

米国の電力取引と系統運用

平成31年3月20日

京都大学特任教授

内藤克彦

- 1.米国の送電管理の基本的考え方
- 2.ISO等の送電管理
- 3.ISO等の市場運営
- 4.ISO等の送電サービス
- 5.FTRの考え方その他

FERC、NYISO、PJM資料より

欧米システムのトピックスを断片的につまみ食いしているだけで、欧米の基本的なシステム全体を理解して議論している人が我が国には少ない。

欧米のシステムは、20年前から進化を続け、ICT時代に即したものとなっている。



1.米国(欧州)の送電管理の基本原則

①Transmission

・交流(AC)電力網は、相互接続されたウェブのように動作し、いくつかの例外を除いて、**オペレータは、電力の流れを個々のライン単位では、特に制御を行わない。**

その代わりに、**電力は、(物理法則に従い)最小抵抗の経路に沿って、同時に複数のラインを通り発電所から消費者に流れる。**
(FERC)

⇒これが最も効率的

・・・欧米のオペレーションの基本原則

○ハーバード大のホーガン教授が**20年前**に提唱した大原則

・人為的に「想定したルート」を電力は流れるわけではない。

・実潮流は、物理法則に従い、複数のラインを通り、しかも時々刻々の需給変化に従い、時々刻々ルートも変化しながら消費者に流れる。

・したがって、個々のライン単位で制御することは無意味で、グリッド全体で潮流を考える必要がある。

⇒個々の送電ルートに分解して考えない

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

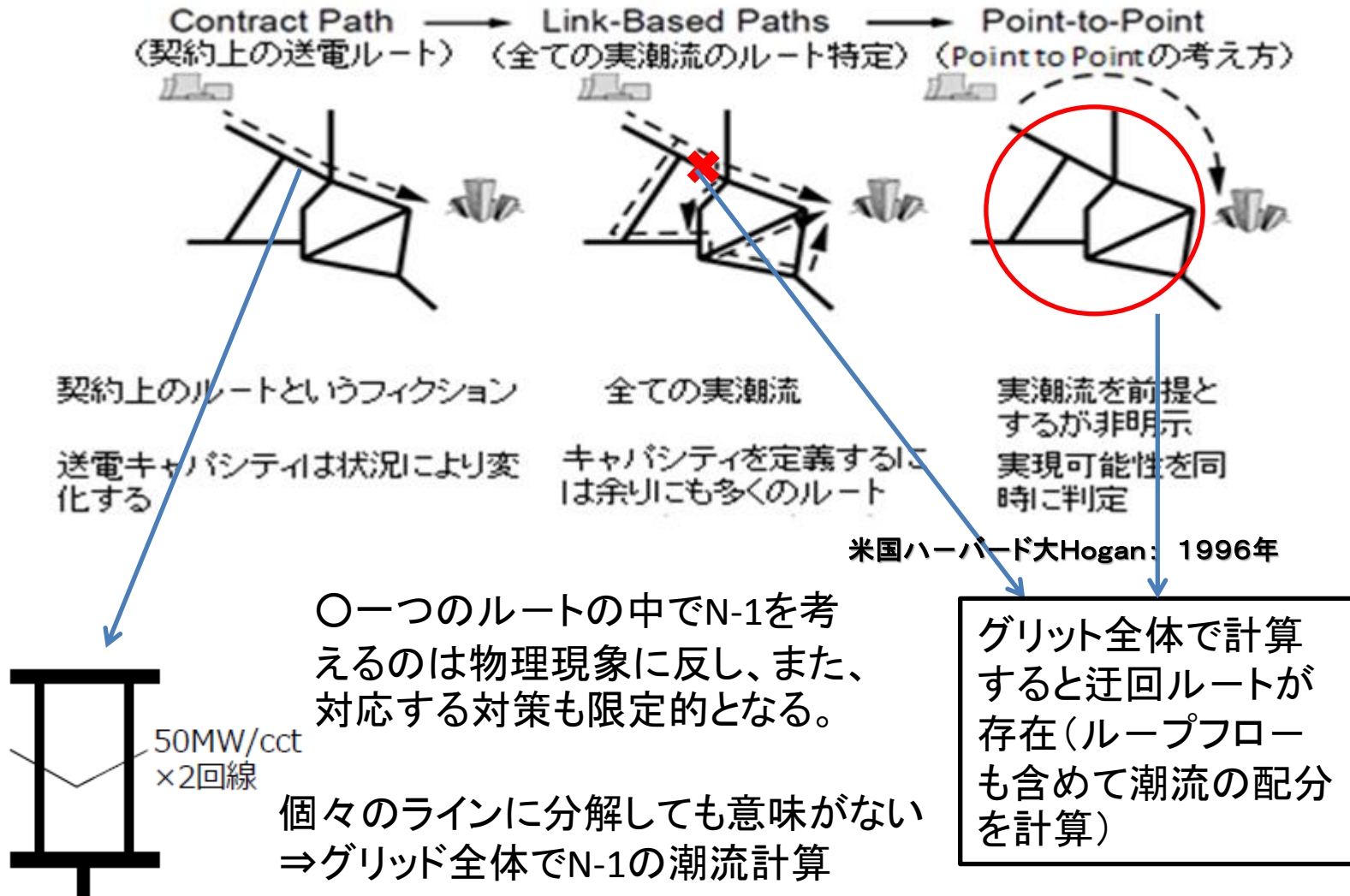
キャパシティを定義するには余りにも多くのルート

実潮流を前提とするが非明示
実現可能性を同時に判定

米国ハーバード大Hogan: 1996年

個々のライン単位では制御を行わない！

☆個々の送電ルートに分解してキャパシティの割り振りを行わないが、全体としてグリッドネックを解消するように混雑時の送電操作や長期的な送電線の増強は考える。



参考

想定潮流

「需要と出力の差が最大となる断面(最大潮流の断面)で評価する」

⇒キャパシティ管理上最も不利と想定される机上のケース設定で一度潮流計算を行い「空容量」を算出し、これに収まらない新規接続は、接続段階で差別を行うという考え方で、想定caseで全てを固定的に規制する従来からの送電管理と基本的には同じ。

⇒実際は最も不利な条件となるのは一年の内で僅かな時間。これ以外の一年の大半の時間では空容量はもっと大きくなる。

さらに、実際の実需給では、机上で想定されたような極限事態が起こるとは限らないので、一年を通して実際にはキャパシティの余裕がもっとある可能性もある。

⇒欧米では「一年8760時間毎の実際の実需給に基づく8760case」の潮流計算で「空容量」を毎日判断しているので「想定潮流」という概念自体が過去の遺物。

⇒欧米ではグリッド全体で評価するので、特定のルートの想定の意味がない。

②Transmission Service

- ・FERCは、送電線を所有する事業者が、**すべての顧客に差別無く送電サービスを提供することを義務付けている。**
- ・例えば、**point-to-point service**では、一定量の送電に対して一定額を支払って予約し、受領地点(**POR**)から、配達地点(**POD**)まで送電することができる。

(FERC)

○FERCは、独自の調査により、垂直統合の電力事業者が、送電線への接続・料金等を差別することで分散電源等の電力市場アクセスを妨害していることを問題視⇒公平性の確立・・・これを担保する発送電分離・・・**公平性の確保が欧米制度の大原則**

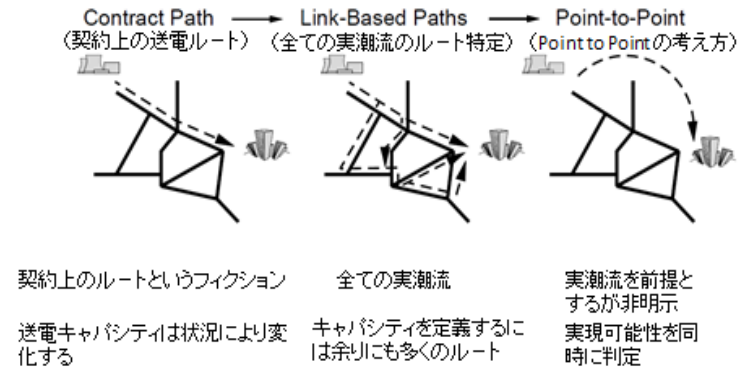
○ハーバード大のホーガン教授の**20年前の提案**

・相対契約に伴う送電予約に際して、実潮流の変化に応じて全ての潮流ルートでの予約を行うのは無理⇒電力のINPUT(地点・量)とOUTPUT(地点・量)のみ予約。⇒全ての取引が全体としてグリッド収まるか一挙に判定

⇔ point-to-point service

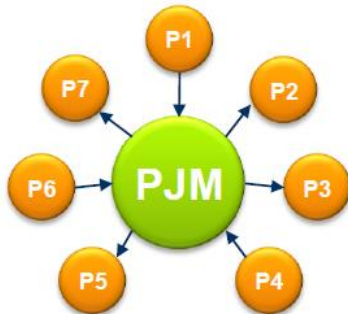
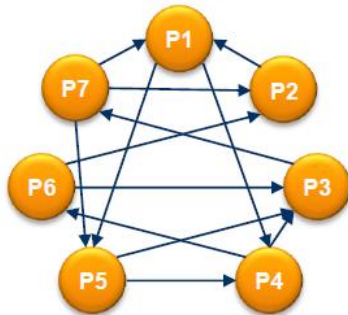
・・・キャパシティの割り振りを公平に行うシステム

送電キャパシティの定義の進化



米国ハーバード大Hogan: 1996年

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
(POINT TO POINT)

⇒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

③Grid Operations

グリッド事業者は、**伝送システムの制約と信頼性要件と整合取りつつ、最もコストの低い発電施設を使用する給電指令を出す。**

(FERC)

○信頼性の確保

・グリッド顧客の多数のINPUT地点(**POR**)、OUTPUT地点(**POD**)間の電力の送電が、確実にできるか？⇒N-1基準等の一定の信頼性基準を前提として、グリッドの送電能力諸元等を用いて時刻毎に潮流計算を実施し、グリッドに収まるかどうか毎日判定。

○最もコストの低い発電施設を使用

・「先着優先」のような既得権や電力事業者の恣意的な選択を禁止する代わりに、送電制約の前提の下に、コストで優先順位を決定し発電施設を選択する制度への転換。

⇒メリットオーダーによる発電選択

どのような送電管理を行っているのか？

グリッドの顧客となる発電側、需要側、相対契約の送電利用のニーズがグリッドに収まるか？

○需要規模に見合った発電を**メリットオーダーで選択**・・・需給のマッチング

前日市場で翌日需要予測に基づき約定、当日市場で現実需要に合わせて修正、発電指令

⇒計算機で自動選択・・・**Bid/Post System**

○選択した発電と需要の間の送電がグリッドに収まるかは、

前日市場終了後、翌日24時間分の潮流計算を送電制約・信頼性基準の下に実施、確認

⇒計算機で自動判定・・・**SCUC**

当日市場の状況に合わせて5分間隔で修正計算

⇒計算機で自動判定・・・**RTC**

⇒潮流計算結果に示される時刻毎の各送電線への送電電力配分が結果的に
送電キャパシティの配分となっている。

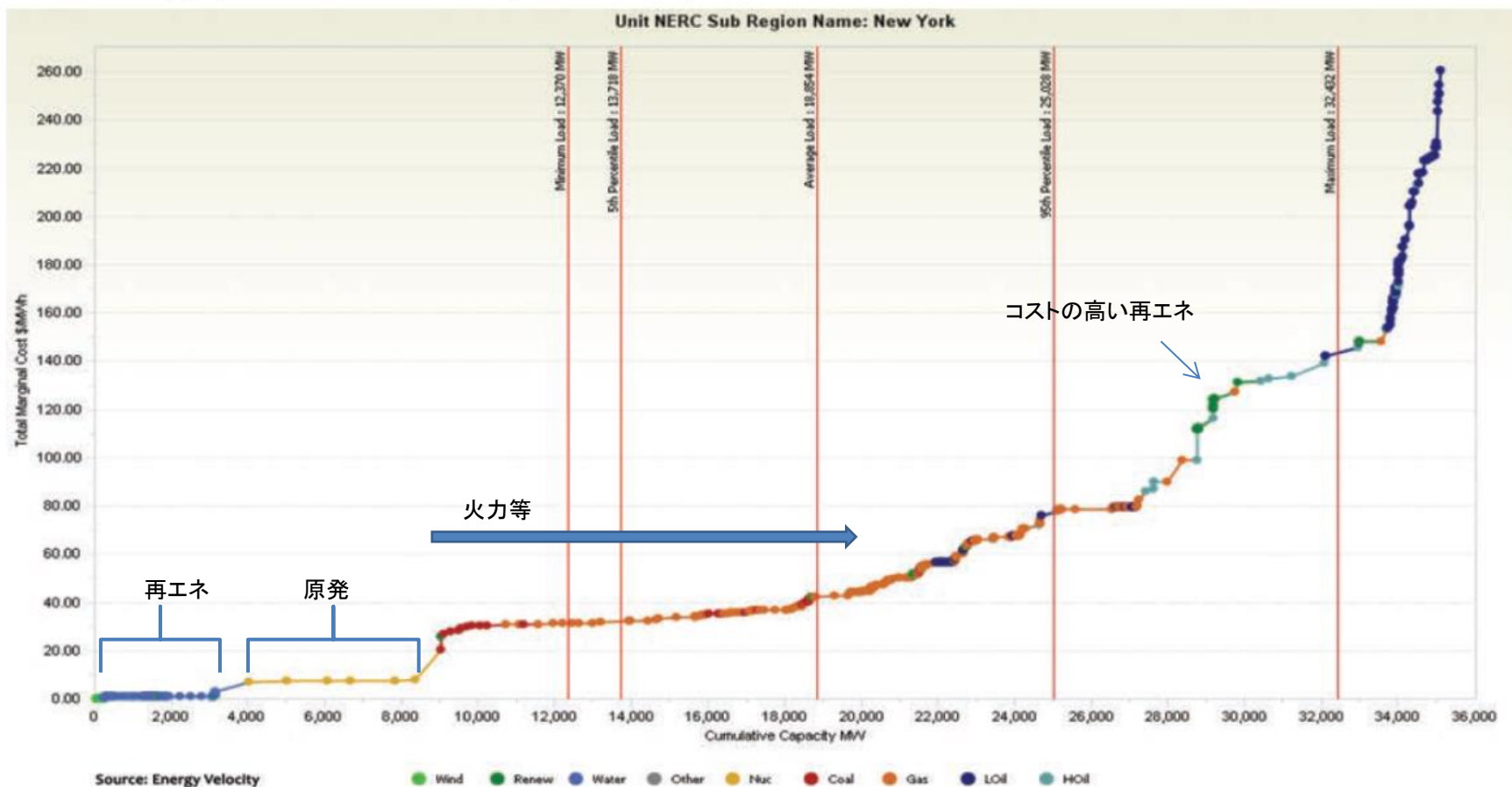
○グリッドに収まらなかった場合は、発電選択を修正・・・Redispatch

⇒計算機で自動修正・・・**SCUC⇔AMP**

欧米では、毎時間、実需給に対応した潮流計算を行い、実潮流による送電キャパシティ管理が行われている。

- ・下図は、NYISO (New York Independent System Operator) の発電所の少し古い市場供給曲線例である。……メルिटオーダーの曲線

Market Supply Curve for NYISO (Illustrative)



FERC資料

2.ISO等の送電管理

- ・・・ISO:州内の送電管理**
- RTO:州を跨る広域管理**

①Day-Ahead Unit Commitment 前日市場約定(FERC)

・前日市場ユニットコミットメントの段階では、オペレータは、通常、次の24時間の間、1時間ごとにどの発電ユニットに給電指令を出すかを決定する。これはリアルタイム処理に先立って行われる。⇒一部の発電ユニットがオンラインになるまでに数時間のリードタイムを必要とするためである。

※相対取引も受領地点(POR)へのINPUTと払出地点(POD)へのOUTPUTに分解。

・最も経済的な発電機を選択する際には、需要予測とともに発電量をどの程度速く変更できるか、発電量の最大値と最小値、発電機の最小始動時間などの各発電ユニットの物理的動作特性が考慮される。燃料コストや非燃料由来の運転コストや環境対応コストなど、発電単価の要因も考慮する必要がある。

⇒発電offerの際に、単なるエネルギーofferだけではなく、発電量の最大値、最小値、最小始動時間等も申告する仕組みとなっている。・・・計算機で自動処理

・また、送電網に影響を及ぼす可能性のある事項を予測・考慮して、最適な送電が確実に行われるようにする必要がある。これはコミットメント分析の信頼性面である。

・グリッドに影響を与える要因は、発電および送電設備の点検・故障、負荷レベルおよび流れの方向および気象条件などである。

・信頼性分析により、最適な経済的な給電指令が実行できないとされた場合、安価な発電ユニットが高価な発電機に取って代わられることがある。⇒リディスパッチ

②System and Unit Dispatch ・ ・ ・Real-time operation(FERC)

・ディスパッチ段階では、**実際の負荷とグリッド条件を考慮して、ユニットコミットメント段階で利用可能な各リソースの運転レベルをリアルタイムで決定し、全体的な生産コストを最小限に抑える必要がある。**

・**実際の状況**は、the day-ahead commitmentで予測されたものとは異なり、**それに応じて給電指令を調整する必要がある。**

リアルタイムオペレーションの一環として、**60ヘルツのシステム周波数を維持するように、需要・供給および域外取引をバランスさせなければならない。**これは、通常、自動発電制御(AGC)によって行われ、**必要に応じて給電指令を変更する。**

・送電電力が電圧と信頼性限界内に留まるように、監視する必要がある。

送電電力が許容限度を超えた場合、出力抑制(curtailing schedules)、給電指令の変更(redispatch)、需要抑制などの是正措置を取る必要がある。

状況をチェックし、修正された発電指令を5分毎に発出する。

③Ancillary Services(FERC)

- ・アンシラリーサービスはリアルタイムで、または、リアルタイムに近い状況で提供される。
NERC (North American Electric Reliability Corporation) とRTO等の間で、グリッドの信頼性を維持するために最低限必要なアンシラリーサービスの内容が取り決められている。

Regulation

- ・負荷の非常に短期間の変化に伴い、通常は数秒ごとに自動制御により発電機の出力を増減させることによって調整を行う。システム周波数を維持するように行われる。

Operating reserves

- ・発電ユニットが不測の解列をしたときに負荷・発電のバランスを回復するために必要となる。
Operating reservesは、発電量の増加や需要の削減等により、需給バランスの修復のために素早く行動できる発電ユニットと需要資源により提供される。これには3つのタイプがあり：

①Spinning reserves

- ・最初に発動される。Spinning reservesが提供されるためには、発電機はオンライン(システム周波数と同期している)で、発電キャパシティの余裕(予備)があり、10分以内に発電量を増やすことができないといけない。

このような同期されたリザーブは、需要側のリソースによって提供することもできる。

②Nonspinning reserves

- ・10分でオンラインにすることができるユニットにより提供される。需要側からも提供可能。

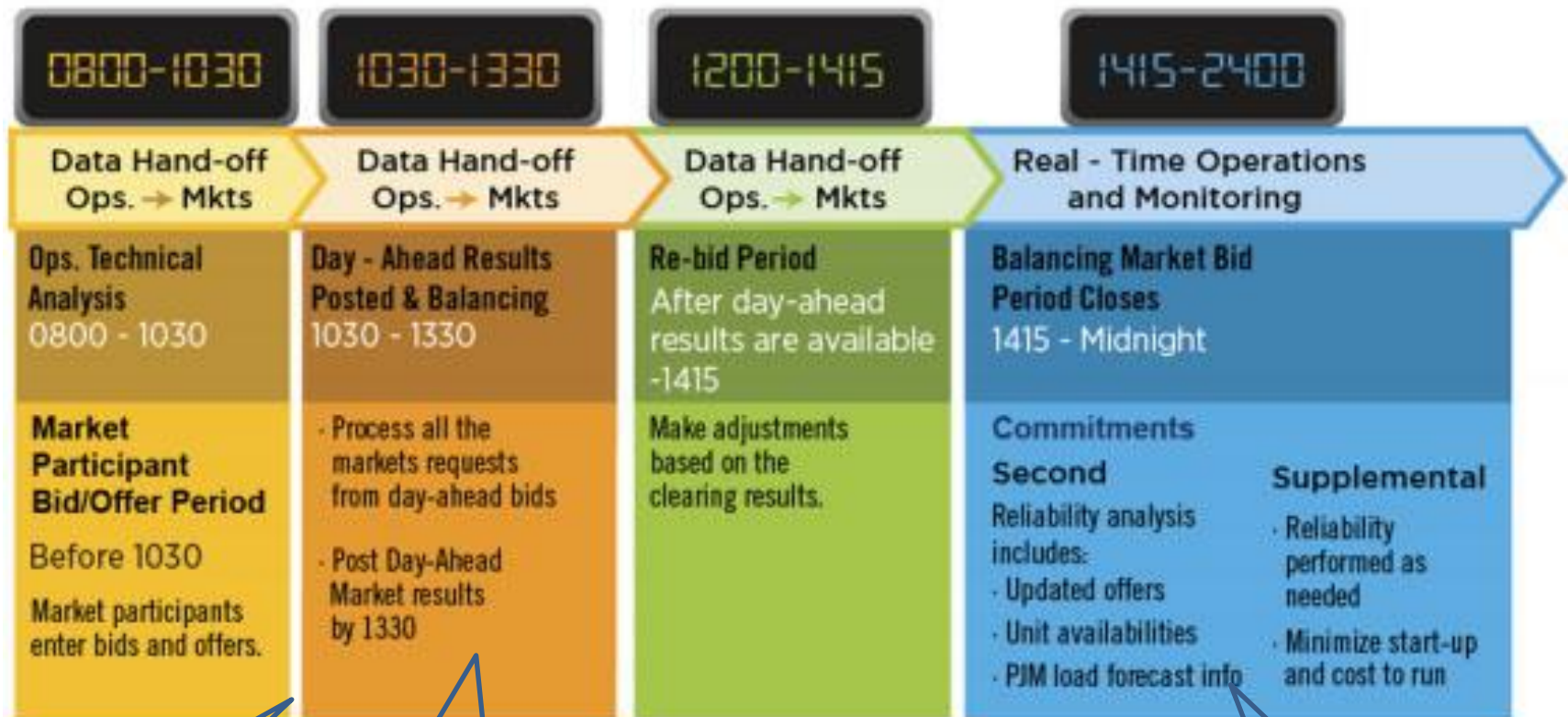
③Supplemental reserves

- ・30分で利用可能となり、システム周波数と必ずしも同期していない発電機から提供される。
通常、前日市場段階で組み込まれており、Supplemental reservesを単一の市場清算価格で清算することができる(RTO等の場合)。

※これらのリザーブは前日市場と同時にoffer。SCUC等の際にエネルギーと同時評価。

PJMのオペレーション

(PJM-HP)



前日
市場
クロー
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

NYISOのシステム

offerとbidの
処理

NYISO DAY-AHEAD SCHEDULING MANUAL

前日市場によるユ
ニット・コミットメント
(施設スケジュール
の前日約定)

リアルタイム・コミッ
トメント
(施設スケジュール
の確定)

給電指令

決算

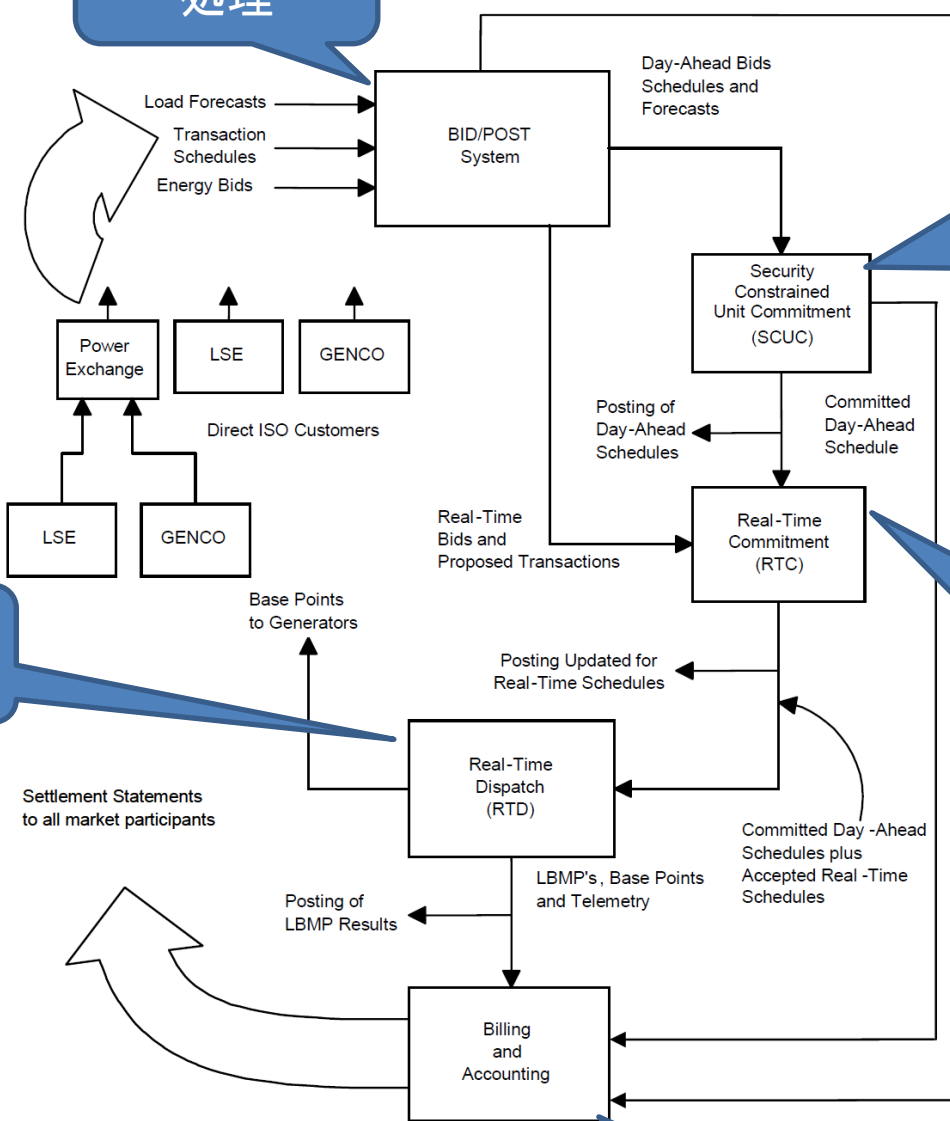


Figure 2-1: NYISO Bid-to-Bill Process

(NYISO—HP)

NYISOのシステム

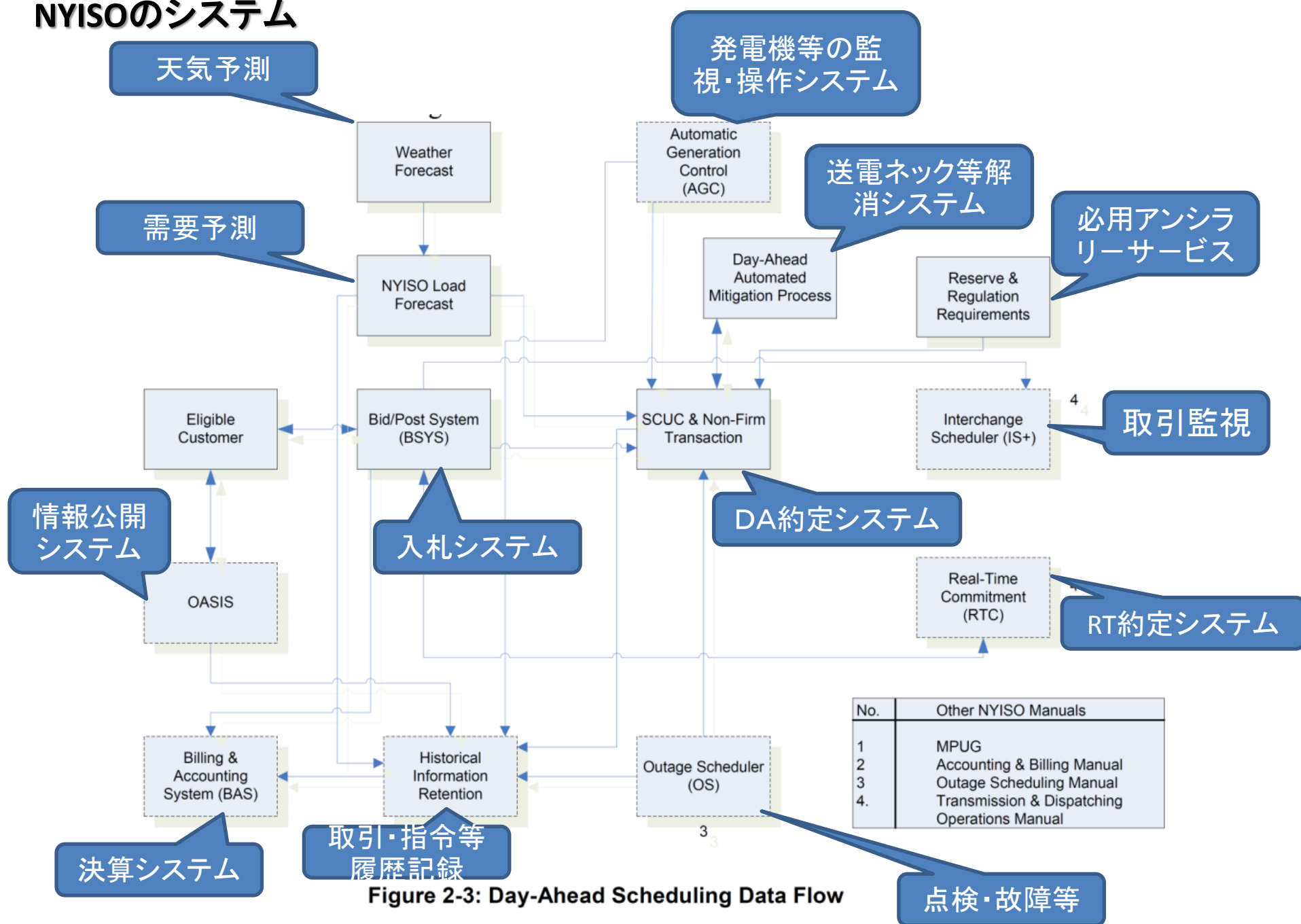


Figure 2-3: Day-Ahead Scheduling Data Flow

3.ISO等の市場運営

卸売電力市場と取引の概要(FERC)

相対取引

- ・相対取引は、ISO等を通じて行われ~~ない~~。相対取引は、voice brokerを通じて、または Intercontinental Exchange (ICE)などの電子仲介プラットフォームを介して、直接交渉により行うことができる。
- ・ある地点から別の地点への物理的なエネルギーの移動を伴う相対取引は、両当事者が送電グリッドにより電力を移動させるための送電キャパシティを確保することが必要となる。送電管理者は、OASIS (Open Access Same-Time Information System) ウェブサイト上で利用可能な送電容量および利用のためのサービスを提供する必要がある。
トレーダーは、通常、電力契約をすると同時にOASISで送電容量を予約する。

eTag

- ・電力を送電するために送電予約を使用する時間が来ると、契約当事者の内の1人がNERCのeTag請負業者であるOpen Access Technology International (OATI)にeTagを電子的に提出する。
- ・OATIはタグを処理し、eTagに記載されたすべての関係者に送信する。これにより、エネルギーの秩序だった送電が保証され、出力抑制を行う必要が生じた場合に必要な情報が送電管理者に提供される。システムの状況変化によって、いくつかの契約に対して出力の低減、停止の必要がある場合には、出力抑制指令が必要となることがある。
- ・・・・相対取引の内容をISO等に伝える仕組

ネットワーク取引

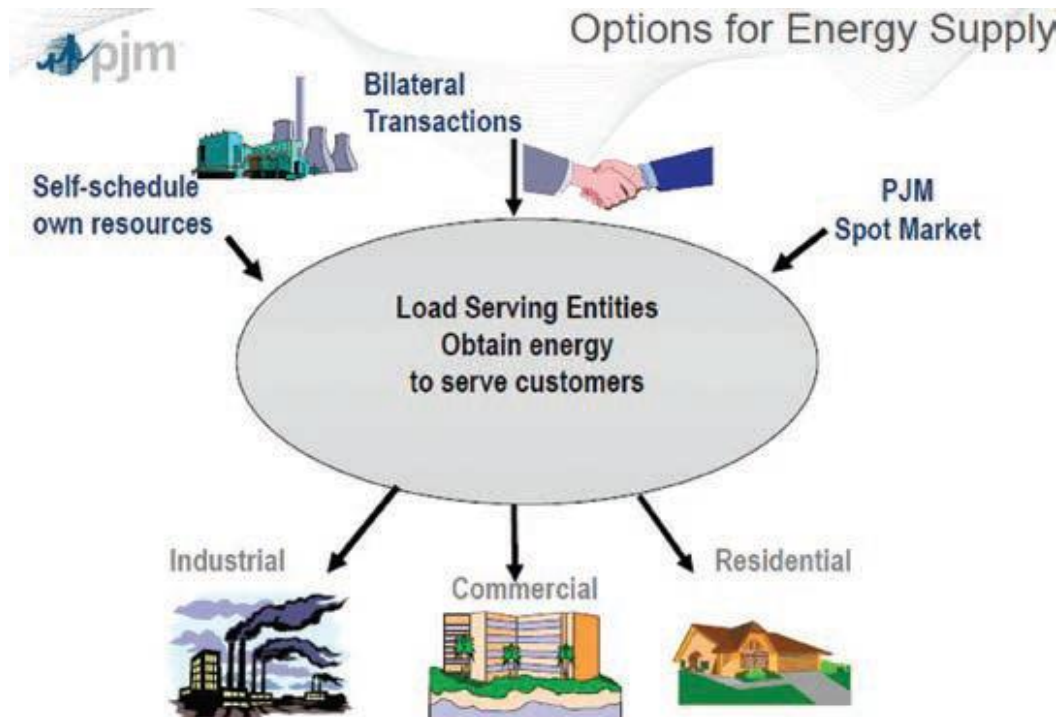
- ・卸売電力市場からの購入・・・ISO等からの購入

Supplying Load(FERC)

・小売り事業者は、**自前の発電**施設による自己供給、**相対取引**による購入、**スポット市場**からの購入の組み合わせにより顧客の需要に対応する。小売業者(LSE)は、需要側にサービスを提供するだけでなく、他のLSEと契約することもできる。

選択肢は次のとおり:

- ①自己供給とは、小売会社所有のプラントで需要を満たすために発電することを意味する。
- ②相対契約による購入による供給とは、小売を行う事業者が発電事業者から直接電力を購入することを意味する。
- ③RTOスポット市場からの供給は、小売り事業者がRTOから電力を購入することを意味する。



・ISO-NE、NYISO、およびCAISOでは、小売業者は、発電施設の大部分、または、すべてを手放した。この状況では、小売業者は相対取引およびRTO市場からの購入を通じて顧客の需要を満たす。

・PJM、MISO、およびSPPでは、小売業者は、直接または関連会社を通じて相当量の発電施設を所有しており、自己供給、相対取引、RTO市場からの購入により、電力を調達している。

RTO Energy Market(FERC)

- ・すべてのISO・RTO電力市場には、**前日市場**と**リアルタイム市場**がある。
- ・**前日市場**は、稼働日前日に**翌日の発電と需要のスケジュールを決定**するのに対して、**リアルタイム市場**(balancing marketとも呼ばれる)は、信頼性基準、予期しない故障、送電制約を踏まえながら、**前日市場のスケジュールとリアルタイムの需要の間の相違を調整**する。
- ・前日市場により、電力の発電と消費の**財務的に拘束力のあるスケジュール**が実際の発電と消費の行われる日(稼働日)の**1日前**に作られる。
前日市場の目的は、発電事業者や小売事業者に、**事業活動の十分前に、事業戦略との整合が取れ、事業予測に基づいた、活動計画を立てる手段を提供**することである。

・市場ルールにより、発電業者が発電offerを、小売り事業者が需要bidを、ISO等に締切(通常、前日市場の開かれる朝)までに提出するよう定められている。
一般的に、エネルギー取引全体の95%が前日市場で取り扱われ、残りはリアルタイム市場で取り扱われる。

前日市場

- ①前日市場では、エネルギーの供給と使用のスケジュールは、稼働日の開始よりも数時間前にまとめられる。
- ②RTOは、市場コンピュータモデルを動かし、翌日一日について1時間毎に管轄区域全体にわたる供給側と需要側の照合を行う。
- ③このモデルでは、発電機から消費者にグリッドにより電力を送電する際の電力潮流計算を行い、発電offerと需要bitを評価する。さらに、モデルにおいては、天候や設備の点検・故障に基づいて発生するシステム能力の変化、システムの信頼性を保証するためのルールや手順が考慮されなければならない。
- ④前日市場によりスケジュールに組込まれた発電・需要は、前日市場価格で決済される。

リアルタイム市場

・**リアルタイム市場**は、前日需要予測等に基づき、前日市場で予定された電力量と実際のリアルタイム負荷との間の差を調整するために使用される。

・リアルタイム市場は**各時刻毎に5分間隔で実行**され、前日市場よりもかなり少ない量のエネルギーとアンシラリーサービスが調整される。通常、全体のエネルギーの**5%**が取り扱われる。

・発電事業者にとっては、リアルタイム市場はエネルギーを市場に提供するための追加機会となる。

・**前日市場に対してプラス、マイナスの取引**はいずれも、**リアルタイム価格で決済**される。リアルタイム市場価格は、一般に、前日市場価格より変動が大きくなる。

LMP(FERC)・・・ノーダルプライシング

- ・ISO等は、送電混雑の処理を行う際にLMPによる電力市場を利用した方法を用いている。
- ・ISO等は、**電力グリッドの所要の場所でLMPを計算**する。
- ・**LMPは、発電指令の出ている一連の発電機のセットと送電制約を考慮し、特定の場所での電力供給の限界コストを反映したもの。**
- ・LMPは、エネルギー料金、渋滞料金、エネルギー損失の3つの要素から構成されている。

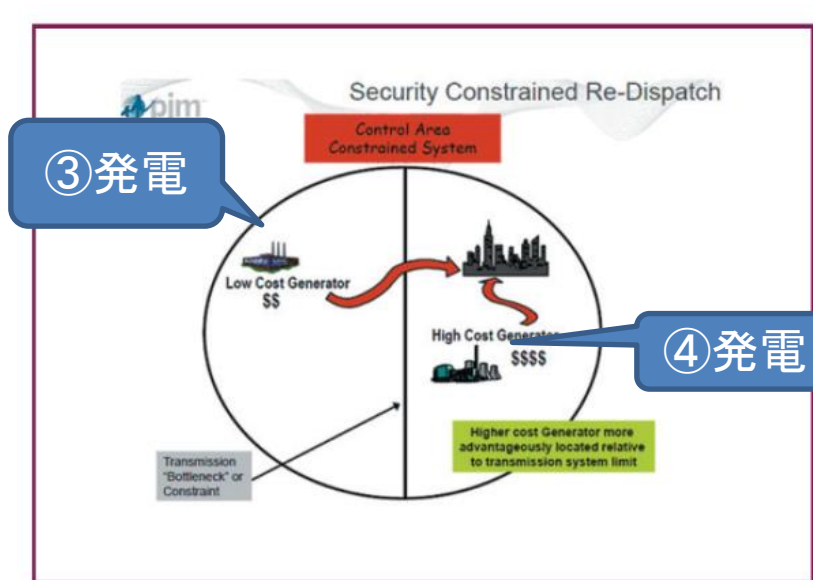
$$\text{LMP} = \text{System Energy Price} + \text{Transmission Congestion Cost} + \text{Cost of Marginal Losses}$$

Locational Marginal Pricing

- ・送電制約や**送電混雑がない場合**、RTOの管理地域全域で**LMPは大きく変化しない**。
⇒送電ロスの分だけ変化する。
- ・**送電混雑は、最小コストの発電選択に対して十分な送電容量がない場合に発生**する。
このため送電制約が無い場合には動作しない高コストの発電施設に対して、需要に対応するために給電指令を出すことになる(**re-dispatch**)。
- ・市場ベースのLMPは、市場参加者に**送電混雑コストを反映した価格シグナル**を送信する。
つまり、LMPは、特定の発電機の**送電制約への影響**と、需要に対応するための給電指令変更(**redispatch再給電指令**)の**コスト**の両方を考慮に入れていることになる。
この給電指令の変更は、**security constrained redispatch**と呼ばれる。

- ・送電混雑を緩和するために使用される主な手段は、グリッド上の異なる場所での発電の出力を変更することである。
- ・送電制約がある場合、需要を満たすために送電制約の影響下にある地域内で**発電指令を出された発電施設の中で最も限界コストの高いユニットが、その領域のLMPを決定する。**

ノードプライシングのイメージ

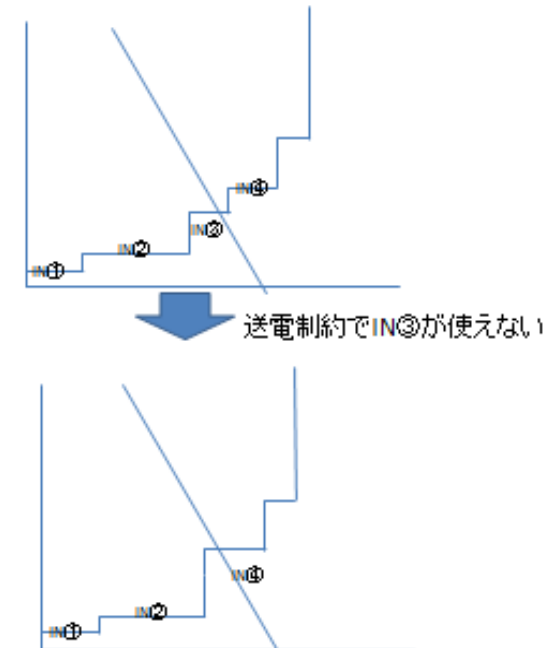


Source: PJM Interconnection

送電制約があると
送電制約の前後のノードで調達できる発電施設に相違が生じ、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

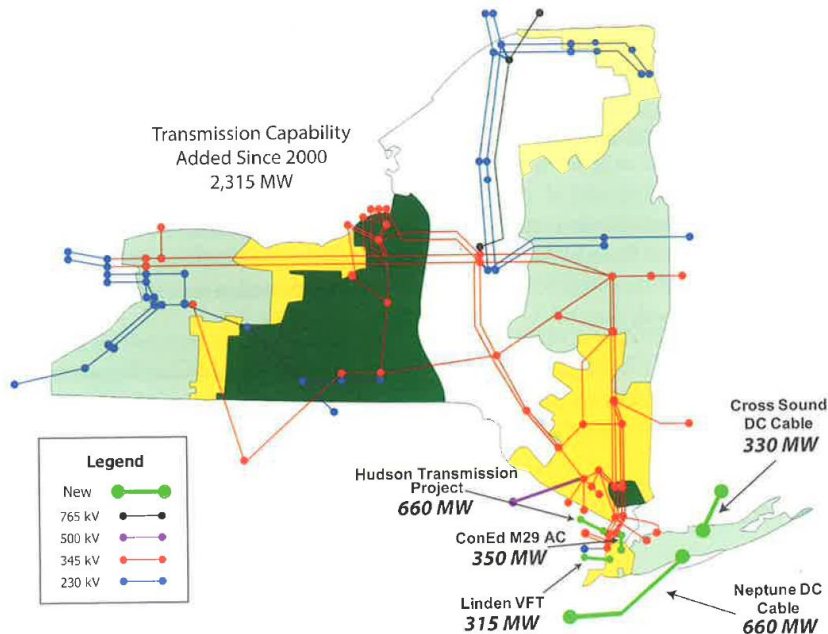


- ・すべての電力購入者は、その場所のLMP価格で購入し、すべての電力の売り手には、LMP価格がその場所の市場清算価格となる。

※混雑料⇔発電点ノードと需要点ノードとの価格差

ISO等の管轄境界とノードの定義(NYISO)

Figure 10 - New Transmission in New York State: 2000-2014



Transmission-Distribution interface (T-D interface)

送電 - 配電接続点 (T-Dインタフェース)は、送電システムおよび配電システムが相互接続する物理的な点である。この点は、多くの場合、**連邦と州の規制当局間の管轄境界**である。また、電力システムの計画、発電指令、およびISOおよびRTO市場では、**卸売エネルギーのノード価格 (LMP)**を決定するための基準点でもある。

Independent System Operator (ISO) or Regional Transmission Organization (RTO)

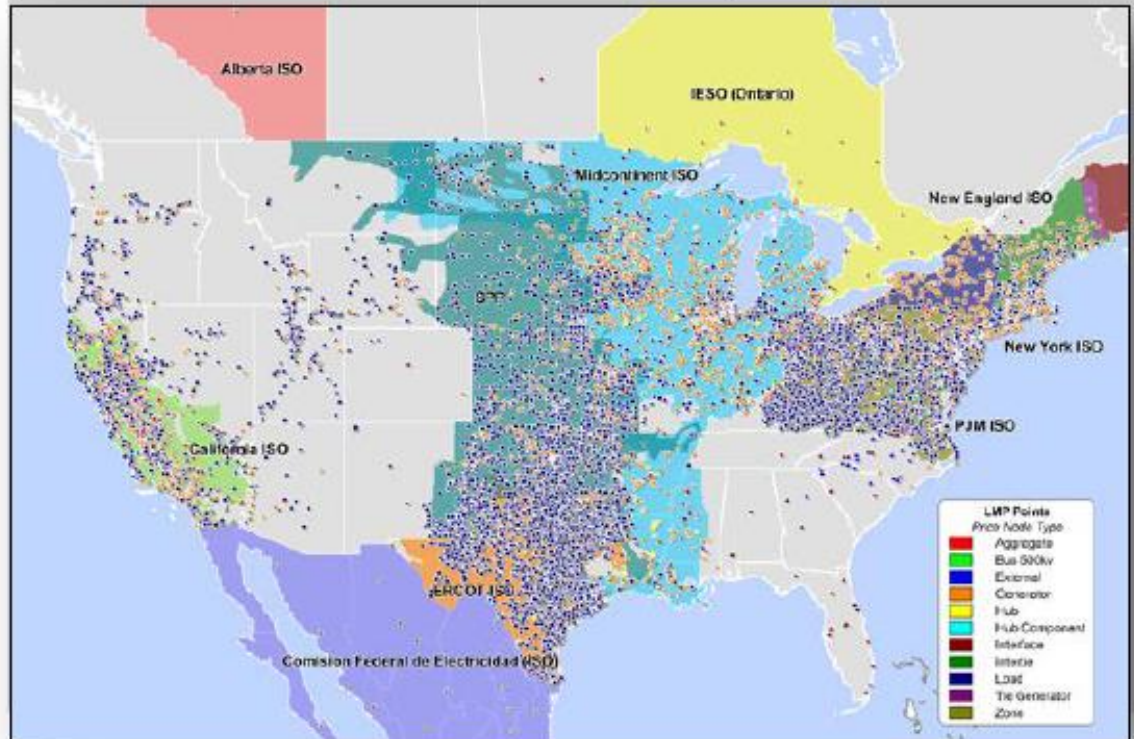
独立システムオペレーター (**ISO**) または地域送電機関 (**RTO**) は、送電システムオペレーター、卸売市場オペレーター、バランシングオーソリティーおよび送電計画機関の役割を持つ、**連邦規制により設置された独立した機関**である。

Distribution System

配電システムは、**中低圧 (69 kV ~ 4 kV)** の副送電線、変電所、フィーダ、および関連機器で構成されている電力システムで、家庭や企業といった**顧客へ**、または、**顧客からの電力を輸送し**、顧客を高圧送電システムに結びつけるものである。

全米のNODE

ISO Name	Gen/ Load Nodes
California ISO	7,304
ERCOT ISO	12,117
Midcontinent ISO	1,842
New England ISO	1,066
New York ISO	507
PJM ISO	11,034
SPP	7,375



4.ISO等の送電サービス

Transmission Operations(FERC)

・各RTOのOATT(Open Access Transmission Tariff)には、利用できる送電サービスを定められている。

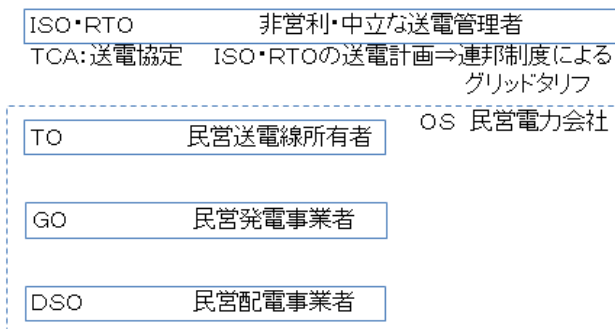
①顧客は、OASIS(Open Access Same-Time Information System)を通じて送電サービスの申し込みをする。

② ISO等を含む送電管理者は、**point-to-pointサービス**と**ネットワークサービス**という2つの主要な送電サービスを提供している。

ネットワークサービスは一般にpoint-to-pointサービスよりも優先される。

③ ISO等は、**送電所有者**と協力して、ネットワークとpoint-to-point の顧客に送電サービスを提供するために、送電施設の運用、保守および拡張を計画調整する。

米国の電力構造



Network transmission service(FERC)

- ・ネットワーク送電サービスは、ネットワーク発電事業者からRTO等管内のネットワーク小売事業者への送電に使用される。
 - ・ネットワーク送電サービスを使用すると、RTO等の地域内で、ネットワーク顧客は、発電リソースを使用してネットワーク需要を処理できる。また、ネットワーク顧客は、このサービスを使用して、経済的にエネルギーを購入しネットワーク需要に対応することができる。
- ⇒特定の発電業者からの購入ではなく、RTO等からの市場価格での購入

Point-to-point transmission service

- ・Point-to-point 送電サービスは、**受電地点**と**払出地点**との間の送電のためのRTOのシステム。これによりRTOの区域の中で電力のインプットとアウトプットが可能となる。
- ・RTOは、さまざまな期間にわたる、ファームまたはノンファームのpoint-to-point 送電サービスを提供している。
- ・ファームサービスは、ノンファームサービスより優先権がある。
- ・**ノンファームサービスは、ネットワークおよびファームのサービス処理の後で利用可能な送電容量の範囲で提供される。**

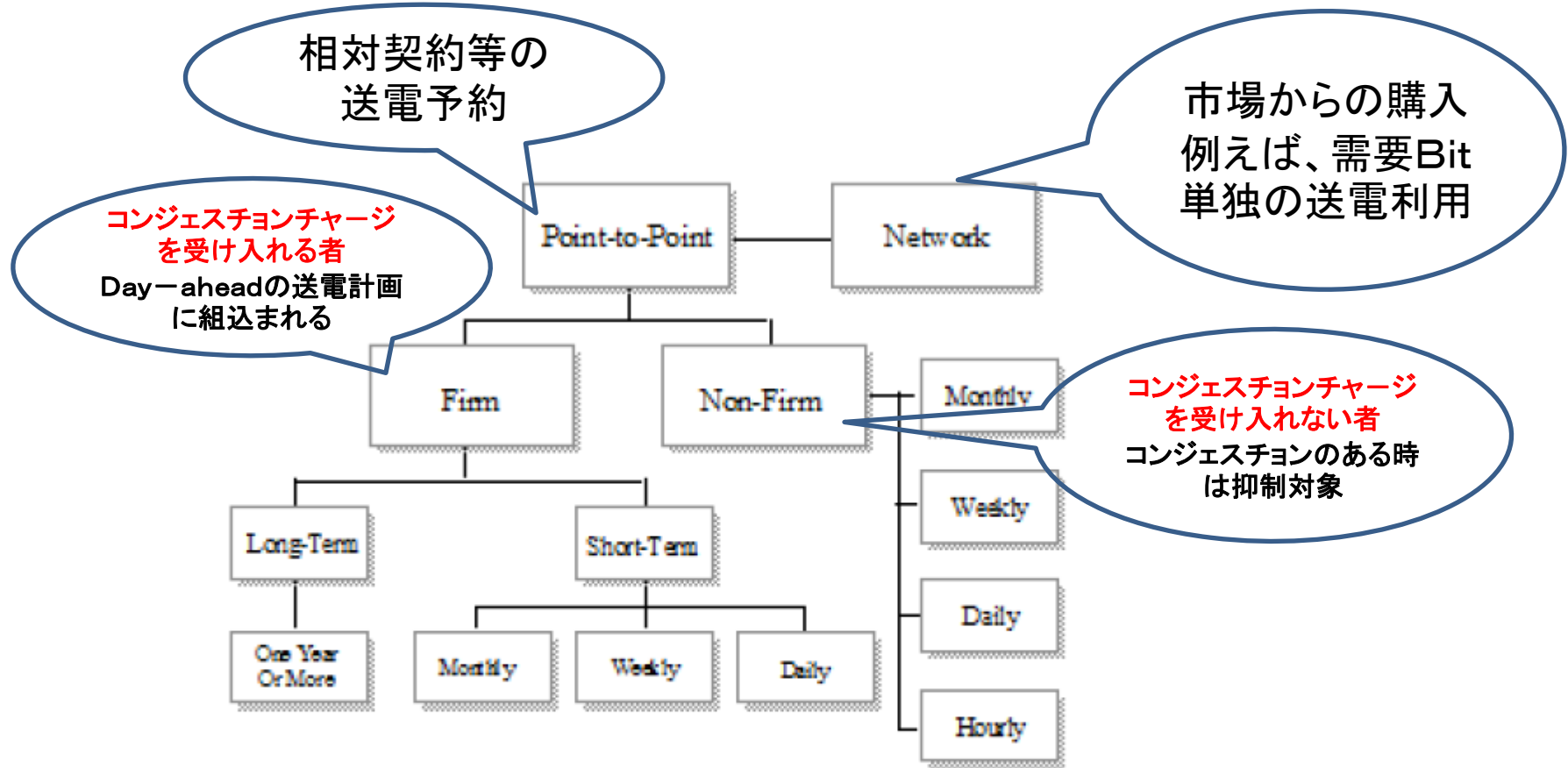


Exhibit 1: PJM Transmission Services (PJM-HP)

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の相違は、コンジェスチョンチャージを受入れるかどうかの差
⇒ノードアルプライシングが前提

NYISOのpoint-to-point送電サービス(FERC)

Firm Point-to-Point Transmission Service

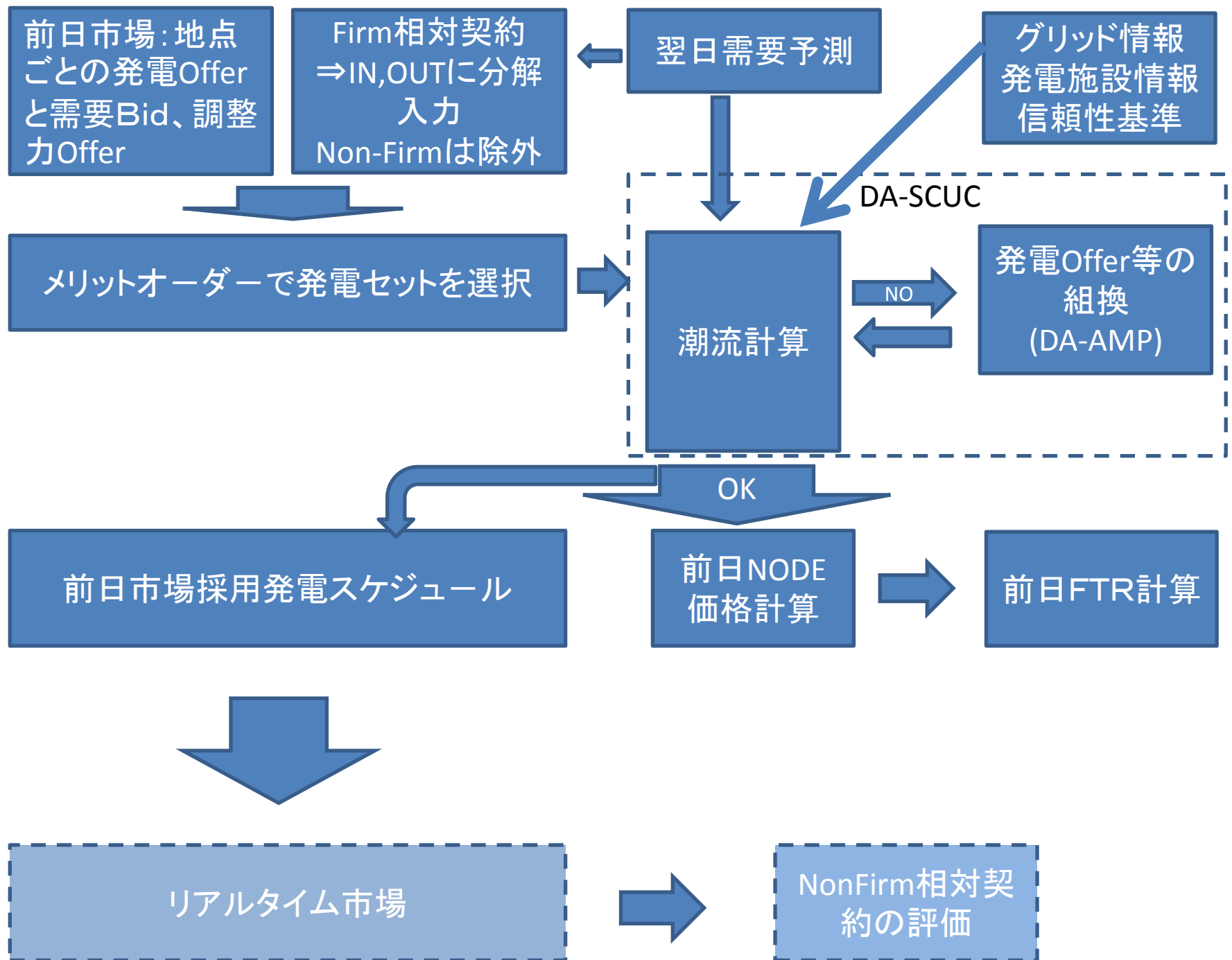
- ・Firm Point-to-Point 送電サービスのスケジュールは、発電指令の出る75分前までに提出されなければならない。
- ・Firm Point-to-Point 送電サービスの顧客は、POR、PODの地点をFirmまたは、Non-Firmのベースで変更することができる。
- ・複数のPORを設定し複数の発電所から送電することも可能。
- ・Firm Point-To-Point 送電サービスを利用している顧客は、NYISO OATTの添付書類JおよびNYISOサービス料金表の添付書類Bに従って、re-dispatch 費用が課される。
- ・信頼性維持のためにNYS送電システムで出力抑制削減が必要とされる場合は、出力抑制は送電制約を効果的に緩和する送電契約に対して差別なく行われるものとする。

Non-Firm Point-to-Point Transmission Service

- ・ノンファーム取引とは、混雑費用を支払う意志のない相対取引である。
- ・Non-Firm Point-to-Point 送電サービスは、送電混雑が契約のPORとPODの間に発生しない場合に利用可能となる。
- ・すべての場合において、Non-Firm Point-to-Point 送電サービスは、Firm Point-to-Point 送電サービスおよびネットワークサービスよりも優先度が低くなる。
- ・RTMが閉鎖された後にRTC混雑データを使用してノンファーム取引選択プログラムが実行される。

⇒ **欧米で用いられているファーム、ノンファーム**は、接続段階の用語ではなく、相対契約における**送電契約段階の選択肢**である。

したがって、**発電施設の種類や立地年次で固定化されることはなく、常に変更可能**となっている。欧米における「ファーム送電契約」は、送電混雑により送電地点間で市場価格差が生じたときに、この価格差を「混雑料」として認める代わりに確実に送電が行われる送電契約のことであり、「ノンファーム送電契約」は、「混雑料」を払わない代わりに送電混雑時には送電を打ち切られる送電契約である。

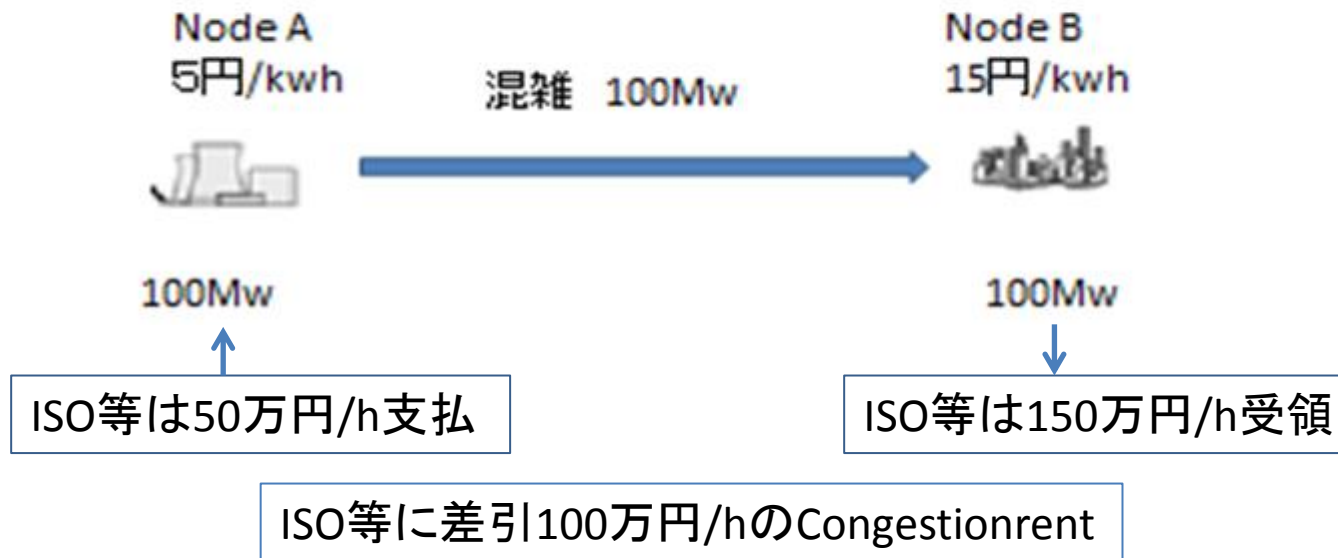


5.FTRの考え方、その他

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



- ISO等のCongestionrent収入をCongestionrent contractにより還元＝FTR

※ $15 - 5 = 10$ 円がコンジェスチョン・チャージ=混雑料
⇒主としてRe-dispatchによる価格上昇

(ハーバード大のホーガン教授)

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等に混雑料(Current)が入ることになり、混雑解消の逆インセンティブになりかねないので、米国等では、ノード価格差のリスクヘッジ手段として、混雑料を顧客に還元するFTR制度が導入されている。
- FTRを誰に帰属させるかは、政策上の判断。
- 米国では需要側に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を転売することが認められていて、FTR市場が形成されている。

キャパシティ市場(FERC)

・ISO等は、負荷と信頼性の要件を満たすのに適切な発電予備率を維持する必要がある。LSEは、通常、保有発電施設または他の供給業者との相対契約などで**発電予備率義務**を充足している。RTOには、キャパシティオークションやキャパシティ支払いなどのキャパシティコミットメントを取得するメカニズムを持っているものもある。

・これらのRTOは、LSEが予備率準備義務を履行するための方法としてキャパシティ市場を運営している。これらの市場では、月、季節、年などの短期キャパシティをカバーしている。

PJMおよびISO-NEは、キャパシティが必要となる時の3年前までのキャパシティオークションを実施している。これらは、既存の発電施設、または3年以内に設置可能な燃焼タービンなどの発電施設への資金提供と同義となっている。

グリッド使用料の考え方は？

- Point to Pointの送電管理においては、
距離の概念は無く、IN or OUTのKWH当たりの料金ということになる。
「託送料」のような「AからBへ運ぶ」概念ではなく、
「グリッド」の使用料という概念。
- オープンアクセスの考え方から、接続時の負担金の類は存在しない。
グリッド設備の増強は、当然、資産とするグリッド側の負担。
→グリッド使用料で広く薄く回収(一般負担)
- 欧米では、広義の電力サービス提供側に当たる、発電(IN)からは原則として徴収しないのが一般的。需要側(OUT)からの徴収。
- 発電(IN)から徴収する場合も、基本的には発電種・新旧によらない公平なKWH当たりの料金。

まとめ

1.米国の送電管理の基本的考え方

個別の送電線では評価しない⇒グリッド全体で評価

個別のケース・時点では評価しない⇒8760時間全て実需給でリアルタイム評価

発電施設により差別をしてはならない⇒コスト順に採用

2.ISO等の送電管理

前日市場で予測需要とマッチング、リアルタイム市場で実需とマッチング

3.ISO等の市場運営

相対取引⇒Point to Pointの送電

ネットワーク取引⇒市場からの調達

LMPによる混雑管理

4.ISO等の送電サービス

ネットワーク取引⇒全てに優先

Point to Pointの送電契約⇒Firmの送電契約とNonFirmの送電契約

Firmの送電契約⇒混雑料を受け入れる代わりに混雑時にもRedispatchで送電

NonFirmの送電契約⇒混雑料を受け入れない⇒混雑時には発電抑制

5.FTRの考え方その他

FTR⇒混雑時のLMP価格差によるISO等収入を価格差緩和の方向で還元する仕組み

キャパシティ市場⇒需要側に課された短期予備率義務の確保手段の提供

グリッド使用料⇒グリッドタリフとして需要側から徴収

御静聴ありがとうございました。