

## 発送電分離を行ったドイツ企業の経営状況と 脱原子力に向けた投資プロジェクトの課題

電力・石炭ユニット電力グループ  
主任研究員 安井 久貴

### 1. はじめに

東日本大震災以降、我が国では従来の供給区域を超えた広域的電源の効率的活用や発送電分離による多様な新規事業者の参入を進めることになった。2012年11月から再開された「電力システム改革専門委員会」ではこうした議論をふまえ、「機能分離型」と「法的分離型」の一長一短について議論が行われた。

他方ドイツは、脱原子力や再生可能エネルギーの普及などの政策や電力各社が発送電分離済みであることなどが注目されている。

そこで以下では、ドイツのE.ONやRWEが発送電分離した経緯や最近の経営状況を分析し、それらがドイツ国内で進められている広域的発電・送電の投資プロジェクトにどう関わっていくのかを調査した。

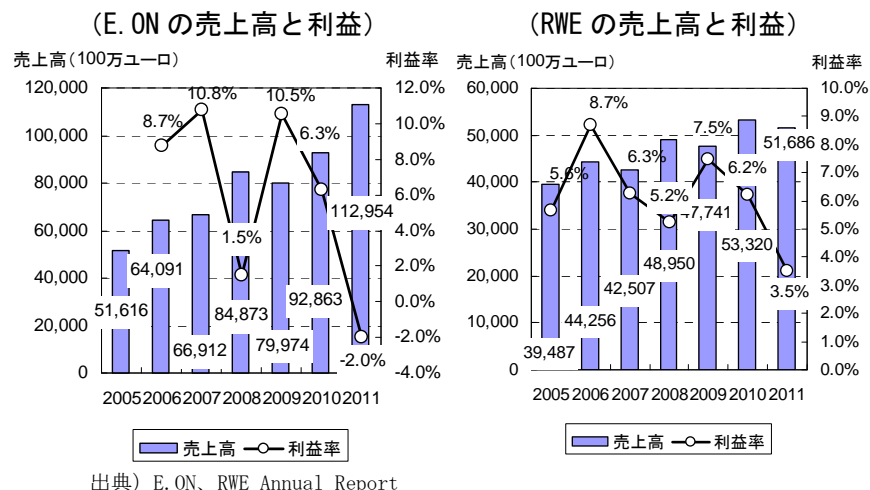
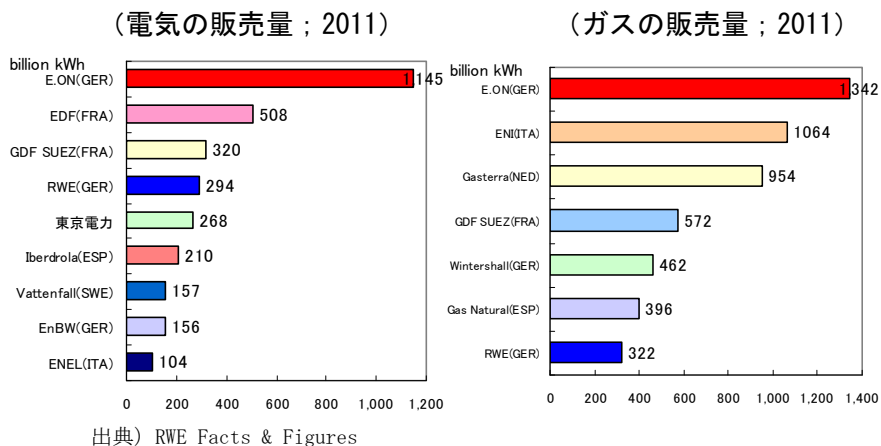
### 2. E.ONとRWEの経営状況

E.ON AG (以下E.ONとする)の規模は従業員数78,889人、売上高€1,129.54億(約12.6兆円)であり、電気の販売量、ガスの販売量とも欧州NO.1である。

RWE AG (以下RWEとする)の規模は従業員数72,068人、売上高€516.86億(約5.7兆円)であり、電気の販売量は欧州第4位、ガスの販売量は欧州第7位である。

2011年のE.ONの決算は、原子力発電所2基の即時停止や核燃料税による負担増、ガス取引等欧州発電事業での損失などから、当期利益が▲€22億となり、史上初の赤字を記録した。

RWEもガス関連企業の株式売却や国内超高压送電網の売却など増収はあったものの、原子力

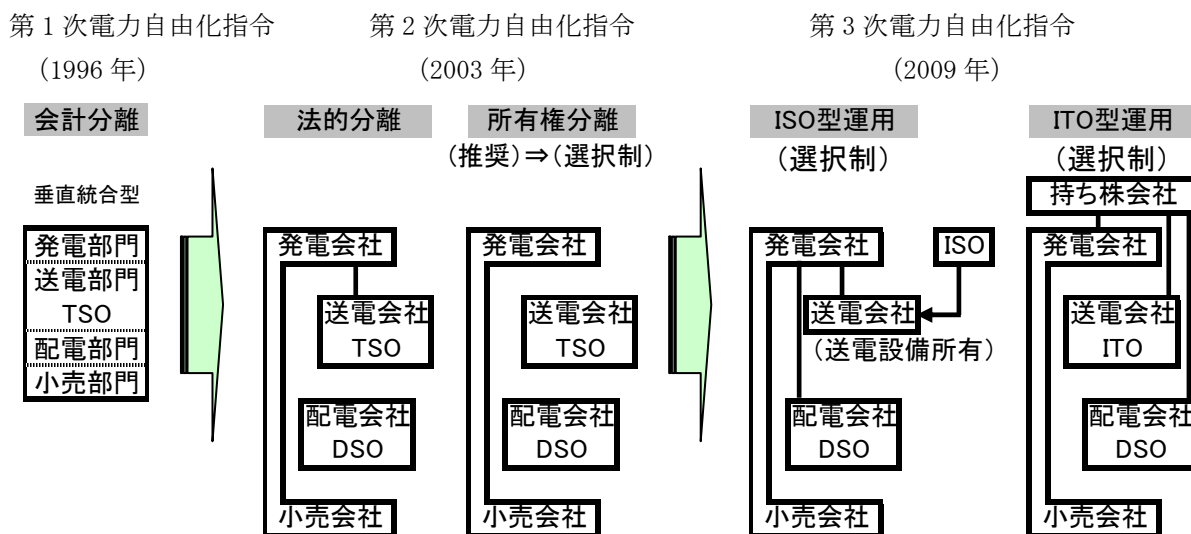


停止による負担が重くのしかかり、当期利益は約€18億と対前年比▲45.4%まで落ち込んだ。近年はイギリスで計画していたE.ONとの原子力合弁事業の売却や、ブルガリアやルーマニアでの原子力事業撤退など、原子力への投資を行わない方針である。

どちらも電力・ガス販売を中心とした欧州屈指の総合エネルギー企業であるが、至近は売上高に比して利益率が大幅に低下している。

### 3. EUにおける発送電分離の経緯

(欧州における発送電分離の経緯)



1996年のEU電力自由化指令<sup>1</sup>によって、垂直統合型の電気事業者は、発電、送電、配電別に分けた「会計分離」や、国が指定するシングルバイヤーとの情報遮断を行うことが規定された。

2003年の改正EU電力自由化指令では、TSO<sup>2</sup>が法的、組織的観点から分離する「法的分離」が定められた。TSOとは送電会社のことだが、これを別法人とすることで独立性を高めた。この時EUは所有権分離を「推奨」にとどめていた。

2009年のEU電力自由化指令では、送電部門の発送電分離の強化やEU大での協調体制の構築が目指され、2003年に推奨された所有権分離に統一される予定であった。しかし、ドイツが

- ① 民間事業者への強制的事業の切り出しは私有財産権を保障した憲法に抵触する
- ② EU域外の資本(例えばGazprom)がネットワーク事業者を買収することは安定供給に支障をきたす

という理由から強行に反対したため、所有権分離、ISO<sup>3</sup>型分離、ITO<sup>4</sup>型分離の選択方式になった。

<sup>1</sup> Directive 96/92/EC

<sup>2</sup> Transmission System Operators

<sup>3</sup> Independent System Operators

<sup>4</sup> Independent Transmission Operators

所有権分離とは、垂直統合型の電気事業者が、送電会社（TSO）との資本関係さえ断ち切る分離であり、TSOに直接または間接的に支配力を行使できなくする方式である。

ISO型分離とは、送電設備（送電資産）は垂直統合型の電気事業者に帰属したままで、系統運用機能のみを分離する方式である。送電投資の意思決定をISOに移すことで広域的系統運用・投資に責任を持たせる方法である。

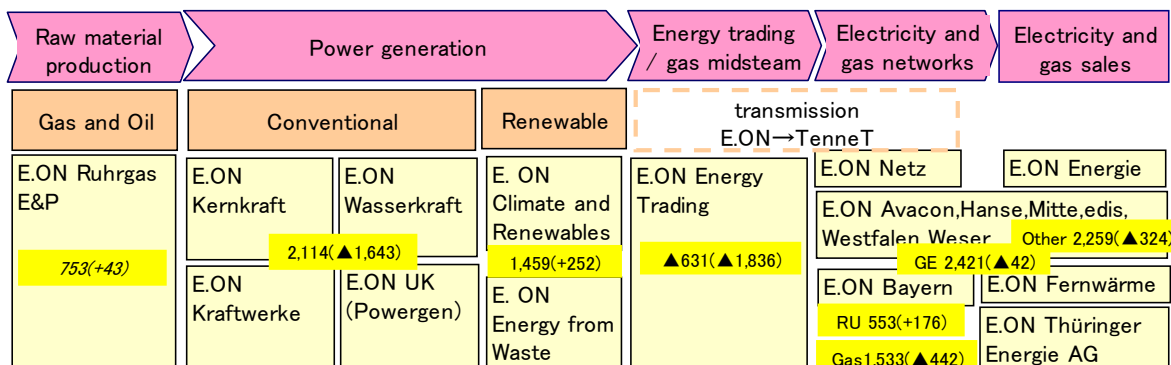
ITO型分離とは、垂直統合型の電気事業者が、送電会社との資本関係を維持しつつも別会社とすることで送電設備（送電資産）を分離する方式である。送電会社は自らの区域内での投資計画を主体的に行うことができ、IPP<sup>5</sup>や他の区域の電気事業者の発電会社とも契約交渉することができる。

#### 4. E.ON、RWEの合併・買収等の歴史とセクター別収益

1996年のEU電力自由化指令により、EU加盟国では段階的な自由化を目指すことになったが、ドイツでは1998年から送電部門も含めた完全自由化でスタートした。これにより1998年から2000年にかけては電力会社間で大口需要家の激しい値下げ合戦が繰り返され、電力会社の経営体力は大幅に奪われた。その結果、業界再編が起き、8大電力会社が半数の4大電力会社にまで集約された。2000年にVEBA（旧プロイセン電力）とVIAG（旧バイエルン電力）が合併しE.ONが、同年11月に旧RWEがVEWを吸収し現在のRWEが誕生した。

E.ONとRWEは電力部門での業界再編等に合わせ、それぞれの上流部門から下流部門に向け、各部門で買収および売却を進めていった。

##### (2011年のE.ONグループの構造と収益)



出典) E.ON Annual Report。数値は2011年のEBITDAで斜体は再掲。単位は€million。( )内は対前年差。

##### (1) E.ONの合併・買収等の歴史

上流部門では、2003年にRuhrgasを合併、E.ON Ruhrgas E&Pを設立し、2005年にイギリスのCaledoniaを買収、更にはロシアのYuzhno Russkoyeガス田の25%の権益を獲得している。発電部門では2001年にイギリスのPowergenを買収し、2004年に同社の社名をE.ON UKに社名変更している。トレーディング部門では2012年からはガス部門と電力

<sup>5</sup> Independent Power Producer

<sup>6</sup> VEBA、VIAG、RWE、VEW、EVS、Badenwerk、HEW、BEWAG

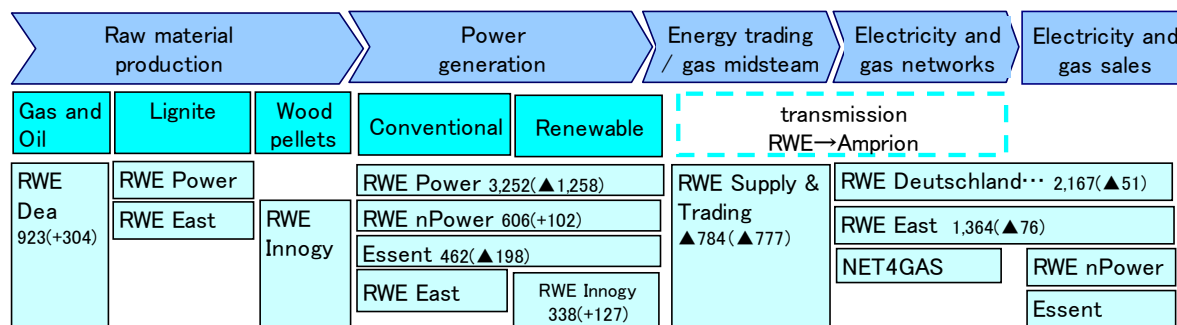
や石炭、排出権を扱う部門を統合して E.ON Energy Trading を運営している。下流部門では欧州各国で電力・ガスの小売事業の買収やネットワーク事業の売却等を行っている。

なお2009年11月、E.ONは送電子会社の Transpower の全株式をオランダの送電事業者である Tennet に総額€11億で売却している。

### (2) 2011年のE.ONのセクター別収益

上流部門での収益力は高かった。売上高€1129.54億に対して上流部門は€15.17億と1.3%に過ぎないが、全体のEBITDA<sup>7</sup> €92.93億のうち上流部門は€7.53億と8.1%を占め、売上高に占めるEBITDAの比率は6.2倍あった。発電部門では火力発電の新規稼働や再生可能エネルギーなどで若干のプラスとなったが、原子力停止の影響などにより対前年差▲€16.43億と大幅減となった。トレーディング部門では、自社の化石燃料による発電以外に支払った料金の高騰や火力発電での販売料金の低下などによりEBITDAは対前年差▲€18.36億と大幅減となった。下流部門（配電・小売部門）では、ロシアなどで増収となったものの、ドイツやイギリスで減益となったため、全体のEBITDAを押し下げた。

### (2011年のRWEグループの構造と収益)



出典) RWE Annual Report. 数値は2011年のEBITDA。単位は€million。( )内は対前年差。

### (3) RWEの合併・買収等の歴史

上流部門では、1911年に買収していた石油化学企業の Deutsche Erdol AG を RWE Dea に社名変更した。RWE Dea は、石油精製関連の Shell&DEA GmbH を設立したが、2002年にその株を売却し、石油・ガスの E&P や地下ガス貯蔵オペレーションに特化していった。イギリスではガス生産企業である Highland Energy を獲得し、RWE Dea UK Ltd. として、北海での探査活動を本格化した。発電部門では、2002年に Innogy (UK) を買収し RWE npower へ社名変更、発電・ガスコジェネ事業を開始した。2009年にはオランダ最大のエネルギー企業 Essent を買収した。トレーディング部門では、以前から電気、ガス、石油の取引の他、グループ資産運用の最適化も行っている。下流部門では E.ON と同じく欧州各国で電気やガスの小売事業の買収などを行っている。

なお2011年7月、RWEはそれまで法的分離していた送電子会社の Amprion (旧 Transportnetz Strom) の株式の74.9% (総額€13億) を投資コンソーシアムに売却することに同意している。

### (4) 2011年のRWEのセクター別収益

<sup>7</sup> 金利・税金・償却前利益 (税引前利益に特別損益、支払利息、および減価償却費を加算したもの)

E.ON 同様、上流部門での収益力は高かった。売上高€516.86億に対して上流部門は€19.43億と3.8%に過ぎないが、全体のEBITDA€84.6億のうち上流部門は€9.22億と10.9%を占め、売上高に占めるEBITDAの比率は2.9倍あった。発電部門では、RWE npowerや再生可能エネルギーでプラスとなったものの、ドイツ最大の発電会社であるRWE Powerでの核燃料税の影響（対前年差▲€12.58億）やEssentでの発電マージン減少（対前年差▲€1.98億）がひびいた。トレーディング部門においては、電気とガスの販売減少などから対前年差▲€7.77億と減収が拡大した。配電・小売部門においては、ドイツ国内やオランダ、ベルギーで売上が好調だったものの、石炭などのコスト増からEBITDAは減少した。

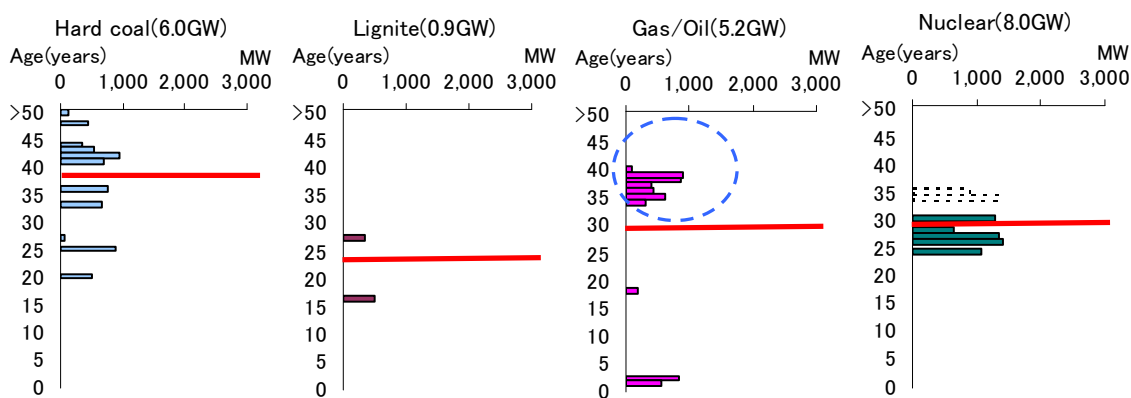
#### 4. 今後のE.ONとRWEの成長戦略

##### (i) 上流部門について

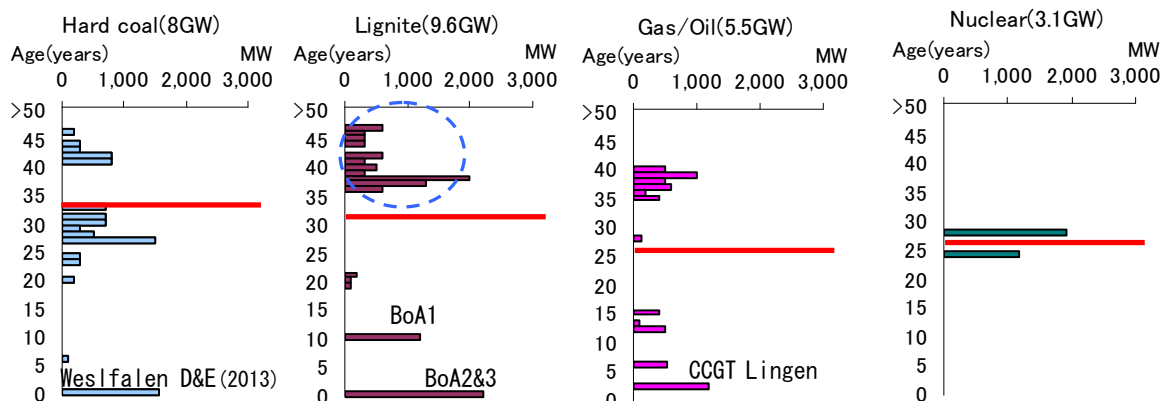
E.ONもRWEも上流部門については、資源確保・高収益率の観点から引き続き事業を拡大していくと思われる。E.ONの天然ガス生産量は、2011年で75億m<sup>3</sup>/年であり、2007年以来目標としている100億m<sup>3</sup>/年に近づきつつある。RWEの天然ガス生産量は、2011年で26億7,000万m<sup>3</sup>/年、原油生産量は1,580万バレル/年で合計3,210万boe/年であるが、2016年までに約7,000万boe/年まで増加させる計画である。

##### (ii) 発電部門について

(E.ONの各発電設備の経過年数；ドイツ国内)



(RWEの各発電設備の経過年数；ドイツ国内)



出典) E.ON、RWE Facts & Figures。赤棒は平均経過年数。年数が確認できるもののみ表示

E.ONはガス火力、RWEは石炭火力が主力であるが、どちらも運開以来の経過年数が30～40年と老朽化した設備が多く、早急な設備更新が必要である。

E.ONは、2011年から5年間でCCGT発電設備容量を9.5GW以上増設する計画を明らかにしている。例えば2010年にバイエルン州で€4億を投じ、世界最高効率(59.7%)・高容量(860MW)のCCGTプラントIrsching5blockを稼働させている。

RWEは、2012年8月、過去最大€26億の巨費を投じたUSCのBoA<sup>8</sup> 2&3 Neurath発電所の商用運転を開始した。容量は1,100MW×2あり、褐炭火力発電所としては最高効率の43%(LHVベース)の効率である。さらに太陽光や風力などの再生可能エネルギー、分散型電源の不安定負荷に対応するため、2ユニットで15分以内に1,000MWの負荷変動に対応できるように設計されている。

(iii) トレーディング部門について

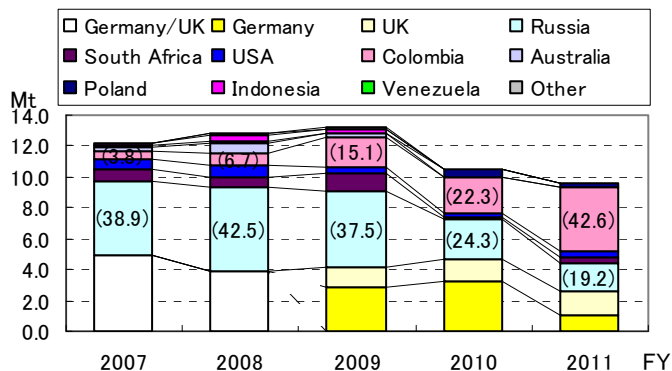
(イ) 燃料調達先の変更・多様化

E.ON Russiaは、Gazpromと2012年に契約が満了することを受け、Novatekにガス購入契約を切り替えた。契約金はRUB 7,020億(約\$219億)で2013年から2027年までの15年間にわたり、総量1,800億m<sup>3</sup>のガスをロシア国内の4つの発電所に供給する予定である。NovatekはGazpromの顧客に対して5～10%の割引を提示するとの情報があるが価格に加え、支払いや違約金に対する柔軟性が決め手になったと思われる。

また、E.ONはロシアGazpromからの長期契約に基づくガス購入について、より競争的な調達を目指して厳しい交渉を行っている。Gazpromからのガス購入は石油価格連動方式に基づいているが、欧州のガス需給緩和や米シェールガス革命の余波で安価なLNGガスが欧州に流入していることを受け、ガスの取引市場(ハブ)価格は下落、原油価格連動方式によるガス価格とは大きな差が発生し、E.ONは逆ザヤに苦しめられることになった。そのためE.ONは、Gazpromと交渉を開始し、2010年には購入の一部をスポット・ハブ価格ベースに変更、その後全面的なスポット・ハブ価格導入を目指して欧州仲裁裁判所に提訴するなどの取り組みを行った。2012年7月には石油価格連動方式は維持した上で大幅な値下げを勝ち取ったと報道されている。

RWEは石炭の輸入先を従来のロシアからコロンビアに変えている。2009年まではロシアのシェアが約4割程度であったが、近年コロンビアがシェアを大きく伸ばし、42.6%と最も高くなっている。コロンビアは石炭が豊富<sup>9</sup>であり、治安、労働環境の改善に加え、価格の安定性、高品質・低硫黄(灰分6%、硫黄分1%程度)であることが評価された結果と思われる。

(RWEのhard coal 購入先シェアの推移)



出典) RWE Facts & Figures。( )内はシェア

<sup>8</sup> Brown Coal Optimized Advanced Technology

<sup>9</sup> 石炭資源量は約165億トン。確認埋蔵量は約70億トン。北部La Guajira、Cesar地域に大部分が賦存

(D) 石炭火力発電の電気の卸取引市場への積極的投入

EUでは、長引く景気低迷などにより、排出枠の上限に達しない企業が増え、EUA<sup>10</sup>、CER<sup>11</sup>の先物価格は下落傾向にある。EUAの先物価格は2008年にはトン当たり約€30前後であったが、現在はトン当たり€8前後と1/4程度になっている。したがってE.ONもRWEも、環境負荷の高い石炭火力発電所の稼働率を上げて排出目標を達成できる。また、排出権コストの低下により、石炭発電量を増やす余地も出ていく。

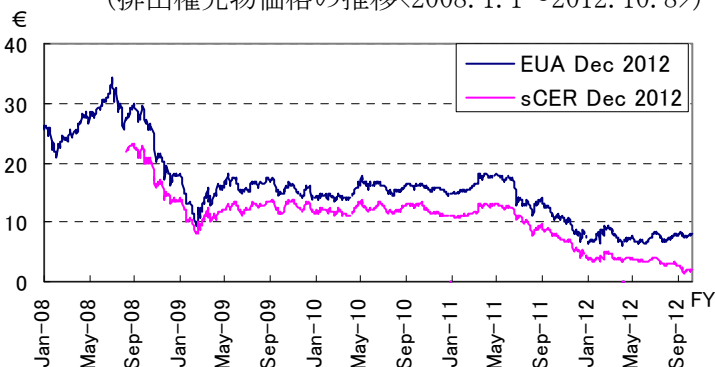
おそらくE.ON、RWEにおいても2012年初頭から断続的に石炭火力発電の利用を増やし、高い利益率を確保していると推定される。

例えばEEXにおけるドイツの1日前取引市場の発電容量を電源別に見た場合、2011年1月の原子力シェアは約40%、石炭（無煙炭+褐炭）シェアは約52%であった。

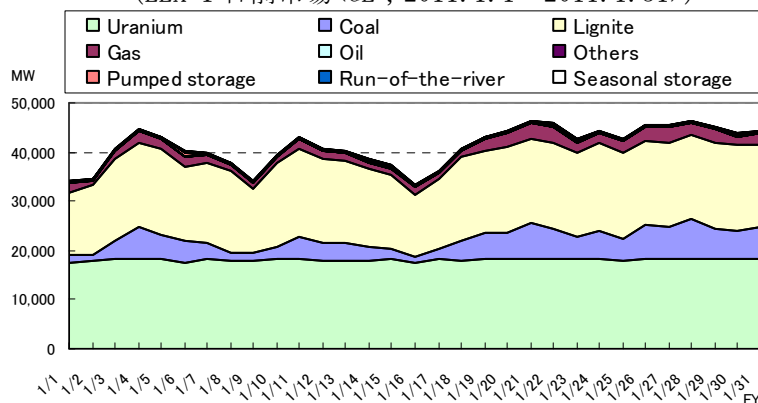
2012年1月の原子力シェアは約31%、石炭シェアは約57%で石炭は前年同月比で5ポイント増加している。

さらに2012年6月では原子力シェアは約28%、石炭シェアは約62%で石炭は2012年1月よりさらに5ポイント増加している。

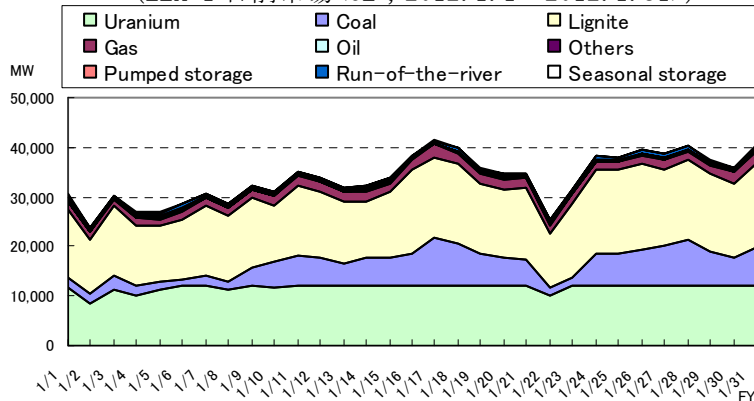
(排出権先物価格の推移<2008.1.1~2012.10.8>)



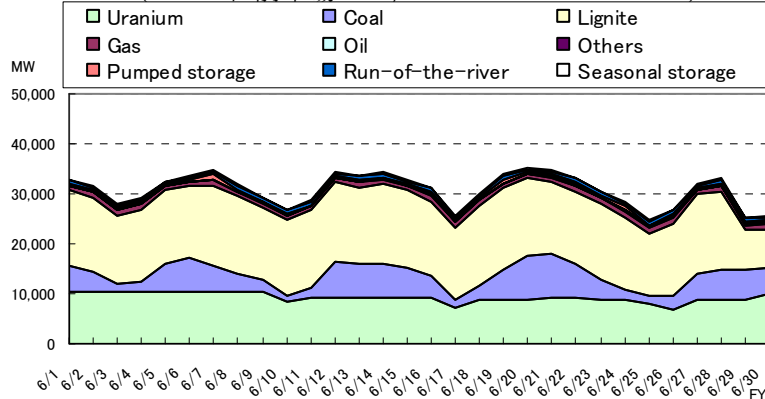
(EEX 1 日前市場<GE ; 2011.1.1~2011.1.31>)



(EEX 1 日前市場<GE ; 2012.1.1~2012.1.31>)



(EEX 1 日前市場<GE ; 2012.6.1~2012.6.30>)



<sup>10</sup> EU-Allowance

<sup>11</sup> Certified Emission Reduction

(ハ) CCSへの研究・投資

今後ドイツでは、火力発電がバックアップ電源としてますます重要な位置を占めるため、CCS技術について

実施主体	E.ON社	RWE社
実施場所	ドイツ	ドイツ
開始時期	2010年(CCS)	2014年(IGCC)
発電所	既存石炭火力(ND)	IGCC(450MW)
CCSの内容	CO <sub>2</sub> 貯留(3.6万t/年)	CO <sub>2</sub> 貯留

出典) 総合資源エネルギー調査会 鉱業分科会 クリーンコール部会報告

も引き続き取り組んでいく。ドイツは温室効果ガス削減目標として2020年までに1990年比で40%削減、2050年には80%削減を視野に入れている。2008年4月にドイツ環境相が発表したエネルギー政策では、2020年以降の新設石炭火力発電プラントの標準機能としてCCSを織り込んでおり、CO<sub>2</sub>回収コストも現在の35~50€/t-CO<sub>2</sub>から20€/t-CO<sub>2</sub>以下に減らすことを目標としている。

E.ONとRWEの2012年第3四半期決算は右記のとおりである。

E.ONはガス卸売事業における調達先との価格再交渉やガス貯蔵ビジネス、資産の最適化戦略などが功を奏し当期純利益

	E.ON社		RWE社	
	million	+/-%	million	+/-%
売上高	93,629	+20.8	38,358	+0.5
EBITDA	8,817	+34.5	6,718	+7.6
当期純利益	2,727	+216.0	1,880	+32.8

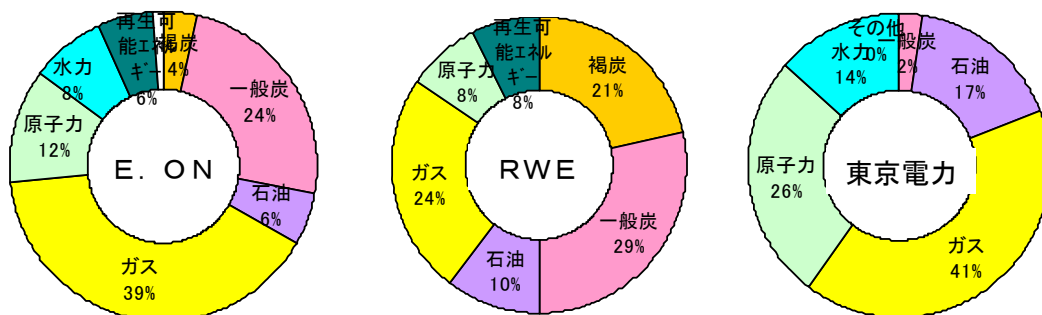
を大幅に改善させた。RWEは発電部門の石炭火力ビジネスが大きく改善したことや、€13億にのぼる資産売却効果などで当期純利益を改善させた。

(参考)

E.ONとRWEの経営情報(2011年)

	E.ON AG	RWE AG	東京電力
従業員数	78,889人	72,068人	38,701人
販売電力量	1兆1,448億kWh	2,946億kWh	2,682億kWh
発電設備	69,557MW	49,238MW	66,472MW
総資産	17.0兆円	10.3兆円	15.5兆円
売上高	12.6兆円	5.7兆円	5.3兆円

<発電設備の内訳>





## 5. 2014年までの電源確保と送電網の建設問題

脱原子力政策により再生可能エネルギープラス火力発電などで国内需要を賄っていかうとするドイツだが、原子力以外の安定した電源の建設やその電源と需要地をつなぐ送電網の建設に遅延が生じている。

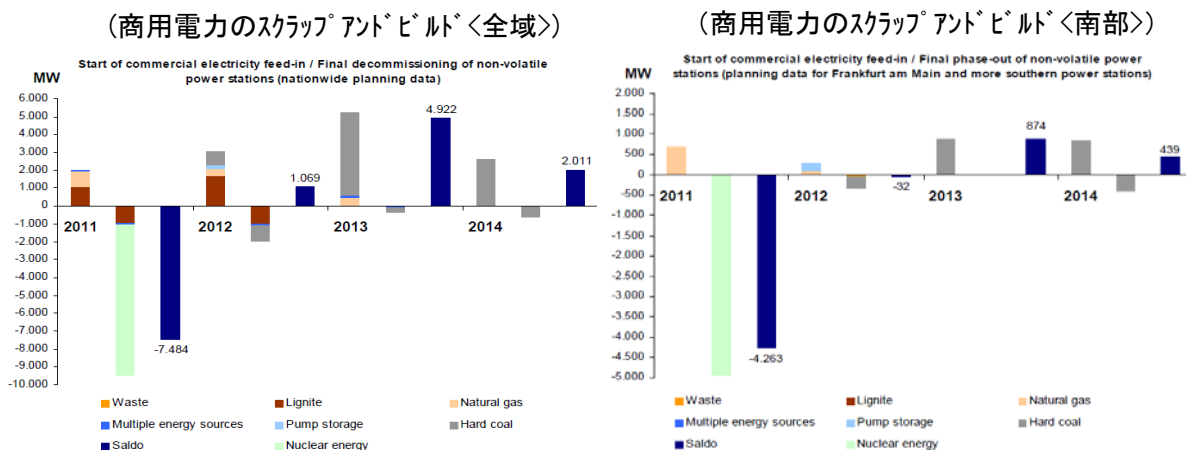
### (1) 「出力安定電源」の建設遅延

第一の問題は、投資プロジェクトの遅延である。2014年まで褐炭、一般炭、天然ガス、原子力、廃棄物、揚水等、安定して出力できる電源への投資は18件(12,300MW)予定されているが、2010年の調査では、11件の遅れがあり、そのうち6件(5,000MW)が1年遅延、4件(2,900MW)が2年遅延、1件(2,900MW)が3年遅延である。2011年のモニタリング調査では2010年のモニタリング調査と比べ、1年間で7,300MW、約17.7%の遅延が明らかになっている。

出力安定電源の建設プロジェクトの進捗状況(≥5MW)					
	建設中	計画承認済	計画承認待ち	建設未承認	計画投資合計
モニタリング 2010	13,826	2,055	16,461	9,067	41,409
モニタリング 2011	12,925	1,356	10,614	9,182	34,077
差異	▲901	▲699	▲5,847	+115	▲7,332
差異比率	▲6.5%	▲34.0%	▲35.5%	+1.3%	▲17.7%

出典) Monitoring Benchmark Report 2011

第二の問題は、「出力安定電源」の更新のタイミングである。2014年まで既に原子力モラトリアムで閉鎖した8基(8,400MW)の原子力以外に「出力安定電源」は4,000MWの削減が予定されている。これを相殺するために12,900MWの電源が建設中であるが、進捗状況等推移を見守る必要がある。特に南部においては5基(4,960MW)の原子力が一気に閉鎖されたため、2014年には約3GW相当の電源が不足することになっている。



出典) Monitoring Benchmark Report 2011。上部が建設、下部が廃止。Saldoは年ごとの建設、廃止の差し引き

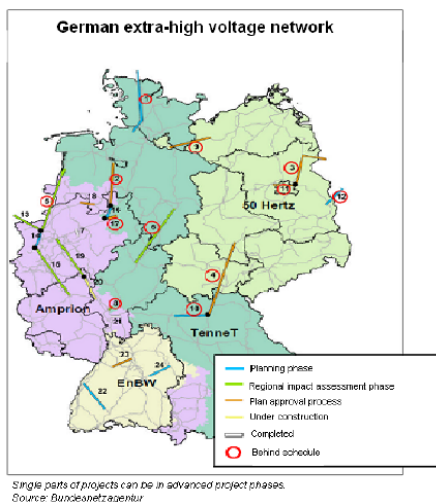
第三の問題は、技術的な問題である。今後設備更新される石炭火力発電所は、非常に高効率であるため、高温強度・耐食性に優れた「高クロム鋼(9Cr鋼、12Cr鋼等)」がボイラー高温配管等に使用される。ところが最近の研究では継手部においてのType

IV損傷<sup>12</sup> が指摘され、経年劣化によっては破断する危険も指摘されており、検証作業によっては建設中の石炭火力発電所の運転延期の可能性もある。

(2)送電網の建設遅延

再生可能エネルギーの拡大に伴う送電線の強化をふまえ、Power Grid Expansion Act (EnLAG) が2009年8月に承認され、総額€42億にのぼるEnLAG project が開始された。またこれに加え、長期的エネルギー需要動向をふまえたNEP2012 も作成された。特別高圧線 3,800km (うち 2,100km は直流送電線) の新設、特別高圧線 4,000km の再構築など総額€200億のグリッド投資が計画されている。

(Status of the EnLAG projects)



(Lead scenario B 2022)



2007年から始まり2010年までに終わる予定であったEnLAG projectだが、全体24件(1,807km)のプロジェクトのうち、2011年時点で計画中7件、環境アセス中6件、計画承認済み8件、建設中1件、完成2件となっており、全体の12%にあたる214kmしか完成していない<sup>13</sup>。しかも、そのうち12件については承認プロセスの遅延、地元住民の抵抗、ボトルネック等の技術的な問題により1~4年、当初計画から遅延している。

NEP2012において最も主導的なシナリオであるLead scenario B 2022については、ドイツ国内の4つのTSO (50Hertz、Amprion、TenneT TSO、TransnetBW) が今後10年の送電投資計画のフレームワークを作成し、2012年7月までのパブリックコメント期間を経て8月に修正案をBNetzA<sup>14</sup>へ提出したところである。BNetzAは修正案を検証し、3年ごとに連邦政府の承認を得ながら送電線の建設等を進めていくことになる。

7. おわりに

E.ONは2009年11月に、RWEは2011年7月に発送電分離(所有権分離)を実施したがその背景には、欧州全体での景気後退や福島事故後の原子力停止による収支悪化に加え、

<sup>12</sup> 高クロム鋼溶接継手のクリープ破断特性

<sup>13</sup> 当初は2007年から2010年の間に完成させる予定であったが遅延していた。

<sup>14</sup> 連邦ネットワーク庁

再生可能エネルギー普及に伴う送電線のコスト増等を考慮した上での経営判断があった。彼らは収支を安定させるために送電資産を売却したり、諸外国で再生可能エネルギーに投資したりしながら、社員の雇用や株主の満足度を維持してきた。

しかし2012年7月、STANDARD & POOR'SやMoody'sはE.ONとRWEの業績が回復してきたにもかかわらず、企業評価を大きく引き下げた。それは「安定資産」である送電設備を売却したことや、発電部門における長期的な収益悪化を懸念したことが原因とされている。

E.ONやRWEは原子力を停止させられ、再生可能エネルギー法の優先接続により、火力はバックアップ的運用を強いられている。火力発電の燃料となる石炭やガスの多くは、

供給先と長期契約を結んでおり、小売部門の値下げ圧力と相まって逆ザヤになっている。今までは金融機関も設備投資産業の「優良企業」として彼らに潤沢な資金を供給してきたが、企業評価が下

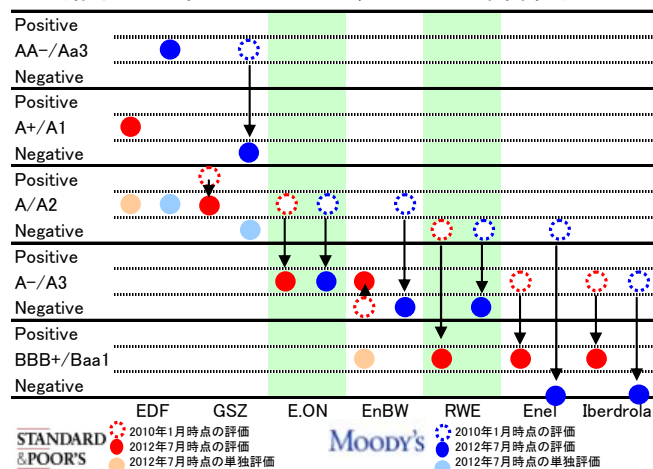
げられたことでこれからの電源開発に必要な資金調達に問題が生ずることも懸念される。

そもそも欧米での自由化は十数年かけて実現されてきた。例えばヨーロッパでは1996年のEU指令から段階的に送電部門の規制が強化され、アメリカでは州の構造改革で電力会社と州の規制当局が構造改革プログラムで協議しながら姿を変えていった。

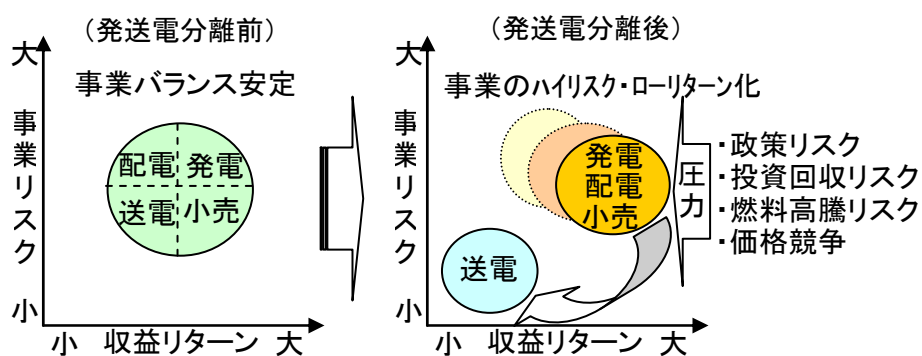
ドイツではトップダウンにより脱原子力や再生可能エネルギーの普及を打ち出したものの、太陽光サーチャージの上昇による買取価格および買取量の引き下げなど試行錯誤を繰り返すような政策になってきている。このような政策のブレは「政策リスク」「投資回収リスク」として事業者跳到ね返ってくる。電源や送電線の建設が少なくとも5~10年、投資回収年数はそれ以上かかるとすれば、これらの建設リスクの軽減や投資インセンティブの付与が不可欠である。

広域的調整が可能な最適ネットワークを作るためには、現在の政策と現実が調和するよう政府と事業者の歩み寄り、電源の開発と送電線の建設の整合性をとりながら、ステップ・バイ・ステップで改革を進めていくことも必要となろう。

(格付け会社による E.ON, RWE の企業評価)



出典) E.ON Debt Investor Update Call - 03Sep2012



以上

お問い合わせ:report@tky.ieej.or.jp