



「欧米における需給バランス調整及び周波数制御の ための調整力確保の考え方等に関する調査」

最終報告書

平成28年3月
電力広域的運営推進機関

I. はじめに

本報告書は、電力広域的運営推進機関(以下、本機関という)の「調整力等に関する委員会」(以下、委員会という)において、調整力の今後のあり方の検討、及び調整力と密接な関係にある連系線のマージンのあり方の検討を行うにあたり必要となる海外の調整力動向について、本機関、委員会委員、及び委託先(株式会社三菱総合研究所)により調査を実施した結果をとりまとめたものである。

II. 調査の概要

1. 対象国・地域

欧州主要国及び米国全体について広く調査するほか、重点的に調査する機関等を特定し、詳細に調査を実施。

特定した重点調査機関等：

欧州：ENTSO-E、イギリス・ドイツの TSO 等

米国：NERC、テキサス州・カリフォルニア州の ISO 等

2. 調査方法

委託調査では、欧米諸国の関係機関、電力会社等のウェブサイトにおいて公開されている資料等の調査に加え、委託先の人的ネットワークの活用、現地調査等により情報収集・分析を実施。委託先による調査の他に、委員会の委員(または代理)、本機関、及び委託先による海外調査団を編成し、欧州及び米国の現地調査を実施した。

現地調査実施国、機関：

欧州：National Grid(イギリス)、Centrica(イギリス)、ENTSO-E(ベルギー)、Aachen University(ドイツ)、Amprion(ドイツ)、50Herz(ドイツ)

米国：CPUC(カリフォルニア州)、CAISO(カリフォルニア州)、PUCT(テキサス州)、ERCOT(テキサス州)

Ⅲ. 委託先による「最終報告書」

欧米における需給バランス調整及び周波数制御のための 調整力確保の考え方等に関する調査

報告書

2015年12月

MRI 株式会社三菱総合研究所

Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.

MRI 株式会社三菱総合研究所

目次

概要

1. 短期断面の調整力確保	1
1.1 欧州	3
1.2 米国	67
2. 長期断面の供給力確保	106
2.1 欧州	107
2.2 米国	137
3. 自然変動電源の導入拡大への対応状況	167
3.1 欧州	169
3.2 米国	193
4. 大規模自然災害等への対応状況	220
5. 基幹送電線に設定するマージン	229
6. 需給ひっ迫、下げ代不足時の運用方法	237
補足資料	248

Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.

調査結果の概要

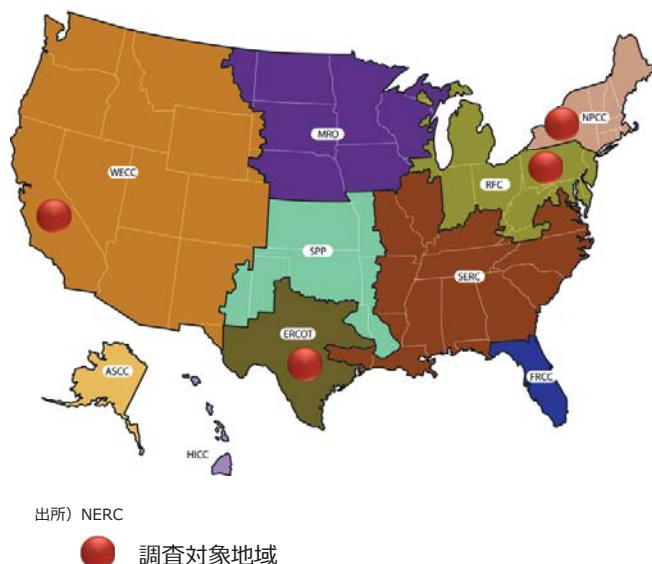
調査目的

- 電力システム改革の第2段階にあたる電気事業法等の一部を改正する法律の施行（平成28年4月1日）により、一般送配電事業者が需給バランス調整や周波数制御のために必要な調整力を確保できるようになることに加え、自然変動電源の連系拡大等の環境変化が生じていることから、調整力確保のあり方について検討を行う必要がある。また、東日本大震災の経験を踏まえ、大規模自然災害等による電源の長期的な計画外停止の可能性を考慮した調整力確保のあり方についても検討を行う必要がある。
- 電力広域的運営推進機関は、地域間連系線の管理においては、原則として、運用容量のうち「各供給区域における持続的な需要変動及び偶発的な需給変動に対応するために必要な電源の容量のうち融通期待量」（送配電等業務指針第170条）を「マージン」として確保している。この点、一部の系統利用者からは、運用容量の相当部分がマージンとして確保されることにより、広域的な電力取引が阻害されている等として、確保すべきマージン量の見直しが求められている。貴機関としては、かかる見直しを行うにあたっては、各供給区域における適切な「融通期待量」について検討を行う必要がある（同条第3項参照）。
- 電力広域的運営推進機関は、中立的な有識者を含む「調整力等に関する委員会」を設置し、上記課題について検討を進めているところであるが、これらの課題の検討にあたっては、電力自由化や自然変動電源の導入が先行している国・地域の事例を参考にすることが有益であると考えられる。
- 本調査は、電力自由化や自然変動電源の導入が先行している欧米における調整力確保の考え方等に関する事例を調査し、貴機関の調整力等に関する検討（海外の考え方の日本への適用可能性についての検討等）の参考とすることを目的として実施した。

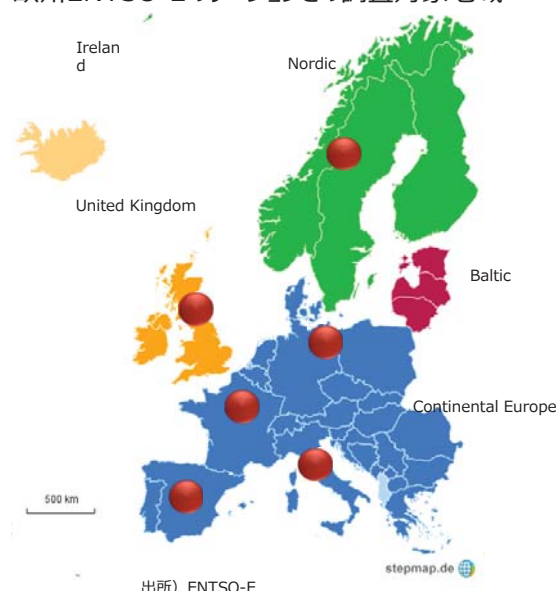
調査対象地域

- 欧州主要国及び米国全体について広く調査するとともに、重点的に調査する機関等を以下の通り特定し、詳細に調査。
- 欧州大・米国大での共通的な考え方を定めている機関等
⇒ 欧州：ENTSO-E, 米国：NERC
- 互いに異なる特徴をもつ欧州2ヶ国・米国2地域程度に所在する機関等を選定
⇒ 最近の議論状況・再エネ導入状況・日本同様の単独系統などの観点から、欧州＝イギリス・ドイツ、米国＝テキサス州・カリフォルニア州を選定。

米国NERCのリージョンと調査対象地域



欧州ENTSO-Eのリージョンとの調査対象地域



Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.

概要-3

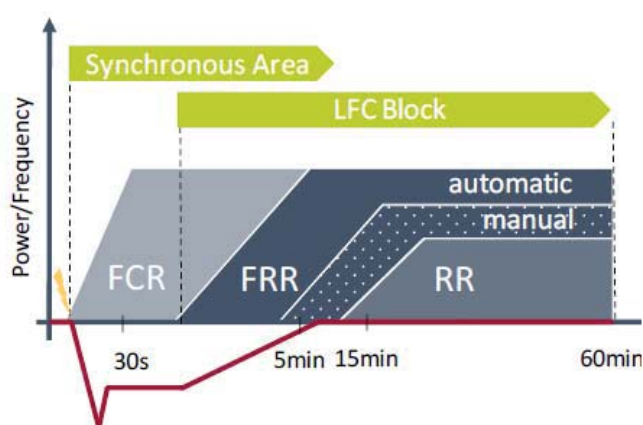
I 短期断面（欧州ENTSO-Eの考え方）

- 欧州では、ENTSO-Eが調整力の種類を提示している。各国別に若干異なるものの、応答を開始してから発電機が所定の出力レベルになるまでにかかる時間、所定の出力で運転継続が可能な時間、の2点を基準に①FCR（周波数制御予備力）、②FRR（周波数回復予備力）、③RR（代替予備力）が分類されている注。

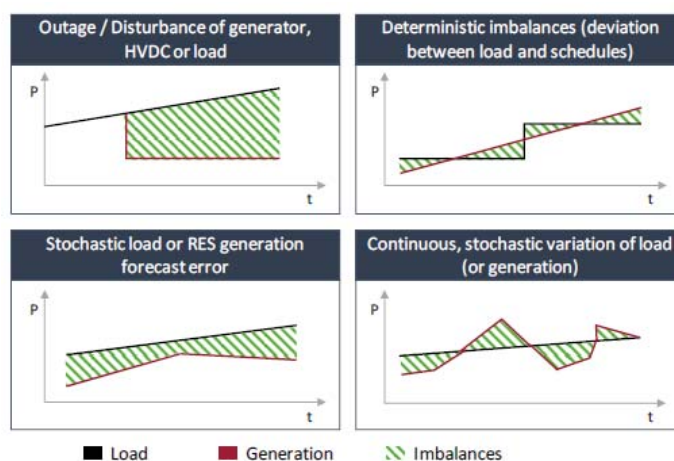
注）ENTSO-Eの分類に該当する予備力は、国によって名称、定義が異なる。

【必要量】

- ①FCRについてはEU全体で想定。大陸欧州ではN-2基準により原発2基分（1,500MW×2）の脱落を想定。これと20年に1度のリスクレベルを想定し必要量を想定。その他地域（英国、アイルランド、北欧）ではN-1基準により想定。各国別、各TSO別には発電電力量等で割り振られる。
- ②FRRと③RRについては各TSOに必要な量の推計は委ねられているが、以下のような4つの誤差をもとに確率的手法に基づいて推計する方法が提示されている。ENTSO-Eで提示されている信頼度水準は99.9%。



出所) " Institute of Power Systems and Power Economics " IAEW



出所) " Institute of Power Systems and Power Economics " IAEW

Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.

概要-4

I 短期断面（米国NERCの考え方）

● 調整力の分類と要件

- ✓ 運用断面の調整力は通常時の予備力（Frequency Response、Regulating Reserve）と緊急時の予備力Contingency Reserve（Spinning、Non-Spinning）に分けられる。
- ✓ なお、Contingency Reserveの発動は厳に系統事故等の緊急時に限られ、予測外の太陽光・風力等の出力変動対応といった目的では使用されない。
- ✓ NERCによる分類は下表の通りであるが、各系統運用機関の予備力分類は、下記を踏まえつつも、多少の差異がある。

	種類	概要	所定出力に達するまでの所要時間	所定出力の運転継続時間	必要量
平常時 予備力	周波数応答 (Frequency Response)	NERCのControl Performance Standard (CPS)に従って、システムの需要変動や発電機の予定外の出力変動に対して、ガバナ制御によって周波数変動を抑える発電機	数sec	20sec以内	● NERC Reliability Standardに、必要量の明示的規定はない
	周波数制御予備力 (Regulating Reserve)	NERCのControl Performance Standard (CPS)に従って、システムの需要変動や発電機の予定外の出力変動に対するべく、出力の上げ・下げ指令に、自動発電制御(AGC)によって、即座に対応する発電機	1分以内	数分～1時間	● NERC Reliability Standardに、必要量の明示的規定はない ● CAISOでは、下記緊急時予備力にガバナ制御を義務化
緊急時 予備力 (Contingency Reserve)	瞬動予備力 (Spinning Reserve)	同期済であり、NERCのDisturbance Control Standardに従って、大きな発電機停止や停電の発生時に即座に対応し、10分以内に定格出力を達成する同期発電機	数sec～10分	10-120分	● WECCエリア以外では、N-1事故に相当する予備力を確保するよう規定 ● WECCエリアのみ、下記のいずれか大きい方を確保する必要あり。ただし必要確保量の50%以上を瞬動予備力から調達 ✓ N-1事故に相当する予備力量 ✓ 需要の3% + 供給力の3%
	非瞬動予備力 (Non-spinning Reserve)	上記と同様だが、同期している必要は必ずしもなく、対応開始は遅れてもいいが、10分以内に定格出力を達成できる発電機	10分以内	10-120分	
	補助予備力 (Supplemental Reserve)	稼働した瞬動予備力と非瞬動予備力を平時の状態に戻すために必要な電力。30-60分で所定出力に達する必要がある	30分以内	2時間	

出所) IVGTT Task 2.4 Report: Operating Practices, Procedures and Tools (NERC, 2011)、および海外電力(海外電力調査会、2014.09)

Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.

概要-5

I 短期断面（欧州各国のFCRの確保）

● ENTSO-Eの周波数制御予備力（FCR）に対応する調整力

	英国	ドイツ	フランス	スペイン	イタリア	北欧
名称	Mandatory Frequency Response	PCR (Primary Control Reserve)	primary frequency control	Primary Regulation Reserve	Primary Reserve	FCR-N (normal)
技術要件	①Primary response 開始: ≤10sec 持続: ≥20sec ②Secondary response 開始: ≤30sec 持続: ≥30min ③High frequency response 開始: ≤10sec 持続: - いずれに対しても、運転範囲(49.8Hz - 50.2Hz)における変動に対して自動的に出力調整をする必要がある。	開始: ≤ 30sec 持続: ≥ 0 sec~15 min ≥ 1MW	≥40MWの施設は義務 <30sec (うち50%は<15sec) <15分持続	±100mHzでは≤15sec ±100mHzから±200mHzでは15sec≤t≤30secの線形増加	≤15secで50% ≤30secで100% 15min持続	≥600MW 50.0Hz±0.1Hzで発動 2minから3min
必要量	N-1基準に準じる（ENTSO-Eの基準と同じ）	N-2基準と20年に1度のリスクレベル（ENTSO-Eの基準と同じ） ※670-793MW（2015年実績）	RTE管轄エリアで600MW	出力の1.5%	すべての適格発電設備の義務、最大容量の1.5%を確保（島では10%）	北欧系統で少なくとも600MW
補足	※加えて、義務的サービスと同様の技術要件によって、3種類の商業サービス（Firm Frequency Response）存在。これらをDynamicとし、併せてStatic（指令に応じて発動）が存在。最低10MW以上	-	-	-	-	※その他、緊急時の予備力として、FCR-Dがある。200MWの損失事故で発動（49.9Hzで自動発動し、≥49.5Hzを保つように調整） ≤5sec で50% ≤30secで100% ・北欧系統で1200MW

Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.

概要-6

I 短期断面（欧州各国のFRR・RRの確保）

● ENTSO-Eの周波数回復予備力（FRR）に対応する調整力

	英国	ドイツ	フランス	スペイン	イタリア	北欧
名称	Fast Reserve [※]	Secondary Control Reserve(SCR)	Secondary frequency control	Secondary Regulation Reserve	Secondary Reserve	Fast active disturbance reserve(FADR) [※]
技術要件	開始：≤ 2 min (± 30 sec) 最大：≥ 5 min 持続：≥ 15 min 出力変化率：≥ 25MW/min 最低50MW以上提供可能（複数ユニットをアグリゲート可能）	開始：≤ 5 min 持続：≥ 30 sec ~ 15 min ≥ 5MW	勾配に反応	開始：≤ 100sec 持続：15minまで	≤15min で100%	瞬動予備力が使われた後もしくは存在しない時に発動 ≤15min 自動負荷遮断を含むことができる
必要量	※概要-10参照	(nega)1,140-2,500MW, (posi) 1,123-2,500MW (2015年実績) ※概要-11参照	最小500MW	—	適格発電設備はSecondary Reserveを供給する義務	デンマーク：900MW フィンランド：1000MW ルウェー：1200MW スウェーデン：1290MW

注）英国、北欧は歴史的にLFC・AGC（自動制御機能）がなく、大陸欧州とは異なり、手動制御により開始される。

● ENTSO-Eの代替予備力（RR）に対応する調整力

	英国	ドイツ	フランス	スペイン	イタリア	北欧
名称	Short Term Operating Reserve(STOR)	Tertiary Control Reserve(TCR)	Tertiary frequency Control	Tertiary Regulation Reserve	Tertiary Reserve: Spinning Reserve	Slow active disturbance reserve(SADR)
技術要件	追加的に有効電力を供給するサービス 最低3MW以上 開始：≤ 240 min（但し、大体は≤ 20 minで契約） 持続：2 hour以上（契約MW全量） ≥ 3回/week	開始：≤ 15 min（手動） 持続：15 min ~ 4 hour ≥ 5MW	15minから30min持続	開始：≤ 15 min（手動） 持続：15 min ~ 2hour	開始：≤15min（手動） ≥10MW	≥15min 供給力不足時に使用
必要量	※概要-10参照	(nega)1,782-2,648MW (posi) 1,513-2,726MW (2015年実績) ※概要-11参照	—	—	オペレータは調整市場（MSD）で、適格発電設備の最大最小出力を元に、適切なマージンを確保	—

I 短期断面（米国各地域における平常時予備力の確保）

● NERCの周波数応答（Frequency Response）に対応する調整力

	CAISO	ERCOT	PJM	NYISO
名称	Primary Frequency Response	Primary Frequency Response	Frequency Response	Primary Frequency Response
技術要件	● Frequency Responseは、個別のアンシラリーサービスとして規定されており、要件は設定されていない			
必要量	● Frequency Responseは、個別のアンシラリーサービスとして規定していないため、必要量などは設定されていない。			
確保タイミング	● 明示的な規定はない			

● NERCの周波数制御予備力（Regulating Reserve）に対応する調整力

	CAISO	ERCOT	PJM	NYISO
名称	Regulation UP/DOWN	Regulation UP/DOWN	Regulation	Regulation
技術要件	開始：数sec 最大：1min以内 持続：最大10min	開始：5sec 最大：10min以内 持続：—	開始：— 最大：5 min以内 持続：—	開始：— 最大：— 持続：—
必要量	● 数値的な規定はない ● 各時間帯の需要の○%という形でCAISOが指示（平均的にUP/DOWNそれぞれ300MW程度）	● 数値的な規定はない ● 下記指針に基づいて5分毎に計算	PJM全体として、 ● オフピーク時間帯（0000 – 0459）：525MW ● ピーク時間帯（0500 – 2359）：700MW	● 数値的な規定はない
必要量算出の指針	● NERC Standard BAL-001-2-Real Power Balancing Control Performanceに準拠	確率論的手法 ● ネット需要（システム需要－風力発電量）変動分布の信頼区間98.8%相当	● オフピーク時間帯（0000 – 0459）：その日の最低需要の0.7%相当量 ● ピーク時間帯（0500 – 2359）：その日のピーク需要の0.7%相当量 ● 需要資源量は25%以下	● NERC Standard に準拠
確保タイミング	● 前日市場を通じて調達 ● 当日、15分おきに見直しを行い、必要に応じて、リアルタイム市場を通じて調達	● 前日市場を通じて調達	● 前日市場を通じて調達 ● 当日、5分おきに見直しを行い、必要に応じて、リアルタイム市場を通じて調達	● 前日市場を通じて調達 ● 当日、5分おきに見直しを行い、必要に応じて、リアルタイム市場を通じて調達

I 短期断面（米国各地域における緊急時予備力の確保）

- NERCの瞬動予備力（Spinning Reserve）に対応する調整力 RRSについては改革案を検討中（Ⅲ再生可能電源拡大への対応を参照）

	CAISO	ERCOT	PJM	NYISO
名称	Spinning Reserve	Response Reserve Service (RRS)	Synchronized Reserve(SR)	10-Minute Spinning Reserve(SR)
技術要件	開始：1sec 最大：10min以内 持続：30min以上	開始：－ 最大：5min以内 持続：30min以上	開始：－ 最大：10min以内 持続：30min以上	開始：－ 最大：10min以内 持続：－
必要量	平均約850MW	●2015年5月末まで固定値(2,300MW) ●2016年6月から下記指針に応じ、月/時間帯によって変動(2,300～3,000MW)	●1,375 MW (RTO Reserve Zone) ●1,300 MW (Mid-Atlantic Dominion Reserve subzone)	－
必要量算出の指針	●以下の2つのうち大きい値 ✓最も過酷なN-1事故相当量 ✓需要の3%+供給力の3%（域内+輸入） ※上記量をSpinning Reserve、Non-Spinning Reserve 50%以上は瞬動予備力から調達	●過去の慣性力の70% ※RSS調達量に占める制御可能需要比率は最大50%まで	以下の2つのうち大きい値 ●Reliability First Corporation (RFC) が課す最低必要量 ●最も過酷なN-1事故の100%に相当する量	●SRとNSRの合計として過酷なN-1事故の100%相当量以上の確保。内、SRで50%相当量以上の確保が必要。
確保タイミング	●前日市場を通じて調達 ●当日、15分おきに見直しを行い、必要に応じて、リアルタイム市場を通じて調達	●前日アンシラリー市場を通じて調達 ●当日、5分おきに見直しを行い、必要に応じて、リアルタイム市場を通じて調達	●前日市場を通じて調達 ●当日、5分おきに見直しを行い、必要に応じて、リアルタイム市場を通じて調達	●前日市場を通じて調達 ●当日、5分おきに見直しを行い、必要に応じて、リアルタイム市場を通じて調達

- NERCの非瞬動予備力（Non-Spinning Reserve）に対応する調整力

	CAISO	ERCOT	PJM	NYISO
名称	Non-Spinning Reserve	Non-Spinning Reserve Service (NSRS)	Non-Synchronized Reserve(NSR)	10-Minute Non-Synchronized Reserve(NSR)
技術要件	開始：1min以内 最大：10min以内 持続：30min以上	開始：－ 最大：30min以内 持続：30min以上	開始：－ 最大：10min以内 持続：30min以上	開始：－ 最大：10min以内 持続：－
必要量	平均約850MW	－	SRとNSRの合計量 ●2,175MW (RTO Reserve Zone) ●1,700 MW (Mid-Atlantic Dominion Reserve subzone)	－
必要量算出の指針	※Spinning Reserveの欄を参照	下記の合計 ●最も過酷なN-1事故に対応する量 ●ネット変動需要（システム需要－風力発電）分布の信頼区間95%のうち、Regulation UPでの調達済分を除いた量	●SRとNSRの合計必要量からSR調達分を除いた量	※10-Minute Spinning Reserveの欄を参照
確保タイミング	●前日市場を通じて調達 ●当日、15分おきに見直しを行い、必要に応じて、リアルタイム市場を通じて調達	●ERCOT 前日アンシラリー市場を通じて調達	●前日市場を通じて調達 ●当日、5分おきに見直しを行い、必要に応じて、リアルタイム市場を通じて調達	●前日市場を通じて調達 ●当日、5分おきに見直しを行い、必要に応じて、リアルタイム市場を通じて調達

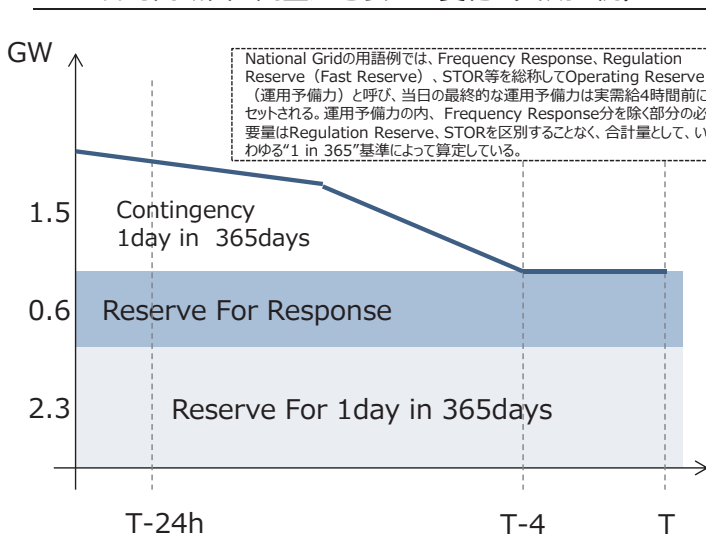
Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.

概要-9

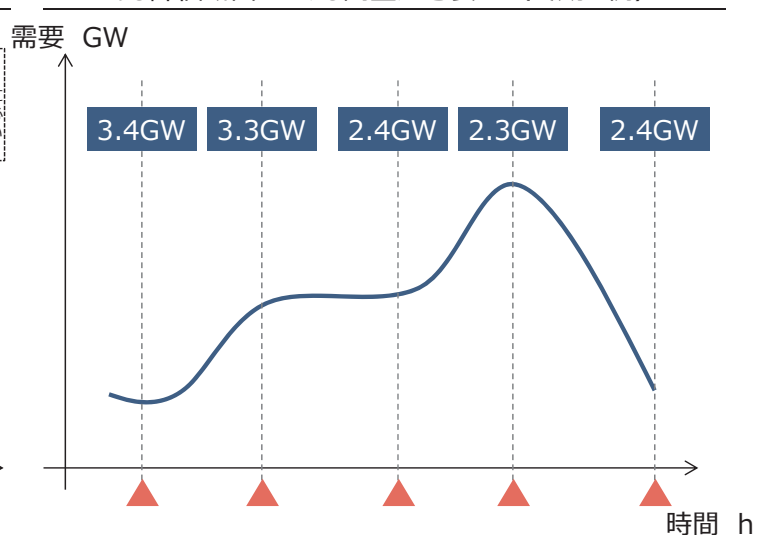
I 短期断面（我が国における運転予備力に相当する調整力の確保：英国の例）

- 英国においては、当日の調整力の量を、需要誤差、供給誤差を基礎とする確率的手法に基づき、365日に1日の供給支障を許容する基準のもとに決定。
- ただし、必要量を推計するうえで重要なポイントはある特定の断面で起こり、統計モデルでは計算できない。そのため、過去実績をもとに調整力の必要量を各断面（季節別、平日休日等）でそれぞれ定めており、市場の状況を鑑みながらNational Gridが調達を行っている。
- 日々の調達量は市場価格に影響をあたえることを懸念して非公開となっている。

各時間断面の調整力必要量の変化（冬期の例）



ある評価断面における調整力必要量（冬期の例）



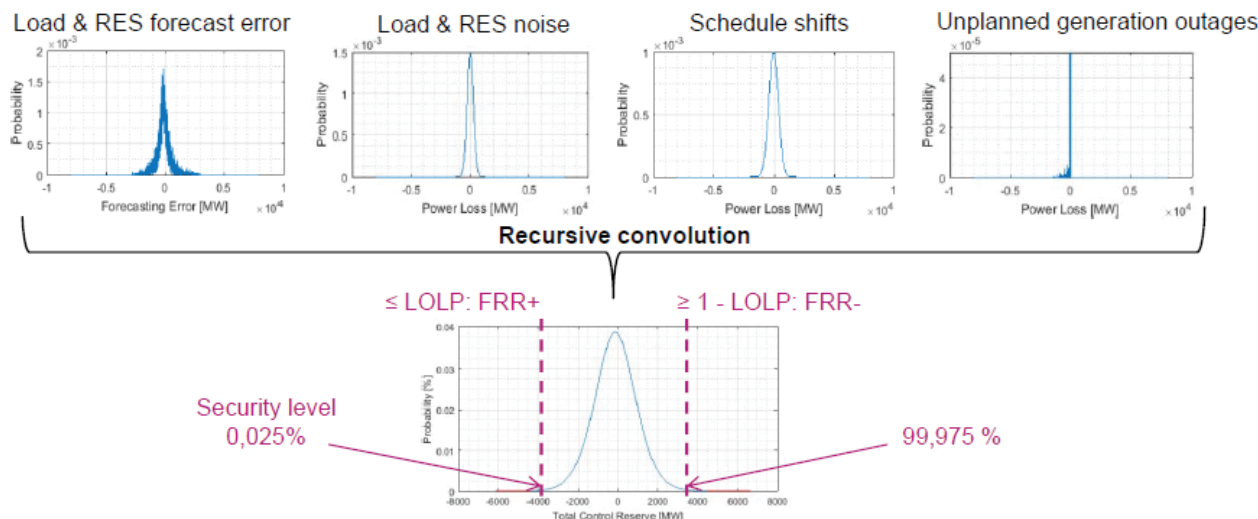
出所) National Gridへの訪問調査時の説明に基づき三菱総研作成

Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.

概要-10

I 短期断面（我が国における運転予備力に相当する調整力の確保：ドイツの例）

- ドイツのSCR・TCR^注の推計に当たっては、①需要とRESの予測誤差、②需要とRESのノイズ、③スケジュールシフト（コマ間の階段状の発電出力と実需の差）、④計画外停止を考慮。 ※①の寄与度が最も大きく、70-90%程度を占める。
- 4つの要素を組合せた確率分布を作成し、LOLPを使って0.025%を基準に置いた99.975%の信頼度を確保した必要量を推計し、SCR、TCRへ調達量を配分。
- 供給力が確保できていない時間帯に不測の事態が起きた場合は、負荷遮断など別な措置を講じる。
- ドイツ国内のTSO4社が同一の市場で調達を行う。調整力の管轄・責任は事前に各TSOに割り振られる。



注 SCR : Secondary Control Reserve、TCR : Tertiary Control Reserve

出所 “ Amprion and the European / German Electricity Market ” Amprion

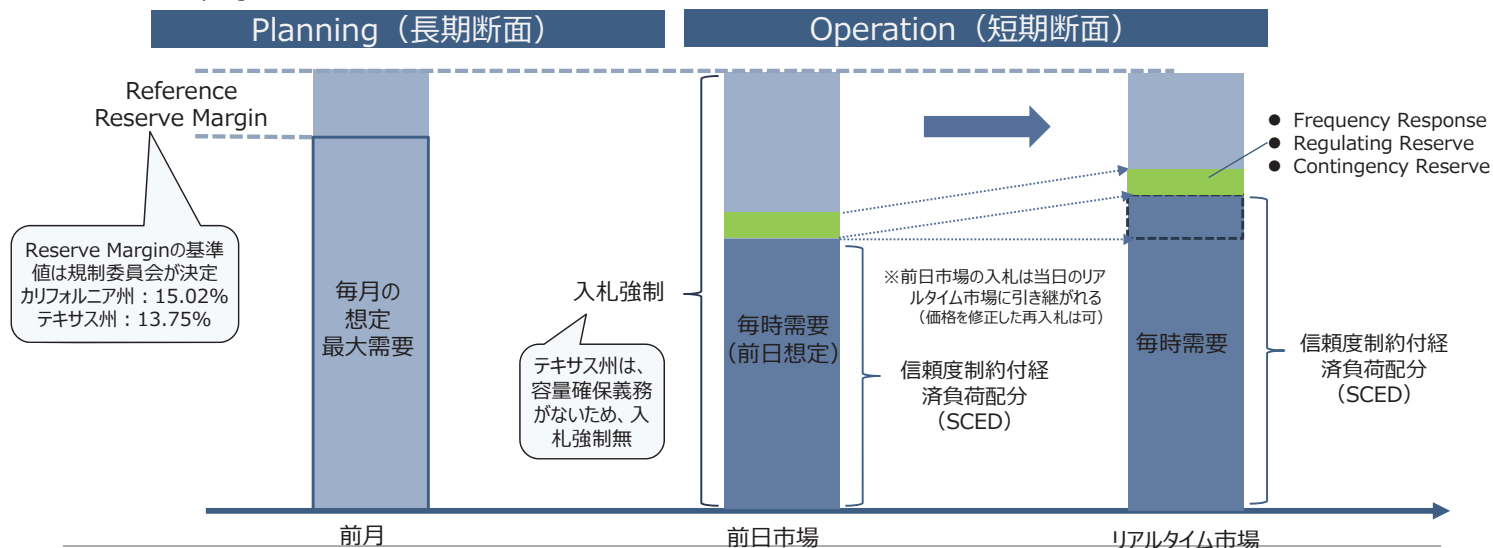
Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.

概要-11

I 短期断面（米国の調整力確保の構造）

- 米国の予備力評価は長期（Planning）と短期（Operation）の2つの断面で検討されるが、従前は両者に直接のつながりはなかった。これを連結するものが、容量確保義務（ないし容量市場）。
- 容量確保義務量はReference Reliability Margin（日本の供給予備力に相当）によって設定され、対象電源は前日市場、リアルタイム市場への入札義務が発生する。この入札に基づいて信頼度制約付経済負荷配分（SCED）が行われる。
- なお、我が国における運転予備力の主要要素である当日の需要予測誤差、太陽光・風力等などの出力変動への対応は、米国ではSCEDの中で確保されるため、現状では、いわゆる予備力（Frequency Response、Regulating Reserve、Contingency Reserve等）には含まれない。

※もともと、カリフォルニア州では、再生可能エネルギーの大量普及に備えて、長期断面においては、予備力の出力特性を加味した容量確保義務（Flexible Capacity Requirement）を設けると同時に、短期断面においてFlexible Capacity Requirementに連動した“Flexible Ramping Product”と呼ばれる市場が検討されるなど、新たな枠組みの模索が始まっている。



Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.

概要-12

Ⅱ 長期断面（各国の総括）

欧州

- 欧州各国の長期信頼度評価はENTSO-Eがとりまとめているが、拘束力の無い一つの報告書に過ぎない。
- 欧州諸国の大半は、拘束力ある基準は設けていないが、英、仏、スペイン、スウェーデンは例外的に定めている。これは、容量市場等でTSOが調達すべき予備力を定めるため。
- 基準の設定主体は行政府であるが、スウェーデンではTSOが定めている（もっとも、Svenska Kraftnätは国営送電事業者）。

米国

- 米国の容量市場・容量確保義務が施行されている地域では、拘束力ある供給予備力基準が存在。算定の基準は、カリフォルニア州ではCPUC、テキサス州ではPUCTなど規制機関が決定。一方、多くの州に跨るPJMでは州の規制委員会ではなくPJM自身が決定している。
- LOLEの基準値（10年間に1回）は、1950年代から米国で慣習的に設定されたものであり、定量的根拠は存在しない。
- カリフォルニア州、テキサス州ともに規制委員会は、基準予備率の見直しを検討中。その問題意識は、①従来の基準は予備力を過大に見積もっているのではないか（引き下げ要因）、②太陽光・風力の普及拡大への対応（引き上げ要因）

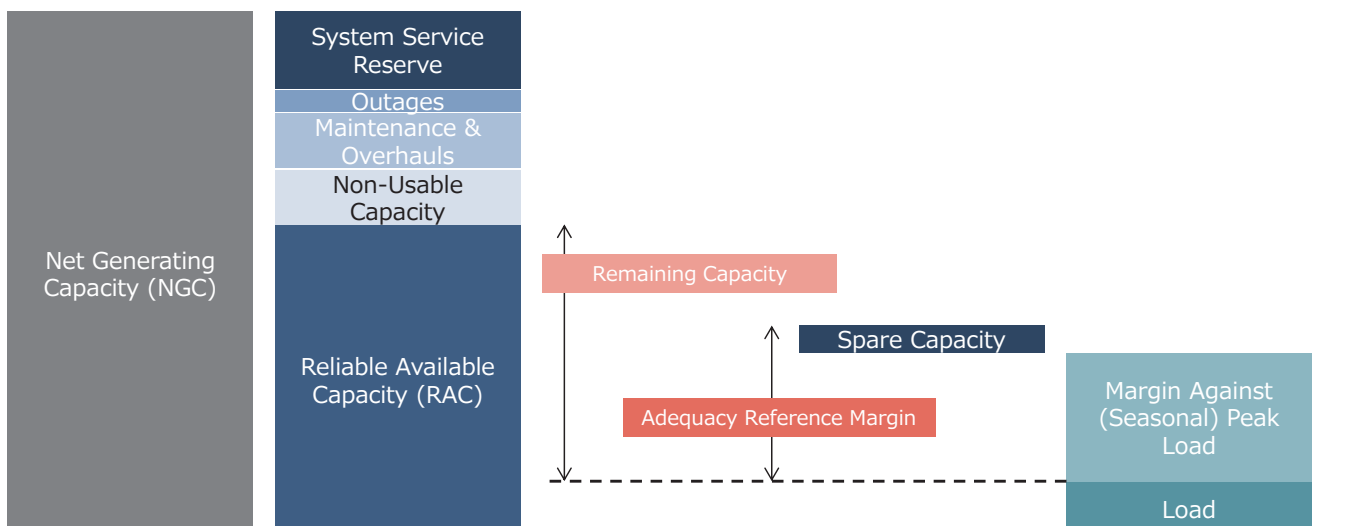
エリア	欧州						米国			
	英国	ドイツ	フランス	スペイン	イタリア	北欧（スウェーデン）	CAISO (WECC)	ERCOT	PJM	NYISO
拘束力ある信頼度基準	○	×	○	○	×	○	○	×	○	○
基準の設定	エネルギー・気候変動省(DECC)	—	環境・持続可能開発・エネルギー省(MEDDE)	産業・エネルギー・観光省(MINETUR)	—	Svenska Kraftnät (送電会社)	公益事業委員会 (CPUC)	公益事業委員会 (PUCT)	PJM (TSO)	NYSRC (ニューヨーク州信頼度協議会)
基準の設定方法	LOLE (年3時間)	—	LOLE (年3時間)	—	※容量市場が施行されているが、拘束力ある基準を有しない。明示的な量の値は存在せず、TSOが設定する需要曲線と入札による供給曲線で決定	●法律でTSOが確保すべき戦略的予備力の上限を2,000MWと規定（下位規則で2020年までの隔年の調達量を明記）	●LOLE(10年に1回) ※WECCでは、Building Block Margin (BBM)方式で評価	●LOLE(10年に1回) ※経済性と信頼度維持の両立を図るために、他の指標の可能性を、PUCTで検討中。	●LOLE(10年に1回) ※毎年、NYSRCのInstalled Capacity Committeeにより基準予備率が決定される	●LOLE(10年に1回) ※毎年、NYSRCのInstalled Capacity Committeeにより基準予備率が決定される
容量市場・容量確保義務	○ ※需給逼迫時には、Capacity Market Warningが発令され、対象事業者は発電義務がある。	無し	○	×	○ ※2015年度末より4年後の容量について実施。ただし、2017年度分については前倒し実施	×	○ ※これによりCAISOは運用断面で必要となる各種予備力を必ず市場で調達可能	×	○ ※これによりPJMは運用断面で必要となる各種予備力を必ず市場で調達可能	○ ※これによりNYISOは運用断面で必要となる各種予備力を必ず市場で調達可能

Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.

概要-13

Ⅱ 長期断面（欧州ENTSO-Eの考え方）

- 長期信頼度評価については、ENTSO-Eではシナリオ分析^注に基づいて、ある特定時間断面における供給量の過不足をもとに長期信頼度評価を行っている。供給予備力（RC）とアデカシー・リファレンス・マージン（ARM）の比較に基づき供給力が適正かを判断するもの。
- ただし、各国独自に供給信頼度評価を行っている場合も多い。特に、英国では容量市場との結びつきにおいて、LOLEに基づく拘束力ある供給予備力が設定されている。また、ドイツでは隣国と合同で供給信頼度評価について検討を行っている（Pentalateral Energy Forum）。



注 「シナリオ展望・アデカシー想定報告書」にて各国の状況を毎年調査分析。
出所）ENTSO-E Long Term Reliability Assessment

Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.

概要-14

Ⅱ 長期断面（米国NERCの長期供給信頼度評価の基本フレーム）

- 北米電力信頼度協会（NERC）は、長期供給信頼度評価として、向こう10年の評価を行うLong-Term Reliability Assessmentと、直近1年の夏季/冬季における予備力の評価を行う、Seasonal Assessmentを実施

※NERCの信頼度に関する基準に違反した場合は罰則が存在し各種基準には一定の拘束力がある。もっとも、長期信頼度評価については、なんら拘束力はない（Non-binding）。

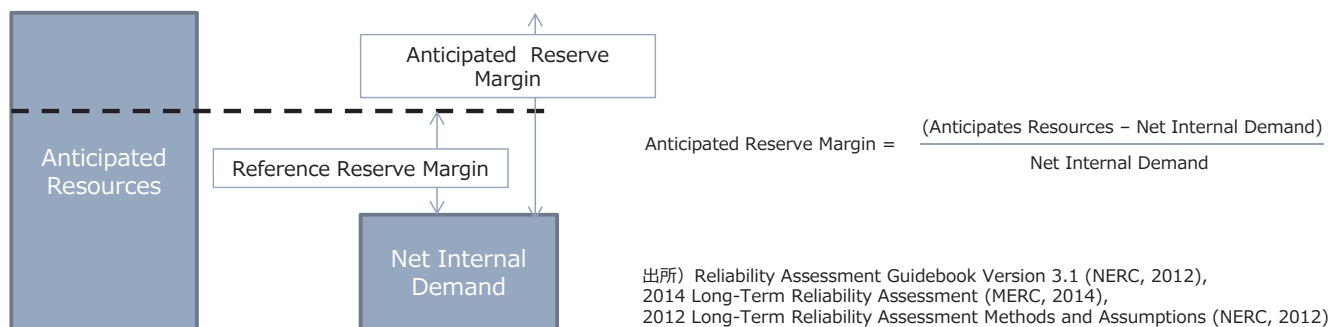
- 長期信頼度評価の考え方は下図の通りであり、各地域のReserve Margin評価も、基本的にこの枠組に沿って実施されている。

- **需要(Net Internal Demand)**：通常の気温条件に基づくピーク需要想定(Internal Demand※)から、制御可能な需要削減活動（直接負荷削減、需給調整契約、CPP契約等）を差し引いたもの
- **供給力(Anticipated Resources)**：①制御エリア内の既存発電所の発電容量のうち、ピーク時間帯に確実な送電が見込めるもの、②制御エリア内で建設中または建設許認可取得済プロジェクトの発電容量、③隣接制御エリアからの輸入容量（Firm託送契約締結済のもの）の合計値
- **基準予備率(Reference Reserve Margin)**：長期の供給信頼度評価にあたり、基準となる予備率。制御エリア毎に基準予備率算定の考え方は異なる。基準予備率の算定方法が存在しない制御エリアについては、15%（供給力が火力主体の場合）、または10%（供給力が水力主体の場合）を適用

※実際のピーク需要が予測を上回る確率と下回る確率がそれぞれ50%になるようなピーク需要想定

NERCによる長期信頼度評価の枠組み

<評価基準：Anticipated Reserve Margin ≥ Reference Reserve Margin>



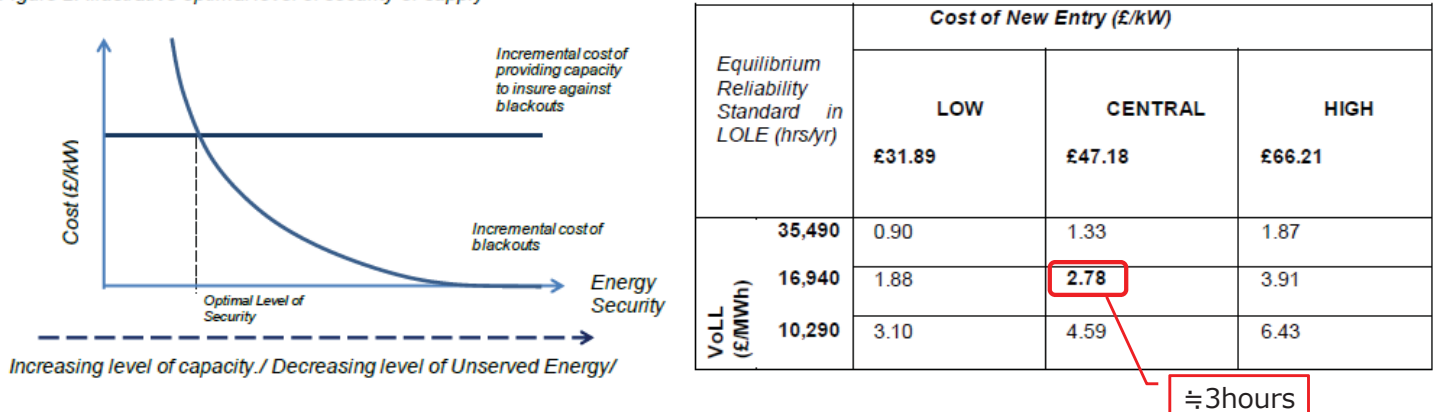
Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.

概要-15

Ⅱ 長期断面（英国における信頼度基準の考え方）

- 英国では、容量市場における容量確保量を定めるため、LOLE=3hour/yrを基準として採用（The Electricity Capacity Regulations 2014 第6条）
- LOLE=3hour/yrは「新規導入によるコスト」と「損失による被害額」により推計した結果をもとに、政府によって決定された。
- 過去の経験より、1事象の継続時間が3時間程度というのわかっており、経験則と併せて決定している。
- なお、上記の水準を決定する前後で供給力の増減はしていない。

Figure 2: Illustrative optimal level of security of supply



出所) National Grid "Consultation on the draft Electricity Market Reform Delivery Plan; Annex C: Reliability Standard Methodology" July 2013

Ⅱ 長期断面（ドイツにおける多国間連携による信頼度評価）

- ドイツではENTSO-Eが想定している方法によって信頼度を測定し、残余容量（Remaining Capacity）がゼロより大きいかどうか（Remaining Capacity > 0）で判断している。
- もっとも、大陸欧州は系統連系が密であり、一国レベルでの信頼度評価では不十分であることから、ベルギー、オランダ、フランス等の5地域と共同で“Pentalateral Energy Forum (PLEF)”として供給信頼度を分析している。
- ドイツでは5年程度は十分な予備力が確保されているものの、将来にわたっては減少傾向であることが示された。また、国際連系によって予備力の融通が有効である旨の結果が示されている。



出所）“Pentalateral Energy Forum” November 2014

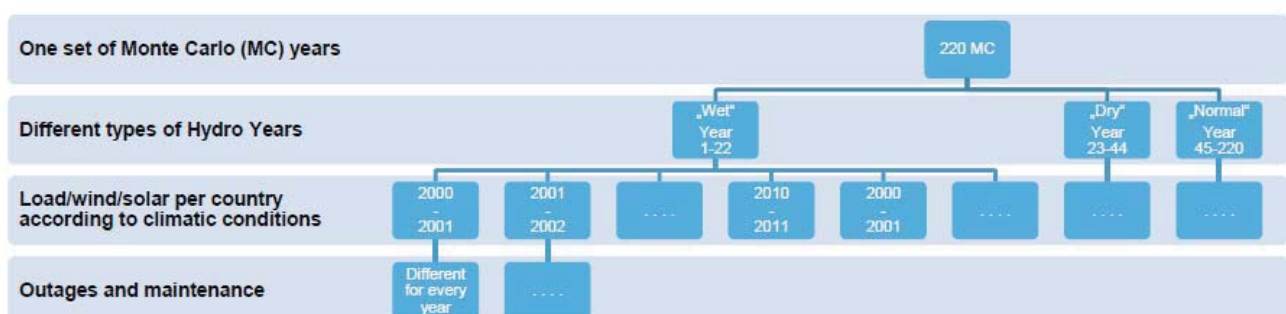
Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.

概要-17

2015-2016					2020-2021				
Climate Years 2001-2011					Climate Years 2001-2011				
OP res	LOLE (h)				OP res	LOLE (h)			
	WITH isolated	WITH inter.	NO WITH inter.	NO inter.		WITH isolated	WITH inter.	NO WITH inter.	NO inter.
BE	177	0	4	42	BE	308	0	0	7
FR	217	14	27	27	FR	151	6	10	10
AT	0	0	0	0	AT	3	0	0	0
CH	1251	0	0	0	CH	1086	0	0	0
DE	1	0	0	0	DE	0	0	0	0
NL	0	0	0	0	NL	32	0	0	0
LU	8760	0	0	0	LU	8760	0	0	0
REG	n/a	14	28	49	REG	n/a	6	10	17
„Base Case“					„Base Case“				
Climate Year 2012					Climate Year 2012				
OP res	LOLE (h)				OP res	LOLE (h)			
	WITH isolated	WITH inter.	NO WITH inter.	NO inter.		WITH isolated	WITH inter.	NO WITH inter.	NO inter.
BE	419	6	51	197	BE	277	0	0	3
FR	369	144	180	180	FR	290	84	111	111
AT	0	0	0	0	AT	0	0	0	0
CH	1797	0	0	0	CH	1608	0	0	0
DE	0	0	0	0	DE	0	0	0	0
NL	0	0	0	0	NL	30	0	0	0
LU	8760	0	0	0	LU	8760	0	0	0
REG	n/a	144	181	224	REG	n/a	84	111	114
„Base Case“					„Base Case“				

Ⅱ 長期断面（ドイツにおける多国間連携による信頼度評価）

- Pentalateral Energy Forumにおいては、以下を変動要因としてとらえて推計している。
 - ✓ 需要：天候（気温。特にフランスでは気温との相関が高い。ドイツは気温の影響をあまり受けない）
 - ✓ 供給：出水率（水力は、WET/DRY/NORMALに分類してそれぞれ推計）
- LOLP/LOLE/EENS/Remaining Capacity (RC)のそれぞれの結果を参考にしながら考察を行っている。
- 冬期に需要のピークが来るため、10月1日から1年間の連続データで分析。
- 定期点検等はENTSO-Eで定められている設定値を採用。
- 運用予備力の使用/未使用、戦略的予備力の使用/未使用、国際連系の有/無それぞれパラメータとして組合せて推計。ベースケースでは、ORなし、SRあり、国際連系ありで推計している。ORは国によっては市場で確保できるところもあれば、緊急用として確保している国もあり、扱いが異なるため供給力として織り込まないケースを採用している。



出所）“Pentalateral Energy Forum” November 2014

Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.

概要-18

Ⅲ 再生可能電源拡大への対応

欧州

- 欧州では、再生可能電源の大量普及にもかかわらず、現段階では調整力確保に大きな問題は生じていない。
- しかし、今後も普及拡大が進むことによって、中長期的には調整力の必要量が拡大することが見込まれる。また、再エネの政策的な優先給電等によって、既存火力の収益が悪化する状況が顕著となっており、電源構成自体が大きく変化する可能性があり、重要な懸念事項となっている。
- これに対する対応策は①市場改革による調整力の必要量の抑制（調整力の国際共同調達市場等）、②再エネの出力変動予測技術の向上が期待されている。
- もっとも、他国との連系が脆弱な英国では、特に系統の慣性力不足に関する懸念が高まっている。

米国

- 長期断面では、カリフォルニア州において、調整力としての能力も加味した電源確保義務制度が施行されており、新しい調整力確保制度の試行が始まっている。
- 短期断面では、調整力の調達において以下のような対応が取られている。
 - ✓ Frequency Responseについては、従来は量を定めて確保することはなかった。もっとも、太陽光・風力の大量普及に対応するため、調達量を定める動きがある（カリフォルニア州では2016年から）。
 - ✓ Regulating Reserveについても、従前の需要の1%といった固定的な定め方ではなく、過去実績データに基づき、時間別にISOが所要量を算定して調達。背景には太陽光・風力の大量普及がある。
- その他、テキサス州では独立系統として系統規模が小さいため、慣性力（System Inertia）の減少に関する懸念があり、アンシラリーサービスの再編において“Synchronous Inertial Response”と呼ばれる新市場の導入が提案されている。

Ⅲ 再生可能電源拡大への対応（米国加州におけるFlexible Capacity Requirement）

- カリフォルニア州では、2014年から容量確保義務（Resource Adequacy Requirement）の内訳として、調整力としての能力も加味した電源確保義務制度を開始している。計画断面において、小売事業者に調整力の確保義務を課すものであり、従前の市場設計の観点から見て、独自の試み。これにより、CAISOは前日市場、リアルタイム市場において必要な種類の調整力を円滑に調達できるようになる。（なお、CAISOではこの枠組みに対応した“Flexible Ramping Product”と称する新たな市場設計を検討中）

● Flexible Capacity Requirement

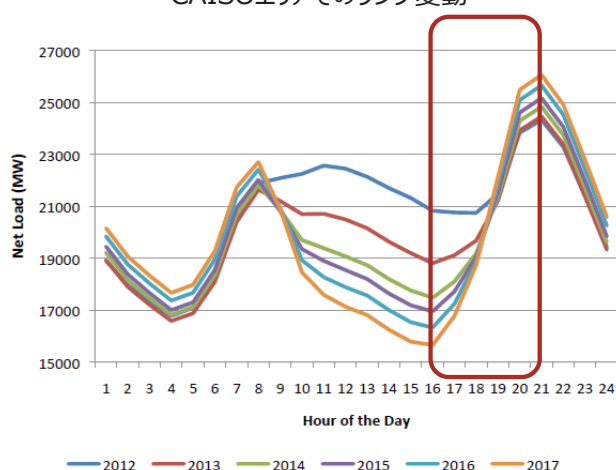
背景：①太陽光発電の導入拡大に伴う夕刻ランプ変動の増大（左下図）、②環境規制の影響による老朽シングルサイクル発電の閉鎖の動き（調整力の減少）

月別確保量：3時間ランプ変動（各月最大値）+ N-1相当量

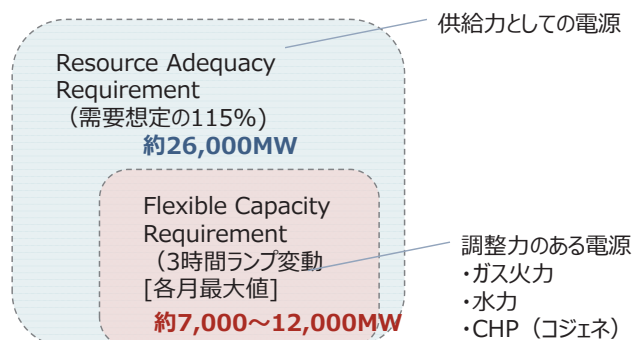
発電事業者の義務：CAISOの前日市場、リアルタイム市場への入札義務(Must Offer Obligation)

罰則：調達義務を果たせない小売事業者には罰則（罰金）※一般的なResource Adequacy Requirement未達の場合も同様

CAISOエリアでのランプ変動



Flexible Capacity Requirementの位置付け



Ⅲ 再生可能電源拡大への対応（米国テキサス州におけるアンシラリーサービス再編）

- テキサス州では、風力発電の大量連系による電源ミックスの大幅な変化に対応するため、ERCOTはアンシラリーサービスの再編成を計画。現在、市場参加者の意見を集約しているところ。
 - ✓ RRSを3種類に分割：①PFRS枠を設立し、ガバナ制御電源の必要調達量を明確化、②FFRSを設立し、緊急時予備力として、より応答性の高いリソースを調達
 - ✓ 信頼度維持のため、SCEDによらない形態で調達・指令できるカテゴリーを整備

変更前	変更後	概要	サブグループ
Regulation UP/DOWN (Reg-UP/DOWN)	Regulation UP/DOWN (Reg-UP/DOWN)	Equivalency Ratioを導入するも、大幅な変更なし	Fast-Responding Regulation Service (FRRS) UP/DOWN
Response Reserve Service (RRS)	Primary Frequency Response Service (PFRS)	- 系統周波数偏差に即座に対応する電源/需要 - 周波数安定化に資するものであり、周波数を所定の範囲に回復させる機能は対象外	—
	Contingency Reserve Service (CRS)	指示を受けて10分以内に所定の出力に到達する電源/需要	CRS1: SCED指示に従うもの CRS2: SCED指示に従わないもの
	Fast Frequency Response Service (FFRS)	指示を受けて0.5sec以内に対応開始する電源/需要	FFRS1: 持続時間10分。再出力指令に15分以内に対応 FFRS2: ERCOT指定の時間持続。再出力指令に180分以内に対応
Non-Spinning Reserve Service (NSRS)	Supplemental Reserve Service (SRS)	指示から30分以内に所定の出力に達する電源/制御可能需要	SRS1: SCED指示に従うもの SRS2: SCED指示に従わないもの

出所) Nodal Protocol Revision Request 667 (2014/11)

SCED: Security-Constrained Economic Dispatch

Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.

概要-21

本編

1. 短期断面の調整力確保

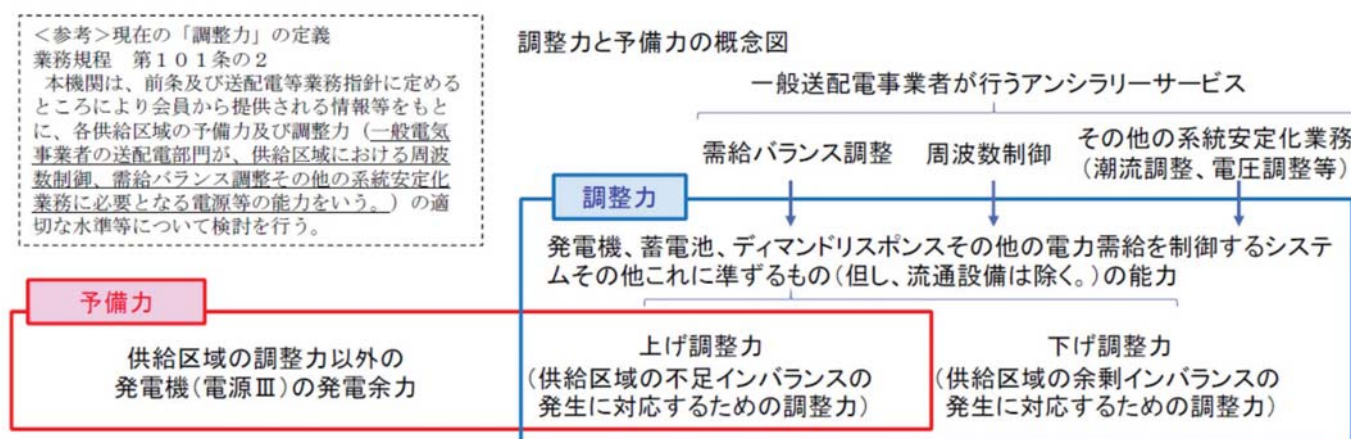
Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.

1

用語確認：調整力

- 「調整力」の定義については、電力広域的運営推進機関の「調整力等に関する委員会」において議論されているところであり、我が国における正確な定義は今後の課題である
- 第6回調整力等に関する委員会においては、調整力とは、需給バランス調整を含む一般送配電事業者が行うアンシラリーサービスに必要な電源等の能力一般を指すものとして整理案が示されている。これは、米国・欧州における運用断面の予備力と概ね対応するものと理解される
- 従って、本報告書においては、調整力を短期断面、即ち、欧米において系統運用の当日に系統運用者が確保する予備力の総称として「調整力」の語を用いることにする
- ただし、個別名称として“Reserve”等の語が用いられている場合、調整力の範囲であっても「予備力」の語を用いる。
(例：“Operating Reserve”は運用予備力)

調整力と予備力の概念



出所) 第6回調整力等に関する委員会資料

Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.

2

1.1 欧州

欧州：ENTSO-Eにおける調整力の種類と定義

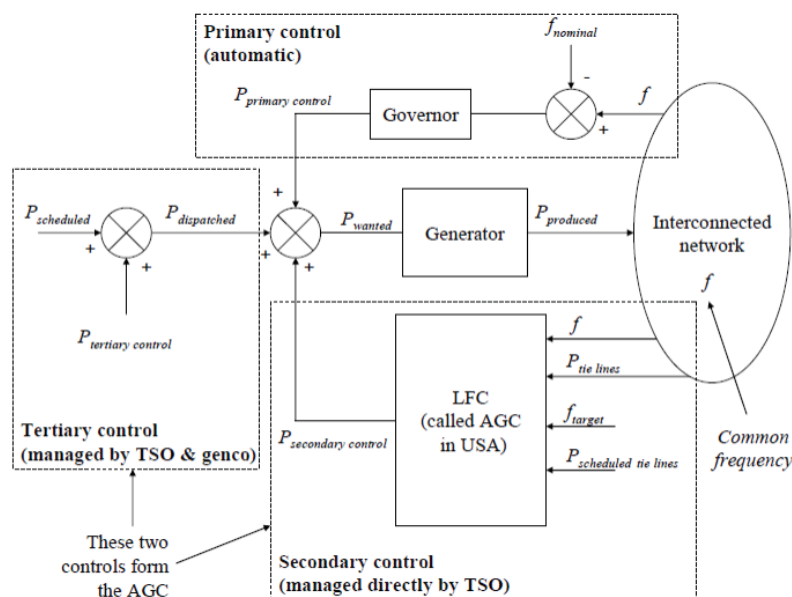
- 欧州では、①応答を開始してから発電機が所定の出力レベルになるまでにかかる時間、②所定の出力で運転継続が可能な時間、の2点を基準に調整力が分類されている
- ENTSO-Eの調整力の分類は、米国と異なり、平常時に周波数を調整するための調整力と、事故の発生や電力需要の急増といった偶発事象発生時に周波数を回復するための調整力の区別がない。
- なお、ENTSO-Eでは2014年1月に調整力の種類を変更しており、2013年末まではPrimary, Secondary, Tertiary^{注2}として分類していた

	北欧4カ国	大陸	英国
周波数制御予備力 FCR (Frequency Containment Reserves)	• FNR(FCR N) • FDR(FDR D)	• Primary Control Reserve	• Frequency Response Dynamic • Frequency Response Static
周波数回復予備力 ^{注1} FRR (Frequency Restoration Reserves)	• Regulating Power	• Secondary Control Reserve • Direct Activated Tertiary Control Reserve	• Fast Reserve • Fast Start • Start-up 等
代替予備力 RR (Replacement Reserve)	• Regulating Power	• Schedule Activated Tertiary Control Reserve • Direct Activated Tertiary Control Reserve	• STOR

注1:FRRはさらにFRR-A（自動周波数回復予備力；Automatic Frequency Restoration Reserves）とFRR-M（手動周波数回復予備力；Manual Frequency Restoration Reserves）に分離。

注2:Primary：FCR，Secondary, Tertiary：FRR，Slow Tertiary：RR

(参考) Primary, Secondary, Tertiaryの対応設備の概要



出所) "A Survey of Definitions and Specifications of Reserve Services", Yann REBOURS, Daniel KIRSCHEN

(参考) 欧州におけるアンシラリーサービスの種類と概要

- 欧州におけるアンシラリーサービスの項目は以下のとおり
- アンシラリーサービスは以下のように定義
 - ✓ Eurelectric : 電力システムの安定性、健全性および電力品質を維持するために、送配電システム運用者によって要求されるすべてのサービス
 - ✓ ENTSO-E : 系統運用者が系統安定を保証するために契約する様々な機能

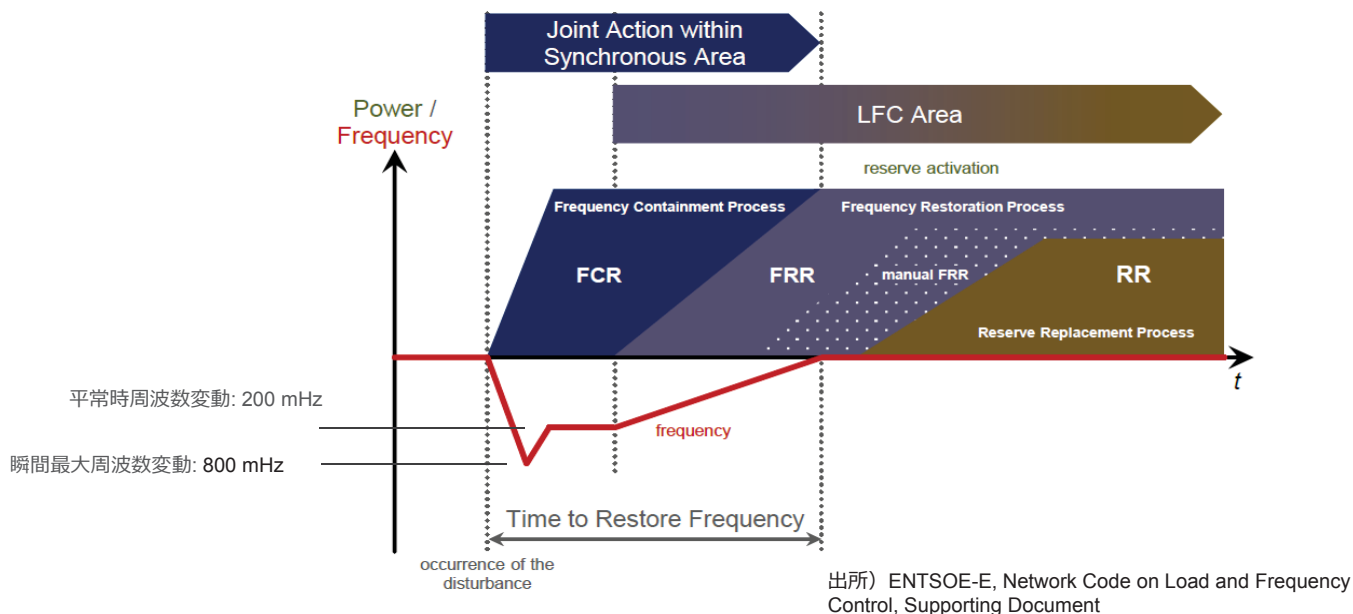
大項目	小項目	概要
調整力	周波数制御 (Frequency Control)	・ 有効出力の連続的な調整により周波数を適正範囲内に維持する
	瞬動予備力 (Spinning Reserve)	・ 短時間での部分負荷運転中の発電機出力の増減、または抑制可能な需要の抑制により提供される
	待機予備力 (Standing Reserve)	・ 停止中の発電機の出力増加、または抑制可能な需要の抑制により提供される
電圧制御	電圧制御 (Voltage Control)	・ 系統の電圧崩壊やブラックスタートを起こさないために、同期機または補償装置により無効電力を注入、吸収し電圧を維持する
ブラックスタート	ブラックスタート (Black Start Capability)	・ 外部電源なしで起動できる発電機。他の発電所の起動用電源を供給することで電力系統の大規模停電時の復旧電源として用いられる
その他	遠方発電制御 (Remote Generation Control)	・ 中央制御システムによった発電出力制御により行われる周波数制御
	送電ロス補償 (Grid Loss Compensation)	・ 発電者と需要家との間の送電ロスを補償する
	緊急時制御 (Emergency Control Actions)	・ 電力システムを安定に維持する特殊な設備の維持、使用を行う

出所) Eurelectric (2004)

欧州：ENTSO-Eにおける調整力の概要

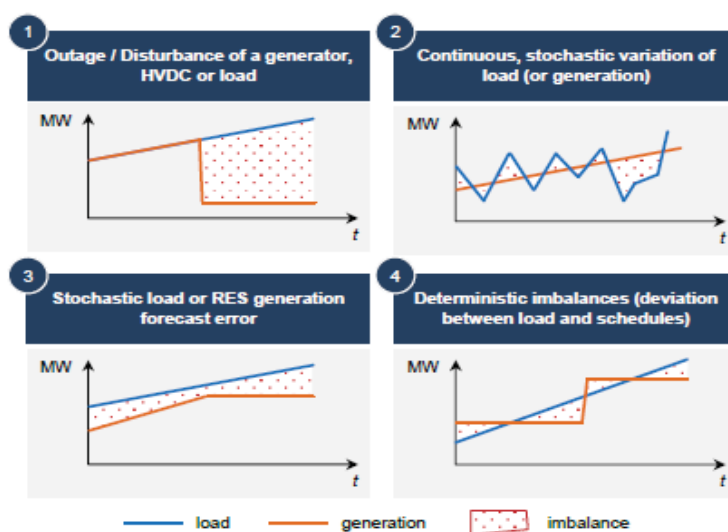
- 新しいENTSO-Eのネットワークコードは、共通の技術用語を使い、各国に共通した調整力の調達・発動容量算出ルールを提供

負荷－周波数コントロールの動的優先順位（FCRがFRRで完全補填されていることが前提）



欧州：ENTSO-Eにおける調整力の算出

- 最新のENTSO-Eのネットワークコードでは、調整力の算出において考慮すべきパラメータを示し、確定的手法と確率論的手法の組合せを必須としている
- ✓ 算定方法では、様々な不確実性、発電、負荷、ネットワーク構成の特性を考慮する
 - 以前の手法を置換える（例：以前のOperation HandbookではReserveは負荷のみを変数とする関数であった）
- ✓ すべての影響要因について以下を考慮する
 - 規模
 - 期間
 - 相関
 - 変化率（gradient）
- ✓ 影響はそれぞれ独立で相関は無いと仮定している
- ✓ 調整サービスやプロセスごとに算出手法を変える
- ✓ すべての調整プロセスで、確定的手法と確率論的手法の区別をつける
- ✓ 確定的手法では、調整力でカバーしなければならない基準事象を定義する



出所) ENTSOE-E, Network Code on Load and Frequency Control

欧州：ENTSO-Eにおける調整力の算出

ENTSO-Eのネットワークコードにおける調整力算出のガイドライン

FCR^{注1}

- 大規模発電所2基、または、同じノードに接続しているHVDC系統連系設備、または接続ポイント2ヶ所の切断による損失に対応する上下均等の量で算出(確定的)
- 調整力は、20年に1回起こる確率の同期エリア内に残るインバランスをカバーする(確率論的)
- 各国の必要量割当は、同期エリア内の総量に占めるその国の年間の総発電・消費量に相当する

自動・手動 FRR^{注1}

- FRR とRR の必要量合算は基準事象の値と確率論で求めた値のうちの大きい値
- 基準事象：発電モジュール1基、または、1接続ポイントの大規模需要施設1カ所、または、HVDC Interconnector 1本、もしくは、LFCブロック内のAC-線が切断した場合の影響
- 確率論的アプローチでは信頼度は99%を確保する
- 同じコントロールブロック内のTSOで共有することにより、ある程度調整力量を減らすことができる
- FRR と RR の合算はその後分割する

RR^{注1}

- 調整力はFRRの必要量を十分に補填できる量
- 同じコントロールブロック内のTSOで共有することによりある程度調整力量を減らすことができる

注1:大陸ヨーロッパのみの規定

出所) ENTSO-E, Network Code on Load and Frequency Control

Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.

9

欧州：ENTSO-Eにおける調整力の算出

● 調整力のうちのFCRの必要量は以下のように想定

- ✓ 欧州全域において、最大規模の事故により調整力の必要量は決定される
 - 欧州 (CE) におけるFCRの必要量は、原発2基分 (1,500MW×2) の脱落を想定して、3,000MW
 - CEでは基準事象 (Reference Incident) を発電機故障、送電線故障、母線故障、負荷脱落、DC連系線故障から想定
 - 何十年も前から基準事象における確率論的評価で実施しており、N-2が最も良いアプローチ (best-Practice approach) であると確認している^{注1}
 - CEではさらにFCRを完全に使い切った時の確率を想定し、基準事象に対するリスクレベルで評価を行い、「20年に1度」よりも低い確率としてFCRの必要量が求められている。
 - その他地域 (GB, IRE, NE) ではN-1の脱落 (N-1 criterion) を想定
 - このN-1 criterionは最良の解決法 (best practice solution) と証明されている^{注1}
 - GBやIREは基準事象が高い変動率のため基準事象のみで評価。NEは基準事象自体が定期的に代わる。
- ✓ 各国におけるFCRの必要量は、原則1年間の発電電力量^{注2}と消費電力量の合計値に基づき配分される (例：デンマークは25MW)
- ✓ さらに、各TSOが管轄する制御エリアでの必要量は実質的な発電電力量と消費電力量の合計値に基づき決定される (GBやIREは配分なし)

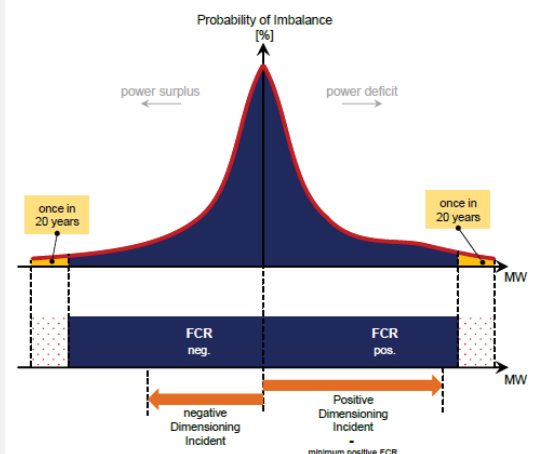


Figure 27: FCR dimensioning – fictional example

注1: 出所) ENTSO-E, Supporting Document for the Network Code on Load-Frequency Control and Reserves

注2: 発電電力量には輸出力を含む。揚水発電の差引は含まず。

欧州：ENTSO-Eにおける調整力の算出

● 調整力のうちのFRRとRRの必要量は以下のように想定

- ✓ 欧州全域において、過去の実績に基づいてLFCブロックごとに必要量が決定される
- ✓ FCRの必要量が異なるため、TSOに意図的にその必要量をゆだねている
- ✓ 各TSOの制御エリアで必要とされる量は同エリアで生じた需給偏差や周波数を回復させるまでの時間等のデータ^{注1}に基づいて決定される
- ✓ 99%の変位値をFRRとRRで賄うものとする。

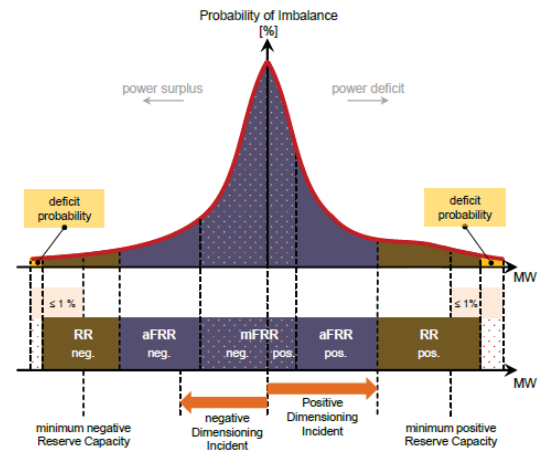


Figure 29: FRR and RR Dimensioning – fictional example

出所) ENTSO-E, Supporting Document for the Network Code on Load-Frequency Control and Reserves

注1:データは算出時より6か月以内の日から遡って1年以上連続したデータでなければならない。

欧州：ENTSO-Eにおける調整力の算出

- 各同期エリアにおける指標は以下のとおり。瞬間での最大周波数偏差は800mHz~1,000mHz
- 標準周波数からの逸脱は最大で年間15,000分 (=250時間/年)

同期エリアにおける周波数品質パラメータの定義

	CE	GB	IRE	NE
Standard Frequency Range	±50 mHz	±200 mHz	±200 mHz	±100 mHz
Maximum Instantaneous Frequency Deviation	800 mHz	800 mHz	1000 mHz	1000 mHz
Maximum Steady-state Frequency Deviation	200 mHz	500 mHz	500 mHz	500 mHz
Time to Recover Frequency	not used	1 minute	1 minute	not used
Frequency Recovery Range	not used	±500 mHz	±500 mHz	not used
Time to Restore Frequency	15 minutes	10 minutes	20 minutes	15 minutes
Frequency Restoration Range	not used	±200 mHz	±200 mHz	±100 mHz
Alert State Trigger Time	5 minutes	10 minutes	10 minutes	5 minutes

周波数品質同期エリアのターゲットパラメータ

	CE	GB	IRE	NE
Maximum number of minutes outside the Standard Frequency Range	15000	15000	10500	15000

Maximum number of minutes outside the Standard Frequency Range

: 標準周波数範囲外の最大時間 (min/year)

標準周波数範囲
最大瞬間周波数偏差
最大定常状態周波数偏差
周波数を回復する時間
周波数リカバリ範囲
周波数を復元するための時間
周波数復元範囲
アラート状態への発動時間

出所) ENTSO-E, Network Code on Load-Frequency Control and Reserves

欧州：調整力確保の考え方（総括）

● 周波数制御予備力（FCR）に相当するもの

		ENTSO-E	英国	ドイツ
1	名称	FCR : Frequency Containment Reserves	義務的サービス（Mandatory Frequency Response）	PCR（Primary Control Reserve）
	技術要件	開始：30sec以内 持続：15min以内 周波数の範囲以内での運用（49.5Hz - 50.5Hz）	①Primary response（発電増/需要減） 開始：≤ 10 sec 持続：≥ 20 sec ②Secondary response（発電増/需要減） 開始：≤ 30 sec 持続：≥ 30 min ③High frequency response（発電減/需要増） 開始：≤ 10 sec 持続：－ いずれに対しても、運転範囲（49.8Hz - 50.2Hz）における変動に対して自動的に出力調整をする必要	開始：≤ 30 sec 持続：≥ 0 sec~15 min ≥ 1MW 最小入札単位：1週間
	必要量	CE:N-2基準と20年に1度のリスクレベル その他：N-1基準	N-1基準に準じる（ENTSO-Eの基準と同じ）	670-793MW（2015年実績）注 N-2基準と20年に1度のリスクレベル（ENTSO-Eの基準と同じ）
	必要量算出の指針	NC LFCR	electricity capacity report	－
2	名称	－	商業サービス（Firm Frequency Response）	－
	技術要件	－	義務的サービスと同様、3種類存在。これらをDynamicとし、併せてStatic（指令に応じて発動）が存在。最低10MW以上	－
	必要量	－	N-1基準に準じる（ENTSO-Eの基準と同じ）	－
	必要量算出の指針	－	electricity capacity report	－

Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.

13

注 regelleistung.netにて実績を公表

欧州：調整力確保の考え方（総括）

● 周波数制御予備力（FCR）に相当するもの

		ENTSO-E	英国	ドイツ
3	名称	－	需要側調整（FCDM; Frequency Control by Demand Management）	－
	技術要件	－	サイトに設置されたリレーが動作したときに、自動的に需要家への供給を遮断することで周波数調整を行うサービス 開始：≤ 2 sec 持続：≥ 30 min 最低：3MW以上	－
	必要量	－	－	－
	必要量算出の指針	－	electricity capacity report	－

将来的なサービスとして、以下の2点を検討中

✓ Enhanced Frequency Response

反応が1秒以内。電力貯蔵会社がメイン。4年契約。現在入札に興味のある事業者を募集中（申し込み期限2015年10月23日）

✓ FFR Bridging

FFRの要件10MW以上を満たせない事業者が対象

欧州：調整力確保の考え方（総括）

● 周波数制御予備力（FCR）に相当するもの

		フランス	スペイン	イタリア	北欧
1	名称	réglage primaire de fréquence	Primary Regulation Reserve	Primary Reserve	FCR-N (normal)
	技術要件	≥40MWの施設は義務 <30sec（そのうち50%は<15sec） <15min持続	±100mHzでは ≤15sec ±100mHzから ±200mHzでは 15sec≤t≤30secの線形増加	≤15secで50% ≤30secで100% 15min持続	≥600MW 50.0Hz±0.1Hzで発動 2minから3min
	必要量	最小700MW ^{注1} (ENTSO-E)	出力の1.5%	すべてのPUの義務、最大容量の1.5%を確保（島では10%）	北欧系統で少なくとも600MW (デンマーク：22MW、フィンランド：138MW、ノルウェー：210MW、スウェーデン：230MW)
	必要量算出の指針	ENTSO-E operation handbook	ENTSO-Eルール	Allegato 15 of Grid Code	Appendix 2 of System Operation Agreement (ENTSO-E)
2	名称		—	—	FCR-D (Disturbance)
	技術要件		—	—	200MWの損失事故で発動（49.9Hzで自動発動。 ≥49.5Hzを保つように調整運転。） ≤5sec で50% ≤30secで100%
	必要量		—	—	北欧系統で1200MW (デンマーク：176.5MW、フィンランド：258.8MW、ノルウェー：352.9MW、スウェーデン：411.8MW)
	必要量算出の指針		—	—	Appendix 2 of System Operation Agreement (ENTSO-E)

注1:フランスにはAutomatic Frequency ControlとしてFrequency ContainmentとAutomatic Frequency Restorationがあり、その両方の合計準備容量を980MWから1750MW、日毎の変動量が400MWを超えない、年間平均が1310MWを超えない量を確保し、Balancing Mechanismとする。

欧州：調整力確保の考え方（総括）

● 周波数回復予備力（FRR）・代替予備力（RR）に相当するもの

		ENTSO-E	英国	ドイツ
1	名称	FRR : Frequency Restoration Reserves	Fast Reserve	SCR (Secondary Control Reserve)
	技術要件	5min～15min程度	National Gridからの給電指令に従い、迅速かつ信頼性のある有効電力を系統へ供給するサービス。 開始：≤ 2 min (± 30 sec) 持続：≥ 15 min 出力変化率：≥ 25MW/min 最低50MW以上提供可能（複数ユニットをアグリゲート可能）	開始：≤ 5 min 持続：≥ 30 sec ~ 15 min ≥ 5MW 最小入札単位：1週間
	必要量	FRRとRRで過去実績の99%を達成させる	—	(nega)1,140-2,500MW (posi) 1,123-2,500MW(2015年実績)
	必要量算出の指針	NC LFCR	electricity capacity report	—
2	名称	RR : Replacement Reserves	STOR (Short Term Operating Reserve)	TCR (Tertiary Control Reserve) /Minute reserve
	技術要件	20min～数時間程度	追加的に有効電力を供給するサービス・最低3MW以上の発電増/需要減を提供できる（複数サイトからでも可） 開始：≤ 240 min（但し、大体は≤ 20 minで契約している） 持続：≥ 2 hour（契約MW全量） 回復：提供後 ≤ 1,200 hour に回復 ≥ 3回/week	開始：≤ 15 min（手動） 持続：≥ 15 min ~ 4 hour ≥ 5MW 最小入札単位：4hour
	必要量	FRRとRRで過去実績の99%を達成させる	—	(nega)1,782-2,648MW (posi) 1,513-2,726MW(2015年実績)
	必要量算出の指針	NC LFCR	electricity capacity report	—

欧州：調整力確保の考え方（総括）

● 周波数回復予備力（FRR）・代替予備力（RR）に相当するもの

		ENTSO-E	英国	ドイツ
3	名称	—	Fast Start	—
	技術要件	—	緊急時に休止状態から迅速に起動して定格出力分の電力を供給。 開始：≤ 5 min or ≤ 7 min （低周波数リレー動作から自動で5min以内、またはNGからの指令を受けて7min以内）	—
	必要量	—	—	—
	必要量算出の指針	—	electricity capacity report	—
4	名称	—	Demand-side balancing reserve (DSBR)	—
	技術要件	—	不測の事態に需要削減することで調整力を提供する ・ 30minのコマ（window）に対して2コマ以上提供可能 ・ 最低25MW以上（複数サイトからの提供可）	—
	必要量	—	—	—
	必要量算出の指針	—	electricity capacity report	—

欧州：調整力確保の考え方（総括）

● 周波数回復予備力（FRR）・代替予備力（RR）に相当するもの

		フランス	スペイン	イタリア	北欧
1	名称	réglage secondaire fréquence	Tertiary Regulation Reserve	Secondary Reserve	Fast active disturbance reserve (FADR)
	技術要件	勾配に反応	≤15min 2hr持続	≤15min で100%	瞬動予備力が使われた後もしくは存在しない時に発動 ≤15min 自動負荷遮断を含むことができる
	必要量	最小500MW		適格発電設備はSecondary Reserveを供給する義務	デンマーク：90万kW フィンランド：100万kW ノルウェー：120万kW スウェーデン：129万kW
	必要量算出の指針	ENTSO-E Operation Handbook		Grid Code附則15	—
2	名称	réglage tertiaire fréquence	Slow reserve	Tertiary Reserve: Spinning Reserve	Slow active disturbance reserve (SADR)
	技術要件	15minから30min持続	30minから4-5hr	オペレータの指示から ≤15min ≥10MW	≥15min 供給力不足時に使用
	必要量			調整市場（MSD）で、適格発電設備の最大最小出力を元に、適切なマージンを確保	—
	必要量算出の指針			Grid Code附則15	—

欧州：調整力確保の考え方（総括）

- 周波数回復予備力（FRR）・代替予備力（RR）に相当するもの

		フランス	スペイン	イタリア	北欧
3	名称			Congestion	
	技術要件			Gridの重大な損失時に ≤15min ≥10MW	
	必要量			最大出力の残存マージンすべて	
	必要量算出の指針				
4	名称			Tertiary Reserve: Replacement Reserve	
	技術要件			オペレータの指示から ≤120min, ≥50MW/min 無期限	
	必要量				
	必要量算出の指針			Allegato 15 of Grid Code	

FCR-N 2013 sample	Annual Consumption 2013 (TWh)	Frequency controlled normal operation reserve (MW)	FCR-D 2013 sample	Dimensioning faults (MW)	Frequency controlled disturbance reserve (MW)	Frequency controlled disturbance reserve (%)
Eastern Denmark	13.7	22	Denmark	600	176.5	14.7
Finland	85.2	138	Finland	880	258.8	21.6
Norway	130.0	210	Norway	1200	352.9	29.4
Sweden	142.5	230	Sweden	1400	411.8	34.3
Synchronous System	371.4	600	Total		1200	100

Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.

19

欧州：調整力の調達方法

- 調達方法の種類は以下のとおり

供給義務 (Mandatory)	• 全ての発電事業者が出力に応じて決められた同じ量の調整力を供給しなければならないため、公平 • 調整力の確保量が必要量を超過しやすいため、全体的に高コストになる • 低コストでの調整力供給のインセンティブがないためコスト削減が進まない
相対取引 (Bilateral, Over the Counter(OTC))	• 供給量、品質、価格、供給条件を系統運用者と契約する • 調整力が必要な分のみの購入が可能 • 取引情報が公開されないため、情報の透明性に欠く
入札/市場調達 (Bid, Tender/Market)	• 年1回や月1回の頻度での開催において、長期（1年間、1ヶ月間）を調達する • 透明性が高く競争も生まれるが、市場取引情報の収集コストが生じるため、一部の市場参加者による市場支配が進む

欧州：調整力の調達方法

- スペインでは、水力や火力、原子力などの発電機に対してFCRの供給を義務付けている
- 英国では供給義務や相対取引を通じてFCRに相当する周波数応答（Frequency Response）の供給を義務付け
- 調整力を調達する調整力市場や需給調整市場の取引が、電力量を調達する卸電力取引所とは別の時間に独立して行われる。これにより市場ごとの効率性が追及されている（全体最適ではない）
- 原則として、FCRとFRRは発電設備の合計容量を分割して入札可能。ただし、複数市場への入札した量が合計容量を超えないことが条件。（重複した入札は不可）

※ ただし、一部の東欧諸国において、mandatory FCRの分をFRRとして重複して入札している可能性もある。

	供給義務	相対取引	入札/市場調達
周波数制御予備力 FCR (Frequency Containment Reserves)	- 英国 - スペイン - イタリア	- 英国 - フランス	- ドイツ - 北欧（スウェーデン・デンマーク）
周波数回復予備力 FRR (Frequency Restoration Reserves)		- 英国 - フランス	- 英国 - ドイツ - スペイン - 北欧（デンマーク） - イタリア（入札義務有り）
代替予備力 RR (Replacement Reserve)		英国	- 英国 - ドイツ - フランス - スペイン - 北欧（スウェーデン・デンマーク） - イタリア（入札義務有り）

Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.

21

欧州：調整力の調達方法

- 調達価格は、容量価格（kW）と調整力量価格（kWh）とそれらの組合せの3パターン
- ドイツおよびスペインは上げ代、下げ代それぞれ別々に取引されている

	容量価格	容量価格と調整力量価格	調整力量価格
周波数制御予備力 FCR (Frequency Containment Reserves)	- 英国 - ドイツ - 北欧（デンマーク）		
周波数回復予備力 FRR (Frequency Restoration Reserves)	- スペイン - 北欧（デンマーク）	- 英国 - ドイツ	
代替予備力 RR (Replacement Reserve)	北欧（デンマーク）	- 英国 - ドイツ	スペイン

欧州：各国の調整力の調達方法（総括）

● 調整力確保の方法

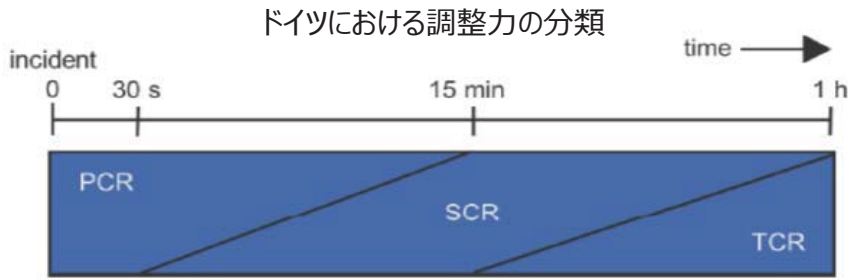
項目	英国	ドイツ
確保主体、確保義務	● 短期：小売事業者に供給力確保が義務付けられておらず、National Gridが運営する電力市場（Energy Market）にて確保 ● 長期：容量市場を伴う供給力確保を小売供給事業者に義務付け。容量市場の運用はNational Gridが設立した民間企業Electricity Settlements Companyが実施	● TSOが確保
確保の手段	● 供給義務および相対取引（FCR）と相対取引と市場（FRR,RR）の組合せ ● 容量市場は既存・新規のプラント、電力貯蔵（Storage）、使用電力削減(DSR)、2015年（2019/2020の募集）からは国外からの国際系統連系事業者が参加できる ● 4年前と1年前に公募を行う。契約年数は1年から15年で任意（ただし、実績としてはほぼ1年）	● 全て入札
エリアをまたいだ調整力確保の仕組み	● 国外からの参加も可能となる予定	
調整力の確保状況	● FCRはさらなる参加者増加のため別途市場を検討中 ● 容量市場の取引容量はLOLE 3hour/yearで決定	
調整力確保にかかる費用の回収の仕組み	● 容量価格のみ（FCR）と容量価格と調整力量価格（FRR,RR）の組合せ ● 容量市場：Pay-as-clear（入札価格を低い順番に並べて、入札累積容量が系統運用者の必要量に達したときの最も高い価格が全ての落札者に払われる方式）	● 容量価格のみ（PCR） ● 容量価格と調整力量価格（SCR, MR）

欧州：各国の調整力の調達方法（総括）

● 調整力確保の方法

項目	フランス	スペイン	イタリア	北欧
確保主体、確保義務	● RTE（TSO）	● REE（TSO）	● Terna（TSO）の調整市場（MSD） ● 電力市場	● Svenska Kraftnät（スウェーデンのTSO）とStatnett（ノルウェーのTSO）が周波数と、時偏差の調整を行うことに同意 ● 各国が確保、効率化のため市場の統合を進める
確保の手段	● 相対取引が多い ● 需給調整市場	● 無償・供給義務 ● 相対取引、先物取引 ● 前日、当日市場	● 資格がある場合は義務：MSD ● 任意：電力市場	
エリアをまたいだ調整力確保の仕組み	● 隣国からの輸入あり		● 隣国から輸入	● N-1により、隣国から供給を受ける場合はその隣国から承認を受ける
調整力の確保状況	● 2015年までは確保	● 供給義務、相対取引、市場調達	● 現在は容量超過状態である。地理的に地中海の電力ハブになっているため確保は容易	● 国別には差があるが、エリア全体として充分量確保できている
調整力確保にかかる費用の回収の仕組み		● Primaryは無償 ● 前日市場にはPrice Capあり ● 現在は再エネへの補助金で赤字	● MSDは入札（Pay-as-bid） ● 電力市場は相対契約とIPEX（Italian Power Exchange）	● 容量価格による支払い

ドイツ：調整力の種類

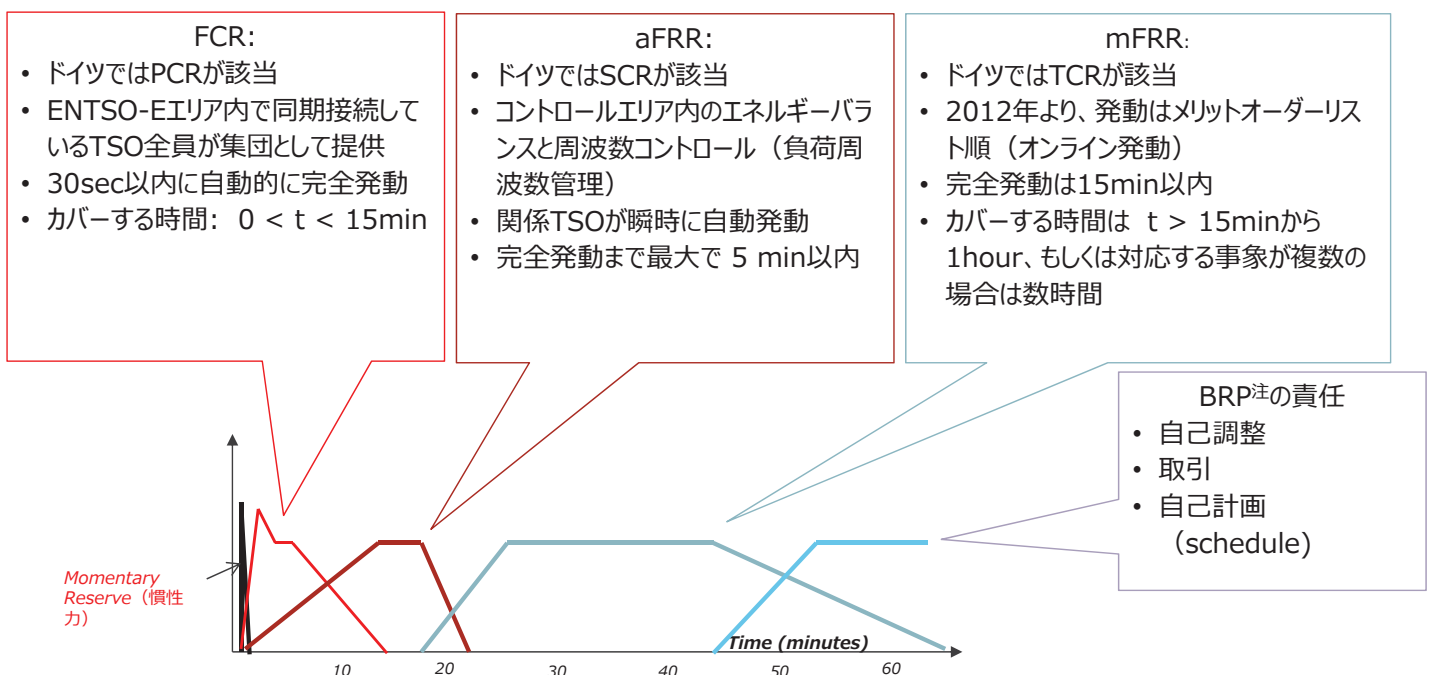


出所) 50Hertz Transmission GmbH, Description of load-frequency control concept and market for control reserves

- PCR (Primary Control Reserve)
 - ✓ 供給所要時間：30sec以内
 - ✓ 運転継続時間：0sec～15min
- SCR (Secondary Control Reserve)
 - ✓ 供給所要時間：5min以内
 - ✓ 運転継続時間：30sec～15min
- TCR (Tertiary Control Reserve)
 - ✓ 供給所要時間：15min以内（手動）
 - ✓ 運転継続時間：15min～4hour

ドイツ：調整力の算定手法

- 調整力はENTSO-Eの条件とランプやサービスの供給時間などの特別条件を組合わせている

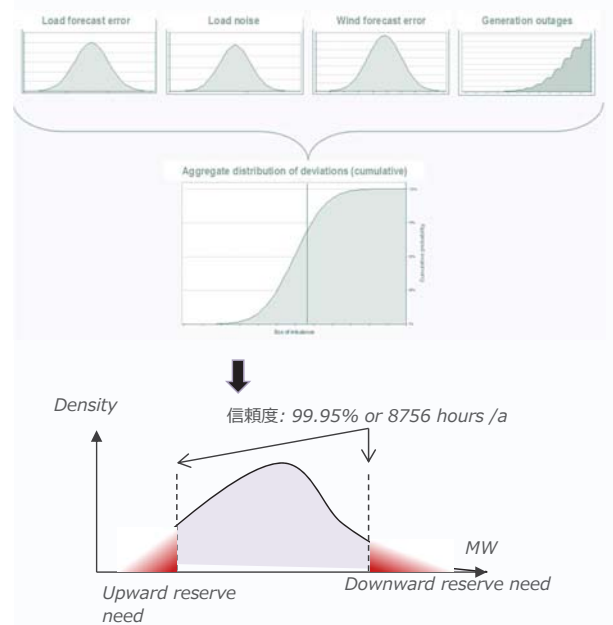


ドイツ：調整力の算定手法

● ドイツのTSOは影響要因を幅広く取り入れた確率論的手法で算定している

- ✓ 2010年よりドイツTSO 4社が共同で行っている
- ✓ 手法については、外部コンサルタントの協力を得て（2008/2010）、BNetzA(連邦ネットワーク規制庁)とTSOで合意している
- ✓ “Graf-Hubrich”手法（Aachen大学）は影響する要因それぞれの確率分布の畳み込みに基づいている。想定される要因は以下のとおり
 - 発電停止
 - H-1の需要予測エラーと需要ノイズ
 - H-1の再エネ予測エラー
 - 発電スケジュールの時間変化
 - スケジュールにあわせるために起こる時間内のランプ
 - 1時間のうちの15分の再エネノイズ
- ✓ 前提条件（ μ 、 σ 、計画停止）は確率的に設定する。継続的に監視した過去実績の平均値を採用する
- ✓ 時間による区別無し（例：ピークとオフピーク）
- ✓ 事前に想定する給電分は考慮しない（その代わり、従来型発電の停止は設置容量から計算する）

Convolution of probabilistic density functions

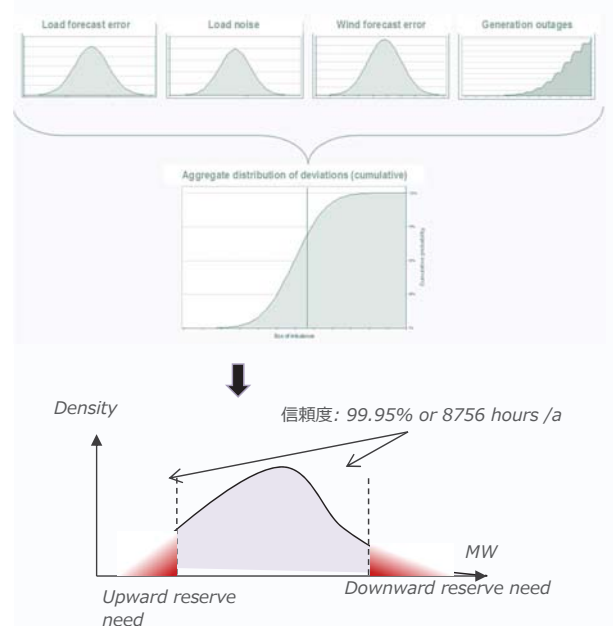


出所) DNV-GL

ドイツ：調整力の算定手法

- ✓ 予測エラーは1時間前（H-1）を使用する
 - 予測までの時間が長い（lead-time）場合は、不確実性が高く、より多くのReserveが必要となる
 - 原則として、事象から45分経過すると不均衡調整の責任はBRPに移行する。ただし、事象がリアルタイムの45分前から0分前までに起こったものはBRPの始動時間が足りないため、BRPに移行せずTSOが面倒を見る。
 - EPEX spotでのゲートクローズまでのリードタイム：30分（前は45分、国境間：60分）→リアルタイムの30分前以降、BRP（Balance Responsible Party）は卸売市場を使用しない
- ✓ ENTSO-E（最低99.9%）に比べ、より高いセキュリティレベルを実現（99.95%）
- ✓ 総合的に、予測エラーは調整力需要の約80%をしめる（Amprion情報）
- ✓ 算定方法は3ヶ月間のSCRとTCR量を算定するが、調達は毎週（SCR）と毎日（TCR）行う。ただし、特別なケースはその限りではない、（例えば、2015年3月20日の日食）

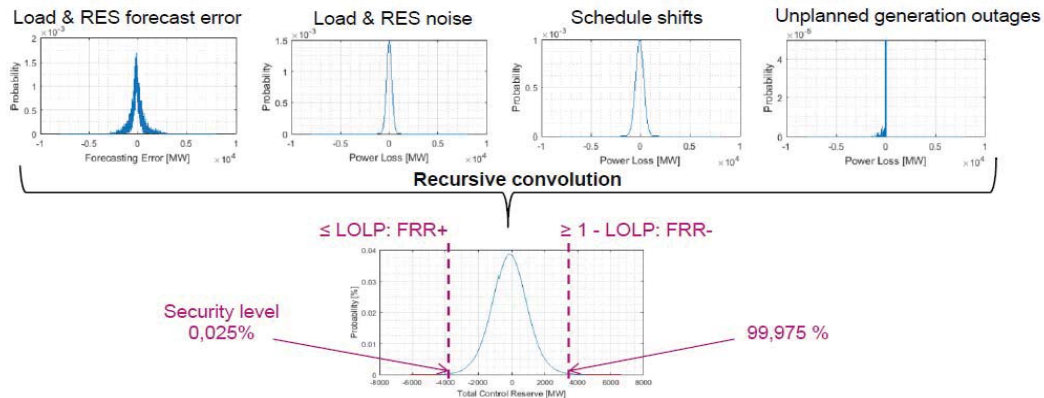
Convolution of probabilistic density functions



出所) DNV-GL

ドイツ：調整力の算定手法

- 同様の計算反復で、aFRR（SCR）とmFRR（TCR）に分割
 - ✓ 確率的手法に基づいて算出された調整力は、更にSCR（spinning）とTCR（fast-starting）に分割される
 - 分割では同様のアプローチを使用するが、2回目の計算では短期影響のみを考慮する（負荷のノイズ、再エネ発電、スケジュールのシフトと従来型発電の停止）→ SCRの必要容量を算出
 - 総量（1回目の計算）からSCR（2回目の計算）を引いたものが、TCRの必要容量となる

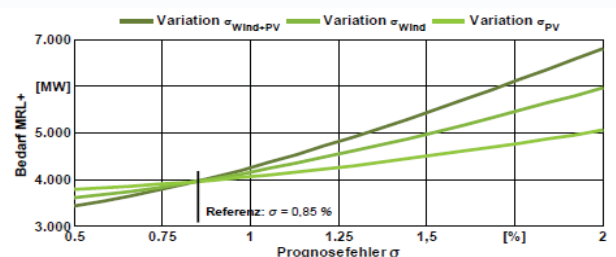


出所) Amprion

ドイツ：調整力の算定手法

- ✓ 3ヶ月単位で調整力の必要量を決定する
 - （過去1年間のデータを採用）
- ✓ 12時間ブロックでのSecondaryの調達は、毎週、必要量を調整する必要はない
- ✓ TSOは風力とPVの広域発電予測を行うため、商業予報サービス（1日前、当日）を利用する
- ✓ 再エネの1日前と、当日の更新情報は、毎日調達するTCRの必要量を決定する目的で使用する
 - 以前は再エネは市場（TSOが中央管理者（エージェント））で売買されていたため、リアルタイムでの調整力発動の必要性は制限されていた

2033年時点の予測精度の関数として、上方向Tertiary Reserveの必要量



出所) dena-Studie Systemdienstleistungen 2030.

ドイツ：調整力の算定手法

- TSOが使用している条件は公開されていないが、他の分析から確率パラメータとして使用している範囲は推測できる
- ✓ ガウス確率分布（Gaussian-distributed probability）の前提条件

再エネ予測の精度向上

スマートメーターの導入が増加しても、負荷ノイズと予測エラーの定常的な影響

	Consentec (2010)	Dena (2011)	Dena (2014)	
基準年	2010-2011	2015, 2020, 2025	2030 (現在の継続)	2030 (適応型)
負荷ノイズ	σ : 0,26% μ : 0 %	σ : 0,41% μ : 0 % ^{注1)}		
需要予測エラー	ピーク負荷の σ :2-3% μ : 0 %	σ : 1,67 %; μ : 0 % ^{注1)}		
風力予測エラー	σ : 1,8%; μ : 0,1% ^{注2)}	σ : 0,85%; μ : 0,11 % ^{注2)}	$\sigma W, m(PW)$: 1,1 -8,4 % ^{注3)} μW : 0,11 %	
PV予測エラー		σ : 0,85%; μ : 0% ^{注2)}	$\sigma W, m(PPV)$:2,2-8,4 % μPV : 0% ^{注3)}	

注1:2007年の値

注2:設置容量との相対値

注3:関連する予報との相対値

ドイツ：調整力の算定手法

- 調整力の算定手法は再エネの影響に適切に対応するため今後も見直される
- ✓ 更に適切な確率論的算出アプローチの継続的な研究(例：ドルトムント大学)

算出アプローチの適応可能性

課題	現在	今後の見直し
算出の時間断面	3ヶ月前	D-1
解像度	時間ブロック(例：Secondaryは12時間)	毎時間/15分
再エネ予測エラー	設置容量との相関	予測量との相関
従来型発電	設置容量	予定給電
需要予測エラーと負荷ノイズ	ピーク需要との相関	予測需要との相関
新規影響要因	(洋上風力)	• 1日の中の時間帯、曜日 • 特別イベント(クリスマス, 連休,...) • 特別な気象現象

ドイツ：調整力の調達方法

- TSOが入札で行うすべての市場で、参加は完全任意。特定の技術要件に従うことが条件
- 製品の仕様はENTSO-Eの仕様とほぼ同じ

	現在	今後の見直し
Primary	- 毎週入札 - 上方向/下方向調整力両方 1週間連続での提供が必須 - スイスとオランダと一部合同調達 - 提供可能性のみへの対価 - 最小：1MW - プール（合算）可能	国外のTSOとの共同調達の増加
Secondary	2010年よりドイツでは合同調達 - 毎週入札 - 上方向調整力と下方向調整力を別々に - 製品は12時間ブロックが2つ（ピーク、オフピーク）と週末（オフピーク） - 最小：5MW - プール可能 - 選択した調整力保持プロバイダの中から発動するプロバイダを後日選定 - 供給可能性と発動の対価	15分か1時間の製品 - 毎日の調達 - Secondary専用市場 - 市場を下記2つに分割 a) 調整力を保持する b) 短期エネルギー市場（発動） - 発動は入札価格での支払いではなく、限界価格へ変更
Tertiary	2010年よりドイツでは合同調達 - 毎日入札 4時間のブロック6つ、上方向と下方向を別々に - 最小：5MW - プール可能 - 供給可能性と発動の対価 - 共通メリットオーダー表から電子的/自動発動（以前は電話連絡） - 選択した調整力保持プロバイダの中から発動するプロバイダを後日選定	15分か1時間の製品 - 入札価格での支払い

Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.

33

ドイツ：調整力の調達方法

- 調整力市場のタイムテーブル

調整力市場	Primary	- 入札規模の発表：入札対象週の前週金曜日12：00 - 次週分の入札は毎火曜日 -入札開始：15：00 -結果発表（MW契約）：16：00 - 提供可能契約の開始 -W+1、月曜00：00
	Secondary	- 入札規模の発表：入札対象週の前週金曜日12：00 - 次週分の入札は毎水曜日 -入札開始：15：00 -結果発表（MW契約）：16：00 - 提供可能契約の開始：w+1、プロバイダの契約製品種別により -月曜00：00 -月曜12：00
	Tertiary	- 入札規模の発表：少なくとも入札開始2時間前 - 次の日を対象に毎日（D-1） -入札開始：10：00 -結果発表（MW契約）：11：00 - 提供可能契約の開始：D+1、プロバイダの契約製品/時間の種別により

Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.

34

ドイツ：調整力の調達方法

● 卸電力市場のタイムテーブル

卸電力市場 (EPEX Spot)	次の日ドイツへの供給分 の前日市場	- 入札の締切り、D-1で毎日12:00（入札開始45日前） - 結果：D-1の12:55から13:50
	ドイツへの供給分の当日 市場	- 入札の締切り、D-1で毎日15:00（入札開始45日前） - 結果：D-1の15:10 - 範囲：00:00から始まる15分契約枠96回分
	ドイツへの供給分連続取 引	- 時間契約 -D-1の15:00以降取引可能 -Dの0:00以降の供給 -ゲートクローズ供給開始の30分前（x:30を（x+1）:00に供給） 15分契約 -Dの16:00以降取引可能 -Dの0:00からの96枠の中の毎15分に供給 -ゲートクローズは供給の30分前
需給計画	1日前	- コントロールエリア間もしくは同一コントロールエリア内 -ゲートクローズ：D-1 14:30（Dの各時間対象 -TSOにより異常の報告があった場合Dの15:30迄に修正
	当日/連続	- コントロールエリア間もしくは同一コントロールエリア内 -リードタイム毎15分の最低15分前（発電停止を含む）
	Expost	同一コントロールエリア内の取引はD+1の16:00迄変更可能

ドイツ：調整力の調達方法

● 近年、調整力市場への参加者数は増加したものの、市場価格は下落

- ✓ 近年、調整力市場は追加的収益につながる可能性を求め、多くの新規プロバイダが参入した（制御可能な再エネ、小規模 CHP、仮想発電所（VPP））
 - プロバイダはそのポートフォリオ内、アグリゲート内でどれを発動するかを自由裁量
 - 新技術の導入（例：蓄電池、小規模CHP、風力）
 - 蓄電池には特別の技術要件有り
- ✓ 当初、新規プロバイダは比較的技術要件（時間制約、発動時間とランプ、最小規模）の少ないTCR市場に参入した。それ以降、PCR やSCR市場へ参加を始めた（例：蓄電池）
- ✓ もっとも：市場価格は下落しており、TSO間の協力、別枠でのDRの導入により更なる下落の可能性がある

ドイツ：調整力の調達方法

- 2010年以来、ドイツのTSOは調整力の調達と運用で協力してきた

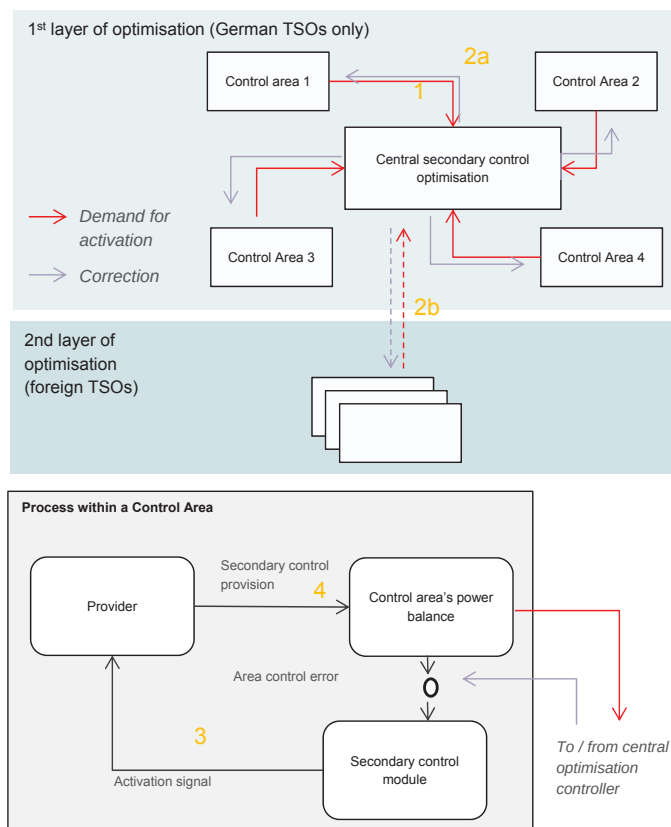
モジュール 1: SCR発動における 相殺を予防	モジュール 2: 調整力量の共同算定	モジュール 3: SCRの共同調達	モジュール 4: コスト最適化した 調整力の発動
●コントロールエリア内のTSO全社の不均衡を15分毎で集約しSCRの発動の相殺を避ける（GCC、グリッド管理協力（後述）） → SCRの発動回数を減らす ●国外への適用拡大 ●コントロールエリア内に共通して保持している予備力を使用するためのGCCの活用	●統一の算定方法 →個々の算定の合計より、合算のほうが少ない	●共同調達：統一した調達ルールに従う ●共通のメルिटオーダーリスト a) 保持している調整力 b) リアルタイムでの発動可能性 ●同じコントロールエリア内のTSOへの接続のみ、発動は他のTSOの発動分もカバー ●TSOはメルिटオーダーリストを完全共有し、状況に応じて発電事業者の状況も共有する	●共通のメルिटオーダーリスト a) SCR b) TCR ●発動は経済性を優先し、発電所の立地にかかわらず集中管理 ●コントロールエリア内全域での調整力発動の経済的最適化

ドイツ：調整力の調達方法

- BNetzA（連邦ネットワーク規制庁）と協力すれば、TSOは、すべてのTSOの必要量の一部として、担当コントロールエリア内の最低調整力量を決める権利を基本的には持っている
 - ✓ コスト効率の良い共同購入はこのローカルの最小調整力の調達を達成することが前提条件となるため、調達コストの上昇につながる可能性
 - ✓ 共同調達にも関わらず、部分的、ローカルな調達を残すことに相当する（モジュール3と4）
- 旧東ドイツのTSOである50Hertz社にはBNetzAから、下方向のSCR（もしくはその代替としてのTCR）を別途最大425MWをローカル調達する特別許可があたえられた
 - ✓ 隣接するTSOであるTennet社との連系線が不十分であるための暫定的な許可と考えられていた
 - ✓ その許可は2013年中旬に失効している
- 現在、モジュール3と4は完全導入していて、ローカルでの調整力調達は適用されていない

ドイツ：調整力の調達方法

- Grid Control Cooperation (GCC)
 - ✓ ドイツ全体を1つの仮想コントロールエリアとする
 - ✓ TSOのSCR管理者は全て「SCR最適化ソフト」で連携
 - ✓ 参加しているコントロールエリア内でSCRが必要な場合、オンラインでコーディネートしている最適化モジュールに報告
 - ✓ 最適化モジュール
 - 不均衡を統合し修正数値を算出、各コントロールエリアの不均衡を是正する
 - GCCのコントロールエリアでの調整力の最適利用を算出
 - ✓ それに基づき、SCR管理者のインプット値を変更
 - 各コントロールエリアの、SCR管理者は、必要とされる範囲で、Meritオーダー表の順にそのエリア内の調整力のプロバイダに指令する
 - TSOの残存/修正済み不均衡をカバーする
 - 他のTSOの残存不均衡を調整する
 - ✓ 修正発動はオンラインで秒単位で計算
 - ✓ 先にドイツ内TSO全体の不均衡を総計し、更に必要な（残存不均衡がある）場合は国外のTSOとの総計をする
 - ✓ 送電容量の制限がある場合（ネットワーク混雑）、SCRの最適化、そしてコントロールエリア内の調整力の送電は、方向によって、リアルタイムでコーディネートし調整・制限する→Meritオーダーリストからの乖離



出所) www.regelleistung.net よりDNV-GL作成

Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.

39

ドイツ：調整力の調達方法

- 現在、システムのサービスとして、TSOは1,500MWを需要側の“flexibility”を入札で調達している
- ✓ 考慮する負荷
 - 高電圧、超高電圧グリッドに接続している大量消費ユニット
- ✓ 2種類のサービスを提供
 - 瞬間停止可能負荷（SOL）
 - ・ 事前に設定したグリッド周波数よりも下がった場合、送電システムオペレータが遠隔で遅延することなく管理し、秒速で自動的に周波数調整を行う（瞬時停止負荷）
 - 急速停止可能負荷（SNL）
 - ・ 送電システムオペレータが15分以内に遠隔操作でおこなう
- ✓ 入札量：SOLとSNL、それぞれ1500MW
- ✓ 応札量：最低入札量（最低ロット）＝50MW、最高入札量＝200MW
- ✓ 応札オプション：
 - 1日数回、時間は上限1日1時間で変動、最低でも週に4回、どの時間でも最低15分間
 - どの時間でも、最低4時間連続、7日に1度
 - どの時間でも、最低8時間連続、14日に1度

Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.

40

33

ドイツ：調整力の調達方法

- 応答時間が短い調整力ほど価格が高い
- 供給実績価格は上げ方向と下げ方向でそれぞれ決定されており、上げ方向の価格の方が下げ方向の価格よりもはるかに高い

ドイツにおける2012年のアンシラリー料金

	PCR (30秒以内)	SCR (5分以内)			TCR (15分以内)		
価格	容量価格 [€/MW/h]	容量価格 [€/MW/h]	供給実績価格 [€/MWh]		容量価格 [€/MW/h]	供給実績価格 [€/MWh]	
	16	8	上げ方向 130.53	下げ方向 14.54	2	上げ方向 130.53	下げ方向 14.54
取引量	平均入札 容量[MW]	平均入札 容量[MW]	年間総取引 電力量[GWh]		平均入札 容量[MW]	年間総取引 電力量[GWh]	
	580程度	2,100程度	2,400		2,150程度	594	

(参考) ドイツにおける2012年の卸売電力価格は56.08€/MWh程度

出所) Bundesnetzagentur「Monitoringreport 2013」
50Hertz Transmission GmbH「Description of load-frequency
control concept and market for control reserves」より三菱総合研究所作成

ドイツ：調整力の調達方法

- 調整力の調達実績は下記の通り

Reserve capacity tendered by TSOs in 2012 and 2013 (MW)

		Primary control reserve		Secondary control reserve				Minute reserve			
				Positive		Negative		Positive		Negative	
		2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013
Reserve capacity tendered (MW)	from	567	551	2,081	2,073	2,114	2,018	1,552	2,406	2,158	2,413
	to	567	551	2,109	2,473	2,149	2,418	2,426	2,947	2,491	3,220

Source: www.regelleistung.net

出所) Monitoring report 2014, BNetzA

英国：調整力の種類

英国（national grid）における調整力の分類

national grid	10sec	2min	240min	Response Time
	20sec	15min	2h	Minimum Duration
	100MW	50MW	3MW	Minimum Power
	Frequency Response	Fast Reserve	STOR	Product

出所) Alpiq AG Flexible grid management solution in UK and CHJ(2014)より三菱総合研究所作成

<Response>

- Frequency Response
 - ✓ 供給所要時間：10秒以内
 - ✓ 運転継続時間：20秒以上

<Reserve>

- Fast Reserve
 - ✓ 供給所要時間：2分以内
 - ✓ 運転継続時間：15分以上
- STOR (Short Term Operating Reserve)
 - ✓ 供給所要時間：240分以内
 - ✓ 運転継続時間：2時間以上

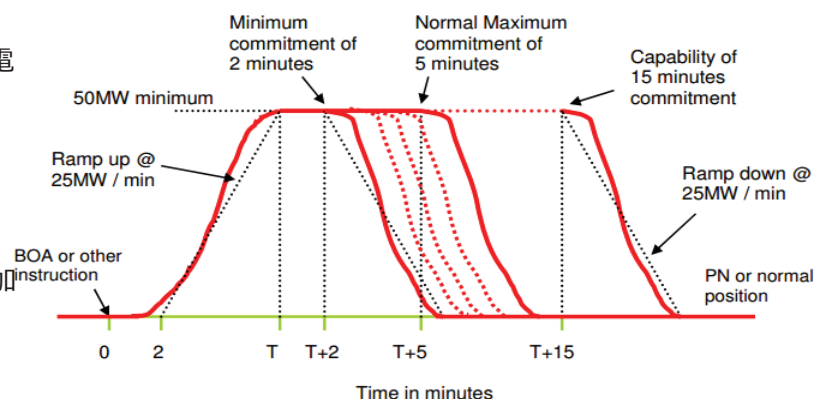
(注) Frequency Responseには、Mandatory（供給義務）と Firm（相対契約）があるが、Firmに関する情報が少なかったため、ここではMandatoryに関してのみ記載する。

英国：調整力の種類

● Fast Reserve

- ✓ 調整力の中で最短の反応
- ✓ 毎月の入札で調達 - デマンドレスポンスと発電
- ✓ 2分以内に25MW以上でスタート
- ✓ 最低量50MW
- ✓ 15分間持続できることが条件
- ✓ 事前に協議した期間に対して供給する合意
- ✓ バランシングメカニズム（BM）の参加者、非参加者双方が提供できる

典型的な Fast Reserveのプロファイル



出所) Fast Reserve Service Description 2013, National Grid Electricity Transmission, April 2013

● Start-up

- ✓ National Gridがバランシングメカニズムでは利用することができない電源にアクセスする機会を提供
- ✓ National Gridと発電事業者の相対契約で、National Gridは発電待機を要請することができる
- ✓ 2つの構成要素
 - BM スタートアップ - 発電がBMの時間帯(89分)で同期する体制の準備をする
 - Hotスタンバイ - BMの時間帯で同期するためユニットを待機状態に保つ
- ✓ 発電事業者は、合意した体制を合意した期間保つことが必要
- ✓ 調整力を確保するため予測需要を超えるための量を、1日前の時間断面で使用する

英国：調整力の種類

- Short-term Operating Reserve (STOR) : National Gridに同期していない調整力を調達する
 - ✓ Reserve容量は年3回の入札で調達する
 - 契約期間は様々 – STORを1シーズンか複数シーズン、最大2会計年度まで
 - 最低3MW
 - ✓ STOR内でも様々なサービスの種類
 - Committed Service
 - Premium Flexible Service
 - Flexible Service
 - ✓ 応札には提供する容量の技術的なパラメータとその使用料金を入れる
 - National Gridはそれらの技術的、経済的、場所的要件を考慮し落札者を決定する
 - ✓ STOR提供事業者はSTORの契約でNational Gridが指示をしない限り、市場に参加することはできない
 - ✓ 落札プロバイダは毎週STOR枠に対する利用可能容量を宣言しなければならない
 - プロバイダは枠の部分ではなく全体に宣言する必要がある
 - ✓ 必要となった場合、National GridはSTOR契約で設定したパラメータと価格に従いSTORの指令を行う
 - ✓ 支払い：
 - 使用可能性の対価（£/MWh） – 時間枠に対してプロバイダが契約容量を利用可能にした場合
 - 使用の対価（£/MWh） – National GridがSTORを指令した場合のエネルギー供給量に対して払う。これにはランプ上げとランプ下げの期間も含まれる

英国：調整力の種類

- STOR Runway : STORにDSR (Demand Side Response) の参加を促すための新サービス
 - ✓ STORポートフォリオを開発しづらいDSRがその難しさを克服するために設計したサービス
 - DSRの参加者は義務となる容量を確保していなくても、STORを包括して入札できる
 - STORのパラメータと価格が合意してから、プロバイダは必要な容量を契約すればよい
 - ✓ STOR Runwayは開発中で、現在は試験的な運用を行っている
 - ✓ このサービスは新規のSTORプロバイダのみに適用
 - STOR市場にDSプロバイダの増加を促進するため
 - ✓ 入札の結果は通常のSTORの一部として取り扱う
 - 最低入札3MW
 - 他のSTORプロバイダと経済的に見合う場合のみ受け入れ
 - ✓ National Gridは STOR Runwayを100~200MW契約する

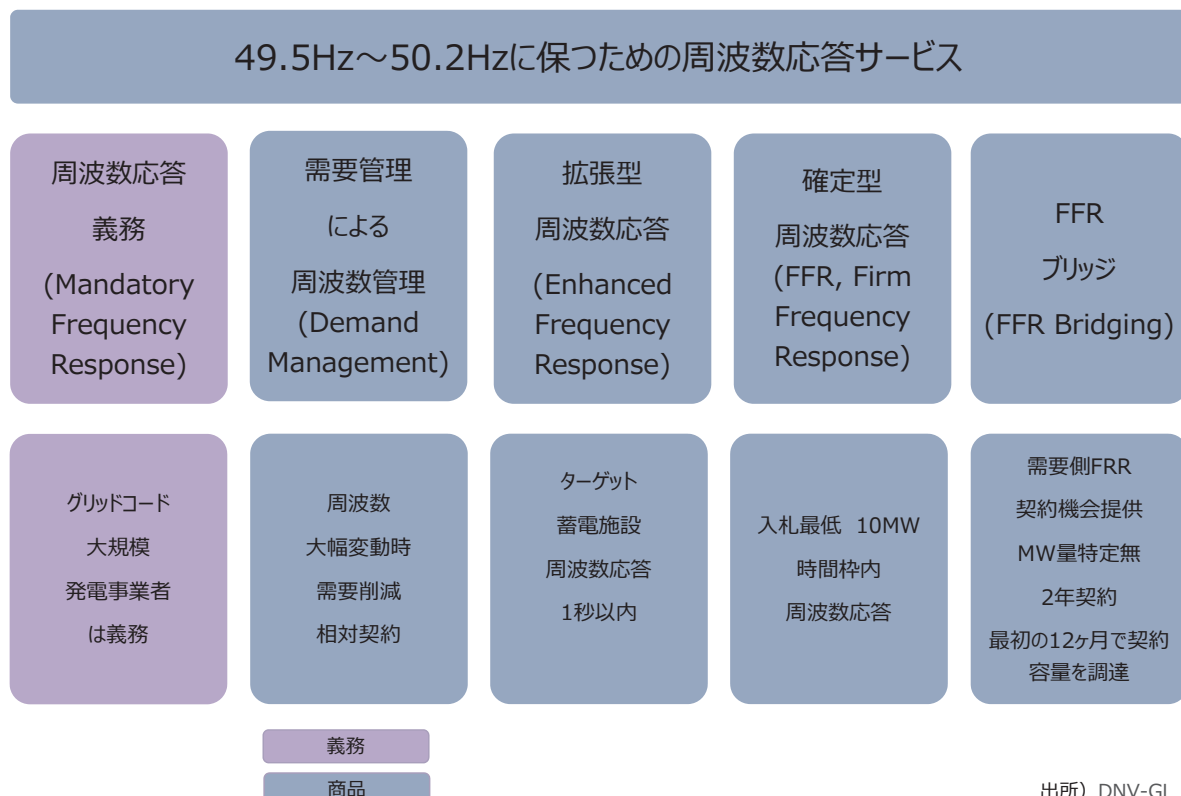
英国：調整力の種類

- 新規の容量市場が開始するまでの調整力を充分確保するための暫定的サービスとして、DSBR、SBRがある。

需要側調整力 (DSBR, Demand-side balancing reserve)	補完的調整力 (SBR, Supplemental balancing reserve)
・ 冬のピーク期間に負荷を減らすことのできる大規模需要家とのサービス契約 ・ 発電量が充分ではない特殊な状況の時のみ発動	・ 容量契約がないため、閉鎖または休眠している発電所とのサービス契約 ・ 現在、市場の状況が悪いため、かなりの容量が閉鎖しているが、2018年まで、マージンは逼迫している。そのため、National Gridは競争入札で容量契約をしている ・ 契約した容量は当該期間中は市場には参加できない ・ National Gridが管理している容量は、他のすべての市場手段を使い果たした時に発動される（調整力としての最終手段） ・ 容量を使用する可能性と、使用した対価の両方を支払う

英国：調整力の種類

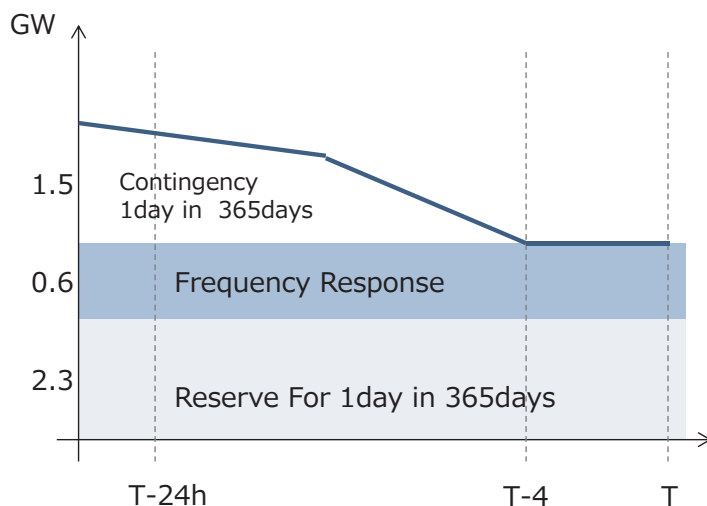
- 周波数応答（Frequency Response）サービス



英国：調整力の算定手法

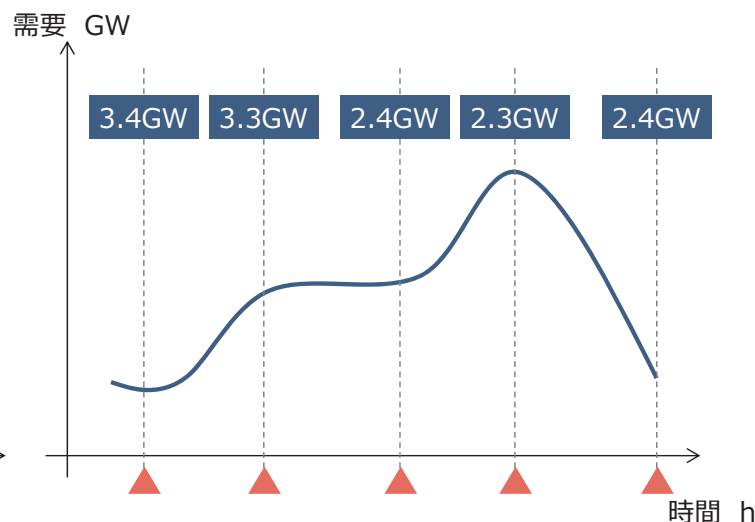
- National Gridの用語例では、Frequency Response、Regulation Reserve（Fast Reserve）、STOR等を総称してOperating Reserve（運用予備力）と呼び、当日の最終的な運用予備力は実需給4時間前にセットされる。
- 運用予備力の内、Frequency Response分を除く部分の必要量はRegulation Reserve、STORを区別することなく、合計量として、いわゆる“1 in 365”基準によって算定している。
- ただし、必要量を推計するうえで重要なポイントはある特定の断面で起こり、統計モデルでは計算できない。そのため、過去実績をもとに運用予備力の必要量を各断面（季節別、平日休日等）でそれぞれ定めており、市場の状況を鑑みながらNational Gridが調達を行っている。
- 調達量は市場価格に影響を与えるものであるため、非公開であり、小売電気事業者等からは把握できない。

各時間断面の運用予備力必要量の変化（冬期の例）



Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.

ある評価断面における運用予備力必要量（冬期の例）



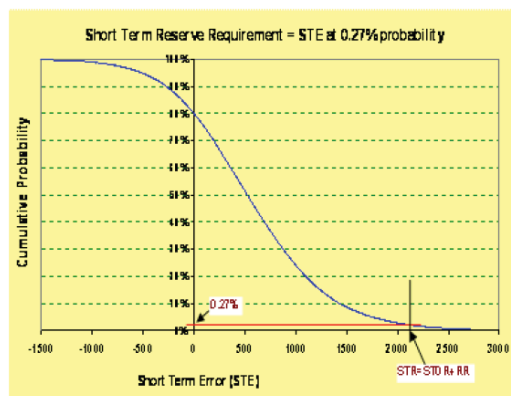
49

出所) National Gridへの訪問調査時の説明に基づき三菱総合研究所作成

英国：調整力の算定手法

<“1 in 365”基準について>

- “1 in 365”基準は運用予備力を実需給4時間前に算定するための基準であり、長期断面の信頼度評価基準であるLOLE3時間基準とは異なる。
- National Grid の運用予備力は過去の統計データにもとづき需要予測誤差(DFE: demand forecast error)、風力発電予測誤差(WFE: wind generation forecast error)、発電エラー(URE: Upward Reserve Error)から統計分析によって推計される30分コマ毎の短期誤差(STE: Short Term Error)に基づいて設定される。
※URE、DFE、WFEは実需給の24時間前、18時間前、12時間前、6時間前のタイミングでアップデートされ、最終的に4時間前に運用計画が確定する。
- National GridはSTEが365日に1日（約0.27%）を基準として運用予備力の量を定める。（換言すれば統計的な誤差分布の約99.73%をカバーする運用予備力を確保）



出所) “Supporting Document for the Network Code on Load-Frequency Control and Reserves”, 2013年6月23日, ENTSO-E

英国：調整力の算定手法

Operating Reserve = Regulating Reserve (Fast Reserve) 注 + Frequency Response + STOR

“Contingency” = Contingency Reserve

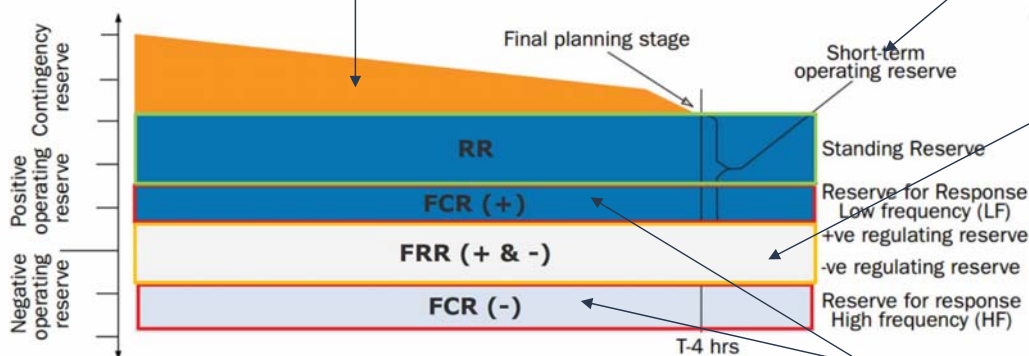
- この容量は停止状態のユニットから構成されている
- これらのユニットは発電体制が整うまで、最低でも4時間かかる
- ある1日の運用予備力の必要量はリアルタイムの4時間前まで定常的に減る
- これにより、Contingency ReserveをOperating Reserve (=FCR/FRR/RR)に変換するための時間が確保される

STOR

- Standing Reserveとして参加するのは小規模ディーゼルエンジン、オープンサイクルガスタービンである。周波数応答に対応する参加者が解列の指示を受けてから20分以内に発電開始しグリッドに接続することを条件に支払いを受ける。

Regulating reserve:

- 負荷追従（Load following）と周波数制御のためのReserve
- 時間枠内と時間枠間の需要変動（需要動向）、発電計画からの乖離、時間毎の予測からの乖離に対応する目的のみに確保されている発電容量。



Frequency Response (Reserve for Response)

- 内訳として①Primary response、②Secondary response、③High frequency response

出所) DNV GL

注) “Regulating Reserve” とNational Gridが市場参加から購入するサービス名称である“Fast Reserve”は厳密には対応しない。

Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.

51

英国：調整力の調達方法

- National Gridは広範囲の調整力やアンシラリーサービスをシステムのセキュリティと堅固なシステムを保つために使用し、システム管理を行っている

システムのセキュリティ

- 製品はすべての時間での需要を満たすために十分な容量を確保する
- 調整力

システム整合性

- 電力供給の品質を保証する製品
- いくつかは、Grid Codeの必要要件としての義務
- 周波数応答サービス
- 高速な周波数応答サービス
- 無効電力サービス

- ✓ すべての調整力、アンシラリーサービスは、可能である限り競争のある市場から調達する
- ✓ システムを調整する仕事はできる限り市場が行うことが好ましい
- ✓ 外国からの容量に対して特定の調整力容量を除外することはない

英国：調整力の調達方法

- 調整力は、バランシングメカニズム（Balancing Mechanism、BM）と並行して、相対取引市場を補完するように設計、調達を行う。

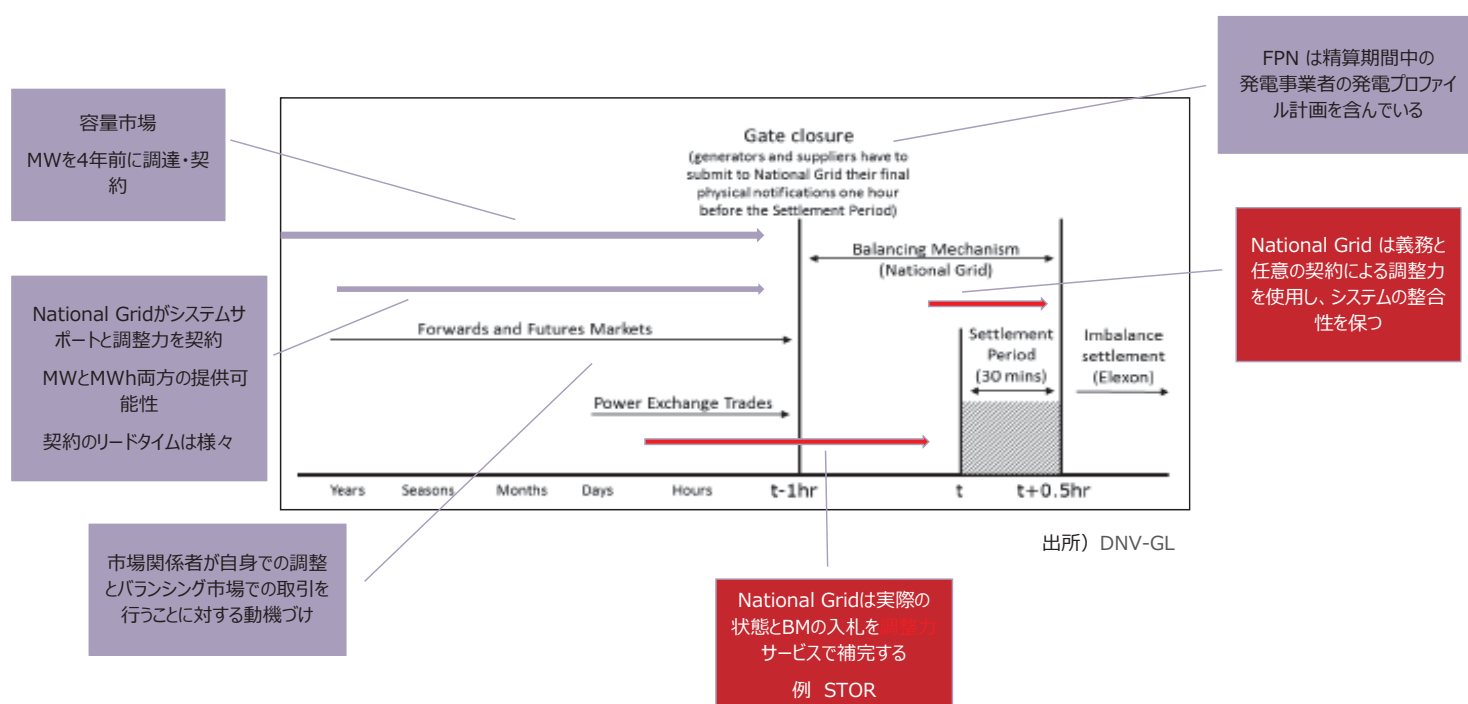
1. 関係者はすべて（供給・発電双方）直接BMに参加するか、BMに参加している団体に所属する必要がある
2. 供給と需要の通知は**ゲートクローズ**まで（実需給の**1時間前**）
3. National Gridはこの通知と最終現物通知（final physical notification, FPN）^注との間の差分の可能性についての統計分析を、参照しながらシステムを調整する

※我が国における計画値同時同量制度の下での需給計画に相当。

1. **ゲートクローズの前**に、National Gridは系統バランスを補助する目的で相対的取引をすることがある（例：補助的な発電を購入）
2. **ゲートクローズ後**、National GridはBM内からの入札や提案を受け付け、需要と供給を調整し、システムのバランスを保つようにする
3. これらをより効率的に行うため、National Gridは更に様々なアンシラリーサービスも契約する
4. National Gridがその時々保持する調整力量は、価格に大きく影響し、相対契約や調整市場での競争に影響を及ぼすため公開されていない

英国：調整力の調達方法

- 調整力はエネルギー市場の延長であり、補完する機能を持つ



英国：調整力の調達方法

- 英国では、Frequency Response（周波数応答）は発電事業者の供給義務もしくは相対契約となっているため、ドイツと比べてやや低い金額になっている
- 英国では、ドイツに比べて実績値に応じた価格が高い

英国（national grid）における2014年度のアンシラリー料金

	Frequency Response （10秒以内） （供給義務の場合）	Fast Reserve（2分以内）		STOR（4時間以内）	
価格	容量価格 [£/MW/h]	容量価格 [£/MW/h]	供給実績価格 [£/MWh]	容量価格 [£/MW/h]	供給実績価格 [£/MWh]
	2.5程度	3-4程度	140程度	3.26	171
取引量	平均入札容量[MW]	平均入札 容量[MW]	年間総取引電力量 [GWh/年]	平均入札 容量[MW]	年間総取引電力量 [GWh/年]
	300程度	334	1,592	3,500程度	300程度

（参考）英国における2014年の卸売電力価格は40 £/MWh程度

（注）Frequency Responseの相対契約の場合は、Market Reportには価格に関する記載が無かった。

出所）National GridのMarket Reportより三菱総合研究所作成

フランス：調整力の考え方

- 周波数調整はENTSO-EのOperation Handbookに準ずる
- システムのサービスは、自動周波数管理と自動電圧管理からなる
- 性能審査があり、Frequency Containment、Automatic Frequency Restoration、それぞれ単独もしくは両方のタイプに振り分けられる

種類	概要	所定出力に達する までの所要時間	所定出力の 運転継続時間
réglage primaire de fréquence	±20mHzで自動発動。突発時（3000MWの変化）は±200mHz間での偏差を許容するがreserveを100%発動する。発電ロス（レベル1は600MW、レベル2は1000MW）発生時は±800mHz	≤15secから≤30sec	
réglage secondaire fréquence	Synchronousエリアの周波数とフランスエリア・ブロックの需要と供給を調整。Primaryコントロールと並行する。国境をまたぐ交換の場合、周波数の変化率は10分後にピークとなる	100secから200sec	≤15min
réglage tertiaire fréquence	Primary, Secondaryでも対応できない場合に発動。ゆっくりとした需給バランスの変化に対応。電話による指示など、手動	契約 ≤15min (1000MW) その他 ≤30min (500MW)	
Primary Voltage	自動制御施設が必要。発電者は必須		
Secondary Voltage	電圧をゾーンで管理		

出所）RTE, "System Service Rules"
ENTSO-E, "Continental Europe Operation Handbook Policy 1"

フランス：調整力の考え方

＜フランスにおける需給の状況＞

- 容量マージンと不足量指標をRTEが報告している。2015年までの安定供給を予想している
- 隣国、特にスペインとの国際連系線容量が限定されていて、安定供給を脅かしている
- 2020年の再エネシェア目標は23%であるが、2013年に19%になったものの、不況とインセンティブの減額が響き、風力・太陽光の伸びが鈍化している
- 家庭電気使用量が増えているため、需要が気温変化に敏感に反応するようになった
- BESS(battery energy storage system)による周波数調整実験を始めた

＜市場＞

- TSOであるRTS は、90%以上のシェアを持つ発電者EDFの完全子会社である。政府介入で原子力発電所を別会社に売却するなどをしているが、市場は固定化され新規参入が滞っている
- OTC取引が大半を占めている（2012年で87%）
- Balancing Mechanism（調整市場）。資格審査（テスト）を受けた発電・需要が参加可能
- 前日市場については北欧、英国、中央西ヨーロッパとのcoupling済み。続けてスペイン・ポルトガルとも行う
- ドイツの自然変動エネルギー発電がフランスの電力卸価格に影響している
- 容量市場は2016年から導入され、Demand side Responseも取り入れることが承認された
- 市場の流動化が必要でSpot MarketのCouplingを進める

出所) European Commission, "EU Energy Markets in 2014",

Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.

57

スペイン：調整力の考え方

- スペインの調整力の分類は下記の通り。

種類	概要	所定出力に達するまでの所要時間	所定出力の運転継続時間
Primary Regulation Reserve	● 周波数変動に対応するスピード制御をもつ発電ユニット。義務、REEによる無償供給義務。	<30sec	<15min
Secondary Regulation Reserve	● システム周波数と電圧偏差に対応する階層的自動周波数制御。フランス・スペイン間の電力交換時に対応。	≤15sec	<15min
Tertiary Regulation Reserve	● 手動でその前の対応に続けて発動	<15min	<2hr
Slow Reserve	● 接続している火力ユニットの運転予備力	30min	4-5hr

出所) Terna, Code for transmission, dispatching, development and security of the Grid ,
Ignacio de la Fuente, RED ELECTRICA DE ESPANA, "Ancillary Services in Spain: dealing with High Penetration of RES"

Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.

58

スペイン：調整力の考え方

＜スペインにおける需給の状況＞

- スペインは不景気以降電力需要は落ちたままで、2017年までは供給量にゆとりがある
- 自然変動エネルギー発電は今のところPrimary、Secondaryなど調整力の発動を起こしていない。風の予想精度はよくなっているが、将来的には周波数を下げる対応が必要（例えば、自然変動性電源の出力抑制など）
- European Councilは各国が発電量の10%を系統連系で確保することを目標としているが、2014年スペインでの系統連系容量は4%である
- スペインの電気事業者の利益はマイナスで、2001年から赤字の積算がある。再生可能エネルギー発電への補助金はその大きな部分を占める

＜市場＞

- 2015年中旬にはエネルギー市場改革を行い、赤字削減を図る。柔軟性のある従来型発電設備を経済効果を明らかにして促進する（オープンサイクルガスタービン、貯蔵ユニット増加促進）
- マイナス容量に対する支払い（調整市場・エネルギー市場）を検討
- TSO間の調整力融通も行う予定

出所) IEA, "Energy Policies of IEA Countries – Spain"
 "Spanish energy Regulator's National Report to the European Commission 2014"

Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.

59

イタリア：調整力の考え方

＜調整力確保＞

- 調整力の必要量はTSOが計算、調達調整市場（MSD）でリアルタイム調達
- 調整力は資格を持つ特定ユニットからのみ
 - ✓ Primaryは発電のみ：> 10MVAは義務、スピード制御0-100%を<50sec
 - ✓ SecondaryはTertiaryに参加できるユニット
 - ✓ Tertiaryは発動条件を満たすことができるユニット
- MSDでは容量に対する追加的支払いは無く、入札価格で支払う。火力起動ユニットに対しては定額支払い
- MSD以外ではマージンに対する支払いは無い ⇒ 重大イベント別、容量の支払いなし（追加的支払い）
- イタリアでは電力が余っている状態で、コストがカバーできない業者が縮小する可能性もあり、長期的に電力安定供給の確保が課題となる

＜容量市場＞

- 2015年末から実施予定

イタリア：調整力の考え方

<調整力確保の運用状況>

- 系統運用者はWebsiteに年に一度、Primary Secondary Tertiary Reserveの容量を調達するため、危険日を発表する。資格者は毎月一日その危険日に対して入札を行う
- 系統運用者は、電力市場と調整市場（MSD）の運営のためForward Energy Account（事前エネルギー取引口座）を持つ仮想を含む発電者、消費者を市場運営者に通知する
- 系統運用者は規制に従い市場運営者に前日市場の以下の情報を提供する
 - ✓ 地理的ゾーンと時間毎の電力需要
 - ✓ ゾーン間で送電可能な限界量
 - ✓ 海外の仮想ゾーンから送電可能な限界量
 - ✓ 限定発電ハブからの転送できる最大量
- 電力需要は予測アルゴリズムがあり、以下のようなものを含む：
 - ✓ 最終調整された需要過去データ、Gridの総ロス
 - ✓ 気象予測
 - ✓ 人気の高いお祭りなど、電力消費につながる社会経済イベント
- 需要と供給の不均衡が起きるとPrimary Frequency regulationとSecondary frequency/power regulationにより系統運用者側で自動的に回復する。Secondary Reserveに入札した業者はその半分を自動的に供給する
- 系統運用者側はリアルタイムでSecondary reserveを全部供給する指示を出せる
- それでも足りない場合は、事前（計画）市場では入札できなかった業者から調達することができる

イタリア：調整力の考え方

- イタリアの調整力は、平常時に周波数を調整するための調整力と、事故の発生や電力需要の急増といった偶発事象発生時に周波数を回復するための調整力の分類がある
- 電圧制御や負荷遮断も調整力の概念に取り入れている
- 地理的に地中海の電力ハブである。近隣諸国の価格が低いので輸出できず、輸入超過状態である

種類	概要	所定出力に達するまでの所要時間	所定出力の運転継続時間
Primary Reserve (FCR)	● 周波数偏差で自動発動。各発電業者（UP）（自然変動電源などを除く）は最大出力の1.5%（島では10%）を供給する義務がある。	≤3sec	
Secondary Reserve (FRR)	● Tertiary Reserveと同じ条件を満たす場合資格を持つ。自動発動。ENTSO-EのPolicy 1にしたがって量を決定	≤15分	
Tertiary Reserve (Spinning)	● 手動。Secondary Reserveのスタンバイ量を回復するため。需要の急激な変化に対応するENTSO-Eの基準に準じる。≥10MW、50MW/min	≤15分に100%	
Tertiary Reserve (Replacement)	● 手動。Spinning Reserveの回復するため。需要の急激な変化に対応するENTSO-Eの基準に準じる。≥10MW	≤120分に100%	無期限
Balancing	● リアルタイムでグリッドの問題解決、Secondary Reserveのマージンを正常に戻す。Tertiary Reserveを使うかMSD市場でリアルタイム調達。≥3MW	≤15分	
Congestion	● N-1,N-2の場合に対応する。≥10MW	≤15分	
Interruptible Load	● MSDで十分な容量が確保できない場合に発動、負荷を休止させる	≤200msec	
その他	● Reactive Power, Load Rejection, Intertripping		

北欧：調整力の考え方

<供給側設備・送配電設備>

- 調整力の高い水力発電が多い。自然変動発電の地理的偏り
- 近隣のバルト地方、ロシアから輸入ができる。
- 近隣の容量メカニズムの設計の良し悪しで影響を受ける。輸出をするよりも容量メカニズムのほうが利益が出る場合など
- 前日市場の取引価格が高い場合、消費者の電力消費が取引予定量よりも少なくなる（使うのを控える）ため、予備電力が発生する。また、インバランス精算（上下方向の価格差）により、消費者は必要量よりも大目に供給力を確保して支払い額を抑える努力をする。

<信頼度基準>

- 現在は、北欧全体でも、各国でも信頼度基準は定義されていない

<今後の検討>

- step1 モデル分析の結果としては、北欧では2030年まで極端な容量不足は起きないという予想である。負荷ピーク時は電力輸入で対応可能。北欧は水力発電の割合が高く、電力バックアップや容量の柔軟性については問題が無い
- step2 市場による取引については、ほかの国の容量メカニズムへの参加ができない場合は障害となる可能性があり、近隣国の容量メカニズムへの越境参加を促進する対策が必要。電気代が比較的低額安定であるため、需要側は市場参加してこなかった、そのため将来の需要側参加は未知数である
- 需要削減とピーク時に柔軟性の高い容量への投資に対するインセンティブを強化する
- 15年後までの予測では容量不足は無いが、コストを抑えるためにはインセンティブは効果的

北欧：調整力の考え方

- 北欧は調整力の高い水力発電が多いが、デンマークは風力（自然変動電源）が多い

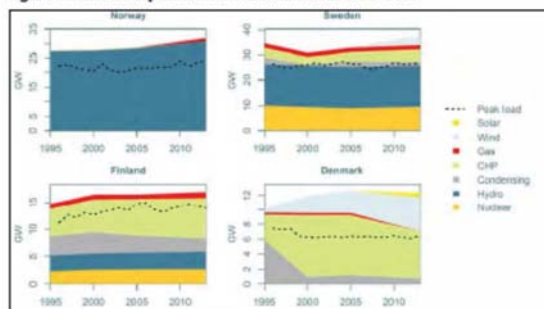
種類	概要	所定出力に達するまでの所要時間	所定出力の運転継続時間
FCR-N (Frequency Controlled Normal Reserve)	● 50Hz±0.1の周波数偏差で自動発動。サブシステム内にその2/3を確保し、独立運転に備える。≥600MW	≤0sec	
Fast active disturbance reserve	● 瞬動予備力(FCR-N, FCR-D)が使われた後もしくは存在しない時に発動。必要量は各サブシステムで、重大ロス、ボトルネックを考慮して決める。	≤15分	
Slow active disturbance reserve	● Fast Active 発動終了後	≥15分	無期限
FCR-D : Disturbance	● 200MWの損失事故で発動（49.9Hzで自動発動。≥49.5Hzを保つように調整運転。）北欧内で同期する電力網のFCR-Dのリザーブは各国の重大イベントに比例して決める（最低毎週更新）	≤5sec で50% ≤30secで100%	Fast Active Disturbance Reserveが発動するまで
Reactive reserve	● 系統委崩壊を招くことの無い量を確保		
Time deviation	● 周波数が高い側にあり、変動が緩やかなときに行う		

北欧：調整力の状況

＜北欧市場の動向＞

- 今までは市場では発電業者が調整力を提供してきたが、近年需要側も増えてきた
- 北欧の電力市場の開放は、市場が自律的に投資を促すことを目的にしている。近年投資は増えている。ただし、発電投資の多くは政治介入、発電用燃料優遇税制などによる。
- FinlandとSwedenでは、Elspot市場（前日のスポット市場）が需要と供給のバランスに失敗したとき、戦略的予備力とピーク負荷予備力が容量不足を補う仕組みである。発電容量と需要側の合計で、Swedenは1,500MW、Finlandは365MWを確保している
- Denmarkは現在は無いが、2016年に300MWの戦略的予備力を計画している（Sweden,Finlandと同様）
- Norwayは戦略的予備力は無いが、移動型ガスタービン2基（300MW）を所有している
- 柔軟性の高い水力と火力のシェアが高いNorwayとSwedenの調整力にはゆとりがある。Finlandはピーク時に2,000～3,000MWの輸入に頼っている。Denmarkは風力とCHPが多いため、夏季に信頼度が低下する場合がある。Norway-Sweden-Germany の連系により風力が利用可能であるかわり、各国との連系設備の事故は大きなリスクである。

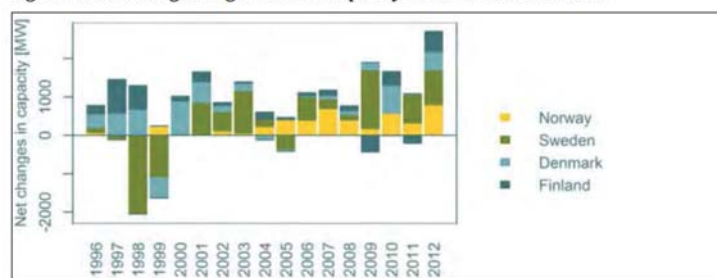
Figure 4. Installed capacities and maximum loads 1995-2013*



* Nordel changed reporting methodology for Denmark in 2000, the sudden change from Condensing to CHP in the figure is due to the new reporting scheme.

Sources: Nordel, Nord Pool Spot and NordReg.

Figure 7. Net changes in generation capacity in the Nordic countries



Sources: Nordel and NordReg.

Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.

65

北欧：調整力の状況

- 容量不足対応は発電量増だけに頼る必要は無く、下記の対策が考えられている。
 - ✓ 市場の統合や、価格精度の向上、ただし、近隣諸国の容量メカニズムが粗悪な設計の場合は悪影響がある
 - ✓ flexibilityが必要になった場合でも、ガスタービンの導入はコストに見合わない場合は水力の発電量で対応できる
 - ✓ 需要側のflexibilityが将来的に役立つ可能性がある。新しい設備を導入するよりもコストが低くなる

Table 1. Reserves markets in the Nordic region

	Activation procedure	Response time	Market solution
Primary reserves	Automatic feedback-control based on frequency	Zero	FCR-N and FCR-D: markets for capacity to primary reserves. Daily and weekly markets with hourly or load block resolution
Secondary reserves	TSO controls units	Max 210 seconds	FRR-A: Market design under development for the Nordic synchronous area LFC: Market in Western Denmark
Tertiary reserves	Manually activated	Max 15 minutes	FRR-M: Hourly market for energy, separate markets for ramping up and ramping down, market closes 45 minutes before real-time RKOM (Norway): Option market for TSO: generators and consumers commit to bid volumes into FRR-M (weekly and seasonal resolutions), only used during winter (see Section 3.1.4)

Figure 2. Clearing order of physical markets



出所) THEMA Consulting Group, Capacity adequacy in the Nordic electricity market
<http://norden.diva-portal.org/smash/get/diva2:848829/FULLTEXT01.pdf>, p33

Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.

66

46

1.2 米国

米国：調整力確保の基本的な考え方

● 調整力の分類と要件

- ✓ NERCは、調整力を平常時/緊急時に分けて以下のように分類。また、電圧制御やブラックスタートも予備力の概念に取り入れている
- ✓ 各系統運用機関の調整力分類は、下記を踏まえつつも、多少の差異がある

	種類	概要	所定出力に達するまでの所要時間	所定出力の運転継続時間
平常時調整力	周波数応答 (Frequency Response)	NERCのControl Performance Standard (CPS)に従って、システムの需要変動や発電機の予定外の出力変動に対して、ガバナ制御によって周波数変動を抑える発電機	数秒	20秒以内
	周波数制御予備力 (Regulating Reserve)	NERCのControl Performance Standard (CPS)に従って、システムの需要変動や発電機の予定外の出力変動に対すべく、出力の上げ・下げ指令に、自動発電制御(AGC)によって、即座に対応する発電機	1分以内	数分～1時間
	瞬動予備力 (Spinning Reserve)	同期済であり、NERCのDisturbance Control Standardに従って、大きな発電機停止や停電の発生時に即座に対応し、10分以内に定格出力を達成する同期発電機	数秒～10分	10-120分
緊急時調整力	非瞬動予備力 (Non-spinning Reserve)	上記と同様だが、同期している必要は必ずしもなく、対応開始は遅れてもいいが、10分以内に定格出力を達成できる発電機	10分以内	10-120分
	補助予備力 (Supplemental Reserve)	稼働した瞬動予備力と非瞬動予備力を平時の状態に戻すために必要な電力。30-60分で所定出力に達する必要がある	30分以内	2時間
その他調整力	電圧制御 (Voltage Support)	系統の電圧崩壊や停電を起こさないために、電圧がある一定の範囲に収まるよう、無効電力を供給する発電機	数秒	数秒
	ブラックスタート (Black Start)	系統で停電が発生しているときに、系統からの電力供給を得ずとも、発電所内で発電を開始し、系統の他発電所に起動用電力を供給する発電機	数分	数時間

出所) IVGTT Task 2.4 Report: Operating Practices, Procedures and Tools (NERC, 2011)、および海外電力(海外電力調査会、2014.09)

米国：調整力確保の基本的な考え方

● 調整力の必要量と確保タイミングの考え方

- ✓ 各種調整力について、必要量算出の指針としてのNERC Reliability Standardが整理されている
- ✓ 一方、どのように調達するか、またいつまでに調達するか、といった側面については、明示的な規定はないと考えられる

	種類	必要量	必要量算出の指針	NERC Reliability Standard
平常時調整力	周波数応答 (Frequency Response)	● NERC Reliability Standardに、必要量の明示的規定はない	● 周波数低下イベントが発生した際の、各系統のガバナ調整能力を定期的に確認	● BAL-003-1-Frequency Response and Frequency Bias Setting
	周波数制御予備力 (Regulating Reserve)	● NERC Reliability Standardに、必要量の明示的規定はない ● CAISOでは、下記緊急時予備力にガバナ制御を義務化	● NERCが設定する2種類のCPS (Control Performance Standard)の遵守	● BAL-001-2-Real Power Balancing Control Performance
緊急時調整力	瞬動予備力 (Spinning Reserve)	● WECCエリア以外では、N-1事故に相当する予備力を確保するよう規定 ● WECCエリアのみ、下記のいずれか大きい方を確保する必要あり。ただし必要確保量の50%以上を瞬動予備力から調達 ✓ N-1事故に相当する予備力量 ✓ 需要の3%プラス供給力の3%	● NERCが設定するDisturbance Control Standard (DCS)の遵守	● BAL-002-1-Disturbance Control Performance ● BAL-002-WECC-02 Contingency Reserve
	非瞬動予備力 (Non-spinning Reserve)			
	補助予備力 (Supplemental Reserve)			

米国： NERCにおける周波数応答予備力確保の考え方

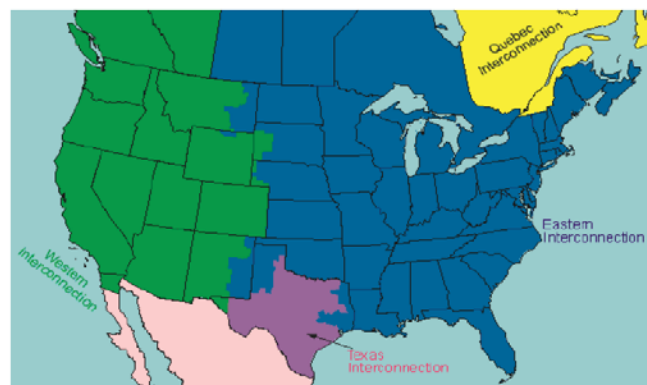
- NERCのFrequency Response（周波数応答）は、日本のGF調整力に近い意味
 - NERCでは、Frequency Responseの考え方は以下のように整理している
 - ✓ まず、地域系統別に、定期的にFrequency Response Characteristics Surveyを実施し、周波数低下イベントが発生した際の、各系統におけるFrequency Responseを調査
 - ✓ 系統のFrequency Response能力は、左下のように整理されている
 - 複数の周波数低下イベントを調査し、各々算出されたFrequency Responseの中間値を採用
 - ✓ 調査結果を踏まえて、各系統に対して、同等量のFrequency Response確保を要請（ただし、それがピーク需要の1%に満たない場合は、1%分を確保する必要あり）
- ※基準の詳細は、NERC Reliability Standard BAL-003-1 — Frequency Response and Frequency Bias Settingに記載

北米エリアの4大地域系統

Frequency Response能力

系統	Frequency Response (MW/0.1Hz)
Eastern	-2,769
Texas (ERCOT)	-650
Western (WECC)	-1,482
Quebec	-120

出所) Balancing and Frequency Control (NERC, 2011)



出所) Balancing and Frequency Control (NERC, 2011)

米国：NERCにおける周波数制御予備力確保の考え方

- NERCでは、周波数制御予備力(LFCを含む運用予備力)の必要量の考え方は、NERC Standard BAL-001-2-Real Power Balancing Control Performanceに準拠。下記2つの基準をクリアできるよう、調整力を調達しなければならない
 - ✓ **Control Performance Standard 1 (CPS1)**：系統周波数の偏差とACEの偏差の積が、一定の範囲におさまるよう系統運用しなければならない。以下の式について、過去1年間にわたって検証し、100%を超える必要がある
 - $CPS1 = [2 - (ACE * frequency\ error) / Constant] * 100\%$
 - ✓ **Balance Authority ACE Limit (BAAL)**：平常時であれ緊急時であれ、ACEの1分間平均値が、事前に設定された上下限值(BAAL_{Low/High} (MW))を連続30分以上逸脱してはならない。ISO側で、周波数の目標値と実績値の差異からBAALをリアルタイムで計算し、上限・下限値を逸脱しないか確認する。前月30日間の実績から連続30分以上の逸脱が発生した場合は、調整力量の引き上げが検討される。

Area Control Error

BAAL上限・下限設定式

$$ACE = (NI_A - NI_S) - 10B(F_A - F_S) - I_{ME}$$

- NI_A ：Actual Net Interchange (実際の連系線潮流)
- NI_S ：Scheduled Net Interchange (計画上の連系線潮流)
- B ：Frequency Bias Setting [MW/0.1Hz] (系統周波数特性定数)
- F_A ：Actual Frequency (実際の周波数)
- F_S ：Scheduled Frequency (標準周波数：米国60Hz)
- I_{ME} ：Meter Error (計測誤差、通常ほぼ0)

$$BAAL_{Low} = (-10B_i \times (FTL_{Low} - F_S)) \times \frac{(FTL_{Low} - F_S)}{(F_A - F_S)}$$

$$BAAL_{High} = (-10B_i \times (FTL_{High} - F_S)) \times \frac{(FTL_{High} - F_S)}{(F_A - F_S)}$$

ACEは、BA間連系線の実潮流と計画潮流の誤差に、周波数偏差と計測誤差を考慮したもの

BAAL_{Low}：Low Balancing Authority ACE Limit (MW) (BAAL下限値)
 BAAL_{High}：High Balancing Authority ACE Limit (MW) (BAAL上限値)
 B：Frequency Bias Setting (MW/0.1Hz) (系統周波数特性定数)
 F_A ：Measured Frequency (周波数実績値)
 F_S ：Scheduled Frequency (周波数計画値)
 FTL_{Low}：Low Frequency Trigger Limit (系統周波数下限トリガー)
 FTL_{High}：High Frequency Trigger Limit (系統周波数上限トリガー)

米国：NERCにおける緊急時調整力確保の考え方

- NERCは、Contingency Reserve (緊急時調整力) 確保の指針とするべく、系統事故が発生した場合に、各制御機関が守るべきDisturbance Control Standard (DCS)を定めている

Disturbance Control Standard (DCS)

要件	概要
1	● 各制御機関(Balancing Authority: BA)は、擾乱に備えたContingency Reserve (緊急時予備力)を確保する。緊急時予備力として、発電所、制御可能な需要、エリア間の融通調整、を考慮する ➢ 複数のBAでReserve Sharing Group (RSG)を形成し、調整力をグループで維持し、擾乱時の調整力が必要になったBAに供給してよい。
2	● 各BA (あるいはRSG)は、Contingency Reserveに関するルールを策定する ➢ 具体的には、Contingency Reserveの必要調達量、BA内メンバーへの割り当て、各種Reserve種 (運用予備力、補助予備力等) への割当て、稼働ルール、Reserveに占める制御可能な需要の上限割合、に関するルールを定める
3	● BA/RSPは、DCSを遵守するため、Contingency Reserveを実際に確保しなければならない。 ➢ BA/RSGは、N-1事故に備えたContingency Reserveを最低限確保しなければならない。必要量は年に1回以上見直すこと。また、最も発生確率が高いN-1事故も定期的に見直すこと
4	● BAは、擾乱発生後15分以内に、ACE (Area Control Error)の値をゼロ (擾乱前のACEが正またはゼロの場合)、または擾乱前の値 (擾乱前のACEが負の場合) に復元しなければならない
5	● 上記4はRSPの場合にも適用する
6	● BA/RSPは、擾乱終了後90分以内に、Contingency Reserveを擾乱発生前の状態に復帰させる。

出所) Standard BAL-002-1 Disturbance Control Performance (NERC, 2010)

米国：NERCにおける緊急時調整力確保の考え方

- ただし、CAISOを含むWECCエリアに対しては、前頁とは異なる指針を示している

WECCエリアでの緊急時調整力確保の考え方

要件	概要
1	● 各制御機関(Balancing Authority: BA)またはReserve Sharing Group (RSG)は、擾乱に備えたContingency Reserveを確保する必要がある（ただし、擾乱発生から60分間は除く） ● 具体的には、次のうち大きい方の予備力を確保する ➢ 最も過酷なN-1事故に相当する予備力量 ➢ 需要の3% + 供給力の3% ● 予備力は、指令から10分以内に供給可能である必要がある
2	● 上記で確保するContingency Reserveの少なくとも半分は、「Operating Reserve – Spinning（瞬動予備力）」とする。その要件は以下の通り ➢ ガバナ制御またはその他の制御により、周波数偏差に瞬時にかつ自動的に応答する ➢ 指令後10分以内にフル出力を達成できる
3	● BA/RSPは、Contingency Reserveとは別途、一定量の運用予備力（隣接エリアから融通する補助予備力に相当する量）を確保しなければならない
4	● BAは、擾乱発生後15分以内に、ACE (Area Control Error)の値をゼロ（擾乱前のACEが正またはゼロの場合）、または擾乱前の値（擾乱前のACEが負の場合）に復元しなければならない

出所）Standard BAL-002-WECC-2 Contingency Reserve (NERC, 2014)

（参考）NERCの信頼度基準に違反した場合のペナルティー

- 電力信頼度団体（ERO）である北米電力信頼度協議会（NERC）及びNERCが権限を委任する地域法人は、FERC（連邦エネルギー規制委員会）及びカナダ及び/又はメキシコの適用当局が認可したNERC信頼度基準（「信頼度基準」）の要件によると、大規模電力システムの所有者、運用者及びユーザーが違反した場合、課徴金及び非金銭的な制裁措置を決定し、課すことができる
- 米国では連邦動力法により、違反1回につき1日100万ドル以下の課徴金を課すことができる
- 違反のリスク要因と程度要因によるペナルティ金額を下表に示す

Violation Risk Factor	Violation Severity Level							
	Lower		Moderate		High		Severe	
	Range Limits		Range Limits		Range Limits		Range Limits	
	Low	High	Low	High	Low	High	Low	High
Lower	\$1,000	\$3,000	\$2,000	\$7,500	\$3,000	\$15,000	\$5,000	\$25,000
Medium	\$2,000	\$30,000	\$4,000	\$100,000	\$6,000	\$200,000	\$10,000	\$335,000
High	\$4,000	\$125,000	\$8,000	\$300,000	\$12,000	\$625,000	\$20,000	\$1,000,000

出所）NERC: Sanction Guidelines of the North American Electric Reliability Corporation

米国：各エリアの調整力の考え方（総括）

● NERCの周波数応答（Frequency Response）に対応する調整力

	CAISO	ERCOT	PJM	NYISO
名称	Primary Frequency Response	Primary Frequency Response	Frequency Response	Primary Frequency Response
技術要件	- Frequency Responseは、個別のアンシラリーサービスとして規定されておらず、要件は設定されていない - Spinning Reserve（後述）に対して、ガバナ制御を義務化	Frequency Responseは、個別のアンシラリーサービスとして規定されておらず、要件は設定されていない	Frequency Responseは、個別のアンシラリーサービスとして規定されておらず、要件は設定されていない	Frequency Responseは、個別のアンシラリーサービスとして規定されておらず、要件は設定されていない
必要量	Frequency Responseは、個別のアンシラリーサービスとして規定していないため、必要量などは設定されていない	Frequency Responseは、個別のアンシラリーサービスとして規定していないため、必要量などは設定されていない	Frequency Responseは、個別のアンシラリーサービスとして規定していないため、必要量などは設定されていない	Frequency Responseは、個別のアンシラリーサービスとして規定していないため、必要量などは設定されていない
必要量算出の指針	NERC Reliability Standard BAL-003-1 — Frequency Response and Frequency Bias に準拠	BAL-001-TRE-1 — Primary Frequency Response in the ERCOT Region	NERC Reliability Standard BAL-003-1 — Frequency Response and Frequency Bias に準拠	NERC Reliability Standard BAL-003-1 — Frequency Response and Frequency Bias に準拠
確保タイミング	明示的な規定はない	明示的な規定はない	明示的な規定はない	明示的な規定はない

米国：各エリアの調整力の考え方（総括）

● NERCの周波数制御予備力（Regulating Reserve）に対応する調整力

	CAISO	ERCOT	PJM	NYISO
名称	Regulation UP/DOWN	Regulation UP/DOWN ※サブセットとしてFast-Responding Regulation Service (FRRS)も存在	Regulation	Regulation
技術要件	開始：数秒 最大：1min以内 持続：最大10min	開始：5sec (FRRSは1秒) 最大：10min以内 持続：－	開始：－ 最大：5 min以内 持続：－	開始：－ 最大：－ 持続：－
必要量	- 数値的な規定はない - 各時間帯の需要の○%という形でCAISOが指示 - 平均的にUP/DOWNそれぞれ300MW程度	- 数値的な規定はない - 下記指針に基づいて5分毎に計算 - FRRS-UP：65MW - FRRS-DOWN：35MW	PJM全体として、 - オフピーク時間帯（0000 – 0459）：525有効MW - ピーク時間帯（0500 – 2359）：700有効MW	数値的な規定はない
必要量算出の指針	NERC Standard BAL-001-2-Real Power Balancing Control Performanceに準拠	確率論的手法 ネット需要（システム需要－風力発電量）変動分布の信頼区間98.8%相当	- オフピーク時間帯（0000 – 0459）：その日の最低需要の0.7%相当の量 - ピーク時間帯（0500 – 2359）：その日のピーク需要の0.7%相当の量 - Regulation量と必要量の差分は、必要量の±2%以内かつ15MW以内としなければならない - 需要資源の供給量は周波数調整予備力の25%以下	NERC Standard に準拠
確保タイミング	- 前日に必要量の100%を、前日市場を通じて調達 - 当日、15分おきに見直しを行い、更に必要量を確保する場合は、リアルタイム市場を通じて調達	ERCOT前日アンシラリー市場を通じて調達	- 前日市場を通じて調達 - 当日、5分おきに見直しを行い、更に必要量を確保する場合は、リアルタイム市場を通じて調達	- 前日に必要量の100%を、前日市場を通じて調達 - 当日、5分おきに見直しを行い、更に必要量を確保する場合は、リアルタイム市場を通じて調達

米国：各エリアの調整力の考え方（総括）

● NERCの瞬動予備力（Spinning Reserve）に対応する調整力

	CAISO	ERCOT	PJM	NYISO
名称	Spinning Reserve	Response Reserve Service (RRS)	Synchronized Reserve	10-Minute Spinning Reserve
技術要件	開始：1sec 最大：10min以内 持続：30min以上	開始：－ 最大：5min以内 持続：30min以上	開始：－ 最大：10min以内 持続：30min以上	開始：－ 最大：10min以内 持続：－
必要量	平均約850MW	2015年5月末までは固定値(2,300MW) 2016年6月からは下記指針に応じて、月/時間帯によって変動(2,300～3,000MW)	1,375 MW (RTO Reserve Zone) 1,300 MW (Mid-Atlantic Dominion Reserve subzone)	－
必要量算出の指針	- 瞬動・非瞬動・補助予備力の必要確保量は以下うち大きい方 ✓ 最も過酷なN-1事故に相当する量 ✓ 需要の3%+供給力の3% (域内発電容量+輸入電力量) - 必要確保量のうち50%以上は瞬動予備力から調達	- 過去の慣性力の70% - RSS調達量に占める制御可能需要比率は最大50%まで	以下の2つのうち大きい値 - Reliability First Corporation (RFC) が課す最低必要量 - 最も過酷なN-1事故の100%に相当する量	NYISOの定義による最も過酷なN-1事故の50%に相当する量以上
確保タイミング	- 前日に必要量の100%を、前日市場を通じて調達 - 当日、15分おきに見直しを行い、更に必要量を確保する場合は、リアルタイム市場を通じて調達	ERCOT前日アンシラリー市場を通じて調達	- 前日市場を通じて調達 - 当日、5分おきに見直しを行い、更に必要量を確保する場合は、リアルタイム市場を通じて調達	- 前日に必要量の100%を、前日市場を通じて調達 - 当日、5分おきに見直しを行い、更に必要量を確保する場合は、リアルタイム市場を通じて調達

米国：各エリアの調整力の考え方（総括）

● NERCの非瞬動予備力（Non-Spinning Reserve）に対応する調整力

	CAISO	ERCOT	PJM	NYISO
名称	Non-Spinning Reserve	Non-Spinning Reserve Service (NSRS)	Non-Synchronized Reserve	10-Minute Non-Synchronized Reserve(10-Minute NSR)
技術要件	開始：1分以内 最大：10分以内 持続：30分以上	開始：－ 最大：30分以内 持続：30分以上	開始：－ 最大：10分以内 持続：30分以上	開始：－ 最大：10分以内 持続：－
必要量	平均約850MW	－	Synchronized ReserveとNon-Synchronized Reserve の合計量 2,175MW (RTO Reserve Zone) 1,700 MW (Mid-Atlantic Dominion Reserve subzone)	－
必要量算出の指針	- 瞬動・非瞬動・補助予備力の必要確保量は以下うち大きい方 ✓ 最も過酷なN-1事故に相当する量 ✓ 需要の3%+供給力の3% (域内発電容量+輸入電力量) - 必要確保量のうち50%以上は瞬動予備力から調達	下記の合計 - 最も過酷なN-1事故に対応する量 - ネット変動需要（システム需要－風力発電量）分布の信頼区間95%のうち、Regulation UPで調達済分を除いた量	- Primary Reserve (Synchronized ReserveとNon-Synchronized Reserve の合計) 必要量とSynchronized Reserve必要量の差分 - 伝統的には、Primary Reserve (最も過酷なN-1事故のおおよそ150%に相当する量) - 数値的な規定はない	下記2条件をともに満たす量 10-Minute Reserve (10-Minute SRと10-Minute NSRの合計) が最も過酷なN-1事故の100%に相当する量以上 10-Minute SRが最も過酷なN-1事故の50%に相当する量以上
確保タイミング	- 前日に必要量の100%を、前日市場を通じて調達 - 当日、15分おきに見直しを行い、更に必要量を確保する場合は、リアルタイム市場を通じて調達	ERCOT前日アンシラリー市場を通じて調達	- 前日市場を通じて調達 5分おきに見直しを行い、更に必要量を確保する場合は、リアルタイム市場を通じて調達	- 前日に必要量の100%を、前日市場を通じて調達 - 当日、5分おきに見直しを行い、更に必要量を確保する場合は、リアルタイム市場を通じて調達

米国：各エリアの調整力の考え方（総括）

- NERCの補助予備力（Supplemental Reserve）に対応する調整力
- CAISOやERCOTでは定義されていない

	CAISO	ERCOT	PJM	NYISO
名称	-	-	Secondary Reserve	● 30-Minute Spinning Reserve ● 30-Minute Non-Synchronized Reserve(30-Minute NSR)
技術要件	-	-	開始：－ 最大：30min以内 持続：－	開始：－ 最大：30min以内 持続：－
必要量	-	-	2015年 ピーク需要の5.93% 2014年 ピーク需要の6.27%	-
必要量算出の指針	-	-	-	下記3条件をともに満たす量 ● Total Operating Reserve（Total 10-Minute ReserveとTotal 30-Minute Reserveの合計）が最も過酷なN-1事故の150%に相当する量以上 ● 10-Minute Reserve（10-Minute SRと10-Minute NSRの合計）が最も過酷なN-1事故の100%に相当する量以上 ● 10-Minute SRが最も過酷なN-1事故の50%に相当する量以上
確保タイミング	-	-	Day-Ahead Scheduling Marketを通じて調達	● 前日に必要量の100%を、前日市場を通じて調達 ● 当日、5分おきに見直しを行い、更に必要量を確保する場合は、リアルタイム市場を通じて調達

Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.

79

米国：各エリアでの調整力確保の方法（総括）

項目	CAISO	ERCOT
確保主体、確保義務	● 長期：前年に、小売事業者に対して、予備力を含めた供給力の確保義務（想定需要の115%分） ● 短期：1日前以降は、CAISOに対して、アンシラリー市場運営を通じて必要調整力確保義務	● 電気事業者に対して予備力を含めた供給力の確保義務は課していない ● ERCOTに対して、前日市場を通じて、調整力（アンシラリーサービス）を確保する義務
確保の手段	● 長期：カリフォルニア州のResource Adequacy (RA) Requirementに基づいて、LSE（小売り事業者）が発電事業者と1年間の容量契約を締結。発電事業者は、CAISOの各市場に入札義務(Must Offer Obligation)あり ● CAISOは、前日市場(Day Ahead Market)とリアルタイム市場(Real Time Market)を通じて、調整力を確保	● ERCOTは、前日市場(Day Ahead Market)を通じて、調整力を確保 ● 前日市場後に調整力不足が判明した場合は、Supplemental Ancillary Service Market (SASM)を通じて追加調達
確保した調整力の活用方法	● 発動方法：CAISOが各発電所に給電指令 ● 不足時の対応：調整力必要量は、リアルタイムで15分おきに再計算。不足が判明した場合はリアルタイム市場で調達	● 発動方法：ERCOTが各発電所に給電指令 ● 不足時の対応：上記SASMで調達。それでも不足する場合は、前日市場やリアルタイム市場で不落地であった電源を、所定の手続き(Reliability Unit Commitment Procedure)に従って、調達コストが最小になるように調達
エリアをまたいだ調整力確保の仕組み	● 隣接エリアの電源を調整力電源として活用可能	● ERCOTは事実上の孤立システムであり、エリアをまたいだ調整力確保の仕組みは特設していない
調整力の確保状況	● 所定の調整力は調達されており、CAISOレベルで調整力の不足は報告されていない ※再生可能エネルギー電源の増加に伴う調整力確保の課題については後述 ● LSE未達の場合：罰金	● 所定の調整力が調達されていない時間帯が比較的多く存在 ● ただし、SASM等で追加調達する頻度は年間時間帯の2%程度
調整力確保にかかる費用の回収の仕組み	● 送電料金で回収	● 送電料金で回収

Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.

80

米国：各エリアでの調整力確保の方法（総括）

項目	PJM	NYISO
確保主体、確保義務	● 小売事業者に、予備力を含めた供給力確保義務 ● PJMに対して、アンシラリー市場運営を通じて必要調整力確保義務	● NYISOに対して、アンシラリー市場運営を通じて必要調整力確保義務
確保の手段	● PJMは、前日市場(Day-Ahead Market)とリアルタイム・バランシング市場(Real-Time Balancing Market)を通じて、調整力を確保	● NYISOは、前日市場(Day-Ahead Market)とリアルタイム市場(Real-Time Market)を通じて、調整力を確保
確保した調整力の活用方法	● 発動方法：PJMが各発電所に給電指令 不足時の対応：不足が判明した場合はリアルタイム・バランシング市場で調達	● 発動方法：NYISOが各発電所に給電指令 不足時の対応：不足が判明した場合はリアルタイム市場で、調達コストが最小になるように調達
エリアをまたいだ調整力確保の仕組み	● 隣接エリアの電源を調整力電源として活用可能	● 隣接エリアの電源を調整力電源として活用可能
調整力の確保状況	● 所定の調整力は調達されており、PJMレベルで調整力の不足は報告されていない ● LSE未達の場合 ✓ Regulation: 支払い量を0とする ✓ Synchronized Reserve Tier1：実績に対して支払い ✓ Synchronized Reserve Tier2：未達分払い戻し	● Regulation：2013年は全期間の1%、2014年は全期間の3%でRegulation必要量に対して不足 ● LSE未達の場合：罰金 ✓ Regulation: エネルギー差×前日市場価格とリアルタイム市場価格のうち高い価格×未達時間 ✓ Operating reserves: リアルタイム市場価格×前日市場とリアルタイム市場での調達予定量の差
調整力確保にかかる費用の回収の仕組み	送電料金で回収	送電料金で回収

出所) PJM Open Access Transmission Tariff (PJM, 2015)
PJM Manual 11: Energy & Ancillary Services Market Operations (PJM, 2015)
NYISO Manual 2 Ancillary Services Manual (NYISO, 2015)

カリフォルニア州：調整力確保の考え方

● CAISOにおける主な調整力の技術要件は下記の通り

種類	要件
周波数調整力 (Regulation UP/DOWN)	✓ 定格出力500kW以上（アグリゲーションはCAISOが認めれば可能） ✓ CAISO指令後10分以内に所定の応答力（Ramp Rate (MW/min)）に到達できること ✓ CAISOのEMS制御に即応して有効電力を増減できること ✓ 規定の出力を60分以上達成可能な状態であること（前日市場で落札した電源の場合） ✓ 規定の出力を30分以上達成可能な状態であること（リアルタイム市場で落札した電源の場合） ✓ EMS指示への追従性が25%を超えること (CAISO Tariff, Appendix K Part A)
瞬動予備力 (Spinning Reserve)	✓ 定格出力500kW以上（アグリゲーションはCAISOが認めれば可能） ✓ ガバナ制御またはその他の制御により、周波数偏差に瞬時にかつ自動的に応答する ■ ガバナ制御の要件：①ドループ5%、②不感帯±0.036Hz、③不感帯外周波数変動から1秒で出力応答 ■ 周波数制御機能の要件：①系統周波数が59.92Hz以下の場合、8秒以内に規定出力の10%に到達すること、②系統周波数が59.92Hz以下の場合、1秒で出力応答すること ✓ CAISOからの給電指令に1分以内に応答（有効電力）を開始する ✓ CAISOの給電指令から10分以内に規定出力（有効電力）に到達し、30分以上規定出力（有効電力）を維持できること (CAISO Tariff Appendix K Part B)
非瞬動予備力 (Non-Spinning Reserve)	✓ 定格出力500kW以上（アグリゲーションはCAISOが認めれば可能） ✓ CAISOからの給電指令に出来るだけ早く応答（有効電力）を開始する ■ ただし、CAISO指令を受けて、1分以内に出力 ✓ CAISOの給電指令から10分以内に規定出力（有効電力）に到達し、30分以上規定出力（有効電力）を維持できること (CAISO Tariff Appendix K Part C)
ブラックスタート (Black Start)	✓ 定格出力1MW以上 ✓ 外部からの電力供給がなくとも、自ら起動しCAISO系統に同期できること ✓ ガバナ制御付きであり、系統への同期/非同期運転が可能であること ✓ 起動に必要なスタートアップ負荷(Start-Up Load)を保有していること ※スタートアップ負荷の所要量はCAISOが個別に決定 ✓ 起動時に無効電力の調整（系統への注入、系統からの吸収）を行えること ※無効電力の調整能力はCAISOが個別に決定 (CAISO Tariff Appendix D 及び K)

カリフォルニア州：調整力確保の考え方

調整力確保の考え方（現地訪問調査におけるCAISOの説明）

- CAISOは翌日の需要予測を行い、それを満たす供給力の確保に加えて、6%のContingency Reserve、Regulation、予測の不確実性等に対応する調整力（Load following, Flexible Capacity）^注を確保する。
注）現在、Load following, Flexible CapacityはSECDの中で確保されているが、これらを別枠で確保する市場設計を検討中。
- Regulationの調達量はかつては需要の1%という固定値で調達していたが、太陽光・風力の普及拡大により固定値での調達は廃止された。現在は、最初から決まっている訳ではなく、過去の需要データ、需給予測、太陽光・風力の出力予測等に基づき、時間帯別にCAISOが決定した%値で可変的に調達している
- Contingency Reserveについては、2つの観点で設定される。
 - ①最も深刻なアクシデント（送電線の故障）を想定（この想定は州によって様々である。深刻な一つのアクシデントだけを想定する、次に深刻なアクシデントの50%を加えるなどもある）
 - ②各時間毎に予測需要の6%（需要変動、供給力変動各3%）を想定
- CAISOは前日に毎時間の需要予測を行い、その6%分をContingency Reserveとして、100%を前日市場で調達する。調達する調整力はSpinningとNon-spinningを半々ずつ購入する。当日、予測と比較してContingency Reserveが過大であれば、エネルギーとして使い、不足であれば追加購入する
- Contingency Reserveの利用は基本的に厳格に制限されている。例えば、太陽光・風力の出力変動に起因するようなものにはContingency Reserveは使えない
- Contingency Reserveの確保量については、過去様々な議論があったが、系統の電源構成に依存する。水力が多いBritish Hydroのようなところでは5%、火力中心のPG&Eでは7%といった値が使われてきた。6%はその間をとって設定したものである。ただし、この6%という数値は今後見直したいと考えている。具体的には重要な送電線の故障、最大ユニットの事故などに絞って、引き下げたいと考えている

カリフォルニア州：調整力確保の考え方

●需要・太陽光・風力の予測に関する時間断面

需要予測の時間断面

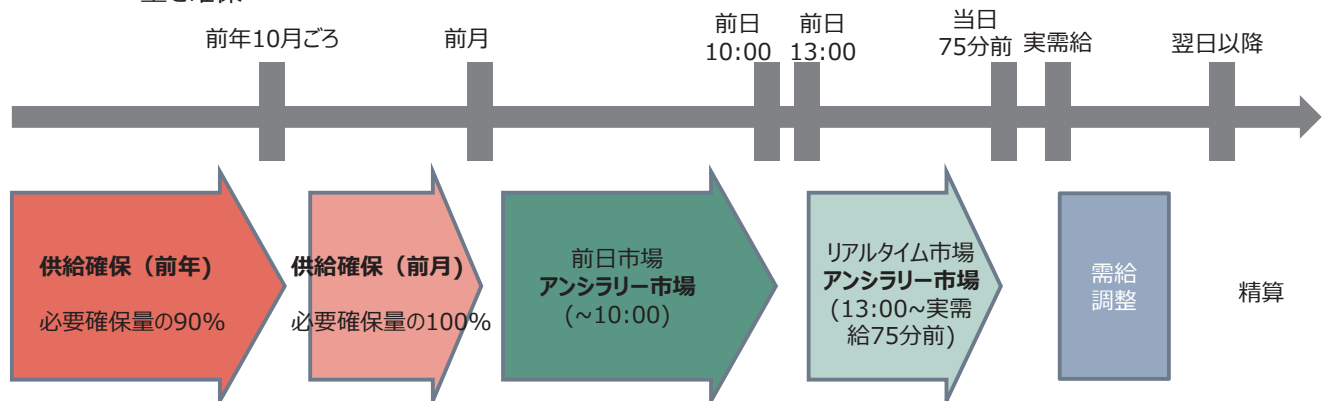
- ✓ 前日（Day-Ahead）：取引日の1日前の午前10時時点で、当日の24時間分を予測
- ✓ Hour-Ahead Scheduling Process：実需給の75分前から15分おきに4回予測
- ✓ Real-Time Pre-Dispatch：実需給30～45分前は15分おきに予測
- ✓ Real-Time Dispatch：実需給15分前は5分おきに予測（実需給時間帯は15分毎に分割）

風力・太陽光発電予測の時間断面

- ✓ Day-Ahead：取引日の1日前の午前10時時点で、当日の24時間分を予測
- ✓ Hour-Ahead Scheduling Process：実需給の105分前から15分おきに4回予測
- ✓ Real-Time Pre-Dispatch：実需給の30～45分前から15分おきに予測
- ✓ Real-Time Dispatch：実需給の10～15分前から5分おきに予測

カリフォルニア州：調整力確保の方法

- **Resource Adequacy (RA) Requirement**：カリフォルニア州公益事業委員会(California Public Utility Commission: CPUC)が小売事業者(Load Service Entity: LSE)に課す供給力確保義務
 - ✓ LSEに、自社想定需要の115%相当の供給力確保を課す（発電事業者に容量料金を支払う）
 - ✓ 上記必要量の90%を、前年までに確保。更に、上記必要量の100%を、前月までに確保
 - ✓ LSEは、契約したプラント名と期間・量をCPUCに報告。CPUCは、発電事業者がCAISOに提出した発電計画とLSEからの届出情報を照合して、実際に確保していることを確認する。
 - ✓ 容量契約を結んだ発電事業者は、CAISOの前日市場/リアルタイム市場への入札義務(Must Offer Obligation)
 - ✓ 2015年から、特定の調整力を別枠で確保するためのFlexible Capacity Frameworkを導入
- **アンシリャーサービス市場：CAISOが運営**
 - ✓ 前日市場：発電事業者に入札義務。CAISOは所定調整力必要量の100%を前日市場で調達
 - ✓ リアルタイム市場：当日になって何等かの理由で調整力が不足する場合、CAISOはリアルタイム市場を通じて、必要量を確保



出所) 需給調整市場と予備力の欧米比較 (海外電力2013.11)

出所) Resource Adequacy (CPUC) <http://www.cpuc.ca.gov/PUC/energy/Procurement/RA/>

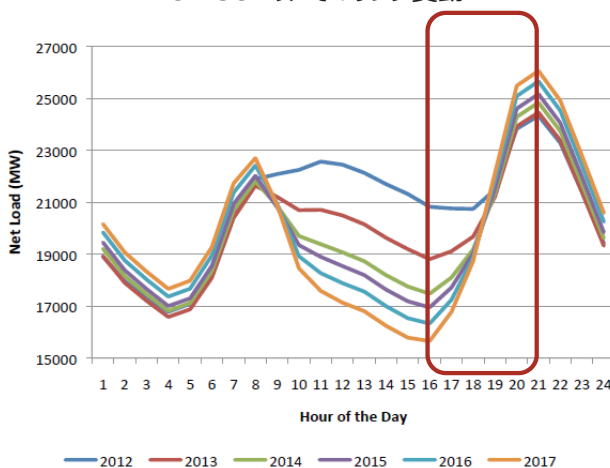
Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.

85

カリフォルニア州：調整力確保の方法

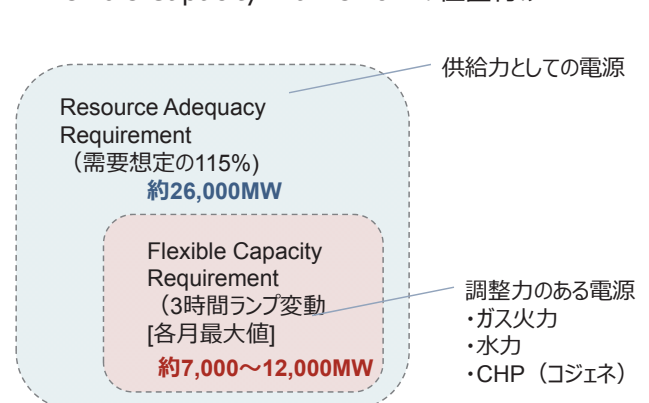
- **Flexible Capacity Framework**
 - ✓ 概要：RAの新規項目として、調整力のある電源の確保義務を小売事業者に課すもの。カリフォルニア州公益事業委員会のDecision 14-06-050で規定
 - ✓ 背景：①太陽光発電の導入拡大に伴うタ刻ランプ変動の増大（左下図）、②環境規制の影響による老朽シングルサイクル発電の閉鎖の動き（調整力の減少）
 - ✓ Flexible Capacityの月別確保量：3時間ランプ変動（各月最大値）+ N-1相当量
 - ✓ 調達義務を果たせない小売事業者には罰則（罰金）※一般的なRA未達の場合も同様

CAISOエリアでのランプ変動



出所) Tracking Progress (CEC, 2015)

Flexible Capacity Frameworkの位置付け



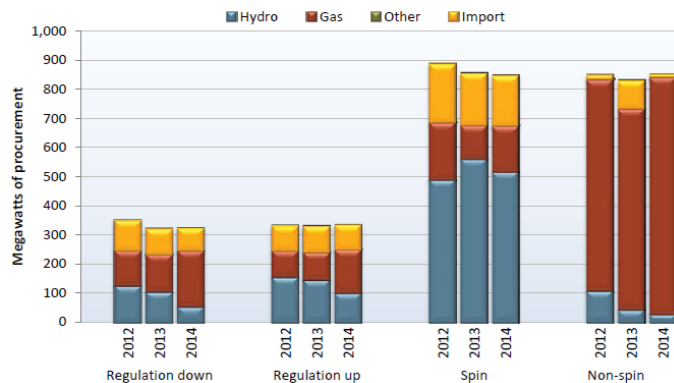
出所) 三菱総合研究所作成

カリフォルニア州：調整力確保の方法

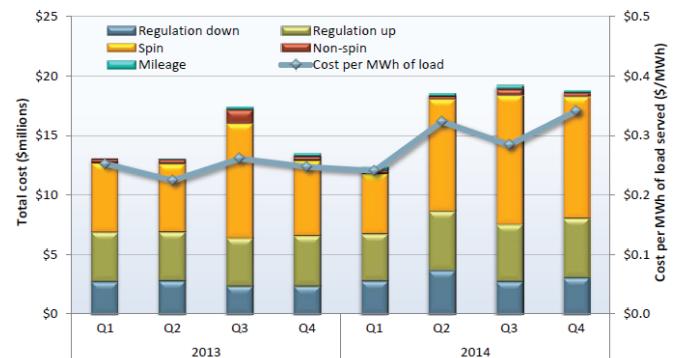
● 調整力確保の状況

- ✓ 調達量基準に基づくアンシラリーサービスの調達量実績は下記の通り。2014年の一時間あたり平均調達量は1,702MW（前日市場ベース）であった。アンシラリーサービスとして、域外からの輸入のカウントを認めている
- ✓ アンシラリーサービスコストは、69百万ドル（2014年合計）。2013年より増加したのは、①渇水による水力発電の減少と火力発電の増加、②ガス価格の上昇（2013年比17%増）、のためである。0.3\$/MWh（小売電気料金の0.6%程度）に相当する
- ✓ PG&EやSDG&Eといった垂直統合型の電力会社は、自社の電源をアンシラリー市場に入札せずに、直接スケジューリングする(Self-provided ancillary service)。そのコストは小売料金の一部に組み込まれ、需要家から回収する。自社電源アンシラリーサービスは、CAISO域内全アンシラリーサービスの10%程度を占めるとされている
- ✓ FERC Order 755 によって、周波数調整電力にMileageという概念が導入され、パフォーマンス/追従性の高いアンシラリー電源への支払価格が高く設定されるようになったが、CAISOアンシラリーコストへの影響は微小である

CAISOアンシラリーサービス調達量（一時間あたり平均値）



CAISOアンシラリーサービスコスト



出所) 2014 Annual Report on Market Issues and Performance (CAISO, 2015)

出所) 2014 Annual Report on Market Issues and Performance (CAISO, 2015)

Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.

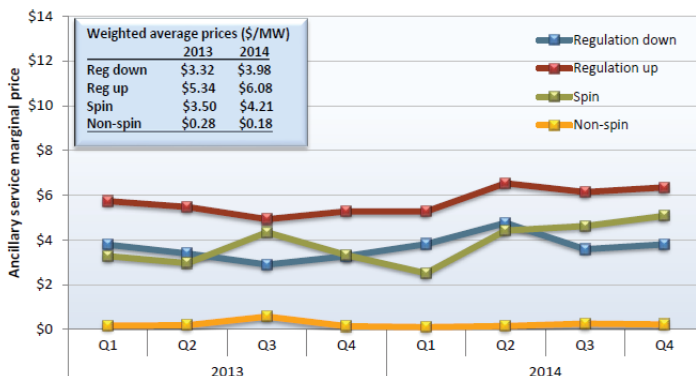
87

カリフォルニア州：調整力確保の方法

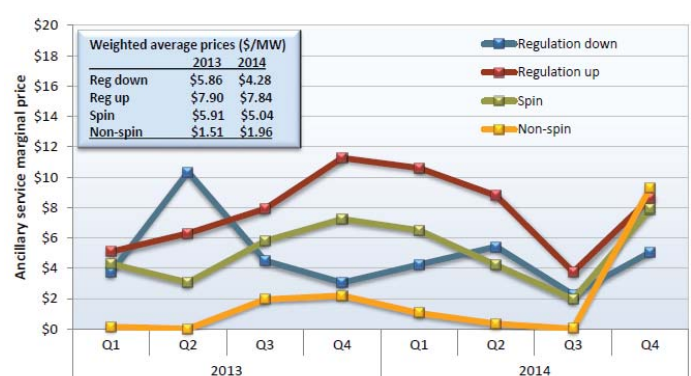
● アンシラリーサービスの価格動向

- ✓ 基本的に、技術要件の厳しい周波数調整力（Regulation）の価格が最も高く、瞬動予備力(Spinning Reserve)そして非瞬動予備力(Non-spinning Reserve)の順に価格水準は下がっていく
- ✓ 前日市場で、必要なアンシラリーサービス量の100%を調達するため、リアルタイム市場での調達量は限定的である。なお、リアルタイム市場価格は、当日になって不足量を調達する観点から、前日市場よりも高くなることが多い
- ✓ 当日に不足量が発生する原因として、①想定外の気温上昇による需要増、②当日のCAISO域内系統事故、③連系線の不調などによる隣接エリアからの融通（輸入）不足、が挙げられている

CAISOアンシラリーサービス前日市場平均価格



CAISOアンシラリーサービスリアルタイム市場平均価格



出所) 2014 Annual Report on Market Issues and Performance (CAISO, 2015)

出所) 2014 Annual Report on Market Issues and Performance (CAISO, 2015)

Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.

88

57

カリフォルニア州：調整力確保の方法

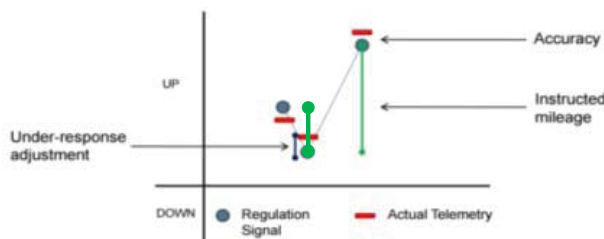
(参考) FERC Order 755 による周波数制御の価格設計の見直し (Mileage)

- FERCのOrder 755によって、2011年10月から周波数制御 (Regulation) サービスについては価格設計の見直しが行われた
- 改正によって応答速度の速い蓄電池やフライホイールにとって有利なスキームとなっている
- PJM、NYISO、CAISOでは、周波数安定化市場 (Frequency Regulation) に蓄電池システムでの参入も可能

Order755で以下の2つのスキームが追加

- ✓ Pay for Mileageスキーム：
ある時間における容量 (MW) の総変動量を考慮
下図の緑線の長さの合計にあたる
- ✓ Pay for Performanceスキーム：
系統運用者の需給調整指令に対しての応答パフォーマンスの正確性 (%) を考慮

追加された価格スキームイメージ

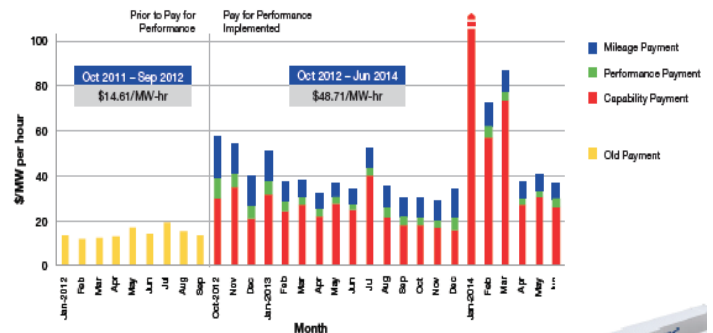


出所) CAISO, Pay for Performance Regulation(2015)

下図の PJMのように大幅に価格が上昇する可能性もある
CAISOでは、影響は限定的

PJMの周波数安定化市場料金の推移

PJM Monthly Average Regulation Prices
Effect of Pay for Performance (FERC Order 755) since October 2012



出所) GSS, Frequency Regulation(US)

テキサス州：調整力確保の考え方

- ERCOTの主要調整力は下記3種類。Frequency Responseの規定はない。
- 必要調達量は、ERCOT系統需要から風力発電量を差し引いた“ネット需要”に対する調達量を検討
 - ✓ 風力の大量導入が進み、風力発電量の急峻な変動にも対応する必要があるため

種類	Regulation UP/DOWN (Reg-UP/DOWN)	Response Reserve Service (RRS)	Non-spinning Reserve Service (NSRS)
定義	発電 通常、AGCによって秒単位で、系統周波数を調整するために提供される発電資源	系統周波数維持のためにERCOTによって確保される運用予備力 (発電・需要資源)	指示を受けて30分以内に所定出力に到達し、所定出力を1時間以上維持できる同期・非同期電源
	需要 系統周波数を調整するためにある特定の需要から提供される調整力資源		指示を受けて30分以内の所定の電力消費量に調整し、その消費量水準を1時間以上維持できる制御可能需要資源
応答要件	開始：5sec以内 到達：5min以内 持続：1時間以上	開始：数sec以内 到達：15sec以上 持続：1時間以上	開始：5min以内 到達：30min以内 持続：1時間以上
必要調達量算定の考え方	ネット需要の変動幅の信頼区間98.8%相当量 (8,760hrのうち1.2時間はLFC供給力が底をつく)	N-2事故相当規模 (過去実績の系統慣性力の70%分は確保。また、RRSに占める制御可能需要の割合は最大50%まで)	ネット需要変動幅の信頼度区間95%相当量 プラスN-1事故相当規模 (ただし、Regulation UPで調達済の容量は控除)
備考	Fast-Responding Regulation Service (FRRS) UP/DOWN ・ Reg-UP/DOWNのサブセット ・ 1sec以内に応答 ・ 必要量は65MW(UP)、35MW(DOWN)	・ RRSは周波数調整力のバックアップや、需給逼迫時(Emergency Energy Alert)の緊急発電資源としても利用 ・ Equivalency Ratioを導入し、低慣性力時間帯に、制御可能需要を発電よりも高く評価	

(参考) ERCOTは、アンシラリーサービスとして上記の他、Voltage Support Service (VSS)、Black Start Service (BSS)、Reliability Must Run (RMR) Serviceを規定
出所) ERCOT, Nodal Protocol Section 3, Methodology for Determining Minimum Ancillary Service Requirements

テキサス州：調整力確保の考え方

- アンシラリーサービスには、周波数調整サービス、非瞬動予備力サービス、瞬動予備力サービスが含まれる

- 周波数調整サービス(Regulation Service)

系統周波数の変化に対応するためERCOTからのシグナルに5分以内に対応できる供給力を提供するアンシラリーサービス

- ✓ ERCOTの方法は、調整力が全時間の1.2%以上を使い果たさないように十分な量の調整力を確保する
- ✓ 前年使用した調整力(Regulation)の98.8パーセンタイル、過去30日に使用した調整力の98.8パーセンタイル値のいずれか大きい値で最初のrequirementを定義
- ✓ 過去30日間のいずれかの時間にRegulationの消費率が1.2%を超した場合、その時間の消費率が1.2%に達するように追加のMWを投入する
- ✓ ERCOTは風力発電の設備容量増加に備え、RegulationにMWを増加加算する

- 非瞬動予備力サービス(Non-Spin Service)

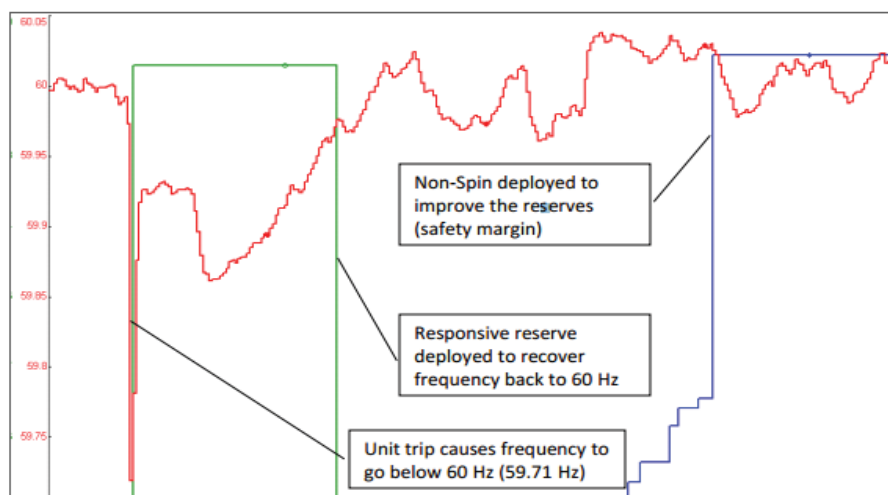
オフラインである（系統に接続していない）が特定の出力レベルに30分以内に同期・起動できる電源の一部を使用することで提供されるアンシラリーサービス

- ✓ ERCOTの方法は、全時間の95%で、非瞬動予備力 + Regulationでネット需要予測エラーをカバーできるだけの十分な非瞬動予備力の調達が必要
- ✓ ピーク時間帯は最低1,375MW、全時間帯で最大2,000MWが維持される
- ✓ 安全マージンが少ない場合、ERCOTは非瞬動予備力により引き上げる

出所) ERCOT

テキサス州：調整力確保の考え方

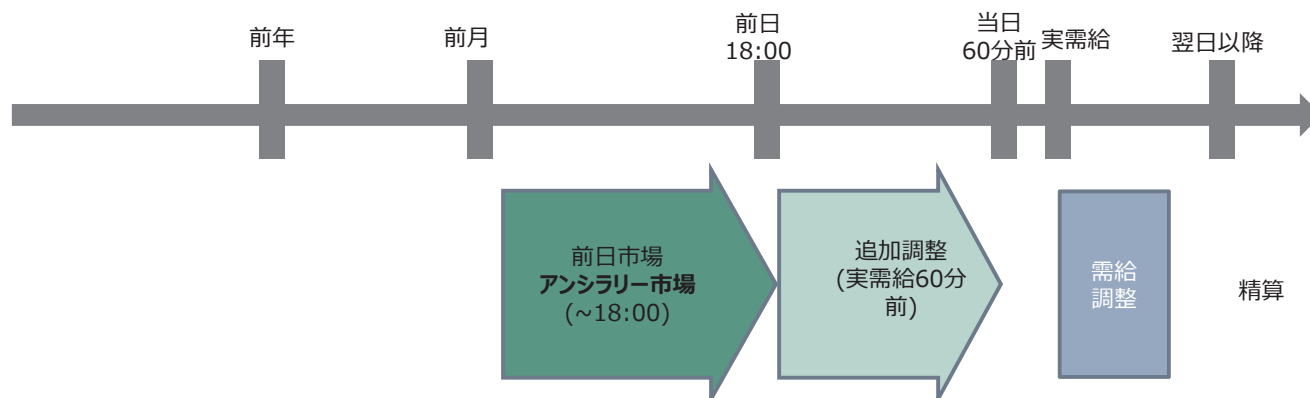
- 2,300MWの瞬動予備力が常時全時間帯で調達される
- 瞬動予備力（Responsive Reserve）：設備故障等の不測の事態による周波数偏差に対応できる、すなわちERCOTの送電系統で重大な周波数偏差が起きた場合は発生後数秒以内に周波数の減衰を抑制することができるオンライン（系統に接続している）電源により提供される



出所) ERCOT Operating Reserves Workshop on Resource Adequacy and Shortage Pricing

テキサス州：調整力確保の方法

- **市場メカニズムによる容量確保**：CAISOエリアやPJMエリアのように、電気事業者に事前に供給力確保を課す制度は存在しない。リアルタイム市場や、2014年に導入したOperating Reserve Demand Curve を通じた価格メカニズムにより、所定の供給力は確保できるという考え方
- **アンシラリーサービス市場：ERCOTが運営**
 - ✓ 前日市場：前日市場でRegulation (UP/DOWN)、Frequency Response Service、Non-Spinning Reserveを調達
 - ✓ 追加アンシラリー調達市場(Supplemental Ancillary Service Market)：前日市場クローズ後、落札電源の不調や送電事故等により調整力の不足が見込まれる場合、SASMを開いて、不足分を調達
 - ✓ それでも不足する場合は、前日市場やリアルタイム市場で不調であった電源を、所定の手続き(Reliability Unit Commitment Procedure)に従って、調達コストが最小になるように調達する



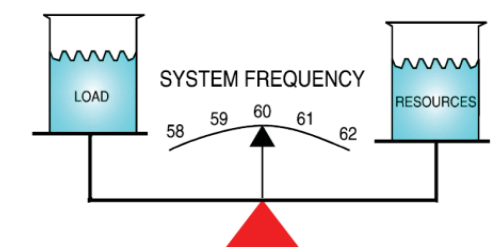
出所) 需給調整市場と予備力の欧米比較 (海外電力2013.11)

Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.

93

テキサス州：調整力確保の方法

- ERCOTは周波数を60Hz近辺に保つためアンシラリーサービス（A/S）を提供しており、信頼度の高い系統運用に十分な調整力を有している
- ✓ ERCOTのSecurity Constrained Economic Dispatch（SCED）は、5分間隔で発電した電力を経済的に給電指令し、次の5分間に予測される需要に応えるモデルである。発電量と需要が等しい場合の周波数は60Hzとなる



- ✓ ERCOTは、設備故障、需要・風力発電量予測エラー等、予期せぬ事態に備えて、追加の調整力（安全マージン）を確保している

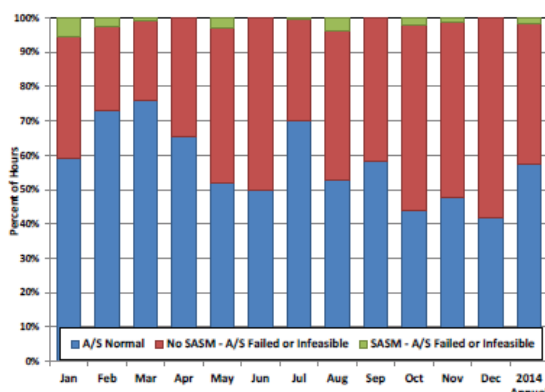
出所) ERCOT, Operating Reserves Workshop on Resource Adequacy and Shortage Pricing

テキサス州：調整力確保の方法

● Supplemental Ancillary Service Market (SASM)

- ✓ ERCOTは、前日市場終了後、所定のアンシラリーサービスが不足していると判断する場合、SASMを通じて追加的に調達を行う（SASMに対して、参加者も改めて入札を行う）
- ✓ 左下表によると、各時間帯の約半分で、所定の調整力を調達できていない（図の赤と緑）。ただし、実際にSASMを通じて追加調達するのは、年間時間帯の2%程度
- ✓ 調達量が不足する理由は、前日市場での調達量自体の不足ではなく、実際に確保した調整力（電源）が、何等かの理由で稼働不能になる、系統事故が発生する、等のため
- ✓ 不足量の平均値は各アンシラリー種について数十MW程度

アンシラリーサービスの調達不足状況（2014年/月間平均値）



出所) 2014 State of the Market Report for the ERCOT Wholesale Electricity Markets (Independent Market Monitor for the ERCOT Wholesale Market, 2015)

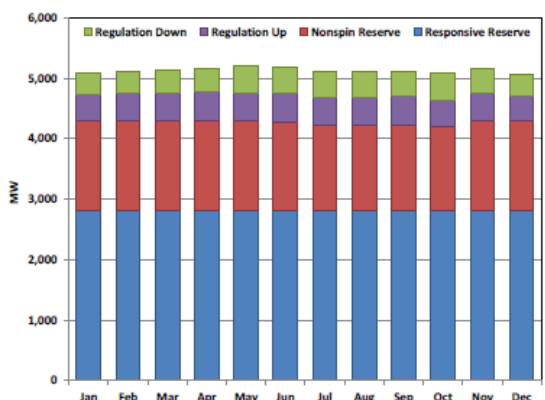
アンシラリー調達不足量の中央値・平均値(2014年)

Service	Hours Deficient	Mean Deficiency (MW)	Median Deficiency (MW)
2014			
Responsive Reserve	2929	46	20
Non-Spin Reserve	723	48	40
Up Regulation	686	40	20
Down Regulation	850	34	15
2013			
Responsive Reserve	3138	43	20
Non-Spin Reserve	610	50	38
Up Regulation	689	38	20
Down Regulation	575	39	15
2012			
Responsive Reserve	3756	34	15
Non-Spin Reserve	664	36	8
Up Regulation	750	41	25
Down Regulation	522	48	39
2011			
Responsive Reserve	4053	39	20
Non-Spin Reserve	1254	90	39
Up Regulation	1222	27	20
Down Regulation	1235	22	11

テキサス州：調整力確保の状況

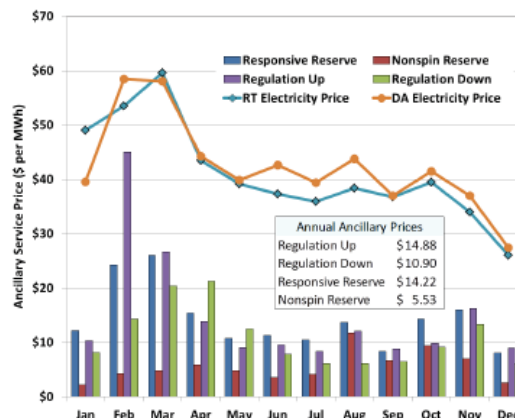
- ERCOTは、前日アンシラリー市場を通じて4種類のアンシラリーサービスを調達
- 必要調達量は、周波数調整予備力（Regulation）が約400MW(UP/DOWNそれぞれ)、瞬動予備力（Frequency Response）が約2,800MW、非瞬動予備力（Non-spinning Reserve）が約1,400MW
- 基本的に、技術要件の厳しい周波数調整予備力（Regulation）の価格が最も高く、瞬動予備力（Frequency Response）そして非瞬動予備力（Non-spinning Reserve）の順に価格水準は下がっていく
- 需要1kWhあたりのアンシラリーコストは1.51\$/MWh(2014年)。小売電力単価の約3-4%

ERCOTアンシラリーサービス必要調達量（2014年/月間平均値）



出所) 2014 State of the Market Report for the ERCOT Wholesale Electricity Markets (Independent Market Monitor for the ERCOT Wholesale Market, 2015)

ERCOTアンシラリーサービス価格の推移(2014年)



テキサス州：調整力確保の状況

- ERCOTは、風力発電の出力低下リスクが発生する際に必要な瞬動予備力の量を削減するため、起動時間が10～15分以内の非瞬動予備力サービスを導入している
- 各種調査では、アンシラリーサービスが常に利用可能となるよう十分なインセンティブを提供するような市場を設計すべきであることが提唱されている。アンシラリーサービスの規則及び定義は今後も継続的に見直しを行い、アンシラリーサービス市場の活性化が奨励されている
- 系統信頼度基準に適合している限り、全ての技術が調整力市場に参加できるよう奨励されている。風力発電への追従性が高い負荷制御、エネルギー貯蔵、風力発電などが含まれる。特に風力発電は、周波数下げ方向(down-regulation)の周波数調整能力を有していることに留意すべきである
- ERCOTエリアにおける風力発電量が急拡大しているため、ERCOTは逐次収集されるデータを分析し、迅速に利用していく必要性に迫られている。特に注意すべきは、風力発電高出力時に需要が小さい場合の系統状況の監視である。また、風力発電の出力変動や発電量予測の難しさが系統運用面で引き起こす課題への対応も必要である
- また、各主要イベントについて気象面から根本原因を分析し、予測と実際の偏差の理由を確認すべきである。場合によっては、アンシラリーサービスの調達方法を改善する必要がある。

出所) Utility Wind Integration Group

(参考) CAISOとERCOTの市場構造の比較

市場	リアルタイム市場	前日市場	アンシラリーサービス*	容量確保要件
CAISO	リアルタイム市場は瞬間需要をバランスさせるための電力を供給。Security Constrained Economic Dispatch (SCED)で5分間隔で実施。価格のリアルタイム決済は15分間隔。	CAISO前日市場は取引日の7日前にオープン。クローズは前日に10:00a.m. 結果は1:00p.m.に提示される。(現地時間)	1. Regulation Up 2. Regulation Down 3. Spinning Reserve 4. Non-Spinning Reserve (Spinning Reserves必要量 = 需要の5%を水力発電で対応 + 需要の7%をその他の電源で対応 + 近隣からの供給遮断可能輸入量の100%)	CAISOによる予備率の計算： $\text{予備率} = \frac{\text{純供給量合計} + \text{デマンドリスボン} + \text{供給遮断可能電力}}{\text{需要}} - 1$ カリフォルニア州PUCは予備率15%を要求している。
ERCOT	リアルタイム市場は瞬間需要をバランスさせるための電力を供給。Security Constrained Economic Dispatch (SCED)で5分間隔で実施。価格のリアルタイム決済は15分間隔。	ERCOT前日市場は前日6:00a.m.にオープンし、前日10:00a.m.にクローズ。結果は1:00p.m.に提示される。(現地時間)	1. Regulation Up 2. Regulation Down 3. Responsive Reserve 4. Non-Spin Reserve (必要最低調整力は常時2300MW)	ERCOTによる計画必要予備力(Planning Reserve Requirement)の計算： $\text{計画予備率(Planning Reserve Margin)} = \frac{\text{容量合計} - (\text{Firm Peak Load})}{\text{Firm Peak Load}}$ テキサス州PUCは最低予備率13.5%を要求している。

アンシラリーサービスの定義

- Regulation Up と Regulation Down：4秒ごとの信号制御に対応して電力供給5分（ERCOT）から10分（CAISO）以内に増減させるサービス。系統周波数の変動対応に使用する
- 予備力サービス（Reserve Services）：電力不足時に供するための調整力を提供
- 瞬動予備力（Responsive (Spinning) Reserves）：10分間の系統周波数調整サービス。オンラインの発電設備又は負荷リソースにより提供する
- 非瞬動予備力（Non-Spinning Reserves）：オンライン発電設備が負荷リソース及びオフライン発電設備（急速起動ガスタービン等）により提供される10分（CAISO）から30分（ERCOT）のサービス

PJM地域：調整力確保の考え方

種類	Regulation	Primary Reserve		Secondary Reserve
		Synchronized Reserve	Non-Synchronized Reserve	
定義	発電	指示を受けて10分以内に所定出力に到達可能な同期電源	指示を受けて10分以内に所定出力に到達可能な非同期電源	Day-Ahead Scheduling Marketにてオフアヘッドで確保され、30分以内に提供される調整力資源
	需要	指示を受けて10分以内に所定の電力消費量に調整可能な同期需要資源		
応答要件	開始：－ 最大：5 min以内 持続：－	開始：－ 最大：10min以内 持続：－	開始：－ 最大：10min以内 持続：－	開始：－ 最大：30min以内 持続：－
必要調達量算定の考え方	- オフピーク時間帯（0000 – 0459）：その日の最低需要の0.7%相当の量 - ピーク時間帯（0500 – 2359）：その日のピーク需要の0.7%相当の量 - Regulation量と必要量の差分は、必要量の±2%以内かつ15MW以内としなければならない - 需要資源の供給量は周波数調整予備力の25%以下	Primary Reserve（Synchronized ReserveとNon-Synchronized Reserveの合計）は最も過酷なN-1事故の150%に相当する量		2015年 ピーク需要の5.93% 2014年 ピーク需要の6.27%
		以下の2つのうち大きい値 - Reliability First Corporation (RFC) が課す最低必要量 - 最も過酷なN-1事故の100%に相当する量	- Primary Reserve必要量とSynchronized Reserve必要量の差分 - 数値的な規定はない	
備考	- Regulation市場に参加するには、発電資源、需要資源とも最低0.1MWのRegulation量が必要 - 発電資源はAGC制御可能なガバナを備える必要がある - RegA：タービン、コンバインドサイクルなど従来型の資源に2秒毎に送られる指令 - RegD：バッテリーやフライウィール、水力など応答の早い資源に2秒毎に送られる指令	- Tier1とTier2の2種類がある - Tier1は、エネルギー市場で落札したことなどにより、既にPJMの経済負荷配分制御の対象になっている調整力のうち、10分以内に自動的に出力増または需要減ができるもの。Tier2はそれ以外 - Tier1から優先的に調達し、Tier1のみで必要量を調達できない場合にTier2を市場より調達	価格はmarginal non-synchronized reserve unitの機会費用により決定される	－

（参考）PJMは、アンシラリーサービスとして上記の他、scheduling, system control and dispatch, reactive supply, energy imbalance, black start serviceを規定

出所）PJM Manual 11: Energy & Ancillary Services Market Operations（PJM, 2015）
State of the Market Report for PJM 2014（PJM, 2015）

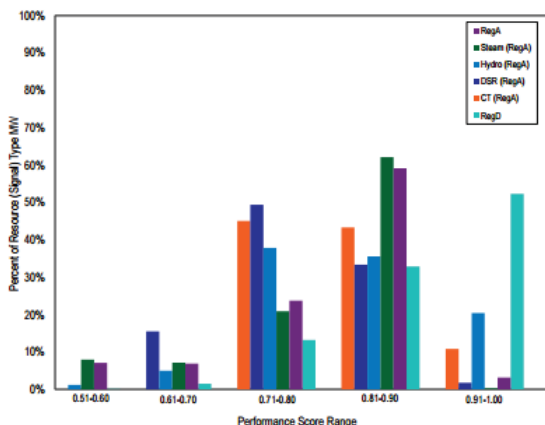
Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.

99

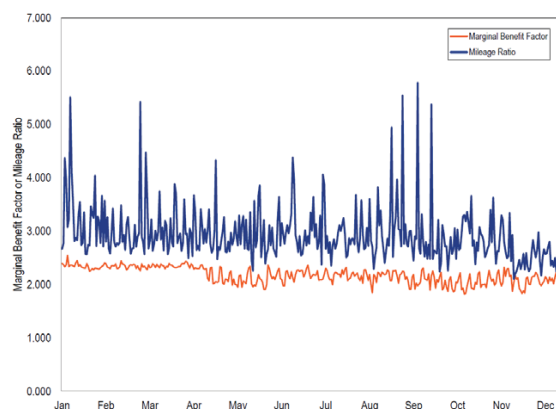
PJM地域：調整力確保の考え方

- PJMでは、2種類のRegulationシグナルがある
 - ✓ RegA：タービン、コンバインドサイクルなど従来型の資源に2秒毎に送られる指令
 - ✓ RegD：バッテリーやフライウィール、水力など応答の早い資源に2秒毎に送られる指令
- Performance ScoreはRegulationシグナルへの応答性の高さを示す指標であり、0～1.0の範囲をとる。10秒毎に算出され、1時間ごとの値が報告される
 - ✓ RegD資源のPerformance Scoreは、RegA資源よりも高い値を示す傾向にあり、応答性の高さを示す。
- FERC Orderによって、Regulationの支払価格決定におけるMarginal Benefit Factorの使用が撤廃、Mileage Ratioが導入され、応答性の高いRegD電源の支払価格が高く設定されるようになった

PJM Performance Score平均値分布
（毎時 ユニットタイプ・Regulationシグナルタイプ別）



PJM Marginal Benefit FactorとMileageの平均値推移（2014）



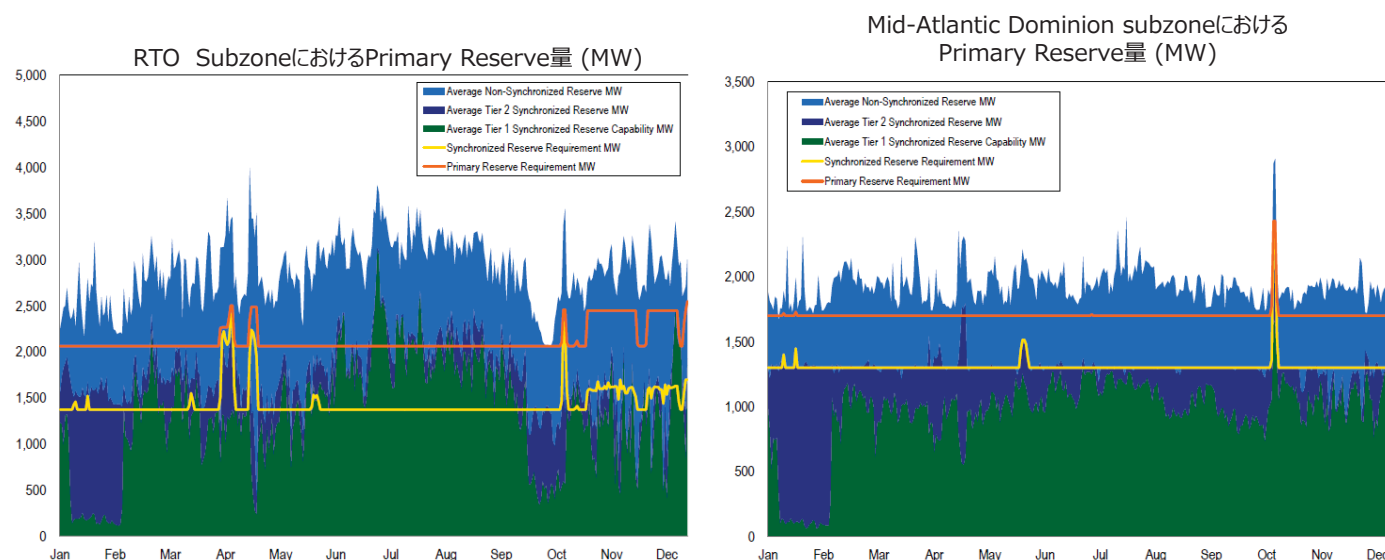
出所）State of the Market Report for PJM 2014（PJM, 2015）

Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.

100

PJM地域：調整力確保の考え方

- PJMは、Synchronized Reserve and Regulation Optimizer modelを用いて、供給計画を管理しており、系統内で稼働中のTier 1電源の中から最も経済的な電源を特定する。Tier 1電源のみでSynchronized Reserveの必要量を確保できない場合は、市場よりTier2電源が調達される
- Tier1電源には、Tier2電源には、ガスタービン、水力発電やデマンドレスポンスが含まれる
- 2014年は、Tier1電源のみでSynchronized Reserveの必要量の大部分を調達した



出所) State of the Market Report for PJM 2014 (PJM, 2015)

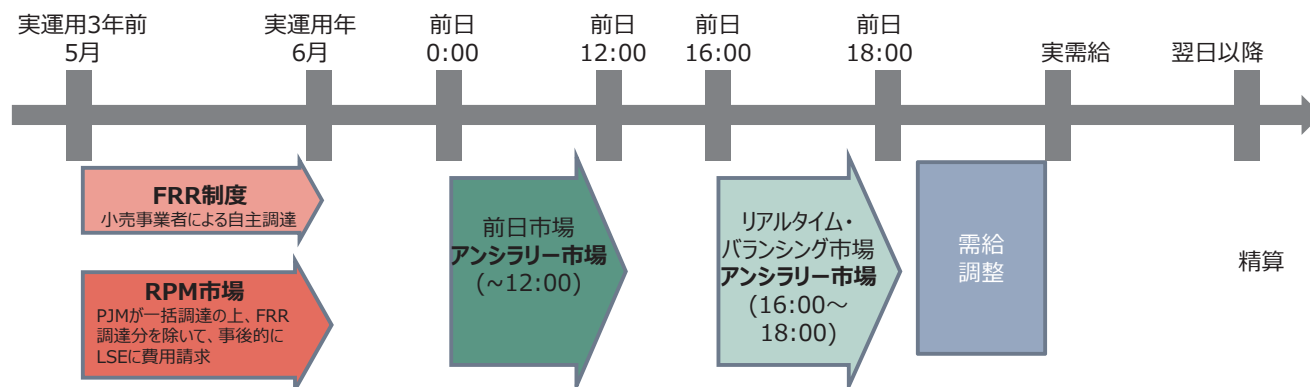
Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.

101

PJM地域：調整力確保の方法

- **Reliability Assurance Agreement (RAA)** : PJMが小売事業者 (LSE) に供給力確保義務を課す。PJM がプール全体の適正予備率を決定し、各 LSE に「各LSE需要規模×(1 + PJM が定める予備率) 」を義務量として割り当てる
 - ✓ FRR制度 (Fixed Resource Requirement) : LSE は自らの供給力確保義務を満たすために必要な供給力を、①自己保有、②相対契約いずれかで自主調達してよい
 - ✓ RPM市場 (Reliability Pricing Model Auction) : 中長期的な発電設備の維持・投資を促す価格シグナルを提供するために、2007年に導入されたForward型の容量市場。自己保有や相対取引で供給力クレジットを確保できないLSE に代わって、PJM がプール全体で必要となる容量を一括して調達した上で、事後的に調達した供給力の対価をLSEから回収する仕組み。3年前に初回のオークションが開催され、需給予測の変動を踏まえて、追加のオークションを開催
- **アンシラリーサービス市場：PJMが運営**
 - ✓ 前日市場：前日市場では、発電・需要計画と1時間ごとのDay Ahead LMP^注を用いて一次価格が決定し、前日市場で必要な調整力を調達
 - ✓ リアルタイム・バランシング市場：発電事業者は、前日市場で落札されなかった電源を再入札可能。PJMは、落札電源の不調や送電事故等により調整力の不足が見込まれる場合、不足分を調達。5分毎に算出されるReal Time LMPに基づき、一日前計画と実需給の差額に対して二次価格が適用される

注) LMP : Locational Marginal Price



出所) 需給調整市場と予備力の欧米比較 (海外電力2013.11)、PJM Manual 11:Energy & Ancillary Services Market Operations (PJM, 2015)

Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.

102

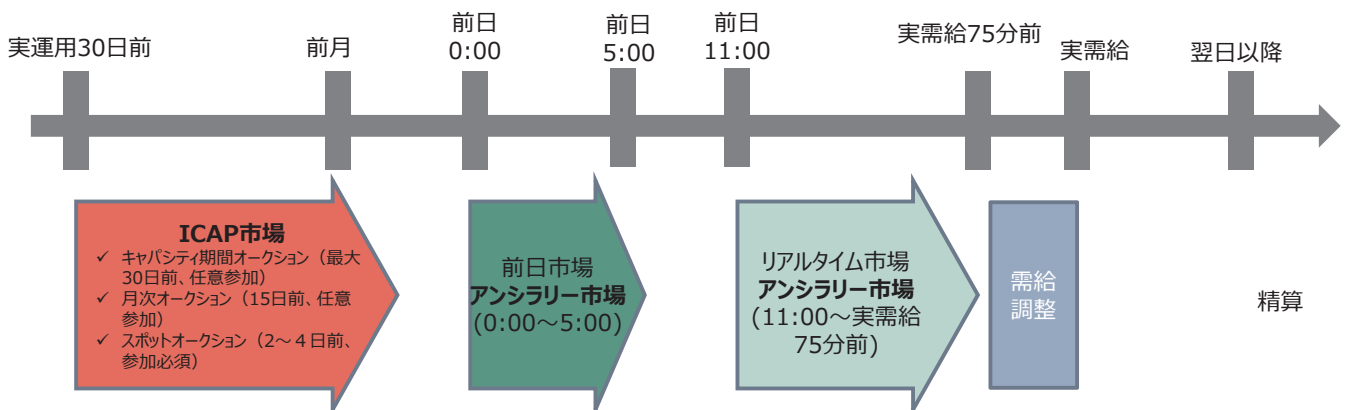
ニューヨーク州：調整力確保の考え方

種類		Regulation	Total Operating Reserve（NERCの定義するTotal Operating ReserveよりRegulationを除く）			
			Total 10-Minute Reserve (NERCの定義するContingency Reserve)		Total 30-Minute Reserve	
			10-Minute Spinning Reserve	10-Minute Non-Synchronized Reserve	30-Minute Spinning Reserve	30-Minute Non-Synchronized Reserve
定義	発電	通常、AGCによって秒単位で、系統周波数を調整するために提供される発電資源	指示を受けて10分以内に所定出力に到達可能な同期電源	指示を受けて10分以内に所定出力に到達可能な非同期電源	指示を受けて30分以内に所定出力に到達可能な同期電源	指示を受けて30分以内に所定出力に到達可能な非同期電源
	需要	系統周波数を調整するためにある特定の需要から提供される調整力資源	指示を受けて10分以内に所定の電力消費量に調整可能な同期需要資源	指示を受けて10分以内に所定の電力消費量に調整可能な非同期需要資源	指示を受けて30分以内に所定の電力消費量に調整可能な同期需要資源	指示を受けて30分以内に所定の電力消費量に調整可能な非同期需要資源
応答要件		開始： 到達： 持続：	開始：－ 最大：10min以内 持続：	開始：－ 最大：10min以内 持続：	開始：－ 最大：30min以内 持続：	開始：－ 最大：30min以内 持続：
			①Total Operating Reserveが最も過酷なN-1事故の150%に相当する量以上			
必要調達量算定の考え方		● 必要量は毎月毎時に決定される	②Total 10-Minute Reserve が最も過酷なN-1事故の100%に相当する量以上		①②を満たす量	
			③最も過酷なN-1事故の50%に相当する量以上	①②③を満たす量		
備考		● エネルギーマネジメントシステムを通じて6秒毎に給電指令される。				

(参考) NYISOは、アンシラリーサービスとして上記の他、Annual Budget Charge and Other Non-Budget Charges and Payments, Voltage Support Services, Energy Imbalance Services, Black Start Capability Services を規定
出所) NYISO Manual 2 Ancillary Services Manual

ニューヨーク州：調整力確保の方法

- **Capacity Obligation:** 小売事業者（LSE）は、一定の供給力を確保する義務を負っており、各 LSE は相対契約や ICAP 市場を通して、これらの供給力を確保する。NYISOが小売事業者（LSE）に供給力確保義務を課す。NYISOがプール全体の適正予備率を決定し、各 LSE に「ピーク時の需要予測×(1 + PJM が定める予備率)」をMinimum ICAP(Installed Capacity)として割り当てる。また、「Minimum ICAP×平均等価計画外停止率」をLSEが確保すべきMinimum UCAP(Unforced Capacity)とする
- ✓ ICAP市場（Installed Capacity Market）: 各LSEが各々課されるMinimum UCAPを満たすため、Unforced Capacityを調達する市場。NYISOが実運用の最大30日前より3タイプのオークションを開催する。（キャパシティ期間オークション、月次オークション、スポットオークション）参加が義務付けられているのはスポット市場のみ
- **アンシラリーサービス市場：NYISOが運営**
 - ✓ 前日市場：前日市場で必要な調整力を調達
 - ✓ リアルタイム市場：前日市場クローズ後、発電事業者は、実需給開始75分前まで電源の入札が可能。NYISOは、落札電源の不調や送電事故等により調整力の不足が見込まれる場合、不足分を調達コストが最小になるように調達

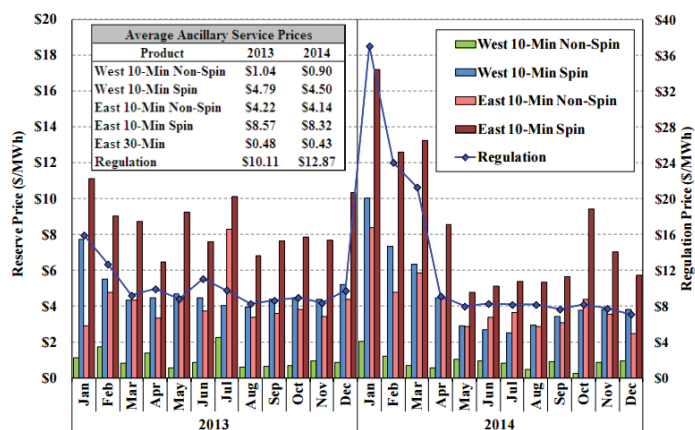


出所) 需給調整市場と予備力の欧米比較（海外電力2013.11）
NYISO Manual 2 Ancillary Services Manual (NYISO, 2015)
NYISO Manual 4 Installed Capacity Manual (NYISO, 2015)

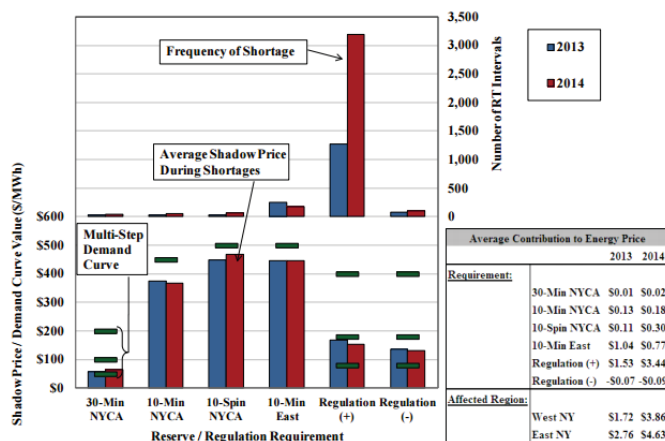
ニューヨーク州：調整力確保の方法

- 2014年のOperating reserveの平均価格は、エネルギー需要の下落に伴い、前年に比較して若干下落した
- 2014年のRegulationの平均価格は、前年比27%増加。第1四半期に、天然ガスの価格高騰とエネルギー需要の高まりが重なったことが主な要因として挙げられる
- 調整力の不足は、2013年、2014年ともに、Regulationの不足が最も多い。2013年は全期間の1%、2014年は全期間の3%の期間でRegulationが不足した
- 2013年、2014年とも、調整力が不足した際のAverage Shadow PriceはDemand Curveに近い水準であり、リアルタイム市場価格は調整力の不足をおおむね正確に反映していた

NYISOアンシラリーサービス前日市場平均価格



調整力不足時のリアルタイム市場価格



出所) 2014 State of the Market Report for the New York ISO Markets (NYISO, 2015)

Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.

105

2. 長期断面の供給力確保

2.1 欧州

欧州：ENTSO-Eにおける信頼度評価の考え方

- 欧州TSO（ENTSO-E）は、毎年発電アデカシーを欧州全体と各国毎に見積もっている（Scenario Outlook & Adequacy Forecast（SO&AF、シナリオ展望とアデカシー見通し））
- 国ごとに2012年から2025年にかけての夏季・冬季の供給力および供給予備率が示されている
- 供給力の見通しは、代表ポイント毎に設定されており、①1月第3水曜日11時、②1月第3水曜日19時、③7月第3水曜日11時

$$\text{信頼できる利用可能容量} = \text{正味総発電容量} - \text{利用不可発電容量} - \text{計画停止発電容量} - \text{計画外停止発電容量} - \text{システム・サービス予備力}$$

- ✓ **正味総発電容量（Net Generating Capacity）**：総発電容量から所内電力消費や所内電力損失を差し引いた発電容量
- ✓ **利用不可発電容量（Non-Usable Capacity）**：以下のような出力制限を想定
 - 発電事業者による意図的な判断に基づく出力制限（発電設備の試運転等）
 - 意図的でない一時的な出力制限（送電制約に基づく出力制限等）
 - 燃料制約に基づく出力制限（運転サイクルを超えて発電を行う原子力発電設備での出力減少、火力発電設備での燃料調達の遅延、燃料品質の悪化）
 - 1次エネルギー利用可能性に基づく出力制限（供給力価値として含められない再生可能エネルギー発電容量）
 - 環境制約に基づく出力制限
 - その他出力制限（灌漑、航行のための出水制限に基づく水力発電設備の出力制限、環境制約に基づく出力制限、外部気温に基づく出力制限）
- ✓ **計画停止発電容量（Maintenance and Overhauls）**：定期的な検査や保守のために計画されている利用可能でない発電容量
- ✓ **計画外停止発電容量（Outages）**：事故によって利用できない発電容量
- ✓ **システム・サービス予備力（System Service Reserve）**：FCR（プライマリー、セカンダリー）の調整力（1時間以内の系統安定に用いられるもの）
- ✓ **信頼できる利用可能容量（Reliable Available Capacity）**：上記の式に基づく

$$\text{供給予備率} = \frac{\text{供給力（RAC）} - \text{最大需要（Peak Load）}}{\text{正味総発電容量（NGC）}}$$

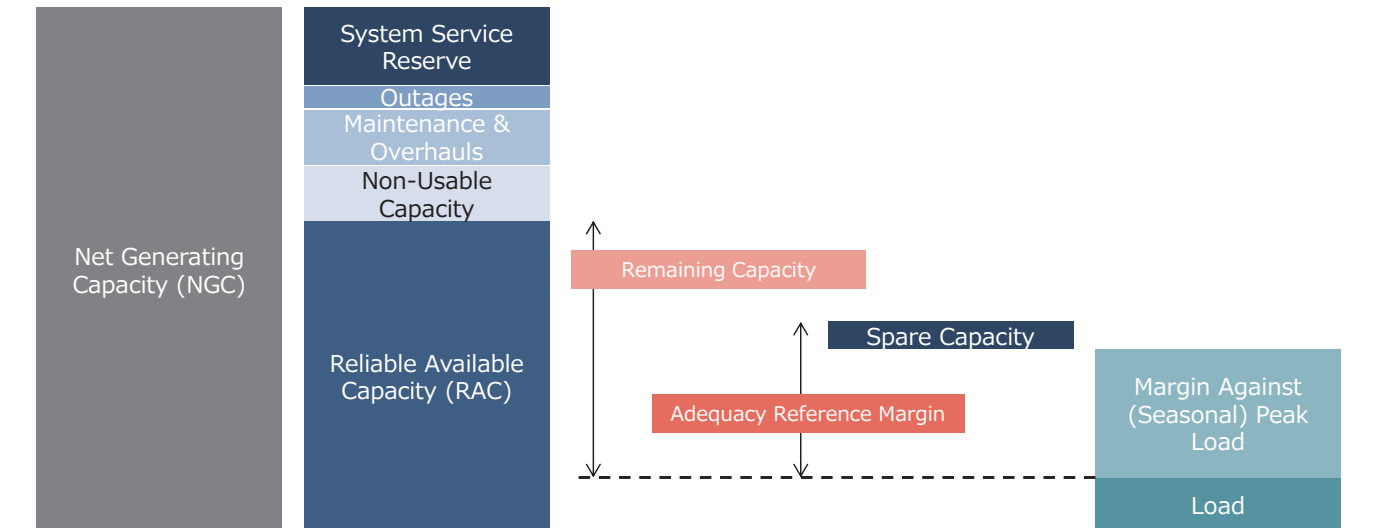
欧州：ENTSO-Eにおける信頼度評価の考え方

- 供給予備力（RC）とアデカシー・リファレンス・マージン（ARM）の比較によって供給力が適正かを判断

- ✓ **供給予備力（Remaining Capacity）**：信頼できる利用可能容量（RAC）から最大需要を引いた供給予備力
- ✓ **アデカシー・リファレンス・マージン（Adequacy Reference Margin）**：最大需要見通しに追加される猶予分と正味発電容量（NGC）の5%に相当する予備分を合計したマージン

ENTSO-Eによる長期信頼度評価の枠組み

<評価基準：Remaining Capacity $\geq$ Adequacy Reference Margin>



Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.

109

出所) ENTSO-E, Long Term Reliability Assessment

欧州：ENTSO-Eにおける信頼度評価の考え方

<供給側の想定>

- NGC は**通常状態で長期間に亘って連続的に供給可能な最大電力**。水力や風力の通常状態とは最適な水や風の条件のように**一次エネルギーを最大限に活用できる状態**である。各国のNGCのうち国境にある場合は**実際の運用割合に応じて按分**される
- 各国のARMはSC (Spare Capacity)にMAPL (Margin Against Peak Load)を加えたもの。複数国（地域ブロックやENTSO-E全域）のARMは、需要の不等時性などを考慮し、各国のMAPLに複数国のSCを加えて算出
- 電源開発はTSO提出の2シナリオ（Conservative Scenario A & Best Estimate Scenario B）にて評価
- シナリオAは追加投資不足による供給力の効果が評価される。シナリオBは投資レベルが適正か評価

<需要側の想定>

- 電力系統のアデカシーは**定常状態の需要**に対する供給力の事を指し、発電アデカシーと送電アデカシーの評価が行われている
- Load は代表時点において送配電系統に接続されたすべての電力需要（揚水動力を除く）の1時間平均。発電所の所内電力は計上しないが、送電損失は計上
- 予測にあたっては**通常の気候条件**を想定し、**技術的・経済的・政治的な仮定**（特に人口推移、経済成長、エネルギー効率に関する法律）などを勘案する。DSM (Demand Side Management)による**ピーク時の需要削減**も考慮する。TSOからの予測を集計しているが、経済成長等は**最も高いと思われる負荷成長予測（highest expected load growth forecast by TSOs）**を採用

欧州：ENTSO-Eにおける信頼度評価の考え方

<評価の考え方>

- **通常状態の電源アデカシー評価はRC**によって行う。RCが正であれば有効な発電容量があることを意味し、RCが負であれば発電容量が不足していることを意味する（毎年実績評価をしているが、計画値との比較はしていない模様）
- **季節的な電源アデカシー評価**はRCとARMの比較によって行う
 - ✓ $RC \geq ARM$ ：安定供給に関して問題がない。輸出も可能
 - ✓ $RC \leq ARM$ ：輸入に頼らざるを得ない状況

<供給信頼度評価>

- 電力供給不足となるリスクが1%となるように、すなわち**99%の信頼性を保証するような (SC)を設定**することとし、気候条件に敏感に反応するLoad、および火力発電の停止や出水、風況などに反応するランダム変動を考慮しSCを見積もる
- 上記の基準に基づいて各国のTSOが電力系統の特徴に応じてSCを見積もったところ、SCはNGCの5～10%程度であった。**ENTSO-E全域ではNGCの5%**と想定している
- 2014年までは需給バランスによる評価を行ってきたが、ピーク時間の変動により、2015年より2016-2020-2025年毎に月ごとの分析を行った
- 気候の変動については、14種類の年候（climatic years）により分析（つまり8760h×14パターンで推計）

欧州：ENTSO-Eにおける信頼度評価の考え方

- 電源開発に基づき、NGC（Net Generating Capacity）は増加するものの、UC（Unavailable Capacity）が増加する。この要因は再エネ電源の供給力（kW価値）が低いためであり、再エネの増加に伴いUCも増加している
- 月別にみると、晩夏と初秋でUCが増加するがこれは、以下の理由による。
 - ✓ メンテナンスとオーバーホールが集中する
 - ✓ 太陽光の非利用（利用率の高い夏期と利用率の低い冬期の午後7時の断面での評価に基づく）
 - ✓ 風力の非利用は4月～10月に高いレベルで発生している
 - ✓ 9月の太陽光・風力ピークに基づく利用不能容量（non-usable capacity）
 - ✓ システムサービス予備力と停電レベルはほぼ一定

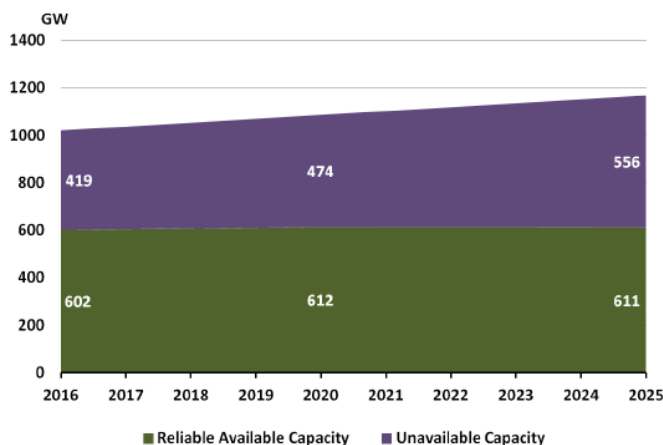


Figure 3.6.1-ENTSO-E RAC and UC forecast (RAC + UC = NGC); Scenario B; January 7 p.m. [GW]

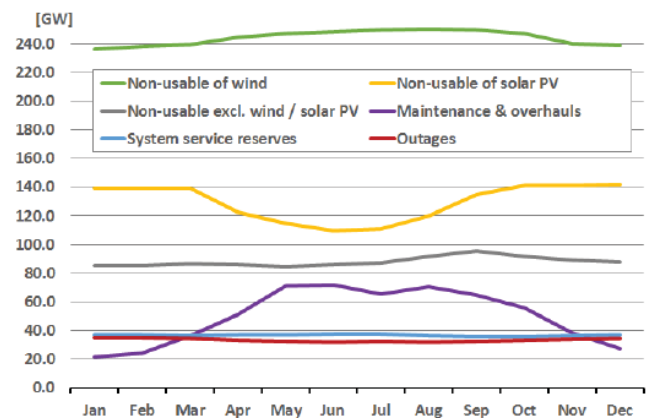


Figure 3.6.3-ENTSO-E forecast of UC elements, Scenario B, year 2025

欧州：ENTSO-Eにおける信頼度評価の考え方

- 電源開発に基づく電源構成及び再エネ割合は以下のとおり
- 残余負荷（residual load）のシミュレーションに際しては、比較的極度（extreme）な気候条件を想定し、その際のランプを設定。需要は一定の負荷となる形（flat daily load shape）を想定して検証している

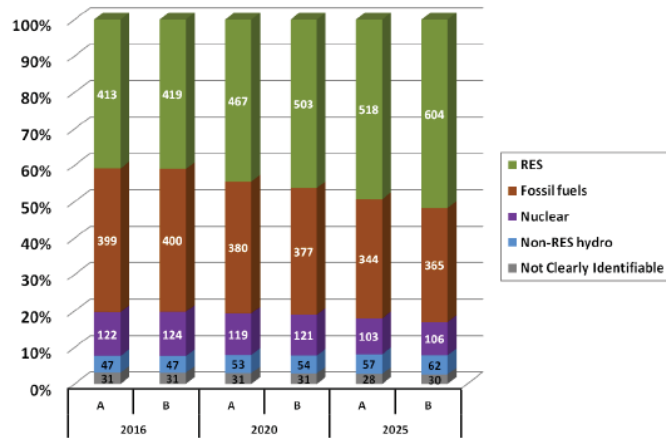


Figure 3.2.2-ENTSO-E total NGC breakdown in 2016, 2020 and 2025; all scenarios; January 7 p.m. [absolute partial values in GW]

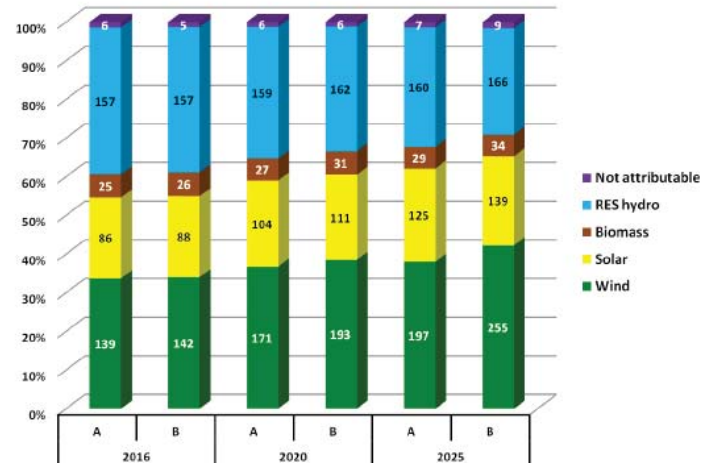
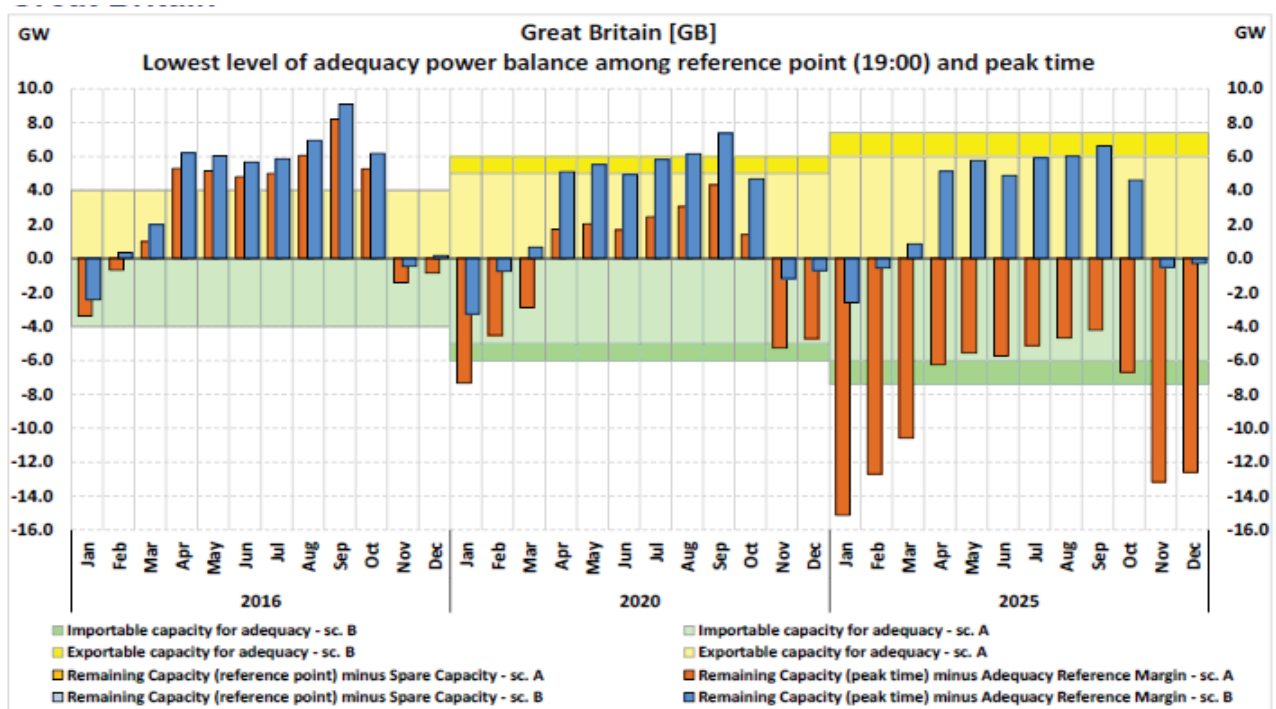


Figure 3.5.2-ENTSO-E RES generation capacity breakdown; all scenarios; January 7 p.m. [absolute partial values in GW]

出所) ENTSO-E Scenario Outlook & Adequacy Forecast

欧州：ENTSO-Eにおける信頼度評価の考え方

- イギリスの試算例は以下のとおり
 - ✓ Scenario Bは将来のエネルギーシナリオとしてNational Gridで策定された2014年のGone Green Scenarioに基づく
 - ✓ レファレンスポイントとピーク負荷ポイントの間で、各単独の月（Scenario AとScenario B）で電力バランスの最低レベルを示す



出所) ENTSO-E Scenario Outlook & Adequacy Forecast

英国：National Gridにおける信頼度評価

<供給計画等の責任>

- イギリスにおける電力供給計画等は、British Electricity Trading and Transmission Arrangements(BETTA)の規定により、英国送電系統（北アイルランドを除く）のTSOであるNational Grid Electricity Transmission（National Grid）社が報告
- ただし需給バランスについてはNational Gridは、あくまでも検討を担当するだけであり予測を行っているわけではない。さらに同社が長期需給バランスの維持の責任を負っているわけではない

<需給計画および供給力評価の手法>

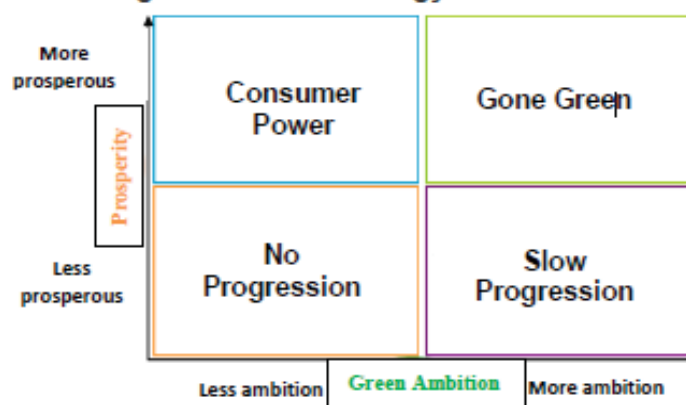
- 同国の需給バランスは基本的にplant marginを用いて検討。plant marginは以下の式で定義される。他国と違いplant marginを指標としているのはわかりやすさのため

$$\text{plant margin} = \text{電源の設備容量} - \text{年最大電力}$$
- なお、それぞれ前提としては以下のとおり
 - ✓ 年最大電力 : ACS（average cold spell：平均的な寒気連続）での年最大電力（冬季に発生）
 - ✓ 供給力 : 設備容量の合計。ただし電源を既設、建設中、同意有り、同意無しとの4 区分に分類
 - ✓ 連系線 : 基本的にフランス、オランダとの連系線の寄与は考慮しない
- 風力発電のkW価値については以下のとおりで評価
 - ✓ 基本 : 風力発電についても基本的に設備容量で計算
 - ✓ 感度解析 : 利用率に応じて風力発電の容量を低減し計算

英国：National Gridにおける信頼度評価

- Future Energy Scenarios (FES)の開発として、以下の4つのシナリオにおいて分析をすることで必要量を算定
- DECCのDDM (Department of Energy & Climate Change、Dynamic Dispatch Model)モデルを使用
 - ✓ 容量市場外の設備は各FESシナリオで想定されている水準に据えられている
 - ✓ DDMは容量市場の条件付きのcapacityを計算しており、3時間のLOLE 信頼度基準を満たすよう設定
- LOLE=3h/yrについては、直近年の厳冬に基づいており、2010年11月に発生した天候が繰り返されることを想定してLOLEを計算。これは長期的な需要データに基づき妥当であるとレポートでは分析
- 国内需要は電気機器（空調/抵抗加熱/給湯機/照明/ヒートポンプ/EV）を対象に部門別（工業/商業/その他）で分析
- DSR（Demand Side Response）も2014-2015年の実績である1GWを採用している。2018-2019の冬にはDSR供給者が容量市場において確保されているのでそれ以降も同程度が提供されると想定。DSRの大半は産業・業務用需要家によるもの^注

Figure 5: Future Energy Scenarios Matrix

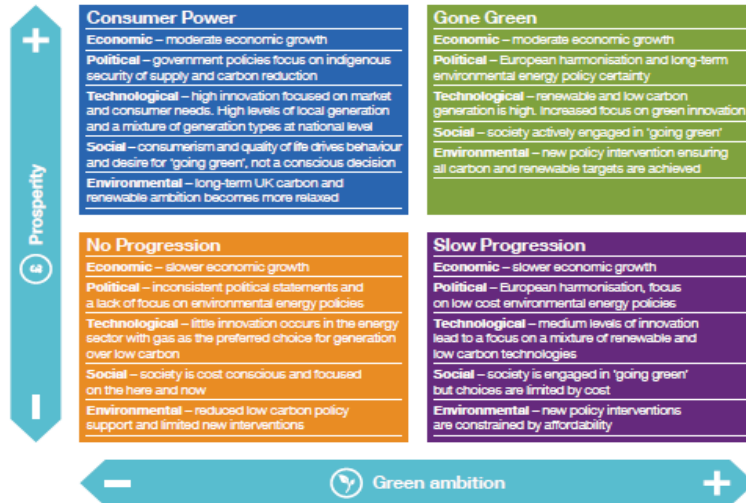


注：DSRはElement Energy Studyに基づいて推計

出所）National Grid, EMR Electricity Capacity Report, June 1, 2015 4. Scenarios & Sensitivities

英国：National Gridにおける信頼度評価

- National GridのFuture Energy Scenarios（エネルギー将来シナリオ、FES）は市場の主要となる要素・傾向と政府の政策をいろいろ変えたシナリオである



出所) DNV-GL

- ✓ 各シナリオは、社会的、政策的、経済的、技術的な要素を変化させている
- ✓ 毎年更新し、将来像を動的に捉える
- ✓ シナリオは計画や長期のシステム運用の基礎として使用する

英国：National Gridにおける信頼度評価

英国の調整力等の基準を決定し運用する3大ステークホルダー



- 国の信頼度基準を決定 – **LOLE 3時間**
 - ✓ National GridとOfgemの分析と提案を使用
- 容量は年一回の容量市場で調達
- 特別な状況下での緊急電力を保持



- 市場が安定供給を促進することを保証
- National Gridのモニター
- 調整サービス導入の承認
- National Gridが調整力を調達することを承認
- 契約の履行とコストのモニター



- ライセンスにより供給の安定性を管理・保持する義務
- システムの詳細な分析
- 資産計画と運用時間断面（10+年からゲートクローズ後まで）の分析
- アンシラリーと調整力の必要量の決定
- システム調整サービスの調達
- 調整サービスの契約管理（義務と商業サービス）
- 調整とReserveプロバイダへの給電

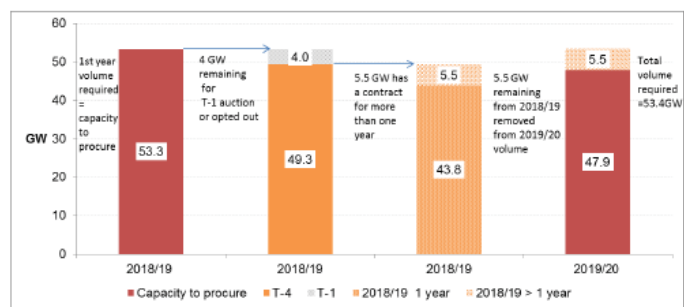
英国：容量市場と供給予備力

- 英国では“The Electricity Capacity Regulations 2014”（以下、Regulation）により、法的な拘束力のある供給予備力が設定されるようになった。概要は以下のとおり

<概要>

- 信頼度基準（Regulation 6条）
 - ✓ 信頼度基準は以下のように規定
“The reliability standard is 3 hours of expected loss of load per capacity year.”
- 容量市場における必要量の算定（Regulation 7条）
 - ✓ 毎年、Delivery Body（National Gridが指定）が信頼度基準を満たすか否か、electricity capacity reportを大臣に報告（Regulation 7条）
 - ✓ このレポートで、容量オークションで調達すべき容量の“recommendation”を提示
- 容量オークションの実施決定（Regulation 10条）
 - ✓ 大臣が実施を決定。その際、capacity reportの推奨量と異なる調達量とする場合は説明が必要（Regulation 12条）
 - ✓ その後、オークションが実施され落札者が決定
 - ✓ 需給逼迫時には、Capacity Market Warningが発令され、容量市場で落札された事業者は発電義務あり
 - ✓ これによって、capacity reportで示された「供給予備力」相当の容量は確保される

Figure 2: Comparison to 2018/19 recommended capacity to procure



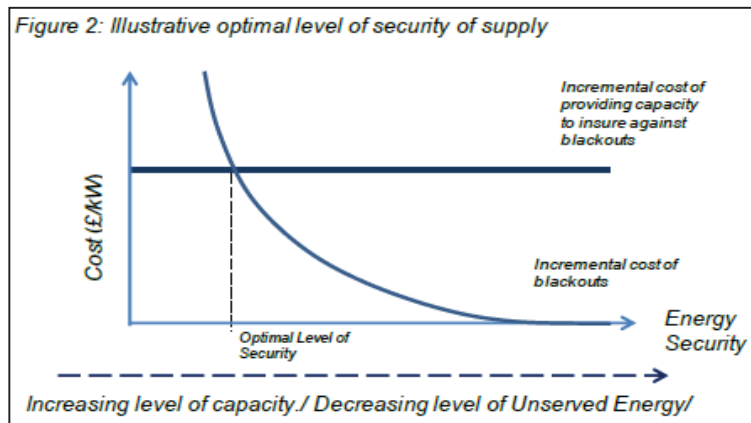
出所) electricity capacity report 2015 National Grid

Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.

119

英国：容量市場と供給予備力

- 信頼度基準はエネルギー・気候変動大臣（Ministry of Energy and Climate Change）が選択
 - ✓ 選択されたLOLEは基準として以下の点で適切と考えられている
 - 隣国の市場で使用されている
 - 容量に対する支払いをするスキームにおける基準の典型である
 - De-rated marginに使う平均値を歪める可能性のある変動型電源の増加している市場には適切である
- 信頼度基準は、新規容量にかかるコストとそれによって停電率が低下することによる便益から割り出す



出所) DECC Reliability Standard Methodology

Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.

120

73

英国：容量市場と供給予備力

- なお、セキュリティの基準値を決定するために、政府は様々なオプションを検討した
 - ✓ LOLE : Loss of Load Expectation – 年間の時間数で表す。長期で見た場合、統計学的に需要に対して供給が不足する時間期待値
 - ✓ De-rated Margin : ピーク需要時にある余剰発電可能性
 - ✓ 管理下の負荷遮断可能性 : 大きな不足が発生し、消費者への供給を計画的に遮断する確率。n 年に1回という単位で表す
 - ✓ EUE : Expected Unserved Energy : 負荷喪失事象に起因して、電力需要に対して供給することができないと予想される年間のエネルギー量
 - ✓ EFC of Wind (Equivalent Firm Capacity) : de-ratedマージンに対する風力の平均貢献度。システムの風力発電を代替するために必要なFirm Capacity (常時供出可能) の量であり、LOLEで測る供給信頼性と同等のレベル

英国：容量市場と供給予備力

- 信頼度基準は重要なパラメータ2つから算出する
 - ✓ 新規参入のコスト
 - ✓ 負荷喪失の経済損失

結果は下記の式で算出する：

$$\frac{\text{新規参入のコスト}}{\text{負荷喪失の経済損失}}$$

- CONE値 (Cost of New Entry) とVoLL(Value of Lost load) 値の範囲を使って信頼度基準の中央値を算出する

Equilibrium Reliability Standard in LOLE (hrs/yr)	Cost of New Entry (£/kW)		
	LOW	CENTRAL	HIGH
	£31.89	£47.18	£66.21
35,490	0.90	1.33	1.87
16,940	1.88	2.78	3.91
10,290	3.10	4.59	6.43

LOLE
3時間

英国：容量市場と供給予備力

- 政府が容量市場での調達容量を算出するために使用した、従来型容量のde-rate率(kW価値) は下記の通り。National Grid社もReserveの必要量算出の時に使用

Generation Type	Base	High Availability	Low Availability
CCGT Pre 2018	87%	89%	85%
CCGT 2018/19	88%	90%	86%
CCGT 2019/20	89%	91%	87%
CCGT 2020/21	90%	92%	88%
CCGT post 2021	90%	92%	88%
Coal	88%	88%	88%
Nuclear (Existing)	82%	89%	76%
Nuclear (New)	90%	90%	90%
ACT Advanced	88%	88%	88%
ACT CHP	88%	88%	88%
ACT Standard	88%	88%	88%
AD	88%	88%	88%
AD CHP	88%	88%	88%
Autogeneration	90%	90%	90%
Biomass CHP	88%	88%	88%
Biomass	88%	88%	88%
Conversion			
Coal CCS	88%	88%	88%
CHP (large scale)	As CCGT	As CCGT	As CCGT
Dedicated Biomass	88%	88%	88%
ERW	88%	88%	88%
ERW CHP	88%	88%	88%
Gas CCS	88%	91%	87%
Gas Turbine	95%	95%	95%
Geothermal	88%	88%	88%
Geothermal CHP	88%	88%	88%
Hydro	85%	85%	85%
Landfill	88%	88%	88%
OCGT	95%	95%	95%
Oil	85%	85%	85%
Pumped storage	97%	97%	97%
Sewage Gas	88%	88%	88%
Solar PV	0%	0%	0%
Tidal	22%	22%	22%
Wave	22%	22%	22%

発電種別
使用可能容量
de-rate率

Name for technology class	Plant Types Included	De-rating factor (2014)	De-rating factor (2015)
Oil-fired steam generators	Conventional steam generators using fuel oil	82.10%	84.61%
OCGT and reciprocating engines (non-autogeneration)	Gas turbines running in open cycle fired mode Reciprocating engines not used for autogeneration	93.61%	94.54%
Nuclear	Nuclear plants generating electricity	81.39%	82.31%
Hydro	Generating Units driven by water, other than such units: driven by tidal flows, waves, ocean currents or geothermal sources, or which form part of a Storage Facility	83.61%	84.87%
Storage	Conversion of imported electricity into a form of energy which can be stored, the storing of energy which has been converted and the re-conversion of the stored energy into electrical energy. Includes hydro Generating Units which form part of a Storage Facility (pumped storage hydro stations).	97.38%	96.63%
CCGT	Combined Cycle Gas Turbine plants	88.00%	89.00%
CHP and autogeneration *	Combined Heat and Power plants (large and small-scale) Autogeneration – including reciprocating engines burning oil or gas	90.00%	90.00%
Coal/biomass/energy from waste	Conventional steam generators using coal or biomass or waste	87.64%	87.86%
DSR		89.70%	86.80%

* De-rating factors of these technologies were provided by DECC

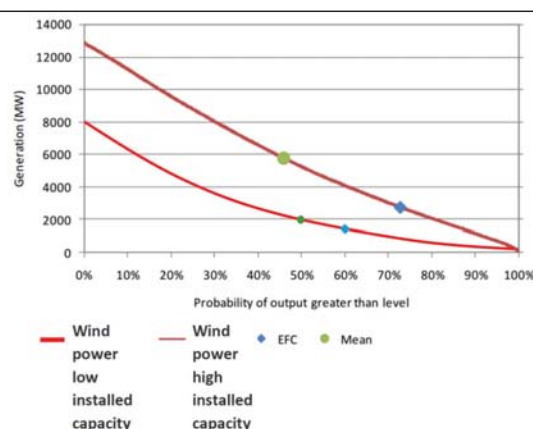
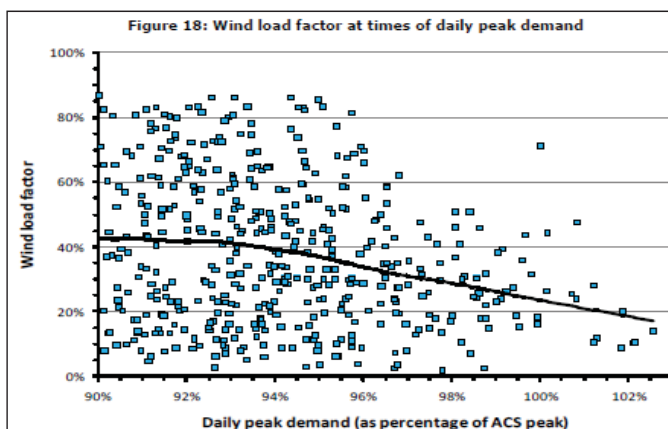
出所) DNV-GL

Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.

123

英国：容量市場と供給予備力

- システムピーク時のマージンに風力の貢献は微小と仮定されている



出所) : Ofgem Capacity Assessment 2013

- 上のグラフは風力負荷とピーク時需要の関係図である。
- 右上グラフの2曲線は、同じ風量だった場合、風力発電設置量の違いによって2シナリオを対比させている。
 - 濃い赤の曲線の場合：最大出力は13,000MW
 - 明るい赤の曲線の場合：最大出力は8,000MW
- この2シナリオを比較すると、設置容量が大きいほど、EFCが平均出力よりも下がることになる

Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.

124

75

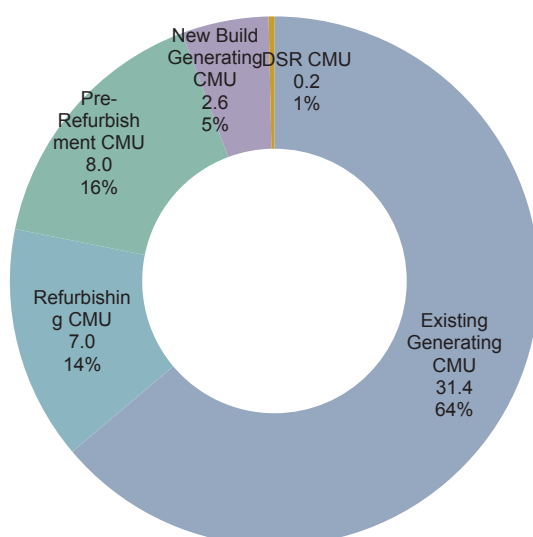
英国：容量市場と供給予備力

- National GridではTOGA（Transmission Outage and Generator Availability, 送電停止と使用可能発電）で使用可能発電プランを発表
 - ✓ 発電事業者はCUSC（Connection and Use of System Code）とGrid Codeに従い、通年、National Grid社に計画停止データを提供する
 - ✓ TOGAシステムですべての情報は公開
 - ✓ データはNational Gridの運用と調整力の計画で使用
 - ✓ National Gridは同じシステムで、送電の停止も公開
- 市場の健全性を保つため、発電事業者は計画外停止データを市場に公開する義務有
 - ✓ EUのREMIT(Regulation on Market Integrity and Transparency, 市場の健全性と透明性に関する規制) によって、発電事業者は市場に影響を及ぼす発電計画・運用計画からの逸脱はすべて公開
 - ✓ 市場とNational Gridの両方にとって、この情報は発電出力と実績を把握するために有益である

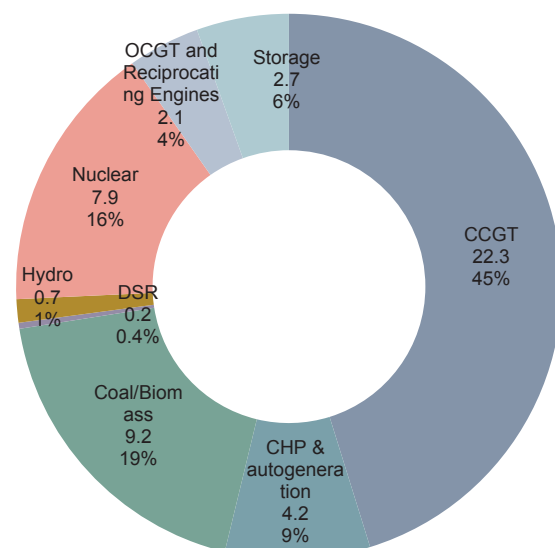
英国：容量市場と供給予備力

- 2014年に実施した容量市場に対する募集（2018/19の募集）の結果は以下のとおり
- DSR（Demand Side Response）の募集も受け付けているが1%未満、既存が6割程度、新規・リプレイスで3割程度募集があった

タイプ別の調達状況



電源種別の調達状況



出所) "Final Auction Results" National grid T-4 Capacity Market Auction 2014

ドイツ：供給信頼度評価（現状）

<発電容量の現状>

- 発電容量は十分以上にある。地域独占体制時には、地域ごとに十分な発電容量を確保していたため
- 1990年代に入り統合した市場が作られ新しい発電所への投資が減少したが、現時点では十分以上の発電容量を保持している
- ドイツは分権的アプローチを取っている。発電設備のアデカシーに関して、監督機関は存在しない。BMWi もモニターしているだけであり、どんな機関・組織も発電設備のアデカシーを確保することに対して責任を持っていない。発電容量は市場が解決するという考え方
- 懸念があるとすれば、原子力発電が廃止される2020年以降のことで、まだ時間は十分にあり

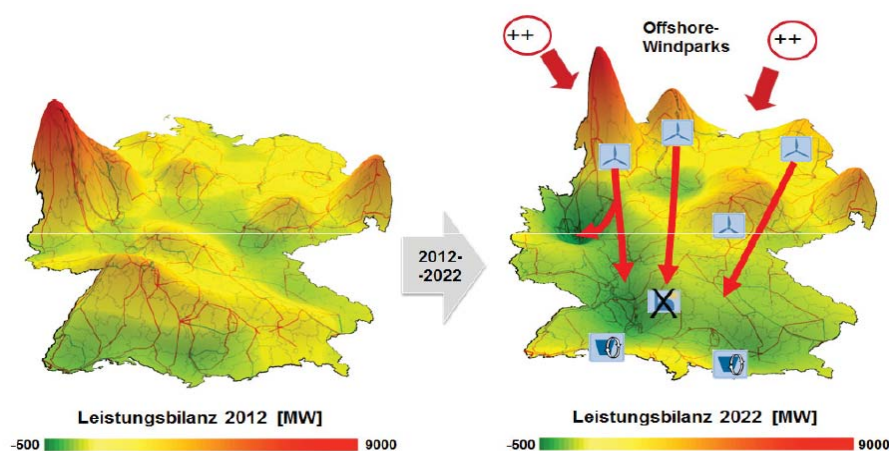
<需要計画と供給力評価>

- 各種データはTSOが収集しているが、電気事業にデータ提供の義務がないこともあり、バックデータは想定によらざるを得ない部分がある。妥当性の判断は困難で検証はできていない
- これとは別に、TSOや電力会社ではなく、BMWiから大学やコンサルタントが委託を受けて検討し、政府が公表するとともに、EU委員会へ提出している“Security of Supply monitoring report”が存在。ただしモニターが目的

ドイツ：供給信頼度評価（現状）

- 現在、従来型の発電容量は超過状態にあり、追加の予備力を調達する必要はない

2012年から2022年の間に変わると予想される容量バランス



出所) “Systemsicherheit im neuen Marktdesign – Fremdkörper oder integraler Bestandteil?“, Dr. Oliver John, Amprion

ドイツ：供給信頼度評価（現状）

- 全国大では従来型発電の超過があるが、南ドイツでは不足があり、様々な方法で対応している

- 発電種別の構成の変化は、今日現在、既に供給のセキュリティに影響を及ぼしている

- 南は以下の理由で発電アデカシーの問題がある：

- ✓ 顕著な北から南への潮流
- ✓ 地域の負荷の量
- ✓ 従来型発電所の廃止
- ✓ 北との系統連系線の欠如

- 暫定的な対応策は北との系統連系線が充分になるまで必要とされる
 - ✓ 追加発電容量は、主にスイスとオーストリアの発電所から調達する。（「冬季予備力」（winter reserve）とか「系統安定容量」として知られている）
 - ✓ TSOが発電アデカシーやシステムサービスの供給に欠かせないと考える休眠を予定している従来型の発電所を、BNetzA（連邦ネットワーク規制庁）が稼働を続けることを必要と決定する

南ドイツで発電アデカシーを満たすために追加的に必要な予備力(MW)

Report from	2015	2014	2013
2013/2014			2,540
2014/2015		3,091+545	
2015/2016	6,700-7,800	6,000	4,800
2016/2017	6,600-7,700		
2017/2018		7,000	
2018/2019	1,600		

出所) Bundesnetzagentur

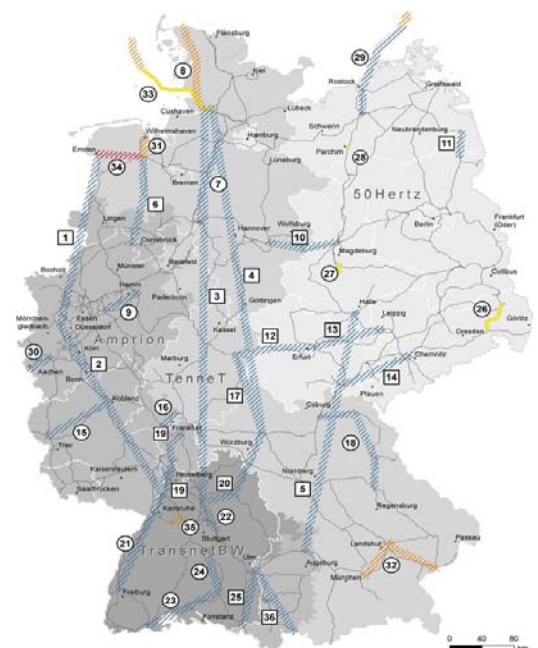
ドイツ：供給信頼度評価（現状）

- TSOは毎年、系統増強プロジェクトの必要性について評価している。その結果は法規制や政策の計画への提言とする

- ✓ TSOの分析では現行の送電ネットワークを60%増強することが明らかになった（配電ネットワークの延伸を含まない）
- ✓ 予想される開発プロジェクトは新規のAC・DCルートを含み、北ドイツの風力を南ドイツの負荷中心に送電するものである
 - TSOの開発プランでは数千もの新しい線が必要
 - 開発プランの一部は隣国への国際連系線（架空線と海底線）の増加である
 - 最も緊急に必要とされるプロジェクトについては政策的に優先権を与える
- ✓ 洋上風力発電は別の計画を採用する

注記：暫定対応-2015-2017年には南の地方で供給の安定を保つために6,700-7,800MWの予備力が必要である。これは従来型発電の廃止（原子力、ガス、石炭）によるものである

TSOの2013年系統開発計画に基づき、連邦政府に承認された系統増強プロジェクト

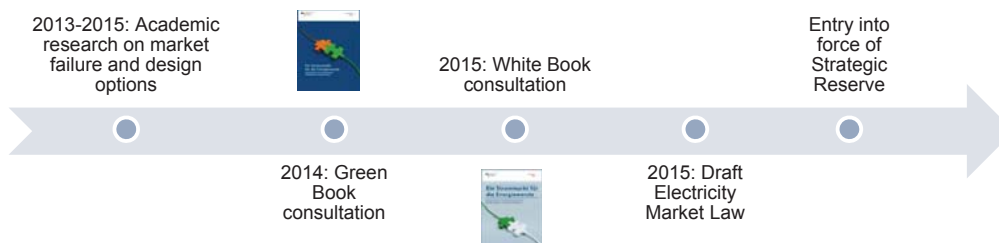


出所) DNV-GL

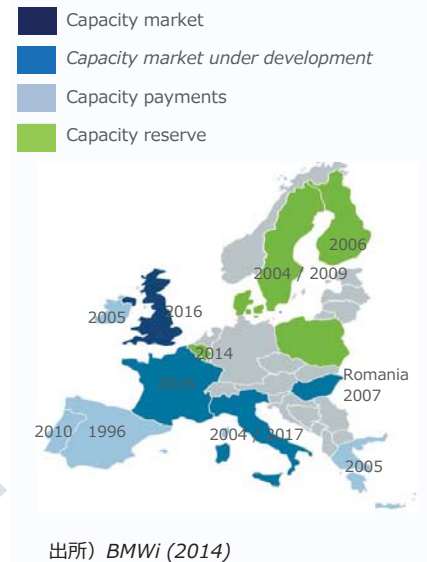
ドイツ：供給信頼度評価（現状）

- 今後10年のため、適切な新市場設計を目標とする体系的な開発プロセスをドイツ連邦政府が開始

- ✓ 新しい市場デザイン、容量メカニズム、補完方法の必要性和オプションため、調査・検討、公開コンサルテーションを実施
 - 再エネを完全に市場に参入させるための法規制の改定、FITから入札への段階的移行
 - 戦略的予備力（ピーク負荷の5%、=4.4GW）：残存容量とマッチさせるための追加的容量バックアップが必要となる2020/2025までの暫定処置
 - 最近市場ベースでの調達に関する入札ルール案が発表
 - ・ 古い褐炭発電所2.7GWを自由市場から強制的に移行（2020年のCO2削減目標を達成するための決定）

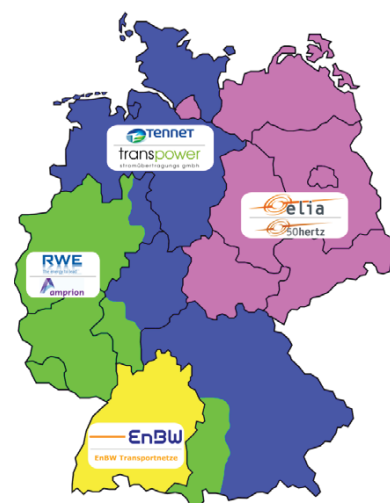


欧州容量メカニズムの概要



ドイツ：供給信頼度評価（現状）

- ドイツにおける信頼度評価は以下の二つがある
 - ✓ BDEWが同国を代表してENTSO-Eに提供している需給計画
(German Association of Energy and Water Industries : ドイツ電気・水道事業連合会)
 - ✓ BMWiが発行しているSecurity of Supply monitoring report
(Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie : 連邦経済技術省)
- ENTSO-E に提供している需給計画は、ドイツ国内4つのTSOがBDEWにデータを提供しているもの



ドイツのTSOの管轄エリア注

注：各地域の下段がTSO、上段がその親会社。elia はベルギーの系統運用者、TenneT はオランダの系統運用者

出所) 平成22年度電力系統関連設備形成等調査(諸外国における供給信頼度等に関する調査)

ドイツ：供給信頼度評価（手法）

- 現在は確定的手法で、実際/想定ピーク時の1断面の発電アデカシー評価が主である

供給安定性評価の主要要件	
頻度	・ 年1回
参照ポイント	・ 予想ピーク負荷参照日（ENTSO-E全体で、12月の3日） ・ 4地域の同年、同時ピークの日
評価対象	・ 毎年、3から5年後の評価をおこなう
手法	・ 確定的(確率論的手法は限定的) ・ LOLEや新規発電のコストの評価はしない

8,760時間分は計算していない

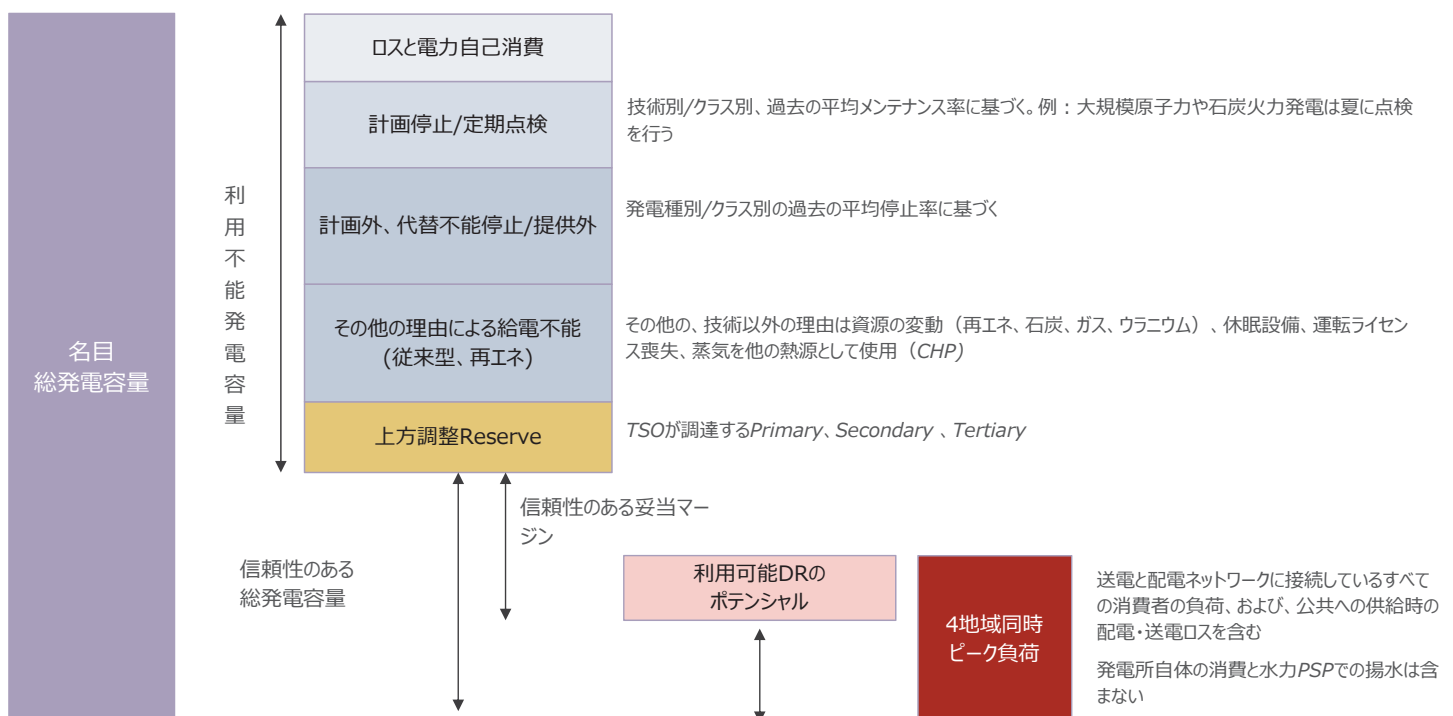
隣国を考慮
例えばドイツのコントロールブロックに関連する総発電量（ルクセンブルグ、西オーストリア）

負荷と発電には別々のデータを用いる
-確率論的と平均確率（例：技術的な停止）
-予測
-実際（例：ピーク負荷時に観測された風力発電）

- ✓ 手法に関する法規制は無い
- ✓ 現在TSOが統計学やシナリオ手法を導入し、不確実性をカバーするための調査をおこなっている
- ✓ 同様の手法は地域（南）やシステム全体の分析に使用している

ドイツ：供給信頼度評価（手法）

- 手法ではシステムピーク時に発電容量を割り引く様々な要素を考慮している



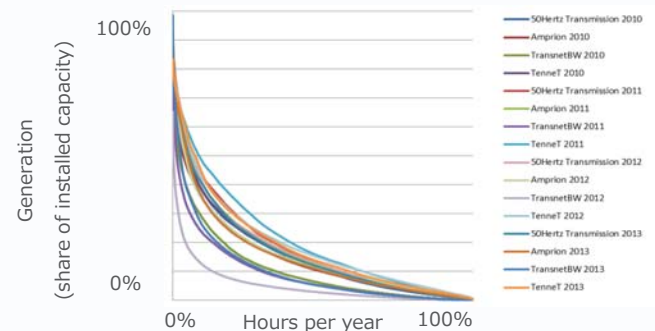
ドイツ：供給信頼度評価（手法）

- TSOの手法では、再エネは信頼性マージンへの貢献は微小

- ✓ 技術的理由ではない給電不能電力の基準：変動する資源を使用する発電は全時間帯の99%で供給ができる場合のみ考慮する
 - 再エネは信頼性マージンには到底含まれない
- ✓ ガス（または石炭）が不足する可能性は無視できる

Technology	不信頼性レベル、技術以外の理由（資源量等）
Biomass	33%
PV	100%
Wind	99%
Pump storage hydro	20%
Run-of-river hydro	75%

年毎、TSO毎の風力発電時間



出所) Reliability margin calculation of the 4 German TSOs, 2014

ドイツ：供給信頼度評価（手法）

- 2011年における調査^注においては、4TSOがENTSO-Eに報告する信頼度評価の説明として以下のとおり。

＜再生可能エネルギーの供給力＞

- **風力発電の供給力**は仮定により計算結果にばらつきが生じており、**5～10%程度**と評価。各種データに基づくもので、TSO、風力事業者、電気事業者、政府関係者のコンセンサスのもとで採用されている
- Security of Supply monitoring report では5%を採用。ENTSO-Eへ提出する需給計画では10%が採用されている
- 一方、**太陽光発電**については最大電力が冬の19時ごろに発生するため、**供給力はゼロ**として評価されている
→現在は、次頁のとおり、風力は1%、太陽光は0%と想定。

＜需要想定＞

- 現在 DSM/DR の効果はadequacy 評価に見込んでいない
→現在は、前頁のとおり利用可能なDR分は評価に見込んでいる。

＜供給信頼度評価＞

- 信頼度基準としては、ENTSO-Eと同様に電力供給不足となるリスクが1%となるように、すなわち**99%の信頼性を保証するようなSCを設定**している
- このSCと代表時点における負荷とピーク負荷との差であるMAPLを足した**ARMがNGCの8～10%程度**であり、**RCがこれ以上必要**であると見込んでいる
- この99%という数値は、「99%も信頼性があれば十分だ」といったものであり、科学的な根拠はなく、法令等に定められているものでもない
- 一方で、運用サイドではtertiary reserveの必要量評価を同様の手法で行っている。そこではピークロードではなく、すべての時間帯を対象として99.9%確率レベルで評価しており、**想定する信頼度レベルは計画と運用で異なっている**

注 平成22年度電力系統関連設備形成等調査（諸外国における供給信頼度等に関する調査）

2.2 米国

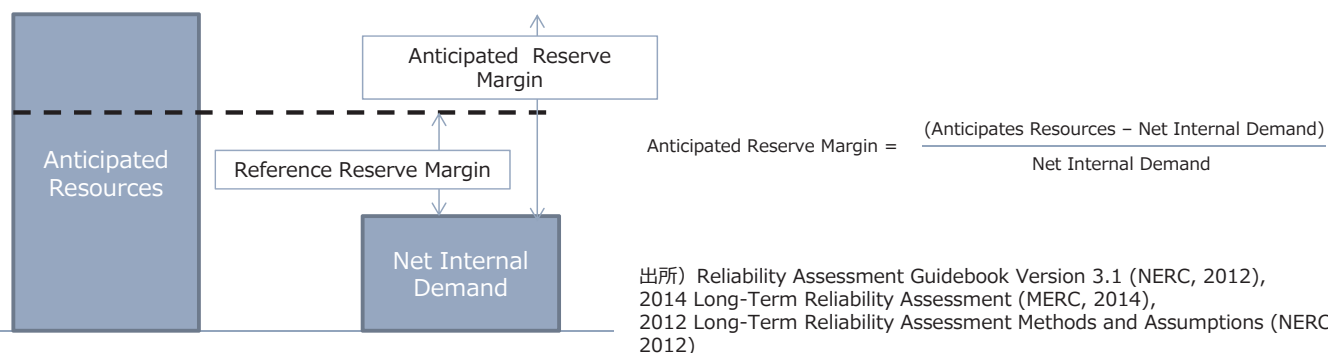
米国：NERCにおける供給信頼度評価の考え方

- NERCは、長期供給信頼度評価として、向こう10年の評価を行うLong-Term Reliability Assessmentと、直近1年の夏季/冬季における予備力の評価を行う、Seasonal Assessmentを実施
- 長期信頼度評価の考え方は下図の通り
 - ✓ **需要(Net Internal Demand)**：通常の気温条件に基づくピーク需要想定(Internal Demand^注)から、制御可能な需要削減活動（直接負荷削減、需給調整契約、CPP契約等）を差し引いたもの
 - ✓ **供給力(Anticipated Resources)**：①制御エリア内の既存発電所の発電容量のうち、ピーク時間帯に確実な送電が見込めるもの、②制御エリア内で建設中または建設許可取得済プロジェクトの発電容量、③隣接制御エリアからの輸入容量（Firm託送契約締結済のもの）の合計値
 - ✓ **基準予備率(Reference Reserve Margin)**：長期の供給信頼度評価にあたり、基準となる予備率。制御エリア毎に基準予備率算定の考え方は異なる。基準予備率の算定方法が存在しない制御エリアについては、15%（供給力が火力主体の場合）、または10%（供給力が水力主体の場合）を適用

NERCによる長期信頼度評価の枠組み

注：実際のピーク需要が予測を上回る確率と
下回る確率がそれぞれ50%になるようなピーク需要想定

<評価基準：Anticipated Reserve Margin ≥ Reference Reserve Margin>



米国：各エリアにおける需要想定の方（総括）

● 各制御エリアにおける需要想定の方

制御エリア	CAISO	ERCOT
ベースラインの考え方	“long-run 50% probability “：主要な変動要素を加味した確率論的需要予測の中間値をベースラインとして設定（ベースラインから上振れ・下振れする可能性がそれぞれ50%となる需要想定） - 需要カーブは、過去の実績値を平均し、ピーク需要の伸びに応じてそのまま拡大 ※過去何年分の実績値を見ているかは不明 - 過去の平均気温と一般的な経済成長率を見込む	“long-run 50% probability “：主要な変動要素を加味した確率論的需要予測の中間値をベースラインとして設定（ベースラインから上振れ・下振れする可能性がそれぞれ50%となる需要想定） - ERCOT地域を8つの気候地域に区分し、かつ其々について家庭・業務・産業部門別に需要想定を実施 - 需要カーブは、過去5年間の実績値を平均し、ピーク需要の伸びに応じてそのまま拡大 - 需要想定は従来、気温(Heating and Cooling Days)および経済指標（非農業雇用者数、住宅ストック、人口）に相關するものとして想定（近年は人口への相関が強まる傾向）
評価断面	実績値をピーク需要の伸びに応じてそのまま拡大するため、評価断面（ピーク時間帯）は一意に定まると考えられる	評価断面を定めている訳ではなく、上記の需要想定を行うことで、評価断面（ピーク時間帯）が一意に定まると考えられる
省エネ	将来の省エネによる需要下振れは考慮していない	将来の省エネによる需要下振れは考慮していない
DR	ISOが制御可能な需要削減活動（直接負荷削減、需給調整契約、CPP契約等）を加味	ISOが制御可能な需要削減活動（直接負荷削減、需給調整契約、CPP契約等）を加味

出所）2014 ERCOT Planning Long-Term Hourly Peak Demand and Energy Forecast (ERCOT, 2014)

米国：各エリアにおける需要想定の方（総括）

● 各制御エリアにおける需要想定の方

制御エリア	PJM	NYISO
ベースラインの考え方	“long-run 50% probability “：主要な変動要素を加味した確率論的需要予測の中間値をベースラインとして設定（ベースラインから上振れ・下振れする可能性がそれぞれ50%となる需要想定） - 過去7～10年間のPJM Hourly Load Data及びWorld（PJMに隣接するSERC、RFC、MISO、NPCCの一部地域）のHourly Load Dataを基に、PJM Load Forecasting Modelを用いて、PJM内の各地域及びそれらを組み合わせた地域における、毎月及び季節ごとのピーク需要を算出 - PJM Load Forecasting Modelは、カレンダー効果（週日数、月日数、休日日数、サマータイム）、気候（風速、温湿度、暖房・冷房デグリーデー、太陽光）、経済指標（人口、GDP、各セクター売上など）を考慮 - 負荷マネジメント、エネルギー効率、プライスレスポンシブデマンド、電力計の後ろでの電力のやり取りも組み込む	“long-run 50% probability “：主要な変動要素を加味した確率論的需要予測の中間値をベースラインとして設定（ベースラインから上振れ・下振れする可能性がそれぞれ50%となる需要想定） - NYISO内の11地域において2段階の需要想定を行う - Stage1では、計量経済的想定に基づいた各地域の需要想定が行われる。技術水準、省エネ水準は現状と同程度を想定 - Stage2では、州レベルの省エネプログラム、建築物規制、機器類の省エネ基準などによる省エネルギー予測を反映したベースラインを設定する。次に、各地域において、極端な気象状況を考慮し、上記ベースラインを中間値とする上振れ・下振れケースを想定する（80%信頼区間）
省エネ	将来の省エネによる需要下振れを考慮	将来の省エネによる需要下振れを考慮
DR	RPM市場、FRR制度、Base Residual Auction（初期容量オークション）、Incremental Auctions（補足容量オークション）を通じたDRを加味	DRを加味

出所）PJM Manual 19: Load Forecasting and Analysis (PJM, 2015)
 NYISO Manual 26 Reliability Planning Process Manual (NYISO, 2014)
 2012 Long Term Reliability Assessment (NERC, 2012)

米国：各エリアにおける供給力想定の方（総括）

● 各制御エリアにおける供給力想定の方

制御エリア	CAISO	ERCOT
供給力の容量想定 (Anticipated capacity)	①制御エリア内の既存発電所の発電容量のうち、ピーク時間帯に確実な送電が見込めるもの、②制御エリア内で建設中または建設許可取得済プロジェクトの発電容量、③隣接制御エリアからの輸入容量（Firm託送契約締結済のもの）の合計値	左記と同様
各発電プラントの稼働想定		
火力	● メリットオーダーに応じて稼働 ● バイオマス発電もメリットオーダーに従って稼働するが、ガス価格より安価な想定となっており、常時稼働する	● メリットオーダーに応じて稼働
水力	● 過去の発電実績を踏まえて、渇水等により低位の発電量を想定	● 過去11年間の発電実績を踏まえて想定 ● ERCOTでの水力シェアは小さく、影響は微小
太陽光	● 過去5年間の1時間あたり発電量の平均値を算出 ● 供給力にあたっては平滑化（1週毎に、8時間平均値（計3種類）を設定）	● 2011年以降の太陽光発電実績値から月別のプロフィールを設定（当該は2011年以降しか収集していない） ● 実効出力は、定格の100%
風力	● 少なくとも過去5年間の1時間あたり発電量の平均値を算出 ● 供給力にあたっては平滑化（1週毎に、4時間平均値（計6種類）を設定）	● 2011年以降の風力発電実績値から月別のプロフィールを設定（風況データは2011年以降しか収集していない） ● 実効出力は、海岸設置風力が定格の56%、内陸風力が定格の12%
自家発電	● 電力計より後ろの発電設備（自家発、屋根置き太陽光）は、需要想定に組み込まれていると見なし、特段の手当を行わない	● 左記と同様
計画停止 計画外停止	● 過去の定検タイミングを踏まえて設定（ピーク需要時期の定検は想定しない）	● 過去の定検タイミングを踏まえて決定 ● 計画外停止は、過去の実績を踏まえて確率論的に設定
出所）Loads and Resources Methods and Assumptions (WECC, 2014)		出所）ERCOT Reserve Margin Analysis (2015)

Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.

141

米国：各エリアにおける供給力想定の方（総括）

● 各制御エリアにおける供給力想定の方

制御エリア	PJM	NYISO
供給力の容量想定 (Anticipated capacity)	①制御エリア内の既存発電所の発電容量のうち、ピーク時間帯に確実な送電が見込めるもの、②制御エリア内で建設中または建設許可取得済プロジェクトの発電容量③隣接制御エリアからの輸入容量（Firm託送契約締結済のもの）の合計値	①制御エリア内のNY容量市場への参加資格のある existing-certain resource②制御エリア内で計画中の発電容量のうち、法的許可、State Environmental Quality Actの定める環境影響評価、System Reliability Impact Studyによる認証を獲得済みのもの③隣接制御エリアからの輸入容量（Firm託送契約締結済のもの） ・ Conceptual Resource, Energy-only Resource, Transmission-limited Resourceは含まない
各発電プラントの稼働想定		
火力	● メリットオーダーに応じて稼働	● メリットオーダーに応じて稼働
水力	● 過去の発電実績を踏まえて想定	● 過去の発電実績を踏まえて想定
太陽光	● 実効出力は、定格の38%	● 実効出力は、定格の65%
風力	● オンピーク時の実行出力は、定格の13%	● 実効出力は、定格の17%
自家発電	● 電力計より後ろの発電設備（自家発、屋根置き太陽光）は、特段の手当を行わない	● 電力計より後ろの発電設備（自家発、屋根置き太陽光）は、特段の手当を行わない
計画停止 計画外停止	● 過去の定検タイミングを踏まえて決定 ● 計画外停止は、過去の実績を踏まえて設定 ● 稼働期間が5年未満または将来稼働予定のプラントについては、入手可能期間分のデータと同一種プラントの平均的データで重みづけを行う	● 過去の定検タイミングを踏まえて決定 ● 計画外停止は、過去の実績を踏まえて設定

出所）2014 Long Term Reliability Assessment (NERC, 2014)
2012 Long Term Reliability Assessment (NERC, 2012)

Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.

142

米国：各エリアにおける基準予備率設定の考え方（総括）

● 各制御エリアにおける基準予備率算定の考え方

制御エリア	CAISO (WECC)	ERCOT					
予備率算定の考え方	● Building Block Margin (BBM)方式 ● WECC参加の制御機関(Balancing Authority: BA)毎に、以下4項目の積上げによって算定 ➢ Contingency Reserves : 最も過酷なN-1事故発生時に、指令後10分以内に需給バランスを維持する (Area Control Errorをゼロにする) 予備力。ピーク需要の6%程度 ➢ Regulating Reserves : 自動発電制御 (Automatic Generation Control)によって周波数調整を行う瞬動予備力(Spinning Reserve)の総量 ➢ Forced Outage : 過去10年間の事故停止データを踏まえて、N-2事故に対応するために必要な予備力 ➢ Temperature Adders : 過去の気温実績から、10%の確率 (10年に1回の確率) で発生する高温・低温時に必要となる需要に対応する予備力 ● 評価を行うたびに上記検討を行うため、基準予備率は年毎に異なる。CAISOエリアの基準予備率は15.02% (2015年夏季)	● LOLE(10年に1回) ● 経済性と信頼度維持の両立を図るために、他の指標の可能性を、テキサス州公益事業委員会とともに検討中。具体的な候補としてExpected Unserved Energy (EUE)があがっている ● それぞれの指標を用いた場合の2016年断面の基準予備率					
		<table><tr><th>信頼度指標</th><th>基準予備率</th></tr><tr><td>0.1 LOLE (1 event in 10 year LOLE)</td><td>16.75%</td></tr><tr><td>0.001% EUE (EUE MWh per Total Demand in MWh)</td><td>11.5%</td></tr></table>	信頼度指標	基準予備率	0.1 LOLE (1 event in 10 year LOLE)	16.75%	0.001% EUE (EUE MWh per Total Demand in MWh)
信頼度指標	基準予備率						
0.1 LOLE (1 event in 10 year LOLE)	16.75%						
0.001% EUE (EUE MWh per Total Demand in MWh)	11.5%						

出所) Reliability Assessment Guidebook Version 3.1 (NERC, 2012),
2014 Long-Term Reliability Assessment (NERC, 2014),
2012 Long-Term Reliability Assessment Methods and Assumptions (NERC, 2012)
Loads and Resources Methods and Assumptions (WECC, 2014)

出所) ERCOT Reserve Margin Analysis (2015)
Scope of Competition in Electric Market in Texas (2015)

米国：各エリアにおける基準予備率設定の考え方（総括）

● 各制御エリアにおける基準予備率算定の考え方

制御エリア	PJM	NYISO
予備率算定の考え方	● LOLE(10年に1回) ● PRISM (Probabilistic Reliability Index Study Model) を主なツールとして基準予備率を算出 ● PJMエリアと隣接するWorld (SERC, RFC, MISO, NPCCの一部) の2つのエリアをモデル化 ● 毎日の不足確率 (Probability of Loss of Load) を5倍したもので、週のLOLEを算定し、(休日のLOLEは無視できるほど小さいとする) 52週のLOLEを合計することで年間のLOLEを導出する ● 需要の変動が標準正規分布に従うものとし、想定需要に対して$\pm 4.2\sigma$の範囲内の21点の需要変動に対して不足確率を算定 ● 気候条件、経済条件、発電機の停止等による負荷変動を考慮 ● 2015年-2016年の基準予備率は、15.70%	● LOLE(10年に1回) ● 毎年、The New York State Reliability Council (NYSRC)のInstalled Capacity CommitteeによりNYISOの基準予備率が決定される ● モンテカルロシミュレーションを用いたMARS(Multi-Area Reliability Simulation)を主なツールとして、系統信頼度を評価 ● MARSは送電容量による影響も反映する ● NYSRCが決定する2015年-2016年の基準予備率は17.0%

出所) PJM Manual 20:PJM Resource Adequacy Analysis (PJM, 2015)
NYISO Manual 26 Reliability Planning Process Manual (NYISO, 2014)
2014 Long-Term Reliability Assessment (NERC, 2014)
2012 Long-Term Reliability Assessment Methods and Assumptions (NERC, 2012)

米国：各エリアにおける基準予備率設定の考え方（総括）

<LOLE = 1日/10年の設定根拠について>

- 供給力算定への確率論的手法適用の関心が顕著に示されたのは1933年であったが、これに関する最初の主要な一連の論文は1947年になるまで発表されなかった。
- 北米では、供給力確保（Resource Adequacy）で使用した従来の信頼度目標は0.1日/年であった。この測定基準は1947年にシカゴのMidwest Generation MeetingでGiuseppe Calabreseが発表した論文まで遡ることができるが、0.1日/年になった正確な起源は不詳ではある。「Loss of Load Approach」は現在も「Calabrese Method」と呼ばれることがある。
- Calabreseの論文は、一定数の年において電力不足（停電）が予測される日数に基づいて信頼度目標を設定することをベースにしている。C.W. Watchornは適切な容量予備力に関し複数の論文を執筆している
- Watchornはその論文の中で、「合理的なサービス信頼性のレベルは、8～10年間に1日という平均率の規模で電力供給できない確率である」と述べている。しかし、その説の根拠は示されなかった。
- 上記にかかわらず、1950年代以降、LOLE = 1日/10年として予想され、現在も使用されている。

出所)

Calabrese Giuseppe, "Generating Reserve capacity Determined by the Probability Method" American Institute of Electrical Engineers, Transactions of IEEE, Vol. 66, Jan 1947

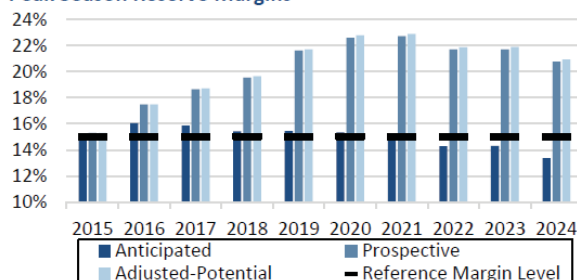
Watchorn, C.W., "The Determination and Allocation of Capacity Benefits Resulting interconnecting Two or More Generating Systems" American Institute of Electric Engineers Transactions of IEEE, Vol. 69, Jan 1950

カリフォルニア州：供給信頼度と供給力確保の現状

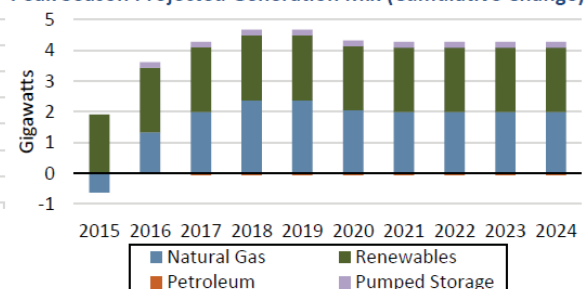
● 2014 Long-Term Reliability Assessment (CAISO)

Demand (MW)	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Total Internal Demand	57,606	56,767	57,004	57,245	57,580	58,003	58,257	58,542	58,742	58,930
Demand Response	1,996	2,019	2,055	2,081	2,132	2,184	2,236	2,287	2,339	2,389
Net Internal Demand	55,610	54,748	54,949	55,164	55,448	55,819	56,021	56,255	56,403	56,541
Resources (MW)	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Anticipated	64,102	63,531	63,670	63,675	64,014	64,383	64,576	64,289	64,470	64,106
Prospective	64,126	64,327	65,205	65,951	67,431	68,441	68,744	68,462	68,646	68,285
Adjusted-Potential	64,126	64,327	65,225	65,998	67,478	68,541	68,847	68,565	68,748	68,387
Reserve Margins (%)	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Anticipated	15.27%	16.04%	15.87%	15.43%	15.45%	15.34%	15.27%	14.28%	14.30%	13.38%
Prospective	15.31%	17.50%	18.66%	19.55%	21.61%	22.61%	22.71%	21.70%	21.71%	20.77%
Adjusted-Potential	15.31%	17.50%	18.70%	19.64%	21.70%	22.79%	22.89%	21.88%	21.89%	20.95%
Reference Margin Level	15.02%	15.02%	15.02%	15.02%	15.02%	15.02%	15.02%	15.02%	15.02%	15.02%
Excess/Shortfall (MW)	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Anticipated	139	559	467	226	238	180	141	(415)	(405)	(927)
Prospective	164	1,356	2,003	2,501	3,655	4,238	4,309	3,758	3,771	3,251
Adjusted-Potential	164	1,356	2,022	2,549	3,702	4,338	4,412	3,860	3,874	3,354

Peak Season Reserve Margins



Peak Season Projected Generation Mix (Cumulative Change)



出所) NERC, 2014 Long-Term Reliability Assessment (2014)

カリフォルニア州：供給信頼度と供給力確保の現状

- CAISOでは、CPUCが定めた「10年で1日」という信頼度基準で予備率を決定している。その結果、約15%が目標となっている。

CAISO Planning Reserve Margins

2015年夏期 需要供給見通し (計画予備率)			
供給確保計画規約	ISO	SP26	NP26
既存発電所	54,044	26,660	27,384
廃止発電所	0	0	0
高確率で新規稼働する発電所	278	117	161
総州間取引 (Moderate)	9,500	8,700	2,000
純供給量 (MW)	63,822	35,477	29,545
DR&遮断可能プログラム	1,840	1,297	543
需要 (2年に1回、夏期高温)	47,188	27,183	20,832
計画予備率	39.1%	35.3%	44.4%

$$\text{予備率} = [(\text{総供給量} + \text{デマンドレスポンス} + \text{遮断可能プログラム}) / \text{需要}] - 1$$

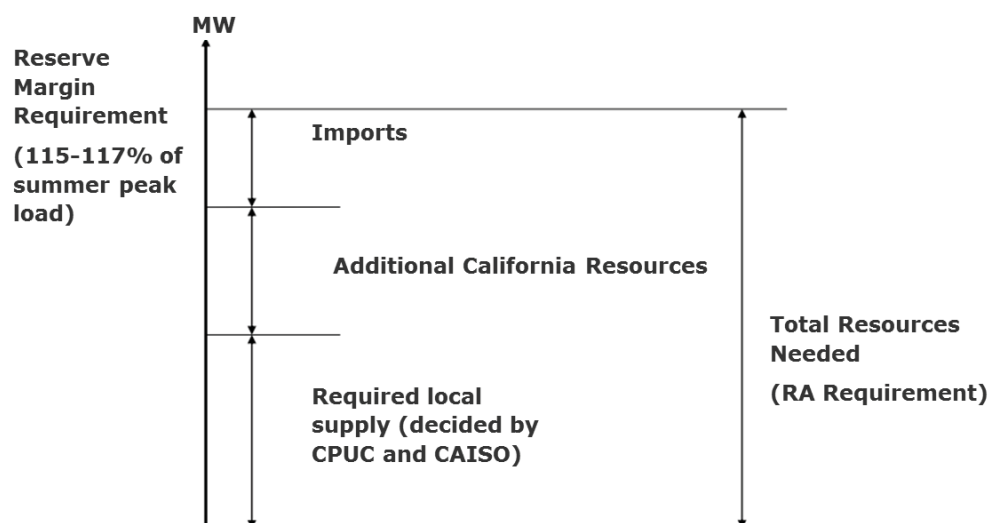
出所) CAISO: 2015 Summer Loads and Resource Assessment より三菱総合研究所作成

Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.

147

カリフォルニア州：供給信頼度と供給力確保の現状

- 予備率の要件は、CAISO内のミニマムローカルリソース、カリフォルニア州全域のリソース、及び輸入により満たしている。供給力確保のために、隣接エリアからの輸入を加味してよい



出所) CAISO

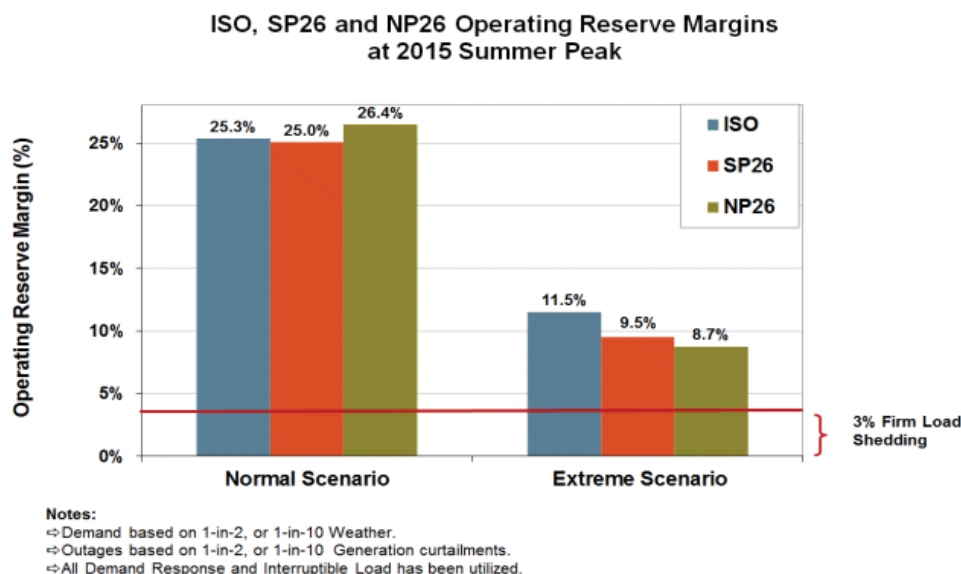
Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.

148

カリフォルニア州：供給信頼度と供給力確保の現状

● ゾーン別の供給力は十分

- ✓ CAISOの需要・供給力評価は、バランシングエリア全体（カリフォルニア州の約80%）の条件を考慮し、その上でカリフォルニア北部（North of Path 26, NP26）及び南部（South of Path 26 or SP26）の条件をそれぞれ検討する



出所) CAISO: 2015 Summer Loads and Resource Assessment

カリフォルニア州：供給信頼度と供給力確保の現状

● 需要と供給のリスクは、夏期気温に基づく需要シナリオを用いて評価

通常シナリオでの予備力

Normal Scenario Operating Reserve Margins			
Summer 2015 Outlook - Normal Scenario			
1-in-2 Demand, 1-in-2 Generation Outage and Moderate Imports			
Resource Adequacy Conventions	ISO	SP26	NP26
Existing Generation	54,044	26,660	27,384
Retirement	0	0	0
High Probability Additions	278	117	161
Hydro Derate	(1,511)	(634)	(878)
Outages (1-in-2 Generation) ¹²	(5,028)	(2,163)	(2,882)
Net Interchange (Moderate)	9,500	8,700	2,000
Total Net Supply (MW) ¹³	57,283	32,680	25,785
DR & Interruptible Programs	1,840	1,297	543
Demand (1-in-2 Summer Temperature)	47,188	27,183	20,832
Operating Reserve Margin ¹⁴	25.3%	25.0%	26.4%

極端なシナリオでの予備力

Summer 2015 Outlook - Extreme Scenario			
1-in-10 Demand, 1-in-10 Generation Outage and Low Imports			
Resource Adequacy Conventions	ISO	SP26	NP26
Existing Generation	54,044	26,660	27,384
Retirement	0	0	0
High Probability Additions	278	117	161
Hydro Derate	(2,733)	(1,336)	(1,397)
High Outages (1-in-10 Generation)	(6,704)	(3,478)	(4,165)
Net Interchange (Low)	8,300	8,500	1,100
Total Net Supply (MW)	53,185	30,463	23,083
DR & Interruptible Programs	1,840	1,297	543
High Demand (1-in-10 Summer Temperature)	49,370	29,006	21,735
Operating Reserve Margin	11.5%	9.5%	8.7%

出所) CAISO: 2015 Summer Loads and Resource Assessment

注記:

- Existing Generation（既存発電所）（従来エネルギー 72%, 再生可能エネルギー 28%）
- High Probability Additions（高確率で新規稼働する発電所（電源））（太陽光、風力、バイオガス）
- Net Interchanges of CAISO(CAISOの総州間取引)
- Total Net Supply（純供給量）＝ 既存発電所 ＋ 高確率で新規稼働する発電所(電源) － (水力 出力低下分) － 廃止発電所 ＋ 総州間取引量
純供給量
- DR & Interruptible Programs（遮断可能プログラム）（8月に発動可能なMW量）
- Planning Reserve Margin = [(総供給量 ＋ デマンドリスポンス ＋ 遮断可能プログラム) / 需要] - 1
- Operating Reserve Margin（運用予備率）＝ [(総供給量 ＋ デマンドリスポンス ＋ 遮断可能プログラム) / 需要] - 1

カリフォルニア州：供給信頼度評価における需要と供給の詳細

CAISO 2016 Local Capacity Technical Studyで用いられている
インプットや方法論

Input Assumptions:	
• Transmission System Configuration	The existing transmission system has been modeled, including all projects operational on or before June 1, of the study year and all other feasible operational solutions brought forth by the PTOs and as agreed to by the CAISO.
• Generation Modeled	The existing generation resources has been modeled and also includes all projects that will be on-line and commercial on or before June 1, of the study year
• Load Forecast	Uses a 1-in-10 year summer peak load forecast
Methodology:	
• Maximize Import Capability	Import capability into the load pocket has been maximized, thus minimizing the generation required in the load pocket to meet applicable reliability requirements.
• QF/Nuclear/State/Federal Units	Regulatory Must-take and similarly situated units like QF/Nuclear/State/Federal resources have been modeled on-line at qualifying capacity output values for purposes of this LCT Study.
• Maintaining Path Flows	Path flows have been maintained below all established path ratings into the load pockets, including the 500 kV. For clarification, given the existing transmission system configuration, the only 500 kV path that flows directly into a load pocket and will, therefore, be considered in this LCR Study is the South of Lugo transfer path flowing into the LA Basin.
Performance Criteria:	
• Performance Level B & C, including incorporation of PTO operational solutions	This LCT Study is being published based on Performance Level B and Performance Level C criterion, yielding the low and high range LCR scenarios. In addition, the CAISO will incorporate all new projects and other feasible and CAISO-approved operational solutions brought forth by the PTOs that can be operational on or before June 1, of the study year. Any such solutions that can reduce the need for procurement to meet the Performance Level C criteria will be incorporated into the LCT Study.
Load Pocket:	
• Fixed Boundary, including limited reference to published effectiveness factors	This LCT Study has been produced based on load pockets defined by a fixed boundary. The CAISO only publishes effectiveness factors where they are useful in facilitating procurement where excess capacity exists within a load pocket.

出所) CAISO 2016 Local Capacity
Technical Analysis

カリフォルニア州：供給信頼度評価における太陽光のkW価値

● 供給信頼度評価における太陽光のkW価値

- ✓ CPUCの推定では、2020年に屋根置きなどBehind the meterのPV発電が5,500MW超、2024年までには設置済PVの発電が7,700MW超となる見込み。下表は、私営事業者によるPVについて、CPUCが供給力係数を設定して乗じ、計画で用いる供給力量を算出している。

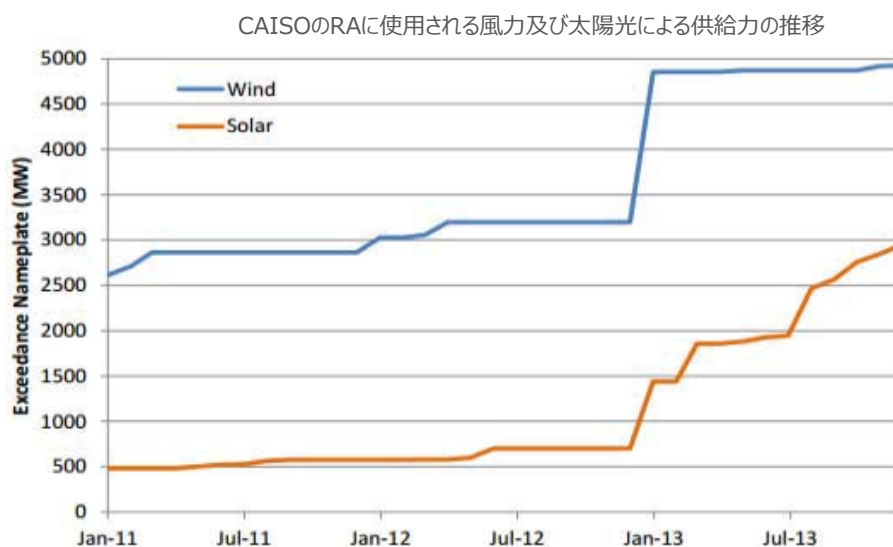
変数	PG&E	SCE	SDG&E	Average of all 3 IOUs
Peak Impact Factor (ピーク時への影響度)	0.47	0.47	0.47	0.47
Capacity Factor (供給力係数)	0.18	0.19	0.20	0.19

出所) California Public Utilities Commission

カリフォルニア州：供給信頼度評価における風力と太陽光のkW価値

● ピーク時の供給力と見做せるのは定格容量の一部のみ

- ✓ 定格容量のうち、ピーク需要対応の供給力と見做せる容量の割合は、風力が平均12.5%、太陽光が47.5%、火力が約90%



Source CPUC: Energy Division Staff Proposal Regarding RA Program Refinements

カリフォルニア州：Resource Adequacy Program

Resource Adequacy Programについて（現地訪問調査におけるCPUCの説明）

- カリフォルニア州の小売事業者（Load Serving Entity: LSE）は、予測ピーク需要+15%の容量確保義務を負い、LSEによって調達された電源は前日市場とリアルタイム市場への入札義務が発生する（Resource Adequacy Program）。これにより、運用段階でCAISOは確実に必要な調整力を確保できることになる。15%という水準はCPUCが過去のデータ等を踏まえて決定したもの。
- 115%という数値はCPUCが決定する。CAISO はそれに基づいて州全体の具体的な予備力量を算定してCPUCに提出する。CPUCはその総量をLSEに配分。
- Resource Adequacy Programにおける115%はピークに対応して確保するもの。ピークは季節別の4種類。夏季のピークは冷房需要で昼に発生する。冬のピークは夏のピークよりかなり低い。冬場は夕方ピークのため確保する電源に太陽光はあまり含まれないと思われるが、夏場は昼ピークのため確保量に太陽光が相当量含まれる。
- 予備力15%という数値は、過大と見る向きが多く、今後見直す方向。一方で、太陽光・風力発電の大量導入に伴い必要な調整力が増えている面にも留意する必要あり

カリフォルニア州：Resource Adequacy Program

RA容量価格実績（2013～2017年）

	容量 2013	容量 2014	容量 2015	容量 2016	容量 2017
加重平均価格 \$/kW-月	\$ 3.45	\$ 3.41	\$ 3.12	\$ 2.70	\$ 3.16
平均価格 \$/kW-月	\$ 3.28	\$ 3.32	\$ 2.90	\$ 3.29	\$ 3.39
最低価格 \$/kW-月	\$ 0.11	\$ 0.11	\$ 0.09	\$ 0.27	\$ 1.60
最高価格 \$/kW-月	\$ 26.54	\$ 26.54	\$ 26.54	\$ 26.54	\$ 6.43
MWの85パーセンタイル \$/kW-月 （85%のMWの価格の上限値）	\$ 7.48	\$ 7.81	\$ 5.40	\$ 3.00	\$ 5.10
契約容量合計(MW)	109,947	96,712	91,788	54,289	24,887
総契約MWの割合	28.2%	26.0%	24.6%	14.6%	6.7%

出所) California Public Utilities Commission- Resource Adequacy Report 2013-14

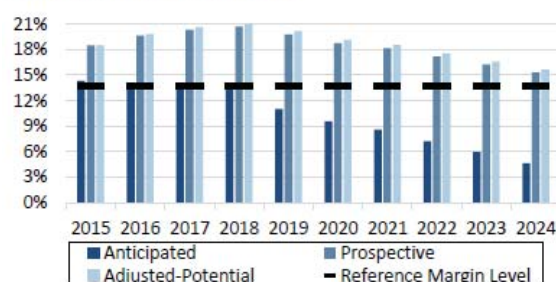
テキサス州：供給信頼度と供給力確保の現状

● 2014 Long-Term Reliability Assessment (ERCOT)

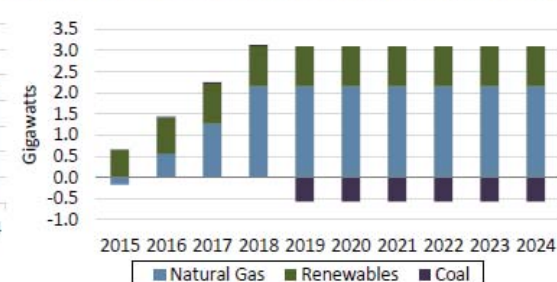
Peak Season Demand, Resources, and Reserve Margins¹⁰¹

Demand (MW)	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Total Internal Demand	69,057	70,014	70,871	71,806	72,859	73,784	74,710	75,631	76,550	77,471
Demand Response	1,917	1,917	1,917	1,917	1,917	1,917	1,917	1,917	1,917	1,917
Net Internal Demand	67,140	68,097	68,954	69,889	70,942	71,867	72,793	73,714	74,634	75,554
Resources (MW)	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Anticipated	76,751	77,673	78,478	79,360	78,760	78,760	79,060	79,060	79,060	79,060
Prospective	79,574	81,486	82,991	84,361	84,972	85,343	86,014	86,384	86,755	87,126
Adjusted-Potential	79,574	81,588	83,172	84,580	85,251	85,621	86,292	86,663	87,033	87,404
Reserve Margins (%)	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Anticipated	14.31%	14.06%	13.81%	13.55%	11.02%	9.59%	8.61%	7.25%	5.93%	4.64%
Prospective	18.52%	19.66%	20.36%	20.71%	19.78%	18.75%	18.16%	17.19%	16.24%	15.32%
Adjusted-Potential	18.52%	19.81%	20.62%	21.02%	20.17%	19.14%	18.54%	17.57%	16.61%	15.68%
Reference Margin Level	13.75%	13.75%	13.75%	13.75%	13.75%	13.75%	13.75%	13.75%	13.75%	13.75%
Excess/Shortfall (MW)	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Anticipated	379	212	43	(139)	(1,937)	(2,989)	(3,742)	(4,790)	(5,836)	(6,882)
Prospective	3,203	4,025	4,556	4,863	4,275	3,594	3,212	2,534	1,859	1,183
Adjusted-Potential	3,203	4,127	4,737	5,081	4,554	3,873	3,490	2,813	2,138	1,462

Peak Season Reserve Margins



Projected Peak Season Generation Mix (Cumulative Charge)



出所) NERC, 2014 Long-Term Reliability Assessment (2014)

テキサス州：供給信頼度と供給力確保の現状

- ERCOTは容量メカニズムを有していないが、長期供給力の確保に成功している

Load Forecast, MW	2016
Total Summer Peak Demand (based on normal weather)	70,014
less: Load Resource providing Responsive Reserve	(1,251)
less: Load Resource providing Non-Spinning Reserve	-
less: Emergency Response Service (10- and 30-min ramp products)	(1,071)
less: TDSP Standard Offer Load Management Programs	(208)
Firm Peak Load, MW	67,484
Resources, MW:	2016
Installed Capacity, Thermal/Hydro	64,767
Switchable Capacity	3,496
less: Switchable Capacity Unavailable to ERCOT	(824)
Available Mothballed Capacity	1,875
Capacity from Private Use Networks	4,344
Non-Coastal Wind, Peak Average Capacity Contribution (12%)	1,366
Coastal Wind, Peak Average Capacity Contribution (56%)	941
RMR Capacity to be under Contract	-
Operational Generation Capacity, MW	75,965
Capacity Contribution - Non-Synchronous Ties	517
Planned Resources (not wind) with Signed IA, Air Permits and Water Rights	1,780
Planned Non-Coastal Wind with Signed IA, Peak Average Capacity Contribution (12%)	493
Planned Coastal Wind with Signed IA, Peak Average Capacity Contribution (56%)	206
Total Resources, MW	78,961
Reserve Margin	17.0%

Notes: Estimated Capacity Factors for Non-Coastal Wind and Coastal Wind are (12%) and (58%) Respectively

出所) [ERCOT, Report on the Capacity, Demand and Reserves in the ERCOT Region, 2016-2025](#)

テキサス州：供給信頼度と供給力確保の現状

供給信頼度評価について（現地訪問調査におけるERCOTの説明）

- ERCOTとしては、LOLE（10年に一度）が保守的にすぎるとは考えていない。もっとも10年に1度の供給支障というのは曖昧さがある。支障回数ではなく、停電時間、停電電力量など量的に明確な指標の方が望ましい
- PUCTは現在、代替的な信頼度指標について検討し始めている。決めるのはPUCTである。今年中には決まらないだろう。もっとも、信頼度指標は法的拘束力はない
- 信頼度評価の需要断面は、利害関係者と長い議論の末、各季節（夏季と冬季の2つの区分。年間のピークは夏季に発生）のピーク20時間の平均値を用いることとした。単に歴史的な平均値では、出力変動リスクを評価しきれないという意見もあり、モンテカルロシミュレーションなども行ったが、わかりにくいため不採用だった
- （再生可能エネルギーの普及に伴い需要形状が大きく変化しピーク時間帯も変化することは想定しているか？）そのような事態も想定しているが、10年間の需給見通しの中で特に重視しているのは、3～4年先である。10年先は不確実性が大きいので、参考値として見ているに過ぎない

テキサス州：容量市場に関する議論

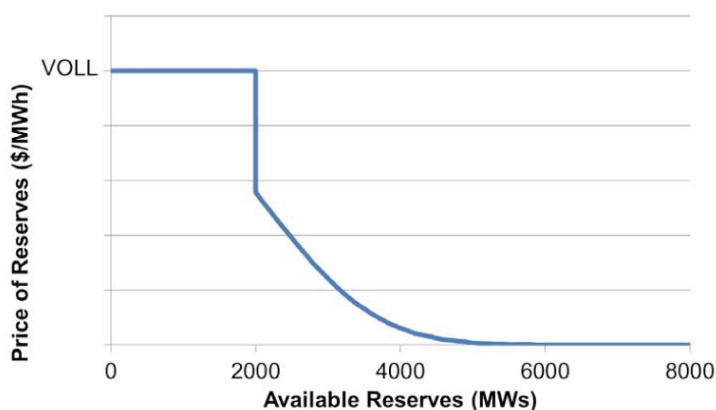
容量市場に関する考え方（現地訪問調査におけるテキサス州公益事業委員会(PUCT)の説明）

- テキサスは容量市場を導入していない。Energy Only Marketである。テキサスは競争的な市場を重視している。その理由は次の2つである。①テキサス州議会は競争的な市場メカニズムを好んでおり、委員会の提案に強く反対した。②ERCOTの需要想定は常に過大であったこと。
- ERCOTが実施している供給力評価(Capacity Demand Reserve Report: CDR)のなかで、2011時点の分析の結果、2015年にはリザーブマージンが不足すると想定された。そのため、委員会は容量市場を導入するか否か議論を開始したが、導入は見送った。2015のCDRでは2022年までマージンは必要な水準を保つことになっている。とはいえ、容量市場は継続的に検討すべきテーマである。
- PUCTは容量市場の導入を見送る代わりに、新規電源の投資促進のためにORDC（Operating reserves demand curve）という仕組みを導入した（解説は次頁参照）。リアルタイム市場のプライスカップは極めて高額(\$9,000/MWh)になっている。しかし、これまでのところ、市場がこのプライスカップに到達したことはない。
- 容量市場が存在しないため、新規発電等を促すべく、上記プライスカップは、停電コスト（value of lost load）を踏まえて決めているが、その価格水準の妥当性は論争的となっている
- 需給逼迫時には価格が高騰し（Scarcity Pricing）、新規電源建設を促す。この新規電源建設のインセンティブを見る指標としてERCOTは“Peaker Net Margin(PNM)”も算定公表している。典型的な需給逼迫の年であった2011年は新規建設を促すPNMが、翌年の2012年では、PNMは不十分な水準となっている

テキサス州：容量市場に関する議論

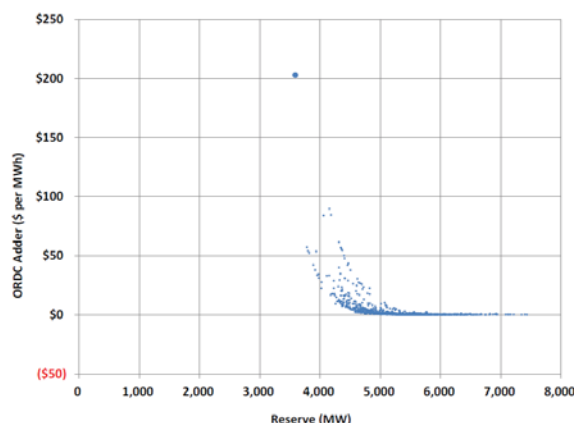
- The Operating Reserve Demand Curve (ORDC)
 - ✓ 容量市場も当日アンシラリー市場も存在しないERCOTで、当日の供給力が不足した場合の電源調達にインセンティブを与えるため、2014年6月からOperating Reserve Demand Curve (ORDC)を導入
 - ✓ 供給力の不足度合に応じて、Value of Lost Load (VOLL)を、リアルタイム市場約定価格に上乗せする形で発電プラントに付与。調整力が2,000MWを下回ると、フルVOLL\$9,000/MWhを得ることが出来る
 - ・ VOLL：停電によって派生する需要家の損害額、需要削減回避のために需要家が支払ってよいとする負担額に基づき決定
 - ✓ 2014年のORDC実績は右下の通り。コスト面でのインパクトは殆ど発生していない

Operating Reserve Demand Curve



出所) 2014 State of the Market Report for the ERCOT Wholesale Electricity Markets (Independent Market Monitor for the ERCOT Wholesale Market, 2015)

2014年のORDC実績



出所) 2014 State of the Market Report for the ERCOT Wholesale Electricity Markets (Independent Market Monitor for the ERCOT Wholesale Market, 2015)

テキサス州：基準予備率設定の考え方

● LOLEは予備率を求める指標の1つ

- ✓ LOLEとしては10年に1度の負荷制限が多くの地域で信頼度基準となっており、テキサスでも使用
- ✓ ERCOTのエネルギー市場では、LOLEのサポートメカニズムとしてScarcity Pricing（ORDC等）を追加実施し、これにより新設を奨励する価格シグナルを提供し、適切な予備率を維持することで信頼性を確保する
- ✓ 「Energy-Only」という市場構成においては、市場の力だけで予備率が決まる
- ✓ ERCOTのEnergy-Only市場では、予備率が低下すれば、エネルギー市場価格とアンシラリー市場価格が上昇することで、新規電源投資を促進する

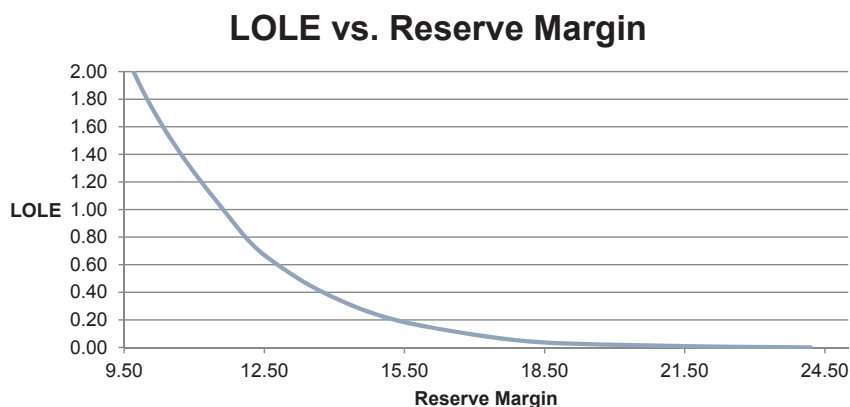
出所) [ERCOT Texas Nodal Market Guide](#)

テキサス州：基準予備率設定の考え方

● 基準予備率とはテキサス公益事業委員会が決定している

- ✓ 10年に1度のLOLE基準によれば、ERCOTの予備率は約16.5%となるはずだが、テキサス公益事業委員会が義務付ける基準予備率は13.5%である。

Reserve Margin	LOLE
7.60	4.07
9.70	2.00
11.90	0.88
13.00	0.55
14.20	0.33
15.30	0.20
16.50	0.12
17.70	0.06
18.90	0.03
21.50	0.01
24.20	0.00



出所) ERCOT

テキサス州：風力のkW価値

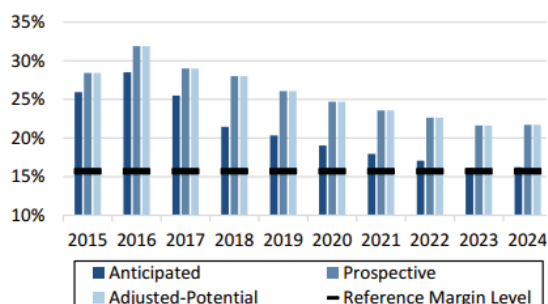
- 風力発電による供給力への貢献の計算方法は、2014年10月のERCOT理事会で承認された新しい方法により、夏期は2009年～2014年の6シーズン、冬期は2009年～2013年の5シーズン、それぞれを合わせた期間におけるピーク需要時間のうち、上位20ピーク需要時間の平均に変更された
- 2014年10月14日のERCOT理事会で承認された方法によると、定格容量に対して供給力として加味する割合(%)は、夏季風力発電の場合、内陸風力が12%、海岸設置風力が56%である。冬季風力発電の場合、内陸風力が19%、海岸設置風力が36%となっている

PJM地域：供給信頼度と供給力確保の現状

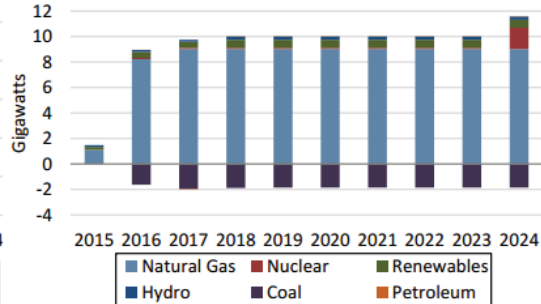
- 2014 Long-Term Reliability Assessment (PJM)

Demand (MW)	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Total Internal Demand	160,259	162,470	164,195	165,479	166,900	168,593	170,027	171,217	172,542	173,729
Demand Response	14,812	12,402	12,402	12,402	12,402	12,402	12,402	12,402	12,402	12,402
Net Internal Demand	145,447	150,068	151,793	153,077	154,498	156,191	157,625	158,815	160,140	161,327
Resources (MW)	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Anticipated	183,163	192,850	190,497	185,904	185,928	185,928	185,928	185,928	185,928	187,498
Prospective	186,787	197,909	195,818	195,962	194,767	194,768	194,768	194,768	194,768	196,338
Adjusted-Potential	186,787	197,909	195,818	195,962	194,767	194,768	194,768	194,768	194,768	196,338
Reserve Margins (%)	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Anticipated	25.93%	28.51%	25.50%	21.44%	20.34%	19.04%	17.96%	17.07%	16.10%	16.22%
Prospective	28.42%	31.88%	29.00%	28.02%	26.06%	24.70%	23.56%	22.64%	21.62%	21.70%
Adjusted-Potential	28.42%	31.88%	29.00%	28.02%	26.06%	24.70%	23.56%	22.64%	21.62%	21.70%
Reference Margin Level	15.70%	15.70%	15.70%	15.70%	15.70%	15.70%	15.70%	15.70%	15.70%	15.70%
Excess/Shortfall (MW)	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Anticipated	14,880	19,221	14,873	8,793	7,173	5,215	3,555	2,179	646	842
Prospective	18,504	24,280	20,193	18,852	16,013	14,055	12,395	11,019	9,486	9,682
Adjusted-Potential	18,504	24,280	20,193	18,852	16,013	14,055	12,395	11,019	9,486	9,682

Peak Season Reserve Margins



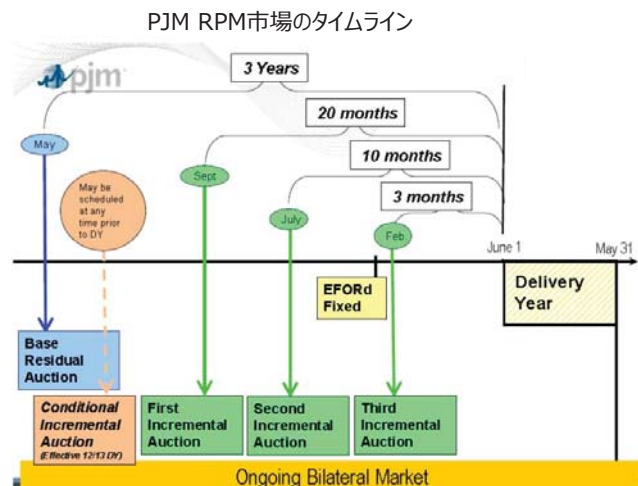
Peak Season Projected Generation Mix (Cumulative Change)



出所) NERC, 2014 Long-Term Reliability Assessment (2014)

PJM地域：供給信頼度と供給力確保の現状

- 容量市場（RPM市場）：LSEが義務付けられた容量に対して、自ら保有する容量や相対契約を通して確保した容量に不足がある場合、残量はオークションを通して調達
 - ✓ オークションは複数回開催されるが、各供給年度の3年前に開催される初期容量オークション（BRA: Base Residual Auction）で大部分の容量が取引される
 - ✓ PJMは、Base Residual Auctionの開催後に追加容量オークション（IA: Incremental Auction）と呼ばれるオークションを追加で開催することがある。例えば、容量が計画に対して不足している場合や、当初の計画に加味されていない追加容量の必要性が発生した場合、ピーク需要の予測が上昇する場合には、Incremental Auctionを開催して調整を行うことができる



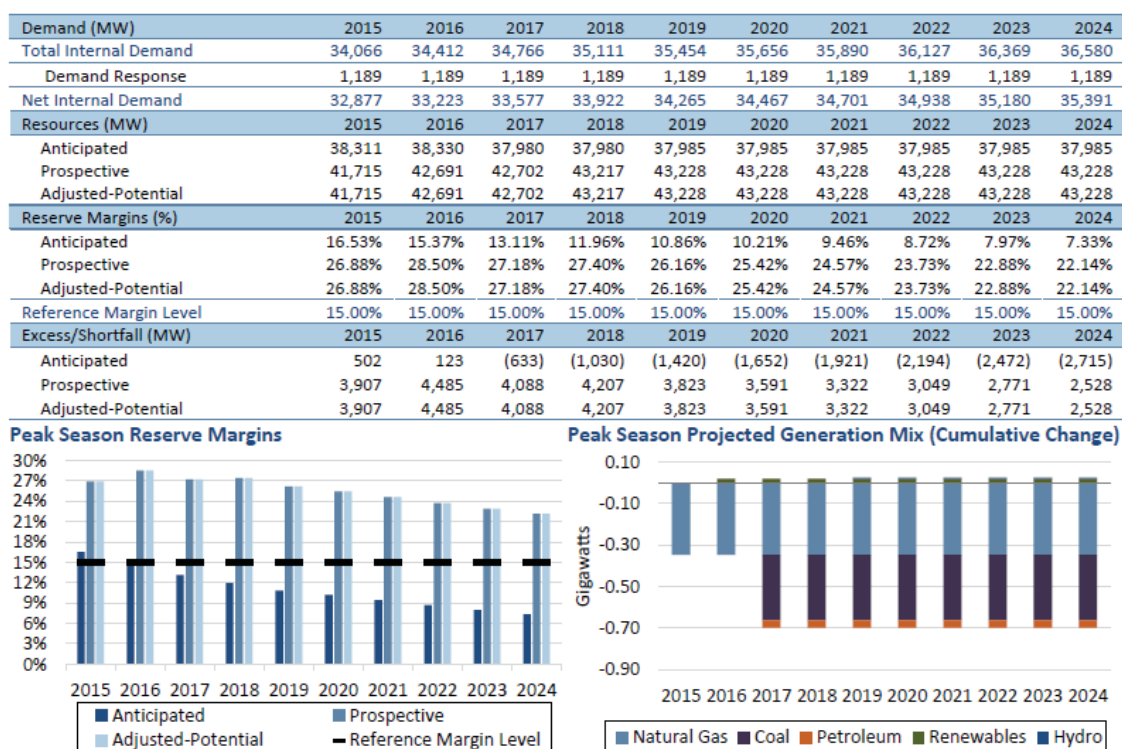
出所) Long-Term Resource Adequacy Summit プレゼンテーション資料 PJM Capacity Market Overview (February 26, 2013)

Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.

165

ニューヨーク州：供給信頼度と供給力確保の現状

- 2014 Long-Term Reliability Assessment (NYISO)



出所) NERC, 2014 Long-Term Reliability Assessment (2014)

Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.

166

3. 自然変動電源の導入拡大への対応状況

3.1 欧州

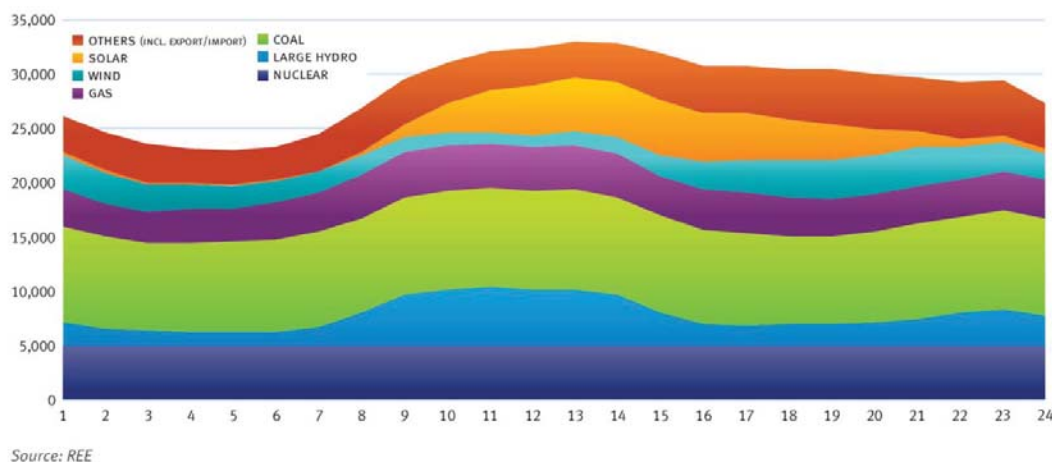
欧州：再エネ導入拡大への対応

● 変動再エネの課題

- ✓ スペインの例、2013年時点で陸上風力が22%、太陽光5%。風力は最低と最高に4倍の差がある

● 将来の電力価格

- ✓ 今までは価格の変動の予測は単純であったが、再エネの増加、需要の変化、エネルギー効率向上、デマンドサイドの参入など予測が難しくなっている。



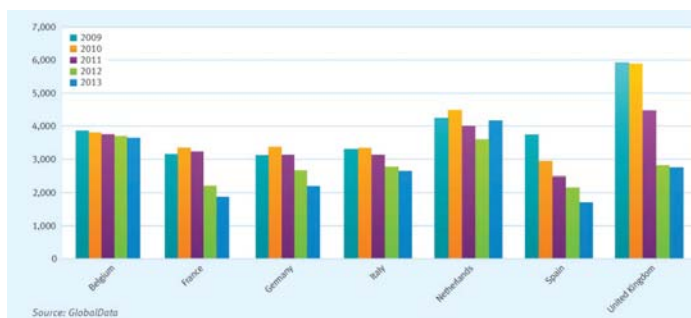
電力プロフィール例：スペイン 2014年6月20日、MWh
出所) REE

出所) EUELECTRIC,
http://www.eurelectric.org/media/154655/res_report_140919_lr-2014-030-0569-01-e.pdf

欧州：再エネ導入拡大への対応

● EUのCO2削減目標を達成するためには、再エネの導入促進が必要。一方では、システムのセキュリティを確保する方策の減少が問題となる

- ✓ いままで、システム安定に必要な容量を供給していた既存の発電事業者は、再エネの増加によって価格下落が起きているエネルギー市場での競争力を失っている
- ✓ CCGTはシステム安定化に必要な容量を供給していたが、稼働率が下がり、採算が取れないため閉鎖され、減少している



各国のCCGT稼働時間
出所) GlobalData

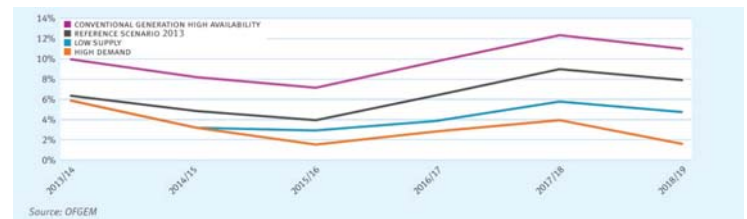
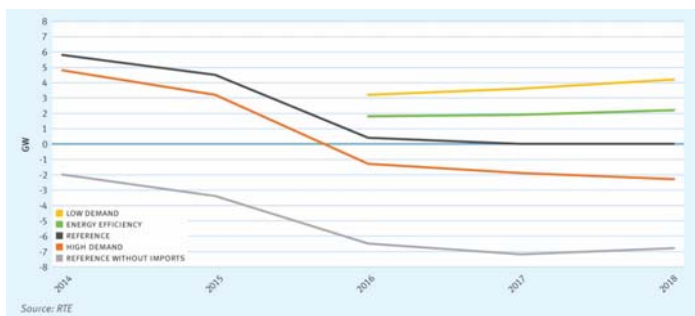


出所) EUELECTRIC,
http://www.eurelectric.org/media/154655/res_report_140919_lr-2014-030-0569-01-e.pdf

例：イベリア市場での卸売価格 上2007年12月 下2013年12月
出所) OMIE

欧州：再エネ導入拡大への対応

- EU各国はそれぞれ違った対策をしている
 - ✓ 従来は既存火力の調整力と需要抑制にのみ着目
 - ✓ 英国やフランスの例では、Reserveマージンが逼迫していると懸念した政府が主導し、容量市場を導入
 - ✓ 市場では将来の見通しがつかず、新しい容量への投資ができない
 - ✓ ピーク時の高価格や一部の消費者を抑制する対策は、政治的に受け入れにくい
- 有効な対策
 - ✓ 再エネを通常の市場に組み込む：自身での予備容量の用意・調達、入札間隔の縮小、優先使用の停止
 - ✓ 再エネを単純に増加させるインセンティブから、効率的な再エネを導入するインセンティブへの変換
 - ✓ 各国間のバリア排除



例：Reserveマージンの予測 2014-2018
左) フランス 出所) RTE 右) 英国 出所) OFGEM

出所) EUELECTRIC、

http://www.eurelectric.org/media/154655/res_report_140919_lr-2014-030-0569-01-e.pdf

欧州：再エネ導入拡大への対応

各国の対応

	フランス	スペイン	イタリア	北欧
再エネ導入率	9.0% 目標は23%	14.7%	16.5%	Nor 37.4%, Swe 34.8%, Fin 29.2%, Den 24.2%
再エネ導入促進策	Feed-in tariff, 優遇税制、エネルギー補助金、再エネ設備への無利子ローン	補助金はカット、再エネ電力の優先使用義務、再エネ設備投資の優遇税制	プレミアムTariff、再エネ電力の優先使用、再エネ設備投資の優遇税制	SwedenとNorwayは再エネに対する補助（green certificate、割当方式） Swedenはバイオ燃料の税金免除 FinlandはプレミアムTariffと政府補助 DenmarkはプレミアムTariffと税金の部分免除
周波数変動		再エネに起因する調整力発動は今のところない		
対策		CCGTの2シフト制 揚水発電所の拡大 需要側減電の導入 系統連系線の強化 風力予測精度の向上		機能性の高い市場Nord Poolと、TSO間Nordelの連携で1つのグリッドとして動く Sweden水力発電が偏在し需要の場との距離があるため送電線の強化が必要 現在進行中の欧州全体との市場統合、系統連系線の強化は更なる対策として有効
その他	ドイツでの再エネ拡大がフランスの電力価格に影響し逆インセンティブとなっている。	補助金（定額買取と市場価格にプレミアムを足す）が大きな赤字となった。2015年の電力改革で解消予定	現在発電超過状態で、火力発電のダウンサイズにつながっている。容量市場の導入が火力のインセンティブとなるか？	Denmarkに偏っている風力発電のため、調整容量の偏りがあるが、4カ国での対応できると予想。

欧州：ENTSO-Eにおける信頼度評価の考え方

＜再エネ導入による影響評価＞

- SCの評価に加えて、2015のSO&AFでは、Flexibilityとrampingを評価するために、残余負荷評価を行った
- 評価にあたっては、残余負荷（residual load；実際の負荷－変動再エネ量＋must run電源）を指標としている

Definition of absolute values: $RL(h) = L(h) - W(h) - S(h) - \text{must_run}$ GW
 In relative values: $rl(h) = RL(h)/L(h)$ %

● $L(h)$ $L(h) = L_{\text{norm}}(h) \pm \Delta L(t^\circ\text{C}, h)$... hourly load (GW)
 $t^\circ\text{C}$... temperature or Δ °C temperature fluctuation (°C)
 L_{norm} ... normalized load
 $W(h), S(h)$... hourly wind and solar generation (GW)

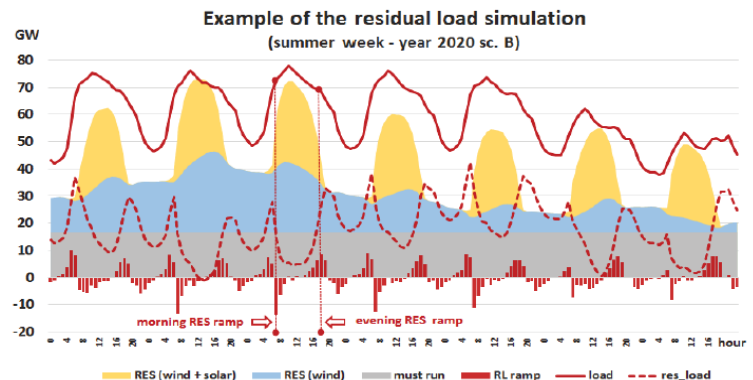


Figure 5.2.1—Example of a residual load simulation year 2020 Scenario B

出所) ENTSO-E Scenario Outlook & Adequacy Forecast

Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.

173

欧州：ENTSO-Eにおける信頼度評価の考え方

＜再エネ導入による影響評価＞

- 電力システム運営におけるローカルの影響についての情報を提供するために、残余負荷ランプの絶対値の分布を示している
- 残余負荷ランプ（residual load ramps）によって、0.1%（99.9%percentile； 3σ ）で評価
- これは年間の最悪の9時間の残余負荷ランプ（ $8760 \times 0.1\% \sim 9$ hours）と等しい
- これ以外にも、再エネの普及率や抑制（Curtailment）リスクの指標も定量化

RLPI – RES Load Penetration Index = Maximum hourly coverage of Load by RES

$$RLPI = \max(W_i + S_i) / L_i \quad \text{for } i=1,2,3,\dots,8760$$

REPI – RES Energy Penetration Index = Share of annual energy demand covered by RES production

$$REPI = (W_{\text{annual}} + S_{\text{annual}}) / E_{\text{annual}}$$

RCR – RES Curtailment Risk = Probability for RES curtailment in the power system

$$RCR = (\text{number of hours in the year with } P_{\text{resid}} < 0) / (\text{total number of hours in the year})$$

Absolute values of the residual load hourly ramps by countries
 (99,9% percentile ≈ 36)

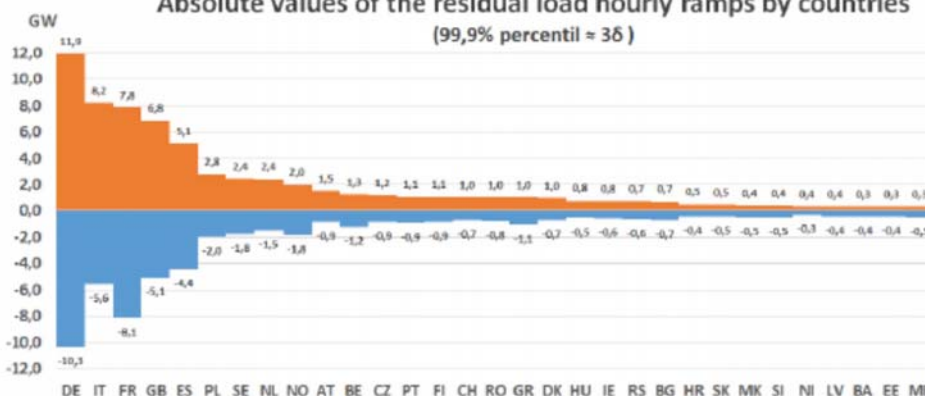


Table 5.4.1—Values of the indices of RES load and energy penetration as a RES curtailment risk for all ENTSO-E countries referring to years 2016, 2020 and 2025 Scenario B

Country	RLPI			REPI			RCR		
	2016	2020	2025	2016	2020	2025	2016	2020	2025
AT	40.9%	60.3%	61.5%	7.2%	11.6%	12.5%	0.0%	0.0%	0.0%
BA	19.8%	33.7%	57.3%	2.5%	4.2%	7.2%	0.0%	0.0%	0.0%
BE	43.8%	71.8%	94.9%	9.3%	16.7%	21.1%	0.0%	0.0%	0.0%
BG	36.5%	45.8%	51.7%	7.8%	9.8%	10.8%	0.0%	0.0%	0.0%
CH	13.9%	20.8%	30.7%	2.5%	3.8%	5.6%	0.0%	0.0%	0.0%
CZ	28.8%	31.5%	37.9%	5.4%	5.9%	7.2%	0.0%	0.0%	0.0%
DE	>100%	>100%	>100%	22.0%	28.5%	35.6%	0.1%	5.3%	9.4%
DK	>100%	>100%	>100%	35.7%	44.7%	51.3%	3.9%	9.7%	14.2%
EE	71.3%	85.4%	97.1%	11.3%	13.5%	15.3%	0.0%	0.0%	0.0%
ES	85.2%	85.4%	82.1%	24.0%	23.8%	25.3%	0.0%	0.0%	0.0%
FI	12.4%	30.1%	39.5%	2.3%	5.7%	7.4%	0.0%	0.0%	0.0%
FR	23.9%	35.2%	52.5%	5.0%	7.4%	11.3%	0.0%	0.0%	0.0%
GB	38.7%	50.4%	>100%	9.0%	21.3%	43.5%	0.0%	0.0%	7.3%
GR	75.4%	>100%	>100%	19.3%	24.7%	26.0%	0.0%	0.0%	0.0%
HU	24.2%	37.9%	39.2%	3.5%	6.2%	6.3%	0.0%	0.0%	0.0%
IE	8.9%	19.3%	19.6%	1.3%	2.9%	3.0%	0.0%	0.0%	0.0%
IE	>100%	>100%	>100%	26.6%	39.4%	37.4%	1.8%	4.9%	7.8%
IT	69.7%	77.8%	89.5%	14.6%	16.7%	19.2%	0.0%	0.0%	0.0%
LT	52.0%	64.0%	75.5%	10.4%	12.7%	14.9%	0.0%	0.0%	0.0%
LU	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
LV	22.1%	54.2%	91.9%	2.8%	7.8%	13.8%	0.0%	0.0%	0.0%
ME	0.0%	43.4%	50.3%	0.0%	5.8%	6.7%	0.0%	0.0%	0.0%
NL	9.4%	13.6%	18.0%	1.5%	2.2%	2.8%	0.0%	0.0%	0.0%
NI	>100%	>100%	>100%	27.8%	34.4%	41.2%	3.1%	6.2%	11.3%
NL	40.3%	76.4%	>100%	7.9%	15.3%	25.9%	0.0%	0.0%	0.0%
NO	8.9%	10.5%	12.4%	2.0%	2.3%	2.7%	0.0%	0.0%	0.0%
PL	33.2%	56.0%	63.8%	6.4%	10.8%	12.6%	0.0%	0.0%	0.0%
PT	>100%	>100%	>100%	22.4%	23.6%	24.2%	0.1%	0.2%	0.3%
RO	79.8%	92.3%	91.2%	15.7%	18.1%	18.1%	0.0%	0.0%	0.0%
RS	0.0%	13.9%	20.0%	0.0%	2.1%	3.0%	0.0%	0.0%	0.0%
SE	48.2%	53.0%	57.2%	9.5%	10.8%	11.2%	0.0%	0.0%	0.0%
SI	14.3%	13.7%	13.3%	2.6%	2.5%	2.4%	0.0%	0.0%	0.0%
SK	12.1%	12.0%	14.3%	2.4%	2.6%	2.9%	0.0%	0.0%	0.0%
average	32.8%	45.5%	50.4%	9.7%	13.1%	16.0%	0.3%	0.8%	1.5%

Comment:

Highlighted countries with REPI and RCR indices correspond to the conditions of power system operating with high RES energy penetration (REPI > 25%) and curtailment risk (RCR > 2.5%).

Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.

174

出所) ENTSO-E Scenario Outlook & Adequacy Forecast

ドイツ：再エネ普及の現状と見通し

- この10年間で、ドイツの電力業界では、再生可能エネルギー発電（再エネ）が爆発的に増加

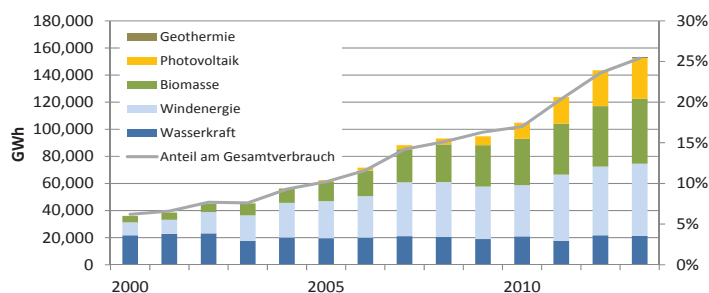
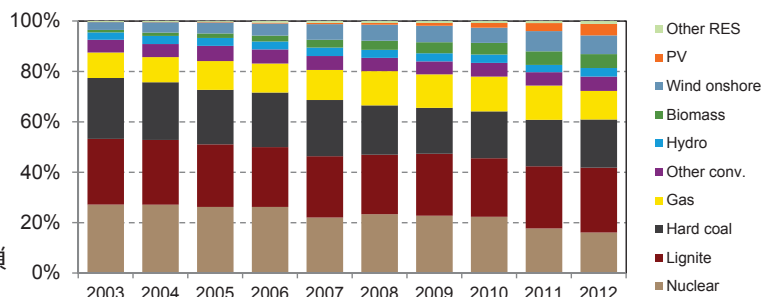
- ✓ ドイツの発電所構成の変化の主要要因は

- 再エネの増加

- 陸上風力と太陽光パネルが特に多い
- 現在、再エネは総発電量の約30%

- 原子力発電所の段階的閉鎖

- 政策により、もっとも古い8基（GW）の突然の閉鎖
- 2009-2013年の再エネの増加で補填
- 2022年まで段階的に、完全閉鎖



出所) DNV-GL

Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.

175

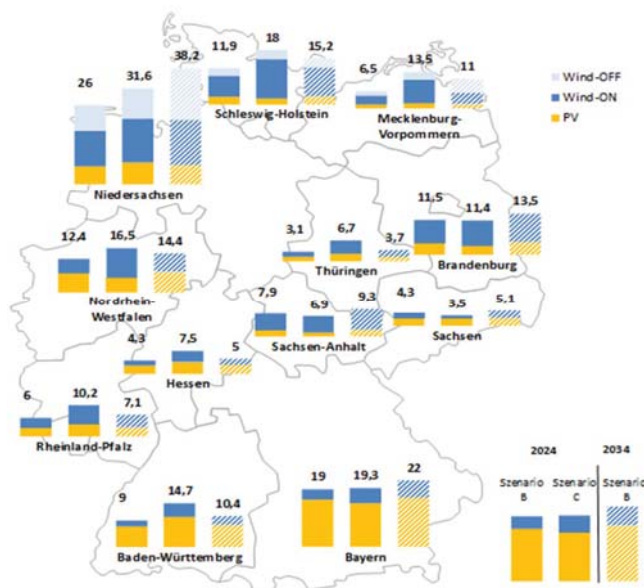
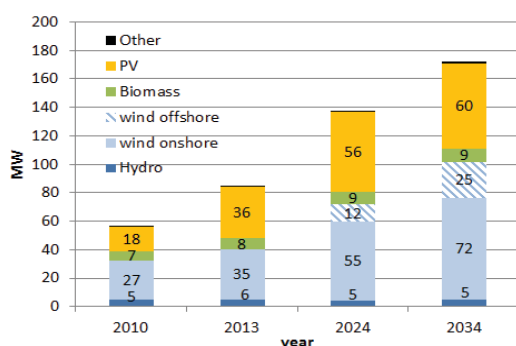
ドイツ：再エネ普及の現状と見通し

- 将来的には、風力（陸上・洋上）およびPVが増加。増加の地域間格差あり

- ✓ 政府目標は2034年までに再エネのシェアが総電力の50%
- ✓ 20年間に現在の90GWから180GWまで2倍の成長
- ✓ 明らかな地域間格差→TSOごとに再エネの影響が違ってくる

ドイツ連邦の2024年と2034年時点での風力、太陽光パネルの設置容量（GW）：系統開発計画 2014（シナリオC）

再エネの設置容量
（TSOによる系統開発計画 2014 シナリオB）



出所) DNVGL Amprion

Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.

176

ドイツ：再エネ普及の影響

- 再エネの低価格と政策的な優先給電により、ピーク発電所がメリットオーダーから押し出される

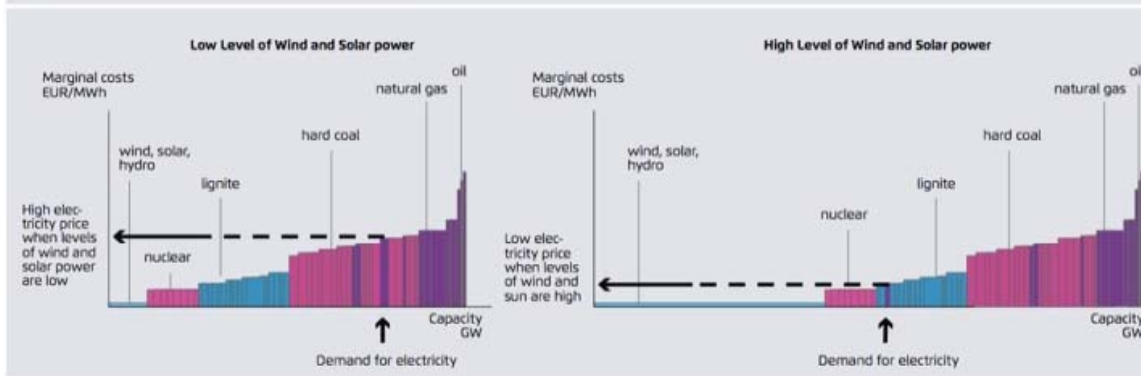
- ・ 再エネの出力に対する優先給電の保証
- ・ より高価なピーク発電所は必要ではなくなる
- ・ 電力卸売り市場の価格低下、特に日中ピーク時の太陽光PV



- ・ ピーク発電所の収益損失
- ・ 新規プロジェクトの遅延
- ・ 既存火力発電所への多大な経済的影響
- ・ 容量メカニズムの必要性

Electricity Prices and the Merit-Order Curve

10



出所) Agora
Energiewende

Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.

177

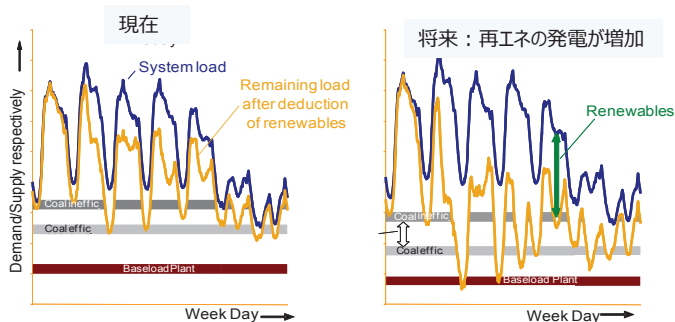
ドイツ：再エネ普及の影響

- 再エネの市場に対する影響は様々。卸電力価格におけるピーク/オフピークのスプレッド減少、残存負荷 (Residual Load) 注の減少を含む

注) 系統需要 - 太陽光、風力等の発電出力 (米国の用語例におけるNet Load)

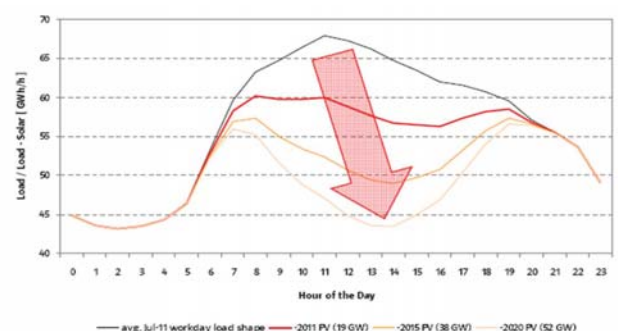
- ✓ 既存の火力発電所への影響
 - 卸売価格の下落 (すべての発電技術において)
 - 容量低下要因 (ピーク、ミドル発電所)
- ✓ 電力システムへの影響
 - 従来型火力の超過 (廃止により減少することが予想される)
 - CO2発生の増加 (石炭火力への依存)

週ごとの発電プロフィール：再エネ導入率の違い



出所) EnBW

典型的な7月の平日の負荷曲線に対する太陽光パネル容量の影響



出所) E.ON

Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.

178

ドイツ：再エネ普及の影響

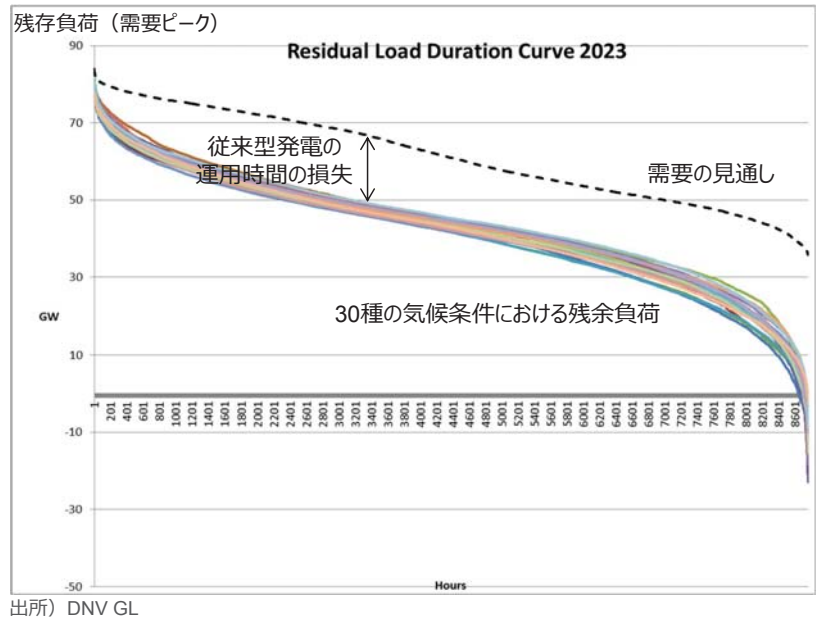
- 再エネ容量のkW価値は低く、残存負荷のピークは現在と変わらないため、新規の従来型容量が必要となる。特にフレキシブルな電源が必要

- ✓ 従来型発電の平均負荷が大幅減少
(確定的分析)
- ✓ 再エネの導入によって必要供給力の最大値は基本的に変わらない

→システムレベルでは、再エネが無い場合、2020/2025以降、従来型発電所が不足すると予想されている

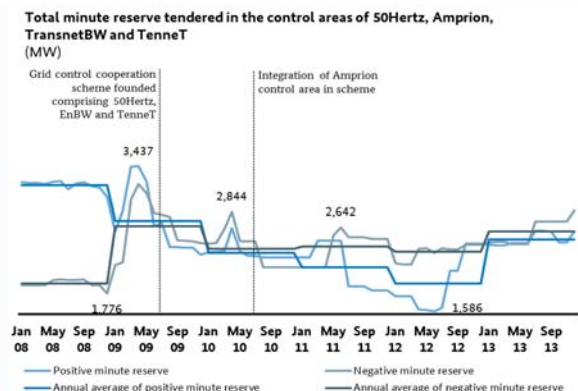
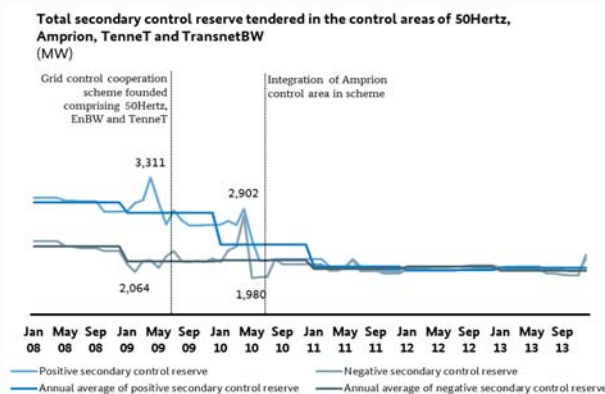
- 残存負荷の最大値と需要のピークの一致は無くなると見込まれる

ドイツの残存容量の期間予測（30種の気象条件年とTSOの容量開発予想に基づく）



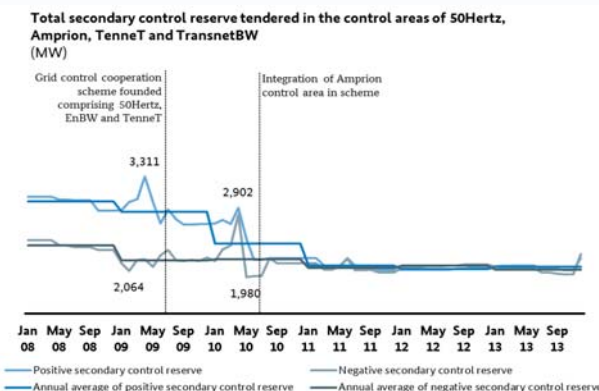
ドイツ：再エネ普及の影響

- 最近の5年の再エネの急激な増加でも、調整力量の増加は必要ない
- ✓ PCRは相互接続しているヨーロッパシステム全体で決定（国別担当量は需要量で案分）
- ✓ 2010年以降、調達方法の統一、量算定を合算、TSO4社で不均衡調整を集約（部分的には国外も）、地域で固定していた調整力量が削減され、上方向のSCRの必要量が大幅に減少
 - 以降、SCRの必要量はバランスのとれた量となった。外的要因や再エネの成長はSCRの必要量に影響していない

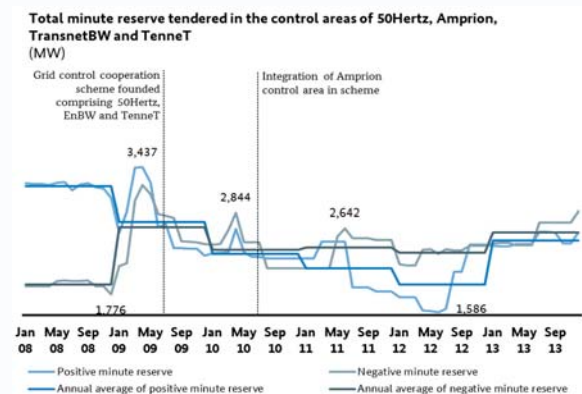


ドイツ：再エネ普及の影響

- 最近の5年の再エネの急激な増加でも、調整力量の増加は必要ない
 - ✓ （安価で技術的にも容易な）TCRは再エネの影響を反映し、予備力の必要量条件が変化している
 - 下方への予備力が調達されたのはこの10年間で、それまでは上方への調整力のみを調達していた（例：従来型発電所の停止用）
 - ✓ 市場改革による調整力の必要量の抑制
 - リアルタイム前に残存不均衡を削減するための当日取引の促進、15分PX製品の導入
 - 再エネ発電事業者に調整の責任を分担→予測精度を向上させ、不均衡を避けるインセンティブ



出所) Monitoring Report, Bundes-netzagentur, 2014

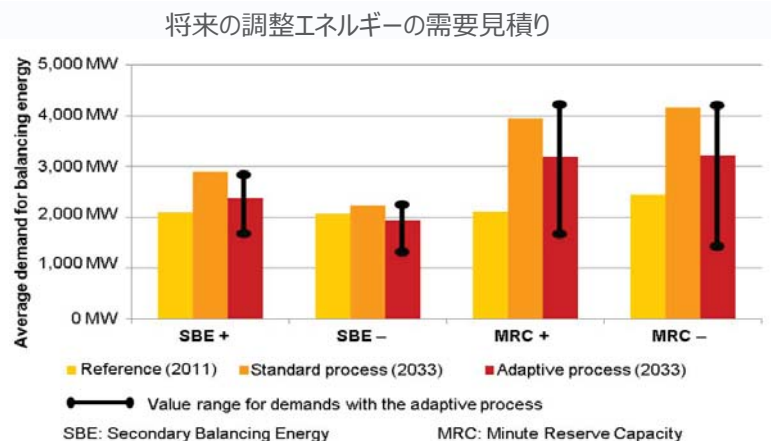


Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.

181

ドイツ：再エネ普及の影響

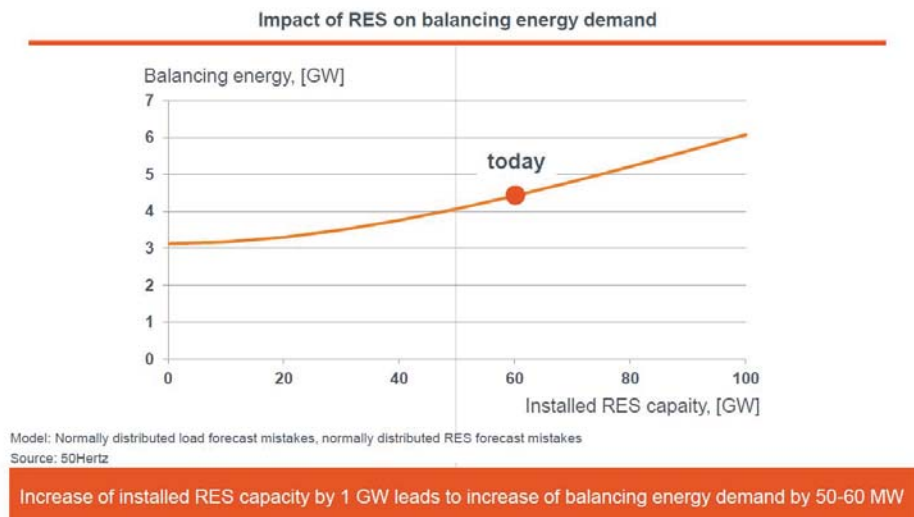
- もっとも、最新の調査では長期的にみて、2030年には、調整力（SCRとTCR）の必要量は大幅に増加
 - ✓ 現在の予測がそのまま続く場合は、70～90%のTCR、10～40%のSCRの増加が必要となる
 - ✓ 適応型の算出アプローチでは（再エネの仮想予想に基づく3ヶ月前の予想ではなく、実際のD-1 再エネ予測に基づく）、必要量は限定的
 - それでも、日によっては2倍量のReserveが必要な場合がある
 - ✓ 必要量の増加は予測精度の向上で軽減することが可能かもしれない



出所) Dena, Ancillary Services Study 2030, 2014

ドイツ：再エネ普及の影響

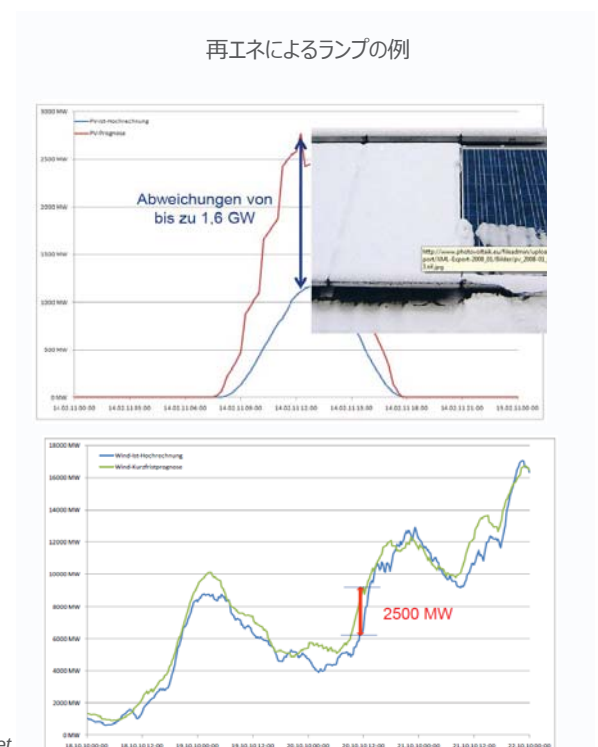
- ドイツでは、PVと風力の導入によって調整力がどの程度必要になるかを検討している。SCRとTCRが中心。再エネが60GW入っている現在の状態で4.5GW程度必要という結果。今後、再エネ建設1GWあたり50MW程度の調整力増加が必要という結果を試算
- 50Hertz社では再エネ（主に風力残りはPV）で25GWから35GWを目指している。そのため50Hertz社では2025年までに600MW相当分をカバーする必要がある。つまり10,000MWの調整力が必要。となりのTSO, Tennet社も同様に調整力を確保する必要が出てくる



出所) 50Hertzプレゼン資料

ドイツ：再エネ普及に対する対応

- ランプ用の特定の調整力はないが、短期と数時間に発生する再エネのランプは調整力の構成と市場対応策で軽減する
 - ✓ ランプ用の特定の調整力はない
 - ✓ 短期変化（15分以内）は以下で対応
 - 系統バランスが影響を受ける場合、自動SCR（手動TCR）
 - BRP（Balance Responsible Party）は自己調整・自己給電の権限により、自身のポートフォリオ内にある「負荷追従型」運用を行い不均衡を最小限にすることができる
 - ✓ 再エネによるランプが、15分の繰返しや数時間になる場合は以下で対応
 - 再エネ予測更新を継続的に行う
 - 市場参加者：
 - BRPや市場参加者の発電スケジュール変更
 - 当日取引
 - TSO：
 - TCRの使用と産業負荷のDRの発動
 - 15分や1時間（ブロック）予備力の当日取引



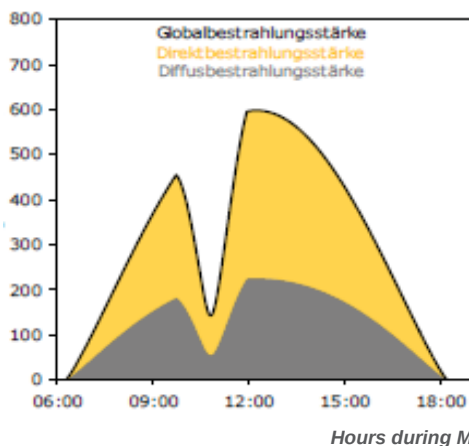
出所) Tennet

ドイツ：再エネ普及に対する対応

例：調整力の必要量と発動 -2015年3月20日の日食の影響

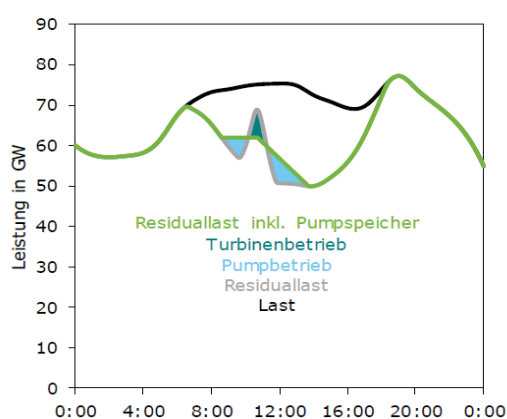
- ✓ 晴天時に比べ、最大太陽光パネル発電減少は8 GW相当
- ✓ 事前の分析では、オーストリア、スイス、ドイツの揚水発電を使用すれば、ランプは対応できるという結果

晴天ベルリンでの最高水平日射量(W/m2)



出所) J. Weniger et al. HTW Berlin. October 2014

ドイツの電力システムで使用したflexible 揚水発電使用状態



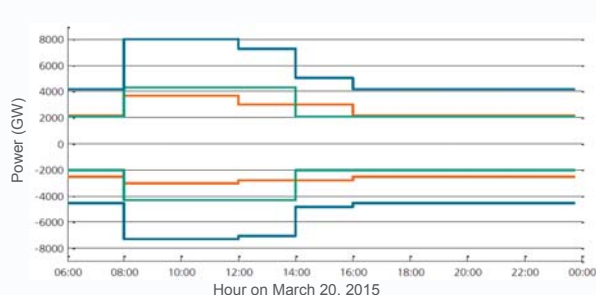
出所) DNV GL

ドイツ：再エネ普及に対する対応

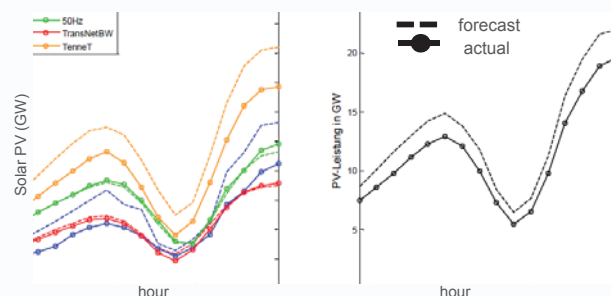
例：調整力の必要量と発動 -2015年3月20日の日食の影響

- ✓ TSOは調整力の調達量を4GWから8GWに増やした（SCRは倍量（2200MW）、TCRは500MW増）
- ✓ 予想精度が高いため、発電の変化は予測どおりであった→前日市場と当日電力取引で軽減
- ✓ システムの不均衡は通常日と変わらない（ ± 1.2 GW）；リアルタイムでの調整力発動は必要なかった

2015年3月20日の日食に備えたSCR・TCRと日食中の太陽光パネル発電

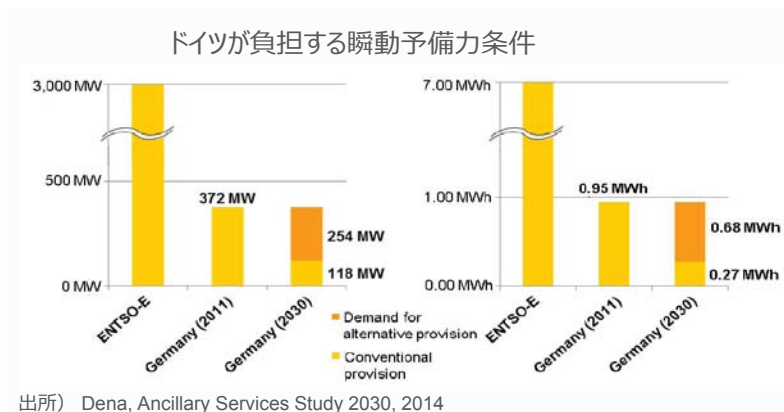


出所) "Auswertung des Effekts der Sonnenfinsternis vom 20.03.2015 auf das deutsche Energieversorgungssystem", Saint-Drenan et al, IWES, 2015



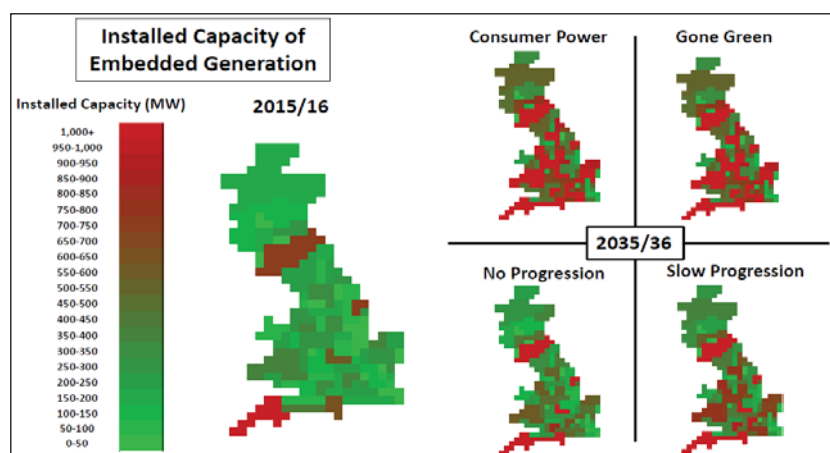
ドイツ：再エネ普及に対する対応

- 再エネの増加はドイツの持つ瞬動予備力の発動に悪影響があるが、風力は従来型発電の慣性力を完全に再現することが可能
 - ✓ 瞬動予備力は、PCRが完全発動されるまでは、従来型発電の慣性力で提供していた
 - ✓ デフォルトの50Hzからの周波数変動は従来型発電のイナーシャで、0.8Hz(動的)または0.2Hz(静的)に制御されていた
 - ✓ PCR、すなわち瞬動予備力はENTSO-Eガイドラインに沿って需要または負荷の逸脱をカバーする分として3GW想定した(発電所2基相当)
 - ✓ 大規模従来型発電所が残るので、新規技術(DC送電線、洋上風力)の影響は限定的で、将来も現在の瞬動予備力量は変わらない
- ✓ ドイツが担当する瞬動予備力(現在は352MW)は、大型従来型発電所の段階的閉鎖と再エネの増加により確保ができなくなる可能性→新規での確保が必要
 - 従来型発電のタービンと同様の擬似慣性力を提供できる風力の設置容量は2030年まで必要量をカバーできる
 - その他の技術、蓄電などが風力を補完する可能性



英国：再エネ普及の現状と見通し

- どの将来シナリオでも、分散型電源がかなり増えると予想しており、現在でもその増加はシステム運用を変えつつある
- 今日現在、これらの分散型電源の多くはNational Gridからは見えない



英国：再エネ普及の現状と見通し

- 他の欧州諸国同様、英国の市場は政策や技術進歩によって大きく変化している

需要

- ・ 中期ではほぼ現状が微減
- ・ 長期的には熱源と交通の電力化により大幅増

火力発電

- ・ 石炭は閉鎖、新規ガスが一部を代替
- ・ 古いガスを新規ガスが代替
- ・ ユニット規模が小さく—CCGTをOCGTが代替

変動性発電

- ・ 洋上風力の増加
- ・ 配電に接続した太陽光の劇的な増加
- ・ 送電に接続した太陽光の大幅な増加

原子力

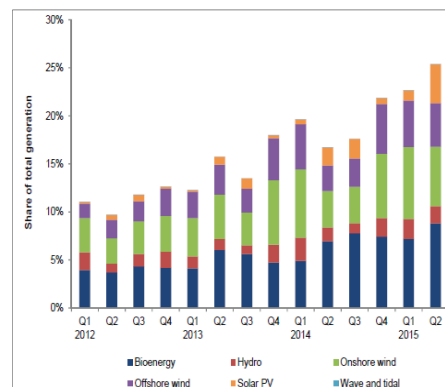
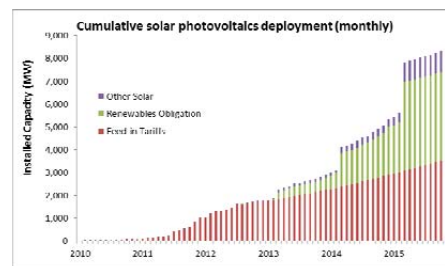
- ・ 既存の原子力の閉鎖
- ・ 最低1ヶ所の原子力

系統連系

- ・ 系統連系のかかなりの増加
- ・ 潮流方向の変化

技術革新

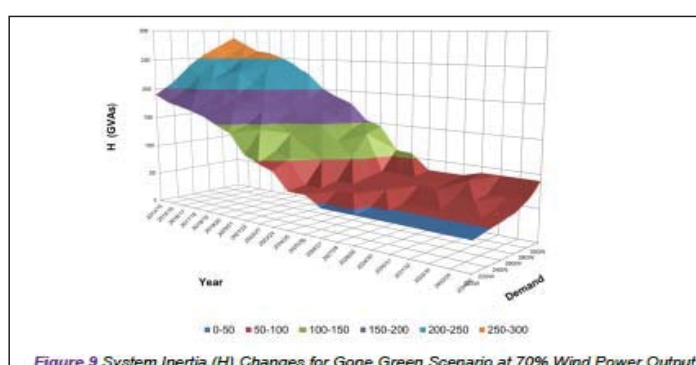
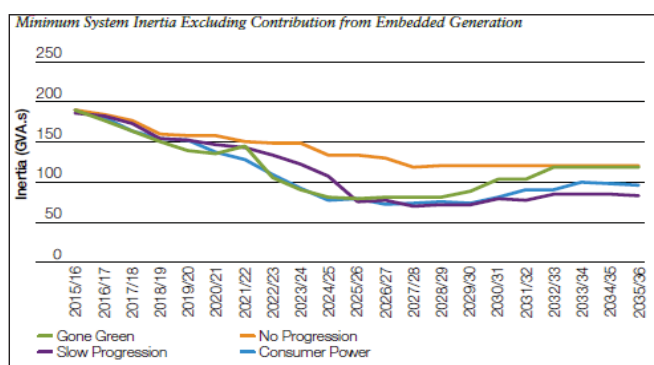
- ・ 需要の管理・効率の増加
- ・ 電気自動車の増加
- ・ 解決策としての蓄電の台頭



出所) DECC solar renewable deployment reports

英国：再エネ普及の影響

- 調整力調達が市場変化に適用できない場合、系統の慣性力は大きな問題となる



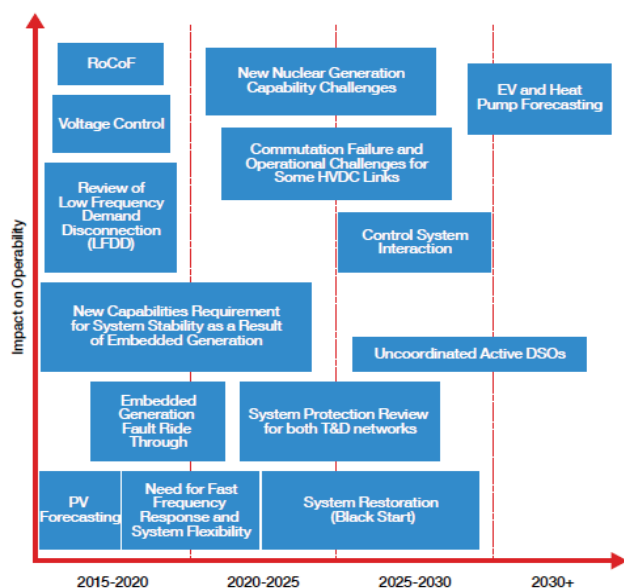
出所) National Grid System Operability Framework 2015

- 系統の慣性力の減少はNational Gridの重大な課題となる

- ✓ どのシナリオでも、周波数変動率 (RoCoF, Rate of Change of Frequency)の増加は、現在の計画限界値を超えており、周波数応答予備力量の大幅な増加が必要となる
- ✓ システム安定 – どのシナリオも、安定性を保つためには調整力の増加が必要となっている

英国：再エネ普及に対する対応

- 電源ミックスの変遷によって、National Gridは系統運用体制の枠内で、新規の系統支援プロダクトの開発を求められている



- ✓ よりいっそうの不安定性
- ✓ 同期発電の減少
- ✓ 従来型ではない調整力プロバイダの台頭
- ✓ 分散型電源の増加
- ✓ 需要パターンの変化
- ✓ 新規調整力やアンシラリーサービスの必要性
- ✓ 重要な要因に関する政策の不確実性

出所) DNV GL

Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.

191

(参考) 英国の最近の電力政策

- 英国の市場は政府主導の電力市場改革（EMR、Electricity Market Reform)で大きく構造が変わっている

容量市場 の導入	低炭素対策 の変化	環境法制
● 政府は市場が供給セキュリティを確保していないと懸念 ● CM 市場全般にわたるCMを導入、供給予定年のセキュリティ基準を満たすための契約 ● 供給開始2018年 ● 競争入札での契約 ● DSR (Demand Side Response) に特別なインセンティブ ● 新規設置容量に対しては長期 (15 年) 契約	● 現行の低炭素スキームの改革 ● 再エネ義務の代わりにContracts for Difference (差額契約、CfD) を導入 ● 再エネのコストを減らすため、競争配分(入札) を目標とし、超過コストをなくす ● 一部の技術に対しては補助金を廃止 - 陸上風力、太陽光、バイオマス ● 新規原子力を補助する必要あり	● 欧州と英国の法制により2023年までに最も環境汚染をもたらす化石燃料発電を廃止 ● ほとんどの石炭火力と古いガス火力は2020年初旬までに閉鎖 ● 新規の強力石炭容量は無 ● 信頼性マージンを確保するためには新規容量に対する多大な投資が必要

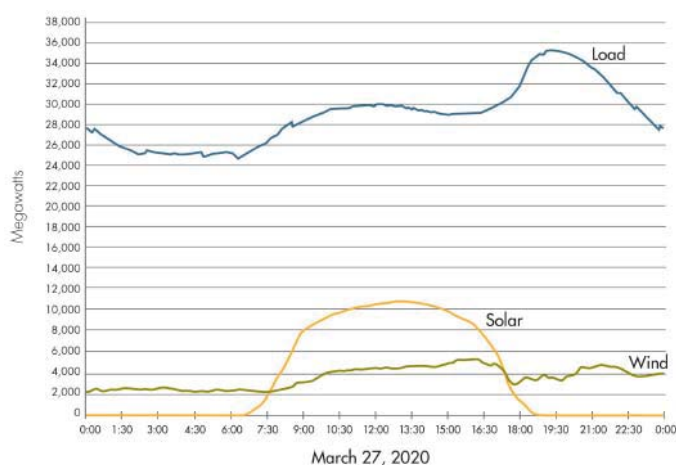
政策の優先度がCO削減から供給セキュリティと消費者コストに移行している

3.2 米国

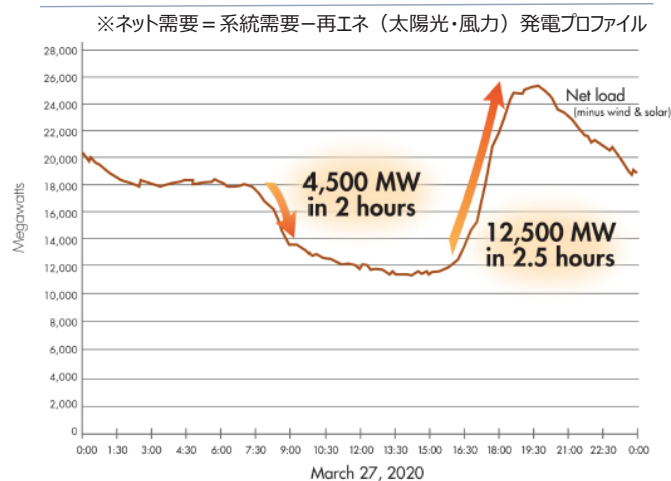
カリフォルニア州：再エネ導入の現状と見通し

- 同州では、2020年までの系統電力の33%を再生可能エネルギーで賄うという目標を掲げている。2012年から2020年までに、およそ11,000MWの新規再エネ電源が連系すると見込まれている
- その結果、CAISOとして、①再エネ電源の出力変動に伴う急激な需要変動への対応、②低需要期の下げ代(Overgeneration)対応が求められている
- 右下図のように、2020年時点で、午前中及び夕刻に、急激な需要変動が想定されており、現状の調整力で十分かどうかの議論が行われている（いわゆる“ダックカーブ”）

典型的な需要及び再エネ発電プロフィール



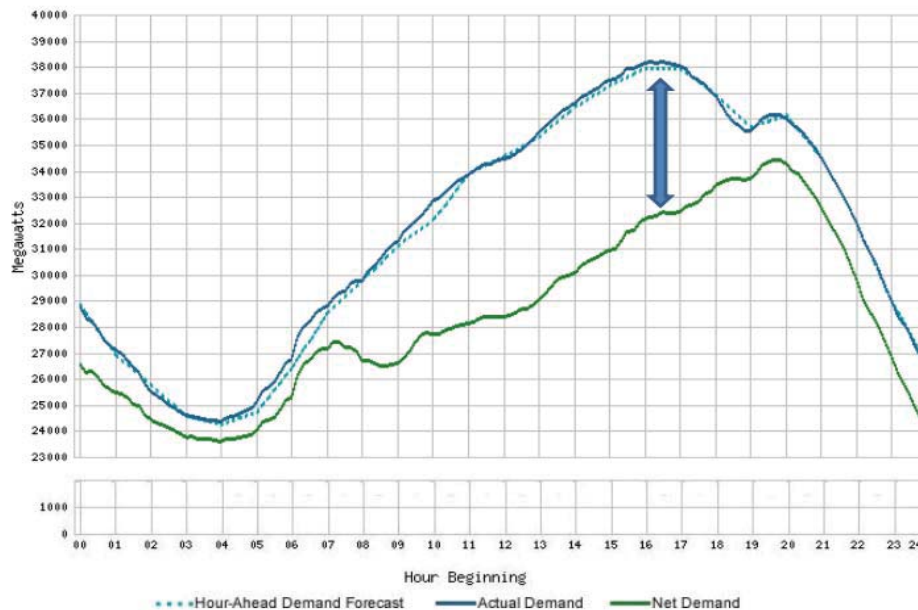
典型的なネット需要プロフィール



出所) CAISO, Flexible Capacity Needs 2020 (2013)

カリフォルニア州：再エネ普及の影響

- CAISOエリアでは、太陽光発電及び風力発電の導入拡大より、従来のピーク電源へのニーズが大幅に減少している。



Net Demand is calculated by taking the actual demand and subtracting the electricity produced by wind and solar resources that are directly connected to the ISO grid.

出所) CAISO

カリフォルニア州：再エネ普及の影響

- 再エネの普及に対応しつつ系統の信頼度を維持するためには、電源の柔軟性が必要とされている
 そのような電源の特徴は下記のようなものである
 - ✓ 上り方向（upward）又は下り方向（downward）のランプ変動に対応
 - ✓ 所定の時間内での応答
 - ✓ ランプ方向の迅速な変更
 - ✓ エネルギーの貯蔵機能
 - ✓ 期待される運用レベルに対し迅速に対応
 - ✓ ゼロ又は低稼働レベルから急激に立ち上げることが可能
 - ✓ 1日に複数回の稼働開始・停止が可能
 - ✓ 運転能力の高い予見性

カリフォルニア州：再エネ普及に対する対応

● 再エネ普及に対する系統面の対応

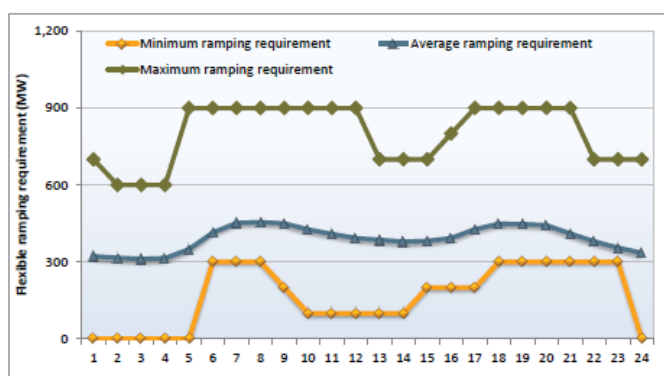
- ✓ 既存発電所の負荷追従能力を活用する市場やその運用メカニズムの検討
- ✓ 風力発電や太陽光発電の出力調整方策の検討
- ✓ 必要発電量の前日及びリアルタイム予測の向上：周波数調整必要量の予測ツールの開発
- ✓ 必要発電量の前日及びリアルタイム予測の向上：ランプ/負荷追従必要量の予測ツールの開発
- ✓ 再生可能エネルギー発電の大量導入が系統運用面と経済面でもたらす影響の評価
- ✓ 再生可能エネルギー大量導入を可能にするためのエネルギー貯蔵技術の導入

カリフォルニア州：再エネ普及に対する対応

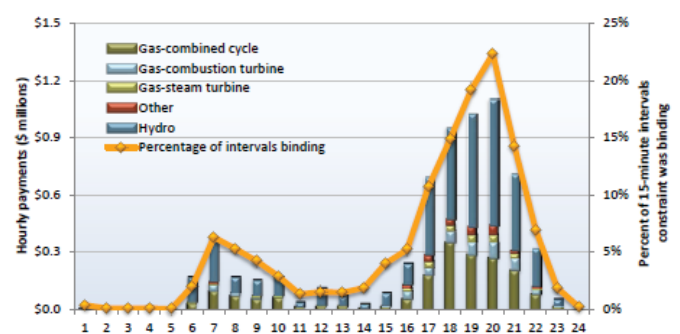
● Flexible Ramping Constraint

- ✓ 再エネ変動に伴う急峻な需要変動に対して、従前の制度で調達した調整力では不足するとCAISOが判断した場合、CAISOは、実需の15分前までに、Regulation/Spinning/Non-spinningの各市場で落札されなかった電源の一部を調達し、上記変動に備えることになっている
- ✓ Flexible Ramping Constraintの必要量は、これまでの需給状況を踏まえて、CAISOが設定する。基本的な必要量は300MWだが、状況に応じて900MWまで調達することが出来る
- ✓ Flexible Ramping Constraintによる支払額は6.5百万ドル(2014年)だった

Flexible Ramping Constraintの必要量(2014年)



Flexible Ramping Constraintの支払額(2014年)



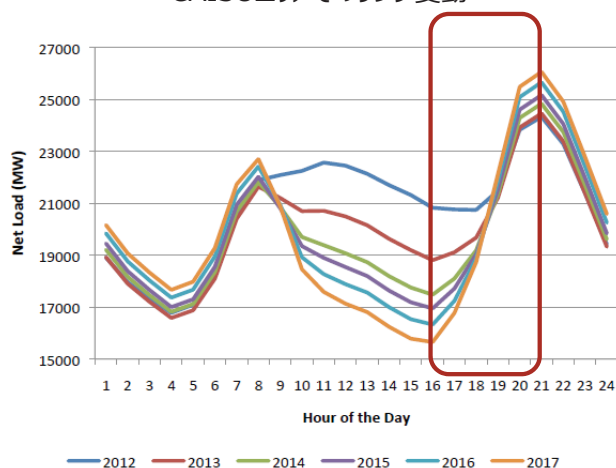
出所) CAISO, 2014 Annual Report on Market Issues and Performance (2015)

カリフォルニア州：Flexibility Capacity Requirement

● Flexible Capacity Framework

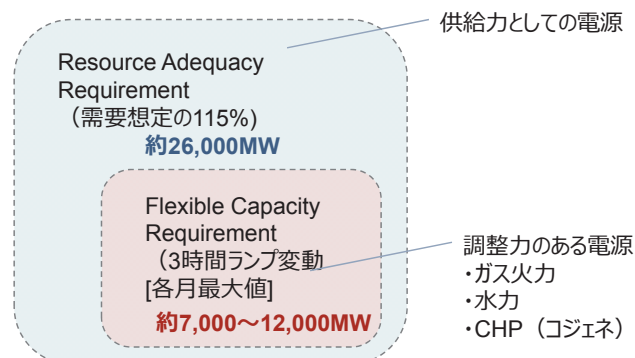
- ✓ 概要：RAの新規項目として、調整力のある電源の確保義務を小売事業者に課すもの。カリフォルニア州公益事業委員会のDecision 14-06-050で規定
- ✓ 背景：①太陽光発電の導入拡大に伴うタ刻ランプ変動の増大（左下図）、②環境規制の影響による老朽シングルサイクル発電の閉鎖の動き（調整力の減少）
- ✓ Flexible Capacityの月別確保量：3時間ランプ変動（各月最大値）+ N-1相当量
- ✓ 調達義務を果たせない小売事業者には罰則（罰金）※一般的なRA未達の場合も同様

CAISOエリアでのランプ変動



出所) CEC, Tracking Progress (2015)

Flexible Capacity Frameworkの位置付け



出所) 三菱総合研究所作成

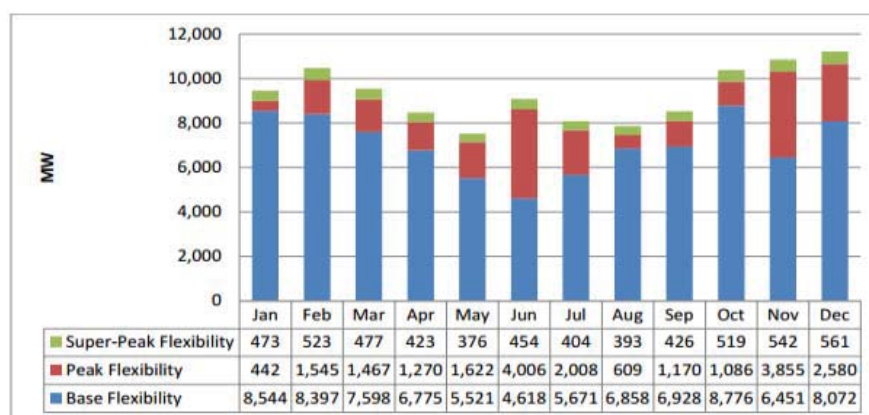
Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.

199

カリフォルニア州：Flexibility Capacity Requirement

● CAISOはFlexibility Capacity Requirementを次の通り分類している

- ✓ Base Flexibility：ある24時間における、3時間ランプ変動の最大値の次に大きい値（例えば、最大ランプ変動が夕刻に発生した場合、次に大きなランプ変動は通常午前中に発生する）
- ✓ Peak Flexibility：ある24時間における、3時間ランプ変動の最大値の95%と、上記Base Flexibilityの差分
- ✓ Super-Peak Flexibility：ある月における3時間ランプ変動の最大値の95%



出所) CAISO Final 2014 Flexible Capacity Needs Assessment

カリフォルニア州：Flexibility Capacity Requirement

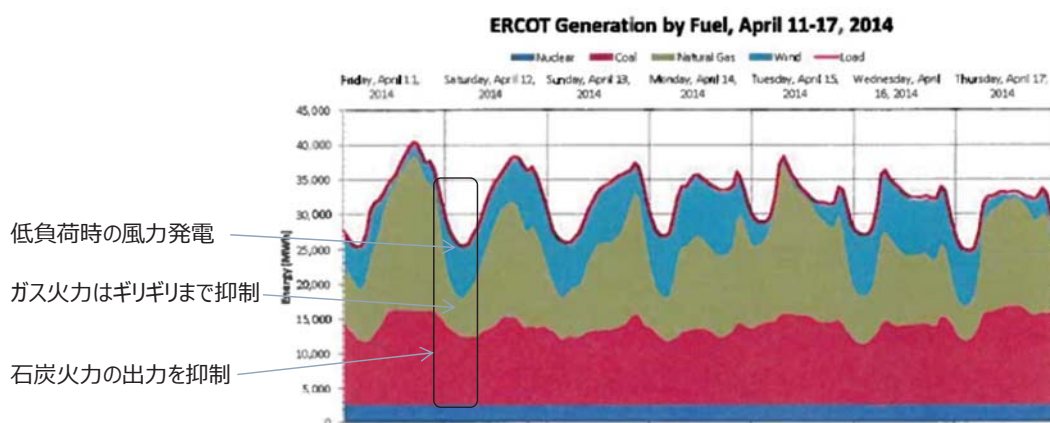
現地訪問調査（カリフォルニア州公益事業委員会のコメント）

- Flexible Capacity Procurement Requirement(FCPR)とISOのアンシラリーサービスとの関係は少し複雑。FCPRは発電事業者がアンシラリーサービス市場へ入札することを確実にするためにある。FCPRの対象となった発電設備は、CAISOのアンシラリー市場への入札義務がある。
- FCPRの区分とCAISOのアンシラリーサービスの区分は対応している。Base flexibilityは全ての時間帯で利用可能な容量であり、Peakはより短時間、Super-Peak Flexibilityは更に短時間での反応が可能である。それぞれのFlexibilityは異なるタイプのアンシラリーサービスのニーズに対応している。CAISOがアンシラリー市場の構成を変えれば、FCPRの区分も変える。
- FCPRの義務は小売事業者の規模によらず、一律に課される。遵守できない場合は、罰金が科せられる。小規模事業者はポートフォリオ管理が難しい可能性があるが、今のところ、義務履行は円滑に行われている。

テキサス州：再エネ導入の現状と見通し

- 2014年時点で約11,000MWの風力を導入。春季の低負荷時に風力発電の増大により、ガス火力の出力を最大に抑制しても（所要のアンシラリー対応電源や信頼度上稼働が必要なマストラン電源は確保）、調整力が不足し、石炭火力への出力抑制指示を出している状況
- 現在、導入が検討されている連邦規制（CPP：Clean Power Plan）に従って石炭火力の閉鎖を進めている場合、所定の予備率維持に大きな影響が出る可能性がある
- 石炭火力の閉鎖と風力の導入により電源ミックスを短期間で大きく変化する場合、調整力の追加調整や、需要予測精度の高度化、系統の慣性力の改善など、追加対応項目が必要となる

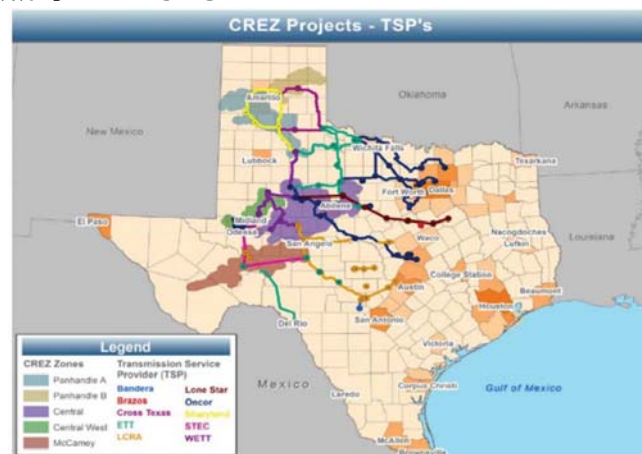
2014年4月のERCOT系統状況



出所) Scope of Competition in Electric Market in Texas (2015)

テキサス州：再エネ導入の現状と見通し

- 風力発電の効率化には、送電系統の継続的な設備更新が必要
- テキサス州では2005年、テキサス州公益事業委員会(PUCT)にCompetitive Renewable Energy Zones (CREZ)（競争的再生可能エネルギーゾーン）の特定を義務付けた
- PUCTは、風力発電のテキサス州系統への大量接続に対応するため、送電事業者と共に送電系統の拡張及び更新の詳細な設計を実施
- テキサス州の風力のほとんどは州西部の遠隔地で生産されており、このエリアで送電系統の設備更新が行われている。これにより、西部で発電された電力を州北部及びヒューストンエリアの需要中心地へと送電される
- ERCOTの送電系統は近年、全体的な更新が行われたが、風力発電増加への対応の観点から特に低圧線（138kVと68kV）の送電系統での継続的な設備更新が求められている



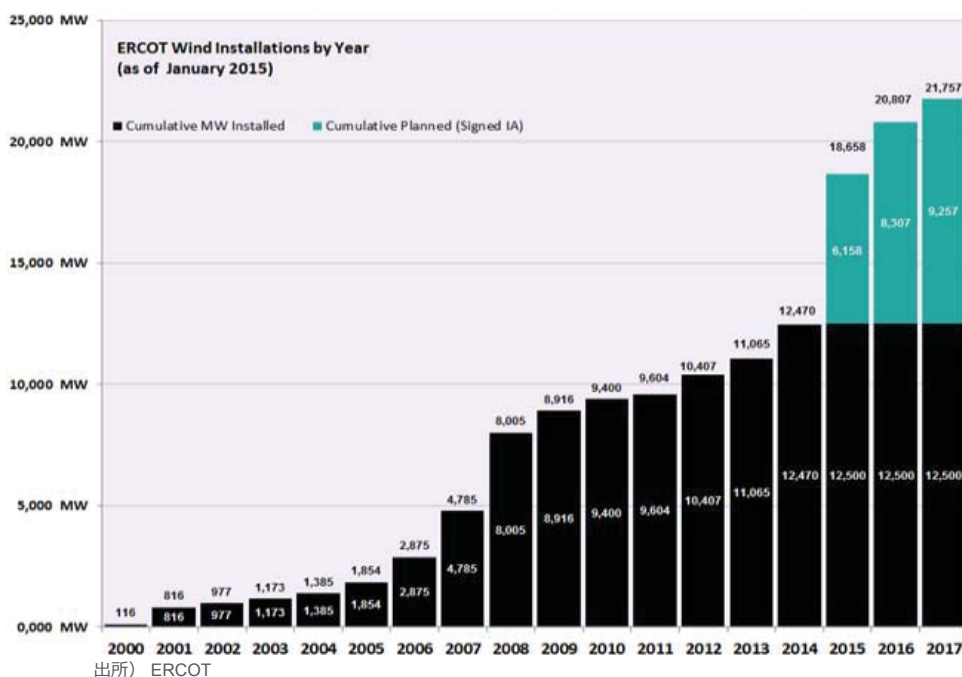
出所) ERCOT-Panhandle Renewable Energy Zone Study Report

Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.

203

テキサス州：風力発電の発展

- ERCOTは、送電系統の拡張、リアルタイム市場及び再生可能エネルギーの抑制を組み合わせる再生可能エネルギーの出力変動を管理している
- 再生可能エネルギーの増加に伴い、アンシラリーサービス市場のニーズの再評価がERCOTにより行われた
- 風力発電の目覚ましい成長に伴い、アンシラリーサービスに関し、CREZシステムとアンシラリーサービス市場の再設計が行われた



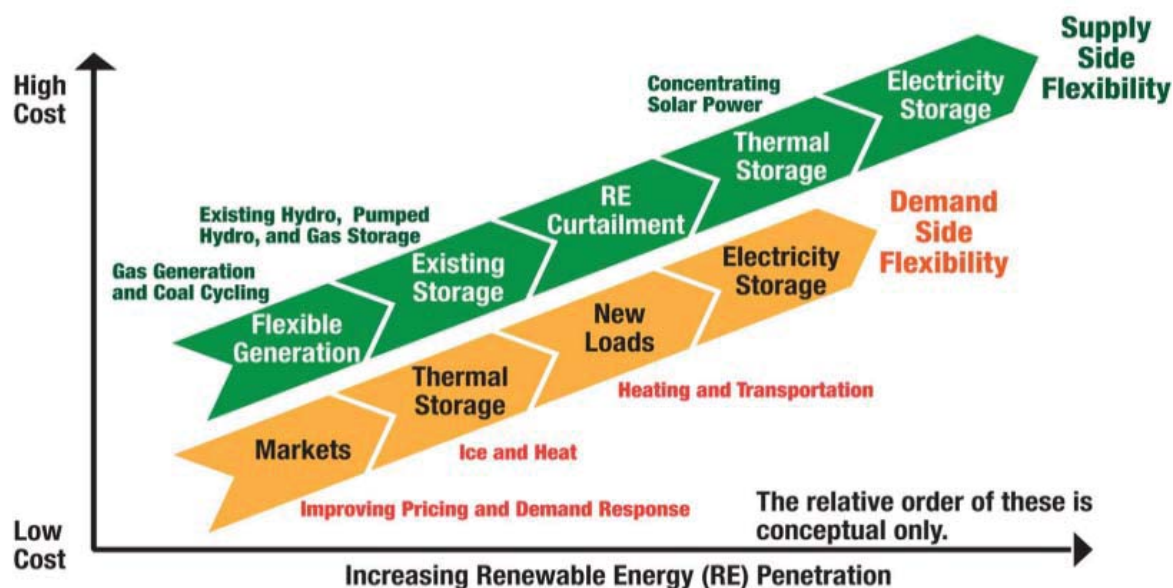
出所) ERCOT

Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.

204

テキサス州：再生可能エネルギー普及に伴う概念設計

- 再生可能エネルギーの普及に伴い、ERCOTは柔軟な供給力からのサポート拡大を必要とすることになると思われる

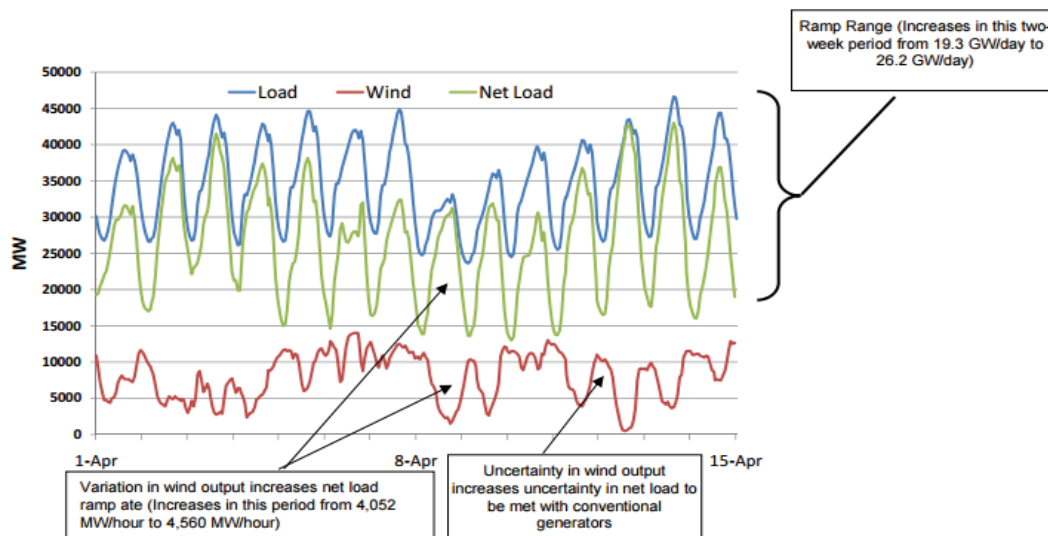


NREL: Can We Really Run The Electric Grid on Renewable Energy?

Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.

205

テキサス州：再エネ普及の影響



変動電源（Variable Generation: VG）の系統に対する4大インパクト：

- 1) 周波数調整の必要性増大
- 2) ランプ変動の増加
- 3) ネット需要の不確実性の増加
- 4) ランプ発生時間帯の増大

NREL: Can We Really Run The Electric Grid on Renewable Energy?

Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.

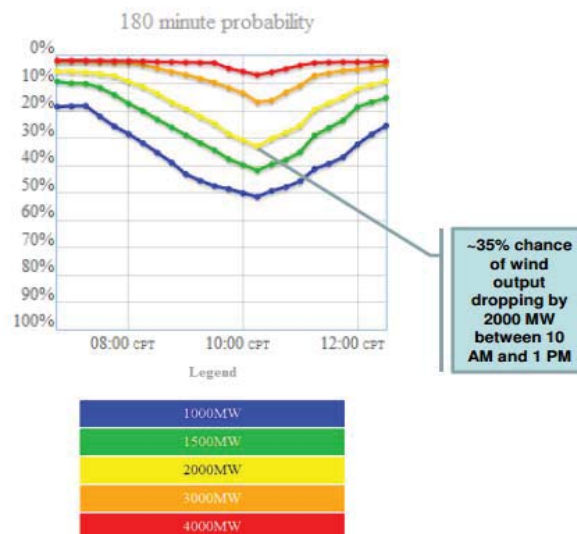
206

テキサス州：再エネ普及に対する対応

ERCOT Large Ramp Alert System (ELRAS)

- 現在時刻から6時間先を監視
- 風力発電予測に関し、ERCOTが提供するデータを用いて分析
- ランプの原因となる可能性が最も高い気象事象に関する情報（寒冷前線等）
- 特定のインターバルから始まる既定のランプイベント（＝1時間に1,000MW以上のランプ）の確率の推定

出所）ERCOT



テキサス州：再エネ普及に対する対応

- 風力発電の大量連系による電源ミックスの大幅な変化に対応するため、ERCOTは下記のようなアンシラリーサービスの再編成を予定。現在、市場参加者の意見を集約しているところ
 - ✓ **RRSを3種類に分割：**
 - ①PFRS枠を設立し、ガバナ制御電源の必要調達量を明確化
 - ②FFRSを設立し、緊急時調整力として、より応答性の高いリソースを調達
 - ✓ 信頼度維持のため、経済負荷配分制御によらない形態で調達・指令できるカテゴリーを整備

変更前	変更後	概要	サブグループ
Regulation UP/DOWN (Reg-UP/DOWN)	Regulation UP/DOWN (Reg-UP/DOWN)	Equivalency Ratioを導入するも、大幅な変更なし	Fast-Responding Regulation Service (FRRS) UP/DOWN
Response Reserve Service (RRS)	Primary Frequency Response Service (PFRS)	系統周波数偏差に即座に対応する電源/需要 周波数安定化に資するものであり、周波数を所定の範囲に回復させる機能は対象外	—
	Contingency Reserve Service (CRS)	指示を受けて10分以内に所定の出力に到達する電源/需要	CRS1：SCED指示に従うもの CRS2：SCED指示に従わないもの
	Fast Frequency Response Service (FFRS)	指示を受けて0.5秒以内に対応開始する電源/需要	FFRS1：持続時間10分。再出力指令に15分以内に対応 FFRS2：ERCOT指定の時間持続。再出力指令に180分以内に対応
Non-Spinning Reserve Service (NSRS)	Supplemental Reserve Service (SRS)	指示から30分以内に所定の出力に達する電源/制御可能需要	SRS1：SCED指示に従うもの SRS2：SCED指示に従わないもの

テキサス州：ERCOTのアンシラリーサービス改革の背景

ERCOTの現行アンシラリーサービス改革の要因は下記の通り。

1. 現行アンシラリーサービスの構造は1990年代後半に開発された市場設計を基にしたものであり、現在のような再エネ発電の大量導入を前提としたものではない
2. 現在のERCOTにおける発電ミックスは、15年前のものとは大きく異なる
3. ERCOTの系統に新規導入された新しい供給力の一部は、ERCOTのアンシラリーサービスのあり方に新たな課題（と可能性）を提起した
4. 新しいアプローチは既存及び新規のリソースの双方をより有効に活用する。それによりERCOTは、高水準の信頼度を維持しながら系統運用できるようになる
5. 調達方法の改善、提供する供給力に関する技術要件の適性化により、より効果的にアンシラリーサービスを確保できるようになる

出所) Utility Wind Integration Group

テキサス州：ERCOTの今後のASプロダクト

- ERCOTは、大量の風力電力の系統導入について分析調査を行った
- ERCOTでは、風力発電の出力低下リスクが発生する際に必要な瞬動予備力の量を削減するため、起動時間を10～15分とする非瞬動予備力サービスを導入している
- 信頼度を維持しつつ継続し規制標準を満たすため、ERCOTはASの種類を見直し、次の5種類への再編を検討している
 1. Synchronous Inertia Response Service (SIR)
 2. Fast Frequency Response Service (FFR)
 3. Primary Frequency Response Service (PFR)
 4. Up and Down Regulating Service (RR)
 5. Contingency Reserve Service (CR)

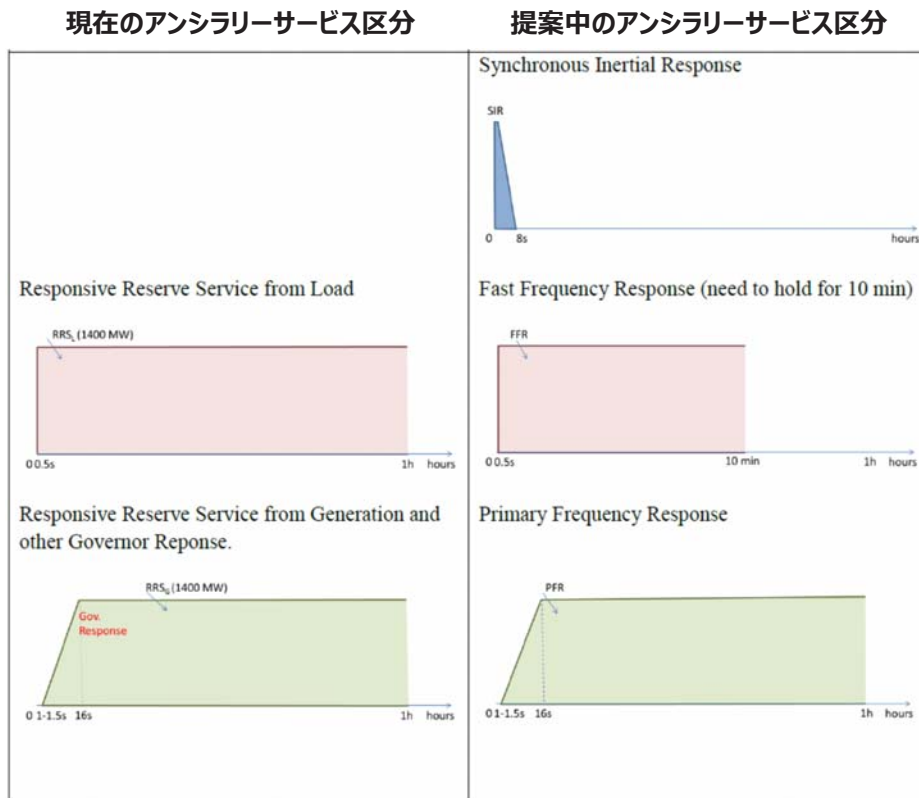
出所) Utility Wind Integration Group

ERCOTの現在のアンシラリーサービス市場

ERCOT 2015 ピーク需要	:	69,877 MW
瞬動予備力 (10分)	:	2,700MW
一次周波数応答	:	1,300 MW
負荷応答 (Load Response)	:	1,300 MW
Regulation Up/Down	:	500/500 MW
(August 2015 Requirements)		

テキサス州：再エネ普及に対する対応

● ERCOTにおけるアンシラリーサービスの再編成



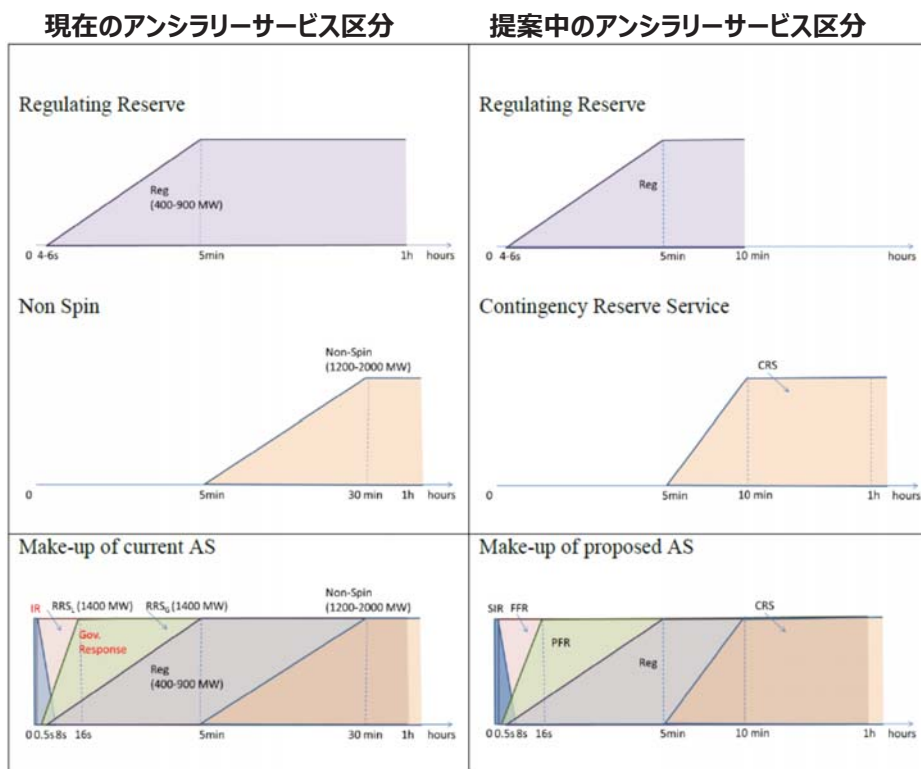
出所) ERCOT Concept Paper:
Future Ancillary Services in
ERCOT

Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.

211

テキサス州：再エネ普及に対する対応

● ERCOTにおけるアンシラリーサービスの再編成



出所) ERCOT Concept Paper: Future Ancillary Services in ERCOT

Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.

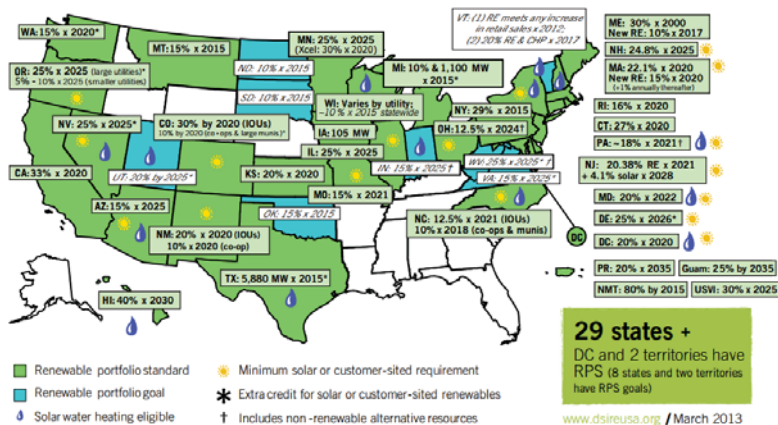
212

119

PJM地域：再エネ導入の影響

- PJM管内13州のうち11州およびコロンビア特別区においても様々な再エネ導入目標が定められている。これらの目標を達成するためには2028年までにPJM管内で約3,800万kWの再生可能エネルギーの導入が必要となる
- その結果、ピーク負荷時、軽負荷時ともに設備の過負荷が発生し、加えて環境政策により運転コストが増加した既設発電機の停止に伴う系統上の問題が出ると考えられる
- しかしながら、技術的対策は英国や欧州とは異なり、広域にわたるようなものはとられていない
- その理由としては、①2028年における全発電容量に対する再生可能エネルギーの割合が11～15%と低いこと、②再生可能エネルギーの導入箇所が需要地に比較的近いこと、③今後の電源導入箇所と発電機停止要求箇所が近接していること、などが考えられる

米国の州における再生可能エネルギー導入目標



信頼度評価における過負荷発生箇所数

電圧 (kV)	軽負荷時	ピーク負荷時	合計
230	7	57	64
345	8	10	18
500	1	1	2
合計	16	68	84

出所) 欧米諸国における広域的系統運用及び再生可能エネルギーの導入に伴う系統設備形成上の課題・技術的対応について (海外電力、2014.12)

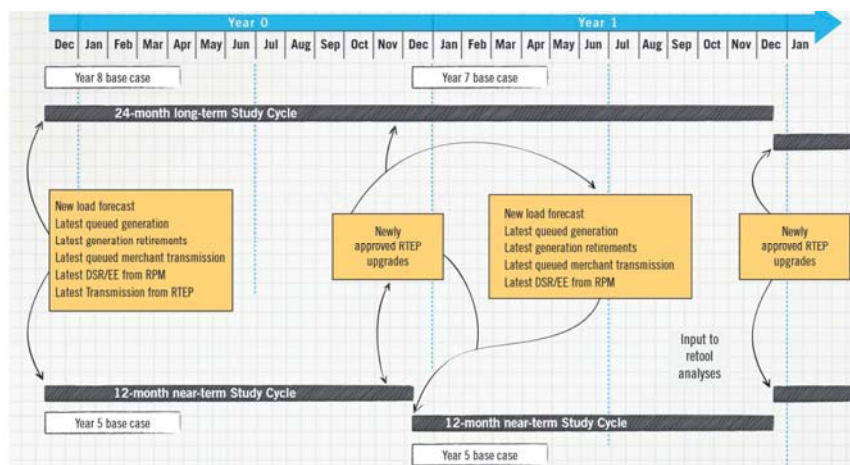
Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.

213

PJM地域：再エネ導入の影響

- ただし、今後の電源の新設や発電所の休廃止の状況によっては、電源の偏在化リスクが生じる可能性がある
- PJMは系統信頼度評価を確実に実施し、系統信頼度基準違反をしないよう24か月の系統計画プロセスを作成している
 - ✓ 12か月サイクル：短期（今後1～5年）の系統計画
 - ✓ 24か月サイクル：長期（今後15年以降）の系統計画
- PJM、NYISO、MISO、IESOの4つの ISO/RTOの連系線で発生するエリー湖ループ潮流についても、既に移送変圧器による対策は取られているが、今後の再生可能エネルギーの導入や発電機停止に伴い、連系線の潮流が増加するリスクがある
 - ✓ 潮流監視を行うとともに、移相変圧器の設置や連系線の増強等の対策を適切に行う必要がある

PJM 系統計画のプロセス（24か月サイクル）



出所) 欧米諸国における広域的系統運用及び再生可能エネルギーの導入に伴う系統設備形成上の課題・技術的対応について (海外電力、2014.12)

PJM 2015 Regional Transmission Expansion Plan Report (PJM, 2015)

Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.

214

120

PJM地域：再エネ導入の影響

- もっとも、2026年に、全電源に対する太陽光及び風力の割合が30%に達するケースにおいても、年間1,500MWのRegulationの追加調達及び137億ドル相当の系統拡充を行うことで、系統信頼度に大きな問題は生じない（現状のRegulation量は年間1,200MW）
- また、Operating Reserveについては追加調達は必要としないと見込まれている

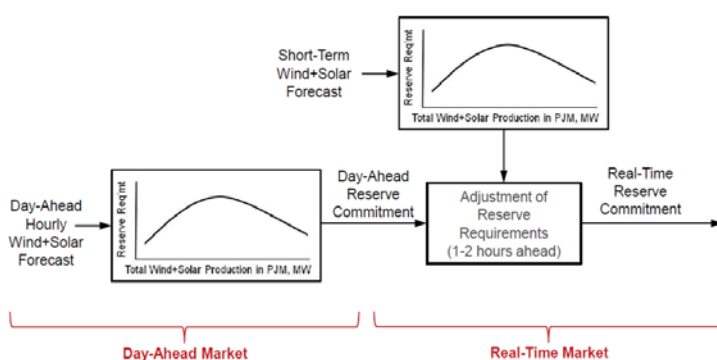
Scenario	Load Only	2% BAU	14% RPS	20% LOBO	20% LODO	20% HOBO	20% HSBO	30% LOBO	30% LODO	30% HOBO	30% HSBO
Renewable Penetration in PJM		2%	14%	20%	20%	20%	20%	30%	30%	30%	30%
Onshore Wind (MW)		5,122	28,834	39,452	40,942	21,632	32,283	59,866	63,312	33,805	41,127
Offshore Wind (MW)		0	4,000	4,851	4,851	22,582	4,026	6,846	6,846	34,489	5,430
Centralized Solar (MW)		72	3,254	8,078	8,078	8,078	16,198	18,190	18,190	18,190	27,720
Distributed Solar (MW)		0	4,102	10,111	10,111	10,111	20,294	16,907	16,907	16,907	33,823
Total (MW)		5,194	40,192	62,492	63,982	64,402	72,746	101,809	105,264	103,391	113,650
Regulation											
Maximum(MW)	2,003	2,018	2,351	2,507	2,721	2,591	2,984	3,044	3,552	3,191	4,111
Minimum(MW)	745	766	919	966	1,031	1,052	976	1,188	1,103	1,299	1,069
Average(MW)	1,204	1,222	1,566	1,715	1,894	1,784	1,958	2,169	2,504	2,286	2,737
%Increase Compared to Load		1.5%	30.1%	42.4%	57.3%	48.2%	62.6%	80.2%	108.0%	89.8%	127.4%

出所) PJM Renewable Integration Study Executive Summary Report Revision 05 (GE Energy Consulting, 2015) より三菱総合研究所作成

PJM地域：再エネ普及に対する対応

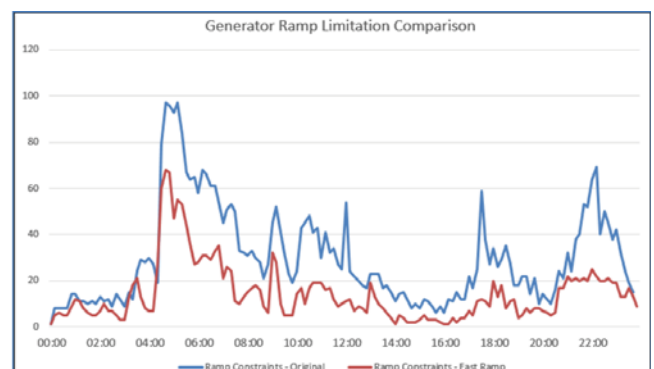
- 再エネ導入量拡大に伴う、オペレーションの最適化とシステム全体の効率性向上のための方法論が検討されている
 - ✓ Regulation reserveの動的な調達：一日前の発電量予測に基づいて前日市場でRegulationを調達した後、1-2時間前の発電量予測に基づいたリアルタイム市場での調達により調整
 - ✓ 発電機起動停止の改善：再エネ発電量の4時間前予測を用いた短期間の発電機再起動、再エネ発電量の1日前予測の精度向上
 - ✓ Spinning Reserveの代替としてのエネルギー貯蔵及びデマンドレスポンス
 - ✓ 既存発電プラントのramp-rate limitの向上

リアルタイムのRegulation調達量決定プロセス



出所) PJM Renewable Integration Study Executive Summary Report Revision 05 (GE Energy Consulting, 2015)

Ramp Constrained Units数
(青線：現状ケース 赤線：Ramp-Limits = 2%/minのケース)

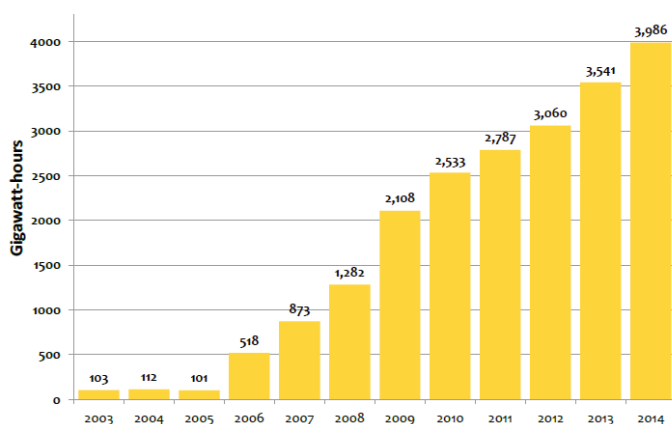


出所) PJM Renewable Integration Study Executive Summary Report Revision 05 (GE Energy Consulting, 2015)

ニューヨーク州：再エネ導入の影響

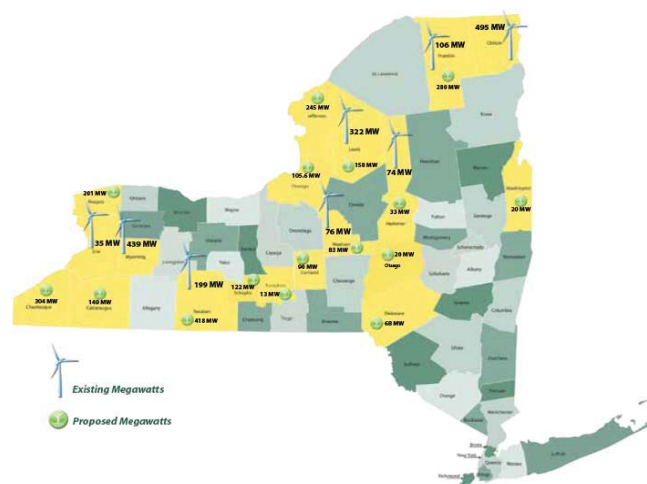
- The New York State PSCは2015年に系統電力の30%を再生可能エネルギーで賄うという目標を設定した。2014年時点では、約25%が再生可能エネルギーで賄われている
- 風力発電については、2005年から2014年にかけて、設備容量は48MWから1,730MW、発電量は101GWhから3,986GWhに増加した
- 2010年のNYISOによる研究では、風力発電設備容量が8,000MW以下であれば、系統信頼度に悪影響を及ぼさないとされている

NYISO 風力発電量（2003-2015）



出所) Power Trends 2015: Rightsizing the Grid (NYISO, 2015)

NYISO管内 既存・計画風力発電所在地



出所) Power Trends 2015: Rightsizing the Grid (NYISO, 2015)

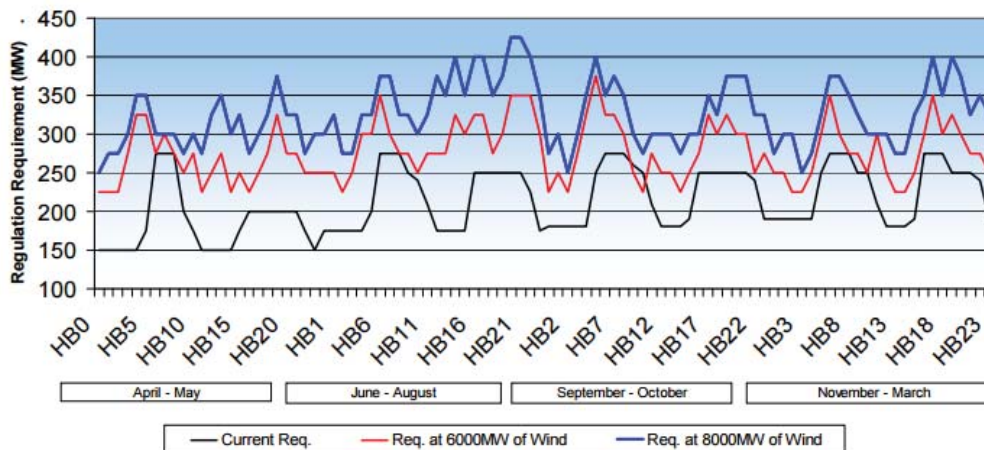
Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.

217

ニューヨーク州：再エネ導入の影響

- 2010年のNYISOによる研究では、Regulation必要量は、風力発電の発電量が1,000MW増加すると共に（4,250MW～8,000MWの間において）、約9%増加すると算定
- 運用予備力に関しては、追加調達を必要としない

風力発電導入によるRegulation必要量の増加



黒線：2010年時点導入量ケース 赤線：6,000MWケース 青線：8,000MWケース
(2018年時点 ピーク需要37,130MW)

出所) Growing Wind Final Report of the NYISO 2010 Wind Generation Study(NYISO, 2010)

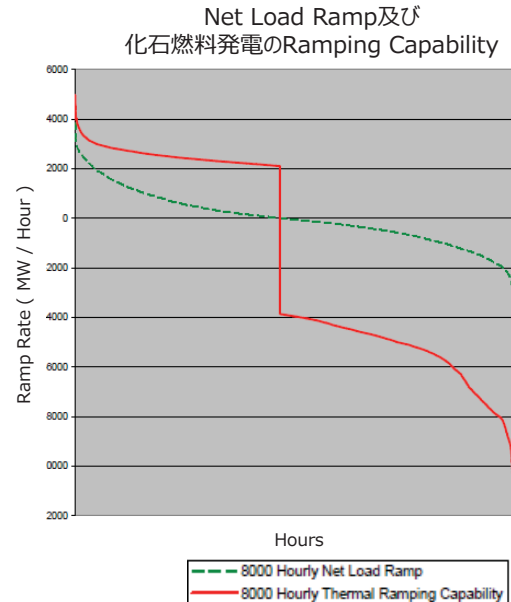
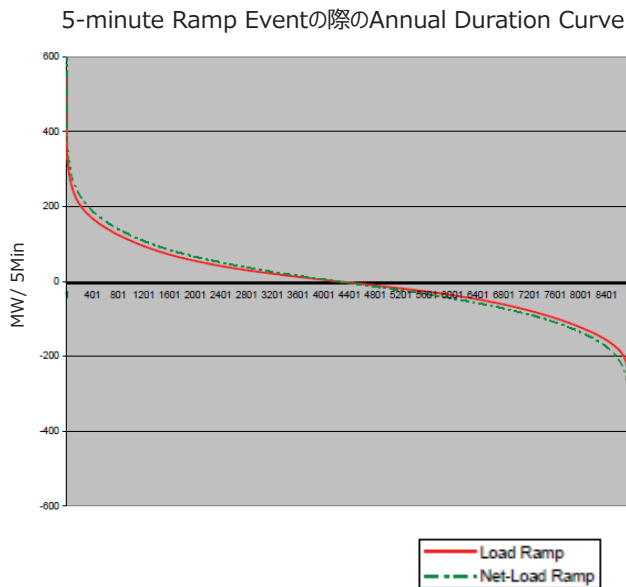
Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.

218

122

ニューヨーク州：再エネ導入の影響

- 2018年に設備容量8,000MWの風力発電が導入される状況を仮定した研究では、合計22,000MWの石油・天然ガス火力発電が風力発電に置き換えられると算定
- 石油・石炭・天然ガスなど化石燃料発電のRamping Capabilityは、Net Load Rampに対して十分であるとされた

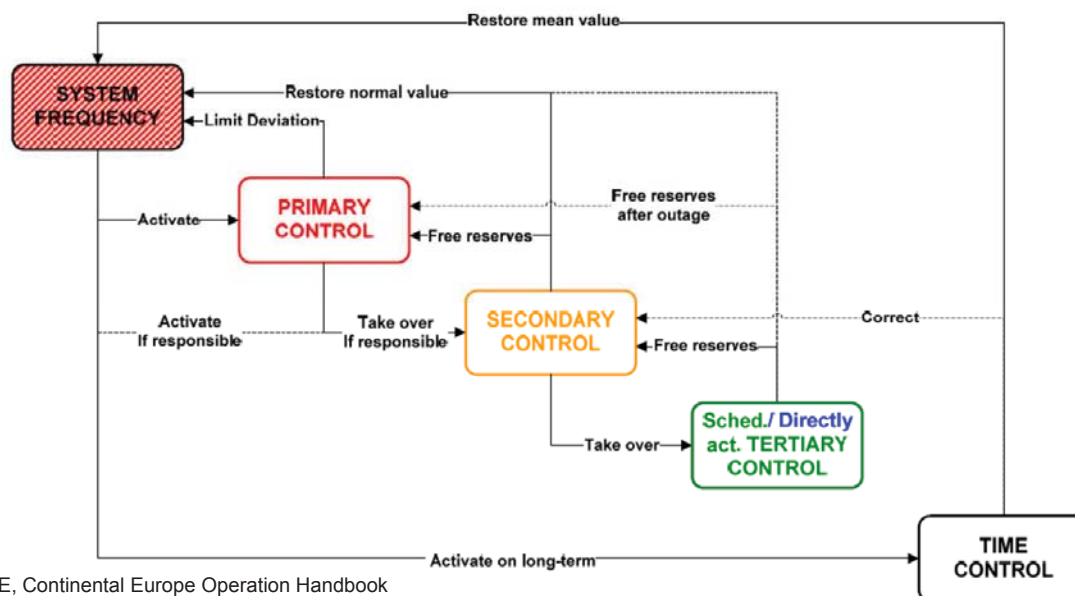


出所) Growing Wind Final Report of the NYISO 2010 Wind Generation Study(NYISO, 2010)

4. 大規模自然災害等への対応状況

欧州：ENTSO-Eにおける緊急時の対応

- 大電源の脱落や負荷脱落などの系統事故が発生すると、需給のバランスが大幅に変化するため、過大な周波数の変動とならないように対応する必要がある。この緊急時の需給バランスの維持について、緊急時の対応の基本的ルールの概要は以下のとおり
- ✓ 域内の同期ネットワークに接続される発電ユニットの発電電力量と負荷の消費電力量を監視し、調整力を用いて周波数制御を行なっている
- ✓ 制御は下図のようにそれぞれ特性の異なる一連のステップから構成されており、各ステップは互いに依存関係にある



出所) ENTSO-E, Continental Europe Operation Handbook

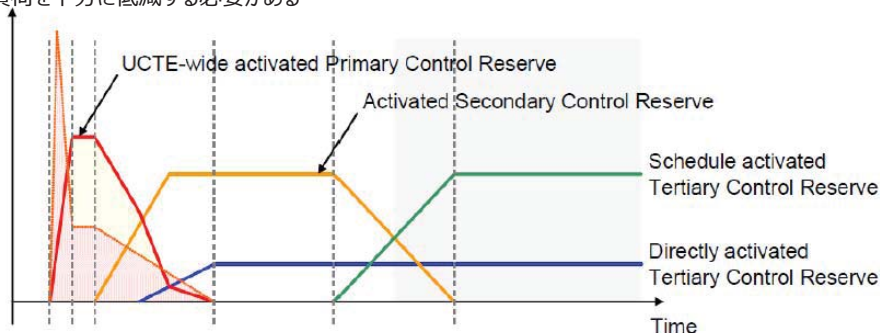
https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/library/publications/entsoe/Operation_Handbook/Policy_1_final.pdf, p2

Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.

221

欧州：ENTSO-Eにおける緊急時の対応

- 上記の周波数制御のための各ステップは、下図のようにそれぞれ異なる時間帯をカバーしている
- 大幅な周波数低下を伴う事象が起こった場合、Primary Control Reserveが数秒以内に動作し、続いて数分以内にSecondary Control Reserveが動作し、さらにTertiary Control Reserve がそれに続く
- また基準周波数に対する系統周波数の偏差が大きくなった場合には**負荷遮断**が行なわれる
- ENTSO-E (UCTE)では、負荷遮断の運用について以下のように推奨している
- ✓ 通常運転状態において、突然 3,000MW の発電容量が喪失した場合でも周波数トリガーによって負荷遮断を行うことなく、Primary Controller の単独動作で対応すべきである
- ✓ 自動負荷遮断の第一段階の閾値は 49Hzより低くならないようにし、周波数が閾値まで低下した場合は、**周波数トリガーによって負荷の10～20%を最低限として自動負荷遮断**を始める。負荷遮断を行うトリガー周波数は当該エリアの管轄権を有する**TSOが独自に決定**。各TSOの管轄エリア外で事故が起こった場合も負荷遮断を受容しなければならない。なお、トリガー周波数は48.7Hzあるいは48.4Hzフランスでは48.5Hzあるいは48.0Hz) である
- ✓ システム周波数がさらに低下した場合は**同期接続したネットワークを部分的に分離**する。この場合、部分ネットワークで容量不足となり非常に困難な状態が生じる恐れがある。このため、部分ネットワーク内で均衡状態に復旧すべく、**周波数に応じて負荷遮断リレーを時間差で動作させる**ことによってシステム負荷を十分に低減する必要がある



出所) ENTSO-E, Supporting Document for the Network Code on Load-Frequency Control and Reserves ,

http://networkcodes.entsoe.eu/wp-content/uploads/2013/08/130628-NC_LFCR-Supporting_Document-Issue1.pdf, p110

Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.

222

欧州：大規模自然災害等への対応状況

● 欧州全体

- ✓ 自然災害には地震、火山、地すべり、水害、嵐、高温・低温、干ばつなどが含まれる
- ✓ OSCE^注が自然災害時の電力ネットワークの事例集（Best Practice）ハンドブックを作成するとWorkshopで決めた（2014年7月）
- ✓ 重要な施設の喪失の想定、対応決定プロセスの人的ミスなどが指摘される
- ✓ 再エネ増加に伴うこれらの対策は、再エネの市場への参入に必須
- ✓ 送電網や配電網への異常気象の影響には、気候変動対応策だけではなく、気候変動適用についての議論が必要
- ✓ 異常気象のときの需要の変動、南と北の気候差
- ✓ 高温によって、発電、送電、配電に影響大
- ✓ 気候に左右されない安定電力供給・システム保護、シーズンピークの対策、蓄電の増加対策
- ✓ 自然災害によって想定されるCascadingを予防するための予備のリンクの必要性

注 OSCE（Organization for Security and Co-operation in Europe：欧州安全保障協力機構）

欧州、中央アジア、北米の57か国から成る世界最大の地域安全保障機構であり、政治・安全保障、経済・環境、人権・人道についての安全保障のために、政治的教義と意思決定のためのフォーラムを提供している。

出所) OSCE

Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.

223

欧州：大規模自然災害等への対応状況

● CRISMA^注の想定シナリオモデルを使用、シミュレーションを行っている

	北欧の嵐	水害	地震と山火事	その他
想定シナリオ	バレンツ地方での冬の嵐：強風、雪、着氷など、国境をまたいだ大規模停電	フランス、2010年2月27日28日におきた水害が参考。近年、気候変動、嵐の強風により沿岸の水害危険性が高い	地震と山火事	都市部の汚染事故 大規模事故
シミュレーション結果	10,000km ² に人口26,000人だが、シーズンなので、かなり増えている。 電力の配給制などを行い、低体温症などを防ぐ必要。電力消失時の経済損失、人的損失、避難、シェルター、そして資源（電力）の使い方			
その他	調整力を水力に頼っているため、寒波によるダム凍結が危険。 Denmarkの予備容量は他の国に頼っているので Interconnectorの損失は危険（他国の自然災害の影響大）。 寒冷前線による嵐の場合、Denmarkは風力を一斉に失う			

注 CRISMA：Modelling crisis management for improved action and preparedness

2012年3月～2015年8月において、欧州委員会の第7次フレームワークプログラム（FP7）の元で実施されたセキュリティをテーマにしたプログラム

出所) Crisma <http://www.crismaproject.eu/>

Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.

224

カリフォルニア州：確保必要量や供給信頼度評価での考慮

- **確保必要量や供給信頼度評価での考慮有無**：米国では、NERC Transmission Planning Standard 004-0a System Performance Following Extreme BES^注 Eventsにより、各ISOは大規模災害が発生した場合の系統への影響を定期的に分析する必要があるが、緩和策 (mitigation measures)を立案・実行する必要はない。しかしCAISOエリアでは、サンフランシスコのような大都市を擁し、災害による停電が発生した場合の影響が大きいことから、下記に示す大規模災害についてそのリスク・インパクトを評価し、何かの緩和策を送電網投資計画(Transmission Planning)に組み込む動きがある

注：BES: Bulk Electric Systems

- **想定シナリオ**：CAISOでは、大規模災害としてサンフランシスコエリアでの大地震を想定している。今後30年以内に63%の確率でマグニチュード6.7以上の地震が発生し、現存の信頼度基準を維持できない事態が発生する可能性を指摘している
- **評価基準**：現時点では、長期・短期の供給信頼度評価に大規模災害は組み込まれていない。また、送電網投資計画にも大規模災害対策（系統増強など）は組み込まれていない。現在は、規制当局(CPUCなど）を巻き込みながら、大規模災害のリスクとインパクトをより定量的に評価して、各種対策の費用対効果を分析する方向で、検討が行われているところ

CAISOエリアでの地震発生確率



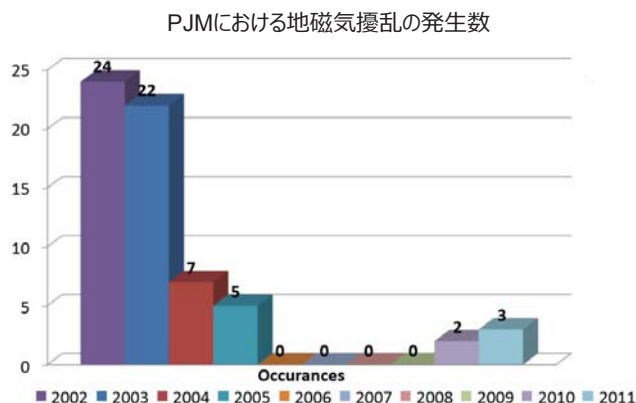
出所) Revision to ISO Transmission Planning Standards (CAISO, 2014)

テキサス州：確保必要量や供給信頼度評価での考慮

- **確保必要量や供給信頼度評価での考慮有無**：CAISOと同様に、大規模災害が発生した場合の系統への影響を定期的に分析する必要があるが、緩和策 (mitigation measures)を立案・実行する必要はない
- 熱波や寒波などによる需給逼迫時の、発電所の稼働を確実なものとするためのERCOT Emergency Operations Planを2014年に改訂し、下記の要素を導入している
 - ✓ ERCOTに発電所への査察権限を付与（過酷天候時の水確保プランの遵守状況）
 - ✓ 発電所にEmergency Planの立案を指示（①過酷天候時の対応策②過酷天候時の運転限界への対策③冷却水不足への緊急対応策④過酷事象（トルネード、ハリケーン、酷暑、寒波、洪水）への対応策の立案⑤緊急時に備えたスベアパーツの確保実行⑥緊急時のDual Fuel対応発電所に対して、訓練運転プラン）
- **想定シナリオ**：ERCOTでは、熱波・ハリケーン・および渇水による冷却水不足による火力発電所の停止をシナリオとして想定している
- **評価基準**：現時点では、長期・短期の供給信頼度評価に大規模災害は組み込まれていない。また、送電網投資計画にも大規模災害対策（系統増強など）は組み込まれていない

PJM地域：確保必要量や供給信頼度評価での考慮

- **確保必要量や供給信頼度評価での考慮有無**：米国では、NERC Transmission Planning Standard 004-0a System Performance Following Extreme BES Eventsにより、各ISOは大規模災害が発生した場合の系統への影響を定期的に分析する必要があるが、緩和策 (mitigation measures) を立案・実行する必要はない。しかし、PJMでは、厳冬であった2014年に想定以上の停電が発生したことを受け、厳冬条件が与える影響の検討を開始し、冬季の供給信頼度評価に反映するか検討中
- **想定シナリオ**：PJMでは、大規模災害として、悪天候（猛暑、厳寒、ハリケーン、雷雨、降雪など）、山火事、地磁気擾乱（Geomagnetic Disturbances）を想定している。加えて、BESに対するテロ行為や破壊行為も想定している。これらの大規模災害それぞれに対し、PJMがとるべき対策・手順を定めている
- **評価基準**：現時点では、長期・短期の供給信頼度評価に大規模災害は組み込まれていない。また、送電網投資計画にも大規模災害対策（系統増強など）は組み込まれていない



出所) Fundamentals of Transmission Operations (PJM State & Member Training Dep, 2014)

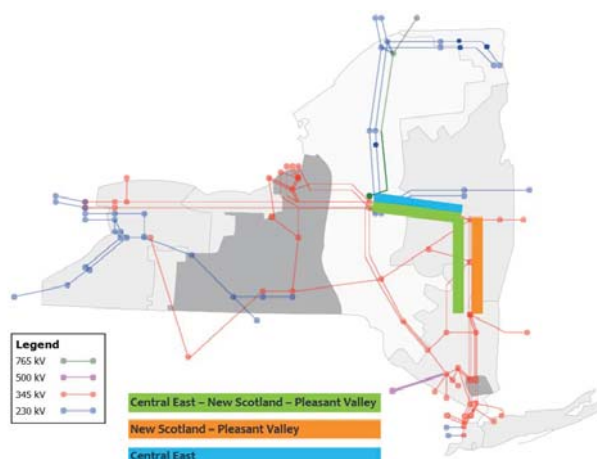
Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.

227

ニューヨーク州：確保必要量や供給信頼度評価での考慮

- **確保必要量や供給信頼度評価での考慮有無**：米国では、NERC Transmission Planning Standard 004-0a System Performance Following Extreme BES Eventsにより、各ISOは大規模災害が発生した場合の系統への影響を定期的に分析する必要があるが、緩和策 (mitigation measures) を立案・実行する必要はない。しかし、NYISOは需要想定において、猛暑・厳寒など極端な気象条件を考慮したベースラインからの上振れ・下振れケースを想定している。また、NYISOエリアでは、近年の猛暑・厳寒時のピーク需要増大に伴う送電混雑や、2012年に米国東部に上陸したハリケーン・サンディによる停電の多発を受け、緩和策を送電網投資計画(Transmission Planning)に組み込む動きがある
- **想定シナリオ**：NYISOでは、大規模災害として猛暑・厳寒や暴風、落雷を想定している
- **評価基準**：現時点では、長期・短期の供給信頼度評価に大規模災害は組み込まれていない。また、送電網投資計画にも大規模災害対策（系統増強など）は組み込まれていない。現在は、送電網の増強など送電混雑の緩和対策や分散型電源の活用、マイクログリッドの整備などが検討されている

NYISOエリアにおいて送電混雑が発生している送電回廊



出所) Power Trends 2014: Evolution of the Grid (NYISO, 2014)

5. 基幹送電線に設定するマージン

欧州：基幹送電線に設定するマージン

- 我が国のマージンに相当する送電信頼度マージン（TRM:Transmission Reliability Margin）が設定されている
- これは一次調整力と二次調整力の信頼性を考慮したマージンであり非常に小さい

欧州におけるTRM設定の概要

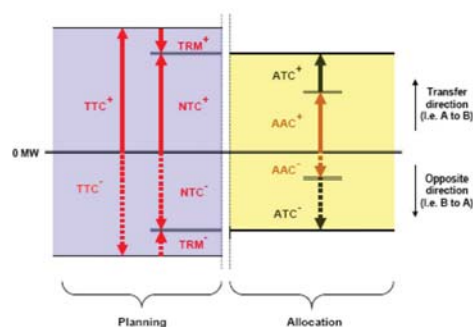
- 送電信頼度マージン（TRM:Transmission Reliability Margin）とは、TTC算定値に伴う不確実性に対処する安全率である。不確実性は以下の事情から生じる
 - ・周波数制御に起因する運用中の潮流の意図しない偏移
 - ・リアルタイムで不測の需給不均衡状況に対処するためのTSO間の緊急取引
 - ・データ収集や計測等における、不正確さ
- TRMの値は各TSOが電力系統運用の信頼度を保証するため各自で決める。TRMは季節により変化する可能性があり、また、電力系統に修正があればアップデートされる

計画段階

- NTC（Net Transfer Capacity）：二つの市場間最大取引可能な送電容量（ $NTC = TTC - TRM$ ）
- TRM（Total Reliability Margin）：系統運用の安定性のために確保される送電容量
- TTC（Total Transfer Capacity）：二つの市場間最大送電可能な容量

運用段階の割当

- AAC（Already Allocated Capacity）：取引等によってすでに利用権のある送電容量
- ATC（Available Transmission Capacity）：NTCの内まだ取引可能な送電容量（ $ATC = NTC - AAC$ ）



出所 "Definitions of Transfer Capacities in liberalised Electricity Markets", ETSO (2001)

欧州：基幹送電線に設定するマージン

- TRMの算出の詳細は“Procedures for cross border transmission capacity assessment” (ENTSO-E)^注に記載されている
- 国境を接するTSOはTRMをそれぞれ設定する傾向があり、その値は時々違ってくる。例えば、ベルギーのTRMは500MWとTSOが設定している
- 最小平均値としては、 $TRM > \text{一次調整力} / \text{総国境間容量}$ と考えることができる
例 ドイツでは 600MW/15,000MW で約3%
- 3%のTRMは法的要件でなく、ドイツのTSOによって考慮された数字
- 各TSOはそれぞれ異なる値を決定することができる
- 上記のENTSO-E文書にはNTC、TTCとTRMの計算が満たさなければならない原則を述べているが、これらは特定の値を述べていない

注：https://www.entsoe.eu/publications/market-reports/Documents/entsoe_proceduresCapacityAssessments.pdf
詳細は重点調査の項目で記載。

ドイツ

- FCR交換の少ないマージン以外に連系線容量を調整力融通に使うことはできないが、供給信頼性には重要

- ・ 技術的に隣接システムから移送可能な容量
- ・ 系統連系線の合計容量とは一致しない
- ・ 様々な参照時間、様々な需要と発電シナリオに基づき、様々なアプローチで計算（確定的、フローベース）
- ・ 多くの場合、時間によって違う
- ・ N-1は保証
- ・ 短期では追加容量を提供するため再計算



- ・ 必要な場合、接続ポイントに保持するTSO間の応援に必要な最小調整力
- ・ ENTSO-Eが作成したルール
- ・ 系統連系線でつながっているシステムの一次調整力の条件・フローを可能にする
- ・ TTCの3%
- ・ ENTSO-EのCodeではNTCはすべて卸売市場（電力取引）に供給され、国境を越えた調整力の交換用に取り置きはできない
- ・ 供給信頼性評価の新しいアプローチでは、統計的に国境間送電容量を含める傾向がある

注: ブロックサイズは実量ではない

カリフォルニア州

- 欧州と同様米国でも、マージンはTransmission Reliability Margin (TRM)と呼ばれている。TRMの取り扱い、NERC Standard MOD-008-1で規定されている。そこではTRMを設定する事由が整理されているが、TRMの必要量計算方法は各制御エリアの裁量に委ねられている。各制御エリアはTRMを、電力受け渡しの13か月前から前日・当日（リアルタイム）の各段階で計算し、公表しなければならない
 - なおマージンとして、TSOが確保するTRMの他に、小売事業者が電力調達のために、隣接エリアからの供給力を予め確保するための Capacity Benefit Margin (CBM)が存在する。これは、自社エリア内の契約発電所が停止する場合等に備えて、バックアップとして契約する容量である。CAISOエリアではCBMは認められていない。PJM等他エリアでは扱われている
- CAISOでは、下記3種の事由に対してTRMの設定が認められている
 - ✓ 発電所の計画外停止や森林火災などによって系統運用に支障が出る可能性がある場合への対応
 - ✓ 想定外のループ潮流発生への対応
 - ✓ 隣接エリアにおける系統障害が影響をおぼす可能性への対応
- TRMは通常はゼロに設定されており、上記の事象が前日または当日の予想される場合に、CAISOが設定する。設定量は、上記障害により必要となる容量をケース・バイ・ケースでCAISOが決定しており、事前にTRM容量が規定されている訳ではない
- 空き容量(ATC)は、熱容量制約、安定度制約、電圧制約から計算される送電容量(Transmission Transfer Capability)を出発点として、 $ATC = TTC - ETC - AS - TRM$ で算定される。TRMの必要量が大きくなれば、まずATCから充填される。それでも不足する場合は、ETCで従前から予約されている契約のうちInterruptibleなものを解除して工面する



出所) CAISO Open Access Transmission Tariff

Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.

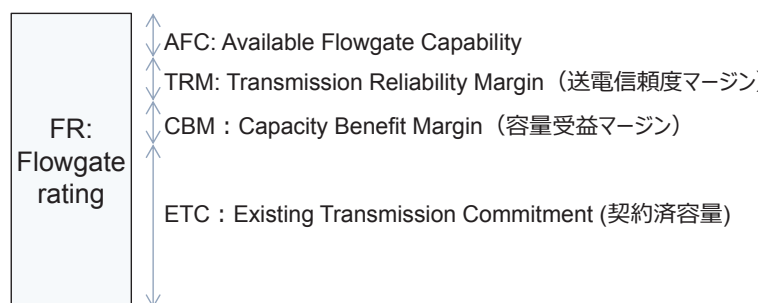
233

テキサス州

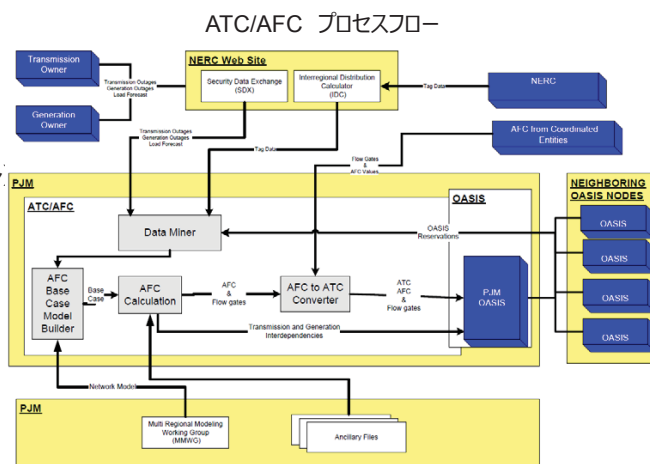
- TRMの設定に係る各種NERC基準は、ERCOTエリアでは適用されていない。ERCOTでは隣接エリアとの連系線容量は極めて限られており、基本的に需給計画はERCOT内で閉じる形で作られている（供給力としての電力輸入や、隣接エリアからの運用予備力・緊急時予備力の調達は想定されていない）
- 現地ヒアリング調査では、隣接エリアとの連系線に一定のマージンを設けて、風力発電の予測誤差に対応し、可能な限り多くの風力を稼働させている、とのことであった。当日になって予測誤差が小さいと判明すれば、そのマージンは開放されている
- しかし、上記指摘について、ERCOTの発表文献で確認を取ることは出来なかった

PJM地域

- PJMはTRMを、電力受け渡しの13か月前からと、前日・当日（リアルタイム）の各段階で計算し、公表する
- PJMでは、下記3種の事由に対してTRMの設定が認められている
 - ✓ 想定外のループ潮流への対応
 - ✓ 需要予測の不確定性への対応
 - ✓ 発電の変動への対応
- 空き容量(ATC)は、Available Flowgate Capacity（AFC）を変換し、算定され、PJM OASIS上に公表される
 - ✓ $AFC = FR - ETC - TRM - CBM$
 - ✓ $ATC = \text{Minimum} \{AFC_1 / \text{Transfer Response Factor}, \dots, AFC_N / \text{Transfer Response Factor}\}$



出所) PJM Open Access Transmission Tariff



Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.

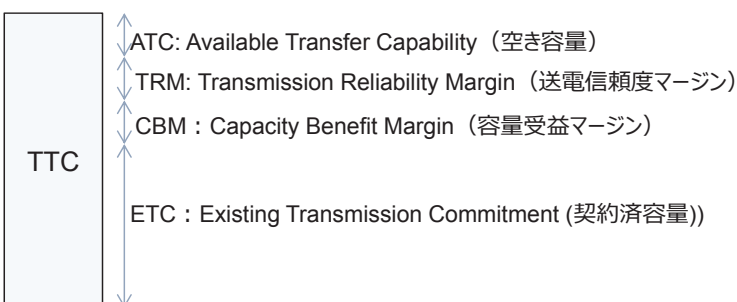
235

ニューヨーク州

- NYISOでは、NYISO Tariff Attachment C及びTRM Implementation Document(TRMID)にて、TRMの算定方法が定められている
 - ✓ 下記4種の事由に対してTRMの設定が認められている
 - 想定外のループ潮流への対応
 - 需要予測の不確定性への対応
 - 隣接システムの系統不安定性への対応
 - 隣接エリアへの送電設備事故への対応
- NYISOはTRMを、電力受け渡しの13か月前からと、前日・当日（リアルタイム）の各段階で計算し、公表する。一般的に、長期的なTRMは、前日市場またはリアルタイム市場で用いられるTRMよりも大きい
- 空き容量(ATC)は、熱容量制約、安定度制約、電圧制約から計算される送電容量(Transmission Transfer Capability)を出発点として、 $ATC = TTC - ETC - CBM - TRM$ で算定される。NYISOはCBMを設定していない

長期的なTRM及びCBMの設定値
(2015年5月19日設定)

NYISO Posted Interface Names	TRM	CBM
External Transaction Interfaces – non Scheduled Lines		
HQ-NYISO	700	0
NYISO-HQ	300	0
ISONE-NYISO	1100	0
NYISO-ISONNE	800	0
IMO-NYISO	1000	0
NYISO-HAQ	1100	0
PJM-NYISO	700	0
NYISO-PJM	600	0
External Transaction Interfaces – Scheduled Lines		
NPX-CSC	0	0
CSC-NPX	0	0
NPX-1385	0	0
1385-NPX	0	0
HQ-CEDARS	0	0
CEDARS-HQ	0	0
PJM-NEPTUNE	0	0
PJM-VFT	0	0
VFT-PJM	0	0
PJM-HTP	0	0
Internal Interfaces		
CENT EAST	N/A	N/A
DY-SINGER EAST	N/A	N/A
MOSES SOUTH	N/A	N/A
NYPP EAST	N/A	N/A
SFRANBROOK/DUNWOODIE SOUTH	N/A	N/A
UPNY-COVED	N/A	N/A
WEST CENTRAL	N/A	N/A



出所) NYISO Transmission Reliability Margin(TRM) and Capacity Benefit Margin (CBM) Used in Determining Available Transfer Capability(NYISO, 2015)

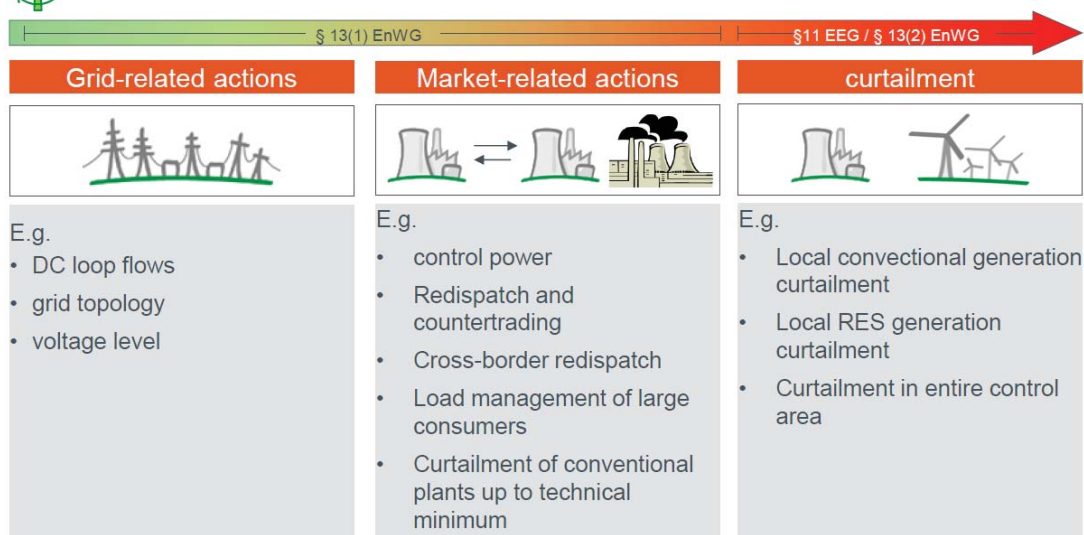
Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.

236

6. 需給ひっ迫、下げ代不足時の運用方法

欧州：ドイツ（50Herz社）

- 法的拘束力のあるEEGのため再エネの導入が優先されるが、実態としては託送のための送電網が十分でない。EEGの2条項で、その対応策がある。
 - ✓ 第1段階（Grid-related actions）では、給電所から開閉器を操作して潮流を変える
 - ✓ 第2段階（Market-related actions）では市場へ介入する。隣接地域との電力融通やDSM契約を行う。
 - ✓ 第3段階（Curtailment：出力抑制）では、従来型発電機ならびに再エネ発電機の出力抑制を行う。後者についてはEEGに基づき、補償が必要となる。



欧州：ベルギー（Elia社）

● Elia社（ベルギー）

- ✓ FRRm上げ：このサービスの発動は $[-200\text{mHz}, -100\text{mHz}]$, ではあるが、契約量に関してはすべて -200mHz で供給する。主要供給者は産業。
- ✓ FRRm下げ：このサービスの発動は $[100\text{mHz}, 200\text{mHz}]$, ではあるが、契約量に関してはすべて 200mHz で供給する。唯一の供給者はEliaと接続している発電事業者のベースロード。

Elia社 2018年の展望より

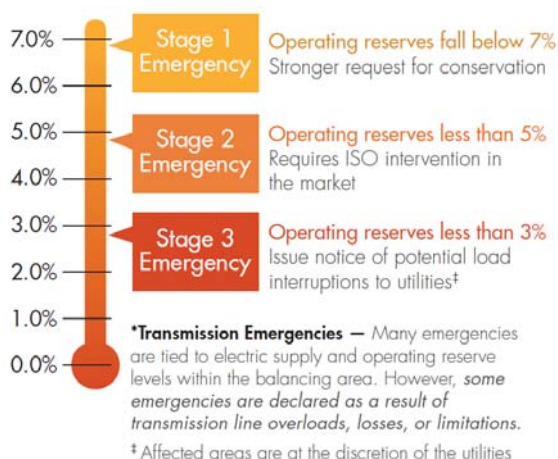
- FRRm上げ必要量：1078-1321MW：主にターボジェット、ガスタービン、TSOグリッドに接続している切断可能な産業から。2012年実績は850MWと切断可能の350MW
- FRRm下げ必要量：1138-1348MW：2013年に比べ700MWの増加。再エネの増加および、BRP（Balance Responsible Party）に対してflexibilityである下方向へのインセンティブが充分ではないため。将来的には十分なインセンティブを設ける必要性

出所）Elia: <http://www.elia.be/~media/files/Elia/Grid-data/Balancing/Reserves-Study-2018.pdf>

カリフォルニア州：需給逼迫時の対応

- 需給逼迫(System Emergency)の際の手続きは、CAISO Transmission Tariff 7.7およびCAISO Operating Procedure 4420とその関連文書にまとめられている
- 基本的にCAISOが発表する警告は次の2種類である
 - ✓ Flex Alert：前日15:00の段階で供給力不足が見込まれる場合(事前に需要削減の取り組みがなければ、当日になってContingency Reserveの起動が必要になる可能性を排除できない場合)、CAISOは市場参加者に対してFlex Alertを発出し、電力使用の削減を奨励する。また、Peak Reliability Coordinator (Peak RC) に対して潮流調整を要請する
 - Peak RC: WECCレベルでの供給信頼性維持に向けて地域レベルでの潮流調整業務を行う。もとはWECCの一部門だったが、2014年2月に分離した。
 - ✓ Warning：当日段階になって下記のような需給逼迫が見込まれる場合、Warningを発出して、市場参加者に対して具体的な対応を要請する。Warningを発するSystem Emergencyは次の3種類に分けられる

System Emergencyの種類と対応策



System Emergency		対応策
Stage 1	調整力の不足が見込まれる場合 (目安は予備率7%以下)	• Flex Alert発信による省エネの奨励 • Spinning Reserveの稼働
Stage 2	調整力が不足し、Contingency ReserveのうちNon-spinning reserveを起動させる場合 (目安は予備率5%以下)	• Non-spinning reserveの稼働
Stage 3	調整力が不足し、Spinning Reserveを使い切ってもなお供給力不足が見込まれる場合 (目安は予備率3%以下)	• 輪番停電等の準備（系統状況を注視して必要に応じて実行）

カリフォルニア州：下げ代不足時の対応

- 下げ代不足時の対応はCAISOのOpen Transmission Tariff 7.8に記載されている。それによると、CAISOとしての対応は当日運用時にのみ行い、電力受け渡し前日以前に対応は行わないことになっている
- CAISOはScheduling Coordinator (SC)を通じて下記のような対応策を発動する。定量的な発動基準は記載されていない

CAISOの下げ代不足対策

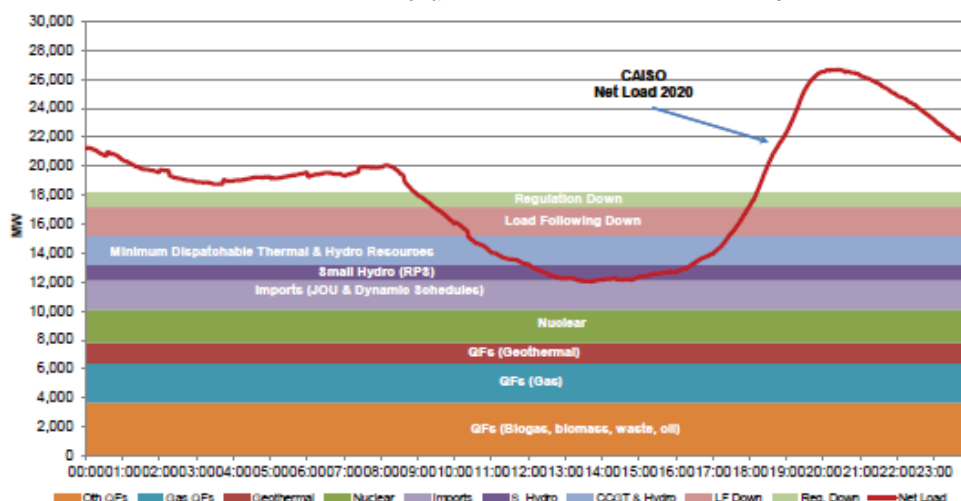
下げ代対策		概要
①	市場入札電源等に対する発電量抑制指示	実需給1時間前の時点で下げ代不足が懸念される場合、市場への入札状況に基づいて、市場入札電源に対して発電量の抑制を指示する
②	下げ代不足量の通知	①が不十分な場合、CAISOは市場参加者に対して、1時間後の需給で不足している下げ代量を発表し、追加の下げ代対策の実施を通告する
③	追加の電力販売	②と同時に、その時間帯に計算されるLMPを用いて、CAISOが市場で電力を販売し、需要開拓を図る ※LMPは非常に安価、場合によってはマイナス価格と思われる
④	SCへの発電量抑制指示	②③では不十分な場合、CAISOはSCを通じて市場入札電源の有無に関わらず、発電量と隣接エリアからの輸入量抑制を指示する。各SCの需要に合わせて、必要抑制量がプロラタで割り振られる ※この段階では、どの電源の発電量を抑制するかは、まだSCの裁量に任せられている
⑤	電源への発電量抑制指示	②③④でも不十分な場合、CAISOは個々の電源に対して強制給電指令（発電量の低減、解列）を指示する

出所) CAISO Open Transmission Tariff

カリフォルニア州：下げ代不足時の対応

- 下げ代問題については、以下の対応策を実行中または検討中
 - ✓ リアルタイム市場における「マイナス価格」の導入：需要側の電力消費を喚起
 - ✓ 再エネ電源の解列指示(decommit)：供給側を強制遮断
 - ✓ 元来系統の出力指示に従う必要のない、QF電源(Qualifying Facilities)に対して、出力調整協力を促すインセンティブ制度（検討中）
 - ✓ 再エネ電源の出力予測の高精度化

2020年のネット需要（系統需要－太陽光・風力出力）シナリオ



出所) NERC, 2013 Special Reliability Assessment (2013)

テキサス州：需給逼迫時の対応・下げ代不足時の対応

- **需給逼迫時の対応**：ERCOTでは、下記4段階で需給逼迫時の対応を整理している(ERCOT Nodal Operating Guides Section 4)
- **下げ代不足時の対応**：現状、ERCOTのProtocolやManualに、下げ代不足時の対応手順を明記したものはない。しかし、需要の小さい夜間帯を中心に、風力発電量が増大した結果、調整力のあるガス火力を出来るだけ（マストラン電源以外）絞り、更に足りない場合は石炭火力の出力制限に踏み切っているケースがある。

	System Emergency	対応策
Operating Condition Notice	安定供給への支障が予見されるが、市場プレーヤーに対して特にアクションを指令する必要がない段階	・ 市場プレーヤー（特に発電所）に対して、①燃料備蓄量②発電所のコンディション③冷却水の確保状況につき情報提供を要請
Advisory	安定供給への支障が予見され、Contingency Reserveの稼働などを指令する可能性がある場合	・ 上記の他に、系統状況を分析し、供給力不足原因（ボトルネック）箇所を特定
Watch	安定供給への支障が予見され、Contingency Reserveへの稼働指示を出している場合	・ 上記の他に、Contingency Reserveへ稼働指示
Emergency Notice	系統が不安定な状況にあり、更に電源脱落などが発生した場合に広域停電に陥る恐れがある場合	・ 上記の他に、通常の経済負荷配分制御が系統安定化上不適切とERCOTが判断すれば、個別電源に対して出力調整（上下）を指示

PJM地域：需給逼迫時の対応

- 需給逼迫(Capacity Shortages)の際の手続きは、PJM Open Access Transmission Tariff 8.6およびPJM Manual13 Emergency Operationsにまとめられている
- 基本的にPJMが発表する警告はAlertとWarningの2種類である
 - ✓ ALL-CALLシステムを通じて警告が発表される

Capacity Shortageの対応策

	Capacity Shortageの際の対応策	概要
Alert	① Maximum Emergency Generation /Load Management Alert	需給逼迫により、運用予備力（Operating Reserve）の不足が見込まれる場合、またはデマンドリスポンスの実施が予定される場合に発表される早期の警告
	② Primary Reserve Alert	運用予備力量（Operating reserve capacity）がPrimary Reserveの必要量を下回った場合に発表される警告
	③ Voltage Reduction Alert	運用予備力量（Operating reserve capacity）がSynchronized Reserveの必要量を下回り、Voltage Reductionの実施が必要になる可能性が生じた場合に発表される警告。実需給日の1日前より以前に発表
Warning	④ Primary Reserve Warning	利用可能なPrimary Reserve量がPrimary Reserve必要量を下回った際に発表される警告
	⑤ Voltage Reduction Warning	利用可能なSynchronized Reserve量が必要量を下回った際に、Voltage Reduction実施の可能性があることを発表する警告
	⑥ Manual Load Dump Warning	利用可能なPrimary Reserve量が運転中の最大電源を下回った場合、もしくは送電施設を失ったことにより運用信頼性が損なわれた場合に発表される警告
Actions	⑦ Emergency Load Management Reductions	Demand Response Programに登録するサイトによる強制的な負荷低減
	⑧ Maximum Emergency Generation	経済レベルの上限を超えるレベルでの発電を実施する、またはPJM内の事業者や隣接エリアより電力を購入
	⑨ Emergency Voluntary Energy Only Demand Response Reductions	Emergency Voluntary Energy Only Demand Response Programに登録する需要家による自発的な負荷低減
	⑩ Curtailment of Non-Essential Building Load	一部の建築物の負荷を抑制し、負荷を低減する
	⑪ Voltage Reduction	対応策①を実施後もさらに負荷低減が必要な場合には、Voltage Reductionを実施
	⑫ Manual Load Dump	①～⑪をすべて実施し、なおかつ負荷低減が必要な場合に実施される負荷遮断

PJM地域：下げ代不足時の対応

- 下げ代不足時の対応（Light Load Procedures）はPJM Open Access Transmission Tariff 8.6および PJM Manual13 Emergency Operationsにまとめられている
- Alertの発表および指示は、ALL-CALLシステムを通じて行われる

PJMの下げ代不足時の対応（Light Load Procedure）プロセス

下げ代対策		概要
①	Actions Prior to Minimum Generation Alert	下げ代不足が懸念される場合、実需給の1－2日前の時点で、Minimum Generation Alert/Actionが発表される可能性があることを通告する。
②	Minimum Generation Alert	PJMエリア内の予測発電量が2,500MWの場合、ALL-CALLを通じ、給電指令のアラートがPJMウェブサイト上およびNERC RCISに発表される。抑制発電量、最低需要予測、マージン値が発表される
③	Actions Prior to Minimum Generation Emergency Declaration	最低需要とスポット取引量を再評価する。抑制可能な発電量の評価結果に応じて、発電抑制量と発電抑制時間の計画を決定する
④	Minimum Generation Emergency Declaration	ALL-CALLを通じ、必要な発電抑制量が割り振られる
⑤	Minimum Generation Event	⑤で不十分な場合、PJMは全電源に対して強制給電指令（発電量の低減、解列）を指示する
⑥	Cancellation	負荷が発電量を上回り、下げ代不足対応が不要になった場合に、Minimum Generation Emergency を解除する

出所) PJM Manual 13: Emergency Operations (PJM, 2015)

ニューヨーク州：需給逼迫時の対応

- 需給逼迫(Capacity Shortages)の際の手続きは、NYISO Tariff 4.6および Manual 15 Emergency Operations Manualにまとめられている

Capacity Shortageの対応策

Capacity Shortage の際の対応策	概要
Load Curtailment	将来、Voltage ReductionやLoad Sheddingが必要と予測される場合、以下の予備的な負荷抑制手段が実施される ・ 制御可能な負荷の抑制 ・ Manual Voltage Reduction ・ 市場参加者の負荷の抑制 ・ 大口LSEの顧客の自発的な負荷抑制 ・ 一般への周知
Voltage Reduction	Manual Voltage Reductionの実施後もなお10-Minute Reserveが不足している場合、系統運用者に最大5%のVoltage Reductionの実施を指示 それでもなお需給逼迫が解消されない場合、他のReliability CoordinatorにVoltage Reductionの実施を要請し、Load Sheddingの実施を避ける
Load Shedding	Voltage Reductionの実施後もなお需給逼迫が解消されない場合、Emergency Hot Line Systemを用いて系統運用者に負荷遮断量を通知し、負荷遮断の実施を指示する $\text{Load Shedding Ratio} = \frac{\text{Estimated Peak Load in Transmission District for Capability Period}}{\text{Sum of Transmission Owners Estimated Peak Loads for Capability Period}}$

出所) NYISO, NYISO Manual 15 Emergency Operations Manual (2015)

ニューヨーク州：下げ代不足時の対応

- 下げ代不足（Overgeneration）時の対応はNYISOのNYISO Tariff およびNYISO Manual 15 Emergency Operations Manualにまとめられている

NYISOの下げ代不足（Overgeneration）時の対応

下げ代対策	
①	下げ代不足の原因となっている発電事業者に、スケジュール通りの発電量調整を求める
②	給電指令可能な発電ユニットの発電量を最低レベルまで削減させる。必要に応じて、調整力のマージン確保を一時中止する
③	発電事業者に、最低発電量を下回るレベルでの運転を要請する ※発電事業者が要請に応じるかは任意
④	揚水発電を含む出力変動可能な発電ユニットの発電量抑制を指示し、下げ代不足の緩和を図る
⑤	隣接エリアとの連系線潮流の実測値が計画値を下回っている場合（隣接エリアからの電力流入が計画を超過している場合）、NERC基準に従って強制的に潮流調整を行う
⑥	下げ代不足の原因となっているあらゆる電力取引の取引量削減および取引キャンセルを実施する
⑦	①～⑥の対策を講じてもなお下げ代不足が解消されない場合は、NYISOがMajor Emergencyの発生を発表する。 下げ代不足が解消されるまで、最少発電量が大きい順に、電源の解列を指示する

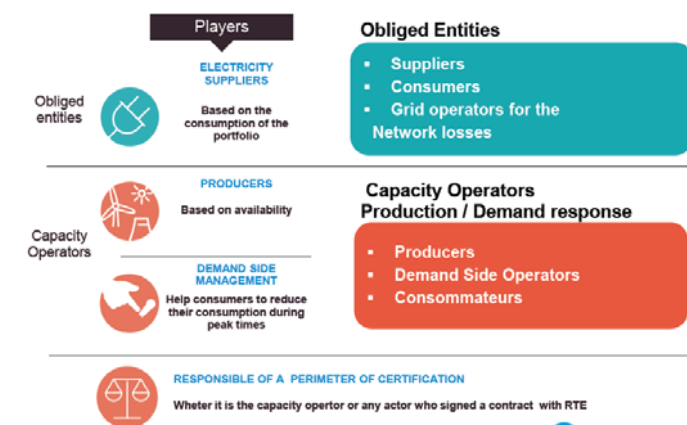
出所）NYISO, NYISO Manual 15 Emergency Operations Manual （2015）

補足資料

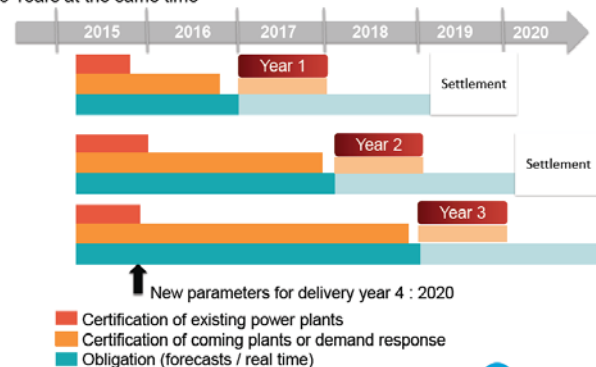
フランスの容量市場

- 発電業者には調達義務を課す。自分自身もしくは必要量を取引する
- 事前審査によりCertificationを取得しておく
- フランスの容量市場は需要側減電も参入可能
- 3年間の取引を行う

ACTORS OF THE MECHANISM



3 Years at the same time



出所) RTE, "French Capacity Mechanism <certification process>"

Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.

249

スペインの電力市場

- スペインはOrdinary Regime（従来型発電施設）とSpecial Regime(再エネ)に分けていた。Special Regimeでは風力や太陽光などの自然変動発電を優先し、“制御可能”のバイオマスは次であった
- 2013年にそれを廃止し、すべての発電が同じ市場で取引される。再エネは補助金を受け取る
- 2007年にポルトガル市場と統合
- スペインの電力の利益はマイナスで、2001年から赤字の積算がある。再生可能エネルギー発電への補助金とその大きな部分を占める。2015年中旬にはエネルギー市場改革を行い、赤字削減を図る

General scheme of the electricity market



Bilateral Forward Trading : 発電、送電、消費者は相対契約で先物取引ができる。金額は非公開。取引量はREEに報告

前日市場（運営はOMEL）：発電業者は0から180€/MWh（Price Cap)の範囲で入札

当日市場（REE）
REEは需要予想が300MW以上違っていると判断した場合、1時間前に入札を通知、30分で入札（入札量には10%のエラーを許容）

出所) RED ELECTRICA DE ESPANA, Ignacio de la Fuente, "Ancillary Services in Spain: dealing with High Penetration of 再エネ"

Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.

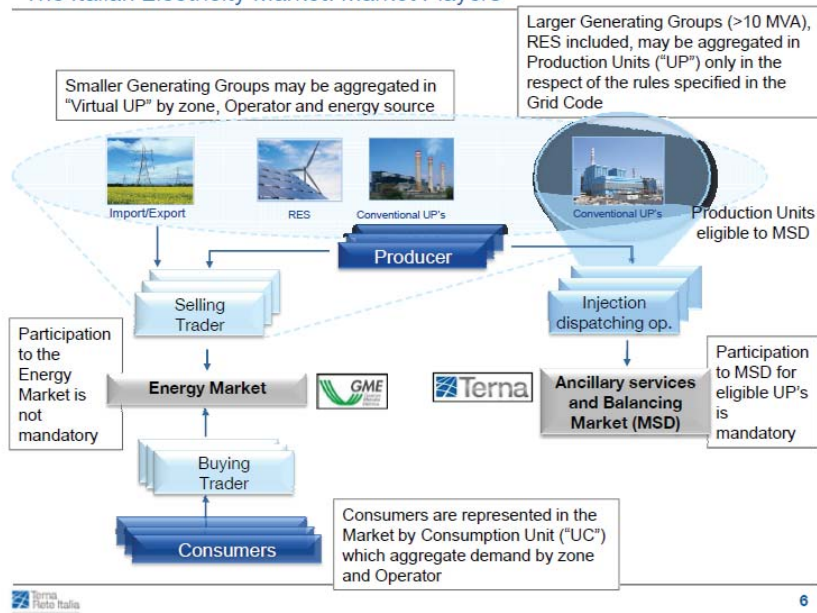
250

138

イタリア：エネルギー市場と調整市場（MSD）

- MSD市場：資格を持つ発電ユニットは参加義務。10MW以上のConventional 発電などが対象で、資格の詳細はGrid Code Chapter4に記載がある
- エネルギー市場：参加は任意。再エネ、輸出入、上記MSD市場の資格がないConventional ユニットなど

The Italian Electricity Market: Market Players



6

出所) Terna, "Review of the Italian Ancillary Service and Balancing Market"

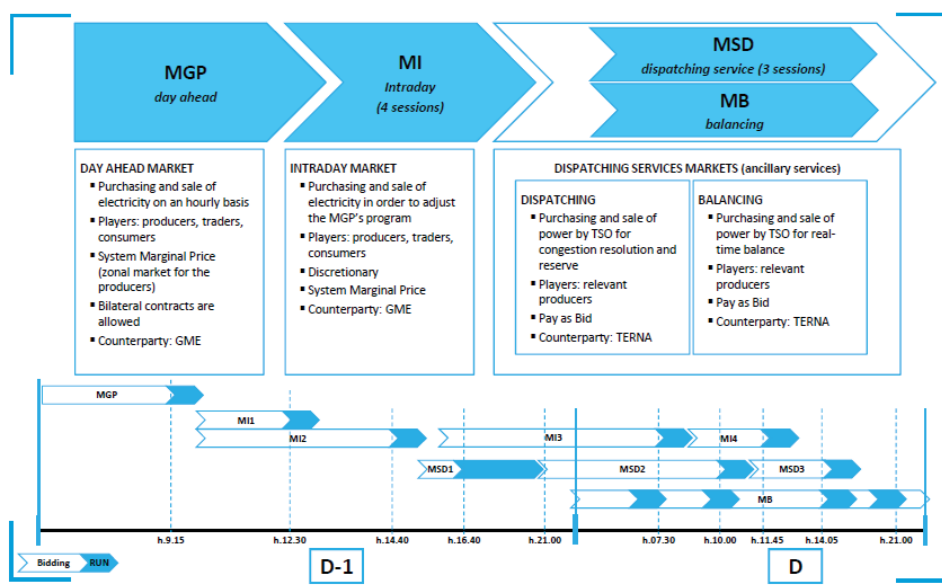
Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.

251

イタリア：エネルギー市場と調整市場（MSD）

- 予備容量に対する支払い（予約金）なし。価格はMSD市場での入札価格

IPEX: Italian Power Exchange



出所) A2A, "Overview of the Italian Energy Market (Updated to 2013)"

http://www.a2a.eu/gruppo/export/sites/default/a2a/it/investitori/documenti/Italian_Energy_Market_2013.pdf

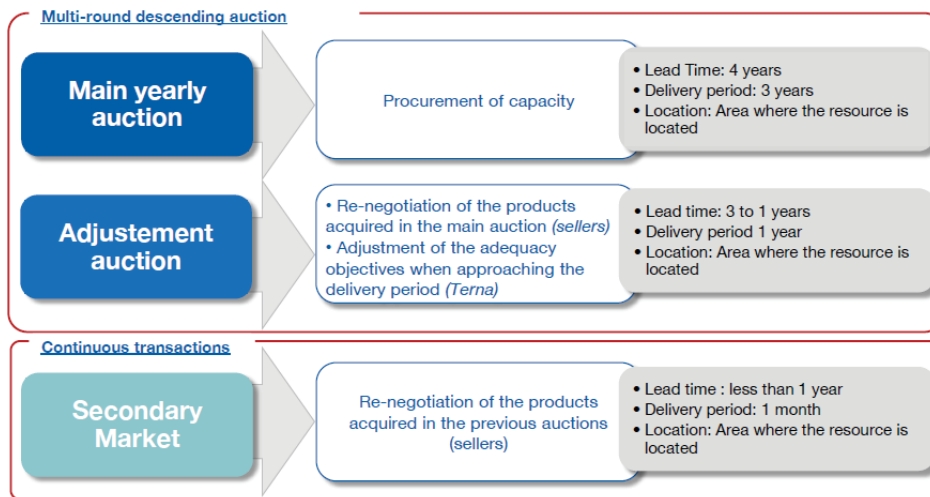
Copyright (C) Mitsubishi Research Institute, Inc.

252

139

イタリア：2015年末から実施する容量市場

- 現在のCapacity Marketは2015年末に4年後の容量について実施予定。ただし、2017年度分のCapacityを前倒しで実施することが決定した
- 参加資格：自然変動ではない、他の補助金を受けていない、解体指示が出ていない、新しい（計画または建設中）施設と既存の施設。需要側削減、隣国の発電ユニットの参加も可能
- 契約した業者はclearing price で決定したpremium(€/MW-yr)を受け取る。前日市場とMSDに入札義務。入札価格とstrike priceの差額（>0）をTernaに戻す



* 前倒しで行う2017年分についてはオークション制度の簡略化をして実施。

* Strike priceはCCGTの価格から割り出す。

出所) Terna, "Italian Capacity Market"
ICIS, "Corrected: Italy gears up for 2017 electricity capacity market launch"

複製・利用される場合には、下記までご連絡いただきますようお願いいたします。

連絡先

電力広域的運営推進機関 企画部

電話 03-6632-0902