

インドの国家太陽光発電導入計画、フェーズ 2 へ移行¹

新エネルギー・国際協力支援ユニット

新エネルギーグループ

2010 年にスタートした国家太陽光発電導入計画、Jawaharlal Nehru National Solar Mission (JNNSM) フェーズ 1 は本年 6 月に終了し、引き続きフェーズ 2 (2013 -2017) へ移行する。

フェーズ 1 では、最小の発電コストを提示した発電事業者が落札するリバース・オークション方式が採用され、合計 950MW の太陽光/太陽熱発電プロジェクトが選定された。オークションは 2 回実施され、1 回目のオークションで選定されたプロジェクトの平均発電コストは Rs².12.12/kwh、2 回目のオークションで選定されたプロジェクトの平均発電コストは Rs.8.77/kwh であった。

ただ、この発電コストがそのまま売電料金に転嫁されると需要家にとっては過大な電力料金となるため、政府は石炭火力発電による電力とバンドリングし、Rs.5/kwh 程度の料金にして送電会社へ売る仕組みを採用した。フェーズ 1 では、リバース・オークション方式以外の方式³で 160MW の太陽光/太陽熱発電が導入され、これらを合わせてフェーズ 1 の導入目標 1,100MW は達成された。このうち現在までに 420MW の発電プラントが稼働を開始している。

フェーズ 2 の導入目標は 4GW⁴で、バンドリングできる石炭火力発電量が限られているため、太陽光発電プロジェクトの財務支援策として Generation Based Incentives (GBI)、Validity Gap Funding (VGF)、バンドリング・スキームの組み合わせが考えられている。VGF は民間の事業者の投資とリターンの差を官が支援する仕組みで、競争入札で落札した発電事業者は VGF として Rs.5.45/kwh が 25 年間に亘って支払われる。それに加えてプロジェクト投資コストの最大 30%、又は、Rs.2.5 千万/MW のどちらか小さいほうが発電事業者に支払われる。一方、事業者は自己資金として最低 Rs.1.5 千万/MW の負担が求められる。

JNNSM を管轄する新・再エネ省 (Ministry of New and Renewable Energy) は先月、フェー

¹ 本稿は経済産業省委託事業「国際エネルギー使用合理化等対策事業 (海外省エネ等動向調査)」の一環として、日本エネルギー経済研究所がニュースを基にして独自の視点と考察を加えた解説記事です。

² 1Rs (インドルピー) は 1.65 円

³ Migration scheme (JNNSM のスタート以前に開始されたプロジェクトを JNNSM に移管したもの)、Generation Based Incentives: GBI (小規模太陽光と roof top PV の支援策)、および実証プロジェクト

⁴ このほかに州レベルの様々なスキームのもとで 6GW を導入する計画である。

ズ 2 の最初の tender (容量 750MW) を VGF スキームで実施すると発表した⁵。新しいプロジェクト財務支援策のもとで進められる JNNSM フェーズ 2 の成果が注目される。

お問い合わせ : report@tky.ieej.or.jp

⁵ フェーズ 1 では「ローカルコンテンツ」は考慮すべきことと記載されていたが、強い要求ではなかった。フェーズ 2 では明確に要求されるようになった。下記トレンド情報参照。