

# 欧米の電力システム改革 からの示唆

令和2年12月

京都大学特任教授 内藤克彦

# 1. 欧米の電力システム改革は何のためになされたか

## 我が国の電力改革

○「電力システムに関する改革方針」の電力システム改革の目的

①安定供給の確保、②電気料金の最大限の抑制、③需要家の選択肢や事業者の事業機会の拡大

## 欧米の電力改革

○多様な参加者の電力グリッドへの受け入れ、オープンアクセス、フェアな競争環境、を確保するために、公平で差別のない電力の販売、電力グリッドへのアクセスへの障害を除去。これらにより再エネの導入も可能とし、また、変動電源への対応も進める。（E U指令前文）

○「電力卸売市場における競争を妨げる障害を取り除き、効率的で低コストのシステムを実現することで、①電力の州間の取引の際に、電力が送電されるかどうか、誰に送電されるかをコントロールしている独占的に所有されている送電線へのアクセスの不当な差別を改善すること、②独占的システムから全ての市場参加者が「フェア」に競合でき、市場競争により価格決定されるシステムへの移行のためのコストの回収について規定すること。」とされている。（Order No. 888 前文（FERC））

⇒グリッド管理者は自然独占状態の強い立場にあり、規制による公平性担保が必要。

# EUの総合的な再エネ導入政策

## ①EUの化石燃料輸入額の減少・EU内投資の増大

風力等の再生可能エネルギーの多くは、設備型の発電で、燃料消費型の発電ではない。再生可能エネルギー中心のシステムにし、燃料費として域外に流出していたマネーフローをEU域内製造業への投資に変える。

EUの化石燃料輸入額は毎年1750億ユーロ～3200億ユーロ。低炭素電源への転換により、これらの資金がEU域内で循環。

## ②エネルギー安全保障

国際エネルギー機関(IEA)によれば、長期的には化石燃料価格は高騰。

EU経済を将来の燃料費高騰から守る。

同時にエネルギーの域外依存率が大きく低下。

## ③職の創造

再生可能エネルギー関連産業や域内投資は、多くの新たな雇用を生み出す。

## ④イノベーション

再生可能エネルギー導入等による低炭素社会の構築のためには電力・ガスグリッドの改善、自動車のEV化等の多くの新たな投資が必要。

「今日の投資が将来の経済競争力を決める」ということを考えると、成熟社会の欧州に貴重な投資機会を創出。電力システムをはじめとした、新たな社会システムへの移行は、多くのイノベーションを生み出し、次世代のEU製造業の発展の基。

# 再エネ導入EU指令と同時に制定された電力改革EU指令

- 2009年4月 EU指令29 2°Cを超えないという目標設定 . . . . . 気候変動  
EU指令28 再エネ20%目標設定、グリッド増強政策 . . . . . 気候変動・電力改革
- 2009年7月 ラクイラサミット 2050年80%削減にコミット . . . . . 気候変動  
EU指令72 基本的な電力改革、TSO、DSOの分離 . . . . . 電力改革  
EU規則714 entso-eの設置 . . . . . 電力改革
- 2011年3月 COM/2011/112 A roadmap for moving competitive low carbon economy in 2050
- 2011年12月 COM/2011/885 Energy Roadmap 2050
- 2016年11月 EU指令72改訂 . . . . . 電力改革  
EU規則714改訂 . . . . . 電力改革

表 1 2009年EU指令等による電カグリッドの公平化・強化の概要

「実潮流ベース」と「契約ベース」	指令72 15条	TSOは、「契約ベース」に捕らわれずに「発電の割当」
	規則714 2条	「契約上の占有」ではなく「実潮流の満杯」が送電混雑
TSO、DSOの分離	指令72 9条	2012年3月までにEU全体で分離
Entso-eの設立	規則714 26条	EU内のTSOの連合組織としてEntso-eの設立
グリッド増強計画策定義務	指令72 22条	<ul style="list-style-type: none"> <li>・TSOは、毎年（2016改定で隔年）全ての関係者と協議の上で需給将来予測に基づきグリッド増強10年計画を提出</li> <li>・隣接国との連携、新たな投資計画を考慮（2016改定で、蓄エネ等も考慮）</li> <li>・最終的にはグリッド投資コストを関係タリフで手当</li> </ul>
TSOのグリッド接続拒否の禁止	指令72 23条	<ul style="list-style-type: none"> <li>・TSOは、ネットワークキャパシティの限界をもって新規発電施設のグリッド接続を拒否してはならない。</li> <li>・TSOは、新発電施設の接続によるグリッド設備増強経費増を理由に接続拒否をしてはならない。</li> </ul>
送電キャパシティの配分と混雑管理の原則	規則714 14条	<ul style="list-style-type: none"> <li>・出力抑制の補償義務</li> <li>・使われない送電キャパシティの再割当の義務</li> </ul>
TSOの情報提供	規則714 47条	<ul style="list-style-type: none"> <li>・電氣的、物理的な送電キャパシティ計算（契約ではなく）</li> <li>・TSOは、前日、一週間前、一か月前の利用可能キャパシティの情報を公表</li> </ul>
地域エネ・コミュニティ	指令72 2,16条 2016年改訂案	地域エネ・コミュニティにより、シュタットベルケ等の自治体地域電力の位置づけ
DERの推進	指令72 3条 2016年改訂案	電力国際融通、デマンドレスポンス、蓄電、EV等の利用拡大
電気自動車	指令72 33条 2016年改訂案	加盟国は、DSOグリッドに電気自動車の充電システムを設けるような措置を実施
系統内蓄電池	指令72 36,54条 2016年改訂案	系統内蓄電池は、DSO,TSOは原則持たない。（発電類似の扱い）

○「実潮流」ベースでDispatch混雑は「実潮流」の混雑

⇒送電キャパシティと送電契約上の発電キャパシティの比較は不適法

○第3条の一般的な義務として送電管理において「差別」をしてはならないということが定められている。

○TSOは、ネットワークキャパシティの限界、グリッド設備増強経費増を理由に新規発電施設のグリッド接続を拒否してはならない。

○出力抑制の補償義務

○VtoG、BtoGの規定

# 米国の電力システム改革

- ・ 垂直統合型の事業者：
  - 大規模発電のスケールメリットを追求
  - 将来需要を高く見積もり、次々と大規模発電（50－100万kw/unit）を建設
    - 維持費の上昇と稼働率の低下、高いリザーブコスト・・・スケールメリット低下
    - 需要の頭打ち → 広域融通によるリザーブシェアリングによるコスト低下
- ・ 技術進歩によりかつての大規模火力より低価格な高効率の小規模システムが登場した。・・・コンバインド・サイクル等（1unit：数万kw～）、IPPの登場
  - 1Unit：50万kw→数万kw コスト・工期も縮小
- ・ 多様な技術の登場： コージェネレーション、太陽光発電、風力発電等

⇒ところが、垂直統合の電力会社がグリッドの自然独占的性格を利用してグリッド接続を妨害  
→ 新参者にも公平なグリッドオープンアクセスを確保するための制度

## 米国電力改革 Order No. 888/889 目的

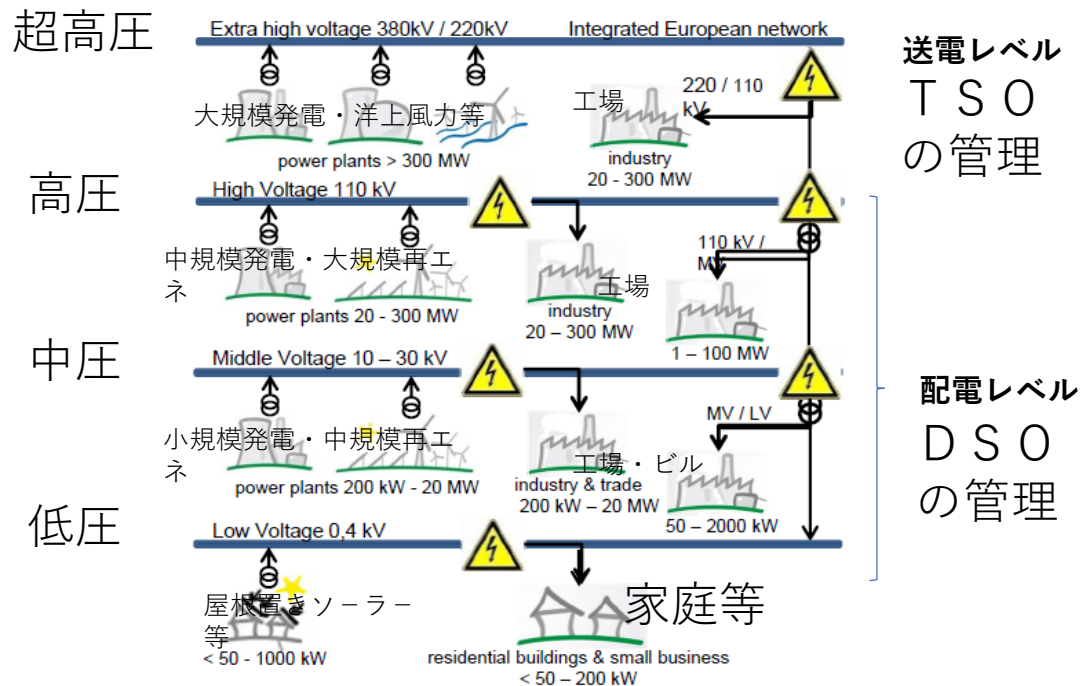
- ①公正な競争による電力供給の効率化
- はもとより、これに加えて、
- ②グリッドを含む既存インフラ・組織のより効果的な活用
- ③新たな市場メカニズム
- ④技術のイノベーション
- ⑤歪んだ料金の是正

(注Order No. 888 前文 (FERC) 6)

## 2. 電力系統への接続・・・コネクト

○我が国では、電力会社との電力系統連携の相談において、風力発電等は、遠方の高圧変電所まで接続線を引き、高圧に昇圧して接続することをしばしば要求されるという話や、再エネ接続に伴う電力系統側のキャパシティ増強経費として高額な費用を電力が見積もり再エネ側に請求してきたために立地を断念するという話を良く聞く。

### ドイツの例



### あるバイオ発電業者の資料

#### 2.5 送電線の状況



■連系負担金の高さや工期の長さにより事業化が難航している案件一覧

場所	容量[kW]	負担金[億円]	kWあたり単価 [万/kW]	工期
東日本	1,940	558.8	2,880.7	19年0ヶ月
東日本	165	21.2	1,286.6	6年0ヶ月
西日本	1,940	42.0	216.6	5年2ヶ月
西日本	1,115	22.5	202.3	14年6ヶ月
東日本	1,115	4.5	41.0	2年0ヶ月
東日本	1,940	7.4	38.6	1年4ヶ月
東日本	1,900	4.0	21.3	2年11ヶ月
東日本	1,115	1.3	12.1	1年7ヶ月
西日本	1,940	1.4	7.5	2年0ヶ月

ある地域で木材の搬出にめどが立っても、連系負担金が高ければ事業化が不可能になる

# 再エネの接続先 . . . . 送配電線の改革

○再エネのほとんどは配電線（DSOグリッド）に接続される。  
送電線（TSOグリッド）に直接接続されるのは、洋上風力など数十万KWクラスの巨大再エネのみというのが国際的な常識。

欧州では、（TSO、DSOに対して）

- 再エネ接続点は、接続距離、接続電圧の点から再エネに最適な地点へ接続義務
- グリッド側のキャパシティを増強しなければ接続できない時も接続拒否の禁止
- グリッド側にキャパシティ増強義務。増強費用の負担義務。
- キャパシティ増強に係る負担は、原則、全ての接続に公平・共通。

我が国では、

- 再エネ接続点は電力会社との交渉により、電力会社から指示。風力発電等は、遠方の高圧変電所まで接続線を引き、高圧に昇圧して接続することをしばしば要求される。
- 法律上、グリッド側のキャパシティ不足を接続拒否の理由とできる。
- 再エネ接続に伴う、グリッド側のキャパシティ増強経費は、電力が見積もり再エネ側に請求。
- 大規模火力発電所等の接続される高圧送電線に係るグリッド増強経費は一般負担。配電グリッドに接続される中小分散電源は発電側負担。



# ドイツEEGにおける再エネ接続に係る規定

優先接続 第5条	<ul style="list-style-type: none"> <li>・グリッドの管理者(送電、配電ともに)は、「<b>直ちに、かつ、優先的に</b>」再エネ発電施設をグリッドの電圧及び最短直線距離の観点から<b>最適な点において接続</b>しなければならない。</li> <li>・接続義務は、<b>グリッドの最適化、増強、拡張が不可欠の場合にも適用</b>される。</li> </ul>
優先送配電 第8条	グリッド管理者は、「 <b>直ちに、かつ、優先的に</b> 」、再エネから <b>利用可能な電力の全て</b> を、購入、送電、配電しなければならない。
優先給電 第11条	他の発電施設が接続されている限り、 <b>再生エネに優先順位</b> が与えられる。
系統増強義務 第9条	グリッドの管理者(間接的に関係する上位系統運営者も含む。)には系統増強義務が課されている。
グリッド管理者の系統増強コスト負担義務 第14条	<b>グリッドの管理者</b> は、グリッドシステムを <b>最適化、増強、拡大するコストを負担</b> しなければならない。

○送配電側は、キャパシティ不足を以って接続拒否ができない。

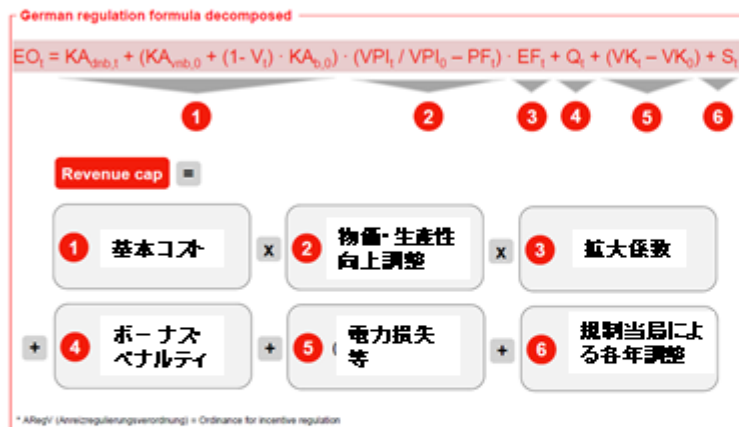
○送配電側は、電圧、距離の点から再エネにとって最適な点に接続を認めなければならない。

○送配電側にグリッド増強義務、グリッド増強経費負担義務

条文は2012年改正EEG、2014年改正EEGにおいても同様の規定。  
 第5条(2012)→第8条(2014), 第8条(2012)→第11条(2014), 第9条(2012)→第12条(2014),  
 第11条(2012)→第14条(2014), 第14条(2012)→第17条(2014)

# 電力系統の計画的増強の誘導策

## ドイツの料金規制計算式



Germany

EO<sub>t</sub>: t年の上限価格  
EF<sub>t</sub>: t年の再エネ拡大係数

◎ドイツのARegVにインセンティブ規制について定められているが、ドイツの制度は5年毎に設定する収入上限を以下の算定式で規定している。

$$EO_t = KA_{dnb,t} + (KA_{vnb,0} + (1 - V_t)KA_{b,0})(CPI_t / CPI_0 - PF_t)EF_t + Q_t + (VK_t - VK_0) + S_t$$

EO<sub>t</sub>は、収益上限。

各パラメーターの内、右下にtの文字の付くものは、毎年の数値が定められている。

例えば、EF<sub>t</sub>は、「**拡大係数**」というもので、**新規再エネ接続等によるt年のグリッド拡大見込の係数**である。

ドイツの場合、毎年の変化を考慮する必要があるファクターについては、年毎の数値をあらかじめ定め、これに応じて、収益上限も毎年変わるようになっており、収益上限は暦年毎に定められている。

E.ON's European distribution business –  
Powering the energy system transformation  
30 January 2014, E.ONのH.P.より

## DSO価格規制の計算式



# 3. 送配電線の効率的な利用・・・マネージ

## ・・・フローベースの送配電キャパシティ割当

我が国では、

○送配電キャパシティが直ぐに満杯になり、再エネ接続ができない。

⇒送配電キャパシティの計算は、契約値上限の形式的な積み上げによるため、直ぐに満杯となる。

○予め、再エネ接続が不可能な満杯の送配電線等が公表される。

⇒契約値上限の積み上げによるため予め公表することが可能。

○実利用しなくとも契約上の送配電キャパシティ占有が行われている。（空抑え）

欧米では、

○送配電線のキャパシティの割り当ては、時刻毎に計算される実潮流の積み上げにより行われるので、ほとんどの場所・時間帯で必要キャパシティは確保される。

⇒欧州では、地理的・時間的に限定された範囲で送配電線でキャパシティ限界となった場合には、限界となった送配電施設部分の前後で発電指定が微調整される。

⇒米国では、ノーダルプライシングと市場による自動調整。

○キャパシティ充足状態は、需給に応じて毎日計算。予め公表することは不可。

⇒毎日、前日市場閉鎖後にその時点での空きキャパシティを公表、当日市場の運営中は、取引の成立の都度空きキャパシティ情報を修正。

○送配電キャパシティの空抑えは禁止され、未利用キャパシティ再配分を義務付け。

# 従来の運用による北海道の送電線の空きキャパシティの状況

○北海道基幹送電線の大半は、空きキャパシティゼロの状態となっている。

・北海道の基幹送電線は、年間最も混雑する時には運用容量ギリギリとなっていて、従来の「固定的管理」では、年間を通して「空きキャパシティゼロ」と整理される区間が大半を占める。

・このため、北海道電力では新たな再エネの系統連系に当たっては指定事業者として出力抑制の無制限無補償が前提となっている。

⇒出力抑制が発生しそうな場合には、基本的に接続させないのとほぼ同義。

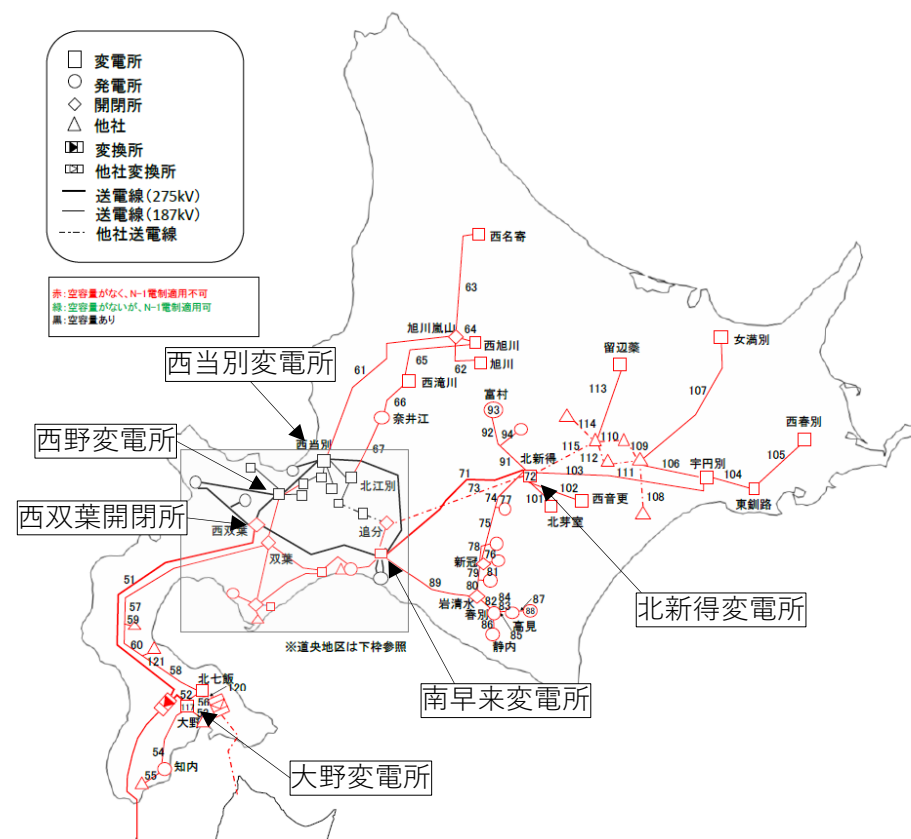
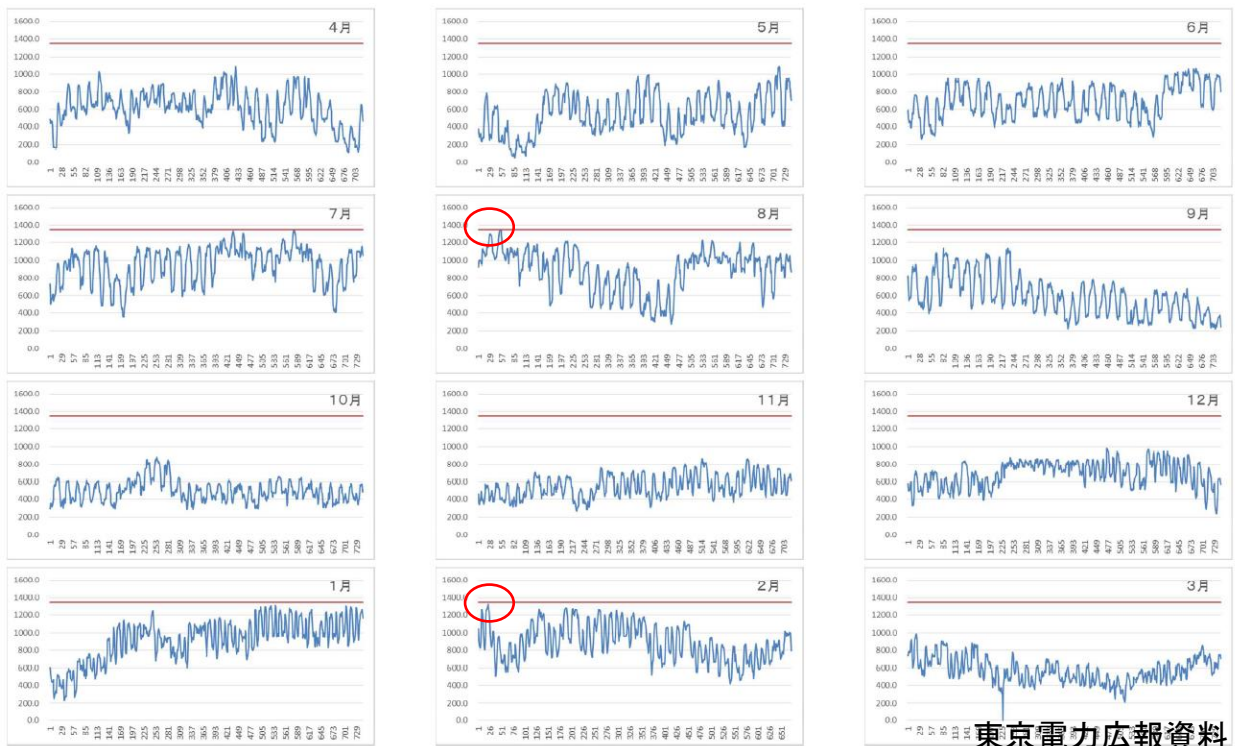


図 2 北海道地域における基幹送電線空容量一覧  
出典：北海道電力ネットワーク株式会社資料を基に加筆



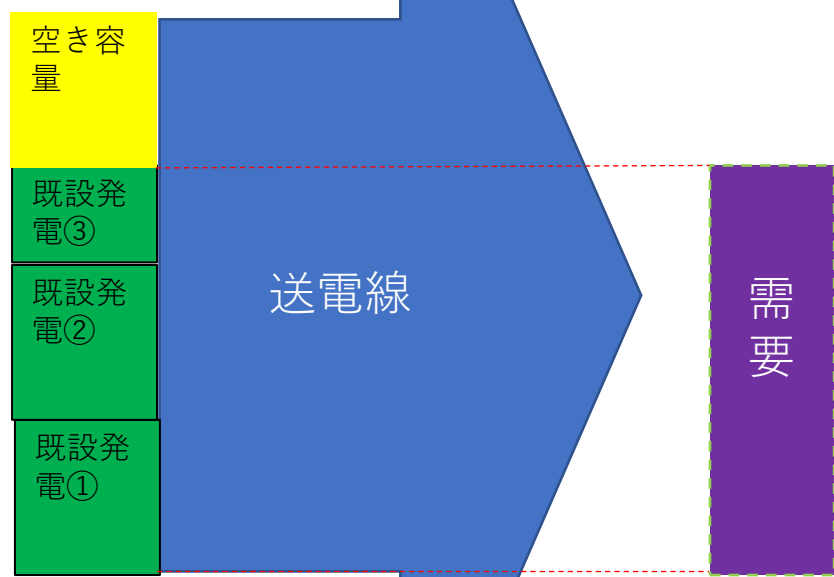


# 東電の千葉方面基幹送電線を流れる2018年度の実潮流



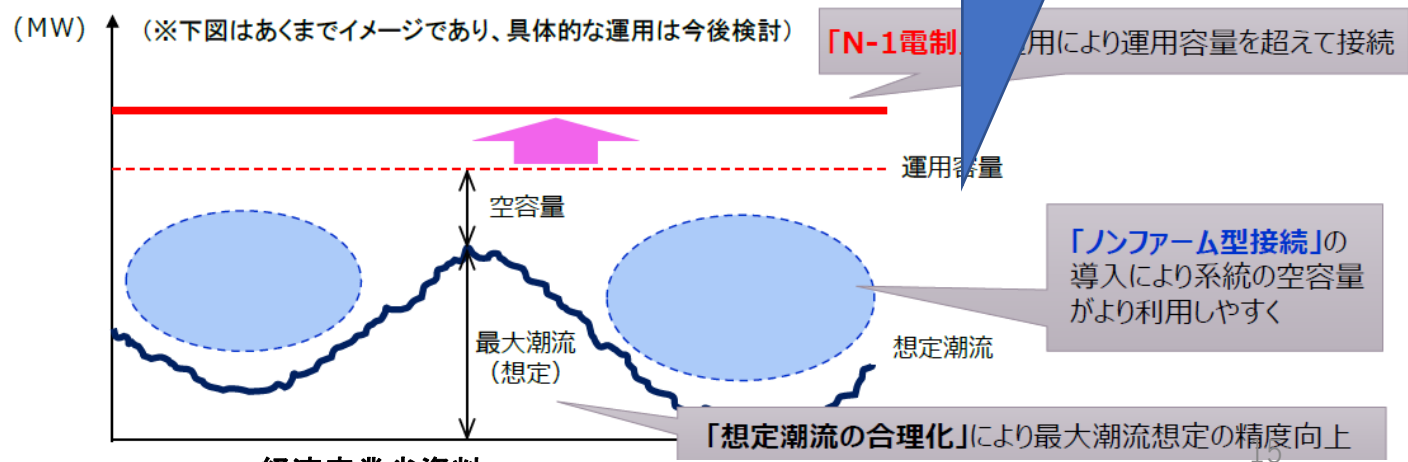
東京電力広報資料

新設は隙間に入れる？

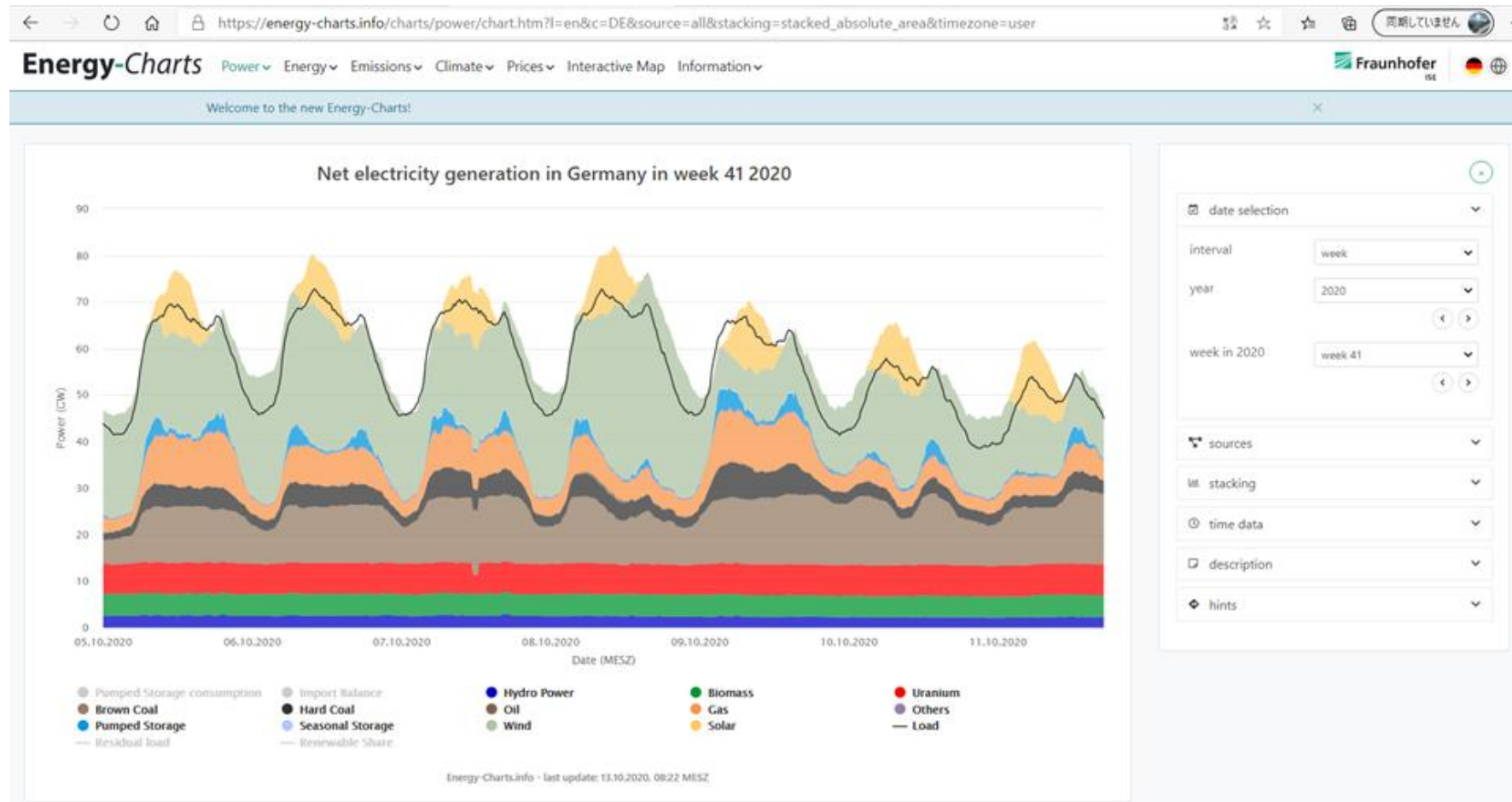


年間で一瞬だけ送電キャパシティに達することがある。  
 ⇒「最悪ケース一点評価」では空キャパシティはゼロという扱いになる  
 ⇒実潮流のダイナミックな評価では年間ほぼキャパシティは空いているという評価

## 日本版コネクト&マネージの潮流イメージ



# ドイツの本年10月5-11日の発電の状況

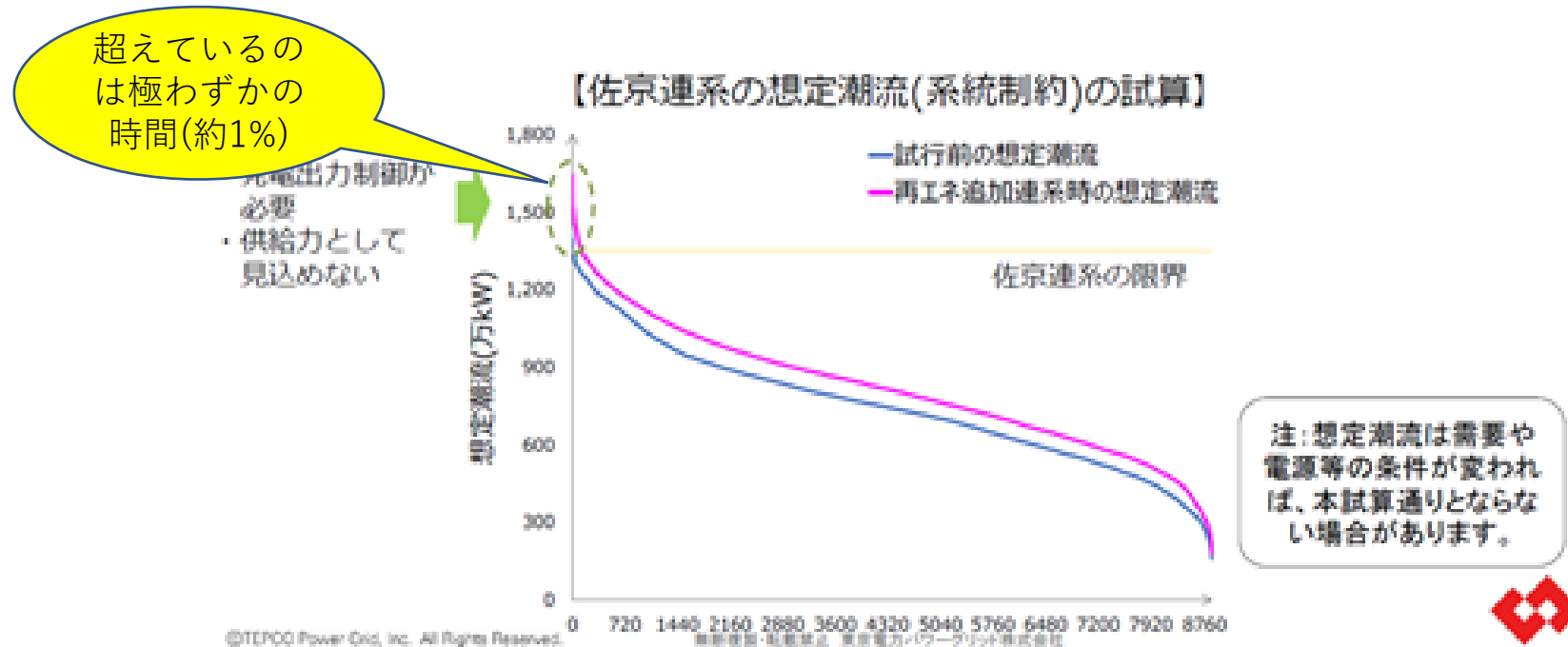


フラウンフォーク研究所H. P.



# どうか？・・・ 記者発表資料の解説

- 東電は千葉に多数の再エネ接続希望を受けているが、都心需要と千葉の間に送電ネックがある。
- 東電の送電ネックの千葉側に**接続希望(合計約500万kw)**の再エネは、**現行の運用の方法では空容量ゼロで接続可否の回答を保留**としている。
- しかし、これらの再エネを全て接続しても「フローベース(実潮流)」で年間潮流計算すると、送電容量超の時間は、年間、**極わずか**しかかない(図から読み取ると1%程度)。
- 「**極わずかの時間**」出力抑制すれば、**接続しても問題ない**ということ。
- 今後(6月から)、**系統アクセス申し込みの回答に反映する**予定。



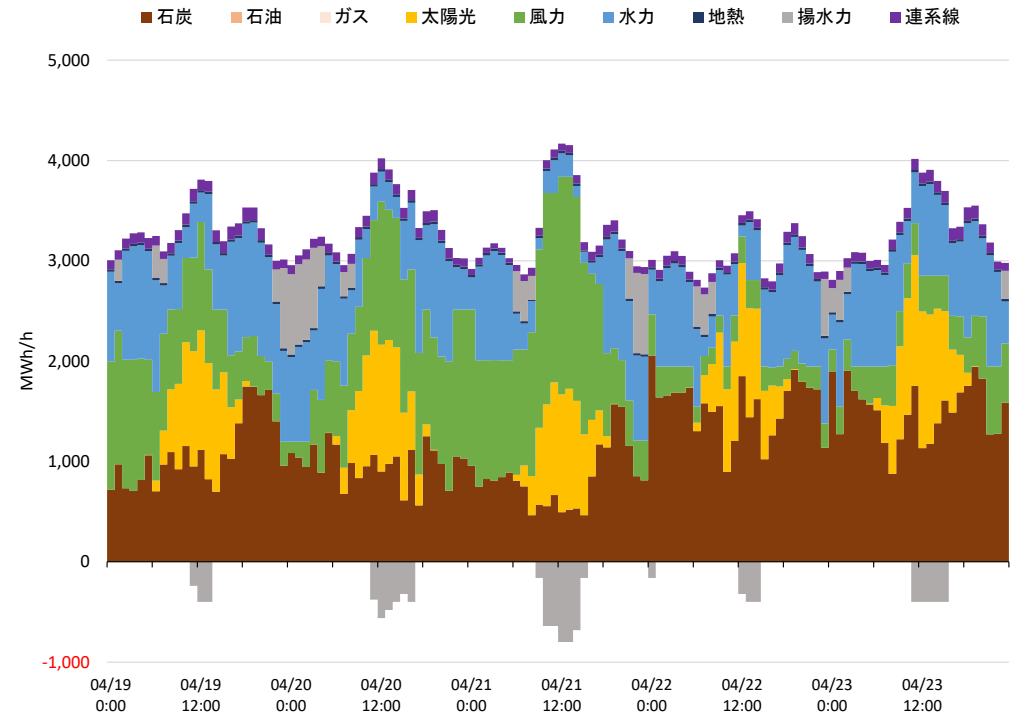
# 北海道での試算

## 需要に対する再エネの利用比率の高い日の「実潮流」による送電管理のシミュレーション

○欧米で行われているような「実潮流」による送電管理を行うと、需要に対する再エネ比率の高い日には、ドイツ等に見られるのと同じように、高い再エネ比率による給電指令が実現できていることがわかる。

○この時の調整力としては、主として石炭火力、水力発電、揚水発電が用いられている。

- ・ 米国等で実用に用いられている日立ABBパワーグリッド社のPromodというソフトウェアを用いて実施。
- ・ Promodは、2017年には、北米で272件、欧州で27件、豪州太平洋地域で11件等の利用があり、欧米の電力ビジネスの現場で広く実用に供されているもの。
- ・ Promodでは、各変電所毎の需要、送電制約、発電制約に基づき、各時刻毎の給電指令をシミュレート。

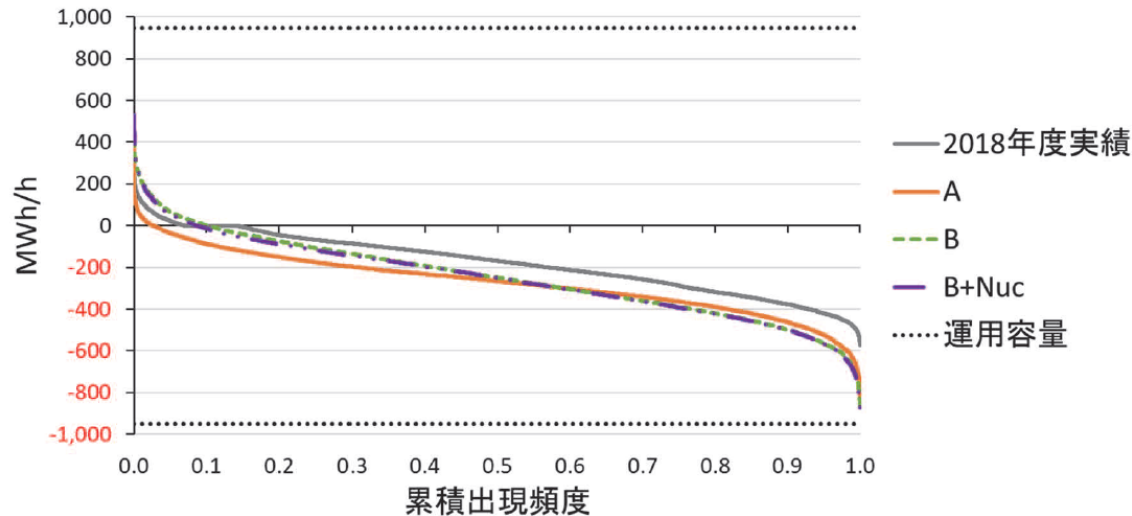


3. 805GW再エネ導入時(メリットオーダー(原発なし))における再エネ比率の高い4月21日前後の北海道全体の電力供給状況

## (2) 北海道におけるIGESシミュレーション

北海道の27.5万V以上の全ての基幹送電線を対象として、8760時間の年間の実潮流シミュレーションを実施している。なお、27.5万V未満の送配電線には混雑がないとして計算している。

Promodを用いると米国流の実潮流(フローベース)の送電管理を我が国の送電線に適用した場合の結果を見ることができることになる。



シナリオ	風力発電出力抑制率	太陽光発電出力抑制率
石炭ベースロード(原発なし) A1	4.8%	21.2%
メリットオーダー(原発なし) B1	0.01%	0.27%
メリットオーダー(原発あり) B1+Nuc	0.08%	5.7%

- 再エネの大量導入ケースの設定は、本シミュレーションが北海道内に限定されるシミュレーションであることから、北海道内の需要規模(最小2.457GW~最大5.422GW)と比較して相当程度大きな量となる導入量として、

風力: 1,950MW (2019年実績の4.3倍)

環境省ポテンシャル(風速8.5m/s以上適地)の1/4、

太陽光: 1,855MW (2019実績の1.2倍)

環境省ポテンシャルレベル1の1/4

合計 3,805MWの再エネ導入を想定している。

- メリットオーダーによる経済的なディスパッチを行うと、再エネの出力抑制比率は、風力は0.01%となり、ほとんど出力抑制を必要としないことがわかる。

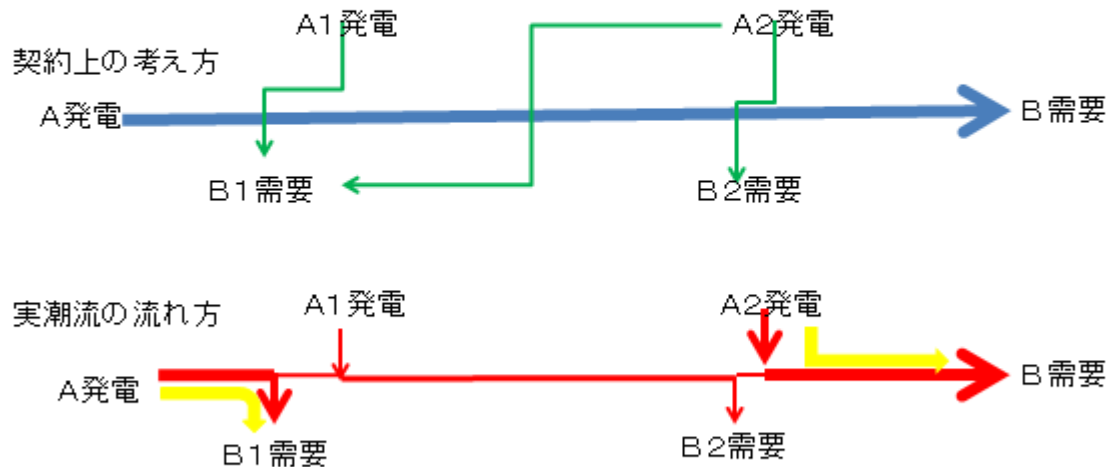
- 「空き容量なし」の区間とされている北新得-南早来間においても、南早来から北新得方向への送電量が運用容量に近づくのは年間で一瞬の間だけであることがわかる。

# POINT TO POINT の送電契約

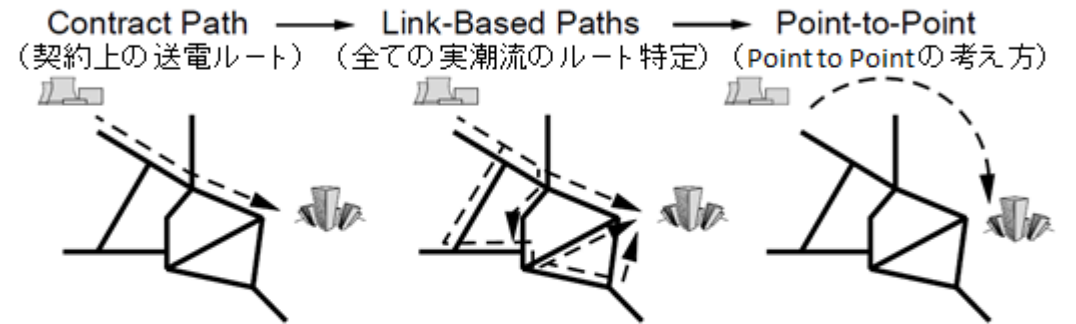
## PowerPoolへのIN、OUT

途中の送電経路を人為的に設定せずに、時々刻々の潮流の変化に従う

POINT TO POINT の考え方は、PowerPoolへのIN、OUT



送電キャパシティの定義の進化



契約上のルートというフィクション

送電キャパシティは状況により変化する

全ての実潮流

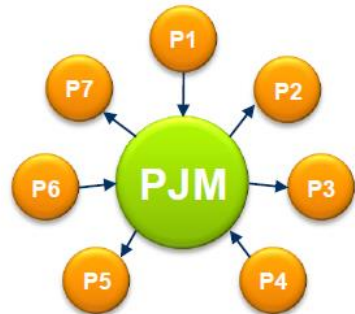
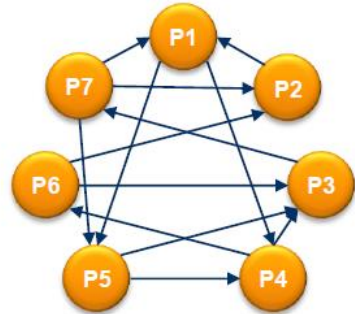
キャパシティを定義するには余りにも多くのルート

実潮流を前提とするが非明示

実現可能性を同時に判定

実際には、契約上の送電ルートの全区間に契約上の電力がそのまま流れているわけではない

# 送電線の割り当ては？



○改革前は、取引毎に送電ルートを個別に想定  
(コントラクト・パス)  
⇒取引毎に個別に線で繋ぐイメージ

○欧米の改革後は、パワープールへの出し入れ  
**相対契約: 「POINT TO POINT」の送電サービス**  
**市場取引: 発電=グリッドへのIN、需要=グリッドからのOUT**

⇒グリッド全体を巨大な仮想電力タンクとみなして、全ての取引は、  
このパワープールへのINとOUTとするイメージ  
・・・取引の構造が簡単、公平な取扱い

☆発電所毎に**特定の送電ルートを想定したり、固定的な送電権の割り当てをせずに、発電指令に対応してグリッド全体で一斉潮流計算して「納まるか」「納まらないか」を判定する**のが現代の世界標準の方法。

☆**特定ルートを想定して処理したのは、計算能力が無かった時代の便宜的手法**

## 個々の送電線割り振りは行わない

## 4. 送電線の増強のためのメカニズム

### オープンな各種計画作成

我が国では、

○送配電線・変電所の増強計画作成は、電力会社の内部作業で情報公開されない。

⇒再エネの新規立地と送配電キャパシティ増強がリンクしない。

○電力の長期需給計画の作成は、電力会社の内部作業で情報公開されない。

⇒新規の再エネの立地計画が、電力会社の需給計画に反映されない。

欧米では、

○送配電のキャパシティ増強計画作成は、電力会社以外の広い範囲の関係者（新規立地計画を持つ者、自治体、隣接TSO等）に情報公開され、広い範囲の関係者との協議の下に作成。

⇒新規再エネ立地計画、自治体の導入計画、隣接TSOとの融通計画等を反映。

○長期需給計画の作成も広く関係者と協議の上で作成。ENTSO-e等の広域的なTSO連合機関の場で広域的な計画と整合を取りつつ作成。

⇒再エネ将来計画、政府政策、再エネを最大限活用する広域的な需給調整の実現。



## EU：TSOのグリッド増強計画

- TSOは、毎年全ての関係者と協議の上で受給の将来予測に基づきグリッド増強10年計画を提出
  - ・ ・ ・ 予測の潮流計算も、当然、実潮流ベースで各年少なくとも8760時間の計算を実施

*Article 22(Directive2009/72/EC)*

Network development and powers to make investment decisions

Every year, transmission system operators shall submit to the regulatory authority a **ten-year network development plan** based on existing and forecast supply and demand **after having consulted all the relevant stakeholders.**

## 米国の計画的なグリッド増強

Order No. 890 (2007年)

- ・ **新規参入者、州政府等**も含む全ての関係者に送電計画策定プロセス、関係情報をオープン。関係者全員の参加の下に計画策定。

Order No. 1000 (2011年)

- ・ **州を越えた広域の送電計画の策定義務。**費用負担、連邦タリフの計画も含む。Order No. 890の趣旨に沿って新規参入者等も含み策定。

# Entso-eの設置

- EU内のTSOの連合組織としてEntso-eの設立
- TSO間のやり取り、共通の技術的細則、EU全体のグリッド増強10年計画

2009 EU規則714 (2016年改正)

*Article 25* European network of transmission system operators for electricity

1. Transmission system operators shall cooperate at Union level through the ENTSO for Electricity, **in order to promote the completion and functioning of the internal market in electricity and cross-border trade and to ensure the optimal management, coordinated operation and sound technical evolution of the European electricity transmission network.**

*Article 26* Establishment of the ENTSO for Electricity

*Article 27* Tasks of the ENTSO for Electricity

1. The ENTSO for Electricity may shall have the following tasks :

(a) 略 (b) to adopt a non-binding Union-wide ten-year network development plan, every two years;

## グリッドキャパシティ増強に際しての広域的検討義務

- 10年計画では、隣接国との連携、新たな投資計画を考慮する。
- 2016改定で、蓄エネ、エネルギーユニオンレベルの考慮を追加。
- 最終的にはグリッド投資コストを関係タリフで手当て。

Directive 2009/72/EC Article 22 (2016改定では51)

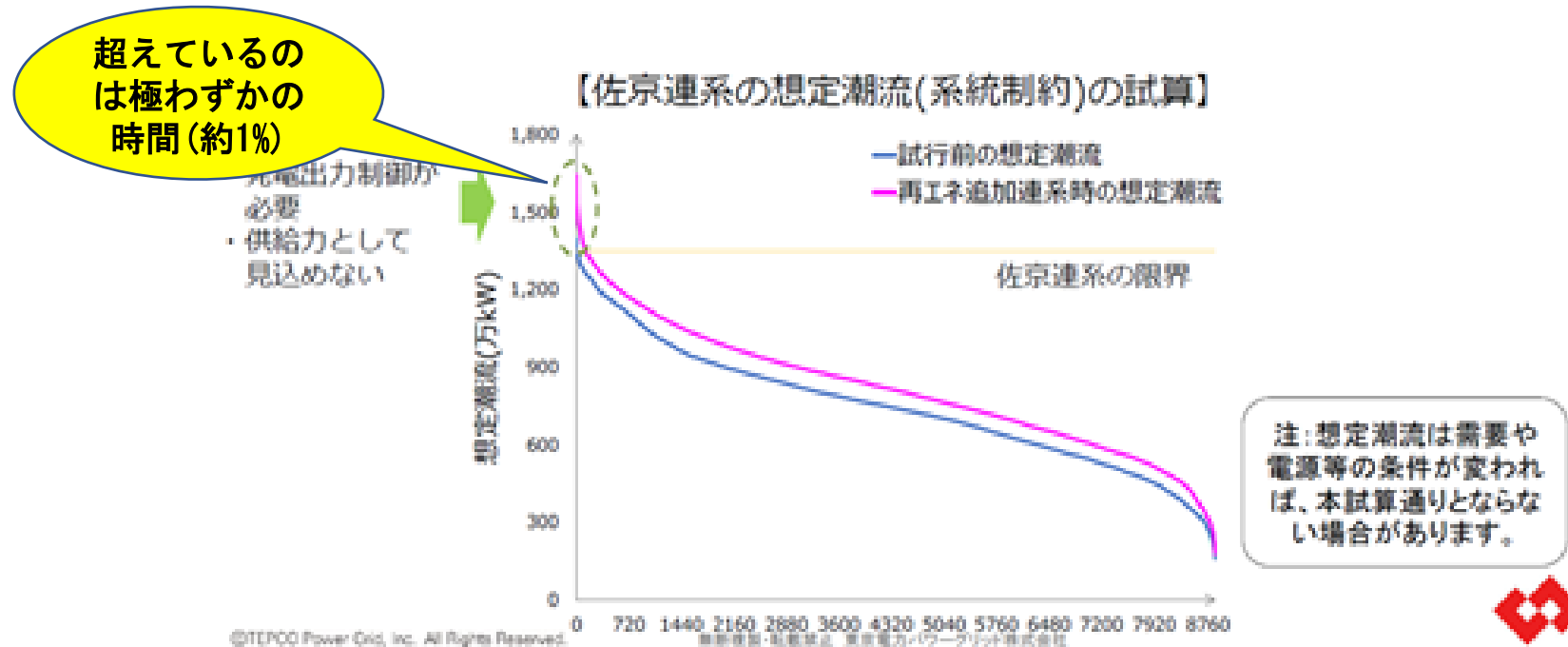
Network development and powers to make investment decisions

3. When elaborating the ten-year network development plan, the transmission system operator shall make reasonable assumptions about the evolution of the generation, supply, energy storage, consumption and exchanges with other countries, taking into account investment plans for regional and Union-wide networks.



# 出力抑制と送電増強の関係

- ① 一定のレベルの出力抑制で混雑が解消される場合には、送電オペレーションでマネージ  
⇒ドイツでも2%程度の再エネ出力抑制は行われている。
- ① 年間を通じて頻繁に出力抑制が必要となる区間については、当該区間の送電線の増強を検討する。



# 出力抑制の許容範囲についてのEUの考え方

## Regulation (EU) 2019/943、13条5項

- ・再生可能エネルギー・高効率コージェネレーションからの電力は**最小限のredispatch**（curtailmentを含む。注）で配送電しなければならない。
  - ・グリッドの増強計画の策定に際しては、この**最小限のredispatch**を考慮することを妨げない。
  - ・**最小限のredispatch**は、redispatchされる再生可能エネルギー・高効率コージェネレーションの電力が年間総発電量の5%を超えず、かつ、redispatchをする方が経済効率的であることを透明性の高い方法で示すことができないなければならない。
- (注)2条(定義)26項でredispatchには、curtailmentを含むとされている。

・ここに示されている考え方は、再生可能エネルギー等に対するRe-dispatch（出力抑制）される発電量は、年間の総発電量の5%を超えてはならないということと、グリッドの増強計画を作成する場合には、この5%のRe-dispatch（出力抑制）を前提としても良いということである。

⇒年間の総発電量の5%程度までは、Re-dispatch（出力抑制）という送電オペレーション技術で対応し、これを超えるRe-dispatch（出力抑制）が必要な時には、グリッド増強計画の検討に着手するという考え方。

・この場合の5%と言うのは、Re-dispatch（出力抑制）される電力を時間単位、発電所単位に積み上げた値。この前提として、送電オペレーションがフローベース（実潮流ベース）でリアルタイムに行われ、事前の計画段階でも送電グリッド上のあらゆる地点毎に8760時間の潮流計算が行われていることが必要となる。

・東京電力の佐京連係ライン、北海道の基幹送電線の例を見ると、いずれもEUの定める5%ラインよりもはるかに小さい出力抑制のレベル。

・我が国の送電線は、どこにおいても基本的には需要Max時に合わせてキャパシティの設定がなされているとすれば、他電力の管内においてもおおよそ同様の傾向となることが容易に想定される。

## Order No. 890 (2007年)

- ・ **新規参入者, 州政府等**も含む全ての関係者に送電計画策定プロセス, 関係情報をオープン。関係者全員の参加の下に計画策定。

## Order No. 1000 (2011年)

- ・ **州を越えた広域の送電計画の策定義務**。費用負担、連邦タリフの計画も含む。  
Order No. 890の趣旨に沿って新規参入者等も含み策定。
- ・ NYISO: 州際市場取引がある卸売市場の場合には、州内の送電線のみの計画であってもOrderNo. 1000の対象となる。完全に独立しているのはテキサスのみ。

# Order No. 890 (2007年)

## ①調整の場の設置

送電管理者は、全ての、送電顧客、隣接する送電管理者との間で、差別のない調整の場を設けなければならない。送電管理者は、送電計画の策定の初期の段階から計画策定の各段階で調整会議を設けなければならない。また、送電顧客の要請に応じて調整会議を設けなければならない。

## ②公開性

全ての、送電顧客、隣接する送電管理者、州、その他の関係者に対して送電計画策定の会議は、公開され、必要情報が提供されなければならない。

## ③透明性

送電管理者は、全ての送電顧客等に送電計画の基礎となっている、考え方、仮定、データ、計画策定の方法・プロセス等を、送電顧客等が計画策定プロセスを再現できるような形で提供しなければならない。

## ④情報交換

送電計画策定のために、従前の垂直統合の送電顧客も新規の送電顧客も同等のレベルで需給情報を提供しなければならない。

## ⑤同等性の確保

送電計画の策定に当たっては、全ての送電関係者の利害が、同等に扱われなければならない。

## 5. 広域的な電力融通

### ・ ・ ・ ・ 送電管理者間の相互融通

我が国では、

○電力需給は、基本的には電力会社の中で収支を取っている

例えば、電力の供給計画の作成に際して、他社の管内の再エネの立地計画を考慮することはない。

他社管内からの送電分として計上されているのは、他社管内に設置した原発、石炭火力、水力などの自社発電所及びJパワー等からの送電分（例えば、黒四、福島原発）

○会社間連携線は、緊急時の一時的な融通に利用される。

欧州では、

○電力の需給調整に当たっては、TSO間の融通をTSO内の需給調整と同列に取扱い、国際間融通もこれに準ずる扱いとされている。

○需給調整に当たっては、同一ビiddingエリア（同一電力価格地域）内の電源は、当初より、全て考慮される。

○他のビiddingエリアとの電力融通も欧州全域で行われる。

○欧州では、再エネ資源の適地と需要地を結ぶことを想定

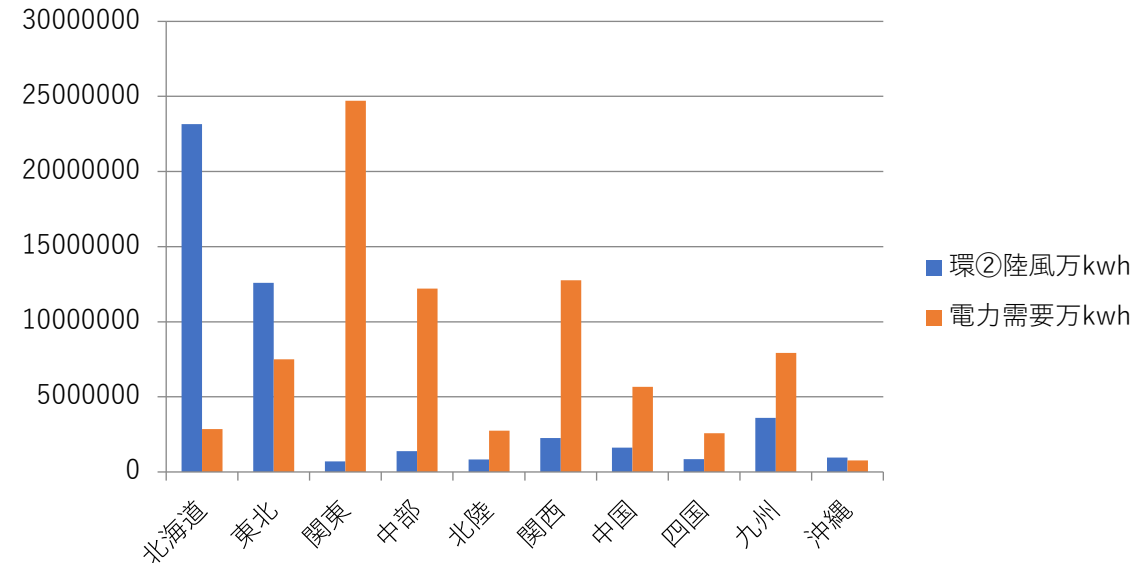
- ・ドイツ：北海、バルト海沿岸の風力適地からドイツ中南部の需要地への送電
- ・アイルランド：最初に風力適地からの送電線計画を策定

○我が国では、再エネ適地と大需要地を結ぶことを考えていない

- ・仮にNGOが好む地産地消型で風力適地の東北・北海道の全ての電力需要を風力で賄ったとしても、再エネ導入率寄与は全国の13%にしかない。
- ・電力需要の60%以上を占める中央三社に再エネ電力を大量に送らない限り、欧州並み再エネ比率の達成は無理。

○各電力管内の都市部と地方部でも大きな需要格差。

例えば、東北電力では、宮城・福島両県で需要の約半分を占める。



陸上風力のポテンシャル(環境省シナリオ2)と各社の電力需要

	北海道	東北	関東	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	合計
環②陸風万kw	13217	7188	404	793	481	1284	920	484	2058	545	27374
環②陸風万kwh	23156184	12593376	707808	1389336	842712	2249568	1611840	847968	3605616	954840	47959248
電力需要万kwh	2859208	7505708	24707519	12196694	2751792	12751616	5671884	2575460	7920966	764867	79705714
陸風/需要	8.098811	1.67784	0.028647	0.113911	0.306241	0.176414	0.284181	0.329249	0.455199	1.248374	0.601704
電力シェア	3.587206	9.416775	30.99843	15.30216	3.45244	15.99837	7.116032	3.231211	9.937764	0.959614	100

注) 風力発電量は利用率を一律20%と仮定して算出





## 6. まとめー我が国への示唆

- 1 再エネ政策とグリッド改革の一貫性
- 2 再エネ接続
  - (1) グリッドキャパシティ増強経費の手当
  - (2) 送配電キャパシティの増強義務の導入
  - (3) 再エネのグリッドキャパシティ不足を理由とする接続拒否の禁止
  - (4) エネの最適点接続義務
  - (5) 送配電料金は、KWH単位で公平な負担
- 3 送配電管理の次元
  - (1) 旧来発電の既得権の廃止
  - (2) 送電事業者に公平な再給電指令の権限
  - (3) 「Point to Point」の送配電キャパシティ管理導入
  - (4) キャパシティの計算は、全て、実潮流ベース、リアルタイム
- 4 配電線増強
  - (1) 計画的なグリッド投資による集電網への転換
- 5 広域融通による需給マッチング
  - (1) 日々の需給調整は、各電力会社エリアを超えて実潮流・広域的ベース
  - (2) 出力抑制は、広域調整、再給電指令の後、緊急的に実施
  - (3) 送電会社間の連携組織の強化
  - (4) 国内資源を最大活用する電力会社エリアを超えた広域需給・調整計画
  - (5) 需給計画・送電計画策定への幅広い関係者の関与
  - (6) 各社の送電計画をグリッドタリフで担保