

地域や需要家への安定的な電力サービス実現に向けた市場リスクマネジメントに関する指針

制定 2021 年 11 月 15 日
改正 2022 年 3 月 31 日
経 済 産 業 省

1. 指針策定の背景

2021 年 1 月上旬、断続的な寒波により電力需要が大幅に増加し、LNG の在庫が減少したことで LNG 火力発電の稼働が抑制されるとともに、その他発電所の出力低下により供給力が低下したことで、電力需給がひっ迫する事態が発生した。これに伴い、スポット市場への売り入札が減少し、売り切れ状態が継続した結果、一時、最高価格 250 円/kWh を超える過去に例を見ない水準で市場価格が高騰した。

この事態を踏まえ、2021 年 7 月 1 日に、市場価格が需給ひっ迫状況等から乖離して上昇することがないようにするためのセーフティネットとして、インバランス制度を見直したところである¹。加えて、電力・ガス取引監視等委員会において、スポット市場等の価格高騰時における大手電力事業者に対する監視及び情報公開の対応を行い、電力広域的運営推進機関において、厳しい需給見通しを踏まえて、kW 面・kWh 面での需給バランスのモニタリングに着手し、確認結果を同機関の Web サイトにおいて情報発信するといった対応も行うこととなった。しかし、需給がひっ迫し、市場価格が高騰する可能性はなお存在し、ショートポジション（詳細は 3.（1）①）の小売電気事業者においては、大きなリスクとなる。

また、需要が比較的落ち込む時期において、太陽光発電等、再生可能エネルギー（以下、「再エネ」という。）の供給力が高い場合は、スポット市場の約定価格が 0.01 円/kWh となることもある等、市場価格が下落する可能性は存在し、ロングポジション（詳細は 3.（1）①）の小売電気事業者や発電事業者においては、大きなリスクとなる。

このように、小売電気事業者、発電事業者ともに、スポット市場における取引においては、価格変動のリスクを抱えている。

¹ 一般送配電事業者が前日夕方に公開する「でんき予報」上の各日に最初に公表された予想予備率（使用率ピーク時）が複数の供給区域で 3%以下となる場合、インバランス料金の上限価格を 200 円/kWh とし、これ以外の場合、インバランス料金の上限価格を 80 円/kWh とした。

2. 指針の必要性・位置付け

1. の記載の通り、スポット市場における取引は大きな価格変動リスクを伴う。自社の経営体力を超えたリスクを抱えた状態で、実際に市場価格の高騰等が発生し、電力サービスの提供を途絶させることは望ましくなく、地域や需要家に対し、安定的な電力サービスを実現するためにも、電気事業者は、スポット市場が大きな価格変動リスクを伴う市場であることを改めて認識し、適切にリスクマネジメントを実施していく必要がある。

他方で、電力・ガス取引監視等委員会が2021年4月に実施したアンケート調査の結果²では、スポット市場に係るリスクを把握していない事業者や定量的に管理できていない事業者は約半数存在することが判明した(図1)。また、販売電力量上位50社で見ても、2割以上の事業者は定量的に管理できていないことが判明した(図2)。

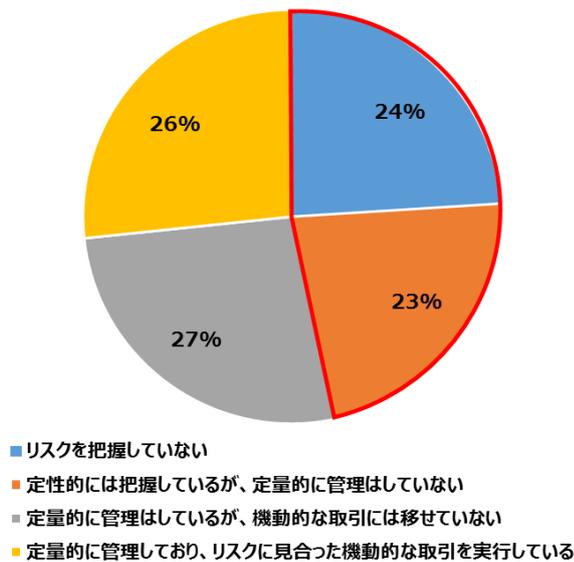


図1 市場リスクの把握状況について (N=149)³

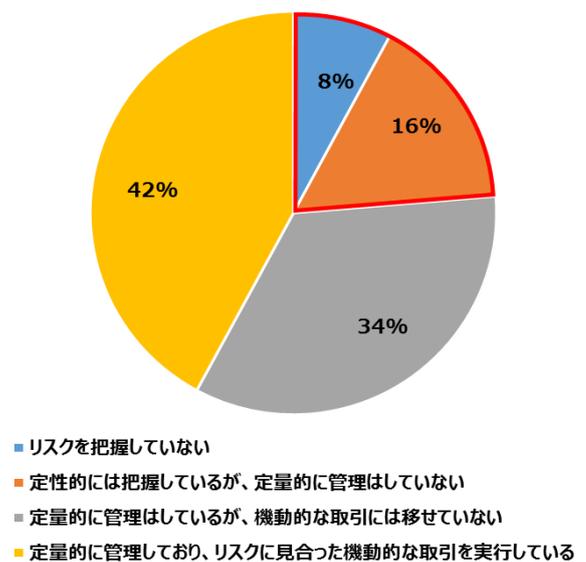


図2 市場リスクの把握状況について(販売電力量上位50社) (N=38)⁴

本来であれば、リスクマネジメントは、各事業者自身のガバナンスにおいて、株主との関係で行われるべきものであるものの、小売電気事業者がリスクマネジメントを必ずしも行っていない現状を踏まると、事業者におけるリスクマネジメントを促していく必要がある。

また、小売電気事業者が安定的な電力サービスを実現するためには、小売電気事業者自身のリスクマネジメントに加え、電力システム全体として、その前提となる供給力が確保されているこ

² 実施期間：2021年4月14日(水)～23日(金)

対象：JEPX、TOCOM、EEXに参加する小売電気事業者及び発電事業者(256社)

回収率：66.8%(256社中171社より有効回答)

³ 小売電気事業者の内、「スポット市場に係るリスク把握状況に関する質問」に対して有効回答した149社について集計。

⁴ 販売電力量上位50社の内、「スポット市場に係るリスク把握状況に関する質問」に対して有効回答した38社について集計。

とが必要である。しかしながら、近年、スポット市場の価格をはじめとして、取引価格の低迷等により発電事業の環境が悪化していること等を背景に、火力発電の休廃止が相次いでいるところであり、こうした休廃止自体は発電事業者の経営判断によるものであるが、本来、発電事業者が通常取引によって収益を維持できるような市場構造や事業者行動が確保されていることが電力システム上望ましいと考えられる。こうした観点からも、電力システム全体として必要となる供給力の維持に向け、小売電気事業者だけでなく、発電事業者におけるリスクマネジメントを促し、発電事業者の収益確保を後押しする必要がある。

以上を踏まえ、本指針において、電気事業者におけるリスクマネジメントの一助となるよう、電気事業者において実施が望ましいと考えられる行為を規定するとともに、本指針の策定のために行ったヒアリング（2021年6月～9月に資源エネルギー庁にて実施）等をベースに、事業者のリスクマネジメントの参考となるよう、参考事例集（別紙）を整備する。

なお、本指針は、地域や需要家への安定的な電力サービス実現を達成するため、事業者がリスクマネジメントを実践していくに当たって参照するための指針であり、事業者に対して義務等を課すものではない。各電気事業者において、本指針や参考事例集を参考にしつつ、積極的にリスクマネジメントを進めていくことを期待する。

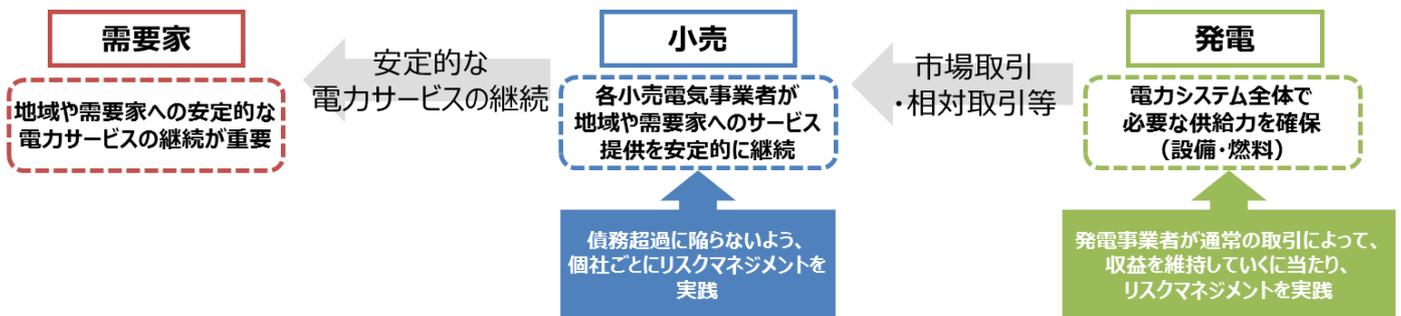


図 3 本指針の必要性及び対象リスクの全体像

3. リスクマネジメントにあたって望ましい行為

本指針では、地域や需要家への安定的な電力サービス実現を目的に、2021年1月の事象を踏まえ、スポット市場における価格変動リスク等に焦点を当て、小売電気事業者及び発電事業者における望ましい行為を整理する。

(1) 小売電気事業者における望ましい行為

① リスク評価・管理における望ましい行為

小売電気事業は、需要が季節に応じて変動する中で供給力を確保しなければならない一方、電源は季節にかかわらず長期的な固定費負担が必要であるという事業特性があるため、

- ・ 多くの小売電気事業者がショートポジション（需要に対して少量の供給力を確保）⁵をとれば、

⁵ ショートポジションの小売電気事業者について、自らの需要の多くをスポット市場からの調達に依存する場合、調達費用は、直前又は事後にしか確定しない（スポット市場での売り切れが生ずる場合、インバランス料金が事

夏や冬等の高需要期にはスポット市場の価格が高騰することがリスクとなり、

- ・ 多くの小売電気事業者がロングポジション（需要に対して多くの供給力を確保）⁶をとれば、春や秋等の低需要期にはスポット市場の価格が下落することがリスクとなる。

こうした事象が実際に発生し、小売電気事業者にとって自己資本を超える負担が生じることとなれば、債務超過に陥り、地域や需要家へのサービスの継続が困難となるおそれがある。

このため、地域や需要家に対して安定的な電力サービスを実現する観点から、小売電気事業者においては、スポット市場の価格や需要の変動リスクを定量的に評価し、そのリスク量が経営体力の範囲内に収まっていることを定常的に管理することが望ましい。

なお、小売電気事業者の中には、代表者契約制度を活用し、代表契約者（以下、「親BG」という。）として、複数の他の小売電気事業者（以下、バランシンググループに属する親BG以外の事業者を「子BG」という。）とともに共同でバランシンググループ（以下、「BG」という。）を形成し、全体の需給管理を行う者や、子BGとして、需給管理は親BGに委ねる形で事業を行う者も存在する（図4）。このような場合にも、リスク評価・管理は、連鎖倒産の防止等、需要家への電力の安定供給につながるため、子BG自身の責任において行うことが望ましい。

後的に請求される。)。一方、市場連動型でない電力メニューによって電力を販売している場合、販売需要が大きく変動しない限り、収入は基本的に固定されるため、事業収支はスポット市場の価格次第となる。

計画値同時同量が達成できなかった場合に課せられるインバランス料金には、80円/kWh又は200円/kWhの上限が課されていることを前提に、事業リスクを負う事業戦略も考えられるが、少なくとも需要家に対する安定的な電力サービスの確保の観点からは、こうした戦略は、経営体力の範囲内、すなわち自己資本の範囲内に収まるような経営管理が行われることが望ましい。

ショートポジションをとる小売電気事業者は、夏や冬の需要増大期に電源ニーズが高まる一方、発電事業者側は夏と冬だけ電源を維持することはできず、年間を通して電源の固定費負担が必要となる。このため、夏や冬の数ヶ月の商品は希少性が高くなるリスクも存在している。

⁶ ロングポジションの小売電気事業者について、自らの需要に応じ、予め十分な量の自社電源や固定価格での相対契約を締結している場合、これらの固定費や基本料金が発生する一方、スポット市場の価格の変動リスクが回避できる。小売電気事業者にとっては、スポット市場の価格が見込みより低ければ、固定費や基本料金が相対的に事業運営上の負担となるが、スポット市場の価格が見込みより高ければ、市場への支払いを回避できる。すなわち、自社電源や相対契約が費用を固定化する機能を持つ。

他方、ロングポジションをとる小売電気事業者は、春や秋の端境期等を中心に、需要に対して余剰する供給力について、市場等への売り等が必要だが、近年の再エネの増加を背景に、スポット市場の価格の下落や自社電源の場合は稼働率が低下する等のリスクも存在している。

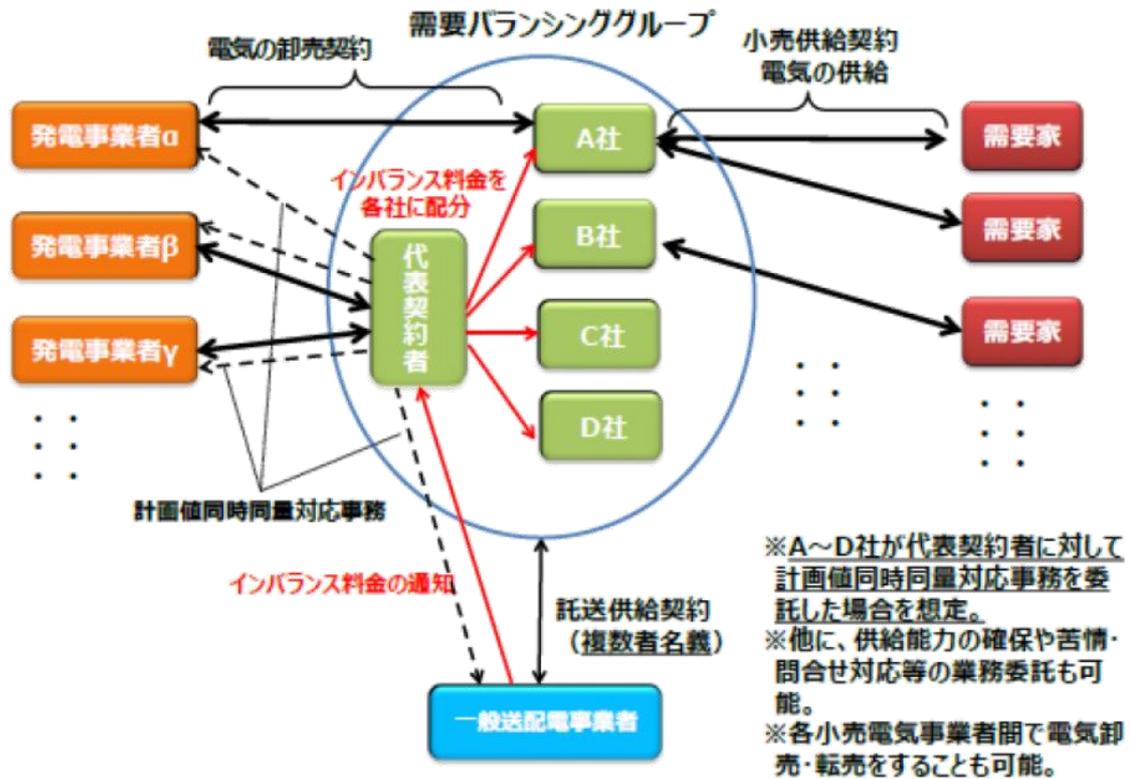


図 4 バランシンググループの組成⁷

②代表者契約制度を活用する場合におけるBGにおいて望ましい行為

小売電気事業者の中には、親BGとして、複数の子BGとともに共同でBGを形成し、全体の需給管理を行う者や、子BGとして、需給管理は親BGに委ねる形で事業を行う者も存在する。BG全体で一体的にリスク評価・管理を行っている場合、BG内の情報提供のあり方等が重要となる。

また、同BGに所属する小売電気事業者はインバランス料金の連帯債務を負っていることも鑑みれば（図 5）、BG内の適切なリスク評価・管理は連鎖倒産を防止する等の効果が期待でき、需要家の保護の観点からも重要である。他方で、これまで子BGが電力調達の方法、支払額の算定方法、脱退時の条件等について、理解が十分でなく、親BGと子BGとの間で相互不信が生じるケース等が散見された。特に、親BGが子BGの需給管理も含めて行っているケースにおいては、調達コストが高騰した場合、BGに所属する全事業者に影響が及ぶため、子BGにとって、親BGのリスク評価・管理方針は、極めて重要な情報となる。

このため、小売電気事業者が親BGとして代表契約者となる場合は、子BGやBGに所属を検討している小売電気事業者に対して、契約内容（BG内でのインバランス料金の債務分担の在り方やそのリスク等）、及び親BGとしてのリスク評価・管理方針（電源調達におけるスポット市場の依存度等）について丁寧に説明することが望ましい。なお、契約を締結するにあたっては、BG内においてはインバランス料金の連帯債務リスクがあることを踏まえ、当該リスクについて、BGに所属する以外に単独事業者として事業を行うほか、電源調達、需給管理を他の小売電気事業者に委託し、インバランス料金負担を当該委託先の負担とするといった選択肢も一般論としてあることとあわせて説明することが望ましい*。また、小売電気事業者は、BG内のインバランス料金の連帯債務リ

⁷ 「電力の小売営業に関する指針」より抜粋。

スクに鑑み、BGに所属する以外の選択肢があることを前提として、当該リスクや事務コストを踏まえ、BG所属について判断することが望ましい。

※なお、親BGが、電源調達、需給管理を自社において受託するか否か、インバランス料金負担を自社の負担とする契約を締結するか否かは、当該親BGの判断によるものとする。

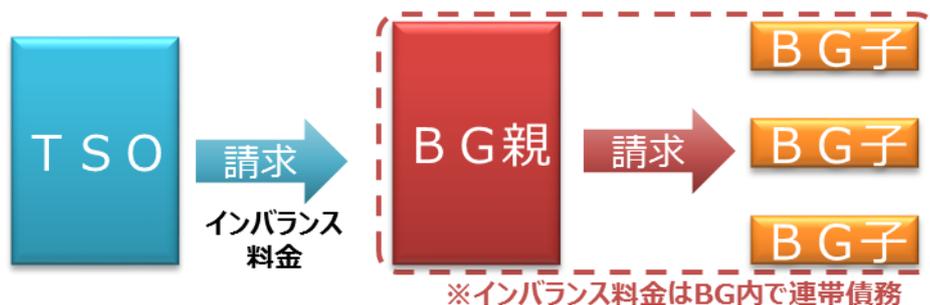


図 5 インバランス料金の精算フローと連帯債務

③地域新電力において望ましい行為

小売電気事業者の中には、地方自治体の出資を受け、その戦略的な参画・関与のもと事業を営んでいる事業者等が存在する。こうした地域新電力は、地域経済循環や地域脱炭素化の担い手となることが期待されており、こうした目的に照らせば、その経営体力を越えるリスクを負った事業活動を続けることは望ましいとはいえない。また、万一の事象が発生すれば、地方議会への説明責任も問われることとなる。このため、地域新電力においては、出資比率等も勘案しつつ、出資自治体と連携し、スポット市場における変動リスクの評価・管理方針を共有することが望ましい。

④市場連動型小売電気料金の説明・情報提供について

小売電気事業者が市場連動型電気料金により小売供給を行う場合、事業者自身のリスクは抑制される一方で、需要家に対する適切な説明・情報提供が極めて重要となる。そのため、2021年11月に小売電気事業者における市場連動型小売電気料金の説明・情報提供について、「電力の小売営業に関する指針」の改定が行われた。市場連動型小売電気料金は、価格が高騰するリスクもあることから、需要家はそのメリット・デメリット等について、十分に理解をしたうえで選択することが重要であるため、「電力の小売営業に関する指針」を踏まえて事業を行うことが必要である⁸。

(2) 発電事業者における望ましい行為

①リスク評価・管理における望ましい行為

小売電気事業者が安定的な電力サービスを実現するためには、電力システム全体で必要な供給力が確保されていることが必要である。このためには、発電設備設置者を含む発電事業者（以下、「発電事業者等」という。）においても、複数の小売電気事業者が提示する条件を比較し、電源の最適運用に資する相対契約を追求することや、先物市場・相対取引の市況（その時点での電気の価値）及びスポット市場価格の動向も見据え、電源の起動停止も含めた最適運用を行うこと等、電源アセット運用の最適化を目指すことが、①発電事業者等にとって収益確保につながり、②小売電気事業

⁸ もちろん、市場連動型電気料金により小売供給を行っていない場合でも、「電力の小売営業に関する指針」を参照し、事業を行うことが重要である。

者にとっては電源アクセス機会をもたらし、③加えて、電力システム全体の需給バランスの平準化にも資することとなる。電源アセット運用の最適化を行うには、運用における不確実性（リスク）を把握した上で、収益確保のために、リスクテイクをするのか、リスクヘッジをするのかといった意思決定を行うことが重要である。

他方で、発電事業者等ごとに、発電ポートフォリオや販売形態等が異なるため、リスクの所在及び取り得るリスク評価・管理も異なる。例えば、火力発電は機動的な稼働率管理を行いやすい反面、燃料調達における価格・数量面でリスクがある。一方で、自然変動電源は燃料調達の必要性はない反面、稼働率について外的要因に左右される側面が大きい。従って、発電ポートフォリオ、販売形態及び経営規模等固有の状況を踏まえて、リスク評価・管理を実施することが重要である。

加えて、電力自由化前における発電事業環境と比較して、電力自由化が進展している現在においては、様々な市場が創出されている中で、発電事業者等が晒されるリスク及び取り得るリスク評価・管理策は変容化・多様化しており、自社におけるリスクの所在とリスク評価・管理策を随時検討・見直すことは、足元の状況を踏まえた最適なリスク管理のためには重要である。したがって、発電事業者等においては、発電事業における自社のリスクの所在を明らかにした上で、各々のリスクに対してリスク評価・管理を実施し、最適な電源アセット運用を目指すことが望ましい。

②発電事業に要する費用に関する情報の透明化

発電事業者が最適な電源アセット運用を行うに当たっては、多様な小売電気事業者との間での取引機会が増加すれば、それだけ相対的に条件のよい相手との契約を確保することが可能となる。さらに、このような取引機会の増加は、小売電気事業者がリスク管理を行うに当たっても重要であることから、ひいては、発電・小売電気事業双方の持続的な発展にも資することになる。

このためには、特に電源の多くを有する大手電力事業者が、発電事業に要する費用と小売電気事業に要する費用を明確に分離するとともに、容量確保契約金額を明確化することにより、小売電気事業者との間で、発電事業に要する費用や単価といった基礎情報について共通認識が得られる事業環境が重要である。

以上を踏まえ、保有する発電設備の容量が合計 200 万 kW を超える発電事業者は、電気事業会計規則第三条の二の規定及び同規則別表第三に基づいて作成する発電事業営業費用明細表及び小売電気事業営業費用明細表の概要を、競争上不利益にならない範囲において、決算報告後、速やかに公表を行うことが望ましい。

<公表する際の様式（イメージ）>

〇〇年度 発電・小売電気事業営業費用明細表の概要

〇〇電力株式会社

（単位：百万円）

	発電事業営業費用	小売電気事業営業費用	合計
人件費			
燃料費			
修繕費			
減価償却費			
公租公課			
原子力バックエンド費用			
一般管理費			
その他費用			
合計			

（参考情報）

自社発電電力量（百万kWh）	
容量確保金収益（百万円）	

※自社発電電力量は、そのうち、揚水動力に相当する量を除いたものを記載すること。

（注）

他社購入電力料の配賦を行った場合においては、配分額を算出する際に用いた各電力量（百万kWh）並びに発電事業及び小売電気事業への配賦額に対応する電力量（百万kWh）を脚注として記載すること。

また、他社購入電力料以外の費用について、電気事業会計規則別表第三に定める基準以外の方法により配賦等を行った場合においては、配賦等の方法を脚注として記載すること。

なお、みなし小売電気事業者部門別収支計算規則第2条第3項の規定により届け出た基準により配賦を行った場合においては、配賦等の方法の記載に代えて、その旨を記載することができる。

4. 本指針の見直しについて

本指針で示した内容は、足下の厳しい需給見通しを踏まえ、少しでも早く事業者の事業運営の参考に資するよう策定したものである。そのため、今後、事業者の意見や、リスク評価・管理手法、ヘッジ手段の発展等を踏まえ、電力・ガス基本政策小委員会で議論の上、指針の見直しや参考事例集の追加等を随時行うこととする。