NRI

平成 28 年度 質の高いエネルギーインフラシステム海外展開促進事業

インド・電力事業環境に関する調査

報告書

平成 29 年 2 月

株式会社 野村総合研究所

はじめに

経済のグローバル化によって、世界の成長センターであるアジアの動向は欧米を含む先進国や資源国を含む新興国の経済に大きな影響を及ぼしている。中でもインドは、2030 年までに人口で中国を抜くと見られており、その大きなポテンシャルを開花させつつある。

他方で、インドは高い経済成長が故に、エネルギー需要も急速に増加している。国や州の発電公社による発電に加え、外資を活用した IPP の参入を促進する必要があるが、燃料費の変動を買電価格に転嫁できない、州政府による買取保証がつかない等、事業者側の負うリスクが大きく、事業に当たっての障壁となっている。また、インドにおいては 2022 年までに 175GW の再生可能エネルギーの導入する計画がある。変動が大きい再生可能エネルギーを大量に導入するに当たっては、系統の安定化に向けた対策を行っていく必要がある。このようにインドにおいては、安定的な電力供給のため電力事業環境の改善が大きな課題となっている。

本事業においては、インドにおける電力事業環境について政策課題を抽出し、改善するための対応策を提示することにより、インドにおける安定的な電力供給に貢献するとともに、我が国企業の事業展開に伴うインフラ輸出につなげることを目的として実施した。
具体的な内容は以下のとおりである。

まず、第 1 章では、火力 IPP 事業にかかる各種事業環境を整理し、改善に向けた課題を抽出した。また、火力 IPP 事業の将来的な事業領域として想定されるガストゥパワー事業（LNG 受入基地とガス火力発電所のパッケージ事業）の事業環境を整理した。

第 2 章では、インドにおける系統の運用やその法制度についての現状を把握し、整理、改善に向けた課題を抽出した。

最後に、第 3 章では、第 1 章、第 2 章を踏まえインド側に提示するための具体的な政策案をリスト化した。

目次

I　IPP 事業に関する事業環境の分析 1
1.　インドの電気事業制度 1
2.　インドの電源構成と IPP 市場の動向 2
2.1.　電源構成 2
2.2.　電力の取引 4
2.3.　UMPP 5
2.4.　外資の参入動向 8
2.5.　IPP の経営状況 11
3.　IPP 市場の課題 13
3.1.　低設備利用率のリスク 14
3.2.　燃料供給リスク 14
3.3.　DISCOM の与信リスク 16
3.4.　燃料価格の変動リスク 19
3.5.　為替リスク 20
4.　ガストゥパワーの事業環境 20
4.1.　ガスの需給・価格 20
4.2.　ガスの分配政策 23
4.3.　ガスインフラとガス火力の立地 24
4.4.　LNG ターミナル 24
4.5.　ガス火力の現状 25
4.6.　今後のガス火力の位置づけ 27
4.7.　ガストゥパワーの可能性 29
II　系統安定化に関する事業環境分析 31
1.　インドの系統安定度に関する現状 31
1.1.　停電 31
1.2.　再生可能エネルギーの出力抑制 33
2.　系統安定化政策 36
2.1.　UI メカニズム・DSM 36
2.2.　周波数調整 39
2.3.　アンシラリーサービス 41
3.　系統安定化に関する問題の整理と課題設定 46
III　政策リスト 47
1.　IPP 制度 47
2.　系統安定化 48

I　IPP事業に関する事業環境の分析

1.　インドの電気事業制度

インドでは、ナラシンハ・ラオ首相およびマンモハン・シン財務大臣のもとで、1991 年 7 月に発表された経済改革を契機として、電力改革が行われた。

電力改革では、それまで州の公的機関が独占的に提供されてきた電力サービスについて、電力法および電力供給法の改正等を通じて、民間企業の参入が認められるようになった。

まず、1991 年には発電部門、1998 年には送電部門に民間の参入が認められた。さらに 2003 年には、SEB の分割、水力発電を除く発電部門でのライセンス制の廃止、送電・配電系統へのオープンアクセスの実施、内部相互補助の削減と撤廃、電力取引の許可、地方電化の促進、検針の徹底、不法な盗電の取り締まり強化などが行われた。

このように、インドでは過去 15 年程度で、電力への民間開放が急速に進められた。

図表 I-1　インドの IPP 制度の経緯

1991 年	電気（供給）法改正、発電部門自由化。
2003 年	2003 年電力法改正、発電部門（自家発電を含む）に係るライセンスを原則廃止、自由化。

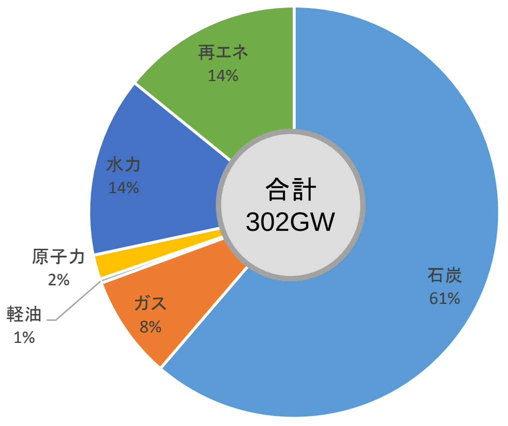
出所）海外電力調査会資料より作成

2. インドの電源構成とIPP市場の動向

2.1. 電源構成

インドの発電所の発電能力は約 302GW（2016 年 3 月末）となっており。そのうち 61%を石炭火力が占める。

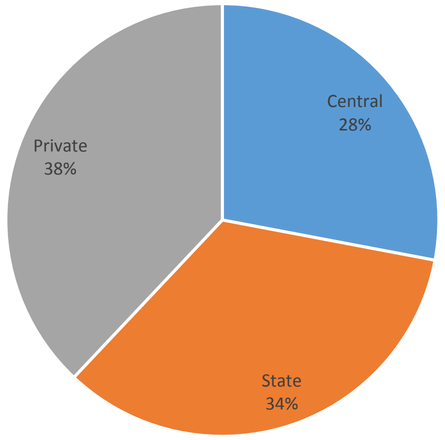
図表 I-2 技術別発電構成比（2016 年 3 月末）

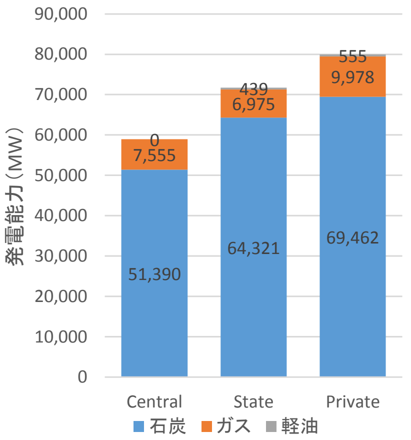


出所）CERC ”ALL INDIA INSTALLED CAPACITY (IN MW) OF POWER STATIONS (As on 31.03.2016)”

火力発電所に注目し所有構成比を見ると、IPP（Private）は 38%、約 80GW を占めている。それ以外に、中央政府（Central）、すなわち国営の火力発電公社（NPTC）等が 28%、約 59GW、州政府（State）が 34%、約 72GW を所有している。

図表 I-3 火力発電所の所有構成比、技術別発電能力（2016 年 3 月末）



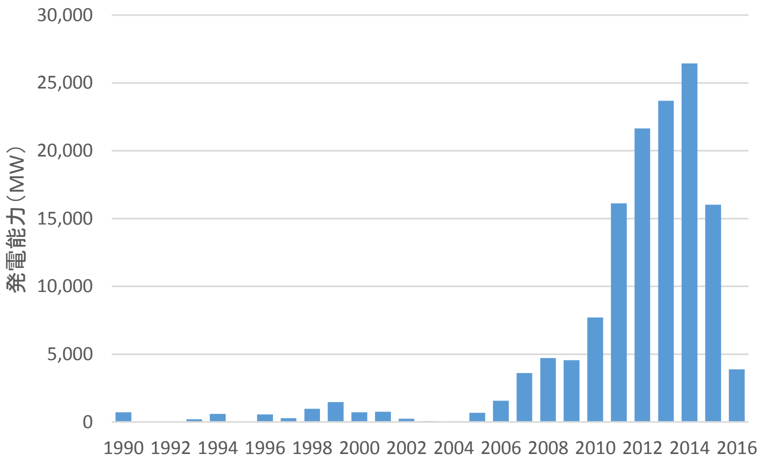


出所）CERC”ALL INDIA INSTALLED CAPACITY (IN MW) OF POWER STATIONS (As on 31.03.2016)”

IPP の火力発電所の発電能力の推移をみると、多くの IPP が 2000 年代後半、特に 2010 年以降が多くを占めることがわかる。

そのため、後述するとおり、IPP 市場の歴史も浅く、制度環境も過渡期にあるといえる。

図表 I-4　IPP（火力）の発電能力の推移



注 1）NTPC を除く

注 2）データベースの特性上、網羅性があるわけではない。

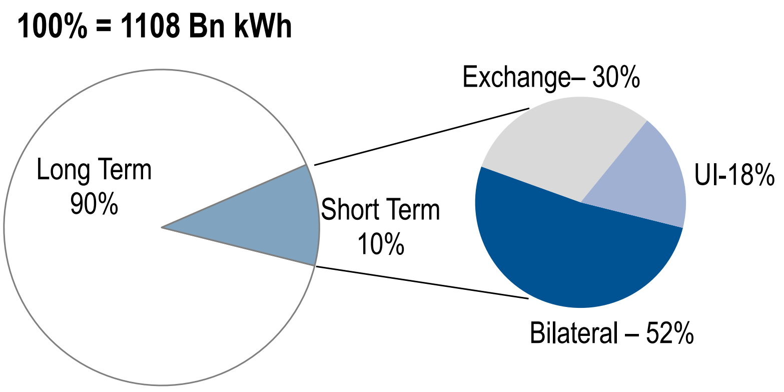
出所）McCoy レポートより作成

2.2. 電力の取引

インドの IPP の電力の販売には、4 種類の方法がある。

PPA（Power Purchase Agreement）による長期契約、短期の相対取引、取引所取引、UI メカニズム（Unscheduled Interchange Mechanism）による取引である。90%を PPA による長期契約が占める。UI メカニズムは、日本でいうインバランス制度に基づく取引にあたる。

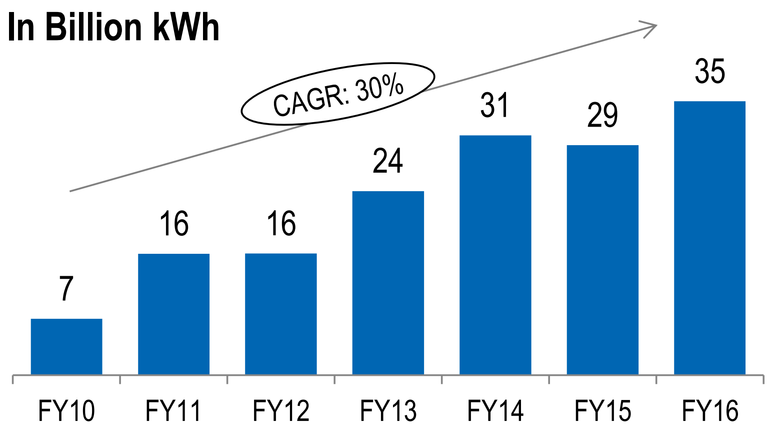
図表 I-5 電力取引の構成比（2015-16）



出所）CERC Report titled “Report on Short-term Power Market in India: 2015-16”

取引所としては、2008 年 6 月に IEX（Indian Energy Exchange）が、同年 10 月に PXIL（Power Exchange India Limited）が運営を始めている。取引所での取引量は増加傾向にあるが、取引されている絶対量は 2016 年時点で約 350 億 kWh と限定的である。

図表 I-6 取引所取引での取引量



出所）CERC Report titled “Report on Short-term Power Market in India: 2015-16”

2.3. UMPP

UMPP（Ultra Mega Power Project）とは、2005 年度にインド政府が 2022 年までに 100GW の火力発電所を新設し、国家の電力需給を大きく改善し、電力を低廉な価格で供給することを目的とした IPP プロジェクトである。

当初、4GW のプロジェクト、16 件が計画された。

16 件のうち 4 件のみが落札済み、うち 2 件が運開済みだが、各種問題が発生して遅延（石炭の供給の問題、コストオーバーラン等）、残る 2 件も土地の収用、環境認可でとん挫するなど、進捗は思わしくない。

そのため、インド政府は、UMPP を推進する制度改正を検討している。新制度の変更ポイントは以下のとおりである[1]。

- プロジェクトは、超臨界（SC）の技術を活用し、高効率にする
- 当初の DBFOT（Design-Build-Finance-Operate-Transfer）から、BOO（Build-Own-Operate）のスキームにする
- 重要な土地収用を政府の責任とする（入札前に一定の土地を収用）
- 政府が環境認可を促進する
- 外国為替および燃料価格変動をパススルーすることを認める

なお、落札案件は以下のとおり。

図表 I-7　落札済み案件

プロジェクト	州	立地	利用炭	出力	備考
Mundra	グジャラート	沿岸	海外炭	800×5	2012 年 4 月に 1 号機運開
Sasan	マディヤプラディシュ	内陸	国内炭	660×6	2013 年 3 月に 1 号機運開
Krishna-patnam	アンドラプラデシュ	沿岸	海外炭	800×5	
Tilaiya	ジャルカンド	内陸	国内炭	660×6	

出所）海外電力調査会 “海外諸国の電気事業　第 2 編　2015 年版”

以下に、Mundra、Krishnapatnam の入札について示す。入札は CERC 以下の 2 ステップで行われた。

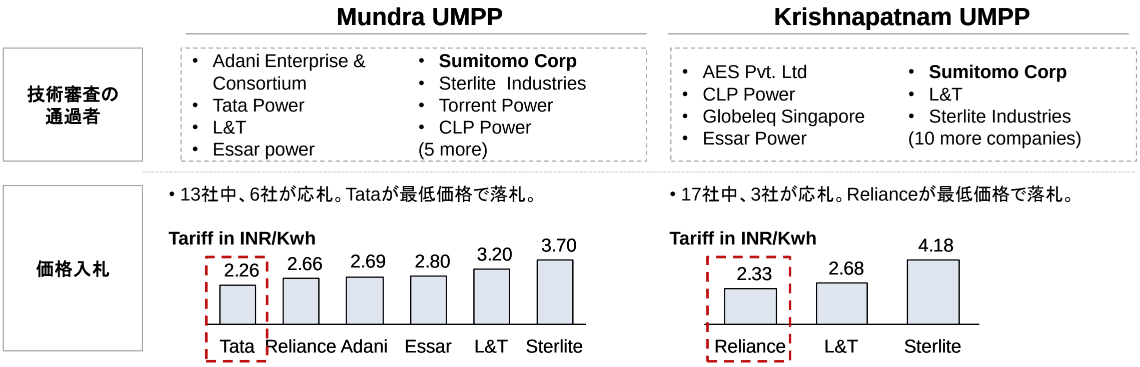
STEP1　技術審査　　技術的能力、過去の経験などが評価された。Mundra、Krishnapatnam

[1] IEEFA "India's Questionable Ultra Mega Power Plants"

	それぞれ 13 社、17 社が通過。
STEP2　価格入札	数社のみが参加、最低価格を提示した入札者が落札。日本からは住友商事が、Mundra および Krishnapatnam の UMPP プロジェクトの入札に参加し、技術審査を通過していたが、価格入札には参加しなかった。

結果、Mundra は Tata、Krishnapatnam は Rliance が落札した。落札価格はそれぞれ 2.264 INR/kWh、2.333 INR/kWh と、極めて低価格な結果となった。

図表 I-8　Mundra および Krishnapatnam の入札参加企業と応札価格



出所）CERC order on Adoption of Tariff for supply of electricity from Mundra UMPP; News Article, “Reliance Power bags Krishnapatnam UMPP” The Business Standard, November 2007

各 UMPP プロジェクトの現状を示す。

図表 I-9　落札済みの UMPP プロジェクト

No	プロジェクト	立地	ステータス
1	Sasan UMPP (6x660 MW)	Sasan in District Singrauli. Madhya Pradesh	2007 年 8 月 7 日に Reliance Power Ltd.が落札。運開済み。（落札価格　：1.196INR/kWh）
2	Mundra UMPP (5x800 MW)	Mundra in village Tundawand in District Kutch, Gujarat	2007 年 4 月 24 日に Tata Power Ltd.が落札。運開済み。（落札価格：2.264INR/kWh）

No	プロジェクト	立地	ステータス
3	Krishnapatnam UMPP (6x660 MW)	Krishnapatnam in District Nellore, Andhra Pradesh	2008年1月29日にReliance Power Ltd.が落札。 事業者は、サイトにおける作業を中止、インドネシアの石炭のプライシングを要求。オフテーカー側は中止を通知。現在係争中。 （落札価格：2.333INR/kWh）
4	Tilaiya UMPP (6x660 MW)	Near Tilaiya village in Hazaribagh and Koderma Districts, Jharkhand	2009年8月7日にReliance Power Ltdが落札。事業者は、2015年4月28日にPPA契約の中止を通知。ジャルカンド州政府が事業者に土地を譲渡していないことを訴えている。 （落札価格：1.77INR/kWh≒2.7円/kWh）

出所） Lok Sabha Q&A, dated 10 March 2016

図表 I-10 今後入札が想定されているUMPPプロジェクト

No	プロジェクト	立地	ステータス
1	Bedabahal Odisha	Bedabahal in Sundergarh District.	標準入札書類が完成次第、入札を実施する予定。
2	1st additional UMPP in Orissa	Bijoypatna in Chandbali Tehsil of Bhadrak district for coastal location	サイトが特定されている。
3	2nd additional UMPP in Orissa	Narla & Kasinga sub division of kalahandi District for inland location	サイトが特定されている。
4	Chhattisgarh UMPP	Near Salka & Khameria villages in District Surguja	石炭省が、2015年4月8日付の書簡において、暫定的に石炭の割り当てを推奨。
5	Cheyyur UMPP, Tamil Nadu	Village Cheyyur, District Kancheepuram.	標準入札書類が完成次第、入札を実施する予定。
6	2nd Tamil Nadu UMPP	サイト未定	CEAの2015年1月22日の書簡で、TANGENDCO（タミルナドゥのDISCOM）に代替サイトの設定を要望。

No	プロジェクト	立地	ステータス
7	Deoghar (2nd Jharkhand) UMPP	Husainabad, Deoghar Distt	運営の SPV である Deoghar Mega Power Ltd およびインフラのSPVであるDeoghar Infra Limited がそれぞれ2012年4月26日、2015 年 6 月 30 日に設立。電力大臣が石炭大臣に 2016 年 2 月 24 日に代替となる適切な石炭の割り当て、その Geological Report（GR）を依頼。
8	2nd UMPP in Gujarat	サイト未定	2016 年 1 月 12 日に、CEA と PFCCL のチームが、グジャラート州がサイト候補として特定した Gir Somnath 地区を UMPP の設置の可能性の調査のために訪問。
9	Karnataka	State identified in Niddodi village of Mangalore taluka Dakshina Kannada District.	CEA がカルナタカ州政府に Mangalore taluka Dakshina Kannada 地区に関してサイト調査報告書を提出、サイトの課題を強調し、解決を要望。
10	Maharashtra	サイト未定	最終的なサイトが特定されていない。
11	Bihar	Kakwara in Banka Distt	石炭省が暫定的に Pirpainti/ Barahat の石炭の割り当てを推奨。インフラの SPV である Bihar Infrapower Limited と運営の SPV である Bihar Mega Power Limited がそれぞれ 2015 年 6 月 30 日、同年 7 月 9 日に設立された。
12	UMPP in Uttar Pradesh	Distt. Etah	2015 年 7 月 21 日の電力秘書官、エネルギー秘書官、UP 州政府の会合で、Etah 地区のサイトが特定された。

出所） Lok Sabha Q&A, dated 10 March 2016

2.4. 外資の参入動向

インドの火力発電市場は、インド国内のプレーヤーが多くを占め、外資系のプレーヤーの参入は限られている。

例えば、2014 年以降運開した火力発電所のマジョリティ・スポンサーを見ると、外資系に持つプロジェクトとしては、シンガポールの Sembcorp がアンドラ・プラディッシュ州に 2.6GW の発電所を持っている程度である。

なお、日本企業では、唯一、丸紅がタミルナドゥ州で 2001 年に運開した 347MW のガスコンバインドサイクルの発電所 PPN Generating Company にマイナー出資（26%）している。なお、同発電所は高い設備利用率を実現している。

図表 I-11 最近の火力発電所（100MW 以上で 2014 年以降運開、建設中を含む）

	燃料	発電所	発電能力（MW）	単機容量（MW）	ユニット数	運開年	立地州	スポンサー
1	石炭火力	VISAKHAPATNAM 1	300	300	1	2014	Andhra Pradesh	Abhijeet Project
2	（蒸気ﾀｰﾋﾞﾝ）	KAWAI 1	660	660	1	2014	Rajasthan	Adani
3		TIRODA	1,320	660	2	2014	Maharashtra	Adani
5		LALITPUR 1	1,980	660	3	2015	Uttar Pradesh	Bajaj
6		DERANG 1	1,200	600	2	2014	Orissa	BC Jindal
7		TUTICORIN	1,200	600	2	2014	Tamil Nadu	Coastal Energen
8		JANJGIR 1	1,200	600	2	2014	Chhattisgarh	Dainik Bhaskar
9		RAGHUNATHPUR	660	660	1	2015	West Bengal	Damodar Valley
10		AMRAVATI	1,350	270	5	2014	Maharashtra	Elina
11		CHANDWA 1	600	600	1	2014	Jharkhand	Essar
12		NAVABHARAT 1	1,050	350	3	2014	Orissa	Essar
13		TORI 2	600	600	1	2014	Jharkhand	Essar
14		SALAYA 3	600	150	4	2014	Gujarat	Essar
15		KILUVILLUR 1	150	150	1	2015	Tamil Nadu	Gamon Nagoi
16		JHARSUGUDA	700	350	2	2014	Orissa	Ind-Barath Energy
17		THOOTHUKUDI 8	660	660	1	2017	Tamil Nadu	Ind-Barath Energy
18		SIRIYA 1	1,320	660	2	2014	Bihar	JAS Infrastructure
19		KARCHANA 1	1,980	660	3	2014	Uttar Pradesh	Jaypee
20		PRAYAGRAJ 1	660	660	1	2016	Uttar Pradesh	Jaypee
21		JINDAL	2,400	600	4	2015	Chhattisgarh	Jindal Power
22		RAIGARH 3	1,800	600	3	2014	Chhattisgarh	Jindal Power
23		NAGAPATTINAM 1	150	150	1	2014	Tamil Nadu	KVK Energy
24		RAJPURA 1	1,400	700	2	2014	Punjab	L&T
25		BABANDH	3,960	660	6	2014	Orissa	Lanco
27		MAHANADI 1	1,320	660	2	2014	Maharashtra	Lanco
28		NEYVELI 3	1,000	500	2	2015	Tamil Nadu	Neyveli Lignite
29		TUTICORIN 3	1,000	500	2	2014	Tamil Nadu	Neyveli Lignite
30		CHITRANGI UMPP 1	2,640	660	4	2014	Madhya Pradesh	Reliance
31		KRISHNAPATNAM UMPP 1	3,300	660	5	2014	Andhra Pradesh	Reliance
32		SASAN	1,320	660	2	2014	Madhya Pradesh	Reliance
34		CHANDRAPUR 1	600	300	2	2014	Maharashtra	RPG Group
35		HALDIA 2	600	300	2	2014	West Bengal	RPG Group
36		NELLORE	2,640	660	4	2015	Andhra Pradesh	Sembcorp
37		JAIPURMANDAL	1,200	600	2	2014	Andhra Pradesh	Singareni Collieries
38		TALWANDI SABO	2,640	660	4	2014	Punjab	Sterlite Energy
40		SABARMATI 1	220	110	2	2014	Gujarat	Torrent Power
41	ｶﾞｽﾀｰﾋﾞﾝ	VEMAGIRI	512	256	2	2015	Andhra Pradesh	GMR Energy

出所）McCoy Report より作成

他方で東南アジア諸国では、リスク分担に悩んだ末、外資が参入しやすいような制度環境を構築し、電源の不足を補った経緯がある。外資の投資を促進するための各種制度の導入により、日本企業を含め、外資の投資が盛んに行われている。

図表 I-12　ASEAN 諸国における IPP 制度

国	発電所（企業は外国資本）	外国資本に対するリスク分担
インドネシア	バイトン石炭火力 Ⅰ・Ⅲ：Engie、三井物産、東京電力 Ⅱ：Siemens、YTL Power、丸紅 タンジュンジャティ B（住友商事） チレボン （丸紅）	PLN の支払履行義務支援（ただし、政府そのものの信用リスクが顕在化）
フィリピン	バクビラオ石炭火力、スアル石炭火力（Aboitiz、丸紅、東京電力）	以下の政府の保証 1）レンダー宛のサポートレター（本プロジェクトがベースロード運転されることの確認・支援等） 2）Performance Undertaking（PU）（売電契約上の NPC の主要義務履行、バイアウト、外貨支援の維持等を保証）
ベトナム	フーミー2.2 CCGT（EDF、住友商事、東京電力） フーミー3 CCGT（九州電力、双日、BP、SembCorp）	政府による以下の保証 · EVN の買電義務履行保証 · ペトロベトナムの燃料供給に関する契約義務履行保証
タイ	SPP（10 万 kW×約 100 件） うち日系関連企業が事業主体：24 （J-Power、三井物産、中部電力、東洋タイ） うち日系関連企業が EPC：約 40 件 （東芝プラント、Jurong（IHI 関連）、東洋エンジ、東洋タイ）	発電効率規制を強化（SPP：Small Power Producer は、工場に電力と蒸気を供給しつつ、残った電力を国営電力 EGAT に PPA で販売するコージェネプラントであり、その総合効率を規制しており、高効率な技術しか参入できない）

出所）各種資料より作成

NRI

2.5. IPP の経営状況

現在、インドでは、経営不振に陥っている IPP も少なくない。

主要な IPP の経営状況 は以下の通りである。各社とも業績は芳しくなく、株価も低迷し、インド株式のインデックスである SENSEX が 2010 年末から 2016 年末までに約 30%上昇したのに対し、IPP 関連会社は大きく株価を下げている。

図表 I-13 主要 IPP 関連企業の経営状況

	Mar '12	Mar '13	Mar '14	Mar '15	Mar '16
売上高(十億INR)					
Adani_Power	39	63	107	106	127
Rattan_Power	0	0	4	6	28
GVK_Power_&_Infra	0.28	0.30	0.27	0.26	0.27
Lanco	86	47	22	14	27
Tata_Power	85	96	86	87	84
(参考)NTPC	625	662	726	739	712
当期純利益(十億INR)					
Adani_Power	-2.9	-19.5	6.0	-0.7	0.1
Rattan_Power	0.5	-0.3	-0.8	-3.4	1.2
GVK_Power_&_Infra	-0.1	-0.2	-0.2	-1.3	-1.3
Lanco	1.2	0.1	-9.6	-6.7	-4.5
Tata_Power	11.7	10.2	9.5	10.1	7.7
(参考)NTPC	92.2	126.2	109.7	102.9	102.4
売上高当期純利益率					
Adani_Power	-7%	-31%	6%	-1%	0%
Rattan_Power	0%	0%	-20%	0%	0%
GVK_Power_&_Infra	-30%	-80%	-88%	-494%	-477%
Lanco	1%	0%	-43%	-48%	-17%
Tata_Power	14%	11%	11%	12%	9%
(参考)NTPC	15%	19%	15%	14%	14%

出所）Company’s Annual Reports , EMIS Database

図表 I-14 主要 IPP 関連企業の株価

	2010 年末（A）	2016 年末（B）	株価下落率 （B÷A－1）
Adani Power	130.10	30.10	-77%
Rattan Power	29.10	6.9	-76%
GVK Power & Infra	40.65	5.41	-87%
Lanco	63.45	3.59	-94%
Tata Power	131.79	75.7	-43%
SENSEX	20509.09	26626.46	+30%

出所）moneycontrol

FSA（燃料供給契約）、PPA を有しない運開済みおよび建設中の民間の石炭火力発電所は、それぞれ 26～28GW、41～43GW に上る（2016 年 8 月時点）[2]。

そのため、火力発電所の M&A も活発になっている。

図表 I-15　火力発電所の M&A

No.	売り手	買い手（候補）	発電所	発電能力（MW）	ステータス
1	Jharkhand State Electricity Board (JSEB)	JV between NTPC (74%) and JSEB (26%)	Patratu thermal power station, Jharkhand	770	Complete (2015)
2	Larsen and Toubro	Adani Power Ltd.	Rajpura Thermal Plant	1400	Complete (2016)
3	Jaiprakash Power Ventures Ltd	JSW Energy	Bina Thermal Power Plant	500	Complete (2016)
4	Jindal India Thermal Power	SembCorp, Adani Power and JSW Energy	Angul Thermal Power Plant	1200	Under Consideration
5	Jindal Power Ltd. (JPL)	Adani Power Ltd	4x600 MW, Tamnar, Chhattisgarh Thermal Power Plant	2400	Under Consideration
6	Ind-Barath Power Infra Ltd	NLC India	Ind-Barath power plant	700	Under Consideration
7	Jindal Power Ltd. (JPL)	JSW Energy	4x250 MW, Tamnar, Chhattisgarh Thermal Power Plant	1000	Under Consideration

注）網羅的なリストではない

出所）各種雑誌記事等より作成

[2] The Indian Express (Nov 22, 2016): http://indianexpress.com/article/business/commodities/big-chunk-of-private-coal-based-power-plants-under-operational-stress-ficci-4389815/

3.　IPP市場の課題

IPP と DISCOM との契約である PPA において、IPP に過剰な負担がかかっており、健全な IPP 市場が形成されているとは言えない。実際、既存の PPA において、契約の見直し、案件の頓挫などが生じている。

例えば、UMPP の一つである Tata Power がスポンサーの Mundra Ultra Mega Power Plant では、燃料供給リスクが顕在化して契約の見直しが行われた[3]。本プロジェクトは、2006~07 年にかけて行われた入札で Tata Power が落札した。Tata Power は本プロジェクトにインドネシアからの輸入炭で対応し、インドネシアの石炭会社に出資もしていた。2011 年のインドネシア政府による、輸出石炭に対する規制が強化され価格が引き上げられた。このため、Mundra プロジェクトは DISCOM への売電価格の引き上げを CERC に申し出た。電力上訴裁判所（Appellate Tribunal for Electricity）、最高裁判所での裁判を経て、インドネシアの政策変更が不可抗力と認められ、売電価格の引き上げが 2016 年 12 月 8 日 CERC に認められた。

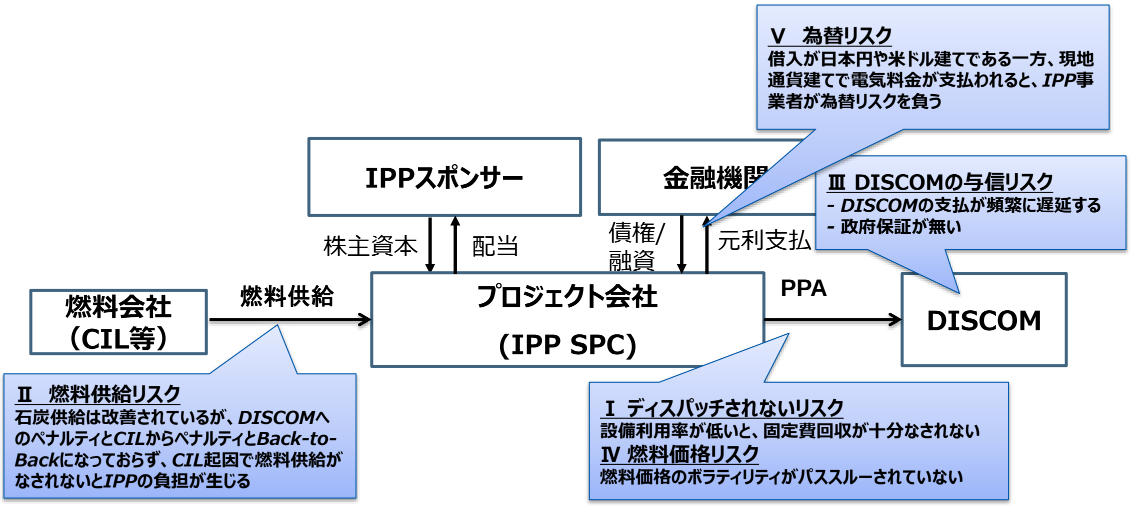
また、同じ Tata Power は、ラジャスタン州の州営の DISCOM である JVVNL（Jaipur Vidyut Vitran Nigam Limited）に売電していたが、DISCOM からの料金の支払いが滞り、PPA を解除、他への売電へと切り替えた。

その他、上述の UMPP プロジェクトの経緯（図表 I-9）に示したとおり、プロジェクトが頓挫しているものもある。

このように、国際的な金融機関からの融資についてバンカビリティがなく、それを伴い海外からの IPP スポンサーも参入しづらい事業環境といえる。

以下に、インドの IPP 市場の問題をまとめる。

図表 I-16　IPP 市場の問題



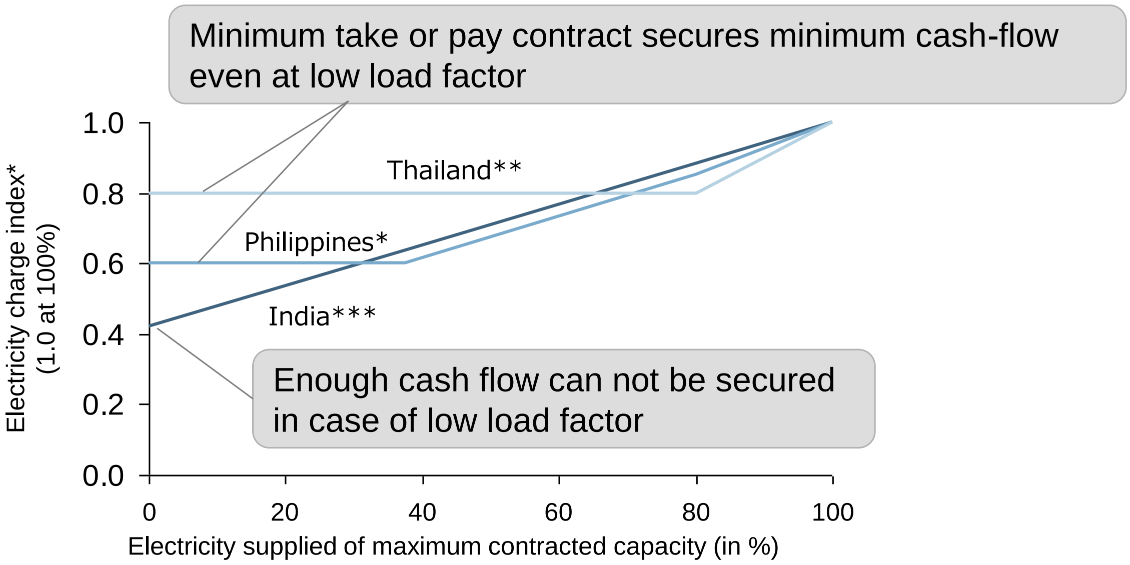
[3] The Economic Times Dec 08, 2016
http://energy.economictimes.indiatimes.com/news/power/major-relief-for-tata-power-adani-in-compensatory-tariff-case/55856283

3.1.　低設備利用率のリスク

インドでは、稼働率保証（minimum-take-or-pay）の契約が行われておらず、最低稼働率保証がされておらず、十分な設備利用率がないと、必要なキャッシュフローが得られなかったり、事業の収益性が低下する。上述したとおり、DISCOM の経営状況が悪く、ディスパッチがされずに設備利用率が悪い発電所が少なからず存在する。

他国では、稼働率保証が行われるケースも多い。例えば、タイの SPP（Small Power Producer）では、契約発電量の 80%を国営電力会社が買い取りを保障している。

図表 I-17　主要国の設備利用率に応じた電気料金収入



注）Y 軸は、契約発電容量の最大値を 100%としたときの発電量

出所）*PPA between Electric Cooperative, Inc. (ILOILO I) and Palm Concepcion Power Corporation (PCPC)

**PPA between EGAT and SPP

***Charges for electricity from Mundra UMPP

3.2.　燃料供給リスク

インドでは、国内の燃料が廉価である一方、以下に示すとおり、燃料供給が発電事業に悪影響を及ぼしてきた。

石炭については、国営の石炭公社である CIL（Coal India）からの石炭供給が遅れ、2014 年 10 月には、約 60 の発電所で在庫が 1 週間を切る水準にまでの供給制約が生じた。石炭の配分についても、競争的ものではなく非効率性もあった。

その際には、以下のように、短期的には稼働を落としたり、必要に応じて IPP が海外からの石炭を輸入するなどしてしのぎ、影響が長期に及ぶ場合には、中央政府主導で、輸入炭の利用に対応できるよう買電価格を引き上げるよう PPA の書き換えが行われた。

図表 I-18　石炭の供給不足に対する対応の状況

石炭供給の問題	インドにおけるこれまでの対応
一般的な状況（短期的な石炭の供給不足）	• 通常、CILは発電所の設備利用率が80〜85%の水準での供給を合意する。 • こうした合意は年間にわたりなされ、もし特定の月で供給不足が生じる場合、CILはその分を翌月に供給することを試みる。（PPAにも同様の条項がある） • 必要に応じて、IPPは石炭を輸入し、国内炭と混ぜて利用する。 • しかしながら、こうした状況は長くは続かない。
極端な状況（石炭供給不足の長期化）	• 供給不足が長期化する場合には、インド政府が介入し、ガイドラインを発行する。 • 例えば、2013年においては、政府は輸入炭の利用を許可し、DISCOMに追加的な費用負担をさせることとした。 • こうした決定は中央政府によるものであり、PPAが書き換えられる。さらに、DISCOMに問題がある場合には裁判所に持ち込まれる。

出所）雑誌記事より作成

http://pib.nic.in/newsite/PrintRelease.aspx?relid=96683

http://www.moneycontrol.com/news/business/coal-cost-pass-through-to-cut-load-shedding-ex-power-secy_904288.html

2014 年 9 月に 1993 年以降の石炭の配分を見直すよう最高裁判所が判断し、CIL も生産量を増やすとともに、配分について透明性の高い入札制度を導入し、電力大臣の発言によれば、発電所における在庫水準も過去 2〜3 日ということもあったが、現在は 51 日となり、石炭の供給問題は過去のもの、と認識されている[4]。

一方、ガスについては、IPP に関して依然として深刻な問題が続いている（詳細については、第 4 章参照）。

国産ガスは、国営の ONGC（Oil and Natural Gas Corporation）、OIL（Oil India）、RIL（Reliance Industries）が供給しているが、ガスの価格が公的に規制されており、特に民間企業である RIL にとって増産のインセンティブがなく、生産量が漸減している。輸入 LNG もあるが、コストが高く活用は限定的である。そのため、ガスを利用する発電所によっては極端に設備利用率が低下しているケースもある。

石炭については、PPA の契約条件においては、バンカビリティを困難にするペナルティのミスマッチが残されている。

一般には、FSA と PPA のペナルティが back-to-back となり、CIL に起因する供給制約があった場合には DISCOM へのペナルティの支払いが CIL からのペナルティにパススルーされるべきである。

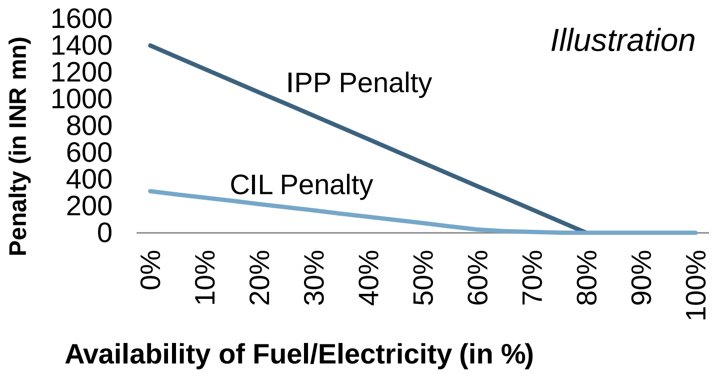
ところが、インドではこのペナルティが back-to-back とならずに CIL のペナルティでは

[4] The Economic Times Jul 13, 2016
http://economictimes.indiatimes.com/industry/energy/power/indias-coal-problems-are-now-history-piyush-goyal/articleshow/53179847.cms

DISCOM へのペナルティを賄いきれない状況にある。

以下のとおり、ペナルティの料率そのものは高いが、電気料金に対して石炭価格が安いため、CIL はペナルティの割合を設定しているが、そこから計算されるペナルティの金額は、IPP が支払うペナルティよりも少ない。

図表 I-19　ペナルティの金額シミュレーション



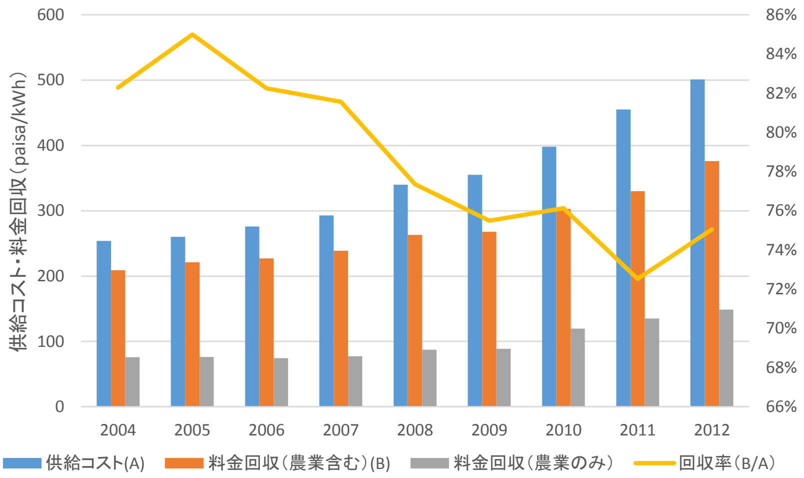
注）500MW の契約を想定した試算に基づく

出所）CIL Model FSA – Power – New IPP,　September 2013; PPA between Tandegco and KSK Mahanadi Power co. ltd.

3.3.　DISCOM の与信リスク

インドの配電会社である DISCOM では、電気料金でコストの回収が十分にできていない。

図表 I-20　DISCOM における電気料金によるコスト回収



出所）CEA “Executive Summary Power Sector January 2016”

そのため、財務状態の悪い DISCOM が多く、支払遅延が発生している報道も多数ある。

図表 I-21　DISCOM の財務状態（州の合計・平均）

Region	州	売上高（10億INR）	利益率（補助金含む）（%）
東部	Bihar	52.8	-14.84
	Jharkhand	30.5	0.58
	Odisha	84.2	0.08
	Sikkim	2.5	-40.26
	West Bengal	195.8	8.12
	小計	365.9	1.99
北東部	Arunachal Pradesh	1.4	-181.11
	Assam	32.8	-15.96
	Manipur	1.6	2.7
	Meghalaya	6.2	-30.06
	Mizoram	1.4	-133.16
	Nagaland	1.0	-297.13
	Tripura	6.7	-1.58
	小計	51.2	-28.58
北部	Delhi	225.9	9.04
	Haryana	188.4	-4.56
	Himachal Pradesh	57.1	3.18
	Jammu & Kashmir	18.3	-183.6
	Punjab	177.8	6.8
	Rajasthan	264.8	-45.12
	Uttar Pradesh	277.7	-56.06
	Uttarakhand	44.7	0.12
	小計	1,254.6	-22.55
南部	Andhra Pradesh	194.5	-2.81
	Karnataka	255.9	7.08
	Kerala	104.1	-7.81
	Puducherry	11.6	13.99
	Tamil Nadu	355.7	-30.97
	Telangana	192.1	-3.49
	小計	1,113.9	-9.94
西部	Chattisgarh	79.5	-7.05
	Goa	13.2	-1.31
	Gujarat	345.8	9.53
	Madhya Pradesh	185.6	-22.42
	Maharashtra	574.9	10.03
	小計	1,198.9	3.61
合計		3,984.5	-8.98

出所）PFC “REPORT ON ‘The Performance of State Power Utilities for the years 2012-13 to 2014-15’”

支払いの遅延の例としては、例えば、MSEDCL（Maharashtra Electricity Distribution Company Limited）では、IPP である Mahagenco、Adani Power 等に対して数百 INR の支払いが滞った事例がある[5]。MSEDCL に同じく電力を供給する IPP の RPL（RattanIndia Power Limited）は、2016 年 9 月、55.8 億 INR の支払いについて、MERC（Maharashtra Electricity Regulatory Commission）に仲裁を求めた。なお、MSEDCL は、RPL との間で 2010 年 4 月に 450MW、同年 6 月に 750MW、計 1.2GW の PPA 契約を有していた。銀行から信用状（Letter of Credit）を得ていたが、信用状の範囲は 1.1 か月分に過ぎず、今回は数か月分に及ぶ。そのため、RPL から MSEDCL への電力の供給は停止、それでも DISCOM は数十億 INR の Capacity Charge の支払いが必要である。特に、MSEDCL の顧客である農民の滞納が多く、政治的理由から支払いを強いることが困難である。MSEDCL への支払不足は 2,600 億 INR に及ぶ。

また、JVVNL（Jaipur Vidyut Vitran Nigam Limited）では、Tata Power の子会社で IPP である Mundra に対する支払いが滞り、2012 年 7 月段階で、その金額は 9.6 億 INR に達していた。最終的には、JVVNL は、Tata Power に対して未払い分を支払ったが、Tata Power は契約不履行として PPA 契約を中止、第 3 者への供給を行うこととした。

民間でも同様の遅延、未払いが生じている。例えば、デリー市内の 75%の電力を供給する BRPL（Rajdhani Power Limited）と BYPL（Yamuna Power Limited） では、Reliance が所有する BSES と Delhi Power との JV であるが、NTPC に対する約 47 億 INR の支払いが滞った。そのため、NTPC は信用状を履行し、約 37 億 INR を取り戻したが、約 100 億 INR の不足が残った。

タイの国営電力会社 EGAT（Electricity Generating Authority of Thailand）は、財務状況が十分良いため、外資にとってオフテーカーとしての十分な与信を有しているが、その他の新興国でも同様の問題が生じることが多い。こうした問題に対して、政府保証を付ける場合が多い。フィリピン（MERALCO）、ベトナム（EVN）、インドネシア（PLN）などでは、政府がオフテーカーの信用保証を行っている。

[5] The Times of India Sep. 26, 2016
http://timesofindia.indiatimes.com/city/nagpur/RattanIndia-drags-discom-to-MERC-over-Rs-558cr-dues/articleshow/54300551.cms

3.4. 燃料価格の変動リスク

インドでは、燃料価格の変動リスクについて、インドの IPP 入札制度に対する IPP 企業の戦略の問題と、燃料価格の調整項の問題の、2 点が問題である。

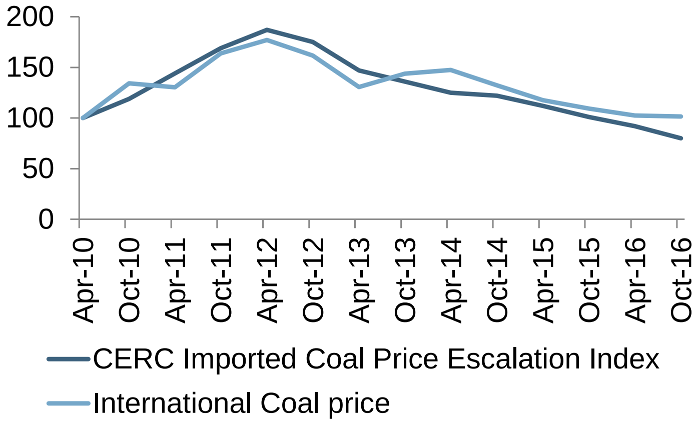
まずインドの IPP 入札制度について、PPA には、DISCOM が支払う電気料金のコンポーネントとして、Escalable と Non-escalable がある。Escalable は、各種の指標によって物価調整等が行われるもの、Non-escalable は固定されるものである。IPP 入札については、IPP 事業者が Escalable と Non-escalable を組み合わせて入札ができる。入札においては、契約期間内の電気料金単価の割引現在価値である LCOE（Levelized Cost of Electricity）で評価されるため、できる限り Non-escalable を選択した方が、価格競争力を有する。そのため、入札にあたり、これまでの IPP 入札では、戦略的なプライシングを行うために、Non-escalable の比率を多くしがち、という傾向があった。

次に燃料価格の調整項の問題について、その調整項が以下の 4 つの主要な石炭価格のインデックスの平均となっている[6]。

- API4（南アフリカ）
- Global Coal（オーストラリア）
- Argus ICI 3（インドネシア）
- Platts CI（インドネシア）

このため、必ずしも事業者の石炭価格と一致せず、燃料価格の変動がパススルーできない場合がある。

図表 I-22 輸入石炭の Escalation Index



出所）CERC Annual Escalation Rate notifications; Database － Indexmundi for International (Australian) Coal Prices

[6] CERC “EXPLANATION FOR THE NOTIFICATION DATED 01.04.2016 ON ESCALATION FACTORS AND OTHER PARAMETERS”

IPP では、燃料価格のリスクは需要家にパススルーされることが一般的である。例えば、タイでは、国営ガス会社からの燃料価格の調整項があり、変動が吸収される。フィリピンやベトナムでは、実際の費用により精算することができる。

3.5. 為替リスク

インドでは為替リスクも問題である。PPA においては、インドルピー（INR）での支払いとなっており、Escalable な燃料価格以外は為替の調整をされない。特に、Capacity Charge に対しては、外資系企業にとって投下資本の回収において、為替リスクが大きく響く。Capacity Charge において Escalable を選択しても、それはインド国内の卸売物価指数（60%）と消費者物価指数（40%）の平均での調整がなされ、為替は反映されない。

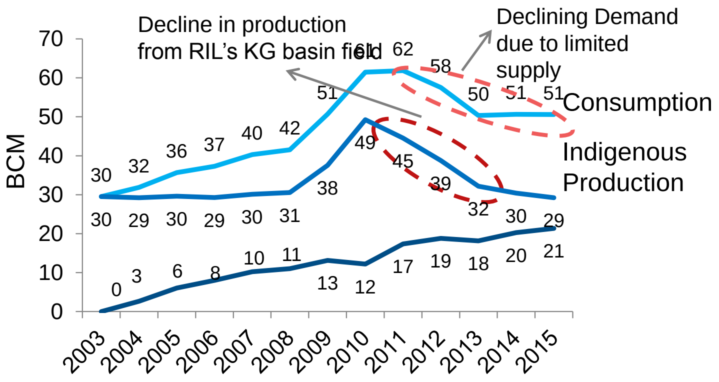
海外では、為替による調整がされることが多い。例えば、タイでは、Capacity Payment について、米ドルの為替調整がなされる。また、ベトナムでは、米ドルベースでコストが積算された上で、支払時点の為替レートに基づいて計算されるベトナムドンでの支払いとなる。なお、ベトナムではベトナムドンの兌換リスクがあり、PPA 交渉時には政府に兌換保証を求めることが多い。

4. ガストゥパワーの事業環境

4.1. ガスの需給・価格

インド国内ガスの供給力は低下しており、LNG の輸入は増加しているものの、消費量は 2011 年をピークに減少した。なお、足元（2015 年）では、LNG が全体の供給量の約 40%を占めている。

図表 I-23 インドのガス受給

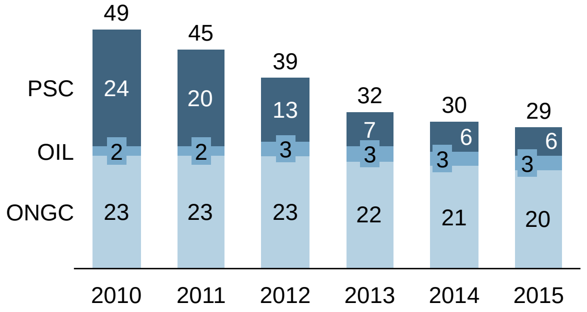


注）ガスの需要は供給量による制約を受けており、潜在需要ははるかに大きい。
出所）Ministry of Petroleum and Natural Gas, BP statistical Review

こうした国内ガスの供給制約の背景には、ガス価格の規制がある。以下の供給者別のガ

ス供給量を見てわかるとおり、民間企業である RIL からの供給が漸減傾向にある。ガス価格が規制されており、RIL のガス増産のインセンティブになっていない状況である。

図表 I-24　供給者別供給量の推移

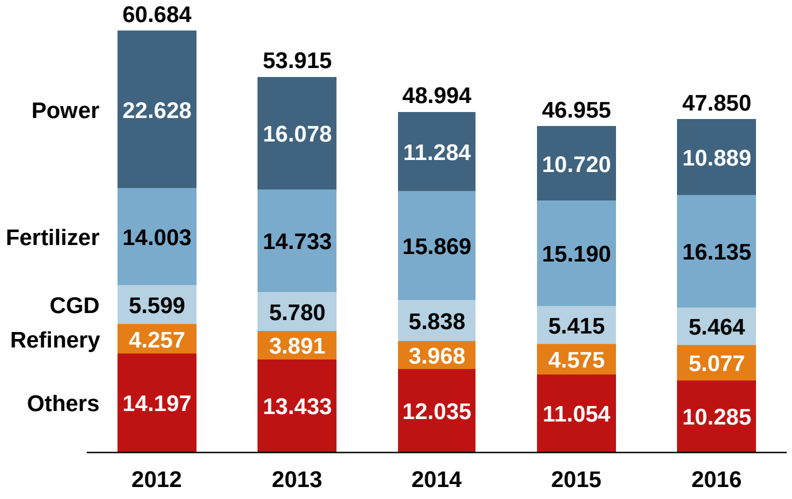


RIL – Reliance Industries; ONGC- Oil and Natural Gas;
OIL – Oil India Ltd.

出所）Ministry of Petroleum and Natural Gas, BP statistical Review

セクター別の需要を見ると、肥料が 34%と最も多く、次いで電力（23%）、都市ガス（11%）が続く。過去 5 年では、電力の減少が著しい。このため、インド全土で約 14GW のガス火力が運転できない状態にある[7]。

図表 I-25　セクター別需要 (2015)



出所）Ministry of Petroleum and Natural Gas, BP statistical Review

なお、国産ガスの価格は、前年の以下の価格インデックスの加重平均により 6 か月ごとに設定される[8]。

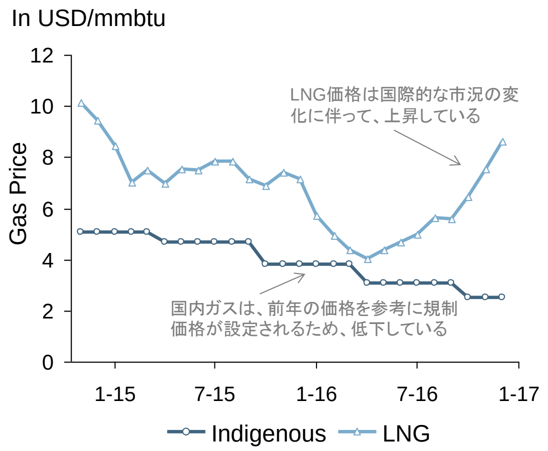
---

7 CRISIL Rating “July 2015 CRISIL Insight Current Worries”
8 Ministry of Petroleum & Natural Gas “Sources of data considered for determination of domestic natural gas price as per the New Domestic Natural Gas Pricing Guidelines, 2014”

- The US-based Henry Hub,
- Canada-based Alberta gas,
- The UK-based NBP
- Russian gas

そのため、原油価格に連動するLNGの価格が、原油価格の低下に伴いこれまでは下落傾向にあった。しかしながら、原油価格上昇に伴い、LNG の国際市場での足元の価格は上昇傾向にあり、今後は、国内価格も上昇が見込まれる。

図表 I-26　ガス価格の推移



注）LNG 価格はインド着ベース

出所）Petroleum Planning and Analysis Cell , Federal Energy Regulatory Commission

一方、LNGの発電での利用に対して、2016 年度までの PSDF（Power System Development Fund）の予算が、LNG を活用する発電所に補助金として配分されている。

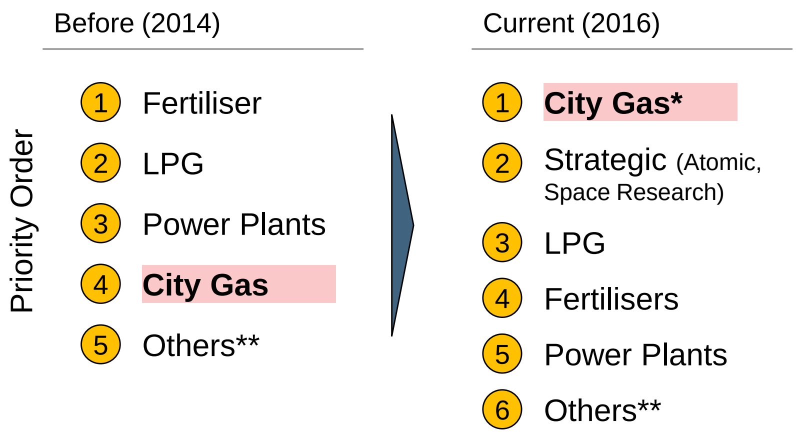
PSDF では、2015～16 年度の 2 ヵ年にそれぞれ Rs 3,500 Crores、Rs 4,000 Crores の予算が設定されている。この予算が、逆オークションによる発電所による入札で、発電所のLNG 調達に当てられている。2 年限定の政策ではあるが、国家電力計画（ドラフト）でも、ガス火力の活用のためには、それを延長することを推奨している。

なお、PSDF は、CERC のレギュレーションに基づき、2010 年 6 月 10 日に設立されたものである。

4.2. ガスの分配政策

石油天然ガス省においては、ガスの分配について、電力の優先順位は高くない。むしろ、都市ガスへの供給が優先されている。

図表 I-27 国産天然ガスの優先順位



*自動車向け（CNG）を含む
**産業、肥料、鉄鋼、化学等
出所）Deccan Herald, Jul 7, 2014 "Gas allocation rejig: CGD projects to get first priority" より作成

こうした優先順位の変化は以下の理由に基づくものである[9]。

都市ガスが最も優先順位が高いのは、自動車向けのエネルギーを石油からガスに転換したいため、また、政府の補助が出ている家庭での LPG の消費を都市ガスに転換したいためである。

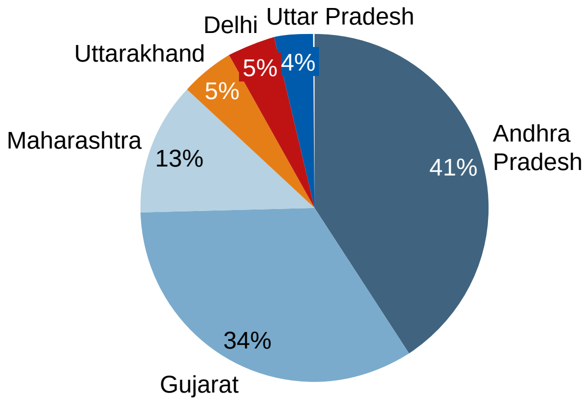
なお、自動車および家庭でのガス利用は、2016 年 9 月に始められた「Gas4India」と呼ばれるキャンペーンで推奨されている。

[9] Deccan Herald, Jul 7, 2014 "Gas allocation rejig: CGD projects to get first priority"

4.3. ガスインフラとガス火力の立地

インドのガス火力は、ガスのインフラ制約に伴い、主に 6 州に立地している。特に、Krishna-Godavari ガス田（KG）があるアンドラ・プラディッシュ州および Tapti、Panna & Mukta の各ガス田があるグジャラート州が 75%を占める[10]。

図表 I-28　ガス火力の立地州の構成比（発電能力ベース）



出所）ICRA “Impact Assessment: Scheme for Utilization of Stranded Gas based Projects”, April 2015,　PNGRB より作成

4.4. LNG ターミナル

現在、インドには、4 つの LNG ターミナルがある。しかしながら、パイプラインの建設遅延が頻発。LNG ターミナルの利用率に影響している。

図表 I-29　LNG ターミナルの設備利用率

名称	州	運開年	生産能力 (mtpa)	設備利用率 FY2015-16	設備利用率が低い原因
Dahej	Gujarat	2004	10	100-110%	—
Hazira	Gujarat	2005	5	70-80%	—
Kochi	Kerala	2013	5	5-7%	パイプライン建設の遅れ、現在の需要家は近隣の石油製油所、肥料プラントに限られる。
Dhabhol	Maharashtra	2012	5	25-30%	全天候型の港ではなく台風シーズンの半年は運営できない。また、エリアのガス需要も少ない。

出所）各種雑誌記事、インタビューより作成

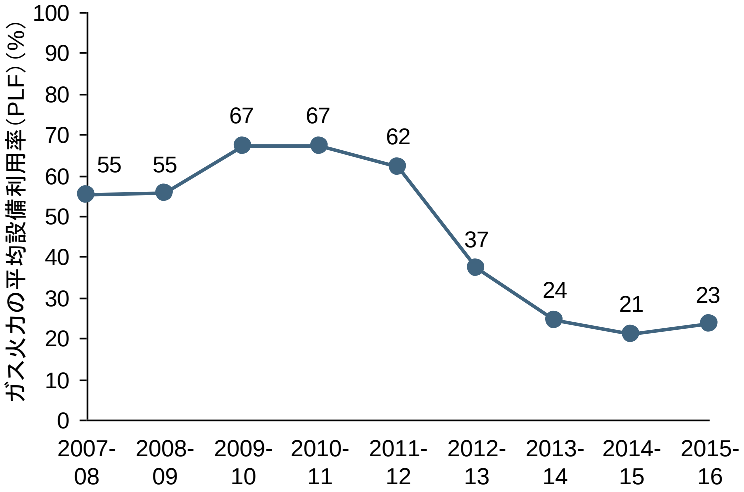
[10] ICRA “Impact Assessment: Scheme for Utilization of Stranded Gas based Projects”, April 2015

インド南部 Kochi の LNG ターミナルは運開しているものの、主要な需要地に接続するパイプラインの建設において、当初 2013 年運開を予定していたが、土地収用の遅れにより 1,100km のうち 44km しか済んでいない。農民が農地を失うこと、パイプラインの安全性への疑念に伴い、プロジェクトに反対している。ただ、最高裁判所は、建設を支持している[11]。

4.5. ガス火力の現状

火力発電所へのガスの供給制約があるため、設備利用率は低下している。

図表 I-30 ガス火力の設備利用率の推移



出所）CEA “Draft National Electricity Plan” Dec, 2016 より作成

[11] Madhyaman.com Jun 3, 2015
http://www.madhyamam.com/en/editorial/2015/jun/3/gail-pipeline-mounting-anxietiesThe
The Economic Times Oct 2, 2016
http://energy.economictimes.indiatimes.com/news/oil-and-gas/kerala-cm-promises-all-support-to-gail-project/54643221
Financial Express Feb 3, 2016
http://www.financialexpress.com/economy/supreme-court-paves-way-for-gails-rs-3400-crore-tamil-nadu-gas-pipeline-project/206272/

インドにおいて、LNG のガス火力は、石炭に対し価格競争力が劣る。発電コストに相当する”Total Tariff”では、石炭が 2.56～4.69Rs であるのに対し、LNG ガス火力は、10.62Rs と 2～3 倍になる。

変動費ベースでは、石炭が 1.49～2.88Rs であるのに対し、LNG は 8.12Rs と 2.8～5.4 倍となっている。

図表 I-31　2015-16 契約分の火力発電所の売電単価（平均）

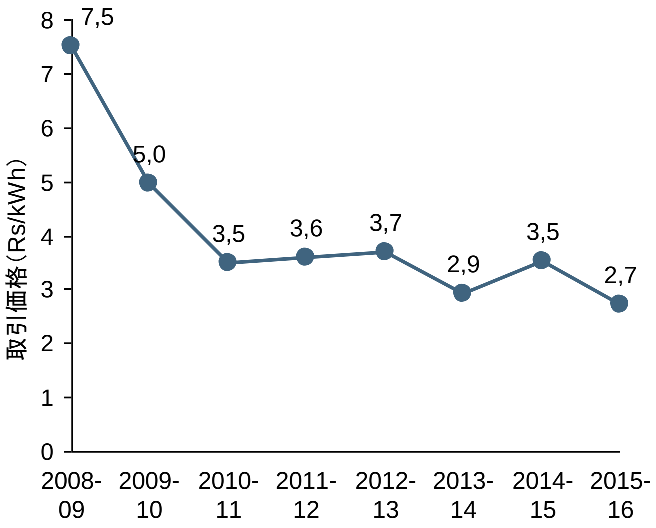
燃料		Energy Charges（Rs/kWh）	Total Tariff（Rs/kWh）	発電所数
石炭	Pit head	1.49	2.56	36
	Non-Pit head	2.88	4.69	30
ガス	天然ガス（APM）	3.24	5.75	12
	天然ガス（Non-APM）	3.30	7.27	4
	LNG	8.12	10.62	12
	液体燃料（ナフサ／重油）	8.40	13.26	8

注）APM: Administered Pricing Mechanism（旧鉱区の価格規制）

出所）CERC “Report on Short-term Power Market in India: 2015-16”より作成

取引所での価格は、2015-16 では 2.7 INR/kWh（約 4 円/kWh）と、極めて安い。これは変動費ベースの限界費用のプライシングがされているためとみられる。この価格で LNG 火力を発電すると、燃料費すら回収できない状況である。

図表 I-32　卸取引市場の価格推移（DAM＋TAM）



出所）CEA “Draft National Electricity Plan” Dec, 2016 より作成

4.6. 今後のガス火力の位置づけ

現在、ドラフトが電力省からパブコメにかけられている「Draft National Electricity Plan」においては、ガス火力は、ランプアップ、ランプダウンの機能が期待され、需要の中心的な地域に立地することが想定されている。

図表 I-33 国家電力計画におけるガス火力の位置づけ

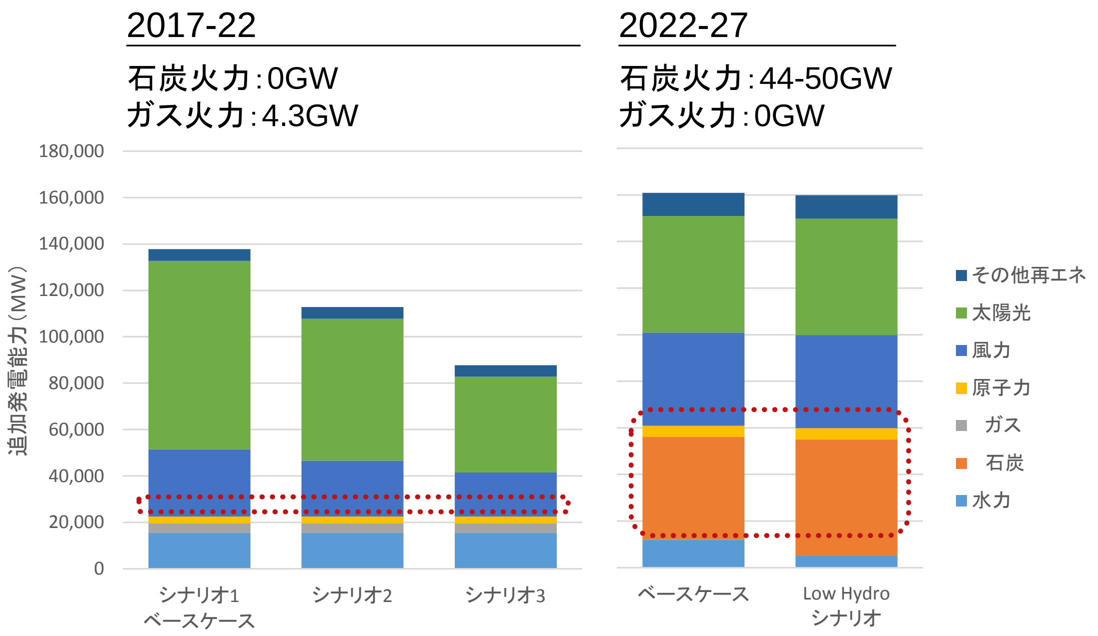
	既存電源	2017-22 導入量	2022-27 導入量	特性の認識	備考 （位置づけ等）
水力	42.78GW	15.33GW	5～12GW	ポテンシャルの案件として84,044MW、845 か所を認識。ただし、技術的には可能でも、水利権問題、住民および環境の問題に直面。 2016 年 3 月末時点の42.784GW は、全国のポテンシャルの 50.9%に相当。	ピークロード向けに活用
原子力	5.78GW	2.8GW	4.8GW	20 の原子炉を現在運用。 うち 12 は、IAEA の保障措置下にあり、輸入燃料によるもの	
ガス	24.51GW	4.34GW (建設中)	0GW	CO2 排出削減に貢献（発電効率は石炭火力が 38-40%であるのに対し、CCGT は約 55%）。再エネの導入にあたって重要な、早いランプアップ、ランプダウンができる。 しかしながら、ガスの生産・供給は需要の伸びに追いついておらず、発電量不足に陥っている（設備利用率は 23%、いくつかは待機状態）。	需要の中心部に設置し、送電の最小としピーク時間帯に出力を最大、オフピーク時間帯に最小で運転を行う
石炭・褐炭	185.17GW	0GW	44～50GW 4.34GW (建設中)	インド全体の発電の骨格を形成し、今後とも太宗を占める 環境問題への対応のために、クリーンコール技術も活用されている 33.5GW の超臨界（SC）が運開済み	褐炭は、タミルナドゥ（Neyveli）、グジャラート（Akrimota）、ラジャスタン（Barsingsar、Palana、Bithrok）の浅い炭鉱で産出されるため、山元（pithead）で発電される

出所）Draft National Electricity Plan より作成

なお、Draft National Electricity Plan では、2027 年までに見込まれる発電能力は、建設中の発電所でカバーされる、とされている。

建設中の石炭火力については、実際のところ、2017-22 年で運開し、発電能力として貢献できるようになるが、本計画においては、その能力は 2017-22 年には考慮されていない。

図表 I-34　国家電力計画における追加発電能力



出所）CEA “Draft National Electricity Plan” Dec, 2016 より作成より作成

試運転・建設中のガス火力は、すべて IPP である。

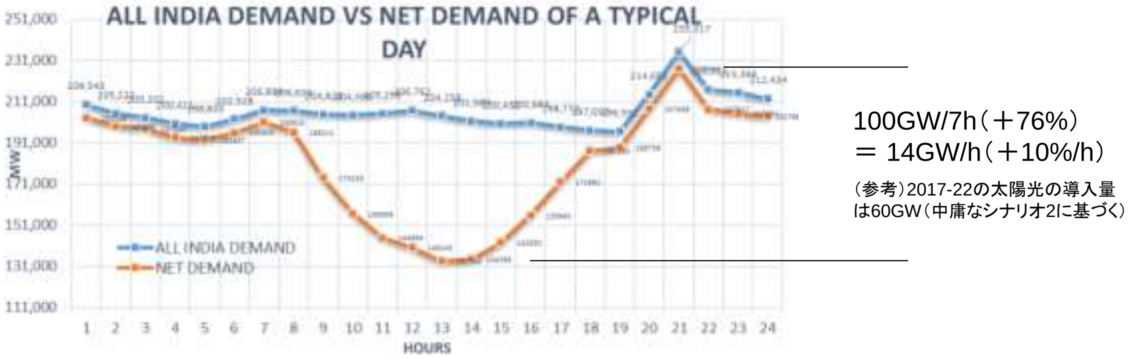
図表 I-35　試運転・建設中のガス火力

State	Project Name	Sector	Implementing Agency	Capacity (MW)
AP	Panduranga CCPP	Private	Panduranga Power Ltd	116
AP	RVK Gas Engine	Private	RVK (Rajahmundry) Pvt.Ltd	76
AP	RVKCCPP	Private	RVK (Rajahmundry) PVT.Ltd	360
AP	Samalkot CCPP-II	Private	Reliance Power	2,400
Maharashtra	Mangaon CCPP	Private	PGPL	388
Telangana	Astha Gas Engines	Private	Astha	35
TN	Ind Barath Gas Project	Private	Ind Barath	65
Uttarakhand	Kashipur CCPP	Private	Sravanthi Energy Pvt. Ltd	225
Uttarakhand	Beta CCPP	Private	BIPL	225
Uttarakhand	Gama CCPP	Private	GIPL	225
Uttarakhand	Kashipur CCPP-II	Private	Sravanthi Energy Pvt. Ltd	225
			Total (Private Sector)	4,340

出所）CEA “Draft National Electricity Plan” Dec, 2016 より作成より作成

同国家電力計画では、「ダックカーブ」も掲載され、太陽光の普及に伴うネット需要（需要から再生可能エネルギーの供給量を引いた値で、出力を制御できる火力発電等で対応すべき需要に該当）のランピングの問題に触れている。インドのダックカーブでは、14 時から 21 時の 7 時間でネット需要が 100GW 増加することが想定されている。

図表 I-36　インドのダックカーブ（2022 年）



出所）CEA “Draft National Electricity Plan” Dec, 2016 より作成

そこで、ガス火力は、ガスの供給力が少ないこと、フレキシビリティが高いことから、需要変動、再生可能エネルギーの変動に対応した活用方法が期待されている。

具体的には、国家電力計画では以下のとおり、1 日のうち負荷変動の大きい夕方の 6 時間に限定し、負荷調整に活用することを想定している。

図表 I-37　今後のガス火力の活用

現在のガス供給力	28.26 MMSCMD
既存の発電所を設備利用率を 85%とする場合に必要なガス	108 MMSCMD
1 日 6 時間だけ設備利用率を 85%とした場合に必要なガス	48.26 MMSCMD
再エネ向けの調整力としてオフピークに予備力として運転し続けるために必要なガス	5.3 MMSCMD
都合、必要となるガス	53.56 MMSCMD

注）MMSCMD：百万 m3/日

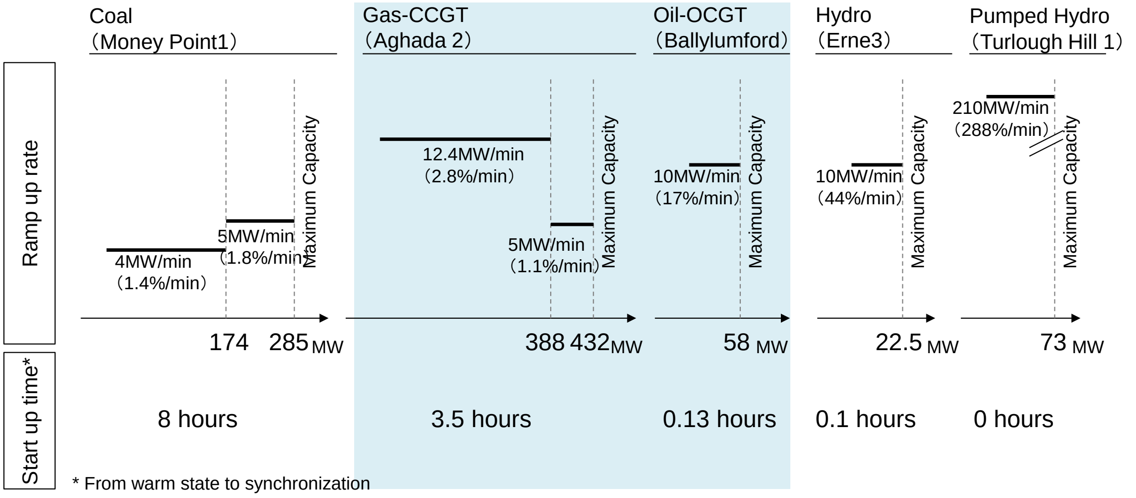
出所）CEA “Draft National Electricity Plan” Dec, 2016 より作成

4.7. ガストゥパワーの可能性

インドでは、パリ協定を批准、2030 年までに GDP あたりの温室効果ガスの排出量を 2005 年比で 33～35%削減する、としている。2022 年までに再生可能エネルギーを 100GW 導入することも計画されている。国家電力計画では、風力が 19～29GW、太陽光が 41～81GW の導入が想定されている。これらの電源は、蓄電システム等を導入しない限り dispatchable ではなく、需給調整のためには火力発電等の dispatchable な電源による調整が必要となる。

しかしながら、現在、インドでは石炭火力発電所が発電能力の太宗を占めている。石炭火力は、dispatchable な電源であるとはいえ、出力調整のフレキシビリティに乏しい。例えば、上述のようなネット需要のランピングに対応するための ramp up rate では、1 分間に出力の 1.4～1.8%程度となり、コンバインドサイクル（CCGT）の半分、シンプルサイクル（OCGT）の 10 分の 1 程度である（アイルランドの発電所の例）。

図表 -38　発電技術ごとのフレキシビリティ



出所）アイルランド CER

インドでは、全土で 24.5GW のガス火力が導入され、今後、4.3GW が運開する。今後、太陽光、風力が 100GW 追加されることを考えると、こうしたインドの再生可能エネルギー導入に対して、ガス火力が十分ではない可能性がある。

パイプラインの建設が遅れるなどにより、LNG の流通が思うように進んでいない中、ガストゥパワーのニーズも高まる可能性がある。

II　系統安定化に関する事業環境分析

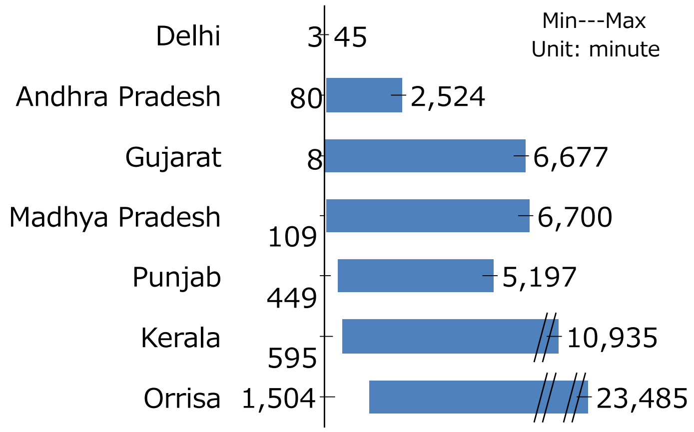
1.　インドの系統安定度に関する現状

1.1.　停電

インドの SAIDI（System Average Interruption Duration Index：年間の停電時間）や SAIFI（System Average Interruption Frequency Index）は、CEA（Central Electricity Authority）がとりまとめているが、必ずしもインド全土でデータが集まっているわけではなく、きめ細かな管理はされていないようにみられる。

収集されている値についてみると、地域によって大きな差がある。例えば、産業向け（11kV）の SAIDI について、デリー等都市部では、短い地区は 3 分程度であるが、数千分、あるいは 100 時間に及ぶ地区もある。

図表 II-1　インド主要都市の工業用ユーザーへの SAIDI（2015-16）



出所）CERC “RELIABILITY INDEX OF THE CITIES /TOWNS/VILLAGES - DISCOM WISE”

以下に、DISCOM の地区ごとの最小値と最大値、および、経済規模の目安として州の域内総生産（GSDP）を示す。データが入手されていない州（N/A と記載）もあり、KPI（Key Performance Index）としての位置づけも低いと想定される。

図表 II-2　インドの SAIDI・SAIFI（2015-16）

Unit: minute　Unit: crore INR

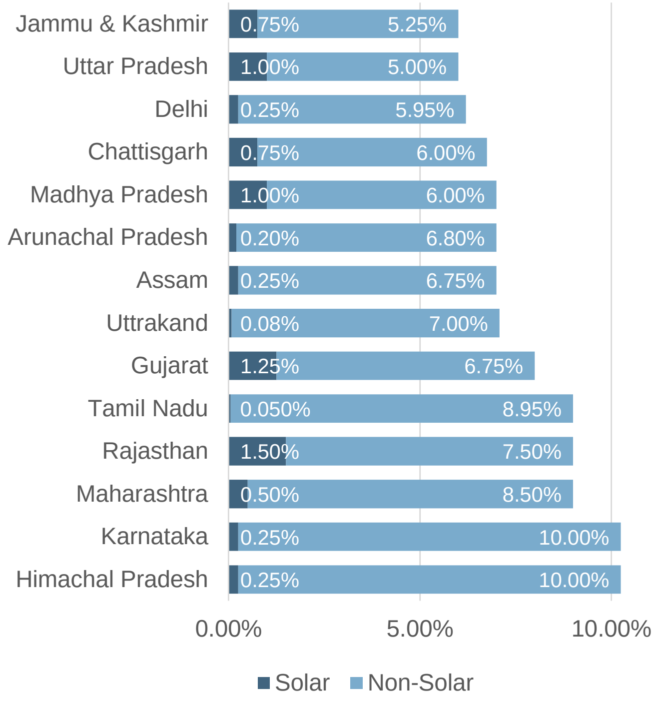
State	DISCOM	Consumers		Industries		GSDP
		Min.	Max.	Min.	Max.	
Delhi	BSES Yamuna Power Ltd.(East & Central Delhi)	–	190	–	9	451,154
	BSES Rajdhani Power Ltd.(South & West Delhi)	–	279	–	3	
	TPDDL (North & North East Delhi)	–	987	–	49	
Rajasthan	Ajmer VVNL2	47	330	N/A	N/A	574,549
Andhra Pradesh	Southern PDCL, Tirupati	14	4,658	80	2,603	520,030
	Eastern PDCL, Visakhapatnam	42	21,203	174	1,912	
Gujarat	MGVCL,Vadodara	N/A	N/A	209	1,035	*890,153*
	DGVCL,Surat	N/A	N/A	120	6,685	
	UGVCL,Mehsana	N/A	N/A	1,642	2,621	
	PGVCL,Rajkot	N/A	N/A	11	8,063	
	Torrent Power	N/A	N/A	8	258	
Madhya Pradesh	MPMKVVCL, Bhopal	2	7,400	109	6,809	508,006
Punjab	PSPCL,Patiala	128	5,584	449	5,646	349,826
Kerala	KSEB,Thiruvananthapuram	11	10,038	595	11,530	451,469
Orrisa	CESCO,Bhubaneshwar (CESU), Orrisa	1	10	1,504	24,989	310,810
Maharashtra		N/A	N/A	N/A	N/A	1,686,695
Karnataka		N/A	N/A	N/A	N/A	702,131
Tamil Nadu		N/A	N/A	N/A	N/A	976,703
Haryana		N/A	N/A	N/A	N/A	435,310
Telangana		N/A	N/A	N/A	N/A	430,599

出所）CERC “RELIABILITY INDEX OF THE CITIES /TOWNS/VILLAGES - DISCOM WISE”

1.2.　再生可能エネルギーの出力抑制

　インドでは、RPO（Renewable Portfolio Obligation）の制度が導入され、DISCOM に対して再生可能エネルギーの導入目標（供給量に対する比率）が設定されている。

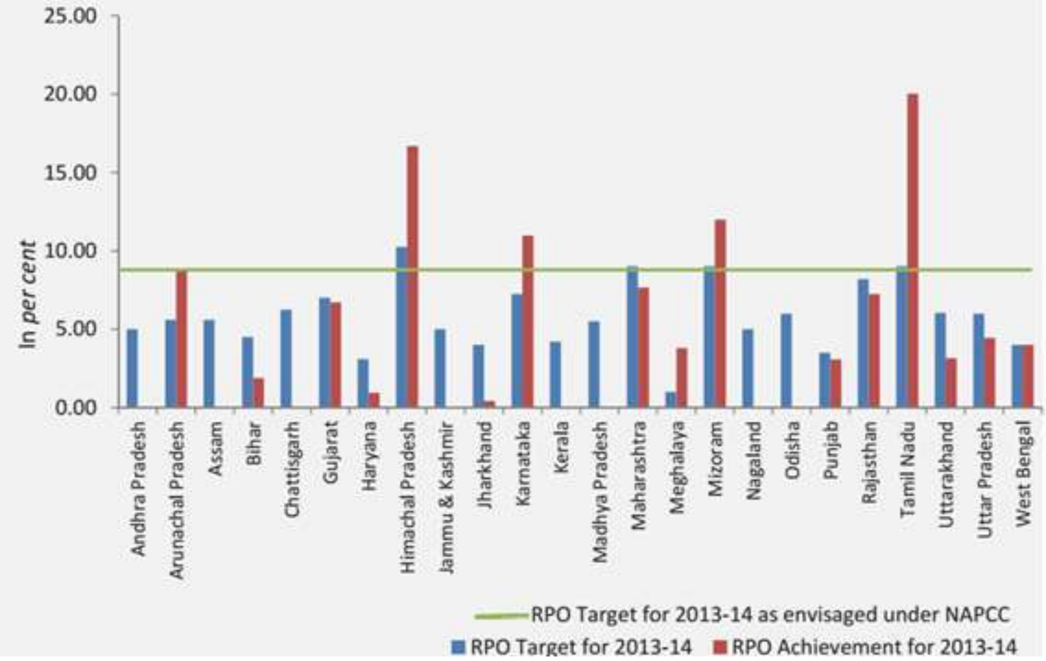
図表 II-3　RPO の義務量（2014-15）



出所）MNRE “State- wise Solar RPO targets”より作成

目標が未達の場合にはペナルティが課されることとなっている。しかしながら、2015 年においては、6 州で目標が達成されたが、図表 II-5 に示すとおり、未達の 17 州からはペナルティの支払いはされていない。

図表 II-4　RPO の目標と達成状況（2013-14）



出所）CAO “Report No. 34 of 2015 - Performance Audit on Renewable Energy Sector in India Union Government, Ministry of New and Renewable Energy”

NRI

図表 II-5　RPO に関するペナルティの未回収状況

State	Shortfall (in MU)	Estimated penalty* (in ₹ crore)	Remarks
Andhra Pradesh	2,470.00	370.50	Penalty for non solar at the rate of ₹ 1,500 per REC. For period 2012-13
Arunachal Pradesh	Nil	Nil	No shortfall
Assam	417.70	62.66	For period 2011-13
Bihar	304.60	45.69	Bihar Energy Regulatory Commission ordered creation of a separate fund of ₹ 21.08 crore for shortfall, however the same has not been done yet for period 2010-14
Chhattisgarh	1,086.82	163.02	For period 2011-13
Gujarat	3,840.00	576.00	For period 2010-14. The matter of RPO fulfillment is kept for judgment (petition no. 1437 and 1442 of 2014) by Gujarat Energy Regulatory Commission.
Haryana	1,529.00	229.35	For period 2010-14.
Himachal Pradesh	380.00	57.00	For period 2010-14.
Jammu & Kashmir	NA	NA	
Jharkhand	1,280.00	192.00	For period 2010-14.
Karnataka	Nil	Nil	For period 2007-14. Being an RE rich state, RPO targets were met. However Karnataka Energy Regulatory Commission has not prescribed any penalty for non compliance
Kerala	170.00	25.50	For period 2010-14.
Madhya Pradesh	3,870.00	580.50	For period 2007-14.
Maharashtra	2,281.01	342.15	Time extension upto 2013-14 for Non-Solar Projects and upto 2015-16 for Solar Projects were been granted by Maharashtra Energy Regulatory Commission for recoupment of the shortfall.
Meghalaya	Nil	Nil	For 2010-14. No shortfall.
Mizoram	Nil	Nil	For 2010-14. No shortfall.
Nagaland	Nil	Nil	No shortfall.
Odisha	763.00	114.45	For period 2012-14.
Punjab	620.00	93.00	For period 2011-14.
Rajasthan	3,672.00	550.80	For period 2007-14. Rajasthan Energy Regulatory Commission had not prescribed the scale of penalty for shortfall.
Tamil Nadu	Nil	Nil	No shortfall
Uttar Pradesh	2,685.58	402.84	No clause for imposition of penalty for non-compliance
Uttarakhand	371.11	55.67	Uttarakhand Energy Regulatory Commission had levied a token penalty of ₹ 20,000 on Uttarakhand Power Corporation Limited. Recently it had allowed carrying over of unmet RPO to FY 2014-15
West Bengal	2,491.06	373.66	For 2010-14.
Total	28,231.88	4,234.79	

* Calculated at a floor price of ₹ 1,500 per Renewable Energy Certificate (REC).
Note: NA – Not Available.

出所）CAO “Report No. 34 of 2015 - Performance Audit on Renewable Energy Sector in India Union Government, Ministry of New and Renewable Energy”

系統安定化のための再生可能エネルギーの出力抑制も DISCOM によって行われており、雑誌記事等でも取り上げられるようになっている。

・ ラジャスタン州では、2016 年 4～5 月にかけて風力発電所に対して 1 日 2～3 回の出力抑制を実施、SLDC（州給電指令所）は 10～15 億 INR の負担を発電

事業者にかけている[12]。

- マディヤ・プラディシュ州では、風力発電事業者が 50%の出力抑制を求められた[13]。
- タミルナドゥ州における風力の出力抑制の割合は 33～50%である[14]。

2. 系統安定化政策

2.1. UI メカニズム・DSM

UI メカニズム（Unscheduled Inter-change Mechanism）は、周波数の水準に応じて、DISCOM および発電事業者への報酬、ペナルティ（UI チャージ）を RLDC との授受により、周波数安定化のインセンティブを与えようとするものである。この制度は以下の経緯で導入された。

インドでは、電力改革当初、それぞれの主体が部分最適の行動をとったために系統安定化にマイナスの影響を与えた。ピーク時には十分な発電が行われず、また DISCOM が計画以上の電力の調達により周波数の低下を招き、逆にオフピークには発電をすることで収入が得られるため周波数の上昇を招いた。5～10 分で 1Hz 程度、周波数が変動していた。そのため、頻繁に発電機がトリップし、停電が起きていた。

UI メカニズムは、2002 年に西部（WRLDC：Western Regional Load Dispatch Center）で導入されて以降、各リージョンで順次導入され現在全 RLDC で適用されている。

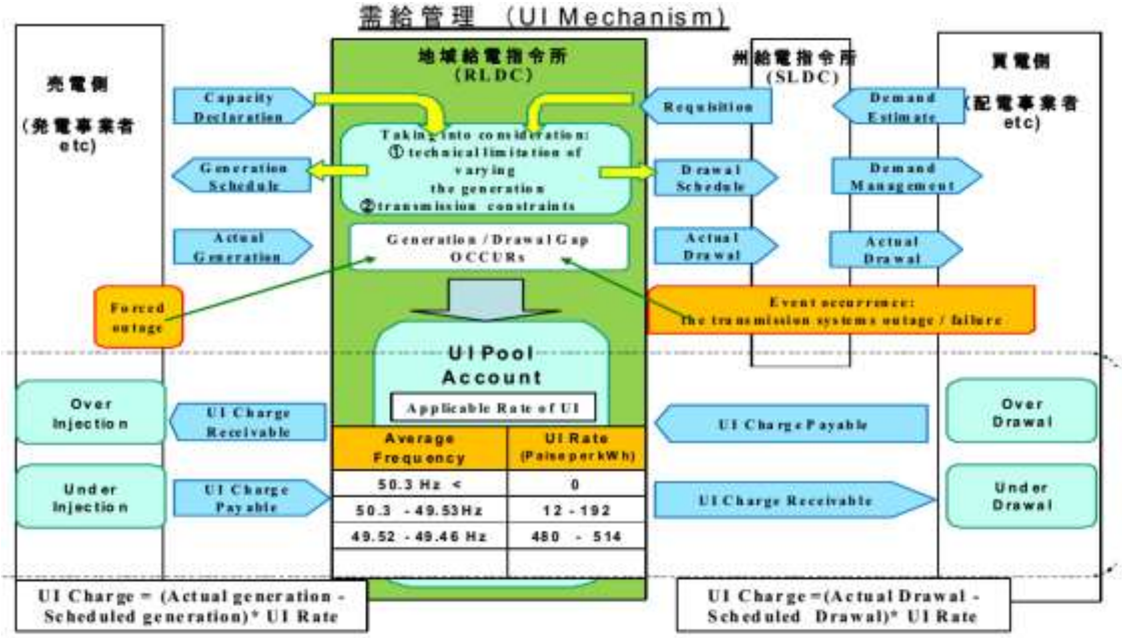
---

12 The Economic Times Jun 17, 2016 http://economictimes.indiatimes.com/industry/energy/power/wind-energy-developers-in-rajasthan-face-losses-as-discoms-curtail-intake/articleshow/52787510.cms

13 Business Standard Jul 19, 2016 http://www.business-standard.com/article/economy-policy/40-of-wind-power-capacity-under-cloud-116071900030_1.html

14 GTM Oct 4, 2016 https://www.greentechmedia.com/articles/read/how-can-india-avoid-wasting-renewable-energy

図表 II-6　UI メカニズムの制度概要



出所）JICA (2012)　“インド国マハラシュトラ州揚水発電開発に係る情報収集・確認調査”

2012 年にインド全域に及んだ大停電をきっかけにして、UI メカニズムが見直された。

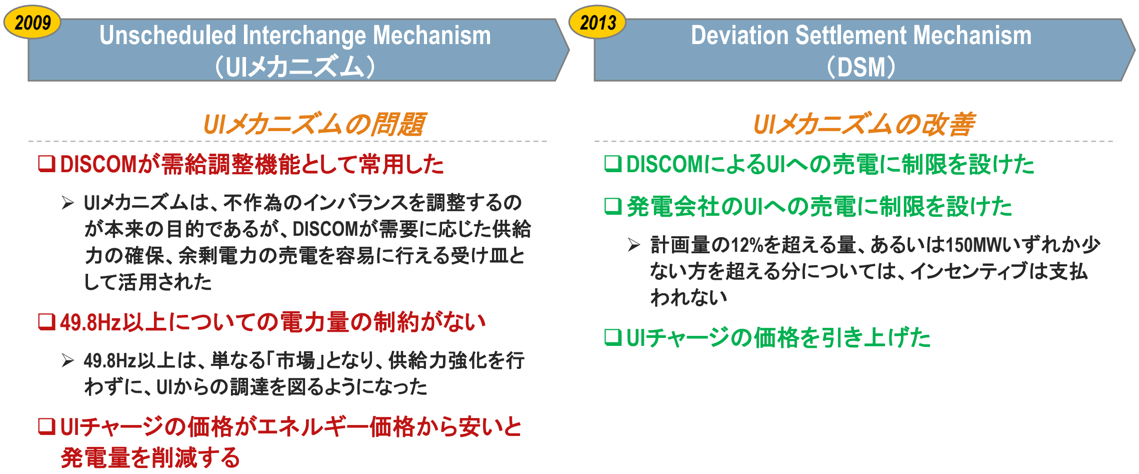
図表 II-7　2012 年の大停電とその原因

- 2012 年 7 月 30 日（月）～31 日（火）にかけ、インド北部、東部、北東部の大部分で 2 度にわたり大停電が発生。
- 特に 31 日の停電は過去最大で、インド全土の人口の半分にあたる 6.2 億人に影響が及んだ。
- これは、西部、東部で計画より需要が低く、北部で需要が高くなり、連系線が高稼働している中、西部と北部をつなぐ連系線が運用ミスでトリップ。
- それをきっかけに連鎖的なカスケード停電につながった。
- この背景には、UI メカニズムにおけるインバランスの価格が安く市場から調達するよりも、UI メカニズムを通じて調達するアンバランスがあった。

出所）CERC ”REPORT ON THE GRID DISTURBANCE ON 30TH JULY 2012 AND GRID DISTURBANCE ON 31ST JULY 2012”

こうした大停電をきっかけに、CERC は、2014 年 2 月、UI メカニズムに代えて DSM メカニズムを導入した。

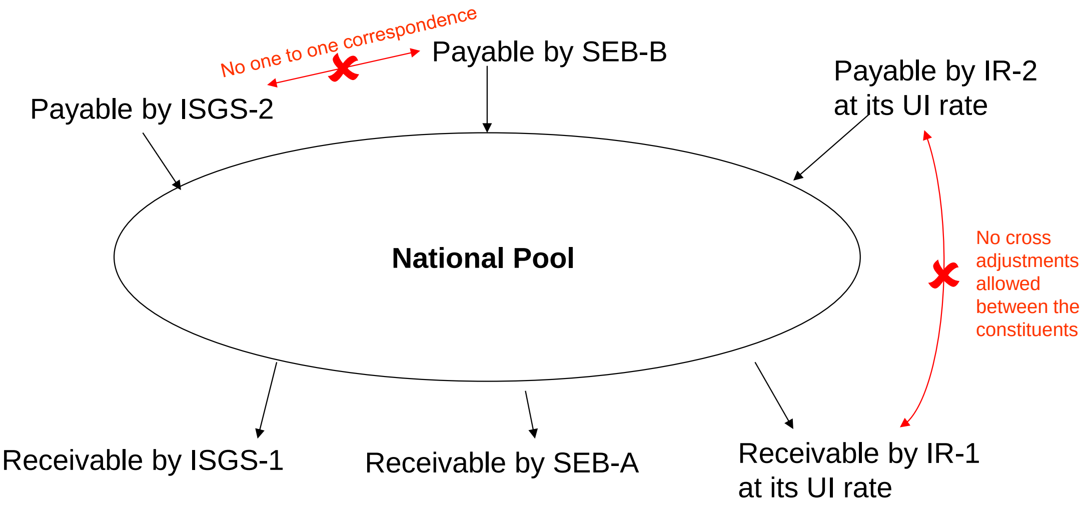
図表 II-8　DSM による UI メカニズムの改善



出所）NRI 分析

UI メカニズムでは、RLDC が 15 分を単位として発電量および需要量の計画値および実績値をとりまとめ、NLDC が全国を資金プール（DSM プール）に一括し、徴収と支払の金額をとりまとめ、RLDC に返すものである。

図表 II-9　UI メカニズムにおける資金プール（DSM pool）の運用（資金の流れ）



注）ISGS : Inter-state Generating Stations, SEB : State Electricity Boards, IR : Inter Regional Exchange

出所）NRI 分析

図表 II-10　DSM における料金体系

49.70 Hz以上のときの買い手の追加調達

	12%<=150MW のとき	12% >= 150 MW のとき	周波数に応じた追加チャージ
a.	12%-15%	150MW to 200MW	+20%
b.	15%-20%	200MW to 250MW	+40%
c.	20% & Above	250MW & above	+100%

49.70 Hz以上のときの買い手の供給不足

	12%<=150MW のとき	12% >= 150 MW のとき	周波数に応じた追加チャージ
a.	12%-15%	150MW to 200MW	+20%
b.	15%-20%	200MW to 250MW	+40%
c.	20% & Above	250MW & above	+100%

49.70 Hz以上のときの買い手の供給不足（APM*に基づく石炭、ガス、褐炭による発電）

	12%<=150MW のとき	12% >= 150 MW のとき	周波数に応じた追加チャージ
a.	12%-15%	150MW to 200MW	+20% of 303.04 Paise/kWhまたは周波数に応じた追加チャージ
b.	15%-20%	200MW to 250MW	+40% of 303.04 Paise/kWhまたは周波数に応じた追加チャージ
c.	20% & Above	250MW & above	+100% of 303.04 Paise/kWhまたは周波数に応じた追加チャージ

*Administered Price Mechanism

出所）CERC “Deviation Settlement Mechanism and Related Matters Regulations”

2.2.　周波数調整

インドにおける DSM は、送配電事業者の計画値の精度を高めるとともに、リアルタイムの需給バランスを合わせるインセンティブを与えるものである。しかしながら、DISCOM や SLDC には、負荷の遮断や再生可能エネルギーの負荷遮断等、限られた手段しか持たない。

現段階では、IEGC においてガバナーフリー制御を義務付けているが、調整力としての活用のインセンティブがなく、十分機能していないようである。

一方、後述するとおり、Tertiary 相当の、15 分後の調整力としてアンシラリーサービスを中央政府主導で NLDC、RLDC を運営する POSOCO（Power System Operation Corporation Limited：国営の送電会社 PGCIL（Power Grid Corporation of India Limited ）の完全子会社で）が、2016 年 7 月から運用を始めている。

図表 II-11　インドにおける予備力・周波数調整力の基本的な考え方

予備力･周波数調整力	概要	反応時間	持続時間	リソース	必要量	必要量の前提
Primary control	発電所のガバナによって周波数に応じたローカル制御を行う。IEGC においてガバナ制御が義務付けられているが､以下の理由により十分に確保できていない。 ･発電所が予備力を確保していない ・技術的に難しい ・ペナルティが無い	＜30 秒	＞15 分	コンベンショナルな電源のガバナ制御	4GW	大規模発電所の脱落を想定し､最大規模の発電所の発電能力（例えば､Sasan、CGPL、Mundra、APL Mundra、Vindhyachal、Talcher、Rihand）
Secondary control	AGC が RLDC､SLDC からの制御信号を受けて、周波数の変動、エリア間の連系線の潮流の変動（ACE：$\Delta P_{tie}+k\Delta$）を Primary につづいて復元させるもの。 現在、インドでは AGC の導入が必要なため､Secondary は活用されていない。 AGC は 2017/4/1 からの運用を計画。	＜15 分	必要な時間（あるいは Tertiary に置き換わるまで）	コンベンショナルな電源の RLDC、SLDC による AGC 制御	3.6GW	2014-15 における需要の 15 分の変動の標準偏差 2.35GW（2009-10 は 1.96GW）の 3σ。 今後再エネの増加に伴い､さらに増えることを想定。
					2GW	ACE の最大値（典型的だった 2015 年 5 月 6 日）
Tertiary control	マニュアル制御で Secondary で足りない予備力を補完する。リアルタイムの運用の中で､計画からの乖離を補正するリスケジューリング。（POSOCO が運営するアンシラリーサービスは Tertiary に相当）	＞15 分～数時間		コンベンショナルな電源のマニュアル制御	7GW	2014-15 における需要の 1 時間の変動の標準偏差 2.35GW（2009-10 は 1.96GW）の 3σ。 今後再エネの増加に伴い､さらに増えることを想定。

AGC：Automatic Generation Control

ACE：Area Control Error

ISGS：Inter-state Generation Station（州間送電線にぶら下がり、CERC によってタリフが規制されている）

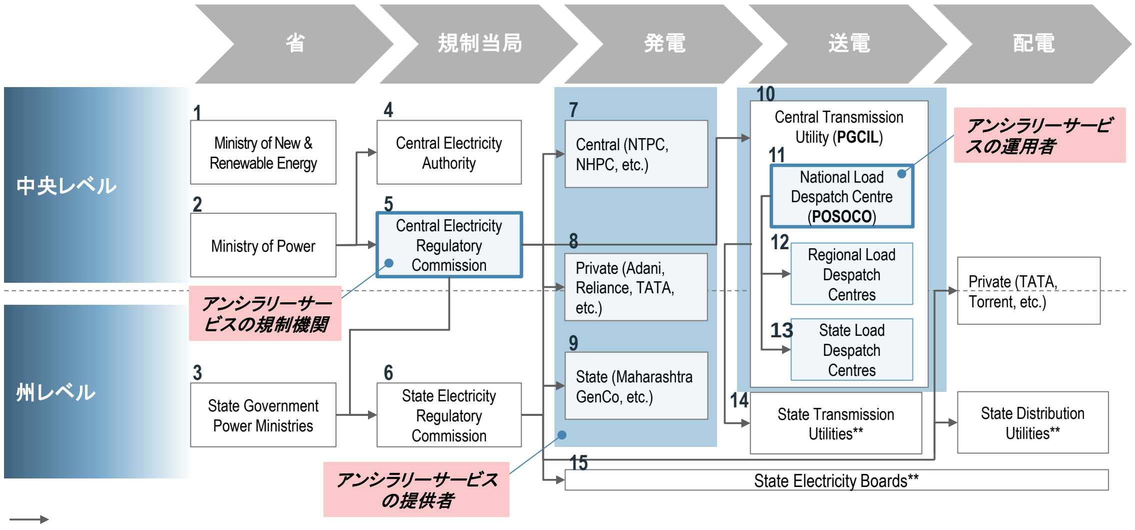
出所）　CERC (2015) “Report of the Committee of Spinning Reserve “

2.3. アンシラリーサービス

POSOCO により、2016 年 7 月から RRAS（Reserves Regulation Ancillary Services）の運用が始められている。

各主体の関係および役割は以下のとおりである。

図表 II-12 インドのアンシラリーサービス関連の組織の関係性



出所）Ministry of Power website

図表 II-13 RRAS における各主体の具体的な役割

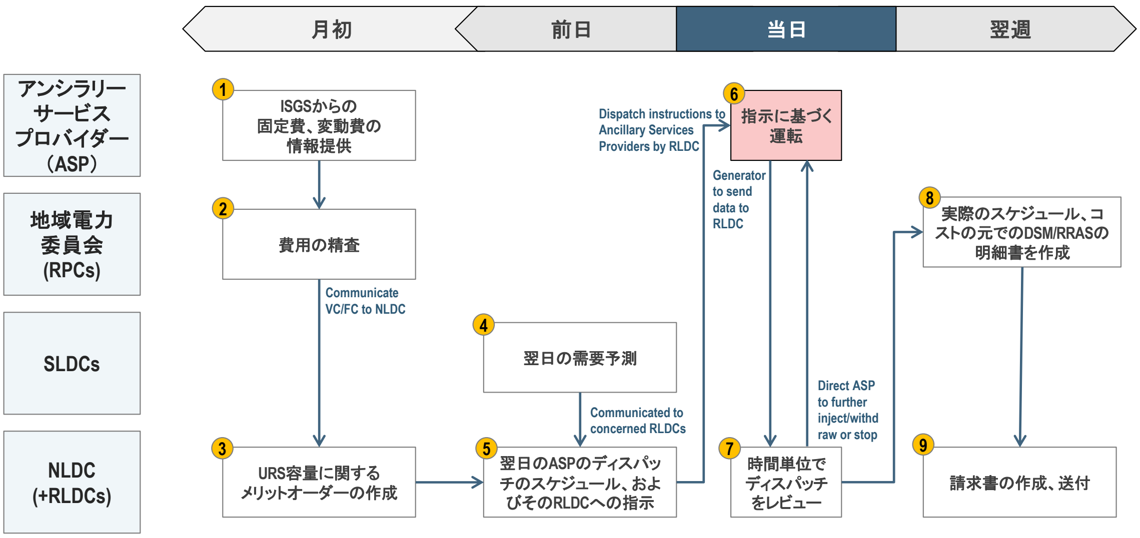
NLDC	・ RRAS の導入における州横断的な取り組みを行う。 ・ Region ごとのアンシラリーサービスの需要を予測する。 ・ すべての RRAS のサービスプロバイダーのメリットオーダーを、発電所の変動費を踏まえ作成、作成したメリットオーダーに応じて RLDC に RRAS プロバイダーのスケジュールを支持する。
RLDC/SLDC	RLDC ・ NLDC の指示に従い州横断的な RRAS の導入に責任を持つ。 SLDC ・ RRAS の導入における州内での取り組みを行う。 ・ 過去のデータ、天気予報等の電力需要に影響を及ぼす要因を踏まえ、翌日の 15 ブロックの電力需要量の予測をデイリーに行う。 ・ RLDC と予測に関して日々コミュニケーションを行う。

RRAS サービスプロバイダー	・ アンシラリーサービスプロバイダー（ASP）は、発電事業者で、そのタリフが CERC によって設定されている事業者。 ・ RPC への翌月分の必要な情報提供（供給力、固定費／変動費等） ・ RLDC から SLDC を経由して指示される発電量の増減（ramping up and down） ・ 給電中を通じた RRAS のサービス継続
地方電力委員会（RPC：Regional Power Committee）	・ 事業者から得た情報を踏まえた発電量および偏差（deviation）会計の作成 ・ 週次での RRAS 会計の明細書を作成 ・ ASP に対する支払・精算。

出所）各種資料より作成

RRAS は、以下のようなフローでサービス提供が行われる。

図表 II-14　RRAS のフロー



注）

・ISGS　：　Inter-state generating stations（a Central/other generating station in which two or more states have shares and whose scheduling is to be coordinated by RLDC）

・URS　：　Un-requisitioned Surplus（the reserve capacity in a generating station that has not been requisitioned & is available for dispatch）

出所）各種資料より作成

現在の RRAS サービスプロバイダーは、中央政府あるいは州政府が所有している発電会社。NTPC は全土での主要プレーヤーである。

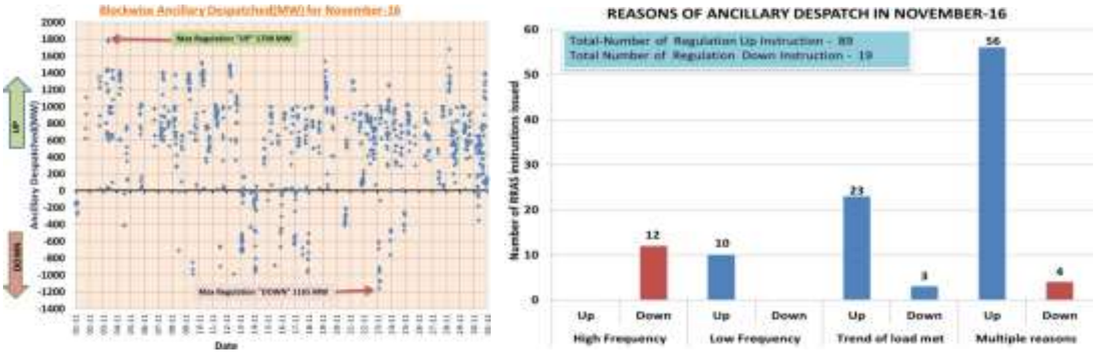
図表 II-15　主要な RRAS サービスプロバイダー

Region	Major RRAS Provider
North	National Thermal Power Corporation Ltd. (NTPC) National Hydro Power Corporation (NHPC) Satluj Jal Vidyut Nigam Limited (SJVN Limited) Tehri Hydro Development Corporation Limited Aravali Power Company Pvt Ltd. (APCPL)
East	National Thermal Power Corporation Ltd. (NTPC)
North-East	North Eastern Electric Power Corp Ltd (NEEPCO) National Thermal Power Corporation Ltd. (NTPC)
West	National Thermal Power Corporation Ltd. (NTPC) NTPC-SAIL Power Company Private Ltd. Coastal Gujarat Power Limited (TATA Power) Sasan Power limited (Reliance Power) Rajasthan Rajya Vidyut Utpadan Nigam Limited (RVUN) Ratnagiri Gas and Power Private limited
South	Neyveli Lignite Corporation (NLC) Ltd NLC Tamilnadu Power Limited (NTPL) National Thermal Power Corporation Ltd. (NTPC) NTPC Tamil Nadu Energy Co. Ltd.

出所）POSOCO　Monthly Reports on Implementation of RRAS Services Nov. 2016

アンシラリーサービスには、需要が供給を上回り周波数低下する場合に発動する“Up”と逆に周波数が上昇する場合に発動する“Down”があり、例えば、2016 年 11 月では、各発電所に対し数百～数 GW の調達が行われている。

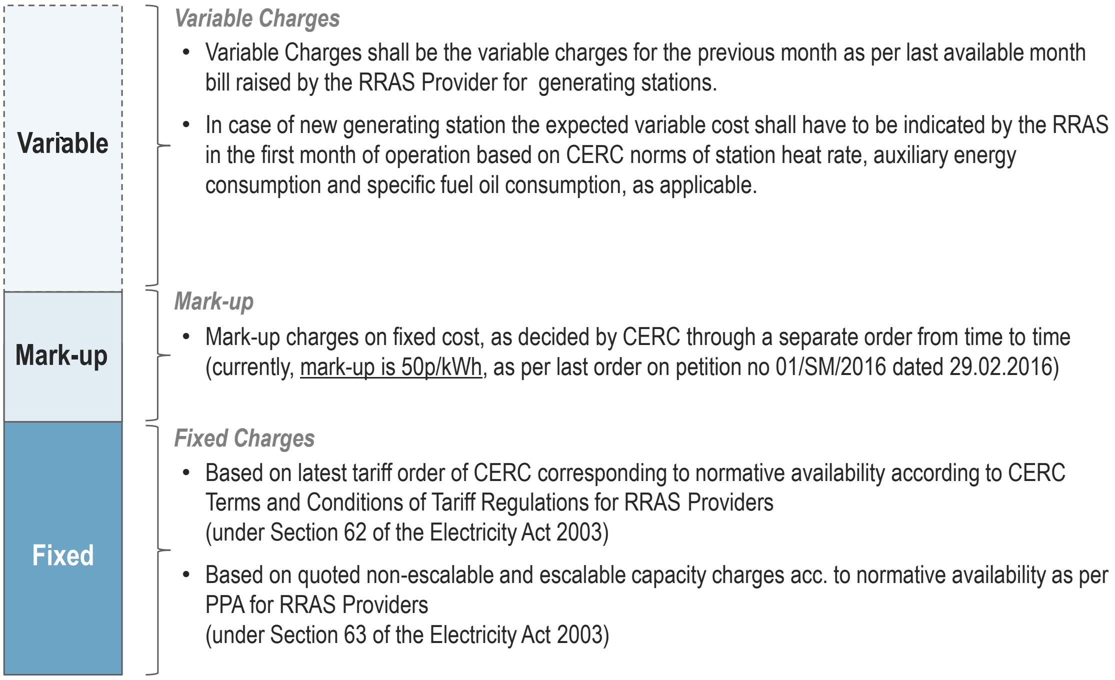
図表 II-16　インドのアンシラリーサービス（2016 年 11 月）



出所）POSOCO (2016) ”IMPLEMENTATION OF THE RRAS MECHANISM REPORT FOR THE MONTH OF NOVEMBER 2016”

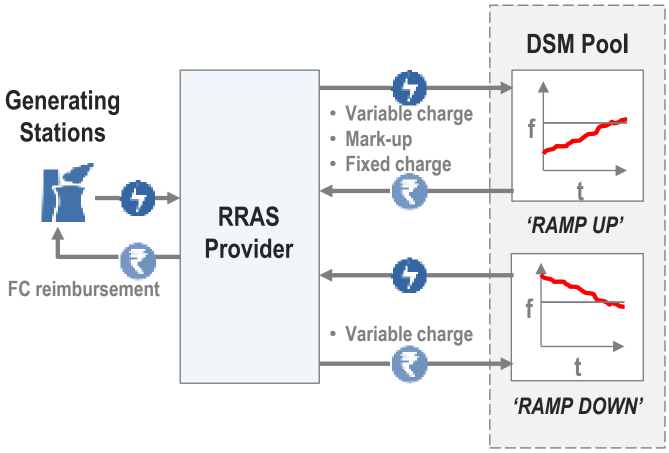
RRAS の料金（Up）は、UI メカニズムにおける DSM Pool と会計的には一体となっている。下図に示すとおり、固定料金に適正な利潤としての Mark-up が加算され、さらに変動料金が加算され、DSM Pool からサービスプロバイダーに支払われる。逆に Down の場合には、DSM Pool に変動費相当をサービスプロバイダーが支払う。

図表 II-17　RRAS の料金計算方法（Up の場合）



出所）POSOCO (2016), “Detailed Procedure For Ancillary Services Operations”より作成

図表 II-18　RRAS の設定



出所）POSOCO (2016), “Detailed Procedure For Ancillary Services Operations”より作成

以下に、RRAS サービスのプロバイダーごとの料金例を示す。

図表 II-19　RRAS サービスのプロバイダーごとの料金（2016/12/16～2017/1/15）

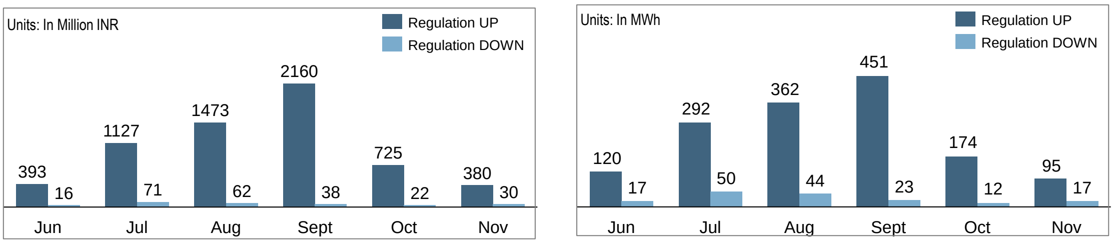
RRAS Provider Rate 16th December 2016 to 15th January 2017

Sl No	RRAS Provider Name	Region	Installed Capacity (MW)	Fixed cost (Paisa/kWh)	Variable cost (Paisa/kWh)	Ramp Up (MW/Block)	Ramp Down (MW/Block)	Technical Minimum (MW)
1	AGTPP - Agartala	AR	130	137.9	131.2	8	8	98
2	AGBPP - Kathalguri	AR	291	181.7	142.2	34	34	190
3	BongaigaonGTPP	AR	250	263.87	312.1	15	15	175
Source- NERPC-http://www.nerpc.nic.in/Ancillary%20Service.php								
4	Talcher STPS - I	ER	1000	90.9	165.1	48	48	700
5	Kahalgaon STPS - II	ER	1500	115.7	222.7	113	113	1050
6	Kahalgaon STPS - I	ER	840	101.6	235.1	90	90	588
7	Farakka STPS - I & II	ER	1600	78.8	242.7	120	120	1048
8	Barh TPS	ER	1320	191	265.4	90	90	871
Source- ERPC-http://erpc.gov.in/as-3-formats								
9	Singrauli STPS	NR	2000	61.1	151.2	135	197	1400
10	Rihand TPS Stage - III	NR	1000	148.2	163.8	100	150	350
11	Rihand TPS Stage - II	NR	1000	86.9	163.9	100	150	700
12	Rihand TPS Stage - I	NR	1000	84.1	164.6	100	150	700
13	Anta Gas Power Project GF	NR	419	68.5	238.2	225	225	260
14	Dadri Gas Power Project GF	NR	830	51.4	249.7	50	50	580
15	Unchahar TPS Stage - I	NR	420	84.2	285.6	15	15	294
16	Unchahar TPS Stage - II	NR	420	87.6	285.7	15	15	294
17	Unchahar TPS Stage - III	NR	210	136.7	285.7	15	15	147
18	Dadri TPS Stage - II	NR	980	157.1	303.4	100	100	686
19	Indra Gandhi STPS	NR	1500	171	312.4	150	150	900
20	Dadri TPS Stage - I	NR	840	86.6	323.4	80	80	588
21	Auraiya Gas Power Project GF	NR	663	49.9	331.1	138	138	460
22	Anta Gas Power Project RF	NR	419	68.5	448.8	225	225	260
23	Dadri Gas Power Project RF	NR	830	51.4	622.9	50	50	580
24	Auraiya Gas Power Project RF	NR	663	49.9	669.7	138	138	460
25	Auraiya Gas Power Project LF	NR	663	49.9	730.6	138	138	460
26	Dadri Gas Power Project LF	NR	830	51.4	759.8	50	50	580
27	Anta Gas Power Project LF	NR	419	68.5	812.3	225	225	260
Source- NRPC -http://www.nrpc.gov.in/comm/ancillaryservices.html								

出所）POSOCO (2016), Monthly Reports on Implementation of RRAS Services

また、RRAS の料金および電力量を以下に示す。

図表 II-20　RRAS の料金および電力量



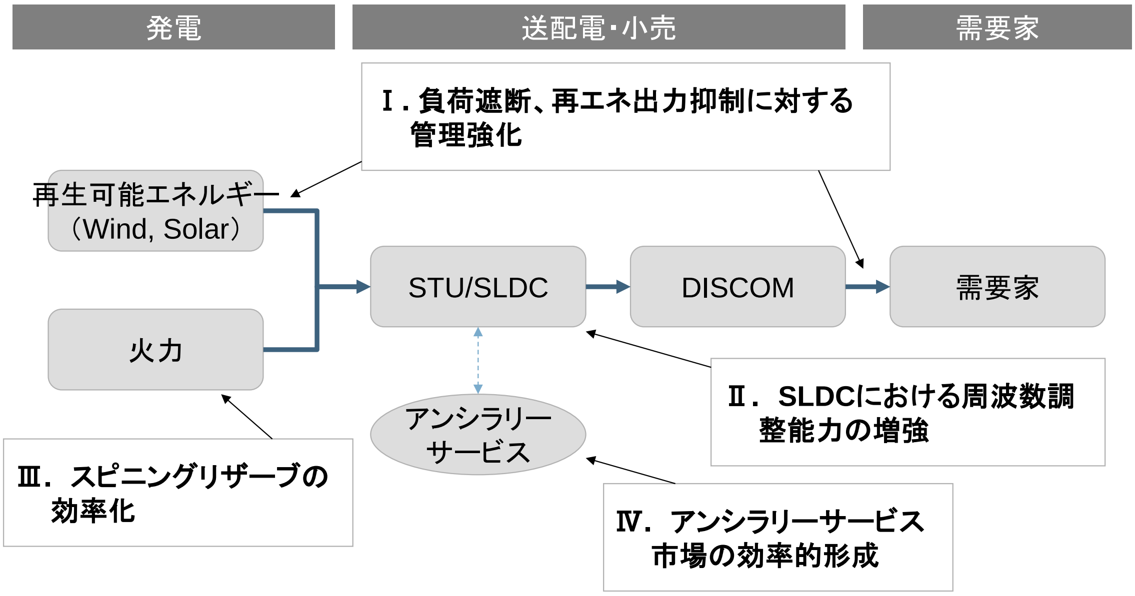
出所）POSOCO (2016), Monthly Reports on Implementation of RRAS Services

3. 系統安定化に関する問題の整理と課題設定

これまで見たインドの系統安定化の現状と政策に関する問題を整理し、課題を設定した。

図表 II-21 インドの系統安定化の現状と政策に関する問題と課題設定

設定した課題を電力のバリューチェーン上の主体との関係で整理すると以下のとおり。



III　政策リスト

インドにおける IPP 事業及び系統の現状を踏まえ、挙げられる課題に対する政策の方向性として以下のとおり提示する。

1.　IPP制度

問題	現状・ファクト	打ち手
① ディスパッチされないリスク	・設備利用率が低いと、固定費回収が十分なされない	・PPA に Minimum Take-or-pay の条項を加え、発電所の稼働率保証を行う。
② 燃料供給リスク	・石炭供給は改善されているが、DISCOM へのペナルティと CIL からペナルティと Back-to-Back になっておらず、CIL 起因で燃料供給がなされないと IPP の負担が生じる	・PPA と FSA の契約内容に整合性を持たせ back-to-back とする。
③ DISCOM の与信リスク	・DISCOM の支払が頻繁に遅延する ・政府保証が無い	・政府保証を付与する。
④ 燃料価格リスク	・燃料価格のボラティリティがパススルーされていない	・PPA において、従量料金について、燃料価格を実際のコストをベースとした 100%パススルーとする。
⑤ 為替リスク	・借入が日本円や米ドル建てである一方、現地通貨建てで電気料金が支払われると、IPP 事業者が為替リスクを負う	・米ドルによる支払い、あるいは、米ドル換算でのインドルピー支払いとする。

2. 系統安定化

問題	打ち手
I. 負荷遮断、再エネ出力抑制に対する管理強化	・SAIDI、SAIFI の KPI 管理を徹底し、その成果に応じて中央政府の補助を与え、KPI 達成のインセンティブとする。
	・特定の需要家に対してプレミアム料金制度を設ける。
II. SLDC における周波数調整能力の増強	・設備投資や系統安定化等の成果に応じて託送料金を認める。
	・LDC に対し需要量、供給量、予備力の予測に責任を持たせる。
	・現在 IEGC に設けられていない周波数上昇対策を設ける。例えば、発電機の有効電力自動制御機能の義務付けや、その他需要創出技術（蓄電池、デマンドリスポンス等）を許可する。
III. スピニングリザーブの効率化	・スピニングリザーブを効率的に供給するオプションとして、発電機の代わりに蓄電池で代替することを認める。
IV. アンシラリーサービス市場の効率的形成	・アンシラリーを効率的に調達するために、反応時間と持続時間に応じた市場のセグメント化を行う。
	・アンシラリーの調達コストを最小化するため、反応の精度に応じて、料金を差別化する。
	・アンシラリーの調達コストを最小化するため、長期契約を設ける。