



RIETI Discussion Paper Series 13-J-075

電力自由化に関わる市場設計の国際比較研究 ～欧州における電力の最終需給調整を中心として～

八田 達夫
経済産業研究所

三木 陽介
経済同友会政策分析センター



Research Institute of Economy, Trade & Industry, IAA

独立行政法人経済産業研究所
<http://www.rieti.go.jp/jp/>

電力自由化に関わる市場設計の国際比較研究 ～欧州における電力の最終需給調整を中心として～

八田 達夫（経済産業研究所）

三木 陽介（経済同友会政策分析センターアソシエイト・マネジャー）

要 旨¹

日本では電力システムの大改革が行われようとしている。この改革で導入されるもっとも大きな制度は、「電力の最終需給調整への市場メカニズムの導入」である。具体的には、主としてインバランス精算制度と調整電力の入札制度である。これらの制度は、電力消費の時点における需給の逼迫状況をインバランス精算価格を通じて発電者にも需要家にも伝え、需給の乖離を縮小するために有効である。

電力システム改革に長い経験を持つ北欧や、比較的最近自由化したドイツでは、これらの問題を解決するために電力の自由化を推進してきた。

本研究では日本のシステム改革に資するべく、以下の諸点をこれら欧州諸国の市場制度の国際比較により解明する。

- (1) 予備電力及び調整電力の入力方式
- (2) インバランス精算の方式
- (3) TSO 間の協力体制
- (4) balance responsible companies が各国のリアルタイム市場で果たしている機能
- (5) 各国間のネットワークの連系線における混雑解消の諸方式

キーワード：電力自由化、リアルタイム電力取引、インバランス精算

JEL classification: L51, L94

RIETI ディスカッション・ペーパーは、専門論文の形式でまとめられた研究成果を公開し、活発な議論を喚起することを目的としています。論文に述べられている見解は執筆者個人の責任で発表するものであり、（独）経済産業研究所としての見解を示すものではありません。

本稿は、八田達夫が独立行政法人経済産業研究所におけるプロジェクト「電力自由化に関わる国際比較研究」の成果の一部である。本稿を作成するに当たっては、大山力教授（横浜国立大学大学院）、田中誠准教授（政策研究大学院大学）、経済産業研究所の関係者、並びに経済産業研究所ディスカッション・ペーパー検討会出席の方々から多くの有益なコメントを頂いた。

はじめに

東日本大震災後に計画停電および電力制限令の発令が行われた。このことは、我が国の電力システムが、電力逼迫時に需給を調整する価格メカニズムを欠くものであることを明らかにした。

まず、現在の日本では、インバランス精算価格が発動時の需給逼迫度を反映したもになっていない。その分停電の可能性が高められている。

次に、日本では、電力需給の逼迫時にもインバランス精算価格は上がらないので、需要家は好きなだけ買う。電力会社は、需要量に対応していくらでも供給しなければならないので、夏のほんの数日の逼迫時に備えるために膨大な予備発電能力をかかえてきた。これは日本の電力価格を不必要に引き上げてきた原因でもあった。

日本では電力システムの大改革が行われようとしている。この改革で導入されるもっとも大きな制度は、「電力の最終需給調整への市場メカニズムの導入」である。具体的には、主としてインバランス精算制度と調整電力の入札制度の導入である。これらの制度は、電力消費の時点における需給の逼迫状況をインバランス精算価格を通じて発電者にも需要家にも伝え、需給の乖離を縮小するために効果を発揮する。

電力システム改革に長い経験を持つ北欧や、比較的最近自由化したドイツでは、これらの問題を解決するために電力の自由化を推進してきた。

本研究では日本のシステム改革に資するべく、以下の諸点をこれら欧州諸国の市場制度の国際比較により解明する。

- (1) 予備電力及び調整電力の入力方式
- (2) インバランス精算の方式
- (3) TSO 間の協力体制
- (4) **balance responsible companies** が各国のリアルタイム市場で果たしている機能
- (5) 各国間のネットワークの連系線における混雑解消の諸方式

2013 年 5 月に本プロジェクトのメンバーである八田達夫（大阪大学招聘教授）、

田中誠(政策研究大学院大学准教授)、大山力(横浜国立大学大学院工学研究院教授)、が欧州各国の TSO を訪問し、ヒアリングを行った。13 日に Svenska Kraftnät (スウェーデン)、14 日に Statnett (ノルウェー)、15 日に Energinet.dk (デンマーク)、16 日に TenneT (ドイツ) に訪問した。本稿はヒアリングの成果を活用している。

以下本稿では、まず第一部で、自由化されている欧州の電力最終需給調整の基本的なフレームワークを示す。次いで第二部では、北欧における制度の現状とそこに至った経緯を述べる。北欧諸国は電力最終需給調整についても市場と統合し、広域化する取り組みを行い、効率性を向上させてきた。さらに第三部で、ドイツについても同様に論じ、制度の特徴と直面している課題について述べる。第四部では各国の電力制度について補足する。結論では、欧州の電力最終需給調整制度に関する本稿における分析が日本の電力改革に与えるいくつかの示唆を考察する。

第一部. 欧州での電力最終需給調整

第一部では欧州の電力市場をモデルとして、自由化の下での電力最終調整の基本的なフレームワークを示す。

I. 給電指令所

通常の経済取引では、財は需要と供給のバランスが一致していないときは、在庫の変動で調整する。需要超過であれば在庫が減り、供給超過であれば在庫が増える。さらに、在庫がなくなってしまう必要者は何日か待たされることになる。

それに対して、電力の財としての特色は、在庫が持てないことと、在庫不足が許されないことである。電力に関しては、毎分ごとの需要量と供給量がごく狭い幅で一致していなければ、停電が起きてしまう。もし需要量と供給量とにミスマッチが生じると、周波数が変化して、発電機が停まってしまう。1つの発電機が停まると周波数に影響を及ぼすから、ほかの発電機も次々に停まってしまう、停電が起きてしまう。

したがって、停電を防ぐために、送電線上の周波数の変化に反映される需給の

ャップを時々刻々監視して、追加発電を命じたり、契約した需要家に節電を命じたりして需給を合致させる必要がある。上で述べた電力の財としての特色は、「送電線の使用においては、同時同量が要求されることだ」と言い換えることもできる。

この最終需給調整を主たる業務として行う機関が給電指令所である。給電指令所は、各送電線ごとの周波数を見ながら需給のミスマッチを監視し、需要が供給を越えているときには追加の発電を要請し、それで足りなければ契約している需要家に対して需要量を節電してもらう。

このような最終需給調整を含めて、停電が起きないように行う給電指令所の活動を系統運用という。特定の送電線に混雑が発生しないよう、送電線のブレーカーを切ったり、潤滑油的な発電（無効電力の供給）を行ったりすることも系統運用の役割である。

日本では給電指令所は電力会社の一部であるが、北欧やドイツ（以下「欧州」と呼ぶ。）では系統運用を行うと共に、管轄エリアの送電網の大部分を所有している Transmission System Operator (TSO)の一部である。以下、欧州の送電系統運用者について述べる際は TSO と記す。

II. 一般セクター超過需要と予備電力セクター

発電所と大口需要家による電力の売買は、①電力の売り手と顧客需要家との間の相対取引及び②前日及び当日の取引所取引によって行われる。これら相対取引と取引所取引における需要を「一般需要」と呼び、両取引における発電を「一般発電」と呼ぶ。一方、発電所と大口需要家は、TSO とも電力の売買を行うことがあるが、そこで取引される電力を「調整電力」と呼ぶ。

需要家も発電所も計画の通りに行動すれば、相対取引の当事者間による需給は一致しているはずである。また取引所取引も全体としての需給は一致しているはずである。したがって需要家も発電所も計画の通りに行動すれば、毎時における一般需要は一般発電に一致しているはずである。

しかし需要家も発電所も、計画値通り行動できるわけではない。実績値は計画値からずれる。

一般需要が一般発電を上回っている場合には、TSO が、15 分前の通知で特定の発電所や需要家に対して追加発電や需要削減を指令してこのギャップを埋める。一方一般需要が一般発電を下回っている場合には、特定の発電所や需要家に緊急の発電削減や需要追加を命じる。

このように最後の時点（以後「実動時」と呼ぶ）で一般需要と一般発電のギャップ（これを「一般セクター超過需要」と呼ぼう）を埋めるために TSO の命令によって送電線に追加投入あるは削減される純電力投入量が「調整電力」である。

一般セクター超過需要は、元来の電力取引によって発生したものであり、それを補正するのが調整電力である。従って TSO による調整電力の購入量は、「一般セクター超過需要量」に等しい。

III. 予備力 (Reserve) の種類

調整電力 (Regulating Power) は、「リアルタイムの需給ギャップを埋めるための電力である」と定義することができる。各 TSO は一定以上の調整電力を必ず確保する必要があるため、一般的には、前もって TSO が予約料を払い、予備電力を発電追加、需要削減の組み合わせおよび発電削減、需要追加の両方に関して確保している。

調整電力を供給するために待機している予備発電能力は3つに分類される。Primary, Secondary, および Tertiary である。

Primary 予備力は発電機の脱落など瞬時の需給変化に対応するための予備力である。これはコンピューターで自動的に発動する。

Secondary は Execution の直前に予測される需給変化に対応するための予備力であって、これもコンピューターで自動的に発動される。

Tertiary は予測される需給変化に対応するために手動で発電命令を下す予備力である。[Kristiansen(2007,p.3692)参照のこと]

Primary は瞬時に動くものであるため、発電の費用も償却の費用も込みで一括して入札される。Secondary 予備力も同様に一括で入札される場合が多い。Tertiary

は待機に対しては、待機料が支払われ、また発電自体に対しては、実際に発電され命令がおきた時のみ、発電費用が費用として支払われるという違いがある。

以下特に断らない限り、「調整電力入札」について論じるときは、この Tertiary の予備力を用いた調整電力について論ずる。²

IV. インバランス(差分)精算

A. 計画値届出制度とインバランス精算

欧州の自由化諸国では、「計画値同時同量」制度を採用している。すなわち、発電所と大口需要家は、実動の前日までに、実動日の時間ごとの計画発電量と計画需要量を、TSO に対して直接間接に届け出る。

この計画値同時同量制度があるために、相対取引は基本的には毎時間ごとの使用電力量と価格を決めてしまう確定数量契約が可能になっている。

発電所は、時間帯ごとの相対契約において確定した発電数量と、取引所で契約を結んだ発電数量との合計発電計画量を、前日に、TSO に対して届出る。さらに、発電所も大口ユーザーも、最終的に決めた時間帯ごとの電力使用計画量と需要量とを、実際の取引時間の 45 分前に TSO に対して届け出る³。これが計画値同時同量制度の要素である「計画値届出制度」である。

しかし、需要家も発電所も、計画値通り行動できるわけではないので、実績値と計画値との間には、インバランス（差分）が生じる。

その場合には、一般需要側も一般発電側も自社のインバランスを TSO に精算し

² 以上の 3 分類が予備力分類の国際標準であるが、国際標準の primary と secondary を併せて、ノルウェーとスウェーデンでは primary と呼び、国際標準の tertiary を secondary と呼んでいる。恐らく、これらの地域では、コンピューターによる自動調整で、国際標準の secondary まで水力で対応できるので、primary と secondary が一体化していると考えられる。

本稿では、国際標準の用語法に従う。すなわち北欧で secondary reserve と呼ばれるものを、本稿では、tertiary reserve と呼ぶ。

³ 実際には、直接ではなく（後述の Balance Responsibility Party (BRP) という会社を通じて間接的に TSO に対して届けている。

てもらう⁴。

この精算では、一般発電所は、計画を超えた発電量を TSO に売却する⁵。その一方で、不足分は指令所から購入する。さらに、一般の大口需要者は、計画値を超えた需要量を指令所から購入する。その一方で、計画値からの節電分を指令所に売却する。(ところで節電分は一種の発電とみなされることになる。)

この精算方式を「計画値からのインバランス精算制度」、略して「インバランス精算制度」と呼ぶ。

前に述べたように、この精算制度があるから、発電所と大口需要家は、確定数量契約による相対取引が出来る。個々の契約当事者が発生させる確定契約量からのインバランスは、契約当事者間ではなく TSO が精算してくれるから、契約は確実に履行できるのである。

B. 需給対応インセンティブ

インバランス精算は、時々刻々の需給状況を反映し、しかもインターネットで公開される精算価格によって行われる。このインバランス精算制度は、実動時における需給ギャップを強力に縮小させる。

まず、実動（アクティベーション）時と実動時の 45 分前までの間における精算価格の観察から、需給逼迫により精算価格が高くなることが予想される時間帯では、発電会社は、計画値を超えて発電をしようとする。そうすることにより、超過発電分（インバランス）を、高い精算価格で TSO に買ってもらえるからである。一方、大口需要側には、そのような時間帯では、節電分を高く売れるので、節電しようとする動機が生まれる。自社の計画需要量を未満を需要することにより、節約分（インバランス）を、高い精算価格で TSO に買ってもらえるからである。

逆に、送電ネットワーク全体で供給過多が予想されるときには、インバランス精算価格は安いことが予想される。そのような時間帯では、発電所は、自社の発電量を計画発電量より下げるインセンティブが発生する。契約遂行のための不足分は、

⁴ このような精算も後述のバランス・レスポンスルを通じて行われる。

⁵ 八田[2012,p.75]はインバランス精算を図示している。

TSO からインバランス精算を通じて自社で発電するより安く買うことができるからである。一方、大口需要家には、計画量を超えて安い電力を追加購入する動機ができる。

こうして、インバランス精算制度は、実動時における需給ギャップを強力に縮小させる。すべての市場参加者は現在時点でのインバランス精算価格をネットで見ながら行動しているからである。

C. 取引所価格への影響

インバランス積算価格の変化は、前日スポット価格および時間前市場価格などの「取引所価格」にも裁定を通じて影響を与える。

需給逼迫が予想されるときには、インバランス精算価格が上昇することが予想されるから、裁定によって、取引所の前日スポット価格や時間前市場価格自体が大幅に上昇する。このため、発電所は前もって燃料費の高い発電機の稼働準備をして取引所に売る動機が出来る。大口の需要家には、今日は会社を休みにして電気の購入量をゼロにしよう、あるいは普段より大幅に節電をしようといった動機が生まれる。

逆に、送電ネットワーク全体で供給過多が予想されるときには、インバランス精算価格は低下することが予想されるから、裁定によって、取引所の前日スポット価格や時間前市場価格自体が大幅に下落する。このため、そのような時間帯では、発電所は、自社の発電量を下げ、契約遂行のための不足分を取引所から安く購入する。さらに大口需要家は、安い電力を、それまでに契約した相対契約量を超えて追加購入する。

こうして、インバランス精算制度は、実動時のインバランス精算によるだけでなく、その 45 分前までの取引所取引をも通じて、需給ギャップを縮小させる機能を強力に発揮させる。すべての市場参加者は現在時点でのインバランス精算価格をネットで見ながら行動しているからである。

インバランス精算価格が実動時点での需給ギャップを反映していない場合には、時間前市場やスポット市場は、実動時点での需給ギャップを有効に縮小し得ない。実動時の需給ギャップは、外部者には誰にも予測できないからである。

V. 調整電力入札

計画値同時同量制度が行われている自由化国では、送電線を利用する需要者や発電所が、時々システム全体の需給の逼迫状況に応じて行動する。このため、全体の需給ギャップが大幅に縮小される。

しかし縮小されても、需給ギャップは完全にはなくなる。

一般セクターで超過需要が発生している場合には、TSO が、15 分前の通知で追加発電や節電を指令してこの超過需要を埋める。その際、TSO は、自社の発電装置を持っていないために、調整電力の入札制度を通じて、市場から電力を調達する。そのために市場が予め準備している調整電力供給容量を、「供給予備力」ともいう。これは、具体的には発電追加・発電削減容量および需要量追加・削減容量である。

自由化国では、必要な供給予備力の全発電能力に対する比率を TSO なり政府なりがまず決める場合が多い。

次に TSO は、発電会社や大口需要家に、待機料を払って、その比率を達成するのに必要な供給予備力容量を待機してもらう。この待機料を決める供給予備力容量の入札を「予備力容量入札」という。

この入札で落札した発電所や大口需要家は、さらに実働時の調整電力供給の入札を行う。

したがって、これらの入札制度は、1a) 発電追加のための予備力容量入札、1b) 発電追加入札、2a) 需要削減のための予備力入札、2b) 需要削減入札とから成っている。

一方一般セクターで超過供給が発生している場合には、希望する発電所や需要家に 15 分前の通知で緊急の発電削減や需要追加を命じる。その入札制度は、3a) 発電削減追加のための予備力容量入札、3b) 発電削減入札、4a) 需要追加のための予備力入札、4b) 需要追加入札とから成っている。

以上の 8 つの入札制度を合わせて、「調整電力入札制度」と呼ぶ。

A. 電力不足時

1a) 発電追加のための予備力容量入札

発電所には、電力不足時にそなえて、発電追加容量を入札してもらう。具体的には、TSO は前もって発電会社に、いくら待機発電料を払ったらどれだけの量を 15 分前の通知で発電してくれるか入札してもらう。

まず各発電会社が、それぞれが供給予備力容量を確保するために必要な待機料を入札する。次に TSO は、全体として必要な供給予備力水準に対応する予備力容量入札額以下の金額で応札した各電力会社に、落札額によって決まる待機料を支払い、発電機に待機してもらう。落札した発電所は、落札分の電力量を営業用には売らずに、調整電力用の発電のために待機させておく。

待機料は、実際に調整電力として、稼働してもしなくても支払われる。発電会社は、これらの発電所を通常の需要者への営業目的に使わずに TSO からの指令に備えて最後の瞬間まで待機しているわけだから、待機料はその機会費用に充てられる。

1b) 発電追加入札

つぎに、どの発電所に対して実際の発電指令が下されるかは、発電追加入札に基づいて決められる。

待機している発電所は、待機していること自体に対して待機料を受け取るが、実際に追加発電した場合には、入札発電料もさらに支払われる。待機している発電所ごとに発電料の入札を行う。当日に一般セクター全体で電力不足が発生する（すなわち一般セクターの超過需要がプラスである）時間帯では、TSO は入札追加発電料の安い順に待機発電所に追加発電を命じて、不足をうめる。結果的に発電指令によって発電する会社には、燃料を始めとして実際の発電のためのコストはカバーする追加発電料が支払われるわけである。

2a) 需要削減のための予備力入札、

予備力入札されたすべての発電容量を使っても、十分な予備力確保には普通不足する。このため、TSO は、大口需要家に、電力不足時にそなえて、需要削減容量を入札してもらう。具体的には、TSO は前もって大口需要家に、いくら待機発電料を払ったらどれだけの量を 15 分前の通知で急な節電をして貰えるかを入札してもら

う。

2b)需要削減入札

追加発電入札に応札した全ての発電所に追加発電してもらっても、電力不足を賄うには足りない場合がある。そのような場合に、TSOは、待機して貰っている大口の需要家に、需要削減命令を出す。どの発電所に対して実際の発電指令が下されるかは、需要削減入札に基づいて決められる。これは、大口の需要者に、幾ら払えばどれだけの量を15分前の通知によって節電してくれるかを前もって入札してもらっておくものである。(図1参照)すべての追加発電入札を用いても電力が不足する当日の時間帯では、追加節電入札額の低い順に入札需要者に節電を命じて、不足をうめる。この入札を「ネガワット節電入札」ともいう。典型的な節電入札企業は素材産業である。

B. 電力過剰時

これまでは、一般セクターが超過需要である場合を考えた。

しかし、一般セクターがプラスの超過供給である場合)には、TSOは一般セクターの超過供給を買い入れると同時に、その分どこかの発電会社に発電の削減を指令したり、需要家に需要量増大を指令したりしなければならない。そのために、短時間の通知で発電を減らして貰ったり、需要を増やして貰う入札も行う。電力不足時と同様にその入札制度も、容量入札と調整電力入札から構成されるため、は、3a)発電削減追加のための予備力容量入札、3b)発電削減入札、4a)需要追加のための予備力入札、4b)需要追加入札とから成っている。これらは、電力不足時の入札制度と対称的である。

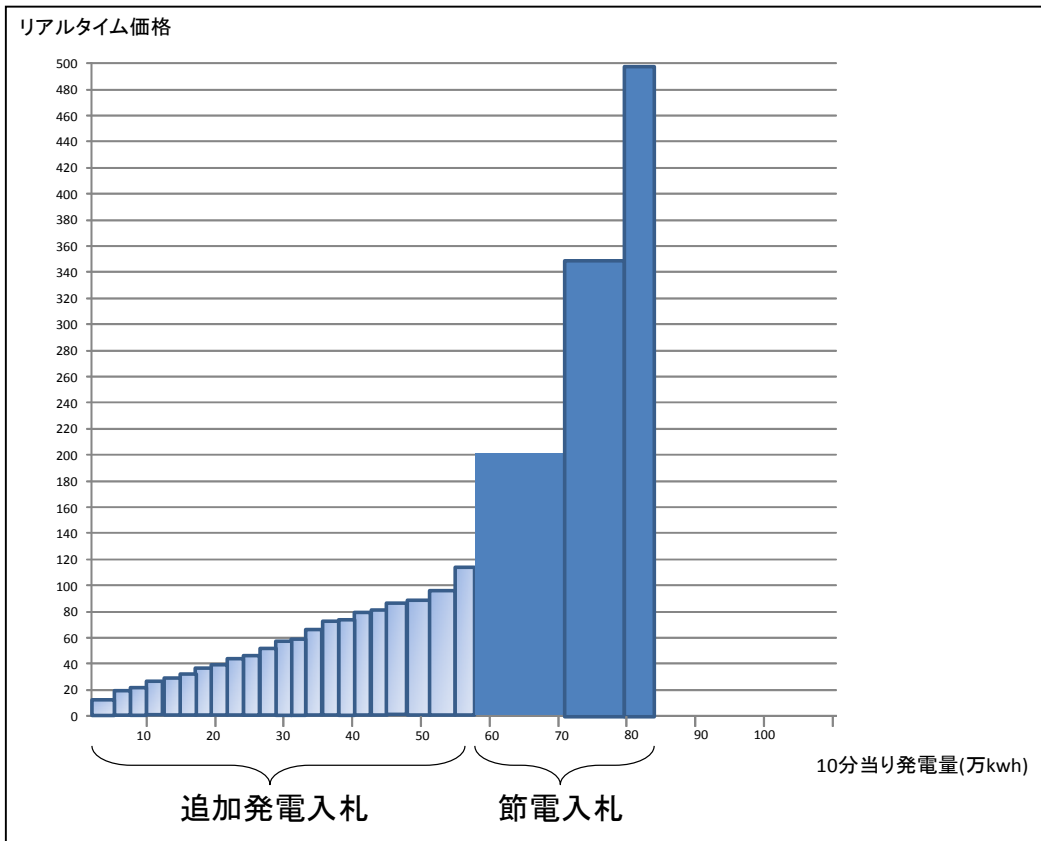


図 1 調整電力入札 (追加発電入札+節電入札)

出所: 八田(2012,p.146)

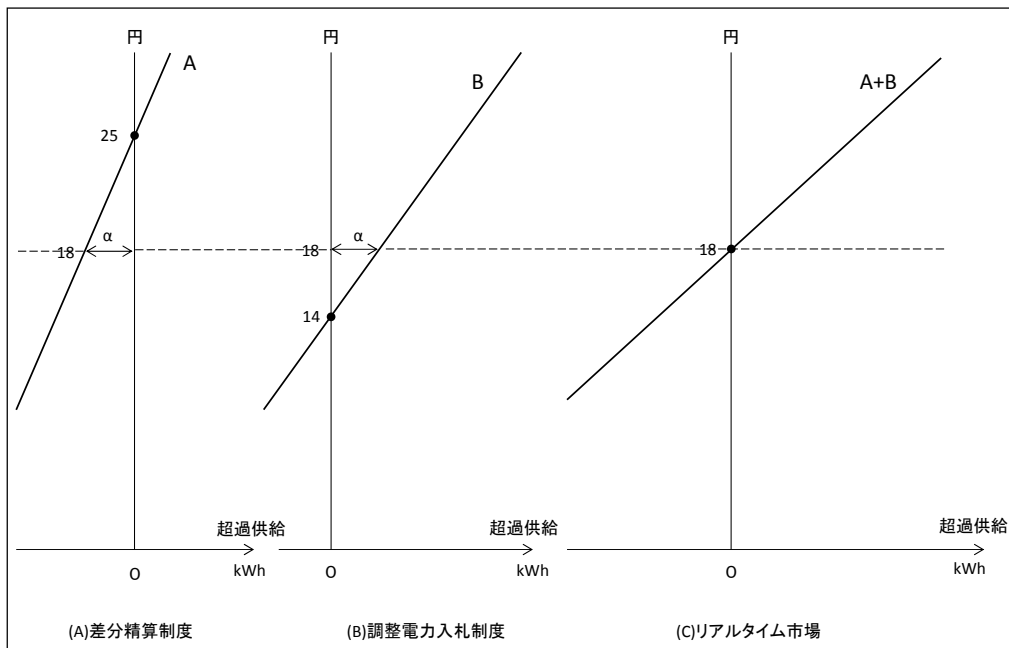


図 2 リアルタイム市場の超過供給曲線 指令所が売る時間帯

出所: [八田(2012,p.149)参照のこと]

第二部. 北欧における電力最終需給調整

I. 調整電力入札方式

A. 予備力容量入札

北欧の TSO（スウェーデンは通年、ノルウェーは11月から3月まで）は、実働時の前日のスポット市場開催前までに tertiary 予備電力の調整電力入札市場を開く。落札した発電会社および需要家は落札キャパシティ（正・負それぞれの予備電力）に対応する予約料（あるいは待機料）を TSO から受け取る。予備電力用途に当てられる発電機の場合、この予約料が償却費の一部に充てられる。

附論1に示すように、予備電力へ予約料を支払う仕組みについては各国 TSO で異なっている。

B. 調整電力の発電追加・削減入札

スポットマーケットが閉じられた後、予備電力供給会社は、Tertiary Reserve のための調整電力入札市場でアワーの価格入札を入れる⁶。この入札価格は実行時の45分前まで何度でも変更して良いことになっている [Frnnze(2007,p.17-20)参照のこと]。調整電力についても落札した発電会社は、予約料の他にアワーに対する報酬を受け取る。

C. 調整電力の需要削減・追加入札

予備電力入札においても調整電力入札においても、発電だけではなく、需要家も需要削減や需要追加の入札を行う [Nordel(2007,p.63)参照]。スウェーデンでもノル

⁶ 北欧では、国際標準で tertiary reserve と呼ばれているものを、secondary reserve と呼んでいる。しかし本稿では国際標準に従う。

ウェーでも需要家による調整電力入札量の方が発電の調整電力入札量よりも多い。

ノルウェーでは11月から3月までの予備力容量入札は2000MWが義務付けられている。そのうち600MWは発電側でなければならない。残りは需要側である。需要側は基本的に待機料は非常に低いのだが、かなり高い料金を取る。平均的にはkwhあたり0.5ユーロ程度である。ノルウェーの南部では予備力はほとんどが需要側だけが供給する。

その際、大口の工場で節電入札をするときには通常需要量は分かっているから、それを契約ベースで調べて、そこから下げることになる。実際にはこの需要側の節電命令が起きるということは頻繁ではなく、およそ2年に1度である。

スウェーデンでは2011年11月から2013年5月までの間での最高値はkWh当たり0.8ユーロであった。1kWh当たり0.2ユーロより高かったのは全体の1%であった。

D. Reactive と proactive bidding

ノルウェーでもスウェーデンでも前日にキャパシティ入札をしなかった発電所も、予備電力落札企業と同様に、調整電力への入札市場で実行時の45分前までアワーの入札をすることができる。通常発電所が、取引所や時間前市場で売れ残った電気を入札できるわけだ。ただしこのタイプの発電所は予約料を受け取ることができない。

なおこのように、当日の飛び入り入札を認めることは reactive bidding という。それに対して、前もって予備力容量入札を済まして予約量を支払って入札してもらうことを proactive bidding という。スウェーデンでは一年中 proactive 入札と reactive 入札を共存させている。一方ノルウェーでは、むしろ reactive reserve が基本である。

ノルウェーでは11月から翌年の3月までの間だけ proactive 予備力も確保している。夏の間は水力発電の貯水池に水が十分あり、いつでもそれが稼働できるからである。それに対して、スウェーデンではガスタービンで最終需給調整をやるから前

もって予約しておく必要がある。

ノルウェーでは、このような当日の飛び入り入札を認めることは、TSOにとって は予備電力入札によって前日に必要なキャパシティだけは確保した上で、現実の発電命令は最も安い電源を用いることができるというメリットがある。したがって入札の安い順に発電命令を出す。

それに対してスウェーデンでは「元来、調整電力のアワーの発電料金を市場が十分高く決めれば、発電会社はそれに対応して自主的に十分な予備力容量を用意するはずである。したがって人為的に予備力容量を設定することは、TSOによる市場への介入であるから、人為的な予備力確保は将来的にはなくしたい。当面持つにしても最小限に済ませ、なるべく reactive ですませたい。」と考えているので、どのように値段が高くてもまず reactive の発電を優先し、それが終わってから proactive の入札を用いるという。(Svenska Kraftnät における Anna Guldbrand 氏からのヒアリング調査より)

やはり同じ精神に立って、オランダやベルギーでは proactive な bidding は一切なく、全てが reactive な bidding のみである。(Statnett におけるヒアリング調査より)

E. リアルタイム価格

調整電力の入札においては、落札した発電者あるいは需要家のもっとも高い入札価格を「リアルタイム価格」という[NordREG(2010,p.18)参照のこと]。北欧ではこのリアルタイム価格が、全ての入札者に対して支払われる。従って低い価格の札を入れた発電所や需要家も実際に受け取るアワーの価格は、それより高いリアルタイム価格である。

システム全体で供給不足の際に、通常は発電追加のみで調整電力は賄われる。その際、追加発電を命じられた発電所の中で最も高い入札価格が落札価格である(図2参照)。北欧では、TSO は、落札価格よりも低く入札した発電所のすべてにも追加発電量としてこの落札価格を支払う。この場合の落札価格が、調整電力の「限界発電費用」である。限界発電費用は、リアルタイム価格の一形態である。

この落札価格より低く入札した会社は、自社の入札価格と落札価格との差額を固

定費の支払いに充てることができる。例えば図 1 で TSO は 20 万 kWh 追加発電を必要としており、落札価格が 80 円だとすると、20 円で応札した発電所は 60 円分の儲けを得るので、これを固定費に充てることができる。

調整電力の入札制度で、需要削減入札をした需要家が落札する場合には、需要削減を命じられた需要家の中で最も高い入札価格が落札価格である（図 2 参照）。この入札でも、落札価格よりも低く入札した需要者のすべてに落札価格を支払う。（図 1 では、例えば 8 万 kWh 発電してもらうために 1kWh あたり 350 円払う。が、この落札価格は当然追加発電をする発電所にも支払われる。）ネガワット節電入札まで用いた場合には、この場合の落札価格を、単に調整電力の「リアルタイム価格」と呼ぶ。

なお、供給量の方が需要量を超えている場合には、TSO が支払う金額は負になる。

II. インバランス精算

A. 一般セクター全体によるインバランスと TSO による調整電力の購入量の一致

既に述べたように、大口の需要家も発電所がそれぞれ TSO に事前に届け出ている計画値と実現値とのインバランスを TSO が精算するのがインバランス精算制度である。例えば、ある時間帯において発電所の実現発電量が計画値を超えていた場合には、発電所はこの超過分を TSO に売却する。反対に、実現発電量が計画値に満たない場合には、発電会社はこの不足分を TSO から購入しなければならない。需要家も同様である。ある時間帯で計画値を超えて消費した場合には超過分を TSO から購入し、節電によって計画値より少なく消費した場合にはそのインバランスを発電と見なして TSO に売却する[NBS Project(2011,p.20)参照のこと]。

TSO はインバランス精算を通じて、一般セクターに対してその超過需要分の電力を販売する。一方で、TSO は、その電力を調整電力入札を通じて、調整電力供給者から購入する。従って TSO による調整電力の購入量は、一般セクターの超過需要

量に等しい。

B. Intraday マーケットとインバランス精算

ノルウェーでは intraday のマーケットはあまり使われず、実動時の 45 分前から実動時までの期間のインバランス精算の方がよく使われる。その理由は①intraday マーケットの市場が薄いために使われないということと②インバランス精算の価格が安いことである。(それに対してオランダでは Intraday マーケットが非常に活発である。インバランスフィーがノルウェーの約 10 倍であるため、なるべくインバランスフィーの支払いを避けて、Intraday マーケットを使おうというインセンティブがあるからである。)

C. 精算価格：2010 年以前のノルウェーの方式

2010 年以前のノルウェーでは、インバランスの精算価格は、その時間帯におけるリアルタイム価格のみが用いられていた。インバランスの精算価格が、すべてその時間帯におけるリアルタイム価格である場合には、ある時間帯における精算における TSO による一般セクター全体に対する売却額の総計は、TSO が調整電力の入札での購入支払額の総計に等しい。

TSO 自体は儲けも損もないという仕組みである。いわば TSO は調整電力とインバランス精算を合わせたリアルタイム電力市場の胴元をやっていると表現できる。

2010 年以前のノルウェーでは、「調整電力入札制度」と計画値方式の「インバランス精算制度」とは、リアルタイム価格を共通の価格としている。したがってこれら 2 つの制度は、全体で一つのリアルタイム市場を形成している。TSO は「調整電力入札制度」で卸取引をし、「精算制度」で小売の売買をしているとみなすことができる。

D. 精算価格：現在の北欧の共通方式

2010年以前には、スウェーデンは、上に述べたノルウェーと異なった方式を採っていた。2010年に、北欧4ヶ国の交渉の結果、スウェーデンとノルウェーとの妥協が行われた[NordREG(2010,p.28-p.33)参照のこと]。

新制度の下でも、大口の需要家は、実現需要量の届けた計画需要量からのインバランスをリアルタイム価格で精算してもらえる。

旧ノルウェー方式から変更を受けたのは、発電側の精算方式である。実動時にシステム全体で電力不足の場合（すなわち、TSOが調整電力発電者に対して追加発電を命じている場合）には、計画値より多く追加発電した発電所は、追加分をリアルタイム価格ではなく、より低いスポット価格で売却しなければならない。ただし、この場合にも、計画値より少ない発電をしている一般発電所は、その不足分をリアルタイム価格で購入しなければならない。

発電側のインバランス精算に関しては、リアルタイム価格と、前日の取引所のスポット価格がケースバイケースで使い分けられているわけだ[NordREG(2010,p.20)参照のこと]。

E. 方式変更の理由

しかし電力不足時には、一般の発電所は計画量を超えた発電量をリアルタイム価格で売却することにして、十分な追加発電の意欲を作り出した方が、全体としてのインバランス量は少なくなると考えられる。すなわち、旧ノルウェー方式の方が、原則的には合理的である。ヒアリングによれば、今でもノルウェーのTSOは、この意見である。

これに対するスウェーデンTSOの主張は次の通りである。北欧では、45分前まで調整電力入札制度への入札が可能である。ある発電所が最後の土壇場になって追加発電しインバランス料金を受け取るのならば、45分前まで調整電力の入札をしてもらった方がTSOとしては電力調整計画を作りやすい。調整電力市場に積極的に入札することを促すためには、「追加発電をインバランス精算価格で精算すれば、入札した場合より安い価格しか与えられない」という制度にした方が上手くいく。なお、以前は、節電した需要家に対しても、スウェーデンはこの考えに基づいて、

全体で不足している時には、節電分を前日取引所価格で買い取っていた。

しかしながらノルウェーはリアルタイム価格のみを使うシングルプライス方式だったので、スウェーデンとどちらに調整するか交渉し、結局は消費者に対してはノルウェーの方式に、発電者に対してはスウェーデンの二価方式にすることになった。

F. バランス・レスポンシブル・パーティー(BRP)

上では、TSO は、大口ユーザーや発電所に直接精算をするように述べた。しかし、実際には、TSO は、少数のバランス・レスポンシブル・パーティー(BRP)という会社を通じて、間接的に精算をする[NBS Project(2011,p.12-p.17)参照のこと]。

ノルウェーには約 150 の BRP がある。そのうち 40 が調整電力入札に参加する。発電ステーションとしては約 200 である。この際需要側と発電側は BRP の中でそれぞれまとめて TSO と精算を行う。

BRP は大口ユーザーや発電所等の各社と契約を結び、それらのインバランスを一旦束ねる。それによって、各社のインバランスは相殺され、小さくまとめられる。TSO は、BRP 各社とそのようにまとめられたインバランスの精算を直接に行う。このようにインバランス精算に当たっては、BRP が、TSO との間を卸業者のような形で仲介するのである。

まず、相対取引の大口ユーザーも発電事業社も相対取引引きをどこか一つの BRP に届け出る。BRP は、自社に届けられた取引に関する①全ての大口ユーザー名、②全ての発電所名だけでなく発電所毎の計画発電量と販売計画量と、③各需要家の取引所や所属 BRP 以外からの取引量を、実際の取り引きの 4 5 分前までに TSO に届け出る。

事後的には、TSO は、届けられた発電所毎の実現発電量の合計と大口ユーザー毎の消実現費量を BRP に伝達する。BRP は契約各社に対して、こうして得られた実現値と計画値のインバランスを精算する。

一方、BRP は生産者の精算分と需要家の精算分を分けて、TSO に支払う。

TSO は、BRP の契約者名を知っているのでその実現総発電量も実現総需要量も計算できる。既にそれらに対応した計画値も事前に分かっているので、発電者全体のインバランスだけでなく、大口ユーザーそのインバランス総計も計算できる。TSO は、そうして自身が計算した、それらの総計を BRP と、精算する。

最終需要家や個々の発電所との精算には通常のコスト徴収だけではなく破産した会員企業の精算の仕事など、さまざまなサービスを行う。これを独占企業である TSO が行えば非効率的になる。複数の BRP が競争することによってサービスが向上す

ることを目的としていると考えられる。

III. TSO 間の協力体制

A. ENTSO-E

ヨーロッパ全体の欧州 TSO 連合（European Network of TSOs for Electricity, ENTSO-E）というものがあり、EU の諸国とスカンジナビアの諸国の TSO が全て参加している。ここで決めた規制は各国の規制として採用しなければならないという義務付けが生じている。これに基づいて国際間の協力が行われている。

B. 調整電力調達の広域化

北欧では連系線の一部は primary reserve のために空けてある。

すなわち、その地域での bidding area（連系線が混雑している時に取引所が連系線を遮断して孤立し得るエリア）に対し、そのエリアの最大の発電所が落ちた時に自地域から得る瞬間的な電力供給では不足する分を他地域から連続的に電力が供給され続けるようにするための予備力である。スウェーデンとノルウェーの間には連系線の約 5%がこのために空けてある。そして域内の電力遮断がおきた時にはコンピューターでもって自動的に他地域から供給されることになる。

Primary reserve 用以外の連系線容量は、ノルドプール（取引所）用に用いられている [European Network of Transmission System Operators for Electricity (2013,p.5)参照のこと]。ノルドプール用の容量に混雑がない場合には連系線を超えて tertiary 調整電力売買がなされる。すなわち、現在では北欧では調整電力の入札は国を超えて行われている。これを行うために各国の TSO の調整電力の入札の形式や方式を統一した。

実際の運営においては、北欧全体の調整電力の入札対処の実務を Statnett と Svenska Kraftnat が共同して行っている。すなわち、共同で入札状況を監視し、協議の上で需要側と発電側のマッチングを行っている。マッチングの成立後は、各国

の TSO に調整電力を制御する権利が委譲される。

一方、混雑が発生している時には連系線を超えた調整電力の入札はしない。自国内（あるいは bidding area 内）での調整電力の落札価格が上がることに任せている訳である。

したがって混雑がある場合にはインバランス精算価格が非常に高くなる場合があり、混雑がない場合には他国からの調整電力入札を得ることによって限界費用が相対的に低く抑えられる。

C. オープンな連系線使用

連系線の混雑は北欧では取引所価格の地域差で処理されている。取引所が連系線がいっぱいになると取引市場が分断されそれぞれの地域での価格が形成される安い方から高い方に電力は流れるから取引所は電力を安く購入して高く売ることができる。その値差は折半された連系線をまたぐ 2 つの TSO が受け取る。

TSO はこの混雑料金収入を外部と結ぶ連系線が混雑している bidding area における counter trade の財源にしたり、連系線建設の原資に用いる。

D. 連系線建設費用の分担

連系線の建設費用の負担は、費用便益分析にも続いて、予測される便益の帰着先に基づいて割り当てられる。すなわち建設の結果起きる電力の流れの変化を予測し、それに基づいて便益が地域ごとにどう落ち着くかを分析した上で配分される。

つまり建設費用の分担は、便益の帰差に基づき、混雑料金収入の配分は、2 分の 1 ずつとする。

E. 緊急時の TSO 間の連系。

1. 例えばノルウェーで停電が起きそうになった時、ノルウェーがスウェーデンの TSO に依頼して TSO 自身がやっている工事やその他の電力使用を緊急に控えても

らうという事ができる。

2. 数分の間ならば常時のキャパシティを超えて、連系線を用いても熱の上昇は過度にならずに済むのでそれをやることもある。

F. 連系線の tertiary 用確保の弾力化

調整電力用の目的では、連系線は原則として primary 用にしか、前もって確保することが許されていない。しかし過去 3~4 年においては、TSO 側が tertiary の目的で使用することの限界便益を計算して、その代価を支払うことによって、この目的のためにも確保できるようになった。ノルウェー・デンマーク間がその例である。混雑時に予想されるスポット価格と tertiary 目的での使用の限界便益が等しくなるように tertiary 用の連系線を一部空けたのである。

第三部. ドイツにおける電力最終需給調整

I. 入札方式

ドイツでは予備電力容量入札が、前日取引所での取引が始まる前に行われる。その際、アワーの入札価格も提示することが義務づけられており、この入札価格を後で変えることは許されていない。(詳細については、本稿第5部参照)

但し予備力容量入札と調整電力入札の落札のタイミングは異なる。すなわち TSO が必要と判断する水準の予備力容量入札の落札は、前日取引所での取引が始まる前に行われ、調整電力の落札は、電力調整をする直前に行われる。

需要側も発電側も予備力容量入札の時点でアワーの価格の入札も同時に行うから、後でアワーの入札価格を変更することは許されていない。前日取引所での取引が始まる前に入れられた入札価格のメリットオーダーに対して最終的な調整電力の必要量に対応して落札される。

ところで調整電力入札で落札した発電所や需要家に対しては、調整電力売買の報酬として、それぞれの入札価格がそれぞれに対して支払われる [Christian ほか (2008,p.5)参照のこと]。従って高く入札した落札会社には高い価格が支払われるが、安く入札した会社にはその安い入札価格が支払われる。

ドイツ方式は、全ての落札者に対して共通のリアルタイム価格が支払われる北欧の方式とは異なる。これでは低い限界費用の発電会社が、過大な報告をして限界費用よりも高めに入札する動機ができる。TSO 当事者達はその弊害を認識しているが、ドイツのシステムは発送電一貫体制の時のメリットオーダー制度を元に発展してきたシステムであるため、それが未だに正されていない。

なお、ドイツでは予備力容量入札で落札しなかった発電所と需要家は、調整電力における入札は許されていない。すなわち予備力容量入札で落札した発電所と需要家だけが、調整電力の販売や購入を行うことができる。

II. インバランス精算

インバランス精算では、一般取引をしている発電会社にも大口の需要家にもその計画値からの過不足に対する精算が行われる。ただしその精算に用いられるインバランス精算価格は、調整電力で落札価格の平均である。ドイツの場合には北欧と違って、調整電力に対して支払われる対価が入札者ごとにバラバラであるため、インバランス精算価格はその平均を用いる[Reinier ほか(2009,p.3)参照のこと]。

ただし精算価格の下限は前日の取引所価格に設定される。この理由は次の通りである。調整電力への入札は、取引所の開始以前に行われるから、調整電力入札が終わった後、取引所の開設までの間に事情が発生すると、落札した調整電力入札価格の平均の方が取引所価格よりも安くなってしまふ事がある。その場合にインバランス精算価格として調整電力の平均落札価格を採用すると、すでに取引所で大量に売る契約をした一般発電所は自社の予定していた発電を止め、TSO から安い価格で電力を購入することによって取引所との契約を果たす動機が発生する。この事例を防ぐための処置である。

III. 再生可能エネルギーへの取り組みと送電線の混雑

ドイツでは北部に大量の再生エネルギー電源が置かれ、南部に巨大な需要地がある。したがって北から南への送電線の負荷が高い、これは基本的には固定価格買取制度によって、北部において再生エネルギー発電が過度に行われるようになった結果である。

送電潮流の向きがドイツのように一方的な場合には、スウェーデンやノルウェーのように地点別の送電料金を採用し、北部から南部に送電する場合には北部の発電所と南部の需要家は多額の送電料金を払い、北部の需要家と南部の発電所は補助金を得るという仕組みにすべきである。ヒアリングの結果分かったことは、ドイツのTSOでもそう考えているところはある。しかし、地域的な政治的圧力のためにこれがドイツでは実現されていない。

北欧では、送電線が混雑している場合には、国内でも電力取引所の bidding area

を分けて、スポット価格をエリアごとに差をつける。ドイツの場合も、北部と南部で bidding area をわけ、北部では電力価格を安くし、南部では高くすることによって、送電線の負荷を抑えることができる。また、両 bidding area の値差を利用して送電線建設の原資を得ることもできる。ドイツでは、これも政治的な抵抗によって実現されていない。

Bidding areas に分割していないことは、調整電力供給にも障害になっている。現在は固定価格買い取り制度のために、全体の需給の状況に関係なく風力や太陽光発電が固定価格で買い取られるために、全体として電力が供給過剰の時点でも、風力や太陽光で発電された電力は高値で買い取られるので、過剰供給を抑えることが出来ず、取引所の電力価格はマイナスになることがしばしばある。このため、ドイツ北部では火力発電が次々に停止しており、全体での供給過剰時に調整電力のための発電削減をする発電所がないという困難な状況に立ち至っている。

再生エネルギーに直接の補助をするためであれば、原稿のように買い取り価格を固定するのではなく、補助率を一定にすべきであったであろう。そうすれば、電力の市場価格に連動して再生エネルギーの買い取り価格も変動するはずであった。さらに経済学的に自然な再生エネルギー促進策は、再生エネルギーに対する直接的な補助の代わりに、炭素税を導入することであろう。

出所： [Franzen(2007,p.17-p.20)参照のこと]より著者作成

まず北欧の制度の例として、スウェーデンの制度を紹介する。図 3 では、時系列に沿った電力取引の流れを示している。まず前日市場においてスポット取引が行われる。これは北欧の共通電力市場であるノルドプールによって行われ、電力取引の主流を占めている。

一方で実動の直前には周波数維持のため自動制御（primary regulation）が行われる。スウェーデンの TSO である Svenska Kraftnät は発電施設を直接には所有していないが、周波数維持のために発電事業者と長期的な契約を結んでいる。この発電事業者には隣国ノルウェーの水力発電所も含まれる。TSO から事業者へは、契約した期間に対する固定的な金額と、電力供給をした場合の限界費用の両方が支払われる。

これに対し tertiary regulation はより広くマーケットメカニズムを通して調達されている。このカテゴリーの調整電力は、給電指令から 15 分以内に供給を開始できる事が要件であり、短時間での需給ギャップの解消を目的としている。市場参加者は前日の 20:00 から需給の 45 分前まで入札を行う。入札した内容は 45 分前まで変更する事ができる。TSO は入札情報を時刻ごとにまとめ、価格の順番にならべたメリットオーダーの表を作る。2009 年 12 月以降はノルドプール参加国においてメリットオーダーは連結されており、各国の TSO は国境を越えて給電指令を出すことができる。これが一般的に北欧の調整電力市場（Nordic Balancing market）と呼ばれているものである [NordREG(2010,p.13)参照のこと]。

また北欧の調整電力市場においては、発電と節電が等しく扱われている。電力調整は次のように場合分けできる。

	電力が不足している場合 (Upward Regulation)	電力が過剰な場合 (Downward Regulation)
発電側	追加発電	発電量削減
需要側	節電	需要量を追加

図 4 調整電力入札の場合分け

出所： [NBS Project(2011)参照のこと]

各 TSO が管轄するエリア内で電力が不足している場合に行われる調整を upward

regulation と呼ぶ。発電所は追加発電の入札をし、大規模需要家は節電の入札をする。発電と節電に関わらず同一の価格が電力調整に対して支払われる。逆に電力が過剰な場合の調整を downward regulation と呼び、発電側は発電量削減を、需要側は需要量を増加させる入札を行う。

B. 北欧での待機料金の支払い

調整電力市場では基本的には実際に稼働された場合にのみ TSO から対価を受け取る。調整電力への入札は前日の 20:00 から始まっているため TSO は翌日の入札量についてある程度の予測はたてられるが、入札量が必要量に満たないリスクがある。このため TSO は目標値に従って待機料を支払い信頼性を高めている。

待機料の支払い方には北欧でも国ごとに差異がある[NordREG(2010,p.13)参照のこと]。スウェーデンでは 1200MW の調整電力については長期的な契約を行い待機料を支払っている。フィンランドでは調整電力のうちの約半分(615MW)は TSO 自身が所有するガスタービンで行い、204MW は発電所との長期的な契約で調達し、425MW については化学産業・金属産業などの自家発電と契約を結んでいる。

ノルウェーでは冬季に暖房用のエネルギー需要が増加することと、凍結により水力発電所の稼働率が落ちるために季節性の需給変動がある。ノルウェーではこれに対応するために 11 月から 3 月までの期間 tertiary regulation のための RCOM (調整電力オプション市場、Regulation Power Option Market) と呼ぶ取引を行っている。TSO と電力事業者との間の取引であり、契約した事業者は特定の日時に調整電力の玉出しをする義務を負う。スウェーデンでは一年中ピークロードリザーブという制度で tertiary regulation の電力が調達されている。

C. 停電への補償

停電事故が起きると責任者が補償するのが原則。TSO の責任は、送電料金の引き下げによる。TSO は国営企業だが、経営者の責任が問われる。

II. ドイツの電力市場制度の詳細

ドイツでは周波数維持に用いる調整電力を **primary regulation** と **secondary regulation** と呼んでおり、secondary regulation の意味が北欧とは異なっている。北欧では Secondary Regulation は給電指令に対して 15 分以内に供給を開始できる電源であったのに対して、ドイツでは 30 秒以内に反応できる事が要件となり、数十秒から数分のギャップを解消する事を目的としている [VDN(2005,p.1)参照のこと]。

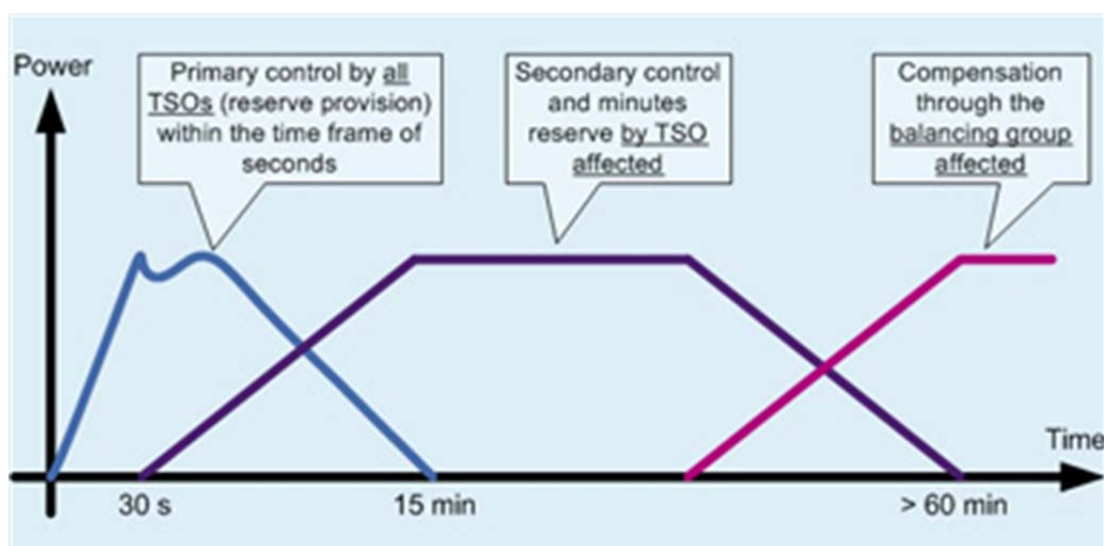


図 5 ドイツ リアルタイム電力調整の概略

出所: [VDN(2005,p.1)参照のこと]

表 1 に各調整電力の概要を示す。

Primary control	最後の瞬間における自動制御による調整。30 秒以内に電力供給を開始できる。周波数維持を目的とする。
Secondary control	TSO 側からの自動制御により起動できる。5 分以内に電力供給を開始できる。使用は長くても 15 分間程度まで。
Minutes reserve (tertiary control)	メリットオーダーに基づき、TSO と電話で応答して起動する。15 分以内に電力供給を開始できる。使用は長くても 1 時間程度まで。

表 1 ドイツの調整電力の区分

出所: [VDN(2005,p.1)参照のこと]

ドイツにおいて調整電力市場の主要な部分は **minute reserve** (**tertiary reserve** とも呼ぶ)というカテゴリーの調整電力である。これは給電指令から 15 分以内に供給を開始できる事が要件となっている。参加者が限られる周波数維持の調整電力に比べて、**minute reserve** への市場参加者は多く存在する。サブカテゴリーとしてポジティブ入札（追加発電か節電）とネガティブ入札（発電量削減か消費増加）があり、北欧と同じく発電側と需要側の双方が入札を行う。

ドイツにおいて **minute reserve** への入札は、スポット電力市場（**EEX**）が始まる直前で締め切られる。

Minute reserve への入札には待機料と稼働料の 2 つが組み込まれている。入札情報には **capacity price**（MW への価格）と **energy price**（MWh への価格）の 2 つの価格情報が含まなければならない。これは **multi-part** オークション方式と呼ばれている。入札者は 2 つの価格を自由に設定できる[Heim ほか(2013,p.7)参照のこと]。

入札情報はドイツの 4 つの T S O の共通入札ウェブプラットフォームである”**regelleistung.net**” から閲覧することができる⁸。ここで閲覧できるデータからも入札情報には **capacity price**[EUR/MW] と **energy price** [EUR/MWh]の両方が含まれている事が確認できる。

需要側も発電側も予備力容量入札の時点でアワーの価格の入札も同時に行うから、後でアワーの入札価格を変更することは許されていない。前日取引所での取引が始まる前に入れられた入札価格のメリットオーダーに対して最終的な調整電力の必要量に対応して落札される。

Ⅲ. 家庭とスマートメーター

北欧では家庭を含めた全面自由化は 90 年代から行われている。しかし地域配電会社以外の新規参入供給会社と契約する家庭の比率は意外と低い。

⁸ ドイツの 4 つ T S O が共同で運営するウェブサイト” **regelleistung.net**” より” **Tender Overview**” 入札の価格情報が匿名化され公開されている。
<https://www.regelleistung.net/ip/action/ausschreibung/public>

競争が激しいため、家庭と契約する新規参入供給会社に多くな旨味のある業界ではない。例えば、ノルウェーでは、家庭が地域配電会社以外から契約する場合には最もポピュラーなものはスポット価格と連動した契約である。この場合にはスポット価格をプロファイルしてチャージする。典型的な家庭の電力料金が月に 40 ユーロである場合に、電力供給会社のマージンは約 3 ユーロでしかない。したがってこの会社がそんなに儲けるわけではない。

需要家を選択した電力供給会社がスマートメーターを必要とするならば、自動的に配電会社が設置することになっている。すなわちスマートメーターは基本的に配電会社の財政負担の下に、つけることになっている。その費用は託送料金に載せられるからスマートメーターを持っていない他の発電会社もそれを負担することになる。このような試みにもかかわらずスマートメーターの普及はスウェーデンでもノルウェーでもかなり低い。

ところでスマートメーターを使用する人はあまりいない。今のようにわずか一割のマージンで十分スポットの値段、平均的にはスポットマーケットで売ることができるのだから、わざわざスマートメーターでやる必要がないと考える人が多い。もちろんスマートメーターの取り付けは地域の配電会社が費用負担して行う。

結論

本稿での欧州調整電力市場の分析から、日本の電力システム改革に対して次のような示唆が得られる。

1. 夏の需給逼迫時に停電の可能性をなくすためには、逼迫が予想される時間帯におけるスポット価格や時間前市場価格などの「取引所価格」が、需給逼迫度を反映して十分引き上げられる必要がある。それによって、需要側には需要量を抑制し、発電側には最大限の発電をすることを、事前に準備するインセンティブができるからである。

取引所価格とインバランス精算価格の間には、裁定が起きる。したがって、インバランス精算価格が発動時の需給逼迫度を反映していれば、取引所価格も発動時の需給逼迫度を反映する。

我が国では、インバランス精算価格が発動時の需給逼迫度を反映していないために、取引所価格も発動時の需給逼迫度を反映していない。

欧州では、インバランス精算価格と取引所価格とは裁定によって密接に関連している。オランダではインバランス精算価格が高いために時間前市場が活発に使用されている。また時間前市場は、調整電力に火力を用いる事が多いためインバランス精算価格が高くなりがちなフィンランドで発達し、インバランス精算価格が安いノルウェーは最後に取り入れたことも、インバランス精算との時間前市場の裁定の強さを示していると言えよう。

我が国では、インバランス精算価格の売値と買値に大きな値差があり、通常時においては、取引所価格はその中間にあるため、通常はこの裁定は起きない。ただし、逼迫時には、我が国でも、インバランス精算価格の上限と取引所価格の間では裁定が起きる。その際には、取引所価格がインバランス精算価格の上限に張り付いてしまう。いずれの場合も、インバランス精算価格が発動時の需給逼迫度を反映したものでないことが原因で、取引所価格が発動時の需給逼迫度を反映したものになっていない。

2. 我が国の電力システム改革では、最終的には調整電力入札市場が導入されることになっている。しかしそこに至る以前にも、計画値同時同量制度と、リアルタイム価格に基づいたインバランス精算制度は、直ちに導入できる。

従来は、発送電分離が行われるまでは、リアルタイム価格に基づいたインバランス精算制度による計画値同時同量制度の導入は出来ないとと言われることがあった。発送電が分離される前に計画値同時同量制度を導入するとすれば、調整電力にも営業用電力も発電している電力会社の発電機の営業用の発電のインバランス精算をするのは難しいと考えられていたためである。

しかし、自由化されている欧州各国でも、ある発電所が、営業用にも調整用電力供給のためにも発電を行うことがある。その発電所の営業用と調整電力供給用の発電計画値の合計が、その発電所の発電実績値とがずれた場合のインバランスは、営業用の発電実現値が計画値よりずれたものと見なして精算している。すなわち、調整電力用の電力は全て供給され、そこにはインバランスはないと見なすのである。

この割り切り方は、現在の日本の電力会社で予備電力用と営業用の発電を同じ発電所で行っている場合に活用できよう。

一方、電力会社が調整電力に用いている発電の瞬時瞬時の最終限界費用は、規制によってネットでの公開を義務づけることが出来る。

3. 需要家が計画値同時同量制度を利用できるようになると、需要家は調整電力入札制度へも参画出来るようになる。

調整電力の入札制度ではノルウェーでもスウェーデンでも需要削減入札の割合が5割を超えている。ただし実際に発動されるのは希であり、ノルウェーの場合2年に一度程度ということであった。しかし、需要削減入札は、真に需給逼迫が起きたときに重要な安全弁になる。

日本では、現行の需給調整契約は、あまりに規模が小さいから、大幅に見直すべきである。そのかわりに、いざという時のために備えた調整電力の入札制度が採用されるべきであろう。とりあえずは、事前の予備力容量契約なしに、実動45分前あるいは1時間前で入札が可能な調整電力のための需要削減入札制度を夏期に導入するという事も考えられる。いわゆる reactive な入札制度(第二部第1節参照)で

ある。

この入札制度は、調整電力の発電入札制度を開始する遙か前から導入すべきであろう。停電防止に最も有効だからだ。

なお reactive な入札制度は、時間前市場とは全く異なるものである。需要削減入札制度に入札しても実際の需要削減命令が来るか来ないかは実動時に分かる。それに対して、時間前市場で成約している場合には、需要削減が義務付けられる。

ところで、需要家が計画値同時同量制度を利用できるようになると、需要家が電力取引所取引への参画を許されるようになり、電力取引所が大幅に活性化する。

4. 我が国の電力システム改革において、最終的にはリアルタイムの調整電力入札市場が導入されるまでの間は、電力会社がすべての調整電力を供給し続ける。この段階で、「インバランス精算価格として、時間前市場価格の平均値を用いること」が提案されてきた。本稿における観察は、この提案が実動時の需給調整に役立たないことを示唆している。

まず、インバランス精算価格と時間前市場価格の間では必ず裁定が起きる。

欧州のように、給電指令所が時間前市場に参加しない状況で、インバランス精算価格として時間前市場価格の平均値を用いるのならば、時間前市場価格は、自分自身と裁定を起こしていることになり、実動時の需給状況を反映するメカニズムは全く存在しない。したがって、それに基づいて決められているインバランス精算価格も、実動時の需給状況を反映しえない。この場合、時間前市場価格も、インバランス精算価格も、足が地に着いていない価格になる。

もし欧州とは異なり、給電指令所が時間前市場に参加する場合には、時間前市場価格が、実動時の逼迫度に関する給電指令所の予測を反映する。この場合に、インバランス精算価格として、時間前市場価格の平均値を用いるならば、インバランス精算価格は、実動時の逼迫度をある程度反映する。

ただし、その場合、給電指令所は、現実の逼迫度を示す価格と異なる価格を時間前市場に付けさせることができる。すなわち市場支配力を持つから、市場操作の温床になり得る。電力会社が全ての調整電力を発電している段階では、これは極めて危険である。

さらに、仮に規制当局が厳しく監視して市場操作を除去できたとしても、現実の

実動時のインバランスは予想したものと異なるから、それに対処するための調整電力を内部調達せざるを得ず、時間前市場で調達した電力が過剰になるなどの無駄が生じる。なにより、実動時の需給逼迫状況を需要家や発電会社に正確に伝える機能を発揮できない。

インバランス精算価格として、時間前市場価格の平均値を用いることには、実動時の需給逼迫度を示すリアルタイム価格を用いることに比べて、欠点しかない。

5. 2009年までノルウェーは、リアルタイム価格を精算価格として用いてきた。これは、理論的には一番透明な、経済学的にも筋の通った制度であった。しかるに、その後、北欧共通の精算制度を作る際にノルウェー方式には修正が行われた。しかし、これは元々のノルウェーの方式に欠陥があったからではなく、他国との協調のために政治的妥協として修正したに過ぎないことがスウェーデンとノルウェーのそれぞれの TSO を訪問して分かった。

ドイツではかなり違った方式が行われているが、それは旧ノルウェーの方式に対する理論的優位性を主張するものではなく、あくまで発送電一貫体制からの伝統の引き継ぎという側面を強く持っている。

システム改革においてほぼ白地に絵を描く日本では、インバランス精算価格として、売りも買いも同一のリアルタイム価格を用いるべきであろう。そうすることが、停電の最も有効な防止対策となる。

6. 調整電力の入札に関して、北欧では各国間の連絡が緊密に行われている。域外国との連系線に混雑がある場合には、その国の TSO が域内での調整電力入札者からメリットオーダーに基づいて落札者を選ぶ。それに対して、域外国との連系線に空きがある場合には、その国の TSO は、自国の入札者だけでなく他国の調整電力入札者に対しても追加発電命令や、需要削減命令を出せる。その場合は、ノルウェーとスウェーデンの TSO が北欧全体の入札状況をみて、各国の TSO に調整電力の落札先を割り振って、最も効率的な調整電力調達ができるようにしている。これは日本で設立される広域運用機関の役割のモデルになるかもしれない。

ただし、その前提として、連系線の容量のうち、プライマリリザーブ用以外は取

引所に対して全面開放する必要がある。

7. 欧州では、新規の連系線の建設の是非を判断するときには費用便益分析が徹底的に用いられている。また連系線の費用負担を各国にどう配分するかについても、費用便益分析を徹底的に活用している。スウェーデンやデンマークなど北欧の各国のT S Oは、20人から25名程度の費用便益分析の専門家を内部で雇用している。

8. 需給調整に価格機能を活用するためにまず必要なことは、リアルタイム価格によるインバランス精算を「発電会社や大口需要家を対象に」行うことである。それが、「家庭に」時間別料金を適用するよりも、安価に確実にしかも直ちに緊急時の需給調整を可能にする方法である。

北欧でも、ドイツでも家庭用の電気は基本的には地域配電会社が供給しており、それからの例外措置として新規参入者が供給する。しかし新規参入者が供給する場合もプロファイリングが主であり、スマートメーターを使う場合は非常に少ない。スマートメーターはカリフォルニアでは日本のように設置が義務づけられたが、うまく活用されていない。

日本では、インバランス精算制度導入以前において、スマートメーターの設置が義務付けられることになった。これは、電力会社を料金規制から外すためと、インバランス精算制度を大需要家や発電機に導入することを延期するための、目くらましだった可能性が高い。

スマートメーターの設置を選択制にしなかったために支払った代償はかなりの高価だと言える。

9. ドイツでは北部に大量の再生エネルギー電源が置かれ、南部に巨大な需要地がある。したがって北から南への送電線の負荷が高い、これは基本的には固定価格買取制度によって、北部において再生エネルギー発電が過度に行われるようになった結果である。

ドイツのように送電潮流の向きが一方向的な国では、スウェーデンやノルウェーのように地点別の送電料金を採用すべきである。すなわち、北部から南部に送電する場合には北部の発電所と南部の需要家は多額の送電料金を払い、北部の需要家と南

部の発電所は補助金を得るという仕組みにすることによって、北から南への送電量を効率的な水準に抑制できる。しかし、地域的な政治的圧力のためにこれがドイツでは実現されていない。

北欧では、送電線が混雑している場合には、国内でも電力取引所の **bidding area** を分けて、スポット価格をエリアごとに差をつける。ドイツの場合も、北部と南部で **bidding area** を分け、北部では電力価格を安くし、南部では高くすることによって、送電線の負荷を抑えることができる。また、両 **bidding area** の値差を利用して送電線建設の原資を得ることもできる。ドイツでは、これも政治的な抵抗によって実現されていない。

現在は固定価格買い取り制度のために、全体の需給の状況に関係なく風力や太陽光発電が固定価格で買い取られるために、全体として電力が供給過剰の時点でも、風力や太陽光で発電された電力は高値で買い取られるので、過剰供給を抑えることが出来ず、取引所の電力価格はマイナスになることがしばしばある。その場合、火力発電の発電量を減らす事に対して報酬が支払われる。このため、ドイツ北部では火力発電が次々に停止している。結果として、全体での供給過剰時に調整電力のための発電削減をする発電所がないという困難な状況に立ち至っている。

再生エネルギーに直接の補助をするためであれば、現行のように買い取り価格を固定するのではなく、補助率を一定にすべきであったであろう。そうすれば、電力の市場価格に連動して再生エネルギーの買い取り価格も変動するはずであった。さらに経済学的に自然な再生エネルギー促進策は、再生エネルギーに対する直接的な補助の代わりに、炭素税を導入することであろう。

10. ドイツでは、効率的な資源配分に反する諸規制が生み出した火力発電所の将来における供給不足の可能性を生んだ。この問題を克服するために、予備電力のためだけでなく営業用の発電能力の不足にも備えた「供給容量市場」(キャパシティーマーケット)の創設が議論されている。さらに、アメリカのいくつかの地域では、取引所価格に上限を設けているために十分な発電所が建設されないことを恐れて、「供給容量市場」が創設されていたり、必要性が論じられていたりする。

一方、北欧では、将来に向けての長期的な容量市場の必要性は議論されていない。

それだけでなく例えばスウェーデンでは現在ある予備電力の予約制度もなるべく少なくし、できるだけ **reactive** な予備電力だけにしていこうという動きがある。

このようにアメリカやドイツで「供給容量市場」の必要性が論じられているのは、効率的資源配分に反する様々な規制を導入した結果起きうる供給不足を憂慮しているためである。それに対して、市場機能を十分に発揮させている北欧では、そのような長期的な「供給容量市場」の必要性は論じられてすらいない。

長期的に容量不足が起きないようにするために、日本がどちらの戦略をとるべきかは明らかであろう。

附論 1 追従方式と確定数量方式

ところで、発送電一貫体制の下では、売り手である電力会社と需要家は価格と受電容量のみを決める相対契約を結ぶ。需要家は契約した固定された kWh 当たり価格の下で使いたいだけ使える契約である。これを使用権契約という。

使用権契約は、需要側にとっては大変ありがたい制度だ。単位価格が固定されており、しかもその日に突然発生した事情に合わせて需要量を調整できるからである。

発送電一貫体制の電力会社の場合には、TSO が最終需給調整で全体の需要に対して追従することによって、電力会社は各需要家に対する使用権契約で定められた供給を履行することになる。

ただし TSO は、当日需給が逼迫しても需要家が直面する料金を上げて需要量を抑制することができないから、最終需給調整は発電量の調整のみによらねばならない。すなわちこの契約方式の下では、電力会社の TSO は、当日に顧客を使用する量だけを追従して時時刻々と自社の発電所に発電変動を命じて対処する。

使用権契約は二つの問題を引き起こす。

第 1 に、需要家が当日どれだけ使用するかが分からない使用権契約の下では、発電側が最後の最後まで需要家の気まぐれに付き合わなければならない。このため、各電力供給会社は自社に膨大な発電余力を準備してこの追従義務に備えなければならない。このことをデリバリー・リスクと呼ぶ。

第 2 に、その発電余力を使い切った後には、それ以上の調整ができないため、停電を起こしやすい。次章で詳しく述べるように、東日本大震災後に起きた計画停電の原因の大きな部分は、日本の電力取引が使用権契約に基づいていたことにある。

附論 2 送電線料金

スウェーデンとノルウェーでは電力の潮流によって送電料金が異なる。これら 2 国では、デンマークやフィンランドと違って、潮流の方向が安定しているためである。このため潮流の上流では発電側に高い送電料金がかけられ、受電側には補助金が与えられる。逆に下流の需要超過地では発電側に補助金が与えられ、需要側に高い料金がかけられる。この料金体系は潮流方向の電源の流れを少なくし、送電線の将来の増強の必要性を減らし、さらに送電ロスを減らそうという目的のためである。送電料金は固定料金と可変料金に分けられる。可変料金は今、上に伸びた通りである。固定料金は上流で高く、下流に低くなり、需要側には上流で低く、下流で高くなっている。

以前は可変料金も固定料金も需要側と発電側に対してシンメトリックになっていた。また理論的にはそちらの方が筋が通っている。すなわち一定地域における受電の現象はその地域における発電の増大と同じ効果を送電線を用いて送電量に与えるからである。

しかしながら他の国との発電競争が始まり、他の国では発電側に託送料金が全く付加されていない国があるなどの故に発電側が国際競争上不利であることを嫌がったため、多少根本的な潮流減少への効果は維持しながら、多少以前のようにすっきりした需給シンメトリックの料金体系ではなくなっている。

ノルウェーでは送電料金の可変部分は毎週変更される。その時点において送電や受電の限界費用をシミュレーション分析によって確保するからである。

謝辞

北欧とドイツの TSO 訪問では以下の方々にヒアリングを行った。

訪問日	機関名	所在地	面会 担当者	
5月13日	Svenska Kraftnät	ストックホルム、スウェーデン	Fredrik Wik 氏 Anna Gulbrand 氏	SENIOR VICE PRESIDENT, COMMERCIAL DIVISION
5月14日	Statnett	オスロ、ノルウェー	Kjell Arne Barmsnes 氏	Avdelingsleder, Vice President, Strategisk, Driftsutvikling/Nettdrift
5月15日	Energinet. dk	フレデリシア、デンマーク	Ulrik Møller 氏	Senior Economist Wholesale Market Development Electricity Market
			Steffen Østermark 氏	Chief Economist, Business Econ. And Auditing
			Peter Jørgensen 氏	Vice President, International Relations, Electricity Division
5月16日	TenneT	バイロイト、ドイツ	Peter Hoffmann 氏	Senior Manager System Operations
			Holger Berndt 氏	Team leader Regulation & Grid Economy

また視察準備において P.C Lund 博士（ノルウェー大使館）、高橋文代さん（資源エネルギー庁 総合政策課）、田中啓介さん（三菱商事、TenneT に出向中）にご調整を頂いた。これらの方々に厚くお礼申し上げたい。

さらにヒアリングのチームメンバーであった大山力教授と田中誠准教授に多くの点をご教授頂いたことにお礼申し上げたい。

文献

European Network of Transmission System Operators for Electricity (2013), "Principles for determining the transfer capacities in the nordic power market" http://www.nordpoolspot.com/Global/Download%20Center/TSO/entsoe_Principles-for-determining-the-transfer-capacities_2013-04-15.PDF

Susane Frnnze (2007), "An Investigation of the Cost of Primary Regulation", <http://kth.diva-portal.org/smash/get/diva2:609131/FULLTEXT01>

Growitsch, Christian, and Christoph Weber (2008), "On the electricity reserves market redesign in Germany", Centre for Network Industries & Infrastructure, http://www.growitsch.de/resources/files/Growitsch_Weber_cni_wp_no_2008-01.pdf

Heim, Sven, and Götz Georg (2013), "Do pay-as-bid auctions favor collusion? Evidence from Germany's market for reserve power", ZEW Discussion Papers, No. 13-035 <https://www.econstor.eu/dspace/bitstream/10419/74798/1/749474335.pdf>

Kristiansen, Tarjei (2007), "The Nordic approach to market-based provision of ancillary services", Energy Policy, vol 35 http://kom.aau.dk/project/edge/repository/02_literature/PowerSystem/more_Nordpool_Ancillary_Services.pdf

NBS Project (2011), "Nordic Balance Settlement NBS Design" http://www.svk.se/Global/06_Energimarknaden/Pdf/EI/NBS_Final_Design_report_Dec_22_2011.pdf

Nordel (2007), "Nordic Grid Code 2007"

<http://webhotel2.tut.fi/units/set/research/adine/materiaalit/Active%20network/System%20integration/Grid%20codes/Nordel%20grid%20code%202007-00129-01-E.pdf>

NordREG (2006), "Development of a common nordic balance settlement"

https://www.nordicenergyregulators.org/upload/Reports/Common_Nordic_balance_settlement.pdf

NordREG (2010), "Harmonising the balancing market"

https://www.nordicenergyregulators.org/upload/Reports/NordREGreport5_2010_Balancing.pdf

regelleistung.net ウェブサイト (※ドイツ 電力入札ポータルサイト)

<https://www.regelleistung.net/ip/action/ausschreibung/public>

Reinier A. C. van der Veen, and Rudi A. Hakvoort (2009),

"Balance Responsibility and Imbalance Settlement in Northern Europe – An Evaluation"

http://www.sintef.no/project/Balance%20Management/paper/Balance%20Responsibility%20and%20Imbalance%20Settlement%20in%20Northern%20Europe_van%20der%20Veen_2009.pdf

VDN (2005), "Procurement of Control Power and Energy in Germany"

http://www.transnetbw.com/assets/Downloads/PG_EB_Internetver__ffentlichung_zu_RE_Englisch_2005-07-07.pdf

八田達夫「電力システム改革をどう進めるか」, 日本経済新聞社, 2012年