

欧米の電力自由化の基礎をなす グリッド政策

平成29年11月2日
京都大学特任教授
内藤克彦

1. 欧米の電力改革は何のために行われたのか？

2. 欧米の再エネ導入はまず電力グリッド改革から

①集中電源から分散型電源へ

②再エネの適地、電力需要地

③電力グリッドの性格の変化……公平性の担保

④再エネの接続先……送配電線の改革

⑤広域的な電力融通……送電管理者間の相互融通

⑥送配電線の効率的な利用

……フローベースの送配電キャパシティ割当

⑦オープンナ各種計画作成

3. ノーダルプライシングとFTR

1. 欧米の電力改革は何のために行われたのか？

我が国の電力改革

○「電力システムに関する改革方針」では、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。(EU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。

米国の考え方

○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))

○米国行政当局: 巨大な装置を作りながら半分の時間は遊ばせておき、長距離のエネルギー伝達で大きなロスを伴いながら利用するというシステムは、**身近で発電したり電力の制御をする技術がなかった時代の産物**で他の分野で進んでいるICTによる分散化・相互融通・高度化の流れから取り残されている。

○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

これらの技術進歩の成果を消費者に役立てるには、グリッドをオープンアクセスにすることが肝要 → 電力グリッドの性格: 公共的エネルギープラットフォーム化

○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

2. 欧米の再エネ導入は まず電力グリッド改革から

○我が国の再エネ導入策は、FIT制度に見られるように、電力システム改革とは、別のものとして立案されてきた。
⇒我が国の制度は片肺飛行

○欧米の電力システム改革は、分散電源をグリッドに導入するために実施されてきた。
⇒電力グリッドの改革と再エネの導入策は車の両輪として併行実施

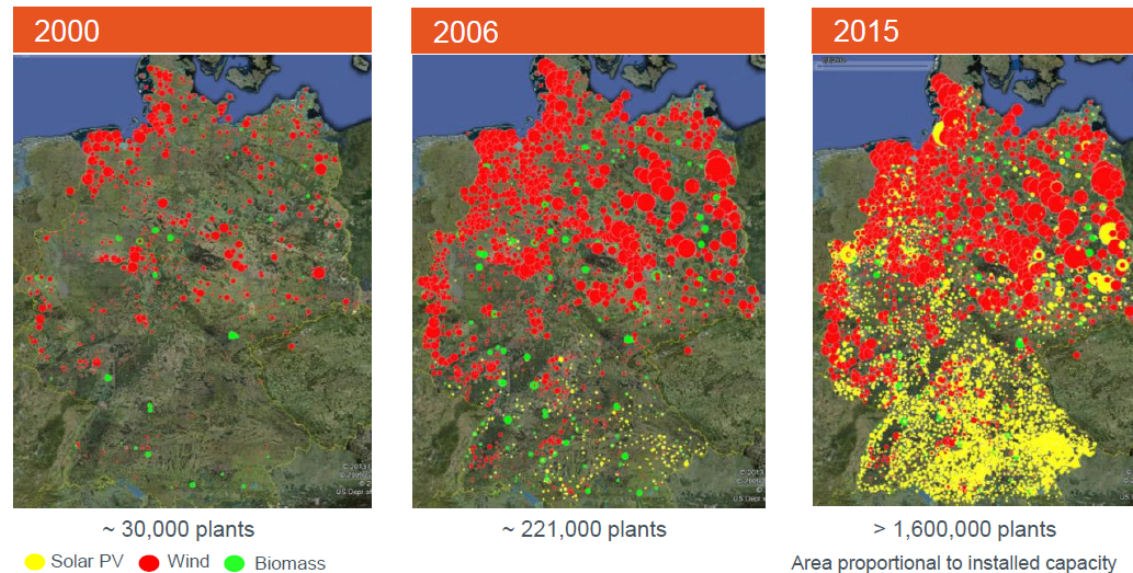
EUの一連の動き

- | | | |
|-------------|-------------------------------|--|
| 2009年4月 | EU指令29
EU指令28 | 2°Cを超えないという目標設定
再生可能エネルギー20%目標設定、
グリッド増強政策等 |
| 2009年7月 | ラクイラサミット
EU指令72
EU規則714 | 2050年80%削減にコミット
電力改革指令、TSO、DSOの分離
entso-eの位置づけ
PCIプロジェクトの規定 |
| (2010年6月 | TYNDP策定) | |
| 2011年3月 | COM/2011/112 | A roadmap for moving competitive
low carbon economy in 2050 |
| (2011/3/11) | | |
| 2011年12月 | COM/2011/885 | Energy Roadmap 2050 |

①集中電源から分散型電源へ



RES development in Germany



With the introduction of the Renewables Energy Law (EEG) in Germany in 2000 the RES share started to grow massively

Source: 50Hertz, TenneT, Amprion, TransnetBW, Google Earth

○少数の大規模発電による中央集権型システム

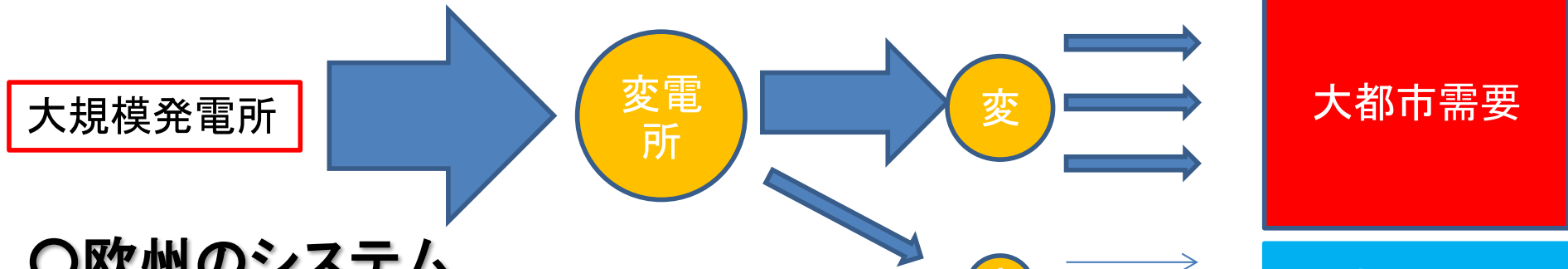
⇒数十万の分散電源の管理のシステム

○電力グリッド:一方通行の電力分配システム

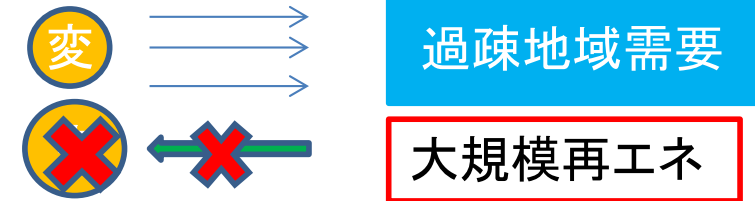
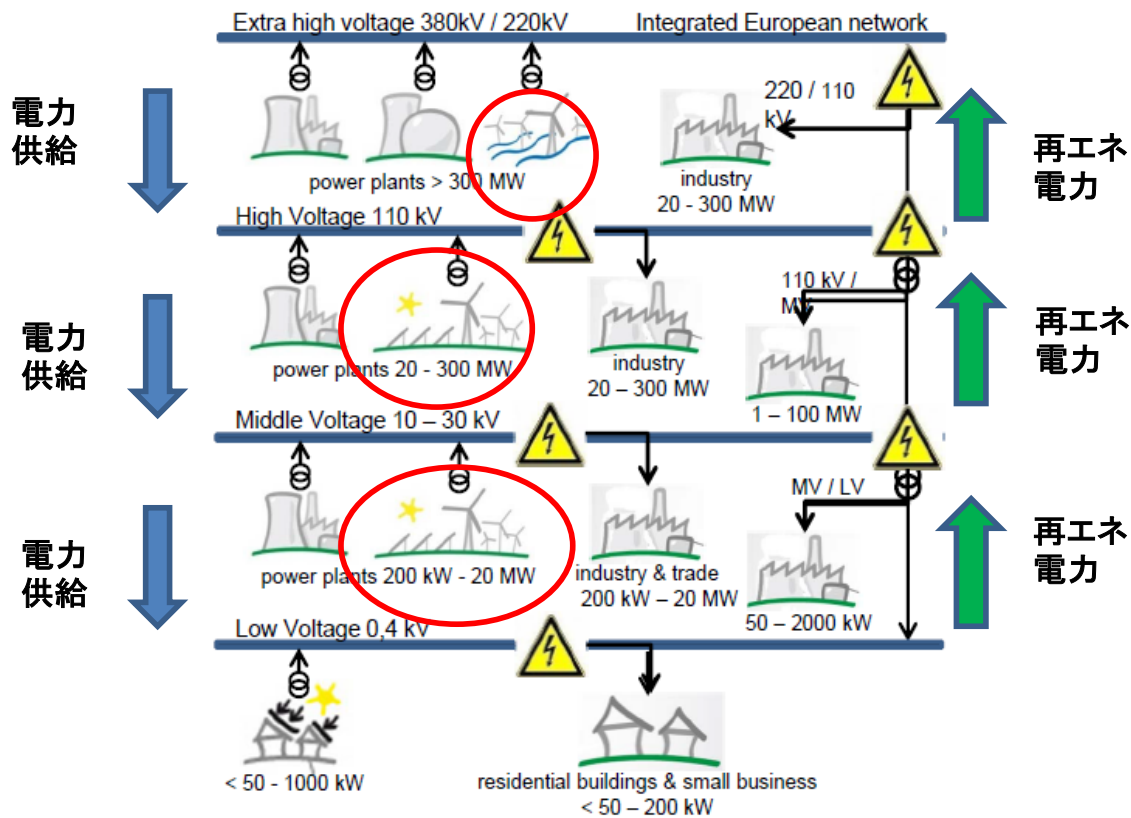
⇒双方向の電力コレクション・再配分システム

⇒変電所は双方向

○従来のシステム、我が国のシステム



○欧州のシステム



○再エネ適地は、過疎地域が多い

○電力の大消費地域は都市地域

○再エネは広域に多数分散

②再エネの適地、電力需要地

○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等で賄ったとしても、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。

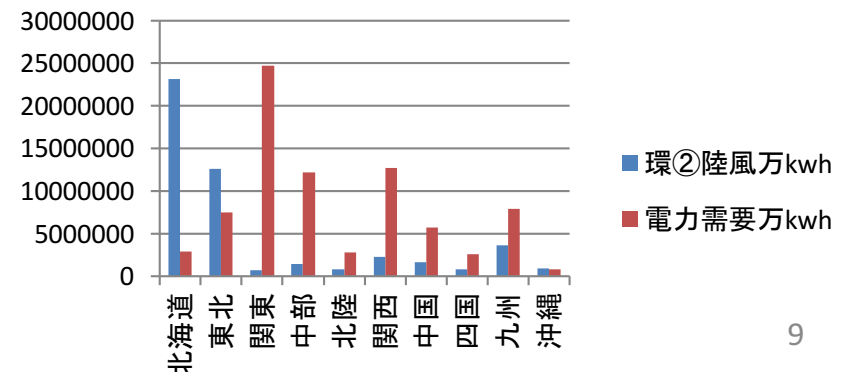
陸上風力のポテンシャル(環境省シナリオ2)と各社の電力需要

	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

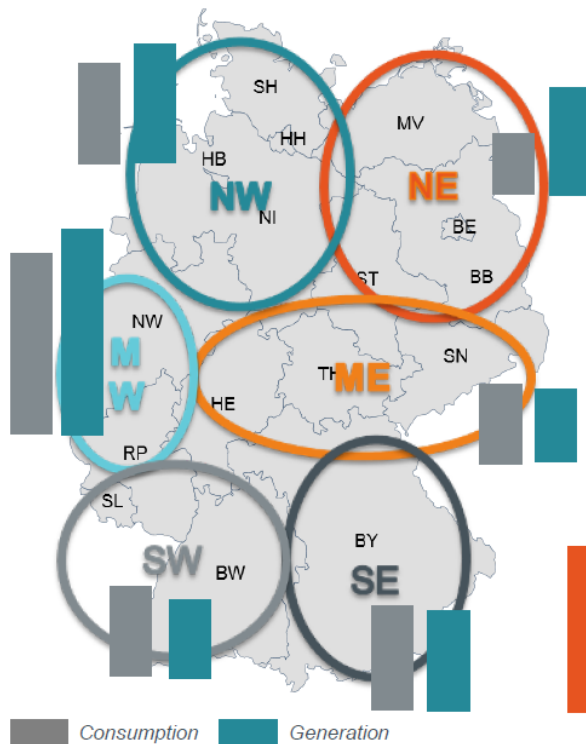
注) 風力発電量は利用率を一律20%と仮定して算出

○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。



Energy balance in 2013 (Volumes in TWh) acc. to Federal Statistical Office



2013		
	Consumption [TWh]	Generation [TWh]
NW	87,0	102,0
NE	52,0	91,9
MW	155,8	186,8
ME	68,9	62,4
SW	77,6	67,9
SE	89,0	86,4

B 2030		
	Consumption [TWh]	Generation [TWh]
NW	88,2	150,8
NE	49,0	105,5
MW	170,1	129,5
ME	74,7	72,9
SW	88,0	49,7
SE	93,8	55,2

Southern Germany imported
~12 TWh electricity for industry, commerce
and households in 2013.

③電力グリッドの性格の変化……公平性の担保

- 従来：大規模発電から商品を配送する電力会社の所有する私的手段
 - ⇒他人に貸すときは高い別料金、身内の場合は電気代に含め一般負担
 - ⇒身内の利用を優先、他人の利用は余ったキャパシティで
 - ⇒身内のための増強は電気代に含め一般負担、他人のための増強は極力回避
 - 回避できない場合には、他人側負担
 - ⇒情報は身内で独占、他社にはほとんど公開せず

- 欧米の現在：電力グリッドは、今や公共性の高い道路のようなもの
 - ⇒私道のような排他的な運用から公道としての公平・差別のない運用
 - ⇒(元の身内も含め)全ての利用者が公平な負担。
 - 基本的には、電気代に含め一般負担(ドイツは100%一般負担)
 - ⇒元身内と他者を差別せず、公平に利用、キャパシティの割り当て
 - ⇒必要な設備増強は元身内、他者の差別なく必要に応じて実施
 - 負担は規制庁の監視の下に電気代に含め一般負担
 - ⇒一般に対し情報公開。元身内に内容・時間的に優先的に公開すると罰則

④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の規定

優先接続 第5条	<ul style="list-style-type: none">・グリッドの管理者(送電、配電ともに)は、「直ちに、かつ、優先的に」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最適な点において接続しなければならない。・接続義務は、グリッドの最適化、増強、拡張が不可欠の場合にも適用される。
優先送配電 第8条	グリッド管理者は、「 直ちに、かつ、優先的に 」、再エネから 利用可能な電力の全て 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、 再生エネに優先順位 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	グリッドの管理者は、グリッドシステムを最適化、増強、拡大するコストを負担 しなければならない。

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)

Directive 2009/72/EC Article 23

TSOのグリッド接続拒否の禁止

●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。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。

Decision-making powers regarding the connection of new power plant to the transmission system

The transmission system operator **shall not be entitled to refuse the connection of a new power plant on the grounds of possible future limitations to available network capacities**, such as congestion in distant parts of the transmission system. The transmission system operator shall supply necessary information.

The transmission system operator **shall not be entitled to refuse a new connection point, on the ground that it will lead to additional costs linked with necessary capacity increase of system elements** in the close-up range to the connection point.

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のが基本。

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り扱い、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。

●TSOは、隣接のTSOとの協力・連携の義務

Directive 2009/72/EC Article 40 Tasks of transmission system operators

1. Each **transmission system operator shall be responsible for:**
 - (a) ensuring the long-term ability of the system to meet reasonable demands for the transmission of electricity, operating, maintaining and developing under economic conditions secure, reliable and efficient transmission systems with due regard to the environment , **in close cooperation with neighbouring transmission system operators and distribution system operators and transparency ;**
 - (b)(c)略
 - (d) managing electricity flows on the system, **taking into account exchanges with other interconnected systems.**

Bidding Zones in Europe

Germany and Austria form a common bidding zone, electricity can be traded without any congestion costs.



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

2009EU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。

Directive2009/72/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.**

⑥送配電線の効率的な利用

……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、契約値上限等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。

⇒契約値上限等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。

日本で良く見かけるキャパシティの一覧表

「〇〇系統空容量」(イメージ表)

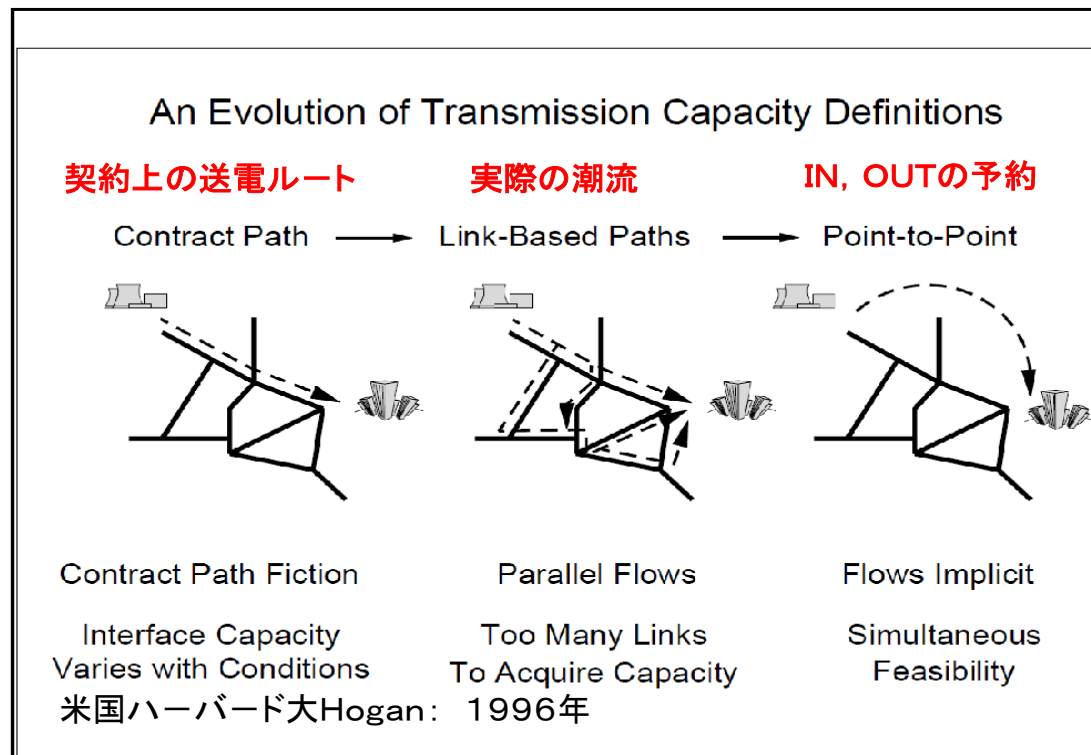
番号	電圧	空容量	番号	電圧	空容量
S1	6kV	0	L1	110kV	0
S2	66kV	0	L2	110kV	0
	6kV	0	L3	110kV	0
S3	22kV	0	L4	110kV	0
	6kV	0	L5	110kV	0
S4	22kV	0	L6	110kV	0
	6kV	0	L101	66kV	0
S5	6kV	0	L102	66kV	0
S6	6kV	0	L103	66kV	0
S7	6kV	0	L104	66kV	0
S8	6kV	0	L105	66kV	0
S9	6kV	0	L106	66kV	0
S10	6kV	0	L107	66kV	0
H1	6kV	0	F1	22kV	0

(S:変電所、H:高压送電線、L:低压送電線)

本当にキャパシティは0？

変電所も送電線も一月前から満杯!!
欧米では耳にしない??

Flow-Based Capacity Definition



The **fictional contract path approach** would not work in theory!

FERCのPoint to Pointの考え方は、送電線は指定せずに起終点だけでPricingすることまでを義務付け、**Flow-based pricing**も制度の中に組み込んだもの。

A **contract path** is simply a path that can be designated to form a single continuous electrical path between the parties to an agreement. Because of the laws of physics, **it is unlikely that the actual power flow will follow that contract path.** Flow-based pricing or contracting would be designed to account for the actual power flows on a transmission system. It would take into account the “unscheduled flows” that occur under a contract path regime. (Order. 888 脚注)

- * 実際の潮流は契約上人為的に規定した送電ルートのみには流れるわけではない。
- * 実際の潮流は契約MAXの電流で常に流れるわけではない。

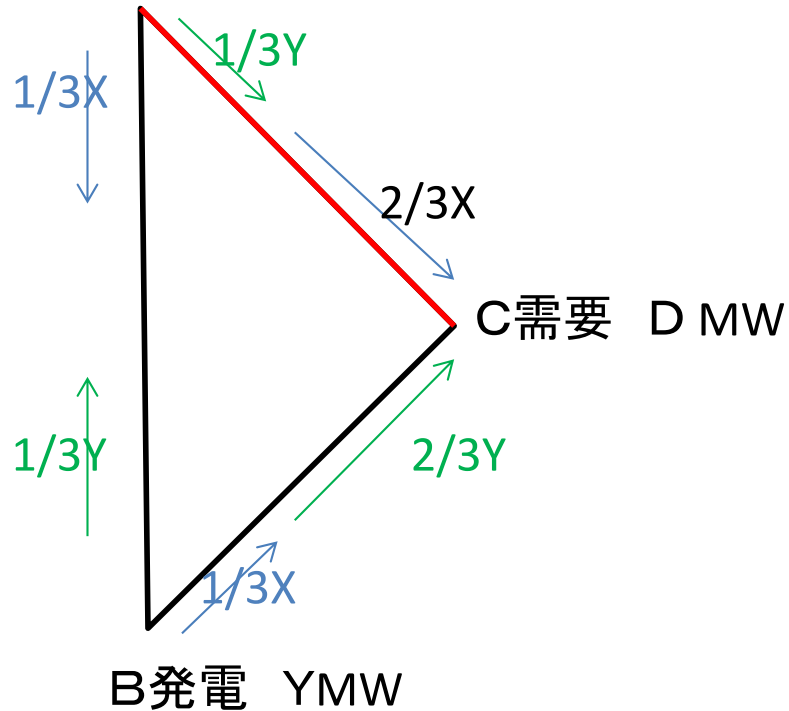
フローベースの計算の考え方

米国ハーバード大Hogan:

1996年

送電模式図

A発電 X MW



$$A \rightarrow C \text{ の電力: } 2/3 * X + 1/3 * Y$$

$$B \rightarrow C \text{ の電力: } 2/3 * Y + 1/3 * X$$

$$A \leftrightarrow B \text{ の電力: } 1/3 * X + 1/3 * Y$$

● A-B-Cの抵抗(インピーダンス)は、A-Cの倍なので、流れる電流は半分。

$$D = X + Y$$

● Dには、両方のルートから電流が流れ込む

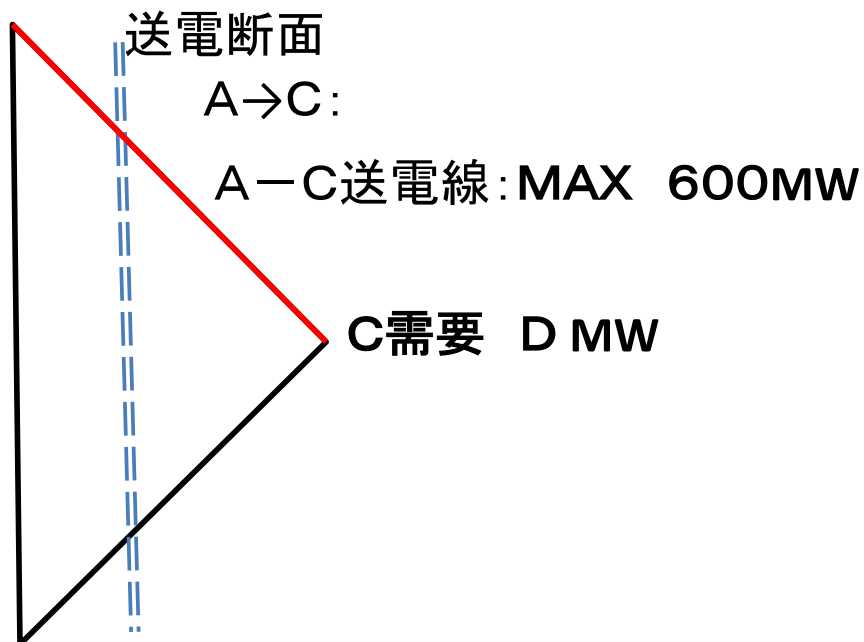
A-B送電抵抗(インピーダンス) = B-C送電抵抗(インピーダンス) = A-C送電抵抗(インピーダンス) と仮定

● A→Cにのみ流したくとも、実際にはA→B→Cのルートでも流れてしまう。

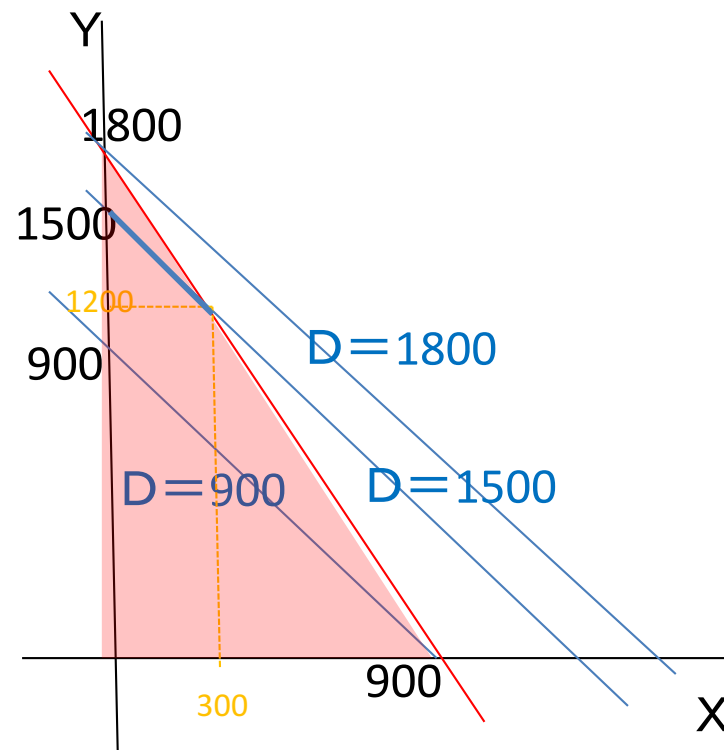
● A→Cの送電容量のみでCに送れる最大電力が決まるわけではない。

送電制約がある場合のDispatch ... A, B, C, グリッドの状況の 均衡点で実際の電力は流れる。

A発電 発電量X MW 5円/電力



B発電 発電量Y MW 10円/電力



A-C送電線のキャパシティが600MWの場合

$$600 \geq 2/3 * X + 1/3 * Y \quad \dots \quad Y \leq 1800 - 2X$$

$$D = X + Y \quad \dots \quad Y = D - X$$

○需要: 900の時は、 $X + Y = 900$ であれば、A、B分担は自由、最も安いのは全てAから供給される場合 ⇔ 送電制約がない場合と同じ

○需要1800MW: 全てB発電から供給される。

○需要1500MW: Aから300 (0-300) MW、Bから1200 (1500-1200) MW供給される

Hogan等:

○実潮流では、**グリッドに接続されるあらゆる送受電は相互に影響を与え合うので、どのような送電断面であれ利用可能な送電キャパシティを把握するためにはグリッド全体で起こっている全てのことを把握する必要があり、個別の送電線を切り出して見ても送電キャパシティは把握できない。**

⇒**システム全体の全ての潮流を同時に特定しない限り将来の如何なる瞬間の実際のキャパシティを議論することはできない。**

⇒**区間を区分してキャパシティを議論することはできない。**

⇒このような基礎的かつ物理的な事実から逃れることは出来ず、「Contract Path」に基づき送電キャパシティを定めようとしても行き詰るだけ。

○当初は、**全てのループフローを必要量だけ計算・予約**することにより、送電キャパシティを予約しようという考えがあったようであるが、これは時々刻々と需給が変化し、実潮流の状況も時々刻々と変化する中で膨大な変化を想定してループフローも含めて全てのキャパシティを全ての時間について予約することは、**不可能**であることを認識するようになった。

○そこで考案されたのが、**Point-to-Pointの考え方**である。

Point-to-Pointの考え方とは何かというと、全ての送電利用者に、「**IN**」と「**OUT**」地点、**時間・期間、量を提出**させ、**グリッド全体で一挙に実潮流計算**を行い、全ての組み合わせが**グリッドに受け入れられるかを同時にかつ時刻毎に判定**するというものである。

FERC:1996年に「**15 Proposed Principles for Capacity Reservation Tariffs**」(RM96-11-000, Washington DC, April 24, 1996, extract of pp. 20-25.)を定めている。

2.に「全てのPORsとPODsに基づき、同時にグリッドに収まるか計算する」という「Point-to-Pointの考え方」を明示。

FERC's Fifteen Proposed Principles

A capacity reservation tariff might have terms and conditions very much like those for point-to-point service in the Final Rule tariff. These would need to be modified to accommodate former network service customers. It is premature to specify detailed terms and conditions of capacity reservation service in advance of the comments and technical conference. However, we propose certain general capacity reservation tariff principles for comment.

1. Purpose of reservation service

(略)

2. Basic service concept

All firm transmission service would be reserved, and all reserved service would be firm service. Reservations of transmission capacity should permit the customer to receive up to a specific amount of power into the grid at specified [**Points of Receipt**] and to deliver up to a specific amount of power from the grid at specified [**Points Of Delivery**], on a firm basis. **Individual PORs and PODs need not be "paired"** with each other. The customer's capacity reservation would be the higher of either (1) the sum of the reservations at all PORs or (2) the sum of the reservations at all PODs. All nominations for a capacity reservation would be evaluated using the same standard; for example, **the utility could apply a feasibility criterion that states that the grid must be able to accommodate the scheduled use of all capacity reservations simultaneously.**

3.以下略

2009年の再エネ20%導入を加盟国に義務付けるEU指令と同時に電力グリッドの改革のための基本的なEU指令を出している。これと同時にEU規則を定め、グリッド改革の細則を定めている。このEU規則において、まず第2条定義の部分で送電混雑を「物理的な流れによる混雑」と定義し、「契約上の送電線満杯」を排除している。

2009 EU規則714 第2条 *Definitions*

‘congestion’ means a situation in which all requests from market participants to trade between two bidding zones cannot be accommodated because they would significantly affect the physical flows on network elements which cannot accommodate those flows.

2009EU規則714 Article14

General principles of capacity allocation and congestion management

1. Network congestion problems shall be addressed with non-discriminatory marketbased

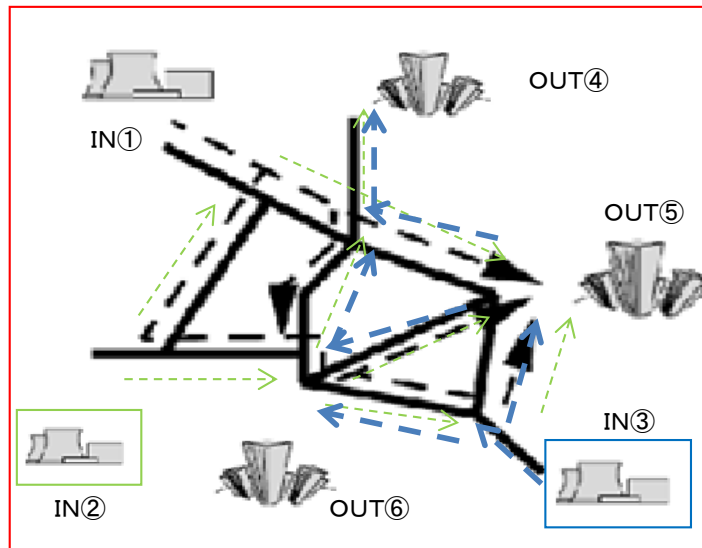
solutions which give efficient economic signals to the market participants and transmission system operators involved. Network congestion problems shall preferentially be solved with non-transaction based methods, i.e. methods that do not involve a selection between the contracts of individual market participants.

欧米におけるグリッド・キャパシテイ管理の基本

- IN(発電)またはOUT(需要)の地点、時間・期間、量をグリッドキャパシテイを評価する一定の期間の分を全て揃える。
- グリッドを構成する全ての送電線、変電所等の諸元を揃える。
- これらを同時に入力し、実潮流の送配電シミュレーションを実施し、「N-1ルール」の条件の下で、全てのIN、OUTが送電キャパシテイに収まるかどうかを判定する。
- 収まる場合には、入力されたIN(発電)またはOUT(需要)は、キャパシテイ内にあるということで、その結果として価格と送電割当が同時に決まる。
- 決定された「地点、時間・期間、量のパッケージ」は、さらに取引され得る。

⇒欧米では、教科書レベル。当然、最新情報に含まれず、「知識ギャップ」埋まらず。

注)N-1ルール:送電線が1ルート使えなくなっても迂回ルートで送電に支障が生じないようにキャパシテイの余裕を持たせる。



	地点	0-1	1-2	2-3	4-5	..	21-22	22-23	23-24
IN	①	0	0	0	0MW		0	0	0
IN	②	0	0	●MW	●MW		●MW	●MW	0
IN	③	△MW	△MW	△MW	△MW		△MW	△MW	△MW
OUT	④	◆MW	◆MW	◆MW	◆MW		◆MW	◆MW	◆MW
OUT	⑤	▲MW	▲MW	▲MW	▲MW		▲MW	▲MW	▲MW
OUT	⑥	□MW	□MW	□MW	□MW		□MW	□MW ²⁶	□MW

Trading at Nord Pool markets

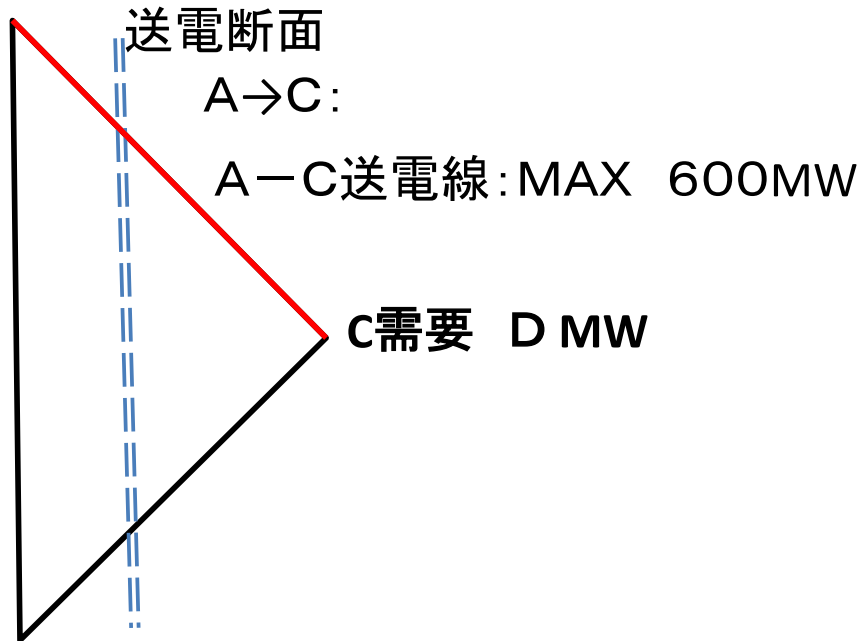
Day-Ahead (Elspot) trading schedule

- During morning Collateral reports sent to members
- Approximately 10:00 CET Publication of transmission capacities
- 12:00 CET Auction closes
- **12:00-12:42 CET** **Calculation of prices and flows**
- 12:42 CET Publication of preliminary auction results
- Approximately 12:51 Publication of final auction results
- 14:00 CET Nord Pool Intraday market for the following day opens (08:00 in Germany)
- Approximately 14:30 CET Invoice information available

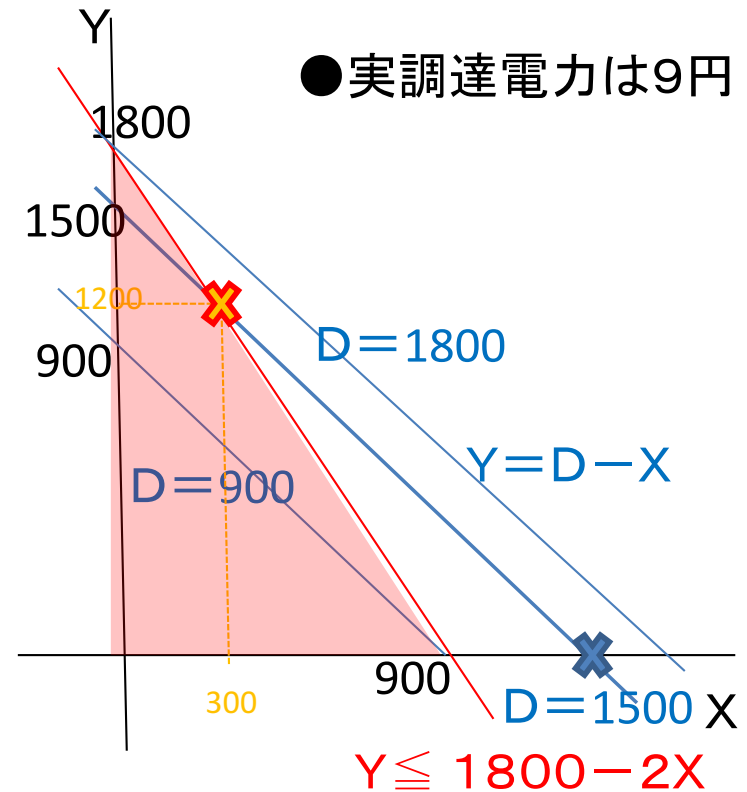
送電制約がある場合のRe-Dispatch

●市場選択はメリットオーダーでA発電5円

A発電 発電量X MW 5円/電力



B発電 発電量Y MW 10円/電力



●実調達電力は9円

○需要: 1500MWの時にメリット・オーダーでAにて1500MWのIN、Cにて1500MWのOUTとすると、A-C間のキャパシティ・オーバーとなる。 ❌

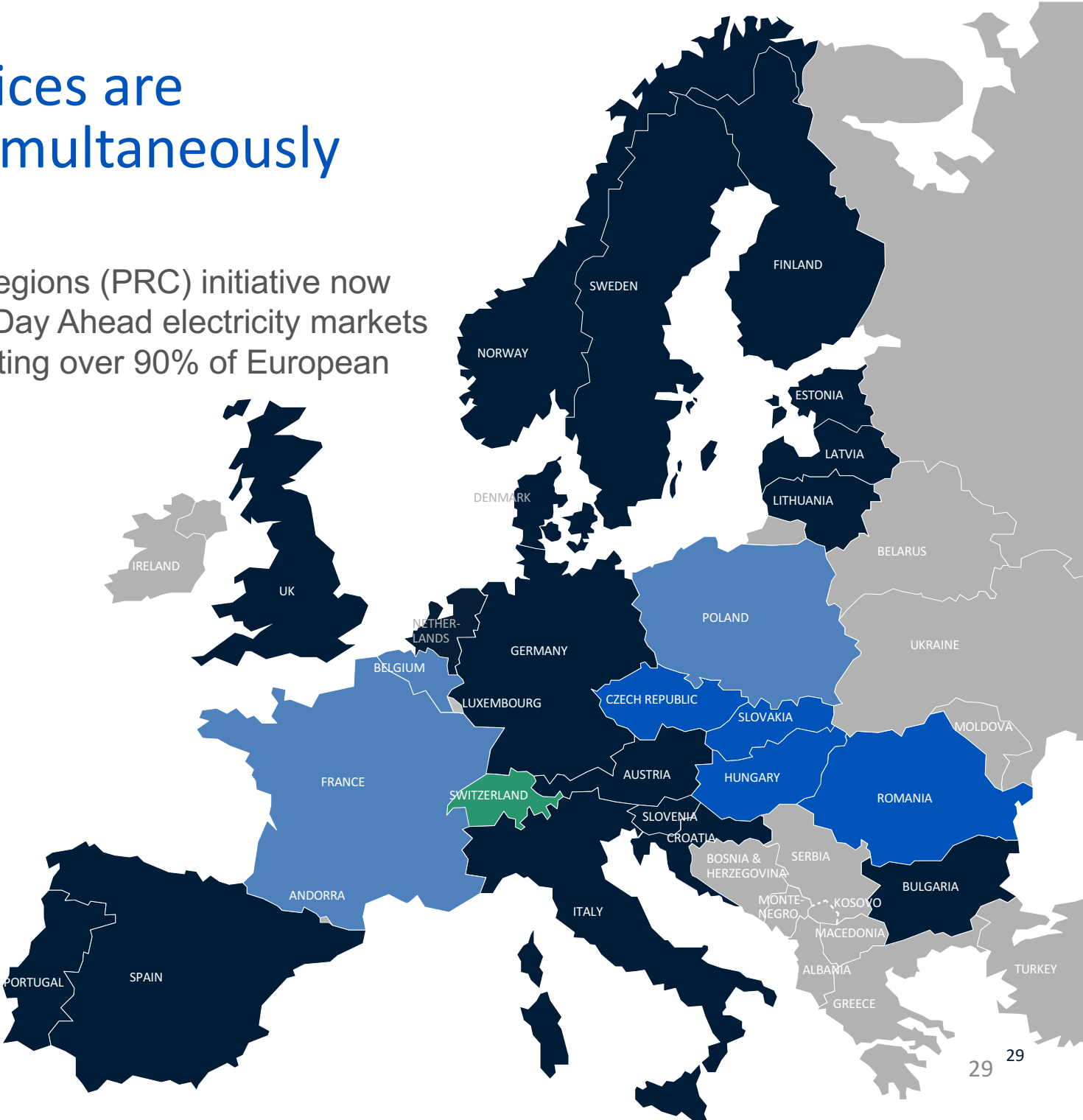
○需要: 1500MWの時にキャパシティに収まり、最もCの調達価格が安くなるのは、Aから300MW(0-300)、Bから1200MW(1500-1200)の供給の時。 ❌

○A発電: 1500→300、B発電: 0→1200へのre-dispatch、C需要: 5円で供給(統一価格)
調達価格のアップ分は、TSOの経費としてグリッド・タリフで徴収

Day-Ahead prices are determined simultaneously across Europe

The Price Coupling of Regions (PCR) initiative now enables the coupling of Day Ahead electricity markets in 23 countries representing over 90% of European power consumption.

- Part of PCR initiative today
- 4 MMC
- Independent



欧州広域の連系計算アルゴリズム

○TSO管内で計算⇒Bidding area 内TSOの連携

⇒Bidding area 間の連携

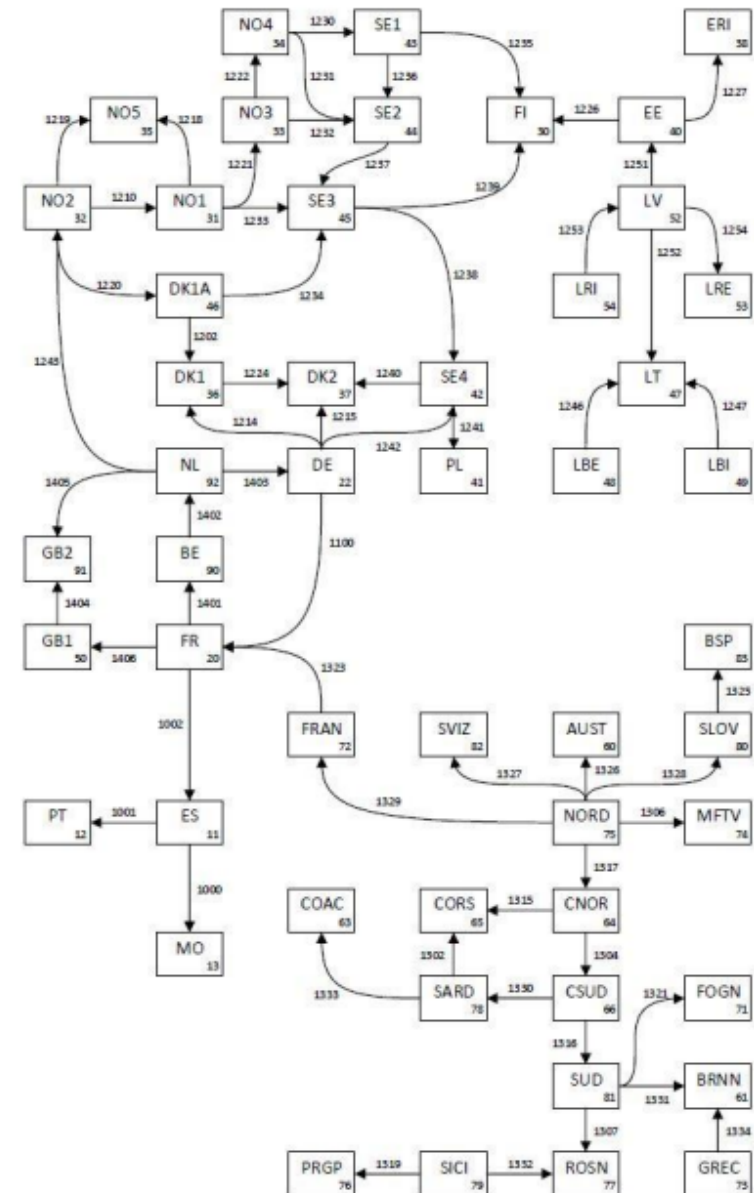
○Pan-Europeanで実潮流ベースの

Point to Point の送電計算

○全欧州からの市場調達

- EUPHEMIA: EU + Pan-European Hybrid Electricity Market Integration Algorithm
- It maximizes the welfare of the solution:
 - Most competitive price will arise
 - Overall welfare increases
 - Efficient capacity allocation
- Utilized by six power exchanges (PX) each operating several bidding areas:
 - All bidding areas are matched at the same time
 - Each bidding area can obtain a different price. Price must respect maximum and minimum market price boundaries

Euphemia



Multi-Regional Coupling Day-Ahead Price calculation (Nordic)



Market parties:

- Capacities
- Allocation constraints
- Orders

Nord Pool:

- Receives input from market parties
- Anonymizes block orders
- Aggregates supply and demand curves
- Validates and aggregates network constraints
- Performs portfolio allocation
- Sends results to market parties

PCR Matcher Broker:

- Is the user interface for the coordinator
- Synchronizes data of all Power Exchanges (PXs)
- Ensures that all information is provided
- Creates input data for Euphemia
- Reads output from Euphemia and sends to PX

Euphemia:

- Matches demand and supply in the different markets
- Optimizes flows
- Calculates prices

⑦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

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

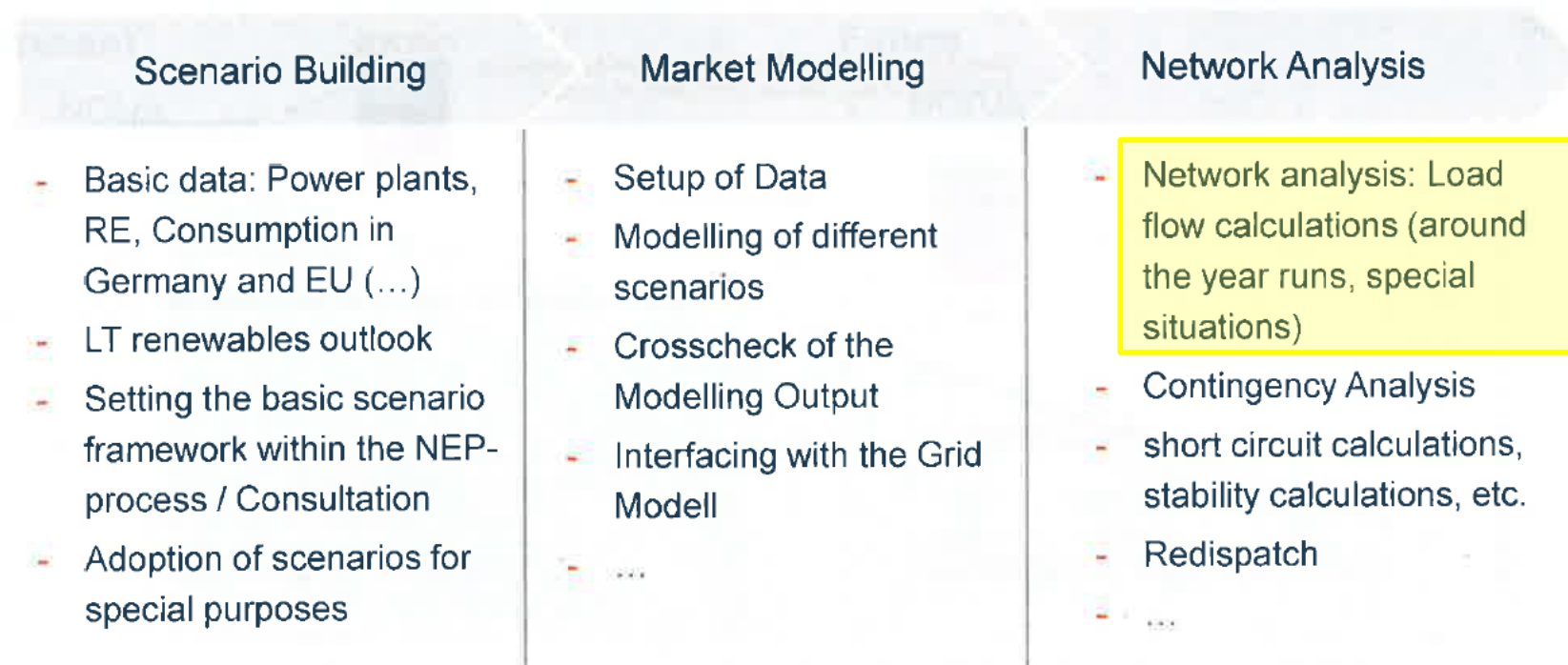
Order No. 890 (2007年)

・ **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。

Approach to Strategic Grid Development and Market Modelling



3. ノーダルプライシングとFTR

我が国

○我が国では、欧米で一般化している「Point to Point」の管理が行われていないので、欧州型の「ゾンプライシング＋Re-dispatch」の管理となるか、米国型の「ノーダルプライシング＋FTR」の管理となるかは、今後の話。

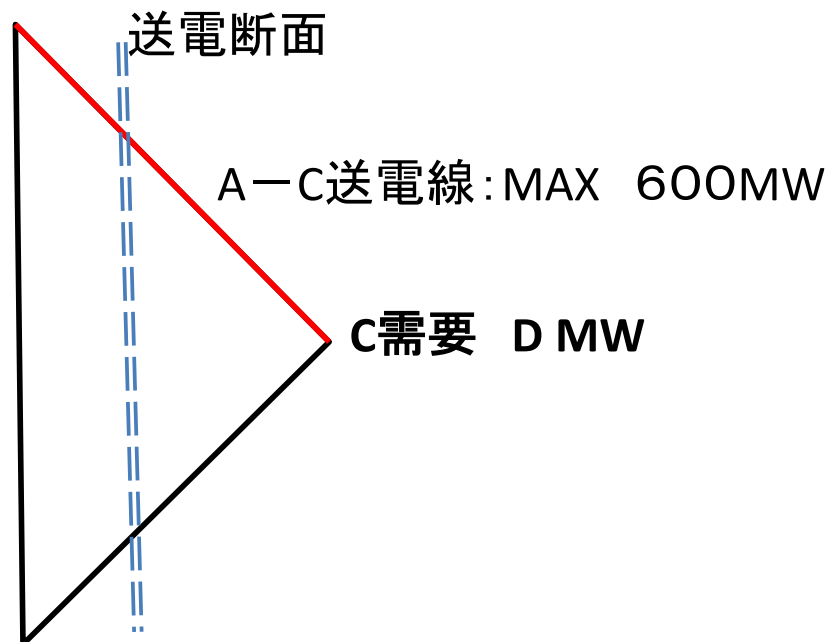
○欧州は、市場の一体化による市場参加の容易性等から「ゾンプライシング＋Re-dispatch」としている。

○米国は、恐らく送配電網が脆弱等の理由から市場価格の統一はせずに、「ノーダルプライシング＋FTR」としている。

○ノーダルプライシングでは、ノード価格差に由来する送電管理者の余剰利益の扱いについて考慮する必要がある。

送電制約がある場合のプライシング・・・ノーダル・プライシング

A発電 発電量X MW 5円/電力



需要が900 MW以下で送電制約の影響を受けない場合(A-C間が600MW以下)には、最も安いC=5円(=A=B)

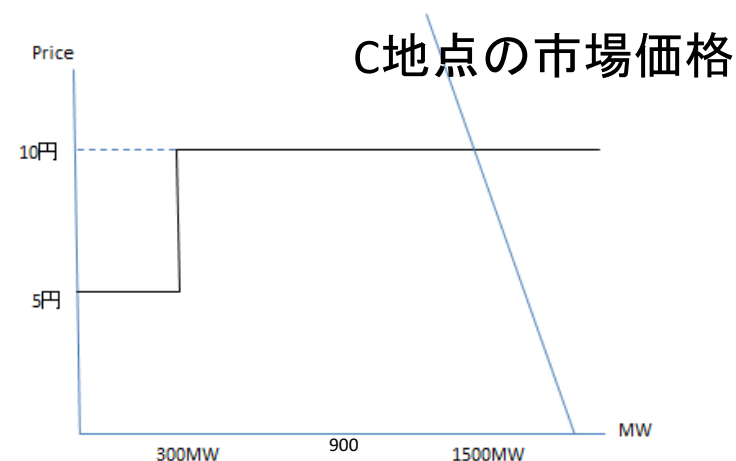
需要が1800MWの時は、最も高いC=10円(=A=B)

需要が1500MWの時は、安いA発電を最大限利用するとC地点=9円・・・C地点のTSO調達価格

B発電 発電量Y MW 10円/電力

C需要地点の調達価格: $(5 * X + 10 * Y) / (X + Y)$

Node毎の市場を考えると
 混雑がある時はC地点の限界価格は、10円
 混雑が無い時はC地点の限界価格は、5円



ノーダル・プライシング

- ・米国では電力市場価格は、送電グリッドの結節点(ノード)毎に定められる。
- ・NYISOの場合、350ノード。CAISOは3000ノード。



<http://wwwmobile.caiso.com/Web.Service.Chart/pricccontourmap.html>

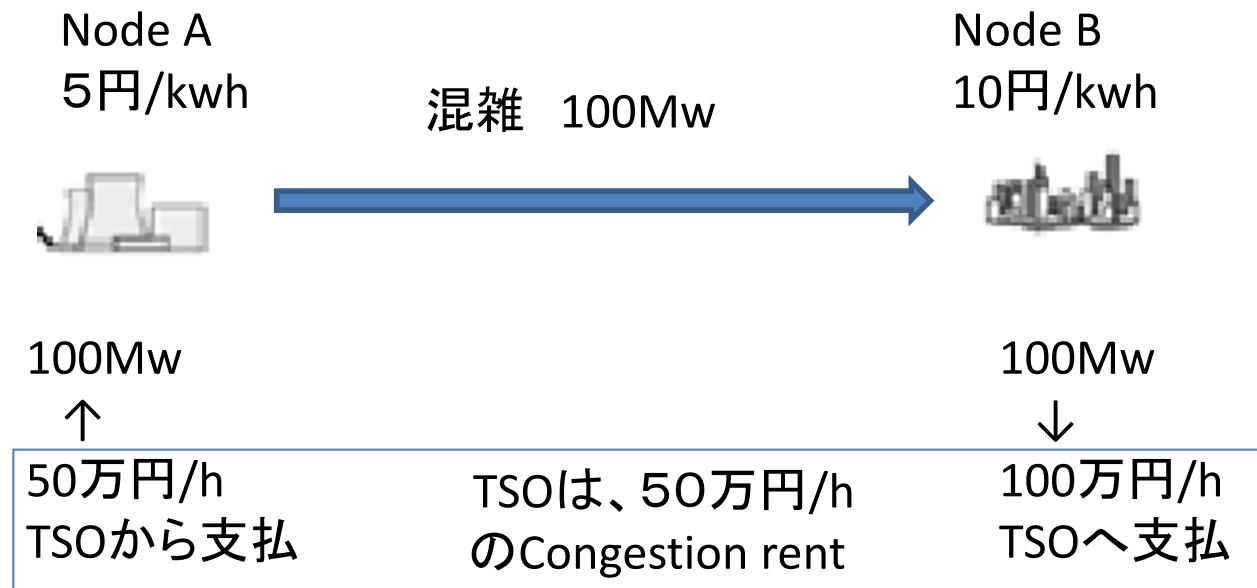
2016/06/17

・NYISO, CAISOの再生可能エネルギー出力抑制:グリッドキャパシティの小さいノードでは、再生可能エネルギーの発電量の増加に伴い、マイナス価格となる。積極的に出力抑制行う必要はないという見解。

ただし、RPSのクレジット(REC)の価格と市場電力価格の合計がマイナスにならない限り、発電側が系統から自ら離れることはない。

- Point to Point の送電管理の場合 「A→Cの送電」と「AでIN、CでOUT」は等価
- Nodal Pricing の場合、A地点とC地点で価格差がある場合、価格差は混雑料金

価格差のある場合のA→Bの送電の管理



- TSOのCongestion rent収入をCongestion contractにより還元する⇒FTR

A地点価格:5, B地点価格:10, C地点価格:10

需要側にFTRを帰属させる場合(需要側でOUT)

	IN	OUT	収支	FTR	総合収支
発電A	5 * 300		5 * 300		5 * 300
発電B	10 * 1200		10 * 1200		10 * 1200
需要C		- 10 * 1500		5 * 300	- 13500
TSO	- 5 * 300 - 10 * 1200 = - 13500	10 * 1500	5 * 300 (C-rent)	- 5 * 300	0

需要Cは、混雑量を回収することで、TSOのディスパッチ価格(9円)で購入と同等

- 需要側にFTRを帰属させると小売り会社の収益増かユーザーの利益となる。
- 米国では、小売り会社=送電所有者である場合が多いので、FTRを送電線増強経費に充てるような制度の仕組み方もある。結果的に混雑解消、市場価格低下。

発電側にFTRを帰属させる場合 (OUTの後に需要に売却)

●発電AはコンジェスチョンコントラクトをTSOと締結することで、混雑料を回収

	IN	OUT	収支	FTR	総合収支
発電A	$5 * 300$	$-10 * 300$	$-5 * 300$		
A販売			$10 * 300$		
A:FTR契約				$5 * 300$	
A収支			$5 * 300$	↓	$10 * 300$
発電B	$10 * 1200$	$-10 * 1200$	0		
B販売			$10 * 1200$		$10 * 1200$
C購入			$-10 * 1500$		$-10 * 1500$
TSO	$-5 * 300$ $-10 * 1200$ $= -13500$	$10 * 1500$ $= 15000$	$5 * 300$ (C-rent)	$-5 * 300$	0

TSOのC-rent → コンジェスチョンコントラクトに基づき発電A → 需要点の価格で販売

●発電にFTRを帰属させると売電価格を全体として押し上げる方向に働くので好ましくないというのが米国での見方。

●グリッドカンパニーの内部の動向としては、グリッド増強せずにノードの価格差による立地・需要誘導効果のあるノーダルプライシングの導入の方向のように見受けられる。

●ノーダルプライシングの場合には、特段の対応をしないとTSOに混雑料(Cost)が入ることになるので、米国等では、混雑料を何らかの方法で還元し、リスクヘッジする手段として、FTRが導入されている。

●FTRがないと、TSOは、混雑した方が混雑料収入が増えるので、グリッド増強や混雑解消の逆インセンティブになることが米国では指摘されているので、要注意。

●FTRを誰に帰属させるかは、政策上の判断。

●米国ではNode価格を下げる方向で働くようにFTRを帰属させるように制度を作るのが一般的。

御静聴ありがとうございました。