

エネルギーの広域流通



京都大学大学院経済学研究科 特任教授
エネルギー戦略研究所株式会社 シニアフェロー
内藤 克彦

1. はじめに

わが国のエネルギーシステムでは、エネルギー資源の積み下ろし拠点たる港湾近傍の発電所やガス基地という一点から地域の需要家に供給される、中央集権的な供給体系が形成されてきた。言わば戦国時代のように大小の中央集権的なエネルギーシステムが、各地に並立し、相互のやりとりは少ないというものである。一方で欧米の大陸諸国では、内陸に広く立地する都市まで含めてくまなくエネルギーを供給しようとする、大陸全体をカバーするようなエネルギーネットワークを形成して、エネルギーの流通を図る必要がある。欧米のシステムでは、地域にエネルギーを供給するシステムとは別にTSO (Transmission System Operator: 送電管理者、送ガス管理者) という広域流通を専門に担うシステムが発達し、大陸規模でエネルギーを流通している。

気候変動問題対応のため、各国には再生可能エネルギーやエネルギー効率の高いコージェネレーションシステムといった分散エネルギー源をエネルギーシステムに積極的に取り入れる必要が生じた。各地に広く分散する分散資源を効率的にエネルギーネットワークに取り入れ流通させるには、TSOのシステムが役に立つことになる。

欧米では、多数の分散電源・需要家に対し公平な市場参加の機会を与えつつ、複雑な流通を効率的に管理するオペレーションのソフトウェアシステムが、コンピューター技術の発達と併行して20年前の2000年ごろからどんどん開発・導入されている。わが国で各地域の中央集権的エネルギーシステムの分散電源への適合がなかなか進まない状況が続く間に、世界ではコンピューターを駆使したネットワーク型オペレーションの高度化の流れがどんどん先に進んでいった。

経済産業省のエネルギーシステム改革は、送配電分離や導管分離により、このようなわが国のエネルギーシステムの遅れを取り戻そうという政策であるが、わ

が国の関係者の間で行われる近年の議論は依然として数十年続く中央集権的なシステムを前提とした議論が多いように感じられる。本稿では、電力・ガスのTSOの仕組みを解説するとともに、欧米の2050年へ向けた動きにも簡単に触れ、今後のわが国のエネルギーネットワークシステムの参考とすることとしたい。

2. 再生可能エネルギーのポテンシャルと広域流通

TSOの解説に入る前に、まず、日本におけるエネルギー資源のポテンシャルについて簡単に触れておきたい。わが国の再生可能エネルギーのポテンシャルを示すものとして、たとえば、風力発電についてみると、日本風力発電協会の推定によると洋上風力だけで500GWのポテンシャルがあるとされている。このほかに陸上風力、太陽光発電の膨大なポテンシャルがある。

わが国の電気事業用の発電設備容量の総計が約230GWであるので、このような国内再生可能エネルギーのポテンシャルをうまく開発することができれば、わが国はエネルギー外国依存の軛から解放されることになる。海に囲まれているわが国の洋上風力の資源量は、米国や欧州全体と比較しても少なからざるものがあるということを認識しておく必要がある。

一方、天然資源である再生可能エネルギーには、当然のことながら適地・不適地があり、たとえば、陸上風力は東北・北海道に資源が偏っており、一方で電力の需要は再生可能エネルギー資源の少ない大都市地域に偏っている。豊富な国内天然資源を活かすためには広域流通が必要となる。

3. 送電TSOのシステム

世界に先駆けて電力システム改革を行ったのは米国である。電力システム改革に関してFERC (米国連邦エネルギー規制委員会) が定めた最初の規制である

Order No. 888 (1996年)の前文に同規制を導入するに至ったFERCの考え方が記述されている。前文の冒頭に掲げられている規制の目的は、「電力卸売市場における競争を妨げる障害を取り除き、効率的で低コストのシステムを実現すること」などとされている。

FERCの調査で「①従来からの垂直統合型電気事業者が、依然として、第三者への公平なグリッドアクセスを許さず、垂直統合型電力事業者の自前の発電施設を優遇しており、経済効率的な発電施設のグリッド接続に障害を設けているので市場が十分に機能していない、②需要家が最新テクノロジーの進歩の成果を享受するためには、より多くの経済効率的な発電施設が送電グリッドに接続できるようにすることが必須である、③第三者はグリッドの利用に際して、垂直統合型電気事業者が自らのニーズを満たすときに行うような送電線運用の柔軟性を享受することができない」ことが明らかになった。FERCは、「公平な送電システムの構築こそが電力卸売市場の健全な競争環境の形成の鍵となる」と認識し、このような障害を除去するために送電システム制度改正に踏み切ることとなる。

FERCの行った改革を簡単に要約すると、

- ①オープンアクセスの確保：送電線へのアクセスの不当な差別の改善
 - ②すべての市場参加者が「フェア」に競合でき、市場競争により価格決定されるシステムへの移行：メリットオーダーの導入
 - ③送電キャパシティの有効利用のためのフローベースの送電管理：オペレータは、個々のライン単位では、電力の流れの制御を特に行わない。電力は、(物理法則に従い) 最小抵抗の経路に沿って、同時に複数のラインを通り発電所から消費者に流れる
 - ④これらを実現するための送電の分離
- ということになる。

なお、欧州においても米国から数年遅れて同様のシステムが導入されている。以上よりわかることは、米国の改革は、分散電源を公平にグリッドに受け入れるということが出発点となっているということである。④は、各種の発電施設の送電アクセスと各種の小売業者への公平性を担保するための各種のオペレーションを実施するには、発電・小売とは中立的な組織に送電運用を任せる必要があったということである。しかし、わが国では、電力システム改革の目的は、①安定供給の確保、②電気料金の最大限の抑制、③需要家の選択肢や事業者の事業機会の拡大とされており、欧米の改革の原点となった「公平性の確保」ということは十分に意識されていないように見受けら

れる。

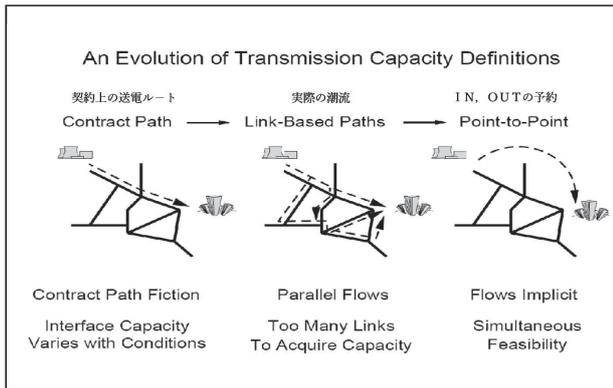
(1) フローベースの送電管理

わが国の改革で当初全く意識されていなかったものに、③のフローベースの送電運用がある。わが国では、「実潮流ベースの送電運用」と言われ、最近になってようやく認識されてきた。これは公平性を確保するために必要という側面だけでなく、そもそも送電グリッドを効率的に利用するという観点からも必要なものである。

わが国の議論をみると、発電事業者が発電所を立地しようとするときにまず送電線の確保ということを考える。定格10万KWの発電所なら10万KW流せるように送電線の空き容量を押さえるという考え方である。米国においても30年前は、このような考え方をしてきた。このような契約値・計画値・定格値を人為的に特定したひとつの送電線に割り振る送電管理は米国ではCONTRACT PASSによる送電管理と言われている。しかし、実際の電力潮流は、図1の中央の図のように送電線グリッドすべてに分散して最もエネルギーロスの少ない配分により流れるというのが物理法則である。実際に発電所から流れる電力は時々刻々変化する需要に応じて変化し、必ずしも定格出力で流れるわけではなく、かつ、送電線に接続されているすべての発電所が同時に定格出力となるようなことは稀であるのに、CONTRACT PASSの考え方では、すべての発電所が同時に契約最大値や定格値となっても常に送電できるようにするので、無駄が多い。しかもその定格出力などが人為的に想定したひとつの送電線に集中するため、その送電線はすぐにパンクしてしまうことになる。CONTRACT PASSというのは、あらかじめ定格値で送電線を枠取りすることであり、「既得権」と「空押さえ」の性格を本質的にもつものである。

これを解決するために米国では、各時刻の需要に合わせて潮流計算を行い、すべての送電線に分流する量を算出し、あらかじめ送電割り振りを行うというアイデアが当初出されたが、これでは時々刻々にすべての送電線割り当てが変化し、極めて煩雑となるので現実的ではないとされた。そこで、考え出されたのが、図1の最後の図のPoint to Pointという考え方である。発電施設を送電線に接続する地点と、送電量、需要と接続する地点と受電量だけ特定し、両地点の間は潮流計算の結果＝送電割当となる。グリッド全体のINとOUTのすべての組合せが送電制約内に収まるかだけを送電管理者は確認し、あらかじめ送電線の割り振りは行わないという手法である。

図1 米国における送電容量の考え方の推移
(米国ハーバード大Hogan)



送電グリッドには、多くの発電施設と多くの需要が接続されているが、各時刻の総需要に見合った発電施設を給電指令の対象として選択したのちに、時刻ごとの潮流計算により、送電グリッドのキャパシティやさまざまな送電制約の中に取りまらるかを潮流計算する。取まらない場合は、キャパシティの足りない区間の前後で、給電指令対象発電施設の選択に修正を加えて、取まるようにするという作業を行う。相対契約の送電線利用者も、INとOUTに分解して、この潮流計算に組み込む。これを毎時行い時々刻々の需給の変化に対応するわけである。物理法則に従った潮流計算の結果なので送電ロスも当然最少となる。

図2 想定潮流の合理化など(経済産業省資料)

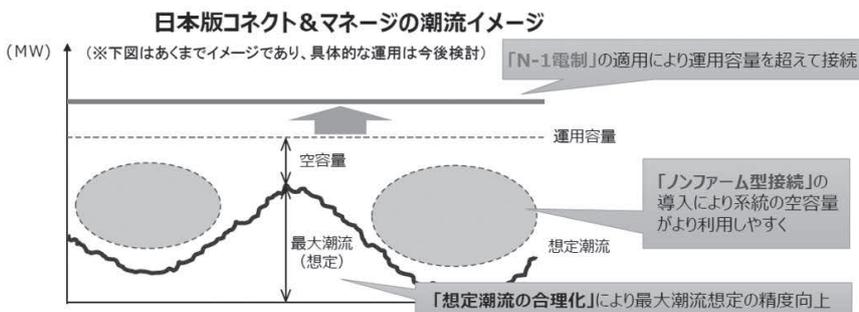
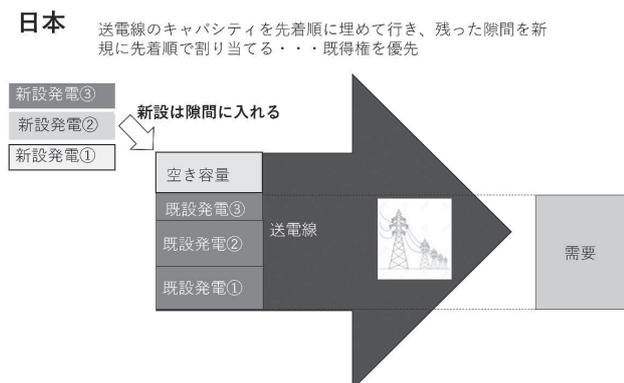


図3 空き容量の概念



わが国の場合も、当初はCONTRACT PASSであったが、さすがにこれでは現実離れしすぎているということで、「想定潮流の合理化」ということが行われた。

計画値・定格値などではなく、実際の需要変化を踏まえた潮流計算を行い、「空容量」を算出するというものである。しかし、この考え方は、図2に示されているように、一度、モデル的に潮流計算を行い、最大潮流となる瞬間を基準に「空容量」を固定的に決めてしまうという問題点がある。よく考えてみると図2で最大潮流を決めるときの潮流計算は、既存需要を既存の発電施設に割り振った結果として出現する各送電線の最大潮流である。

図3に示すように、「空容量」という概念は、既存の発電施設に需要を割り振った結果の残りの部分が「送電線の空」ということになる。つまり、「空容量」という概念自身に、すでに「先着優先」の考え方が織り込まれていることになる。米国では、毎時の需要に見合った給電指令対象発電施設のセットをまず公平に選択し、潮流計算を行うので、「空容量」という概念自体が無意味となっている。また、新規発電施設が使える送電線のキャパシティを最も送電線の混雑するときの空きキャパシティで固定してしまうことにも問題がある。図4は東京電力の千葉方面基幹送電線の実際の潮流の状況である。最悪事態一点管理では、運用容量の水準に達する瞬間があると「空き容量なし」という扱いになるが、年間のほとんどの時間では、送電線の余裕がある。送電線は無駄に余裕をもたせて作られているわけではないので、どこの送電線でも最大潮流時には運用容量に一瞬だけ近づくことは考えられるが、普段の需給状態では余裕があるという状況は同様であろう。米国のように時々刻々の需要に応じたりリアルタイムの潮流計算で送電割り振りするほうが合理的である。

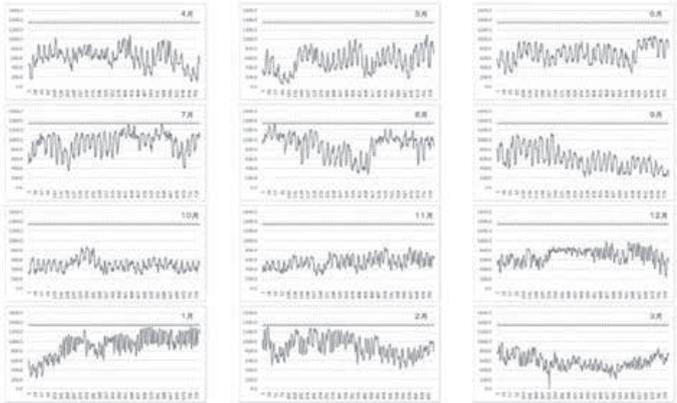
このような米国型の送電オペレーションを行うには、コンピューターの能力をフルに活用する必要がある。日本型の想定潮流による最悪時点一点管理は、言わばリアルタイムの潮流計算ができなかった古い時代の手法であろう。

それでは、毎時の需要に見合った給電指令対象発電施設のセット

図4 実際の潮流の状況（東京電力）（黒横線は運用容量）

東電の千葉方面基幹送電線を流れる2018年度の実潮流

年間で一瞬だけ送電キャパシティに達することがある。
 ⇒「最悪ケース一点評価」では空キャパシティはゼロという扱いになる
 ⇒実潮流のダイナミックな評価では年間ほぼキャパシティは空いているという評価



を米国ではどのように公平に選択しているのだろうか。この方法が、メリットオーダー方式の発電選択ということになる。

(2) メリットオーダー方式

従来の方法は、電力会社手持ちの大型発電施設を起動停止の容易さなどにより順にベースロード、ミドルロードと運転して行き、最後にコストが高かつ起動停止しやすいピークロード火力などで調整するというものである。しかし、このようにあらかじめ需要の程度により発電施設の運転の順番が決まっていると第三者の発電施設の入る余地が少なくなる。FERCでは、分散電源や第三者の新規発電施設が公平な発電参加ができるようなシステムとして、経済性により発電施設を選ぶことにした。ある時刻から次の時刻にかけて需要が増加するときに、どの発電施設で対応するかは増加出力の発電単価がその時点で最も安いものから順番に電力市場から選択していくこととしたのである。

図5は、NYISO (New York Independent System Operator) のメリットオーダーの模式図であるが、この方式であると新旧、大小、分散集中を問わず安価な発電Offerを市場に提出した電源を優先使用することになり、全ての電源に対して公平で、消費者の利益にもかなうことになる。

(3) 送電混雑の処理

潮流計算して送電グリッドに収まらなかった

場合はどうするのであろうか。この場合は、送電混雑により送電グリッドに潮流が収まらなかった送電区間の前後で、発電施設の入替えを行うことにより、解決する。

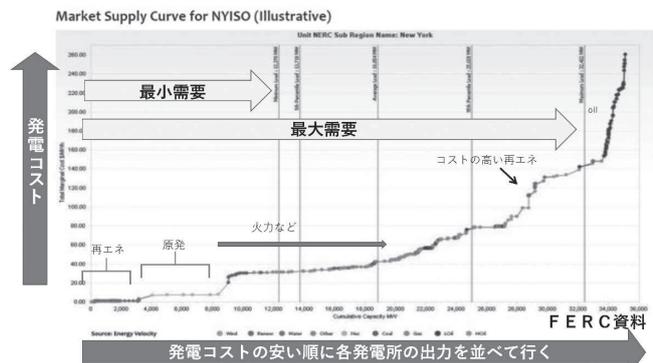
図6で説明すると以下ようになる。本来は、メリットオーダーで選ばれた左側地域の発電施設から右側地域の需要に給電するはずが、右左を結ぶ送電線のキャパシティ不足から潮流を十分に送れないという事態が発生した場合に、左側地域の発電施設の発電量を減らして右側地域の発電施設の発電量をその分増やすことにより、送電混雑を解消する。

この場合、右側地域の発電施設はメリットオーダーでは、選ばれない高コスト発電施設であるので、右側地域の電力調達価格は上昇する。このような発電施設への給電指令の付け替

図5 メリットオーダーによる電源選択

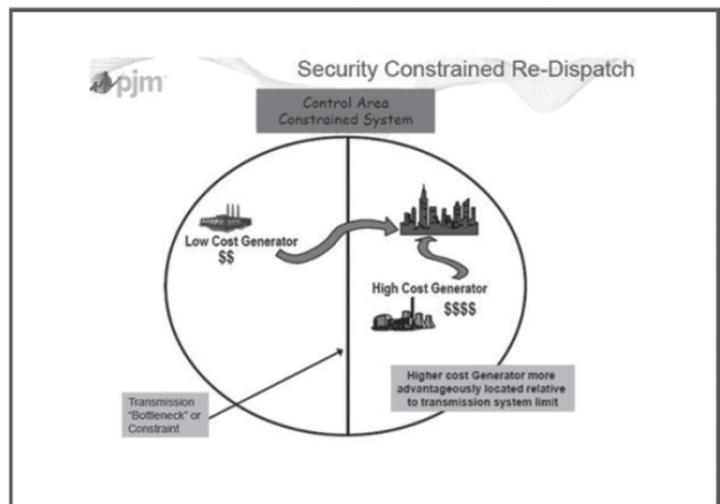
メリットオーダーでの電源選択（市場が決める）

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



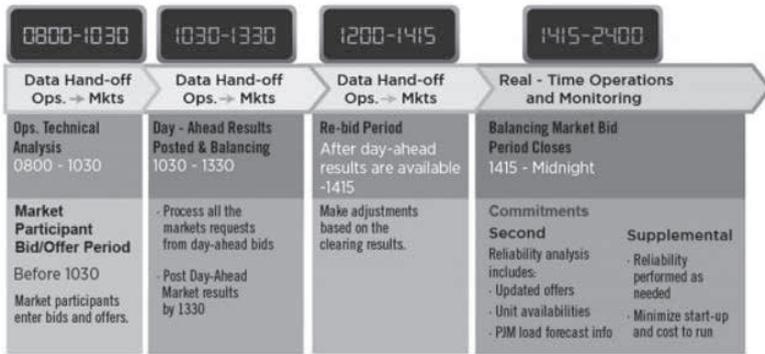
○時々刻々と変化する需要に対応して出力増加や出力追加の発電指令を出していくので、発電側は「追加的出力増に対応した発電Offerを市場に提出」⇒燃料代などに対応

図6 リディスパッチのイメージ (FERC 資料)



Source: PJM Interconnection

図7 PJMのスケジュール (FERC資料)



えを全体として最小コストになるように行うことにより、送電混雑の解消を行うわけである。このような操作はリディスパッチと言われている。

(4) 実際のタイムスケジュール

欧米の送電システムでは、以上のような作業を、図7のようなスケジュールでこなしている。

これは、米国の電力市場運営者および独立系統運用機関であるPJM Interconnection, L.L.C.のスケジュールであるが、前日市場の締め切りと同時に翌日24時間分の潮流計算を送電グリッド全体で行い、必要なリディスパッチの処理を行い送電制約との整合を図った結果を翌日の発電計画として公表する。前日市場処理では、需要側入札ビッドに加えて、PJM側の需要予測・再エネ発電予測で補正したデータで潮流計算を行う。前日市場閉鎖後、リアルタイム市場が開設され、実需要などの動向に応じた修正の需要ビッドや発電オファーが処理される。潮流計算自体は、実供給まで5分間隔で修正計算が繰り返される。最終的に、15分間隔で発電施設の給電指令の修正が行われ、5分間隔で発電指令の出ている発電施設の出力値の修正が行われることにより、需給マッチングが図られている。

米国の場合には、エネルギー市場と同時に調整力のオファーもISO (Independent System Operation: 独立系統運用機関) が受け付けているために、調整力も含めたコスト最小化がコンピューター上でプログラムされている。

(5) TSO・ISO間の連系

欧米においては、電力の広域流通をすることで、再生可能エネルギーの変動や需要の変動を平準化し、需給マッチングをやすくするという考え方に立って、大陸内に多数存在するTSO間の相互融

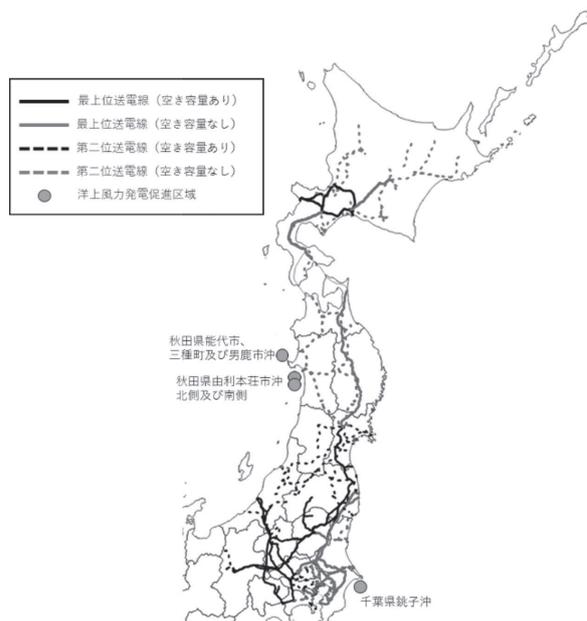
通を行っている。欧州では、欧州全体をひとつの市場として機能させるために、欧州のすべてのTSOの潮流計算を一体化させるためのアルゴリズムが採用されている。つまり欧州全体で広域的に相互融通する体制ができている。わが国においては、10電力は基本的に各電力会社管内で需給マッチングをすることになっており、他電力からの支援が必要な緊急時に例外的に会社間連系線で電力の相互融通をするという体制である。この辺も改善が必要であろう。

(6) 日本の送電線に米国型のオペレーションを導入した場合

米国型のフローベース、メリットオーダーの送電オペレーションをわが国の送電線に導入したらどのようになるであろうか。米国の電力関係者が送電シミュレーションを行う際に用いているソフトウェアのひとつとして日立ABB社のPROMODがあるが、これを用いてわが国の現況送電線で送電シミュレーションを行うと以下ようになる。

ここでは、東日本の送電上位2系統(図8)について、1時間1コマの時間分解能で年間8760時間のシミュレーションを行っている。再生可能エネルギーは、一般に、年間5~8%程度の出力抑制の範囲であれば、立地が可能であると言われている。このため再生可能エネルギーの出力抑制を評価するには、年間の利用率

図8 シミュレーションで用いた東日本の上位系統送電網



へのインパクトを評価する必要がある。なお、図8をみるとわかるように、従来の「最悪事態想定」の送電管理では、ここで対象とした多くの送電線は、空き容量なしとなっている。

シミュレーションに用いた上位2系統の送電線網は、図8のとおりであるが、この送電線網の潮流データや結節点(Node)となる変電所、開閉所の潮流データが各電力会社から公表されており、ここでは、2018年の潮流データを用いてシミュレーションを行っている。再生可能エネルギーの導入量は、2030年の数字を用いているが、需要は2030年においても大きくは変わらないという前提で、2018年のデータを用いている。

東日本において、現行の送電線のままで、63GWの太陽光発電・風力発電を導入し、東日本全体を一体的に送電管理した場合のシミュレーションの結果は、表1のとおりとなっている。REケースは、原発稼働なしで63GWの太陽光・風力を導入した場合、RE+Nucケースは、適合性審査状況を踏まえて東日本地域の5基(泊3号機、東通1号機、女川2号機、柏崎刈羽6号機・7号機)が、稼働した場合である。

表1 REシナリオ及びRE+Nucシナリオにおける風力・太陽光発電の年間出力抑制率

シナリオ	地域	陸上風力発電	洋上風力発電	太陽光発電
RE	東日本	0.6%	0.7%	0.8%
	北海道	0.7%	0.4%	3.2%
	東北	0.3%	0.9%	1.5%
	関東	2.1%	0.0%	0.5%
RE+Nuc	東日本	0.9%	1.2%	1.5%
	北海道	1.3%	0.9%	5.8%
	東北	0.4%	1.4%	2.9%
	関東	2.2%	0.0%	1.0%

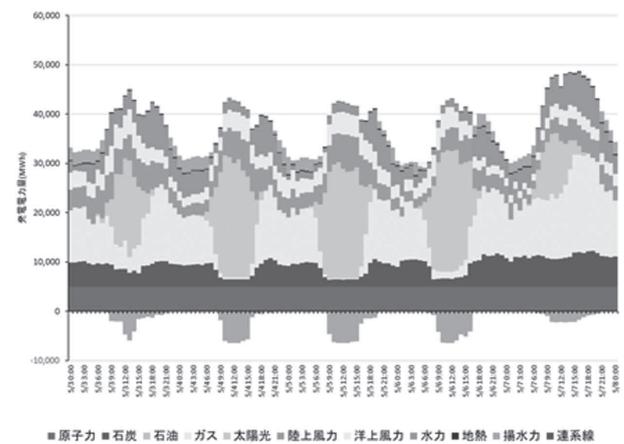
原発稼働なしの場合、東日本全体では、陸上風力発電は、0.6%の出力抑制、洋上風力は0.7%の出力抑制、太陽光発電は0.8%の出力抑制にとどまることが示されている。本シミュレーションでは、連系線だけではなく、地域内の基幹送電線のキャパシティ制約もすべて考慮されているが、63GW程度の風力・太陽光発電の導入では、現況送電線のままでも、再生可能エネルギーの立地に支障がない程度の出力抑制にとどまることが示されている。基幹送電線のキャパシティの利用に関して、再生可能エネルギーと原発の間で競合が生じるのではないかという議論があるが、東通、女川などの5基の原発が稼働すると、表1に示されるように、

原発の稼働があっても、陸上風力0.9%、洋上風力1.2%、太陽光発電1.5%の出力抑制となっており、原発の稼働のない場合よりは若干出力抑制が増加しているものの、いずれも立地に支障が生ずるレベルとはなっていない。太陽光発電で、出力抑制の増加率がやや高いのは、風力発電が一般に地域により発電ピークが分散する傾向にあるのに対して、太陽光発電は晴天時には各地域でほぼ同時に発電ピークとなるためではないかと推察される。

参考までに図9の5月5日の発電状況を見ると、需要は小さく、一方で、再生可能エネルギーの発電量の大きい日となっている。昼の時間帯は、火力発電の出力は下限値となり、揚水発電は最大限に揚水を行っており、揚水などで対応しきれなかった分がこの日は一部出力抑制となっている。

ここで示されるように、米国型のフローベースのオペレーションを利用することで、現況送電線のままでも欧米並みの再生可能エネルギー量は十分に接続可能であることが理解できる。

図9 RE+Nucシナリオ 5月5日及び前後2日間



4. ガスのTSO

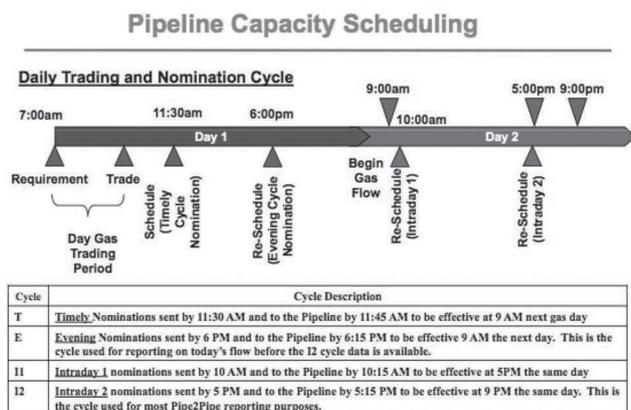
日本以外の先進国では、電力と同様にガスの導管事業にもTSOとDSOの両者が存在している。DSOは、日本の東京ガスや大阪ガスといったガス会社の導管と同じで、エンドユーザーへの配ガス用のカロリー調整・臭い付けのされたガスを送るガス管を運営している。一方で、TSOのガス管には生の天然ガスやバイオメタンが流され、取引は熱量ベースで行われている。TSOのガスラインは、大口径高圧のガス管から構成されており、広域の流通を担当している。これは、電力のTSOが超高压送電線を運営して広域送電を行って

いるのと同様である。

(1) ガス市場の運営

TSOパイプラインの利用が、市場取引の結果に応じて決まるのは、電力取引と同様である。むしろ、米国においては電力に先駆けて行われたガスシステム改革で確立された市場運営や送ガス運用と類似の方法が電力にも適用されたという歴史をもつ。市場は、前日市場と当日市場があり、まず前日市場で需要予測に基づきガスの供給側と需要側のマッチングを行い、送ガス制約との調整を行ったうえで、翌日1日分の需給計画(スケジュール)の約定を行う。当日市場では、当日の実需要などに応じて前日市場の結果のスケジュールに修正を加えることになる。このように、パイプライン運営においては、ガスの荷主(シッパー)は送ガス事業者の定めたスケジュールに厳格に対応する必要がある。一般的に、シッパーは前日市場でガスをノミネイトし、天然ガスの潮流をみながら当日市場でノミネイトの修正を行っている。電力と同様にガスも需給バランスをとる必要があり、過不足にはペナルティーが課されるが、ガスの場合はラインバック(ガス管内での一時貯蔵)を利用して過不足を調整するという契約もある。

図10 日々のガス市場運営 (FERC資料)



欧米においては、バイオメタンや水素は、TSOのパイプラインに投入され、熱量ベースで取引されるため、広域流通が可能となっている。

5. 欧州における電力グリッドとガスグリッドの連系

エネルギーの広域流通を担うTSOの連合体として、欧州には、電力TSOの連合体のENTSO-EとガスTSOの連合体のENTSO-Gが設立されている。地域に

またがるTSO間の広域流通を円滑に行うために、連合組織を形成しているわけである。このENTSO-Gが、ガスTSOのガスグリッドを2050年までにどのようにしていくかをまとめたものが「ENTSO-Gの2050年ロードマップ」である。この2050年ロードマップをかいつまんで理解するには、冒頭にまとめられている提言が便利なので、この提言を紹介することにする。

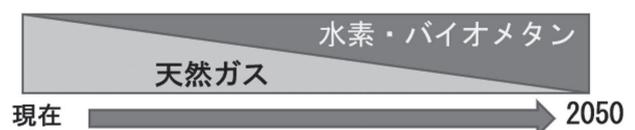
提言:

- ①既存のガス制度に水素を取り込み、また、バイオメタンの役割をさらに強化することを目指す。
- ②技術面: ブレンド、変換、潮流管理、デジタル化、データ提供、エネルギーシステムの柔軟性の提供といったサービスをTSOのサービスに含め、また、サービスの合理的な料金原則を確立する。
- ③エネルギー価値: バイオメタン、水素、天然ガスのエネルギー量に基づく取引を継続する。
- ④(略)

(1) 提言①について

提言①については、現在のEUのTSOパイプラインの制度においても、バイオメタンや水素は取り込める体制となっているが、バイオメタンについては、さらに強化し、水素についてはこれから積極的に取り込んでいくという方針である。バイオメタンというのは、メタン発酵や熱分解で製造したバイオガスから余剰水分や硫黄分などのガス管腐食成分などを取り除きTSOパイプライン受け入れ基準に適合するように前処理したガスである。バイオメタンは、各地のバイオガスパラントからTSOパイプラインに注入され、EU市場全体で取引される。また、今後、出力抑制の対象となるような再エネ余剰電力が発生する場合には、むしろ水素の製造に利用することが想定されているので、各地に分散立地が想定されるこれらの再エネ水素製造施設で製造された水素をパイプラインにどんどん取り込んでいくことになる。したがって、TSOパイプラインの中を流れるガスは、天然ガス、バイオメタン、水素の混合気体となる。2050年が近づくとつれて、天然ガスの割合が低くなり、バイオメタン、水素の割合が次第に大きくなることになる(図11)。

図11 TSOパイプラインの中を流れるガス



(2) 提言②について

提言の②は、このような混合ガスを送るときに固有に発生することになりそうな新たなサービス・管理や料金原則について確立していくことを記述したものである。このなかで「変換」というのは、たとえば、水素をそのままTSOパイプラインに流すのではなく、メタネーションにより、メタンにしてパイプラインに投入することがあげられる。

(3) 提言③について

提言③は、エネルギー取引の原則について記述したもので、これは、従前どおり、熱量ベースの取引となる。天然ガス、バイオメタン、水素などのガスの種類によらずに熱量ベースで取引されることになる。ここで、注目すべきは、エネルギー取引と再エネ価値取引をガスの分野でも分けていることである。欧米においては電力の分野では、エネルギー市場と再エネ価値市場が別々にあり、別々に分離されて取引されている。RE100に参加する企業は、このRE価値の部分を買集めればよいわけである。

これと同様に、ガス市場においても、エネルギー市場とREC（再エネ価値）市場を分離し、エネルギー市場の取引はガスの種類によらず熱量ベースで取引を行う方針を再確認したものである。

(4) 電力グリッドとガスグリッドの連系

ENTSO-Gの2050年戦略では、電力グリッドとガスグリッドの連系についても記述されている。再生可能エネルギー電力は、変動電源であるために、再生可能エネルギー比率が高まるにつれて、需要が少なく、再生可能エネルギーの発電量が多いときには、余剰分のエネルギーを何らかの方法で貯蔵し、再生可能エネルギー生産量の少ないときに利用できるようにする必要がある。その貯蔵手段としてEVバッテリーなどのほかに水素やメタネーションメタンとしての貯蔵が考えられる。欧米においては、TSOグリッドには、大規模なガス地下貯蔵施設が設置され、季節間のガス需要変動に対応してきた歴史があり、この地下貯蔵はそのまま、水素などの貯蔵にも活用できる。再生可能エネルギーは、必要に応じて電力グリッドとガスグリッドの間を行き来することで、有効に利用することが可能となる。このような電力TSOとガスTSOの連系が計画されている。

6. おわりに

再生可能エネルギーを十分に活用しようとすると、欧米にみられるように最新のコンピューター技術を駆使した、リアルタイム、フローベースの広域送電運用が不可欠である。東京電力は、フローベースのオペレーションを取り入れ始め、経済産業省もこの方向で制度改正を進めているが、早急にわが国の送電オペレーションを欧米の水準にキャッチアップさせる必要がある。これは、ガスの世界にも言えることであるが、残念ながらわが国には、このような運用を担うガスTSOとTSOガスパイプラインは存在しない。再生可能エネルギー由来の水素が国内生産される時代がきても、わが国では欧米のような広域流通は困難である。経済産業省は、2016年のガス自由化に向けた検討にて、ガスの広域流通に向けたパイプライン整備と地下貯蔵の検討を行った。これは新潟などの廃止ガス田などを欧米のようにガスの地下貯蔵施設として用いるもので、経済産業省によるとLNG基地（20万kl）数百基分の貯蔵能力がある。この地下貯蔵と関東、中部、近畿の大都市のガスDSOを広域パイプラインでつなげるという構想である。2050年に向け、経済産業省の2016年の計画を実現し、これを出発点としてガスTSOシステムを創設し、水素ガス流通に関しても、欧米で計画されているように天然ガス・水素などの混合気体により、天然ガスから水素への移行をシームレスに行っていく体制が作られることを期待したい。

