

## 「米国のグリッドオペレーション」

京都大学大学院経済学研究科特任教授 内藤克彦

FERC の HP を丹念に探すと、アメリカの電力システムの解説があり、かなり具体的に書いてある。数式も出てこない。送電の定義から出てくる。重要なのは、「オペレーターは電力の流れを個々のライン単位では特に制御を行わない。電力は、その代わりに、最小抵抗の経路に沿って、物理法則に従い同時に複数のラインを通り発電所から消費者に流れる。」というものだ。人為的にルートを設定して、さらにフェイズシフター使って人為想定通りに流そうとすると最小抵抗ではないのでロスが増えるなどのため、アメリカでは人為的な想定潮流は意味がなく、非効率として実施しない。

送電サービスは差別なく提供する。日本の場合はこのような大原則がない。PtoP では一定量の送電に対して一定額を支払って予約し、系統の受領地点から配達地点まで送電することができる。途中の送電ルートを指定して送電線の予約をしても意味がない。だからインプット・アウトプット地点を指定して予約する。間（あいだ）を考えないで、点と点を考えるということだ。

グリッドオペレーションは、信頼性要件と整合性をとりつつ、最安発電施設を使用する給電指令を出す。そもそもアメリカの場合は、消費者保護が第一で、需要を先に考える。デマンドサイドレスポンスが先に出てくることはない。需要充足が使命というのも哲学だ。

NYISO の例では、Commitment の訳は約定が適切だと思う。なぜ前日市場をやるか。発電施設によっては立ち上げに数時間かかるものもあるので、あらかじめ準備する必要があるからだ。需要側の入札は Bid、発電側は Offer という。Bid と照合して Offer はメリットオーダーで安い方からとっていくのでこうなっている。

Offer の詳細をみると、色んなことが書き込めるようになっている。A という受電地点に  $x$  kWh、インクリメンタルの要請に応える場合は  $y$  円など、要請があった場合にどれだけ発電量を調整できるかという最小・最大値も書く。Offer したエネルギーとして市場に提供した以外に、発電量を増やした場合はいくらで応じますという情報も最初からインプットする。ヨーロッパでは調整力市場は別だが、アメリカでは一本の市場でエネルギーと調整力を一緒につくる。アンシラリーの応募も同時に行える。信頼性分析により、安価な発電ユニットが高価な発電機にとって代わられることをリディスパッチという。

Day Ahead (DA) の段階での予測情報とリアルタイムではズレが生じるので、そのズレを調整する必要がある。リアルタイムオペレーションの一環として自動発電制御が行われ、必要に応じて給電指令を変更する。DA で約定されたものは、変更手続きをしなければリアルタイムでも自動的に約定する。逆ビットを入れて打ち消すこともできる。

DA だけで全米平均の需要の 95% 決めてしまう。あとの 5% が実需要と予測の差だ。差を埋めるのがリアルタイムオペレーションだ。5 分ごとに潮流計算する。出力抑制も 5 分単位

でやる。地理的にもノード単位で出力抑制のコントロールをしている。日本では先日九州電力が抑制をしたが、前の日に「翌日 9 時から 16 時まで止めてください」とパソコンと電話で指示をしている。アメリカ流ならあんなに長く止める必要がない。九州電力は出力抑制は大雑把に出して自分の発電所で微調整しているが、アメリカは再エネの出力抑制もリアルタイムで対応している。

アンシラリーサービスは時間の関係で飛ばすが、NERC と RTO の間の協定で決める。それに応じて Operating Reserve の量が決まる。既に動いている発電機は Spinning Reserve として使える。Non Spinning はさらに足りないときに 10 分以内に立ち上げられるもので、Supplemental は 30 分以内だ。アメリカでは前日市場段階で組み込まれている。

SCUC (前日市場の約定システム) の解説をする。気象・需要予測と Bid/Offer の情報、発電機の監視・操作システム (Automatic Generation Control) の情報、Reserve & Regulation Requirement という必要アンシラリーサービスの量が INPUT 情報。潮流計算によりグリッド収まるかどうか判定し、収まらない場合は、再給電の候補を送電ネック等解消システムにより決定する。グリッドに収まるまで何回も潮流計算を繰り返す。Outage Scheduler というのは点検・故障の情報のことだ。時間ごとに約定する発電機が並ぶことを Schedule (約定一覧表) という。全部履歴を記録しておいて最後に決済をする。

次に市場との関係だ。特定のユーザーに電気を送りたいときは相対取引だ。この場合は RTO を通じて行わない。送電管理者が関与せず需要者と発電事業者だけで行う。物理的なエネルギーの移動が伴う場合は送電容量を確保する必要がある。OASIS を通じて送電予約をする必要がある。NERC の Etag 請負業者である OATI に提出されたデータが ISO/RTO に通知される。

送電混雑があると、ノード間で価格差が生じ、この価格差が混雑レントと言われる。A ノードで 1kWh 当たり 5 円、B ノードで 15 円だとすると、RTO 経由でマネーフローが発生する。このままでは、Node Pricing では混雑発生により RTO が儲かってしまう。これが逆インセンティブではないかと Hogan が指摘した。だから混雑レントは RTO に帰属させるのではなく、プールしておいて適切な人に帰属させる。混雑レントを、需要側に帰属させると小売価格抑制となるので、一般的に需要側に帰属させる。このように、混雑レントを金融送電権 FTR ということで金銭的な権利として自動的に配分するということが行われている。

送電運用には PtoP 送電サービス (相対契約に対応したサービス)、ネットワークサービス (どこから買うか決めてないものを市場から調達する場合) の 2 つがある。ネットワークサービスの方が市場を通るので優先度が高い。PtoP 送電サービスには受電・払い出し地点の間で、ファームサービスとノンファームサービスの 2 つがあり、ファームが優先される。混雑チャージを受け入れる相対契約がファームだ。一方、そのような値段の変化はいやだ」という場合はノンファームで、リアルタイムディスパッチが終わった後に最後に残った利用可能な送電容量の範囲で給電される。ノンファームは前日・当日の約定が終わって、送電線が空いていたら入ることができるという扱いだ。