

電力広域的運営推進機関 御中

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

海外出張中間報告

2015年12月XX日

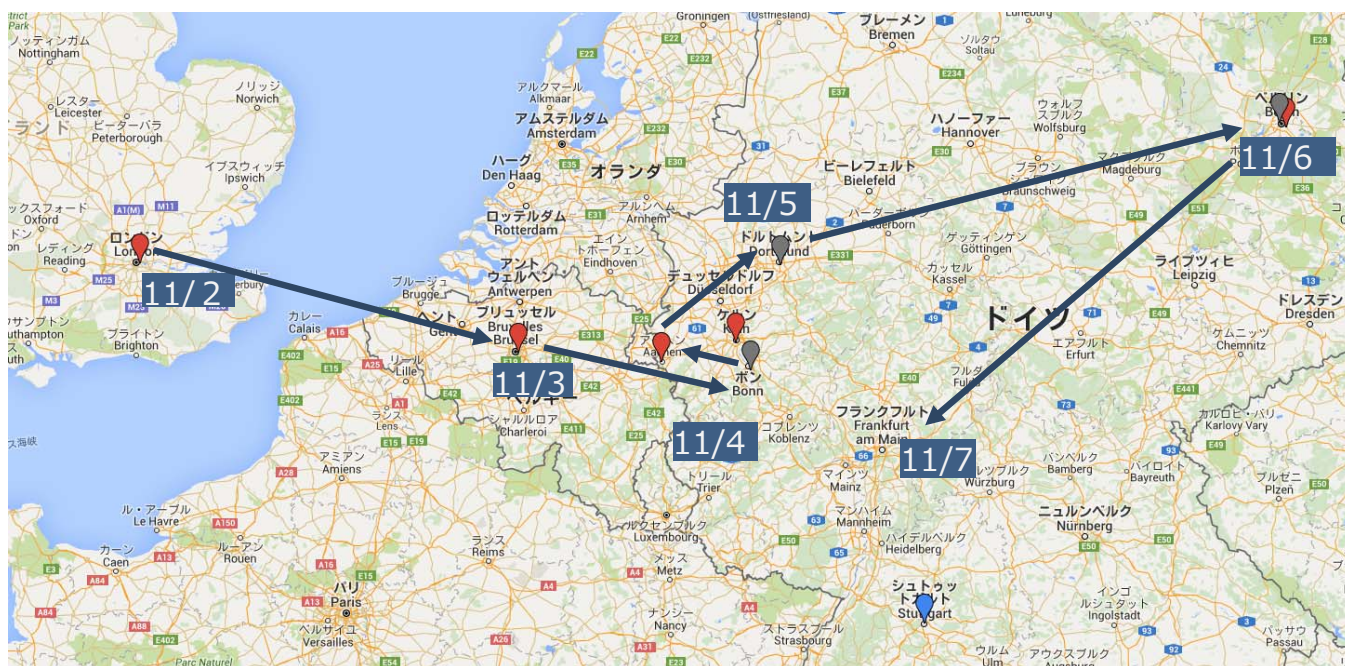
MRI 株式会社三菱総合研究所

I . 欧州調査

1. 行程概要

- 11月上旬に欧州のTSOを中心に5都市7カ所に訪問。
- 大山委員長含め全5名にて訪問調査を行った。

全行程のイメージ

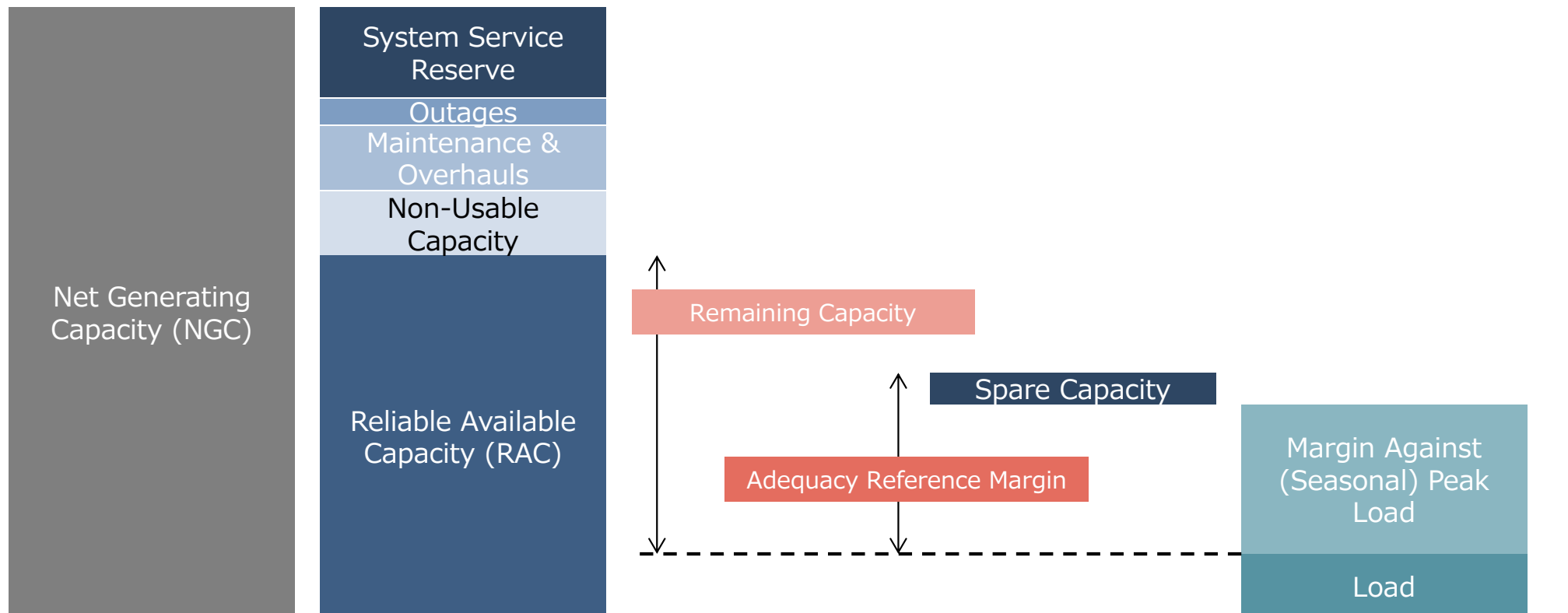


訪問先

- 11/2 (月)
 - National Grid (Mr. Duncan Burt)
 - Centrica (Ms. Fiona Navesey)
- 11/3 (火)
 - ENTSO-E (Mr. Volha Veramyeva)
- 11/4 (水)
 - DNV-GL (Mr. Holger Ziegler)
 - Aachen University (Prof. Moser)
- 11/5 (木)
 - Amprion (Dr. John)
- 11/6 (金)
 - 50Herz (Mr. Gunter Scheibner)

2. 結果概要 – ①長期予備力・調整力–

- 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化を判断するもの。
- ただし、ENTSO-Eは本評価について責任を負っているわけではない。各国でも独自に供給信頼度評価を行っている例も散見される。特に今回の調査で、独国について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ことが把握できた。



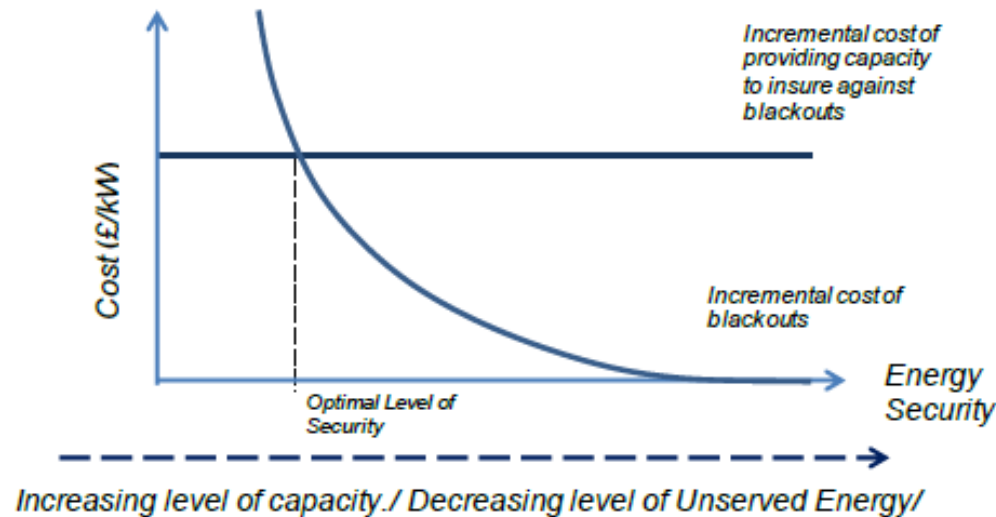
注 「シナリオ展望・アデカシー想定報告書」にて各国の状況を毎年調査分析。

Source : ENTSO-E Long Term Reliability Assessment

2. 結果概要 – ①長期予備力・調整力（英国） –

- 英国において、LOLE=3h/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時間程度というのもわかっており、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



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

≒ 3hours

Source: " Annex C: Reliability Standard Methodology " July 2013

2. 結果概要 – ①長期予備力・調整力（独国） –

- 独国の現状の信頼度評価方法は、確定論的な手法で検討を行っていた。
- 基本的にはENTSO-Eが想定している方法にて供給信頼度を測定し、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。
- 信頼区間の想定も行っているが、政治的な判断が必要となることからシンプルな指標であることが望ましい。

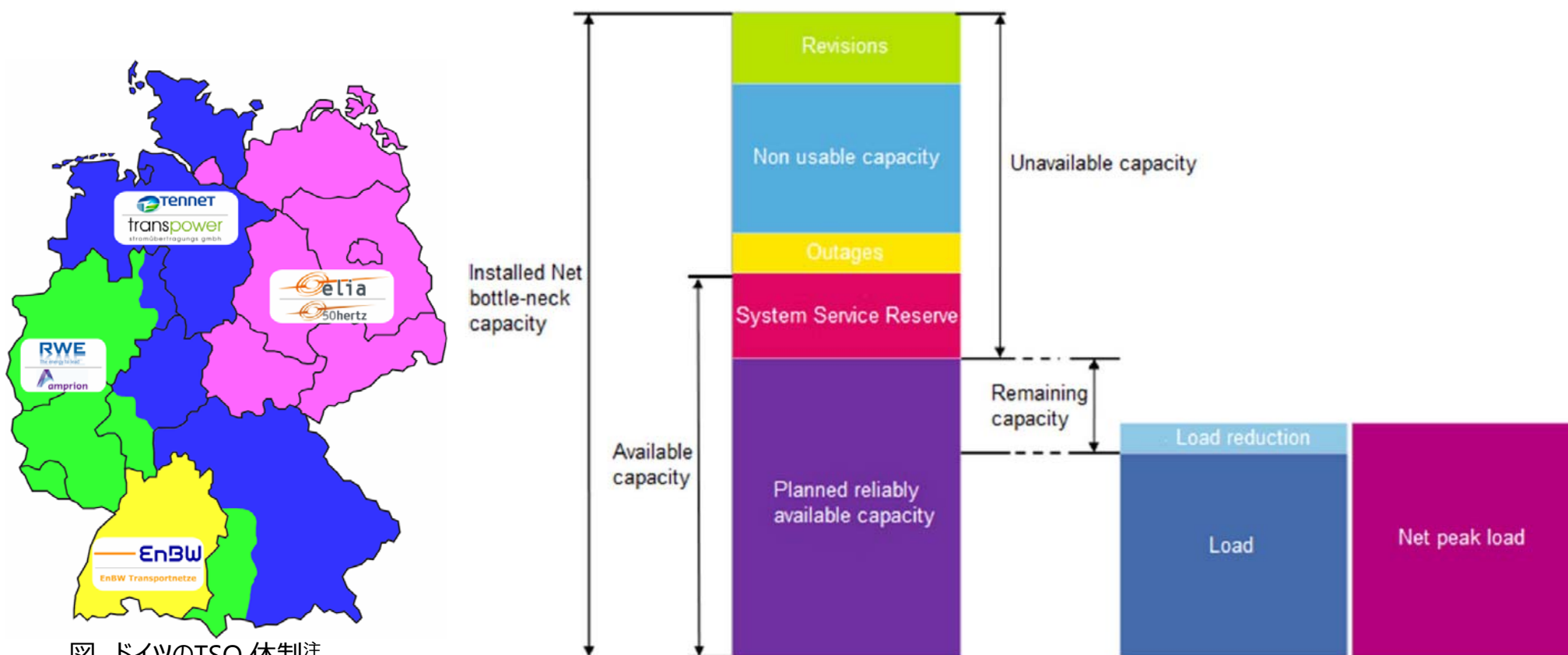


図 ドイツのTSO 体制注

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

2. 結果概要 – ①長期予備力・調整力（独国） –

- しかし、連邦政府から、国レベルでの信頼度評価では不十分であり、複数国での信頼度評価が必要と指摘があり、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。

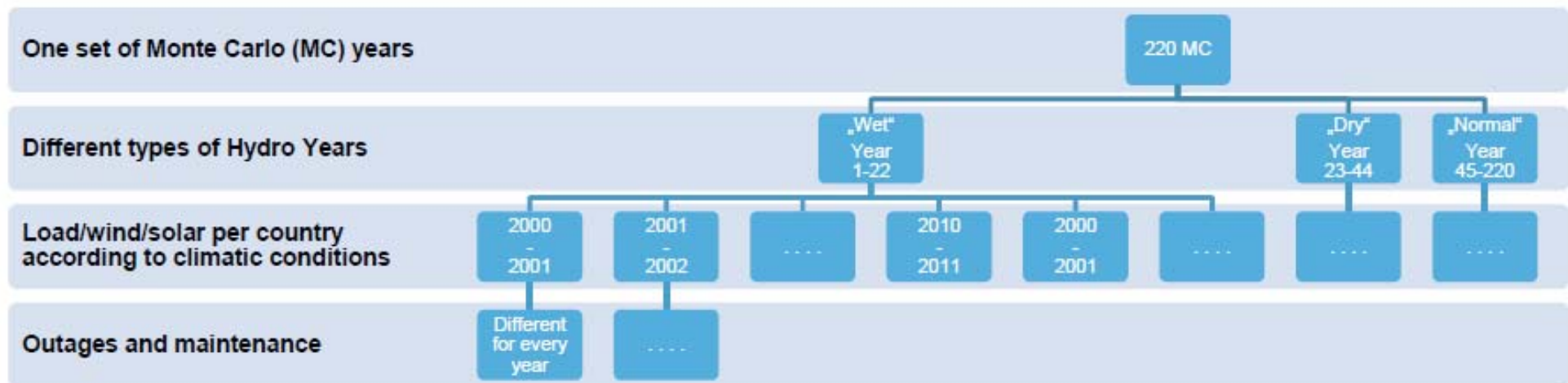


Source: "Pentalateral Energy Forum" November 2014

2015-2016					2020-2021				
Climate Years 2001-2011					Climate Years 2001-2011				
LOLE (h)					LOLE (h)				
OP res	WITH	WITH	NO	NO	OP res	WITH	WITH	NO	NO
Strat res	WITH	WITH	WITH	NO	Strat res	WITH	WITH	WITH	NO
	isolated	interc.	interc.	interc.		isolated	interc.	interc.	interc.
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				
LOLE (h)					LOLE (h)				
OP res	WITH	WITH	NO	NO	OP res	WITH	WITH	NO	NO
Strat res	WITH	WITH	WITH	NO	Strat res	WITH	WITH	WITH	NO
	isolated	interc.	interc.	interc.		isolated	interc.	interc.	interc.
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“				

2. 結果概要 – ①長期予備力・調整力（独国） –

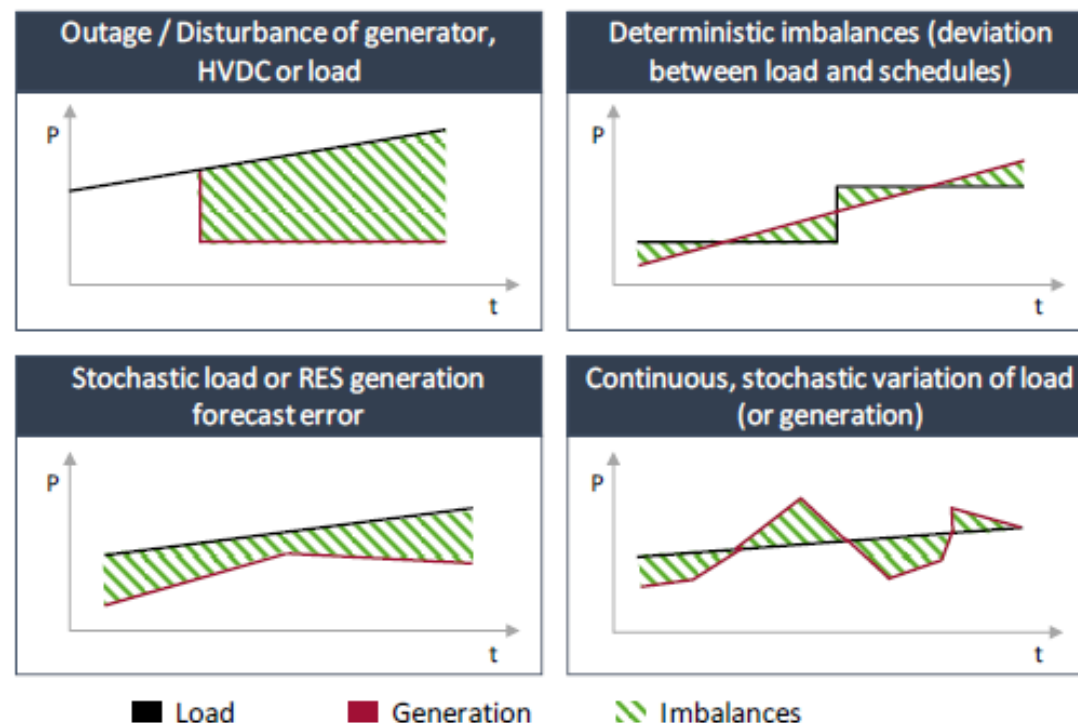
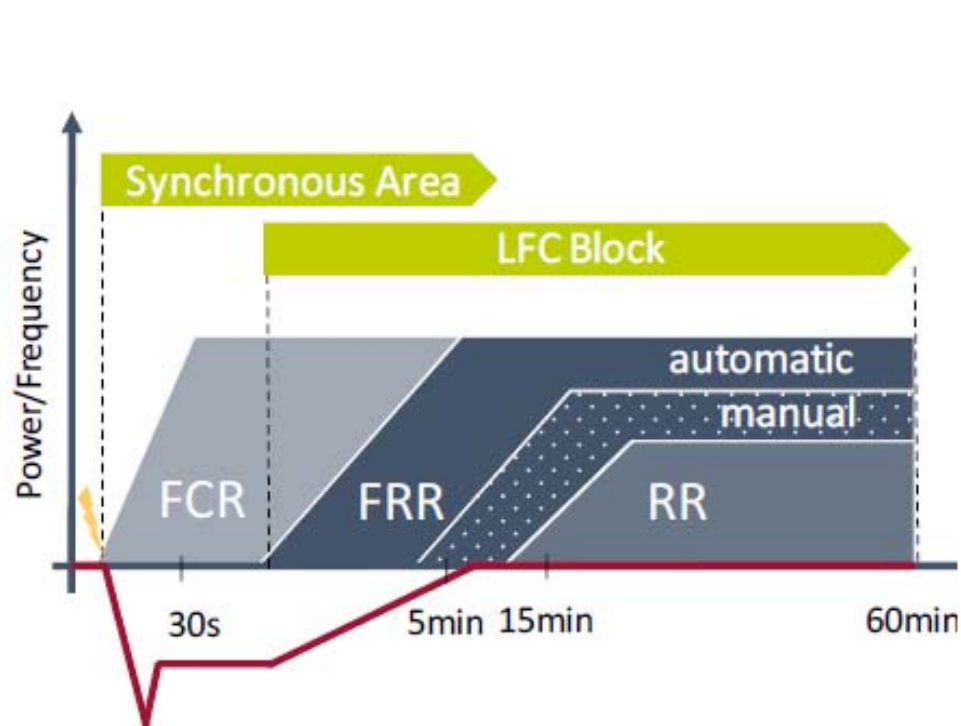
- PLEFにおいては、以下を変動要因としてとらえて推計している。
 - 需要：天候（気温。特にフランスでは気温との相関が高い。ドイツは気温の影響をあまり受けない）
 - 供給：出水率（水力は、WET/DRY/NORMALに分類してそれぞれ推計）
- LOLP/LOLE/EENS/Remaining Capacity (RC)のそれぞれの結果を参考にしながら考察を行っている。
- 冬期に需要のピークが来るため、10月1日から1年間の連続データで分析。
- 定期点検等はENTSO-Eで定められている設定値を採用。
- Operating Reserveの使用/未使用、Strategic Reserve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た。



Source: " Pentilateral Energy Forum" November 2014

2. 結果概要 – ②短期予備力・調整力–

- 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、①応答を開始してから発電機が所定の出カレベルになるまでにかかる時間、②所定の出カで運転継続が可能な時間、の2点を基準に予備力が分類されている。
- その必要量はFCR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（150万kW×2）の脱落を想定して、300万kW必要と想定。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。
- FRRやRR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99.95%。



Source: " Institute of Power Systems and Power Economics " IAEW Source: " Institute of Power Systems and Power Economics " IAEW

2. 結果概要 – ②短期予備力・調整力（英国） –

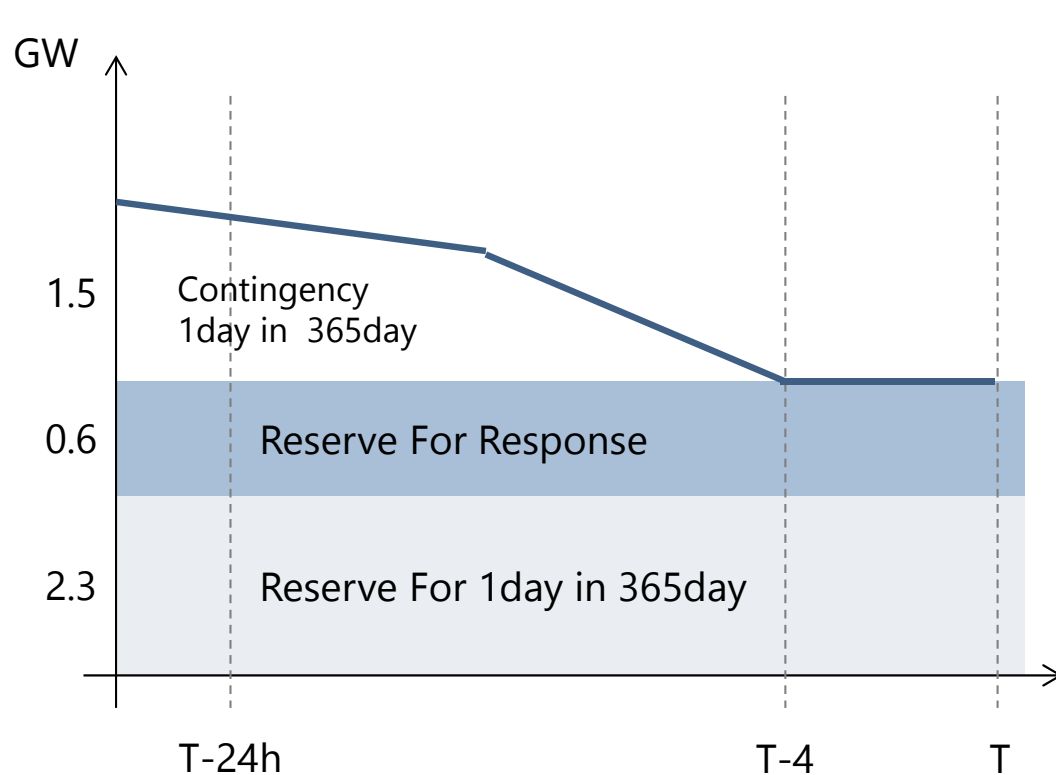
- 英国におけるReserveの主なものは以下のとおり。
- これ以外にも、DSBR（Demand-side Balancing Reserve）やSBR（Supplemental Balancing Reserve）等複数存在。

分類		概要
Frequency Reserve		<ul style="list-style-type: none"> • Mandatory（義務的）とFirm（商業的）が存在 • 商業的の最小入札容量は10MW
	Primary Reserve	<ul style="list-style-type: none"> • 10秒以内に発動 • 継続動作時間は20秒
	Secondary Reserve	<ul style="list-style-type: none"> • 30秒以内に発動 • 継続動作時間は30秒
	High Frequency	<ul style="list-style-type: none"> • 10秒以内に発動
Fast Reserve		<ul style="list-style-type: none"> • 2分以内に発動（1分あたり出力変化率25MW） • 継続動作時間は15分 • 最低入札容量：50MW（複数ユニットのアグリゲート可）
STOR (Short Term Operating Reserve)		<ul style="list-style-type: none"> • 240分以内に発動 • 継続動作時間は2時間 • 最低入札容量：3MW

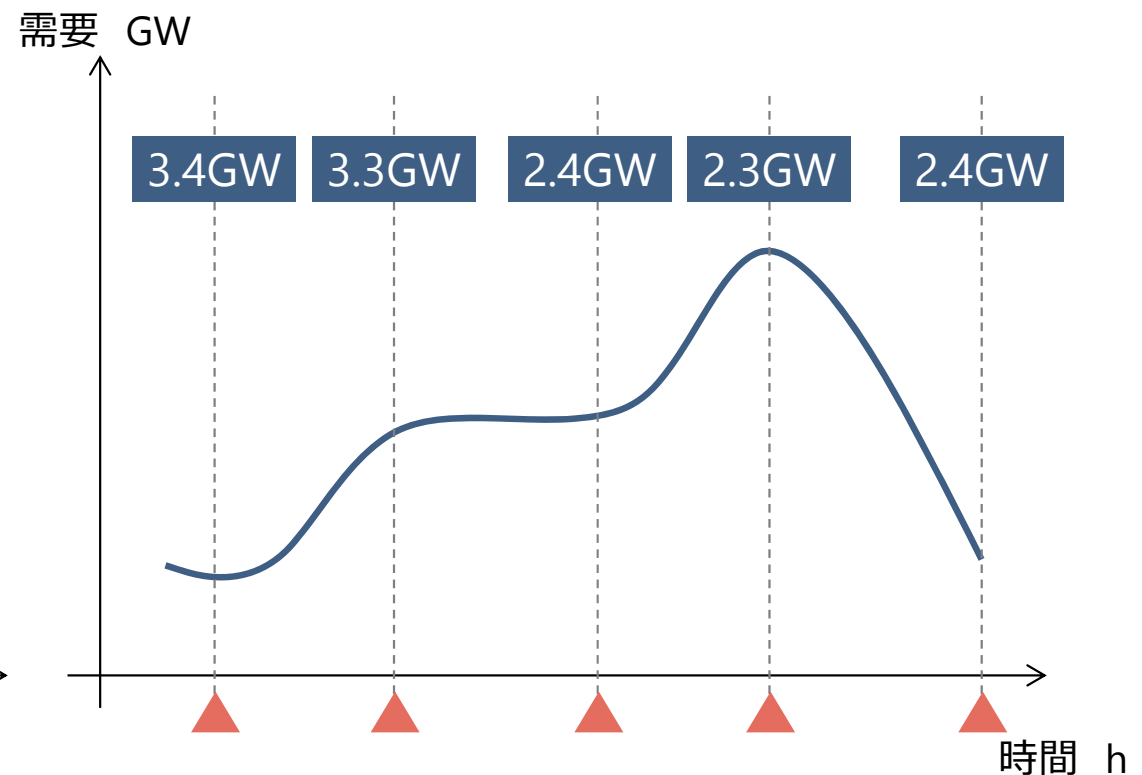
2. 結果概要 – ②短期予備力・調整力（英国） –

- 英国においては需要誤差、供給誤差から確率的手法に基づき、365日に1日を許容するとして、必要な予備力を2.1GWと想定。
- 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Reserve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。
- その調達量はブラックボックスになっていて小売電気事業者等からは把握できない。

各時間断面のReserve必要量の変化（冬期の例）



ある評価断面におけるReserve必要量（冬期の例）



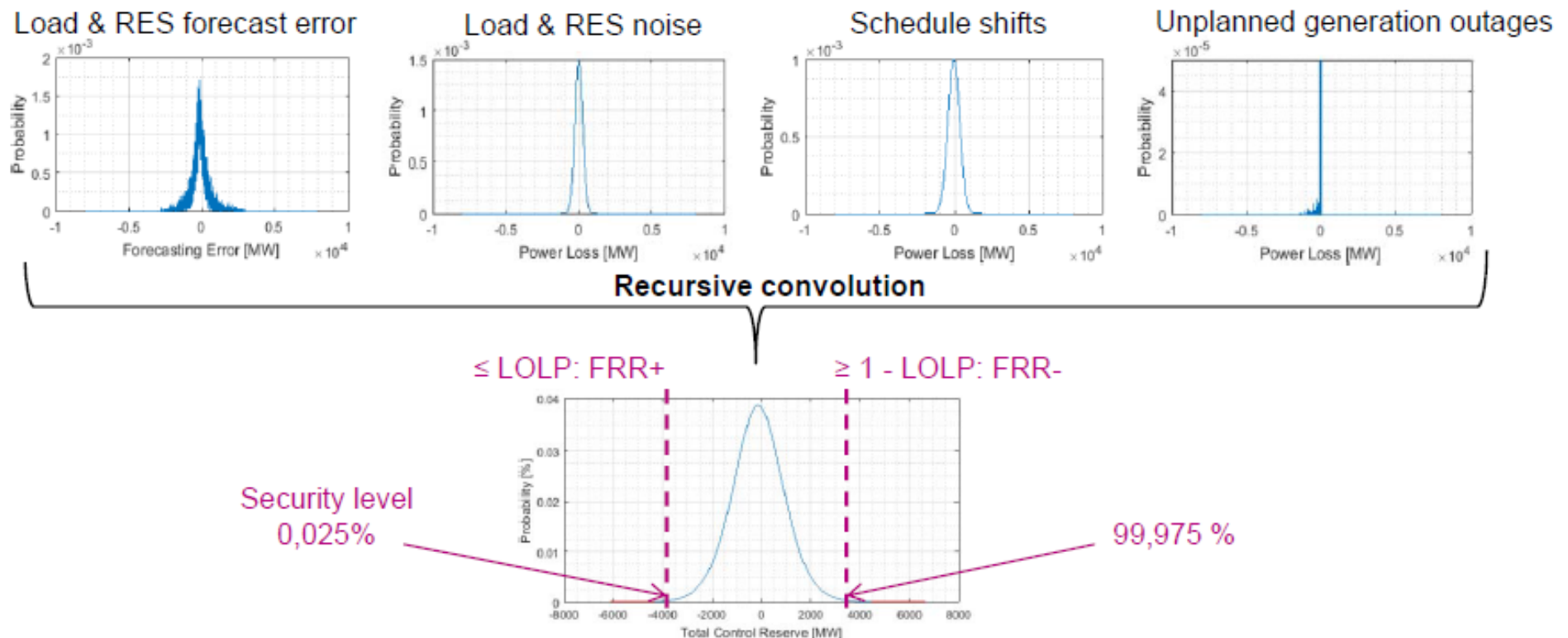
2. 結果概要 – ②短期予備力・調整力（独国） –

- 独国のReserveの考え方は以下の表のとおり。
- 供給信頼度水準はENTSO-Eの大陸欧州では99.95%が最低限と設定されているが、ドイツは系統の状況等を勘案して安全性を確保するという観点から、ENTSO-Eの基準の半分をもってドイツ国内での基準を定めた。
- 半分とした理由はENTSO-Eの水準が決まった前後で必要となる量に差がないような数字を採用している。ENTSO-Eの従来の方に基づいて必要であった予備力量に合うように計算した結果、ENTSO-Eの水準の半分となったため。

分類	概要	必要量の推計方法
Primary Reserve	<ul style="list-style-type: none"> • 30秒以内に発動 • 継続動作時間～15分 • 最小入札容量：1MW • 最小入札単位：1週間 	<ul style="list-style-type: none"> • 必要量はEU全体で決定、独国では350MW。 • 年間を通じて同じ必要量を使う。 • 大規模原子力が計画的なメンテナンスの場合でも必要量は変わらず。
Secondary Reserve	<ul style="list-style-type: none"> • 5分以内に発動 • 継続動作時間30秒～15分 • 最小入札容量：5MW • 最小入札単位：1日 	<ul style="list-style-type: none"> • TSOが必要量を定めて調達。 • 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。
Tertiary Reserve	<ul style="list-style-type: none"> • 15分以内に発動 • 継続動作時間15分～1時間 • 最小入札容量：5MW • 最小入札単位：1時間 	<ul style="list-style-type: none"> • 必要量はconvolution手法によって推計。 • SecondaryとTertiaryは3か月に1回必要量を見直す。

2. 結果概要 – ②短期予備力・調整力（独国） –

- FRR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。
- 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。
- 独国国内の4TSO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。指令も各TSOがだす。



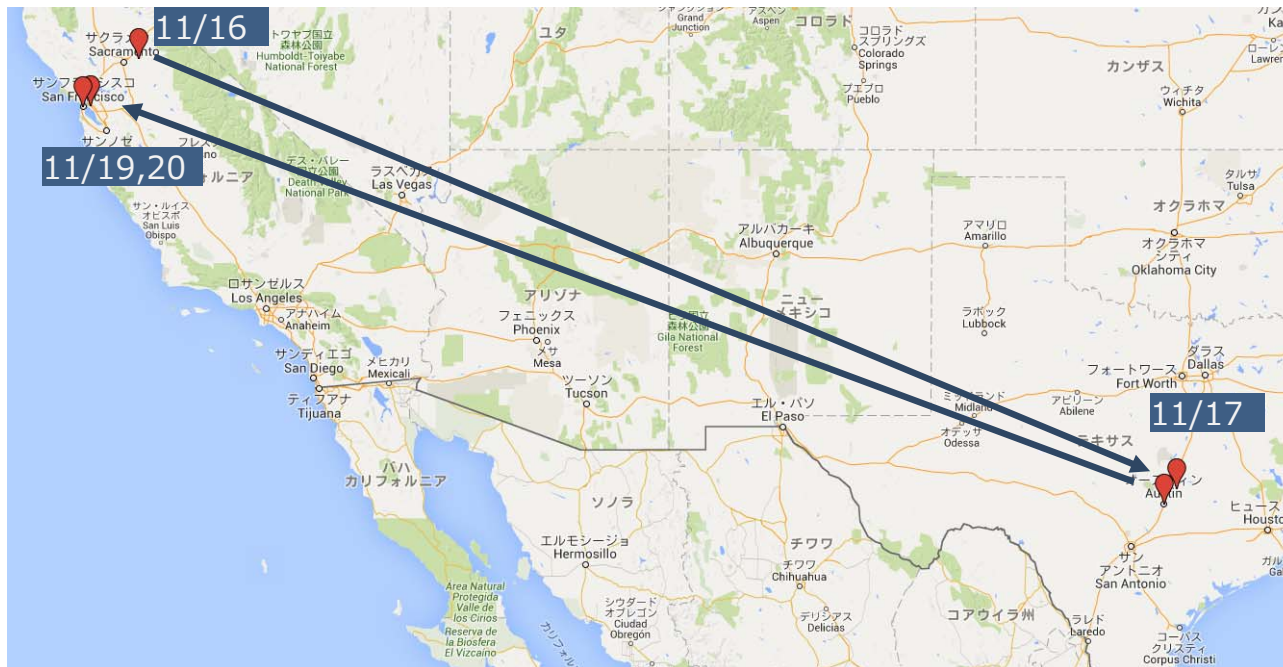
Source: " Amprion and the European / German Electricity Market " Amprion

米国

1. 行程概要

- 11月中旬に米国のISOを中心に4都市5カ所に訪問。
- 合田委員含め全4名にて訪問調査を行った。

全行程のイメージ



訪問先

11/16 (月)

- California ISO

11/17 (火)

- Public Utility Commission of Texas

- ERCOT

11/19 (木)

- DNV-GL

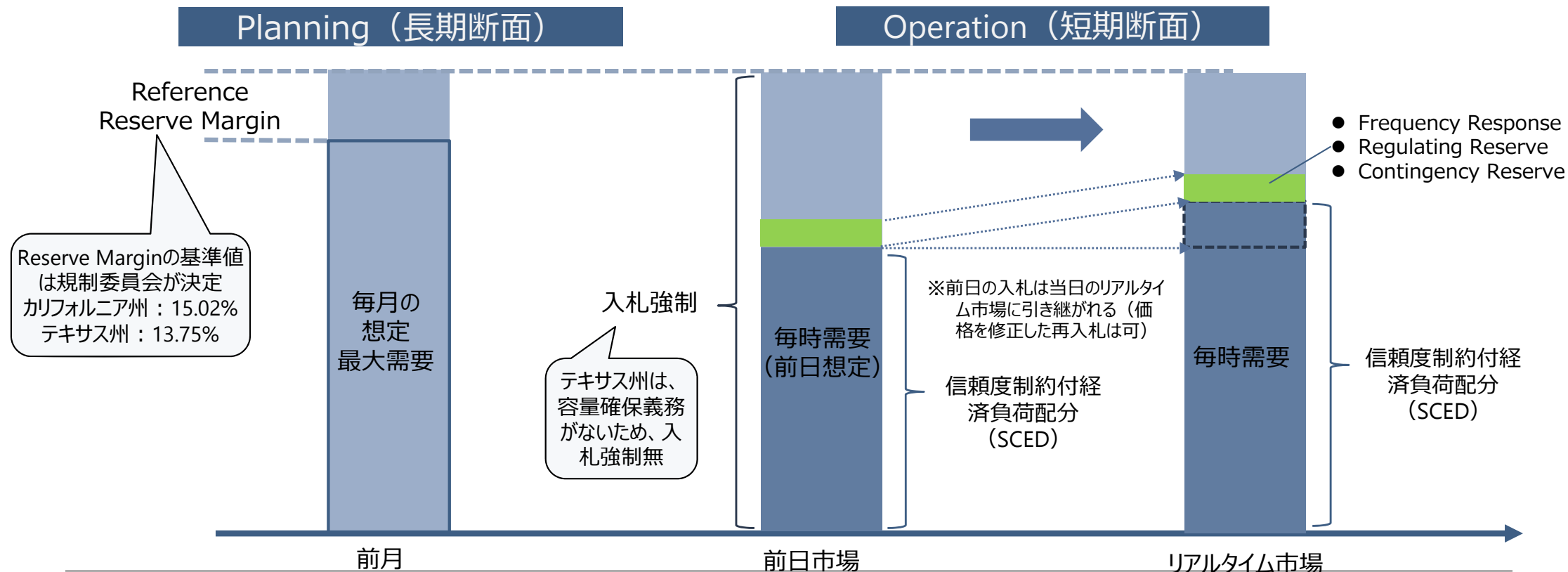
11/20 (金)

- California Public Utilities Commission

2. 結果概要

＜米国の予備力確保の全体構造＞

- 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。
- 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（Security Constrained economy dispatch）の中で確保されるため、これら予備力には含まれない。



2. 結果概要 – ①長期予備力・調整力–

<長期供給信頼度評価の基本フレーム>

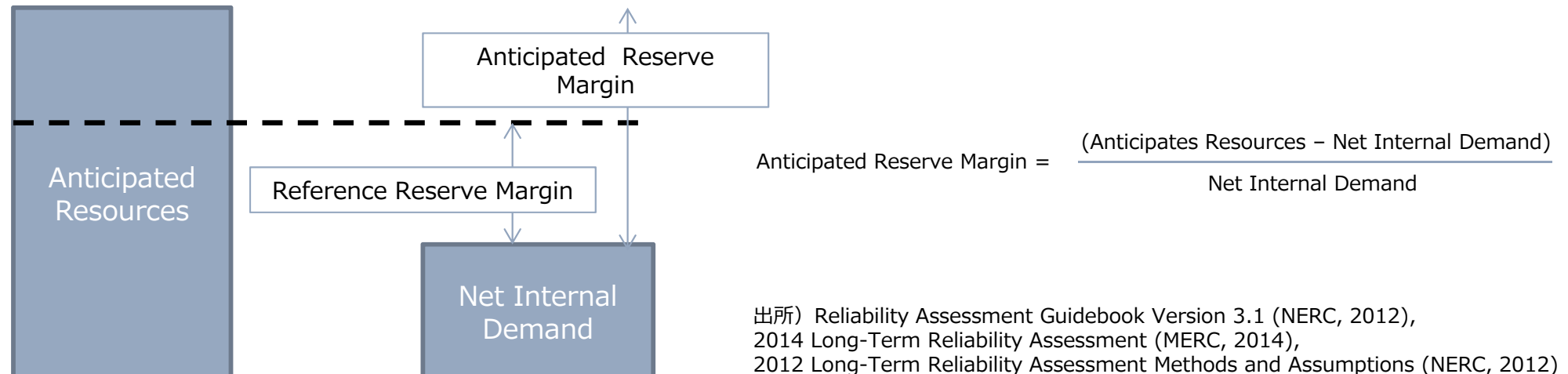
- NERCは、長期供給信頼度評価として、向こう10年の評価を行うLong-Term Reliability Assessmentと、直近1年の夏季/冬季における予備力の評価を行う、Seasonal Assessmentを実施
- 長期信頼度評価の考え方は下図の通りであり、各地域のReserve Margin評価も、基本的にこの枠組にそって実施されている。

- **需要(Net Internal Demand)** : 通常的气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>



2. 結果概要 – ①長期予備力・調整力 – (需要想定)

- 米国においても、我が国と同様に電力需要と経済成長率とのリンクは消失しているため、過大想定となりがちとの認識がある。
 - ✓ ERCOTではニューラルネットモデルによるPremiseベースの想定へ移行。その背景はスマートメータの普及もある。

制御エリア	CAISO	ERCOT
ベースラインの考え方	<ul style="list-style-type: none"> • “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 • 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 • 過去の平均気温と一般的な経済成長率を見込む 	<ul style="list-style-type: none"> • “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 • 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)に相関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	<ul style="list-style-type: none"> • 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 	<ul style="list-style-type: none"> • 夏季、冬季毎のピーク20時間の平均値
省エネ	<ul style="list-style-type: none"> • 将来の省エネによる需要下振れは考慮していない 	<ul style="list-style-type: none"> • 将来の省エネによる需要下振れは考慮していない
DR	<ul style="list-style-type: none"> • 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 	<ul style="list-style-type: none"> • 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

2. 結果概要 – ①長期予備力・調整力 – (供給力想定)

- 供給力の容量想定は、過去の事故停止率、発電実績等に基づいて、個別ユニット毎に設定された容量価値にもとづいて想定される。

制御エリア		CAISO	ERCOT
供給力の容量想定 (Anticipated capacity)		<ul style="list-style-type: none"> 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
各発電プラントの容量価値 (Unit毎に容量価値を設定)			
	火力	<ul style="list-style-type: none"> ● メリットオーダーに応じて稼働 	<ul style="list-style-type: none"> ● メリットオーダーに応じて稼働
	水力	<ul style="list-style-type: none"> ● 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 	<ul style="list-style-type: none"> ● 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	<ul style="list-style-type: none"> ● 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) 	<ul style="list-style-type: none"> ● 実効出力は、定格の100%
	風力	<ul style="list-style-type: none"> ● 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) 	<ul style="list-style-type: none"> ● 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		<ul style="list-style-type: none"> ● 自家発、屋根置き太陽光 (Behind the meter) 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 	
計画停止 計画外停止		<ul style="list-style-type: none"> ● 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) 	<ul style="list-style-type: none"> ● 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

2. 結果概要 – ①長期予備力・調整力 – (信頼度評価基準)

- Reserve Marginの基準は、規制委員会（カリフォルニア州ではCPUC、テキサス州ではPUCT）が決定。
- 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。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当局は、現行のReference Reserve Margin(RRM)に関する基準の見直しを検討中。

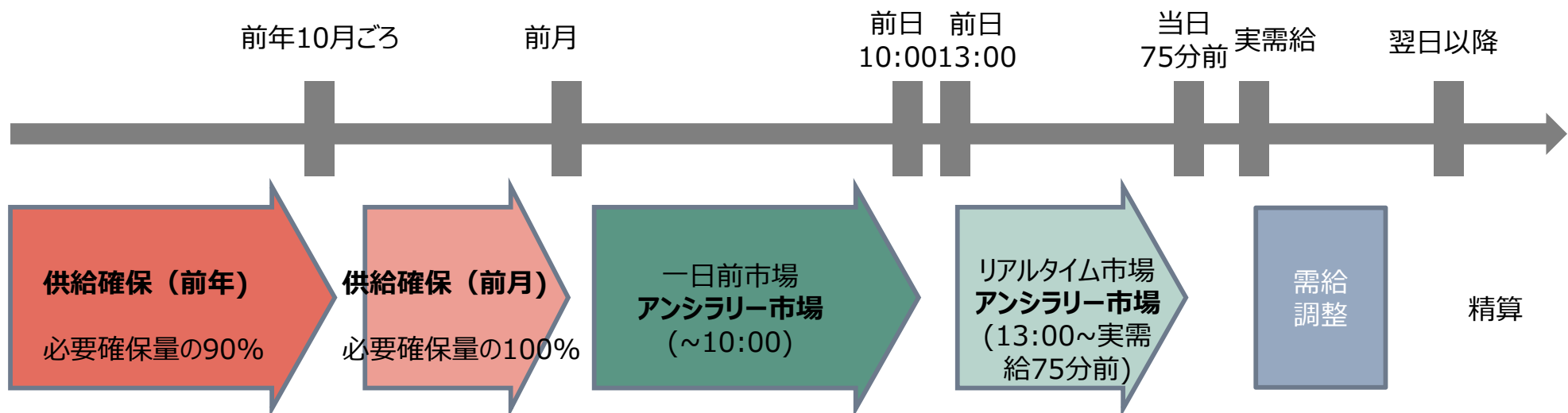
問題意識は、①従来の基準は予備力を過大に見積もっているのではないか（RRMの引き下げ要因）、②太陽光・風力の普及拡大への対応（RRMの引き上げ要因）

- ✓ テキサス州では規制当局を中心に、設定手法も含めてRRMの適正水準について検討中。B/Cなどの経済的分析も行われているが、厳密な定量評価は困難であるため、決め手にはならない模様。

制御エリア	CAISO (WECC)	ERCOT
予備率算定の考え方	CAISO (WECC) <ul style="list-style-type: none"> ● Building Block Margin (BBM)方式 CPUC <ul style="list-style-type: none"> ● LOLE(10年に1回) 	<ul style="list-style-type: none"> ● 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で検討中。
基準予備率	<ul style="list-style-type: none"> ● 15.02%（2015年夏季） 	<ul style="list-style-type: none"> ● 13.75%（現行）
容量市場 ・容量確保義務	<ul style="list-style-type: none"> ● 有り ※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 	無し ※“Energy Only Market”であり、RRMと運用断面の予備力とは直接のつながりを持たない

2. 結果概要 – ①長期予備力・調整力– California州における容量確保義務

- **Resource Adequacy (RA) Requirement** : カリフォルニア州公益事業委員会(CPUC)が小売事業者(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
 - ✓ 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
 - ✓ 容量契約を結んだ発電事業者は、CAISOの一日前市場/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
- **アンシラリーサービス市場：CAISOが運営**
 - ✓ 一日前市場：発電事業者に入札義務。CAISOは所定予備力必要量の100%を一日前市場で調達
 - ✓ リアルタイム市場：当日になって何等かの理由で予備力が不足する場合、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/>

2. 結果概要 – ①長期予備力・調整力– California州における容量確保義務

● 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。

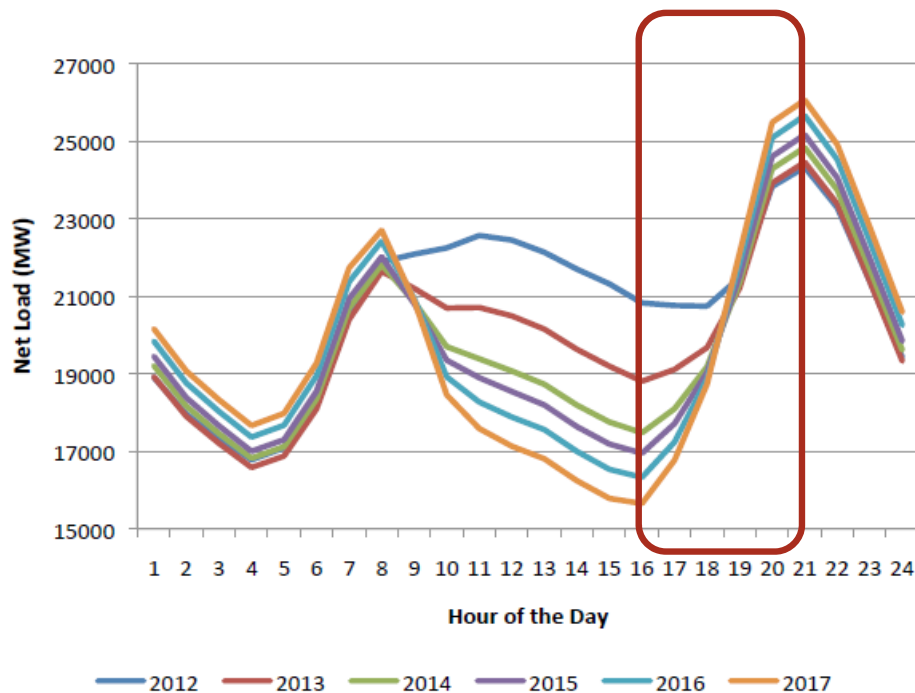
背景：①太陽光発電の導入拡大に伴う夕刻ランプ変動の増大（左下図）、②環境規制の影響による老朽シングルサイクル発電の閉鎖の動き（調整力の減少）

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のアンシラリー市場への入札義務(Must Offer Obligation)

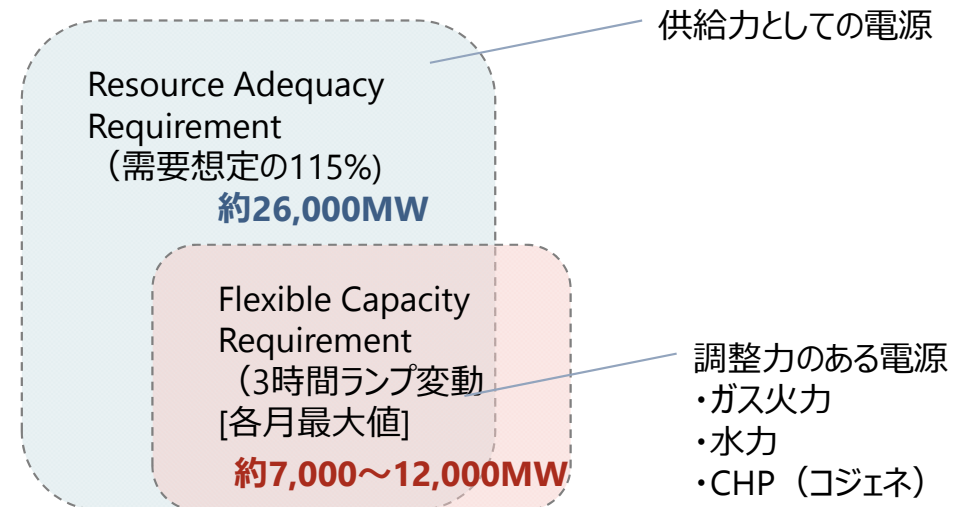
罰則：調達義務を果たせない小売事業者には罰則（罰金）※一般的なRA未達の場合も同様

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

2. 結果概要 – ②短期予備力・調整力

短期断面の調整力の種類、各種類の必要量の算定の考え方

- 運用断面の予備力は通常時の予備力（Frequency Response、Regulating Reserve）とContingency Reserve（Spinning、Non-Spinning）に分けられる。
- なお、我が国における運転予備力の主な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（Security Constrained economy dispatch）の中で確保されるため、これら予備力には含まれない
 - ✓ Frequency Response
従来は量を定めて確保することはなかったが、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（カリフォルニア州では2016年から）
 - ✓ Regulating Reserve
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。これも、背景には太陽光・風力の大量普及がある
 - ✓ Contingency Reserve
発動は厳に系統事故等の非常時に限られ、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。
- 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。

2. 結果概要 – ②短期予備力・調整力

●Frequency Response

	CAISO	ERCOT
名称	Primary 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	
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。	
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	
確保タイミング	明示的な規定はない	

●Regulating Reserve

	CAISO	ERCOT
名称	Regulation UP/DOWN	Regulation UP/DOWN
技術要件	開始：数秒 最大：1分以内 持続：最大10分	開始：5秒 (FRRSは1秒) 最大：10分以内 持続：－
必要量の考え方	<ul style="list-style-type: none"> ● 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 	<ul style="list-style-type: none"> ● 確率論的手法に基づき5分毎に計算 ※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
確保タイミング	<ul style="list-style-type: none"> ● 前日に必要量の100%を、一日前市場を通じて調達 ● 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、リアルタイム市場を通じて調達 	<ul style="list-style-type: none"> ● ERCOT一日前アンシラリー市場を通じて調達

2. 結果概要 – ②短期予備力・調整力

●Contingency Reserve

	CAISO	ERCOT
名称	Contingency Reserve	Response Reserve Service (RRS) ※その他、Non-Spinning Reserve
技術要件	開始：1秒 最大：1分以内 持続：30分以上	開始：－ 最大：5分以内 持続：30分以上
必要量	平均約850MW	<ul style="list-style-type: none"> ● 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)
必要量算出の指針	<ul style="list-style-type: none"> ● 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 <ul style="list-style-type: none"> ✓ 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 	<ul style="list-style-type: none"> ● 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

2. 結果概要 – ②短期予備力・調整力（ERCOTにおけるアンシラリーサービスの再編）

- 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計画中。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、経済ディスパッチ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)	<ul style="list-style-type: none"> 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)	<ul style="list-style-type: none"> 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)	<ul style="list-style-type: none"> 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)	<ul style="list-style-type: none"> 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)	<ul style="list-style-type: none"> 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

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

SCED: Security-Constrained Economic Dispatch