

# フローベースの送電管理 -ノードルプライシングとFTR-

内藤克彦



# ISO・ISO・RT0のフローベースの運用を解説

## ◎執筆者一覧

|       |                           |                       |
|-------|---------------------------|-----------------------|
| 内藤 克彦 | [全体編集；第1章、第2章、第3章冒頭、同第4節] |                       |
| 小川 祐貴 | [第3章第1節1～4項]              | 株式会社イー・コンサル           |
| 柴田 悠生 | [第3章第1節5～7項]              | ABB Power Grids Japan |
| 山内 恒樹 | [第3章第2節1～2項]              | 三菱重工業株式会社             |
| 濱崎 博  | [第3章第2節3～8項]              | デロイトトーマツコンサルティング合同会社  |
| 千貫 智幸 | [第3章第3節]                  | 三菱電機株式会社              |
| 杉山 瑛美 | [第3章第3節]                  | 三菱電機株式会社              |

## 全体の構成

- ・ FERCのハンドブックに基づく概説
- ・ NYISO Transmission Services Manualの解説
- ・ NYISO Day Ahead Scheduling Manualの解説
- ・ NYISO Transmission & Dispatch Operations Manualの解説
- ・ PJM Financial Transmission Rights Manualの概説

○NYISOはエジソン以来、電力の世界の先端を走っているという自負がある。

# 25年前の米国の電力改革

## ○オープンアクセスの確保 : 制度面の改革

「**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。(1996年Order No. 888 前文 (FERC) )

## 新旧発電・発電種別間の「公平性」を確保し、新技術を導入する制度面の改革

## ○同時に行われた技術的改革:フローベースの送電運用

契約値・計画値による固定的な送電管理ではなく、グリッド全体の潮流計算をリアルタイムで行いながら、**実潮流ベースで送電管理を行うのが基本。**・・・**フローベース(実潮流ベース)**の送電管理

・米国FERCの考え方：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。**

・契約値・計画値による送電管理：既契約発電施設の(発電キャパに応じた)送電契約最大値まで契約上の送電ルートで送電を行う。米国では、「Contract pass」と称して物理法則に適合しないフィクションとされる。

# FERCの「エネルギー市場基礎ハンドブック」

## Transmission . . . フローベース、Point to Pointの管理の原則

- ・ 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、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
- ・ 契約値、定格値や最悪時モデル潮流による固定値による送電割り振りではなく、**時々の需要に応じた潮流計算の結果に基づくリアルタイムの送電**

## Transmission Service . . . 公平性の原則

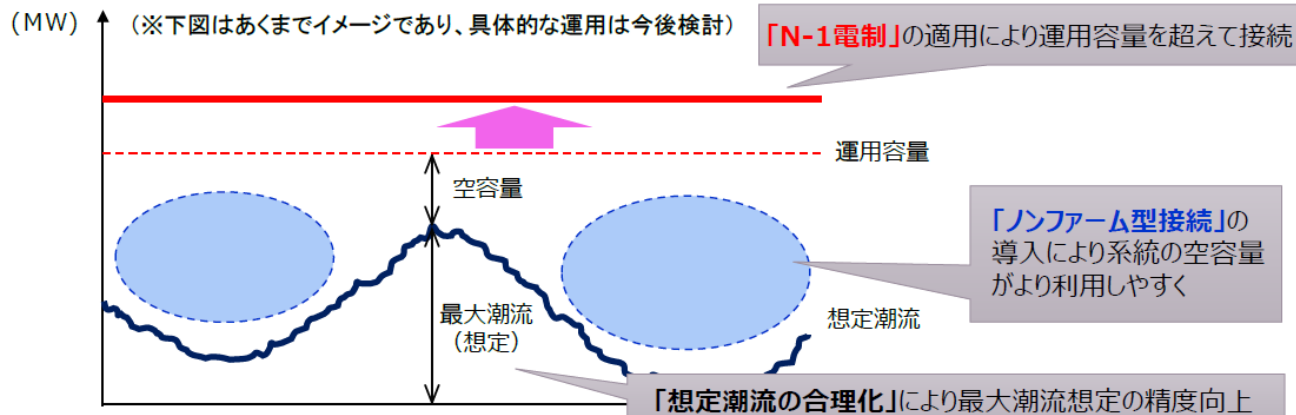
- ・ 送電線を所有する事業者が、**すべての顧客に差別無く送電サービスを提供する**。

## Grid Operations . . . メリットオーダーの原則

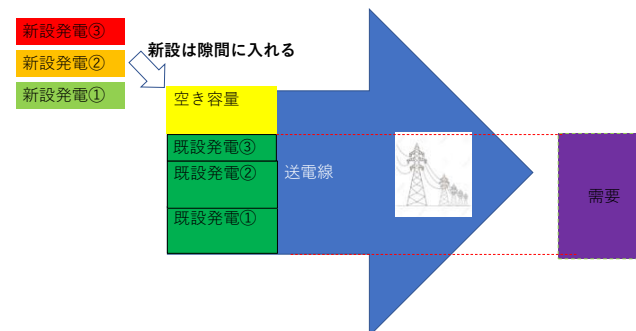
- ・ グリッド事業者は、**送電システムの制約と信頼性要件と整合取りつつ、最もコストの低い発電施設を使用する給電指令を出す**。

# フローベースの送電管理

## 日本版コネクト&マネージの潮流イメージ

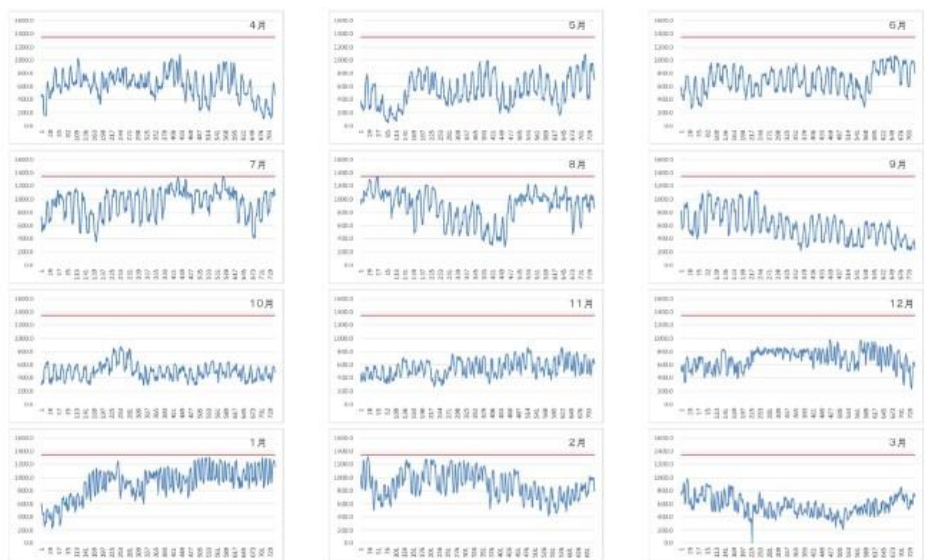


日本 送電線のキャパシティを先着順に埋めて行き、残った隙間を新規に先着順で割り当てる・・・既得権を優先



## 東電の千葉方面基幹送電線を流れる2018年度の実潮流

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



実際の潮流の状況(東京電力)(赤線は運用容量)

●そもそも空き容量という概念は既得権先取が前提  
 需要を既得権に割り振った後で、空き容量を割り当てても意味がない

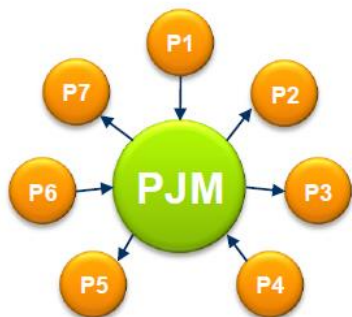
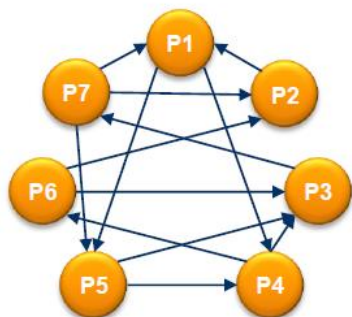
●送電線は、需要に合わせて電力を送るもの

●フローベースの送電管理(実潮流送電管理)

・定格値、最大値、契約値、空容量等の一つの値で管理するのではなく、毎時の需要に対応した潮流実態に応じた管理を時々刻々行う。

・・・コンピューター時代のリアルタイム送電管理

# POINT to POINT の送電管理



○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。

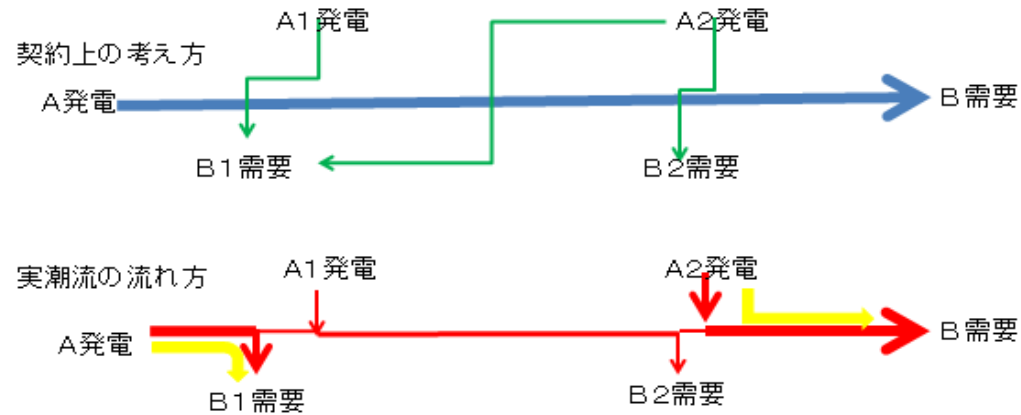
☆特定ルートを想定して処理したのは、計算能力が無かった時代の便宜的手法

## 個々の送電線割り振りは行わない

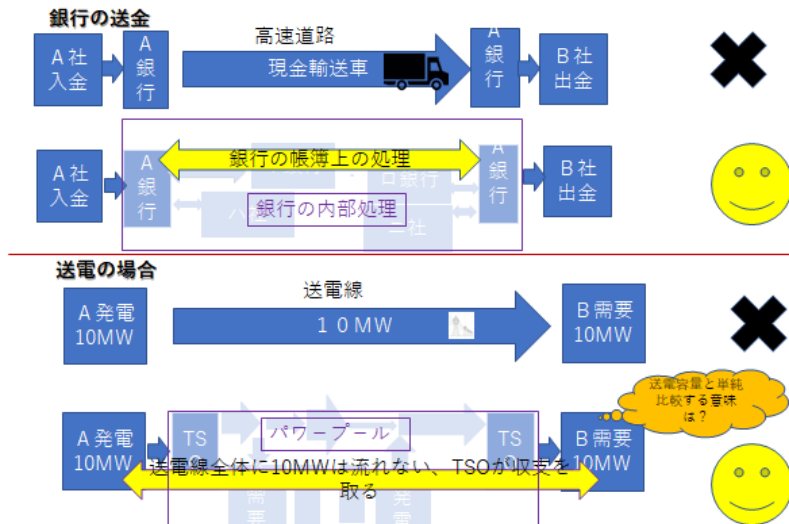
# POINT to POINT の送電管理・・・全ての送電需要をINとOUTで管理

●電力は契約通りの経路・量で流れるわけではない。

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



A → B の送電とは？・・・INとOUTを管理、間はTSOが遣線り



●電力は、あらゆる可能な経路に分流して流れる。

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

電力は、その時々々の需給バランスに応じ、(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。

⇒人為的な「Contract Path」で管理しても無意味。

●ある時刻の電力のグリッドへのINとOUTの場所と量の全ての組み合わせをグリッドにつないだ時の潮流計算の結果が、送電割り振りとなる。

# SCUC (Security Constrained Unit Commitment)

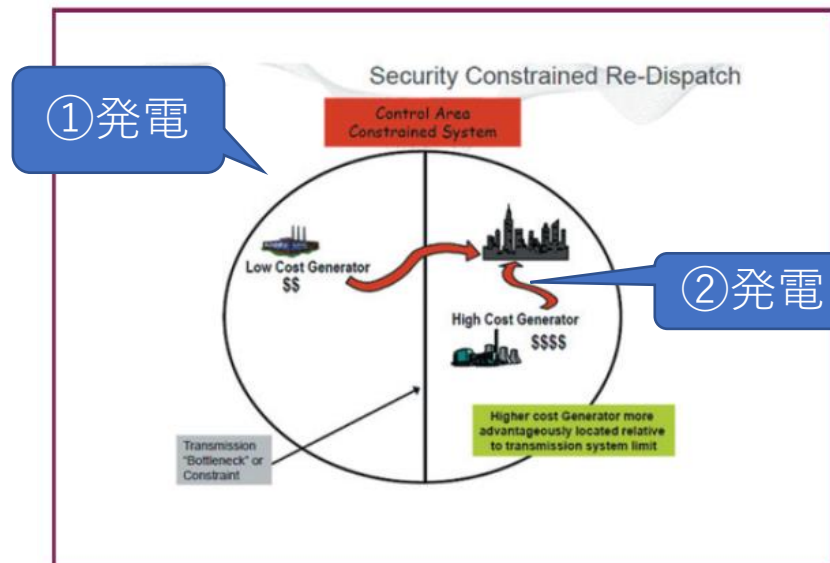
## 潮流計算で送電制約違反になった場合の対応は? . . .

◎メリットオーダーで選択した発電施設と需要により、前日市場結果の潮流計算をしたところ一部の送電区間で送電制約違反となった場合。



◎送電ネックの発電側の発電施設の一部を出力抑制(停止、出力減少)し、送電ネックの需要側の発電施設への振替発電命令、または出力増加。 . . . Re-dispatch(振替送電)

・この場合もどの発電施設の出力抑制をし、どの発電施設の出力増加とするかは、最もコストが安くなるようにコンピューターで選定する。しかし、**当初の市場選択結果よりは当然コストが高くなる。**



Source: PJM Interconnection

●SCUC (Security Constrained Unit Commitment)  
・毎時の全てのIN、OUTをグリッドに投入し潮流計算を行い、送電制約違反を検出。送電制約違反が解消するように、必要最小限のRe-dispatchや出力抑制によりIN、OUTを修正し、毎時のIN、OUTの約定計画を作成する機能。

Re-dispatch:

送電制約の発電側の①発電を出力抑制し、送電制約の需要側の②発電の出力を増加する。

⇒全体としては需要量は変わらないので同じ供給量を確保



# 新旧の発電所間の公平性の確保の方法 . . . オープンアクセス

◎新旧を問わず発電所間で送電線利用の公平性を確保する = オープンアクセス  
 このためには、「先着優先」=「既得権」に代わる新しいルールが必要。



○メリットオーダーによりコストの安い発電施設の電力から順番に利用。

◎どのようなタイミングで発電施設を選択するか？



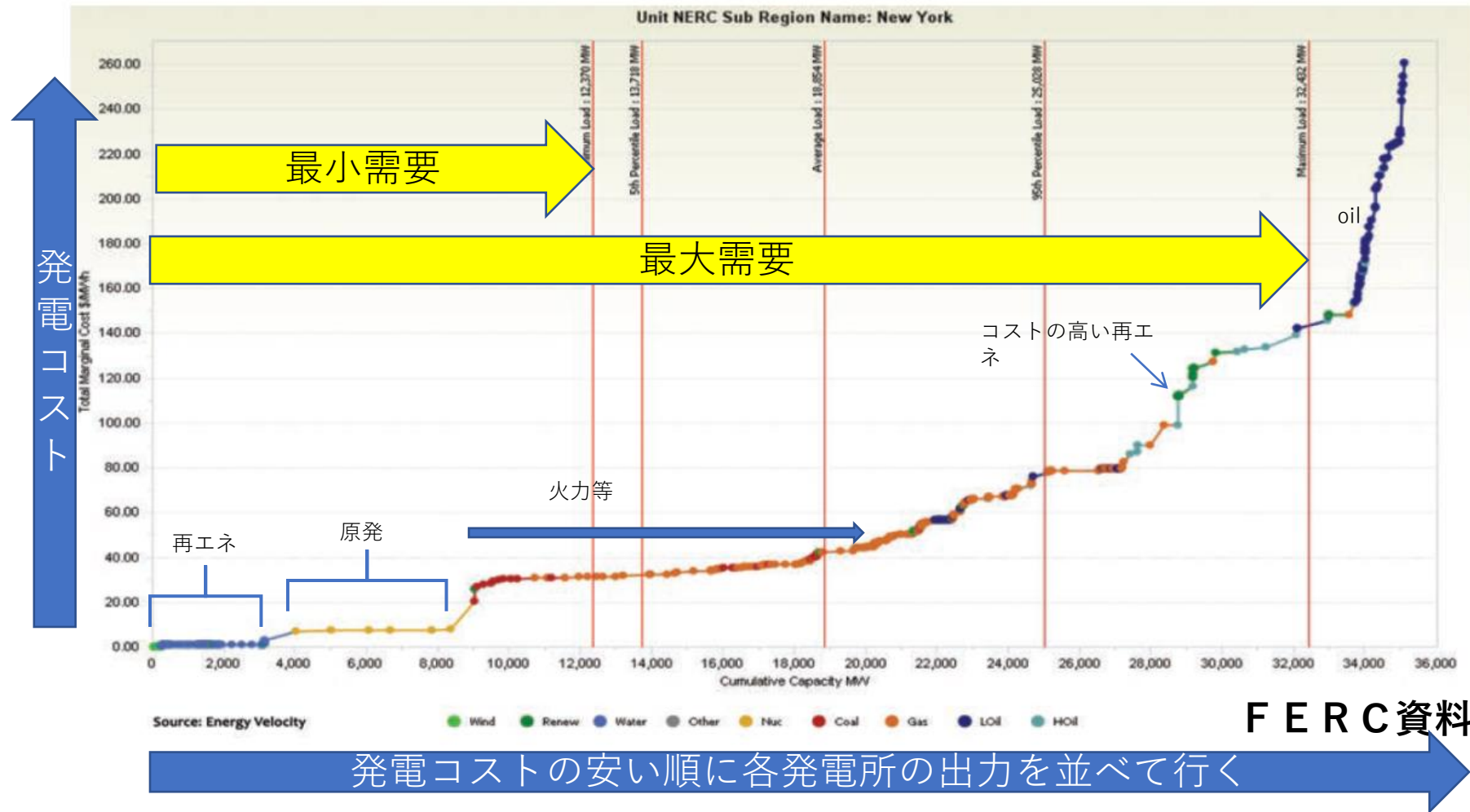
○燃料価格、再エネ発電量は変動するので、毎時、メリットオーダーを作成し、実働発電施設を選定



# メリットオーダーでの電源選択（市場が決める）

NYISO（New York Independent System Operator）のメリットオーダーの曲線例(少し古い)

Market Supply Curve for NYISO (Illustrative)

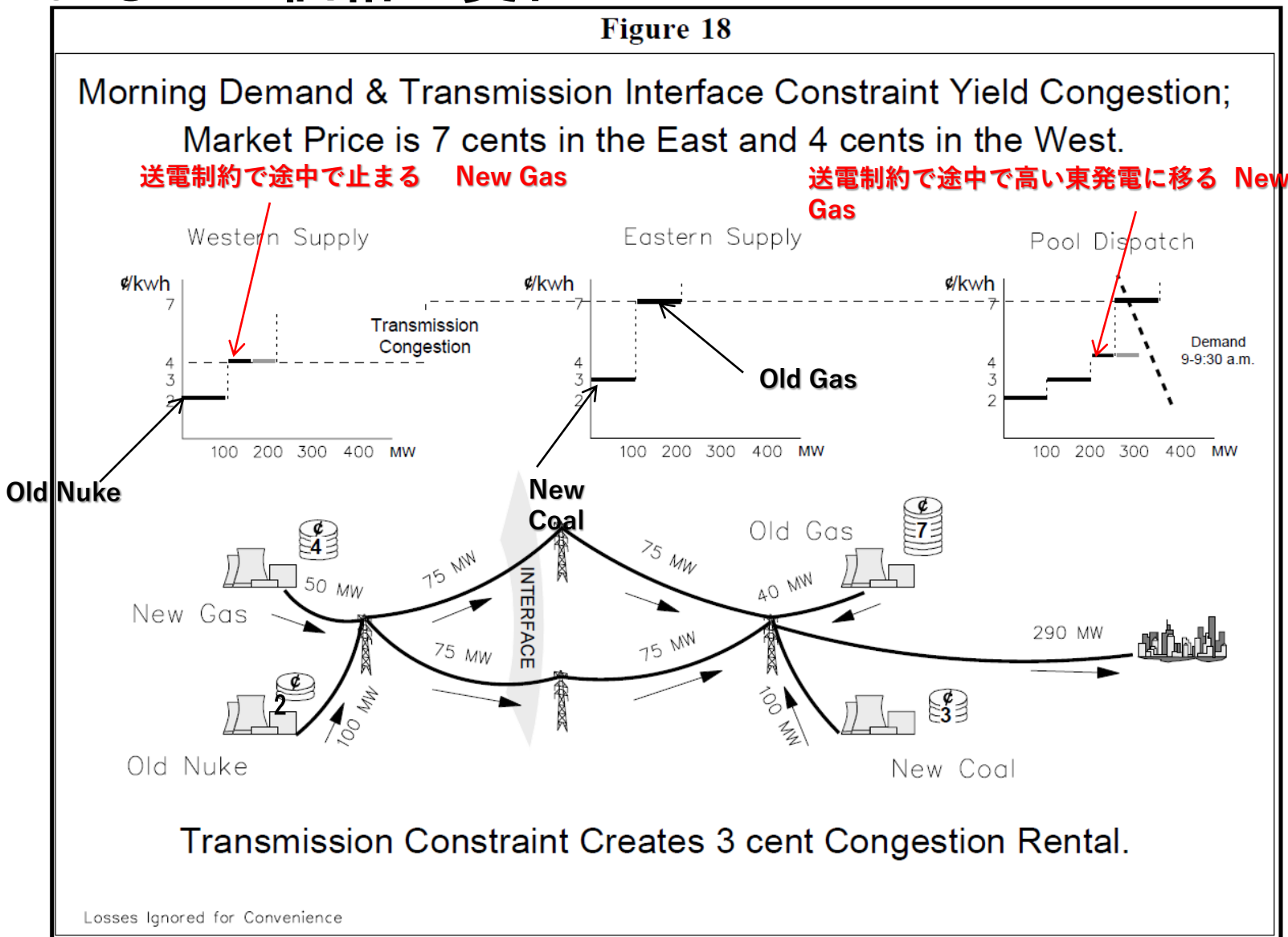


# Re-dispatchによるNode価格の変化

●送電制約がなければ、NewGas発電に発電指令

●送電制約により  
NewGas発電:出力減  
OldGas発電:出力指令  
⇒ Re-dispatch

●需要点Node価格  
4¢ ⇒ 7¢



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

# LMP Locational Marginal Pricing

- ・ ISO・RT0は、送電混雑の処理を行う際して、LMPによる電力市場を利用した方法を用いている。
- ・ 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。

The diagram illustrates the formula for Locational Marginal Pricing (LMP). On the left, the text 'LMP' is written in large green letters, with 'Locational Marginal Pricing' written below it in smaller black text. To the right of this text is an equals sign, followed by three grey rectangular boxes with orange borders. The first box contains the text 'System Energy Price'. To its right is a blue plus sign, followed by the second box containing 'Transmission Congestion Cost'. To its right is another blue plus sign, followed by the third box containing 'Cost of Marginal Losses'.

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

- ・ 送電制約や**送電混雑がない場合**、ISO・RT0の管理地域全域で**LMPは大きく変化しない**。
  - ・ **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より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。
- 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。(FERC)

# ファームまたはノンファームのpoint-to-point 送電サービス とCongestion rentの考え方

価格差のある場合のA→Bの送電の管理



混雑料:10円/kwh

ISO等は50万円/h支払

ISO等は150万円/h受領

ISO等に差引100万円/hのCongestion rent

- Node価格差があると混雑料を受け取った結果としてISO等にCongestion rentが発生する。
- 相対契約において電力のINPUT地点とOUTPUT地点のLMPの差額が「コンジェスチョンチャージ(混雑料)」  
この差額はISO・RT0が混雑に伴って受け取ることになり、Congestion rentともいう。
- コンジェスチョンチャージを受け入れる送電サービス : ファームpoint-to-point送電サービス
- コンジェスチョンチャージを受け入れない送電サービス : ノンファームpoint-to-point送電サービス

# 卸売電気市場と取引の概要

## 送電サービス

### Network transmission service・・・市場調達

- ・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ISO・RT0管内のネットワーク小売事業者への送電に使用される。
- ・発電側も需要側もISO・TSOのNode市場を介した取引を行うので、自動的にNode価格が適用される。  
⇒混雑料が自動的に反映される。

### Point-to-point transmission service・・・相対取引

- ・Point-to-point 送電サービスは、投入地点と引出地点との間の送電のためのISO・RT0のシステム。これによりISO・RT0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。
- ・ISO・RT0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。
- ・コンジェスションチャージを受け入れ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。
- ・コンジェスションチャージを受け入れない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。

○相対取引も混雑料により、Node市場価格が反映される。

⇒市場価格を逸脱した相対契約はノンファームを取らざるを得なくなり、混雑時に出力抑制の対象となる。

# ISOの運用

- 最も経済的な発電機を選択する際に、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、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、発電単価の要因を考慮。
- SCUC、RTCの処理により、LMPが算出され、公表される。

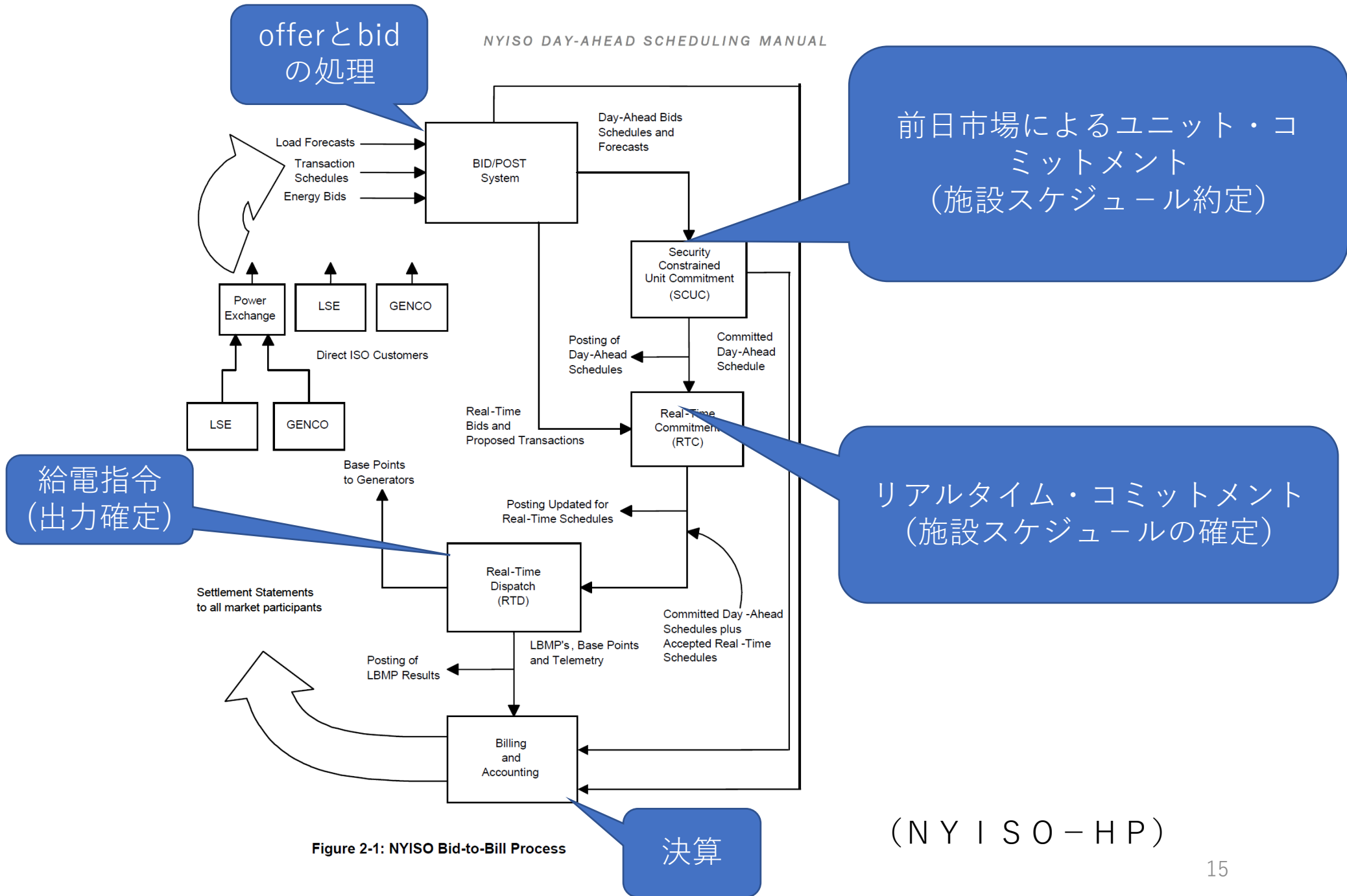


Figure 2-1: NYISO Bid-to-Bill Process

(NYISO-HP)

# FTRの概念について

●混雑料を払っているFirm送電契約顧客に Congestion rentを還元する ⇒FTR

●相対契約の発電側と需要側でCongestion contractを結んでいるとCongestion rentの還元により、混雑リスクヘッジが行える。

・ FTRは、市場参加者に、前日市場における送電混雑コストに対するヘッジを与えるもの。

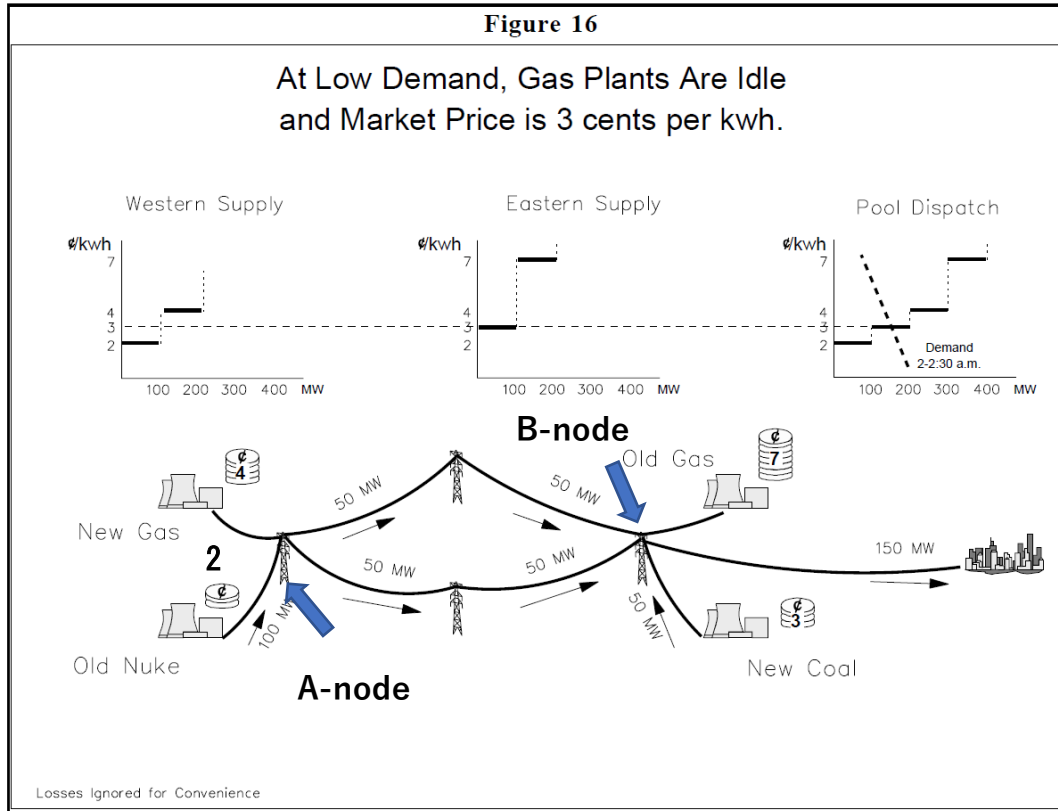
・ 発電側と需要側でFirmのPoint-to-point相対契約を結んでいても、Node価格が変動すると、契約者が何らかの不利益を被る可能性がある。

Congestion contractは、発電側と需要側で相対契約のストライク価格を決めて置き、Node価格がストライク価格より $+\alpha$ となった場合には、 $\alpha$ 儲かった側から $\alpha$ 損失した側に差額決済し、相対契約者間での取引価格をストライク価格に固定するという市場価格変動に対するリスクヘッジの手段。

・ 発電側と需要側でFirmのPoint-to-point相対契約の実行時に混雑により発生するCongestion rent相当分をCongestion rentを得ているISO・TSOから相対契約当事者に還元すると、混雑時に発電側と需要側のNode価格が異なってもCongestion contractが有効に機能するようになる。⇒計算例



# Transmission Congestion Contract (TCC) : 価格変動リスクヘッジ



## ● A-B間に混雑が無い場合

A-nodeのNew Gas発電、Old Nuke発電  
B-nodeのNew Coal発電、Old Gas発電  
全体を通じてNew Gas、New Coalから給電  
全てが同一メリットオーダー

従って図では、3¢がA、B共通のノード価格

ノード価格差が無いので  
A-B間のCongestion Rentは発生しない。

## TRANSMISSION CAPACITY RESERVATIONS AND TRANSMISSION CONGESTION CONTRACTS

WILLIAM W. HOGAN

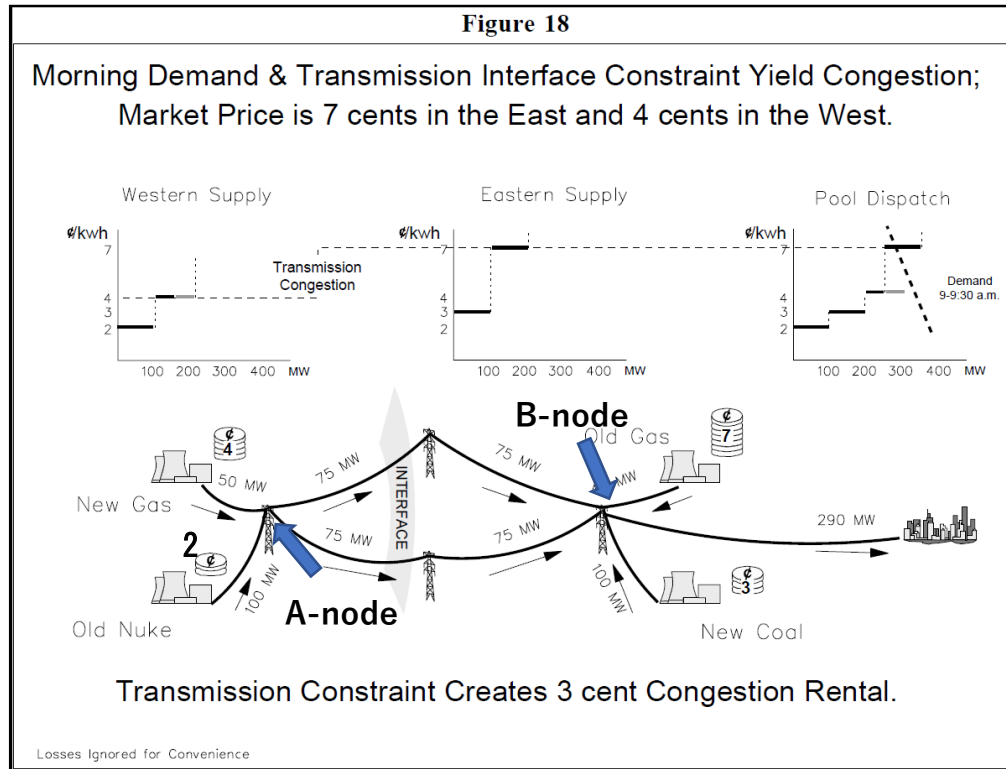
Center for Business and Government  
John F. Kennedy School of Government  
Harvard University  
Cambridge, Massachusetts 02138

TCC: 価格変動をヘッジし取引価格を固定する契約。

例えば「OldNuke」と「需要」がストライク価格5¢のTCCを締結すると

- ・ ノード価格3¢の場合、需要はOldNukeに2¢支払う。  
OldNukeは  $3+2=5$ ¢受け取り、需要は  $3+2=5$ ¢支払う。
- ・ ノード価格7¢の場合、OldNukeは需要に2¢支払う。  
OldNukeは  $7-2=5$ ¢受け取り、需要は  $7-2=5$ ¢支払う。  
という差額決済を行う。

# Transmission Congestion Contract (TCC)+FTR: 価格変動リスクヘッジ



## Transmission Congestion Contract

A-nodeのOldNukeと需要家の間で5¢の  
**Transmission Congestion Contract**を締結。

A - B間に送電制約の発生

A-nodeの価格は4¢  
(Aに接続される高い発電の価格)

B-nodeの価格は7¢  
(Bに供給される最高値発電価格)

OldNukeは4¢でISOに電力を売却  
需要家は、7¢でISOから電力を購入

$7 - 4 = 3$ ¢がISOの収入  
= **Congestion Rent**

Congestion Rentを需要側に帰属させると  
需要家は、 $7 - 3 = 4$ ¢の支出・・・**TCC**により $5 - 1 = 1$ ¢を需要家⇒OldNuke

⇒需要家の支出 $4 + 1 = 5$ ¢、OldNukeの収入 $4 + 1 = 5$ ¢

Congestion RentをONに帰属させると  
OldNukeは、 $4 + 3 = 7$ ¢の収入・・・**TCC**により $7 - 5 = 2$ ¢をOldNuke⇒需要家

⇒需要家の支出 $7 - 2 = 5$ ¢、ONの収入 $7 - 2 = 5$ ¢

# 東日本送電網の2030年のLMP分析

# 東日本のシミュレーションの概要

本シミュレーションで用いたNode数等をまとめると下表のとおり。全体で160Node、222送電区間となっている。

表1 シミュレーションのNode数等

| 地域    | ノード数 | (変電所) | (開閉所) | ブランチ数 |
|-------|------|-------|-------|-------|
| 北海道電力 | 43   | 34    | 9     | 53    |
| 東北電力  | 32   | 28    | 4     | 41    |
| 東京電力  | 85   | 80    | 5     | 128   |
| 合計    | 160  | 142   | 18    | 222   |

## ●シミュレーションモデル

米国等において実績のあるABB Power Grids Japan株式会社（以下、APG社）が提供するPROMODを用いて東日本における米国型の送電運用のシミュレーションを行った。

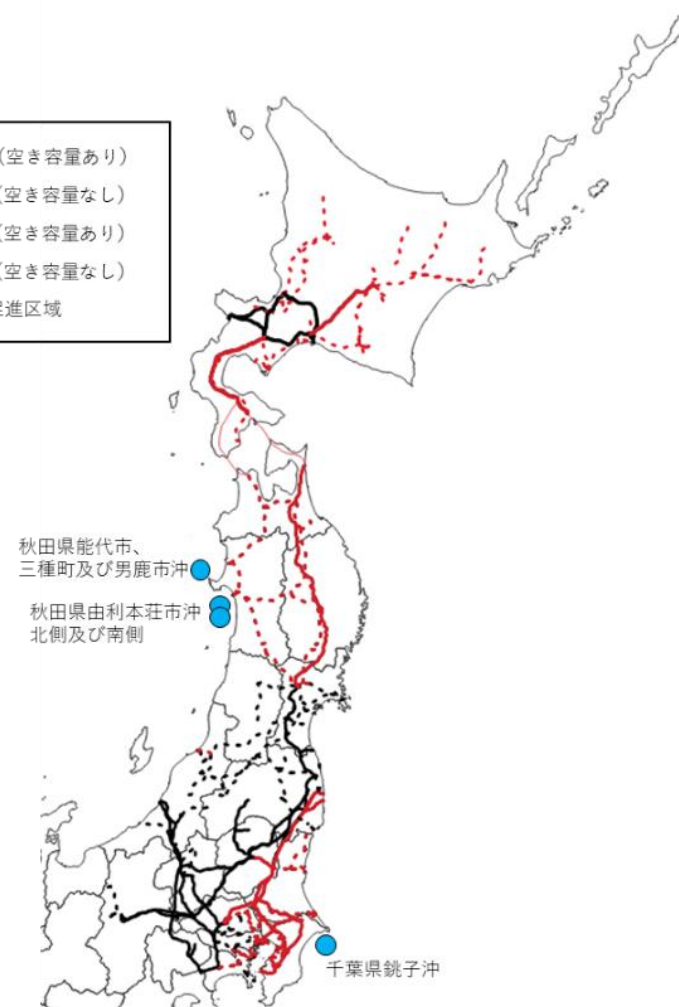
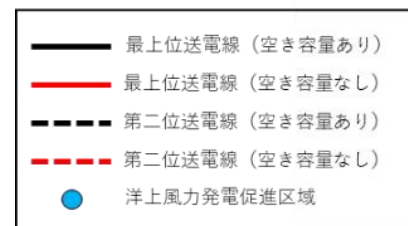


図1 今回のシミュレーションで用いた東日本の上位系統送電網

# 東日本のシミュレーションの概要

| 項目             | シナリオ  |   |   |
|----------------|---|---|---|
|                | Base  | RE  | RE+Nuc  |
| 電力需要           | 2018年度実績値   |   |   |
| 風力・太陽光<br>設備容量 | 2018年度実績値<br>陸上風力：2GW<br>太陽光：20GW   | 陸上風力：12GW（2018年度の6倍）<br>洋上風力：8GW（2018年度は導入実績なし）<br>太陽光：42GW（2018年度の約2倍） |   |
| 原発             | 稼働なし  |   | 適合性審査状況等も踏まえ設定<br><br><ul style="list-style-type: none"> <li>泊3号機(北海道電力)</li> <li>東通1号機(東京電力)</li> <li>女川2号機(東北電力)</li> <li>柏崎刈羽6号機(東京電力)</li> <li>柏崎刈羽7号機(東京電力)</li> </ul> |
| 電源運用           | <ul style="list-style-type: none"> <li>全電源に対して運転費用の最適化を適用（技術面以外の最低出力は設定せず）</li> <li>非揚水式水力発電（設備容量は、2018年度の状況と同様に10GW）の運用について、調整池式及び貯水池式の水力発電の調整力を考慮</li> <li>揚水式水力発電（設備容量は、2018年度の状況と同様に7GW）の運用について、設備容量（発電時及び揚水時）、貯水可能量などを考慮。</li> </ul> |   |   |
| 送電線<br>運用      | 実潮流に基づく送電系統運用（基幹系統）、地域間連系線の最大活用 <ul style="list-style-type: none"> <li>基幹系統の運用容量は、公表されている年間一律の2018年度の運用容量</li> <li>北海道地域—東北地域：旧北本連系線（函館変換所—上北変換所ルート）及び新北本連系線（北斗変換所—今別ルート変換所）</li> <li>東北地域—関東地域：南相馬変電所—南いわき開閉所ルート</li> </ul>              |   |   |

表2 再生可能エネルギー等の導入量の設定

- 原発稼働なしのREケースと原発一部稼働のRE+Nucの2ケースを計算
- 再エネは各団体の2030年目標のヒアリングによる。

# 東日本のシミュレーションの概要

- 時刻別Node需要は、2018年実績・・・電力各社公表2018年潮流データ等から作成
- 火力・原子力発電の設備容量、発電出力段階別の熱効率(Heat rate)や立ち上げ時間(Up time)といった調整力に関するパラメータは、PROMODを所有するAPG社からの発電ユニット毎の提供データを用いた。主要な火力・原子力発電設備の設備容量及び位置情報は、火力・原子力発電所設備要覧(平成29年改訂版)や電気事業便覧2019年版等も用いて確認した。火力発電の燃料価格について、石炭火力発電及びガス火力発電は、海外電力調査会の資料を参照した。石油火力発電の燃料価格及び各火力発電のCO<sub>2</sub>対策費は、総合資源エネルギー調査会発電コスト検証ワーキンググループ(以下、発電コスト検証WG)の報告を参照した。
- 再生可能エネルギーの時間変動は、各Nodeの最寄りの気象観測点の2018年の風速、日照量データ、再生可能エネルギーの出力徳性に基づき設定した。
- 再生可能エネルギーは、既存の施設は各団体から提供された立地地点、将来増加分は各団体のヒアリングやポテンシャルマップに基づき、最寄りのNodeに割り振った。

# 平均的なLMPの値

●本シミュレーションのRE、RE+Nucシナリオにおける年間平均LMPは、表4のとおりとなっている。

●全般的に再生可能エネルギーが増加するために、LMPの値は低めとなっている。特に多数の再生可能エネルギー多数の立地が想定されている東北・北海道のLMPは一般に低くなっている。これに対して大規模な需要地を抱える関東地方のLMPは高くなるという傾向がみられる。

●RE+NucのケースでLMPはさらに低くなるが、これはメリットオーダーでは、原発は再生可能エネルギーに次いで限界価格が安い電源とされるためであろう。

REシナリオで発電指令が出ていた石炭火力からRE+Nucシナリオの原発に発電指令が移ったことによるものと考えられる。

表4 東日本の年・地点平均LMP(平均は電力量によらない単純平均,円/kWh)

|       | RE   | RE+Nuc |
|-------|------|--------|
| 北海等平均 | 7.6  | 6.4    |
| 東北平均  | 6.8  | 5.9    |
| 関東平均  | 11.0 | 8.8    |
| 東日本平均 | 9.1  | 7.5    |

# 東日本全体の年平均LMPの分布状況の俯瞰

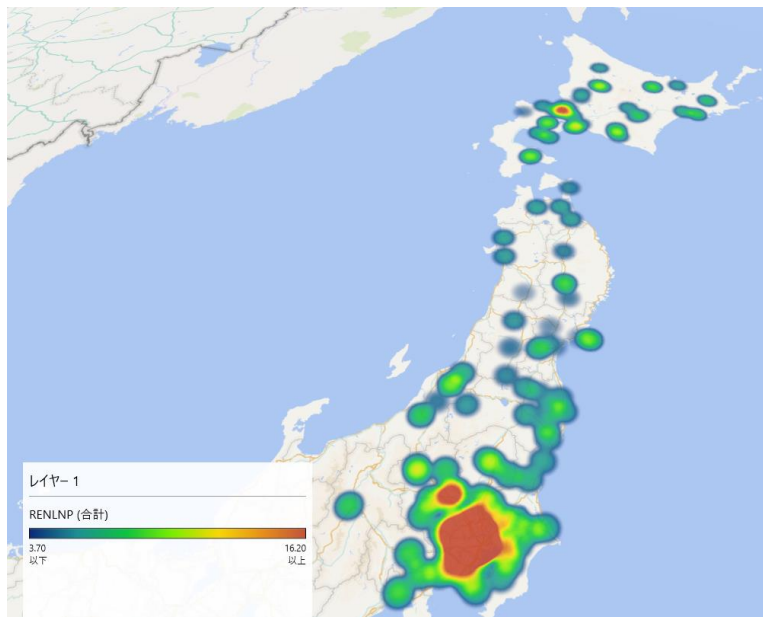


図5 RE+Nucケースの年平均LMPの地理的分布(円/kWh)

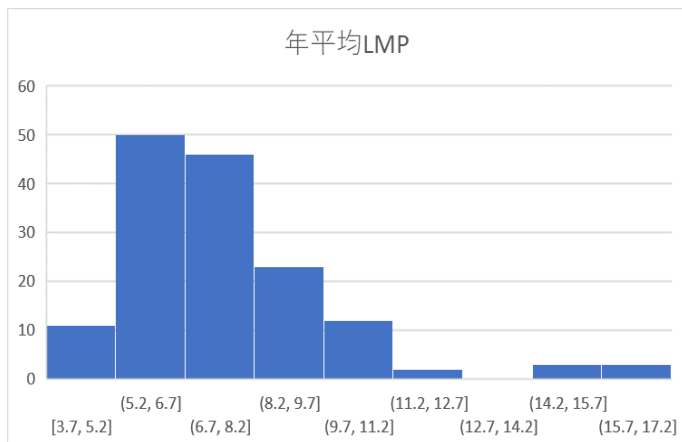


図6 RE+Nucケースの年平均LMPの出現度数分布(円/kWh)

注) 需要がほとんど接続されず特定の大規模発電所の接続点の性格を持ち、特異なLMPの挙動を示す3ノードは除外している。

●REシナリオにおける地域間のマクロなコンジェスチョンチャージは、北海道-関東間は、3円/kWh程度、RE+Nucケースでは、2.5円/kWh程度となる。

●同じ北海道内であっても、再生可能エネルギー・火力ともに目ぼしい発電施設が近傍にない東釧路では、LMPは8.1円/kWh (年平均、RE+Nuc)と高めになっているが、多くの再生可能エネルギーが接続される西名寄で、LMPは6.1円/kWh (年平均、RE+Nuc)、東北の上北でLMPは6.3円/kWh (年平均、RE+Nuc)となっている。

●中間地点の福島でLMPは6.2円/kWh (年平均、RE+Nuc)となり、首都圏の入り口の新今市あたりでは、7.5円/kWh (年平均、RE+Nuc)である。一方で、需要地内の永代橋で、9.4円/kWh (年平均、RE+Nuc)、新宿10.5円/kWh (年平均、RE+Nuc)と需要地の内部ではかなりLMPが高くなっている。

●都心部のLMPの高騰は、需要地近傍の送電線の混雑を反映しているものと考えられるので、首都圏需要地と東北、北海道の再生可能エネルギー産地との間のコンジェスチョンチャージは、東北、北海道内の地内線や連携線の混雑に伴うものと言うよりは、むしろ需要地内の送電線の混雑ということが言えそうである。

●大半のNodeでは、LMPは、5~8円/kWh (年平均、RE+Nuc)となっている。



# 首都圏のLMPの分布

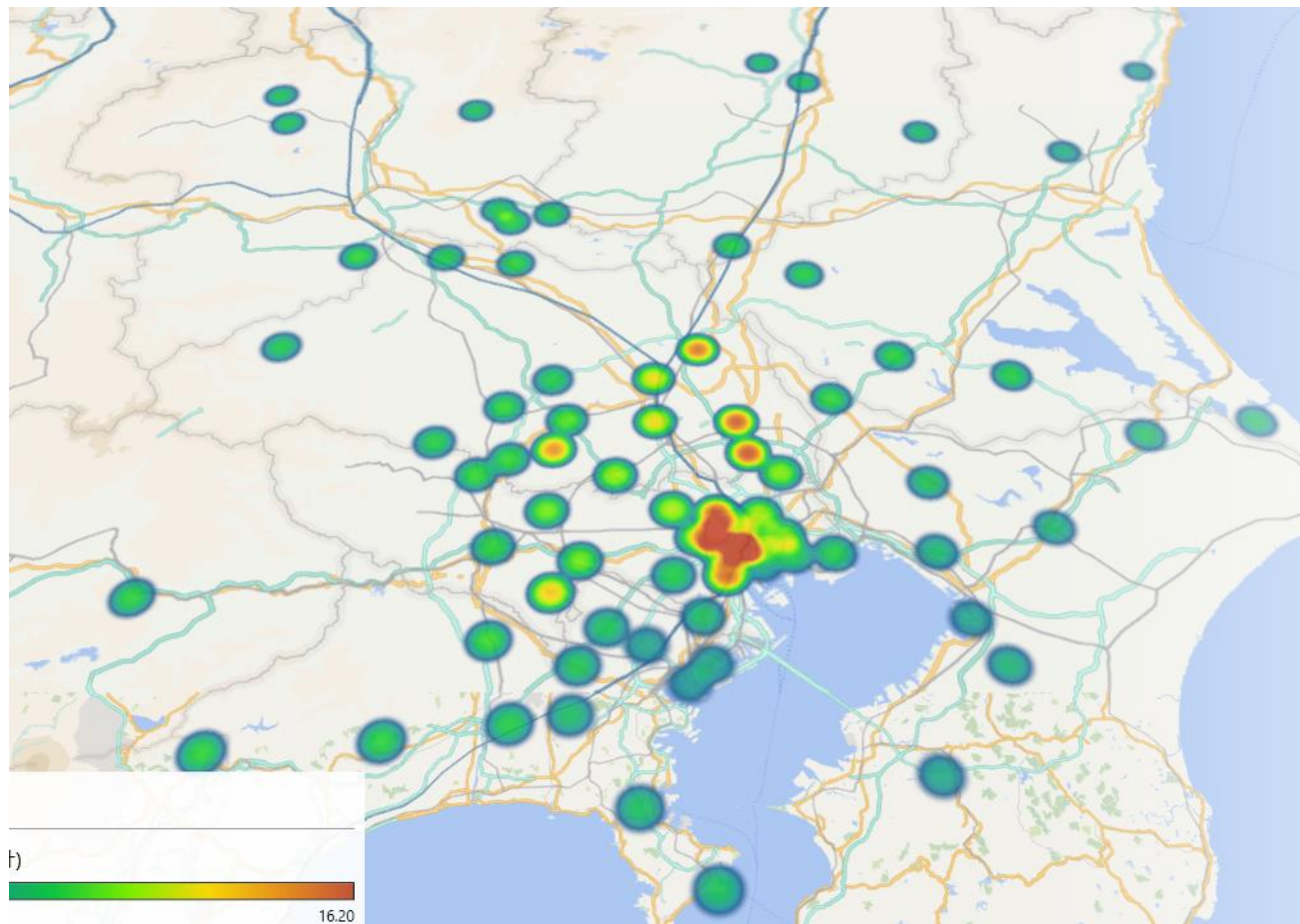


図7 RE+Nucケースの年平均LMPの首都圏における地理的分布

- 首都圏を拡大すると図7のとおりとなっている。東京電力管内においては、都心部のLMPは高くなっているが、発電所や再生可能エネルギーが多数立地する千葉方面のLMPは低くなっていることがわかる。また、LMPの分布も6~11円/kWh（年平均、RE+Nuc）と高めになっている。

東電管内の年平均LMP

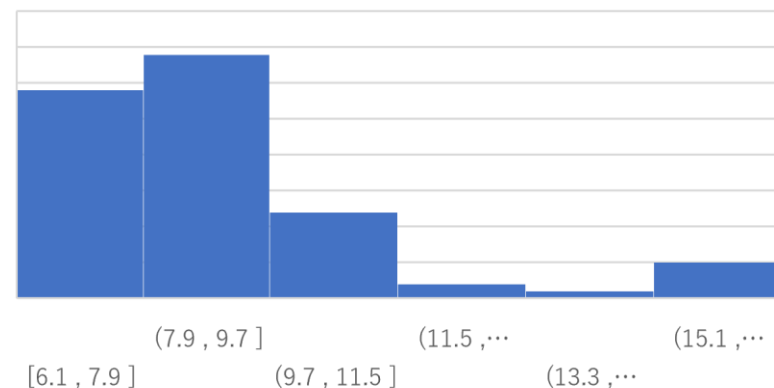


図8 RE+Nucシナリオの東電管内の年平均LMPの出現度数分布(円/kWh)

# 出力抑制が発生した日のLMPの状況

●出力抑制が発生している日の例として、5月5日の状況を見ると、需要がさほど大きくなく、一方で、再生可能エネルギーの発電量の大きい日となっている。5月5日の昼の時間帯は、火力発電の出力は下限値となり、揚水発電は最大限に揚水を行っており、揚水等で対応しきれなかった分が一部出力抑制となっている。

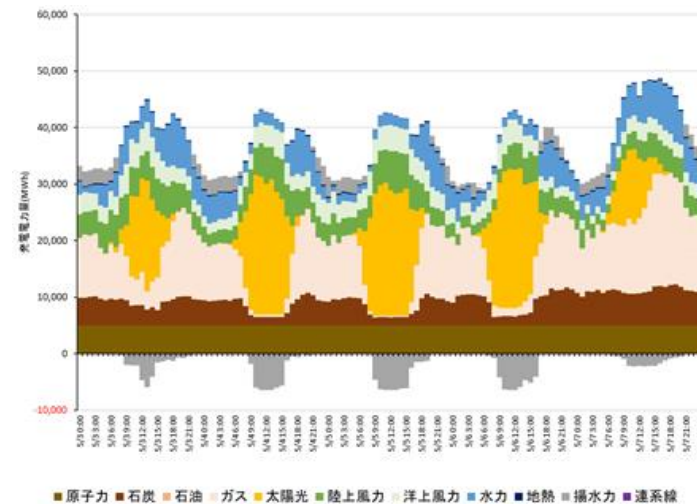


図4 5月5日前後のRE+Nucシナリオの発電状況

●この日の各Nodeの日平均LMP (円/kWh) を見ると再生可能エネルギーが潤沢なせいもあって、図9のように全般的に低く2.5~6.5円/kWhの間に分布しており、極端な値は見られない。LMPは、再生可能エネルギーの余剰を反映して全般的にかなり低くなっているが、再生可能エネルギー産地と需要地との間の送電混雑によるLMPの段差は特段見られない。

LMPの地理的な分布を示すと図10のとおりとなっており、全般的な傾向としては首都圏までの送電線のネックに伴うLMPの大きな変化は特に認められず、むしろ需要地近傍でのLMPの上昇が顕著である。ここでも、東北・北海道からの遠距離送電のネックよりも首都圏周辺における送電ネックの方がLMPへの影響が大きいと言えそうである。

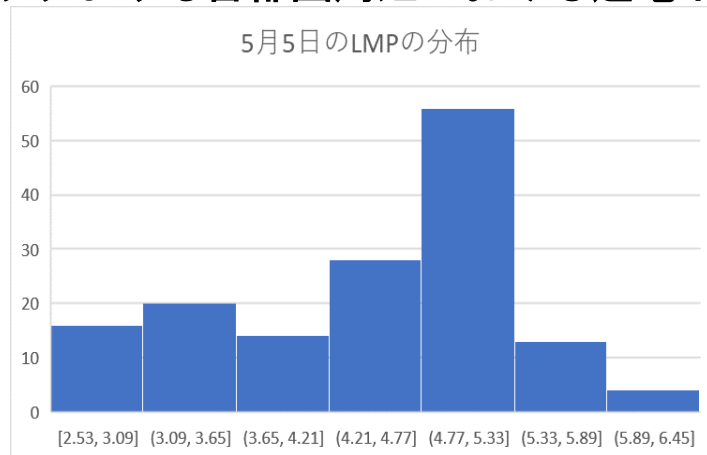


図9 5月5日の日平均LMPの状況 (円/kWh)

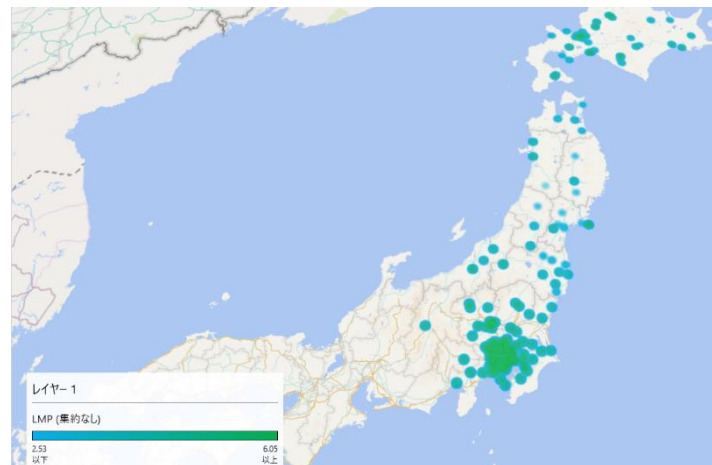


図10 RE+NUCケースの5月5日の日平均LMPの地理的分布 (円/kWh)

# 北本連系線の起終点のLMPの状況

●北海道-本州間の会社間連系線は、図11に示すように、RE+Nucシナリオでは、最も混雑するときには、ほぼ運用容量の上限に達している。

●連系線のどちらのノードにおいても、11月8日18:00に極端に高いLMPを記録しているが、この前後の1時間程度の間は、需要が高いにもかかわらず北海道において太陽光発電・風力発電の発電量が極めて少なく、北海道の需要を満たすために石油火力等が大きく稼働するとともに、北本連系線により東北→北海道の送電が活発に行われていることが確認された。

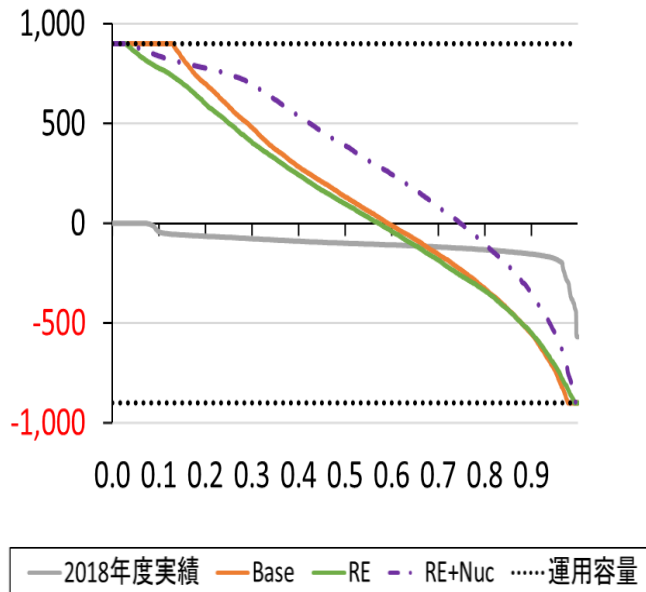


図10 混雑区間のデュレーションカーブ

北海道地域→東北地域連携線  
縦軸：MWh/h 横軸：累積出現頻度

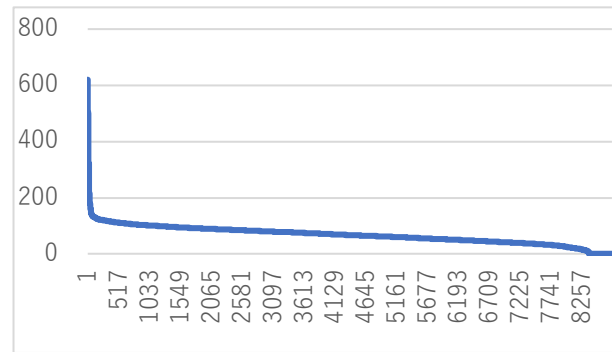


図12 大野ノードのLMPのデュレーションカーブ  
(縦軸:LMP、横軸:累積時間)

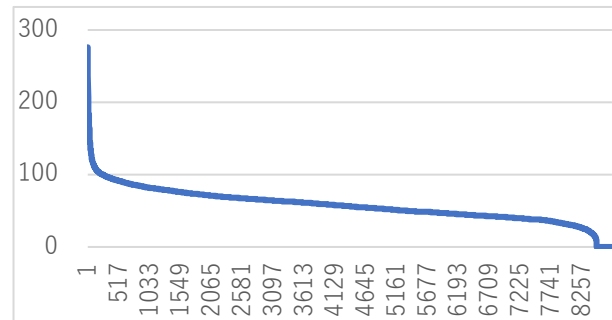


図13 青森ノードのLMPのデュレーションカーブ  
(縦軸:LMP、横軸:累積時間)

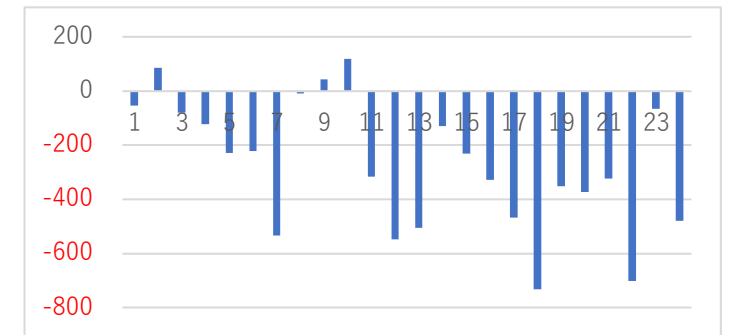


図14 北本連系線の11月8日の稼働状況  
注：縦軸：送電量(MW)、横軸：時刻

## まとめ

●国内の文献で、実際の送電網を対象としたLMPの分析の文献がほとんど存在しないために、LMPの分析の手法については、手探りで試みた部分が多く、今後の改善を必要とする部分が多々ある。

今後は、さらに送電混雑の解析におけるLMPの利用方法の研究を深めていく必要があるだろう。

●本研究は、我が国の送電網の結節点において初めて本格的なLMPの解析を行った研究ということが言えよう。また、本研究はLMPの算出は情報公開を前提とすれば我が国の一般の研究者にもできることを示したという点でも意義がある。LMPは、米国では混雑料の算定に用いられるなど、混雑解消の経済的な手段として現在用いられており、この点からの研究は今後の課題の一つである。

●今回の解析で用いた2030年の再生可能エネルギー導入量の想定では、地内線の送電混雑がさほど発生しないため、LMPの値にも送電混雑に起因する大きな変動はほとんど見られなかったが、2050年目標等に対応し、さらに多くの再生可能エネルギーを導入した場合には送電混雑に伴うLMPの大きな変動がみられる可能性がある。2050年に向けても、LMP解析等の地内線の混雑解析を行うことにより、必要最小限の増設量かつ必要な場所を科学的に求める必要があるだろう。

●経済産業省において、現在、我が国にもLMPを導入する方向での検討が行われている。LMPには送電混雑対応や立地誘導の経済的な誘導手段等の多様な機能があり、今後の政策にこられる機能を取り入れられていくことを期待したい。

●LMPの算出に当たっては、Node需要データ、火力発電や原子力発電の限界費用を実勢に合わせて入力する必要があるが、これらのデータがほとんど開示されていない。これらに関する信頼できるデータが幅広く開示されることを期待したい。

### 参考文献

牛山泉, 2013. 風車工学入門. 2nd 編 東京: 森北出版.

栗山昭久, 劉憲兵, 内藤克彦 津久井あきび, 2021. 実潮流に基づく送電線運用を行った場合の東日本の再生可能エネルギー導入量評価. IGESワーキングペーパー, 5月. 経済産業省, 2015. エネルギー需給見通し小委員会に対する 発電コスト等の検証に関する報告(案), 東京: 総合資源エネルギー調査会発電コスト検証ワーキンググループ(第6回会合).

相澤善吾, 2016. 海外の電源事情とベストミックス. 東京, 第8回東大エネルギー・環境シンポジウム(第17回 AECE技術フォーラム).

藤井康正 小宮山涼一, 2016. 平成28年度産業経済研究委託事業調査(電力需給モデルを活用したシミュレーション調査)報告書, 東京: 東京大学大学院工学系研究科 藤井・小宮山研究室.

米国送電システム研究会, 2020. 米国型送電システム. 東京: 化学工業日報社.

経済産業省, 2021. 電力ネットワークの次世代化に向けた中間とりまとめ

**御静聴ありがとうございました。**