

フェーズ2'に関する海外調査結果

2025年6月25日

電力広域的運営推進機関

1. 海外調査の概要

- フェーズ2'で検討対象となる技術要件について、以下の国・地域を代表例として状況を調査。
 - ・ 英、アイルランド（欧州の島国の系統）
 - ・ 米カリフォルニア（再エネ積極推進（太陽光比率3割超※1））
 - ・ 米テキサス（再エネ積極推進（風力比率4割超※1）、米の他系統とは直流連系）
 - ・ 豪州（再エネ積極推進（東部地域の再エネ比率約4割※2））※3
- 蓄電池の導入が進んでいるカリフォルニアでの蓄電池に関する運用・ルール状況について調査を実施。

【各国・地域の調査した主な規程類】

項目	英国	アイルランド	米国 (カリフォルニア、テキサス)	豪州
送電系統	THE GRID CODE (ISSUE 6, REVISION 28)	EirGrid Grid Code (Version 14.2)	IEEE 2800-2022	National Electricity Rules
配電系統	ENA Engineering Recommendation G99 (2022年10月版)	ESB Networks Distribution Code (Version 8.0)	IEEE 1547-2018	2地域の配電事業者の技術標準を代表して調査※3
備考	—	—	CAISO、ERCOTともにIEEEを参照すると規定	—

※1：kWベース。（第4回 同時市場の在り方等に関する検討会 資料5-1（2023年11月27日））

※2：kWベース。（AEMOの2023年Q3レポート参照（Quarterly Energy Dynamics Q3 2023））

※3：豪州の配電系統については豪首都圏、南オーストラリア州について調査。

(参考) 各国の配電系統と送電系統の区分

3

	配電系統	送電系統
英国	$\leq 132\text{kV}$	275kV – 400kV
アイルランド	$\leq 110\text{kV}$ 一部地域でDSOが110kVを管轄	110kV – 400kV
ドイツ	$\leq 110\text{kV}$	220kV – 380kV
スペイン	$\leq 132\text{kV}$	220kV – 380kV
イタリア	$\leq 30\text{kV}$	132kV – 380kV
デンマーク	$\leq 60\text{kV}$	50kV – 150kV
北米	$\leq 69\text{kV}$	69kV - 765kV
豪州	$\leq 66\text{kV}$	132kV - 500kV

英国THE GRID CODEにおける発電設備の区分

タイプ	電圧・容量
Type A	110kV未満連系 0.8kW以上、1MW未満
Type B	110kV未満連系 1MW以上、10MW未満
Type C	110kV未満連系 10MW以上、50MW未満
Type D	110kV以上連系 または、 110kV未満連系で50MW以上

2. 海外技術要件の調査

■ フェーズ2'で要件化予定の以下の項目について、海外の調査結果を次ページ以降で示す。

個別技術要件名	検討対象	該当箇所
周波数ステップ変化耐量、周波数変化率耐量（RoCoF）	全電圧（FRT対象電源）	2-1
電圧位相変化耐量	全電圧（FRT対象電源）	
周波数変化の抑制対策（上昇側・低下側）	特高（蓄電池）	2-2
瞬動予備力、負荷周波数制御、経済負荷配分制御	特高（蓄電池）	
発電設備の制御応答性	特高（蓄電池）	
出力（有効電力）の増加（変化）速度の上限	全電圧（蓄電池）	2-3

2 - 1. 海外技術要件の調査 (FRT要件)

- 第104回 調整力及び需給バランス評価等に関する委員会で、事故時運転継続要件（FRT要件）の見直しの方向性が示された各要素について、各国・地域の状況を調査した。
 - 周波数ステップ要素については、各国・地域では規定が確認されなかった。
 - 周波数ランプ要素については、各国・地域で規定があり、**周波数変化を計測する時間窓の値が規定されている**。また、英国、アイルランドでは**瞬時電圧低下時に局所的にRoCoFの値が大きくなっても、電圧低下のFRT要件に応じて運転を継続することが規定されている**。
 - 電圧位相ステップ要素については、今回調査した欧州では規定が確認されなかったが、米国・豪州で運転を継続する電圧位相角変化が規定されている。

<②機器側対策>

FRT要件の見直しによる対策について

27

- まず現行の事故時運転継続要件（FRT要件）においては、周波数変動に対する耐量が定められているが、今回の系統事故状況においては、これらを超えた周波数変動が発生している。
- また、メーカーへのアンケート調査による電圧位相変動時の耐量を超えた変動が、今回の系統事故状況において発生している。
- そのため、将来を想定した系統事故時に生じる電圧・周波数変動に対応した要件を設けることで、系統事故時のインバータ電源の運転停止を防ぎ、系統維持を実現することが対策となる。
- この対策は、理想的には、系統事故時の電圧・周波数変動に伴うインバータ電源の停止や、その後の周波数低下による負荷制限等を回避することができるため対策効果の面で優れている。

	周波数ステップ要素	周波数ランプ要素	電圧位相ステップ要素
現状のFRT要件	0.8Hz (50Hzエリア)以下、 1.0Hz (60Hzエリア)以下までは、 3サイクル以内の変動であれば 運転継続（周波数上昇側のみ）	周波数変化率 $\pm 2\text{Hz/s}$ 以内では 運転継続 （継続時間などの規定無し）	位相のみの規定は現状なし （残電圧0.52pu以上の場合は41度まで 耐量を持たせることを規定）
見直し方向性	✓ 事故中・事故除去直後に生じる 瞬間的な周波数変化に対して 運転継続	✓ 事故中・事故除去直後に生じる 瞬間的な周波数変化率の急変 に対して運転継続	✓ 事故中・事故除去直後に生じる 瞬間的な位相変化に対して 運転継続



(出典) 第104回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2024年12月27日）資料1

周波数ステップ要素について

項目	日本 (現行要件)	英国		アイルランド		米国 (カリフォルニア、テキサス)		豪州	
		送電系統	配電系統	送電系統	配電系統	送電系統	配電系統	送電系統	配電系統
変化量	上昇側 : 0.8Hz (50Hzエリア) 、 1.0Hz (60Hzエリア) 下降側 : 規定なし	規定なし	規定なし	規定なし	規定なし	規定なし	規定なし	規定なし	規定なし
運転継続 時間	3cycle	規定なし	規定なし	規定なし	規定なし	規定なし	規定なし	規定なし	規定なし
対象電圧	全電圧	—	—	—	—	—	—	—	—
要件達成を 求める地点	機器個別	—	—	—	—	—	—	—	—
例外事項	—	—	—	—	—	—	—	—	—

2－1．海外技術要件の調査（FRT要件）

周波数ランブ要素について

項目	日本 (現行要件)	英国		アイルランド		米国 (カリフォルニア、テキサス)		豪州	
		送電系統	配電系統	送電系統	配電系統	送電系統	配電系統	送電系統/配電系統	
変化量 (1秒あたり)	±2Hz	多くは1Hz※1	1Hz	1Hz	1Hz	5Hz	I : 0.5Hz II : 2.0Hz III : 3.0Hz	2Hz	1Hz
計測窓 (ms)	規定なし	500	500	500	500	100以上	100以上	250超	1000超
運転継続時間	規定なし	規定なし	規定なし	規定なし	規定なし	規定なし	規定なし	規定なし	
対象電圧	全電圧	275kV以上	275kV未満	110kV以上	110kV未満	34kV以上	34kV未満	132kV以上	
例外事項	—	系統の瞬時 電圧低下によ る上記しきい 値の局所的な 超過の場合、 運転継続要 件を優先	50MW以上 の電源につい てはRoCoFに よる停止機能 は実装なし	電圧低下時 に運転継続 要件を優先	電圧低下時 に運転継続 要件を優先	—	—	—	

※1：GFMは2Hz、DC接続のPPMは2Hz。

※2：I～IIIは異常状態への対応を示すカテゴリーであり、IEEE 1547で規定。各電源にどのカテゴリーを適用するかは各州で連系要件を管轄する機関の裁量に委ねられる。

2 - 1. 海外技術要件の調査 (FRT要件)

電圧位相変化耐量について

項目	日本 (現行要件)	英国		アイルランド		米国 (カリフォルニア、テキサス)		豪州	
		送電系統	配電系統	送電系統	配電系統	送電系統	配電系統	送電系統	配電系統
変化量	位相のみの規定は現状なし (FRT要件において、残電圧0.52pu以上の場合は41度まで耐量を持たせることを規定)	規定なし	規定なし	規定なし	規定なし	25度以下の正相位相角変化に対して運転継続	(三相機器) 20度以下の正相位相角変化かつ各相60度未満の位相変化に対して運転継続 (単相機器) 60度以下の位相角の変化に対して運転継続	20度未満の位相角変化に対して運転継続	20度未満の位相角変化に対して運転継続
運転継続時間		規定なし	規定なし	規定なし	規定なし	規定なし	規定なし	規定なし	規定なし
対象電圧	全電圧	—	275kV未満	—	—	34kV以上	34kV未満	132kV以上	132kV未満
例外事項	—	—	—	—	—	不平衡故障時は正相位で判断。擾乱後に有効/無効電流が減衰していく場合は25度を超過しても電流遮断なし	擾乱後の有効/無効電流減衰や瞬停は0.5秒間許容	—	—
その他特記事項	—	—	相間短絡故障からの復旧中に発生する電圧位相不平衡などにおいて運転継続を要求する場合あり	—	—	—	—	—	—

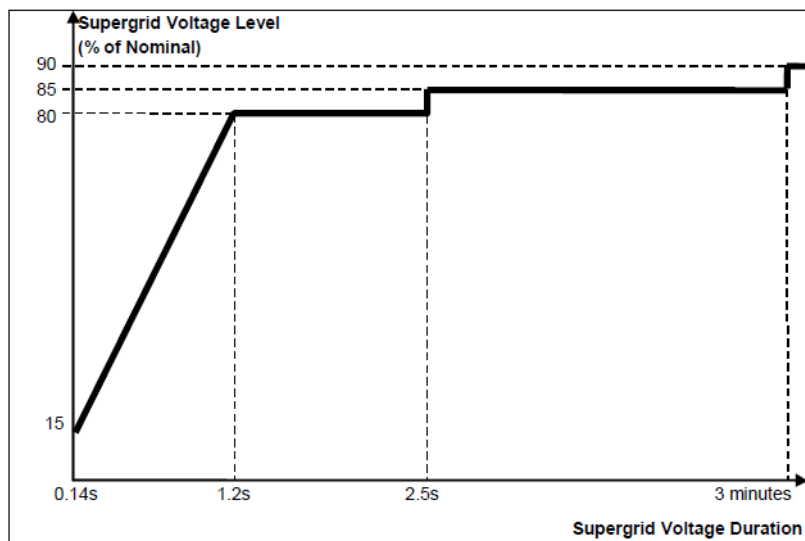
瞬時電圧低下時の扱いについて (英国、アイルランドの記載 例)

【英国】 The Grid Code ECC.6.3.13.2

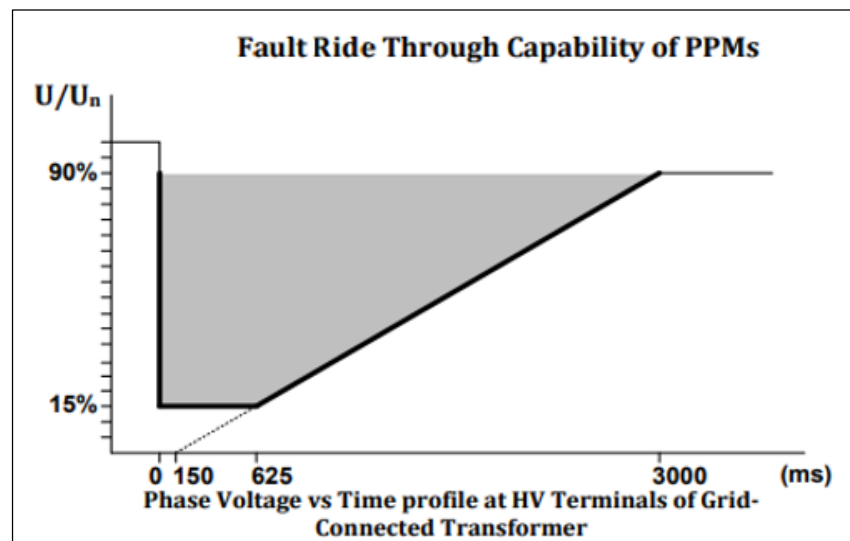
- 系統の瞬時電圧低下により、短時間・局所的にRoCoFしきい値（多くは1Hz/秒）を超過する可能性があるが、その場合はECC.6.3.15（電圧低下時のFRT要件）が優先して適用される。

【アイルランド】 EirGrid Grid Code PPM1.5.1(d)(i)

- 電圧降下により、局所的に毎秒1Hzを超える RoCoF 値が短時間発生する可能性があるが、このような場合、PPM1.4.1 の Fault-Ride Through 条項が本条項に優先する。



【英国】 The Grid Code ECC.6.3.15
電圧低下時のFRT要件 (TypeC,D)



【アイルランド】 EirGrid Grid Code PPM1.4.1
電圧低下時のFRT要件

- 周波数調定率による出力制御（LFSM、瞬動予備力に相当）では各国、地域で不感帯幅を小さくし、常時の周波数帯域で周波数調整機能を動作させることもできるような要件としている。また、米国、豪州では周波数領域に応じて調定率を変えること（折れ線調定率）を認めている。
- **英国では蓄電池特有の規定**が確認された。（16、17スライド参照）
- 各国、地域で**蓄電池のSoCによる制約を考慮した要件**としている。
- また、TSOからのオンライン指令により有効電力の調整ができるよう、各国、地域で規定されている。（負荷周波数制御、経済負荷配分制御に相当）

- 周波数調整機能のうち、調定率による出力制御について、蓄電システムに対する要件を中心に海外調査した結果を下表に示す。
- また、各国のTSOからのオンライン指令に関する要件も含め、詳細を14スライド以降に示す。

項目		日本 (太陽光、風力)	英国※1	アイルランド	米国	豪州
対象となる 電圧または容量		特高（10MW以上（北海道は2MW以上））	14スライドを参照	110kV以上または 1MW以上	4kV以上	132kV以上かつ 5MW以上
周波数調定率		2～5%	10%以下 (充電中のLFSM-U動作 は0.6～1.2%)	2～10% (標準4%)	2～5% (標準5%)	2～10%
最大または 最小周波数	上昇側 (最大)	51.5/61.8Hz	52Hz	51～55Hz	61.8Hz	規定なし
	低下側 (最小)	47.5/57Hz (北海道は47Hz)	47Hz	45～49Hz	57Hz	規定なし
適用可能な出力		0～100% (風力の最低は10%)	0～出力可能範囲※2	0～出力可能範囲※2	0～出力可能範囲※2	0～出力可能範囲※2
開始周波数 (不感帯)	上昇側	50.1～50.3Hz 60.1～60.3Hz	50.4Hz	50～50.5Hz	60.015～60.96Hz	50～51Hz
	低下側	49.7～49.9Hz 59.7～59.9Hz	49.5Hz	49.5～50Hz	59.04～59.985Hz	49～50Hz
整定変更		TSOの求めに応じて設定変更可能なこと				
リザーブ量 (出力増加幅)	低下側	10%	• 日本のような定量値は規定していない • 一次エネルギー（日射、SoCなど）により、出力増加幅に制約があることを許容			

※1：基本はLFSM運転だが、TSOからの指定があった発電機はFSM運転へ移行する。FSMの規定は18スライドを参照のこと。

※2：SoCなどの制約が考慮される。

項目	日本 (現行要件)	英国	アイルランド	米国※	豪州
応答速度	出力変化開始まで2秒、 出力完了まで10秒	14スライドを参照	期待される追加有効電力 応答の60%まで5秒、 100%まで15秒	23スライドを参照	最大出力の5%分変 化するまで10秒
特記事項		FSMの規定もあり (詳細は18スライドを参照)		- 折れ線調定率を認 めている - 更に応答性の速い FFR機能の具備も 規定	- 折れ線調定率を認 めている 1次調整力要件※も 参照した

①英国の調査結果概略

(i) LFSM-O

- 対象：Type A～D
- 不感帯：0.4Hz
- 調定率：10%以下

以下、TypeC、Dについての記載。

- 不感帯を超えてから 10 秒以内に出力変化量の50%に到達のこと。
- 出力変化開始遅れ時間は可能な限り短いこと。遅れが2秒を超える場合、技術的根拠を提示のこと。
- 不感帯を超えLFSM-O動作を開始後、周波数が50.4Hz以下に戻るまでLFSM-O動作を継続のこと。
- LFSM-O動作により設備の最低安定運転レベルに達し、設備の運転上の困難を生じさせる可能性がある場合、その出力を戻すことができるものとする。

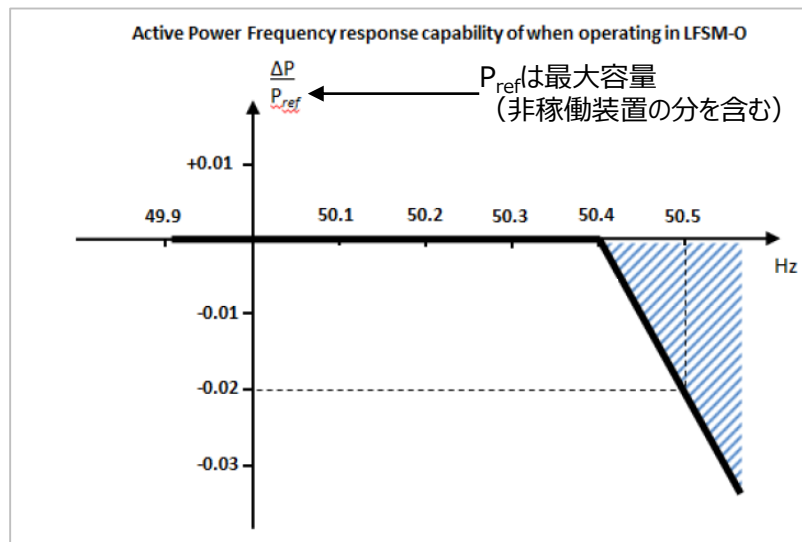


図. LFSM-O出力特性

(ii) LFSM-U

- 対象：Type C～D
- 不感帯：0.5Hz
- 調定率：10%以下
- 最大出力運転中など、出力上げ余地のない設備にはLFSM-U動作は要求されない。
- 出力変化開始遅れ時間は可能な限り短いこと。遅れが2秒を超える場合、技術的根拠を提示のこと。
- LFSM-U動作にあたり、一次エネルギー（蓄電池の場合はSoC）の状況などを考慮のこと。
- 最大出力まで出力増加が可能であること。

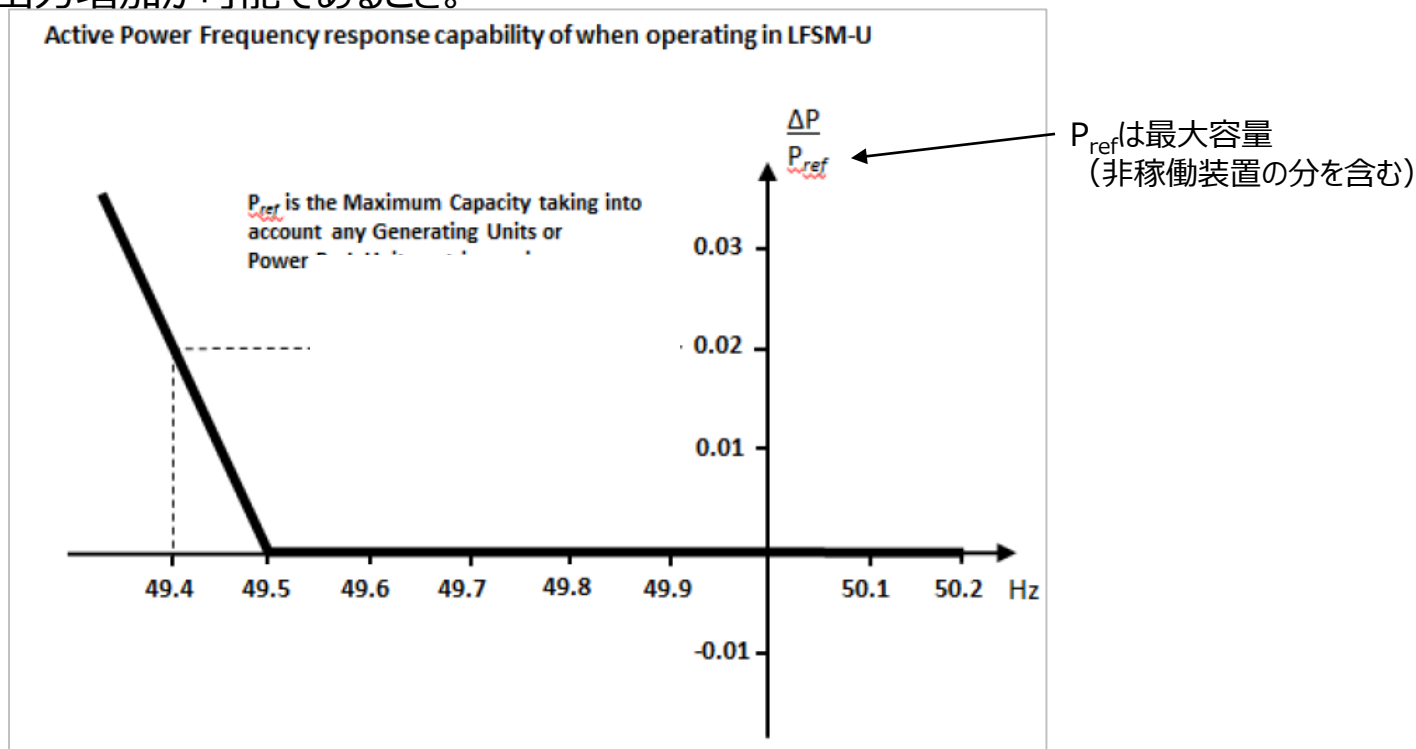


図. LFSM-U出力特性

(iii) 充電時のLFSM動作（蓄電池特有の規定）

(a) 充電時のLFSM-U動作

- 蓄電した電力が枯渇するまで、下図の許容運転範囲内の有効電力を自動的に維持できること。
- 調定率：0.6～1.2%
- 不感帯：0.5Hz（49.5Hz以下で動作開始）
- 目標出力に向けた充放電電力の変化は、可能な範囲で連続的かつ直線的であること。
また、周波数が不感帯逸脱後、10秒以内に目標出力に到達のこと。
- 蓄電した電力が枯渇しない限り、放電モードに移行して動作継続のこと。枯渇した場合、有効電力ゼロ出力で動作のこと。
- 系統周波数が49.2Hzまで低下後20秒以内に放電動作に移行していない場合、直ちに充電量をゼロにすること。
- 系統周波数が48.9Hzまで低下時に充電している場合、瞬時にトリップすること。その後、TSOから指示があるまで蓄電モジュールを系統への再接続は許可されない。

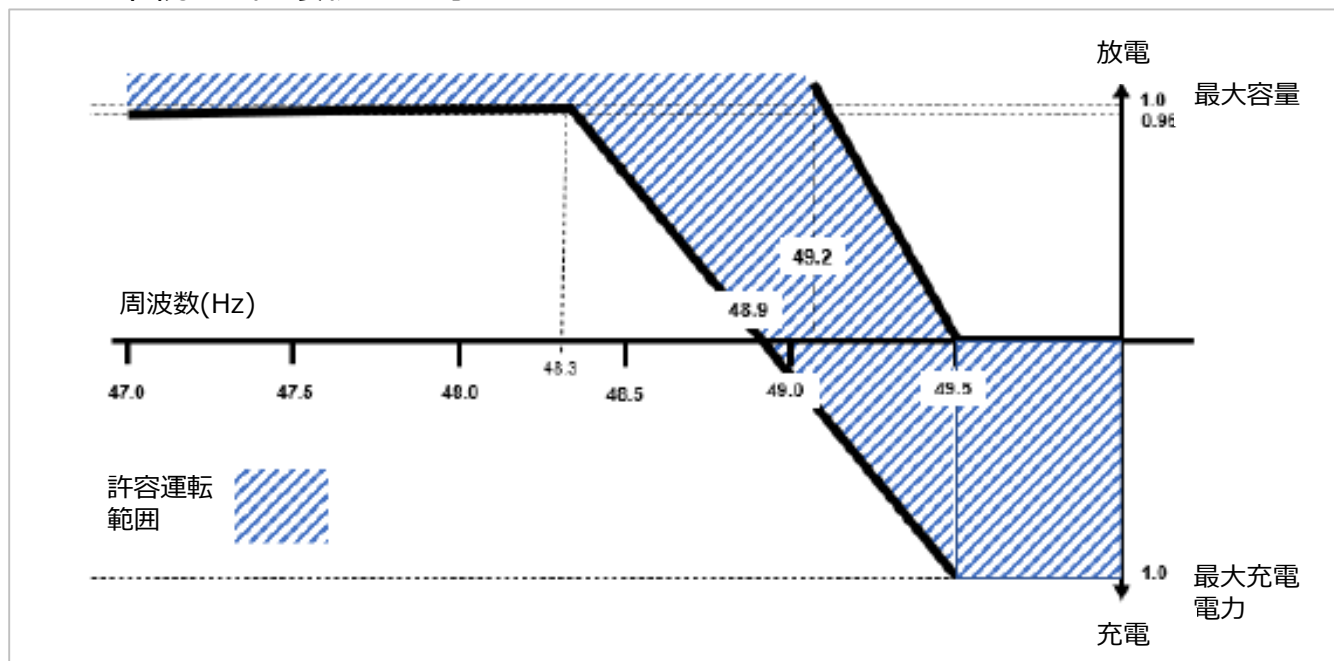
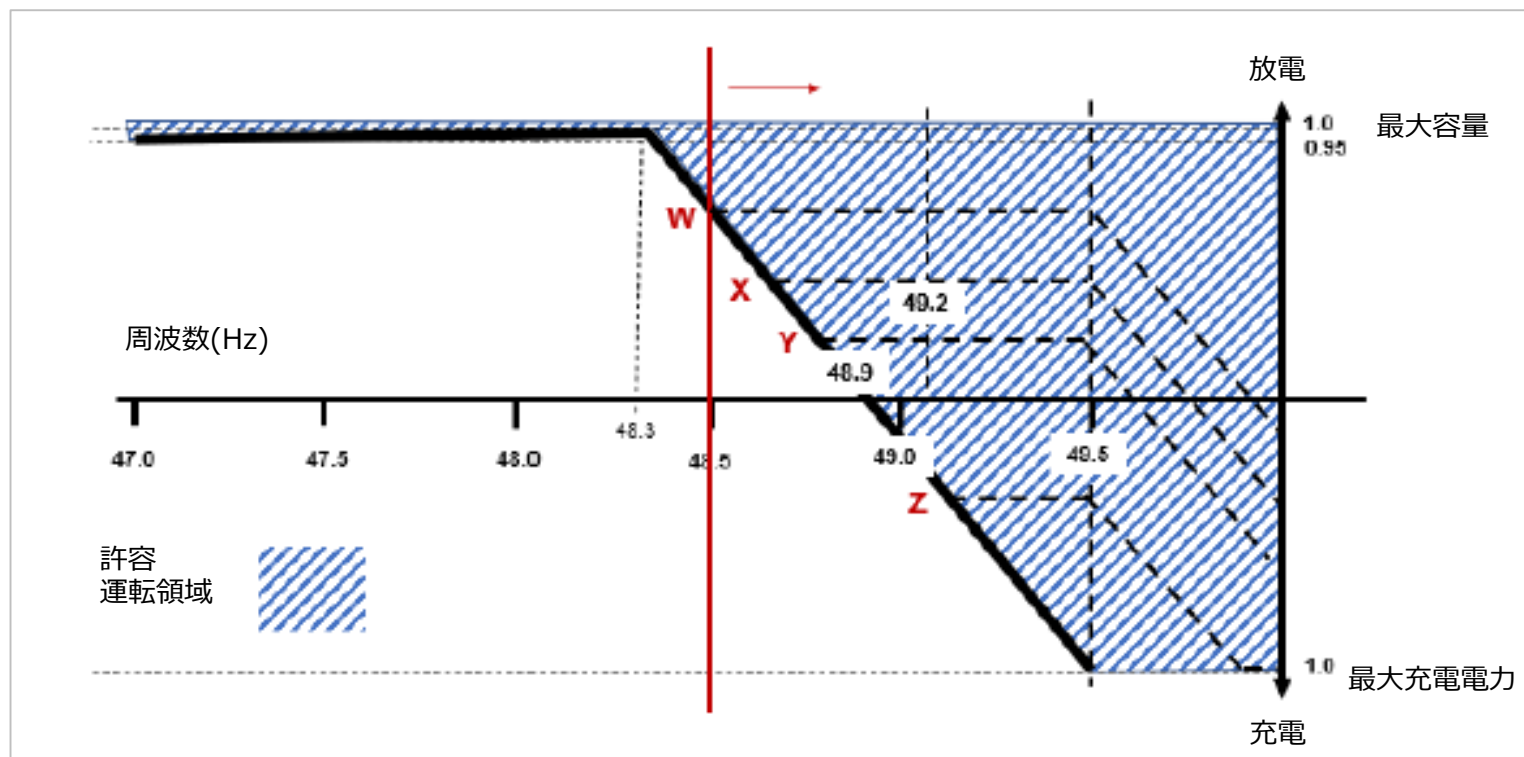


図. LFSM-U特性（蓄電池）

(b) 充電時のLFSM-U動作からの復帰時（蓄電池特有の規定）

- 系統周波数の低下が止まり、上昇に転じたら、以降は系統周波数が増加しても49.5Hzに達するまでは蓄電システムの出力を一定にすること。（下図の点線のとおり。蓄電電力が枯渇しないことが条件）
- その後、49.5Hzを超えて上昇したら斜線部内であれば放電量を減少または充電量を増加することが可能。充電電力切れの場合は放電0で動作のこと。



図．充電時のLFSM-U動作からの復帰時の特性（蓄電池）

(iv) FSM

- 対象：Type C、D
- 常時はLFSMモードで動作するが、系統運用者からの指示によりFSMモードに切り替えること。
- 周波数が49.5Hzより低減した場合、LFSM-Uの要件が適用される。周波数が50.5Hzを超えたらLFSM-Oの要件が適用される。

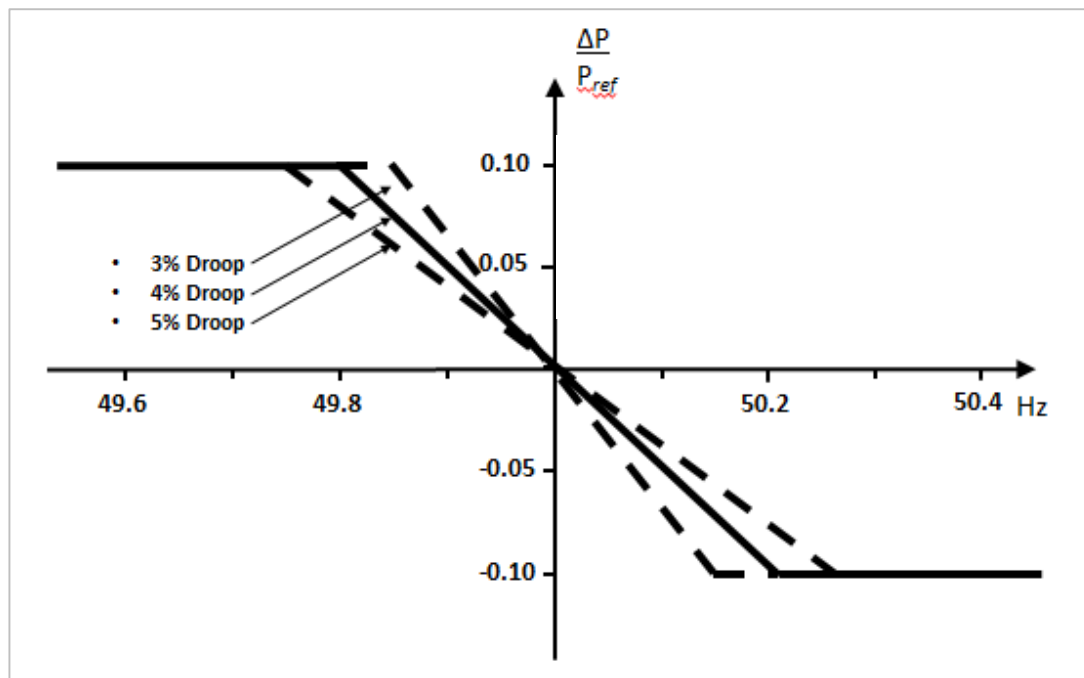


図. FSM特性

■基本要件：

- ・調定率：3～5%（英国エリア）
- ・不感帯：0（mHz）
- ・最大容量に対する有効電力の割合：10%
- ・Prefは非稼働ユニットも含めた最大容量
- ・周波数応答不感度（分解能と推定）：±15mHz（標準周波数(50Hz)の±0.03%）

(v) TSOからのオンライン指令

- Type A :
TSOからの指示信号の受信から5秒以内に出力を停止するための論理インターフェイス（入力ポート）を具備すること。
- Type B :
TSOからの指示信号の受信により出力を減少するための論理インターフェイス（入力ポート）を具備すること。
- Type C、D :
TSOからの指示により有効電力の設定を調整可能であること。

②アイルランドの調査結果概略

(i) 調定率制御

- ・ 調定率：2～10%
- ・ 応答速度：
系統周波数が不感帯を逸脱後、5秒以内に期待される追加有効電力応答の60%、15秒以内に100%を出力のこと。
- ・ 要件達成は容量上の制約（例：SoC）がないことが前提であることを規定。
- ・ **蓄電池の運用範囲内であれば周波数の低下及び上昇の両方の状況に応答できること。**

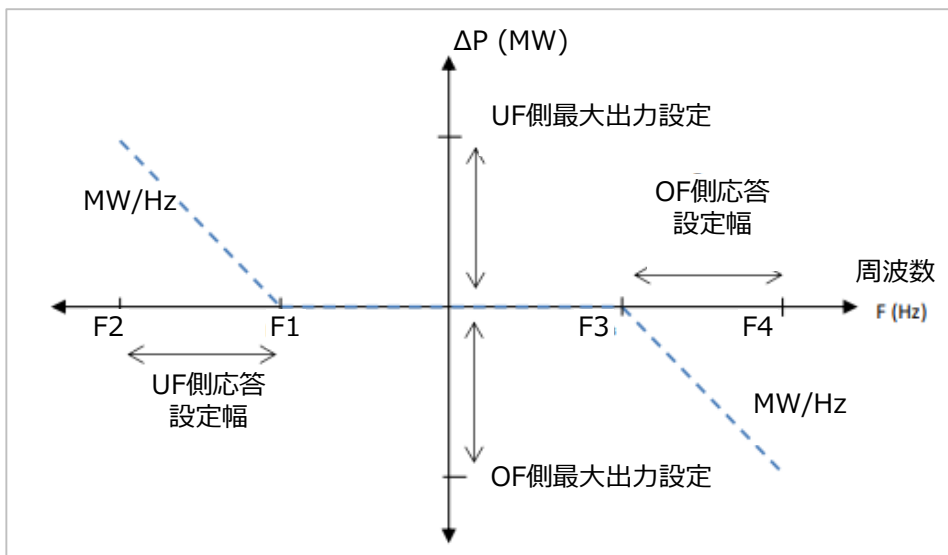


図. 蓄電池の電力周波数応答特性

パラメータ		設定範囲
F1	UF側不感帯	49.5～50Hz
F1～F2	UF側応答設定幅	1～5Hz
UF側最大出力設定		0～出力可能範囲
F3	OF側不感帯	50～50.5Hz
F3～F4	OF側応答設定幅	1～5Hz
OF側最大出力設定		0～出力可能範囲

(ii) TSOからのオンライン指令

- TSOからのオンライン発動指令により、その有効電力指示値で運転可能であること。
- TSOからの指示を受信後、10秒以内に指示値まで到達のこと。

2-2. 海外技術要件の調査（蓄電池に関わる周波数調整機能）

③米国の調査結果概略

1次調整力（PFR: Primary Frequency Response）について、以下のとおり規定している。
（以下、IEEE 2800の確認結果。CAISOやERCOTのグリッドコードなども概ね同様の内容。）

(i) 出力特性

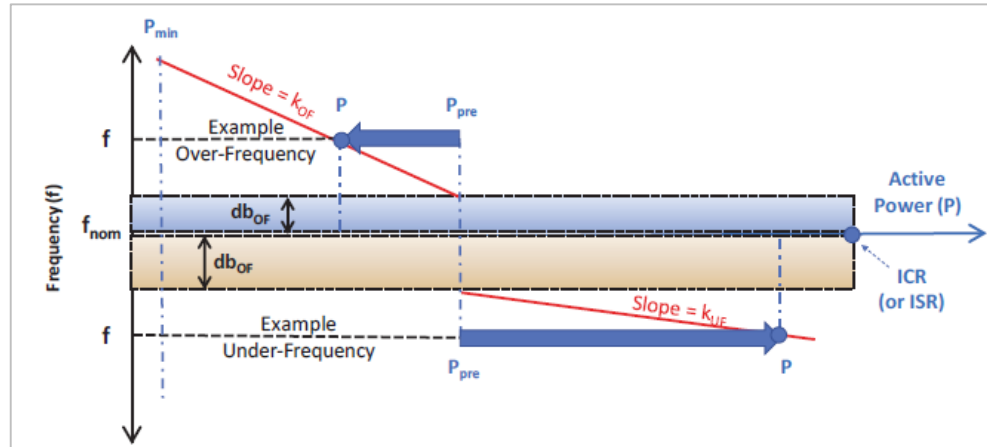


図. 周波数応答特性

Table 9— Parameters of primary frequency response for IBR plant

	units	Default Value	Minimum	Maximum
db_{uf}	Hz	$0.06\% \times f_{nom}$	$0.025\% \times f_{nom}$	$1.6\% \times f_{nom}$
db_{of}	Hz	$0.06\% \times f_{nom}$	$0.025\% \times f_{nom}$	$1.6\% \times f_{nom}$
k_{uf}^{73}		5%	$2\%^{74}$	5%
k_{of}		5%	2%	5%

←不感帯（UF側）

←不感帯（OF側）

←調定率（UF側）

←調定率（OF側）

特記事項：

- 要件達成を求める点は連系点としている。（単独設置、併設ともに）
- 不感帯および調定率はUF側とOF側で異なることを認めている。
- 周波数領域に応じて調定率を変えること（折れ線調定率）を認めている。
- 一次エネルギー（蓄電池の場合はSoC）が利用可能であることが調整力供出の条件としている。

(ii) 応答速度

応答時間、整定時間、整定幅など詳細を定義し、要件化している。

	単位	標準値	最小値	最大値
応答時間	seconds	0.50	0.20 (0.5 for WTG)	1
立上り時間	seconds	4.0	2.0 (4.0 for WTG)	20
整定時間	seconds	10.0	10	30
減衰率	% of Change	0.3	0.2	1.0
整定幅	% of Change	Max (2.5% of change or 0.5% of ICR)	1	5

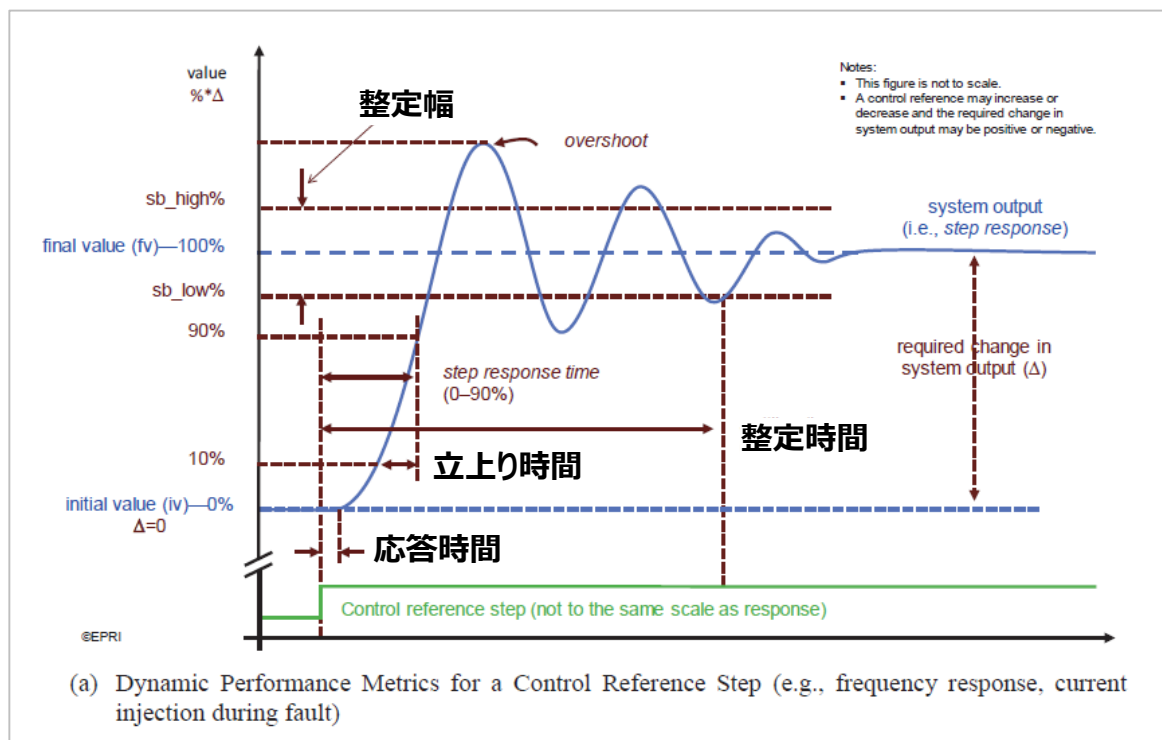


図. ステップ応答の例

(iii) FFR具備の規定（FFR: Fast Frequency Response）

- 1次調整力の中でのより速い調整力（応答時間は、Reaction timeを含めて1秒以下）。
- 全てのインバーター電源に対し、周波数低下方向について、FFR機能の具備を必須としている。
（バランシング事業者と協調し、TSOが指定する例外を除く（技術的な制約を考慮することを認めている））
- FFR機能はデフォルトでは「不使用」とする（機能ロックの規定あり）。FFRはバランシング事業者との契約や電力市場での売買によるアンシラリーサービスとして提供する場合などに使用。
（例：ERCOTはアンシラリーサービスの1つであるRRS (Responsive Reserve)でFFRを調達）

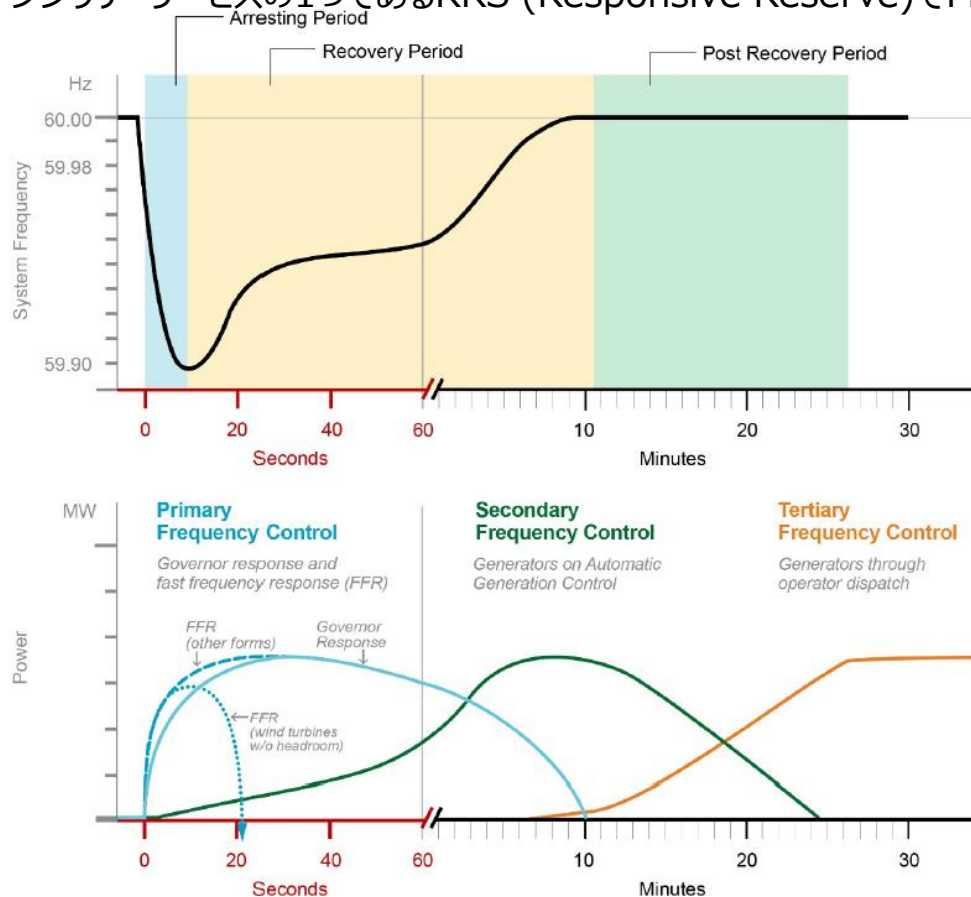


図. FFR機能の応答時間範囲

(iv) TSOからのオンライン指令

- 外部制御信号に応答して有効電力を調整することを求めている。

■ IEEE 2800の4.6より

インバーターベースの発電設備は、外部制御入力に応答できるものとする。送受信される制御パラメータは相互接続協定などによって定義される。対象の機能の例は以下のとおり。

- 許可サービス設定の無効化に続いて運転を停止する機能
- 有効電力を制限する機能
- 各種パラメータやモードを設定する機能

④豪州の調査結果概略

(i) 調定率制御

- 不感帯：
 - 49.985～50.015 Hz（連系点での計測周波数ベース）。
 - TSOとの合意により上記より狭くすることも可能。
- 調定率：
 - 連系点にて5%以下。
 - 周波数上昇側と低下側で値が異なってもよい。
 - 周波数変化に伴い値が異なってもよい。（折れ線調定率を認めている）
- 応答速度要件：
 - 系統周波数が不感帯の上限を超えた時点から、有効電力が最大出力の5%分変化するまでが10秒以内であること。
- 本要件を満たすことを目的とした充電量の確保は求められない。

(ii) TSOからのオンライン指令

- TSOからのオンライン指令により有効電力の設定を調整可能であること。

2－3．海外技術要件の調査（出力変化速度の上限）

- 出力変化速度の上限については、英国を除く各国、地域で規定が確認された。
- アイルランドや米国では**TSOとの協議により出力変化速度が調整できる**規定となっている。
- 欧州では**周波数調整機能や出力変化速度上限などの制御優先順位に関する規定**も確認された。
- また、entso-eのレポートでは蓄電池などの高速ユニットの普及が進むにつれて、DFD事象（法則性をもって発生する周波数逸脱事象）が増加すると予想されており、対策としては出力変化速度の低減が効果的であることが報告されている。

項目	日本 (現行要件)	英国	アイルランド	米国	豪州
対象電源種	風力	－	インバーター電源	インバーター電源	インバーター電源
電圧または 容量	特高	－	110kV以上または 1MW以上	34kV以上	30kVA超
出力変化 速度の上限	10%/5分	規定なし ただし、系統特有の条件により 有効電力出力の変化率の上 限の規定が必要な場合、接続 申請時の合意書に記載される	1～100%/分	※のとおり規定	16.67%/分
特記事項	「他者に影響を及ぼ すおそれがあるとき」に 対策を求める	発電モジュールの想定される最 大変化率を接続申請に記載す ることが要求される	出力変化速度の設定変更が 必要な場合、TSOは事業者 に最低2週間前に正式に通 知しなければならない	－	・NERでは、各エリアで規 定できることとしている ・上記は、SA power networksの例

※：インバーター電源の定格出力を1秒～1000秒の範囲でTSOと調整した時間で割った値を超えない平均変化率で出力をほぼ直線的に変化させること。
また、1回のステップでの出力変化量は定格出力の5%を超えないこと。

発電設備の保護、制御機能の優先順位

- RfG 14.5にて、周波数制御の規定が出力変化速度の規定に優先することを定めている。

(c) the power-generating facility owner shall organise its protection and control devices in accordance with the following priority ranking (from highest to lowest):

- | | | |
|---|----------------------------|--|
| (i) network and power-generating module protection; | (i) 系統および発電設備の保護 | <div style="display: flex; align-items: center;"> <div style="flex: 1; border-left: 1px solid black; margin: 0 5px;"></div> <div style="display: flex; flex-direction: column; align-items: center;"> <div>優先度高</div> <div style="flex-grow: 1; border-bottom: 1px solid black; margin: 0 5px;"></div> <div>優先度低</div> </div> </div> |
| (ii) synthetic inertia, if applicable; | (ii) 疑似慣性（該当する場合） | |
| (iii) <u>frequency control</u> (active power adjustment); | <u>(iii) 周波数制御（有効電力制御）</u> | |
| (iv) power restriction; and | (iv) 出力抑制 | |
| (v) <u>power gradient constraint;</u> | <u>(v) 出力勾配（変化速度）の制限</u> | |

- また、アイルランド（EirGridグリッドコード PPM 1.5.4）では蓄電池について3ケースの出力変化速度の優先順位を定めている。
 - ・ 優先順位 1：容量制限変化速度
（SoC 0%または100%に近づいたときに出力をゼロにするまでの変化速度を規定）
 - ・ 優先順位 2：周波数応答速度
 - ・ 優先順位 3：有効電力制御変化速度

(参考) DFDに関するレポートの概要

■ DFD事象 (Deterministic Frequency Deviation) の概要

- DFDとは、法則性をもって発生する周波数逸脱事象を意味する。
 - (確率論的に発生する事故による) 周波数逸脱とは異なり、一定の法則 (下図参照) をもって発生。
 - 本レポートを作成したタスクフォースは、「夕刻のピーク時間帯の卸市場の取引コマの境目に発生した周波数逸脱事象」などに対応するために発足した。
- 本レポートの発行時点 (2020年) の以前より、欧州大陸エリアの周波数品質が悪くなってきていた。(特に $\pm 100\text{mHz}$ 逸脱の回数、時間が近年増加)
- 2017~19年について、 $\pm 100\text{mHz}$ 逸脱の90%以上がDFD。
特に、2018年と2019年の冬季には100mHzを超えるDFDが毎日発生。
- 以下、2019年1月の31日の周波数偏差の平均値。(早朝、夜の0分 (コマの境目) で発生している)

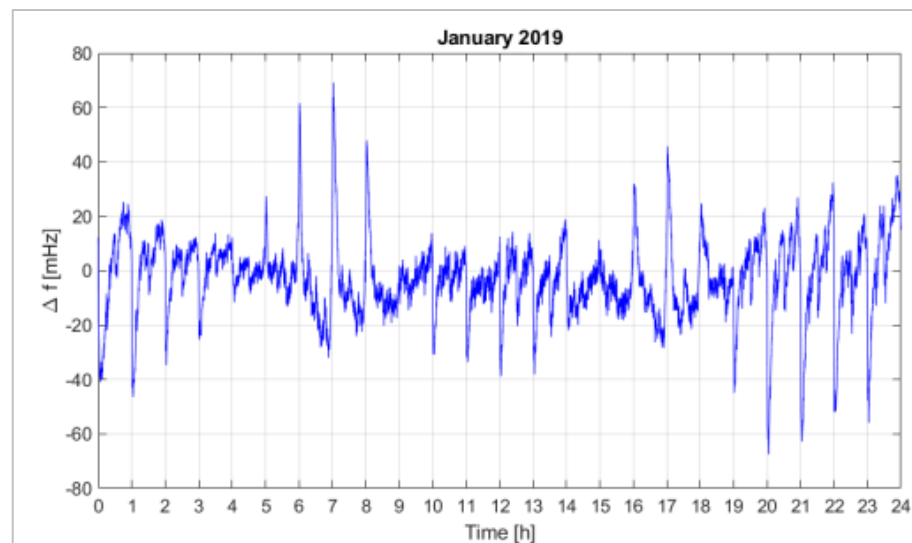


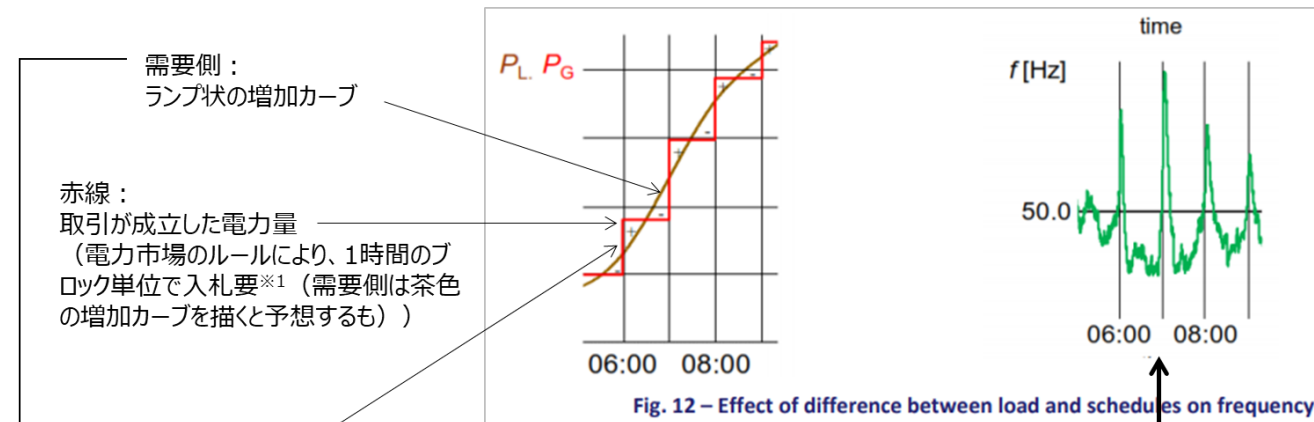
図. 周波数偏差の平均値 (2019年1月)

(出典) [REPORT ON DETERMINISTIC FREQUENCY DEVIATIONS \(2020年10月16日\)](#)

(参考) DFDに関するレポートの概要

■ DFDの原因

- 電力卸市場によりコマ単位（本事象発生当初の2010年代前半は主に1時間）で取引される。
- 市場参加者は、市場での取引にあたりコマ単位で取引量・価格を定める。
 - ランプ特性を持つ需要の場合、1時間の平均値で入札する（入札と実際の需要に差がある時間帯がある）。
 - 発電側は、インバランス回避のため、約定とおりに発電をする（入札と実際の発電量にほぼ差がない）。
- 以上より、特にコマの境目前後で大きく需要と発電のバランスが崩れ、DFDが発生する。
（発電量や負荷の変化がしやすい早朝や夜間の頻度が高い）
- 高速の発電設備の出力変化はステップ状に近く、需要側の変化と一致しない。



- 6:00に発電量－需要量が最大。
- その後、発電量－需要量の低下に伴い周波数が下がり、
7:00にかけて発電量－需要量が最小。
- 7:00になると発電量－需要量が再び最大となる。

DFD発生

（出典） [REPORT ON DETERMINISTIC FREQUENCY DEVIATIONS（2020年10月16日）](#)

(参考) DFDに関するレポートの概要

■ DFD緩和策の検討（シミュレーション検証）

- DFD緩和策案を、ベースケースと同一日の系統状況を入力してシミュレーションし、その結果をベースケースと比較することでその効果を検証。

DFD低減対策案	シミュレーション方法概略	DFD低減効果	備考
出力変化速度の上限を設定（全電源）	全ての電源種の出力変化速度を一律に変えて効果をみる。	変化速度の低速化により、DFD低減効果あり。（コマ境目前後5分でランプ動作）	蓄電池は電源構成に含まず。
出力変化速度の上限を設定（特定の電源）	風力と揚水（DFDの主要因と推定）について、出力変化速度を変える。	揚水の変化速度を減少させたらDFD低減の <u>効果あり</u> 。	同上。
1次調整力の追加確保	1次調整力の確保量を追加（付随して系統特性定数も増加）。	DFD低減効果あり。（出力変化速度の上限設定ほどではない）	
2次調整力の追加確保	2次調整力の確保量を追加。	効果なし。	
系統特性定数の増加	系統特性定数を増加させる。	周波数ピーク低減に効果はあるが、1次調整力の追加確保ほどではない。	

3. カリフォルニアでの蓄電池に関する運用・ルール状況

■ カリフォルニアでの蓄電池の状況

- カリフォルニア州では、2045年の温室効果ガス削減目標を達成するために、79GWの新規再生可能エネルギー発電と約50GWの蓄電池が必要と予測されている。
- 現在稼働中の大規模蓄電システムのほとんどは、高速応答性と高効率性（充電と放電の間のエネルギー損失が少ない）からリチウムイオン技術を使用している。
- CAISOエリアでは蓄電池の導入量が大幅に増加しており、20年の500MWから24年（6月）に11,200MWに増加。

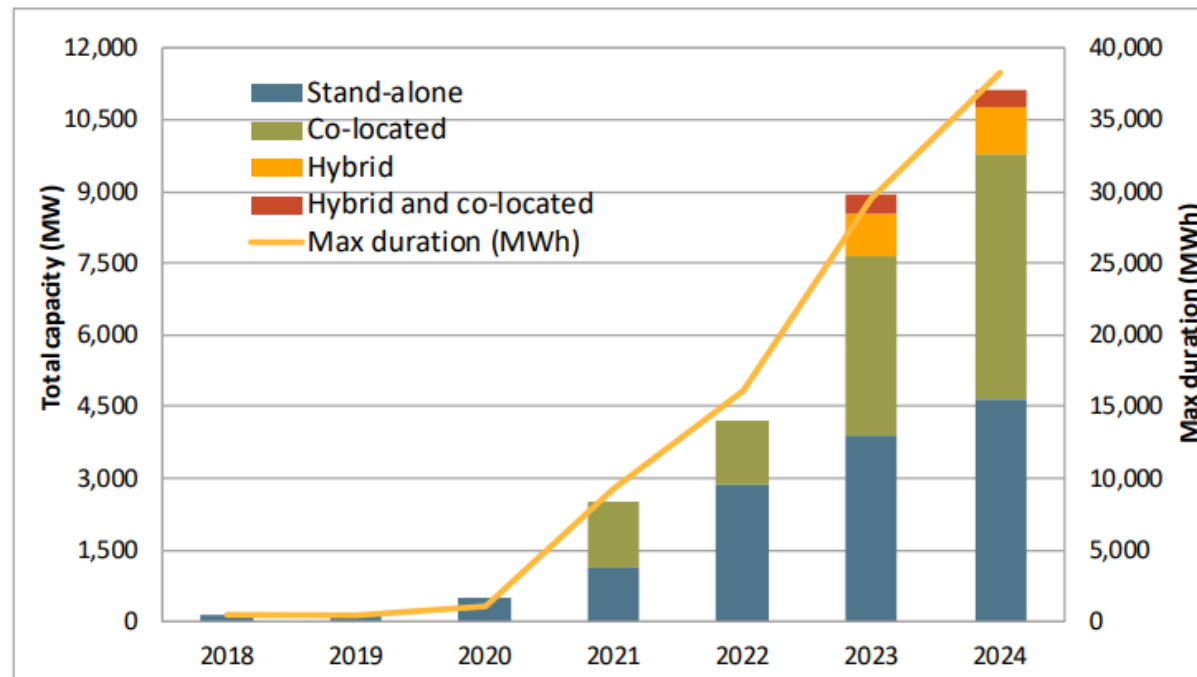


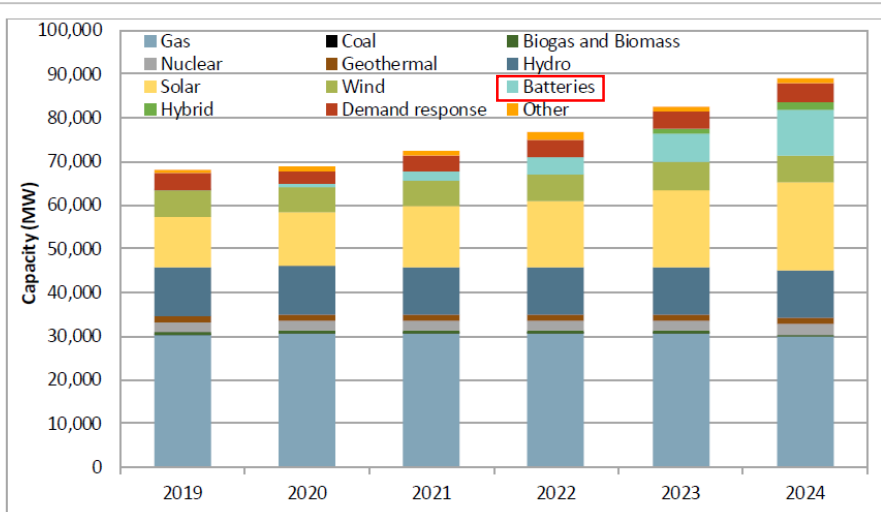
図. CAISOエリアの蓄電池導入量（2018-2024）

（出典） [2023Special Report on Battery Storage（2024年1月16日）](#)

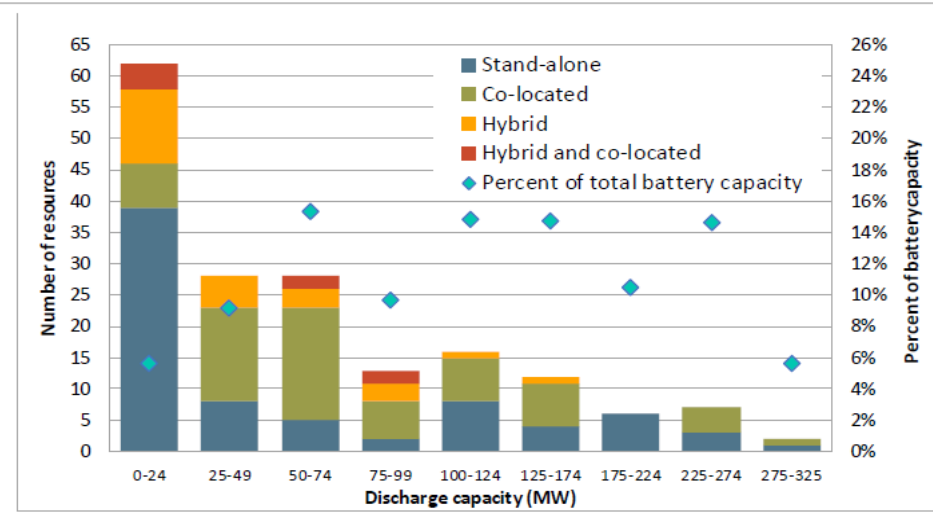
3. カリフォルニアでの蓄電池に関する運用・ルール状況

■ カリフォルニアでの蓄電池の状況

- 蓄電池の増加率は全電源種の中で最大となっており、CAISOエリア全体の定格容量の合計に対し、蓄電池は12%程度を占めている。
- また、2024年6月時点において連系プロセスに申込中の電源の総容量の45%を蓄電池が占めている。
- 連系中の蓄電池の定格容量（MW）は多岐にわたり、ほとんどの蓄電池の放電持続時間は4時間程度となっている。



電源種ごとの設備容量（MW）

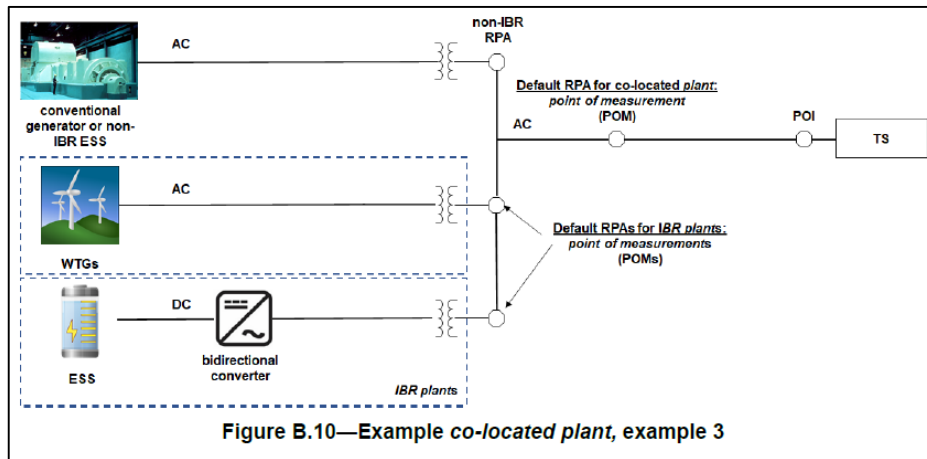


蓄電池の定格容量ごとの設置数および
全容量に占める割合

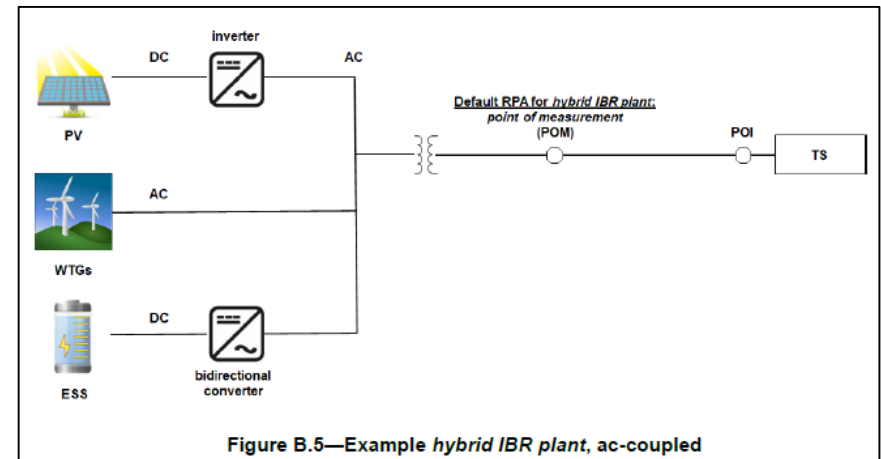
3. カリフォルニアでの蓄電池に関する運用・ルール状況

■ 他の発電設備と蓄電池を組み合わせる場合のモデル

- 他の発電設備と蓄電池を組み合わせる同一の系統との連系点において連系する場合、Co-locatedモデルとHybridモデルの2種類の運用方法がある。
- Co-locatedモデルは連系点は共通だが、併設の電源それぞれが別個の電源として扱われ、入札曲線や計量取り決め、発動指令などが別々となる。また、電源設備ごとに異なる事業者で運用されることもある。
- Hybridモデルは1事業者が所有する複数の電源を1つの電源として扱い、入札曲線や計量取り決め、発動指令などが1つのプラントとして行われる。



Co-locatedモデルの例

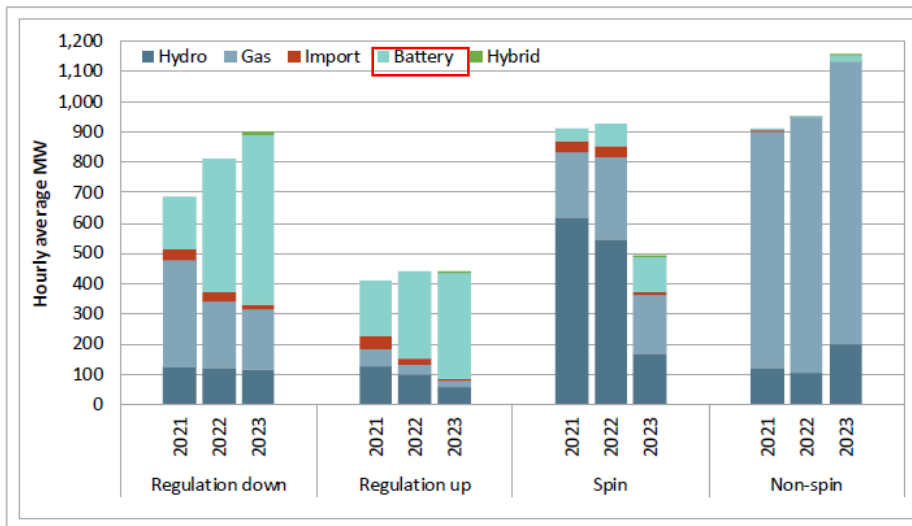


Hybridモデルの例

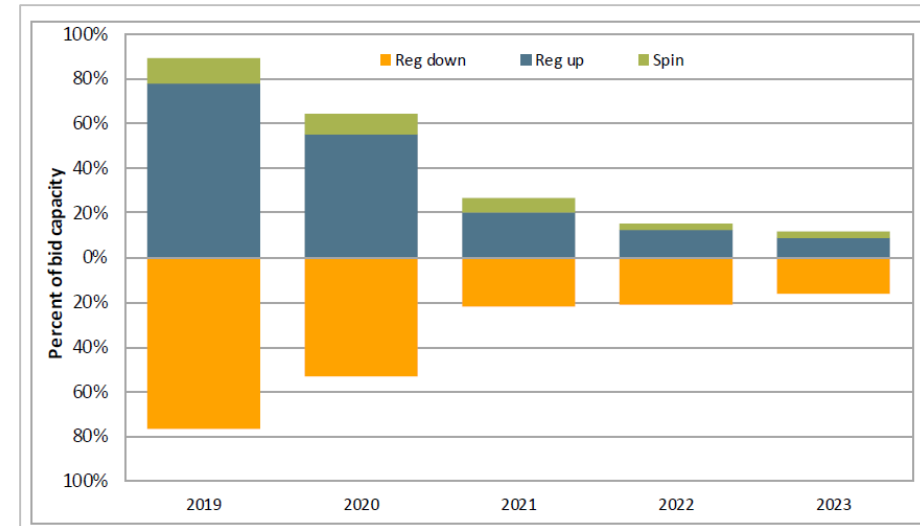
3. カリフォルニアでの蓄電池に関する運用・ルール状況

■ 蓄電池の電力系統での活用

- 蓄電池はNon-Generator Resource (NGR) として、前日市場、リアルタイム市場に参加している。
- 高需要帯となる午後遅くから夕方にかけて蓄電池はエネルギー供給に貢献しており、2023年の午後5時～9時の平均でCAISOエリアで供給される電力の約5.6%が蓄電池によるものとなった。
- 一方、2023年の午前10時から午後1時までの時間帯においてCAISOバランシング・エリアの負荷の約8.3%が蓄電池の充電であり、余剰太陽光エネルギーの抑制、市場価格の安定にも役立っている。
- 蓄電池が提供するアンシラリーサービス（調整力）の増加傾向がみられる一方、蓄電池事業者はアンシラリーサービス（ΔkW）よりもkWhの供給に移行してきており、蓄電池の容量に対するアンシラリーサービスへの約定容量の割合は減少傾向にある。



電源種ごとのアンシラリーサービス落札容量 (MW)



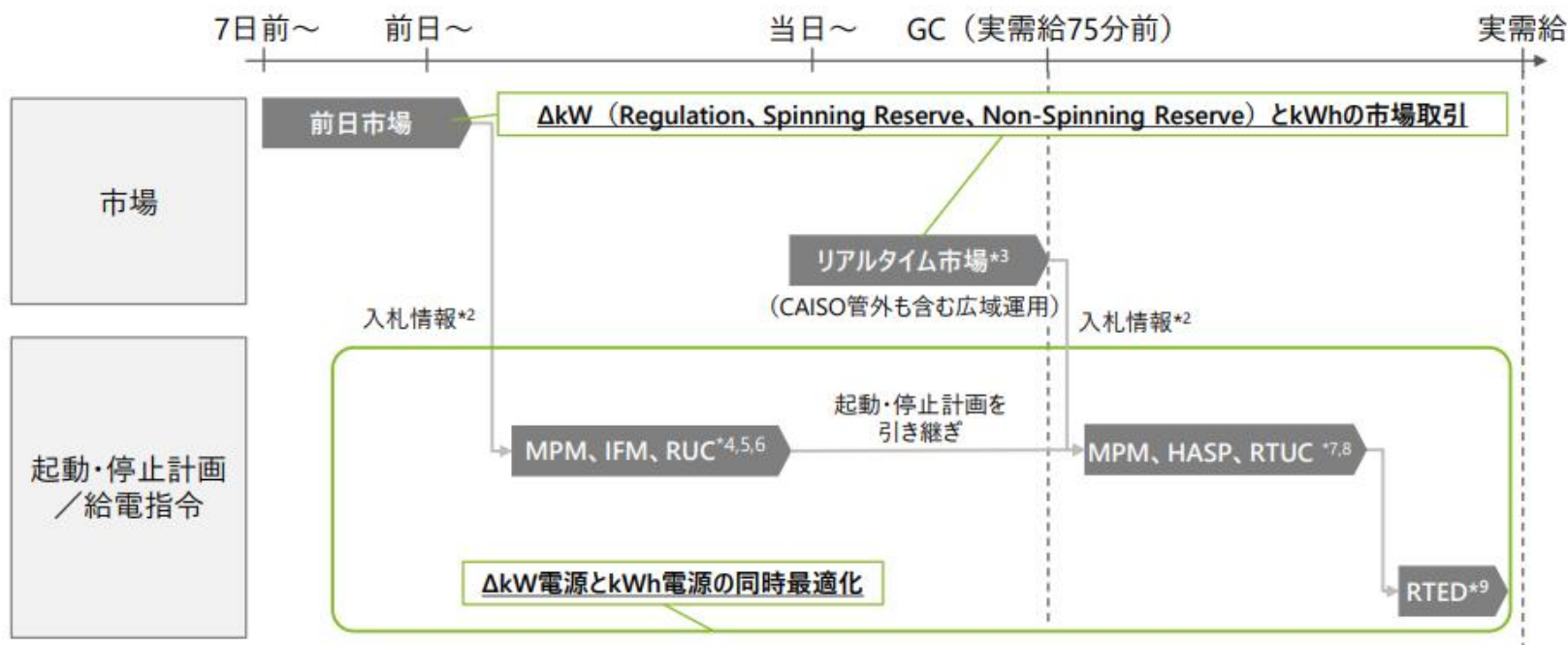
蓄電池のアンシラリーサービス供給量の割合

【参考】CAISO電力市場

CAISOの電力市場では、管外エリアも含む広域でリアルタイム市場を運用し、再エネ出力抑制の削減等を図る点、前日市場とリアルタイム市場の両市場でRegulation（調整力）とReserve（予備力）の市場取引を行う点が特徴である

米国(CAISO) 

電力市場の全体像*1



*1 出所：CAISO、Market processes and products、2022年9月閲覧、<http://www.caiso.com/market/Pages/MarketProcesses.aspx>

*2 発電事業者は、発電設備情報（起動・停止特性、出力上限等）、Start up cost、Minimum load cost、Transition costを前日市場及びリアルタイム市場へ提出する

*3 2014年からWestern Energy Imbalance Marketが運用され、CAISO管轄外も含む広域エリアの電力事業者が参加している

*4 Market Power Mitigation、ISOが各入札に対して市場支配力緩和テストを実施し、テストに不合格となった入札はあらかじめ決められた上限額に修正される

*5 Integrated Forward Market、予測需要に対応するために必要な発電量を確定するプロセス

*6 Residual Unit Commitment、当日稼働が必要になる発電設備を指定するプロセス

*7 Hour Ahead Scheduling Process、1時間毎の起動・停止計画作成プロセス

*8 Real Time Unit Commitment、15分毎の起動・停止計画作成プロセス

*9 Real Time Economic Dispatch、経済最適な系統制約付き給電指令の決定プロセス

（出典）第2回 あるべき卸電力市場、需給調整市場及び需給運用の実現に向けた実務検討作業部会（2022年10月4日）参考資料5

3. カリフォルニアでの蓄電池に関する運用・ルール状況

■ 蓄電池活用での至近の課題と対応

- 市場価格が高い日は一部の蓄電池において入札価格に基づき早期に放電を開始する可能性があり、需要のピーク時間前までに再充電する機会がなく、必要な時間帯において蓄電池の能力を発揮できないケースが多く出てきている。
- その対応として、蓄電池のSoCを保つために蓄電池に対し以下のような市場制約を課している。
 - Ancillary services state-of-charge (ASSOC) 制約
約定したアンシラリーサービス（調整力）の提供に十分なSoCを確保させるために、蓄電池を充放電させる。
 - Aggregate capability制約
Co-locatedモデルの発電設備に対し、発動指令の合計が連系制限を超えないことを保証する。
 - Upper and lower charge limits
蓄電池事業者は取引日に維持されるべき最大および最小の容量（MWh）を市場に提出できる。CAISOはその範囲に収まるように発動指令を出す。
 - End-of-hour state-of-charge (EOH SOC) bid parameter
蓄電池（NGR）はリアルタイム市場において入札コマの最終時間でのSoCの上限値と下限値を提出できる。CAISOはその範囲を尊重して発動指令を出す。
 - Attenuated state-of-charge制約
蓄電池が充電または放電し十分な余力を確保するまで、蓄電池からのアンシラリーサービス（調整力）の提供を制限することが可能。
 - Off-grid charging indicatorの指定
Co-locatedモデルの蓄電池は再エネ出力の少ない時間帯など特定の時間、系統からの充電を制限することで税制面での優遇を受けられる。