

# これまでの議論における論点

資源エネルギー庁

平成27年4月

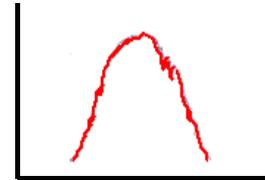
# 各エネルギー源の特徴

自然条件によって出力が大きく変動するもの(自然変動再エネ)

… 太陽光、風力

→ バックアップの火力発電設備が必要。

(太陽光の出力イメージ)  
※晴天時



(風力の出力イメージ)



需要等に応じた出力の調整が比較的容易なもの

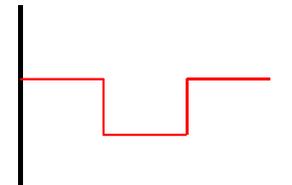
… 火力、バイオマスの一部

(注) 一部の水力(調整池式・貯水池式)は一定程度の出力調整が可能。

(火力の出力イメージ)



(木質バイオマスの出力イメージ)



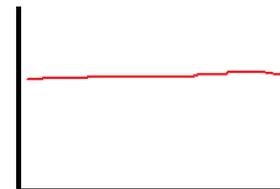
自然条件によらず安定的な運用が可能なもの

出力が概ね一定のもの

… 地熱、水力、原子力、バイオマスの一部

(注) バイオマスは出力調整が容易なものと同難なものがある。

(地熱・水力の出力イメージ)



(バイオガス、一般廃棄物の出力イメージ)

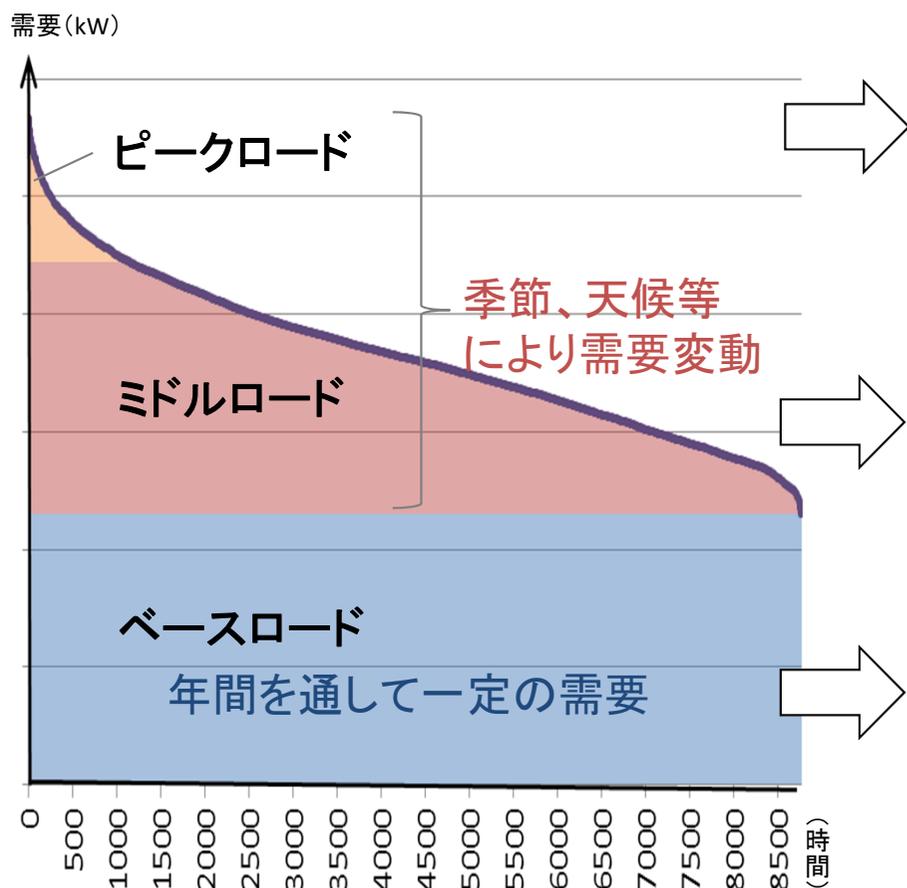


# 電力需要の特性に応じた電源の区分

- 電力需要は、その特性から、年間を通して一定の需要である「ベースロード」、季節、天候等により需要が変動する「ミドルロード」、「ピークロード」の3つに区分される。
- 電力需要の特性にあわせ、制御可能な電源を経済的観点から配分した場合、年間を通じて常に一定程度想定される需要(ベースロード)には、発電コストが低廉な電源の中でも長時間の稼働に適した(変動費が小さい)電源を用いることが合理的(メリットオーダー)。

## <電力需要の特性>

※ 年間の時間ごとの電力需要(kW)を高い順に並べたもの  
(デュレーションカーブ)



## <電源の運用> (メリットオーダー)

短時間稼働  
変動費大  
固定費小  
調整能力大

長時間稼働  
変動費小  
固定費大  
調整能力小

## <電源の特性>

### ピークロード電源

発電(運転)コストは高いが、電力需要の動向に応じて、出力を機動的に調整できる電源

### ミドルロード電源

発電(運転)コストがベースロード電源の次に安価で、電力需要の動向に応じて、出力を機動的に調整できる電源

### ベースロード電源

発電(運転)コストが、低廉で、安定的に発電することができ、昼夜を問わず継続的に稼働できる電源

## <電源>

資源の調達環境、コスト等も勘案

石油  
揚水

天然ガス  
LPガス

地熱  
水力  
原子力  
石炭

※バイオマスは、その種類によって、位置づけは異なる。

# 石炭とLNGを中心とした火力各電源の特徴

エネルギー政策の基本的視点 = “3E+S” (「安全性」が前提)

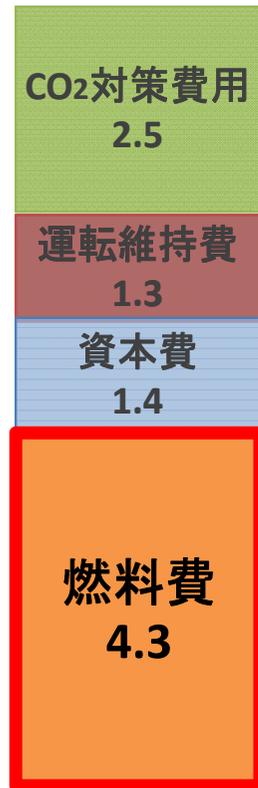
	石炭	LNG	石油
基本計画	安定性・経済性に優れた重要なベースロード電源として再評価されており、環境負荷を低減しつつ活用していくエネルギー源	石油と比べて地政学的リスクが相対的に低く、化石燃料の中で温室効果ガスの排出も最も少なく、発電においてはミドル電源の中心的な役割	運輸・民生部門を支える資源・原料として重要な役割を果たす一方、ピーク電源としても一定の機能を担う
安定供給	<ul style="list-style-type: none"> <li>○地政学的リスクが化石燃料の中で最も低い(中東依存度0%)</li> <li>○貯蔵が容易(国内在庫 約30日)</li> <li>○発電所が全国に比較的分散</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>○石油に比べて地政学的リスクが相対的に低い(中東依存度30%)</li> <li>○貯蔵が難しい(国内在庫 約14日)</li> <li>○発電所が需要地である3大都市圏近くに集中</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>○地政学的リスクが高い(中東依存度82%)</li> <li>○可搬性が高く備蓄が豊富(国内在庫 約170日)</li> <li>○発電所は分散しているが、2030年段階で稼働可能な設備能力は限定的。</li> </ul>
経済効率性	<ul style="list-style-type: none"> <li>○熱量当たりの単価が化石燃料の中で最も安い (発電コスト 9.5円/kWh うち燃料費 4.3円/kWh うち固定費 1.4円/kWh)</li> <li>○燃料価格は長期的に安定傾向</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>○燃料価格のうち液化コストや輸送コストが高い (発電コスト 10.7円/kWh うち燃料費 8.2円/kWh うち固定費 0.7円/kWh)</li> <li>○燃料価格のボラティリティが高い傾向。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>○燃料価格が高い (発電コスト 22.1円/kWh うち燃料費 16.6円/kWh うち固定費 1.9円/kWh)</li> <li>○燃料価格のボラティリティが高い傾向。</li> </ul>
適環境	温室効果ガスの排出量が多い(排出係数 0.82kg-CO <sub>2</sub> )	化石燃料の中では温室効果ガスの排出が最少(排出係数 0.40kg-CO <sub>2</sub> )	温室効果ガスの排出量が石炭に次いで大きい(排出係数 0.66kg-CO <sub>2</sub> )
特運性転	緩やかな出力変動は可能(出力変化率 3%/分)	電力需要の変動に応じた出力変動が可能(出力変化率 5~10%/分)	電力需要の変動に応じた出力変動が容易(出力変化率 5%/分)

(注) 発電コストはコスト検証WGで検討中であり、数字は2011年のコスト等検証委員会報告書より。排出係数は発電端、電力中央研究所資料より。在庫は洋上在庫含まず、電力会社の発電用在庫で計算。電力調査統計等より作成。石油は「石油備蓄の現況」より作成(IEA基準)電力用途以外を含む。

# (参考)火力発電コストの内訳(2011コスト検証委)

- LNG火力は石炭火力に比べ、燃料費の割合が2倍程度。

合計: 9.5円/kWh



石炭火力

※モデルプラントとして、設備容量75万kw、稼働率80%、稼働年数40年のプラントを想定  
※燃料価格は、IEA WEOの新政策シナリオを採用  
※為替レートは1ドル=85.74円(2010年度平均)

合計: 10.7円/kWh



LNG火力

※モデルプラントとして、設備容量135万kw、稼働率80%、稼働年数40年のプラントを想定  
※燃料価格は、IEA WEOの新政策シナリオを採用  
※為替レートは1ドル=85.74円(2010年度平均)

## 影響分析の方法

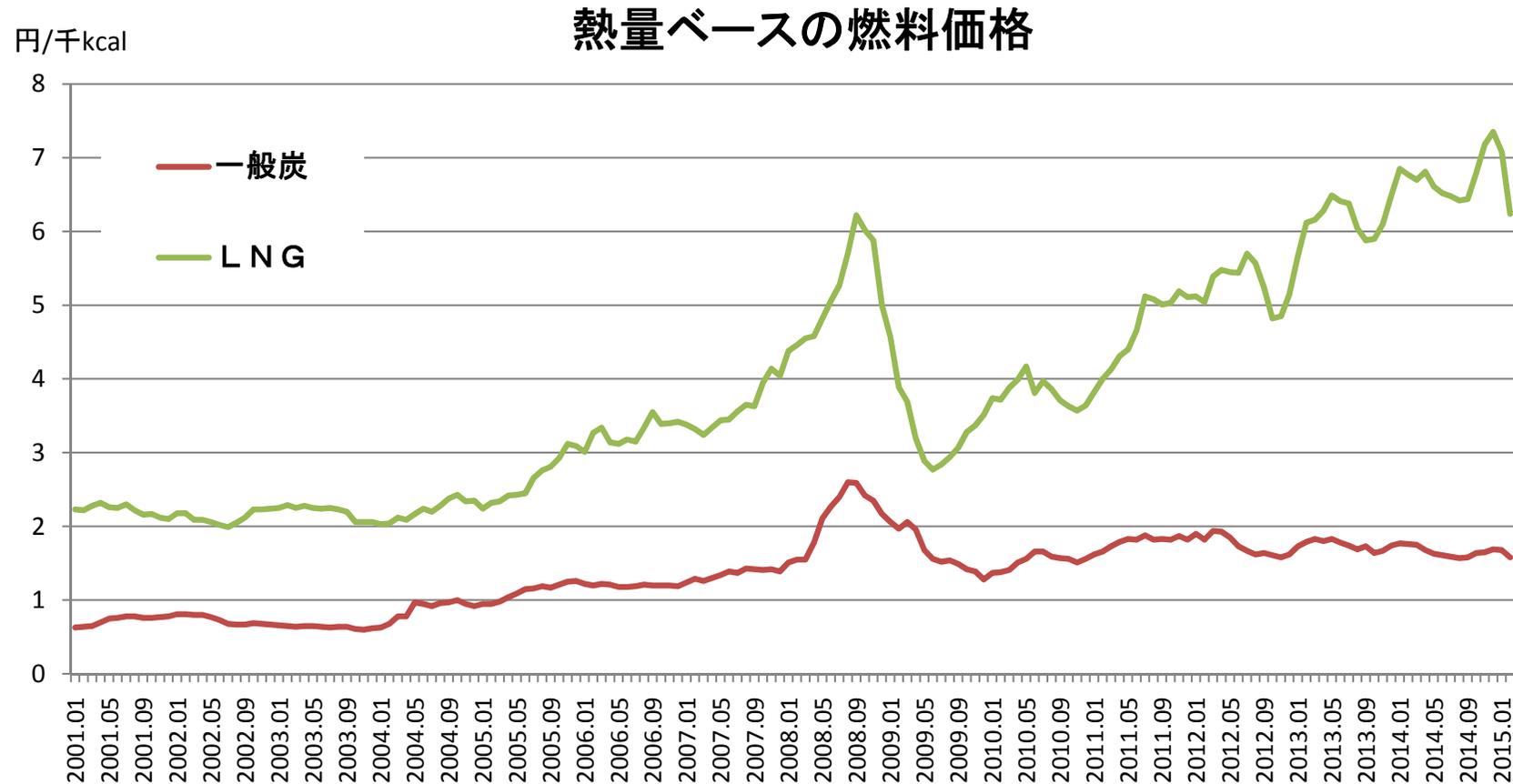
- 燃料種ごとの燃料価格見通しの4つの代替案について、燃料価格以外の条件を燃料種ごとに同一にしたモデルプラント方式の発電コストの差によって影響分析を行っている。

## 影響分析

- 各燃料種ごとの燃料価格の増減による最終コストへの影響分析について、
  - ・石炭は燃料価格（2020年時点）が10%変化することにより約0.4円/kWh程度の増減が発生する
  - ・LNGは燃料価格（2020年時点）が10%変化することにより約0.9円/kWh程度の増減が発生する
  - ・石油は燃料価格（2020年時点）が10%変化することにより約1.6円/kWh程度の増減が発生するというように燃料価格の幅による誤差はあるが、おおよそ燃料価格の変動と最終コストの変動には比例関係が見える。

# (参考)石炭とLNG

- 2001年以降の単位熱量当たりの価格(CIFベース)は、一般炭がLNGより常に低い水準で推移しており、また、2009年以降、その価格差が開いている状況。(2001年1月から2015年2月の価格平均は一般炭:1.35円/千kcal, LNG: 3.85円/千kcal)
- また、一般炭の価格が安定していることに比べ、LNGの価格はボラティリティが高い傾向にある。



財務省貿易統計の月次データより作成

## (参考) 電力会社におけるLNGの在庫日数

- 石油については、オイルショックの経験を教訓として、原油等の備蓄により、供給途絶リスクの緩和を図ってきており、現在、約170日分の在庫を国内に有している。
- 一方、LNGは備蓄が困難なため、電力各社の在庫日数は2週間程度しかない。さらに、電力会社毎の月別LNG在庫日数で見ると、会社によっては5日程度の在庫日数しかない月もある。
- LNGの供給が中期的に途絶する場合には、LNG火力の発電に支障が出る恐れがある。

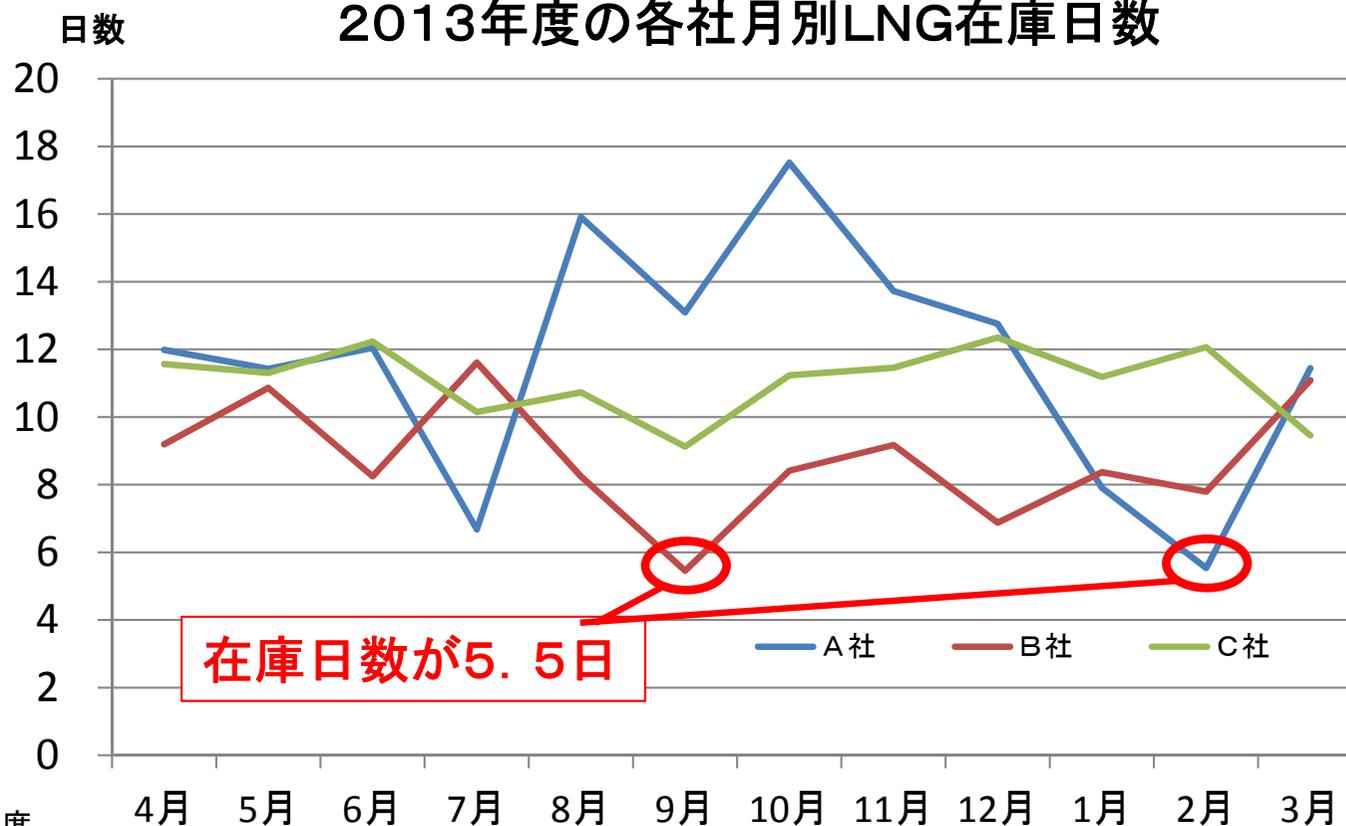
### 国内在庫日数

LNG	約14日
石油	約170日
石炭	約30日

※洋上在庫含まず、電力会社の発電用在庫(2013年度平均在庫日数等)で計算。電力調査統計等より作成)

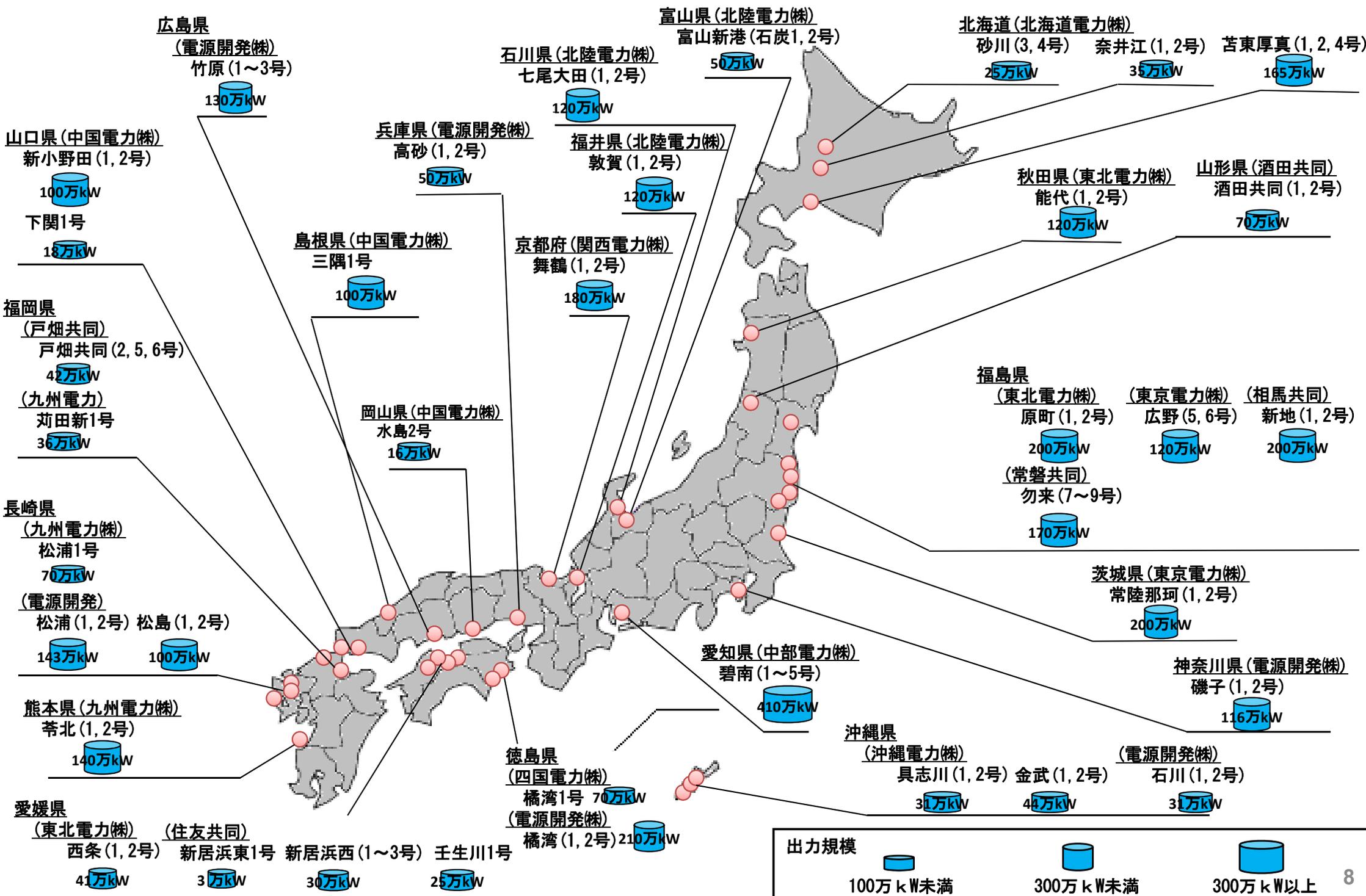
※石油については「石油備蓄の現況」より作成(IEA基準)  
電力用途以外を含む。

### 2013年度の各社月別LNG在庫日数

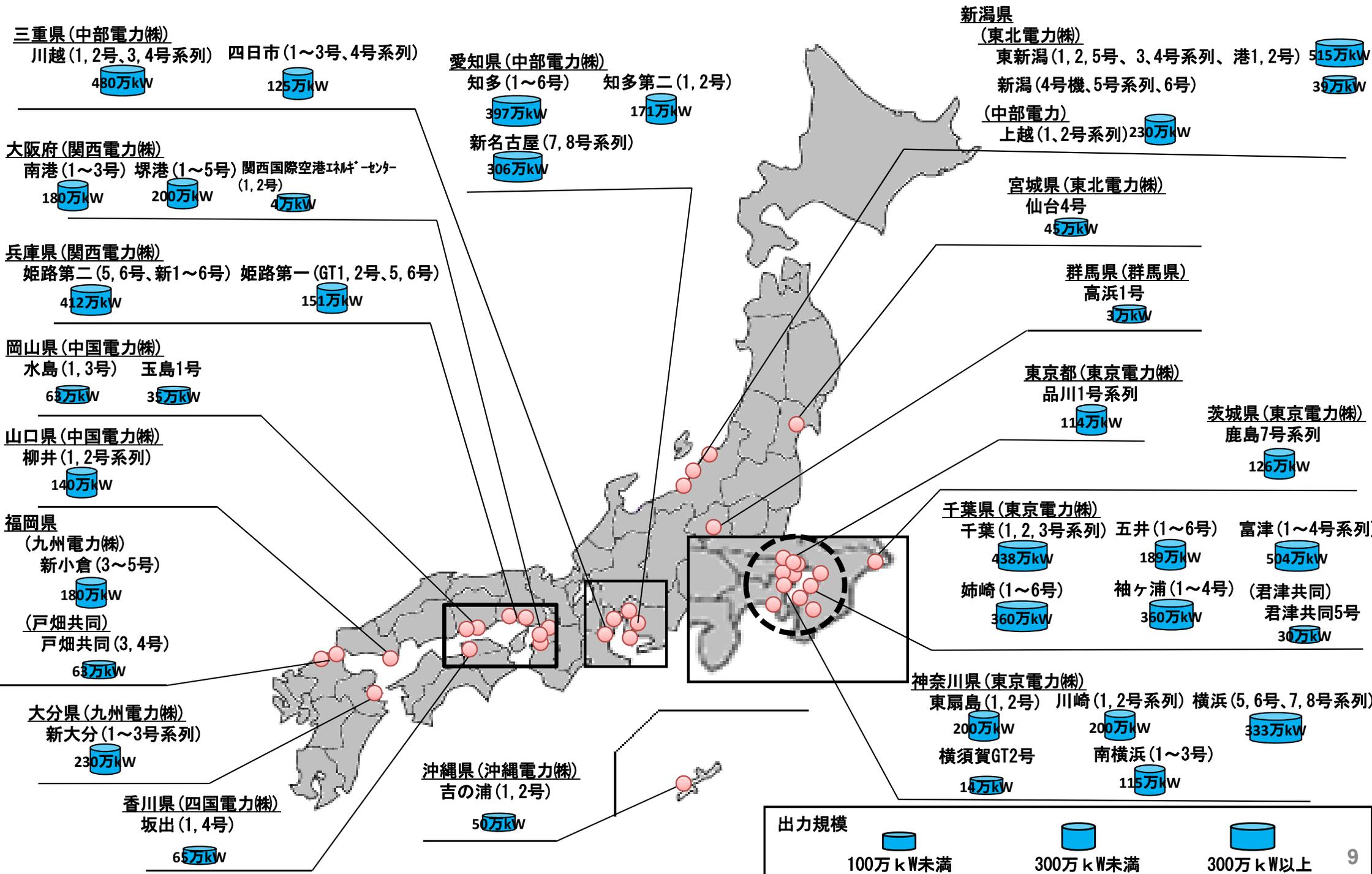


※電力調査統計のLNGの月別在庫量と月別消費量から推計。

# (参考)石炭火力発電所の立地地域(平成27年3月末時点)

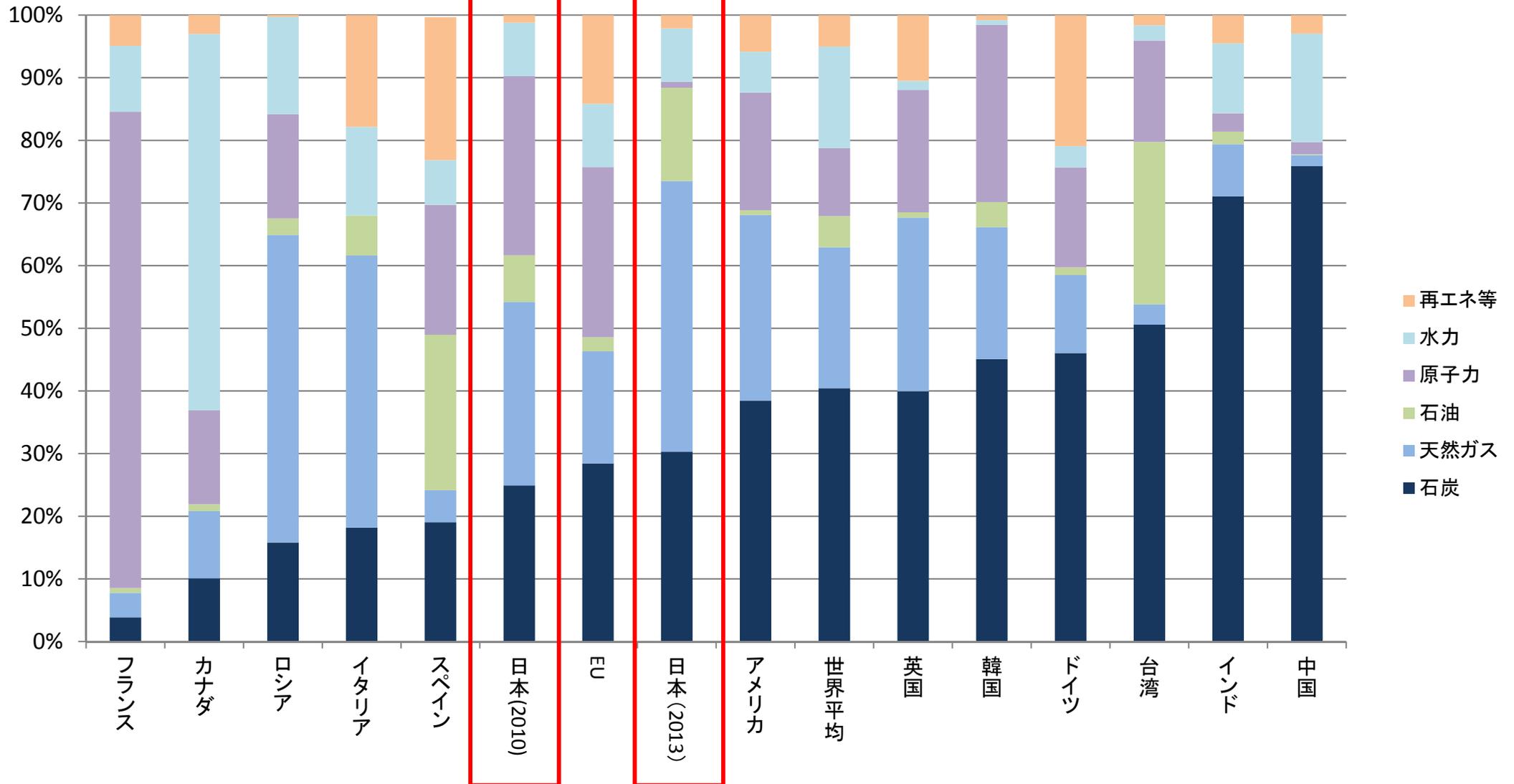


# (参考) LNG火力発電所の立地地域(平成27年3月末時点)



# 電源構成に占める石炭比率の国際比較

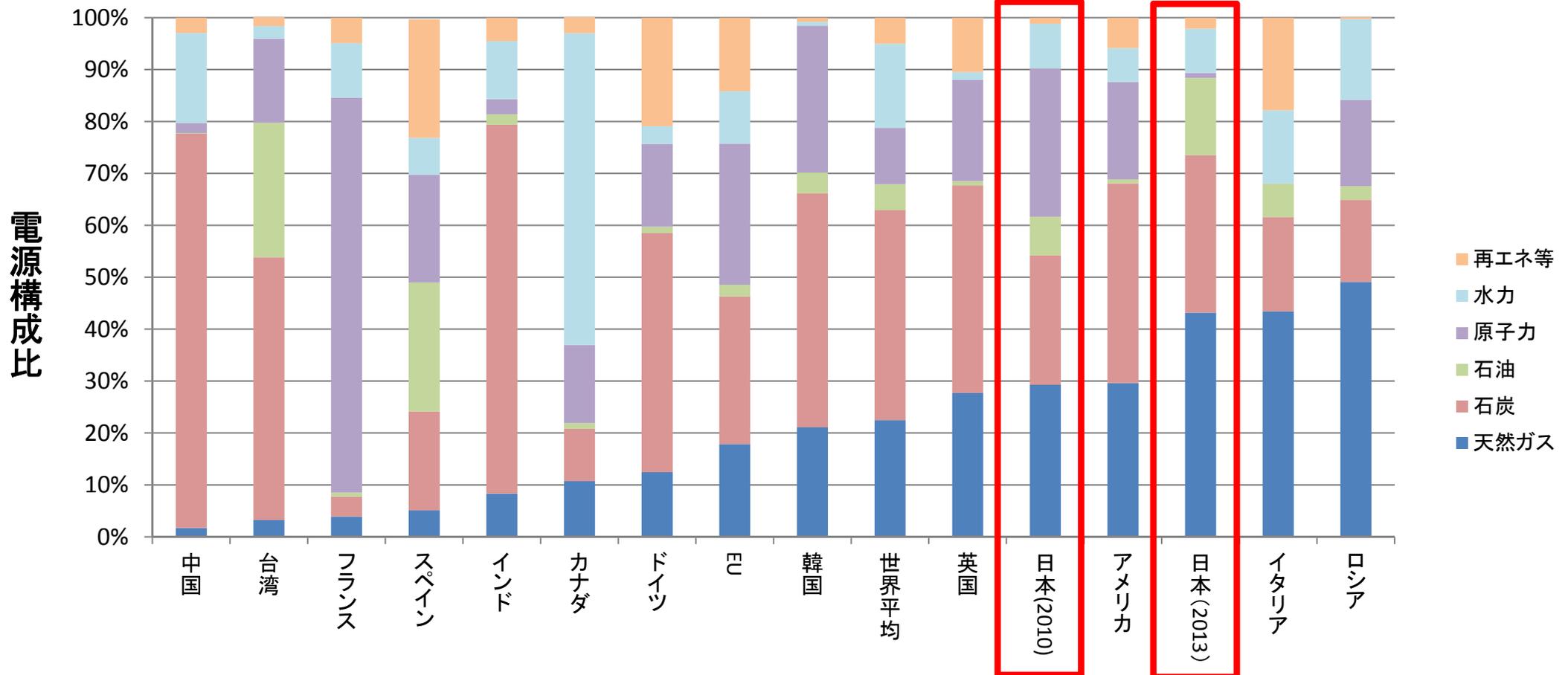
- 日本における電源構成に占める石炭の比率は、2010年で25%、2013年で30%。
- これは、欧州平均と同程度であり、米国、英国、ドイツ、世界平均よりも低い水準。



出典：日本以外はIEA “Energy balanced of OECD countries”, “Energy balanced of non-OECD countries”、日本は電源開発の概要等

# 電源構成に占める天然ガス比率の国際比較

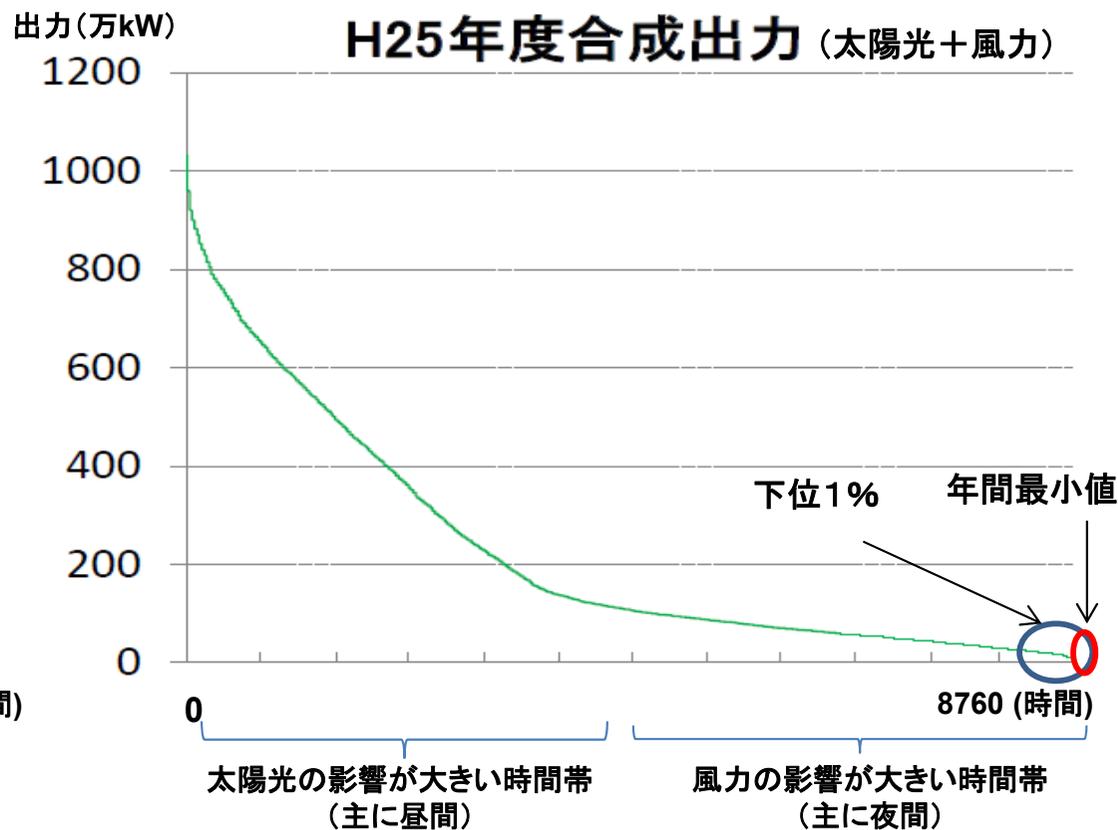
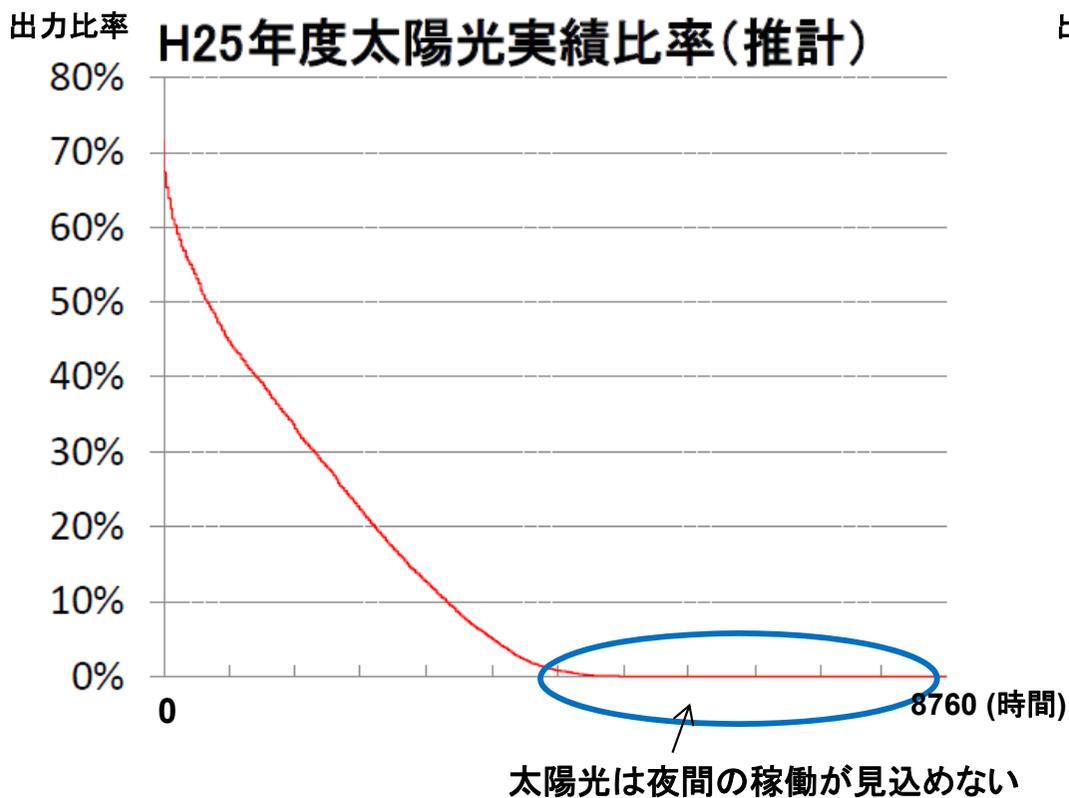
- 電源構成に占める天然ガス比率を国際比較すると、中国・台湾・フランス・インドは10%以下であり、世界平均は22%。
- 日本は、震災前に既に29%と高かったが(2005年度は24%)、震災後にガスの発電量が増加したことから43%にまで上昇。
- G8+EU+中印韓の中で、天然ガス比率が震災後の日本より高いのは、イタリアとロシアであるが、イタリアはアルジェリアとロシアからガスパイプラインで天然ガスを大量に輸入しており、ロシアは世界最大の天然ガス輸出国といった、天然ガスに関する固有事情を有している国。
- 日本は天然ガス資源を国内にほとんど持たない(LNGとして輸入)にもかかわらず、国際的に見れば、天然ガスへの依存度が高い。



出典：日本以外はIEA “Energy balanced of OECD countries”, “Energy balanced of non-OECD countries”、日本は電源開発の概要等

# 太陽光と風力の年間を通じて安定的に見込まれる合成出力(日本のケース)

- 太陽光と風力の合成出力によって、年間を通じて安定的に見込まれる出力量を、平成25年度の全国実績データで見ると、最小値は5万kW、年間下位1%分(最小値から88時間目まで)の平均値は12万kW程度。
- 太陽光は日中のみ稼働するため、年間を通じて安定的に出力が見込まれる量は全て風力由来の電源になる。
- 太陽光と風力の合成出力として、年間を通じて安定的に見込まれる5~12万kWは、風力の平成25年度末の設備容量の約2~5%程度。



**年間最小値: 5万kW      下位1%(88時間)平均: 12万kW**

平成25年度末設備容量(全国): 太陽光1320万kW、風力259万kW

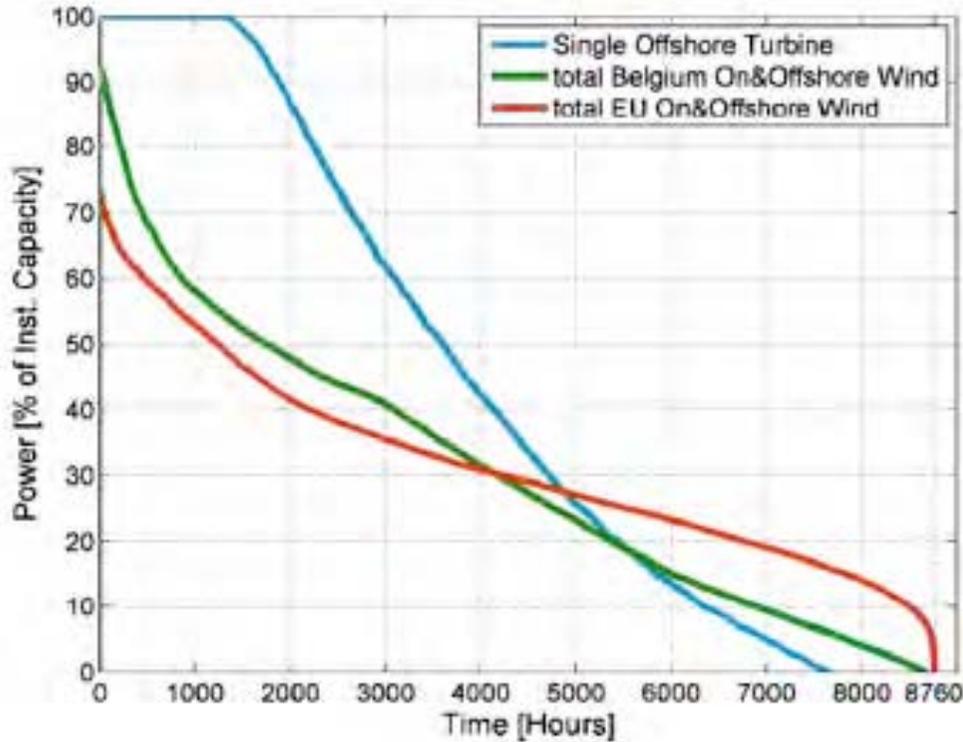
※風力については、平成25年度の実績値が入手可能なデータより、年間の出力比率を算出し、年度末設備容量に乗じることによって年間出力を計算。

※太陽光については、平成25年度の日射量の年間データ等から、太陽光の出力比率を推計し、年度末設備容量に乗じることによって年間出力を計算。

# (参考) 風力の年間を通じて安定的に見込まれる合成出力(欧州のケース)

- 欧州全体で2030年に風力が大量導入された場合に、年間を通じて安定的に出力が期待できるのは、風力の設備容量の10%程度とのシミュレーション結果もある(左図)。ただし、この分析は欧州全体の風力導入量が約400GW(=4億kW)と、我が国で議論されている風力発電の導入レベル(数百万kW~)と比較して、圧倒的に大きな量を想定。
- また、ドイツの事例では、3000万kW程度の風力発電が導入された2011年段階においても、風力の出力変動は大きく、年間を通じて安定的に出力が見込める量は限定的(右図)。

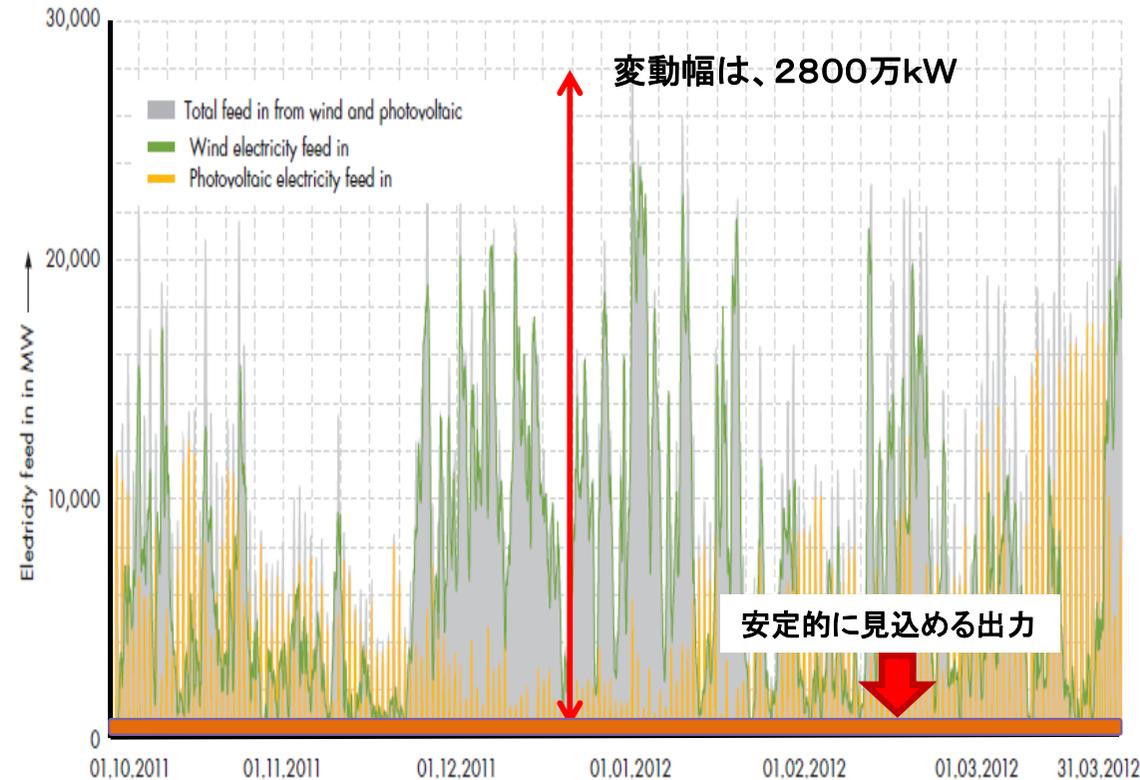
【2030年における風力の持続曲線(欧州のシミュレーション)】



青:ベルギー沿岸の洋上風車単体  
 緑:2030年に予想されるベルギーの陸上と洋上の風力発電所の総計  
 赤:2030年に予想される欧州の陸上と洋上の風力発電所の総計  
 (出典)欧州風力エネルギー協会(2010)「Powering Europe: wind energy and the electricity grid」(同レポートでTambke, et al.(2010)を引用)

【ドイツにおける太陽光・風力発電の変動量の例】

Example for Photovoltaic- and Wind Electricity Feed in Germany (1 October 2011 to 31 March 2012)



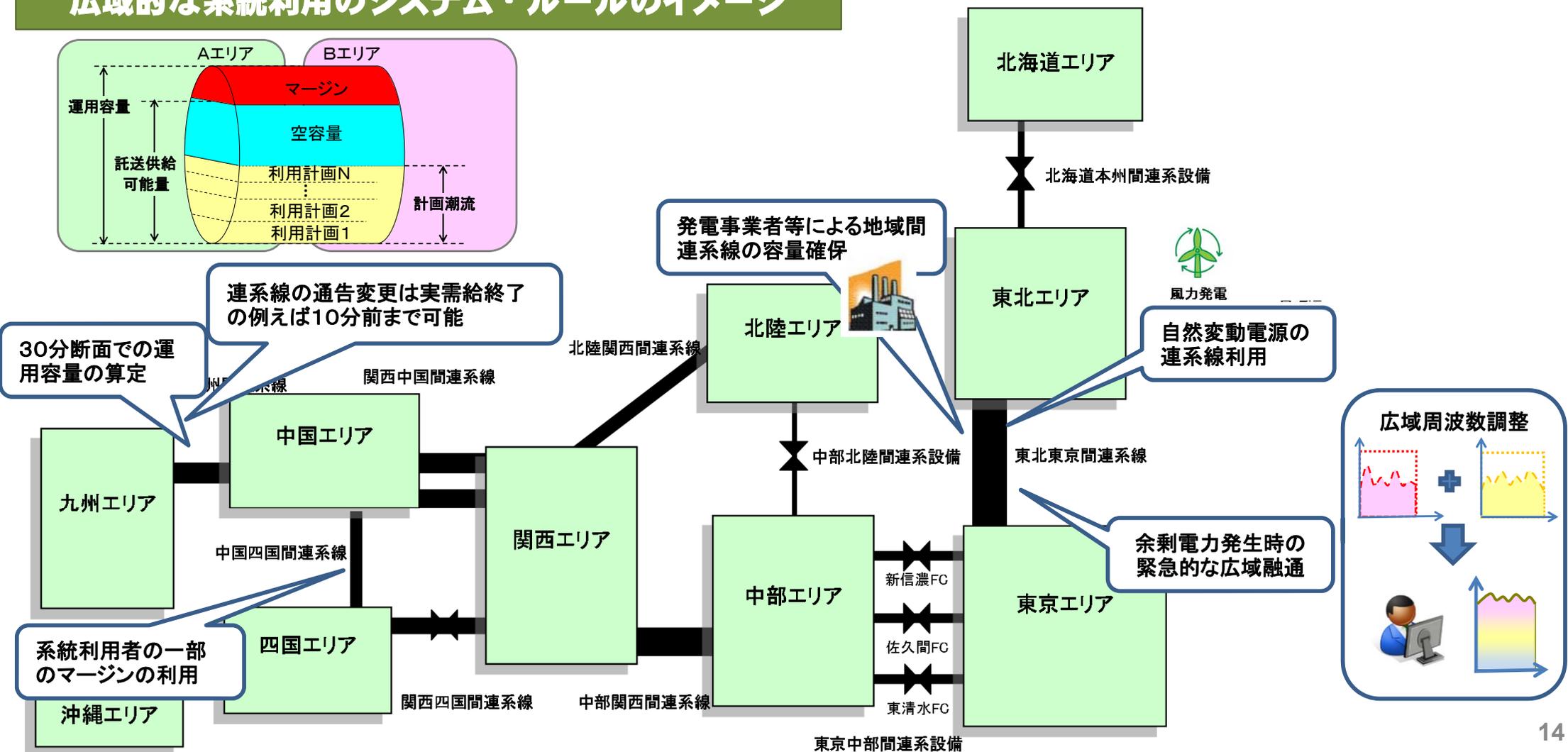
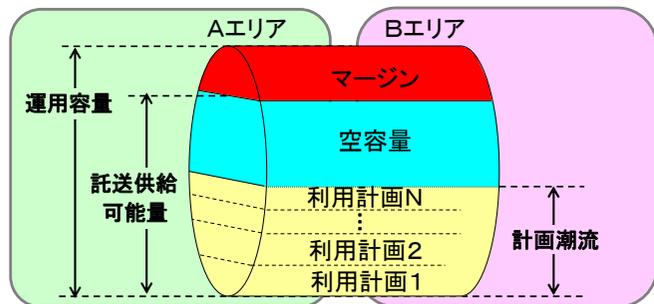
※ドイツの風力設備容量:2906万kW(2011年末時点)

(出典)VGB POWERTECH “Electricity Generation - Facts and Figures 2012/2013”

# 広域的な系統利用のためのシステム・ルールの整備

- 本年4月1日に広域的運営推進機関が発足。
- 同機関が策定するルールにより、再エネ等の発電事業者も地域間連系線の利用予約や、再エネ電気等の余剰電力発生時におけるエリアをまたいだ緊急的な広域融通が可能になる予定。
- また、同機関では、来年目途に予定されている小売全面自由化に向け、再エネ電気等の短周期の周波数変動を広域で調整するシステムや連系線の利用予約を直前まで変更できるシステムの開発が進められている。

## 広域的な系統利用のシステム・ルールのイメージ



# 広域的な系統利用のための地域間連系線の増強

- 地域間連系線については、現在、北本連系設備を2018年度末までに現在の60万kWから90万kWに、東西の周波数変換設備については、現在の120万kWから210万kWに増強中。供給力の確保の観点から、平時における予備力確保に加えて、緊急時における周波数変換装置(FC)の更なる増強の必要性を検討。

- 総合エネ調基本政策分科会電力需給検証小委員会において議論を行い、大規模災害時の需給維持や、リスク分散等の観点から、東西間の周波数変換設備を210万kWから300万kWまで増強する必要性を確認。
- 小委員会から電力広域的運営推進機関に対し、具体的ルートや実施時期を含めた増強方策について専門的見地から検討を実施することを要請し、本年9月までを目途に結果の報告を求めることとなった。

## 周波数変換設備(FC)

- ・2020年度末までに新信濃FCを90万kW増強(120万kW→210万kW)すべく、現在、着工に向け準備中。
- ・更なる90万kW増強(210万kW→300万kW)について必要性を確認し、広域機関で詳細検討を依頼。

