

令和2年度産業経済研究委託事業

諸外国の卸電力市場における  
時間前市場及び先渡市場・先物市場に係る調査  
報告書

令和3年3月26日



三菱UFJリサーチ&コンサルティング

令和 2 年度産業経済研究委託事業  
諸外国の卸電力市場における時間前市場及び先渡市場・先物市場に係る調査

目 次

|         |                                        |    |
|---------|----------------------------------------|----|
| 1       | 時間前市場における取引状況と制度設計詳細 .....             | 1  |
| 1.1     | 市場構造の比較.....                           | 1  |
| 1.1.1   | EU 全体の状況 .....                         | 1  |
| 1.1.1.1 | 市場結合の概要 .....                          | 1  |
| 1.1.1.2 | CACM 規則 .....                          | 3  |
| 1.1.1.3 | 取引量の動向.....                            | 8  |
| 1.1.2   | 欧州主要国における制度設計詳細.....                   | 11 |
| 1.1.2.1 | ドイツ .....                              | 11 |
| 1.1.2.2 | フランス .....                             | 21 |
| 1.1.2.3 | イギリス .....                             | 26 |
| 1.1.2.4 | 北欧 .....                               | 33 |
| 1.1.2.5 | スペイン .....                             | 40 |
| 1.1.2.6 | イタリア .....                             | 47 |
| 1.1.3   | オークション方式と Continuous 方式に係る議論 .....     | 57 |
| 1.1.3.1 | 既存研究レビュー .....                         | 57 |
| 1.1.3.2 | 有識者インタビュー結果 .....                      | 66 |
| 1.1.4   | 市場濫用行為に係る規制内容と事例.....                  | 69 |
| 1.1.4.1 | REMIT 概要.....                          | 69 |
| 1.1.4.2 | 時間前市場における適用の考え方 .....                  | 69 |
| 1.2     | 市場活用状況に係る分析.....                       | 72 |
| 1.2.1   | 入札行動に係る分析.....                         | 72 |
| 1.2.1.1 | Unit Bidding と Portfolio Bidding ..... | 72 |
| 1.2.1.2 | 情報技術の進展に伴う取引行動の変化 .....                | 73 |
| 1.2.2   | 時間前市場とインバランス精算との関係性.....               | 74 |
| 1.2.2.1 | EU 規則と諸外国におけるインバランス精算制度 .....          | 74 |
| 1.2.2.2 | 時間前市場とインバランス量・価格に係るデータ分析 .....         | 77 |
| 1.2.2.3 | 時間前市場と需給調整市場における裁定取引 .....             | 83 |
| 1.2.3   | 発電量変化等に伴う取引行動と対応.....                  | 84 |
| 1.2.3.1 | 再エネ電源の発電計画との関係性.....                   | 84 |
| 1.2.3.2 | 火力発電の起動制約による影響 .....                   | 90 |
| 1.2.4   | 関係者インタビュー結果.....                       | 92 |
| 1.2.4.1 | 取引所関係者に対するインタビュー結果.....                | 92 |

|         |                                |     |
|---------|--------------------------------|-----|
| 1.2.4.2 | 市場参加者に対するインタビュー結果 .....        | 96  |
| 2       | 先渡市場・先物市場における取引状況と制度設計詳細 ..... | 102 |
| 2.1     | 市場構造の比較.....                   | 102 |
| 2.1.1   | EU 全体の状況 .....                 | 102 |
| 2.1.1.1 | 卸電力市場の構造 .....                 | 102 |
| 2.1.1.2 | 取引量や流動性の動向 .....               | 106 |
| 2.1.2   | 欧州主要国における取引状況と政策動向.....        | 113 |
| 2.1.2.1 | ドイツ .....                      | 113 |
| 2.1.2.2 | フランス.....                      | 117 |
| 2.1.2.3 | イギリス.....                      | 118 |
| 2.1.2.4 | 北欧 .....                       | 128 |
| 2.1.2.5 | スペイン.....                      | 129 |
| 2.1.2.6 | イタリア .....                     | 129 |
| 2.1.3   | 主要取引所における市場整備状況.....           | 131 |
| 2.2     | 市場参加者による取引実態.....              | 142 |
| 2.2.1   | 電力市場における市場参加者と取引戦略.....        | 142 |
| 2.2.1.1 | 市場参加者の分類 .....                 | 142 |
| 2.2.1.2 | 発電事業者によるヘッジ戦略 .....            | 142 |
| 2.2.1.3 | 金融事業者の役割 .....                 | 147 |
| 2.2.2   | 関係者インタビュー結果.....               | 147 |
| 2.2.2.1 | 取引所関係者に対するインタビュー結果.....        | 147 |
| 2.2.2.2 | 市場参加者に対するインタビュー結果 .....        | 150 |
| 3       | 我が国との比較と将来の示唆 .....            | 155 |

#### 参考資料編

参考資料 1: 燃料費調整制度の導入国

参考資料 2: 欧州主要国のインバランス精算制度と価格に係る実データ

# 1 時間前市場における取引状況と制度設計詳細

## 1.1 市場構造の比較

### 1.1.1 EU 全体の状況

#### 1.1.1.1 市場結合の概要

##### (1) 卸電力取引所における市場結合の経緯

欧州では 1996 年以降、EU 指令に基づく電気事業制度改革を段階的に実施してきた。市場自由化を通じた電力取引量の増加を受け、卸電力市場も継続的な発展を遂げ、主に各国ごとに 20 を超える卸電力取引所が運営されてきた。また欧州では、主に系統の安定運用促進の観点から、加盟国間を結ぶ国際連系線が整備されており、域内における広域的な電力融通が進められてきた<sup>1</sup>。

欧州では、この国際連系線の存在を背景として、2000 年代中盤から卸電力取引所の前日市場(Day-ahead Market)における市場結合(Market Coupling)が進展してきた。市場結合とは、複数の卸電力取引所が、共通のプラットフォームのもとで、電力価格の決定や国際連系線の容量割当等を実施するものであり、連系線混雑が存在しない状況では、単一の卸電力市場価格が形成されることになる。以下、市場結合進展の主な経緯を示す。

- ・ 2006 年、Belpex(ベルギー)、Powernext(フランス)、APX(オランダ)の 3 つの卸電力取引所において TMC(Trilateral Market Coupling)として市場結合が初めて設立
- ・ 2006 年、OMEL(スペイン)と OMIP(ポルトガル)の統合により MIBEL が設立
- ・ 2008 年、EEX(ドイツ)と Powernext(フランス)の統合により EPEX SPOT が設立
- ・ 2010 年 11 月、中西欧地域(CWE: Central West Europe)市場として、ドイツ、フランス、オランダ、ベルギー、ルクセンブルグの 5 カ国に跨り、EPEX SPOT、APX-ENDEX(オランダ)、Belpex(ベルギー)の 3 つの卸電力市場が市場結合を達成。CWE 市場は、EMCC 社の開催するオークションを介した ITVC (Interim Tight Volume Coupling)を実施しており、ドイツとデンマーク、ドイツとスウェーデン、オランダとノルウェーの国際連系線を通じ Nord Pool(北欧諸国)との間で市場結合を達成

さらに 2011 年 2 月 4 日に開催された欧州理事会では、“2014 年までに域内統一市場を完

---

<sup>1</sup> 2003 年 6 月に制定された「国際電力取引のための系統アクセス条件に関する規則(Regulation (EC) No 1228/2003)」(以下、「EU 国際電力取引規則」という。)は、EU 加盟国における国際連系線の運用等に関して規定した EU 規則である。当該規則では、非差別的な市場ベースの解決策(例:オークション等)を通じて、連系線容量の割当・混雑管理を実施することが示された。当該規則の後継としての位置付けとなる EU クロスボーダー電力取引規則(Regulation (EC) No. 714/2009)においても、この原則は踏襲されている。  
<<http://eur-lex.europa.eu/legal-content/en/ALL/?uri=CELEX:32003R1228>>  
<<http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:211:0015:0035:EN:PDF>>

成させ、電力及びガスの自由な流通を実現する”ことが示されており、これまでの統合・連携に向けた動きが更に強化された。各国規制当局(NRAs: National Regulatory Authorities)と TSOs が、エネルギー規制機関間協力庁(ACER: Agency for the Cooperation of Energy Regulators)<sup>2</sup>との協力の下、「EU Target Model」として当該取り組みを進めており、2014 年 2 月には、CWE 地域とイギリス、北欧諸国の統合による北西欧地域(NWE: North Western Europe) の市場結合が完了したことに続き、同年 5 月には南西欧地域(SWE: South West Europe)との市場結合が開始された。さらに 2015 年 2 月からはイタリアとの市場結合が開始されている。また 2015 年 5 月からは、CWE 地域において潮流ベースの市場結合(FMC: Flow-based Market Coupling)が本格稼働している。

## (2) SIDC の進展状況

EU では、前日市場におけるオークション方式<sup>3</sup>による市場結合が SDAC(Single Day-Ahead Coupling)プロジェクト<sup>4</sup>として更に拡大する一方で、時間前市場(Intraday Market)に関しても X-BID(Cross-Border ID)に基づき単一の取引プラットフォーム構築へ向けた取り組みが進められてきた<sup>5</sup>。時間前市場における EU 大の市場結合は、SIDC (European Single Intraday Coupling)プロジェクトとして、2018 年 6 月より第 1 段階が開始された。SIDC は、太陽光・風力等の再生可能エネルギーによる間欠的発電の急激な割合上昇等を背景として、時間前市場におけるクロスボーダー取引<sup>6</sup>が市場参加者にとって重要となっているという認識の下、時間前市場の全体的な効率性を高めることを目的としたものである。具体的には、EU 全域にわたる連続約定方式(Continuous 方式)<sup>7</sup>によるクロスボーダー取引を可能にするものであり、市場参加者から各入札ゾーン<sup>8</sup>に対する注文を集約した上で、クロスゾナル容量と割当制約を鑑みながらマッチングすることにより<sup>9</sup>、非明示的に当該容量の割当を実施するものである。

2019 年 11 月より、SIDC は第 2 段階の稼働<sup>10</sup>へと移行しており、新たに 2 つの LIP(Local

<sup>2</sup> ACER Web サイト<<http://www.acer.europa.eu/Pages/ACER.aspx>>

<sup>3</sup> Single Price Auction(SPA)方式とも呼ばれる。本報告書では、オークション方式として呼称を統一している。

<sup>4</sup> ENTSO-E Web サイト<[https://www.entsoe.eu/network\\_codes/cacm/implementation/sadc/](https://www.entsoe.eu/network_codes/cacm/implementation/sadc/)>

<sup>5</sup> ENTSO-E Web サイト<<https://www.entsoe.eu/news-events/announcements/announcements-archive/Pages/News/XBID-Solution-and-10-Local-Implementation-Projects-to-go-live-in-March-2018.aspx>>

<sup>6</sup> クロスボーダー(cross-border)取引とは、国際連系線を介した取引のことを意味する。

<sup>7</sup> “ザラ場方式”とも呼ばれる。本報告書では、Continuous 方式として呼称を統一している。

<sup>8</sup> 入札ゾーン(bidding zone)とは、卸電力取引所が自律的に需給均衡させる管轄単位として位置付けられる。すなわち入札ゾーンとは、そのゾーン内において内部混雑が発生しないような地域単位を意味しており、一つの入札ゾーンには、単一価格(single price)が設定される。入札ゾーン間の境界におけるの連系線容量が、クロスゾナル容量(cross-zonal capacity)として定義される。

<sup>9</sup> SIDC ソリューションは、1 つの共有オーダーブック(SOB)、容量管理モジュール (CMM)、及び送電モジュール(SM)を備えた共通 IT システムに基づき提供される。これにより、異なる入札ゾーンから注文を入力する市場参加者同士を、送電容量が許容する限りの範囲で約定処理することが可能となる。また市場参加者に対しては、Local Trading Solution (LTS)と呼ばれるインタフェースが提供されており、市場参加者は当該画面を通じて注文を行う。

<sup>10</sup> <<https://www.entsoe.eu/news/2019/11/19/european-single-intraday-coupling-sidc-solution-and-local-implementation-projects-confirm-2nd-wave-go-live/>>

Implementation Project)における7か国(ブルガリア、クロアチア、チェコ、ハンガリー、ポーランド、ルーマニア、スロベニア)が、既に稼働中の15か国に結合された<sup>11</sup>。更に2021年第1四半期までに第3段階の稼働開始され、イタリア、ブルガリア、ギリシャも結合される予定である。

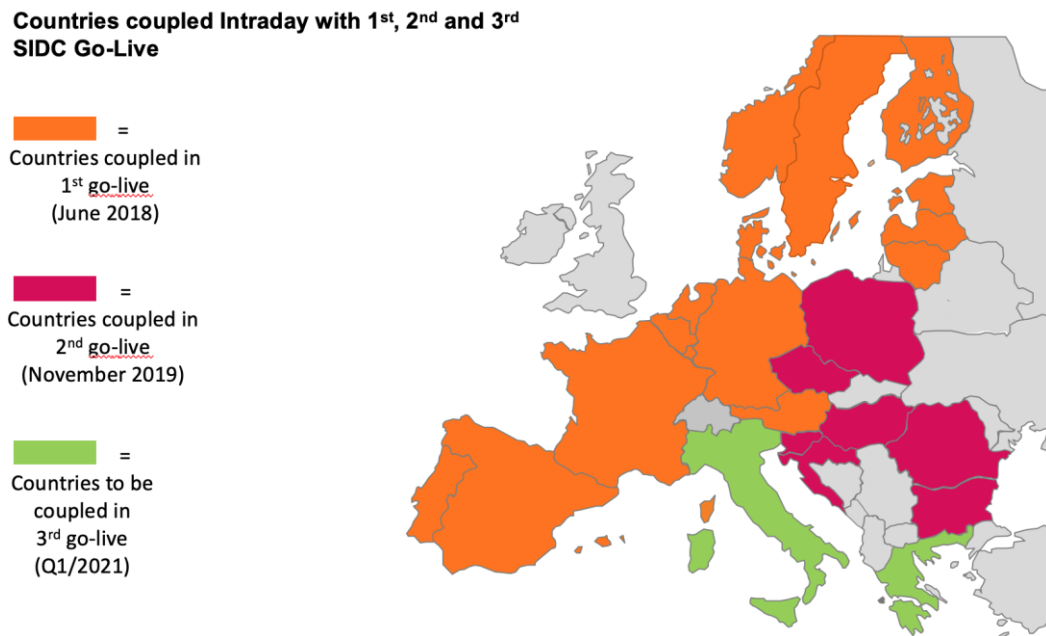


図 1-1 SIDC 第 1,2 期の実施状況及び第 3 期計画

(出所) ENTSO-E Webサイトより<sup>12</sup>

#### 1.1.1.2 CACM 規則

##### (1) ネットワーク・コードと EU Target Model

2009 年 7 月に欧州議会及び理事会にて採択された「EU 域内ガス・電力市場のための第三次法令パッケージ(The Third Legislative Package for an Internal EU Gas and Electricity Market)」は、電力・ガス分野における EU 域内単一市場の創設に向けた一連の法令である。この中でも、EU クロスボーダー電力取引規則(Regulation (EC) No. 714/2009)<sup>13</sup> では、第 5 条に基づき設立された欧州電力系統運用者ネットワーク(ENTSO-E: European Network of Transmissions System Operators for Electricity)が、系統利用・運用に関する EU 大の共通規則であるネットワーク・コード(Network Codes)を策定することを規定している(第 6 条)。これまで 10 つのコ

<sup>11</sup> オーストリア、ベルギー、デンマーク、エストニア、フィンランド、フランス、ドイツ、ラトビア、リトアニア、ノルウェー、オランダ、ポルトガル、スペイン、スウェーデン、ルクセンブルグ

<sup>12</sup> ENTSO-E Web サイト<[https://www.entsoe.eu/network\\_codes/cacm/implementation/sidc/](https://www.entsoe.eu/network_codes/cacm/implementation/sidc/)>

<sup>13</sup> 欧州委員会 Web サイト

<<http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:211:0015:0035:EN:PDF>>

ード及びガイドラインが策定されており、これらは欧州委員会による採択を経て、EU 規則 (Regulation)として施行されている<sup>14</sup>。

このネットワーク・コードの中でも、市場関連コードとして、容量割当及び混雑管理 (CACM: Capacity Allocation & Congestion Management)、先渡容量割当(FCA: Forward Capacity Allocation)、需給調整(EB: Electricity Balancing)の3つが存在しており、域内単一市場創設を目指したEU Target Modelの制度設計要素を構成している。

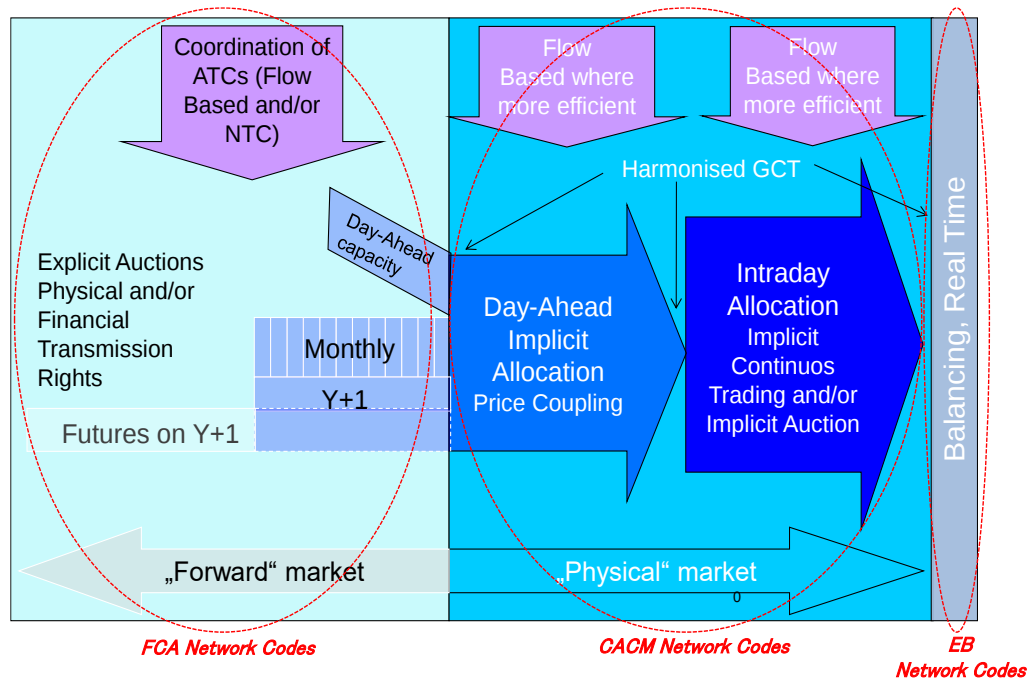


図 1-2 市場関係コードの全体像

(出所) 欧州委員会M.SUPPONEN氏講演資料「Integrated power markets in Europe」より<sup>15</sup>

## (2) 主な規定内容

### 1) 全体像

2015年7月24日、欧州委員会は、ネットワーク・コードの一つとして「容量割当及び混雑管理に関するガイドライン設置規則<sup>16</sup>」(以下、「CACM規則」という。)を採択しており、8月15日より施行している<sup>17</sup>。当該規則では、国際連系線の送電容量算定や、前日市場及び時間前市場の運用、入札ゾーンの設定・見直しなどに関する規則が規定されている。この中でも前日市場及び時間前市場に関しては、市場結合に向けた最低限の調和ルールを提示

<sup>14</sup> 欧州委員会 Web サイト<<https://ec.europa.eu/energy/en/topics/wholesale-market/electricity-network-codes>>

<sup>15</sup> 出所: 三菱 UFJ リサーチ&コンサルティング(株)「経済産業省 平成 29 年度産業経済研究委託事業 (諸外国における電力・ガス市場改革調査)報告書」より

<sup>16</sup> Commission Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015 establishing a guideline on capacity allocation and congestion management (Text with EEA relevance)

<[http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=OJ:JOL\\_2015\\_197\\_R\\_000](http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=OJ:JOL_2015_197_R_000)>

<sup>17</sup> <<https://www.entsoe.eu/major-projects/network-code-development/updates-milestones/Pages/default.aspx>>

することにより、効率的且つ現代的な法的枠組みを提供することを目的としている<sup>18</sup>。

## 2) 卸電力取引所と TSO の役割分担

EU 各国の卸電力取引所により構成される指定電力市場運営者(NEMOs: Nominated Electricity Market Operators<sup>19</sup>)は、前日市場・時間前市場に係る取引サービスを提供する権利を有しており、TSO との協力の下、市場結合の実施のために機能する<sup>20</sup>。主なタスクとして、市場参加者からの入札受け付け、マッチング及び容量割当に関する全般的な責任、価格公表、清算・決済等がある。一方、TSO は、受渡 2 日前(D-2)において、利用可能なクロスボーダー容量を潮流ベースで計算し、前日(D-1)以降の時間断面で利用可能となる送電容量として NEMOs に対して伝える。

## 3) 容量計算プロセスと共通グリッドモデル

全 TSO は、前日市場及び時間前市場における各時間枠に対して、クロスゾナル容量を計算する。前日市場の時間枠に関する情報更新は、受渡 2 日前(D-2)の 15:00 以降の開始となる<sup>21</sup>。各時間枠における容量計算は、容量計算地域(CCRs: Capacity Calculation Regions)で調整が図られる<sup>22</sup>。また利用可能な容量を計算するために、共通グリッドモデル(CGM: Common Grid Model)が構築される<sup>23, 24</sup>。

EU Target Model は、クロスゾナル容量を定義する方法論として、利用可能送電容量(ATC: Available Transfer Capacity)によるアプローチと、潮流ベース(FB: Flow Based)のアプローチの 2 つを想定している。前者では、利用可能な容量を 2 者間(bilateral)の関係として計算するのに対し、後者では当該 CCR 内における全ての TSO に対して提供可能な容量を考慮して計算される。原則としては、共通の容量計算方法論として利用されるアプローチは、後者と規定されている<sup>25</sup>。

<sup>18</sup> 当該規則では、最低限の調和ルールを提示した上で、卸電力取引所や TSO に対して様々な共通方法論の開発、提出を義務付けている。

<sup>19</sup> NEMO Committee Web サイト<<http://www.nemo-committee.eu/>>

<sup>20</sup> NEMO は、市場結合運用者(MCO: Market Coupling Operator)としての役割も兼ねている。

<sup>21</sup> CACM 規則「TITLEII Chapter1 Capacity calculation」、Article14 Capacity calculation time-frames、Article15 Capacity calculation regions

<sup>22</sup> CCR は、これまで入札ゾーン単位で設定されていた容量計算方法論(Capacity Calculation Methodology)等について地域として調整を図るものである。欧州では、全部で 10 地域(Nordic, Hansa, Core, Italy North, Greece-Italy(GRIT), South-west Europe(SWE), Ireland and United Kingdom(IU), Channel, Baltic, South-east Europe(SEE))の CCRs が規定されている

<sup>23</sup> TITLEII Chapter1 Capacity calculation “Section2 The common grid model”

<sup>24</sup> CGM は、計算するクロスボーダー容量に関連した、発電ユニット及び負荷を含んだ送電システムモデルを包括している。従って、各 TSO による正確且つ適時な情報の提供は、共通グリッドモデル構築にとって必要不可欠であり、そのための方法論として「発電及び負荷データ提供の方法論」、「共通グリッドモデル方法論」、「容量計算方法論」の開発が規定されている。

<sup>25</sup> CACM 規則第 20 条「Introduction of flow-based capacity calculation methodology」

### (3) 時間前市場に関する規定内容

#### 1) 時間前市場結合プロセス<sup>26</sup>

CACM 規則では、Continuous 方式による時間前市場結合の目的やプロセスについて規定している。主なプロセスとして、(調整)容量計算者は、クロスゾナル容量及び割当制約が、時間前市場の開場 15 分前までに、関連する NEMO に対して提供されることを保証する<sup>27</sup>。

また閉場時間、すなわちゲートクローズ(GC: Gate Close)が、各入札ゾーン境界の市場時間単位(market time unit)に対して設定されるが、この時間は、遅くとも実需給 1 時間前(60 分前)とするとともに、系統安定運用に係る需給調整プロセス等を考慮に入れる必要があるとしている。

#### 2) クロスゾナル容量の価格設定方法論(CACM 規則第 55 条)

CACM 規則第 55 条では、「時間前におけるクロスゾナル容量の価格設定方法論(Single Methodology for Pricing Intraday Cross-Zonal Capacity)」を開発することを規定している。後述する ACER Decision No 01/2019 では、当該方法論を開発するにあたっての ACER による決定事項が示されている。

#### 3) 補完的地域オークション(CACM 規則第 63 条)

CACM 規則第 63 条に基づき、NEMO 及び入札ゾーン境界を管轄する TSO は、補完的地域オークション(CRIDA: Complementary Regional Intraday Auction)の設計及び実施のための方法論案を共同で作成し、関連する NRA に提案し、承認を得ることが可能となっている<sup>28</sup>。NRA からの共同提案により、関係する TSO は、非明示的割当に加えて、明示的オークションを提供することもできる<sup>29</sup>。

### (4) ACER Decision No 01/2019 における規定内容

先述の通り、2019 年 1 月、ACER は、CACM 規則第 55 条に基づく「時間前におけるクロスゾナル容量の価格設定方法論」に関して、ACER 決定(ACER Decision No 01/2019)<sup>30</sup>を公表した。当該決定では、クロスボーダー時間前オークションや CRIDA 等に関して、ACER による決定が示されている。

<sup>26</sup> TITLEIIChapter6 Single intraday coupling “Section1 Objectives, conditions and results of single intraday coupling”, “Section2 The single intraday coupling process”

<sup>27</sup> もし送電系統の運用変更によりクロスゾナル容量及び割当制約への更新が必要な場合、各 TSO は、CCR における容量計算者に対してその旨を通知する。

<sup>28</sup> Article63 Complementary regional auctions

<sup>29</sup> 関連 TSO は共同して、市場参加者が明示的割当に参加することによって充足する条件に基づいた提案を開発する。当該提案は、関連 NRA による共同承認を受ける必要がある。

<sup>30</sup> ACER Decision No 01/2019 of the Agency for the Cooperation of Energy Regulators of 24 January 2019 Establishing a Single Methodology for Pricing Intraday Cross-Zonal Capacity(ACER Decision No 01/2019) <[https://www.acer.europa.eu/Official\\_documents/Acts\\_of\\_the\\_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2001-2019%20on%20intraday%20cross-zonal%20capacity%20pricing%20methodology.pdf](https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2001-2019%20on%20intraday%20cross-zonal%20capacity%20pricing%20methodology.pdf)>

### 1) クロスボーダー時間前オークション

ACER Decision No 01/2019 では、クロスゾーナル容量の価格決定メカニズムについて規定しているが、その一環としてオークションの制度設計要素について言及している。当該オークションは、既に稼働している SIDC を補完する位置付けとなるが、容量の重複割当(double allocation)を防ぐ観点から、時間前オークションのゲートクローズ前後において、SIDC を一時的に停止するべきとしている。

2017 年<sup>31</sup>及び 2019 年の ACER の決定に基づく提案では、オークション開催回数は計 3 回であり、ゲートクローズ時刻は、それぞれ受渡日の前日(D-1)15:00、前日(D-1)22:00、当日(D)10:00 となっている。

なお、クロスボーダー時間前オークションの開始時期について、ACER Decision No 01/2019 においては具体的に記載されていない。

表 1-1 ACER 決定に基づくクロスボーダー時間前オークションの制度設計要素

| 項目                           | 内容                                                                                              |
|------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------|
| オークション実施回数<br>(取引対象となる市場時間帯) | 計 3 回<br>-1 回目: 実受渡日の 00:00-24:00<br>-2 回目: 実受渡日の 00:00-24:00<br>-3 回目: 実受渡日の 12:00-24:00       |
| ゲートクローズ時刻(ID CZ GCT)         | -1 回目: 前日 15:00 (実需給開始 9 時間前)<br>-2 回目: 前日 22:00 (実需給開始 2 時間前)<br>-3 回目: 当日 10:00 (実需給開始 2 時間前) |
| 適格価格閾値                       | 上限価格: 9,999€/MWh<br>下限価格: -9,999€/MWh                                                           |

注: 市場時間単位、ゲートオープン時刻(ID CZ GOT)、結果の公表、入札価格の粒度、入札数量の粒度については、規定されていない。

(出所) ACER Decision No 01/2019 より MURC 作成

### 2) 補完的地域時間前オークション(CRIDA)

CACM 規則第 63 条に基づき、NEMO 及び入札ゾーン境界を管轄する TSO は、CRIDA の設計及び実施のための方法論案を共同で作成し、関連する NRA に提案し、承認を得ること

<sup>31</sup> ACER Decision No 05/2017, “Decision of the Agency for the Cooperation of Energy Regulators No 05/2017 of 14 November 2017 on the Nominated Electricity Market Operators proposal for harmonised maximum and minimum clearing prices for single intraday coupling”

が可能となっている<sup>32</sup>。これまでに、承認を受けている CRIDA は以下の 3 つである<sup>33</sup>。

- ・ ポルトガル・スペイン間(ES-PT border)(2018 年 4 月承認)
- ・ ギリシャ・イタリア間(2019 年 7 月 5 日承認)
- ・ イタリア・北部国境間(2019 年 4 月 6 日承認)<sup>34</sup>

なお ACER による CACM 規制に関する監視報告書<sup>35</sup>によると、ACER としては、クロスボーダー時間前オークションは、“タイミング、設計、地理的な点であまりにも細分化された時間前市場のリスクを避けるために、理想的には EU 全体で調和させるべきであり、時間前におけるクロスゾナル容量の価格設定のための単一の方法論に統合されるべき”としており、追加的に CRIDA の必要性が示される可能性は少ないとしている。

### 1.1.1.3 取引量の動向

#### (1) ACER による監視報告書

ACER は、電力市場における取引量や取引価格等に関する年次報告書<sup>36</sup>を公表しており、churn factor<sup>37</sup>を用いて時間前市場における流動性を評価している。最新版である ACER 監視報告書 2019 年度を見ると、欧州主要国の時間前市場における過去 3 年間の churn factor は、イベリア半島(スペイン・ポルトガル)、ドイツ/ルクセンブルグ、イタリア、イギリス等において継続して高いレベルで推移している。またほぼ全ての地域において churn factor は上昇傾向にあるが、これは先述した SIDC の稼働と関係している。全体として、churn factor の上昇(=時間前市場における流動性向上)は、電力系統において、再エネ由来の間欠的電源がより浸透したことに伴って、短期的な調整の必要性が高まっていることと符合している。

<sup>32</sup> 承認にあたっては、CRIDA が、“SIDC の流動性に悪影響を及ぼさない”、“隣接地域の市場参加者に不当な差別を生じさせない”、“CRIDA のタイムスケジュールがリアルタイムにできるだけ近い時間で取引できるよう SIDC と整合的でなければならない”、といった一定の条件を満たしている必要がある。これらの条件については、SIDC の手続きの進展への適合を確かにすることを目的として、各 NRA が少なくとも実施後 2 年ごとに、SIDC と CRIDA の互換性をレビューすることとなっている。

<sup>33</sup> ギリシャ・イタリア間及びイタリア・北部国境間の CRIDA については、関連 NRA が修正を要求したことに伴い実施に遅れが生じたことが報告されている。

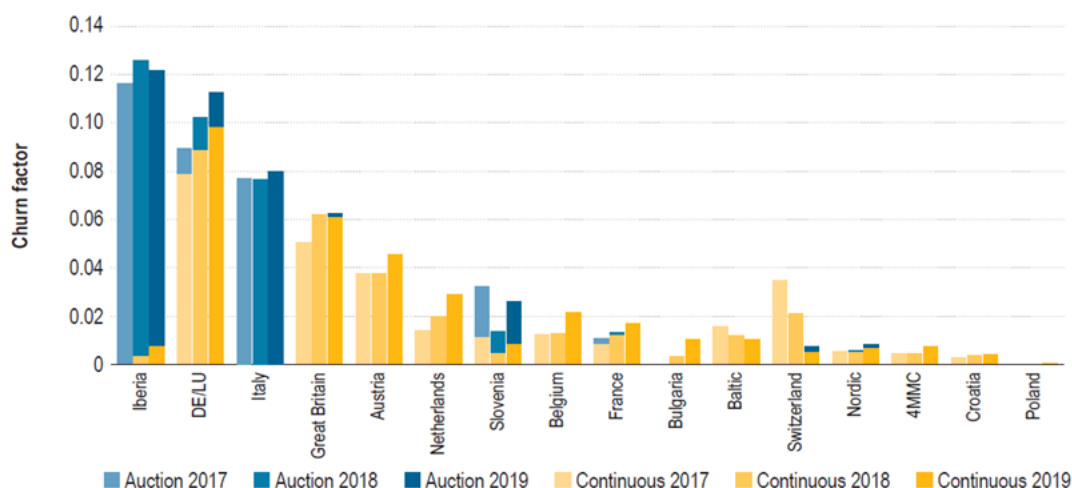
<sup>34</sup> イタリアにおいては、CRIDA が承認されたことにより、既存の時間前オークション(MI)、クロスボーダー時間前オークションを合わせた計 3 つの時間前オークションによる取引が可能となる。しかしながら、CRIDA の承認にあたり、ギリシャ・イタリア間及びイタリア・北部国境における方法論は、3 つの時間前市場を同時に有する可能性を排除しており、時間前地域間容量の価格設定方法の実施次第、CRIDA はクロスボーダー時間前オークションへと置き換えられることとなっている。(後述)

<sup>35</sup> ACER 「Monitoring report on the implementation of the CACM Regulation and the FCA Regulation」  
<[https://www.acer.europa.eu/Official\\_documents/Acts\\_of\\_the\\_Agency/Publication/FCA\\_CACM\\_Implementation\\_Monitoring\\_Report\\_2019.pdf](https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/FCA_CACM_Implementation_Monitoring_Report_2019.pdf)>

<sup>36</sup> ACER 「Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2019 – Electricity Wholesale Markets Volume (Monitoring Report 2019)」  
<<https://www.acer.europa.eu/en/Electricity/Market%20monitoring/Pages/Current-edition.aspx>>

<sup>37</sup> 取引量(取引所取引に加えブローカーを通じた取引量も含む)を電力消費量の倍数で表した数値である。仮に電力取引量が 100TWh、国内電力消費量が 200TWh だとすると、churn factor は 0.5 となる。なお churn factor は churn ratio と同義。

またオークション方式と Continuous 方式の違いに留意してみると、イベリア半島(スペイン・ポルトガル)、イタリア、更にはスロベニアにおいてオークション方式の割合が非常に高くなっている。



注：時間前市場開始時期：クロアチア(2017年4月)、ブルガリア(2018年7月)、ポーランド(2019年11月)

図 1-3 欧州主要国における時間前市場の churn factor の推移(価格決定方式別)

(出所) ACER「Monitoring Report 2019」より

また同報告書によると、欧州では SIDC 稼働に伴い、時間前市場におけるクロスゾーナル取引量の割合が増加している。Continuous 方式による時間前市場取引量は2017年 73.7TWh、2018年 84.5TWh、2019年 94.1TWh と増加しているが、そのうち内訳をクロスゾーナル取引(cross-zonal trades)とゾーン内取引(domestic trades)に分けてみると、前者の割合が2017年 22%、2018年 24%、2019年 28%となっており、シェアを拡大している。同報告書では、SIDC を通じて、市場参加者がより大きな売買ポートフォリオへのアクセスが可能となったことにより、その結果として、効率的に自らのインバランスを削減するとともに、ひいては系統全体の需給調整を図ることに貢献したことを指摘している。

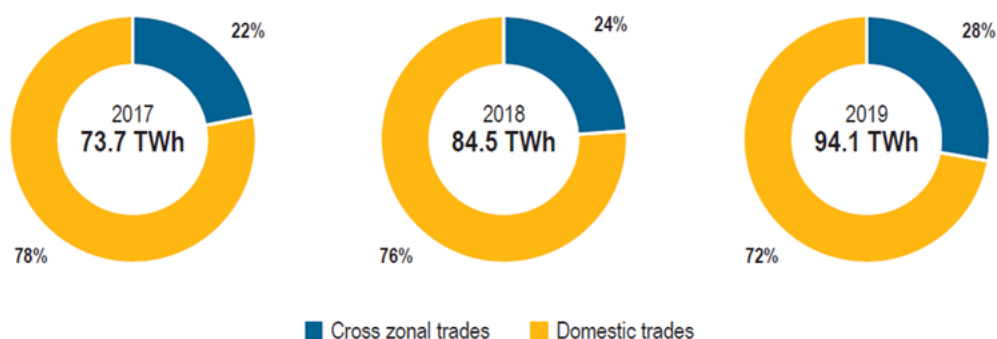


図 1-4 欧州における時間前 Continuous 市場取引量(ゾーン間・ゾーン内取引別)

(出所) ACER「Monitoring Report 2019」より

## (2) 卸電力取引量の比較

EU 主要国(ドイツ、フランス、イギリス、北欧 4 カ国+バルト 3 国、スペイン、イタリア)における主な卸電力取引所における取引量を示す。

表 1-2 主要国の卸電力取引所における取引量(2019 年)

| 電力取引量            |           | 単位: TWh     |           |           |           |             |        |           |       |              |     |
|------------------|-----------|-------------|-----------|-----------|-----------|-------------|--------|-----------|-------|--------------|-----|
| 市場               | 商品形態      | ドイツ         | フランス      | イギリス      |           | 北欧(+Baltic) | スペイン   | イタリア      |       |              |     |
|                  | 取引所       | EPEX SPOT   | EPEX SPOT | EPEX SPOT | Nord Pool | Nord Pool   | OMIE   | IPEX(GME) |       |              |     |
| 取引所取引            | 現物決済      | 前日市場        | 226.4     | 113.2     | 52.8      | 94.0        | 381.5  | 247.6     | 295.8 |              |     |
|                  |           | 取引所         | 226.4     | 113.2     | 52.8      | 94.0        | 381.5  | 177.9     | 213.2 |              |     |
|                  |           | 相対          | -         | -         | -         | -           | -      | 69.7      | 82.6  |              |     |
|                  |           | 時間前市場       | 53.7      | 7.7       | 21.6      | 0.0         | 15.8   | 35.2      | 26.4  |              |     |
|                  |           | 先渡市場        | -         | -         | -         | -           | -      | -         | 1.6   |              |     |
|                  |           | その他         | -         | ARENH     | -         | -           | -      | -         | -     |              |     |
|                  | 金融決済      | 取引所         | EEX       | EEX       | EEX       | Nasdaq      | Nasdaq | OMIP      | EEX   | Borsa Italia | EEX |
|                  |           | 先物取引        |           |           | -         | -           | 391    |           |       |              |     |
|                  |           | OTC Cleared | 2,597     | 356       | -         | -           | 814    | 34        | 151   | 292          | 569 |
|                  |           | OTC Cleared | 1,241     | 216       | 1         |             | 203    | 143       |       | 405          |     |
| OTC取引            | 現物決済/金融決済 | OTC相対       | 3,516     | 419       | 843       |             | 0      | 24        |       | 69           |     |
| 参考: 国内電力需要量(TWh) |           |             | 524       | 449       | 301       |             | 393    | 242       |       | 297          |     |

注: OTC Cleared は、一部データが重複している可能性あり

(出所)各取引所のアニュアルレポート等より作成、OTC 取引はロンドンエネルギーブローカー協会(LEBA: London Energy Brokers' Association)Web サイトよりデータ集計。また国内電力需要量は、EIA「International Energy Statistics」よりデータを取得。

## 1.1.2 欧州主要国における制度設計詳細

欧州主要国として、ドイツ、フランス、イギリス、北欧(ノルウェー、スウェーデン、デンマーク、フィンランド)、スペイン、イタリアにおける時間前市場の制度設計詳細を示す。

### 1.1.2.1 ドイツ

#### (1) 市場形成の経緯

ドイツでは、欧州エネルギー取引所(EEX AG: European Energy Exchange AG)<sup>38,39</sup>傘下の EPEX SPOT SE 社が物理的市場を運営している<sup>40</sup>。EPEX SPOT は、2009 年に EEX AG 社(ドイツ)<sup>41</sup>と Powernext 社(フランス)の両取引所統合により誕生とした卸電力取引所である。この統合より、両取引所の物理的取引(スポット取引)機能を EPEX SPOT SE へ統合すると同時に、金融的取引(デリバティブ取引)機能を EEX Power Derivatives へ集約化した。

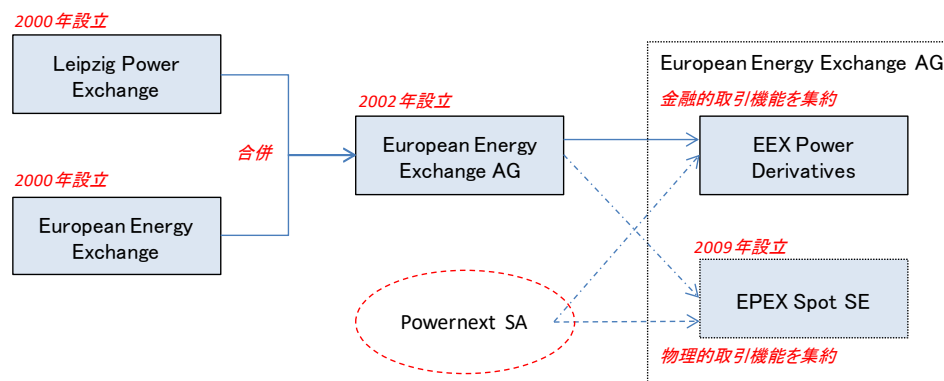


図 1-5 EPEX SPOT 設立の変遷

(出所) 各種資料より MURC 作成

EPEX SPOT は、欧州においてドイツ及びフランスのみならず、オーストリア、ベルギー、イギリス、ルクセンブルグ、オランダ、スイス、更には2020年第1四半期からは北欧(Nordic)にも市場エリアを拡大している<sup>42</sup>。2019年におけるEPEX SPOTにおける欧州全体の市場参加者は302社程度となっており、取引量は593TWh(内訳: 前日市場 501.6TWh、

<sup>38</sup> <<http://www.eex.com/>>

<sup>39</sup> EPEX SPOT SE 社の株主構成を見ると、EEX AG が 51%、HGRT 社が 49%(Amprion 社、APG 社、Elia 社、RTE 社、Swissgrid 社、Tennet 社などの TSO による持株会社)となっている。

<sup>40</sup> ドイツでは、Nord Pool 社も前日市場及び時間前市場に係る商品を上場しているが、EPEX SPOT と比較して取引量は極めて限定的となっている(後述)。

<sup>41</sup> EEX AG は、ライプチヒ電力取引所(LPX :Leipzig Power Exchange)と旧欧州エネルギー取引所(EEX European Energy Exchange)の合併により誕生し、2002 年より電力スポット及びデリバティブ商品を上場

<sup>42</sup> ポーランド、バルト三国にも拡大予定

時間前市場 91.9TWh)となっている<sup>43</sup>。

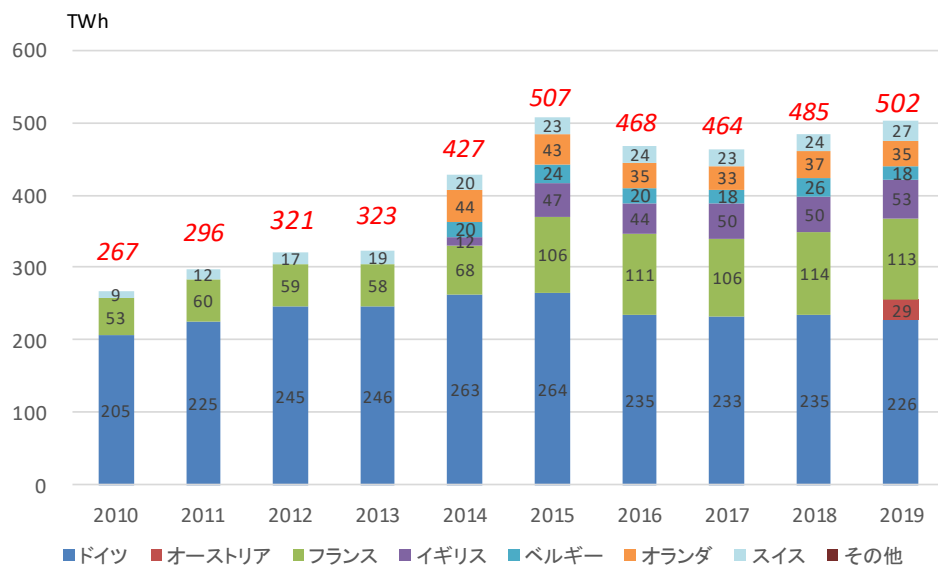


図 1-6 EPEX SPOT(前日市場)の取引量推移<sup>44</sup>

(出所) EPEX SPOT Annual Market Review 等より MURC 作成

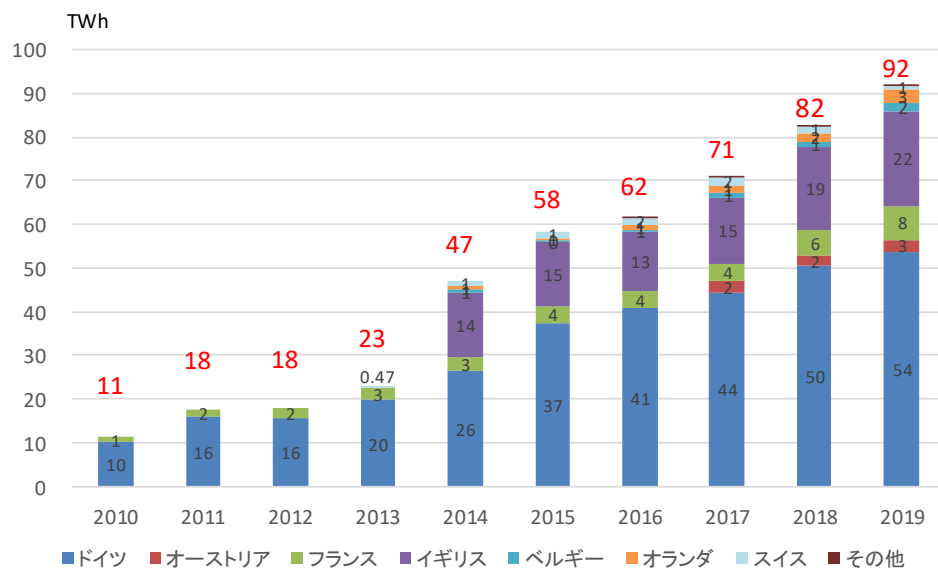


図 1-7 EPEX SPOT(時間前市場)の取引量推移<sup>45</sup>

(出所) EPEX SPOT Annual Market Review 等より MURC 作成

なおドイツでは、EPEX SPOT の他にも、Nord Pool が Continuous 方式による時間前市場

<sup>43</sup> 2020 年における取引量は、取引量は 614.8TWh(内訳: 前日市場 501.6TWh、時間前市場 100.7TWh)となっている

<sup>44</sup> 「ドイツ」の対象は、2010～2018 年までドイツ+オーストリア、2019 年からはドイツ+ルクセンブルグ

<sup>45</sup> 「ドイツ」の対象は、2010～2016 年までドイツ+オーストリア、2017 年からはドイツのみ

に係る商品を上場している(後述)。しかしドイツにおける時間前市場の推移を見ると、1TWh程度で推移しており、EPEX SPOT における取引量と比較すると非常に限定的である。

## (2) 市場概要

EPEX SPOTは、先述した欧州中西部地域(CWE)を中心とした各国に対して前日市場と時間前市場に係る商品を提供している<sup>46</sup>。なお2002年以降、ドイツとオーストリアは、ドイツ/オーストリアとして一つの入札ゾーンとして取り扱われてきたが、EU全域における市場結合に伴う入札ゾーンの見直しの過程において、それぞれ別の入札ゾーンとして取り扱われることとなった。その一方で、新たにルクセンブルグを加え、ドイツ/ルクセンブルグとして一つの入札ゾーンとして取り扱うことになった。これに伴いEPEX SPOTにおける前日市場商品Day-ahead DE/ATについても変更が加えられており、Day-ahead DE/LUとして上場され取引されている。

### 1) 前日市場<sup>47</sup>

前日市場は、EU 全域における SDAC に呼応する形で運営されており、価格決定はオークション方式で実施されている。2019 年におけるドイツ(ルクセンブルグ含む)<sup>48</sup>の前日市場取引量は 226.4TWh となっており、先述した EPEX SPOT における欧州全体の前日市場取引量 501.6TWh の 45%を占めている。前日市場における EPEX SPOT German/Luxembourg の商品概要を以下に示す<sup>49</sup>。

- ・ 対象商品： 60 分単位商品、ブロック商品、このほかにも事前定義商品として、4, 6, 8, 12, 24 時間単位など計 16 商品が存在
- ・ 入札単位： 0.1MW
- ・ 価格決定： オークション方式
- ・ 閉場時間： 実需給日 45 日前に開場。前日 AM12:00 に市場参加者からの Order 受付締切。前日 12:42 以降可能な限り早く市場参加者に対して予備的結果を通知。最終結果は、12:55～13:50 までに通知
- ・ 値域制限： 上限: +3,000€/MWh、下限: -500€/MWh

### 2) 時間前市場

EPEX SPOT は Continuous 方式による時間前市場に加えて、2014 年 12 月よりオークション方式による時間前市場も開設している。2019 年におけるドイツ(ルクセンブルグ含む)の時間前市場取引量は 53.7TWh(Continuous 方式: 46.8TWh、オークション方式: 6.9TWh)となって

---

<sup>46</sup> EPEX SPOT では、この他にもフランスにおいて Capacity Auction や Local Flexibility Marketなどを運営している。

<sup>47</sup> <<http://www.epexspot.com/en/product-info/auction>>

<sup>48</sup> <<https://www.nordpoolgroup.com/trading/Day-ahead-trading/Order-types/>>

<sup>49</sup> EPEX SPOT Day-Ahead Austria, Belgium, France, Germany/Luxembourg, Netherlands 60min Auction (12:00 CET, D-1)として、これらの国では同一の商品設計となっている。

おり、先述した EU 全体の前日市場取引量 91.9TWh の約 50%を占めている。

(Continuous 方式～EPEX SPOT Intraday Germany Continuous<sup>50)</sup>)

EPEX SPOT は、2010 年 12 月よりドイツとフランスの時間前市場を結合して運用している。EU 全域における SIDC に呼応する形で運営されており、価格決定は Continuous 方式で実施されている。

また時間前市場における商品の多様化を図っており、2011 年には取扱商品として 60 分単位商品に加えて、新たに 15 分単位商品を導入した。閉場時間も実需給により近い時間まで短縮されており、ドイツ国内の場合は 実需給の 30 分間前(ただし一部の入札対象エリアは実需給 5 分前まで入札可能)となっている。

表 1-3 EPEX SPOT Intraday Germany Continuous の商品概要(時間前市場)

|            | 概要                                                                                                                    |
|------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 価格決定方式     | Continuous 方式                                                                                                         |
| 取扱商品       | 15 分単位、30 分単位、60 分単位、ブロック商品(ベースロード(24 時間)、ピークロード(9-20 時))                                                             |
| 最小入札量単位    | 0.1MW                                                                                                                 |
| 開場時間       | (ドイツ国内の場合(LTS))<br>・15 分単位の場合、前日 16:00<br>・30 分単位の場合、前日 15:30<br>・60 分単位の場合、前日 15:00<br>(XBID の場合)<br>・全商品ともに前日 18:00 |
| 入札締切(閉場時間) | (ドイツ国内の場合)<br>・実需給の 30 分間前(ただし一部の入札対象エリアは実需給 5 分前まで入札可能)<br>(XBID の場合)<br>・実需給の 60 分間前                                |
| 最小入札価格単位   | 0.01€/MWh                                                                                                             |
| 最小精算価格単位   | 0.01€/MWh                                                                                                             |
| 値域制限       | 上限: +9,999€/MWh<br>下限: -9,999€/MWh                                                                                    |

(出所) EPEX SPOT 「Operational Rules」 より MURC 作成

<sup>50</sup> EPEX SPOT 「Operational Rules」

#### (オークション方式～EPEX SPOT Intraday DE 15min Auction<sup>51)</sup>)

上述の通り、EPEX SPOT DE では、Continuous 方式による時間前市場における取扱商品として 2011 年には新たに 15 分単位商品を追加したが、更に 2014 年 12 月には Intraday Auction として 15 分単位のオークション方式による時間前市場を開設している。この 15 分単位のオークションでは、前日市場と同様に、実需給当日における 24 時間(0:00～24:00)が対象であり、計 96 コマ<sup>52)</sup>の市場時間単位が取引される。

表 1-4 EPEX SPOT Intraday DE 15min Auction(15:00 CET, D-1)の商品概要(時間前市場)

|            | 概要                                 |
|------------|------------------------------------|
| 価格決定方式     | オークション方式                           |
| 取扱商品       | 15 分単位                             |
| 最低入札量      | 0.1MW                              |
| 開場時間       | 実需給 45 日前                          |
| 入札締切(閉場時間) | 前日 15:00(15:15 以降、結果公表)            |
| 最小入札価格単位   | 0.1€/MWh                           |
| 最小精算価格単位   | 0.01€/MWh                          |
| 値域制限       | 上限: +3,000€/MWh<br>下限: -3,000€/MWh |

(出所) EPEX SPOT 「Operational Rules」より MURC 作成

### (3) 取引量の推移

EPEX SPOT のドイツにおける電力取引量は 2019 年において 280.1TWh(内訳: 前日市場 226.4TWh、時間前市場 53.7TWh)となっており、国内電力消費量 524.3TWh の 53%(内訳: 前日市場 43%、時間前市場 10%)となっている。

<sup>51)</sup> EPEX SPOT 「Operational Rules」

<sup>52)</sup> 15 分単位であるため 1 時間あたり 4 コマであり、この 24 時間分の計 96 コマがオークション対象となる。

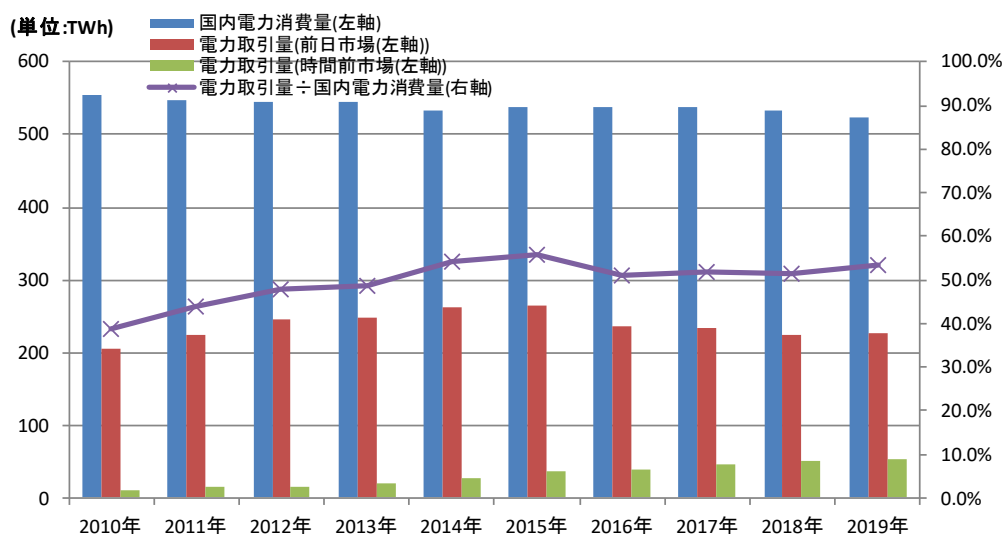


図 1-8 ドイツにおける電力取引量(前日市場・時間前市場)と国内電力消費量の推移<sup>53,54</sup>

(出所) EPEX SPOT Annual Report、EIA 等より MURC 作成

続いて 2019 年における時間前市場取引量 53.7TWh を Continuous 方式・オークション方式に分けると、Continuous 方式が 46.8TWh であり 87%を占めている。Continuous 市場における取引量 46.8TWh について、商品別(60 分単位、30 分単位、15 分単位)に内訳を見ると、60 分単位が 40.0TWh と最も多く、次いで 15 分単位が 6.7TWh、30 分単位が 0.1TWh となっている。一方、オークション市場は 6.9TWh であり 13%を占めており、開始年である 2014 年 0.09TWh から年々増加している<sup>55</sup>。

<sup>53</sup> 前日市場・時間前市場ともに 2010～2017 年までドイツ+オーストリアの合計。2018 年からは前日市場に関してドイツ+ルクセンブルグ、時間前市場に関してドイツのみを対象。

<sup>54</sup> 国内電力消費量に関して、EIA「International Energy Statistics」よりデータを取得。

<sup>55</sup> 2020 年における Intraday Auction(15 分単位)の取引量は、7.7TWh となっている。

<[https://www.epexspot.com/sites/default/files/download\\_center\\_files/2021-01-14\\_EPEX%20SPOT\\_Annual%20Press%20Release-2020\\_final.pdf](https://www.epexspot.com/sites/default/files/download_center_files/2021-01-14_EPEX%20SPOT_Annual%20Press%20Release-2020_final.pdf)>

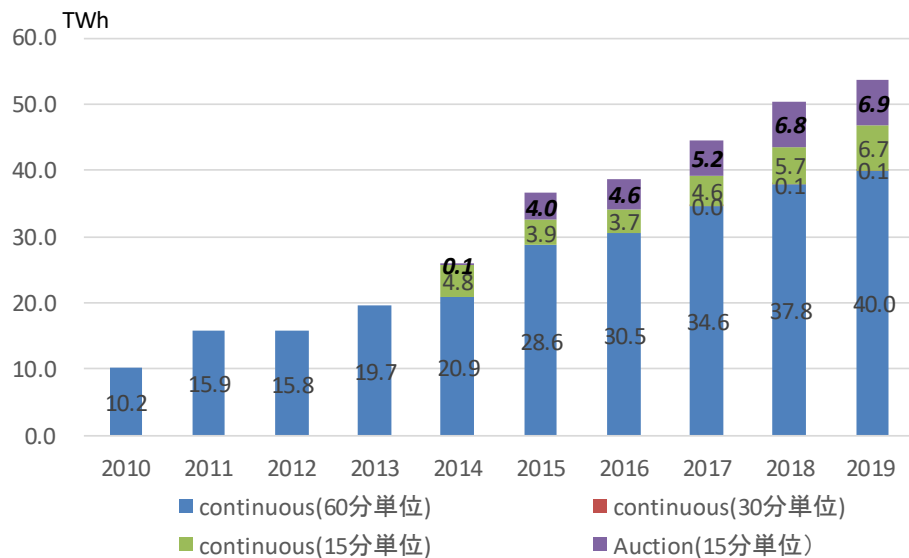


図 1-9 ドイツにおける時間前市場取引量(商品別)の推移

(出所) EPEX SPOT Annual Report 等より MURC 作成

#### (4) 時間前市場の制度設計

##### 1) 取引のタイムライン

ドイツではバランシンググループ管理者 (以下、BGM)が、バランシンググループ (以下、BG)におけるポートフォリオのインバランスについて責任を担っており<sup>56</sup>、時間前市場のゲートクローズまで BG 内における自己調整を図る。最終的に BG 内で発生したインバランスは、BGM と TSO との間で精算する。なお、ドイツにおいてインバランスは、BG における実発電量と実消費量の差分として定義されている<sup>57</sup>。

- ・ 前日の 12 時に EPEX SPOT の前日市場が閉まり、12 時 42 分以降、結果が公開。この結果と、相対契約等の結果から、実運用の前日段階での需給計画が策定。
- ・ 発電・小売事業者は、Continuous 方式による時間前市場の閉場時間までに、前日計画からの誤差の修正を行う。閉場時間まで、時間前市場を活用するなどして BG 内部における自己調整を図る
- ・ この結果が各 BG と BGM における最終計画値になる。  
⇒EPEX SPOT における取引結果、OTC 市場を通じた調整結果、グループ内の保有電源等に基づき、BG の総電力需要量(系統からの引き抜き量)、総電力供給量(系統への注入量)、他の BG との取引等を取りまとめて需給計画を編成し、TSO に提出

<sup>56</sup> ドイツでは 4 大 TSO(注: 50Hertz Transmission GmbH、Amprion GmbH、EnBW Transportnetze AG、TenneT TSO GmbH の 4 社)の制御区域の中に複数の BG が形成されており、BGM)BG を代表して当該地域の TSO と契約する。

<sup>57</sup> すなわち BGM が契約する発電事業者と需要家の需給電力の差分となる。(出所: StromNZV 第 26 条バランシンググループ契約(Bilanzkreisvertrag))

< [https://www.gesetze-im-internet.de/stromnkv/\\_26.html](https://www.gesetze-im-internet.de/stromnkv/_26.html) >

- ・ これらの需給計画をもとに TSO が需給調整を行う。SCR(Secondary Control Reserve)及び MR(Minute Reserve)の最終的なユニットの情報は、実運用の 15 分前までに TSO に伝える必要がある
- ・ 実運用時に稼働された SCR 及び MR は、インバランス精算により、TSO と BGM との間で精算

なお先述の通り、EPEX SPOT の時間前市場では、2011 年より 60 分単位商品に加えて、新たに 15 分単位商品を導入した。ゲートクローズのタイミングも実需給により近い時間まで短縮されており、ドイツ国内の場合は 実需給の 30 分前(一部の入札対象エリアは実需給 5 分前)となっている<sup>58</sup>。これにより市場参加者は予測誤差の精度向上を反映した入札行動が可能となっている。

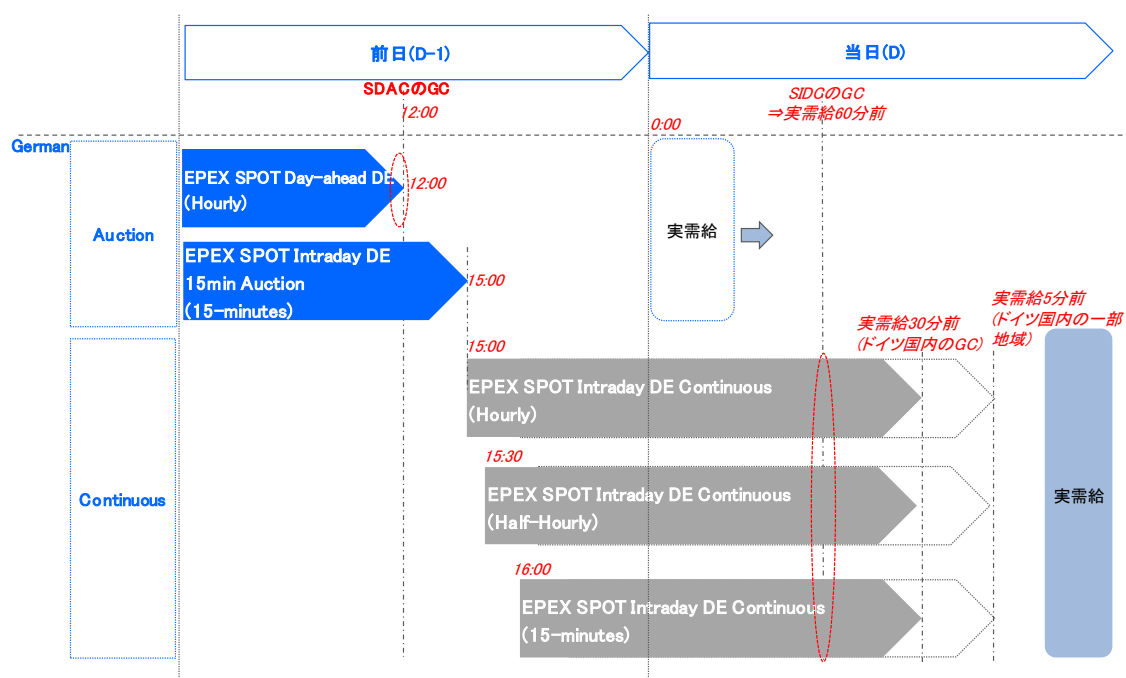


図 1-10 ドイツにおける EPEX SPOT のタイムスケジュール

(出所) EPEX SPOT 「Operational Rules」 等より MURC 作成

ドイツでは、4 つの TSO が必要な調整力を確保する市場として共通予備力市場 (regelleistung)<sup>59</sup>と呼ばれる共通プラットフォームが構築されており、2007 年より運用を開始している。また当該市場において確保した調整力をメリットオーダーで運用するメカニズムとして、2008 年より Grid Control Cooperation(GCC)<sup>60</sup>が運用されている。この GCC に基づき、4 つの TSO の連携による調整力の運用・稼働が実施されている。具体的にはインバランス相殺に加え、調整力(SCR 及び MR)調達量の最適化や調整力の共同調達・運用等が実施

<sup>58</sup> SIDC によるクロスボーダー取引のゲートクローズは、実需給の 60 分前。

<sup>59</sup> <<https://www.regelleistung.net/regelleistungWeb/?language=en>>

<sup>60</sup> <<https://www.regelleistung.net/ext/static/gcc?lang=en>>

されており、入札時のエネルギー単価に基づくメリットオーダーに基づき指令が実施されている<sup>61</sup>。

## 2) 取引所における運用手続

### (時間前市場(オークション方式)による運用)

入札区分として、単一商品入札(Single-Contract Orders)とブロック入札(Block Orders)が定義される。注文方法としては、双方の入札で指定できる成行注文(unlimited Single-Contract Orders or Block Orders)と、単一商品入札時において指定できる指値注文(limited Single-Contract Orders)がある。

オークションにおけるマッチングメカニズムに関して、入札情報は、EPEX SPOT のトレーディングシステムに集約され、マッチングされる。オークションは Order Book の期限後に毎日行われ、買い手と売り手の余剰が最大化される点で価格が決定される。負荷抑制時(Curtailment)や、オークションの結果として約定価格が EPEX SPOT が定める閾値を超過した場合は、需給逼迫状況の改善を目的として2回目のオークションの開催が通知される。例えば、約定価格が高価格の場合は、市場参加者は販売数量の増加、購入数量の減少、販売価格を低下させるなど、注文情報の変更が可能となる。

### (時間前市場(Continuous 方式)における運用)

時間前市場オークションと同様に、単一商品入札とブロック入札が定義される他、ローカル入札(Local Order)とリモート入札(Remote Order)が定義されている<sup>62</sup>。注文方法としては、指値注文(Limit orders)とローカル入札においてのみ可能な Market sweep orders<sup>63</sup>がある。入札時は、次に示す執行条件(execution conditions)を付与する。

---

<sup>61</sup> International GCC として、近隣国(スイス、オーストリア、ベルギー、オランダ、フランス、デンマーク、チェコ)へ拡大中。ただ実現内容は、インバランス・ネッティングのみ。  
< <https://www.regelleistung.net/ext/static/gcc?lang=en> >

<sup>62</sup> マッチングメカニズムに関して、ローカル入札は、EPEX SPOT のシステム(M7 Local Trading Solution)によって、域内でマッチングされる。他方で、リモート入札における入札情報は、M7 から XBID に送信され、別エリアの系統に空き容量がある場合にのみマッチングされる。ローカル入札とリモート入札は其々の Order Book 上に入力され、双方がマッチングされることはない。

<sup>63</sup> Market sweep orders は、連続した単一商品入札に対して適用され、指定した価格で約定しない数量は自動的にキャンセルされる注文方法である。

表 1-5 時間前市場(Continuous 方式)における執行条件

| 条件                         | 概要                                                                            |
|----------------------------|-------------------------------------------------------------------------------|
| Immediate or Cancel (IOC)  | 入札は Order book 上の最も高い価格で即座にまたは部分的に約定される。約定しない入札は Order book から消去される。          |
| Fill or Kill (FOK)         | 入札は Order book 上の最も高い価格で約定され、部分的には約定されず全量約定条件となる。約定しない入札は Order book から消去される。 |
| Linked Fill or Kill (LFOK) | 2~100 迄の FoK 入札に同一の条件を付与するもの。                                                 |
| All or None(AON)           | 注文が完全に約定されるか、または全く約定されない条件。約定しない入札は Order book に残置される。                        |

(出所) EPEX SPOT 「Operational Rules」 等より MURC 作成

### 3) 時間前オークション導入による影響分析

Neuhoff et al.2016<sup>64</sup>では、EPEX SPOT においてドイツを対象として 2014 年 12 月より導入された時間前オークションが市場パフォーマンスに与えた影響について分析している。導入により最も便益を受けたのは、24 時間×7 日に渡って常時、Continuous 取引に対応することが難しい小規模事業者であるとされており、また価格発見機能の観点からも市場創設によるメリットがあったとしている。

当該研究では、取引量や流動性/市場の厚み(market depth)、価格変動性(price volatility)等の市場効率性に係る指標について実証分析を実施したが、その結果として、追加的オークション導入により、取引量の増加及び流動性向上に伴い、市場は厚みを増したことで、これにより価格変動性は低下したこと等が示している。

また当該研究では、時間前オークションに関連するいくつかの追加的な特徴について、定性的な観点から以下のことを示唆している。

- ・ より高度な運用信頼性の向上を通じ、運用安定性に対する寄与
- ・ 高頻度の連続的取引に向けた競争の抑止
- ・ ヘッジ商品の精算のための流動性の観点からの基準点の設定
- ・ 時間前の送電容量のより効率的な配分の促進
- ・ 送電容量の希少性の価値がシグナル化を通じた、消費者の送電コストの削減に寄与

<sup>64</sup> Karsten Neuhoff, Nolan Ritter, Aymen Salah-Abou-El-Enien and Philippe Vassilopoulos(2016) “Intraday Markets for Power: Discretizing the Continuous Trading?”, EPRG Working Paper 1609, Cambridge Working Paper in Economics 1616.  
<<https://www.eprg.group.cam.ac.uk/wp-content/uploads/2016/03/1609-Text.pdf>>

### 1.1.2.2 フランス

#### (1) 市場形成の経緯

先述した通り、フランスでは、2009年にEEX AG社(ドイツ)とPowernext社(フランス)の両取引所統合により誕生したEPEX SPOTが物理的取引(スポット取引)機能を担っている。

#### (2) 市場概要

先述した通り、EPEX SPOTは、CWEを中心とした各国に対して前日市場と時間前市場に係る商品を提供している<sup>65</sup>。

##### 1) 前日市場<sup>66</sup>

前日市場は、EU全域におけるSDACに呼応する形で運営されており、価格決定はオークション方式で実施されている<sup>67</sup>。2019年におけるフランスの前日市場取引量は113TWhとなっており、先述したEPEX SPOTにおける欧州全体の前日市場取引量502TWhの23%を占めている。前日市場におけるEPEX SPOT Franceの商品概要を以下に示す<sup>68</sup>。

- ・ 対象商品：60分単位商品、ブロック商品、このほかにも事前定義商品として、4,6,8,12,24時間単位など計16商品が存在
- ・ 入札単位：0.1MW
- ・ 価格決定：オークション方式
- ・ 閉場時間：実需給日45日前に開場。前日AM12:00に市場参加者からのOrder受付締切。前日12:42以降可能な限り早く市場参加者に対して予備的結果を通知。最終結果は、12:55～13:50までに通知
- ・ 値域制限：上限: +3,000€/MWh、下限: -500€/MWh

##### 2) 時間前市場

EPEX SPOTは、2010年12月よりドイツとフランスの時間前市場を結合して運用しており、フランスにおいてContinuous方式による時間前市場を運営している。またEPEX SPOTはContinuous方式による時間前市場に加えて、2020年10月よりオーストリア、ベルギー、オランダとともにオークション方式による時間前市場も開設している。2019年におけるフランスの時間前市場取引量は7.7TWhとなっており、先述したEU全体の前日市場取引量92TWhの9%を占めている。

---

<sup>65</sup> EPEX SPOTでは、この他にもフランスにおいてCapacity AuctionやLocal Flexibility Marketなどを運営している。

<sup>66</sup> <<http://www.epexspot.com/en/product-info/auction>>

<sup>67</sup> フランスではPowernextが2001年11月より前日市場の運用を開始。

<sup>68</sup> EPEX SPOT Day-Ahead Austria, Belgium, France, Germany/Luxembourg, Netherlands 60min Auction (12:00 CET, D-1)として、これらの国では同一の商品設計となっている。

(Continuous 方式～EPEX SPOT Intraday France Continuous<sup>69)</sup>)

時間前市場は、EU 全域における SIDC に呼応する形で運営されている。閉場時間も実需給により近い時間まで短縮されており、フランス国内の場合は 実需給の 5 分間前となっている。

表 1-6 EPEX SPOT Intraday France Continuous の商品概要(時間前市場)

|            | 概要                                                         |
|------------|------------------------------------------------------------|
| 価格決定方式     | Continuous 方式                                              |
| 取扱商品       | 30 分単位、60 分単位、ブロック商品(ベースロード(24 時間)、ピークロード(9-20 時))         |
| 最小入札量単位    | 0.1MW                                                      |
| 開場時間       | 前日 15:00                                                   |
| 入札締切(閉場時間) | (フランス国内の場合)<br>・ 実需給の 5 分間前<br>(XBID の場合)<br>・ 実需給の 60 分間前 |
| 最小入札価格単位   | 0.01€/MWh                                                  |
| 最小精算価格単位   | 0.01€/MWh                                                  |
| 値域制限       | 上限: +9,999€/MWh<br>下限: -9,999€/MWh                         |

(出所) EPEX SPOT 「Operational Rules」 より MURC 作成

(オークション方式～EPEX SPOT Intraday France 30min Auction<sup>70)</sup>)

上述の通り、EPEX SPOT France では、2020 年 10 月より Intraday Auction として 30 分単位のオークション方式による時間前市場を開設している。この 30 分単位のオークションでは、前日市場と同様に、実需給当日における 24 時間(0:00～24:00)が対象であり、計 48 コマ<sup>71)</sup>の市場時間単位が取引される。

<sup>69)</sup> EPEX SPOT 「Operational Rules」

<sup>70)</sup> EPEX SPOT 「Operational Rules」

<sup>71)</sup> 30 分単位であるため 1 時間あたり 2 コマであり、この 24 時間分の 48 コマがオークション対象となる。

表 1-7 EPEX SPOT Intraday France 30min Auction の商品概要(時間前市場)

|            | 概要                                 |
|------------|------------------------------------|
| 価格決定方式     | オークション方式                           |
| 取扱商品       | 30 分単位                             |
| 最低入札量      | 0.1MW                              |
| 開場時間       | 実需給 45 日前                          |
| 入札締切(閉場時間) | 前日 14:30(14:50 以降、結果公表)            |
| 最小入札価格単位   | 0.1€/MWh                           |
| 最小精算価格単位   | 0.01€/MWh                          |
| 値域制限       | 上限: +3,000€/MWh<br>下限: -3,000€/MWh |

(出所) EPEX SPOT 「Operational Rules」 より MURC 作成

### (3) 取引量の推移

EPEX SPOT のフランスにおける電力取引量は 2019 年において 121TWh(内訳: 前日市場 113TWh、時間前市場 7.7TWh)となっており、国内電力消費量 449TWh の 27%(内訳: 前日市場 25%、時間前市場 2%)となっている。

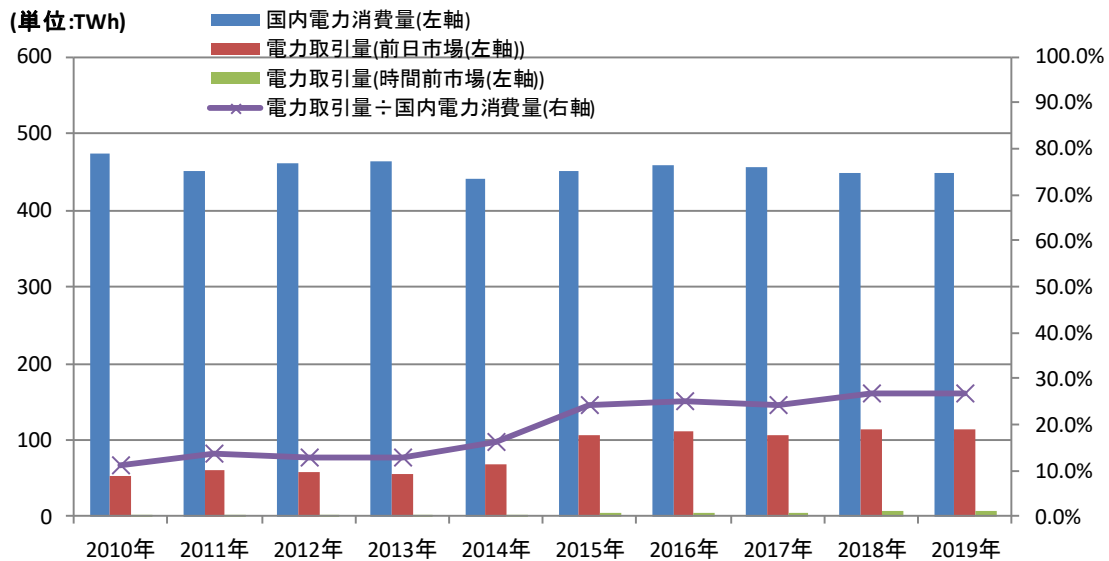


図 1-11 フランスにおける電力取引量(前日市場・時間前市場)と国内電力消費量推移<sup>72</sup>

(出所) EPEX SPOT Annual Report 等より MURC 作成

時間前市場における取引量について商品別に見ると、2019 年における時間前市場取引量 7.7TWh のうち 60 分単位商品が 7.6TWh、15 分単位商品が 0.08TWh となっており、ほぼ全量を 60 分単位商品が占めている<sup>73</sup>。

<sup>72</sup> 国内電力消費量に関して、EIA 「International Energy Statistics」 よりデータを取得。

<sup>73</sup> 2020 年 10 月より開始した Intraday Auction(30 分単位)の 2020 年における取引量は、0.03TWh となつて

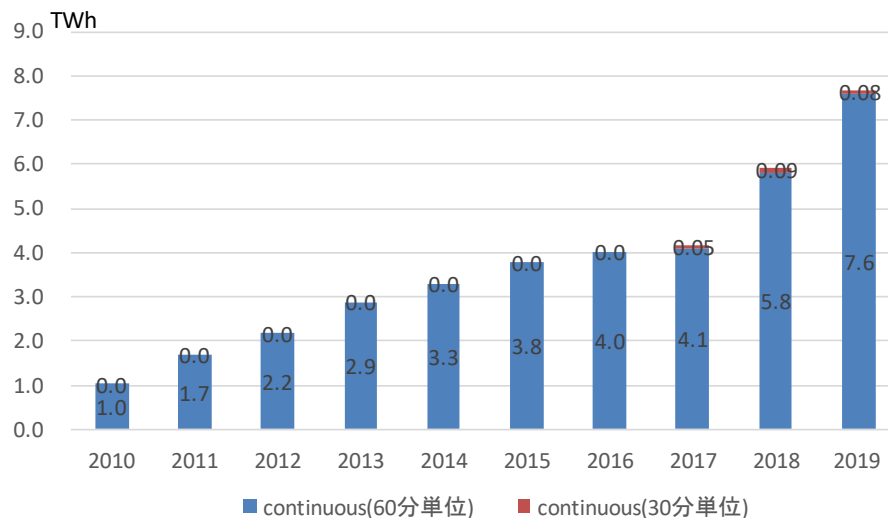


図 1-12 フランスにおける時間前市場取引量(商品別)の推移

(出所) EPEX SPOT Annual Report 等より MURC 作成

#### (4) 時間前市場の制度設計

##### 1) 取引のタイムライン

フランスでは、2003 年 4 月より RTE 社が需給調整メカニズム(BM: Balancing Mechanism)<sup>74</sup>を運用している<sup>75</sup>。BM 参加者(BA: Balancing Actor)は、RTE 社が認めた発電リソース等について需給調整主体(BE: Balancing Entity)<sup>76</sup>として宣言する。さらに各 BE に対して、需給調整責任主体(BRE: Balancing Responsible Entity)<sup>77</sup>を任命する。

この BRE は、RTE 社との間で設定した需給調整範囲(BP: Balance Perimeter) におけるポートフォリオのインバランスについて責任を担っており、BE との相対取引や卸電力取引所(EPEX SPOT 等)における取引を通じて BP 内部における自己調整を図る<sup>78,79</sup>。具体的には、時間前市場のゲートクローズ (注: フランス国内の場合、実需給 5 分前)まで調整を図り、最終的な需給計画が決定される<sup>80</sup>。以降は、RTE 社が事前確保した調整力、更には BM 等にお

いる。

<[https://www.epexspot.com/sites/default/files/download\\_center\\_files/2021-01-14\\_EPEX%20SPOT\\_Annual%20Press%20Release-2020\\_final.pdf](https://www.epexspot.com/sites/default/files/download_center_files/2021-01-14_EPEX%20SPOT_Annual%20Press%20Release-2020_final.pdf)>

<sup>74</sup> 仏名: Mécanisme d'Ajustement

<[http://clients.rte-france.com/lang/fr/clients\\_producteurs/services\\_clients/service\\_ma.jsp](http://clients.rte-france.com/lang/fr/clients_producteurs/services_clients/service_ma.jsp)>

<sup>75</sup> <<https://www.rte-france.com/fr/article/marche-d-ajustement>>

<sup>76</sup> 仏名: Entité D'Ajustement。需給調整の物理的主体であり、複数の発電サイト及び需要サイトにより構成することも可能

<sup>77</sup> 仏名: Responsable d'Équilibre

<[http://clients.rte-france.com/lang/an/clients\\_producteurs/services\\_clients/dispositif\\_re.jsp](http://clients.rte-france.com/lang/an/clients_producteurs/services_clients/dispositif_re.jsp)>

<sup>78</sup> <[http://clients.rte-france.com/lang/an/visiteurs/vie/vie\\_reconst\\_flux.jsp](http://clients.rte-france.com/lang/an/visiteurs/vie/vie_reconst_flux.jsp)>

<sup>79</sup> BRE は、BP の管理者として、複数の発電設備及び送配電システム等からなる BE との取引等を通じて、需給調整範囲の内の需給を管理。RE は、30 分同時同量に基づき BP の不均衡を相殺し、決済費用を最小化。

<sup>80</sup> 時間前市場における GC 後、取引実施に伴う修正等を反映したものが再提出され、最終的な需給計画となる。

いて調達した調整力を用いて系統運用を行うが、BP 内で発生したインバランスは、この BRE が RTE 社との間で精算する<sup>81</sup>。

先述の通り、EPEX SPOT では、時間前市場における商品の多様化を図っている。2017 年には Continuous 市場における取扱商品として 60 分単位商品に加えて、新たに 30 分単位商品を導入した。また閉場時間も実需給により近い時間まで短縮されており、国内の場合は実需給の 5 分間前となっている<sup>82</sup>。これにより市場参加者は予測誤差の精度向上を反映した入札行動が可能となっている。また先述の通り、2020 年には Intraday Auction として 30 分単位のオークション方式による時間前市場も開設している(ゲートクローズは前日 14:30)。

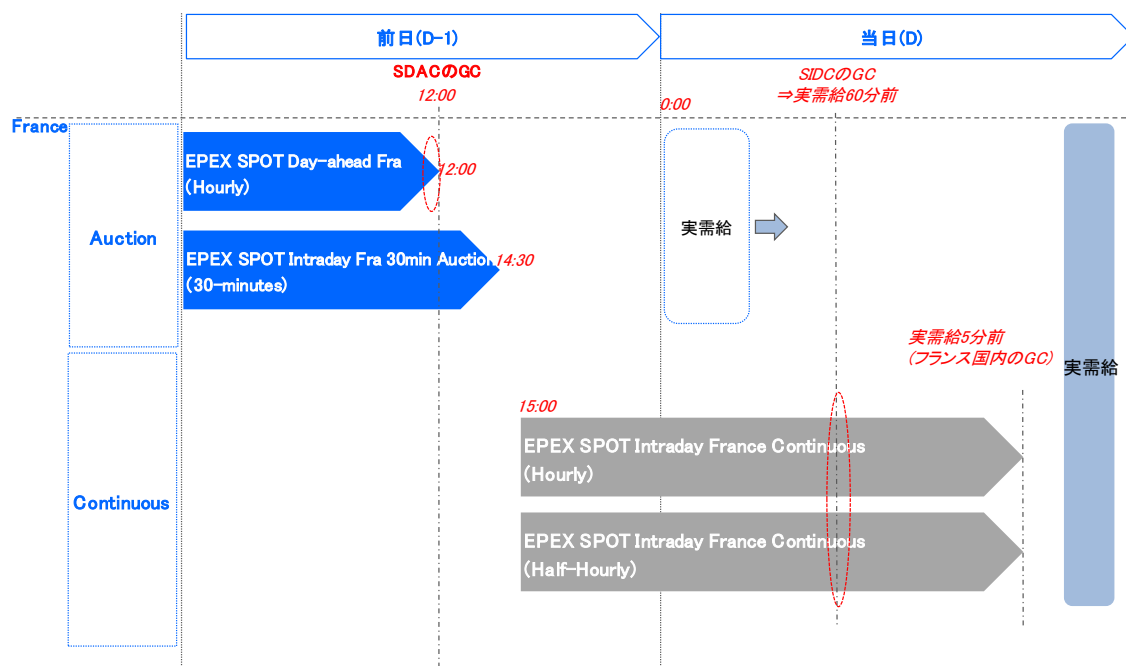


図 1-13 フランスにおける EPEX SPOT のタイムスケジュール

(出所) MURC 作成

## 2) 取引所における運用手続

先述したドイツと同様の EPEX SPOT 「Operational Rules」が適用されている。

<sup>81</sup> フランスにおいてインバランスは、BP における実発電量と実消費量の差分として定義されており、実同時同量制として分類される。

<sup>82</sup> SIDC によるクロスボーダー取引の閉場時間は、実需給の 60 分間前となっている。

<[http://clients.rte-france.com/lang/an/clients\\_producteurs/services\\_clients/dispositif\\_re.jsp](http://clients.rte-france.com/lang/an/clients_producteurs/services_clients/dispositif_re.jsp)>

### 1.1.2.3 イギリス

#### (1) 市場形成の経緯

イギリスでは、EPEX SPOTに加えて、Nord Pool が物理的市場を展開している。イギリスでは、1989 年電気法(the Electricity Act)<sup>83</sup>に基づき発電部門の自由化が開始され、1990 年 4 月には強制プール方式(mandatory pool)<sup>84</sup>による卸電力市場が創設された。しかし様々な理由<sup>85</sup>から市場取引は活発化せず、2001 年 3 月には強制プール市場は廃止され、2002 年には相対取引を中心とした市場枠組である NETA(New Electricity Trading Arrangements)に移行した<sup>86,87</sup>。その結果として、イギリス電力市場は、大手 6 大電気事業者<sup>88</sup>が、自グループの発電会社と小売会社との間で相対取引を実施しており OTC 市場が発達していた。その一方で、取引所を介した取引(exchanged exchange)についてはこれまで限定的な取引量にとどまっていた。このような背景から、イギリスガス・電力市場局(Ofgem: Office of the Gas and Electricity Markets)は、2010 年以降、卸電力市場活性化に向けた様々な施策検討を実施しており(後述)、卸電力市場における取引量はここ数年、劇的に増加している。

#### (2) 市場概要

イギリスでは 2000 年以降、複数の電力スポット取引所が創設された。現在では、APX SPOT UK を買収することにより、2015 年よりイギリスに事業展開した EPEX SPOT UK<sup>89</sup>、また 2010 年より Nord Pool グループによる Nord Pool UK<sup>90</sup>が電力スポット市場を運営している。

2018 年における電力スポット市場の取引量は、それぞれ EPEX SPOT UK が 69TWh(前日市場 50TWh、時間前市場 19TWh)<sup>91</sup>、Nord Pool UK が 120TWh<sup>92</sup>であり、合計 189TWh となっていた。しかし 2019 年は EPEX SPOT UK が 74.4TWh(前日市場 52.8TWh、時間前市場

<sup>83</sup> <<http://www.legislation.gov.uk/ukpga/1989/29/contents>>

<sup>84</sup> 強制プールとは、原則的に、発電電力を、一旦、全て卸電力市場に対して投入する方式である。

<sup>85</sup> 強制プール制度が失敗した理由として、Steve Thomas は、①市場設計の失敗、②発電市場における高い集中度、③消費者競争の欠如、④卸電力市場における支配力の存在、⑤発電・小売の垂直統合等が挙げられる。特にイギリス国営発電会社であった中央発電局(CEGB: Central Electricity Generating Board)の分割により誕生した National Power 社、PowerGen 社の市場支配力に起因する価格透明性への懸念の存在により、新規事業者の市場参入が進まなかったことが指摘されている。(出所: F Steve Thomas 「The Wholesale Electricity Market in Britain – 1990-2001」、August 2001, PSIRU, University of Greenwich, London, “Why was it believed the Power Pool failed?”)

< [www.psir.org/reports/2001-09-E-Uk-market.doc](http://www.psir.org/reports/2001-09-E-Uk-market.doc)>

<sup>86</sup> <<http://www.publications.parliament.uk/pa/cm201012/cmselect/cmenergy/742/74205.htm#a3>>

<sup>87</sup> 2005 年 4 月より、イングランド及びウェールズで運用されていた NETA をスコットランドまで拡大したことにより、BETTA(British Electricity Trading Agreements)となった

<sup>88</sup> Big6 と呼ばれる。現在、E.ON UK 社、RWE 社、SSE 社、EDF 社、Iberdrola 社、Centrica 社の 6 社

<sup>89</sup> APX Group は、1999 年にアムステルダムにて卸電力市場を開始した APX(Amsterdam Power Exchange)をルーツとし、イギリス、オランダ等においてエネルギースポット市場を運営してきた。EPEX SPOT SE 社は、この APX Power UK を買収することにより、2015 年より EPOT SPOT UK としてイギリスにおける物理的市場を運営している。

<sup>90</sup> Nord Pool UK は、2010 年 1 月より Nord Pool 社が N2EX というブランド名で市場を開設したものを前身としている。

<sup>91</sup> EPEX SPOT SE アニュアルレポートより

<sup>92</sup> 前日市場のみの数値。Nord Pool UK 時間前市場も存在しているが 2018 年における取引量は 0.0008TWh とごく少量である。(出所: Nord Pool アニュアルレポートより)

21.6TWh)と微増する一方、Nord Pool UK が 94TWh<sup>93</sup>と大きく減少しており、その結果、合計 168TWh まで減少に転じている。以下、EPEX SPOT GB<sup>94</sup>における市場概要について示す。

### 1) 前日市場<sup>95</sup>

2019 年におけるイギリスの前日市場取引量は 53TWh となっており、先述した EPEX SPOT における欧州全体の前日市場取引量 502TWh の 11%を占めている。なお EPEX SPOT GB の前日市場では、60 分単位、30 分単位の 2 つのオークション市場を運営しており、それぞれの取引量は 49.1TWh、3.7TWh となっている。以下、商品概要を以下に示す。

#### (EPEX SPOT Day-Ahead GB 60min Auction (9:20 GMT/BST, D-1))

- ・ 対象商品： 60 分単位、ブロック商品(事前定義商品として、計 7 商品が存在(ベース、ピーク、オフピーク、夜間等))
- ・ 入札単位： 0.1MW
- ・ 価格決定： オークション方式
- ・ 閉場時間： 実需給日 14 日前。前日 9:20 に市場参加者からの Order 受付締切。前日 9:30 以降可能な限り早く市場参加者に対して結果を通知
- ・ 値域制限： 上限: +3,000 £/MWh、下限: -500 £/MWh

#### (EPEX SPOT Day-Ahead GB 30min Auction (15:30 GMT/BST, D-1))

- ・ 対象商品： 60 分単位、ブロック商品(事前定義商品として、計 6 商品が存在(ベース、ピーク、オフピーク、夜間等))
- ・ 入札単位： 0.1MW
- ・ 価格決定： オークション方式
- ・ 閉場時間： 実需給日 14 日前。前日 15:30 に市場参加者からの Order 受付締切。前日 15:45 以降可能な限り早く市場参加者に対して結果を通知
- ・ 値域制限： 上限: +3,000 £/MWh、下限: -500 £/MWh

### 2) 時間前市場

EPEX SPOT GB は Continuous 方式による時間前市場に加えて、2018 年 10 月よりオークション方式による時間前市場も開設している。2019 年におけるイギリスの時間前市場取引量は 21.6TWh(Continuous 方式: 20.5TWh、オークション方式: 1.1TWh)となっており、先述した EU 全体の時間前市場取引量 91.9TWh の約 24%を占めている。

<sup>93</sup> 2019 年における Nord Pool UK の時間前市場の取引量は、2018 年と同様に極めて限定的である。(出所: Nord Pool アニュアルレポートより)

<sup>94</sup> イギリスにおける EPEX SPOT の呼称に関して、EPEX SPOT UK と EPEX SPOT GB の双方があるが、当該報告書では EPEX SPOT GB に統一した。

<sup>95</sup> <<http://www.epexspot.com/en/product-info/auction>>

(Continuous 方式～EPEX SPOT Intraday GB Continuous)

2015 年より取引を開始した EPEX SPOT UK は、EPEX SPOT Intraday GB Continuous を運営しており、価格決定は Continuous 方式で実施されている<sup>96</sup>。閉場時間も実需給により近い時間まで短縮されており、実需給の 15 分間前となっている。

表 1-8 EPEX SPOT Intraday GB Continuous の商品概要(時間前市場)

|            | 概要                                                      |
|------------|---------------------------------------------------------|
| 価格決定方式     | Continuous 方式                                           |
| 取扱商品       | 30 分単位、ブロック商品(1,2,4 時間単位、夜間、ピーク、ベース等多数)                 |
| 最小入札量単位    | 0.1MW                                                   |
| 開場時間       | 前日 0:00                                                 |
| 入札締切(閉場時間) | ・30 分単位: 実需給の 15 分前<br>・ブロック商品: 商品により異なる(実需給の 17～23 分前) |
| 最小入札価格単位   | 0.01€/MWh                                               |
| 最小精算価格単位   | 0.01€/MWh                                               |
| 値域制限       | 上限: + 3,000£/MWh<br>下限: - 500£/MWh                      |

(出所) EPEX SPOT 「Operational Rules」より MURC 作成

(オークション方式～EPEX SPOT Intraday GB Auction)

上述の通り、EPEX SPOT GB では、Continuous 方式による時間前市場に加えて、2018 年 10 月より Intraday Auction として 30 分単位のオークション方式による時間前市場を開設している。なお EPEX SPOT Intraday GB 30min Auction は、2 つの市場が併設されており、それぞれゲートクローズ時間が前日 17:30、当日 8:00 となっている。

- ・ EPEX SPOT Intraday GB 30min Auction (17:30 GMT/BST, D-1)
- ・ EPEX SPOT Intraday GB 30min Auction (08:00 GMT/BST, D)

<sup>96</sup> イギリスは SIDC に参加していない。

表 1-9 EPEX SPOT Intraday GB 30min Auction の商品概要(時間前市場)

|            | EPEX SPOT Intraday GB 30min Auction (17:30 GMT/BST, D-1) | EPEX SPOT Intraday GB 30min Auction (08:00 GMT/BST, D) |
|------------|----------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------|
| 価格決定方式     | オークション方式                                                 | オークション方式                                               |
| 取扱商品       | ・30 分単位<br>※ブロック商品はなし                                    | ・30 分単位<br>※ブロック商品はなし                                  |
| 最低入札量単位    | 0.1MW                                                    | 0.1MW                                                  |
| 開場時間       | 実需給14日前                                                  | 実需給14日前                                                |
| 入札締切(閉場時間) | 前日 17:30(18:10 以降、結果公表)                                  | 当日 8:00(8:40 以降、結果公表)                                  |
| 最小入札価格単位   | 0.1£/MWh                                                 | 0.1£/MWh                                               |
| 最小精算価格単位   | 0.01£/MWh                                                | 0.01£/MWh                                              |
| 値域制限       | 上限: +1,500£/MWh<br>下限: -150£/MWh                         | 上限: +1,500£/MWh<br>下限: -150£/MWh                       |

(出所) EPEX SPOT 「Operational Rules」 より MURC 作成

ゲートクローズが前日 17:30 である前者のオークションでは、前日市場と同様に、実需給当日における 24 時間(0:00～24:00)が対象であり、計 48 コマ<sup>97</sup>の市場時間単位が取引される。一方、ゲートクローズが当日 8:00 である後者のオークションでは、実需給当日における 12 時間(11:00～23:00)が対象であり<sup>98</sup>、計 24 コマ<sup>99</sup>の市場時間単位が取引される。

### (3) 取引量の推移

イギリスにおける電力取引量は 2019 年において 169TWh(内訳: 前日市場 147TWh<sup>100</sup>、時間前市場 22TWh<sup>101</sup>)となっており、国内電力消費量 301TWh の 56%(内訳: 前日市場 49%、時間前市場 7%)となっている。

<sup>97</sup> 30 分単位であるため 1 時間あたり 2 コマであり、この 24 時間分の計 48 コマがオークション対象となる。

<sup>98</sup> 実需給開始は 11:00 であり、ゲートクローズの 3 時間後となっている。

<sup>99</sup> 30 分単位であるため 1 時間あたり 2 コマであり、この 12 時間分の計 24 コマがオークション対象となる。

<sup>100</sup> EPEX SPOT GB 53TWh、Nord Pool UK 94TWh

<sup>101</sup> EPEX SPOT GB 22TWh。先述の通り、Nord Pool UK における時間前市場取引量はごく限定的である。

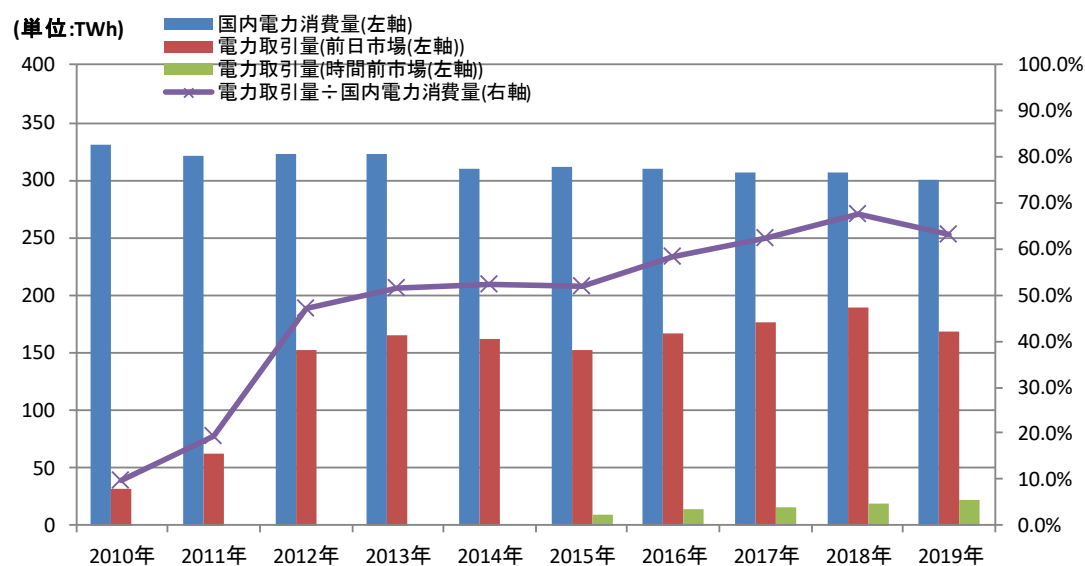


図 1-14 イギリスにおける電力取引量(前日市場・時間前市場)と国内電力消費量推移<sup>102</sup>

(出所) EPEX SPOT Annual Report 等より MURC 作成

EPEX SPOT GB の時間前市場における取引量について商品別に見ると、2019 年における時間前市場取引量 21.6TWh のうち、Continuous 方式が 20.5TWh となりほぼ全量を占めている。オークション方式は「30 分単位; GC 前日 17:30」が 0.72TWh、「30 分単位; GC 当日 8:00」が 0.46TWh となっている。

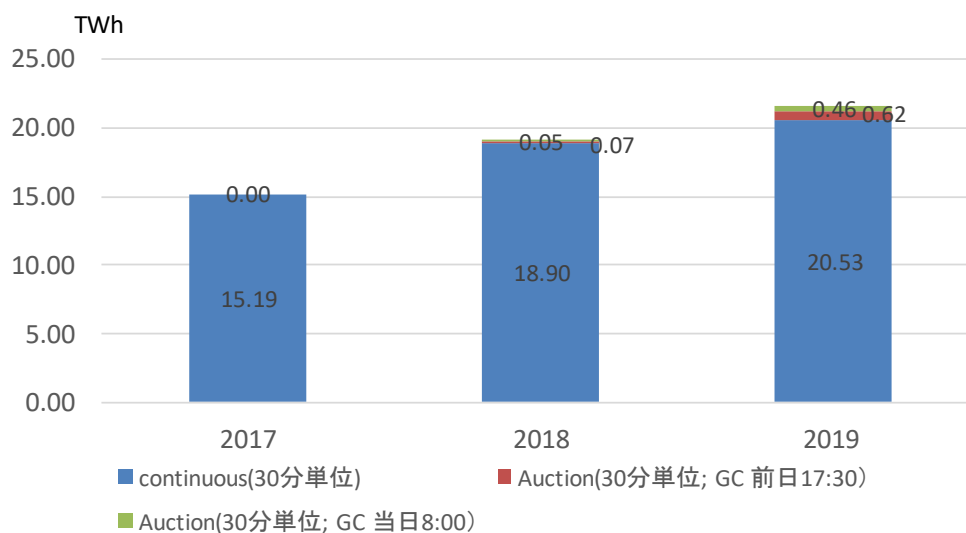


図 1-15 イギリスにおける時間前市場取引量(商品別)の推移

(出所) EPEX SPOT Annual Report 等より MURC 作成

<sup>102</sup> 国内電力消費量に関して、EIA「International Energy Statistics」よりデータを取得。

#### (4) 時間前市場の制度設計

##### 1) 取引のタイムライン<sup>103</sup>

イギリスでは、系統利用者(BSC Parties: Balancing and Settlement Code Parties)<sup>104</sup> が、各 30 分の精算コマ(Settlement Period)について、計画値 (物理的通知(Physical Notifications))を提出する必要がある。この計画値は、卸電力市場のゲートクローズ(EPEX SPOT における Continuous 市場の場合、実需給の 15 分前)まで変更することが可能であり、それ以降、系統利用者はこの最終計画値を遵守する必要がある<sup>105</sup>。系統利用者が提出する計画値には、需給調整メカニズムユニット(BMU: Balancing Mechanism Unit)の発電計画・需要計画が記載されている<sup>106,107</sup>。

ゲートクローズ以降に関しては、TSO である NGET 社が系統安定運用の責任を担っている。同社は、必要な調整サービスを入札市場による調達や相対契約等を通じて確保し<sup>108</sup>、この各種調整力を活用して、計画と実績との差分を解消する。なおイギリスにおいて、インバランスは、系統利用者の契約量と需給実績(実発電量・実需要量)の差分を意味しており、NGET 社の子会社である Elexon 社の間で精算される。

---

<sup>103</sup> Elexon 社「BSC Simple Guide」

<[https://www.elexon.co.uk/wp-content/uploads/2017/11/section\\_q\\_simple\\_guide\\_v29.0.pdf](https://www.elexon.co.uk/wp-content/uploads/2017/11/section_q_simple_guide_v29.0.pdf)>

<sup>104</sup> 需給調整・精算コード(BSC: Balancing and Settlement Code)の締結者であり、BSC Parties と呼ばれる

<sup>105</sup> 全ての系統利用者は、前日午前 11:00 までに初期物理的通知(IPN: Initial Physical Notification)を提出する。IPN は実需給 1 時間前の Gate Close まで変更可能であり、Gate Close の時点で最終物理的通知(FPN: Final Physical Notification)となる。一方、NGET 社は、FPN 確定後、BM において必要となる需給調整能力、すなわち入札内容を確定する。

<<https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/82294/ebscdraftdecision.pdf>>

<sup>106</sup> BMU は、BSC(Balancing and Settlement Code)の下で使用されるユニットであり、個別に計量して精算できる設備の最小グループである。

<<https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/82294/ebscdraftdecision.pdf>>

<sup>107</sup> BMU は特定地点における発電単位・需要単位であり、系統利用者に対し各地域の BMU が割り当てられる。BMU は、一定の発電能力または需要能力を上回る場合、物理的通知(PN)を National Grid に提出する必要がある。一方、これら未満の場合は、PN の提出は任意となる。

<sup>108</sup> この中でも需給調整メカニズム(Balancing Mechanism Offer and Bid)(以下、BM)は、NGET 社が必要なエネルギー調整能力を確保するための入札市場という位置付けとなっている。

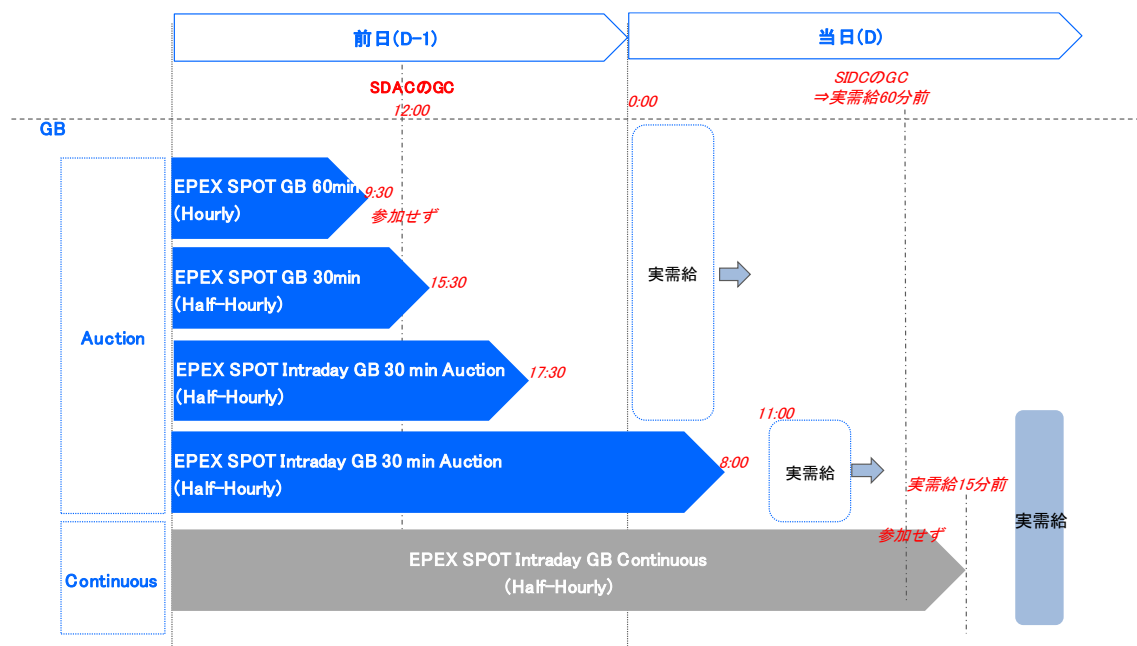


図 1-16 イギリスにおける EPEX SPOT のタイムスケジュール

(出所) MURC 作成

## 2) 取引所における運用手続

先述したドイツと同様の EPEX SPOT 「Operational Rules」 が適用されている。

#### 1.1.2.4 北欧

##### (1) 市場形成の経緯<sup>109</sup>

北欧4カ国(ノルウェー、スウェーデン、デンマーク、フィンランド)では、Nord Pool 社が物理的市場を運営している。市場形成の経緯を見ると、1993 年、ノルウェー TSO である Statnett 社が 1970 年代より運用していたノルウェー電力プールを統合し、子会社として卸電力市場 Statnett Marked 社を設立した。1996 年にはスウェーデンとの市場統合に伴い名称を旧 Nord Pool 社と変更し<sup>110</sup>、その後、1998 年にフィンランド、1999 年にデンマーク西部系統、2000 年にデンマーク東部系統が市場参加し、北欧4カ国の共通市場となった。

2002 年1月には旧 Nord Pool 社の再編が実施され<sup>111</sup>、物理的市場の運営を担う Nord Pool Spot 社と金融的市場の運営等を担う旧 Nord Pool 社の2社が別法人として並存することとなった(注: 本社機能は旧 Nord Pool 社が担う)。しかし 2010 年には後者の旧 Nord Pool 社が NASDAQ OMX 社により買収されたことにより<sup>112</sup>、物理的市場の運営を担う Nord Pool Spot 社のみが存続することとなった。なお Nord Pool Spot 社は、2016 年には再び Nord Pool 社と社名変更しており、現在に至っている<sup>113</sup>。

##### (2) 市場概要

Nord Pool 社は、北欧4カ国のみならず、バルト三国、ドイツ、フランス、イギリス、オランダ、ベルギーなど欧州の広範囲に渡り対象エリアを拡大している。物理的市場は、前日市場と時間前市場から構成されており、欧州全体の市場参加者は 360 社程度となっている<sup>114</sup>。なお北欧においては、EPEX SPOT も 2020 年6月より前日市場・時間前市場の運営を開始している。

##### 1) 前日市場<sup>115</sup>

Nord Pool 社は、1999 年7月より Elspot と呼ばれる前日市場を開始しており、価格決定方式としてはオークション方式が採用されている<sup>116</sup>。Nordic 及び Baltic における混雑管理・連

<sup>109</sup> Nord Pool 社 Web サイト<<https://www.nordpoolgroup.com/About-us/History/>>

<sup>110</sup> 1996 年の旧 Nord Pool 社設立時は、スウェーデン TSO である Svenska Kraftnet 社が Statnett Marked 社の 50%の株式を買い取り、両国の TSO が 50%ずつ出資する形となっていた。

<sup>111</sup> 2001 年ノルウェー証券取引法(Securities Trading Act)改正に伴い、金融取引に関して「取引所機能」と「決済機能」を同一組織内で行うことが禁止された。従って、Nord Pool 社は金融的市場として先物・先渡市場(Eltermin)、オプション市場(Eoption)を運営していたが、金融的市場の中に派生的商品が含まれることから再編が必要となった。

<sup>112</sup> 旧 Nord Pool 社の株主であった Statnett 社及び Svenska Kraftnät 社が、NASDAQ OMX 社に対して事業を売却した。

<sup>113</sup> Nord Pool 社の資本構成は、かつては北欧4カ国の TSO に加え、バルト3国の TSO が 2%ずつ出資する形式となっていた。しかし 2019 年には大手取引所グループである Euronext 社が同社の株式の 66%を取得することにより、同社の Voting rights を取得している。

<sup>114</sup> <<https://www.nordpoolgroup.com/the-power-market/The-market-members/>>

<sup>115</sup> <<https://www.nordpoolgroup.com/the-power-market/Day-ahead-market/>>

<sup>116</sup> Nord Pool は、2021 年1月時点において欧州 15 カ国、21 の入札ゾーンに渡り、前日市場を展開している。

系線容量割当に際して市場分割方式が実施されており、域内全体でのシステム価格(System Price)が設定された後、エリア間連系線の混雑状況に応じて入札エリア毎にエリア価格(Area Price)が設定される<sup>117</sup>。前日市場は、EU 全域における SDAC に呼応する形で運営されている。

2019 年における Nord Pool 全体の取引量 494TWh のうち、Nordic 及び Baltic エリアにおける前日市場の取引量は 381.5TWh となっており、約 80%を占めている<sup>118</sup>。Nordic 及び Baltic エリアの商品概要(前日市場)<sup>119, 120</sup>の概要を示す。

- ・ 対象商品： 60 分単位(Single hourly Orders)、ブロック商品(Block Orders)、条件付きブロック商品(Exclusive Groups、Flexible Orders)
- ・ 契約単位： 0.1MW
- ・ 価格決定： オークション方式
- ・ 閉場時間： 前日 AM12:00 に市場参加者からの Order 受付締切。12:42 以降、市場参加者に対して結果を通知<sup>121</sup>

## 2) 時間前市場<sup>122</sup>

Nord Pool 社は、1999 年 7 月より開始された前日市場 Elspot に続き、同年よりフィンランドとスウェーデンにおいて Elbas と呼ばれる時間前市場を開始した<sup>123</sup>。2004 年には東デンマーク、2007 年には西デンマーク、2009 年にはノルウェー、更には 2013 年以降は Baltic へと対象範囲を拡大している<sup>124</sup>。EU 全域における SIDC に呼応する形で運営されており、価格決定は Continuous 方式で実施されている<sup>125</sup>。

2019 年における Nord Pool 全体の取引量 494TWh のうち、時間前市場の取引量は 15.8TWh となっている(注: この 15.8TWh のうち、Nordic における取引量は約 50%程度)<sup>126</sup>。

<sup>117</sup> <<https://www.nordpoolgroup.com/trading/Day-ahead-trading/Price-calculation/>>

<sup>118</sup> 出所: Nord Pool Annual Report 2019 より

<sup>119</sup> Nord Pool AS 「Product Specifications Nordic & Baltic Market Areas」

<<https://www.nordpoolgroup.com/trading/Rules-and-regulations/>>

<sup>120</sup> <<https://www.nordpoolgroup.com/trading/Day-ahead-trading/Order-types/>>

<sup>121</sup> <<https://www.nordpoolgroup.com/the-power-market/Day-ahead-market/>>

<sup>122</sup> <<http://www.nordpoolspot.com/TAS/Intraday-market-Elbas/>>

<sup>123</sup> 2004 年には東デンマーク、2007 年には西デンマーク、2009 年にはノルウェー、更には 2013 年以降は Baltic へと対象範囲を拡大

<sup>124</sup> Nord Pool は、2021 年 1 月時点において欧州 16 カ国(北欧 4 カ国、バルト 3 国、ドイツ、ルクセンブルク、フランス、オランダ、イギリス、ベルギー、ポーランド、オーストリア、ポーランド等)において時間前市場を展開している。2020 年以降の動向としては、2020 年 8 月にはポーランドが参加。また 2020 年 12 月からは、フランス-ベルギー間で 30 分単位商品、オーストリア-ハンガリー間で 15 分単位商品、ベルギー-ドイツ間、ベルギー-オランダ間、オランダ-ドイツ間で 15 分及び 30 分単位商品を提供している。

<sup>125</sup> 市場流動性向上策の一環として、かつてはマーケットメーカー制度が導入されていたが、現在は廃止されている。(参考: 2011 年 12 月時点で、Nord Pool Spot(Elbas)におけるマーケットメーカーは、Vattenfall AB 社(スウェーデン)、E.ON Energy Trading SE 社(スウェーデン)、Fortum Power and Heat Oy 社(フィンランド)の 3 社となっていた)

<sup>126</sup> 出所: Nord Pool Annual Report 2019 より

表 1-10 Nordic 及び Baltic エリアの商品概要(時間前市場)

|            | 概要                                                |
|------------|---------------------------------------------------|
| 価格決定方式     | Continuous 方式                                     |
| 取扱商品       | 60 分単位(Single hourly Orders)、ブロック商品(Block Orders) |
| 最低入札量      | 0.1MW                                             |
| 開場時間       | 前日 14 時                                           |
| 入札締切(閉場時間) | 実需給の 60 分間前(注: フィンランドは実需給直前、エストニアは 30 分前)         |
| 最小入札価格単位   | 0.01€/MWh                                         |
| 最小精算価格単位   | 0.01€/MWh                                         |
| 値域制限       | 上限: +9,999€/MWh<br>下限: -9,999€/MWh                |

(出所) Nord Pool AS 「Product Specifications Nordic & Baltic Market Areas」 より MURC 作成

### (3) 取引量の推移

Nord Pool の Nordic/Baltic における電力取引量は 2019 年において 390TWh(内訳: 前日市場 382TWh、時間前市場 8TWh)となっており、国内電力消費量 393TWh の 99%(内訳: 前日市場 97%、時間前市場 2%)となっている。

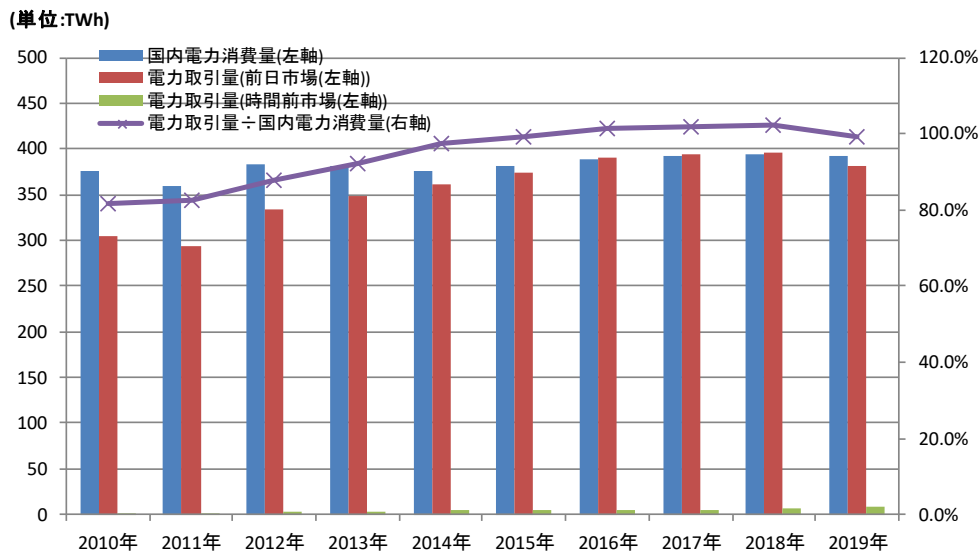


図 1-17 北欧における電力取引量(前日市場・時間前市場)と国内電力消費量推移<sup>127</sup>

(出所) Nord Pool Annual Report 等より MURC 作成

<sup>127</sup> 国内電力消費量に関して、EIA 「International Energy Statistics」 よりデータを取得

Nord Pool 全体における時間前市場の取引量は、2010 年頃まで 2TWh 程度で推移していたが、2010 年以降増加傾向にあり、2018 年には 8.3TWh、2019 年には 15.8TWh に達している。国別・地域別の内訳を見ると、北欧 4 カ国に加えてドイツの割合が多くなっている。北欧 4 カ国の取引量に限定してみると、2012 年に 2TWh に達した後も取引量を伸長しており、2019 年時点では全取引量の 15.8TWh の半分程度に相当する 8TWh 程度となっている。

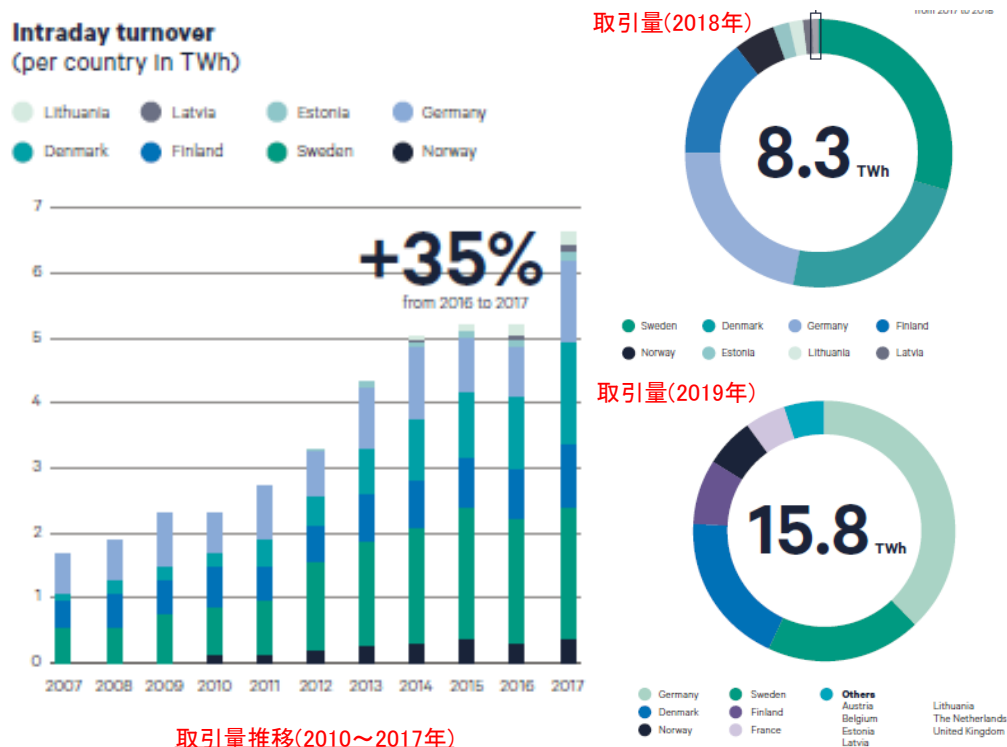


図 1-18 Nord Pool における時間前市場における取引量の推移<sup>128</sup>

(出所) Nord Pool Annual Report 2018、2019 等より MURC 作成

このように時間前市場における取引量は増加しているが、前日市場における取引量と比較すると非常に低いレベルにとどまっている。Nordic 及び Baltic における前日市場の取引量 381.5TWh に対して時間前市場の取引量は 8TWh 程度であり、前日市場の約 2%程度となっている。

#### (4) 時間前市場における制度設計

##### 1) 取引のタイムライン

北欧 4 カ国(フィンランド、ノルウェー、スウェーデン、デンマーク)では、各バランシング・グループ(BG)を代表する需給調整責任者(BRP)<sup>129</sup>が時間前市場<sup>130</sup>のゲートクローズ(実

<sup>128</sup> Nord Pool Annual Report 等より

<sup>129</sup> 全ての発電事業者、トレーダー及び小売事業者はバランス責任者(BRP)と契約を結ぶか、自ら BRP となる必要がある。

<sup>130</sup> Nord Pool Spot の当日市場

需給 60 分前)までに提出した需給計画に対して、同時同量達成の責任を担う。インバランスは、BRP における需給計画値と実発電・消費量の差分として定義され、計画値同時同量制として分類される。

なお 2020 年 1 月、Nord Pool は、フィンランドの価格エリアにおける時間前市場のゲートクローズ時間に関して、実需給 0 分前まで取引可能とすることを発表した<sup>131</sup>。これにより市場参加者は、実需給直前まで、自ら需給調整を図ることが可能となる。当該変更は、2019 年中頃にフィンランド TSO である Fingrid 社が時間前市場におけるゲートクローズ時間を実需給開始直前までにすると声明を受けたものである。Nord Pool は、このゲートクローズ時間の変更について、“リアルタイムの Continuous 市場(real-time continuous market)”の実装に向けた重要なステップと位置付けており、まずは 6 か月間の実証プロジェクトとして実施する。この間に Fingrid 社は、取引時間の拡大がフィンランド電力系統における需給管理に寄与するか評価するとしている。

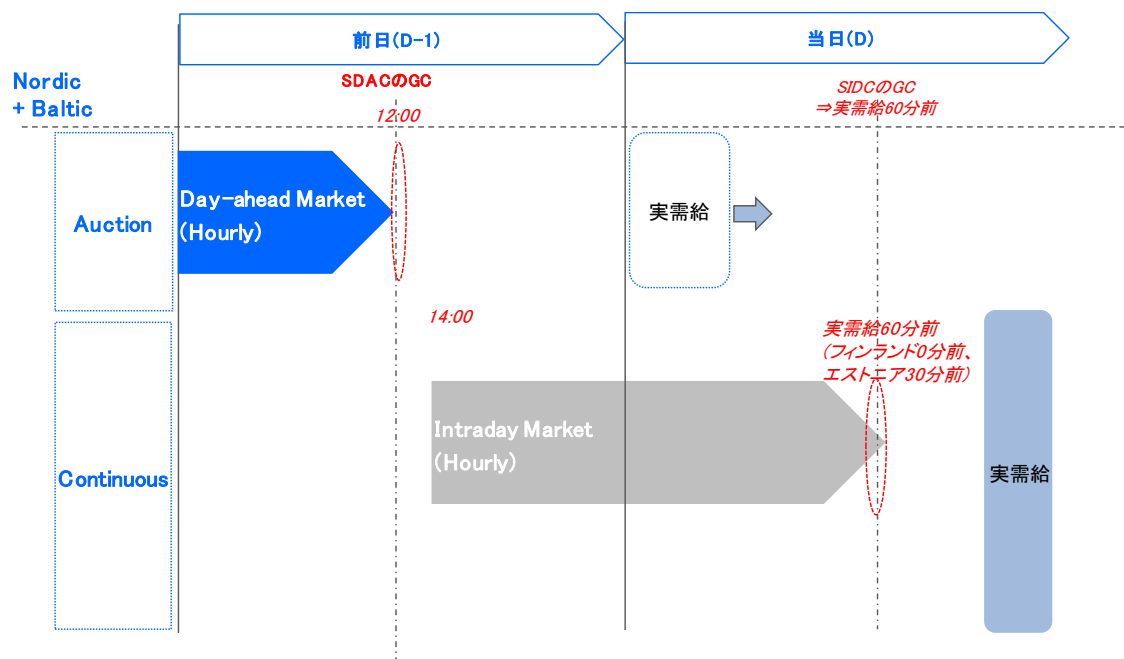


図 1-19 Nordic/Baltic における Nord Pool Spot のタイムスケジュール

(出所) MURC 作成

#### (注文種別<sup>132</sup>)

Nord Pool の Continuous 市場では、取引注文の種別として、指値注文(Limit order)、利用者定義ブロック注文(User-defined block order)、アイスバーグ注文 (IBO: Iceberg Order)、執行制約(Execution constraints)等を定義している<sup>133</sup>。

<<https://www.nordpoolgroup.com/trading/intraday-trading/>>

<sup>131</sup> <<https://www.nordpoolgroup.com/message-center-container/newsroom/exchange-message-list/2020/q1/nord-pool-extends-intraday-trading-for-finland/>>

<sup>132</sup> <<https://www.nordpoolgroup.com/trading/intraday-trading/order-types/>>

<sup>133</sup> Nord Pool UK では、他に Predifined block order を定義している。

表 1-11 時間前市場(Continuous 方式)における注文種別

| 注文種別                                  | 概要                                                                                                                                                                                                                                                 |
|---------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 指値注文(Limit order)                     | <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 設定された価格制限の範囲における売買注文</li> <li>⇒ 買い注文は上限価格、売り注文は下限価格が設定</li> <li>⇒ 部分的に執行される場合もあり</li> </ul>                                                                                                               |
| 利用者定義ブロック注文(User-defined block order) | <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 1 時間単位または連続する複数(最大 24 個)の時間単位の商品から構成されるブロック注文</li> <li>・ 当該注文が執行される場合は、ブロック全体が執行(all-or-nothing 方式)</li> </ul>                                                                                            |
| アイスパーク注文 (IBO: Iceberg Order)         | <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 通常、大きな量を持つ指値注文の一種。指値注文を小さなクリップに分割することで、注文の全容を隠すためのもの</li> <li>・ 最初のクリップが市場に表示。ひとつ前のクリップが完全に一致した場合、次のクリップが表示</li> <li>⇒ 新しいクリップは新しいタイムスタンプを受領</li> </ul>                                                   |
| 執行制約(Execution constraints)           | <p>(Fill-or-Kill (FOK))</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 注文全量が、提出時に即座にマッチするか、もしくは市場から取り下げとなる指値注文</li> </ul> <p>(Immediate-or-Cancel)</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 注文量の可能な限り多くを提出後即座に合致させ、残りの量を市場から撤退させる指値注文</li> </ul> |

(出所) Nord Pool Web サイト等より MURC 作成

## 2) 時間前市場のゲートクローズ時間に関する検討

Nord Pool は、欧州エネルギートレーダー協会(EFET: European Federation of Energy Traders)は、2020 年 6 月に公表したポジションペーパー「効率的な時間前市場に向けて (Towards an efficient intraday market) <sup>134</sup>」に対して、見解を述べる形で、より実需給に近いゲートクローズ時間への変更について賛成意見を述べている<sup>135</sup>。当該ペーパーにおいて、EFET は、時間前市場の制度設計に関して、以下の提言を実施している。

- ・ 全ての NEMOs 間において、クロスゾーナル時間前市場が開始される前日 15:00 よりオーダーブックの共有を義務化
- ・ クロスゾーナル時間前市場のゲートクローズ時間を、現状の 60 分前からより実需給へ近い断面へ変更
- ・ オーダーブック共有の義務化を実需給まで、もしくは実需給の直前まで拡大

<sup>134</sup> EFET Web サイト < [https://www.efet.org/Files/Documents/Electricity%20Market/Spot%20and%20short-term%20markets/EFET\\_ID\\_MarketDesign\\_06052020.pdf](https://www.efet.org/Files/Documents/Electricity%20Market/Spot%20and%20short-term%20markets/EFET_ID_MarketDesign_06052020.pdf) >

<sup>135</sup> < <https://www.nordpoolgroup.com/message-center-container/newsroom/exchange-message-list/2020/q2/nord-pool-welcomes-efet-intraday-recommendations/> >

Nord Pool は、“実需給直前の 1 時間は市場参加者にとって最も重要な時間帯であり、Continuous 市場におけるほとんどの取引が実施される”ことを指摘しており、また予測難易度が高い再エネ導入拡大に伴い、実需給直前まで取引可能な Continuous 市場の重要性はますます増大するとしている。更に流動性向上の観点から、NEMO 間における義務的なオーダーブック共有を進めるべきとしている。

### 3) 北欧 TSO4 社による短期的市場の検討

2019 年 4 月、北欧 TSO4 社(Energinet 社, Fingrid 社, Statnett 社, Svenska Kraftnät 社)は、「短期的市場(Short-term markets)」と題するコンサルティング文書を公表した<sup>136</sup>。当該文書では、短期的市場に関して既に合意された解決策と時間枠について述べるとともに<sup>137</sup>、短期的市場の将来像に関する検討事項等について提示している。なお当該ペーパーにおいて、短期的市場とは、現在の時間前市場と需給調整市場の時間枠を含めるとともに、将来的には前日市場における時間枠との統合についても念頭に置いている。

北欧 TSO4 社は、短期的市場における取引量が将来的に増加すると予想しており、それにより時間前・前日、需給調整、それぞれの市場時間枠と単位(コマ)は、より短小化・細分化を志向するニーズを反映する方向で検討するとしている。またゲートクローズ時間についても、より実需給の直前まで延長することも考慮するとしている。当該文書では、将来における容量割当モデルや共通送電容量管理、市場時間枠やプラットフォーム等を鑑みた上で、2030 年代までのリアルタイム取引ビジョンに向けたタイムテーブルを提示している。

なお ACER Decision No 01/2019 にて示されるクロスボーダー時間前市場に関して、オークション方式と Continuous 方式が併存するモデル(ハイブリッドモデル)について、当該文書では、以下の通り、将来の方向性についての選択肢を提言している<sup>138</sup>。

- ・ 中期的には、このハイブリッド型の解決策が、短期的市場構造においてしばらくの間、利用される。オークション方式と Continuous 方式がそれぞれ期待される役割を果たすことにより、流動性は増加する。
- ・ 一方、このハイブリッド型がうまく機能せず、将来に向けた新たな解決策が必要となる可能性もある。その一つとして、Continuous 方式のみに回帰することや、また新たな市場構造を検討することも考えられる。(例: CACM 第 55 条に準拠した、地域オークションを構築)

<sup>136</sup> <<https://www.fingrid.fi/en/pages/news/news/2019/nordic-tsos-consult-on-possible-solutions-for-future-short-term-markets/>>

<sup>137</sup> Nordic TSO は既に、15 分間毎の市場時間単位、共通容量計算方法論、aFRR/mFRR プラットフォームとのバランスをとるための近代化された ACE(Area Control Error)、及び北欧地域安定調整機関 (Nordic RSC: Nordic Regional Security Coordinator)の設置を含む、短期期間市場に関連するいくつかの解決策について合意している。TSO の計画によれば、これらは 2020 年から 2022 年の間に実施される。

<sup>138</sup> 将来の方向性の検討にあたっては、その他の開発トレンドも考慮すべきとしている。例えば、ロボット取引は、Continuous 市場における取引件数を大幅に増加させており、これによりシステム性能の向上を図る必要が生じている。また市場に flexibility を提供する需要側の市場参加者や、市場時間枠・単位の変更から生じる取引行動への影響は、市場プラットフォームに新たな要件を提示する可能性がある。

- ・ 長期的には、異なる市場・商品が、より調整・統合された解決策が検討される可能性がある。前日・時間前、需給調整の時間枠を包摂した形で統合的な送電容量配分が行われ、市場成果が全体最適化される。この場合、マッチングのためのオークション・モデル(連続的であるか否かを問わない)は、可能な解決策となり得る<sup>139</sup>。

#### 1.1.2.5 スペイン

##### (1) 市場形成の経緯

イベリア卸電力市場(MIBEL)は、単一市場創設による競争導入及び効率化を目指してスペイン卸電力市場 OMEL(現 OMIE)<sup>140</sup>とポルトガル卸電力市場 OMIP が統合することにより、2006 年 6 月に設立された。OMIE では主にスポット市場(前日市場と時間前市場)が開設されており、OMIP ではデリバティブ市場が開設されている。どちらも OMI Clear においてクリアリングが実施されている。

##### (2) 市場概要

OMIE は、スペイン及びポルトガルにおいて電力現物市場を開設している。電力現物市場は、前日市場と時間前市場から構成されており、市場参加者は 1,194 社(購入側 641、売り側 457)となっている<sup>141</sup>。

###### 1) 前日市場<sup>142</sup>

前日市場は、EU 全域における SDAC に呼応する形で運営されており、価格決定はオークション方式で実施されている。オークション方式の他に相対取引方式においても取引が実施されている。2019 年における取引量は、オークション方式による取引所取引 177.9TWh に対し、相対取引は 69.7TWh となっている。

- ・ 対象商品： 1 時間単位、別途規定(Complex bids)
- ・ 値決め方式： オークション方式
- ・ 閉場時間： 前日 12:00 まで(前日 12:45 以降、結果が公表)

###### 2) 時間前市場<sup>143</sup>

時間前市場は、リアルタイムにおいて予測される需要に応じて入札することにより、市場

<sup>139</sup> 分散化されたマッチングまたはローリング時間枠に基づくロボット取引に基づくクリエイティブなソリューションが提供されることもある

<sup>140</sup> 持株会社 OMI-Portugal と持株会社 OMEL-Spain が、OMIP、OMEL の株式の 50%ずつを持ち合う資本構成となっている。なお持株会社 OMI-Portugal と持株会社 OMEL-Spain では、互いに 10%ずつを持ち合っている。

<sup>141</sup> OMI 「Integrated Annual Report」

<sup>142</sup> < <https://www.omie.es/en/mercado-de-electricidad> >

<sup>143</sup> < <https://www.omie.es/en/mercado-de-electricidad> >

参加者が前日市場の結果スケジュールを調整することを可能にする重要なツールとして位置付けられる。現在、時間前市場は、MIBEL のスコープ内で 6 つの入札セッションに加えて、2018 年 6 月より開始されたクロスボーダー欧州市場における Continuous 方式から構成されており、TSO が前日市場クローズ後に必要な調整を行って、その結果としてのスケジュールが実現可能になるように実施される。前日市場と同様に、これらの市場がいったん実施されると、その結果は TSO に送られ、需給調整プロセスのスケジュールを立てることができる。

#### (オークション方式～OMIE Intraday Auction)

前日から当日にかけて実施される時間前市場であり、ほぼ 4 時間おきに 6 つのセッションに分割して実施されている。2019 年における取引量は 32TWh となっている。Intraday Auction は、市場参加者が入札を提出することにより、Definitive Viable Day-ahead Schedule(=TSO によるプログラミングの基礎となる前日市場の結果)の調整に対応することを目的としている。

OMIE Intraday Auction は、前日市場と同様に限界価格モデルであり、管轄するボーダーにおける市場結合モデルに準拠している。

表 1-12 OMIE Intraday Auction の商品概要(時間前市場)

|                          | 概要                                                                                                                                                                                                                                   |
|--------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 価格決定方式                   | オークション方式                                                                                                                                                                                                                             |
| 取扱商品                     | ・ブロック商品(60 分単位を 1 コマとして、最大 5 コマ)                                                                                                                                                                                                     |
| 最低入札量                    | 0.1MW                                                                                                                                                                                                                                |
| 開場時間<br>閉場時間(入札締め<br>切り) | S1 から S6 まで 6 つのセッションに分けて実施。結果公表は、ゲートクローズ後、7 分以内<br>- S 1: 前日 14:00～前日 15:00 締切<br>- S 2: 前日 17:00～前日 17:50 締切<br>- S 3: 前日 21:00～前日 21:50 締切<br>- S 4: 当日 1:00～当日 1:50 締切<br>- S 5: 当日 4:00～当日 4:50 締切<br>- S 6: 当日 9:00～当日 9:50 締切 |

(出所)OMIE Web サイトより

前日(D-1)にゲートクローズを迎える S1～S3 は、前日市場と同様に、実需給当日における 24 時間(0:00～24:00)を対象としており計 24 コマの市場時間単位が取引される。なお S2 に関しては、実需給当日の 24 時間に加えて、前日における 3 時間(21:00～24:00)の 3 コマも取引対象としており、合計 27 コマを取引している。

一方、実需給当日にゲートクローズを迎える S4～S6 についてみると、取引対象となる市

場時間単位は以下の通りとなる。

- ・ S4 は当日における 20 時間(5:00～24:00)を対象としており計 20 コマ
- ・ S5 は当日における 17 時間(8:00～24:00)を対象としており計 17 コマ
- ・ S6 は当日における 12 時間(13:00～24:00)を対象としており計 12 コマ

表 1-13 OMIE Intraday Auction の 6 セッションの概要

|                                                              | SESSION 1 <sup>a</sup> | SESSION 2 <sup>a</sup>         | SESSION 3 <sup>a</sup> | SESSION 4 <sup>a</sup> | SESSION 5 <sup>a</sup> | SESSION 6 <sup>a</sup> |
|--------------------------------------------------------------|------------------------|--------------------------------|------------------------|------------------------|------------------------|------------------------|
| Auction Opening time                                         | 14:00                  | 17:00                          | 21:00                  | 1:00                   | 4:00                   | 9:00                   |
| Auction Closing time                                         | 15:00                  | 17:50                          | 21:50                  | 1:50                   | 4:50                   | 9:50                   |
| Matching Process                                             | 15:00                  | 17:50                          | 21:50                  | 1:50                   | 4:50                   | 9:50                   |
| Results publication (PIBCA)                                  | 15:07                  | 17:57                          | 21:57                  | 1:57                   | 4:57                   | 9:57                   |
| TSOs Publication (PHF)                                       | 16:20                  | 18:20                          | 22:20                  | 2:20                   | 5:20                   | 10:20                  |
| Schedule Horizon<br>(Timing periods included in the horizon) | 24 hours<br>(1-24 D+1) | 28 hours<br>(21-24 y 1-24 D+1) | 24 hours<br>(1-24 D+1) | 20 hours<br>(5-24)     | 17 hours<br>(8-24)     | 12 hours<br>(13-24)    |

(出所)OMIE Web サイトより

#### (Continuous intraday market)

スペイン、ポルトガルにおいても 2018 年 6 月より SIDC が開始されている。EU 全域における SIDC に呼応する形で、前日市場終了後、実需給 60 分前まで開催される時間前調整市場が開設されており、値決め方式は Continuous 方式が採用されている<sup>144</sup>。

表 1-14 Continuous intraday market の商品概要(時間前市場)

|            | 概要            |
|------------|---------------|
| 価格決定方式     | Continuous 方式 |
| 取扱商品       | 60 分単位        |
| 最低入札量      | 0.1MW         |
| 開場時間       | 前日 15:10      |
| 入札締切(閉場時間) | 実需給の 60 分間前   |

(出所)OMIE Web サイトより MURC 作成

### (3) 取引量の推移

OMIE におけるスペイン国内の電力取引量は 2019 年において 213TWh(内訳: 前日市場(取引所取引のみ)178TWh、時間前市場 35TWh)となっており、国内電力消費量 242TWh の 88%(内訳: 前日市場 74%、時間前市場 15%)となっている。

<sup>144</sup>< <https://www.omie.es/en/mercado-de-electricidad>>

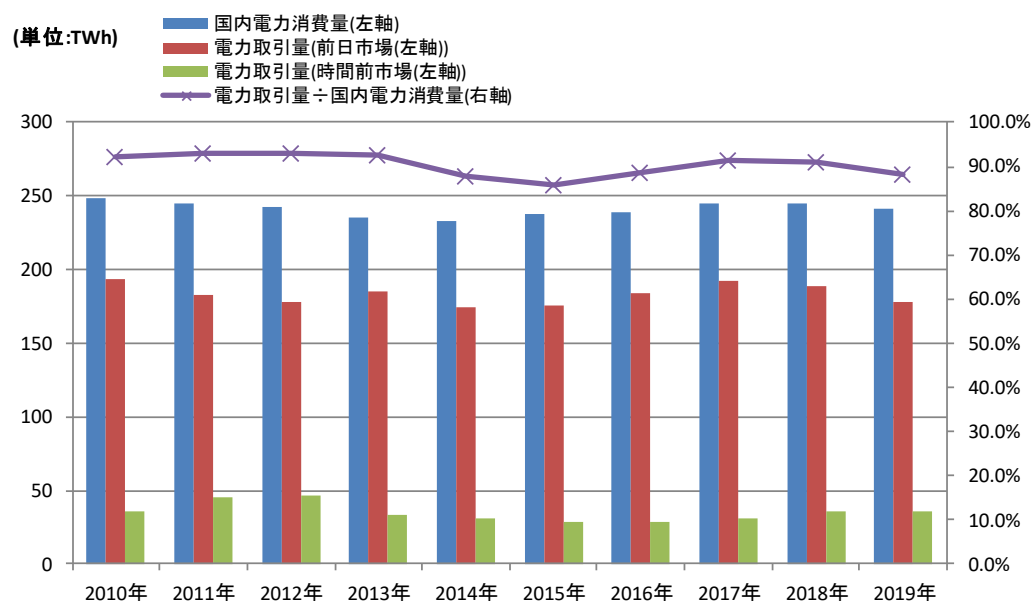


図 1-20 スペインにおける電力取引量(前日市場・時間前市場)と国内電力消費量推移<sup>145</sup>  
(出所) OMIE Annual Report 等より MURC 作成

スペイン・ポルトガルの時間前市場は、EU で最も流動性の高い市場の 1 つである。019 年には 35.2TWh が時間前市場で取引されており、その内訳はオークション方式 32.2TWh、Continuous 方式 3.0TWh となっている。セッション別に見ると、Session1、Session2 の取引量が大きな割合を占めている。

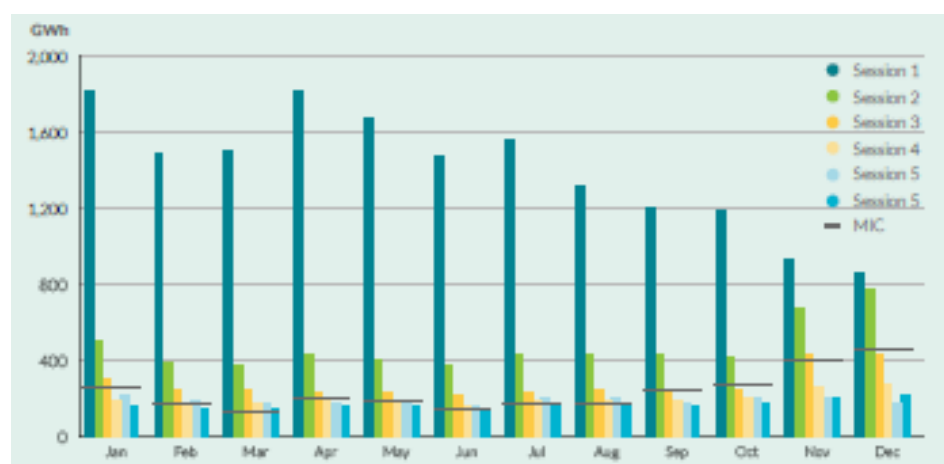


図 1-21 2019 年における時間前市場における取引量推移(Session 別)(スペイン)  
(出所) OMI 「Integrated Report OMI Group 2019」 より

<sup>145</sup> 国内電力消費量に関して、EIA 「International Energy Statistics」 よりデータを取得

#### (4) 時間前市場における制度設計

##### 1) 取引のタイムライン

OMIE は、ACER 決議(Decision04/2018)に従い 2019 年より時間前における Continuous 市場の開始時間を CET15:10 と変更した<sup>146</sup>。先述の通り、最初の時間前オークションセッションである S1 は、14:00～15:00 にかけて入札を受け付け、15:10 までに約定処理の上、結果を公表する。これを受け、時間前 Continuous 市場が 15:10 より開始される(SIDC のゲートクローズと同様に実需給の 60 分前まで取引可能)。

先述の通り、前日(D-1)にゲートクローズを迎える S1～S3 は、前日市場と同様に、実需給当日における 24 時間(0:00～24:00)を対象としており計 24 コマの市場時間単位が取引される。なお S2 に関しては、実需給当日の 24 時間に加えて、前日における 3 時間(21:00～24:00)の 3 コマも取引対象としており、合計 27 コマを取引している。一方、実需給当日にゲートクローズを迎える S4～S6 についてみると、取引対象の市場時間単位は以下の通りとなる。

- ・ S4 は当日における 20 時間(5:00～24:00)を対象としており計 20 コマ
- ・ S5 は当日における 17 時間(8:00～24:00)を対象としており計 17 コマ
- ・ S6 は当日における 12 時間(13:00～24:00)を対象としており計 12 コマ

なお TSO である REE 社は、前日市場における成果である Definitive Viable Day-ahead Schedule をもとに当日における系統運用をプログラミングする。

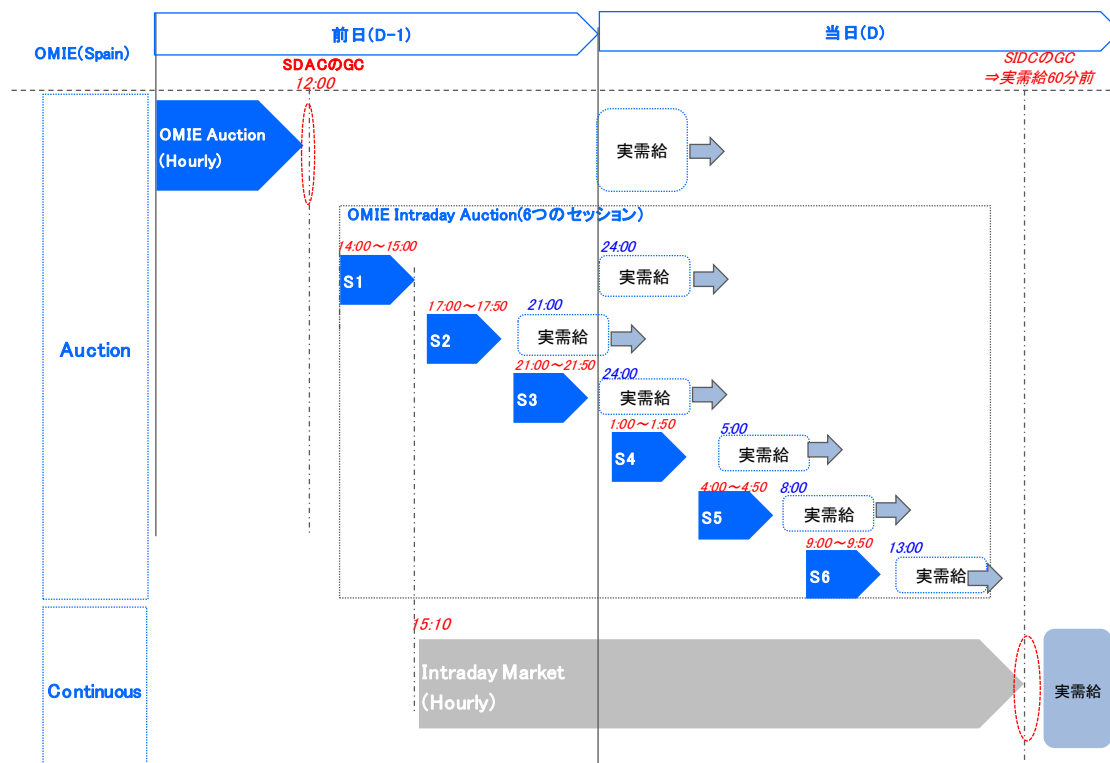


図 1-22 ス페인における OMIE のタイムスケジュール

(出所) OMIE Web サイト等より MURC 作成

<sup>146</sup> 2019 年 10 月 10 日付決議で採択された、市場運営規則の最新版に反映されている。  
< <https://www.omie.es/en/mercado-de-electricidad> >



図 1-23 時間前市場のスケジュール

(出所) OMI 「Integrated Report OMI Group 2019」 より

## 2) 取引所における運用手続<sup>147,148</sup>

(時間前市場(オークション方式))

入札方法には、入札量と価格を指定する単純入札(simple bids)と、複雑入札(complex bids)があり、複雑入札は入札時に次の条件のうち、少なくとも1つを加えたものである。

<sup>147</sup> OMIE 「Details of the intraday market's operation」

<[https://www.omie.es/sites/default/files/inline-files/intraday\\_and\\_continuous\\_markets.pdf](https://www.omie.es/sites/default/files/inline-files/intraday_and_continuous_markets.pdf)>

<sup>148</sup> OMIE 「Day-ahead and intraday electricity market operating rules」

<[https://www.omie.es/sites/default/files/2019-12/market\\_rules\\_2019\\_non-binding\\_translation\\_0.pdf](https://www.omie.es/sites/default/files/2019-12/market_rules_2019_non-binding_translation_0.pdf)>

表 1-15 時間前市場(オークション方式)における複雑入札条件

| 条件                       | 概要                                                                      |
|--------------------------|-------------------------------------------------------------------------|
| 発電容量・購入電力の追従性条件          | 連続する 2 時間における発電電力の最大変動量を条件とする                                           |
| マッチング結果に関する完全承諾条件        | 入札した最初のユニットがマッチングしない場合には、マッチングへ進まないとする条件                                |
| マッチング結果(1 時間内)に関する完全承諾条件 | 入札した最初のユニットが 1 時間以内にマッチングしない場合には、当該ユニットはマッチングへ進まないこととし、他の入札ユニットは有効とする条件 |
| マッチング結果(指定時間内)に関する完全承諾条件 | 入札した最初のユニットが指定時間内にマッチングしない場合には、当該ユニットはマッチングへ進まないこととする条件                 |
| 最大電力条件                   | マッチングする最大電力を指定する                                                        |
| 下限収入条件/上限支払条件            | 売り手が下限収入を得る場合にのみ、マッチングプロセスへ進むとする条件                                      |

(出所)OMIE「Details of the intraday market's operation」より MURC 作成

マッチングメカニズムとして 2 種類が定義されている。まず、「単純マッチング法(simple matching method)」は、売り入札・買い入札毎に電力量と限界価格を算出する方法とされている。次に、「複雑マッチング法(complex matching method)」は、単純マッチング法に、発電容量・購入電力の追従性条件等の入札条件への考慮を加えたものとされ、全ての売り入札・買い入札の複雑条件が満たされるまで反復し、約定価格を得る。その後、イベリアの電力市場外の電力系統における最大容量を考慮した調整が行われ、最終的な約定価格が得られる。

#### (時間前市場(Continuous 方式))

時間前市場への入札情報は、OMIE の取引プラットフォームを介して提出される。入札情報として、価格と数量を記入し、入札単位(bid units または portfolio units)を選択する。なお、時間前市場(オークション方式)では、portfolio units は選択できない。また、入札時は、次に示す執行条件(execution conditions)を付与する。

表 1-16 時間前市場(連続約定方式)における執行条件

| 条件                          | 概要                                                                            |
|-----------------------------|-------------------------------------------------------------------------------|
| None(NON)                   | 入札は指定した価格および数量で、即座にまたは部分的に約定する。約定しない入札は Order book に残置される。                    |
| Immediate or cancel (IOC)   | 入札は Order book 上の最も高い価格で即座にまたは部分的に約定される。約定しない入札は Order book から消去される。          |
| Fill or Kill (FoK)          | 入札は Order book 上の最も高い価格で約定され、部分的には約定されず全量約定条件となる。約定しない入札は Order book から消去される。 |
| Iceberg                     | 全入札量の内一部の入札量についてのみ、Order book 上に表示される。                                        |
| Iceberg with price increase | 入札毎に前回の入札価格に対し、増加または減少させる価格幅を指定し、入札価格を定義する                                    |

(出所)OMIE「Details of the intraday market's operation」より MURC 作成

売買注文は、各マーケット・オペレーターの LTS(Local Trading Solution)を通じて送信される。OMIE によって各注文が検証された後、XBID に送信され Order Book に保存後、マッチングが行われる。

#### 1.1.2.6 イタリア

##### (1) 市場形成の経緯

イタリアでは 1999 年 4 月に発行したベルサーニ政令<sup>149</sup>に基づき電力自由化が進められ、2005 年 1 月より電力市場管理会社(GME: Gestore del Mercato Elettrico SpA)<sup>150</sup>が管理・運営を行うイタリア卸電力市場(IPEX: the Italian Power Exchange)<sup>151</sup>の運用が開始されている。なお、GME は政府 100%所有の電力サービス管理会社(GSE: Gestore dei servizi Elettrici)の完全子会社という位置付けである。従って、IPEX も公営卸電力市場としての性格が強く、強制プール方式を経て現在の市場形態に移行している。

##### (2) 市場概要

IPEX では電力現物市場(MPE: Mercato elettrico a pronti)として前日市場(MGP: Mercato di Giorno Prima)、時間前市場(MI: Mercato Infragiornaliero)、アンシラリーサービス市場(MSD:

<sup>149</sup> 正式名称: 「Decreto Legislativo 16 marzo 1999, n.79. Attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme per il mercato interno dell'energia elettrica」。イタリア政府が欧州委員会による電力自由化指令を国内法化した政令であり、電力自由化の根拠法

<<https://www.mercatoelettrico.org/En/Mercati/MercatoElettrico/IlMercatoElettrico.aspx>>

<sup>150</sup> <<http://www.autorita.energia.it/it/docs/riferimenti/bersani.htm>>

<sup>151</sup> <<https://www.mercatoelettrico.org/En/GME/Info/ProfiloAziendale.aspx>>

Mercato per il Dispacciamento)<sup>152,153</sup>、更にフォワード市場として先渡市場(MTE: Mercato elettrico a termine)が運用されている<sup>154</sup>。全ての市場において GME が中央決済機関としての役割を果たす。IPEX は、イタリア国内のみに展開しており、2019 年時点における市場参加者数は 282 となっている。

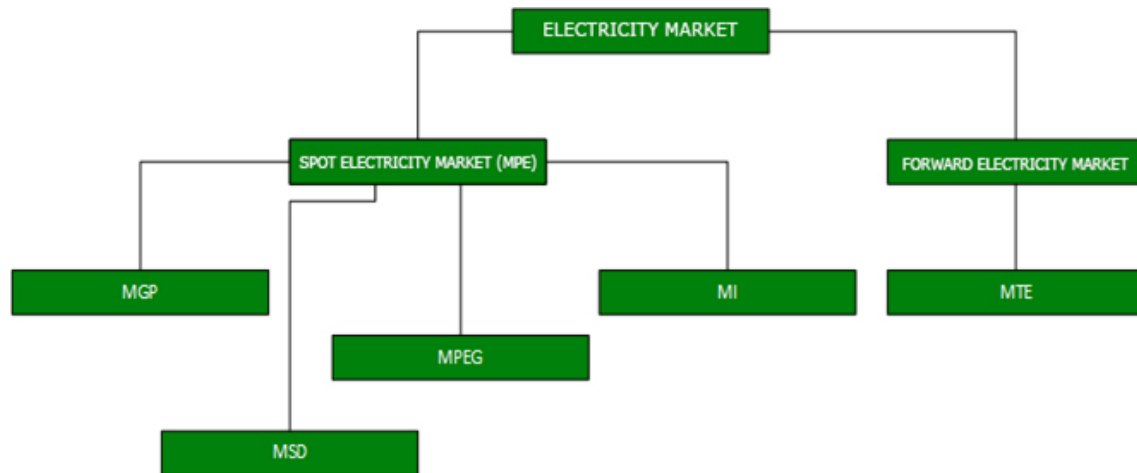


図 1-24 イタリア電力市場の構造

(出所) GME Web サイトより<sup>155</sup>

### 1) 前日市場(MGP)

GME による IPEX では、2004 年より前日市場(MGP)を開始しており、2019 年における取引量(取引所取引)は 213.3TWh となっている<sup>156</sup>。取引所取引における価格決定方式としてはオークション方式が採用されている。なおイタリア国内における混雑管理に際して市場分割(market split)<sup>157</sup>が実施されており、IPEX 全体でのシステム価格が設定された後、国内地域の混雑状況に応じてゾーン価格が設定される。

またイタリアは、2015 年 2 月より EU 大の市場結合・価格結合に統合されており、前日市場も SDAC に呼応する形で運営されている。

- ・ 対象商品： 1 時間単位、時間帯ブロック
- ・ 値決め方式： オークション方式
- ・ 閉場時間： 受け渡し日の 9 日前の AM8:00 から前日 AM12:00 締切(ゲートクローズ)。12:55 までに公表

<sup>152</sup> この他にも Daily Products Market とし MPEM がある。

<sup>153</sup> <<https://www.mercatoelettrico.org/En/Mercati/MercatoElettrico/MPE.aspx>>

<sup>154</sup> <<https://www.mercatoelettrico.org/En/Mercati/MercatoElettrico/MTE.aspx>>

<sup>155</sup> <<https://www.mercatoelettrico.org/En/Mercati/MercatoElettrico/IIMercatoElettrico.aspx>>

<sup>156</sup> 前日市場 MGP では、取引所取引の他に相対取引(bilateral)による市場も開設している。2019 年における相対取引の取引量は 82.6TWh となっている。

<sup>157</sup> 市場分割方式とは、卸電力市場運営者が(連系線で)混雑が発生すると想定される場合に、市場を分割して算定される地域毎の均衡価格(エリア価格)をもとに混雑管理を行う方式。

## 2) 時間前市場(MIs)

GME は、2011 年より MI と呼ばれる時間前市場を開始しており、価格決定方式としては、オークション方式が採用されている<sup>158</sup>。MI は、MGP 終了後、当日 15 : 45 まで 7 つのセッション(MI1 から MI7)に分けて開催される<sup>159</sup>。MI では、MGP のように市場分割によりシステム価格とゾーン価格が設定されるのではなく、ゾーン価格のみが設定される。2019 年における 7 つの MI 取引量合計は 26.4TWh となっている(セッション別の取引量は後述)。

表 1-17 MIs の商品概要(時間前市場)

|                          | 概要                                                                                                                                                                                                                                                                               |
|--------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 価格決定方式                   | オークション方式                                                                                                                                                                                                                                                                         |
| 取扱商品                     | 1 時間単位、時間帯ブロック(60 分単位を 1 コマ)                                                                                                                                                                                                                                                     |
| 最低入札量                    | 0.1MW                                                                                                                                                                                                                                                                            |
| 開場時間<br>閉場時間(入札締め<br>切り) | MI1 から MI7 まで 7 つのセッションに分けて実施。結果公表は、ゲートクローズ後、7 分以内<br>- MI 1: 前日 12:55～前日 15:00 締切<br>- MI 2: 前日 12:55～前日 16:30 締切<br>- MI 3: 前日 17:30～前日 23:45 締切<br>- MI 4: 前日 17:30～当日 3:45 締切<br>- MI 5: 前日 17:30～当日 7:45 締切<br>- MI 6: 前日 17:30～当日 11:45 締切<br>- MI 7: 前日 17:30～当日 15:45 締切 |

(出所) GME IPEX Web サイトより

前日(D-1)にゲートクローズを迎える MI1～MI2 は、実需給当日における 23 時間(1:00～24:00)を対象としており計 23 コマの市場時間単位が取引される。同じく前日にゲートクローズを迎える MI3 に関しては、実需給当日の 19 時間(5:00～24:00)の計 19 コマを取引している。一方、実需給当日にゲートクローズを迎える MI3～MI7 についてみると、取引対象となる市場時間単位は以下の通りとなる。

- ・ MI4 は当日における 15 時間(9:00～24:00)を対象としており計 15 コマ
- ・ MI5 は当日における 11 時間(13:00～24:00)を対象としており計 11 コマ
- ・ MI6 は当日における 7 時間(17:00～24:00)を対象としており計 7 コマ
- ・ MI7 は当日における 3 時間(21:00～24:00)を対象としており計 3 コマ

なお、時間前における Continuous 市場に関しては、ブルガリア、ギリシャとともに SIDC 第 3 段階として 2021 年第 1 四半期までに結合される予定である。

<sup>158</sup> MI 開始以前は、MA と呼ばれる時間前市場が 2004 年より実施されている。

<sup>159</sup> <<http://www.mercatoelettrico.org/En/Statistiche/ME/DatiSintesi.aspx>>

### (3) 取引量の推移

IPEX における電力取引量は 2019 年において 239TWh(内訳: 前日市場(取引所取引)213TWh、時間前市場 26TWh)となっており、国内電力消費量 297TWh の 81%(内訳: 前日市場 72%、時間前市場 9%)となっている。

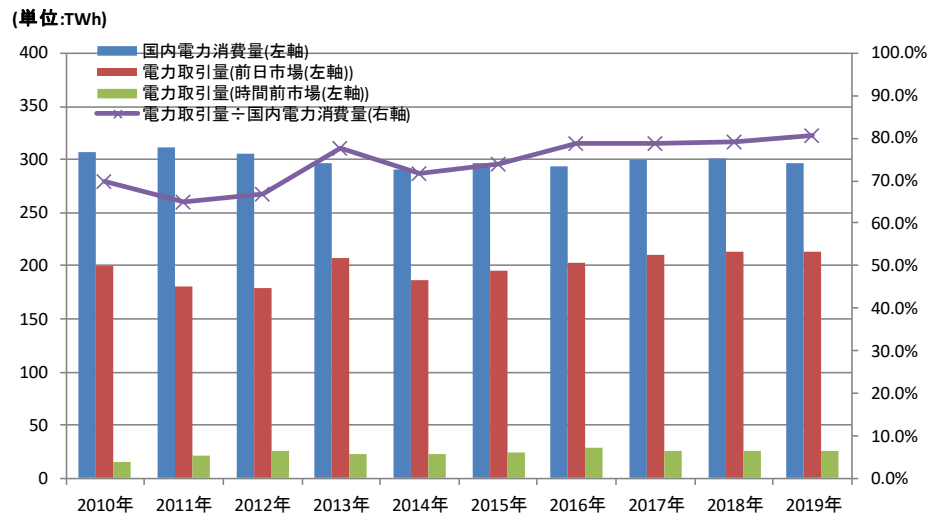


図 1-25 イタリアにおける電力取引量(前日市場・時間前市場)と国内電力消費量推移<sup>160</sup>  
(出所) GME 「Annual Report 2019」等より MURC 作成

時間前市場の取引量の推移を見ると、2016 年に 28.0TWh と過去最高に達したが、ここ数年は横ばい傾向となっており、2019 年は 26.4TWh(前年比 4.0%増)となっている。セッション別に内訳を見ると、MI1 における取引量が 12.7TWh と最も多く 48.2%を占めている。過年度の推移を見ると、MI3～MI7 における取引量が増加傾向にある一方、MI1 及び MI2 の取引量は 2016 年をピークとして年々減少しており、市場参加者がよりリアルタイムに近い断面での取引を志向する傾向が強まっていることが指摘されている<sup>161</sup>。

表 1-18 MI の取引量推移

|      | 2010  | 2011  | 2012  | 2013  | 2014  | 2015  | 2016  | 2017  | 2018  | 2019  |        |
|------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|--------|
|      | TWh   | TWh   | TWh   | TWh   | TWh   | TWh   | TWh   | TWh   | TWh   | TWh   | 構成比    |
| MI1  | 9.47  | 14.47 | 15.99 | 12.80 | 12.23 | 12.91 | 15.04 | 13.81 | 13.35 | 12.73 | 48.2%  |
| MI2  | 5.15  | 5.38  | 6.21  | 6.07  | 6.47  | 6.15  | 6.97  | 5.45  | 4.53  | 4.44  | 16.8%  |
| MI3  |       | 1.22  | 1.72  | 2.00  | 2.01  | 2.39  | 2.50  | 2.38  | 3.34  | 4.19  | 15.9%  |
| MI4  |       | 0.80  | 1.21  | 2.47  | 2.09  | 1.22  | 1.20  | 0.78  | 0.93  | 1.20  | 4.5%   |
| MI5  |       |       |       |       |       | 2.24  | 2.31  | 1.12  | 1.15  | 1.40  | 5.3%   |
| MI6  |       |       |       |       |       |       |       | 1.47  | 1.59  | 1.82  | 6.9%   |
| MI7  |       |       |       |       |       |       |       | 0.34  | 0.48  | 0.61  | 2.3%   |
| MI合計 | 14.62 | 21.87 | 25.13 | 23.34 | 22.80 | 24.91 | 28.02 | 25.35 | 25.37 | 26.39 | 100.0% |

(出所) GME 「Annual Report 2019」より MURC 作成

<sup>160</sup> 国内電力消費量に関して、EIA 「International Energy Statistics」よりデータを取得

<sup>161</sup> <[https://www.mercatoelettrico.org/En/MenuBiblioteca/documenti/20200624\\_GME\\_RELAZIONE\\_ANNUALE\\_EN.pdf](https://www.mercatoelettrico.org/En/MenuBiblioteca/documenti/20200624_GME_RELAZIONE_ANNUALE_EN.pdf)>

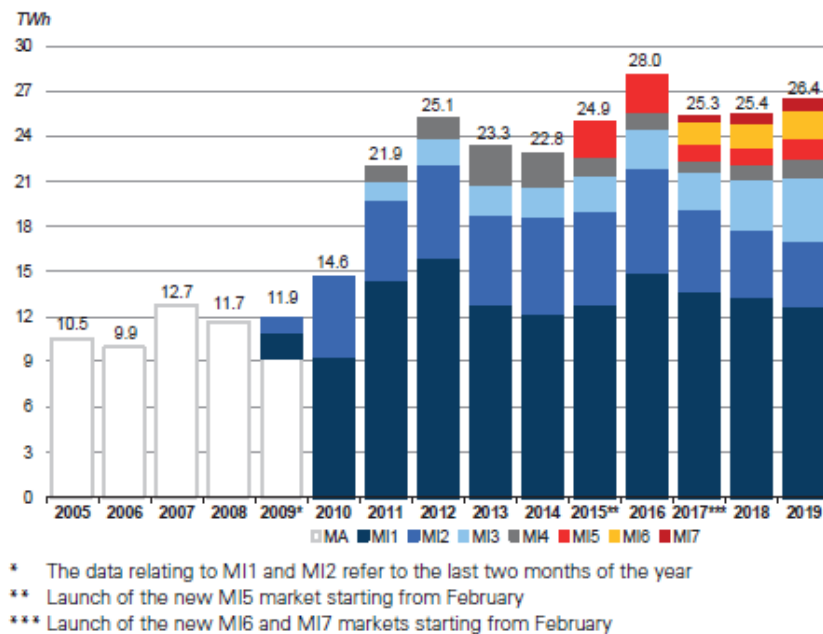


図 1-26 時間前市場(MI)における取引量推移(セッション別)

(出所) GME 「Annual Report 2019」 より

また 2019 年の各セッションの平均価格についてみると、MI 6 が 57.96€/MWh がと最も高く、次いで MI 7(56.13€/MWh)、MI 4(55.37€/MWh)、MI 5(54.49€/MWh)、MI 3(53.75€/MWh)、MI 1(52.45€/MWh)、MI2(51.84€/MWh)となっている。なお MI2 は、前日市場 MGP 価格(52.32 €/MWh)を下回っている。

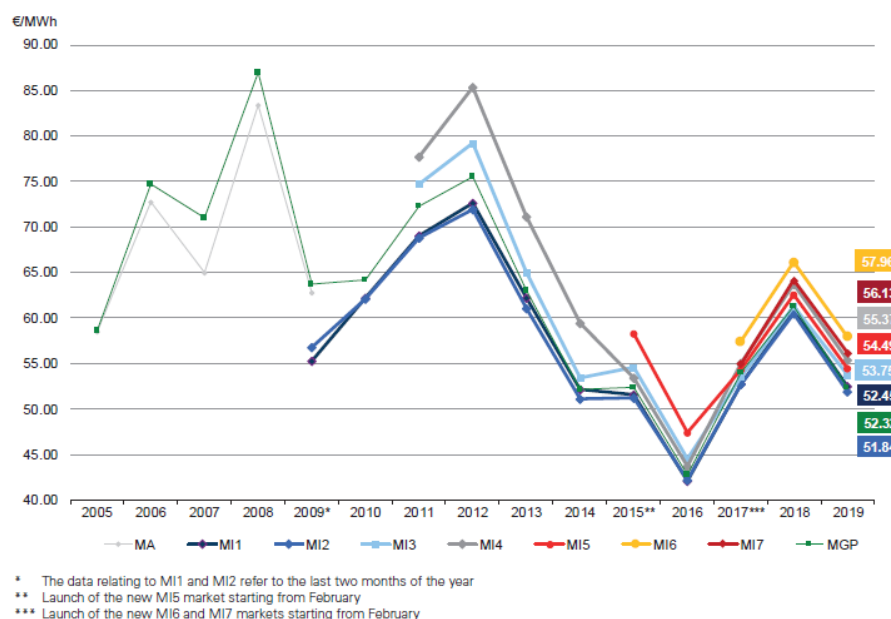


図 1-27 時間前市場(MI)における取引価格推移(セッション別)

(出所) GME 「Annual Report 2019」 より

#### (4) 時間前市場における制度設計動向

##### 1) 取引のタイムライン

前日オークション市場(MGP)は、前日 12:00 にゲートクローズ(12:55 までに公表)を迎えた後、7つのオークションセッションが開催されている。前日(D-1)にゲートクローズを迎える MI1～MI2 は、実需給当日における 23 時間(1:00～24:00)を対象としており計 23 コマの市場時間単位が取引される。同じく前日にゲートクローズを迎える MI3 に関しては、実需給当日の 19 時間(5:00～24:00)の計 19 コマを取引している。一方、実需給当日にゲートクローズを迎える MI3～MI7 についてみると、取引対象となる市場時間単位は以下の通りとなる。

- ・ MI4 は当日における 15 時間(9:00～24:00)を対象としており計 15 コマ
- ・ MI5 は当日における 11 時間(13:00～24:00)を対象としており計 11 コマ
- ・ MI6 は当日における 7 時間(17:00～24:00)を対象としており計 7 コマ
- ・ MI7 は当日における 3 時間(21:00～24:00)を対象としており計 3 コマ

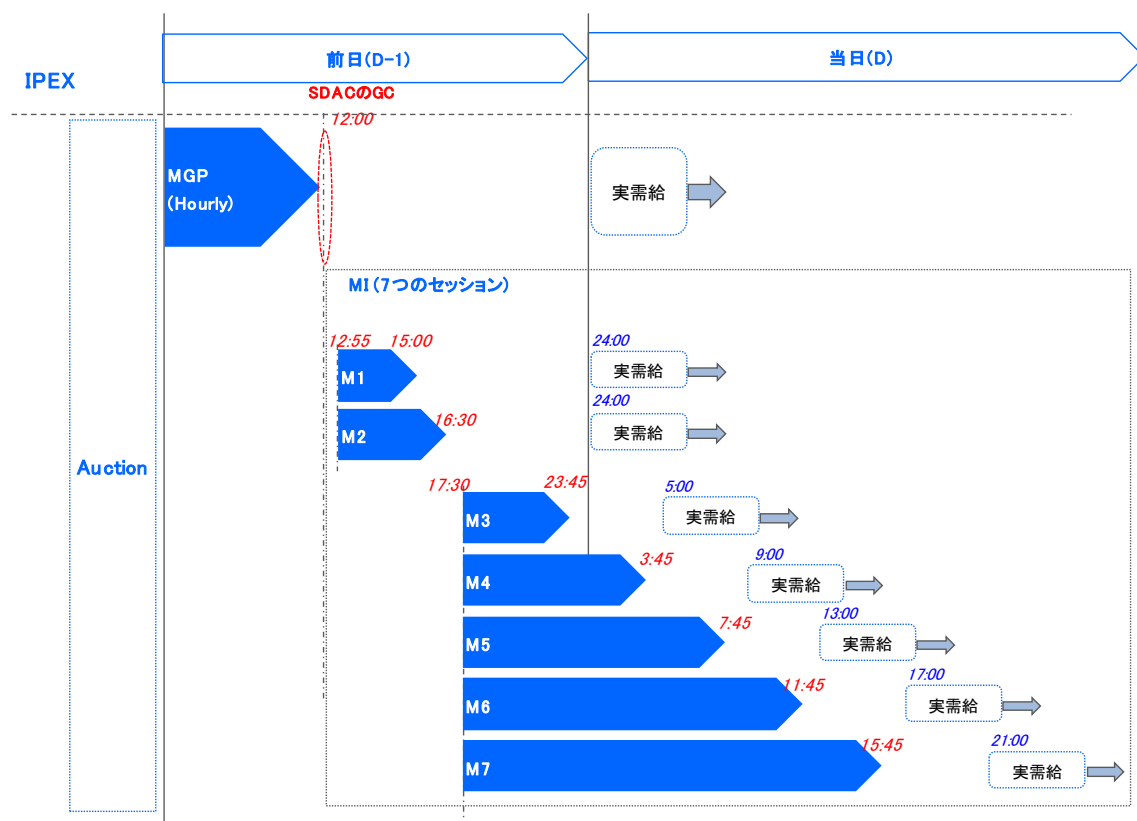


図 1-28 イタリアにおける IPEX のタイムスケジュール

(出所)GME IPEX Web サイト等より MURC 作成

## 2) SIDC への統合に係る制度設計への変更

イタリアでは、時間前オークション市場が運営されているが、2021 年第 1 四半期までに SIDC へ結合されることにより、Continuous 市場も併設されることとなる。2020 年に GME<sup>162</sup> が公表した協議文書「Consultation Document no. 02/2020 Integration of the Italian electricity market with the Single Intra-Day Coupling (SIDC)」では、SIDC への統合に係る制度設計上の各種論点について整理しており、具体的にはイタリア市場における XBID と CRIDA の統合のための非明示的オークションの取引モデルとセッション数、イタリア電力市場における Continuous 取引の導入可能性、等について論じている。以下、概要を示す。

### (これまでの検討経緯)

CACM 規則による時間前市場結合に伴うイタリア国内の制度設計の変更に関しては、2016 年以降、様々な検討が実施されてきた<sup>163</sup>。また 2021 年第 1 四半期より SIDC に参加するに先立ち、先述の通り、CACM 規則第 63 条に基づく、2 つの CRIDA が既に提案・承認されている。

- ・ イタリアーギリシャの CCR(容量計算地域)のための CRIDA 設計・実施方法論の提案 (2019 年 5 月 7 日付決議 174/2019/R/EEL)<sup>164</sup>
- ・ イタリアー北部地域の CCR のための CRIDA 設計・実施方法論の提案 (2019 年 5 月 7 日付決議 174/2019/R/EEL)<sup>165</sup>
- ・ 実施の方法に関する共同提案。North CCR、NEMO 及び LIP 14 の TSO が共同で作成、技術に準拠。(2019 年 5 月 28 日の決議 210/2019/R/EEL)

さらに 2019 年 7 月 30 日付け決議 350/2019/R/EEL において、ARERA は最終的に、欧州の時間前市場に参加するにあたり、以下の指示を GME 及びイアリア TSO である Terna 社に対して示した<sup>166</sup>。

- ・ XBID プロジェクトへのイタリア市場の統合により、イタリア国内における MI の制度精度設計の変更を実施。具体的には、市場参加者は、実需給 1 時間前 (h-1)までの欧州レベルの Continuous 取引に対してアクセス可能。CRIDA 導入に伴い、現在 7 回開催されているオークションセッションは 3 回に削減

---

<sup>162</sup> 2019 年 7 月 30 日の決議 350/2019/R/EEL(Resolution 350/2019/R/EEL of 30 July 2019)に基づき、イタリア規制機関 ARERA は、GME がその責任の範囲内で、イタリア国境における XBID 開始に係る各種活動を実施し、特に、電力市場規則や関連する技術規則の必要な修正を実施することを規定している。

<sup>163</sup> 2016 年 12 月 28 日付の協議文書(DCO)798/2016/R/EEL において、ARERA は、CACM 規則により中期的に予想される時間前市場の展開に関する最初の指針を提出。この中で、ARERA は、将来の Continuous 方式を導入後もオークションは維持すること、時間前市場のゲートクローズは可能な限りリアルタイムに近くすること(最も離れていても 1 時間)等を提言している。

<sup>164</sup> ギリシャ規制当局と調整の上、NEMO と関連する TSO14 社(LIP 14)が共同作成。

<sup>165</sup> イタリア北部地域の他の規制当局と調整の上、NEMO と関連する TSO14 社(LIP 14)が共同作成。

<sup>166</sup> ARERA は同決議において、SIDC 統合の過程において、GME に対して XBID システムにおける LTS プラットフォームに加え、Nomination Platform も整備する義務を負うことを規定している。この Nomination Platform を通じて、後述する zonal portfolio での取引やインバランス精算を可能にするとしている。

- ・ XBID-SIDC の第 3 期プロジェクトにイタリアも参加するにあたり、より迅速な実施の移行構造を採用
- ・ イタリアの市場参加者に対しても、複数の発電・消費ユニットを含む zonal portfolio で取引できる機会を提供

#### (XBID と CRIDA の統合に向けたオークション設計)

GME 諮問文書(no.02/2020)では、CACM 規則や ACER Decision No.01/2019 等における規定内容を鑑みた上で、時間前市場(MI)は、XBID を通じた Continuous 取引セッションと CRIDA に対応した非明示的オークションを組み合わせたハイブリッドモデルとして、イタリア時間前市場(MI)を整備する考えを示している<sup>167</sup>。具体的には、MGP のゲートクローズ以降、オークションとして MI1、MI2、M3 をそれぞれ 3 回の CRIDA として併せて実施する一方で、MI-XBID として Continuous 取引を実施する。なお、オークション実施の GC 前後においては、MI-XBID は一時停止する。以下、主なスケジュールを示す。

| 時間 |       | 概要                                                                                                                                                                                                             |
|----|-------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 前日 | 15:00 | <ul style="list-style-type: none"> <li>・ <b>MI1(=最初の CRIDA)におけるゲートクローズ時間</b><sup>168</sup></li> <li>⇒MGP からの残余容量に基づき、実需給当日の 24 時間すべてを対象としてオークションを実施<sup>169</sup></li> <li>⇒結果は 15:30 までに公表</li> </ul>         |
|    | 15:30 | <ul style="list-style-type: none"> <li>・ MI1(=最初の CRIDA)の結果公表</li> <li>⇒結果公表後、MI-XBID の Continuous 取引が開始<sup>170</sup> (実需給当日の 24 時間すべてを対象として取引を実施)</li> </ul>                                                 |
|    | 22:00 | <ul style="list-style-type: none"> <li>・ <b>MI 2(=2 回目の CRIDA)におけるゲートクローズ時間</b></li> <li>⇒前日 22:00 に、実需給当日に利用可能な連系線容量を TSO が再計算した後、当該容量に基づき、実需給当日の 24 時間すべてを対象として 2 回目のオークションが実施<sup>171, 172</sup></li> </ul> |
|    | 22:30 | <ul style="list-style-type: none"> <li>・ MI2(=2 回目の CRIDA)の結果公表</li> <li>⇒結果公表後、MI-XBID の Continuous 取引が開始<sup>173</sup> (実需給当日の 24</li> </ul>                                                                 |

<sup>167</sup> 市場時間単位(コマ)は、これまでイタリアにおける市場設計と継続性を持たせるために、少なくとも初期の段階では 60 分単位とすることを提案している。

<sup>168</sup> MI1 は、MGP の約定結果公表が、すぐに開始される。

<sup>169</sup> オークションはイタリアだけでなく、スロベニアとギリシャにも拡大(イタリアだけでなく、イタリア・スロベニア及びイタリア・ギリシャ間の連系線容量も割当される。

<sup>170</sup> CRIDA 執行中、市場参加者は、XBID に入札できない。また CRIDA の対象となったボーダー容量は、XBID を通じて割当されない

<sup>171</sup> MI-XBID における残余容量(未割当)が、セッションの終了時に割り当てられる(TSO による再計算後に提供された容量を含む)。

<sup>172</sup> MI1(最初の CRIDA)と同様に、オークション対象地域を拡大。

<sup>173</sup> 前日の 21:45～22:30 にかけて MI2(=2 回目の CRIDA)の執行中、XBID 取引は停止される。また CRIDA の対象となったボーダー容量は、XBID を通じて割当されない。

|    |       |                                                                                                                                                                                                                    |
|----|-------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
|    |       | 時間すべてを対象として取引を実施)                                                                                                                                                                                                  |
|    | 23:00 | <ul style="list-style-type: none"> <li>・ <b>MI-XBID 取引の最初のゲートクローズ</b>(実需給開始 0:00am)<br/>⇒以降、MI-XBID における取引が実需給 1 時間前まで実施(h-1 原則)</li> </ul>                                                                        |
| 当日 | 10:00 | <ul style="list-style-type: none"> <li>・ <b>MI3(=3 回目の CRIDA)におけるゲートクローズ時間</b><br/>⇒当日 10:00 に、実需給当日に利用可能な連系線容量を TSO が再計算した後、当該容量に基づき、実需給当日の 12 時間(12:00～24:00)を対象として 3 回目のオークションが実施<sup>174, 175</sup></li> </ul> |
|    | 10:30 | <ul style="list-style-type: none"> <li>・ MI3(=3 回目の CRIDA)の結果公表<br/>⇒結果公表後、MI-XBID の Continuous 取引が開始<sup>176</sup> (実需給当日の残りの時間を対象として、h-1 原則に基づき取引を実施)</li> </ul>                                                 |

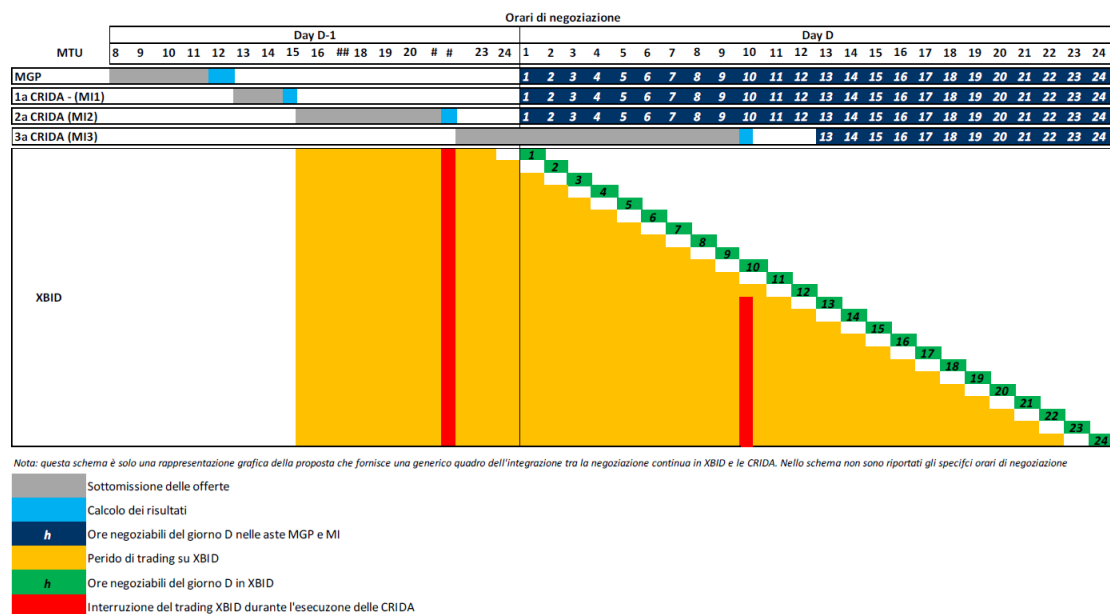


図 1-29 XBID と CRIDA 統合後の新たな市場タイムライン

(出所) GME 諮問文書(no.02/2020)

#### (Continuous 取引の導入に伴う検討事項～Unit Bidding と Portfolio Bidding)

GME が提案する上記市場モデルに関して、CRIDA に対応するオークションに関しては 7 回から 3 回へのセッション数の減少と取引時間変更等に関連するものであり、既存の制度設計への影響はそれほど大きくない。それに対して、MI-XBID による Continuous 方式の導入は、既存の市場設計との整合性の観点から様々な検討要素が存在する。その一つとして、

<sup>174</sup> MI-XBID における残余容量(未割当)が、セッションの終了時に割り当てられる(TSO による再計算後に提供された容量を含む)。

<sup>175</sup> MI1(最初の CRIDA)と同様に、オークション対象地域を拡大

<sup>176</sup> 当日の 9:45～10:30 にかけて MI3(=3 回目の CRIDA)の執行中、XBID 取引が停止される。また CRIDA の対象となったボーダー容量は、XBID を通じて割当されない

GME では、Unit Bidding と Portfolio Bidding について指摘している。

既存のイタリア電力市場(MGP 及び MI)は Unit Bidding に基づいた取引方式であり、市場参加者は入札(bid/offer の提出)の際に、bid/offer の対象となる電力を生産/消費するコミットメントを引き受ける、発電・消費ユニットを特定する必要がある<sup>177</sup>。しかし、Unit Bidding は、Continuous 方式においては複雑になる可能性がある。具体的には、Continuous 市場における入札戦略は、オーダーブック上に提示される価格の変化に基づいて常に調整される必要があるが、Unit Bidding のみを採用している場合、市場参加者は、個々のユニットの給電制約(dispatching constraints)等を鑑みつつ入札戦略を検討・調整しなければならない。従って、管理すべき多数の発電ユニット等を抱える事業者は、重大な問題やエラーのリスクを回避するために自動的な取引ツールを開発・設定する必要があると考えられる。

GME は、このような自動的な取引ツールの採用を市場参加者に対して強制せず、可能な限りコスト及びリスクを軽減するための方策として、電力市場における取引とユニットのスケジューリングを切り離すことについて検討を実施してきた。その結果として、GME は、ARERA 規定<sup>178</sup>に準拠する形で、GME の LTS にアクセスする市場参加者に対し、ポートフォリオを通じて MI -XBID において入札するか、またこれまでの MGP と MI における取引と同様に単一ユニットとして入札するか、どちらかを選択できる可能性を保証した。市場参加者は、GME の LTS 上における bid/offer の提出にあたり、その時点のニーズに応じて、Unit Bidding とするか Portfolio Bidding とするか自ら選択することが出来る<sup>179</sup>。

---

<sup>177</sup> この取引方式においては、各参加者が売買した電力の商業的成果と、その後の給電指令(dispatch)における各発電・消費ユニットへの拘束力のある発電・需要計画(スケジュール)の両方を定義することができる。

<sup>178</sup> ARERA 決議.350/2019/R/EEL。

<sup>179</sup> portfolio bidding を可能にするために、GME は、市場参加者が自ら利用可能とするユニットのポートフォリオを、当該参加者に割り当てる。

### 1.1.3 オークション方式と Continuous 方式に係る議論

#### 1.1.3.1 既存研究レビュー

##### (1) 欧州委員会による将来の時間前市場デザインに関する委託研究

2019 年 2 月、欧州委員会は、将来的な時間前市場の制度設計に関する研究として、TRACTEBEL 社への委託により「The future electricity intraday market design<sup>180</sup>」を実施した。本文献では、以下 1)～4)の通り、時間前市場における Continuous 方式とオークション方式のメリット/デメリットについて比較するとともに、将来的な制度設計への示唆を実施している。

##### 1) 市場取引概観

本研究によれば、取引所取引における価格決定方法には、Continuous 方式とオークション方式の 2 つがあるとしている。前者は先着優先(first-come first-served)の原則に基づき、各入札は即座に照合され、pay-as-bid で価格が決定される。一方、オークションでは、一定の時間で、入札の需給と供給を一致させるため、pay-as-bid だけでなく pay-as-cleared (限界費用ベース)で価格を決定することが出来る。

本研究では、時間前市場における取引類型と将来の取引オプションは以下の通り整理できるとしている。

表 1-19 時間前市場における取引類型と将来の取引オプション

|            |                               |                                          |
|------------|-------------------------------|------------------------------------------|
| 現行の取引方法    | Continuous 方式+一部オークション        |                                          |
| 将来の取引オプション | Continuous Auction Model(CAM) | Clocked process CAM<br>(クロックプロセス型 CAM)   |
|            |                               | Consecutive process CAM<br>(連続プロセス型 CAM) |
|            | ハイブリッドモデル                     |                                          |

(出所) TRACTEBEL 社「The future electricity intraday market design」より MURC 作成

##### (将来の取引方法オプション①～Continuous Auction Model(CAM))

XBID における IT 関連技術の提供事業者である Deutsche Börse AG (DBAG)は、XBID における将来の取引モデルとして Continuous Auction Model (CAM)を提唱している。CAM において、オークションは非常に短い間隔(数秒)で連続的に開催される。オークション開催頻度を決定する方法として、クロックプロセス型 CAM(Clocked process CAM)<sup>181</sup>と連続プロセス型

<sup>180</sup> <[https://ec.europa.eu/energy/studies/future-electricity-intraday-market-design\\_en?redir=1](https://ec.europa.eu/energy/studies/future-electricity-intraday-market-design_en?redir=1)>

<sup>181</sup> 市場運営者があらかじめオークションの頻度を決定する。

CAM(Consecutive process CAM)<sup>182</sup>の2つの方法が提案されている。

#### (将来の取引方法オプション②～ハイブリッドモデル)

CACM 第 55 条では、Continuous 方式とオークション方式を組み合わせたハイブリッドモデルが想定されている。ハイブリッドモデルにおいては、時間前のクロスゾナル送電容量は、時間前オークションに取り扱われ、未割当となった容量や追加的に利用可能となった容量が、後段の Continuous 方式にて取引される。

#### 2) 時間前市場へのオークション導入の評価～Continuous 方式とオークション方式の比較

本研究では、時間前市場へのオークション導入に際し、Continuous 方式とオークション方式の比較評価がなされている。

#### (効率的な価格発見)

XBID における Continuous 取引による送電容量割当は、先着優先で実施されており、潜在的な価値を保有する送電容量に関して、最も高い支払い意思額を有する事業者ではなく、最も早く意思を示した市場参加者に対して無償提供されている。一方で、オークションでは、市場参加者の支払意思額/売却額を収集しマッチングさせることで、入札順序ではなく価格に応じて効率的に配分することができるため、効率的な価格発見につながるとされている。

#### (非標準型商品の取引)

市場参加者は、再エネ発電量予測の変化や、計画外停止等に対応するために時間前取引を行う。時間前市場においては、取引時間は給電指令が最適化される時間や起動停止判断に必要な時間を考慮し設定される必要があり、商品としてはブロック入札や Complex bid が重要となる。Continuous 取引では、bid/offer は2者間において順次精算されていくが、同じブロック入札の条件に応じる応札者がいなければ約定しないことから流動性が限られる。また、Complex bid は、入札に含められる各制約を両方で満たすことは稀である。これに対し、オークション方式では、ブロック入札や Complex bit への対応は可能である。

#### (小規模な市場参加者への支援)

自然変動電源のシェアが拡大している電力市場においては、新規参入者の中に小規模な事業者も存在している。価格推定のための十分な能力を持たない小規模な事業者や、24 時間の取引体制を構築できない事業者にはオークション方式が適しているとされている。

#### (情報効率性)

情報効率性(information efficiency)とは、計画外停止や再エネの発電量変化や需要変化など

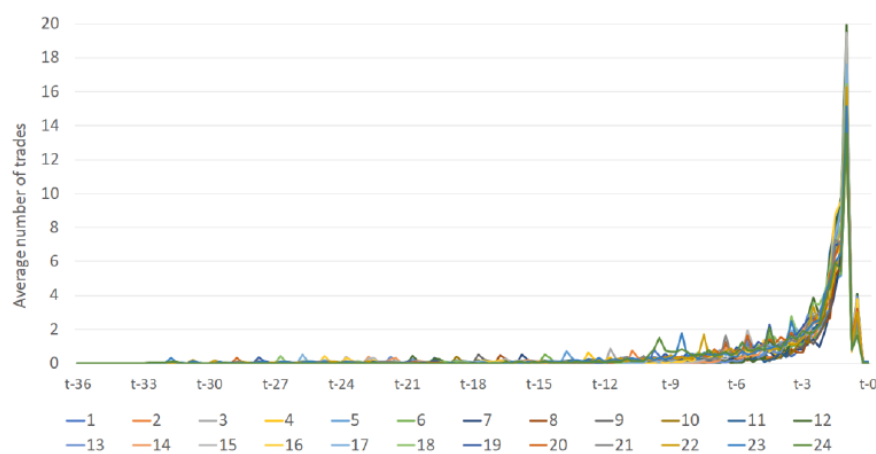
---

<sup>182</sup> オークション頻度はあらかじめ決定されず、IT システムの技術的要件や、入札数等で内生的に決定する。

新たな情報が得られた場合、事業者が迅速に対応できることを指す。情報の効率性は Continuous 取引で確保される一方、オークションでは次回のオークションまでの数時間待つ必要がある。ただし、オークション頻度が一定程度高い場合は、オークションでも情報の効率性の確保は可能と考えられる。

### (オークション頻度の設定)

高頻度のオークションや、究極的な高頻度のオークション(すなわち Continuous 取引)では、情報効率性を確保するが、価格よりもスピードを重視した非効率な競争につながる可能性がある。オークション開催が望ましい状況として、再エネ予測が向上するタイミングや、取引される商品の期間に応じたタイミングがある。例えば、参考として、フランスにおける陸上風力の発電量予測の改善度を見ると、実給電が開始する 3～5 時間前に大きく予測が改善することが観察されており、当該期間におけるオークションの開催が望ましいことが示唆される。また Nord Pool の時間前市場の取引件数<sup>183</sup>を見ると、最も取引が多い時間帯は実需給の 1 時間前(t-1)であることが示されている。t-1 はフィンランド、ドイツ、バルト三国を除くほとんどの市場におけるゲートクローズ時間である。



Source: NordPool data and own calculations. Data from 22<sup>nd</sup> of February to 1<sup>st</sup> of July 2018, aggregated on a 15-minute interval

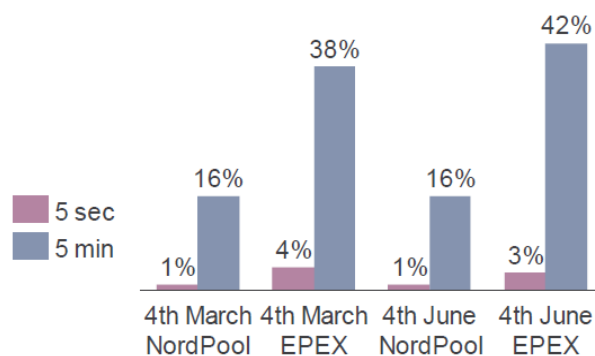
注: t-1 はフィンランド、ドイツ、バルト三国を除くほとんどの市場におけるゲートクローズ時間

図 1-30 実需給までの時間間隔における平均取引回数

(出所) TRACTEBEL 社「The future electricity intraday market design」より

また Nord Pool と EPEX の時間前取引のデータを用いた、5 秒間隔と 5 分間隔のオークションの有効性を比較したシミュレーションによれば、オークション間の時間間隔が長いほど約定率が高くなる可能性が示された。5 秒間隔のオークションでは、僅か数%の約定が推定されたのに対し、5 分間隔では Nord Pool で 16%、EPEX で約 40%が落札されると推定された。

<sup>183</sup> 2018 年 2 月 22 日から 7 月 1 日までの取引総量を日数で割ったもの。



Source: EPEX and NordPool data, own calculations (4 March 2018)

図 1-31 5 秒間隔と 5 分間隔のオークションの有効性比較(約定の頻度)

(出所) TRACTEBEL 社「The future electricity intraday market design」より

### 3) CACM 要件と各取引方法の評価

本研究では、時間前市場における各取引方法(現行の XBID、クロックプロセス型 CAM、連続プロセス型 CAM、ハイブリッドモデル)を次の通り比較分析している。

#### (効率的な価格発見)

現行の XBID のような Continuous 方式は、効率的な価格発見を確保しない。クロスボーダー送電容量の割当は先着順で実施されており、24 時間 365 日取引が可能な大規模な企業に偏っている可能性がある。さらに、買い手/売り手の支払い/販売意欲が明らかにされないため、送電容量の価格設定ができない。他方、連続プロセス型 CAM では、清算・約定が連続的に行われるのか、オークションベースで決定されるのか事前に市場参加者には予見できない点が主要な欠点となりうる。また、流動性が高くなる局面も、市場に何らかの情報が来た場合や入札量が多いケース等があり、その予見ができない点も欠点となりうる。対して、クロックプロセス型 CAM では、原則オークションをベースとするためこれら問題は発生しない。ただ、オークション頻度が高い場合、特定のセッション(例えば、ゲートオープン直後、ゲートクローズ直前)では入札量が高くなるが、それ以外のセッションでは入札量が低くなる可能性がある。またオークション頻度が低い場合、情報効率の面が損なわれる可能性がある。ハイブリッドモデルでは、オークション間の Continuous 取引が可能になることを除けば、クロックプロセス型 CAM と基本的には変わらない。

#### (小規模な市場参加者への支援)

現行の XBID モデルは、Continuous 取引を前提としているため、小規模なプレイヤーや新規プレイヤーの参加をサポートしない可能性がある。ハイブリッドモデルは、オークションが含まれるため参加を促進しうる。連続プロセス型 CAM における最適入札戦略を定義するという課題は、新規市場参加者の参入障壁となる可能性が高い。また、高頻度なオーク

ションを伴うクロックプロセス型 CAM は、現在の Continuous 取引と同様の課題を持ちうる。

#### (情報効率性)

各取引方法は、連続的な取引を可能にすること(XBID、ハイブリッドモデル、連続プロセス型 CAM)か、オークションを十分に頻繁に開催すること(クロックプロセス型 CAM)で、情報の効率性を確保することができる。

表 1-20 時間前市場における各取引方法の比較分析

| 論点            | XBID                            | ハイブリッドモデル                                                                     | クロックプロセス型CAM                                                         | 連続プロセス型CAM                                            |
|---------------|---------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------|
| 効率的な価格発見      |                                 |                                                                               |                                                                      |                                                       |
|               | ・先着優先<br>・支払意思額が明確でない           | ・オークションにより効率的な価格が実現<br>・1回のオークションでは不十分<br>⇒流動性の集中が望ましい特定の期間におけるオークションが設定されるべき | ・オークションにより効率的な価格が実現<br>・オークション頻度が高い場合、流動性の確保が問題<br>⇒Continuous方式に近づく | ・入札戦略の策定が困難<br>・オークションの回数と期間は内生的に定義<br>⇒参照価格は確立するかは不明 |
| 非標準型商品        |                                 |                                                                               |                                                                      |                                                       |
|               | ・相対取引を前提とするため、導入困難              | ・ブロック入札やComplex bidなど非標準型商品の導入は可能                                             |                                                                      |                                                       |
| 小規模な市場参加者への支援 |                                 |                                                                               |                                                                      |                                                       |
|               | ・24時間体制の体制を持たない市場参加者に対する障壁となりうる | ・市場参加者をサポート可能<br>⇒ただし1回のオークションでは不十分                                           | ・頻度が高すぎる場合、Continuous取引と変わらない<br>・コストベースの入札は自動化しやすい                  | ・経験の乏しい新規算入者には入札戦略の策定が困難であることにより参入が妨げられる虞             |
| 情報効率性         |                                 |                                                                               |                                                                      |                                                       |
|               | ・確保される                          | ・Continuous取引により確保                                                            | ・頻繁なオークションにより確保                                                      | ・頻繁なオークションまたはContinuous取引により確保                        |

(出所) TRACTEBEL 社「The future electricity intraday market design」より MURC 作成

#### 4) 提言

本研究では、時間前市場において、10~14 回のオークションを導入することを提案している。

- ・ オープニングオークション(1回)...前日市場で残った送電容量を配分する。  
IDCZGOT(15:00)の 30 分後である前日(D-1)15:30 の開始を想定。クロスゾーナルの Continuous 取引は、オープニングオークションの 10 分後である 15:40 の開始を想定。

- ・ イブニングオークション(1 回)...各 TSO が送電容量の再計算を行うために適した時間である前日(D-1)22:00 の開始を想定。更新された送電容量の情報がオークションで利用可能になるため、クリアリングに十分な時間を確保する観点から、イブニングオークションから 30 分間はクロスゾーナルな Continuous 取引を停止することを想定。
- ・ オークション(8-12 回)...時間前市場に潮流ベース(FB)アプローチが導入される前提で、8～12 回のオークションの導入を想定する。時間前市場におけるオークションによって、再エネ発電量予測や、需要変化を反映して発電所への給電指令を改善することができる。

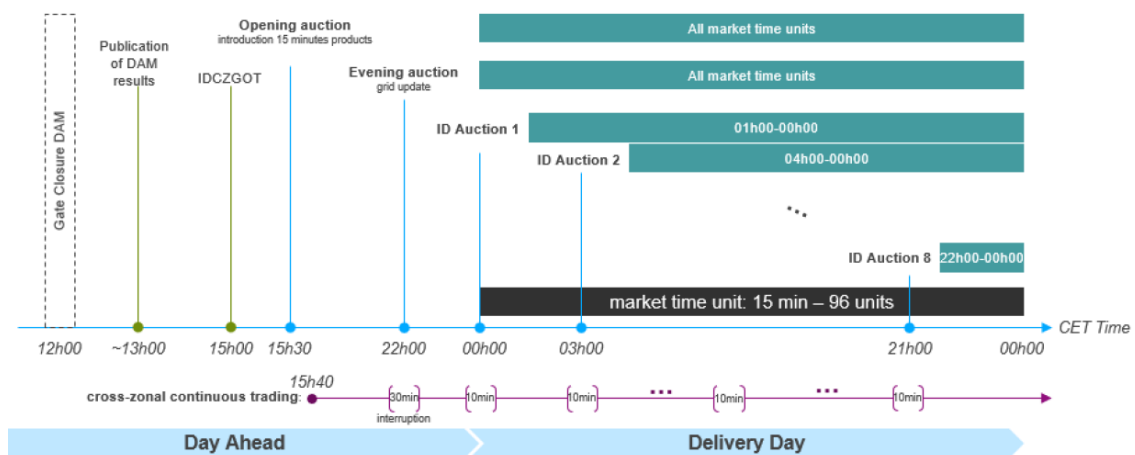


図 1-32 10 回のオークション実施による提案スケジュール

(出所) TRACTEBEL 社「The future electricity intraday market design」より

オークション導入に際するその他の考慮事項は次の通り。

- ・ 市場時間単位(MTU)...再エネ導入量増加に伴い、前日市場の 1 時間単位の商品よりも粒度の細かい商品が必要となる。15 分単位を想定する。
- ・ オークションの回数...再エネ発電量予測の不確実性は、発電の 2-3 時間前にならないと劇的には減少しないことから、2 時間毎(12 回)または 3 時間毎(8 回)の開催が必要となる。Nord Pool のデータでも、リアルタイムから 2-3 時間前の期間が最も取引量が多いことが示された。オープンオークションとイブニングオークションと合わせて、10 回または 14 回から実践し、市場の反応を見つつ再考することが推奨されている。
- ・ 取引される MTU の数...ブロック入札や Complex bids を可能にするために、全ての残った MTU を全てのオークションで取引の対象とすべきとされている。
- ・ Continuous 取引の停止...オークションのクリアリングを実行するための時間を 10 分として、オークションの前後でクロスボーダーな Continuous 取引を停止するべきとされている。

## (2) EFET「Towards an efficient intraday market」

欧州エネルギートレーダー協会(EFET: European Federation of Energy Traders)は、2020 年 6 月に公表したポジションペーパー「効率的な時間前市場に向けて(Towards an efficient intraday market) <sup>184</sup>」において、間欠的再エネ発電の増大など電力事業を取り巻く環境を踏まえつつ、EU 大の時間前市場の効率的な制度設計に対する見解を示している。具体的には、XBID 運用開始と SIDC 拡張により欧州の時間前市場は、ますます連結性、効率性及び流動性を高めている。その一方、(汎欧州レベル又は地域レベルの)オークション導入に関する議論は、時間前市場モデルの一貫性に対する課題を提起している。EFET による勧告の概要は、以下の通り。

- ・ 時間前市場の流動性向上に対する障壁の除去
- ・ 15 分単位のクロスボーダー商品を開発し、インバランス精算期間(コマ)を欧州全体で 15 分単位で調和
- ・ 時間前市場におけるクロスゾーナルの開場時間 (ID CZ GOT)と共有オーダーブックの開場時間を 15:00 (CET)で効果的に調和
- ・ 時間前市場におけるクロスゾーナルの市場閉場時間(ID CZ GCT)を、関連する市場時間単位の開始の 15 分前に設定。理想的には、さらに実需給に近づくようにする
- ・ 明確で、透明性があり、調和のとれた容量計算と再計算の方法論
- ・ ID の技術的価格制限には、VoLL を反映する調整メカニズムが含まれていることを確認する
- ・ ACER 決定で要求されている、3 回の欧州大オークションにおける最短中断時間を確保 (15 分単位商品が利用可能になるまで実施を延期)

### 1) Continuous 取引の利点

EFET は、EU レベルでの時間前市場の設計に関して、Continuous 方式とオークション方式の比較を実施している。EFET は、両方式の利点・欠点を踏まえつつ、再エネ市場統合や実需給に近い断面における市場参加者の反応向上という観点から、Continuous 方式を好ましいオプションであるとしている。その一方で、地域レベルまたは汎欧州レベルのオークションの導入は、Continuous 取引から流動性を奪い、その結果としてその効率性を著しく低下させる、としている。以下、EFET が述べる Continuous 取引の利点について示す。

- ・ 取引機会の高速化...Continuous 方式は、オークション方式と比較して、より良好かつ迅速な取引機会を可能にする。市場参加者は、市場及び物理的状況の変化に応じて、リアルタイム直前段階において発電施設等の給電指令を最適化することができる<sup>185</sup>。
- ・ 間欠的な再エネ電源、需要応答(DR)及び貯蔵により適した市場設計...再エネ市場統合にあたり、Continuous 取引では、市場参加者が即座に取引を行うことが可能であり、最

<sup>184</sup> EFTE Web サイト< [https://www.efet.org/Files/Documents/Electricity%20Market/Spot%20and%20short-term%20markets/EFET\\_ID\\_MarketDesign\\_06052020.pdf](https://www.efet.org/Files/Documents/Electricity%20Market/Spot%20and%20short-term%20markets/EFET_ID_MarketDesign_06052020.pdf) >

<sup>185</sup> EFTE によると、受渡前の最後の 1 時間が市場参加者にとって最も重要であり、連続取引による時間前市場 ID 市場でほとんどの取引が行われている点である。

新の見通しに従って随時ポジションを調整することができる。さらに、粒度の細かい商品(例: 15 分単位)の提供により、再エネ統合に適した市場設計を可能にする。また Continuous 取引は、DR や電力貯蔵等の技術・サービスの発展にも貢献する。

- ・ TSO による需給調整行為の量と費用の最小化...Continuous 取引により、市場参加者が実需給直前まで自らのポジションを調整することは、系統安定性の保証にも寄与する。これにより TSO は、調整力確保にあたりその量と費用を低減することが出来る。

## 2) Continuous 取引に対する批判

EFET は Continuous 取引に対する批判として「価格発見」、「新規・小規模事業者の参加」、「参照価格の欠如」について言及しており、それぞれ以下の見解を示している。

- ・ 価格発見...Continuous 取引に対する批判のひとつとして、先着優先による送電容量割当に対するものがある。先着優先では、送電容量に対して混雑状況に依拠した価格付けをしないため、短期的には給電指令に歪みが生じ、これにより長期的には投資に対しても歪みが生じると指摘されている。EFET はこの主張に対して、以下の通り反論している。
  - クロスゾナル容量の価格設定は、社会厚生を増加よりもむしろ、市場参加者から TSO への便益の再配分と位置付け<sup>186</sup>
  - 現在までのところ、TSO は、時間前容量価格設定の導入に関連した厚生改善や、オークション導入による Continuous 取引市場への負の影響を制限する解決策について、説得力のある論拠を提示していない。
  - 上記の点と、オークション導入が必然的に Continuous 取引の効率性に対して大きな影響を及ぼすことを考慮すると(例: XBID の中断、流動性の毀損)、オークションは利益よりもむしろ厚生損失を生み出すリスクがあると考えられる。
- ・ 新規・小規模市場参加者の参加...新規・小規模事業者にとってはオークションのほうが扱いやすいという議論がある。しかし、例えば ACER Decision No 01/2019 のようにオークション実施回数を 3 回/日と制限したとしても、オークションのひとつが前日 22:00 に実施されるため遅番シフトが必要となる。そのため、通常の勤務時間の事業者では対応できない。仮にオークション実施回数が 10 回以上となった場合には、Continuous 取引と同様に、24/7 対応可能なトレーディング・デスクが必要となる。したがって、新規・小規模事業者に要求される努力は、Continuous 方式と非常に頻繁なオークションの間では根本的に異ならない。追加的なオークションは、単に流動性を流出させ、XBID と Continuous 市場を破壊するだけである。
- ・ 参照価格の欠如...時間前市場には、オークションとは異なり参照価格が存在しないという批判もあるが、この批判には根拠がなく時間前市場の価格指標(インデックス)も実在している<sup>187</sup>。参照価格に関する真の問題は、価格指標の作成時において十分な流

<sup>186</sup> 先着優先方式による容量割当は、市場参加者に対する便益(=最終消費者に対する請求書においては、エネルギー費用の低減を通じて再配分)と、混雑低下による TSO に対する便益 (=最終消費者に対する請求書においては、送電費用の低減を通じて再配分)との間の問題として位置付け可能

<sup>187</sup> 例えば、EPEX SPOT は、それらが事業活動を行っているすべての市場に対して標準的な ID 参照価格

動性があるかどうかである<sup>188</sup>。時間前市場の流動性の伸びに対する制約がなくなれば、時間前市場が信頼できる参照価格を生み出せなくなる理由はない。

### 3) 効率的な時間前市場設計のための勧告

EFET は、クロスボーダー時間前市場の健全性及び効率性能率の観点から、以下の対策を直ちに講じるべきであるとしている。

- ・ 物理的スケジュールと商業的潮流を明確に区別する
- ・ 欧州全域における Portfolio bidding の実現<sup>189</sup>
- ・ 欧州全域における、15 分単位の時間粒度の商品開発(前日・時間前の両方)、及びインバランス精算期間の調和化(15 分単位)
- ・ ID CZ GOT の効果的調和
- ・ ID CZ GCT を関連する市場時間単位開始の 15 分前に設定<sup>190</sup>。長期的にはより実需給に近い段階に設定する必要がある。
- ・ 技術的価格制限の見直し<sup>191</sup>
- ・ オークションが Continuous 取引に与える負の影響を最小化。具体的には、汎欧州レベルのオークション導入による Continuous 取引の中断時間を短縮する必要がある<sup>192</sup>。

### (3) Ocker and Vincent(2020)<sup>193</sup>

#### 1) 概要

Ocker and Vincent(2020)では、Continuous 方式とオークション方式について、①流動性、②市場支配力抗生(market power resilience)、③情報効率性、④静的割当効率性、⑤クロスボーナル容量の効率的利用、の 5 つの評価基準に基づき分析を実施している。その結果、オークション方式は、Continuous 方式よりも全般的に優れているとしているが、③情報効率

---

(ID reference prices)を提供する。ID 参照価格インデックスは計算可能であり、すでに多くの例が使用されている(例えば、EPEX SPOT ID indices、PPA の価格付けに使用された UK ID 市場インデックス)。

<sup>188</sup> オークションは、通常、参照価格を形成できるために推進されるが、これには誤解がある。すべての競売が参考価格を提示しているわけではない。そのためには、十分な量が必要である。

<sup>189</sup> イタリア、スペイン等の一部の加盟国が選択する市場モデルにおいては、市場参加者は、各ユニットごとに別々に入札(unit bidding)する必要があり、自らのポートフォリオ最適化の制限を受ける。一方で、portfolio bidding においては、多くの入札ゾーンにおける市場参加者は、入札を特定ユニットと紐付けることなくポートフォリオを最適化できる。portfolio bidding は、発電と需要の最適化をより効率的に行うことを可能にし、流動性を改善するための必須条件である。

<sup>190</sup> ただし、暫定措置として実需給 30 分前または 60 分前の場合は例外とし、適切に正当化された場合のみとする。

<sup>191</sup> ACER は、SIDC における技術的価格制限を +/-9,999€/MWh と設定したが、当該価格制限は、価格が制限に近づいた場合の自動再調整機能を予見するものではない。ACER は、EU 規則(EU regulation 2019/943) 第 10(2)条の遵守を確実にするために上記 ACER Decision を見直し、時間前市場における技術的価格制限が停電価値 (VoLL: Value of Lost Load)を効果的に反映する自動調整機能を包括すべきである。

<sup>192</sup> 特に、オークション稼働開始から 1 年後には、中断時間を、60 分/回から最長でも 40 分/回に短縮することを求めている。TSO の目標は、欧州大オークションによって誘発された XBID の中断時間を最大 10 分まで減少させる。

<sup>193</sup> Fabian Ocker, J Vincent, (2020) “The way towards European electricity intraday auctions – Status quo and future developments” , Energy Policy 145 (2020).

性に関しては Continuous 方式の方が大きく優れているとしている。情報効率性とは、一般的に、可用性(availability)の変化が生じた場合に、市場参加者が市場における自らのポジションを直ちに修正可能にすることを意味する。この即時の修正可能性は、市場参加者の及びシステムの双方のコストの低下につながる。この観点から、実需給前における調整の可能性に寄与する時間前市場の目的を鑑みると、欧州の大方の時間前市場において Continuous 方式が採用されているのは妥当である、と述べている。

### 1.1.3.2 有識者インタビュー結果

Ocker and Vincent(2020)の著者の一人である Fabian OCKER 氏に対して、当該論文の内容等についてについてインタビュー調査を実施した。

#### 1) 時間前市場の制度設計

(オークションと Continuous の比較)

- ・ オークションと Continuous の比較をするにあたり、まず市場効率性(market efficiency)の定義を明確にしておく必要があるだろう。時間前取引における市場効率性とは、厚生最大化(welfare maximization)の実現のために、需要と供給を反映した最適化された割当(optical allocation)をどの程度実現できるかということである。
- ・ 当該論文では、「オークション方式」 vs 「Continuous 方式」のクライテリアとして、①流動性、②市場支配力耐性(market power resilience)、③情報効率性、④クロスゾーナル容量の利用効率性を定義している。
- ・ このクライテリアのなかで、Continuous がオークションと比較して最も優れているのは、③情報効率性である。情報効率性とは、新たな情報を受領後、瞬時にそれを市場における取引・調整に反映できるか否か、と言い換えることが出来る。情報効率性が優れた市場では、例えば、風況予測の変化が直ちに価格シグナルに反映される。
- ・ Continuous 市場において、市場参加者は、新たな情報を直接的にかつ直ちに取引行動に反映させることが出来る。例えば、発電事業者は、風況変化等に応じて即座に入札内容を変更することが出来る。
- ・ 一方、オークションのタイムフレームが決定しており、このような瞬時的対応はできない。Continuous は文字通り連続的な取引であり、受け取った情報をそのまますぐに入札に反映することが出来る。

(オークション方式のメリット)

- ・ ただ情報効率性を除いては、オークション方式は Continuous と比較して同等が優れており、総じていえば、オークションの方が効率的な配分を実現できると考えている。

#### (市場流動性の計測)

- ・ 市場流動性を計測するための指標をどのように定義するかはなかなか難しい。一般的には、“多数の市場参加者が、商品価格に著しい影響を与えることなく、また、大きな取引コストを負担することなく、迅速に当該商品を売買することができる”という特性を意味する。そのため、市場参加者数や取引量が、その計測指標となる。
- ・ 従って、オークションは、多数の取引参加者の参加促進や取引処理コストの低減という意味で優れている。
- ・ 流動性に関する、一つの指標として入札曲線の傾きがある。十分な流動性が確保されている市場においては、入札曲線は緩やかになるはずである。一方、流動性が十分無い市場では、入札曲線は険しい傾きとなる。
- ・ 緩やかな傾きの入札曲線において、価格変動性(price volatility)は低い。市場参加者にとって流動性が確保されており、価格感度は低い。

#### (ACER 決定による時間前オークション)

- ・ EU レベルの時間前クロスボーダーオークションは、計 3 回の実施となる予定。オークション 実施の前後においては、Continuous(SIDC)を一時停止する。その理由は、主に TSO 側における運用上の問題である。オークションの結果を踏まえ、TSO はクロスゾーナル容量を再計算する必要があり、利用可能なゾーナル容量を NEMO に伝える必要がある。そのため、オークションのゲートクローズ前後で SIDC における Continuous 取引を停止し、約定処理・結果公表後、当該取引を再開する。

## 2) 市場参加者の取引行動

#### (市場参加者の取引行動)

- ・ 例えばどの取引所において入札関連情報は、公開していない。また EPEX SPOT などでも入札と電源は紐づいていない。従って、再エネ電源の発電計画の修正にどの程度活用されているのか、といった直接的なことはわからない。
- ・ 市場参加者別の類型などは、特に取引所では公表していないはずだ。
- ・ 再エネ電源の予測誤差に伴う再エネ事業者の取引行動であるが、基本的には、時間前市場において、再エネ事業者も含めた、発電事業者間で取引が実施されるというのが最も一般的なケースである。すなわち、ある事業者が過剰供給(A 発電事業者の太陽光発電がオーバーサプライ)となる一方で、他の事業者では過少供給(B 発電事業者の火力発電にてアンダーサプライ)となる場合、このような事業者同士の間で取引が実施される。一般的には、予測が高度化する中で、全ての事業者が一方側に偏る(例: 大部分の太陽光事業者が過少供給⇒時間前市場で買い)ことはあまり考えられない。

#### (前日市場と時間前市場の裁定取引)

- ・ またもう一つの考え方としては、前日市場と時間前市場の裁定取引がある。例えば、大部分の事業者が一方側に偏るような事態、すなわち(悪天候等により)太陽光発電事業者の大部分の過少供給となる場合を考えてみる。
- ・ その場合、多くの事業者が、時間前市場で買い注文を入れるため、Continuous 市場における価格は上昇する。その場合、前日市場価格と時間前市場の間に価格差が生じることになる。その価格差を狙って取引を実施しようとする事業者も必然的に現れ、それが上記のような事業者のカウンターパートとなる。(例: 前日市場で買い約定した事業者が、時間前市場でより高い価格で売る)
- ・ もう一方のケースとして、再エネ事業者は、前日市場で売り約定していた場合を考える。仮に市場全体における過剰供給が時間前市場における時間断面で判明した場合、(時間前市場における価格は安くなっているはずなので)、時間前市場でより安く買い戻すことが出来る。
- ・ このような取引行動は、結局のところ BRP の取引戦略の一環として位置付けられ、それぞれが時間前市場における取引相手として機能する。

#### (時間前市場と需給調整市場の裁定取引)

- ・ 時間前市場と需給調整市場の裁定取引は、基本的にインバランスのポートフォリオと関係する。BRP は、自らのポートフォリオのインバランス解消の責任を担っており、時間前市場における取引等を通じて回避に努める。最終的に残ったインバランス量については、TSO との間で精算を実施することになる。
- ・ 従って、BRP は、①時間前市場における取引によってインバランス発生を回避、②インバランス精算による支払い、のどちらかを選択することになる。その際、時間前市場における取引価格(オーダーブックの状況)とインバランス価格の見通しを比較しつつ、取引行動を検討することになる。

#### (German Paradox)

- ・ German Paradox の事象事態は、説明する必要ないだろう。再エネの Ramp 特性等を鑑みると、15 分単位の商品の導入が様々な制度設計の中でも一番大きな効果があったのではないかと。
- ・ ドイツでは、インバランス価格形成にあたり、(卸電力市場価格を引用するのではなく)調整力費用をベースに計算しているが、これが正しいシグナルとなっている。インバランス精算価格が時間前市場と比較して高いため、インバランス発生回避のために時間前市場において取引するインセンティブとなっている。

## 1.1.4 市場濫用行為に係る規制内容と事例

### 1.1.4.1 REMIT 概要

EU では、2011 年 12 月に施行された「エネルギー市場の統合性及び透明性確保に関する規則 (REMIT: Regulation on Energy Market Integrity and Transparency) <sup>194</sup>」により、電力・ガス市場における規制枠組みが大きく変化した。REMIT は、電力・ガス市場における十全性・透明性確保を目的としており、主な施策として、1)エネルギー市場における市場濫用等の禁止、2)市場監視及び強制執行、3)取引情報の報告義務等を規定している。REMIT は、第 2 段階のスケジュールに入っており、REMIT 実施規則 (REMIT Implementation Regulation)<sup>195</sup>が、2015 年 1 月 8 日に施行された。これに基づき 2015 年 10 月 8 日より、エネルギー規制機関間協力庁(ACER: Agency for the Cooperation of Energy Regulators)<sup>196</sup>と各国規制当局(NRA: National Regulatory Authority)による取引情報のデータ収集、監視が開始されている。

REMIT は、第 1 条第 2 項において、卸売エネルギー商品の市場濫用に係る規制(第 3～5 条)は、金融商品である卸売エネルギー商品、及び MAD 第 9 条が適用される卸売エネルギー商品に対しては適用されないことが規定されている。その一方で、REMIT 第 2 条では規制対象商品となる“卸売エネルギー商品(Wholesale energy products)”の定義について規定しており、現物受渡しを伴う電力・ガスに係る契約、取引等に加えて、デリバティブについても対象とすることが明記されている<sup>197,198</sup>。

以下、時間前市場における適用の考え方について示す<sup>199</sup>。

### 1.1.4.2 時間前市場における適用の考え方

REMIT は、エネルギー市場の濫用行為に関連して、各国間で整合性がとれていなかった

<sup>194</sup> Regulation (EU) No 1227/2011 of the European Parliament and of the Council of 25 October 2011 on wholesale energy market integrity and transparency (Text with EEA relevance)

<<http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2011:326:0001:0016:en:PDF>>

<sup>195</sup> COMMISSION IMPLEMENTING REGULATION (EU) No 1348/2014 of 17 December 2014 on data reporting implementing Article 8(2) and Article 8(6) of Regulation (EU) No 1227/2011 of the European Parliament and of the Council on wholesale energy market integrity and transparency

<[https://www.acer-remit.eu/portal/custom-category/remit\\_doc](https://www.acer-remit.eu/portal/custom-category/remit_doc)>

<sup>196</sup> <<http://www.acer.europa.eu/en/Pages/default.aspx>>

<sup>197</sup> REMIT 序文では、卸売エネルギー商品とは、具体的に何が該当するのかについて明確にしておき、これによると、いわゆる規制市場(RM)、多目的取引施設(MTF)、更には OTC 取引に加え、相対取引(bilateral contracts)も対象となることが明記されている。

<sup>198</sup> 後述の REMIT 指針によると、“Wholesale energy products”は、スポット商品、デリバティブ商品双方が含まれる。Day-ahead はもちろん、intra-day、balancing market も対象となる。また容量市場についても将来的には対象となる可能性があることが明記されている。

<sup>199</sup> 三菱 UFJ リサーチ&コンサルティング(株)「経済産業省 令和元年度産業経済研究委託事業(経済産業政策・第四次産業革命関係調査事業費 (諸外国の電力取引における不正取引の監視手法や監視体制に係る調査)報告書」より

<[https://www.meti.go.jp/meti\\_lib/report/2019FY/000388.pdf](https://www.meti.go.jp/meti_lib/report/2019FY/000388.pdf)>

“内部情報(inside information)”及び“相場操縦 (market manipulation)”の概念明らかにするとともに(第2条)、インサイダー取引の禁止 (第3条)、内部情報開示義務 (第4条)、相場操縦の禁止 (第5条)などが規定されている。ACER による REMIT 適用方針を示した REMIT Guidance<sup>200</sup>では、内部情報や相場操縦の定義や具体例等に係る詳細が示されている。

また ACER は REMIT 第5条「相場操縦の禁止」の適用方針の詳細を示した指針書のひとつとして、2019年3月、入札ゾーン間における送電容量の占有(cross-zonal transmission capacity hoarding)(以下、「送電容量占有」)に対する REMIT の考え方を明確化した指針書<sup>201</sup>を発表した。本指針書において、送電容量占有とは、“市場参加者が、利用可能な送電容量(ATC: Available Transmission Capacity)の全部または一部を、利用せずに、または効果的に利用せずに、自ら取得する行為”と定義されている。送電容量占有は、例えば市場参加者が以下のことを目的とする場合に、相場操縦戦略の一部として発生しうる<sup>202</sup>。

- ・ 送電容量占有を通じて、入札ゾーン間の価格収束を妨害、(及び/又は)価格乖離を助長することにより、当該価格差の発生から直接的利益を享受
- ・ 複数の市場に跨る相場操縦の一環として、様々な入札ゾーンで保有しているポジションから間接的利益を享受
- ・ 送電容量占有により、他の市場参加者が、入札ゾーン間の取引ができないという事実を悪用
- ・ 他の市場参加者が、隣接する入札ゾーンにおける電力需給に係る誤ったシグナルに基づいて、自らにとって非最適な意思決定をするように仕向ける

なお、本指針書では、時間前市場市場における送電容量割当に適用範囲を限定している。これは主に、当日市場の時間枠に対する市場設計の特異性によるものであり、更には時間前市場において、近年 NRA が実施した、送電容量占有を含む潜在的な REMIT 違反疑いの件数に基づいている。また ACER は、時間前市場は、前日市場など他の時間枠よりも送電容量占有によって相場操縦されやすいことを指摘しているとしている。具体的には、時間前市場において、送電容量は”先着優先 (first come, first served)”ルールに基づき割り当てられる。そのため、通常であればゼロに等しい価格で取得可能だが、実際にはその価格がゼロを遥か

<sup>200</sup> <<https://documents.acer-remit.eu/guidance-on-remit-2/>>

<sup>201</sup> ACER(2019)「ACER “GUIDANCE NOTE 1/2018 - ON THE APPLICATION OF ARTICLE 5 OF REMIT ON THE PROHIBITION OF MARKET MANIPULATION -Transmission Capacity Hoarding- 1st Edition 」  
< <https://documents.acer-remit.eu/wp-content/uploads/Guidance-Note-Transmission-Capacity-Hoarding.pdf>>

<sup>202</sup> 具体的には、直接的送電容量割当においては、市場参加者は、ある方向(入札ゾーン A⇒入札ゾーン B)の送電容量を取得し、一方で同じ受渡時間において逆方向(入札ゾーン B⇒入札ゾーン A)の送電容量を取得することにより相殺し、実際には入札ゾーン A から入札ゾーン B への電力受け渡しを実施しないような行為が対象となる。また間接的送電容量割当においては、市場参加者は、まず偽装取引の実施(入札ゾーン A で売り、入札ゾーン B で買い)することによって、(暗黙的に)入札ゾーン A から入札ゾーン B への ATC を取得し、後に偽装取引にて反転取引(入札ゾーン A で買い、入札ゾーン B で売り)を実施する。この反転取引により、実際には入札ゾーン A から入札ゾーン B への電力受け渡しを実施しない。  
(注: 送電容量割当は、明示的(explicit) または暗黙的(implicit)の2つの方法ある。前者は直接的送電容量割当とも呼ばれるものであり、電力エネルギー取引とは別に、連系線の送電容量の割り当てが実施されるものである。後者は間接的送電容量割当と呼ばれるものであり、電力エネルギー取引と連系線の送電容量の割り当てが卸電力取引所等を通じて実施されるものである。)

に上昇する可能性も存在している。そのため、市場参加者は送電容量を取得する動機があり、時間前市場における取引過程において、入札ゾーン間における価格差発生を期待するようになる。しかし、取得された送電容量が利用されない、また効果的に利用されない場合、他の市場参加者に対して潜在的には負の外部性が存在することになる。

REMIT 施行後における訴追の事例としては、Energi Danmark A/S 社、Neas Energy A/S 社の 2 つの事例が存在しており、どちらも送電容量占有に係る事案となっている。

#### (Energi Danmark A/S 社の事例～送電容量占有による REMIT 第 5 条違反<sup>203</sup>)

DUR は、Energi Danmark AS 社による連系線送電容量占有(capacity hoarding)の疑いに対して査察を開始した。同社は、2015 年においてデンマークとスウェーデン間の連系線において自社内取引を実施(10 事例)したとされており、これにより、時間前市場において誤ったシグナル(misleading signals)及び人為的価格(artificial prices)を創出することにより、競争を歪曲したとされている。

2017 年 12 月、DUR は、REMIT 第 5 条に基づき、750,000DKK の罰金を同社に対して請求する決定を下した。更に、重大な経済的且つ国際的な犯罪という事由で、デンマーク検察局に対して付託しており、その結果、同社が相場操縦によって得た歳入(354,000DKK)は検察によって押収されることとなった。

#### (Neas Energy A/S 社の事例～送電容量占有による REMIT 第 5 条違反<sup>204</sup>)

DUR は、Neas Energy A/S 社による連系線送電容量占有の疑いに対して査察を実施した。同社は、入札ゾーン間における自己取引を実施(4 事例)したことにより、時間前市場において誤ったシグナル及び人為的価格を創出し、競争を歪曲したとされている。2019 年 9 月、DUR は、REMIT 第 5 条に基づき、150,000DKK の罰金を同社に対して請求する決定を下した。更にデンマーク検察局に対して付託しており、同社が相場操縦によって得た歳入は、検察によって押収された。

---

<sup>203</sup> <<https://forsyningstilsynet.dk/aktuelt/nyheder/energi-danmark-pays-fine-for-manipulation-with-the-electricity-market>>

<sup>204</sup> <<https://forsyningstilsynet.dk/aktuelt/nyheder/neas-energy-betaler-boede-for-overtraedelse-af-remit-forordningen>>

## 1.2 市場活用状況に係る分析

### 1.2.1 入札行動に係る分析

#### 1.2.1.1 Unit Bidding と Portfolio Bidding

##### (1) 各国における採用動向

卸電力取引所における入札行為の類型化の考え方のひとつとして、Unit Bidding と Portfolio Bidding がある。前者の Unit Bidding において、市場参加者は、入札(bid/offer の提出)の際に、bid/offer の対象となる電力を生産/消費するコミットメントを引き受ける、発電・消費ユニットを特定する必要がある<sup>205</sup>。一方、後者の Portfolio Bidding においては、市場参加者は、発電・消費ユニットを特定する必要はなく、ポートフォリオ全体としての入札が可能である。

欧州主要国の状況を見ると、ドイツ、フランス、イギリス、北欧を始めとした多くの国では Portfolio Bidding が採用されている。一方、卸電力市場の発展経緯として公営市場として正確が強く、強制プール方式から移行してきたスペイン、イタリアなどでは Unit Bidding が採用されている。

##### (2) Continuous 方式と Unit Bidding の親和性

上述の通り、スペイン、イタリアなど Unit Bidding が採用されている国では、時間前市場における取引方式として、オークション方式が採用されている。しかし、XBID-SIDC への参加に伴い、新たに Continuous 方式も併用するにあたって、Unit Bidding は様々な課題が存在する。

2017年10月にEFETが公表したポジションペーパー「Portfolio-based bidding in the intraday electricity market: way forward for the Iberian region<sup>206</sup>」において、EFETは、時間前における Continuous市場に対しては、Unit Bidding よりも Portfolio Bidding が望ましいことを主張した。この点について、Unit Bidding を採用しているスペイン、ポルトガルに対して提言を実施した。

EFET によると、一般的に、Continuous 方式は、オークション方式と比較して、展開がダイナミック且つでペースが速い。これは実需給に近い段階における需給予測の変動に対して、様々な市場参加者のポジションを連続的に修正する必要性を反映している。発生したイベントに迅速に対応し、それを受け市場に入札を行う必要があるため、Continuous 取引環境

---

<sup>205</sup> この取引方式においては、各参加者が売買した電力の商業的成果と、その後の給電指令(dispatch)における各発電・消費ユニットへの拘束力のある発電・需要計画(スケジュール)の両方を定義することができる。

<sup>206</sup> <[https://efet.org/Files/Documents/Downloads/EFET%20position%20paper\\_portfolio-based%20bidding%20in%20the%20intraday%20markets\\_way%20forward%20for%20the%20Iberian%20region.pdf](https://efet.org/Files/Documents/Downloads/EFET%20position%20paper_portfolio-based%20bidding%20in%20the%20intraday%20markets_way%20forward%20for%20the%20Iberian%20region.pdf)>

においては、以下のような理由から、Unit Bidding は非常に不利であるとしている。

- ・ 問題の生じた発電または消費ユニットを即座に申告する必要があるため、迅速かつ反応性のある取引を行うことはできない。
- ・ 1つのポートフォリオとして複数の発電・消費ユニットを集約的に管理することが出来ない。そのため管理が、非常に複雑且つ煩雑となる。
- ・ 柔軟な入札戦略を許容しない。
- ・ 流動性を喚起することが出来ない。市場参加者が Continuous 取引に参加する障害となる。

EFET の見解によると、Portfolio Bidding は、効率的な時間前取引を発展させるための前提条件である。Portfolio Bidding によって、市場参加者はより柔軟な入札戦略を確立することができる。具体的には、発電事業者は、入札によって、時間前市場において売買する数量の指名に関して柔軟性を持つことが出来る。またポートフォリオで取引できる市場参加者は、TSO に対するノミネーションまたはスケジューリングの後に、事後的に、売買する総量を、自らのポートフォリオの個々のユニットに割り当てることが出来る。

#### 1.2.1.2 情報技術の進展に伴う取引行動の変化

時間前市場は、主に発電事業者などが、前日予測からの誤差が発生した場合においてその調整を図るために活用されてきた。一方で、近年、再エネ電源の出力予測や需要予測に係るサービス(例: ソフトウェア、シミュレーション技術)が高度に発展を遂げており、アグリゲーター等を含む BRP の中には、当該サービスを積極的に活用することによって、時間前市場において自らのポートフォリオを最適化すると同時に、発電事業者による調整を目的とした取引のカウンターパートとして取引利益の創出を図る事業者も出現している。

また時間前市場においても、株式市場で利用が進んでいる高頻度取引(HFT: High Frequency Trading)やロボット取引、アルゴリズム取引等が導入され始めており、ここ数年で市場参加者の取引様態は大きく変化している。後述する EPEX SPOT に対するインタビューによると(1.2.4.1 参照)、HFT やロボット取引・アルゴリズム取引は、時間前市場に対して流動性を提供する一方で、入札件数・取引件数の急激な増加と比較して実際の取引量は、それほど伸長していない。また入札件数・取引件数の急激な増加は、取引所の情報システムに対する負担増加になると同時に、(当該技術を利用しない)市場参加者に対しても一部、不都合をもたらす可能性があることが指摘されている。

このような状況に対して、EPEX SPOT では、入札件数・取引件数と実際の取引量(約定量)の比率に応じて市場参加者に対してインセンティブを与えることにより、必要性の低い入札件数・取引件数を減少させることを検討している。

## 1.2.2 時間前市場とインバランス精算との関係性

### 1.2.2.1 EU 規則と諸外国におけるインバランス精算制度

#### (1) 電力需給調整規則における規定内容

2017 年 11 月 23 日、欧州委員会は、ネットワーク・コードの一つである「電力需給調整に関するガイドライン設置規則<sup>207</sup>」(以下、「電力需給調整規則」という。)を採択しており、12 月 18 日より施行している<sup>208</sup>。当該規則は、需給調整市場における効果的な競争、無差別及び透明性を促進し、需給調整の効率性を向上することを目的としている。またインバランス精算についても規定しており、EU 大で各 TSO のインバランス精算制度の調和化が進められている。同じく第 V 編「精算」の第 4 章「インバランス精算 (第 52～55 条)」では、各 TSO によるインバランス精算に係る原則が示されている。

##### 1) インバランス精算の調和要素

同規則第 52 条(2)では、全ての TSO がインバランス精算において調和化させる制度要素について規定している。具体的には、全ての TSO は、同規則発効後 1 年以内に、少なくとも以下の事項を調和化・詳細化した提案書を開発する必要がある。

- ・ インバランス調整量の計算(第 49 条)、及びポジション量、インバランス量及び割当量の計算(第 54 条(3))
- ・ インバランス価格の算定に使用される主要な構成要素(第 55 条)。具体的には FRR や RR 由来の“調整力の稼働回避価値(the value of avoided activation of balancing energy)”の定義を含む。
- ・ 単一インバランス価格 (single imbalance pricing)の使用。余剰インバランスと不足インバランスに対して、単一価格を定義する。
- ・ 二重インバランス価格(dual imbalance pricing)を適用する場合は、その条件及び方法論を定義する。

全 TSO によるインバランス精算調和提案書(ISHP: Imbalance Settlement Harmonization Proposal)の策定期限は、同規則発効後 1 年となる 2018 年 12 月であり、これに先立ち、ENTSO-E 及び TSO は、利害関係者及び市場参加者からのフィードバックを得るために公開協議を通じたコンサルテーションプロセスを実施してきた<sup>209</sup>。ENTSO-E は、コンサルテーション

<sup>207</sup> Commission Regulation (EU) 2017/2195 of 23 November 2017 establishing a guideline on electricity balancing (Text with EEA relevance )

< <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:32017R2195> >

<sup>208</sup> <<https://www.entsoe.eu/major-projects/network-code-development/updates-milestones/Pages/default.aspx>>

<sup>209</sup> 2018 年 7 月 16 日から 9 月 28 日にかけて実施。

<[https://consultations.entsoe.eu/markets/imbalance\\_settlement\\_harmonisation\\_proposal/](https://consultations.entsoe.eu/markets/imbalance_settlement_harmonisation_proposal/)>

の開始にあたり、ISHP<sup>210</sup>及び説明文書<sup>211</sup>のドラフト発表しており、2018 年 12 月には最終提案書が公表された<sup>212, 213</sup>。

なお ISHP 第 5 条では、各インバランスイリア及びインバランス精算期間における、上げ代/下げ代、それぞれのインバランス価格計算にあたっての主な構成要素として、少なくとも以下の要素のひとつを含むとしている。

- FRR・RR 由来の調整力の稼働回避価値(ISHP 第 6 条に準拠)
- TSO によって要求された FRR 由来の調整力量の価格
- (適用される場合)TSO が稼働した RR 由来の調整力量の価格
- (適用される場合)インバランスネットティングプロセスの結果生じた電力融通量<sup>214</sup>

また第 5 条(5)では、インバランス価格の構成要素について詳述している。この中では希少性についても言及しており、各 TSO は、必要性に応じて希少性を鑑みた価格設定について提案できるとしている。

## 2) インバランス精算時間単位(ISP)

同規則第 53 条(1)に基づき、全ての TSO は、同規則発効後 3 年以内に、全てのスケジュールリングエリアにおいて、15 分のインバランス精算時間単位(ISP: Imbalance Settlement Period)を適用するとしている<sup>215</sup>。なお同期エリアの TSO は、当該要件の適用免除を要請できるとしており、そのためには関連規制当局が、少なくとも 3 年ごとに、ISP の調和に関する費用対便益分析(CBA: Cost-Benefit Analysis)を行う必要があるとしている(第 53 条(2)、(3))。

### 参考: 費用便益分析

電力需給調整規則第Ⅷ編「費用便益分析(第 61 条)」では、様々な決定を支援するために CBA を実施することを要求しており、“ISP の調和”についても方法論を策定の上、CBA を実施することを規定している<sup>216</sup>。

ENTSO-E は、Frontier Economics 社に対し、CBA 実施に関連する TSO のための一般的な方法論、及び ISP 調和のための具体的な方法論を開発するよう要請した<sup>217</sup>。これらの文書の

---

<sup>210</sup> ENTSO-E 「All TSOs' proposal to further specify and harmonise imbalance settlement in accordance with Article 52(2) of the Commission Regulation (EU) 2017/2195 of 23 November 2017 establishing a guideline on electricity balancing」

<[https://consultations.entsoe.eu/markets/imbalance\\_settlement\\_harmonisation\\_proposal/](https://consultations.entsoe.eu/markets/imbalance_settlement_harmonisation_proposal/)>

<sup>211</sup> ENTSO-E 「Explanatory document to all TSOs' proposal to further specify and harmonise imbalance settlement in accordance with Article 52(2) of the Commission Regulation (EU) 2017/2195 of 23 November 2017 establishing a guideline on electricity balancing」

<[https://consultations.entsoe.eu/markets/imbalance\\_settlement\\_harmonisation\\_proposal/](https://consultations.entsoe.eu/markets/imbalance_settlement_harmonisation_proposal/)>

<sup>212</sup><[https://docstore.entsoe.eu/Documents/nc-tasks/EBGL/EBGL\\_A52.2\\_181218\\_ALL%20TSOs%20proposal\\_ISH\\_proposal\\_for%20submission.pdf](https://docstore.entsoe.eu/Documents/nc-tasks/EBGL/EBGL_A52.2_181218_ALL%20TSOs%20proposal_ISH_proposal_for%20submission.pdf)>

<sup>213</sup><[https://docstore.entsoe.eu/Documents/nc-tasks/EBGL/EBGL\\_A52.2\\_181218\\_ALL%20TSOs%20proposal\\_ISH\\_explanatory\\_document\\_for%20submission.pdf](https://docstore.entsoe.eu/Documents/nc-tasks/EBGL/EBGL_A52.2_181218_ALL%20TSOs%20proposal_ISH_explanatory_document_for%20submission.pdf)>

<sup>214</sup> the volume of intended exchange of energy as a result of the imbalance netting process

<sup>215</sup> 第 62 条(2)(d)に基づき、TSO は derogation を要求することも可能とされている。

<sup>216</sup> 同規則第 21 条(2)、第 21 条(5)

<sup>217</sup> これを受け、同社は、2015 年 6 月には、「Cost Benefit Analysis for Electricity Balancing –general

開発に続き、ENTSO-E は同社に、ISP の変更に係る CBA を実施するプロセスを支援するよう要請しており、これを受け、2016 年 4 月、Frontier Economics 社は「CBA of a Change to the Imbalance Settlement Period<sup>218</sup>」と題する分析を発表した。当該報告書では、ISP を 15 分へと調和させる電力需給調整規則案に関して、CBA を通じてこの提案を評価し、それが最良の選択であるかどうか、あるいは代替案の方が良いかどうかを理解することを意図している。このため、欧州全土で 15 分間の ISP に移行するという単一のシナリオではなく、複数のシナリオ<sup>219</sup>が定義・検討された。

### 3) インバランス計算及びインバランス料金

同規則第 54 条に基づき、各 TSO は、各 ISP において各 BRP に対する最終ポジション(final position)、割当量(allocated volume)、インバランス調整(imbalance adjustment)及びインバランス(imbalance)を算出しなければならない。また同規則第 55 条に基づき、各 TSO は、プラス、ゼロ、マイナスのインバランス料金を算定するための規則を設定しなければならない<sup>220</sup>。

表 1-21 インバランス料金の支払

|                                   | Imbalance price positive                     | Imbalance price negative                     |
|-----------------------------------|----------------------------------------------|----------------------------------------------|
| Positive imbalance<br>(余剰のインバランス) | Payment from TSO to BRP<br>(TSO から BRP への支払) | Payment from BRP to TSO<br>(BRP から TSO への支払) |
| Negative imbalance<br>(不足のインバランス) | Payment from BRP to TSO<br>(BRP から TSO への支払) | Payment from TSO to BRP<br>(TSO から BRP への支払) |

(出所)MURC 作成

インバランス価格は、FRR 及び RR 由来の調整力の稼働価格、即ち、非常に短時間の指令で稼働される予備力コストを参照することによって価格付けされなければならないと規定されている。また不足のインバランス(Negative imbalance)に対するインバランス料金は、代替的に以下よりも低くてはならないとされている(第 55 条(4))。

- FRR 及び RR 由来のポジティブ調整力(positive activated balancing energy)の加重平均価格
- インバランス精算期間中にいずれの方向でも調整力が稼働されなかった場合は、FRR 及び RR 由来の調整力の稼働回避価値

また余剰インバランス(positive imbalance)に対するインバランス料金は、代替的に以下より

methodology-」、2015 年 10 月には、「Cost Benefit Analysis for Electricity Balancing –ISP harmonization methodology-」の 2 つの CBA 方法論を発表した。

<[https://docstore.entsoe.eu/Documents/Network%20codes%20documents/Implementation/CBA\\_ISP/ENTSOE%20General%20CBA%20methodology%2015-Jun-2015%20final.pdf](https://docstore.entsoe.eu/Documents/Network%20codes%20documents/Implementation/CBA_ISP/ENTSOE%20General%20CBA%20methodology%2015-Jun-2015%20final.pdf)>

<sup>218</sup><[https://docstore.entsoe.eu/Documents/Network%20codes%20documents/Implementation/CBA\\_ISP/ISP\\_CBA\\_Final\\_report\\_29-04-2016\\_v4.1.pdf](https://docstore.entsoe.eu/Documents/Network%20codes%20documents/Implementation/CBA_ISP/ISP_CBA_Final_report_29-04-2016_v4.1.pdf)>

<sup>219</sup>「計画 1: 全て 15 分の ISP で調和」、「計画 2: 現行において ISP が 60 分以上の場合は、15 分へと移行」、「計画 3: 近隣国単位の調和化」、「計画 4: 全て 5 分の ISP で調和」の 4 つのシナリオが検討

<sup>220</sup> 同規則第 55 条(2)に基づき、FRR 及び RR 由来の調整力の稼働回避価値の定義も含む

高くてはならないとされている(第 55 条(5))。

- FRR 及び RR 由来のネガティブ調整力(negative activated balancing energy)の加重平均価格
- インバランス精算期間中にいずれの方向でも調整力が稼働されなかった場合は、FRR 及び RR 由来の調整力の稼働回避価値

## (2) EU 主要国におけるインバランス精算制度

欧州各国では、EB 規則の規定内容に準拠しつつ、規制機関である NRA と TSO がインバランス制度を構築している(詳細は、「参考資料 2: 欧州主要国のインバランス精算制度と価格に係る実データ分析」参照)。

### 1.2.2.2 時間前市場とインバランス量・価格に係るデータ分析

#### (1) 既存論文レビュー

##### 1) Koch and Hirth (2019)

Koch and Hirth (2019)<sup>221</sup>では、ドイツにおける時間前市場の発展とインバランスの関係について統計分析を行っている。ドイツでは 2011 年から 2017 年にかけて、太陽光発電及び風力発電による発電量は、およそ倍増した一方で、変動型電源の導入により調整力の必要性が高まるという懸念に反し、FRR 容量<sup>222</sup>は 20%減少している(German paradox)。

必要な調整力が低下している仮説として、天候予測技術の向上、系統運用者同士の協調の改善、時間前市場における取引量の増加があげられているが、本研究では時間前市場における 15 分単位の取引商品の取引量増加による影響が分析されている。

---

<sup>221</sup> Christopher Koch, Lion Hirth, (2019) “Short-term electricity trading for system balancing: An empirical analysis of the role of intraday trading in balancing Germany’s electricity system”, Renewable and Sustainable Energy Reviews 113 (2019).

< <https://neon.energy/Koch-Hirth-2019-Trading-balancing.pdf> >

<sup>222</sup> aFRR(Automatic Frequency Restoration Reserve)と mFRR(manual Frequency Restoration Reserve)の合計



図 1-33 ドイツにおける太陽光と風力発電量と FRR 容量の推移

(出所) Koch and Hirth (2019), Fig1 より

ドイツでは、EPEX SPOT の時間前市場において 15 分単位商品が導入されており、Continuous 取引(2011 年導入)とオークション(2014 年導入)で取引が可能となっている。2012 年から 2017 年にかけて、EPEX SPOT の時間前市場における 15 分単位商品の取引量は約 10 倍に増加している。



図 1-34 ドイツの時間前市場における 15 分単位商品の取引量

(出所) Koch and Hirth (2019), Fig5 より

2011 年から 2017 年の期間において、EPEX SPOT での 15 分単位商品の時間前取引量と、15 分単位のインバランス量と当該 15 分が含まれる 1 時間単位のインバランス量の平均値との絶対偏差を対象とした重回帰分析の結果、負の相関関係があることが示された。係数は-0.104 であり、時間前取引量が 1MW 増加するごとに、絶対偏差が 0.104MW 減少すること意味している。また、当期間においては絶対偏差(D<sub>dev</sub>)と、それを構成する要素の 1 つである「粗い需給管理に由来するインバランス(Deterministic imbalances)」(15 分単位ではなく 1 時間単位の商品を中心に取引するケース等)が改善しており、2012 年から 2017 にかけて約 80%

減少している。Deterministic imbalances の減少は TSO によるインバランス予測の改善に通じ、必要調整力を減少させる影響があるとされている。

本研究によれば、15 分単位商品の取引量が増加に伴う絶対偏差(D<sub>dev</sub>)の減少により、2017 年時点の必要な調整予備力(balancing reserve requirement)と利用された調整力量(balancing energy、activation volumes)は、それぞれ 7%、17%減少したと試算されている。

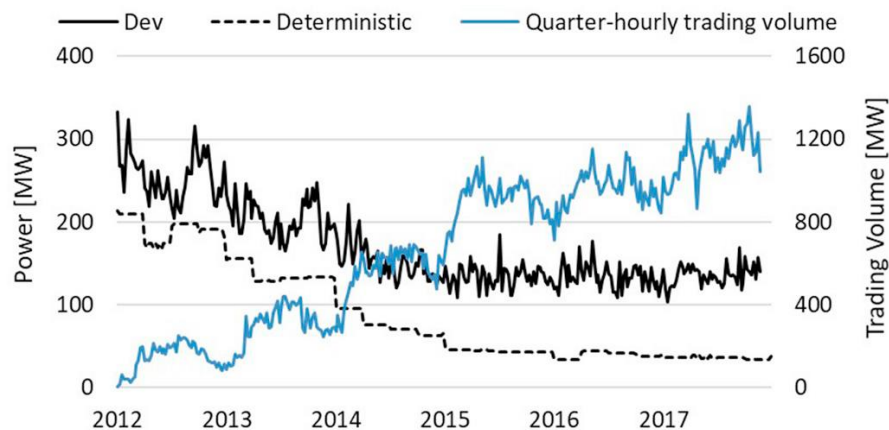


図 1-35 Deterministic imbalances と 15 分単位商品の時間前取引量の推移

(出所) Koch and Hirth(2019)

また、24 時間体制での取引が可能になったことにより、夜間や週末における取引量が増え、リアルタイムに近い時間帯での取引が増加したという傾向も報告されている。これにより、オフピーク時間における高インバランス量の発生が減少したとされている。

## 2) Neuhoﬀ (2016)(再掲)

Neuhoﬀ et al.2016<sup>223</sup>では、EPEX SPOT においてドイツを対象として 2014 年 12 月より導入された時間前オークションが市場パフォーマンスに与えた影響について分析している。導入により最も便益を受けたのは、24 時間×7 日に渡って常時、Continuous 取引に対応することが難しい小規模事業者であるとされており、また価格発見機能の観点からも市場創設によるメリットがあったとしている。

当該研究では、取引量や流動性/市場の厚み(market depth)、価格変動性(price volatility)等の市場効率性に係る指標について実証分析を実施したが、その結果として、追加的オークション導入により、取引量の増加及び流動性向上に伴い、市場は厚みを増したこと、これにより価格変動性は低下したこと等が示している。

また当該研究では、時間前オークションに関連するいくつかの追加的な特徴について、定性的な観点から以下のことを示唆している。

<sup>223</sup> Karsten Neuhoﬀ, Nolan Ritter, Aymen Salah-Abou-El-Enien and Philippe Vassilopoulos(2016) “Intraday Markets for Power: Discretizing the Continuous Trading?”, EPRG Working Paper 1609, Cambridge Working Paper in Economics 1616.  
<<https://www.eprg.group.cam.ac.uk/wp-content/uploads/2016/03/1609-Text.pdf>>

- ・ より高度な運用信頼性の向上を通じ、運用安定性に対する寄与
- ・ 高頻度の連続的取引に向けた競争の抑止
- ・ ヘッジ商品の精算のための流動性の観点からの基準点の設定
- ・ 時間前の送電容量のより効率的な配分の促進
- ・ 送電容量の希少性の価値がシグナル化を通じた、消費者の送電コストの削減に寄与

## (2) 実データ分析

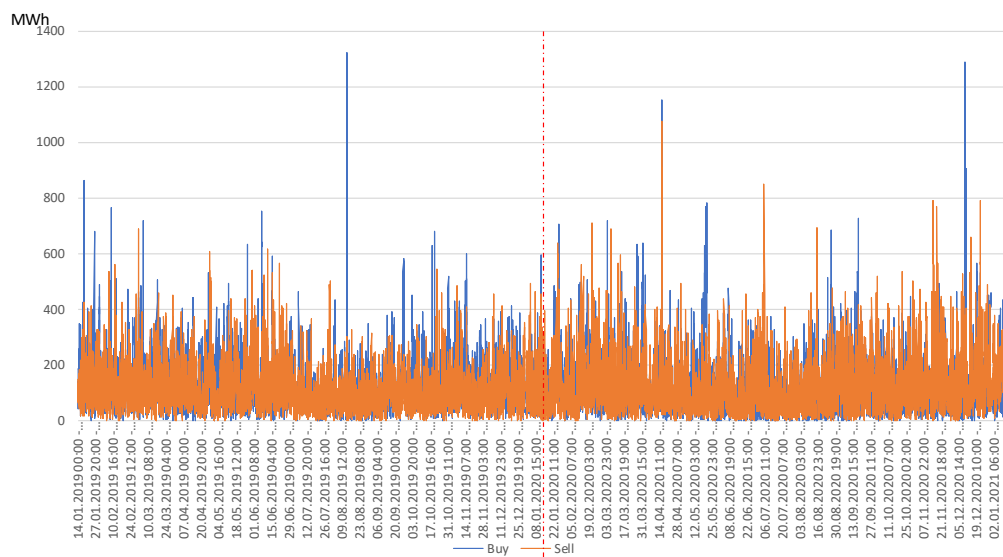
先述の通り、2020年1月、Nord Pool は、フィンランドの価格エリアにおける時間前市場のゲートクローズ時間に関して、実需給0分前まで取引可能とすることを発表した。これを受け、2020年1月14日より、時間前市場のゲートクローズは実需給0分前となっており、この措置は2021年3月時点においても継続している。以下、当該措置の導入前後の1年間(導入前: 2019年1月14日～2020年1月13日、導入後: 2020年1月14日～2021年1月13日)における時間前市場の取引量、インバランス量及びインバランス価格への変化について分析した。

まず時間前市場における取引量として、Nord Pool の Continuous 市場における当該期間の取引量(約定量)について、フィンランドエリアの売り入札・買い入札のそれぞれの約定量の推移を示す。導入前の約定量 227MWh に対して導入後の約定量は 232MWh となっており 2.0%の増加となっているが、内訳を見ると特に売り入札が導入前 111MWh から導入後 118MWh と 7.1%の増加となっている。一方、インバランス発生量(絶対値ベース)を見ると、導入前の発生量 201MWh に対して導入後の約定量は 240TWh となっており 19.8%の増加となっている。

表 1-22 フィンランドにおける時間前市場の取引量とインバランス発生量

|      | 取引量(時間前市場) |       |       | インバランス発生量(絶対値) |       |       |
|------|------------|-------|-------|----------------|-------|-------|
|      | 導入前        | 導入後   | 増減率   | 導入前            | 導入後   | 増減率   |
|      | MWh        | MWh   |       | MWh            | MWh   |       |
| 買い入札 | 117.0      | 113.6 | -2.9% | -              | -     | -     |
| 売り入札 | 110.5      | 118.4 | 7.1%  | -              | -     | -     |
| 合計   | 227.1      | 231.7 | 2.0%  | 200.9          | 240.7 | 19.8% |

(出所) Nord Pool Web サイト、ENTSO-E Transparency Platform データより MURC 作成



導入前: 2019 年 1 月 14 日～2020 年 1 月 13 日、導入後: 2020 年 1 月 14 日～2021 年 1 月 13 日

図 1-36 フィンランドにおける時間前市場における約定量推移(買い入札・売り入札)  
(出所) Nord Pool Web サイトより MURC 作成



導入前: 2019 年 1 月 14 日～2020 年 1 月 13 日、導入後: 2020 年 1 月 14 日～2021 年 1 月 13 日

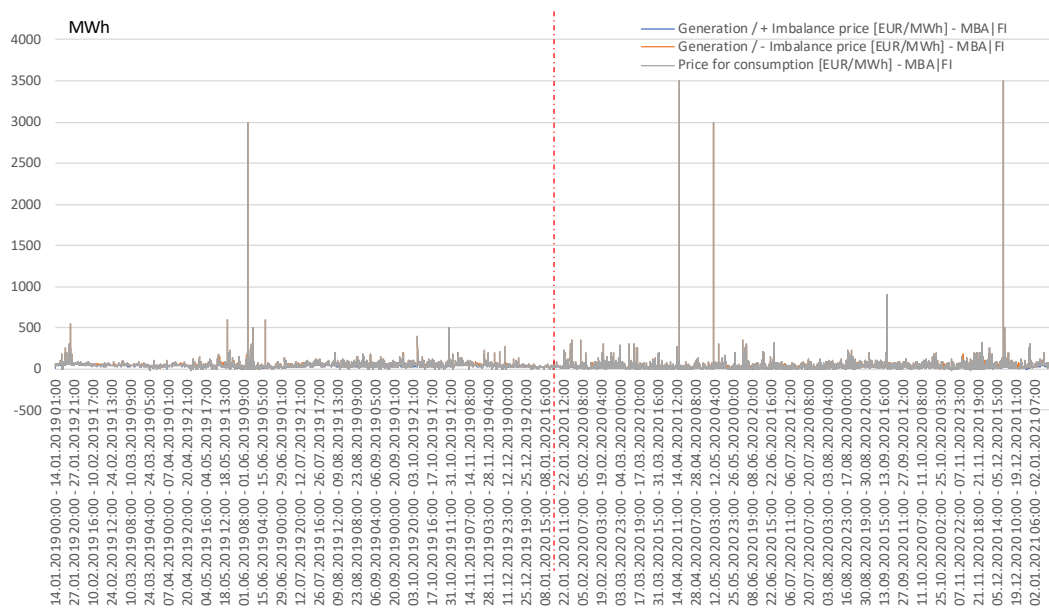
図 1-37 フィンランドにおけるインバランス量推移  
(出所) ENTSO-E Transparency Platform データより MURC 作成

更に当該期間におけるインバランス価格について見ると、発電側(余剰)及び発電側(不足)、消費側、それぞれインバランス価格は大きく減少している。

表 1-23 フィンランドにおけるインバランス価格の推移

|     |    | インバランス価格 |       |        |
|-----|----|----------|-------|--------|
|     |    | 導入前      | 導入後   | 増減率    |
|     |    | €/MWh    | €/MWh |        |
| 発電側 | 余剰 | 39.2     | 22.8  | -41.8% |
|     | 不足 | 49.2     | 39.1  | -20.6% |
| 消費側 |    | 45.2     | 33.2  | -26.6% |

(出所) ENTSO-E Transparency Platform データより MURC 作成



導入前: 2019 年 1 月 14 日～2020 年 1 月 13 日、導入後: 2020 年 1 月 14 日～2021 年 1 月 13 日

図 1-38 フィンランドにおけるインバランス価格推移

(出所) ENTSO-E Transparency Platform データより MURC 作成

### 1.2.2.3 時間前市場と需給調整市場における裁定取引

時間前市場における取引戦略の一つとして、需給調整市場との間における裁定取引がある。基本的には、BRP は、自らのポートフォリオの需給調整の責任を担っており、時間前市場における取引等を通じて、可能な限りインバランス発生を回避するように努める。最終的に発生したインバランスは、TSO との間でインバランス精算価格によって、清算・支払いを実施することになる。

従って、BRP は、時間前市場における市況(取引価格、オーダーブックの状況等)を鑑みつつ、①時間前市場における取引を通じてインバランスを回避するか、②インバランス精算価格による支払いを実施するか、のどちらかを選択することになる。この場合、重要となるのがインバランス精算価格であり、価格シグナルとして正しく機能しない場合、意図的なインバランス発生が数多く引き起こされることになる。その結果として、TSO は系統運用において非常に難しい状況に陥る可能性がある。

またもう一つの可能性として、市場参加者が、時間前市場よりも需給調整市場における期待利益を志向する場合であり、すなわち時間前市場を回避して、需給調整市場において売り入札を実施する場合である。この需給調整市場における期待利益を背景とした入札回避は、容量出し惜しみとの切り分けにもかかる論点であり、市場設計におけるゲーミングの余地を巡り、規制当局や取引所関係者の間でも様々な議論が存在している。

### 1.2.3 発電量変化等に伴う取引行動と対応

#### 1.2.3.1 再エネ電源の発電計画との関係性

##### (1) 再エネ予測誤差の調整に係る課題

###### 1) 時間前市場による人的負担

再エネ予測誤差の精度は実需給の直前となるほど向上するため、可能な限り実需給直前まで市場取引が可能となることが望ましいと考えられている。この点、我が国 JEPX の時間前市場は、制度上、実需給の 1 時間前であるゲートクローズ(GC)まで取引を行うことが可能となっている。しかし実態としては、多くの発電事業者は広域機関に提出する発電計画の修正・再提出作業<sup>224</sup>や、ユニットの起動指令に要する時間を確保するため、GC の 1 時間～3 時間前には売り札を引き上げている<sup>225</sup>。

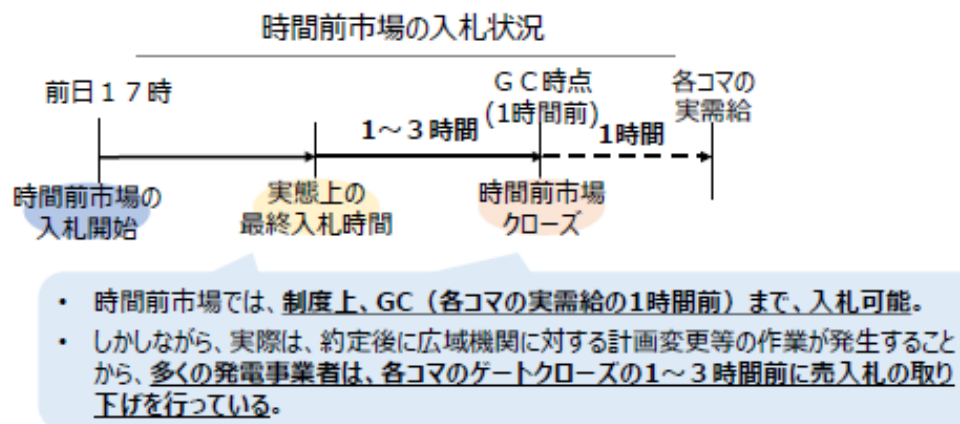


図 1-39 欧州における時間前市場取引量(ゾーン間・ゾーン内取引別)

(出所)第 51 回制度設計専門会合事務局提出資料「資料 6 時間前市場の活性化について」

GC の数時間前に売り札を引き上げている理由として、時間前市場約定後の計画変更・再提出作業等に時間がかかることが主たる理由となっている。特に、GC の 2～3 時間前に売り札を引き上げている事業者においては、時間前市場での売約定後に、どの発電ユニットを動かすのか、他社への販売量を減らすのか、他社からの調達を増やすのかといった人間系の判断を伴う作業を行うことを理由として指摘している。

###### 2) 時間前市場における新たな取引ニーズ

現状、FIT 制度に係る予測誤差はその大部分が一般送配電事業者の需給調整により対応さ

<sup>224</sup> 例えば発電 BG における時間前市場での売り約定時の計画修正については、自社ユニットの発電計画の変更の他、他社からの調達計画を修正するパターンや、自社 BG への販売計画を修正するパターン等も存在する。

<sup>225</sup> 第 51 回制度設計専門会合事務局提出資料「資料 6 時間前市場の活性化について」

<<http://eur-lex.europa.eu/legal-content/en/ALL/?uri=CELEX:32003R1228>>

<<http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:211:0015:0035:EN:PDF>>

れており<sup>226</sup>、小売事業者が再エネ予測誤差を時間前市場において調整する必要性は大きく顕在化していない。一方で、2022 年度より事業者自ら需給調整を行う FIP 制度が導入されることや、新たなインバランス料金制度が導入されることを踏まえると、スポット市場取引以降に判明した太陽光発電量予測の変動誤差分等について、時間前市場で売買する取引ニーズが今後、増大することが見込まれる。上記を踏まえ、時間前市場での取引ニーズ及び課題について改めて検討する必要がある。

## (2) 諸外国の状況

諸外国についてみると、時間前市場において約定した場合、我が国と同じく TSO に対して計画値の変更作業が必要となる。しかし、特に GC の 1 時間～3 時間前には売り札を引き上げるという現象がみられるわけではない。

欧州では、需給調整責任主体(BRP: Balancing Responsible Party)<sup>227</sup>が、前日市場と時間前市場における電力取引を実施し、時間前市場のゲートクローズまで調整を行う。各国において多少の違いはあるが、一般的には、BRP は、発電事業者や小売事業者等の複数事業者により構成されるグループ(またはプール)であり、このグループ単位で需給計画 (=需給スケジュール)を策定する。BRP は、この需給スケジュールを遵守する必要があるため、先述の通り、前日市場・時間前市場における電力取引を実施し、時間前市場のゲートクローズまで調整を図る。時間前市場のゲートクローズ後の実需給断面において発生したインバランスは、TSO が最終的に調整する責任を担っている。なお、BRP は、策定した需給スケジュールを TSO に対して提出する必要がある。通常、BRP は、前日市場の GC の段階において、その時点における初期需給計画を策定し、TSO に対して提出する。更に、時間前市場における取引による調整を経て、ゲートクローズまでに最終需給計画を策定し、TSO に対して提出する。

例えば、ドイツでは、4 大 TSO の制御区域の中に複数のバランシンググループ<sup>228</sup>(以下、BG)が形成されており<sup>229</sup>、バランシンググループ管理者<sup>230</sup>(以下、BGM)が BRP として BG を代表して当該地域の TSO と契約する。BGM は、BG におけるポートフォリオのインバランスについて責任を担っており、時間前市場のゲートクローズまで BG 内における自己調整を図る<sup>231</sup>。最終的に BG 内で発生したインバランスは、BGM と TSO との間で精算する。な

<sup>226</sup> 再エネ電源は FIT インバランス特例制度①③を活用しており、卸電力市場に統合されていない状態となっている。FIT 電源の発電計画は前日 6:00 から変更されないため、時間前市場を活用するインセンティブが今のところない。

<sup>227</sup> BRP の役割について、先述の電力需給調整規則(Commission Regulation (EU) 2017/2195)第 17 条「BRPs の役割」が定義されている。

<sup>228</sup> Stromnztv 第 4 条「バランシンググループ管理者(Bilanzkreis)」

< [https://www.gesetze-im-internet.de/stromnztv/\\_4.html](https://www.gesetze-im-internet.de/stromnztv/_4.html) >

<sup>229</sup> ドイツではすべての発電事業者や小売事業者が、何らかの BRPs を形成することが求められている (Balancing group obligation)。発電事業者や小売事業者が BRPs を形成することによって、まずグループ内で需給のインバランスの調整を行い、インバランスを効率的に小さくすることが可能である。

<sup>230</sup> 独名: Bilanzkreisesverantwortlich

<sup>231</sup> Stromnztv 第 5 条 「Grundsätze der Fahrplanabwicklung und untertäglicher Handel」

< [https://www.gesetze-im-internet.de/stromnztv/\\_5.html](https://www.gesetze-im-internet.de/stromnztv/_5.html) >

お、ドイツにおいてインバランスは、BG における実発電量と実消費量の差分として定義されており<sup>232</sup>、実同時同量制として分類される<sup>233</sup>。時間前市場のゲートクローズ後に発生した最終的な需給インバランスは、TSO が解消する責任を負っている。ドイツでは、4 つの TSO が必要な調整力を確保する市場として共通予備力市場(regelleistung)<sup>234</sup>と呼ばれる共通プラットフォームが構築されており、2007 年より運用を開始している。また当該市場において確保した調整力をメリットオーダーで運用するメカニズムとして、2008 年より Grid Control Cooperation(GCC)<sup>235</sup>が運用されている。

BGM は、BG を構成する事業者から、バランシンググループ契約に基づき報酬を得ることが出来る一方で、BG 内のインバランス解消や最終的に発生したインバランスについて TSO との間で精算する等の義務を負う。ドイツでは、BNetzA による決議 BK6-06-013<sup>236</sup>において BG 契約の標準について規定しており、各 TSO は当該標準に基づき、BRP との BG 契約について整理している。BG 契約標準第 5 条(2)によると、BGM は、可能な限り合理的な手法を用いて、需給調整における偏差を極力最小にすべく責任を負う。しかし当該義務の違反を示唆する形で重大なインバランスが発生する場合には、TSO は第 1 段階として、このインバランスが回避可能であったか等を調査する。その上で、BGM の契約上の義務違反の疑いが払拭されない場合、TSO は当該事案を BNetzA に報告し、BNetzA は BRP に対する監査プロセスを開始するかどうかを決定する(BG 契約標準第 11 条(4))。

TSO は、BG 契約の継続が合理的でないと判断される重大な理由がある場合、通知無しで契約解除ができる(BG 契約標準第 20 条(1))。この場合における重大な理由としては、BGM による義務違反が繰り返し行われていることを 11.4 に規定される BNetzA が監査を通じて認識した場合や、BGM 側の容量不足により契約履行が困難とされる場合やそれに伴う商業的信用低下等である(BG 契約標準第 20 条(1))。

### (3) 再エネ電源の予測誤差の解消

再エネ電源の予測誤差に伴う再エネ事業者の取引行動であるが、基本的には、時間前市場において、再エネ事業者も含めた発電事業者間で取引が実施されるというのが最も一般的なケースである(1.1.3.1 における有識者インタビュー参照)。

またもう一つの考え方としては、前日市場と時間前市場の裁定取引がある。例えば、大部分の事業者が一方側に偏るような事態、すなわち(悪天候等により)太陽光発電事業者の大部分の過少供給となる場合、多くの事業者が、時間前市場で買い注文を入れるため、Continuous

<sup>232</sup> すなわち BGM が契約する発電事業者と需要家の需給電力の差分となる。(出所：StromNZV 第 26 条バランシンググループ契約(Bilanzkreisvertrag))

<[https://www.gesetze-im-internet.de/stromnztv/\\_26.html](https://www.gesetze-im-internet.de/stromnztv/_26.html)>

<sup>233</sup> それに対して、日本では、発電 BG の場合は、事前に提出した発電計画と実発電量の差分がインバランスとして定義されており、計画値同時同量として位置付けられる。(注：需要 BG の場合は、需要計画と実需量の差分がインバランスとなる)

<sup>234</sup> <<https://www.regelleistung.net/regelleistungWeb/?language=en>>

<sup>235</sup> <<https://www.regelleistung.net/ext/static/gcc?lang=en>>

<sup>236</sup> <[https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1\\_GZ/BK6-GZ/2006/2006\\_0001bis0999/2006\\_001bis099/BK6-06-013/BK6-06-013\\_Beschluss.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2006/2006_0001bis0999/2006_001bis099/BK6-06-013/BK6-06-013_Beschluss.html)>

市場のオーダーブックにおける価格は上昇する。その場合、前日市場価格と時間前市場の間に価格差が生じることになるが、その価格差を狙って取引を実施しようとする事業者も必然的に現れ、それが上記のような事業者のカウンターパートとなる（例：前日市場で買い約定した事業者が、時間前市場でより高い価格で売る）。もう一方のケースとして、再エネ事業者は、前日市場で売り約定していた場合に関しては、仮に市場全体における過剰供給が時間前市場における時間断面で判明した場合、（時間前市場における価格は安くなっているはずなので）時間前市場でより安く買い戻すことが可能である。このような取引行動は、BRPの取引戦略の一環として位置付けられている。

#### （4）既存研究レビュー

##### 1) *Scharff and Amelin (2019)*<sup>237</sup>

Scharff and Amelin (2019)は、北欧 Nord Pool の時間前市場 Elbas における市場参加者の取引行動について様々な分析を実施している。その結果として、市場参加者の取引行為は、①風力発電割合の高さ（デンマーク）、②時間前取引において利用可能な送電容量の制限（ノルウェーから大陸欧州への方向）、③比較的高価な調整力価格などを要因として、価格ゾーン(エリア)によって大きく異なることが明らかになった。

また本論文では、市場参加者の時間帯別の取引行動について分析しているが、その結果、取引の大部分はゲートクローズの直前に実施されていることが判明した。分析によると、全取引の 50%が受渡開始の 3 時間前以降に約定していることが示された。これは、Continuous による時間前取引プラットフォームの市場モデルで表されるべき重要な特徴として位置付けられる。

- ・ 全取引のうち 25%は、最大でも受渡開始の 1 時間 42 分前以降に精算
- ・ 全取引のうち 50 は、最大でも受渡開始の 3 時間 19 分前以降に精算
- ・ 全取引のうち 75%は、最大でも受渡開始の 6 時間 37 分前以降に精算
- ・ 全取引のうち 5%は、最大でも受渡開始の 15 時間前以降に精算

---

<sup>237</sup> Richard Scharff, Mikael Amelin, (2016), 「Trading behavior on the continuous intraday market ELBAS」  
Energy Policy88(2016)544-557

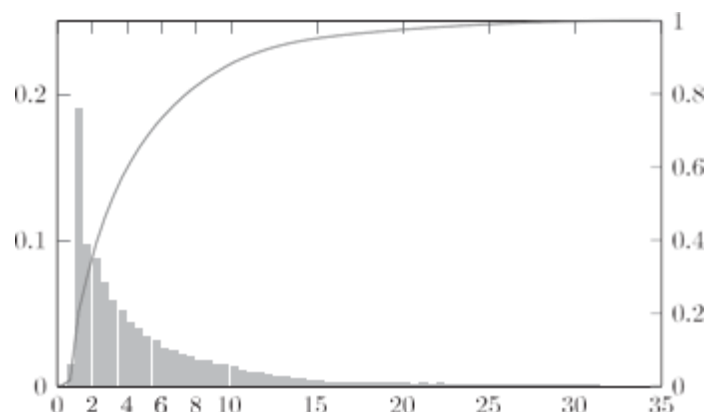


図 1-40 Elbas 全取引における約定から受け渡し開始までのリードタイム(縦軸: 取引量に対する割合、横軸: GC までのリードタイム(時間))

(出所) Scharff and Amelin(2019)より

ゲートクローズに近い断面における取引は、短期的展望に基づき風力発電予測を更新するに従って、自らのポジションを調整するために Elbas を活用する市場参加者によって志向されたものである。一方、一部の従来型火力発電所にとって、ゲートクローズ直前における計画変更の可能性は限定的であり、実施した場合は高い費用が発生する場合がある。Elbas では価格が大きく変動することがあるが、これは市場参加者取引が取引を実施するにあたり、系統の状況(upward or downward)を完全には反映できていないためであり、調整力量及び価格に関する情報が不十分である可能性を指摘している。

## 2) Kulakov and Ziel (2019)

Kulakov and Ziel (2019)<sup>238</sup>は、EPEX SPOT(ドイツ)を対象に、風力発電と太陽光発電の予測誤差が、時間前市場の価格に与える影響について実証分析を実施している。具体的には、予測誤差が価格及びボラティリティに影響を与えるとする内容であり、その影響が線形ではなく非線形であるとする仮定で検証している。

- ・ 太陽光と風力の発電予測誤差は、時間前市場価格とボラティリティに非線形の影響をもたらす
- ・ 政策的観点からは市場価格のボラティリティを抑えた方が望ましいため、再生可能エネルギー発電源を多様化することは効果的な方法である。

## 3) Neuhoff (2015)<sup>239</sup>

Neuhoff(2015)は、欧州 6 か国(ドイツ、イギリス、スペイン、イタリア、オランダ、ポー

<sup>238</sup> Sergei Kulakov, Florian Ziel, (2019), “The Impact of Renewable Energy Forecasts on Intraday Electricity Prices”, <[https://www.researchgate.net/publication/331986839\\_The\\_impact\\_of\\_renewable\\_energy\\_forecasts\\_on\\_intraday\\_electricity\\_prices](https://www.researchgate.net/publication/331986839_The_impact_of_renewable_energy_forecasts_on_intraday_electricity_prices)>

<sup>239</sup> Karsten Neuhoff, Carlos Batlle, Gert Brunekreeft, Christos Vasilakos Konstantinidis, Christian Nabe, Giorgia

ランド)における時間前市場を含む短期市場について比較分析を分析したものがある。この中でも 再エネ統合により 15 分単位などの細かい粒度の商品の必要性について論じるとともに、市場の効率性を確保するために multi-part bidding の導入可能性について述べている。multi-part bidding とは、発電事業者が入札に際して変動費や起動費、ramping rate 等の技術的・金融的事項を記載した上で入札するものであり、これにより TSO はより細かい情報が把握でき、系統の安定運用に資することが出来る。

#### 4) Goodazri et al 2019

Goodazri et al.2019<sup>240</sup>では、ドイツ時間前市場における 2014 年のスポット価格データを用いて、再生可能エネルギー(太陽光発電と風力発電)の予測誤差が、インバランス量と時間前市場のスポット価格に与える影響について実証分析を行っている。

本文献では、時間前市場のスポット価格を被説明変数とし、太陽光発電と風力発電の予測誤差(実発電量と計画量の差分)、実需給 1 日前のスポット価格とインバランス量、実需給 30 分前のスポット価格とインバランス量などを説明変数とした計量経済分析が行われている。また、インバランス量を被説明変数とした分析も行われている。

分析の結果、太陽光発電と風力発電の予測誤差が大きければ大きいほど、インバランスの絶対量が大きくなり、予測誤差はスポット価格に対しても影響与えうる、とされた。このインバランスへの影響は風力発電による誤差の影響の方が大きく、太陽光発電はオフピーク時に発電する一方で、風力発電の予測誤差は全時間帯で生じる傾向にあり、ドイツにおいては午後・夕方のピーク時間にインバランス量が多いことが背景にあるとされている。また、実需給 30 分前のスポット価格は、インバランス量に余剰を生み出す方向で影響を与えていることが示されており、スポット価格が高い局面で市場により多くの供給が生み出されたとされている。

#### 5) KARANFIL and LI (2015)

KARANFIL and LI (2015)<sup>241</sup>は、風力発電の予測誤差を管理する上での時間前市場の役割について、デンマークをはじめとする北欧における市場価格差や因果関係を分析している。具体的には、上記予測誤差は、前日市場と時間前市場の価格差を助長すること、また予測誤差の減少に応じて、時間前市場における相対的価格も低下し、当該価格差も解消に向かうことを示している。更に本論文では、間欠的発電により生じる偏差は、将来的にはDR、

---

Oggioni, Pablo Rodilla, Sebastian Schwenen, Tomasz Siewierski, Goran Strbac, (2015) "Flexible short-term power trading: Gathering experience in EU countries", DIW Berlin Discussion Paper 1494

< [https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw\\_01.c.510899.de/dp1494.pdf](https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.510899.de/dp1494.pdf) >

<sup>240</sup> Shadi Goodazri, Nies Perera, Derek Bunn, (2019) "The impact of renewable energy forecast errors on imbalance volumes and electricity spot prices", Energy Policy 134 (2019).

< <http://www.ceem-dauphine.org/working/fr/WIND-UP-WITH-CONTINUOUS-INTRADAY-ELECTRICITY-MARKETS-THE-INTEGRATION-OF-LARGE-SHARE-WIND-POWER-GENERATION-IN-DENMARK> >

<sup>241</sup> Fatih KARANFIL, Yuanjing LI (2015) "Wind up with continuous intraday electricity markets? the integration of large-share wind power generation in Denmark", CEEM Working Paper 2015-18.

< <http://www.ceem-dauphine.org/working/fr/WIND-UP-WITH-CONTINUOUS-INTRADAY-ELECTRICITY-MARKETS-THE-INTEGRATION-OF-LARGE-SHARE-WIND-POWER-GENERATION-IN-DENMARK> >

従来型発電及び連系線融通等により予測誤差を管理することにより、減少させることが可能であるとしている

また本論文では、北欧市場において時間前市場の取引量が、他のEU各国と比較して少ない理由について言及している。一般的には、市場参加者による最終的な需給調整は、時間前市場で実施される。効率的な市場環境においては、リアルタイム市場において調整を図るためのコストを鑑みると、最終的な調整をリアルタイム市場まで持ち越すのは望ましくないと考えられている。しかし、北欧では、水力発電による予備力が高いレベルで存在しているため、その他地域と比較して調整力価格が安価であり、リアルタイム市場において調整を図る費用も時間前市場と比較してそれほど高くはないことを理由として指摘している。

### 1.2.3.2 火力発電の起動制約による影響

制度設計専門会合資料では、時間前市場におけるシングルプライスオークションの導入の際に考慮すべき事項の一つとして、「発電機の起動特性」の点を考慮する必要があることを指摘している。具体的には、発電機の起動のためには、燃種に応じて一定の起動時間が必要であり、実需給までの時間が長いほど多くの発電機の起動が可能になる。その一方で、火力発電は、起動時間の制約のため、実需給の一定時間前に売り約定しないと起動できないと考えられる。

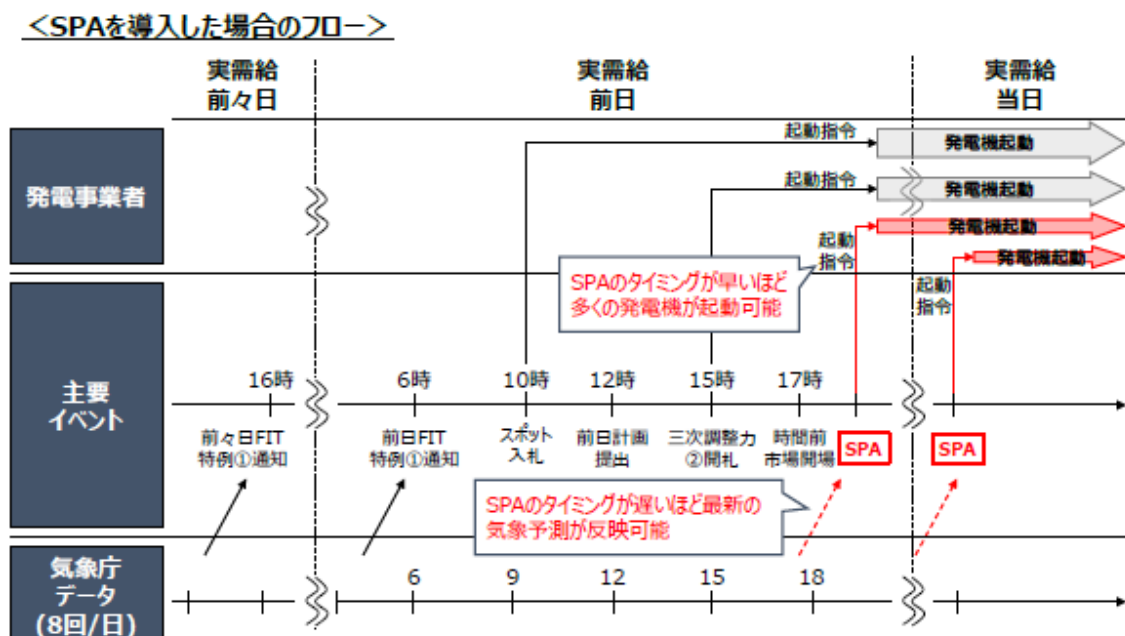


図 1-41 我が国におけるシングルプライスオークション導入時の想定フロー

(出所)第 51 回制度設計専門会合事務局提出資料「資料 6 時間前市場の活性化について」より引用

なお EU 主要国における時間前オークション市場を見ると、ドイツ、フランスでは、閉場時間は前日(D-1)となっており、実需給開始(当日(D)24:00)までに十分な時間間隔が存在している。またイギリス、スペイン、イタリアは、時間前オークション市場として複数のセッションを開催しているが、そのうち GC が当日以降となるセッションに関しても、GC から実需給までに 3 時間以上の時間間隔を設定している。

従って、我が国における時間前オークション市場の議論においても、火力発電の起動特性等を鑑みつつ、諸外国の市場設計事例のように GC と実需給の間に一定の時間間隔を設定することを検討すべきだと考えられる。

表 1-24 EU 主要国の時間前オークション市場における GC 時間と実需給開始までの時間間隔

|      |                 | ゲートクローズ       | 実需給開始時間  | リードタイム |
|------|-----------------|---------------|----------|--------|
| ドイツ  | EPEX SPOT       | 前日 15:00      | 当日 0:00  | 9時間    |
| フランス | EPEX SPOT       | 前日 14:30      | 当日 0:00  | 9.5時間  |
| イギリス | EPEX SPOT       | 前日 17:30      | 当日 0:00  | 6.5時間  |
|      |                 | 当日 8:00       | 当日 11:00 | 3時間    |
| スペイン | OMIE            | S1: 前日 15:00  | 当日 0:00  | 9時間    |
|      |                 | S2: 前日 17:50  | 前日 21:00 | 3時間10分 |
|      |                 | S3: 前日 21:50  | 当日 0:00  | 2時間10分 |
|      |                 | S4: 当日 1:50   | 当日 5:00  | 3時間10分 |
|      |                 | S5: 当日 4:50   | 当日 8:00  | 3時間10分 |
|      |                 | S6: 当日 9:50   | 当日 13:00 | 3時間10分 |
| イタリア | IPEX(MIs)       | MI1: 前日 15:00 | 当日 1:00  | 9時間    |
|      |                 | MI2: 前日 16:30 | 当日 1:00  | 7.5時間  |
|      |                 | MI3: 前日 23:45 | 当日 5:00  | 5時間15分 |
|      |                 | MI4: 当日 3:45  | 当日 9:00  | 5時間15分 |
|      |                 | MI5: 当日 7:45  | 当日 13:00 | 5時間15分 |
|      |                 | MI6: 当日 11:45 | 当日 17:00 | 5時間15分 |
|      |                 | MI7: 当日 15:45 | 当日 21:00 | 5時間15分 |
| 欧州   | ACER決定<br>(未実施) | 前日 15:00      | 当日 0:00  | 9時間    |
|      |                 | 前日 24:00      | 当日 0:00  | 2時間    |
|      |                 | 当日 10:00      | 当日 12:00 | 2時間    |

(出所) MURC 作成

## 1.2.4 関係者インタビュー結果

### 1.2.4.1 取引所関係者に対するインタビュー結果

時間前市場における制度設計等を把握すること目的として、EPEX SPOT に対してインタビュー調査を実施した。以下、概要を示す。

#### (1) EPEX SPOT SE に対するインタビュー調査

##### 1) 時間前市場の制度設計

(オークション方式と Continuous 方式)

- ・ 連続約定取引(Continuous)はよりフレキシブルであるが、オークションほどの効率的価格発見機能は具備しない。ただ徐々に改善されている。Continuous 取引ではよりリアルタイムに近く同調的な方法でトレーディングが可能である。
- ・ オークション方式、Continuous 方式、それぞれのメリット/デメリットについて文献によって色々な見解があるが、それはそれぞれ正しい。そのため、EPEX ではオークション方式と Continuous 方式のどちらも提供している。市場参加者の意向により、選択することが出来る。例えば時間前において、オープニングオークションと午後の Continuous 取引を利用するなどの組み合わせが可能であり、取引所は双方の可能性を提供すべきある。
- ・ EPEX は様々なインデックスを有している。時間前取引に関する価格インデックスがあり、オークションと Continuous 取引において異なる方法で算出する。

(取引量の推移)

- ・ 2019 年の EPEX における取引量は 600TWh であった。EPEX が展開している地域の需要量は、約 2,000 TWh 程度であることから、需要量の約 25～30%が取引されている計算になる。
- ・ EPEX は、強制プール制等のいわゆる「規制市場」ではなく、ボランタリーな取引市場である。EPEX は時間前取引で欧州最大の取引所であり、91TWh の取引量がある。毎年二けた成長しており、今年の成長率は 11%になる。
- ・ 時間前市場における一日当たりのオーダー数の平均は、3 年間で 6 倍に増加している。これは、時間前市場において活発に取引が行われていることや、システムが管理しなければならない負荷の大きさを示唆している。

(取引行動の変化)

- ・ 正直、取引量が増大しつづけるトレンドには悩ましい部分もある。入札と取引量の比率に応じたインセンティブ性を導入した。これによってトレーダーが必要性の薄い入札を減らすことを通じ、実際の取引量と入札量が近づくことを企図している。取引所では

ロボットが稼働しており、時にはクライアントのロボットによる入札をキャンセルすることもある。ただし、これは正しく動作するかどうかのリスクの問題がある。

#### (時間前市場における取引の変化)

- ・ 伝統的な利用方法としては、①前日市場後の調整、②発電所起動の調整(時間前取引によりリアルタイムのbalancingニーズを減少することができる)、③計画外停止などの不測の事態への対応、④隣接する国とのアービトラージがある。
- ・ 近年、再生可能エネルギーの増加に伴い、新たな利用方法が想定されている。第一には、⑤再エネ予測誤差に関するものである。前日取引では、実態に即した予測を実現するには締め切りが早すぎる。さらに、⑥Ramping(急激な出力増強)の問題があり、より正確に電力量を表現するためにより粒度の細かい商品設計(60分単位→15分単位)が必要となっている。
- ・ 再生可能エネルギーとデマンドレスポンスは、時間前取引が解決しなければならない新たな課題である。また、将来の市場設計に際して、地域のニーズや混雑(local needs and congestion)を考慮することは重要である。ヨーロッパの市場では、地域的な混雑の問題があり、地域的なフレキシビリティを取引する時間前取引が役立つと考えている。

#### (システムの状況)

- ・ 現代的な時間前取引市場を設計する際には、ロボットによる取引の自動化を考慮する必要がある。時間前市場が閉まる直前までオーダーが頻繁に見直されている。これらは、ロボットやアルゴリズムによって最適化されている。
- ・ 2017年には、入札のライフタイムは80%減少した。このことは、より高精度のシステムが必要であることを示唆している。
- ・ 今や、取引所と市場参加者のシステムはAPI連携されている。トレーダーは自らのシステムをAPIとよりよく連携できるように考慮している。
- ・ EPEXでは、EEXグループのオーナーでもある、Deutsche Börseによる時間前Continuous取引のシステムを使用している。Deutsche Börseは金融取引において多くの高頻度取引の経験を有し、M7と呼ばれる製品を提供している。製品の信頼性と高頻度取引への対応という意味で、欧州において最も優れた製品であると言われている。

#### (オークション方式とContinuous方式の違い)

- ・ オークションはインフラやオペレーションコストが少なく済むため、便利な面もある。取引担当者は、前日のうちにオークションでの入札を実施することもできる。Continuous取引では、市場参加者は別のトレーディングインフラを整える必要がある。また、市場参加者は双方の取引でアービトラージを行うこともできる。

#### (オークションとContinuous方式の接続)

- ・ ドイツにおける、“intraday DE 15 min Auction”と“intraday continuous”間にはインタフェイスはなく、市場参加者が自らの責任で実施している。
- ・ Day ahead DE(hourly)と Intraday DE 15min auction(15mins)では、ETS と呼ばれるトレーディングシステムを用いている。ローカルなオークションに用いられているものだが、EUPHEMIA アルゴリズムを具備している。
- ・ Continuous 取引には、Deutsche Börse の M7 を用いている。EPEX はインタフェイスを提供していないが、いくつかの独立したソフトウェアベンダーがインタフェイスを提供している。

(火力発電所の起動制約を踏まえた制度設計)

- ・ 卸電力取引は、入札エリア以上に細かい粒度のロケーションデータは持ち合わせていない。一方、需給調整市場において、TSO は、発電事業者等のロケーション情報を持っている。15 分商品のブロック入札では取引所や市場参加者が発電所の実態を反映できる。オークションの導入により、グリッドモデルはより洗練され、フローベースのグリッドモデルも可能になる。また、complex bidding も可能になる。
- ・ Continuous 取引では、グリッドモデルはよりシンプルである。Continuous 取引では、取引が洗練されているかどうかよりも、取引スピードが考慮される。

(オークション導入後の取引量の変化)

- ・ 市場参加者のシェアはコンフィデンシャルな情報であり、非開示である。
- ・ 時間前市場において、一般的には、オークションを導入すると Continuous 取引の流動性が下がるというカニバリズム効果を懸念する意見があった。実態としてはアービトラージの機会が増加することにより全体の取引量が増えた。

## 2) 各市場参加者の取引戦略

(時間前市場と需給調整市場との裁定)

- ・ 時間前市場において、borderline behavior と呼ばれる行動がみられる。これは、需給調整市場と時間前市場間でアービトラージ(裁定取引)を行うことであり、需給調整市場の設計によっては、このような取引が可能となる。
- ・ 仮にトレーダーが需給調整市場の挙動を予測することができた場合、系統運用の面で複雑な状況に陥りうる。時間前市場の市場設計時においては、需給調整市場の考慮が必要である。特に、リアルタイムに近い局面まで時間前取引を可能にする場合などの論点が考慮される。
- ・ 他方で、あまり時間前市場を厳しく設計することも、時間前市場の魅力をそぎかねない。時間前市場と需給調整市場でのゲーミングのリスクをゼロにしたい場合は、需給調整市場のルールに調整が必要である。

(時間前市場による TSO が確保する調整力への影響)

- いくつかの文献によれば、15 分単位の商品の導入により TSO が事前に準備する調整予備力が減ったとされている。時間前市場における流動性が高いとき、リアルタイムの近くで生じうる発電所に関連する事象は、全て時間前取引において調整されうる。
- 他方で、特に再生可能エネルギーの導入量の多いドイツにおいて観察されている、系統における構造的な混雑の問題がある。TSO の再給電指令(re-dispatch)が多くなる問題である。解決するには、グリッドへの投資が考えうる。または、フレキシビリティ市場を用いて、再給電指令を市場化することも候補である。
- しかしながら、ドイツでは、依然として潜在的な Inc Dec Gaming(出力増強・抑制に係るゲーミング)の問題がある。例えばドイツではコストベースの再給電を増やす決定をしているが、EPEX としては将来期には market based に移行すべきだと考えており、そのための解決策も提供しうると考えている。

### 3) その他

(将来動向等)

- EPEX の時間前市場には約 300 の市場参加者がおり、ほとんどが API 連携をしている。数年までは、数社が API を使用していた。
- 我々はフレキシビリティ市場のコンセプトを提唱している。TSO または DSO がフレキシビリティの提供者に対して認証(certified)を与える。ここで、Certified は、Unit Bidding または localized bidding を意味する。
- 我々は、今日低評価されているフレキシビリティを有するアセットに価値をつける場を提供しようと考えている(localflex)。

#### 1.2.4.2 市場参加者に対するインタビュー結果

時間前市場における取引実態を把握すること目的として、欧州大手ユーティリティ事業者3社に対してインタビュー調査を実施した。以下、概要を示す。

##### (1) A 事業者

###### 1) オークション方式 vs Continuous 方式の比較

(オークション導入の背景)

- ・ 時間前市場におけるオークション方式と Continuous 方式の比較にあたり、プール方式と非プール方式の市場設計の違いについて論じたほうがよいであろう。EPEX や JEPX のような非強制プール市場においては、電力取引は原則として前日市場におけるゲートクローズ時点で終了している。
- ・ 市場参加者として、単純に発電事業者、需要家(load)という2つの主要なプレイヤーを考える。時間前市場は、その市場が創設された当初においては Continuous 方式であり、発電事業者等のユーティリティ間だけで取引が実施されている市場であった。(すなわち、前日市場における GC 時点の発電予測量から変化があった場合、時間前市場を通じて調整)
- ・ 発電事業者等のユーティリティ間で取引が実施されていた一方、小規模事業者は参加しにくい市場であった。当該市場における取引参加者はある程度、顔が割れており、プラットフォームとして慣習化(institutionalized)されていた。また札も大きくなる傾向があり(=取引規模も大きい)、小規模事業者は排除されていた。
- ・ このような市場にはメリットが存在する一方で、デメリットも存在する。具体的には、市場参加者は、各コマにおいて約定できる保証がない(妥当な価格で、妥当なサイズの入札が出されていない)。これは市場状況を公平に反映しているとは言い難い。
- ・ そしてこの問題は、需給調整市場とも関係してくる。インバランス精算価格として、どの価格を参照しているのかは各国によって異なるが、当該価格は実際の需給を反映した価格とするべきである。その観点から言えば、仮に卸電力市場における価格を引用する場合、前日市場における価格よりも、実需給に近い価格を参照するべきである。上記の点(①小規模事業者の参加容易性、②価格指標性)を鑑みた場合、望ましいのはオークションということになる。
- ・ ただドイツでも時間前オークションが導入されているが、このオークションは実需給の直前の GC となっているわけではなく、前日 3:00pm の GC となっている。従って、実需給の直前まで取引できる市場として時間前の Continuous 市場は必要であり、2つの市場が使い分けられている。

(オークションと Continuous の併設)

- ・ (オークションと Continuous が並列した場合)確かに、オークションの結果がわからない

のに、Continuous 市場でどのように取引するか、という問題はある。すなわち、現在開いている Intraday Auction の結果判明までは Continuous における取引において意思決定しづらいということもある。オークションのゲートクローズ前後の一定期間において Continuous を停止するというのはその点に配慮した措置であろう。ただ、Continuous を停止するという措置が、必ず必要か、といわれるそうでもないと思う。

- ・ 従って、Intraday Auction の GC 前後においては、市場設計として Continuous を Suspend してしまうということが議論されるのも理解できる。個人的な意見であるが、Auction の GC 後、その約定結果の公表を受けて次の意思決定を下すのに 30 分くらいは欲しいのではないか。
- ・ Continuous の札の引き上げ、入札発電余力などは特に議論となっていない。一般的な議論として、欧州においても当然、容量出し惜しみによる価格吊り上げは訴追対象であるが、そのような事案については規制当局によって主に事後的に調査されることとなる。

## 2) 需給調整市場、インバランスとの関係性

(German Paradox)

- ・ ドイツでは再エネ大量導入にもかかわらず、事業者側のインバランス量が減少し、それに伴い TSO 側の調整費用も減少した。この German Paradox については認識している。ただこのような事象が EU 全体で起こったかということというそういうわけではなく、あくまでもドイツでのことだということに留意する必要がある。
- ・ German Paradox の主要な要因は、15 分毎の精算時間単位によるスケジュール管理であろう。15 分精算時間単位の導入により、事業者側はより細かく自らのポートフォリオを調整することが出来るようになった。

(オークションの導入、ゲートクローズ時間の変更)

- ・ Intraday Auction の導入と German Paradox の関係性だが、ドイツの Intraday Auction の GC は前日 3:00pm であり、実需給から離れている。従って、Intraday Auction の導入が、事業者側のインバランス量が減少とそれに伴う TSO 側の調整費用削減に貢献したとはあまり考えていない。
- ・ ただ小規模事業者にとっては、24/7 による Intraday Continuous しか存在しないというのではなく、Intraday Auction が導入されたのは利点がある。
- ・ German Paradox に関して言えば、Intraday Continuous の GC が 5 分前に変更されたのが非常に大きいと考えている。事業者は、本当に実需給の直前まで、Intraday Continuous により調整することが可能となる。

(時間前市場における追加収益機会)

- ・ 時間前市場における追加収益機会や裁定取引機会であるが、それは市場がどのように機能しているかの関係性、取引従事者のモデルやスキルによる。

- ・ 時間前市場において取引を実施してインバランスを解消するか、またインバランス発生によりインバランス精算価格を支払うかであるが、それはインバランス精算価格の見通しにもよる。このインバランス精算価格は、系統全体の上げ/下げの状況も反映する。
- ・ 同じように前日市場と時間前市場におけるゲーミングについても、インバランス精算価格の見通しを予測しながらということになる。

## (2) B 事業者

### 1) オークション方式 vs Continuous 方式の比較

(時間前オークションを導入するメリット・デメリット)

- ・ 時間前取引は、電力特有のものであるといえる。事業者は、実需給の直前まで可能な限り自らのバランスをとるべくトレードする必要がある。これは、自ら発電所を有する者について特に当てはまる。一方で、(自らは発電所を持たない)電力トレーダーはあまり時間前市場を活用していない。例えば、時間前市場には銀行・金融機関のようなトレーダーはあまりいない。このような金融関係者は、先物市場でより多くの取引を実施しており、時間前市場ではあまり取引していない。
- ・ 時間前市場は、物理的な資産を持ち、発電所のポートフォリオを持つプレイヤー向けの市場である。

(時間前におけるオークションと Continuous の使い分け)

- ・ 時間前市場において、1つの価格を決めることは、実務上の観点からは望ましい。なぜなら、数時間かけて売ったり買ったりを繰り返す Continuous 取引とは異なり、オークションはすべての人のポジションを同時に集中させることができるからだ。
- ・ 時間前市場は自らのポジションの均衡をとろうとする人たちによって積極的に利用されている。発電事業者は、故障等による発電所停止リスクを鑑みて、ヘッジを図る。このような発電事業者は、市場において「売り」取引を行うが、発電所の出力が十分ではないと判断した場合には、市場で買い戻す必要がある。彼らは時間前の市場で買い取引を実施する。
- ・ 一般的には、市場参加者は、需給調整市場よりも時間前市場において取引を実施したいと考えており、時間前市場において調整を済ませたいと考えている。
- ・ 再エネ大量導入により、発電事業者は、全体的に小規模化すると同時に、数多くの多様なプレイヤーが存在するようになった。これは市場にとって良いことである。
- ・ 時間前市場におけるオークション導入が、本当に良いことなのかどうかまだはっきりしない。取引参加者にとって、オークション市場が、これまでのように前日市場だけでなく、時間前市場にあるとすると、それは市場参加者が分散化してしまうことも考えられる。
- ・ 時間前市場に関しても金融商品として売買できるインデックスを構築したい場合(価格

指標を作りたい場合)、オークションを実施することも理にかなっているかもしれない。

## 2) 時間前市場と需給調整市場

(時間前市場のゲートクローズ)

- ・ TSO が「gate closure」をどのように編成・設計するかは、時間前市場の設計に影響を与える。例えば、TSO が 15 分単位でバランスをとる必要があると判断するのであれば、それに応じて 15 分単位の市場が創設されることになる。

(Portfolio Bidding vs Unit Bidding)

- ・ 欧州では、入札時において発電所を特定する必要はない。Bid は、あくまでネットポジション、すなわち発電分から顧客への販売分を差し引いたものである。
- ・ 規制当局は、オークション価格と、発電した中で最も高価な発電所の短期限界費用を比較することによって、相場操縦の可能性について検証することもある。
- ・ スポット市場のオークションには、何千もの入札方法がある。入札には制約と条件をつけることができる。まず、特に蓄電池等を保有している事業者等に対しては、洗練された入札方法を提供することが取引所にとっても求められる。
- ・ 取引所は、プレイヤーが自由に入札戦略を構築できるような商品を提供しなければならない。取引所でのオークションは、もっと複雑なオファーをする可能性を与える必要があり、これは不可欠である。

(入札時に必要な情報)

- ・ 入札時において、個別の発電所情報を特定するわけではない。TSO は、系統の安定運用にあたり当該情報を必要とするわけではないが、潮流計算するにあたり、このような情報が必要となる。
- ・ どの発電ユニットを稼働するかを TSO に伝える必要がある。TSO は、取引所とは異なる役割を持っている。取引所は、市場参加者が稼働するする発電所について把握していない。一方、TSO は、系統運用上の理由からそれを知る必要がある。

(制度設計における火力発電所立ち上げ特性の検討)

- ・ 起動時間は発電所によって異なる。石炭火力発電所の柔軟性は十分ではなく、プラントを起動するには、数時間程度を要する場合がある。一方、最新のガス発電所は、数分で発電を開始できる。
- ・ 重要なのは、発電所の稼働に要する時間とそれに伴うコストである

## (3) C 事業者

### 1) オークション方式 vs Continuous 方式の比較

(時間前オークションを導入するメリット・デメリット)

- ・ 私は、時間前オークションよりも Continuous 取引を絶対的に好む。特に、再エネが導入された場合、絶えず変化する天気予報に対応する必要がある。風力や太陽光の出力予測が想定よりも頻繁に変化する場合、リアルタイム計測ができれば、すぐに発電出力の調整によって系統を安定化させるとともに、市場参加者との取引を通じた調整をすることができる。
- ・ オークションでは、最新の風況予測の更新を 2~3 時間待たなければならない。天気予報のずれは、依然として、実需給の 5、3、2 時間程度前時点と 1 時間前時点(ゲートクローズ)では大きく異なる。これは依然として不確実性をもたらす。
- ・ 欧州において再エネ普及率をはるかに低かった時代にさかのぼると、オークションは特に小規模プレイヤーにとっては優れていた。オークションに参加した FIT 事業者も少なかった。しかし、energy transition に伴い、全体像は完全に変化した。
- ・ また時間前オークションの導入は、Continuous 市場とオークション市場の流動性に影響を与える。時間前にオークションがある場合、企業は、次のオークションの準備のために人員を投入する必要がある。
- ・ 流動性向上についていえば、EPEX は、オランダにおいて Continuous 取引と同様に、オークションを導入したばかりである。時間前オークションの流動性はあまり高くなく、Continuous 取引の取引量が急速に拡大している。これは、欧州主導のアプローチの必要条件である。
- ・ 欧州の国境を越えた容量融通は、Continuous 取引によって最もうまく達成される。

## 2) 時間前市場と需給調整市場

(市場時間単位の設定)

- ・ 問題は、1 時間単位商品(hourly products)しか持っていない場合、間欠的な再エネ商品をどのように市場化(market)すればよいのかということだ。市場への売りにあたり、当該 1 時間の最低値、中値、最高値のいずれかにするという考えもあるが、他の時間のデルタはかなり大きくずれており、ramp はかなり急となっている。
- ・ 15 分単位商品であれば、特に Continuous 取引においては、よりよくヘッジすることができる。遅くとも、15 分単位ごとに予測が行われ、調整されるかどうかを見ることができる。従って、ramp のデルタ及び差異ははるかに小さい。その結果、必要な調整力が少なくてすむようになる。

(Portfolio Bidding vs Unit Bidding)

- ・ 時間前市場と需給調整市場では考え方が異なる。需給調整市場では、さまざまな資産を適格とすることができる。
- ・ 前日オークションに関しては、多くの大企業は、入札時において、短期限界費用、燃料価格、発電効率、CO2 排出量、ramp up 費用を分配する。
- ・ 一方で、小規模プレイヤーの入札の考え方は、Unit Bidding に近いと考えられる。

(販売・買付けの際に必要な情報)

- ・ 発電所の利用可能性については、自由化された市場では透明性が鍵となる。これが、市場と流動性への信頼を醸成する方法である。保守及び停止計画は、(情報公開プラットフォームである)欧州エネルギー取引所(EEX)に対して提出される。彼らは、発電所の利用可能性、停電、メンテナンスのスケジュール変更を誰もが見ることができる透明性プラットフォームを運営している。何か変化があった場合、取引の前にこの情報を公表することが不可欠である。
- ・ 入札に関して、当社は、売買または価格に関する情報を TSO に提出しない。TSO に対して提出するのは、発電・需要計画(schedule)のみである。取引所が公表する唯一のものは、集計されたビッドとオファーである。しかし、これは匿名であり、どの企業からの入札かわからない。当該情報は取引所だけのものとなる。
- ・ 当社は、当社の発電計画または需要計画についてのみ、TSO に提出する。私たちは時間前に継続的にこれを行う。発電または使用量を変更した場合は、必ず新しいスケジュールを TSO に送付する。

(制度設計における火力発電所立ち上げ特性の検討)

- ・ 特に考慮していない。起動時間はプラントの種類によって異なる。それは石炭プラントとガスプラントで異なる。

## 2 先渡市場・先物市場における取引状況と制度設計詳細

### 2.1 市場構造の比較

#### 2.1.1 EU 全体の状況

##### 2.1.1.1 卸電力市場の構造

###### (1) 体系化の考え方と比較分析

卸電力市場の構造は、取引の場(venue)、すなわち市場形態が“取引所取引(Exchange)か、OTC市場(OTC market)か”、更には商品の受渡形態が“現物商品(Spot)か、先物商品(future)か”等の考え方によって多様な分類形態を取りうる。2008年にECORYS社が、欧州委員会からの委託により、欧州における電力市場構造を分析した報告書「Review and analysis of EU Wholesale energy markets<sup>242</sup>」では、卸電力市場の構造について以下の通り体系化している。

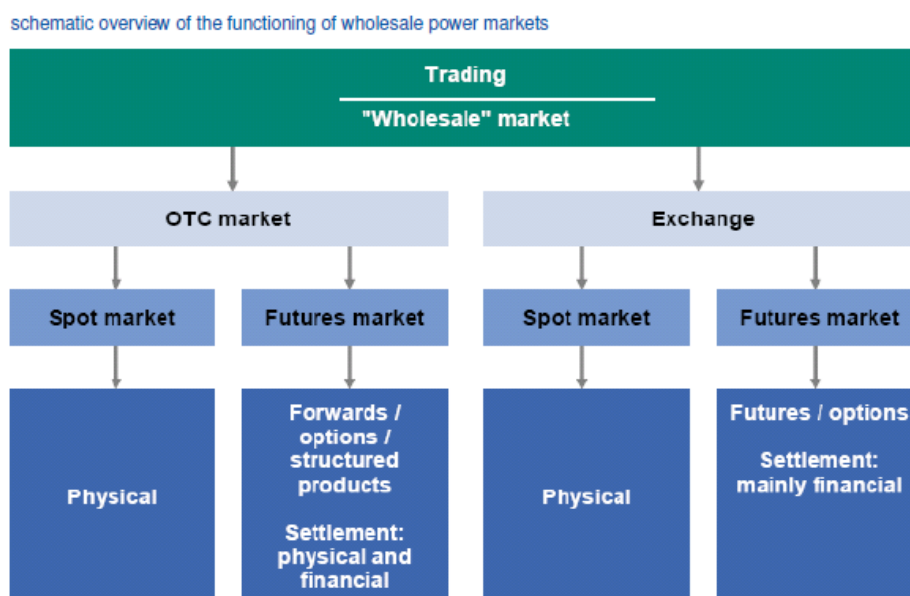


図 2-1 卸電力市場構造の体系化

(出所)ECORYS 社「Review and analysis of EU Wholesale energy markets」より引用

EU主要国(ドイツ、フランス、イギリス、北欧、スペイン、イタリア)における卸電力市場の構造について、①市場形態(取引所取引、OTC Cleared、OTC相対)、及び②商品形態(現

<sup>242</sup> 欧州委員会 Web サイト

<[https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/2008\\_eu\\_wholesale\\_energy\\_market\\_historical.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/2008_eu_wholesale_energy_market_historical.pdf)>

物商品、フォワード商品(現物決済)、フォワード商品(金融決済)<sup>243</sup>の2つ視点から整理した。

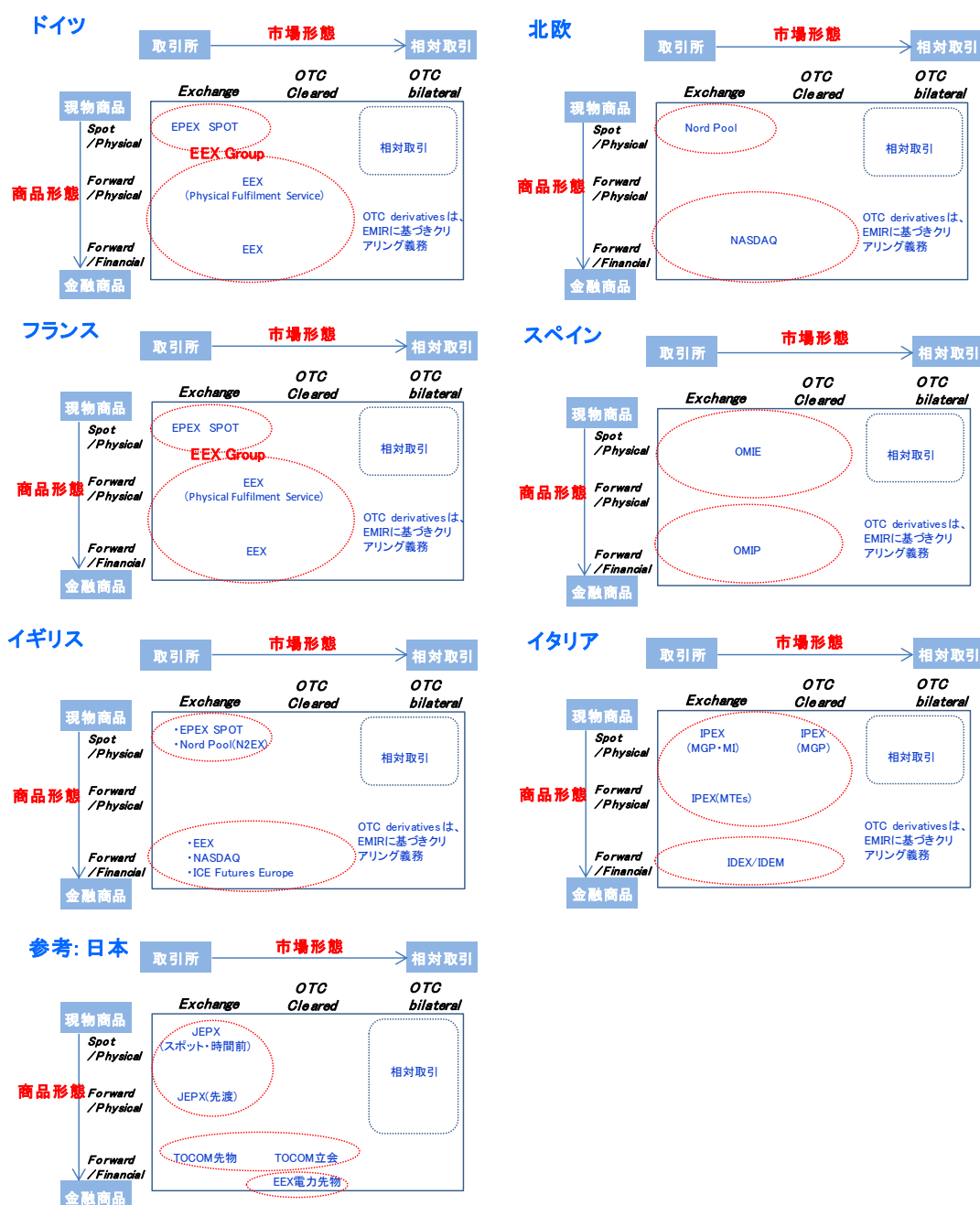


図 2-2 EU 主要国における卸電力市場構造の比較分析

(出所)MURC作成

参考：電力先物と電力先渡の区分

「電力先物」と「電力先渡」の区分の考え方については様々であるが、日本取引所グループ

<sup>243</sup> 後述する通り、海外において「フォワード(Forward)」は、いわゆる電力先物として“Financial forward”、電力先渡として“Physical forward”として双方の概念を含んでいる。

プの東京商品取引所(TOCOM)では、以下の通り整理している<sup>244</sup>。

- ・ 電力先物市場は、①「価格の固定」だけを行う取引であって電力の物理的な受渡しとは切り離されていること、②市場参加者も当業者(電気事業者)だけではなく非当業者(金融機関等)の参加も可能であること、が電力先渡市場とは異なる。
- ・ 電気事業者は、このような電力先物取引の性質を利用して、①物理的な電力の過不足調整に先立って 価格だけを固定したい場合、②物理的な電力の販売/調達量だけをまず確定し、価格を後で固定したい場合、③先渡契約等によって物理的にも価格的にも決定している将来の電力販売/調達分について、販売/ 調達量は維持しつつも価格だけを後で調整したい場合、等に電力先物取引を用いるなど状況に応じた使い分けが可能となって利便性が向上する。
- ・ 電力先渡取引と電力先物取引は補完関係にあり、海外においても、前者は“Physical forward”、後者は“Futures”または“Financial forward”と呼ばれて両市場は併存している

## (2) 電力デリバティブ取引所の発展経緯

先述の通り、欧州では EU 指令に基づく域内単一市場構築に呼応する形で、卸電力取引所間における市場結合が進展しており、電力デリバティブ取引所<sup>245</sup>の動向にも影響を及ぼしつつある。具体的には、一部のデリバティブ取引所グループが、取引所上場商品を広域化しており、一つの国・地域だけでなく、EU 全体で市場展開を図る動きがみられる。その結果として、取引所間における再編が進展している。

表 2-1 主な電力デリバティブ取引所における国別展開状況(2020 年 1 月時点)

|        | EEX<br>Derivatives                      | NASDAQ<br>Commodities | ICE            |       | OMIP | GME | IDEX |
|--------|-----------------------------------------|-----------------------|----------------|-------|------|-----|------|
|        |                                         |                       | Futures Europe | ENDEX |      |     |      |
| イギリス   | ○                                       | ○                     | ○              |       |      |     |      |
| ドイツ    | ○                                       | ○                     |                | ○     | ○    |     |      |
| オーストリア | ○                                       |                       |                | ○     |      |     |      |
| フランス   | ○                                       | ○                     |                | ○     | ○    |     |      |
| 北欧     | ○                                       | ○                     |                | ○     |      |     |      |
| スペイン   | ○                                       | ○                     |                |       | ○    |     |      |
| ポルトガル  |                                         |                       |                |       | ○    |     |      |
| イタリア   | ○                                       | ○                     |                | ○     |      | ○   | ○    |
| ベルギー   | ○                                       | ○                     |                | ○     |      |     |      |
| オランダ   |                                         | ○                     |                | ○     |      |     |      |
| 他      | チェコ、ハンガリー、ポーランド、ルーマニア、スイス、スロヴァキア、ギリシャなど |                       |                | スイス   |      |     |      |

(出所)MURC 作成

<sup>244</sup> TOCOM「電力先物取引の概要」(2019 年 8 月)より引用

<[https://www.tocom.or.jp/uploads/2019/20190809\\_TOCOM\\_ElectricityFuturesOutline.pdf](https://www.tocom.or.jp/uploads/2019/20190809_TOCOM_ElectricityFuturesOutline.pdf)>

<sup>245</sup> “電力先物取引所”とも呼ばれるが、一般的には先物商品だけでなく、オプションやスプレッドなど多様な派生的商品(derivatives)を上場していることから、本調査では“電力デリバティブ取引所”として呼称を統一している。

参考: 主な卸電力取引所における取引量(再掲)

EU 主要国(ドイツ、フランス、イギリス、北欧 4 カ国+バルト 3 国、スペイン、イタリア)における主な卸電力取引所における取引量を示す。

表 2-2 主要国の卸電力取引所における取引量(2019 年)

| 電力取引量            |        | 単位: TWh     |             |           |           |             |        |           |       |              |     |
|------------------|--------|-------------|-------------|-----------|-----------|-------------|--------|-----------|-------|--------------|-----|
| 市場               | 商品形態   | ドイツ         | フランス        | イギリス      |           | 北欧(+Baltic) | スペイン   | イタリア      |       |              |     |
|                  | 取引所    | EPEX SPOT   | EPEX SPOT   | EPEX SPOT | Nord Pool | Nord Pool   | OMIE   | IPEX(GME) |       |              |     |
| 取引所取引            | 現物決済   | 前日市場        | 226.4       | 113.2     | 52.8      | 94.0        | 381.5  | 247.6     | 295.8 |              |     |
|                  |        | 取引所         | 226.4       | 113.2     | 52.8      | 94.0        | 381.5  | 177.9     | 213.2 |              |     |
|                  |        | 相対          | -           | -         | -         | -           | -      | 69.7      | 82.6  |              |     |
|                  |        | 時間前市場       | 53.7        | 7.7       | 21.6      | 0.0         | 15.8   | 35.2      | 26.4  |              |     |
|                  |        | 先渡市場        | -           | -         | -         | -           | -      | -         | 1.6   |              |     |
|                  |        | その他         | -           | ARENH     | -         | -           | -      | -         | -     |              |     |
|                  | 金融決済   | 取引所         | EEX         | EEX       | EEX       | Nasdaq      | Nasdaq | OMIP      | EEX   | Borsa Italia | EEX |
|                  |        | 先物取引        |             |           | -         | -           | 391    |           |       | 292          | 569 |
|                  |        | OTC Cleared | 2,597       | 356       | -         | -           | 814    | 34        | 151   |              |     |
|                  | OTC 取引 | 現物決済/金融決済   | OTC Cleared | 1,241     | 216       | 1           | 203    | 143       | 405   |              |     |
| 参考: 国内電力需要量(TWh) |        | OTC 相対      | 3,516       | 419       | 843       | 0           | 24     | 69        |       |              |     |
|                  |        |             | 524         | 449       | 301       | 393         | 242    | 297       |       |              |     |

注: OTC Cleared は、一部データが重複している可能性あり

(出所)各取引所のアニュアルレポート等より作成、OTC 取引はロンドンエネルギーブローカー協会(LEBA: London Energy Brokers' Association)Web サイトよりデータ集計。また国内電力需要量は、EIA「International Energy Statistics」よりデータを取得。

### 2.1.1.2 取引量や流動性の動向

欧州における電力市場の構造を概観すると、全電力取引量の 50%程度は OTC 取引であり、OTC ブローカープラットフォームを通じて行われている。残りの 50%が取引所取引となっているが、EEX Derivatives や NASDAQ Commodities の 2 大取引所グループをはじめ、様々な取引所に分散されている。

#### (1) ECA による電力市場の流動性分析

##### 1) ECA 報告書概要

2015 年 9 月、Economic Consulting Associates 社(以下、ECA 社)は、エネルギー規制機関間協力庁(ACER: Agency for the Cooperation of Energy Regulators)<sup>246</sup>からの委託により、欧州における電力先物・先渡市場におけるヘッジ取引実態等を分析した報告書として、「European Electricity Forward Markets and Hedging Products – State of Play and Elements for Monitoring<sup>247</sup>」を発表した。当該報告書では、加盟国における先渡・先物市場及びヘッジ取引の実態等について分析が実施されている。

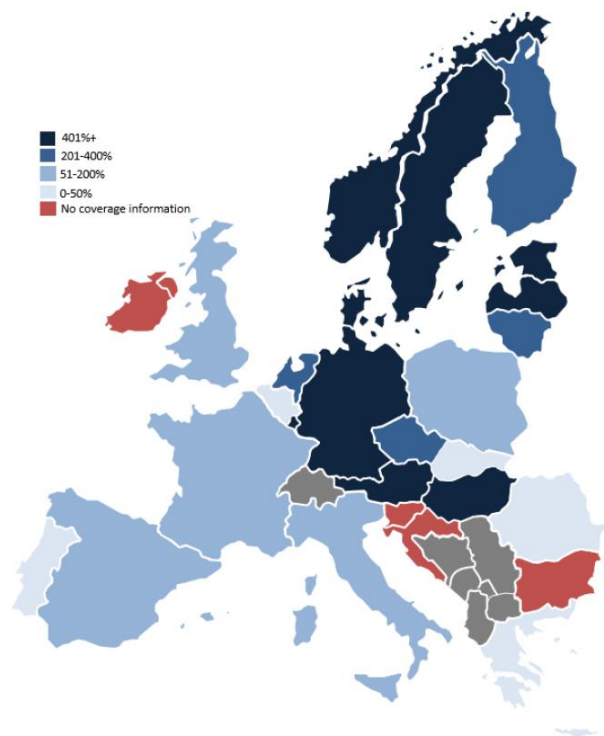


図 2-3 欧州の電力需要量に対する先渡・先物取引量及び OTC 取引量の割合

(出所) ECA 社「European Electricity Forward Markets and Hedging Products – State of Play and Elements for Monitoring」より

<sup>246</sup> <<http://www.acer.europa.eu/Pages/ACER.aspx> >

<sup>247</sup> <[http://www.acer.europa.eu/en/electricity/market%20monitoring/documents\\_public/eca%20report%20on%20european%20electricity%20forward%20markets.pdf](http://www.acer.europa.eu/en/electricity/market%20monitoring/documents_public/eca%20report%20on%20european%20electricity%20forward%20markets.pdf)>

多くの加盟国において、取引所の流動性はいまだ低い状況にある。例えばベルギー、ポルトガル、スロバキアにおける取引量は少ない状況であり、電力需要量に対する先渡・先物取引量及び OTC 取引量の割合は 50%を下回っている。とりわけ南東欧州諸国における同割合は非常に低く、流動性は極めて低い状況にある。一方で、ドイツ、オーストリア、ルクセンブルク、オランダ、北欧地域においては、電力需要量に対する先渡・先物取引量及び OTC 取引量の割合は 300%を超過しており、特にドイツ、オーストリアにおける同割合は 600%を超えている。

なお市場参加者の取引動向を見ると、一般的には標準的な商品を好む傾向があるが、これはヘッジされている主なリスクが、短期的な価格変動性ではなく、(より長期的な)価格変化そのものに根付いていることを示唆している。この結論は、ピーク商品及び短期商品(四半期物及び月物)の取引量が比較的少なく、多くの市場においては年物が好まれていることとも関係している。

## **2) ECA に対するインタビュー調査**

当該 ECA 社による研究内容等について、同社に対してインタビュー調査を実施した。以下、概要を示す。

### **(市場流動性と取引商品)**

- ・ 流動性を左右する主要な要素は、垂直統合の度合である。垂直統合の度合が高い市場では、大手事業者は発電事業と販売事業間において必要な電力量を内的に調達できるため、forward market への入札量は相対的に少なくなる。流動性は詰まるところその forward market の構造を反映するもので、プレイヤー数に依存する。

### **(取引量の多い取引商品)**

- ・ 1 年単位のベースロード商品へのニーズが高い。一般に、小売電気事業者は需要家と 1 年または 2 年の契約を締結するが、需要のベース部分に対して、主に水力発電の発電量の変化などによりもたらされる電力価格の季節的変動をヘッジするために、年単位の商品が求められている。
- ・ また、月単位や四半期単位の商品は、ガス価格による影響をヘッジするために用いられることもある。ガス価格は熱需要によって変動するため一定の季節的変動があり、それら変動の電力価格への影響をヘッジするために、このような商品が用いられている。市場によっては熱需要の多くを電力が供給している場合もあり、電力需要そのものの季節的変動をヘッジするニーズもある。
- ・ 日単位の商品は、日中の需要曲線に応じた価格変動をヘッジする目的で利用されている。工業需要および点灯需要を背景に英国では夕方 5 時～6 時にピークを迎え、深夜は需要がなく、日中は一定程度の需要があるという需要カーブとなっている。近年は夏場

のエアコン需要や太陽光発電量の影響も受けるようになっているが、これら需要カーブは一定程度予測可能である。これら予測に基づき、価格スパイク等をヘッジする目的で日単位商品が用いられている。

- ・ 様々な時間帯に生じうる価格スパイクに対して、純粋なベースロード型商品でヘッジするのではなく、需要曲線に合わせてエクスポージャーを最小限に抑えるために様々な商品を組み合わせることもある。価格スパイクが予想される時間帯のヘッジ価格は一般に高くはなるが、価格が固定されることを優先する場合もある。

#### (各国の市場設計)

- ・ 英国やドイツでは OTC 取引が活発であり、北欧では取引所取引が活発であるが、これは歴史的な経緯によるものと理解している。英国やドイツでは垂直統合企業が従来からバイラテラルな長期契約を志向していたことから、OTC 取引や現物を伴う取引が志向されている。
- ・ 一方で、北欧市場はクロスボーダー市場として発展した経緯があり、Nord Pool Spot による参照価格が存在していた。
- ・ 北欧市場における主要な取引商品として EPAD があり、システム価格とエリア価格の差分の先渡取引が行われている。複数エリアがあり、エリア間の連携が限定的である点で日本市場と北欧市場は似通っているが、北欧市場では流動性の高いスポットマーケットがあり、スポット価格が参照された価格帯で forward market 商品がプライシングされたことでスポット市場の長期の変動に対応できた。
- ・ 欧州では、全体的傾向としてこのような 2 モデルが存在する。多くの国がドイツや英国に近く、市場では forward product は物理的な電力の引き渡しを伴うことが多い。北欧型の市場では、前日市場では現物決済、フォワード市場では差金決済が行われている。Physical forward でも financial forward でも効率的な価格発見機能は本質的には変わらないと考えている。

#### (マーケットメーカー制度)

- ・ 欧州においては英国のみが、垂直統合企業に対して義務的なマーケットメーカー制度を導入した。多くの新規参入者は財務体質が弱く、ヘッジも実行できていなかった。一方で、シェアを拡大し一定の財務基盤を有する小売電気事業者も現れ、forward market でのヘッジが可能となっていた。マーケットメーカー制度の下では、forward price のリスクがマーケットメーカー側に寄ることとなった。
- ・ アイルランドでも同様の検討がなされた過去があり、義務的なマーケットメーカー制度または調整可能電源に対する forward capacity obligation を検討したが、発電事業者やマーケットメーカーの候補企業が難色を示したため実現していない。ただ、アイルランドでは大手垂直統合企業である ESB 社に対して forward contract を規制価格で市場に入札するよう求めている。アイルランドは風力発電が多いが、残りの太宗はガス発電によ

るものでありガス価格の変動がリスク要素となっている。ESB 社は、実際には自社でガスヘッジ商品を調達し、競合する供給者への電力価格リスクとなるガス価格リスクの一部を **forward market** で販売するという比較的良い立場にあった。

(マーケットメーカー制度のメリットとデメリット)

- ・ マーケットメーカー制度の本質は、ヘッジ商品の購入者(主に新規参入者)から販売側にリスクを転嫁することである。販売側とは垂直統合型の **Utility** であり、入札価格は **Utility** が決定することからリスクを負っていると言える。また、マーケットメーカー同士の取引も可能であったため、マーケットメーカー同士でエクスポージャーがあった。マーケットメーカー制度導入にあたっては、商品やある期間におけるエクスポージャーの量/程度について一定の制限が必要である。
- ・ マーケットメーカーの数が増えるほど、市場に提示されている価格を理解することができ、ヘッジしている可能性が高いスポット価格を把握することができるなど、市場の精度は向上すると考えられる。

(市場参加者別の取引行動)

- ・ 再生可能エネルギーの発電事業者、例えば風力発電事業者を例にとれば、多くの事業者は固定費を固定価格契約で回収しており、政策的な措置によってヘッジできている。太陽光発電事業者は **guarantee support mechanisms** によって費用は担保されている。買取期間や保証期間の終盤に差し掛かると、収入の変動にさらされることになるが、多くの場合でコスト回収が既に済んでいるか、残存しても費用は少額であるため、あまりヘッジの理由はないと考えられる。
- ・ 再生可能エネルギー発電所を長期契約で売電し、電力価格がガス価格によって変動するようなケースで、ヘッジの戦略が必要になる。このような場合は、ガス市場においてクロスヘッジすることもある。
- ・ 実態としてヘッジのニーズは発電コストのリスクをヘッジする必要がある小売電気事業者側にある。小売価格は市場価格が変化したとしても変更しづらく、小売電気事業者の調達は一般にある程度市場へのエクスポージャーがあるため、長期間調達価格を固定化するニーズがある。発電所を持たない新規参入者の場合は、ベースロード型商品でのヘッジを志向する。
- ・ アグリゲーターやトレーダーは基本的に銀行のような戦略を有している。彼らはヘッジ商品でマージンを取り、彼らが販売する商品の短期的なリスクを吸収している。リスクをとりながらヘッジ商品の売買により電力取引で利益を得ており、アグリゲーターとトレーダーの行動は基本的に変わらないと考えている。
- ・ **Utility** も自社の発電資産から発電量をアグリゲートし、**forward market** で販売するといった行動をとっている。

## (2) ACER による監視報告書

先述した ACER 監視報告書では、churn factor を用いてフォワード市場における流動性を評価している。2015～2019 年における欧州主要フォワード市場における churn factor は、イベリア(スペイン・ポルトガル)を除き減少しており、全体として 7%減となっている。

国別に見ると、ドイツは他国と比較して churn factor が最も高く、欧州主要国の中でも流動性が高い市場となっている。またフランスは、ここ数年、churn factor が減少傾向にあるが、当該報告書ではその理由として、卸電力市場価格が相対的に高い水準で推移したことを受け、独立系小売事業者は、市場からではなく原子力発電電力アクセス制度 (ARENH : Acces regule a l' electricite nucleaire historique) <sup>248</sup>による調達を通じたリスクヘッジを選好していた可能性を指摘している。

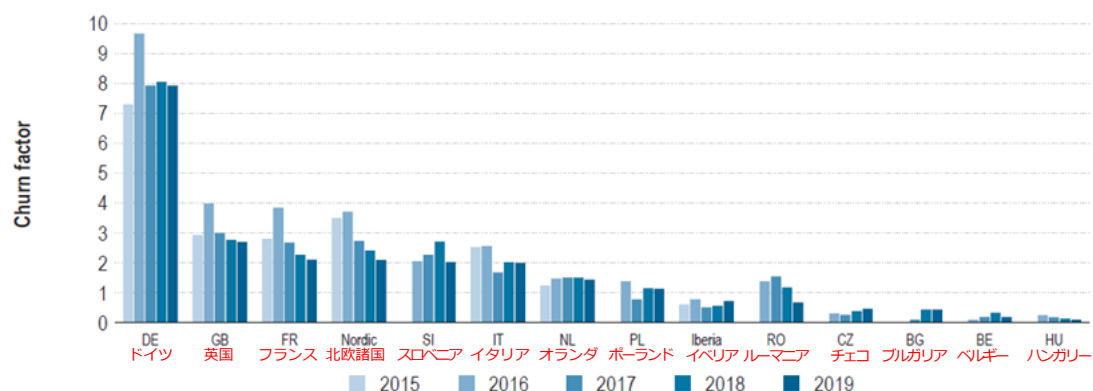


図 2-4 欧州主要フォワード市場における churn factor 推移 (2015～2019 年)<sup>249</sup>

(出所) ACER 「Monitoring Report 2019」より

また欧州主要国のフォワード市場<sup>250</sup>における商品形態別(取引所取引、OTC Cleared、OTC 相対)の取引量割合を見ると、2019 年においては取引所取引が約 30%、OTC Cleared が約 35%、OTC 相対が約 35%となっている。ここ数年の傾向として、OTC 相対が 2015 年時点では約 50%を占めていたが、減少傾向にあり、その代わりに OTC Cleared へとシフトしている。

<sup>248</sup> ARENH は、“フランス国内の需要家”へ電力供給を実施する全ての小売供給事業者等に対して、一定の規制のもと、原子力発電電力量を卸売することを EDF 社に対して義務付ける制度である。ARENH で電力を調達する際の価格は、既設炉の維持に必要な費用やバックエンド費用を考慮し、EDF の財務健全性の維持に配慮しつつ、新規参入者が EDF の小売部門と同じ条件で原子力発電の電力を利用できる水準に設定される。

<sup>249</sup> 電力取引所の取引量、ブローカー経由の取引量のみを含む。ドイツ、フランス、イギリス、北欧、イベリア(スペイン・ポルトガル)、イタリア、オランダに関する取引量データは Prospex Research 社が提供。ベルギー、ブルガリア、チェコ、ハンガリー、ポーランド、ルーマニア、スロベニアについては、各 NRA が提供(2016 年以降)が提供(注:ベルギー、ブルガリア、ポーランド、ルーマニアの取引量は、取引所取引のみ。チェコの取引量は、純粋な二国間の先物取引を除き、取引所取引または取引所を介して清算された契約のみに基づいている。)

<sup>250</sup> ドイツ、フランス、イギリス、北欧、イベリア(スペイン・ポルトガル)、イタリア、オランダにおける市場取引量が集計されている。

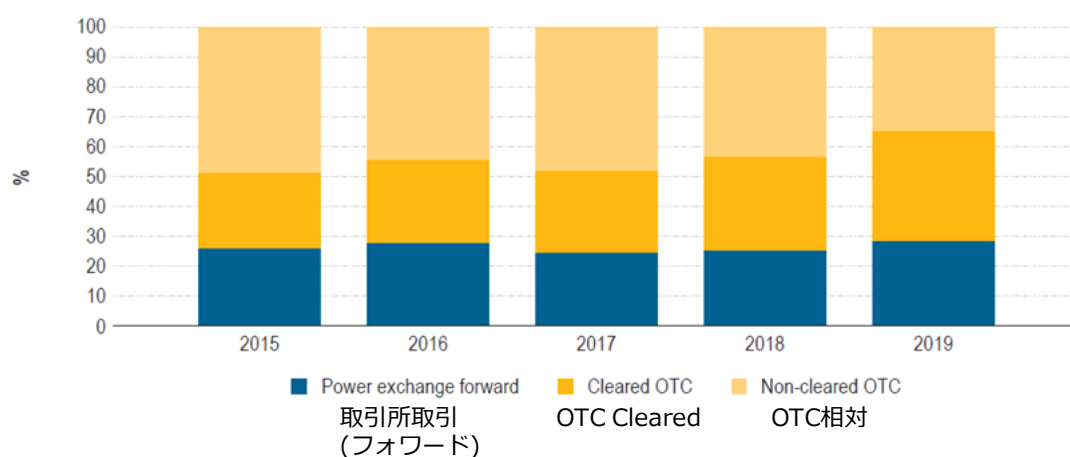


図 2-5 欧州主要国フォワード市場における商品形態別の取引量割合推移(2015～2019 年)  
(出所) ACER「Monitoring Report 2019」より

欧州主要国のフォワード市場における Bid Ask Spread<sup>251</sup>平均値(対象: OTC 取引による年間ベースロード商品(受渡年 2019 年、2020 年、2021 年))を見ると、受渡年が 2019 年の商品と比較して、2020 年、2021 年では当該数値は総じて上昇しており、すなわち流動性の低下傾向がみられた。当該報告書ではその理由として、将来的に取引所取引が増加することにより OTC 取引の流動性が低下する可能性があることを指摘している。

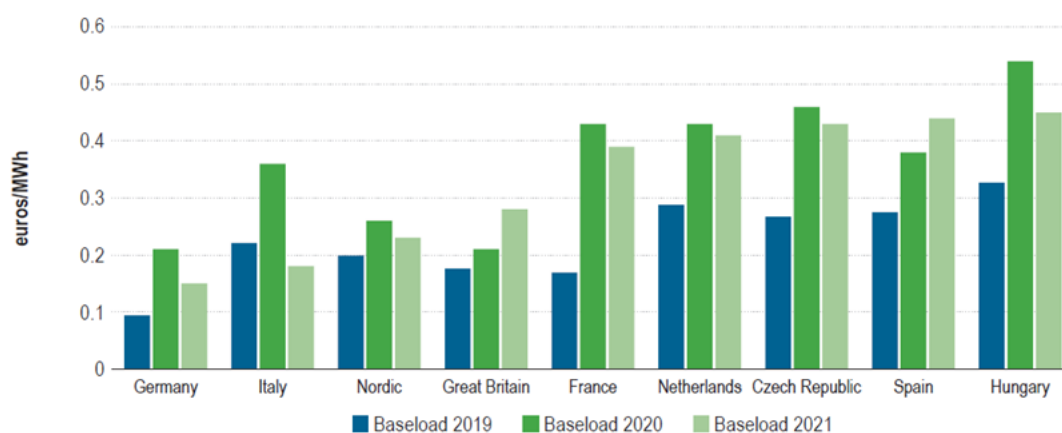


図 2-6 欧州主要国のフォワード市場における Bid Ask Spread 平均値(対象: OTC 取引による年間ベースロード商品(受渡年 2019 年、2020 年、2021 年))  
(出所) ACER「Monitoring Report 2019」より

### (3) 欧州委員会「Quarterly Report on European Electricity Markets」

欧州委員会は、電力市場の取引量や価格の状況に係る四半期別報告書として「Quarterly

<sup>251</sup> 市場における流動性を計測する指標の一つである。最も高い買呼値(bid)と最も安い売呼値(ask)の差額であり、市場流動性の向上に伴い、当該数値は減少する。

Report on European Electricity Markets<sup>252</sup>」を公表している。2020年第1四半期報告書によると、2020年1～3月における主要国・地域の卸電力取引量(取引所取引(現物商品)、取引所取引(先物商品)、OTC 相対、OTC Cleared の合計量)は、同期間における電力価格のボラティリティ上昇を反映して取引が活発化したことにより、四半期ベースで過去最高となる3,905(前年同期比+31%)を記録した。全体的な傾向として、OTC 取引量(OTC 相対及び OTC Cleared)は、前年同期比 700TWh 増加(同+40%)と大幅な増加がみられる一方、取引所取引の増加量は128TWh と限定的なものとなっており、その結果、取引所取引の割合は前年同期の33%から29%へと低下した。

国別に見ると、特にフランスにおける卸電力取引量は前年同期比78%増加となっているが、中でもOTC取引量が前年同期比125TWh増加となっていた。また他にも、中東欧(CEE)地域(同+55%)、北欧市場(同+39%)、スペイン(同+32%)、ドイツ(同+29%)などでは卸電力取引量が大きく増加していたが、その一方、ベルギーでは17%減少となっていた。最も流動性が高く取引量が多いドイツでは、取引所取引における取引量は前年同期比8%増にとどまったが、OTC取引量が前年同期比471TWh増加(同+37%)となっていた。

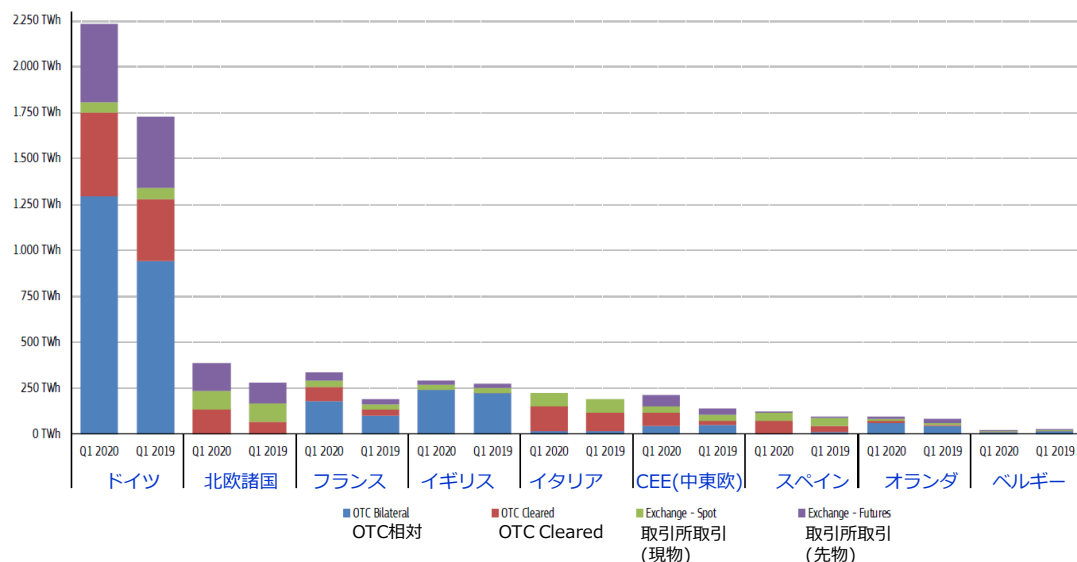


図 2-7 欧州主要国・地域における電力取引量(2019 年、2020 年の第 1 四半期)  
(出所)欧州委員会「Quarterly Report on European Electricity Markets Volume 13」

#### (4) LEBA「Monthly Volume Report」

ロンドンエネルギーブローカー協会(LEBA: London Energy Brokers' Association)は、LEBA 会員からのデータ集計により、欧州における OTC 取引量について「月別取引量報告書(Monthly Volume Report)<sup>253</sup>」として公表している。2020 年における欧州全体の OTC 取引量は 7,765TWh(OTC 相対: 4,758TWh、OTC Cleared: 3,006TWh)となっており、2019 年 6,964TWh(OTC 相対: 4,555TWh、OTC Cleared: 2,409TWh)から 800TWh(11.5%)増加している。

<sup>252</sup> <<https://ec.europa.eu/energy/en/data-analysis/market-analysis>>

<sup>253</sup> LEBA Web サイト<<https://www.leba.org.uk/monthly-volume-reports/info/>>

また国別に見ると、2020 年 EU 全体 7,765TWh のうち、ドイツが 5,368TWh(構成比 69.1%)、フランスが 822TWh(同 10.6%)、イギリスが 739TWh(構成比 9.5%)となっており、この 3 国で約 90%を占めている。

表 2-3 欧州における OTC 取引量の国別推移

|      | 2018年 |             |       | 2019年 |             |       | 2020年 |             |       |        |
|------|-------|-------------|-------|-------|-------------|-------|-------|-------------|-------|--------|
|      | OTC相対 | OTC Cleared | 合計    | OTC相対 | OTC Cleared | 合計    | OTC相対 | OTC Cleared | 合計    | 構成比    |
|      | TWh   | TWh         | TWh   | TWh   | TWh         | TWh   | TWh   | TWh         | TWh   |        |
| イギリス | 882   | 1           | 884   | 843   | 1           | 844   | 737   | 2           | 739   | 9.5%   |
| ドイツ  | 4,415 | 915         | 5,330 | 3,516 | 1,241       | 4,757 | 3,788 | 1,580       | 5,368 | 69.1%  |
| フランス | 517   | 161         | 677   | 419   | 216         | 635   | 460   | 361         | 822   | 10.6%  |
| 北欧   | 0     | 280         | 280   | 0     | 203         | 203   | 0     | 218         | 218   | 2.8%   |
| イタリア | 103   | 374         | 477   | 69    | 405         | 474   | 47    | 382         | 429   | 5.5%   |
| スペイン | 40    | 87          | 127   | 24    | 143         | 167   | 7     | 179         | 186   | 2.4%   |
| オランダ | 175   | 46          | 221   | 165   | 31          | 196   | 178   | 55          | 232   | 3.0%   |
| ベルギー | 65    | 9           | 74    | 38    | 3           | 41    | 46    | 59          | 52    | 0.7%   |
| 中東欧  | 284   | 69          | 353   | 168   | 139         | 308   | 123   | 207         | 329   | 4.2%   |
| スイス  | 13    | 1           | 14    | 80    | 6           | 86    | 82    | 5           | 87    | 1.1%   |
| その他  | 160   | 15          | 174   | 75    | 22          | 97    | 29    | 13          | 42    | 0.5%   |
| 欧州全体 | 5,771 | 1,956       | 7,727 | 4,555 | 2,409       | 6,964 | 4,758 | 3,006       | 7,765 | 100.0% |

(出所)LEBA「Monthly Volume Report」より MURC 作成

## 2.1.2 欧州主要国における取引状況と政策動向

### 2.1.2.1 ドイツ

#### (1) 概要

ドイツは、1996 年第一次 EU 電力指令を受け制定された 1998 年エネルギー事業法(Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) von 1998))<sup>254</sup>に基づき 1998 年より自由化が開始され、発電部門の参入規制緩和や送電部門の会計・機能分離が実施された。2002 年に設立された欧州エネルギー取引所(EEX AG : European Energy Exchange)が、ドイツに加え、フランス、オーストリア、スイスなどにおける電力デリバティブ取引所として機能している。

EEX AG は、ドイツのライプチヒに本拠を置く、電力、ガス、石炭等のエネルギーデリバティブ商品を中心として扱う取引所である。同取引所は、ライプチヒ電力取引所(LPX :Leipzig Power Exchange)<sup>255</sup>と旧欧州エネルギー取引所(EEX European Energy Exchange)<sup>256</sup>の合併により誕生し、2002 年より電力スポット及びデリバティブ商品を上場している。2009 年には、EEX AG は Pownext SA(フランス)との統合により、両取引所の物理的取引(スポット取引)機能を EPEX SPOT SE へ統合すると同時に、金融的取引(デリバ

<sup>254</sup> <[http://www.energieverbraucher.de/de/EnWG\\_452/](http://www.energieverbraucher.de/de/EnWG_452/)>

<sup>255</sup> 2000 年 6 月より旧東ドイツのライプチヒで運用開始

<sup>256</sup> 2000 年 8 月より旧西ドイツのフランクフルトで運用開始

ティブ取引)機能を EEX Power Derivatives へ集約化している<sup>257</sup>。

## (2) ドイツ規制当局による監視報告書

ドイツでは、ドイツ連邦ネットワーク庁(BNetzA: Bundesnetzagentur)と連邦カルテル庁(BKartA: Bundeskartellamt)が、電力・ガス市場における競争環境等について分析した「市場監視報告書 (Monitoringbericht) <sup>258</sup>」を毎年公表している。取引量の大きな部分を占める OTC 取引(相対)に関しても、ドイツ域内供給を対象にした電力取引を仲介したブローカープラットフォーム運営者からのデータ収集・報告を通じて当該取引量を集計している<sup>259</sup>。

### (電力先物取引量の推移)

この市場監視報告書では、ドイツ国内における電力先物取引量の推移について分析を実施している。EEX Derivatives におけるドイツ/オーストリアを対象とした電力先物商品である Phelix-DE/AT<sup>260</sup>は、電力市場を取り巻く環境変化を受け、以下のような商品設計の変更を実施されている。

- ・ 電力市場における再生可能エネルギーのシェア拡大を踏まえ、価格ピークのヘッジを目的として、2015 年 9 月以降、週限先物に対する German Intraday Cap Futures での取引を可能とした。2017 年 3 月から German Intraday Floor Futures へプログラムが拡大<sup>261</sup>。
- ・ 2016 年 10 月以降、市場参加者は、Window Power Futures の取引が可能となった。これにより風力発電のシェア拡大に伴うボリュームリスクをヘッジすることが可能となった。

また 2002 年以降、ドイツとオーストリアは、ドイツ/オーストリアとして一つの入札ゾーンとして取り扱われてきたが、EU 全域における市場結合に伴う入札ゾーンの見直しの過程において、それぞれ別の入札ゾーンとして取り扱われることとなった。これに伴い EEX Derivatives における先物商品 Phelix-DE/AT ついても変更が加えられており、2017 年 4 月にはドイツ前日市場価格を参照価格として精算される Phelix-DE と、オーストリア前日市場価格を参照価格として精算される Phelix-AT が別々に上場されている。

最新版報告書によると、2019 年における Phelix-DE の取引量は 1,346TWh となっており、2018 年 1,058TWh から 288TWh 増加している。

<sup>257</sup> 2008 年にはデリバティブ市場において、Eurex Frankfurt AG と商品協定を締結した。

<sup>258</sup> <[http://www.bundesnetzagentur.de/cln\\_1422/EN/Areas/Energy/Companies/DataCollection\\_Monitoring/Archived%20Data/Archived\\_data-node.html;jsessionid=CF10A1439532D4352148C493543CBAF8](http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1422/EN/Areas/Energy/Companies/DataCollection_Monitoring/Archived%20Data/Archived_data-node.html;jsessionid=CF10A1439532D4352148C493543CBAF8)>

<sup>259</sup> 市場監視の過程において、ブローカープラットフォーム運営者は、ブローカー契約に関する質問に回答するように要求される。また多くのブローカーは、ブローカーサービスを行うための電子プラットフォームを提供している。

<sup>260</sup> Phelix 先物のオプション商品も存在しているが、取引量は限定的である。

<sup>261</sup> German Intraday Cap Futures は当日市場における価格高騰をヘッジするための商品であるのに対し、German Intraday Floor Futures は価格低下をヘッジするためのもの

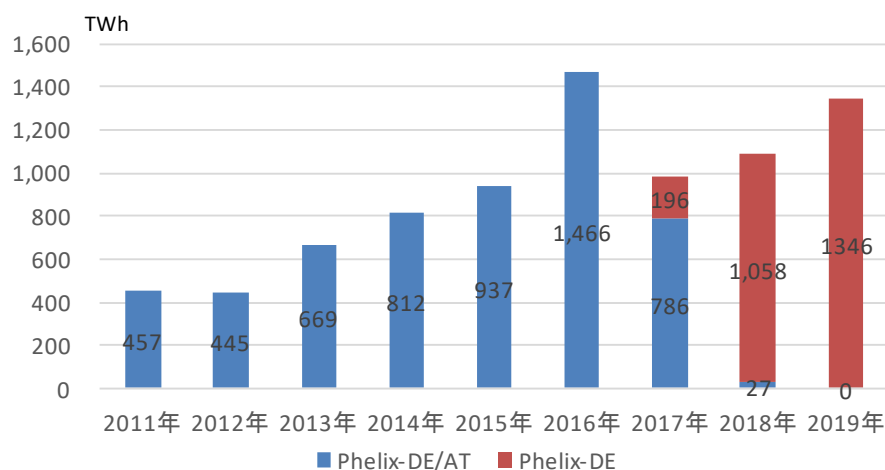


図 2-8 Phelix-DE/AT 及び Phelix-DE 商品の取引所取引量の推移

(出所)ドイツ市場監視報告書2020年版よりMURC作成

履行期限別に見ると、2019 年における Phelix-DE 商品取引量においては、1 年先商品の取引量が 834TWh(61.9%)と最も多く、次いで当該年(年内)が 255TWh(18.9%)となっている。

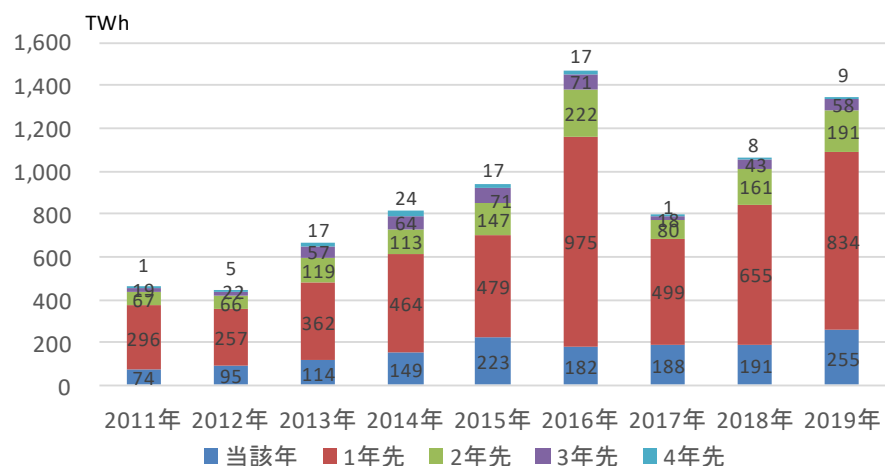


図 2-9 Phelix-DE/AT 及び Phelix-DE 商品の取引所取引量の推移(履行期限別)

注: 2017 年までは Phelix-DE/AT、2018 年以降は Phelix-DE

(出所)ドイツ市場監視報告書 2020 年版より MURC 作成

#### (OTC Clearing 取引量の推移)

EEX Derivative 及びその清算機関 European Commodity Clearing AG は、EEX 上での取引所取引を含むすべての先物市場商品について OTC Clearing (または取引登録)を提供する。Phelix Future の OTC Clearing 取引量は 2019 年に 1,302TWh となっており<sup>262</sup>、ピークであっ

<sup>262</sup> LEBA によると、クリアリングのために LEBA 会員によって登録されたドイツ電力取引量は 2019 年は 1,240TWh となっており、LEBA 会員により仲介された全ての OTC 契約の約 26%を占めている。

た 2016 年 1,367TWh に次ぐ取引量となっている<sup>263</sup>。また履行期限別に見ると、2019 年における Phelix-DE 商品取引量においては、1 年先商品が 719TWh(55.2%)と最も多く、次いで当該年が 428TWh(32.8%)となっている。

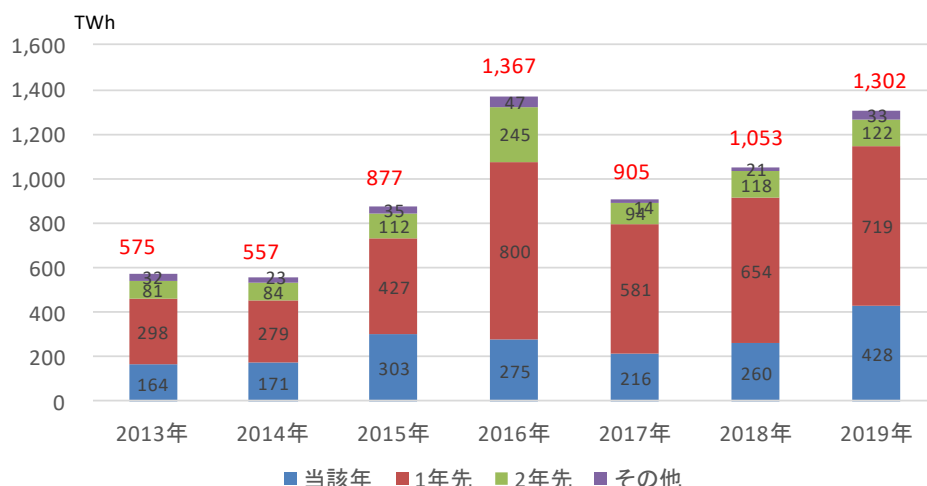


図 2-10 Phelix-DE/AT 及び Phelix-DE 商品の OTC Cleared 取引量の推移(履行期限別)

注: 2017 年までは Phelix-DE/AT、2018 年以降は Phelix-DE

(出所)ドイツ市場監視報告書 2020 年版より MURC 作成

最新版報告書によると、2019 年における OTC 取引(相対)の取引量は、計 11 者からデータ収集・報告に基づくものであり 5,770TWh となっていた。履行期限(現月)別に見ると、「1 年先」の取引量が 2,788TWh と最も多く全体の 48.3%を占めており、次いで「1 週間から 1 年以内」の取引量が 2,379TWh と 41.1%を占めていた。

表 2-4 ブローカープラットフォーム経由の電力取引量(履行期限別)

| 履行期限(限月)        | 2017年(対象11社) |        | 2018年(対象10社) |        | 2019年(対象11社) |        |
|-----------------|--------------|--------|--------------|--------|--------------|--------|
|                 | 取引量          | 割合     | 取引量          | 割合     | 取引量          | 割合     |
| 当日(intraday)    | 0            | 0.0%   | 0            | 0.0%   | 0            | 0.0%   |
| 2日以内(Day ahead) | 80           | 1.4%   | 73           | 1.5%   | 111          | 1.9%   |
| 1週間以内           | 65           | 1.1%   | 67           | 1.4%   | 95           | 1.6%   |
| 1週間以上～1年以内      | 1,100        | 19.4%  | 1,242        | 25.1%  | 2,370        | 41.1%  |
| 1年先             | 3,611        | 63.7%  | 2,917        | 58.9%  | 2,788        | 48.3%  |
| 2年先             | 578          | 10.2%  | 532          | 10.7%  | 466          | 8.1%   |
| 3年先             | 220          | 3.9%   | 115          | 2.3%   | 134          | 2.3%   |
| 4年先             | 17           | 0.3%   | 10           | 0.2%   | 12           | 0.2%   |
| 合計              | 5,671        | 100.0% | 4,956        | 100.0% | 5,770        | 100.0% |

(出所)ドイツ市場監視報告書 2020 年版より MURC 作成

<sup>263</sup> Phelix Option の取引所取引は全く実施されていないが、取引所外で合意された OTC Cleared は重要な割合を占めている。Phelix Option の OTC Cleared 取引量は 2019 年 49TWh となっており、OTC Clearing 取引量 1,302TWh との約 4%を占めている(注: 残りの 1,252TWh は Phelix Futures の OTC Clearing)。なお Phelix Futures の OTC Cleared 取引量の大部分は、ごく一部のブローカープラットフォームによるものであり、2019 年は OTC Clearing 取引量上位 5 社が買い側の約 45%、売り側の 46%を占めていた。

## 2.1.2.2 フランス

フランスでは、2000 年 2 月 10 日電力自由化法(LOI n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité)<sup>264</sup>に基づく発電部門の自由化を背景に、卸電力市場の整備が進んだ。具体的には、フランス卸電力市場として Powernext が 2001 年 11 月より電力スポット市場の運用を開始しており、さらに 2004 年 6 月からは電力デリバティブ市場の運用を開始してきた。

Powernext は、2009 年には、EEX との統合により、両取引所の物理的取引(スポット取引)機能を EPEX SPOT へ統合すると同時に、金融的取引(先物取引等)機能を EEX Power Derivatives へ、決済機能を ECC へ集約化した。現在、Powernext では電力スポット商品・デリバティブ商品共に取扱はしておらず、天然ガススポット商品・デリバティブ商品を中心としたエネルギー商品の取り扱いを実施している。また EPEX SPOT では、電力スポット商品の取り扱いを実施している。

フランス規制機関 CRE が 2020 年 7 月に公表した「Functioning of the wholesale electricity and natural gas markets<sup>265</sup>」によると、2019 年における電力先物取引所の取引量は 130.5TWh となっており下半期以降上昇傾向にあるが、一方で取引数は顕著な増加を見せている。またブローカーを介した先物・先渡市場(futures intermediated market)は 641.6TWh となっており、2018 年比 2.0%の減少となっている。

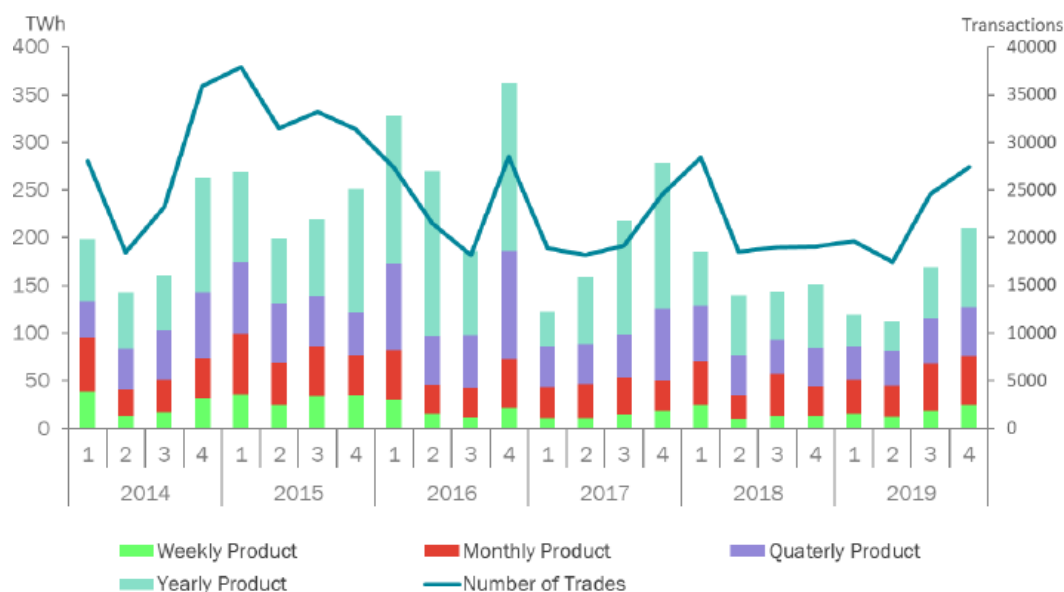


図 2-11 電力先物取引所における取引量及び取引件数の推移(4 半期別)

(出所)CRE 「Functioning of the wholesale electricity and natural gas markets」

<sup>264</sup> 正式名称： LOI n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité  
<[http://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do;jsessionid=332029BE71091D01C57E7B59857F76F3.tpdjo13v\\_2?cidTexte=JORFTEXT000000750321&categorieLien=id](http://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do;jsessionid=332029BE71091D01C57E7B59857F76F3.tpdjo13v_2?cidTexte=JORFTEXT000000750321&categorieLien=id)>

<sup>265</sup> CRE Web サイト <<https://www.cre.fr/en/Documents/Publications/Thematic-reports/functioning-of-the-wholesale-electricity-and-natural-gas-markets-2019>>



図 2-12 ブローカーを介した先物・先渡市場における取引量及び取引件数の推移(4 半期別)

(出所)CRE「Functioning of the wholesale electricity and natural gas markets」

### 2.1.2.3 イギリス

#### (1) 概要

イギリスでは、1989年電気法(the Electricity Act)<sup>266</sup>に基づき発電部門の自由化が開始され、1990年4月には強制プール方式<sup>267</sup>による卸電力市場が創設された。しかし様々な理由<sup>268</sup>から2001年3月には強制プール方式は廃止され、2002年には相対取引を中心とした市場枠組であるNETA(New Electricity Trading Arrangements)に移行した<sup>269,270</sup>。一方で、イギリスでは2000年以降、複数の電力スポット取引所が創設され、それに派生する形で電力先物取引所などのデリバティブ市場が形成されてきた。特にイギリス電力市場は、大手6大電気事業者

<sup>266</sup> <<http://www.legislation.gov.uk/ukpga/1989/29/contents>>

<sup>267</sup> 強制プールとは、原則的に、発電電力を、一旦、全て卸電力市場に対して投入する方式である。

<sup>268</sup> 強制プール制度が失敗した理由として、Steve Thomas は、①市場設計の失敗、②発電市場における高い集中度、③消費者競争の欠如、④卸電力市場における支配力の存在、⑤発電・小売の垂直統合等が挙げられる。特にイギリス国営発電会社であった中央発電局(CEGB: Central Electricity Generating Board)の分割により誕生した National Power 社、PowerGen 社の市場支配力に起因する価格透明性への懸念の存在により、新規事業者の市場参入が進まなかったことが指摘されている。(出所: F Steve Thomas「The Wholesale Electricity Market in Britain – 1990-2001」、August 2001, PSIRU, University of Greenwich, London, “Why was it believed the Power Pool failed?”)

<[www.psiru.org/reports/2001-09-E-Uk-market.doc](http://www.psiru.org/reports/2001-09-E-Uk-market.doc)>

<sup>269</sup> <<http://www.publications.parliament.uk/pa/cm201012/cmselect/cmenergy/742/74205.htm#a3>>

<sup>270</sup> 2005年4月より、イングランド及びウェールズで運用されていた NETA をスコットランドまで拡大したことにより、BETTA(British Electricity Trading and Transmission Agreements)となった

<sup>271</sup>が、自グループの発電会社と小売会社との間で相対取引を実施しており、またブローカーを介した OTC 市場が発達していた。その一方で、取引所取引については限定的な取引量にとどまっていた。このような背景から、イギリスガス・電力市場局(Ofgem: Office of the Gas and Electricity Markets)は、2010 年以降、卸電力市場活性化に向けた様々な施策検討を実施しており、取引量はここ数年、劇的に増加していた。

現在、イギリスでは電力デリバティブ取引所として、ICE グループ傘下の ICE-ENDEX 及び ICE Futures Europe、更には NASDAQ グループの NASDAQ Commodities が存在する。しかし電力先物商品の取引量は、非常に限定的な量にとどまっている。

## (2) 卸電力市場における流動性向上～S&P License Condition

### 1) 導入経緯

2010 年 2 月、Ofgem は、卸電力市場活性化に向けた提言として「Liquidity Proposals for the GB wholesale electricity market」を発表した<sup>272</sup>。同報告書では、イギリス卸電力市場の流動性が低い理由として、Big6 (またその系列会社) 間の OTC 取引割合が圧倒的に高く、中小の小売事業者にとって売買可能な量が非常に少ないことを挙げるとともに、その背景として、取引単位・契約単位が大きく設定されており中小小売事業者が参加しにくいこと等を指摘した。加えて、同報告書では、卸電力市場活性化に向けた具体策として、①直接取引義務付け(Direct Trading Obligation)、②マーケットメーカー・エージェント(MMA: Market Making Agent)、③義務的オークション制度(Mandatory Auctions)、④自己供給制限(Self-Supply Restriction)の 4 つを提言した。さらに 2012 年 12 月、Ofgem は「Wholesale power market liquidity: consultation on a Secure and Promote licence condition」を発表した。当該報告書の中で、Ofgem は、2010～2012 年にかけてイギリス卸電力市場における取引量・流動性が大きく改善されたことに留意しつつ、卸電力市場における流動性向上の目的として以下の 3 つを定義した。

- ・ 目的 1: ヘッジ目的で活用できる商品の利用可能性
- ・ 目的 2: 需給曲線に基づいた堅牢な参照価格の形成
- ・ 目的 3: 効果的な短期市場

最終的に Ofgem は卸電力市場の活性化に向けて、S&P ライセンス条件(Secure and Promote License Condition)<sup>273</sup>の導入を決定し、2014 年 3 月 31 日より発効に至った<sup>274</sup>。ライセンス条件として、マーケットメイキング義務(MMO: Market Making Obligation)と供給事業者市場アクセス規則 (Supplier Market Access Rules)の 2 つ、またこの 2 つに関する報告義務を規定している。

<sup>271</sup> Big6 と呼ばれる。E.ON UK 社、RWE 社、SSE 社、EDF 社、Iberdrola 社、Centrica 社の 6 社

<sup>272</sup> 同報告書では、イギリス卸電力市場における流動性について、HHI や Churn Ratio、市場集中度などの指数を用いて分析している。

<sup>273</sup> <<https://www.Ofgem.gov.uk/electricity/wholesale-market/liquidity>>

<sup>274</sup> Ofgem(2014)「Wholesale power market liquidity - decision letter」

- ・ マーケットメーカー義務...Big6 に対して課すものである。4 種類の電力商品に関して、1 日のうち特定の 2 時間(午前 1 時間、午後 1 時間)について価格提示を義務付け
- ・ 供給事業者市場アクセス規則...小規模供給事業者が卸電力市場において必要な電力を調達できることを保証するルール

表 2-5 S&P ライセンス条件の概要

| 目的                        | 規定名               | 規定の概要                                                                          | 対象事業者 <sup>275</sup>                                                                      |
|---------------------------|-------------------|--------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------|
| 目的 1: ヘッジ目的で活用出来る商品の利用可能性 | 供給事業者市場アクセス規則     | 小規模事業者が卸電力市場において必要な電力を調達できることを保証するルール                                          | Centrica 社, Drax Power 社, E.ON 社, EDF Energy 社, GDF Suez 社, RWE 社, ScottishPower 社, SSE 社 |
| 目的 2: 需給曲線に基づいた堅牢な参照価格の形成 | マーケットメイキング義務(MMO) | 対象事業者が先渡市場におけるマーケットメーカーとなることを要請(市場において一定のスプレッド内で売値と買値を提示し、その価格で売買に応じることを義務付け)。 | Centrica 社, E.ON 社, EDF Energy 社, RWE 社, ScottishPower 社, SSE 社                           |
| 目的 3: 効果的な短期市場            | 報告義務              | 小規模事業者アクセス規則及びマーケットメーカー義務の順守状況の四半期ごとの報告義務。                                     | Centrica 社, Drax Power 社, E.ON 社, EDF Energy 社, GDF Suez 社, RWE 社, ScottishPower 社, SSE 社 |

(出所)Ofgem 「Wholesale power market liquidity: consultation on a Secure and Promote licence condition」より MURC 作成

## 2) 制度の内容

施策の詳細は、発電ライセンス条件の以下の附則により規定される。

附則 Aー供給事業者市場アクセス規則

附則 Bーマーケットメイキング義務(MMO)

附則 Cー報告義務

### (供給者事業者市場アクセス規則<sup>276</sup>)

発電事業のライセンスを有する事業者に対して、Ofgem が公表する資格事業者(Eligible Supplier)である小規模供給事業者から取引の申込があった場合に、規定に則り適切な期間内

<sup>275</sup> Big6 は Centrica 社, EDF Energy 社, E.ON UK 社, Npower 社, ScottishPower, SSE Generation。大手発電事業者 2 社は Engie 社, Drax Power 社。

<sup>276</sup> 出所: 経済産業省資源エネルギー庁「平成 28 年度電源立地推進調整等事業(海外における電源アクセスに関する制度設計・運用等の動向調査)報告書」  
<[https://www.meti.go.jp/meti\\_lib/report/H28FY/000390.pdf](https://www.meti.go.jp/meti_lib/report/H28FY/000390.pdf)>

で対応し、双方が交渉終了に同意するまで交渉することを義務付けている<sup>277, 278</sup>。資格事業者は、“直前 12 か月において 5TWh 未満の供給量であった事業者”あるいは“1TWh 未満の発電量であった事業者”であり、資格事業者のリストは Ofgem によって定期的に更新される。

#### (マーケットメイキング義務(MMO)<sup>279</sup>)

発電ライセンスを有する事業者に対して、当該発電事業者から独立して運用されている市場プラットフォームにおいて<sup>280</sup>、常に少なくとも 5 事業者(傘下企業は除く)と取引することを義務付けるものである。

MMO は、供給事業者がマーケットメーカーの商品に対しアクセスできるようにすることを意図しており、発電事業者に対してアクセス性の高い市場プラットフォームにおいてマーケットメイクすることを求めるものである。マーケットメイクにおける提示取引量は 5MW 及び 10MW と定められ、発電事業者の提示量と入札量の差が 30MW 以上に達している場合には入札を止めることができるボリュームキャップがかけられている。

なお Ofgem は、MMO 導入にあたって、その費用対効果を明らかにするため、マーケットメーカーが負担する費用を推計している。費用には、マーケットメーカーを務めるのにあたって最初に必要となる準備項目に加え、継続的に支出が発生する費用項目がある。

表 2-6 イギリスのマーケットメーカーが負担する 1 社あたりの費用

|                        | 低コストシナリオ  | 最良推計値       | 高コストシナリオ    |
|------------------------|-----------|-------------|-------------|
| 準備費用                   | £ 100,000 | £ 200,000   | £ 400,000   |
| 年間経費                   |           |             |             |
| 人件費                    | £ 80,000  | £ 220,000   | £ 220,000   |
| 取引手数料                  | £ 50,000  | £ 550,000   | £ 1,100,000 |
| 未決済約定費用 <sup>281</sup> | £ 750,000 | £ 750,000   | £ 1,500,000 |
| 信用諸経費                  | £ 89,000  | £ 928,000   | £ 2,024,000 |
| 年間経費合計                 | £ 969,000 | £ 2,448,000 | £ 4,844,00  |

(出所)Ofgem 各種資料より MURC 作成

なお、Ofgem は、同様の試算を Supplier Market Access についても行い、S&P の実施に必

<sup>277</sup> 当該ルールでは年間取引量は 0.5TWh という上限がかけられており、発電事業者は上限を超える資格事業者とは、その年はそれ以上の交渉を要請されない。

<sup>278</sup> 取引価格は原則として市場取引価格が使われる。

<sup>279</sup> 平成 28 年度電源立地推進調整等事業「海外における電源アクセスに関する制度設計・運用等の動向調査」

<sup>280</sup> Ofgem は、発電事業者が選択した市場プラットフォームが、Ofgem の意図にかなったものであるかどうかを確認することが出来る。

<sup>281</sup> 「未決済約定費」というのは、反対売買が成立するまでの価格変動リスクに備えるためのリスクキャピタル(自己資本)を追加する費用である。

要な総費用を 1,900 万ポンドと推計した。この S&P 全体の費用は営業費用(間接経費)の 0.5% もしくは利益(マージン)の 0.8%に相当する。したがって、S&P によって競争が促進されて、営業費用が 0.5%以上削減されれば、あるいは利益が 0.5%以上削減されれば、S&P の費用を上回る便益が消費者に還元されるということになる。

#### (報告義務)

報告要件では、発電事業者のライセンスを有する事業者は、供給事業者市場アクセス規則ルール及び MMO の遵守状況を四半期ごとに報告することが求められている。

### 3) 制度の見直し状況

S&P ライセンス条件は 2014 年 3 月に導入されたが、Ofgem は導入 3 年後以降に制度の見直しを行うこととしていた。この一環として、2017 年 7 月に、S&P ライセンス条件導入後の影響についてのステークホルダーに対する意見聴取が行われた<sup>282</sup>。この意見聴取に対するステークホルダーの回答では、市場の流動性が高い水準にあることには同意がみられつつも、それが S&P ライセンス条件の結果であるか否かは不明であり、かつその効果を定量化することは困難であることが述べられた。

また、2016 年には S&P ライセンス条件への遵守に伴う費用が顕著に増加しており、これが MMO の影響であることが述べられた。具体的には、卸電力取引市場のボラティリティが高水準であった 2016 年の第 3、第 4 四半期において、電力価格が乱高下しているにも関わらず、MMO に基づき規定のスプレッドで bid/offer 価格を提示しなければならなかった結果、コストが増加したことが指摘された。

加えて、ライセンス保有者のリスク軽減策として導入されているファストマーケットルール及びボリュームキャップについて、これらが市場のボラティリティが高い状況ではリスクの軽減策としては不十分ことが指摘された。特に、ファストマーケットルールの発動条件として設定されている価格変動幅の閾値について、複数のステークホルダーより 4% では高すぎるとの意見が述べられた。

この結果を踏まえ、Ofgem は 2017 年 12 月に S&P ライセンス条件の改定案を提示し、パブリックコンサルテーションを通じて、MMO について“ソフトランディング期間(Soft Landing Period)の導入”と“ファストマーケットルールの規定改訂”の 2 案を提案した<sup>283</sup>。

- ・ ソフトランディング期間の導入...2017 年 7 月に実施されたステークホルダーに対する意見聴取では、取引時間枠(window)の最初の時間帯で顕著な価格の変動が起きやすく、それがマーケットメーカー義務を持つ事業者にとって適切な価格水準の特定を困難にしていることが指摘された。また、Ofgem 自身の分析においても、取引時間枠の最初の

<sup>282</sup> Ofgem(2017)「Secure and Promote Review: Consultation」

<sup>283</sup> Ofgem(2017)「Secure and Promote review: Consultation on changes to the special licence condition」

10 分間で特に価格の変動が大きいことが確認された<sup>284</sup>。そこで Ofgem は、取引時間枠の最初の 10 分間を「ソフトランディング期間」とし、その時間帯において、発電事業者が bid/offer 価格のスプレッドを 1%まで拡大することを認めるように規定を改定することを提案した。

- ・ ファストマーケットルールの規定の改訂...ファストマーケットルール発動の価格変動幅の閾値が高すぎるとの意見を受けて、Ofgem は、閾値な様々な水準に設定した場合の発動頻度の差異の分析を行った。 この分析では、4%という閾値の水準では、2015 年 1 月 1 日から 2017 年 6 月 30 日の取引期間中、0.7%以下の期間でしかファストマーケットが発動されうる条件に達しないことが示された。

表 2-7 閾値の差異によるファストマーケットルールの発動頻度の差異の分析結果

| <i>Proportion of windows where a fast market would be triggered, by fast market threshold, 2015 – 30 Jun 2017</i> |                |                 |                   |                  |                  |                  |                   |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------|-----------------|-------------------|------------------|------------------|------------------|-------------------|
|                                                                                                                   | <i>Month+1</i> | <i>Month +2</i> | <i>Quarter +1</i> | <i>Season +1</i> | <i>Season +2</i> | <i>Season +3</i> | <i>Season + 4</i> |
| 1% threshold                                                                                                      | 7.1%           | 5.1%            | 5.7%              | 2.2%             | 1.8%             | 1.3%             | 2.2%              |
| 2% threshold                                                                                                      | 2.8%           | 1.9%            | 2.1%              | 0.5%             | 0.2%             | 0.3%             | 0.3%              |
| 3% threshold                                                                                                      | 1.3%           | 0.9%            | 0.8%              | 0.2%             | 0.0%             | 0.0%             | 0.1%              |
| 4% threshold                                                                                                      | 0.7%           | 0.4%            | 0.3%              | 0.1%             | 0.0%             | 0.0%             | 0.1%              |

*Source: Ofgem analysis of ICIS transaction data*

(出所)Ofgem 「Secure and Promote review: Consultation on changes to the special licence condition」

Ofgem は、上記の結果はファストマーケットルールの発動頻度を取引期間中の数%(couple of percent)とする当初の想定より低いとする一方で、低い価格変動幅でマーケットメーカー義務を免除することには小規模な小売事業者に対する配慮等の観点から懸念があるとした。そこで、Ofgem はマーケットメーカー義務の免除が発動される価格変動幅の閾値は 4%に維持しつつ、新たに 1%という閾値を設け、価格変動幅がその水準を超えた場合、発電事業者の bid/offer 価格のスプレッドを 1%まで拡大することを認めるように規定を改定することを提案した。

<sup>284</sup> この Ofgem の分析結果は上述の「Secure and Promote review: Consultation on changes to the special licence condition」に示されている。そこでは、卸電力市場における各商品について、2015 年 1 月 1 日から 2017 年 6 月 30 日におけるデータを用いて、取引時間枠における 5 分間隔での最高価格と最低価格の平均的な差異(%)が計算されており、各商品において最初の 10 分間で差異が大きくなっていることが示されている。

### (3) Ofgemによる流動性政策レビュー(Liquidity Policy Review)<sup>285</sup>

#### 1) 概要

##### (これまでの検討経緯)

2019年5月30日、Ofgemは、卸電力市場の流動性を支えるための介入的措置が依然として消費者利益に資するものであるかどうか、またもしそうであれば、S&P ライセンス条件における MMO の制度設計を改善することが可能かどうかのオプションを評価する意向を示す公開書簡を公表した<sup>286</sup>。また、2019年11月14日、Ofgemは、MMOを停止(suspend)する決定を公表した(同11月18日より発効)。当該決定は、MMO義務を担う1社であったRWE社の離脱に伴うものであり、その決定理由として、Ofgemは、①RWE社離脱後の残された2社に対する費用が増加し、不均衡であること、更に②この政策が当初の目的を達成する上でもはや効果的でないこと、の2点を挙げている。

当該決定を経て、Ofgemは、引き続き、更なる介入措置の必要性を評価し、MMOの代替案の検討作業を進めてきた。

##### (評価の枠組)

Ofgemの流動性政策レビューは、フォワード市場(forward markets)の流動性に焦点を当てている。MMO停止後、卸電力市場における流動性目標を達成するためには、さらなる介入が必要か評価するとしている。当該目的は、当初2013年に設定されたが、改めて以下の3つの事項を求めている。

- ・ 目的1: 価格の大幅な変化に対するエクスポージャーのリスクヘッジを支援するために、幅広い長期的商品が利用できるようにする。
- ・ 目的2: 市場参加者が広く利用可能な堅調な参考価格を支える。
- ・ 目的3: すべての企業が、顧客のために必要な電力を購入することが出来る、効果的な短期市場を促進する。

Ofgemは、市場が当該目的を達成できるか判断し、効果的な競争のために必要とされる一連の商品が参加者に対して十分に利用可能とするためには、まず介入措置が存在しない場合の流動性レベルを見極める必要があるとしている。続いて、この流動性レベルが生み出す市場状況の評価し、MMO停止による影響を評価するとしている<sup>287</sup>。

##### (ステークホルダーワークショップの開催)

2019年10月1日、Ofgemはすべてのステークホルダーを対象としたワークショップを開催し、流動性政策オプションの評価について議論した。当該ワークショップにおいて、ステークホルダーは、マーケット・メイキングに関して、強制的義務に基づき再設計するよりも、

<sup>285</sup> Ofgem Web サイト<<https://www.ofgem.gov.uk/publications-and-updates/update-future-liquidity-policy>>

<sup>286</sup> これを受け、2019年8月には、このオプション評価を実施する機関として NERA Economic Consulting を任命された。

<sup>287</sup> 市場が十分な証拠やデータを収集できるように調整・確保するために、この評価を行う前に最低6ヶ月間のデータを収集するとしている。

入札方式(tendered approach)の方が望ましいとの見解を明確に示した<sup>288</sup>。これに対し、Ofgem は、後述する通り NERA 社に対して、どのようにしてイギリス電力市場向けに入札方式によるマーケット・メイキングのアプローチを設計できるかを優先的に検討するよう要請した。

## 2) NERA による評価報告書

2020 年 1 月 30 日、Ofgem は、流動性政策の見直しの一環として NERA Economic Consulting(以下、NERA 社)に委託した報告書「GB 卸電力市場流動性:オプション評価( GB Wholesale Power Market Liquidity: Options Assessment) <sup>289</sup>」を発行した。これを受け、Ofgem は、将来の流動性政策に関する決定にあたってのアプローチを示し、2019 年第 4 四半期の主要な流動性指標の分析の概要を提示した。

当該報告書において、NERA 社は、“さらなる介入措置の経済的合理性は不透明である”としつつも<sup>290</sup>、先述したステークホルダーからのフィードバックを踏まえると、更なる介入措置が必要な場合は、入札型 MMO(tendered MMO)が望ましい選択肢であることを示した<sup>291</sup>。ステークホルダーが提供した将来の MMO 設計に関するフィードバックによると更なる介入措置に関して、価格変動の激しい市場においてマーケットメーカーにより柔軟性を持たせ、義務履行コストを削減するために、S&P MMO 要件を再設計することを提案している。

---

<sup>288</sup> マーケット・メイキング・サービスに対する入札は、より公平であり、市場変化に対して堅牢であると同時に、市場歪曲を生み出す可能性が低いと考えられていた。

<sup>289</sup> <<https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/160941>>

<sup>290</sup> NERA 社によると、流動性が低いことは、それ自体が改善のための介入を正当化する“市場の失敗”というわけではなく、むしろ市場状況に対する効率的な対応といえるものである。流動性を支えるための介入措置が必要となるのは、市場の失敗により効率的成果に到達できない場合のみである。その意味では、イギリス卸電力市場には、流動性欠損にただちに結び付くような明確な市場の失敗はない。しかし、イギリス卸電力市場の流動性が、大陸欧州の他の市場と比較して低いことを鑑みると、国内において市場の流動性を損なうような複数の潜在的な市場の失敗が存在している可能性がある。その結果、明らかな市場の失敗が存在しないからといって、必ずしも更なる介入が妨げられるというわけではない。MMO の停止は、Ofgem 及び市場参加者に対して、介入が存在しない場合の流動性を観察し、さらなる介入がより効率的な市場成果をもたらすかどうかを評価する機会を提供する。

<sup>291</sup> 当該報告書では、S&P MMO と同レベルの流動性を提供する入札型 MMO の正味便益を、“介入措置が存在しなかったと仮定した場合の市場”において主流となると考えられる 3 つの反事実的な(counterfactual)流動性レベルを鑑みて評価した。具体的には、MMO から生じる取引費用の低下が、小売事業者の最適ヘッジ戦略をどのように変化させ、またどのように費用削減につながるかをシミュレーションすることによって、MMO の便益を定量化する。なお分析によると、S&P MMO と同程度の流動性を提供する入札型 MMO は、市場流動性が S&P 導入前のレベルを下回っている場合には、導入によって正味の便益をもたらすことが示唆されている。

表 2-8 S&P MMO の設計に対するステークホルダーからのフィードバックのまとめ表

| MMO設計要素                  | S&P MMO                                                                                                       | ステークホルダーからのフィードバック                                                                                          |
|--------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Bid-Ask Spread<br>の最大幅   | ベースロード:0.5～0.6%、<br>ピークロード:0.7%～1.0%                                                                          | Bid-Ask Spreadは、マーケット・メイキングのコストを大きく押し上げる要因。価格変動の激しい市場におけるスプレッドの緩和や、その他要件(例: 利用可能性)の緩和を支持<br>⇒柔軟性を提供し、コストを削減 |
| クリップサイズと<br>ロット数         | 5MWのクリップサイズで10MW<br>まで                                                                                        | ロットサイズの細分化により、追加的な柔軟性を提供し、マーケット・メイキングのコストを削減                                                                |
| 商品                       | 2年先まで(月次、四半期、季節<br>ベースロード及びピークロード<br>製品を含む)                                                                   | 商品の追加や、より粒度の細かい商品は、マーケット・メイキングコストを増加させる可能性が高い。                                                              |
| Trading Windows          | 毎日2時間のtrading window<br>取引期間における100%の利用<br>可能性<br>取引執行後5分以内にbid-ask<br>を提示                                    | マーケット・メイキングのコストの大きな要因と見なされているtrading windowにおける100%の利用可能性について検討<br>⇒例えば、80%の利用可能性や月次ベースの利用可能性等の要件緩和         |
| 義務停止                     | MMは、特定商品の取引及び<br>trading windowを停止すること<br>が出来る<br>⇒一方向で4%を超える価格変<br>化があった場合<br>⇒一方向で30MWのオープン<br>ポジションを累積した場合 | 要件緩和の必要性に対する全般的同意                                                                                           |
| マーケットメーカ<br>ーの数および選<br>定 | 基準（垂直統合度）に基づき選<br>定された義務的参加者数。                                                                                | 入札により選定可能                                                                                                   |

(出所)NERA 社「GB 卸電力市場流動性:オプション評価」より MURC 作成

更に NERA 社は、入札型 MMO の制度設計オプションについて、オークションタイプについて①封印ビッド(sealed bid)方式、②価格吊り上げによる動的多段階方式の2つについて提案するとともに、市場支配力緩和策について、①予備力価格の利用、②需要曲線入札、③費用ベース入札(+マージン)などを提案している。

### 3) 流動性指標の4半期別評価

2020年1月30日、Ofgemは、MMO停止直後となる2019年10月～12月(2019年第4四半期)における市場流動性の監視分析結果を公表した<sup>292</sup>。Ofgemは、MMO停止による流動性に対する影響を評価するには時期尚早としつつも、当該期間中、流動性が大きく悪化することとはなかったことを示している。一方で、MMO対象の全商品のBid Offer Spreadは拡大しており、ピーク時の流動性は低下した。主な分析結果は以下の通り。

- ・ 2019年第4四半期において、電力価格は、引き続き良好に推移。
- ・ churn ratioを見ると、2019年第4四半期は3.1と2017年同期と同水準となったが、2018年同期の3.6からは低下。MMO停止後の最初の月となる2019年12月期は2.8であり、2017年12月期、2018年12月期に比べて若干増加した。従って、MMO停止は、流動性に対して大きく影響することは無かった。
- ・ 2019年第4四半期におけるchurn ratioの減少は、OTC取引の減少に由来するもの。2019年第4四半期の取引量は2017年同期とほぼ同水準であったが、過去5年間の同期水準を下回っている。
- ・ Bid-offer spreadsは、2019年第4四半期において増加したが、これは前期からの上昇傾向の継続によるものである。
- ・ 全体として、2019年第4四半期における取引時間帯は、MMO停止前と同様のパターンで推移しており、主に午前11時と午後4時ごろに集中していた。しかし、2019年12月における取引は、前年12月と比較すると、1日全体を通して上昇し、MMOウインドウに関連するピーク付近における集中はそれほど発生していなかった。
- ・ 2019年第4四半期の短期流動性(Near term liquidity)は、2019年初頭からの低下傾向を引き継ぎ、2018年同期に比べ17%低下した。

Ofgemは、現在の上記のファクトを鑑みると、介入措置によって消費者に正味便益を提供することが必須とされるレベルまで、長期間にわたって流動性が悪化しているとは考えていないとしており、流動性を支えるための介入措置は行っていない。Ofgemは、流動性指標を引き続き定期監視しており、2020年12月1日には更新版が公表されているが、上記の方針は継続している<sup>293</sup>。

---

<sup>292</sup> 先述の通り、このオプション評価を実施する機関としてNERA Economic Consultingを任命された。

<sup>293</sup> Ofgem We サイト

<[https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2020/12/update\\_on\\_the\\_future\\_of\\_liquidity\\_policy\\_0.pdf](https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2020/12/update_on_the_future_of_liquidity_policy_0.pdf)>

#### 2.1.2.4 北欧

ノルウェーでは 1991 年施行のエネルギー法(Energiloven、英名: Energy Act)<sup>294</sup>に基づいて電力自由化が進められてきた。1993 年にはノルウェー系統運用事業者 Statnett 社が 1970 年代より運用していたノルウェー電力プールを統合し、子会社として卸電力市場 Statnett Marked 社を設立した。1996 年にはスウェーデンとの市場統合に伴い名称を Nord Pool と変更し、その後、1998 年にフィンランド、1999 年にデンマーク西部系統、2000 年にデンマーク東部系統が市場参加し、北欧 4 カ国の共通市場となった<sup>295,296</sup>。現在その対象範囲を更に拡大しており、バルト三国、ドイツの一部も入札エリアに拡大している。

2001 年ノルウェー証券取引法(Verdipapirhandeloven、英名: Securities Trading Act)改正に伴い、2002 年 1 月に Nord Pool 社の再編が実施され、物理的市場を運営する Nord Pool Spot 社が別法人として設立された。その結果、この Nord Pool Spot 社と、金融的市場の運営と本社機能を担う Nord Pool 社、2 つの法人が並存することとなった。なお金融的市場を運営する Nord Pool 社は、2010 年に NASDAQ OMX グループによって事業買収されており、現在は NASDAQ OMX Commodities 社(現 NASDAQ Commodities)が金融的市場を運営している<sup>297</sup>。

現在、北欧諸国を対象とした電力先物商品を上場する取引所としては、NASDAQ グループの NASDAQ Commodities に加え、EEX Derivatives や ICE ENDEX が存在している。2018 年における電力デリバティブ取引量は NASDAQ Commodities において 1,364TWh となっている。なお LEBA によると、2020 年における OTC 取引量は 218TWh となっており、2019 年 203TWh から若干増加している。内訳を見ると、OTC 取引量のほぼ全量を OTC Cleared が占めており、OTC 相対はほとんど存在していない。

---

<sup>294</sup> Lov om produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi m.m. (energiloven)<<http://www.lovdata.no/all/nl-19900629-050.html>>

<sup>295</sup> <<http://www.nordpoolspot.com/About-us/History/>>

<sup>296</sup> 北欧では 1960 年代から域内における国際連系線の整備が進められていた。またノルウェーやスウェーデンは水力発電、デンマークやフィンランドは火力発電に依存する電源構成となっており、域内における発電所の運用最適化の観点から、このころから、国境を越えた電力取引が行われてきた。特にノルウェーでは、水力に依存した電源構成となっていることから、渇水等による電力供給不足へのリスク管理として、先渡取引などリスクヘッジツールに対するニーズが存在していた。

<sup>297</sup> NASDAQ OMX Web サイト<<http://ir.nasdaqomx.com/releasedetail.cfm?ReleaseID=452675>>

### 2.1.2.5 スペイン

イベリア卸電力市場(MIBEL: El Mercado Ibérico de la Electricidad)<sup>298</sup>は、2006年6月にスペイン卸電力市場 OMEL とポルトガル卸電力市場 OMIP が統合されたものであり、電力スポット市場(前日市場と時間前市場)は OMEL(現 OMIE)、電力デリバティブ市場は OMIP に集約されている<sup>299</sup>。どちらも OMI Clear においてクリアリングが実施されている。

OMIP では、電力先渡商品として MIBEL SPEL Forward を上場しているが、当該商品は取引所取引ではなく、OTC 取引による取引所登録(OTC Registration)のみの提供となっている。また電力先物商品として Mibel SPEL futures に加え、Mibel SPEL Swaps 及び Options を導入している。

また近年、EEX グループによる取引量が急増しており、2019 年における取引量は 151TWh となっている。

### 2.1.2.6 イタリア

イタリアでは GME が卸電力市場 IPEX を運営しているが、IPEX では、先渡市場として先渡市場(MTE: Mercato elettrico a termine)を運用している。MTE は、我が国の JEPX と同様に、取引所取引による先渡商品(物理的決済)が上場されている。すなわち MTE は、実受渡及び実引取の義務が伴う市場であり、すべての電力市場参加者は、自動的に MTE に参加する。以下、概要を示す<sup>300</sup>。

- ・ MTE における取引は、Continuous 方式で行われる。
- ・ MTE における取引可能契約は、ベースロード契約とピークロード契約(それぞれ月次、四半期、年次の受渡期間)の 2 種類  
⇒四半期及び年間の受渡期間を伴う契約は、「カスケード」メカニズムが適用
- ・ 市場参加者は、契約の受渡種別と期間、契約の数、自らが売買する意思のある価格を明記した注文を提出
- ・ GME は、中心的なカウンターパーティとして機能する。

GME 年間報告書によると、2019 年における MTE 取引量は 1.6 TWh となっており、前年と比較してわずかに回復した。

また電力デリバティブ取引所としては、イタリア証券取引所(Borsa Italiana S.p.A)によって運営される IDEX(The Italian Derivatives Energy Exchange)が 2008 年より運用開始しており、

<sup>298</sup> <<http://www.mibel.com/>>

<sup>299</sup> 持株会社 OMI-Portugal と持株会社 OMEL-Spain が、OMIP、OMEL の株式の 50%ずつを持ち合う資本構成となっている。なお持株会社 OMI-Portugal と持株会社 OMEL-Spain では、互いに 10%ずつを持ち合っている。

<sup>300</sup> GME Web サイト<<https://www.mercatoelettrico.org/En/Mercati/MercatoElettrico/MTE.aspx>>

イタリア国内における電力先物商品を上場している<sup>301</sup>。ARERA 決定第 111/06 (その後、253/06 及び 73/07 により補足・修正)は、電力先物の売買契約を登録するための新しいシステムを規定する決議(2007 年 4 月 1 日発効)であり、これに基づき「OTC 登録プラットフォーム(PCE)」が構築されている。決定第 111/06 はまた、GME を、PCE を管理し、参加者が PCE に登録する取引から生じる金融的義務のカウンターパーティとして行動する主体として特定した。2019 年における PCE による登録量は、2011 年以降で最低となる 293.8 TWh となっている。

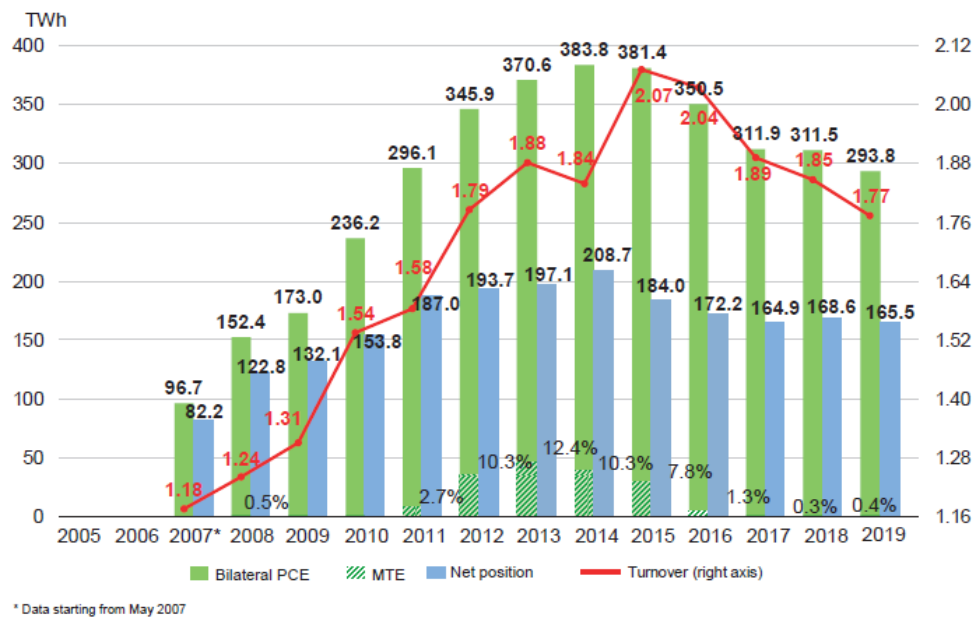


図 2-13 PCE における取引量の推移

(出所) GME 「Annual Report 2019」より

また近年、EEX グループによる取引量が急増しており、2019 年における取引量は 569TWh となっている。

<sup>301</sup> IDEX Web サイト<<http://www.borsaitaliana.it/derivati/commodities/commodities.en.htm>>

## 2.1.3 主要取引所における市場整備状況

### (1) EEX Derivatives(EEX Group)

#### 1) 取引量の推移

欧州エネルギー取引所(EEX AG: European Energy Exchange AG)<sup>302</sup>は、ドイツのライプチヒに本拠を置く、電力、ガス、排出枠等のエネルギーデリバティブ商品を中心として扱う取引所である。同取引所は、ライプチヒ電力取引所(LPX)と旧欧州エネルギー取引所(EEX)の合併により誕生し、2002年より運用を開始した。2009年には、Powernext SA(フランス)との統合により、両取引所の物理的取引機能をEPEX SPOT SEへ統合すると同時に、金融的取引機能をEEX Power Derivativesへ集約している。EEX AGは、EPEX SPOT SE、EEX Power Derivatives GmbH、European Commodity Clearing AG<sup>303</sup>などを傘下に抱えており、EEX Groupを形成している。

2019年における欧州における電力デリバティブ市場の取引量<sup>304</sup>は3,973TWhとなっており、2018年3,347TWhから626TWhほど増加している(18.7%増)。2010年以降、経済停滞に伴う電力需要の減少等の影響により取引量は低迷していたが、イタリアなどに対する市場拡大などもあり、取引量は急増している。

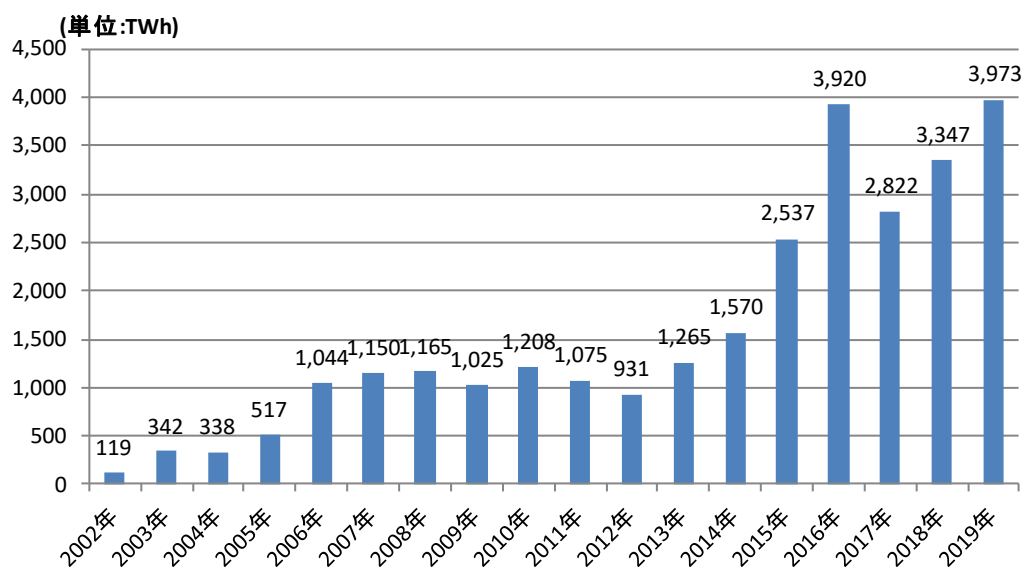


図 2-14 EEX Derivatives における電力デリバティブ商品取引量の推移(欧州のみ)

(出所)EEXアニュアルレポート等よりMURC作成

欧州における電力デリバティブ市場における取引量内訳をみると、2016年電力取引量3,920TWhのうち、ドイツ先物商品の取引量は2,665TWh(構成比68.0%)を占めていた。2018

<sup>302</sup> <<http://www.eex.com/>>

<sup>303</sup> <<http://www.ecc.de/en/>>

<sup>304</sup> 2017年のNordal Exchange買収により、米国にも事業展開している。なおNodal Exchangeの取引量は、2017年838TWh、2018年1,039TWh、2019年1,857TWhと推移している。

年においても全取引量3,347TWhのうち2,022TWh(構成比60.4%)と大部分を占めているが、イタリア、フランス、スペイン、東欧の市場エリアにおける取引量増加もあり<sup>305,306</sup>、ドイツ商品のシェアは減少している。

表 2-9 EEX Derivativesにおける電力デリバティブ商品取引量の詳細 (欧州のみ)

|                | 2016年        |               | 2017年        |               | 2018年        |               | 2019年        |               |
|----------------|--------------|---------------|--------------|---------------|--------------|---------------|--------------|---------------|
|                | TWh          | 構成比           | TWh          | 構成比           | TWh          | 構成比           | TWh          | 構成比           |
| <b>先物商品</b>    | <b>3,708</b> | <b>94.6%</b>  | <b>2,692</b> | <b>95.4%</b>  | <b>3,155</b> | <b>94.3%</b>  | <b>3,922</b> | <b>98.7%</b>  |
| ドイツ            | 2,665        | 68.0%         | 1,883        | 66.7%         | 2,022        | 60.4%         | 2,597        | 65.4%         |
| フランス           | 454          | 11.6%         | 274          | 9.7%          | 320          | 9.6%          | 356          | 9.0%          |
| イタリア           | 481          | 12.3%         | 394          | 14.0%         | 560          | 16.7%         | 569          | 14.3%         |
| スペイン           | 72           | 1.8%          | 67           | 2.4%          | 106          | 3.2%          | 151          | 3.8%          |
| 東欧             | 17           | 0.4%          | 43           | 1.5%          | 87           | 2.6%          | 186          | 4.7%          |
| その他            | 20           | 0.5%          | 30           | 1.1%          | 60           | 1.8%          | 63           | 1.6%          |
| <b>オプション商品</b> | <b>212</b>   | <b>5.4%</b>   | <b>131</b>   | <b>4.6%</b>   | <b>192</b>   | <b>5.7%</b>   | <b>50</b>    | <b>1.3%</b>   |
| <b>合計</b>      | <b>3,920</b> | <b>100.0%</b> | <b>2,822</b> | <b>100.0%</b> | <b>3,347</b> | <b>100.0%</b> | <b>3,973</b> | <b>100.0%</b> |

注: ドイツの対象は、2016～2018 年はドイツ/オーストリア、2019 年はドイツ/ルクセンブルグ

(出所)EEX アニュアルレポート等より MURC 作成

## 2) 不公正取引に係る市場監視枠組み

EEX は、ドイツ取引所法に基づき取引所の組織面での規制を受けており、独立的・自律的機関として“HÜSt”と呼ばれる市場監視部門の設置を義務付けられている<sup>307</sup>。HÜSt は、ザクセン州商業労働運輸省(SMWA: the Saxon State Ministry for Economic Affairs, Labor and Transport)内の取引所監督機関(Exchange Supervisory Authority)の支配下にあり、EEX の運営主体からは独立的・自律的な立場にある。

HÜSt の主たる業務は、EEX における全取引関連データ及び取引決済について記録することである。HÜSt は、決済価格の適切性や共謀の兆候の有無等に焦点を置きつつ毎日の取引状況を検査しており、取引参加者が EEX 市場行動規則(Code of Conduct)<sup>308 309</sup>を違反していないか、監視・調査する責任を有している。これに加え、HÜSt 主導、あるいはザクセン州

<sup>305</sup> 2018 年以降、オランダ、チェコ共和国及びスロバキア共和国のマーケットエリアに対して、より短期間の新商品導入の導入を図っている。

<sup>306</sup> イタリアとフランスにおける取引量増加は、CO<sub>2</sub>排出枠の大幅な価格上昇、更には異常高気温・乾燥気象によるスポット価格のボラティリティが上昇したことが要因の一つとして指摘されている。またスペインでは、取引所との間で締結した長期電力契約(「電力購入契約」または「PPA」)のヘッジを求める需要が高まったことから、電力デリバティブ商品に対するヘッジニーズが高まったことが指摘されている。

<sup>307</sup> HÜSt は、ザクセン州商業労働運輸省(SMWA)内の取引所監督機関(Exchange Supervisory Authority)の支配下にあり、EEX の運営主体からは独立的・自律的な立場にある

<sup>308</sup> EEX 「EEX Code of Conduct」

<[http://cdn.eex.com/document/76057/EEX\\_code\\_of\\_conduct\\_en.pdf](http://cdn.eex.com/document/76057/EEX_code_of_conduct_en.pdf)>

<sup>309</sup> EEX 行為規制(Code of Conduct)では、市場参加者による市場濫用行為の禁止等について規定しており、市場参加者が負うべき規則として、相場操縦の禁止、インサイダー取引の禁止、情報開示要件などが規定されている。規定内容は、EU 指令である MAD、国内法であるドイツ証券取引法及びドイツ取引所法に準拠したものとなっており、EU・国レベルの法規制との間で不整合が生じないようにしている。

取引所監督機関等の示唆により、特定の出来事をトリガーとして、特別捜査が頻繁に実施されている。監視対象行為は、自己取引、馴れ合い取引、インサイダー取引など多岐にわたる。これらタスクを実施するために、HÜStは取引決済に関する全情報に対するアクセス権を保有しており、電話等により市場参加者へ照会を実施することもできる。さらにドイツ取引所法はHÜStに対して、取引参加者に特定の理由を提示せず、データの提出・開示を求めることができ、査察に入る権限も与えている<sup>310</sup>。HÜStは、取引所監督機関及びEEX 経営理事会に対して月 2 回に報告書を提出する。また以下のような特定の事案が生じた場合も報告義務を有している。

- ・ インサイダー取引や相場操縦禁止条項に違反する事案については、BaFin に報告
- ・ 市場監視プロセスにおいて発覚した(あるいは疑いがある)市場支配力の不当行使については、BKartA に報告

### 3) 取引活性化のための制度整備状況

EEX Derivatives は、電力、天然ガス、排出権(以上、現物・デリバティブ)、石炭(以上、現物)に係る商品を上場している。EEX 取引所規則(Exchange Rule)第 2.3 節「マーケットメーカー及び流動性供給者による流動性供給<sup>311</sup>」に基づき、EEX は取締役会の指定した商品についてマーケットメーカー制度を導入している<sup>312</sup>。対象商品及び企業名を以下に示す。電力先物に関しては大手電力会社及びそのトレーディング子会社が主にその役割を担っている。

---

<sup>310</sup> 出所: 経済産業省「平成 26 年度商取引適正化・製品安全に係る事業(電力先物市場に関する調査)」

<sup>311</sup> <<https://www.eex.com/en/trading/rules-and-regulations>>

<sup>312</sup> <<https://www.eex.com/en/trading/market-making>>

表 2-10 EEX Derivatives におけるマーケットメーカー一覧

| 対象商品                                             | 企業名                                                                                                                                |
|--------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Phelix German & Austrian<br>(DEAT) Power-Futures | EDF Trading Limited                                                                                                                |
| Phelix German (DE) Power<br>Futures              | Cross Options International IV B.V.<br>RWE Supply & Trading GmbH<br>Uniper Global Commodities SE<br>Vattenfall Energy Trading GmbH |
| French-Power-Futures                             | EDF Trading Limited<br>RWE Supply & Trading GmbH<br>Engie Global Markets SAS                                                       |
| Dutch-Power-Futures                              | Engie Global Markets SAS                                                                                                           |
| Italian-Power-Futures                            | Axpo Italia SpA<br>EDF Trading Limited、<br>Illumia Trend S.r.l.<br>RWE Supply & Trading GmbH、                                      |
| Spanish-Power-Futures                            | EDF Trading Limited<br>RWE Supply & Trading GmbH                                                                                   |
| Nordic-Power-Futures                             | Vattenfall AB                                                                                                                      |

(出所)EEX Web サイトより MURC 作成<sup>313</sup>

2020 年版ドイツ市場監視報告書によると、2019 年は Phelix Futures DE においてマーケットメーカーとしての役割を果たした企業は Uniper Global Commodities SE、RWE Supply & Trading GmbH、EDF Trading Limited、Vattenfall Energy Trading GmbH の 4 社であった。これら企業がアクティブであったのは、報告対象期間の全体に渡るわけではなかった。上記 4 社のマーケットメーカーとしての取引量シェアを見ると<sup>314</sup>、2017 年は買い側/売り側ともに大きく減少し 10%を下回っていたが回復傾向にあり、2019 年は買い側 18.9%、売り側 21.9%であった。

<sup>313</sup> < <https://www.eex.com/en/trading/market-making> >

<sup>314</sup> マーケットメーカーとして行動する際に創出された取引量のみを対象としている。すなわち、企業がマーケットメーカーとしての役割外で従事した取引量された可能性は含まれていない。

表 2-11 EEX Derivatives におけるマーケットメーカー一覧

|     | 2016年 | 2017年 | 2018年 | 2019年 |
|-----|-------|-------|-------|-------|
| 買い側 | 20.0% | 9.0%  | 18.4% | 18.9% |
| 売り側 | 20.0% | 8.0%  | 16.9% | 21.9% |

(出所)2020 年版ドイツ市場監視報告書

また市場参加者との個別契約に基づく流動性提供者プログラムに関しては、2017 年は取引量の 7%を占めていたが、2018 年は買い側/売り側ともに 2%にまで減少していた。2019 年はやや回復しており、買い側 4.9%、売り側 4.5%のシェアとなっている。

#### 4) その他

##### (商品設計)

電力デリバティブ商品は、Phelix Future、Phelix Option、French Power Future、Italian Power Future、Dutch Power Future、Belgian Power Future など多数であり、ドイツ、オーストリア、フランス、スイス、オランダ、ベルギー、イタリアなどの商品を上場している。また EEX Derivatives において上場されているオプション商品としては、Phelix Options が存在する。主要製品であるドイツ電力先物商品(Phelix Futures-DE)の仕様を以下に示す。

表 2-12 ドイツ電力先物商品(Phelix Futures-DE)の仕様

|       |                                                |
|-------|------------------------------------------------|
| 参照価格  | EPEX における平均スポット価格                              |
| 満期    | 当日、週末、当週及び次の 4 週、当月及び次の 9 カ月、次の 11 四半期及び次の 6 年 |
| 履行    | 現金決済                                           |
| 値決め方式 | Continuous 方式                                  |
| 最小単位  | 0.01€/MWH                                      |
| 契約単位  | 1MW                                            |

(出所)EEX Web サイトより MURC 作成<sup>315</sup>

なお EEX は、EPEX SPOT との協力に基づき、EEX 先物商品における各市場参加者のポジションに準じた形で、物理的受渡サービス(Physical Fulfilment Service)を提供することが可能である<sup>316</sup>。当該サービスは、EEX における電力先物と EEX SPOT の電力現物の両方を取り扱う市場参加者に対して認められている。対象となる電力先物商品は、以下の通りである。

- ・ EEX German Power Future / Week and month contracts
- ・ EEX Austrian Power Future / Month contracts
- ・ EEX German/Austrian Power Future / Month contracts

<sup>315</sup> <<https://www.eex.com/en/products/power-derivatives-market/power-futures>>

<sup>316</sup> <<https://www.eex.com/en/products/power-derivatives-market/power-futures/physical-fulfillment>>

- ・ EEX French Power Future / Week and month contracts
- ・ EEX Dutch Power Future / Week and Month contracts
- ・ EEX Swiss Power Future / Week and month contracts
- ・ EEX Belgian Power Future / Month contracts
- ・ EEX GB Power Future / Week and Month contracts

またこのほかにも、異なる受渡エリア間における価格スプレッドをヘッジするための商品として、Local Spread Products が上場されている<sup>317</sup>。

### (市場参加者数)

EEX AG の市場参加者数の多くは、電力、天然ガス、排出権、石炭の現物・先物と合わせて取引を行っておりリスクをヘッジしている。電力市場についてみると、電力デリバティブ市場は約 250 社となっている。ドイツ国内のみならず、フランス、イタリア、北欧を始めとする多数の国から、発電事業者、小売事業者、金融事業者、ブローカーなどが多様なプレイヤーが市場参加している。なお電力デリバティブ市場のみの参加となっている約 100 社について詳細を見ると、マーケットや金融機関等が数多くを占めている。

## (2) NASDAQ Commodities

### 1) 取引量の推移

NASDAQ Commodities は、北欧において電力デリバティブ市場を運営してきた Nord Pool ASA から、2010 年に同事業を買収しており、現在は単独で事業運営を実施している。電力関連商品の提供については、ノルウェー、スウェーデン、フィンランド、デンマークに加えバルト 3 国、更にはイギリス、ドイツ、フランス、オランダ、イタリア等にて事業を展開している。

Nord Pool では 1996 年に電力デリバティブ商品を上場以来、取引量を順調に増加させてきたが、2003 年には大きく減少した。その後、2005 年から 2008 年にかけて回復基調し、2008 年にはピークとなる 4,014TWh(取引所取引: 1,437TWh、クリアリング取扱量: 2,577TWh)まで増加した。しかし、2008 年以降、取引量は再び大きく減少しており<sup>318</sup>、2016 年には 2,593TWh(取引所取引: 935TWh、クリアリング取扱量: 1,658TWh)まで減少した。またここ数年は特に落ち込みが著しく 2019 年は 2016 年からおよそ半減して 1,258TWh(取引所取引: 411TWh、クリアリング取扱量: 848TWh)となっている。

<sup>317</sup> <<https://www.eex.com/en/products/power-derivatives-market/power-futures/power-futures-spreads>>

<sup>318</sup> その理由としては、2008 年 9 月の金融危機以降における金融的市場参加者の市場撤退、また欧州経済の長期的な低迷に伴う生産活動及び電力消費量の減少、金融規制強化による市場参加者の取引行動への制約などが指摘されている。

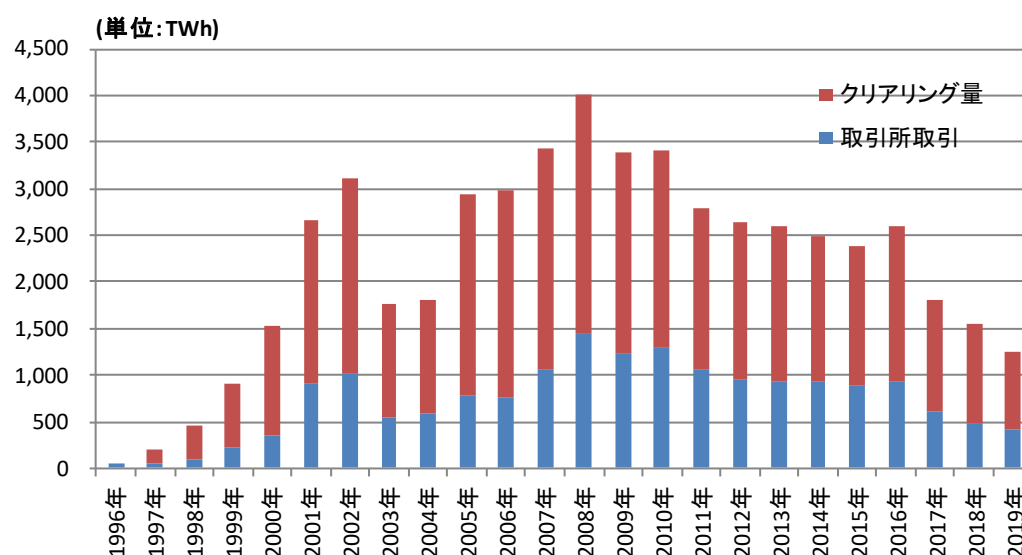


図 2-15 NASDAQ Commodities における電力デリバティブ商品取引量の推移

(出所)Nord Poolアニュアルレポート、NASDAQ Commodities Webサイト等よりMURC作成

319

なお 2003～2004 年にかけての取引所取引量の減少の理由として、2003 年は例年と比較して水力発電の出力レベルが著しく低下し、そのため卸電力市場価格が高騰し、ボラティリティも上昇していたことが指摘されている。多くの市場参加者は、市場リスクへのエクスポージャーを回避するために自社の取引方針の見直しを行っており、取引量を減少させるとともに、全体として先物市場における取引商品について短期の商品(weeks, months, quarters)を志向する傾向が強まった。

## 2) 市場監視の枠組

NASDAQ Commodities における市場監視部門(Market Surveillance Department)は、取引規則集第 6 編「市場行動規則(MCR: Market Conduct Rules) <sup>320</sup>」に基づき、取引活動のモニタリング、潜在的な違反に対する査察、監督機関に対する報告等が義務付けられており、公平かつ秩序だった取引、価格形成、透明性などを鑑みつつ、市場監視を実施する。市場監視部門が重点的に監視する事項は、以下の 4 つに大きく分類できる <sup>321</sup>。

- ・ 取引所外取引の報告義務...MCR 第 2 節に従い、全ての市場参加者は、NASDAQ Clearing に対して、OTC 取引に関する情報を、清算処理の要求とともに報告しなければならない(取引から 15 分以内)。
- ・ 内部情報の開示...全ての市場参加者は、全ての内部情報を直ちに NASDAQ Commodities に対して開示しなくてはならない。内部情報としては、原則として市場価格に影響を与

<sup>319</sup>< <https://www.nasdaq.com/solutions/monthly-market-reports-european-commodities>>

<sup>320</sup> <<http://www.nasdaqomx.com/transactions/markets/commodities/Marketaccess/legalframework>>

<sup>321</sup> <<http://www.nasdaqomx.com/commodities/markets/market-surveillance/tasks>>

えうる全ての情報が該当する。

- ・ インサイダー取引...市場参加者は内部情報を保有した時点で、取引への参加が禁じられる。これは取引所規則集にて規定される手続きに従い、当該情報が公開されるまで継続する。
- ・ 相場操縦...市場参加者は、ノルウェー国内法及び MCR に定義される相場操縦に携わってはならない。市場監視部の主要タスクについて具体的に規定している。

市場監視部門の主要なタスクは、市場参加者の取引行動を監視し、MCR の未遵守事項を調査することである<sup>322</sup>。未遵守時の罰則措置については、MCR「第 11 節 MCR 違反—懲戒処分」において規定されており<sup>323</sup>、また罰則措置に至るプロセスについては、MCR「附則 3 懲戒手続」において規定されている。

### (市場濫用行為の禁止)

MCR では、市場参加者による市場濫用行為の禁止等について規定している。市場参加者が負うべき規則として、相場操縦の禁止(7 節)<sup>324</sup>、インサイダー取引の禁止(5 節)、情報開示要件(6 節)などが規定されている。規定内容は、EU 指令である改正市場濫用規制(MAD II /MAR)<sup>325</sup>、国内法であるノルウェー証券取引法(Verdipapirhandelloven)<sup>326</sup>に準拠したものとなっており、EU・国レベルの法規制と MCR との間で不整合が生じないようにになっている。

### 3) 取引活性化に係る制度措置

#### (マーケットメーカー制度)

NASDAQ Commodities の Nordic を対象とする電力先物商品は、この Nord Pool Spot の前日市場(Elspot)の均衡価格を原資産とした参照価格を設定している<sup>327</sup>。Elspot における値決め方式は Single-price Auction 方式であり、Nord Pool 全体での均衡価格(System Price)が決定される。市場流動化策としては、コモディティ・デリバティブに係る取引規則集(Trading Rules)第 1 編 総括(General Terms)「第 6 節 マーケットメーカー」において、マーケットメーカー制度について規定している<sup>328</sup>。NASDAQ Commodities では、必要に応じて当該制度を導入出来るとしており、現在、電力先物をはじめとした一部商品に対して導入されている。マーケットメーカーに対するスプレッドやボリューム、また取引時間帯などは、マーケットメーカー契約に基づいて決定される(取引所規則集 6.1、6.2 節)。マーケットメーカ

<sup>322</sup> <<http://www.nasdaqomx.com/commodities/markets/market-surveillance/responsibilities>>

<sup>323</sup> <<http://www.nasdaqomx.com/commodities/markets/market-surveillance/sanctioning>>

<sup>324</sup> 相場操縦の定義については、MCR「附則 1 相場操縦の定義」において規定

<sup>325</sup> MADII/MAR については、2.1.3 節で後述

<sup>326</sup> <[http://www.finanstilsynet.no/Global/English/Laws\\_and\\_regulations/Securities\\_market/Securities\\_Trading\\_Act.pdf](http://www.finanstilsynet.no/Global/English/Laws_and_regulations/Securities_market/Securities_Trading_Act.pdf)>

<sup>327</sup> NASDAQ Commodities ではかつて先渡商品についても上場しており、現物決済も提供していた。現在の上場商品は、全て差金決済となっており、TSO による現物受渡しは実施されていない。

<sup>328</sup> <[http://www.nasdaqomx.com/digitalAssets/106/106869\\_171120-trading-rules---general-terms--clean-.pdf](http://www.nasdaqomx.com/digitalAssets/106/106869_171120-trading-rules---general-terms--clean-.pdf)>

一の義務は、マーケットメイク戦略を進める際の上場商品について、取引所に対して通知したうえで、1ヶ月間の取引日の半数において以下を実施する。

- ・ 同時に売り買い両建ての確定的な気配(firm, simultaneous two-way quotes)を同規模かつ競争的な価格で提示する。
- ・ 取引所の ETS<sup>329</sup>営業時間の少なくとも 50%の間、自己勘定で 1 つ以上の取引商品の取引を行う。

なおマーケットメーカーによる不履行がある場合、取引所は取引所の料金表に従って通常料金を請求し、それに応じて追加の報酬が減額される(6.10 節)。なお電力先物商品(Nordic)における既存のマーケットメーカーとしては Vattenfall 社がその役割を果たしている。

#### (流動性向上に向けた検討)

2018 年以降、NASDAQ Commodities では、10 年以上に渡る取引量減少及び流動性低下を改善すべく、2018 年初頭に基本戦略の見直しを実施しており、以下の 3 つのエリアに焦点を当てた取り組みを実施している<sup>330</sup>。

- ・ コモディティ市場の発展・拡大
- ・ 流動性の向上
- ・ リスク管理体制の強化

この中でも流動性向上に関して、NASDAQ Commoditiesでは一部のNordic商品について、DS Futureの非上場化等を進め集約化を図ることにより、流動性の向上を図っている。またNASDAQ European Commoditiesは、Nordic Power Marketの流動性向上に向けて、2019 年9月より、既存のマーケットメーカーを補完する新たなプログラムとして、Market Maker Light Programを開始した。当該プログラムでは、毎営業日に2つのトレーディングウィンドウ(9:00-10:00及び13:00-14:00 CET)が導入され、スプレッド縮小が図られる。現在、マーケットメーカー3社(Modity Energy Trading AB社、Ørsted Salg & Service A/S社、MFT Energy A/S社)が、トレーディングウィンドウ中に、以下に示す義務を負う双方向のスプレッドを組むことに同意している<sup>331</sup>。

---

<sup>329</sup> Exchange Trading System。NASDAQ における取引所取引に係る情報システムの名称

<sup>330</sup> <<https://www.nasdaq.com/solutions/about-nasdaq-commodities>>

<sup>331</sup> <<https://newsclient.omxgroup.com/cdsPublic/viewDisclosure.action?disclosureId=904552&lang=en>>

表 2-13 NASDAQ Commodities におけるマーケットメーカー企業(電力先物商品)

| Quoting Period Daily | トレーディングウィンドウ<br>(9:00-10:00 CET) | トレーディングウィンドウ<br>(13:00-14:00 CET) |
|----------------------|----------------------------------|-----------------------------------|
| Month                | 0.50 EUR / 5MW                   | 0.30 EUR / 20MW                   |
| Quarter              | 0.30 EUR / 5MW                   | 0.25 EUR / 5MW                    |
| Year                 | 0.30 EUR / 3MW                   | 0.25 EUR / 3MW                    |

(出所) NASDAQ Commodities Web サイト<sup>332</sup>

#### 4) その他

(商品設計)

NASDAQ Commodities では、電力、ガス<sup>333</sup>、排出枠、フレート、海産物、鉄鉱石等の様々な商品を取り扱っている<sup>334</sup>。NASDAQ Commodities では、北欧のみならず、イギリス、ドイツ、オランダ等の数多くの国においても電力デリバティブ商品を展開している。商品形態は、先物・オプションに加え、系混雑発生時の価格変動リスクをヘッジする EPAD が取引されている。

主要電力先物商品である Nordic Power についてみると、現在は Base load のみの取り扱いとなっており、電力先物(Power Futures)と電力繰越先物(Power DS (Deferred Settlement Futures))の 2 つに分類される<sup>335, 336</sup>。またオプション商品は、同じく Base load のみの取り扱いとなっている。先物商品、オプション商品の主な商品仕様について以下に示す。

表 2-14 先物商品、オプション商品の主な商品仕様(Nordic Power)

|       |                                                                                                                                           |
|-------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 対象商品  | Futures: Base Load(Day, Week, Month, Quarter, Year,)<br>DS Futures: Base Load(Month, Quarter, Year,)<br>Options: Base Load(Quarter, Year) |
| 契約単位  | 1MWh                                                                                                                                      |
| 値決め方式 | Continuous 方式                                                                                                                             |
| 履行    | 現金決済                                                                                                                                      |
| 呼値    | 0.01 ユーロ                                                                                                                                  |

(出所) NASDAQ OMX Web サイトより<sup>337</sup>

<sup>332</sup> <<https://newsclient.omxgroup.com/cdsPublic/viewDisclosure.action?disclosureId=904552&lang=en>>

<sup>333</sup> UK を対象とした天然ガス先物商品が上場されている。原資産は NBP(National Balancing Point)を仮想受け渡し場所とする天然ガス先物であり、参照価格は NE2X の天然ガススポット価格となっている(注:オプションの取り扱いはなし)

<sup>334</sup> <<http://www.nasdaqomx.com/transactions/markets/commodities/markets>>

<sup>335</sup> <<https://www.nasdaq.com/solutions/nordic-power-products-european-commoditiesr>>

<sup>336</sup> 電力繰越先物(Power DS Futures)は、これまでは Forward 商品として提供されていたものであり、Cascading の概念が適用される。具体的には、1 年物は、残存期間が 3 日となった時点で四半期物へと継承される。四半期物は、残存期間が 1 日となった時点月期末物へと継承される

<sup>337</sup> <<https://www.nasdaq.com/docs/2019/12/09/2019-12-09-Joint-Appendix-2-Contract-specifications.pdf>>

また EPAD は、システム価格とエリア価格の差の先渡予約を行う契約である。通常の先渡契約と組み合わせることで、固定価格で取引することが出来る。商品の考え方は下図の通りである。各々で提供されている取り扱い商品はベース及びピークという区分が共通しており、取引単位や手数料は下表の通りに整理される。

EPAD は、かつては差額決済契約(CfD : Contract for Difference)と呼ばれており、連系混雑発生時の価格変動リスクをヘッジするためのものである。すなわち EPAD は、システム価格とエリア価格の差の先渡予約を行う契約であり、通常の先渡契約と組み合わせることで、固定価格で取引することが可能となる。

#### (他エネルギー商品との関係)<sup>338</sup>

NADAQ Commodities では、電力、天然ガス、排出枠、フレート、海産物、鉄鉱石等の様々な商品を取り扱っているが<sup>339</sup>、特に天然ガスに関して言えば、UK を対象とした天然ガス先物商品が上場されている。原資産は NBP(National Balancing Point)を仮想受け渡し場所とする天然ガス先物であり、参照価格は Nord Pool の天然ガススポット価格となっている。

---

<sup>338</sup> <<http://www.nasdaqomx.com/commodities/markets/products/>>

<sup>339</sup> <<http://www.nasdaqomx.com/transactions/markets/commodities/markets>>

## 2.2 市場参加者による取引実態

### 2.2.1 電力市場における市場参加者と取引戦略

#### 2.2.1.1 市場参加者の分類

電力デリバティブ市場参加者としては、電力・ガス事業者等のエネルギー事業者(ユーティリティ事業者)、供給事業者、大手需要家、銀行や証券会社等の金融機関、アグリゲーターなど多様な参加者が存在する。エネルギー事業者であれば、実需に基づく“ヘッジ目的とした取引”、金融機関であれば“投機目的とした取引”といった明確な違いが存在するわけではなく、どの取引事業者も取引による利益最大化や全体最適化を目指してこれらに取り組むようになっている。電力・ガス事業者、石油会社等に関しても、多くは別会社としてトレーディング専門の会社を設立しており、そのトレーディング専門会社が電力・ガス、原油、石炭等のエネルギー商品の取引を実施している。これらトレーディング専門会社は、特に(自グループ内発電会社の)ヘッジのみを目的としているだけでなく、その取引による最適化を目指して取引を実施している。その意味で他の金融機関等と取引行動に関して、大きな相違点があるわけではない<sup>340</sup>。

#### 2.2.1.2 発電事業者によるヘッジ戦略

##### (1) 概要

電力自由化の進展により競争的な市場環境が創出されることにより、発電事業者は、卸電力価格の変動リスクをヘッジする必要性に迫られる。発電事業者は、インプットとなる燃料価格(天然ガス、石炭等)とアウトプットとなる電力価格の価格差に収益を依存しており、日々変動するこの2つの価格を適切に管理することが求められる。発電事業者は、小売事業者との間における長期直接契約<sup>341</sup>やトーリング契約<sup>342</sup>を締結することによりリスク回避することが可能であるが、より短期の柔軟なヘッジ戦略として、電力先物市場などの取引所上場商品を積極的に活用することなども考えられる。

<sup>340</sup> 2010年代以降の傾向として、金融的規制の強化などを背景として、大手金融機関がコモディティトレーディング部門を売却し、同部門から撤退する動きが顕著になりつつある。例えば J.P.Morgan は、コモディティトレーディング部門をスイスのトレーディング会社 Mercuria Energy Trading に売却することで合意している。

<sup>341</sup> 発電事業者と小売事業者の間で販売契約(PPA: Power Purchase Agreement)を締結する。これにより卸電力価格の変動リスクは回避できる。また小売事業者との契約次第により、燃料価格の変動リスクについても転嫁することが可能となる。

<sup>342</sup> 電力販売事業者との間で、手数料を受け取って燃料を電力に転換する契約を締結。発電事業者は、電力販売事業者が調達する燃料を受け取り、事前に定めたヒートレートに従って電力を受け渡すため、市場リスクは回避できる。(注: ヒートレート(MMBtu/MWh)とは、1MWh の電力を発電するのに必要な燃料(天然ガス・石炭)の熱量のこと。発電効率に依存して決定)

発電事業者は、電力価格変動リスクを回避するための自社内における意思決定として、原則的には“in-the-money”の状況にある(すなわち動かせば利益の出る状況にある)全ての利用可能なユニットからの発電を市場に売却し、また“out-the-money”の状況にある(すなわち動かしても利益の出ない状況にある)全てのユニットについては稼働せず、必要な分を市場から購入する<sup>343</sup>。このような最適化モデルは、先渡契約を締結した時点から時間前市場がクローズする時点まで続けられ、ポートフォリオが最適化される。具体的には(当日の)発電量予測及び燃料消費量予測に基づいてリスク回避のためのヘッジ戦略が検討され、このような最適化作業を繰り返して実施する。

## (2) スプレッドの活用

先述の通り、発電事業は、化石燃料価格と卸電力価格の価格差にその収益の多くを依存している。この価格差に着目してリスク回避・管理を実施するのが、スパーク・スプレッド<sup>344</sup> (天然ガスと電力の価格差)及びダーク・スプレッド<sup>345</sup> (石炭と電力の価格差)であり、発電事業者にとって基本的なヘッジ戦略となっている。先物市場の活用を念頭に置いた場合、電力の販売により収入を確定すると同時に、燃料の購入量により支出を確定することにより、発電事業における収益を確定することが出来る。スプレッドを活用したヘッジ戦略は、以下の通り整理される。

### (スプレッドがプラスの場合)

- ・ 電力先物を売り建て(short position を取る)、当該プラントのヒートレートから計算される天然ガス先物の必要量を買って建てる(long position)(つまり Spark Spread の売り)
- ・ 満期を迎えたときに、現物市場で天然ガスを買って、発電所を運転して、発電した電力をスポット市場で売る
- ・ あらかじめ決めていた先物価格と満期におけるスポット価格との差額を決済する。
- ・ これにより、スポット市場での取引は相殺され、結果として、最初に売り建てた電力先物と買って建てた天然ガス先物の差(スパーク・スプレッド)の収益が実現する。

### (オプションの活用)

発電事業者は、燃料価格変動をヘッジすることなどを目的として、各種デリバティブ商品を利用している。例えば Revenue Put を活用することにより、ヘッジ期間における電力販売収入に対して下限(フロア)を設定することが可能となる。具体的には、プロジェクト主体(発電事業者)は、ヘッジの相手方との間で、オプション契約を締結する。プロジェクト主体がオプション買い手、ヘッジ相手方がオプション売り手である。

<sup>343</sup> この意思決定にあたっては、各地に存在する全ての発電施設の稼働状況、先渡価格等の市場価格、送電容量等の様々な制約に伴うコスト、これら情報が意思決定にあたってのインプット情報として用いられる。

<sup>344</sup> 卸電力価格(\$/MWh)－ヒートレート(MMBtu/MWh)×天然ガス価格(\$/MMBtu)

<sup>345</sup> 卸電力価格(\$/MWh)－ヒートレート(MMBtu/MWh)×石炭価格(\$/MMBtu)

#### 参考: EDF 社の最適化部門によるヘッジ戦略

2018 年、1 月、電力・ガス取引監視等委員会では、先物・先渡市場を含む欧州電力市場の発展の歴史や、欧州電気事業者が、短期的・中長期的な視点から、どのように自社電源を運用し、同時に、どのように市場を活用していくべきなのか等を学ぶことを目的として、欧州有識者を招聘したオープンセミナー「オープンセミナー～欧州電力市場におけるチャレンジと日本へのインプリケーション」を開催した。当該セミナーにおける EDF 社による電力取引の実態の等について以下に示す<sup>346</sup>。

#### (先渡ヘッジ(Forward Hedging))

- ・ 先渡ヘッジの主な目的は、事業者側の“後悔(regret)”及び“不確実性(uncertainty)”を削減することにある。そのためには価格を担保することが必要となる。
- ・ フランスの場合、ベースロード電源部分は原子力である。ARENH 制度を見ても明らかな通り、この部分は固定価格となっている。最終需要家に対する価格は固定化されておりリスクは無いため、ヘッジニーズは存在しない。
- ・ 一方で、残りの発電量に対しては、リスクヘッジニーズが存在する。EDF グループではヘッジポリシーを考えるに当たり、2 年先の平均先渡価格による卸商品を考える。EDF は、発電電力を販売するに当たり、発電量の大部分を 2 年先の平均先渡価格で価格を担保している。
- ・ 繰り返すが、その日の先渡価格(forward price of the day)にて、先渡市場において販売する。その後、すぐに先渡市場において同じ電力の買戻しを行っている。つまり先渡市場において販売したものを、同じ価格で買い戻すということを行っている。これと同時に、我々は、市場そのもの(注: EPEX SPOT を意味すると思われる)に対して販売するということも実施している。

---

<sup>346</sup> 出所: 三菱 UFJ リサーチ&コンサルティング(株)「経済産業省 平成 29 年度産業経済研究委託事業 (諸外国における電力・ガス市場改革調査)報告書」より  
< [https://www.meti.go.jp/meti\\_lib/report/H29FY/000042.pdf](https://www.meti.go.jp/meti_lib/report/H29FY/000042.pdf) >

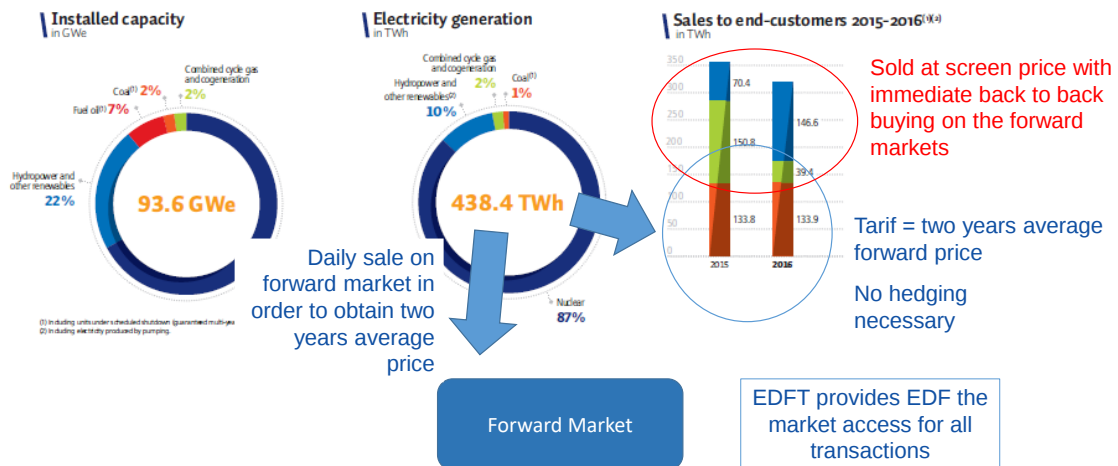


図 2-16 Forward Hedge の考え方

(出所)EDF 社 M.BRUNET 氏講演資料「EDF and Electricity Market」より

### (最適化の考え方)

- これが我々のリスクポリシーであり、我々が最初に導入した Optimization(最適化)の考え方である。最適化とは、発電電力量を流動性のある形で販売することであり、それにより支出額をセーブすることが出来る。すなわち市場において何度も売買することを回避することが可能となる。これは 2 年先の平均先渡価格にて全発電量分を売り切っているため可能となる。
- EDF 社の最適化部門では、発電計画等の策定を担うとともに、ヘッジにあたっての計算なども実施している。一方、別会社である EDF トレーディング社では、電力市場へのアクセスを担っており、一部投機的な取引も行っている。
- 最適化部門自体は、発電費用を最小化するという観点から、卸電力市場が創設される前に既に設立されていた。
- EDF 社では卸電力取引所の活用量自体は多くないかもしれないが、それは EDF グループ内の内部取引を通じて既に最適化が図られているからである。必要に応じて、EPEX SPOT などの市場を活用することになる。
- 最適化の考え方について、2 つのシナリオを例にとって示す。シナリオ 1、シナリオ 2 ともに、初期価格(first day price)は同じである。シナリオ 1 では、この先渡価格が時間がたつにつれて上昇を続けた場合である。一方、シナリオ 2 では、この先渡価格が時間がたつにつれて下落を続けた場合である。
- 発電電力量を販売するに当たっては、大きく分けて 3 つの選択肢がある。まず 1 つめは、初期価格で販売してしまうということである。この選択肢のメリットは、価格を早期に決めてしまうことが出来ることである。この場合、シナリオ 1(価格上昇)となると、大きな後悔が発生する。一方、シナリオ 2(価格下落)の場合は、後悔は発生しない。
- もう一つの選択肢は、ずっと待ち続け最終価格が決まるまで待ち、最終価格で販売することである。この場合、シナリオ 1(価格上昇)の場合、後悔は発生しない。一方、シナ

リオ 2(価格下落)の場合は、大きな後悔が発生する。

- EDF 社は、価格変動のシナリオによって、大きな後悔が発生してしまうような取引を避けるべく先述のヘッジポリシーを使う。すなわち 3 つ目の選択肢として、初期価格から最終価格に至る平均価格で電力を販売している。これを実施するために、毎日の発電量について、少しずつ毎日の先渡価格で販売し、またそれを買戻すということとしている。これにより、大きな後悔が発生することは防ぐことが出来る。

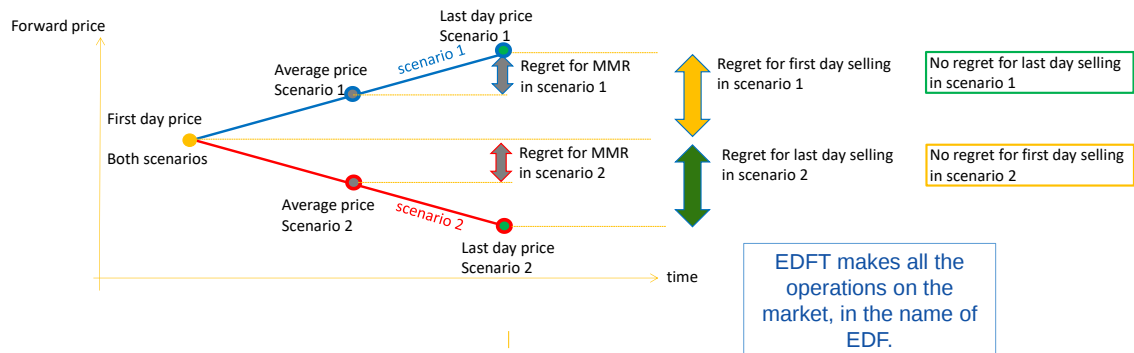


図 2-17 後悔(Regret) 最小化の考え方

(出所)EDF 社 M.BRUNET 氏講演資料「EDF and Electricity Market」より

#### (EDF グループにおける最適化部門及びトレーディング部門)

- 欧州では、EDF グループにおける各機関(society)が、それぞれ最適化部門を保有している。一方、トレーディングをする機関は、グループ内で一つだけであり、その役割は EDF トレーディングが担っている。最適化の考え方は国ごとにローカルなものである一方で、トレーディングはグローバルに実施する。
- 最適化部門は、保守のための計画停電、ヘッジの計算、また、前日における発電計画の策定等を担当する。一方、EDF トレーディング社の責任は、全ての最適化部門に対してマーケットアクセスを実施する。更にはクロスボーダーの裁定取引やヘッジのネットティング等も実施する。そのほかに投機的な取引も実施する。
- 欧州グループの中で投機的な取引が認められているのは EDF トレーディング社だけである。最適化部門は、投機的な取引を実施しない。

#### (前日市場における発電及び取引)

- 前日市場における最適化部門及びトレーディング部門の業務は、IT プロセスを通じて実施される。基本的にコンピューター・プログラムが実施するのは、発電量と消費量について毎時のバランシングであり、発電量と消費量の調整を行うことになる。この際に、発電施策の特性や利用可能性(availability)に加えて、需要家の予測消費量についても考慮される。これを受け、限界費用が算出され、前日市場における時間単位の購入量及び販売量が導き出される。この計算を毎時受け渡しごとに行う。この計算を毎時受け渡しごとに行う。
- 重要なことは、卸取引所の活用前に、最適化を行っているということである。フランス

の卸電力取引量がそれほど多くない背景の一つとして、EDF ではまず社内で最適化を行ってしまっているため、卸市場に参加するのはグループ内で調整できなかった時だけとなる。

### 2.2.1.3 金融事業者の役割

大手金融業者などは、発電事業者によるリスクヘッジ目的取引のカウンターパートとして不可欠な役割を果たしている。一般的な取引形態として、発電事業者は **Hedger** であり、燃料価格、電力価格等の変動リスクについて、例えば燃料価格固定化スワップ等によりヘッジを図る。この場合、このリスクの受け手として機能してきたのがこれら大手金融事業者であり、マーケットをメイキングする役割を果たしている。

## 2.2.2 関係者インタビュー結果

### 2.2.2.1 取引所関係者に対するインタビュー結果

電力先物・先渡市場における制度設計等を把握すること目的として、EEX グループに対してインタビュー調査を実施した。以下、概要を示す。

#### 1) *EEX Derivatives* に対するインタビュー調査

(“Physical Fulfilment”と先渡市場の違い)

- ・ 確かに指摘の通り、現物先渡商品を上場する取引所はいくつか存在している。イタリアの GME や日本の JEPX では、現物市場において先渡商品を取り扱っている。我々の取引所とこれら市場との大きな相違点は、取引量の違いにある。GME や JEPX の先渡市場における取引量は、現状において非常に少ない。
- ・ 全ての市場運営者がまず市場創設において検討するファンファメンタルな論点は、“そこに上場する商品を現物契約(physical contract)とするか、金融的契約(financial contract)とするか”である。前者において、市場参加者は、現物の需給に関心を寄せているのに対し、後者では将来のそれに関心を寄せている。その点でいえば、EEX は、現物スポット市場を参照する金融的市場として位置付けられる。
- ・ 何故我々は“Physical Futures”や“Physical Forwards”をデリバティブ市場において上場していないのか。その答えを端的に言うと、それはスポット市場の存在にある。スポット市場では、前日市場において参照価格を形成するという大切な役割がある。
- ・ 純粋な physical futures markets が存在するとしよう。仮に市場参加者がこの市場において多くの取引を実施してしまうと、必然的に前日市場における取引量が減少する。その結果として、前日市場はシュリンクしてしまい、ベンチマークとしての役割を失ってし

まう。

#### (市場流動性と価格形成)

- ・ 非常に重要な点として、電力市場における市場参加者は、現物プレイヤー、すなわち発電事業者や消費者だけに限定されるわけではないということがある。金融プレイヤーも非常に重要な役割を果たしており、具体的には流動性を提供することによって、ビッド・アスク・スプレッドの縮小に貢献している。これはより良い価格形成に寄与するとともに、全体的な **welfare** にも資するものである。
- ・ 純粋な現物電力市場においては、金融的プレイヤーはアクティブに活動することが出来ない。それ故、市場の流動性はこれまでの事例が示す通りとなる。例えば GME の事例を見てみると、GME の先渡市場における取引量は、非常にちっぽけなものだ。このことは、欧州だけでなく、豪州 ASX、そして日本においても同じようなこととなっている。
- ・ 日本においても JEPX 前日市場における取引量はここ数年急激に上昇した。現在、日本において足りないのは、当該市場における価格リスク等を市場参加者が回避するための **facility** である。市場参加者は、例えば半年後、1 年後の価格見通しについて把握したいと考えており、そのためのニーズが存在すると考えている。
- ・ 日本においては、電力先物市場における取引量が非常に少ないことに加え、OTC 相対市場における流動性も非常に低いと認識している。そのような過程において、まず最初のステップとしてベースロード市場を構築したということについては非常に意味があることだと考える。ただこのベースロード市場も現物市場であり、市場参加者は、物理的な発電事業者や消費者に原則として限定されている。また当該市場における上場商品もいまのところ限定的と認識している。
- ・ このような電力取引環境において、EEX では日本において、多様な商品類型を提供するとともに、完全に担保(**collateralized**)された安全な取引所を構築しようとしている。EEX がつくっているような市場設計であれば、JEPX 前日市場から取引量を削り取る (**Carve out**) してしまうこともない。EEX において先物を取引した上で、現物受け渡し等が実際に必要な場合は前日市場に対して参加すればよい。
- ・ **Physical Fulfilment** であれば、現物プレイヤーだけでなく、現物受渡が出来ない金融事業者も取引が可能であり市場に対し流動性の提供可能である。**Physical Fulfilment** は、市場参加者に対して柔軟性を提供している。

#### (現物プレイヤーと金融的プレイヤー)

- ・ 正確なデータは公表していないが、EEX Derivatives におけるドイツ先物に関して言えば、現物プレイヤーと金融プレイヤーが 50% ずつだと考えている。
- ・ ただ市場参加者の数からいえば、現物側の市場参加者が、金融側の市場参加者を大きく上回る。現物プレイヤーは、数社の大手事業者がいる一方で、数百の中小の地域的供給

事業者(municipality suppliers)が存在している。また欧州全域から数多くの現物プレイヤーが市場参加しており、主に自らのポートフォリオのヘッジのために取引を実施している。

- ・ 一方、金融的市場参加者は、取引を通じて利益を上げることを目的としており、必ずしも発電施設等のアセットを保有しているわけではない。このよう金融的プレイヤーは、その日のうちに取引を手仕舞いする(trading in and out)。またこのような金融プレイヤーは、市場の流動性向上に多大な貢献をしている。市場参加者数は現物プレイヤーよりもはるかに少ないが、取引量では約 50%程度を占めている。
- ・ 上記分類(①Utility/Aggregator、②Local Supplier/Consumer、③Trading Company、④Trading System Operator、⑤Bank and Financial Service Provider and Clearing Member)に鑑みると、①、②、④で 50%、③、⑤で 50%といったところである。ここで留意しなければならないのは、⑤の銀行及び金融サービス事業者及びクリアリング会員である。彼らは昔とは異なり、ほとんどのケースにおいて自己勘定を保有していない。
- ・ 2000 年代後半や 2010 年代前半くらいまでは、このような金融機関は電力市場において積極的に取引を実施していた。石油取引等のその他コモディティについては、このような金融会社も比較的アクティブであるが、電力及びガスに関して状況は異なっている。これは銀行や清算会員、更には年金サービスプロバイダー等にも当てはまる。

#### (市場参加者類型別の取引戦略)

- ・ 一般的な傾向として、市場参加者の取引は、燃料価格、すなわち石炭やガス価格の見通しによって大きく左右される。また規制環境の変化についても市場参加者の取引戦略に対して大きく影響を与える。ドイツを始め欧州全体の傾向として、原子力発電の廃止や石炭火力フェーズアウト、FIT 制度等の動向である。
- ・ 最近では、脱炭素に向けた排出削減目標の動向が影響を及ぼすようになっている。電力取引という観点から言えば、2 つの大きな進展がある。
- ・ まず第一に市場参加者は、より長期的な取引を志向する傾向がみられる。これに対して EEX では、現在提供している 6 年先商品を更に拡張して、9、10 年先商品についても提供を開始する予定である。背景としては、再エネ導入を巡る欧州の政策動向がある。過年度において、欧州では FIT 制度等の政策的支援策により再エネ導入が進んだが、多くの国ではその支援策が縮小、廃止されようとしている。このような情勢もあり、多くの再エネ投資事業者は、10 年程度の将来にかけてより安定的なキャッシュフローの確保を望むようになっており、電力先物に対しても積極的に参加するようになってきている。
- ・ もうひとつの傾向は、一つ目と反対のことであるが、非常に短期の商品に対しての動向である。最近では、Weekly、Yearly などの従来商品に加えて、Daily の商品に対するニーズも高まっている。その背景であるが、これもまた同じように再エネ導入拡大が大きく関係している。卸電力市場に、自然変動電源が大量に入ってくるようになったことにより、天候リスク等に対するエクスポージャーが高まり、価格はより不安定になった。

間欠的な再エネ発電のシェアが著しく増加したことにより、短期電力価格は直接的な影響を受けることとなった。これに対して、市場参加者は、非常に短い term の契約を望むことが多くなった。

## 2.2.2.2 市場参加者に対するインタビュー結果

先渡市場・先物市場における取引実態を把握すること目的として、欧州大手ユーティリティ事業者3社に対してインタビュー調査を実施した。以下、概要を示す。

### (1) A 事業者

#### 1) 欧州における電力デリバティブ取引

(再エネ導入や市場統合、脱炭素化の動きに応じた市場参加者の取引行動の変化)

- ・ これら要素がヘッジ戦略に大きな影響を与えていることはない。各国によって流動性の状況が異なるため一概には言えないが、我々は従来より、向こう3年程度のヘッジを行う戦略をとっている。ヘッジ戦略の詳細は、自社の発電所の状況や各国の取引所/市場の状況に応じて決定され、この基本的な構造は変わっていない。ただ、従来型発電所は各地で減少しているため、ヘッジのために取りうる行動が減少している状況と認識している。
- ・ 再エネ導入量が増加している点は市場における別の側面であり、ヘッジ戦略には影響を与えていないと考える。市場統合も同様であり、送電容量の最適化を促す便利な手段という位置付けかと考える。

#### 2) 市場参加者の戦略

(市場参加者の戦略)

- ・ Utility や Aggregator には、価格ヘッジを担当する機能と裁定によって利益を得る機能がある。後者については一定の制限がかかり、両者は会計上分離して処理している。各 Utility の戦略は各社ごとに異なり、許容されるリスクの程度によって具体的な戦略は異なるだろう。
- ・ トレーディング機能を持つヘッジファンドも存在し、彼らは純粋な裁定取引者である。例えば、年金機構などが該当する。電力価格は他の金融商品と相関が低いとみられる傾向場があり、株式市場で損害を受ける日でも電力市場では適切なリターンが得られる等、オルタナティブ投資効果があるとされている。
- ・ Local suppliers や retailers については、近年はリスク回避的である。彼らは最大限の価格ヘッジを志向している。米国や日本では多くの retailers がスポット取引の流動性にさらされたままであるが、ドイツではあまり見られない傾向である。

### 3) 燃料制約下におけるヘッジ

(2021 年初頭の JEPX スポット価格の高騰について)

- ・ 欧州でもスパイクを経験しているが、此度の日本におけるケースは、価格も高く期間も長いことが特筆すべき点かと思う。欧州ではこのような高価格がついても、短期間でしか見られない。
- ・ このような違いが生まれた要因の一つとして、欧米ではガス供給元が多様化しているが、日本では LNG 船による供給に限られる点だろう。

(情報公開の重要性)

- ・ 欧州においても情報公開の重要性は認識されており、発電所等の停止情報については直ちに公開されることとなっている。
- ・ 情報公開の必要性を巡っては長きにわたる議論があったが、既にルールとして義務付けられているものである。(注: 欧州では LNG 在庫状況等も開示)

## (2) B 事業者

### 1) 欧州電力市場で取引されている製品

(市場参加者のヘッジ戦略の変化(再エネ電源(RES)の卸電力市場への統合、時間前市場での市場結合、非炭素化の動向))

- ・ 短期(前日、時間前)の断面においては、ヘッジ戦略よりも最適化戦略が優先される。長期(先物・先渡)の断面においては、数年前に取引を実施することによるヘッジ戦略が有効となる。
- ・ ただこれは投資の意思決定を促すものとはならない。通常、発電所の投資意思決定は、20~30 年程度の長期を見通して意思決定するものである。一般的には、先物・先渡取引は、価格・量についてヘッジするものであり、投資意思決定自体をヘッジするものではない。
- ・ 多くの発電事業者は 1 年前に完全にヘッジを行う。これは、ヨーロッパのほとんどの発電事業者で一般的である。彼らは、自らが完全にヘッジされていることを財務アナリスト(financial analysts)に伝える。
- ・ RES の卸電力市場への統合に関しても、特にヘッジに対する考え方に変化はない。例えば(再エネ事業者が)これまで受けていた補助金が終了する場合、またこれまで締結していた PPA (Power Purchase Agreement)が終了する場合などを鑑みても、基本的にヘッジの考え方については同じであり、取引戦略に大きな変化があるわけではない。
- ・ 一方、小売事業者が大口顧客に対して電力を供給する場合、その発電事業者は、今後 1、2 年の間における顧客の需要量に基づいて、できる限り最善のヘッジを行うことになる。

### 2) 先渡商品の時刻補償

(入札行動に影響を与える他の要因)

- ・ 先渡市場・先物市場では、入札行動やヘッジ戦略について、大きく変化しているとは言えない。考え方は同じままである。
- ・ 一方で、現物市場では、アンシラリーサービスや需給調整市場のルール改定等によって、入札行動が変化する可能性がある。短期的には、自分が発電した電力を売ることができるのか、更にはその電力の一部をアンシラリーサービスとして TSO に売ることができるのか、という考えを持つであろう。

### 3) 各市場参加者の取引戦略

- ・ 一般的なヘッジ戦略として、市場参加者は、自らの発電所のポートフォリオに関しては長期的ポジションからヘッジする。一方、(小売)供給事業者側は、immediately にヘッジ取引を行う。

## (3) C 事業者

### 1) 欧州電力市場で取引されている製品

(Exchanged Exchange, OTC Cleared 、OTC bilateral の適正な利用の考え方)

- ・ Exchange、OTC Cleared または OTC Bilateral は、基本的には目的は同じである。どの契約がより多く利用されているかは、各国の歴史的発展により影響を受けている。
- ・ 例えばドイツは、OTC 市場の流動性が最も高い市場である。伝統的に、市場参加者は金融的商品よりも物理的商品を支持する傾向にあるが、北欧市場ではその逆の傾向がみられる。
- ・ 現物相対契約に関して、最大の違いはトレーディング・リスクとカウンターパーティ・リスクである。取引所取引と OTC Cleared の最も大きな相違点は支払条件であり、取引所取引では日次で marginal cash movement が発生する。
- ・ 個人的にはどの商品が優れているかという視点ではなく、企業にとっては、バランスのとれたポートフォリオを持つことが重要と考えている。売り手側と買い手側の双方において、ポートフォリオの偏りをなくすべきだと考えている。偏ったポートフォリオは、市場がどちらかの方向に振れた場合に、流動性に係る問題を引き起こすことになる。

(市場参加者のヘッジ戦略の変化(RES の卸電力市場への統合、時間前市場での市場結合、非炭素化の動向))

- ・ 通常、電気・ガス事業者は価格期待(price expectation)を念頭に置いてヘッジするのではなく、①財務比率と②収入流れ(income stream)の予測可能性を維持するという観点からヘッジする。

(売れ筋商品の推移)

- ・ EPEX および EEX の Physical Fulfilment も積極的に活用している。物理的決済とするか金融的決済とするかは、市場流動性を鑑みつつ決定する。

- ・ ドイツでは、過去数年間、物理的なものから金融的なものへと変化してきた。一方、北欧市場では、歴史的に金融的市場が優勢であった。現物 OTC 市場は、北欧諸国ではごくわずかである。
- ・ 通常、月次、四半期、年次の電力商品を好むが、これはほとんどの欧州諸国で一般的である。またオフ・ピークよりもベースロードのほうが流動性は高い

## 2) 各市場参加者の取引戦略

(DR・VPP 導入による入札行動の変化)

- ・ 従来型発電所に関して、入札行動は短期限界費用に基づいている。太陽光や風力の場合、限界費用は存在しない。ネガティブプライス発生時における風力発電等の出力抑制等に関しては、市場設計に依拠する。
- ・ 柔軟性(flexibility)について言えば、かつては欧州電力市場では柔軟性のバランスがとれていた。褐炭や原子力発電所のようなベースロード発電所の廃止措置が増えるにつれて、柔軟性が不足する。それにより、DR、エネルギー貯蔵、バッテリーなどの柔軟性リソースの価値は、大幅に増大する。DR を柔軟に導入することは、間欠的な再エネ電源の課題に取り組む上で重要である。
- ・ そして、北欧のように、特定の市場において柔軟性を評価したいのであれば、蓄電と DR の価値を考慮し、保有する蓄電設備に応じて柔軟性の価格機会コストを計算する必要がある。

(市場参加者の構成、取引特性-)

- ・ 市場参加者にはさまざまなタイプがある。ユーティリティは発電事業者として、収入流列(income and revenue stream)を固定したいと考える。小売事業者はより調達側の視点であり、購入価格を固定したいと考えている。トレーディングハウスは、より投機的な市場観を持つ。
- ・ 流動性を高めるためには、このような異なるタイプの市場参加者が必要である。すなわち、リスクをヘッジしたい参加者と、そのリスクをとる意思のある参加者である。
- ・ 通常、大手ユーティリティ、大手銀行、あるいはヘッジファンドはリスクを取る用意があり、これにより市場流動性を高めることに貢献する。

## 3) デリバティブ商品の特殊性と市場

(ヘッジが必要なリスク要因)

- ・ ヘッジ戦略は、ポートフォリオ全体を考える。国別に発電資産を見ているわけではなく、全体像として考えている。市場構造がどのように見えるか、需給の側面、そしてリスクに応じてどのような事象をヘッジしたいかを検討する。したがって、たとえ石炭火力発電所を操業していても、その排出量に関してヘッジする必要がない場合がある。その場合はポートフォリオに含まれる資産に応じて、石炭と電力をヘッジするだけでよい。

- ・ ヘッジにはコストが伴うが、これは市場の流動性に依存する。流動性が低ければ低いほど、リスクは大きくなる。リスクを軽減するためには、ヘッジ行動によって価格に対して影響を与える必要がある。次に、ヘッジのために支払っている費用とそのリスク減少分を比較して、それが企業にとって有益であるかどうかを見極めなければならない。その結果、特定の商品だけをヘッジするように絞りこむことになるかもしれない。
- ・ 例えば、オランダ市場の流動性が特に高くなければ、オランダ市場において商品のヘッジを始める前に、ドイツ市場における価格と代替ヘッジ(proxy hedge)の可能性をチェックする。英国においては、ガス市場の流動性は、電力市場よりもはるかに高い。電力価格は天然ガス価格に大きく連動している。従って、流動性の高いガス商品によってガス価格のヘッジを行うことによって、ヘッジ費用を低減することが可能である。ベシス・リスクの相関性はこの商品に支払われる価格よりも低いためである。
- ・ これは、最適なヘッジ戦略の検討にあたり我々が検討しなければならない分析である。この考え方は、企業によって異なる。
- ・ ヘッジ戦略を最適化するためには、できるだけ多様な商品を保有することが望ましい。

#### (小売事業者によるリスクヘッジ)

- ・ 通常、小売事業者は顧客基盤がどの程度安定しているか、どのような顧客を抱えているかを検討する。ドイツの中小企業向けの手数料は非常に低く、そのため一定の契約に固執する傾向にある。従って、最初の1～3年はあまり変化はない。ヘッジを行うのは、供給電力の10%程度にすぎない。3年先のヘッジはわずか15%、20%、25%である。
- ・ しかし、大口顧客については、期間契約を結んでいる場合、通常、契約を結んでいる顧客をヘッジする。大口顧客向けの特定のヘッジ戦略を持っている場合もあるが、中小企業やその他の小規模なエンド・クライアントにとっては、通常、標準的なヘッジ戦略がとられている。

#### (特に燃料制約に対するリスクヘッジの考え方(LNG 供給制約))

- ・ 欧州においても、ロシアから欧州へのガスパイプラインの破損、LNG 基地の事故などが発生している。これらのことが起こりうるが、結果は依然として同じである。突然、供給制約が発生するが、これは石油、石炭等についても同様のことが発生しうる。発電所では、予期せぬ停電が発生する可能性がある。
- ・ 通常、欧州で起こっていることは、リスクを負いたがらない企業が、いわゆる予備力契約(reserve contracts)を行っていることである。このような状況下では、別の企業の介入により、補償を行う。これらの契約は、特定のエネルギー供給源に対する価格上限を保証することができる。市場には、この種の保険をプレミアム・サービスとして提供する加入者がいる。

### 3 我が国との比較と将来の示唆

我が国における JEPX 時間前市場は、スポット市場後における実需給 1 時間前までの需給変動等への対応に活用されている。将来的な時間前市場の運用にあたっては、FIP 制度の導入および再生可能エネルギーの増加や、インバランス料金制度の見直しといった、市場環境・制度変更の変化を踏まえた活性化策の検討が必要である旨が 2020 年 7 月の電力・ガス基本政策小委員会において示されており、「論点①: 買い入札と売り入札とのマッチングの強化」、「論点②: 再エネ予測誤差を実需給直前まで調整するための円滑な取引の実現」が 2 つの論点として提示されている。

欧州においても、Continuous 方式に加えて、オークション方式の導入が進展している状況にあるが、両方式ともにそれぞれメリット/デメリットがある中、規制機関関係者及び取引所運営者は、市場参加者に対して多様且つ柔軟な選択肢を提供するという観点から、市場の構築を進めているところである。我が国においても、両方式のメリット/デメリットを踏まえつつ、市場参加者による様々なニーズ及び課題等を可能な限り包括するかたちで時間前市場の活性化を検討していく必要があると考える。

また一方で、今冬の JEPX スポット市場価格の高騰を踏まえ、我が国電力市場における喫緊の検討事項として、「情報公開の充実」、「旧一電・JERA の売り入札等の在り方」、「旧一電の内外無差別な卸売の実効性の確保」、「インバランス料金制度の更なる改善」と並んで、「先物・先渡市場等のさらなる活用に向けた方策」が取り上げられている<sup>347</sup>。先物・先渡市場に関して言えば直近においては取引量は増加傾向にあるが、更なる取引拡大が期待されており、更なる施策措置が必要とされている。

---

<sup>347</sup> 第 31 回電力・ガス基本政策小委員会「資料 5 今冬の電力需給・卸電力市場動向の検証について」  
<[https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku\\_gas/denryoku\\_gas/pdf/031\\_05\\_00.pdf](https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/denryoku_gas/pdf/031_05_00.pdf)>

## 参考資料編

参考資料 1: 燃料費調整制度の導入国

参考資料 2: 欧州主要国のインバランス精算制度と価格に係る実データ

## 参考資料 1: 燃料費調整制度の導入国

燃料費調整制度(Fuel cost pass-through mechanisms)は、規制料金を存続している国において導入されているが、EU では、多くの国で規制料金が撤廃されていることに伴い、当該制度も多くの国では導入されていない。

イタリアでは、1999 年 4 月から 2007 年 7 月にかけて段階的に小売自由化範囲が拡大された。自由化対象となる需要家は、1999 年 4 月に年間電力消費量 3,000 万 kWh 以上、2000 年 1 月に同 2,000 万 kWh 以上、2002 年 1 月に同 900 万 kWh 以上、2003 年 4 月に同 10 万 kWh 以上に拡大され、2007 年 7 月には小売全面自由化に至っている。イタリアでは、2007 年 7 月に家庭用も含めた小売全面自由化が実施されたものの、家庭用及び小規模事業用(従業員 50 人未満かつ総売上高 1,000 万ユーロの低圧需要家)の規制料金<sup>348</sup>は維持されている。イタリアにおける規制料金は、国有の単一購入会社(AU: Acquirente Unico)によって提供。規制料金の改訂は四半期毎に実施されており、改訂はイタリア電力・ガス規制機関(ARERA)<sup>349</sup>によって行われている。

しかし、2017 年 8 月、市場・競争年次法(Annual Law on Market and Competition (No. 124/2017))が、上院を通過し成立した。これにより、家庭用及び小規模事業用電力及びガスの規制料金が 2019 年 7 月に撤廃されることが決定したが、その後撤廃時期が変更され、2021 年 1 月に small enterprises 向けが、2022 年 1 月に家庭用および microenterprises 向けで撤廃される予定となっている<sup>350</sup>。

- ・ 料金体系は、以下の 3 つに大別される。
  - ⇒規制料金(Standard offer)
  - ⇒セーフガード料金(Safeguarding service): 自由料金の契約がなく、規制料金を締結する権利のない需要家に対する最終保障料金。AU が入札によって小売事業者を選定する
  - ⇒自由料金: 新規参入者による自由料金。2018 年時点で家庭用需要家約 2,900 万口のうち、1,280 万口(家庭用需要の 43%)が自由料金を選択している。自由料金は、固定料金制と変動料金制に大別される
- ・ イタリアにおける 2019 年の需要家の契約状況を俯瞰すると、AU が提供する「規制料金」が依然として家庭用需要の 57%を占めている。一方で、家庭用以外の需要(産業用・商業用)においては、規制料金契約数が 3,046 千口に対し、自由化契約数が 4,179 千口と家庭用需要に比して先行している。
  - ⇒家庭用、家庭用以外の需要双方において、自由化料金の割合が増加している。

<sup>348</sup> イタリアにおいては、ARERA によって Standard offer と英訳されている。

<sup>349</sup> 2018 年 1 月にエネルギーネットワーク及び環境規制機関(ARERA: Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente)へ改称されている。

<sup>350</sup> < [https://ec.europa.eu/energy/sites/default/files/adopted\\_opinion\\_it\\_en.pdf.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/default/files/adopted_opinion_it_en.pdf.pdf) >

### イタリアにおける小売市場の需要家契約状況

|                              | 消費電力量 (GWh) |         |        | 契約数 (千口) |        |        |
|------------------------------|-------------|---------|--------|----------|--------|--------|
|                              | 2017年       | 2018年   | 前年比    | 2017年    | 2018年  | 前年比    |
| 1. 規制料金(Standard offer)      | 49,979      | 45,271  | ▲9.4%  | 21,455   | 19,704 | ▲8.2%  |
| 家庭用                          | 33,495      | 30,658  | ▲8.5%  | 18,083   | 16,659 | ▲7.9%  |
| 家庭用以外                        | 16,484      | 14,613  | ▲11.4% | 3,371    | 3,046  | ▲9.7%  |
| 2. セーフガード料金(Safeguard offer) | 4,309       | 4,269   | ▲0.9%  | 91       | 80     | ▲11.9% |
| 3. 自由料金                      | 202,140     | 205,583 | 1.7%   | 15,349   | 16,972 | 10.6%  |
| 家庭用                          | 24,256      | 26,520  | 9.3%   | 11,449   | 12,794 | 11.7%  |
| 家庭用以外                        | 177,884     | 179,062 | 0.7%   | 3,091    | 4,179  | 7.1%   |
| 合計                           | 256,428     | 255,123 | ▲0.5%  | 36,895   | 36,757 | ▲0.4%  |

(出所)AERA(2019)<sup>351</sup>より MURC 作成

#### 規制料金への反映

- ARERA(2019)によれば、AU が提供する「規制料金」は全国一律の価格であり、AU が電力調達に実際に要したコストを加味して、四半期に一度改正されており、燃料費変動は事後的に規制料金に転嫁されている  
⇒日本における経過措置料金は旧一般電力事業者によって提供されているが、イタリアにおいては、旧独占企業で発電アセットの太宗を持つ Enel と、規制料金の供給元である AU が異なる点に差異がある。

#### 自由料金への反映

- ARERA(2019)によれば、自由料金市場においては、固定料金契約と変動料金契約があり、2018 年時点では家庭用需要の 86%が固定料金契約を選択している。
- 変動料金契約への燃料費の反映は、小売電気事業者の裁量によって実施されている。  
⇒2018 年時点における家庭用需要約 2,900 万契約の内、「規制料金契約数」、「自由料金のうち固定料金契約数」、「自由料金のうち変動料金契約数」は、其々約 1,665 万契約(57%)、約 1,100 万契約(37%)、約 180 万契約(6%)であり、電気事業者にとって買いヘッジの必要がある「固定料金契約数」は全体の 37%を占め一定の規模を有するといえる。

<sup>351</sup> AERA(2019)「Report 332/2019/I」

## 参考資料 2: 欧州主要国のインバランス精算制度と価格に係る実データ

### ドイツ

ドイツでは 4 大 TSO<sup>352</sup>の制御区域の中に複数のバランシンググループ<sup>353</sup>(以下、BG)が形成されており、バランシンググループ管理者<sup>354</sup>(以下、BGM)が BG を代表して当該地域の TSO と契約する。BGM は、BG におけるポートフォリオのインバランスについて責任を担っており、時間前市場のゲートクロージャー<sup>355</sup>まで BG 内における自己調整を図る<sup>356</sup>。最終的に BG 内で発生したインバランスは、BGM と TSO との間で精算する。なお、ドイツにおいてインバランスは、BG における実発電量と実消費量の差分として定義されており<sup>357</sup>、実同時同量制として分類される。

表 参考-1 ドイツのインバランス精算制度

|          |                   | 概要                                |
|----------|-------------------|-----------------------------------|
| インバランス精算 |                   |                                   |
|          | 精算時間単位            | 15 分単位                            |
|          | インバランス精算主体(TSO 側) | TSO4 社                            |
|          | インバランス精算主体(BRP 側) | バランシンググループ管理者(BGM)                |
|          | インバランスの定義         | 実同時同量                             |
|          | インバランス価格の算定方法     | 稼働した調整力(SCR・MR)の平均価格              |
| 調整力の調達   |                   |                                   |
|          | 調整力提供者            | BSP 数: 59 事業者(PCR:24、SCR:37、MR47) |
|          | 調整力提供者との精算方法      | Pay-as-bid 方式                     |
|          | リアルタイム市場の有無       | 無し                                |

(出所)BNetzA Web サイトより MURC 作成

ドイツにおけるインバランス精算価格としては、TSO がインバランスを解消するために稼働した調整力コスト(MWh)が適用されており、具体的には稼働した調整力(SCR 及び MR)のボリューム加重平均価格である統一調整力価格(reBAP: einen einheitlichen

<sup>352</sup> 50Hertz Transmission GmbH、Amprion GmbH、EnBW Transportnetze AG、TenneT TSO GmbH の 4 社

<sup>353</sup> Stromnrv 第 4 条「バランシンググループ管理者(Bilanzkreis)」

< [https://www.gesetze-im-internet.de/stromnrv/\\_4.html](https://www.gesetze-im-internet.de/stromnrv/_4.html) >

<sup>354</sup> 独名: Bilanzkreisesverantwortlich

<sup>355</sup> 実需給 30 分前

<<https://www.epexspot.com/en/product-info/intradaycontinuous/germany>>

<sup>356</sup> Stromnrv 第 5 条「Grundsätze der Fahrplanabwicklung und untertäglicher Handel」

< [https://www.gesetze-im-internet.de/stromnrv/\\_5.html](https://www.gesetze-im-internet.de/stromnrv/_5.html) >

<sup>357</sup> すなわち BGM が契約する発電事業者と需要家の需給電力の差分となる。(出所: StromNZV 第 26 条バランシンググループ契約(Bilanzkreisvertrag))

< [https://www.gesetze-im-internet.de/stromnrv/\\_26.html](https://www.gesetze-im-internet.de/stromnrv/_26.html) >

Ausgleichsenergiepreis)<sup>358</sup>が算定され、BG における余剰・不足に関わらず単一価格が設定されている。なおドイツでは BK6-12-024<sup>359</sup>に基づき、2012 年 12 月以降、系統の余剰・不足状況の考慮に加え、系統逼迫状況を反映させることを目的として、SCR 及び MR の利用状況に応じてインセンティブ・ディスインセンティブを設定している。

具体的には系統全体が不足傾向にある場合、TSO が事前確保した SCR 及び MR の 80%以上が稼働した状況においては、①reBAP の 1.5 倍、②reBAP に 100€/MWh を加算、いずれか大きいほうをインバランス精算価格として適用する。一方、系統全体が余剰傾向にある場合、同じく TSO が事前確保した SCR 及び MR の 80%以上が稼働した状況においては、①reBAP の半分、②reBAP － 100€/MWh、のいずれか小さいほうをインバランス精算価格として適用する。

表 参考-2 ドイツのインバランス精算価格(2012 年 12 月以降)

|                                     | 系統全体で不足傾向(Upward trend)                                                  | 系統全体で余剰傾向(Downward trend)                                                   |
|-------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------|
| BG において余剰発生<br>(Positive Imbalance) | <b>reBAP</b><br>(下限値: EPEX SPOT 時間前市場における平均価格)<br>注: SCR・MR の使用状況が 80%以上 | <b>reBAP</b><br>(上限値: EPEX SPOT 時間前市場における平均価格)<br>注: SCR・MR の使用状況が 80%以上の場合 |
| BG において不足発生<br>(Negative Imbalance) | 場合は、①、②のうち大きい方が適用される。<br>-①reBAP × 1.5<br>-②reBAP + 100€/MWh             | 場合は、①、②のうち小さい方が適用<br>-①reBAP × 0.5<br>-②reBAP － 100€/MWh                    |

(出所)BNetzA「BK6-12-024」 より MURC 作成

共通予備力市場は、プライマリ制御予備力(PCR: Primary Control Reserve)、セカンダリ制御予備力(SCR: Secondary Control Reserve)、ミニット予備力(MR: Minute Reserve) の 3 つの商品に係る入札プラットフォームである。先述の通り、4TSO は、当該プラットフォームを通じて必要な調整力を事前確保する。

<sup>358</sup> <<https://www.regelleistung.net/ext/static/rebap?lang=en>>

<sup>359</sup> 調整電力価格及び調整電力収支の改定決議(wegen der Weiterentwicklung des Ausgleichsenergiepreis-Abrechnungssystems)  
<<https://www.regelleistung.net/ext/static/rebap?lang=en>>

表 参考-3 共通予備力市場における調整力商品

|                            | PCR <sup>360</sup>                                   | SCR(aFRR 相当) <sup>361</sup>                           | MR(mFRR 相当) <sup>362</sup>                            |
|----------------------------|------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------|
| 取引対象期間                     | 毎週月曜の 0 時～日曜<br>の 24 時分を実施                           | 毎日 1 日分(4 時間区分)<br>実施                                 | 毎日一日分(4 時間区分)<br>実施                                   |
| 最小入札容量                     | 1MW                                                  | 5MW                                                   | 5MW                                                   |
| 取引される予備力の商<br>品            | 単一商品: 上げ代/下げ<br>代の容量                                 | 12 商品: 4 時間毎に対<br>して上げ代、下げ代<br>(4 大 TSO 地域毎の制約<br>あり) | 12 商品: 4 時間毎に対<br>して上げ代、下げ代<br>(4 大 TSO 地域毎の制約<br>あり) |
| 入札頻度<br>(市場締切と結果の公開<br>時期) | 週次入札を実施<br>(前週火曜日の 15 時に締<br>切、前週火曜日の 16 時<br>に結果公開) | 日次入札<br>(前日 8 時に締切、<br>前日 9 時に結果公開)                   | 日次入札<br>(前日 10 時に締切、<br>前日 11 時に結果公開)                 |
| 入札内容                       | -MW 単価(€/MW)<br>-容量(MW)                              | -MW 単価(€/MW)<br>-容量(MW)<br>-エネルギー単価(€/MWh)            | -MW 単価(€/MW)<br>-容量(MW)<br>-エネルギー単価(€/MWh)            |

(出所) 共通予備力市場 Web サイトより MURC 作成

なお PCR に関しては、入札エリアの広域化が進められている。具体的には、ドイツ 4TSO の管理区域に加えて、スイス、オーストリア、ベルギー、オランダ、フランスへと拡大しており、近隣諸国の TSO が、主にドイツの入札ルールに整合する形で、週次で入札を実施している<sup>363</sup>。

表 参考-4 2019～2020 年におけるインバランス精算価格(平均・最高・最低)(ドイツ)

単位:€/MWh

|      | 2019年    | 2020年    |
|------|----------|----------|
| 平均価格 | 36.9     | 33.4     |
| 最高価格 | 2,865.1  | 15,859.1 |
| 最低価格 | -2,320.2 | -6,503.7 |

(出所) ENTSO-E Transparency Platform データより MURC 作成

<sup>360</sup> <<https://www.regelleistung.net/ext/static/prl>><sup>361</sup> <<https://www.regelleistung.net/ext/static/srl>><sup>362</sup> <<https://www.regelleistung.net/ext/static/mrl>><sup>363</sup> <<https://www.regelleistung.net/ext/static/prl>>

表 参考-5 2019～2020 年におけるインバランス発生量 (平均・最高)(ドイツ)

単位:MWh

|       | 2019年 |       | 2020年 |       |
|-------|-------|-------|-------|-------|
|       | 系統不足時 | 系統余剰時 | 系統不足時 | 系統余剰時 |
| 平均発生量 | 111   | 97    | 93    | 88    |
| 最高発生量 | 1,866 | 643   | 719   | 596   |

(出所) ENTSO-E Transparency Platform データより MURC 作成

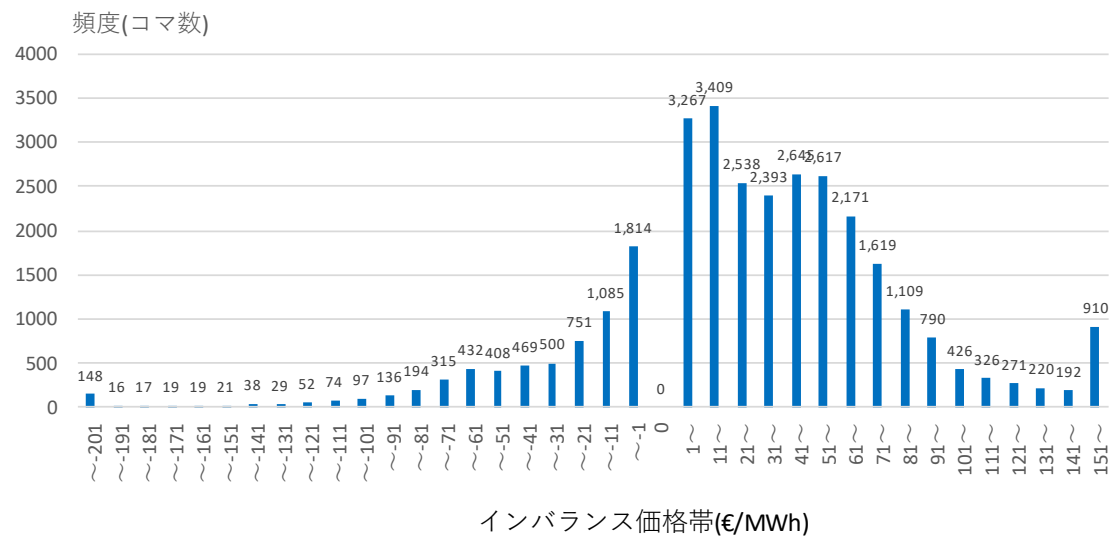


図 参考-1 2020 年のインバランス価格の分布(ドイツ)

(出所) ENTSO-E Transparency Platform データより MURC 作成

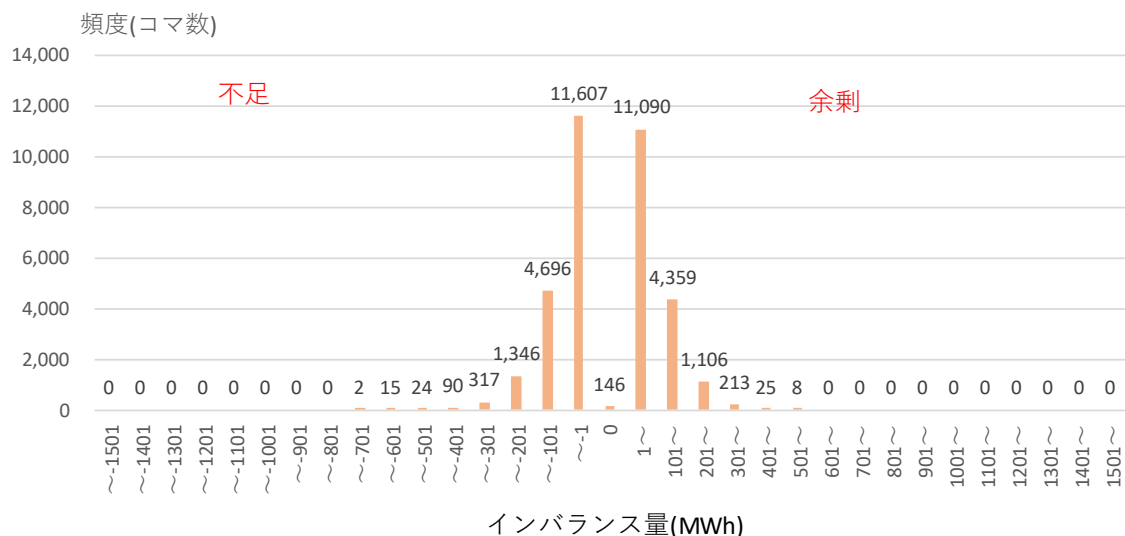


図 参考-2 2020 年のインバランス発生量の分布(ドイツ)

(出所) ENTSO-E Transparency Platform データより MURC 作成

## フランス

フランスでは、2003 年 4 月より RTE 社が需給調整メカニズム(BM: Balancing Mechanism)<sup>364</sup>を運用している<sup>365</sup>。BM 参加者(BA: Balancing Actor)は、RTE 社が認めた発電リソース等について需給調整主体(BE: Balancing Entity)<sup>366</sup>として宣言する。さらに各 BE に対して、需給調整責任主体(BRE: Balancing Responsible Entity)<sup>367</sup>を任命する。

BRE は、RTE 社との間で設定した需給調整範囲(BP: Balance Perimeter)の責任者として、BE との取引等を通じて BP 内の需給管理を実施する<sup>368,369</sup>。BP 内で発生したインバランスは、この BRE が RTE 社との間で精算する。なお、フランスにおいてインバランスは、BP における実発電量と実消費量の差分として定義されており、実同時同量制として分類される。

表 参考-6 フランスのインバランス精算制度

|          |                   | 概要                                 |
|----------|-------------------|------------------------------------|
| インバランス精算 |                   |                                    |
|          | 精算時間単位            | 30 分単位                             |
|          | インバランス精算主体(TSO 側) | RTE 社                              |
|          | インバランス精算主体(BRP 側) | 需給調整責任主体(BRE)                      |
|          | インバランスの定義         | 実同時同量                              |
|          | インバランス価格の算定方法     | 稼働した調整力の平均価格                       |
| 調整力の調達   |                   |                                    |
|          | 調整力提供者            | BSP 数: 59 事業者                      |
|          | 調整力提供者との精算方法      | 主に Pay-as-bid 方式                   |
|          | リアルタイム市場の有無       | 需給調整メカニズム(BM: Balancing Mechanism) |

(出所)RTE 社 Web サイト等より MURC 作成

RTE 社は需給調整やインバランス精算に関連するルールとして「スケジュール、需給調整メカニズム及び調整費用回収に係るルール<sup>370</sup>」(以下、需給調整関連ルール)を公表してい

<sup>364</sup> 仏名: Mécanisme d'Ajustement

<[http://clients.rte-france.com/lang/fr/clients\\_producteurs/services\\_clients/service\\_ma.jsp](http://clients.rte-france.com/lang/fr/clients_producteurs/services_clients/service_ma.jsp)>

<sup>365</sup> <<https://www.rte-france.com/fr/article/marche-d-ajustement>>

<sup>366</sup> 仏名:Entité D'Ajustement。需給調整の物理的主体であり、複数の発電サイト及び需要サイトにより構成することも可能

<sup>367</sup> 仏名:Responsable d'Équilibre

<[http://clients.rte-france.com/lang/an/clients\\_producteurs/services\\_clients/dispositif\\_re.jsp](http://clients.rte-france.com/lang/an/clients_producteurs/services_clients/dispositif_re.jsp)>

<sup>368</sup> <[http://clients.rte-france.com/lang/an/visiteurs/vie/vie\\_reconst\\_flux.jsp](http://clients.rte-france.com/lang/an/visiteurs/vie/vie_reconst_flux.jsp)>

<sup>369</sup> BRE は、BP の管理者として、複数の発電設備及び送配電システム等からなる BE との取引等を通じて、需給調整範囲の内の需給を管理。RE は、30 分同時同量に基づき BP の不均衡を相殺し、決済費用を最小化。

<sup>370</sup> 仏名:Responsable d'Équilibre Section 1 relative à la Programmation, au Mécanisme d'Ajustement et au

Recouvrement des charges d'ajustement / Version en vigueur à compter du 1er août 2018

<[https://clients.rte-france.com/lang/fr/clients\\_producteurs/services\\_clients/regles.jsp](https://clients.rte-france.com/lang/fr/clients_producteurs/services_clients/regles.jsp)>

る。需給調整関連ルール第 5.1 節に規定されるとおり、RTE 社によるインバランス精算価格は、稼働した調整力のボリューム加重平均価格 VWAP(Volume-Weighted Average Price)に対して調整係数「k」を乗じることにより算出される。

インバランス精算は二重価格方式であり、系統全体における余剰・不足状況に応じて異なる価格が設定される。具体的には、系統全体で不足傾向にあるときは上げ代のボリューム加重平均である VWAP<sub>u</sub> が適用されるのに対し、系統全体で余剰傾向にあるときは下げ代のボリューム加重平均である VWAP<sub>d</sub> が適用される。

なお VWAP がプラス(もしくはゼロ)の場合、マイナスの場合、それぞれにおいて適用される調整係数 k の符号が異なる。

表 参考-7 フランスのインバランス精算価格(VWAP がプラス(もしくはゼロ)の場合)

|                                     | 系統全体で不足傾向(Upward trend)        | 系統全体で余剰傾向(Downward trend)      |
|-------------------------------------|--------------------------------|--------------------------------|
| BP において余剰発生<br>(Positive Imbalance) | $VWAP_u \times (1-k)$<br>(注 1) | $VWAP_d \times (1-k)$          |
| BP において不足発生<br>(Negative Imbalance) | $VWAP_u \times (1+k)$          | $VWAP_d \times (1+k)$<br>(注 2) |

(注 1) 余剰インバランス(positive imbalance) 価格は、不足インバランス価格を上回ることはいない

(注 2) 不足インバランス(negative imbalance) 価格は、余剰インバランス価格を下回ることはいない

(出所) RTE 社「需給調整関連ルール」より MURC 作成

表 参考-8 フランスのインバランス精算価格(VWAP マイナスの場合)

|                                     | 系統全体で不足傾向(Upward trend)        | 系統全体で余剰傾向(Downward trend)      |
|-------------------------------------|--------------------------------|--------------------------------|
| BP において余剰発生<br>(Positive Imbalance) | $VWAP_u \times (1+k)$<br>(注 1) | $VWAP_d \times (1+k)$          |
| BP において不足発生<br>(Negative Imbalance) | $VWAP_u \times (1-k)$          | $VWAP_d \times (1-k)$<br>(注 2) |

(注 1) 余剰インバランス(positive imbalance) 価格は、不足インバランス価格を上回ることはいない

(注 2) 不足インバランス(negative imbalance) 価格は、余剰インバランス価格を下回ることはいない

(出所) RTE 社「需給調整関連ルール」より MURC 作成

調整係数「k」は、過去のデータに基づいて、事前に定義されるパラメータであり、「需給調整調整-インバランス(Balancing-Imbalance)」口座を可能な限り均衡するように決定される。

表 参考-9 2019～2020 年におけるインバランス精算価格(平均・最高・最低)(フランス)

単位:€/MWh

|      | 2019年    |          | 2020年    |          |
|------|----------|----------|----------|----------|
|      | positive | nagative | positive | negative |
| 平均価格 | 37.5     | 41.5     | 31.3     | 34.7     |
| 最高価格 | 883.0    | 975.9    | 668.1    | 738.4    |
| 最低価格 | -81.4    | -73.6    | -541.7   | -490.1   |

(出所) ENTSO-E Transparency Platform データより MURC 作成

表 参考-10 2019～2020 年におけるインバランス発生量 (平均・最高)(フランス)

単位:MWh

|       | 2019年 |       | 2020年 |       |
|-------|-------|-------|-------|-------|
|       | 系統不足時 | 系統余剰時 | 系統不足時 | 系統余剰時 |
| 平均発生量 | 353   | 370   | 384   | 379   |
| 最高発生量 | 2,364 | 2,211 | 2,669 | 2,203 |

(出所) ENTSO-E Transparency Platform データより MURC 作成

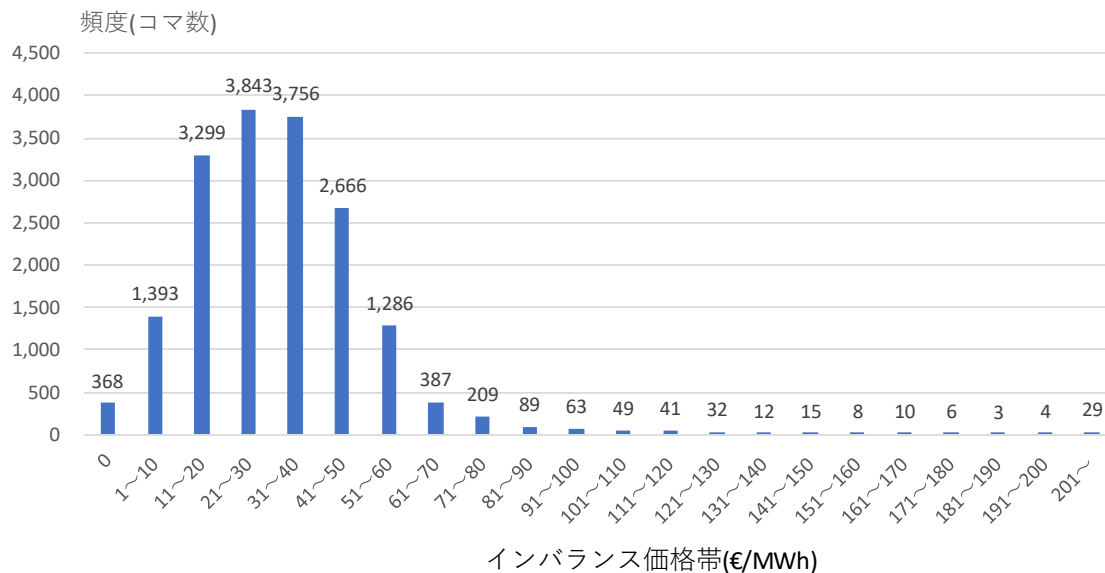


図 参考-3 2020 年の余剰インバランス価格の分布(フランス)

(出所) ENTSO-E Transparency Platform データより MURC 作成

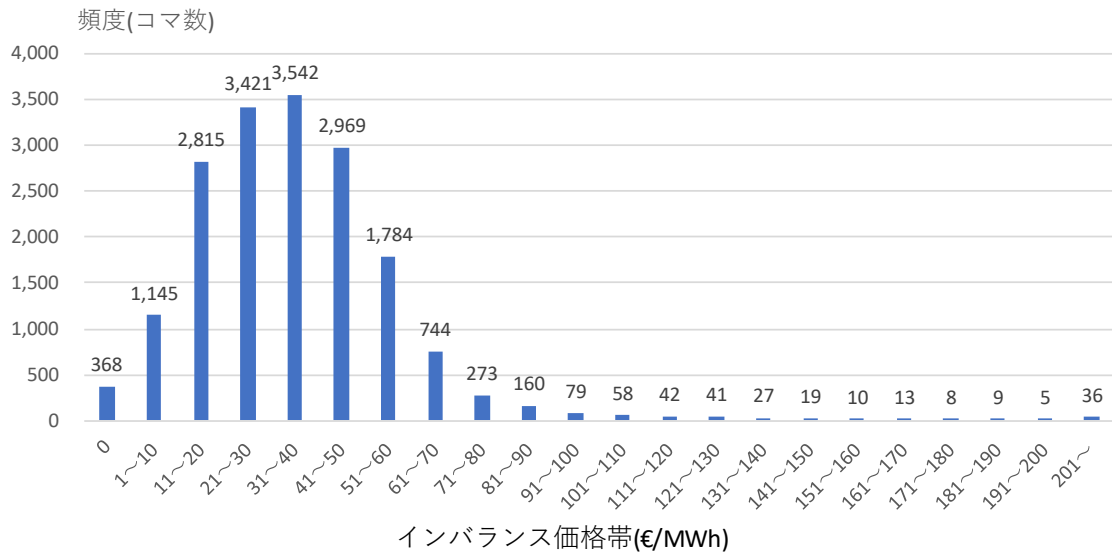


図 参考-4 2020 年の不足インバランス価格の分布(フランス)

(出所) ENTSO-E Transparency Platform データより MURC 作成

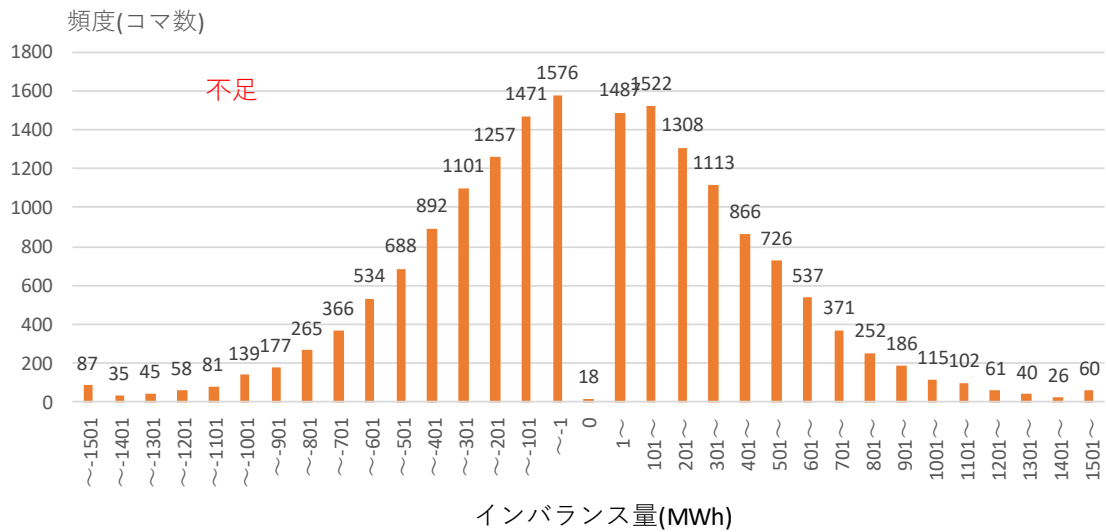


図 参考-5 2020 年のインバランス発生量の分布(フランス)

(出所) ENTSO-E Transparency Platform データより MURC 作成

## イギリス

イギリスにおいてインバランスとは、系統利用者(BSC Parties: Balancing and Settlement Code Parties)<sup>371</sup>の契約量と需給実績(実発電量・実需要量)の差分を意味しており、中央決済機関(BSCCO: Balancing and Settlement Code Company)である Elexon 社の間で精算される。インバランス精算制度として以前は二重価格制が取られていたが、Ofgem は需給調整・精算コード(BSC: Balancing and Settlement Code)<sup>372</sup>を改定しインバランス制度を見直しており、2015 年 11 月以降は単一価格制が採用されている。

表 参考-11 イギリスのインバランス精算制度

|          |                   | 概要                                                |
|----------|-------------------|---------------------------------------------------|
| インバランス精算 |                   |                                                   |
|          | 精算時間単位            | 30 分単位                                            |
|          | インバランス精算主体(TSO 側) | Elexon 社(National Grid 社の子会社)                     |
|          | インバランス精算主体(BRP 側) | 市場参加者(BSC Parties)                                |
|          | インバランスの定義         | 計画値同時同量                                           |
|          | インバランス価格の算定方法     | 稼働した調整力の限界価格(2018 年 11 月以降、稼働した調整力の上位 1MWh の平均価格) |
| 調整力の調達   |                   |                                                   |
|          | 調整力提供者            | 市場参加者数: 約 330 事業者<br>登録済み BMU 数: 約 4,000          |
|          | 調整力提供者との精算方法      | Pay-as-bid 方式                                     |
|          | リアルタイム市場の有無       | 需給調整メカニズム(Balancing Mechanism)                    |

(出所)Elexon 社 Web サイト等より MURC 作成

市場参加者の不足時・余剰時の区分のみでインバランス価格が適用されている。具体的には、バランス余剰の事業者に対して SSP(System Sell Price)で決済し、バランス不足の事業者に対して SBP(System Buy Price)で決済する。

<sup>371</sup> 需給調整・精算コード(BSC: Balancing and Settlement Code)の締結者であり、BSC Parties と呼ばれる

<sup>372</sup><<https://www.ofgem.gov.uk/licences-industry-codes-and-standards/industry-codes/electricity-codes/balancing-and-settlement-code-bsc>>

表 参考-12 イギリスのインバランス精算価格

|                                   | 系統全体で不足傾向(Upward trend)              | 系統全体で余剰傾向(Downward trend)            |
|-----------------------------------|--------------------------------------|--------------------------------------|
| 系統利用者において余剰発生(Positive Imbalance) | システム販売価格<br>(SSP: System Sell Price) | システム販売価格<br>(SSP: System Sell Price) |
| 系統利用者において不足発生(Negative Imbalance) | システム購入価格<br>(SBP: System Buy Price)  | システム購入価格<br>(SBP: System Buy Price)  |

(注1) SBP と SSP は、同一価格となる

(出所) Ellexon 社「Imbalance Pricing Guidance」より MURC 作成

表 参考-13 2019～2020 年におけるインバランス精算価格(平均・最高・最低) (イギリス)

単位: £ /MWh

|      | 2019年 | 2020年   |
|------|-------|---------|
|      | 余剰・不足 | 余剰・不足   |
| 平均価格 | 42.0  | 35.1    |
| 最高価格 | 375.0 | 2,242.3 |
| 最低価格 | -88.0 | -70.5   |

(出所) ENTSO-E Transparency Platform データより MURC 作成

表 参考-14 2019～2020 年におけるインバランス発生量 (平均・最高) (イギリス)

単位:MWh

|       | 2019年 |       | 2020年 |       |
|-------|-------|-------|-------|-------|
|       | 系統不足時 | 系統余剰時 | 系統不足時 | 系統余剰時 |
| 平均発生量 | 262   | 220   | 249   | 278   |
| 最高発生量 | 2,283 | 2,018 | 1,828 | 2,001 |

(出所) ENTSO-E Transparency Platform データより MURC 作成

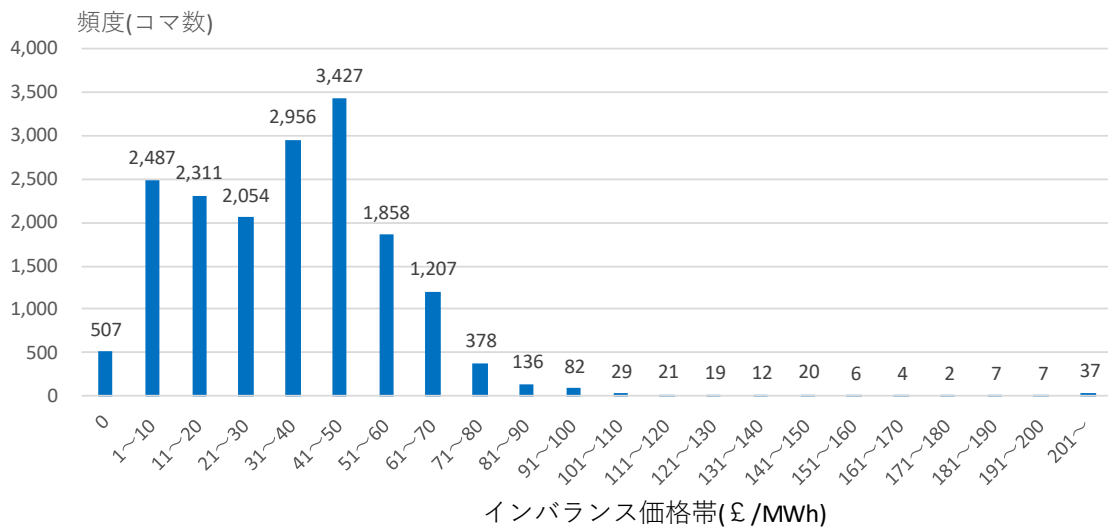


図 参考-6 2020 年におけるインバランス価格帯の分布(イギリス)

(出所) ENTSO-E Transparency PlatformデータよりMURC作成

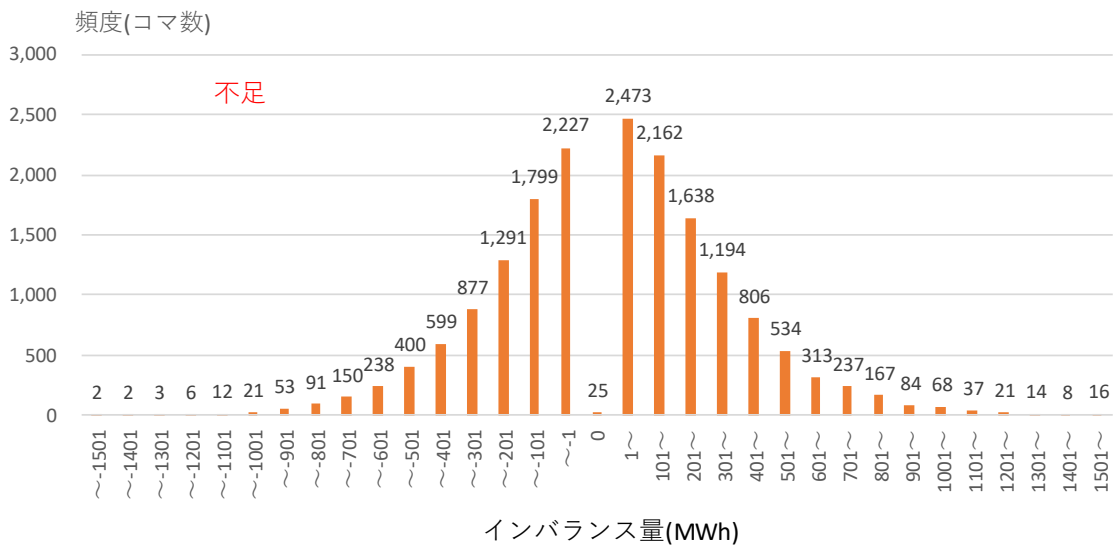


図 参考-7 2020 年におけるインバランス発生量の分布(イギリス)

(出所) ENTSO-E Transparency Platform データより MURC 作成

## 北欧

北欧4か国(フィンランド、ノルウェー、スウェーデン、デンマーク)では、各バランシング・グループ(BG)を代表する需給調整責任者(BRP)<sup>373</sup>が時間前市場<sup>374</sup>のゲートクロージャー(実需給 60 分前)までに提出した需給計画に対して、同時同量達成の責任を担う<sup>375</sup>。インバランスは、BRP における需給計画値と実発電・消費量の差分として定義され、計画値同時同量制として分類される。北欧 TSO である Fingrid 社(フィンランド)、Statnett 社(ノルウェー)及び Svenska kraftnät 社(スウェーデン)の3社は、インバランス精算に関わる業務を担う合同会社として eSett 社を設立しており、2017 年よりオペレーションを実施している<sup>376</sup>。デンマーク TSO の Energinet 社は、eSett 社に参加していないが、同国のインバランス精算制度自体は、eSett 社の共通制度に準じたものとなっている。

表 参考-15 北欧のインバランス精算制度

|          |                   | 概要                                         |
|----------|-------------------|--------------------------------------------|
| インバランス精算 |                   |                                            |
|          | 精算時間単位            | 60 分単位                                     |
|          | インバランス精算主体(TSO 側) | eSett 社(北欧 TSO3 社による合同会社)、Energinet 社      |
|          | インバランス精算主体(BRP 側) | 需給調整責任主体(BRP)                              |
|          | インバランスの定義         | 計画値同時同量                                    |
|          | インバランス価格の算定方法     | 稼働した調整力の限界価格                               |
| 調整力の調達   |                   |                                            |
|          | 調整力提供者            | BRP 数:182 事業者(フィンランド 52、ノルウェー99、スウェーデン 31) |
|          | 調整力提供者との精算方法      | 主に Pay-as-Cleared 方式                       |
|          | リアルタイム市場の有無       | あり                                         |

(出所)eSett 社 Web サイト等より MURC 作成

北欧におけるインバランス精算は、発電側インバランスと消費側インバランスに対して、異なる精算モデルが利用される<sup>377</sup>。インバランス精算に適用される価格は、卸電力市場価格

<sup>373</sup> 全ての発電事業者、トレーダー及び小売事業者はバランス責任者(BRP)と契約を結ぶか、自ら BRP となる必要がある。

<sup>374</sup> Nord Pool Spot の当日市場  
<<https://www.nordpoolgroup.com/trading/intraday-trading/>>

<sup>375</sup> 発電計画は、前日 19:30 に Statnett 社に引き渡され、当日実運用 45 分前まで変更・修正が可能(後述する通り、需給市場の GC も同じタイミング)

<sup>376</sup> 2010 年より 3 か国共通のインバランス精算を目的とした共同プロジェクトとして、NBS(Nordic Imbalance Settlement)と呼ばれるプロジェクトを開始。2013 年には合同会社である eSett 社が設立。  
<<https://www.esett.com/about/>>

<sup>377</sup> ENTSO-E 「Nordic Balancing Philosophy」

<[https://docstore.entsoe.eu/Documents/Publications/SOC/Nordic/Nordic\\_Balancing\\_Philosophy\\_160616\\_Final\\_exter](https://docstore.entsoe.eu/Documents/Publications/SOC/Nordic/Nordic_Balancing_Philosophy_160616_Final_exter)>

としては Nord Pool Spot の前日市場価格が利用されるのに対し、調整力価格としては「北欧共通調整力市場(N-RPM: Nordic Regulation Power Market)」における稼働した調整力(mFRR)の限界価格が適用されている<sup>378</sup>。

発電側インバランス量は、BRP の実発電量と発電計画の差分、更には発電インバランス調整分<sup>379</sup>から構成される。発電側インバランスの精算は二重価格モデルであり、BRP が余剰インバランスか不足インバランスかによって異なる価格設定が適用される。

また当該精算コマにおける系統全体の状況(余剰・不足)によっても、適用される価格が異なる。具体的には、系統の余剰・不足状況の改善に寄与するインバランス(=good imbalance)には卸電力市場価格が適用されるのに対し、悪化させるインバランス(=bad imbalance)には調整力価格が適用される。

- ・ 系統不足時(Up-regulation)： 余剰インバランスには卸電力市場価格、不足インバランスには調整力価格(上げ代)が適用。調整力価格(上げ代)は、卸電力市場価格より常に高くなる。
- ・ 系統余剰時(Down-regulation)： 余剰インバランスには調整力価格(下げ代)、不足インバランスは卸電力市場価格が適用。調整力価格(下げ代)は、卸電力市場価格より常に低くなる。
- ・ 系統余剰・不足が無い精算コマ<sup>380</sup>は、卸電力市場価格が適用される。

表 参考-16 北欧のインバランス精算価格(発電側インバランス)

|                                     | 系統全体で不足傾向<br>(Upward trend)         | 系統全体で余剰傾向<br>(Downward trend)       |
|-------------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|
| BG において余剰発生<br>(Positive Imbalance) | 卸電力市場価格<br>(Nord Pool Spot の前日市場価格) | 調整力価格<br>(稼働した調整力(下げ代)の最低価格)        |
| BG において不足発生<br>(Negative Imbalance) | 調整力価格<br>(稼働した調整力(上げ代)の最高価格)        | 卸電力市場価格<br>(Nord Pool Spot の前日市場価格) |

(注 1)不足インバランス価格は、余剰インバランス価格よりも常に高い、もしくは同等となる。

(注 2)卸電力市場価格は、Nord Pool Spot の前日市場価格

(注 3)調整力価格(上げ代/下げ代)は、N-RPM における稼働した調整力(mFRR)の限界価格(出所)eSett 社「Nordic Imbalance Settlement Handbook – Instructions and Rules for Market Participants 13<sup>th</sup> of April 2018」より MURC 作成

nal.pdf>

<sup>378</sup> eSett 社「Nordic Imbalance Settlement Handbook – Instructions and Rules for Market Participants 13<sup>th</sup> of April 2018」

<sup>379</sup> FCR、FRR、RR の合計

<sup>380</sup> 同じ精算コマにおいて上げ代/下げ代の両方が実施された場合、調整方向(regulation direction)は、ボリュームの大小に従い決定される。調整が全く実施されなかった場合、または上げ代/下げ代のボリュームが全く同量であった場合は、調整方向は無しとされる。

一方、消費側インバランス量は単一価格モデルであり、BRP が余剰インバランスか不足インバランスかに係らず同じ価格設定となる。一方、発電側インバランスと同じく、当該精算コマにおける系統全体の状況(余剰・不足)によっても、適用される価格が異なる。

- ・ 系統不足時(Up-regulation)：余剰インバランス価格及び不足インバランス価格ともに、調整力価格(上げ代)が適用
- ・ 系統余剰時(Down-regulation)：余剰インバランス価格及び不足インバランス価格ともに、調整力価格(下げ代)が適用
- ・ 系統余剰・不足が無い精算コマは、卸電力市場価格が適用される。

表 3-17 北欧のインバランス精算価格(消費側インバランス)

|                                     | 系統全体で不足傾向<br>(Upward trend)  | 系統全体で余剰傾向<br>(Downward trend) |
|-------------------------------------|------------------------------|-------------------------------|
| BG において余剰発生<br>(Positive Imbalance) | 調整力価格<br>(稼働した調整力(上げ代)の最高価格) | 調整力価格<br>(稼働した調整力(下げ代)の最低価格)  |
| BG において不足発生<br>(Negative Imbalance) |                              |                               |

(注 1)余剰インバランス価格と不足インバランス価格は同等

(注 3)卸電力市場価格は、Nord Pool Spot の前日市場価格

(注 4)調整力価格(上げ代/下げ代)は、N-RPM における稼働した調整力(mFRR)の限界価格

(出所)eSett 社「Nordic Imbalance Settlement Handbook – Instructions and Rules for Market Participants 13<sup>th</sup> of April 2018」より MURC 作成

表 参考-18 2019～2020 年におけるインバランス精算価格(平均・最高・最低) (フィンランド)

|      | 2019年    |          |         | 2020年    |          |         |
|------|----------|----------|---------|----------|----------|---------|
|      | 発電側      |          | 需要側     | 発電側      |          | 需要側     |
|      | positive | negative |         | positive | negative |         |
| 平均価格 | 40.0     | 50.3     | 46.2    | 22.2     | 38.3     | 32.4    |
| 最高価格 | 200.0    | 3,000.0  | 3,000.0 | 254.4    | 3,500.0  | 3,500.0 |
| 最低価格 | -19.4    | 0.1      | -19.4   | -13.5    | -1.7     | -13.5   |

(出所) ENTSO-E Transparency Platform データより MURC 作成

表 参考-19 2019～2020 年におけるインバランス発生量 (平均・最高) (イギリス)

単位:MWh

|       | 2019年  | 2020年  |
|-------|--------|--------|
| 平均発生量 | 162.4  | 216.0  |
| 最高発生量 | 1847.0 | 1932.0 |

注: 2020 年 11 月 24 日よりインバランスの定義が変更されているため、2020 年については 1 月 1 日～11 月 23 日までを対象とした

(出所) ENTSO-E Transparency Platform データより MURC 作成

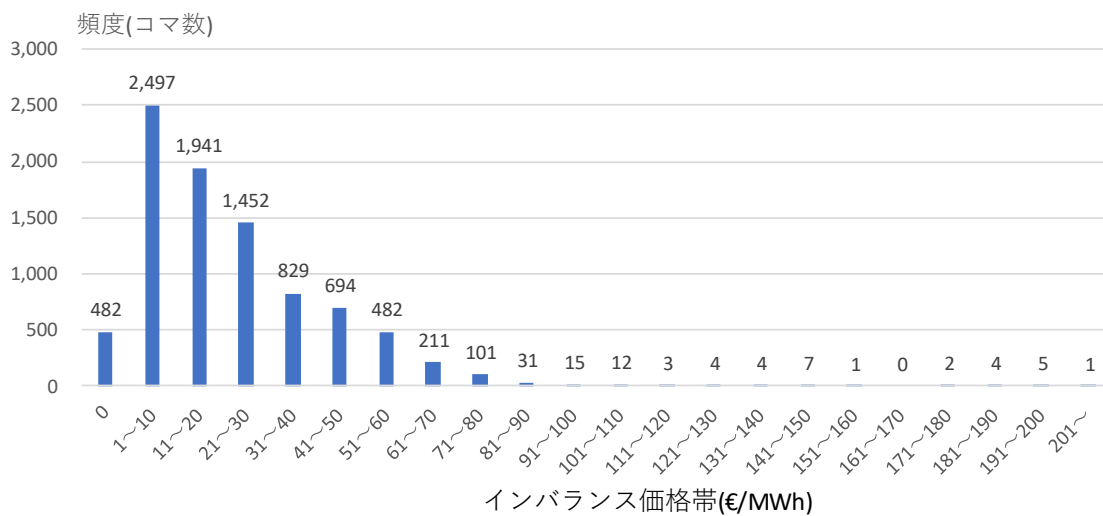


図 参考-8 2020 年における発電側 positive インバランス価格帯の分布(フィンランド)

(出所) ENTSO-E Transparency Platform データより MURC 作成

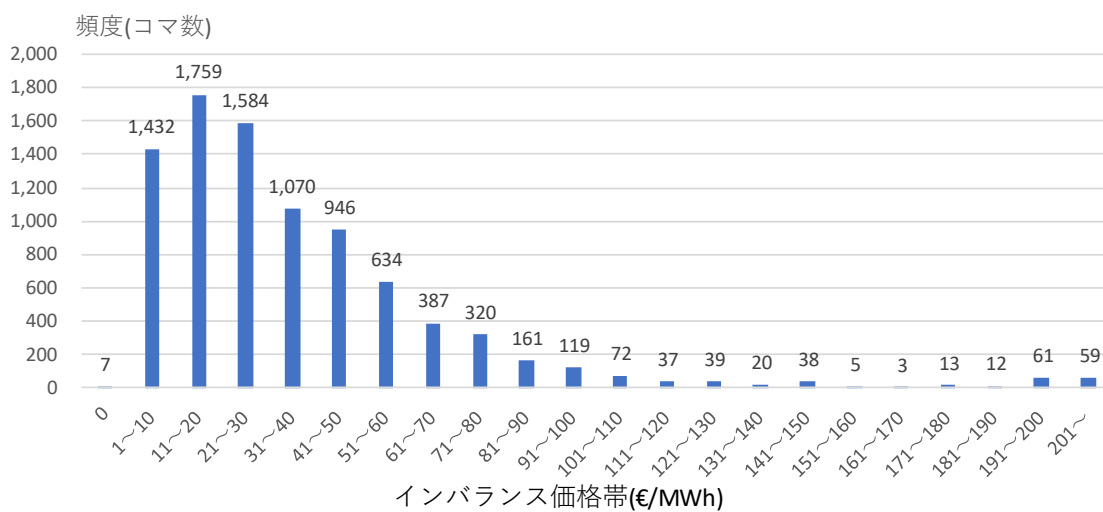


図 参考-9 2020 年における発電側 negative インバランス価格帯の分布(フィンランド)

(出所) ENTSO-E Transparency Platform データより MURC 作成

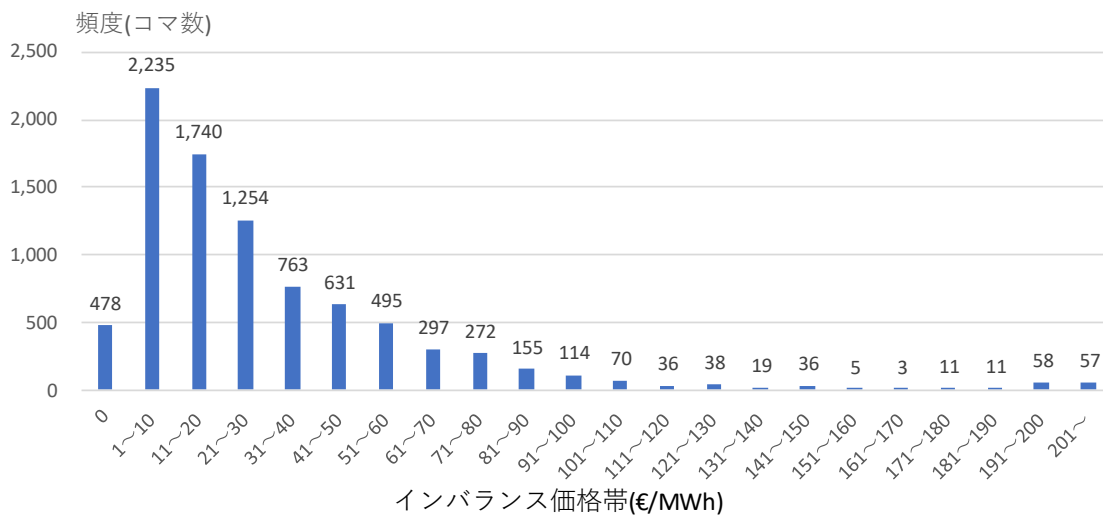
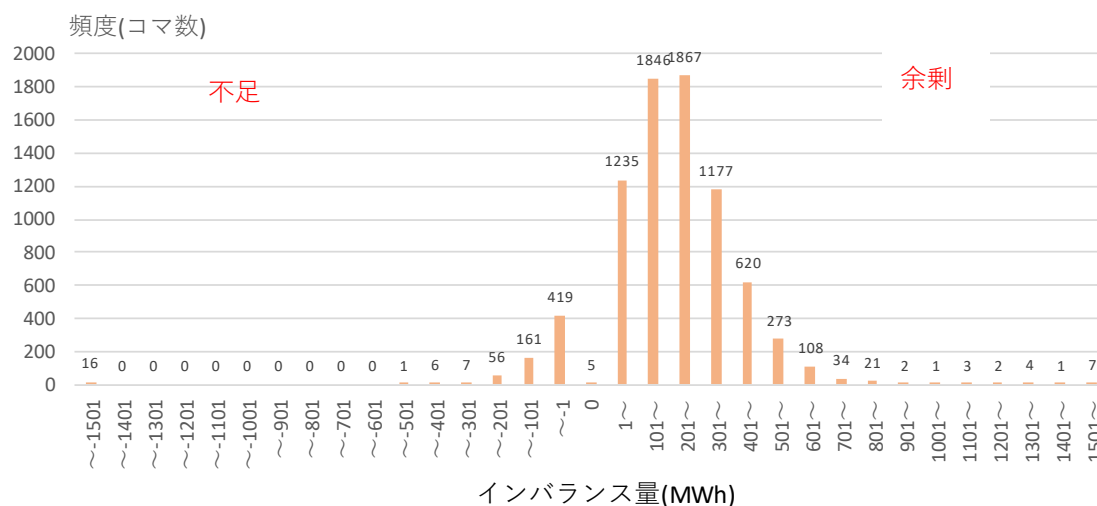


図 参考-10 2020 年における需要側インバランス価格帯の分布(フィンランド)  
(出所) ENTSO-E Transparency Platform データより MURC 作成



注: 2020 年 11 月 24 日よりインバランスの定義が変更されているため、2020 年については 1 月 1 日～11 月 23 日までを対象とした

図 参考-11 2020 年におけるインバランス発生量の分布(イギリス)  
(出所) ENTSO-E Transparency Platform データより MURC 作成

## スペイン

スペインではREE社が需給調整市場を運営しており、系統の安定運用の責務を担っている。OMIEにおける前日市場及び時間前市場の各セッション終了後、取引結果の通知を受け、REE社が需給調整市場を開催される。REE社は、取引制約情報をもとに、逐次、給電計画を作成し、需給調整を図りながら、系統運用を実施する。

スペインのインバランス精算制度の概要は下記の通り。

- ・ 発電、需要別のインバランス精算
- ・ 2017年から再エネ電源も事業者に対してインバランス精算の義務が生じた
- ・ 精算コマは1時間単位
- ・ 二重価格制度(Dual Pricing)
  - インバランス悪化方向：需給調整市場における3次調整力(Tertiary Reserve)の価格(MPR)
  - インバランス改善方向：前日市場価格(MPDA)

表 参考-20 スペインのインバランス精算制度

|               | BRP：余剰インバランス                         | BRP：不足インバランス                        |
|---------------|--------------------------------------|-------------------------------------|
| システムインバランス：余剰 | 受け取り：MPR <sub>dw</sub> <sup>※1</sup> | 支払い：MPDA <sup>※3</sup>              |
| システムインバランス：不足 | 受け取り：MPDA <sup>※3</sup>              | 支払い：MPR <sub>up</sub> <sup>※2</sup> |

※1：同一インバランス精算期間における、上げ方向の3次調整力の限界費用  
 ※2：同一インバランス精算期間における、下げ方向の3次調整力の限界費用  
 ※3：同一インバランス精算期間における、前日市場価格。

(出所)経済産業省「令和元年度内外一体の経済成長戦略構築にかかる国際経済調査事業（諸外国における需給調整市場関連制度及び託送料金負担に関する制度の検討状況等に係る調査事業）」より

表 参考-21 2019～2020年におけるインバランス精算価格(平均・最高・最低)(スペイン)

単位:€/MWh

|      | 2019年    |          | 2020年    |          |
|------|----------|----------|----------|----------|
|      | positive | negative | positive | negative |
| 平均価格 | 43.3     | 51.5     | 30.3     | 37.6     |
| 最高価格 | 73.9     | 1295.7   | 63.3     | 1887.7   |
| 最低価格 | 0.0      | 0.0      | -109.8   | 1.0      |

(出所) ENTSO-E Transparency Platform データより MURC 作成

表 参考-22 2019～2020 年におけるインバランス発生量 (平均・最高) (スペイン)

単位:MWh

|       | 2019年 |       | 2020年 |       |
|-------|-------|-------|-------|-------|
|       | 系統不足時 | 系統余剰時 | 系統不足時 | 系統余剰時 |
| 平均発生量 | -     | -     | 62    | 46    |
| 最高発生量 | -     | -     | 4,579 | 3,703 |

注: 2019 年 11 月よりインバランスの定義が変更されているため、2019 年については集計せず  
(出所) ENTSO-E Transparency Platform データより MURC 作成

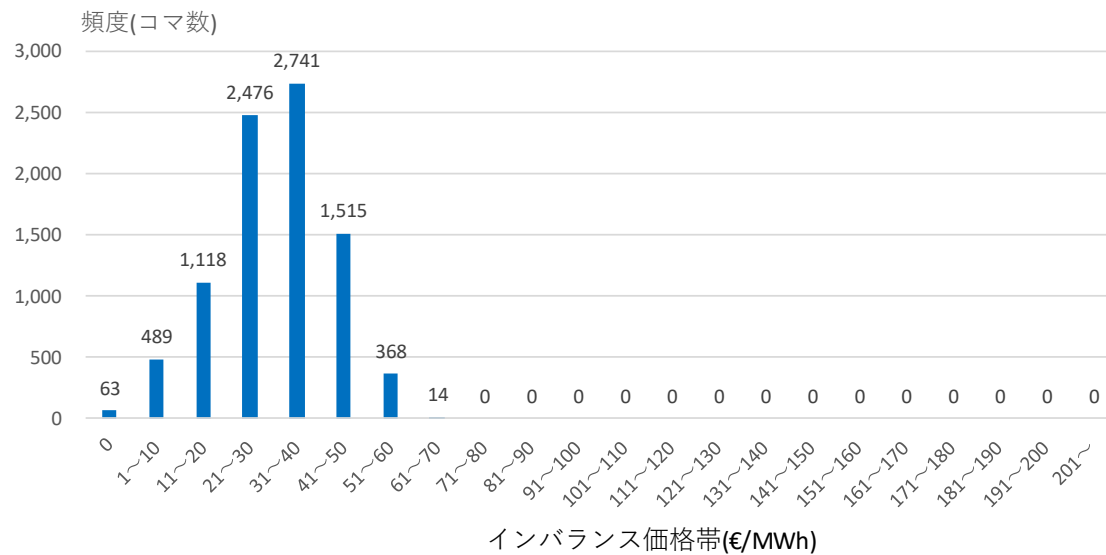


図 参考-12 2020 年の余剰インバランス価格の分布(スペイン)

(出所) ENTSO-E Transparency Platform データより MURC 作成

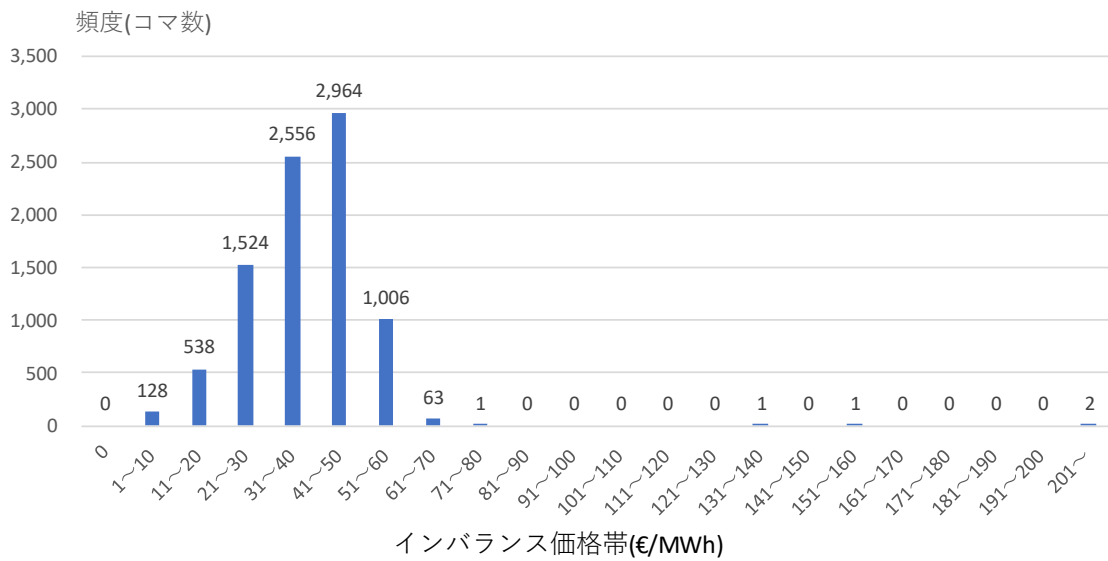


図 参考-13 2020 年の不足インバランス価格の分布(スペイン)

(出所) ENTSO-E Transparency Platform データより MURC 作成

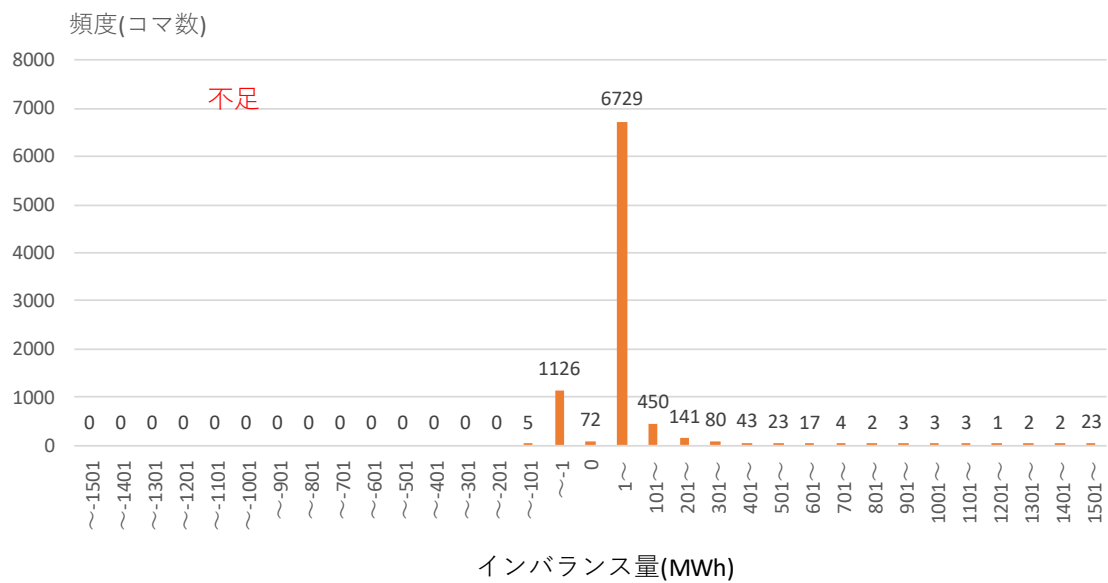


図 参考-14 2020 年のインバランス発生量の分布(スペイン)

(出所) ENTSO-E Transparency Platform データより MURC 作成

## イタリア

イタリアでは、TSO である Terna S.p.A.社が系統の安定運用の責任を担っており、系統運用に必要とされるリソース(リアルタイム需給調整、予備力、送電混雑解消等)を、MSD において調達している。MSD は、Terna 社が Central Counter Party としての役割を果たしている。Terna 社は市場参加者からの Bid/Offer を受け付け、安価なリソースから順に用いて(メリット・オーダー方式)系統全体の需給調整を行う。なお、BMU に対する決済価格が適用される(Pay as Bid 方式)。なお需給調整市場はスケジュール段階である①ex-ante MSD(事前市場)、調整段階である②MB(需給調整市場)の2つのフェーズより構成される。Ex-ante MSD は、さらに3つのセッションに分けて実施され、混雑の緩和、供給予備力(reserve margin)の創出を目的として、Bid/Offer を受け付ける。MB は、5つのセッションに分けて実施され、リアルタイムの需給調整、二次予備力の提供を目的として、Bid/Offer を受け付ける。

イタリアのインバランス精算制度の概要は下記の通り。

- ・ 10MWA を超える出力を持つ発電機(qualified units)は発電ユニット毎にインバランス精算の対象となる。10MWA 以下の出力の同一社の発電ユニット(not-qualified units)は、同一ゾーンごとに束ねられる。(※イタリアのインバランス精算に関わる地域は、二つのゾーン(macrozone)に分けられる。(北部と南部))
  - ・ 2つの“macrozone”において別々のインバランス価格が設定される。
  - ・ qualified units と not-qualified units では、インバランス精算ルールだけでなく、バランスング市場の参加ルールも異なる。需要ユニット(Consumption Unit)も not-qualified units と同じルールが適用される
  - ・ qualified units と not-qualified units のインバランス価格決定方式は下記の通り。
-

表 参考-23 イタリアのインバランス精算制度

| qualified units     | 発電ユニット：余剰インバランス                                                       | 発電ユニット：不足インバランス                                                    |
|---------------------|-----------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------|
| システムインバランス（ゾーン毎）：余剰 | 受け取り： $\min[P_{MGP}^{\text{※1}}, \min P_{MB \downarrow}^{\text{※2}}]$ | 支払い： $P_{MGP}$                                                     |
| システムインバランス（ゾーン毎）：不足 | 受け取り： $P_{MGP}$                                                       | 支払い： $\max[P_{MGP}^{\text{※1}}, \max P_{MB \uparrow}^{\text{※3}}]$ |

※1：同一インバランス精算期間における、前日市場（MGP）の価格  
 ※2：同一インバランス精算期間における、下向き（BRPの購入）のオファー価格の中で最小の値。  
 ※3：同一インバランス精算期間における、上向き（BRPの販売）のオファー価格の中で最大の値。

| not-qualified units | 発電ユニット群：余剰インバランス                                                                          | 発電ユニット群：不足インバランス |
|---------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------|------------------|
| システムインバランス（ゾーン毎）：余剰 | 受け取りまたは支払い：<br>$\min[P_{MGP}^{\text{※1}}, \text{average } P_{MB \downarrow}^{\text{※2}}]$ |                  |
| システムインバランス（ゾーン毎）：不足 | 受け取りまたは支払い：<br>$\max[P_{MGP}^{\text{※1}}, \text{average } P_{MB \uparrow}^{\text{※3}}]$   |                  |

※1：同一インバランス精算期間における、前日市場（MGP）の価格  
 ※2：同一インバランス精算期間における、下向き（BRPの購入）のオファー価格の加重平均値  
 ※3：同一インバランス精算期間における、上向き（BRPの販売）のオファー価格の加重平均値

(出所)経済産業省「令和元年度内外一体の経済成長戦略構築にかかる国際経済調査事業  
 （諸外国における需給調整市場関連制度及び託送料金負担に関する制度の検討状況等に係  
 る調査事業）」より

表 参考-24 インバランス料金制度の比較分析

|                  |                           | EU               | イギリス                                                                                      | 北欧                                                             | ドイツ                                                                                           | フランス                                                                                      |
|------------------|---------------------------|------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>インバランス精算</b>  |                           |                  |                                                                                           |                                                                |                                                                                               |                                                                                           |
|                  | 精算時間単位                    | 15分単位            | 30分単位                                                                                     | 60分単位                                                          | 15分単位                                                                                         | 30分単位                                                                                     |
|                  | インバランス精算運営主体 (TSO側)       | 各TSO             | Elaxon社(National Grid子会社)                                                                 | eSett社(北欧TSO3社)<br>+ Energinet社                                | TSO4社                                                                                         | RTE社                                                                                      |
|                  | インバランス精算主体 (BRP側)         | 各BRP             | 市場参加者(BSC Parties)                                                                        | BRP                                                            | BGM                                                                                           | BRP                                                                                       |
|                  | インバランスの定義                 | －                | 計画値同時同量制                                                                                  | 計画値同時同量制                                                       | 実同時同量制                                                                                        | 実同時同量制                                                                                    |
|                  | インバランス価格が引用する調整力価格(kWh価格) | 限界価格方式           | 概ね限界価格方式<br>(=上位1MWh)                                                                     | 限界価格方式(N-RPM価格)<br>⇒稼働した調整力(mFRR)の<br>最高値・最安値                  | 平均価格<br>⇒稼働した調整力(SCR+MR)<br>の加重平均                                                             | 平均価格<br>⇒稼働した調整力の加重平均<br>(上げ代・下げ代別)                                                       |
|                  | BRPポジション(余剰・不足)による区別      | なし(単一価格方式)       | なし(単一価格方式)                                                                                | 発電側: あり<br>消費側: なし                                             | なし(単一価格方式)                                                                                    | あり                                                                                        |
|                  | 系統状況(余剰・不足)による区別          | —                | なし                                                                                        | 発電側: あり<br>消費側: あり                                             | あり                                                                                            | あり                                                                                        |
|                  | 需給逼迫状況の反映有無               | 各国において検討         | あり<br>(VoLL/LoLPに基づき希少性を<br>鑑みた価格設定を実施(RSP価格))                                            | なし<br>(注: 検討中)                                                 | あり<br>(TSOが事前確保した調整力の<br>80%以上を稼働した場合、<br>補正措置を実施)                                            | なし                                                                                        |
| <b>調整力調達・稼働</b>  |                           |                  |                                                                                           |                                                                |                                                                                               |                                                                                           |
|                  | 調整力提供者数                   | －                | 市場参加者(BSC Parties): 327<br>事業者                                                            | BRP数: 182事業者(北欧3か<br>国)                                        | BSP数: 59事業者                                                                                   | BSP数: 59事業者                                                                               |
|                  | 調整力提供者との精算方法              | Pay-as-Cleared方式 | Pay-as-Bid方式                                                                              | Pay-as-Cleared方式                                               | Pay-as-Bid方式                                                                                  | Pay-as-Bid方式                                                                              |
|                  | リアルタイム市場の有無<br>(調整力入札の期限) | －                | 需給調整メカニズム(Balancing<br>Mechanism)                                                         | 北欧共通予備力市場(Nordic<br>Regulation Power Market)                   | 無し(注: ただし共通予備力市<br>場が存在)                                                                      | 需給調整メカニズム(BM:<br>Balancing Mechanism)                                                     |
| <b>調整関連費用の回収</b> |                           | 各国において検討         | 調達費用(kWh価格)+運用費用<br>(kWh価格)<br>⇒ネットワーク料金(BSUoS)で回<br>収<br>⇒インバランス精算後の不均衡<br>分は、RCRCを通じて還元 | 調達費用(kWh価格)<br>⇒ネットワーク料金で回収<br><br>運用費用(kWh価格)<br>⇒インバランス料金で回収 | 調達費用(kWh価格)<br>⇒ネットワーク料金で回収<br><br>運用費用(kWh価格)<br>⇒インバランス料金で回収<br>⇒不均衡分は、ネットワーク<br>料金に組み込んで調整 | 調達費用(kWh価格)<br>⇒ネットワーク料金で回収<br><br>運用費用(kWh価格)<br>⇒インバランス料金で回収<br>⇒不均衡分は、調整係数「k」<br>で事後調整 |

| 二次利用未承諾リスト |        |                                                    |                                                           |
|------------|--------|----------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------|
|            |        |                                                    |                                                           |
|            |        |                                                    | 報告書の題名 諸外国の卸電力市場における時間前市場及び先渡市場・先物市場に係る調査                 |
|            |        |                                                    |                                                           |
|            |        |                                                    | 委託事業名: 令和2年度産業経済研究委託事業 諸外国の卸電力市場における時間前市場及び先渡市場・先物市場に係る調査 |
|            |        |                                                    |                                                           |
|            |        |                                                    | 受注事業者名 三菱UFJリサーチ&コンサルティング                                 |
|            |        |                                                    |                                                           |
| 頁          | 図表番号   | タイトル                                               |                                                           |
| 3          | 図1--1  | SIDC第1,2期の実施状況及び第3期計画                              |                                                           |
| 4          | 図1--2  | 市場関係コードの全体像                                        |                                                           |
| 9          | 図1--3  | 欧州主要国における時間前市場のchurn factorの推移(価格決定方式別)            |                                                           |
| 9          | 図1--4  | 欧州における時間前Continuous市場取引量(ゾーン間・ゾーン内取引別)             |                                                           |
| 43         | 図1-21  | 2019年における時間前市場における取引量推移(Session別)(スペイン)            |                                                           |
| 45         | 図1-23  | 時間前市場のスケジュール                                       |                                                           |
| 48         | 図1-24  | イタリア電力市場の構造                                        |                                                           |
| 51         | 図1-26  | 時間前市場(M)における取引量推移(セッション別)                          |                                                           |
| 51         | 図1-27  | 時間前市場(M)における取引価格推移(セッション別)                         |                                                           |
| 55         | 図1--29 | XBIDとCRIDA統合後の新たな市場タイムライン                          |                                                           |
| 59         | 図1--30 | 実需給までの時間間隔における平均取引回数                               |                                                           |
| 60         | 図1--31 | 5秒間隔と5分間隔のオークションの有効性比較(約定の頻度)                      |                                                           |
| 62         | 図1--32 | 10回のオークション実施による提案スケジュール                            |                                                           |
| 78         | 図1--33 | ドイツにおける太陽光と風力発電量とFRR容量の推移                          |                                                           |
| 78         | 図1--34 | ドイツの時間前市場における15分単位商品の取引量                           |                                                           |
| 79         | 図1--35 | Deterministic imbalancesと15分単位商品の時間前取引量の推移         |                                                           |
| 88         | 図1--40 | Elbas全取引における約定から受け渡し開始までのリードタイム(縦軸: 割合、横軸: リードタイム) |                                                           |
| 102        | 図2--1  | 卸電力市場構造の体系化                                        |                                                           |
| 106        | 図2--3  | 欧州の電力需要量に対する先渡・先物取引量及びOTC取引量の割合                    |                                                           |
| 117        | 図2--11 | 電力先物取引所における取引量及び取引件数の推移(4半期別)                      |                                                           |
| 118        | 図2--12 | ブローカーを介した先物・先渡市場における取引量及び取引件数の推移(4半期別)             |                                                           |
|            |        |                                                    |                                                           |
|            |        |                                                    |                                                           |
|            |        |                                                    |                                                           |
|            |        |                                                    |                                                           |