024年2月発表予定
  - ノーダル制の導入:検討中
- NGESOは可能な限り多くの情報を公開するように努めるが、商業的に機密性の高いデータは関係者の同意がない限り公開しない。
- データの利用者は幅広く想定している。
  - あらゆる規模・技術タイプの市場参加者
  - 市場アナリスト
  - 投資家
  - 投資家向けサービスを提供するコンサルタント
  - 学者など
- 大規模なデータはAPI経由で、NGESOの出版物に関連するデータはExcelで公開される可能性が高い。
- NGESOはOfgemや業界団体からESOの透明性を高めることを求められており、RIIO- IIの下で定められたBusiness PlanにおいてもESOによる情報公開の促進が明記されている(情報公開が託送料金制度上でインセンティブになる)。

# ドイツTransnetBW ヒアリング結果(1/3)



- ドイツのTSOであるTransnetBWへヒアリングを実施し、以下の結果を得た。

<p>ドイツにおける 計画段階の混雑管理</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• TransnetBWではコントロールセンターにおいて翌日の計画をたて、その中でGrid Boosterを活用するか否か、またその使用量を決定している。</li> <li>• 自社のデータだけでなく欧州全体のグリッドデータに基づき計画をたてており、Grid Boosterの活用についての情報は、天候情報・再エネデータ・従来の発電所等のデータ等と並んで評価される。</li> </ul>
<p>Grid Boosterに おける蓄電システムの ふるまい</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• TransnetBWが運用するGrid Boosterについては、以下の通りふるまう。</li> <li>• 通常時: 充電された状態で待機している。またGrid-forming機能も備えており、インバータが安定化のために機能している。</li> <li>• 事故時: 250MWのフルパワーで最大50分間放電する。南側の発電所(通常は火力発電所)が出力を上げた段階で無効化される。</li> </ul>
<p>Grid Boosterの 発動頻度</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Grid Boosterの蓄電システムを提供するFluenceの試算では、Grid Boosterの発動頻度は20~30件/年と見積もられている。20年間この頻度で使用(約600サイクル)しても問題ないとの保証を得ている。</li> <li>• ただし、Grid Boosterのメリットは、蓄電システムのバックアップにより通常時に利用できる送電線容量が拡大することにある。そのため、活用頻度等についてはあまり重要視していない。</li> </ul>
<p>Grid Boosterの 将来展開</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 今回の実証は1系統で1年間のみであるが、このパイロットプロジェクトで効果が確認されれば、今後はドイツ全土の17の系統に拡大していく予定である。</li> <li>• Grid Boosterのコンセプトには、蓄電システムだけではなく、事故時の風力発電の抑制等も含まれるので、周辺のTSOのコントロールセンターとの連携が非常に重要になる。</li> </ul>

# ドイツTransnetBW ヒアリング結果(2/3)



- ドイツのTSOであるTransnetBWへヒアリングを実施し、以下の結果を得た。

Kuperzell選定理由	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 下記の理由により、TransnetBWはKupferzellをGrid Boosterの建設地として決定した。 <ul style="list-style-type: none"> <li>• 混雑が多発している: TransnetBWの管轄エリア内の最北端に位置し、TenneTから引き込まれる380kV送電線がボトルネックになっていた。</li> <li>• 380kV系統である: 再給電の回避を目的としてTSOがGrid Boosterを建設するのであれば、TSOの管理する系統(220kV以上)に接続する必要がある。より南部のStuttgartは400V配電系統であるため、TransnetBWが蓄電システムを建設することは難しい。</li> <li>• 変電所がある: 380kV系統に蓄電システムを接続する場合、蓄電システムまで380kV線を敷設する必要がある。ドイツでは新たな380kV線の敷設にあたっては追加の許認可が求められるため、設置までに時間がかかってしまう。そこで建設場所の選定にあたっては、まず有望な変電所から特定された。</li> </ul> </li> </ul>
Grid BoosterによるN-2事故への対応	<ul style="list-style-type: none"> <li>• ドイツは隣国を含め多数のエリアとメッシュ系統で接続されているため、系統が完全に遮断される状況は考えづらい。</li> <li>• 技術的にはGrid Boosterを用いてN-2事故に対応することも可能と考えられるが、広範なエリアで発生したN-2事故に対して、250MWで1時間放電を行うGrid Boosterで対応することは現実的ではなく、用途として想定されていない。</li> <li>• ドイツは日本と異なり、隣国含めて他エリアとメッシュ系統で繋がっているため、仮にN-2事故が起きた場合には、オーストリア・スイスなどで契約している水力発電所に救済を求める。蓄電システム以外のエネルギーリソースを活用した方が経済的で効率的である。</li> </ul>
ドイツ以外でのN-2事故への対応	<ul style="list-style-type: none"> <li>• スペイン本土とカナリー諸島を結ぶ連系線が2回線のみで接続されており、蓄電システムの活用を検討しているとの情報をFluenceから得ている。ただし、アイデア段階なのか、計画段階なのか、運用段階なのかは不明である。</li> </ul>



# ドイツTransnetBW ヒアリング結果(3/3)



- ドイツのTSOであるTransnetBWへヒアリングを実施し、以下の結果を得た。

Grid Boosterの入札について	<ul style="list-style-type: none"> <li>• TransnetBWでは技術的入札とファイナンスリース入札を連続して行った。</li> <li>• 技術的入札: TransnetBWが系統連系を含めすべてのシステムを設計する入札。40社と対話、25社が入札資料の送付を希望、7社が最初の価格入札に参加、2社が最終的なオファーを提出し、Fluence Energyがプロジェクト責任者として落札した。</li> <li>• ファイナンスリース入札: BESSシステムを提供する入札。入札は1社もなかった。TSOが所有する場合の費用、すなわちCAPEXに対する固定利率がベンチマークとして設定され、またユースケースも限定されることから、市場や投資家にとって魅力がなかったと考えられる。</li> </ul>
Grid Boosterへの第三者の参加について	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 下記の理由により、今すぐに第三者がGrid Boosterに参加・共有するのは難しい。</li> <li>• 規制当局と連邦経済・気候保護省が、第三者が参加するための仕組みを定めていない。 例) TSOが規制当局から資金を得て建設したGrid Boosterにより、共有する第三者が利益を得た場合に、どのように消費者に還元するか。</li> <li>• Grid Boosterは非常に新しいアセットであるため、まずはTSOで実証を主導し、システムとして機能を確認してから市場の参加を認めるとの方針で、規制当局とTSOが一致しているため。</li> <li>• ただし、規制当局として仕組みづくりの検討がなされている段階にあると思うので、将来的には第三者との共有あるいはアウトソーシングに動いていくと考えられる。</li> </ul>
周波数等の制約に対する蓄電システムの活用	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 動的無効電力や、非周波数帯アンシラリーサービス(non-frequency bound ancillary service)の提供を求める入札を、2025年にかけて実施する予定である。この入札は技術を指定しないため、蓄電システムの参加が可能である。</li> </ul>
ドイツの蓄電システム事情	<ul style="list-style-type: none"> <li>• ドイツでは配電系統に接続された5~20MWの小型の蓄電システムが多数であり、高圧に接続された蓄電システムは少数である。</li> <li>• ドイツでは蓄電システムが発電と需要の両方の扱いを受け、両方に課される費用を負担しなければならないため、蓄電システムを導入する魅力があまりない。それゆえ蓄電システムにより系統が混雑する事象は発生していない。</li> <li>• ドイツでは蓄電事業者から接続申し込みがあれば、全容量の接続のみを認めており、ノンファーム接続は認められていない。</li> <li>• 現在蓄電システムの扱いについて法律改定の議論が始まっており、実際に改定されれば蓄電システムの大量導入が進む可能性がある。南北の需要と供給の偏りの解消や、周回の国との潮流の調整において、蓄電システムは大きな役割を果たすと考えている。</li> </ul>

# 豪州Eku Energy※ ヒアリング結果(1/3)

※Eku Energyはグローバル展開しているが、豪州で実施している蓄電池事業についてヒアリングを実施した。



- 豪州で蓄電システム事業を展開するEku Energyへのヒアリングを実施し、以下の結果を得た。

<p>豪州における 混雑管理</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 豪州はプール制であり、平常時の混雑管理は市場におけるディスパッチにおいて系統制約を考慮することによって解消している。</li> <li>・ SIPSは、事故時の混雑による熱容量制約や単独系統化のリスクを軽減するための対策スキームのことで、系統用蓄電システムがこのサービスを提供することも可能である。</li> </ul>
<p>SIPS蓄電システムによって もたらされるメリット</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 系統用蓄電システムは、高速調整力、慣性力の提供、系統強靱性を提供することができ、電力系統の柔軟性を増すことができる。また、それにより再生可能エネルギーの連系増加にも資することができる。広い意味での便益は以下の通りである。 <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 連系線の容量を増加させることにより、地域間の電力取引を増加させる。</li> <li>・ 再生可能エネルギーの出力抑制を最小化する。</li> <li>・ 顧客の負荷を遮断するような保護システムを代替する。</li> <li>・ 系統の再生可能エネルギー接続可能量を増加させる。</li> </ul> </li> </ul>
<p>SIPS蓄電システムの 市場参加</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ SIPSの契約で合意された特定の時間および期間において、契約上で取り決めた電力量を充放電できるように待機しなければならない。もしSIPSの発動が求められたときに応動ができなかった場合はペナルティが課される。例えば、Hornsedaleの蓄電システムであれば、契約期間10年の間は常にSIPS提供のために70MW/10MWhは常に充電されており、残りの30MW/119MWhは充放電を繰り返している。SIPS分は常に充電を保つように蓄電システムを制御するソフトウェアの制約条件として組み込んでいる。</li> <li>・ 蓄電システムがSIPSのために待機していない場合、卸電力市場やバランシング市場に参加し取引することが可能である。</li> </ul>
<p>SIPS蓄電システムの 事故時の制御ロジック</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ この動作信号は複数手法をとることができ、それはAEMOからではなくTNSPから発信される。例えばElectraNetは複数の事故検出装置を検討した上で、最も効率的で信頼性が高い方法が実装される。以下がその例である。 <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 回路構成(遮断器と電力潮流の状況)から検出</li> <li>・ 有効電力潮流が急速にゼロに変化することを測定することにより、回路の開放を検出</li> <li>・ 複数地域間の同期位相角の差を検出</li> <li>・ 上記の組み合わせによるもの</li> </ul> </li> </ul>

# 豪州Eku Energy※ ヒアリング結果(2/3)

※Eku Energyはグローバル展開しているが、豪州で実施している蓄電池事業についてヒアリングを実施した。



## ● 豪州で蓄電システム事業を展開するEku Energyへのヒアリングを実施し、以下の結果を得た。

SIPS蓄電システムの時間容量	<ul style="list-style-type: none"> <li>• HornsdaleとVictorian Big Batteryの蓄電システムは時間容量が短い。連系線事故時に需給バランスをサポートするため非常に高速な周波数応答が必要なことから時間容量が短くなっている。一方でWaratahは2時間容量と比較的長いですが、N-1時、送電系統の過負荷が大きいので、このような値となっている。SIPSによって解決したい問題に応じて時間容量を設定している。</li> <li>• また、初期のプロジェクトでは保守的であった豪州の系統運用者が、経験を積んで蓄電システムを使ったソリューションに自信を持ち始めており、そのために長時間の蓄電システム活用を行い始めたということも大きい。</li> </ul>
SIPS蓄電システムの時間に関する契約形態	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 以下の3つが時間に関する契約形態として挙げられる。どの契約形態にするかは、系統ニーズに依存する。 <ul style="list-style-type: none"> <li>• 常時提供: もし系統上対処しなければならないリスクが常時存在しているのであれば、契約において常時SIPSへ提供されるよう定義される。</li> <li>• 電力系統の状況に応じて提供: もし、特定の系統状況においてのみリスクが存在する場合（例えば Victoria Big Battery SIPS は夏季の熱制約による容量低下のみに対して適用される）。</li> <li>• 発電構成に応じて提供: 特定の発電構成になった場合にリスクが存在する場合（例えば、太陽光が大量に発電する昼間にリスクが存在するのであれば、その時間のみに制約を限定する。）。</li> </ul> </li> <li>• ただし、3つ目の「発電構成に応じて提供」のケースはまだ運用例はない。太陽光は日によって変動が大きいので、SIPSのような中期もしくは長期的な契約に組み込むことは不向きと思われる。将来的にSIPSの評価に組み込まれる可能性はある。</li> </ul>
SIPS蓄電システムの収益	<ul style="list-style-type: none"> <li>• SIPSは基本的に長期で固定収入となるためリターンは低めである。一方で、長期固定収入のためプロジェクトファイナンスを組むことが出来る。そのため、他の市場に参加することでアップサイドを取れる位の収入も得ることができ、プロジェクトファイナンス分もある程度確保できるとすると、SIPSの長期固定収入と市場からの収入をミックスすれば結果的に収益性が成り立つので投資を決定したのだと思われる。</li> </ul>
SIPSへの対価の決定方法	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 入札は行っておらず、交渉によって契約内容を決めている。CAPEXやOPEXを加味しているとは思いますが、サービス内容が特殊なため、基本的にはTNSPと蓄電システム事業者間での交渉で、最低コストでサービス提供出来るレベルを決定していると考えられる。この交渉で一番重要な点は、サービス提供コストを抑えるために、電力市場やバランシング市場に参加することで、いかに補完的な収入を得るかである。価格の透明性を担保しつつも、系統運用者が許容できる範囲でマージンを乗せていると考えられる。</li> </ul>

# 豪州Eku Energy※ ヒアリング結果(3/3)

※Eku Energyはグローバル展開しているが、豪州で実施している蓄電池事業についてヒアリングを実施した。



## ● 豪州で蓄電システム事業を展開するEku Energyへのヒアリングを実施し、以下の結果を得た。

SIPSへの対価の原資	<ul style="list-style-type: none"> <li>サービス提供に対する報酬については、TNSPから支払われ、TNSPは託送料金を通して需要家からその費用を回収している。</li> <li>いくつかのSIPSは州政府からの部分的な資金提供を受けている（例：Hornsedale Power Reserve）。</li> </ul>
SIPS蓄電システムの設置場所	<ul style="list-style-type: none"> <li>Victorian Big Batteryについて、負荷側に蓄電システムを設置しているのは、送電線で事故があって送電が止まったとしても、蓄電システムから放電をすれば負荷側の電力を賄うことができる。この事例のように、SIPSの蓄電システムが送電線の片側にしかない場合、発電側は出力抑制で対応することができる。</li> <li>蓄電システムが送電線の両側にある場合、発電側の蓄電システムを活用して充電による出力抑制回避や、大量に発電が喪失した際の電圧問題の解決に活用することができる。</li> </ul>
SIPS蓄電システムの信頼性検証	<ul style="list-style-type: none"> <li>設置前、系統運用者は蓄電システムによる系統保護が系統の制約に対して実行可能な解決策であることを確認するため、系統調査を実施する。具体的な問題に応じて、安定性評価、熱解析、送電線の熱過負荷に関する調査を実施する。また、負荷流動解析も実施されると考えられる。</li> <li>設置後については、豪州再生可能エネルギー庁が系統用蓄電システムによる系統保護の実施に対する分析結果を公表している。</li> </ul>
N-2事故時の蓄電システムによる対応	<ul style="list-style-type: none"> <li>豪州ではN-2事故の際に発生する周波数安定性や慣性力・系統安定性の問題について、SIPSの蓄電システムで対応している。Hornsedale Power Reserve では、完全に連系線が脱落した場合においても、周波数の安定性や慣性力・系統安定性を提供することができる。</li> </ul>
系統対策用途の蓄電システムの所有	<ul style="list-style-type: none"> <li>混雑緩和のような系統側のニーズに対応する蓄電システムを供給するのは、第三者が最適であると考えている。送電、配電、発電をアンバンドリングすることで、競争が激化し、コストを下げるることができる。</li> </ul>
蓄電システムの立地誘導手法	<ul style="list-style-type: none"> <li>豪州では以下のような情報公開がされている。いずれも、透明性のある情報を提供することにより、投資シグナルを与えている。             <ul style="list-style-type: none"> <li>統合システム計画(Integrated System Plan): 2年毎に公表される系統全体のロードマップにおいて、蓄電システムの必要性の予測を示している。</li> <li>送電アクセス計画報告書: 系統接続に関する情報を公開している。</li> <li>RIT-T: 費用便益を実施した上で、系統設備増強によらない対策(蓄電システム含む)を調達している。</li> </ul> </li> </ul>

# 豪州ElectraNet ヒアリング結果(1/2)



- 豪州のTSOであるElectraNetへヒアリングを実施し、以下の結果を得た。

蓄電システム設置に伴う系統混雑発生状況	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 現時点では蓄電システムの充放電に伴う系統混雑は発生していない。</li> <li>・ 将来的に蓄電システムの導入容量が増加した状況下で州をまたぐような不測の事態が発生した場合、蓄電システムの応答により連系線が過負荷になる可能性はある。</li> </ul>
RIT-Tによる混雑緩和対策のオプション選択	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ RIT-Tのプロセスは2年程度の時間を要するために、RIT-Tで蓄電システムを活用するオプションが選択された例はない。</li> <li>・ FFRに関してはRIT-Tのプロセスを経ずに契約ができるため、ElectraNetも現在4つの蓄電システムをFFRの契約を結んでいる。</li> </ul>
ESCRI-SAの提供サービス	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ ESCRI-SAが提供するサービスは以下の通り。 <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Special Protection Scheme (SPS)</li> <li>2. 慣性応答</li> <li>3. 周波数ドロップ応答(1時周波数制御またはContingency FCAS)</li> <li>4. 南オーストラリア州単独系統条件下のFFR</li> <li>5. Frequency recovery mode response (FRM応答)</li> <li>6. Regulationサービス(アンシラリーサービス)</li> <li>7. エネルギーディスパッチ</li> </ol> </li> <li>・ FFRについてElectraNetが現在契約している容量は250MW程度。2023年10月より開始した新たなFFR市場が今後成長すれば、現在のような特定の契約必要なくなると思われる。</li> <li>・ FRM応答はSPSの拡張として使用され、系統周波数を50Hzに戻す制御を行う。今後実装予定である。</li> </ul>
ESCRI-SA設置箇所の選定	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ コスト効果の高いエリアとして、風力の多いエリアの近傍かつ送電システムの末端にあるDalrympleを選択。</li> </ul>
ESCRI-SAの原資と対価	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ ESCRI-SAはイノベーションプロジェクトとの位置づけであったため、ESCRI-SA蓄電システムを所有するElectraNetはARENAから助成金を受け、コストの40%が補填された。</li> <li>・ 収入の流れとしてはあと2つあり、その内の1つは合成慣性提供、FFR等のRegulatedサービスであり、これが約20%を占めている。残りの40%はCompetitive Marketサービスによる収入である。(ElectraNetは規制事業者であるため、市場参加はAGLに代理を依頼)</li> <li>・ AGLはFCAS市場で非常多くの収入を獲得し、結果、ElectraNetはARENAからの助成金を全て返済できた。</li> <li>・ FCAS市場に加え、エネルギー市場にもボラティリティがあるため、蓄電システムにはビジネスチャンスがあると思料。</li> </ul>

# 豪州ElectraNet ヒアリング結果(2/2)



- 豪州のTSOであるElectraNetへヒアリングを実施し、以下の結果を得た。

<p>単独系統発生時のFFR 応動フロー</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 連系線トリップにより南オーストラリア系統が単独系統となった際の蓄電システム応動フローは、以下の通り。             <ol style="list-style-type: none"> <li>① 合成慣性応答 (RoCoFに応じて瞬時の応答。南オーストラリア系統内では4台中2台の蓄電システムが応答可能。)</li> <li>② FFR (1~2秒後の応答)</li> <li>③ FCAS (6秒、5分、それ以上の各FCASサービスとしての応答)</li> </ol> </li> <li>・ FFRは周波数上昇・低下どちらにも対応可能。蓄電システムの充放電による高速応答により発電機解列や負荷遮断を防止できることが蓄電システムの利点である。</li> </ul>
<p>Heywood連系線の運用容量</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ Heywood連系線は南オーストラリア州系統とNEM系統が連系されている唯一の交流連系線である(直流も存在)。</li> <li>・ 10年近く前に連系線の運用容量制約はRoCoFが3Hz/sを超えないように連系線で制御することが規定され、時間的制約が南オーストラリア州系統にかかり、十分な慣性を確保できなくなった(系統慣性4,000MWsが閾値として設定された)。</li> <li>・ ESCRI-SAの慣性応答・FFRにより200MWsを提供できるため、Heywood連系線の運用容量制約を少し緩和することが可能となった。</li> </ul>
<p>SIPSの運用</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ SIPSは広域保護スキームであるSPSの中で運用されている。</li> <li>・ 蓄電システム制御の優先順位としては、このSPSのSIPSが最優先に制御され、そのあとにFFR、FCASの制御が続く。</li> </ul>
<p>SIPSの目的</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 南オーストラリア系統におけるSIPSの最大の目的は、蓄電システムの瞬時応答により負荷のトリップを防止し、NEM系統との系統分離を防ぐことである。</li> <li>・ また、発電機の故障が連続的に短時間で起きると、連系線が過負荷でトリップしてNEM系統との同期が失われる事態になるため、それに対する保護との意味合いもある。             <ul style="list-style-type: none"> <li>▶ 南オーストラリア系統とNEM系統の間で位相差が拡大してしまった場合に、SIPSを使用して系統に有効電力注入をすることで系統間の位相差を改善し、南オーストラリア系統の同期安定性を維持する。</li> </ul> </li> <li>・ SIPSを適用する想定事故ケースは複数の発電機の脱落事故である(最大500MWの脱落を想定。発電機1台のみのトリップ時は連系線にて対応することが国のルールとして規定されている)。</li> </ul>
<p>TNSPによる蓄電システムの所有および市場参加</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ TNSPは市場から利益を得ることはできない。</li> <li>・ ESCRI-SAプロジェクトでは、TNSPが蓄電システムの所有権を持っていてもRegulatedサービスと市場サービスを分けられることを実証したかった。</li> <li>・ 豪州ではElectraNet以外にもTNSPが蓄電システム所有をし、市場参加者と契約を結んで事業をしている例が恐らくいくつかあると思うが、ルール改正によって今後蓄電システムを所有するためには、事業を分離し、TNSPとは別の第三者が運用しないと蓄電システム事業を行えないことになった。</li> </ul>



# VI. 定置用蓄電システムの系統混雑緩和への活用に関する海外事例調査のまとめと課題の整理








---

## 【再掲】混雑緩和価値の調達方法

- 系統混雑緩和に蓄電システムを活用している事例として、欧州諸国・米国・豪州の事例を調査した。
- 英国・ドイツの配電系統(ただし日本では送電系統に相当する英国132kV以下、ドイツ110kV以下)においては混雑解消のための調整力を調達する市場の導入・実証も見られるが、送電系統では基本的に公募で調達を行っている。
- 市場原理による競争の活性化、調達の透明化によるコスト低減、多数地点・多リソースの調達を目指す場合、市場型が望ましいと考えられるが、特に電圧階級が高い系統においては混雑が発生する場所に対して大容量の蓄電システムを活用してスポット的に対応することが可能であるため、募集型が基本と考えられる。

赤字が商用段階、黒字が実証段階であることを示す

市場型	
	Piclo Flex Flexible Power (DSO)
	Enera (TSO・DSO)

募集型	
	Constraint Management Pathfinder※ (TSO)
	Grid Booster (TSO)
	Ternaパイロットプロジェクト (TSO)
	Ringo (TSO)
	バルト諸国バッテリープロジェクト (TSO)
	Non-wires Alternative (TDSO)
	SIPS (TSO)









※第2回入札(2024/2025年対象)以降は事実上蓄電システムの参加は不可能



## 【再掲】混雑緩和価値の調達目的

- 混雑緩和価値の調達目的としては、①系統増強繰り延べ、②再エネ抑制量の低減(再給電への補償削減)、③系統事故時の有効電力供出による送電線の空き容量解放が主である。

プロジェクト名が赤字が商用段階、黒字が実証段階であることを示す

	プロジェクト名	混雑発生電圧	蓄電システム容量 (特定の蓄電システムを 調達している場合)	調達目的
市場型	 Piclo Flex Flexible Power	11~132kV	—	・系統増強繰り延べ・工事等による一時的な過負荷の回避 ・系統増強完了までの混雑回避・再エネ抑制量の低減・事故時復旧
	 Enera	~110kV	—	・再エネ抑制量の低減(再給電への補償削減)
募集型	 Constraint Management Pathfinder※	275~400kV	49.95MW(一例)	・再エネ抑制量の低減とそれに伴う火力炊き増しの回避(再給電への補償削減)
	 Grid Booster	220~380kV	250MW / 100MW×2(一例)	・系統事故時の有効電力供出による送電線の空き容量解放 ・再エネ抑制量の低減(再給電への補償削減)
	 Ternaパイロットプロジェクト	150kV	12MW×2 / 10.8MW	・再エネ抑制量の低減(再給電への補償削減) ・系統増強繰り延べ
	 Ringo	63~90kV	12MW×3	・系統増強繰り延べ
	 バルト諸国バッテリープロジェクト	330kV	50MW×4(リトアニア) 80MW(ラトビア)	・系統事故時の有効電力供出による単独系統の維持
	 Non-wires Alternative	4.8~34.5kV	20MW(一例)	・系統増強繰り延べ
	 SIPS	88~500kV	300MW(一例)(うち250MWを調達)	・系統事故時の有効電力供出による送電線の空き容量解放

※第2回入札(2024/2025年対象)以降は事実上蓄電システムの参加は不可能

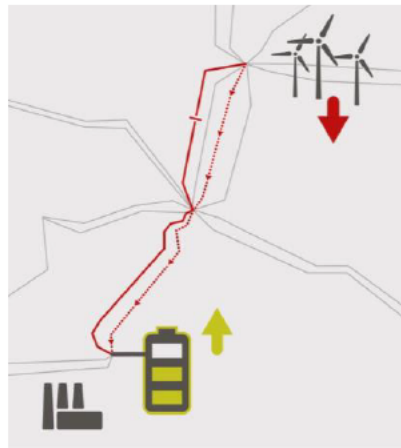
## 【再掲】混雑緩和型蓄電システムによる送電線の運用効率化

- ドイツ、豪州、バルト諸国においては、日本の基幹系統レベルの電圧階級の送電線の事故時に、蓄電システムから瞬時に充放電をすることで大規模停電を防ぎ系統を維持するような取り組みを行っている。また、これにより常時の送電線の空き容量を解放し、送電線の効率的な利用を図っている。



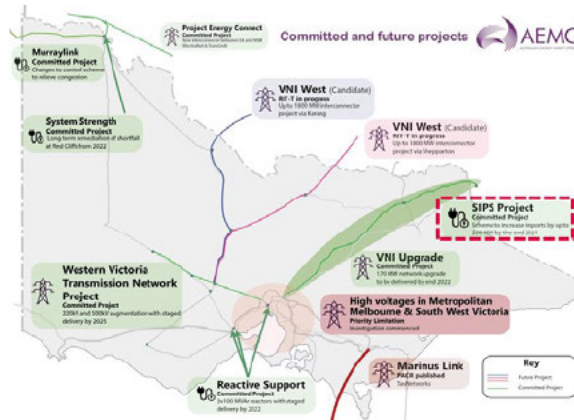
### Grid Booster

- 事故時に瞬時に放電するための蓄電システムを設置。事故時を想定して確保している送電系統の空き容量を解放した。
- 系統の利用率向上により通常時の予防的な再給電を回避することができるため、再給電コスト削減に大きく貢献することが期待されている。



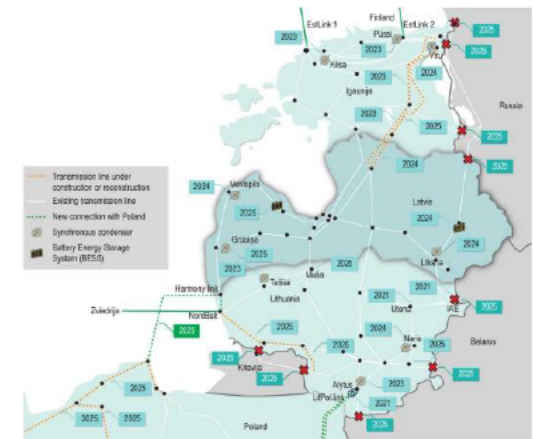
### SIPS

- 電源脱落や連系線事故時において、蓄電システムによる有効電力注入や発電出力の増加、負荷遮断により過負荷や波及事故、系統分離を防止するスキーム。
- 変電所で監視をし、蓄電システムの放電が必要となる場合に信号を発信する。



### バルト諸国 バッテリープロジェクト

- バルト諸国はロシアおよびベラルーシとの系統と切断し、2025年に欧州大陸系統システムと接続する予定。
- 大陸との接続までの間、バルト諸国が事故により単独系統となった際に電力供給を行う蓄電システムがリトアニア・ラトビアに設置されている。



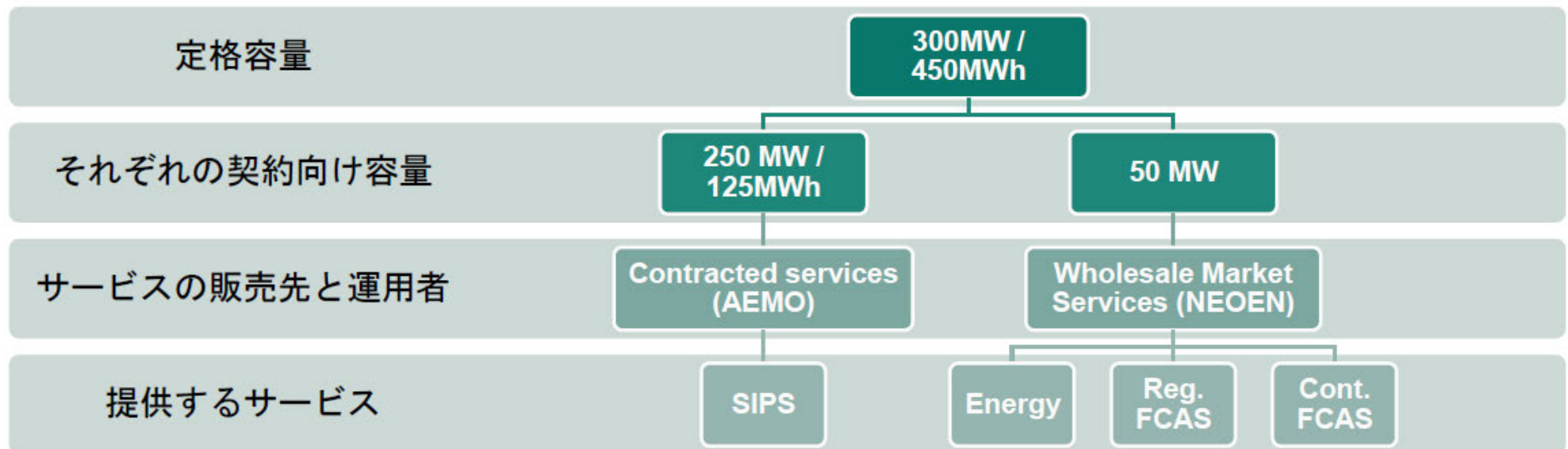
出所) Transnet BW, "NETZBOODTER KUPFERZELL", 閲覧日2023年7月30日, <https://www.transnetbw.de/de/netzentwicklung/projekte/netzbooster-kupferzell/projektportraet>.  
 AEMO, "2021 Victorian Annual Planning Report (VAPR)", 閲覧日2023年7月12日, [https://www.aemo.com.au/-/media/files/electricity/nem/planning\\_and\\_forecasting/vapr/2021/2021-VAPR-Visual-Overview-PDF-document](https://www.aemo.com.au/-/media/files/electricity/nem/planning_and_forecasting/vapr/2021/2021-VAPR-Visual-Overview-PDF-document).  
 AST, "ANNUAL STATEMENT OF TRANSMISSION SYSTEM OPERATOR FOR THE YEAR 2021", 閲覧日2023年10月18日, <https://www.ast.lv/sites/default/files/editor/AST.PSO.zinojums.2022.EN%20v2.pdf>

## 【再掲】混雑緩和型蓄電システムの他サービスへの参加

- 英国や豪州では、混雑緩和価値を提供する蓄電システムが、他サービスに参加することを認めている。
  - 英国のConstraint Management Pathfinderでは、待機指令に応じることができ、事故時に遮断・非同期化できれば、容量市場およびbalancingサービス(Response・Reserve)に参加することが可能である。
  - 豪州のSIPSでは、恒常的または特定の季節のみに限定して、特定の容量を事故時対応のために確保しておく必要があるが、確保している容量以外については、他サービスへの参加が可能である。
- 他サービスへの参加を許容することにより、混雑緩和価値を提供するためのコストを低減させることができる。

### 豪州のVictorian Big Batteryによるサービス提供

- 豪州のVictorian Big Batteryは、300MW/450MWhのうち、250MW/125MWhをSIPSとして10年間にわたって提供する契約しており、毎年夏季(11月1日～3月31日)のみ、この容量をSIPS用に確保している。
- SIPS用に確保されている容量以外については、他市場に自由に参加することができる。



## 【再掲】混雑緩和価値への対価提供の方法

- 混雑緩和価値への対価提供の方法はサービスによって様々である。
- 年間固定報酬を得られるサービスの場合は、報酬が確実に手厚い代わりに、TSOからの要請に対して確実なコミットメントが求められる。



英国

### Constraint Management Pathfinder

- 待機期間中に輸出されたエネルギー量への対価である待機報酬 (£/MWh)
- 解列によって発生するコストを補償する解列報酬 (£/trip)

### Piclo Flex(サービスメニューに応じて以下のいずれかを支払う)

- 年間固定報酬 (£/kW/year)
- 使用量に応じた報酬 (£/MWh)
- 待機費用 (£/MW/h)と使用量に応じた報酬 (£/MWh)の組み合わせ



ドイツ

### Enera

- 使用量に応じた報酬(€/MWh)



米NY州

### Non-wires Alternative

- 年間固定報酬(\$/year)



豪州

### SIPS(Victorian Big Batteryの例)

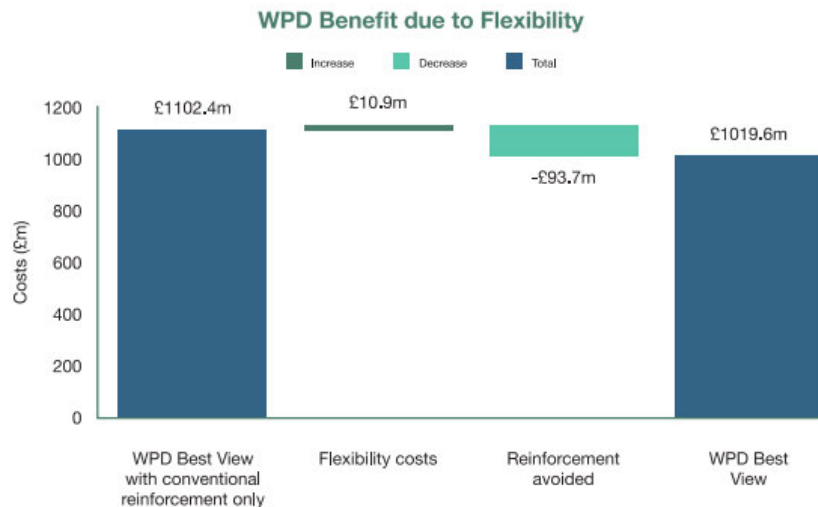
- 年間固定報酬(A\$/year)

## 【再掲】混雑緩和価値への原資

- 例えば、英国においては、DNOのフレキシビリティ活用による混雑緩和に必要な調達費用はCAPEXとして計上、TSOのCMPによる混雑緩和に必要な調達費用はOPEXとして計上していると解釈できる。
- ただし、英国ではCAPEXとOPEXを同一化してTOTEXとして評価する仕組みを採用しているため、明確にCAPEXとOPEXを区別していない。

### 英国DNOのフレキシビリティ活用による混雑緩和に必要な費用の託送料金制度上の計上方法

- 従来の系統増強費用からフレキシビリティの活用によって回避された増強費用と、フレキシビリティ調達に係るコストを差し引いた値が、系統増強に関する費用として計上されている。
- すなわち、フレキシビリティ調達費用はCAPEXの一部として計上していると解釈できる。



### 英国TSOのCMPによる混雑緩和に必要な費用の託送料金制度上の計上方法

- TSOによるCMPによる混雑緩和のための調達については、調達を通じ資本を獲得しないためOPEXに分類されると解釈できる。

#### 事業計画で計上されたコストの例 (A8.1にCMPが含まれる)

大項目	概要	CAPEX	OPEX
A7 系統開発	A7.1 将来の系統ニーズを分析し伝える	8m £	19m £
	A7.2 系統のニーズに対応するための経済的な方法についてアドバイスをする		
	A7.3 外部からの要請に応じて、アドホックな分析を行う		
A8 送電のニーズを満たすために、全てのソリューションが競争できるようにする	A8.1 系統サービス調達(パスファインダー)のアプローチを展開し、将来のニーズの評価と伝達を最適化する		
A11 分析能力の強化	A11.1 経済評価ツールを刷新・統合し、将来の系統モデリングニーズをサポートする		
	A11.2 確率的モデリングの実装		
	A11.3 電圧評価技術を最適化ツールに組み込む		
	A11.4 安定性評価技術を最適化ツールに組み込む		

出所) National Grid ED, "Business Plan 2023-2028", 閲覧日:2023年11月7日, <https://yourpowerfuture.nationalgrid.co.uk/downloads-view/42117>, National Grid ESO, "ESO RIIO-2 Business Plan 2 Supporting Information", 閲覧日2023年11月2日, <https://www.nationalgrideso.com/document/266116/download> より三菱総研作成

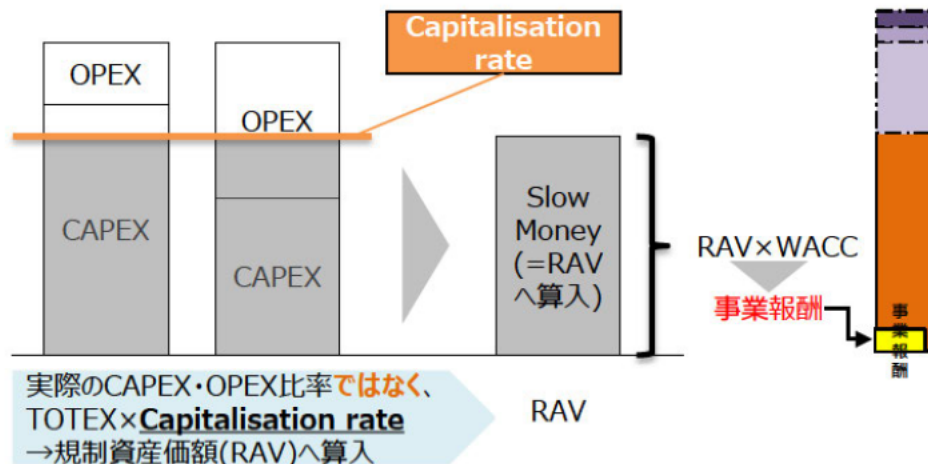
## 【再掲】託送料金制度上の設備投資以外の混雑緩和手法へのインセンティブ

- 英国では、送配電事業者がCAPEXソリューションに偏重せず、OPEXソリューションも含めてより費用対効果の高いソリューションの選択を促すようなTOTEXアプローチを託送料金制度として採用している。
- 米NY州では、OPEXソリューションによって回避された投資の一部を送配電事業者が保持できるように調整するClawbackメカニズムを採用している。
- ドイツにおいても、CAPEXバイアスを解消するためにTOTEXアプローチの導入が検討されている。



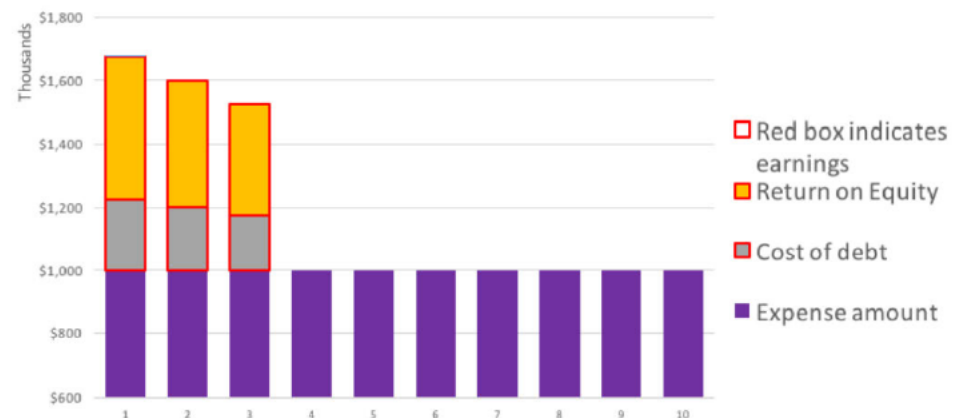
### TOTEXアプローチ

- CAPEX・OPEXの区別なく全ての費用がTOTEXとして扱われ、その一定部分は準CAPEXとして資本化、残りの部分は準OPEXとして従量制で直接費用化される。
- CAPEXとOPEXが平等に扱われるため、コストの扱いが異なるために生じる行動の歪みは解消される。



### Clawback(払い戻し)メカニズム

- Clawback(払い戻し)メカニズムは、設備投資予算(NWAによって回避された系統増強予算)の一部を送配電事業者が保持できるように調整するものである。
- 原価算入期間(NYでは3年間)のみ継続する。

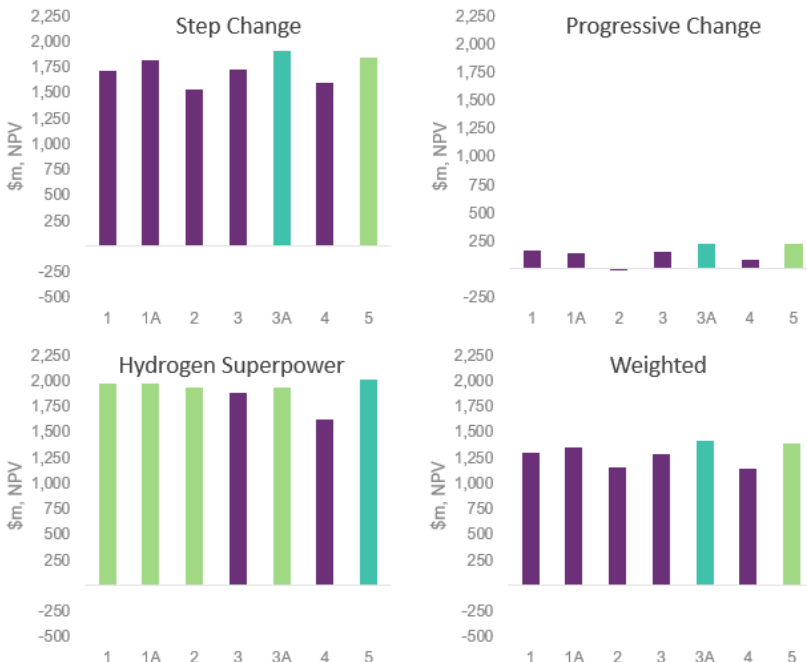


## 【再掲】混雑緩和型蓄電システムの導入規律(B/C分析)

- 基本的にいずれの国においても、混雑緩和への対策を検討する際には、費用便益評価のガイドラインに従って系統増強とそれ以外の対策について費用便益評価を実施している。
- 大まかな流れとしては、将来シナリオの想定、将来必要となる系統容量要件の特定、対策オプションの特定、オプションに関する技術調査・費用便益の実施、オプションの決定、という流れで評価が実施される。
- 英国のConstraint Management Pathfinderや米国NYのNWAでは、要求事項を設定した上で、オプションを提供可能な事業者からRFIやRFPを提出させ、技術的に対応可能か、コストが許容できる範囲かを評価した後、入札に移行するようなプロセスを採用している。

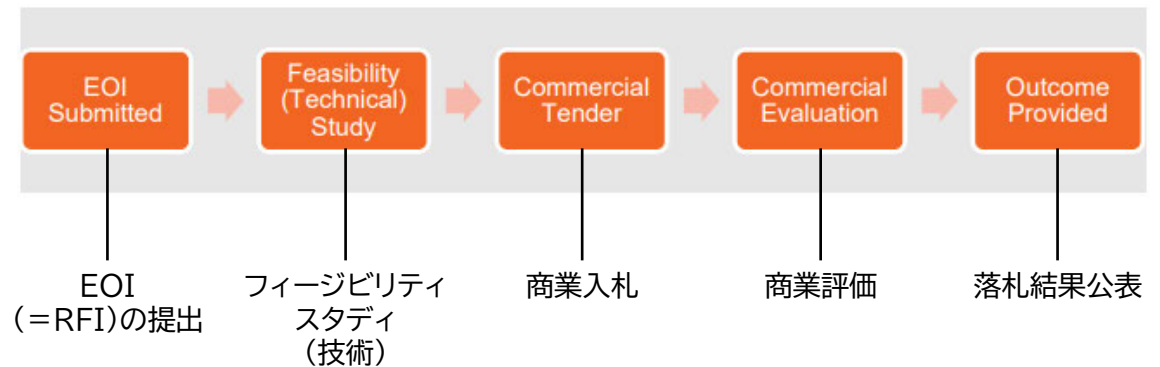
### 豪州の費用便益評価の例

- 7つのオプションの費用便益を算定。
- 4つのシナリオ条件下による費用便益を算定し、それぞれのシナリオに重み付けを行ったNPVを算出し、比較している。



### 英国Constraint Management Pathfinderの商業評価手法(Commercial Assessment Methodology)

- まずConstraint Management Pathfinderに参加可能性のある事業者からRFIを提出させる。その後、フィージビリティスタディで技術的な対応可能性を評価し、その評価に合格した事業者のみが商業入札に参加できる。
- 代替オプションである再給電のコストと比較して、いずれの解決策も経済的な便益がないということになれば、入札を受け入れないという結果もあり得る、と明言されている。



出所) ElectraNet, "SA ENERGY TRANSFORMATION RIT-T Project Assessment Draft Report", 閲覧日2023年8月29日, <https://www.electranet.com.au/wp-content/uploads/projects/2016/11/2018-07-06-SAET-PADR-Final.pdf>, National Grid ESO, "B6 Constraint Management Pathfinder (CMP) Commercial Assessment Methodology", 閲覧日2023年7月18日, <https://www.nationalgrideso.com/document/206936/download>

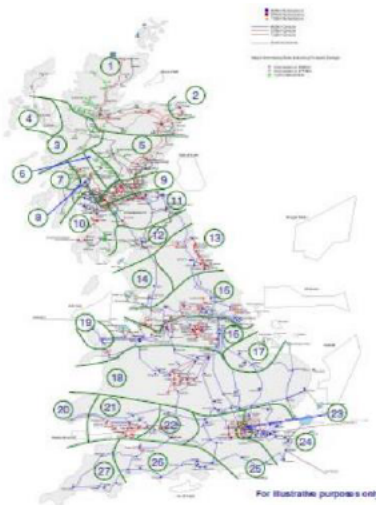
## 【再掲】混雑箇所への蓄電システム立地誘導手法

- 混雑箇所への誘導手法の一つとして空き容量マップの公開が相当するが、これは多くの国で実施されている。
- それ以外の手法としては、英国のゾーン別託送料金、米国NYの高価値エリアの可視化、豪州の再エネゾーンが挙げられる。
- また、混雑発生が見込まれる特定の地点について調達を行う、というのも立地誘導手法の一つと考えられる。



### ゾーン別TNUoS

- 地域毎の送電コストを送電線使用料金に反映することを目的に、電力潮流や送電空容量によって全国を複数のゾーンに分割した地点別託送料金を採用している。

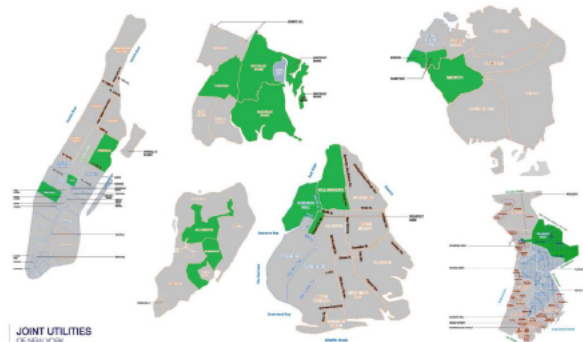


出所) National Grid ESO, "Final TNUoS Tariffs for 2022/23", 閲覧日2023年11月8日。  
<https://www.nationalgrideso.com/document/235056/download>



### 高価値エリアの可視化

- 米NY州では空き容量に加えて、地点ごとにDER設置によって得られる潮流改善効果を算定し、DERがより高い対価を得られる高価値エリアをマップで公開している。

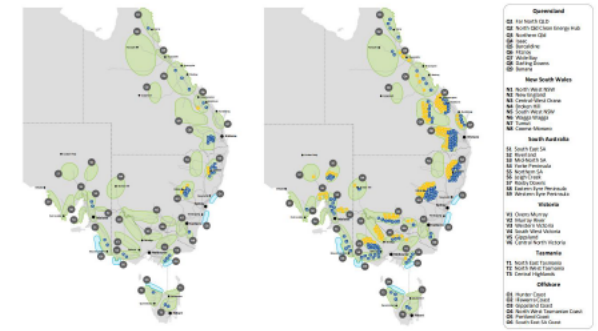


出所) Joint Utilities of New York, "Value of Distributed Energy Resources Technical Conference", 閲覧日2023年7月18日。  
[https://www3.dps.ny.gov/W/PSCWeb.nsf/a83333dccc1f8dfec0852579bf005600b1/2654334b210cff95852579e4005f837d/\\$FILE/ATTDD4IX.pdf/VDER%20Tech%20Conf.Joint%20Utilities%20Presentation.04%2005%2017.pdf](https://www3.dps.ny.gov/W/PSCWeb.nsf/a83333dccc1f8dfec0852579bf005600b1/2654334b210cff95852579e4005f837d/$FILE/ATTDD4IX.pdf/VDER%20Tech%20Conf.Joint%20Utilities%20Presentation.04%2005%2017.pdf)



### 再生可能エネルギーゾーン

- 再エネの開発ポテンシャルは大きい  
が系統の脆弱性の観点で導入が進まないエリアについて、計画的に電源の募集を行い、一括で系統側の対策および増強を行うことで効率的かつ段階的に再エネを導入する仕組みであり、REZにより蓄電システム等の導入や系統増強を促す効果がある。










出所) AEMO, "2022 Integrated System Plan", 閲覧日2023年8月21日。  
<https://aemo.com.au/-/media/files/major-publications/isp/2022/2022-documents/2022-integrated-system-plan-isp.pdf?la=en.%E2%80%9D%20Appendix%203>。  
 AEMO, "Renewable energy zones", 閲覧日2023年8月21日。  
<https://aemo.com.au/-/media/files/major-publications/isp/2022/2022-documents/a3-renewable-energy-zones.pdf?la=en>



## 【再掲】送電事業者による蓄電システム所有に関する規定

- 送電事業者による蓄電システム所有は、多くの国で許容されていないが、競争入札の結果第三者が提供できず、系統運用のためにのみ使用される場合は例外的に認められている。例外的に認められた場合、市場での電力売買は禁止されている。
- 所有が許容されている    △例外的に所有が許容されている    ×所有が禁止されている

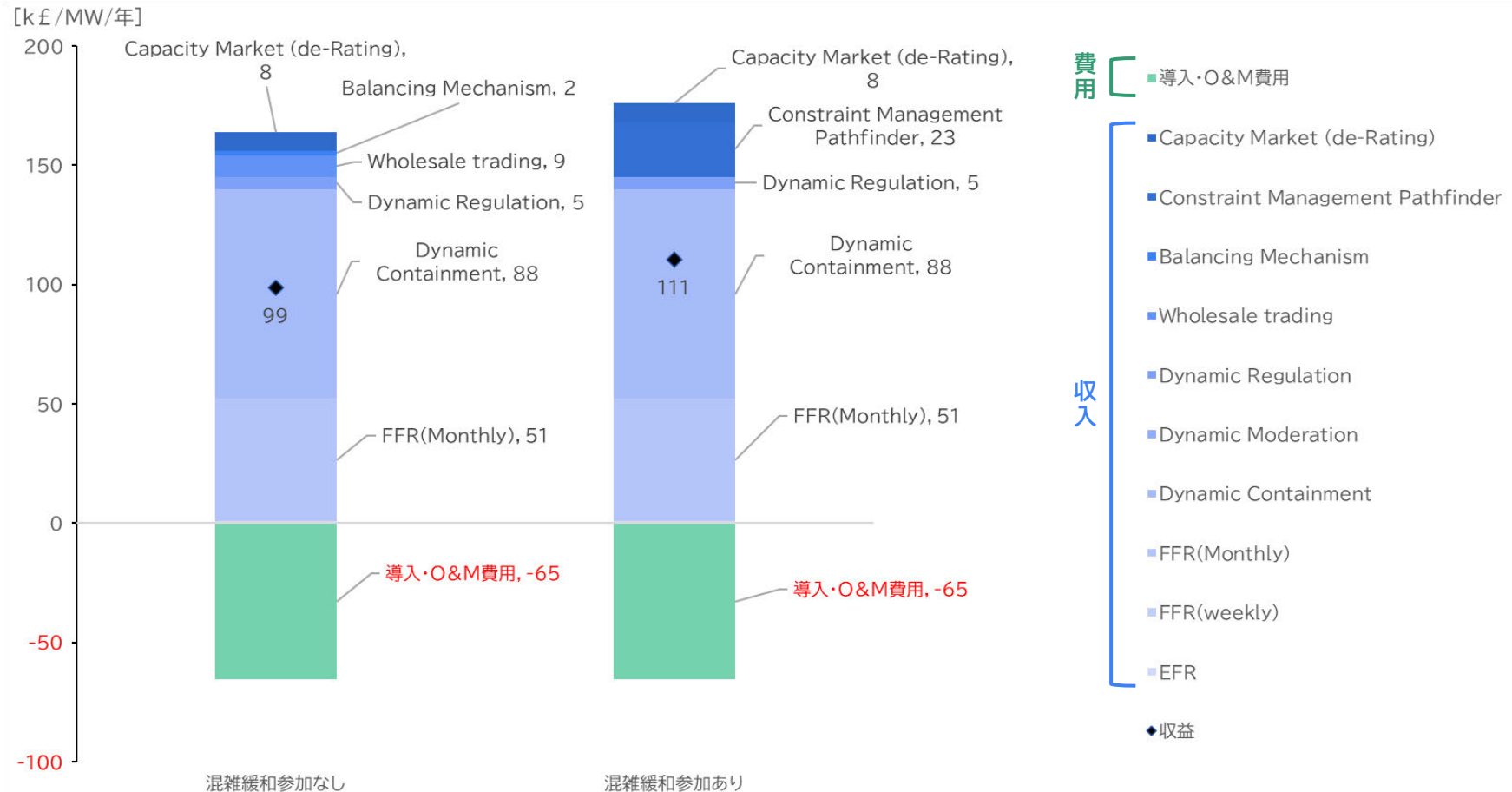
地域	送電事業者の蓄電システム所有	概要
 EU	△	<ul style="list-style-type: none"> <li>2019年6月に出されたEU域内電力市場指令では、TSOの蓄電システム所有・建設・管理を禁止している。例外として、①入札を経た第三者に権利が付与されておらず、②送電系統の運用のために必要であり、③市場での電力売買に使用されない場合に限り、加盟国の権限で認めることができる。</li> <li>2022年12月に出されたガイドラインでは、TSO/DSOが所有する蓄電システムよりも、第三者が所有する蓄電システムやデマンドレスポンスの優先を保证する明確なフレームワークが規定された。</li> </ul>
 ドイツ	△	<ul style="list-style-type: none"> <li>2021年2月にエネルギー産業法が改正され、①蓄電システムの建設・運用について競争入札の結果、第三者が提供できないことが明らかになった場合に限り、TSOの蓄電システムの建設・所有・運用が認められた。</li> <li>TSOが所有する蓄電システムはEU域内電力市場指令に従い、②系統運用の即時復旧にのみ使用されること、③電力市場での売買ができないことが規定されている。</li> </ul>
 イタリア	○	<ul style="list-style-type: none"> <li>再エネ電源の利用促進に関する政令2009/28/CEの第17条3項では、送電系用の整備にTernaが介入する際に、「変動電源のディスパッチを容易にする」ことを目的として蓄電システムを系統に導入することができると規定されている。</li> <li>また、上記政令を受けて、政令93/11号は全国送電系統開発計画の実施において、全国送電系統運用者のTernaが蓄電システムシステムの建設・運用を可能とすることを規定している。</li> </ul>
 フランス	△	<ul style="list-style-type: none"> <li>TSOによる電力貯蔵システムの所有・開発・運営が禁止されているが、電力貯蔵施設が同一の系統構成要素と認められる場合、EU電力市場共通規則に定めるその他の条件が満たされる場合においては例外が適用される。</li> </ul>
 英国	△	<ul style="list-style-type: none"> <li>送電ライセンス標準条件において、①エネルギーの供給継続と系統復旧のために用いられ、②電力市場における売買に参加せず、③TSOの敷地内に設置される場合に限り、TSOの蓄電システム所有と運用を認めている。</li> </ul>
 米国NY	△	<ul style="list-style-type: none"> <li>米NY州では、送配電事業者が蓄電システムを所有することは、第三者からの入札内容が合理的なコストでない場合を除いて認められていない。</li> <li>例外として送配電事業者が蓄電システムを所有するケースにおいては、市場への参加は原則として認められておらず、所有目的は系統の安定化に限定されている。</li> </ul>
 豪州	×	<ul style="list-style-type: none"> <li>豪州では、送電事業者であるTNSPが蓄電システムを所有および管理、運用することが可能であったが、近年のルール改正により、TNSPの蓄電システム所有は禁止された。もし今までのようなスキームとしたい場合は、別会社を設立して保有する必要がある。</li> </ul>

## 【再掲】混雑管理用の系統用蓄電システムの収益

- 英国における系統用蓄電システムの年間収入・年間費用を想定し、収益を算出すると、混雑緩和サービスへの参加がない場合は年間約99,000£/MW(約1,800万円/MW)、混雑緩和サービス(Constraint Management Pathfinder※1)への参加がある場合は年間111,000£/MW(約2,000万円/MW※2)となり、混雑緩和サービスに参加をすることで収益を高めることができる。

※1 第2回入札(2024/2025年対象)以降は事実上蓄電システムの参加は不可能  
 ※2 1£ = 約182円換算

### 系統用蓄電システムの年間収益(1MW・2時間率・Flooring契約なしの場合)



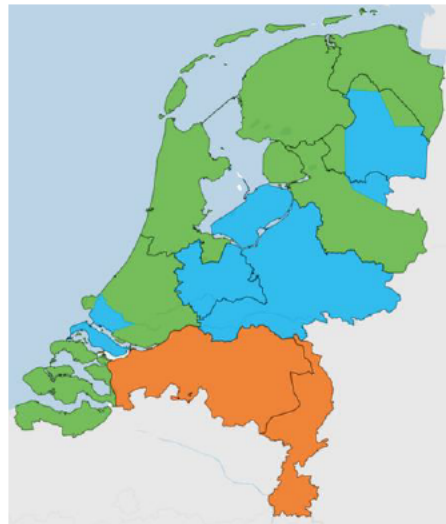
※ 第2回入札(2024/2025年対象)以降は事実上蓄電システムの参加は不可能

## 【再掲】順潮流側混雑に起因する蓄電システムに対する充電抑制

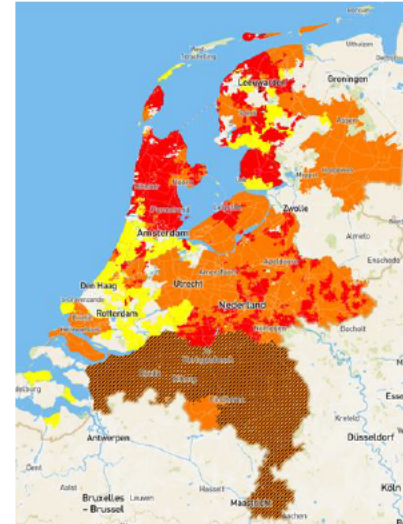
- 現時点で、順潮流側で混雑が発生するほど蓄電システムが大量に系統接続するような事態に至っている国はほぼ見当たらない。唯一、オランダでは近年多くの大規模蓄電システムが設置されていることにより、蓄電システム接続が一因となって系統容量が最大に達する事態が頻繁に起こっている。
  - 特に配電系統(50kV以下)において需要起因の混雑で系統接続できない場所が多発している。
- そのため、オランダのDSOは蓄電システムのノンファーム接続契約の導入を検討し始めており、その検討に資する実証を行っている。ただ、検討が始まったばかりの段階であり、制度的な整理は未実施である。

### 順潮流側の空き容量マップ

(左:110・150kV、右:3相×80A※を超える配電系統(50kV以下))※230Vで換算すると約50kW



- 利用可能
- 利用可能な容量が限られている
- 混雑管理エリア
- 混雑状況調査中



- 利用可能な容量が限られている
- 混雑管理の適用可能性調査結果が出るまで利用可能な容量なし
- 混雑管理の適用により、利用可能な容量が非常に限られている
- 混雑管理の適用限界に達しており、利用可能な容量なし

### オランダDSOによるノンファーム実証



Liander (オランダDSO)



- Lianderは、大規模蓄電システムの開発者であるGIGA Storage社と共に、サービスエリア内で3つのパイロット事業を開始した。
- 3つのサイトのうち、アムステルダムとアルクマールでは順潮流側の系統容量が、レリスタッドで風力・太陽光発電により逆潮流側の系統容量が最大に達している。
- これらのサイトにおいて、蓄電システムは系統に空き容量がある場合にのみ充放電ができる。

出所) Tennet, "Netcapaciteitskaart", 閲覧日2023年8月21日, <https://www.tennet.eu/nl/de-elektriciteitsmarkt/congestiemanagement/netcapaciteitskaart>  
 NetbeheerNederland, "Capaciteitskaart elektriciteitsnet", 閲覧日2023年6月30日, <https://capaciteitskaart.netbeheernederland.nl/> より三菱総研加筆

出所) Liander, "Liander en GIGA Storage starten pilots grootschalige batterijopslag bij knelpunten op het elektriciteitsnet", 閲覧日2023年8月21日, <https://www.liander.nl/nieuws/2022/07/07/liander-en-giga-storage-starten-pilots-grootschalige-batterijopslag-bij-knelpunten>

## 日本における混雑緩和用蓄電システムの課題と海外事例からの示唆(1/3)

- 前頁までのまとめを基に、日本における課題と海外事例からの示唆を整理すると以下の通りである。

- **現行の制度で、一般送配電事業者による混雑緩和用蓄電システムの調達が可能か？**

- 現行の制度では、混雑緩和用蓄電システムを調達する全国共通の仕組みはない。
- 電事法の改正に伴い、10MW以上の蓄電システムは発電所扱いとなったため、10MW以上の系統用蓄電システムは原則、一般送配電事業者では保有できない(一般送配電事業者が一般送配電事業の用に供する場合を除く)。また、経済性の観点から、平常時は市場等へ供出しながら収益を確保しつつ、混雑発生時に混雑緩和価値を提供するようなマルチユースが可能な第三者保有の蓄電システムからサービスを調達する形も想定されるが、その場合に**相対契約にするか公募にするか等は、現行の制度上では規定されていない**。もし一般送配電事業者が混雑緩和用蓄電システムの調達を行いたい場合、この点について**制度上の規定の整理が必要**と考えられる。

- **混雑緩和用蓄電システムの調達方法をどのように設定するか？**

- 現段階では、多くの国で公募で調達を行っている。混雑が発生する場所が比較的少なく**スポット的に混雑緩和価値を調達することで対応できる**場合は**公募型**、**多数地点において調達が必要となる場合は市場型の調達に移行**するといった方法が考えられる。特に送電系統の中でも電圧階級が高い系統で発生する混雑は、対応可能な地域粒度が大きいいため、調達を行う件数は少ないと考えられる。
- 公平性の観点からは公募型または市場型が望ましいが、スピード感を重視するのであれば既にシステム上連携をしている事業者等との相対契約が望ましい場合もあり得る。

- **混雑緩和価値への対価提供方法をどのように設定するか？**

- 海外事例を参照すると、混雑緩和サービスは確実に提供されない場合、系統事故が発生するリスクがあることから、価値提供への十分な対価とペナルティを組み合わせることにより、混雑緩和サービスの確実な提供を担保していると考えられる。価値提供への十分な対価として、**年間固定報酬のように得られることが確実に手厚い報酬を設定する**というのも一案として考えられる。

## 日本における混雑緩和用蓄電システムの課題と海外事例からの示唆(2/3)

- 混雑緩和価値への対価の原資をどのように設定するか？
  - 英国の事例では、混雑緩和価値への対価の原資をCAPEXまたはOPEXとして計上している。ただし、英国の場合はCAPEXとOPEXを同一化してTOTEXとして評価する仕組みを採用しているため、明確にCAPEXとOPEXを区別していない。
  - 日本においては、CAPEXとOPEXのどちらに位置付けるかによって事業報酬に及ぼす影響が異なるため、**CAPEXとOPEXのどちらに位置付けるのかはそれぞれの費用の意味合いも踏まえた上で検討が必要**である。混雑緩和用蓄電システムを調達するための**新たなシステムの開発等にかかる費用**に関しては、**次世代投資費用に位置付ける**ということも考えられる。
- 混雑緩和型蓄電システムその他サービスへの参加を許容するか？
  - 混雑緩和用途で契約をしている容量以外の部分(仮に10MWの蓄電システムについて混雑管理用途に6MW契約している場合、残りの4MWの部分)については、**他サービスへの参加を許容することにより、混雑緩和価値を提供するためのコストを低減**させることができる。そのため、可能な限り他サービスへの参加を許容することが望ましいのではないか。
- 託送料金制度上で設備投資以外の手法で混雑緩和を行うことに対するインセンティブをどう付与するか？
  - 日本のレベニューキャップ制度は、レートベースの対象となるOPEX(運転資本)は営業費の1.5カ月分のみであり、CAPEXへの依存が大きいため、**CAPEXバイアスが存在する**と考えられる。
  - 英国のように**CAPEX・OPEXを区別せずに費用対効果の高いソリューションの選択を促すような方法**や、米NY州のように**OPEXソリューションによって回避された投資の一部を送配電事業者が保持できるように調整する方法**を導入し、託送料金制度上のCAPEXバイアスを排除できる仕組みとすることも一案。
- 混雑緩和型蓄電システムの導入規律をどのように設定するか？
  - **系統増強とそれ以外のオプションについて費用便益評価を実施するためのガイドラインを規定**することが望ましい。既に導入されている**混雑緩和対策(再給電方式・ノンファーム型接続)との費用便益評価も必要**になると考えられる。
  - 系統増強以外に考えられるオプションが**技術的に提供可能か、どの程度のコストがかかるかを、当該オプションを提供可能な事業者からRFIやRFPを提出させる**ことにより実際に実施するかの判断を行っている海外事例も存在する。

## 日本における混雑緩和用蓄電システムの課題と海外事例からの示唆(3/3)

### ● 混雑箇所への蓄電システム立地誘導手法をどのように設定するか？

- 海外事例を参照すると、ゾーン別託送料金の導入、DER導入によって高い対価を得られるエリアの可視化、再エネのウェルカムゾーンの設定等が蓄電システム立地誘導手法として挙げられる。こういった手法について、**実施した際の効果や費用等を整理した上で、実現可能性を検討**することが望ましいのではないかと。
- 蓄電システム事業者が自ら蓄電システムの立地について分析できるようにするために、**系統データや市場データの公開を進める必要がある**。豪州では事業者の要望に応じて系統データを公開しており、英国では託送料金制度上で情報公開にインセンティブを付与している。これら海外の取り組みを参考に、**混雑対応という観点でのデータ公開の在り方について検討が必要**であると考えられる。

### ● 送電事業者による蓄電システム所有を許容するか？

- 電力市場に対する公平性を担保する観点から、送電事業者による蓄電システム所有は多くの国で禁止されているが、**競争入札の結果第三者が提供できず、系統運用のためにのみ使用される場合は例外的に認められている国が多い**。例外的に認められた場合であっても、電力市場での電力売買は禁止されている。
- 日本においても、第31回電力・ガス基本政策小委員会において蓄電システムは送電事業者以外が所有する形を基本とするとされていることから、海外と同様に例外的な場合に限り所有を許容することが望ましいのではないかと。

### ● 順潮流側混雑に起因する蓄電システムに対する制度的措置として、どのような手法を採用するか？

- 現時点で順潮流側で混雑が発生するほど蓄電システムが大量に系統接続するような事態に至っている国はほぼ見当たらない。唯一、オランダではそのような事態が発生しており、**蓄電システムのノンファーム接続契約の導入を検討しているが、まだ制度的な整理はされていない**。他国に先行して発生している問題であり、国内で既に実施してきたコネクト&マネージの議論等を参照した上で、制度的な整理をしていく必要があるのではないかと。

未来を問い続け、変革を先駆ける

**MRI** 三菱総合研究所

二次利用未承認リスト

報告書の題名 定置用蓄電システムの普及拡大策の検討に向けた調査

委託事業名 令和4年度エネルギー需給構造高度化対策に関する調査等事業（定置用蓄電システムの普及拡大策の検討に向けた調査）

受注事業者名 株式会社三菱総合研究所

頁	図表番号	タイトル
11		充電設備等に関する系統アクセスの流れ
20		米国テキサスにおけるケース別の蓄電システム導入見直し
23		FESにおける4シナリオの位置付け
35		Grid Booster (参考図)
35		SIPS (参考図)
35		バルト諸国バッテリープロジェクト (参考図)
39		UKPNにおけるフレキシビリティ調査概要
40		UKPNにおけるフレキシビリティ調査スキーム
41		Picloのホーム
42		英国の送電系統の境界
43		B6連系線での2023/2024年(第1回)の調達結果(風力発電:9施設、蓄電システム:1施設)
44		Constraint Management Pathfinderのスキーム
45		erenaプロジェクトにおける実証エリア
46		erenaプロジェクトにおける調達スキーム
47		Grid Boosterの運用
48		パイロットプロジェクト実施場所(Schwabenを除く)
49		Grid Boosterの運用スキーム
50		系統用蓄電システムのパイロットプロジェクト概要
51		系統用蓄電システムの調達・制約スキーム
52		Ringo Projectの実証サイトおよび概要
53		Ringo Projectにおける系統混雑緩和のイメージ
54		Ringo Projectの各Phaseにおけるプロセス
55		Phase II以降限定されるスキーム概要
57		QUESTプロジェクト実施サイト
58		リトアニアにおける蓄電システム設置事例
59		ウタピアにおける蓄電システムプロジェクト
60		米国NWAプロジェクト(一部)
60		National Gridの五カ年蓄電システム投資計画
61		系統増強代替手段の調達プロセス(Non-Wires Alternatives Opportunities)
63		Non-wires Alternative Storageに関する取引スキーム
64		REVの全体像(右図) DSPの概要図
65		米NY州の“エネルギー貯蔵ロードマップ”
66		“Picloプラットフォーム” 外観
68		SIPSプロジェクトの例(ピクタリア州における大規模蓄電システムの設置)
69		WAPSによる連系線運用容量の拡張
75		ESCRISAの系統接続モデル
76		ESCRISAのステークホルダー
72		ESCRISA蓄電システムによる単独系統の混雑数値維持事例
80		南オーストラリア州におけるFFRの必要量
80		Very East FCASの市場調達について
82		調達種別FCAS調達量の割合(2023年第2四半期)
82		調達種別FCAS調達量の増減
83		GoEdwind社のFFR構成
83		風力発電設備が有するFFRポテンシャル
84		過剰容量、不足容量がFCASに与える影響
85		風力発電による合成慣性制御イメージ
85		風力発電による合成慣性制御スキーム
88		英国DNOのフレキシビリティ活用による混雑緩和に必要な費用の託送料金制度上の計上方法(参考図)
89		TOTEXアプローチ(参考図)
89		Clawback(払い戻し)メカニズム(参考図)
92		英国におけるCAPEXとOPEXの同一化
94		WPD(National Grid ED)が計上した系統増強コスト
97		Grid Boosterの目的
98		ドイツの託送料金制度
98		期中に発生したCAPEXの調整
100		NWAにおける混雑緩和価値提供への対価算定方法(従来)
100		NWAにおける混雑緩和価値提供への対価算定方法(制度見直し後)
104		豪州の費用便益評価の例
104		英国Constraint Management Pathfinderの商業評価手法(Commercial Assessment Methodology)
105		NWAのフロー

頁	図表番号	タイトル
109		BNetzAによるINDCの活用を加味したGrid Boosterの経済性分析
114		RTT-Dのプロセス
116		オプションにおける差異
117		Victoria-New South Wales Interconnection West (VNI West)プロジェクトにおけるRTT-Dオプションの各シナリオ費用便益計算結果(左)とWCA分析結果(右)
119		ゾーン別INLoS(参考図)
119		高価値エリアの可視化(参考図)
119		再生可能エネルギーゾーン(参考図)
120		NGET(TO)が調査支援として提供するPre-Applicationマップ
121		ゾーン区分と各ゾーンの広域料金
122		英国のDynamic Containment(調整力の1商品)に関する調査結果
123		NGESOの事業計画のうち優先度の高い項目
124		Kupferzell周辺の系統
125		需要側の接続ポテンシャルマップ
125		充電側の接続ポテンシャルマップ
126		Con EdisonのLSREVエリア
127		NEM系統の系統制約に関する分析
128		西エネ買取および系統用蓄電システムの導入を想定したNEM系統に関する分析
129		REZの概観地(左:2029~2030年、右:2049~2050年の概観)
135		送電ライセンス標準条件
142		送配電事業者の蓄電システム所有に関する議論(米NY州)
148		2020~2022年の蓄電システムが市場から得た年間収入実績(左/年/yr)
150		FFR(マンスリー)の調達量推移
151		FFR(マンスリー)の価格推移
152		Dynamic Containmentの調達量推移(左図)(DCサービス開始~2020年12月末までの調査量)
152		Dynamic Containmentの調達量推移(右図)(2021年9月~2022年12月までの調査量)
153		Dynamic Containmentの平均価格推移
155		容量市場収入想定
157		Floor price収入想定
158		蓄電池の最適化方法
161		Constraint Management Pathfinderの年間収入想定
165		National Grid ESOの5つの計画“five point plan”
168		モデル系統および蓄電システム設置適地(抜粋)
168		送電量および需要変化の分析と最適化モデル(上図)B6エリア(スコットランド県界)における送電量および需要変化の分析例
169		B6エリアにおける系統混雑緩和効果の例
169		蓄電システムの充放電と系統混雑緩和効果
170		蓄電システムモデル標準コスト
170		蓄電システムの接続エリア分布
171		蓄電システムの稼働シミュレーション
171		英国のエネルギーミックス想定
172		市場・商品に対する蓄電技術の可用性(一部抜粋)
172		各蓄電システムの収益ポテンシャル
174		順調稼働の空き容量マップ(左:110・150kV、右:3相×80Aを超える配電系統(50kV以下))※230Vで換算すると約50kW
174		オランダDSOによるノンファーム実証(参考図)
175		110kV・150kV送電線における空き容量マップ
175		3相×80Aを超える配電系統(50kV以下)接続に対する空き容量マップ※230Vで換算すると約50kW
176		オランダにおける混雑発生と蓄電システム申請増加のイメージ
177		ノンファーム接続契約の実証事例
194		Grid Booster(参考図)
194		SIPS(参考図)
194		バルト諸国バッテリープロジェクト(参考図)
197		英国DNOのフレキシビリティ活用による混雑緩和に必要な費用の託送料金制度上の計上方法(参考図)
198		TOTEXアプローチ(参考図)
198		Clawback(払い戻し)メカニズム(参考図)
199		豪州の費用便益評価の例
199		英国Constraint Management Pathfinderの商業評価手法(Commercial Assessment Methodology)
200		ゾーン別INLoS(参考図)
200		高価値エリアの可視化(参考図)
200		再生可能エネルギーゾーン(参考図)
203		順調稼働の空き容量マップ(左:110・150kV、右:3相×80Aを超える配電系統(50kV以下))※230Vで換算すると約50kW
203		オランダDSOによるノンファーム実証(参考図)