

海外事例の調査について

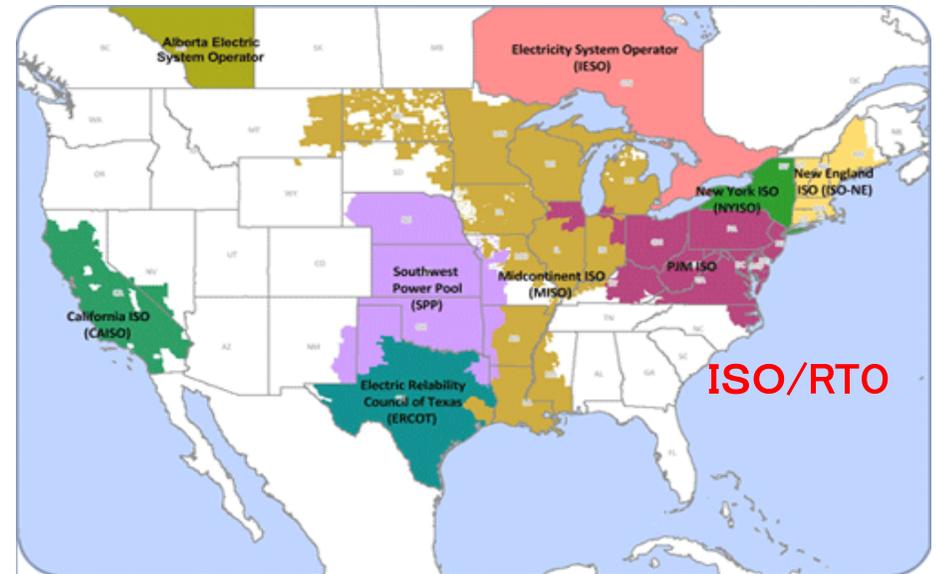
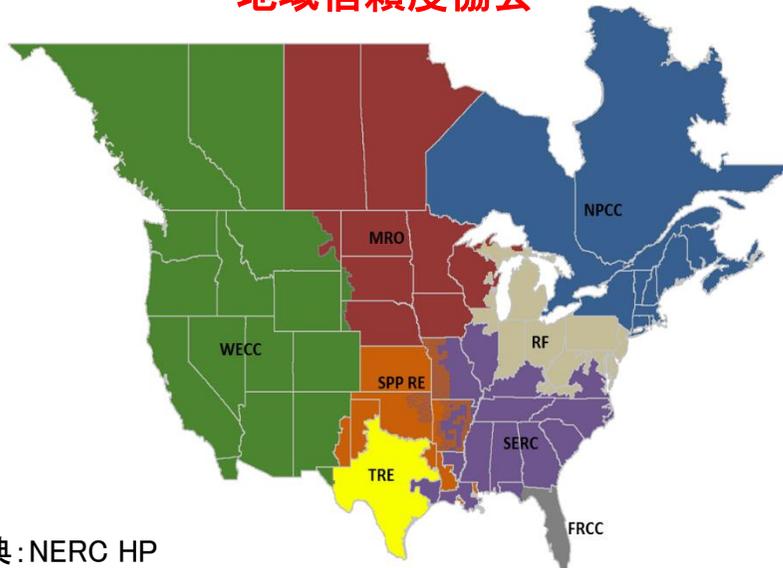
平成27年6月11日

調整力等に関する委員会 事務局

- （長期）海外における供給信頼度評価の概要について
- （短期）海外における調整力必要量の考え方について
- （共通）更なる海外調査の実施について

- FERC (Federal Energy Regulatory Commission : 連邦エネルギー規制委員会)
 - 米国の規制機関で、州をまたぐ電力、天然ガス、石油に関わる事業を監督
- NERC (North American Electric Reliability Corporation : 北米電力信頼度協会)
 - 北アメリカの基幹系統の信頼度評価のために設立された国際的な機関
 - 系統信頼度を維持するための基準を作成
(地域信頼度協会)
NERCの管轄地域を8つに分け、各地域の信頼度基準の順守状況等を監視する機関

地域信頼度協会



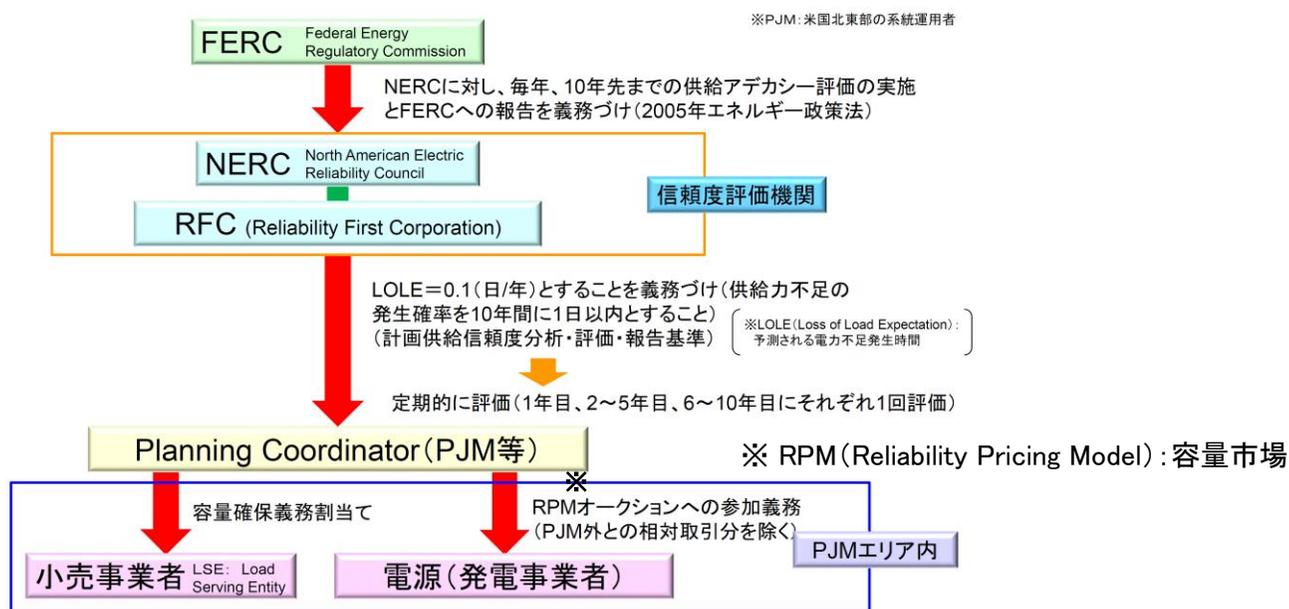
出典: NERC HP

(<http://www.nerc.com/aboutnerc/keyplayers/pages/regional-entities.aspx>)

出典: FERC HP

(<https://www.ferc.gov/industries/electric/indus-act/rto.asp>)

- NERCは、2005年エネルギー政策法に基づき、北米の供給信頼度を評価し、その結果を公表
但し、アデカシーに関する統一的な基準の設定に関する権限は有していない
- 供給信頼度評価においては、各地域の規制当局やISO/RTO等で設定された必要予備力を基準とした評価を実施
- 但し、地域信頼度協議会の1つであるRFC (Reliability First Corporation) については、確保すべき供給信頼度の基準を設定
⇒ 当該基準に基づき、PJMは小売電気事業者へ容量確保義務量を割当て (下図)

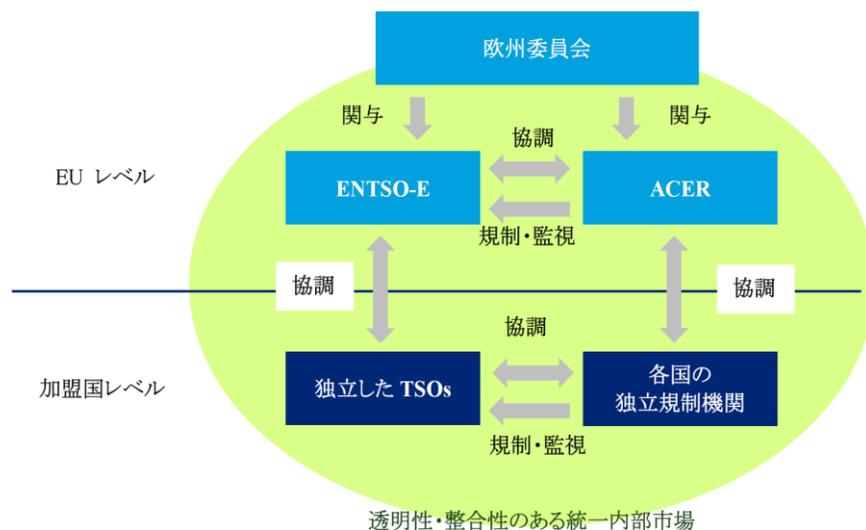


(出典)

・第2回制度設計WG 資料3-2

(http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/kihonseisaku/denryoku_system/seido_sekai_wg/pdf/02_03_02.pdf)

- 欧州委員会 (European Commission)
 - 欧州の政策実行機関で、法案の作成、行政執行を実施
- ACER (Agency for the Cooperation of the Energy Regulators)
 - 欧州の規制機関の間の協調を図る機関
 - 電力の国際取引に関連するガイドライン、系統利用・運用に関する共通規則 (統一ネットワークコード) の策定等に携わる
- ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity)
 - 欧州のTSO間の協調を図るため送電事業者の団体として設立された機関
 - 欧州大の10カ年系統計画の策定や、系統利用・運用に関する共通規則の策定等を実施



(出典)

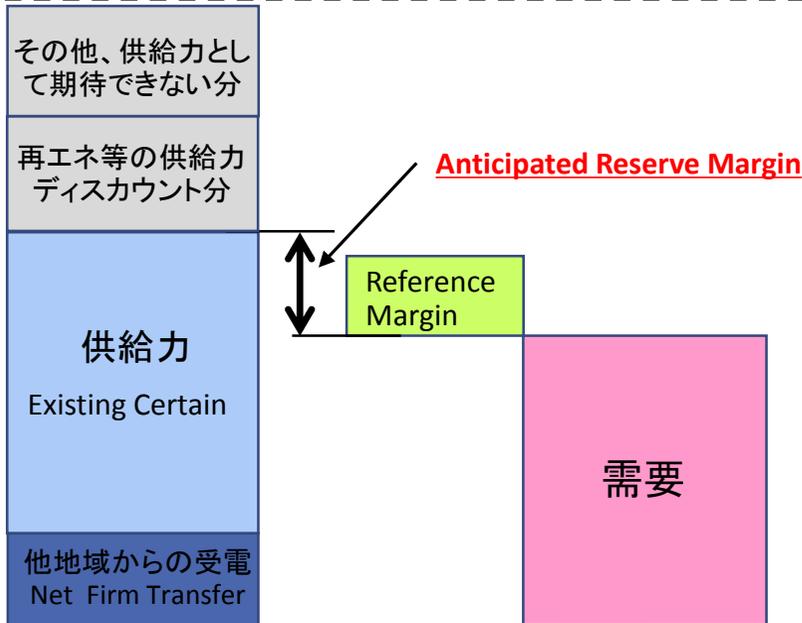
- 資源エネルギー庁 平成26年 新エネルギー等導入促進基礎調査 業務報告書 (有限責任監査法人トーマツ) (http://www.meti.go.jp/meti_lib/report/2015fy/000177.pdf)

- 供給信頼度評価を行ううえで、供給力と需要の差分を予備力として扱うことは欧米で共通であるが、供給力として見込まないものの定義が異なっていることから、国別の信頼度の高低を比較する場合は、定義についての詳細な確認が必要
- 各地域の必要予備力の算定方法の概要は、次頁以降に記載

米国 (NERC)

(評価基準)

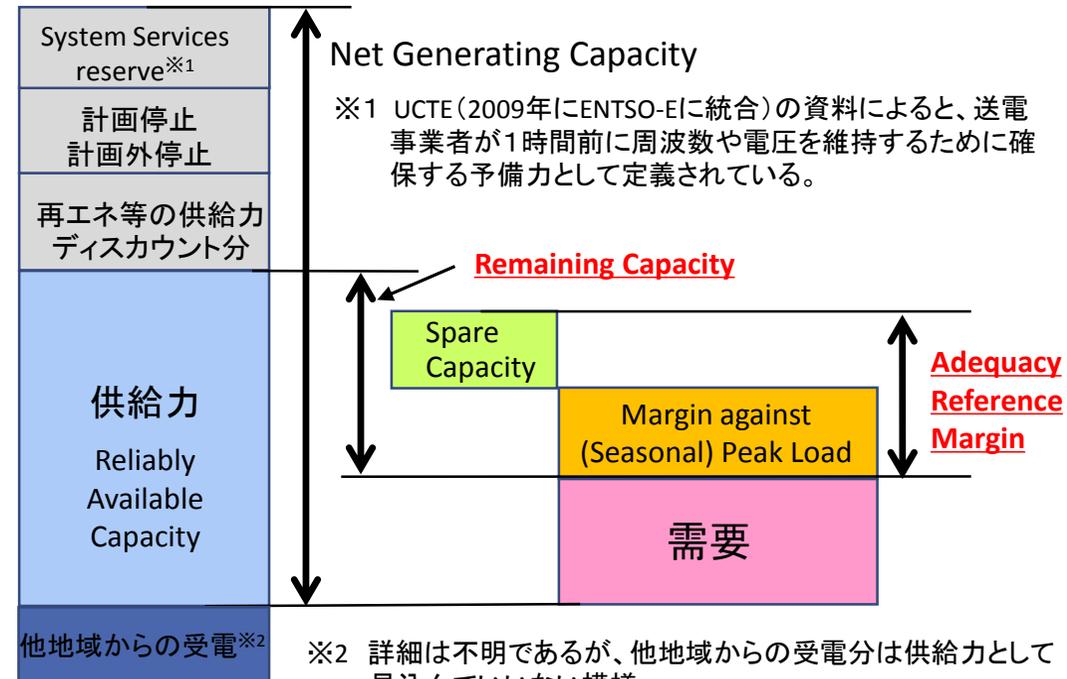
$$\text{Anticipated Reserve Margin} \geq \text{Reference Margin}$$



欧州 (ENTSO-E)

(評価基準)

$$\text{Remaining Capacity} \geq \text{Adequacy Reference Margin}$$



(出典)

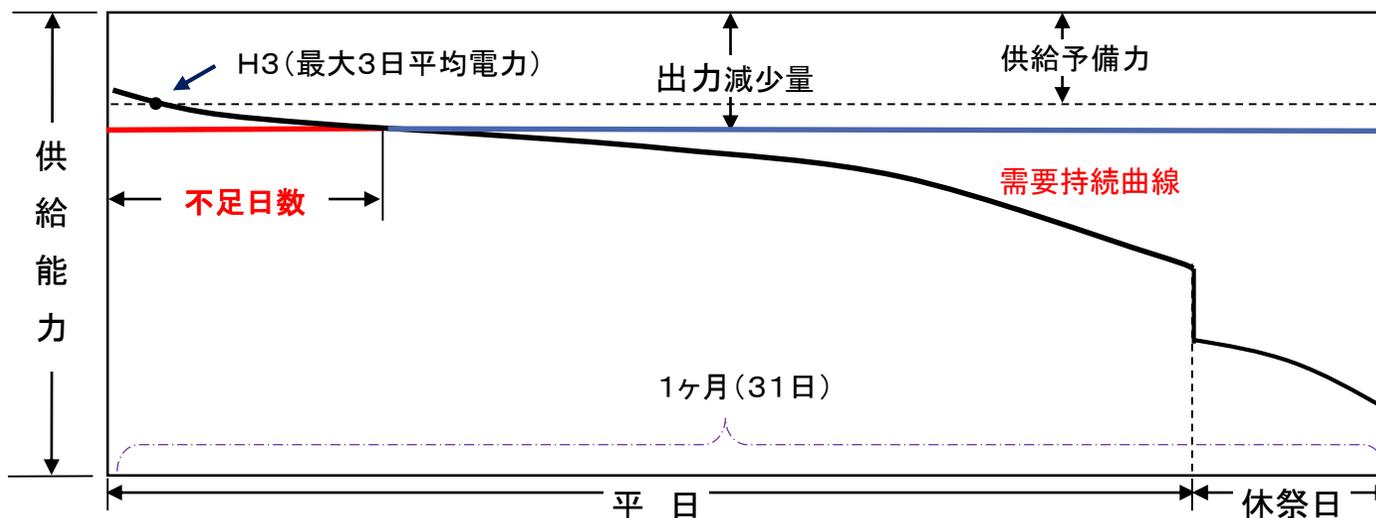
- NERC : Reliability Assessment Guidebook version 3.1
(<http://www.nerc.com/files/Reliability%20Assessment%20Guidebook%203%201%20Final.pdf>)
- ENTSO-E : SCENARIO OUTLOOK AND ADEQUACY FORECAST 2013-2030
(https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/library/publications/entsoe/So_AF_2013-2030/130403_SOAF_2013-2030_final.pdf)

必要予備力は、信頼度の評価指標と基準を定め、それを充足するために必要な予備力の値として算定しているが、下表のとおり、評価指標と基準は各国で異なる。

⇒ 以降、特徴的な事例の概要を紹介する。

| 国・地域 | | 評価指標・基準 | 主な特徴 |
|------|--------------|--|---------------------------------------|
| 米国 | PJM | LOLE： 10年に1回（0.1回／年） | 各週のピーク需要に対し不足確率を求め、その52週分の不足確率を合計して算定 |
| | ERCOT | LOLEV： 10年に1回（0.1回／年） | 8,760時間の需要に対し、不足確率を算定 |
| | WECC | BBM方式 （Building Block Reserve Margin） | 想定する事象（4事象）に対して必要となる予備力の積み上げにより算定 |
| 欧州 | ENTSO-E | 99%の信頼度レベル | 供給信頼度が99%となる予備力を設定 |
| | フランス、ベルギー、英国 | LOLE：3時間／年 | 各国にて基準を設定 （フランス、ベルギーは政令にて規定） |
| | オランダ | LOLE：4時間／年 | |

- 夏季ピーク1ヶ月（8月）の毎日の最大需要実績を基に、需要持続曲線を作成
- 作成した需要持続曲線に対し、需要の増加、出水の減少、電源の計画外停止による需給変動下において供給力が需要を下回る日数を不足日数としてカウント
- 毎日の最大需要（1時間値）を基に分析していることから、最大需要発生時の1時間だけ供給力が需要を下回る場合でも不足日数は1日とカウントされる



日本電力調査委員会解説書（S37年11月）

見込不足日数（0.3日/月）については、過去の実績から、事故、濁水が一度発生した場合は、6日間連続するものと考えなければならない。そのため供給予備力を保有する目標として、ある月に20年に1回の確率で発生する事故、濁水による出力減少量までを充足することとすれば、1ヶ月に0.3日であることが予想される状況となる。

■ 管轄範囲及び規模

- ・ 米国東部の13州とワシントンD.C.
- ・ 15,500万kW程度（2013年夏季実績）

■ 利用目的

PJM内の供給信頼度の評価、及び小売電気事業者に課す供給力（容量）確保量の指標

■ 算定手法及び評価基準

- ・ LOLE（Loss of Load Expectation）
- ・ 10年に1回（one occurrence in ten years）

① 52週分の不足確率を週毎に算定

「当該ある週の最大需要に対する不足確率×5日（平日）」

② ①で求めた52週分の不足確率を合計してLOLEを算定

※ 休日の不足確率は無視できる水準と見なしている

■ 必要予備力

15.7%（2014年の評価における2018/2019年断面の必要量）



図 PJM管轄エリア

■ 変動要素

(需要変動)

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

Normal Distribution Values

| Sigma | Probability |
|-------|-------------|
| 4.2 | 0.000033 |
| 3.78 | 0.000145 |
| 3.36 | 0.000638 |
| 2.94 | 0.002351 |
| 2.52 | 0.007273 |
| 2.1 | 0.01894 |
| 1.68 | 0.0414 |
| 1.26 | 0.07608 |
| 0.84 | 0.11749 |
| 0.42 | 0.15248 |
| 0 | 0.16634 |
| -0.42 | 0.15248 |
| -0.84 | 0.11749 |
| -1.26 | 0.07608 |
| -1.68 | 0.0414 |
| -2.1 | 0.01894 |
| -2.52 | 0.007273 |
| -2.94 | 0.002351 |
| -3.36 | 0.000638 |
| -3.78 | 0.000145 |
| -4.2 | 0.000033 |

Normal Distribution Graph

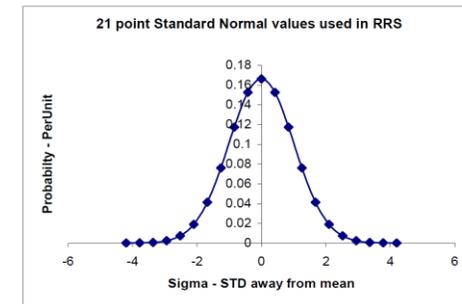


図 需要変動の確率

(電源の計画外停止)

過去の事故実績に基づく確率分布により、発電機毎に計画外停止を発生させる

■ その他

他エリアからの融通： 隣接エリアからの融通（最大3,500MW）を考慮
 [必要予備率低減効果（連系効果）1.9%(17.6%→15.7%)]

(出典)

- PJM：2014 PJM Reserve Requirement Study
 (<http://www.pjm.com/~media/planning/res-adeq/2014-pjm-reserve-requirement-study.ashx>)
- PJM：PJM Resource Adequacy Analysis (PJM Manual 20)
 (<http://www.pjm.com/~media/documents/manuals/m20.ashx>)

■ 系統規模

- テキサス州
- 6,700万kW程度（2013年夏季実績）

■ 利用目的

ERCOTエリア内の供給信頼度を評価

■ 算定手法及び評価基準

- LOLEV（Loss of Load Events）
- 10年に1回（1 loss of load event every 10 years）
- 8,760時間分のモンテカルロシミュレーションを実施

※ LOLH（loss of load hours）、EUE（Expected Unserved Energy）による評価も実施

■ 必要予備力

13.75%（2010年における2012年断面の算定結果）



図 ERCOT管轄エリア

変動要素 ※ 2010年にERCOTのBoard of Directorsで承認された手法。
それ以降、手法の見直しが行われている

（需要変動）

夏季の気温実績をもとに、5つのシナリオ毎の需要カーブを作成し、それぞれの不足確率を算定。各シナリオの重み付けした不足確率を合計してLOLEVを算定

- | | |
|--------------------------------|-------|
| ① Extreme summer weather（猛暑） | : 10% |
| ② Warmer than average（平年気温以上） | : 23% |
| ③ Average weather（平年気温） | : 34% |
| ④ Cooler than average（平年気温以下） | : 23% |
| ⑤ Much cooler than average（冷夏） | : 10% |

（電源の計画外停止）

過去の事故実績に基づく確率分布により、発電機毎に計画外停止を発生

（風力の出力変動）

過去の風況データから8760時間分の風力の出力パターンを作成。対象日を含む前後7日間から、当該日の風力の出力パターンをランダムに選択

（出典）

- ERCOT : 2010 Loss of Load Events(LOLEV) Study
([http://www.ercot.com/content/meetings/board/keydocs/2010/1116/Item_07 - 2010 Loss of Load Events \(LOLEV\), Target Reserve M.zip](http://www.ercot.com/content/meetings/board/keydocs/2010/1116/Item_07_-_2010_Loss_of_Load_Events_(LOLEV)_Target_Reserve_M.zip))

ERCOTの長期需給見通しによると、2018年以降の予備力（Anticipated Reserve Margin）が、ERCOTが定めている必要予備力（Reference Margin）を下回る見通しである。

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 |

(出典)

• NERC : 2014 Long-Term Reliability Assessment

(http://www.nerc.com/pa/RAPA/ra/Reliability%20Assessments%20DL/2014LTRA_ERATTA.pdf)

(空白)

■ 管轄範囲及び規模

- 北米の西部連系系統
- 15,300万kW程度 (2013年夏季実績)

■ 利用目的

WECC内の供給信頼度を評価

■ 算定手法及び評価基準

Building Block Reserve Margin (BBM)

- WECC内の38のBA (Balancing Authority) 毎にBBMを算定。
管内を4つの地域 (Subregion) に分け、各BAのBBMを加重平均することにより、地域毎のBBMを設定。

■ 必要予備力 (WECC平均)

夏季：14.7% 冬季：14.6% (2014年の算定結果)

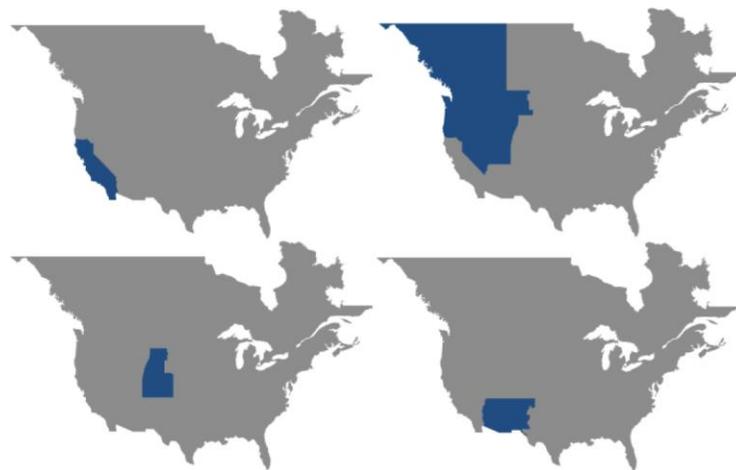


図 WECC管轄エリア

■ 具体的な手法

以下の4項目の積み上げにより算定 (BBM)

① Contingency Reserves

最も過酷なN-1事故時に10分以内にエリアの需給バランスを維持させるための予備力。BA (Balancing Authority) の需要の約6%程度

② Regulating Reserves

自動発電制御 (Automatic generation control) で活用するspinning reserveの量 (詳細は不明であるが、風力などの変動電源に対する調整力も含んでいるとの記述あり)

③ Reserves for generation forced outages

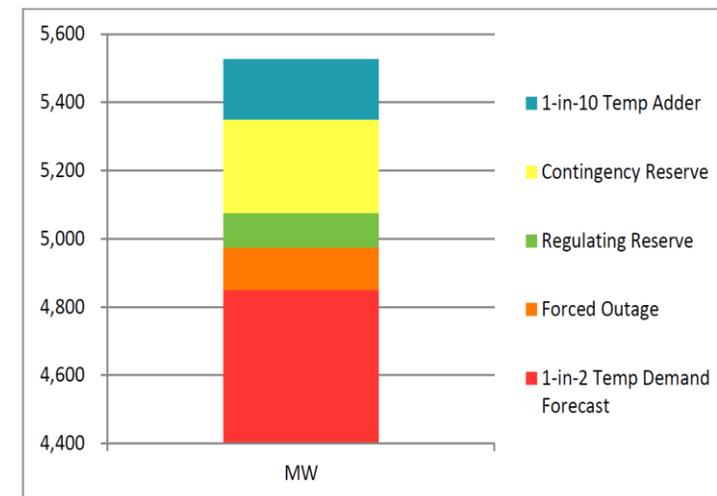
N-2事故に対応するための予備力

④ 1-in-10 Temperature Adders

過去の気温実績から10%の確率で発生する気温の上昇 (又は低下) による需要増に対応するための予備力

(出典)

- WECC : 2014 Power Supply Assessment
(https://www.wecc.biz/Reliability/2014PSA_draft.pdf)
- WECC : Loads and Resources Methods and Assumptions
(https://www.wecc.biz/Reliability/2014LAR_MethodsAssumptions.pdf)



■ 利用目的

ENTSO-Eにおける将来の需給状況について公表

■ 算定手法及び評価基準 ※算定手法の詳細は不明

予備力（Spare Capacity：SC）は、ランダムな需給変動の99%をカバーする量とする。複数国のまとまりで評価する場合（例えばENTSO-E全体）には、不等時性を考慮し、Net Generating Capacityの5%に設定。

■ 変動要素

- 需要変動
- 電源の計画外停止
- 出水、風況

■ 必要予備力

Net Generating Capacityの5%～10% （2013年の算定結果）

（出典）

・ ENTSO-E：SCENARIO OUTLOOK AND ADEQUACY FORECAST 2013-2030

（ https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/library/publications/entsoe/So_AF_2013-2030/130403_SOAF_2013-2030_final.pdf ）

（欧州において予備力確保に関する基準を定めている国の例）

| 国 | 評価指標 | 備考 |
|------|-------------|------------------------|
| フランス | LOLE: 3時間/年 | 政令にて規定 |
| ベルギー | LOLE: 3時間/年 | 政令にて規定 |
| 英国 | LOLE: 3時間/年 | 容量市場において調達量を算定するうえでの前提 |
| オランダ | LOLE: 4時間/年 | — |

〔参考〕 英国の算定例

Ofgem（英国の電力・ガス規制当局）による算定結果

- 算定期間：2014～2019年の冬季
- 変動要素：需要変動、電源の計画外停止、風力の出力
- 評価結果：

| | |
|-----------------|-----------|
| 2014/15 | ： 1時間/年以下 |
| 2015/16 | ： 3～5時間/年 |
| 2016/17～2018/19 | ： 2時間程度/年 |

（出典）

- Pentilateral Energy Forum Support Group 2：Generation Adequacy Assessment
 （ http://www.benelux.int/download_file/view/4189/3852/ ）
- Ofgem：Electricity Capacity Assessment Report 2014
 （ <https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/88684/electricitycapacityassessment2014-supplementaryappendices.pdf> ）

諸外国との主な違い

- 欧米において行われている供給信頼度評価では、日本と同じく確率的手法を用いて必要予備力を算定している。
- しかし、必要予備力の具体的な算定手法（評価対象断面、評価基準、変動要素等）は、国・地域毎に異なる。
- 適用可能性を検討するため、各手法の詳細について調査を進める必要がある。

【日本と諸外国の主な違い】

（評価対象断面）

- 日本 : 8月の日毎の最大需要
- 諸外国 : 週毎の最大需要、8,760時間 等

（評価基準）

- 日本 : 0.3日／月
- 諸外国 : 0.1回／年、3 or 4時間／年、99%の信頼度レベル 等

（変動要素）

- 日本 : 「需要」、「電源の計画外停止」、「出水」
- 諸外国 : 「需要」、「電源の計画外停止」は多くの地域で考慮
「出水」、「風力の出力」の変動は一部の地域で考慮

- (長期) 海外における供給信頼度評価の概要について
- (短期) 海外における調整力必要量の考え方について
- (共通) 更なる海外調査の実施について

米国（NERC）の信頼度基準における定め

NERCが定めるReliability Standardsの1つ“Standard BAL-002-1: Disturbance Control Performance”には、以下の通り定められている。

- Balancing Authority(BA)は、擾乱に備えたContingency Reserveを確保。
- 各地域の信頼度評価機関は、Contingency Reserve policiesを定める。
- BAは、擾乱発生後15分※¹以内に、ACE(Area Control Error)値をゼロ（直前のACE値が正またはゼロの場合）または擾乱発生直前の値（直前のACE値が負の場合）に回復しなければならない。

※¹ Disturbance Recovery Period：デフォルト15分

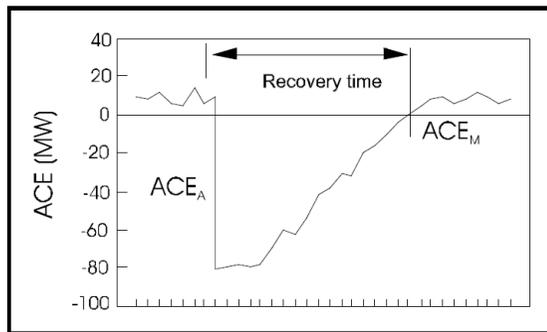
- BAまたはReserve Sharing Group(RSG)は、90分※²以内にContingency Reserveを完全に復元しなければならない。

※² Contingency Reserve Restoration Period：デフォルト90分
（Disturbance Recovery Period(15分)後からカウント）

(参考) 用語の定義

(※NERCの定義を基に事務局にて作成)

- Contingency Reserve : 非常時の調整力 (予備力)
- Balancing Authority (BA) :
事前に供給力の計画を取りまとめ、エリア内の需給バランスを維持する責任を持つ組織
- Reserve Sharing Group (RSG) :
2者以上のBAで構成されるグループ。調整力 (予備力) を集団で維持 (グループ内で分配) し、非常時の調整力 (予備力) が必要になったBAへ供給する。
- Area Control Error (ACE) :
BA間連系線の実潮流と計画潮流の瞬時誤差に周波数偏差と計測誤差を考慮したもの。



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

- 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/O.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)

出典: NERC Standard BAL-002-1 . Disturbance Control Performance (<http://www.nerc.com/files/BAL-002-1.pdf>)

出典: NERC Implementation Plan Project 2010-14.1 Balancing Authority Reliability-based Controls- Reserves (http://www.nerc.com/pa/Stand/Project%202010141%20%20Phase%201%20of%20Balancing%20Authority%20Re/Project_2010-14-1_BAL-001-2_Implementation_Plan-Clean-20130201.pdf)

■ Requirementsの概要 (※算出根拠等の詳細は不明)

- BA、RSGは、以下のいずれか大きい方をContingency Reserveの最小量として確保。(Reserveを使用する擾乱発生後の60分間を除く)
 - ①最も過酷な単一故障に相当する量
 - ②需要の3%+発電の3%に相当する量
- Contingency Reserveの少なくとも半量は、以下の条件に合う「Operating Reserve - Spinning」として確保。
 - ① ガバナまたは他の制御装置により、周波数偏差に直ちにかつ自動的に応答
 - ② 10分以内にフル出力まで応答

| | MISO-MBHydro RSG | PJM |
|--|--|--|
| Contingency Reserve 最小量 | 2,000MW (毎年見直し) | PJM管内の最大ユニット容量の150% (必要により見直し) |
| 各RSGへの分配 | Midcontinent ISO : 1,850MW Manitoba Hydro : 150MW | 系統の電圧安定性限度に基づき配分 |
| SpinningとSupplementalの割合 | 40%はオンラインかつSpinning | 以下に分類 ①Synchronized Reserve ・10分でフル出力可能なオンラインリソース ・負荷制限 ②Quick Start ・10分以内にオンラインかつ発電可能なオフラインリソース |
| 負荷制限の考慮 | SpinningまたはSupplementalとして考慮可能 | Synchronized Reserveの25%が上限 |
| Disturbance Recovery Period | 15分 | 15分 |
| Contingency Reserve Restoration Period | 90分 | 90分 |

(※算出根拠等の詳細は不明)

出典 : SERC Regional Criteria Contingency Reserve Policy NERC Reliability Standard BAL-002

([http://www.serc1.org/Documents/SERC%20Standing%20Committee%20Documents/Regional%20Criteria/SERC%20Reg%20Criteria_Contingency%20Reserve%20Policy%20Rev%206%20\(10-28-14\).pdf](http://www.serc1.org/Documents/SERC%20Standing%20Committee%20Documents/Regional%20Criteria/SERC%20Reg%20Criteria_Contingency%20Reserve%20Policy%20Rev%206%20(10-28-14).pdf))

ENTSO-Eが作成したNetwork Code (※) の1つ “Load-Frequency Control and Reserves” に定められている周波数制御に対応した調整力の概要は以下のとおり。

(※) 現在、欧州委員会にて承認手続き中

■ 周波数制御に対応した調整力

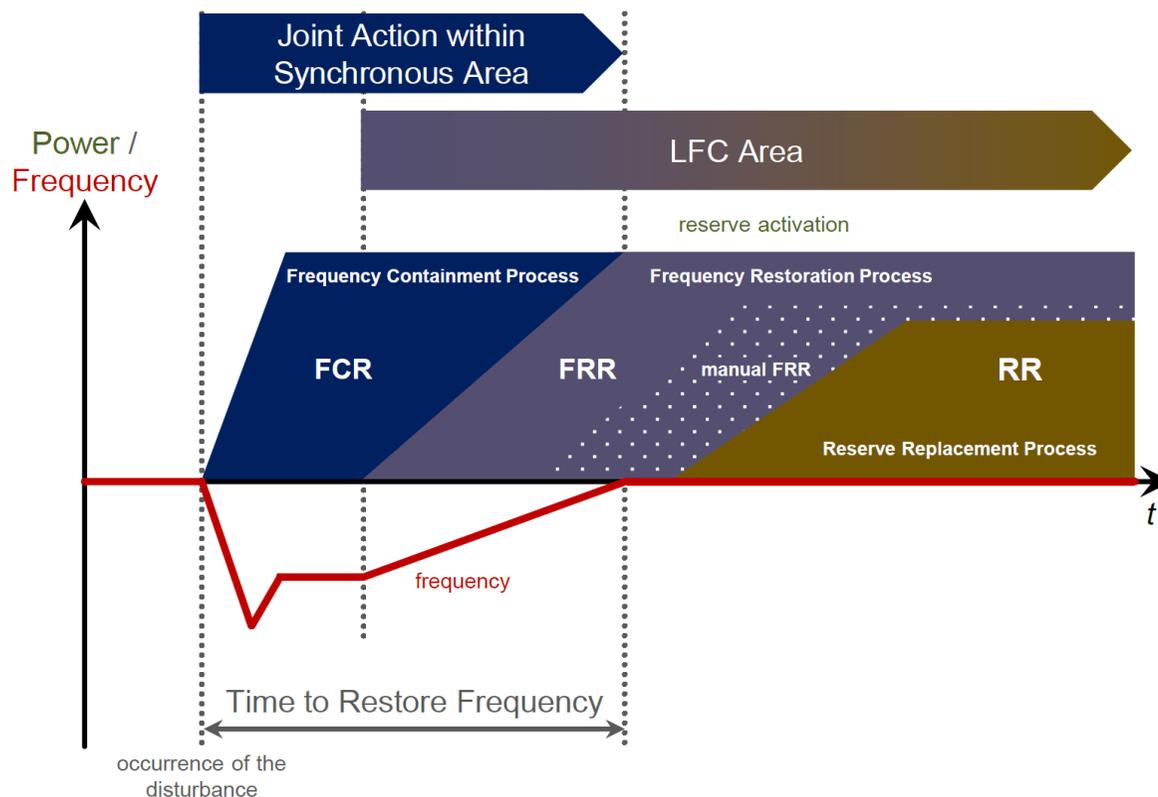


Figure 13: Dynamic hierarchy of Load-Frequency Control processes (under assumption that FCR is fully replaced by FRR)

■ Frequency Containment Reserves (FCR)

- FCR確保量は、周波数制御エリアごとに算出（年1回）
- FCR最小値は、GB、IRE、NEのエリアはN-1基準、CEエリアはN-2基準を考慮
⇒想定事象：発電機故障、送電線故障、母線故障、大負荷脱落、DC連系線故障など
- CE、NEエリアでは、リスクレベル「once in 20 years」を考慮

➤ 周波数制御エリア

- CE：ヨーロッパ大陸
- GB：イギリス（本島）
- IRE：アイルランド
- NE：北欧

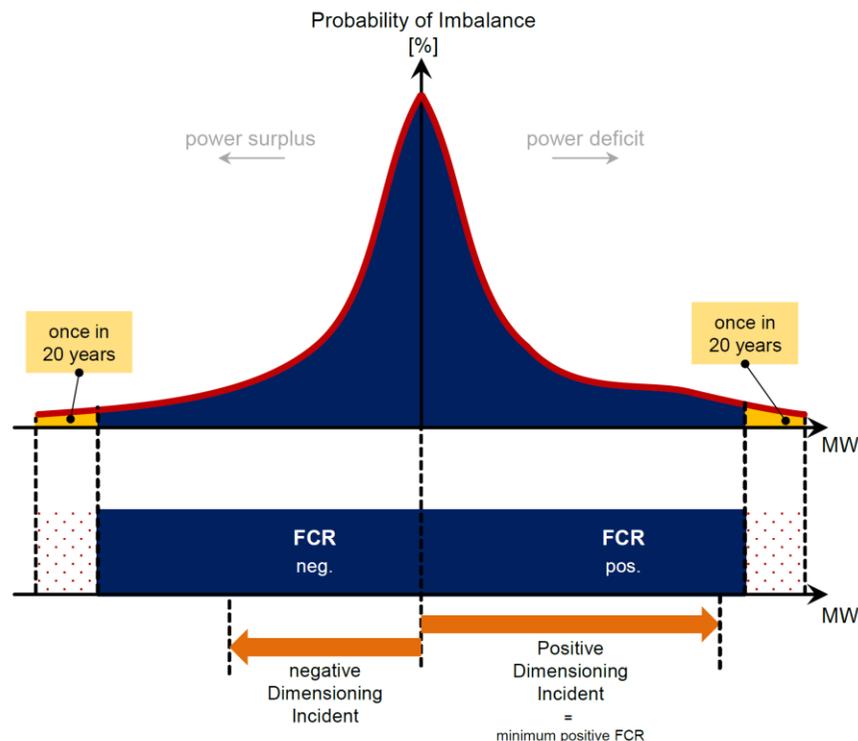


Figure 27: FCR dimensioning – fictional example

■ Frequency Restoration Reserves (FRR) ,Replacement Reserves (RR)

- FRRおよびRR確保量は、LFCブロックごとに算出
- FRR最小値は、最大の擾乱（最大発電機故障、大負荷脱落など）を考慮
- FRRとRRの合計最小値は、インバランス（過去実績）の99パーセンタイルにより定義

➤ LFCブロック

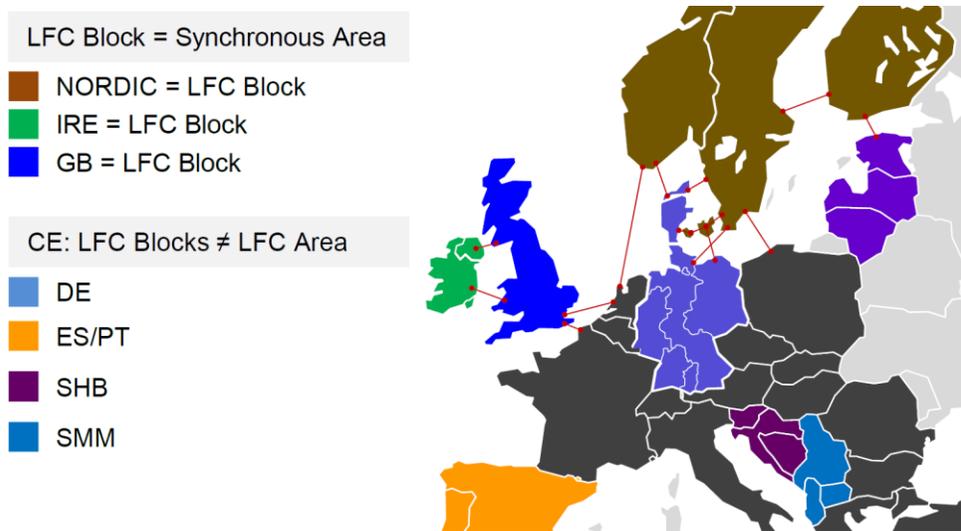


Figure 16: Synchronous Areas, LFC Blocks and LFC Areas

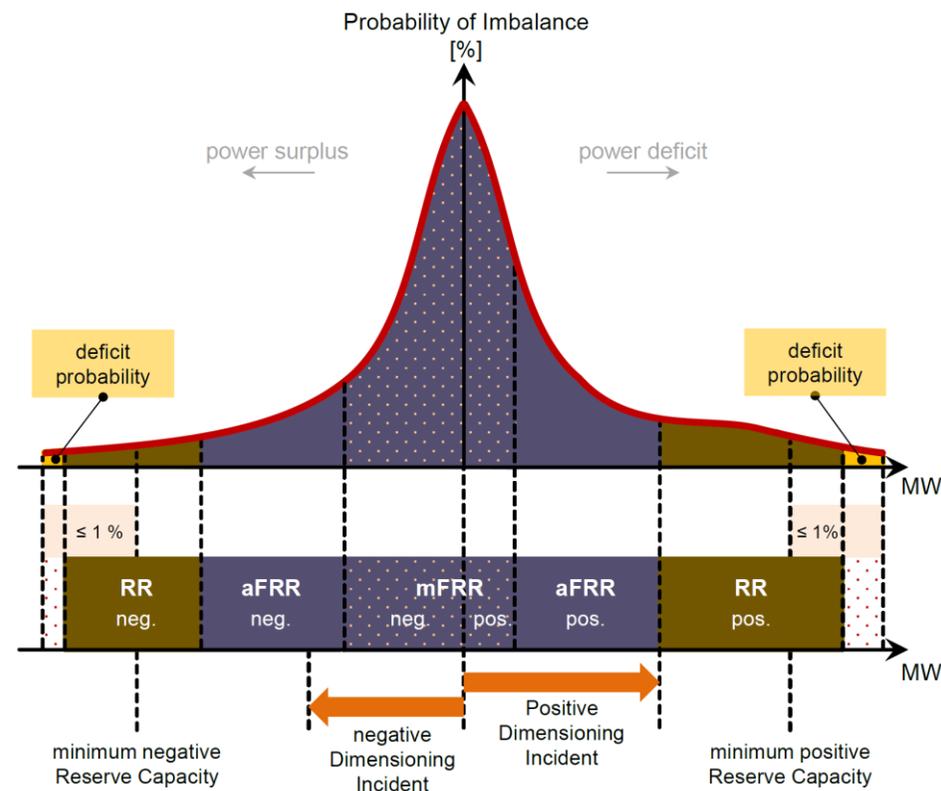


Figure 29: FRR and RR Dimensioning – fictional example

- (長期) 海外における供給信頼度評価の概要について
- (短期) 海外における調整力必要量の考え方について
- (共通) 更なる海外調査の実施について

■ 調査目的

電力小売全面自由化や自然変動電源の導入で先行している欧米における調整力確保の考え方及びマージンの確保等に関する事例を調査することで、調整力等に関する検討の参考とする。

■ 手段

- ・ コンサルティング会社等に委託調査を実施（一般競争入札による）
- ・ 海外調査団を活用した現地調査の実施（委託調査の一環）

※調査メンバー：調整力等に関する委員会の委員等及び事務局

- ①調整力確保の考え方
（断面毎に確保する調整力の量、スペック、算出方法と考え方等）
- ②調整力確保の方法
（確保主体、確保方法、活用方法、エリアをまたいだ融通等）
- ③調整力確保状況の評価方法
（供給信頼度評価、周波数変動実績評価、評価基準、考え方等）
- ④自然変動電源の導入拡大への対応状況
（対応の経緯、今後の取り組み等）
- ⑤大規模自然災害等への対応状況
（調整力確保量や供給信頼度評価での考慮有無、想定シナリオ、評価基準等）
- ⑥基幹送電線に設定するマージン（日本のマージン相当）について
（断面毎の量、算出方法と考え方、設定主体、その他の系統運用者が系統に容量確保する仕組み等）
- ⑦上記①～⑥について規定した法令・ルール等
- ⑧その他、調整力及びマージンに関する検討に有益な事項

■ 調査対象範囲

- 欧州主要国及び米国全般について広く調査
- 重点的に調査する機関等を特定し、詳細に調査

■ 重点的に調査する機関等の選定の考え方

- 長期の供給信頼度評価及び短期の調整力の量、スペック等について、明確な基準を定め、その根拠が示されている（示されうる）機関・企業等
- 最近の自由化の進展や自然変動電源の導入拡大に伴って基準や考え方を見直した機関・企業等

※詳細については、入札公告までに決定します。

| | 地域 | 機関・企業 | 所在国 |
|---|----|---|------|
| 1 | 欧州 | ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity) | ベルギー |
| 2 | 欧州 | ドイツTSOのうち1社 | ドイツ |
| 3 | 欧州 | REE (Red Electrica de Espana S.A.) | スペイン |
| 4 | 米国 | NERC (The North American Electric Reliability Corporation) | アメリカ |
| 5 | 米国 | WECC (The Western Electricity Coordinating Council) | アメリカ |
| 6 | 米国 | CAISO (California Independent System Operator) | アメリカ |
| 7 | 欧米 | 上記以外 | |

- 一般競争入札の実施

2015年6月下旬～8月（予定）

- 海外調査団による現地調査（合計約2週間）

2015年10月 or 11月（目途）

- 調査期間

2015年8月～2016年2月末

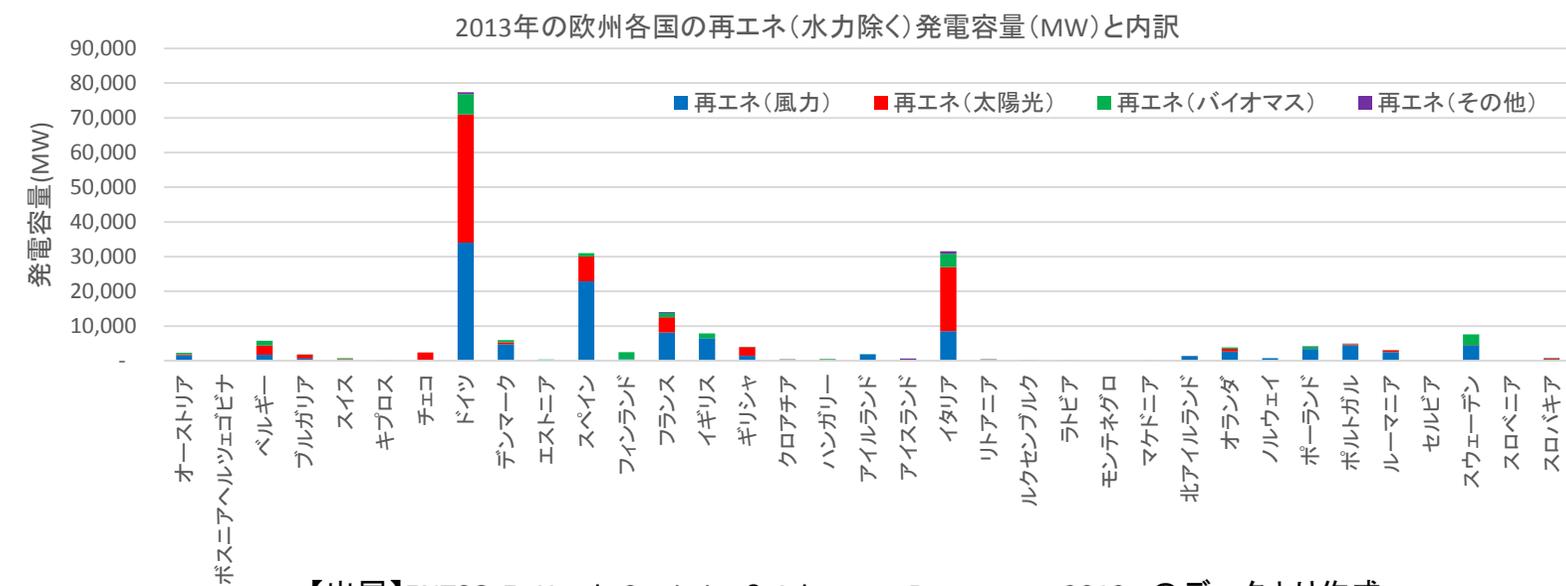
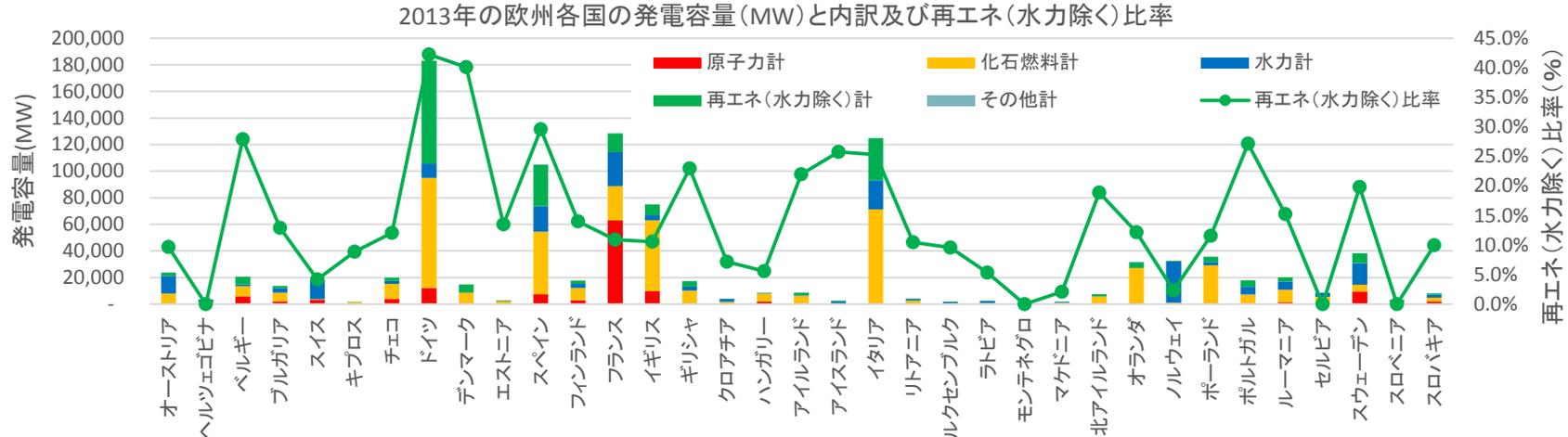
- 中間報告書

海外調査団による現地調査帰国後すみやかに（⇒本委員会へ報告）

- 最終報告書

2016年3月

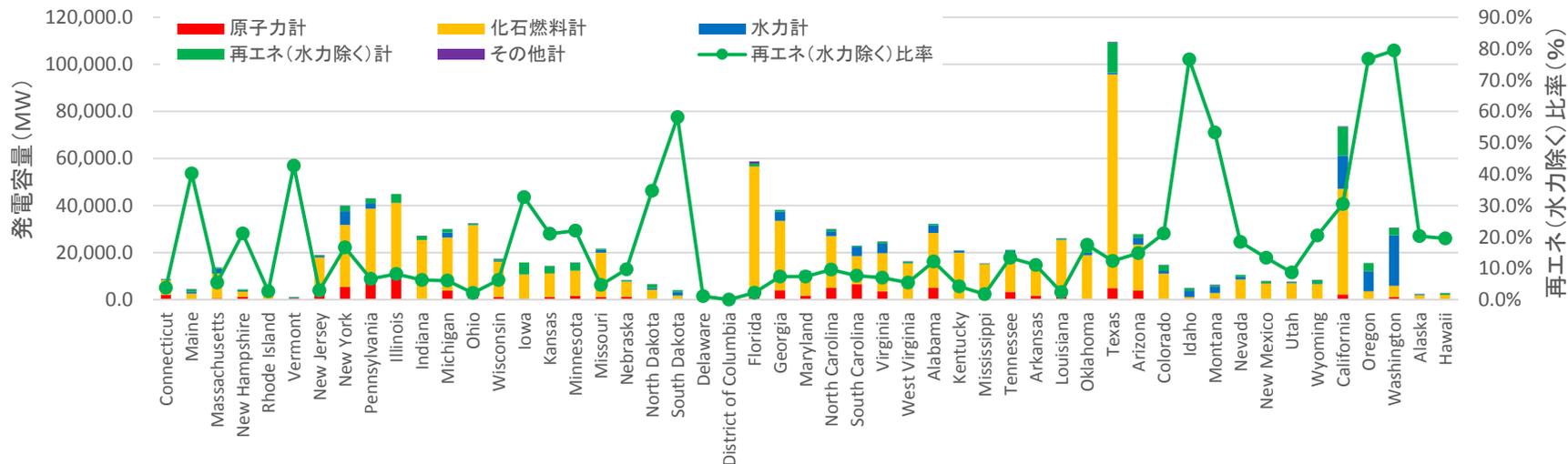
【参考】欧州各国の再生可能エネルギー導入状況



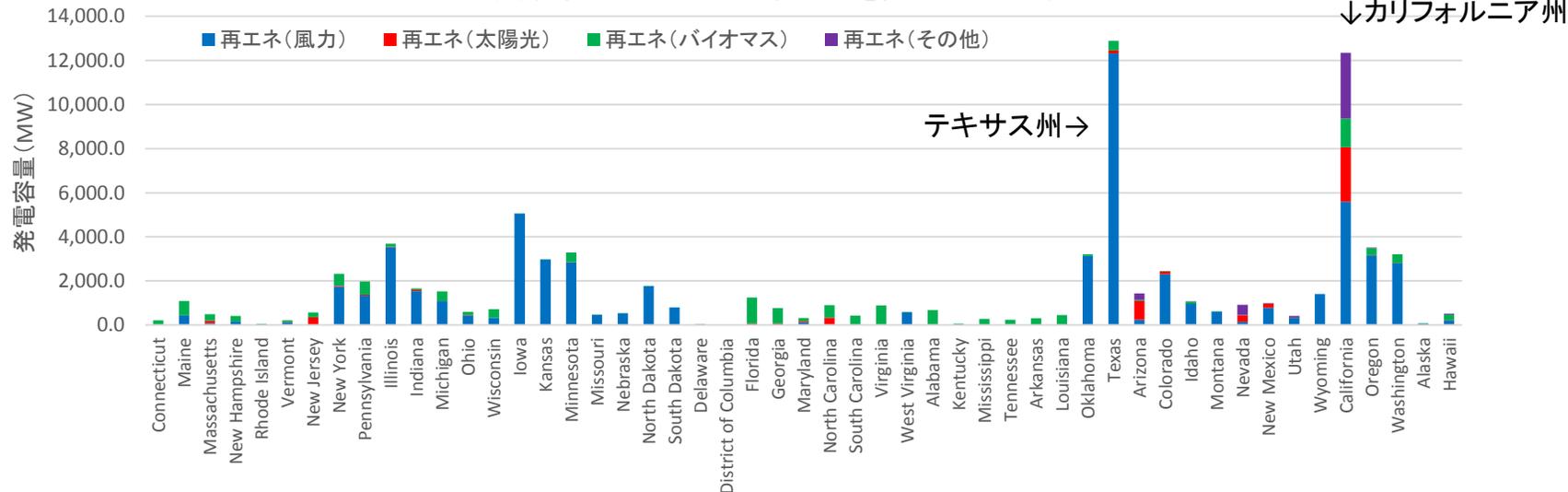
【出展】ENTSO-E Yearly Statistics & Adequacy Retrospect 2013 のデータより作成

https://www.entsoe.eu/Documents/Publications/Statistics/YSAR/141515_Y SAR_2013_report.pdf

2013年の米国各州の発電容量(MW)と内訳及び再エネ(水力除く)比率



2013年米国各州の再エネ(水力除く)発電容量(MW)と内訳



以上