

平成22年度地球温暖化対策技術普及等推進事業（第一次）

報 告 書

（概要版）

2011年3月

みずほ情報総研株式会社

概要

(1) インド発電セクタの現状

a) 電力需給

過去5カ年において、同国の経済成長率は概ね年7%以上と高水準を示してきたが、この好調な経済に牽引され電力需要も年5%以上と高い増加率を示してきた。また、莫大な人口と好調な経済成長を背景に、今後とも中長期に渡って電力需要が堅調に増加するが期待され、その市場規模は非常に大きい。

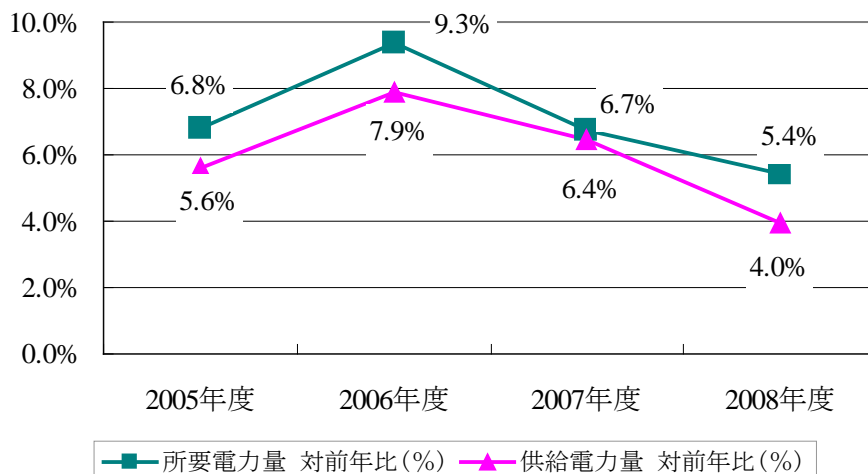


図 電力需要伸び率の推移

出所：Annual Report 2009-2010、Ministry of Power

電力需要が拡大する一方で、慢性的な電力不足に悩まされていたのも事実であり、電力量で年8.4%~11.1%、最大電力で年11.9%~16.6%の不足と大幅な供給力不足が続いている。特に、電力量の不足は年々拡大しており、増大する電力需要に対して新規電源開発が追い付いていない。この電力不足のため、全国大にて日常的に計画停電が実施され、その対策として自家発電設備を導入する産業（工場）も相当数ある。

自家発電設備の所有/運営はコスト増の要因となり、政府としてはこの電力不足が年々拡大していけば、同国の高い経済成長を牽引する工業に対して悪影響を与え、この好調な経済成長を妨げる要因に成り得ると懸念しており、この電力不足問題は同国経済成長のアキレス腱となっている。

b) 発電電力量

上記電力不足を補完するため、同国では積極的に電源開発が進んでおり、発電電力量も着実に増加している。2007年度の電気事業者による発電電力量は7,226億kWhであり、2003年度から2007年度において年平均6.97%と高い増加率を示す。このうち、石炭火力は年平均4.89%である。

発電電力量の電源別構成比率を見ると、石炭火力が全体の67.4%を占め、次いで水力の16.7%、ガス火力の9.6%と続く。同国の石炭生産量は、中国、米国、豪州に次いで世界第4位（2009年、BP統計値）の規模を誇ることもあり、石炭火力の比率が高い。また、天然

ガスは主に同国沿岸にて産出されるものの、その規模は 393 億 m³ (2009 年、BP 統計値) とマレーシアやインドネシア等の付近産出国の 50~60%程度であることもあり、その比率は低い。

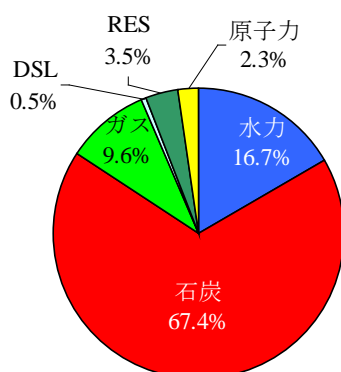


図 発電電力量の電源別構成比率 (2007 年度、電気事業者分)

出所 : General Review 2009、Central Electricity Authority

c) 発電設備

また、2010 年 11 月末時点のセクタ別発電容量を見ると、上記発電電力量と同様に石炭火力が最大でシェアは約 54%である。州や中央セクタが多くを保有しており、これらが保有する石炭火力発電所は老朽化しており、今後設備改修等のニーズが拡大することが見込まれている。

表 セクタ別・電源別の発電設備容量 (2010 年 11 月 30 日時点、電気事業者分)

単位 : MW

	水力	火力				原子力	RES	合計
		石炭	ガス	DSL	小計			
中央	8,685	31,920	6,702	0	38,622	4,560	0	51,868
州	27,257	47,267	4,077	603	51,947	0	2,822	82,026
民間	1,425	10,591	6,606	597	17,794	0	13,965	33,184
合計	37,367	89,778	17,385	1200	108,363	4,560	16,787	167,077

注) RES : 再生可能エネルギー (25 MW 以下の小水力含む)、DSL : ディーゼル
出所 : Monthly Review of Power Sector Nov.2010、CEA

インドで導入されている石炭火力 (既存) の特徴としては、単機容量が最大でも 500 MW と小さいことならびにほぼ全ユニットが亜臨界圧方式であることの 2 点が挙げられる。2008 年度末時点で運転中の石炭火力 390 ユニット (計 74,914.95 MW) について分析した結果、単機 195~220 MW のユニットが全体の 40.9%を占める他、単機 100 MW 未満のユニットも 19.9%と多く、全体として単機容量が小さい。

運転中の石炭火力のほぼ全ユニットが亜臨界圧方式であるとしたが、同国 IPP 大手の

Adani Power Ltd.が建設中の Mundra 石炭火力（4,620 MW、Gujarat 州、2012 年 3 月に全機運開予定）において、5 号機～9 号機（660 MW×5）にエネルギー効率と環境への配慮の観点から超臨界圧方式（Super-critical technology）を採用しており、現地報道によれば 2010 年 12 月 23 日にこのうちの 1 つの号機が系統連係を開始した。また、Tata Power が建設する UMPP の Mundra 石炭火力（4,000 MW、Gujarat 州、2011 年 9 月に一部運開予定）においても、同じく超臨界圧方式を採用しており、こちらは単機容量が 800 MW（同国初）と更に大型化している。この他、NTPC が同国北東部の Bihar 州にて建設中の Barh2 石炭火力（660 MW×2）についても超臨界圧方式（Super-critical technology）が採用されており、超臨界圧方式の採用と単機容量の大容量化が見られる。

上記 2 点の特徴の他に、石炭火力のボイラならびに蒸気タービンの納入メーカーについての特徴がある。下図の通り、国営重電メーカーである BHEL 社（Bharat Heavy Electricals Ltd.）が 66.2%と圧倒的なシェアを占める。

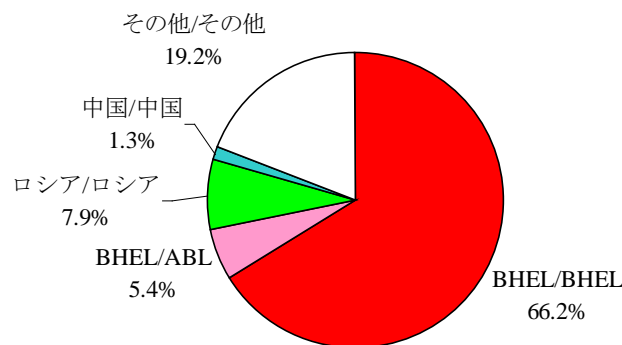


図 蒸気タービン/ボイラの製造納入メーカー（390 ユニット）

注）左：蒸気タービン、右：ボイラの製造納入メーカー

出所：Review of Performance of Thermal Power Stations 2008-09、CEA

現在、日本の重電メーカー大手 3 社は、同国での石炭火力発電の市場拡大を睨み、同国内の主要な重電メーカーとの合弁会社設立や技術提携等を行なっている。これら合弁会社の効果により、今後は超臨界圧方式や大規模容量の石炭火力ユニットが普及していくことが予想される。

表 重電各社のインドにおける提携内容他

	三菱重工	東芝	日立製作所
相手先	ラーセン・アント・トウブロ(L&T)	ジンダル・サウス・ウェスト(JSW)	BGR エナジーシステム
提携内容	合弁会社の設立 (L&T MHI ホイラー社) (L&T MHI タービン・ジェネレータ社)	合弁会社の設立 (東芝JSWタービン・発電機社)	合弁会社の設立 (BGR タービン社、BGRホイラー社)
設立時期	2007年4月(ホイラー社) 2007年11月(タービン社)	2008年9月	2010年8月
事業内容	火力発電所向け蒸気タービン・発電機 /ボイラーの製造・販売・サービス	火力発電所向け蒸気タービン・ 発電機の設計・製造・販売・サービス	火力発電所向け蒸気タービン・発電機 /ボイラーの設計・製造・販売・サービス等
出資比率	L&T MHI ホイラー社 L&T(印) 51%、MHI 49%、 L&T MHI タービン・ジェネレータ社 L&T(印) 51%、MHI 39%、 三菱電機 10%	東芝 75% JSWエナジー(印) 20%、 JSWスチール(印) 5%	BGRタービン社: BGR74%(印) 日立26% BGRホイラー社: BGR70%(印) 日立パワーコーポレーション30%
生産体制	L&T MHI ホイラー社(グジャラート州) 2010.6生産開始 L&T MHI タービン・ジェネレータ社(グジャ ラート州)2010.6生産開始	新工場(タミルナド州) 2011.1生産開始予定	新工場(タミルナド州) 2012年生産開始予定

出所：経済産業省資料

(2) 電源開発計画

a) 第 11 次電源開発計画

同国の電源開発計画は、1951年の計画経済体制への移行により5ヵ年ごとに策定されており、現在の電源開発計画は第11次(2007年4月～2012年3月)にあたる。

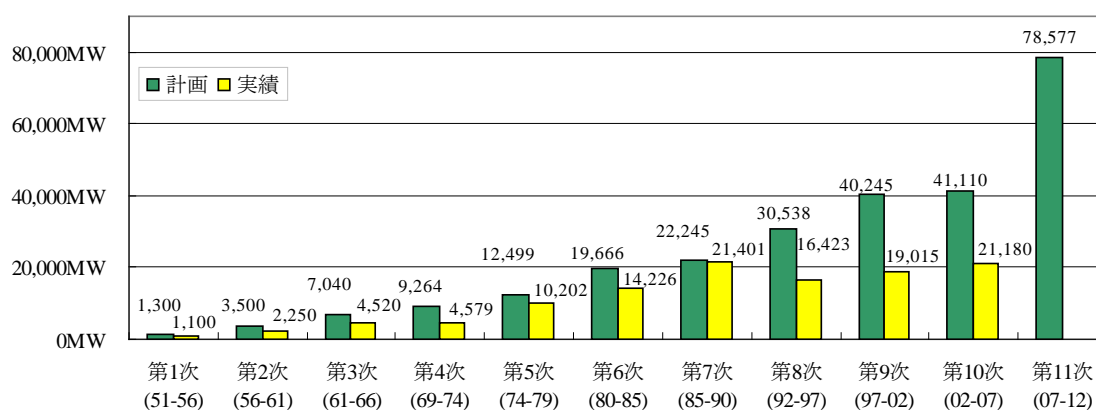


図 電源開発計画と実績

出所：White Paper on Strategy for 11th Plan、CEA、2007より作成

上図のとおり、第1次～第7次までは実績が未達ながらも計画との乖離は比較的少なかったが、第8次から第10次では計画の達成率がいずれも50%前後と大きく乖離している。この第10次の目標未達に関しては各種、分析が下記の通り成されている。

【原因と理由】

- 1) セクタ別で見ると、中央56.9%、州55.9%の達成率に対して、民間の達成率が27.1%

と低く、これが全体の達成率を引き下げる要因となっている。

- 2) 電源別で見ると、水力 54.8%、原子力 90.8%の達成率に対して、火力が 47.6%と低い。
また、火力の中でも特に石炭火力の達成率が悪く、プラント納入メーカーである BHEL (Bharat Heavy Electricals Ltd.) の製造可能容量の低さに起因する。

また、上記原因等を生むに至った背景として、

- 1) 電気事業者側（発注者側）の意思決定の遅さ（＝計画から着工に至るまでのスピードの遅さ）
- 2) 前項 1) に伴い発注者側からプラントメーカーへの費用支払いが遅れることに伴うメーカー側の保留キャッシュ悪化
- 3) 電気事業者側の厳しい品質要求による新規メーカー参入の事実上の規制
- 4) 特殊鋼などの原材料が不足
- 5) 高収入である IT 業界等への人材流出に伴う有望人材の不足等を挙げている。

更には、これらの原因等を踏まえた上で以下の教訓を導き出している。

【主な教訓】

- 1) 第 10 次において 21,180 MW を達成したが、第 10 次の初期において既に着手済みであった約 20,000 MW がこの達成のベースになっている。このことから、第 11 次においては、現在既に着手している 50,000 MW を除いて、2007 年 12 月までに残り 25,000 MW が着手している必要がある（第 11 次の目標は 78,577 MW）。
- 2) BHEL の製造能力拡大や、機器納入の遅れに伴うプロジェクトへの影響を適宜補償するシステムが必要である。
- 3) 多くの州は各州の電力需要予測よりも極端に少ない開発目標を掲げる傾向にある。州は、率先して電源開発に取り組む必要があり、また、国全体や州の経済成長を反映させた目標値に取り組むべきである。

CEA が 2010 年 12 月 30 日付けで発表したレポートに拠れば、第 11 次の期間内に 62,374 MW の運転開始が可能と見込まれており、達成率では 79.4%となる。しかし、完工リスクが存在することから、2012 年 3 月末（第 11 次の期限）を迎えるまでは予断を許さない。また、仮に無事運開を迎えても燃料を安定的に確保できるか否かもあり、楽観もできない。

なお、現時点での進捗状況を評価すれば、セクタ別では中央が達成見込率 53.5%と低迷している一方で、民間が達成見込率 184.0%と第 10 次の汚名を返上している。また、電源別では石炭火力が達成見込率 79.2%と善戦している。

表 第 11 次の期間内に運開が見込まれる設備容量 (2010 年 12 月末時点)

(単位 : MW)

		Hydro	Thermal				Nuclear	Total
			Coal	Lignite	Gas&LF	小計		
中央	運開済	1,150	5,730	125	740	6,595	660	8,405
	建設中	1,772	7,700	625	0	8,325	2,720	12,817
	小計(1)	2,922	13,430	750	740	14,920	3,380	21,222
州	運開済	2,579	8,820	325	976	10,121	0	12,700
	建設中	275	5,915	125	2,340	8,380	0	8,655
	小計(2)	2,854	14,735	450	3,316	18,501	0	21,355
民間	運開済	192	7,588	270	2,494	10,351	0	10,544
	建設中	2,269	6,138	810	36	6,984	0	9,253
	小計(3)	2,461	13,726	1,080	2,530	17,335	0	19,797
合計(1+2+3)		8,237	41,891	2,280	6,586	50,756	3,380	62,374
運開済小計		3,921	22,138	720	4,210	27,067	660	31,649
建設中小計		4,316	19,753	1,560	2,376	23,689	2,720	30,725

出所 : Summary of Likely Capacity Addition during 11th Plan, CEA

b) 第 12 次電源開発計画

第 12 次電源開発計画については、CEAより「Key Inputs for Accelerated Development of Indian Power Sector for 11th Plan & Beyond」なるレポートが発表されており、第 12 次の開発規模を約 82,200 MWとしており、年 8%より若干低い需要の伸びを想定している。82,200 MWの内訳は、水力 30,000 MW、火力 42,200 MW、原子力 10,000 MWであり、火力の比重を若干下げ、水力の比重を高める内容となっている。

なお、第 11 次において未達成が予想される 16,203 MW が、第 12 次の約 82,200 MW に上乘せされ、更には需要予測の変動が加味され、最終的には第 12 次の開発目標は 98,403 MW ± α (αは変動分) となる。

現在既に建設中で、第 12 次電源開発計画期間内に運開が見込めそうなものとして、CEAが以下の情報を公表している。これだけでは 98,403 MW ± α から見て約 40,000 MW 不足しているため、第 12 次の計画策定時には約 40,000 MW のプロジェクトが新たに選定されることとなる。

表 第 12 次電源開発計画期間内に運開が見込まれる設備容量 (建設中)

	Hydro	Thermal	Nuclear	Total
中央	5,372MW	8,526 MW	700 MW	14,598 MW
州	455 MW	11,240 MW	0	11,695 MW
民間	620 MW	31,770 MW	0	32,390 MW
合計	6,447 MW	51,356 MW	700 MW	58,653 MW

出所 : Projects under Construction for Likely benefits during 12th Plan, CEA

上表の通り、民間による火力プロジェクトの比重が高いが、これは以下の UMPP や大型火力（計 27,520 MW）によるものである。

表 第 12 次電源開発計画期間内に運開が見込まれる UMPP 他の大型 IPP 火力（建設中）

プラント名	民間事業者	州	設備容量
Mundra Unit3-5(UMPP)	TATA Power	Gujarat	2,400 MW
Sasan Unit2-6(UMPP)	Reliance	Madhya Pradesh	3,300 MW
Krishnapattam Unit1-4(UMPP)	Reliance	Andhra Pradesh	4,000 MW
Bara	Prayagraj PGCL	Uttar Pradesh	1,980 MW
Essar Power Salaya	Essar Power	Gujarat	1,200 MW
Essar Power Mahan	Essar Power	Madhya Pradesh	1,200 MW
Nigri	JP	Madhya Pradesh	1,320 MW
Raigarh STPP PH-3 Unit1-4	JINDAL Power	Chattisgarh	2,400 MW
Elena Power Nasik	ELENA Power	Maharashtra	1,350 MW
Elena Power Amravati	ELENA Power	Maharashtra	1,350 MW
Jhajjar TPP	CLP Power	Haryana	1,320 MW
Malibrahmani TPP	MONET Power	Orissa	1,050 MW
Derang TPP	JITPL	Orissa	1,200 MW
Kamlanga TPP	GMR Energy	Orissa	1,050 MW
Coastal Energen TPP, Tuticorin	COASTAL Energy	Tamil Nadu	1,200 MW
Balco Unit1-4	STERLITE	Chattisgarh	1,200 MW

注 1) UMPP ならびに民間開発による 1,000MW 以上の大型火力を記載

注 2) 設備容量は第 12 次計画内に運開する分のみ

出所：Projects under Construction for Likely benefits during 12th Plan, CEA

また、2010 年 7 月に国会にて承認された「Mid Term Appraisal for 11th Five Year Plan(2007-2012)」に拠れば、同国政府は第 12 次期間内に開発する設備容量の半分以上を、エネルギー効率の高い超臨界圧方式（石炭火力）とする戦略を持っており、近い将来その条件整備（方針）が成されることとなっている。

(3) 小売り料金

小売り料金は、各州の電力規制委員会（SERC）による認可（Tariff Order）により、配電会社毎に設定される。同国の小売り料金（電気料金）の一般的な特徴として、平均小売り収入が平均供給コストを下回ること（＝逆ザヤ）が挙げられる。2009 年度（推定値）において、平均供給コスト 428.99 Paise/kWh（＝約 9.44 セント/kWh）に対し、平均小売り収入 338.32 Paise/kWh（＝約 7.44 セント/kWh）と、電気を売るに従い 90.68 Paise/kWh（＝約 2.00 セント/kWh）の損失が累積する料金構造となっている。

供給コストが小売り収入を上回るのは、送配電ロスの高さ（2007 年度で 27.2%）、メータ未設置や従業員の低モラルによる料金回収率の低さ、盗電等がその原因である。また、この逆ザヤは州電力セクタ（SEB）の経営を圧迫し、州政府からの補助金（Subsidy）により

その損失を穴埋めするという、補助金依存の事業経営が恒常化していた。そのため、各 SEB は新規電源開発を行なう十分な資金余力もなく、また同時にオフテーカーとしても不適合であり、民間 IPP が進展しないという悪循環に陥っていた。

(4) 主要発電事業者等へのヒアリング結果

①電源開発計画

- ・今後 10 年間についても、電源開発の中心は石炭火力。
- ・CEA が公表している第 11 次 5 カ年計画では 2011 年度までに約 78,700 MW の開発を予定している（中心は石炭火力）。
- ・2010 年～2011 年にかけて漸く SC が運開を開始した段階であり、数年間は SC 中心の開発。
- ・USC については 2016～2017 年頃の運開を見通し。

②調達方針

- ・日本製品（ボイラ、タービン）の品質は高く、関が心ある一方で、中国や韓国、インド製と比較すると割高という印象。
- ・多くの企業が初期投資額を判断基準に調達しており、現時点では中国や韓国製を採択。但し、一部の企業では長期的視野にたった調達方針を持っている。

③JV 設立の可能性

- ・多くの事業者がいずれの日系事業者との JV 設立にはオープンである。

④2 国間枠組みへの期待

- ・Adani Power が石炭火力発電プロジェクト（技術：SC）を CDM 登録させるなど、CDM について知見を有する事業者も複数存在（特に、民間事業者）。当該事業者は CDM の課題も認識しており、2 国間枠組みについて期待するコメントあり。
- ・CDM と 2 国間枠組みの違い、2 国間枠組みのメリットについて定量的な評価が必要。
- ・対象を高効率石炭火力の導入に限定せず、幅広く検討して欲しい。

(5) MRV 方法論の検討

a) ベースライン・シナリオの特定

ベースライン・シナリオは常に、提案中のプロジェクトが無かった場合に生じると仮定される GHG 排出量及び除去量の仮説的シナリオである。プロジェクトがベースライン・シナリオとならないことを確実にするため、プロジェクト提案者は、プロジェクト計画中、提案中のプロジェクトを潜在的ベースライン・シナリオの一つとして検討するのが得策といえる。

多数のベースライン・シナリオの定量化は予測的な性格が強いため、GHG 排出量を過大評価する恐れがある場合には、異なるアプローチが必要である。GHG 排出量に関して、あり得るベースライン・シナリオをすべて検討した上で、ベースライン適用期間を通じ、幅広い仮定について起こり得るものをベースライン・シナリオとして選択すべきである。ベースライン・シナリオの選択には、通常、ベースライン方法論が用いられる。シナリオの中から採用されるのは通常、完全性、一貫性、透明性及び妥当性を同等に満たす慎重なシ

ナリオである。ベースライン・シナリオは、プロジェクトと同じ期間を対象とすべきである。

以下で、インドにおける大規模発電を実施する場合のベースライン・シナリオの特定を行う。

表 ベースライン・シナリオの特定

ベースライン案	説明
① 亜臨界石炭火力発電が今後も利用される	想定規模と同等の出力を供給可能な発電所として亜臨界技術が導入される。この選択は、全ての法律及び規制を遵守しているだけでなく、コスト競争力が最も高く、既存技術は成熟しており、かつ運転実績、経験も長い。
② 天然ガス火力発電所の導入	想定規模と同等の出力を供給可能な天然ガス火力発電所が導入される。この選択は、全ての法律及び規制を遵守している。一方、インドにおける天然ガス供給は不足していると同時に、長期の天然ガス価格が不安定かつ割高であることから、政策的な導入後押しが無いと、積極的な導入は難しい。
③ ディーゼル、石油、ナフサを用いた発電所の導入	想定規模と同等の出力を供給可能なディーゼル／石油／ナフサを用いた火力発電所が導入される。この選択は、全ての法律及び規制を遵守している。しかし、これらの燃料を利用した場合、高い運転コストの障壁に阻まれる。インド国内におけるディーゼル火力の導入実績は非常に少ない。
④ 再生可能エネルギーを利用した発電所の導入	水力、風力、バイオマスなどの再生可能エネルギーを利用した発電所の建設シナリオが想定される。このオプションの場合、GHG 排出は無く、全ての法律及び規制を遵守している。しかし、想定規模の発電所を小規模な水力、風力、バイオマスなどを利用して建設することは、技術的かつ経済的な視点から Feasible とは言えない。さらに、再生資源を利用した発電は、通常ピークカットを目的に建設されることも多く、ベース電源として考えるのに相応しくない。
⑤ SC、USC 石炭火力発電所の導入	想定規模と同等の出力を供給可能な発電所として超臨界／超々臨界石炭火力発電所亜臨界技術が導入される。超臨界石炭火力発電所の導入が漸く始まってきた段階である。亜臨界と比較して初期建設コストが高く、導入技術を利用した運転経験が浅い、もしくは無い。このため、これらのリスクを加味しての導入となり、亜臨界と比較して、導入バリアーが大きい。
⑥ 原子力発電所の導入	原子力発電所が導入される場合、非常にわずかの GHG 排出に留まる。また、法律及び規制を遵守している。しかし、現行の the Atomic Act によれば、同技術は、政府および政府保有の一部の会社(NPC)のみが行うことができる。このため、一般企業が原子力発電所を導入することはできない。
⑦ 国外からの電力輸入	電力の輸入は、全ての法律及び規制を遵守している。一方、

ベースライン案	説明
	大規模な電力輸入については、系統設備が十分に整っていないこと、周辺国との系統の統合が行われていないことの影響を受ける。電力輸入は、インドの電力不足を満たすのに十分な量を供給できず、現実的かつ信用可能な代替オプションではない。

経済的な魅力および技術的な課題を考慮すれば、現時点でのベースライン・シナリオは亜臨界石炭火力が導入されることになる。ただし、対象としている発電プロジェクトのプロジェクト期間が長いこと、および今後技術導入が進む可能性があることを想定すると、将来的にベースライン・シナリオの再検討が必要になる可能性もある。

b) ベースライン排出係数の考え方

新設の場合、ベースライン排出係数は、石炭火力発電（亜臨界）と Grid 排出係数の小さい方を想定する。インドでは、CEA が CDM 規則に則り Grid 排出係数を毎年公表しているため、CEA が公表する Grid 排出係数を使用することを想定する。Grid 排出係数は、既設の火力発電所によって構成される Grid が、新設の高効率石炭火力発電所によって代替されるとの考えから、Combined Margin ではなく Operating Margin とし、2008-09 の Grid 排出係数（OM）は、**1.01 tCO₂/MWh**（インド全域）を選択する。

OM は Grid 連係している既存プラントの平均 CO₂ 排出係数であり、CDM プロジェクトによる電力供給によって代替される可能性が高い電源から構成される（もしくは Grid の電力消費量を削減する）。Simple OM は、いわゆる低コストもしくは Must-Run 電源を除いたものである。インドでは、水力及び原子力をこれに該当するとして除いて算出している。それゆえ、OMは、全ての火力発電所による正味発電電力量で総 CO₂ 排出量を割った値として算出される。

▼ 新設における電力排出係数の考え方

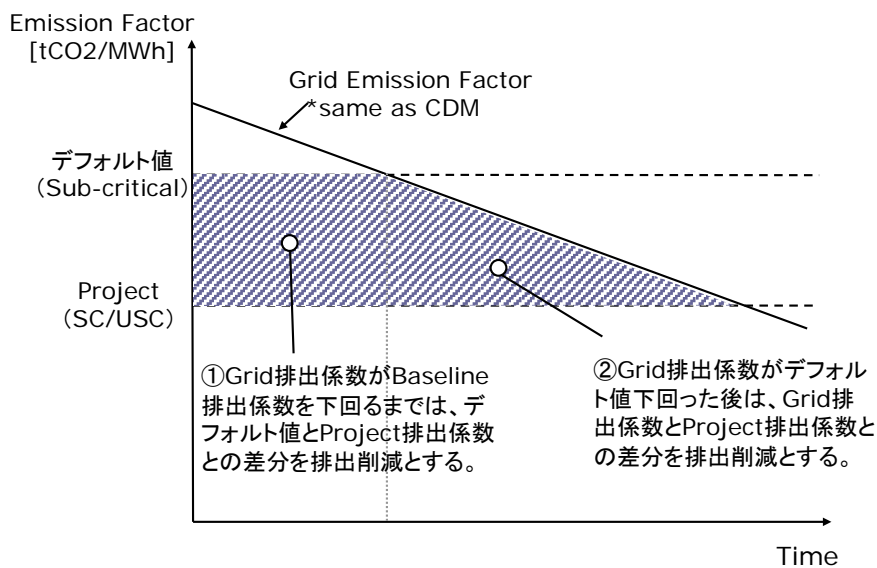


図 ベースライン排出係数の考え方（新設）

一方、リプレースの場合のベースライン排出係数は既存発電プラントの想定稼働期間までは既存石炭火力発電（亜臨界）の係数を想定する。以降は Grid の排出係数を用いる。容量の拡大を伴うリプレースの場合、拡大部分については最初から Grid 排出係数をベースライン排出係数とする。Grid 排出係数については、先述のとおり CEA 公表値を使用することを想定する。

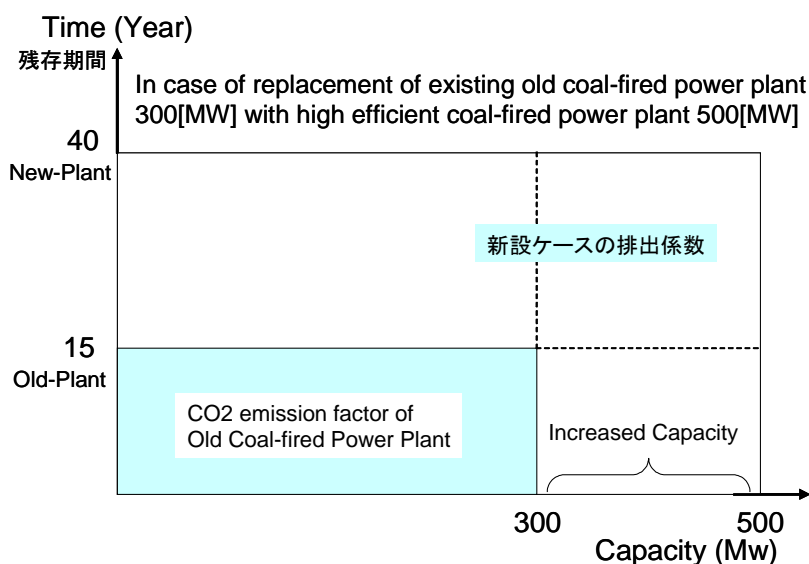


図 容量拡大の考え方（新設）

▼ リプレースにおける電力排出係数の考え方

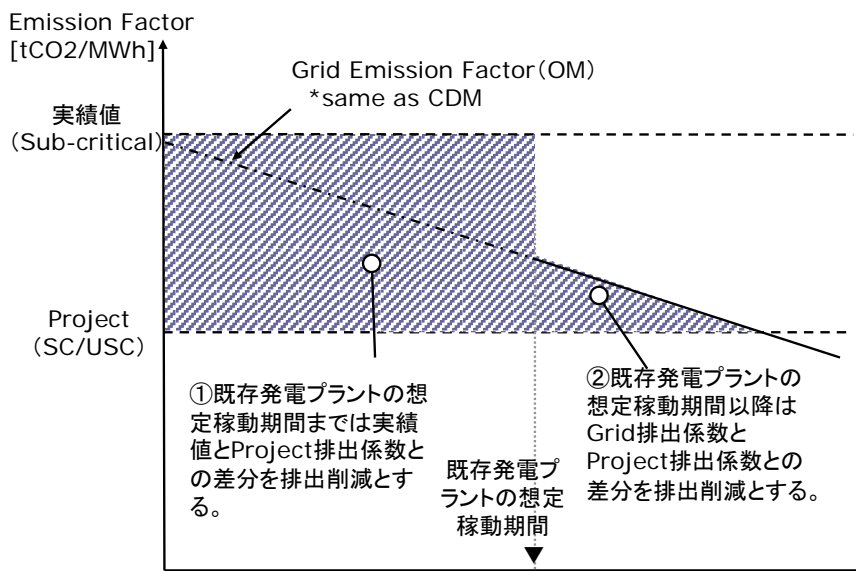


図 ベースライン排出係数の考え方（リプレース）

(6) 排出削減量

a) プロジェクト排出量

下式により、プロジェクト排出量を計算する。

$$PE_y = \left[\sum_i FF_{i,y} \times NCV_{i,y} \right] \times EF_{FF,CO_2}$$

- PE_y = y年のプロジェクト排出量 (tCO₂/y)
 $FF_{i,y}$ = y年に燃料種別iがプロジェクトプラントで燃焼された量 (mass or volume unit/y)
 $NCV_{i,y}$ = y年の燃料種別iの加重平均正味熱量 (GJ per mass or volume unit/y)
 i = y年にプロジェクトプラントで利用された化石燃料種別
 EF_{FF,CO_2} = プロジェクト及びベースラインで利用される化石燃料種別のCO₂ 排出係数 (tCO₂/GJ)

b) ベースライン排出量

下式により、ベースライン排出量を計算する。

$$BE_y = EG_{PJ,main-EF,y} \times EF_{BL,CO_2}$$

$$EG_{PJ,main-EF,y} = EJ_{PJ,y} \times \left[\frac{\sum_p (FC_{p,y} \cdot NCV_{p,y})}{\sum_p (FC_{p,y} \cdot NCV_{p,y}) + \sum_q (FC_{q,y} \cdot NCV_{q,y})} \right]$$

- BE_y = y年のベースライン排出量 (tCO₂/y)
 $EG_{PJ,main-EF,y}$ = y年の主要化石燃料を利用してプロジェクトから生成される正味発電電力量 (MWh/y)
 $EG_{PJ,y}$ = y年にプロジェクトプラントで発電された正味電力量 (MWh)
 EF_{BL,CO_2} = ベースライン排出係数 (tCO₂/MWh)
 $FC_{p,y}$ = y年にプロジェクトプラントで消費された燃料種別pの総量 (Mass or Volume unit)
 $NCV_{p,y}$ = y年のプロジェクトプラントによって消費された燃料種別pの平均正味熱量 (GJ per mass or volume unit/y)
 $FC_{q,y}$ = y年にプロジェクトプラントで消費された燃料種別qの総量 (Mass or Volume unit/y)
 $NCV_{q,y}$ = y年のプロジェクトプラントによって消費された燃料種別qの平均正味発熱量 (GJ per mass or volume unit/y)
 p = プロジェクトプラントで利用された主要な化石燃料種別
 q = プロジェクトプラントの補助燃料、スタートアップ時の使用目的で利用された化石燃料種別

c) 排出削減量

上記プロジェクト排出量およびベースライン排出量との差分から排出削減量を計算する。

(7) ケーススタディ

インド石炭火力発電分野のプロジェクトに関する事業性を評価する。

財務条件はインドの国内法を遵守したものとし、その他プロジェクト条件は、インドにおける他の案件情報等を元に設定する。ベースラインとプロジェクトケースにおける主な違いは建設コスト、O&M コストおよび発電効率である。

なお、建設コスト、O&M コストはインド電力関係者へのヒアリング結果等を集約した文献資料に基づいたものであり、特定のサイトを想定せず、またインドのコストに基づいていることに留意が必要である。特定のプロジェクトを想定した場合の事業性評価については、その前提条件に基づき改めて計算する必要がある。

a) ケース A (660 MW、SC)

プロジェクトケースにおける IRR は 12.8%と推計される。

同様の条件で亜臨界圧石炭火力発電所を建設する場合、プロジェクト IRR は 14.7%となり、超臨界圧の場合と比較して高くなることが分かる。これは、超臨界を導入することによる高効率化の効果（石炭消費量の減少）とコスト増（初期投資、O&M）を比較した場合、コスト増の効果の方が大きいことを意味している。

一方、CDM 同様に毎年の削減量に応じて CO₂ クレジットが創出される場合を想定すると、下図の通り CO₂ 価格に応じてプロジェクト IRR が向上する。本ケースにおいてベースライン・シナリオと設定した亜臨界圧の新設プロジェクトと同様の IRR を得るためには、数十 US ドル/tCO₂ 程度の価格設定が必要であることが分かる。また、CDM とは異なる制度を想定し、25 年分の CO₂ クレジット収益が初期投資を押し下げると仮定すると、より安価な CO₂ 価格でベースラインと同様の IRR が実現されることになる。

b) ケース B (1,000 MW、USC)

上記前提条件に基づくプロジェクトケースにおける IRR は 13.1%と推計される。

同様の条件で亜臨界圧石炭火力発電所を建設する場合、プロジェクト IRR は 15.5%となり、超々臨界圧の場合と比較して高くなることが分かる。これは、超々臨界を導入することによる高効率化の効果（石炭消費量の減少）とコスト増（初期投資、O&M）を比較した場合、インドではコスト増の効果の方が大きいことを意味している。

CO₂ クレジットについては、上記ケースと同様の効果が得られることが示された。

(8) 削減ポテンシャル

インド石炭火力発電分野において USC 導入による削減ポテンシャルを評価する。

USC 導入は本調査におけるヒアリングの結果、初号機が 2017 年以降の導入になると想定されるため、本シナリオにおいても 2017 年以降の USC 導入を想定する。ベースとなる将来

の発電量は WEO 2010 が示す値とする。

本前提条件の下では、2035 年までの累積で 11.2 億 tCO₂、年平均で 6,200 万 tCO₂/y の排出削減量が試算される。

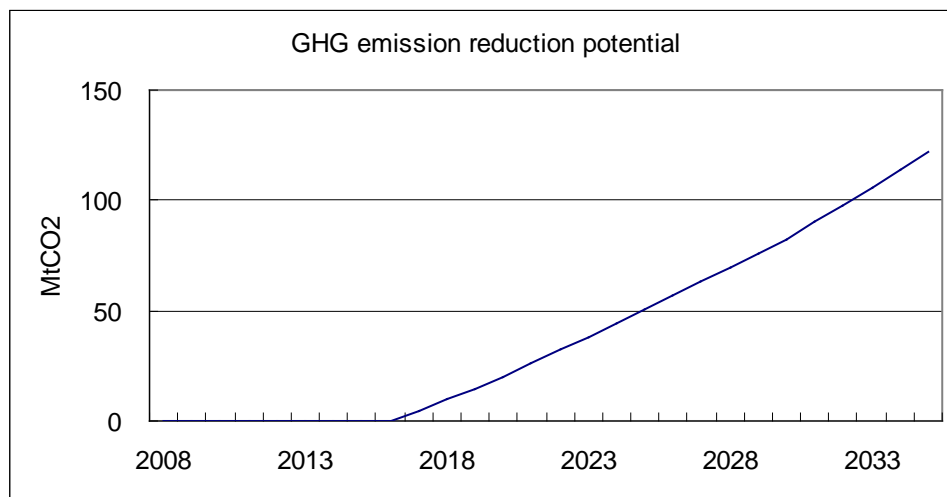


図 年間削減量の推移

表 削減ポテンシャル試算結果

	削減量
累積削減量 (2017-2035)	1,119 MtCO ₂
平均削減量 (2017-2035)	62 MtCO ₂ /yr

(9) まとめ

CEA、発電事業者との面談および提供された資料により、新設石炭火力発電所への高効率技術普及に加え既存石炭火力発電所の省エネポテンシャルが大きいことが明らかとなった。新設については今後大型プロジェクトが順次開発される計画があり、日本技術および資金に対する大きなニーズがある。一方、省エネ対策については、急激な電力需要の増加に対応するために、資金が新設発電所に集約され、資金が回っていないことも明らかとなった。このため、省エネ対策については、技術の提供はもちろんのこと資金供給ニーズの方が高い印象である。

また、発電事業者から数多く挙げられたコメントが、Bilateral Carbon Credit Scheme と CDM との違い、および Bilateral Carbon Credit Mechanism の利点に関するものである。CDM の国連登録までに要する時間や、エビデンス提供などの作業負荷に加え、取引価格についての質問を多く受けた。とりわけ、初期投資額削減に直接貢献するクレジット対価の前払い金についての関心は高く、ニーズも大きいことが分かった。

今後、JBIC、NEXI、JICA 等による資金支援の活用を想定した日本技術の導入も想定してスキーム構築を検討していく必要がある。