

中国のエネルギー・電力事情*

戦略・産業ユニット 電力・ガス事業グループ

研究員 倪 春春

中国では、2002 年から急速な経済成長など諸要因により、電力需給逼迫問題が年々顕著化し、2005 年には電力供給制限が 26 省（市）で実施された。ある中国の研究機関の試算によると、2002 年から 2005 年までの電力供給制限による経済損失が約 14 兆円に上る。

本稿では、「第 11 次 5 ヶ年計画」（2006-2010 年）の年平均成長率 7.5% という目標を支えるには、今後の中国電気事業の動き、とりわけ、電力需給、自由化改革、電力料金、外資参入の可能性を中心に概観することとする。

1. 電力需給動向

2005 年末の発電設備容量は 5.1 億 kW（対前年比 14.9% 増）、発電量は 2.47 億 kWh（対前年比 13.5% 増）で、米国に次いで世界第 2 位。2005 年の電源別発電電力量の割合は火力が 81.5%、水力が 16.0%、原子力が 1.6% で、火力発電の殆どは石炭火力である。

表 1 電源構成見通し（単位：百万 kW）

	2010年	2020年
総設備容量	543 ~ 559 (100%)	865 ~ 947 (100%)
石炭火力	338 ~ 384 (62-69%)	509 ~ 661 (56-69%)
石油火力	3 ~ 4 (1%)	1 ~ 6 (1%)
天然ガス	25 ~ 28 (5%)	43 ~ 46 (5%)
水力	132 ~ 154 (24-28%)	191 ~ 240 (22-25%)
原子力	9 ~ 15 (2-3%)	31 ~ 40 (3-4%)
新工ネ	3 ~ 7 (1%)	11 ~ 30 (1-3%)

注：() は構成比率。

(出所) 国務院発展研究センター(2004年), 『中国エネルギー発展戦略と政策研究』, p.197.

2003 年から電源建設が急ピッチで進められていることにより、2006 年の需給逼迫は一部の地域、一部の季節（時間帯）に限られる見通しである。今年末の総発電設備容量は 5.8 億 kW（対前年比 14% 増）、今年の総電力消費量は 2.78 兆 kWh（同 12% 増）と想定される。なお、各地域における需給見通しは、以下の通りである。華北地域は内モンゴル西部、河北省南部、山西省を除き、基本的需給バランスが維持される、

東北地域はほぼ全年需給バランスが維持される、華東地域は最大電力不足 400 万 kW、ピーク時間帯、域内の局部地域において需給逼迫が発生する、華中地域は需給バランスがほぼ維持される、西北地域は余剰電源が生じ域外送電の潜在力が大きい、南方地域は広東省を除き、基本的需給バランスが維持される。そして、2007 年には、全国的に需給バランスがさらに改善され、一部の地域では余剰が生じる可能性もある。

2020 年までの設備容量が表 1 の通り 9.5 億 kW までに達する見込み。ただし、これはあくまでも政府が 2000 年時点で策定した目標値であり、最近の電力関係者の予測によると 2020 年には少なくとも 13 億 kW の設備容量が必要とするなか、この予測相違について今後どの

* 本文は「電気協会報」2006 年 4 月号に掲載されたものを、転載許可を得て掲載いたしました。

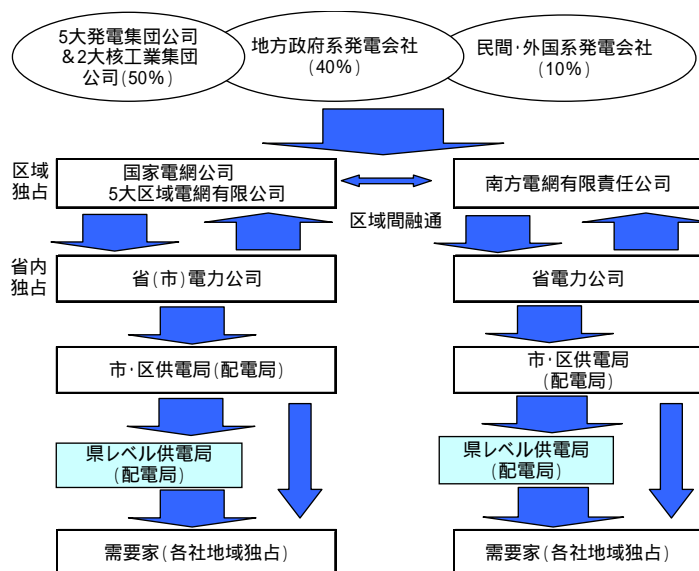
ように変わっていくか注意を払う必要がある。もし、政府目標を堅持するのであれば、再び「第 10 次 5 か年計画」と同様な供給不足状況に陥る可能性が十分考えられる。また、中・長期の電源構成見通しとして、表 1 に示される通り、石炭火力を中心とする構成を引き続き維持される。

2. 自由化改革の動向

中国では、2002 年 12 月に発・送配電分野が分離され、旧国家電力会社が有していた発電資産を 5 大発電集团公司（中国華能集团公司、中国大唐集团公司、中国華電集团公司、中国国電集团公司、中国電力投資集团公司）に、送電資産をそれぞれ国家电网公司及び南方電網有限公司に引き渡した。

国家電力会社の再編成に伴い国家電力監督管理委員会（「電监会」）が 2003 年 3 月に設置され、現在、電気事業に対する管理監督の機能を果している。さらに、電监会の指導下で、2004 年より卸電力市場の模擬（試行）運営が東北、華東、南方地域において実施され、その他の地域においても順次導入していく計画となっている。電力市場の構築について、基本的に各地域の経済、電力需給状況に基づく市場設計を行うことが基本方針となっている。これまでの電力需給逼迫問題を受け、市場化の実施はかなり難航していたが、今後の需給バランス化により、卸電力市場の構築が加速され、さらに、送・配電分離や大口需要家向けの自由化導入が 2010 年までに実施される見通しである。

図 1 中国の電力供給体制



従って、今後、発電分野における競争の浸透により、小規模発電事業者が市場から次第に淘汰し大規模発電事業者（5 大発電集团公司など）による市場集中が予想される。

3. 電力料金の動向

近年の石炭燃料コストの上昇により、2005 年 5 月から燃料費調整制度が導入され、それにより全国平均 0.0252 元/kWh (0.35 円/kWh) が値上げされた。今回の燃料調整制度の導入は、石炭燃料コストの上昇分をすべて小売電気料金に反映するのではなく、6 ヶ月間の石炭平均価格の変動幅が 5%以上となった場合、上昇範囲を 8%以内に制限し増分コストの 70%を小売電気料金に反映させる制度であった(発電事業者は増分コストの 30%を自己負担することになる)。なお、今度の小売電気料金の値上げ対象は、農業、中・小規模化学肥料生産用は含まれておらず、家庭用需要家については、省(市)レベルの「公聴会」の結果に基づくこととなっている。

また、第二回目の燃料費調整制度の実施について、現在、国家発展改革委員会が検討中である。もし、実施となる場合、前述の調整メカニズムのもとで(石炭価格の上昇率が昨年比 10%増を想定)卸電力料金が約 0.01 元/kWh(0.14 円/kWh)、小売電気料金が約 0.0113 元/kWh(0.16 円/kWh)の値上げ試算となる。それに加え、送配電料金が実施されるのであれば(今年導入見込み)家庭部門を含むすべての需要家が引き続き電気料金の上昇に直面せざるをえない状況になる。

4. 外国投資家の動向

設備容量が不足する一方、近年、外資系発電事業者が続々と市場から撤退する動きが見られている。独シーメンスは、スウェーデンの最大手の電力会社ヴァッテンファルとともに河北省発電所に保有していた株式を 2004 年末に売却し、資本撤退することを決定した。さらに、シーメンスによると今後、中国国内 16 の発電所に所有する権益も売却する方針となっている。また、米アメリカン・エレクトリックパワー社が河南省の南陽浦山発電所の権益 70%を処分した。ほかにも仏アルストン社、米ミラント社などがすでに撤退している。撤退の主な理由として、外資優遇措置がなくなった、発電用石炭の調達が難しくなった、石炭価格が高騰した、電力供給が過剰になった場合に市場リスクが大きくなる、などが挙げられている。

5. 新たなビジネスチャンス

一方で、今年から始まった「第 11 次 5 ヵ年計画」で、電力産業発展の基本計画が策定されたことで、新たなビジネスチャンスが生まれたり、拡大されると考えられる。

発電分野：火力発電設備の大型化・技術高度化、本格的な原子力開発に伴って、超臨界圧や超超臨界圧、大型ガスタービンおよび原子力発電プラントなどの国際発注・入札が拡大される。

送電分野：送配電網のボトルネックを解消するため、高圧・特高圧の送電線設備に関する海外発注が増える見込みである。すでに、日立製作所グループは山東省の電力事業者と共同で、電気損失の低いアモルファス変圧器の製造ラインを設置

することで合意している。

省エネ・環境分野：環境意識が高まる中、中国の電力業界は、省エネ・環境対策への取り組みを本格化させようとしている。硫黄酸化物、窒素酸化物処理などの環境対策では世界最高水準の技術力を誇る日本の発電事業者およびメーカーにとって、今後、中国の電力分野における省エネの技術とノウハウを活かせるチャンスが大きい。

お問い合わせ：report@tky.ieej.or.jp