

電力中央研究所報告

欧州の金融的送電権の導入と運用に関する
経済的課題

研究報告：Y18001

2019年3月

 電力中央研究所



CRIEPI

**Central Research Institute of
Electric Power Industry**

欧州の金融的送電権の導入と運用に関する 経済的課題

服部 徹*¹ 古澤 健*² 星野 光*²

キーワード：金融的送電権
欧州連合
国際連系線
エリア間値差
リスクヘッジ

Key Words : Financial Transmission Rights
European Union
Interconnector
Area Price Differentials
Risk Hedge

Economic Issues in Introduction and Operation of Financial Transmission Rights for Cross-Border Electricity Trading in Europe

Toru Hattori, Ken Furusawa and Hikaru Hoshino

Abstract

This report analyzes economic issues of introducing and operating financial transmission rights (FTR) for cross-border electricity trading in Europe based on comparison with physical transmission rights (PTR) and contract for difference (CfD). Until a few years ago, PTR with Use-it-or-sell-it principle has been widely used in Europe as financial risk hedging instrument for cross border trading. Several countries in Europe replaced PTR with FTR options as it deemed to have some benefits in promoting competitive cross-border trading. In Nordic countries, contract for difference, known as Electricity Price Area Differentials (EPAD) has been used for financial risk hedging instrument for cross-border trading. These countries have been debating whether EPAD should be replaced by FTR due to the lack of liquidity of EPAD for several zones. Although EPAD and FTR can coexist, there has been a concern about liquidity split between them. We also review the process of operating FTR in Europe, specifically by looking at the determination of available interconnection capacity, auction mechanism, and allocation of auction revenue. We then analyze the auction results of FTR options and found that the market clearing price of FTR can be explained by the zonal price differentials computed by the prices of futures in each zone. Although it is too early to evaluate the effectiveness of FTR in Europe, FTR options could be an alternative instrument for market participants in Japan to hedge the financial risk of transmission under implicit auction.

*¹ 社会経済研究所 事業制度・経済分析領域 領域リーダー 副研究参事

*² 社会経済研究所 エネルギーシステム分析領域 主任研究員

背景

わが国の電力システム改革においては、地域間連系線の利用ルールが見直され、間接オークション^{注1)}が導入されるとともに、地域間値差のリスクをヘッジするための「間接送電権^{注2)}」が導入される。欧州では、以前から、国際連系線を利用する取引において、間接オークションが導入されるとともに、間接送電権のモデルともなっている「金融的送電権 (FTR)^{注3)}」の導入が見られる。間接送電権の導入後に予想される商品設計や運用上における課題を抽出するためには、欧州の FTR の商品設計や運用状況を評価しておくことが有益である。

目的

欧州における FTR の導入に関する議論を振り返り、その特徴やメリットを明らかにするとともに、現在の FTR の運用の実態や取引の実績から、今後の間接送電権の商品設計や運用において直面しうる課題への対応に向けて参考となる考え方や留意点を示す。

主な成果

1. 欧州におけるオプション型の FTR の導入および導入の検討の背景

欧州では、国際連系線の利用に伴う前日市場でのゾーン間の値差リスクをヘッジする手段として、近年、オプション型の FTR を導入する事例が見られる (図 1)。オプション型の FTR は、値差リスクのヘッジ手段として、これまで欧州で主に利用されてきた UIOSI (Use-It-Or-Sell-It) 型の物理的送電権 (PTR)^{注4)} と同じ性格を有するが、前日市場を介した国際取引で利用できる送電容量が PTR よりも増えることで、市場の活性化への貢献などが期待されている。一方、値差リスクのヘッジを市場参加者同士による差額契約に委ねてきた北欧では、一部ゾーンの差額契約の流動性が不十分で、一定の流動性を確保できる FTR の導入が検討されている。市場参加者が使い慣れた差額契約を残しつつ FTR を導入する提案も見られるが、それぞれが流動性を確保できるかとの懸念もある。

2. 欧州における FTR の運用と取引の実績

年間 FTR の約定価格に比べると、月間 FTR の約定価格の変動は大きく、同じ連系線でも送電の向きによって価格が大きく異なる状況も生じているが、その変動は、同じ期間を対象とするオークション前日の先物価格の値差の変動によって概ね説明しうる (図 2)。

3. 欧州における値差リスクヘッジの手段と間接送電権の比較

欧州で導入されている前日市場の値差リスクのヘッジ手段と、わが国で導入される間接送電権には、表に示すような違いがある。間接送電権の導入後、市場参加者の利便性を高める必要がある場合には、制度変更コストを踏まえつつ、欧州で一定の取引ニーズを満たしているオプション型 FTR を参考にして良いと考えられる。

今後の展開

わが国で、将来的に間接送電権等の制度設計を改善しうる可能性について検討し、期待される効果を可能な限り定量的に評価する。

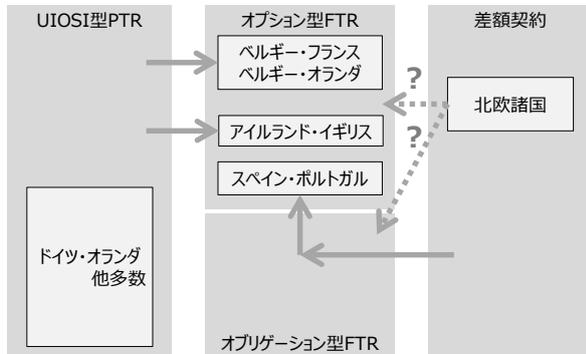


図1 欧州における前日市場の値差のリスクヘッジ手段に関する導入動向

欧州の多くの国は、PTRを採用しているが、FTRの導入もしくは導入可能性を議論している国も増えている。

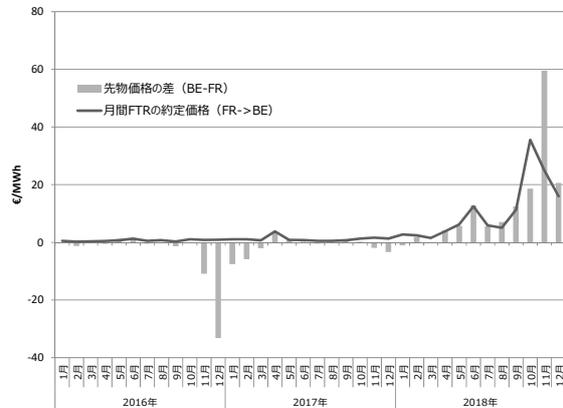


図2 ベルギー・フランス間の月間FTRの価格動向（フランスからベルギー向け）

2016年にFTRを導入したベルギー・フランス間の月間のFTRの約定価格は、FTRと同じ期間を対象とする先物価格の値差が大きくなれば高くなるが、値差がマイナスに転じるとゼロに近くなる。

表 欧州の前日市場における値差リスクヘッジ手段と間接送電権の比較

	UIOSI型PTR	FTR	EPAD*	間接送電権
発行（配分）可能量	TSOが配分容量を計算		（連系線容量と関係なく取引）	空容量の通知を受け市場運営主体が確定
取引量の制限	あり		なし	あり
契約のタイプ	（実質的にオプション型）	オプション型、オブリゲーション型	オブリゲーション型	オブリゲーション型
送電線の利用実態との関係	あり（利用しない場合は売却）	なし	なし	あり（利用しない場合は値差収入無し）
市場運営主体	国際連系線の容量オークション市場（Joint Allocation Office, JAO）		デリバティブ市場（Nasdaq）	卸電力取引所（JEPX）
取引形式	オークション		OTC、ザラ場方式（Nasdaq）	オークション

*Electricity Price Area Differential（エリア価格とシステム価格に関する差額契約）

わが国で導入される間接送電権は、金融的送電権をモデルにしているが、送電線の利用実態との関係や契約のタイプ（商品設計）の点で違いがある。

注1) 卸電力取引所での入札結果を通じて、地域間取引のための連系線の容量を効率的な事業者から配分していく方法。

注2) 間接オークションの結果、エリア間で生じる値差の精算を受ける契約。ただし、電力取引を行わない場合には値差精算はしない。

注3) Financial Transmission Rights のこと。間接オークションの結果、エリア間で生じる値差の精算を受ける契約、または値差を受け取れる権利。電力取引を行わない場合でも値差精算や値差の受け取りができる。

注4) Physical Transmission Rights のこと。連系線を利用して電力の取引を行うか、エリア間で生じる値差を受け取る権利。

関連報告書：

[1]Y07001「欧米諸国における送電権の動向調査」(2007.06)

[2]Y16003「欧州主要国の卸電力市場の流動化とスポット市場の取引量」(2017.04)

目 次

1. はじめに	1
2. 欧州の金融的送電権に関する制度的背景	2
2.1 欧州における市場統合に向けた取り組み	2
2.2 国際連系線の利用に伴う値差リスクのヘッジ手段	3
2.3 欧州における値差リスクのヘッジ手段の導入状況	5
3. 金融的送電権の導入をめぐる議論：欧州主要国の導入事例	6
3.1 FTRを導入した各国の経緯	6
3.2 PTRと比べた場合のFTRのメリット	9
3.3 オブリゲーション型のFTRとオプション型のFTRの比較	13
4. 金融的送電権の導入をめぐる議論：北欧の事例	14
4.1 北欧における差額契約（EPAD）の概要	14
4.2 FTRと差額契約（EPAD）の比較	16
4.3 FTRと差額契約の共存の可能性と有効性	18
5. 欧州における金融的送電権の運用と取引の実態	18
5.1 TSOによる連系線配分容量の決定	18
5.2 オークションによる価格の決定と配分	20
5.3 TSOの収入の配分と会計処理	21
5.4 FTRの取引動向	22
6. 日本での間接送電権との比較と本報告のまとめ	27
参考文献	28
付録 間接オークションの経済学的説明	32

1. はじめに

わが国では、電力システム改革の中で、地域間連系線の利用ルールが見直され、2018年10月から「間接オークション」が導入されるとともに、2019年からは、地域間の値差の変動リスクをヘッジするための「間接送電権」が導入される予定となっている。間接オークションの仕組み自体は、以前から、日本卸電力取引所（JEPX）の前日市場における混雑処理の方法として活用されてきたが、間接送電権はわが国では初めてとなる試みである。

欧州では、以前から国際連系線を利用する取引において、Implicit Auction¹の導入が広がっていたが、2国（ゾーン）間の値差のリスクヘッジ手段については、従来、国際連系線を利用する送電権として活用されてきた「物理的送電権（Physical Transmission Rights, PTR）」から、間接送電権のモデルともなっている「金融的送電権（Financial Transmission Rights, FTR）」に移行する例が見られる。また、北欧では、卸電力取引所に上場されている「差額契約（Contract for Difference, CfD）」がゾーン間の値差リスクのヘッジに利用されてきたが、FTRの導入の必要性がこれまで継続的に議論されてきた。

わが国の間接送電権は、前日市場における値差リスクのヘッジ手段としてFTRと同様の機能を有するものの、商品設計やその運用面ではいくつかの違いもあり、導入後に直面する課題によっては見直しを求められる可能性がある。そのため、現時点で、同様のヘッジ手段の先行事例である欧州のFTRの導入や導入をめぐる議論を振り返り、その特徴や利点を改めて確認しておくとともに、導入後の運用や取引の実態を明らかにしておくこ

¹ 欧州の Implicit Auction と日本の間接オークションは、基本的に同じであり、連系線を利用する取引における連系線容量の配分が卸電力市場を介して行われるものである。

とは、わが国での間接送電権の導入後に予想される運営上の課題や、制度設計の見直しを要する課題の検討に備えるためにも有用と考えられる。そこで本報告では、欧州における国際連系線を用いた取引に伴う値差リスクのヘッジ手段に関する比較分析や、FTRの取引の動向調査を通じて、欧州で認識されているFTRの特徴や評価されている利点などを明らかにする²。

以下、第2章では、欧州における送電権導入の背景として、欧州域内エネルギー市場に向けた市場統合の動きを振り返り、主に前日市場におけるエリア間値差のリスクヘッジ手段の概要と、それらの欧州における導入状況を紹介する³。第3章では、PTRからFTRに移行した国におけるFTR導入の経緯と、導入の過程で検討されたオプション型のFTRの経済的メリットについて明らかにする。第4章では、Electricity Price Area Differential (EPAD) と呼ばれる一種のCfDを利用してきた北欧諸国における、FTRの導入の必要性や可能性をめぐる議論とその論点を整理する。第5章では、欧州におけるFTRの運用について、特に送電系統運用者（Transmission System Operator, TSO）による、FTRに配分する容量の算定方法、オークション方式、オークション収入および混雑収入のTSOへの配分について述べる。また、これまでのFTRの取引の動向を振り返る。最後に第6章では、わが国の間接送電権の特徴を欧州の地域間値差のリスクヘッジ手段と比較しつ

² FTRは米国でも提供され、欧州よりも歴史が長いが、日本や欧州と異なり、地点別価格制度の下で導入されていること、送電系統の運用者と市場の運用者が一体であること等、制度的背景も異なることから、本報告では欧州を対象を限定し、欧州と米国の比較などは今後の研究課題とする。なお、米国のFTRについては、岡田・渡邊(2007)を参照されたい。

³ 欧州では、前日市場における市場統合（間接オークションの導入）がほぼ完了しており、今後は当日市場や需給調整市場を対象とする統合も進められる予定である。ただし、まだ関連するガイドラインが策定された段階で、本格的な統合に向けては不確定要素も多いことから、これらの市場と送電権との関係に関する詳細検討は、本報告の範囲外とする。

つ、本報告の内容をまとめる。

2. 欧州の金融的送電権に関する制度的背景

卸電力取引所で全国市場を運営し、間接オークションにより、地域間連系線に混雑が生じる場合に市場分断を行うわが国と異なり、欧州では、国を跨いだ広域的な取引による競争を促すために、もともと各国で発展してきた市場の統合を通じて、欧州域内エネルギー市場（Internal Energy Market, IEM）の形成を目指してきた。とりわけ、2009年制定の第3次パッケージ以降、そうした目標が強く意識され、卸電力取引所の約定プロセスの統合が進められる中、国際連系線の容量配分については Implicit Auction による方法を中心とするようになってきた。以下では、欧州における市場統合に伴う国際連系線の利用と Implicit Auction の導入の経緯を簡単に振り返るとともに、そこで地域間の値差リスクをヘッジする手段として認められた方法の概要と、それらの導入状況を紹介する。

2.1 欧州における市場統合に向けた取り組み

2.1.1 長期の送電権に関する取り組み

欧州域内エネルギー市場の形成を目指すということは、国を跨いだ越境取引を促すということであるが、そのような取引を行うためには、国際連系線の利用が不可欠であり、設備の増強で対応できない短期においては、限られた連系線の容量をいかに効率的に市場参加者に配分するかが重要な課題であった⁴。そこで、越境取引に必要となる国際連系線の利用に関しては、あらかじめ将来の一定期間において連系線を利用する権利、すなわ

ち長期の送電権を設定し、それを市場参加者に配分するという仕組みが整備されていた。

以前は、こうした送電権に関する契約を定めるルールが複数存在していたが、欧州が目指す卸電力市場のモデルである Target Electricity Model において、国際連系線の利用に関する共通のルールが整備され、各国の TSO は、共通のプラットフォーム（Single Allocation Platform）を通じて、連系線の容量を利用する権利を売却することが義務付けられた。また、欧州の TSO は、長期の送電権に関する共通の配分ルール（EU Harmonised Allocation Rules for Long-term Transmission Rights in Accordance with Article 51 of Commission Regulation (EU) 2016/1719 of 26 September, 2016, EU HAR）の整備に取り組んだ。この EU HAR は、2015年に欧州各国の規制当局に承認されている。さらに、Forward Capacity Allocation（FCA）に関するネットワークコード（Commission Regulation (EU) 2016/1719 establishing a guideline on forward capacity allocation (26 September, 2016)）も整備された。

連系線容量の配分を行うプラットフォームとして、もともと欧州のドイツ周辺には、Central Allocation Office と Capacity Allocation Services Company という2つのプラットフォームが存在していたが、2015年6月にこれらが統合して Joint Allocation Office（JAO）が創設された。JAOには、17カ国の20のTSOが参画して、27の国際連系線を対象に送電権の explicit auction（明示的オークション）を実施している。

2.1.2 間接オークションによる短期の容量配分

欧州では、卸電力市場において同じ約定価格が適用されるエリアを「入札ゾーン」と呼ぶ。入札ゾーンは、1つの国で複数設定されることもあるが、歴史的経緯から、国と一致するように設定されていることが多い。

欧州各国で発展してきた卸電力市場の統合は、

⁴ 当然、中長期的には、国際連系線の増強をいかに進めていくかも重要な課題である。

具体的には、主に西欧諸国にある取引所の前日市場において、国を跨いだ約定処理を行うことで進められてきた。こうした市場の統合は「カップリング」と呼ばれ、具体的な方法に差異はあるものの⁵、その対象は 2015 年には欧州の電力需要の 85%以上にまで拡大している (Eurelectric, 2015)。また、ベルギー、フランス、オランダに、ドイツとルクセンブルクを加えた 5 カ国の中西欧 (Central Western Europe) 地域では、フローベースの市場カップリング (Flow-Based Market Coupling, FBMC⁶) が 2015 年から導入されている。このように、前日市場でのカップリングが進む中、国際連系線の容量も Implicit Auction (以下、間接オークション) の形で、卸電力市場での取引の結果に基づく配分がなされるようになってきた⁷。

しかし、間接オークションの導入により、前日市場を介して越境取引が行われるようになると、連系線の混雑によって、発電を行うゾーンと受電して消費するゾーン間の値差が変動し、市場参加者が経済的なリスクを負うことになる。例えば、国際連系線を利用して、ゾーン A で発電した電力をゾーン B の小売事業者 (需要家) に売の場合、間接オークションの下では、発電した電力はゾーン A の市場に売り、小売事業者は調達する電力をゾーン B の市場で買うことになる。ある時、ゾーン A の価格が安くなり、ゾーン B の市場価格が高くなったとする。すると、ゾーン A の市場で得られる収入は減る一方、ゾーン B の市場での支払いは増えることになるため、契約の

⁵ 主な方法として Volume Coupling と Price Coupling がある。前者は、2 つのゾーン間での最適な送電電力量を共通のアルゴリズムで決めた後、それぞれのゾーンにある取引所で価格を計算する方法であり、後者は、価格と送電電力量を同時に最適化していく方法である。European Wind Energy Association (2012)を参照。

⁶ FBMC は Price Coupling を 3 つ以上のループ系統を対象に運用する際に、国際連系線の利用可能容量を動的に評価して市場統合を実施する方法である。

⁷ 間接オークションがもたらす効率性の改善や混雑収入に関する経済学的説明については、付録を参照されたい。

当事者の双方に損失が発生することになる。

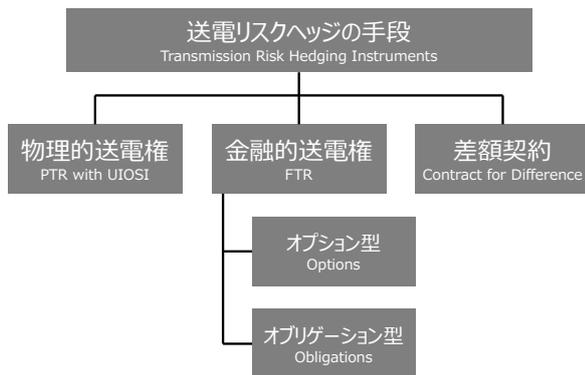
間接オークションを早くから導入していた北欧では、取引所において、こうした値差の変動リスクをヘッジする手段としての差額契約が、市場参加者間で取引されていた。また、以前から導入されていた長期の物理的送電権も、不要時には取引所から値差に基づく収入を得られるようになったことで、リスクヘッジの手段として用いられるようになった。そして、もうひとつの有力なヘッジ手段として注目されていたのが、実際の連系線の利用に関わらず、一定の容量を対象とする値差の変動分を補償する金融的送電権であった。

2.2 国際連系線の利用に伴う値差リスクのヘッジ手段

上で見てきたように、欧州では、国際連系線を利用した越境取引に対する間接オークションの適用が拡大するとともに、長期の送電権が、送電混雑に伴う前日市場の混雑コスト (隣接するゾーン間の値差) のリスクヘッジ手段として重要と考えられていた。特に、EU HAR の下で推奨されたのが、(1) “Use-It-Or-Sell-It (UIOSI)” 型と呼ばれる、物理的に利用しない場合は市場に売却するという条件付きの PTR と (2) FTR である。ただし、欧州各国のエネルギー分野の規制当局の協力機関である ACER (Agency for the Cooperation of Energy Regulators) は、連系線で結ばれた両国において金融的なヘッジ手段が流動的な市場で提供されている場合には、それも認められるとした。具体的に例示されているのが、(3) 差額契約 (Cfd) である。つまり、欧州で認められた国際連系線を利用した地域間値差リスクのヘッジ手段は、UIOSI 型 PTR と FTR、Cfd の 3 つとなる⁸ (図 1)。なお、後述するが、FTR にはオプション型とオブリゲ

⁸ これら 3 つの手段については、2000 年代半ばから議論されてきた。ETSO (2006)を参照。

ーション型という 2 つの種類がある。



出所：ENTSO-E (2012)に基づき作成

図 1 欧州における送電リスクヘッジの手段

以下、これらの概要と特徴について説明する。

2.2.1 物理的送電権

物理的送電権 (PTR) は、本来は 2 つのエリアを結ぶ連系線について、事前に定められた容量を利用して送電することができる排他的な権利として設定されるものである⁹。PTR を保有することにより、エリアを跨ぐ相対取引において、事前取引相手と合意した価格でエリア間の取引をすることが可能である。ただし、PTR の保有者が非効率な発電所で発電して送電する場合には、すべての取引が前日市場を介して行われる場合と比較して、非効率性が生じる可能性がある。

欧州では従来から、国際連系線の容量は明示的オークションを通じて PTR の形で配分するのが主流であった。その理由として、ENTSO (2006)は、送電権の市場 (オークション) を運営するための制度的基盤や契約を必要最小限にとどめることができるためとしている。

近年は、卸電力取引所を介した間接オークションの広がりとともに、UIOSI 型の PTR が利用されるようになってきている¹⁰。UIOSI 型の PTR の保有

者は、実際に連系線を利用する際には、それを申告する必要があるが (このことをノミネーションという)、連系線を利用しない場合には、その容量を利用して取引する電力を取引所に売却したとみなして、前日市場の値差収入を得ることができる。これには、連系線の容量の「空おさえ」を禁止するという意味もあるが、いわゆる Use-It-Or-Lose-It (UIOLI) と呼ばれる条件により連系線を物理的に利用しない場合は単に権利を失うというのとは異なり、売却した時と同じ収入を得ることができるというのが特徴である。それゆえ、この UIOSI 型の PTR が、前日市場における値差の変動リスクのヘッジ手段としても認識されるようになったのである。

2.2.2 金融的送電権

金融的送電権 (FTR) は、物理的な送電線の利用とは無関係に、連系線で結ばれた 2 つのエリア間の値差に対する義務や権利を定めた金融的な契約である。米国で地点別価格制を導入している卸電力市場のエリアでは 1990 年代終盤から導入されている。

FTR には、オブリゲーション型とオプション型の 2 つの種類がある。オブリゲーション型は、値差をあらかじめ一定の水準で固定化する (差額を精算する) 契約で、その保有者にとっては値差による損益がプラスとなる場合は収入を得るが、マイナスの場合は支払う義務を負う。一方オプション型は、値差が一定の水準以上になった場合のみ差分を受け取る権利 (オプション) を与えるもので、損益がプラスとなる時のみ値差収入を得て、損失は発生しない。いずれにせよ、FTR の保有者は、卸電力市場での入札の結果、実際には送電 (発電) できなくても、値差によっては、

市場支配力を有する場合、意図的に送電線を利用しないことで、特定のエリアの価格を高く維持し、市場全体を非効率にする可能性が大きくなる。このことは Joskow and Tirole (2000)の研究などで知られている。

⁹ FCA のネットワークコードの 36 条に定められている。
¹⁰ このような条件がない PTR を保有する市場参加者が

それに基づく収入を得ることができる。

FTR も、明示的なオークションを通じて希望者に配分されるが、その総量は物理的な取引に利用される連系線容量に基づいて決められる。FTR の保有者が値差を収入として得る場合は、TSO がそれを支払い、保有者が値差を支払う場合は、それは TSO の収入となるが、物理的に利用可能な容量以上に FTR を発行しなければ、卸電力市場の結果にかかわらず、TSO の収支が負になることはない (Perekhodtsev and Cervigni, 2013)。

なお、わが国で導入される間接送電権は、保有者に値差リスクをヘッジする経済的なメリットのみを与えるものであることから、FTR と同じ側面があるが、送電線を利用しなかった場合には値差収入を得ることができないという意味で、送電線の利用と無関係ではない。また、わが国での導入時に設定されるのは、オブリゲーション型のみである。

2.2.3 差額契約

一般に差額契約 (CfD) は、ある商品の売り手と買い手が一定の価格水準 (参照価格) で取引することに合意し、価格がその水準を上回った場合には売り手が差額を負担し、逆に下回った場合には買い手が差額を負担するという契約である。間接オークション導入後の連系線を利用する取引に当てはめると、送電混雑が発生せず、売り手のエリアの価格と買い手のエリアの価格が、通常は等しい、つまり、値差が 0 であることを前提とした場合、売り手のエリアの価格が買い手のエリア価格を上回れば、売り手がその差分を負担し、逆に下回れば、買い手がその差分を負担する契約のことである。このような経済的な側面はオブリゲーション型の FTR と同じであるが、FTR は TSO が発行主体であるのに対し、CfD は市場参加者同士で取引する契約であり、取引相手がいなければ、取引自体が行われないという点が異なる。

こうした差額契約を実際に導入してきたのは北

欧である。北欧で 2000 年に導入された差額契約は、現在は EPAD (Electricity Price Area Differential) と呼ばれている。ただし、EPAD は、各エリアの価格と市場全体 (現在は北欧諸国に加えてバルト諸国を含む) の需給に基づいて計算されるシステム価格との差額を精算する契約となっている。

2.3 欧州における値差リスクのヘッジ手段の導入状況

欧州では、国際連系線の利用については、PTR の明示的なオークションによる配分が主流となっていたが、第 3 章で述べるように、近年では FTR の導入が見られるようになってきた。2014 年にスペイン・ポルトガル間でオプション型の FTR が導入されたのに続き、2016 年には、ベルギー・フランス間とベルギー・オランダ間で、オプション型の FTR が導入された。2018 年には、イギリス・アイルランド間でオプション型の FTR が導入されている。さらに、ドイツとオーストリアは従来、単一の入札ゾーンを形成していたが、2018 年 10 月 1 日から卸電力の前日市場が異なるゾーンとなったことを受け、ドイツ・オーストリア間の国際連系線を対象とするオプション型の FTR が JAO で取引されるようになった¹¹。なお、スペイン・ポルトガル間では、後述するように、一時期 CfD が導入され、それがさらに実質的にはオブリゲーション型の FTR として運用されていた¹²。他方、北欧諸国では、従来から、差額契約が活用されてきたが、近年、差額契約の代替ないしは追加という形で FTR を導入すべき

¹¹ 送電権に関して、長期の容量割当の検討当初は、PTR が検討されていたが、TSO からの提案により、最終的には、オプション型の FTR の年間取引と月間取引が実施されることになった (Tüttmann, et al., 2018)。ただし、提案の理由など詳細は不明である。

¹² ENTSO-E (2012)を参照。イタリア国内で導入されたオブリゲーション型の FTR の事例も紹介されている。

かどうかについて検討がなされていた。この検討については4章で述べる。

これまでの欧州各国の動きや現在の状況をまとめたのが図2である。

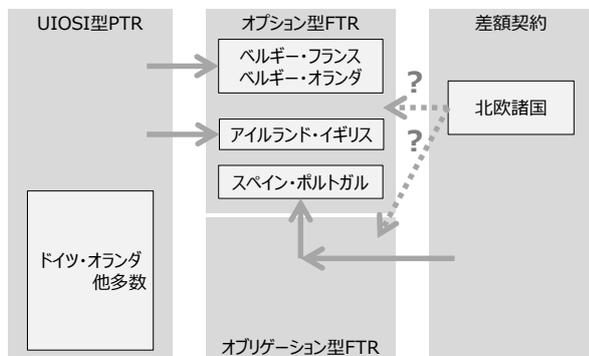


図2 欧州における隣接するゾーン間の値差のリスクヘッジ手段の選択

このように、欧州では、特にオプション型のFTRを導入、あるいはその導入を検討する国が増えているが、まだ多くの国がPTRを利用してすることに留意が必要である¹³。

3. 金融的送電権の導入をめぐる議論： 欧州主要国の導入事例

以下では、いくつかの国際連系線におけるFTR導入の経緯を振り返る。その上で、特にPTRとの比較でFTRが望ましいと考えられる理由や、オプション型のFTRとオブリゲーション型のFTRの違いについて考察する。

3.1 FTRを導入した各国の経緯

3.1.1 スペインとポルトガル

スペインとポルトガルの卸電力市場は、2004年の両国間の国際協定により、それぞれの市場を統合したイベリア半島卸電力市場 MIBEL (Iberian Power Market) として、2007年7月1日から運用されている¹⁴。MIBELの運用に合わせて、スペイン・ポルトガル間の混雑収入に関する国際連系線の容量割当が実施されることになった。しかしながら、2008年時点では、長期的な容量割当は実施されておらず、前日市場と当日市場¹⁵の取引断面で、間接オークションによる容量の割当が実施されているのみであった (CNE, et al. 2010)。2008年の前日市場における混雑発生割合は、62%であった (ERSE, 2009)。2004年の両国の国際協定において、混雑収入は、国際連系線の増強に活用すると述べられており (MIBEL, et al. 2010, Portugal and Spain, 2009)、この時の混雑収入は両国に配分され、混雑解消に向けた設備増強に利用されていたと考えられる。

スペインの産業・観光・商務省 (Ministry of Industry, Tourism and Trade, MITyC) により2007年に策定された Order ITC/843/2007 (Order ITC/4112/2005の改訂) と、ポルトガルの規制当局 ERSE (Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos) は、「物理的送電権を explicit auction で取引」することが望ましいと考えていた。その後、2009年には、MITyCにより Order ITC/1549/2009が策定され、国際連系線の利用に伴うリスク管理のため、金融的なヘッジ手段を設

¹³ その理由は必ずしも定かではない。PTRとFTRの比較に関する詳細は3章で改めて述べるが、市場参加者がPTRに慣れており、FTRに移行しても、劇的に利便性が増すものではないこと、制度変更のコストなどを考慮したものと思われる。

¹⁴ スペインとポルトガルの当日市場は、ザラ場方式ではなく、欧州の前日市場で見られるような板寄せ方式である。

¹⁵ スペインとフランスの間にも国際連系線がある。スペイン・フランス間の連系線容量の長期的な容量割当に関しては、2006年から明示的オークションにより年間および月間のUIOSI型のPTRが取引されている (ACER, 2011a)。

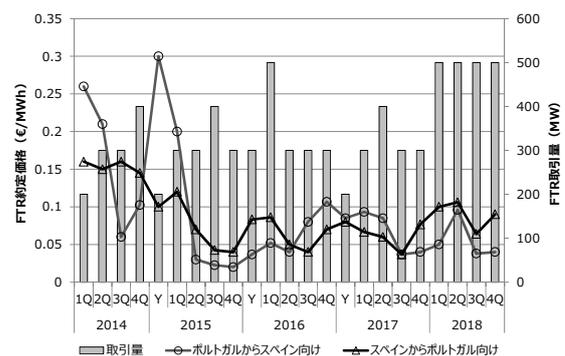
けることが定められた。具体的には、この Order で、スペインからポルトガル向きオプション型の FTR とオプション型の FTR、ポルトガルからスペイン向きのオプション型の FTR が提案された。2009 年から、年間と半年間で、それぞれ 200 MW の FTR がオークションを通じて配分されており、約定価格は€0~2.01 /MW であった (ENTSO-E, 2012)¹⁶。なお、スペインとポルトガルの両国では、電力の先物市場が存在することから、各国の先物契約を組み合わせることで、市場参加者等は自主的にリスクヘッジすることも可能であった。

2010 年 5 月には、MIBEL がスペイン・ポルトガル間の国際連系線の長期的な取扱いに関する提案を発表した (MIBEL, et al. 2010)。当時すでに FTR が導入されていることから、改めて PTR に変更するよりも、スペインとポルトガルが共同で同一商品の FTR を導入する方が、市場参加者にとってより適応しやすいと考えられた。FTR が選ばれた他の理由としては、FTR の保有者は、必ずしも電源の起動停止を確定する必要がなく、人的なミスの影響も大きくならないと考えられたことや¹⁷、FTR は卸電力市場の取引事業者に限定せず、様々な市場参加者が取引できることなどが挙げられている。一方で、欧州における過去の調査から、オプション型よりもオプション型の方が、市場参加者に好まれているという知見もあった。そこで、オプション型の FTR の方がより円滑に導入できるとの提案がなされた。これらの検討の結果、MIBEL において、2014 年から、オプション型の FTR が導入された。この FTR は、2018 年までは、電力デリバティブ市場である

¹⁶ 第 1 回から第 5 回のオークションの結果に基づく。ただし、第 1 回のオークションで配分された下半期の FTR の容量は 100 MW である。

¹⁷ PTR の権利を行使する場合、発電事業者が送電するためには、その権利を保有する期間中、電源を運転する必要がある。すなわち、発電事業者はその電源の起動停止を確定しておかないといけなくなる。

OMIP で取引されていた。図 3 は、OMIP でのオプション型の FTR の取引実績を示したものである。スペインからポルトガルの国際連系線の割当可能な容量 (Net Transfer Capacity, NTC) は最大 2,300 MW (2015 年) であるが (ENTSO-E 2016b)、各四半期で取引されている FTR の容量 (年間および四半期) は約 500 MW であり、必ずしも大きくない。



出所：OMIP (2018), ERSE (2018)

図 3 スペイン-ポルトガル間の FTR 取引容量と落札価格

約定価格は、特に 2016 年以降は€0.05~0.1/MWh であり、それほど高い価格がついていないわけではない。スペイン・ポルトガル間の国際連系線は増強が十分になされたこともあってか、混雑がほとんど発生していない状況にあり、例えば、2017 年のスペイン・ポルトガル間の混雑発生割合は、6.7%であった (REE 2018)。しかし、FTR の取引量からすると、値差をヘッジする一定のニーズは存在すると考えられる。

2018 年 11 月からは、JAO でスペイン・ポルトガルのオプション型 FTR の年間取引、四半期取引、月間取引が実施されている (JAO, 2018)。これにより PTR か FTR かの差異はあるものの、2007 年以降、フランス、スペイン、ポルトガルなど、南西欧地域 (South West Europe 地域) の市場参加者が求めていたシングルプラットフォームでの取引が実現することになった。

3.1.2 ベルギーとフランス／オランダ

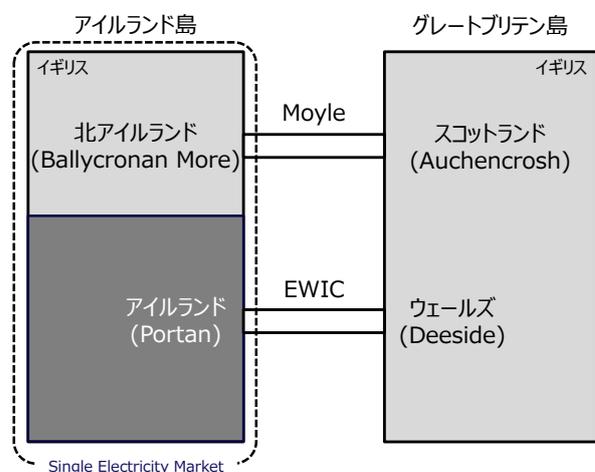
ベルギーとフランスを結ぶ国際連系線の利用に関しては、UIOLI 型の PTR が設定されていた (Elia, 2011)。年間の PTR の保有者は連系線を利用することが基本的に求められていたが、PTR 取得後、不必要となったときの扱いにくさがあったことから、2007 年には、両国の TSO を中心に PTR の運用の改善に関する議論がなされた (RTE-Elia, 2007a)。その結果、2009 年に、UIOSI 型の PTR が導入されることとなり、長期の PTR の保有者は、連系線を利用する必要がない場合は、それを取引所の前日市場に売却 (resale) できるようになった。これは PTR で確保されていた容量を前日市場の間接オークションで配分されるようにするとともに、PTR の保有者には、売却によって値差の収入を受け取れるようにするものである。

この時点で、すでに FTR の導入についても議論されており、UIOSI 型 PTR は、将来のオプション型の FTR の導入を見据えた過渡的な措置として導入されたものであった (RTE-Elia, 2007b)。後述するように、UIOSI 型 PTR は、オプション型 FTR とほぼ同様の利便性を市場参加者に与えるものとして認識されており、実際 2010 年には、UIOSI 型 PTR の保有者による前日市場への売却が増加したことで、疑似 (quasi) 的なオプション型 FTR として使われていたことが明らかになった (Elia, 2011)。その後、2015 年に、ベルギー・フランス間とベルギー・オランダ間で、UIOSI 型 PTR に代わり、オプション型の FTR を導入することが決定され、2016 年から導入された。

3.1.3 アイルランドとイギリス

アイルランドとイギリスの間では、2018 年に、アイルランド島とグレートブリテン島 (GB) を結ぶ 2 つの直流連系設備を対象としてオプション型の FTR が関係 TSO により発行されている (図

4)。具体的には、2002 年から運用を開始した Moyle Interconnector (英国の北アイルランドとスコットランドの間) と、2012 年に運用を開始した EWIC (East-West Interconnector, アイルランドと英国のウェールズの間) である。なお、アイルランドと英国の北アイルランドは、国は異なるものの、2007 年に単一電力市場 (Single Electricity Market, SEM) を創設している。この両国間の国際連系線についてはアイルランド島独自の枠組みの中で容量配分を行っている。



出所: Moyle and East West Interconnectors (2018)を基に作成

図 4 アイルランドとイギリスの間の連系線

2018 年 10 月以前は、前日段階における容量配分が間接オークションではなかったため、FTR の導入は不可能であった。その背景として、アイルランド島における SEM の仕組みが、グレートブリテン島における卸電力取引の枠組みである BETTA (British Electricity Trading and Transmission Arrangements) の仕組みと大きく異なっていたことが挙げられる。BETTA では、相対取引を中心とする枠組みの下、取引所が運営する前日市場や当日市場が存在しているのに対し、SEM は強制プールかつ事後精算の市場であり、独立した前日市場や当日市場を有していなかった。このため、両島の間で前日市場の統合ができず、年間や月間等、長期の容量割り当てに加えて、前日段階につ

いても PTR が採用されていた。

しかし、2018年10月に、SEM が欧州における市場統合の流れに対応した新たな市場（Integrated Single Electricity Market; I-SEM）に移行することをきっかけとして、この地域でも FTR が導入された。I-SEM は、SEM のような事後精算の市場ではなく、独立した前日市場や当日市場を備えている。前日市場については EUPHEMIA¹⁸（Pan-European Hybrid Electricity Market Integration Algorithm）による市場統合が実現することとなり、長期の送電権として FTR と PTR のどちらを選択するかということが議論された。その結果、FTR を採用することで連系線利用を最大限効率化することが望ましいとされた（SEM Committee, 2014）。PTR を採用することは必ずしも非効率になるとは限らないが、そのような非効率の可能性を排除するということが主な狙いである。

上記のように連系線利用の効率化がこの地域において特に重視された背景には、この地域特有の経緯がある。もともと、SEM と GB の間の連系線潮流は、付随する卸電力市場の価格差を必ずしも反映していないことが指摘されていた（SEM Committee, 2009）。平均的な傾向としては SEM における卸電力価格は GB よりも高く、電力潮流は GB から SEM の向きとなることがほとんどであった。この傾向自体は自然なものであるが、2013年の Moyle Interconnector の利用状況の分析によれば、GB から SEM への潮流が発生している期間の内 33%は、実は SEM の価格の方が安い期間であったとされている（SEM Committee, 2014）。仮に Implicit Auction が採用されていれば、上記の 33%の期間は SEM から GB への潮流が発生するはずであり、前日段階における容量割り当てが効率的といえる状況ではなかった。

このような非効率が生じる背景には、連系線利用者の取引戦略も含め、様々な要因が関係するが、

中でも SEM が事後精算市場であることが大きな要因であるとされた（SEM Committee, 2014）。SEM においては、卸電力取引の価格が実需給の4日後になるまで確定しないため、GB との間で取引を行う事業者は SEM の価格決定に係るリスクにさらされていた。このため、SEM の価格が安い場合においても、GB から SEM への電力潮流が生じやすくなっていたのである。その結果、アイルランドで実施された分析では、€5/MWh から €10/MWh のリスクプレミアムが存在するとされた。

ただし、I-SEM において長期の容量割り当てを PTR にしたからといって、類似の非効率が生じるわけではない。この問題は、SEM が事後精算の仕組みを採っていたために生じたものであり、独立した前日市場を備える I-SEM への移行によって、リスクプレミアムはいずれにしても消失するものと考えられる。FTR の意義は、潜在的な非効率の発生を抑制できるという点にある。

FTR の詳細設計については、商品タイプ（オプション型あるいはオブリゲーション型）や対象期間などについても詳細な検討がなされた（SEM Committee, 2015a, b）。その結果、オプション型とオブリゲーション型の双方にメリットがあるとしつつも、欧州において前例があり実現可能性のあるオプション型が採用された。FTR のオークションは JAO により実施され、連系線毎に年間、半期、四半期および月間の商品が関係 TSO により発行されている。

3.2 PTR と比べた場合の FTR のメリット

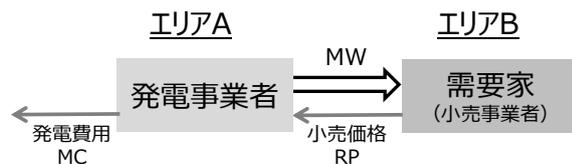
ここでは、欧州で導入されていた UIOSI 型の PTR が有する、値差のリスクヘッジ手段としてのメリットは、オプション型の FTR と実質的に同じものであることを確認した後、PTR よりも FTR の方が望ましいと考えられる点について述べる。

¹⁸ 欧州における市場統合のためのアルゴリズムである。

3.2.1 UIOSI 型 PTR とオプション型 FTR

UIOSI 型 PTR を保有する場合、①ノミネーションによって物理的に国際連系線容量を利用するか、②取引所に売却することによって、前日市場の値差収入を受け取ることができる¹⁹。他方、オプション型の FTR を保有する場合は、前日市場の値差収入が生じれば、常にそれを受け取ることができる。

例えば、エリア A の発電事業者が、エリア B の需要家に、1 MW 分の電力を売る相対契約を結んでいたとする（図 5）。ここで、発電事業者の発電費用（限界費用）を MC、エリア B の小売価格を RP とする。また、エリア A とエリア B は市場統合されており、エリア A の（卸電力の）市場価格を P_A とし、エリア B の市場価格を P_B とする。



注：エリア A の発電事業者がエリア B で小売事業を行うケースを含む。

図 5 エリアを跨いだ相対契約の例

発電事業者がエリア A と B を結ぶ連系線の PTR を保有しており、それをノミネーションして送電すれば、発電事業者は小売価格 RP から発電費用 MC を差し引いた利益 ($RP - MC$) を得る。例えば、発電費用は $\text{€}20/\text{MWh}$ で、エリア B の小売価格は $\text{€}60/\text{MWh}$ とする。この場合、ノミネーションして送電すれば、発電事業者の利益は $60 - 20 = \text{€}40/\text{MWh}$ となる。

ここで考えられるシナリオとして、 P_A が P_B より高いか等しいケース ($P_A \geq P_B$) と安いケース ($P_A < P_B$) を考える。また、エリア A の市場価格 P_A が発電費用よりも高いケース ($P_A > MC$)

と安いケース ($P_A < MC$) を考える。すると、 2×2 の 4 通りのケースが考えられる。なお、RP は P_B よりも高いと仮定する ($RP > P_B$)。

この相対契約で発電事業者が PTR をノミネーションせずに得られる利益には 3 つの種類がある。第 1 に、エリア A で発電して市場価格 P_A を得ることによる利益 ($P_A - MC$) である。ただし、 $P_A < MC$ のケースでは発電しないので利益は 0 である。第 2 に、エリア B の市場価格 P_B で電力を調達し、小売価格でエリア B の需要家に販売することで得られる利益 ($RP - P_B$) である。第 3 に、電力がエリア A からエリア B に流れているとき、すなわち、 $P_A < P_B$ のケースで得られる値差収入 ($P_B - P_A$) である。ただし、電力がエリア B からエリア A に流れている場合 ($P_A > P_B$ のケース) には、ノミネーションせずに PTR を前日市場に売却しても値差収入は得られない。

2 つのケースを簡単な数値例で確認しておく²⁰。発電費用とエリア B の小売価格は、先と同じ数値を用いる（前者は $\text{€}20/\text{MWh}$ 、後者は $\text{€}60/\text{MWh}$ ）。その上で、エリア A の市場価格はエリア B の市場価格よりも高く ($P_A > P_B$)、発電費用よりも高い ($P_A > MC$) とする。例えば $P_A = \text{€}50/\text{MWh}$ 、 $P_B = \text{€}30/\text{MWh}$ だったとする。この状況においては、値差収入を得ることはできない。ただし、それぞれのエリアで取引所と売買することで利益を得ることができる（図 6）。すなわち、エリア A においては、市場価格 P_A ($\text{€}50/\text{MWh}$) から発電費用 ($\text{€}20/\text{MWh}$) を差し引いた利益 ($50 - 20 = \text{€}30/\text{MWh}$)、エリア B においては、小売価格 ($\text{€}60/\text{MWh}$) から市場価格 P_B ($\text{€}30/\text{MWh}$) を差し引いた利益 ($60 - 30 = \text{€}30/\text{MWh}$) を得ることができる。2 つのエリアの利益を合計すると $30 + 30 = \text{€}60/\text{MWh}$ の利益となる。ノミネーションして送電した場合の利益は $\text{€}40/\text{MWh}$ であったので、ノミ

¹⁹ ENTSO-E (2016a)を参照。

²⁰ 以下の数値例は、Statnett, et al. (2018)を参考に作成した。

ネーションせずにそれぞれのエリアで売買する方が合理的である。なお、この時に発電事業者がオプション型の FTR を保有していた場合は、値差収入は得られず、オプションは行使しないが、それぞれのエリアで取引所と売買することで同じ利益 (€60/MWh) を得ることができる。

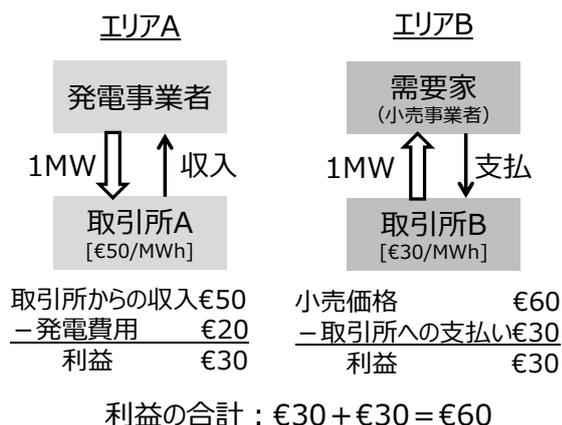


図6 $P_A > P_B$ の状況において、UIOSI 型 PTR をノミネーションしないケース/オプション型 FTR を行使しないケース

次に、エリア B の市場価格がエリア A の市場価格よりも高く ($P_A < P_B$)、かつ、エリア A の市場価格が発電費用よりも低いケース、例えば $P_A = €10/MWh$ 、 $P_B = €50/MWh$ だったとする。この状況においては、市場価格が発電費用よりも低いので、発電事業者は発電せず、発電による利益はない。しかし、エリア B において電力を市場から調達して需要家に売ること、小売価格 (€60/MWh) から市場価格 P_B (€50/MWh) を差し引いた利益 (60-50 = €10/MWh) を得ることができる。加えて、電力がエリア A からエリア B に流れているので、ノミネーションせずに PTR を前日市場に売却すれば値差収入 $P_B - P_A$ (50-10 = €40/MWh) を得ることができる。エリア B における市場取引の利益と値差収入を合計すると、40+10 = €50/MWh の利益を得ることができる (図7)。つまり、ノミネートせずに値差収入を得る方

が合理的である。この利益は、オプション型の FTR を保有して、オプションを行使した場合の利益と同じである。

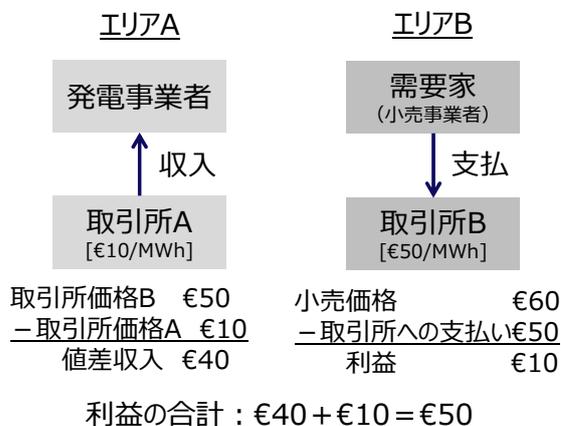


図7 $P_A < P_B$ の状況において、発電せずに UIOSI 型 PTR をノミネーションしないケース/オプション型 FTR を行使するケース

このような形で、4つのケースで得られる利益を比較すると表1のようになる。この表からわかる通り、UIOSI 型の PTR でノミネーションしないケースの利益は、ノミネーションしたケースの利益を下回ることはない。そして、この場合の利益はオプション型の FTR を保有して、合理的にオプションを行使した場合の利益と同じである。

3.2.2 PTR と比較した FTR のメリット

欧州で FTR を導入した各国の事例を振り返っても、値差リスクのヘッジ手段として、それまで利用されてきた PTR に大きな問題が生じていたとはいえない。実際、現在も、UIOSI 型 PTR は FCA に関するネットワークコードで認められており、FTR の導入が欧州各国で急速に広がっているともいえない点は留意が必要である。また、間接オークションが導入される中、PTR も UIOSI の条件付きで運用されるようになると、上で示したように、卸電力市場が競争的な市場として機能していれば、経済的な面では、少なくともオプシ

表 1 UIOSI 型の PTR でノミネーションしない場合の利益とノミネーションした場合との比較

エリア A と B の市場価格の関係	$P_A \geq P_B$		$P_A < P_B$	
エリア A の市場価格と発電費用の関係	$P_A > MC$	$P_A < MC$	$P_A > MC$	$P_A < MC$
(1) エリア A での卸電力販売利益 ($P_A - MC$)	$P_A - MC$	0	$P_A - MC$	0
(2) エリア B での小売電力販売利益 ($RP - P_B$)	$RP - P_B$	$RP - P_B$	$RP - P_B$	$RP - P_B$
(3) エリア A・B 間の値差収入	0	0	$P_B - P_A$	$P_B - P_A$
ノミネーションしない場合の利益の 合計 ((1)+(2)+(3))	$P_A - MC$ + $RP - P_B$	$RP - P_B$	$RP - MC$	$RP - P_A$
ノミネーションした場合の利益 ($RP - MC$) との比較	大きい [$P_A > P_B$ の場合] または同じ [$P_A = P_B$ の場合]	大きい [$P_B < P_B < MC$ より]	同じ	大きい [$P_A < MC$ より]

オン型の FTR と実質的に同じであり、両者の優劣はつけがたいといえる。ただし、UIOSI 型 PTR を保有していても、ノミネーションすることがより望ましいという状況は生じないため、それを保有する意味も薄れているともいえる²¹。

その上で、FTR の方が前日市場を介した国際取引で利用できる連系線の容量が増える分、卸電力市場の流動性が高まることなどが期待できるという潜在的なメリットがあることは認識されてきた²²。また、UIOSI 型 PTR で必要なノミネーションの手続きが、FTR では不要になるというメリットもあると考えられる。FTR の導入を決めた国では、欧州大で市場統合が進む中、あらためて PTR と比較した結果、こうした潜在的なメリットを評価したものと思われる。一方で、FTR は、越境取引が取引所の市場を介して行われていることが前提であり (ENTSO-E, 2012)、越境取引において、相対取引という選択肢がなくなるという点に留意する必要がある。

また、PTR と異なり、FTR は金融商品取引の規制の対象となり、様々な報告義務を課せられることによって、特に小規模の市場参加者にとって

負担になることが懸念されていた。しかし、2018 年 1 月に施行された第 2 次金融商品市場指令 (MiFID II : Directive 2014/65/EU of the European Parliament and of the Council of 15 May 2014 on markets in financial instruments and amending Directive 2002/92/EC and Directive 2011/61/EU) により、TSO による FTR の発行とその取得の取引は、MiFID II による規制の対象外となった。このことは、JAO のオークションを通じて FTR を取引する市場参加者は、OTC 取引やクリアリングハウス等に関する欧州市場インフラ規則 (EMIR : The European market infrastructure regulation, Regulation (EU) No 648/2012) で定められた報告の義務を負わないことを意味する。したがって、FTR を取得することにより、PTR にはないコストの負担が増すという懸念もなくなったといえる。FTR を二次取引市場で取得した場合には、金融商品取引の規制対象となる点には留意が必要であるが、少なくともオークションで取得する FTR が金融商品としての規制の対象外となったことは、今後の欧州における FTR の導入の拡大を後押しする可能性があると思われる。

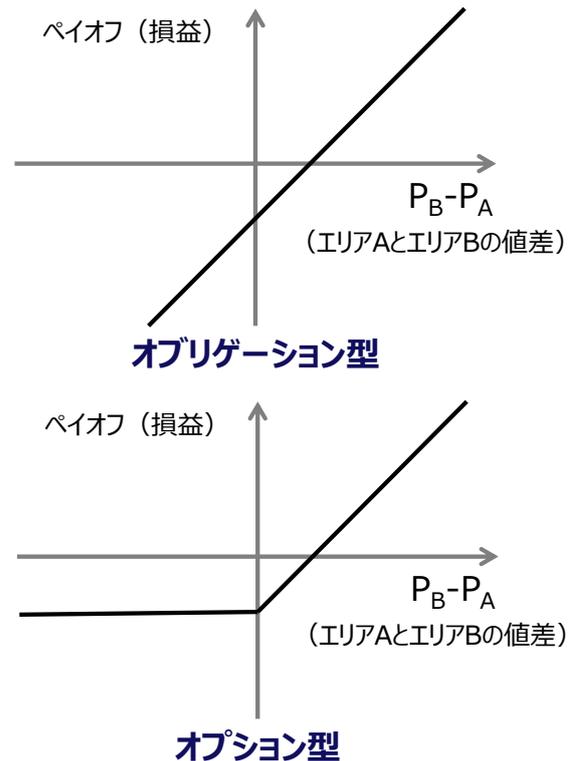
²¹ 同じ連系線において、PTR と FTR を共存させることはできないことになっている (ACER, 2011b)。

²² 研究者や実務家の間では、FTR と PTR のどちらが望ましいかについて、以前から様々な観点で議論されてきた。例えば、Lyons, et al (2000)、Battie et al (2013)、Rivier, et al. (2013)などを参照。

3.3 オブリゲーション型の FTR とオプション型の FTR の比較

欧州の国際連系線を対象として導入された FTR は、スペイン・ポルトガル間で一時的にオブリゲーション型が導入されていたものの、現在は、オプション型が主流である²³。3.2 節で見たように、オプション型の FTR は、UIOSI 型 PTR と同様の性質を持つことから、欧州内で従来から利用されている PTR と共存させても、越境取引を促進する上で大きな障害とはならないと考えられている。実際、近年導入された FTR は、PTR とともに、すべて JAO のオークションプラットフォームで取引されており、市場参加者の利便性の向上につながっていると考えられる。

しかし、オプション型の FTR には、オブリゲーション型の FTR と比較してどのようなメリットがあるのかをここで改めて確認しておきたい。オプション型はペイオフ（損益）がプラスとなる時のみ値差を受け取り、損失はヘッジされる（図 8）。したがって、市場参加者にとっては、リスクが少ないオプション型が望ましい場合があると考えられる。



注：エリア A からエリア B に送電する場合

図 8 オブリゲーション型とオプション型の損益

ただし、オークションでの約定価格は、オプション型の方が、保有者にとってリスクが低くなる分、より高い価格になる上、予測が難しいとされている。この点については、第 5 章で実際のデータを用いて確認する。さらに、オプション型は投機目的でも使えるため、活発に取引され、結果的に流動性が高まる一方、オブリゲーション型は逆ザヤになった場合の支払いに備えて信用保険が求められるので、それほど活発に取引されないということが考えられる。ただし、実需で取引している事業者にとっては、完全ヘッジできる（実際に取引することで得られる収入により、値差の変化の影響を受けることがない）ので、この点はそれほど重要ではない。また、値差がある程度の確度で予測できるのであれば、逆方向の FTR に対するニーズはほとんどないともいえる。

FTR を提供する TSO にとっては、オブリゲーション型の方が、支払いと受け取りのネッティン

²³ 米国の PJM では、オブリゲーション型とオプション型の FTR が取引されているが、歴史はオブリゲーション型の方が長く、また、取引量も多い。米国の FTR については、岡田・渡邊(2007)を参照。

グ（相殺）ができるので、経済的リスクはほとんどない。発行量に関しても、オプション型の方が、逆方向の FTR で相殺できる分、理論上は多く発行できる。例えば、エリア A・B 間の送電可能容量が 500 MW として、(1) エリア B からエリア A の方向にオプション型の FTR を 500 MW、エリア A からエリア B の方向にオプション型の FTR を 1,000 MW 発行する場合と、(2) エリア B からエリア A の方向にオプション型の FTR を 500 MW、エリア A からエリア B の方向にオプション型の FTR を 1,000 MW 発行する場合を考える。エリア A の価格を P_A 、エリア B の価格を P_B とすると、(1) の場合、エリア A からエリア B への実潮流が 500 MW であったとしても、差し引きでは、FTR の保有者に $500 \text{ MW} \times (P_B - P_A)$ を支払うこととなり、経済的に成立する。一方、(2) の場合、オプション型の FTR から TSO への収入はないので、FTR の保有者に $1000 \text{ MW} \times (P_B - P_A)$ を支払う必要となるが、混雑収入は 500 MW 分であるため、経済的に成立しない。

このように、いくつかの留意点はあるものの、市場参加者の利便性を向上させる必要がある場合には、オプション型の FTR は検討に値するといえる。

4. 金融的送電権の導入をめぐる議論： 北欧の事例

本章では、EPAD と呼ばれるシステム価格との差額契約を導入している北欧での最近の議論に基づいて、値差リスクヘッジ手段としての差額契約が、市場参加者や TSO にそれぞれどのような影響を与えるのか、また、FTR と共存が可能だとして、共存させるメリットやデメリットはどのように評価できるのかについて考察する。

4.1 北欧における差額契約（EPAD）の概要

北欧の卸電力取引は、Nord Pool Spot が運営するスポット市場（前日、当日）と、Nasdaq OMX が運営する電力先物などのデリバティブ市場を中心に行われている。もともとノルウェーが電力自由化の際に設立した Nord Pool が 1996 年にスウェーデンの取引所と統合し、その後、フィンランドやデンマーク、バルト三国などとも統合して、北欧地域の国際的な卸電力取引を促してきた。

Nord Pool Spot の前日市場では、北欧全体の需給に基づいて計算されるシステム価格が、卸電力取引の指標価格となっている。近年は、電力需要の 9 割程度が、取引所のスポット市場で取引されている。スポット価格に基づく先物取引も活発に行われており、北欧の卸電力市場は欧州の卸電力市場の中でも流動性の高い市場と評価されている（服部, 2017）。

北欧における連系線を利用した地域間取引については、現在、北欧全体で 15 の入札ゾーンが設定されており、連系線の送電混雑が発生した場合には、市場分断（market splitting）により、エリアごとに価格が計算される。すなわち、北欧のエリア間の混雑管理は、基本的には、前日市場での間接オークションで行われている²⁴。ただし、混雑が発生しても、システム価格は、常に、連系線の制約がなかった場合の価格として計算される。実際には、ほとんどの時間帯でエリア間の値差が発生するため、システム価格は「仮想価格」とも呼ばれる。このシステム価格が、先物やオプションといったデリバティブ契約の原資産の役割を果たしている。そして、間接オークションに伴うエリア間の値差のリスク管理のために、システム価格とエリア価格の差額契約である EPAD が用いら

²⁴ デンマーク国内の東西間の連系線の容量配分については、PTR が利用されている。

れている。なお、差額契約そのものは 2000 年に導入されたが、2003 年に EPAD に名称を変更している。

EPAD の設定に関係する北欧の入札ゾーンは、現在、図 9 のようになっている。



出所：Houmoller Consulting (2017)

図 9 北欧における入札ゾーン

ノルウェー国内には、5 つのゾーン (NO1～NO5) が設定されているが、実際に適用されるゾーンは年によって見直されることがある。スウェーデンには 4 つのゾーン (SE1～SE4、2010 年から)、デンマークには 2 つのゾーン (DK1 と DK2) がある。それ以外の国 (フィンランド、エストニア、リトアニア、ラトビア) は、各国それぞれ 1 つのゾーンとなっている。

実際、エリア間の連系線容量は必ずしも十分ではない²⁵。その結果、先に述べたように、市場分断が頻繁に発生し、エリア間の値差の変動も激し

い²⁶。すべてのエリアの価格がシステム価格と一致する時間は、年間で数%である²⁷。したがって、エリアを跨いだ取引を行う市場参加者の間には、値差のリスクをヘッジしたいというニーズは一定程度存在すると考えられる。

既に述べたように、北欧の EPAD は、TSO が提供する FTR と異なり、市場参加者間のニーズに基づいて先物・デリバティブを扱う取引所 (Nasdaq OMX) や OTC で取引されている商品である。現在、EPAD の大部分は OTC で取引されている。また、取引所では、オークションではなく、ザラ場方式で取引されている。取引されている EPAD は表 2 に示すとおりである。

表 2 取引所で取引されている EPAD

エリア	月	四半期	年
Oslo (ノルウェー：NO1)			
Tromsø (ノルウェー：NO4)			
Copenhagen (デンマーク：DK2)	+1	+1	+1
Århus (デンマーク：DK1)	+2	+2	+2
Tallinn (エストニア：EE)		+3	+3
Riga (ラトビア：LV)			
Stockholm (スウェーデン：SE3)	+1	+1	+1
Luleå (スウェーデン：SE1)	+2	+2	+2
Sundsvall (スウェーデン：SE2)	+3	+3	+3
Malmö (スウェーデン：SE4)	+4	+4	+4
Helsinki (フィンランド：FI)			

注：プラスの数字は何期先を取引対象期間とするかを示し、例えば、「年」の「+1」は 1 年先を意味する。

出所：Nasdaq OMX のホームページより作成

エリアによって異なるが、1 カ月単位で 1～4 カ月先まで、四半期単位で 1～4 四半期先まで、1 年単位で 1～4 年先までの商品が取引されている。FTR と比べると、より長期の商品が上場されていることがわかる。

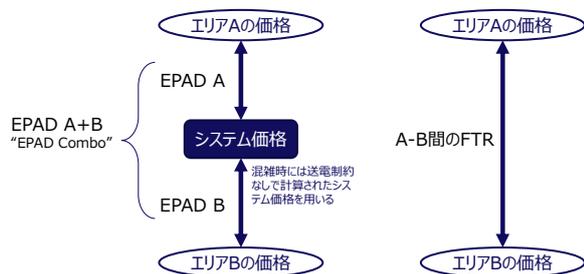
²⁵ 北欧の連系線容量や利用量については、Nord Pool のウェブサイトを確認できる。
<https://www.nordpoolgroup.com/maps/#/nordic> (最終確認日：2019 年 2 月 15 日)

²⁶ 混雑収入は TSO の収入となり、連系線の増強などに充てられる (Spodniak, et al. 2016)。

²⁷ 過去の前日市場のデータで計算したところ、2017 年は年間の 3.8%、2016 年は 2.3%であった。

4.2 FTR と差額契約（EPAD）の比較

一般に、エリア間の値差の変動によるリスクをヘッジする手段としては、差額契約とオプション型の FTR は同等と考えられる。ただし、EPAD はエリアの価格とシステム価格との差額を精算する契約であるため、対象とする値差が FTR とは異なる。そこで、エリア A とエリア B の値差のリスクをヘッジしたい市場参加者は、エリア A の価格とシステム価格の差額を精算する EPAD（EPAD-A）と、エリア B の価格とシステム価格の差額を精算する EPAD（EPAD-B）を組み合わせた EPAD Combo を持つ必要がある（図 10）。これは、リスクヘッジの手段としては、2つのエリアを結ぶ連系線の容量に対して発行されるオプション型の FTR を購入することと同じ効果を持つ。



出所：Spodniak (2017)を参考に作成

図 10 ヘッジ商品としての EPAD と FTR の関係

しかし、FTR が、あくまで連系線容量に対して、その連系線を所有する TSO が発行する権利として市場参加者にオークションを通じて配分されるのに対し、差額契約である北欧の EPAD は、あくまで市場参加者間による、エリア間値差に関する任意の契約であり、連系線を所有する TSO 自身が EPAD に関与することはない。このことは、後述する市場の流動性に影響を与えることになる。また、FTR は連系線の容量以上に発行されることはないのに対し、EPAD は純粋に金融取引となるため、取引量に制限はないといった違いや、

TSO が負うリスクにも違いをもたらす。EPAD（および EPAD Combo）と FTR の違いを整理したのが表 3 である。

表 3 EPAD と FTR の比較

	EPAD	EPAD Combo	FTR
契約のタイプ	あるエリアの価格とシステム価格の差分に対する先物契約	2 地域の EPAD の組み合わせ	2 地域のエリア価格の差分に対する先物契約 [Obligation] またはオプション契約
原資産	(Nord Pool Spot) のあるエリアの価格とシステム価格の 1 時間ごとの値差	(Nord Pool Spot) の 2 つのエリア価格の 1 時間ごとの値差	2 つのエリア価格の 1 時間ごとの値差
取引量の制限		連系線容量による制限はない	連系線容量により取引量に制限がある
オークションの実施主体		取引所-Nasdaq OMX	Joint Allocation Office
リスク		取引所が負うカウンターパーティーリスク	TSO が負うカウンターパーティーリスク*、混雑収入の不足リスクなど

*取引相手が経営破綻するなどして、契約不履行となり損失を被るリスク。

出所：Spodniak, et al. (2016)を参考に作成

一見、EPAD で送電混雑に伴う値差のリスクヘッジが行われてきた北欧では、FTR を導入する必要はないように見える。しかし、欧州大で FTR 導入の機運が高まる中、北欧の一部では、FTR の導入を求める議論もなされるようになってきた。そうした近年の北欧での議論を整理することは、FTR と差額契約のどちらがより望ましいのかについて検討するために有用である。

以下では、FTR と EPAD の違いによって生じる影響について、北欧における事例や議論を踏まえ

つつ、市場参加者と TSO の観点から検討する。

4.2.1 市場参加者への影響

FTR と EPAD の違いがもたらす影響のうち、市場参加者にとって重要なのは、EPAD の流動性である。これは、EPAD の取引量が、エリア間の値差のリスクをヘッジしたいという市場参加者のニーズによって決まるためである。そもそも取引量が少なく、その商品の流動性が低いとみなされれば、市場参加者は取引を敬遠し、取引量は一向に増加せず、有効なリスク管理ができないことになる。そのことが市場参加者の他地域への参入を阻害することになれば、広域的な競争の促進を妨げる要因にもなり得る。実際には、北欧の卸電力市場はスポット市場や先物市場での取引量も多く、全体としては流動性の高い市場と評価されており、特に EPAD の基準価格となる前日市場のシステム価格の指標性は高いとされている。しかし、一部のエリア間の EPAD の取引に関しては、流動性が低いという評価がなされてきた²⁸。

一方、連系線を運用する TSO により、連系線の容量に応じて発行される FTR は必ずオークションで売却されるため、一定の「売り」が確保されることになる。1 回のオークションで連系線容量に応じて決められた量を超える取引はできないが、通常、FTR には二次市場があり、転売可能であれば、その後の取引量は制限されることはない。

EPAD の流動性の向上策については、これまでに北欧諸国の規制当局などが検討してきた経緯がある。例えば、TSO が EPAD の取引においてマーケットメーカーに経済的メリットを与えて支援することや、TSO 自身がマーケットメーカーとなること²⁹、もしくは EPAD の売り手となること

などが対策として考えられてきた (THEMA Consulting Group, 2015)。ただし、TSO が部分的であれ市場取引に参加することに対しては、市場参加者からの反発がある上、TSO 自身にも、金融取引に関する規制 (MiFID II) の対象となることなどへの懸念があった。

一方で、長い間、EPAD が利用されている北欧において FTR を導入しても、流動性の問題は解決せず、逆に、システム価格の指標性を低下させてしまうことが懸念されていた (EC Group, 2015)。北欧では、システム価格を参照価格としたデリバティブ取引が活発に行われていることから、システム価格の指標性が失われることは、市場参加者のリスク管理を困難にする恐れがある。

なお、北欧で、FTR の導入の可能性について議論がなされてきた背景には、一部の EPAD の流動性の低さに加え、大陸欧州において、FTR の導入が進んできたことにより、大陸欧州から北欧の取引にも参加する市場参加者などから、大陸欧州と同じ方法でリスク管理をしたいというニーズが高まってきたという事情もあると考えられる。

4.2.2 TSO への影響

TSO に与える影響としては、まず導入に伴う費用等の負担の問題がある。そもそも FTR を導入する場合、TSO は、FTR に配分する容量を適切に計算する必要があるが、EPAD の場合、そもそも TSO は関与しないため、少なくとも導入に伴う直接的な費用は発生しない。

また、FTR のオークションを行うためには、そのためのプラットフォームも必要になるが、これを既存の取引所とは別に設ける場合には、当然、その費用が別途必要となる。この点は EPAD も同様であるが、現実には北欧では、EPAD は先物の商品のひとつとして上場されており、Nasdaq OMX のプラットフォームを利用している。これに対し、

マーケットメーカーとなっている市場参加者は存在する。

²⁸ 具体的には、バルト諸国 (エストニア、ラトビア) やデンマークの EPAD の流動性が低いとの指摘がある。Houmolloer Consulting (2017)を参照。

²⁹ なお、現在の EPAD の市場では、取引所においてマ

欧州の FTR は、電力取引所ではなく、JAO でオークションが行われている。

さらに、TSO は FTR の導入で理論上は様々なリスクを負うことになる。FTR の場合、TSO にとっては、FTR の容量を適切に計算していなければ、収入不足となるリスクが生じたり、FTR の売り手として、カウンターパーティー（取引相手、FTR の購入者）のリスク（不払いなど）を負うことになるが³⁰、TSO が関与しない EPAD には、そもそもそのようなリスクは存在しない。

4.3 FTR と差額契約の共存の可能性と有効性

FTR と差額契約は、どちらか一方を選択しなければならないということでは必ずしもなく、共存が理論的に不可能というわけではない。実際に北欧では、一部の EPAD の流動性が低いことなどを踏まえ、EPAD を存続させたまま、FTR を導入すべきとの議論がある。FTR と EPAD は補完的な関係にあるとの見解もあり（EFET, 2017）、両者を共存させることで、様々な選択肢を確保しておくことが望ましいという考え方もある。

ただし、差額契約に加えて FTR を導入することは、リスク管理の選択肢（オプション契約）を増やす一方、市場をさらに複雑にする可能性があることも指摘されている（Energimarknadsinspektionen, 2016）。また、取引の機会が分散することで、いずれにおいても流動性が確保できない点も懸念されている。北欧で取引を行う市場参加者の大部分も、EPAD の流動性の向上の必要性は認めつつも、現在の EPAD で十分なリスク管理が可能と考えている（Hagman and Bjørndalen, 2011）。そうした意見を踏まえ、デ

³⁰ 実際には、欧州の FTR のオークションを実施する JAO に対して市場参加者は事前に証拠金を納入する必要があり、これにより、そうしたリスクはカバーされる。

ンマークの規制当局は、スウェーデンとデンマークを結ぶ連系線の値差のリスクヘッジ手段については、送電権以外の方法が検討されるべきとの意見を表明している（DERA, 2017）。

なお、PTR や FTR を導入している連系線において、差額契約も利用可能となっている事例として EEX の *Locational Spread Contracts* などがあるが、これについても流動性の問題が指摘されている³¹。このことは、FTR が導入されているケースでは、経済的に同じような商品が導入されても、十分な流動性は確保できない可能性を示唆している。間接送電権を導入したわが国でも、市場参加者の利便性を考慮して、追加的に差額契約を取引できるようにすることが考えられるが、そうした検討を行う際には、EEX の今後の取り組み事例が参考になるかもしれない。

5. 欧州における金融的送電権の運用と取引の実態

本章では、欧州における FTR の運用について述べ、取引実態について分析する。現在、欧州で提供されている FTR は、PTR とともに、JAO と呼ばれるプラットフォームにおいて、集中型のオークションを通じて取引されている。以下では、FTR への容量の配分、オークションでの取引、取引後の収入の配分と会計処理について述べる。その上で、FTR の取引動向を概観する。

5.1 TSO による連系線配分容量の決定

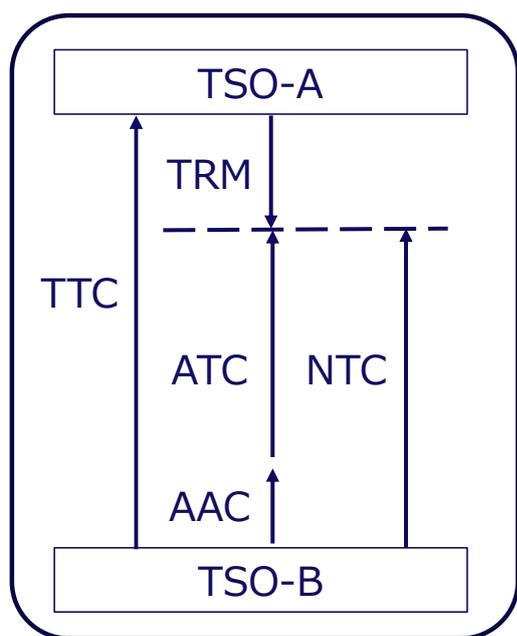
TSO は、FTR のオークションに提供される国際連系線の容量を事前に定める必要がある。2.2 節で述べたように、国際連系線の年間利用や月間利用に関しては、明示的オークション（*explicit auction*）による PTR が主流であったこともあり、

³¹ 本報告の執筆時点で取引実績は確認できていない。

UIOSI 型 PTR と FTR の配分容量の決定は、PTR と同じ方法を採用している。

国際連系線の利用可能容量（Available Transfer Capacity, ATC）は、関連する各国の規制機関により承認された方法で評価されてきた。しかし、電力自由化の進展とともに、欧州における各国間の国際連系線の利用に際しては、各国独自の方法ではなく、共通の方法が必要であるとの認識が関係者間で共有されてきた。そこで、正味託送容量（Net Transfer Capacity, NTC）の算出に関して、欧州大での考え方の共通案が 2001 年に公開された（ETSO, 2001、古澤・岡田, 2017）。

ここで、図 11 を用いて、TSO-B のゾーンから TSO-A のゾーンへの国際連系線の容量の配分について述べる。



TTC: Total Transfer Capacity
 TRM: Transmission Reliability Margin
 ATC: Available Transfer Capacity
 AAC: Already Allocated Capacity
 NTC: Net Transfer Capacity

出所：ETSO (2001), TransnetBW (2015), Amprion (2015)を参考に作成

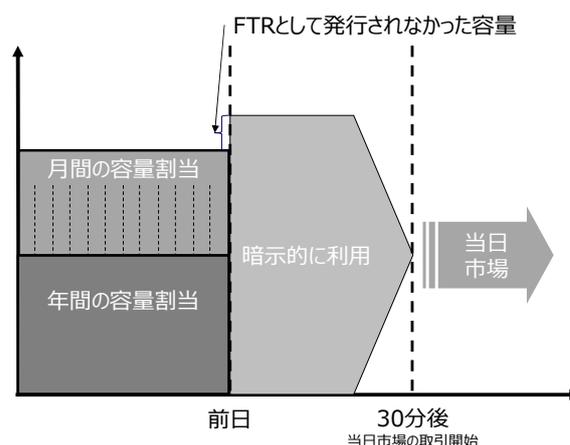
図 11 国際連系線の容量の配分

まず、最大送電容量（Total Transfer Capacity, TTC）から、系統信頼度の観点から TSO が確保

しておくべきマージン（Transmission Reliability Margin, TRM）を差し引いて、差引容量（Net Transfer Capacity, NTC）を計算する。さらに PTR の場合は、この容量から、既に配分されている容量（Already Allocated Capacity; AAC）を差し引き、ATC を算出する。この ATC がオークションを通じて市場参加者に提供される容量となる。

ただし、ATC の算出は一度実施すれば、実運用のタイミングまで固定されるものではない。例えば、図 12 に示すように、年間の容量配分が実施された後で、月間の容量配分が実施されるが、そのときには、既に年間の取引でオークションを通じて配分された ATC は、月間の容量配分取引の ATC 計算時には、AAC と見なされる。一方、年間の容量配分で取引された後に不必要となった容量は JAO に返還することができるが、その容量は、月間の FTR オークションに提供される。

FTR としてオークションで配分された容量以外に、実運用の前日に ATC として配分可能な容量が生じる可能性もある。それは図 12 に示した「FTRとして発行されなかった容量」である。



出所：電力中央研究所にて作成

図 12 連系線容量の割り振りのイメージ

その容量と「年間の容量割当」、「月間の容量割当」を合わせた容量が、前日市場で「暗示的に利用」される。すなわち、前日市場の市場精算の結

果において、その連系線で隣接する市場に値差が生じていれば、その値差と購入していた FTR の容量の積の分の金額が FTR の保有者に支払われることになる³²。

なお、オークション実施前に、計画された補修のための停止がある場合は、事前に、reduction periods を設定して、その容量を TTC から差し引く。また、オークション実施後に、計画外の TTC の減少があった場合、TSO のリクエストに応じて JAO が送電権を抑制する。この場合、送電権の所有者に対しては、関係する TSO が前日市場の値差に応じた補償を支払うことが原則とされている (European Union, 2016)。このため、基本的に FTR の所有者については、抑制の影響はない。ただし、抑制に対して TSO が支払う補償については、混雑収入を下回らないことを前提として、TSO が上限を提案できる。また、TTC の減少がフォースマジュール (不可抗力) によるものである場合には、上記補償の代わりに、送電権オークションの約定価格での払い戻しが行われる。

5.2 オークションによる価格の決定と配分

FTR を利用者に配分するために、JAO において FTR のオークションが行われる。多くの国際連系線を対象に、年間と月間の FTR を対象とするオークションが開催されている。

オークションは密封入札方式 (単一ラウンド) で行われるが、買い手のみが入札を行い、売り手 (提供者) である TSO は、売り入札価格を設定しない。したがって、FTR の供給曲線は垂直となる。約定価格は、買い手の入札価格³³を高い順

から並べた入札曲線が FTR の供給量 (垂直の供給曲線) と交わる場所で決まる (図 13)。

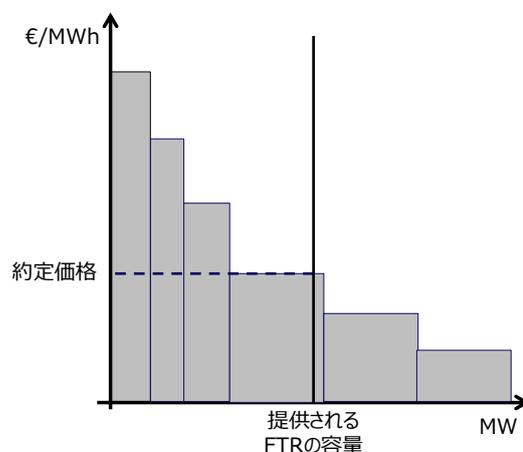
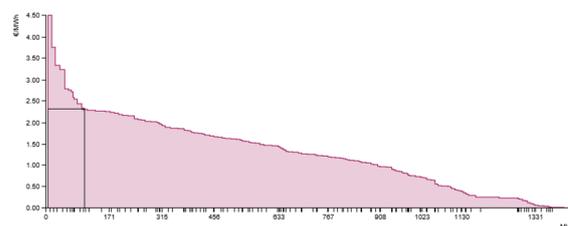


図 13 FTR のオークションによる価格の決定

入札量の合計が提供された FTR の容量を超えていれば、落札量と提供量は同じになり、約定価格より高い価格で入札した市場参加者はすべて、約定価格で FTR を得ることができる。入札量が、提供された容量を超えなかった場合には、入札量の合計が落札量になる。この場合、価格は 0 となる (Elia, 2016)。

オークションの結果は公開されており、約定価格や落札量とともに、図 14 のように、入札曲線も公表されている³⁴。



出所: JAO ウェブサイト

図 14 ベルギー・フランス間の年間 (2018 年) FTR のオークションの結果

オークションには、既存の発電事業者や小売事

³² UIOSI 型 PTR の場合、利用しない送電線の容量が、前日市場の間接オークションに提供され、利用する容量は、相対取引等で利用される。

³³ 個々の市場参加者は、12 の異なる価格の設定が可能である (Elia, 2016)。

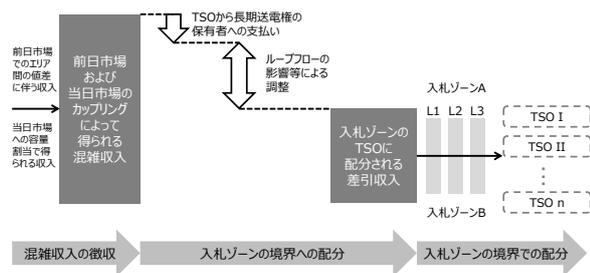
³⁴ 他に、入札者数や落札者数も公表されている。

業者の他に、投機的なプレーヤーも買い手として参加できる。参加の際には事前に証拠金を JAO に納付する必要がある。

なお、FTR は、オークションで配分が決まった後に JAO に通知をした上で、FTR を返還することも可能である。5.1 節で述べたように、年間の FTR が返還された場合は、月間の FTR としてあらためて配分される。

5.3 TSO の収入の配分と会計処理

CACM 規則 (Commission Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015 establishing a guideline on capacity allocation and congestion management) においては、混雑収入 (Congestion Income) は、「容量配分の結果として得られた収入」として定義されている。国際連系線を所有する複数の TSO で、混雑収入および FTR のオークションで得られた収入をどのように配分するかは CID Methodology (Congestion Income Distribution Methodology) で定められている³⁵ (ENTSO-E, 2017)。配分の大まかなプロセスは、図 15 に示すとおりである。



出所：ENTSO-E (2017)

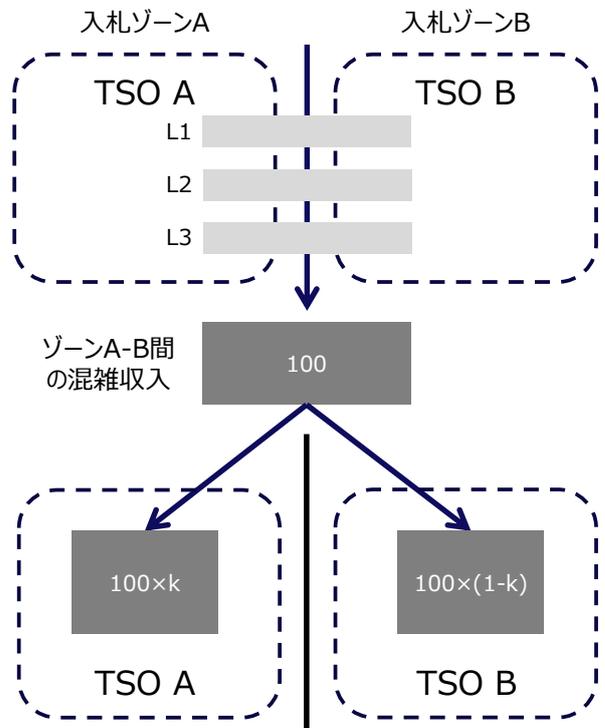
図 15 混雑収入の配分のプロセス

TSO は、JAO を通じてオークション収入を得た後、市場での値差の発生に伴い混雑収入を得る。TSO は FTR オークションの収入と混雑収入から

³⁵ CID Methodology の導入前は TSO 間の合意に基づく配分がなされていた。

FTR の保有者への支払いを行うが、その差分については TSO の収入となり、関係する TSO 間で配分する。配分は、TSO 間で決めているが、概ね、連系線に投資した TSO が受け取る、もしくはコストを分担していたら、その比率に応じて配分すべきということになっている。

この配分については、ゾーン間で TSO がどのような形で連系線を所有しているのかによる。もっとも単純なケースとして、連系線 (L1~L3) で結ばれた 2 つの入札ゾーン A と B に TSO が 1 社ずつ (TSO A と TSO B) 存在している場合を図 16 に示す。



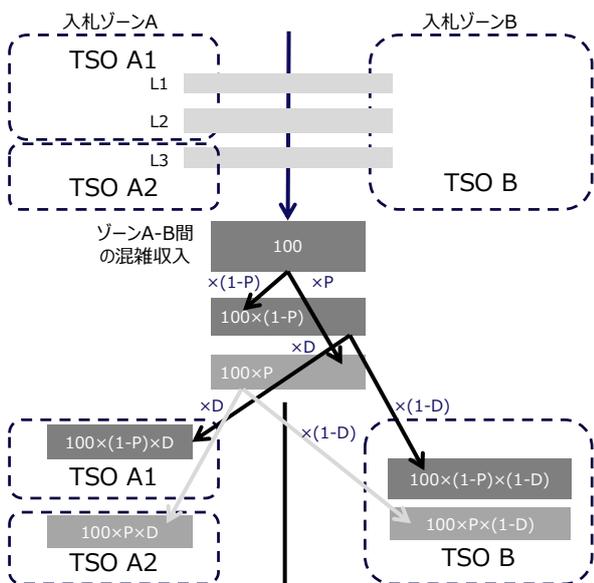
出所：ENTSO-E (2017) に基づき作成

図 16 混雑収入の配分方法 (TSO が入札ゾーンに 1 社ずつの場合)

この場合の混雑収入の TSO への配分は配分係数 k で単純に決まる。すなわち、混雑収入の k の割合を TSO A が受け取り、残り $(1-k)$ の割合を TSO B が受け取る。配分係数 k については、具体的な決め方はないが、通常は連系線の所有割合を

反映した形で定められる³⁶。

次に、入札ゾーン的一方（ゾーン A）に複数の TSO（TSO A1 と TSO A2）が存在する場合を考える（図 17）。連系線 L1 と L2 を TSO A1 と TSO B が所有し、連系線 L3 を TSO A2 と TSO B が所有しているとする。



出所：ENTSO-E (2017)に基づき作成

図 17 混雑収入の配分方法
(TSO が 1 つの入札ゾーンに複数の場合)

この場合、混雑収入は、まず連系線の間で配分される（図の例では、P の割合で L1 と L2 に、 $(1-P)$ の割合で L3 に配分）。次に、配分係数 D によって入札ゾーン間で配分される。

FTR による収入について、具体的に定められている用途は、割り当てた容量が実際に利用可能であることを保証するための費用（すなわち既存の連系線の維持管理費用）、そして、ネットワーク投資、特に新設により連系線の容量を維持または拡大するための費用である。ただし、こうした目的のために効率的に使うことができないのであれば、規制当局の承認を前提として、ネットワー

³⁶ 一般に 0.5 とすることが多く、例えば、REE (2018)によればスペイン・ポルトガル間では 0.5 で配分している。

ク料金の算定において考慮すべき所得（すなわち値下げの原資）として使うことが認められている（European Union, 2009）。

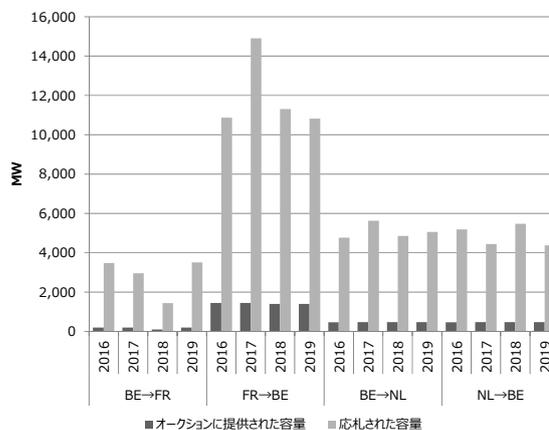
なお、FTR は、会計上は金融商品として位置づけられており、欧州では、将来的にはヘッジ会計を適用することが認められる見込みである。また、TSO においては、FTR の収入は、収入の部の“Operation of energy exchanges”に含まれる³⁷。

5.4 FTR の取引動向

以下では、FTR を 2016 年に導入し、3 年が経過しているベルギーとその周辺国との間の連系線の FTR の取引動向を概観する。

5.4.1 年間 FTR

年間の FTR について、2016 年から 2019 年を対象に配分された容量と応札された容量を示したのが図 18 である。



出所：JAO ウェブサイトより作成

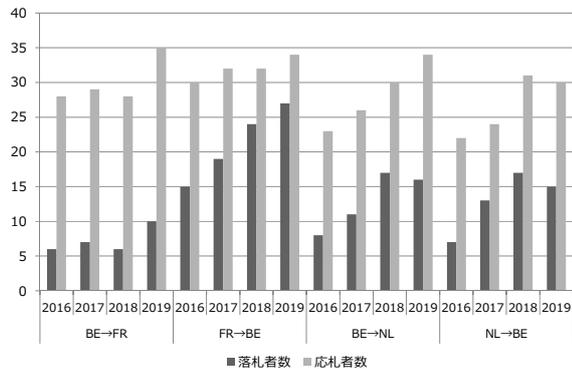
図 18 年間 FTR に提供された容量とオークションで応札された容量

いずれの連系線のいずれの方向についても、提

³⁷ 例えば、オランダの TSO の TenneT 社の財務諸表でこの項目が確認できる。

供された容量に対し、応札された容量（需要）が非常に大きいことがわかる。これまでに年間の FTR に提供された容量に大きな変動はない³⁸。

次に、応札した市場参加者の数と落札した参加者の数を示したのが図 19 である。

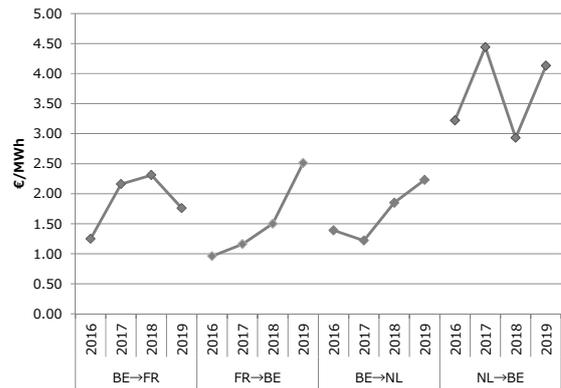


出所：JAO ウェブサイトより作成

図 19 年間 FTR のオークションに参加した応札者数と落札者数

応札者の数は、2016 年以降、概ね増加傾向にあることがわかる。しかし、その増減は、必ずしも応札容量の増減と連動していない。つまり、応札容量の増減は、必ずしも応札者の増減によってもたらされているわけではないということである。

オークションの約定価格の推移を図 20 に示す。



出所：JAO ウェブサイトより作成

図 20 年間 FTR のオークション約定価格

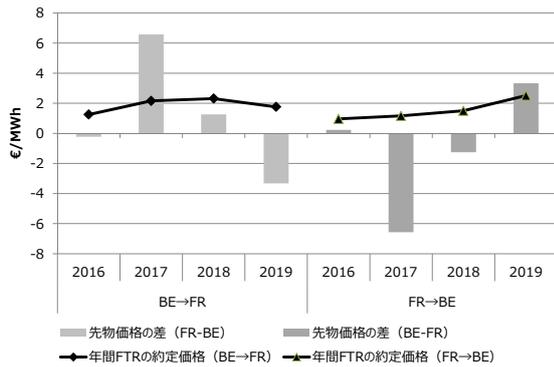
同じ連系線でも、送電の方向の違いにより、価格の水準が異なるが、ベルギー・フランス間と、ベルギー・オランダ間では、その差の大きさが異なり、後者の方が方向の違いによる差が大きい。

FTR の約定価格は、同じ対象期間の先物価格の値差を反映すると考えられる³⁹。そこで、ベルギー・フランス間の FTR のオークション前日⁴⁰における、デリバティブの取引所 EEX のベルギーとフランスの 1 年物のベースロード先物価格で値差を計算し、FTR の約定価格と合わせて示したのが図 21 である。また、ベルギー・オランダ間の FTR のオークション前日における、デリバティブの取引所 EEX のベルギーと ENDEX のオランダの 1 年物のベースロード先物価格で値差を計算し、FTR の約定価格と合わせて示したのが図 22 である。

³⁸ 図ではわかりにくいですが、ベルギーからフランス向けの FTR については、2016 年から 200 MW の容量が配分されていたが、2018 年に 100 MW に減り、2019 年に再び 200 MW となっている。

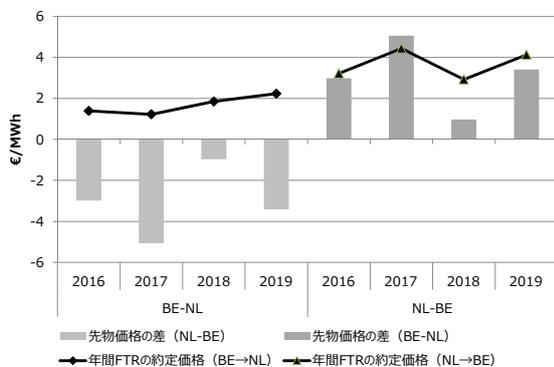
³⁹ 先物価格を用いるのは、FTR のオークションにおいて、買い手は、先物価格に反映される、将来の取引対象期間の前日市場の値差に基づいて入札していると考えられるためである。

⁴⁰ オークションの日程は、JAO のウェブサイトを参照。オークションが月曜日に行われている場合は、前の週の金曜日の値を用いた。



出所：JAO および EEX ウェブサイトより作成

図 21 ベルギー・フランス間の年間 FTR の約定価格と同じ期間を対象とした先物価格の値差



出所：JAO ウェブサイトおよび Bloomberg より作成

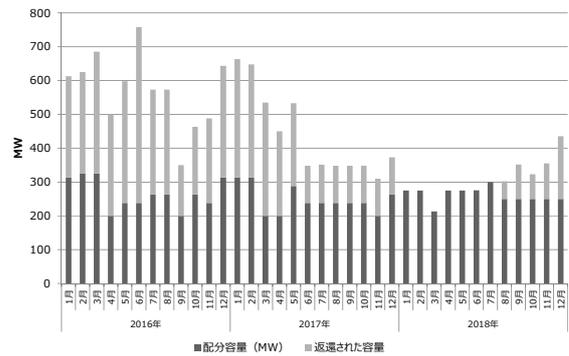
図 22 ベルギー・オランダ間の年間 FTR の約定価格と同じ期間を対象とした先物価格の値差

概ね、先物価格の値差の変動に合わせ、FTR の約定価格も同様の変動を示しているが、先物価格の値差の変動と比較すると、FTR の約定価格の変動は小さい。また、先物でみた値差がほぼゼロ、あるいはマイナスでも、オプションに一定の価格がついている。

5.4.2 月間 FTR

月間の FTR においては、オークションに提供される容量として、配分可能な容量 (ATC) に年間オークションで割り当てられた FTR で返還された容量が加わることがある。一例として、フランスからベルギー向けの FTR のオークションに提供された容量とその内訳を示したのが図 23 で

ある。



出所：JAO ウェブサイトより作成

図 23 ベルギー・フランス間の月間の FTR に配分された容量 (フランスからベルギー向け)

ベルギー・オランダ間も含め、過去 3 年間の提供された容量の内訳を示したのが表 4 である。

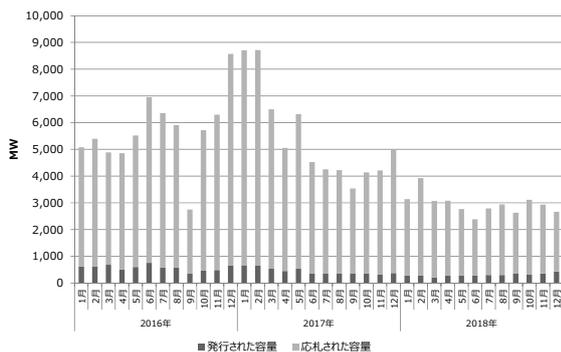
表 4 月間 FTR の配分容量の内訳 (2016~2018 年)

	ATC	返還分
ベルギーからフランス向け	98.0%	2.0%
フランスからベルギー向け	58.8%	41.2%
ベルギーからオランダ向け	85.2%	14.8%
オランダからベルギー向け	77.4%	22.6%

出所：JAO ウェブサイトより作成

返還された容量の割合は、連系線やその向きによって異なっていることがわかる。

次に、月間の FTR オークションに提供された容量と、応札された容量を比較するため、フランスからベルギー向けの例を示したのが図 24 である。図から、応札された容量が、提供された容量を大きく上回っていることがわかる。なお、フランスからベルギー向けの月間 FTR は応札量が 2017 年以降、減少しているが、同様の傾向は、ベルギーからフランス向けの FTR については見られない。



出所：JAO ウェブサイトより作成

図 24 月間 FTR のオークションに応札された容量と提供された容量（フランスからベルギー向け）

ベルギー・オランダ間を含め、過去 3 年間の提供された容量に対する応札された容量の割合は、表 5 に示すとおりである。

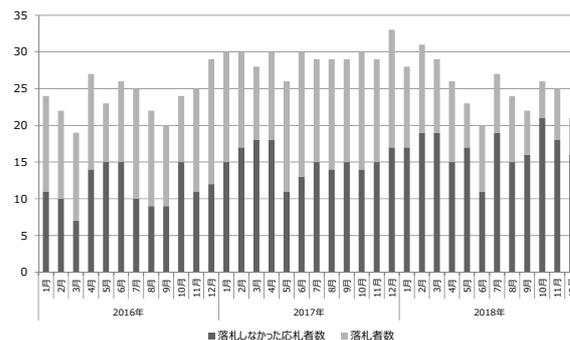
表 5 月間 FTR の提供された容量に対する応札量の割合（2016～2018 年）

	応札量／提供容量
ベルギーからフランス向け	11.3
フランスからベルギー向け	10.7
ベルギーからオランダ向け	12.1
オランダからベルギー向け	10.5

出所：JAO ウェブサイトより作成

いずれのケースでも 10 倍を超える容量の応札があったことがわかる。

次に、月間 FTR のオークションに応札した市場参加者の数と落札した参加者の数をフランスからベルギー向けの例で示したのが図 25 である。増加や減少の傾向は明確ではないが、月間でも、応札容量と応札者数は必ずしも連動しているようには見えない。



出所：JAO ウェブサイトより作成

図 25 月間 FTR のオークションに参加した応札者数と落札者数（フランスからベルギー向け）

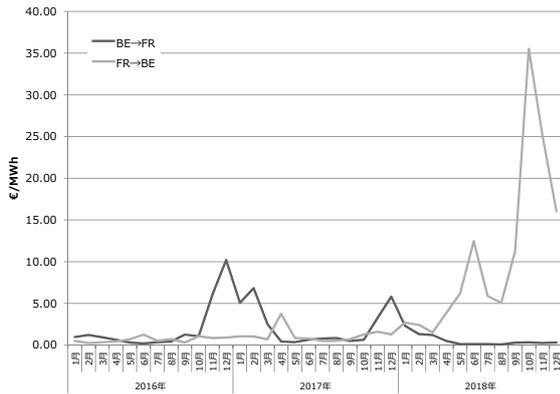
なお、応札者数や落札者数は、いずれの方向も同程度で、ベルギー・オランダ間とも大きな差はない（表 6）。

表 6 月間 FTR の応札者数と落札者数（2016～2018 年平均）

	応札者数	落札者数
ベルギーからフランス向け	25.0	10.8
フランスからベルギー向け	26.1	11.6
ベルギーからオランダ向け	25.2	9.7
オランダからベルギー向け	24.2	9.9

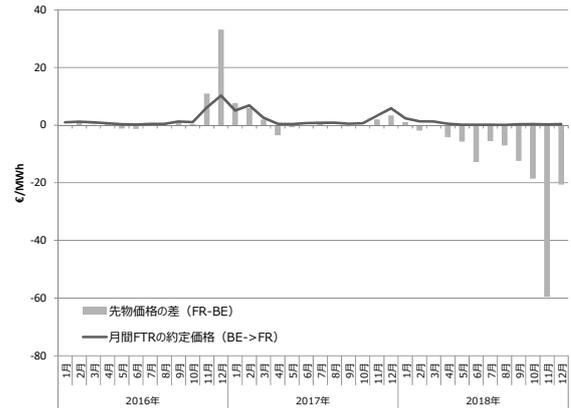
出所：JAO ウェブサイトより作成

月間 FTR のオークションの約定価格の推移は図 26 および図 27 に示すとおりである。いずれの方向も €1/MWh ユーロ前後の時が多いが、時折大きく上昇していることがわかる。このような大幅な価格の上昇は、FTR の原資産ともなっているエリア間の値差が拡大したことに伴うものと考えられる。



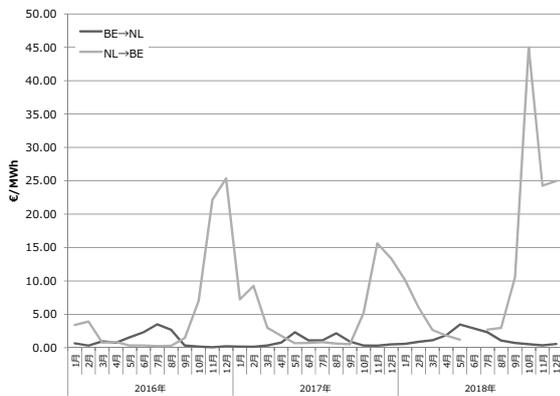
出所：JAO ウェブサイトより作成

図 26 ベルギー・フランス間の月間 FTR のオークションの約定価格



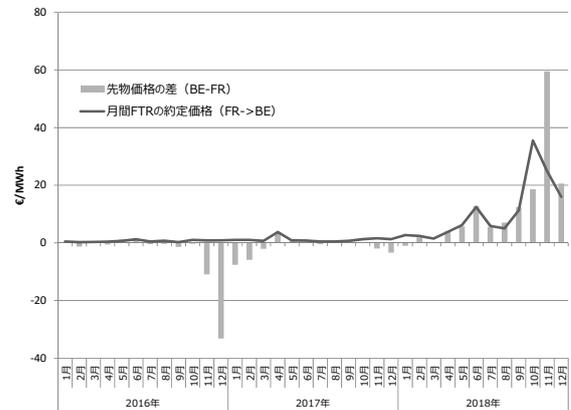
出所：JAO および EEX のウェブサイトより作成

図 28 月間 FTR の約定価格と先物の値差の推移 (ベルギーからフランス方向)



出所：JAO ウェブサイトより作成

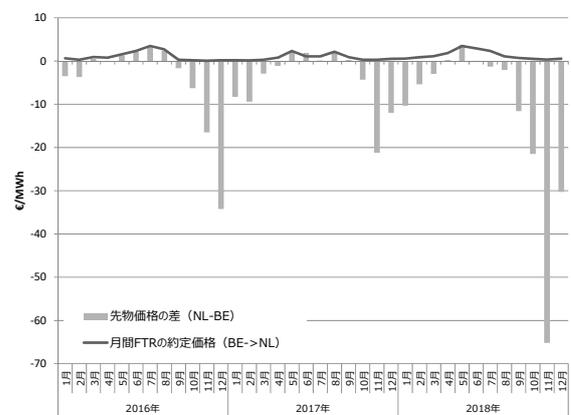
図 27 ベルギー・オランダ間の月間 FTR のオークションの約定価格



出所：JAO および EEX のウェブサイトより作成

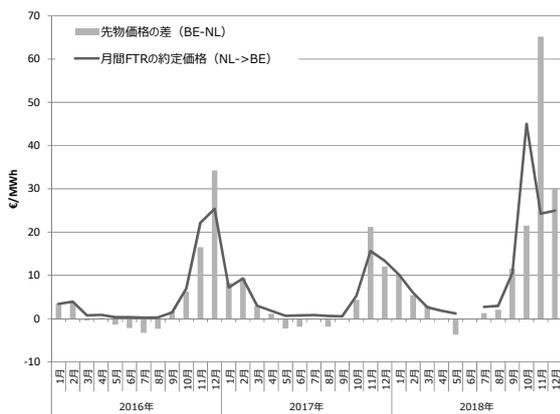
図 29 月間 FTR の約定価格と先物の値差の推移 (フランスからベルギー方向)

このことを確認するために、ベルギー・フランス間の月間の FTR の約定価格を、オークションが開催された日の前日に取引された、EEX のベルギーおよびフランスを対象とする翌月のベースの先物価格の動きと合わせて示したのが図 28 および図 29 である。また、ベルギー・オランダ間の月間の FTR の約定価格を、オークションが開催された日の前日のベルギーの翌月を対象とする EEX のベースの先物価格、およびオランダの翌月を対象とする ENDEX のベースの先物価格の動きと合わせて示したのが図 30 と図 31 である。



出所：JAO のウェブサイトおよび Bloomberg より作成

図 30 月間 FTR の約定価格と先物の値差の推移 (ベルギーからオランダ方向)



出所：JAOのウェブサイトおよびBloombergより作成

図 31 月間 FTR の約定価格と先物の値差の推移 (オランダからベルギー方向)

これらの図で確認できるように、先物価格の値差が広がっていれば、FTR の約定価格も高くなっている。FTR のオークションでは負の価格をとらないため、値差が逆転して負の値をとる時でも、FTR の約定価格は 0 以下とはならず、ほぼ 0 に近いもののプラスの値となっている。一方、値差がプラスになっている時でも、FTR の約定価格は、一部を除き、値差を上回るような水準とはなっていない。

6. 日本での間接送電権との比較と本報告のまとめ

これまで、欧州の国際連系線を利用した越境取引における地域間値差のリスクヘッジの手段として、近年、導入事例が増えている FTR について、PTR から移行する際の議論や、差額契約からの移行および共存可能性に関する議論から、その特徴や意義について見てきた。

FTR はわが国で導入される間接送電権のモデルともいえるが、いくつかの違いもある。主にこれまでに述べてきた点を踏まえて、UIOSI 型 PTR、

FTR、CfD と間接送電権⁴¹の 4 つを比較したのが表 7 である。

欧州では、まだ多くの国で PTR が活用されているものの、卸電力市場が適切に機能していれば、UIOSI 型の PTR とオプション型の FTR は、値差リスクヘッジ手段としてのメリットはほぼ同じであり、今後、取引所取引の活性化を促すメリットなどを踏まえて FTR の導入事例が増えていく可能性もある。すでに、前日市場を介した間接オークションを導入しているわが国では、仮に間接送電権が有効に機能しなかったとしても、前日市場の値差リスクのヘッジ手段として見直す際の参考とするのは FTR となるだろう。ただし、卸電力市場（前日市場）の流動性が高まり、適切に機能することが重要と思われる。

北欧で見られるような、市場参加者同士の任意の差額契約については、わが国で間接送電権が有効に機能しなかった場合の代替策となりうる他、間接送電権を補完するものとして共存させるという選択肢も考えられる。ただし、市場参加者による任意の取引のため、それだけでは、流動性が十分に高まらない可能性がある他、共存させた場合も、取引が分散して、どちらの流動性も高まらないという状況になりかねない点に留意が必要である。

わが国の間接送電権と類似点の多い欧州の FTR は、JAO の共通プラットフォームで、オークションを通じて取引され、オークション収入は、一定のルールの下で TSO に配分される。わが国の間接送電権は JEPX で取引されるものであり、一般送配電事業者の役割も欧州の TSO とは異なる。混雑収入を TSO に配分する場合と利用者に還元する場合で、どのような違いが生じるかは必ずしも明らかではないが、送電権の価値が連系線の投資の意思決定において参考とされるようにすることが重要であろう。

⁴¹ 間接送電権に関する情報は、資源エネルギー庁 (2018)を参照。

表 7 欧州の送電リスクヘッジ手段と間接送電権の比較

	UIOSI 型 PTR	FTR	EPAD	間接送電権
発行（配分）可能量	TSO が配分容量を計算		（連系線容量と関係なく取引）	空容量の通知を受け市場運営主体が確定
取引量の制限	あり		なし	あり
契約のタイプ	（実質的にオプション型）	オプション型、 オプション型	オプション型	オプション型
送電線の利用実態との関係	あり（利用しない場合は売却）	なし	なし	あり（利用しない場合は値差収入無し）
市場運営主体	国際連系線の容量オークション市場（JAO）		デリバティブ市場（Nasdaq）	卸電力取引所（JEPX）
取引形式	オークション		OTC、 ザラ場方式（Nasdaq）	オークション
オークション収入の回収主体	TSO		（取引手数料は Nasdaq の収入）	卸電力取引所（JEPX）
取引参加可能主体	発電事業者、小売事業者、トレーダー等			実際の連系線利用者
二次市場の有無（転売の可否）	転売可	転売可		転売不可
会計上の扱い	非金融商品	金融商品	金融商品	非金融商品

また、間接送電権が、オプション型として設定される点については、市場参加者の利便性を考慮して、オプション型の導入も検討する余地があるといえる。欧州で導入された FTR のうち、比較的歴史のあるベルギー・周辺国間の FTR の取引実績を見ると、月間の FTR の約定価格の変動は大きいものの、それは卸電力の先物価格で概ね説明しうる可能性があること等を明らかにした。オプション型の FTR のさらなる価格決定要因の解明は、別の機会に譲るが、それは、わが国におけるオプション型の間接送電権の検討に有用であろう⁴²。

参考文献

- [1] 岡田健司・渡邊尚史 (2007). 「欧米諸国における送電権の動向調査」 電力中央研究所報告 Y07001
- [2] 資源エネルギー庁 (2018). 「電力・ガス基本政策小委員会制度検討作業部会 中間とりまとめ」 総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会 電力・ガス基本政策小委員会制度検討作業部会
- [3] 服部徹(2017). 「欧州主要国の卸電力市場の流動化とスポット市場の取引量」 電力中央研究所報告 Y16003
- [4] 服部徹(2019). 「オプション型金融的送電権の価格に関する予備的考察－欧州の取引データの観察－」 電力経済研究, No.66, 33-38.
- [5] 古澤健・岡田健司 (2017). 「再生可能エネルギー電源大量導入下の欧州における国際連系線を活用した需給調整メカニズムの動向と課題」 電力経済研究, No.64, 59-77.
- [6] ACER (2011a). “South-West region electricity regional initiative work plan 2011-2014,” version1.2 2011
- [7] ACER (2011b). "Framework Guidelines on

⁴² 服部(2019)では、金融工学のオプション理論を用いて、FTR の約定価格を説明するための予備的な分析を行っている。オプション理論によって、予想される値差が 0 以下であっても、オプション型の FTR には一定の価格がつくことなども説明できる。

- Capacity Allocation and Congestion Management for Electricity," FG-2011-E-002.
- [8] Amprion (2015). "Calculation of transmission capacities between partner-grids," Amprion
- [9] Batlle, C., P. Mastropietro and R. Gómez-Elvira (2013). "Toward a Fuller Integration of the EU Electricity Market: Physical or Financial Transmission Rights?" *Electricity Journal*, 27 (1), 8-17.
- [10] CNE, CRE, and ERSE (2010). "Regional reporting on electricity interconnections management and use in 2008," January 2010
- [11] DERA (2017). "DERA Decision on Cross-Zonal Hedging Opportunities in the Danish Electricity Market (English Summary)," Danish Energy Regulatory Authority, May 17, 2017.
- [12] EC Group (2015). "Hedging possibilities and the Forward Capacity Allocation Network Code: Do transmission rights have merit in the Nordic electricity market?" NVE 135-2015.
- [13] EFET (2017). "Energitilsynet consultation on the proposed decision of the Danish and Swedish NRAs on long-term hedging opportunities in Denmark and at its Northern borders: EFET reaction," April 25, 2017.
- [14] Elia (2011). "Available interconnection capacity split rules for the Belgian-French border: report on past practices and questions towards the market participants."
- [15] Elia (2016). "Cross-border allocations (Yearly and monthly allocations: secure, easy and transparent exchanges on Belgian interconnections."
- [16] Energimarknadsinspektionen (2016). "Area price hedging and the Nordic market model," Ei R2016:11.
- [17] ENTSO-E (2012). "Transmission Risk Hedging Products," An ENTSO-E Educational Paper, Updated Version 20.06.2012
- [18] ENTSO-E (2016a). "Allocation Rules for forward capacity allocation."
- [19] ENTSO-E (2016b). "Regional Investment Plan 2015 Continental South West region," October 2015.
- [20] ENTSO-E (2017). CID Methodology Explanatory Note.
- [21] ERSE (2009). Annual Report to the European Commission.
- [22] ERSE (2018). "Implementation and results of the joint auction of interconnection capacity between Spain and Portugal," Press Release, June 19, 2018.
<http://www.erse.pt/eng/news/Paginas/default.aspx>
(最終アクセス日 : 2018年12月18日)
- [23] ETSO (2001). "Procedures for cross-border transmission capacity assessments," ETSO
- [24] ETSO (2006). "Transmission Risk Hedging Products: Solution for the Market and Consequences for the TSOs," ETSO Background Paper.
- [25] Eurelectric (2015). Power Statistics and Trends: The Five Dimensions of the Energy Union.
- [26] European Union (2009). Regulation (EC) No. 714/2009 of the European Parliament and of the council of 13 July 2009.
- [27] European Union (2016). Commission Regulation (EU) 2016/1719 of 26 September 2016 establishing a guideline on forward capacity allocation.
- [28] European Wind Energy Association (2012). "Creating the Internal Energy Market in Europe."
- [29] Hagman, B. and J. Bjørndalen (2011). "FTRs in the Nordic electricity market: Pros and cons compared to the present system with CfDs," Elforsk rapport 11:16
- [30] Houmoller Consulting (2017). "Investigation of forward markets for hedging in the Danish

- electricity market.”
- [31] JAO (2018). “Single allocation platform – New borders 2018,” about the project, <http://www.jao.eu/support/resourcecenter/overview?parameters=%7B%22IsNewBorders2018%22%3A%22True%22%7D> (最終アクセス日 : 2018年12月18日)
- [32] Joskow, P.L. and J. Tirole (2000). “Transmission Rights and Market Power on Electric Power Networks,” *RAND Journal of Economics*, 31 (3), 450-487.
- [33] Lyons, K., H. Fraser, and H. Parmesano (2000). “An Introduction to Financial Transmission Rights,” *Electricity Journal*, 13 (12), 31-37.
- [34] MIBEL, CMVM, CNMV, CNE and ERSE (2010). “Long-term joint management mechanism for the Spain-Portugal interconnection proposed implementation,” May 2010.
- [35] Moyle and East West Interconnectors (2018). FTR Trading Information Pack, April 2018 (Version 2.3).
- [36] OMIP (2018). “FTR,” <https://www.omip.pt/en/content/ftr> (最終アクセス日 : 2018年12月18日)
- [37] Perekhodtsev, D. and G. Cervigni (2013). “Congestion management and transmission rights,” in Ranci, P. and G. Cervigni (eds) *The Economics of Electricity Markets: Theory and Policy*, Edward Elgar, 86-142.
- [38] Portugal and Spain (2009). “Agreement revising the agreement between the Portuguese republic and the kingdom of Spain on the constitution of an Iberian electricity market” 2009
- [39] REE (2018). “The Spanish Electricity System 2017,” REE
- [40] Rivier, M., I.J. Pérez-Arriaga and L. Olmos (2013). “Electricity Transmission,” in Pérez-Arriaga, I.J. (ed) *Regulation of the Power Sector*, Springer, 251-340.
- [41] RTE-Elia (2007a). “Belgium-France Interconnection Split of the Capacity Between the Different Timeframe,” Minutes of the Consultation Meeting, 6 March 2007.
- [42] RTE-Elia (2007b). “Belgium-France Interconnection Split of the Capacity Between the Different Timeframe,” Minutes of the Consultation Meeting, 1 October 2007.
- [43] SEM Committee (2009). “SEM Committee Paper Short to Medium Term Interconnector Issues in the SEM”, SEM-09-042.
- [44] SEM Committee (2014). “Integrated Single Electricity Market (I-SEM) SEM Committee Decision on High Level Design Impact Assessment” SEM-14-085b.
- [45] SEM Committee (2015a). “Integrated Single Electricity Market (I-SEM), Financial Transmission Rights,” Consultation Paper SEM-15-061.
- [46] SEM Committee (2015b). “Integrated Single Electricity Market (I-SEM), Financial Transmission Rights,” Decision Paper SEM-15-100.
- [47] Spodniak, P. (2017). “Long-term Transmission Rights in the Nordic Electricity Markets: An Empirical Appraisal of Transmission Risk Management and Hedging,” Lappeenranta University of Technology.
- [48] Spodniak, P., M. Makkonen and S. Honkapuro (2016). “Long-term Transmission Rights in the Nordic Electricity Markets: TSO Perspectives” 13th International Conference on the European Energy Market, Porto.
- [49] Statnett, TenneT, Svenska Kraftnät, PSE, 50 Hertz, and Energinet (2018). Addendum to the explanatory document for Capacity Calculation Region Hansa regional design of long-term

transmission rights in accordance with Article 31 of the Commission Regulation (EU) 2016/1719 of 26 September 2016 establishing a guideline on forward capacity allocation.

[50] THEMA Consulting Group (2015). “Measures to support the functioning of the Nordic financial electricity market,” THEMA Report 2015-35.

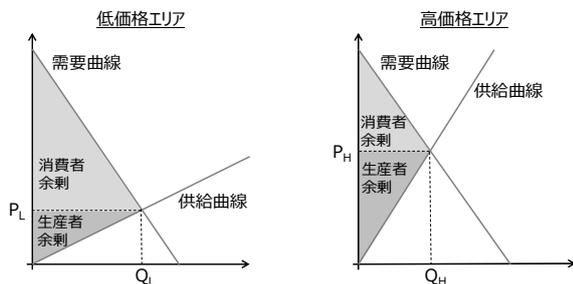
[51] TransnetBW (2015). “Allgemeines Modell zur Berechnung der Gesamtübertragungskapazität und der Sicherheitsmarge der TransminetBW GmbH,” TransnetBW

[52] Tüttmann, R and Kaiser S (2018). “Regulatory status – discussions & decisions, milestones,” DE-AT BZB Market Parties Conference, June 2018

付録 間接オークションの経済学的説明

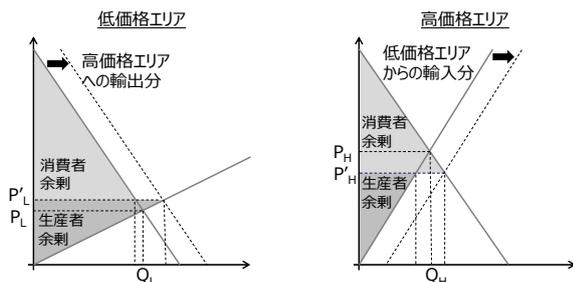
以下では、間接オークションが経済厚生を高めることと、混雑収入について説明する。

間接オークション導入前の2つのエリアがあり、それぞれのエリアの市場で価格が決まっていたとする。一方は価格の低い「低価格エリア」、もう一方は価格の高い「高価格エリア」だったとする（図A1）。



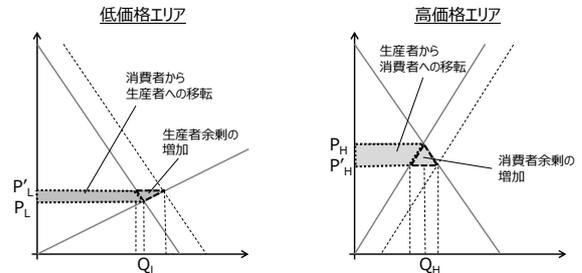
図A1 間接オークション導入前の市場

この2つのエリアが連系線で結ばれ、送電が可能である場合、間接オークションによってその容量を配分するということは、2つのエリアを合わせた需要を満たすために、2つのエリアの供給力を合わせた中から、限界費用の安い順に運用し、連系線を利用可能な容量まで活用していくというものである。これは、低価格エリアから高価格エリアに電力を連系線容量まで「輸出」することに相当する。結果として、低価格エリアの需要が増加し（需要曲線が右側にシフト）、高価格エリアの供給が増えること（供給曲線が右側にシフト）を意味する（図A2）。



図A2 間接オークション導入後の市場の変化

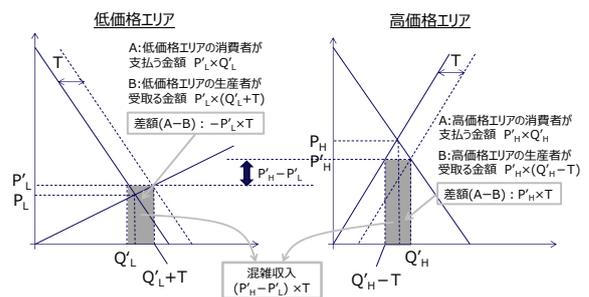
その結果、低価格エリアの価格は上昇し、高価格エリアの価格は低下する。また、低価格エリアの生産者余剰は増加し、高価格エリアの消費者余剰が増加する（図A3）。



図A3 間接オークション導入後の経済厚生の変化

すなわち、連系線がなく、間接オークションが行われない状態に比べて、効率性は高まることになる。

この間接オークションの結果、低価格エリアの消費者が支払う金額から、低価格エリアの生産者が受け取る金額を差し引いた額と、高価格エリアの消費者が支払う金額から、高価格エリアの生産者が受け取る金額を差し引いた額を足し合わせると、その差額は正の値 $((P'_H - P'_L) \times T)$ となる（図A4）。これが混雑収入と呼ばれる。



図A4 間接オークションの導入で生じる混雑収入

電力中央研究所報告

〔不許複製〕

編集・発行人 一般財団法人 電力中央研究所
社会経済研究所長
東京都千代田区大手町1-6-1
e-mail src-rr-ml@criepi.denken.or.jp

発行・著作・公開 一般財団法人 電力中央研究所
東京都千代田区大手町1-6-1

ISBN978-4-7983-1719-9

