



自然エネルギー財団

RENEWABLE ENERGY INSTITUTE

自然エネルギーの導入拡大に向けた系統運用 ー日本と欧州の比較からー

自然エネルギー財団 上級研究員 分山達也





課題1：系統接続

- 地域内系統の空容量不足
- 地域内の空容量が不足している場合、新規の系統接続には系統増強が必要となる。系統増強には長期の工事と負担金が必要となり、自然エネルギーの新規の接続が困難になっている。

課題2：広域運用

- 30日等出力制御枠と無制限無補償の出力抑制のルールを開始
- 30日等出力制御枠を上回る発電設備は無補償無制限の出力抑制の対象になるため、発電事業者にとって大きなリスクになる。

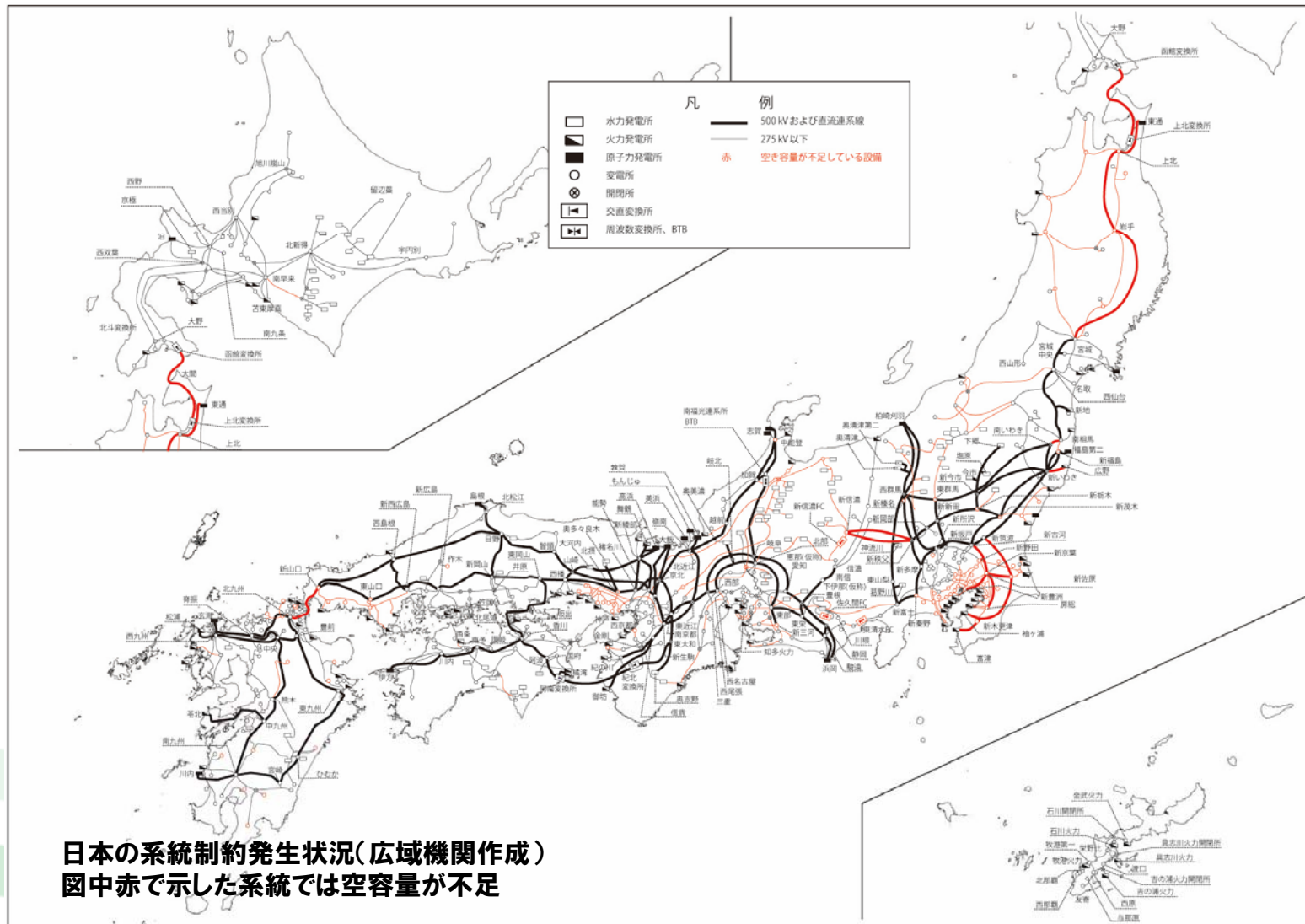
課題1：系統接続

地域内系統の空容量不足



自然エネルギー財団
RENEWABLE ENERGY INSTITUTE

- 例えば、北東北地域では、上位系統(500kVや275kV)の空容量が不足している。





日本の系統接続の考え方

系統接続における基本的な考え方は「先着優先」

- 旧ESCJの整理では、新たな発電設備の系統アクセスの際には、既存の設備の存在を前提として、既存契約分に制約が生じないように接続検討が行われる

新規の接続では系統条件が最も厳しい断面で熱容量超過が発生しないように検討される。

- 接続検討は「送配電等業務指針第62条(電力系統性能基準への充足性の評価における前提条件)にもとづいて実施される」
- 通常想定される範囲内で評価結果が最も過酷になる電源構成、発電出力、需要、系統構成を前提に行われる。

熱容量超過が発生する場合は、新規の接続のために「系統増強」が必要となる。

- 熱容量超過は1年を通じて常時発生するわけではないが、発電設備の系統連系に制約を掛けないことを前提に系統接続の要否が判断される。

先着優先の問題点

- “先着優先”の考え方によって、実際に新規の接続は困難になっている。
(例えば北海道や北東北地域で空容量がゼロになっている)

厳しい需給状況断面想定の問題点

- 先着優先かつ、厳しい需給断面の想定では、例えば、原子力発電所・火力など現在停止していたり、近い将来廃止が見込まれる接続ポイントで、実際の利用では系統が空いていたとしても、接続検討上は稼働を想定する必要があると考えられる。そのため空容量が不足しやすく(熱容量超過)、過度に保守的な検討となり得る。

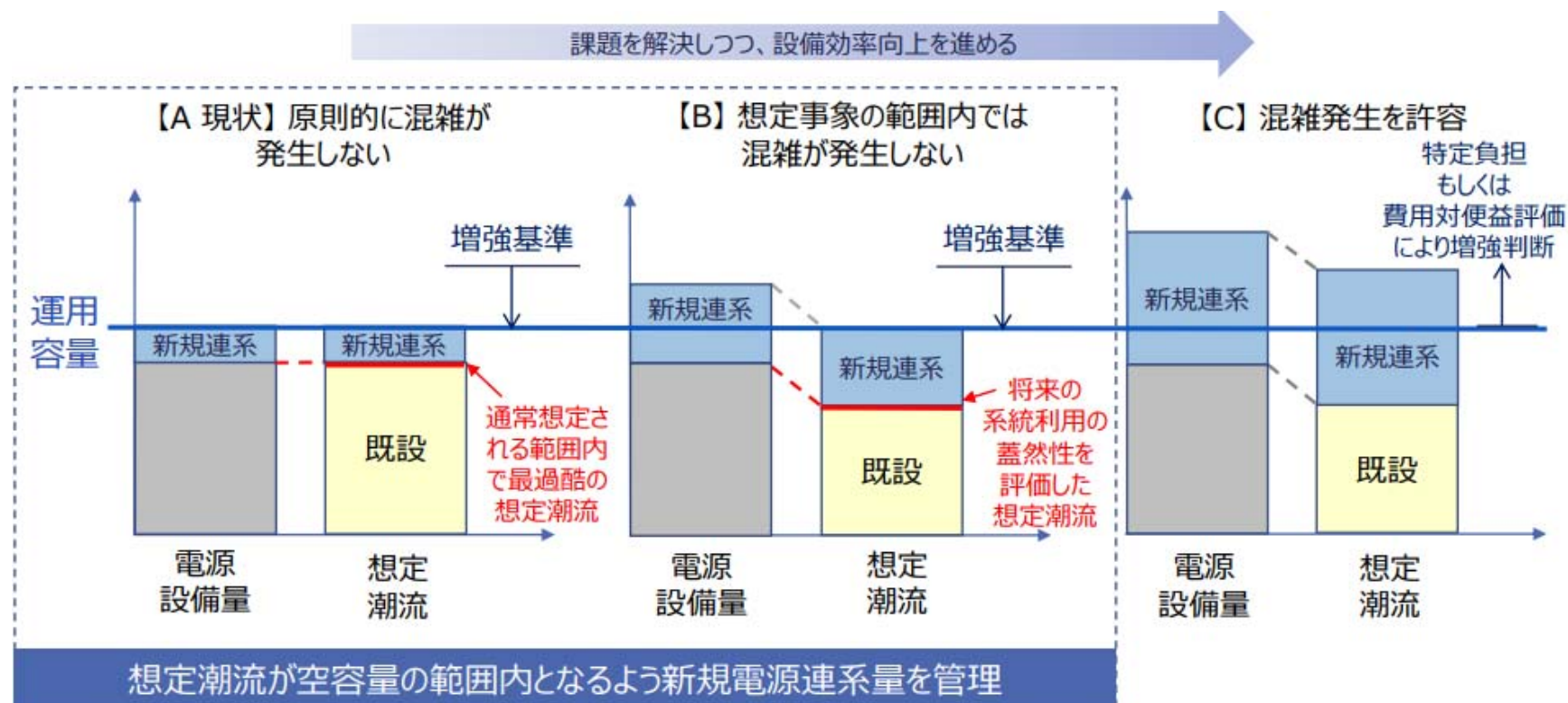
熱容量超過への対応の問題点

- 現状では、接続検討で熱容量が超過する場合は、「系統増強」を求める。
(※接続する発電設備の出力を制限する選択肢もある)。しかし、実際に熱容量超過が発生する頻度は少ない可能性がある。一時的な出力抑制でも対応可能ではないか。
- これらのルールが過剰な系統増強につながる可能性がある。

今後の方向性(OCCTO広域系統長期方針)



自然エネルギー財団
RENEWABLE ENERGY INSTITUTE



流通設備効率

系統混雑(出力調整)*の頻度

*想定潮流が運用容量を超える場合は混雑処理

広域系統長期方針より引用、

https://www.occto.or.jp/kouikikeitou/chokihoushin/files/170330_choukihoushin.pdf

欧州における空容量不足への対応



- 系統が混雑(空容量の不足)すると、系統増強が必要となり、長期の工事と系統負担金が必要となるという課題は、日本と共通である。
- しかし、欧州では、系統運用(電源制御)によって系統容量を上回る電源の接続を行っている。日本でも今後、同様の取り組みが検討される。

1. ドイツの系統混雑と系統接続

- 再給電(Redispatch)の活用

2. 英国の系統混雑と系統接続

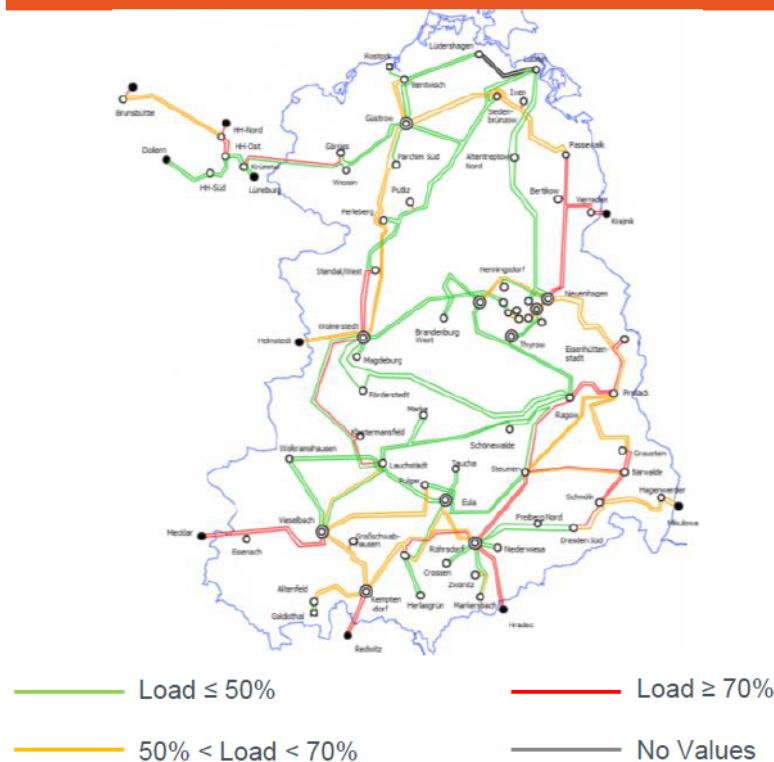
- コネクト&マネージ(送電網)と柔軟な接続(配電網)
- コネクト&マネージ(connect and manage)、
- 柔軟な接続(Flexible connection)等の活用
- Connecting community energy



ドイツの系統混雑と系統接続

- 例えばドイツでも、地域内系統の混雑(空容量不足)が発生している。しかし、ドイツでは系統混雑発生時にも新規の発電設備の接続を維持している。
- ドイツでは、地域内系統の混雑発生時に、火力発電の再給電や太陽光発電や風力発電の出力抑制を実施することで、混雑を解消している。

2014



ドイツ50Hertz地域における系統混雑状況
出典: 50Hertz発表資料より

通常

北部で風力発電出力の増加

北から南への送電の混雑の発生

南部の需要家が電力を受け取れない

出力抑制や再給電の実施

系統運用者が系統混雑解消のため、北部の火力や風力の電力を抑制

南部では、北部で減らした発電量を南部の発電所から代替

ドイツにおける再給電の実施の考え方

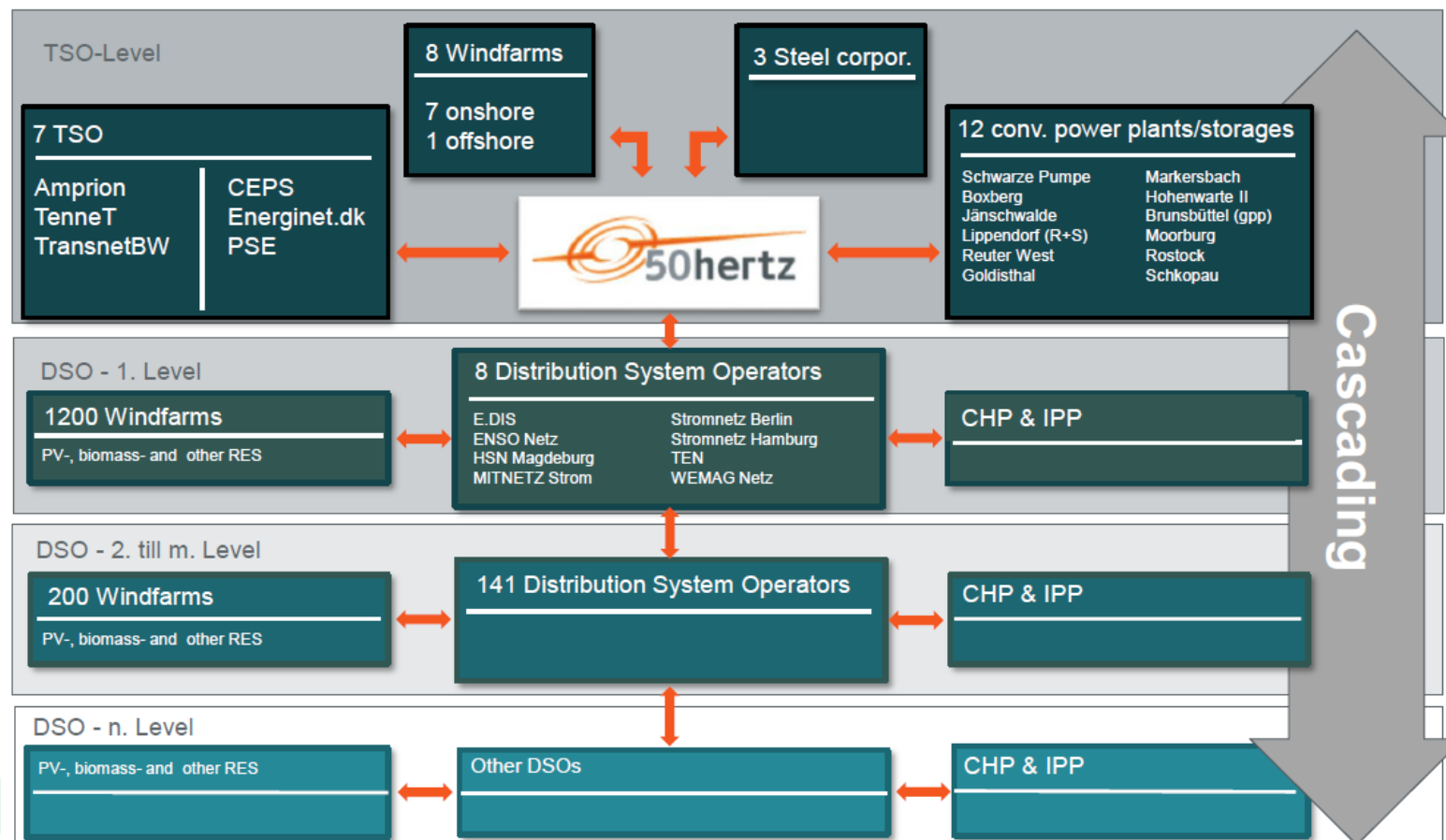
出典: 下記を基に財団作成

<https://www.cleanenergywire.org/factsheets/re-dispatch-costs-german-power-grid>

1 50Hertz



The Power System in the 50Hertz Grid Area



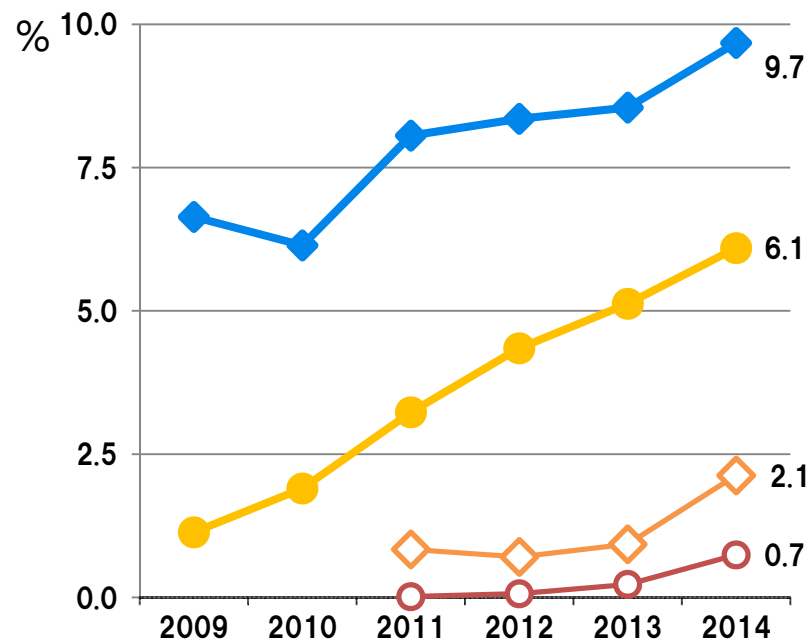
As at 12/2013

The German Energy Transition from a TSO perspective / Berlin, 6.7.2015 / Wilhelm Konstanciak

6 / 33

ドイツの出力抑制

- ・ドイツでは、出力抑制は主に系統混雑解消のために実施されている。
- ・出力抑制のルールでは、まずエネルギー事業法(EnWG法)に基づき火力などの従来型発電に対する出力制御などを実施する。それでも送電線の混雑が解消しない場合、再生可能エネルギー法(EEG法)によって再生可能エネルギー発電設備を有償で抑制する。



◆ 電力消費における風力比率 ● 電力消費における太陽光比率
◇ 風力発電の出力抑制比率 ○ 太陽光の出力抑制比率

図 ドイツの太陽光発電・風力発電比率と出力抑制率

出典: AGE B Stromerzeugung nach Energieträgern 1990 - 2014_ (11/25/2015) and Bundesnetzagentur Monitoring Bericht 2010-2015より財団作成 ※電力消費量における太陽光発電と風力発電の比率

表 ドイツにおける再給電措置実施時間

管轄TSO	時間
Tenne T	5000
50Hertz	3230
Transnet BW	119
Amprion	104

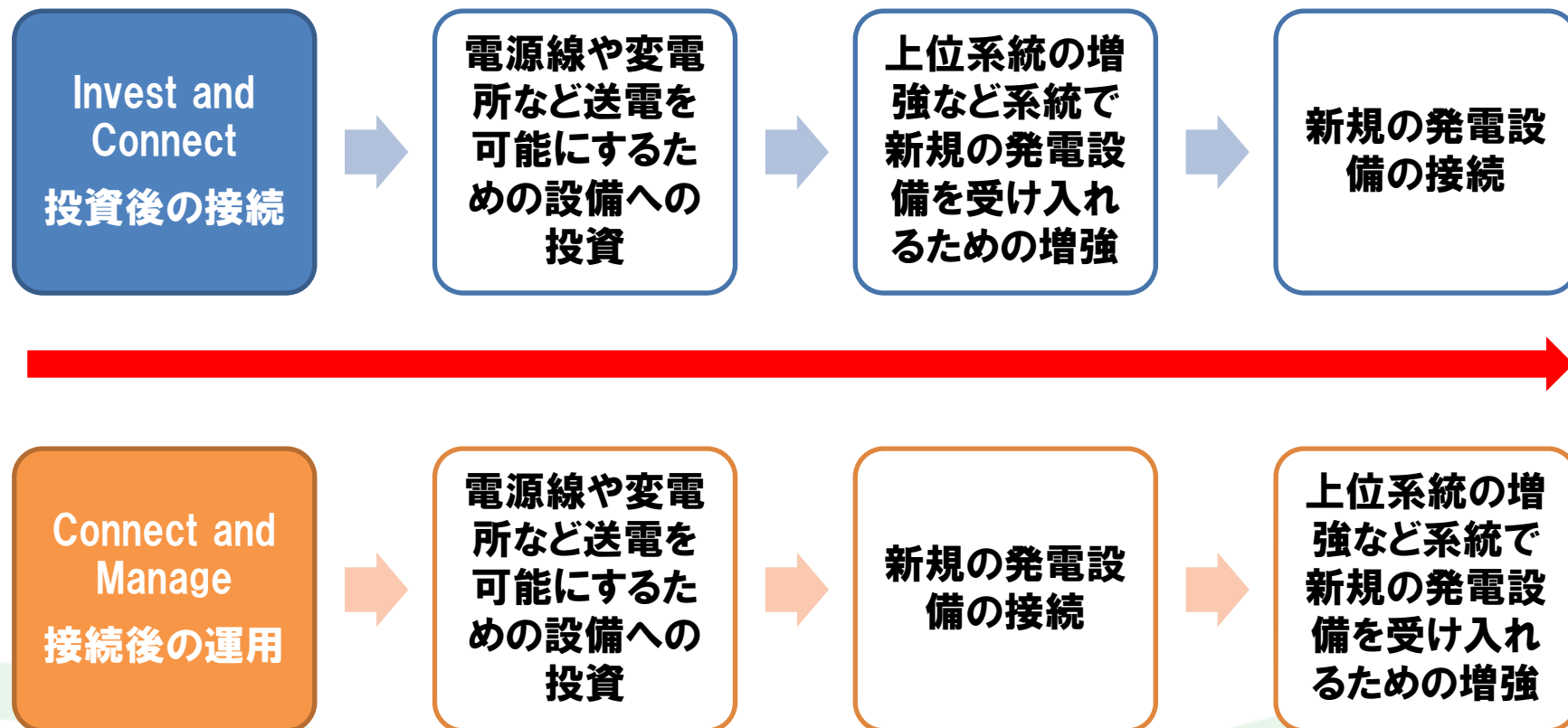
出典: BNetzA, Monitoringbericht 2015

なおドイツ全体では2014年に再給電のコストとして1億8670万ユーロを要している。



英国における系統混雑と系統接続

- 英国では2011年より、新たにコネクト & マネージ(Connect & Manage)という系統接続方針を導入している。新規の発電所の接続の申し込みがあり、系統増強が必要な場合にも、電源線の敷設のような系統接続に最低限必要な工事が完了していれば、既存系統の増強を待たずに接続可能となっている。





英国における市場を活用した混雑解消

- 系統運用者であるNational Gridは市場(Balancing mechanism)から発電所出力の調整力を調達し、系統混雑の解消を行う。
- 例えば、英国では北部のスコットランドと南部のイングランド間で北部から南部へ送電を行う際に系統混雑が生じている。この解消のため、系統運用者は例えば供給側であるスコットランドで発電出力を低下させ、需要側であるイングランドで発電出力を増加させる。
- これらの調整力を市場から調達することで、系統混雑を解消している。
- 例えば、スコットランドで化石燃料を用いた従来型発電の出力を抑制する場合は、燃料コストを削減できるためNational Gridに対して削減できるコストを支払う入札が行なわれる(マイナスの入札が行われる)。風力発電の出力を抑制する場合は、燃料費はゼロとなるが、再生可能エネルギー証書制度など(ROC: Renewables Obligation Certificate)から得られるはずだったコストを代替するため、出力の抑制に対して費用を受け取る入札が行われる(プラスの入札が行われる)。
- このような入札の結果から、供給側で出力を抑制する電源は、まずガス火力や石炭火力となる。

柔軟な接続(Flexible connection)



自然エネルギー財団
RENEWABLE ENERGY INSTITUTE

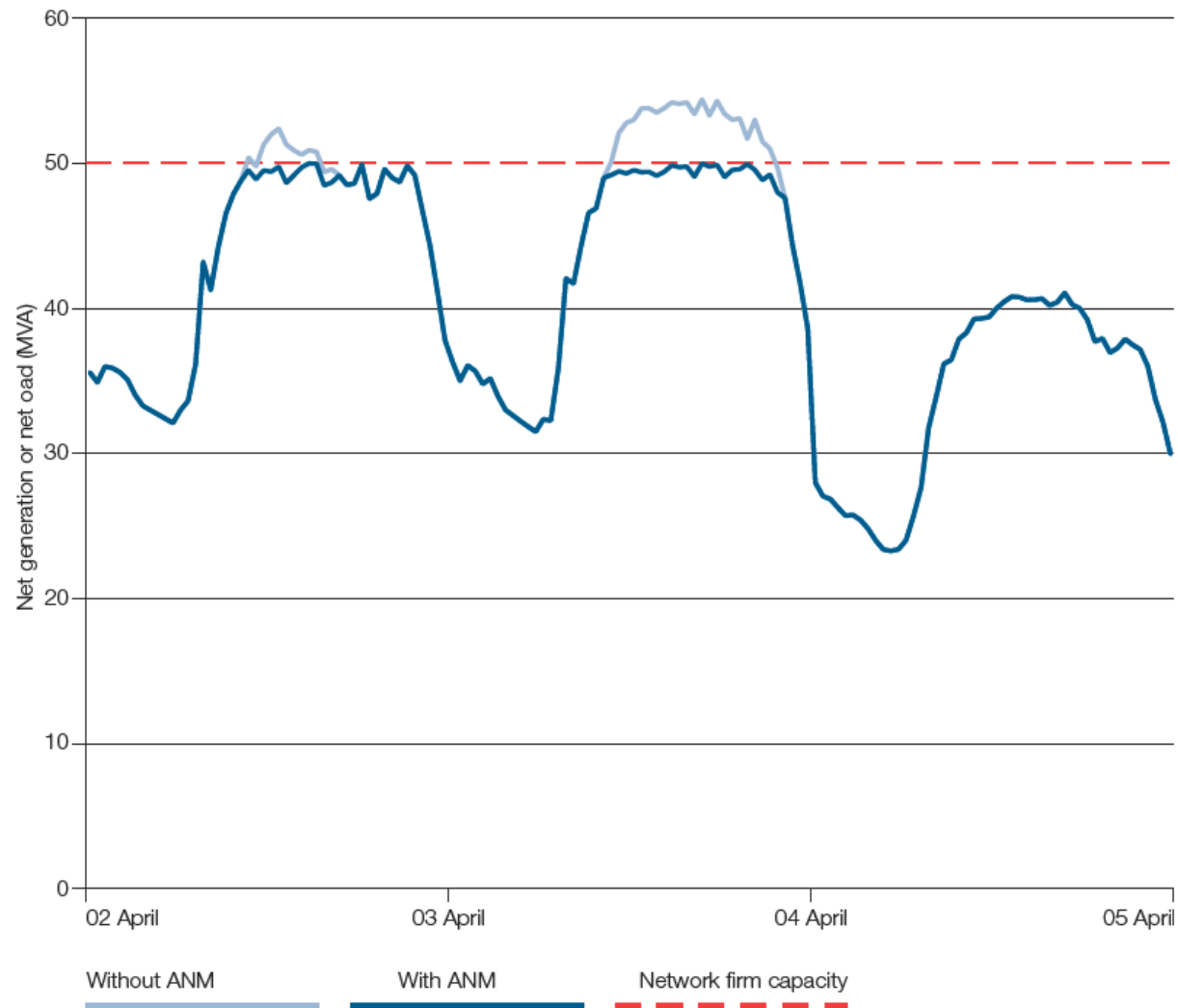
- 系統空容量が不足する際に、一時的に出力を抑制させることを前提として、系統増強の完了前に系統接続を可能とする。
- Timed
 - 週の特定の日や一日の特定の時間帯など発電が可能となるスケジュールを配電系統運用事業者と定める。
- Intertrip
 - 系統設備のリアルタイムのモニタリングにもとづいて、事故などの発生によって空容量が不足する際に発電出力を抑えることを条件として、接続を行う。
- Active Network Management
 - 系統設備のリアルタイムのモニタリングにもとづいて、接続した発電設備に対して、最大の送電可能量を割り当てる。

例) Active Network Management



自然エネルギー財団
RENEWABLE ENERGY INSTITUTE

Figure 1 Using ANM to keep a network within its firm capacity



出典: Active Network Management good practice guidebookから引用,

http://www.energynetworks.org/assets/files/news/publications/1500205_ENA_ANM_report_AW_online.pdf

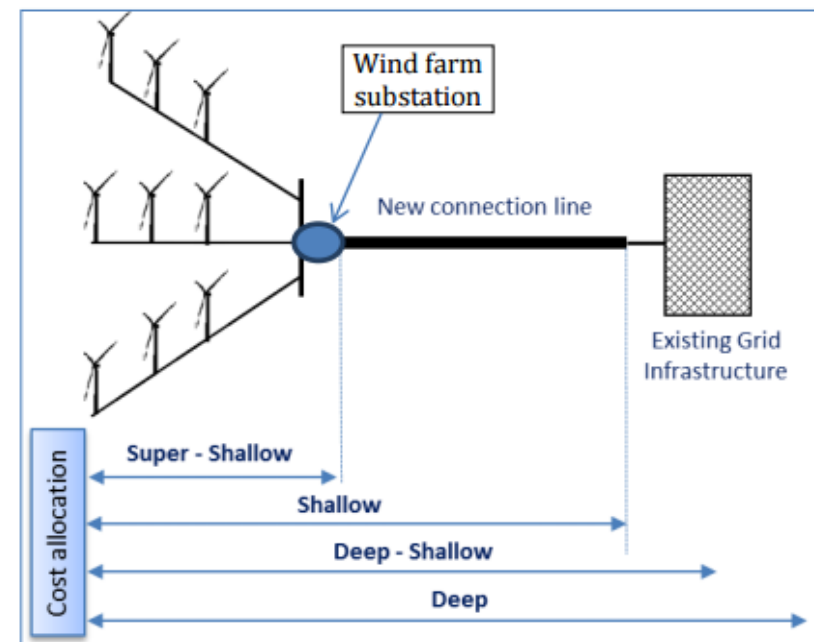


- **コミュニティパワー (Community Energy) の課題**
 - 立地制約、資金調達、系統接続における専門性、スピード、系統接続に要する系統増強(時間・コスト)
- **英国のコミュニティパワーの支援**
 - 前提: コミュニティパワーの戦略策定 (Community Energy strategy)
 - スキーム: ジョイントベンチャー、地域への利益配分、土地の分割
 - ファンド: Rural or Urban Community Energy Funds
- **系統接続時の特徴的な取り組み**
 - 系統接続マニュアルの公開、系統容量マップの公開
 - 系統混雑の有無、増強の必要性の検討
 - 増強コストの見積もり (DNO: 配電系統運用事業者またはICP: Independent connection Provider)
 - 増強の回避運用策 (Flexible connection) の検討
 - ファンドや実証事業スキームの活用 の検討

日本と欧州の系統増強費用負担

- 日本では連系線や系統接続時のネットワーク側の送配電設備費用は、系統運用者が負担して託送料などで回収される一般負担と、利用する事業者によって負担する特定負担に分けて負担される。欧州ではこれらは基本的に一般負担となる。日本の系統増強では、系統を利用する発電事業者の費用負担が大きい。

国	連系線の費用負担
日本	一般負担と特定負担 一般負担額には上限が設定され、欧州と比較して系統を利用する事業者の負担が大きい
欧州	原則として、一般負担 系統運用者(TSO)が負担し、託送料金で回収



Super-Shallow: Denmark, UK, Norway
 Shallow: France, Germany, Italy, Spain, Belgium and others
 Deep-Shallow: Hungary, **Japan**
 Deep: Sweden, Croatia, Estonia, Latvia, Lithuania

図 系統接続時の費用負担ルール

出典: The regulatory framework for wind energy in EU Member States Part 1 of the Study on the social and economic value of wind energy - WindValueEU, <https://ec.europa.eu/jrc/en/publication/eur-scientific-and-technical-research-reports/regulatory-framework-wind-energy-eu-member-states-part-1-study-social-and-economic-value>

10 年ネットワーク開発計画 (TYNDP)

- 欧州では、Trans-European Networks (TEN-E) strategyに基づき、欧州の統一電力市場実現に向けた系統整備が行われている。TYNDPでは必要な系統拡大計画のコスト便益分析を実施し、この結果を基に共通利益プロジェクト(Projects of common interest)が選定され、財政的な支援が行われている。



4.3 Main Bottleneck locations and typologies

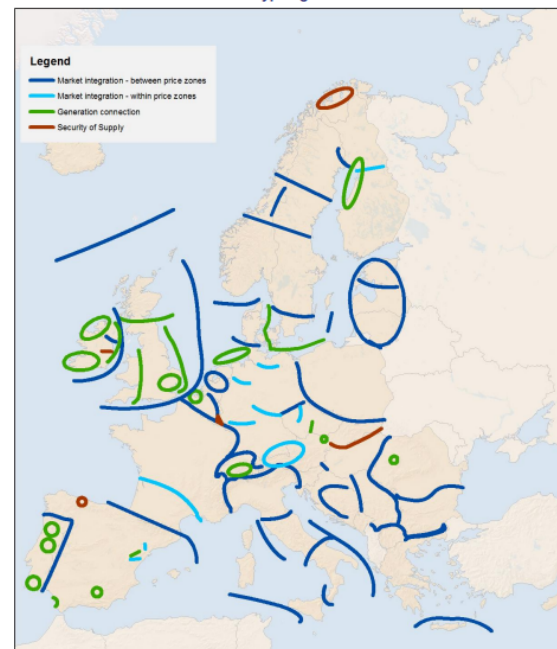
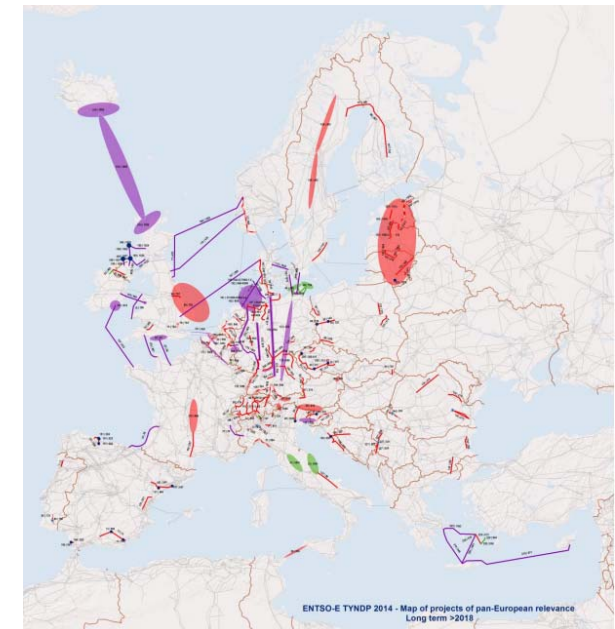


Figure 4-2 Map of main bottlenecks in the ENTSO-E perimeter



出典: Ten-year Network Development Plan:
TYNDP

<https://www.entsoe.eu/major-projects/ten-year-network-development-plan/tyndp-2014/Pages/default.aspx>

主な系統混雑地域



長期計画事業(2019年以降)





まとめ 課題1. 系統接続

- 日本の系統接続は、“先着優先”の考え方で運用されている。その結果、地域内系統の空容量がゼロになり、新規の接続が困難な状況が生じている。
- 日本では、先着優先の考え方では、例えば、原子力発電所・火力など現在停止していたり、近い将来廃止が見込まれる接続ポイントで、実際の利用では系統が空いていたとしても、系統条件は厳しく見る必要があり、接続検討上は空容量が不足しやすい(熱容量超過)。
- さらに、新規の接続による熱容量超過を回避するためには、接続に先立って系統増強が求められる。
- これらのルールが過剰な系統増強につながる可能性がある。
- 日本で、自然エネルギーへの移行を進めるためには、系統増強だけでなく、運用面での系統混雑緩和策(再給電や出力抑制)を活用しながら、地域内系統を効率的に運用していくことが有効ではないか。

課題2：広域運用



30日等出力制御枠と無制限無補償の出力抑制

- ・ 30日等出力制御枠を上回る発電設備は無補償無制限の出力抑制の対象になるため、発電事業者にとってリスクとなる。

表 30日等出力制御枠

	北海道	東北	北陸	中国	四国	九州
太陽光発電	1170	5520	1100	6600	2570	8170
風力発電	360	2510	590	1090	640	1800

表 30日等出力制御枠相当量導入時の太陽光発電・風力発電比率(試算)

	北海道	東北	北陸	中国	四国	九州	ドイツ (2014)
発電量に占める各電源の比率 (試算値)							
太陽光発電	5.3%	9.0%	3.7%	13.7%	10.3%	11.4%	6.1%
風力発電	2.6%	7.3%	2.7%	2.4%	5.6%	3.0%	9.7%
各発電量における出力抑制量の比率 (試算値)							
太陽光発電	7.0%	7.5%	3.6%	6.7%	8.4%	4.7%	0.7%
風力発電	11.1%	4.5%	3.5%	3.5%	3.5%	1.9%	2.1%

出典:新エネルギー小委員会 系統ワーキンググループ(第7回)より財団作成

http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/shoene_shinene/shin_ene/keitou_wg/007_haifu.html

30日等出力制御枠到達時の需給想定(例:東北電力)



自然エネルギー財団
RENEWABLE ENERGY INSTITUTE

- 東北電力の試算によると、太陽光や風力発電の導入が30日等出力制御枠に到達した場合、需要が小さい時間帯において大きな出力抑制(下図中、緑)が発生する。
- しかし、これは原子力発電所(上図中、黒)が大きく再稼働することを前提としており、再稼働が進まない間は、出力抑制は発生しにくいと考えられる。

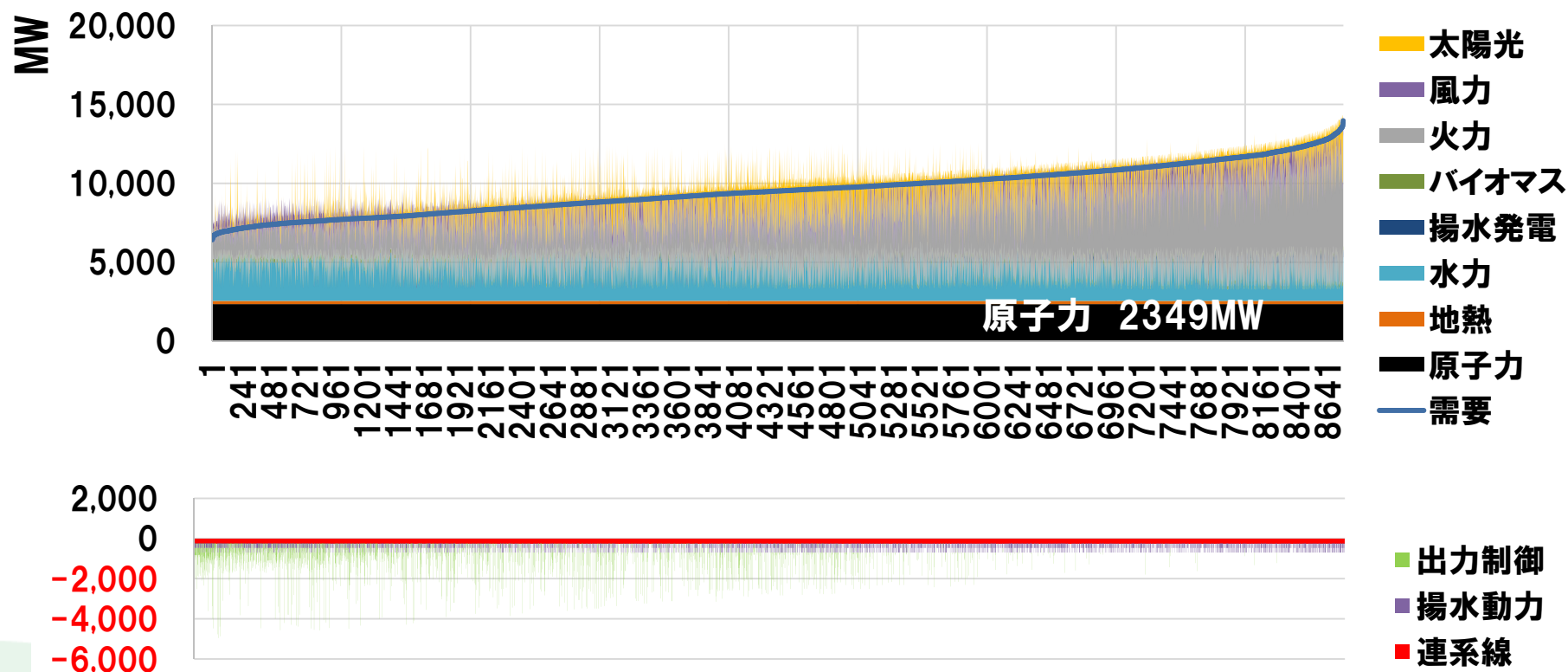


図 東北電力の30日等出力制御枠到達時の電力需要のデレーションカーブと供給想定

出典: 東北電力接続可能量(2015年度算定値)の算定に用いたシミュレーション結果より財団作成

<http://www.tohoku-epco.co.jp/oshirase/newene/04/index.html>



日本の地域間連系線

- 30日等出力制御枠は、需要の小さい地域で指定されており、大需要地(東京、中部、関西)では指定されていない。需要地を含めた自然エネルギーの広域運用が課題である。

平成28年度(8月平日昼間帯)における運用容量算定結果

※各エリア内数値は、平成28年度送電端最大3日平均電力予想(H3)を表す。

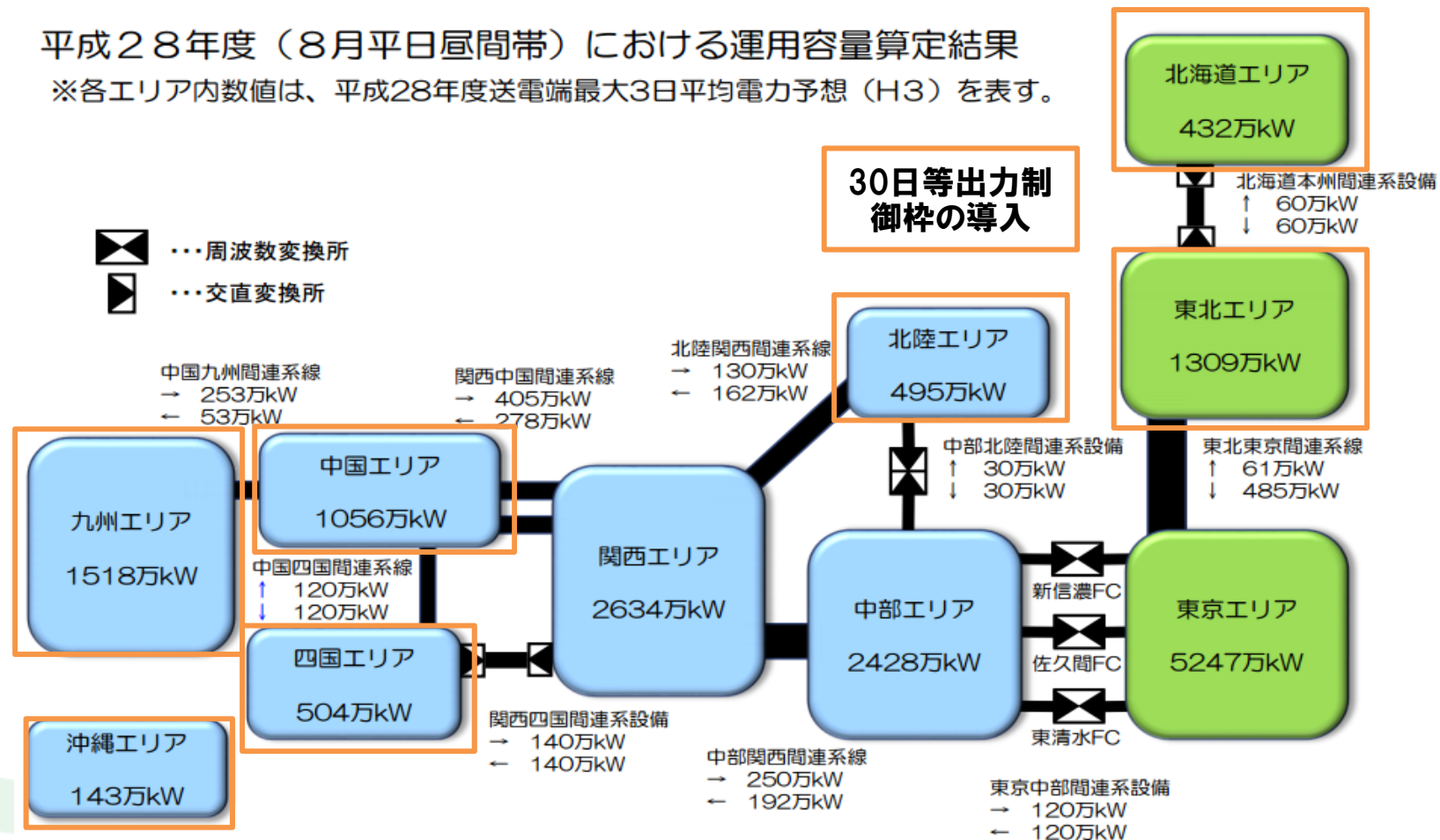


図 日本の地域間連系線

出典: 電力広域的運営推進機関、平成28年度、29年度の連系線の運用容量の値より引用

https://www.occto.or.jp/keito/renkeisen/2016_0310_h28_29_unyouyouryou.html

30日等出力制御枠到達時の需給想定(例:東北電力)



自然エネルギー財団
RENEWABLE ENERGY INSTITUTE

- 東北電力の試算によると、太陽光や風力発電の導入が30日等出力制御枠に到達した場合、需要が小さい時間帯において大きな出力抑制(図中緑)が発生する見通し。
- 東北電力の試算では、連系線の活用度居合は少ない。(下図中赤、連系線運用容量4,850MWのうち240MWにとどまる)

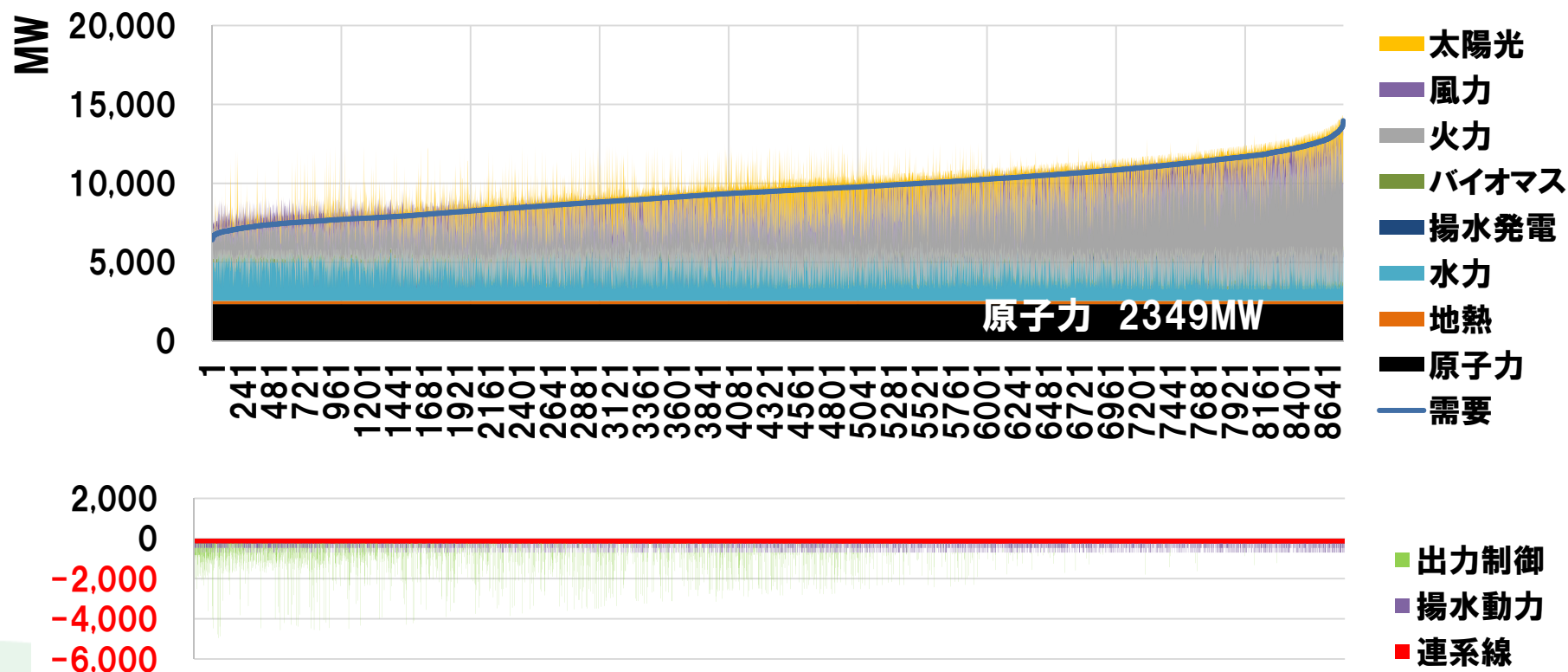


図 東北電力の30日等出力制御枠到達時の電力需要のデレーションカーブと供給想定

出典:東北電力接続可能量(2015年度算定値)の算定に用いたシミュレーション結果より財団作成

<http://www.tohoku-epco.co.jp/oshirase/newene/04/index.html>

自然エネルギーの広域融通の制限



自然エネルギー財団
RENEWABLE ENERGY INSTITUTE

- 東北以外の地域でも、自然エネルギーの大幅な広域運用は困難とされている。自然エネルギーの広域融通は連系線の空容量(黄色)を利用して行うが、電力各社の30日等出力制御枠の試算想定ではその割合は小さい。これは現状の日本の連系線の運用ルールに基づいて想定されている。

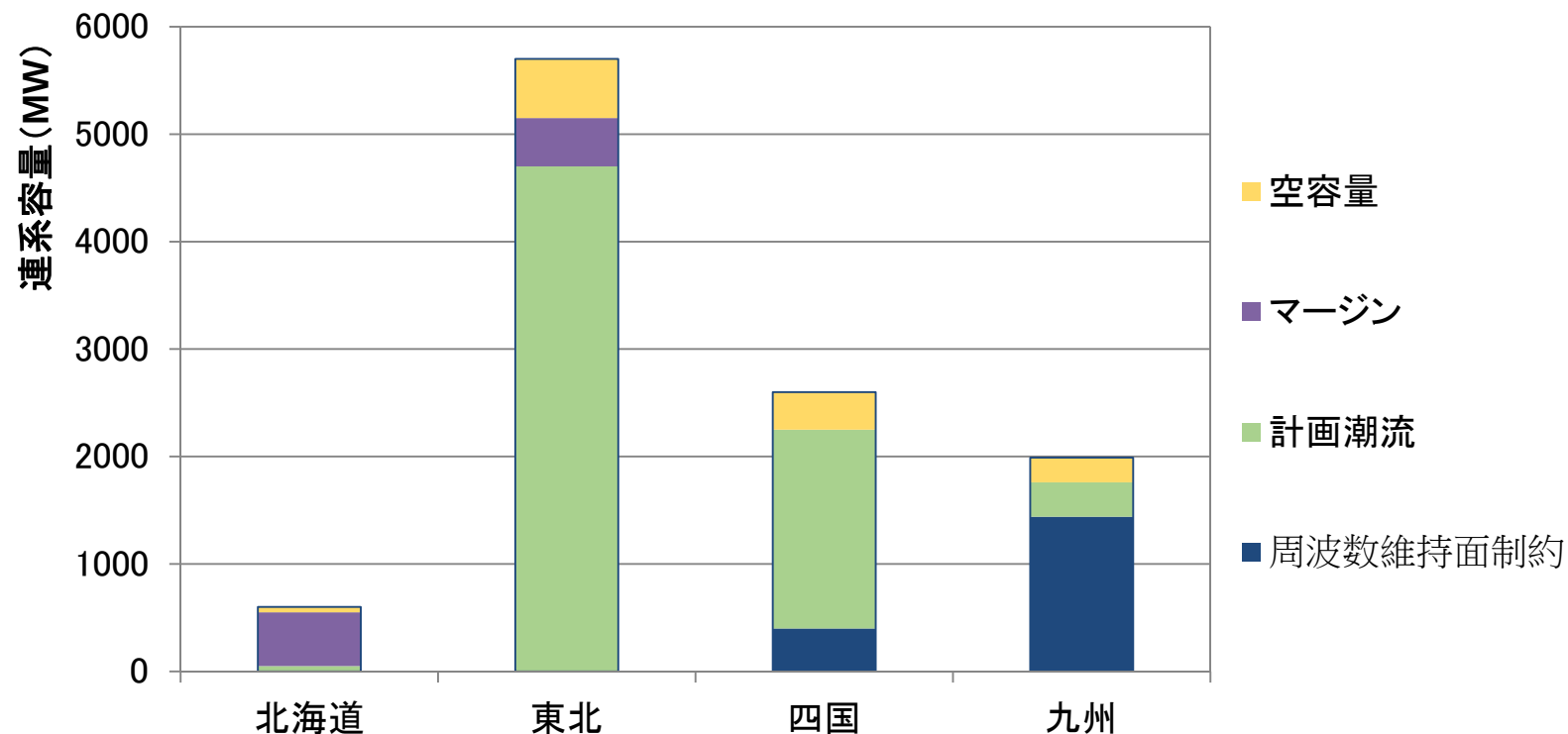


図 北海道、東北、四国、九州電力における連系線利用想定

出典:新エネルギー小委員会 系統ワーキンググループ(第7回)資料から、北海道電力説明資料、東北電力説明資料、四国電力説明資料、九州電力説明資料より財団作成

http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/shoene_shinene/shin_ene/keitou_wg/007_haifu.html

自然エネルギーの広域融通を制限する要因



自然エネルギー財団
RENEWABLE ENERGY INSTITUTE

- 地域間連系線の運用容量は、“先着優先”によって長期的に既存電源(火力発電や原子力発電など)に割当てられており、空容量が小さくなっている。
- 自然エネルギーの融通は、空容量(オレンジ)の範囲内で行われる前提となっている。火力や原子力に比べて、後発の太陽光発電や風力発電の広域運用がより困難になっている。

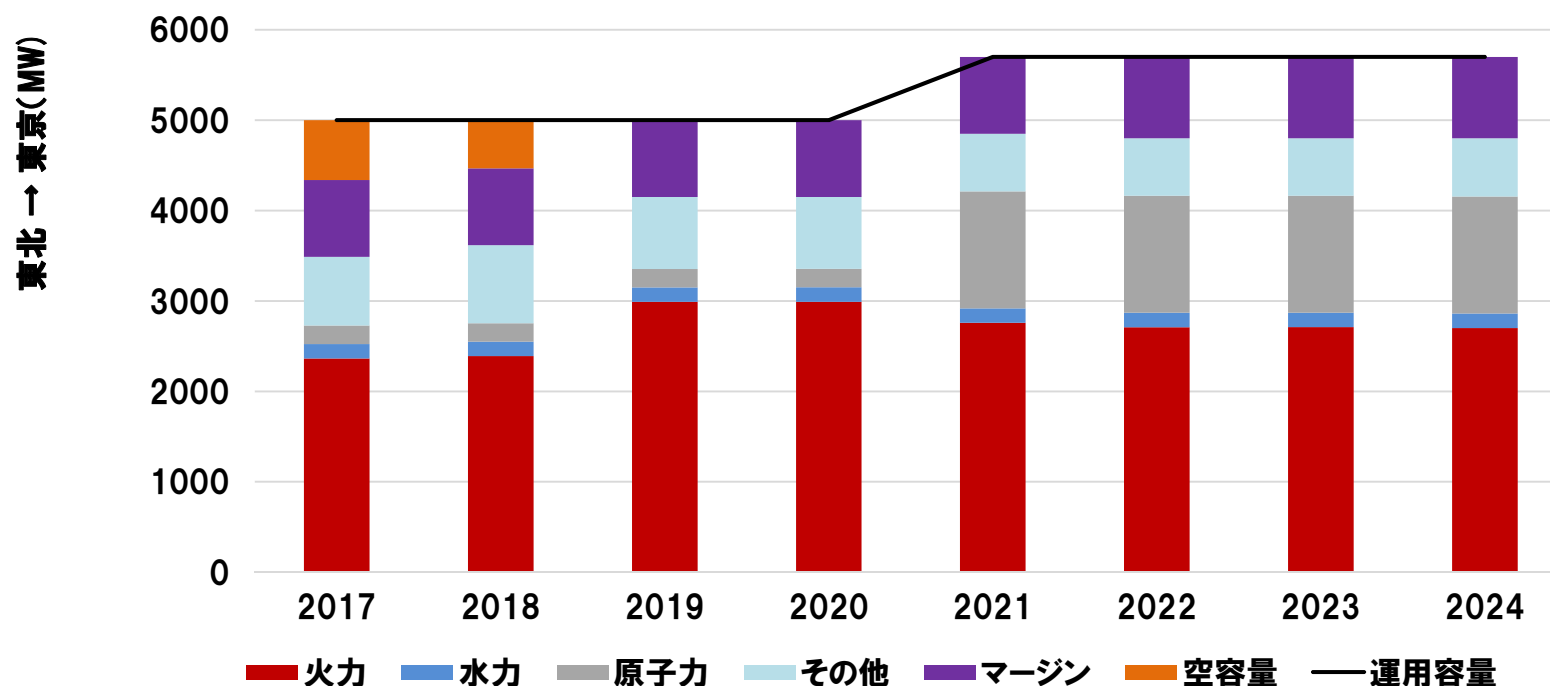


図 東北-東京(順方向)の連系線における長期断面の運用容量と各電源の割当て

間接オークション(Implicit auction)の導入

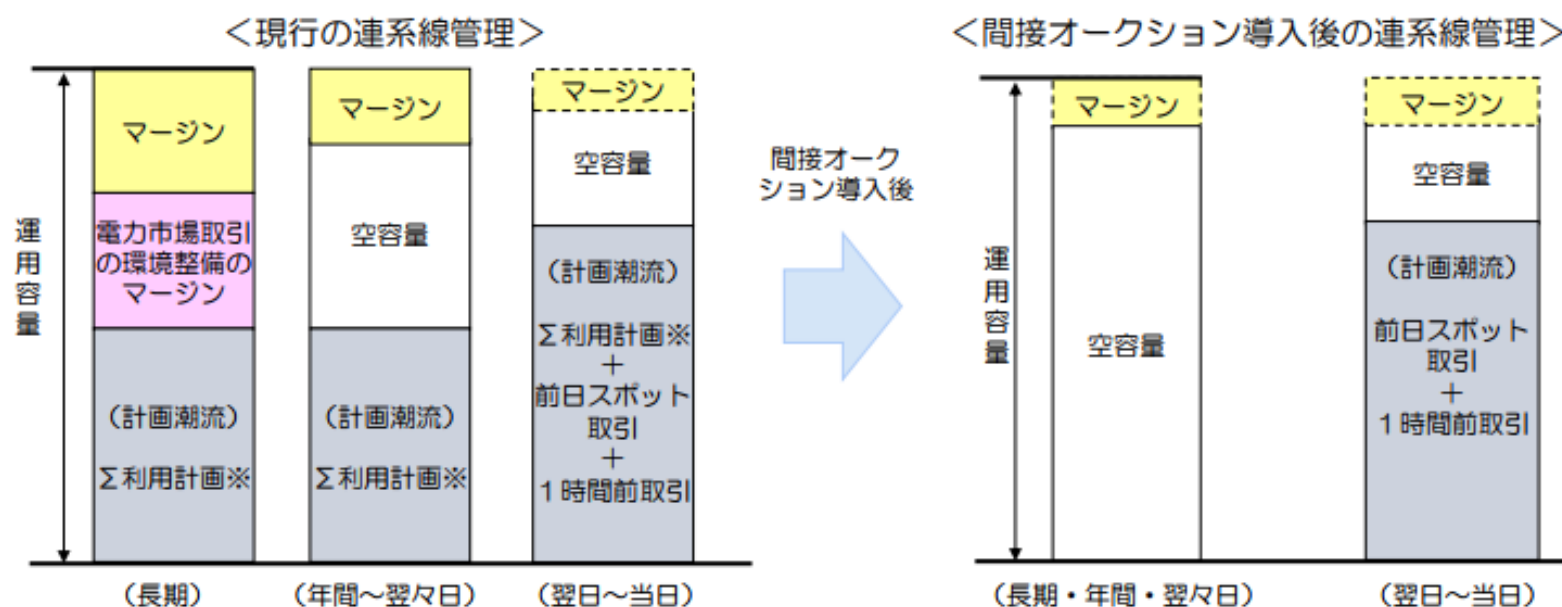


自然エネルギー財団
RENEWABLE ENERGY INSTITUTE

連系線の管理

5

- 連系線の管理の原則は、連系線利用が現行の「先着優先」から、卸電力取引を介して行う「間接オークション」へと変更することから、連系線の利用計画はなくなり、容量登録は前日スポット取引以降に実施される。



※先着優先で容量確保



電力広域的運営推進機関
Organization for Cross-regional Coordination of
Transmission Operators, JAPAN

連系線利用における間接オークション導入に関する事業者向け説明会資料より引用
https://www.occto.or.jp/oshirase/sonotaoshirase/2017/implicit_setsumeikai_shiryo.htm

欧州における国際連系線の利用方法



自然エネルギー財団
RENEWABLE ENERGY INSTITUTE

- ・ 欧州では、国際連系線の容量の大部分が、卸売電力市場を通してその時々取引状況に応じて柔軟に活用されている。例えば、ドイツとフランス間の連系線では、連系線の運用容量(図中赤線)に対して、大部分(図中黄色)が卸売電力市場の取引のために確保されている。自然エネルギーから発生した電力は卸売電力市場を通して、国際的に融通される。

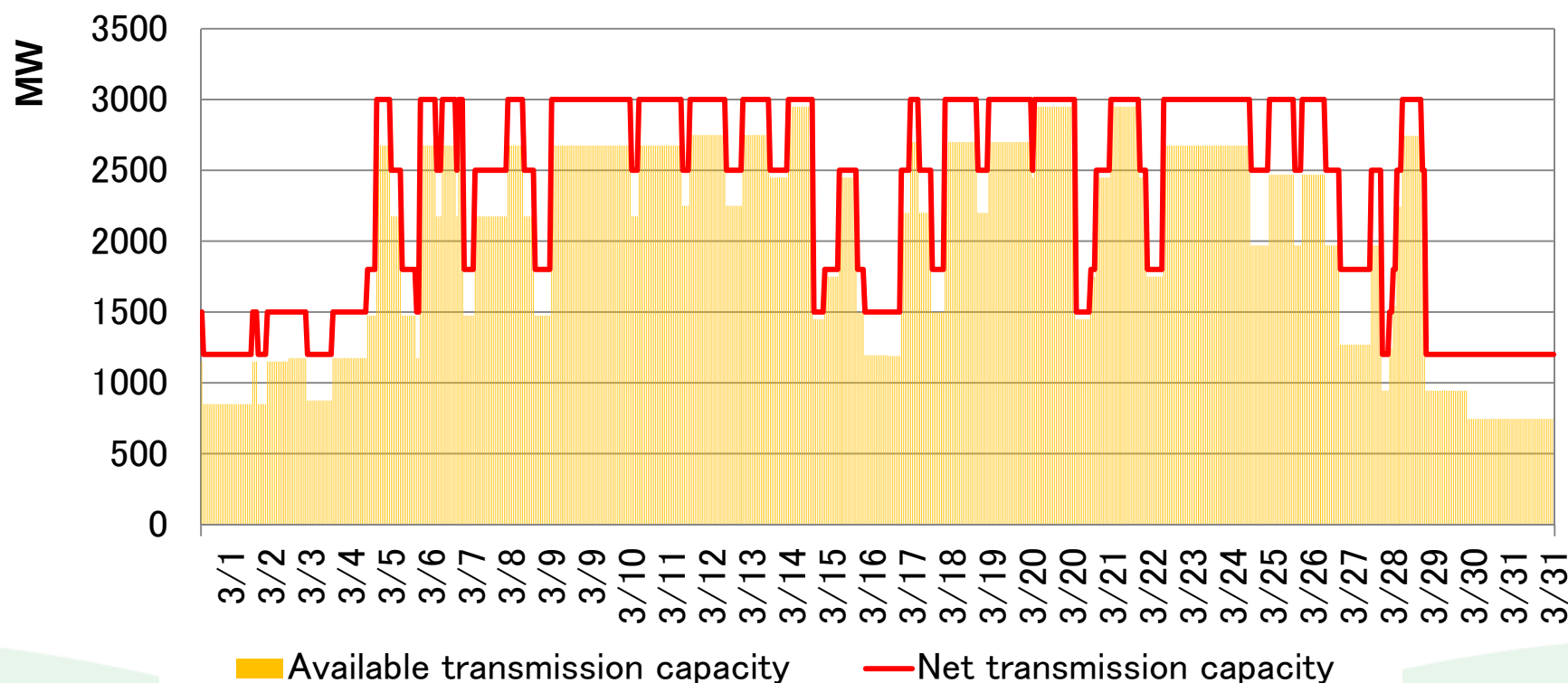


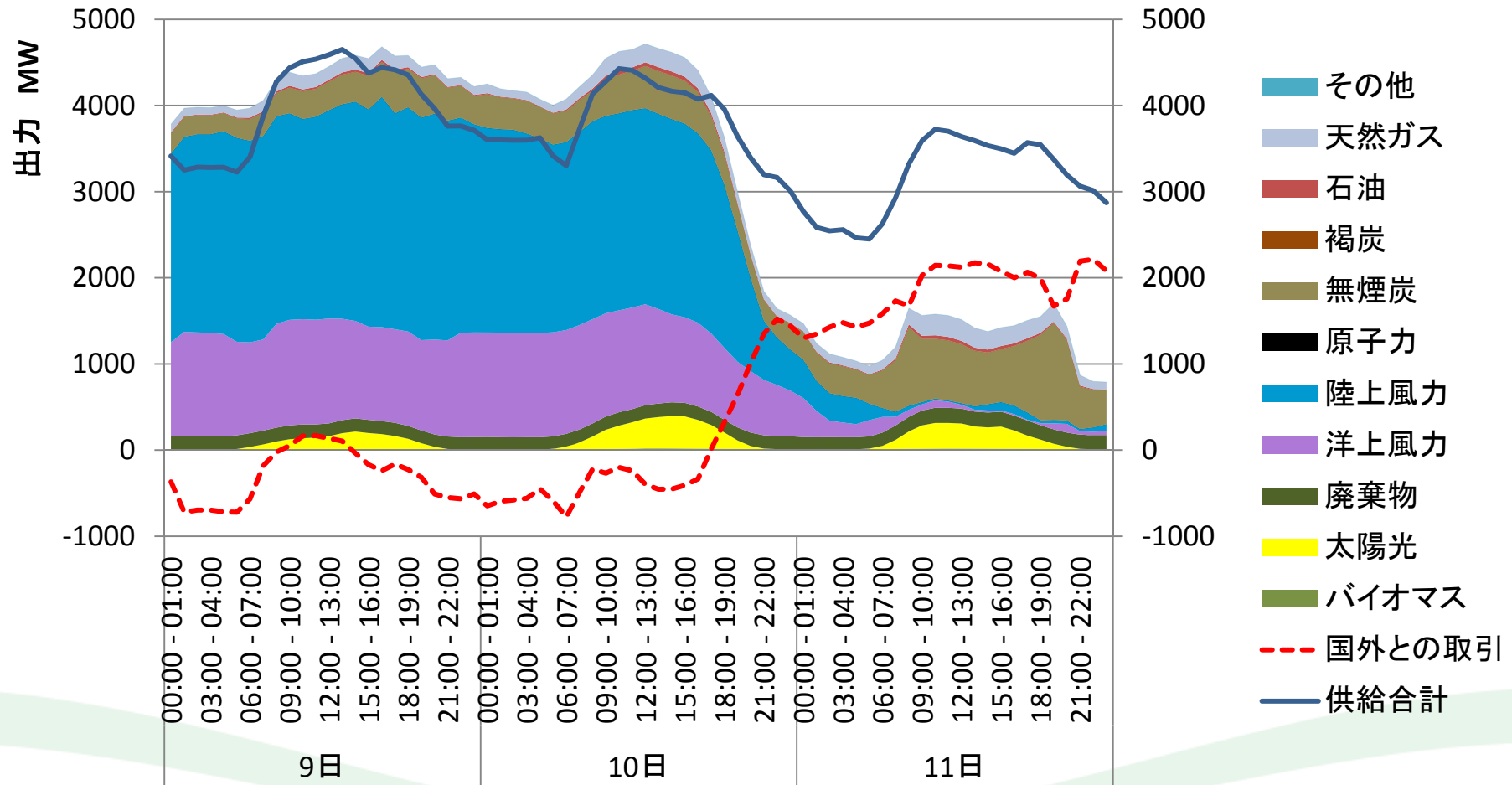
図 ドイツからフランス方向への国際連系線容量の割当

出典: CASC.EUのデータを用いて財団作成, <http://www.casc.eu/en>



欧州における地域を越えた電力融通

- 欧州では自然エネルギーの出力変動に対して、国際連系線を通した柔軟かつ大幅な電力融通が可能となっている。



2015年7月9日から10日にかけてのデンマークの電力需給と国外との電力取引



広域運用による需要ピーク時の調整例

- ・ フランス例では、需要ピークの時間帯である2012年2月8日19時には、電力消費の8%近くを英国やその他の国からの輸入によって供給していた。

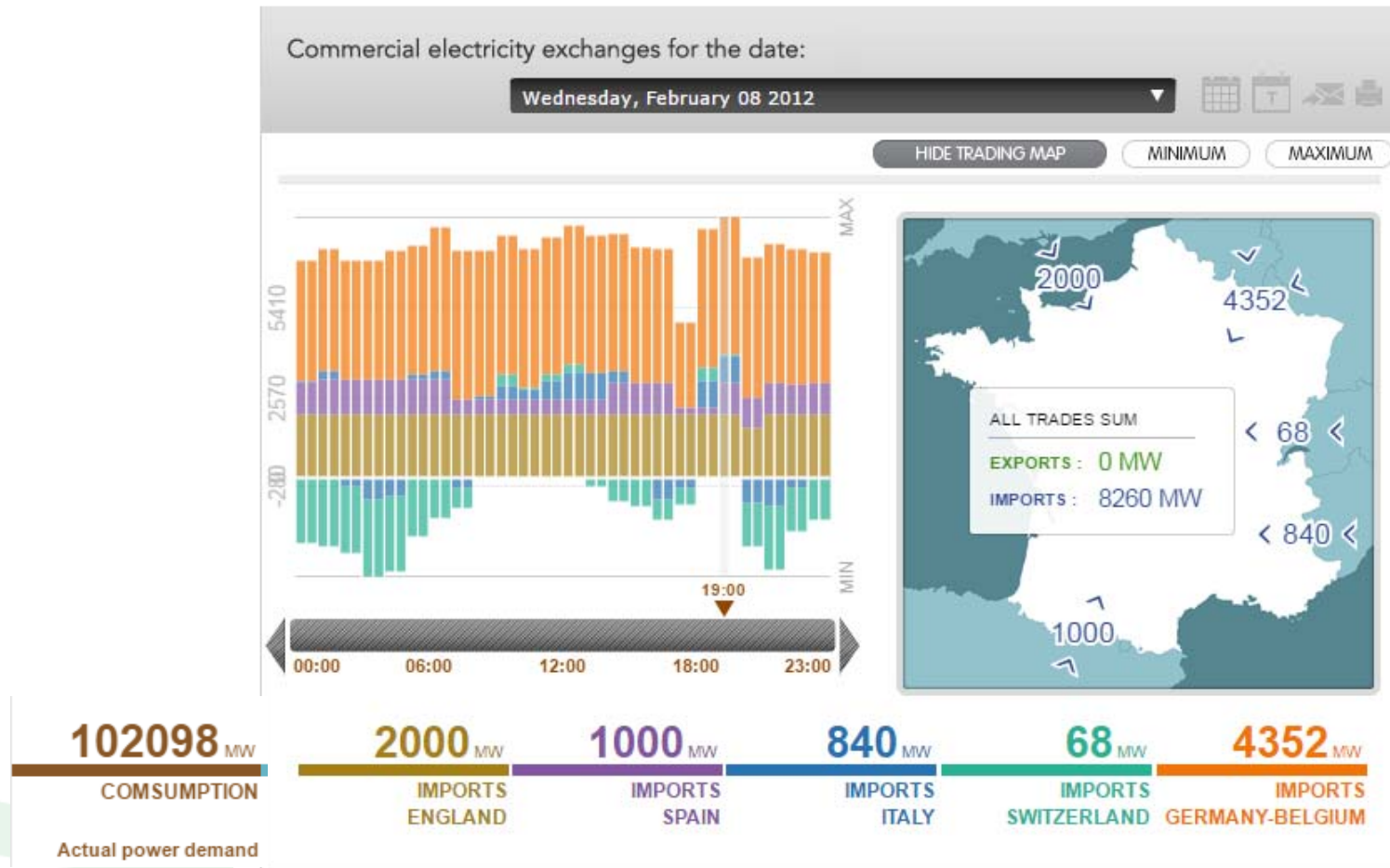


図 フランスにおける国際連系線を通した電力取引 2012年2月8日（RTE）

フランスー英国間連系線(IFA, HVDC cross-channel)



自然エネルギー財団
RENEWABLE ENERGY INSTITUTE

- 1961年に160MWのフランスと英国間の連系線が運転を開始(交流)。1986年に2000MWに増強(IFA2000、直流)された。IFA2000では1986～2001年の送電権は、契約によってEDFへ割当られ、契約の期限切れに伴い、2001年以降は送電線利用権の直接オークション(Explicit Auction)を導入した。その後、間接オークション(implicit auction)へ移行。

表 英国ーフランス間国際連系線の概要(JRC)

Cable name	Interconnexion France-Angleterre 2000 (IFA2000)
Capacity	2000 MW
Total length of cable	73 km
Length submarine	46 km
DC Voltage	270 kV
Configuration	Bipolar

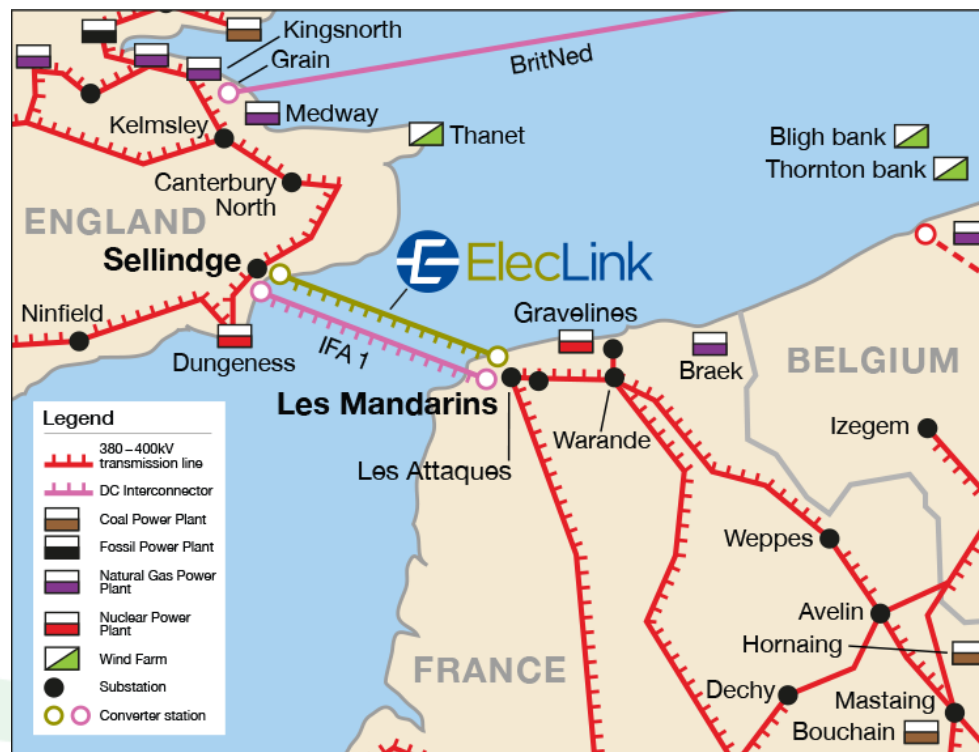


図 英国とフランス間国際連系線の位置概要 (ElecLink)

出典: Joint Research Centre, <https://ec.europa.eu/jrc/en/publication/hvdc-submarine-power-cables-world-state-art-knowledge>
ElecLink website "What we do", <http://www.eleclink.co.uk/what-we-do.php>



まとめ 課題2. 広域運用

- 地域間連系線の運用容量が、“先着優先”によって長期的に既存電源（火力発電や原子力発電など）に割当てられ、自然エネルギーの広域融通が制限されていることによって、太陽光発電や風力発電の出力抑制が発生しやすい状況となっている。
- 電力広域的運営推進機関において、「地域間連系線の利用ルール等に関する検討会」が実施されており、“先着優先”に基づく連系線予約の受付を停止し、スポット市場取引を優先する仕組み（間接オークション, implicit auction）が導入される予定となった。
- 間接オークション（implicit auction）の導入によって、連系線容量が市場に大きく開放されると、自然エネルギーの導入可能性は大きく拡大できる。
- 今後の自然エネルギーの導入拡大に向けて、現在、先着優先で送電権を確保している事業への移行措置を鑑みながら、どの程度の連系線の解放が実現するかが重要となる。

課題1：系統接続

- 地域内系統の空容量不足
- 地域内の空容量が不足している場合、新規の系統接続には系統増強が必要となる。系統増強には長期の工事と負担金が必要となり、自然エネルギーの新規の接続が困難になっている。
- 空容量不足に対して、系統増強だけでなく運用面での対策(再給電や出力抑制)を活用することで、増強せずに接続することも可能になる。

課題2：広域運用

- 30日等出力制御枠と無制限無補償の出力抑制のルールを開始
- 30日等出力制御枠を上回る発電設備は無補償無制限の出力抑制の対象になるため、発電事業者にとって大きなリスクになる。
- 現在、電力広域的運営推進機関「地域間連系線の利用ルール等に関する検討会」にて検討されている間接オークション(Implicit Auction)を有効活用すると、自然エネルギーの導入可能性を拡大できる。