

## ドイツのエネルギー市場の課題と欧州での供給力確保・送電投資に向けた取り組み

化石エネルギー・電力ユニット

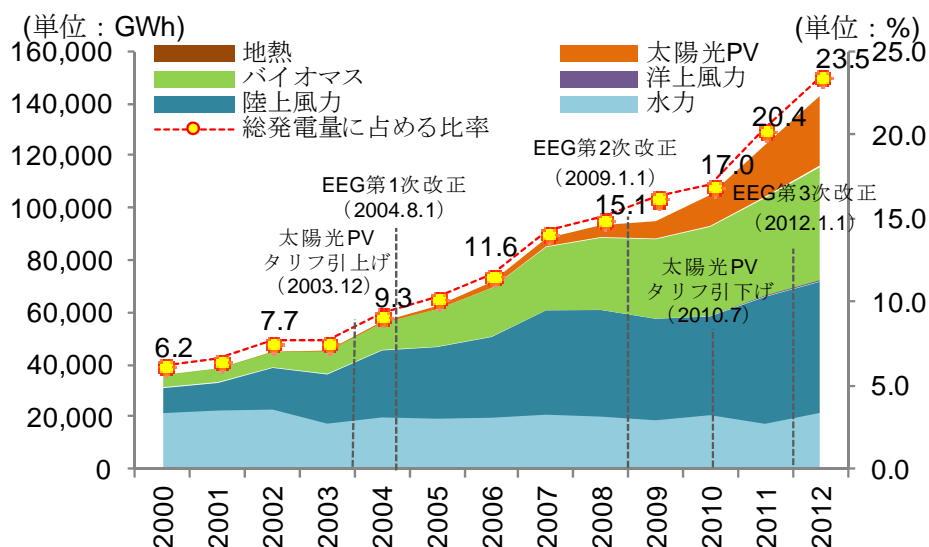
主任研究員 安井 久貴

### 1. はじめに

ドイツは今、電源構成が変わる「エネルギー変革期」を迎えている。その原因の一つは、太陽光を始めとする再生可能エネルギーの急激な普及であり、もう一つは、電源コストの変化である。

2000年から脱原子力を指向していたドイツ政府は、同年に再生可能エネルギー法 (EEG) を作り、固定価格買取制度 (FIT) を開始した。制度開始以降、導入されていったのは、陸上風力やバイオマスだったが、2004年の EEG 第1次改定<sup>1</sup>を経て、2009年の EEG 第2次改定<sup>2</sup>あたりから、太陽光発電の導入が加速し始めた。2010年に買取価格は引き下げられたものの勢いは止まらず、2012年の再生可能エネルギーが総発電量に占める割合は23.5%となった(図表1-1)。

図表 1-1 ドイツの再エネ発電量と総発電量に占める比率の推移



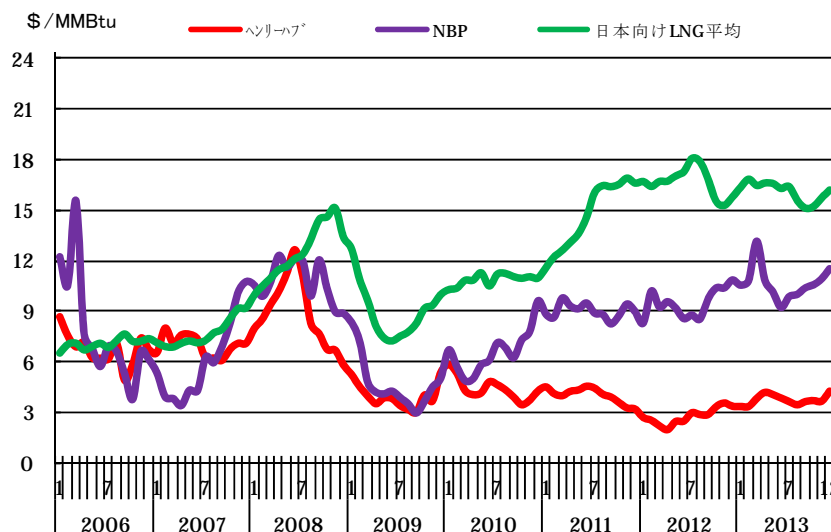
出所) BMU

もう一つの要因である電源コストの変化については、米国における「シェールガス革命」が大きく影響していると思われる。シェールガスは技術的回収可能資源量が188兆m<sup>3</sup>も

<sup>1</sup> エネルギー源別の買取価格の変更等  
<sup>2</sup> 太陽光の全体的な買取価格の見直し等  
<sup>3</sup> 世界の在来型天然ガス可採埋蔵量は2009年末で181兆m<sup>3</sup>

あること、また米国内はガスパイプラインネットワーク網が発達していることなどから、ヘンリーハブ価格は3~5\$/MMBTUと安い価格で推移している。(図表1-2)。

図表 1-2 地域別ガス価格の推移



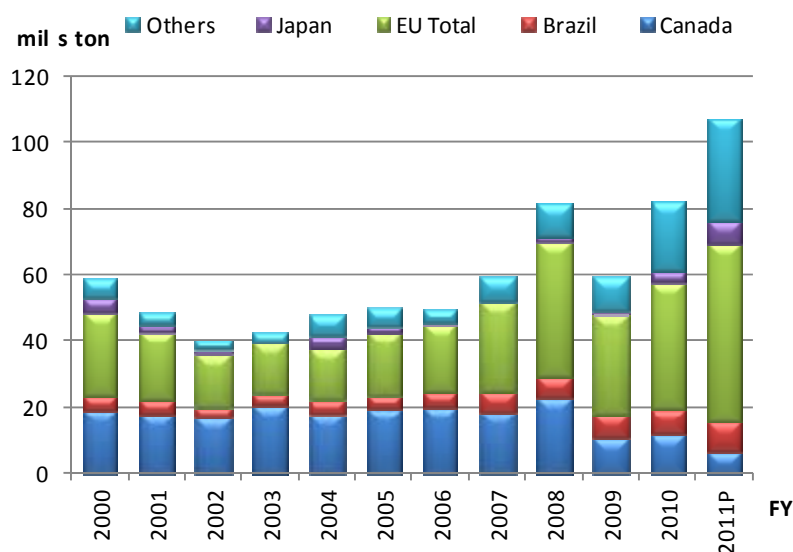
出所) 日本エネルギー経済研究所

この安価でCO2排出量が少ない天然ガスの普及により、相対的に環境負荷の高い石炭火力の規制が強化されることになる。2013年9月、米国のEPA<sup>4</sup>は連邦初となる新設発電所を対象にした排気ガス規制案を発表した。この規制案が承認されると石炭火力発電所の1MWh当たりのCO2排出量は1,100ポンド(約500kg)以下に制限されるため、石炭火力は最新の技術(事実上CCS)を使うしかなくなる。

オバマ政権は2020年までにCO2排出量を2005年比で17%削減することを目標に掲げており、米国内のCO2排出量の約1/3を排出する発電所の規制を強めようとしている。この環境規制強化により、米国の石炭の大半は欧州へ流出していった(図表1-3)。

<sup>4</sup> Environmental Protection Agency

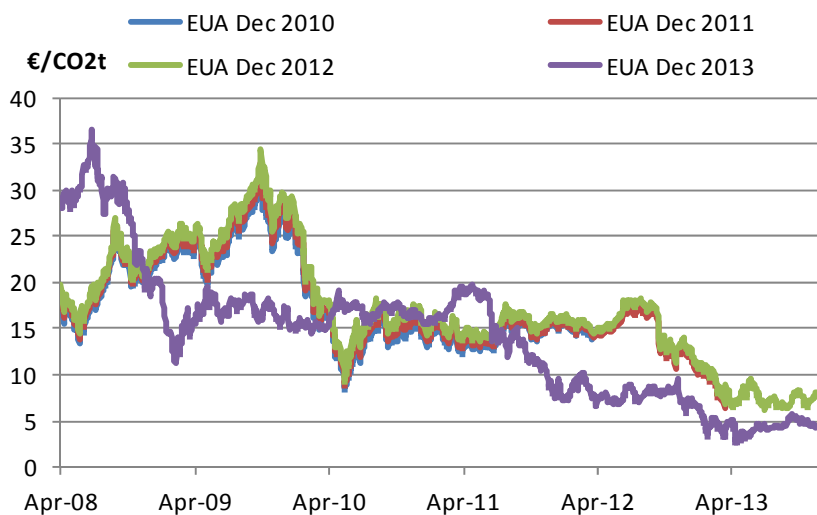
図表 1-3 米国からの国別石炭輸出量の推移



出所) EIA

折しも、欧州では長引く不況により、排出権取引価格（EUR）は、2008年以降、下落傾向にある（図表 1-4）。したがって環境負荷の高い石炭を焚いても排出目標を達成できることから石炭火力発電所の稼働率を上げていった。

図表 1-4 EU-ETS の先物価格推移



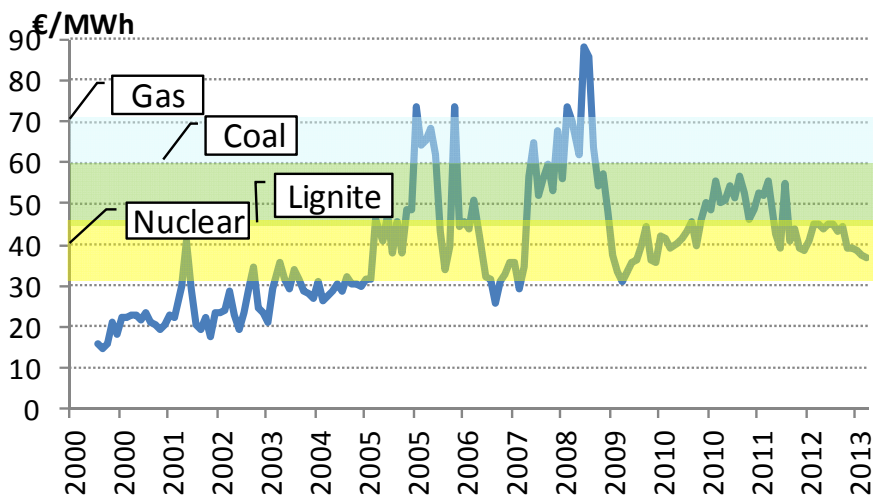
出所) Point carbon

また、再生可能エネルギーの普及は、卸電力取引市場に大きな影響を与えた。ドイツでは EEG 法により、再生可能エネルギーは系統に優先接続されるため、EEX<sup>5</sup>市場に大量に再

<sup>5</sup> European Energy Exchange

生可能エネルギーが流れ込むようになった。2009年以降の卸電力価格（先物）は、40～60 €/MWhで推移していたが、2012年から下落傾向にあり、天然ガス火力の限界コストはもとより、石炭・褐炭火力の限界コストより安くなりつつある(図表 1-5)。

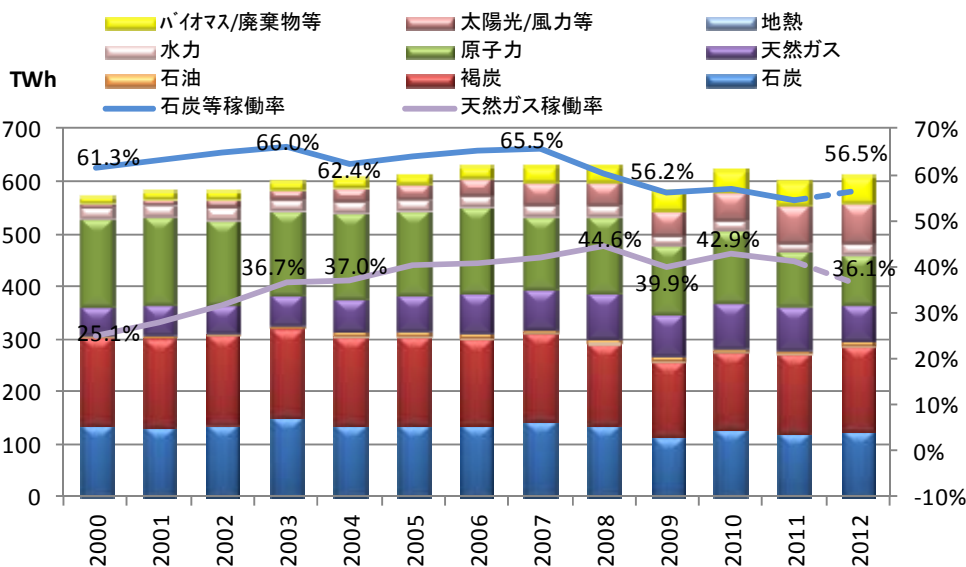
図表 1-5 EEX 先物市場の価格推移と電源別限界コスト



出所) WELT

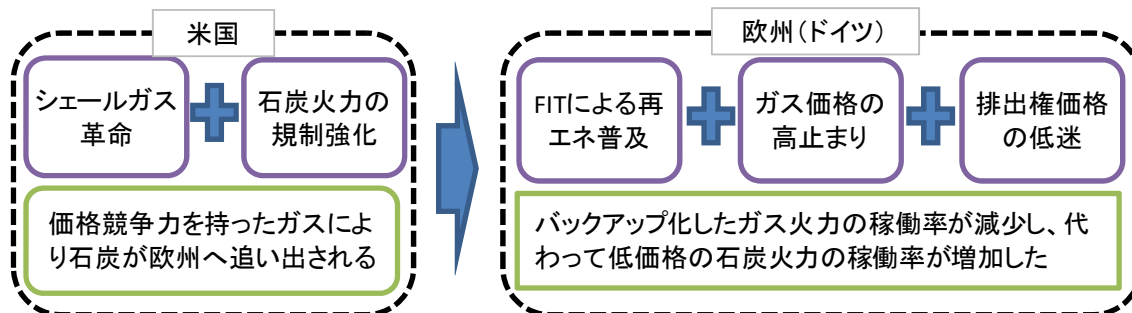
この結果、かろうじて採算の合う石炭/褐炭火力は、高稼働率を維持し続けているのに対し、相対的に価格の高い天然ガス火力は、稼働率を下げることになった(図表 1-6)。

図表 1-6 ドイツの電源構成と石炭/天然ガス火力稼働率の推移



出所) IEA, BMWI

【1のまとめ】



以上をまとめるとドイツでは、再生可能エネルギーの普及等に伴い

- ① 卸電力価格の下落による天然ガス火力の停止/廃止
- ② バックアップ電源等の不足による容量市場の創設
- ③ 再生可能エネルギー源の偏在による送電線への投資

が課題になっていると考えられ、以下ではそうした状況の分析を行うものとする。

2. 卸電力価格の下落による天然ガス火力の停止/廃止

ドイツの電力各社は、採算に見合わないガス火力発電を停止（または廃止）している。E.ONは、2013年8月、2012年から2015年にかけての欧州域内で閉鎖される自社の発電所が1,100万kW（内647万kWは閉鎖済み）になると発表した。スロバキアにあるMalzenice発電所(CCGT)は、2011年1月から発電しており、当初は年間稼働時間を4,000~5,000時間（発電効率58%）として想定していた。しかし、実際に2年半での稼働時間は、5,600時間しかなかったため、停止に追い込まれた(図表2-1)。

図表 2-1 閉鎖/運転停止したガス火力発電所

所有者	発電所名	場所	容量(MW)
E.ON	Malzenice	スロバキア	430
Verbund	Mellach	オーストリア	832
Statkraft	Knapsack 1	ドイツ	800
Statkraft	Herdecke	ドイツ	417
Statkraft	Robert Frank	ドイツ	510
Statkraft	Emden	ドイツ	450
RWE	Gersteinwerk F	ドイツ	355
RWE	Gersteinwerk G	ドイツ	355
RWE	Weisweiler G	ドイツ	270
RWE	Weisweiler H	ドイツ	270
RWE	Emsland B	ドイツ	360
RWE	Emsland C	ドイツ	360
E.ON	Tavazzano 8	イタリア	300
GDF Suez	Awirs 5	ベルギー	294
GDF Suez	Ruien 5-7 & 6	ベルギー	627

出所) web サイトから筆者作成

また RWE もドイツとオランダで3年以内に310万kWの発電所を閉鎖すると発表し、2010年9月から運転していた Lingen(CCGT)のB、Cユニットを2014年4月から6カ月間停止すると発表した。同ユニット876MWの発電効率は60%を超えるとも言われ、世界でも有数の近代ガス火力発電所であった。同社は、利益確保の目安となる卸電力価格を5.5~6ユーロセント/kWh(約7.3~7.9円/kWh)と分析していたが、2013年8月の卸電力価格は、約4ユーロセント/kWh(約5.3円/kWh)まで下落していた。

欧州各国の電力会社は、再生可能エネルギーの手厚い補助などにより、不採算となったガス火力を、次々と停止もしくは廃止している。

このように、再生可能エネルギーのバックアップに使えたガス火力発電所の停止等により、供給力の不安が顕在化してきたため、予備力を確保するための新たな法改正が必要となった。

ドイツ連邦政府は、2012年12月、ネットワークにおいて供給予備力を確保するため、BNetzA<sup>6</sup>とTSOが連携し、TSOと発電事業者が予備発電としての契約を締結するように法律で規定した<sup>7</sup>。以下がその規定内容である。

#### (1) 契約および検証作業

発電事業者は、遅くとも5月まで予備発電所として運用するかどうかの意思表示をTSOに行う。原則として入札で決定するが、安全性、信頼度など技術的要件が同じ場合は、最も安い応札が優先される。TSOは、7月までに発電事業者と予備契約を締結するが、翌1月まで供給力計画(シナリオ)を作成し、BNetzAの承認を得なければならない。その後、4月までBNetzAとともに実績の分析・検証を行う。

#### (2) 詳細規定

- ・ 予備発電所としての契約期間は最長24カ月だが、正当な理由があれば延長できる。
- ・ 契約後、発生する費用は補償されるが、閉鎖しなければエネルギー市場から得られたであろう利益や機会損失は補償されない。
- ・ 人件費、発電準備費、修繕費、公害防止費のほか運転費の5%を一般経費として補償される(5%を超えても証明できれば一般経費として承認される)。
- ・ TSOは、予備発電所として機能しないと判断した場合、BNetzAの同意を得たうえで適切な場所に新規発電所を建設し、運転することができる。契約終了までの収入はTSOに帰属するが、コスト削減インセンティブをつけるためTSOの収入に上限をつける。
- ・ 既設の発電所の不作為による廃止や閉鎖については、供給信頼度確保の観点から事業者が申請する必要がある。また、4/1~9/30までに暫定的に閉鎖する発電設備(100%もしくはそれに近い自社供給用、あるいは季節限定の設備)については、閉

<sup>6</sup> Bundesnetzagentur; ドイツ連邦ネットワーク庁

<sup>7</sup> Reservekraftwerksverordnung

鎖の4週間前までに通告すれば、閉鎖禁止条項に違反しない。

- ・ 発電事業者は、たとえ発電設備が予備としての重要性が喪失したとしても、5年間の契約期間が終了するまで補償請求権を持つ。
- ・ 2011/2012年および2012/2013年の冬期に予備発電所としてTSOと契約していた既設の予備発電所については同規定により不利な扱いを受けない。
- ・ 本規定は、ガス火力発電設備を支援するものであり、2013年から発動され、5年後の2017年12月に失効する。

### 3. バックアップ電源等の不足による容量市場の創設

欧州では、先述の通り、卸電力取引価格の低迷やガス火力などの停止/廃止により、供給力不足に陥る可能性がある。

こうした電源不足に対応するために考えられているのが容量報酬メカニズムである。ドイツでは容量報酬メカニズムについて懐疑的見方があり現在も検討中だが、他の欧州諸国では既に導入している国もある。

容量報酬メカニズムについては欧州大で活発に議論されているところだが、ACER<sup>8</sup>が現時点での導入状況や問題点を「CAPACITY REMUNERATION MECHANISMS AND THE INTERNAL MARKET FOR ELECTRICITY」で整理しているので以下に紹介する。

#### (1) 容量報酬メカニズムの種類および導入状況

容量報酬メカニズムは目的に応じて、様々な選択肢の組み合わせで制度設計ができる。

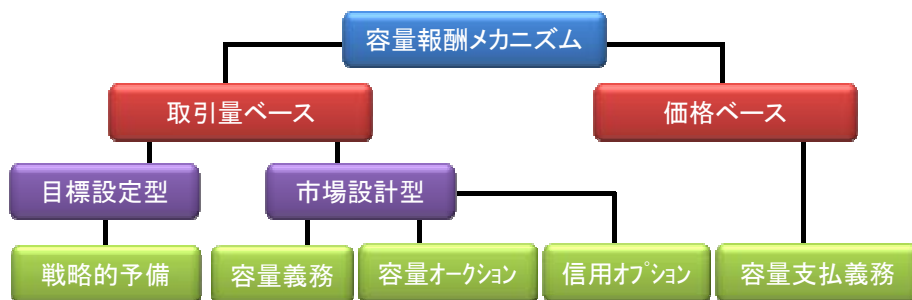
- a) 電源の種類や容量、需要者側の関与
- b) 容量の適格性の判断（決定方法、不可のケース）
- c) 容量契約の期間設定
- d) 容量レベル（全電源対象か、一部電源か）
- e) 容量の有用性の証明方法
- f) 容量の支払いスキーム（規制かオークションか）や閾値<sup>9</sup>、ストライク価格の決定方法
- g) 容量の負担割り当て方法
- h) エネルギー市場との関与、容量市場の運用ルール・活性化の方法

---

<sup>8</sup> Agency for the Cooperation of Energy Regulators

<sup>9</sup> Threshold point

図表 3-1 容量報酬メカニズムの種別



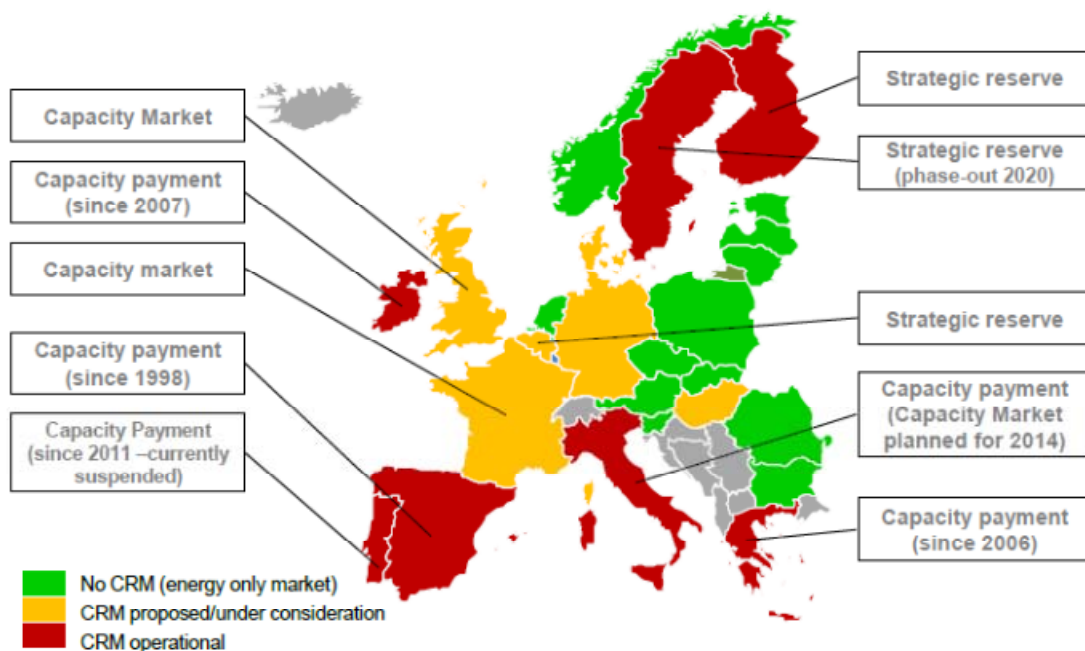
	概要	メリット・デメリット	導入国
戦略的予備	<ul style="list-style-type: none"> <li>・TSO等が予め緊急時に不足する量を計算し、電源・活用時間等を考慮したうえで、電源を入札により募集する。</li> <li>・容量は基本的に前年に入札で決定され、費用はネットワーク利用者が負担する。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・発電事業者は「予備発電所」として一定の収入を確保できる。</li> <li>・「予備力」コストが市場メカニズムの影響を受けない。</li> <li>・起動目安の閾値と VOLL の関係が不透明である。</li> </ul>	スウェーデン、ドイツ（検討中）
容量義務（分散型スキーム）	<ul style="list-style-type: none"> <li>・一定の予備率を義務付けられた小売り事業者（LSE<sup>10</sup>）が発電事業者などと容量を取引（契約）する。</li> <li>・規制機関が認証した「容量証明書」を購入することで供給義務を確保する。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・事業者間で証明書を売買することで予備力を効率良く確保する。</li> <li>・容量、価格が相対取引なので透明性・公平性の確保が課題である。</li> <li>・義務不履行は処罰の対象となる。</li> </ul>	フランス（検討中）
容量オークション（集中型スキーム）	<ul style="list-style-type: none"> <li>・独立機関が容量市場を開設し、発電事業者が電源を入札する。</li> <li>・全員参加型のフォワードオークションで価格が設定される。</li> <li>・費用はエンドユーザーにチャージするサプライヤー（小売り事業者）が負担する。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・予め全体で必要な予備力がわかり、負担にも透明性がある。</li> <li>・小売事業者が個別に（予備）容量をかき集めてくる必要はない。</li> <li>・複雑な市場設計、集中管理システムの構築など費用負担が大きい。</li> </ul>	米国(PJM)、英国（検討中）
信用オプション	<ul style="list-style-type: none"> <li>・規制機関のルールに従い、発電事業者が固定料金として受け取る（ie. Spot price と Strike price の差額）。</li> <li>・金融市場のコールオプション<sup>11</sup>に類似している。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・発電事業者は安定的で予測可能な利益を得られる。</li> <li>・発電事業者のインセンティブのため Strike price はユニットの最も高い価格となる。</li> </ul>	コロンビア
容量支払義務	<ul style="list-style-type: none"> <li>・すべての発電事業者の発電可能な電源に対して、設備容量（kW）当たりの金額を定期的に支払う。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・電源ターゲット（新規か既設か）や時間帯（ピークかベースか）等、バリエーションが多い。</li> <li>・場合によっては周辺国の投資インセンティブや電源構成に影響を与える。</li> </ul>	スペイン

<sup>10</sup> Load Serving Entities

<sup>11</sup> その時の市場価格に関係なく予め決められた特定の価格（権利行使価格）で買う権利を売買すること



図表 3-2 欧州での容量報酬メカニズム実施/検討状況



緑→CRM<sup>12</sup>なし；ノルウェー、オランダ、エストニア、ラトビア、リトアニア、ポーランド、チェコ、オーストリア、スロバキア  
 黄→CRMを準備/検討中；イギリス、ドイツ、フランス、ベルギー（戦略的予備）、デンマーク、ハンガリー  
 赤→CRMを実施；スウェーデン（戦略的予備）、フィンランド（戦略的予備；2020年まで段階的廃止）、アイルランド（2007年～）、ポルトガル（2011年～、現在中断中）、スペイン（1998年～）、イタリア（2014年～）、ギリシャ（2006年～）

出所) CAPACITY REMUNERATION MECHANISMS AND THE INTERNAL MARKET FOR ELECTRICITY

(2) 容量報酬メカニズムの問題点

各国個別の容量市場の導入は、国境を越え、相手国に歪みを起こす可能性があるとの指摘もある。

- ① 短期的影響…価格に影響を与えるため、国境を越えた競争に発展し、域内外の発電量を変更する。
- ② 長期的影響…仮に市場価格が、低い閾値となった場合、戦略的予備方式や容量義務方式では、発電事業者への収入が減少するため投資判断に影響する。  
 容量市場のない国では、発電設備の投資は減退し、プラントは早々に廃止される。
- ③ スピル・オーバー効果…費用を負担した消費者への便宜が費用を負担しない消費者にまで及ぶ。例えば近隣諸国の容量分まで支払わされるなど。

次の事例は、容量市場が相手国に与えた影響である。

<sup>12</sup> Capacity reserve market

### 事例 1. アイルランド・北アイルランドの CP<sup>13</sup>が及ぼすイギリス市場への影響

SEM<sup>14</sup> は、2007 年にアイルランド～北アイルランドに設立された。この市場での参加者は、容量と使用量の支払いを分けて受け取っている。

2013 年には 6.8GW の容量に対して、530 百万€がキャパシテイペイメントとして発電事業者等に支払われる予定である。支払方法は、年初（530 百万€の 30%）、月初（530 百万€の 40%）、事後（530 百万€の 30%）の 3 回に決まっている。

トレーダーは、基本的に前日取引や容量支払証書で取引しているが、特定の 30 分に利用可能な総量の 70%が集中する傾向がある。

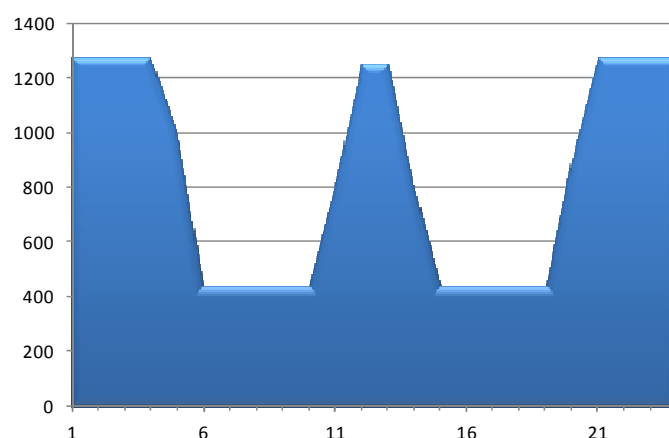
容量報酬の支払いの事後清算は、トレーダーのリスクを誘発し、SEM とイギリス市場の間のより高い価格差につながる。これは、連系線の利用や発電事業者の給電などに影響を与えることになる。

また、将来アイルランドとイギリスでの市場統合が実現すれば、電力の輸出入に伴うキャパシテイペイメントの授受など資金の流動性がなくなる。

### 事例 2. フィンランドエネルギー市場におけるロシアの CRM の影響

フィンランド～ロシアの国際連系容量は 1,400MW<sup>15</sup>だが、ロシアから電力を輸出する場合、「デマンド」として扱われるため、容量の費用はピークの高さで決まる。輸出事業者は前日の 11 時 30 分までに輸出計画を TSO に通知している。2012 年 2 月のロシアのピーク時間は、ウィークデーの 8～12 時と 17～21 時で、フィンランド時間（6～10 時と 15～19 時）と一致している（図表 3-3）。

図表 3-3 フィンランド-ロシア国境送電量の流れ（2012. 2. 22）



出所) Lappeenranta University of Technology

<sup>13</sup> Capacity Payment

<sup>14</sup> Single Electricity Market

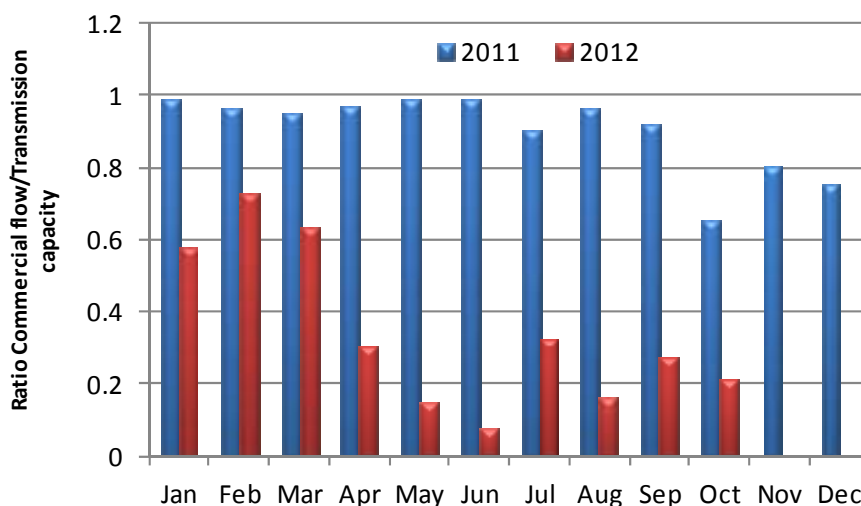
<sup>15</sup> 3本の400 kVの送電線（2本直流、1本交流）で接続

ロシアからノルド市場<sup>16</sup>へ電力を輸出する場合のコストは、最低でも約 50€/MWh（電力価格；約 20€/MWh、容量費用；約 25€/MWh、託送料金；約 5€/MWh）かかる。ノルド市場の電力価格が 50€/MWh 以上になればロシアの輸出事業者は利益を出すことができる。

一方、ノルド市場からロシアへ電力を輸出する場合のコストは、2011 年の取引市場ルールの変更等により容量費用や託送料がかからなくなったため 20€/MWh でよい。したがってノルド市場の電力価格が 20€/MWh 以下になれば、ノルド市場の輸出事業者は利益を出すことができる。つまりノルド市場の価格が 20～50€/MWh の場合は、デッドバンド（送電線が使われない価格帯）となり、双方から国際連系線に電気は全く流れない。

2011 年には、国境連系線の利用量は容量最大に近づくほどだったが、2011 年以降、利用量は最大利用量の 1/3 にまで落ち込んでしまった（図表 3-4）。

図表 3-4 フィンランド-ロシア国境送電量の推移（2011/2012 年）



出所) SWECO

したがって、容量市場を導入するためには、各々の発電所の妥当性と供給力を評価したうえで、双方の異なる市場デザインへの波及効果を十分考慮すべきである。

<sup>16</sup> 北欧にある国際電力取引所

#### 4. 再生可能エネルギー源の偏在による送電線への投資

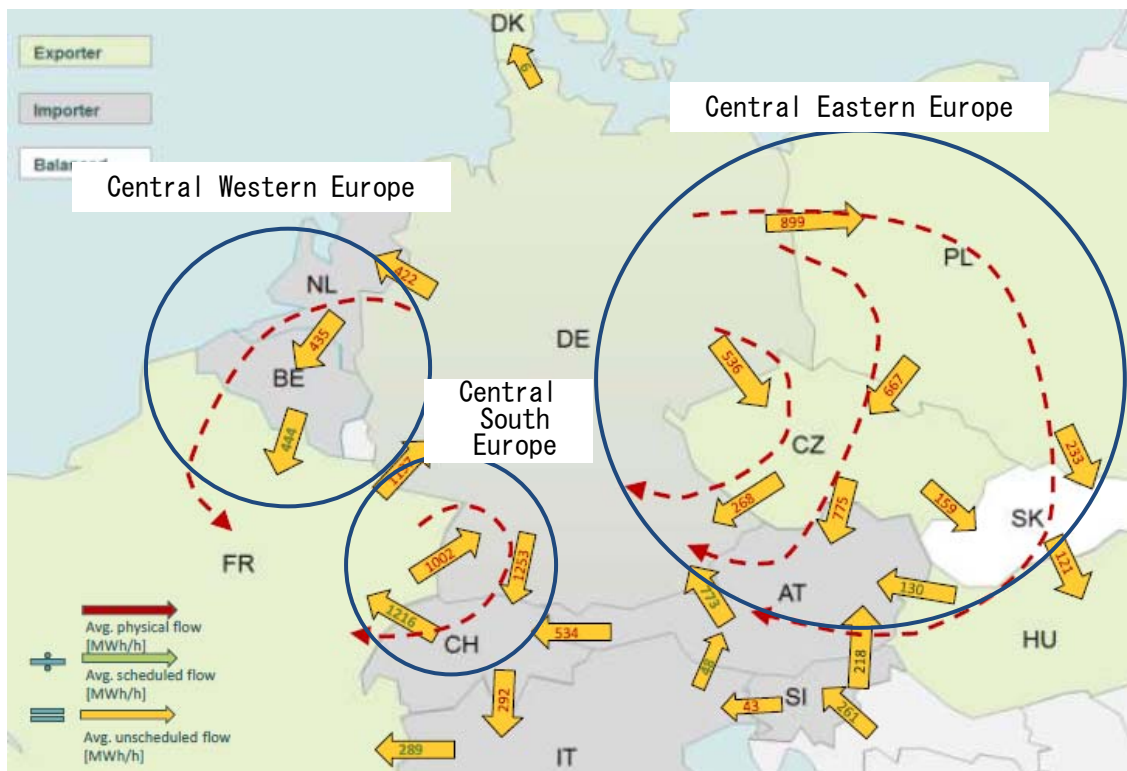
欧州全体では、欧州委員会が TEN-E<sup>17</sup>の枠組みを活用した「優先プロジェクト」の指定を行っている。その手法は多くのパラメーターを駆使し、カテゴリー別に評価するなど、精緻に費用対効果を計算している。一方ドイツでは、政策目標達成のため、規制機関らが送電投資への関与を強めており、グリッドの最適化が図られない可能性がある。余剰風力による周辺国への影響や南北送電線の強化が今後の課題である。

以下は送電線の建設（投資）評価に関するドイツと欧州大の比較である。

##### (1) ドイツのケース

ドイツは、ヨーロッパの中心に位置し、再生可能エネルギーを大量に系統へ接続しているが、南北の送電線容量に制限があるが、FIT による優先給電義務があるため、ループアンドトランジットフロー現象<sup>18</sup>が発生している。発生箇所は主に Central Eastern Europe (Germany⇒Poland⇒Czech Republic⇒Austria)、Central Western Europe (Germany⇒Netherlands⇒Belgium⇒France)、Central South Europe (France⇒Germany⇒Switzerland⇒France)の3か所だが、特に風力発電が偏在する北東部から発生する「ループフロー」が他国に与える影響が顕著である。

図表 4-1 2011年、2012年における年平均計画外潮流



出所) THEMA Report2013-36s

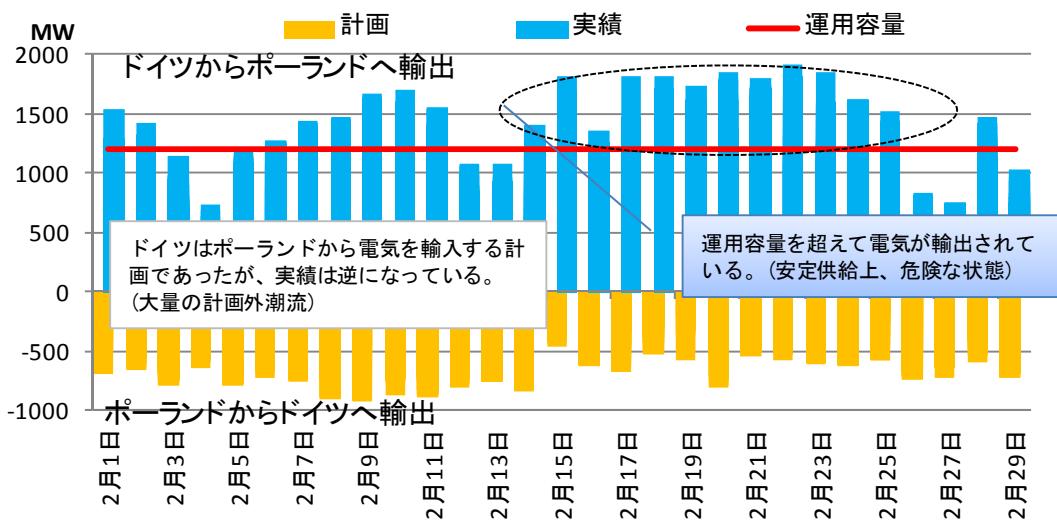
<sup>17</sup> 汎欧州エネルギーネットワーク

<sup>18</sup> 迂回潮流現象

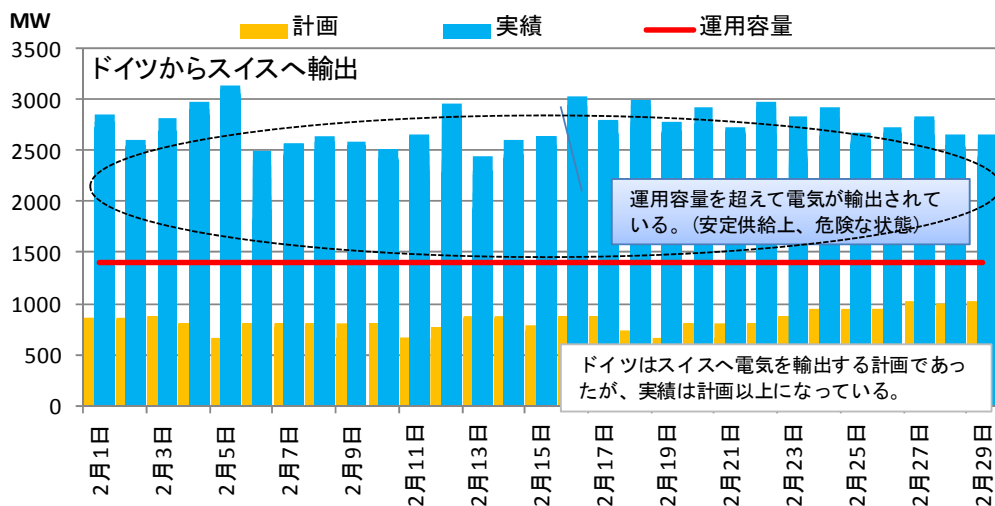
ドイツ～ポーランドの国際連系線は、ドイツの再生可能エネルギー発電の導入拡大に伴い、連系線の安定的な運用が脅かされている。例えば計画値（実運用1時間前）では、ポーランドから電力を輸出するはずであったものが、実績値ではドイツが送電線の運用容量<sup>19</sup>を超えて輸出する現象も生じている。

また、ドイツ～スイスの国際連系線では、ドイツの余剰電力がオランダ、ベルギー、フランスを経由してドイツに戻り、さらにスイスへ流れ込んでいるが、実績値が計画値の約3倍を超えている。

図表 4-2 ドイツ～ポーランド連系線の利用状況（2012.02）



図表 4-3 ドイツ～スイス連系線の利用状況（2012.02）

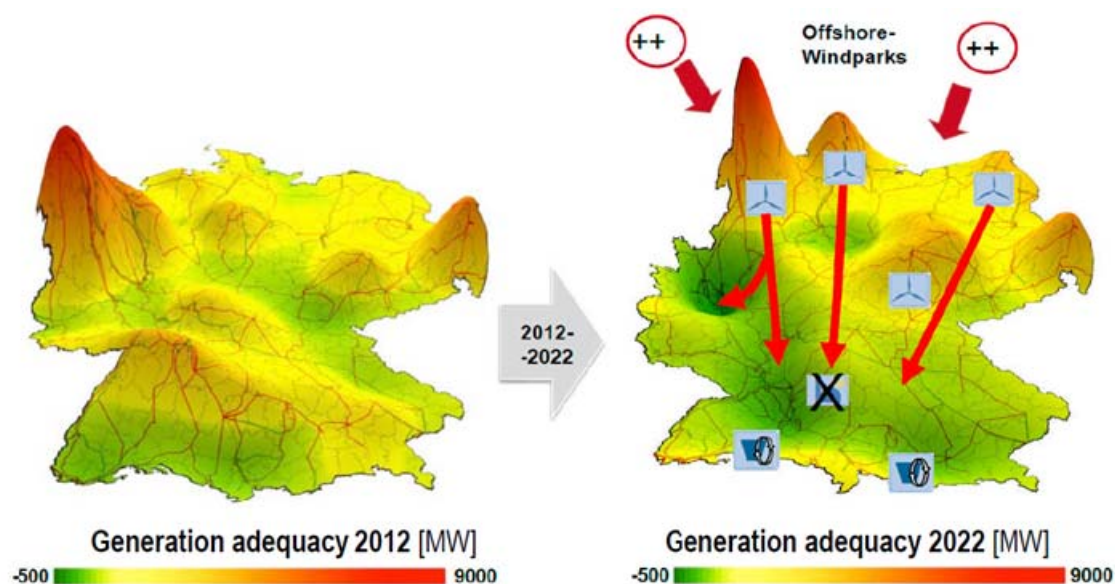


出所) ENTSO-E

<sup>19</sup> Day-ahead。2012年 DE-PL データ値非公表のため、2011年値。

このため、比較的電気の余剰がある北西部や北東部から、風力発電で生産した電力を、電気の足りない中西部および南部に送電する必要がある（図表 4-4）。

図表 4-4 電力送電線に要求される結果



出所) Bundesnetzagentur; Energy infrastructure development and financing in Germany

GDP<sup>20</sup>は、TSOがENTSO-E<sup>21</sup>のTYNDP<sup>22</sup>を参考に作成した送電線の拡張・強化計画である。基本構想は、既存の380kV交流線の強化とHVDCによる南北の送電線の接続で、ネットワークの最適化や新規送電線建設に優先権を持たせている。さらにGDPの延長線上に3つのシナリオを作成し、各ケースごとに将来の再生可能エネルギーシェアやCO2排出量などを計算している。

Scenario B…再生可能エネルギー・天然ガス火力の拡大

Scenario A…再生可能エネルギーの普及は緩やか。従来型火力発電所の比率を高める

Scenario C…連邦国家目標並みに再生可能エネルギーのシェアを野心的にする

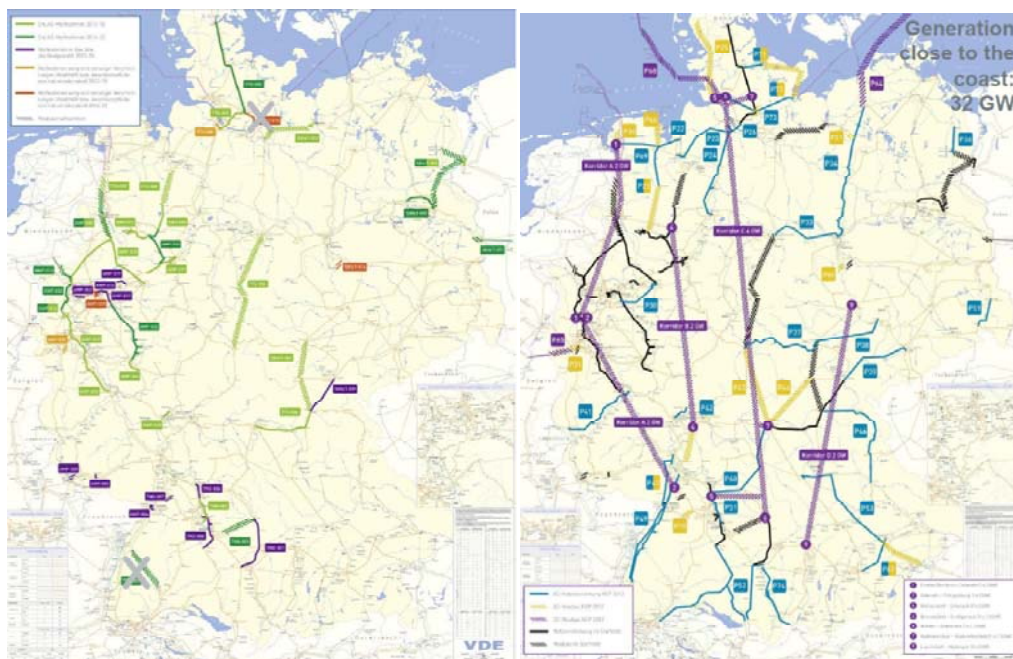
<sup>20</sup> Grid Development Plan

<sup>21</sup> European Network of Transmission System Operators for Electricity

<sup>22</sup> Ten-Year Network Development Plan

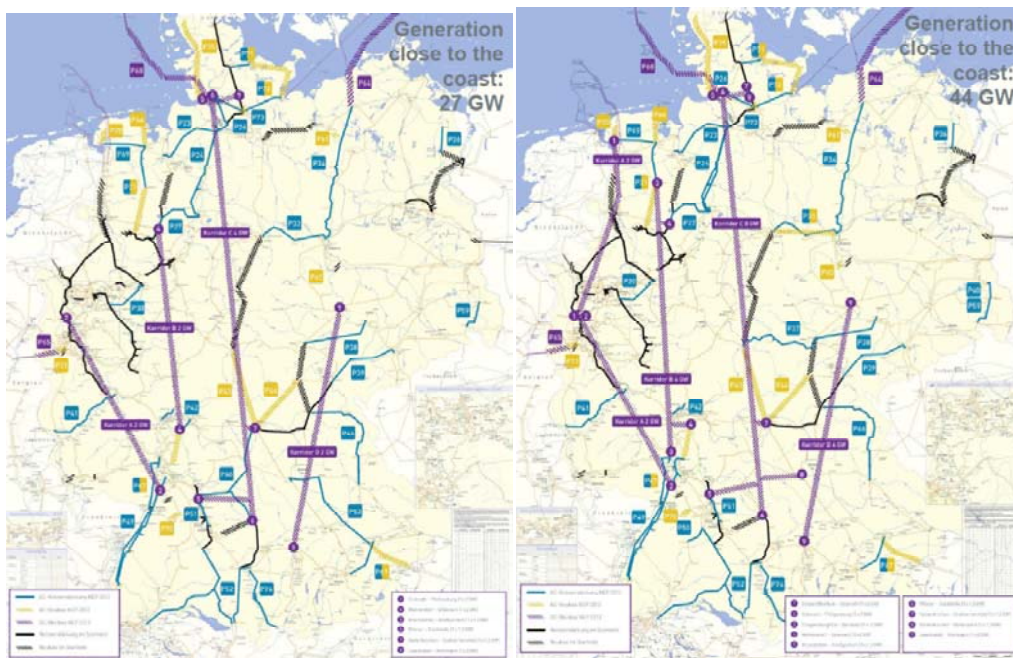


図表 4-5 シナリオごとの計画と削減効果等  
GDP 2012 Scenario B 2022



Scenario A 2022

Scenario C 2022



	GDP 2012	Scenario B	Scenario A	Scenario C
<b>一次エネルギー消費量</b>		<b>▲ 23%</b>	<b>▲ 13%</b>	<b>▲ 38%</b>
<b>再生可能エネルギーシェア</b>		<b>50 %</b>	<b>45 %</b>	<b>60 %</b>
<b>CO2 排出量</b>		<b>▲ 40%</b>	<b>▲ 36%</b>	<b>▲ 45%</b>
<b>Optimization in existing routes</b>				
New AC construction in existing routes	800 km	2,800 km	2,800 km	2,700 km
AC enhancements and AC power circuit overlays on existing routes:	400 km	1,300 km	1,400 km	1,200 km
DC circuit overlay systems:		300 km	300 km	300 km
<b>Grid expansion in new routes</b>				
Route construction	700 km	1,700 km	1,700 km	1,700 km
4 DC corridors				
Transmission capacity		10 GW	10 GW	18 GW
New DC route construction		2,100 km	1,800 km	2,400 km
<b>Estimated total investment</b>	€5 bil	€20 bil	€19 bil	€23 bil
<b>Power generation close to coast</b>		32 GW	27 GW	44 GW

出所) POWER GRID DEVELOPMENT PLAN 2012

現在は中庸ケースである Scenario B がリーディングプランとなっている。

また、規制機関の BNetzA は、2009 年に TSO のコスト規制を毎年から 5 年間に変更し、インセンティブを与えている。さらに TSO の新規投資に対する規制報酬率を 9.29% に設定する（第 1 規制期間（2009～2013 年；9.29%、第 2 規制期間（2014～2019 年；9.05%））など、各国と比較して報酬率を高め設定し、投資を誘引しながら国際連系の容量増加や洋上風力の開発を推進している。

（参考）各送電会社の規制報酬率

国	報酬のタイプ	計算	パーセント
オーストリア	加重平均資本コスト (WACC <sup>23</sup> )	課税前	6.32%
チェコ	加重平均資本コスト (WACC)	課税前	7.65%
ドイツ	自己資本利益率 (ROE) (拡張投資) 自己資本利益率 (ROE) (維持補修投資)	課税前	9.29% 7.56%
スペイン	総資本利益率 (ROA)	2009 年	6.00%
フランス	自己資本利益率 (ROE) 総資本利益率 (ROA)	課税後 課税前	6.90% 7.30%
ハンガリー	総資本利益率 (ROA)		4.50%
イタリア	加重平均資本コスト (WACC)	課税前	6.90%, 2/3加算
オランダ	加重平均資本コスト (WACC)		6.00%
ノルウェー	加重平均資本コスト (WACC)	2009 年	6.19%
イギリス	加重平均資本コスト (WACC)	※ <sup>24</sup>	5.05%

出所) 資源エネルギー庁；欧米における地域間連系線の現状

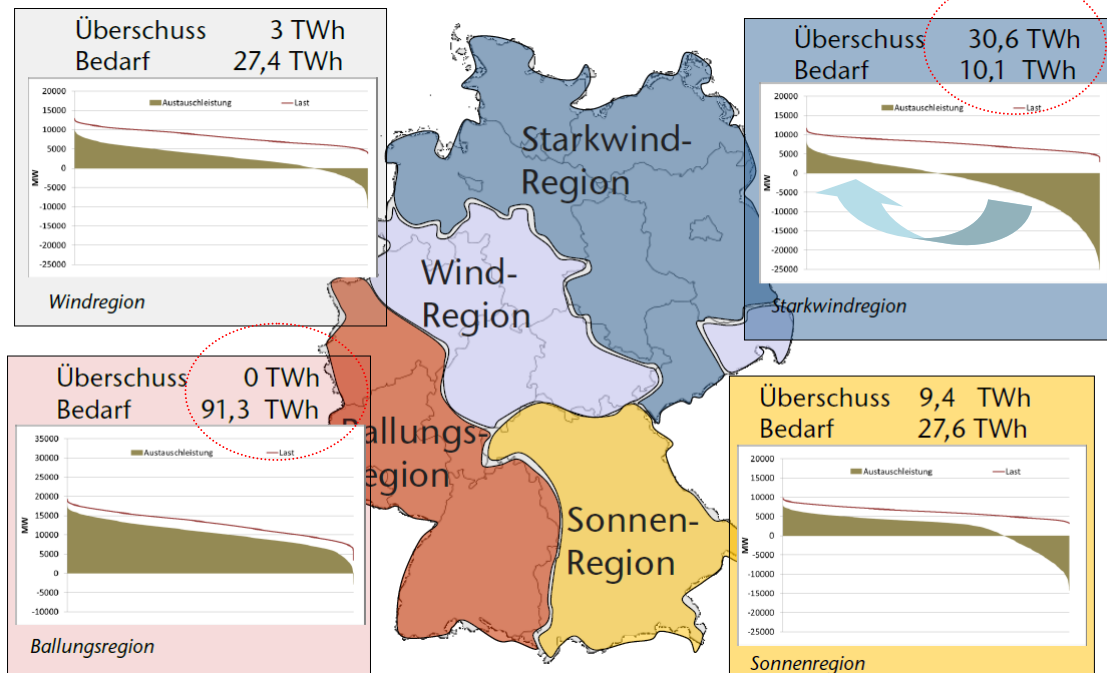
<sup>23</sup>  $WACC = D / (D + E) \times r_D \times (1 - \text{税率}) + E / (D + E) \times r_E$  (D: 負債 E: 自己資本 rD: 負債費用 rE: 自己資本費用)

<sup>24</sup> 自己資本税引後、準税効果負債課税前



しかし、政府が掲げる「野心的な目標」を達成するためには、Scenario Bに距離やコストを追加したNew Scenario Bやそれを2032年まで延長したNew Scenario Dを実現する必要がある。

図表 4-6 2032年の地域別負荷/交換効率デユレーションカーブ



出所) efzn;Dezentralisierung und Netzausbau

Scenario Bを延長したScenario D (2032)については、シミュレーションされているが、ドイツ北東部の風力発電能力は需要の3倍近くにのぼり、余剰電力の活用のためにDSMやPSW、水素に変換したエネルギー貯蔵などのシステムが必要になる。北西部や南東部は余剰が出るものの量は少なく、南西部に至っては、年間を通じての供給不足となり、送電線の新設・強化の重要性がわかる。

このように送電線への投資や検証、規制当局の規制緩和にもかかわらず、国や州の規制によって多くのプロジェクトが許可手続きの遅延に阻まれている。現在完成している送電線は1,855kmのうち268km(15%)程度である。

また、ドイツ北部から南部へ風力発電を輸送する送電線の建設に南東部のバイエルン州トップ、保守系CSUの指導者が反対を表明した。

CSUはメルケル首相のCDUと姉妹政党だが、政権内の中道左派SPDと対立することとなる。バイエルン州は、Audi、Siemens、BMWなどドイツを代表するエネルギー集約型産業が多く、2022年に電力が不足する地域であるにもかかわらず、景観面で反対が強まっている。

(2) 欧州のケース

ENTSO-Eは、2013年11月、プロジェクトにかかる費用とそこから得られる便益を比較して、そのプロジェクトを評価するガイドラインを提案している。欧州の送電線計画は、TYNDP<sup>25</sup>2010までは発電や負荷を元に計算した「ボトムアップ方式」であったが、TYNDP2012以降は各国のマクロ経済や政策、さらには欧州のトリプル20に合致するよう「トップダウン方式」になった。以下はガイドラインの一部であるが、多くのパラメーターや複数のシナリオがある場合、「送電線運用のリスク評価」として「確率的アプローチ」が取り入れられ、開発計画に優先順位を付ける場合がある。

A) 時間軸の設定

- ・ 中期目標 (N+5, N+10) …現時点からの予測に基づき、地域性や新規プロジェクト、TYNDPの再分析を行う。
- ・ 長期目標 (N+15, N+20) …4つのシナリオを準備するなど体系的に評価する。
- ・ 長長期目標 (N+30) …定性的にTYNDP2050の報告書に基づく。

B) 必要なパラメーターの設定

- ・ 経済的要素<sup>26</sup>、技術的要素<sup>27</sup>、発電所関連<sup>28</sup>、需要サイト<sup>29</sup>、その他<sup>30</sup>

C) 投資の優先順位・クラスタ化

- ・ 国際連系線のような主力投資  $GTC_1$ <sup>31</sup>、域内連系線のような強化投資を  $GTC_2$ 、その他の連系線投資を  $GTC_3$ とした場合、追加投資が  $\Delta GTC_2 > \Delta GTC_1 \times 0.2$ 、 $\Delta GTC_3 > \Delta GTC_1 \times 0.2$ であれば、 $\Delta GTC_1$ 、 $\Delta GTC_2$ 、 $\Delta GTC_3$ の投資はクラスタ化される(図表4-7)。

<sup>25</sup> ten-year network development plan

<sup>26</sup> 経済成長、石炭費用、石油費用、ガス費用、褐炭費用、原子力費用、CO2費用、バイオマス費用

<sup>27</sup> 効率性(新規は欧州ベース、旧式は国家ベース)、稼働率、CO2排出率、SO2排出率、NO2排出率、予備電力、マストラン電源、非給電率、出力変動や起動コスト

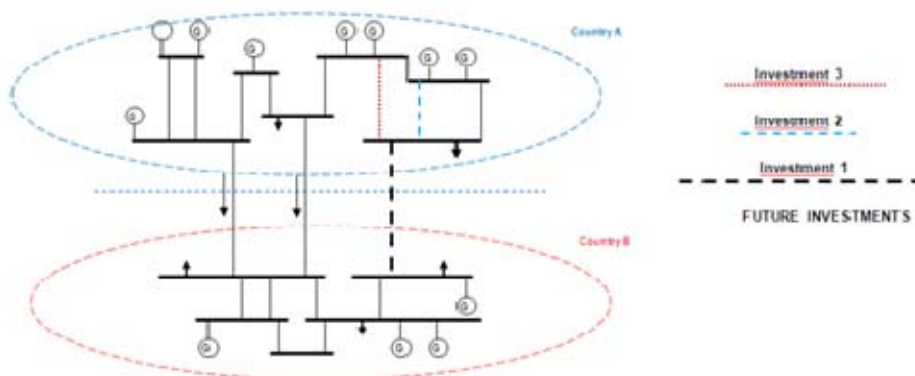
<sup>28</sup> バイオマス、石炭、ガス、石油、褐炭、原子力、風力、太陽光、地熱、太陽熱、波力、CHP、水力、貯蔵、二酸化炭素回収設備

<sup>29</sup> 経済成長、部門別需要の進展、負荷管理、感温度、燃料ソフト、極端な気候、人口の進展、地域内外フロー

<sup>30</sup> 電圧レベル、多層トリップ、安定性、負荷喪失、熱負荷、救済指標、短絡容量

<sup>31</sup> Grid transfer capability

図表 4-7 クラスタ化のイメージ

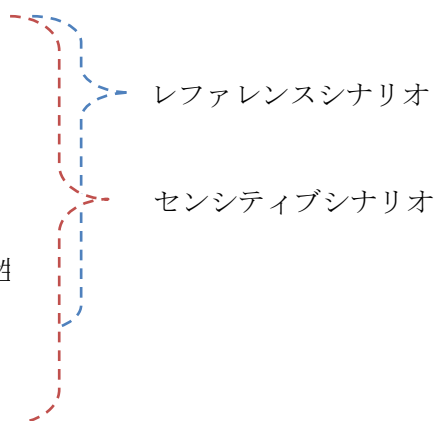


出所) ENTSO-E

D) 少なくとも2つのシナリオの分析

- ・ シナリオの分析には、レファレンスシナリオとセンシティブシナリオが必要である。レファレンスシナリオは7つのカテゴリに分けられ、センシティブシナリオはさらに2つのカテゴリが追加される。

- ① 供給上改善された安全性
- ② 社会的経済便益
- ③ 再生可能エネルギーの調整
- ④ 送電ロスのバリエーション
- ⑤ CO2 排出量のバリエーション
- ⑥ 技術的弾力性、システムの安全性
- ⑦ 柔軟性
- ⑧ 環境影響
- ⑨ 社会的影響



E) 費用分析のツール…TOOT方式とPINT方式

プロジェクト評価にはTOOT<sup>32</sup>方式とPINT<sup>33</sup>方式の2つがある。

TOOT方式は、プロジェクト・投資の順番を考慮せず、実現ベースで積み上げた便益を評価する手法である。

PINT方式は、プロジェクト・投資の競争力や完了に至る段階まで考慮し便益を評価する手法である。

TOOT方式は、TYNDPのような広範囲にわたる費用効果分析に適しており、PINT方式はTYNDPの外側の個別プロジェクトの評価に適している。

(A)～(E)を検討し、予測される材料費や組み立て費<sup>34</sup>、地理的要件、割引率、機器のラ

<sup>32</sup> Take Out One at the Time

<sup>33</sup> Put In One at the Time

ライフサイクルなどを考慮したうえで総事業費を見積もる。

図表 4-8、4-9 の色（薄緑、緑、深緑）は、系統に対しての効果（影響）を表しており、色が濃いほど強い効果（影響）を表している。

最終的に図表 4-8、4-9 の結果を指数化（レーダーチャート化）して評価する（図表 4-10）。

---

<sup>34</sup> 電柱/地下室/ワイヤー/ケーブル/変電/保護・制御システムなど

図表 4-8 カテゴリー別全体評価

域内送電線容量の増加	国際連系線容量の増加	10%の相互接続への貢献	①供給の安全性	②社会的・経済的利益	③再生可能エネルギーの調整	④送電ロスの変動	⑤CO2排出量の変動	⑥技術的弾力性、システムの安全性	⑦堅牢性・柔軟性	⑧環境影響	⑨社会的影響	コスト(€)
発電MW、需要MW	A→BMW、B→AMW	%	プロジェクトの安全性の影響小	年間利益<€30mil	接続容量<100MWあるいは接続使用量<50GWh	送電ロス量の増加	削減効果なし	技術評価(R1,R2,R3の+)が0	技術評価(R'1,R'2,R'3の+)が0	国際法・指令に基づく土地の保護、野生動植物の生息地保護指令、鳥類保護指令、ラムサール条約など注意が必要な地域の「km」	人口密集地、学校・保育園など教育施設、世界遺産など注意が必要な地域の「km」	
			年間消費量以上の0.001%で、供給のセキュリティが向上(年間3TWh以上の地域)	30mil≤年間利益≤€100mil	接続容量≤100~500MWあるいは接続使用量≤50~300GWh	状況により送電ロス量が増減する	年間CO2削減量<500kt	技術評価(R1,R2,R3の+)が3以下	技術評価(R'1,R'2,R'3の+)が3以下			
			年間消費量以上の0.01%で、供給のセキュリティが向上(年間3TWh以上の地域)	年間利益>€100mil	接続容量>500MWあるいは接続使用量>300GWh	送電ロス量の減少	年間CO2削減量≥500kt	技術評価(R1,R2,R3の+)が3より多い	技術評価(R'1,R'2,R'3の+)が3より多い			

※1) R1:障害と保守などへの対応評価、R2:通常から例外的不測の事態への対応評価、R3:電圧崩壊事態への対応評価

※2) R'1:マルチシナリオへのアプローチ評価、R'2:予想された強化が除去された場合の評価、R'3:広域エリアでのバランスサービスへの影響評価

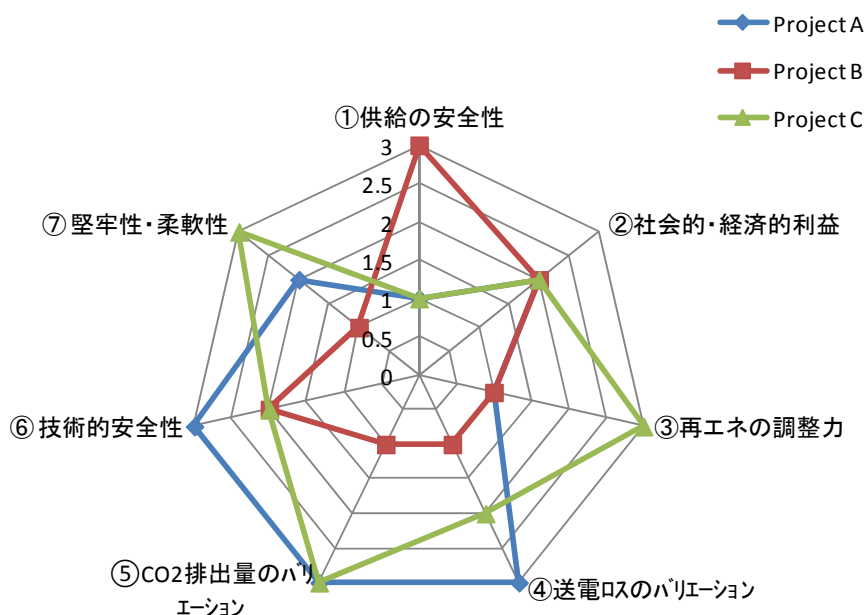
出所) ENTSO-E

図表 4-9 プロジェクト評価例

判断基準	域内送電線容量の増加	国際連系線容量の増加	10%の相互接続への貢献	①供給の安全性	②社会的・経済的利益	③再生可能エネルギーの調整	④送電ロスの変動	⑤CO2排出量の変動	⑥技術的弾力性、システムの安全性	⑦堅牢性・柔軟性	⑧環境影響	⑨社会的影響	コスト(€)
	MW				Mil€/year	MWh/year	Mil€	Mt					M€
Project A	1000				150	500		0.5	+++	++			650
Project B	500			3000	30		20		++				25
Project C	800				225	3000	10	1	++	+++			150

出所) ENTSO-E

図表 4-10 プロジェクト評価例



出所) ENTSO-E

#### F) VOLL<sup>35</sup>の算定

「①供給の安全性」については、理論上「不確実なコスト」としてVOLLを使用して得られるが、金銭的に評価するのは難しい。国別の電源構成や産業構造、季節要因等に左右されるからである。VOLLのレベルは、投資判断の基礎にもなるが、高すぎると過剰投資につながり、低すぎると供給信頼度に影響する。CEER<sup>36</sup>は「規制当局が電気の中断および電圧障害に関して全国的なコストの研究を行うべき」と主張しており、2010年12月にガイドラインを公表している。

日本では、電力系統利用協議会が平成21度に「低炭素社会に向けた今後の我が国の連系システムの在り方に資する調査」を実施しており、その中で停電コストを算出している。それによると、平均値では事業所で2,000円/kWh、個人で3,000円/kWh、中央値では事業所で900円/kWh、個人で800円/kWh程度となっている。

<sup>35</sup> Values of Lost Load

<sup>36</sup> Council of European Energy Regulators

図表 4-11 欧州諸国の VOLL に対する評価

国名	VOLL (€/kWh)	年	計画使用	方法/参照
オーストリア (Econtrol)	WTP <sup>37</sup> ;産業用 13.2 WTP;家庭用 5.3	2009	NO	インセンティブ <sup>6</sup> 規制用 R&D、 WTP と直接価値の調査
フランス (RTE)	26 大規模産業、小規模産業、サービ ス業、インフラ、家庭および農業	2011	YES (平均値)	CEER;WTP を使用した送 電計画調査、直接価値 と事例研究
イギリス	19.75	2012	NO	インセンティブ <sup>6</sup> 規制、Ofgem が 提案した初期値
アイルランド	産業用 8 家庭用 68 平均 40	2005	NO	R&D、生産機能 <sup>77</sup> ローチ
イタリア (AEEG)	ビジネス用 21.6 家庭用 10.8	2003	NO	インセンティブ <sup>6</sup> 規制用調査、 WTP と直接価値の使用 (SINTEF)
オランダ (Tennt)	産業用 6.0 家庭用 16.4 平均 8.6	2003	NO	R&D、生産機能 <sup>77</sup> ローチ
ノルウェー (NVE)	産業用 10.4 サービス部門 15.4 農業 2.2 公共部門 2 大規模産業 2.1	2008	YES 部門値	インセンティブ <sup>6</sup> 規制用調査、 WTP と直接価値の使用 (SINTEF)
ポルトガル (ERSE)	1.5	2011	YES (平均値)	ポルトガル料金コード <sup>6</sup>
スペイン	6.35	2008	NO	R&D、生産機能 <sup>77</sup> ローチ
スウェーデン	産業用 7.1 家庭用 0.2 農業 0.9 公的部門 26.6 サービス部門 19.8	2006	NO	R&D、WTP、共同分析

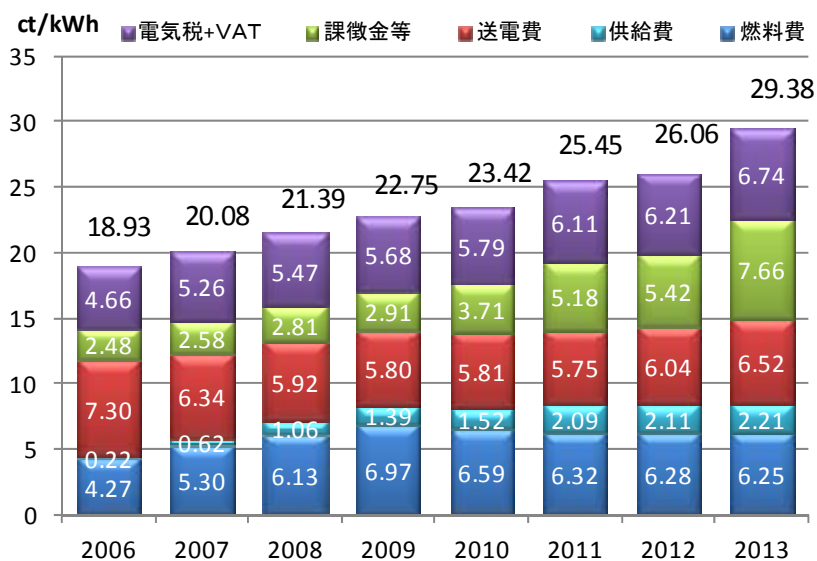
<sup>37</sup> Willingness-to-pay

## 5. おわりに

### (1) ドイツの”Energiewende”<sup>38</sup> “の評価

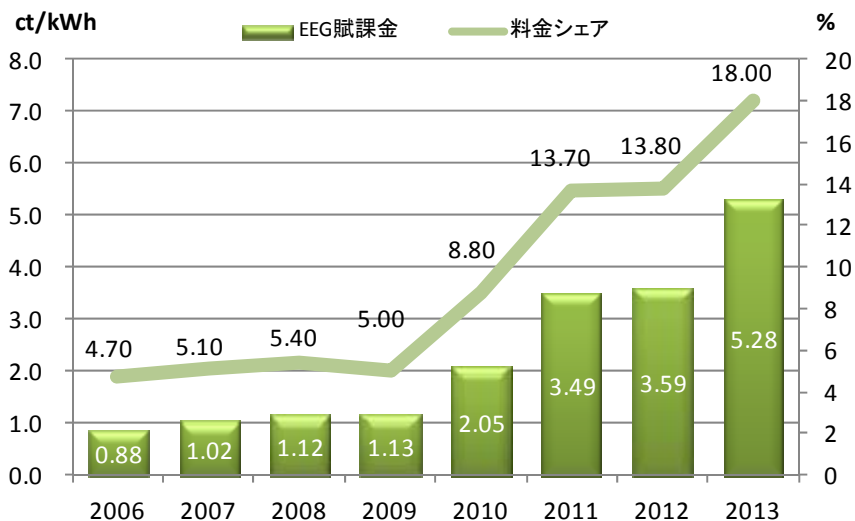
東日本大震災以降、脱原発のお手本として注目されてきたドイツの「Energiewende」であったが、大きな見直しを迫られている。FITにより太陽光発電のシェアは増加したものの、家庭用電気料金に対する賦課金は、電気料金の18%を占めるまでに膨らんだ。また、電気料金も2006年から2013年にかけて55%上昇することになった(図表5-1, 2)。

図表 5-1 家庭用電気料金の推移



出所) BNetzA Monitoringberichte

図表 5-2 EEG 賦課金の推移(家庭用)



出所) BNetzA Monitoringberichte

<sup>38</sup> エネルギー大転換政策

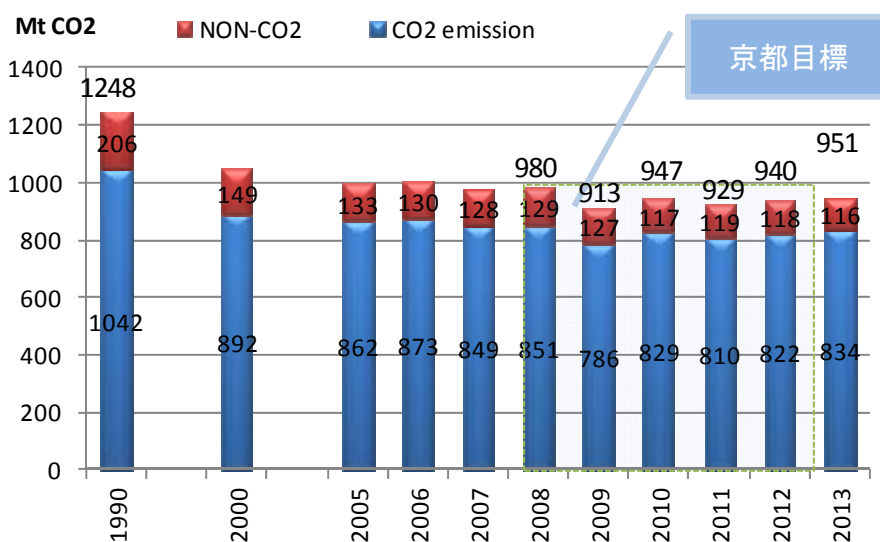


最近は、家計費の10%以上の額を支払っている「エネルギー貧困者」が増えており、2011年で約17%、690万件にのぼったという。

この事態を重く見たガブリエル連邦経済・エネルギー相は、2014年1月にEEG改正法案の骨子を発表し、家庭用の負担軽減を図るため、エネルギー多消費産業に認められてきた減免措置などの見直しを表明した。

さらに問題なのはCO2排出量である。ドイツは、Energiewende政策やグローバルな燃料市場の影響で2年連続二酸化炭素排出量を増加させた。2013年中の二酸化炭素排出量は推計で8億34百万トンとなり、過去5年間で最高値となることが連邦環境省から発表された。2013年の数値は、東日本大震災後の政治判断による8つの原子力閉鎖前の2010年値をも上回り、1990年の統一以来では最も低かった2009年の7億86百万トンより6.1%も高くなった(図表5-3)。

図表 5-3 ドイツでの GHG 排出量(1990~2013年(予測))



出所) World Nuclear News

(2) 日本へのインプリケーション

日本では電力システム改革が進められているが、政権交代などでエネルギー基本計画が決まらなかったため、法的分離などの第3段階は大幅に遅れる可能性が出てきた。

また、原子力規制委員の厳格審査により原子力の再稼働が遅れているため、一般電気事業者の財務状況はさらに悪化し、多くの電力会社が値上げや再値上げの検討を行っている。さらに今夏の供給予備率は、9社で安定供給(3%)を上回る4.6%だが、中・西日本6社で3.4%、関西電力と九州電力では3.0%と綱渡りの状況が続いている。

① 電源確保について

短期的には、安全基準が国際標準に達した原子力は、地元の了解を得て、速やかに再稼

働させ、当座の供給不安を払拭すべきある。震災後の計画停電が起きれば、VOLLに見られる停電コストのような「経済損失」が現実になってしまう。

長期的には、エネルギーミックスをふまえ、国が方向性を打ち出さないと、事業者は安心して投資できない。電源建設は、リードタイムが長い（原子力；20年、石炭やガス火力；10年程度）ため、早い決定が望まれる。ただ、欧州の容量市場にも見られるとおり、いろいろなパターンがあり、容量確保に国が関与するのか、市場メカニズムに任せるのかで将来のデザインが大きく変わるため、慎重に検討すべきである。

## ② 送電投資について

ドイツでは、エネルギー事業法（EnWG）の改正と系統拡張加速化法（NABEG）により、規制機関（BNetzA）が国の政策目標と整合するようにシナリオの作成をリードしている。これまで州に帰属していた送電線認可権限を州または国境に跨る送電線についてBNetzAに土地収用権を付与するなど規制機関の権限を強めている。

一方、ENTS0-Eの費用便益評価では、再生可能エネルギーの調整やCO2排出量なども評価され、プロジェクトとして全体を評価するバランス型である。

どちらも一長一短があり、日本の現状を勘案し、個別ケースごとに使い分ければよい。

むしろ欧州では、20-20-20目標達成のため、送電投資額が過去の倍以上かかることから、投資のインセンティブ確保や資金確保が課題となっている。

イギリスのように収入キャップ枠の設定を通じて、費用回収を担保するののも一つの手だが、送電会社の組織形態に伴う問題や新しいタイプのプロジェクトへの資金調達方法やリスク低減への対応が課題である。

## ③ 卸取引市場について

市場の活性化には新しいプレーヤーの参加は不可欠だが、FIT付きの再生可能エネルギーと従来型電源を同じ土俵（市場）で競争させることは難しい。ドイツの例に見られるとおり、バックアップ化したガス火力発電は市場から追い出されている。同じ条件で競争するなら、再生可能エネルギーからFITを外すか、従来型の火力に手当（バックアップ補償など）を付けるべきである。

また、市場を活性化すれば予備容量（kW）は持ちにくくなるため、セキュリティ面も含め予備容量との兼ね合いも必要である。

電力システム改革は、こうした課題を解決しながら進めなければならない。原子力依存低下、CO2排出量の大幅削減、電気料金の値上げ抑制といった「いいとこどり」の解を見出すことは難しい。

欧州でも日本でも電気事業は低収益になりつつある。原子力の再稼働が遅れる中、当面は電気事業者がどこまで値上げできるのか（どこまで消費者が共受できるのか）に焦点が移っている。また電気事業者が、発電投資の割り振りやデマンドレスポンス、スマート化への戦略を立て、どう新たな高付加価値事業へシフトするのが生き残りの鍵になる。

【日本の電力システム改革のスケジュール】

	実施時期	備考
【第1段階】 広域系統運用機関の設立	平成27年(2015年)を目途 に設立	平成25年(2013年)11月13 日成立
【第2段階】 電気の小売り事業への参入の 全面自由化	平成28年(2016年)を目途 に実施	平成26年(2014年)通常国 会に法案提出
【第3段階】 法的分離による送配電部門の 中立性の一層の確保	平成30年から平成32年まで (2018年から2020年まで) を目途に実施	平成27年(2015年)通常国 会の法案提出

(参考) ドイツのバランシングメカニズムと市場参加者の戦略的行動

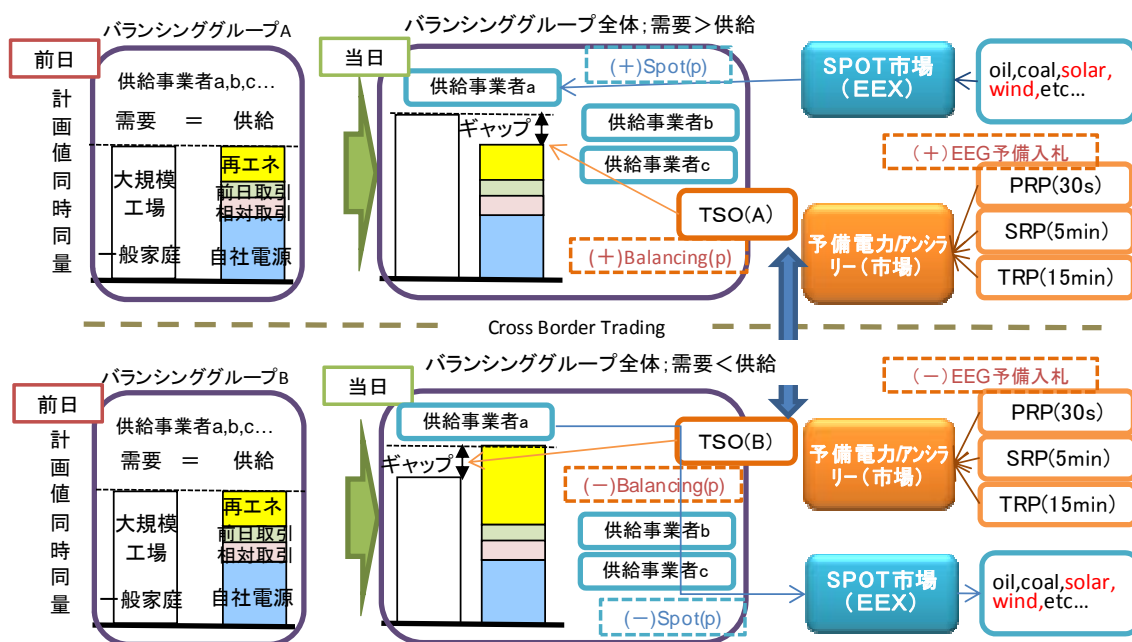
日本では電力会社の給電指令所が30分単位で系統全体の実需給を一致させている(30分同時同量制)。これに対して、ドイツでは前日にTSOが15分単位で需給を一致させ、当日に予測誤差を調整している(計画値同時同量制)。TSOは、バランシンググループ<sup>39</sup>の需給を一致させる仕事を担っているため、ある意味バランシンググループの一員ともいえる。TSOが市場などを使ってバランシンググループの需給を一致させることを「バランシングメカニズム」と呼ぶが、ドイツがどのように需給バランスをとっているのか、現時点で把握していることを記す。

(1) ドイツのバランシングメカニズム

ドイツの電力市場設計は、広義の意味で3種類のメカニズムで構成されている。

- ① (一般的な) 電力市場
- ② 予備電力(アンシラリー)市場
- ③ バランシングメカニズム

図表 参考-1 バランシンググループと SPOT 市場・予備電力市場の関係



出所) 筆者作成

バランシンググループには供給事業者、大規模消費者、発電事業者、トレーダーなど多くのプレイヤーが参加している。バランシンググループ A (供給事業者 a、b、c...) では、計画値に基づき自社発電分、前日取引分(再生可能エネルギー)、相対取引分などを基に

<sup>39</sup> 発電事業者や小売り事業者などをグルーピングしたもの

ートクローズ時点で需給バランスが一致している必要がある(図表 参考-1)。

ゲートクローズ後は、需給バランスの責任がすべて TSO に移行する。

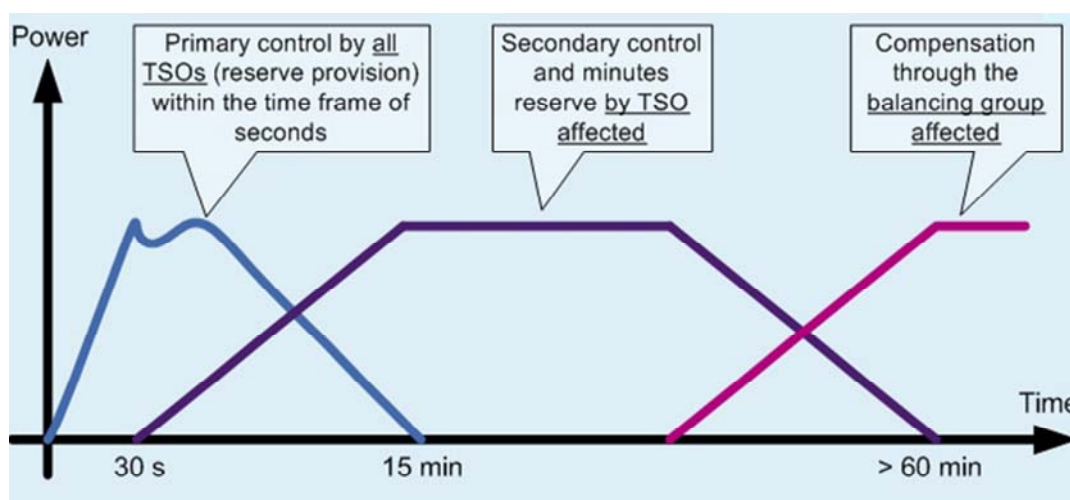
当日、バランスンググループ A の供給エリアでは、気温の上昇や供給事業者 a の自社電源不調(例えばある石炭火力発電所の故障)などで、計画値(予想していた需要)に対して実績値(実際の需要)が上回る場合がある。

供給事業者 a は、足りない電気を他の自社電源の増加、あるいはスポット市場からの調達(購入)により、お客さまとの需給契約を守ろうとする。

一方 TSO(A)は、エリア内の需給をバランスさせる責任があるため、計画と実績の偏差を埋めるべく、スポット市場とは別の予備電力市場からこのインバランス処理に使うエネルギーや周波数調整に使うアンシラリーを調達し供給不足に対応する<sup>40</sup>。これらのインバランス取引市場での予備電力は、応答時間により Primary control<sup>41</sup>、Secondary control<sup>42</sup>、Tertiary control<sup>43</sup>に区別され(図表 参考-2)、それぞれ事前の入札により容量(€/MW)、予備電力量(€/MWh)ごとに価格が決済される。

さらにそれらは、出力変動幅が大きい再生可能エネルギーに対応するため、予めエネルギーの「正(増加)」の入札と「負(減少)」の入札を行っている<sup>44</sup>。

図表 参考-2 予備容量の立ち上がりイメージ



出所) Amprion

逆に、バランスンググループ B のように、計画値(予想していた需要)に対して実績値(実際の需要)が下回れば、供給事業者 a が、自社電源を絞り、TSO(B)は「負」の入札を利用して供給過剰を解消させる。

<sup>40</sup> Balancing Mechanism と呼ばれる

<sup>41</sup> 起動後 30 秒以内に応答

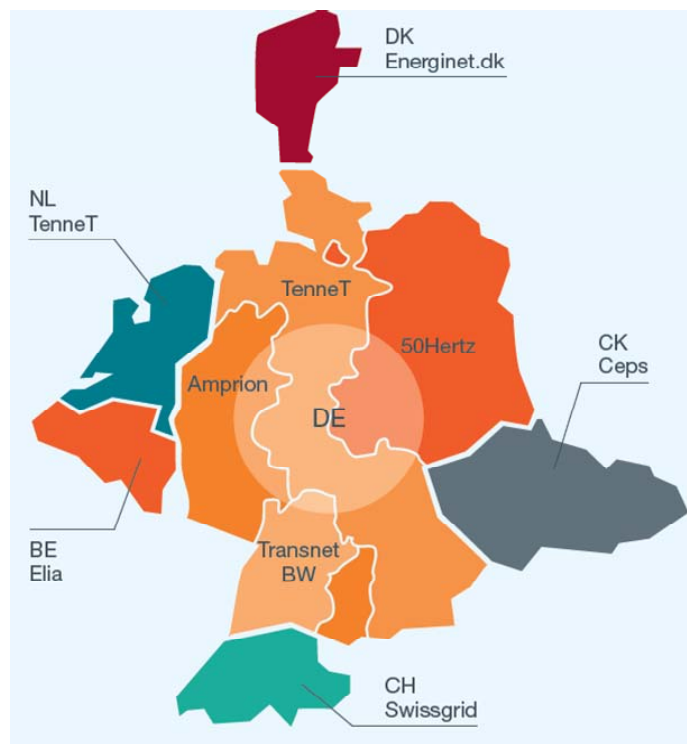
<sup>42</sup> 起動後 5 分以内に応答

<sup>43</sup> 起動後 15 分以内に応答。Secondary control を補完。

<sup>44</sup> エリアの信頼性を確保するため、BNetzA が調整電源を公平な市場から調達するよう義務づけ

ドイツを中心とする GCC<sup>45</sup>は、TSO 間の意思疎通を図り、技術的・経済的に最適なエネルギー制御を行うための協調組織である。GCC は、3つの TSO (50Hertz、TENNET、TransnetBW) からスタートし、Amprion が後に加盟することでドイツ全土がカバーされた(図表 参考-3)。

図表 参考-3 GCCによる周辺国の連系



出所) GCC

GCCの第1のメリットは、国際連系である。協力エリアにおいて近隣諸国のTSOにもグリッドを解放しているため、ネットワーク制御面で相乗効果が見込め、柔軟な対応が可能になった。一時的に電力不足に陥っても、供給安全性を危険に晒すことなく潮流をコントロールできる。

第2のメリットは、コントロールエリア内での均一なreBAP<sup>46</sup>の確立である。これによりドイツ国内のbalancing groupの偏差は、同じreBAPで請求される。<sup>47</sup>

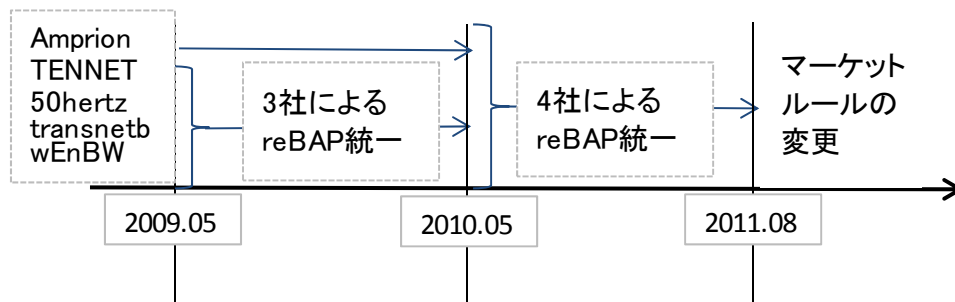
もともとドイツにはAmprion、50Hertz、Tennet、transnetbwEnBWの4大TSOが存在し、これらTSOはエリアごとに個別に系統運用を行ってきたが、2009年5月にAmprion以外の3社が協調と共に、reBAPを統一した。その1年後の2010年5月にAmprionが加盟しreBAPは4社統一となった。(図表 参考-4)

<sup>45</sup> Grid Control Cooperation

<sup>46</sup> balancing energy(mechanism) price

<sup>47</sup> 単一インバランス料金は見直しの方向で検討されている。

図表 参考-4 バランシングプライスの統一 (reBAP)

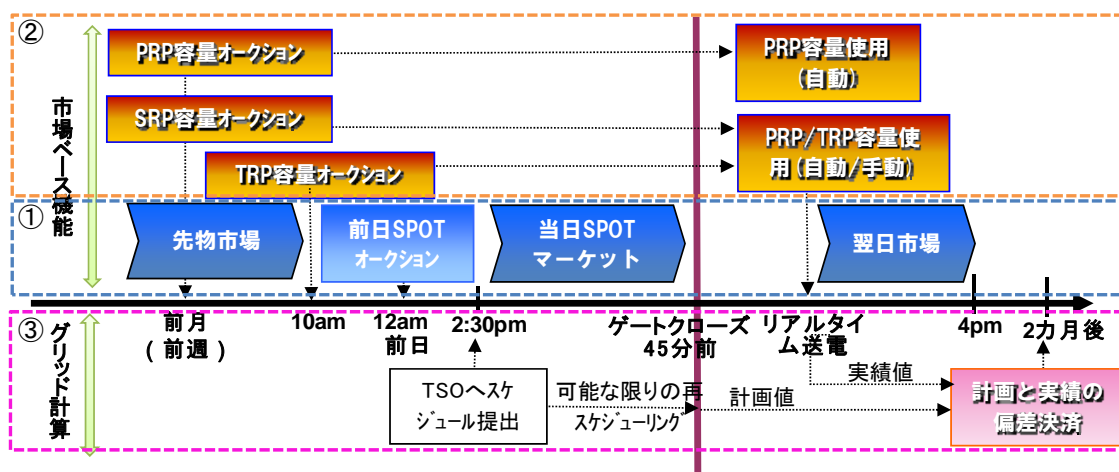


出所) 筆者作成

(2) ドイツにおけるマーケットのタイムフロー

電力取引市場と予備電力市場のタイムスケジュールは次のとおりである (図表 参考-5)。

図表 参考-5 電力取引市場価格と予備電力市場の関係



出所) Strategic Behavior in the German Balancing Energy Mechanism

- ① エネルギー市場⇒発電所の実電力が取引されるエネルギー市場。前日 Spot 取引市場は、午後 12 時から開催されている。日中取引市場 (ザラ場) も開催され、気温変動や電源トラブルなどをふまえ実需給の 45 分前でゲートクローズする。
- ② 予備電力市場⇒①と平行して TSO は予備容量を調達する。TSO はゲートクローズ以降、計画と実績の偏差を埋めるため予備容量を調達する。予備容量は応答時間により Primary control、Secondary control、Tertiary control に区別され、予備力をキープする場合の容量価格 (€/MW) とリアルタイムで要求される予備電力量 (€/MWh) ごとに決済される。Secondary control はピークとオフピークの 2 分割<sup>48</sup>、Tertiary

<sup>48</sup> 週または月単位。ピーク;8:00~20:00、オフピーク;0:00~8:00, 20:00~24:00

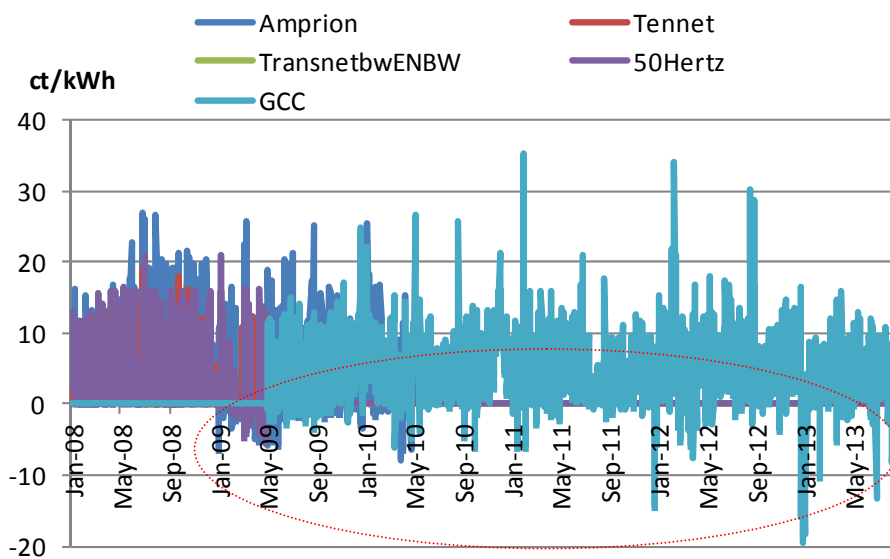
control は4時間ごとに6分割<sup>49</sup>されて、それぞれ「正」(増加)、「負」(減少)に分けて入札が募集される。

- ③ バランシングメカニズム⇒市場取引というより、会計処理に近い。インバランスの原因者に予備エネルギーコストを配分する。バランシンググループのインバランスは、リザーブエネルギーを使って相殺される。バランシング価格は2カ月後に知らされる。

### (3) 市場参加者の戦略的行動

BMP<sup>50</sup>について、至近の傾向を見ると、増分(正の方向)に大きく振られる日が増えてきた。また、2008年までは減分エネルギー価格が0ユーロセント/kWh周辺で安定していたものの、2009年から規制当局が負(マイナス)の価格を許可したため、風力などで供給過剰になった場合には、お金を支払ってでも電気を引き取ってバランスさせる現象が見られるようになった。(図表 参考-6<sup>51</sup>)

図表 参考-6 平均 BMP の推移 (2008~2013.08)



出所) Amprion

BMPは増分価格と減分価格の間にギャップを持つ特徴がある。バランシングエネルギーの取引は、Secondaryであれば週単位、Tertiaryであれば日単位に開催されている。バランシングエネルギー価格は、主にシェアの高いSecondary価格で決定される。

<sup>49</sup> 日単位。0:00~4:00、4:00~8:00...20:00~24:00

<sup>50</sup> Balancing mechanism prices

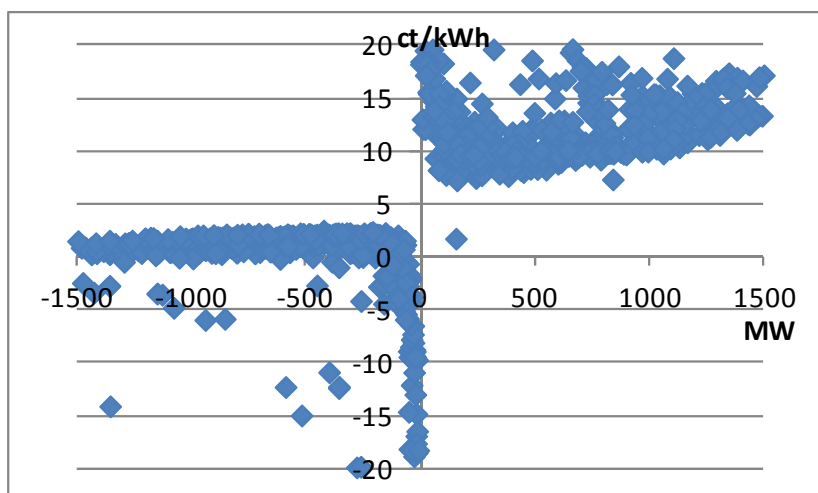
<sup>51</sup> 13:00~16:00



i. BMP と SCP<sup>52</sup>の関係

(図表 参考-7)は、日中時間帯<sup>53</sup>における増分(減分) MW と BMP の関係を示したグラフである。

図表 参考-7 ピーク時間での MW と BMP の関係 (2012.01)



出所) Amprion

増分エネルギー価格や減分エネルギー価格は、年によってレベルのバラツキが若干あるものの、増分エネルギー価格は概ね 10 ユーセント/kWh を上回り、減分エネルギー価格は概ね 2 ユーセント/kWh を下回る傾向にある。

一方、同じ月の Secondary 取引市場での入札動向(図表 参考-8)を見ると、増分用の入札予備電力価格は、平均で 17.30 ユーセント/kWh、減分用の入札予備電力価格は平均で 2.48 ユーセント/kWh であり、増分の札は 10 ユーセント/kWh を超える傾向にあり、減分の札はおおよそ 2 ユーセント/kWh を下回る傾向にある。

<sup>52</sup> Secondary control prices

<sup>53</sup> 8:00~20:00

図表 参考-8 Secondary 予備電力市場の入札動向 (2012.01)

	Productname	Capacity price [EUR/MW]	Energy price [ct/kWh]	Offered power [MW]	Award
入札者A	POS_HT	95	12.10	5	yes
入札者B	POS_HT	98	25.17	40	yes
入札者C	POS_HT	98	26.96	50	yes
入札者D	POS_HT	99	25.23	30	yes
...	...				
平均			17.30		

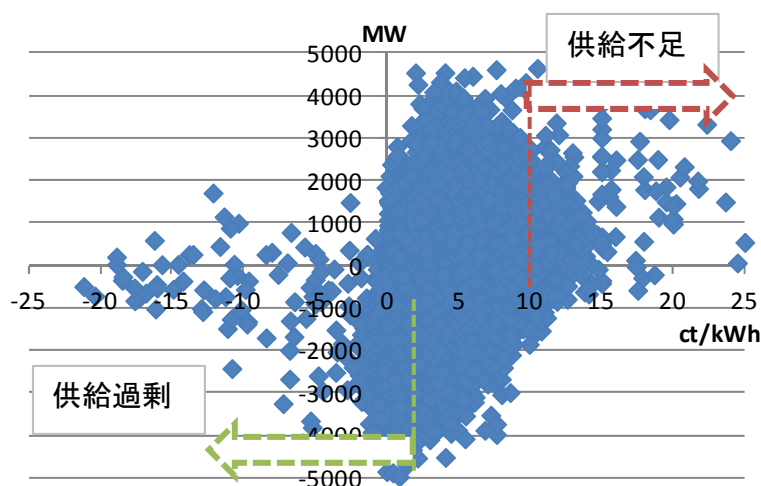
	Productname	Capacity price [EUR/MW]	Energy price [ct/kWh]	Offered power [MW]	Award
入札者A	NEG_HT	269	3.60	5	yes
入札者B	NEG_HT	286	3.06	23	yes
入札者C	NEG_HT	287	2.07	23	yes
入札者D	NEG_HT	287	2.48	10	yes
...	...				
平均			2.48		

出所) regelleistung.net

ii. Spot Prices と imbalance(MW)の関係

ドイツでは予備/バランスエネルギー価格とスポット価格（ザラ場）は、基本的にリンクしていない。しかし2カ月後に公表されるBMPなどから分析すればある程度BMPを予測することは可能である。

図表 参考-9 Spot (p) と Inbalance (MW) の関係 (2012)



出所) EPEX と reBAP から筆者作成

しかも、増分エネルギー価格が10ユーロセント/kWhを超えると取引市場全体が供給不足になる傾向にあり、2ユーロセント/kWhを下回ると取引市場全体が供給過剰になる傾向が明らかになった。

例えば、供給事業者は、自ら高コストの石油火力の焚き増しや、電力取引市場から高い価格で電力を調達するくらいなら、インバランス（供給不足）を起こして、TSOにバランスングエネルギーを使わせることでコスト削減を図ることができる。

風力発電によりインバランスが予想よりも大きくなると思えば、予備電力市場で「負」の入札を高めに行うなど戦略的行動をとる。

〈供給事業者のドミナント戦略〉

	Spot (p) < 減分 (p)	減分 (p) < Spot (p) < 増分 (p)	Spot (p) > 増分 (p)
予備電力市場	負の入札	戦略的行動 (ゲームの世界)	正の入札
Spot 市場	供給過剰		供給不足
予想されるリスク	市場外のマストラ ン電源の停止		需給逼迫による (計画)停電

2012年2月、ドイツでは記録的な寒波により、停電につながる可能性もあったほど危機的な供給力不足に陥った。供給事業者は、予想以上の寒波で供給力が追いつかなかったと主張したが、一部マスコミからは、供給事業者が意図的に高いスポット市場から電気を買わず、バランスングエネルギーを使ったと報じた。バランスンググループがインバランス<sup>54</sup>を起こすのは、スポット市場価格とバランスングメカニズム価格の裁定取引の結果ではないかと疑った。

iii. 戦略的行動の3つのデメリット

① 必要以上の予備電力の増加

ドイツのSpot取引シェアは約36%<sup>55</sup>にのぼるが、市場参加者の戦略的行動により、取引量に見合った予備電力を準備する必要がある。

② スポット価格とバランスング価格間の裁定取引

本来、市場から調達すべきエネルギーコストは、供給事業者のコストだが、バランスングエネルギーに振り替えることで、託送料金として計上され、消費者に負担させられる。

③ 停電リスクの増加

極端なスポット価格になっている場合は、やむを得ない負荷遮断、停電の増加につながる可能性がある。例えば2003年8月に発生した米国北東部～カナダの停電による経済損失は\$70～100億ドルと推定される。<sup>56</sup>

ドイツでのVOLLは、5,000～10,000€/MWhといわれ、仮に1時間当たり70,000MW停電す

<sup>54</sup> 供給過剰もしくは供給不足

<sup>55</sup> トイツ・オーストリアとして取引電力量が公表されているため、両国の電力消費量に対する割合

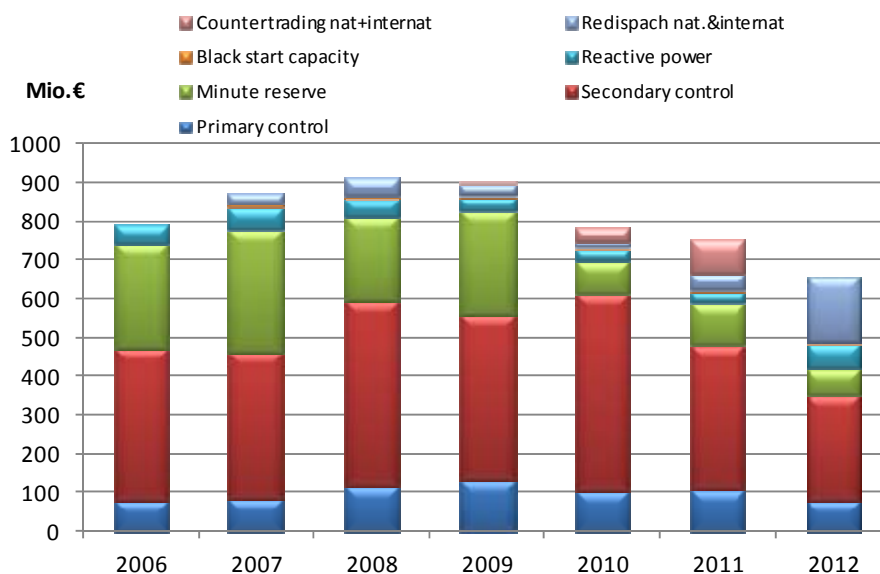
<sup>56</sup> ICF, 2003

れば、€350～700百万の経済損失につながる。

図表 参考-10 は周波数調整などに使用するアンシラリーサービスのコストだが、Primary、Secondary、Minute (Tertiary) が約 7～8 割を占めている。

無効電力 (Reactive power) のコストは、2011 年まで減少傾向にあったが、2012 年は再び増加した。また、再給電およびカウンタートレード (価格上昇時に売り、価格下降時に買う逆張りトレード) も増加傾向にあり、周波数調整が難しくなっている。

図表 参考-10 アンシラリーサービスのコスト



出所) BNetzA Monitoringberichte

#### iv. 対応策

一つは、BMP と REP<sup>57</sup> (Secondary, Tertiary) の切り分けである。純粋に BMP だけを切り出すことは、グリッドのシステムや関連費用の観点から難しいが、少なくとも市場参加者への再配分効果はある。もともとワンプライス・バランスング・メカニズムは、大きな負荷変動時にスポット市場とのミスマッチや細かい 15 分 (同時同量) 単位のスケジューリングにより裁定取引を引き起こす<sup>58</sup>。

もうひとつは、Secondary reserve の契約期間である。現在は 1 週間だが、BMP とより近い (相関) 関係をもたせるために、契約期間を短くすべきである。こうすることで卸取引市場から調達しても、予備市場から調達しても大きな価格差にならず、戦略的インセンティブを減少できる。

<sup>57</sup> Reserve Energy Prices

<sup>58</sup> 例えば朝の急激に負荷が上昇するような局面では、最初の 15 分は供給過剰にあり、最後の 15 分は供給不足になる

v. 今後の課題

以上のようにドイツでは再生可能エネルギーの間欠性などをカバーするために、バランシングメカニズムを利用していることがわかったが、再生可能エネルギーの予測誤差を埋めるために必要な量が、当日市場の量とバランシング量の合計と一致しない点で疑問が残っている。そのあたり、Amprionなどが実際どのような仕組みで再給電指令し、実需給を一致させているのか調査が必要である。

以 上

お問い合わせ:report@tky.ieej.or.jp