

## 再生可能エネルギー事業に関するリスクマネジメント

2017年4月に「電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法施行規則の一部を改正する省令」（改正 FIT 法省令）が施行された。今回の法改正の目的は、エネルギーミックスにおける2030年度の再生可能エネルギーの導入水準（22～24%）達成のために、固定価格買取制度等を見直し、再生可能エネルギーの最大限の導入と国民負担の抑制の両立を図ることとされている。法改正の主なポイントは以下のとおりである。

### □改正 FIT 法の主なポイント

- 設備認定は系統への接続契約の状況等、発電事業の実施可能性を確認した上で実施する。なお、2017年3月31日までに電力会社との接続契約が締結できていない案件の設備認定を取り消し。
- 事業実施中の点検・保守、事業終了後の設備撤去等について、不適切な場合には改善命令や認定取消が行われる。
- 中長期的な買取価格の目標を設定し、事業用太陽光については入札制度を導入する。
- 数年先の認定案件の買取価格を予め提示し、風力、中小水力、バイオマス、地熱等のリードタイムの長い電源の導入を促進する。
- 再生可能エネルギー電気の買取義務者を小売電気事業者等から一般送配電事業者へ変更する。

（経済産業省資料<sup>1</sup>をもとに弊社作成）

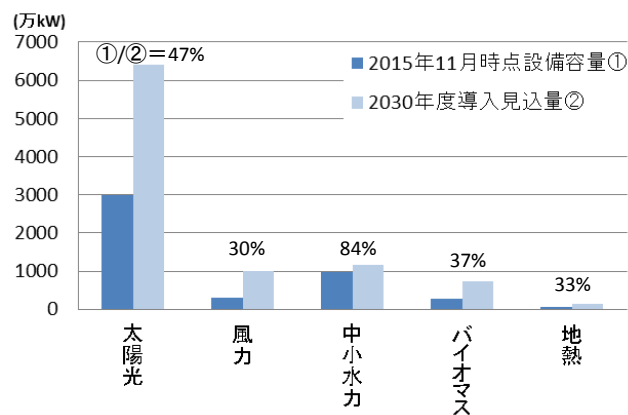


©PIXTA(ピクスタ)

<sup>1</sup> 経済産業省資源エネルギー庁「再生可能エネルギーの導入促進に係る制度改革について」

2012年7月に固定価格買取制度がスタートしてから4年半が経過したが、太陽光発電、風力発電、中小水力発電、バイオマス発電、地熱発電のそれぞれの設備容量（2015年11月時点）は図1のとおりである。導入見込量の最も多い太陽光発電は、そのリードタイムの短さから導入が先行しており、目標の約5割に達している。ただし、一部の事業で設備認定後、長期にわたって未稼働の状態が続いており、今後は事業実施の確実性がより厳しく審査されることとなった。一方で、風力発電やバイオマス発電、地熱発電は設備容量が導入目標の3割台に留まっており、現在計画段階にある多くの事業が今後、徐々に建設・運転フェーズに移行していくものと考えられる。

■ 図1 再生可能エネルギーの設備容量（2015年11月時点）と2030年度の導入見込量



出典：経済産業省の資料<sup>2</sup>をもとに弊社作成

今回の法改正では、それらのリードタイムの長い電源の事業化を後押しするために、数年先の買取価格が予め設定されることとなった。これにより、買取価格の変動リスクが軽減されることになるが、表1に示すとおり、各種再生可能エネルギー事業には、計画段階、建設段階、運転段階で対応すべきリスクが多く存在し、発電事業者は適切なリスクマネジメントを実施することが求められる。

そこで本稿では、今回の改正FIT法の背景を踏まえつつ、太陽光発電については自然災害リスクとメンテナンスの重要性、風力発電については故障および事故発生状況と主な対策、バイオマス発電については計画段階にある事業者が事業の収支安定化を図る上で配慮すべきリスクと対策、地熱発電については事業化において最も難航する利害関係者との調整手続きについて述べる。また、末尾では再生エネルギー事業全般にかかる出力抑制、電力小売事業のリスクについて補足することとする。

<sup>2</sup> 経済産業省「総合資源エネルギー調査会基本政策分科会再生可能エネルギー導入促進関連制度改革小委員会（第1回）配布資料」および「エネルギー白書2016」

■表1 再生可能エネルギー事業の主なリスク

計画期間	建設期間	運転期間
<ul style="list-style-type: none"> <li>・許認可リスク</li> <li>・系統接続リスク</li> <li>・土地取得リスク</li> <li>・資金調達リスク</li> <li>・環境リスク</li> <li>・地域住民との合意形成リスク</li> <li>・埋没コストリスク</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・建設コスト高騰リスク</li> <li>・自然災害リスク（地震、津波、洪水、強風・台風、竜巻、雷、雪、雹、火山噴火）</li> <li>・完工遅延リスク</li> <li>・労災リスク</li> <li>・事故リスク（第三者賠償を含む）</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・エネルギー資源の変動リスク（日射量、風況、バイオマス燃料、地熱資源量等）</li> <li>・火災・爆発リスク</li> <li>・自然災害リスク（地震、津波、洪水、強風・台風、竜巻、雷、雪、雹、火山噴火）</li> <li>・買取価格の変動リスク</li> <li>・維持管理コスト高騰リスク</li> <li>・金利変動リスク</li> <li>・法令変更リスク</li> <li>・労災リスク</li> <li>・利害関係者への賠償リスク</li> <li>・土壌汚染リスク</li> </ul>

出典：弊社作成

## 1. 太陽光発電

太陽光発電は、設置の容易さやリードタイムの短さから固定価格買取制度の開始以降、急速に導入が進んだ。しかしながら、その中には土砂災害警戒区域内にある等、立地が不適切なものや、設計の不備、施工不良、自然災害、メンテナンス不良等により、安全上のトラブルが発生しているものが報告されている。このような背景を踏まえ、今回の法改正では、適切な土地利用と設備の安全性が確保されていない場合は改善命令や認定取消ができる仕組みが盛り込まれ、運転開始前の技術基準適合性確認や、事業実施中の点検・保守の確実な実施を促す内容となっている。

本章では、太陽光発電事業の安全上の問題として注目すべき自然災害リスクと、運転期間におけるメンテナンスの重要性を述べる。なお、太陽光発電は住宅用と産業用に分けられるが、本稿では主に産業用を念頭において述べることとする。

### (1) 安全上の問題につながる自然災害リスクと対策

安全上の問題として、特に注目されているのは自然災害リスクである。自然災害リスクとしては、地震、津波、洪水、強風・台風、竜巻、雷、雪、雹、火山噴火等が挙げられるが、この中で重大事故として記憶に新しいものに、①2015年8月、福岡県において台風15号による強風で太陽光パネルが発電所構外へ飛散し、周辺の民家や車両に被害が発生した事例、②2015年9月、茨城県において記録的な長時間降雨により氾濫した鬼怒川の河川に隣接した太陽光発電所が浸水し、一部の設備が流失した事例がある。なお、②の事例では、発電所開発時に敷地内を掘削したことが氾濫拡大の一因となったとして、地域住民が発電事業者や河川管理者の責任を問う紛争になっている。一方で、震度7の揺れが2回発生した平成28年（2016年）熊本地震では、産業用の発電所で重大事故につながった事例は報告されていない。当社でも地震発生後、揺れの大きかったエリアにある十数カ所の太陽光発電所を確認したが、架台の変形や設備の転倒等、構造上の著しい被害は確認されなかった。しかしながら、断層付近においては土砂災害が多数発生している状況を見ると、地震に伴う地盤災害が発生した場

合には、法下・下流の第三者へ危害を与えたり、漏電による感電事故等の重大事故につながる可能性は否定できない。

■表2 主な太陽光発電設備の自然災害事例

年月	原因	場所	概要
2014年2月	雪	関東地方	大雪による雪の重みで、架台やパネルにゆがみ等の被害が発生。
2014年6月	河川氾濫	宮崎県	梅雨前線による大雨で河川が氾濫し、太陽光発電所の敷地に流れ込んだ流木等により一部の設備に被害が発生。
2015年6月	強風	群馬県	強風により杭基礎が引き抜かれ、架台ごと倒壊。
2015年8月	台風	福岡県	台風に伴う強風により、発電所郊外に太陽電池パネル等が飛散し、多数の住宅や車両に被害が発生。
2015年9月	河川氾濫	茨城県	台風の接近に伴う記録的な長時間降雨で河川が氾濫し、河川沿いに立地する太陽光発電所が浸水、設備の倒壊・流失等が発生。

出典：各種報道資料をもとに弊社作成

重大事故につながった強風や河川氾濫への対策としてはどのようなものがあるだろうか。強風被害の原因については事故後の調査により、設計に用いられた風速が適切でなかったことや、杭の施工方法の誤りによる強度不足等が報告されている。これらの事態は比較的小規模の発電所で発生しているようだが、発電所の規模にかかわらず、太陽光発電事業者はできるだけ早期に設計資料や竣工試験等の資料を確認し、その耐風強度に問題がないか確認した上で、必要に応じて補強する等の対策を実施することを推奨する。

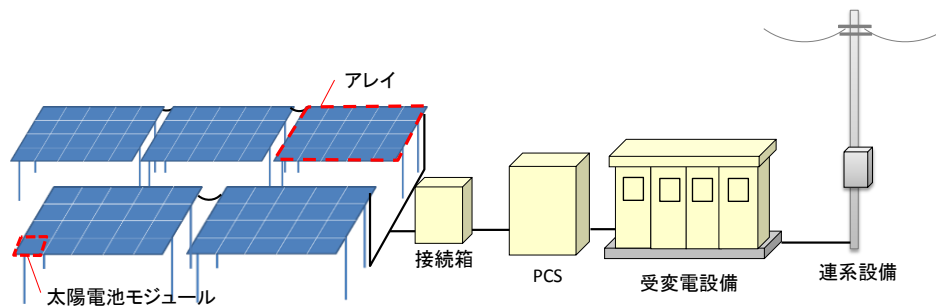
河川氾濫等の水害への対応としては、設計時点において、国や自治体等が公表する最新のハザードマップを入手して、その立地地点で想定されている浸水深さ等の情報を確認し、設備の設置高さや流失防止のために必要な対策を検討することが望ましい。しかしながら、既設の発電所等については、設備における対策は困難であるケースが多く、浸水や設備の流失により第三者へ被害が拡大するのを防止するために、災害後すぐに状況確認や立入禁止措置を実施できるよう管理会社等と相談の上で体制を整えるといったソフト的対策が中心となる。なお、水害後の太陽光発電設備の取り扱いについては、太陽光発電協会（JPEA）の公表資料<sup>3</sup>を参照されたい。

また、重大事故には至らないが、太陽光発電所の自然災害事例として多数確認されているのが落雷による被害である。落雷対策については、重要設備である受変電設備やパワーコンディショナ（PCS）等にサージ防護デバイス（SPD）を設置するだけでなく、接続箱等にも SPD を設置することで、誘導雷による被害を防止し、被害エリアを部分的なものに留めることが可能である。規模の大きな発電所においては、落雷時に接地極間の電位に差が発生しないよう、アレイ、接続箱、PCS 等の機器を接続して等電位化（等電位ボンディング）することも必要である。

<sup>3</sup> 一般社団法人太陽光発電協会（JPEA）「太陽光発電設備が水害によって被害を受けた場合の対処について」（[www.jpea.gr.jp/pdf/t150911.pdf](http://www.jpea.gr.jp/pdf/t150911.pdf)）



■ 図2 太陽光発電所を構成する主な設備



出典：各種資料をもとに弊社作成

■ 表3 主な太陽光発電設備

設備	解説
太陽電池	太陽光エネルギーを直接電気に変換する装置。パネル本体を太陽電池モジュールと呼び、複数の太陽電池モジュールを直接または並列に接続して架台に取り付けたひとまとまりをアレイと呼ぶ。
接続箱	太陽電池からの直流配線を1本にまとめ、パワーコンディショナに送るための装置。
パワーコンディショナ (PCS)	太陽電池で発電した直流電力を交流電力に変換するための装置。
受変電設備	電力会社との連系設備と発電設備との間で、受電および送電する電力の負荷を適切に調整する設備。遮断機、変圧器、制御装置、配電盤等で構成される。
サージ防護デバイス (SPD)	過渡的な過電圧を制限し、サージ電流を分流することを目的とするデバイス。このデバイスは、1個以上の非線形素子を内蔵している。

出典：太陽光発電協会HP (<http://www.jpea.gr.jp/knowledge/mechanism/index.html>)  
および JIS5381-1：2004 をもとに弊社作成

## (2) メンテナンスの重要性

安全上の問題以外で、多くの発電事業者が直面しているリスクに「出力低下」がある。経済産業省の調査報告書<sup>4</sup>によると、アンケート回答者の約27%がPCSの停止（落雷等による系統瞬停、他事故の波及等を直接的原因とする）、約9%がモジュール発電量の低下（積雪、機器・部材の初期不良、動物による事故等を直接的原因とする）のトラブルを経験している。これらのトラブルの構造的な原因は、遠隔監視の非実施、除草やパネル清掃等のメンテナンス不足であるとされているが、買取価格の低下や今後の入札制度の導入に対応するためにコストを圧縮しつつ、出力低下を防止するメンテナンス品質を確保することは、多くの発電事業者にとって難しい課題となっている。特に異業種から参入した発電事業者にとって、自社に適切なメンテナンスのレベルを見極めることは容易ではないが、2016年12月に日本電機工業会・太陽光発電協会が制定した「太陽光発電システム保守点検ガイドライン」<sup>5</sup>等を参考に、表4に例示するような各種検査の目的や特性を理解した上で、検査結果についてメンテナンス会社とコミュニケーションを図り、自社の発電所の健全性を見極める必要がある。

<sup>4</sup> 経済産業省「平成27年度新エネルギー等導入促進基礎調査（再生可能エネルギーの長期安定自立化に向けた調査）報告書」（2016年3月）

<sup>5</sup> 太陽光発電設備の保守点検に関するIEC規格（IEC62446-2）の原案が2016年9月に発行され、正式発行に向けて検討が進められている。本ガイドラインはIECに沿う形で技術的情報がまとめられたものである。

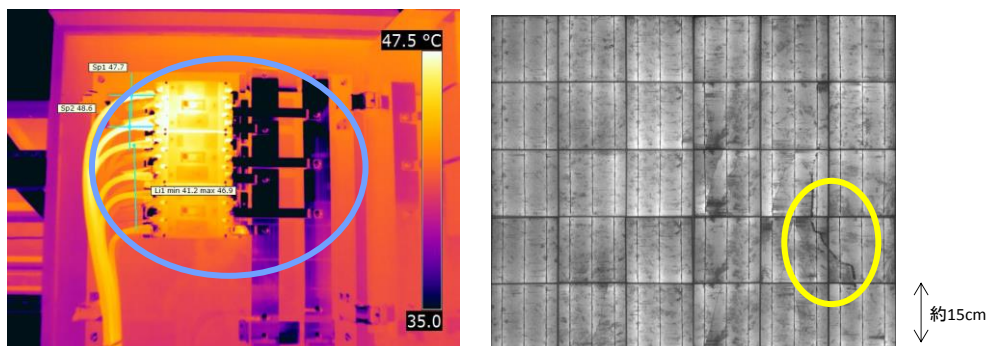
なお、2016年8月に電気安全環境研究所（JET）が太陽光発電所のO&M（オペレーション&メンテナンス）の認証制度をスタートした。認証を受けた保守点検業者および保守点検技術者が実施する発電所の保守点検報告書が、JETが定めるガイドラインに適合する場合、認証登録を受けることができる。よって、こういった認証制度を活用することで発電所の健全性を第三者の観点から確認することも一つの方策である。

■表4 太陽光発電所において実施される主な点検・検査

点検・検査の種類	説明
目視点検	太陽電池パネルの汚れや割れ、太陽電池パネルの架台・接合部、ケーブルやケーブルラック取付部に変形やゆりみがないこと、柵や塀が健全な状態に維持されていることを確認する。
IVカーブ特性測定	モジュールの電流と電圧の関係を測定し、モジュールの不具合や陰（日陰）を原因とする正常なカーブとの乖離を確認する。
サーモグラフィ検査	サーモグラフィカメラを用いて設備の表面温度を測定し、モジュールの不具合、ケーブルの接続不良等を原因とする異常発熱を確認する（写真左）。
EL測定	太陽電池に電流を流し、発行させて赤外線カメラで撮影。肉眼で発見することが困難なスネイルトレイルやマイクロクラックを確認する（写真右）。

出典：弊社作成

■写真 ケーブル等のサーモグラフィ検査（左）とモジュールのEL測定（右）



青囲み部分は接続箱内のケーブルの接続不良による発熱、黄囲み部分や太陽電池モジュールに発生しているマイクロクラック

出典：アドラーソーラーワークス株式会社提供

## 2. 風力発電

風力発電事業は、環境アセスメント、地域住民との対話、日本特有のリスク（気候や地形等）へ対応するための技術検討等に時間を要するため、大規模案件になるほどリードタイムが長くなる傾向がある。そのため、今回の法改正では、数年先の認定案件の買取価格を予め提示することで、参入企業の事業計画を容易にするよう配慮がなされた。一方で、稼働済みの発電所に関しては、自然現象や設計不良・製造不良等による故障・事故事例が報告されており、稼働率改善のためには技術的な欠陥や不適切なメンテナンスを原因とする風車の停止を減少させることが求められており、メンテナンス品質の確保が注目されている。

そこで本章では、運転期間中の稼働率低下につながっている故障および事故の発生状況と主な対策

について述べた後、今後、新たな展開を迎える洋上風力発電プロジェクトと定期安全管理検査制度のリスクについて補足する。

### (1) 故障・事故リスク

風力発電所の故障・事件事例については、新エネルギー・産業技術総合開発機構（NEDO）が2004年以降、継続的に風力発電事業者に対してアンケート調査を実施し、事例の収集・分析を行っている。調査結果<sup>6</sup>によると、故障1件当たりの平均停止時間は過去10年間（2004～2013年）の平均で875.6時間（日換算36.5日）と報告されている。主な故障・事故の原因としては、原因不明を除くと、自然現象によるものが最も多く、次いで風車内故障が続いている。また、故障・事故発生部位については、電気装置、ピッチ制御機器、制御装置の故障・事故発生率が相対的に高いと報告されている。

自然現象による故障・事故の中で高い割合を占めているのは、落雷と乱流である。参考として、以下に風力発電設備の主な落雷対策と乱流対策を挙げる。

#### □落雷対策

主な落雷対策は以下のとおりであるが、その自然現象の不確実性から、これで万全といえる対策はなく、コストと効果の両面から現実的な対策の組み合わせを選択する必要がある。特に大規模な発電所においては、それぞれの設備の性能等を IEC61400-24：2014 等の規格と地域の雷ハザードとを考え合わせ、雷対策専門会社のアドバイスを受けながら適切な保護レベルを設定し、設計およびメンテナンスを実施することが望ましい。

##### a. 避雷塔の設置

雷を避雷塔へ導くことにより風車への直撃雷を防止する。雷雲の発生しやすい地点や風向き等を考慮に入れて、風車の風上に避雷塔を設置する。

##### b. ブレード

レセプタと呼ばれる受雷部をブレード上に取り付けるとともに、雷電流を接地極へ流すための引き下げ導線の径を適切に設定する必要がある。運転期間中については、受雷時にレセプタ部が非常に高温となり溶融する、あるいはレセプタ周辺のブレードが損傷する場合があるため、定期点検時、また、落雷が確認された後にはレセプタ周辺に変状がないか確認する。

##### c. ナセル・タワー

ナセル上部に避雷針を設置するとともに、雷電流を接地極へ流すための引き下げ導線の径を適切に選定する。

##### d. 電子制御機器、通信機器

避雷器、SPD を設置する必要があるが、これらの部品は何度か落雷を受けるとその機能が失われるため、カウンター機能を有する製品を採用し、メンテナンス等の際に定期的に確認し、交換時期を適切に見極めることが必要である。通信機器については、通信線をメタルケーブルではなく光ケーブルを採用することで、通信線からの雷電流の侵入を防止することができる。

<sup>6</sup> 国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構「風力等自然エネルギー技術研究開発 風力発電高度実用化研究開発 スマートメンテナンス技術研究開発（分析）（疲労予測等）平成26年度風力発電故障・事故調査結果報告書」（2015年8月）

e. 接地抵抗

接地抵抗は2~10Ω未満となることを確認する。

f. 落雷時、風車を停止させる制御システムの導入

落雷によりブレード等に損傷が発生したまま運転を続けることによる損傷範囲の拡大、損傷部品の脱落等の被害の拡大を防止する。

**□乱流対策**

主な乱流対策は以下のとおりであるが、経年劣化、周辺環境の変化、風車の大型化や新技術の採用等により、今後、乱流対策として重視すべき点に変化する可能性は否定できない。そのため、新たな被害に備えるためには、事前検討に基づく設備側の対策だけでなく、振動や潤滑油等の変状を早期に発見し、必要な対策を実施できるメンテナンス体制が重要である。

a. 風況調査

設計に用いられる風況条件は、1年以上にわたる現地でのハブ高さおよび複数の高度における風況観測結果を参照する。

b. 風況シミュレーション

風車の大型化によりハブ高さでの風況観測が困難な場合や、周辺が複雑な地形である場合、複数の風車を隣接して建設する場合は、風況シミュレーションを実施し、それぞれの立地における乱流リスクを評価する。なお、解析の実施にあたっては、熟練した技術者により、パラメータの設定が適切に実施される必要がある。

c. 風車の選定

風況調査や風況シミュレーションの結果より、設計に用いる風況条件（極地風速、乱流強度）に適合する出力クラスの風車を選定する。

d. 制御システム

台風時等の乱流を伴う暴風に対し、ピッチ制御（風速に応じて翼の角度を変えて出力を制御）とヨー制御（風向に応じて風車の向きを制御）を組み合わせ出力制限する制御システムを採用する。

e. 非常用電源

台風接近時等、強風リスクと停電リスクが同時に高まるケースを想定し、電源喪失時にも上記 d. の制御システムの機能を継続させるために、無停電装置（蓄電池）を設置する。

f. 定期点検

乱流リスクの高い場所に立地する風車については、増速機やベアリング、ヨー制御関連部品等の寿命が標準よりも短くなる場合がある。そのため、これらの部品については、通常の定期点検に加え、内視鏡調査や超音波探傷等の調査を実施しつつ、交換時期を適切に判断する。

**(2) 洋上風力発電プロジェクトにおけるリスク**

洋上風力発電は、陸上に比べて風速が大きく設備利用率（定格出力で発電した場合の発電量に対する実際の発電量の割合）が高いことや、騒音や景観への影響が少ない等のメリットから、導入量の拡大が期待されている。今後、沖合での発電所開発や、浮体式の風力発電の本格商業運転開始等の展開が見込まれるが、洋上風力発電には陸上事業におけるリスクに加えて、台風等に伴う強風や波浪への



対応、漁業や船舶の航行等、利害関係者との合意形成、洋上大規模工事にかかる特殊な施工機械の確保、メンテナンス船の確保、建て替えや撤去時のコスト等への対応が必要となる。また、これらに加え風車の大型化や新しい構造形式等、新技術の採用が積極的に行われる案件では、主要機器にセンサーを取り付けて遠隔監視する CMS (Condition Monitoring System) 等を活用したモニタリングの強化ならびに高度化により新たな不具合を早期に発見し、原因の特定と部品交換や補強等の適切な対応により、被害の重大化を防止できる体制を整えることが重要である。

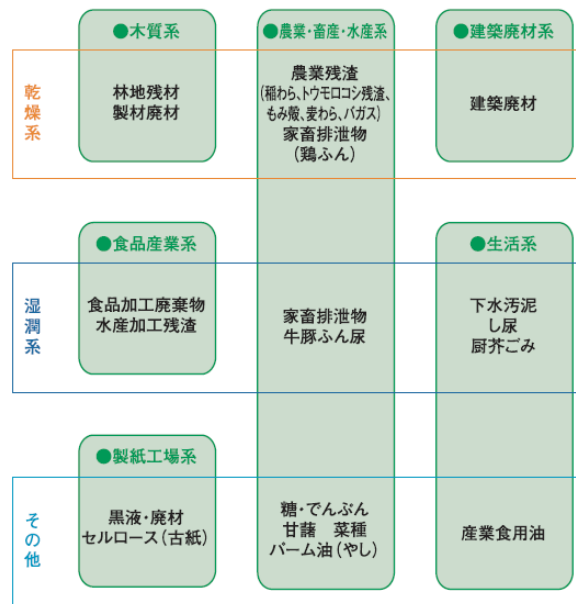
### (3) 定期安全管理検査制度の導入

これまでに分析されてきた風力発電施設の重大事故の多くは、その事故原因が設計・製造不良、落雷等の自然現象であるものの、定期的なメンテナンスを徹底していれば防止できた可能性が指摘されている。そこで、政府主導で風力発電設備のメンテナンス品質を確保するための仕組みが検討された結果、電気事業法施行規則、技術基準の解釈、定期安全管理審査実施要領（内規）、定期事業者検査の方法の解釈（内規）が改正され、2017年4月から新たな定期安全管理検査制度がスタートした。新たな制度では、500kW/基以上の風力発電設備が対象となり、3年ごとに国および登録審査機関により法定定期検査の審査が実施される。なお、審査申請の集中を防止するために、2017年度は風力発電設備を10基以上所有している発電所、2018年度は3基以上所有している発電所、2019年度は2基以下所有している発電所が対象となっている。審査により不適合事項が存在した場合には行政指導が入ることが想定される一方で、日常的な保守・点検においてIoT等による予兆把握を実施している等、「事業者の保安力」が高いと評価された場合には、法定定期検査時期の延伸等のインセンティブ措置が講じられることになる。なお、「事業者の保安力」に関する評価基準は、人材育成の状況や信頼ある予防保全および運転管理技術の普及状況等の実情を踏まえて見直されることとなっており、今後の展開を注視する必要がある。

## 3. バイオマス発電

乾燥系のバイオマス発電は通常の火力発電と同様、燃料を燃やして発電を行うもので、目新しい電力源ではなく、既に全国各地に小規模（発電出力数十kW）から大規模（2MW以上）まで、様々な規模の発電所が存在している。石炭や石油等、従来の火力発電との違いは、燃料が再生可能（一例として木質燃料の場合、（原材料である）樹木は光合成によりCO<sub>2</sub>を吸収するため、樹木の伐採後に森林が更新されれば発電の際に発生するCO<sub>2</sub>を相殺する）とみなすことができる点にあり、太陽光や風力といった自然エネルギーと同様、再生可能エネルギーの一種として、経済産業省の固定価格買取制度の対象の一つに数えられている。ただし、バイオマスといっても図3のように様々な種類があるが、固定価格買取制度の対象として認定されているものは、表5の5通りのみとなっている。表6のとおり、FIT制度導入後の認定容量が最も多いのが「木質バイオマス」であることから、本章では木質バイオマス発電を中心に事業の収支安定化のために留意すべきリスクについて述べる。

■ 図3 バイオマスの分類



出典：資源エネルギー庁「明日のためにいま『新エネルギー』」

■ 表5 固定価格買取制度の対象となるバイオマス発電

種別	メタン発酵ガス (バイオマス由来)	間伐材等由来の 木質バイオマス	一般木質 バイオマス・ 農作物残渣	建設資材 廃棄物	一般廃棄物 その他の バイオマス
買取 価格	39円＋税	(2,000kW未満) 40円＋税 (2,000kW以上) 32円＋税	24円＋税	13円＋税	17円＋税
期間	20年間	20年間	20年間	20年間	20年間

出典：弊社作成

■ 表6 FIT制度におけるバイオマス発電事業の動向

再生可能エネルギー 発電設備の種類	FIT制度導入前 (移行認定分)		FIT制度導入後 (新規認定分)				合計 (FIT認定分)	
	導入件数 (件)	導入量 (MW)	認定件数 (件)	認定容量 (MW)	導入件数 (件)	導入量 (MW)	導入件数 (件)	導入量 (MW)
バイオマス	235	1,132	280	2,027	95	224	330	1,356
メタン発酵ガス	29	11	110	33	43	9	72	20
木質バイオマス	46	415	102	1,697	22	114	68	529
未利用木質	7	10	50	363	13	69	20	79
一般木質	10	74	48	1,322	7	42	17	116
建築廃材	29	332	4	11	2	4	31	336
一般廃棄物・木質以外	160	706	68	297	30	100	190	806

出典：日本木質バイオマスエネルギー協会「バイオマス発電事業の現状と課題」

### (1) 燃料調達リスク

バイオマス発電の特徴の一つとして、太陽光発電や風力発電等、他の再生可能エネルギーが自然現象によって発電量が大きく左右されるのに対し、石炭や石油等の火力発電と同様、燃料さえ確保できれば24時間、連続して稼働（発電）することができるメリットがある。ただし、これは燃料を安定的に調達できなければ発電できなくなるおそれがある、というデメリットの裏返しでもある。

木質燃料の場合、石炭や石油に比べて単位量当たりの発熱量が小さく、一定程度の発電量を確保するには大量の燃料が必要となる。間伐材等の未利用木材の場合、発電所を森林の近くに建設して運搬コストを抑えることや、森林組合や自治体等の原材料の供給元との間で、20年間という固定価格買取の全期間にわたって継続的に原料が供給されるよう、事前の契約に留意する必要がある。また、海外の木材やヤシ殻等を燃料として想定する場合には、資源枯渇や海運費用の高騰、円安による価格上昇等、輸入コストの変動リスクについても十分検討した上で事業計画を立てる必要がある。

### (2) 設備・機器故障リスク

乾燥系のバイオマス発電の主機である原材料を燃焼させるボイラー設備については、ストーカ、キルン、流動床等、複数の型式があるが、発電事業に新規参入する事業者の場合は、特に実績のあるメーカー・形式の設備を選定することで、運転中の突発的な故障リスクを抑えることも重要である。発電効率の良さを求めるあまり、最新の技術を備えた設備を導入することで、かえって故障やトラブルが発生するリスクを負うより、実績のあるメーカー・設備で安定的に運転を継続することも考慮しておきたい。また、運転開始から一定期間はメーカーからの技術指導を定期的に仰ぎ、運転やメンテナンスのノウハウを吸収するとともに、入念な保全計画の策定と着実な点検を実施いただきたい。

## 4. 地熱発電

地熱発電は、地下深くのマグマの熱を蒸気や熱水の形で貯留層から取り出すため、資源探査のための費用が高額であること、多くの資源が山間地や国立・国定公園内に存在するために許認可を得るまでの手続きが煩雑であること、地熱資源の利用権の所在が不明であるため、温泉事業者等といった利害関係者との調整が多岐にわたる等の理由により、そのリードタイムが10年以上を要してしまうという、計画期間が非常に長い発電形態である。今回の法改正では、地熱発電を対象とする買取価格も数年先まで設定することとされたが、このことによる影響はそれほど大きくないと考えられ、計画段階にある各発電事業者は、その他の多くのリスクを取って事業化を進めていくことになる。主なリスクは冒頭の表1に挙げたとおりであるが、ここでは、計画期間から運転期間にわたって最も難航する手続きである利害関係者との調整について補足することとする。

地熱資源については、利用する権利が誰のものが法的に明確になっておらず、それらを管理・調整する役割も不明確なため、発電事業者は、地熱資源の一つである温泉の掘削に関する法令や都道府県の条例、地域におけるローカルルール等を一つずつクリアし、モニタリング（騒音・震動、地盤沈下、近隣の水井戸や湧水の枯渇、水質への影響、有毒ガス、工事中の温泉放流による汚染等）や湧出量の変動への対応方針等について説明責任を果たし、合意形成を進めていかなければならない。地域によっては、自治体が協議会等を設置して調整役を担う場合もあるが、人材不足等の理由で、全ての自治体に同様の取組みを期待することは難しい。さらに建設期間においては、利害関係者との合意に沿ってモニタリングを実施し、その結果を報告するが、透水性の低い地盤条件等の場合、温泉湧出量

の変化が始まるまでに長期間かかる場合があり、モニタリング期間を十分確保することが求められる。

## 5. 再生エネルギー事業全般にかかるその他のリスク

### (1) 出力抑制

太陽光発電、風力発電等、発電量が天候に応じて変動するタイプの発電設備の増加に伴い、系統全体の需給バランスをとるために、各電力会社では火力発電所、水力発電所、バイオマス発電所等の出力をコントロールしている。しかしながら、その調整能力が十分でないと判断される場合、出力抑制の範囲が太陽光発電や風力発電に拡大することが必要となる。2017年3月時点において、指定電気事業者（北海道電力、東北電力、北陸電力、中国電力、四国電力、九州電力、沖縄電力）では、無制限無補償で出力抑制を実施することができることになっている。そのため、発電事業者は各電力会社の方針と発電所の立地条件を鑑みて、売電機会の喪失リスクに留意する必要がある、場合によっては、追加コストを負担して蓄電池の併設等で対応することが求められる。

### (2) 電力小売参入にかかるリスク

2016年4月に電力小売の全面自由化が開始された。この自由化に基づき、発電事業者は30分ごとの計画量どおり電力を供給する必要がある、気象の変動や発電トラブルにより計画量が確保できない、あるいは超過してしまった場合（インバランス）には、追加コストあるいは発電コストの負担が必要となる。対策としてはきめ細やかな気象情報を入手して、発電量を精度よく予測すること、気象計測器の適切なメンテナンスにより精度を保つこと、出力制御システムの信頼性を向上させること等がある。

## 6. おわりに

本稿では再生可能エネルギー事業のリスクマネジメントについて、既存案件で確認されている問題点や課題点を、FIT法改正のポイントを踏まえながら述べた。これらの問題点は、事業の収支へ若干の影響を及ぼすものから事業継続をも脅かすものまで幅広く、発電事業者には、どの程度の対策を講じるか難しい判断が求められる。加えて今後、リードタイムが長い発電設備の普及が進む中で関係者が多様化し、また、導入された設備の経年劣化や新技術の導入等に伴って、新たなリスクが顕在化する可能性が高い。それらのリスクを早期に発見し、適切に対応していくためには、政府をはじめとする公的機関、メンテナンス事業者、設備メーカー、各種業界団体から提供される情報を継続的に収集することが必要である。損害保険会社のグループ会社である当社でも、自然災害や重大事故等に関する情報について情報発信を続けていく所存である。本稿が再生可能エネルギー事業に取り組む各社のリスクマネジメントの一助となれば幸いである。

(2017年4月21日発行)



東京海上日動リスクコンサルティング株式会社

企業財産本部企業財産リスクユニット・経営リスク定量化ユニット  
〒100-0005 東京都千代田区大手町 1-5-1 大手町ファーストスクエア ウェスタワー23 階  
Tel. 03-5288-6234 Fax. 03-5288-6645  
<http://www.tokiorisk.co.jp/>

To Be a Good Company