

爆発的に成長するインド電力インフラ



一般財団法人海外投融資情報財団
専務理事
五辺 和茂

1. はじめに

2023年末、インドの再生可能エネルギーの発電容量は、日本やドイツを抜いて、世界第4位となった。その後も規模拡大は加速しており、2024年10月には非化石燃料の容量が200GWを超えている。中国に対抗意識のあるインド国内では、それでも導入スピードが遅いとの批判の声もあるが、23年度の1年間で実現した18GWの容量増加は過去最大の伸びである。

10年前のインドと比べれば、隔世の感がある。当時は、いかに地方を電化するか、が重要な課題であった。2011年には、インド最大の人口を抱えるUttar Pradesh州やBihar州の電化率は40%を下回っていた。そして2015年に、国民の2割が電気がない生活をしてきた。すでに電化された地域でも、頻発する停電に悩まされた。それもそのはずで、当時の需給ギャップ（ピーク電力）は約5%の供給不足であった。3カ月間のデータ調査を実施したところ、15の州では、ほぼ2日に1回の頻度で停電が起きていた。また、当時はインド全体で19.4%の電力が送配電ロスで消えていた（日本の送配電ロスは4.4%）。こうした状況であったがゆえに、Gujarat州首相として電力改革に成功したモディ首相の実績が、2014年の選挙で勝利した要因のひとつといわれる。10年間でどのような進化を遂げたのか、何が現在の課題となっているのか、インド電力セクターの現状についてみていきたい。

2. 500GWが意味するもの

2021年にグラスゴーで開催されたCOP26。モディ首相は、ライフスタイルの変化を促すことの重要性を延々と主張していたが、演説の最後に、2030年までに非化石燃料による発電容量を500GWにすることを公約し、参加者を驚かせた。米中に次ぐ、世界第3位の

GHG排出国であるインドが、9年後の具体的かつ野心的目標を掲げたことは注目を集めた。非化石燃料による発電容量は143GW（2020年末）にすぎず、化石燃料も含めた総発電容量でも384GWでしかない国が500GWのターゲットを掲げたわけだ。他方、ネットゼロ達成は2070年とした。気候変動問題を引き起こしたのは先進国、がインドのスタンスで、インドのGHG排出量がピークアウトするのは2040年以降だと環境省も公言したとおり、インドのGHG排出はこれからも増加し続ける。石炭火力発電の設備容量も2021年度204GWから2031年度283GWに拡張する想定（国家電力計画）である。これはMixed Messageのように見えるが、インド政府には確固とした戦略がある。では、500GWの目標を掲げた意図は何か。

ひとつは、再生可能エネルギーのフロントランナーになり、**新たな産業・製造業を国内に育成すること**だ。太陽光パネルは中国が市場独占状態だが、サプライチェーン多様化の観点から、あらゆる国が他の調達先を必要としている。インド国内に大規模な需要が生まれれば、巨額の製造設備投資がなされ、規模の経済が働くうえ、政府は生産連動型奨励策（PLI）で製造企業を支援できる。2024年の太陽光パネルのインドからの輸出額は2022年の20倍以上に達する。また、水素ビジネスを取り込むうえで、国内に安価な再生可能エネルギー源を持つことは必須だ。

次に、インドを長年にわたり悩ましている**貿易収支赤字の改善につなげる**ことだ。現在も1次エネルギーの4割を海外から輸入しているが、再生可能エネルギーを増やせば、発電量の大宗を占める石炭火力発電の原料である一般炭の輸入拡大を抑えられる。また、国内に太陽光パネル等の製造設備ができれば、輸出も期待できる。インドは国際太陽光同盟（ISA）の発案者である。ISAとともに、アフリカなど75カ国に技術支援をしつつ、太陽光発電の導入支援をしている

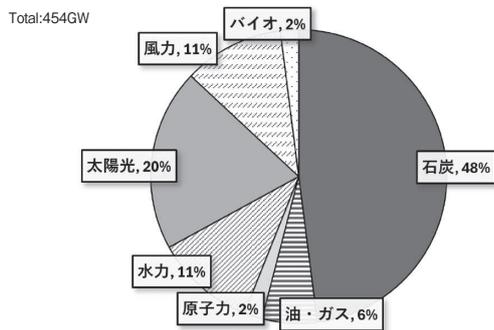
のは、将来の輸出促進に向けた布石にもみえる。

最後に、エネルギー安全保障を強化する狙いがある。Viksit Bharat@2047 Initiativesが発表される2年以上前、独立75周年記念を祝うモディ首相のスピーチがニューデリー近郊のRedFortで行われた。その場で、2047年の100周年記念日を迎えるまでに、インドとしてエネルギー独立を達成する決意が示された。バイオ由来の圧縮天然ガスを活用するなど、循環型経済の視点を入れつつ、自給自足の可能性を探っているが、エネルギー需要が増加するなか、エネルギー安全保障の実現に、再生可能エネルギーの活用は不可欠だ。インドの課題である産業育成、貿易赤字削減、エネルギー安全保障の3つの貢献が期待できれば、再生可能エネルギーの導入を促進するメリットは大きい。

3. 目標達成に向けての現在地

2024年10月末現在の発電容量は454GWであり、非化石燃料は203GWを占める。2015年には90GWであったため、2倍以上に拡大している。

エネルギーミックス（設備容量）2024年10月末時点



なかでも急成長したのが太陽光発電で、2015年の6.7GW（全体の2%）から、90GW（同20%）に拡大した。風力発電も、2015年の27GWから48GWに成長しているが、伸びは緩やかである。インドとして200GWを超えたことはひとつのmilestoneとなるものだが、あと6年間で300GWの容量拡大が必要。すなわち、1年で50GWが目安となる。かなり厳しいチャレンジだが、インド政府は、土地収用や送電網、PPA確保などの課題に対処するため、全stakeholderを巻き込んだタスクフォースの設置も検討するなどあきらめていない。インドでは、土地収用やPPA締結、配電を行うのは州政府の役割で、中央政府は手が出せない体制である。そこで、中央政府がコントロールする手段として、再生可能エネルギー調達義務（RPO）を導入している。各州配電会社や大口需要家等には消費

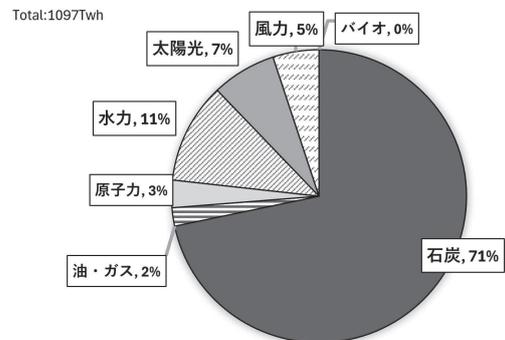
電力量の一定割合を再生可能エネルギーとする義務が課され、これを達成できない場合には巨額の罰金を科す。このRPOをうまく使い、政策誘導効果の実現も狙う。導入がやや遅れている風力発電や水力発電の促進になるよう、それらの調達義務をあえて分けて規定した達成義務を策定している。

表 再生可能エネルギー調達義務（2024-29）

年度	風力	水力	分散型	その他	合計
2024	0.67	0.38	1.50	27.35	29.91
2025	1.45	1.22	2.10	28.24	33.01
2026	1.97	1.34	2.70	29.94	35.95
2027	2.45	1.42	3.30	31.64	38.81
2028	2.95	1.42	3.90	33.10	41.36
2029	3.48	1.33	4.50	34.02	43.33

各州配電会社は、2029年度には電力の43%を再生可能エネルギーで調達することが必要となる。現状、インド全体の発電量ベースで見ると、再生可能エネルギーの割合は24%にすぎないことから、決して容易な目標設定にはしていない。

エネルギーミックス（発電量）2024年10月末時点



RPO義務が実行可能であるか、をインド政府の政策諮問機関であるNiti Aayogが分析したところ、30の州／UTのうち21州は州内のポテンシャルを最大限活用することで達成可能であり、残りの9州（DelhiやHaryana等）は余剰のある州からの購入で達成可能との結果がでている。

現時点でインド政府が想定している中期的な発電容量の計画（国家電力計画）は以下のとおり。太陽光は10年で7倍、風力は4倍に拡大させ、石炭火力も

79GW増やす計画である。

表 今後の発電容量計画

(単位：GW)

年度	石炭	ガス	水力	風力	太陽光	全体
2021	204	25	52	40	54	410
2026	235	25	52	111	208	669
2031	283	25	63	165	385	997

Niti Aayogが分析するとおり、インドの多くの州に再生可能エネルギーの開発ポテンシャルはあるが、地域によりばらつきは大きい。Capacity Factor (CF：定格出力で24時間365日発電した場合の発電量に対する実際の発電量の割合)で比較すると、太陽光で20%を超えるのはRajasthan州、Karnataka州などだが、多くの州で15%を超えている。他方、風力発電は、西部と南部でしか発電はできず、CFが20%を超えるのはKerala州、Telangana州、Gujarat州、Karnataka州等だが、CFが最も低いMaharashtra州でも16%となる。両者を組み合わせられ、未利用の土地が多く、産業集積地に近いという意味ではRajasthan州、Gujarat州、Karnataka州でのポテンシャルが高いと言えるだろう。

4. Ultra Mega Solar Park

構造的な問題からインフラ建設が計画どおり進まず、ポテンシャルを現実化できなかったのが以前のインドである。だからこそGujarat州で実績を残したモディ首相への期待は高かった。モディ政権が発足した2014年、政府は大規模ソーラーパークを推進するスキームを策定し、同スキームのもとで、世界最大規模となるソーラーパークを含め、1000MW規模のプロジェクトが各地で動きだした。

インドでの大規模太陽光発電の課題は、主に2つ。1つめは、**土地収用に係るリスク**だ。土地の所有者を確認するにも時間がかかり、事業開始後に名乗り出てきて係争になることもある。2つめは、**オフテイカーリスク**。発電事業者は電力引取先と固定価格で長期契約を締結し、大規模開発の収支見通しを着工前に固めるのが通例だ。しかし、インドでは、電力を購入する州の配電会社の財務状態が悪く、長年の赤字で累積損失を抱えている状態で、支払い遅延も頻発していた。配電会社の債務履行リスクを抱えるとなると投資できる発電事業者は限られる。これらの課題を放置しては大規模ソーラーパークの建設は実現しない。

そこでインド政府は、大規模ソーラーパークの土地

収用、水やアクセス道路などの関連インフラの整備、それらの許認可取得を州政府が主体となって行い、開発した更地を、入札を通じて民間の発電事業者に分譲する方式を採用した。これにより、民間発電事業者を訴訟リスクから切り離すことができるうえ、時間のかかる土地収用を政府の管理のもとで迅速に進めることができる。配電会社の支払能力の問題については問題の根本から対処するのは時間がかかるため、**州配電会社の信用リスクを隔離する手法**をとった。具体的には、国営企業で信用力の高いNTPCやSolar Energy Corporation of India limited (SECI) がソーラーパークの発電事業者とPPA契約を締結し、その契約とミラーとなる契約をSECI等が州配電会社と締結する形式にすることで、SECIの信用リスクで安心して売電できる。これで海外投資家も参加できる仕組みとなった。また、1カ所にまとめることで送電線を引くコストが節約できる。小規模な太陽光発電であれば近隣地域での利用となり、需要は限られる。大規模ならば昇圧もまとめて行えるため、遠距離への高圧送電が可能になる。中央政府は、設備投資 (CAPEX) の一部を支援するほか、インドの政府系金融機関であるPower Finance Corporation Limited (PFC) 等を通じた金融支援も用意した。こうして、以下の大規模太陽光開発が動きだした。

表 Ultra Mega Solar Park

ソーラーパーク	所在州	容量
Bhadla	Rajasthan	2,245 MW
Pavagada	Karnataka	2,050 MW
Ananthapuram	Andhra Pradesh	1,500 MW
Kurnool	Andhra Pradesh	1,000 MW
NP Kunta	Andhra Pradesh	978 MW
Rewa	Madhya Pradesh	750 MW

近年は、さらに大規模化が進んでおり、太陽光と風力の双方のポテンシャルが高いGujarat州では、**パキスタンとの国境地帯に広がる広大な土地に太陽光・風力合わせて30GWの再生可能エネルギーパークの建設が開始されている**。RPOの箇所でも触れたが、インドでは風力発電の開発が加速していないため、近年の傾向として太陽光・風力を組み合わせたプロジェクトを優先的に開発したい政府の思惑に合致する。

5. 入札の仕組み

太陽光発電の入札は、どのように行われるのか。入札は、新・再生可能エネルギー省 (MNRE) が定め

たガイドラインに沿って、Solar Energy Corporation of India Limited（以下、SECI）などの実施機関（REIAs）が行う。入札方式はE-Reverse Auctionとよばれ、外国企業も参加できる。入札は2段階で、技術・財務面の基準を満たすことを確認し1段階目は終了。2段階目では、各応札者が提出したタリフ（Rs/kWh）によりショートリストされる。最も高いタリフを提示した応札者は原則除外される。オークションが開始されると全参加者の提示タリフと希望容量（MW）が開示され、自分の立ち位置がわかる。容量は変更不可で、できることはタリフを下げるだけ。提示したタリフにより、参加者は3つのゾーンに振り分けられ、随時更新される。求める容量を取れる者はグリーンゾーン、一部取れる者はオレンジゾーン、全く取れない者はレッドゾーンとなる。オークションの時間は30分だが、ゾーン変更があれば8分間延長が繰り返される。SECIがあらかじめ定めた上限タリフを下回ることに加え、入札で提示された最も安いタリフの102%を下回ることも落札条件となる。したがって、参加者が少ない場合でも、高いタリフが認められることはない。仮に同じタリフで並んだ場合、先に提示した者の勝ち。このプロセスを経て、落札者にアワードが出される。公式手続きはこれで終わりだが、インドではここで終わらない。SECIは入札結果をwebsiteに公開し、配電会社に情報を提供する。購入を申し込む配電会社が出てきてくれればよいが、見つからない場合、入札をキャンセルできるとされている。結果として、落札企業はタリフをさらに下げてオフテイカーとなる配電会社をSECIに探してもらうことになる。配電会社とめでたく合意し、PPA契約を締結して、ようやく完了である。配電会社とのタリフ合意は鬼門である。

オフテイカーが見つからないのは、タリフの水準が高いことが理由であろうか。実際にはそんなことはない。政府の再生可能エネルギーシフトの影響で、次々と大型の開発案件が出てくる状況ゆえ、供給過多になりがちで、配電会社は焦って契約する必要がない状況であることが主な原因である。タリフはむしろ低い。これまでの太陽光発電入札での最低タリフは2020年11月にRajasthan州での開発案件（1070MW）における2.00 Rs/kWhであるとされている。その後は、さらに低下するわけではなく**2.3～2.6 Rs/kWhの水準で推移している**。この最低タリフが生まれたのは特殊事情がある。この入札では、（SECIの先にいる）電力の引取先が入札実施のタイミングですでに決まっており、発電事業者として追加のネゴが不要であったため、踏み込んだ価格が提示できたというのが背景だ。近年の

傾向としては、さらなる価格低下を求める方向ではなく、むしろ風力との複合案件が増加したり、蓄電機能（BESS）付きの太陽光発電の入札が行われたり、さらにはオフテイカーが求める時間帯に電力を供給するFirm and Dispatchable Renewable Energy（FDRE）と呼ばれる形式の入札も行われるなど、プレーンな太陽光発電ではない形に進化しつつある。

6. Firm and Dispatchable Renewable Energy

注目すべきは、このFDREの入札がすでに10件程度行われ、PPA締結済が1件、アワードレター発出済みが3件あることだろう。ただし、いまだ発注側であるMNREも手探り状態で、最適な形を探っている段階である。最近の例では、24時間を60分ごとに24のブロックに分けて、各ブロックで求められる電力量が示され、それに合わせて電力を供給していく形（24H需要対応型）や夕方以降のピーク時にまとまった電力を供給する形（ピーク時対応型）があるが、その詳細設計はまだ標準化されてはいない。

24H需要対応型は、火力発電が行ってきた需給調整と同じことを太陽光発電+BESSで行おうというもので、出力コントロールがより複雑になることもあり、ピーク時対応型の方がタリフは低い。また、目標とする電力量の80%の出力を義務として求められるのか、70%でよいのかによってもタリフは変わる。その水準を下回ればペナルティをとられるため、採算に直結するのだから当然だろう。

FDREの入札規模も巨大である。太陽光発電により、2000MW×4時間（8000MWh）の電力供給のプロジェクトや1260MWの太陽光発電で24時間、一定規模の出力を求められるプロジェクトが出てきている。当然ながら1社で抱える想定ではなく、複数の企業が受注する前提である。FDRE入札で、**落札価格は5.0 Rs/kWhを下回る水準に低下してきている**。「火力発電のように24時間の需給調整ができる」グリーン電力が、石炭火力のタリフ水準とほぼ同水準になりつつあるわけだ。これが大規模に導入されていけば石炭火力は減っていくだろう。

7. さらなる導入加速には何が必要か？

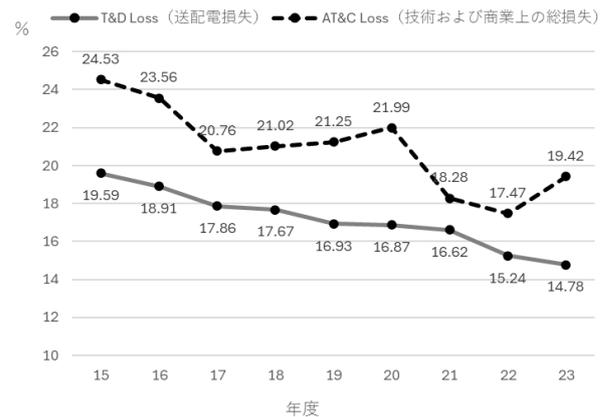
2023年の1年間で18GWの増加を実現したとはいえ、政府が目指すのは年間50GWの増加である。インド電力省によれば、2024年12月時点で140GWの再生可能

エネルギープロジェクト（大規模水力を含む）が建設中とのことであり、建設期間は通常2～3年であることを考えれば不可能な数字ではないようにもみえる。しかし、現在の入札制度の難しさは、オフテイクを見つけることにある。RPOの要求水準を高めることにより、オフテイクとなる州配電会社には一定の圧力がかかるはずだが、十分な効果を発揮するかは未知数だ。配電会社はもともと赤字体質であるため、積極的に動かずに、様子見、待ちの姿勢になっている。オークションを終えたものの、PPAが締結されていないプロジェクトは24年12月時点で9200MW以上に増加しているとの報道もある。この状況を放置すれば、入札に参加する事業者は減り、再生可能エネルギープロジェクト推進の足かせになりうる。

配電会社はなぜ赤字なのか。さまざまな課題が複雑に絡みあうが、根源的な問題は、電力料金が歪んでいることにある。インドでは、一般家庭や農業向けに安い電力料金が設定されている。それが補助金で賄われるのならば良いのだが、州政府の負担を抑えるべく、クロスサブシディが導入されている。具体的には、工業・商業利用者向けの電力料金は、一般家庭・農業向けの補助金の一部が上乗せされた価格設定となっている。そのため、工業・商業利用者としては、太陽光発電を自家発電として導入すれば電力料金をかなり下げることができる。送電インフラの第三者利用も開放されており、再生可能エネルギープロジェクトから電力を直接調達することでもコストカットになる。結果として、配電会社は優良顧客を失い、赤字価格の利用者を多く抱えることになる。配電会社にとって不幸なのは、他国と比べ、農業での電力利用が極めて大きいことだ。アジア太平洋全体の平均値（農業向け電力）は全体の3.7%にすぎないが、インドでは17.2%で、一般家庭と農業向け電力の合計で43%を占める。そして、農業セクターは政治力が強く、料金引き上げは容易ではない。

それならば、配電会社に州政府から補助金を出せばよいのだが、十分な補助金は与えられない。配電会社のオペレーションのパフォーマンスが低いことが補助金を出しにくくしている。配電会社は、技術的な配電ロスに加え、盗電やメーターの誤診等の問題を抱えている。それゆえ先進国では送配電ロスが指標となるが、インドでは、送配電ロスに加え盗電による商業的な影響も含めたAT&Cロスという指標が用いられる。

AT&C Lossの推移



2020年までは20%を超えるAT&Cロスが発生していた。23年は19.4%で改善傾向だが、まだまだ高い。送配電ロスで見ても14.8%で、先進国のレベルには遠く及ばない（日本は5%を下回る）。せっかくインドの発電能力は強化されつつある（ピーク時のギャップは2010年までは10%以上あったが、近年は1～2%まで低下）のに、発電能力不足の問題以上に、送配電ロスの規模が大きすぎる。この課題に対処しなければ停電はなくなる。

なお、このAT&Cロスの数値はあくまで平均値であって、パフォーマンスが高い配電会社もある。Gujarat州の配電会社は2～4%程度のAT&Cロスであり、日本と同レベルだ。他方で、北東部の配電会社では46～52%のAT&Cロスを記録するなど、州により違いは大きい。

配電会社の財務状況調査によると、2022年度末の累積損失合計は6.5兆ルピー（約12兆円）であった。インドの再生可能エネルギープロジェクトの入札がSECI等を介在させた2段階型になっているのも、この配電会社の財務問題による。配電会社から再生可能エネルギーの調達要望が出てきた後に入札を行う形にすればPPA遅延問題は解決するが、再生可能エネルギーの導入スピードを配電会社が決めることになり、かえって導入ペースが遅くなるだろう。

中央政府としては、2025年までにAT&Cロスを10%に引き下げることが目標に、メーター誤診の防止になるスマートメーター2.5億個を設置すべく進めている。また、クロスサブシディの規模を一定範囲に制限したり、農業分野での太陽光導入も開始したりするなど、できる手を打っている。しかし、労働法改革と同様、中央政府が方針を出しても、州政府がそれに従って法律をつくらなければ何も変わらない。抵抗する州政府を動かして電力料金の構造を変える努力がいる。

中央と州の断絶というインドにおける古くて新しい問題である。

もうひとつの課題は、送電網の強化だ。再生可能エネルギー導入に合わせ、受け皿となる送電線の容量も拡大する必要がある。政府も送電線の強化の必要性を理解しており、回線延長は2018年41.3万ckm (circuit kilometer、回線の延長距離 (km)) から2023年48.5万ckmと、5年で7.2万ckm増加させた。ただし、送電量が増加する区間で、増加量に見合う強化がなされることが重要である。

インドの送電網は、もともと5つ(北部、西部、東部、北東部、南部)に分かれ、周波数もばらばらだったものを2013年に周波数を統一したものだ。系統運用はGrid Controller of Indiaが中央給電指令所にて行うが、その下に5つの地域給電指令所が置かれ、地域ごとに管理される。ひとつの送電網といっても、やはり5つのネットワークの集合体となるため、それぞれの地域の接続性を強化する方向となる。

再生可能エネルギーを全て地産地消にはできないし、時期によって発電量も大きく変動する。風力・太陽光のポテンシャルが高い州としては、国家電力計画においてRajasthan州(99GW)、Gujarat州(60GW)、Andhra Pradesh州(58GW)が想定されており、それらが属する北部、西部、南部の送電能力を高める方向だ。西部-北部間は、37GW(2021年)から61GW(2031年)へ、西部-南部間は、18GW(2021年)から37GW(2031年)へ拡張する。州内の送電線等も含めると、送電網全体で21年46万ckmから31年65万ckmに延ばす計画である。世界各国で送電線の拡張が図られ、送電線の製造が追いつかない状況にあるなかで、送電線・変電所の製造企業も誘致せんと新たなPLIも計画しているが、送電線拡張を予定どおりに実施するのは容易なことではない。

火力発電並みのタリフで実現できるところまで育ててきた。インド政府が目指す再生可能エネルギーの拡大ペースに到達するにはもう一段の工夫や構造的問題への打ち手が必要であるものの、地方の電化ができていなかった状況や多くの都市で停電が頻発していた状況と比べれば、電力セクターの環境は劇的に進化した。停電はなくなったわけではないが、都市部における停電は大幅に減少している。この政策が続けば、ピーク時の電力需要を賄える発電容量は達成できるだろうが、課題は送配電ロスをいかに低減させつつ、再生可能エネルギーの大量導入を受け止められる電力網の構築ができるかである。但し、この課題はインドに限らず、多くの国が直面している課題だ。総合的にみて、ここまでの成果は、実務的な対応に終始したモディ政権でなければ実現できなかったものと評価してよいだろう。次の5年間でどこまで進化するか、注目したい。

(参考文献)

- ・IRENA, Renewable Capacity Statistics 2024
- ・インドの電力事情および電力政策の考察、IEEJ
- ・RPO and Energy Storage Obligation trajectory till 2029-30, Ministry of Power
- ・National Electricity Plan, Volume II, 2024
- ・PFC Utility Performance Report 2022-23
- ・Climate and Energy Dashboard, Niti Aayog
- ・RFS for Selection of solar power developers, SECI

(筆者略歴)

1994年日本輸出入銀行入行。1998年国際通貨基金に出向。2000年より国際協力銀行にて、米州や中東・アフリカの地域担当融資部門、また鉄道や自動車・化学・エンジニアリングのセクター担当融資部門で勤務。2020年より日米豪連携やQUAD連携を担当しつつ、社会インフラ部長としてインド向け融資を拡大。2024年より現職。

表 National Electricity Plan～送電網の強化計画

(単位: CKM)

	2021年度 末時点 (A)	2026年度 末時点 (B)	2031年度 末時点 (C)	(C)-(A)
送電線	456,716	571,403	648,190	191,474
HVDC	19,375	19,455	34,887	15,512
765KV	51,023	87,581	114,719	63,696
400KV	193,978	228,596	249,585	55,607
230/220kV	192,340	235,771	248,999	56,659

課題はまだ残るものの、7%台で成長する経済を支える電力を供給できるよう発電能力を強化させながら、太陽光発電の規模を10年前の13倍にし、火力発電と同じ使い方ができるグリーン電力(太陽光+BESS)を、