

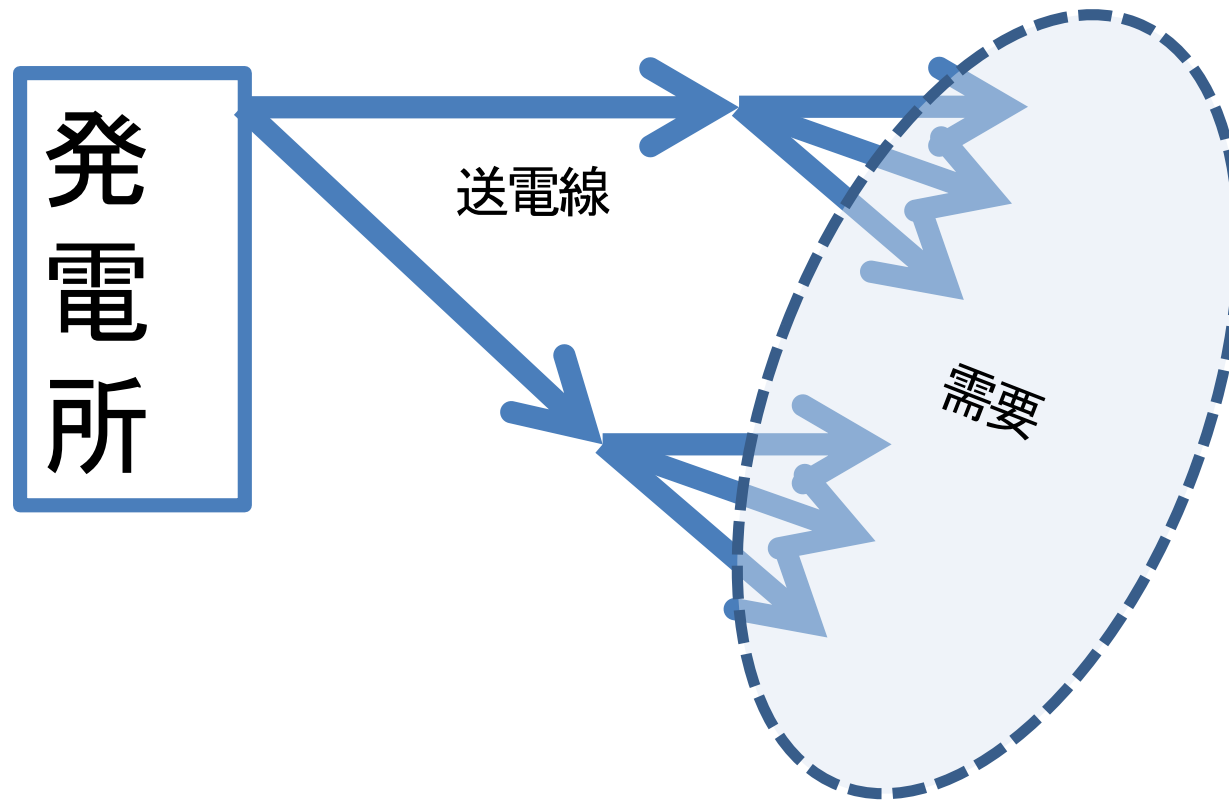
# 電力取引とグリッドシステム

平成30年6月20日

京都大学特任教授

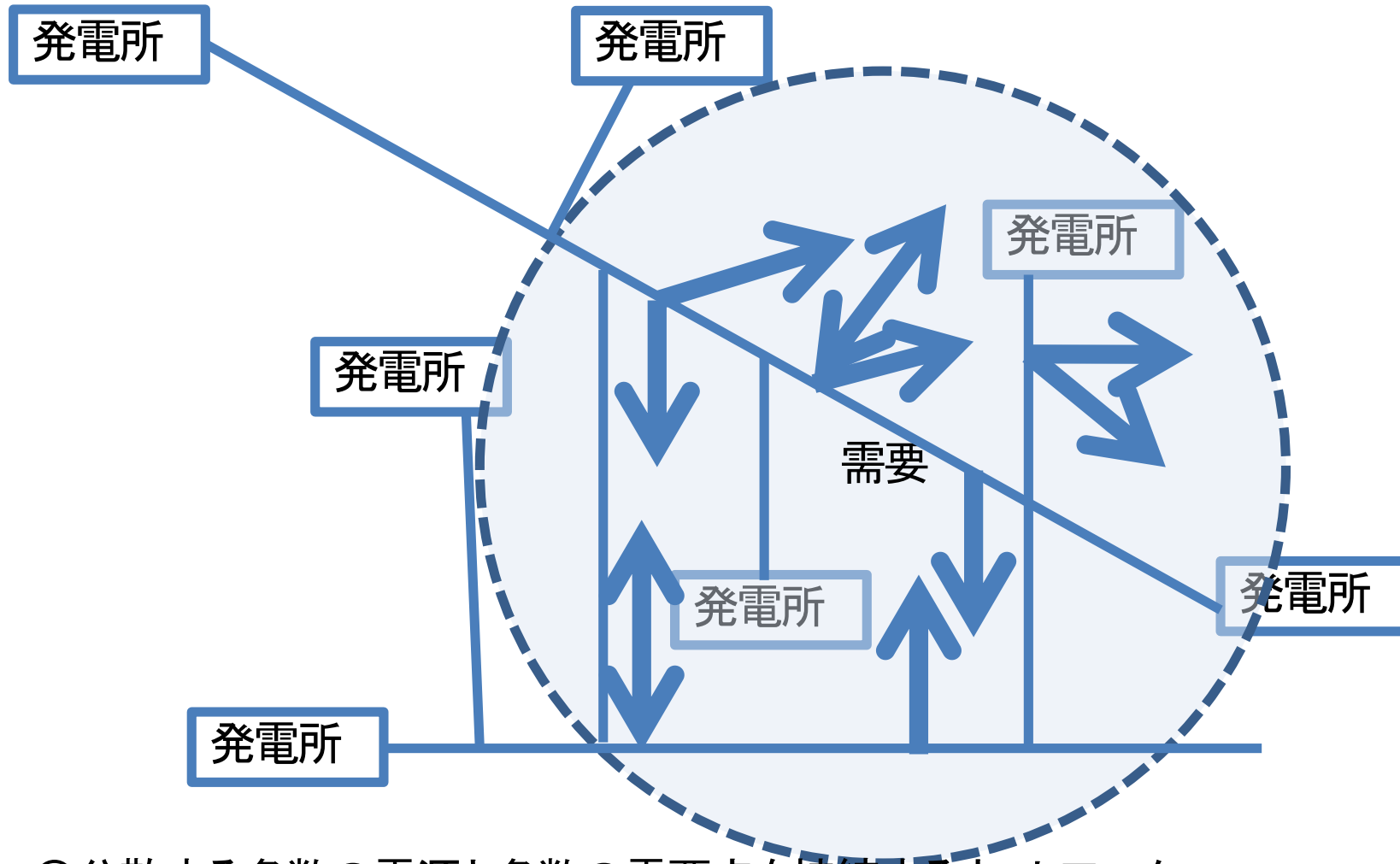
内藤克彦

# 従来のグリッドシステムのイメージ



- ◎発電所を中心に考え、送電線は発電所の付属物
- ◎送電線は特定の企業の商品を届けるための私的な配達ルート

# 欧米における今のグリッドシステムのイメージ



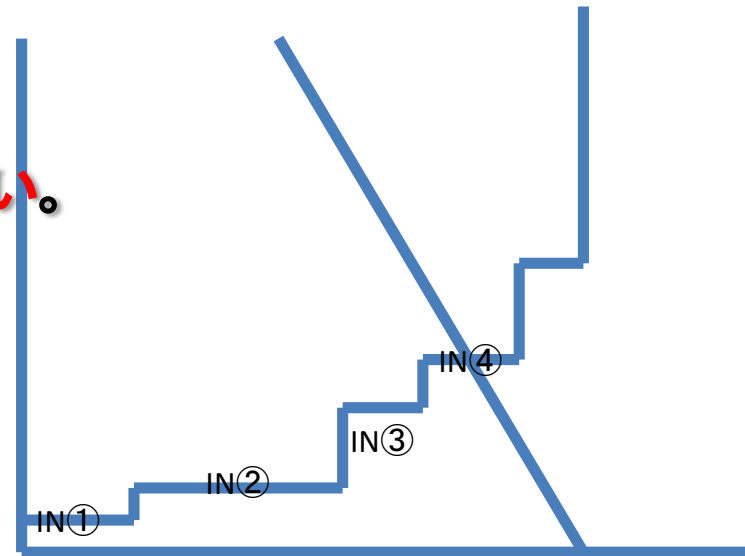
- ◎分散する多数の電源と多数の需要点を接続するネットワーク
- ◎多様な主体の公平な利用を担保する公共的配送路、場合によっては双方向

# 多様な発電施設の立地する時代には 経済効率的な発電選択 ⇒ メリットオーダーが基本

○**発電選択はメリットオーダーで決める。**  
発電のOfferの中から需要Bidに対応

○**経済効率的な市場の実現のために  
発電の市場参加の障壁・差別は設けない。**

⇒ **グリッドのオープンアクセス＝「公道化」**  
⇒ **欧米の電力システム改革の基本**

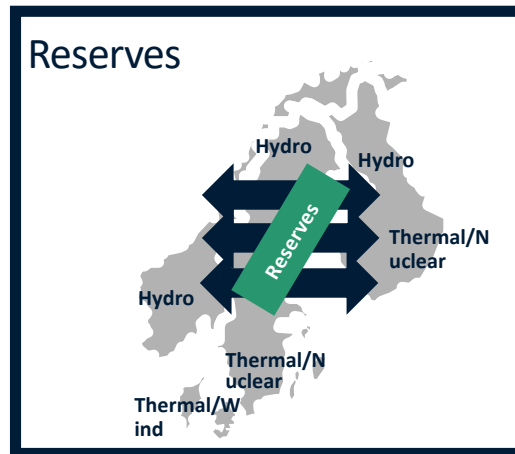
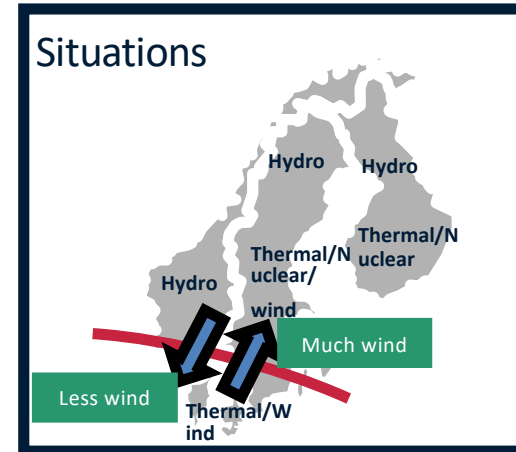
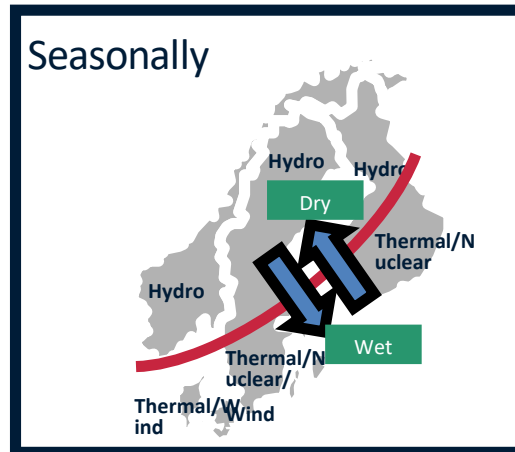


○メリットオーダーで決まった発電施設  
と需要点の実際の位置関係はバラバラ、  
時刻毎の需給状況で常に変化。

**メリット・オーダー**  
需要に対して、**限界価格の安い電源から順に  
給電して行く。**

☆利用者の便宜を損ねないように渋滞対策を行うのは「公道側の仕事」

# Bigger market is a better market



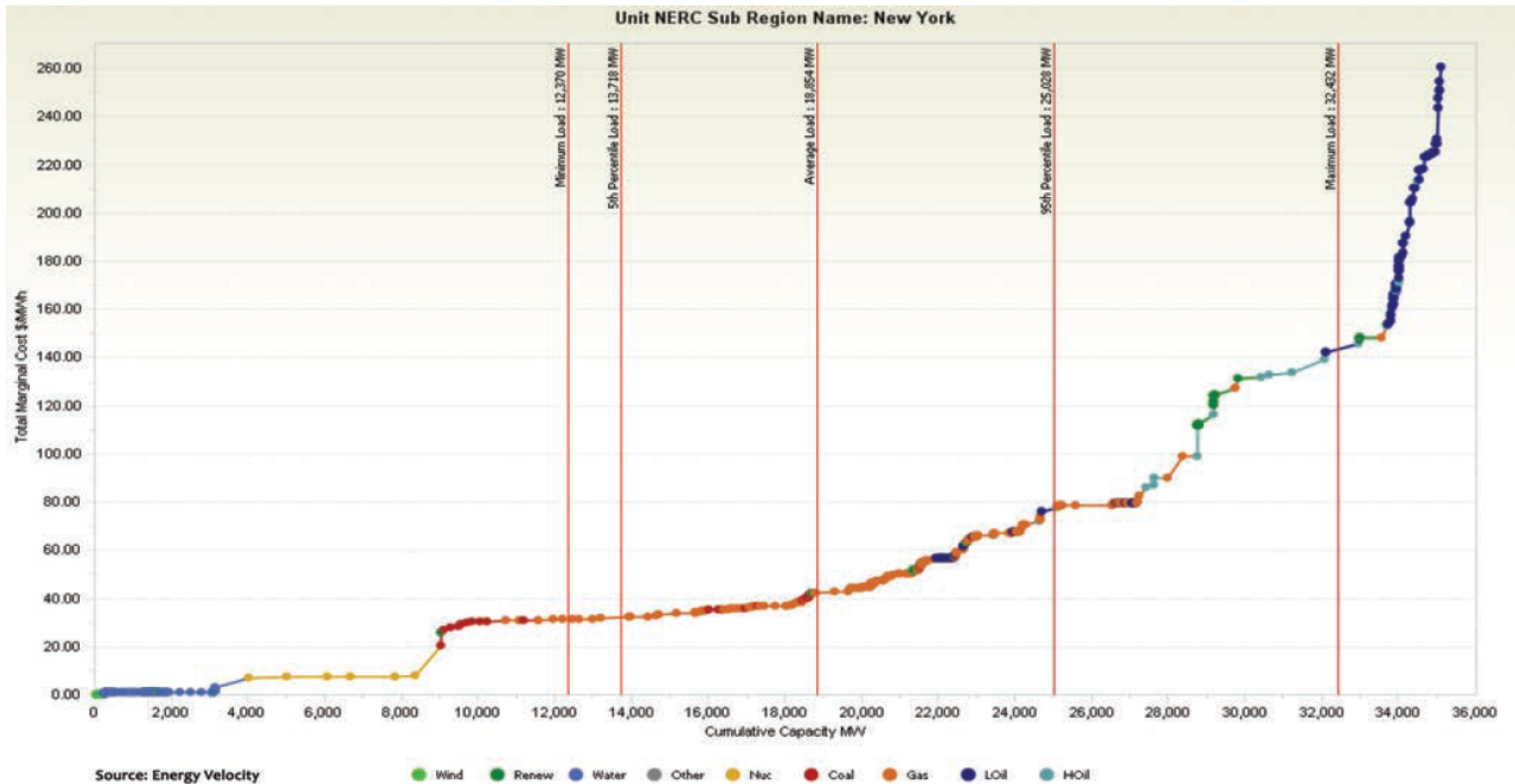
- Security of supply
- Complementary production
- Cost synergies
- Climate challenge

(ノルドプール資料)

市場範囲が広がるほど、より経済効率的な需給調整が可能となる。⇒グリッド運用の柔軟性⇒RTOによる広域管理、欧州全域一体的な潮流管理

# NYISOのメリットオーダーの例

Market Supply Curve for NYISO (Illustrative)



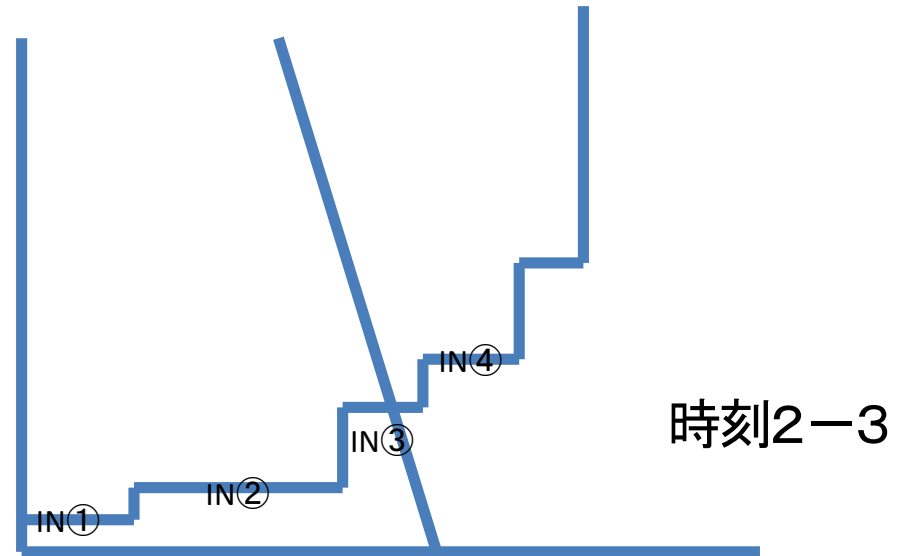
(NYISO-HP)

# グリッドのオープンアクセス

○接続に対する障壁は設けない

需要に対して過剰の発電設備が接続  
されたら？  
⇒メリットオーダーにより市場選択され  
た発電のみから供給される。

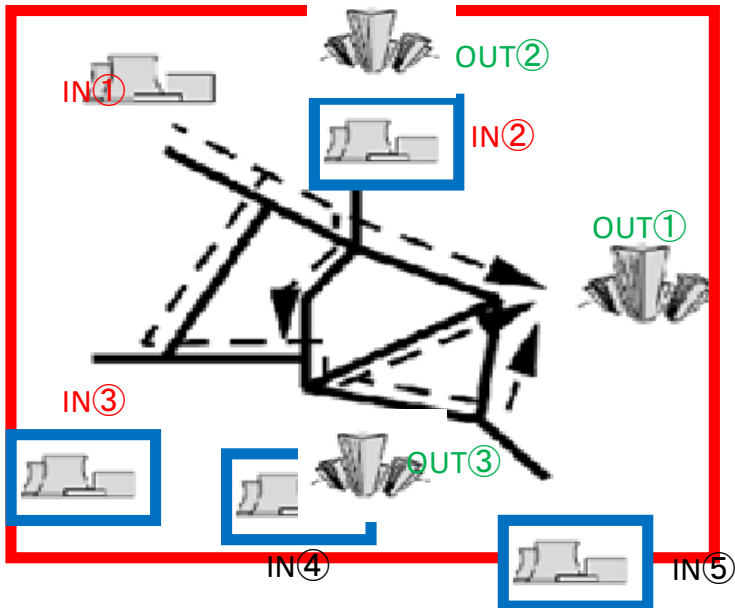
⇒時刻毎に異なる需給の組み合わせ  
⇒需給の位置関係も変化



IN①、IN②、 100%稼働

IN③ 50%稼働

IN④⑤ 0%稼働



	地点	0-1	1-2	2-3	4-5	...	21-22	22-23	23-24
IN	④	0	0	0	○MW		0	0	0
IN	③	0	0	●MW	●MW		●MW	●MW	0
IN	②	△MW	△MW	△MW	△MW		△MW	△MW	△MW
IN	①	◆MW	◆MW	◆MW	◆MW		◆MW	◆MW	◆MW

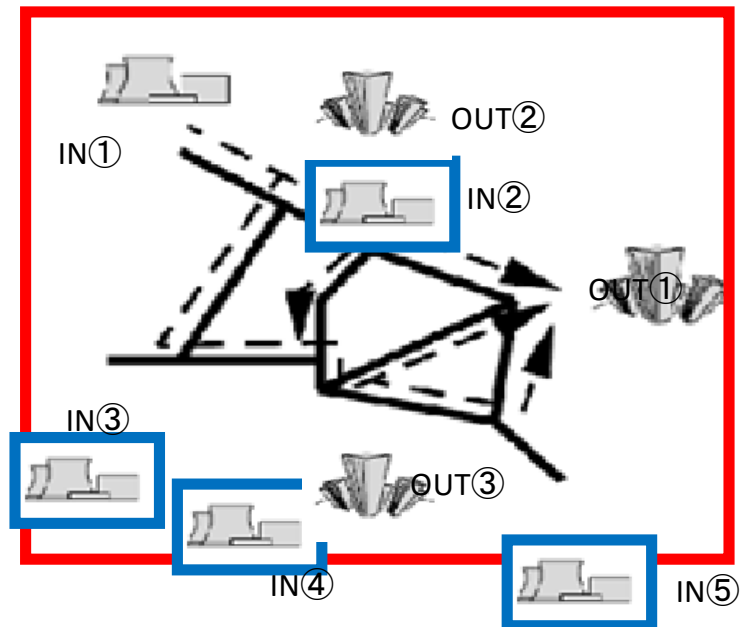
# 経済的選択は需要点と供給点の位置関係に拘わらず決まる⇒需給を結ぶ送電線の管理とは？

◎メリットオーダーの結果選択された発電施設と需要点を結ぶ送電ルートは？

◎送電の契約は？

◎需給相対契約と送電線管理との関係は？

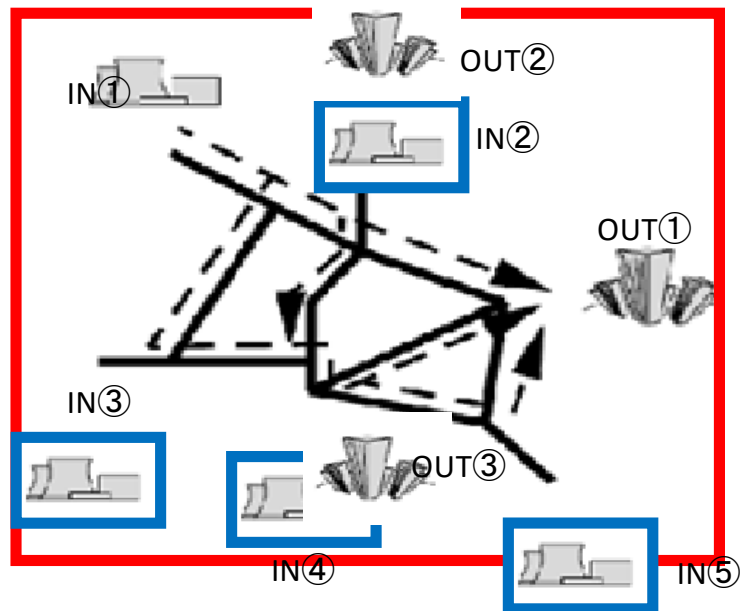
◎メリットオーダーの結果選択された発電施設からの送電が送電キャパシティに入らなかったら？



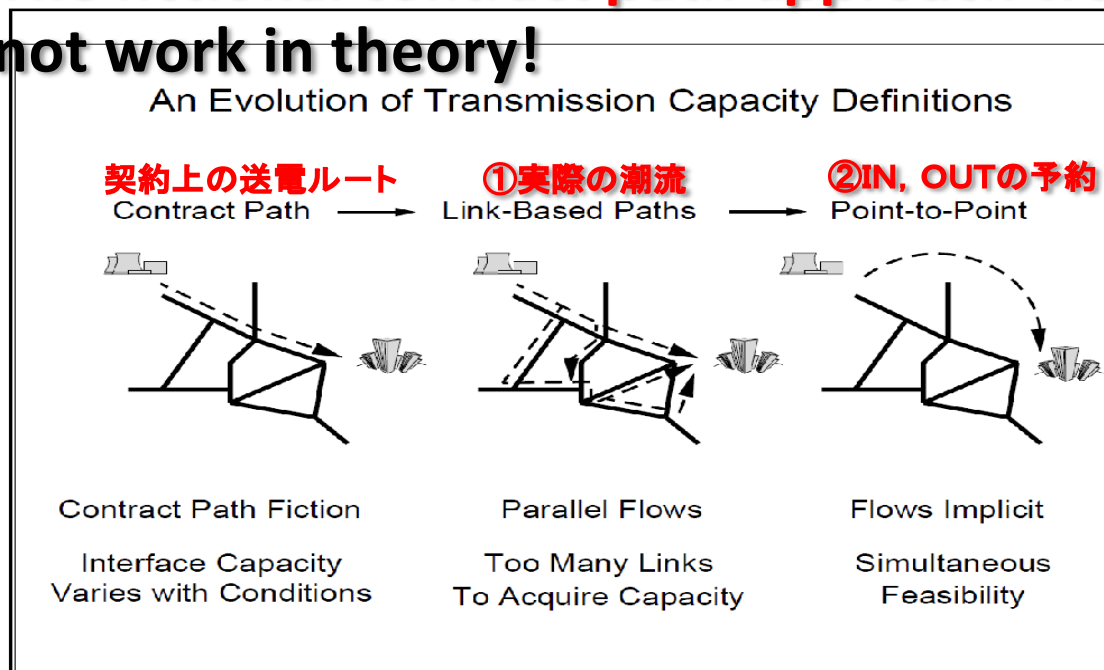


# メリット・オーダーの選択の結果は、グリッドに収容できるのか？

○実際のグリッドは複雑

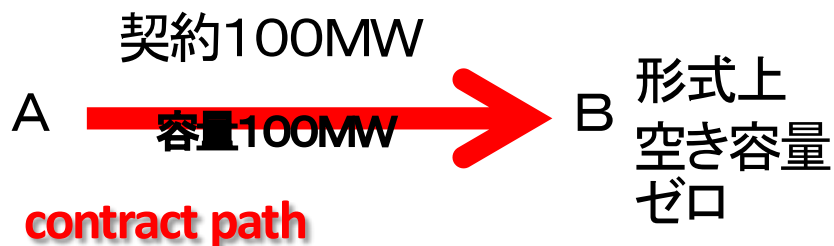


The **fictional contract path approach** would not work in theory!



米国ハーバード大Hogan: 1996年

人為的に設定した契約上のルートを電力が流れると仮定して契約上限等により容量割当て

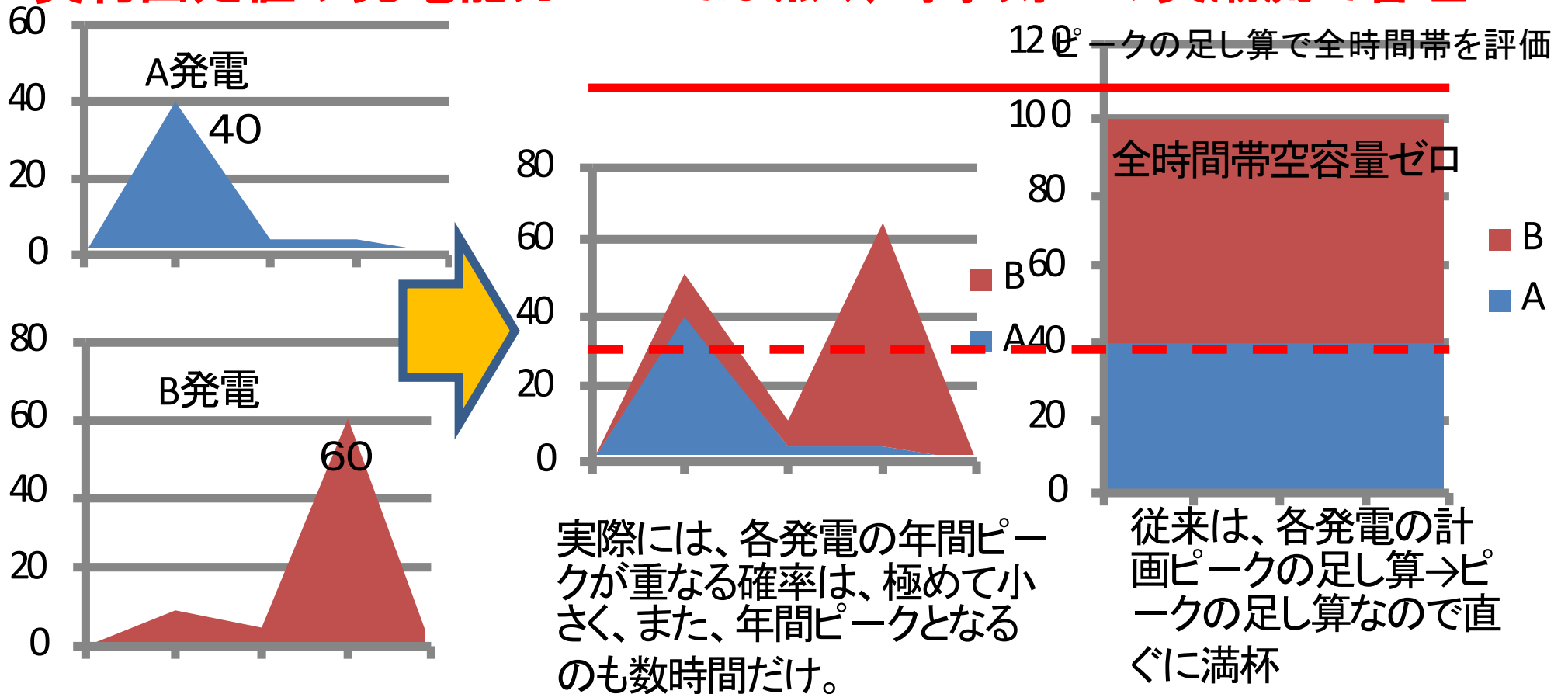


実際の電力は、あらゆる可能なルートに配分されて流れる⇒需給の組み合わせにより時々刻々変化



# 米国で20年前に行われた改革・・・①実潮流による管理

契約固定値や発電能力Maxでは無く、時事刻々の実潮流で管理



\* 全ての発電が同時に最大出力になるわけではない。そもそも需要のピークも一時的。  
時間区分毎の実潮流合計 ≠ 各電源の最大出力の合計

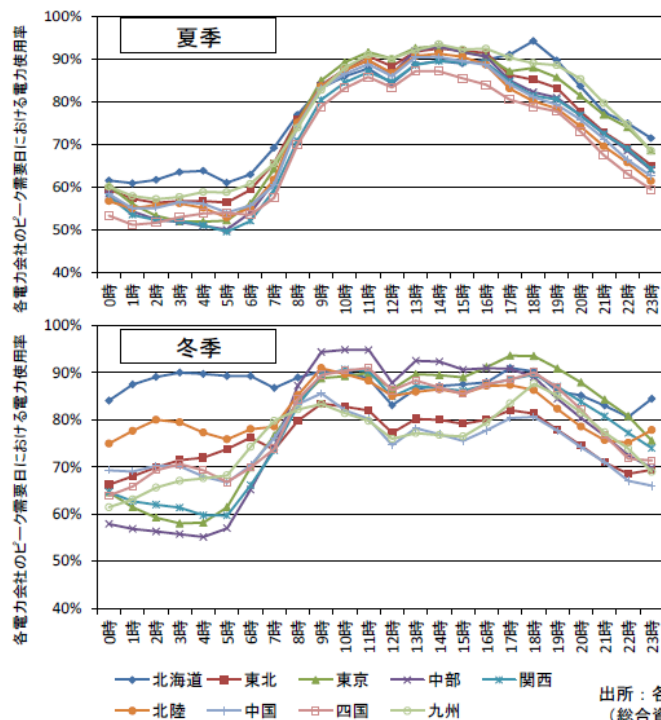
契約出力ピークや発電能力のスタティックな机上の足し算ではなく、  
時刻毎にリアルタイムで実際に流れる電力、リアルタイムの需要予測・発電  
予測に基づくダイナミックな送電容量管理に変更

送電線のキャパシティは基本的には、最大の電力が流れる年間需要のピークと整合を取っているはず。

⇒ 年間ピーク、日ピークを外れたほとんどの日、時間帯は、基本的には送電線に余裕があり、発電も総体としては部分稼働(一部の発電施設が選択されている状態)

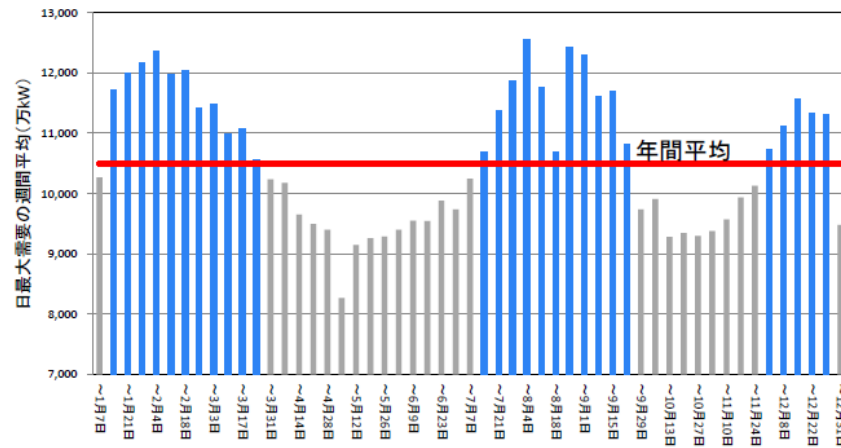
⇒ 年間の最悪ケース等の固定値・想定値でキャパシティ割り振ることは非効率

各電力会社の2012年度最大需要日の電力使用率推移



出所：各電力会社公表資料及び第4回電力需給検証小委員会資料より作成  
(総合資源エネルギー調査会第4回電力需給検証小委員会(平成25年4月23日)において示された最大需要日における供給力を分母とし、電力会社が公表している当日の時間帯別の電力実績を分子とした電力使用率を、電力会社別に算出したもの)

電力会社6社の2012年の日最大需要週間平均の推移



出所：各電力会社公表資料より作成  
(各電力会社の1日の最大需要を合計し、1週間単位(日~土)で平均したもの)

# 米国で20年前に行われた改革・・・②Point-to-Point の管理

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同時に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。

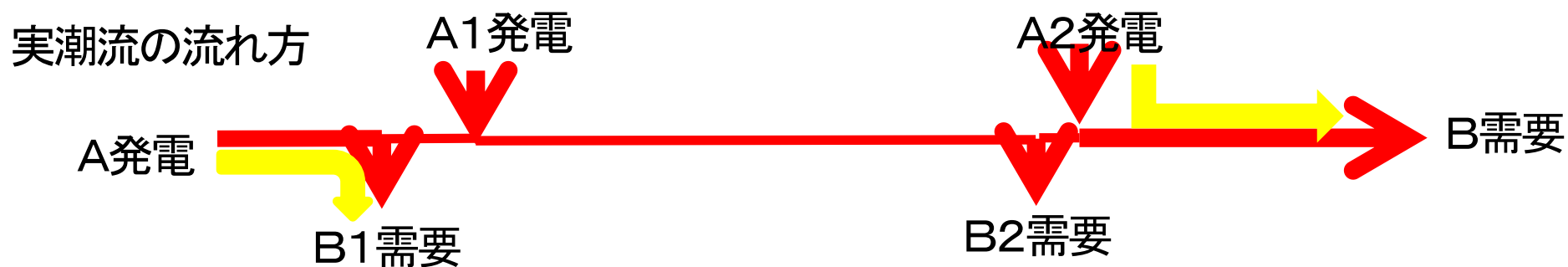
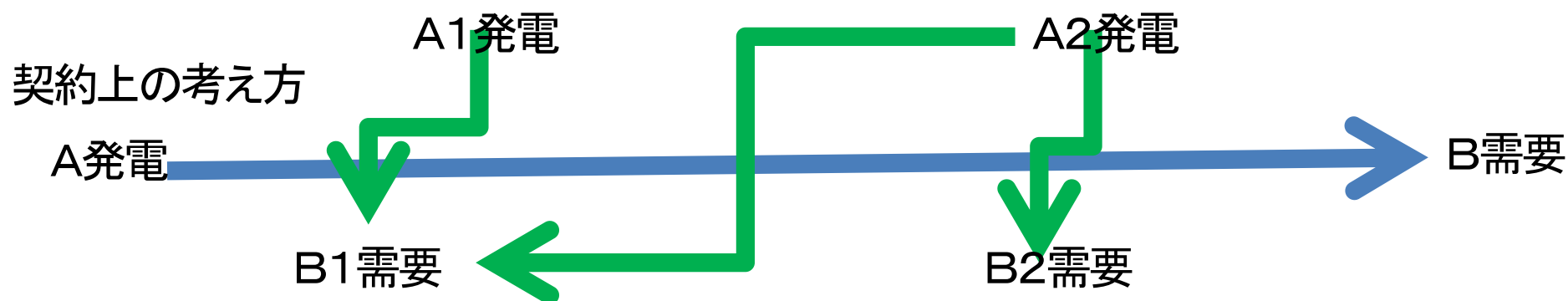
○当初は、**全てのループフローを必要量だけ計算・予約**することにより、送電キャパシティを予約しようという考えが米国には当初あったようであるが、これは時々刻々と需給が変化し、実潮流の状況も時々刻々と変化する中で膨大な変化を想定してループフローも含めて全てのキャパシティを全ての時間について予約することは、**不可能**であることを認識するようになった。

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

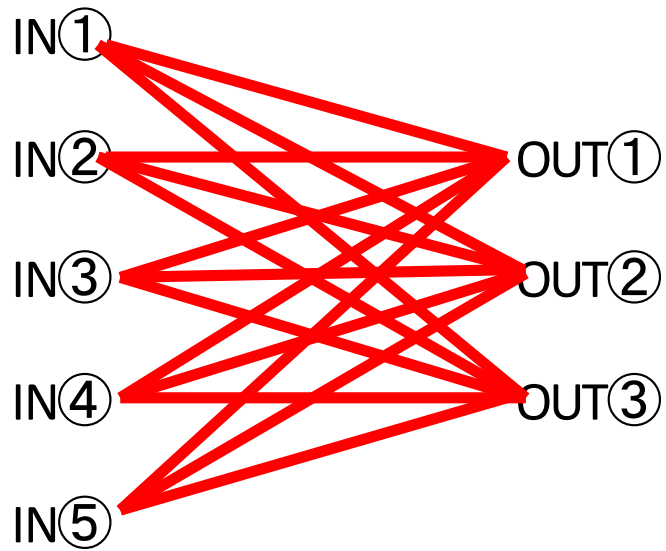
Point-to-Pointの考え方とは何かというと、全ての送電利用者に、**「IN」と「OUT」地点、時間・期間、量**を提出させ、**グリッド全体で一挙に実潮流計算**を行い、全ての組み合わせが**グリッドに受け入れられるかを同時にかつ時刻毎に判定**するというものである。

# なかなか抜けられないA→Bの送電という概念

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



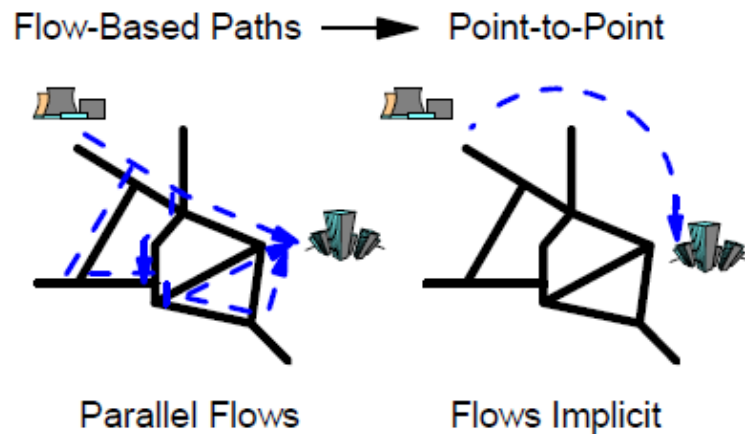
上手くグリッドに収まるのなら、人為的な潮流操作をせずに物理的法則に従った自然潮流が最もロスが少ないはず。



○市場で決まるあらゆる組み合わせに係る、送配電ルートについて、ルートごとに契約をすることは非効率

○需給の状況に応じて時々事刻々と変化する送配電ルートについて、全て契約するのは非効率

○一部の組み合わせだけ、契約ルートを占有するのは、不公平



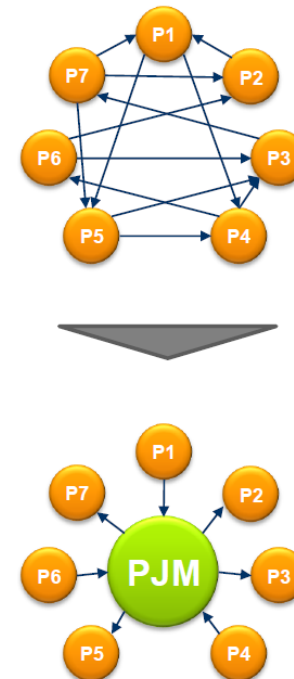
○単純化するために接続電源のMax能力の足し算等の**固定的想定**の下でキャパシティ管理をすれば、送電線の利用効率は極端に悪くなる



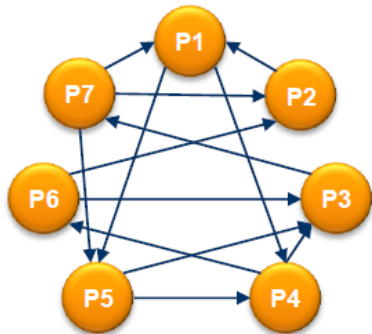
## Point-to-Pointの 送電キャパシティ管理の考え方

# 社会的なニーズの変化に対応したグリッド オペレーションとは？

- ◎様々な電力の供給点・供給主体と様々な需要点・需要主体の接続  
⇒従来の「大規模発電所⇒需要のカスケード型」のシステムで可能であったような  
単純な需給契約や送電キャパシティの割り当てでは機能しない。
- ◎外部の発電を区別し、個別に送電契約・需給契約しては機能しない。
- ◎個々の送電経路を考えるのではなく、グリッド全体をパワープールとして  
パワープールへの出し入れ。



# 送電線の割り当ては？

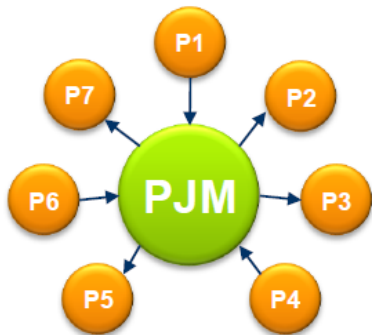


○旧来は、取引毎に送電ルートを個別に想定  
(コントラクト・パス)

⇒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  
**(POINT TO POINT)**

⇒グリッド全体を巨大な仮想電カタンクとみなして、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





**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(IN)とPODs(OUT)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.

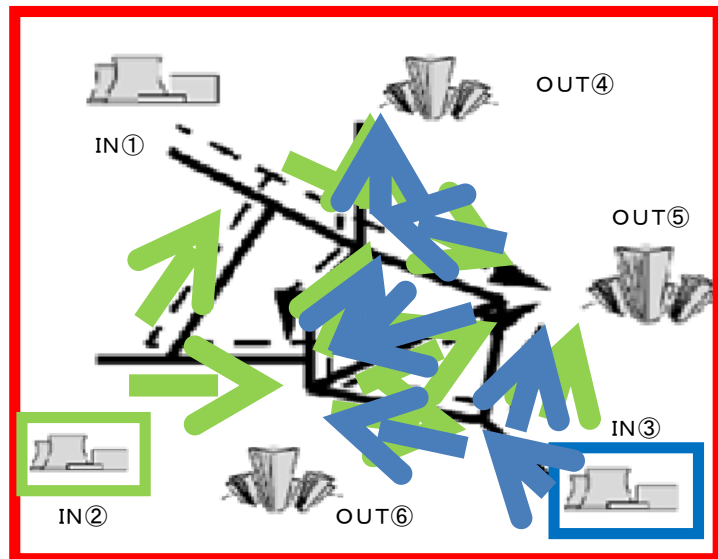
3.以下略

# 米国で考案されたのが、Point-to-Pointの考え方

Point-to-Pointの考え方とは何かというと、

## 欧米におけるグリッド容量管理の基本

- IN(発電)またはOUT(需要)の地点、時間・期間、量をグリッド容量を評価する一定の期間の分を全て揃える。
- 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が送電容量に収まるかどうかを時刻毎にリアルタイムで判定する。
- 収まる場合には、入力されたIN(発電)またはOUT(需要)は、容量内にあるということ、その結果として送電割当が決まる。
- 収まらない場合は、一部再給電指令(re-dispatch)により調整
- 空抑えとなった場合はインバランスペナルティの対象



	地点	0-1	1-2	2-3	4-5	...	21-22	22-23	23-24
IN	①	0	0	0	○MW		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 <sup>18</sup>	□MW

# グリッドネックにより、グリッドに収まらなかった場合の調整

Re-dispatch ?

出力抑制 ?

ノードプライシング ?

○実潮流計算では、**グリッドネックがなければ、メルिटオーダーの結果がグリッドに収まり、グリッド全体で同一のメルिटオーダーにより、発電dispatchが決まる。**

○Point to Pointの送電管理において、**実潮流計算で市場のメルिटオーダーの結果がグリッドに収まらなかった場合は、各ノードの電力調達価格が最小コストになり、かつ、グリッドに収まるように発電dispatchの調整計算を行う。→Re-dispatch (Commitment)**

○再給電指令 (re-dispatch) で調整できない場合に出力抑制  
⇒欧州: 出力抑制の上限をEU指令で5%未満に制限

○**米国では、re-dispatch⇒グリッドネックの前後で異なるメルिटオーダー⇒ノード価格設定⇒ノードプライシング⇒発電過剰はマイナスプライス(出力抑制は事実上なし)**

○いずれにしても、TSO・ISO(RTO)には、**原発、火力を含むあらゆる電源に対して、一部再給電指令、出力抑制の権限を付与**

# ノーダルプライシングのイメージ

送電制約があると  
送電制約の前後のノードでノード  
で調達できる電力に相違が生じ、  
異なるメリット・オーダーとなる。



ノードの需要曲線との交点で決ま  
るノード価格も異なるものとなる

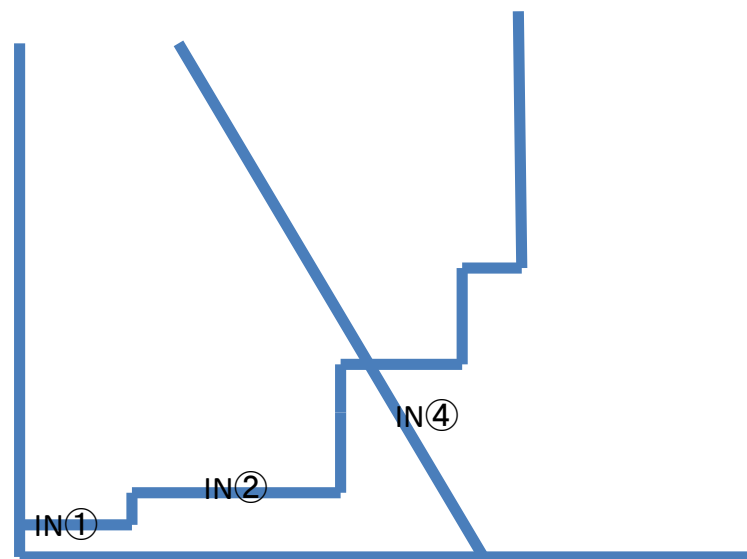
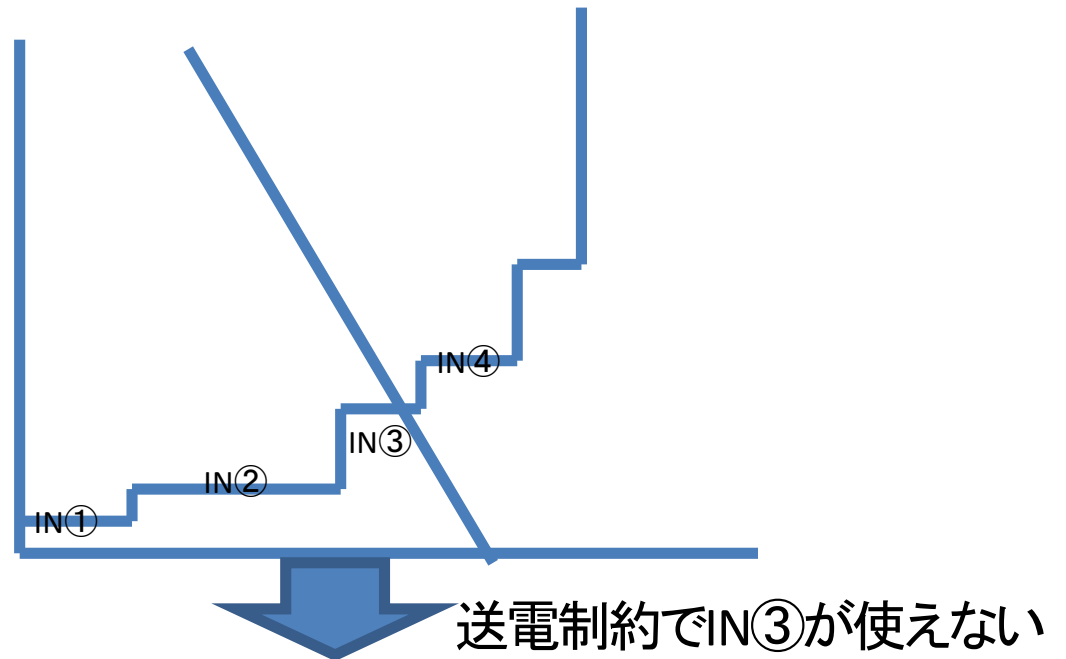
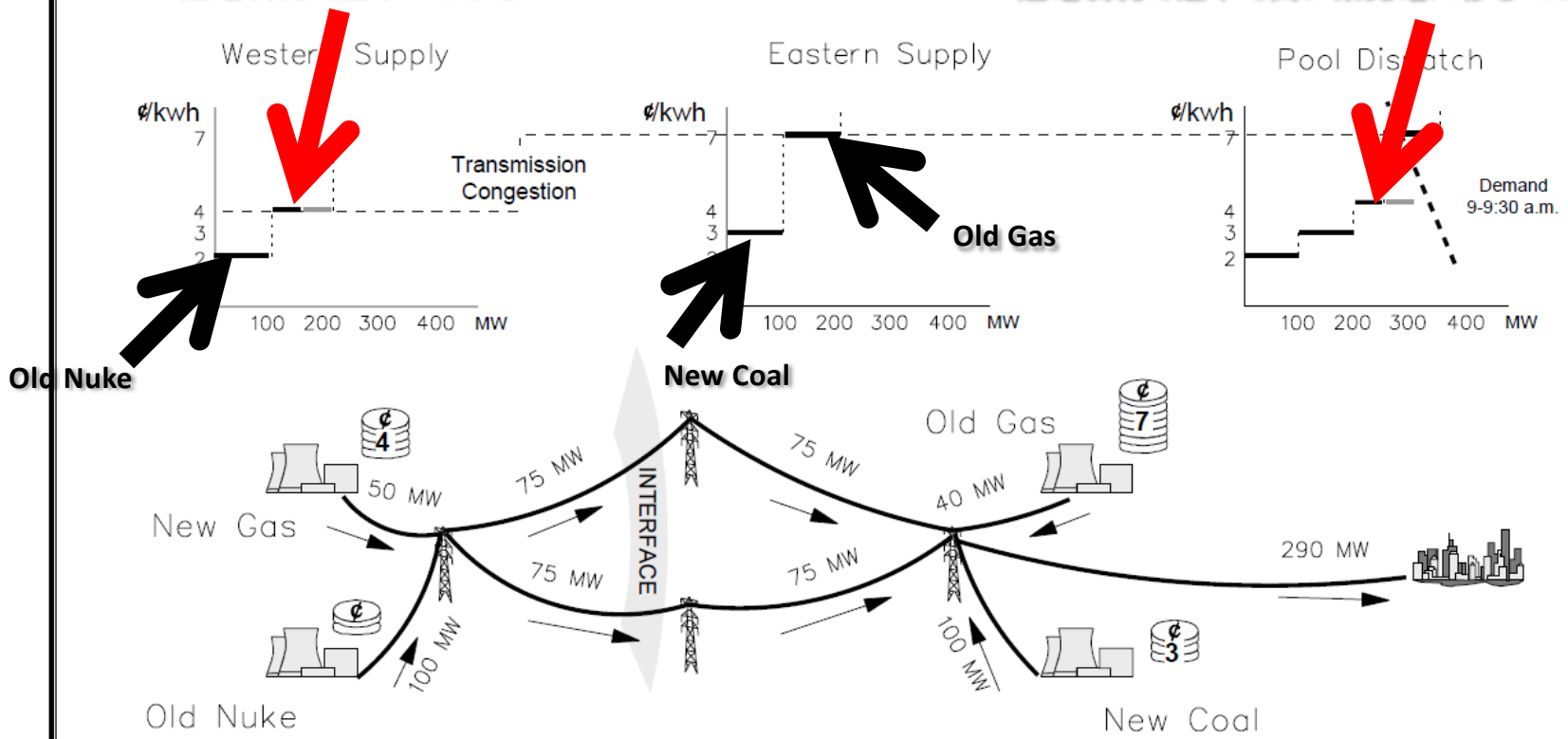


Figure 18

Morning Demand & Transmission Interface Constraint Yield Congestion;  
Market Price is 7 cents in the East and 4 cents in the West.

送電制約で途中で止まる New Gas

送電制約で途中で高い東発電に移る New Gas



Transmission Constraint Creates 3 cent Congestion Rental.

Losses Ignored for Convenience

米国ハーバード大Hogan: 1996年

グリッド・ネックによるNODE価格の変化のイメージ

# Locational Marginal Pricing (Nodal Pricing)

- Spot market with flow-based pricing at individual transmission buses (nodes), based on actual power system security constraints.
- Implemented via security-constrained economic dispatch (Real-Time) and security-constrained unit commitment (Day-Ahead).

**LMP: A method to price energy**

**purchases and sales**

- Generators get paid at generation bus LMP
- Loads pay at load bus LMP
- Transactions pay differential between source and sink LMP

## LMP Timeline

**1998:** Used in Real-Time Energy Market

**2000:** Implemented Day-Ahead Energy Market

**2012:** Shortage Pricing

**LMP**

Locational Marginal Pricing

=

System Energy Price

+

Transmission Congestion Cost

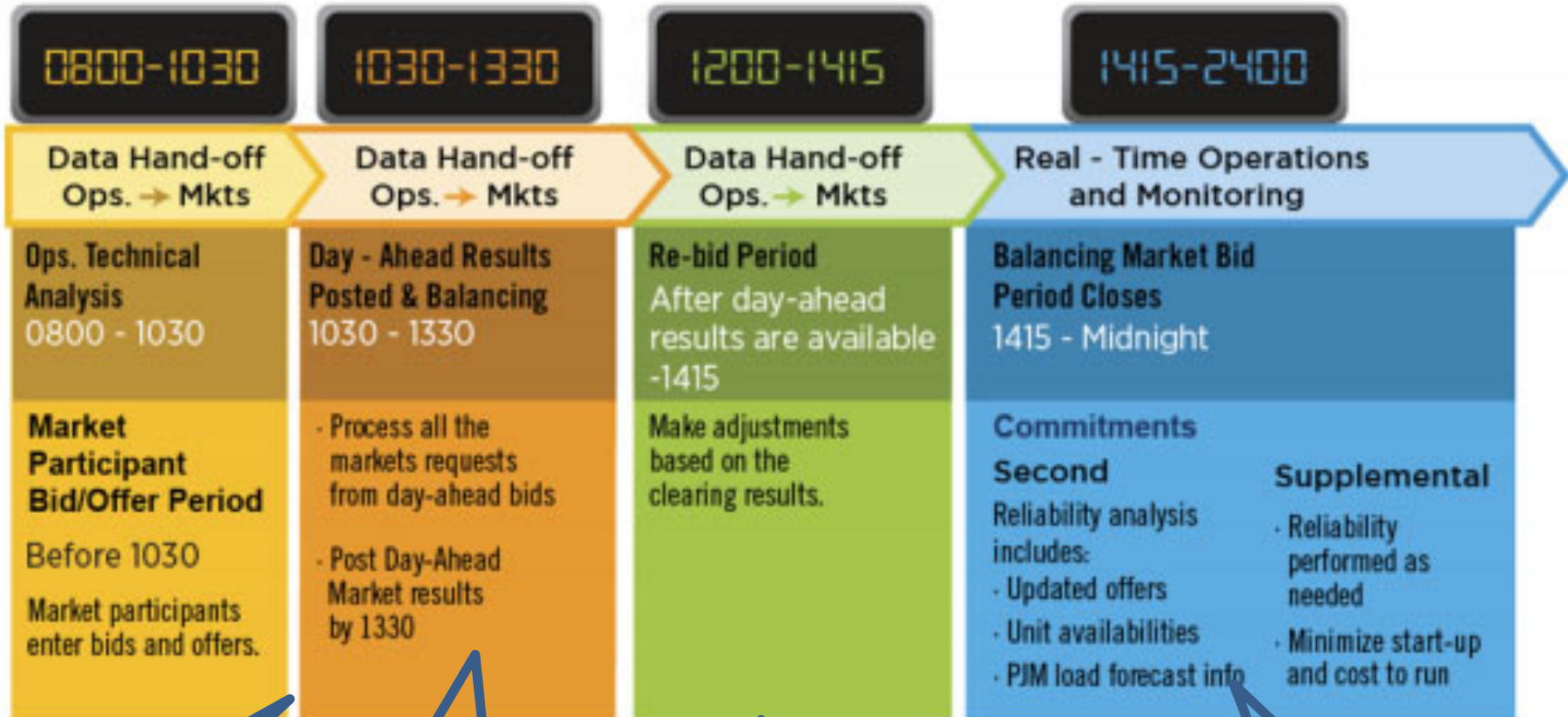
+

Cost of Marginal Losses

(PJM—HP)

# PJMのオペレーション

(PJM-HP)



前日市場クローズ

- ・潮流計算実施
- ・必要に応じ発電指令調整
- ・前日市場ベースノード価格算定
- ・結果の公表

- ・BidやOfferの調整
- ・ノード価格計算
- ・結果の公表

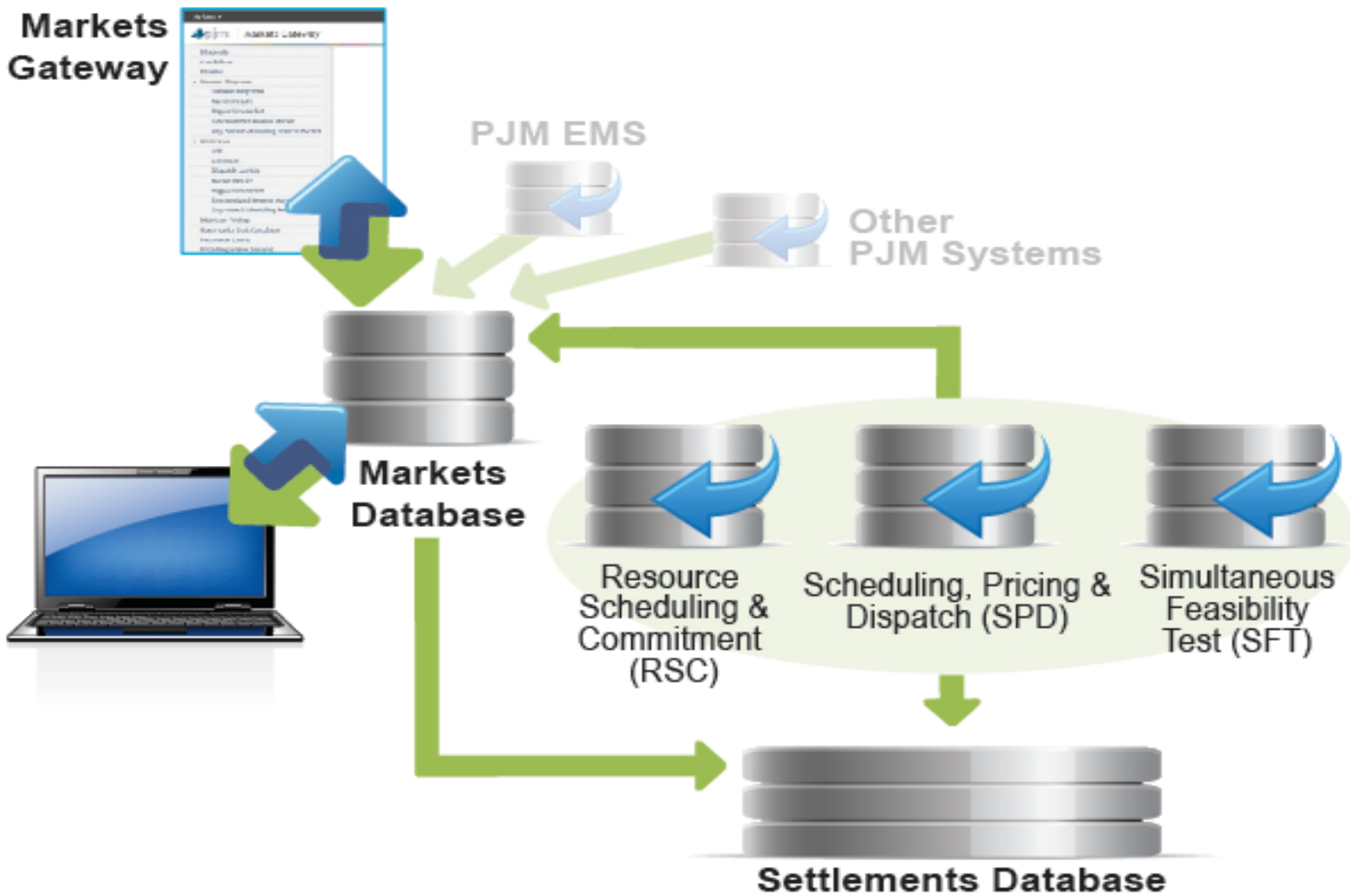
- ・リアルタイム調整
- ・リアルタイムノード価格
- ・結果の公表



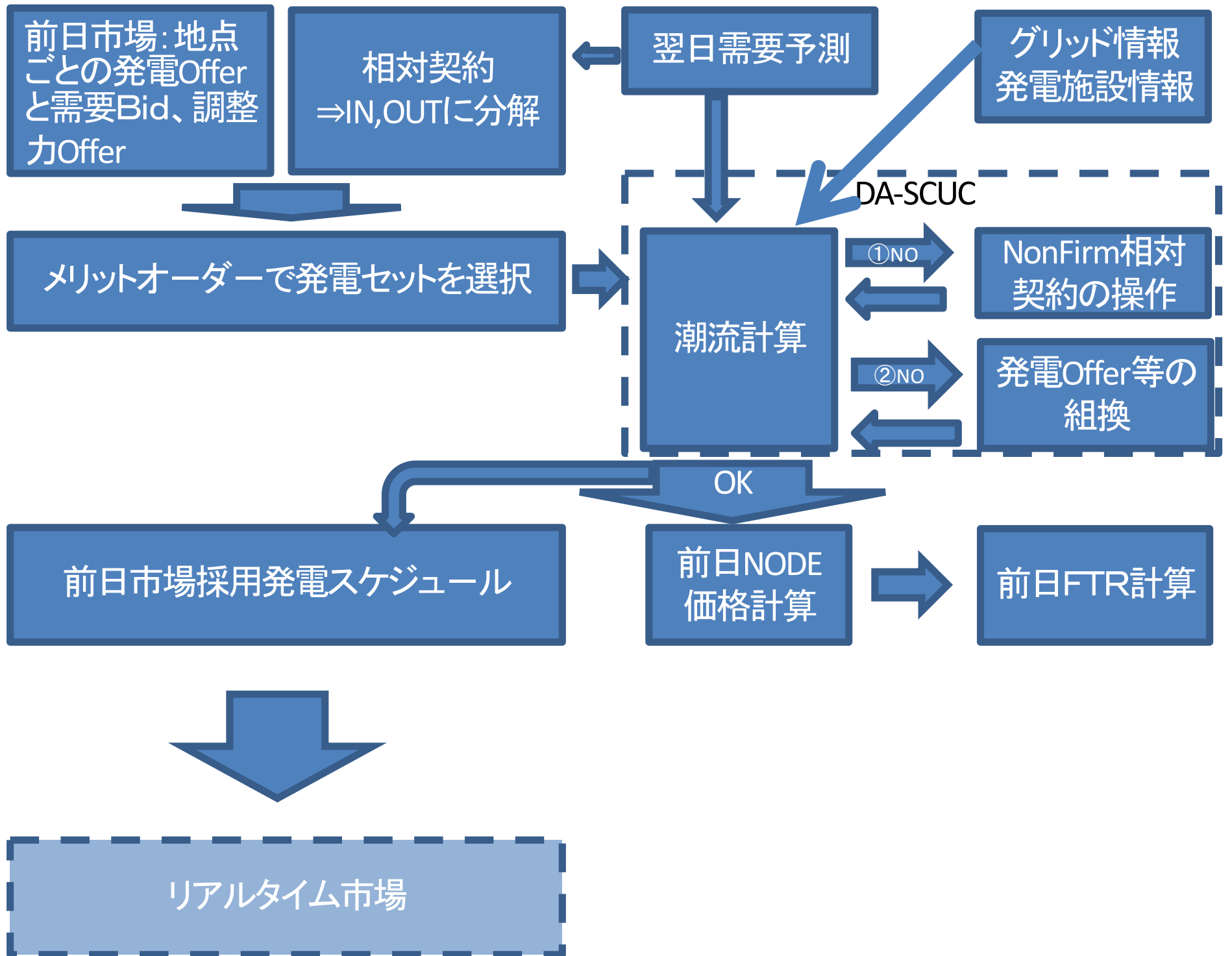
## Day-ahead Market – Average Daily Volumes

- 1,210 generators, 3 part offers (startup, no load, 10 segment incremental energy offer curve)
- 10,000 - Demand bids – fixed or price sensitive
- 50,000 - Virtual bids / offers
- 8,700 - eligible bid/offer nodes (pricing nodes)
- 6,125 - monitored transmission elements
- 10,000 - transmission contingencies modeled





(NYISO-HP)



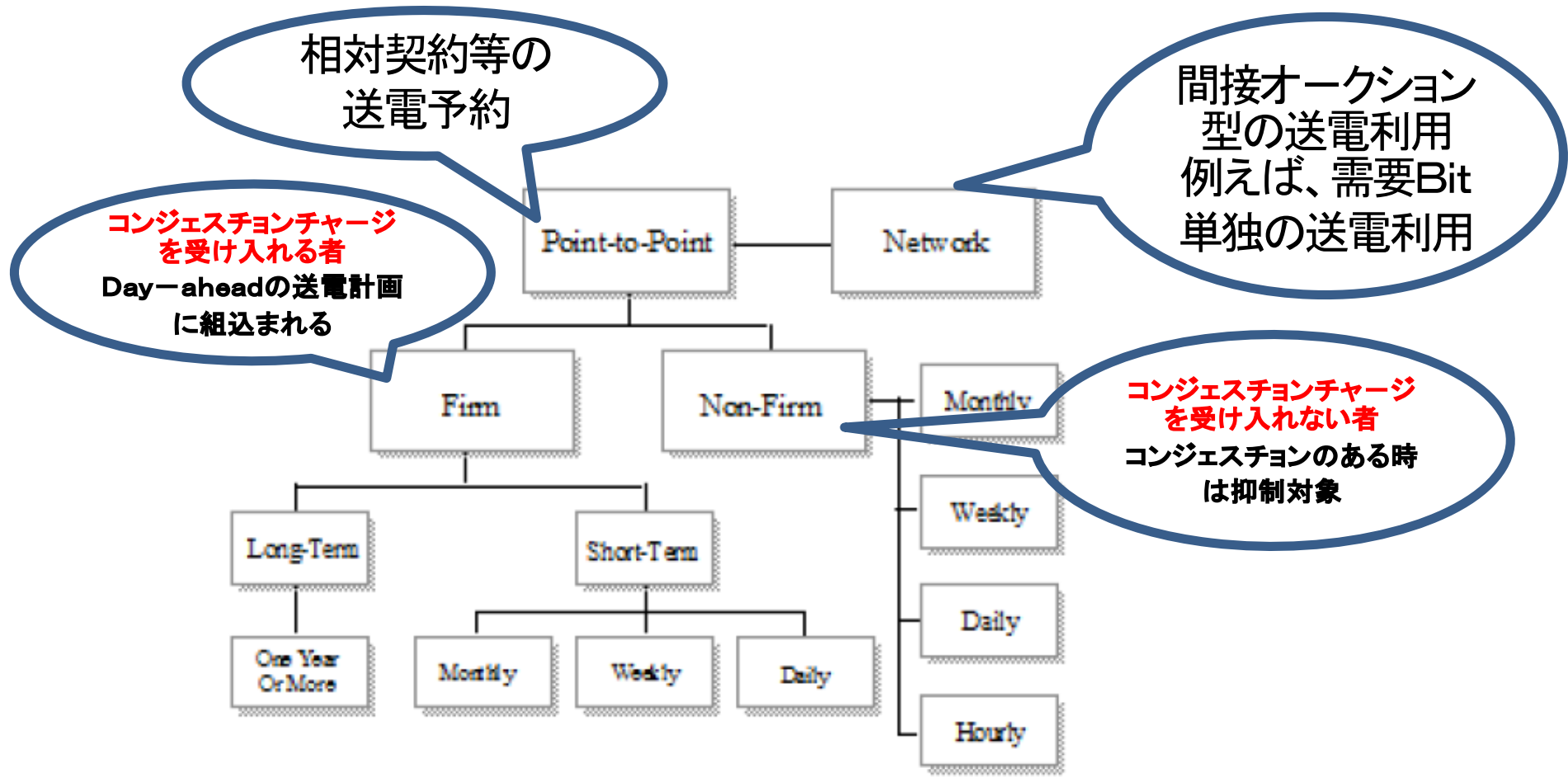


Exhibit 1: PJM Transmission Services (PJM-HP)

注)「Firm Point to point service」も混雑解消の観点等から差別なく Redispatch、Curtailmentの対象。

○米国のFirmとNon-Firmの総意は、コンジェスチョンチャージを受入れるかどうかの差  
⇒ノードプライシングが前提

# 相対契約の送電:PJMマニュアル、PJM-OATTより

## Point-To-Point Transmission Service

Point-to-Point Transmission Service is the use of transmission facilities for the transmission of capacity and energy between a Point of Receipt (POR) and a Point of Delivery (POD).

In the PJM Open Access Transmission Tariff, **Firm and Non-Firm Point-to-Point transmission service are offered for terms of various durations.** Point-to-Point transmission service can be used for the transmission of capacity and/or energy into, out of, through or within the PJM RTO.

## PJM Manual 2: Transmission Service Request

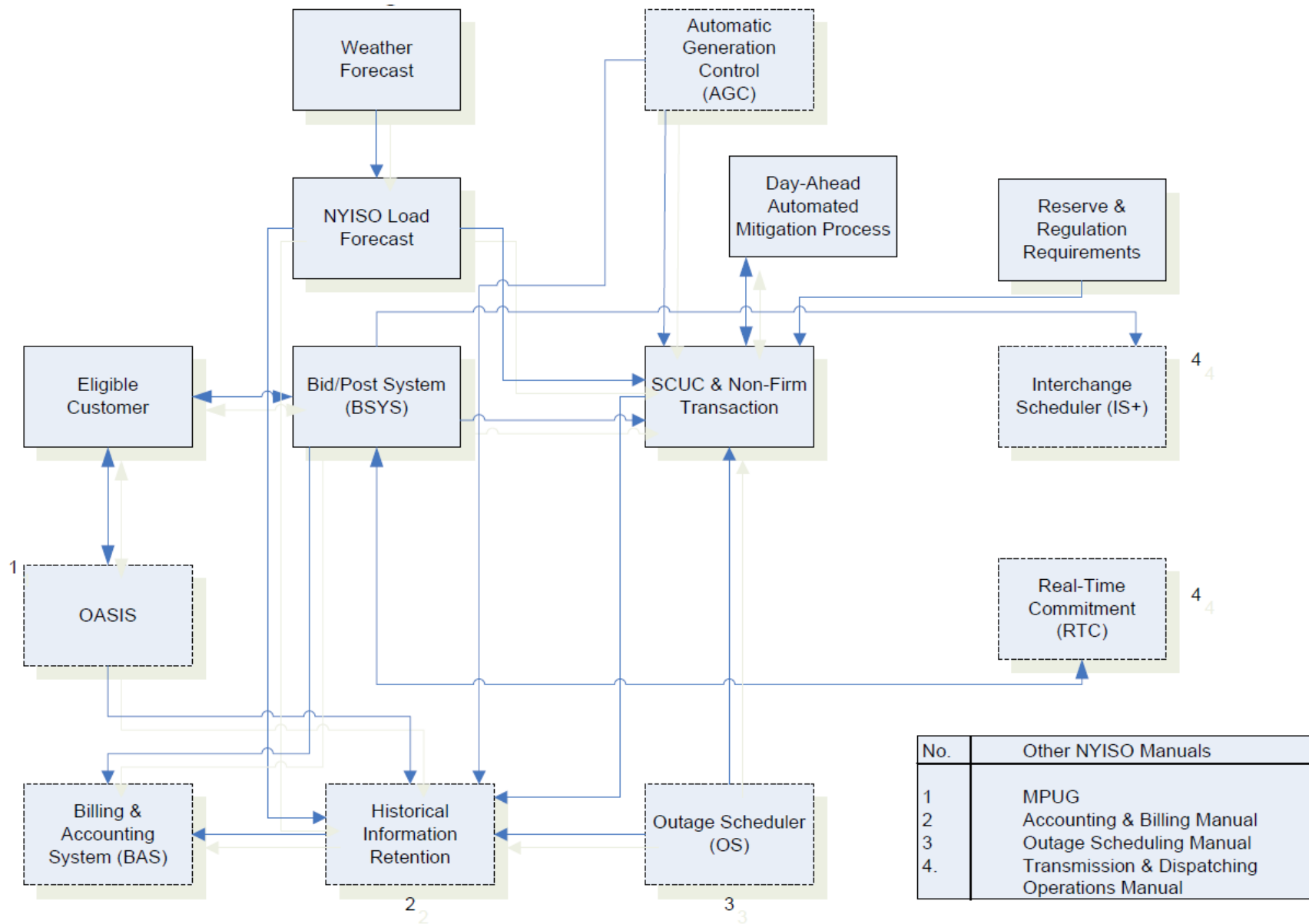
注)「Firm Point to point service」もRedispatch、curtailmentの対象。

コンジェスチョンチャージを受け入れない相対契約は送電混雑時に送電停止あり

### 1.10.7 Bilateral Transactions.

Bilateral transactions as to which the parties have notified the Office of the Interconnection by the deadline specified in Section 1.10.1A that they elect not to be included in the Day-ahead Energy Market and that **they are not willing to incur transmission Congestion Charges in the Real-time Energy Market shall be curtailed** by the Office of the Interconnection **as necessary to reduce or alleviate transmission congestion.**

Bilateral transactions that were not included in the Day-ahead Energy Market and that are willing to incur congestion charges and bilateral transactions that were accepted in the Day-ahead Energy Market shall continue to be implemented during periods of congestion, except as may be necessary to respond to Emergencies.



**Figure 2-3: Day-Ahead Scheduling Data Flow**

**(NYISO—HP)**

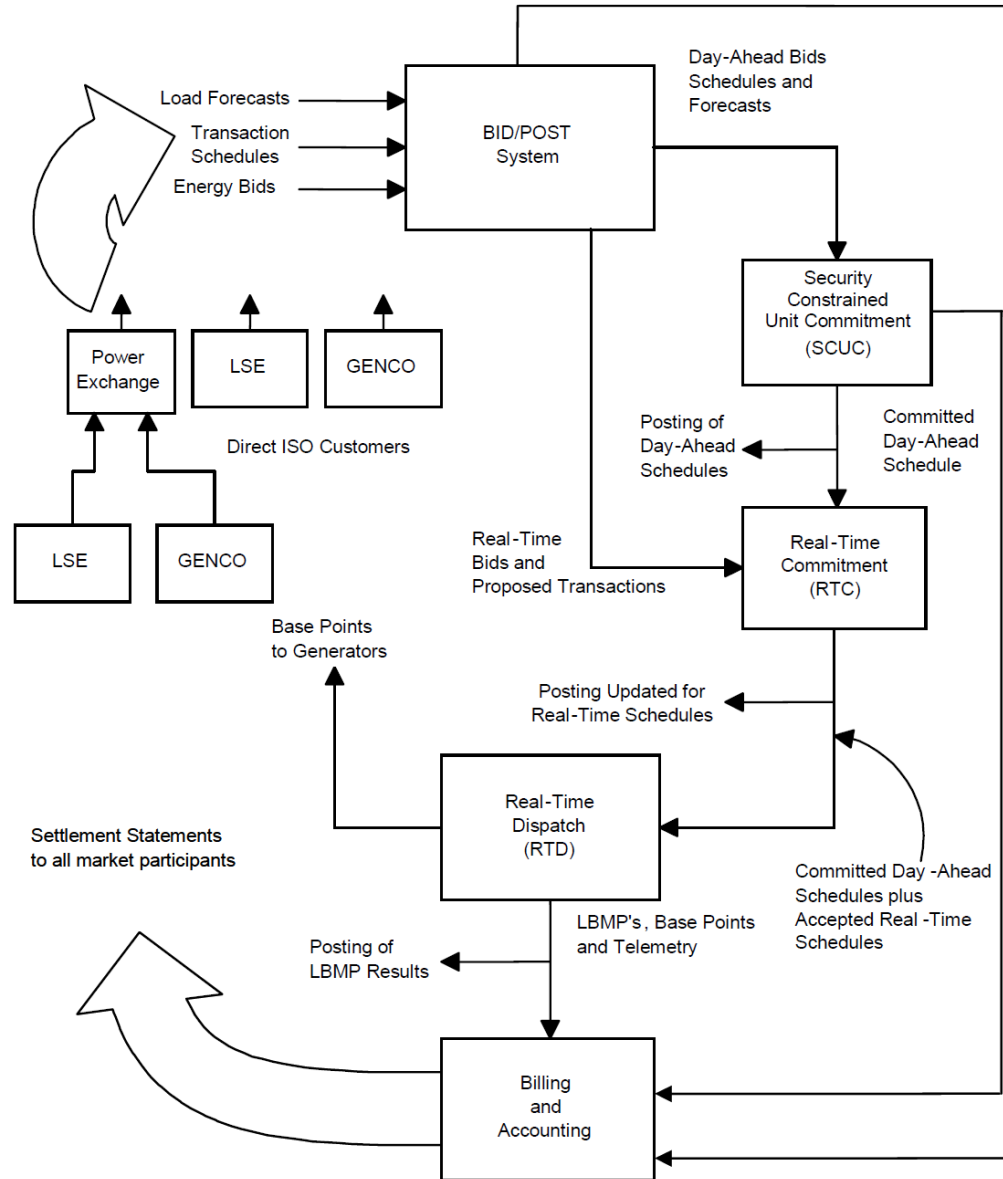
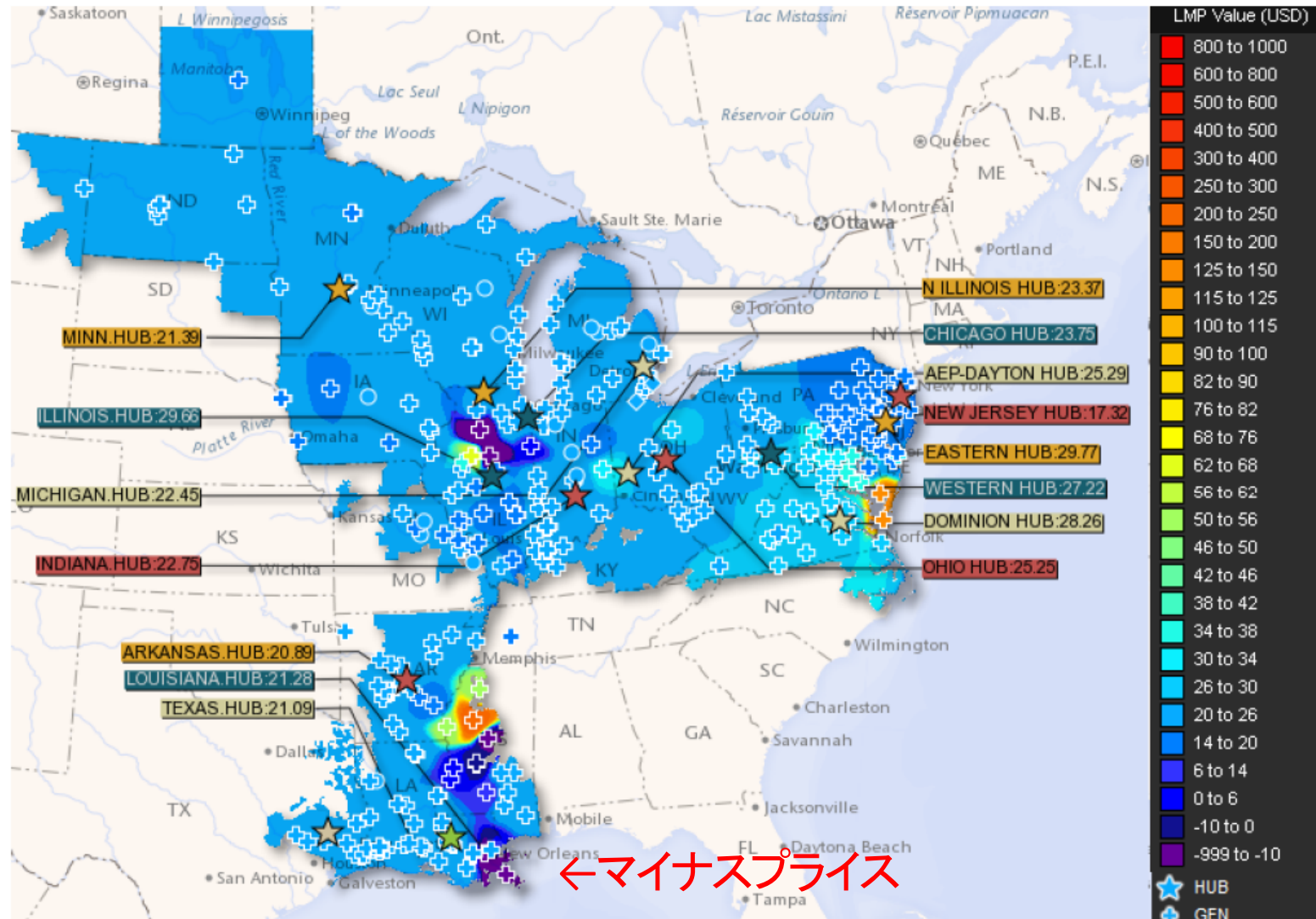


Figure 2-1: NYISO Bid-to-Bill Process

(NYISO-HP)

# Congestion Management and Locational Marginal Prices (U

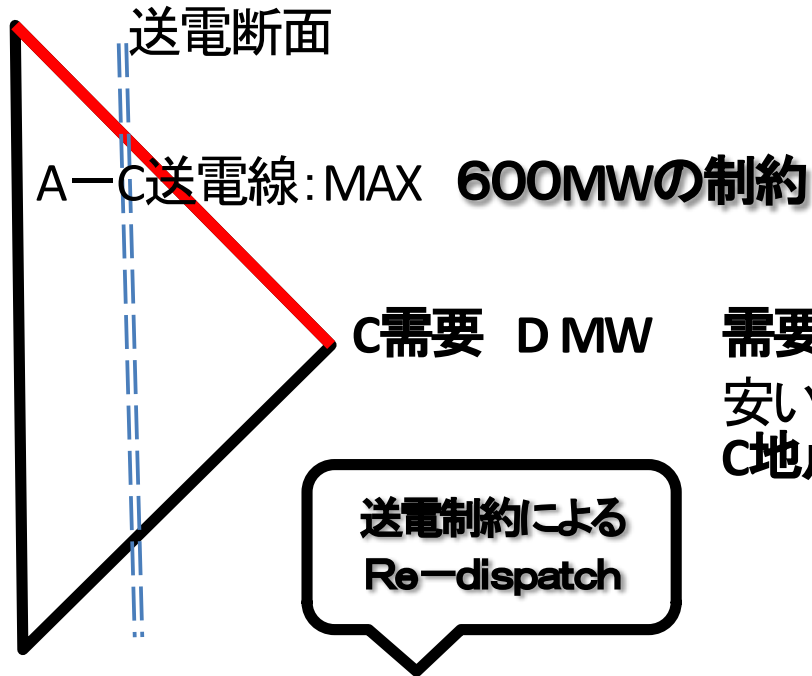


Nov 18 2015, 8.30am



# ノード・プライシング

A発電 発電量X MW 5円/電力 300MW送電



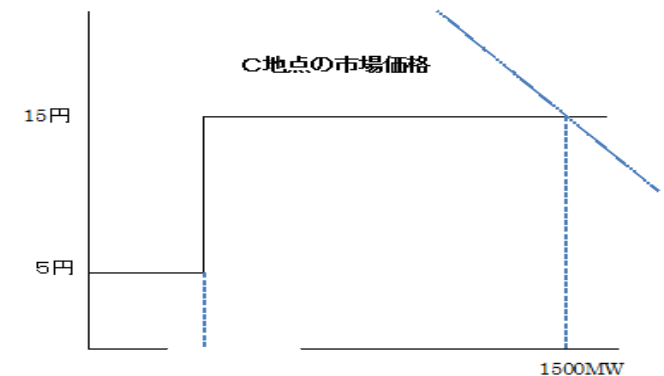
需要が1500MWの時は、  
安いA発電を最大限利用すると  
C地点=9円・・・C地点のISO調達価格

$$C\text{需要地点の調達価格} = (5 * X + 10 * Y) / (X + Y)$$

B発電 発電量Y MW 10円/電力 1200MW送電

C地点のNODE市場価格 15円

ISO調達価格とNODE価格の差がFTRの原資となる。



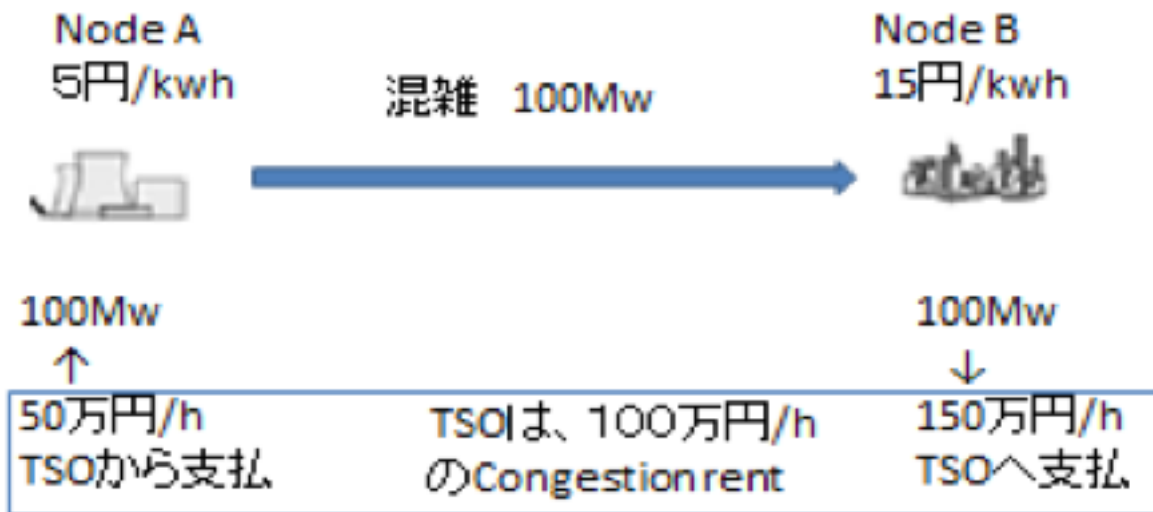
注) C地点の追加需要を満たすためには、A-C送電線はキャパシティ限界のため、安いA電力を1減らして高いB電力を2入れる必要があるため、限界価格は15円/電力となる。



# FTRの考え方

- 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

○ $15 - 5 = 10$ 円がコンジェスチョンチャージ

# FTRを需要側に帰属させる場合の収支計算

A地点価格:5, B地点価格:10, C地点価格: 15

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		-15*1500		9000	-13500
TSO	-5*300 -10*1200 =-13500	15*1500= 22500	9000 (C-rent)	-9000	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。

# FTRを発電側に帰属させる場合の収支計算

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、B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	-15×300	-10×300		
A販売			15×300		
A:FTR契約				10×300	
A収支			5×300	↓	15×300
発電B	10×1200	-15×1200	-5×1200		
B販売			15×1200		
B:FTR契約				5×1200	
B収支			10×1200	↓	15×1200
C購入			-15×1500		-15×1500
TSO	-5×300 -10×1200 =-13500	15×1500 =22500	9000 (C-rent)	-9000	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、B → 需要点の価格で販売

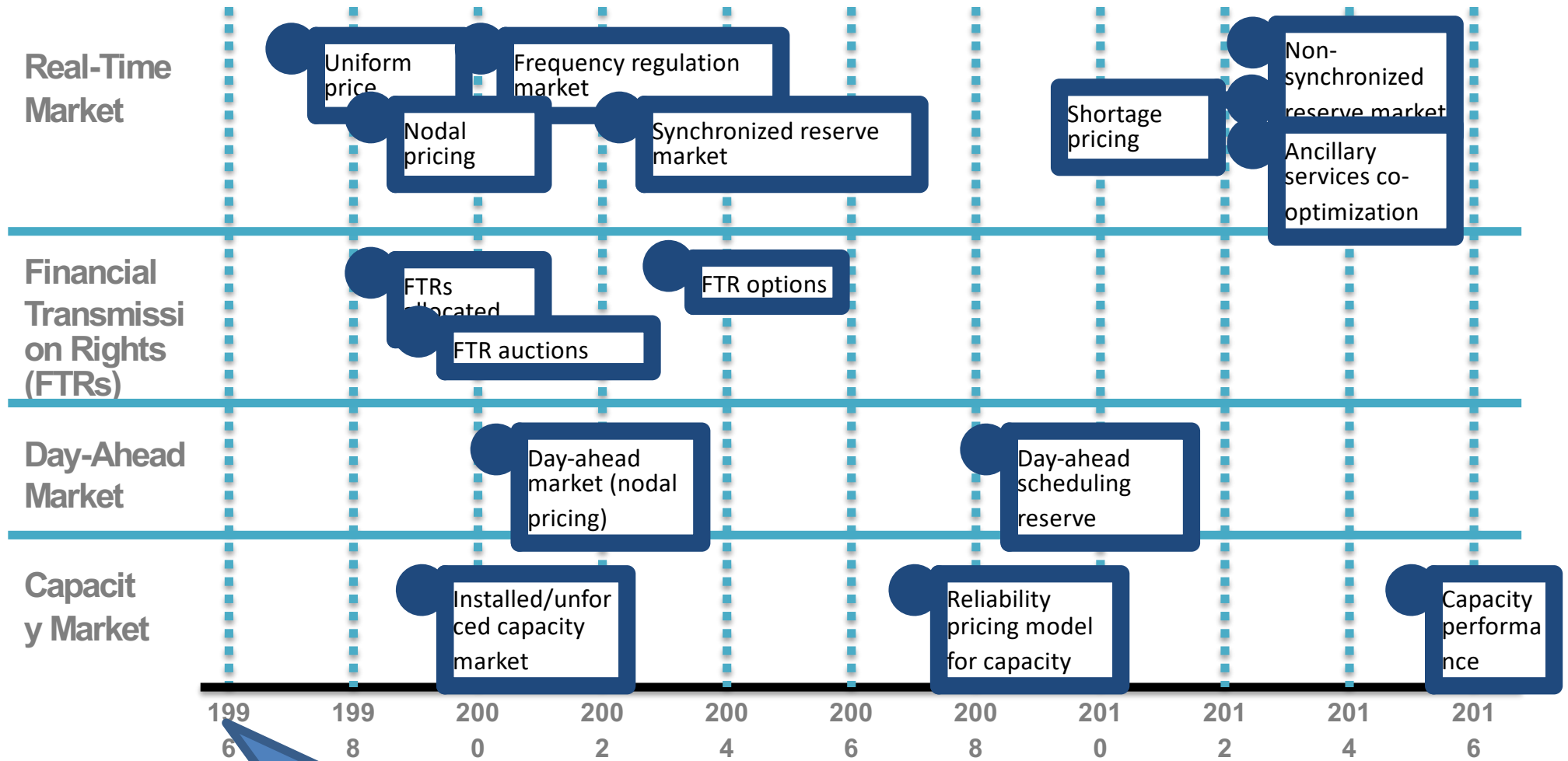
●発電にFTRを帰属させると売電価格を全体として押し上げる方向に働くので好ましくないというのが米国での見方。一方で、発電に対する激変緩和の効果もある。

# FTRの留意点

- 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ISOに混雑料(C-  
rent)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、ISO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を最初に帰属させるよう  
に制度を作るのが一般的。ただし、FTRオークションでその後は取引の対象と  
なる。

# Incremental Market Development

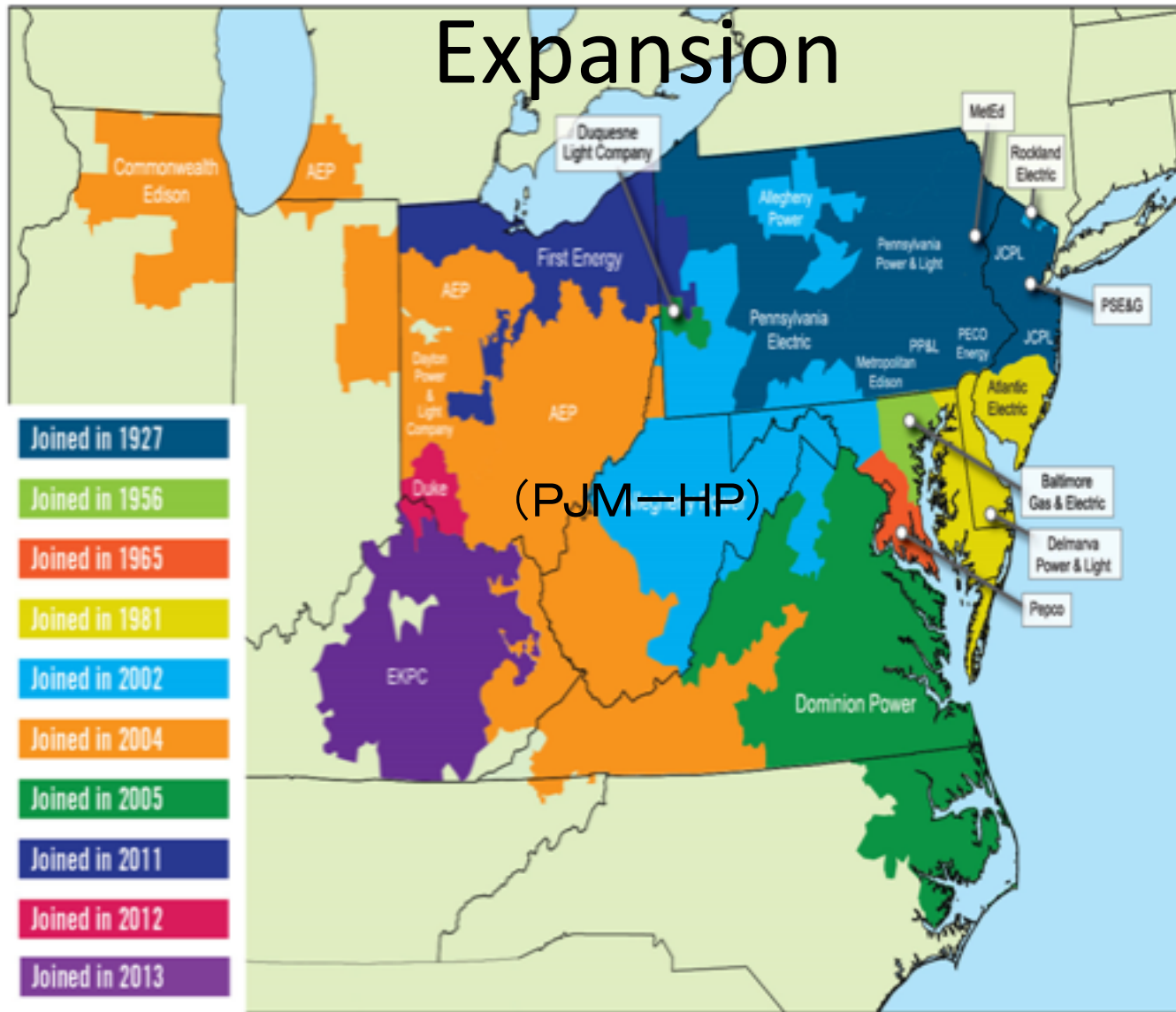
PJM's markets have developed in an evolutionary fashion, rather than a "big bang" – a deliberate risk management strategy.



Order888

(PJM資料)

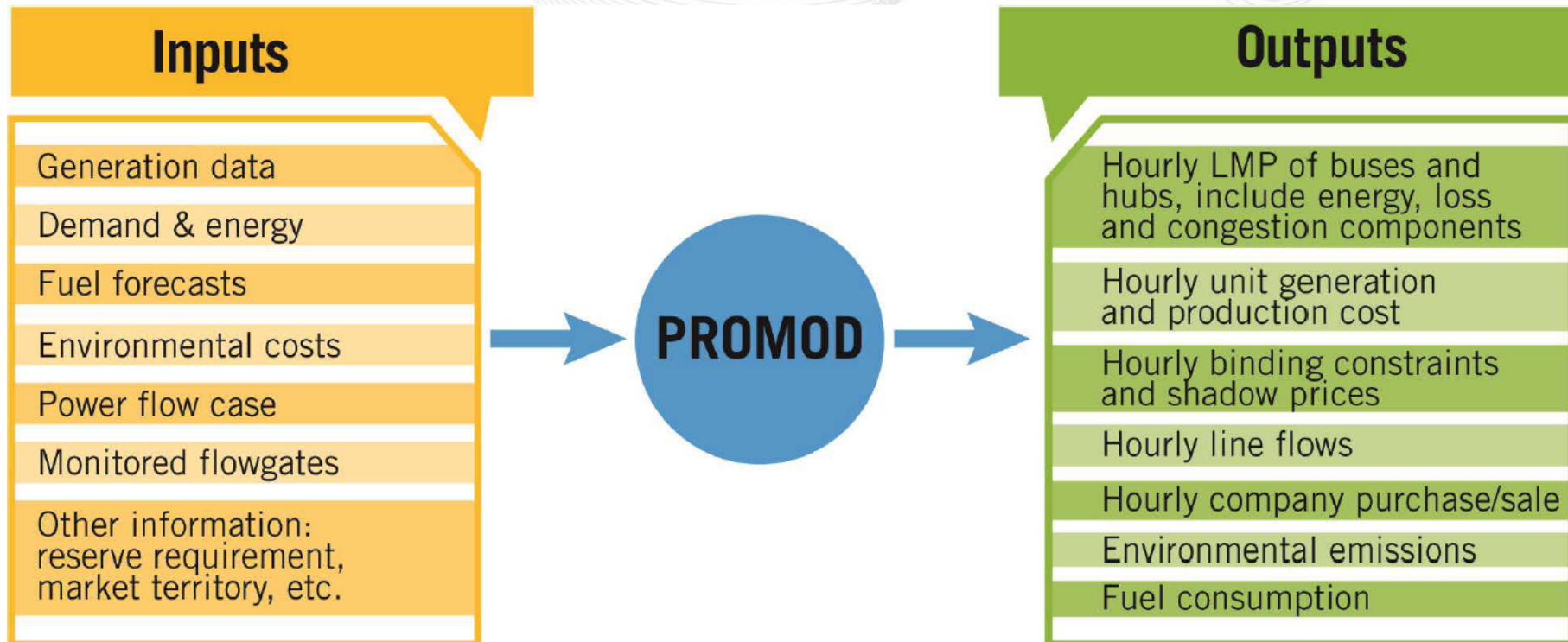
# Coupled with Ongoing Geographic Expansion



(PJM資料)

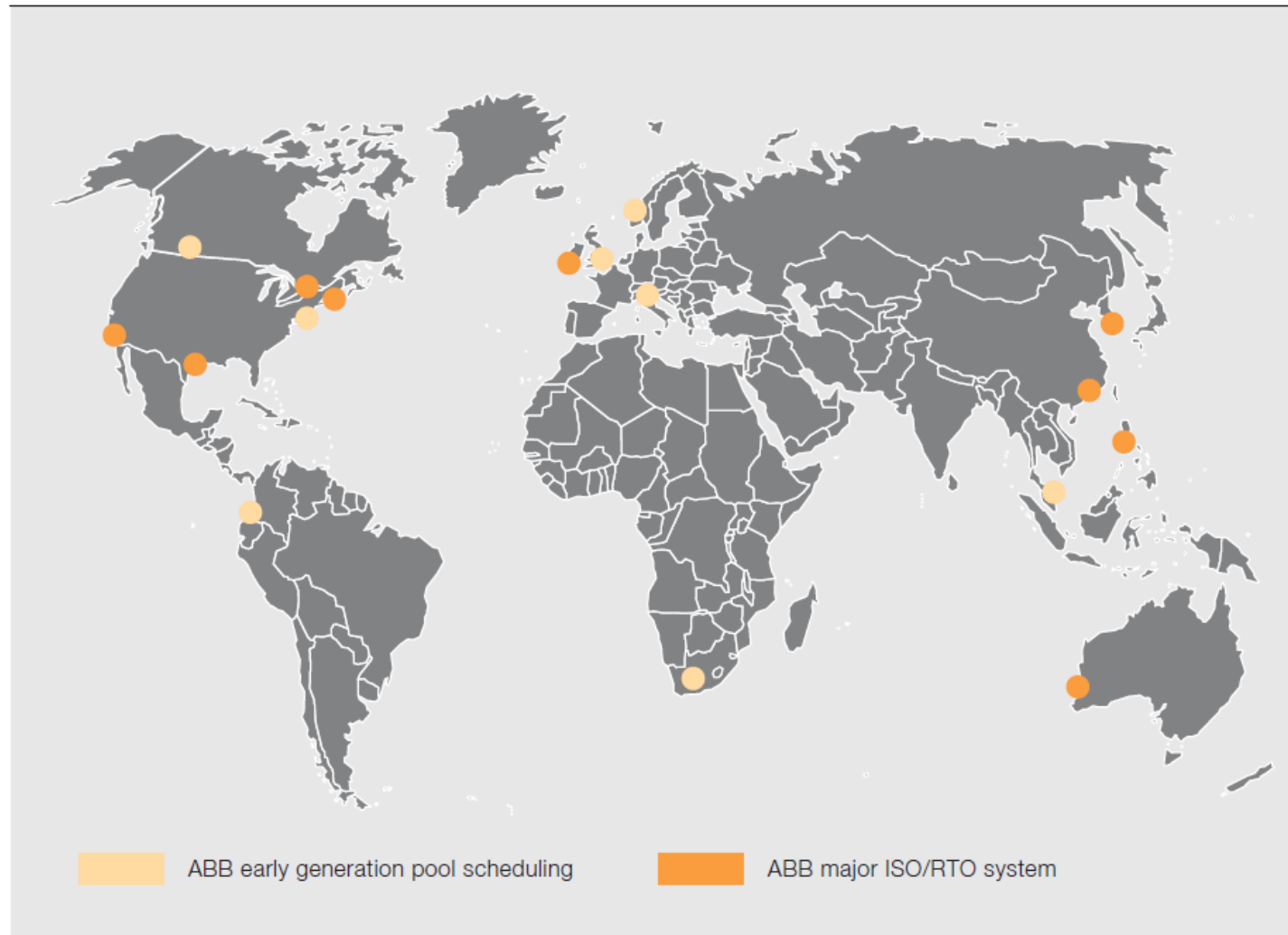


# Market Efficiency Analytical Software



(PJM-HP)

### 3 ABB has global involvement in energy markets



(ABB-HP)

ABBのグリッドオペレーションシステム

ノルドプール、英国、アイルランド等の欧州、CAISO、ARCOT等の米国の他、豪州、中国、韓国、フィリピン等



**御静聴ありがとうございました。**