

# 欧州・トルコの エネルギー政策と企業動向

2014年 2月

日本貿易振興機構（ジェトロ）  
在欧州・ロシア・トルコ事務所  
海外調査部 欧州ロシア CIS 課

● ジェトロアンケート ●

調査タイトル：欧州・トルコのエネルギー政策と企業動向

今般、ジェトロでは、標記調査を実施いたしました。報告書をお読みになった感想について、是非アンケートにご協力をお願い致します。今後の調査テーマ選定などの参考にさせていただきます。

■質問1：今回、本報告書での内容について、どのように思われましたでしょうか？（○をひとつ）

4：役に立った 3：まあ役に立った 2：あまり役に立たなかった 1：役に立たなかった

■質問2：①使用用途、②上記のように判断された理由、③その他、本報告書に関するご感想をご記入下さい。

--

■質問3：今後のジェトロの調査テーマについてご希望等がございましたら、ご記入願います。

--

■お客様の会社名等をご記入ください。（任意記入）

ご所属	<input type="checkbox"/> 企業・団体	会社・団体名
		部署名
	<input type="checkbox"/> 個人	

※ご提供頂いたお客様の情報については、ジェトロ個人情報保護方針 (<http://www.jetro.go.jp/privacy/>) に基づき、適正に管理運用させていただきます。また、上記のアンケートにご記載いただいた内容については、ジェトロの事業活動の評価及び業務改善、事業フォローアップのために利用いたします。

～ご協力有難うございました～

欧州は、EUとして共通の気候・エネルギー政策の枠組みや目標は掲げているものの、環境保全・エネルギー確保の責任とその達成のための具体的手段は各国に委ねられている。それぞれの政策と変化する市場の中で、事業者はどのような行動をとっているのか。欧州とトルコにおけるエネルギー政策と企業動向を報告する。

(2013年12月～2014年1月頃にジェットロ日刊紙「通商弘報」に記事掲載したもの。記載内容は執筆時点の情報に基づく。)

## 目次

1.	欧州－英仏・北欧・東欧で根強い原子力発電ニーズ.....	1
2.	欧州・ロシア・トルコ－ 原子力依存度の低減と再生可能エネルギー拡大を進める西欧主要国 .....	4
3.	EU－策定が待たれる 2030 年に向けた気候・エネルギー政策の枠組み.....	7
4.	EU－欧州議会と理事会は欧州委に 2030 年までの政策枠組み策定を要請 .....	11
5.	英国－固定価格買い取りで政府と合意、約 30 年ぶりに原発新設へ.....	17
6.	英国－政府はキャパシティマーケットでガス火力への投資に期待 .....	21
7.	フランス－根強い「縮原発」への反発、エネルギー転換は風力発電がカギ ...	23
8.	フランス－火力発電所の閉鎖が加速、容量市場の導入始まる .....	26
9.	スウェーデン－原子力法を改正、10 基の枠内で原発新設が可能 .....	29
10.	フィンランド－TVO とフェンノボイマが原発新設へ .....	33
11.	デンマーク－風力発電 50%達成を支える電力取引所と電気自動車.....	36
12.	ポーランド－エネルギー・ガス・RE3 法の改正が難航 .....	39
13.	チェコ－原発拡張工事の入札過程は一時停止 .....	43
14.	ハンガリー－政府の関与強化で電力・ガス会社の経営環境に厳しさ増す .....	46
15.	ルーマニア－石炭火力を軸にガス火力発電も存在感.....	49
16.	ドイツ－新政権下でも RE 導入と省エネ推進を維持 .....	51
17.	オーストリア－電力貯蔵システムとして揚水発電を拡大.....	55
18.	イタリア－再生可能エネルギーの陰で従来型設備の性能向上も視野に.....	59
19.	スイス－2050 年をにらみ「脱原発」、再生可能エネルギーを拡大 .....	63
20.	ベルギー－原発を段階的に廃止し、再生可能エネルギーを推進.....	67

21.	オランダー新しいエネルギー協約により、省エネと RE の普及を図る .....	69
22.	スペインー電力再編で再生可能エネルギー電力買い取り廃止 .....	71
23.	ロシアーガス火力発電への依存減らし、水力と原子力の比重を高める .....	76
24.	トルコー民間企業参入で需要増に対応 .....	79
25.	各国のエネルギー政策一覧表 .....	86
26.	各国のエネルギー統計表 .....	127

**【免責条項】**

本レポートで提供している情報は、ご利用される方のご判断・責任においてご使用ください。ジェトロでは、できるだけ正確な情報の提供を心掛けておりますが、本レポートで提供した内容に関連して、ご利用される方が不利益等を被る事態が生じたとしても、ジェトロ及び執筆者は一切の責任を負いかねますので、ご了承ください。

## 1. 欧州－英仏・北欧・東欧で根強い原子力発電ニーズ

### ・英国とフランスで存在感を増す EDF

英国では、電力市場改革（EMR）に必要な施策を含んだエネルギー法案の審議が大詰めを迎えている。EMR は電気事業の分割・民営化、自由化に続く大改革であり、原子力発電への投資を呼び込む「コントラクト・フォー・ディファレンス（CfD）方式の固定価格買い取り制度（FIT-CfD<sup>1</sup>）」が目玉の1つとなる。

フランス電力公社（EDF）が進めるプロジェクトのうち、ヒンクリーポイント C 原子力発電所について、その FIT-CfD の価格が英国政府との間で合意に至り、両者は 10 月 21 日、建設に向けた基本合意に達したと発表した。日立製作所が買収したホライズン・ニュークリアパワーと、GDF スエズ（フランス）とイベルドロラ（スペイン）の合弁会社 Nu ジェネレーションもこの合意を歓迎し、計画の推進に前向きな姿勢を示している。

原子力大国であるフランスは、オランダ大統領が 2013 年 9 月に発表したエネルギー転換の基本方針で、再生可能エネルギーの開発・普及を進めると同時に、2025 年までに発電量の原発依存率を現在の 75% から 50% に引き下げる方針を確認した。フッセンハイム原子力発電所を 2016 年末で閉鎖する方針だが、EDF は国に賠償金を請求する意向を示している。同原発に雇用を頼る地元住民の反発も根強く、閉鎖に向けた交渉は難航が予想される。

### ・原子力を中心にベストミックスを図る北欧

北欧 4 カ国は、市場の需要に応じた電力価格を日々定め、電力の自由取引を可能にする電力取引場「ノルドプール」を形成し、各国の地形と産業構造を背景に全体で電源のベストミックスを図ってきた。重工業が盛んなスウェーデンは原子力と水力、紙・パルプなどエネルギー多消費産業の多いフィンランドは原子力と火力、海に囲まれ漁業中心のノルウェーは水力、平野が多く農業中心のデンマークは火力だ。

スウェーデンにおいて 1970 年代に導入された原子力発電所は、発電の重要な担い手となったが、米国や旧ソ連での原発事故などの影響により、原子力依存度の低減にいったん、かじを切った。しかしその後、温室効果ガス（GHG）が注目されたことや代替エネルギーの開発が思うように進まないことから、原発全廃の決定を見直す議論が起こり、現在では 10 機の枠内での新規建設が可能になっている。2012 年 7 月、バッテンファルが新規建設を申請。法整備を経て、放射能安全委員会から許可が下されるのは 2014 年になるものと見込まれる。

自国資源に乏しいフィンランドでは、ロシアへのエネルギー依存低減を目標に 1970 年代か

---

<sup>1</sup> 卸売電力市場で電力価格が固定価格を下回った場合はその差額を発電事業者が受け取り、逆に電力価格が固定価格を上回った場合は差額を返金する仕組み。発電事業者に対して長期の固定価格による売電を保証することで、低炭素電源への投資を促進させることを目的とする。

ら4機の実験を運転。今後はTVOがオルキルト4号機(OL4)を、フェンノボイマがハンヒキビ1号機(ピュハヨキ)を建設する計画。OL4の原子炉の入札には、3号機を受注したアレバ(フランス)のほかに、日立GEニュークリア・エナジー、韓国水力原子力発電、三菱重工業、東芝が名乗りを挙げているが、日系企業の優勢がささやかれている。ハンヒキビには東芝と三菱重工業が入札し、東芝が直接交渉権を獲得したものの、フェンノボイマは突如、ロスアトム(ロシア)との交渉も始め、2013年内には契約締結をしたいと表明。今後の動向に注目が集まる。

電力需要が小さく国土も狭いデンマークでは、原子力を選択せず、石炭火力発電が電力供給の中心となっている。農家の投資対象として1980年代中ごろから導入が進んだ陸上風力発電タービンの設置については、補助金の削減などで2000年代は伸び悩んでいる。ノルドプールや電気自動車(EV)の活用により、間欠性の高い風力発電を補おうとする同国の取り組みは注目に値する。

## ・原子力拡大へ動くも計画は遅延気味の東欧

東欧のポーランドは、発電のほとんどを国内に豊富な埋蔵量を誇る石炭に頼っており、エネルギーミックスの多様化が急務となっている。石炭の代替エネルギーとして原子力が考えられており、2030年までに同国初の原子力発電所を建設する計画だ。国営電力最大手PGEが主体となり、他の国営タウロン、エネア、KGHMとの間で出資に関する合意がなされている。2016年から建設を開始する予定だが、数年はずれ込む見通し。

同じく豊富な石炭(褐炭)資源を有するチェコは、発電の多くを褐炭火力と原子力に頼っている。しかし、石炭の国内生産量が減少傾向にあることから、石炭発電の比率を減らし、原子力発電の比率を少なくとも50%に引き上げることを目指している。発電電力量の約7割を占める国営CEZでは、テメリン増設計画があり、ロスアトムを中心とするコンソーシアム、米ウエスチングハウス、アレバの3者が入札しているが、アレバの資格をめぐる紛争により入札が遅れが出ている。

一方、国内の資源に乏しいハンガリーは、電力を原子力に大きく依存している。2012年時点で総発電量の43%を占めるが、2030年には60~70%まで拡大することをオルバーン首相は望んでいる。国営のハンガリー電力(MVM)が現在稼働させている4機は、20年の運転延長が決定した。このほか、パクシュ原子力発電所の増設が計画され、原子炉ではロスアトム、ウエスチングハウス、三菱重工業、アレバ、韓国水力原子力の名が浮上している。

東欧では珍しく石炭、天然ガス、石油いずれの化石資源にも恵まれるルーマニアでは、エネルギー戦略骨子の中で原子力と再生可能エネルギーの割合を伸ばすことをうたっている。ただし、国営企業ヌクレアエレクトリカが進めるチェルナボダ原子力発電所3号機と4号機の増設は、計画の先行きが不透明となっており、投資先としては再生可能エネルギーとその調整役と

してのガス火力発電に関心が集まっている。

(2013年12月04日 ロンドン事務所 齋藤陽平)

## 2. 欧州,ロシア,トルコー原子力依存度の低減と再生可能エネルギー拡大を進める西欧主要国

### ・ドイツ南部の供給力不足を補うオーストリアの水力

ドイツでは連邦政府が 2011 年 6 月に決定した 2022 年までの脱原発実現に向けて、太陽光や風力など RE 源の導入・転換を図る「エネルギー転換」が急速に進んでいる。しかし、北部に多い陸上・洋上風力発電所の電力を、需要の集まる西部と南部に送るための送電網が整備されておらず、これらの地域への供給不足が指摘されている。

また、増え過ぎた RE により稼働率が低下したガス火力発電所は価格競争力を落とし、エネルギー大手エーオンなどは稼働中の発電所を停止したり、新設計画を凍結したりする動きをみせている。しかし、送電網を安定的に運用し、供給力不足を補うために稼働させる必要のある電源もあり、こうした電源の扱いについての議論が今後の事業者の投資行動に影響を与えられようと思われる。

こうしたドイツの供給力不足を補うのが水力資源に恵まれるオーストリアだ。現在、水力による発電量は 55%を占め、揚水式発電所は 111 ヶ所にあり、発電量は 33%に及ぶ。同国西部のアルプスに設置された揚水式発電所がドイツ南部の工業地帯に電力を供給する「蓄電池」の役割を果たしている。EU の「共通利益プロジェクト」の指定を受け、電力事業者が新たに 3 ヶ所の揚水発電所の建設計画を進めている。

なお、ドイツに RE として輸出しているオーストリアの揚水発電の動力はチェコから輸入する原子力由来の安い電力だが、2011 年のエコ電力法改正に際して「原子力発電による電力の輸入を遅くとも 2015 年までにやめる」とオーストリアのエネルギー相が発言していることから、同国の事業者もビジネスモデルの変更が必至となる。

### ・イタリアの供給力不足はスイスの水力が補う

ドイツ同様、自国での原子力発電を見直し、RE の大量導入が進むイタリア。国内資源が乏しいためエネルギーの対外依存度が非常に高く、価格高騰も問題となっている。2050 年に向けた新たな国家エネルギー計画によって、弱体の国内発電設備への投資を呼び込めるかどうか注目が集まる。

慢性的なイタリアの電力不足を支えてきたのがスイスの原子力発電と水力発電だ。ただし、ドイツ同様、スイスも原子力発電の段階的な停止を決定しており、今後の需給ギャップは水力発電をはじめとする RE で補うと「戦略 2050」で表明している。BKW、アルピック、アクスポの電力ビッグスリーは、これまで自国やフランスから輸入した原子力由来の安い電力で揚水発電所を動かし、需要ピーク時の高い価格でイタリアに販売してきたが、今後はビジネスモデルの変更を余儀なくされるとみられる。



## ・ベネルクスは洋上風力とガス火力に注目

国内のエネルギー源に乏しいベルギーは国内の原子力発電に頼ってきたが、2025年までに段階的に廃止することを2013年7月に決定した。エネルギー効率化を進めながら、中長期的にREの推進を図る。洋上風力発電への支援を見直すとともに、バックアップとなるガス火力発電の新設も進めたい考え。

一方、天然ガスを産出する資源国オランダではガス火力が中心となっているが、今後は化石燃料への依存度を低下させ、REの比率を拡大する方針だ。特に、1980年代に建設された石炭火力発電所を段階的に廃止し、洋上風力発電を2023年までに4,450メガワット（MW）まで拡大させるとしている。

出力変動が大きく供給力として安定性に欠けるRE。今後、出力の大きい洋上風力発電の導入が進むほどに、調整電源としてのガス火力発電の存在が欠かせなくなる。また、海底送電線を含め送電網の増強が必要となることから、民間投資を呼び込むためのインセンティブが注目される。

## ・REバブルの後遺症に苦しむスペイン

REとガス火力発電の増加について、他山の石となるのがスペインだ。バブル経済期の電力需要増加と手厚いRE買い取り制度により、風力・太陽エネルギー発電、ガスタービン複合発電（GTCC）などの導入が進み、発電設備容量は、2000年の56ギガワット（GW）から2012年には108GWと倍増した。

2005年ごろから過剰な設備と高いRE買い取り価格により規制部門のコストが急増した一方、2009年以降はバブル崩壊により電力需要が低迷し、「電力赤字」と呼ばれる諸制度の収支差が年々拡大している。2013年末をめぐり、収入面では電気料金引き上げ、発電税・環境税の導入など、支出面ではRE買い取り価格の引き下げや新規適用凍結、送配電事業者への助成削減などを行ってきたが改善の兆しはみられない。

## ・高まる需要を原子力と水力で賄うロシア、トルコ

ロシアは発電量の7割弱を占めるガス火力の割合を減らし、原子力や水力といった非化石エネルギーの割合を増やす方針を打ち出している。国営原子力事業者ロスアトムは飛び地であるカーニングラードにバルト原子力発電所を建設中。連邦水力発電事業者ルスギドロは極東のサハリンとヤクーチヤ（サハ共和国）の2ヵ所で水力発電所の新設を予定している。

トルコの発電量は現在、ロシアからの輸入に頼る天然ガス火力と国産エネルギーである水力、石炭（褐炭含む）火力が主体となっている。伸び続ける需要に対応するため、建国100周年と

なる 2023 年には総発電設備容量を現在の 57GW から 125GW に倍増させる計画。原子力発電はロスアトムによるアックユと、三菱重工業、伊藤忠商事、GDF スエズのコンソーシアムによるシノプの事業が計画されている。20GW の規模がある水力発電も今後倍増させる予定だ。

(2013 年 12 月 05 日 ロンドン事務所 齋藤陽平)

### 3. EUー策定が待たれる 2030 年に向けた気候・エネルギー政策の枠組み

欧州委員会は 2013 年末をめどに、2030 年の気候・エネルギー政策の枠組みに関する提案の準備を進めている。これは欧州委が 2011 年 12 月に発表した「エネルギー・ロードマップ 2050」に関する理事会や欧州議会などでの協議を経た後に、2030 年に向けた枠組みの提案を求められているもの。エネルギーインフラへの長期的な投資促進のためにも、将来の予見性を高める共通の枠組みづくりが急務となっている。しかし、加盟各国の事情や考え方はさまざま、枠組みが必要な点ではおおむねコンセンサスができてはいるが、野心のレベルや義務的な目標設定については見解に相違がみられるのが実情だ。

#### ・ 2030 年の枠組みづくりに向けて、欧州委が公開諮問を実施

欧州委は現在、2030 年に向けた気候・エネルギー政策のための枠組みづくりの準備を進めており、2013 年内に提案を行う予定となっている。これは、欧州委が 2011 年 12 月 15 日に示した加盟各国でのエネルギーミックス策定の基礎となる「エネルギー・ロードマップ 2050」のコミュニケーション（指針）に関する EU 理事会や欧州議会、欧州経済社会委員会、地域委員会での議論を経た結果、欧州委が 2030 年までの枠組み策定を要請されており、その要請に応えるものだ。

欧州委はこの要請に応じて 2013 年 3 月 27 日に、気候・エネルギー政策のための 2030 年の枠組み策定に向けたグリーンペーパー〔コンサルテーション（協議用）ペーパー〕を発表。これは 2030 年の枠組み策定のための最初のステップとなるもので、同ペーパーを基に、7 月 2 日までパブリックコンサルテーション（公開諮問）が行われた。

このグリーンペーパーは、主に次の 4 点について問題を提起した。

- 2030 年までに設定すべき気候・エネルギー目標のタイプやレベルをどうすべきか。
- 異なる政策手段の一貫性をどのように成し遂げるか。
- EU の競争力確保に貢献するにはどのようなエネルギーシステムが最善か。
- 加盟国の異なるエネルギー事情をどのように考慮するか。

なお、「エネルギー・ロードマップ 2050」や「[低炭素経済ロードマップ 2050](#)」によって示されたシナリオでは、2030 年までに次の対応が必要だとされている。

- (1) EU の温室効果ガス（GHG）を 2050 年までに 1990 年比で 80～95%削減する目標を達成するためには、2030 年までに GHG を 40%削減する必要がある。
- (2) 再生可能エネルギー（RE）の比率引き上げと、エネルギー効率の改善、エネルギーインフラをより知的でより良いものにするのは、EU のエネルギーシステムの転換のための「後

悔しない」選択肢となる。

(3) エネルギーシステムの転換において、脱炭素化を行うか否かにかかわらず、エネルギー価格は 2030 年まで上昇することが見込まれている。これが、いかなる場合でもエネルギーシステムへの投資が必要となることの理由だ。

## ・時間を要する 2020 年以降の政策枠組みの策定

「エネルギー・ロードマップ 2050」では、エネルギー効率化、再生可能エネルギー、原子力、二酸化炭素 (CO<sub>2</sub>) 回収・貯留 (CCS) の 4 つの主要な脱炭素化手法の組み合わせによる 7 つのシナリオを提示し、加盟国に対し、EU 全体の政策への整合性を踏まえた上で、各国に適したエネルギー政策を自身の責任で選択するよう求めた。

約 2 年間の議論を経た後も、各国のエネルギー政策、エネルギーミックスは各国の事情に適したものを選択するよう要請しており、必要となる技術開発においても同様に各国に選択を委ねている。

他方、EU 全体での政策の一貫性や政策枠組み、2020 年以降の具体的な目標については合意形成ができておらず、予見性の欠如と欧州債務危機の影響もあり、エネルギーインフラへの投資が不十分な状況であることが指摘されてきた。加えて、EU 域内のエネルギー市場はまだまだ十分に統合されておらず、エネルギー供給の安全保障と、エネルギー効率化の観点からも改善の余地が大きいとみられている。

各国の選択に委ねる部分と、EU の競争力確保や、エネルギー分野への民間投資の促進といった一貫性や調和が必要な部分についての整理が不十分であり、また各国のエネルギー事情が異なることから、EU 全体での政策枠組みの策定がなかなか進まないのが実情だ。

## ・協議用ペーパーに 14 加盟国を含む約 550 の意見

上記のグリーンペーパーのパブリックコンサルテーションには、14 加盟国（オーストリア、キプロス、チェコ、デンマーク、エストニア、フィンランド、フランス、リトアニア、ポーランド、ポルトガル、ルーマニア、スロベニア、スペイン、英国）を含め、約 550 の正式な意見が寄せられたとしている。この 14 加盟国の中には、数カ国の国会からの反応もあったという。

その内容は正式には発表されていないが、主なものは次のとおりとしている。

### ○目標

幾つかの例外を除き、加盟国および関係者は、投資家や政府、市民に対する不確実性を削減するために、EU が 2030 年の枠組みを提供することを期待している。これを基礎とする適切な野心レベルについてはさまざまな見解があるものの、新しい GHG 削減目標を設定する必要性

について、加盟国と関係者の中で広範なコンセンサスが得られている。RE やエネルギー効率化目標の有用性についてもさまざまな見解が寄せられた。

パブリックコンサルテーションに意見を寄せた加盟国のうち、ポーランドを除く 13 カ国が、2030 年の GHG 削減目標を設定することに賛成している。また、幾つかの加盟国は影響分析を通じて、条件付きで同目標の設定を支持している。

具体的には、デンマーク、フランス、英国、スペインは 40% の拘束力ある目標を設定することに賛成している。チェコとルーマニアは国際的な合意が成立した場合のみ、より野心的な目標を受け入れるとしており、リトアニアは影響分析や状況を踏まえ、目標は他の主要経済国の努力を考慮したものにすべきだと条件付きでの支持を表明している。キプロスは拘束力を伴わない目標を、ポーランドは 2015 年までは 2030 年の目標を決定すべきでないと主張している。

## ・英国とチェコは RE と効率化の目標設定に反対

RE の目標設定については、デンマークは 2030 年の目標設定を支持している。リトアニアは、産業分野や特定の加盟国への影響評価を踏まえて、目標を設定すべきだとしている。オーストリアは安全なエネルギーシステムと社会的側面に配慮することを強く求めており、フィンランドは目標の拘束力が暗示的で、適度なものになるよう呼びかけている。フランスは、RE の支援制度などを考慮しつつ、さらに後の段階で設定するよう要請している。エストニアは、費用対効果分析を行い、EU レベルでの行動が実質的な付加価値を提供するのであれば、RE の目標設定を支持するとしている。ルーマニアは加盟国で設定する目標を支持するとしているが、英国とチェコは RE 目標設定に明確に反対している。

エネルギー効率化目標の設定については、デンマークとポルトガルが 2030 年の目標設定に賛意を表明している。エストニアは、EU レベルでの行動が実質的な付加価値を提供するのであれば、エネルギー効率化目標を支持する用意があるとしている。リトアニアは影響評価を通じて、エネルギー集約に関連したエネルギー効率化目標を検討している。フランスは補足手段として欧州全体の目標設定を提案しており、エネルギー集約の新たな定義とともに、さらに後の段階で決めるべきだとしている。フィンランドは暗示的に EU エネルギー効率化目標を支持している。ルーマニアは全体的に野心的な目標の設定を提案している。オーストリアとキプロスはエネルギー効率化に関する議論を 2014 年以降まで延期したい意向だ。英国とチェコは義務的なエネルギー効率化目標に反対している。

## ○目的：競争力、供給安全確保と持続可能性

加盟国や関係者は、気候・エネルギー政策が競争力、供給安全保障、持続可能性、の 3 つの主要な目的を考慮したものになり続けるべきだと強調している。EU の気候・エネルギー政策は、進行中の経済危機や、国際交渉の結果、特に欧州の競争力に対し、潜在的に逆効果となり

得るという点に十分配慮すべきだとしている。関係者の多くは、EU が 2030 年に向けてエネルギー調達源とルートの多様化に一層努力すべきことも指摘している。

## ・ETS の構造改革と域内エネルギー市場の完成、イノベーションがカギ

○手段：排出権取引制度（ETS）、域内エネルギー市場、イノベーション

関係者は、新たな目的の達成のため、さまざまな手段間の一貫性が重要と強調している。ETS が、低炭素経済への移行、特に GHG 排出削減目標達成のための中心的な手段であり続けるべき点については広範なコンセンサスを得ている。ETS の構造改革がどの程度まで必要かについては見解が分かれている。関係者の大多数は、追加政策が必要であることを認識している。

域内エネルギー市場の便益については、よく認識されている。域内エネルギー市場の完成は、競争力あるエネルギー政策と安定供給を保証する主要な手段とみられている。関係者の大半は、加盟国間の高度なエネルギー接続が気候・エネルギー目標を達成するための基礎になるとも指摘している。

多くの加盟国と関係者は、特定の気候・エネルギー政策の費用が上昇することへの懸念を表明している。低炭素化への投資のための公的支援は、EU 全体の政策の一貫性と調和の改善を通じて、費用対効果がより高いものになるようにしなければならないことで広範なコンセンサスを得ている。

多くの回答では、EU エネルギーシステムを柔軟かつ多様で、費用対効果が高いものにするため、イノベーションを重視することを強調している。

## ・インフラ投資を後押しする CEF も重要なツールに

EU の今後のエネルギー政策をみる上で、2030 年の政策枠組みの策定が次のステップとして最も重要だが、パブリックコンサルテーションでは、ドイツを含め意見を表明していない加盟国もあり、欧州委が 2013 年内に提案を発表したとしても、策定までには相当の議論と時間を要するものとみられる。やはり、各国のエネルギーミックスを各国の事情に委ねる時点で、EU として一貫した枠組みを策定することには限界があり、抽象的な仕上がりになる恐れがある。その場合、不確実性が高まることから、インフラプロジェクトへの民間投資が十分集まらず、エネルギー市場の域内統合が目標どおりに進まない悪循環に陥る可能性がある。

その意味では、2013 年末までに欧州委が提案予定の 2030 年の政策枠組みのほかに、EU 主導の「[コネクティング・ヨーロッパ・ファシリティー \(CEF\)](#)」のようなインフラプロジェクトがより重要となる。

(2013 年 12 月 06 日 ブリュッセル事務所 田中晋)

## 4. EU－欧州議会と理事会は欧州委に 2030 年までの政策枠組み策定を要請

欧州委員会が 2011 年 12 月に発表した「エネルギー・ロードマップ 2050」の指針に関し、EU 理事会や欧州議会などで、約 1 年 3 ヶ月にわたって協議が進められてきた。欧州議会が欧州委に対する要望を取りまとめた決議を 2013 年 3 月に採択したことで、欧州委による具体的な政策や行動の策定に作業の場が移行した。脱炭素化と、そのための政策費用や技術開発費用とのバランス、今後のエネルギー価格上昇への対応、長期的な投資を促すための予見性の確保などに応えるための政策枠組みの策定が求められている。

### ・経済社会委員会は技術開発と再生可能エネルギーを奨励

欧州委が 2011 年 12 月に「エネルギー・ロードマップ 2050」のコミュニケーション（指針）を発表してから、2030 年に向けた気候・エネルギー政策の枠組み策定に取り組むまでの、経済社会委員会、EU 理事会、地域委員会、欧州議会の反応について紹介する（表参照）。

「エネルギー・ロードマップ 2050」は、「[低炭素経済ロードマップ 2050](#)」の目標達成のため、2050 年までに温室効果ガス（GHG）を 1990 年比で 80～95%削減しながら、競争力とエネルギー供給の安全保障を同時に改善するための指針だった。

「エネルギー・ロードマップ 2050」のコミュニケーション（指針）発表以降の動き

	EU機関・委員会	内容
2011年12月15日	欧州委員会	コミュニケーションを発表、関係機関に送付
2012年5月23日	欧州経済社会委員会	コミュニケーションに関する意見を取りまとめ
2012年6月15日	EU理事会	コミュニケーションに関する理事会総括を確認
2012年10月10日	地域委員会	コミュニケーションに関する意見を取りまとめ
2013年3月14日	欧州議会	コミュニケーションに関する決議を採択
2013年末	欧州委員会	2030年に向けた気候・エネルギー政策枠組みを提案予定

（出所）欧州委員会、PreLex

2012 年 5 月 23 日の経済社会委員会の議論では、2050 年までの低炭素化に向けたエネルギー政策の取り組みを歓迎する一方で、達成可能な目標であると市民社会に十分説明することや、エネルギーシステムの転換を欧州レベルで行い、エネルギー市場を再考する必要性が指摘された。また、より少ない費用で低炭素化を進めるためには、技術開発と併せて再生可能エネルギーが奨励されるべきことや、バイオマスも二酸化炭素（CO<sub>2</sub>）削減に貢献する重要な手段の 1 つになり得ること、輸送手段や冷暖房において、今以上に電力の役割が一層重要になることなどを確認する意見が出された。さらに、石油は貨物輸送や長距離の旅客輸送で主に使用され続ける見込みだが、ガスが一時的な代替燃料となり、低炭素エネルギー時代である 2050 年までの移行期間において主たる役割を果たし得るとした。



## ・EU 理事会では、低炭素技術の開発は各国の選択によると確認

続いて 2012 年 6 月 15 日に、EU 議長国だったデンマークが主催した運輸・通信・エネルギー担当相理事会で、「エネルギー・ロードマップ 2050」が検討され、2050 年までの低炭素化に向けて、以下の主要な要素が必要だと確認した。

- 新しい知的で柔軟なインフラと、十分に統合されたネットワーク計画の早急な必要性
- 2020 年以降の安定的な枠組みを構築するためのエネルギー効率化と省エネの向上の必要性
- より安全で、持続可能なエネルギーシステムの主要な側面として、2020 年以降の EU の最終エネルギー消費に占める再生可能エネルギー比率の十分な引き上げ。その際には、再生可能エネルギーの競争力の向上にも配慮する。

また、2050 年までのエネルギーシステムの低炭素化に向けて要求される長期的戦略の重要な要素として、多様かつ安全で持続可能な低炭素技術が欧州のエネルギーシステムの脱炭素化に貢献するとし、これらの技術の開発は加盟各国の選択によって行われることを確認した。脱炭素化に向けたエネルギーシステムの転換には、研究開発や技術革新に相当な官民投資が必要になること、および市場主導の技術解決策を促進することが重要だと強調した。さらに、[EU の戦略的エネルギー技術計画 \(SET Plan\)](#) や、その他の技術イニシアチブを適切に継続実施し、改善し、資金手当をしていくことの重要性を確認した。

エネルギーの安全保障と競争力の観点からは、加盟各国のエネルギー政策に依存する異なる技術アプローチを許容しながら、各国レベルおよび国際レベルの双方で、短期的にも長期的にも環境に優しく、社会的かつ経済的に受容できる多様な技術解決策を持つことで利益が得られると強調した。また、国内エネルギー資源の最適で、安全、持続可能な利用と、国内エネルギーあるいは輸入エネルギーの安定供給に必要なインフラの競争力確保は、エネルギーの安全保障の向上に貢献するとした。加えて、ガスがエネルギーシステム転換のための主要な役割を果たすと指摘した。2050 年のエネルギーシステムの低炭素化に向けて、輸送部門の統合を検討する必要性も確認した。

さらに、炭素価格や各国の市場志向型政策は GHG 削減達成のための効果的な手段であり、EU 全体の安全で、持続可能で、クリーンな低炭素技術への投資インセンティブを供与し得るとした。排出権取引制度 (ETS) を主要な手段とする排出権取引は長期的にその役割を強める必要があり、第三国による努力を考慮して、カーボンリーケージ (炭素の漏れ) のリスクを避けるメカニズムが必要だと強調した。

## ・長期的なインフラ投資には予見できる政策枠組みが必要

EU の域内エネルギー市場統合に関しては、EU のエネルギー政策と、EU 全体規模のエネル



ギー市場の一層の改善が、EU のエネルギー・温暖化対策目標を達成するカギになると強調した。その一方で、2014 年までに十分に統合された市場が必要だとも強調し、全ての加盟国で域内エネルギー市場規則を十分に導入することの重要性を指摘した。2015 年以降は、EU のガス・電力網から孤立したままの加盟国、あるいは適切な接続網の欠如によりエネルギー安全保障の危険にさらされる加盟国があってはならないと呼び掛けた。加盟国の政策と規制の発展を保証するには、インフラの障害を除去し、電力やガスなどのエネルギー市場統合に対して新たな障壁をつくらないことが重要だとした。その上で、近隣国への影響を考慮しながら、各国システムにおけるエネルギー政策の決定を行うことが必要で、この点に関し、各国政策に関する調整、情報交換、定期的な監視を行うことが重要だとした。また、エネルギーインフラへの投資を回収する意味で、長期的なエネルギーインフラ投資を奨励する、安定的で予見できる政策枠組みが必要だと指摘した。

他方、市場ベースでは十分な融資を得られないが、エネルギー安定供給や連帯を立証できる特定のプロジェクトは民間投資でこ入れしながら、限定された公的財源を投入する必要があり、そのようなプロジェクトは明瞭で透明性の高い基準を基に選択されるべきだと強調した。

なお、長期的な規制の不確かさを減らすため、EU 理事会は欧州委に対して、「エネルギー・ロードマップ 2050」に明記された実施済みの措置や規則を、既存の報告メカニズムを十分に活用して定期的に監視・報告するとともに、監視の結果から適切な行動を伴う手続きを取るよう要請した。また、欧州委の分析や加盟国の継続的・定期的な関与、加盟各国の長期計画を基に、透明性が十分に高く相互的なアプローチで、「エネルギー・ロードマップ 2050」を定期的に見直すことを求めた。

さらに、温暖化対策、エネルギーパッケージの継続的な分析とその結果を基に、EU 理事会が前述のように指摘した要素を基礎に、将来可能な選択肢や 2020 年までの枠組みから学習した事項、加盟各国への影響、加盟国のさまざまな潜在的なエネルギーミックスや各国の状況を考慮に入れて、2030 年までの政策枠組みを追って提案するよう要請した。

そして、「エネルギー・ロードマップ 2050」導入のための主要な要素である再生可能エネルギー源や CO2 回収・貯留 (CCS)、域内市場統合に関する欧州委のコミュニケーション (指針) を待つとした。

#### ・地域委員会では、再生可能エネルギーの統合が最優先と確認

2012 年 10 月 10 日の地域委員会で、「エネルギー・ロードマップ 2050」に対して出された主な意見は次のとおり。

- 地方自治体などに対して、地方の持続可能なエネルギープロジェクトの直接的なパートナ

ーとして、新たなインフラ計画と承認、投資、公共契約、エネルギーの生産と消費の管理において、適切な認識と、妥当な資源や権限、統治手段で支援することを求めた。

- 再生可能エネルギーの統合が最優先であることを確認。地方レベルで生産された風力、水力、地熱、太陽エネルギーやバイオマスのような多様な再生可能エネルギーをより知的な配電インフラに統合することが、最終消費者に真の利益をもたらす効果的な競争のための前提条件になる。
- エネルギーシステムにおいて、柔軟な取り組みの必要性の高まりに応じていくために、適切な貯蔵技術の必要性を強調。この目的を達成するために、技術開発促進のための戦略的な手段を開発し、展開すべきだ。
- 技術革新の取り込みと、スマートシティーのような戦略分野のためのエネルギー消費解決策を促進していく点で、情報通信技術（ICT）がより大きな役割を果たすことになるよう勧告している。なお、エネルギー消費解決策には、スマートグリッドや建物などに関する政策が含まれている。
- 価格競争力のあるエネルギー供給のため、エネルギーの域内市場を 2014 年までに完成させること、個別加盟国のエネルギーの孤立を 2015 年までになくすこと、地域間の資源の公平なバランスを定めること、そしてエネルギー転換において追加的費用が発生しないよう、枠組みを改善し安定させることを強調。

## ・再生可能エネルギーとエネルギー効率化が長期戦略のカギ

その後、欧州議会は 2013 年 3 月 14 日、欧州委による「エネルギー・ロードマップ 2050」の指針に関する決議を、賛成 377 票、反対 195 票、棄権 37 票で採択した。同決議に法的拘束力はないが、今後の EU のエネルギー政策に大きな影響力を持つ。同決議の主な内容は次のとおり。

### (1) エネルギー・ロードマップ 2050 の目標

欧州議会は、経済財政危機の中で、EU のエネルギー政策の重要性と、EU における成長と経済競争力、雇用創出においてエネルギーが果たす役割を強調。欧州委に対して、野心的で安定した法的規制枠組みを策定することを目的に、GHG や再生可能エネルギー、エネルギー効率化に関する目標を含む 2020 年以降の戦略と、2030 年に向けた政策枠組みを提案するよう要請した。

2050 年に向けたエネルギー目標の特定と、汎欧州の政治レベルで責任を請け負うための討議期間を経て、議員メンバーは「エネルギー・ロードマップ 2050」の下で、加盟国が協力し、団結の精神で欧州エネルギー共同体を創設することを可能にする戦略の採択を提案した。投資家への保証を供与するための適切な時間的枠組みの中で、2030 年の政策枠組みを明確にする必要性を示した。

## (2) 長期戦略のカギとなる要素

欧州議会は長期戦略のための主要な要素として、欧州委に対して、投資の確実性を高める選択がなされるような、高い再生可能エネルギー比率と高いエネルギー効率化を組み合わせたシナリオを模索するよう要請した。また、EU のエネルギーミックスにおいて再生可能エネルギーの将来評価を考慮し、加盟国での分散型発電の成長を阻害する財政的、技術的障害およびインフラ上の障害を明確にするよう要請した。

## (3) 再生可能エネルギー

再生可能エネルギーについて、欧州議会は比率を引き上げるための一連の勧告を行っており、EU および加盟各国レベルの双方で投資を促進するための安定した規制枠組みの重要性を強調した。欧州議会は、加盟国による再生可能エネルギーのための支援メカニズムの急な変更が増えることを懸念しており、欧州委に対して、再生可能エネルギー指令の各国での実施状況を注意深く監視し、必要な行動をとるよう要請した。

## (4) エネルギー効率化

エネルギー効率化については、EU のエネルギー効率化目標 20%達成に向けた加盟国の努力を奨励しているものの、現状では目標達成の軌道に乗っていない。欧州議会は EU の長期的なエネルギー効率化政策の中心要素として、建物のエネルギー使用削減を行うべきとし、加盟国に対して、エネルギー効率化指令で求められている野心的で長期的な建物改修戦略を採択するよう呼び掛けた。既存の建物のエネルギー消費を、2050 年までに 2010 年比で 80%削減するためには、建物改修の質を大幅に高める必要がある。さらに、欧州議会は EU に対して、冷暖房分野を再生可能エネルギーと組み合わせることにより、エネルギーシステム転換に貢献させるよう要請した。冷暖房分野は、欧州のエネルギー最終消費の約 45%を占めるという。

## (5) エネルギーインフラ

エネルギーインフラについて、現行の市場環境は予見性が低い。欧州議会は、投資家がエネルギーインフラの開発にちゅうちょしているとし、新たな戦略と革新的な手段を促進する必要性を強調した。

## (6) 特別なエネルギー資源

あらゆる種類の低炭素技術は、EU エネルギーシステムの脱炭素化目標を達成するために必要となる。加盟国は短期から中期のエネルギーシステム転換期に、天然ガスが重要な役割を果たすことで合意している。特に、CCS 技術がより広く利用可能になれば、ガスの重要性が一層高まると考えており、その趣旨での戦略を支援している。

## (7) 社会的側面

エネルギーの貧困と雇用に、特別な注意が払われるべきだ。欧州議会は、欧州委や加盟国、

地方自治体に対して、低所得で脆弱（ぜいじゃく）な世帯を注視し、状況に応じた解決策を見つかるべきだと補足している。

（2013年12月09日 ブリュッセル事務所 田中晋）

## 5. 英国—固定価格買い取りで政府と合意、約 30 年ぶりに原発新設へ

英国では電力市場改革（EMR）に向けたエネルギー法案の審議が大詰めを迎えている。EMR の 2 本柱はコントラクト・フォー・ディファレンス方式の固定価格買い取り制度（FiT-CfD）とキャパシティーマーケット（CM）である。まず、FiT-CfD における、政府とフランス電力公社（EDF）によるヒンクリーポイント C 原子力発電所に係る固定価格合意について報告する。

### ・原子力発電にも固定価格を

2012 年時点の英国の総発電設備容量は 89 ギガワット（GW）で、ガス火力が 40%、石炭火力や石油火力といった在来火力が 35%、原子力が 11%などとなっている。今後数十年で既存の発電所の約 5 分の 1 が運転を終了する一方で、電力需要は拡大すると見込まれるため、安定供給を確保するためには、2020 年までに発電部門に 750 億ポンド（約 12 兆 6,000 億円、1 ポンド＝約 168 円）、送配電部門に 350 億ポンドの投資が必要だと政府は試算している。

原子力発電は現在、9 カ所（16 基）が稼働し、2012 年の総発電電力量は 70 テラワット時（TWh）と全発電電力量の 20%を占めている。しかし、1995 年当時に国営のニュークリア・エレクトリック（NE）がサイズウェル B を運転開始したのを最後に原子力発電所の新增設はなく、この 1 基を除いた 8 カ所（15 基）は 2023 年までに運転を終了する予定だ（表 1 参照）。

表1 運転中の原子力発電所

事業者	サイト名	炉型	ユニット数	出力 (MW)	運転期間 (年)
原子力廃止措置機関 (NDA)	ウィルファ	マグノックス	1	490	1971～2014
レイク・アクイジションズ (EDF)	ダンジェネスB	AGR	2	1,090	1983～2018
	ハートルプール		2	1,190	1983～2019
	ヘイシャムI		2	1,160	1983～2019
	ヘイシャムII		2	1,230	1988～2023
	ヒンクリーポイントB		2	860	1976～2023
	ハンターストーンB		2	840	1976～2023
	トーンズ		2	1,250	1988～2023
	サイズウェルB	PWR	1	1,188	1995～2035
合計			16	9,298	

(注) MWはメガワット。

(出所) 世界原子力協会(WNA)

そこで、政府はエネルギーセキュリティと気候変動の観点から、大規模低炭素電源への投資

をサポートするため、FiT-CfD<sup>2</sup>の導入をエネルギー法案に盛り込んでいる。FiT-CfDの特徴は、太陽光発電や風力発電といった再生可能エネルギー（RE）のみならず原子力発電も対象としている点だ。投資回収期間が長期にわたる原子力発電事業にとって、長期間安定した収入を得られる仕組みが投資を促進させるとの期待だ。

## ・他国に翻弄されるエネルギーセキュリティ

こうした中、NNB（EDF 子会社）が進めるプロジェクトのうち、ヒンクリーポイント C 原子力発電所について、その FiT-CfD の価格が政府との間で合意に至り、両者は 2013 年 10 月 21 日、建設に向けた基本合意に達したと発表した。同発電所の建設計画は同年 3 月 19 日に政府によって承認されており、残る課題は価格だった。「フィナンシャル・タイムズ」紙（9 月 20 日）によると、1 メガワット時（MWh）当たり 90 ポンド以上は認めたくない財務省に対し、EDF は最低 93 ポンドを要求。撤退をちらつかせながら交渉を続け、有利な価格を引き出そうとしてきた。

合意した条件は 92.50 ポンドで、適用される期間は 35 年。EDF が別に計画するサイズウェル C 原子力発電所も建設する最終判断がなされれば両サイトでコストがシェアできることから、その価格は 89.50 ポンドとなる。ヒンクリーポイント C の総工費は 160 億ポンドで、英国で初めてとなる欧州型加圧軽水炉（EPR）が 2 基建設され、1 基目の運転開始は 2023 年となる予定。最終的な投資判断は 2014 年 7 月までになされる。

出資割合は、EDF グループが 45～50%、フランスのアレバが 10%、中国広核集団（CGN）と中国核工業集団（CNNC）が合わせて 30～40%のほか、その他企業が最大 15%まで出資する可能性もある。CGN はアレバとともに英国のホライズン・ニュークリアパワーの入札にも関心を示していたが、結局応札しなかった経緯がある。その際には、政治家の一部に中国企業からの出資を疑問視する声も出たが、今回は発表に先立ち 2013 年 10 月 17 日に、ジョージ・オズボーン財務相が本プロジェクトへの参画を受け入れる方針を明らかにしていた。

## ・自国企業なき原発新設市場

同じく新規原子力発電所建設プロジェクト（表 2 参照）を進めるホライズン・ニュークリアパワーは同日（2013 年 10 月 21 日）、同合意を歓迎する声明を発表。2018 年までに最終的な投資判断を行い、2020 年代前半には商業運転を開始したいとしている。同社は 2012 年 11 月に、日立製作所がドイツのエネルギー大手エーオンと RWE から買収している。

---

<sup>2</sup> 現在審議中のエネルギー法案に盛り込まれている、洋上風力発電、原子力発電などの大規模低炭素電源に対する差額決済（CfD）方式の固定価格買い取り制度（FiT-CfD）。卸売電力市場で電力価格が固定価格を下回った場合はその差額を発電事業者が受け取り、逆に電力価格が固定価格を上回った場合は差額を消費者に返金する仕組み。発電事業者に対して長期の固定価格による売電を保証することで、低炭素電源への投資を促進させることを目的とする。

表2 原子力発電所の新設計画

事業者	サイト名	炉型	ユニット数	出力(MW)	運転開始年
NNB (EDF、アレバ、CGN /CNNC)	ピンクリーポイントC-1	EPR	1	1,670	2023年
	ピンクリーポイントC-2		1	1,670	2024年
	サイズウェルC-1		1	1,670	未定
	サイズウェルC-2		1	1,670	未定
ホライズン (日立製作所)	オールドバリーB	ABWR	2~3	2,760~4,140	2020年代前半
	ウィルファB		2~3	2,760~4,140	2020年代前半
Nu ジェネレーション (GDFスエズ、イベルド ローラ)	ムーアサイド	未定	未定	3,600	2023年

(出所)WNAおよび各社プレスリリースを基に作成

GDF スエズ (フランス) とイベルドローラ (スペイン) によるジョイントベンチャー (JV) の Nu ジェネレーションも同日 (2013 年 10 月 21 日)、同合意を歓迎する声明を発表。同 JV からは英国の SSE が撤退したのち、ウエスチングハウス (WH、米国、東芝グループ) と国家核電技術 (SNPTC、中国) のグループが出資を検討している (「フィナンシャル・タイムズ」紙 9 月 20 日)。WH と SNPTC はホライズン・ニュークリアパワーの入札で日立製作所に敗れている。

NNB からは英国のエネルギー大手セントリカが 2013 年 2 月に撤退。これにより、原子力発電所市場から英国企業が姿を消したことになる。なぜ、英国のユーティリティーは消え、産業力も失われ、外国企業に頼らざるを得なくなったのか。

### ・市場任せで原子力への投資進まず

1995 年、国営の NE とスコティッシュ・ニュークリア (SN) は改良型ガス冷却式原子炉 (AGR) 8 カ所 (15 基) を運転するブリティッシュ・エナジー (BE) となり、1996 年に民営化されたが、当時の市場環境において巨額で長期にわたる原子力への投資を新たにするという選択肢は取られなかった。また当時は、どの発電技術によってどれだけの発電容量を長期的に確保するかは、政府ではなく市場が決めるという立場が取られていた。

そこに、2001 年に相対取引やスポット取引を組み合わせた新卸電力取引制度 (NETA) が導入されると、火力発電に比べて負荷調整力に乏しい原子力発電は採算が取れずに、BE の経営状況は悪化した。原子力発電の新增設のみならず既存の発電所の運転継続さえ危ぶまれることになり、2002 年に同社は一時国有化され、2008 年 9 月に EDF に売却されることになった。

BE には EDF 以外にも多くの関心が寄せられたが、呼び水となったのは 2008 年 1 月の原子力白書だ。北海油田・ガス田の枯渇、原油価格の高騰、二酸化炭素 (CO<sub>2</sub>) 排出削減などの観点から、政府はそれまでの方針を見直し、1989 年以来約 17 年ぶりに原子力発電所の建設再開

を表明した。

これにより、2009年1月にはエーオンと RWE が JV を設立。同年2月には GDF スエズとイベルドローラが英国のスコティッシュ・サザン・エナジー（現 SSE）とともに JV を設立するなど、欧州各国のエネルギー大手が次々と参入した。

これまでは、発電事業者や投資家にとって最も関心の高い固定価格について、発表が当初の予定より大幅に遅れていたことから、原子力発電市場の先行きは不透明だったが、今回の EDF と政府の合意を皮切りに、残る2つの事業者によるプロジェクトも進むことが期待される。

（2013年12月10日 ロンドン事務所 齋藤陽平）



## 6. 英国—政府はキャパシティーマーケットでガス火力への投資に期待

次にキャパシティーマーケット（CM）について報告する。既存発電設備の老朽化や環境規制の強化により、2020年までに20ギガワット（GW）の供給力が失われる一方、民間による更新や新設への投資が進まないことから、エネルギー当局が危機感を募らせている。政府はCMを新設して発電事業者が設備を保有するインセンティブを与えようとしているが、多くの事業者は投資に慎重だ。

### ・ガス火力発電への新規投資が進まず

英国では1990年代前半からガス火力発電への投資が進み、2000年から2011年までは新規発電所の70%近くをガス火力発電所が占めた。これは、EUの大型燃焼プラント指令（LPCD）により、12GW相当の石炭および石油火力発電所を停止せざるを得なかったことから、2000年代中ごろにコンバインド・サイクル・ガスタービン複合発電（CCGT）の建設が進んだからだ。

2011年現在では、CCGTが合計で約32GWと国内の発電設備の約3分の1を占め、発電電力量も2011年は40.7%がガスによるもので、エネルギーミックスの中で大きな役割を担っていた。しかし、2012年の発電電力量は石炭火力がガス火力を上回った。電力量は石炭火力が前年比約30%増加したのに対し、ガス火力は約30%減少した。

これは、米国のシェールガスの影響で、同国の石炭が欧州に振り向けられたことから需給が和らぎ石炭価格が下落、ガス価格の高騰も相まって発電における石炭利用が増加したからだ。また、再生可能エネルギーが増加して、ガス火力は専ら調整電源として待機することになり、平均負荷率が低下したため価格競争力を失い、停止に追い込まれている。

### ・供給予備力の維持で新たな市場を創設

LCPDに加え、今後は産業排出指令（IED）などにより石炭火力の利用が望めないため、政府としては十分な供給予備力の維持と、原子力発電や再生可能エネルギーとの調整のためにガス火力発電が重要と位置付けている。そこで、2012年12月に「ガス火力発電戦略」を発表、2030年までにガス火力発電の総設備容量を2011年現在の32GWから37GWまで拡大することを目指している。

しかし、英国の自由化市場の中では、最終的にどの電源を選択するかは市場参加者の経済合理性のみに委ねられ、垂直統合された日本の事業者のように各社の責任で電源のベストミックスを維持するという発想にはならない。そこで、政府主導で新たな市場（マーケット）をつくり、発電事業者が設備を保有するインセンティブを与え、安定供給に必要な容量（キャパシティー）を確保する仕組み、キャパシティーマーケット（CM）を導入することにした。

具体的には、系統運用者（SO）のナショナルグリッドが、数年分の供給力を発電事業者や需要家からオークションで調達するというもの。事業者が発電を行わなくても、電力需給の逼迫時に供給可能な電力を確保しているため、発電事業者は収入を得ることができる。最初のオークションは2018年度の冬の供給分に対して2014年に行われるが、詳細制度設計は遅れている。

## ・事業者は供給不安をあおり政府に圧力

しかし、エネルギー大手のSSEは、2013年3月21日に火力発電所の運転の見直しを発表。2013年度以降、同社の供給力のうち2GW分を削減するとし、市場環境の悪化を理由に、キードビーガス火力発電所〔735メガワット（MW）〕などを停止した。同社は少なくとも2015年までは新規のガス火力発電所への投資は見送るとし、需給逼迫を避けたいのであれば、CMの詳細制度設計を早急に進め市場に確実性を持たせるよう、政府に圧力をかけている。

同じくエネルギー大手のスコティッシュ・パワーは、3月15日にコッケンジー石炭火力発電所（1,152MW）を廃止。1,000MWのコンバインド・サイクル・ガスタービン複合発電（CCGT）に置き換える計画があり、既に認可はされているが、CMについて火力発電の位置付けが不明確だとして最終的な投資判断を保留、政府に明確性を要求している。

また、ブリティッシュガスを有するエネルギー大手セントリカも、年次報告書で2012年の同社のガス火力発電所の平均負荷率は26%と前年より9ポイント低下したとし、経済性の悪化を理由にキングズ・リン発電所（325MW）とローズコート発電所（325MW）を休止した。

## ・市場に任せた結果供給力不足に

こうした中、電力・ガス規制機関のオブジェムは2013年6月27日、「電力供給力評価レポート2013」を発表。標準シナリオの場合、供給予備率が現行の6.25%から2015年度には3.81%に低下すると指摘。2012年のレポートの4.20%からさらに悪化しており、オブジェムは電力の安定供給には発電部門に投資を促すよう改革が必要だ、と強調している。

また、ナショナルグリッドは2013年10月3日、2013年の冬の電力需給見通しを発表。標準的な予測の場合、2012年は15%を超えていた供給予備率が5%になると警告している。

規制緩和を進めエネルギーミックスを市場に任せた結果、エネルギーセキュリティーに大きな不安を抱えることになった英国だが、その失敗を現在の市場の修正ではなく新たな市場をつくることで克服しようとしている。実際に多くのプレーヤーがこの複雑化していく傾向を懐疑的にみて投資判断を留保している中で、この市場至上主義がどこまで持続可能なのか、注目される。

（2013年12月11日 ロンドン事務所 齋藤陽平）

## 7. フランスー根強い「縮原発」への反発、エネルギー転換は風力発電がカギ

オランダ大統領はフッセンハイム原子力発電所を 2016 年末で閉鎖する考えだ。フランス電力公社 (EDF) は国に賠償金を請求する方針で、同原発に雇用を頼る地元住民の反発も根強く、閉鎖に向けた交渉は難航が予想される。他方、政府は再生可能エネルギー (RE) の柱となる風力発電分野で、洋上風力発電建設の第 2 回入札 [総出力 1,000 メガワット (MW)] を実施。EDF、GDF スエズ、アルストムなどフランス企業を中心に複数の企業連合体が応札した。

### ・大統領は原発稼働への国の法的権限強化の方針

オランダ大統領は 2013 年 9 月に発表したエネルギー転換の基本方針で、RE の開発・普及を進めると同時に、2025 年までに発電量の原発依存率を現在の 75% から 50% に引き下げる方針を確認した。目標達成には、現在稼働する 58 基の原子炉のうち 20 基以上を廃炉にする必要があるが、オランダ大統領は北東部アルザス地方にあるフッセンハイム原発の 2016 年末での廃炉に触れただけで、その他原発の廃炉には言及しなかった。

原子炉の稼働年数に関する延長・閉鎖の決定は、原発施設を運営する事業者と原発施設の安全性を監督する原子力安全局 (ASN) に任されており、国は廃炉を決定する権限を持たない。しかし、オランダ大統領は「今後は国がエネルギー戦略の実施を見守る保証人になる」と強調、2014 年春に閣議決定する「エネルギー転換計画法案」により原発稼働に対する国の法的権限を強化する方針を示した。

フッセンハイム原発 (2 基、計 1,800MW) の閉鎖に向けては、法案に「原子力発電の発電容量について現在の水準を上限とする原則を盛り込む」と説明。同法が成立すれば、欧州加圧水型原子炉 (EPR、1,650MW) を西部ノルマンディー地方フラマンビルに建設中の EDF にとり、フッセンハイム原発の閉鎖が EPR 稼働の事実上の条件となる。

EDF のアンリ・ポリグリオ会長は「ル・モンド」紙 (2013 年 7 月 30 日) のインタビューで「フッセンハイム原発の閉鎖に関わる法律が成立すれば、EDF はそれに従うだけだ」と述べたが、一部の報道では EDF は廃炉に向けた具体的な計画作りを先延ばししていると伝えられる。

ASN が 2013 年 4 月、安全面での追加投資を条件に、EDF にフッセンハイム原発の向こう 10 年間の稼働延長を容認したこともあり、ポリグリオ会長はフッセンハイム原発の閉鎖が「(安全性など) 産業上の問題ではなく、政治判断だ」と強調、「国に対し賠償金を求める」方針を明らかにした。賠償金額について一部では 80 億ユーロとも試算されるが、会長は具体的な金額については「交渉次第だ」との表現にとどめた。フッセンハイム原発に雇用を頼る地元住民の反対も依然根強く、閉鎖に向けた交渉は難航しそうだ。

## ・地上風力発電所建設に関する規制を緩和

「縮原発」と並んで、エネルギー転換の柱となるのは RE の導入促進だ。風力発電の導入量について政府は、2020 年までに 2 万 5,000MW（うち洋上風力 6,000MW）に拡大する目標を掲げていて、2012 年末時点での導入量は 7,513MW。前年をほぼ 800MW 上回ったものの、2011 年以降は導入ペースが鈍化している。

これは地上風力発電の建設地域に関する制約や規制の多さ、認可に係る行政手続きの時間の長さ、景観や健康への影響を懸念する住民の反発などが障壁となっているためだ。風力発電の導入ペース加速に向け、国内の風力発電業界からは、建設に関する規制緩和や行政手続きの簡素化を求める声が強まっていた。

こうした中、2013 年 4 月、行政手続きの一部改正を認める法律が成立し、風力発電に関わる固定価格買い取り制度の適用条件が緩和された。具体的には、各自治体が指定する風力発電開発地域（ZDE）を廃止、建設地域に関する規制を簡素化するほか、発電機の数に満たない小規模発電施設についても固定価格での買い取りを認めた。

風力エネルギー関連業界組合（FEE）は「フランスでは 6 年かかる行政手続きが、同改正によりドイツ並み（2 年）に短縮されるだろう」と歓迎。小規模発電施設の増加を軸に、地上風力発電の導入ペース加速を期待している。

## ・洋上風力発電所建設は第 2 回入札を実施

洋上風力については目標の 6,000MW のうち既に 2,000MW について入札を実施している。EDF の RE 事業会社 EDF エネルギー・ヌーベルと重電大手アルストムを軸にした企業連合体が、英仏海峡に面するフェカン（498MW）、クールソーユシュルメール（450MW）、西部大西洋側のサンナゼール（480MW）の 3 カ所の発電施設の建設事業を落札。またスペインの電力大手イベルドロラが原発大手アレバの風力発電事業会社アレバ・ウインドや産業エンジニアリング大手テクニップと組んだ企業連合体は、英仏海峡のサンブリュー（500MW）の発電所建設事業を獲得した。

これに続き政府は 2013 年 1 月、英仏海峡のルトレポール、西部大西洋側のノワールムティエールに延べ 1,000MW の洋上風力発電所建設の入札計画を発表。GDF スエズがポルトガル電力（EDP）の RE 事業会社 EDP レノバレイズと組んだ企業連合体のほか、EDF およびドイツの RE 事業者 WPD など複数の企業連合体が応札した。前者はアレバ・ウインドからタービンを調達。後者はアルストムがサンナゼールおよびシュルブルの自社工場で製造する 6MW 級のタービンを供給する。審査結果は 2014 年 1 月に発表される予定だ。

風力発電機の開発・生産について、政府は環境・エネルギー管理庁（ADEME）を通じて金

融支援を行っている。ADEME は 2013 年 6 月、大型洋上風力発電に関わる開発支援プロジェクトの入札について、日本のベアリングメーカーNTN のフランス子会社 NTN-SNR による大型ベアリング開発のほか、アルストム・オフショア・フランスによる 6MW の洋上風力発電用タービンの生産拡大など、4 つのプロジェクトを選択したと発表した（表参照）。

ADEMEの大型洋上風力発電の開発支援プロジェクト

プロジェクト名	エオリフト (Eolift)	ジェオリス (Jeolis)	ウインドプロセス (Windprocess)	アルストム・オフショア・フランス(AOF)
概要	次世代タワーの開発	ハイブリッド型交流発電機の開発	洋上風力発電用の大型ベアリングの開発	6MWの洋上風力タービンの生産拡大
参加企業・研究機関 (注)	Freyssinet (LMR, LOMC)	Jeumont, Portel Plage (L2EP, TEMPO)	NTN-SNR (ENSAM, ARTS)	アルストム・リニューアブル・パワー
プロジェクト規模	680万ユーロ	440万ユーロ	1,330万ユーロ	n.a.
政府支援	330万ユーロ	200万ユーロ	380万ユーロ	n.a.
支援内容	補助金、前貸し	補助金、前貸し	補助金、前貸し	自己資本への出資
実施地	ノルマンディーおよびパリ周辺地域	ノール地方	ローヌ・アルプ地方	ロワール地方、バス・ノルマンディー地方

(注)かっこ内は参加しているフランスの公的研究機関。

(出所) ADEME

(2013年12月12日 パリ事務所 山崎あき)

## 8. フランスー火力発電所の閉鎖が加速、容量市場の導入始まる

太陽光発電は買い取り価格の下落で国内メーカーの業績が悪化し、政府は救済に向け「欧州製」パネルを使った場合に限り、買い取り価格を上乗せする措置を打ち出した。これを受け、パネル生産の国内回帰も起きている。他方、火力発電は石炭と比べた競争力の低下を理由に、ガス火力発電所の閉鎖が続く。2016年に発効するEUの環境規制の影響で、石炭火力発電所の閉鎖も今後加速する見通し。電力の安定供給確保に向け、予備力を確保する容量市場の導入が始まっている。

### ・太陽光パネルメーカーが国内回帰

太陽光発電の発電容量は、2012年末で3,404メガワット（MW）に達した。現在、申請されているプロジェクト分も含めると、2020年の目標となる5,400MWを超える。太陽光バブルを回避するため、政府は2011年3月に固定価格買い取り制度を大幅に改定。発電量が100キロワットピーク（kWp）未満の発電装置は、買い取り価格を四半期ごとに調整する一方、発電量が100kWp以上の発電装置に対しては入札制度を導入した。

これにより太陽光発電の買い取り価格（発電設備の形態や規模により異なる）は2009年の1キロワット時（kWh）当たり32.82～60.18ユーロから、2013年第3四半期は7.76～29.69ユーロと大幅に低下。2012年の新規導入量は約900MWで、導入量の伸びは前年比36%増となり、2010年の前年比ほぼ5倍増、2011年の3倍増のペースから急減速した。

制度改定を実施したフランソワ・フィヨン前保守政権は、年間の新規導入量を500MWに抑える政策を打ち出していたが、環境派と連立を組むジャン＝マルク・エロー左派政権は2013年1月、新規導入量の目標値を年間1,000MWに倍増。政府によるプロジェクト入札を増やすほか、固定価格買い取り制度の対象となる100kWp未満の発電設備について、「欧州製」の発電装置を利用した場合に限り、買い取り価格を5～10%引き上げる措置を発表した。

こうした動きに応じ、国内の太陽光パネルメーカーの中には「欧州製」ラベルの取得に向け、生産の一部を国外から国内に移転するケースも出ている。フランス電力公社（EDF）グループの太陽光パネル製造フォトワット（Photowatt）は、低廉な中国製品に押され、売り上げが低迷。一時は工場の国外移転を計画していたが、2013年4月、欧州市場向け太陽光パネルの製造拠点をフランス国内に建設すると発表、10月に新工場を稼働させた。

### ・火力発電所はガス、石炭とも閉鎖が加速

再生可能エネルギー（RE）による発電量が増大する一方、ガス火力については、米国におけるシェールガスの大量生産を背景に低廉な石炭が国内に流入し、ガスのコストパフォーマンスが低下したことで、発電施設を一部停止、閉鎖する動きが出ている。

GDF スエズは2013年4月、フランス国内の3つのガス火力発電を停止する方針を確認した。マルセイユ近郊のシコフォス (Cycofos) 発電所 (容量 490MW) を閉鎖するほか、同地域のコンビゴルフ (Combigo) 発電所と北西部スペム (Spem) 発電所を冬季のみの稼働に制限する。この結果、約 1,300MW のガス火力設備が停止されることになる。これにより GDF スエズは、北部ダンケルクで鉄鋼大手アルセロール・ミタルの工場に電力を供給する DK6 のみが、国内でフル稼働する唯一のガス火力発電所 (788MW) となる。

国内に3つのガス火力発電所 (総出力 1,360MW) を持つ EDF は、今のところ閉鎖を打ち出していないが、2012年11月と2013年6月に稼働を開始したマルチグ (マルセイユ近郊) 発電所 (ガスタービン・コンバインドサイクル 2 基、930MW) は、減産を強いられているようだ。同社は北部ブションに建設中のガス火力発電所 (510MW) を2015年に稼働させる予定だが、既に同施設の収益性が問題視されている。

他方、低廉な石炭の流入で石炭火力の発電量は足元で増加している。2012年はガス火力発電量が2万4,035ギガワット時 (GWh) と前年から2割減となる一方、石炭発電量は1万7,387GWh とそれまでの縮小から一転、前年から3割増となった。ただし、2016年に発効する EU の新しい環境規制に対応するため、今後は石炭火力発電所の閉鎖が加速するものとみられる。

ドイツの電力大手エーオン (E.ON) フランス法人は2012年6月、2015年末までにフランスにある7つの石炭発電所のうち5ヵ所を閉鎖する方針を発表。さらに EDF は2013年5月、「2015年までに国内10ヵ所ある火力発電所 (250MW が9施設、600MW が1施設) のうち、2016年に発効する環境規制に適応しない250MW級の古い石炭火力発電所を2015年末までに閉鎖する」方針を明らかにした。

## ・ブルターニュで容量市場が導入

フランスの送電事業会社 RTE は2013年7月、「欧州の新しい環境規制の影響で、2015年末までに合計7,700MWの石炭および重油を利用した火力発電所が閉鎖される」と予測した。「石炭とガスの相対価格が、ガスタービン・コンバインドサイクルの開発・普及の重い負担になっている」ことから、ガス火力発電のさらなる閉鎖を懸念。「新たな発電施設が建設されないならば、2016年以降フランスにおける電力の安定供給は難しくなる」との見解を示した。

対応策として RTE は「2012年12月の政令 (デクレ) により設置が決まった容量市場<sup>3</sup>の整備と、フランス国内また欧州域内での送電網の整備が重要になる」と指摘した。

---

<sup>3</sup> 発電設備容量 (kW) を売買する取引市場。小売事業者はあらかじめ一定の予備力確保を義務付けられ、容量市場において設備容量を調達する。発電事業者にとっては容量を確保すれば、実際に発電しなくても収入を得られることから、発電設備を保有する誘因となる。

容量市場については、既に西部ブルターニュ地方フィニステールで導入に向けた取り組みが始まっている。ブルターニュでは、2020年までに3,600MWのRE発電の導入を目指す一方、電力供給の安定を図るため、ガス火力発電の建設を計画。入札の結果、2012年2月、フランスの送配電事業者ポウエオ・ディレクト・エネルギー（Poweo Direct Energie）とドイツの重電大手シーメンスが提案した、ガスタービン・コンバインドサイクル建設プロジェクト（最大出力446MW、投資総額約4億ユーロ、2016～17年稼働予定）が選ばれた。ポウエオ・ディレクト・エネルギーは、発電容量確保の対価として、年当たり約4,000万ユーロの支払いを求める方針を示している。

（2013年12月13日 パリ事務所 山崎あき）



## 9. スウェーデン—原子力法を改正、10 基の枠内で原発新設が可能

スウェーデンにおける発電はそのほとんどが水力と原子力によるものだ。政府は再生可能エネルギー（RE）による発電を増やすべく、風力発電に注力しているが、コスト面でなかなか競合できない。エネルギー大手バッテンフォール（Vattenfall）は、国内外で積極的なエネルギー生産・供給を続けている。国際エネルギー機関（IEA）は 2013 年 2 月、スウェーデンのエネルギー政策を「優良」と評価した。

### ・ EU のエネルギー政策と基本は同じ

現行のエネルギー政策は 2009 年 2 月の保守・中道与党（4 党）合意に基づいている。環境政策と組み合わせて発表された合意の基本は、EU の基本路線と同じく、エコロジカルな持続可能性、競争力、安定供給、を目指すものだ。

エネルギー政策の大きな部分を「暖房」が占めている。都市部では地域暖房がほぼ行き渡っているが、これは郊外の熱電併給（コージェネ）施設から熱湯を市内の住居や商業施設に供給し、暖房後に使用済みの低温水をコージェネ施設に戻す循環システムで、夏には冷房も供給できる。基本的に木質バイオマスや家庭ごみなどの再生可能燃料を用いるが、真冬には石炭や石油で補うこともある。

コージェネにおける発電量はそれほど大きくはなく、主としてその施設で必要な分を賄う程度だ。前述のように石炭や石油を使用して暖房と電気を同時に作ることもあるが、それは一義的には暖房のためで、発電の目的で火力を使用しているわけではない。スウェーデンには発電を主目的とした石炭・石油火力発電所はない。また、地域暖房の拡充や電気代の高騰などにより、電気を暖房に使うことはほとんどない。

スウェーデンは夏休みが長く、工場も 7 月は一斉に休業することが多いことなどから、夏のエネルギー需要は小さく、逆に冬は大きい。また、水力発電所のほとんどがある北部は過疎地域で、南部の人口の多い地域への電力供給のために強力な送電線が設置されている。

### ・ 原発は全廃の方針から容認に転換

発電に関しては、水力（40.8%、2011 年）と原子力（39.6%）がそのほとんどを担っている。スカンジナビア半島を縦断し、バルト海にそそぐ多くの河川による水力発電が、伝統的にスウェーデンの電力需要を賄ってきたが、近年はダム老朽化問題も起きている。しかし、河川の集中する北部地域の再開発は自然環境保護の観点から認可されず、水力発電は今後も現状の発電量で推移するものと見込まれる（年間降雪量・降雨量によって発電量が異なる）。

原子力発電所は 1970 年代に導入され、1990 年代には 12 基に増設された。しかし、米国の

スリーマイル島原発事故をきっかけに原発廃止論が高まり、1980年の国民投票で「2010年までに原発を全廃する」ことが決定された。さらに1986年4月26日のチェルノブイリ原発事故により、スウェーデンは「脱原発」の歩みをいったんは加速した。しかし、その後、温室効果ガスが注目され、原発からの二酸化炭素(CO<sub>2</sub>)排出量の少なさがクローズアップされたこと、さらに代替エネルギーの開発が思うように進まないことから、原発全廃の決定を見直す議論が起こった。2009年年2月、保守・中道の連立与党は原発全廃を見直すことで合意した。旧式の2基はそれ以前に(1999年12月にバーセバック原発1号機を、2005年5月に2号機を閉鎖)撤廃されたが、他の10基は現在も稼働している。

2010年6月、国会は新設禁止を定めた原子力法改正案を可決した(2011年1月1日施行)。これにより10基の枠内で新設が可能になり、2012年7月、バッテンフォールが新設を申請した。法整備を経て、放射能安全委員会から許可が下されるのは2014年になるものと見込まれる。技術革新による性能向上により、原子力による発電量は12基だったときから減っていない。

## ・風力発電も政府は奨励

スウェーデンでは、REによる発電の可能性は地形的な理由により限られている。スカンジナビア半島の「内側」に位置するので、西風がさえぎられ、また、デンマークのように平地ではないので風力発電にはあまり適していない。そのため、南部ゴットランド島周辺の洋上風力発電や、北部山岳地帯の風力発電所などの、風の吹く場所での大規模風力発電パークが有望視される。

一方、政府は小規模農場など「マイクロレベル」での風力発電も奨励し、2014年度からはそのような発電の場合、電気にかかる税金の減税が提案されている。しかし、国立経済研究所などは、そのような減税は効率を考えれば意味がない、と批判している。

太陽光発電に関しては、高緯度にあるスウェーデンでは電力需要がピークとなる冬の時期に日照時間が非常に短くなるので、コスト高となってしまう。政府は戸建て住宅の場合に、バイオマスによる暖房と屋根の上の太陽光発電設備の設置を組み合わせることを推奨している。

## ・バッテンフォールは風力発電に注力

スウェーデンの電力最大手バッテンフォールは、国内では水力、原子力、風力を使用して発電している。国内でバッテンフォールが保有する原発では、1975年に設置されたリングハルス原発の2基を今後50年操業し、1980年代のフォシュマルク原発の5基を今後60年使用するとしている(2013年5月発表)。

2012年のバッテンフォールの国内発電量は、水力発電が38.4テラワット時(TWh)、原子力が49TWhで、特に水力発電量は新記録だった。降雨量が多かったことが主な要因だ。2012

年のスウェーデンの電力輸出は輸入を 20TWh 上回り、同社はこの新記録樹立に大いに貢献した。なお、国内の風力発電量は 669 ギガワット時 (GWh) だった。

バッテンフォールは、国外ではドイツに褐炭火力発電所を保有しており、石炭火力によりドイツ、デンマーク、オランダで熱と電気を供給している。2011 年の石炭による発電量は、褐炭が 53.5TWh で、石炭が 19TWh だった。熱供給は褐炭が 4TWh、石炭が 19.4TWh だった。褐炭・石炭火力コージェネでは、二酸化炭素回収・貯留 (CCS) と呼ばれる新技術が用いられ、大気汚染を極力減少させている。

バッテンフォールは、世界でも有数の風力発電開発者で運転事業者でもある。現在、6 カ国で 9 カ所の風力発電パークを建設している。2009～2011 年に同社の風力発電量は、2TWh から 4TWh へ 2 倍になった。同社の稼働している風力発電パークは、スウェーデン、デンマーク、ドイツ、オランダ、英国にある。世界でも有数の規模の洋上風力発電パークであるサネット・ウインドファームは英国沿岸にあり、2010 年 9 月に操業を開始した。

2012 年には、シュタットベルケ・ミュンヘン (Stadtwerke Munchen) とともに、北海の洋上風力発電パークであるダンティスク (Dan Tysk) の建設を完了した。この風力発電パークの年間発電量は 1,320GWh と見込まれている。

バッテンフォールは、それぞれのエネルギー源の長所・短所を考慮した上で長期プランを開示している。それによると、2012～2016 年の同社の各エネルギー源による発電への投資の割合は以下のとおり。

- バイオ燃料 2%
- 石炭火力 25%
- 原子力 14%
- 天然ガス 19%
- 水力 6%
- 風力 33%

#### ・国際的にも評価が高い政府のエネルギー戦略

5 年ごとに加盟国のエネルギー政策を評価している IEA は、2013 年 2 月、スウェーデンのエネルギー政策について優良と評価した。同報告書の結論は以下のとおり。

- 資源をより効率的に使用し、持続可能にエネルギーを使用している
- RE に大いに注力し、エネルギー効率を高めた
- 「グリーン電力証書取引制度」(再生可能エネルギー源からの発電による付加価値を証書化し

て金融商品などと同様に取引可能とする制度) を通して、RE の費用対効果を高めた  
○二酸化炭素排出を減少させ、RE を増加させるための意欲的で長期的な目標を持っている  
○他の北欧諸国とともに、電気市場の統合を進めている

(2013年12月16日 ストックホルム事務所 三瓶恵子)

## 10. フィンランドーTVO とフェンノ ボイマが原発新設へ

紙・パルプなどエネルギー多消費型の主要産業を抱え、国民1人当たりのエネルギー消費量がEU域内で最も高い国の1つ、フィンランド。一次エネルギーの輸入依存度が60%と高く、エネルギー自給率の向上と低炭素化に向けて産業界の主導で原子力発電を積極的に進めている。非営利法人のTVOとフェンノボイマが、原発の新設を目指す。

### ・「マンカラ」方式で原発を推進

フィンランドでは総発電設備容量の15%、総発電電力量の30%が原子力発電だ。運転しているのは、フォルトゥムとTVOの2社。フォルトゥムは旧国有電気事業者IVOが前身で、現在も政府の資本が一部入っているが、実態は民間企業。ロシア製の加圧水型原子炉（VVER）を採用するロビーサ原子力発電所〔計976メガワット（MW）〕を、1970年代後半から運転している（表1参照）。

TVOは電力会社やエネルギー集約型の企業などが出資する非営利法人。この共同出資形態は「マンカラ」方式と呼ばれ、株主は全てのコスト（変動費・固定費）を負担する一方、出資比率に応じた電力量を低価格で受け取ることができる。オルキルト原子力発電所で、ウエスチングハウス（WH）の沸騰水型原子炉（BWR）を採用した1号機、2号機（計1,760MW）を1970年代後半から運転している。

同社は2009年の運転開始を目指し、アレバ（フランス）製の欧州加圧水型炉（EPR）を採用したオルキルト3号機（OL3）を、2005年8月からシーメンスが建設しているが、工事が大幅に遅れている。2013年2月には同機の稼働は2016年になる見通しだと正式に発表した。シーメンス・アレバ連合とTVOの間で訴訟合戦となっており、先行きは不透明だ。

表1 運転中・建設中の原発

事業者	サイト名	メーカー	炉型
フォルトゥム	ロビーサ1号機	ロシア製	PWR (VVER)
	ロビーサ2号機	ロシア製	PWR (VVER)
TVO	オルキルト1号機	WH	BWR
	オルキルト2号機	WH	BWR
	オルキルト3号機	アレバ	EPR

（出所）各種資料を基に作成

### ・OL4に日系3社が応札

3号機がこうした状況にある中で、TVOはオルキルト4号機（OL4）の建設計画も進めている。2013年1月に締め切られた入札には、アレバのEPRのほか、日立GEニュークリア・

エナジーの新型沸騰水炉（ESBWR）、韓国水力原子力発電の韓国標準型原子炉（APR-1400）、三菱重工業の改良型加圧水型炉（APWR）、東芝の改良型沸騰水型炉（EU-ABWR）が名乗りを上げている（表2参照）。

表2 原発の新設計画

事業者	サイト名	応札メーカー
TVO	オルキルオト4号機	東芝
		日立GEニュークリア・エナジー
		アレバ
		三菱重工業
		韓国水力原子力発電
フェンノボイマ	ハンヒキビ	東芝
		アレバ
		ロスアトム

（出所）表1に同じ

OL3には加圧水型炉のEPRが採用されていることから、運転員や資材などコスト面を考慮すると、OL4でも同じ炉型（EPR）が選択されるのが合理的とみられる。しかし、前述のとおり、OL3の大幅な工事の遅れやそれに伴う建設コスト増加、信頼関係の低下などから、沸騰水型炉（BWR）陣営にも勝機があるとの見方も強い。

フィンランドのタブロイド版「イルタレティ」紙（2013年9月13日）によると、韓国水力原子力発電は「コリア・ヘラルド」紙に対し、OL4号機の入札から撤退すると語った。理由はTVOが日本の企業に決めつつあると推測するからとのことだが、TVOは「何も聞いていないし、同社は依然として入札企業のリストに入っている」と述べている。

#### ・ハンヒキビ原発はロスアトムが存在感

TVOとは別に原子力発電所の新設計画を進めているフェンノボイマは、地元企業が共同出資するボイマ有限責任会社（LLP）と、ドイツのエネルギー大手エーオンが出資して2007年に設立された「マンカラ」方式の非営利法人。2024年にハンヒキビ原発の運転を開始することを目指している。原子炉の入札には、三菱重工業がAPWR（1,600MW）、東芝がEU-ABWR（1,600MW）を提案し、2013年2月には東芝が優先交渉権の獲得を発表し、年内の受注を目指していた。

しかし、4月に突如、フェンノボイマはロスアトム（ロシア）との直接交渉を進めると発表。7月には交渉をロスアトムに絞ったことを発表し、2012年10月にフィンランドからの撤退を表明したエーオンが保有していた34%の株式についても、取得する姿勢をみせた。

株主構成の変化については2013年11月14日に発表があり、ロスアトムの残り66%をボイ

マLLPが取得する方向だが、LLPに出資する60社のうち15社が出資を引き揚げることから、引き続き交渉が行われるもようだ。ボイマLLPは何とか株式の過半数を確保したい意向だ。

## ・エネルギーセキュリティーか自由放任か

ロスアトムへの参入について雇用経済省は「民間のことなので、国は口を挟まないが、前進したということは喜ばしい」とコメントした（2013年7月3日）。フィンランドにおいて産業界主導で原子力を推進する背景には、ロシアへのエネルギー依存の低減ということがあったため、ロスアトムをめぐるフェンノボイマの動向や政府の反応は関係者を驚かせている。

政府としてはエネルギーセキュリティーを確保したい意向だが、エネルギー源に関わる問題であっても、あくまで市場と企業の投資行動に任せる姿勢だ。当初は日系2社との交渉で不利にならないよう、形式上ロスアトムを入れたとする見方もあったが、エーオンに代わる出資と今後の建設費を考慮すると、日系2社に比べ出力が小さく安価なロスアトムを選択する方が合理的と判断したようだ。

原子力発電事業への補助金はなく、規制も建設と運転に関わるものしかないフィンランドにおいて、民間主導でどこまで原子力発電が競争力を持てるのか、ロシアが影響力を持つことに政府はどこまで自由放任を貫けるのか、注目される。

（2013年12月17日 ロンドン事務所 齋藤陽平、前園香織）

## 11. デンマークー風力発電 50%達成を支える電力取引所と電気自動車

政府は早くから風力発電を推進しており、2020年までに電力消費量の50%を風力発電で賄うという野心的な目標を掲げている。一方で、風力発電は発電量が天候に左右されやすいため、安定した電力供給という課題が付きまとう。この風力発電の間欠性を補うための解決策として、北欧電力取引所「ノルドプール」と電気自動車（EV）ネットワークが注目される。

### ・2020年までに電力消費の50%を風力で

政府は、2050年までにエネルギー供給の100%を再生可能エネルギー（RE）で賄うという目標を掲げている。また、REの中でも早くから取り組みを始め、ベスタスなど世界有数の企業を生み出した風力発電については、2020年までに総電力消費量の50%を賄うという目標を掲げるなど、野心的な計画を持つ。近年では、ベスタスが風力発電市場のシェアを大きく失うなど、勢いに陰りがみられていたが、2013年9月には、三菱重工業と洋上風力発電整備の合弁会社を設立することに合意し、巻き返しを図っている。

風力発電利用促進を支援する前向きなニュースが聞かれる一方で、RE計画で風力発電の役割が期待どおり果たされるには、2050年までに解決しなくてはならない課題が残っている。中でも、風力発電には季節・時間帯・天候などによって発電量の変動が激しいという特徴があり、電力の供給が不安定になるという間欠性をどのように補うかという課題は、最優先に解決されるべきものだ。この目標達成のためのカギと考えられているのが、ノルドプールとEVだ。

### ・北欧4ヵ国で電力を相互融通

ノルドプールとは、市場の需要に応じた電力価格が日々定められ、電力の自由取引を可能にしている北欧4ヵ国共通の電力取引所のこと。1991年から1999年にかけて広がった北欧間での電力供給の相互融通は2002年に、より戦略的に電力取引が行われるシステム、ノルドプールへと変容した。

デンマークの電力の大半は、北海油田の天然ガスやバイオマスを利用した熱電併給施設と風力発電によりつくられるが、風力が弱まったときなどは、このノルドプールを通じてノルウェーやスウェーデンから電力供給を受けることができる。現在は総電力消費量の約28%程度を風力発電で賄っているが、この程度であればノルドプールを利用することで、風力発電でつくられた電力を効果的に利用することができる。

しかし、今後50%まで増加させるとなると、電力網の混雑解消や、より効率的な協調が大きな課題となる。その解決の役割を期待されているのが、EVとその電気ネットワークだ。

### ・EV導入を政府が後押し



EVに関しては、2008年ごろから政府が促進策を取ってきた。例えば、2010年から2015年までのEVへの自動車登録税(通常車両価格に応じて105~180%)の免除や、2008年から2012年までのEV関連研究開発への助成金〔350億デンマーク・クローネ(約6,650億円、1クローネ=約19円)〕などだ。さらに、2013年9月には、環境省など3省庁による高速道路沿いのEV向けの充電ターミナル建設事業入札が発表されている。

地方自治体も政府の動きに呼応し、独自の取り組みを行っている。例えばコペンハーゲン市は、市の車両をEVにするほか、市内のEV優先駐車場の設置、独自の国際協力プログラムの策定、市民のEVに対する認知を高める「EVの日」などを実施している。

現在、風力発電でつくられた電力の一部は輸出されているが、全て消費できているわけではない。デンマークにおけるEVの促進は、バイオマスの活用などと同様、RE社会の実現に向けた1つの取り組みというだけでなく、デンマークの強みである風力発電とセットになった、より積極的かつ包括的な戦略的方策とも考えられる。

エネルギー庁が2012年12月に公表した「デンマークにおけるエネルギー政策」レポートでは、風力発電とEVネットワークを組み合わせることで、現在より30%効率的にエネルギーが活用できるとされている。つまり、電気使用量が少ない夜間などにおいて、電気グリッド(送電網)に接続されたEVに充電することで充電電池を余剰電力の貯蔵庫として活用し、電気利用が活発になる昼間に充電電池から電気グリッドに戻されるという仕組みだ。もちろん、充電されたEVを昼間に利用することも可能だ。風力発電とEV電気グリッドの親和性の高さへの注目は、電力大手のドンク・エナジーが、EV充電インフラ企業ベタープレイスに大型投資を行ってきたことなどからも分かる。

国内外から注目されていたベタープレイスが破産申告し、デンマークのEV市場は停滞傾向にあるという見方もある。しかし、2013年9月9日には、ドイツの電力大手エーオンがデンマーク全国の充電ステーションを取得、デンマークのEV市場への参入を果たすなど、EV市場の動きは依然として活発だ。エーオンは、今回、ベタープレイスの特徴だったカセット式ステーション約18台を除き、デンマーク全国770のステーションを保有することになった。「ボアセン」紙(9月9日)によると、エーオン・デンマークのトーレ・ハリスホイ取締役は「現在EVはデンマーク市場にそれほど多く出回っているとは言い難いものの、政府がRE促進に真剣に取り組んでいることは、大きなプラス材料といえる。今後数年でデンマークにおけるEV市場は大きく伸びるとみている」と述べている。

## ・EVの普及が今後の課題

電気グリッドの構築構想、高速道路の充電ステーションの敷設、デンマークからドイツへのEVネットワーク連携などを通じたEVの進展から、デンマークの強みである風力発電を活用

する複数のシナリオがみえてきた。とはいえ、EV に関して言えば、EV システムの標準化や、EV 普及という課題も残る。最も普及していたベタープレイスの「フルーエンス Z.E」の国内販売数は、2013 年 5 月時点で 160 台にとどまり、当初予定していた 800 台には遠く及ばなかった。このように、国内での EV 普及には依然としてめどが立っていない。ノルドプールにおける電力網の混雑解消や、EV の普及という課題を乗り越えて初めて、風力発電 50% という目標の実現に近づくのだろう。

(2013 年 12 月 18 日 コペンハーゲン事務所 安岡美佳)

## 12. ポーランドーエネルギー・ガス・RE3 法の改正が難航

ポーランドは発電のほとんどを国内に豊富な埋蔵量を誇る石炭に頼る。主力を担う石炭火力発電所の老朽化が進んでおり、日系企業を含め各社はビジネスチャンスを見いだしているが、最近の電力価格の低迷などを受け、頓挫している発電所建設計画もある。原子力、シェールガス、風力などの活用も模索されているが、法整備が進まず、いまだ発展途上にある。まずは、エネルギー関連 3 法の改正が急務だ。

### ・石炭依存からの脱却が課題

ポーランドのエネルギー政策は、2009 年に 2020 年に向けた EU 目標達成のために策定された「[2030 年までのポーランドのエネルギー政策 \(以下、2030 年政策\)](#)」がベースとなっている。なお、エネルギー政策は 4 年ごとに更新されており、新たな政策が 2013 年 12 月にも公表される見込みだ。

2030 年政策では、主に次の 6 つの優先事項を目標として掲げている。a.エネルギー効率の改善、b.燃料およびエネルギー供給保障の強化、c.原子力発電の導入による発電構成の多様化、d.バイオ燃料を含む再生可能エネルギー (RE) 源の活用、e.燃料およびエネルギー市場の競争強化、f.電力産業の環境への影響の軽減。

特に、国内に大きな炭鉱を持ち、発電エネルギーの 9 割弱を石炭に依存するポーランドにとって、エネルギー供給源の多様化は急務だ。現在の EU の目標の下では、ポーランドは 2020 年までに温室効果ガスを 2005 年比で 14%まで増加させることが認められている (決定 406/2009/EC) とはいえ、長期的には温室効果ガス削減のため、化石燃料への依存度を減らすことが求められるからだ。2030 年政策では、2030 年までに石炭への依存度を 6 割程度にまで引き下げることを目標にしている。

### ・原発は 2 ヶ所で新設を検討

石炭の代わりにエネルギー源となり得るのは、原子力、シェールガス、RE などだ。原子力については、ポーランドは原子力発電所を持たないが、2030 年までに 2 ヶ所で原発を建設し、原子力で電力の約 16%を占めることが目標とされている。原発建設計画の実施主体としては、国営電力最大手 PGE が選ばれており、2013 年 9 月に PGE は国営電力会社タウロン、国営発電事業者エネア・ベトワジャニエ、銀・銅採掘大手 KGHM との間で、3 社が原発建設のための特別会社にそれぞれ 10%出資することで合意している。PGE が建設の候補地として検討しているのはジャルノピエツ、ホチェボで、ともにポーランド北部にある。

しかし、原発建設計画は大幅に遅れている。2030 年政策では、2016 年からの建設開始を予定しているが、少なくとも数年はずれ込む見通しだ。数年後の電力不足が予想されるポーランド

ドは、原発の稼働を待つわけにはいかない。

シェールガスについては、政府の積極的な姿勢や埋蔵量などから、ポーランドは欧州で最も可能性のある国とみられている。発電量でガスの占める割合はわずかであるものの、エネルギー全体では1割強を占める。そして、天然ガス消費量の多くをロシアからの輸入に頼っている。ポーランドは輸入元の多様化のため液化天然ガス（LNG）ターミナルの建設なども進めるが、シェールガスへの期待は大きい。しかし、EU レベルでの規制の見通しが不透明であること、また当初想定されていたほどの埋蔵量がないことなどから、エクソン・モービルなど一部外資大手はシェールガス採掘からの撤退を表明している。少なくとも、規制面での不透明さを取り除くことが当面の課題だ。

また、バルト海沿岸で建設中の LNG ターミナルは 2014 年中に完成の予定で、首相府が発表した「[2060 年までのポーランドの最適エネルギーミックス](#)」報告書でも、電力源としてのガス火力の重要性は高まっている。ただし、天然ガス価格は高騰のリスクもあることから、ガス火力もあくまで RE のバックアップとしての位置付けにとどまる。

風力については、バルト海に面するポーランド北部を中心に幾つかのプロジェクトが進められている。EU 目標に基づき、ポーランドも RE の比率を 15% まで引き上げることが義務付けられている（RE 指令 2009/28/EC）。風力は目標達成の上で最も期待されているエネルギー源の 1 つだ。そのため、ポーランドではさまざまな風力発電プロジェクトが進められている。

例えば、フランス電力公社（EDF）は 2013 年 9 月、同社としてはポーランドで初めての 48 メガワット（MW）級の風力発電所開設を[発表](#)した。日系企業でも、グリーンパワーインベストメント（本社：東京都港区）が北部ウストカとスウプスクでそれぞれ風力発電プロジェクトに取り組んでいるほか、J パワーが三井物産と共同で北部コビルニツァにザヤツコボ風力発電所を建設し、2008 年から営業運転を開始している。

風力発電プロジェクトは、ポーランド北西部のバルト海沿岸に数多く集まる。ドイツと送電網が結び付いているポーランドでは、ドイツからのループフロー（迂回潮流）問題<sup>4</sup>が顕在化しているが、へき地につくられることの多い風力発電においては、特に送電網との接続も問題となる。ポーランドでは既に RE 事業者の送電網への優先接続が規定されているが（[1997 年エネルギー法 9c 条 6 項](#)）、EU 指令との関係では不十分との指摘もある。また後述するとおり、現在の RE 支援制度の下では、証書取引価格は直近では持ち直しているものの低迷しており、政府の財政コストもかかるとみられている。そのため、RE 法の改正が議論されているが、成立

---

<sup>4</sup>ドイツ南北の送電系統が脆弱（ぜいじゃく）であることから、ドイツ北部の風力発電による電力を南部に送電するために、ポーランドの送電系統を迂回して流れるという問題。予定されていない送電であるため送電網を不安定化させる。

の見通しが立っていないため、プロジェクトを進めるに当たっては今のところ様子見という企業も多い。

## ・火力発電所の老朽化で商機も

以上のような状況を考えると、当面は引き続き、石炭に頼らざるを得ない。石炭の国内埋蔵量は豊富だが、現在稼働する石炭火力発電所のほとんどは旧共産主義時代に建設されたもので、老朽化が進む。発電所の閉鎖と需要の増加により、現状では数年後にはポーランドは電力不足に陥ると予測されている。そのため、多くの火力発電所の新設計画が進められている。その1つ、ポーランド南部のコジェニツェ発電所の石炭火力発電設備の建設を、日立グループの日立パワーヨーロッパが2012年、地場建設大手ポリメックス・モストスタルとのコンソーシアムで受注した。「超々臨界圧発電」と呼ばれる最先端の設備を導入することで、45%以上の発電効率を見込み、二酸化炭素（CO<sub>2</sub>）排出削減にも寄与する。

火力発電設備の老朽化に伴うビジネスチャンスは、新規発電所の建設にとどまらない。EUでは一部例外を除き<sup>5</sup>、2016年1月から既存の火力発電所から排出される窒素酸化物（NO<sub>x</sub>）や硫黄酸化物（SO<sub>x</sub>）の規制を強化する（[指令2010/75/EU](#)）。そこで、多くの古い火力発電設備を抱えるポーランドでは、脱硝・脱硫装置の需要が増加している。日系企業でも日立グループのバブコック日立が、2010年と2013年に脱硝・脱硫装置の受注を獲得している。

他方で、欧州債務危機に伴う需要減などに起因する最近のエネルギー価格の低迷は、発電所建設計画に暗い影を落としている。2012年第4四半期の電力卸売価格は前年同期比で17%下落した〔ポーランド電力取引所（TGE）のスポット市場での四半期平均電力価格〕。EDFは2012年12月、18億ユーロかけて進める予定だったリブニクでの900MW級火力発電所建設計画の中断を表明した。また、PGEが進めているポーランド南部オポレでの大規模発電設備建設計画も議論が停滞している。

そこで直近の電力不足を解消するために政府は、米国で導入され、英国でも導入予定の、安定供給に向け予備電力を確保する容量市場の導入などを検討している。とはいえ、これらの方策が長期的な投資回収コストを引き下げ、新規発電所設立に資するかどうかは不透明だ。ヤヌシュ・ピエホチンスキ副首相兼経済相が2013年8月に主催したエネルギー討論会で、GDFスエズ・ポーランドのグジェゴシュ・グルスキ社長は、これらの市場が導入されている国では、実際のところ投資そのものは促進されておらず、重要なのは電力不足になれば価格が上がるという市場メカニズムの導入だと指摘した。

---

<sup>5</sup>指令2010/75/EUでは、加盟国が移行計画を提出することを前提に、一定の設備については4年間の移行期間が認められるとしている。ポーランドは、2012年11月に移行計画を提出した。それによると、73の発電設備について2020年7月まで脱硝・脱硫規制適用の移行期間が認められることになっている。

## ・RE 法などの改正法案について議論

エネルギーをめぐる法制度の見通しが不透明であることも、エネルギープロジェクト推進の足かせとなっている。ポーランドのエネルギー関連法をめぐっては、エネルギー法、ガス法、RE 法の 3 法の改正法案、いわゆるエネルギートリパックが長らく議論されてきた。経済省は 2011 年、2012 年と法案を提示したが、成立の見通しは全く立たない状態だった。

同法案の目的はポーランドのエネルギー関連の目標達成のための法整備、ならびに EU 指令の履行にあったが、指令の国内法化の期限を過ぎてしまった。そこで、欧州委員会は [2012 年 10 月](#) に電気指令 (2009/72/EC)、[2012 年 11 月](#) にガス指令 (2009/73/EC)、ならびに [2013 年 3 月](#) に RE 指令について、それぞれ国内法化不履行で EU 司法裁判所に提訴していた。不履行のままではポーランドに巨額の制裁金が科されることになるため、政府は指令履行に関する部分を切り離し、先行して改正法案を成立させることにした。指令履行に関する改正法が 2013 年 9 月に発効したことで、少なくとも EU 指令の履行問題については、RE 指令を除き、おおむね解消されたとみられている（「ポリティカ・インサイト」紙 10 月 24 日）。

さらに、経済省は 11 月 13 日に [RE 法案](#) を提示し、パブリックコンサルテーション（公開諮問）を開始した。EU 指令との整合性を確保するとともに、RE 支援制度の抜本的な改革を目指す。新たな法案では、証書制度からオークション制度への移行を提案している。

改正により、政府の財政支出を削減することもできる。経済省の試算によると、現行の制度の下では RE 支援策のために 2020 年には 75 億ズロチ（約 2,550 億円、1 ズロチ=約 34 円）が必要とされているところ、新法案では 42 億 9,000 万ズロチで足りるといふ。法案の提示を受けて早くもさまざまな意見が交わされているが、いずれにせよ、RE 指令の履行問題はまだまだ残っており、このままいくとポーランドには巨額の制裁金が科されることになるため、政府は成立を急ぐ必要がある。

（2013 年 12 月 19 日 ワルシャワ事務所 牧野直史）

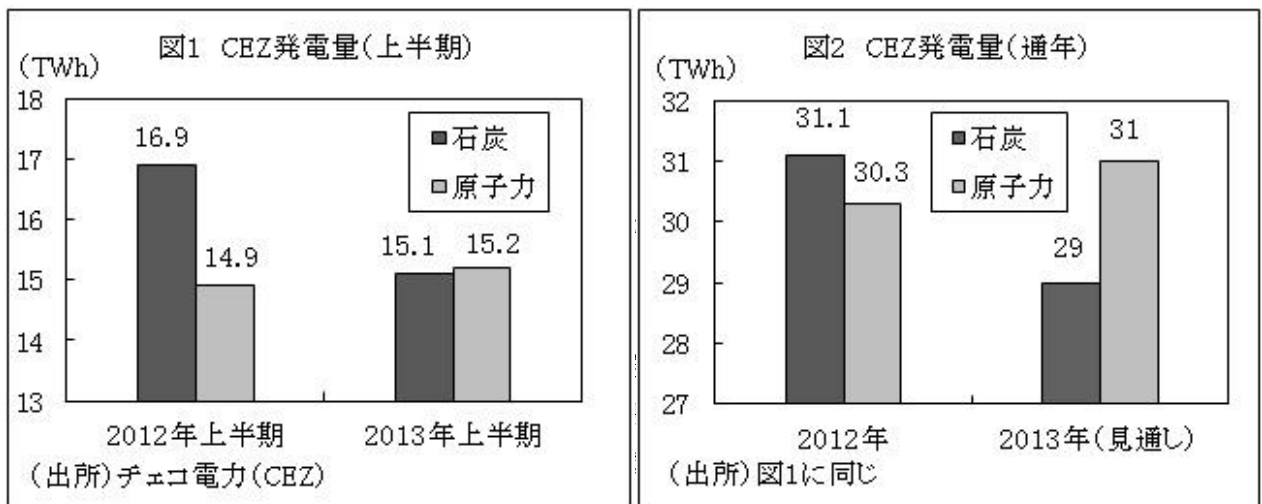
## 13. チェコー原発拡張工事の入札過程は一時停止

チェコ電力 (CEZ) は、テメリン原子力発電所の原子炉 2 基追加に向けて入札を進めていた。しかし、入札失格となったフランス原子力大手のアレバがこれを不服として告訴し、裁判所が暫定措置として事実上、入札過程を一時停止する決定を下した。さらに電力料金下落を理由として、CEZ は政府に拡張後の同原発の発電電力に対する固定価格の設定を求めているが、内閣総辞職や下院解散に続く選挙後の混沌 (こんとん) とした状況により、先行きは不透明だ。

### ・2013 年上半期は原子力が最大の発電源に

CEZ はその株式の 69.78% を政府が保有する国営企業で、同社の発電電力量は国内全体の約 73% を占める。発電源別では、2013 年上半期は石炭による火力発電量が 15.1 テラワット時 (TWh、前年同期比 10% 減)、原子力発電量は 15.2 TWh で (3% 増)、初めて原子力が同社最大の発電源となった (図 1 参照)。

2013 年通年では、石炭発電量 29 TWh に対して、原子力発電量は 31 TWh に達する、と同社は予測している (図 2 参照)。



既存の原発はいずれも CEZ が運営するもので、その 1 つは南モラヴィアのドコバニに、もう 1 つは南ボヘミアのテメリンにある。ドコバニ原発は 1975 年に着工し、1985 年に最初の原子炉の運転が開始された。現在、出力 510 メガワット (MW) の原子炉 4 基が稼働している。一方、テメリン原発は 1987 年に着工、2002 年に運転が開始された。現在、出力 1,055 MW の原子炉 2 基が稼働している。

### ・前政権の戦略案は原子炉追加を明記

前政権が作成した国家エネルギー戦略案では、2025 年までにテメリン原発に原子炉 2 基を新設、同時にドコバニ原発の既設原子炉 4 基の耐用年数を延長し、その後同原発に原子炉 1 基を新設するとの指針が記されている。当面の課題となっているテメリン原発拡張に関しては、CEZ は増設原子炉タイプを最新型 (第 3 世代) の加圧水型原子炉 (PWR) と指定、これを条件に

2009年に入札手続きが開始された。入札には当初、東芝傘下の米国のウェスチングハウス (WH) のほか、ロシアのアトムストロイエクスポルトやギドロプレスとチェコのシュコダ JS の3社から成るコンソーシアム、およびフランスのアレバが参加したが、2012年10月、アレバは CEZ の提示した条件を満たしていないとして入札過程から除外された。CEZ はアレバに対して除外理由を具体的かつ詳細に説明したとしているが、その公表は全入札過程が終了してから行う予定という。

これに対してアレバは、CEZ の失格理由の説明は納得できないとして、CEZ およびチェコ経済競争保護庁 (UOHS) に対して不服申し立てを行ったが、いずれも却下された。しかし、アレバが次に申し立てを行ったブルノ地方裁判所は 2013 年 10 月、暫定措置として CEZ に対して、入札落札者が決定しても契約を締結してはならないとの強制命令を発令した。ブルノ地裁が最終的にアレバの異議を認める判決を下した場合には、本件は再び UOHS の審議に戻される。また、アレバが同地裁で敗訴したとしても、行政最高裁判所、あるいは憲法裁判所に控訴することができる。

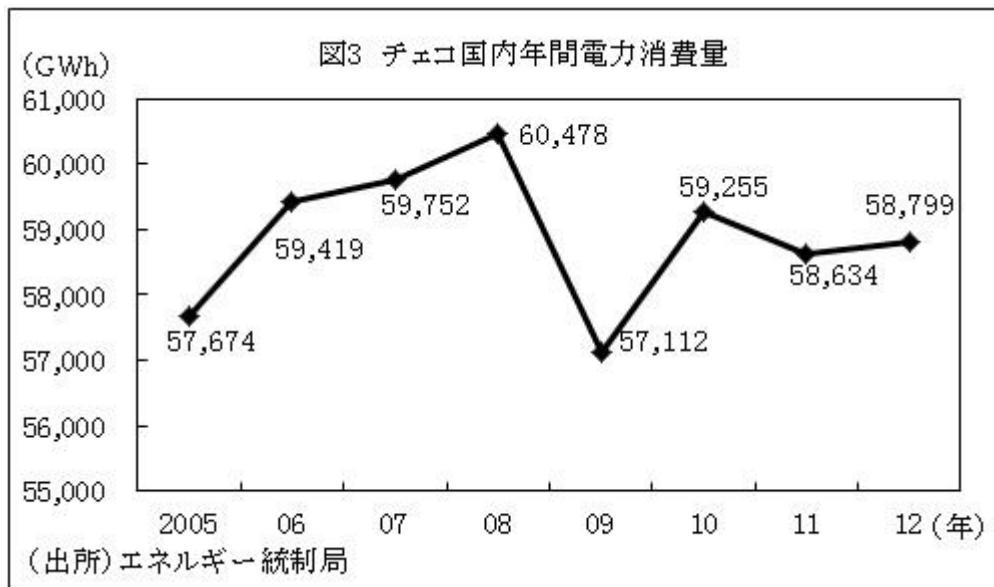
いずれにしても、今回のブルノ地裁の決定により、既にロシアとチェコのコンソーシアムと WH との一騎打ちと目されていた CEZ の入札にアレバが復帰する可能性が生じ、先行き不透明の状況となった。またこれにより入札過程の停止・遅延も避けられない。

#### ・最終落札者の決定時期がずれ込む

最終落札者の決定時期については、CEZ はもともと 2013 年秋を設定していた。しかし、同社のパベル・ツィラニ取締役兼戦略部長は 2013 年 7 月、これを大幅に延期すると述べた。また 8 月には、同社のダニエル・ベネシュ社長も「(落札者決定を含む) テメリン原発拡張の最終決定は、2014 年末あるいは 2015 年になされる」と発言している。ただ、落札者決定時期の大幅延期の主因は、アレバの不服申し立てではなく、より根本的なところにあるようだ。

その最初の兆しは、リーマン・ショック以降の長期的な不況により、電力需要が急減した 2011 年に発生した (図 3 参照)。この状況下で CEZ は同年 2 月、原発増設工事の終了時期を当初の 2020 年から 2025 年に延期することを決定している。





### ・原発電力の固定価格化の交渉が難航

また 2012 年 3 月には、ベネシュ社長は電力料金下落傾向を懸念、政府に対して拡張後のテメリン原発の発電電力に関し、固定価格を設定するなど投資環境を保証する措置を要求した。これが実現すれば、電力市場価格が下落した場合には、国家予算から CEZ に固定価格と市場価格との差額が支払われることになる。ベネシュ社長は「世界中どの原発も、何らかのかたちで国家が関与して建設されている。現在のところ、政府に対して外国の例を指摘している段階にある。個人的には、原発電力が統制価格扱いとなっている英国が最も参考になると考えている」と述べている。

これに対して当時、ペトル・ネチャス首相は、国の価格保証制度には原則として反対だと述べた。またミロスラフ・カロウセク財務相も「国家予算の余力を考慮すれば、実現は困難」と否定的な発言をしていた。

固定価格に関する CEZ と政府の交渉は、2013 年 6 月のネチャス内閣辞任により中断した。その後、暫定テクノクラート内閣として成立したイジー・ルスノク内閣は、本件に関しては総選挙後に成立する内閣の決定に委ねると宣言している。また、当初目指していた国家エネルギー戦略の承認も、結局、次期政権に引き継ぐことが決定している。

10 月 25～26 日に下院の総選挙が実施されたが、議席が 7 党に分散したため、組閣交渉は難航している。CEZ との交渉再開や国家エネルギー戦略も 2014 年に持ち越される見込みだ。

ただし、総選挙で固定価格に否定的だった前与党は後退し、議席数上位 3 位を占めた前野党および新党はいかなる条件下でもテメリン原発拡張を断行することを支持しているため、CEZ 側にとっては交渉しやすい相手となる可能性が高い。

(2013 年 12 月 20 日 プラハ事務所 中川圭子)

## 14. ハンガリー—政府の関与強化で電力・ガス会社の経営環境に厳しさ増す

2013年に入り、家庭用の電気・ガス料金が与党提案の法律により2回引き下げられた。熱電供給事業者の利益は大幅に削られており、新規の投資は非常に困難な状態になっている。他方、再生可能エネルギー分野では、非効率な発電所の閉鎖や規模の縮小はみられるが、同時に新規投資も行われている。

### ・電気・ガス料金を大幅引き下げ

政府は2012年2月に発表した「国家エネルギー戦略2030」の中で、国が取り組むべき3本柱を掲げている。1本目は再生可能エネルギーの利用、エネルギー利用の効率化、研究開発活動の活発化による競争力の強化。2本目は環境保護と省エネルギーおよび低炭素技術を利用する持続的な国の発展。3本目は天然ガス供給元の多様化、天然ガスの備蓄、多様なエネルギー供給というエネルギー安全保障の強化だ。これらを達成するために、政府は社会インフラに積極的な関与を行っていくと書かれている。

その言葉どおり、政府は2013年3月28日にドイツのエネルギー大手エーオン（E.ON）から、ガス備蓄子会社2社を合計約8億7,000万ユーロで買収する契約書に署名し、10月に買収を終えた。また、政府与党は、2013年1月から家庭用の電気・ガス料金を10%強制的に引き下げる法案を議会に提出し、同法案は可決され、11月にも追加で10%の引き下げが行われた。オルバーン首相は電気、ガスなどの事業者の利益幅を圧縮すれば料金を20%から30%削減することは可能だとし、家庭向けの公共サービス事業（電気、ガスなど）は非営利化すべきとして、2014年の春季国会で基本法の中にその条文を入れることを検討している。

EUはハンガリーに対し、2020年までに最終エネルギー消費に占める再生可能エネルギーの割合を最低13%に引き上げることを求めているが、ハンガリーは2011年に発表した再生可能エネルギー行動計画でその比率を14.65%にすることを目標としている。行動計画で予測されている再生可能エネルギーの内訳で最もシェアが大きいのはバイオマスで62%、次が地熱で17%だ。これらは主に集中暖房などでの利用が想定されている。

### ・原子力に頼る電力生産

ハンガリーの電力は原子力に大きく依存しており、そのシェアは2012年時点で総発電電力量の45.9%に上る。国家エネルギー戦略内で計画されている2030年時点での5つのエネルギーミックス・シナリオの全てで原子力発電は利用されることになっていて、そのうち3つは原子炉の新規増設が前提となっている。現在4基ある原子炉は2014～2017年に運転寿命を迎えるが、政府はいずれも20年間運転延長する方針で、2030年以降も全て運転する予定だ。11月18日、オルバーン首相はインド訪問中に2国間ビジネスフォーラムで、原子力のシェアは今後60～70%まで増大し、電気料金はEUで最低にもなり得ると発言しており、現在計画されてい

る原子炉の増設を進める方針を示唆した。

原子力に次いで大きなシェアを占めるのが天然ガスで、2012年時点のシェアは30%だ。しかし、天然ガスを利用した発電と熱供給を行う企業はハンガリー独自の税制であるエネルギー税、エネルギー特別税、公益事業税などの負担で収益を大きく削られ、新規投資をすることが困難な状態となっている。国内最大級のガス発電所であるフランスのGDFスエズが保有するドゥナメンティ発電所は、2011年にガスコンバインドサイクルを導入し、発電の効率化を行った。しかし、経営環境が悪化したため2013年6月には職員のリストラと、24時間操業をやめて一定時間のみの操業に切り替えることを発表した。また、ドイツのエーオンも同時期に、経営合理化のため2カ所の発電所の閉鎖を発表している。

石炭は低炭素化を進める方針によって発電での利用は重要視されておらず、エネルギー戦略での5つのシナリオのうち発電源として採用されているものは1つしかない。しかし、緊急事態に備えた石炭、褐炭の利用はエネルギー安全保障の観点から必要性が認識されている。日本の新エネルギー・産業技術総合開発機構（NEDO）が2013年6月から、ボルソド地区で石炭ガス化プロジェクトの案件発掘調査を行っており、これに対する政府などの関心は非常に強い。ボルソド地区は国東部の失業率の高い地域で、雇用の観点からも注目度は高い。

## ・バイオガス発電所、地熱発電所建設の動きも

ハンガリーでの再生可能エネルギー発電で急激な成長を遂げたのは、石炭発電から転換が進んだバイオマス発電だった。バイオマス発電の導入当初は、固定価格買い取り制度（FIT）を利用した売電のみを目的とするものが多かったが、発電効率が悪いにもかかわらずFITで収益を上げる発電事業者が現れた。温室効果ガス抑制やエネルギー効率化を趣旨とするFITの制度になじまないとして、買い取り方針が変更され、バイオマス発電所新設に歯止めがかかった。また、大規模なバイオマス発電施設は、石炭との混合燃焼を行っていたため非効率な施設が多く、施設の操業停止が相次ぎ、2009年に2,171ギガワット時（GWh）あった発電量は、2012年には1,307GWhへと約40%減少した。

風力発電所は、ハンガリー北西部のウィーン国境近くに多数設置されている。エネルギー局が風力発電所建設の余地があるかどうかを毎年調査していることもあり、継続的に成長している。

ドナウ川、ティサ川と大きな2本の川が流れているが、水力発電は環境保護の観点から伸びが見込めない。また、国土が平坦なため、余剰電力を利用した揚水発電を行える場所もない。

こうした中で近年、注目を集めているのがバイオガス発電だ。周辺農家から家畜のふん尿などを集め、その地域で利用する電力を生産する地産地消型で行われる。2013年7月には30億

フォリント（約 14 億 4,000 万円、1 フォリント＝約 0.48 円）をかけて、地方自治体が一部所有するバイオガス発電所の建設が発表された。自治体が所有権を持つかたちではハンガリー初の試み。10 月にはドイツのバイオガス会社バイオガス・ホッホライターの現地子会社フェルペチ・ピオガスが、バイオガス発電所の建設を発表している。どちらの計画にも公的補助金が支給される。

バイオガス発電所にバイオ燃料工場を併設することで、再生可能エネルギー生産を増やすことも行われている。ハンガリーではバイオエタノールの原料となるトウモロコシの生産能力が高く、バイオガス発電所が設置される農村地域でバイオエタノールの生産を行いやすい。しかし、欧州議会が食料作物由来のバイオ燃料の上限を 6%とする法を採択したため、現在ハンガリーでは行われていない食料作物以外を原料としたバイオ燃料生産の導入が必要となると考えられる。

地熱は温泉が豊富なハンガリーでは有望なエネルギー源だが、掘削に多大な費用がかかるため進んでいなかった。しかし、2013 年 5 月にパンエナジーが 17 億フォリントの公的補助金を利用して建設した 22 メガワット (MW) の地熱発電所を稼働している。また、国西部のジョールでも同規模の地熱発電所の建設を計画しており、9 月に公的補助金 10 億フォリントが支給されている。

(2013 年 12 月 24 日 ブダペスト事務所 三代憲)

## 15. ルーマニア－石炭火力を軸にガス火力発電も存在感

エネルギー資源に恵まれ、安価な天然ガスを活用したガス火力発電が特徴だ。石油・ガス大手の OMV ペトロムは 2012 年、事業多角化の 1 つとしてガス火力発電を稼働させた。

### ・石炭と天然ガスは自給率が 8 割

ルーマニアは石炭（自給率 81.8%。2011 年）、天然ガス（78.0%）、石油（48.7%）のいずれの化石燃料にも恵まれる東欧では珍しい国だが、埋蔵量はそれほど多くないことから、新たな炭鉱の開発、再生可能エネルギー（RE）の導入促進、省エネ促進を実施しようとしている（「国家エネルギー戦略（2007～2020 年）」）。

このエネルギー戦略を受け、政府が 2011 年 4 月に発表した「エネルギー戦略骨子（2011～2035 年）」によると、2035 年の発電量は 2010 年比 62%増の 88.5 テラワット時（TWh）となる見込み。総発電量に占める発電技術別（2009 年→2035 年）割合では、原子力（20.3%→42.4%）、水力（29.2%→24.3%）、RE（0%→16.8%）、化石燃料（50.5%→16.5%）の順に大きく、原子力と RE の割合を引き上げる計画だ。

ただ、原子力については国営企業スクレアエレクトリカが原発 2 基の建設計画を進めているものの、苦戦している。RE については、2012 年は太陽光や陸上風力などで数々のプロジェクトが稼働した。ただし、RE の導入促進策としてグリーン電力制度が採用されているが、2013 年 7 月からグリーン証書発行枚数が一部削減されており、今後の導入促進ペースが気になるところだ。

一方で、これらを補完する意味でも、国内の発電量の半分を占める火力発電の活用は今後も重要となる。国内の火力発電所で使われるのは石炭（2012 年時点で国内総発電量の 39.7%）と天然ガス（12.8%）。石炭火力発電が主体であるものの、ガス火力発電も近年、存在感を示しつつある。

### ・RE の調整役としてのガス火力発電

国内最大のガス火力発電所を持つのが石油・ガス大手ペトロム（オーストリアの OMV 傘下）。国内ガス市場の 78%が国産ガスだが、その国産ガスの 46.6%（2012 年）を同社が生産している（国営ガス会社ロムガズが 50.94%を生産）。

同社は 2012 年 8 月、首都ブカレストから 50 キロ北のブラジで、出力 860 メガワット（MW）のガス火力発電所（コンバインドサイクル発電プラント）の稼働を開始した。国内ガス火力発電所の総出力（3,684MW、2013 年 10 月 1 日時点）の約 4 分の 1 を占め、国内電力需要量の 8～9%に相当するという（同社ウェブサイト）。また、同発電所のエネルギー生産効率は 57%で、

通常の 2 倍以上の良さ（同社情報）だという。同発電所の投資総額は 5 億 3,000 万ユーロで、そのうち 4 億ユーロは欧州投資銀行（EIB）や欧州復興開発銀行（EBRD）からの融資を受けている。同社は同発電所について、「（天候などに左右されやすく発電量が不安定な）RE による電力生産が増加するに従い、（出力の大きい同発電所は）電力市場における調整役としての重要な役割を期待されている」と説明している。

また、ペトロムは 2011 年から、東部ドロブジョヤ地方のドロバントゥで出力 45MW の陸上風力発電事業も手掛けている。同社の発電事業はこれら 2 つのみで、風力発電を開始した 2011 年までは発電事業を手掛けていなかった。石油やガスの生産・供給が主力事業の同社は、ガスを活用した国内最大のガス火力発電所を稼働させたことで発電事業に本腰を入れて取り組む姿勢を示したといえる。同社は「（これら 2 つの）発電事業への参入は、（自社の）持続可能な発展に向けた事業の多角化戦略の 1 つ」（同社プレスリリース 2011 年 10 月 6 日）としている。

なお、ガス火力発電については、フランスのダルキア（ヴェオリア・エンバイロメントと電力大手 EDF の合弁会社）も 2010 年 9 月、同じくブラジで、ガスを燃料とする熱電併給（CHP、合計出力 576MW）を稼働させている。また、丸紅は 2013 年 6 月、国営電力会社とガス火力発電所の建設および運営に向けた事業化可能性調査を開始する覚書を締結した。

## ・ガス価格上昇とシェールガス探掘の成否が懸念材料

燃料である産業用ガス価格が EU で最も安いことも、ガス火力発電の稼働に追い風となっている。ただし、国内ガス価格は上昇傾向にある。

また、ロシアを通過せずカスピ海から欧州にガスを輸送するガスパイプラインの通過ルートが 2013 年 6 月、トランス・アドリア・パイプライン（TAP）に決まり、EU が進めていたナブッコ・ウエストが落選した。ペトロムの大株主である OMV などが参加していたナブッコ・ウエストはルーマニアを通過するルート。同社が 2012 年 7 月に発表した「2021 年までのペトロム戦略」では、2021 年までのガス・発電事業で、同ルート周辺のインフラ整備に投資し、国産ガスの輸出を行う予定だったが、同ルートの落選後の 2013 年 8 月には、黒海沿岸のガス田インフラへの投資をすると計画変更している。

一方、黒海沿岸ではシェールガスが埋蔵されていると推定されている。政府は 2013 年 1 月、シェールガスの開発に方針転換しており、黒海沿岸における天然ガスおよびシェールガス探掘の成否が、ガス火力発電事業に大きく影響してくるだろう。

（2013 年 12 月 25 日 ブカレスト事務所 古川祐）

## 16. ドイツー新政権下でも RE 導入と省エネ推進を維持

2022 年までに原子力発電所を段階的に廃止、2050 年までに電力総消費量に占める再生可能エネルギー（RE）の割合を 80%にするという目標を掲げるドイツ。送電網の整備、電力料金の高騰などの課題を抱えているが、第 3 次メルケル政権は現在の路線を踏襲、強化するとみられる。

### ・低環境負荷、供給安定、経済性を目指す

政府は、2007 年に採択された EU のエネルギーと気候変動対策の包括パッケージと、2010 年に欧州委員会が発表した「エネルギー 2020」に沿った政策を進めている。2007 年にキリスト教民主・社会同盟（CDU/CSU）と社会民主党（SPD）による大連立で成立した第 1 次メルケル内閣は、「気候変動とエネルギーに関する統合プログラム」を閣議決定した。2010 年 9 月には、CDU/CSU と自由民主党（FDP）による保守中道の第 2 次メルケル政権の下で、エネルギー戦略「連邦政府エネルギーコンセプト」を連邦経済技術省（BMW）と連邦環境・自然保護・原子炉安全省（BMU）が共同で策定し、低環境負荷、供給安定性と経済性の鼎立（ていりつ）を目指している。

### ・2 度の見直しを経て段階的に脱原発を推進

原子力政策については、2001 年に SPD と緑の党の連立により成立した第 1 次シュレーダー政権の下で、2022 年までの原子力発電所の廃止と新規の原子力発電所の廃止を決定し、2002 年に原子力法を改正した。

2010 年には第 2 次メルケル政権が、いったん原発廃止時期を 2036 年まで後ろ倒しにした。しかし 2011 年の日本の福島第 1 原発の事故を受け、再度 2022 年までの脱原発路線に戻るとともに、1980 年以前に運転開始した 7 基の原子炉を一時停止し、その後、2007 年に事故を起こした 1 基とともに 8 基の原子炉の廃炉を決定した。現在、残る 9 基の原子炉が 2022 年末までに段階的に停止される予定だ。

### ・2050 年までに RE を最終エネルギー消費の 6 割に

脱原発に伴う電力を補うため、固定価格買い取り制度（FIT）などを活用して、「エネルギー転換」と呼ばれる RE 電源の導入と省エネルギーを強力的に推進している。

政府の計画によると、2050 年までに最終エネルギー消費に占める RE の割合を 60%、少なくとも電力総消費量の 80%を占めることを目指す。一次エネルギー消費量は 2008 年から半減すると予想されるため、温室効果ガスの排出量は 2050 年時点で 1990 年の 80%以内を維持できると見込んでいる。

国内で RE、特に風力電源地域は北部および北海に偏在しており、工場立地が集積する南部からは遠い。これまでは安定供給と経済合理性の観点から、電力消費地の近くに原発を設置して送電コストを抑えてきたため、新たに国土の南北を貫く送電網を整備することが必要となっている。

太陽光、風力ともに天候に左右されやすい不安定な電源なので、電力安定供給のためには化石燃料によるバックアップも必須となっている。

今後のドイツの電力供給は現状よりも不安定とならざるを得ず、建物の断熱改修、熱電併給システムの導入、生産プロセスの改善などにより省エネルギーを推進することが必要だ。さらに、電力の不安定な供給と需要変動を吸収するための系統技術の開発などによるイノベーションに期待せざるを得ない。

## ・高いロシアへの依存度

2012年のドイツの一次エネルギー消費 1万 3,757 ペタジュール(PJ)のうち、石油が 33.0%、天然ガスが 21.5%、石炭が 12.9%、褐炭が 12.0%、水力を含む RE が 11.6%、原子力が 7.9% となっている。原油の 98.3%が輸入で、輸入量の 46%はロシアとノルウェーが占めている。天然ガスについても 85.7%が輸入で、その大半をノルウェー、オランダ、ロシアが占めている。中でも、輸入量の 40%近くを占めるロシアが最重要の供給国となっている。

一次エネルギー消費に占める輸入割合は 2012 年で 68.4%で、70%台で推移した 1990 年代後半から 2000 年代前半と比較すると、多少輸入依存度は低下してはいるものの、エネルギー安全保障上、供給源の多様化、国産化が引き続き必要だ。その観点からも風力、太陽光、水力などの国産 RE に政府は力を入れている。

## ・発電量の半分近くは石炭・褐炭火力

発電電力量で見ると、2012 年は原子力が 16%、石炭（歴青炭・亜歴青炭）火力が 19.1%、褐炭火力が 25.6%を占めている。現在稼働中の石炭火力の半数以上が 20 年以上前に建設が決定されたもので、石炭火力の占める割合が高いのは過去の地域振興政策、環境政策によるものだ。褐炭火力と原子力は比較的発電コストにおける燃料費の価格変動が少なく、ベースロード（基幹）電源に位置付けられている。石炭火力はミドルロード、石油火力とガス火力はピークロード電源に位置付けられている。

## ・急速に増加する RE 電源

RE の総発電量は 2012 年に 13 万 6,075 ギガワット時 (GWh) だった。そのうち、風力が 34%、バイオマスが 26%、太陽光が 21%、水力が 16%を占める。特に、風力とバイオマスが大幅に拡大している。



2011 年末の総発電容量は 167GW で、電源別には、風力が全体の 17.4% を占め、石炭火力が 16.9%、太陽光が 14.3%、ガス火力が 13.0%、褐炭火力が 12.2% と続いている。2000 年に RE 法が施行され、FIT が導入されて以来、RE 電源の発電設備容量が急速に増えている。2005 年から 2011 年にかけて、風力の設備容量は一貫して増加し、6 年間で 58% 増となっている。同時期に太陽光の設備容量は 20 倍となっている。風力と太陽光の複合施設の設備容量は総発電容量の 24% に達している。

## ・エネルギー転換には送電網整備が必須

エネルギー転換を推進するためには、送電網の整備が不可欠で、2009 年にエネルギー管理強化法 (EnLAG) が施行され、系統の新増設需要が決定された。電源構成の急激な変化に対応して、電力の安定・確実な供給を保証するため、24 の系統新増設プロジェクトが最優先プロジェクトに指定された。

しかし、費用負担の原則が明確ではなく、系統整備は進まなかった。このため、2011 年にエネルギー事業法 (EnWG) の枠内で新たに系統整備促進法 (NABEG) が制定され、系統基盤の新設について連邦レベルでの調整を可能とする枠組みが整備された。特に、送電系統運営者が中長期の市場動向を考慮した系統整備計画 (NEP) を策定し、それぞれの需要ごとに具体的に送電系統の新設について勧告を行うことを定めている。BMW の外局である連邦ネットワーク庁が NEP の認可権を有する。NEP に基づき、電力アウトバーンと呼ばれる南北を縦貫する 3 系統の直流送電線が計画されている。その一部には、三菱商事が出資する海底高压直流送電事業の送電網も接続する。

## ・電力自由化で業界再編進む

ドイツの電力市場は全面的に自由化されており、1998 年のエネルギー事業法の改正により、一般家庭も含めた全ての需要家が電力の購入先を自由に選択できる。

かつて西ドイツでは、8 大電力事業者が地域独占で国内総発電電力量の 9 割を占めていた。また東ドイツは国営の電力事業を営んでいた。発送電された電力は、地方の公営事業体なども含めた 800 社以上の配電会社によって、需要家に配電されていた。自由化に伴い、電力会社同士の合併、再編が進み、現在はエーオン、RWE、EnBW、バッテンフォール (Vattenfall) の 4 グループに集約されている。さらに、3 次にもわたる欧州電力指令に従って発送電分離を徹底し、4 大電力グループとも発電会社、送電会社はそれぞれ資本関係を有しない完全な別会社、あるいは経営が完全に独立した子会社の形態を取っている。

## ・エネルギー政策は大筋で現状維持か

エネルギー転換を進める上で重要なのが FIT だ。FIT により、2011 年の買い取り総額は 168

億ユーロに達し、平均的家計の負担額は 2012 年に月額で 10 ユーロを超えた。そのため、2013 年 9 月に行われた連邦議会選挙でも、エネルギー転換のコストをだれが負担すべきか、エネルギー転換がドイツの産業競争力の深刻な阻害要因とならないかが争点となった。結果的に 11 月 26 日の時点で CDU/CSU と SPD との大連立が合意されたことから、現行のエネルギー政策は維持される見込みだ。

連立協定においても RE の比率を 2025 年までに 40～45%、2035 年までに 55～60%とすることがうたわれており、現在の方針と大差はない。ただし、これは、SPD はさらに高い目標を、CDU/CSU は産業界への影響を懸念してより低い目標を主張した結果の妥協点とみられている。SPD の党首ジグマール・ガブリエル氏は第 1 次メルケル内閣での環境・自然保護・原子炉安全相で、今回の第 3 次メルケル内閣では副首相兼経済・エネルギー相に就任した。そのため、今後、ドイツはより野心的なエネルギー転換計画を打ち出す可能性もある。

(2013 年 12 月 26 日 ベルリン事務所 木本裕司)

## 17. オーストリアー電力貯蔵システムとして揚水発電を拡大

発電における再生可能エネルギー（RE）資源の割合を拡大するに当たって、電力需給を調整するための電力貯蔵システムが不可欠だ。オーストリアでは、アルプスに設置されている揚水発電所がその役割を果たしている。揚水発電所の新設は、コストが高い上に、建設できる場所が限られているので、政府は新しい電力貯蔵システムの研究支援に力を入れている。

### ・山も水も多く、水力発電が盛ん

オーストリアは水が豊富な山岳地形に恵まれ、水力発電は昔からエネルギー生産に比較的大きな割合を占めてきた。水力のおかげで、オーストリアは EU 域内で最終エネルギー消費における RE の割合が 30.9%と 4 位、発電における RE 資源使用の割合は 55.2%で 2 位になっている（EU 統計局、2011 年のデータ）。EU が 2009 年 4 月に採択した「気候変動・エネルギーパッケージ」で、オーストリアは 2020 年までに、温室効果ガスの排出を（2005 年の水準から）16%減らすと同時に、RE 資源の最終エネルギー消費量への割合を 34%に引き上げることを公約した。

2010 年の「エネルギー戦略 2020」で、政府は 2020 年までにその目標を達成するための戦略を定めた。「エネルギー効率の向上」「省エネルギー」と「再生可能エネルギーの拡大」の 3 つの助成策を中心とした同戦略では、EU のエネルギー目標達成のほかに、エネルギー輸入の大幅な減少や経済成長、雇用拡大への積極的な貢献も目指している。

農林省は 2009 年に、2005～2020 年の最終エネルギー使用における RE の拡大の可能性を 118～200 ペタジュール（PJ）の範囲で拡大すると推定した。この中では発熱が 46～97PJ とポテンシャルが一番高く、発電は 47～64PJ、バイオ燃料は 2020 年に 33.4PJ 拡大するとなっている。

発電に限っていえば、水力（15～25PJ）、風力（21～27PJ）と太陽光（7～11PJ）の拡大能力が大きく、バイオマスは 4PJ から 8PJ で比較的小さい。水力はオーストリアの最も重要な RE 資源で、2011 年には、総発電量の 55.2%を占めている（流れ込み式水力発電所 619 ヲ所 67%、揚水発電所 111 ヲ所 33%）。流れ込み式発電所は主にドナウ川とその支流に、揚水発電所は主に西南の州（ザルツブルク、ケルンテン、チロール）の高山地に設置されている。

水力発電において開発可能な場所は既に 75%が利用済みなので、これからの開発は困難だ。大規模な流れ込み式水力発電所の建設は、投資額が大きい一方で、住民や環境保護団体の反発が強く、設置許可を得るのが難しい。中・小規模の流れ込み式水力発電所の方がまだ拡大ポテンシャルがあり、建設には国の支援金、生産された電力は RE 法に基づく固定価格買い取り制度（FIT）の対象にもなる。

## ・風力、太陽光による発電も増加

水力に次いで、拡大する可能性が高い RE は風力だ。風力発電の開発は、RE 法が施行された 2003 年以降に加速し、2012 年には、過去最多の 108 基の風力発電所〔発電設備容量 296 メガワット (MW)〕が設置され、2013 年にはさらに 150 基 (419MW) が設置される見込み。風力業者団体の IG ウインドクラフト (Windkraft) によると、2013 年末に、発電設備容量 1,795MW の 912 基がオーストリアの電力消費の 6.5%を提供する見込みだ。

国と州の支援策や設備の価格下落によって、太陽光発電も大幅に拡大した。2012 年には、過去最高の 170 メガワットピーク (MWp) が設置され、太陽光パネルの容量が前年からほぼ倍増した (337.5MWp)。2013 年にも 5 万世帯の電力を供給できる 200MWp の太陽光パネルが設置される予定。

## ・唯一の大規模貯蔵システムでもある揚水発電所

政府は 2020 年のエネルギー目標を達成するために、RE の割合をさらに拡大する必要があるとしている。ただし、大量の RE を既存の電力網に統合させることは容易ではない。風力にしても、太陽光にしても、発電量は、時間、季節、設備ごとに大きく変動し、発電量の多い時間帯が必ずしも電力需要が高いときとは一致しない。RE を理想的に利用するために、エネルギーを貯蔵することが必要となる。

現在、揚水発電は、経済性と効率性から、唯一実際の規模で使用されている電力貯蔵システムだ。夜間や週末の電力需要が少ないとき、そして風が強いとき、または日照量の多いときの安い余剰電力を使用して、水を高い場所にある貯水池に汲み上げておき、電力需要が大きいときに水を流して発電する方法は、出力調整がほぼ不可能な原子力発電の余剰電力の貯蔵や、風力そして太陽光などの生産量の変動の激しい RE 資源による貯蔵にも適している。

## ・オーストリアの揚水発電にドイツの関心が高い

2012 年末時点でオーストリアでは、累計認可出力 7,841MW の揚水発電所 111 ヲ所が稼働し、年間 1 万 6,094 ギガワット時 (GWh) の電力が生産された (総発電量の 22.2%)。2030 年までに揚水発電による認可出力が 1 万 4,000MW と、ほぼ倍増することが予想されている。

エネルギー転換が進んでいる隣国ドイツでは、洋上風力、太陽光による不安定な電力生産が増え、需給関係および周辺国に影響を与えた。2013 年夏には、RE 資源で生産された大量の電力は売れず、電力取引所では電力価格がマイナスで取引されることもあった (電力会社が電力をネットワークに入れるために支払いが発生)。一方、価格下落によって、火力発電所が不採算になり、多くの発電所の運転が休止された。

これに伴う電力供給不足は他の発電所で補わなければならなかったが、ドイツ化学大手エボニックのエネルギー担当者であるクリストフ・バウアー氏によると、ドイツではオーストリアの揚水発電所への期待が大きいという。オーストリアの日報「ビルトシャフトブラット」（10月15日）で、バウアー氏は「RE由来の発電をさらに拡大すれば、十分な容量の貯蔵システムが必要となるが、ドイツでは不足している。オーストリア西部のアルプスに設置された揚水発電所が南ドイツの工業地帯に電力を供給できる。ドイツにとって、それはなくてはならないバッファー（緩衝材）だ。一方、ドイツで過剰生産が生じれば、余剰電力の輸出先ともなる」と述べた。

2012年5月3日に、オーストリア、ドイツ、スイスのエネルギー担当相は、REの拡大による電力貯蔵システムの拡大の必要性を承認しながら、揚水発電建設の3カ国の国境を越えた協力に関する共同声明を発表した。

## ・揚水発電新設にEUが支援

オーストリア電力会社連盟（オーストリア・エネルギー）によると、現在は累計認可出力800MWの揚水発電所4カ所が建設中で、うち最も大きいライセック（Reisseck）II（430MW）は2014年に稼働予定。累計認可出力4,000MW弱の12カ所は計画中。オーストリアの電力会社は、揚水発電拡大のために約90億ユーロを投資している。3つの揚水発電所の建設計画は、EUのエネルギーインフラのための「共通利益プロジェクト」（Projects of Common Interest：PCI）として指定され、EUの支援金の対象になり得るという。

ただし、揚水発電所の建設は容易ではない。適切な場所は限られており、建設コストも高く、2011年に完成したリムベルク（Limberg）II揚水発電所の建設費用は4億500万ユーロに達した。電力価格は安いので、建設費の償却までの時間が長い。その上、観光または環境保護を求める住民や環境保護団体からの反発も強い。実際、チロル州のカウナータール（カウナー谷）での揚水発電所の建設拡大（900MW認可出力）に対して、根強い反対運動が行われている。同プロジェクトのために、4つの山地河川の水が上部貯水池にポンプで汲み上げられることで自然環境が破壊され、チロルが誇る山岳景色に高さ120メートルのダムが大きな損害を与える、と建設反対派は主張している。

## ・新しいエネルギー貯蔵技術の研究に注力

揚水発電所の高い建設コスト、強い反対運動を受けて、政府は2007年に設立した「気候・エネルギー基金」を通じて、エネルギー貯蔵技術の研究を支援している。今までに同基金には約2,000万ユーロの融資が行われ、2013年9月には、同基金の支援を受けている研究プロジェクトの中間報告会が行われた。6つのプロジェクトはそれぞれ全く違う貯蔵技術に取り組んでいる。

ウィーン工科大学エネルギー技術・熱力学科のチームは、揚水発電所の小型化、機能的にまとまりのあるモジュールに要素分解するモジュール化によって、建設コストの削減と自然への影響の最小化を狙っている。発電機と発電用水車としても利用できるポンプ水車とで構成した「可逆式発電機」と、標準規格品の直流と交流の変換装置インバーターでコストを抑え、人工雪製造に使用されている既存の貯水池を活用することで自然に与える影響を最小にするという仕組みだ。主任研究員のクリスチアン・パウアー教授は、小規模揚水発電に利用できる貯水池がオーストリアには300カ所程度ある、と推定している。

同じくウィーン工科大学の機械・メカトロニック学科は、地域レベルでの電力貯蔵技術としてフライホイール・バッテリー<sup>6</sup>を研究している。フライホイール（回転盤）の物質と形の最適化によって、生産コストの削減とエネルギー効率の向上を目指している。

インスブルック大学の化学科とエネルギー大手ベルブンドは、太陽光エネルギーを利用した水素の製造を研究している。水素に変換することで、太陽光エネルギーを長い期間貯蔵することが可能となる。既に水素を製造する研究は比較的進んでおり、水素燃料タンク、燃料電池などのインフラも既に開発中だ。この研究の目的は、太陽光エネルギーによる水の化学分解の効率をもっと向上させ、費用対効果を高くすることだ。

残りの3つのプロジェクトは、熱貯蔵技術に取り組んでいる。オーストリア・ソーラー・イノベーション・センター（ASIC）は、コンパクトでエネルギー損失の少ない太陽熱の貯蔵プロセスをコンセプトに、低コストの吸湿性物質を開発している。この物質は水を吸収すると放熱するといった特徴があるので、効率的な発熱とその熱の蓄熱を目指している。公営企業のウィーンエネルギーはウィーン工科大学エネルギー技術・熱力学科と一緒に、圧縮水方式を利用した革新的な熱貯蔵システムの動的プロセスを開発している。そして、アドバンスト・ドリリング・ソリューション（ADS）とレオーベン大学は、地質構造を利用した大規模な熱の地下貯蔵を開発している。

（2013年12月27日 ウィーン事務所 エッカート・デアシュミット）

---

<sup>6</sup>フライホイール・バッテリーとは、真空中に保たれた容器の中に入れたフライホイールという回転盤を回転させることで電気を蓄える装置。

## 18. イタリアー再生可能エネルギーの陰で従来型設備の性能向上も視野に

エネルギー資源に乏しいイタリアでは、再生可能エネルギー（RE）へのインセンティブ導入や熱効率の良いガスタービンコンバインドサイクル（GTCC）の導入などによってエネルギーミックス（電源構成）に変化が生じている。電力最大手のエネルでは、特に RE による電力が急増しており、スマートグリッドを活用した RE と送電網との連結に取り組む。その一方で、世界的に急増する電力需要から、当面 10 年間はガスや石炭などの従来型エネルギー源の利用も重要とし、それらの設備の環境性能の向上に取り組んでいる。

### ・電源構成ではガスと RE が台頭

イタリアのエネルギー価格は、特に電力を中心として EU 諸国や米国などに比較して平均的に高く、これが経済の競争力を削ぐ結果となっている。もともとエネルギー資源に乏しく、一次エネルギー国内供給の 80%以上を輸入に頼っており、輸入先も中東や北アフリカなど一部の地域に偏在していることなどが価格に影響している。

また電力に関しては、1987 年の国民投票の結果として 1990 年までに原子力発電設備を停止。2011 年の原発再開の是非を問う国民投票でも再開を否決し、エネルギーミックスの中で原子力による電力がゼロとなっていることなども影響している。

そのため政府は 1999 年に、年間 100 ギガワット時（GWh）以上の発電や電力輸入を行う事業者を対象に、国内電力供給量の一定割合を RE とすることを義務付ける割当制度を導入。2005 年からは太陽光発電に対する固定価格買い取り制度を導入することなどにより、RE の導入を積極的に進めてきた。その結果、特に太陽光を中心とした RE の導入が加速した。また併せて熱効率の良い GTCC の導入も進み、ガスによる電力供給が増加しており、現在のエネルギーミックスにおいては、ガスや RE が重要な役割を果たすようになっている。

政府発表によると、電力のエネルギーミックスは、2010 年時点でガスが最大の 52%、次いで RE が 27%となっている。一方 EU 諸国の平均は、ガスは 24%、RE が 21%とイタリアより少なく、原子力（27%）や石炭（25%）の割合が高くなっている。

しかし、RE に対するインセンティブ額は他の EU 諸国に比較して高く、電力価格料金（関係する税金は除く）の 20%以上は、RE への各種インセンティブを補填（ほてん）するための費用に充当されている。また、天候などに左右される RE の導入が急速に進んだことにより、電力供給を管理することが難しくなっている。さらにイタリアはガスの卸売価格も高く、そうしたことが GTCC で発電される電力の卸売価格を引き上げる結果ともなっており、新たなエネルギーミックスにも課題が山積している。

## ・約 20 年ぶりに新しい総合エネルギー戦略を策定

そこで政府は、前回のエネルギーの基本政策の施行から約 20 年ぶりに、新たな戦略を策定した。「国家エネルギー戦略～より競争力があり持続可能なエネルギーのために～（SEN：Strategia Energetica Nazionale）」と銘打った新たな国家エネルギー戦略を、パブリックコメント（一般からの意見公募）の手続きを経て、2013 年 3 月 8 日付経済開発省および環境・国土・海洋保全省令として施行した。同戦略は EU の「低炭素経済ロードマップ 2050」にも対応し、2050 年までを見据えた戦略となっている。

同戦略では、2050 年までの主要目標として、競争力、環境、安全、成長の 4 つの目標を明示。同目標を達成するため、2020 年までにエネルギー効率のさらなる向上、ガス市場の競争力強化と南欧のガスハブ開発、RE の持続的な開発、電力インフラと市場の開発など合計 7 つの事項に優先して取り組むとしている。

その結果として、2020 年までの目標として以下の 5 つが掲げられている。

- (1) エネルギー消費の抑制と RE を中心としたエネルギーミックスを進展させる。
- (2) エネルギーコストの削減と電力卸売価格を欧州水準へ低減させて年間 90 億ユーロを節減する。
- (3) EU のエネルギー戦略「Energy 2020」を上回る目標へ到達する。
- (4) エネルギー安全保障状況を改善し、現在のエネルギーの輸入依存度を 67%程度まで低減する。
- (5) エネルギー分野の競争力強化のため、1,700 億～1,800 億ユーロの投資を実行し経済成長を達成する。

このように同戦略は、具体的な数値目標を掲げて策定されており、今後同目標の達成に向けた各種政策の実現が期待されている。

## ・従来型エネルギー源発電設備の効率化も目指すエネル

欧州債務危機による緊縮財政などの影響でイタリア経済が低迷する中、国内の電力需要は低下している。エネルは、2012 年の同社の発電量は前年比 5.7%減の 74.5 テラワット時 (TWh、テラは 1 兆) となったと発表した。同社は電力需要の低迷のみならず、ガス火力発電の競争力低下や、水資源の減少によって水力発電量が減少したことなどを影響として挙げている。

そのため、2012 年のエネルの発電における電力源の構成は、水力が前年比 1.7 ポイント減の 26.3%、GTCC が 6.8 ポイント減の 14.9%となった。一方で同社はこうした発電量の減少を、ラツィオ州チビタベッキア市にある石炭火力発電所をフル稼働させることによっても補い、石炭による発電は 7.4 ポイント増の 48.4%。また、2012 年は計画外の RE 設備による発電が急増



したと同社が特徴付けるように、RE は同 0.8 ポイント増の 8.6% となりプラスを維持した。

エネルギーにおいても、国内の電力発電源として RE の導入が進んでいるが、依然として約半分を石炭に依存しており、石炭が引き続き重要なエネルギー源となっている。同社は今後の当面 10 年間については、世界的に増加する電力需要を賄うためには、RE の開発のみならず、引き続き石炭や天然ガスなどの従来型エネルギー源も重要な役割を担うとしている。またその際、従来型エネルギー源の利用については、設備の効率性を向上させることが、電力生産や環境にとっても重要だとしている。

そのためエネルギーは、石炭火力のさらなる二酸化炭素 (CO<sub>2</sub>) 削減に向けた高効率化を推進するため、ENICO (European Network for Component Integration and Optimisation) プロジェクトに参加。先進超々臨界圧発電 (A-USC) 技術を使い、蒸気温度を 700 度にまで上昇させて発電し、熱を電力エネルギーに転換する効率を 50% 以上に上げ、CO<sub>2</sub> 排出量と化石燃料の消費を減少させる研究に取り組んでいる。同プロジェクトは 2011 年 7 月から開始され、日本企業としては日立製作所も参加し、試験設備はエネルギーのベネト州ベネチア市にあるフジーナ火力発電所に設置されている。

エネルギーはこうした環境性能を向上させることに重点を置き、発電設備の新設のみならず設備の先端化も進めており、今後も従来型エネルギーによる発電設備についても、その向上に取り組んでいくとしている。

## ・急増する RE と送電網との連結が急がれる

エネルギーは今後の 2013~2017 年の事業計画の中で、国内における特にインフラや電力網に関する目標として、(1) オペレーション効率と RE の送電網への連結、(2) イノベーションプロジェクトを予定どおりに進めること (アクティブグリッド、E-モビリティ、スマートシティー)、(3) エネルギー効率などの改善と新技術の展開、を挙げ、特に急増する RE やスマートグリッドの普及への対応を中期的課題としている。

RE は計画外の設定の急増による発電によって、電力管理に困難を生じさせている。しかし、RE の導入は急務であり、2012 年には国内だけで 14 万カ所、総発電量 4,700 メガワット (MW) 分の RE による発電設備を自社の電力網に連結。今後同事業計画に沿って、さらなる連結の増加が見込まれる。

エネルギーは、RE による発電電力と送電網の連結は最も導入が急がれる技術の 1 つだとし、スマートグリッドの応用を通じてその課題に取り組んでいる。特に同分野のプロジェクトとして、モリーゼ州イゼルニア市で実施されているイゼルニアプロジェクトにおいて、太陽光、水力、バイオガスを効果的に送電網に連結するプロジェクトが 2011 年から実施され、幾つかの成功

を収めている。

現在同プロジェクトでは、中圧電力蓄電デバイスの開発、中圧送電網に連結された発電機の管理、また利用者に電力の消費や発電状況の情報を自身のメーターを通じて提供するデバイスのテストなどが実施されている。また、太陽光発電設備と多機能蓄電システムが統合された電気自動車用の充電スタンドも設置されており、同プロジェクトの結果次第では、中圧電線の管理や太陽光発電設備から直接的に電力を導入することも可能になる。今後、同プロジェクトは2014年まで行われ、プロジェクト全体で総額1,000万ユーロの投資が予定されている。

急増するREの送電網への連結については、政府も前述のエネルギー戦略の中で今後の対応について触れている。まず短期的には、REの供給過多が発生した場合、REからの電力生産や輸入を中断し、適切な監視メカニズムを構築する。また中期的には、REによる発電設備が集中している地域からの送電線や配電線を強化する。さらに長期的には、送電・配電ネットワーク両方に高度な監視システムを開発する必要があるとしており、スマートグリッドやより一般的にはグリッドの柔軟性を高めるための対応が必要としている。

さらに政府は、スマートグリッドの開発は、小規模なものを含め、エネルギー貯蔵システムの設置とともに実施していく必要があるとしている。そのためエネルギー産業の観点からも、こうした動きを政府も重要な機会と捉えており、蓄電池システムの開発に今後注力するとしている。蓄電池システムの開発は、現時点では実験段階だが、今後経済状況や条件が整えば、大規模な蓄電池設置計画を実行する必要があるとしており、今後の政府や企業の動きが注目される。

(2014年01月06日 ミラノ事務所 三宅悠有)

## 19. スイスー2050年をにらみ「脱原発」、再生可能エネルギーを拡大

東京電力福島第1原子力発電所の事故後、政府はいち早く「脱原発」を表明した。今後、どのように経済発展、エネルギーの安定供給、地球環境問題への対応を図っていくのか、その羅針盤となる新しいエネルギー政策（エネルギー戦略 2050、以下、「戦略 2050」）を 2013 年 9 月 4 日、決定した。「戦略 2050」を原発の段階的停止によるエネルギー需給ギャップを埋めるため、再生可能エネルギー（RE）の導入に力を入れている。

### ・電力需要の安定化を目指す

スイスの 2012 年の名目 GDP は約 6,312 億ドル、人口は約 795 万人。2010 年の電力総需要は 684 億キロワット時（kWh）。電力需要は底堅い経済成長、緩やかな人口増加を背景に堅調な伸びを示している。

「戦略 2050」では、2020 年までにこの伸び率を引き下げ、その後、電力需要を安定化させるという目標を立てている。連邦エネルギー局も「世界でこれまで電力需要の安定化を達成した国はなく、挑戦的な目標で実現には多くの政策努力が必要」と述べている。エネルギー需要を 10 年単位でみると、国内最終需要は 2010 年をピークに減少し、2050 年は 1970 年とほぼ同じレベルにまで減少させるとしている（表 1 参照）。

表1 エネルギー・電力需要見通し

	2000年	2010年	2020年	2050年
電力総需要(億kWh)	612	684	738	735
エネルギー総需要 [ペタジュール(PJ)]	791	854	779	574

(出所) 連邦エネルギー局

エネルギー需要を削減し、電力需要の伸びを抑制するため、炭素税の税率引き上げの検討、建物の省エネ改修プログラムの強化、省エネ基準の強化などといった家庭、業務部門の対策とともに、運輸部門での対策強化が「戦略 2050」で提案されている。

電力需要を安定させたとしても原発の段階的な停止などによる需給ギャップを埋めていく必要があり、「戦略 2050」では水力発電の開発利用、RE（太陽光、バイオマス、風力、地熱）の開発導入といった電力供給側の方策を挙げている。

### ・脱原発を太陽光発電で補完

「戦略 2050」のもう 1 つの挑戦的な目標が、太陽光発電の飛躍的な拡大だ。2010 年における総発電電力量のうち原子力発電が 39%を担い、RE はわずか 14 億 kWh、2%にすぎない（表 2 参照）。2050 年には RE は 242 億 kWh、31%へ増加すると見込まれており、現在の 20 倍近い供給量を期待されている。

表2 電力における電源別割合の供給目標

	2010年	2020年	2050年
総発電電力量(億kWh)	641	705	790
水力(%)	55	60	56
原子力(%)	39	30	0
新エネルギー(%)	2	5	31

(出所)表1に同じ

これを実現する手段として、固定価格買い取り制度の強化が計画されている。この制度はドイツに倣ったものだが、ドイツと違って総額に限度を設けている。現在、運転中の太陽光発電の供給量は13億kWh、買い取りが認められたものが2,916件、28億kWh、予算上の制約から1万8,203件(50億kWhを上回るとみられている)の申請が受け付けられていない。「現在、申請に長い列ができています」と連邦エネルギー局も認めている。固定価格買い取り制度の資金は電気料金への賦課金で賄われており、2013年末までは、1kWh当たり0.0045スイス・フラン(約0.5円、CHF、1CHF=約116円)で、申請受け付けを進めるため、2014年1月から0.015CHFに引き上げられる。これに加え、25年間の買い取り期間を段階的に15年にまで縮小する提案も出されている。

#### ・入念な合意形成と柔軟で現実的な政策

原子力エネルギーからの撤退を決定したのが2011年、エネルギー需給構造を継続的に変革していくとして「戦略2050」を発表したのが2012年6月。以来、連邦エネルギー局は「今後の議会での議論、国民投票の可能性を考えると、多様な考え方がある中で、私たちの課題はこの戦略、政策について可能な限り広い範囲の政党、組織、人々から支持を得ることだ」として、精力的にパブリックコンサルテーション(公開諮問)を行ってきた。2013年9月にこの戦略は閣議決定され、連邦議会は2014年中に判断する。

また、戦略実現のための方策の検討に当たって、例えば、太陽光発電の着実かつ大胆な導入普及について、(1)ドイツのような「太陽光バブル」は起こさない(買い取り予算の枠決め)、(2)技術開発によるコスト低下の恩恵を享受する(2020年までの導入規模を抑制)、(3)将来にわたる開発導入リスクを皆で共有する(買い取り期間の短縮)などの方針にみられるとおり、現実性、柔軟性には大いに学ぶべきものがある。

#### ・ビジネスモデルの変更迫られる「ビッグスリー」

電力のエンドユーザーへの供給はおおよそ700余りの事業者により行われている。原子力発電から段階的に撤退し、太陽光発電を大幅に拡大するという政府の決定を受け、国内の電力業界、関係産業は逆風を強く受けている。

多くの電力事業者の中で、原発を運転してきた BKW エネルギー（2012 年の総発電電力量 108 億 kWh）、アルピック（Alpiq、200 億 kWh）、アクスポ〔Axp0、2011/2012 年度（10 月～9 月）373 億 kWh〕は、それ以外の電力事業者と比べ設備規模、経営規模が大きく、「ビッグスリー」とも呼ばれる。

連邦エネルギー局は「これらの事業者は原発を所有しており、政府による撤退方針に打撃を受けており、ビジネスモデルの変更を余儀なくされている。これまでは、フランスから安い電力を購入し、揚水発電機を動かしてピーク価格でイタリアに電力を売っていた。これらの事業者は財務面でも厳しさを抱えており、政策変更を大きな問題と受け止めている」と解説している。

このほかに州や地域が経営に参画する公営事業者が数多くある。これまで RE の開発導入や省エネ、節電の普及促進に取り組んできており、これらを加速する「戦略 2050」について、「その担い手は自分たちだ」と意気軒高だ。

#### ・エネルギー・インフラサービスを担う公営事業者

ジュネーブ産業サービス会社（SIG : Services Industriels de Geneve）は、人口 47 万人のジュネーブ州で発送配電、上下水道の運営管理、ガス・熱供給事業などを行っている。ジュネーブ州が 55%、ジュネーブ市が 30%、州内のその他の市などが 15%を出資している。水力発電、太陽光発電などによる電力供給、ごみ焼却による電力・熱供給といったエネルギー供給とともに、地域インフラを活用した省エネにも積極的な取り組みを行っている。

SIG は公営企業で、企業理念として中長期的な観点から持続可能なエネルギー選択を行っていくべきと考え、戦略で示された基本的な方向に SIG としてどのように対応していくべきかを検討している。現在、ジュネーブ州のエネルギー需要の自給率は 25%で、電力需要管理プログラム「ECO21」と呼ばれるネガワット対策<sup>7</sup>により需要を大幅に削減する一方、太陽光の導入促進、熱エネルギー供給の効率的拡大により供給量をできる限り増やしていきたいとしている。

#### ・着実に太陽光発電を進めるスイスソーラー

太陽光発電システムの設置企業をメンバーとする業界団体[スイスソーラー](#)は「戦略 2050」について、「例えば、2020 年までの太陽光発電の見通しについて、自分たちはもう少し導入量が拡大するのではないかとみており、固定価格買い取り制度の買い取り期間を 25 年から 15 年まで短縮するという政府の提案は行き過ぎだ」と指摘するように、政府の政策、手段について具体論で違いはあるものの、「方向性は大いに支持している」と述べている。

---

<sup>7</sup> 需給逼迫が予想される場合などに、需要家に電力使用量を削減してもらい、その削減分を電力会社が買い取る節電方法。

スイスの太陽光発電市場は成長中で、ドイツの太陽光エネルギー政策の変更を見越してドイツの太陽光発電企業のスイス子会社がスイス市場に入ってきており、その中にはスイスソーラーに加入しない企業も増えている。このため、スイスソーラーは関係企業、産業の動きを注視している。新しい企業、産業であり、労働条件についても会社側と労働者側で話し合いをして決めていかねばならず、スイスソーラーはモデル的な労働協定を定め、議員、関係団体への働き掛けを行っている。また、国民の支持の取り付けも行う必要が出てくるかもしれないことを考えて会費の値上げも実施した。

このほか、連邦エネルギー局と政策についての意見交換、「戦略 2050」の実施に当たっての課題整理、ビッグスリーとそのロビー関係者の動向把握など、スイスソーラーは大忙しだ。

(2014年01月07日 ジュネーブ事務所 中村幸一郎)

## 20. ベルギー—原発を段階的に廃止し、再生可能エネルギーを推進

政府は、総発電量の約3割を占める原子力発電を、2025年までに段階的に廃止すると宣言している。中長期的には再生可能エネルギー（RE）の推進を図る方針だが、エネルギーの安定供給のために、供給量の半分以上を占める火力発電も引き続き活用していく姿勢だ。この流れに沿ったかたちで、一部の日本企業も事業に参画している。

### ・自給率の低さを多様化でカバーへ

ディルポ政権が発足した2011年末以降、政府はエネルギー政策の柱として「安全で持続可能、安価なエネルギーの保証」を掲げている。その施策は、(1) エネルギーの安定供給、(2) エネルギー価格の管理、(3) 再生可能エネルギー（RE）の推進、(4) 原子力発電の段階的廃止、の4つから成る。

まず、「エネルギーの安定供給」の背景には、国内のエネルギー資源に乏しく、エネルギー自給率が低い点がある。安定供給を図る上で、エネルギー源の多様化が欠かせないという見地から、ガス火力や風力、水力、太陽光などのREを推進する方針だ。メルキオール・ワトレ・エネルギー担当相が作成し、2013年7月に閣議で承認されたエネルギー政策「ワトレ計画」では、具体案として、新規ガス火力発電所〔800メガワット（MW）〕の建設や、洋上風力発電所の建設支援制度の見直しなどが盛り込まれている。

しかし、仮にエネルギー価格が高騰すると、国内企業の国際競争力低下や、家計の圧迫をもたらしかねないため、政府は「エネルギー価格の管理」も重視するとしている。具体的には、エネルギー価格を近隣諸国の平均より低い水準に保つことを目標としている。2011年時点では、1キロワット時（kWh）当たりの電力料金は家庭用が0.212ユーロ（EU平均0.184ユーロ）、産業用が0.115ユーロ（0.112ユーロ）と、EU平均に比べるとやや高めだ。

### ・エネルギー全体のRE化も検討

エネルギー資源の多様化を図る上で、施策の中心となるのが「REの推進」だ。2009年のEUのRE指令では、ベルギーの全エネルギー消費量のうち、REが占める割合を2005年時点の2.2%から、2020年までに13%に引き上げることが求められている。政府の試算によると、この数値達成のためにはエネルギーのうち電力部門で2020年までに発電量の25%をREにすることが必要だ。また、政府は2011年6月に、2050年までに国内の全エネルギーをREとする目標も掲げ、各地方政府と協議を開始している。

一方で、政府は「原子力発電の段階的廃止」を同時並行で進める計画だ。2003年に制定された「商業原子力発電からの段階的撤退に関する法律（以下、脱原子力法）」では、原子力発電所は稼働開始から原則40年で閉鎖すると定められている。ただ、国内の電力事情の実態に鑑み、

政府は2012年7月に、1975年に建設されたティアンジュ原発1号機(962MW)だけは10年先延ばしして2025年まで稼働させると決定。これを含め、国内の原発は2025年に全て閉鎖される見通しとなっている。

## ・日本企業は火力・風力発電事業に参画

こうしたエネルギー政策の動きに合わせ、日本企業も一部の事業に参画してきた。伊藤忠商事は2011年5月、T-Power(ティーパワー)天然ガス火力発電所の株式33.3%を取得すると発表。さらに同年9月には東京ガスも、同発電所の株式26.66%の取得を発表している。エネルギーの安定供給の観点から、ベルギー政府はガス火力発電にも重きを置いているが、同発電所(420MW)は、他の化石燃料発電と比べて環境負荷が少ない複合火力発電方式を採用している点が注目されていた。

また住友商事は2013年7月、ベルギー沖の洋上風力発電事業に参加すると発表。稼働中のベルウインド1(165MW)および建設中のノースウインド(216MW)の株式を、それぞれ39.0%、33.3%取得する見込みだ。さらに住友商事は、両発電所の事業を共同で行うベルギーのパークウインドと、現在計画中のベルウインド2計画においても共同開発することで合意したとしている。

(2014年01月08日 ブリュッセル事務所 広木拓)



## 21. オランダー新しいエネルギー協約により、省エネと RE の普及を図る

天然ガスを産出する資源国であるが故に、オランダの再生可能エネルギー (RE) の比率は 4% と低い。このほど政府は、国内の関係機関・団体と交渉を進め、「持続可能な成長のためのエネルギー協約」を締結した。建築物内での省エネを含む、各種省エネ措置によって、最終エネルギー消費を 1 年当たり平均で 1.5%、2020 年までに合計 100 ペタジュール (PJ) 削減すること、石炭火力発電所の削減と洋上を中心とした風力発電の増強により、RE 比率を 2020 年までに 14%、2023 年までに 16% に引き上げることが目標だ。

### ・ RE 比率を 2020 年までに 14% に引き上げ

オランダは、国内で天然ガスを産出し、また、世界石油メジャーの一角ロイヤル・ダッチ・シェルを擁する。2012 年に消費された一次エネルギーの比率は、天然ガス 41.8%、石油 38.8%、石炭 10.5%、RE 4.2%、原子力 1.2% となっており、資源国であるが故に RE の比率がまだ低いのが現状だ。

政府は RE 比率を拡大し、化石燃料への依存度を低下させる方針だ。政府は、社会経済審議会 (SER) の主導で、地方自治体、雇用者団体、労働組合、環境保護団体、金融機関など 40 を超える機関・団体との間で交渉を進め、2013 年 9 月 6 日に「持続可能な成長のためのエネルギー協約」を締結した。同協約は、法的拘束力は持たないが、今後の政策の方向性についての国民的な合意としての意味合いがある。

同協約では、最終エネルギー消費を 1 年当たり平均で 1.5%、2020 年までに合計 100PJ 削減し、RE 比率を 2020 年までに 14%、2023 年までに 16% に引き上げ、2050 年には完全に持続可能なエネルギー供給システムを構築することを目標としている。また、その過程で、今後数年間に少なくとも 1 万 5,000 人の新規雇用を創出するとしている。そのための具体策が、以下の 10 分野で挙げられている。

省エネルギー、RE の増加、分散型発電、エネルギーネットワーク、EU 域内排出量取引制度 (EUETS)、火力発電所、運輸、雇用機会、イノベーションと輸出、資金プログラム。

同協約では 2020 年までの 100PJ の最終エネルギー消費の削減について、2016 年末までにその 35%、2018 年末までにその 65% を削減できているかの 2 段階で評価し、達成できない場合には、税など法的拘束力のあるものも含め、追加的な措置を検討するとしている。主な具体策は以下のとおり。

(1) 2013 年中に、所有者・利用者が建築物内での省エネ工事を行う際に利用できるよう、6 億ユーロの基金を設立する。また、公的補助の対象となっている賃貸住宅の家主が 2014~2017

年の間に省エネ工事を行う際に利用できるよう、4億ユーロの基金を設立する。

(2) EUETSの対象となっている企業は、政府の協力を得ながら、企業ごとに省エネルギープログラムを策定する。温室園芸部門では、2015年1月1日までに新しい二酸化炭素(CO<sub>2</sub>)削減システムを稼働させ、2020年までに11PJのエネルギー削減を目指す。

(3) 熱電併給システム(コージェネ)への支援は行わず、徐々に打ち切りの方向へ。

(4) 天然ガス火力発電所の重要性は変わらないが、1980年代に建設された石炭火力発電所については、消費者保護・市場監督局(ACM)の同意が得られれば、3カ所を2016年1月に、さらに2カ所を2017年7月に閉鎖する。

(5) 洋上風力の発電設備容量を2023年には4,450メガワット(MW)まで、陸上風力は2020年には6,000MWまで増強する。

(6) 市民による分散型発電を支援するため、同じ郵便番号の地域の有志がその地域内でREによる発電を行う場合には、2014年1月1日から発電量1キロワット時(KWh)当たり7.5セントの税控除を導入する。

#### ・今後の省エネ進展にはコストが課題

ACMは2013年9月26日、前述の石炭火力発電所の閉鎖は、環境面でのメリットに比べ消費者の負担が重いという見解を公表した。

ACMは、計画されている石炭火力発電所の閉鎖によって国内発電量は10%減少し、総額4億5,000万ユーロの電力料金の上昇が見込まれるとしている。一方、排出される二酸化硫黄(SO<sub>2</sub>)、窒素酸化物(NO<sub>x</sub>)、粒子状物質(PM)の削減による環境面でのメリット(CO<sub>2</sub>の削減はオランダ以外のEU諸国も利用できる排出権取引のニーズを減らすだけで、環境面でのメリットにはならないため対象外)を金額換算すると(これらの物質削減のための他の方策にかかるコストを基に金額換算)、総額1億8,000万ユーロとなり、コスト・メリットを比較すると消費者負担が過重で、オランダの競争法に抵触するとしている。

SERのウィーブ・ドライヤー会長は、競争法に抵触しないかたちで石炭火力発電所の閉鎖を進めたい、とコメントし、ヘンク・カンブ経済相も閉鎖はスケジュールどおりに進める意向を表明している。

これまでもREによる発電には火力以上のコストがかかるという指摘があり、今後の省エネ進展、REのさらなる普及には、コスト面が課題となる。

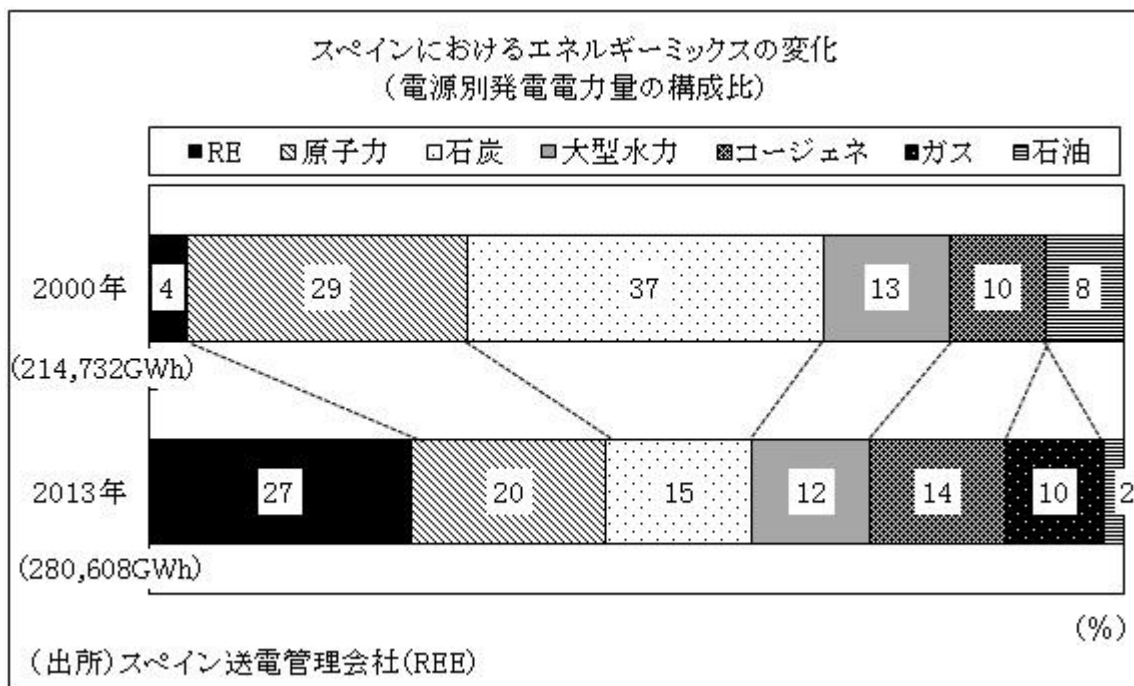
(2014年01月09日 アムステルダム事務所 立川雅和)

## 22. スペインー電力再編で再生可能エネルギー電力買い取り廃止

バブル期の投資で発電設備がピーク需要の2倍に肥大したスペインでは、リーマン・ショック以降の電力需要の低迷で、発送配電設備の維持が困難な状況になっている。急増した再生可能エネルギー（RE）発電プラントやガスタービンコンバインドサイクル（GTCC）発電も採算性が悪化。政府は抜本的な電力システム再編に着手したが、これにはRE電力買い取り制度の廃止も含まれており、RE産業の先行きが危ぶまれている。

### ・バブル期の投資で発電設備はピーク需要の2倍超

2013年のエネルギーミックス（電源別発電電力量の構成比）は、RE27%（風力19%、小水力3%、太陽光3%、太陽熱2%）、原子力20%、石炭15%、熱電併給（コージェネ）14%、大型水力12%、ガス10%、石油2%となっている（図参照）。2000年と比べると、REとそのバックアップ電源であるガスタービンコンバインドサイクル（GTCC）発電の大幅な拡大により、石炭や石油、原子力への依存度が低下し、多様化が一層進んでいる。



この背景には、EUが推進する環境規制や電力自由化に沿って、時々の政権がRE電力買い取り制度や供給予備力確保助成（キャパシティーペイメント）を通じて、風力・太陽エネルギー発電とGTCC発電の導入を後押ししたことがある。また2007年以降、風力に次ぐRE産業として、太陽光と太陽熱発電の導入を促進するために、RE電力買い取り価格を大幅に引き上げた。バブル経済期の電力需要拡大（年率3~7%）をベースとした楽観的な需要予測の下、この期間に急速な電源開発が進み、スペインは世界有数の「RE大国」となった。

その結果、発電設備容量は2000年の56ギガワット（GW）から2013年には108GWとほ

ば倍増し、ピーク需要（過去最大でも 45GW 程度）の 2 倍超に達した。また、供給予備率（最大需要に対する供給余力）は 20%（9.5GW）と、必要最低限の 2 倍の水準が確保されている。

## ・電力システム肥大で収支破綻状態、経済にも悪影響

しかしバブル崩壊後、電力需要は低迷を続けており、2013 年は 2008 年比 8.3%減の 24 万 6,166 ギガワット時（GWh）と、2004～2005 年並みまで後退した。電気料金収入が減少しているにもかかわらず、RE 電力買い取りや容量市場制度、国産石炭電力買い取りなど肥大化した発電設備を維持するための助成、また発電設備と並行して拡大した送配電システムの投資・運営管理のための助成金などが年々膨らんでいる。

「電力赤字」と呼ばれる電力システムの収支差<sup>8</sup>は、RE 導入が本格化した 2005 年以降に急拡大しており、2013 年 5 月末で累積 260 億ユーロと、GDP 比 3%近くに達した。この累積赤字の大部分は政府保証を付けた電力赤字債として市場に出回っており、残りは将来的に電気料金に転嫁できる「立て替え債権」として大手電力のバランスシートに乗っている。

上記の各種助成や電力赤字債の償還費は、基本的に家計や中小企業の電気料金に転嫁されている。こうした政策コストは電気料金の 6 割近くを占めるようになっており、そのうち半分近くは RE 電力買い取りコストだ。電気料金は 2005 年以降、70%上昇しているが、赤字の解消にはほど遠い。発電・配電コストでは EU 平均を下回っているにもかかわらず、今や域内で最も電気料金が高い国の 1 つとなっている。また、規制電気料金の上昇は自由電力市場にも影響を与えており、近年の産業向け電気料金の高騰は製造業に大きな打撃となっている。

## ・2013 年も 36 億ユーロの赤字が発生

「電力赤字」は、銀行の不良債権、財政赤字と並ぶスペイン経済の 3 大問題の 1 つであり、前政権時の 2009 年から、2013 年末の赤字ゼロ化を目指した取り組みが続いてきた。

ラホイ政権は 2013 年 7 月中旬、(1)「電力赤字対策法（勅令法 9/2013）」の緊急施行による既存赤字解消、(2) 基本法である「電力セクター法」改正による将来の赤字発生防止、を柱とする抜本的な電力システム改革を閣議承認し、2013 年末で問題にけりをつける方針を示した。

既存の約 45 億ユーロといわれる構造的赤字を、電力事業者への助成削減（27 億ユーロ）と電気料金引き上げ（9 億ユーロ）、国庫からの穴埋め（9 億ユーロ）で負担し合うことで解消する。電力事業者への助成削減については、同年 7 月で RE 電力買い取り制度を廃止するなど、

---

<sup>8</sup> 政策に基づいた電力の供給安定・利用者保護を目的に発生している、電力システムのうち規制下にある市場の収支差。収入部門は、家庭・中小企業が支払う電気料金（構成比 99%）、発電事業者が支払う送電網使用料（1%）、その他 2013 年から導入された発電税収など。支出部門は、RE 電力買い取り（構成比 45%）、配電システム投資・運営管理（23%）、電力債償還費（12%）、本土外電力供給補填（ほてん）（8%）、送電システム投資・運営管理（7%）、その他電力安定供給確保を目的とした諸制度。収支決算は電力規制当局が担当。

業界に大きな衝撃を与えた。

なお、政府は2013年12月、財政赤字目標の達成を優先させるため、国庫から捻出予定だった合計36億ユーロの電力支援（穴埋め分9億ユーロを含む）を撤回した。

これにより、2013年も少なくとも36億ユーロの単年赤字が発生し、エンデサやイベルドロウなどの5大電力が「立て替え債権」としてバランスシートに抱える結果となったことから、株価が急落するなどの影響が生じている。5大電力で組織するスペイン電気事業者連合会（UNESA）は「これは国の財政赤字を民間企業が背負わされていることにほかならない」として、これらの債権に対する政府保証を要求している。

## ・電力事業者助成を抜本的に見直し

今回の改革により、電力分野の事業者が被る27億ユーロの助成削減は、送配電、RE発電、容量市場制度、本土外電力供給、自家発電など、あらゆる分野の事業者に影響が及ぶ。その詳細を定めた法令は手続きが遅れており、2014年2～3月までずれ込むとみられている。

この削減分の半分以上を被るとされるRE業界は、既存プラントを対象にRE買い取り制度が遡及（そきゅう）的に廃止され、新たな助成制度に移行する。

新たなRE助成制度の下では、発電事業者は自由市場での売電を余儀なくされる。従来の電力買い取りに代わり事業者が受け取る報酬は、今後政府が定める「効率的に経営されている標準的プラント」を基準とした、(a) 市場価格での売電利益、(b) 助成〔運転コストと投資コストのうち(a)でカバーされない部分〕、の2つとなる。そしてこの2つを合わせた利益の上限は、RE発電事業者向け「適正な報酬率」として、スペイン10年物国債平均利回りプラス3ポイントが設定されている。

現在の国債利回りでは、この「適正な報酬率」は約7.5%（税引き前）となる。そこから税引き後は5.5～6.5%、また政府が策定中の「効率的経営に基づく標準プラント」の基準が厳格なものとなれば、実際の報酬率は当初の収益予測から大幅に変更されることとなる。

なお、2013年7月以降の報酬に反映されることになっていた「標準的プラントのコスト算定基準」の制定が遅れていることから、新エネルギー企業は2013年の決算に入れることができず、この影響で新エネ大手アクシオナは2013年決算で無配に転落した。

## ・新RE事業者報酬制度は「投資家への裏切り」

風力や太陽エネルギー発電などの業界団体は「RE助成の大幅な縮小はスペインのRE産業の崩壊につながる」と、強い懸念を示している。

太陽熱発電最大手アベンゴアのホセ・ドミンゲス最高技術責任者は「報酬率 7.5%では、RE 発電プロジェクトの投資判断の指標となる加重平均資本コスト（8~9%）をそもそも下回っており、実際のリターンで考えると収益マイナス幅はさらに拡大する。RE プロジェクトと国債利回りの間に一体何の関連性があるのか。このような制度は欧州のどこにも存在せず、最初から分かっていたら誰も投資しなかった。政府は投資家の信頼を大きく裏切った」と、政府の措置を批判している。

## ・相次ぐ行政訴訟や国際投資仲裁

RE 発電事業には、国内企業だけでなく、多くの海外企業や銀行やファンドが参入しており、外国の投資家がスペイン政府を相手取った提訴も増え始めている。RE 発電プロジェクトに関わる複数の日系企業関係者にヒアリングしたところ、「一国の特定のセクター規模でプロジェクトファイナンスにリスク問題が生じるのは前代未聞。多くの外国企業が仲裁手続きに踏み切る流れとなるだろう」との見解が大方だった。

2013 年後半には、ドイツ銀行や BNP パリバ系のファンドが相次いで世界銀行傘下の国際投資紛争解決センター（ICSID）に提訴した。ホセマヌエル・ソリア産業エネルギー観光相は「ICSID に提訴した投資家らは、プラントの耐用年数全体を通じて年率 20%のリターンを『妥当な利益』として期待していた。規制部門相手にそんなビジネスがまかり通る国は世界のどこにもない」と徹底抗戦の構えを示している。

## ・大口需要家が助成に頼らない大型発電事業に参入

今回の電力システム改革に対して、大手電力や大手 RE 発電事業者は一様に、「電力赤字解消だけが目的で、長期的なエネルギー政策が全く示されていない」と警告している。電力赤字の解消には、造り過ぎた高コストの発電設備の再編と電力コストの競争力回復という、痛みを伴う構造改革が必要だ。

こうした状況を逆手に取ろうとしているのが、ゼネコン大手 OHL や鉄鋼・金属などを傘下に持ち、2010 年に英電力大手セントリカのスペイン事業部門を買収したグルポ・ビリャール・ミル（Grupo Villar Mir）だ。2018 年までに北部を中心とした新規開発や既存プラント買収を通じて、国内の風力事業規模を現在の 20 メガワット（MW）から 300MW に拡大することを 2013 年末に明らかにした（「エクспанション」紙 2013 年 12 月 30 日）。同社は米アルミニウム大手アルコアと鉄鋼大手アルセロール・ミタルに次ぐ大口需要家であり、成熟技術の風力発電を通じて、助成がなくても採算性を見込める RE 発電事業を展開するとしている。停滞した状況に風穴を開けるには、こうした民間主導の再編が不可欠だ。

一方で、将来的な電力安定供給確保において重要な課題も抱える。1 つは EU の大型燃料プ

ラント指令だ。2015 年末をめどに新排出規制をクリアするため、ベース電源である石炭火力発電所の新規投資や段階的閉鎖を進めなければならない。また、1970 年代を中心に建設された原子力発電所も高経年化が進む。

欧州送電系統運用者ネットワーク（ENTSO-E）の報告書によると、「スペインの電力需要は中期的には年率 2%で伸びていくと予測され、今後老朽化した石炭火力発電所や原発の閉鎖（それぞれ 2.7GW、0.4GW と予測）が進む中、適切な電源投資を行わなければ、2020 年以降電力不足に陥る恐れがある」という。

数年後に再び生まれるであろう商機を見定める上で、EU で再燃する RE 支援の在り方をめぐる議論、そして今後政府が示す長期的エネルギー政策の行方に注目していく必要がある。

(2014 年 01 月 10 日 マドリード事務所 伊藤裕規子)

## 23. ロシアーガス火力発電への依存減らし、水力と原子力の比重を高める

政府は「2030年までのエネルギー戦略」（2009年11月策定）の中で、全体の約半分を占めるガスによる発電の割合を減らし、一方で、非化石エネルギー（水力、原子力など）による発電の割合を増やす方針を打ち出している。現時点での主電源はガスなどによる火力発電だが、同戦略に基づき、極東や西部では水力発電所や原子力発電所の新規建設が行われている。

### ・火力発電：発電量の約7割を占める主電源

近代的発電プラントのうち、700カ所以上は5メガワット（MW）の発電設備容量を持つ。調査会社グローバル・リーチ・コンサルティングによると、ロシアの発電所の総発電設備容量は21万8,145MW。既存発電所の発電タイプ別発電設備容量は、火力発電が68%、水力発電が21%、原子力発電が11%となっている。

2012年の発電電力量は1兆615億3,500万キロワット時（kWh）。直近の1年で、ロシアにおける発電電力量は0.8%増加し、1990年以来最大となった。発電タイプ別発電電力量（2012年）は、67.8%が火力発電、15.5%が水力発電、16.7%が原子力発電。

火力発電は最大のエネルギー供給源であり、歴史・経済面でエネルギー産業の発展に重要な役割を果たしてきた。ロシアでは、化石燃料（ガス、石炭）を使用する火力発電所、中でも蒸気タービン発電所が最も発達している。火力発電所は現在、ロシアの総発電電力量の約70%を占める。調査会社（同上）によると、コージェネレーション（熱電併給）設備の総発電設備容量は154.7ギガワット（GW）に達する。

発電会社には、連邦レベルの大規模な発電所を複数傘下に収める卸売発電会社（OGK）6社（OGK1～OGK6）と、隣接する複数地域の電力発電会社が保有していた発電所を統合するかたちで設立された地域発電会社（TGK）がある。ロシア最大のTGKはモスエネルゴ（TGK3）で、発電設備容量の合計は1万2,000MWを超えている。

ロシア最大の火力発電所は、天然ガスを燃料とするスルグトGRES-2（5,600MW、ドイツのエーオンが80%以上の株式を保有するOGK4・エーオンロシアが保有）。石炭を燃料とする火力発電所のうち、最大の発電設備容量を持つのは、レフチンスカヤGRES（3,800MW、イタリアのエネルが株式を保有するOGK5・エネルOGK5が保有）だ。このほか、3,000MW以上の設備容量を持つ発電所として、スルグトGRES-1（ガスプロム傘下のOGK2が保有）とコストロマGRES（インテルRAO傘下のOGK3が保有）がある。

現在、2010年6月3日に政府で承認された「2030年を視野に入れた2020年までの電源開発マスタープラン」に基づき、主に既存の発電所の近代化と再建、また最新の発電技術を用い



る新しい発電施設の建設を目的として火力発電所の開発が行われている。2010年8月には、OGKとTGKがロシア政府との間で締結している「投資義務契約」に基づいて建設される発電ユニットに関するリストが発表されている(2010年8月11日付連邦政府指令第1334-r号)。

## ・原子力発電：西部で新規発電所を建設

原子力発電について、ロシアはウラン採掘(世界全体の約8%)から発電までの全サイクルの技術を有する。現在、ロシアでは10カ所の原子力発電所が稼働中だ。合計で33カ所の発電ブロックがあり、設備能力は23.2GW、ロシア総発電電力量の16.7%を占める。現在建設中(計画承認段階のものも含む)の発電所が8カ所ある。原子力発電所は、主にロシアの欧州部(総原子力発電量の30%)と北西部(37%)に立地している。

2012年、原子力発電所の発電量は過去最大の1,780億kWhを記録した。2007年12月、大統領令に基づき国営原子力企業ロスアトムが設立された。ロスアトムは民間原子力産業および核兵器施設を含むロシアの全原子力資産を管理する。ロシアが国際的に義務を負う原子力エネルギーの平和利用や、核物質の不拡散などの遂行も担っている。ロシアの原子力施設を運用する公開型株式会社ロスエネルゴプロム(ロスアトム傘下にある公開型株式会社アトムエネルゴプロムの一部)は、原子力発電量において欧州2位だ。原子力発電所の運用では、既存の発電所の発電率(負荷率)を引き上げることが課題とされており、ロスエネルゴプロムの発電率を引き上げるプログラムが2015年まで計画されている。

ロスアトムは現在、西部に位置する飛び地のカリーニングラード地方にバルト原子力発電所(1,200MWの発電ブロック2カ所)を建設中だ。同プロジェクトには、民間の投資家がアクセス可能となる見込みで、このようなプロジェクトは国内では初めてとなる。同発電所の稼働期間は60年間と想定されており、第1ブロックは2016年、第2ブロックは2018年の完成予定となっている。

## ・水力発電：消費地から離れるも大きな資源量

水力発電については、ロシアは全世界の水資源の約9%を保有しており、大きなポテンシャルを有している。水力発電資源の入手しやすさにおいては世界2位であり、米国、ブラジル、カナダを上回る。現在の水力発電可能量は年間2兆9,000億kWhまたは1平方キロ当たり17万kWhだが、そのうち実際に利用されているのは約20%にすぎない。水力発電の課題は、ポテンシャルのある場所がシベリア中央部と東部、極東に集中しており、主な利用者にとってアクセスが悪いことだ。

現在、100MW級以上の水力発電所が102カ所ある。水力発電所の総発電設備容量は約46GW(世界5位)。2012年には、水力発電所全体で1,650億kWhを発電、ロシア全体の発電量の15.5%を占めた。2008年の組織改革の結果、現在は連邦水力発電会社ルスギドロに国の水力発

電資産のほぼ全てが集約されている。

最近までロシア最大の水力発電所は、シベリア連邦管内のハカシア共和国に所在し、6,721MWの発電能力を持つサヤノ・シュシエンスカヤ水力発電所とされてきた。しかし、2009年8月17日の大事故の後、一時的に発電が中止された。現在は再建途上であり、2014年までに再建が完了する予定。また、東シベリアに所在し、大規模な発電設備容量を持つ発電所の1つ、クラスノヤルスク水力発電所で発電される電力の大半は世界最大手の1つであるクラスノヤルスク・アルミニウム工場で消費されている。

今後の水力発電の発展には、特に北コーカサスと極東・シベリアにおける水資源の有効活用が課題となっているが、そのうち、極東における新たな水力発電所の建設プロジェクト（ルスギドロが実施予定）として、連邦予算などを活用するかたちで、サハリンとヤクーチア（サハ共和国）の2カ所で予定されている。

#### ・地熱発電：期待される将来的な可能性

このほか、非化石エネルギーによる発電という点では、地熱発電も可能性を秘めている。地熱エネルギーは、将来のエネルギー政策の1つの選択肢となる。現在、1日当たり30万立方メートル以上の温泉水脈56カ所を調査している。主要なところは、東部のパラトゥンスキー（カムチャツカ地方）、南部のカズミンスキーおよびチェルケシア（カラチャイ・チェルケス共和国およびスタブロポリ州）、キズリャルおよびマハチカラ（ダゲスタン共和国）、モストフスキーおよびボズネセンスコエ（クラスノダル地方）などだ。

現時点で稼働している地熱発電所は、主に火山があるカムチャツカなどに4カ所存在する。ムトノブスキー地熱発電所、パウジェツカヤ発電所、海洋地熱発電所、メンデレーエフ地熱発電所の4つだ。

（2014年01月14日 モスクワ事務所 宮川嵩浩）

## 24. トルコー民間企業参入で需要増に対応

2013年に電力市場法が改正され、安定した経済成長を背景とする需要増に応じるかたちで、民間企業の積極的な参入を促進するため、投資環境の自由化や競争力の増強を目指すことになった。政府のエネルギー戦略は、資源の輸入依存度が高いこともあり、貿易と投資に対する戦略と密接に関わっている。若年人口の層の厚さと彼らの旺盛な経済活動もあり、エネルギー需要は衰える様子を見せず、安定した供給は国家戦略の中でも重要だ。

### ・エネルギー取引所の設立など新電力市場法を施行

2013年3月30日、新電力市場法（EML、No.6446）が官報（28603号）で公表され、同日付で実施となった。EMLでは、エネルギー取引所（EPIAS）の設立と予備認可制度といった認可環境の変更を中核に据え、市場の効率化、価格設定メカニズムでの競争力の強化を主目的とする。EMLは、発電、配電、送電、卸売り、小売り、電力取引、輸出、輸入といった市場の活動形態を中心に構成されており、ライセンス（認可）前提の旧法と異なった対応となる。自家発電認可（Auto Producer License）は廃止されて発電認可に統合（第7条）され、卸売り、小売り認可も供給認可に統合（第10条）された。

EMLの中でも、最も注目されているのがEPIASの設立（第11条）で、電力取引はEPIASの設立によって効率化が期待されている。タネル・ユルドゥズ・エネルギー天然資源相は、EPIASが電力、ガスの取引所として機能し、エネルギー源の輸入依存を抑える役割を果たすと述べた。EPIASは卸売市場での役割を強め、エネルギー市場規制機構（EPDK）の規制枠内で価格の設定を行うことになる。また、電力と天然ガスの先渡し（day ahead）、時間前（intra-day）、スポット（spot）、現物（physical）取引の主体となる。将来的には排出権取引も扱う予定。専門家の多くはEPIASの活動によって電力価格の低下が期待できるとみている。EPIASは、2014年までに活動を開始することが期待されており、株式の保有割合はトルコ送電会社（TEIAS）が30%、イスタンブール証券取引所（ボルサ・イスタンブール）が30%、民間（ただし1社当たり2%以上を所有することはできない）が40%で、将来的には世界第3位のエネルギー取引所になると期待されている。

また、投資家の要望に応じるかたちで、予備認可制度が導入された（第6条）。これにより発電認可を申請した者に対して、EPDKが一定の条件の下で予備的な認可を与え、この予備認可期間中に、当該法人が建設予定地の不動産に関する権利や他の許認可などの取得ができるようになった。予備認可期間は原則24ヵ月だが、発電形態などによってEPDKが認めた場合は36ヵ月まで延長することも可能とされる。ただし市場からは短過ぎるとの批判も出ている。一方、EPDKによって認可が取り消された場合、当該法人、その法人の株式を10%（公開株式の場合5%）以上保有する株主、取締役は、認可取消後3年間は新たな認可申請ができない。

再生可能エネルギー（RE）利用でも状況が改善された。最大 1 メガワット（MW）未満の RE 発電には認可は不要となり、閣僚評議会の承認があれば 5MW まで認可なしで発電が可能となる（第 14 条）。またユルドゥズ・エネルギー天然資源相は、2013 年 10 月、2011 年に発表された RE に対するフィードインタリフ（固定価格買い取り制度）法の適用期間（2005～2015 年）が、2015 年までに稼働しているものに対して 2020 年まで延長されることになったと発表している。

## ・民営化を通じて市場を自由化

政府は、エネルギー源の外国依存改善を、トルコの慢性的な経常赤字問題対策における重要な課題としており、「原子力発電」「国内炭を用いた火力発電」「RE 発電」を軸に外資や民間企業の役割拡大を支援する体制を固めている。そのための環境整備に沿って電力市場の自由化も進み、民営化を通じたネットワークへの投資による業界の再編が行われている。

政府は 2001 年の旧電力市場法施行後に、発電および配電事業を国営企業主導から民間主導へと転換させ、EU 型の電力自由化を目指すことになった。この結果、自家発電、独立系発電事業者（IPP）などが発電事業に参入するようになった。また、同年 10 月に国営発電・送電会社（TEAS）を発電会社（EUAS）、トルコ電気取引契約会社（TETAS）、トルコ送電会社（TEIAS）に 3 分割し、配電会社（TEDAS）および EUAS、TETAS の発電資産の民営化による自由化を 2015 年までに完遂するとの目標を掲げた。同時に EPDK が設立され、エネルギー関連のライセンス発行をはじめとする電力、ガス、石油市場の規制および監督業務を管掌することになった。

配電部門の民営化は、最大のボアジチ電力（イスタンブール欧州側）をはじめ、ここ数年のトルコ民営化収益の大半を占め、TEDAS の分割民営化は 8 月末のトロスラル電力（地中海東部）を最後に完了した（表 1 参照）。落札企業の多くは国内のゼネコンが主体で、外資の参入はイスタンブール・アナトリア（アジア側）とバシケント（首都圏）、トロスラルを落札したエネルギーサ（サバンジュ財閥とドイツのエネルギー大手エーオン）の合弁にとどまる。一方で建設会社のジェンギズ、リマク、コリンの 3 社による共同事業体が、民営化を通じ電力部門で急台頭しており、配電 18 社売却総額の 3 分の 1 相当を買収し、エネルギーサと勢力を 2 分している。

表1 国営配電会社(TEDAS)の民営化の状況 (単位:億ドル)

配電会社	金額	落札企業	管掌地域
イスタンブール ボアジチ電力	19.0	ベダ・エナジー (リマク ージェンギズ・コリン)	イスタンブール/欧州側
トロスラル電力	17.0	エネルジサ (サバンジュ ーエーオン)	地中海東部:アダナ、ガズリアンテプ、ハタイ、 メルシン、オスマニエ、キリス
イスタンブール -アナドル電力	12.0	エネルジサ (サバンジュ ーエーオン)	イスタンブール/アジア側
ゲディズ電力	12.0	GDZ エネルギー投資 (エルサン・テュマシュ ーカラチャイ)	エーゲ地方:イズミル、マニサ
バシュケント電 力	12.0	エネルジサ (サバンジュ ーエーオン)	中部:アンカラ、クルクカレ、ゾングルダク、バル トゥン、カラビュック
ウルダー電力	9.4	ウルー・エナジー (リマク ージェンギズ・コリン)	北西部:バルケシル、ブルサ、チャナッカレ、ヤ ロバ
サカルヤ電力	6.0	アケジェズ	北西部:サカルヤ、ボル、デュズジェ、コジャエ リ
トラキヤ電力	5.8	IC イチタシュ	欧州地域:エディルネ、クルクラルエリ、テキル ダア
アクデニズ電力	5.5	リマク・ージェンギズ・コリ ン	地中海西部:アンタルヤ、ブルドゥル、ウスパル タ
オスマンガズィ 電力	4.9	エティ・ギュムシュ (ユル ドゥズ SSS)	中部:エスキシェヒル、アフヨン、ビレジキ、キュ タフヤ、ウシャク
イェシルウルマ ク電力	4.4	チャルク・エナジー	黒海地方西部:サムスン、アマサヤ、チョルム、 オルドゥ、シノプ
メラム電力	4.4	アルジェン・エナジー	中部:クルシェヒル、ネブシェヒル、ニーデ、アク サライ、ゴンヤ、カラマン
ディジュレ電力	3.9	ディジュレ・エナジー (イ シュカヤードーウ)	南東部:ディヤルバクル、シャンルウルファ、マ ルディン、バトマン、シイルト、シュルナク
チャムルベル電 力	2.6	チャムル・エナジー (リマ ク・ージェンギズ・コリン)	中部:シヴァス、トカト、ヨズガト
フラト電力	2.3	アクサ電力	東部:エラズー、ビンギョル、マラトヤ、トゥンジェ リ
チョルフ電力	2.3	チョルフ・アクサ	黒海地方東部:トラブゾン、アルトヴァン、ギレス ン、ギュムシュハーネ、リゼ
アラス電力	1.3	チャルク・キレル	北東部:エルズルム、アール、アルダハン、バ イブルト、エルズインジャン、ウードゥル、カルス
バンギョル電力	1.2	テュルケルレル	東部:ビトリス、ハッキヤーリ、ムシュ、バン
18配電会社 合計	127.0		

(注)カッコ内は、落札企業の出資会社。

(出所)民営化局

また、ユルドゥズ・エネルギー天然資源相は「政府は配電施設の民営化で既に 130 億ドルを得たが、発電施設の民営化によってさらに 130 億ドルの収益を期待している」と述べ、発電部門の民営化に注力すると表明した。民営化局は、EUAS傘下の火力発電所 18カ所(1万2,560MW)と水力発電所 28カ所(3,779MW)を売却すると伝えており、これら 46カ所の発電所が民営化された場合の国営の発電比率は 20%以下まで下がることになる。

## ・エネルギー、配電民営化で積極的な活動

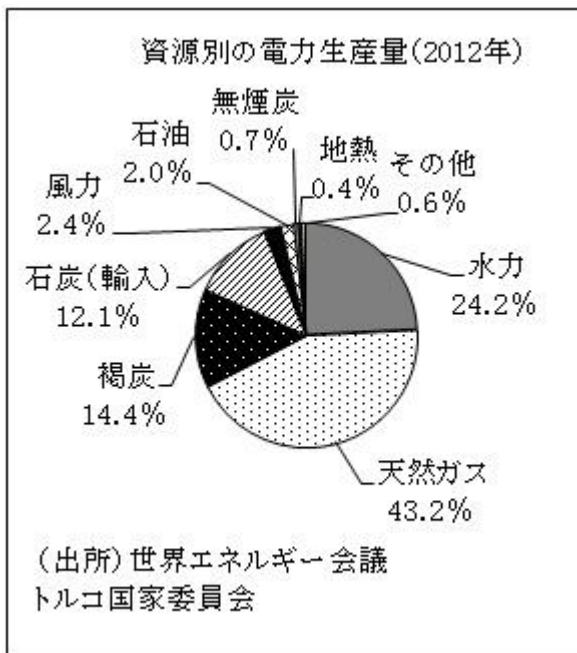
エネルギーは、1996年にサバンジュ・ホールディング傘下企業への電力供給のために設立されたが、2007年にオーストリアのフェアブントとの合併によって事業を拡大させ、現在は傘下企業として、発電、配電、電力およびガス販売の各分野で7社を擁する。2012年12月に、フェアブントがドイツのエーオンとアセット・スワップ（資産交換）契約を締結したことで、エーオンが同社の株式50%を取得し、新しいパートナーとなり、トルコの配電民営化で積極的な活動を行った。エネルギーは、配電3社の取得によって、顧客数を900万人まで拡大させることになり、人口増と経済成長に伴う電力市場の拡大への期待を高めている。エーオンとしても欧州の主要国で電力卸価格が低下し、電力需要も伸びない状況下であり、トルコ電力市場への期待は大きい。

エネルギーのセラハッティン・ハクマン会長は、配電部門での事業拡大は一段落したとし、今後は発電部門での活動を強化すると述べ、エネルギー取引所へも積極的に関与していきたいとの見解を示している。エネルギーの発電部門は、ガス火力、水力、風力を含め、現在5,300MWの設備容量を有するが、2015年までに10%のマーケットシェアを獲得し、2020年までに設備容量を7,500MWに拡大することを目標としている。最近では、西部バルケシルのバレシュ風力発電所（143MW）が稼働を開始している。この風力発電所は国内最大規模で、欧州復興開発銀行（EBRD）から1億5,300万ユーロの融資を受けている。また、南部トゥファンルベイリで石炭火力発電所（450MW）、バンドゥルマ天然ガス・コンバインドサイクル発電所（595.6MW）の建設が進んでいる。

サバンジュ財閥のエネルギー分野に対する関心は極めて高く、サバンジュ・ホールディングのザフェル・クルトゥル最高経営責任者（CEO）は、同グループが2014年にグループ収益の20%相当となる約20億ドルの投資計画を有しており、エネルギーが最重要分野だと強調した。クルトゥルCEOは「サバンジュのポートフォリオの50%がアクバンク（金融）で、現在エネルギーは15%にすぎないが、数年以内に25%にまで増強したい」としている。また、2016～2017年にはエネルギーの株式が上場される予定だと語った。

## ・2023年に向け発電容量を倍増

2012年のトルコの発電電力量は前年比4.4%増の2,390億キロワット時(kWh)、消費は5.1%増の2,420億kWhだった。発電能力は、2002年の3万1,846MWから2012年末で5万7,072MWまで増加した。また発電電力量の43.2%は天然ガス（大部分はロシアからの輸入）、26.5%が褐炭・輸入石炭、24.2%が水力、2.8%がRE（地熱および風力）などとなっている（図参照）。トルコの設備容量の43%はEUASおよび同子会社により、16%が民営化された民間企業により、残りの39%は民間企業と自家発電による。



トルコの電力消費量は、2023年までに年間6%増加すると予測されている。2020年までは年間7%増加すると予測されており、エネルギー天然資源省の試算によると、安定供給のためには2023年までに1,200億～1,300億ドルの投資が必要だという。このような中、現在のエルドアン政権は、外資を含めた民間企業の大規模なエネルギー開発への参画を見越し、建国100周年となる2023年の大目標を掲げている。エネルギー天然資源省は、2023年までにトルコのエネルギー需要が5,000億kWhまで増加すると予測し、これに 대응するための発電設備容量を倍増させる必要があるとし、以下のような目標を掲げた。

- 総発電設備容量を現在の57ギガワット（GW）の倍以上となる125GWとする。
- 総発電電力量に占めるREの割合を30%にする。
- 送電網の全長を6万717キロにする。
- 送電ロス、盗電比率を5%に低減、スマートグリッドを普及させる。
- 天然ガス貯蔵能力を現在の26億立方メートルから50億立方メートルまで増強する。
- 炭鉱地域に総設備容量1万8,500MWの発電所を建設する。
- 民間を主力に水力発電の設備容量をを倍増させる。
- 風力発電の設備容量を20GWにする。
- 地熱発電の設備容量を600MWまで増強する。
- 太陽光発電の設備容量を3,000MWまで増強する。
- 発電におけるガス火力依存を現在の5割弱から3割以下にまで引き下げる。
- 原子力発電所2件（5,000MW）に400億ドルを投じ建設。2023年までに稼働させる。

ユルドゥズ・エネルギー天然資源相は、電力市場における民間企業の割合は2012年末現在61%で、10年前の38%からは拡大したが、目標は75%だとし、EMLはそのための第一歩だと強調した。また、トルコは2023年までに世界の10大経済大国の1つとなることを目標（現在18位）としている。そのためには工業生産を大幅に増強する必要があり、電力発電能力も同様に強化しなければならないと強調した。なお、2012年現在の主な電力会社は表2のとおり。

表2 主な電力会社(2012年)

(単位:100万トルコリラ、%)

社名	所有	売上	売上シェア	税引前利益
エウアシュ	国営	6,939.9	48.7	423.4
エレン・エナジー	エレン・ホールディング	1,533.4	10.8	n.a.
エネルギー	サバンジュ・ホールディング-エーオン	1,244.4	8.7	n.a.
アクサ・エナジー	カザンジュ・ホールディング	1,138.8	8.0	41.6
ソマ電力	国営	743.9	5.2	36.3
イチダシュ電力	イチダシュ・グループ	707.0	5.0	150.0
ビス・エナジー	カザンジュ・ホールディング	504.2	3.5	2.0
パルク・テルミク	ジネル・グループ	356.5	2.5	88.5
アクエネルギー	ディンチキョク・ホールディング	351.9	2.5	50.5
ゾルル・エナジー	ベステル/ゾルル・ホールディング	292.5	2.1	△ 127.9
AES エンテック	コチ・ホールディング	244.0	1.7	△ 37.4
ラサ・エナジー	カザンジュ・ホールディング	198.3	1.4	4.1
合計		14,254.7	100.0	631.1

(出所)イスタンブール工業会議所

## ・原子力発電への期待大

エルドアン首相は「トルコのエネルギー需要は今後 10 年間で倍増すると予測されている。トルコはエネルギー源の 72%を輸入天然ガスに依存しているが、将来的にはこれを 3 分の 1 にまで引き下げる必要がある」と述べ、原子力発電プロジェクトの加速が不可欠だと主張している。

トルコの原発プロジェクトは、2010 年 5 月にロシアのロスアトムが地中海沿岸のアックユに最初のプラント (4 基、出力合計 480 万 kW 規模、総工費約 200 億ドル) を建設することが決定し、2013 年 5 月に、2 番目となるシノプ原子力発電所を日本・フランスの共同事業体が受注した。共同事業体は日本の三菱重工業、伊藤忠商事とフランスのエネルギー大手 GDF スエズからなり、原発 4 基 (出力合計 440 万 kW 規模) を受注、総工費は約 220 億ドル。ユルドゥズ・エネルギー天然資源相は、10 月にトルコからも EUAS が約 35%を出資するとの見方を発表した。原子炉は三菱重工業と仏原子力大手アレバが供給する。アックユは 2019 年、シノプは 2023 年までの稼働開始を目指しており、2023 年目標では電力生産全体の 10%と設定している。

また、既に国内でも関連ビジネスへの期待が高まっており、エネルギー天然資源省傘下の原子力エネルギー計画開発総局の[ウェブサイト](#)の登録システムには、1,000 社規模の中小企業が部材供給で登録しているという。他にも 350 社が商品とサービスの需要への参画を希望しているといい、報道によると、これら企業の 21%が発電機、ポンプなどの一般機械、20%が建設サービス、11%がケーブル、照明など電気機器などの供給を狙っており、160 億ドル規模の市場になるという。

トルコは、エネルギー供給源における石油、天然ガスへの輸入依存度を引き下げようと努力しており、電力市場の効率化、褐炭、RE 利用による国内資源の有効活用、原子力エネルギーの導入が中長期戦略の中核になる。一方で、このような政府のエネルギー戦略には、技術的な



インフラの開発・整備も求められるようになってきている。2013年の8月に電力配電協会(ELDER)のニハト・オズデミル会頭は、民間のエネルギー・シンクタンクとして、エネルギー・ビジネスマン協会(ENIAD)を設立すると発表し、電力市場の新時代における民間の役割を強める意向を示している。

(2014年01月15日 イスタンブール事務所 中島敏博)

禁無断転載

---

## 25. 各国のエネルギー政策一覧表

英国	87
フランス	89
スウェーデン	91
フィンランド	93
デンマーク	95
ポーランド	97
チェコ	99
ハンガリー	101
ルーマニア	103
ドイツ	105
オーストリア	107
イタリア	111
スイス	113
ベルギー	115
オランダ	117
スペイン	119
ロシア	122
トルコ	124

政策一覧表(英国)

1. 概要

政府は2011年7月、エネルギーの安定供給の確保、低炭素電源の促進と手ごろな電気料金の実現を図る電力市場改革白書を発表。

①エネルギーの安定供給  
老朽化した原子力発電所や、EU大規模施設燃焼指令の対象となる一部の石炭火力発電所の運転を終了しなければならず、2020年までに既存の発電設備の5分の1に相当する20ギガワット(GW)を更新することになる。

②低炭素電源の促進  
EU再生可能エネルギー指令に基づき、2020年までには最終エネルギー消費に占める再生可能エネルギーの割合を現在の3.0%(2009年)から15%に高めなければならない。

③手ごろな電気料金  
最も費用対効果が良く、かつ実施可能な施策により長期的な投資を確実にすることによって、電気料金の上昇をある程度抑制することが必要。

2. 背景

①エネルギーの安定供給  
・電力・ガス規制機関のオブジェムは2012年10月5日、電力の供給予備率が現行の14%から2015年度には4%に低下するとの分析結果を公表した。  
・2013年6月27日には「電力供給力評価レポート2013」を発表。標準シナリオの場合、供給予備率が現行の6.25%から2015年度には3.81%に低下すると指摘。  
・系統運用者(SO)のナショナルグリッドは10月3日、2013年の冬の電力需給見通しを発表。標準的な予測の場合、2012年度は15%を超えていた供給予備率が5%になると警告している。

②低炭素電源の促進  
・欧州債務危機により経済活動が低迷し投資全体が鈍っている。  
・EU排出量取引市場制度(EU-ETS)のクレジット価格の低迷で低炭素投資が鈍っている。  
・米国のシェールガスの影響で安価な石炭が欧州に流入。  
・ガス価格の高騰と再生可能エネルギーの導入拡大によるガス火力発電所の稼働率低下、休止・廃止。

③手ごろな電気料金  
・2012年度は2012年10月から2013年1月にかけて、「ビッグ6」と呼ばれる6大事業者全てが値上げ。  
・2013年度も10月時点で6社中4社が値上げを発表している。

3. 方向性

全般		計画/戦略など
		「電力市場改革(EMR)白書」(2011年7月)／「エネルギー法案」(2012年12月) :新規原子力発電、ガス火力発電、二酸化炭素回収・貯留(CCS)付き火力、再生可能エネルギーへの投資を呼び込む。(2013年中成立予定)
個別		
原子力	新設推進	「原子力白書」(2008年1月) :北海油田・ガス田の枯渇、原油価格の高騰、二酸化炭素(CO2)排出削減などの観点から、政府はそれまでの方針を見直し、1989年以来約17年ぶりに原子力発電所の新規建設を再開することを表明。 エネルギー法案「差額支払い方式の固定価格買い取り制度(FiT-CfD)」 :固定価格が参照価格(電力卸売価格)を上回っている場合は、差額を発電事業者が受け取れる。逆に参照価格が固定価格を上回っていれば、差額を発電事業者が払い戻す仕組み。発電事業者は長期間にわたり安定した収入が得られることになり、大規模な電源への投資が促進されることが期待される。

政策一覧表(英国)

ガス火力	推進	「ガス発電戦略」(2012年11月) :2030年までにガス火力発電の設備容量を現在の32GWから37GWに。 石炭火力発電所、原子力発電所、老朽ガス火力の更新を考慮すると新規に26GW必要。
	運転延長	エネルギー法案「キャパシティーマーケット(CM)」 :系統運用を担うナショナルグリッドが、数年分の電力を発電事業者からオークションにて調達。実際に事業者が発電を行わなくても、電力需給の逼迫時に供給可能な供給力(キャパシティー)を提供できる状態にしているという点で、発電事業者は収入を得る。
CCS付き火力(石炭火力)	推進	「二酸化炭素回収・貯留(CCS)ロードマップ」(2012年3月) :政府は2020年代までにコスト競争力のあるCCSを実現するため、「CCSロードマップ」の中でカギになる「CCS商業化プログラム」などを発表。2020年代までに世界トップレベルのCCS産業を育成。 「CCS商業化プログラム」では、2020年代までの商業化に向け、コスト競争力のあるCCSプロジェクトに対し、10億ポンドを支援する。現在2つのプロジェクトが最終選考に残っている。
		エネルギー法案「排出量基準(EPS)」(2014年度から) :新規発電所からの年間二酸化炭素(CO2)排出量の上限を1キロワット時450グラムに設定し、今後、化石燃料を利用する火力発電所を新規建設する際は、炭素回収・貯留(CCS)を導入することを義務化する。
従来型火力	廃止	EU指令「大型燃焼プラント指令」(LCPD) :基準を満たさないプラントについては、2015年末もしくは運転時間が2万時間に達した時点で、既存の石炭火力発電所を停止しなければならない。
	転換	「カーボンプライスフロア」(2013年4月) :CO2排出量1トン当たり15.70ポンドの炭素下限価格を設定(2013年)。EU-ETSクレジット価格と炭素下限価格の差額が「炭素価格サポートレート(Carbon price support rates)」として設定され、電力部門へ気候変動税または燃料税として課税される仕組み。
再生可能エネルギー	推進	「再生可能エネルギー戦略」(2009年7月)
		「再生可能エネルギー(RE)ロードマップ」(2011年7月) :①陸上風力、②洋上風力、③波力・潮流エネルギー、④地中熱ヒートポンプ、⑤空気熱ヒートポンプ、⑥バイオマス電力、⑦バイオマス熱、⑧輸送分野、の8つの技術を重視。
		「REロードマップ アップデート」(2012年12月) :⑨太陽光を9つ目の技術として重視。
		「固定価格買い取り制度(FIT)」(2010年4月より開始) :5メガワット(MW)以下の小規模再生可能エネルギー設備により発電された電気を一定期間、固定価格で電力会社に売電できる制度。
		「再生可能エネルギー義務制度(RO)」 :再生可能エネルギー源による大規模発電に対するインセンティブ施策。発電技術に応じ、1MWh当たりの証書(ROCS)が発電会社に対して発行。波力・潮流発電などまだ普及が進んでいない電源に対しては割増して発行される。電力・ガス小売会社が売電電力量の一定割合に対してROCSを購入することが義務。
	「再生可能熱インセンティブ(RHI)」(非家庭部門は2011年7月から開始) :再生可能エネルギーを熱源とするバイオマス暖房やヒートポンプ機器、太陽熱集熱器導入に対する長期的な支援スキーム	

(出所)各種資料を基に作成

## 政策一覧表(フランス)

### 1. 概要

<p>(1) エネルギー政策担当機関</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・環境・持続可能開発・エネルギー省 (Ministry of Ecology, Durable Development, and Energy)</li> </ul> <p>(2) 基本政策</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・政府は2014年春に縮原発・再生可能エネルギーの導入拡大を目指した「エネルギー転換計画に関する法案」を閣議決定、2014年末までに成立させる方針を示す。</li> <li>・2013年9月、オランド大統領は「エネルギー転換計画法案」について、原発依存度の縮小(フッセンハイム原発の2016年末での閉鎖)、バイオマス、風力など再生可能エネルギーの導入促進など基本方針を確認した。</li> </ul>
-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

### 2. 背景

<ul style="list-style-type: none"> <li>・2007年10月、政府・地方自治体、産業界、労組、環境保全団体の4者間協議(=「環境グルネル会議」)により環境保護・地球温暖化防止に向けた行動計画を策定。</li> <li>・2009年8月、環境保全の達成すべき目標や計画を定めた「環境グルネル第1法」が成立。フランスは2050年までに二酸化炭素(CO2)排出量を1990年比で4分の1までの縮小を目標に、2020年までに再生可能エネルギーの消費量を全体の23%に引き上げ、住宅部門の省エネなどに取り組む。</li> <li>・2010年7月、「環境グルネル第1法」の具体的な適用措置・規制などを定めた「環境グルネル第2法」が発効。</li> <li>・2012年5月、減・原子力(2025年に原子力発電比率を現在の75%から50%に低減)を政策公約に盛り込んだ社会党オランド氏が大統領に当選。同年6月、環境派と連立を組んだ社会党左派政権が誕生。</li> </ul>
-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

### 3. 方向性

全般		計画／戦略など
		「エネルギー転換計画法」(策定中) オランド大統領は2025年までに原子力比率を現行の75%から50%まで低減し、再生可能エネルギーの導入を推進することを選挙公約した。具体的な政策措置は関係各者との協議を経て、2014年末に成立するエネルギー転換計画法により定められる予定。
個別		
原子力	縮小	オランド大統領、フッセンハイム原発を2016年末で閉鎖する方針を確認 原発依存率の75%から50%への引き下げに向け、オランド大統領は2016年末でのフッセンハイム原発(2基、1,800MW)の閉鎖を打ち出している。「エネルギー転換計画法」の中で、原子炉の稼働年数に関わる国の権限を強化する方針。
石炭火力	縮小	環境グルネル第1法 2009年に発効した環境グルネル第1法によりCO2の回収・運搬・貯留システムを備えない限り、新規の石炭火力発電所の建設は認可されないことが決められた。

政策一覧表(フランス)

再生可能エネルギー	推進	<p>環境グルネル第1法 環境グルネル第1法の中で再生可能エネルギーの導入を2020年までに最終エネルギー消費量の23%以上に引き上げることを目標に定めた。</p> <p>再生可能エネルギーの生産・貯蔵・消費に関わる新技術・普及に投資 政府は2013年7月、今後10年間の財政投融资計画(総額120億ユーロ)を発表した。大学や高等研究機関の競争力強化のほか、再生可能エネルギーの生産、貯蔵、消費に関わる新技術の開発・普及、住宅の省エネ改築支援、リサイクル産業の振興、環境に優しい交通システムの整備などが柱となる。財政再建が急がれる中、財源には政府保有株式の売却益を充てる。</p>
洋上風力	推進	<p>洋上風力発電所 6,000MWの洋上風力発電の導入を目標に掲げる。第1回入札を2011年に開始、2012年4月に入札結果を発表した。EDFの再生可能エネルギー事業会社EDFエネルギー・ヌーベルと重電アルストムを軸にした企業連合体がフェカン(498MW)、クールソーユシュルメール(450MW)、サンナゼール(480MW)の3カ所の発電施設を、またスペイン電力イベルドロラが原発アレバの風力発電事業会社アレバ・ウインドや産業エンジニアリング大手テクニップと組んだ企業連合体がサンブリュー(500MW)の発電所建設事業を獲得した。</p> <p>第2回入札を実施 2013年1月、ルトレポール、ノワールムティエールに延べ1,000MWの洋上風力発電所建設の入札計画を発表。3月より応募を開始した。審査結果は2014年1月に発表される予定。</p>
海洋エネルギー	推進	<p>海洋エネルギーに関わる新技術開発プロジェクトの入札を実施 2013年5月、海流発電、潮力発電など海洋エネルギーに関わる新技術開発プロジェクトの入札を開始した。</p> <p>海流発電のパイロット施設建設プロジェクトの入札を開始 2013年11月、海流発電のパイロット施設建設事業について入札を開始した。ノルマンディー地方コタンタン半島北西沖のブランシャールと、ブルターニュ地方フィニステール沖のフロンプールの2カ所に建設する。各施設に4~10の発電装置を設置。各装置の年間発電量を最低2,500MW時と設定している。</p>
水力	推進	<p>2008年9月、水力発電委託事業を自由化 2050年までに水力発電の公営施設について全ての委託契約を更新。国際入札を実施する。</p>
バイオマス	推進	<p>バイオガス発電施設の電力買い取り料金を引き上げ フランス政府は8月7日付の官報にて省令を公布し、農業廃棄物を原料とするバイオガス発電施設に適用される電力買い取り料金の割り増し額を増額した。</p>
小型風力	推進	<p>小型風力発電施設の建設を促進 2013年4月、地上風力発電所建設に関わる行政手続きの簡素化を認める法律が成立した。各自治体が指定する風力発電開発地域(ZDE)制度を廃止、建設地域に関わる規制を簡素化するほか、発電機の数に満たない小規模発電施設についても固定価格での買い取りを認めた。</p>

(出所)各種資料を基に作成

## 政策一覧表(スウェーデン)

### 1. 概要

#### (1) 政策担当機関

・産業省(Näringsdepartementet)。

#### (2) 基本政策

・エネルギー政策の基本は、環境・健康への影響を最小限とすると同時に持続可能な社会に向け、国内産業の競争力を維持しながら、安定的なエネルギー供給を確保していくこと(2009年政府与党4党の合意)。

・2009年3月11日、スウェーデン政府は気候・エネルギー統合政策法案(気候とエネルギーそれぞれ別の法案であるが統合されている)を提出した。

・この統合法案では1990年を基準とし2020年までにスウェーデンの温室効果ガスを40%削減することを主な目標とし、その目標達成のための分野別の具体的な目標や統合行動計画が提示されている(注:スウェーデンの「法案」は法律の案というよりはガイドラインを示す公文書という性格を持つ)。

・この統合法案は環境、競争力、また長期安定性確保のためのものであり、化石燃料依存を断ち、気候変動への影響を大幅に削減するだけでなく、新規雇用の創出、金融危機からの脱出への道、公平で持続可能なグローバルな発展への道を提示するものでもある。

・この統合法案の目標は、2020年までに①温室効果ガス排出量を40%削減、②再生可能エネルギーを総エネルギー供給量の50%、運輸部門における再生可能エネルギーを10%まで増やすとしている。

・原子力発電の容認。原発を廃止するという国会決定を2010年に破棄。現存の10基を超えての新規建設は行わないが、10基の中での代替の新規建設は許可する。それに対しての財政面での補助は行わない。

### 2. 背景

#### (1) 持続可能な環境保護

温室効果ガス排出を削減するためにはクリーン・エネルギーへの転換が必須である。スウェーデンの場合、発電に関しては、水力と原子力がそのほとんどを担っている。風力や波力、太陽光といった再生可能エネルギーはコスト的にまだ競合できない。

#### (2) 国内産業の競争力維持

スウェーデンは世界に先駆けて1991年より環境税(二酸化炭素税、硫黄税)を導入した。それらの税がかかる石油などのエネルギー製品を使う企業にとっては、税金分がコスト増となり、ひいては、国際競争力が弱まる恐れがある。企業は技術革新によってそれを乗り切ろうとしている。

#### (3) エネルギーの安定的供給

産業の維持、国民の生活のためにもエネルギーの安定的供給は重要である。

#### (4) 再生可能エネルギー開発の困難さ

スウェーデンは再生可能エネルギーによる発電を促進すべく、電気配給会社にそのような「緑の電気」供給を義務付ける「認証電気システム」を2002年より導入している。この制度にはその後2012年からノルウェーも加盟し、最近スウェーデン政府は2030年までの制度適用延長を決定した。

政府は新エネルギー研究に力を入れているが、水力・原子力に比較するとコストがかかり、なかなか増加しない。

政策一覧表(スウェーデン)

3. 方向性

全般		計画/戦略など
		スウェーデンのエネルギー政策においては、環境政策にもからめ、1) 暖房、2) 自動車燃料、3) 発電、の3分野が等しく重要視される。発電に関しては、他の2つの分野ほどには再生可能エネルギーがコスト的に競合できずにいる。しかし政府は風力を中心に辛抱強く技術革新のための開発研究に予算を配布している。
個別		
原子力	維持 新設	2010年6月17日、スウェーデン議会は新設禁止を定めた原子力法を改正し、国内10基の既設原子炉を更新するための法案を可決したことから新規建設は法律上可能となった。 バッテンフォールによる新規建設申請(2012年7月)への回答は2014年の見込み。
再生可能エネルギー	推進	「再生可能エネルギーを主要な供給源とする持続可能なエネルギーシステム」がエネルギー政策の柱。
風力	推進	「風力発電場」という概念を用いて、各地方に専門家を置き、風力発電場の建設に適した土地の選定などをアドバイス。エネルギー庁が総合的に統括。
太陽光	推進	2013～2016年までの期間、太陽セラー設置補助金として合計2億1,000万クローナを計上。うち2013年は1億750万クローナが各県に分配される。
波力	推進	研究開発・実証実験補助。スウェーデン西海岸と英国沿岸での実証実験が進められている。
石炭火力 ガス火力	—	スウェーデンでは石炭やガスは発電用にはほとんど使われず、再生可能燃料および廃棄物(Combustible Renewables and Waste、主に木屑)が熱電併給(コージェネ)として用いられている程度。
輸出入	推進	北欧共通電力市場(Nord pool Spot)を推進。スウェーデンで生産される電力のほとんど全てがNord Pool Spotで取引される。

(出所) 各種資料を基に作成



## 政策一覧表(フィンランド)

### 1. 概要

#### (1) 組織

- ・雇用経済省(TEM)には6つの局があり、エネルギー局はその1つ。
- ・同局には、エネルギーマーケット、排出権取引、エネルギー効率化・技術、再生可能エネルギー、原子力の5つのセクションがある。
- ・60人が勤務。エネルギー政策立案や国際機関(IAEAなど)との協力を行う。
- ・原子力発電の安全については、放射線・原子力安全局(STUK)が行う。

#### (2) 概要

- ・フィンランドのエネルギー政策は、①エネルギーセキュリティの確保、②競争力のあるエネルギー価格、③EU大のエネルギー・気候変動目標への適合、の3つを基本原則としている。
- ・同政策はまた、政府間の話し合いによる目標や政府により承認された「国家エネルギー・気候戦略」のような各種文書、国際的な協定などにも準拠する。
- ・最新の「エネルギー・気候戦略」は2013年3月20日に発表。2008年の同戦略を改定し、コスト効率、エネルギー自給率、手ごろな価格での十分な供給力を追求するもの。
- ・エネルギー効率と再生可能エネルギーの利用促進により、カーボンニュートラルな社会を目指すための2050年に向けたロードマップ策定を2013年に開始予定。

### 2. 背景

EUのエネルギー・環境目標(トリプル20)と足並みをそろえる。

#### (1) 排出削減目標

2020年までに温室効果ガスは1990年比で20%削減する。

#### (2) 再生可能エネルギーの利用

- ・2020年までに最終エネルギー消費の38%を再生可能エネルギーとする。
- ・森林が多く、バイオマスの利用が進んでいるため、2012年現在28%程度。

#### (3) エネルギー効率の向上

2020年までにエネルギー効率を20%向上させる。

#### (4) 電力の自給率確保

- ・オルキオ原子力発電所3号機を稼働させることで2020年代には自給率を向上させる。
- ・政府が原子力をすすめる背景は、エネルギーの自給自足、低炭素化の2つ。
- ・そもそもフィンランドは化石燃料が取れない国。
- ・土地が平坦で水力資源にも恵まれない。風も弱く、自然エネルギーも見込めない。

政策一覧表(フィンランド)

3. 方向性

全般		計画／戦略など
		「エネルギー・気候戦略」(2013年3月20日) :石炭火力を原子力や風力といった低炭素電源に置き換えていく。 これにより、輸入電力量を大幅に削減する。 約200億ユーロの投資が、原子力発電などに必要とされている。 これに加え、約60億ユーロは電力・ガスのネットワーク強化などに配分される。
個別		
原子力	推進	「エネルギー・気候戦略」(2013年3月20日) :現在原子力の割合は26%。オルキルオト3号機(OL3)運開で40%を目指す。
石炭	廃止 転換	「エネルギー・気候戦略」(2013年3月20日) :石炭の代わりに森林由来のバイオマスを活用する。
泥炭	利用 縮小	「エネルギー・気候戦略」(2013年3月20日) :湖沼保護の観点から泥炭利用を縮小させる。
バイオマス	推進	「再生可能エネルギー・アクションプラン」(2010年) :2020年の目標として、木質チップを利用したコージェネで25テラワット時(TWh)発電することを目指している。
風力	推進	「エネルギー・気候戦略」(2013年3月20日) :2025年までに約9TWhの発電電力量を目指す。

(出所)各種資料を基に作成

## 政策一覧表(デンマーク)

### 1. 概要

#### (1) エネルギー政策担当機関

エネルギー庁(Energistyrelsen)

#### (2) 基本政策

- ・2005年に、安定供給、気候変動、経済成長という長期的な課題を達成するための「エネルギー戦略2025」を発表。省エネ促進と再生可能エネルギー(RE)の拡大、気候変動対策、エネルギー市場の機能強化、エネルギー効率向上とREに関する新技術開発、に取り組む。
- ・2011年11月に当時の与党から提案され、2012年に国会で承認された「エネルギー戦略2050」は、2050年までに現在のエネルギー供給を化石燃料依存から風力、バイオガス、バイオマスといったREに移行する計画の詳細を示し、2050年までの長期エネルギー計画と、2012年から2020年までの段階的な詳細プロセスを描いている。

### 2. 背景

- ・1970年後半風力発電機に対する投資額への補助および減税を開始
- ・1981年より北海油田(Gorm Field)生産開始
- ・1984年風力発電による電力の固定価格買い取り制度を導入
- ・1985年デンマーク国会決議で原子力導入を断念(80%反原発)→2005年バースベック原発廃炉決定
- ・1970年代のオイルショック以降、エネルギー消費の削減とREの開発が基本方針となっている。特に、省エネルギーには力を入れており、1980年以降78%経済が成長したにもかかわらず、エネルギー消費量はほぼ同水準を維持している。
- ・1990年「エネルギー2000(化石燃料に依存しない社会へ)」を採択
- ・1992年CO2税制度導入
- ・2001年電力市場自由化
- ・2008年には2011年までに総エネルギーの20%をREで賄う政策が合意され、風力、バイオマス、バイオガス、廃棄物他のREへの補助を拡大し、RE導入を進めてきた。
- ・REに関する欧州指令2009/28/ECにおいて、デンマークは2020年には最終消費の30%をREで賄うという、加盟国中最も意欲的な導入目標を設定している。
- ・2012年の与野党間合意で、2050年までのプロセスが合意される。具体的には、a.2020年に電力消費の50%(与党案の当初の目標値から2ポイント減)を風力発電で賄う、b.2030年までに発電所での石炭利用を廃止し、バイオマスに移行する、c.2035年に全電力・暖房供給をREで賄う、d.最終的に2050年に運輸やそのほかの産業部門でREへの移行を完了する、としている。
- ・2020年に買い取り制度を含めた風力発電にかかる全ての補助金を全廃

政策一覧表(デンマーク)

3. 方向性

全般		計画/戦略など
		ノルドプール 北欧4カ国およびドイツなどの間で電力の相互融通を実施。ノルウェー(1991)、スウェーデン(1996)、フィンランド(1998)、デンマーク(1999) 「エネルギー戦略2050」(2011年提案、2012年3月国会承認「エネルギー合意」) 2050年までに石炭・石油・天然ガスといった化石燃料を使用せず、REでエネルギー消費を賄う計画。
個別		
再生可能エネルギー	推進	「エネルギー戦略2050」 2050年までのプロセスとしては、①2020年に電力消費の50%(与党案の当初の目標値から2ポイント減)を風力発電で賄う、②2030年までに発電所での石炭利用を廃止し、バイオマスに移行する、③2035年に全電力・暖房供給をREで賄う、④最終的に2050年に運輸やその他の産業部門でREへの移行を完了する。
風力発電	推進	「エネルギー戦略2050」 陸上の発電機設置場所の不足により、コスト高の洋上発電機設置にシフト。大規模な洋上風力発電所の開発が進められており、2020年までにKriegers Flakで600メガワット(MW)、Horns Revで400MWの開発計画が進められている。また、沿岸部で500MWの洋上風力発電所と500MWの陸上風力発電所を別途開発する予定。
バイオマス発電	推進	熱電併給システム(CHP、コージェネ)の燃料は石炭が主となっているが、バイオマスへの転換を進めている。
原子力発電	—	「エネルギー戦略2050」 1985年に国内に原子力発電所を建設しないことを決定。「エネルギー戦略2050」でも当該政策の継続が表明されている。
コージェネ	推進	地域暖房の発達。1979年「第一次熱計画法」が成立。地方自治体を中心に「熱供給計画」が策定され、地域暖房のインフラが普及し始める。熱供給のうち、地域暖房が占める割合は、1972年に20%、1990年には40%、2013年には48%(世界最高レベル)となり、エネルギー効率の改善に貢献(その他約17%が天然ガス、その他石油・石炭ボイラーまたはヒートポンプ)。電力会社の電力供給のうち、コージェネが占める割合は1980年18%、2013年63%。政府による補助金の導入などにより、2012年はコージェネの燃料として、REが最大(約65%、主にバイオマス)。

(出所) 各種資料を基に作成

## 政策一覧表(ポーランド)

### 1. 概要

#### (1) 政策機関

・ポーランドのエネルギー政策は、一義的には経済省(The ministry of Economy)が担当。ただし、近時のエネルギー関連法案作成などには首相府が関与を強めているほか、エネルギー関連国有企業を保有する国有財産省や補助金に関わる財務省、環境省なども関与する。またエネルギー法に基づき設置された独立機関、エネルギー規制局(URE)が、エネルギー管理や市場の競争促進、再生可能エネルギー(RE)の証明書発行などを担当している。

#### (2) 基本政策

・1997年に制定されたエネルギー法が基本法となる。現在、REの支援策を中心に大幅改正を検討中。

・政策指針としては、2009年11月に「2030年までのエネルギー政策(Energy policy of Poland until 2030)」を閣議決定している。同政策はエネルギー法に基づき発表されたもので、4年ごとに発表することとなっていることから(15条2項)、2013年12月にも新たな指針が発表されると予測されている。

・2030年政策では、主に次の6つの優先事項を目標として掲げている。1)エネルギー効率の改善、2)燃料およびエネルギー供給保障の強化、3)原子力発電の導入による発電構成の多様化、4)バイオ燃料を含む再生可能エネルギー源の活用、5)燃料およびエネルギー市場の競争強化、6)電力産業の環境への影響の軽減。

・現在ポーランドの電力の9割弱は石炭由来によるものだが、2020年には6割弱にまで引き下げることを目標にしている。原子力、風力を中心とするRE、ガス火力などが代替可能エネルギーとして想定されている。

・原子力に関しては、2カ所(ジャルノビェツ、ホチェボなどが候補地)での原子力発電所建設を計画している。ほかに、シェールガスの開発が進められているほか、バルト海沿岸シュフィノウィシチェにLNGターミナルを建設中(2014年操業開始予定)。

### 2. 背景

#### (1) EUの目標に基づくポーランドの国別目標

・ポーランドの国別目標は、温室効果ガス削減2005年比14%増、RE比率2020年までに15.48%となっている。

#### (2) 設備の老朽化

・ポーランドの火力発電設備の多くが建設から30年以上経過しており、これらを閉鎖した場合に2016年にも電力不足に陥る可能性が指摘されている。そのため、短中期的に電力および熱需要を満たすために、新たな投資が必要という課題がある。

#### (3) 環境適合性

・EU指令の下、電力分野での環境規制も強化されており、それに対応した設備更新も必要となっている(本文参照)。

#### (4) 関連法整備

・REの支持策などを検討し直すため、法案を審議中。特に支援制度の将来的なあり方が不透明な状況となっている。そのため、多くの事業者は新規プロジェクトの立ち上げには様子見という状況。

政策一覧表(ポーランド)

3. 方向性

全般		計画／戦略など
		<p>・2030年政策では、さまざまなエネルギー関連インフラ投資の実施を表明している。具体的には、送配電網の整備・更新、石炭火力発電の環境負荷低減のための高効率火力発電設備の建設やCCS技術の導入、合計600万キロワット(kW)の原子力発電所の建設、REの開発など。ただし、2013年中に新たな政策の発表が見込まれている。</p> <p>・現在石炭火力発電が電力供給の9割弱を占める。2030年政策ではこれを6割弱まで引き下げる計画。</p> <p>・ただし、ポーランド国内の石炭埋蔵量が豊富であることなどもあり、トスク首相は2013年9月にも石炭(将来的にはシェールガスも)が引き続き主要なエネルギー源と発言。</p>
個別		
原子力	導入予定	<p>トスク首相は2009年1月、2030年までに計6,000MWの電力を供給する原子力発電所建設計画(2カ所)を発表。</p> <p>経済省は2010年12月、「ポーランド原子力エネルギープログラム」草案を公表。同プログラム草案によると、計画段階を2015年末までに完了し、2016年から建設を開始するとしている。1号機の運転開始は2020年を目標。プログラムは、環境影響評価、関係国との協議などを経て、2013年末までに閣議決定する予定。</p> <p>ただし、計画は遅れる見込みであることが指摘されている。トスク首相自身、「(シェールガスの開発に伴い)エネルギー源としての天然ガスの成長に期待できる」ことを理由に原子力発電所建設計画に遅れが生じる可能性に言及している(AFP、2013年6月18日)。</p>
ガス火力	推進	<p>2030年政策によると、政府はガス火力発電所の建設への支援を予定。</p> <p>シュフィノウィンチェに建設中のLNGターミナルの当初容量はポーランドの天然ガス年間消費量の3分の1を占める50億立方メートル。その後、75億立方メートルまで引き上げる予定。</p> <p>EU指令履行のために2013年9月に発効した改正ガス法によると、天然ガス会社は配送する3割のガスをポーランド電力取引所を通じて販売することが義務付けられる。この割合は2014年には4割、2015年には55%にまで引き上げられる。政府はさらなる自由化のための法改正を検討中。</p>
石炭火力	維持	<p>政府は2012年11月、火力発電所などから発生する窒素酸化物(NOx)や硫黄酸化物(SOx)などを規制する指令2010/75/EUの履行について、国家移行計画を採択。これにより、73の発電設備について2020年7月までNOx・SOx規制適用の移行期間が認められることになる。政府は設備更新を支援する予定。</p> <p>2007年に政府が採択した「2007-2015年の石炭採掘産業のポーランドでの活動戦略」では、「石油、ガス価格が高止まりする中で、石炭の役割の増加がクリーンコール技術にみられる」と言及。ただし、ガス価格が下落している現状で同様の指摘が当てはまるかは不明。</p>
CCS	中止	<p>EUの二酸化炭素回収・貯蔵(CCS)指令(2009/31/EC)に基づく国内法については、既に大統領が署名済みで立法手続きは終了。間もなく発効予定。</p> <p>ポーランドではPGEのグループ会社 PGE GiEKなどがベウハトッフでCCSプロジェクトを実施していたが、2013年6月に計画の中止を発表。PGE GiEKは中止の理由の1つとして、CCS指令の未履行含むCCS関連の法的枠組みが整っていないことを挙げた。</p>
再生可能エネルギー	推進	<p>経済省が2013年11月13日にRE法案を発表。パブリックコンサルテーションを実施中。経済省の法案ではオークション制度の導入などを提案。</p>

(出所) 各種資料を基に作成

## 政策一覧表(チェコ)

### 1. 概要

国家エネルギー戦略案発表(2012年11月8日)

・チェコ前政府は2012年11月8日、新たな国家エネルギー戦略案を発表した。

①電源ミックスのバランス調整、国内電源の効果的な利用、電気生産・消費バランスのプラス維持、戦略的電力貯蔵の維持

・2025年までにテメリン原発に新規原子炉2基を建設。また2035年までにドゥコバニ原発の既設原子炉4基の耐用年数を最高60年に延長し、さらに同原発に新規原子炉1基を建設するための条件を整備する(2040年以降には、必要があればさらに新規原子力発電所設立のためのロケーション選択ほか準備を行う)。

・再生可能エネルギー源発電の合理化を目的とした研究開発を進め、最終的には電力生産量に占める同エネルギー源の占める割合を15%以上にする。

・分別された焼却用廃棄物の廃棄物固形燃料への利用率を、2040年までに80%にまで上昇させる。

・石炭発電規模の縮小〔年間15～20テラワット時(TWh)〕

②国家経済および家庭におけるエネルギー効率の上昇、省エネ達成

③中欧規模におけるチェコのエネルギー網インフラ開発、EUの効果的なエネルギー政策支援を含む、国際協力、電気、ガス市場統合

④チェコ・エネルギー部門の国際競争力向上を目的とした開発研究、イノベーション支援

⑤チェコのエネルギー部門における安全保障、耐久性向上

ただし2013年6月に前内閣が解散、その後テクノクラート内閣が発足したが、下院の承認を得られず、10月末に解散総選挙が実施された。テクノクラート内閣は、一時的内閣のため国家エネルギー戦略の承認は選挙後に成立する新内閣に委ねる旨を決定。よってチェコは依然として国家エネルギー政策の指針を欠いた状況にある。

### 2. 背景

①電源ミックスのバランス調整

・国民の健康に最も有害な物質は二酸化炭素(CO2)ではなく、硫黄酸化物(SO2)、窒素酸化物(Nox)であるが、これら発生の原因となっているのが、固形燃料の燃料だ。国内で供給される電力の約60%は、石炭を電源としたものとなっている。

・現在原子力発電が、発電量全体に占める割合は33%程度。長期的に、これを50%以上に引き上げ、そのエネルギーに占める位置を石炭と逆転させることを目指す。

・ガスによるエネルギー生産量は減少傾向にあるが、これは主として家屋、家庭用ガス機器のエネルギー効率が上昇したこと、一部の工業製品生産減少、そしてガス料金の高騰だ。しかしながら、天然ガスは、環境保護面においても、太陽光、風力など比較的不安定な再生可能エネルギー源を補うのに、有効とみられている。よってその使用割合増大が見込まれる。

・天然ガスは100%輸入。依然としてその大半はロシアより輸入しているが、ノルウェーから、あるいは他のEU諸国からの買い付けも高まりつつある。供給安全確保のため、長期的な供給契約を締結、またロシアからの輸入経路を複数確保している。具体的には、2013年1月にはロシアの天然ガスを、ウクライナを経由せず、バルト海底を経て供給する「ガゼラ・パイプライン」(年間キャパシティ300億立方メートル)が開通、ロシア・ウクライナ間の問題によりウクライナ経由の供給が減少・停止しても、このパイプを通じての供給継続が可能となった。

・再生可能エネルギー源発電の、全電力消費に対する割合は2010年8.3%に達し、同年の目標8%を達成した。2020年までに13%達成を目指す。気候その他の条件により、チェコでは風力、太陽光、地熱発電のポテンシャルは限られている。うち太陽光発電は、バランスに欠ける補助金交付により急速に増大したが、現在はその発電網の制限、農業用地の保護、そして補助金の枯渇という問題に直面している。ただし、2020年までに最終消費電力の13%という目標達成のためには、少額でも補助金制度の継続が必要。太陽光発電については、建物の上に付属した小規模な設備の利用が有効とみられている。一方、バイオマスは、チェコで唯一大量かつ組織的に利用できるエネルギー源として、今後もその活用拡大が期待される。

②エネルギー効率

・チェコの国民1人当たりの電力消費量は、EU27カ国平均程度。

・チェコは伝統的な工業国。工業は大量の電力を必要とするが、産業構造を短期で変化させることは困難。また工業製品、特に機械製品の輸出に国の経済が依存していることを鑑みれば、この部門における省エネを図るのは難しい。

・一方、建造物の省エネ、パッシブハウス(無暖房住宅)の開発は、比較的可能性の高いものとみられている。

政策一覧表(チェコ)

- ③国際規模のインフラ開発
- ・特に風力、太陽光発電など、外的要因に左右され、不安定な発電において、より緊密な国際協力が必要とされる。
  - ・将来的には、欧州基金をつぎ込み、全欧州エネルギー網を確立させることが想定される。これに付随して、エネルギー・システムに対するサイバー攻撃対策も講じる必要があるが、チェコはこの部門で国際研究開発に参加するポテンシャルを有する。
- ④研究開発、イノベーション
- ・エネルギー部門においては、専門の研究所が存在せず、長期的な研究開発戦略が欠如している。
  - ・エネルギー部門は、雇用の観点からも重要。電気、ガス、原料採掘には、2010年前雇用の約2%を占めた(うち45%が電気、ガス生産、供給、55%が原料採掘)。
  - ・エネルギー部門における被雇用者の平均年齢は44歳と比較的高い。うち技術者の割合は2002年の29%から2007年37%に増大。その需要はますます高まりつつある。一方、2016年までの技術系大学卒業生数の動向予測値を見ても、年金退職する技術者を新卒で補うことができないことが予想される。
  - ・同部門における大卒専門職の占める割合は17%にすぎず、EU15カ国平均31%を大幅に下回っている。
- ⑤チェコのエネルギー部門における安全保障、耐久性向上
- ・チェコのエネルギー消費量の50%は国内一次エネルギー源により賄われている。すなわち、チェコのエネルギー輸入依存度(原子力燃料を含む)は50%以下であり、EU諸国で最低レベルにある(EU平均は約60%)。しかしながら、これは主として国産褐炭・黒炭の多量な電源利用によるものだ。石炭貯蔵量の減少に伴い、石炭を利用した発電量も将来的に徐々に減少していく。これによりエネルギーの輸入依存度が大幅に上昇することが予想されるが、石炭の効果的利用、環境にやさしい石炭発電技術開発などにより、2030年までは65%、2040年までは70%に輸入依存度を抑える。
  - ・外からの攻撃、災害などにより、電力供給網が長期的にその役割を果たさなくなった場合、最低限の電力供給を保証するシステムは現在のところ存在しない。

3. 方向性

全般		計画／戦略など
		原子力発電の拡大、石炭火力発電の縮小
個別		
原子力	拡大	原子力発電量の全発電量に占める割合を、2010年32.6%から、2040年50.9%に引き上げ。
石炭火力	縮小	石炭発電量の全発電量に占める割合を、2010年57.0%から、2040年18.1%に引き下げ。 2016年から2025年にかけて、旧式石炭火力発電所を徐々に閉鎖する予定。
ガス火力	拡大	天然ガスによる電力発電量は、2010年の1,125ギガワット時(GWh)から2020年には4,008.3GWhまで増大させる。その後徐々に増大、2040年5,311.2GWhとする。
再生可能エネルギー	拡大	全発電量に占める割合を、2010年の7%から、2020年13%、2040年20%まで引き上げる。 2013年9月、エネルギー源支援に関する法律改正法が成立、10月発布された。同改正法は主として消費者負担の電気料金を引き下げを目的としたもの。主要変更事項は以下のとおり: ・出力10メガワット(MW)以下の小規模水力発電所を除き、2014年1月1日以降に操業を開始した再生可能エネルギー源発電所は全て支援の対象から除外される。 ・太陽光発電電力買取価格に課せられる税率を26%から10%に、またプレミアムフィードイン価格に課せられる税率を28%から11%に引き下げる。 ・エネルギー統制局が設定する、支援対象再生可能エネルギー源電力固定価格買取制度のサーチャージを495コルナ／メガワット時(MWh)以下に制限する。

(出所)各種資料を基に作成



## 政策一覧表(ハンガリー)

### 1. 概要

#### (1)基本政策

①2012年2月、「国家エネルギー戦略2030(National Energy Strategy 2030)」を公表。

競争力の強化(再生可能エネルギーの利用、エネルギーの効率化、研究開発活動の活発化)

持続的な発展(環境保護、省エネルギー、低炭素技術の利用)

国家安全の観点からのエネルギー供給(天然ガス供給元の多様化、天然ガスの備蓄、多様なエネルギー供給)

②2011年5月、「再生可能エネルギーアクションプラン2010-2020」発表

2020年度の再生可能エネルギーの年間のエネルギー最終消費に対する割合を14.65%にすることを目標とする。

最優先課題としてバイオガス・バイオマス発電、地熱発電がある。現在、バイオマスや地熱は主に熱供給に利用されている。

③家庭向け光熱費の引き下げ

2013年1月から家庭向け電気・ガス料金が10%引き下げられ、11月から追加で10%引き下げられた。

#### (2)税制

欧州債務危機の影響による不況からの脱出のため、以下の税がユーティリティ事業者に課された。エネルギー事業者の利益が大幅に削られ新規投資が鈍る。

①2004年1月、エネルギー税

電気、ガスの使用、生産量に対して課税。2013年は175億フォリントの税収見込み。

②2009年1月、エネルギー関連事業所に対する付加税(ロビンフッド税)

2013年は800億フォリントの税収見込み。

③2013年1月、公益事業税

事業者所有する電線、パイプラインの長さに応じて課税される。2013年は600億フォリントの税収見込み。

### 2. 背景

①メインプレーヤーは外資

体制転換後の民営化の際に多くのユーティティ事業者が外資により買収され、国内の大手事業者のほとんどが外資である。欧州債務危機の影響による不況対策のため政府はユーティティ事業者に税負担を求め、企業は経営環境の悪化から追加投資など行いにくい現状となっている。

②エネルギー価格

政府は、ハンガリーの電気・ガス料金などのユーティティ利用料が高額であるとして、政府が関与して強制的に料金の引き下げを行っている。また、2013年9月20日ラジオインタビューにおいてオルバーン首相は家庭向けユーティティ事業者は非営利で行われることが望ましいと発言。

③国の影響力の強化

国家開発省が発行する経済誌「G7」で国有電力企業であるMVMが発電で果たす役割は大きくなっていくと記述されており、規模拡大が示唆されている。

2011年にはハンガリー資本の大手石油事業者MOLの株式21.2%分を政府がロシアのガス会社スルグネフチガスから購入し、エネルギー企業に対して影響力を高めている。

2013年9月30日ドイツのイーオンからガス備蓄子会社を購入し、ガス供給に対して影響力を強める。

2013年9月30日国家開発相ネーメシュ・ジュジャ氏はユーティティ企業6~7社と買収について話し合いを持っていると発言。

政策一覧表(ハンガリー)

3. 方向性

全般		計画／戦略など
		現在の発電量では国内の需要を賄えず、東北部は輸入に頼っている。政府は十分な電力をつくるために原子力を最大限利用していく方針。 ユーティリティー事業者にかかる特別税の影響で発電業者の利益を大きく削られており、集中暖房への熱供給を行う業者は事業からの撤退などがある。 熱供給に関しては供給量を増やすよりも建物の断熱性を高めることで効率化を進める方針。
個別		
再生可能エネルギー	推進	2011年5月「再生可能エネルギー戦略」により再生可能エネルギーの年間のエネルギー総消費に対する割合を14.65%を目標としている。 バイオガス・バイオマス発電、地熱発電が有力。
石炭、褐炭	推進	環境への影響と効率の問題から発電所の閉鎖が続くが、緊急資源として必要性が認識されており、2013年6月から事前調査が始まった新エネルギー・産業技術総合開発機構(NEDO)の石炭ガス化ユーティリティー構想に注目が集まっている。
原子力	推進	2013年11月18日オルバーン首相はインド訪問中に2国間ビジネスフォーラムで原子力のシェアは60-70%まで増大し、電気料金はEUで最低にもなり得ると発言しており、原子力を中心としたエネルギー生産を取っていく予定。 パクシュ原発の増設のための入札が2013年に開始される可能性がある。
天然ガス	維持	国家エネルギー戦略2030で記されている全てのシナリオでシェアを維持しているが、特別税による民間業者の利益減少から事業規模の縮小などがあり新規投資は期待しづらい。 フランスのGDFスエズ傘下のドゥナメンティ発電所では2011年にガスコンバインドサイクルを導入し、発電の効率化が行われたが、経営環境が悪化したため2013年6月には職員のリストラと、24時間稼働を廃止し一定時間のみの操業に切り替えることが発表。
風力	推進	政府により毎年9月15日までに風力発電所建設の余地に関する調査が実施され、着実に成長している。

(出所) 各種資料を基に作成

## 政策一覧表(ルーマニア)

### 1. 概要

・2012年12月に発表された「政府計画2013～2016年計画」によると、政府は主な目標として、①エネルギー供給の安定、②省エネ・環境保護、③競争力強化、④投資誘致、⑤エネルギー消費者の保護、⑥再生可能エネルギーの促進、を挙げている。

#### ①エネルギー供給の安定

輸入エネルギーの供給先や輸送ルートの拡大、外資誘致により炭化水素の油田開発など。

#### ②省エネ・環境保護

高効率のコージェネ施設の設立や既存施設のリハビリ、ESCO (Energy Service Company) の推進、エネルギー消費量の削減を図るホワイト証書の導入、二酸化炭素・貯留(CCS)の導入など。

#### ③競争力強化

エネルギー輸送における漏えいの削減、エネルギー市場の自由化、スマートグリッドの導入など。

#### ④投資誘致

褐炭・ウラン探鉱開発、ウラン精製所の近代化と生産能力の拡大、電力・ガス輸送手段の促進、ガス地下貯蔵収容力の拡大など。

#### ⑤エネルギー消費者の保護

#### ⑥再生可能エネルギーの促進

バイオ燃料を使用した発電ファームの拡大など。

### 2. 背景

・ルーマニアは東欧諸国の中では、石油、石炭、天然ガスなどのエネルギー資源に比較的恵まれている。水力資源にも恵まれている。しかし、その埋蔵量は比較的小さく、2011年時点で褐炭の埋蔵量は47年分、天然ガスは15年分、石油は14年分と推測されている。非工業化により、エネルギー消費量は1999～2010年の間に36.4%減少するが、国内消費は依然高い。消費が増加する一方、向こう数十年で一次エネルギー埋蔵量が大幅に増加する可能性は低く、不足分は再生可能エネルギーおよび輸入(天然ガス、石油、石炭など)により補填(ほてん)する。輸入依存率の拡大を避けるため、新しい油田・炭鉱(褐炭、ウラン)の開発、再生可能エネルギーおよび省エネ促進に取り組む。

・エネルギーインフラが軽視されていたことと、長い投資回収期間(15～30年)を理由に、過去20年の間エネルギー部門への投資はないがしろにされていた。石油・天然ガス生産部門への新規投資が十分でなく、国内エネルギー生産量は長期的な低下傾向にある。また、省エネへの資金不足により普及が遅れている。

・耐用年数超過のため、2035年までに設備容量1万1,066メガワット(MW)の施設が閉鎖される予定で、閉鎖分と国内消費を補填するため約1万4,800MWの施設を新たに確保する必要がある。これに伴う投資額は300億～400億ユーロと推測されている。2035年までに化石燃料による火力発電を大幅に削減し、原子力、水力、再生可能エネルギーで発電量の8割を賄う計画。

・2011年4月に発表された「国家改革計画2011～2013年」によると、2020年までに一次エネルギー消費量および二酸化炭素排出量の19%削減のほか、再生可能エネルギーが国内エネルギー消費に占める割合を24%と設定している。

政策一覧表(ルーマニア)

3. 方向性

全般		計画／戦略など
		2013年内に「エネルギー戦略2030～2035年計画」の作成を外注する予定だったが、資金不足のため2014年に延期。 2011年4月に発表された「エネルギー戦略骨子2011～2035年」によると、2035年に発電量は2010年から62%増の88.5テラワット時(TWh)となる見込み。同年の発電比率は原子力が42.4%(2009年は20.3%)で最も多く、次いで水力が24.3%(同29.2%)、再生可能エネルギーが16.8%(同0%)、化石燃料(褐炭、輸入瀝青炭、輸入天然ガス)が16.5%(同50.5%)。
個別		
原子力発電	推進	チェルナボダ原発3、4号機の入札。 2020年までにチェルナボダ原子力発電所第3、4号機の建設を完了させ、2035年までにさらに2つの原子力発電所を建設予定。国際市場における原子燃料と二酸化炭素排出量取引価格の推移を考慮すると、2020年以降原子力発電が最も効率の良い発電方法と推測。 ウラン探鉱開発、ウラン精製所の近代化と生産能力の拡大
CCS付き火力	推進	リハビリまたは新設された褐炭火力発電所が輸入天然ガス発電所より効率的である場合、2020年以降にリハビリまたは新設される褐炭発電所に二酸化炭素回収・貯留(CCS)を導入。一次エネルギー(特に天然ガス)の輸入削減を図る。
従来型火力	推進	褐炭の発電コストは天然ガスや輸入石炭と比べて低く、高い競争力をもつ。投資優遇措置を活用し、褐炭・瀝青炭資源の探鉱・開発を推進する。 2020年までにトゥルチェニ、ロビナリおよびイシャルニツァ褐炭火力発電所をリハビリし、耐用年数をさらに15年(運転時間1万時間)延長する。 2021～2025年までに設備容量500MWのロビナリ褐炭火力発電所、2030年までに同500MWの褐炭火力発電所をトゥルチェニおよびイシャルニツァに建設する予定。 輸入天然ガスまたは輸入瀝青炭を使用した設備容量5,960MWの発電所を建設する予定(2020年以降に発電方法を決定)。
天然ガス	推進	今後、発電ではなく、主に発熱に使用(コージェネ施設)。そのため、国産天然ガスを発熱用に優先的に確保。 供給安定を図るため、既存パイプラインのリハビリ(10～50%が漏えい)と、周辺国とのパイプライン敷設を進め供給先の多様化を図る。また、地下ガス貯蔵の収容能力拡大を図る。 稼働停止となった暖房施設の生産量を補填するため、2035年までに設備容量1,350～1,550MWのコージェネ施設(TGCRまたはGTCC型)を設立予定。2035年までに稼働停止となるコージェネ施設の設備容量は約3,900MWで、新しいコージェネ施設の設備容量はその30%程度。相違分は省エネ対策とアパートのリハビリで補填予定。
	廃止	基準を満たさない設備容量3,900MWの施設を閉鎖。
水力	推進	2035年までに1,400MWの揚水発電所を建設し、2020年までに水力発電が発電量に割合を59%、2035年に67%に拡大予定。
再生可能エネルギー	推進	2010年以降、風力発電の建設が集中し、価格転嫁を懸念した政府は2013年7月から新規参入の小規模水力発電、風力発電、太陽光発電生産者へのグリーン証書発行枚数を削減。削減された証書は段階的に生産者に発行される予定で、水力発電および太陽光発電が2017年3月31日から、風力発電は2018年1月1日からと規定。 2011年からグリーン電力証書制度が本格的に導入。対象となる発電方法は、風力、太陽光、水力(設備容量10MW以下)、バイオマス、バイオガス、地熱、ガス発酵。発電方法に従って1MWh当たりの発行枚数が決まっている。風力:2枚、太陽光:6枚、水力:3枚、バイオマス:2枚、バイオガス:2枚、地熱:2枚、ガス発酵:1枚。 今後、バイオ燃料、バイオガスおよび地熱発電を促進する方向。 再生可能エネルギーがエネルギー消費量に占める割合を2015年が33%、2020年40%と設定。

(出所)各種資料を基に作成

## 政策一覧表(ドイツ)

### 1. 概要

- ・「気候変動およびエネルギーに関する統合プログラム要綱(Key Elements of an Integrated Energy and Climate Programme)」(2007年8月閣議決定)が現政策の基本となっている。温室効果ガスの排出量を2020年までに1990年比で40%削減することを目標とする29項目からなる政策パッケージであり、2007年12月に要綱に基づくプログラムが閣議決定された。同プログラムに基づき、2007年12月に14件の法律・命令案が閣議決定され、2008年6月にはさらに7件の法律・命令案が閣議決定された。本プログラムが定める基本原則は、①効率性、②供給安定性、③環境適合性。
- ・2010年9月にCDU/CSUとFDPによる保守中道の第2次メルケル政権の下で国内のエネルギー戦略「連邦政府エネルギーコンセプト」を連邦経済技術省(BMWi)と連邦環境・自然保護・原子炉安全省(BMU)が共同で策定し、低環境負荷、供給安定性と経済性の鼎立(ていりつ)を目指している。
- ・2011年3月の福島第1原子力発電所事故を受け、原子力発電所の段階的閉鎖、再生可能エネルギー導入拡大など、大幅にエネルギー政策を転換し、2011年7月に再生可能エネルギー法を改正し、電力供給に占める再生可能エネルギーの割合を2020年までに35%以上、2030年までに50%以上、2050年までに80%以上とする目標を定め、再生可能エネルギーによる電力の買い取り価格が見直された。
- ・2022年までに原子力エネルギーの利用を段階的に廃止する。
- ・電力大消費地と再生可能エネルギー電源地域とは、南北に離れているため、電力送電網の整備を迅速化する政策を進めている。

### 2. 背景

- ・2012年のドイツの一次エネルギー消費1万3,757ペタジュール(PJ)のうち、石油が33.0%、天然ガスが21.5%、石炭が12.9%、褐炭が12.0%、水力を含む再生可能エネルギーが11.6%、原子力が7.9%となっている。原油の98.3%が輸入であり、輸入量の46%はロシアとノルウェーが占めている。天然ガスについても85.7%が輸入であり、その大半をノルウェー、オランダ、ロシアが占めている。そのうちでも輸入量の40%近くを占めるロシアが最重要の供給国となっている。
- ・一次エネルギー消費に占める輸入割合は2012年で68.4%であり、70%台で推移した1990年代後半から2000年代前半と比較すると多少輸入依存度は低下してはいるものの、エネルギー安全保障上、供給源の多様化、国産化が引き続き必要だ。

政策一覧表(ドイツ)

3. 方向性

全般		計画／戦略など
		連邦政府エネルギーコンセプト: 2010年9月28日に策定したコンセプトは、低環境負荷、供給安定性と経済性の観点からのエネルギー供給のためのガイドラインであり、17本の法律と26本の行政命令により再生可能エネルギーの導入促進、省エネルギーの推進を実現する。 エネルギー転換: 連邦政府は確実にエネルギー転換を進めているものの、実際の対策はその緒に就いたばかりであり、経済成長を維持するために安定かつ低廉なエネルギー供給が必須であり、エネルギー部門の競争を促進し、市場経済原則に適合して規制の枠組みを設計する必要がある。
個別		
熱電併給	推進	熱電併給近代化法: 2020年までに熱電併給発電(コージェネ)の発電量のシェアを25%に上昇させるため、コージェネの新增設、電気料金補償、熱供給・冷熱供給、蓄冷・蓄熱設備の整備、補助について規定。
再生可能エネルギー	推進・見直し	再生可能エネルギー法: 1991年に制定された電力供給法が2000年に再生可能エネルギー法に継承され、2004年、2009年、2012年と3度の改定を経て、現在の再生可能エネルギー政策の根幹をなしている。2012年の改訂では、バイオマス、地熱、風力、特に洋上風力へのインセンティブを拡大する一方で、太陽光発電のインセンティブを抑制するなどの見直しが図られた。 エネルギー・気候基金法: 排出権取引による収入を原資としたエネルギー・気候基金(EFK)の設立と、同基金による再生可能エネルギー、省エネルギー投資などへの融資について規定。
CCS技術	推進	二酸化炭素回収貯蔵法: 二酸化炭素の回収、輸送、地下処分などの法的枠組みを規定。
原子力	段階的廃止	原子力法: 一般的な原子力利用規制のほか、段階的な原子力発電所の廃止を規定。
系統整備	—	エネルギー供給保安法: 系統変動の制御が困難となった際の需給調整について規定。 エネルギー管理強化法: 高圧送電網の整備について規定。 系統整備促進法: 州間の110kVA以上の高圧送電網の整備について規定。 連邦需要計画法: 今後10年間の連邦政府の系統整備計画について規定。

(出所)各種資料を基に作成

## 政策一覧表(オーストリア)

### 1. 概要

#### (1) 政策担当機関

エネルギー政策担当機関は主に経済・家族・青年省 (Ministry of Economy, Family and Youth)、再生可能エネルギー (RE) の一部は農林省 (Federal Ministry of Agriculture, Forestry, Environment and Water Management)、REに関する研究は交通・イノベーション・技術省 (Federal Ministry for Transport, Innovation and Technology) が担当している。

#### (2) 基本政策

2010年3月に、EUの20/20/20目標を達成する政策をまとめる「オーストリア・エネルギー政策」が発表された。「エネルギー効率の向上」「省エネルギー」と「再生可能エネルギーの拡大」という3つの柱とする助成策で同戦略は、EUのエネルギー目標の達成のほかに、エネルギー輸入の大幅な減少や経済成長、雇用拡大への積極的な貢献も目指している。

・2011年のエコ電力法改正に際して、エネルギー担当相は「原子力発電による電力の輸入を遅くとも2015年までにやめる」と原子力に頼らないエネルギー政策の具体的達成時期を示唆。

### 2. 背景

#### (1) 豊富な水力資源

・アルプスの山地や多数の河川に恵まれ水力資源が豊富。

#### (2) 原子力禁止法

・1978年12月に、国民議会は全会一致で原子力禁止法を可決。ツベンテンドルフ原子力発電所への運転許可の発給を禁止するとともに、他の原子力発電所の建設計画も破棄した。

#### (3) 「オーストリアのエネルギー報告書」(1996年)

・エネルギー政策の基本原則として、以下の2点が明記された。

①全ての施策および行動を持続的な開発が可能となるよう方向付ける。

②原則的に市場原理に基づいたエネルギー政策を推進し、市場原理によって機能しない分野を除き、極力、政府の介入は避ける。

#### (4) 「オーストリア・エネルギー現状2013年」

過去20年の主な動き: (i) エネルギー消費は2005年まで伸びたが、それ以降はほぼ横ばい、(ii) 資源別にみると、RE資源が増え、化石燃料が減少、(iii) EU内で、オーストリアのREの割合が大きい、(iv) エネルギー効率が改善、経済成長とエネルギー使用量の関係がなくなった、(v) 業種別にみると、交通・運搬の最終エネルギー費用への割合が増加、家庭、農林業の割合が減少、(vi) 国内エネルギー生産が増加、特にRE、(vii) 自給率が上がり、輸入依存度が横ばい

政策一覧表(オーストリア)

3. 方向性

全般		計画／戦略など
		改定エコ電力法 固定価格買い取り制度の原資である助成金が当初の2,100万ユーロから5,000万ユーロ(年間)に拡大された。
個別		
原子力発電	反対	原子力禁止法:原子力発電由来の電力の輸入も認めない。
再生可能エネルギー	推進	3つの柱:安定供給確保、エネルギー効率向上、再生可能エネルギー資源拡大 2020年までに最終エネルギー消費に占めるREの割合を34%に高める。
水力	推進	2020年までに1,000メガワット(MW)に拡大。
風力	推進	2020年までに2,000MWに拡大。改正エコ電力法(2012年から有効)をてこに、2012年には295.7MW、2013年には419.1MWが新しく設置された。
バイオマス・バイオガス	推進	2020年までに200MWに拡大。
太陽光	推進	2020年までに1,200MWに拡大。

(出所)各種資料を基に作成



## 政策一覧表(イタリア)

### 1. 概要

#### (1) エネルギー政策担当機関

・経済開発省 (Ministero dello Sviluppo Economico)。

#### (2) 基本政策

・イタリアのエネルギーに関する基本政策は、国家エネルギー計画 (PEN: Piano Energetico Nazionale) として公表されている。

・現行の第4次PEN (1988年決定1991年より施行) では、①省エネルギーの促進、②環境の保全、③国内エネルギー資源の開発、④エネルギー資源の多様化、⑤エネルギー価格引き下げによる産業の競争力向上を5大目標としている。

・1996年のEUの電力自由化指令に基づき、イタリアでも電力業界自由化の動きが進展。同EU指令実施のための政令1999年3月16日付79号を策定し同4月施行。

・2004年にはエネルギー部門再編成のための権限を政府に与える法律2004年8月23日付239号が成立し同9月施行。

・2012年10月、政府は第4次PENの施行から約20年ぶりに新たな国家エネルギー政策案を閣議提案。同案はパブリックコメントの手続きを経て「国家エネルギー戦略～より競争力があり持続可能なエネルギーのために～ (SEN: Strategia Energetica Nazionale)」というタイトルで、2013年3月8日付経済開発省と環境・国土・海洋保全省令として施行。EUの「低炭素経済ロードマップ2050」にも対応し、2050年までを見据えた戦略となっている。

・同戦略では、2050年までの主要目標として以下の4点を挙げている。①競争力: 徐々に欧州全体の水準にまで適正化し、消費者や企業向けのエネルギーコストを削減、②環境: EU が定める環境規制・目標を上回る、③安全: 特にガスを中心としたエネルギーの安定供給の強化と海外依存度の低減、④成長: エネルギー産業分野の発展を通じた持続的経済成長の促進。

・上記の目標を達成するため、同戦略では2020年までに優先すべき実施事項として以下の7点を挙げている。①エネルギー効率のさらなる向上、②ガス市場の競争力強化と南欧のガスハブ開発、③再生可能エネルギー (RE) の持続的な開発、④電力インフラと市場の開発、⑤石油精製分野と燃料配給網の再構築、⑥国内の炭化水素生産の持続的な開発、⑦統治システムの近代化。

・また7つの優先事項を実施した上で、2020年までに①エネルギー消費の抑制とREを中心としたエネルギーミックス (電源構成) の進展、②エネルギーコストの削減と電力卸売価格の欧州水準への低減、③EUのエネルギー戦略「Energy 2020」を上回る目標への到達、④エネルギー安全保障状況の改善、⑤投資促進による経済成長の達成を目標としている。

## 2. 背景

### (1) 高いエネルギー価格

- ・イタリアのエネルギー価格は、特に電力価格を中心として、欧州諸国や米国などに比較して平均的に高く、これがイタリア経済の競争力を削ぐ結果となっている。特に電力については、欧州諸国に比較して、発電エネルギー源としてガスやREが占める割合が大きい。特にイタリアは原子力発電所を廃止し、エネルギーミックスの中で原子力がゼロとなっていることなどが影響している。またイタリアはガスの卸売価格も高く、導入が進んでいるガスタービンコンバインドサイクル(GTCC)によるガス火力発電所で発電される電力の卸売価格を引き上げる結果となっている。
- ・過去からイタリアはREに対するインセンティブ額が高く、電力料金(関係する税金は除く)の20%以上は、REによる発電に対する各種インセンティブを補填(ぼてん)するための費用に充当されている。また他にもシステムコスト(原子炉の解体費用や特別な価格スキームなど)や広範にわたる非効率な政策などによっても、電力料金に対する支払額が高騰する構造となっている。

### (2) エネルギー供給の低い安全性と高い海外依存度

- ・イタリアは国内資源に乏しく、国内エネルギー需要の84%(2010年)を輸入に依存しており、EU27ヵ国平均の53%と比較してもその依存度が高いことが明らか。そのためエネルギー分野の貿易は大幅な赤字となっている。さらにエネルギー輸入相手国も中東や北アフリカ諸国などに集中し供給先国が限定されており、エネルギー安全保障上の課題となっている。
- ・海外からのガス供給が有事などの影響で減少し、また例外的な寒波などの条件が重なった際に、ガス供給システムが柔軟に対応できない。異常な気象条件でピーク時の推定需要1日当たり約4億8,000万立方メートルに直面した場合、予備である約5,000万立方メートルでは量は限られている。こうした非常事態時に、追加の柔軟な措置を取る必要があり、結果としてエネルギーコストが上昇する結果となる。

### (3) 困難な経済環境や資金状況、エネルギー市場の転換にあえぐ一部のエネルギー業界

- ・導入が進むGTCCによるガス火力発電によって発電している発電会社は、国内電力需要の低下、熱による電力発電能力の増加、REによる発電量の増加によって、発電能力が過剰な状況に陥っている。
- ・石油精製業界では、経済危機などの景気循環やバイオ燃料の増加などによる構造的問題によって需要の低下に直面。また、インド、中東諸国、中国などの新興諸国企業との競争にもさらされており、一部のエネルギー業界は苦境に陥っている。

3. 方向性

全般		計画／戦略など
		<p>・イタリアの電力市場は1990年代後半からの自由化が進展し、同市場は成熟しつつある。そのため、事業者、法制度、設備などの開発も進展し、併せて電力供給の増大や供給源の多様化も確実に進展しており、発電設備や電力網に対する投資も拡大している。しかし、地域によっては国内電力網に十分な連結が実現できておらず、非効率な地域も存在。政府は今後さらにイタリア国内全体を十分に電力網に連結し、電力の最終消費がさらに自由に電力会社を選択できるよう、各種障害の改善に向けての動きが進む。</p> <p>・近年のGTCCによるガス火力発電やREによる発電量の増加によって、カバーすべき電力需要量に対して、キャパシティーを超える状況となっている。そのため、今後は他の欧州諸国に比較して高い電気料金の低減、欧州の電力市場のさらなる統合に向けた国内電力網の強化や手続きおよび管理方法の標準化、また急増するREによる電力の国内電力網への連結や安定した供給への動きが進む。</p>
個別		
再生可能エネルギー (太陽光を除く、風力、水力、地熱、バイオマス、バイオガスなど)	推進	<p>1999年に年間100GWh以上の発電または電力輸入を行っている事業者を対象に、国内市場への電力供給量のうち一定割合をREとすることを義務付ける制度を導入。また事業者は、自ら再生可能電力を発電または調達する以外に、グリーン証書を購入することによっても義務を達成することができる。</p> <p>2012年7月6日付経済開発省令により、政府はREによる電力生産に対する新たなインセンティブ制度を導入した〔発電能力1キロワット(kW)を超える設備が対象で、太陽光発電は対象外)。同制度は2013年1月以降に認定を受けた新規設備、完全に再建設した設備、再稼働する設備、能力を増強した設備などが対象となる。また累積のインセンティブコストが明示されるようになり、毎年58億ユーロ(年間)を超えないとされている。さらに2013年から2015年の各年においては、エネルギー源の種類や設備の種類、適用されるインセンティブを獲得する方法の種類ごとに、年間の補助可能な割当額が決められている。</p> <p>現行の制度の下で運用されているグリーン証書の制度は、2012年12月末までに稼働した設備に適用されるが、2012年7月6日付経済開発省令で2013年1月以降に稼働した設備に対する同制度の改正が行われた(前四半期で生産した電力量などをベースに四半期ごとに発行される)。</p>
太陽光	減速	<p>2005年から導入された太陽光発電に対する固定価格買い取り制度(Conto Energia)は改定が重ねられ、2011年5月には第4次固定価格買い取り制度(5月5日付経済開発省令)が策定され、発電能力1kWを上回る太陽光発電設備に適用が開始された。第4次の制度の適用を受けるためには、国内送電網に連結され、2011年6月から2016年末までに認定を受けた以下のいずれかの設備である必要がある。①太陽光発電、②革新的特徴を有する建物一体型太陽光発電、③集光型太陽光発電、④革新的太陽光発電。</p> <p>最新の固定価格買い取り制度は第5次(2012年7月5日付経済開発省令)となっており、2012年8月27日から適用が開始された。しかし、第5次は規定されていた年間累積インセンティブ額67億ユーロに達したため、第5次の適用は2013年7月6日に適用が終了した。</p>
太陽熱	推進	<p>2008年4月11日付経済開発省令(2012年7月6日付経済開発省令で修正)により、太陽熱発電に対する固定価格買い取り制度が導入された。電力送電網に接続されていることや、受光面積の大きさによって受光面積1平方メートル当たりの名目発電能力の大きさなどに条件がある。現行のインセンティブは2015年末まで適用されるが、2016年のインセンティブ額は2015年末までのものに比較して5%減、さらに2017年のインセンティブは2016年の額から5%減額される。</p>

政策一覧表(イタリア)

原子力	白紙	1986年のチェルノブイリ原発事故後、翌1987年11月の国民投票で原発の運転停止が決まり、1990年までに国内全ての原発を停止。そのため、電力総供給の輸入に依存や、それに伴う高い電力料金などが問題視され、2008年の総選挙で勝利した当時のシルビオ・ベルルスコーニ政権は、原発再開計画を打ち出し、2020年までの再稼働を目指し準備を進めていた。これに対して原発再開に反対する環境保護団体や一部野党は、国民投票実施のための署名を集め、最高裁に請求。2011年1月に原発再開計画の是非に関する国民投票の実施が決定。2011年6月に投票が行われたが、2011年3月に起こった福島第1原発の事故なども影響し、原発再開計画廃止への賛成票94.05%、反対票5.95%となり、圧倒的多数で原発再開計画の廃止が決定された。
石炭火力 ガス火力	低迷	2013年11月、上院は2014年に電力・ガスエネルギー当局が、キャパシティー・ペイメント制度(電源を保有することに対する報酬)の具体的な補助方法を決定することを次年度予算案の中で可決。電力価格や料金を上げることなく、また電力システムの安全性維持のため、多様な電力源を徐々に導入していくことを意図している。しかし、同制度の導入は再生可能エネルギー業界に影響を与えるとして、業界団体からは反対の意見も出ており、今後の見通しは不透明。

(出所) 各種資料を基に作成

## 政策一覧表(スイス)

### 1. 概要

#### (1) 政策担当機関

「環境・運輸・エネルギー・通信省(Department of the Environment, Transport, Energy and Communication)に所属する、連邦エネルギー局(Federal Office of Energy)」

#### (2) 基本政策

・2013年9月4日、連邦政府は「エネルギー戦略2050」を決定し、審議のため国会に提出した。この中には、2050年に向けたエネルギーと電力の需要、供給の見通しとそれを実現するための第一段階の政策が盛り込まれている。

・第一段階の政策の実施のためには、エネルギー法の全面的な改定と9つの関係法律の修正が必要とされている。

・「エネルギー戦略2050」は7つの柱から成り立っている。

- 1) エネルギーと電力の消費を減少させること
- 2) 再生可能エネルギー、とりわけ太陽光発電のシェアを拡大させること
- 3) 国際的なエネルギー市場へのアクセスを確保すること
- 4) 電力流通網の更新、拡張および電力貯蔵技術の開発導入を進めること
- 5) エネルギー分野の研究開発を強化すること
- 6) 連邦政府、州政府、市などの立場からエネルギー問題へ模範的な取り組みを進めること
- 7) エネルギー技術開発面を中心として国際的な協力を進めること

### 2. 背景

・スイスはエネルギー供給の約8割を輸入に頼っており、供給面、価格面の変化に対して経済構造、エネルギー需給構造が脆弱である。

・1人当たりエネルギー消費量が諸外国に比べ依然として相対的に高く、目指すべき2,000ワット社会に向けての途上である。

・化石燃料への依存がエネルギーベースで66%であり、温暖化防止対策など地球環境問題への対応の観点からは依存度が高い。

・発電分野では、原子力発電からの撤退により予想される電力供給量の減少分を代替することが必要である。また、分散型エネルギーの普及に備え流通設備の更新が求められている。

政策一覧表(スイス)

3. 方向性

全般		計画／戦略など
		業務、家庭分野、運輸分野を中心にエネルギー利用の効率化を図り、エネルギー需要について2010年をピークに減少させるとともに、電力需要については2020年以降をめぐり安定化させる。
個別		
原子力	廃止	2011年に原子力発電の段階的廃止が決定され、新規建設も既存プラントの変更も法律上禁止されている。戦略2050では、現在の5基からの電力供給を停止時期に合わせ減少させる。現在電力供給の4割近くを占めており、2050年には他の電源で代替する必要がある。
水力	推進	着実な開発と導入、ダムの利用効率の向上を図ることにより現在より発電電力量を増加させる計画。2020年に向けて電力供給量全体が増加するのでシェアは55～56%と変化しない。
太陽光発電	推進	再生可能エネルギーのほとんどを担う位置付けとされ、2050年には現在の20倍近い発電電力量が期待されている。2050年に向けて挑戦的ではあるが、太陽光バブルを起こさせないよう着実な政策運営を目指しているのが特徴。2014年から、再生可能エネルギー電力購入に係る賦課金の値上げを行い、固定価格買い取り制度に充て、設置者からの申請受け付けを加速させる考えである。
風力	推進	地形的な理由から、あるいは地域住民からの支持が得られにくいいため国内での大幅増は見込まれていないものの、関連企業を通じた海外プロジェクトへの参画が計画されている。
地熱	推進	スイス国内の可能性地点で地層調査を行うとともに試掘が計画、一部実施されている。高温岩体発電も検討されている。
ガス発電・電力輸入	—	化石燃料の利用については地球環境問題の観点から望ましくなく、国民からの支持が得られにくいと考えているが、電力輸入の方策も含め電力供給が不足する場合に備えて進める必要があると考えている。

(出所) 各種資料を基に作成

## 政策一覧表(ベルギー)

### 1. 概要

ベルギーは連邦制をとっており、エネルギー分野は連邦政府と国内3地域の政府(フランダース政府、ワロン政府、ブリュッセル首都圏地域政府)が協同で所管している。電力に関しては、連邦政府が国内の電力設備計画(plan d'équipement national du secteur de l'électricité)、核燃料サイクル、エネルギー貯蔵・搬送・生産の基幹インフラおよび料金を所管し、各地域政府は電圧7万ボルト以下の送配電網、原子力以外の新エネルギーおよび省エネなどを所管している。連邦政府と各地域政府の政策協議と調整はエネルギー連邦・地方協議(Concertation Etat-Régions pour l'Énergie: CONCERE)で行われる。

2011年末に発足したエリオ・ディルポ政権はエネルギー分野において「安全で持続可能、安価なエネルギーの保証」を目標とし、次の4点の施策を打ち出した。

#### ①エネルギーの安定供給

エネルギーの安定供給に向けて、再生可能エネルギー源(風力、水力、太陽光)、需要管理、周辺国との系統連系など、エネルギー源を多様化。

#### ②エネルギー価格の管理

エネルギー価格を近隣国の平均以下に管理する。そのため、地方政府および国内のエネルギー規制機関と協同でエネルギー価格を分析し、価格管理に必要な施策を行う。

#### ③再生可能エネルギーの推進

コスト効率性を考慮しつつ、再生可能エネルギーへの支援を行う。

#### ④原子力発電所の廃止

2003年に制定された脱原子力法(正式名称「商業原子力発電からの段階的撤退に関する法律」)に基づき、原子力発電所は稼働から原則40年で閉鎖する。ただし、国内の電力事情を考慮し、1975年に建設されたティアンジュ原発1号機は2025年まで稼働させることを決定。

### 2. 背景

#### ①エネルギーの安定供給

ベルギーは国内のエネルギー資源に乏しく、エネルギー自給率が低いため、エネルギー源の多様化を通じたエネルギーの安定供給を優先事項に位置付けている。

#### ②エネルギー価格の管理

企業の競争力の低下と市民の家計への負担増を防ぐ。

#### ③再生可能エネルギーの推進

EUの再生可能エネルギー指令(2009/28/CE)により、2020年までにベルギーのエネルギー消費の13%を再生可能エネルギーで供給するという拘束力のある目標を設定している。この目標の達成のため、エネルギーのうち電力部門においては、2020年までに発電量の25%を再生可能エネルギーとする。

#### ④原子力発電所の廃止

ベルギーでは2003年に原発の段階的閉鎖を打ち出した法律が成立したものの、国内のエネルギー事情から原発の寿命延長を検討していた。しかし、2011年の東京電力福島第1原発事故を受けて地方政府を中心に脱原発の機運が高まった。一方、連邦政府は地方政府の意向を尊重しつつも、エネルギーの安定供給に向けて原発の寿命延長の検討を行った。

政策一覧表(ベルギー)

3. 方向性

全般		計画／戦略など
		<p>政府はメルキオール・ワトレ・エネルギー担当相が作成したエネルギー政策に関するワトレ計画(Plan Wathelet)を2013年7月5日の限定閣議(首相、副首相のみが出席)、および同月19日の閣議で了承した。同計画は最適な費用によるエネルギーの安定供給を目標に以下を提案した。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>市場環境を改善し、国内のガス火力発電所の収益性を向上することにより、発電所の維持管理費用を捻出し、電力の品質を確保する。</li> <li>予備力の確保には需要管理も活用する[2015年までにさらに400メガワット(MW)の需要管理を実現]</li> <li>2018年までに隣国との系統連系を強化する</li> </ul> <p>しかし、これらの提案のみでは2016～2017年を境に電力不足が予想されるため、さらに次の点が提案された。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>ティアンジュ原発1号機の運用を10年間延長</li> <li>出力800MWのガス火力発電所を新設</li> <li>洋上風力発電所への支援制度の見直し</li> </ul> <p>窓口の一本化 2013年10月、連邦政府、および3地方政府はエネルギー関連プロジェクトの許認可手続きの協調のため、許認可協調・簡易化委員会(Comité de coordination et de facilitation pour l'octroi des autorisations:CCFA)を創設することで合意した。同委員会は単一の手続き窓口の監督機関、個別プロジェクトの追跡評価機関、および近隣国と欧州委員会から構成され、連邦政府のエネルギー行政機関が事務局を務める。近隣国との系統連系プロジェクトにおける手続きの迅速化が期待される。</p>
個別		
原子力	段階的廃止	<p>2013年7月、1975～85年に建てられた国内に存在する7基の原子炉を、ティアンジュ1号機を除き、全て40年で閉鎖することを決定。ティアンジュ1号機(1975年築)は運用期間を10年間延長する。これにより、2025年には国内の原発が全て閉鎖される予定。なお、ティアンジュ1号機の運用から得られる利益が1MWh当たり6.4ユーロを超えた場合、超過分の70%を国庫に納付し、新規の投資支援を通じた市場競争の改善および洋上風力発電所の整備に利用する。</p> <p>政府は2012年7月、北部ドゥールの原子炉2基を閉鎖する方針を固めたが、代替エネルギー源の確保が難しいとして、ティアンジュ原発の1号機を修理し2025年まで稼働させる決定を下した。</p>
ガス火力	推進	<p>2013年7月、エネルギーの安定供給のため、800MWの容量の火力発電所の新設の競争入札を実施すると発表した。同発電所に対しては運用開始から6年間支援を行う。入札者は必要な財政支援、ピーク時と需要の変動への対応など技術的側面、運用開始までに必要な期間を評価する。</p>
再生可能エネルギー	推進	<p>Etats généraux de l'Energie(エネルギー大会議) 連邦政府およびフランダース、ワロンおよびブリュッセル首都圏の各地域政府のエネルギー担当相は2011年6月に会合を開催し、2050年までに国内のエネルギー消費を100%再生可能エネルギー源で賄うという目標の達成に必要な施策について協議した。</p> <p>報告書「Towards 100% renewable energy in Belgium by 2050」 2012年12月に連邦計画局(Federal plan bureau)、国内の研究機関の共同調査の報告書が発表された。2050年までにベルギー国内のエネルギーを全て再生可能エネルギー源で供給することを到達目標とした場合のシナリオ分析を実施した。その結果、国内のエネルギー消費を全て再生可能エネルギー源で供給するにはエネルギー効率の向上が欠かせないことが分かった。また、エネルギーの電化が加速するとともに、2030年にはエネルギーのうち電力部門はほぼ再生可能エネルギー源のみに移行させることが必要となるため、早期の投資が不可欠と分析している。</p>
洋上風力	推進	<p>洋上風力発電所の新設地域の選定、電力インフラの利用に必要な免許、認可の取得手続きの簡易化、迅速化に取り組む。また、送電系統運用者(TSO)Eliaに洋上風力発電所のグリッドへの接続施設(stop-contact)を設置し、コスト効率性を考慮しながら隣国との連系線の容量を拡大することを求める。</p>

(出所)各種資料を基に作成



## 政策一覧表(オランダ)

### 1. 概要

#### (1) エネルギー政策担当機関

・経済省がオランダのエネルギー政策(エネルギー政策白書)の策定、エネルギー産業の改革と自由化の提案・指導を担当している。

#### (2) 基本政策

・エネルギー政策の基本理念は、経済的、安定的、クリーンなエネルギーの供給。

・2020年までの目標は以下のとおり

- ①CO2排出量を20%削減(1990年比)。
- ②最終エネルギー消費に占める再生可能エネルギーの割合を14%まで引き上げる。
- ③エネルギー効率を20%引き上げる。

・「持続可能な成長のためのエネルギー協約」

2013年9月、政府は、40を超える国内の関係機関・団体との協議を経て、「持続可能な成長のためのエネルギー協約」を締結。建築物内での省エネを含む、各種省エネ措置によって、最終エネルギー消費を1年当たり平均で1.5%、2020年までに合計100ペタジュール削減すること、石炭火力発電所の削減と洋上を中心とした風力発電の増強により、再生可能エネルギー比率を2020年までに14%、2023年までに16%に引き上げることを目標としている。

### 2. 背景

・政府は将来的なエネルギー傾向について、以下のとおり認識。

- ・省エネの影響により、エネルギー需要はあまり変わらない。一方、電力需要は増加の方向。
- ・エネルギー資源の輸入依存度は増加の方向。
- ・将来的には再生可能エネルギーの割合が上昇するも、安定供給のため、当分は従来型エネルギーが必要。
- ・再生可能エネルギーは現時点ではコスト競争力はないものの、将来的には従来型エネルギーと同等となる見込み。
- ・再生可能エネルギーの増加やインフラの強化のため、全体的なエネルギーコストは今後上昇していく。
- ・2010年時点での再生可能エネルギーの最終エネルギー消費に占める割合は4%。CO2排出量の削減や雇用の確保のため、導入のためのコスト低減により、再生可能エネルギー導入量を増加させていく。
- ・エネルギー安全保障と、コスト競争力の観点から、エネルギー資源の多様化が必要。化石燃料依存を減らすためにも、原子力発電は重要な位置付け(原子力発電所については、2013年時点で1基のみ)。
- ・将来的にはエネルギー資源の輸入が増加すると見込まれる。現在は欧州でも有数の天然ガス生産国であるが、2025年ごろには天然ガスの純輸入国となると予想される。よって今後は、エネルギー資源国との関係強化がますます重要となる。

政策一覧表(オランダ)

3. 方向性

個別		計画/戦略など
原子力	推進	現在唯一操業しているボルセール(Borssele)原子力発電所は、2033年に閉鎖予定。一方、今後ボルセール2つ目の原子力発電所を新設する方向であり、エネルギー源の多様化と、CO2排出量削減の観点から、原子力の重要性は変わらない。
石炭火力	—	1980年代に建設された石炭火力発電所3カ所を2016年1月に、さらに2カ所を2017年7月に閉鎖。今後はバイオマス混燃やCCS(二酸化炭素回収・貯留)とともに使用していく。
天然ガス	推進	再生可能エネルギーの調整電源などとして、ガス火力発電所の重要性は変わらない。2011年よりロッテルダムの液化天然ガス(LNG)基地が稼働開始するなど、今後の国内生産量減少に伴う輸入量増加に対応する必要がある。また、天然ガスにおける欧州のトランジットハブとしての役割や、ガス貯蔵も強化していく。
風力	推進	洋上風力発電の発電設備容量を2023年には4,450MWまで、陸上風力発電は2020年には6,000MWまで増強する。
バイオマス	推進	石炭火力発電所でのバイオマスの混焼を推進。
CCS	推進	今後も発電用に石炭利用を進めていくため、CCSを推進。オランダ沖の海底下にCO2を貯留するROADプロジェクトなどを実施している。

(出所) 各種資料を基に作成

## 政策一覧表(スペイン)

### 1. 概要

#### (1) 政策担当機関・部門

・「産業・観光・商務省エネルギー長官局 (Secretaría General de Energía, Ministerio de Industria, Turismo y Comercio)」がエネルギー関連事項の管轄当局であり、石油・ガス、電力、鉱業部門を担当している。

#### (2) 基本政策

政府は2013年7月、「電力赤字」の解消・再発防止の電力システム改革のパッケージを発表。

現在のエネルギー政策における最優先事項は、電力システムの抜本的改革を通じた、①電力赤字の解消、②電力コストの競争力回復であるため、再生可能エネルギー (RE) やガスタービンコンバインドサイクル (GTCC) 発電設備の導入は最低限に。

なお、電力安定供給、EUのエネルギー・環境政策目標の達成 (REをはじめとする電源多様化を通じたエネルギー対外依存縮小と二酸化炭素 (CO<sub>2</sub>) 排出削減、電力自由化を通じた経済効率化、利用者保護) が基本政策であることに変わりはない。

#### ①「電力赤字」の解消: 45億ユーロ規模とされる構造的電力赤字の解消

・2013年7月14日に電力赤字対策法 (Real Decreto-Ley 9/2013) を緊急施行。

RE電力買い取り制度の廃止を含む発送配電事業者全般への助成削減、電気料金の引き上げ、国庫からの補填 (ほてん) を実施。

ただし、財政再建を優先する政府が、予定していた国庫補填 [RE電力買い取りコスト (22億ユーロ)、本土外電力供給コスト (9億ユーロ)、ガス燃料税 (5億ユーロ)] を撤回したことで、2013年も最低36億ユーロの赤字が発生し、大手電力5社の「立て替え債権」に。同債権は原則今後15年かけて電気料金から回収。

#### ②電力コストの持続可能性・競争力回復: 規制電力部門のコスト効率化、将来における電力赤字の再発・拡大の防止

政府は9ヵ年次の「国家エネルギー計画」 (National Energy Plan) で拘束力のある送電・送ガスインフラ投資計画を定め、マクロ経済・関連EU指令を反映させたエネルギー政策を進めている。バブル景気とその後の欧州債務危機により、エネルギー需要予測に大きなブレが出ており、現在2014～2020年の計画を見直し中。中期的なRE・GTCC利用拡大や電気自動車 (EV) の導入による電力供給構造や需要曲線の変化への対応が目下の課題。

### 2. 背景

#### ①電力自由化とバブル景気でRE発電投資が過熱

1997年電力セクター法 [Ley 54/1997、電力市場自由化に関するEU指令 (1996年) の国内法] で、送・配電 (規制部門) から発電・小売り部門を切り離し、2003年に小売り自由化を開始。2008年7月には大口需要家向け小売りが完全自由化、2009年以降は全ての需要家について規制料金が廃止されるが、家庭・中小企業向けについては事実上の参考料金 [小口需要家向け最終価格 (TUR)] を現在も適用。発送配電分離により、REおよびバックアップ電源のGTCC発電の導入が本格化。好況期の経済成長を背景に、年率5%の電力需要拡大に対応するため、発電設備の導入が急速に進み、発電設備容量は2000～2013年の間に倍増。現在はピーク電力40GWに対し、設備容量は108GWと供給過剰。

#### ②電力赤字問題

電力赤字はそもそもユーロ導入の条件だったインフレ抑制を目的として、政府が電気料金の引き上げを凍結し、収入不足分を電力小売り事業者 (大手電力) の立て替え債権としたことがきっかけで発生した。ユーロ導入後もその時々政権は支持率低下を嫌い、電気料金の引き上げを十分に行わなかったため、この赤字は徐々に拡大していった。また、RE買い取り制度による急速な電力買い取りコストの拡大や、送配電システムの運営維持コストの拡大などにより、2005年ごろから電力システムの支出が急増し始め、現在では3倍近くに膨張している。

政策一覧表(スペイン)

3. 方向性

全般		計画／戦略など
	縮小	<p>新「電力セクター法」(Ley24/2013、2013年12月28日施行)</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>電力自由化以降16年にわたる活発な発電インフラ投資により、RE発電が急拡大しGTCC発電は供給過剰に。</li> <li>こうした既存RE・GTCC発電設備への助成コスト削減や非採算プラントの休眠・閉鎖を通じて、電力市場の競争力回復や電力赤字の解消に努めることが最優先政策。</li> </ul>
個別		
原子力	維持	<p>「持続的経済発展法」(Ley2/2011、2011年3月6日施行)</p> <p>原発の運転年数上限規定(40年間)を撤廃。需要面での必要性やスペインの原子力安全委員会(CSN)による技術的安全性が認められれば、同期間を超えての運転が可能となった。</p> <p>新設の予定はないが、今後の老朽化石炭火力発電所の閉鎖に伴うベース電源減少や電気料金の上昇に対処するため、経年化の進む既存原発の運転延長は仕方ないとの広範なコンセンサスが形成されている。</p> <p>ガローニャ原発の再稼働問題</p> <p>ブルゴス県ガローニャ原発(1971年運転開始、466MW)は国内で最も小規模だが、現存する原発の中では最も高経年化が進んでいることから、その運転延長／廃炉の是非がエネルギー政策論争に利用されてきた。前政権(中道左派)が同原発の2013年7月での閉鎖を決定していたのに対し、現政権(中道右派)はCSNによる安全性報告を踏まえ、2012年6月に同決定を撤回し、2019年までの運転延長を認めた。</p> <p>しかし、事業者であるエンデサとイベルドロラは政府のエネルギー改革(特に使用済み燃料への課税)に反発し、採算が合わないとして、2012年12月より同原発の運転を停止。運転延長の申請も見送ったまま、認可更新期限の2013年7月を迎えた。政府は再稼働を促すため交渉に前向きだが、2013年7月のエネルギー改革後、事業者は態度を硬化させている。</p>
従来型火力	縮小	<p>EU「大型燃焼プラント指令(LCPD)」</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>大気汚染物質排出規制を満たさない老朽火力発電所(主に北部に集中する石炭火力発電所)は、2016年以降の廃止または規制適応が必要。</li> <li>規制に適応するには、莫大な投資(国内全体で20億ユーロ超)が必要だが、需要低迷やエネルギー改革による助成削減で収益が低下する事業者(大手電力)は閉鎖・適応の決定に消極的。こうした中、政府は2013年10月、同決定の期限を2014年1月から2015年10月にひとまず延長。</li> </ul> <p>国産石炭を用いた火力発電への助成は2014年末で打ち切り</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>EU環境規制の厳格化で打撃を受ける国内石炭産業への支援措置として2010年より導入された国産石炭電力助成は予定どおり2014年末で打ち切り。同措置は、低炭素・環境施策と矛盾しているほか、電力システム支出の増加につながるとして、大手電力が強く批判していた。</li> </ul>
ガス火力	維持 (一部 休眠)	<p>新「電力セクター法」で現行のキャパシティペイメント(政府が定める固定価格)を大幅引き下げ</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>既存のガスタービン複合サイクル発電プラントを対象とした供給予備力助成(キャパシティペイメント)を、1MW当たり年間2万6,000ユーロから1万ユーロに引き下げ。ただし、適用期間は従来の10年間から20年間に延長。</li> <li>新規の助成適用プラント(2016年以降)は、供給予備率が基準を下回った場合(新たに容量が必要とされる場合)に限り、入札を実施して決定。</li> <li>休眠助成:送電事業者が供給予備力として不要な容量を定め、休眠を希望するプラント(期間1年間)の間で入札を実施。</li> </ul> <p>GTCC市場の現状</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>RE電力の優先的なグリッド接続や国産石炭電力の優遇、電力需要低迷の影響を受け、エネルギーミックスに占めるGTCCの比率は2008年の31%から2013年には10%まで低下。プラント稼働率も、2008年の51%から2013年5月には10%まで低下し、遊休状態。今回の改革で助成も大幅に引き下げられたことから、採算割れとなるプラントが増える。</li> <li>全設備容量25GWのうち6GWの休眠が必要な状態。</li> </ul>

政策一覧表(スペイン)

<p>再生可能エネルギー</p>	<p>停滞 (長期的には 推進)</p>	<p>新「RE計画(2010～2020年)」は現在RE導入目標を見直し中 「再生可能電力指令(2001/77/EC)」や「バイオ燃料指令(2003/30/EC)」に示された努力目標を達成するために制定された前次計画(2005～2010年)により、5年間でREのシェアが、一次エネルギー消費の5.7%→11.6%(目標は12.0%)、総電力消費の18.4%→29.2%(目標は29.4%)と順調に拡大した。 2011年に次期計画として閣議承認された「RE計画(2010～2020年)」では、「RE指令(2009/28/CE)」に示された拘束的目標に従い、最終エネルギー消費に占めるREの比率を2020年までに20.8%に引き上げる。これに基づく発電技術別の累積導入量見通し(カッコ内は2010年時点の累積導入量)は陸上風力35GW(20.7GW)、洋上風力0.75GW(未導入)、太陽光7.25GW(3.79GW)、太陽熱4.8GW(0.63GW)、バイオマス[バイオガス、廃棄物からのエネルギー回収(WTE)を含む]1.95GW(0.83GW)、波力・潮力・流体動力0.1GW(未導入)、地熱0.05GW(未導入)となっている。しかし、同計画は経済危機が深刻化する前の楽観的見通しの下で策定された計画であり、政府は現在見直し中としている。</p> <p>新たなRE発電助成枠組み (新「電力セクター法」、「電力赤字対策法」、および2014年初旬に施行予定のRE勅令とその細則) ・2013年7月で既存プラントに対するRE電力買い取り制度を廃止、自由市場での売電に移行。 ・2014～2019年については、「適正な報酬率」の上限として10年物スペイン国債利回り(過去10年間平均)+3ポイントを設定。政府が定める「効率的に経営されている標準的プラント」を基準とした(a)市場価格での売電利益、(b)助成(運転コストと投資コストと(a)との差額)を耐用期間内において受け取る。なお、運転・投資コストは発電活動のみのコストと定義されており、資金調達により発生する利息・配当金は含まれないようだ。 ・新規設置への助成は、EUが定めるRE導入目標達成の必要性に応じて行う。当面は離島部や導入の遅れている技術(バイオマスや洋上風力など)に限られる模様。入札方式により競争原理が導入される見込み。 ・次世代REとして最も注目される洋上風力発電分野では、ガメサが2013年10月にグラン・カナリア島(カナリア州)でスペイン初の商用洋上風力発電プラント(5MW)を稼働開始。</p> <p>近年のRE助成削減については、以下通商弘報記事(2013年3月5日)添付資料を参照。 <a href="http://www.jetro.go.jp/world/europe/es/biznews/513462444ab50">http://www.jetro.go.jp/world/europe/es/biznews/513462444ab50</a></p> <p>RE助成削減の影響 ・ファイナンス面 今回の助成制度変更によるリターン低下により、多くのプロジェクトが資金借り換えを迫られるほか、主に中小の太陽光発電プロジェクトでは採算が取れず閉鎖に追い込まれるプラントが続出するとみられる。RE発電プロジェクトへの融資残高は国内の銀行だけで450億ユーロ(うち太陽光200億ユーロ、風力150億ユーロ、太陽熱90億ユーロ)といわれ、リファイナンスや貸し倒れに伴う金融機関の引当金積み増しなどが懸念されている。</p>
<p>大型水力</p>	<p>推進</p>	<p>RE発電の安価なバックアップ電源として期待 ・新「RE計画(2010～2020年)」では、蓄電機能もある揚水発電の導入拡大を重視。 ・イベルドローラは2013年10月、バレンシア州コレテス＝ラ・ムエラ水力発電所の拡張部分の運転を開始。出力は従来の630MWから1,750MWに拡大。うち1,280MWは揚水発電となっており、欧州最大。 ・イベルドローラは2013年1月、ガリシア州サン・エステバン水力発電所の拡張部分の運転を開始。出力は従来の264MWから440MWに拡大。風力発電の導入割合の大きい同州では、バックアップ電源の確保が課題となっていた。</p>

(出所)各種資料を基に作成

## 政策一覧表(ロシア)

### 1. 概要

#### (1) 基本政策

「2030年までのエネルギー戦略」

・2009年11月、ロシア政府はエネルギー省が他省および企業・研究機関と共同でまとめた「2030年までのエネルギー戦略」を承認した(2009年11月13日付連邦政府指示第1715-r号)。

・同戦略はロシアのエネルギー政策の方向性を示したものの、産業の高度化・エネルギーの効率化、経済のエネルギーへの依存度低減を目指す。

・同戦略には、シェールガスのポテンシャルは考慮されていない。北米のシェールガス増産を受け、同国政府はロシア・エネルギー省に見通しの見直しを指示した。

#### (2) 電力政策

・ロシア政府は2001年から2008年にかけて、RAO UES(ロシア統一エネルギーシステム)を事業部門別に分割。地域をまたぐ複数の大型発電会社、送電会社、配電会社などに再統合するなどの構造改革を行った。

### 2. 背景

#### (1) 基本政策

・ロシアのエネルギー政策の目的は、安定的な経済発展、国民の生活の質向上および、世界経済における地位強化のために、自然エネルギー資源およびエネルギー部門を最大限効率的に活用することにある。

・「2030年までのエネルギー戦略」は、「2020年までの長期社会経済発展コンセプト(2008年11月17日付連邦政府指示第1662-r号)」に基づく、ロシア経済の(資源依存型から)イノベーション型の発展への移行に際してのエネルギー部門発展の方向性を示している。

・「2030年までのエネルギー戦略」は、2003年に策定された「2020年までのエネルギー戦略(2003年8月28日付連邦政府指示第1234-r号)」の内容を、6年ぶりに対象期間の延長とともに見直したもの。

#### (2) 電力政策

・発送電設備は老朽化が進んでいるが、既存設備の維持や新增設のための投資資金をRAO UESが独自に確保することが困難だったため、構造改革を行うことで民間や外資による効率的な投資を期待した。

政策一覧表(ロシア)

3. 方向性

全般		計画/戦略など
		今後、約半分を占めるガスによる発電の割合を減らし、一方で、非化石燃料(原子力、水力など)による発電の割合を増やす方針。
		「2030年までを視野に入れた2020年までの電源開発マスタープラン(2010年6月3日政府承認)」
		2030年までに発電設備容量178GWを新設する計画。内訳は、原子力発電設備43.4GW、水力発電設備11.8GW、火力発電設備が112.1GW、再生エネルギー発電設備6.1GWなど。
個別		
火力	推進	卸売発電会社(OGK)と地域発電会社(TGK)がロシア政府との間で締結している「投資義務契約」に基づき建設される発電ユニットに関するリスト(2010年8月11日付連邦政府指令第1334-r号)
		2010年6月3日に政府で承認された「2030年までを視野に入れた2020年までの電源開発マスタープラン」に基づき、主に既存の発電所の近代化と再建、また、最新の発電技術を用いる新しい発電施設の建設を目的として火力発電所の開発が行われる。
原子力	推進	「2030年までのエネルギー戦略」および「2030年までを視野に入れた2020年までの電源開発マスタープラン」に基づき、ロシア全体の発電電力量に占める原子力発電の割合を2030年までに21~22%に引き上げる。現在、ロスアトムでは計10の発電ブロックを建設中。
再生可能エネルギー	推進	「2020年までの再生可能エネルギーを使用した電力のエネルギー効率化分野での国家政策の基本方針(2009年1月8日付連邦政府指示第1-r号)」
		再生可能エネルギー(25MW超の水力発電を除く)による電力消費量を2020年までに全体の4.5%までに高める。

(出所) 各種資料を基に作成

## 政策一覧表(トルコ)

### 1. 概要

#### (1) 政策担当機関・部門

・エネルギー天然資源省(MENR:Ministry of Energy and Natural Resources)。国家エネルギー政策・計画の策定・実施を行うほか、関連機関、その他公共・民間会社との調整などを行っている。また、エネルギーおよび天然資源の探鉱、開発、生産、配分を管理し、監督する。エネルギー天然資源相はタネル・ユルドゥズ(Taner YILDIZ)氏(2011年7月再任)。副大臣はムラト・メルジャン、事務長はオクハン・ウイサル、次官はメティン・キルジの各氏。

・エネルギー天然資源省傘下にある戦略開発総務局とエネルギー総局が主たる政策策定実施機関であり、エネルギー政策、同市場、再生可能エネルギー、化石燃料、エネルギー効率および環境に関する研究も行う。また天然ガスおよび電力市場の自由化プログラムの調整に責任を負う。その他、石油総局(石油天然ガスの採掘、生産に関する規制に責任を負う)、再生可能エネルギー総局、原子力計画局、石油パイプライン輸送局などが関連業務を扱う。なお、エネルギー以外の天然資源に関しては鉱業総局が管轄し、その他、対外関係EU総局などがある。

#### < 傘下機構 >

- ・鉱物資源探査・採掘総局(MTA)は、トルコの天然資源の調査研究および採掘を扱う。
- ・トルコ原子力総局(TAEK)は、トルコの原子力政策および原子力発電所建設計画の監督を行う。

#### < 関連会社 >

- ・トルコ送電会社(TEIAS)
- ・トルコ発電会社(EUAS)
- ・トルコ電気取引契約会社(TETAS)
- ・国営石炭会社(TKI)
- ・トルコ石油会社(TPAO)
- ・石油ガス・パイプライン輸送会社(BOTAS)
- ・国営エティ鉱業(ETIMADEN)
- ・国営トルコ硬炭会社(TTK)
- ・トルコ電気機械工業会社(ADER)

#### < 関連機構 >

- ・国家ホウ酸研究機構(BOREN)は、トルコのホウ酸の生産および技術開発を扱う。
- ・エネルギー市場規制機構(EPDK)は、石油・ガス・電力市場を規制・監督し、法人に操業認可などを発行する。

#### (2) 基本政策

・トルコ開発省は、関係省庁および専門機関の協力を得て、5年ごとの5ヵ年開発計画を策定している。最新の計画は、第10次5ヵ年計画(2014~18年)で、2013年7月に国会で承認された。同計画では、エネルギーについて、「エネルギーを消費者に継続的かつ安定的に最小コストで供給すること、供給源の多様化、競争力のあるシステムの設立、国内の再生可能エネルギーを最大限利用すること、発電のための原子力エネルギー技術の速やかな活用を基礎に、経済活動でのエネルギー削減、廃棄物の削減、環境負荷を最小限に抑え、国際エネルギー取引でのトルコの戦略的な地位を強化させることを主たる目的とする」と述べられている。



政策一覧表(トルコ)

・トルコの電力需要は1970年代中頃から毎年平均7.3%上昇しており、発電能力を今後10年間で現在の6万121MWを倍増させる必要がある。  
 ・エネルギー天然資源省が掲げる主な政策・戦略目標は以下のとおり。  
 ①競争力のある市場、好ましい投資環境を確立するために公共部門はエネルギーの安定供給を注視する、②民営化の継続実施、③資源の多様化、および供給源の多様化、再生可能エネルギーの最大利用、④電力システムの安全確立に向けた送電システムへの投資を継続、⑤石油・天然ガスの備蓄の増強、トゥズギョル(塩湖)天然ガス地下貯蔵施設計画およびガス送ガス、配ガスネットワークを全国に拡充、⑥原子力発電所建設計画2件の完成、⑦原発の法的、制度的基盤の確立、⑧原子力エネルギーの貯蔵、管理、廃棄に関わる政策の策定を透明性をもって行う、⑨国内の石炭/褐炭資源を民活によって電力生産に有効活用する、⑩エネルギー効率戦略を有効化させ、全セクターで確立させる、国内火力発電所、水力発電所の再編を進め、ロスを最小限に抑える、⑪エネルギー取引所の設立、⑫トルコはエネルギー供給国と消費国との通過点としての地政学上の優位性を活用する、⑬欧州への天然ガス回廊としても役割を強化させるためのエネルギー・インフラの拡充、TANAP計画の完成、ENTSO-Eシステムとの統合、高電圧送電網の完成を目指す。

・トルコはEU加盟を目指して電力市場改革を進めており、EU型の電力自由化を進めている。  
 またEU諸国の共通エネルギー市場を築くため、自国のエネルギーシステムを欧州送電協調連盟(UCTE)に接続することを目指している。  
 EU欧州委員会のフィーレ拡大・欧州近隣政策担当委員は、2013年の欧州議会で、トルコとの加盟交渉において「エネルギー章」の開始を提言している。

2. 背景

・トルコは石炭(褐炭)を除き、石油や天然ガスなどの化石燃料資源に極めて乏しく、その多くを周辺国からの輸入に依存している。輸入依存度を低減させるため、エネルギーの効率化を至上課題とし、国内資源の最大利用を目指し、再生可能エネルギー、原子力の導入に向けて取り組んでいる。

・天然ガスは、ほぼ全量を輸入に依存しており、特にロシアへの依存が大きい。このため、供給源の確保と多様化が課題となっている。

・鉱物資源の少ないトルコにおいては、石炭(褐炭)生産額が国内鉱物生産総額の約半分を占める。政府は、国内電力市場において石炭利用による発電の競争力を強化させるため、石炭産業の再編成に努めており、投資インセンティブなどの充実に取り組んでいる。

・経済成長に伴い、急増する電力需要への対応が急務となっており、電力の安定供給が重要な課題となっている。電力需要は2023年まで年平均6~7%増大すると見積もられている。

3. 方向性

全般		計画/戦略など
		<ul style="list-style-type: none"> <li>・2001年に電力市場法が施行され、市場の自由化によって自家発電、独立系発電事業者(IPP)などが発電事業に参入することが可能となった。</li> <li>・2005年に再生可能エネルギー法が施行された。</li> <li>・2023年までの導入目標は、国内炭利用の発電能力拡大、水力発電の倍増(4万MW)、および風力発電(目標2万MW)、地熱発電(同600MW)、太陽光発電(同3,000MW)の発電容量を増強する。</li> <li>・ユルドゥズ・エネルギー天然資源相は、トルコはエネルギー需要に応えるため2002年以降約1,000億リラを投資し、出力を3万1,845MWから5万7,058MWまで約2万5,000MW増加させたとし、共和制発足100周年の2023年目標に向けた今後10年間で2,000億リラを投資することになろうと述べた。</li> </ul>
個別		
ガス火力	削減	トルコ最大の電力源で、火力発電全体の半分以上を占める。トルコの天然ガスの8割以上が輸入によって賄われ、2011年では57.9%がロシア、18.7%がイラン、9.5%がアルジェリア、8.7%がアゼルバイジャンとなっている。これらガス(44.2bcm、1bcm=10億立方メートル)の48%が発電に充てられている。現在なおガス火力発電所建設計画はあるが、ガスの供給および政府政策に依存する。ユルドゥズ・エネルギー天然資源相は、エネルギー資源輸入低減に向け、発電用ガス需要を削減する計画であると、2023年までに3割へと低減させたい考えを明らかにしている。

政策一覧表(トルコ)

石炭火力	推進	トルコの石炭火力のうち硬炭の約9割は輸入に依存しており、輸入量は増加し続けている。一方で、トルコには豊富な褐炭の埋蔵が確認されており、この資源の有効活用に向け、石炭火力発電へのインセンティブ付与、新たなガス火力プロジェクトの制限などによって、目標達成を図っている。2023年目標として、炭鉱地域に総設備容量1万8,500MWの石炭火力発電所を建設する計画がある。チャーラヤン経済相は、石炭生産関連投資に対するインセンティブが拡大され、「適用外項目」が撤廃され、石炭の採掘事業などにも適用されることになったことを明らかにした。2012年6月20日に実施に移されたインセンティブでは低カロリーの石炭(Cクラス)だけの適用だったが、今回の決定でカロリー制限などは撤廃され高カロリーの石炭にも適用されると述べた。
原子力	推進	1960年代からたびたび原子力発電所建設計画が持ち上がっていたが、近年、地中海沿岸のアックユと黒海沿岸のスィノプでの建設入札が決着し、ようやく実現に向けた具体的な動きが進んでいる。両発電所は2023年までに稼働することが期待されており、総発電の1割を生み出すことが目標とされている。なお、第3原発の候補地として、イスタンブールとブルガリア国境の間にある黒海沿岸のイーネアダが挙げられている。
再生可能エネルギー	推進	再生可能エネルギー(水力・風力・太陽光など)に対しては、2011年に発表された再生可能エネルギーに対するフィードインタリフ法によって、10年間(2005～2015年)の固定価格買い取りが保証されている。ユルドゥズ・エネルギー天然資源相によると、同適用期間は、2015年までに稼働しているものに対して、2020年まで延長される。世界銀行からの資金調達の寄与が大きい。
水力	推進	水力発電を最大限に利用し、設備容量を1万7,000MWから倍以上に増強することを目標としている。国内の水力発電の潜在能力は4万5,000MWとされている。またEUAS傘下の水力発電所28カ所の民営化(3,779MW相当)が決定している。
風力	推進	トルコでは再生可能エネルギーの導入については風力が最も有望とされ、4万8,000MWのポテンシャルを持つという。風力発電の適地としてマルマラ海とエーゲ海沿岸が知られており、バンドゥルマ、ベルガマでの風力発電が有望視されている。その他中央アナトリアのクルシェヒル、南部のオスマニエのプロジェクトが進んでいる。風力発電の成長では世界第1位ともされるが、現在までに利用された潜在的エネルギーはわずか1.793MW(約15%相当)という。
太陽光、太陽熱	推進	太陽エネルギーについては、太陽光発電よりも太陽熱温水器が普及している。2011年時点、太陽光発電は数カ所稼働しているが、送配電系統に接続されているのは1カ所のみで、残りは単独システム。トルコの平均日照時間は1日当たり7.2時間、年間平均2,700時間で理論上は8,700万トンの原油に相当するという。南東部ではさらに長時間になるにもかかわらず、実際には太陽熱による湯沸かし程度でしか利用されていないのが現状。
地熱	推進	トルコの地熱発電のポテンシャルは世界7位とされ、南西部の地中海地方の火山帯地域が最も有望とされている。しかし、実際にはデニズリ県のクズルデレ(95MW)が稼働しているだけで、暖房などに利用されているにすぎない。アイドゥン県(ゲルメンジュク、サルバトル)、チャナッカレ県(トゥズラ)、イズミル県(セフェリヒサル、ディキリーベルガマ)、キュタフヤ(シマブ)の6地域が有望視されており、2015年までに地熱発電容量を550MWまで引き上げる目標を掲げている。日系では、住友商事(クズルデレ)、東芝(マニサ県アラシェヒル)と三菱重工業(イズミル県ゲルメンジュク)が発電タービンなどを受注している。
バイオマス	推進	トルコのバイオマス・エネルギーは、1億1,700万トンのポテンシャルを持ち、理論上は3,200万トンの原油に相当し、トルコの電力消費量の10%に相当する。しかし実際には117MW、600万人程度の光熱を供給する程度の導入にとどまっている。
シェールガス	推進	ユルドゥズ・エネルギー天然資源相は、南東部と欧州側のトラキヤ地方がシェールガスの宝庫であるとの期待を強調した。しかし、トルコでのシェールガス開発は、事前調査に3～15年はかかるとし、2020年以降になるであろうと述べた。サバンジュ大学の見込みによるとトルコには4,200億立方メートルのシェールガスの埋蔵があるという。

(出所)各種資料を基に作成

## 26. 各国のエネルギーエネルギー統計表

英国	128
フランス	131
スウェーデン	133
フィンランド	134
デンマーク	136
ポーランド	138
チェコ	140
ハンガリー	142
ルーマニア	144
ドイツ	147
オーストリア	150
イタリア	152
スイス	155
ベルギー	156
オランダ	159
スペイン	161
ロシア	163
トルコ	165

エネルギー統計表(英国)

①一次エネルギー需給バランス

(単位:ペタジュール)

	2008年	2009年	2010年	2011年	2012年
国内生産(A)	7,410	6,987	6,612	5,729	5,114
石炭	473	462	480	485	445
石油	3,290	3,129	2,888	2,382	2,041
天然ガス	2,917	2,501	2,394	1,896	1,630
バイオエネルギー	187	205	217	234	267
一次電力	543	690	633	731	730
輸入(B)	6,618	6,300	6,547	6,805	7,277
石炭	1,204	1,045	717	896	1,217
石油	2,759	2,517	2,518	2,657	2,771
石油製品	1,084	1,013	1,080	1,037	1,191
天然ガス	1,465	1,641	2,122	2,104	1,970
バイオエネルギー	41	55	81	78	72
電力	44	24	26	31	50
その他	21	5	4	1	6
一次エネルギー総供給(A+B)	14,028	13,288	13,159	12,533	12,390
マリンバンカー(C)	△ 178	△ 169	△ 149	△ 159	△ 139
在庫変動(D)	△ 73	△ 153	267	△ 38	67
輸出(E)	△ 4,002	△ 3,779	△ 3,819	△ 3,522	△ 3,361
石炭	△ 19	△ 20	△ 22	△ 15	△ 15
石油	△ 2,218	△ 2,082	△ 1,932	△ 1,545	△ 1,555
石油製品	△ 1,312	△ 1,162	△ 1,190	△ 1,269	△ 1,236
天然ガス	△ 442	△ 494	△ 635	△ 661	△ 518
バイオエネルギー	-	△ 2	△ 8	△ 8	△ 13
電力	△ 5	△ 13	△ 16	△ 9	△ 6
その他	△ 6	△ 5	△ 15	△ 15	△ 17
一次エネルギー国内供給計(TPES)(A+B+C+D+E)	9,776	9,187	9,458	8,813	8,957
輸入依存度 B/(A+B)(%)	47.2	47.4	49.8	54.3	58.7

(出所) エネルギー・気候変動省(DECC)「Digest of UK Energy Statistics (DUKES) 2013」

## ②発電電力量

(単位:GWh)

	2008年	2009年	2010年	2011年	2012年
主要発電事業者					
発電端電力量(a)	341,539	342,374	347,785	312,137	328,106
石炭	120,305	99,287	103,941	104,797	140,164
石油	4,557	3,839	2,271	1,074	1,130
ガス	161,583	152,598	161,748	132,753	86,229
原子力	52,486	69,098	62,140	68,980	70,405
再生可能エネルギー(火力)	2,608	2,670	3,691	4,533	6,157
その他	-	-	-	-	-
水力(自流式)	4,224	4,294	2,703	4,594	4,169
水力(揚水式)	4,089	3,685	3,150	2,906	2,966
風力	5,357	6,904	8,141	12,675	16,884
発電所 所内用電力量(b)	14,662	14,750	14,403	14,480	15,881
発電端電力量(a-b)	340,547	327,624	333,382	317,832	312,224
揚水用動力(c)	5,371	4,843	4,212	3,843	3,978
送電端電力量(a-b-c)	335,175	322,781	329,170	313,988	308,247
その他発電事業者(自家発含む)					
発電端電力量(a')	33,663	34,378	33,974	35,142	35,730
石炭	4,077	3,751	3,753	3,774	3,017
石油	2,152	2,155	2,532	2,043	1,935
ガス	14,636	13,901	13,908	13,767	13,844
原子力	-	-	-	-	-
再生可能エネルギー(火力)	6,927	8,004	8,346	8,667	9,041
その他	3,188	3,196	2,478	2,715	2,887
水力(自流式)	931	947	872	1,096	1,115
水力(揚水式)	-	-	-	-	-
風力(その他再生可能エネルギー)	1,753	2,424	2,085	3,079	3,891
発電所 所内用電力量(b')	1,678	1,821	1,705	1,947	2,121
発電端電力量(a'-b')	31,985	32,558	32,269	33,195	33,609
全発電事業者					
発電端電力量(A)	372,518	376,753	381,759	367,454	363,836
石炭	124,381	103,038	107,694	108,571	143,181
石油	6,709	5,995	4,803	3,117	3,065
ガス	176,219	166,499	175,656	146,520	100,073
原子力	52,486	69,098	62,140	68,980	70,405
再生可能エネルギー(火力)	9,535	10,674	12,037	13,200	15,198
その他	3,188	3,196	2,478	2,715	2,887
水力(自流式)	5,155	5,241	3,575	5,690	5,284
水力(揚水式)	4,089	3,685	3,150	2,906	2,966
風力(その他再生可能エネルギー)	7,110	9,328	10,226	15,755	20,775
発電所 所内用電力量(B)	16,430	16,571	16,108	16,427	18,002
発電端電力量(A-B)	372,532	360,182	365,651	351,026	345,834
揚水用動力(C)	5,371	4,843	4,212	3,843	3,978
送電端電力量(A-B-C)	367,161	355,339	361,439	347,183	341,856

(出所)①に同じ

エネルギー統計表(英国)

③発電設備容量(送電端)

(単位:MW)

	2008年	2009年	2010年	2011年	2012年
主要発電事業者(A)	76,993	77,810	83,426	81,783	81,742
在来火力	32,823	32,831	32,839	31,763	28,523
石炭火力	23,069	23,077	23,085	23,072	23,072
石油火力	3,638	3,638	3,638	3,638	2,338
混燃火力	6,116	6,116	6,116	5,053	3,113
ガスタービン	1,641	1,779	1,779	1,706	1,651
ガスタービンコンバインドサイクル(GTCC)	26,203	26,785	31,724	30,183	33,113
原子力	10,979	10,858	10,865	10,663	9,946
水力(自流式)	1,392	1,395	1,391	1,391	1,392
水力(揚水式)	2,744	2,744	2,744	2,744	2,744
風力	997	1,205	1,860	2,240	3,277
その他再生可能エネルギー	213	213	223	1,092	1,096
その他発電事業者(自家発電含む)(B)	6,686	7,021	7,045	7,267	7,498
在来火力	2,749	2,828	3,196	2,407	2,446
ガスタービンコンバインドサイクル(GTCC)	1,988	1,846	1,581	2,206	2,207
水力(自流式)	126	128	130	154	157
風力	469	699	456	544	492
その他再生可能エネルギー	1,353	1,519	1,682	1,955	2,196
全発電事業者(A+B)	83,678	84,831	90,471	89,050	89,241
在来火力	35,572	35,660	36,036	34,170	30,970
ガスタービン	1,641	1,779	1,779	1,706	1,651
ガスタービンコンバインドサイクル(GTCC)	28,191	28,631	33,305	32,389	35,320
原子力	10,979	10,858	10,865	10,663	9,946
水力(自流式)	1,518	1,524	1,521	1,545	1,549
水力(揚水式)	2,744	2,744	2,744	2,744	2,744
風力	1,467	1,904	2,316	2,785	3,769
その他再生可能エネルギー	1,566	1,732	1,905	3,048	3,292

(出所)①に同じ

エネルギー統計表(フランス)

①一次エネルギー需給バランス

[単位:ペタジュール(PJ)]

	2008年	2009年	2010年	2011年	2012年
国内生産(A)	5,780	5,469	5,753	5,779	5,707
石炭(コークス含む)	5	3	5	3	5
石油	80	70	80	83	46
天然ガス	34	30	26	21	19
一次電力	5,064	4,724	4,957	5,058	4,937
バイオエネルギー	598	643	685	615	701
輸入(B)	7,310	6,845	6,717	6,584	6,314
石炭	593	433	495	412	441
石油	4,991	4,629	4,382	4,381	4,180
天然ガス	1,671	1,696	1,754	1,735	1,631
一次電力	39	69	70	34	44
バイオエネルギー	16	17	15	22	18
一次エネルギー総供給(A+B)	13,090	12,314	12,470	12,363	12,021
輸出(C)	1,586	1,339	1,266	1,363	1,170
石炭	33	20	7	5	7
石油	1,294	1,066	964	973	865
天然ガス	46	80	106	141	90
一次電力	211	162	181	237	204
バイオエネルギー	3	11	8	7	5
マリンバンカー(D)	99	99	95	103	97
在庫変動(E)	△ 39	14	113	△ 58	67
一次エネルギー国内供給計(A+B-C-D+E)	11,367	10,890	11,220	10,839	10,821
輸入依存度 (B/(A+B))	55.8%	55.6%	53.9%	53.3%	52.5%

(出所)環境・持続可能開発・エネルギー省

エネルギー統計表(フランス)

②発電電力量

(単位:GWh)

	2008年	2009年	2010年	2011年	2012年
発電端電力量、全発電事業者(A)	549,152	519,118	550,222	542,950	541,457
原子力	418,278	389,998	407,876	421,118	404,880
化石燃料	53,176	54,895	59,484	51,505	48,101
石炭	-	20,688	19,114	12,994	17,387
石油	-	7,720	8,032	7,643	6,679
ガス	-	24,065	29,925	30,867	24,035
水力	67,996	61,882	67,599	50,267	63,786
その他再生可能エネルギー	9,702	12,342	15,263	20,059	24,690
太陽光	-	147	572	2,415	3,885
風力	5,563	7,855	9,726	12,075	14,931
揚水用動力(B)	6,613	6,715	6,496	6,834	6,709
輸出入(ネット)(C)	48,000	25,728	30,511	56,873	45,312
国内供給電力量(A-B-C)	494,539	486,675	513,214	479,242	489,437

(出所)Reseau de Transport d'Electricite (RTE)

③発電設備容量(送電端)

(単位:MW)

	2008年	2009年	2010年	2011年	2012年
発電端電力量、全発電事業者	117,628	120,434	123,783	126,814	128,673
原子力	63,260	63,130	63,130	63,130	63,130
化石燃料	24,665	26,154	27,339	27,813	27,826
石炭	-	7,942	7,942	7,942	7,914
石油	-	10,001	10,447	10,332	9,386
ガス	-	8,159	8,963	9,539	10,527
水力	25,360	25,357	25,390	25,394	25,407
その他再生可能エネルギー	4,343	5,793	7,864	10,477	12,309
太陽光	-	190	878	2,503	3,404
風力	3,327	4,574	5,764	6,692	7,513

(出所)②に同じ



エネルギー統計表(スウェーデン)

①一次エネルギー需給バランス

[単位:ペタジュール(PJ)]

	2008年	2009年	2010年	2011年	2012年
原油・石油製品	666	630	684	n.a.	n.a.
天然ガス・都市ガス	31	50	64	n.a.	n.a.
石炭・コークス	94	65	94	n.a.	n.a.
バイオ燃料・ピート	436	461	486	n.a.	n.a.
地域熱供給施設におけるヒートポンプ	21	19	20	n.a.	n.a.
水力	241	238	245	n.a.	n.a.
原子力	662	536	598	n.a.	n.a.
風力	7	9	13	n.a.	n.a.
電力輸入マイナス電力輸出(注2)	△ 7	17	8	n.a.	n.a.
一次エネルギー国内供給計(注3)	2,149	2,027	2,210	n.a.	n.a.

(注1) 各項目には輸出入は含まない。

(注2) プラスは輸出超、マイナスは輸入超を示す。

(注3) オリジナルデータはTWhの表示で、PJ換算時(1TWh=3.6PJ)に小数点以下の誤差が生じるため内訳の合計は総計と異なる。

(出所) エネルギー庁「数字で見るスウェーデンのエネルギーの現状2012」を基に作成

②発電電力量

(単位:TWh)

	2008年	2009年	2010年	2011年	2012年
水力	66.3	64.6	67.1	65.8	n.a.
風力	2.0	2.5	3.5	6.1	n.a.
原子力	61.3	50.0	55.6	58.0	n.a.
工場における蒸気などの再利用	6.1	5.9	6.4	5.9	n.a.
コージェネ	8.0	9.9	12.5	10.4	n.a.
コンデンス発電(注)	0.1	0.1	0.3	0.3	n.a.
ガスタービン	0.0	0.0	0.0	0.0	n.a.
総生産(ネット)	143.8	133.0	145.5	146.5	n.a.

(注) コージェネと同様の仕組みだが熱は利用しない。

(出所) ①に同じ

③発電設備容量(送電端)

(単位:MW)

	2008年	2009年	2010年	2011年	2012年
水力	16,119	16,203	16,200	16,197	n.a.
原子力	8,938	8,938	9,151	9,336	n.a.
コンデンス	2,271	2,271	1,801	1,623	n.a.
コージェネ	2,955	3,531	3,561	3,551	n.a.
工場における蒸気等などの再利用	1,194	1,199	1,216	1,240	n.a.
ガスタービン	1,602	1,603	1,607	1,574	n.a.
風力	1,021	1,560	2,163	2,899	n.a.
合計	34,100	35,305	35,699	36,420	n.a.

(出所) ①に同じ

エネルギー統計表(フィンランド)

①一次エネルギー需給バランス

[単位:ペタジュール(PJ)]

	2008年	2009年	2010年	2011年	2012年
国内生産(A)	690	691	727	715	n.a.
石炭および泥炭	44	92	76	71	n.a.
石油	1	2	2	2	n.a.
石油製品	0	0	0	0	n.a.
天然ガス	0	0	0	0	n.a.
バイオエネルギー	326	290	349	340	n.a.
熱	6	4	4	4	n.a.
一次電力	313	303	296	300	n.a.
輸入(B)	1,131	1,077	1,071	1,131	n.a.
石炭および泥炭	162	162	167	193	n.a.
石油	507	490	477	493	n.a.
石油製品	236	213	203	233	n.a.
天然ガス	161	146	161	141	n.a.
バイオエネルギー	6	10	7	7	n.a.
電力	58	56	57	64	n.a.
一次エネルギー総供給(A+B)	1,821	1,768	1,797	1,846	n.a.
マリンバンカー(C)	△ 17	△ 10	△ 9	△ 8	n.a.
アビエーションバンカー(D)	△ 24	△ 21	△ 22	△ 27	n.a.
在庫変動(E)	1	△ 42	△ 316	△ 28	n.a.
輸出(F)	△ 303	△ 302	△ 316	△ 329	n.a.
石炭および泥炭	△ 0	△ 1	△ 0	△ 0	n.a.
石油	△ 1	△ 5	△ 0	0	n.a.
石油製品	△ 281	△ 277	△ 287	△ 307	n.a.
天然ガス	0	0	0	0	n.a.
バイオエネルギー	△ 8	△ 7	△ 10	△ 8	n.a.
電力	△ 12	△ 12	△ 19	△ 14	n.a.
一次エネルギー国内供給計(TPES)(A+B+C+D+E+F)	1,477	1,392	1,133	1,455	n.a.
輸入依存度 $B / (A+B) \times 100$	62.1%	60.9%	59.6%	61.3%	n.a.

(出所)IEA

エネルギー統計表(フィンランド)

②発電電力量

(単位:GWh)

全発電事業者	2008年	2009年	2010年	2011年	2012年
発電電力量	74,600	69,300	77,300	70,400	67,800
石炭	8,000	10,400	13,600	9,100	6,900
泥炭	4,900	4,100	5,900	5,100	4,200
石油	600	500	400	400	300
天然ガス	10,700	9,500	11,000	9,200	6,300
原子力	22,100	22,600	21,900	22,300	22,100
木質バイオマス	9,500	7,900	10,000	10,100	10,100
水力(自流式)	16,900	12,600	12,700	12,300	16,600
風力	300	300	300	500	500
その他再生可能エネルギー	300	400	400	400	n.a.
その他	1,300	1,000	1,100	1,000	800

(出所) フィンランド統計局

③発電設備容量(送電端)

(単位:MW)

全発電事業者	2008年	2009年	2010年	2011年	2012年
外燃機関(汽力)	2,988	2,935	2,405	2,465	2,465
内燃機関(エンジン)	785	783	783	783	783
コージェネ(産業用)	3,232	3,272	3,238	3,286	3,286
コージェネ(地域暖房用)	4,096	4,072	4,256	4,425	4,425
原子力	2,651	2,645	2,645	2,665	2,685
水力(自流式)	3,031	3,051	3,074	3,084	3,111
風力	110	143	147	197	199
その他小規模電源	60	60	60	60	60

(出所) ②に同じ

エネルギー統計表(デンマーク)

①一次エネルギー需給バランス

[単位:ペタジュール(PJ)]

	2008年	2009年	2010年	2011年	2012年
国内生産(A)	n.a.	1,009	983	887	830
石油	n.a.	555	523	470	434
天然ガス	n.a.	315	307	265	241
廃棄物(非再生可能)	n.a.	16	16	17	17
再生可能エネルギー	n.a.	123	137	135	137
輸入(B)	n.a.	n.a.	n.a.	640	n.a.
石炭	n.a.	n.a.	n.a.	150	n.a.
石油	n.a.	n.a.	n.a.	130	n.a.
石油製品	n.a.	n.a.	n.a.	262	n.a.
天然ガス	n.a.	n.a.	n.a.	14	n.a.
再生可能エネルギー	n.a.	n.a.	n.a.	42	n.a.
電力	n.a.	n.a.	n.a.	42	n.a.
地域暖房	n.a.	n.a.	n.a.	0	n.a.
一次エネルギー総供給(A+B)	n.a.	n.a.	n.a.	1,528	n.a.
マリンバンカー(C)	n.a.	n.a.	n.a.	△ 29	n.a.
在庫変動(D)	n.a.	n.a.	n.a.	10	n.a.
輸出(E)	n.a.	n.a.	n.a.	△ 716	n.a.
石炭	n.a.	n.a.	n.a.	△ 0	n.a.
石油	n.a.	n.a.	n.a.	△ 319	n.a.
石油製品	n.a.	n.a.	n.a.	△ 241	n.a.
天然ガス	n.a.	n.a.	n.a.	△ 117	n.a.
再生可能エネルギー	n.a.	n.a.	n.a.	△ 2	n.a.
電力	n.a.	n.a.	n.a.	△ 37	n.a.
一次エネルギー国内供給計(TPES)(A+B+C+D+E)	n.a.	n.a.	n.a.	792	n.a.
輸入依存度 B/(A+B)	n.a.	n.a.	n.a.	41.9%	n.a.

(出所)Energy Statistics 2011 (p4), Danish Energy Agency, 2012 Autumn., Provisional statistics 2012, Danish Energy Agency, 2013 Spring

エネルギー統計表(デンマーク)

②発電電力量

(単位:GWh)

	2008年	2009年	2010年	2011年	2012年
全発電事業者					
発電端電力量(A) Total gross electricity production	36,616	36,384	38,792	35,171	n.a.
石炭	17,463	17,688	16,976	13,966	n.a.
石油	1,121	1,171	768	452	n.a.
ガス	7,081	6,671	7,884	5,810	n.a.
廃棄物(非再生可能)	855	792	747	778	n.a.
再生可能エネルギー(水力風力含む)	10,097	10,063	12,417	14,165	n.a.
太陽光	3	4	6	15	n.a.
風力	6,928	6,721	7,809	9,774	n.a.
水力	26	19	21	17	n.a.
バイオマス	2,848	2,955	4,226	4,015	n.a.
ストロー	596	672	1,102	783	n.a.
木質	1,207	1,315	2,211	2,281	n.a.
廃棄物, 再生可能	1,045	968	913	951	n.a.
バイオガス	293	365	355	343	n.a.
発電所 所内用電力量(B) Own use in production	n.a.	1,921	1,977	1,678	n.a.
送電端電力量(A-B)	n.a.	34,463	36,815	33,493	n.a.

(出所) Energy Statistics 2011 (p11,12), Danish Energy Agency, 2012 Autumn., pp11

③発電設備容量(送電端)

(単位:MW)

	2008年	2009年	2010年	2011年	2012年
全発電事業者	13,004	13,395	13,438	13,586	n.a.
大規模	7,406	7,446	7,173	7,173	n.a.
電力	838	838	838	838	n.a.
コージェネ	6,569	6,608	6,335	6,335	n.a.
小規模	1,767	1,808	1,816	1,811	n.a.
自家発電	655	646	632	626	n.a.
太陽光	3	5	7	17	n.a.
風力	3,163	3,482	3,802	3,951	n.a.
水力	9	9	9	9	n.a.

(出所) Energy Statistics 2011, Danish Energy Agency, 2012 Autumn., pp14

エネルギー統計表(ポーランド)

①一次エネルギー需給バランス

[単位:ペタジュール(PJ)]

	2008年	2009年	2010年	2011年	2012年
国内生産(A)	2,958	2,799	2,796	2,861	2,977
石炭、褐炭	2,534	2,349	2,306	2,317	2,407
バイオマス、その他再生可能エネルギー	228	257	292	341	367
天然ガス	154	154	155	161	160
原油およびフィードストック	32	29	31	29	29
その他燃料	9	10	12	13	13
回収エネルギー(Recovered products)(B)	33	30	28	31	37
輸入(C)	1,861	1,802	1,981	2,089	1,976
原油およびフィードストック	926	912	992	1,035	1,055
天然ガス	383	342	373	405	420
石炭	272	274	346	371	247
石油製品	243	238	228	231	210
電力および熱(Secondary electricity & derived heat)	31	27	23	24	35
バイオマス、その他再生可能エネルギー	7	10	19	23	8
一次エネルギー総供給(A+B+C)	4,852	4,631	4,805	4,980	4,990
マリンバンカー(D)	△ 11	△ 10	△ 10	△ 7	△ 6
在庫変動(E)	△ 119	△ 109	84	△ 44	△ 161
輸出(F)	△ 592	△ 539	△ 637	△ 642	△ 686
石炭、褐炭	△ 422	△ 384	△ 461	△ 394	△ 391
石油製品	△ 123	△ 109	△ 137	△ 190	△ 239
電力および熱(Secondary electricity & derived heat)	△ 35	△ 35	△ 28	△ 43	△ 46
原油およびフィードストック	△ 11	△ 10	△ 9	△ 12	△ 9
バイオマス、その他再生可能エネルギー	-	△ 0	△ 1	△ 1	△ 2
天然ガス	△ 1	△ 1	△ 2	△ 1	△ 0
一次エネルギー国内供給計(TPES)(A+B+C+D+E+F)	4,131	3,972	4,241	4,287	4,136
輸入依存度 C/(A+B+C)(%)	38.4%	38.9%	41.2%	41.9%	39.6%

(出所)中央統計局(GUS)

エネルギー統計表(ポーランド)

②発電電力量

(単位:GWh)

	2008年	2009年	2010年	2011年	2012年
主要発電事業者	146,850	141,874	146,107	151,318	146,836
石炭	86,549	84,274	89,212	90,811	84,493
褐炭	53,798	50,797	49,460	53,623	55,593
ガス	3,987	4,052	4,167	4,355	4,485
水力(自流式)	2,516	2,751	3,268	2,529	2,265
風力その他再生可能エネルギー事業者	680	835	1,312	2,833	4,026
その他発電事業者(自家発を含む)	8,044	8,204	8,923	9,000	8,991
全発電事業者(A)	155,574	150,913	156,342	163,151	159,853
輸出入(B)	△ 684	△ 2,195	△ 1,354	△ 5,243	△ 2,840
総発電電力量(A+B)	154,890	148,718	154,988	157,908	157,013

(出所)PSEオペレーター(ポーランド送電事業者)

③発電設備容量(送電端)

(単位:MW)

	2008年	2009年	2010年	2011年	2012年
主要発電事業者(A)	32,422	32,460	32,382	33,032	33,061
在来火力	29,370	29,409	29,168	29,805	29,833
石炭火力	20,317	20,396	20,351	20,130	20,129
褐炭火力	9,053	9,013	8,817	9,675	9,704
水力	2,293	2,292	2,297	2,310	2,311
ガスタービン	759	759	917	917	917
風力その他再生可能エネルギー(B)	337	614	953	1,932	2,606
その他発電事業者(自家発を含む)(C)	2,163	2,169	2,173	2,046	2,053
全発電事業者(A+B+C)	34,922	35,243	35,508	37,010	37,720

(出所)②に同じ

エネルギー統計表(チェコ)

①一次エネルギー需給バランス

[単位:ペタジュール(PJ)]

	2008年	2009年	2010年	2011年	2012年
国内生産(A)	1,376	1,308	1,324	1,342	1,342
石炭	954	873	868	875	875
石油	14	13	11	14	14
天然ガス	7	6	7	6	6
原子力	291	298	307	310	310
水力	7	9	10	7	7
地熱・ソーラー・風力	1	2	4	10	10
バイオマス・廃棄物	101	106	116	119	119
熱	1	1	1	1	1
輸入(B)	916	881	857	884	884
石炭	86	80	92	91	91
石油	346	307	329	294	294
石油製品	122	127	115	133	133
天然ガス	327	332	292	320	320
バイオマス・廃棄物	4	4	5	8	8
電力	31	31	24	38	38
熱	0	0	0	0	0
一次エネルギー総供給 (A+B)	2,292	2,189	2,181	2,226	2,226
輸出(C)	△ 389	△ 403	△ 379	△ 380	△ 380
石炭	△ 215	△ 225	△ 218	△ 200	△ 200
石油	△ 1	△ 1	△ 1	△ 1	△ 1
石油製品	△ 56	△ 47	△ 67	△ 65	△ 65
天然ガス	△ 33	△ 38	△ 5	△ 6	△ 6
バイオマス・廃棄物	△ 13	△ 12	△ 10	△ 10	△ 10
電力	△ 72	△ 80	△ 78	△ 99	△ 99
熱	△ 0	0	0	0	0
マリンバンカー(D)	0	0	0	0	0
アビエーションバンカー(E)	△ 15	△ 14	△ 13	△ 13	△ 13
在庫変動(F)	△ 9	△ 12	56	△ 15	△ 15
一次エネルギー国内供給(TPES) (A+B+C+D+E+F)	1,879	1,760	1,844	1,818	1,818
輸入依存度 $B / (A+B) \times 100$	40.0%	40.3%	39.3%	39.7%	39.7%

(出所) OECD/IEA



エネルギー統計表(チェコ)

②発電電力量

(単位:GWh)

	2008年	2009年	2010年	2011年	2012年
発電端電力量(A)	83,518	82,250	85,910	87,561	87,574
石炭	6,111	5,311	6,044	5,685	4,887
褐炭	42,212	40,362	40,907	41,092	39,144
石油	188	165	131	108	48
ガス	994	973	1,051	1,019	1,141
原子力	26,551	27,208	27,998	28,283	30,324
再生可能エネルギー	350	550	588	697	719
その他	3,382	3,022	3,337	3,429	3,255
水力(自流式)	3,730	4,661	5,855	7,248	8,055
水力(揚水式)	2,027	2,433	2,793	2,124	2,244
風力(その他再生可能エネルギー)	245	288	336	397	417
発電所 所内用電力量(B)	6,433	6,260	6,446	6,533	6,485
揚水用動力(C)	477	747	795	944	982
送電端電力量(A-B-C)	76,608	75,243	78,669	80,084	80,107

(出所) CEZ Group Annual reports、Energy Regulatory Office

③発電設備容量(送電端)

(単位:MW)

	2008年	2009年	2010年	2011年	2012年
発電設備容量	17,724	18,326	20,073	20,250	20,520
在来火力	10,685	10,720	10,769	10,788	10,644
ガスタービン	328	374	434	511	750
ガスタービンコンバインドサイクル(GTCC)	570	561	591	591	521
原子力	3,760	3,830	3,900	3,970	4,040
水力(自流式)	1,045	1,036	1,056	1,055	1,069
水力(揚水式)	1,147	1,147	1,147	1,147	1,147
風力	150	193	218	219	263
その他再生可能エネルギー	40	465	1,959	1,971	2,086

(出所)②に同じ

エネルギー統計表(ハンガリー)

①一次エネルギー需給バランス

[単位:ペタジュール(PJ)]

	2008年	2009年	2010年	2011年	2012年
国内生産(A)	436	459	461	447	439
石炭	71	65	67	69	67
石油	34	33	31	28	27
ガソリン	11	9	8	7	7
天然ガス	84	96	94	84	74
LPG	8	9	7	6	6
水力発電	1	1	1	1	1
風力発電	1	1	2	2	3
原子力発電	162	168	172	171	172
再生可能エネルギー	65	76	80	80	82
輸入(B)	868	733	770	705	683
石炭	72	47	60	55	52
石油	279	227	240	246	228
石油製品	110	107	116	102	92
天然ガス	390	331	331	276	282
バイオエネルギー(木材燃料)	4	1	4	2	1
電力	14	20	19	24	29
一次エネルギー総供給(A+B)	1,304	1,191	1,231	1,151	1,122
在庫変動(C)	32	30	10	△ 52	△ 34
輸出(D)	145	106	135	150	159
一次エネルギー国内供給計(TPES)(A+B+C+D)	1,482	1,327	1,376	1,249	1,247
輸入依存度 $B/(A+B) \times 100$	66.6%	61.5%	62.6%	61.2%	60.9%

(注) 小数点以下非表示のため合計に誤差が発生  
(出所) MAVIR発表を基に作成

②発電電力量

(単位:GWh)

	2008年	2009年	2010年	2011年	2012年
主要発電事業者					
発電端電力量(a)	40,026	35,908	37,371	35,984	34,408
石炭	6,928	6,346	6,167	6,515	6,343
石油	355	588	468	143	170
ガス	15,317	10,468	11,692	10,779	9,196
原子力	14,818	15,426	15,761	15,685	15,793
再生可能エネルギー	2,607	3,079	3,283	2,862	2,906
水力(自流式)	213	228	188	222	213
風力	205	331	534	626	771
バイオマス	1,887	2,171	2,063	1,522	1,307
発電所 所内用電力量(b)	-	-	-	-	-
送電端電力量(a-b)	-	-	-	-	-

(出所) ①に同じ

エネルギー統計表(ハンガリー)

③発電設備容量(送電端)

(単位:MW)

	2008年	2009年	2010年	2011年	2012年
主要発電事業者(A)	n.a.	7,172	7,315	8,178	7,466
在来火力	n.a.	3,383	3,339.6	3,283.5	2,570.5
石炭	n.a.	173	173	0	0
ガスエンジン	n.a.	39	39	293	371
蒸気タービン	n.a.	1,928	1,920	1,957	1,023
混燃火力	n.a.	1,243	1,208	1,034	1,177
ガスタービン	n.a.	1,376	1,395	1,918	1,080
ガスタービンコンバインドサイクル(GTCC)	n.a.	368	452	801	1,687
原子力	n.a.	1,940	2,000	2,000	2,000
風力	n.a.	-	48	48	48
バイオマス	n.a.	80	80	128	80
その他	n.a.	25	-	-	-
その他発電事業者(自家発含む)(B)	n.a.	1,126	1,029	893	773
在来火力	n.a.	701	576	468	260
ガスエンジン	n.a.	498	447	306	215
蒸気タービン	n.a.	203	129	162	45
ガスタービン	n.a.	175	149	70	100
太陽光	n.a.	-	-	0	0
風力	n.a.	144	197	233	281
水力(自流式)	n.a.	50	50	51	53
その他再生可能エネルギー	n.a.	56	58	71	78
全発電事業者(A+B)	n.a.	8,129	8,344	9,071	8,238
在来火力	n.a.	4,084	3,915	3,751	2,830
ガスタービン	n.a.	1,551	1,544	1,987	1,180
ガスタービンコンバインドサイクル(GTCC)	n.a.	368	452	801	1,687
原子力	n.a.	1,940	2,000	2,000	2,000
太陽光	n.a.	-	-	0	0
風力	n.a.	-	245	281	329
水力(自流式)	n.a.	50	50	51	53
バイオマス	n.a.	80	80	128	80
その他再生可能エネルギー	n.a.	56	58	71	78

(出所)①に同じ

エネルギー統計表(ルーマニア)

①一次エネルギー需給バランス

[単位:ペタジュール(PJ)]

	2008年	2009年	2010年	2011年	2012年
国内生産(A)	1,205	1,174	1,148	1,150	953
石炭・褐炭	294	271	247	279	270
石油	193	184	175	173	162
天然ガス	376	375	364	365	360
バイオエネルギー	157	161	163	146	n.a.
一次電力	177	178	193	179	n.a.
その他	8	5	5	8	n.a.
輸入(B)	683	470	471	484	471
石炭・褐炭	85	27	23	25	30
石油	352	289	244	228	215
石油製品	69	66	89	97	107
天然ガス	149	68	77	104	96
バイオエネルギー	0	0	3	1	n.a.
電力	3	2	3	4	3
一次エネルギー総供給(A+B)	1,888	1,644	1,619	1,634	1,424
輸入依存度 B/(A+B)	36.2%	28.6%	29.1%	29.6%	33.1%

(出所)ルーマニア国家統計局

エネルギー統計表(ルーマニア)

②発電電力量

(単位:GWh)

	2008年	2009年	2010年	2011年	2012年
主要発電事業者(A)※1					
発電端電力量	28,230	27,265	31,475	26,457	40,872
送電端電力量	27,045	26,200	30,277	25,260	38,247
石炭・褐炭	876	1,708	1,210	1,652	15,668
石油	35	120	44	26	27
ガス	668	357	222	470	638
原子力	10,334	11,004	10,499	10,794	10,526
バイオマス	0	0	0	12	3
水力	15,020	12,774	17,241	11,496	11,025
風力	0	0	0	19	45
その他再生可能エネルギー	-	0	0	0	0
その他	2	24	10	38	151
その他発電事業者(B)					
発電端電力量	35,778	29,428	27,664	33,928	15,842
送電端電力量	32,005	26,200	24,663	30,380	13,860
石炭・褐炭	22,449	17,680	16,777	20,604	5,018
石油	615	928	341	530	442
ガス	7,304	5,407	5,481	6,040	6,032
原子力	0	0	0	0	0
バイオマス	-	n.a.	225	n.a.	n.a.
水力	1,750	2,422	2,362	2,970	855
風力	n.a.	n.a.	297	1,038	1,779
その他再生可能エネルギー	-	0	0	0	0
その他	n.a.	n.a.	237	n.a.	n.a.
全発電事業者(A+B)					
発電端電力量	64,008	56,693	59,139	60,385	56,714
送電端電力量	59,050	52,400	54,940	55,640	52,107
石炭・褐炭	23,325	19,388	17,987	22,256	20,686
石油	650	1,048	385	556	469
ガス	7,972	5,764	5,703	6,510	6,670
原子力	10,334	11,004	10,499	10,794	10,526
バイオマス	-	0	225	0	0
水力	16,770	15,196	19,603	14,466	11,880
風力	0	0	297	1,057	1,824
その他再生可能エネルギー	-	0	0	0	0
その他	0	0	247	0	0

(注)燃料別の内訳は、燃料構成の割合により算出しているため合計値と一致しない場合がある。

(出所)エネルギー規制局(ANRE)など

(備考※1)「主要発電事業者」は、発電電力量に占める割合が高い事業者。2008～2011年の「主要発電事業者」は、「スクレアエレクトリカ(Nuclearelectrica)」および「ヒドロエレクトリカ(Hidroelectrica)」の2社のみ。2012年は右記2社のほか、「コンプレクスル・エネルギーティク・オルテニア(Complexul Energetic Oltenia)」も含めた3社の数値を使用。同社は、3つの火力発電所(トゥルチェニ、ロビナリ、クライオバ)およびオルテニア・トゥルグ・ジウ褐炭会社の合併(2012年5月)により設立されたエネルギー会社。

エネルギー統計表(ルーマニア)

③発電設備容量(送電端)

(単位:MW)

	2008年	2009年	2010年	2011年	2012年
主要発電事業者※1					
在来火力	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	3,153
ガスタービン	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
原子力	n.a.	1,295	1,295	1,295	1,298
水力(自流・揚水式)	n.a.	6,036	5,817	5,895	5,893
風力	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
その他再生可能エネルギー	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
その他発電事業者					
在来火力	n.a.	5,430	5,112	5,348	1,616
ガスタービン	n.a.	3,674	2,818	3,596	3,684
水力(自流・揚水式)	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
風力	n.a.	12	417	989	1,705
その他再生可能エネルギー	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
自家発※2					
在来火力	n.a.	n.a.	344	343	327
ガスタービン	n.a.	n.a.	699	688	749
水力(自流・揚水式)	n.a.	n.a.	289	299	303
風力	n.a.	n.a.	41	131	202
その他再生可能エネルギー	n.a.	n.a.	23	27	67

(出所)送電会社トランスエレクトリカ(Transelectrica)

(備考※<sup>1</sup>)2008～2011年の「主要発電事業者」は、「スクレアエレクトリカ(Nuclearelectrica)」および「ヒドロエレクトリカ(Hidroelectrica)」の2社のみ。2012年は右記2社のほか、「コンプレクスル・エネルギーティク・オルテニア(Complexul Energetic Oltenia)」も含めた3社の数値を使用。

(備考※<sup>2</sup>)自家発電は発電端設備容量。

エネルギー統計表(ドイツ)

①一次エネルギー需給バランス

[単位:ペタジュール(PJ)]

	2008年	2009年	2010年	2011年	2012年
国内産出 (A)	4,123	4,036	4,155	4,246	n.a.
歴青炭	521	415	387	361	n.a.
褐炭	1,576	1,529	1,535	1,595	n.a.
鉱油	131	119	107	112	n.a.
ガス(天然ガス、石炭随伴ガス等)	546	541	462	459	n.a.
再生可能エネルギー(水力、風力、太陽光、バイオマスなど)	1,147	1,208	1,421	1,463	n.a.
その他(再生可能エネルギー以外のもの。工場排熱など)	202	224	244	255	n.a.
電力など(送電、原子力、地域熱供給)	-	-	-	-	n.a.
輸入 (B)	12,315	11,408	11,876	11,205	n.a.
歴青炭	1,364	1,115	1,385	1,429	n.a.
褐炭	3	3	2	2	n.a.
鉱油	5,988	5,579	5,479	5,243	n.a.
ガス(天然ガス、石炭随伴ガスなど)	3,192	3,083	3,307	3,154	n.a.
再生可能エネルギー(水力、風力、太陽光、バイオマスなど)	-	10	19	21	n.a.
その他(再生可能エネルギー以外のもの。工場排熱など)	-	-	-	-	n.a.
電力など(送電、原子力、地域熱供給)	1,768	1,618	1,685	1,357	n.a.
国内エネルギー供給 (A+B+D1)	16,522	15,473	16,219	15,516	n.a.
外航バンカー (C)	124	114	116	114	n.a.
在庫繰出 (D1)	84	30	187	66	n.a.
在庫繰入 (D2)	94	141	49	131	n.a.
輸出 (E)	1,925	1,688	1,837	1,672	n.a.
歴青炭	66	40	64	29	n.a.
褐炭	24	24	27	29	n.a.
鉱油	1,079	943	784	771	n.a.
ガス(天然ガス、石炭随伴ガスなど)	529	465	720	619	n.a.
再生可能エネルギー(水力、風力、太陽光、バイオマスなど)	-	18	27	21	n.a.
その他(再生可能エネルギー以外のもの。工場排熱など)	-	-	-	-	n.a.
電力など(送電、原子力、地域熱供給)	226	198	216	202	n.a.
国内一次エネルギー需要 (A+B-C+D1-D2-E)	14,380	13,531	14,217	13,599	n.a.
輸入依存度 $B/(A+B+D1)$	74.5%	73.7%	73.2%	72.2%	n.a.

(注)集計・換算誤差のため、合計値は一致しない。  
(出所)エネルギーバランス・ワーキンググループ協会

エネルギー統計表(ドイツ)

②発電電力量

(単位:TWh)

	2008年	2009年	2010年	2011年	2012年
発電所(電力供給事業者)―連邦統計局					
歴青炭火力	114.9	99.9	108.4	104.9	n.a.
褐炭火力	147.8	143.2	142.0	146.3	n.a.
石油火力	1.1	1.1	1.1	1.0	n.a.
ガス火力	69.0	59.5	65.0	61.6	n.a.
原子力	148.5	134.9	140.6	108.0	n.a.
水力	23.0	21.4	23.6	20.5	n.a.
その他火力	14.3	14.0	15.6	15.1	n.a.
その他	4.2	4.6	5.0	4.7	n.a.
合計	522.8	478.6	501.3	462.1	n.a.
鉱工業事業所発電設備(自家発)―連邦統計局					
歴青炭火力	9.7	8.0	8.6	7.5	n.a.
褐炭火力	2.9	2.4	3.8	3.8	n.a.
石油火力	1.8	1.7	1.7	1.6	n.a.
ガス火力	17.7	18.8	21.3	20.9	n.a.
原子力	-	-	-	-	n.a.
水力	0.3	0.4	0.4	0.3	n.a.
その他火力	12.5	10.0	12.0	11.8	n.a.
その他	4.4	4.7	5.1	4.6	n.a.
合計	49.4	46.0	53.0	50.6	n.a.
総計 一連邦経済技術省					
歴青炭火力	124.6	107.9	117.0	112.4	118.0
褐炭火力	150.6	145.6	145.9	150.1	159.0
石油火力	9.2	9.6	8.4	6.8	9.0
ガス火力	86.7	78.8	86.8	82.5	70.0
原子力	148.8	134.9	140.6	108.0	99.5
風力	40.6	38.6	37.8	48.9	46.0
水力	26.5	24.7	27.4	23.5	27.4
うち揚水発電	20.4	19.0	21.0	17.7	21.2
その他のエネルギー	50.1	52.2	64.9	76.7	88.7
バイオマス	22.3	25.5	28.1	32.8	36.0
太陽光	4.4	6.6	11.7	19.3	28.0
廃棄物発電	4.7	4.4	4.8	4.8	4.9
その他	18.7	15.8	20.3	19.7	19.8
合計	637.1	592.4	628.6	608.9	617.6

(注) 出典が異なるため総計値は一致しない。

(出所) 電気事業者、自家発については連邦統計局資料(再生可能エネルギーの集計なし)

総計は連邦経済技術省(連立政権発足前)資料(再生可能エネルギーの集計あり)



エネルギー統計表(ドイツ)

③発電設備容量(送電端)

(単位:MW)

	2008年	2009年	2010年	2011年	2012年
一般電気事業者	148,819	155,907	166,329	167,214	178,441
原子力	20,470	20,480	20,477	12,068	12,068
褐炭火力	20,348	20,358	20,377	20,083	21,507
歴青炭火力	27,929	27,867	27,890	27,240	26,667
ガス火力	23,353	24,355	24,902	25,700	25,640
石油火力	6,116	6,074	5,788	5,500	5,300
揚水発電	5,710	5,710	5,710	5,710	5,710
水力	5,194	5,317	5,427	5,545	5,650
陸上風力	23,903	25,742	27,124	28,564	31,028
洋上風力	-	35	80	188	280
太陽光	5,955	9,631	17,488	24,785	32,389
その他の再生可能エネルギー発電	4,061	4,502	4,967	5,631	6,012
その他	5,780	5,836	6,099	6,200	6,190
うち、産業用発電所(日本の共同火力の類)	10,435	11,147	11,133	11,105	10,964

(出所)エネルギー水道事業者連合会(BDWE)

エネルギー統計表(オーストリア)

①一次エネルギー需給バランス

[単位:ペタジュール(PJ)]

	2008年	2009年	2010年	2011年	2012年
国内生産(A)	477	491	519	489	559
石炭	0	0	0	0	0
石油	44	46	48	37	41
天然ガス	56	61	63	62	66
バイオエネルギー	377	384	409	391	414
燃えるごみ(産業、家庭、非再生)	26	27	31	35	37
一次電力	0	0	0	0	0
輸入(B)	1,239	1,199	1,261	1,288	1,316
石炭	163	116	141	128	138
石油	334	316	288	315	319
石油製品	290	261	294	251	246
天然ガス	351	402	431	465	492
バイオエネルギー	29	35	35	40	36
電力	71	70	72	90	84
一次エネルギー総供給(A+B)	1,716	1,690	1,780	1,777	1,874
在庫変動(C)	△ 27	△ 9	41	△ 54	△ 32
輸出(D)	244	310	345	296	414
石炭	0	0	0	0	0
石油	0	0	0	0	0
石油製品	102	96	90	93	102
天然ガス	69	131	172	126	221
バイオエネルギー	20	15	19	17	18
電力	54	68	63	60	74
一次エネルギー国内供給計(TPES)(A+B+C-D)	1,444	1,370	1,476	1,427	1,428
輸入依存度 B/(A+B)	72.2%	71.0%	70.8%	72.5%	70.2%

(出所)オーストリア統計局

エネルギー統計表(オーストリア)

②発電電力量

(単位:GWh)

	2008年	2009年	2010年	2011年	2012年
発電端電力量(A)	66,927	69,063	71,070	65,854	72,403
火力発電合計	24,172	23,360	27,384	25,933	22,062
化石燃料合計	18,113	17,612	21,375	19,982	16,013
石炭	5,430	3,693	4,807	5,315	4,283
コークス	1,236	1,193	1,843	1,931	1,851
石油	1,279	1,167	1,230	1,179	982
ガス	10,168	11,559	13,495	11,556	8,898
再生可能燃料	2,993	3,164	3,373	3,361	3,569
その他の燃料/複数の燃料	3,066	2,584	2,635	2,590	2,480
水力合計	40,716	43,650	41,575	37,745	47,570
水力(自流式)	28,355	29,636	28,003	25,319	31,476
水力(揚水式)	12,360	14,015	13,572	12,426	16,094
再生可能エネルギー合計(水力を除く)	2,031	1,979	2,096	1,985	2,586
風力	2,011	1,954	2,063	1,934	2,461
太陽光発電	19	24	31	49	124
地熱	2	2	1	1	1
発電所 所内消費電力量(B)	1,322	1,300	1,408	1,382	1,422
揚水用動力(C)	3,269	3,957	4,572	5,058	5,558
送電端電力量(A-B-C)	62,336	63,806	65,090	59,414	65,423

(出所) E-Control Austria(オーストリアエネルギー市場監督機関)

③発電設備容量(送電端)

(単位:MW)

	2008年	2009年	2010年	2011年	2012年
主要発電事業者(A)	20,730	21,038	21,404	22,673	23,164
火力	7,246	7,358	7,431	8,285	8,261
うちコンバインドサイクル	5,184	5,444	5,761	6,599	6,576
石炭火力	1,421	1,483	1,670	1,615	1,585
石油火力	486	481	359	362	360
混燃火力	500	469	480	497	497
再生可能火力	513	538	546	615	622
ガスタービン	4,251	4,310	4,298	5,118	5,119
水力(自流式)	5,393	5,373	5,396	5,443	5,509
水力(揚水式)	7,077	7,276	7,524	7,766	7,841
風力	992	1,001	1,016	1,106	1,337
その他再生可能エネルギー	23	31	38	73	216
再生可能エネルギー合計	1,014	1,031	1,054	1,179	1,553

(出所)②に同じ

エネルギー統計表(イタリア)

①一次エネルギー需給バランス

(単位:ペタジュール)

	2008年	2009年	2010年	2011年	2012年
国内生産(A)	1,243	1,269	1,419	1,443	1,586
固形燃料(石炭含む)	23	13	33	30	27
天然ガス	317	275	288	248	295
石油	219	191	213	221	226
再生可能エネルギー	684	791	885	944	1,038
輸入(B)	8,031	7,345	7,757	7,357	7,108
固形燃料(石炭含む)	702	533	611	650	668
天然ガス	2,636	2,375	2,584	2,413	2,322
石油	4,259	3,948	4,061	3,766	3,612
再生可能エネルギー	34	57	77	91	87
電力	400	434	424	438	418
一次エネルギー総供給(A+B)	9,274	8,614	9,176	8,801	8,694
マリンバンカー(C)	△ 158	△ 141	△ 145	△ 143	△ 131
在庫変動(D)	△ 13	70	△ 53	24	10
輸出(E)	△ 1,251	△ 1,134	△ 1,261	△ 1,154	△ 1,259
固形燃料(石炭含む)	△ 8	△ 10	△ 10	△ 9	△ 10
天然ガス	△ 7	△ 4	△ 5	△ 4	△ 5
石油	△ 1,200	△ 1,096	△ 1,224	△ 1,118	△ 1,221
再生可能エネルギー	△ 4	△ 4	△ 4	△ 7	△ 2
電力	△ 31	△ 19	△ 17	△ 16	△ 21
一次エネルギー国内供給計(TPES) (A+B+C+D+E)	7,852	7,409	7,717	7,528	7,314
輸入依存度 B/(A+B)	86.6%	85.3%	84.5%	83.6%	81.8%

(注)端数処理の関係で合計が一致しない場合がある。

(出所)経済開発省「Bilancio Energetico Nazionale」

エネルギー統計表(イタリア)

②発電電力量

(単位:GWh)

	2008年	2009年	2010年	2011年	2012年
主要発電事業者					
発電端電力量(a)	300,365	272,366	278,196	279,009	283,220
水力	46,351	52,554	53,479	46,889	43,281
在来火力	243,443	207,255	208,313	205,821	202,078
地熱	5,520	5,342	5,376	5,654	5,592
風力	4,858	6,539	9,122	9,849	13,407
太陽光	192	677	1,906	10,796	18,862
発電所 所内用電力量(b)	11,160	10,659	10,305	10,131	n.a.
揚水用動力(c)	7,618	5,798	4,454	2,539	n.a.
送電端電力量(a-b-c)	281,587	255,909	263,437	266,339	n.a.
自家発電事業者					
発電端電力量(a')	18,765	20,276	23,866	23,561	16,057
水力	876	889	928	868	573
在来火力	17,885	19,383	22,935	22,686	15,483
地熱	0	0	0	0	0
風力	3	4	4	8	0
太陽光	1	0	0	0	0
発電所 所内用電力量(b')	905	876	1,009	993	n.a.
揚水用動力(c')	0	0	0	0	n.a.
送電端電力量(a'-b'-c')	17,860	19,400	22,857	22,568	n.a.
全発電事業者					
発電端電力量(A)	319,130	292,642	302,062	302,570	299,276
水力	47,227	53,443	54,407	47,757	43,854
在来火力	261,328	226,638	231,248	228,507	217,561
地熱	5,520	5,342	5,376	5,654	5,592
風力	4,861	6,543	9,126	9,856	13,407
太陽光	193	677	1,906	10,796	18,862
発電所 所内用電力量(B)	12,065	11,534	11,315	11,124	n.a.
揚水用動力(C)	7,618	5,798	4,454	2,539	n.a.
送電端電力量(A-B-C)	299,447	275,309	286,294	288,907	n.a.

(注) 端数処理の関係で合計が一致しない場合がある。

(出所) TERNA「Bilanci Energia Elettrica Nazionali」

2012年データのみTERNA「Dati Statistici sull'Energia Elettrica in Italia 2012」

エネルギー統計表(イタリア)

③発電設備容量(送電端)

(単位:MW)

	2008年	2009年	2010年	2011年	2012年
主要発電事業者(A)	93,057	95,333	100,327	112,667	120,038
在来火力	67,343	67,424	68,989	70,685	73,037
地熱	671	695	728	728	728
水力	21,089	21,194	21,349	21,568	21,752
風力および太陽光	3,953	6,020	9,261	19,686	24,522
自家発電事業者(B)	5,569	6,114	6,162	5,776	4,195
在来火力	5,380	5,936	5,987	5,603	4,067
地熱	0	0	0	0	0
水力	186	177	172	169	128
風力および太陽光	3	2	4	5	0
全発電事業者(A+B)	98,625	101,447	106,489	118,443	124,234
在来火力	72,723	73,360	74,976	76,287	77,104
地熱	671	695	728	728	728
水力	21,276	21,371	21,521	21,737	21,880
風力および太陽光	3,956	6,022	9,264	19,691	24,522

(注) 端数処理の関係で合計が一致しない場合がある。

(出所) TERNA「Dati statistici sull'energia elettrica in Italia各年版」

エネルギー統計表(スイス)

①一次エネルギー需給バランス

(単位:ペタジュール)

	2008年	2009年	2010年	2011年	2012年
国内生産(A)	238	237	245	229	259
木材	35	37	39	35	39
水力	135	134	135	122	144
家庭・産業ごみ	55	53	55	56	56
その他再生可能エネルギー(太陽光、風力など)	13	14	16	17	20
輸入(B)	853	868	878	907	941
木材	1	1	1	1	1
石炭	7	7	6	5	6
石油、石油製品	547	559	505	489	499
天然ガス	118	113	126	112	123
バイオ燃料	0	0	0	0	0
電力	181	187	241	300	313
一次エネルギー総供給(A+B)	1,091	1,104	1,123	1,136	1,200
マリンバンカー(C)	-	-	-	-	-
在庫変動(D)	16	△ 17	46	24	18
輸出(E)	△ 213	△ 218	△ 257	△ 310	△ 334
木材	△ 0	△ 1	△ 1	△ 0	△ 0
石油、石油製品	△ 27	△ 22	△ 17	△ 19	△ 13
電力	△ 185	△ 195	△ 239	△ 291	△ 320
一次エネルギー国内供給計(TPES)(A+B+C+D+E)	894	869	913	851	883
輸入依存度 B/(A+B)×100	78.2%	78.6%	78.2%	79.8%	78.4%

(出所) Federal Office of Energy 「Schweizerische Gesamtenergiestatistik 2012 - Statistique globale suisse de l'énergie 2012」

②発電電力量

(単位:GWh)

	2008年	2009年	2010年	2011年	2012年
主要電力事業者					
発電端電力量	66,967	66,494	66,252	62,881	68,019
水力(時流式)	16,686	16,110	16,030	14,733	17,832
水力(揚水式)	20,873	21,026	21,420	19,062	22,074
原子力	26,132	26,119	25,205	25,560	24,345
コージェネなど	2,912	2,816	3,121	2,861	2,847
木材	131	154	137	193	251
バイオガス	177	191	210	230	262
太陽光	37	54	94	173	320
風力	19	23	37	70	88

(出所)①に同じ

③発電設備容量(送電端)

(単位:MW)

	2008年	2009年	2010年	2011年	2012年
発電電力量	17,581	17,643	17,727	18,101	18,209
水力	13,464	13,476	13,522	13,723	13,770
原子力	3,220	3,238	3,253	3,278	3,278
在来火力など	897	929	952	1,100	1,161

(注) 各年9月末時点の実績。

(出所) Federal Office of Energy 「Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2012 / 2011 / 2010 / 2009 / 2008」

エネルギー統計表(ベルギー)

①一次エネルギー需給バランス

(単位:ペタジュール)

	2008年	2009年	2010年	2011年
国内生産(A)	609	641	672	762
石炭	0	0	0	0
石油	21	26	31	15
天然ガス	0	0	0	0
原子力	497	515	523	526
水力	1	1	1	1
地熱・ソーラー・風力	3	5	7	13
バイオマス・廃棄物	83	93	107	204
熱	3	1	3	3
輸入(B)	3,488	3,230	3,427	3,273
石炭	230	136	160	153
石油	1,571	1,431	1,502	1,374
石油製品	954	853	876	896
天然ガス	648	753	818	782
バイオマス・廃棄物	23	23	26	21
電力	62	34	45	47
熱	0	0	0	0
一次エネルギー総供給 (A+B)	4,097	3,871	4,098	4,036
輸出(C)	△ 1,127	△ 1,154	△ 1,155	△ 1,204
石炭	△ 34	△ 35	△ 29	△ 30
石油	△ 165	△ 185	△ 202	△ 161
石油製品	△ 871	△ 767	△ 763	△ 825
天然ガス	△ 25	△ 127	△ 115	△ 145
バイオマス・廃棄物	△ 7	△ 0	△ 2	△ 5
電力	△ 24	△ 41	△ 43	△ 38
熱	0	0	0	0
マリンバンカー(D)	△ 399	△ 292	△ 318	△ 283
アビエーションバンカー(E)	△ 85	△ 81	△ 64	△ 62
在庫変動(F)	△ 33	46	△ 12	△ 13
一次エネルギー国内供給(TPES) (A+B+C+D+E+G+F)	2,453	2,390	2,549	2,474
輸入依存度 B/(A+B)×100	85.1%	83.4%	83.6%	81.1%

(出所)OECD/IEA



エネルギー統計表(ベルギー)

②発電電力量

(単位:GWh)

	2008年	2009年	2010年	2011年
主要発電事業者	82,053	87,401	89,944	83,647
水力	1,757	1,757	1,668	1,423
火力	34,087	37,425	39,047	31,688
原子力	45,568	47,222	47,944	48,234
風力	631	987	1,281	2,298
太陽光	8	8	4	4
地熱	0	0	0	0
その他	2	2	0	0
自家発	2,877	3,824	5,176	6,521
水力	0	0	0	0
火力	2,593	3,574	4,354	5,275
原子力	0	0	0	0
風力	6	9	11	14
太陽光	34	158	556	1,165
地熱	0	0	0	0
その他	244	83	255	67
全発電事業者	84,930	91,225	95,120	90,168
水力	1,757	1,757	1,668	1,423
火力	36,680	40,999	43,401	36,963
原子力	45,568	47,222	47,944	48,234
風力	637	996	1,292	2,312
太陽光	42	166	560	1,169
地熱	0	0	0	0
その他	246	85	255	67

(出所)EU統計局(ユーロスタット)

エネルギー統計表(ベルギー)

③発電設備容量(送電端)

(単位:MW)

	2008年	2009年	2010年	2011年
主要発電事業者(A)	15,786	16,169	16,196	16,729
水力	1,418	1,417	1,425	1,426
火力	8,212	8,239	7,848	8,084
在来火力	3,275	3,308	2,881	2,696
ガスタービン	1,365	1,434	1,175	1,129
コンバインドサイクル	3,261	3,247	3,663	3,895
内燃力	311	250	129	195
その他	0	0	0	169
原子力	5,825	5,902	5,927	5,927
風力	320	600	904	1,061
太陽光	10	11	92	231
地熱	0	0	0	0
その他	1	0	0	0
自家発(B)	974	1,327	2,126	3,369
水力	0	0	0	0
火力	918	944	1,306	2,201
在来火力	123	128	268	497
ガスタービン	302	312	548	625
コンバインドサイクル	195	215	215	425
内燃力	178	174	159	482
その他	120	116	116	172
原子力	0	0	0	0
風力	4	8	8	8
太陽光	52	375	812	1,160
地熱	0	0	0	0
その他	0	0	0	0
全発電事業者(A+B)	16,760	17,496	18,322	20,098
水力	1,418	1,417	1,425	1,426
火力	9,130	9,183	9,154	10,285
在来火力	3,398	3,436	3,149	3,193
ガスタービン	1,667	1,746	1,723	1,754
コンバインドサイクル	3,456	3,462	3,878	4,320
内燃力	489	424	288	677
その他	120	116	116	341
原子力	5,825	5,902	5,927	5,927
風力	324	608	912	1,069
太陽光	62	386	904	1,391
地熱	0	0	0	0
その他	1	0	0	0

(出所)②に同じ

エネルギー統計表(オランダ)

①一次エネルギー需給バランス

(単位:ペタジュール)

	2008年	2009年	2010年	2011年	2012年
国内生産(A)	2,789	2,640	2,923	2,696	n.a.
石炭	0	0	0	0	n.a.
石油	102	85	71	71	n.a.
天然ガス	2,507	2,361	2,655	2,417	n.a.
原子力	45	46	43	45	n.a.
水力	0	0	0	0	n.a.
地熱・ソーラー・風力	17	18	16	21	n.a.
バイオマス・廃棄物	117	129	137	142	n.a.
熱	0	0	0	0	n.a.
輸入(B)	6,950	7,167	7,626	7,515	n.a.
石炭	552	512	537	629	n.a.
石油	2,566	2,562	2,660	2,510	n.a.
石油製品	2,913	3,238	3,571	3,578	n.a.
天然ガス	794	770	772	690	n.a.
バイオマス・廃棄物	35	30	30	33	n.a.
電力	90	56	56	74	n.a.
熱	0	0	0	0	n.a.
一次エネルギー総供給 (A+B)	9,738	9,808	10,549	10,211	n.a.
輸出(C)	△ 5,520	△ 5,697	△ 6,324	△ 6,290	n.a.
石炭	△ 193	△ 122	△ 151	△ 313	n.a.
石油	△ 121	△ 105	△ 102	△ 88	n.a.
石油製品	△ 3,305	△ 3,750	△ 4,215	△ 4,149	n.a.
天然ガス	△ 1,851	△ 1,668	△ 1,786	△ 1,675	n.a.
バイオマス・廃棄物	△ 16	△ 14	△ 25	△ 24	n.a.
電力	△ 33	△ 38	△ 46	△ 42	n.a.
熱	0	0	0	0	n.a.
マリンバンカー(D)	△ 639	△ 586	△ 575	△ 618	n.a.
アビエーションバンカー(E)	△ 156	△ 145	△ 141	△ 147	n.a.
在庫変動(F)	△ 93	△ 106	△ 16	85	n.a.
一次エネルギー国内供給(TPES) (A+B+C+D+E+G+F)	3,331	3,273	3,493	3,241	n.a.
輸入依存度 B/(A+B)×100	71.4%	73.1%	72.3%	73.6%	n.a.

(出所) OECD/IEA

エネルギー統計表(オランダ)

②発電電力量

(単位:GWh)

	2008年	2009年	2010年	2011年	2012年
発電電力量合計	108,203	113,503	118,139	112,966	102,079
化石燃料計	91,949	95,620	99,816	93,238	82,231
天然ガス	64,563	68,494	73,578	67,946	54,060
石炭	22,540	23,434	21,893	20,767	23,978
石油	258	54	48	36	81
その他化石燃料	4,588	3,637	4,296	4,489	4,111
再生可能エネルギー計	9,480	10,836	11,215	12,341	12,502
太陽光	39	44	59	100	236
風力	4,258	4,583	3,993	5,100	4,999
水力	100	97	104	57	104
バイオマス	5,083	6,111	7,058	7,084	7,163
原子力	4,169	4,248	3,969	4,141	3,952
その他	2,605	2,798	3,139	3,246	3,395

(出所)オランダ中央統計局

③発電設備容量(送電端)

(単位:MW)

	2008年	2009年	2010年	2011年	2012年
発電設備容量合計	24,885	25,314	26,608	28,033	n.a.
内燃力	3,492	3,618	3,605	3,609	n.a.
蒸気タービン	9,539	8,901	8,858	8,962	n.a.
コンバインドサイクル	7,743	8,613	9,883	11,075	n.a.
ガスタービン	1,278	1,272	1,317	1,322	n.a.
原子力	510	510	510	510	n.a.
水力	37	37	37	37	n.a.
風力	2,149	2,222	2,237	2,316	n.a.
太陽電池	57	68	88	130	n.a.
その他	80	73	73	71	n.a.

(出所)②に同じ

エネルギー統計表(スペイン)

①一次エネルギー需給バランス

(単位:ペタジュール)

	2008年	2009年	2010年	2011年	2012年
国内生産(A)	1,271	1,255	1,433	1,330	1,409
石炭	176	152	127	111	102
石油	5	4	5	4	6
石油製品	0	0	0	0	0
天然ガス	1	1	2	2	2
バイオエネルギー	228	260	268	263	276
一次電力	862	838	1,031	950	1,022
原子力	643	576	676	630	670
再生可能エネルギー	219	262	355	320	352
輸入(B)	5,707	5,239	5,110	5,119	n.a.
石炭	525	415	329	398	n.a.
石油	2,581	2,385	2,397	2,407	n.a.
石油製品	1,089	1,066	994	936	n.a.
天然ガス	1,477	1,330	1,338	1,292	n.a.
バイオエネルギー	13	19	35	57	n.a.
電力	21	24	19	29	n.a.
一次エネルギー総供給(A+B)	6,979	6,494	6,544	6,450	n.a.
マリンバンカー(C)	△ 507	△ 495	△ 476	△ 509	n.a.
在庫変動(D)	△ 94	△ 58	△ 82	33	n.a.
輸出(E)	△ 557	△ 604	△ 637	△ 716	n.a.
石炭	△ 62	△ 39	△ 47	△ 39	n.a.
石油	0	0	0	0	n.a.
石油製品	△ 429	△ 464	△ 483	△ 544	n.a.
天然ガス	△ 2	△ 37	△ 42	△ 62	n.a.
バイオエネルギー	△ 4	△ 11	△ 17	△ 21	n.a.
電力	△ 61	△ 54	△ 49	△ 50	n.a.
一次エネルギー国内供給計(TPES)(A+B+C+D+E)	5,821	5,336	5,348	5,257	n.a.
輸入依存度 B/(A+B)	81.8	80.7	78.1	79.4	n.a.

(出所)2008~2011年は国際エネルギー機関(IEA)の国別データ

2012年は、エネルギー・商務・観光省(MINETUR)「Publicaciones Balances Energeticos」を基に作成

エネルギー統計表(スペイン)

②発電電力量

(単位:GWh)

	2008年	2009年	2010年	2011年	2012年	2013年(速報値)
全発電事業者						
発電端電力量(A)	305,074	288,018	296,052	288,087	291,804	280,608
石炭	49,647	37,312	25,478	46,519	57,662	42,384
石油	10,595	10,016	9,546	7,471	7,533	6,981
ガス	95,529	82,240	68,595	55,140	42,510	28,983
原子力	58,973	52,761	61,990	57,731	61,470	56,378
大型水力(自流・揚水式)	21,428	23,862	38,653	27,571	19,455	34,205
小水力(10MW以下)	4,640	5,454	6,824	5,296	4,635	7,098
風力	32,160	38,253	43,545	42,465	48,472	54,301
太陽光	2,498	6,072	6,423	7,425	8,171	8,397
太陽熱	15	130	692	1,832	3,443	4,554
コージェネ(バイオマス・廃棄物)	2,868	3,317	3,333	4,318	4,737	5,020
コージェネ(化石燃料)	26,721	28,601	30,973	32,319	33,716	32,309
発電所 所内用電力量(B)	9,257	7,999	7,572	8,129	8,739	7,012
揚水用動力(C)	3,803	3,794	4,458	3,215	5,023	5,769
送電端電力量(A-B-C)	292,014	276,225	284,022	276,743	278,042	267,827

(出所)スペイン送電会社(REE)「Sistema electrico espanol 2012」および「Avance del Informe 2013」を基に作成

③発電設備容量(送電端)

(単位:GW)

	2008年	2009年	2010年	2011年	2012年	2013年(速報値)
全発電事業者	96.4	100.0	103.7	105.2	107.6	108.1
在来火力	19.0	17.7	17.0	15.8	15.2	15.1
石炭火力	11.9	11.9	11.9	12.1	11.8	11.6
石油火力	7.1	5.8	5.1	3.7	3.4	3.5
ガスタービンコンバインドサイクル(GTCC)	23.1	24.7	27.1	27.2	27.2	27.2
原子力	7.7	7.7	7.8	7.9	7.9	7.9
大型水力(自流式)	14.8	14.8	14.8	14.8	15.0	15.0
大型水力(揚水式)	2.7	2.7	2.7	2.7	2.7	2.7
小水力(10MW以下)	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.1
風力	16.1	18.9	19.7	21.2	22.7	22.9
太陽光	3.3	3.5	3.8	4.3	4.5	4.7
太陽熱	0.1	0.2	0.5	1.0	2.0	2.3
コージェネ(バイオマス・廃棄物)	0.7	0.7	0.9	0.9	1.0	1.0
コージェネ(化石燃料)	6.8	7.1	7.2	7.4	7.4	7.2

(出所)②に同じ

エネルギー統計表(ロシア)

①一次エネルギー需給バランス

(単位:ペタジュール)

	2008年	2009年	2010年	2011年
国内生産(A)	52,499	49,849	54,137	55,051
石炭	6,999	6,433	7,538	7,538
石油	20,454	20,668	21,208	21,556
天然ガス	22,385	20,038	22,609	23,142
原子力	1,793	1,799	1,874	1,902
水力	593	627	599	597
地熱・ソーラー・風力	17	17	18	19
バイオマス・廃棄物	258	268	291	297
熱	0	0	0	0
輸入(B)	1,212	1,008	958	1,159
石炭	789	608	641	684
石油	103	75	46	20
石油製品	41	34	119	176
天然ガス	268	279	146	274
バイオマス・廃棄物	0	0	0	0
電力	11	11	6	6
熱	0	0	0	0
一次エネルギー総供給 (A+B)	53,711	50,857	55,096	56,210
輸出(C)	△ 23,677	△ 23,519	△ 25,204	△ 25,100
石炭	△ 2,694	△ 2,875	△ 3,598	△ 3,373
石油	△ 10,229	△ 10,473	△ 10,394	△ 10,417
石油製品	△ 4,073	△ 4,234	△ 4,689	△ 4,303
天然ガス	△ 6,606	△ 5,872	△ 6,453	△ 6,919
バイオマス・廃棄物	0	0	0	0
電力	△ 75	△ 65	△ 69	△ 87
熱	0	0	0	0
マリンバンカー(D)	0	0	△ 64	△ 125
アビエーションバンカー(E)	△ 245	△ 245	△ 261	△ 269
在庫変動(F)	△ 964	△ 8	△ 163	△ 112
一次エネルギー国内供給(TPES) (A+B+C+D+E+G+F)	28,825	27,085	29,404	30,604
輸入依存度 B/(A+B)×100	2.3%	2.0%	1.7%	2.1%

(出所) OECD/IEA

エネルギー統計表(ロシア)

②発電電力量

(単位:GWh)

	2008年	2009年	2010年	2011年
全発電事業者	1,040,000	992,000	1,038,000	1,055,000
火力	710,000	652,000	699,000	714,000
原子力	163,000	164,000	171,000	173,000
水力	167,000	176,000	168,000	168,000

(出所)ロシア連邦国家統計局

③発電設備容量(送電端)

(単位:GW)

	2008年	2009年	2010年	2011年
全発電事業者	226	226	230	233
火力	155	155	158	161
原子力	23	23	24	24
水力	47	47	47	48

(出所)②に同じ



エネルギー統計表(トルコ)

①一次エネルギー需給バランス

(単位:ペタジュール)

	2008年	2009年	2010年	2011年	2012年
国内生産(A)	1,222	1,270	1,360	1,349	n.a.
石炭	50	54	63	55	n.a.
褐炭	637	654	649	676	n.a.
アスファルタイト	11	20	21	18	n.a.
木質燃料	154	148	142	103	n.a.
廃棄物	47	48	49	46	n.a.
石油	95	98	112	107	n.a.
天然ガス	39	26	26	27	n.a.
水力	120	129	186	188	n.a.
地熱	6	16	24	25	n.a.
バイオ燃料	0	0	1	1	n.a.
風力	3	5	11	17	n.a.
その他熱	42	52	0	61	n.a.
太陽光	18	18	18	26	n.a.
輸入(B)	3,574	3,438	3,660	3,780	n.a.
石炭	532	549	575	643	n.a.
コークス	6	8	5	9	n.a.
石油コークス	73	85	87	84	n.a.
石油	1,536	1,419	1,531	1,511	n.a.
天然ガス	1,424	1,374	1,458	1,516	n.a.
電力	3	3	4	16	n.a.
合計(A+B)	4,796	4,708	5,020	5,130	n.a.
マリンバンカー(C)	32	28	16	123	n.a.
在庫変動(D)	△ 10	△ 13	△ 14	47	n.a.
輸出(E)	301	286	335	260	n.a.
石炭	-	-	-	0	n.a.
コークス	-	-	-	0	n.a.
石油	280	253	304	222	n.a.
天然ガス	17	27	25	25	n.a.
電力	4	6	7	13	n.a.
統計誤差(F)	△ 4	62	△ 80	△ 0	n.a.
一次エネルギー国内供給計(TPES)(A+B+C+D+E+F)	4,449	4,444	4,575	4,793	n.a.
輸入依存度 B/(A+B)	74.5%	73.0%	72.9%	73.7%	n.a.

(出所)世界エネルギー会議(World Energy Council) Turkish National Committee

エネルギー統計表(トルコ)

②発電電力量

(単位:GWh)

	2008年	2009年	2010年	2011年	2012年
トルコ発電会社(EUAS)	97,717	89,454	95,532	92,351	90,823
水力	28,419	28,338	41,377	36,888	38,311
褐炭	37,236	34,370	31,171	33,996	29,855
天然ガス	26,814	23,920	21,039	19,359	20,739
重油等	3,365	975	62	103	441
石炭	1,882	1,851	1,883	2,004	1,476
その他発電事業者	100,701	105,359	115,675	137,044	148,258
BTO方式	28,135	34,233	44,434	67,017	78,461
BOO方式	43,343	43,768	45,218	44,944	43,087
BOT方式	13,171	13,860	13,576	12,841	14,033
自家発	15,723	13,498	12,447	12,243	12,677
その他	331	0	0	-	-
全発電事業者	198,418	194,813	211,208	229,395	239,081

(出所)トルコ発電会社(EUAS)

③発電設備容量(送電端)

(単位:MW)

	2008年	2009年	2010年	2011年	2012年
トルコ発電会社(EUAS)	23,977	24,200	24,203	24,150	24,775
水力	11,452	11,675	11,678	11,589	12,214
褐炭	7,461	7,461	7,461	7,461	7,461
天然ガス	3,903	4,083	4,083	4,119	4,119
重油等	861	681	681	681	681
石炭	300	300	300	300	300
その他発電事業者	17,836	20,558	25,321	28,761	32,284
BTO方式	5,490	8,699	13,374	17,220	20,561
BOO方式	6,102	6,102	6,102	6,102	6,102
BOT方式	2,449	2,439	2,439	2,420	2,420
自家発	3,533	3,056	3,143	3,019	3,201
その他	263	263	263	-	-
全発電事業者	41,813	44,758	49,524	52,911	57,058

(出所)②に同じ