

研究論文

再生可能エネルギーの導入は長期的な電力卸売価格の安定に寄与するのか？

安江輝浩(京都大学大学院)

要旨

本論文は再生可能エネルギーの導入が長期的に電力価格の安定性に与える影響について検証を行った。具体的には日本の4エリア(北海道・東日本・西日本・九州)を対象にWozabal et al (2016), Schoniger and Morawetz (2022)に基づくモデルを用いて、再生可能エネルギーの生産量の比率と電力価格の変動にU字型の関係があることを明らかにした。つまり再生可能エネルギーの導入が必ずしも電力価格の変動を増加させるのではなく、再生可能エネルギーの生産比率が低い場合と高い場合に電力価格の変動が増加する可能性を示唆している。

キーワード:電力市場, 再生可能エネルギー, パネルデータ分析, 電力価格の変動

第1章 序論

1.1 近年の電力政策について

産業革命以降、現代に至るまで石炭・石油・天然ガスを中心とした化石燃料が世界の発電手法の大部分を占めてきた。しかし大気汚染や地球温暖化といった化石燃料による環境への悪影響が明らかになるにつれ、風力・太陽光発電といった再生可能エネルギーに発電手法をシフトする動きが加速している。環境問題の影響はこれまで環境汚染に関わってこなかった国々(海面上昇による国家消滅危機に直面するツバルなど)が最初に受けるとされており、再生可能エネルギー導入の社会的意

義は増している。そのため欧州では電力消費の10%以上が再生可能エネルギー(水力発電を除く)で賄われるなど、世界的に導入が加速している。(BP 2021)

再生可能エネルギーへの投資額も年々増加しており、欧州ではここ10年で約50%の成長率を見せている。(IEA 2022)その中でも太陽光発電と風力発電が再生可能エネルギーの導入を牽引していると言えるだろう。我が国においても太陽光発電が再生可能エネルギーの中で最も発電割合が高いことや(経済産業省 2022)、風力分野において現段階の発電割合は少ないものの、洋上風力発電といった地理的特性を活かした手法の投資が活発化していることから上記2つの発電手法の存在感が増している。

このように各国で再生可能エネルギーの導入が進んでいるのは、再生可能エネルギーの抱える課題を技術革新や政策で補っていることが要因と言える。再生可能エネルギーの課題とは主に(a)発電が高コスト(b)発電設備の設置における地理的制約(c)間欠性の3点が挙げられる。

(a) 発電コストに関しては技術革新に加えて政府の補助金やFIT/FIP制度といった政策を通して、事業者の負担を軽減できるよう動きがなされている。またメリットオーダー効果と呼ばれる太陽光発電や風力発電といった限界費用の安い再エネが増えることにより発電量の短期限界費用が低減し、電力スポット価格の低下につながることで長期的な電力価格低減効果が証明されている。

(b) 地理的制約に関して、欧州諸国は大規模な洋上風力発電基盤を遠浅の地形を活かし

て展開し、年々その発電量を増加させている。我が国においても九州における太陽光発電、海岸線が長く風力が安定している北海道・東北エリアで浮体式洋上風力発電を推進しており、地理的特性を活かした取り組みが加速している。

一方で (c) 間欠性に関してその解決策として蓄電池の導入や需要側の変動を柔軟にするデマンドレスポンス (DR) などが挙げられる。しかしこれらはいまだ高コストであり、再生可能エネルギーの導入スピードと同等に普及させていくことが大きな課題となっている。

こうした現状を踏まえ電力の安定供給の観点から他の電源について目を向けると化石燃料由来の電源は世界情勢や紛争などの外部要因による価格変動が大きく、その影響を消費者が被ること状況が頻発している。例として2020年冬に起きた電力価格高騰や2022年2月に勃発したウクライナ紛争による価格高騰などが挙げられる。原子力発電についても世界的な潮流として高いリスクがゆえ、なるべく削減していくことが求められている。特に慎重論が根強い我が国では長期的に安定した発電と仮定して運用することは簡単ではない。そのため再生可能エネルギーは化石燃料に頼らず安定した電力供給を実現する上で重要性が増している。また価格の高騰や変動といった不確実性の軽減や、間欠性を補完する手段として一般的に柔軟性オプションと言われるフレキシブルに発電量が調整可能なLNG・石油電源、電力の需給調整機能を持つ蓄電池や揚水発電などの普及が喫緊の課題と言えるだろう。

1.2 リサーチクエスト

再生可能エネルギーの導入を加速させつつ、間欠性に伴う電力価格の不確実性という課題を解決するには技術革新といった側面に加え、再生可能エネルギーの導入が長期的に電力価格の安定性にどのような影響を与えるか、そして価格を安定させるために必要な要因を明らかにする必要がある。

そこで本研究では対象地域の電力価格の変

動と再生可能エネルギー導入量に着目し、一定の割合を超えた再生可能エネルギーの導入が価格変動の増大を招くのか検証を行った。また本研究における再生可能エネルギーの対象として間欠性が高い電源である太陽光発電・風力発電をIREとして分析対象とした。

それに加えて国際送電網のない我が国は電力価格の変動や電力供給システムの危機に対するアクションが欧州諸国と比較して少ないことからIREの割合が高まった場合に発生する可能性が高い電力価格の変動に対する柔軟性オプションについて分析を行った。

第2章 先行研究

2.1 再生可能エネルギーが電力スポット価格の低減に与える影響

再生可能エネルギーが電力価格に与える影響としてメリットオーダー効果が挙げられる。メリットオーダーとは電力を私的限界費用の安い順に並べ、費用が安い電力から送電網にアクセスできる仕組みである。これにより私的限界費用が安い再生可能エネルギーが増えることで発電に必要な価格を下げる事が出来る。メリットオーダー効果に関する研究は各国で行われており、日本の事例ではSakaguchi and Fujii (2021) や Maekawa et al. (2018) が挙げられる。

これらの研究では風力・太陽光発電を対象としたIREの導入がJEPXのスポット価格低減に寄与することを明らかにしている。またオーストラリア市場を対象としたものではCsereklyei (2019)、ポルトガル市場を対象としたものにはMacedo et al. (2020)、スペイン市場を対象としたものにはFigueired and Sliva (2020)、ドイツ・オーストリア市場を対象とした分析はCludius et al. (2014)、Zipp (2017) らが挙げられる。また長期的なメリットオーダー効果について理論モデルを用いて分析した研究としてAntwelier & Muesgens (2021) が挙げられる。

上記の研究ではIREの導入が電力スポット価格に対して価格低減効果、つまりメリッ

トオーダー効果を持つことが示されている。一方で電力スポット価格の変動はIRE発電の量と種類によって低減が可能とするWozabal et al (2016)の主張も存在する。この研究はドイツを対象としたものであったが分析対象を欧州の複数の国に拡張し、IREが電力スポット価格変動に与える影響を分析した研究としてSchoniger and Morawetz (2022)がある。この研究ではIREの普及状況やIREを取り巻く要因に左右されるものの、IREの導入増が電力スポット価格の価格変動を大きくするとは限らず、小さくする可能性を指摘している。また価格変動に与える影響はその国の持つ蓄電能力、送電能力、需給調整能力など様々な要因のもとで決定されるとしている。

2.2 再生可能エネルギーが電力スポット価格の変動に与える影響

前述のようにIREのメリットオーダー効果はこれまでの研究により一義的となっているが、価格変動については様々なアプローチからの研究をもとに、異なる主張が述べられている。Green and Vasilakos (2010)はイギリスの風力発電市場を分析し、イギリスの風力発電量の変動、需要、市場の競争力などの要因を含めたモデルを構築し、イギリスが再エネ目標を達成する上で風力発電に大きく依存する場合、イギリスの電力スポット価格は風力発電の発電量によって大きく影響されることを明らかにしている。Jacobsen and Zvingilaite (2010)はデンマークの市場を分析し、再生可能エネルギーの増加により電力価格の変動が大きくなることを示している。その一方で電力価格のピーク価格に対する頻度が低下するとしている。

Adom et al (2017)では、ガーナの再生可能エネルギー発電の増加が電力価格の安定性に与える影響を分析した。その結果、再生可能エネルギーの割合が増加することが短期的にも長期的にも電力価格に不確実性をもたらすとし、異なる時間帯に稼働するエネルギー源の組み合わせや需要側のマネジメントシステムの構築が電力価格の不確実性の低減に有

効な施策だとしている。

Martinez-Anido (2016)ではニューイングランドの風力発電普及率・発電量予測などをモデル化し、風力発電の普及率と電力価格の変動との関係性を分析している。

上記の分析では再生可能エネルギーの割合が増加すると電力価格の不確実性が増加すると結論づけているが、この仮説を支持しない研究も存在する。Wozabal et al (2016)では理論モデルと実証モデルの双方から再生可能エネルギーの増加が電力価格変動に与える影響を分析している。その結果理論モデルでは残余需要、すなわち総需要からIREによる発電を引いた数値が小さい場合と高い場合で価格の分散が増え、中間部分では価格の分散が少なくなるU字形のモデルをとっている。実証分析はドイツの電力市場を対象に残余需要が電力価格の分散が下に凸の関数の形をとる事を示し、理論モデルで述べているIREのシェアにより価格変動が増加・減少することを示唆している。Jónsson et al (2017)ではデンマークの電力市場を対象に予測される風力発電の割合が増加するほど電力スポット価格の変動が抑制されるとしている。その中で風力発電の割合が高くなるほど電力スポット価格が極端に高くなる確率が下がり、価格変動抑制につながるとしている。Schoniger and Morawetz (2022)の研究ではWozabal et al (2016)に基づいて欧州の複数の国を分析し、再生可能エネルギーの発電割合と電力価格の分散の間にU字型の関係があることを確認している。また分析した国々の中で電力価格変動が少ない国は電力の輸出入能力や水力発電容量が高いといった特徴があり、価格変動抑制には前述の要因が重要だとしている。

Möbius and Müsgens (2015)の研究ではコストを最小化する電力スポット市場配電・投資モデルを用いたフルコストアプローチによる分析で風力発電のシェアが低い場合はさらにシェアが増加した際に電力価格の分散が減少し、風力発電のシェアが高い場合にはさらにシェアが増加した場合に電力価格の分散が増加することを明らかにしている。これら

の要因としてランプアップ・ダウンによるベースロード電源の起動コストを挙げている。

これらの先行研究では価格の変動について価格スパイクの頻度や価格の分散といったように様々な尺度で分析が行われてきた。本研究では電力価格変動の定義を電力価格の分散とし、電力価格の変動に影響を与える要因である再生可能エネルギーの導入量で表される残余需要の分布、残余需要をカバーする化石燃料を用いた発電の供給関数の2つをもとにモデルを構築した Schoniger and Morawetz (2022) を基に分析を進めていく。その上で間欠性が高い再生可能エネルギー (IRE) である風力発電と太陽光発電を基盤として、日本の4地域を分析対象とすることで我が国のIRE導入における電力スポット価格の変動に対する影響や価格変動に対して有効となる柔軟性オプションを明らかにし、我が国が今後IREの導入を加速させていく上で考えるべき要素や施策を考察する。

第3章 分析手法

3.1 分析の枠組み

これまでの研究では電力スポット価格の変動要因として Wozabal et al (2016) では Green and Vasilakos (2010), Möbius and Müsgens (2015) の知見を基に再生可能エネルギーの導入量 = 残余需要、残余需要をカバーする電力市場の供給関数が重要としている。これらの概念モデルを図1に示す。これは Wozabal et al (2016) からの引用に基づく概念モデルであり、非弾力的でランダムな電力需要 Q を持つ静的市場を表している。X軸は残余需要 (Residual load) を、Y軸は電力スポット価格 (Electricity spot price) を表している。 Q を総電力需要、 I をIREの総量とすると $X=Q-I$ となる。また S はIREを含まない電力の供給曲線を表す。ここで供給曲線の形状について考えてみる。本モデルでは供給曲線を競争的凸市場曲線に基づいて仮定しているが、実際の電力市場においては燃料費の増加、発電制約、発電所稼働率、電

力需要の変化といった時間と共に変化する要因が存在する。このため発電所の給電に関する要因を考慮する上では、供給関数の凸性仮定を変更する事で上記の動学的要因を考慮した上での供給曲線をモデル化できる。これらに関する主張や具体例として残余需要が少ない、高い場合に柔軟性に欠ける従来のベースロード電源は価格の下落を引き起こすといった分析が複数存在する。(Fanone et al 2013)

これは発電所が発電を止め、再起動に必要な時間とコストを支払うより数時間のマイナス損失を受け入れることが要因とされている。欧州では電力価格がマイナスになることは珍しくなく、前述の現象が観測されている。つまり発電量が増えるほど発電コストが嵩む場合を考えると、図1の左端部分の供給曲線が凹関数を取る可能性を表している。

また He et al (2013) では凹凸部分をもつ供給曲線 = 逆S字型モデルが凸型の供給関数よりドイツの電力スポット市場のメリットオーダー曲線に適合することを示している。そのため図1は供給関数が逆S字形を持つモデルを表している。電力市場価格は残余需要 X と供給曲線 S の交点によって決定する。この場合にIREの生産を残余需要で表すメリットとしては、電力需要と間欠的なIREの生産の確率的な数量を残余需要に組み込む一方で、供給曲線はそういった変化を受けず決定性を持つことである。(Graf and Wozabal 2013)

X軸上にある分布は残余需要の確率分布を表し、Y軸上の分布は電力スポット価格の確率分布を示している。残余需要の分布はある時間軸における供給曲線 S の傾きに応じて、価格分布を作り出す。供給曲線 S は残余需要が少ない部分から多くなる (IREのシェア増) につれ傾きが穏やかになり、残余需要も左にシフトする。そのため価格水準が低下するメリットオーダー効果が観察される。このモデルでは供給曲線の右端と左端において電力スポット価格の分布が大きくなり、供給曲線の傾きがなだらかになっている部分では電力スポット価格の分布が小さくなっている。

図2は図1の仮定に基づいて残余需要が電

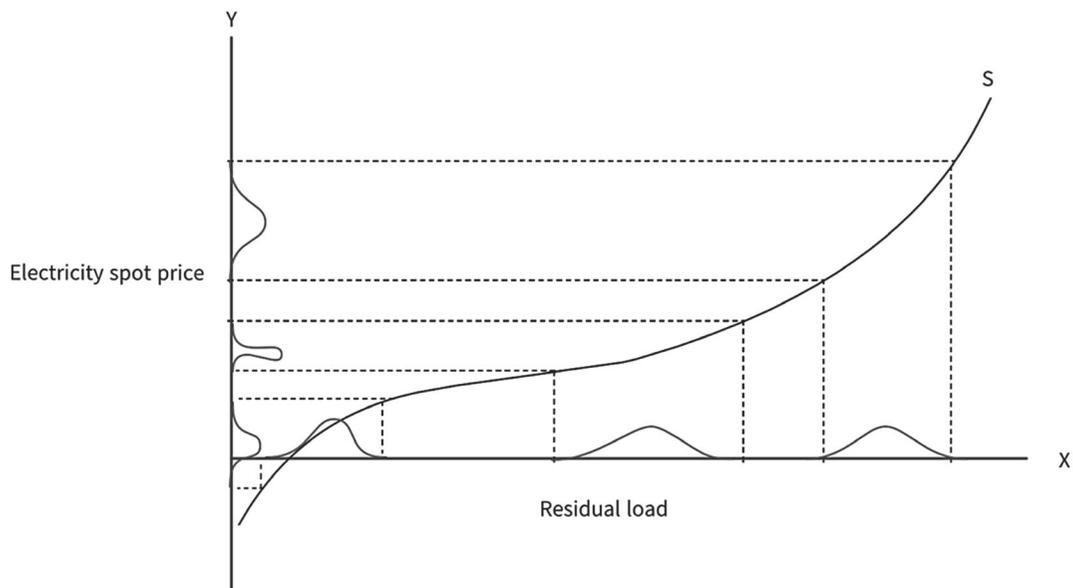


図1 逆S字形の供給関数を仮定した電力スポット価格と残余需要の関係
 (出典) (Wozabal et al., 2016)

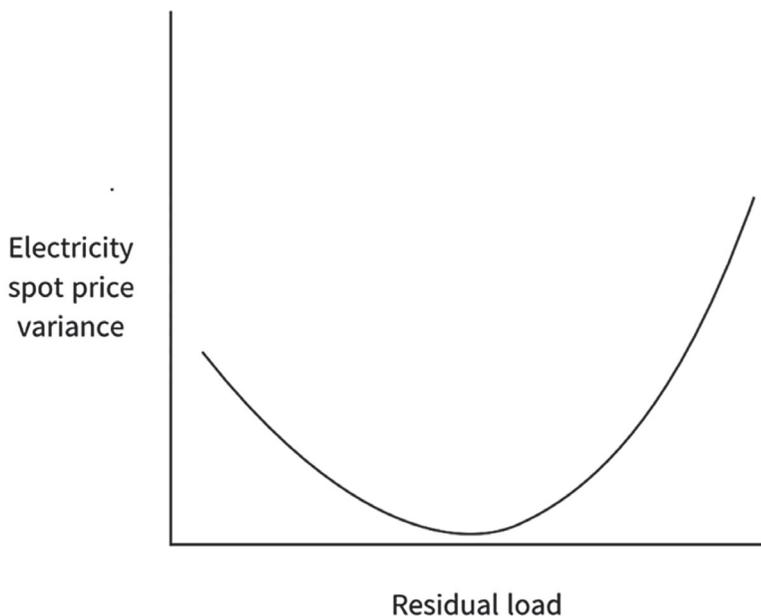


図2 図1の仮定に基づく残余需要が電力価格分散に与える影響 (出典) (Wozabal et al., 2016)

力価格分散に与える影響を表したものである。このモデルでは残余需要が電力価格の分散に対してU字形をとること、つまりIREの導入量が少ない場合、多い場合において電

力価格の分散が増加することを示している。またそれに加えて電力価格の変動に影響を与える要因として供給曲線の形状、残余需要の分布 = IRE 導入量とその分散の2つが挙げ

られる事がわかる。

これらの前提に基づき Wozabal et al (2016) はドイツの電力市場, Schoniger and Morawetz (2022) は欧州 9 カ国の電力市場を対象に実証分析を行い, それぞれ残余需要が電力価格の分散に対して下に凸の関数を取ること, つまり残余需要と電力価格の分散が U 字型の関係 = 供給関数が逆 S 字型であることを明らかにしている。また Wozabal et al (2016), Schoniger and Morawetz (2022) からの引用に基づく理論モデルを Appendix に記載する。

3.2 実証モデル

本研究の実証モデルでは風力発電と太陽光発電を間欠性の高い再生可能エネルギー = IRE と定義し分析を行った。そのため水力や地熱といった発電手法は従来型の電源に割り当てる。これらの前提のもとで日本の 4 エリア (北海道・東日本・西日本・九州) における電力価格の変動が IRE の変動に起因しているかについて分析を行った。実証モデルで用いた回帰分析における被説明変数は電力価格の変動を表す分散を用いた。実証モデルは Schoniger and Morawetz (2022) に基づいて以下のように定義を行った。

Basic モデル

$$Var(Price) = \alpha + Rit\beta' + Kity' + \theta t + \rho t + Ci\delta + uit$$

α = 切片

Rit = 日時 t におけるエリア i の残余需要, 残余需要の 2 乗, 残余需要の分散

Kit = 天然ガス価格と 3 ヶ月遅れの天然ガス価格

θt = 日時固定効果

ρt = 月次固定効果

Ci = 連系線容量, 設備容量における石油・天然ガス発電, 水力・揚水発電の割合

uit = 時定数部分 vi と特異部分 uit からなる誤差項

残余需要 X を総需要 Q と IRE 導入量 I に分ける場合に

$$X^2 = (Q - I)^2 = Q^2 - 2QI - I^2$$

という式が得られる。また上記の式の分散を考えると

$$Var(X) = Var(Q - I) = Var(Q) - 2Cov(Q, I) + Var(I)$$

となり, Extend モデルを導く。

Extend モデル

$$Var(Price)_{it} = \alpha + Mit\beta' + Kity' + \theta t + \rho t + Ci\delta' + uit$$

Mit = 負荷・IRE とそれらの 2 乗, 分散, 負荷と IRE の共分散, 負荷と IRE の相互作用項

Extend モデルから IRE を風力・太陽光発電に分けた式を Wind/Solar モデルとして定義する。

Wind/Solar モデル

$$Var(Price)_{it} = \alpha + Wit\beta' + Kity' + \theta t + \rho t + Ci\delta' + uit$$

Wit = 負荷, 風力発電, 太陽光発電とそれらの二乗, 分散, IRE の分散, IRE と負荷の共分散, 各発電の相互作用項

分析する 4 つの地域では総負荷に大きな差があるため全ての説明変数を相対値に変換している。地域別の日別平均負荷の最大値をもとに残余需要, IRE, 風力発電, 太陽光発電量の相対化を行った。これらの相対値をもとに 2 乗項, 分散, 共分散を導出した。回帰式の被説明変数である電力価格の分散に関しては相対化を行っていない。

分析を行う上で説明変数の外生性について考慮する必要がある。風力・太陽光発電量は天候によって発電量が決まるため, 電力価格分散に影響を与える観測されない交絡因子が存在する可能性は低い。また電力価格の分散と残余需要においても日次・月次固定効果により電力需要に関する観測されない交絡因子の制御が可能になっている。

本研究では時間の経過とともに変化しない変数の影響を考慮するために上記モデル (Basic・Extend・Wind/Solar) を固定効果モデル, エリア別 Pooled OLS を用いて分析を行った。Pooled OLS モデルのメリットは時定数を含めることができる点であり, デメ

リットは観測されない時定数変数を分析に含めることが出来ず、この変数と説明変数の相関を仮定すると推定値に誤差が生じる可能性がある。固定効果モデルでは観測されない時定数変数を制御できるため、この問題に対処する事が出来る。またデータの期間においてフレキシブル発電容量、水力発電容量などの柔軟性オプションはほぼ一定である。このような柔軟性オプションは供給曲線の形状が電力価格の変動に与える影響を小さくする影響があると考えられる。

固定効果モデルの推定量では変数が単位根を持つ場合、偽回帰の可能性が生じるため、Maddala and Wu panel unit root test procedure (Croissant and Millo, 2018; Maddala and Wu, 1999) を用いた単位根検定を実施した。その結果全ての変数において単位根を持っておらず、定常性が確認された。また Wooldridge (Croissant and Millo, 2018; Wooldridge, 2010) に基づく検定により、残差の系列相関が確認されたため不均一分散に頑健な標準誤差(ロバスト標準誤差)を固定効果モデルに用いている。全ての共同有意性検定にも同様に実施した。またエリア別の分析においては Durbin-Watson 検定が誤差項の相関を示したため、本モデルでは HAC 標準誤差(不均一分散と自己相関に対して頑健な標準誤差)を用いた。モデリングは R Version 4.0.3 (2020) を用いて分析を行った。

3.3 データ

日本を4つのエリア(北海道・東日本・西日本・九州)に区分し分析対象とした。データ期間は2016年4月から2021年3月までとした。(電力価格の高騰が発生した2019/7/24-25・2020/12/15-2021/1/25の期間は除外した)

回帰分析の被説明変数は電力の日次スポット価格の分散であることから期間中の各エリアにおける電力価格を日本卸電力取引所(JEPX)から入手した。(JEPX 2022)

東日本エリアは東京電力・東北電力管内、西日本エリアは中部電力・北陸電力・関西電力・中国電力・四国電力管内と定義した。また日次需要や風力・太陽光発電量は各エリアの電力会社のエリア需給データから入手した。また天然ガス価格などの燃料価格の日次価格、各エリアのフレキシブル発電、水力・揚水発電のキャパシティ(経済産業省 2022)、各エリアの連系線容量(OCCTO 2021)を入手した。これらのデータをもとに分析を行った。

3.4 分析対象エリアの基本統計データ

表1は2016/4-2021/3における各エリアの記述統計量である。東日本・西日本の電力需要は40GWを超えており、イタリアやスペインといった欧州の国を上回る規模があることがわかる。電力の平均スポット価格は九州が最も安く、7.70円/MWhである。これは太陽光発電の割合が非常に高く、発電の限界発電費用が安いことが要因と考えられる。日次電力スポット価格の分散は北海道が最も高く、西日本が最も低い結果となった。またIRE発電を構成する風力・太陽光発電において全体のシェアは九州が最も高く、風力発電は北海道が総負荷における約3%となっている。太陽光発電は前述のように九州が総負荷における約12%となっている。表2-aは各エリアのフレキシブル発電のシェア(全電源に対する割合)、連系線のキャパシティ(期間内のMax loadに対する割合)を表している。表2-bは記述統計や各電力会社の需給実績、電力調査統計のデータから他地域と比較

表1 2016/4-2021/3の各エリアにおける記述統計量

Mean Value	Price	Daily price variance	Load	IRE	IRE Share	Wind onshore	Solar
Unit	yen/MWh	(yen/MWh) ²	GW	GW	Percentage	GW	GW
Hokkaido	11.52	17.24	3.49	0.31	8.88%	0.112	0.198
East	9.12	10.88	41.65	2.744	6.59%	0.408	2.336
West	8.00	7.67	45.08	3.106	6.89%	0.226	2.880
Kyushu	7.70	7.91	9.76	1.19	12.19%	0.070	1.120

表 2-a フレキシブル発電・水力揚水容量・連系線容量のシェア

Mean Value	Hydo storage capacity	Oil&Gas	Export/import capacity
Unit	% of all generation capacity		
	% of max load		
Hokaido	20.7%	24.6%	18%
East	15.0%	59.2%	13%
West	22.5%	42.4%	19%
Kyushu	19.1%	41.4%	10%

表 2-b 他地域と比較した各エリアの特徴

エリア名	IRE/柔軟性オプションにおける特徴	火力発電に関する特徴	原子力発電の状況
北海道	風力発電のシェア高い	石炭火力に大部分を依存	停止中
東日本	東北電力管内の風力発電シェア高い	フレキシブル発電シェア高い	停止中
西日本	水力、揚水発電のシェア高い 5つの電力会社エリア間にまたがる多角的な連系線	フレキシブルと石炭火力のバランス良い	一部稼働
九州	太陽光発電のシェア高い	火力発電所の低負荷運転率が高い	一部稼働

出典：電力調査統計（経済産業省 2022）、各電力会社のエリア受給実績（2022）、

URL: https://www.enecho.meti.go.jp/statistics/electric_power/ep002/results_archive.html#r02

出力制御の低減に向けた取り組みについて（資源エネルギー庁 2021） URL:https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/shoene_shinene/shin_energy/keito_wg/pdf/030_03_00.pdf

原子力発電所の現在の運転状況（原子力規制委員会 2022） URL:https://www.nra.go.jp/jimusho/untent_jokyo.html

した各エリアの電源毎の特徴をまとめたものとなっている。

第 4 章 分析結果

4.1 パネルデータ分析

表 3 は固定効果を考慮したパネルモデルによる Basic・Extend・Wind/Solar モデルの回帰結果を表したものである。Basic モデルでは Residual Load の係数が -2.50, Residual Load² の係数は 0.03 となり、双方とも統計的に有意である。この結果から残余需要が電力価格の分散に下に凸の関数をとる事がわかり、先行研究と同様に U 字型を取ることが示されている。

欧州 9 ケ国の電力市場を分析した Schoniger and Morawetz (2022) の分析結果（残余需

要の 2 乗の係数 = 0.05）と比較すると、欧州より日本の方が残余需要の電力価格の変動に対する依存性が低いことがわかる。Extend モデルでは残余需要を負荷と IRE に分けた分析を行った。その結果、電力価格の変動に影響を与える要因である残余需要の分布 = 負荷と IRE の分布を表す Load, Load², IRE, IRE², Load*IRE は統計的に有意となり、図 1 で示した仮説を確認することが出来た。（IRE, Load*IRE は有意水準 10% で有意）

Wind/Solar モデルは IRE を風力発電と太陽光発電に分けて分析を実施した。その結果、Wind, Solar それぞれにおいて Wind² 以外の係数は統計的に有意となった。（Solar は有意水準 10% で有意）それ以外の係数に関しては Extend モデルと非常に似た結果となった。

各モデルにおいて Load 係数が電力分散に

表3 固定効果を考慮したパネルモデルによる Basic・Extend・Wind/Solar モデルの回帰結果

	Model					
	Basic		Extend		Wind/Solar	
Residual Load	-2.50***	(0.000)				
Residual Load ²	0.03***	(0.000)				
Residual Load Var	0.06***	(0.000)				
Load			-5.66***	(0.000)	-5.76***	(0.000)
Load ²			0.04***	(0.000)	0.04***	(0.000)
IRE			-2.91*	(0.093)		
IRE ²			-0.11***	(0.000)		
Wind					-15.47***	(0.002)
Wind ²					-0.23	(0.382)
Solar					-3.05*	(0.082)
Solar ²					-0.17**	(0.024)
Load Var			0.13***	(0.000)	0.14***	(0.000)
IRE Var			0.09***	(0.000)	0.14***	(0.000)
IRE Load cov			-0.05	(0.102)	-0.02	(0.628)
Load*IRE			0.04*	(0.083)		
Load*Wind					0.18***	(0.003)
Load*Solar					0.03	(0.165)
Wind*Solar					0.39	(0.138)
Gas Price	-2.66**	(0.033)	-2.54**	(0.033)	-2.43**	(0.040)
Lagged Gas Price	1.10	(0.333)	1.71	(0.137)	2.06*	(0.084)
Observation	6760		6760		6760	
R ²	0.1814		0.2183		0.2211	
Joint Significance Residual Load Residual Load ²	70.90***	(0.000)				
Load Load ²			30.17***	(0.000)	20.97***	(0.000)
IRE IRE ²			6.69***	(0.009)		
Load Load ² IRE IRE ²			48.30***	(0.000)		
Load var IRE var IRE Load cov Load*IRE			47.90***	(0.000)		
Wind Wind ² Load*Wind Wind*Solar					20.06***	(0.000)
Solar Solar ² Load*Solar Wind*Solar					15.45***	(0.003)
Load Load ² Wind Wind ² Solar Solar ² Load*wind Load*Solar IRE Load cov					70.85***	(0.000)
Load var IRE var					50.69***	(0.000)

*カッコ内は P 値を示している。P 値は不均一分散に頑健な標準誤差に基づく。共同有意性は F 統計量を括弧内の P 値で示している。
***, **, * はそれぞれ 1%, 5%, 10% の有意水準で有意であることを示す。

対して負の影響を与える理由に関しては、諸外国と比較して IRE シェアが少ない中で総需要が増えることで、ベースロード・フレキシブル電源の割合が増加し、電力価格の分散が減少するためだと考えられる。また総需要と風力発電量の相互作用が電力価格の分散に対して正の影響を与える要因としては、総需要の増加により電力供給の安定性が低減した際に、総需要の平均約 1% のシェアと発電量が増加した際のインパクトが少ないことが要因として考えられる。

共同有意性に関しては全ての係数で統計的に有意となっている。共同有意性とは複数の

変数や効果を同時にグループとして統計的に有意であることを表す指標である。

4.2 エリア別分析

表 4 は各エリアの Basic モデルに基づく分析結果を表している。その結果、東日本・西日本・九州において残余需要が電力価格の分散に対して下に凸の関数を示すことで、U 字型を取ることがわかった。すべての説明変数は相対値で表している。北海道の係数は統計的に有意ではなく、符号も異なった事から逆 U 字形に近いフラットな形状をとると考えられる。共同有意性は全てのエリアで統計的に

表 4 Basic モデルのエリア別回帰分析結果

	Basic Model							
	Hokkaido		East		West		Kyushu	
Intercept	-128.18**	(0.020)	192.61**	(0.020)	84.10***	(0.000)	57.32***	(0.001)
Residual Load	1.93	(0.146)	-7.85***	(0.003)	-3.60***	(0.000)	-2.99***	(0.000)
Residual Load ²	-0.01	(0.817)	0.07***	(0.001)	0.03***	(0.000)	0.03***	(0.000)
Residual Load Var	0.15***	(0.002)	0.19***	(0.000)	0.15***	(0.002)	0.04***	(0.000)
Gas Price	-3.25	(0.359)	-0.47	(0.851)	-1.98	(0.321)	-2.97	(0.207)
Lagged Gas Price	4.02	(0.373)	-0.16	(0.519)	-0.32	(0.785)	-0.63	(0.600)
Observation	1690		1690		1690		1690	
R ²	0.1266		0.3471		0.3151		0.2698	
Joint significance of Residual Load and Residual Load ²	8.84***	(0.000)	8.96***	(0.000)	17.72***	(0.000)	19.21***	(0.000)

*カッコ内は P 値を示している。また P 値は HAC 標準誤差に基づく。

共同有意性に関しては F 統計量を括弧内の P 値で示している。

***, **, * はそれぞれ 1%, 5%, 10% の有意水準で有意であることを示す。

有意となっている。

すべてのエリアで統計的に有意となった残余需要の分散は電力価格の分散に対して正の影響を持つことがわかった。これらの結果から北海道を除くエリアで供給曲線の形状と残余需要の分布が電力価格の分散に影響を与えていることがわかる。

残余需要の 2 乗の係数に注目すると東日本と比較して西日本、九州が電力価格変動に対して残余需要が与える影響が少ないことがわかる。この要因として表 2 からわかるように西日本では他地域と比較して水力・揚水発電の割合が高いことや、最高需要に対する連系線の容量が多いことから中部、関西、北陸、中国、四国と広大なエリアの発電電の効率化や IRE の間欠性を補完できていると考えられる。九州では玄海原子力発電所の一部・川内原子力発電所が稼働している事からベースロード電源が他地域に加えて安定していることが要因の一つとして挙げられる。(原子力規制委員会 2022)

これは西日本にも同様のことが言える。また九州エリアの電源 I・II 火力発電 15 基のすべてが規格出力の 30%、全出力の約 80% が規格出力の 20% 以下の低負荷運転が可能になっている。(資源エネルギー庁 2022) このことが時間帯によっては太陽光の供給力で全需要をカバーできる九州の IRE を活用しつつ、火力発電の DSS (Daily Start and

Stop) を回避することで、電力価格と供給の安定性を保っていると考えられる。また定格容量 30 万 kWh の大型蓄電池システムを用いて揚水と共に太陽光出力抑制の削減と太陽光発電が減少する時間帯の需給バランスの調整が行われている。このように IRE シェアが高い状況においても多様な柔軟性オプションが機能していることで、価格の分散が IRE シェアに対して抑制されていると考えられる。

表 5 は各エリアの Extend モデルの分析結果を表している。Extend モデルでは残余需要を負荷と IRE に分けた分析を実施した。残余需要を分解した Load Var, IRE Var の係数については九州の IRE Var 以外の係数はすべて有意となった。残留需要の分散 (Load var IRE var の共同有意性) は全てのエリアで統計的に有意となった。相互作用項 Load*IRE は九州以外の 3 地域で価格変動に対して正の影響を示している。本モデルでは Load と IRE が価格変動に対して重要な要因となっている事がわかる。

表 6 は Wind/Solar モデルのエリア別回帰分析結果を表している。IRE の平均需要に対する最大発電量は風力発電で北海道の約 12%、太陽光発電で九州の約 83% となっている。風力発電では Wind 係数、Wind の共同有意性のどちらも東日本エリアのみ統計的に有意となった。一方で太陽光発電は東日本・西日

表5 Extend モデルのエリア別回帰分析結果

Extended Model								
	Hokkaido		East		West		Kyushu	
Intercept	-33.69	(0.442)	588.16***	(0.000)	253.39***	(0.0040)	284.25***	(0.000)
Load	-0.35	(0.689)	-15.88***	(0.000)	-7.07***	(0.000)	-8.00***	(0.000)
Load ²	0.001	(0.128)	0.10***	(0.000)	0.05***	(0.000)	0.06***	(0.000)
IRE	-8.53*	(0.096)	-26.28***	(0.002)	-9.51**	(0.002)	-3.90*	(0.092)
IRE ²	-0.06	(0.696)	-0.01	(0.968)	0.06	(0.596)	0.01	(0.953)
Load Var	0.34***	(0.000)	0.20***	(0.000)	0.15***	(0.000)	0.09**	(0.040)
IRE Var	0.19**	(0.015)	0.31***	(0.003)	0.11*	(0.08)	0.03	(0.253)
IRE Load cov	0.240	(0.136)	-0.21	(0.113)	-0.06	(0.468)	-0.03	(0.166)
Load*IRE	0.11*	(0.055)	0.31***	(0.001)	0.11**	(0.020)	0.04	(0.143)
Gas Price	-3.16	(0.327)	-0.59	(0.794)	-1.43	(0.413)	-2.61	(0.190)
Lagged Gas Price	6.71	(0.114)	0.17	(0.931)	1.53	(0.280)	0.74	(0.739)
Observations	1690		1690		1690		1690	
R ²	0.1655		0.4112		0.3837		0.349	
Joint significance of								
Load Load ²	3.28**	(0.04)	9.36***	(0.000)	21.39***	(0.000)	27.82***	(0.000)
IRE IRE ²	2.68*	(0.07)	5.74***	(0.004)	3.73**	(0.024)	2.18	(0.112)
Load Load ² IRE IRE ²								
IRE Load Cov Load*IRE	5.96***	(0.000)	5.08***	(0.000)	10.89***	(0.000)	15.04***	(0.000)
Load var IRE var	3.84***	(0.004)	13.73***	(0.000)	5.69***	(0.000)	4.71***	(0.000)

*カッコ内は P 値を示している。また P 値は HAC 標準誤差に基づく。

共同有意性に関しては F 統計量を括弧内の P 値で示している。

***, **, * はそれぞれ 1%, 5%, 10% の有意水準で有意であることを示す。

表6 Wind/Solar モデルのエリア別回帰分析結果

Wind/Solar Model								
	Hokkaido		East		West		Kyushu	
Intercept	-5.05	(0.908)	550.08***	(0.000)	255.40***	(0.000)	299.60***	(0.000)
Load	-1.16	(0.247)	-15.67***	(0.000)	-7.07***	(0.000)	-8.04***	(0.000)
Load ²	0.01**	(0.038)	0.11***	(0.000)	0.05***	(0.000)	0.05***	(0.000)
Wind	-1.42	(0.849)	66.51***	(0.000)	-29.39	(0.242)	-49.01	(0.222)
Wind ²	0.19	(0.633)	0.09	(0.973)	-10.17	(0.336)	-0.19	(0.906)
Solar	-15.33**	(0.037)	-30.52***	(0.000)	-9.95**	(0.014)	-5.20**	(0.049)
Solar ²	0.27	(0.344)	-0.11	(0.706)	-0.13	(0.415)	-0.10	(0.192)
Load Var	0.31***	(0.000)	0.15***	(0.000)	0.15***	(0.001)	0.11**	(0.027)
IRE Var	0.04	(0.786)	0.40**	(0.045)	0.27**	(0.022)	0.13**	(0.034)
IRE Load cov	0.24	(0.153)	-0.30**	(0.033)	-0.01	(0.884)	-0.01	(0.762)
Load*Wind	0.02	(0.865)	-0.95***	(0.000)	0.48	(0.226)	30.67	(0.225)
Load*Solar	0.22**	(0.039)	0.38***	(0.000)	0.10**	(0.028)	0.05	(0.125)
Wind*Solar	-0.46	(0.371)	-0.49	(0.532)	1.38	(0.344)	0.64	(0.240)
Gas Price	-3.21	(0.313)	-0.04	(0.9844)	-1.24	(0.490)	-2.51	(0.176)
Lagged Gas Price	6.86	(0.103)	-0.01	(0.997)	1.96	(0.208)	0.90	(0.539)
Observations	1690		1690		1690		1690	
R ²	0.1679		0.4324		0.3876		0.3670	
Joint significance Wind Wind ²								
Load*Wind Wind*Solar	0.83	(0.505)	6.09***	(0.000)	0.42	(0.788)	0.65	(0.620)
Solar Solar ² Load*Solar Wind*Solar	1.19	(0.312)	4.38***	(0.001)	2.06*	(0.08)	1.61	(0.169)
Load Load ² Wind Wind ² Solar Solar ²								
Load*Wind Load*Solar	3.16***	(0.000)	6.83***	(0.000)	7.45***	(0.000)	9.23***	(0.000)
IRE Load cov Load var IRE var	5.72***	(0.003)	14.41***	(0.000)	5.92***	(0.002)	2.75*	(0.064)

*カッコ内は P 値を示している。

本エリアが共同有意性を持つことがわかった。

図3はエリア別に電力価格分散に対する風力、太陽光発電の影響を表したモデルである。図3から東日本エリアでは太陽光発電と風力発電の双方のシェアが高い際に電力価格の分散が低減していることがわかる。このように太陽光発電と風力発電の相乗効果が見られる要因としてまず連系線容量と周波数が挙げられる。東京-東北エリア間の連系線量は約600万kWと我が国の連系線で最大規模を誇っている。また東日本-西日本間のように周波数を揃えるための変電施設の必要性がなく効率的な送電が可能になっている。

東北エリアは風力発電が盛んであり、東北エリアで電力供給が過剰になった際はIREの中でも風力による送電が実施される可能性が高い。風力発電によって生産された電力は高圧であり、東京-東北間のような遠隔送電が容易であることも、太陽光発電と風力発電の相乗効果に繋がっている可能性がある。それに加えて東京という大消費地を抱えている事から電力供給過剰で出力抑制の機会が少な

く、他のエリアでは余剰になるような供給力を活用出来ていると考えられる。

また東日本エリアはIRE供給と需要の共分散が電力価格分散に負の影響を与えることがわかる。つまりIREが電力価格の分散に対して一定の低減効果を持っていると考えられる。

一方で西日本・九州エリアのモデルは非常に似た形状をしていることがわかる。西日本に関しては風力発電を実施しているエリアが広範囲に散らばっており、風力発電による供給が西日本エリア全域で同時に増加することは難しい。

そのため東日本エリアと異なり風力発電と太陽光発電は相乗効果ではなく、お互いが発電しない期間に発電のピークが発生する補完効果が発生していると考えられる。九州エリアに関しては分析対象の全てのエリアの中で最も風力発電のシェアが少なく、太陽光発電が大部分を占めているため風力発電が電力価格分散に与える影響が少なくなっていると考えられる。

またP値はHAC標準誤差に基づく。共同

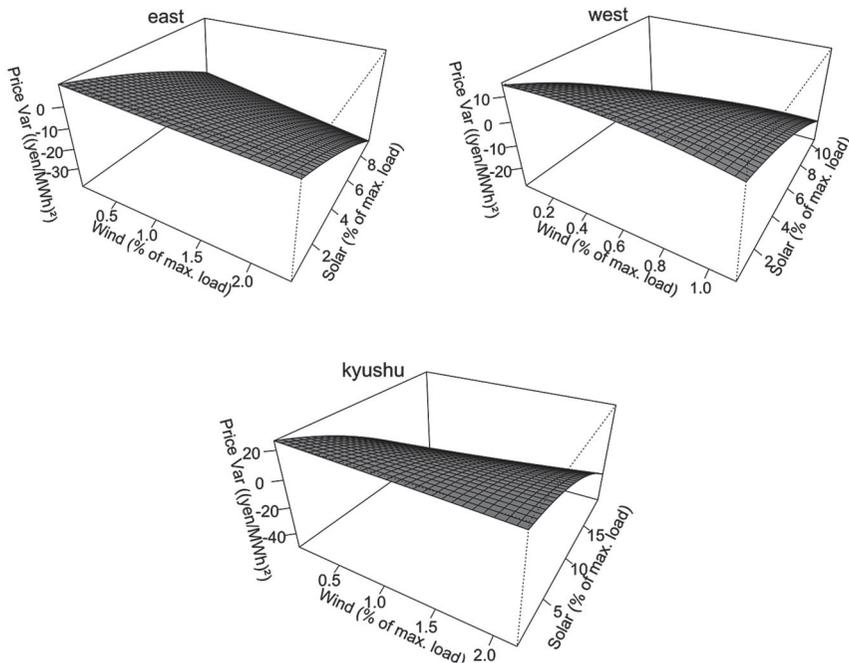


図3 エリア別電力価格分散に対する風力、太陽光発電の影響

有意性に関してはF統計量を括弧内のP値で示している。***, **, * はそれぞれ 1%, 5%, 10% の有意水準で有意であることを示す。

4.3 IRE シェアと電力価格変動の関係

図4は各エリアにおけるIREシェアと価格分散を表したものである。北海道、東日本、西日本ではIREが高シェアになる際に価格分散が減少していることがわかる。また西日本は他の2地域と異なり、価格分散が少ないことがわかる。九州ではIREシェアが高い部分においても高い価格分散が散見される。一方で価格分散の絶対値は他地域と比較して少ない。この理由として九州は太陽光発電の割合が高く、時間帯によっては総需要の80%を超える供給を占めることがある事から、図2における左端部分のように残余需要が少なく価格分散が増加している可能性が考えられる。しかし、揚水・蓄電池・連系線などの柔軟性オプションを豊富に備えている事から価

格分散の絶対値が抑制されていることも大きな要因である。

北海道で価格分散が大きい理由としてまず連系線容量が少ないことが挙げられる。九州と異なり電力供給に余裕がある状況ではない中で、東北との連系線容量が少ない(90万kW)事から価格変動が増加している可能性がある。次に今回フレキシブル電源に定義したLNG火力発電が北海道で導入されたのは2019年からであり、それまでの期間にIREの間欠性をカバーする電源が少なかったことも大きな要因として挙げられる。それに加えて東日本大震災が発生するまで北海道は石炭・原子力発電が主電源であり、震災の影響からいまだに原子力発電所は停止していることでベースロード電源の不確実性が高い。それによりIREの発電量が多い昼間などに火力発電所が電力供給過剰を防ぐために稼働を止めるDaily Start Stop(DDS)の回数が増加しコストの増加や発電所トラブルに繋がる事で、電力価格の変動が増加した可能性が考

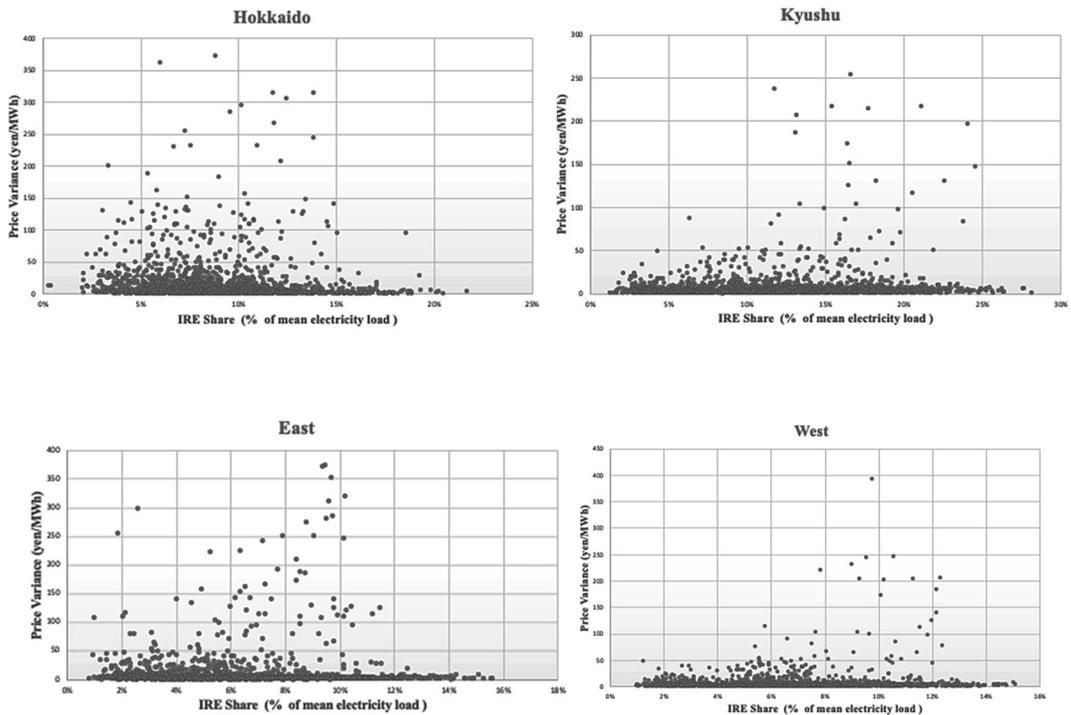


図4 各エリアにおけるIREシェアと価格分散の関係

えられる。実際に2018年の北海道胆振東部地震では石炭火力への依存度が高過ぎたことからブラックアウトが発生している。

西日本が大規模な電力需要を持つにもかかわらず、他地域より電力価格の分散が抑制されている理由として、供給面からは水力・揚水キャパシティが高いことが挙げられる。IREの間欠性を揚水による需要創出や発電によって補完している。需要面では一般世帯の需要サイドレスポンスが挙げられる。西日本エリアは一般世帯の太陽光発電システムの利用率が全国平均と比べて高い（環境省2017）。これにより太陽光の売電やスマートメーターの導入による正確な需要量予測が可能であることが考えられる。

4.4 電力価格の変動に対する柔軟性オプション

図5は太陽光発電・風力発電と水力・揚水容量の電力価格分散に対するモデルを表している。水力・揚水容量は太陽光発電、風力発電の双方において発電シェアが一定を超えてから電力価格の分散を抑制する効果が示されている。このようにIREシェアの供給が増加し、間欠性の影響が大きくなる際にその負の効果を補完できる可能性が高い。

図6は太陽光発電・風力発電と天然ガス・石油発電の電力価格分散に対するモデルを表している。天然ガス・石油発電に表されるフレキシブル発電は水力・揚水発電と異なり、IREシェアに関係なく電力価格の分散を抑制する効果がある。そのためIREの間欠性を打ち消す有効な柔軟性オプションであると考

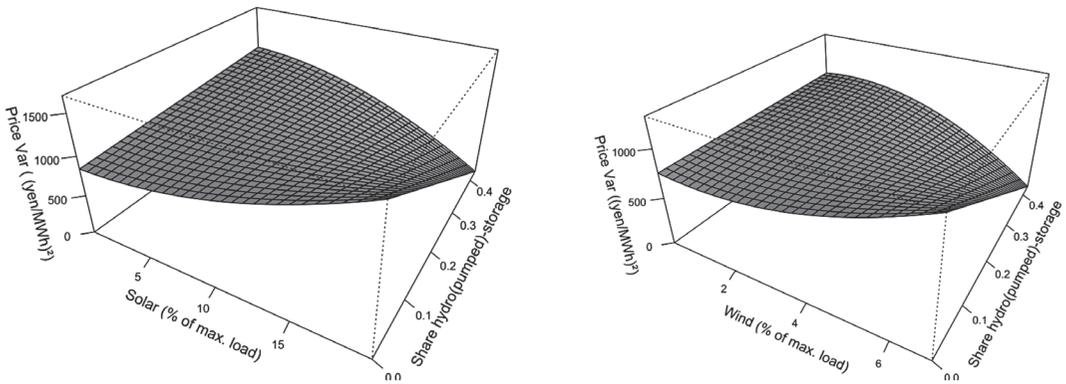


図5 太陽光発電・風力発電と水力・揚水容量の電力価格分散に対する影響

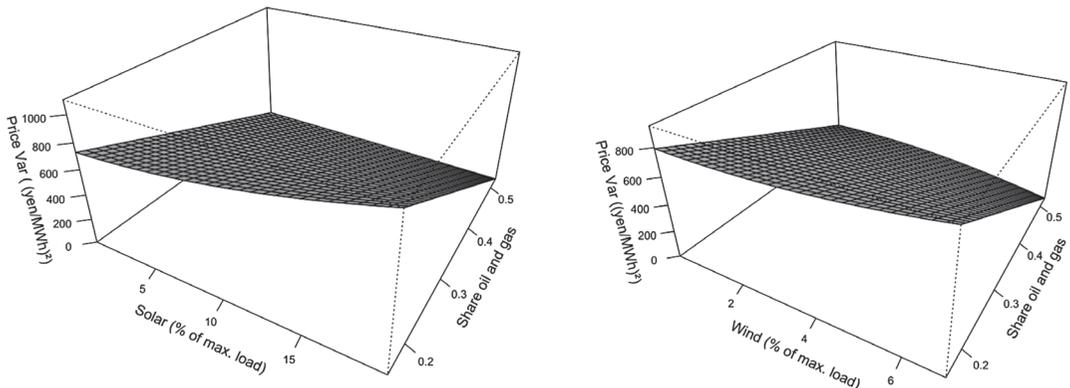


図6 太陽光発電・風力発電と天然ガス・石油発電の電力価格分散に対する影響

えられる。

第5章 結論と政策的意味合い

本研究ではIRE(太陽光・風力発電)の導入が電力価格の変動にどのような影響を与えるか、そして価格変動に対してどのような柔軟性オプションが有効か分析を行なった。分析対象は北海道・東日本・西日本・九州の4エリアとした。その結果残余需要(=総需要からIREの発電量を引いた数値)が電力価格の変動に影響を与えることがわかった。この事から残余需要の増減による供給曲線の形状と残余需要の変動そのものが先行研究と同様に我が国でも電力価格の変動に影響を与える要因である事がわかる。またエリア別分析においても北海道を除く3エリアでこの事を確認することが出来た。

一方で先行研究のモデルで示されたようなIREが低負荷、高負荷の際に高い電力価格の変動を示すことは確認できなかった。この要因として先行研究であるSchoniger and Morawetz(2022)が分析対象とした欧州各国と比較して、本研究が対象とした日本の各エリアのIREシェアが低いことが挙げられる。そのため常にIREの間欠性が電力価格の変動を引き起こすのではなく、ある時点において総発電量に対してIREのシェアが高まる場面に限られている可能性がある。また我が国は欧州各国と異なり電力価格の下限を設定しているといった政策の違いも要因として考えられる。政策の違いに関する詳細は後述に記載する。また本研究の限界として連系線を含めた電力需要をカバーできていない事が挙げられる。例えば九州は太陽光発電の割合が高く、電力供給に余力があることから連系線を通して中国エリアに電力を輸出している。こうした中、九州で実際に消費した電力の発電内訳や消費量と供給された電力が完全に一致しない場合、誤差が存在する可能性がある。

エリア別分析においてはBasicモデルで残余需要、Extendモデルでは残余需要を分解

したIREと負荷それぞれの分散が電力価格の変動に有意な正の影響を与えることが明らかになり、残余需要の変動そのものが電力価格の変動に影響を与えることを裏付けている。一方で西日本や九州など揚水発電や蓄電池設備、フレキシブル電源の低負荷運転といった柔軟性オプションが残余需要による電力価格の変動に与える影響を低減することがわかる。

これらを踏まえてIREの導入を加速しつつ長期的に電力価格変動を小さくするためには1. IREの供給量が増加した際の変動を小さくする、2. 供給曲線の形状を変更する施策を実施することがポイントとなる。具体的には前者にはIREの発電量予測、後者に対しては連系線による需給バランスの調整やベースロード電源の低負荷運転等により変動するIREのバランスング、揚水発電、蓄電池設備、水素による蓄電、送電能力、デマンドレスポンス(DR)などの柔軟性オプションが挙げられる。

また本研究の重要な示唆として柔軟性オプションに対する投資シグナルと電力価格分散の増加局面の齟齬が挙げられる。表3の結果から残余需要と電力価格分散が先行研究と比較して傾きは緩やかではあるが、U字形を示す事がわかる。これは現在の我が国はIREの導入が少ないため、現時点での電力価格の分散は多いものの、IREの導入に伴い電力価格分散が徐々に減少する局面にある。しかしIREシェアが高まるにつれて再び電力価格分散が増加する可能性を示唆している。

つまり電力価格の分散が残余需要に対しU字型に従うと仮定し、これから我が国が電力価格分散の増加局面の前に減少局面と相対する場合、市場シグナルだけでは価格分散を抑制する柔軟性オプションへの投資インセンティブが不十分であると考えられる。

そのため再生可能エネルギー先進国と比較してIREの導入が初期段階にある現在において、柔軟性オプションの検討と導入を加速させていく必要がある。

そこでIREのシェアを拡大させつつ、間欠性という欠点に対処するオプションに電力

のマイナス価格、水力揚水発電、フレキシブル発電、連系線の4つの観点から考察していく。

まず欧州を対象とした先行研究 Schoniger and Morawetz (2022) と日本を対象とした本研究を比較すると前述の通り、パネルデータ分析の結果から我が国の残余需要と電力価格分散のU字型は欧州と比較して傾きが緩やかになることがわかった。その理由として我が国のIREのシェアが他国と比較して低いことに加えスポット市場に価格下限(0.01円/kWh)が設定されていることで

電力価格がマイナスになることがないため、結果的に図1の左側部分の電力価格変動が少なくなり、結果的に供給曲線の傾きを緩やかにしている可能性が要因として考えられる。電力価格に下限を設定することは電力の物理的安定供給というメリットがあるが、一方で長期的な蓄電設備や低負荷での運用設備の投資インセンティブが削られる可能性がある。現状、電力価格が低下する、つまり電力供給が需要を上回る場合は一般的に出力抑制が行われる。我が国の出力抑制はスポット市場の約定価格が決定した前日17時までに事業者に要請される形になっている。そのため実際にスポット価格が低く決まる前に出力抑制の依頼が発電事業者へ届く場合がある。

そのため該当エリアで出力抑制をしているのにも関わらず隣接エリアのスポット価格が高い、場合によっては隣接するエリアから電力を融通してもらう状況が生まれる可能性がある。こういった状況が起きると必要のない出力抑制により機会損失が生まれる。マイナス価格がある場合は先物等で売却した電力を買い戻し蓄電設備に電力を蓄える、そのための蓄電設備投資といった選択肢が生まれる。またなるべく限界発電費用の安いIREを稼働させるためにベースロード電源をより低負荷で稼働させられる投資インセンティブとなるだろう。

これにより電力のマイナス価格は発電事業者の利益、IREの普及、蓄電池やフレキシブル電源の低負荷運転といった柔軟性オプション投資において有効な施策と考えられる。そ

れに加えて電力のマイナス価格による発電事業者の損失や発電そのもののディスインセンティブというデメリットに対処するために供給力を事前に確保し、投資回収を保証する容量市場制度が2024年から導入予定である事から、マイナス価格の導入によるメリットは大きいと考えられる。

本研究ではIREの間欠性に対処する柔軟性オプションとしてフレキシブル発電(天然ガス+石油)、水力・揚水発電・連系線容量を挙げており、これらの有効性や今後の展開について述べる。まずフレキシブル発電についてだが、図6からわかるように電力価格の分散を低減する効果を持っていることがわかる。一方で出力抑制が発生する場合に最も早く対象となる電源である。そのためなるべく低負荷で発電が出来るほど望ましい事がわかる。しかし中3社(東京・中部・関西)を除く一般送配電事業者への調査では石油発電設備の5%の最低出力が50%を超えている、天然ガス発電設備の64.6%の最低出力が31-50%の設備となっている。(資源エネルギー庁2021)

現状の我が国ではフレキシブル発電の容量が約4割を占めている事から、技術的な制約はあるもののこの現状を改善することが再生可能エネルギー拡大に向けた急務と言える。またフレキシブル電源ではないが我が国の発電総量の約35%を占める石炭発電にも同じことが言える。また石炭火力はDSSを行うと再起動に時間がかかるため、出力抑制で一度発電を止めてしまうと夕方の太陽光出力源・需要増に対応する事が難しい。そのためフレキシブル発電の低負荷運転への対応が重要なポイントと言える。

次に水力・揚水発電についてだが、図5ではIREシェアが増加していくタイミングで電力価格の分散を低減している事がわかる。IREが一定のシェアを持ち、間欠性が発生する際にそれを補完できる揚水発電は数ある柔軟性オプションの中でも有効な手段であると言える。一方で我が国の揚水施設は長期の使用により設備の劣化や稼働が電力供給のピーク時に限られることによる採算性、低い設備

利用率, IREの地域分散に対応できる中小揚水施設の増強など課題が散見しており, 今後の投資によってこれらを解決していく必要がある。

連系線については容量と周波数制約が現状の課題として挙げられる。まず連系線の周波数制約については, 我が国では東日本が50Hz, 西日本では60Hzと使用する周波数に違いがあり, 東京中部間連系設備に変電施設が設置されている。こうした周波数の違いは東西間の電力融通や緊急時の送電時の懸念が考えられる。エリア間値差リスクをヘッジする上でも前述の課題の解決が求められる。送電容量に関しては東西に長い国土の特徴から晴天が多い九州では太陽光発電, 常に一定の風力が見込まれる北海道・東北では風力発電と各IREのポテンシャル地域が偏在かつ大消費地から遠い事を加味すると隣接地域を結ぶ現在の送電網だけでは不十分と言える。また太陽光発電では大規模事業以外は低圧送電, 風力発電では高圧送電をする事から, 送電距離の制約にも違いが見られる。そのためIREの導入加速と比例して, これらの前提を踏まえた多角的な地域を結ぶ連系線の増強が喫緊の課題と言える。

OCCTOのマスタープランでは北海道・東京間の海底直流送電線(800万kW), 九州・四国間の連系線新設, 既存連系線の増強が予定されている。(資源エネルギー庁2022)北海道・東北, 九州エリアは洋上風力発電ポテンシャルが高く今後発電設備が普及していく事から, 該当エリアの連系線の増強は必須と言える。また洋上風力発電は陸上風力発電と比較して間欠性が低い発電方法であること, 日本の地理的特性にあった発電方法である観点からも重要だと考えられる。

その他の柔軟性オプションとして供給面からは系統用蓄電池設備の増強や水素を用いたエネルギー貯蔵, 需要面からは発電量予測技術, デマンドレスポンス(DR), EV等による需要シフトが挙げられる。系統用蓄電池は今年の4月から大型の蓄電池を発電事業とする電気事業法の改正が試行される。これにより蓄電池設備の系統接続が容易となり, 出力

抑制される電力を減らしIREによる電力の有効活用が加速すると考えられる。

第6章 本研究の総括と展望

本研究ではIREが電力価格の変動に影響を与えること, IREの導入と電力価格変動が長期的にU字型の関係を示すことを明らかにした。また各柔軟性オプションの有効性を検討することで, 電力価格に影響を与える要因に対してどのような施策が長期的に価格変動を低減する事ができるかを示す事が出来た。これによりIREを電力市場に統合しつつ電力価格の安定性を実現するための方向性を導き出している。

展望としてはこれから我が国ではIREのシェアが増していく中で, 連系線容量や蓄電池設備の増強など柔軟性オプションも充実していくと考えられる。そうした条件下で分析をすることにより先行研究で分析が行われた欧州各国との精密な比較が可能になるだろう。欧州以外にも隣接地域との連系線が存在しないオーストラリアやニュージーランド, 台湾などの国と比較することで, 価格変動を抑制する柔軟性オプションについて前提条件を揃えた分析が可能になると考えられる。

参考文献

- ・BP Statistical Review of World Energy (2021)
<https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2021-full-report.pdf> (参照2022-12-21)
- ・IEA World Energy Investment (2022)
<https://iea.blob.core.windows.net/assets/b0beda65-8a1d-46ae-87a2-f95947ec2714/WorldEnergyInvestment2022.pdf> (参照2022-12-21)
- ・経済産業省(2022)「電力調査統計 結果概要」
https://www.enecho.meti.go.jp/statistics/electric_power/ep002/results.html (参照2022-12-28)

- ・ JEPX (2022) スポット市場取引データ
<http://www.jepx.org/market/index.html> (参照 2022-12-28)
- ・ ほくでんネットワーク 北海道エリアの需給実績
https://www.hepco.co.jp/network/renewable_energy/fixedprice_purchase/supply_demand_results.html (参照 2022-12-21)
- ・ 東北電力ネットワーク エリア需給実績
<https://setsuden.nw.tohoku-epco.co.jp/download.html> (参照 2022-12-21)
- ・ 東京電力パワーグリッド エリア需給実績
https://www.tepco.co.jp/forecast/html/area_data-j.html (参照 2022-12-21)
- ・ 北陸電力送配電 エリア需給実績について
https://www.rikuden.co.jp/nw_jyukyudata/area_jisseki.html (参照 2022-12-21)
- ・ 中部電力パワーグリッド エリア需給実績データ
<https://powergrid.chuden.co.jp/denkiyoho/> (参照 2022-12-21)
- ・ 関西電力送配電 エリア需給実績
<https://www.kansai-td.co.jp/denkiyoho/area-performance.html> (参照 2022-12-21)
- ・ 中国電力ネットワーク 供給区域の需給実績
<https://www.energia.co.jp/nw/service/retailer/data/area/> (参照 2022-12-21)
- ・ 四国電力送配電 需給実績
https://www.yonden.co.jp/nw/renewable_energy/data/supply_demand.html (参照 2022-12-21)
- ・ 九州電力送配電 エリア需給実績
https://www.kyuden.co.jp/td_service_whealing_rule-document_disclosure.html (参照 2022-12-21)
- ・ 電力広域的運営推進機関 (OCCTO) 「2021-2030 年度の連系線の運用量 (年間・長期)」
https://www.occto.or.jp/renkeisenriyou/oshirase/2020/210301_renkeisen_unyouyouryou.html (参照 2022-12-21)
- ・ 天然ガス先物データ
<https://jp.investing.com/commodities/natural-gas-historical-data> (参照 2022-12-21)
- ・ 原油先物 WTI データ
<https://jp.investing.com/commodities/crude-oil> (参照 2022-12-21)
- ・ 経済産業省 (2022) 「電力調査統計」
https://www.enecho.meti.go.jp/statistics/electric_power/ep002/results_archive.html#r02 (参照 2022-12-21)
- ・ 原子力規制委員会 (2022) 「原子力発電所の現在の運転状況」
https://www.nra.go.jp/jimusho/untten_jokyo.html (参照 2022-12-28)
- ・ 資源エネルギー庁 (2022) 「再エネ出力制御の低減に向けた取組について」
https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/shoene_shinene/shin_energy/keito_wg/pdf/039_01_00.pdf (参照 2022-12-21)
- ・ 資源エネルギー庁 (2021) 「出力制御の低減に向けた取り組みについて」
https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/shoene_shinene/shin_energy/keito_wg/pdf/030_03_00.pdf (参照 2022-12-28)
- ・ 資源エネルギー庁 (2022) 「電力ネットワークの次世代化」
https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/saisei_kano/pdf/043_02_00.pdf (参照 2022-12-28)
- ・ 環境省 (2017) 「地方別太陽光発電システムの使用率」
<https://www.env.go.jp/earth/ondanka/kateico2tokei/2017/result3/detail3/index.html#:~:text=%E3%81%93%E3%81%93%E3%81%A7%E3%81%AF%E5%A4%AA%E9%99%BD%E5%85%89%E7%99%BA%E9%9B%BB,%E6%B0%B4%E6%BA%96%E3%81%A8%E3%81%AA%E3%81%A3%E3%81%A6%E3%81%84%E3%81%BE%E3%81%99%E3%80%82> (参照 2022-12-21)
- ・ Adom, P.K., Insaidoo, M., Minlah, M.K., Abdallah, A.M., (2017) “Does renewable energy concentration increase the variance/uncertainty in electricity prices in Africa?” Renewable Energy 107, 81–100
- ・ Antwelier & Muesgens (2021) “On the long-term merit order effect of renewable

- energies” *Energy Economics* 99,
- Cludius, J., Hermann, H., Matthes, F.C., Graichen, V., (2014) “The merit order effect of wind and photovoltaic electricity generation in Germany 2008-2016: estimation and distributional implications.” *Energy Economics*. 44, 302–31
 - Croissant, Y., Millo, G., (2018) *Panel Data Econometrics with R*, 1st edition. Wiley & Sons.
 - Csereklyei, Z., Qu, S., Ancev, T (2019) “The effect of wind and solar power generation on wholesale electricity prices in Australia” *Energy Policy*,131,358-369,
 - Fanone, E., Gamba, A., Prokopczuk, M., (2013) “The case of negative day-ahead electricity prices.” *Energy Economics* 35, 22–34.
 - Figueiredo, N., Silva, P., (2019) “The “Merit-order effect” of wind and solar power: Volatility and determinants”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 102, 54-62
 - Graf, C., Wozabal, D., (2013) “Measuring competitiveness of the EPEX spot market for electricity.” *Energy Policy* 62, 948–958.
 - Green, R., Vasilakos, N., (2010) “Market behaviour with large amounts of intermittent generation.” *Energy Policy* 38, 3211–3220.
 - He, Y., Hildmann, M., Herog, F., Andersson, G., (2013) “Modeling the merit order curve of the european energy exchange power market in germany.” *IEEE Transactions on Power Systems* 28 (3), 3155–3164.
 - Jonsson, T., Pinson, P., Madsen, H., (2010) “On the market impact of wind energy forecasts.” *Energy Econ.* 32, 313-320.
 - Klinge Jacobsen, H., Zvingilaite, E., (2010) “Reducing the market impact of large shares of intermittent energy in Denmark.” *Energy Policy* 38, 3403–3413
 - Macedo, D., Marques, A., Damette, O (2020) “The impact of the integration of renewable energy sources in the electricity price formation: is the Merit-Order Effect occurring in Portugal?” *Utilities Policy*, 66
 - Maddala, G.S., Wu, S., (1999) “A comparative study of unit root tests with panel data and a new simple test.” *Oxf. Bull. Econ. Stat.* 61, 631–652.
 - Maekawa, J., Hai, B.H., Shinkuma, S., and Shimada, K. (2018) “The effect of renewable energy generation on the electric power spot price of the Japan electric power exchange.” *Energies* 11:2215.
 - Martinez-Anido, C.B., Brinkman, G., Hodge, B.-M., (2016) “The impact of wind power on electricity prices. *Renewable Energy*” 94, 474–487
 - T. Möbius and F. Müsgens, (2015) “The effect of variable renewable energy sources on the volatility of wholesale electricity prices — A stylized full cost approach,” 2015 12th International Conference on the European Energy Market (EEM), 2015, pp. 1-5,
 - Sakaguchi, M Fujii, H. (2021) “The impact of variable renewable energy penetration on wholesale electricity prices in Japan between FY 2016 and 2019.” *Frontiers in Sustainability* 2, 2673–452
 - Schoniger and Morawetz (2022) “What comes down must go up: Why fluctuating renewable energy does not necessarily increase electricity spot price variance in Europe”, *Energy Economics*, 111,
 - Wooldridge, J., (2010) *Econometric Analysis of Cross Section and Panel Data*, 2nd ed. MIT Press, Cambridge Mass.
 - Wozabal, D., Graf, C. Hirschmann, D., (2016) “The effect of intermittent renewables on the electricity price variance”. *OR Spectr.* 38, 687-709.
 - Zipp, A., (2017) “The marketability of variable renewable energy in liberalized electricity markets- an empirical analysis”. *Renew. Energy* 113, 1111-1121.

Appendix

Wozabal et al (2016), Schoniger and Morawetz (2022) からの引用に基づいた残余需要をカバーする供給モデルを以下に記載する。供給は次のような関数で記載できる。

$$K(X) = a + bX + cX^2 + dX^3 \quad (a)$$

K は総コスト，X は残余需要量，a, b, c, d はそれぞれの係数を表している。この場合コスト限界費用の変化は以下の式で表せる。

$$\frac{dk(X)}{dX} = b + 2cX + 3dX^2 \quad (b)$$

残余需要が非弾力的と仮定すると，価格の変化はコスト関数の微分で表すことができる。

$$\frac{dk(X)}{dX} = \frac{dp(X)}{dX} \quad (c)$$

p は電力のスポット価格を表している。この導関数は価格変動のうち供給曲線の形状に影響される部分を表している。また価格変動は IRE の発電量変動や負荷そのものの変動の結果である X の変動によっても引き起こされる。

この相互作用には直接的な経済的解釈はない

が，テイラー近似により供給関数形状と残余需要の分散の相互作用を記述することができる。(Wozabal et al 2016)

式 (a) の供給関数を $E(X) = \mu$ の一次テイラー近似する，つまり (a) の期待値で近似することでより簡潔な式で近似を行う。

$$K(X) = a + b\mu + c\mu^2 + d\mu^3 + (b + 2c\mu + 3d\mu^2)(X - \mu)$$

また両辺に Variance Operator を適用し両辺の変数に含まれる分散を求め， μ が定数である事を考慮することで分散を求める際に μ が変化した際の影響を与えないとすると以下の式が得られる。(Schoniger and Morawetz 2022)

$$\text{Var}(k(X)) = (b + 2c\mu + 3d\mu^2)^2 \text{Var}(X)$$

$$\text{Var}(k(X)) = \left(\frac{dk(\mu)}{dX} \right)^2 \text{Var}(X)$$

価格の分散は限界費用関数に等しい供給関数の 2 乗の傾きに残存負荷の分散を掛けたもので近似されることがわかり，供給関数の形状と残余需要の分散が電力価格の分散を決める概念を裏付けるものとなっている。