

## 「2017 年 欧州出張報告」

内藤克彦（京都大学 特任教授）

デンマークは 1 人当たり GDP がかなり高い。2050 年までに電気・熱・輸送すべての部門で化石燃料から脱却し、再エネに置き換える方針だ。2030 年までには石炭火力を全廃する。フェードアウトに向けた詳細なスケジュールが決まっている。

ロラン島は人口 6 万人の島で、もともと農業が盛んだった。かつて原発立地予定地だったが、今では風車がファルスタ市と合わせて 500 基以上ある。ポイントは、風車の半数は地元により所有されていること。外部の大手の人が開発に来るときも、口頭で聞いただけでだが、地元出資比率が決まっている（地元住民から 20%）。だから自分たちの風車だという意識が生まれて、他人事ではない。

大都市コペンハーゲンに電気を売り込む代わりに、知識をもらうという戦略を取っている。日本では自治体がこのように交渉を行う環境にはない。デンマークは、必ず地元にかかる利益がある。日本の自治体でそこまで密着してやっているところは少ない。

デンマークはバイオマスにも熱心だ。熱供給プラントは畑の真ん中に立っている。どこに供給するか？と尋ねると、我々が泊まっていたホテルまでだという。実際、半径 20km 先まで供給している。供給管断熱材にはコストをかけていない。聞いたところによると、日本の熱供給は蒸気でやっているが、これは第 1 世代の話である。デンマークは、現在は第 4 世代で、蒸気から低温供給に代わったという。バイオガスの取り組みについて。メタンをアップグレードして国際ガスインフラに流している。欧州にはガスパイプラインの TSO がある。TSO は電力だけではなくガスもある。ガス DSO もあり、これは日本のガス会社と同じ。

洋上風力の時代の自治体の対応について。洋上風力は投下資本の規模が大きくなり、地元では負担できなくなった。海は国の保有であり、地元は関与できない。ではどうするか？市議会議員たちは悩み、出した結論は、実証フィールドを提供し、メンテナンスを地元で行い、出荷基地をつくる（未実施）というものだ。実証フィールドは既に話が進んでいる。

洋上の場合はメンテナンスに手間がかかり、メーカーは洋上をする前に一年間陸上で先に試験運転をする。そのフィールドを誘致するメンテナンスに関しては、市ぐるみでメンテナンス・スクールを設立した。実際に風車の模擬環境をつくり訓練している。

MHI-Vestas の人いわく、出荷基地をつくる際に、洋上風力は洋上作業にコストがかかるので期間を短くしている。具体的には、作業船を借りるのに一日 3000 万もかかる。だから洋上作業日数を減らすのが大事。ほとんどの部品は陸上で組み上げて、そのまま持って行ってトンと置く。これで一日 2 基置けるようになった。出荷基地の確保は、港湾施設なので地元の協力がどうしても必要だ。港湾管理者は市と県の共同管理だ。だから関係が欠か

せない。そしてその結果、ますます地元へもお金が落ちる。

日本の電力会社の HP の転載禁止資料に、TSO ラインでの空き容量マップがある。空き容量ゼロが宣言されている。だから、風力を立地したい企業・地元の人が電力会社に「空き容量なし」と言われて事業がとん挫している。だが欧米でこのような事態は、ついぞ見たことがない。では欧米は一体どうしているのか？

NP (Nord-Pool) ではシステムプライスを導く際に計算作業を毎日やっている。さらに具体的なタイムスケジュールをみると、欧州大で同時に計算されている。前日市場の計算作業は、毎日 12:00~12:42 の間に行われている。価格計算に加え、フロー潮流計算もやっている。NP は単なる市場管理者だから送電データは持ってない。そのデータは TSO からもらわないといけない。10 時に TSO からもらったデータを一度公表する。この 10 時というのは、市場は 8 時から開き 12 時にクローズするため、真ん中にあたる。私の推測だが、8 時から 10 時までに集まったビットの情報で、TSO は一旦概算し、中間アウトプットを NP に渡していると思われる。NP の場合は、ゾーン内ではフロー潮流と価格が同時に決定される。

ここからはフローベースの計算の考え方に関する 1996 年の Hogan 氏の論文についてだ。コントラクト・パスでは、OLDGEN-BIGTOWN 間の容量 600MW しかみていない。そういうことをしないと、日本の電力会社のような一覧表はつくれぬ。だが Hogan のいうように、実際はあらゆるルートでループフローが流れている。需要の通過点が時々刻々と変わる。だから電力会社の表はつくる意味がない。

ではどうしたらいいか。

アメリカは最終的に、インとアウトのデータを全部集めてきて、同時計算をしている。これが一番効率的だ。そのためには、グリッドで起こっている全てのことを把握する必要がある。グリッドの端で起きていることも送電キャパシティに影響する。だから、個々の送電線を切り離して議論しても意味がない。すべての潮流を同時に特定しない限り、いかなる瞬間の実際のキャパシティも議論することができない。要約すると、「ここからここまですべて」ではなく、「ある地点にどれだけの電気を注入して、別の地点でどれだけ引き抜くか」だ。これらを同時に入力し、キャパシティに「accommodate」できるか（混雑なく流せるか）を判定する。FERC は 1996 年に 15 の原則を出している。おそらくアメリカではこれ以来、フローベースの計算をやっている。

EU でも同じように、再エネ 20% の導入目標を Directive で義務付けたときに、混雑の定義として物理フローと書き、わざわざ「契約上の送電線満杯」という定義を排除している。さらに「混雑管理は、non-transaction ベースでなければならない」とも規定している。

すべての in と out を集めて、収まらなかったら (accommodate しなかったら) どうするか？ 対処法は、ノーダル・プライシング (以下では Npricing と表記) か Redispatch (以下では R と表記) の 2 つのどちらかだ。R は、送電制約は一旦放置し、各送電線の抵抗を入力して、すべての in と out を集めてフローベースの計算を行い、エリア全体で流れる電流を見

て、引っかかった（混雑が発生した）箇所の前後で配電の命令を変更するというものだ。

ノードル・プライシングは、価格操作はやめましょうという発想で、調達に要した費用はそのまま最終価格にも乗せるもの。N Pricing をすると、A-B 地点の価格は変わる。たとえば、A 地点は 5 円で、C 地点は 9 円になる。差額分をアメリカでは混雑チャージと称して払わなければならない。小さい市場参加者にとってはこのチャージを払うくらいだったら、自分の電力を売るのではなく、いきなり C 地点で電気を買って売った（小売した）方が安くつく。しかし、ノードごとにいろんな価格変動が生じて取引が不安定になる。そのリスクヘッジをするために、金融的送電権（FTR）が生まれ価格保証がされるようになる。

ドイツの 50Hertz は、FTR を導入するのはよくないという。彼らもどっちがいいのか悩んでいる。ヨーロッパはゾーン・プライシング（以下 ZP）&R 方式だ。アメリカのようにビディングゾーンがかなり分かれていて、統一価格をゾーンごとにとると、流動性が低くなる。市場流動性と R のコストとの間にはトレードオフの関係がある。そしてドイツでは ZP を選んだ。タイムスケジュールで管理し、同じような計算をしている。