

# 蓄電設備・需要設備のグリッドコード検討会での取扱い

2023年2月27日

電力広域的運営推進機関

1. 蓄電設備・需要設備のグリッドコード検討会での取扱い
2. 蓄電設備の分類とグリッドコード検討会対象
3. 需要設備の分類とグリッドコード検討会対象
4. 各フェーズ技術要件における蓄電設備の検討事項

以下、参考資料

1. これまでの整理(第6回グリッドコード検討会, 資料4)
2. 系統ワーキンググループでの議論
3. 蓄電設備が参入しうる市場
4. 蓄電システムのユースケース
5. 系統用蓄電池が参入できる市場の整備
6. 分散型リソースの電力システムにおける活用に向けた取組
7. 米国の状況
8. 英国の状況
9. アイルランドの状況
10. オーストラリアの状況

## 背景

- 蓄電設備・需要設備については、第6回グリッドコード検討会、資料4 [参考1] において、「**逆潮流しない需要設備、蓄電設備における市場取引等で必要な機能について、グリッドコードに規定するか、市場ルール等で整備していくか、大きな議論・整理が必要であり、他の会議体で議論する。**」と整理。
- 第36回系統ワーキンググループ [参考2] では、「**【系統連系技術要件】の適用対象は『発電者の発電設備及び需要設備又は需要者の需要設備』**であるため、需要側の蓄電池等の需要設備も対象となる一方、**現状、定められる要件は最小限のもの**となっている。発電設備に比べて需要設備の数量が多く、影響する範囲が広範である中、例えば、運用要件としては、**【系統連系技術要件】に引き続き最小限の要件を規定しつつ、需要側の機器が備えていることが望ましい機能**（例：家庭用の蓄電池の逆潮機能、通信機能等）については、**【電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドライン】に規定することとしてはどうか。**」と整理。
- 他会議体(定置用蓄電システム普及拡大検討会、エネルギー・リソース・アグリゲーション・ビジネス検討会、需給調整市場検討小委員会・次世代の分散型電力システムに関する検討会) [参考3～6] において、蓄電池活用、グリッドコードとの関連についての議論あり。

## 御確認頂きたい事項

- 蓄電設備・需要設備がグリッドコード検討会での検討の対象となるか整理した結果、蓄電設備・需要設備について、**個別技術要件を検討する際にこれらの設備による系統への影響など詳細確認し、技術要件への適用対象を検討することとしてはどうか。**（逆潮流のない設備については系統連系技術要件ではなく市場要件など他の要件に反映が必要な場合が想定される）

● **グリッドコード検討会では下表青枠部の蓄電池について個別要件検討時に詳細確認する。**

基本的な考え方として、系統安定化のために利用する設備を対象とし、**データ保護、制御・通信・保安用蓄電池は対象外**とする。

所有(区分)	蓄電設備の用途	連系方法	逆潮流	設置目的	検討会対象
一般送配電事業者	<ul style="list-style-type: none"> <li>系統用</li> </ul>	単独 (変電所内)	有	<ul style="list-style-type: none"> <li>系統安定化(周波数・需給調整)</li> <li>流通設備投資抑制(増強回避)</li> </ul>	対象外(系統連系技術要件適用外設備のため) *1
発電事業者 (発電設備等)	<ul style="list-style-type: none"> <li>系統用</li> <li>発電用(発電事業に供する)</li> </ul>	単独	有	<ul style="list-style-type: none"> <li>市場値差活用売電</li> <li>容量市場参入</li> <li>需給調整市場参入</li> </ul>	対象 *2
	<ul style="list-style-type: none"> <li>再エネ出力変動緩和対策用</li> </ul>	発電設備併設	有	<ul style="list-style-type: none"> <li>出力変動緩和対策(一部地域で要件化済)</li> </ul>	対象
	<ul style="list-style-type: none"> <li>上記以外の用途</li> </ul>	発電設備併設	有	<ul style="list-style-type: none"> <li>出力制御時の充電、その後の放電</li> <li>太陽光での事後設置、FIT/FIP対象</li> </ul>	対象 *3
需要家 (需要設備)	<ul style="list-style-type: none"> <li>家庭用、事業・産業用</li> <li>車載用</li> </ul>	需要設備併設	無	<ul style="list-style-type: none"> <li>停電対策、電気料金低減、DR(充電)</li> </ul>	(対象となるか個別要件検討時に確認)次ページ赤枠部参照
	<ul style="list-style-type: none"> <li>家庭用、事業・産業用</li> <li>車載用</li> </ul>	需要設備併設	有	<ul style="list-style-type: none"> <li>需給調整市場参入</li> <li>相対取引</li> <li>DR(放電)、ネガポジ</li> </ul>	(対象となるか個別要件検討時に確認)次ページ赤枠部参照

\*1：経済産業大臣の認可を受けて発電事業（その供給区域における一般の需要に応ずる小売電気事業の用に供するための電気を発電するものに限る）を営むことができる（電気事業法 第二十二條の二）が、系統連系技術要件適用外設備のため本検討会の対象外とする。

一般送配電事業者が所有する蓄電池は、電力の品質確保の観点から検討して(例：東電PG：流通設備計画ルール)調達される。

\*2：蓄電池の種類や構成するPCSの仕様によって適用対象・内容等の検討が必要か、個別要件検討時に詳細確認する。

\*3：出力制御時の余剰充電分の売電、今後の技術要件変更・追加への対応など想定されるが、個別要件検討時に詳細確認する。

- **蓄電設備含めて需要設備**について、大量導入時、電力品質への影響が想定される逆潮流無し<sup>1</sup>の設備も**個別技術要件を検討する際に系統への影響などを確認し、技術要件の適用対象となるか検討すること**としてはどうか。

需要設備の例	考えられる取引	逆潮流	検討会対象 [理由]
<ul style="list-style-type: none"> <li>工場用 (生産設備、空調、照明)</li> <li>家庭用 (空調、照明)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>下げDR(調整・停止・生産計画変更)</li> </ul>	無	対象外 [系統連系技術要件適用外設備のため]
<ul style="list-style-type: none"> <li>事業・産業用 ヒートポンプ・コージェネ</li> <li>家庭用 ヒートポンプ・コージェネ (エネファーム)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>市場取引なし(自家消費：電気料金削減・熱利用、停電対策)</li> </ul>	無	<b>対象(ただし個別要件検討時に確認)</b> [逆潮流は無いが、大量導入時、電力品質への影響が想定されるため]
<ul style="list-style-type: none"> <li>事業・産業用 コージェネ</li> <li>家庭用 コージェネ (エネファーム)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>市場取引、相対取引 *1</li> <li>下げDR(放電)</li> </ul>	有	<b>対象</b> [系統連系技術要件適用対象のため]
<ul style="list-style-type: none"> <li>事業・産業用蓄電池</li> <li>家庭用蓄電池</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>市場取引なし(自家消費：電気料金削減、停電対策)</li> <li>上げDR(充電)</li> </ul>	無	<b>対象(ただし個別要件検討時に確認)</b> [逆潮流は無いが、大量導入時、電力品質への影響が想定されるため]
<ul style="list-style-type: none"> <li>事業・産業用蓄電池</li> <li>家庭用蓄電池</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>市場取引、相対取引 *1</li> <li>下げDR(放電)</li> </ul>	有	<b>対象(ただし個別要件検討時に確認)</b> [系統連系技術要件適用対象のため]
<ul style="list-style-type: none"> <li>車載用蓄電池 *2</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>市場取引なし(充電、放電 = V2H：自家消費)</li> </ul>	無	<b>対象(ただし個別要件検討時に確認)</b> [逆潮流は無いが、大量導入時、電力品質への影響が想定されるため]
<ul style="list-style-type: none"> <li>車載用蓄電池 *2</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>市場取引、相対取引 (放電 = V2G) *1</li> <li>下げDR(放電)</li> </ul>	有	<b>対象(ただし個別要件検討時に確認)</b> [系統連系技術要件適用対象のため]

\*1：市場要件とグリッドコードに矛盾ないか確認することが必要

\*2：充放電設備を要する場合は充放電設備を含む

【参考】取引内容については、資源エネルギー庁「エネルギー・リソースアグリゲーション・ビジネス ハンドブック」を参考とした。

[https://www.enecho.meti.go.jp/category/saving\\_and\\_new/advanced\\_systems/vpp\\_dr/files/erab\\_handbook.pdf](https://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/advanced_systems/vpp_dr/files/erab_handbook.pdf)

- 第11回グリッドコード検討会, 資料4 (10~13ページ)から、フェーズ2~4における蓄電設備に係る要件を系統連系技術要件項目別に、今後想定される検討事項を整理する。

## 特別高圧

東電PG系統連系技術要件項目改定案	フェーズ2~4 個別検討要件 (空白部はすでに要件化済)	フェーズ	蓄電設備での検討事項
1 電気方式			
2 運転可能周波数・並列時許容周波数	発電設備の運転可能周波数(上昇側)	フェーズ4	
3 力率	電圧・無効電力制御(運転制御)	他要件で対応	・充電時の要件適用除外、要件適用時のSOC条件など
4 高調波			
5 発電出力の抑制	発電出力の抑制 発電出力の遠隔制御	(フェーズ2)	・オンラインによる放電抑制(系統WG第43回より)
6 不要解列の防止	周波数変化率耐量(RoCoF)	フェーズ3	・既存FRT要件への対応状況
	電圧上昇側Voltage Ride Through	フェーズ2→4 (第12回で変更提案)	・既存FRT要件、運転可能電圧範囲への対応状況
	Consecutive Voltage Ride Through	フェーズ4	
	事故時優先順位指定(FRT中有効・無効電力制御)	フェーズ3	・充電時の要件適用除外、要件適用時のSOC条件など
7 保護装置の設置	単独運転防止対策	フェーズ1済、 フェーズ4	・充電時の要件適用除外など
	事故電流の供給(事故時の保護リレー検知に必要な電流の供給)	フェーズ3	・充電時の要件適用除外、要件適用時のSOC条件など
	制御・保護システムの協調・優先順位	フェーズ3	
8 再閉路方式			
9 保護装置の設置場所			
10 解列箇所			

## 特別高圧

東電PG系統連系技術要件項目改定案	フェーズ2～4 個別検討要件 (空白部はすでに要件化済)	フェーズ	蓄電設備での検討事項
1 1 保護リレーの設置相数			
1 2 自動負荷制限・発電抑制	自動負荷制限・発電制御(蓄電設備制御)	フェーズ1済、 フェーズ4	・放電時の要件適用除外など
1 3 線路無電圧確認装置の設置			
1 4 発電機運転制御装置の付加	運転時の最低出力	対象外	
	発電設備の制御応答性	フェーズ2	・充電時の要件適用除外、周波数変化の抑制対策(上昇側)(低下側)、市場要件との連携など
	負荷周波数制御	フェーズ4	・市場要件の確認(二次①の変化速度、継続時間、アセスメント方法)
	経済負荷配分制御	フェーズ4	・市場要件の確認(二次②、三次①の変化速度、継続時間、アセスメント方法)
	出力変化速度の下限	他要件で対応	
	瞬動予備力	他要件で対応	
	発電出力一定維持・低下限度	対象外	
	慣性力の供給	フェーズ3	・疑似慣性供出技術開発の動向、充電時の要件適用除外、要件適用時のSOC条件など
	発電設備早期再並列(発電設備所内単独運転)	対象外	
	電圧・無効電力制御(インバーター電圧一定制御)	フェーズ2	・要件適用除外ケース(充電時、自家消費時、接続系統状況など)の有無確認
系統安定化装置(PSS)・自動電圧調整装置(AVR)	フェーズ4		



## 特別高圧

東電PG系統連系技術要件項目改定案	フェーズ2～4 個別検討要件 (空白部はすでに要件化済)	フェーズ	蓄電設備での検討事項
1 5 中性点接地装置の付加と電磁誘導障害防止対策の実施			
1 6 直流流出防止変圧器の設置			
1 7 電圧変動対策	電圧変動対策(瞬時電圧低下)	フェーズ2	・蓄電設備ではなく、連系設備への要件
1 8 出力変動対策	周波数変化の抑制対策(上昇側)(低下側)	フェーズ2	・市場要件の確認(一次の調定率、不感帯、応動時間、アセスメント方法) ・他会議(系統WG)の状況を踏まえた要件化時期(放電抑制から充電または充電停止から放電まで求めるか)。
	発電設備の制御応答性	フェーズ2	・風力より速く、太陽光PCSと同等か。蓄電設備個別に設定するか。 ・市場要件の確認(二次①の応動時間、アセスメント方法)
	出力の増加速度の上限	フェーズ2	・市場要件の確認(二次②、三次①の変化速度) ・他会議(系統WG)の状況を踏まえた要件化時期(放電抑制から充電または充電停止から放電まで求めるか)。
1 9 短絡・地絡電流対策			
2 0 発電機定数・諸元	情報提供(モデル等)	フェーズ2	・蓄電設備に特化した情報の有無確認
2 1 昇圧用変圧器			
2 2 連絡体制	電圧・無効電力制御(運転制御)	フェーズ1済	
	情報提供(慣性力)	フェーズ3	
2 3 電気現象記録装置			
2 4 サイバーセキュリティ対策			
2 5 電力品質に関する対策			



## 高圧

東電PG系統連系技術要件項目改定案	フェーズ2～4 個別検討要件 (空白部はすでに要件化済)	フェーズ	蓄電設備での検討事項
1 電気方式			
2 運転可能周波数・並列時許容周波数	発電設備の運転可能周波数(上昇側)	フェーズ4	
3 力率	電圧・無効電力制御(運転制御)	フェーズ1済	・充電時の要件適用除外、要件適用時のSOC条件など
4 高調波			
5 発電出力の抑制	発電出力の抑制 発電出力の遠隔制御	(フェーズ2)	・オンラインによる放電抑制(系統WG第43回より)
6 不要解列の防止	周波数変化率耐量(RoCoF)	フェーズ3	・既存FRT要件への対応状況
	電圧上昇側Voltage Ride Through	フェーズ2→4 (第12回で変更提案)	・既存FRT要件、運転可能電圧範囲への対応状況
	Consecutive Voltage Ride Through	フェーズ4	
	事故時優先順位指定(FRT中有効・無効電力制御)	フェーズ3	・充電時の要件適用除外、要件適用時のSOC条件など
7 保護装置の設置	単独運転防止対策	フェーズ1済、 フェーズ4	・充電時の要件適用除外など
	事故電流の供給(事故時の保護リレー検知に必要な電流の供給)	フェーズ3	・充電時の要件適用除外、要件適用時のSOC条件など
	制御・保護システムの協調・優先順位	フェーズ3	
8 保護装置の設置場所			
9 解列箇所			
10 保護リレーの設置相数			
11 自動負荷制限			
12 線路無電圧確認装置の設置			
13 接地方式			

## 高圧

東電PG系統連系技術要件項目改定案	フェーズ2～4 個別検討要件 (空白部はすでに要件化済)	フェーズ	蓄電設備での検討事項
1 4 直流流出防止変圧器の設置			
1 5 電圧変動対策			
1 6 短絡容量			
1 7 発電機定数・諸元	情報提供(モデル等)	フェーズ2	・蓄電設備に特化した情報の有無
1 8 昇圧用変圧器			
1 9 連絡体制	電圧・無効電力制御(運転制御)	フェーズ4	・蓄電設備に特化した情報の有無
	情報提供(慣性力)	フェーズ3	
2 0 バック逆潮流の制限			
2 1 サイバーセキュリティ対策			
2 2 電力品質に関する対策			
新規 出力変動対策	周波数変化の抑制対策(上昇側)(低下側)	フェーズ4	・市場要件の確認(一次の調定率、不感帯、応動時間、アセスメント方法)
	発電設備の制御応答性	フェーズ4	・充電時の要件適用除外、周波数変化の抑制対策(上昇側)(低下側)、市場要件との連携など
	出力の増加速度の上限	フェーズ4	・市場要件の確認(二次②、三次①の変化速度)

## 高圧

東電PG系統連系技術要件項目改定案	フェーズ2～4 個別検討要件 (空白部はすでに要件化済)	フェーズ	蓄電設備での検討事項
新規 発電機運転制御装置の付加	発電設備の制御応答性	フェーズ4	・充電時の要件適用除外、周波数変化の抑制対策(上昇側)(低下側)、市場要件との連携など
	負荷周波数制御	フェーズ4	・市場要件の確認(二次①の変化速度、継続時間、アセスメント方法)
	経済負荷配分制御	フェーズ4	・市場要件の確認(二次②、三次①の変化速度、継続時間、アセスメント方法)
	出力変化速度の下限	他要件で対応	
	瞬動予備力	他要件で対応	
	発電出力一定維持・低下限度	対象外	
	慣性力の供給	フェーズ3	・高圧に疑似慣性を求めるか。 ・疑似慣性供出技術開発の動向、充電時の要件適用除外、要件適用時のSOC条件など
	発電設備早期再並列(発電設備所内単独運転)	対象外	
	電圧・無効電力制御(運転制御)	フェーズ4	要件適用除外ケース(充電時、自家消費時、接続系統状況など)の有無確認
	系統安定化装置(PSS)・自動電圧調整装置(AVR)	対象外	
新規 自動負荷制限・発電抑制	自動負荷制限・発電制御(蓄電設備制御)	フェーズ4	・放電時の要件適用除外など

## 低圧

東電PG系統連系技術要件項目改定案	フェーズ2～4 個別検討要件 (空白部はすでに要件化済)	フェーズ	蓄電設備での検討事項
1 発電設備の種類			
2 電気方式			
3 運転可能周波数・並列時許容周波数	発電設備の運転可能周波数(上昇側)	フェーズ4	
4 力率	電圧・無効電力制御(運転制御)	フェーズ1済	・充電時の要件適用除外、要件適用時のSOC条件など
5 高調波			
6 発電出力の抑制	発電出力の抑制 発電出力の遠隔制御	(フェーズ2)	・オンラインによる放電抑制(系統WG第43回より)
7 不要解列の防止	周波数変化率耐量(RoCoF)	フェーズ3	・既存FRT要件への対応状況
	電圧上昇側Voltage Ride Through	フェーズ2→4 (第12回で変更提案)	・既存FRT要件、運転可能電圧範囲への対応状況
	Consecutive Voltage Ride Through	フェーズ4	
	事故時優先順位指定(FRT中有効・無効電力制御)	フェーズ3	・充電時の要件適用除外、要件適用時のSOC条件など
8 保護装置の設置	単独運転防止対策	フェーズ1済、 フェーズ4	・充電時の要件適用除外など
	事故電流の供給(事故時の保護リレー検知に必要な電流の供給)	フェーズ3	・低圧は対象外か ・充電時の要件適用除外、要件適用時のSOC条件など
	制御・保護システムの協調・優先順位	フェーズ3	

## 低圧

東電PG系統連系技術要件項目改定案	フェーズ2～4 個別検討要件 (空白部はすでに要件化済)	フェーズ	蓄電設備での検討事項
9 保護装置の設置場所			
10 解列箇所			
11 保護リレーの設置相数			
12 接地方式			
13 直流流出防止変圧器の設置			
14 電圧変動対策			
15 短絡容量			
16 過電流引き外し素子を有する遮断器の設置			
17 サイバーセキュリティ対策			
18 電力品質に関する対策			
19 発電機諸元	情報提供(モデル等)	フェーズ2	・蓄電設備に特化した情報の有無
新規 出力変動対策	周波数変化の抑制対策(上昇側)(低下側)	フェーズ4	・需給調整市場参入の可否、市場要件の確認(一次の調定率、不感帯、応動時間、アセスメント方法)
	発電設備の制御応答性	フェーズ4	・充電時の要件適用除外、周波数変化の抑制対策(上昇側)(低下側)、需給調整市場参入の可否、市場要件との連携など
	出力の増加速度の上限	フェーズ4	・需給調整市場参入の可否、市場要件の確認(二次②、三次①の変化速度)

## 低圧

東電PG系統連系技術要件項目改定案	フェーズ2～4 個別検討要件 (空白部はすでに要件化済)	フェーズ	蓄電設備での検討事項
新規 発電機運転制御装置の付加	発電設備の制御応答性	フェーズ4	・充電時の要件適用除外、周波数変化の抑制対策(上昇側)(低下側)、需給調整市場参入の可否、市場要件との連携など
	負荷周波数制御	フェーズ4	・需給調整市場参入の可否、市場要件の確認(二次①の変化速度、継続時間、アセスメント方法)
	経済負荷配分制御	フェーズ4	・需給調整市場参入の可否、市場要件の確認(二次②、三次①の変化速度、継続時間、アセスメント方法)
	出力変化速度の下限	他要件で対応	
	瞬動予備力	他要件で対応	
	慣性力の供給	フェーズ3	・低圧に疑似慣性を求めるか。 ・疑似慣性供出技術開発の動向、充電時の要件適用除外、要件適用時のSOC条件など
	発電設備早期再並列(発電設備所内単独運転)	対象外	
	電圧・無効電力制御(運転制御)	フェーズ4	・要件適用除外ケース(充電時、自家消費時、接続系統状況など)の有無確認
	系統安定化装置(PSS)・自動電圧調整装置(AVR)	対象外	
新規 自動負荷制限・発電抑制	自動負荷制限・発電制御(蓄電設備制御)	フェーズ4	・放電時の要件適用除外など
新規 連絡体制	電圧・無効電力制御(運転制御)	フェーズ4	・蓄電設備に特化した情報の有無確認
	情報提供(慣性力)	フェーズ3	

参考	名称	概要
1	これまでの整理(第6回グリッドコード検討会, 資料4)	<p>第6回グリッドコード検討会では以下を議論：</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>蓄電設備はマルチユースが想定されるため、目的別の要件適用可否を整理することは困難。連系方法毎に要件適用可否を整理することを提案</li> <li>一般送配電事業者所有の蓄電設備は、系統連系技術要件の適用範囲外</li> <li>逆潮流のない需要家設備・蓄電設備の市場に必要な機能について、他の会議体での議論</li> </ul>
2	系統ワーキンググループでの議論	<ul style="list-style-type: none"> <li>グリッドコード検討会の枠を超える需要側機器に具備が望ましい機能について、市場ニーズで整理するか、ガイドラインに規定してはどうかと整理(第36回系統WG)</li> <li>発電機の出力抑制と同じ並びで系統用蓄電池の放電抑制を議論、また将来的に準備が整った段階で充電要求を検討、充放電で必要であればグリッドコードの整備も議論(第43回系統WG)</li> </ul>
3	蓄電設備が参入しうる市場	<ul style="list-style-type: none"> <li>他会議体において、蓄電設備が需給調整市場、容量市場に参入できるか議論</li> </ul>
4	蓄電システムのユースケース	<ul style="list-style-type: none"> <li>他会議体において、蓄電設備のユースケースを整理。市場や周波数調整機能(グリッドコードと関連)と対象設備を整理</li> </ul>
5	系統用蓄電池が参入できる市場の整備	<ul style="list-style-type: none"> <li>他会議体において、系統用蓄電池が参入できる市場の整備状況を整理</li> </ul>
6	分散型リソースの電力システムにおける活用に向けた取組	<ul style="list-style-type: none"> <li>他会議体において、需要側であるEVの電力システム利活用時の関係者を整理</li> </ul>
7	米国の状況	<ul style="list-style-type: none"> <li>米国での系統用蓄電池の導入状況(用途含む)、グリッドコードの状況(FERC Order No.842で蓄電池にPFRを規定、NERC Standard FAC/MOD/PRC/TPL/VARについて現状と蓄電池とのギャップ分析を行い改定を検討中)、市場への参加状況を整理</li> </ul>
8	英国の状況	<ul style="list-style-type: none"> <li>英国での系統用蓄電池に対応するグリッドコードの状況(反映済だが電源としての特性の差異は明確にしていない)、市場への参加状況(新設のDC市場では100%、FFR市場では11%)を整理</li> </ul>
9	アイルランドの状況	<ul style="list-style-type: none"> <li>アイルランドでの系統用蓄電池に対応するグリッドコードの状況(PPMとして扱い反映されているが、他の電源との差異は議論・検討中)、市場への参加状況(慣性力以外は市場参入条件を満たす。2022年は容量市場で223MW)を整理</li> </ul>
10	オーストラリアの状況	<ul style="list-style-type: none"> <li>オーストラリアでの系統用蓄電池に対応するグリッドコードの状況(他の電源との違いから発電設備としての登録条件変更のルール改定中)、市場への参加状況(周波数アンシラリーサービスでは39%が蓄電池)を整理</li> </ul>



## 4. 詳細検討資料

23

### ③その他（要件の適用範囲（蓄電設備の分類））

- 蓄電設備については、所有者、設置ニーズの所在、連系方法および設置目的が多様であるため、この点に留意が必要である。
- また、複数の目的で設置されるケース（マルチユース）が想定されるため、設置目的毎に要件の適用可否を整理することは困難と考えられる。
- 系統連系技術要件は、電力品質を維持するために、連系する発電設備等が電力系統に与える影響を考慮して、連系に必要な要件を規定したものであるため、技術的な観点で区分できる連系方法（設備形態）毎に要件の適用可否を整理することとしてはどうか。
- なお、一般送配電事業者が所有する蓄電設備は、系統連系技術要件の適用範囲外であるため、需要家および発電事業者が所有する設備のみを対象として検討する。

所有者	設置ニーズ	連系方法	設置目的	備考
一般送配電事業者	一般送配電事業者	単独	系統安定化（周波数・需給調整）	系統側蓄電池
		単独	流通設備投資抑制（増強回避）	
需要家	需要家	需要設備併設	電気料金の低減（ピークカット等）	自家発・再エネなし
		需要設備併設	需給調整市場への参入（DR）	同上
発電事業者	一般送配電事業者	発電設備併設	出力変動緩和対策	サイト蓄電池 （一部エリアで要件化済み）
	発電事業者	単独	市場値差を活用した売電	
		単独or 発電設備併設	需給調整市場への参入	
		発電設備併設	出力制御の回避	



Organization for Cross-regional Coordination of

## 4. 詳細検討資料

26

## ③その他（一般送配電事業者所有の蓄電設備に関する整理）

- 一般送配電事業者が所有する蓄電設備は、系統連系技術要件の適用範囲外ではあるものの、他の蓄電設備と区別する理由を整理しておく必要がある。
- 一般送配電事業者が所有するものとしては、主に①周波数・需要調整に用いる系統側蓄電池と②流通設備の事故時に当該設備の過負荷を一時的に解消し、流通設備の増強を回避する目的で設置するものが考えられる。
- 以下の理由から、一般送配電事業者が所有する蓄電設備は、他の蓄電設備と区別することができると考えられる。
  - ①系統側蓄電池については、周波数低下時に充電から放電に切替える機能を有し、周波数低下対策方向に機能することから、要件を課す必要がない。
  - ②増強回避を目的とする蓄電設備については、周波数低下時に充電から放電に切替えることで、潮流状況によっては設備損壊に至るおそれがあるため、周波数低下対策となり得ない。

所有者	設置二一ズ	連系方法	設置目的	備考
一般送配電事業者	一般送配電事業者	単独	系統安定化（周波数・需給調整）	系統側蓄電池
		単独	流通設備投資抑制（増強回避）	

## 1. 個別技術要件「自動負荷制限・発電抑制(蓄電設備制御(充電停止))」の詳細検討 11

### ②発電側の対策(需要家設備、蓄電設備の整理)

#### ■ 需要家設備、蓄電設備に関する状況

##### ● 現在の系統連系技術要件の整理

- ✓ 蓄電設備：発電設備に準ずる扱いと整理
- ✓ 需要家設備：系統連系技術要件の対象と整理

##### ● 発電設備(逆潮流あり設備)とは異なる対応を行う必要性

- ✓ 蓄電設備・需要家設備は、所有者の権利などの考え方もあり慎重な取り扱いが必要と考えられる。
- ✓ たとえば、VPPリソース(=市場取引・相対取引)として必要な要件を規定する場合、需要家内部でのみ利用する機器(例：停電補償)を導入しようとしても、要件に適合していない機器(=VPPリソースとして必要な機能がない機器)は導入できないことになる。

系統連系技術要件としては、「基本的な接続要件」のみ規定し、需給調整市場などの市場取引に参入する場合に、当該市場の要綱・約款等のルールでの整備を目指す、という方向もある。そのため、(逆潮流しない)需要家設備、蓄電設備における市場取引・相対取引等で必要な機能について、グリッドコードに規定するか、市場ルール等で整備していくか、についても、大きな議論・整理が必要であり、他の会議体で議論する。



## 需要側の機器における要件化の在り方

- 従来は、需要側の負荷の状態に合わせて、発電側の出力を調整するという観点から、「系統連系技術要件」の適用対象は「発電者の発電設備及び需要設備又は需要者の需要設備」であるため、需要側の蓄電池等※の**需要設備も対象となる一方、現状、定められる要件は最小限**のものとなっている。

※需要側の蓄電池等で逆潮流のあるものは「発電設備」として扱われる。

- 一方で、自然変動電源の導入が拡大する中、今後、需要家の蓄電池を含む需要側のリソースが系統の需給バランス安定化等に果たす役割が高まると考えられる中で、**逆潮流がない需要設備について、どのように要件を定めることが考えられるか。**
- 発電設備に比べて需要設備の数量が多く、影響する範囲が広範である中、例えば、運用要件としては、「系統連系技術要件」に引き続き最小限の要件を規定しつつ、**需要側の機器が備えていることが望ましい機能**（例：家庭用の蓄電池の逆潮流機能、通信機能等）については、「**電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドライン**」に規定することとしてはどうか。

【出所】第36回 総合資源エネルギー調査会  
省エネルギー・新エネルギー分科会  
新エネルギー小委員会／電力・ガス事業  
分科会電力・ガス基本政策小委員会  
系統ワーキンググループ、資料6  
[036\\_06\\_00.pdf \(meti.go.jp\)](#)

● 需要側機器の要件に関して、資料6の11スライドにあるが、需要側機器の要件化はかなり最小限になっている。需要側の機器に色々な要件を課していくことは、財産という意味でも、かつ、特に小規模なものとなると難しいという議論がある。具体的にどういう機能を具備していくか、それをどう義務化していくかといったことは、グリッドコード検討会の枠を超えて、エネ庁での議論が必要なフェーズに入ってきている。

● 系統からというよりも、むしろ市場からのニーズに応えるというような整理の仕方もあるという話もあったところ、そのあたりも議論いただければと思う。制御できない小さなリソースが増えて、期待されるDRに使えないということが残念な結果だと思うので、早めにしっかり手当する必要がある。

【出所】第36回 総合資源エネルギー調査会  
省エネルギー・新エネルギー分科会  
新エネルギー小委員会／電力・ガス事業  
分科会電力・ガス基本政策小委員会  
系統ワーキンググループ、議事要旨  
[036\\_gijiyoshi.pdf \(meti.go.jp\)](#)

## 論点②：優先給電ルールにおける系統用蓄電池の扱いについて

- 優先給電ルールにおいて、系統用蓄電池をどのように整理するべきか。
- 役割や機能が近い揚水は、下げ調整力の不足時、発電機の出力抑制と同列に揚水運転が位置付けられていることを鑑みると、系統用蓄電池にも充電を求めることについてどのように考えるか。
- 他方、蓄電池の寿命は充放電の回数や深度に依存し、充放電を繰り返すことが直接劣化に繋がるため、充電指示を行う場合には制限を設けることも考えられるか。
- 仮に、一送の指示により充電を行わせる場合には、上述した蓄電池特有の機能や事情を踏まえ、蓄電池の用途にも応じた具体的な方法について、技術的及び実務的な観点から検討することが必要であり、場合によっては中給システム等の改修が必要になる可能性がある。
- したがって、需給バランスによる出力制御が生じる際、まずは発電機の出力抑制と同じ並びで、系統用蓄電池についても放電を抑制することとしてはどうか。
- また、充電を指示する際の課題や、充電対象となる系統用蓄電池について整理し、将来的に準備が整ったタイミングで充電を求めることも含め、検討を行うこととしてはどうか。
- なお、第41回系統WGにて整理したとおり、系統用蓄電池については順潮流側に課題があるケースもあり、充電側の制御についても引き続き検討を行う。

【出所】第43回総合資源エネルギー調査会  
省エネルギー・新エネルギー分科会  
新エネルギー小委員会／電力・ガス事業  
分科会電力・ガス基本政策小委員会  
系統ワーキンググループ, 資料3  
[https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/shoene\\_shinene/shin\\_energy/keito\\_wg/pdf/043\\_03\\_00.pdf](https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/shoene_shinene/shin_energy/keito_wg/pdf/043_03_00.pdf)

【出所】第43回総合資源エネルギー調査会  
省エネルギー・新エネルギー分科会  
新エネルギー小委員会／電力・ガス事業  
分科会電力・ガス基本政策小委員会  
系統ワーキンググループ, 議事要旨  
[https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/shoene\\_shinene/shin\\_energy/keito\\_wg/pdf/043\\_gijiyo\\_shi.pdf](https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/shoene_shinene/shin_energy/keito_wg/pdf/043_gijiyo_shi.pdf)

- ・ まずは放電抑制を行うのとのことだが、後からオンライン化や充電の機能を求めると普及の妨げになるので、早めに仕様を決めてそれを具備した物を普及させることが重要。
- ・ 蓄電池の所有者は一送以外を想定しているという理解でよいか。また発電設備に併設した蓄電池も対象か。
- ・ グリッドコード検討会での検討状況はどうか。充電まで指示する場合には充電レベルの把握も必要なところ、グリッドコードの整備も必要になるかもしれない。

## 蓄電池等の分散型リソースと価値の提供先となる各種電力市場等

- 各種電力市場等における蓄電池の活用機会は、徐々に広がりつつある。

		常時活用	逆潮流	対象リソース例	電源 I'	容量市場	卸市場 (スポット・時間前)	需給調整市場 (三次①②) ※低圧は不可	需給調整市場 (二次①②・一次)	「参考」 導入実績
系統直付け	発電設備	-	-	小規模バイオマス発電 メガソーラー+蓄電池	×	○ ※FITは不可	◎	○		
	蓄電設備	-	-	蓄電設備、V2G、 揚水発電	◎ ※揚水のみ可	○	◎	○ ※揚水のみ可		
需要家側エネルギーリソース ※アクリゲイトを前提	発電設備	可	有	自家発 <small>※単独リソースの逆潮流は可 ※2022年度より逆潮流アグリ可</small>	×	○	◎	×	今後検討 (P52参照)	コージェネレーション +エネファーム 約 <b>13 GW</b> (2020年10月)
			無	自家発 (DR)	◎	○	◎			
		不可	有	バックアップ用発電機 <small>※2022年度より逆潮流アグリ可</small>	×	○	×	×		
			無	バックアップ用発電機 (DR)	×	○	×	×		
	蓄電設備	-	有	蓄電池、V2H <small>※2022年度より逆潮流アグリ可</small>	×	○	◎	×	家庭用蓄電池 +EV 約 <b>2 GW</b> (2020年10月)	
			無	蓄電池、V2H (DR)	◎	○	◎	○		
	負荷設備	可	-	生産設備 (電解、電炉等)	◎	○	◎	○	生産プロセス +空調 約 <b>0.2~3 GW</b> (電中研調べ)	
可		-	共用設備 (空調、蓄熱槽、電気 給湯 等)	◎	○	◎	○			
不可		-	一般的な生産ライン、 空調、照明	◎	○	×	×			

凡例)  
◎：現状での活用実績あり/十分活用可能  
○：活用が期待されている  
×：現時点では活用不可

出典：2020年10月21日 第13回ERAB検討会 資料3-1を一部改変



商品の要件（変更後）

32

	一次調整力	二次調整力①	二次調整力②	三次調整力①	三次調整力②
英呼称	Frequency Containment Reserve (FCR)	Synchronized Frequency Restoration Reserve (S-FRR)	Frequency Restoration Reserve (FRR)	Replacement Reserve (RR)	Replacement Reserve-for FIT (RR-FIT)
指令・制御	オフライン (自端制御)	オンライン (LFC信号)	オンライン (EDC信号)	オンライン (EDC信号)	オンライン
監視	オンライン (一部オフラインも可※2)	オンライン	オンライン	オンライン	専用線：オンライン 簡易指令システム：オフライン※2,5
回線	専用線※1 (監視がオフラインの場合は不要)	専用線※1	専用線※1	専用線※1	専用線 または 簡易指令システム
応動時間	10秒以内	5分以内	5分以内	15分以内※3	45分以内
継続時間	5分以上※3	30分以上	30分以上	商品ブロック時間(3時間)	商品ブロック時間(3時間)
並列要否	必須	必須	任意	任意	任意
指令間隔	－ (自端制御)	0.5～数十秒※4	1～数分※4	1～数分※4	30分
監視間隔	1～数秒※2	1～5秒程度※4	1～5秒程度※4	1～5秒程度※4	未定※2,5
供出可能量 (入札量上限)	10秒以内に 出力変化可能な量 (機器性能上のGF幅 を上限)	5分以内に 出力変化可能な量 (機器性能上のLFC幅 を上限)	5分以内に 出力変化可能な量 (オンラインで調整可能 な幅を上限)	15分以内に 出力変化可能な量 (オンラインで調整可能 な幅を上限)	45分以内に 出力変化可能な量 (オンライン(簡易指令 システムも含む)で調整 可能な幅を上限)
最低入札量	5MW (監視がオフラインの場合は1MW)	5MW※1,4	5MW※1,4	5MW※1,4	専用線：5MW 簡易指令システム：1MW
刻み幅（入札単位）	1kW	1kW	1kW	1kW	1kW
上げ下げ区分	上げ／下げ	上げ／下げ	上げ／下げ	上げ／下げ	上げ／下げ

※1 簡易指令システムと中給システムの接続可否について、サイバーセキュリティの観点から国で検討中のため、これを踏まえて改めて検討。

※2 事後に数値データを提供する必要有り（データの取得方法、提供方法等については今後検討）。

※3 沖縄エリアはエリア固有事情を踏まえて個別に設定。

※4 中給システムと簡易指令システムの接続が可能となった場合においても、監視の通信プロトコルや監視間隔等については、別途検討が必要。

※5 簡易指令システムには上り情報を送受信する機能は実装されていない。現時点ではDRの参入がその大半を占めることが想定され、エリア需要値の算定に影響は生じないが、今後、VPP等の発電系が接続することでエリア需要の算定精度が低下することが考えられるため、上り情報が不要な接続容量の上限を設ける等の対応策を検討。



電源/DR	期待容量※1	電源種別	発電方式別※2	供計ガイドライン※3に基づく電源	供計ガイドライン※3に基づかない電源	
電源	単体 1,000kW 以上	水力	一般(貯水式)	安定電源	発動指令電源	
			一般(自流式)	安定電源		変動電源(単独)※4
			揚水	安定電源		
		火力	—	安定電源		
		原子力	—	安定電源		
		再生可能 エネルギー	風力・太陽光	変動電源(単独)		
			地熱・バイオマス・廃棄物	安定電源		
		単体 1,000kW 未満	水力	一般(貯水式)		発動指令電源
	一般(自流式)			発動指令電源		変動電源(アグリゲート)※5
	揚水			発動指令電源		
	火力		—	発動指令電源		
	原子力		—	発動指令電源		
	再生可能 エネルギー		風力・太陽光	変動電源(アグリゲート)		
			地熱・バイオマス・廃棄物	発動指令電源		
DR	—		—	—	発動指令電源	

**【参加に条件がある電源】**

**FIT電源**

実需給年度において、固定価格買取制度（FIT）の適用を受けている電源は、FIT制度にもとづいて固定費を含めた費用回収がおこなわれているため、容量市場に参加できません。ただし、実需給年度までに適用期間が終了している電源や石炭とバイオマスの混焼をおこなうFIT電源が認定上のバイオマス比率をゼロにする場合は参加可能です。

**自家消費にのみ供される電源**

自家消費にのみ供される電源の自家使用分は参加できません。ただし、系統への逆潮流をおこなっている容量については参加可能です。

**自己託送および特定供給のみに供される電源**

自己託送および特定供給のみに供される電源は、参加できません。ただし、自己託送や特定供給に必要な量を上回る部分の容量については参加可能です。

**特定送配電事業者が利用する電源**

特定送配電事業者が利用する電源は、参加できません。ただし、特定送配電事業者が必要な量を上回る部分の容量については参加可能です。

※1：期待容量とは、「設備容量のうち、実需給年度において供給力として期待できる容量の最大値」です。

※2：蓄電池は発動指令電源として参加可能です。

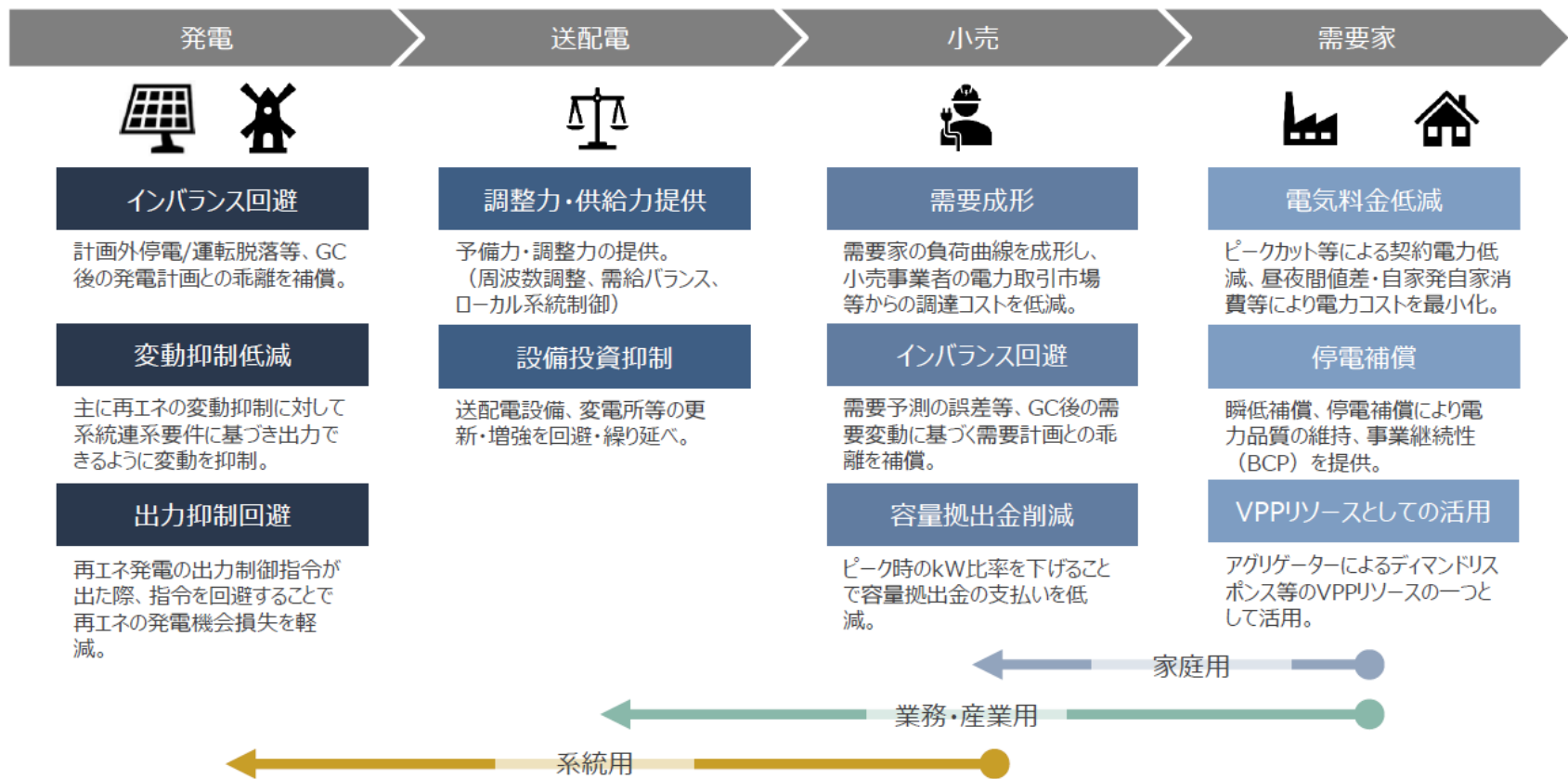
※3：「電力需給バランスに係る需要及び供給力計上ガイドライン」のことを指します。

※4：供給計画において、ダム水位から供給力を算定している場合および調整係数に調整能力を加算している場合は安定電源、調整係数のみで供給力を算定している場合は変動電源(単独)となります。

※5：供給計画において、ダム水位から供給力を算定している場合および調整係数に調整能力を加算している場合は発動指令電源、調整係数のみで供給力を算定している場合は変動電源(アグリゲート)となります。

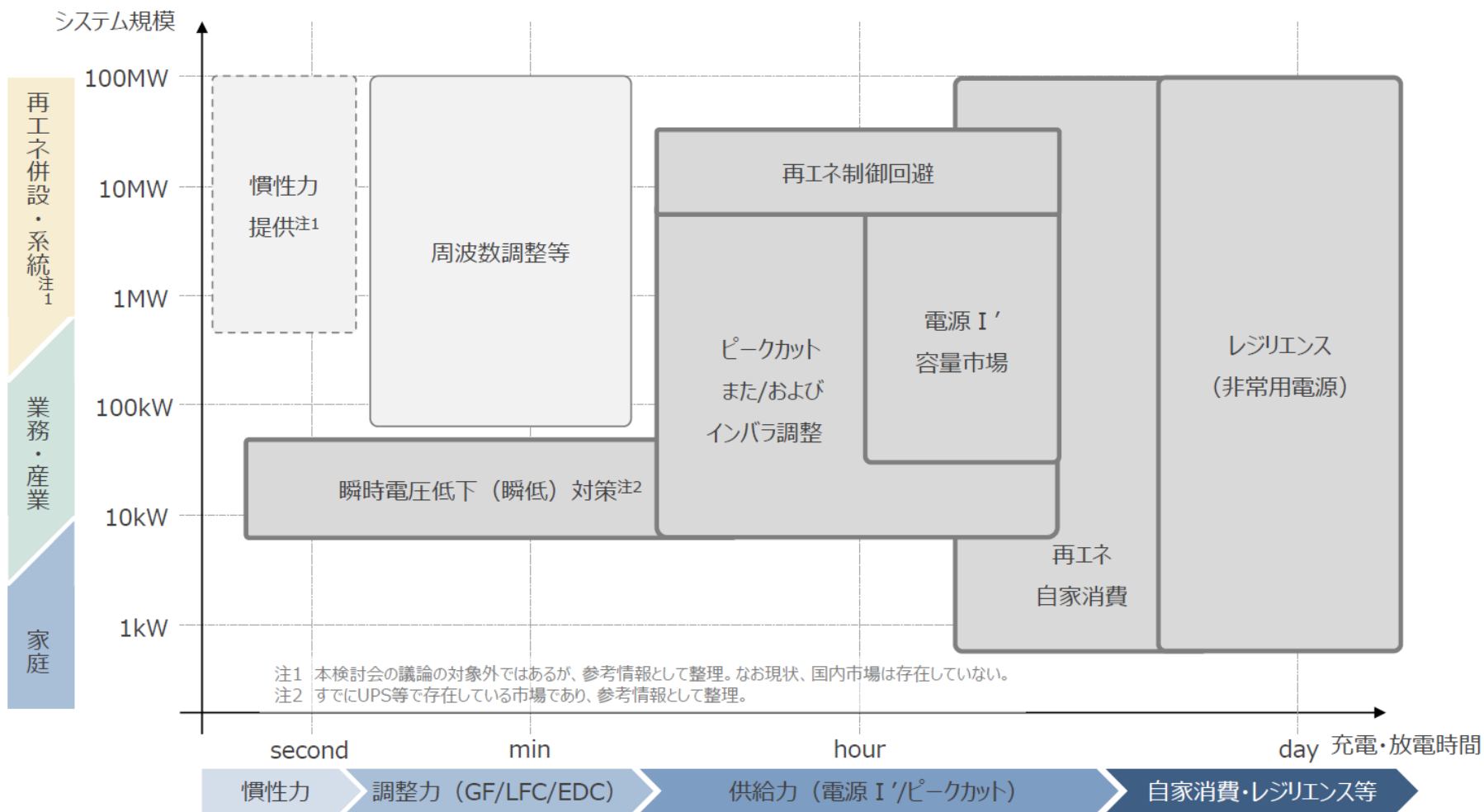
## 「参考」課題⑫の補足 蓄電システムのユースケース

- 日本では、蓄電システムは需要家に設置され需要家向けのユースケース（電気料金低減、停電補償等）が中心。
- 今後は、設置場所に応じて様々なユースケースのマルチユースが期待される。





## 《参考》定置用蓄電システムのユースケースのマッピング



※現時点における事業環境、市場動向を踏まえて、実施できると考えられる当面のユースケースとなる。今後の発展に応じて変更はあり得ることに留意が必要。

## ④ 系統用蓄電池が参入できる市場等の整備

- 系統用蓄電池が参入する市場の一つとして、需給調整市場が想定されるが、**一次調整力等、今後開設が予定されている商品についても、蓄電池が参入可能な形で技術要件の整理が進められている。**
- また、海外諸国においては、慣性力を維持・確保するための高速調整力市場に系統用蓄電池が参入している事例がある。**日本においても、再エネ導入拡大に伴う将来の慣性力不足への対応やその調達必要性について議論が開始されている**ところであり、またNEDOにおいて疑似慣性力付きPCSの技術開発も進められている。

【論点④】一次のオフラインによる参入対象リソースについて

6

- 需給調整市場は、多様なリソースが市場参入することで、市場活性化を促し、調整力をより安価に調達、運用することを目的としている。また、今後、カーボンニュートラルを目指していくなかで、DSRといった環境負荷の小さいリソースや、蓄電池などの新しいリソースを調整力として活用していくことが重要になっていくものと考えられる。
- また、複数のリソースを束ねて市場参入する必要のある発電機は、単独で市場参加が可能な発電機と比較すると、専用線構築の費用負担が相当大きくなることが想定される。
- そのため、本取り組み開始段階においては、まずはDSR、蓄電池、および現状において逆潮流アグリゲーションの対象としている発電容量が1,000kW未満の発電機（アグリにより最低入札量を満たす場合）を参入対象リソースとしてどうか。

オフラインによる参入対象リソース  
(本取り組み開始段階)

発電機(1,000kW以上) 発電機(1,000kW未満) 蓄電池 負荷設備(需要家)

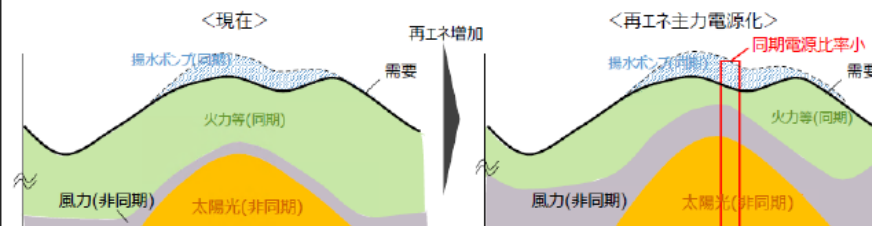


出所) 2021年11月2日 広域機関  
第26回 需給調整市場検討小委員会 資料2

再エネ主力電源化に向けた検討にあたっての論点について

5

- 「再エネ主力電源化」に伴い再エネ導入量が増加し、太陽光発電や風力発電などのインバータ電源(非同期電源)が増加する一方で、火力発電等の同期電源が減少する場合には、安定的に電気を送れるかどうかの技術的な課題【論点1】を確認することが必要であり、技術的な課題を確認した上で、その対応策【論点2～5】や、その費用対効果【論点6】などを検討していくこととした。
- 今回、論点2の管理指標、論点6の費用対効果、論点4の調達方法について検討したため、ご議論いただきたい。



論点

- 【論点1】同期電源減少に伴う技術的な課題の整理
- 【論点2】技術的な課題を管理する指標の検討
- 【論点3】技術的な課題の対応策の検討
- 【論点4】対応策に応じた調達方法の検討
- 【論点5】対応策を可能とする環境整備の検討
- 【論点6】対応策に要する費用対効果の確認

出所) 第55回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会資料3を修正 [https://www.occto.or.jp/ink/si/chouseiyoku/2020/chousei\\_jukyuu\\_55\\_heifu.html](https://www.occto.or.jp/ink/si/chouseiyoku/2020/chousei_jukyuu_55_heifu.html)

出所) 2021年8月23日 広域機関  
第64回 調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 資料3



#### ④ 系統用蓄電池が参入できる市場等の整備（続き）

- 2022年4月からは全基幹系統にノンファーム型接続が適用される予定である中で、**現状の制度では、ノンファーム型接続の電源（系統用蓄電池を含む）については、容量市場及び需給調整市場への参加が認められていない。**
- 系統用蓄電池のみならず、調整力等を供出できる電源についても影響を受ける可能性があることから、今後、**ノンファーム型接続の電源について、容量市場・需給調整市場における参加の在り方について、検討が進められる予定。**

＜ノンファーム型接続の適用等のスケジュール＞

	2021年	2022年	2023年	2024年
基幹系統	▼2021年1月：空き容量の無い基幹系統に適用	▼2022年4月：全基幹系統に適用		
ローカル系統			▼2023年3月頃（2022年度末頃）ローカル系統に適用*	
配電系統	＜FS調査＞ ユースケース・要件検討等	方向性の取りまとめ	シミュレーション・実施フロー検証・小規模実証等	

\* ローカル系統への適用範囲等は、NEDO実証を踏まえ別途検討する予定。

出所) 2021年12月24日  
第38回 再生可能エネルギー大量導入  
次世代電力ネットワーク小委員会 資料1 (抜粋)

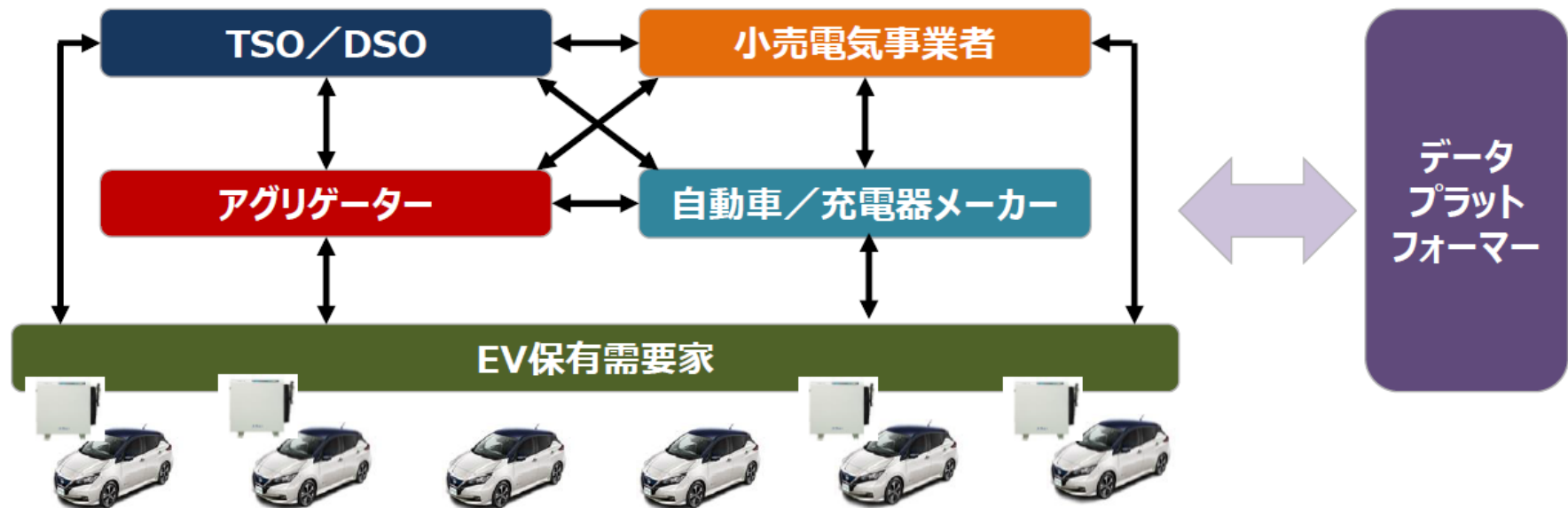
出所) 2021年12月24日  
第38回 再生可能エネルギー大量導入  
次世代電力ネットワーク小委員会 資料1 (抜粋)

#### (2) ノンファーム型接続適用電源の関連市場のリクワイアメント

- 現状、ノンファーム型接続適用電源は、**容量市場・需給調整市場への参加が認められていない。**このため、新たな系統利用ルールのもと、**供給信頼度評価を踏まえ容量市場・需給調整市場における参加の在り方について検討を行うこと**としてはどうか。
- なお、オークションの公募のタイミングによっては、当該検討が間に合わない可能性もある。このため、公募には参加できるとしつつ、本検討の状況を踏まえ、必要な対応を行ってはどうか。

## EVの電力システムでの利活用における各プレイヤーの関係等について

- 先述のような課題を議論するにあたり、EVの電力システムにおける利活用に関して、とりわけマルチユースを見据えた際に、どのプレイヤーがリソースやその情報を所有し、取引する主体となり得るか、整理する必要があるのではないか。この際、以下に示すようなプレイヤーの相関関係について考慮の上、検討を進めてはどうか。
- また、EV関連のデータを取り扱う「データプラットフォーマー」の出現も想定される場所、こうした変化も念頭に、EV関連データの保有者と利用者のデータ連携の在り方や、電力システムでの活用において必要となるデータの種類（粒度）等についても、議論を深めることとしてはどうか。



● 概要

- 近年、**BPS (Bulk Power System, 69kV/115kV系統)接続のバッテリーは、214MW (2014年) から899MW (2019年) へと4倍に増え、NERCは2023年までに容量が3,500MWを超えると予想。**
- 北米で増加しているバッテリーエネルギー貯蔵システムのうち、**リチウムイオン電池は、大規模電池の設置電力・エネルギー容量の50%以上**を占めている。フロー電池は市場の2%を占めるに過ぎない。
- **バッテリーエネルギー貯蔵システム (BESS) は、柔軟なランピングサポート、高速周波数応答 (FFR)、電源の不確実性への対応、ピーク状態に対応するためのエネルギーシフトなど、グリッドサポートの要素も提供できる。**
- 既存の **NERC 規格は、蓄電池を発電設備として適切に扱うものとして、NERC TPL (Transmission Planning) 規格 および MOD (Modeling, Data, and Analysis)規格が BPS 上の BESS に適用される。**
- **蓄電システムからのデータ収集・プロトコル等、正式に決まっていない状況であり、IEEE規格の更新が必要**である。

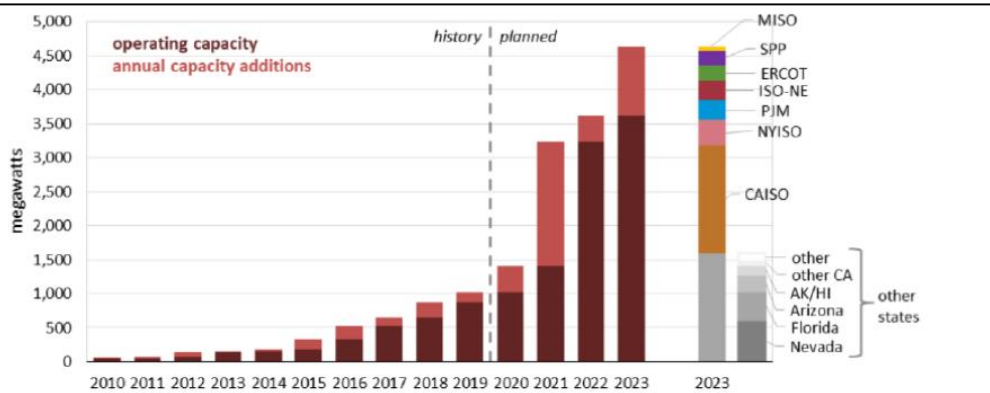


Figure I.3: United States BPS-Connected Battery Energy Storage Power Capacity (July 2020)<sup>4</sup>

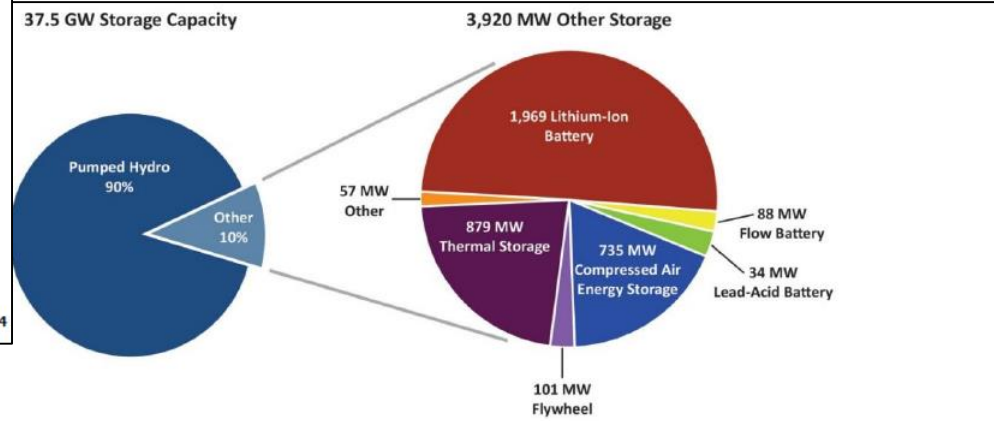
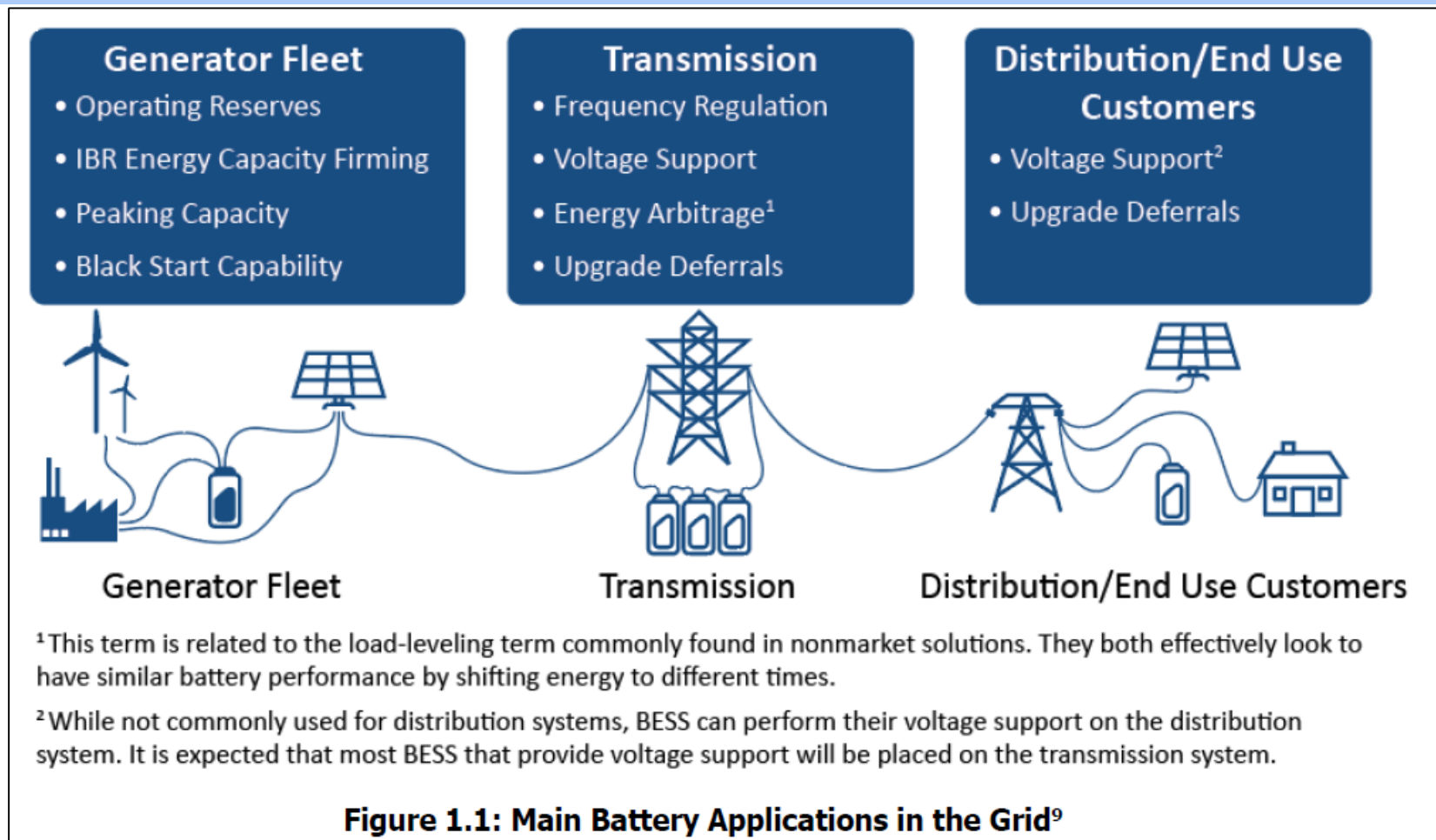


Figure 1.3: Electric Storage Capacity in the United States and Canada, by Type of Storage Technology<sup>14</sup>



● BESSの分類・用途

- 発電用：調整力、インバーター電源の容量確保、ピーク需要調整、ブラックスタート機能
- 系統用：周波数調整、電圧サポート、裁定取引、設備更新延期
- 需要家用：電圧サポート、設備更新延期

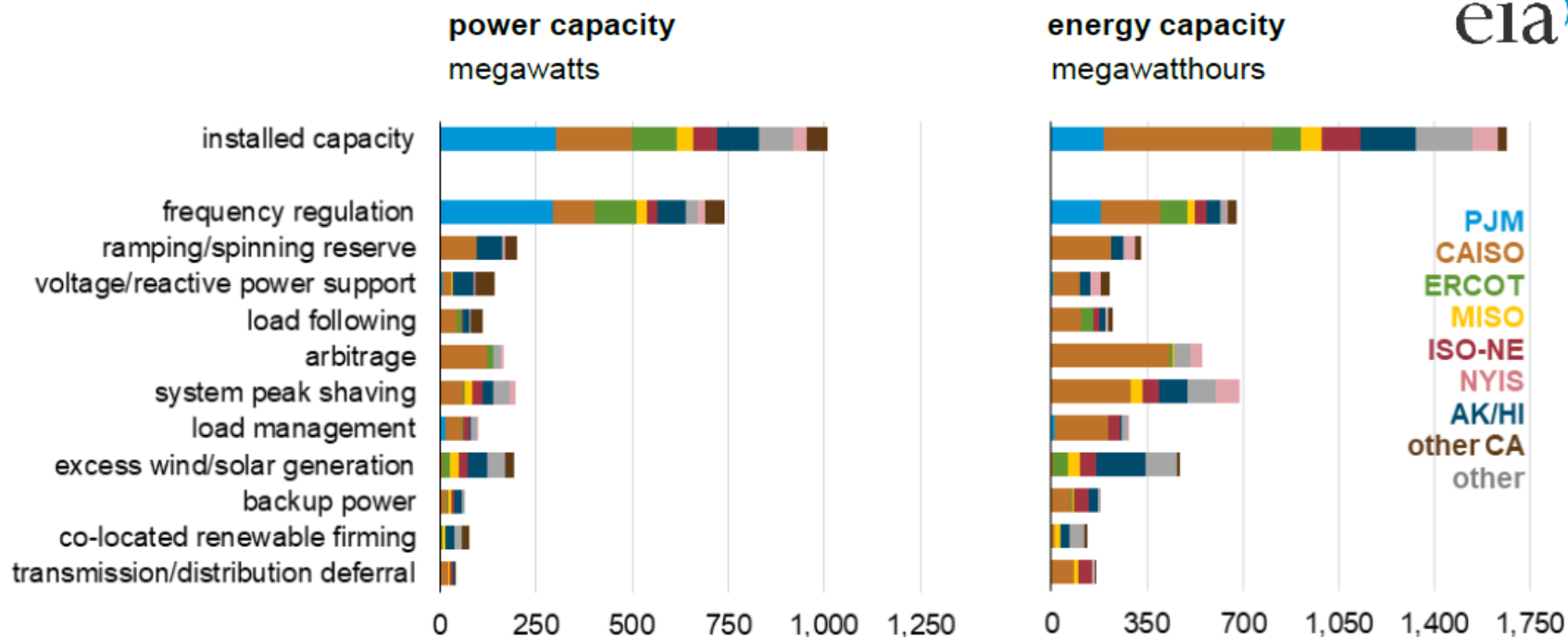


【出所】Energy Storage Impacts of Electrochemical Utility-Scale Battery Energy Storage Systems on the Bulk Power System, February 2021, NERC

[https://www.nerc.com/pa/RAPA/ra/Reliability%20Assessments%20DL/Master\\_ESAT\\_Report.pdf](https://www.nerc.com/pa/RAPA/ra/Reliability%20Assessments%20DL/Master_ESAT_Report.pdf)

- 大型蓄電池の用途
  - 地域により特徴あり、PJMでは周波数調整のみ。CAISOでは複数の用途に利用される(市場からの補償を受けることなく、複数の用途への対応が求められているため)。
  - MWhで見ると、周波数調整、ピーク調整、裁定取引(安く充電して高く売る)、太陽光・風力の余剰電力蓄電の順

Figure 7. Applications served by large-scale battery storage (2019)



Source: U.S. Energy Information Administration, 2019 Form EIA-860, *Annual Electric Generator Report*

Note: This figure is based on information provided by Form EIA-860 survey respondents regarding their market region and the applications that battery storage systems provided in 2019. Survey respondents could select more than one application for each battery system.

国	規程上の蓄電池の扱い、他電源との相違など
米国 *1	FERC Order No. 841 <ul style="list-style-type: none"> <li>• RTOおよびISOの蓄電池の参加モデルが考慮すべき蓄電池の物理的および運用上の特性、テレメトリー要件を規定</li> </ul>
	FERC Order No. 842 <ul style="list-style-type: none"> <li>• PFR要件を蓄電池に対し規定 Appendix C of the Large Generator Interconnection Agreement (LGIA) or Attachment 5 of the Small Generator Interconnection Agreement (SGIA)</li> <li>• PFR運転範囲・条件には柔軟性を持たせており、状況により充放電の切替が不可能な場合にはPFR運転は求められない。</li> </ul>
	FERC Order No. 845 <ul style="list-style-type: none"> <li>• 特定の状況下では、蓄電池は発電設備、送電設備、またはその両方として機能することができる。</li> </ul>
	NERC <ul style="list-style-type: none"> <li>• BESSの増加に伴い既存の規格とのギャップ分析を行い、下記規格の改定を検討中 FAC-001-3, FAC-002-2 MOD-026-1, MOD-027-1 PRC-002-2 TPL-001-5 VAR-002-4.1</li> </ul>

## \*1

Energy Storage Impacts of Electrochemical Utility-Scale Battery Energy Storage Systems on the Bulk Power System, February 2021

[https://www.nerc.com/pa/RAPA/ra/Reliability%20Assessments%20DL/Master\\_ESAT\\_Report.pdf](https://www.nerc.com/pa/RAPA/ra/Reliability%20Assessments%20DL/Master_ESAT_Report.pdf)

Reliability Guideline Performance, Modeling, and Simulations of BPS Connected Battery Energy Storage Systems and Hybrid Power Plants, March 2023

[https://www.nerc.com/comm/RSTC\\_Reliability\\_Guidelines/Reliability\\_Guideline\\_BESS\\_Hybrid\\_Performance\\_Modeling\\_Studies\\_redline\\_June\\_16\\_2022.pdf#search=battery](https://www.nerc.com/comm/RSTC_Reliability_Guidelines/Reliability_Guideline_BESS_Hybrid_Performance_Modeling_Studies_redline_June_16_2022.pdf#search=battery)

4. 調査結果：蓄電設備の市場への参加状況

145

	NYISO	PJM	SPP	ISO-NE	MISO	CAISO
参加モデル	1. ほとんどの事業者は、2つの別々の参加モデルを提案している。連続モデル（例：バッテリー）と非連続モデル（例：PSH） 理由：ESRは継続的に発送可能である；PSHリソースは運転領域が制限されるため、適切に考慮する必要がある 2. ESRはエネルギー市場、アンシラリー市場、容量市場に参加可能（該当する場合のみ） 理由：FERC Order 841による要求事項					
	ESRとELR；PSHは同じ時間帯に充電と放電のオファーを提出することはできない	ESR；PSHプラントでも揚水発電最適化装置を使用可能	MSR；PSHプラントは、同じ時間帯に充電と放電のオファーを提出することはできない	CSFs と BSFs	ESRs	NGRsとPSH モデル
アンシラリーサービス	1. ほぼ全てのISOは、ESRが、アンシラリーサービスの継続時間要件を尊重することを条件に、継続時間を満たすために利用可能容量（capacity de-rates）の削減を許容し（エネルギースケジュールを必要とせずに）調整力や運転予備力のようなアンシラリーサービスを提供することを許可している。 理由：FERC Order 841による要求事項					
	1時間持続：アンシラリーサービスはSOC管理モードに関係なくRTテレメーターのSOCを尊重	同期予備力を提供するESRは、リアルタイムでSOCを更新する必要がある；ESRは、エネルギー供給なしに同期予備力を提供することができる；前日市場の予備力市場に参加するESRは、エネルギースケジュールを必要とする；新しい非エネルギーリソースモードの導入	1時間持続；MSR（Market Storage Resource）はエネルギースケジュールなしでアンシラリーサービスを提供できるが、エネルギーオファーが必要	BSFは2024年までDARDとして調整力を提供することができない；CSFが継続時間要件を満たすための自動的レート低下（アンシラリーサービスの継続時間は1時間、DARDアンシラリーサービスの継続時間は0.25時間）；期間限定CSFは、リザーブダウンフラグを使用して、リザーブ提供から外れ、エネルギーだけを提供することができる。	1時間継続；ESRによる調整の導入はエネルギー貯蔵の制限を満たす必要がある。	前日市場では1時間継続、リアルタイム市場では0.5時間継続；アンシラリーサービスを提供するNGRはSOCをテレメーターで計測しなければならぬ；前日市場でエネルギー調整管理を選択した場合、NGRの市場参加は制限される

BSF – binary storage facility (ISO-NE)

CSF – continuous storage facility (ISO-NE)

ELR – energy limited resource (NYISO)

ESR – energy storage resource

MSR –market storage resource (SPP)

NGR – non-generator resource (CAISO)

PSH – pumped storage hydro

参考文献

EPRI, "Storage Integration Efforts in the U.S. Wholesale Electricity Markets -IESO Energy Storage Design Project ", 2020  
<https://www.ieso.ca/-/media/Files/IESO/Document-Library/engage/esag/esag-20200326-EPRI-presentation.ashx>

(出所) 欧米におけるグリッドコード改定状況と関連技術動向に関する調査委託, OCCTO グリッドコードプロジェクト 最終報告書, EPRI

国	規程上の蓄電池の扱い、他電源との相違など
英国 *2	<p>THE GRID CODE  <a href="https://www.nationalgrideso.com/document/162271/download">https://www.nationalgrideso.com/document/162271/download</a></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• (ISSUE 6, REVISION 15, 2022年12月7日) Non-Synchronous Electricity Storage Units は、Onshore Power Park Module または Onshore Power Park Module の一つとして位置付けられ、Connection Code の準拠を規定している。</li> <li>• Connection Code には、蓄電池に特化した要求はなし。</li> <li>• Operating Code OC.6.6.6 に周波数低下時の解列の規定あり。</li> <li>• Planning Code PC.A.7 に必要に応じて情報提供の規定あり。</li> <li>• DRC に提供する情報の詳細の規定あり。</li> </ul>

**\*2**

GC0096: Energy Storage にて検討され、2020年7月4日に反映されている。

<https://www.nationalgrideso.com/electricity-transmission/industry-information/codes/grid-code-old/modifications/gc0096-energy-storage>

Final Modification Report

<https://www.nationalgrideso.com/electricity-transmission/document/158576/download>

国	市場の状況	備考
英国 *2	<p>Frequency response providers</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>2021年のDC (Dynamic Containment) 市場(2020年10月新設)では、蓄電池のシェアは100%</li> <li>Monthly tendered FFR市場では、蓄電池のシェアは11%</li> </ul> <div data-bbox="834 357 1487 791" data-label="Figure"> <p>The figure is a pie chart with a single blue slice representing 100% of the total. The title above the chart is 'Dynamic Containment by technology type (DCL &amp; DCH)'. Below the chart, the text 'Battery 100%' is displayed.</p> </div> <p>NOA Stability Pathfinder – Phase 2</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>同期調相機(フライホイール併設含む)と並び、蓄電池も入札</li> </ul>	<p>DCは、障害発生後、すなわち周波数が大きく変動した後に作動するように設計されており、より迅速な周波数応答という最も緊急なニーズに対応することができる。</p> <p><a href="https://www.nationalgridso.com/industry-information/balancing-services/frequency-response-services/dynamic-containment?technical-requirements">https://www.nationalgridso.com/industry-information/balancing-services/frequency-response-services/dynamic-containment?technical-requirements</a></p> <p><a href="https://www.nationalgridso.com/future-energy/projects/pathfinders/stability/Phase-2">https://www.nationalgridso.com/future-energy/projects/pathfinders/stability/Phase-2</a></p>

\*2  
Markets Roadmap, March 2022, nationalgridESO  
<https://www.nationalgrideso.com/document/247136/download>



### 英国の市場構成

Requirements and system needs are identified by the Operability Strategy Report

Operational Area	Frequency	Thermal	Voltage	Stability	Restoration
------------------	-----------	---------	---------	-----------	-------------

The Markets Roadmap outlines different markets and products to address these system needs

Market Areas	Response	Reserve	Thermal	Voltage	Stability	Restoration
	Balancing Mechanism (BM)					

Market Products	Dynamic Containment (DC)	Quick Reserve	Regional Development Programmes (RDP)	Voltage Pathfinders	Stability Pathfinders	Bids & Offers	Electricity System Restoration Events (ESRE)
	Dynamic Moderation (DM)	Slow Reserve	Local Constraint Management (LCM)	Reactive power market	Stability market	Distributed Restart	
	Dynamic Regulation (DR)		Constraint Management Pathfinder				

KEY	Existing markets/ products	Markets/products in development
-----	-------------------------------	------------------------------------



国	規程上の蓄電池の扱い、他電源との相違など
アイルランド	<p>Battery ESPS Grid Code Implementation Note, Version 3.0 – December 2021  <a href="https://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/Integration-of-Batteries-Implementation-Note.pdf">https://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/Integration-of-Batteries-Implementation-Note.pdf</a></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Battery Energy Storage Power Stations (ESPS) は、グリッドコードでは Power Park Modules (PPM) として位置付けられているが、個々の要件では蓄電池にそぐわないものもあるため、Implementation Note に相違点を記載している。</li> </ul>

【出所】第12回グリッドコード検討会, 資料3-3

● 概要

- **バッテリー蓄電池（ESPS）** は、EirGrid と SONI のグリッドコードでは**パワーパークモジュール（PPM）** として分類されている。登録容量が1MW（EirGrid）/5MW（SONI）以上のESPSは、制御および配電が可能でなければならない。
- 欧州ネットワークコードRfGは、エネルギー貯蔵の要件を含むように改訂予定であり、その結果、**ESPSを特定したグリッドコードとして修正される予定**である。EirGrid と SONI は、グリッドコードが ESPS 固有の要件を反映するよう修正されるまでは、Implementation Noteにグリッドコードの規定に対する制限や緩和条件を記載する。  
 →**太陽光・風力等のPPMのグリッドコードとの差異は、この Implementation Note に記載**されている。

Grid Code Section	Subject/Topic	EirGrid Grid Code Clause	Applicability to Battery ESPS
PPM1.1	Introduction	PPM1.1	Applies
PPM1.2	Objective	PPM1.2	Applies
PPM1.3	Scope	PPM1.3.1	Applies
	Scope	PPM1.3.2	Applies (Note: in the list of applicable OC clauses identified in PPM1.3.2 OC6.7 should refer to OC7)
PPM1.4	Fault Ride Through Requirements	PPM1.4.1	Applies
		PPM1.4.2	Applies
PPM1.5	Transmission System Frequency Ranges	PPM 1.5.1	Applies
	Active Power Management	PPM 1.5.2	Applies
	Active Power Control	PPM1.5.2.1	Variation applies – see Section B.1
		PPM1.5.3.1	Variation applies – see Section B.2 and B.3
		PPM1.5.3.2	Variation applies – see Section B.1 and B.3
		PPM1.5.3.3	Variation applies - see section B.2 and B.3)
		PPM1.5.3.4	Does not apply
		PPM1.5.3.5	Does not apply
	Frequency Response	PPM1.5.3.6	Variation applies – see Section B.3
	PPM1.5.3.7	Variation applies – see Section B.3	

Section B.1：十分なエネルギー容量があることが前提。TSOから遠隔で出力指令・ランプレート設定指令を受ける。

Section B.2：以下の設定が変更できること(③は蓄電システム特有)。優先順位は①<②<③  
 ①Active Power Control Set-Point Ramp Rate (1-100%/分)  
 ②Frequency Response Ramp Rate (目標の有効電力出力の60%まで5秒以内、100%まで15秒以内)  
 ③Capacity Limited Ramp Rate (1-100%/分)

Section B.3：TSOからSCADAを経由し、設定変更・指令できること。  
 ①周波数応答モードのON/OFF  
 ②周波数制御パラメータ  
 ③容量制限単位

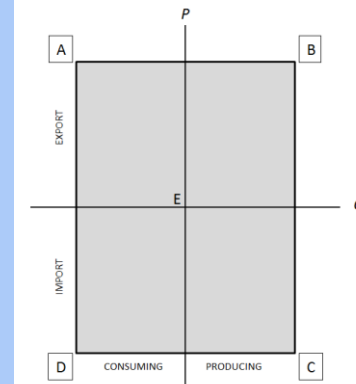
Grid Code Section	Subject/Topic	EirGrid Grid Code Clause	Applicability to Battery ESPS
		PPM1.5.3.8	Applies
		PPM1.5.3.9	Applies
		PPM1.5.3.10	Does not apply
		PPM1.5.3.11, PPM1.5.3.12, PPM1.5.3.13, PPM1.5.3.14	RfG clauses – do not apply
	Procedure for setting and changing curve parameters	PPM1.5.3.15	Variation applies – See Section B.3
	Ramp rates	PPM1.5.4.1	Variation applies – See Section B.2
	Ramp rates	PPM1.5.4.2	Variation applies – See Section B.2
PPM1.6	Procedure for setting and changing the ramp rate control	PPM1.5.4.3	Applies
	Transmission System Voltage Range	PPM1.6.1	Variation applies – see Section B.4
	Automatic Voltage Regulation	PPM1.6.2.1	Applies
	Reactive Power Control Modes	PPM1.6.2.2	Variation applies – see Section B.4
	Voltage Regulation System Slope Setting	PPM1.6.2.3	Applies
	Speed of response	PPM1.6.2.4	Applies

蓄電システムは非対象  
 ・PPM1.5.3.10 (周波数応答モード時、周波数上限超過した場合の発電機解列動作) は蓄電システムには適用しない。  
 ・PPM1.5.3.11-14 (LFSM-O/U, FSM) は蓄電システムには適用しない。(Section B.3 に対応するためと思われる)

Section B.4 : PPM同様以下の制御モードを有する。  
 ①Voltage Control mode  
 ②Power factor control mode  
 ③Reactive Power Dispatch

Grid Code Section	Subject/Topic	EirGrid Grid Code Clause	Applicability to Battery ESPS
	Reactive Power Capability	PPM1.6.3.1	Variation – See section B.4 & B.5
		PPM1.6.3.2	Applies
		PPM1.6.3.3	Applies
		PPM1.6.3.4	RfG clauses – do not apply
	Voltage step emissions	PPM1.6.4	Applies
	Grid connected transformer	PPM1.6.5.1 & PPM1.6.5.2	Applies
PPM1.7	Signals, Communication & Control	PPM1.7.1	Applies – reference to Signal List #2 does not apply (see PPM1.7.1.2)
	Signal List #1	PPM1.7.1.1	Applies
	Signal List #2	PPM 1.7.1.2 -All subsections	Does not apply
	Signal List #3	PPM1.7.1.3.1 & PPM1.7.1.3.2	Does not apply
	Signal List #3	PPM1.7.1.3.3 & PPM1.7.1.3.4	Variation applies PPM resource related signals – refer to unit specific signal list
	Signal List #4	PPM1.7.1.4	Applies
	Signal List #5	PPM1.7.1.5	Variation applies – see unit specific signal list and Section B.3 and B.6
	Time delays and data quality	PPM1.7.1.6	Applies - References to meteorological signals does not apply- see PPM1.7.1.2

Section B.5 : PPMとは異なるP-Q特性を規定。



PPM1.6.3.4 (PPMのV-Q特性) は蓄電システムには適用しない。

PPM1.7.1.2, 1.7.1.3.1, 1.7.1.3.4 (風力のシグナルリスト) は蓄電システムには適用しない。

Section B.6 : 接続点ごとに電圧関連信号/計測器のセットが1つあること。その他全ての信号/測定器は、市場単位で 1 セットとすることを規定。

Grid Code Section	Subject/Topic	EirGrid Grid Code Clause	Applicability to Battery ESPS
	Control signals	PPM1.7.2.1	Applies
	APC signals	PPM1.7.2.2	Applies
	Frequency response signals	PPM1.7.2.3	Variation – see Section B.3, B.6 and unit specific signal list
	Voltage regulation signals	PPM1.7.2.4	Applies
	Black Start Shutdown	PPM1.7.2.5	Does not apply for battery only projects – see Section B.7.
	Time Delays and Data Quality	PPM1.7.2.6	Applies
	Responsible operator	PPM1.7.3	Applies
	Data and Communications Specifications	PPM1.7.4.1, PPM1.7.4.2, PPM1.7.4.3, PPM1.7.4.4, & PPM1.7.4.5	Applies
	Resource forecasts	PPM1.7.5.1 PPM1.7.5.2	Applies
	MW availability declarations	PPM1.7.6	Applies

Section B.7 : 蓄電システムに現時点、ブラックスタート・シャットダウン機能要件はない。



国	市場の状況																																												
アイルランド *3	<p>バッテリープロジェクトがSEMに接続するインセンティブとなる主な収益メカニズムは、SEM容量オークションとDS3システムサービスの2つ。DS3システムサービスの目的は、より高いレベルの非同期型再生可能エネルギー発電（最大75%の瞬間普及率）でも電力システムを安全に運用できるよう、全島サービスを提供できるあらゆる形態の発電への投資を奨励することである。</p> <p>現行のDS3システムサービス取り決めでは、バッテリーが契約する手段として、規制料金（または容量制限なし）と容量制限付き料金の2つがある。現行のDS3システムでは、DS3システムサービス契約のテストに合格した発電機（バッテリーを含む）であれば、規制価格帯の料金プランを利用することができる。</p> <p>表は、最近の容量オークションで契約を獲得した想定電池容量の概要である。すべてのプロジェクトは1年または10年の契約を結んでおり、以下の表はそれを考慮したものである。なお、2027年以降のオークションはまだ実施されていないため、本調査では2026年の値を残りの調査期間について使用している。</p> <table border="1" data-bbox="832 525 1938 719"> <thead> <tr> <th></th> <th>2022</th> <th>2023</th> <th>2024</th> <th>2025</th> <th>2026</th> <th>2027</th> <th>2028</th> <th>2029</th> <th>2030</th> <th>2031</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Ireland</td> <td>31</td> <td>264</td> <td>261</td> <td>621</td> <td>737</td> <td>737</td> <td>737</td> <td>737</td> <td>737</td> <td>737</td> </tr> <tr> <td>Northern Ireland</td> <td>192</td> <td>192</td> <td>124</td> <td>166</td> <td>166</td> <td>166</td> <td>166</td> <td>166</td> <td>166</td> <td>166</td> </tr> <tr> <td><b>Total</b></td> <td><b>223</b></td> <td><b>456</b></td> <td><b>385</b></td> <td><b>787</b></td> <td><b>903</b></td> <td><b>903</b></td> <td><b>903</b></td> <td><b>903</b></td> <td><b>903</b></td> <td><b>903</b></td> </tr> </tbody> </table> <p style="text-align: center;"><i>Table 3.10 - Total battery capacity successful in auctions (MW rated) for Ireland and Northern Ireland</i></p> <p>Treatment of Battery Energy Storage Power Station (ESPS) Units</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>市場システムは、balancing市場におけるバッテリー-ESPSユニットのスケジューリング、ディスパッチ、プライシング、および決済に関連する既知の制約がある。これらの制約を解決するために、現在の市場システムは大規模なアップグレードが必要。この市場システムの大規模なアップグレードに先立ち、バッテリー-ESPSユニットがbalancing市場に参加できるようにする手段として、暫定的なソリューションが開発された。このソリューションでは、バッテリー-ESPSユニットを「マルチ燃料」発電機タイプとして市場システムに登録・運用し、バッテリー-ESPSユニットへの充電や決済など、特定の分野でいくつかの改良と特定のアプローチを行うことが要求されている。現在、市場システムおよびプロセスを開発し、これらの資源を他の用途に利用できるようにするまでの間、主にこれらのバッテリー-ESPSユニットをスケジュールおよびディスパッチプロセスで運転予備力の供給源として使用している。</li> </ul>		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	Ireland	31	264	261	621	737	737	737	737	737	737	Northern Ireland	192	192	124	166	166	166	166	166	166	166	<b>Total</b>	<b>223</b>	<b>456</b>	<b>385</b>	<b>787</b>	<b>903</b>	<b>903</b>	<b>903</b>	<b>903</b>	<b>903</b>	<b>903</b>
	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031																																			
Ireland	31	264	261	621	737	737	737	737	737	737																																			
Northern Ireland	192	192	124	166	166	166	166	166	166	166																																			
<b>Total</b>	<b>223</b>	<b>456</b>	<b>385</b>	<b>787</b>	<b>903</b>	<b>903</b>	<b>903</b>	<b>903</b>	<b>903</b>	<b>903</b>																																			

\*3  
Ireland Capacity Outlook 2022-2031, October 2022, EirGrid/SONI

[https://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/EirGrid\\_SONI\\_Ireland\\_Capacity\\_Outlook\\_2022-2031.pdf](https://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/EirGrid_SONI_Ireland_Capacity_Outlook_2022-2031.pdf)

Balancing Market Principles Statement, A Guide to Scheduling and Dispatch in the Single Electricity Market, Version 6, 29 July 2022, EirGrid/SONI

<https://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/EirGrid-and-SONI-Balancing-Market-Principles-Statement-V6.0.pdf>

- 現時点でTSOが市場商品適合を実証済と認識している技術の一覧。サービスプロバイダーはコンプライアンス審査に合格し、性能面ですべてのサービス提供基準を満たす必要がある。また、ある技術が複数のサービスで実証済みとされても、その技術がこれらすべてのサービスを同時に提供できることを意味するものではない。サービスによっては、特定の運用形態でしか提供できないものもある。

For each DS3 System Service, the "Proven List" sets out the technologies which the TSOs consider to be proven at this time for procurement purposes. The designation of a technology as "proven" does not entitle any individual service provider to a DS3 System Services contract. Each individual service provider must pass the compliance assessment and meet all service provision standards in terms of performance. Also, while a technology may be considered proven for multiple services, this does not mean that it can provide all of these services at the same time. Some services can only be provided in certain operational modes. Finally, for some types of service provider (e.g. windfarms, pumped hydro), the ability of the service provider is dependent on the service type.

Type of Service Provider		Sub-technology (fuel / operational specific)	FFR	POR	SOR	TOR1	TOR2	RR (S)	RRD	RM1	RM3	RM8	SSRP	DRR	SIR	FPFAPR	
Thermal/Hydro - Centrally Dispatched Generating Unit - CDGU 火力・水力	Coal	石炭	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	
	Combined Cycle Gas Turbine - CCGT	CCGT	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	
	Open Cycle Gas Turbine - OCGT	OCGT	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	
	Distillate Oil	蒸留油	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	
	Peat	泥炭	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	
	Anaerobic Digester / Waste to Energy	バイオガス	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	
	Combined Heat and Power	CHP	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	
	Biomass	バイオマス	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	
Hydro	水力		x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x		
Wind Power - WFPS	風力	Wind Farm	ウインドファーム	x	x	x	x						x	x		x	
Storage	蓄電設備	Solid State Batteries e.g. Lithium Ion	固体電解質&リチウムイオン電池	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x		x	
		Flywheels (Non-Synchronous)	フライホイール	x	x	x	x										
		Pumped Hydro	揚水	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
		Compressed Air Energy Storage	蓄圧	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
Synchronous Compensator	同期補償装置	Synchronous Compensator		x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	
HVDC Interconnector	HVDC送電	Direct Current – Voltage Source Converters - VSC	VSC	x	x	x	x	x						x	x		x
		Direct Current – Line Commutated Converter LCC	LCC	x	x	x	x	x									
Aggregated Service Providers	アグリゲートサービス プロバイダー	Aggregated Generation Units (fossil-fuel based) - AGU	化石燃料電源	x	x	x	x	x	x	x	x	x					
		Industrial Demand Side Units (demand response) - DSU	ダイヤモンドレスポンス	x	x	x	x	x	x	x	x	x					
		Residential Demand Side Mangement (demand response) - RDSM	(産業用/家庭用)														
Solar Power	太陽光	Solar Photovoltaic	太陽光パネル														
		Solar Thermal	太陽熱														
		Concentrated Solar	集光														
Ocean Energy	海洋	Tidal	潮汐力														
		Wave	波力														

(出所) <http://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/DS3-System-Services-Proven-Technology-Types.pdf>

Legend	
x	Proven
	Not Proven

国	規程上の蓄電池の扱い、他電源との相違など	備考
オーストラリア	<p>蓄電池の扱い                      GUIDE TO GENERATOR EXEMPTIONS AND CLASSIFICATION OF GENERATING UNIT  <a href="https://aemo.com.au/-/media/files/electricity/nem/participant_information/new-participants/generator-exemption-and-classification-guide.pdf?la=en">https://aemo.com.au/-/media/files/electricity/nem/participant_information/new-participants/generator-exemption-and-classification-guide.pdf?la=en</a></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• AEMOは、蓄電池システムを他のタイプの発電システムとは異なる方法で扱っている。</li> <li>• AEMOは、銘板定格が5MW以上の蓄電池システムを所有、運転、管理するすべての者に発電事業者として登録することを要求している。これは、独立した蓄電池システムを持つ者にも、蓄電池以外のユニットを持つより大きな発電システムの一部として設置される予定のバッテリーシステムにも適用される。</li> <li>• 送電または配電系統に完全に接続された状態での総定格銘板が 5MW 未満の発電システムのほとんどは、他のネットワーク利用者への供給品質の重大な劣化を引き起こす可能性は低い。</li> <li>• 5MW以上の発電設備は通常、以下の分類                         <ul style="list-style-type: none"> <li>• Scheduled – The generating unit participates in central dispatch.</li> <li>• Non-Scheduled – The generating unit does not participate in central dispatch.</li> <li>• Semi-Scheduled – The generating unit will participate in central dispatch in specified circumstances.</li> </ul> </li> <li>• 蓄電池システムの銘板定格が 5MW 以上 30MW 未満の場合、AEMO に発電ユニットをScheduled generator として分類する。 non-scheduled generating units として分類するには、NER (National Electricity Rules) の 2.2.3(c) と 3.8.2(e) の条件を満たす必要がある。</li> </ul> <p>NER の Schedule 5.2 Conditions for Connection of Generators には、蓄電池特有の要求はなし。</p>	<p>蓄電池に関するルール変更提案がAEMOから2019年8月23日にAEMCへ提出され、2021年12月2日に承認された。                      Integrating energy storage systems into the NEM  <a href="https://www.aemc.gov.au/rule-changes/integrating-energy-storage-systems-nem">https://www.aemc.gov.au/rule-changes/integrating-energy-storage-systems-nem</a></p>

国	市場の状況
オーストラリア *4	<p>ルール変更：2024年6月3日適用</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>2021年12月2日、オーストラリアエネルギー市場委員会（AEMC）は、エネルギー貯蔵システムの統合（IESS）ルール変更に関する最終決定を行った。この変更は、蓄電システムやハイブリッドシステムを全国電力市場（NEM）にうまく統合することを目指すもの</li> <li>Integrated Resource Provider (IRP) というカテゴリーを新設し、発電/負荷の双方向の機能を有する設備(BDU)というタイプを設ける。小規模のアグリゲーターはIRPに分類される。IRPは国家電気規則（NER）と市場アンシラリーサービス仕様（MASS）の要件に従って、周波数制御アンシラリーサービス（FCAS）市場に参加できる。</li> <li>複数の技術タイプ（例えば太陽光とバッテリー）が共通の装置（例えばインバーター）を共有するシステムには、IRUが使用される予定である。結合生産単位の分類は、両方の資源を単一のスケジュールされた BDU または単一のセミスケジュールされた発電 単位として含む柔軟なものとする。あるいは、異なるリソースは、別々の分類を使用することができる。</li> </ul>

\*4

Integrating Energy Storage Systems Rule Change, 16 December 2021, AEMO

<https://aemo.com.au/initiatives/submissions/integrating-energy-storage-systems-iess-into-the-nem>

Integrating Energy Storage Systems High Level Design, July 2022

<https://aemo.com.au/-/media/files/initiatives/submissions/2021/iess/integrating-energy-storage-systems---high-level-design---final.pdf?la=en>

国	市場の状況																														
オーストラリア *5	<p>46 GW / 640 GWh の分散型蓄電池</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>今後10年間に最も必要とされるのは（すでに約束されたものを超えて）、急成長する太陽光発電と風力発電の出力の日間および季節変動を管理するための、分散型蓄電池、揚水発電、代替貯蔵庫である。ISPのモデリングでは、2050年までに、VPP、V2Gサービス、その他の新しい技術によって約31GWの分散型蓄電容量が、電力会社規模の蓄電池や揚水発電によって約16GWの蓄電容量が提供されると認識している。</li> </ul> <p>2022年Q3レポート</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Frequency control ancillary services (FCAS) の 39% を蓄電池が占める。</li> </ul> <div style="display: flex; justify-content: space-around;"> <div data-bbox="308 492 989 1042"> <p><b>Figure 50 Battery provision of FCAS leaps on Q3 2021</b> Change in FCAS supply by technology – Q3 2022 vs Q3 2021</p> <table border="1"> <caption>Data for Figure 50: Change in FCAS supply by technology</caption> <thead> <tr> <th>Technology</th> <th>Average change (MW)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Battery</td> <td>~500</td> </tr> <tr> <td>Black Coal</td> <td>~-300</td> </tr> <tr> <td>Brown Coal</td> <td>~50</td> </tr> <tr> <td>Gas</td> <td>~-50</td> </tr> <tr> <td>Hydro</td> <td>~150</td> </tr> <tr> <td>DR</td> <td>~-100</td> </tr> <tr> <td>VPP</td> <td>~-50</td> </tr> </tbody> </table> </div> <div data-bbox="1042 492 1713 1042"> <p><b>Figure 51 Battery FCAS market share reaches 39%</b> FCAS volume market share by technology – Q3 2022</p> <table border="1"> <caption>Data for Figure 51: FCAS volume market share by technology</caption> <thead> <tr> <th>Technology</th> <th>Market share (%)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Battery</td> <td>39%</td> </tr> <tr> <td>Black Coal</td> <td>20%</td> </tr> <tr> <td>Hydro</td> <td>19%</td> </tr> <tr> <td>DR</td> <td>12%</td> </tr> <tr> <td>Brown Coal</td> <td>6%</td> </tr> <tr> <td>Other</td> <td>4%</td> </tr> </tbody> </table> </div> </div>	Technology	Average change (MW)	Battery	~500	Black Coal	~-300	Brown Coal	~50	Gas	~-50	Hydro	~150	DR	~-100	VPP	~-50	Technology	Market share (%)	Battery	39%	Black Coal	20%	Hydro	19%	DR	12%	Brown Coal	6%	Other	4%
Technology	Average change (MW)																														
Battery	~500																														
Black Coal	~-300																														
Brown Coal	~50																														
Gas	~-50																														
Hydro	~150																														
DR	~-100																														
VPP	~-50																														
Technology	Market share (%)																														
Battery	39%																														
Black Coal	20%																														
Hydro	19%																														
DR	12%																														
Brown Coal	6%																														
Other	4%																														

\*5

2022 Integrated System Plan, June 2022, For the National Electricity Market, AEMO

<https://aemo.com.au/-/media/files/major-publications/isp/2022/2022-documents/2022-integrated-system-plan-isp.pdf?la=en&hash=D9C31A16AD6BF3FB2293C49AA97FE1EA>

Quarterly energy Dynamics Q3 2022, October 2022, AEMO

<https://aemo.com.au/-/media/files/major-publications/qed/2022/qed-q3-2022.pdf?la=en&hash=92DA4803892ACB2B4D9FB24C16528083>