

# 地域間連系線の利用ルール等に関する調査（海外調査）

---

現地訪問調査報告

2017年1月24日

 株式会社三菱総合研究所  
環境・エネルギー事業本部

# 調査概要

- 地域間連系線利用において市場原理を活用して送電容量の割当てルール、また地域間値差をヘッジするための間接的送電権を導入している欧米諸国の先行事例調査することで、地域間連系線利用等に関する検討の参考とすることを目的として、現地での訪問ヒアリング調査を実施した。

## 欧州訪問調査の概要

### <実施時期>

- 2016年11月1日～11月12日

### <出張者>

- OCCTOと調査委託先MRIにて実施

国（都市）	訪問先	役割
ドイツ（ベルリン）	EGI（※ベルギー・東ドイツのTSO）	系統運用者
英国（ソリハル）	National Grid	系統運用者
スウェーデン（ストックホルム）	Svenska Kraftnat	系統運用者
アイルランド（ダブリン）	Eirgrid	系統運用者
ポルトガル（リスボン）	OMIP（イベリア・エネルギー・デリバティブ取引所）	商品取引所
ベルギー（ブリュッセル）	欧州送電系統運用者ネットワーク（ENTSO-E）	系統運用者団体
スロベニア（リュブリャナ）	欧州エネルギー規制者調整機関（ACER）	規制者調整機関
英国（ロンドン）	欧州エネルギー・トレーダー連合会（EFET）	トレーダー団体
ドイツ（ボン）	DNV-GL	コンサル会社

## 米国訪問調査の概要

### <実施時期>

- 2016年11月6日～11月11日

### <出張者>

- OCCTOと調査委託先MRIにて実施

都市	訪問先	役割
フィラデルフィア	PJM	系統運用者（米国東部）
オースティン	ERCOT	系統運用者（米国テキサス州）
サクラメント	CAISO	系統運用者（米国カリフォルニア州）
ワシントンD.C.	PJM関係者	弁護士、元PJM
ワシントンD.C.	連邦エネルギー規制委員会（FERC）	規制機関
フィラデルフィア	Monitoring Analytics	コンサル会社
オースティン	Potomac Economics	コンサル会社
サンフランシスコ	E3	コンサル会社

---

## 欧州訪問調査結果（主なファインディング）

---

# 1 連系線利用ルール変更の経緯

- EU電力自由化進展に伴い、連系線利用の透明性・公平性向上のため、EU規則等により、国際連系線の利用方式として、直接オークション（物理的送電権/PTR）または間接オークション（市場分断、金融的送電権/FTRの活用含む）を義務付け。
- 他方、FTR option ※<sup>1</sup>を導入している国際連系線は①スペインーポルトガル間連系線と②フランスーベルギー間連系線。2017年度を目途にアイルランドーイギリス連系線もFTR optionを導入予定。
- 規制当局としては、欧州内の電力市場のカップリングを進める方向性と、OTC取引※<sup>2</sup>を助長するPTRが相反するため、PTRからFTRへの移行を求めている。

※<sup>1</sup> 購入した送電権の方向と逆方向の値差が発生した場合は送電権取得者に支払い義務は生じない商品。FTR Obligationの場合は値差状況に応じて、送電権取得者に支払い義務が発生。

※<sup>2</sup> 取引所外の相対取引。なお、欧州の市場統合は取引所における前日スポット市場の連結を基盤として推進されている。

## 調査対象者の主なコメント

- スペイン・ポルトガル連系線は、規制当局の求めに応じてFTRを導入したが、EUレベルでFTRの取組が広がるなかで、パイロットプロジェクト的な位置付けを有する【OMIP】
- 欧州の送電権割当では、従来からの容量割当プロセスを踏襲できるPTRが先に広まった【EGI】
- PTRとFTR Optionは利用方法（権利未行使時の取扱等）が類似しているため、PTRからFTR optionへの移行は比較的容易【EGI】
- AECRとしてPTRからFTRへの移行を求めるのは、欧州内の電力市場のカップリングを進める方向性と、OTC取引を助長するPTRが相反するため【ACER】
- 英国・フランス連系線(IFA)は2001年以降PTRを採用しているが、ユーザーから特段求められない限り、今後もPTRが続くと思われる【National grid】

## 参考情報

### <連系線利用ルールの主な経緯>

年	経緯
1996	北欧で間接競売導入
2001	英・仏連系線(IFA)にてPTR導入
2003	EU規則：直接オークション(PTR)や間接オークション(市場分断)を義務付け
2006	仏・ベルギー連系線でPTR導入
2007	スペイン・ポルトガル連系線で間接オークション導入
2009	EU規則(EC714/2009)：送電権割当方式として直接オークション(PTR)か間接オークション(市場分断、FTRの活用含む)を義務付け
2012	アイルランド・英連系線(EWI)でPTR導入
2015	スペイン・ポルトガル連系線でFTR導入
2016	仏・ベルギー連系線でFTR導入(PTRから変更)
2017	アイルランド・英連系線(EWI)でFTR導入予定(PTRから変更予定)

## 2 送電容量割当ルール

- 物理的/金融的送電権は最長1年であるが、1年前までにメンテナンス計画（停止計画）を固めることにより、オークションにかける送電容量を決定。オークション実施後はメンテナンス計画を原則変更しない。
- 長期の物理的送電権はuse-it-or-sell-itルールで運用されており、購入したにも関わらず行使予定がなくなった物理的送電権は売却可能である。
- 容量割当後に計画外停止等により、送電可能量が容量割当量を下回る際は補償がなされる（Firmnessの原則）。

### 調査対象者の主なコメント

- オークションにかける連系線容量は、計画されている連系線のメンテナンスルールを前提として決定する。修繕計画が存在する場合、それによって妨げられる容量はそもそもオークションには出さない【EGI】
- 連系線のメンテナンスについては1年前に予定が見えているのが一般的。オークションシステムではメンテナンス計画のプロファイルを予め反映し、オークションにかける容量を決定【National Grid】
- 長期の物理的送電権はuse-it-or-sell-itのルールのもとで運用されており行使されなかった物理的送電権は市場間値差で売却可能【ACER】
- 論点の一つに、事故等によって連系線の利用可能量が不足した場合のFirmnessに関するものが存在。不足が生じた場合は物理的送電権保有者に補償を行う。一旦約定した物理的/金融的送電権は、金銭的にはFirmである（必ず履行される）ことが重要。Firmnessの原則の下、例えば容量割当後に計画外停止等により、送電可能量が契約量を下回った場合、市場間値差×契約容量分の補償がなされる【ACER】

### 参考情報

#### <FCAにおけるuse-it-or-sell-itルールに関する指示>

- 長期の連系線容量は市場参加者に対して、「use-it-or-sell-itの原則に基づくPTR」、「FTR-option」、「FTR-obligation」のいずれかの形態で割り当てられる。

#### <CACMとFCAにおける「Firmnessの原則」に関する指示>

- 不可抗力や緊急事態により、割り当てた送電権が履行されない場合は、その期間について補償を行う【CACM】
- Firmnessの履行のためのコストは関連するTSOによりカバーされる。その原資は託送料等により賄われる【CACM】
- 割り当てた長期の物理的/金融的送電権が履行されない場合、TSOはその所有者に対して市場間値差に相当する補償をする【FCA】
- 不可抗力により長期の物理的/金融的送電権の削減がなされた場合、TSOはその所有者に対して送電権取得時の支払額に相当する補償をする【FCA】
- ※ EFETにおいても物理的/金融的送電権取引における原則の1つとして、Firmnessの確保を掲げている。これは、TSOが送電権の提供主体として計画外停止等のリスク回避のための措置を最もしやすい立場にあるためとされる。
- ※ FCA、CACMにおける補償内容は、系統運用者の組織であるENTSO-E、規制機関の組織であるACERの間の調整の下策定されている。

CACM：EUにおける短期の送電容量割当に関するガイドライン（Capacity Allocation and Congestion Management）

FCA：EUにおける短期の送電容量割当に関するガイドライン（Forward Capacity Allocation）

### 3 金融的送電権の商品設計と市場実態

- 商品の期間：欧州では、PTR/FTRいずれの場合も、送電権の最長契約期間は1年。欧州規則では、少なくとも年間(1年) および月間(1か月) の商品設定を義務付け。
- 上記商品別の割当容量：市場参加者との議論を行い、商品別の需要を想定したうえで適切な割当を決定する。取引可能量の全量を送電権として割り当てていない場合も存在する。
- プレーヤー：FTRオークションには電気事業者（実需）と金融機関・トレーダーの双方が参加可能。二次市場も存在。

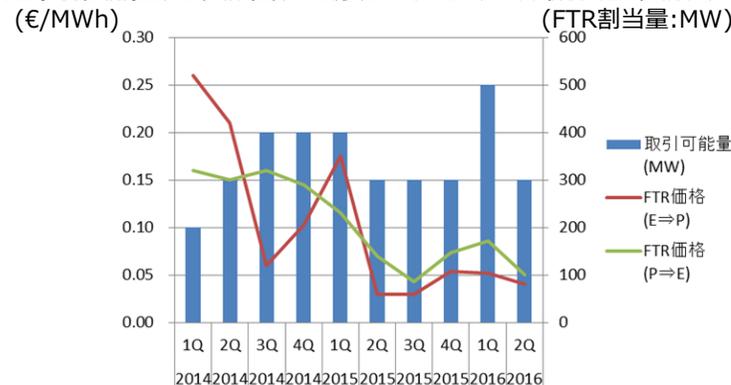
#### 調査対象者の主なコメント

- 連系線利用における送電権割当は1年間が最長【ACER】
- FTRに出す容量は設備容量の20%にあたる500MW。20%にとどまる理由は①curtailmentによる支払リスクの低減、②連系線混雑の頻度が低く（取引時間全体の10%以下）、値差リスクヘッジのニーズが少ないため、FTRの需要は限定的【OMIP】
- EWICでは年間・半年間・3か月間・月間・前日の商品を扱う。商品別の割当容量はユーザーと議論して決めている【Eirgrid】
- 一次市場（オークション）と二次市場（resale）双方に実需事業者も金融機関・トレーダーも参加できる【OMIP】
- 2008-2009年の金融危機の影響を受けて、エネルギーを含むコモディティマーケットから手を引いた結果、送電権市場(当時はPTR)における金融プレーヤーは当初25社ほど存在していたものが、5社程度に減少している【EFET】

#### 参考情報

##### <スペイン・ポルトガル連系線におけるFTR取引実態>

- **FTR商品種類**：年間・季間・月間の3種類（ただし月間は実際には取引されていない模様）。契約期間にわたって一定量を購入するベース商品
- **FTR割当量**：最大送電容量は約2,400MWだが、下記の通り、FTRとして取引されている量は年間商品で100-300MW、季間商品で200-500MW程度。
- **FTR価格推移**：取引の始まった2014年は0.10€/MWh以上だったが、2015年以降は下落傾向。
- **FTR取引参加社数**：参加社数は公表されていないが、各取引で10社前後が約定



## 4 金融的送電権の位置づけ

- 欧州で現状広く導入されているPTR(use-it-or-sell-it)とFTR optionは、金融的に等価であり、根本的な差異は存在しないとの認識が共有されている。
- 従って、PTRを導入している連系線では、FTR optionへの移行はシステム改修も含めて比較的容易と考えられている。
- FTRが金融商品か否か（MiFID（※）の適用対象か否か）については結論は出ていない。FTRを導入している各TSOや電力規制機関は、FTRを明示的にMiFID対象外とするよう求めている。現在協議中のEU規則案では、一次市場における送電権取引は、MiFID適用除外となる見込み。

※)MiFIDはEUの金融商品市場指令(Markets in financial instruments directive)の略。送電権取引がMiFIDの適用対象となった場合、他金融商品取引と同様に厳格な透明性規制が課せられ、市場参加者の対応事務負担が増大する恐れがあった。

### 調査対象者の主なコメント

- PTRとFTR optionでは利用方法（権利未行使時の取扱など）が類似しているため、PTRからFTR optionへの移行は容易【EGI】
- 前日市場がカップリングされた市場では、PTRに以下の前提条件があれば、それとFTRの間に根本的に差異はない
  - ✓ 送電権における金融的なFirmnessが確保されていること
  - ✓ 年間/月間の市場が存在すること（先渡市場）
  - ✓ オークションの際に、最大源の容量が供出されていること
- 送電権がMiFID適用対象となるべきか否かについては、長きにわたり議論されており、解釈に依存する。FTRを推進したいACERの立場としては、FTRはMiFID対象外としたいが、最終的には欧州委員会が決定する事項である【ACER】
- 一次市場における送電権取引は、EU規則でMiFID2適用除外となる見込み【ENTSO-E】

### 参考情報

<EU指令(2014/65/EU)の補足規則案Article 8における記載事項>

- 一次市場で取引プラットフォームを通じて配分される送電権は、デリバティブの定義から除外し、従って送電権発行主体や取引主体はMiFIDに関する義務を負わない

In addition to derivative contracts expressly referred to in Section C(10) of Annex I to Directive 2014/65/EU, a derivative contract shall be subject to the provisions in that Section where it meets the criteria set out in that Section and in Article 7(3) of this Regulation and it relates to any of the following:  
 ...  
 (c) transmission or transportation capacity relating to commodities, whether cable, pipeline or other means *with the exception of transmission rights related to electricity transmission cross zonal capacities when they are, on the primary market, entered into with or by a transmission system operator or any persons acting as service providers on their behalf and in order to allocate the transmission capacity.*

出所) COMMISSION DELEGATED REGULATION (EU) of 25.4.2016

## 5 混雑収入の取扱

- TSOが受領する混雑収入は、EU規則により、連系線への投資や維持管理または送配電料金の引き下げに用いられる場合が多い。
- 今回訪問したTSOの多くは、混雑収入を連系線への投資・維持管理に用いていると回答した。他方、送配電料金の引き下げ原資に用いると回答した事業者も一部存在。

### 調査対象者の主なコメント

- 最終的にTSOに残る混雑収入は、市場間値差の発生状況と、FTRへの支払等との差し引きの結果、基本的にはゼロに近くなる【OMIP】
  - ✓ そもそもスペイン・ポルトガル間では、連系線混雑は取引混雑の10%活かしが発生せず、FTRの需要が限定的。
  - ✓ 欧州では一般的に送電権の取引収入と市場間値差による収入を合わせて混雑収入として扱っている。
- TSOの手元に残る混雑収入は、主に当該連系線の改善に用いられる。送配電料金の引き下げ原資には用いていないが、連系線への投資を通じて結果として送配電料金も下がるという認識【OMIP】
- ベルギーは送配電料金の引き下げ原資に用いる。ドイツの場合、系統増強への投資または送配電料金の引き下げに用いるが、明確なルールは決まっていない【EGI】
- EU規則に従って、連系線への投資やメンテナンスに利用。例外的に送配電料金の引き下げに用いられる場合もある。投資対象となる設備計画は、早期にプロジェクトの進展が見込まれる案件を優先的に選択【Svenska Kraftnat】
- 連系線による混雑収入は、連系線毎に別々に管理。混雑収入の用途は、「連系線メンテナンス」、「新たな連系線への投資」、「顧客への還元（送配電料金引き下げ等）」の3通り【National Grid】

### 参考情報

CACMでは混雑収入の取り扱いについて以下の項目を考慮して方法を定めるように指示。また、FCAではCACMと同様の方針に従うように指示。

- 送電システムの効率的、長期的な運営および開発に資すること。また、EUにおける電力市場の効率的運営に資すること。
- EC規則（714/2009）に示される混雑管理の原則に従うこと。
  - ✓ 同規則では市場原理に従った非差別的な混雑管理により、市場参加者およびTSOに対して経済シグナルを与えることを要求。
  - ✓ 混雑収入については、割り当てた送電容量の保証と、連系線の維持管理、新設に用いることを指示。ただし、これらの方法への利用が効率的でない場合は、関連規制機関の承認の下、託送料金の引き下げ原資としての活用も認められている。
- ※ スペイン・ポルトガルのように、FTRの支払い原資に活用される例もあることから、実務的には金融的送電権の支払いへの活用も許容されていると考えられる。
- 合理的な財務計画に基づいて活用されること。
- 一定期間に渡り活用可能であること。
- TSO以外の主体が所有する送電設備で得られた混雑収入の配分方法を調整すること。

## 6 ルール変更時の既存事業者の経過措置

- 送電権導入時、既存事業者の一部から既存送電契約の保護を求める声は実際に存在。
- しかしEU規則は、送電網へのアクセスにおける差別的取扱いを認めておらず、従って国際連系線の容量を特定の長期契約に優先的に割り当てることは許されていないため、一時的な経過措置を含めて既存事業者への保護は殆ど行われていない（保護・経過措置の例は下表の通り）。
- EU司法裁判所も、既存事業者への保護的取扱いをEU競争法違反と判決(2005年)。
- 経過措置がなくても、欧州の電力事情を踏まえて、既存事業者の電力取引に大きな影響はないとの意見あり。

### 調査対象者の主なコメント

- 2003年の送電権利用ルール変更時に、一定期間の経過措置を求める意見は存在。しかし、事前に十分な時間をもって関係者と協議が行われていたため、大きな紛争は起きていない【ACER】
- 1996年の間接オークション実施時に、ノルウェー・スウェーデン間に限り、既存契約が満了するまで(~2002年)送電権利を認めた事例あり【Svenska Kraftnat】
- 残存する長期契約は、EU非加盟国との電力取引に関するもののみ【DNV-GL】
- 仮に既存の送電権が認められず、その後の送電権オークションで所与の送電権を獲得できなかったとしても、欧州がメッシュ型送電網であることを考慮すれば、送電は可能ではないか。【EGI】
- 長期固定電源の大半は原子力だが、大半がゾーン内で消費されると考えれば、連系線をまたぐ取引に、原子力発電量の引取りを大きく依存するケースは存在しないのではないか。【National Grid】

### 参考情報

#### 経過措置に関する過去事例

連系線	経緯
オランダ・ベルギー間/オランダ・ドイツ間	蘭電力の長期契約について、EU司法裁判所より優先権を許容しない判決(2005年)。判決後、オランダ政府に対して損害賠償を求めて国内提訴も、棄却。
フランス・英国間	2001年のPTR開始時に、仏電力の長期契約が終了し、オークション方式に移行。経過措置は存在せず。
北欧	1996年の間接オークション開始時に、ノルウェー・スウェーデン間では2002年までの優先権保持を許容。十分な連系線容量があったことから、市場参加者の反発はなかった。
フランス・スイス間	スイスからフランスの原発への設備投資が行われていたため、連系線の優先利用が現在も継続。EU規則に抵触するが、スイスはEUに属さないため、優先権保持が認められている。

## 7 混雑処理ルール

- 基本的に混雑処理は、間接オークションにおけるビiddingゾーン間の市場分断によって行われている。
- 欧州では、間接オークションを可能にする市場統合（カップリング）が進んでおり、前日市場では84%の地域で完了している。
- ビiddingゾーン内の混雑処理については、再給電やカウンタートレード、再エネ発電出力抑制などによって対応している。ドイツでは再給電コストが多額になり電気料金の大きな増加要因となっている。

### 調査対象者の主なコメント

#### <国際連系線の混雑処理>

- 前日の間接オークションによって、連系線に混雑が発生する場合は、ビiddingゾーンに値差が発生する【EGI, Svenska Kraftnat】
- ビiddingゾーン導入前はカウンタートレードや輸出制限を行った事例あり【Svenska Kraftnat】

#### <ドイツ国内連系線の混雑処理>

- 混雑発生時は、再給電、再エネ出力抑制、カウンタートレード等で対応。再給電コストは2015年で1.4億€まで増加しており、全額送配電料金に転嫁されるので、大きな問題となっている【EGI】
- 北部から南部への送電の急増への対策として、今後ビiddingゾーンの見直しも対策になりうる【ENTSO-E】

#### <スウェーデン国内の混雑処理>

- 2011年に混雑管理のために、ビiddingゾーンを導入。それまでは、デンマークへの電力輸出の制限を行っていたが、欧州委員会が対応を問題視した。この他、再給電、カウンタートレーディング、DRで混雑管理に取り組む。再エネの出力抑制は最終手段【Svenska Kraftnat】

### 参考情報

#### <CACMにおける混雑処理ルールに関する指示>

- ビiddingゾーンは効率的な混雑管理と市場の効率化を実現するために、定義されることが必要。そのために、統合、分割、境界線の調整を行う。
- 各TSOに対して、ゾーン内およびゾーン間での混雑管理のために、再給電、カウンタートレード等の対応を指示。これにより、連系線容量の不必要な削減を回避。
- 前日市場、当日市場では間接オークションにより、混雑管理を可能とする市場運用を指示。連系線容量に関する価格付けについては、混雑状況を反映する。

#### <Balancing Codeにおける混雑処理に関する指示>

- 国境を越えた調整力の調達、およびインバランス精算プロセスにおいて、連系線容量に関する価格付けは、市場における混雑状況を反映する。

再給電：系統運用者から発電設備に対して出力の調整を要請することにより潮流を調整すること。

カウンタートレード：ビiddingゾーン間において、連系線混雑を緩和するために、混雑を相殺する方向に潮流を発生させること。

## 8 安定供給に関する事項（1）

- 長期固定電源の取扱：現在、連系線への容量割当にあたり、原子力発電など長期固定電源への特別な取扱は存在しないが、約定価格がゼロの時間帯では風力を原子力よりも先に抑制するルールが存在する国もある。
- 間接オークション下での潮流予測：多くのTSOで、潮流予測は2日前から実施。シミュレーション等により1年前等の段階での予測を行う場合もあるが、欧州では風力発電などの再生可能エネルギー電源比率が高まっており、長期の潮流予測は実態として精度は低い。
- 供給力としての連系線：容量市場が導入されている英国では、連系線も発電所と同じ取扱を行い、稼働実績に応じた供給力としての評価がなされている。

### 調査対象者の主なコメント

#### <長期固定電源の取扱>

- 現在、連系線への容量割当にあたり、原子力など長期固定電源への特別な取扱は存在しない。【EGI、Svenska Kraftnat、National Grid等】
- 欧州ではBRP(Balance Responsible Parties)が需給バランスの責任を負う。あるBRPが多くのマストランやベースロード電源を保有しているとしても、各種電力取引（大型需要家への売電、市場取引など）を通じて、需給調整を実現する必要がある。【EGI】
- 連系線割当への特別な取扱が存在しない一方、需要が低く約定価格がゼロの時間帯（風力発電、原子力発電の双方がゼロ価格入札の場合）では、風力発電を原子力発電に優先して抑制するルールが存在する。【OMIP】

#### <連系線からの送電のReliability Assessment>

- 容量市場への参加にあたり、過去の送電実績に基づいて、物理的容量にDerating factor（英国では59%）を乗じて、供給力と見做している【National Grid、Eirgrid】

### 調査対象者の主なコメント

#### <潮流管理>

- 混雑予測を含む潮流予測は2日前から開始。1年前等の長期断面はシナリオを設定して策定するが、風力や太陽光の比率が大きいため、1年前や1か月前の潮流予測は精度が低い。【EGI】
- 潮流予測は2日前時点から実施する。また、TSOは、自身のシミュレーションツールにより、将来の潮流想定の実分析も行っている。シミュレーションにあたり、連系線利用に関する契約情報は用いていない。このような長期の予測は精度が低い。【Svenska Kraftnat】
- 電力潮流については昼夜のベーシックなパターン程度しか予測できない。このため、1年に1回、1年分の予測をする程度。【Eirgrid】
- EWICの修繕は年に1～2回2日間程度発生するのみ。また、長期間を要するシステムチェンジについては5年程度前に決まっている。これらの情報を踏まえて、連系線の利用率98%の目標を達成できるように運用計画を検討する。【Eirgrid】

## 9 安定供給に関する事項（2）

- 連系線を介した調整力の調達：国際連系線を介した調整力調達は行われている。ただし、調整力を調達するために、連系線の一部容量を、オークションに先駆けて確保することは原則として認められていない。他方、欧州レベルのBalancing Code検討を通じて、連系線を活用した調整力調達のルール作りが行われているところ。
- 電源投資への影響：市場メカニズムによる送電権割当方式の導入・普及が、欧州域内の電源投資に影響したという意見は無かった。そもそも送電権導入当初から、送電権は最長1年しかないため、事業者は送電権の確保を必ずしも前提とせずに電源投資の判断を行っている。

### 調査対象者の主なコメント

#### <連系線を介した調整力の調達>

- 連系線を介した調整力の調達は行われている。ただし、調整力を調達するために、連系線を予め（他の契約より先がけて）確保することは原則として認められていない【ACER】
- 調整力の国際取引における送電権の扱いについては、3つの手法が存在（右記参考情報参照）。将来的にはCo-optimizationによる取引を取り入れたい。また、将来的にはすべての調整力を前日市場で取引できるようにしたい【ACER】
- ドイツは、隣国との間での調整力調達を行うための協議枠組みを有している【EGI】

#### <電源投資への影響>

- 送電権導入が新規電源投資に影響を与えたという話は聞いていない【EGI】
- 大陸欧州の電力系統はメッシュ型であることもあり、電源投資に対する大きな影響は発生していない【ENTSO-E】

※ メッシュ型の場合、電力の輸出先、利用可能な連系線が複数存在するため、ルールによらず必要量の送電権が確保しやすい。

### 調査対象者の主なコメント

- ENTSO-Eが公表する“Network Code on Electricity Balancing”では、国境を越える調整力調達の手法として、TSOに対して以下の3つの選択肢を示している。
  - ① Co-optimized Allocation Process
    - ✓ 直接/間接オークションを通じて、連系線容量をエネルギー取引、調整力取引各々への入札として、最適化アルゴリズムにより割り当て。
  - ② Market-based Allocation Process
    - ✓ 連系線を介する調整力取引の価格と、エネルギー取引の価格見通しの比較に基づき、調整量向けの容量割り当てを決定（ノルウェー・スウェーデン間に事例あり）。
  - ③ Allocation Process Based on Economic Efficiency Analysis
    - ✓ 調整力向けの連系線容量確保による経済的便益分析を実施。分析結果に基づき、調整力向けの確保容量を決定（デンマーク・ノルウェー間に事例あり）。
- ACERは中長期的に①の手法を取り入れること方向性に言及（週間の取引については②にも言及）

---

## 米国訪問調査結果（主なファインディング）

---

# 1 金融的送電権の導入経緯

- PJM、ERCOT、CAISOでは地点別限界価格制度への移行と同時期にFTR等の金融的送電権を導入
  - ✓ 同様の機能はOTC Swap商品でも実現可能であるが、先に地域送電機関（RTO）によるFTR市場が立ち上がったため未発達。
- 地点別限界価格制度の下では、FTR等は原則的に地点間送電権として設計される。
  - ✓ FTRは地点間型送電権型（送電ルート特定しない2地点間の権利）とフローゲート型（送電経路を特定した権利）が存在するが、フローゲート型はゾーン型市場における商品（例、地点別価格制度（Nodal Protocol）導入前のERCOT）

## 調査対象者の主なコメント

### OTC Swapによる地点間混雑費用のヘッジ

- FTRの機能は、**OTCのswap契約でも可能**であるが、ISOはNodal Pricingシステム導入とともにFTR・CRR市場を設置したため、OTC市場は発達しなかった【PJM関係者】

### 地点間型送電権とFlowgate型送電権

- ERCOTのCRR（Congestion Revenue Right）はPoint-to-Pointとして構成。2010年以降の**Nodal Protocolの元ではFlowgate商品は存在しない**。Flowgate商品は2001年から2010年の間にゾーン型の市場モデルがとられていた時期に発行されていたTCR（Transmission Congestion Right）時代のもので、**今後も役割はない**。【Potomac Economics】

### PJMにおけるARR（Auction Revenue Right）※導入の背景

- PJMのFTRは発電-需要だけでなく、発電-発電、需要-需要など全ての組み合わせが可能であって極めて複雑。そのため**小規模LSE（小売事業者）はよりシンプルなARR収入によるヘッジを好んだ**。ARRは、組み合わせは発電-需要に限られ、かつネットワーク送電サービス利用者の需要はゾーン単位であるため比較的単純【PJM関係者】

※ARR：オークション収入を受け取る権利

## 参考情報

### 各地域の金融的送電権の導入経緯

	PJM	ERCOT	CAISO
96年		・米初のISOとして運営開始	
97年	・FERCによりISOとして認可		
98年	・ISOとして運用を開始 ・LMPに基づく市場取引制度を導入 ・Fixed Transmission Rights導入		・卸電力取引所(CalPX)、及びISOとしてCAISO設立 ・小売全面自由化
99年	・FTRオークション開始 ・既存事業者に対してPoint-to-PointのFTR Obligationを無償割当て	・2002年の小売市場全面自由化決定 ・Zonal Marketへ移行決定	
00年			・Zonal Marketのもとで、FlowgateタイプのFirm Transmission Rights(FTRs)を導入
01年		・Zonal Marketへ完全移行	・電力危機、小売競争中断
02年		・小売全面自由化を開始 ・TCR Flow gatesを導入	
03年	・既存事業者に対するFTRの無償割当てが終了し、ARRによるFTRオークション収益の還付の仕組みを導入 ・FTR年間オークションを開始 ・FTR Option（年間/月間）を導入	・テキサス州公益事業委員会がNodal Marketへ移行を決定	
08年		・FTR長期オークションを開始	
09年			・LMPに基づくNodal Marketへ完全移行と同時に、CRR導入 ・Flow gateタイプの送電権Firm Transmission RightsはCRRに置き換え
10年		・Nodal Marketへ完全移行。同時にCRRを導入	

出所）各種資料よりMRI作成

## 2 送電容量割当ルール

- 地点別限界価格制度の下では、FTR等は原則的に地点間送電権として設計され、極めて膨大な組み合わせが発生する。FTR等の発行量はオークションに関する収入最大化問題として決定される（ATC等はその制約条件として機能する）。
- PJM、ERCOTでは、FTRオークションの全ての入札データは原則的に価格も含めて後日公開（ただし、非顕名）され、市場参加者の次回オークションの参考に供されている。

### 調査対象者の主なコメント

#### 発行量の算定

- FTRは、発電から発電、需要から需要、発電から需要、など様々な組み合わせがあり得る。地点別限界価格を設定する限り、様々な選択肢があった方がよい。ビッドが多い方が、PJMが得るオークション収益も多くなる【PJM】。
- オークション収入を最大にする入札を数学的に計算して価格を割り出していく。LMPの問題と同様の方法で解決する【Monitoring Analytics】。
- CRRでは販売可能量は明示されない。入札者は特定の始点、終点間のCRRに入札するが、ATCは販売可能量を計算するモデル上の制約条件として機能（SFT計算の制約条件）【ERCOT】

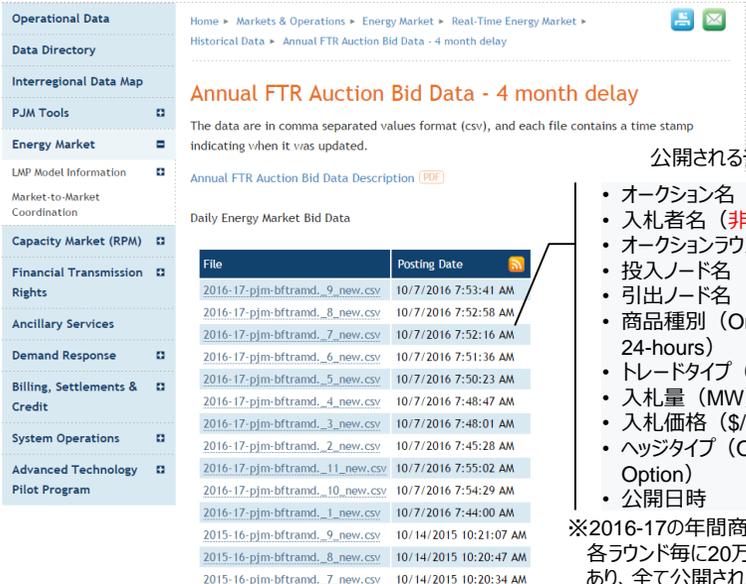
#### 入札データの原則的公開

- FTRの全ての応札価格の情報が4カ月後に公表される。応札者の実名は公表されない。応札者は過去の応札価格の情報を参考にしながら戦略的に応札を行うことが可能となる【Monitoring Analytics】
- CRRのオークション結果は、次のオークション開催までに全ての応札価格の情報が公開される（月間商品のオークションであれば翌月の1週間前）。落札者の実名は公表されるが、非落札者の実名は公表されない【ERCOT】

### 参考情報

#### PJMにけるFTR入札データの公開について

 | [about pjm](#) | [training](#) | [committees & groups](#) | [planning](#) | [markets & opera](#)



Operational Data | Home > Markets & Operations > Energy Market > Real-Time Energy Market > Historical Data > Annual FTR Auction Bid Data - 4 month delay

Data Directory

Interregional Data Map

PJM Tools

Energy Market

LMP Model Information

Market-to-Market Coordination

Capacity Market (RPM)

Financial Transmission

Rights

Ancillary Services

Demand Response

Billing, Settlements & Credit

System Operations

Advanced Technology

Pilot Program

Annual FTR Auction Bid Data - 4 month delay

The data are in comma separated values format (csv), and each file contains a time stamp indicating when it was updated.

Annual FTR Auction Bid Data Description (PDF)

Daily Energy Market Bid Data

File	Posting Date
2016-17-pjm-bftramd_9_new.csv	10/7/2016 7:53:41 AM
2016-17-pjm-bftramd_8_new.csv	10/7/2016 7:52:58 AM
2016-17-pjm-bftramd_7_new.csv	10/7/2016 7:52:16 AM
2016-17-pjm-bftramd_6_new.csv	10/7/2016 7:51:36 AM
2016-17-pjm-bftramd_5_new.csv	10/7/2016 7:50:23 AM
2016-17-pjm-bftramd_4_new.csv	10/7/2016 7:48:47 AM
2016-17-pjm-bftramd_3_new.csv	10/7/2016 7:48:01 AM
2016-17-pjm-bftramd_2_new.csv	10/7/2016 7:54:29 AM
2016-17-pjm-bftramd_11_new.csv	10/7/2016 7:55:02 AM
2016-17-pjm-bftramd_10_new.csv	10/7/2016 7:54:29 AM
2016-17-pjm-bftramd_1_new.csv	10/7/2016 7:44:00 AM
2015-16-pjm-bftramd_9_new.csv	10/14/2015 10:21:07 AM
2015-16-pjm-bftramd_8_new.csv	10/14/2015 10:20:47 AM
2015-16-pjm-bftramd_7_new.csv	10/14/2015 10:20:34 AM

公開されるデータ項目

- オークション名
- 入札者名（非公開）
- オークションラウンド
- 投入ノード名
- 引出ノード名
- 商品種別（On Peak、Off Peak、24-hours）
- トレードタイプ（buy/sell）
- 入札量（MW）
- 入札価格（\$/MW）
- ヘッジタイプ（Obligation、Option）
- 公開日時

※2016-17の年間商品オークションでは、各ラウンド毎に20万件弱の入札データがあり、全て公開されている。

出所) <http://www.pjm.com/markets-and-operations/energy/real-time/historical-bid-data/bids-ftp-auction-annually.aspx>

## 2 送電容量割当ルール

### 各地域の金融的送電権制度の概要

	PJM	TEXAS-ERCOT	CALIFORNIA
名称	<ul style="list-style-type: none"> <li>地点間FTR(Financial Transmission Rights)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>地点間CRR(Congestion Revenue Rights)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>地点間CRR(Congestion Revenue rights)</li> </ul>
ヘッジタイプ	<ul style="list-style-type: none"> <li>Obligations</li> <li>Options</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Obligations</li> <li>Options</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Obligations</li> <li>Options (マーチャント送電線の投資者に対して割り当てられるCRRのみ)</li> </ul>
取得および取引	<ul style="list-style-type: none"> <li>オークション</li> <li>ARR配分によるSelf Scheduling</li> <li>二次市場</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>CRR割当て</li> <li>オークション</li> <li>二次市場</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>CRR割当て</li> <li>オークション</li> <li>二次市場</li> </ul>
オークション頻度	<ul style="list-style-type: none"> <li>長期 (年3回、マルチラウンド)</li> <li>年間 (年4回、マルチラウンド)</li> <li>月間 (シングルラウンド)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>長期 (6ヶ月に1回、4ラウンド2年で1シーケンス)</li> <li>月間 (月1回)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>年間 (年4回)</li> <li>月間 (月1回)</li> </ul>
オークション収入の分配方法	<ul style="list-style-type: none"> <li>ARR所有者へARR目標配分額に応じて比例配分</li> <li>※小売事業者の変更があれば、それに伴い日々ベースでARR配分量を再調整</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>同一ゾーンでのオークション収入は、毎月、当該ゾーンにおける小売事業者の毎月の需要規模 (kW) に応じて小売事業者へ比例配分</li> <li>異なるゾーン間でのオークション収入は、毎月、ERCOT全体における小売事業者の毎月の需要規模 (kW) に応じて小売事業者へ比例配分</li> <li>※小売事業者の変更は毎月の需要規模に反映される</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Scheduling Coordinator<sup>※</sup>に対して、その需要規模 (kW) に応じて、毎週、比例配分される</li> <li>※我が国のBGに相当。小売事業者の変更があった場合には、それに伴い配分量を再調整</li> </ul>
FTR有効期間	<ul style="list-style-type: none"> <li>1か月、3か月、1年、3年</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>1か月</li> <li>6ヶ月 (4ラウンドで計2年)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>1か月、3か月、10年</li> <li>マーチャント送電線の投資者に対しては、より長期のFTRを付与 (最長30年)</li> </ul>
収支管理	<ul style="list-style-type: none"> <li>余剰金は、当計画期間の収入不足に充当される</li> <li>それでも余剰金が生じた場合、計画期間のARR目標配分額の不足分の充当に使用される</li> <li>それでも余剰金が生じた場合、FTR保有者に対して、FTR目標配分額に応じて配分される</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>収入不足時は、CRRクレジット目標配分額に比例してCRRクレジットを削減する</li> <li>剰余金発生時は、CRRバランシングアカウントに蓄積し、不足分に充当する</li> <li>充当後の剰余金は、小売事業者の需要規模に応じて比例配分される</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>CRRクレジット目標配分額は、毎時間いったん満額支払われる</li> <li>混雑料金収入の余剰および不足分はCRRバランシングアカウントに記録される。剰余金または不足金は、Scheduling Coordinatorの需要規模に応じて、毎週、比例配分される</li> </ul>
流動性 (取引量)	<ul style="list-style-type: none"> <li>354.6GW (2015-2016年)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>不明</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>161.8GW(オン・ピーク、2015年)</li> <li>174.2GW (オフ・ピーク、2015年)</li> </ul>

### 3 金融的送電権の商品設計と市場実態

- 米国のFTRは年間物、かつObligation型が中心商品となっている。
  - ✓ Option商品は一般に価格が高く、市場ニーズが低い。
- 長期商品は3年が限度である。理由は①送電設備拡張によってFTRの価値は大きく左右されるため、FTR取得者のリスクが大きいこと、②市場参加者の電力取引計画は概ね3年間であり、それ以上のヘッジニーズがないこと。

#### 調査対象者の主なコメント

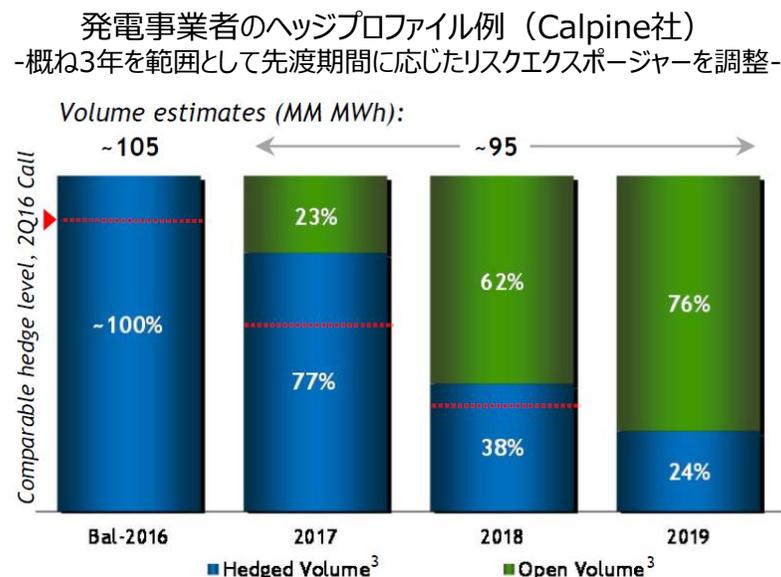
##### Obligation商品とOption商品について

- Obligationと比較してOption購入数は少ない。リスクを取る必要がないOptionの価格は高いためである。Optionを選択するのはLSEが多い。【PJM】
- カリフォルニア州のCRRはObligation型が中心である【CAISO】。

##### 長期商品ニーズ

- 10年程度の長期商品を提供できない理由としては、PJMで取りまとめている送電線拡張計画が5年～10年先を見通して策定されているため、仮にある事業者が特定経路の10年間FTRをオークションで購入した場合、その経路で送電拡張が計画され、系統混雑が解消される見通しとなったとすれば、10年間FTRの価値が暴落してしまうことになり、長期FTR保有者に損失を与えてしまうという懸念が考えられるため。【PJM】
- 市場参加者の電力取引計画は3年までが大半であり、それ以上の卸電力商品のヘッジニーズがない。【PJM/Monitoring Analytics、ERCOT】

#### 参考情報



出所) Calpine社 investor meeting資料, 2016年12月

注) Calpine社は米国・カナダにおいて2015年現在、2,728万kWの発電電容量を所有する有力発電事業者

### 3 金融的送電権の商品設計と市場実態

- 発電地点からの混雑費用を負担するのは、実務慣行上、小売事業者（LSE）であるため、FTR等を必要とするのは**原則として小売事業者**。もっとも、米国の卸取引の市場構造上、発電事業者、Power Marketer（含む金融機関）もヘッジ目的でFTRを必要とする。また、純粋な投機目的で購入する金融機関の取引も大きい。
- FTR等の**二次市場の役割は補助的なもの**であり、取引活性化の必要性についても認識は低い。

#### 調査対象者の主なコメント

##### FTR等の購入者

- **FTRを必要とするのは原則としてLSE**。なぜなら、**発電地点からの混雑費用を負担するのはLSE**であり、発電事業者は系統投入する時点でコストは確定する。もっとも、米国の卸取引の市場構造上、発電事業者、Power Marketer（含む金融機関）もヘッジ目的でFTRを必要とする。また、純粋な投機目的で購入する金融機関の取引も大きい【PJM関係者】
- FTR保有者の約3分の1は、電気事業者やLSEなどPJM市場で現物取引を行う主体であり、**約3分の2は、銀行やヘッジファンドなどの金融機関**である【Monitoring Analytics】
- **カリフォルニア州外の送電権は物理的送電権（PTR）、州内の送電権は金融的送電権（CRR）**。発電ユニットから州境のハブまでのPTRは発電事業者が購入し、州境のハブから需要までのFTRはLSEやパワーマーケターが購入する【E3】

##### 二次市場について

- FTR・CRRの二次市場の役割は小さく、**取引活性化の必要性も感じられない**【Monitoring Analytics】
- CRRの二次市場はCRR Holderの**購入後の調整のために設けられているもの**で、重要性は低く、二次市場の流動性を高める必要は感じていない【ERCOT】

#### 参考情報

##### 取引ハブと送電権の取得



発電事業者は送電コスト込みの価格でHubで売電する。従って、発電事業者はハブまでの送電権を取得する必要有り。

出所) E3社のヒアリングに基づきMRI作成

## 4 金融的送電権の位置づけ

- 米国では金融的送電権を健全な金融商品として育てることが基本方針となっている。
- 米国のFTR等はObligation型が中心商品となっており、逆方向商品とのオフセットを前提に発行量が決定される。そのため、一旦発行したObligation商品の消滅原因は基本的に満期による消滅のみの商品となる。

### 調査対象者の主なコメント

#### 金融商品としてのFTR・CRR

- CFTCの見解としては、FTR・CRRはスワップ商品である。FTRは純粋な金融商品であるが、卸電力取引の一環として、**FERCが排他的管轄権**を有する（FTRはスワップ商品と同じ機能を提供）。**FTRが金融商品であるとの前提から、他金融商品と同等の規制がなされることが原則**だが、その規制主体がCFTCではなくFERCという整理【FERC】。
- 米国では、FTRを**金融商品として、健全な金融マーケットを育てることが基本的な考え方**。電力事業はあくまでも公益事業であり、FTR・CRRを金融商品として扱うべきではないという考え方もあるが、FERCとしては、**効率性の観点から金融商品としての取扱が適当**【FERC】

#### 権利の法的性格

- 一旦発行した**Obligation商品の消滅原因は基本的に満期による消滅のみ**（満期以外には消滅原因を有しない権利として流通し、不要となったCRRは転売できるのみ）。Obligation商品の場合、カウンターフロー商品とのOffsetを考慮すると理論上、発行量に上限はないため、CRRが簡単に消滅できるものとする収支バランス管理が不能となる【Potomac Economicsとのディスカッション】。
- CAISOでは、最初にCRR割り当てを行った後、**残余容量が、カウンターフローを考慮したうえで、オークションにかけられる**【CAISO】。

### 参考情報

#### 取引主体別 Daily FTR 所有ポジション (PJM)

	順方向商品 <sup>注</sup>	逆方向商品
当業者(電気事業者)	41.2%	22.3%
非当業者(金融機関等)	58.8%	77.7%

注) 当該地点間で取引量の多い方向

#### PJM FTR二次市場における取引量

Planning Period	Type	Class Type	Volume (MW)
2014/2015	Obligation	24-Hour	203
		On Peak	1,535
		Off Peak	1,141
		Total	2,879
	Option	24-Hour	0
		On Peak	0
Off Peak		0	
	Total	0	
2015/2016	Obligation	24-Hour	636
		On Peak	20,338
		Off Peak	17,842
		Total	38,816
	Option	24-Hour	0
		On Peak	2,523
Off Peak		2,169	
	Total	4,691	

出所) Monitoring Analytics, 2015 State of the Market Report for PJM, 2016

## 5 混雑収入の取扱

- PJM、ERCOTでは混雑収入はFTR等の保有者への混雑費用補償に割り当てられる。
- PJM、ERCOTではFTR等はオークションによって取得されるが、当該オークション収入はPJMでは歴史的な送電パスに紐付いたARRの概念を基礎として小売事業者（LSE）に配分される。一方、ERCOTではシンプルに小売事業者の需要規模に基づいて配分される。

### 調査対象者の主なコメント

#### オークション収入の分配

- (PJMでは) 金融的送電権 (FTR) (※1998年～2003年) や競売収益権 (ARR) (※2003年以降) については、**送電線拡張・増強負担を行った事業者に対して割り当てられる**という考え方。既存事業者だけでなく、新規事業者も同様の負担を行った限りにおいては、半永久的に権利を付与している【FERC】
- 設備投資やランニングコスト負担を通じて、**送電ネットワークに投資している事業者だけがARR所有者になるよう制限**している【PJM】。
- CRRの**オークション収益は、小売事業者需要規模 (kW) に応じて配分**される。PJMはオークション収入をFTRに結びつけたARRによって配分し、直接小売事業者には貫流しない。この点、ERCOTでは直接Load (小売事業者) に配分されるため非常にシンプル【ERCOT、Potomac Economics】。
- ARRによるオークション収益の配分は複雑にすぎる【Monitoring Analytics】

### 参考情報

#### ARR Revenue Adequacy (計画期間：2014-2015・2015-2016)

	2014/ 2015	2015/ 2016
Total FTR auction net revenue	\$767.9	\$962.0
Annual FTR Auction net revenue	\$748.6	\$936.3
Monthly Balance of Planning Period FTR Auction net revenue*	\$19.3	\$25.8
ARR target allocations	\$735.3	\$928.8
ARR credits	\$735.3	\$928.8
Surplus auction revenue	\$32.6	\$33.2
ARR payout ratio	100%	100%
FTR payout ratio*	100%	100%

\* Shows twelve months for 2014/2015 and seven months for 2015/2016.

## 6 ルール変更時の既存事業者の経過措置

- 米国では混雑に起因する収入は“Load”、具体的には小売事業者に帰属するという考え方が一般的である。
- この考え方の背景には、送電ネットワークは規制料金による需要家負担が原資となって整備されたもの、との理解があり、それ故、供給先のスイッチ等によって小売需要が変動した場合、それに応じて小売事業者に対するオークション収入の分配額も調整される。

### 調査対象者の主なコメント

#### PJMにおけるARRの配分調整

- 例えば、既存事業者が電力市場改革以前に100MWの需要に対して電力供給を行っていたという理由で100MW分の競売収益権（ARR）が割り当てられた。その後、新規事業者がその内40MWの需要を獲得した場合、40MW分のARRは新規事業者に割り当てられることになる。【PJM】

#### ERCOTにおけるオークション収入の配分

- ERCOTのCRRは全ての市場参加者が平等に入札可能であり、既存事業者に対する特別な割当は存在しない【ERCOT】。
- 混雑収益権（CRR）の競売収益は、需要家に還元される。還元方法はピーク需要時の小売事業者の需要規模（kW）に応じて配分される仕組み。この配分方法については、大手の既存事業者からも特段の反論はなかった。PJMで導入されている競売収益権（ARR）の仕組みよりもシンプル。【Potomac Economics】

### 参考情報

#### <PJM Manual 06>

- 「計画期間に割り当てられるARRは、需要が計画期間内に切り替わる（switch）った場合、ゾーン内に比例ベースで再度割り当てられる。ARRの再割り当ては、毎日実施される自動プロセスである。」

#### <ERCOT Nordal Protocol 7.5.7>

- 「CRRにより生じた正味CRRオークション収入は、2003 ERCOT 混雑管理ゾーン内の小売事業者（QSE）にLoad Ratio Share (LRS)ベースで配分する。その他のCRR正味オークション収入はERCOT大のLRSベースでQSEに割り当てなければならない。」
- 「ERCOTは、当該月の全ERCOTのピークの15分決済期間におけるQSEのLRSに基づき、月間配分の調整を行う。」

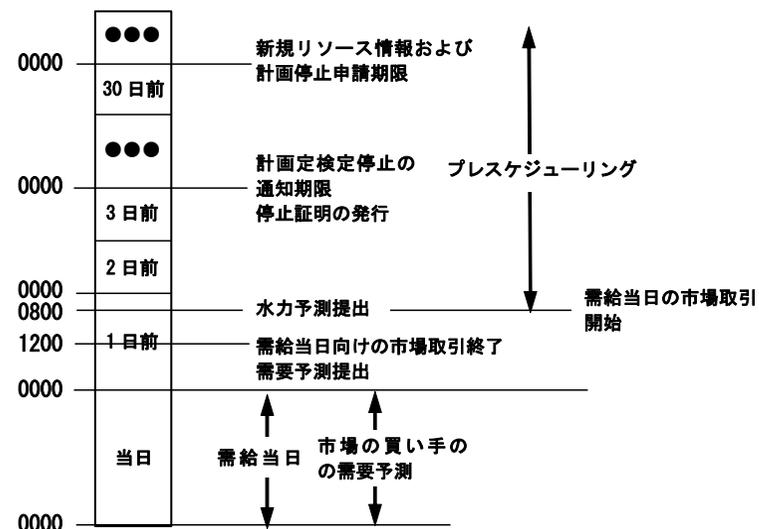
## 7 安定供給に関わるルール面の対応

- PJMの長期計画断面の信頼度評価においては、Firm送電サービス（※）が確保されている発電設備については、PJM域外からの電力輸入分も考慮に入れられる。  
※PJMエリア外の電源はOASIS（Open Access Same-Time Information System）を通じてPTRの送電予約が必要。
- 運用断面では、Pre Schedulingとして、発電設備は30日前から計画停止情報等の提出、3日前までの定検停止情報等の提出を義務づけられている。また、容量市場で確保された電源は前日市場への入札義務（Must Offer義務）があり、定検停止等についてPJMの権限で延期を求めることができる。

### 調査対象者の主なコメント

- 我々が行っているモデリングの対象はFirm送電サービスの裏付けがある供給力のみである。その時に利用可能な発電能力に応じて対応しなければならない【PJM】。
- 現在の方法については懸念があり、PJMの境界を超えた部分に対して発電能力に関する要件を拡張していくにはどうすべきかをステークホルダーと議論しているところである。これはPJMエリア内で行われている評価基準が、外部エリアの基準よりも厳しくなっていることによるものである【PJM】。
- PJM域外の発電施設は、内部の発電設備と同様の手順で評価される。様々な非常事態を想定して、系統が外部からPJM域内のloadに対しユニットを持ってくることができるか、PJM域内の発電機がPJM内の需要に供給できるかを検証している【PJM】。

### 参考情報



PJMにおけるプレスケジューリングのタイムライン

注）プレスケジューリングは、当日の需給計画策定（スケジューリング）事前手続  
出所）PJM Manual 10