

インドの電力政策の課題： 構造的電力不足と最近の大停電

2012年9月3日

日本エネルギー経済研究所
本蔵満

本日の内容

1. 7月のインド大停電
2. インド電力部門が抱える問題
3. インドの電力産業
4. インドの電力部門構造改革政策
5. 第11次5カ年計画における新規発電目標と結果
6. 第12次5カ年計画における新規発電目標
7. 最後に

7月のインド大停電

2001年1月以来の大停電

新聞報道等によると、大停電の概要は以下のとおり。

2012年7月30日(月)02:35(電力大臣)

影響を受けた地域: 北部グリッド(人口3億人以上)

鉄道がストップ。通勤時間帯であり、交通信号停止により大渋滞。

ポンプ停止により水処理施設ストップ。一部病院で医療設備停止。

公共交通機関は8:00までに回復、16:00までに全体がほぼ回復(電力大臣)

2012年7月31日(火)13:00(電力大臣)

影響を受けた地域: 北部、東部、北東部グリッド(人口6億人以上)

300以上の長距離列車・通勤列車がストップ。

東部の炭鉱ではリフト停止により、200人以上が坑内に閉じ込められた。(無事救出)

公共交通機関は15:30までに回復、20:00までに全体がほぼ回復(電力大臣)

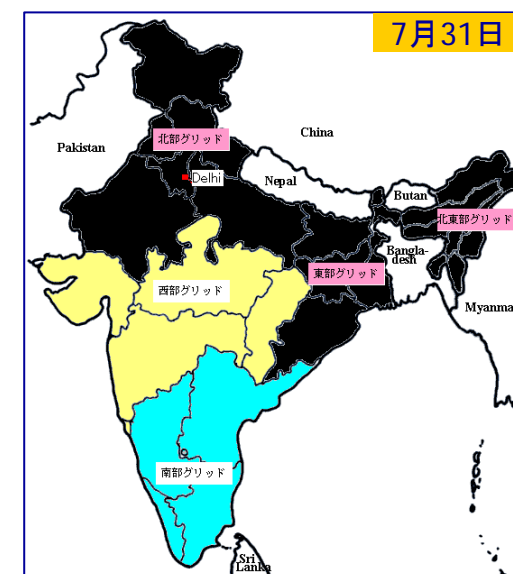
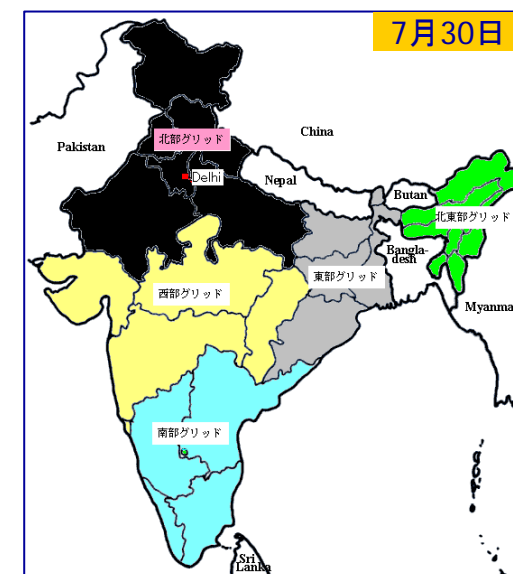
背景

7月末、デリーでは湿度が高く、空調機器や扇風機がフル稼働

モンスーン(インドの年間降雨量の7割)到来の遅れ

水力の発電電力量が前年を下回っていた。

降雨が少ないために、農業地帯では灌漑用ポンプが高稼働。



7月のインド大停電

産業部門まで大停電の影響を受けたわけではない

慢性的な電力不足のため、産業部門は自家発を設置しているところが多い。

(デリー国際空港、政府施設、一部病院なども自家発により大きな影響を受けなかった)

(参考) インド産業部門の電力バランス(2007年度)

単位：GWh

産業	発電量						補機 消費量 g	NET 発電量 h=f-g	電力会社 への販売 i	自家使用 電力 j=h-i	電力会社 から購入 k	電力 消費量 l=j+k
	水力	蒸気	ディーゼル	ガス	風力	計						
	a	b	c	d	e	f=a~e						
アルミ		8,909	2	6,894	12	15,817	1,656	14,161	624	13,538	104	13,641
セメント		6,894	1,296	68	32	8,290	797	7,493	311	7,183	6,055	13,238
化学	66	8,479	2,099	6,731	49	17,424	982	16,443	954	15,489	4,410	19,899
肥料		2,027	21	614	3	2,665	141	2,524	1	2,523	968	3,491
鉄鋼		14,167	745	2,195	26	17,133	1,658	15,476	1,315	14,161	6,890	21,051
石油精製		2,102	983	6,726	0	9,812	472	9,340	904	8,436	608	9,044
紙パ		3,934	160	25	8	4,126	358	3,768	67	3,701	717	4,418
砂糖		3,291	27			3,317	391	2,926	1,135	1,792	149	1,940
繊維	53	550	1,926	645	159	3,333	144	3,189	361	2,828	7,033	9,861
その他	83	3,216	3,479	1,686	94	8,558	440	8,119	1,786	6,333	13,101	19,435
合計	202	53,569	10,738	25,585	383	90,477	7,038	83,439	7,456	75,983	40,035	116,018

(参考)

インド合計	120,589	540,567	14,095	95,301	25,593	813,102
-------	---------	---------	--------	--------	--------	---------

電力消費量に対するNET発電量は7割

(出所) All India Electricity Statistics General Review 2009

7月のインド大停電

大停電に関するインドの公式報告書がまだ発表されていないため、詳細な原因等は不明。

[新聞報道]

いくつかの新聞報道 (THE HINDU, 2012年7月30日等) によると、7月30日の大停電の引き金は、西部のBina-Gwalior送電線がトリップしたことによる。

この送電線は北部のAgra-Bareilly送電線の電力を供給していたため、主要発電所が停止し、北部グリッド全体が停電した。影響は約32GW。

連邦送電会社や地域給電指令所の関係者等は、北部のウッタル・プラデッシュ州、パンジャブ州、ハリヤナ州がグリッドから過剰引き出しを行っていたことが、大停電を引き起こした、と語った。

7月31日の大停電の原因に関する報道は見出せなかった。

7月のインド大停電

過剰引き出し(Overdrawal)について

インドはピーク・電力量ともに慢性的な電力不足にある。

州はグリッドから引き出せる電力が割り当てられている。

州は電力割り当てを遵守しなければならない(Grid discipline)。

(電力需要が大きく増加した場合は、新たに電力を外部から調達するか、需要をカットしなければならない。)

ただし、選択の余地は少ない

過剰引き出しは従来から問題になっていた。

2005年、中央電力庁はGrid Code(グリッド運転マニュアル)を制定(発効は2006年4月)。

2010年、Grid codeを改正。中央電力規制委員会は、過剰引き出しを抑制するために、過剰引き出し料金を引き上げ。

2012年5月前半、北部の一部州が過剰引き出しを行ったため、システムが危機的状況(周波数の低下)になった。中央電力規制委員会は北部の一部州に対して、Grid Codeの遵守を指令。

7月のインド大停電

過剰引き出し(Overdrawal)について

2012年4～6月、北部グリッドはNetで電力の純Importの状態にあり(下表の純Importが正の値)、北部グリッドには主に西部および東部から電力が送られていたことが分かる。

グリッド間電力Import/Export(2012年4～6月)

単位：百万kWh

To From	北部	西部	南部	東部	北東部	Export計	純Import量
北部		345.0	37.0	808.7	1,193.0	2,383.7	2,515.2
西部	1,483.7		1,047.9	794.6	21.0	3,347.2	-1,377.8
南部	12.1	5.5			216.3	233.9	1,375.9
東部	3,403.1	1,618.9	524.9		598.3	6,145.2	-4,541.9
北東部							2,028.6
Import計	4,898.9	1,969.4	1,609.8	1,603.3	2,028.6	12,110.0	

(出所) 中央電力庁

2012年4～7月、北部の多くの州は恒常的に過剰引き出しを行っていたことが分かる(下表の黄色。差異が正の値)。

北部グリッドの電力引き出し(2012年4～6月)

単位：百万kWh

州・連邦直轄地	2012年6月			2012年4～6月		
	計画	引き出し	差異	計画	引き出し	差異
チャンディガール	198	193	-5	452	448	-4
デリー	2,492	2,304	-188	5,709	5,002	-707
ハリヤナ	1,776	2,064	288	3,835	4,364	529
ヒマチャル・プラデッシュ	191	189	-1	851	791	-60
ジャンムー・カシミール	417	435	17	1,286	1,370	83
パンジャブ	2,877	3,127	250	5,785	6,125	340
ラジャスタン	1,364	1,505	141	3,430	4,171	741
ウッタランチャル	3,002	3,762	760	7,733	9,691	1,958
ウッタル・プラデッシュ	383	420	37	1,021	1,277	256
北部計	12,700	13,998	1,299	30,102	33,239	3,137

(出所) 中央電力庁

北部グリッドの電力引き出し(2012年7月)

単位：百万kWh

州・連邦直轄地	2012年7月		
	計画	引き出し	差異
チャンディガール	205	191	-14
デリー	2,406	2,152	-254
ハリヤナ	2,080	2,491	411
ヒマチャル・プラデッシュ	114	72	-42
ジャンムー・カシミール	461	410	-51
パンジャブ	3,521	3,696	175
ラジャスタン	1,407	1,603	196
ウッタランチャル	3,012	3,900	888
ウッタル・プラデッシュ	303	370	67
鉄道等	61	69	8

(出所) 連邦給電指令所2012年7月月報

7月のインド大停電

インドの給電指令所 (Load Dispatch Center, LDC)

3層構造	連邦(National)給電指令所NLDC	インド全体のグリッド	} 連邦送電会社Powergridの子会社POSOCOが運営
	地域(Regional)給電指令所RLDC	地域のグリッド	
	州(State)給電指令所SLDC	州のグリッド ← 過剰引き出しの一次的責任があると考えられる	

州給電指令所の役割と引き出し規制 (Indian Electricity Grid Codeの一部抜粋、仮訳)

役割: 州自身が保有する発電所の発電電力の計画・給電

発電所、LDC、需要家などが規制対象

コントロールするエリアの需要規制

州のシェアに応じた連邦政府の発電電力などのグリッドからの引き出し計画

短期、中期、長期のオープンアクセスの許可

地域グリッドからの電力引き出し規制

規制: 実際の引き出しは、計画に近くなるように発電と負荷を調整しなければならない。

送電線に許容可能な負荷である限り、計画を超えて引き出すことができる。

ただし、計画を超えた分は、計画外引き出し料金が課せられる。

周波数が49.7Hzを下回る場合には、引き出しは計画内に収めなければならない。

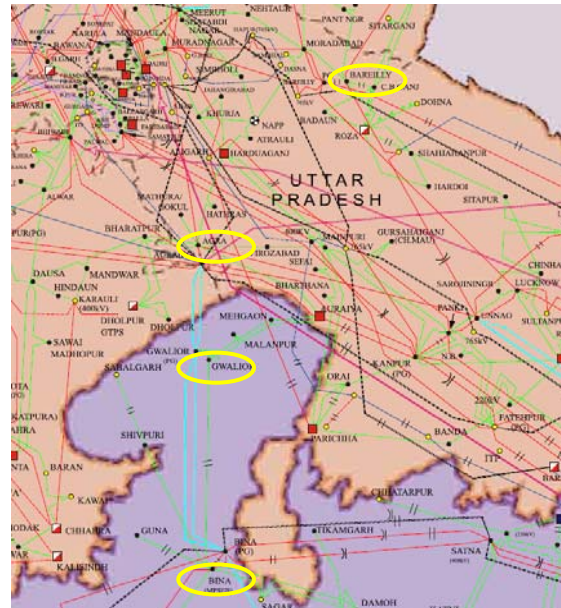
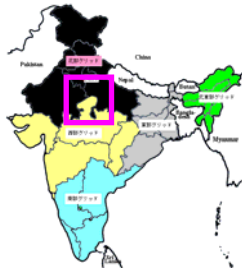
周波数が49.5Hz以下になった場合には、過剰引き出しを行ってはならない。

マニュアルが正しく実行されていたかどうか。

7月のインド大停電

7月30日の大規模停電の引き金について

主な報道によると、西部のBina-Gwalior送電線がトリップ。この送電線は北部のAgra-Bareilly送電線の電力を供給していたため、主要発電所が停止し、北部グリッド全体が停電（THE HINDU, 2012年7月30日）。Bina-Gwalior送電線がトリップした原因は不明。なお、Agraでトリップが発生した、との報道もある（Hindustan Times, 2012年7月30日）。



周波数の状況

(北部、東部、西部、北東部グリッド)

年月	周波数の時間帯の比率			平均周波数
	49.5Hz未満	49.5-50.2Hz	50.2Hz超	
2012年4月	2.31%	93.75%	3.94%	49.92 Hz
2012年5月	11.80%	86.85%	1.35%	49.80 Hz
2012年6月	19.95%	78.65%	1.40%	49.76 Hz
2012年7月	23.68%	73.57%	2.75%	49.71 Hz

(出所) 中央電力庁

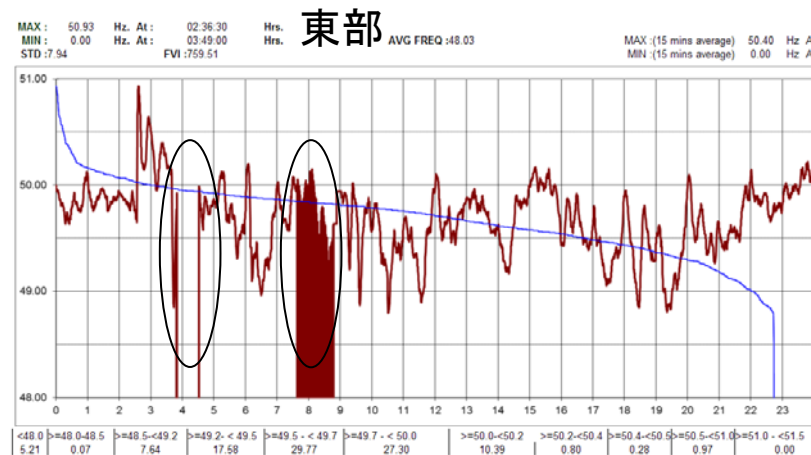
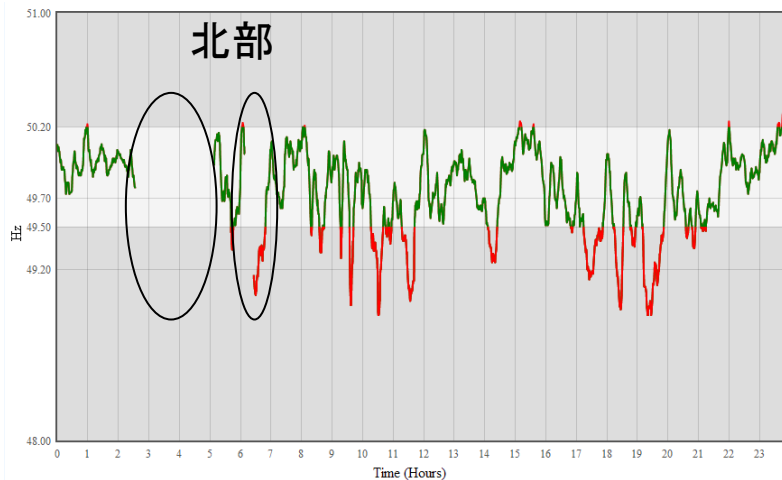
報道等をもとにすると、

西部からの供給が停止し、周波数が低下したため発電所が停止、北部大停電となったのではないかと推測されるが.....

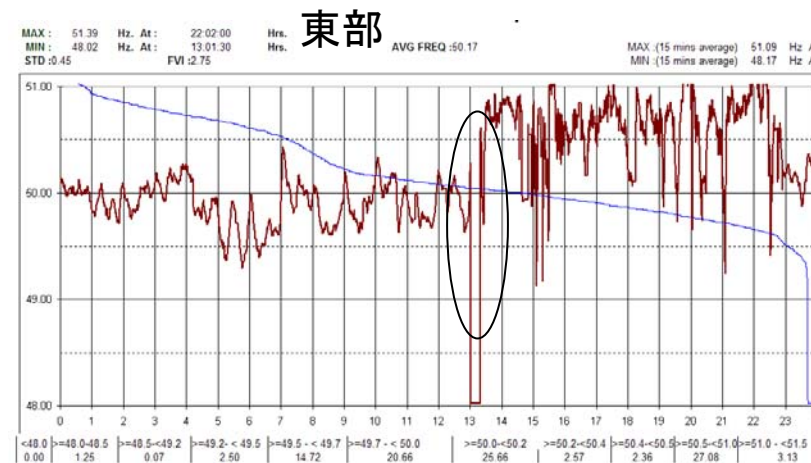
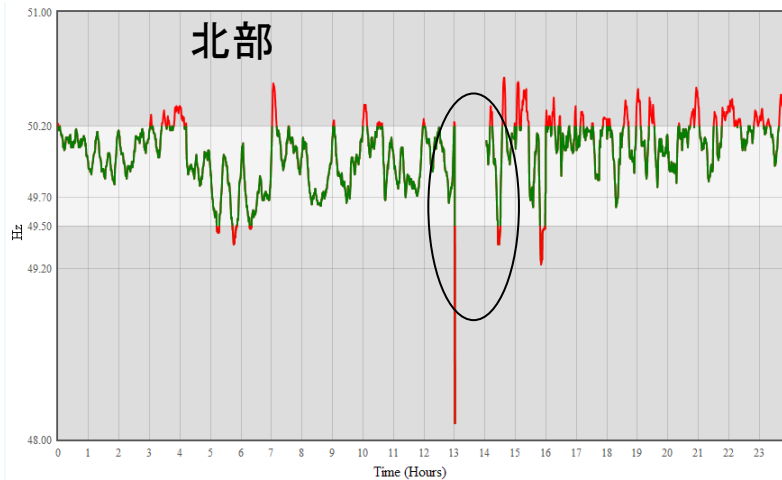
7月のインド大停電

(参考) 大停電日の周波数の状況

7月30日



7月31日



(出所) 北部、東部給電指令所

7月のインド大停電

(参考)大停電前後の状況(連邦給電指令所2012年7月月報から抜粋)

7月30日

02:00 時点の電力需給

単位 : MW

グリッド	発電	需要	Import	備考
北部	32,636	38,322	5,686	
東部	12,452	12,213	-239	ブータンからの輸入 1,127
西部	33,024	28,053	-6,229	
北東部	1,367	1,314	-53	
計	79,479	79,902		

(注)正の値が純Import

大停電直前の周波数 : 49.68 Hz (Grid Codeの基準周波数は49.50~50.20 Hz)

大停電直前は、北部17、西部26、東部5の送電線が停止中(計画停止を含む)。

02:33:11.907 400kVの送電線Bina-Gwalior-1がトリップ。

その後02:33:15.542までに東部グリッドの送電線を含む9つの送電線がトリップ~大停電。

復旧

- 7月30日
- 03:20 西部グリッドの電力供給が拡大。
 - 03:35 西部グリッドから南部発電所へのスタートアップ電力供給拡大。
 - 03:40 北部ラジャスタン州発電所へのスタートアップ電力供給拡大。
 - 03:48 デリー地下鉄への電力供給再開。
- 7月31日
- 01:20 最後にKheddar石炭火力発電所が同期。

7月のインド大停電

(参考)大停電前後の状況 (連邦給電指令所2012年7月月報から抜粋)

7月31日

12:30 時点の電力需給

単位 : MW

グリッド	発電	需要	Import	備考
北部	29,884	33,945	4,061	
東部	13,524	13,179	-345	ブータンからの輸入 1,114
西部	32,612	28,053	-4,559	
北東部	1,014	1,226	212	
計	76,934	76,403		

(注) 正の値が純Import

大停電直前の周波数 : 49.84 Hz (Grid Codeの基準周波数は49.50~50.20 Hz)

大停電直前は、北部19、西部25、東部4の送電線が停止中(計画停止を含む)。さらに、大停電前(数時間~数分)、グリッド擾乱(grid disturbance)により4つの送電線がトリップ。

13:00:13 負荷侵入(load encroachment)により、400kVの送電線Bina-Gwalior-1がBina端でトリップ。

その後13:03:18.363までに67の送電線がトリップ。(なお、Bina-Gwalior-1トリップ約1分後に北部グリッドの周波数低下)

復旧

北部	7月31日	13:23	北部グリッドの送電線に火力発電所から供給開始。
		23:53	最後にRihand石炭火力発電所が同期。
東部	7月31日	13:20	製鉄所への供給開始
	8月1日	02:21	最後にKahalgaoon石炭火力発電所が同期。
北東部	7月31日	13:08	トリプラー州の送電線に供給開始。
		17:27	最後にRanganadi水力発電所が同期。

7月のインド大停電

大停電を避ける12のポイント

8月6日、8月1日に就任した連邦政府新電力大臣と北部州の電力大臣が会合。

以下の12項目に合意(抜粋、仮訳)。

1. 州はグリッドを保護するシステムの導入しなければならない。
2. 保護するシステムはislandingとする(事故地域を分断、孤立系統化して、広域的停電波及を防止するシステム)。
3. 州はislanding に関し、3ヶ月以内に連邦政府送電会社、中央電力庁などと相談し、6ヶ月以内に実行する。
4. 保護するシステムは独立した第三者による審査を受ける。
5. 全ての電力会社は最良の運転、メンテナンス経験を取り入れる(good operation and maintenance practices)。
6. 州は長期、中期、短期の電力購入、ネットワーク、需要管理の計画を立てる。
7. 州は定期的に電力システムの調査を行う。
8. 州は州給電指令所強化・向上のための必要な措置を講じ、オペレーターの訓練を行う。
9. 給電指令所には専用のツールを備える。適切な報酬体系を取り入れる。
10. 州は連邦政府に対して、給電指令所の能力向上の仕組み作成し、州をサポートするよう要請。
11. 連邦政府の電力システム運転会社POSOCOは、緊急時負荷遮断のやり方を発表する予定。
12. 州はIndian Electricity Grid Codeの遵守、必要な措置を採らなければならないことに理解を示した。

大停電は避けられるが、今後、小停電がより頻発する？

7月のインド大停電

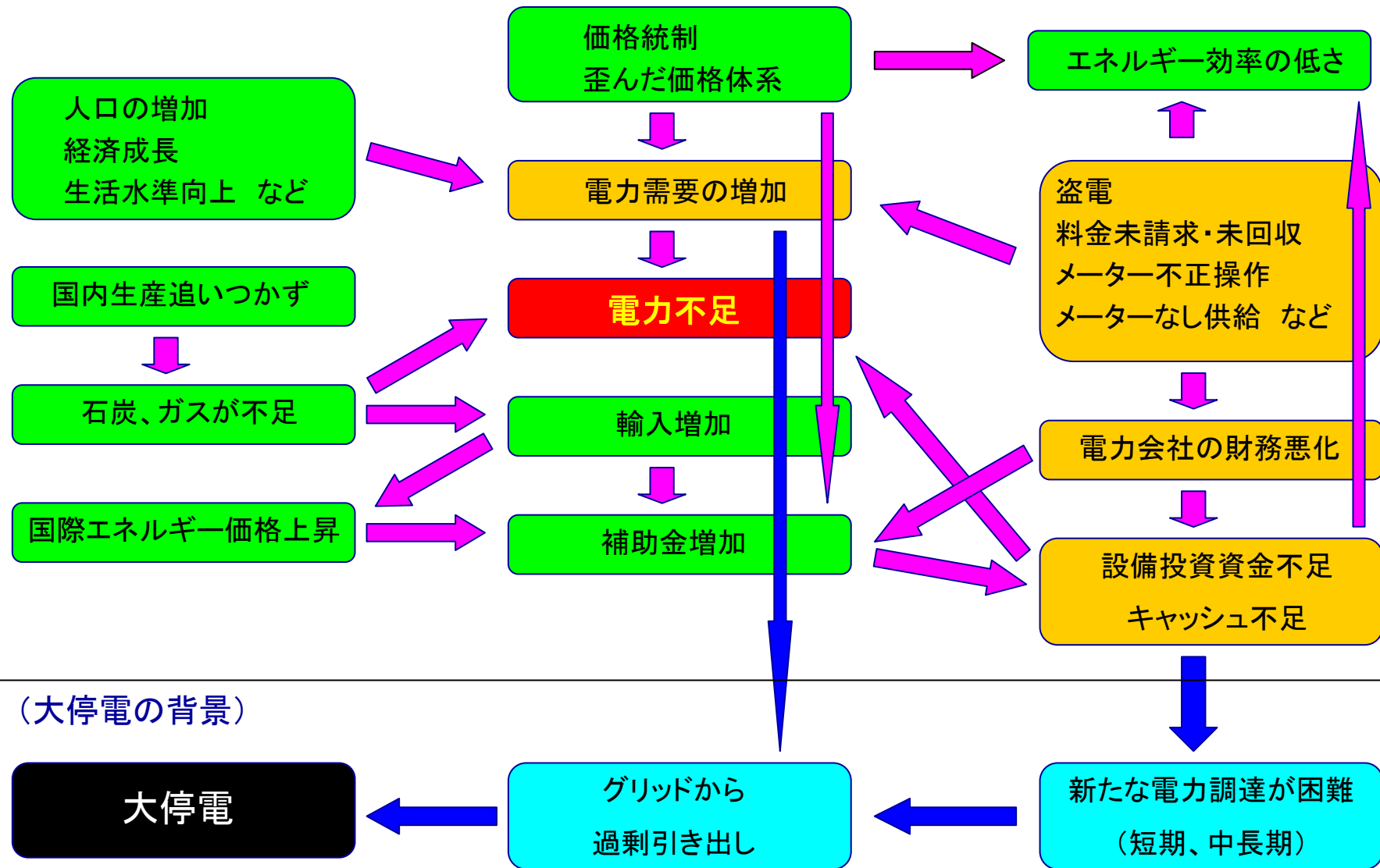
まとめ

インドでは停電や供給カットは日常茶飯事であり、家庭を含めて多くが自衛措置として自家発電を設置している。このため、大停電がインドの産業活動に与える影響は比較的軽いものではないかと推測される。

しかし、世界中に大停電のニュースが流れ、インド電力インフラの脆弱性が露呈したことになった。

電力の供給安定性は社会・経済・産業活動を円滑にするための重要な要素である。今回のインド大停電はインド電力部門が抱える様々な問題が引き起こしたものと考えられる。インド政府は大停電を機に電力部門構造改革の速度を速めていくと思われるが、これが遅れると外資のインド市場参入・関与強化に影響し、ひいては今後のインドの経済発展そのものに影響を及ぼす可能性があるだろう。

インド電力部門が抱える問題



インドの電力産業

インド連邦政府のエネルギー行政体制

エネルギー別に分かれている。

石炭省

石油・天然ガス省

電力省

新・再生可能エネルギー省

原子力庁

エネルギー関連省庁の予算規模

単位：crore(1000万)ルピー

省庁別	順位	省庁名	2012年度予算	シェア
	1	石油・天然ガス省	79,728	12.2%
3	電力省	62,425	9.6%	
15	原子力庁	11,673	1.8%	
17	石炭省	9,633	1.5%	
27	新・再生可能エネルギー省	3,355	0.5%	
部門別	順位	部門名	2012年度予算	シェア
	2	エネルギー部門	147,190	22.6%
合計（51省庁、11部門）			651,509	100.0%

(出所) Union Budget 2012-2013, Ministry of Finance

インドの電力産業

インドの電力産業体制

- ・1947年の独立時の電力産業は民間
- ・1948年の電力供給法および1956年の産業政策令
一部を除き発電、送電、配電が垂直統合された州電力公社SEBによる電力供給体制。
- ・1991年の市場経済への移行後

民営化が図られ、電力部門では最初に発電部門、次いで配電部門、現在は送電部門への外資を含む民間参入の道が開かれた。

州電力公社は赤字経営となっていたため1990年代から電力部門改革が進められ、この一環で州電力公社は一部の州を除いて解体(アンバンドリング)。

ただし解体後設立された発電・送電・配電会社の多くは州政府出資の会社。

2003年には電力法が大改正され、電力取引・オープンアクセス等が導入。

現在のインドの電力産業体制

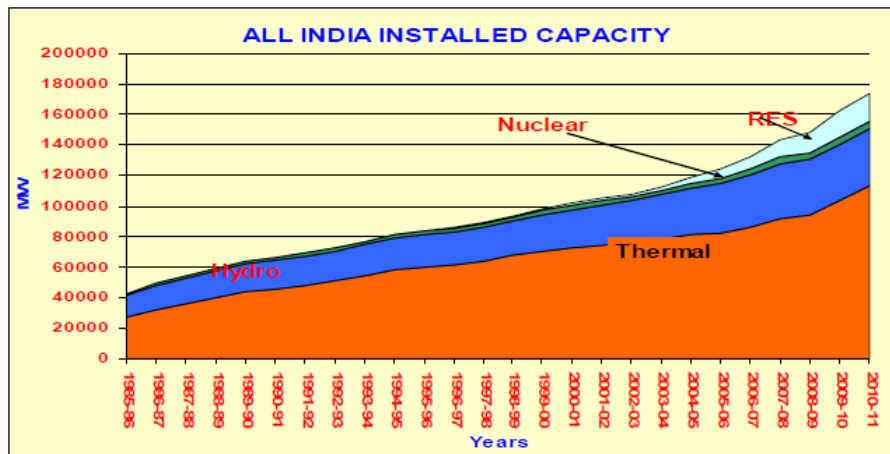
事業区分	連邦政府	州政府	民間
発電	大規模火力 大規模水力 原子力	中小規模火力 中小規模水力	原子力以外
送電	○	○	○
配電	-	○	○

インドの電力部門が抱える問題の多くは州政府の電力事業、特に配電事業にある。

インドの電力産業

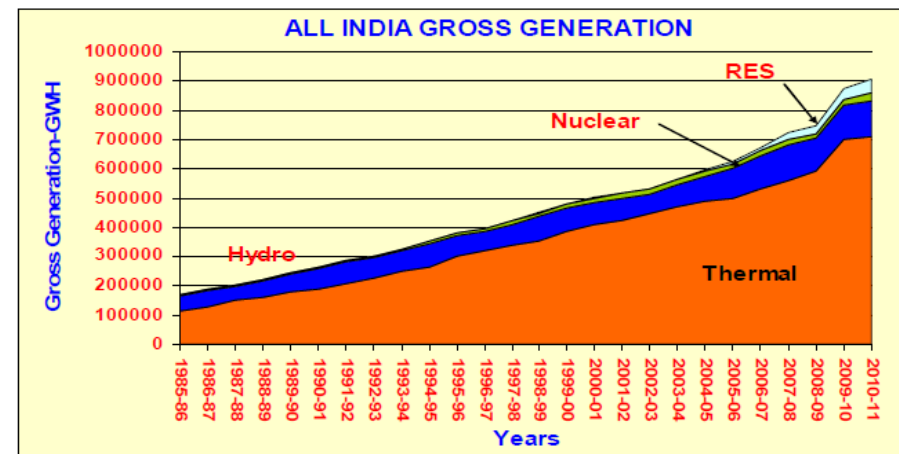
インドの発電能力と発電電力量

インドの発電能力の推移



(出所) National Electricity Plan

インドの発電電力量の推移



2012年3月末時点の発電能力 (MW)

所有者	石炭	天然ガス	ディーゼル	火力計	原子力	水力	再生可能	計
州政府	49,457	4,965	602.61	55,025	-	27,380	3,514	85,919
民間	23,450	6,714	597.14	30,761	-	2,525	20,990	54,276
連邦政府	39,115	6,702	-	45,817	4,780	9,085	-	59,682
合計	112,022	18,381	1,200	131,603	4,780	38,990	24,503	199,877

(注)再生可能: 小水力、バイオガス発電、バイオマス発電、廃棄物発電、風力

(出所) 中央電力庁

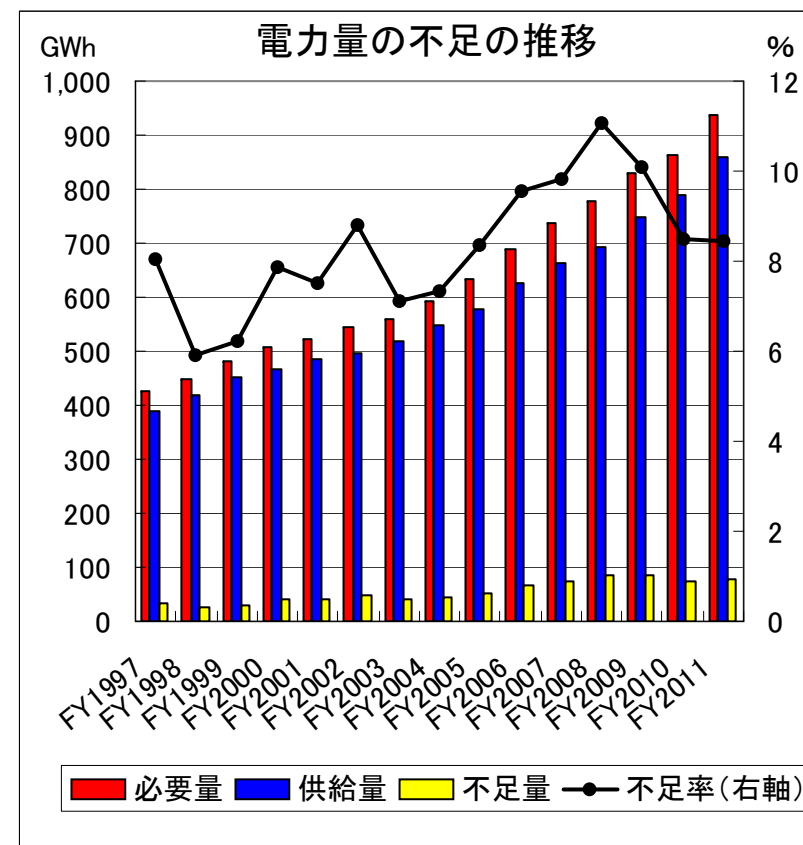
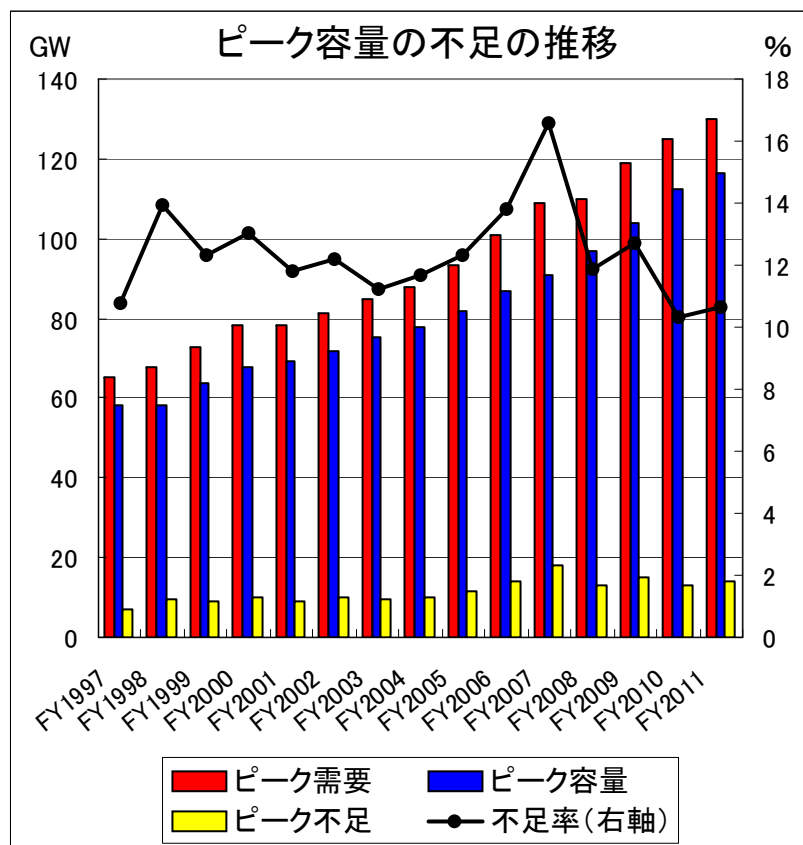
2011年度の発電電力量 (GWh)

事業者	火力	水力	原子力	計
連邦政府	281,109	50,648	32,270	364,027
州政府	296,580	70,994	-	367,574
IPP	104,757	7,138	-	111,894
民間	26,005	1,652	-	27,657
計	708,451	130,432	32,270	871,152

(出所) 中央電力庁

インドの電力産業

インドの電力不足の状況



(出所)電力省Annual Report 2010-11、中央電力庁

インドの電力産業

インドの電力供給制限の例(北部)

パンジャブ州の農業用電力(三相) (供給時間)

年月	供給時間/日
2011年1月	8.18
2011年2月	7.79
2011年3月	7.79
2011年4月	5.31
2011年5月	5.30
2011年6月	10.71
2011年7月	10.71
2011年8月	10.71
2011年9月	9.63
2011年10月	9.63
2011年11月	4.54
2011年12月	4.94
2012年1月	4.94
2012年2月	6.00
2012年3月	4.94
2012年4月	?
2012年5月	5.30
2012年6月	5.14
2012年7月	5.14

ハリヤナ州の産業用電力 (供給カット)

年月	電力量	ピーク需要
2011年1月	1万~75万kWh/日	最大250MW
2011年2月	13万~63万kWh/日	最大250MW
2011年3月	8万~25万kWh/日	最大250MW
2011年4月	20万~200万kWh/日	最大400MW
2011年5月	20万~70万kWh/日	最大400MW
2011年6月	?	?
2011年7月	10万~90万kWh/日	最大400MW
2011年8月	40万~100万kWh/日	最大400MW
2011年9月	40万~560万kWh/日	最大400MW
2011年10月	20万~560万kWh/日	最大400MW
2011年11月	20万~120万kWh/日	最大400MW
2011年12月	最大96万kWh/日	最大400MW
2012年1月	最大90万kWh/日	最大400MW
2012年2月	最大90万kWh/日	最大400MW
2012年3月	最大100万kWh/日	最大400MW
2012年4月	?	?
2012年5月	最大16万kWh/日	最大400MW
2012年6月	最大16万kWh/日	最大400MW
2012年7月	最大16万kWh/日	最大400MW

(出所)中央電力庁

インドの電力産業

インドの電力料金は、一般的に家庭用と農業用が安い

電力料金の最大と最小

単位：ルピー/kWh

部門	最大	州名/電力会社名	最小	州名/電力会社名
家庭	6.49	マハラシュトラ州/TATA	0.40	ジャルカンド州/州営（地方）
商業	11.06	マハラシュトラ州/B. E. S. T	0.52	ビハール州/州営（地方）
農業	4.79	西ベンガル州/Durgapur Project	0	パンジャブ州/州営、タミル・ナードゥ州/州営
小規模産業	8.00	マハラシュトラ州/B. E. S. T	1.96	ミゾラム州/州政府電力部
中規模産業	8.72	マハラシュトラ州/B. E. S. T	1.96	ミゾラム州/州政府電力部
大規模産業11kv	7.16	マハラシュトラ州/Reliance	0.67	ミゾラム州/州政府電力部
大規模産業33kv	5.72	グジャラート州/州営	0.67	ミゾラム州/州政府電力部
電力多消費産業	4.13	パンジャブ州/州営	1.48	ダーマン・ディウ/連邦直轄地政府電力部
鉄道	6.18	デリー/NDMC	3.59	西ベンガル州/D. V. C

（出所）Electricity Tariff & Duty and average rates of electricity supply in India, 2008年3月

農業部門が電力料金問題の焦点となっている

平均供給コストと実回収単価（全インド）

単位：ルピー/kWh

年度	供給コスト	実回収単価	
		全部門計	内、農業
2004年度	2.54	2.09	0.7568
2005年度	2.60	2.21	0.7636
2006年度	2.76	2.27	0.7423
2007年度	2.93	2.39	0.7727
2008年度	3.41	2.62	0.8526
2009年度	3.54	2.68	0.8905

（出所）中央電力庁

インドは大河川が少ないため、食糧増産のために地下水をくみ上げて灌漑を行っている。

2012年6月末時点、インド全体で1,800万台以上の電動ポンプが設置。

農業用電力の消費は主に電動ポンプ。農業用電力消費量はインド全体の電力消費量の約2割を占める。

連邦電力省のTariff Policy(2005年)の一部抜粋

電力料金フリーは、電力浪費だけでなく、地下水位の低下による灌漑用水・飲料水不足を招くため望ましくない。また、需要の急上昇は配電ネットワークに大きな負担をかけ、電力の質に悪い影響を与える。合理的な料金とする必要がある。

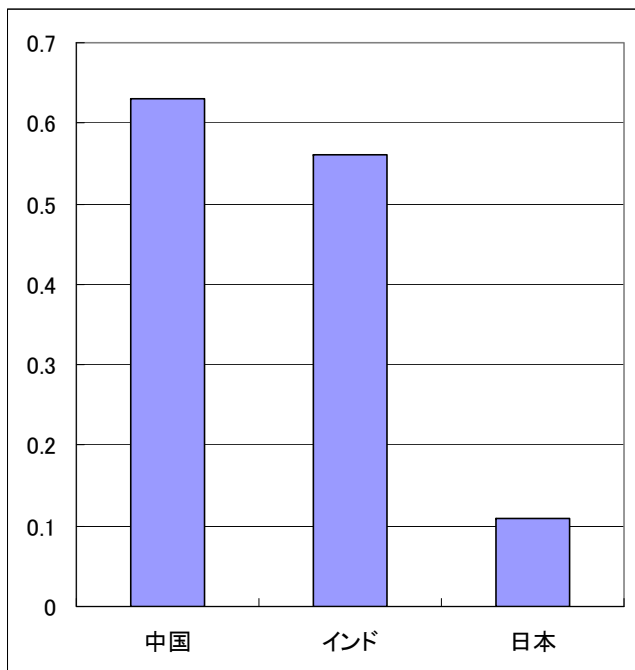
（注）配電会社の電力料金は、州の電力規制委員会が決定

インドの電力産業

エネルギー効率比較

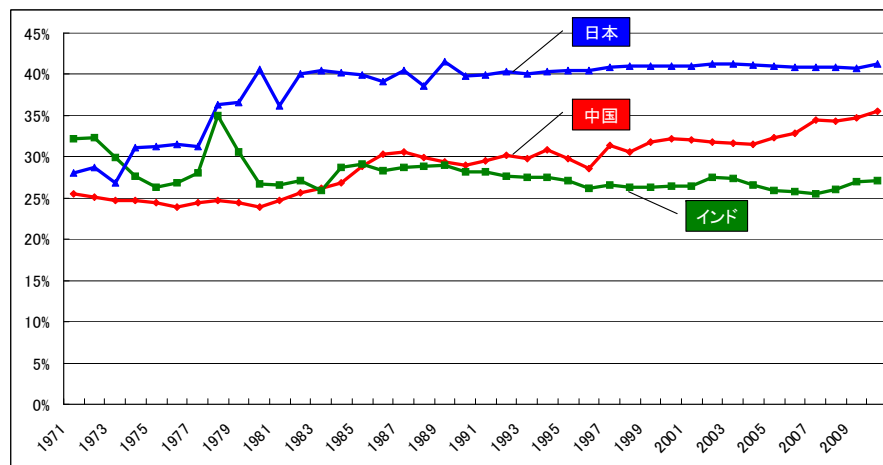
エネルギー消費のGDP原単位比較(2010年)

(一次エネルギー消費量/2005年米ドル価格GDP)

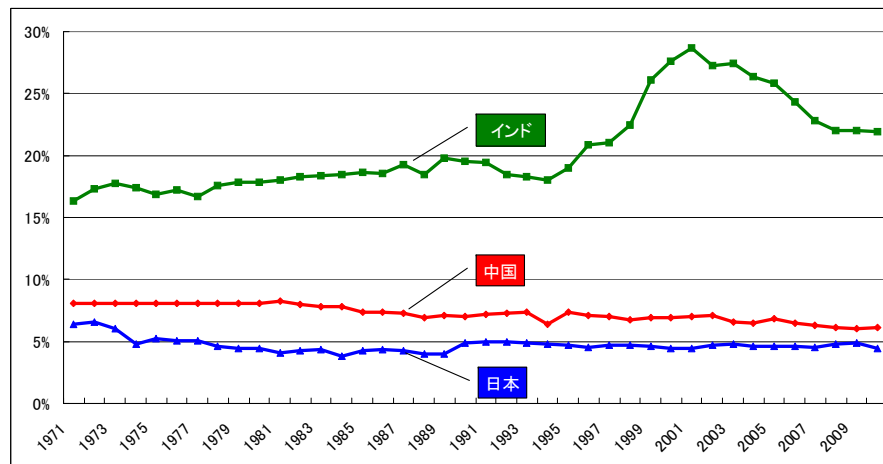


(出所) IEA Energy Balance 2012

石炭火力発電のエネルギー効率比較(電気事業者)



送配電損失比較



インドの電力産業

インド15州の配電会社の損益と送配電損失(2009年度)

単位: crore(1000万)ルピー

州	売上	補助金	収入計	支出	損益	損益 (補助金除く)	送配電 損失	技術・商業 損失	目標: 15%
マハラシュトラ	28,788	400	29,188	29,811	-623	-1,023	25%	25%	
アンドラ・プラデッシュ	17,504	6,709	24,213	24,178	35	-6,674	14%	18%	
タミル・ナードゥ	17,173	1,672	18,845	28,424	-9,579	-11,251	18%	20%	
グジャラート	16,464	1,100	17,564	17,469	95	-1,005	27%	27%	
カルナタカ	13,563	0	13,563	13,821	-258	-258	20%	25%	
マディヤ・プラデッシュ	8,958	901	9,859	12,867	-3,008	-3,909	37%	41%	
パンジャブ	9,066	3,144	12,210	13,361	-1,151	-4,295	20%	20%	
ウッタル・プラデッシュ	13,068	1,816	14,884	19,191	-4,307	-6,123	27%	40%	
ラジャスタン	9,934	8,192	18,126	22,161	-4,035	-12,227	31%	31%	
ハリヤナ	8,654	3,289	11,943	13,605	-1,662	-4,951	29%	29%	
ビハール	1,956	840	2,796	4,292	-1,496	-2,336	40%	44%	
ケーララ	5,184	1,228	6,412	6,219	193	-1,035	19%	18%	
ジャルカンド	1,935	400	2,335	2,895	-560	-960	39%	22%	
ヒマチャル・プラデッシュ	3,048	0	3,048	3,258	-210	-210	15%	18%	
ウッタラカンド	2,178	0	2,178	2,568	-390	-390	25%	34%	
計	157,473	29,691	187,164	214,120	-26,956	-56,647			

(注) 15州の配電会社でインド電力消費量の91%をカバー

(出所) Report of High Level Panel on Financial Position of Distribution Utilities (2011年12月)

送配電損失 : 技術的損失(KWhベース)

技術・商業損失: 技術的損失に加えて、盗電や料金の未請求・未回収といった商業的損失を含んだ損失。

(金額ベース)

インドの電力部門構造改革政策

連邦政府電力省による州電力事業の構造改革支援

火力発電

近代化プログラムRenovation & Modernization Programme (R&M) (1984年から)

寿命延長プログラムLife Extension Programme (LE)

エネルギー診断を通じた効率改善

高パフォーマンス発電所による低パフォーマンス発電所の教育

電力供給加速プログラムAccelerated Generation and Supply Programme (AG&SP)

最新発電技術の導入

送電・配電

電力リフォーム加速プログラムAccelerated Power Development and Reforms Programme (APDRP)

→技術的・商業的損失を削減するために連邦政府がインセンティブを提供(2000年から)

現在は、Restructured-Accelerated Power Development and Reforms Programme (R-APDRP)。

配電会社負債削減

電力料金の見直しを含めて、州電力部門の構造改革はなかなか進展しない

第11次5カ年計画の新規発電目標と結果



第11次5カ年計画(2007年4月~2012年3月)の新規発電能力

目 標: 78,700 MW(修正目標: 62,374 MW)

実績見込: 52,063MW(2011年のReport of The Working Group on Power for Twelfth Plan作成時点)

目標未達の原因

・メイン・プラントの設置発注遅れ	: 6,660 MW
・土木作業の発注遅れ	: 1,860 MW
・土木作業の進捗遅れ	: 900 MW
・貧弱な地質	: 4,432 MW
・契約上の揉め事	: 4,760 MW(プロジェクト・デベロッパーとコントラクター、 コントラクターとサブ・ベンダー/サブコントラクター)
・土地取得の遅れ	: 810 MW
・環境上の問題	: 1,100 MW
・地方独特の法制度・発注上の問題	: 580 MW
・検収作業が限界	: 600 MW
・アクセスが難しいエリア	: 100 MW
合計	: 21,802 MW

(注) 目標の78,000MWと実績見込み52,063Mwの差とは一致しない。

(出所) Report of The Working Group on Power for Twelfth Plan (2012-17)

第12次5カ年計画の新規発電目標

第12次5カ年計画(2012年4月～2017年3月)の電力部門基本方針

- ① 省エネルギー(2001年制定の省エネ法により、省エネ政策は電力省の管轄)
- ② 電力供給拡大

省エネルギー政策の概要

部門	第11次5カ年計画までの省エネ政策	第12次5カ年計画の省エネ政策
機器	14機器のラベリング制度	ラベリングを30機器に拡大 乗用車をラベリングに追加(燃費基準導入) 超高効率機器プログラム
建築物	省エネ建築基準(導入は州の裁量)	新規建築物への省エネ建築基準義務化
家庭用照明	白熱灯から蛍光灯への更新プロジェクト	プロジェクトの継続、強化
農業用ポンプ	パイロット・プロジェクト	資金メカニズムの開発
産業部門	特定消費者制度 PATメカニズムの策定	PATメカニズムの実施 特定消費者の拡大 エネルギー消費基準の引下げ 業種の追加 中小企業への取り組み強化

特定消費者(Designated Consumer)

一定規模以上のエネルギーを消費する9業種の工場等を指定。

- ①火力発電所、②肥料、③セメント、④鉄鋼、⑤ソーダ、
- ⑥アルミニウム、⑦鉄道、⑧繊維、⑨紙・パルプ

特定消費者はエネルギー消費量報告の義務がある。

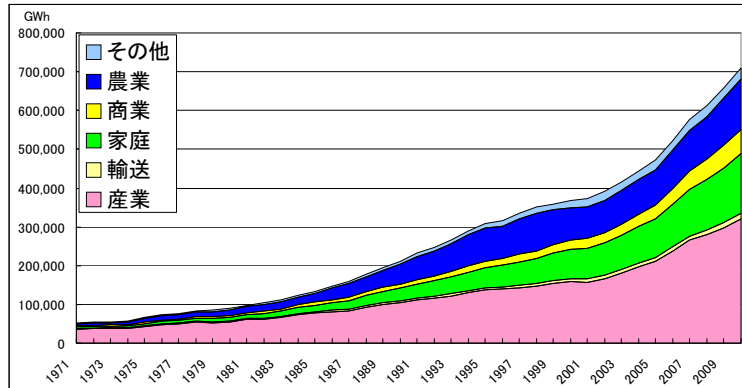
PATメカニズム(Perform, Achieve and Trade):3年サイクル

鉄道除く8業種の特定消費者に対して省エネ目標を課し、省エネ目標と実績の差分を国内市場で取引することによって、省エネを推進させる政策。

特定消費者は省エネ目標を超えて省エネを行った場合、超えた分に対して省エネ証書ESCertが発行され、省エネ目標未達の特定消費者に販売できる。

第12次5カ年計画の新規発電目標

部門別電力需要の推移(1971年~2010年)



年平均伸び率
(1971→2010)

産業	5.8%
輸送	5.6%
家庭	9.7%
商業	8.2%
農業	8.7%
その他	7.6%
合計	6.9%

部門別シェアの推移

部門	1971	1980	1990	2000	2010
産業	70%	62%	50%	43%	45%
輸送	3%	3%	2%	2%	2%
家庭	8%	10%	15%	21%	22%
商業	6%	5%	5%	6%	9%
農業	10%	16%	24%	23%	18%
その他	3%	4%	4%	5%	4%

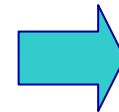
(出所) IEA Energy Balance 2012

第12次5カ年計画 電力需要の見通し

ベースシナリオ

前提

計画期間	GDP成長率	GDP弾性値	+省エネ政策 完全実行
第12次	9%	0.9	
第13次	9%	0.8	



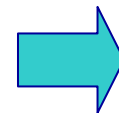
計画期間末年度の電力需要

計画期間	ピーク需要 (MW)	電力量 (10億kWh)
第12次末 (2016年度)	197,686	1,403
第13次末 (2021年度)	289,667	1,993
2010年度需要 (要求量)	125,077	862
実供給	112,167	789

センシティブシナリオ

前提

計画期間	GDP成長率	GDP弾性値
第12次	9%	1.0



計画期間末年度の電力需要

計画期間	ピーク需要 (MW)	電力量 (10億kWh)
第12次末 (2016年度)	209,339	1,489

ベースシナリオ比 +5.9% +6.1%

(出所) Report of The Working Group on Power for Twelfth Plan (2012-17)

第12次5カ年計画の新規発電目標

発電能力増強計画(電力不足解消に必要な能力)

ベースシナリオに加えて、以下のシナリオを策定

高ガス発電シナリオ

現在、12,000MWの天然ガス火力発電が建設中であり、天然ガスの手当てが付けば第12次計画期間中に稼動することが見込まれる。

高ガス発電+高再生可能エネ発電シナリオ

再生可能エネルギー発電を管轄している新・再生可能エネルギー省は、2016年度末の再生可能エネルギー発電導入量18,500MWに加えて、30,000MWとする計画も策定している。

第12次計画期間の新規発電能力追加(MW)

ベースシナリオ			
区分	ベース	高ガス発電	高ガス発電 +高再生可能
火力計	63,781	63,686	60,486
石炭	62,695	50,600	47,400
ガス	1,086	13,086	13,086
水力	9,204	9,204	9,204
原子力	2,800	2,800	2,800
小計	75,785	75,690	72,490
再生可能エネ	18,500	18,500	30,000
輸入	1,200	1,200	1,200
合計	95,485	95,390	103,690
石炭必要量 (百万トン)	842	772	764

センシティブシナリオ			
区分	ベース	高ガス発電	高ガス発電 +高再生可能
火力計	84,486	85,286	82,086
石炭	83,400	72,200	69,000
ガス	1,086	13,086	13,086
水力	9,204	9,204	9,204
原子力	2,800	2,800	2,800
小計	96,490	97,290	94,090
再生可能エネ	18,500	18,500	30,000
輸入	1,200	1,200	1,200
合計	116,190	116,990	125,290
石炭必要量 (百万トン)	905	844	837

(出所) Report of The Working Group on Power for Twelfth Plan (2012-17)

第12次5カ年計画の新規発電目標

発電能力増強計画の石炭供給問題

石炭バランス(ベースシナリオ)

	BAUシナリオ	楽観シナリオ
2016年度の石炭必要量	842	842
供給ソース		
SCCL社	35	35
発電所自家用鉱山	100	100
輸入炭 (輸入炭専用設計発電所の輸入分)	54	54
小計	189	189
インド石炭公社(CIL)への要求量	653	653
インド石炭公社(CIL)の確約	415	461
不足量	238	192

BAU: Business As Usual

インドでは石炭資源は基本的に国有であり、一部の自家用鉱山を除いてインド石炭公社(CIL)が石炭の供給を担っている。

CILの石炭供給不足が第12次5カ年計画の新規発電所建設に与える影響

ベースシナリオにおける第12次計画期間中の新規石炭火力のうち、CILに石炭の供給を求めるのは38,000MW。

うち、CILが石炭供給を確約しているのは、

BAUシナリオ: 7,500 MW

楽観シナリオ: 19,000 MW

したがって、第12次計画期間中の新規発電目標である約76,000MWは規模を縮小せざるを得ない可能性あり。(BAUシナリオで45,000MWに、楽観シナリオで57,000MWに)

(国内炭の不足を輸入炭で補うこともできるが、インド国内炭を前提に設計された発電所では、技術的に輸入炭の混入は最大15%。したがって、輸入炭での対応にも限界あり。)

第12次5カ年計画の新規発電目標

石炭の輸送

インドの発電用国内炭は主に鉄道で輸送
(鉄道貨物輸送の約半分が石炭)

鉄道インフラ増強計画

区分	第11次5カ年 計画目標	2020年目標
複線化	2,500 km	12,000 km
線路の幅統一	6,000 km	12,000 km
新線建設	2,000 km	25,000 km
電化	4,500 km	14,000 km
貨車の購入	62,000 台	289,136 台
ディーゼル機関車の購入	1,019 台	5,334 台
電気機関車の購入	1,205 台	4,281 台

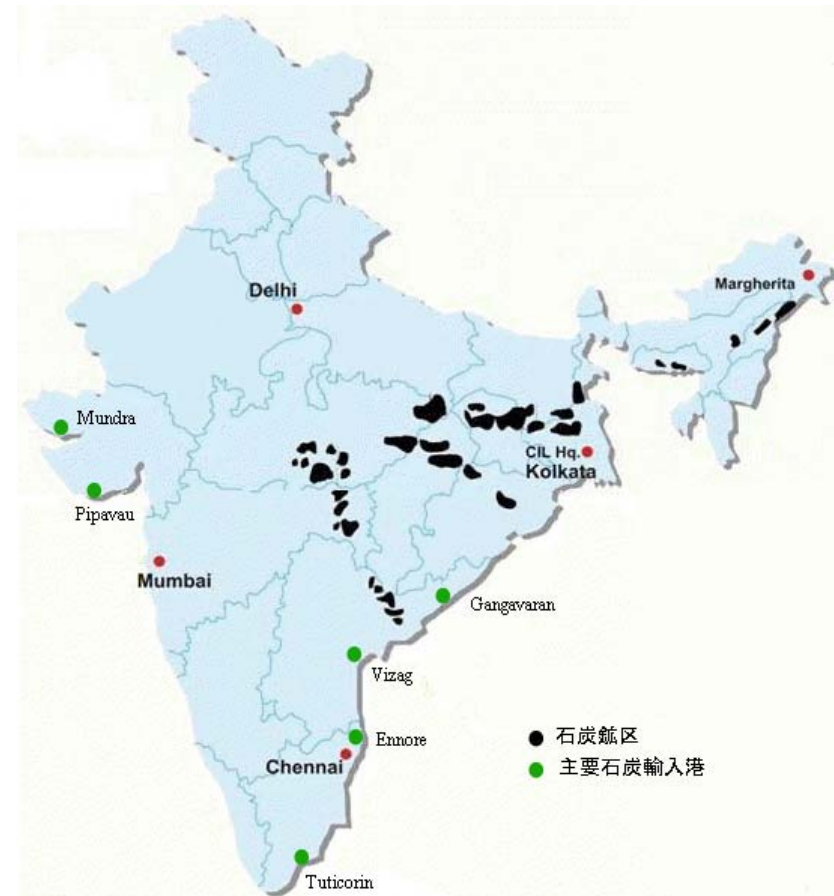
選炭(洗炭)

インドの石炭は灰分が多い。

インド石炭公社は、一般炭の選炭能力を現行の
17.22百万トン/年から107.22百万トン/年に増強。

第12次5カ年計画期間中に開発される新規炭鉱
から生産される石炭の90%は選炭。

インドの石炭鉱山と主要石炭輸入港



(注) 石炭以外に褐炭の資源もある(主にインド南部)
(出所) インド石炭公社他

第12次5カ年計画の新規発電目標

インドの天然ガスの需要と供給見込み

天然ガス需要見込み

部門	単位	2011年度	2015年度
肥料	百万m ³ /日	79.36	95.0
発電	百万m ³ /日	148.38	221.0
都市ガス	百万m ³ /日	15.83	31.0
産業	百万m ³ /日	21.96	45.0
石化、石油精製、自家消費	百万m ³ /日	23.25	38.0
スポンジ鉄、鉄鋼	百万m ³ /日	7.86	12.0
合計	百万m ³ /日	300.64	442.0

天然ガス供給見込み

国内生産

供給源	単位	2011年度	2015年度
ONGC	百万m ³ /日	51.65	75.00
オイル・インディア	百万m ³ /日	10.00	10.00
民間	百万m ³ /日	109.07	180.09
計	百万m ³ /日	170.72	265.09

輸入LNG

輸入基地	単位	2011年度	2015年度
ダヘジ基地	百万トン/年	10.00	12.50
ハジラ基地	百万トン/年	2.50	5.00
ダブホール基地	百万トン/年	1.50	5.00
コーチ基地	百万トン/年	1.00	5.00
計	百万トン/年	15.00	27.50
	百万m ³ /日	57.00	104.50

天然ガス供給量合計	百万m ³ /日	227.72	369.59
-----------	---------------------	--------	--------

(出所)インドガス公社GAIL

インドの主要天然ガスパイプライン

(計画は2007年の石油・天然ガス省承認分)



(出所)GAIL、Reliance他

第12次5ヵ年計画の新規発電76,000MWは可能か？

- ・新規発電の約8割は石炭火力
既に計画段階で石炭供給不足が露呈。
- ・発電所建設地における住民の反対、水資源の確保、環境許可の遅れ等
既に第11次計画においても顕在化。
第12次計画期間においても一層深刻化。

76,000MWは、現在の発電能力の4割に相当する大規模なもの。
5年間での達成は難しいと考えられる。



インドの電力不足は解消しない と考えられる。

(参考) 価格問題

価格問題は電力だけではない。

石油製品

軽油、公的配送灯油、家庭用LPGの価格は低く抑えられている。計画委員会の第12次5ヵ年計画に向けた文書(2011年8月)によると、国際価格と比較して、軽油は20%、公的配送灯油は70%、家庭用LPGは50%低い。

このため、国営石油精製販売会社への補助金が必要となるだけでなく、

灯油: 軽油に不正混入

LPG: 恩恵を受けるのは中産階級、富裕層

といった問題がある。

天然ガス

2010年の国産ガスの価格は3,200 $\text{ルビ}/\text{m}^3$ (海洋ガス田上陸地点)に対して、輸入LNG価格は12,000 $\text{ルビ}/\text{m}^3$ を超えている。天然ガス供給の最優先は肥料向けであるが、肥料価格は低く抑えられている。今後、輸入LNGが増加していくことが予想されるが、輸入価格を転嫁することは肥料補助金の増加につながるという問題がある。

石炭

計画委員会の第12次5ヵ年計画に向けた文書(2011年8月)によると、国内炭の価格は輸入炭よりも30%~50%安い(石炭の品質格差を考慮に入れても)。発電会社は競争環境にあり、国内炭専焼の発電会社よりもコスト競争上不利になるため、輸入炭のコストアップを受け入れないという問題がある。

(なお、インド石炭公社は、肥料・発電・防衛向け価格は他部門よりも低く抑えている。)

ご清聴ありがとうございます。