

# 脱炭素時代の発電事業向け プロジェクトファイナンスに関する考察

一般財団法人 海外投融資情報財団  
専務理事  
長田 薫



## 1. はじめに

### (1) 本稿のねらい

昨年5月に国際エネルギー機関(IEA)が発表した“IEA Net Zero 2050: a Roadmap for the Global Energy Sector”(以下「IEA Net Zero 2050」という)による衝撃から、1年近くが経過しようとしている。

すでに多くの識者が指摘しているとおり、IEA Net Zero 2050は、2050年に温暖化ガス排出ネットゼロを達成する場合に、エネルギー部門がどう変化していくかのひとつのシナリオ(以下「ネットゼロシナリオ」という)をバックカスティング手法で描いたものである。したがって、IEA自身も認めているとおり、未来予想図などではなく、またその内容にはさまざまな議論が存在する。しかしながら、IEA Net Zero 2050が、現実エネルギー部門へ大きな影響を及ぼし始めていることは疑いなく、電力セクターもその例外ではない。

本稿では、ネットゼロシナリオを再三引用しているが、このシナリオを肯定あるいは否定する意図はなく、また、将来の電源構成のあり方を論じることも目的としていない。IEA Net Zero 2050をひとつの契機として脱炭素化が大きな潮流となりつつある現実のもとでのビジネスに関し、発電事業へのプロジェクトファイナンスという、ひとつの切り口から示唆を与えることを目的としている。

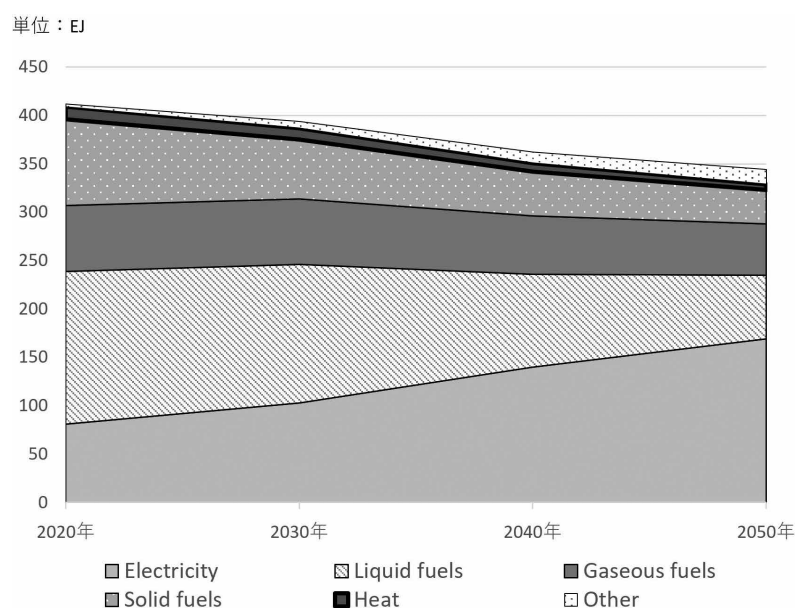
### (2) ネットゼロシナリオの電力セクターへのインパクト

ネットゼロシナリオ下における、電力セクターの変化の主要ポイントは以

下の二点である。

- ・発電は、化石燃料利用主体から再生可能エネルギー主体へと転換(図表3参照)。
  - ・ネットゼロの実現には、電化を飛躍的に進めることが不可欠とされており、電力需要は向こう30年で大きく増大(図表1のとおり、エネルギー需要全体が減少する一方、電力需要は著増する見通しとなっている)。
- つまりネットゼロシナリオのもと、電力セクターは、再生可能エネルギーなどの脱炭素型への転換をはかりつつ、同時に膨大な需要増に応えるという課題にチャレンジしていくことが求められている。

図表1 ネットゼロシナリオのもとでの最終エネルギー需要推移



出所: 国際エネルギー機関(IEA), Net Zero by 2050: a Roadmap for the Global Energy Sector  
をもとに筆者作成

### (3) 民間主導のファイナンスの必要性

一方、多くの国の政府が財政制約を抱えるなか、増大する電力需要に各国政府が多大な財政負担によって応えていくことは困難と考えられるところ、需要増大への対応の主役は民間企業が担うことが見込まれる。そのため、従来の火力発電IPP<sup>注1</sup>に代わり、今後は、再生可能エネルギーをはじめとする脱炭素型IPPが飛躍的に増加し、わが国の企業にとって大きなビジネスチャンスとなることが期待される。そして、ファイナンスについては、従来のIPPと同様に、民間金融機関の参画を得たプロジェクトファイナンスが広く活用されていくことが見込まれる。

しかしながら、脱炭素型IPPは、採用する技術、事業の形態、参加プレーヤー、プロジェクト実施国のエネルギー・電力部門の構造変化などの理由から、そのリスクプロファイルが従来のIPPと大きく異なるものとなるが見込まれ、プロジェクトファイナンスを検討する金融機関、そしてファイナンスを手配する借り手側の企業は、こうした新しいリスクプロファイルに向き合いつつ、案件の組成を行うことが必要となる。

本稿では、これまで確立してきた従来のIPPにおけるリスクコントロールの考え方を踏まえつつ、新たな時代の脱炭素型IPPがどのような課題に直面するかを整理し、そのうえで新たな課題にどう対していくかについてのヒントを提示することを試みる。

## 2. 従来のIPPの主要リスクコントロールの考え方

プロジェクトファイナンスは、特定のプロジェクト向けの融資であり、融資の返済を対象プロジェクトが生み出すキャッシュフローに依拠することを基本とする。そして、貸し手であるレンダーが債権の回収にあたって遡及できるのは、基本的に対象プロジェクトのキャッシュフローと資産に限定される。

こうしたプロジェクトファイナンスにおいては、仮に、プロジェクトに関するなんらかのリスクが現実のものとなって所期のキャッシュフローが生み出されなくなると、直ちに融資の返済に支障をきたす。そのためレンダーは、個々のリスクを入念に分析のうえ、十分なリスクコントロールが行われているかを確認する。そして、仮にリスクコントロールが不十分と判断される場合には、プロジェクト実施主体・スポンサー、その他プロジェクト当事者から、何らかのリスク補完措置を引き出すことなどを通じて、リスクをコントロールする。

以下、従来のIPP向けプロジェクトファイナンスに

おけるリスクコントロールの考え方を、いくつかの主要なリスクを対象に例示的に紹介する。

### (1) スポンサーリスク

IPP事業においては、通常、事業の出資者にあたるスポンサーによって、プロジェクトの実施主体兼借入人となるプロジェクト会社が設立される。

出資者たるスポンサーは、大きく分けて戦略投資家と、もっぱら投資リターンに期待する金融投資家に大別することができる。ここではプロジェクトにおいて大きな役割を担う戦略投資家に絞って議論をしたい。

戦略投資家に求められる主要な役割は、出資金払い込みなどの金銭面での支援に加え、プロジェクト実施への非金銭面での支援である。発電事業は、一般に初期投資の金額が大きい一方、プロジェクト期間が長期にわたることから投資の回収に長期間を要し、それに応えるため、プロジェクトファイナンスも長期の融資となることが一般的である。そのため、戦略投資家に対しては、十分な事業実施能力に加え、そうした能力を生かして長期にわたり事業をバックアップすることが期待される。

したがって、戦略投資家にあたるスポンサー自らの事業戦略に照らして、対象プロジェクトが重要な位置付けにあり、当該スポンサーが長期にわたり事業にコミットする十分なインセンティブを有しているか（長期にわたり責任をもって事業をやりきる意思を有するか）が、重要な確認ポイントのひとつとなる。

### (2) 完工リスク

完工リスクとは、プロジェクトが所定のスケジュール・予算の範囲内で、計画通りの仕様にて完工し、遺漏なく操業を開始できるかどうかのリスクである。

リスクコントロールの主要ポイントとしては、①プロジェクトの建設などを担当する者（EPCコントラクター<sup>注2</sup>など）がプロジェクトを完工させる能力を持っているか、②能力をもつEPCコントラクターなどに契約（EPC契約）にて完工を義務付けているか、の二点をあげることができる。

このうち②の点について、従来のIPPの多くは、

- ・ Lump Sum、Full Turn Key、Date Certain（固定金額一括請負、期日指定型）の契約を採用し、能力のあるコントラクターが責任をもって完工まで仕上げる約定を取り付ける。
  - ・ 能力のあるコントラクターが、一括して建設・完工に責任を負う（Single Point Responsibility）。
- といった措置を通じ、完工リスクを能力のあるEPCコ

ントラクターに転嫁、レンダーはそれを確認したうえで、追加的なリスク補完措置なしに建設リスクを負担しつつファイナンスを行うことが可能と判断してきた。

しかしながら、天然ガス液化プロジェクト、鉱山プロジェクト、洋上風力発電プロジェクトなどの多くは、建設の難度が相対的に高いとされているなか、各工程間のコーディネーションや、施工スケジュールをあらかじめ厳密に見積もることに困難が伴うなどの理由から、従来のIPPのような条件のもとでEPC契約を約定することは難しかった<sup>注3</sup>。

そのような場合は、レンダーが完工リスクを負担しつつ融資を行うことは困難であったため、リスク補完としてスポンサーに完工保証の差し入れを求め、完工までの間の融資返済を引き受けてもらう（仮に完工を達成できない場合は、スポンサーがそれまでに供与した融資全額の返済を引き受ける）ことを通じてスポンサーにリスクを転嫁したうえで、プロジェクトファイナンスを供与するという対応が広くとられてきた。

### （3）技術リスク

プロジェクトファイナンス融資の特徴のひとつは、あらかじめ約定した利率、償還スケジュールにて返済・利払いがなされる一方、たとえ対象プロジェクトが想定以上の利益をあげてもアップサイドの収入が期待できないことである。したがってプロジェクトファイナンスのレンダーは、償還・利払いの確実性を追求する一方、プロジェクトにおける利益の拡大には、関心が薄い。

そのため、対象プロジェクトに採用される技術についても、ハイリスクである一方で高い生産性・効率性を生かし増益への貢献を期待しうる新規・高度技術ではなく、すでに実証済みで十分なトラックレコードをもつ堅実な技術（Provenな技術）の採用を選好する。

### （4）販売リスク

各国、地域の電力セクターの運用は、当該国の政府や地方政府などの政策に基づき行われることが一般的であり、これに民間の発電事業者のひとつにすぎないIPP事業者が影響力を及ぼす余地はほとんどない。つまりIPP事業者は、競合先にあたる新規発電

所を建設するかどうかの判断、電力系統における自身のプロジェクトの位置付けなどを、自らコントロールすることができない。こうした立場にあるため、IPP事業者が自ら販売リスクを負担することには、通常困難が伴う。

そのため、従来のIPPの大半を占める火力発電プロジェクトにおいては、売電料金が

- ・発電の有無にかかわらず支払いが行われるtake or payベース
- ・資本的支出（CAPEX）の回収に必要な資金が長期分割で支払われるAvailability payment（あるいはCapacity Paymentと呼称）

といった条件のもとで支払われる約定となっていることが多く、こうした条件のもと、販売リスクに左右されることなく、プロジェクトファイナンスの融資返済とスポンサーへの配当支払いに必要な収入を確保してきた。つまり、従来のIPPの多くでは、事業者は、販売リスクから解放され、当該リスクは、電力セクターの運用を担い、リスクコントロールに適した立場にある国、地方政府や、それらの管理下にある系統管理者に転嫁されてきた。

## 3. 脱炭素型IPPが直面する課題

まず、ネットゼロシナリオのもとで、2020年から2050年にかけて、電源構成がどのように変化する見通しとなっているかを紹介する。

再生可能エネルギーのうち太陽光発電は約20倍、風力発電は約10倍へと飛躍的な容量増が見込まれている。そして、2030年から2050年にかけて追加導入される風力発電については、その約20%を洋上風力が占める見通しとのことである。一方の化石燃料を利用した火力発電については、CCUS<sup>注4</sup>付発電所などがごくわずかに残存するほかは、ほぼゼロに等しい水準へと激減する見通しである。

図表2 従来のIPPにおける主要リスクコントロールのポイント

|       | 主なリスク                    | 典型的なリスクコントロール                                            |
|-------|--------------------------|----------------------------------------------------------|
| スポンサー | プロジェクト実施能力・実施姿勢          | 事業実施能力確認。スポンサーの事業戦略との整合性を確認しつつ長期コミットメントを確認。              |
| 完工    | 完工遅延、性能未達、コストオーバーラン      | Lump Sum、Full Turn Key、Date Certain の契約。一括請負。困難な場合は完工保証。 |
| 技術    | 性能未達、プラント不稼働             | 実証済(proven)技術採用。                                         |
| 販売    | 電力の買取りが行われず、必要な収入が確保されない | take or pay の条件のもと、Availability payment の条件での料金収入確保。     |

出所：筆者作成



図表3 ネットゼロシナリオのもとでの電源構成の変化

|                 | 2020          | 2050          | 2020        | 2050      |
|-----------------|---------------|---------------|-------------|-----------|
|                 | 発電容量 (単位: GW) |               | シェア (単位: %) |           |
| 再生可能エネルギー       | <b>2,994</b>  | <b>26,568</b> | <b>38</b>   | <b>80</b> |
| 太陽光             | 737           | 14,458        | 9           | 43        |
| 風力              | 737           | 8,265         | 9           | 25        |
| 水力              | 1,327         | 2,599         | 17          | 8         |
| バイオエネルギー        | 171           | 640           | 2           | 2         |
| うち回収・貯留付(BECCS) | -             | 152           | -           | 0         |
| 太陽熱             | 6             | 426           | 0           | 1         |
| 地熱              | 15            | 126           | 0           | 0         |
| 海洋              | 1             | 55            | 0           | 0         |
| 原子力             | <b>415</b>    | <b>812</b>    | <b>5</b>    | <b>2</b>  |
| 水素由来            | -             | <b>1,867</b>  | -           | <b>6</b>  |
| 化石燃料 (CCUS付)    | <b>1</b>      | <b>394</b>    | <b>0</b>    | <b>1</b>  |
| 石炭 (CCUS付)      | 1             | 222           | 0           | 1         |
| 天然ガス (CCUS付)    | -             | 171           | -           | 1         |
| 在来型化石燃料         | <b>4,368</b>  | <b>677</b>    | <b>56</b>   | <b>2</b>  |
| 石炭              | 2,117         | 158           | 27          | 0         |
| 天然ガス            | 1,829         | 495           | 23          | 1         |
| 石油              | 422           | 25            | 5           | 0         |
| 蓄電              | <b>18</b>     | <b>3,097</b>  | <b>0</b>    | <b>9</b>  |
| 合計              | <b>7,795</b>  | <b>26,568</b> |             |           |

出所：国際エネルギー機関(IEA), Net Zero by 2050 : a Roadmap for the Global Energy Sectorをもとに筆者作成

電力需要の増加の大半を賄うとされている太陽光発電、風力発電は、ともに導入されてから日が浅く、技術進歩の途上にあると考えられる。特に風力発電の中で、有力な発電源として期待される洋上風力発電に関しては、現在商用化されている着床式の適地が限定されるなか、浮体式の導入が期待されるが、いまだ商用化には至っていない。

そして、太陽光・風力発電双方を対象に、発電量が安定しないという問題を解決するため、蓄電池と組み合わせ、電源としての柔軟性を向上させる取り組みが期待されているが、こちらについても本格的な商用化は道半ばである。

さらに、新たな技術として、水素を燃料とする発電、火力発電とCCUSの組み合わせといった取り組みも期待されるが、いずれも本格的な商用化は、これからである。

このように、脱炭素時代の発電事業は、現段階で商用化されていない新規技術に広く依存していくことが見込まれている。

### (1) 電力セクター運営における対象事業の位置付けの変化

従来のIPPの多くは、電力系統の中で、ベースロード電源として一定量の電力を安定的かつ継続的に発電・供給することが求められ、それに対する見返りとして、take or payベースにて、設備のavailability提供に要した資本的支出 (CAPEX) の回収見合いのavailability paymentを受け取るという条件のもと、売電を受けることができた。

他方、脱炭素時代の主力をなす太陽光・風力発電をはじめとする再生可能エネルギー発電事業の多くは、安定した発電が困難で、ベースロード電

源に不向きであることから、同様の契約条件のもとでの売電が確保されることは考えにくい。

また、これまで再生可能エネルギー事業は、補助金、Feed in Tariffの適用、強制買い取り義務などの政策上の優遇措置を通じて、事業のfeasibilityを確保することが多かった。しかしながら、今後、当の再生可能エネルギー事業が主力電源となっていくなかで、これまでのような優遇措置が継続することも考えにくい。

さらに、そもそも太陽光・風力発電のような電源が設備容量の大半を占める将来の電力セクターにおいて、各発電設備などがどのような役割分担を行いつつ系統運用がなされるのか、今の時点で、確定的な青写真が存在するわけではないと考えられる。

このように、脱炭素型IPPは、従来のような条件での売電が確保される蓋然性が低いばかりか、個々のプロジェクトが将来の電力系統の中でどのように位置付けられ、かつどのような条件のもとで売電や収入が担保されるのかといった根本的なところが、見通しにくいという問題に直面していると考えられる。

## (2) 事業に求められるニーズの変化・多様化

発電事業に限った話ではないが、ESGへの関心の高まりなど、ビジネスに求められるニーズが目まぐるしく変化、多様化するなか、企業や個々の事業には、従来なかったさまざまな要件が課せられるようになってきている。たとえば従来は、環境社会面を中心に、自身の事業そのものに起因する影響などを想定しつつ対応しておけばよかったのに対し、今後は、自身の事業に加え、事業に連なるサプライチェーン全体を対象に、適切な対応を確保することが求められるようになってきている。

IPP事業についても、建設、操業の双方の過程において、部材や燃料の調達も含めたバリューチェーン全体に対し、環境・社会面、脱炭素、人権やジェンダーなどの多様な観点での適切性を要求されることが見込まれる。そして、時代の急激な変化の中、将来、さらに多様な要件を満たすことが求められることも否定できない。

## 4. 脱炭素型IPPが直面する課題への対応にあたってのヒント

### (1) プロジェクトファイナンスが所与としてきた前提の変化

こうした変化は、従来のIPP向けのプロジェクトファイナンスが所与としてきた前提に大きな変化を及ぼすこととなる。

- ①スポンサーリスク：時代が目まぐるしい変化のため、事業に求められるニーズが大きく変化・多様化するなか、スポンサーとして、将来、対象プロジェクトにどのような要件が求められるかを予見しにくくなってきている。また電力セクターの構造が変化していくなか、個々のプロジェクトの電力系統における位置付けも予見しにくい。このような不安定な事業環境のもと、スポンサーが、事業に対して長期のコミットメントを行うことは容易ではないと考えられる。
- ②完工・技術リスク：新規技術の採用が広く見込まれるなか、従来のIPPで求めてきたProvenな技術の採用に困難が見込まれる。また、完工リスクについても、従来のIPPと比べ建設などの難度があがり、特定のEPCコントラクターが、一括して建設などを請け負うことが困難となる事態が広く想定される。
- ③販売リスク：主力となる太陽光、風力発電を中心に、take or payベース、availability payment型での売電約定が困難となる。またそれ以前に、個々のプロジェクトが、電力系統の中でどういう役割を果た

していくか（裏返していうと、どういうリスクを負担することになるのか）が見極めにくい。

以下、こうした問題点を克服してプロジェクトファイナンスを実現していくうえで、どういう対応が考えられるかについてのヒントの提示を、いくつか試みる。

### (2) スポンサーリスク

従来のIPPのレンダーは、事業遂行リスクを、高い事業実施能力をもつスポンサーの長期的なコミットメントを得ることを通じ、当該スポンサーに転嫁することでコントロールすることが多かった。

そうしたリスクコントロールが困難とすると、スポンサーが途中で切り替わった場合においても、別の高い事業実施能力をもつスポンサーによる支援を確保、同様のリスク転嫁を行い得るような枠組みを確保していくことが考えられるだろう。

またESGなどのグローバルトレンドの変化など、当初想定し難い事情の変化を理由としたスポンサーの事業撤退に関しては、スポンサーリスクという視点に加え、プロジェクトに関する規制・政策変更などにかかわるポリティカルリスクのコントロールという視点での対応を、あわせて視野に入れていくことも必要であろう。

### (3) 完工・技術リスク

EPC契約による特定のコントラクターへのリスク転嫁が困難な場合には、先に述べたとおり、完工保証によってスポンサーにリスクを転嫁する対応が広くとられてきた。しかしながら、一般に事業の安定性を旨とする発電事業においては、資源プロジェクトに期待されるような大幅な収益面でのアップサイドは見込みにくい。そのため、完工保証を通じ完工リスクを丸抱えしてまで事業を進めることが、スポンサーにとって経済的に割に合わなくなり、その結果、レンダーにも応分のリスク負担を求めることとなる蓋然性が高い。

また、技術に関しては、Provenな技術が採用できない場合は、当然ながら技術リスクは高まることになる。

こうした事情から、脱炭素型IPP向けのプロジェクトファイナンスにおいては、完工・技術リスクは総じて高まると考えられるが、こうしたリスクをたちどころに解決する特効薬はないのが現実であろう。したがって、リスクが高いという現実を踏まえつつ、レンダーとスポンサー・事業者をはじめとする関係者の間で、リスク補完措置、問題が発生した場合への備えとしての資金積立（Reserve Accountの約定）などの

リスクバッファを織り交ぜつつ、関係者間の最適なリスク分担を追求していくことが必要となるものと考えられる。

#### (4) 販売リスク

販売リスクの負担に最も適した立場にある現地国政府などへの販売リスクの転嫁が、従来のIPPのようにtake or payベース、availability paymentベースの売電契約によって行えない場合、プロジェクトは多かれ少なかれ販売リスクに晒される。

こうした場合は、現地国政府などが、適切な内容の法令・制度のもと、電力系統における市場・インフラなどを的確に整備運用し、発電をはじめとする電力関連事業に、民間事業者が十分な予見可能性のもとで、安心して参加できるような環境を維持整備すること、つまり、そうした取り組みを通じ、現地国政府などが販売リスクに対して、相応の責任を負っているとみなすことができるかを確認していくことがひとつのアプローチとして考えられるのではないか。

### 5. まとめ

本稿では、従来のIPP向けプロジェクトファイナンスにおけるリスクコントロールの基本的な考え方を踏まえつつ、脱炭素型IPPのリスクコントロールにあたっての課題と、それに対するヒントをいくつか、例示的に示してみた。もちろん、示したものはヒントにすぎず、正解どころか回答にもなっていない。正解は、案件組成に奮闘される関係者の尽力を通じ、現場で導き出されていくものであろう。

そして、エネルギー業界が日々変化しているのと同じく、金融業界も日々変化を遂げているなか、間接金融による長期のプロジェクトファイナンスは、当然ながら、脱炭素型IPP向けの唯一のファイナンスソリューションではない。事実、筆者が触れるまでもなく、すでに多様な金融手法によって脱炭素型IPPに対するファイナンスへの取り組みが進められている。ただ、そうした取り組みのなかでも、プロジェクトのリスクをどう分担するかは、当然ながら重要なポイントであり、その意味で、プロジェクトファイナンス供与に際してのリスクコントロールの考え方・ヒントは、十分に参考になり得るものと考えられる。

本稿が、プロジェクトファイナンスをはじめとするさまざまな金融手法を活用しつつ、脱炭素型の発電事業の実現に従事、カーボンニュートラルの実現へ向けて尽力されている方にとって、些かなりとも参考となれば幸いである。

注1：Independent Power Producer：独立系発電事業者

注2：EPCコントラクターとは、Engineering, Procurement, Construction（設計、調達、建設）を請け負う者のことを指す。

注3：技術的には応じることができても、スポンサーにとって経済合理性を確保可能な条件にて応じることができない場合が多かった。

注4：Carbon dioxide Capture, Utilization and Storage。二酸化炭素回収・有効利用・貯留（環境省webpageより）

