

## 電力インフラの再構築とその費用負担ルールのあり方<sup>\*1</sup>

諸富 徹<sup>\*2</sup>

### 要 約

東日本大震災と福島第一原発事故を受け、日本では原発依存度の低減と再生可能エネルギーの飛躍的拡大が、エネルギー政策上の大きな課題となっている。これらの変化の先には、日本における電力システムの「集中型」から「分散型」への移行が見えてくる。そのためには、電力システムを支えるインフラのあり方も、「集中型」から「分散型」へと切り替える必要が生まれる。それを遂行するには、莫大な投資費用がかかるが、現行の費用負担ルールは、こうした新しい変化を抑制する効果をもっている。そこで、現行の費用負担ルールを見直し、「集中型」から「分散型」への移行を促す新しい投資費用ルールの形成が必要となる。本稿では、新しい電力インフラのあり方を議論した上で、それを可能にする費用負担ルールを検討する。重要なのは、再エネ発電事業者に対して大きな負担を課している日本の現行費用負担ルールを見直し、系統利用者間で費用をより広く薄く分担して負担する費用負担ルールへと転換することである。

キーワード：電力システム改革，電力自由化，再生可能エネルギー，集中型電力システム，分散型電力システム，費用負担ルール，系統増強

JEL Classification P48, Q28, Q48

## I. 日本の電力インフラ再構築の必要性

### I-1. 2011年の東日本大震災がもたらした政策的課題

2011年3月11日の東日本大震災による福島第一原子力発電所の事故と、それがもたらした電力不足は、多くの人々に衝撃をもたらした。この事故は我々に、日本の電力供給システムの

あり方に深い再考を迫る契機となった。今回の大震災では、原発のような集中電源から電力大消費地へと一方向に大量の電力を供給する現在の電力システムが、危機にあっけに脆弱かを見せつけられた。つまり、こうしたシステムでは地震で集中電源が破壊されると、ネット

\*1 本稿作成にあたって用いた知見、情報、データは、下記の研究助成プログラムの支援による研究調査活動によって得られた。各助成機関に対して、この場を借りて謝意を表したい。

・住友財団環境研究助成（2011年11月～2013年11月）

・文部科学省科学研究費【基盤A】（課題番号：24241015）（2012年4月～2015年3月）

\*2 京都大学大学院経済学研究科教授

ワーク全体が機能麻痺に陥ってしまうのである。実際、東京電力管内での計画停電や、その後、全国に広がった電力不足が、これまで安定的な電力供給を保障してきた日本の電力供給システムへの疑念を生じさせている。

これに対して、分散型電源（再生可能エネルギー発電や熱電併給システム）を地域ごとにネットワーク化した双方向型の分散型電力供給システムであれば、東日本大震災のような大規模災害にあっても、意外な強靭さを発揮していた可能性が高いのではないだろうか。なぜなら、今回のような大規模災害時にも、無数の分散型電源を地域でネットワーク化することで、電力を相互に融通しあって電力の過不足に対処できるからである。また、仮にネットワークのある部分が被災で機能不全に陥ったとしても、システム全体への影響は限定的に抑えることができる。地域ネットワークはある程度、自律的に機能するように設計され、被災地域に対しては、無事だった周辺地域から電力を送り込んで支援することも可能だからである。

以下本稿では、これまでの伝統的な集中電源（火力、原子力、大規模水力）で大量の電力を発電し、それを遠隔地の消費地に送電する電力システムのことを、「集中型電力システム」と呼ぶ。これは、20世紀に世界各国で確立され、用いられてきた電力システムである。「規模の経済」が働くことで平均費用を低下させ、各電力会社の中央給電指令所が、発電所と送配電網を制御することで、全体として効果的かつ効率的な電力供給を実現してきた。しかし、21世紀に入ると小規模電源の効率性が高まり、情報通信技術（Information and Communication Technology: ICT）の飛躍的な発展によって、無数の分散電源をネットワーク化して制御する技術が急速に発展してきた。つまり、「集中型」に代えて「分散型」電力システムを構築する条件が、徐々に整い始めたのである。

本稿では「集中型電力システム」に対して、無数の分散型電源をネットワーク化し、ICTを用いて制御する電力システムのことを、「分

散型電力システム」と呼ぶ。筆者は、20世紀から21世紀への移行につれて、「集中型電力システム」から「分散型電力システム」への移行が不可避となり、同時に、それを可能にする技術的・社会経済的条件が整ってくるはずだというビジョンを持っている。逆に言えば、そのような移行を可能にするには、ハード面とソフト面でどのような条件を整えることが必要か、という問題意識を持っている。

もし、こうした移行が必然ならば、それに伴って電力インフラも、「集中型」に適したものから「分散型」に適したものへと造り替えられる必要が出てくる。そのための資金調達をどうするのか、その費用は最終的に誰によって負担されるべきなのか、といった問題群がこれに付随して生まれてくる。実は、東日本大震災前から、このことがいずれ、重要な社会的課題になることは知られていた一方で、それは遠い将来のことであり、緊急性はまだ小さい課題として真剣に検討されるには至らなかった。しかし、東日本大震災と福島第一原発事故が、こうした状況を大きく変えた。

分散型電力システムへの転換を促進する動因は、再生可能エネルギー（以下、「再エネ」と略す）の大量導入である。太陽光、風力、中小水力、バイオマス、地熱などをエネルギー源とする再エネは、これらのエネルギーが豊かに賦存する地域で発電に用いられる。火力、原子力、大規模水力などの集中電源と異なって、これらのエネルギー源は地理的に分散しているために、発電設備の規模も小規模で、地理的に分散する傾向にある。つまり、再エネの大量導入は、分散型電源が大量に導入されることを意味する。また、日本ではまだあまり普及していないコジェネレーション（熱電併給：以下、「コジェネ」と略す）も、分散型電源の1つである。これら分散型電源が大量普及すると、それらを電力系統につなぎ、ネットワーク化して全体を制御する必要が生じる。これが、電力システムを分散型へと移行させる大きな契機となる。

再エネの大量導入は、すでに1990年代から

欧州を中心に開始され、全世界に広がりつつある。これに抑制的であった日本でも、2011年の東日本大震災と福島第一原発事故が転機となって、その導入が加速されるようになった。その際、大きな役割を果たしたのが、2012年7月に導入された「再生可能エネルギー固定価格買取制度」である。これによって日本でも再エネの大量導入が開始された。既存電力インフラの下でも、一定水準までは、運用上の工夫によって再エネを受け入れることは可能である。だが、野心的な再エネ導入目標を達成するには、電力インフラを造り替え、再エネの大量導入に適合的な電力インフラ（「分散型電力システム」）へと切り替える必要が生じる。本稿は、この「分散型電力システム」とはいったい何か、そして、それを整備するための費用、その費用負担ルールのあり方について明らかにすることを目的とする。

次節ではまず、東日本大震災発生後、1年近くたった2012年2月に立ち上げられた「地域間連携線等の強化に関するマスタープラン研究会」の「中間報告書」（2012年4月）に基づいて、より詳しく我々が直面する課題を明確にすることから始めたい。この「中間報告書」は現時点に至るまで、この問題に対する国内最良の知見であり、現在の電力系統増強・拡張に関する政策論議は、基本的にはこの中間報告書に立脚しているとみることができる点で、特段の重要性をもっている。

## I-2. 日本の電力系統強靱化の課題

東日本大震災と福島第一原発事故後に起きた東京電力管内の「計画停電」の際には、電力会社間での電力融通の可否が課題となった。つまり、電力不足に陥った首都圏に対して、西日本から電力融通を行うことが効果的な解決法だと考えられたからである。しかし、東西融通のための周波数変換所の能力には大きな制約があることを、我々はこの時に初めて知った。日本では、東西で周波数が異なっており、60Hzの西日本と50Hzの東日本で電力を相互融通するに

は、「周波数変換所」を通す必要がある。現存する佐久間、新信濃、東清水の3か所の周波数変電所を通じて融通できる最大電力は、120万kWであり、2011年夏の時点で、東京電力管内で見込まれた電力不足量1,000万kWをとっても補える状況ではなかった。

これらの問題のために、電力の東西融通が十分に機能しなかったことは、大きな反省点となった。それまで、電力会社は自らの管内で自己完結的に電力供給を行い、需給調整を行ってきたことから、こうした電力融通の必要性をほとんど感じてこなかった点が、その背景要因として挙げられる。他方で、変電所建設の莫大な投資費用もまた、投資を渋らせる原因となった。このため、問題の解決には政府による何らかの公共政策が必要となり、それが「地域間連携線等の強化に関するマスタープラン研究会」設置の背景となった。

その「中間報告書」は、具体的な電力系統増強対策、その規模、そして費用の試算を行っている。大規模災害時における電源停止リスクとそれに対して必要となる対策については、表1「追加対策必要量の評価」にまとめられている。

まず平時には、リスクが具現化した場合にも対応可能なように、8~10%の供給予備率（通常の電力需要8,161万kWを満たすのに必要な供給力に対して、それを8~10%上回る供給力〔50Hz地域の場合、8,814万kW-8,161万kW=653万kW〕の比）が確保されてきた。これに対して大規模災害時には、主として原発停止により、系統容量の約1割に相当する826万kW供給能力が失われると想定している。また、これに対して火力発電を中心とする応急的な追加供給力が確保されると見込まれる。この分を「追加供給力」（344万kW）として加えると、供給力は8,332万kWまで回復する。だが、大規模災害時にも系統安定に最低限必要とされる供給予備率3%の水準を満たす供給力8,406万kWに比して、なお74万kWが不足する。60Hz地域でも同様の考え方に基づいて、69k

表 1 追加対策必要量の評価

(万 kW)

	50Hz 地域	60Hz 地域
需要	8,161	9,962
供給力	8,814	10,759
停止リスク（系統容量の1割程度）	826	1,089
追加供給力	344	522
火力増出力運転 <sup>*1</sup>	51	62
自家発余剰 <sup>*2</sup>	82	100
補修停止電源再稼働 <sup>*3</sup>	91	241
応援融通（現状容量）	120	120
予備率 3% に対する不足量	74	69

※ 1：実績より火力設備の 1% 程度

〔例〕東京：50 万 kW（1.4%）、東北：8 万 kW（0.8%）、関西 10 万 kW（0.7%）

※ 2：聞き取りより系統容量の 1% 程度

※ 3：夏期補修量（至近 3 年実績）

〔出所〕地域間連携線等の強化に関するマスタープラン研究会（2012）、13 頁、表-2。

これを、電力の東西「応援融通」によって賄う場合には、「周波数変換所」の容量を現在の 120 万 kW をさらに 90 万 kW 上積みして合計 210 万 kW とする必要がある。周波数変換所の能力を 90 万 kW 増強する場合のオプションとその概要、工事費、工期を示したのが表 2 である。費用は、約 1,300 億円から約 3,500 億円まで幅がある。当然のことながら、既設地点で能力増強を行う案 A～C の方が、日本海沿いに直流送電連携線を新設する案 D よりも費用が少なく、工期も短い。とはいえ、これらのオプションのうちいずれであっても、工期が最低でも 10 年はかかるのは、送電線の新增設に時間がかかるためである。

### I-3. 再エネ導入拡大に向けた電力系統増強

日本ではよく知られているように、風力発電に適した条件が整っているのは、北海道・東北にはほぼ集中している。ところが、これら風況のよい地域は電力需要が小さいため、電力系統が整備されていなかったり、整備されていてもそ

の容量が小さかったりして、風力発電の導入拡大が進まない例も見られる。そこで、「中間報告」は主として風力発電を念頭に置きながら 2 つの方法で、再エネ導入拡大に必要な電力系統増強の規模とその費用を調査し、試算を行っている。

第 1 の方法は、風況のよい地域を確定し、その地域の風力発電ポテンシャルを最大限に生かすよう電力系統増強を行った場合、どれだけの追加投資が必要かを試算する方法である。その結果をまとめたのが表 3 である。北海道で 2,900 億円、東北で約 200 億円、合計約 3,100 億円の投資を行えば、これら地域のポテンシャルをフル活用した風力発電の電力受け入れが可能になるという。

第 2 の方法は、2011 年度中に北海道および東北において系統連系申し込みのあった再エネ発電事業案件の発電能力規模（北海道では 187 万 kW、東北では 324 万 kW）に基づいて、それらを受け入れるために必要となる系統増強投資額を検討する方法である。北海道では、「再生可能エネルギー固定価格買取制度」法案の成

表2 東西連系容量拡大案の工事費と工期

	増強地点	概算工事費	工期	備考
案A	既設地点 ・FC増容量：+90万kW	1,980億円 [22.0万円/kW]	10年程度	さらに90万kW増強への対応可能。
案B	既設地点 ・直流送電連系新設：+90万kW (双極2回線設計)	1,320~1,410億円 [14.7~15.7万円/kW]	12年程度	双極2回線設計により、さらに90万kW増強への対応可能。
案C	既設地点 ・FC増容量：+30万kW 新規連系または既設地点 ・FC新設（増容量）：+60万kW	1,320~1,380億円 [14.7~15.3万円/kW]	10年程度	
案D-1	日本海方面連系（東京/中部） ・直流送電連系新設：+90万kW (双極2回線設計)	1,950~2,500億円 [21.7~27.8万円/kW]	15年程度	双極2回線設計により、さらに90万kW増強への対応可能。
案D-2	日本海方面連系（東京/関西） ・直流送電連系新設：+90万kW (双極2回線設計)	2,550~3,550億円 [28.3~39.4万円/kW]	20年程度	双極2回線設計により、さらに90万kW増強への対応可能。

[出所] 地域間連携線等の強化に関するマスタープラン研究会（2012），17-18頁，表-3.

表3 北海道・東北地域における風力発電ポテンシャル約517万kWを追加導入するための地内系統増強概算費用

	北海道	東北	北海道+東北 計
追加連系量	約377.5万kW (合計：約393.5万kW)	約139万kW (合計：約222万kW)	約516.5万kW (合計：約615万kW)
地内送電網増強	2,900億円程度	200億円程度	3,100億円程度

※ 本試算においては、その他、地域関連系統線等の増強などに係る試算は行っていない。

[出所] 地域間連携線等の強化に関するマスタープラン研究会（2012），23頁，表-5.

立した2011年8月以降、約90万kWのメガソーラー連系検討申込みがなされたが、その全量（約90）万kWについても、受け入れることが想定される。これら電力系統増強の総費用は、表4に示されているように、約1兆1,700億円となる。

以上、「中間報告書」に沿って、日本の電力インフラが置かれた現状認識と、今後の電力系統増強の必要性、さらに必要投資額についての概観を行った。本稿では以下、さらに問題の焦点を再エネの大量導入にともなう電力系統の増強に絞って議論を進めたい。というのは、再エネの大量導入が今や世界共通の課題となってい

ること、また、日本でも「再生可能エネルギー固定価格買取制度」の下で再エネによる発電が急速に増加していくと見込まれているため、それによる電力系統増強のあり方や、その費用負担ルールが大きな課題になると思われるからである。

表4 北海道・東北地域に風力発電など約590万kWを追加導入するための系統増強 概算費用

	北海道（風力+メガソーラー）	東北（風力）	北海道+東北 計
追加連系量	270万kW	320万kW	590万kW
地内送電網増強	2,000億円程度	700億円程度	2,700億円程度
地域関連系線増強等	5,000億円程度	3,300億円+700億円程度	9,000億円程度
概算工事費計	7,000億円程度	4,700億円程度	1兆1,700億円程度 [10円/kWh程度]*

①年間発電電力量：(500万kW×20%+90万kW×12%)×8760時間=97億kWh

②年経費：1兆1700億円×8%=936億円

③kWh単価：936億円÷97億kWh≒10円/kWh程度。なお、我が国の平成21年度の総発電量は約9,070億kWhであり、全体で負担する場合は0.1円/kWh程度となる。

[出所] 地域間連携線等の強化に関するマスタープラン研究(2012), 24頁, 表-6.

## II. 再エネの大量導入にともなう電力インフラ再構築

### II-1. なぜ、再エネの大量導入にともなって電力系統増強が必要になるのか

最初に、再エネが大量導入されると、なぜ電力系統を増強しなければならないのかを見ておきたい。この議論は、費用負担ルールのあり方をめぐる議論とも密接に結びついているからである。

再エネの大量導入が系統増強を要請する大きな理由は、(1) その電源立地が電力大消費地から遠隔地であることが多く、しかも、(2) 大量の電源が分散立地する傾向があるからである。この「遠隔性」と「小規模分散」が、電源としての再エネの大きな特徴である。このため、既存系統では再エネで発電された電力を十分に受け入れることができず、したがって送電網増強のための新たな投資が必要になる。

世界銀行によって支援を受けた研究によれば、いま世界各国で再エネ大量導入のための送電網投資の必要性が増大している<sup>1)</sup>。こうした

傾向を加速しているのが、各国とも、再エネの長期目標を時間とともに引き上げており、再生可能エネルギー固定価格買取制度その他の政策手段を導入して再エネ拡大を支援している。例えば、アメリカでは地域ごとにいくつかの試算が明らかにされている。中西部系統運用機関(Midwest Independent System Operator: Midwest ISO)は、合衆国13州とカナダのマニトバ州を管轄しているが、区域内の各州が2015~25年の目標期間に対して3.5~30%まで多様な再エネ目標を掲げており、さらに多くの州がRPS(Renewable Portfolio Standard)制度<sup>2)</sup>を導入してそれを支援しているため、これらの目標が達成されるという前提で電力系統増強投資を行えば、130~151億ドルもの投資が必要だとの試算を行っている。2011年時点での推計投資額は50億ドルであり、これは、平均的な年間新規電力系統投資の投資額の5倍にも上るといえる。

1) Madrigal and Stoft (2012), pp. 8-13.

イギリスは、2008年の気候変動法によって2020年までに再エネ比率を20%に高めるという目標を設定している。2008年時点で6%という再エネ比率を引き上げるため、イギリスは「再エネ購入義務制度(Renewable Obligation: RO)」を導入して後押ししている。これに対応する電力系統増強のため、英国ガス電力市場規制庁(Ofgem: Office of Gas and Electricity Markets)は、今後10年間にわたって77億USドルの投資を行う必要があると推計している。イギリスだけでなく、EU全体でも傾向は同様である。これら必要投資額をまとめたのが、表5である。

## II-2. ドイツにおける電力系統拡張のシミュレーション

2050年には総電力消費の80%を再エネで賄うという野心的な再エネ目標を立てているドイツでも、電力系統の増強が大きな課題となっている。ドイツの配電網<sup>3)</sup>は、再エネ発電量の90%を受け入れ、再エネ発電設備の98%が接

続している(その他は直接、送電系統に接続している)。太陽光発電を行っている約100万の発電設備はもっぱら、低圧レベル(230V-400V)の配電網に接続し、総量で16GWの太陽光発電による電気が受け入れられている。風力発電は低圧の配電網にはつながっていない。もっとも、太陽光発電における大規模発電設備の比率が高まるにつれて、中圧(1kV-30kV)の受け入れ比率が年々高まる傾向にある。

さて、中圧レベルの配電網は、全体として再エネ発電された電力を最も多く受け入れている。風力発電で14.5GW、太陽光発電で5.5GWとなり、これら合計で中圧レベルの再エネ発電総量の約80%を占めている。残る20%はバイオマス、その他の再エネ電源となる。さらに高圧レベル(110kV)では、太陽光ではメガソーラーのみ、風力では(何基もの風車が集積した)ウィンド・パークが接続している。

ドイツにおける再エネ拡大シナリオに基づいて、配電網をどれほど拡張しなければならないかを定量評価する研究が行われている<sup>4)</sup>。これ

表5 再エネ拡大に伴う電力系統投資額の推計

国	推定投資額 (USドル)		時間軸
アメリカ	全米	600億ドル	2008~2030年
	中西部 ISO	130~151億ドル	2015~25年
	テキサス	49億ドル	n.a.
イギリス	77億ドル		2010~20年
EU	665~931億ドル		2030年まで
	1,649~1,982億ドル		2050年まで

[出所] Madrigal and Stoft (2012), p.11, Table 1.1.

- 2) 電力会社に対して、販売電力量のうち一定比率を再エネで発電した電気で満たすよう義務づける制度。この義務比率を満たせない電力会社は、義務比率を過剰達成した他の電力会社から、未達成分に相当する再エネで発電された電力を買い取って義務を達成することが認められているため、この制度は「排出量取引制度」に似ている。
- 3) 本稿ではここまで、「送電」と「配電」を区別しない形で一貫して「電力系統」という用語を使用してきた。これは、「送電」と「配電」の両方を含む概念である。一般には、発電所から変電所に電気を送り込む基幹系統のことを「送電線」、もしくは「送電系統(送電網)」と呼ぶ。これに対して、変電所から企業や家庭などの需要家に電気を配るいわば支線を「配電線」、もしくは「配電系統(配電網)」と呼ぶ。日本では、発電所でつくられた電気は27万5千V~50万Vに昇圧して送電線に送り出された後、複数の変電所によって徐々に電圧を下げ、最後は配電線を通じて需要家に送られる。ところで、ドイツの配電網には、低圧(230V-400V)、中圧(1kV-30kV)、そして高圧(110kV)の区別がある。送電網の総延長距離約35,000kmと比較すると、配電網の総延長距離は170万kmで、ドイツにおける電力系統の大部分(98%)を占めている。

は、ドイツ連邦政府や州政府の政策方針（シナリオ）に基づいて、2032年までに再エネ発電能力が、現在の2倍から3倍に増大すると想定している。

### 「EEG 2014」シナリオ

このシナリオは、ドイツの再生可能エネルギー2014年改正法（EEG 2014）の再エネ拡大目標に基づいている。これは、現在の再エネ電源の能力を2倍以上に増強することを意味する。

### 「系統増強計画」シナリオ

このシナリオは、ドイツ連邦政府による2013年の系統増強計画におけるシナリオBを反映したものである。

### 「州政府」シナリオ

このシナリオは、ドイツ各州の再エネ拡大計画における目標値を総計したものである。これ

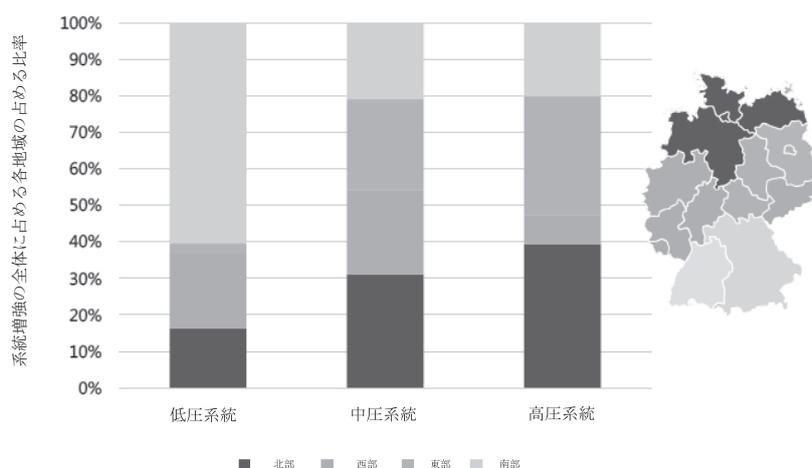
は、今日の再エネ発電能力の3倍以上に相当する。

本研究のシミュレーション結果によれば、基本となる「EEG 2014」シナリオの場合、配電網は2032年までに低圧レベルで5万km以上、中圧レベルで7万km以上、そして高圧レベルで1万1千km以上拡張される必要がある。これは、現状比で5%、14%、そして11%の拡張を意味する。これに対して、より野心的な「州政府」シナリオの場合、拡張規模は配電網の場合で「EEG 2014」シナリオの約2倍、送電網の場合だと約3倍もの増強が必要になるという。

配電網拡張の必要性は、全国で一律に生じるのではなく、再エネの賦存量に応じて地域的に異なった様相を呈する。日本でも北海道、東北に風況のよい地域が集中しているように、ドイツでも北部に風況のよい地域が集中する一方、南部は太陽光発電に恵まれるという地理的特徴がある。図1は、ドイツにおける配電網拡張の地理的配分を示したもののだが、ドイツのこうし

図1 電圧レベルごとの配電網拡張の地域的配分

北部地域：ブレーメン、ハンブルグ、メクレンブルク=フォアポメルン、ニーダザクセン、シュレースヴィヒ=ホルシュタインの各州および自由ハンザ都市  
 西部地域：ヘッセン、ラインラント=プファルツ、ザールラント、ノルトライン=ヴェストファーレンの各州  
 東部地域：ベルリン、ザクセン、ザクセン=アンハルト、テューリゲン各州  
 南部地域：バイエルン、バーデン=ヴュルテンベルクの各州



【出所】 Büchner, J. et al. (2014), p. 42, Abb.25.

4) Büchner, J. et al. (2014).

た自然的条件が反映されている。

低圧レベルの配電網は太陽光発電による電気を吸収するが、これは太陽光に恵まれている南部地域に集中している。これに対して中圧レベルは、低圧レベルからの太陽光発電による電気の供給を受け入れる一方で（主として南部）、風力発電による電気を直接受け入れるため（主として北部）、地域的にほぼバランスが取れている。これに対して高圧レベルでは、39%が北部地域によって占められているが、それは、風力発電が風況に恵まれた北部地域に集中しているからに他ならない。

このように、国全体としての再エネ拡大目標は同一でも、自然的条件が地域によって異なるので、それを実現するための配電網投資の必要性は、地域ごとに大きく異なる。こうした事情は、日本でも同様であろう。そのための費用を当該地域の送配電会社が負担し、それを電力料金で回収することにすれば、電力料金の投資費用部分は地域によって大きく異なることになり、消費者の負担水準で地域間格差が生まれる。電力系統増強投資の便益がもたらその地域に帰着するのなら、こうした負担格差も説明がつくが、ドイツのように北部の風で発電した電気のかなりの部分が南部で消費されるということになれば、その受益者はかなりの程度、南部の企業・住民に帰着することになる。これでは、公平な費用配分とは言えない。したがって、投資便益の地理的帰着を考慮に入れると、投資費用は各送配電会社ごとではなく、電力会社間でいったん平準化した上で、電力消費者に転嫁する必要があるかもしれない。

## Ⅱ－3. 効率的な投資のための送配電網計画の必要性

### Ⅱ－3－1. 情報通信技術をもちいた革新的な送配電網拡張計画

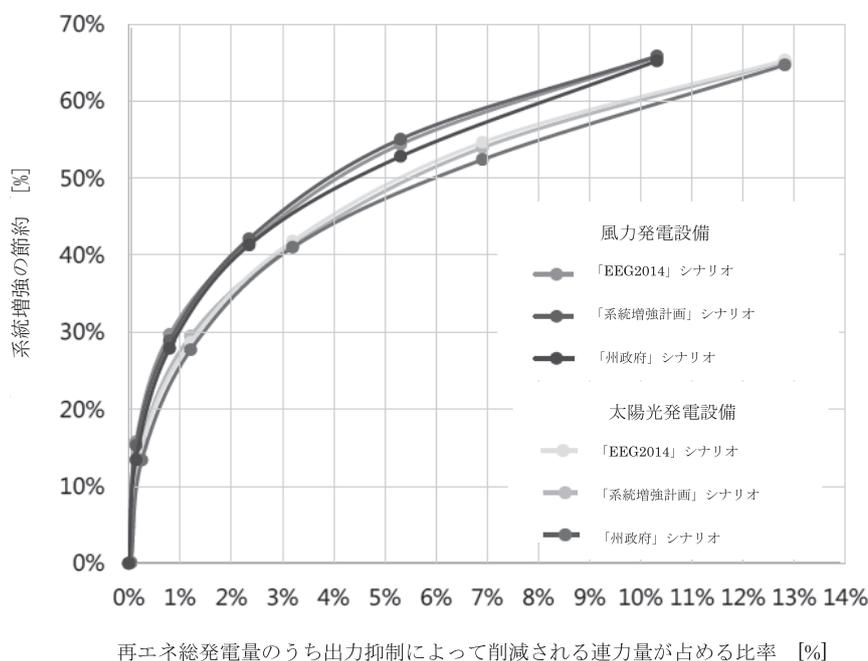
Büchner, J. et al. (2014) で明らかにされたように、電力系統増強には巨額の投資費用がかかる。それをそのまま電力料金として消費者に転嫁すれば、国民負担を増大させることになる。

この研究によれば、2032年までに総投資額で230億（「EEG 2014」シナリオの場合）～490億ユーロ（「州政府」シナリオの場合）の資金が必要になるという。総投資額の80%は中圧および高圧レベルへの投資に集中する。伝統的な考え方に基づく配電網拡張の場合、高圧レベルはすべて地下ケーブルを敷設して送電することになる。こうしたケーブル敷設コストは、高圧レベルの配電網増強費用の3分の2を占め、配電網増強費用の3分の1を占めるという。したがって、再エネ拡大を可能にする送配電網拡張が必要だとしても、それをできる限り費用効率的な形で実現していく必要がある。そのためには、送配電網の拡張計画で工夫が必要である。複数の可能性が考えられるが、第1の方法は「情報通信技術（Information and Communication Technology: ICT）」を活用した革新的な送配電網拡張計画を採用することである。第2は、「能動的」（あるいは「予測的」）な送配電網拡張計画の採用である。

まず、Büchner, J. et al. (2014) に基づいて、第1の方法による送配電網拡張計画を取り上げよう。これは、再エネ発電をICTで遠隔制御することを前提としている。日本でも、これまでは太陽光発電設備に必ずしも遠隔制御装置は取り付けられていなかったが、2014年のいわゆる「九電ショック」後、経済産業省は再生可能エネルギー固定価格買取制度の運用ルールを見直し、新規太陽光発電設備には遠隔制御装置の設置を義務づけることにした。Büchner, J. et al. (2014) が、ICTによる遠隔制御を想定するのは、ピーク時に遠隔制御で出力抑制を行ってピークカットし、その分だけインフラ投資費用を削減するためである。

彼らのシミュレーション結果によれば、発電設備をICT技術で遠隔制御してピーク発電の1%をカットできれば、追加的な送電網拡張を30%も削減できるという。ピーク発電を3%カットできれば、送電網拡張を40%削減できるという（図2を参照）。出力抑制が1%～3%にとどまるのであれば、再エネ発電事業者に大

図2 低圧レベル配電網における系統計画の発電コントロールの有効性評価



[出所] Büchner, J. et al. (2014), S.76, Abb.52.

きな損失を与えることなく、ピークカットが可能になるだろう。仮に発電事業者の出力抑制に対して損失補償を行ったとしても、この手法によって送配電網の拡張投資費用を大きく抑えられるならば、効果的な計画手法だといえよう。

### II-3-2. 「能動的」(あるいは「予測的」)な送配電網計画

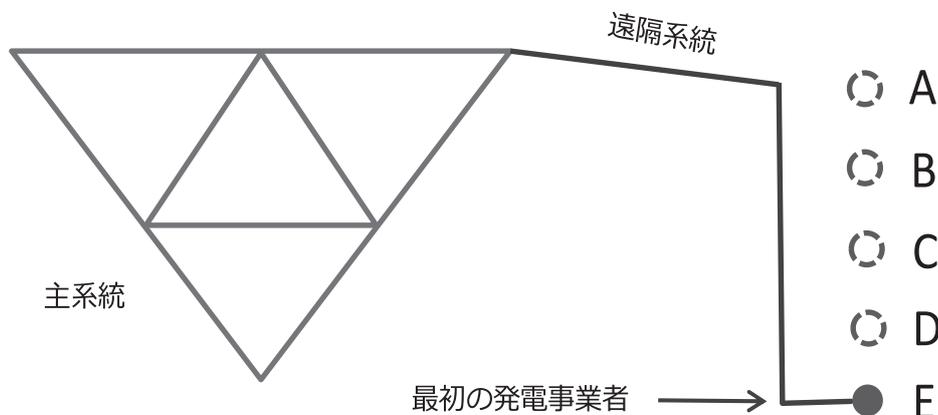
費用効率的な送配電網投資に関するもう1つの考え方は、世界銀行の研究でも取り上げられている「能動的」(「予測的」)な送配電網計画である<sup>5)</sup>。これは、再エネ拡大の趨勢を見通し、再エネ発電設備投資の規模と立地動向を予測した上で、それに対して「能動的」に対処していくことを意味する。送配電会社にとって最もリスクの小さい方法は、たしかに「受動的な」対応である。つまり、当該地域に十分な再エネ発電設備が立地する見通しが立つまで、送配電網投資を控えるのである。こうなると、参入意欲

のある再エネ発電事業者は長期間、待たされる可能性がある。それでも、発電事業への参入を試みる事業者は、既存の送配電網近くに立地するかもしれない、それは自然的条件からいって最善の立地ではないかもしれない。

そこで、「能動的」な送配電網計画の一種として考えられるのが、「予測的」な送配電網投資計画である。送配電会社は、主系統から風況のよい地域まで遠隔系統を引くことになる。だが図3に示されているように、現状では再エネ発電事業者Eしか、立地が決定していない。そこで、送配電会社は二重の意味で「予測」を行い、送配電網計画を作成する。第1に、風況のよいこの地域に、どれだけの数の発電設備が立地するか予測することである。これにより、遠隔系統の建設が採算性をもつか否かが計算可能になる。第2に、再エネ発電設備の立地地点を予測し、遠隔系統のルートを確認することである。図の事例では、主系統から離れた再エネ

5) Madrigal and Stoft 2012, Chapter 5, pp. 80-93.

図3 予測的な送電網投資計画



〔出所〕 Madrigal, M. and S. Stoft (2012), p.83, Figure 5.1.

発電事業者Eの接続を可能にするために遠隔系統が建設される。だが、Eまでの最短距離で系統を建設するのではなく、図のA～Dに沿って今後、再エネ発電設備が立地すると予測して、もっとも採算性が高まるよう配電網整備計画を作成していることを示している。

これらよりもさらに「能動的」なアプローチもある。これはテキサス州で採用されたものだという。それは、次のようなステップを踏む。第1に、送配電会社は当該地域の再エネ資源賦存量について科学的データに基づく調査を行う。第2に、再エネ資源が豊富だと判明した地域で、代替的な複数の送電網オプションについて費用

計算を行い、投資採算性を確かめる。第3に、プロジェクトに資金を提供する投資家や銀行の投資意欲を調査して、資金調達の可能性を確認する。第4に、送配電会社の方から再エネ発電事業者に積極的に働きかけ、彼らに事業の採算可能性に関する調査結果を開示する。さらに、投資意欲を示す事業者と協議、彼らを組織化することで、計画している送配電網の利用者(需要)をあらかじめ確保する。以上のステップを踏むことで送配電会社は、投資が無駄に終わることを回避し、再エネ資源が豊かな地域を選んで費用効率的な投資を行うことが可能になる。

### Ⅲ. 「集中型電力システム」から「分散型電力システム」への移行

#### Ⅲ-1. 「分散型電力システム」とは何か

冒頭で強調したように、本稿では、電力システムが20世紀から21世紀への移行につれて「集中型電力システム」から「分散型電力システム」へ移行せざるをえないと想定している。そうした移行は、再エネの拡大にともなって既に萌芽的に始まっているといえる。それは、社会経済の発展や、技術的な発展が要請する、あ

る程度必然的な方向でもある。本節ではまず、これまで明確に定義することなく使用してきた「分散型電力システム」の概念を、定義しておきたい。

第1に、「分散型電力システム」は、無数の小規模電源から成り立っている。その典型は再エネ電源である。前節で検討したように、再エネ電源が普及すればするほど、電源は地理的に

分散し、小規模化していくことになる。その普及とネットワーク化は、電力インフラのあり方を必然的に変えていくのである。

第2に、「分散型電力システム」は、分散した電源を、情報通信技術（ICT）を用いてネットワーク化するとともに、ネットワーク内での電力需給調整を成り立たせるシステムである。「集中型電力システム」が電力会社の「中央給電指令所」を通じて全電源の情報を集約し、電力需給をトップダウンで制御するのに対し、「分散型電力システム」は、分散した電源をつないでネットワーク化し、ICTによって分権的／水平的にシステムを制御する。

第3に、「電気」、「ガス」、「熱」といった、これまでは相互に分離され、物理的に異なるネットワークに属していたエネルギーシステム間の壁が将来的には崩れていき、地域レベルで相互にエネルギーを融通し、ネットワーク化が図られる動きが強まると予測される。「パワー・トゥー・ガス（Power to Gas）」という言葉が、欧州のエネルギー関係者から盛んに発せられている。これは、再エネ発電から生じた余剰電力を用いて、(1)水を電気分解し、水素を生成し貯蔵・再利用を可能にする方法、あるいは、(2)水の電気分解で得られた水素と二酸化炭素を触媒により化学反応させ、メタンを生成する方法を指す。

(1)の水素については、燃料電池の燃料や、将来的には燃料電池車や水素自動車の燃料として活用が期待できる。(2)のメタンであれば、欧州では天然ガスのガスパイプラインがすでに張り巡らされているので、このパイプラインを通じてガス供給に資することが可能になる。こうして、これまでは「電気は電気」、「ガスはガス」としての利用しかできなかったのが、再エネによって生み出された余剰電力を、天然ガスやメタンに変えて貯蔵し、それを活用できるようになる。そうすると、電気とガスの境界をまたぐエネルギー産業の融合が見えてくる。「分散型電力システム」は、こうした将来的なエネルギー融合に対して開放的なシステムであり、

またそう設計される必要がある。

第4に、「分散型電力システム」は、コジェネと親和性をもつ。欧州では冬の暖房のために木質バイオマス等で温水をつくり、それを、熱導管を通じて地域の需要家に送る「熱供給システム」が構築されている。各家庭では、この温水を導管で各部屋に回して暖房を行う。この点で熱供給は元来、地域に密着した分散型エネルギーシステムとして機能しうる。

しかし、この熱供給システムは単体では、必ずしもエネルギー効率性が高いとはいえない。熱が大気中に大量に放出されて未利用のまま終わるからである。そこで、放出される熱エネルギーを利用して発電事業も同時に行えば、エネルギー利用率を一挙に90%近くにまで高められる。コジェネ発電の促進は、都市内部の需要地近くに立地する、より小規模な熱源を「発電所」として活用することを意味する。コジェネを推進すればするほど、都市内部に分散型コジェネ電源が増えることになる。それは必然的に、「電源の分散化」を促進することにつながる。

第5に、「分散型電力システム」の下では、電力を生産し、消費する主体が無数に分散するために、システム全体の意思決定やガバナンスの仕組みを分散的／分権的なものに移行せざるをえなくなる。さらにそこに、地域で生活を営む人々がさまざまな形で関わることで、電力システムの「分権化」と「民主化」が進展することになる。なぜなら、電源の分散化と複数の電源の可能性、蓄電・蓄熱の普及、「パワー・トゥー・ガス」の導入など、様々な技術的可能性が組上に上ってくると、これらをどう組み合わせるのが最適かは、地域の自然的・地理的・技術的条件によって異なってくるからである。結果として、中央給電指令所からの一律管理は、必ずしも最適な解ではなくなる（もちろん、不要になるわけではない）。

また、電力自由化で今後、発電事業への新規参入者が大量に発生した場合、電力会社からのコントロールに服さない電源が多数生まれることになる。これをどのように管理し、全体とし

での電力需給を調整すればよいのか。答えは「市場化」に求めるより他にない。電力自由化によって、電力生産が無数の分散した主体によって占められるようになればなるほど、彼らは、それぞれが独自の意思をもって電力需給に参画してくる。これらをもはや、中央からの一方的な指令に服させることはできない。したがって、電力会社内でこれまで完結していた計画経済的な電力需給調整の仕組みは、いずれ終焉を迎え、電力市場における価格調整メカニズムを用いた、市場経済的な需給調整の仕組みに移行せざるをえなくなる。こうして、「分散型エネルギーシステム」への移行は、必然的に電力システムの「分権化」と「民主化」に加えて、「市場化」をもたらすのである。

### Ⅲ－２．電力システム移行の歴史的分水嶺

「分散型電力システム」への移行は、単なる偶然の産物ではなく、1990年代ごろから進展し始めた、①電力システムの自由化、②再エネの拡大とその技術革新（再エネコストの継続的な低下）、③情報通信技術の飛躍的な進展、さらには、④電力システムにおける新しい担い手の叢生（小規模な大量の再エネ発電事業者の誕生）といった現実が、電力システムの「集中型」から「分散型」への移行を、より理に適ったものにしていく過程だといえる。

20世紀は、良くも悪くも中央集権的な組織構造に基づいて、トップダウン型の情報伝達と意思決定システムによって、効率的かつ効果的に事業を成し遂げてきた。電力事業でいえば、各電力会社の「中央給電指令所」を通じて指令・制御される「集中型電力システム」は、こうした20世紀的特徴のあらゆる要素を兼ね備えているといつてよい。

しかし時代は変わり、世界はグローバル化し、さらに情報通信技術における革命が情報と意思決定のスピードを加速的に速める中で、ピラミッド型の重たい組織は意思決定が遅く、小回りが利かず、そして素早い状況変化についていけなくなっている。小規模である程度相互に自

立した分散型組織が、水平的に連携しつつネットワークを形成して仕事を進めていく方が、効率的かつ効果的であるような時代には、「集中型電力システム」よりも「分散型電力システム」の方が適合的になる。

この観点からみると、現行の日本の電力システムは21世紀に顕在化してきた世界的潮流と対極に位置し、いまや世界の資本主義国で最後に残った「計画経済システム」だとすらいえる。計画経済システムが1990年前後に相次いで崩壊したように、21世紀における政治経済的、そして技術的現実と合致しない「集中型電力システム」もやがてその存立根拠を失い、「分散型電力システム」への移行が不可避になるであろう。

### Ⅲ－３．「集中型電力システム」から「分散型電力システム」への移行過程

とはいえ、分散型電力システムは、まだ我々の眼前に現れていない。したがってそれがどのような電力システムとなるのか、具体的な姿は現時点では完全に見通せない。しかし、ある程度のスケッチを描くことは可能であろう。そこでここでは、ドイツの「エネルギー大転換（“Energie Wende”）」に向けて、ドイツの電力事業関係者の知見を結集し、それに基づいて電力システムの将来像を検討した Waldmann（2013a）に立脚して、「分散型電力システム」を素描することにしたい。

この研究によれば、電力システムは現行の「集中型」から「分散型」へ3つの段階を通過して移行していくという。図4(a)は、現行の集中型システムを反映した第1ステージを示している。発電はすべて火力や原子力など大規模集中電源が担い、送電網によって電力大消費地に電気が送り込まれる。図の上方から下方に向けて高圧、中圧、低圧と減圧し、最終的に消費者に電気を届けるという一方向型のトップダウン構造となっている点にその特徴がある。電力系統間における電力融通はまだ、ほとんど行われていない。

これに対して図4(b)は、移行段階における

「分散型電力システム」, つまり第2ステージを描いている。図4(a)と図4(b)の大きな違いは、①再エネ発電の増大する一方、②大規模集中電源による発電が減少しているという点にある。このことを反映し、図4(b)の左側にある矢印では、低圧・中圧レベルの配電網から(再エネによる)電力供給が増大する一方、大規模集中電源による電力供給が細まっていることが示されている。供給された電力は、電力システムを超えて融通され、他の地域の消費者にも回流される。

こうした電力融通が頻繁になり、量的にも増大するのが第2ステージにおける電力システムの特徴である。図4(b)は、低・中圧レベルで供給された再エネ発電による電気が、上位系統である特別高圧レベルの配電網を経由した上で、異なる配電網に接続する消費者に届けられる様子が、矢印を伴った曲線によって描かれている。図4(b)の垂直の矢印は、こうした上位系統と下位系統間での垂直的な電力のやり取りを示している。第2ステージでは、こうした垂直的な電力潮流が増大するのが特徴である。そのために、電力システムの増強も必要になる。これ

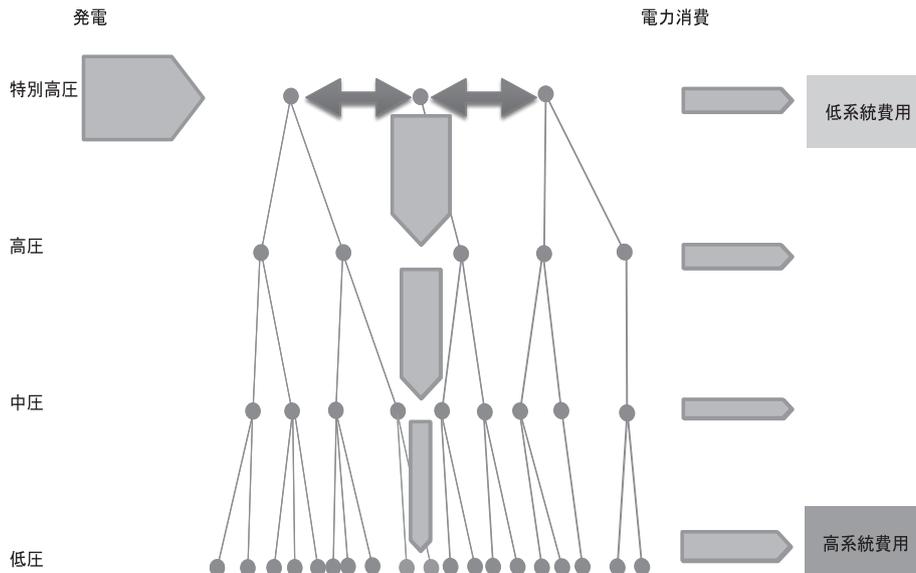
が、我々が今まさに再エネの増大にともなって直面している課題である。

ところが、これは分散型電力システムの最終形ではない。もっと進化すると、アクティブな電力需給調整が各レベルの配電網において行われ、個々の配電網内で水平的な電力の相互融通がなされることで、垂直的な電力潮流は、劇的に減少することになる。これは、地域ごとにICTを用いて電力需給調整を行うことができるようになるからである。それでも電力が余る場合には、蓄電・蓄熱、あるいはパワー・トゥー・ガスを用いていったん貯蔵し、電力不足時にそれを利用する、「時間軸を通じた需給調整」を行うことで、他地域に余剰電力を送電する必要がなくなる。

この結果、図4(b)と図4(c)を比較すると、異なる配電系統間での特別高圧を介した電力融通が減少し、結果として、垂直的な電力潮流も減少していることが読み取れる。つまり、個々の配電系統の自立/自律性が高まったということである。ただし、これを実現するためには、地域でアクティブな電力需給調整を行うための

図4 分散型電力供給は電力システムの制御論理を変革する

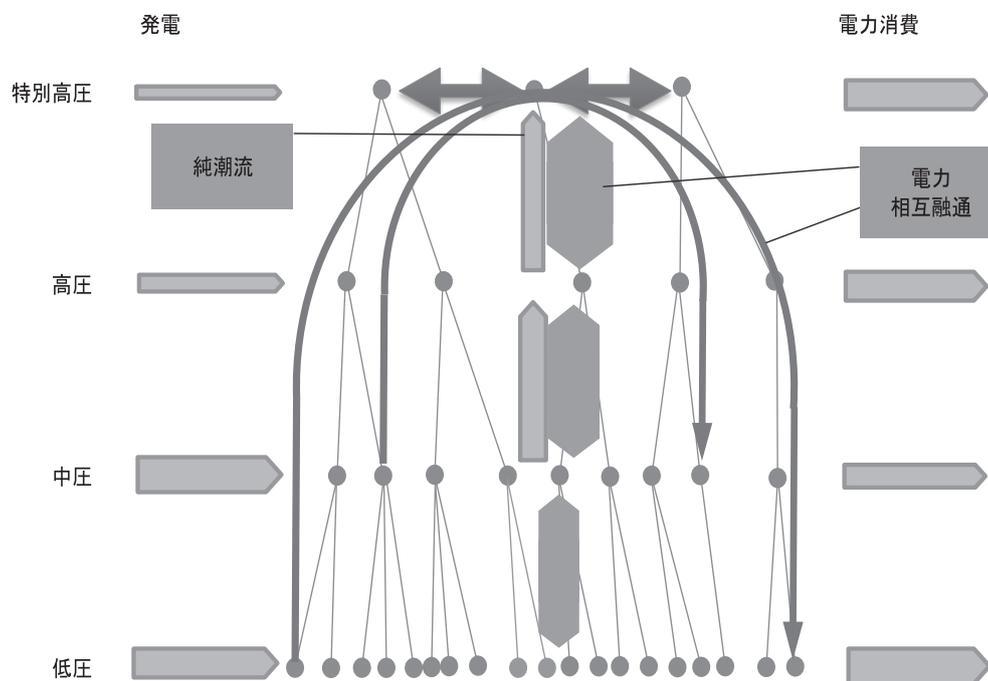
(a) 集権的電力供給, 旧システム



[出所] Waldmann (2013a), S.21, Abb. 9.

図4 分散型電力供給は電力システムの制御論理を変革する

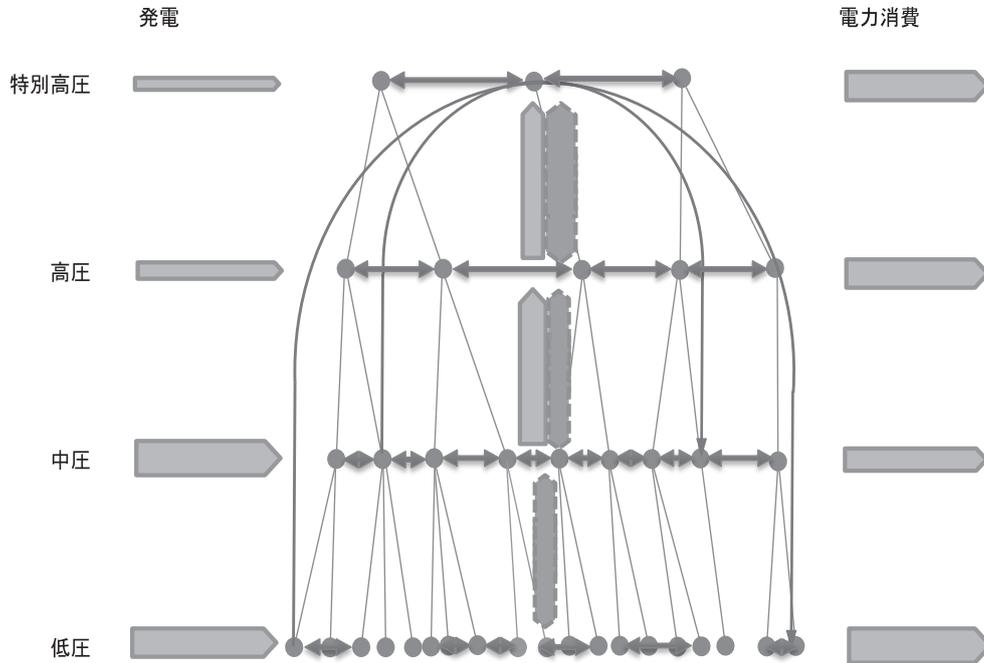
(b) 分散型電力供給, 旧発想



- ・電力潮流は系統を何度も回流
- ・分散型電力供給への移行で垂直的な電力潮流が増大
- ・電力需給の調整を図るための追加的な電力潮流が発生
- ・追加的な系統増強が必要

[出所] Waldmann (2013a), S. 22, Abb. 9.

図4 分散型電力供給は電力システムの制御論理を変革する  
(c) 分散型電力供給, アクティブな地域的需給調整



- ・アクティブな需給調整と各レベルにおける水平的な相互融通によって、垂直的な電力潮流は劇的に減少
- ・系統負荷を引き下げるため他の地域的な電力需給調整のための追加的支出が必要になる可能性
- ・電力系統費用の配分問題が新たに発生

[出所] Waldmann (2013a), S. 22, Abb. 9.

新たな投資が必要になる。その資金をどのように調達し、誰が最終的に負担すべきなのかとい

う課題が次に生まれる。次節では、この問題を取り扱うことにしよう。

## IV. 移行のための財源調達手法と費用負担ルール

### IV-1. 電力システム移行と新しい「費用負担ルール」形成の必要性

#### IV-1-1. 日本における現行の費用負担ルール

ここまでの議論でみてきたように、「分散型電力システム」への移行には、巨額の投資費用がかかる。そこで本節が解くべき課題は、この投資費用をだれがどのように負担すべきか、と

いう問題である。当然のことながら、この費用負担ルールがどのように設計されるかによって、「再エネ促進的」にも、「再エネ抑制的」にもなる。日本ではこれまで、再エネの大量導入によって生じる投資費用を、誰がどのように負担するかという点に関する明示的な費用負担ルールは、存在してこなかった。再エネはきわ

めてわずかな比率しか占めてこなかったのに、そうした費用負担ルールを設ける必要性がなかったともいえる。結果として、既存の費用負担ルールがそのまま再エネにも適用され、再エネ発電事業者に過大な負担が負わされたことで、その拡大にきわめて抑制的な効果を発揮しているのは大きな問題である。再エネの大量導入という新しい現実を踏まえ、現行の費用負担ルールを見直し、再エネの促進と分散型電力システムへの移行を容易にする新しい費用負担ルールの形成が急務である。この必要性は、経済産業省も認識しており、すでに「総合資源エネルギー調査会電力システム改革小委員会制度設計ワーキンググループ」の場で、検討が始まっている。本稿では以下、まずは現行の費用負担ルールの問題点を検討しよう。

電力システムの投資費用負担ルールは、これまで「電力系統利用協議会（ESCJ）」によって整備されてきた。それによれば、電力システムは大きく2つの部分に分けられ、第1の部分は「電源線」、第2の部分は「既存電力系統」と呼ばれる現行の電力系統設備部分である。第1の部分である「電源線」とは、再エネ発電設備から「既存電力系統」に接続し、再エネで発電した電気を送電する目的で敷設される送電設備のことを意味する。

ここから、再エネ発電設備の立地によって新たに必要となる投資として、2種類を区別できる。第1は、電源線敷設のための投資である。第2は、再エネ発電による電気が既存電力システムに送り込まれてくることで生じる、既存電力システム側の増強投資である。これら2種類の投資費用を、誰がどのように負担するのかが問題となる。

この点で、現行の「電力系統利用協議会ルール（以下、「ESCJルール」と略す）」は、次のような費用負担ルールを示している<sup>6)</sup>。第1に、電源線敷設のための投資費用は、再エネ発電事業者がもつばらその便益を享受することになるので、その全額を再エネ発電事業者（「原因者」）負担とする。第2に、再エネ発電事業者が電源線を通じて既存電力システムに新たに接続（「連携」）した場合、それによって生じる既存系統側の増強投資費用については、「一般電気事業者の負担限度（託送料で回収可能な平均的な設備コスト）を超えるものについて、当該契約者が負担するという『原因者負担』を原則とする」とされている。この条文は、一読して内容を判別できない不明瞭さを伴っているが、要は現行の託送料収入で維持されている既存電力系統設備で対応可能な範囲内ならば、特に新たな費用負担を再エネ発電事業者に課すことはないが、それを超える投資の必要性が発生する場合は、その

6) 電力システムの投資費用（工事費）負担に関する「ESCJルール」（2014年12月16日第35回改正版）は、同ルール第3章第13節、および第6章第13節において定められている（同一内容）。その全文は、以下のとおりである（下線筆者）。

第13節 工事費負担の基本的な考え方

一般電気事業者は、以下の基本的な考え方にしたがって、系統に連携する事業者が支払う工事費負担について、その考え方を示していくことが必要である。

工事費負担方法は、一般電気事業者が定め公表する。具体的には、電気事業法第24条の3第1項の規定に基づく託送供給約款に定めるところによるものとするが、基本的な考え方は以下のとおりである。

需要家線における一般供給設備については、負担の公平性の観点等から、送電サービス契約電力を新たに設定もしくは増加することに伴い新たな供給設備を施設する場合、一般電気事業者の負担限度（託送料で回収可能な平均的な設備コスト）を超えるものについて、当該契約者が負担するという「原因者負担」を原則とする。

一方、電源線については、特定の事業者が便益を受けること等を踏まえ、工事費の全額を原因者が負担することを原則とする。なお、複数の事業者が同一の電源線を使用する場合は、基本的に利用比率により按分することを原則とする。

上記内容の具体的事項、および上記以外の内容については、託送供給約款に定めるところによる。

なお、一般電気事業者の電源線に係わる費用の範囲については、「電源線に係る費用に関する省令」に定めるところによる。

費用の全額を「原因者」である再エネ発電事業者に請求する、ということであろう。ただし、それがどういう場合に該当するのか、その判断基準は、受け入れ側である「一般電気事業者（電力会社）」に委ねられている。

この考え方は、東日本大震災前の2011年1月13日に公表された「総合資源エネルギー調査会電気事業分科会制度環境小委員会」の「中間取りまとめ」で示された費用負担ルールとも軌を一にしている。それによれば、まず費用負担の一般原則として、電源線や送配電線増強などに要する費用のうち、①原因者が特定できる場合には「特定負担」（つまり、再エネ発電事業者がもつばら負担）とし、②原因者が特定できない場合には「一般負担」（いったんは電力会社の負担とし、最終的には電力料金で回収、電力消費者一般が負担）とする、と整理している。その上で、電源線敷設に関する投資費用は原因者が特定できるので「特定負担（発電事業者負担）」とし、さらに、電力系統増強費用についても、「特定負担」を適用するとしている。

その根拠は、系統増強費用も特定負担とすることで、(a)より費用効率的な案件から順番に着手することを促せるという効率性の観点と、(b)系統増強が必要ない発電施設との公平な競争条件が確保されるという公平性の観点、この2点が強調されている。要するに追加投資費用はすべて、原因者である再エネ発電事業者に負わせるというわけである。こうした費用負担ルールが、再エネに対してきわめて抑制的に働くことは、火を見るよりも明らかであろう。

#### IV-1-2. 現行の費用負担ルールの問題点

「ESCJルール」や上記の総合エネルギー調査会「中間取りまとめ」に対しては、次の問題点を指摘することができる。第1は、透明性と客観性の欠如である。これらの「ルール」は、再エネ発電事業者などの新規参入者に対して「受益者」ではなく「原因（負担）者」という表現を用いているように、彼らを既存電力系統に新たな費用を発生させる原因者として捉えて

いる。たしかに再エネ電源には、太陽光や風力のように変動電源もあるが、バイオマス、中小水力、地熱のように安定電源もある。後者については、系統に攪乱要因を持ち込むというよりは、むしろその電力供給で系統安定化に資するのではないだろうか。

また前者についても、仮に系統接続（「連携」）で新たな投資費用が生じるとしても、その費用配分の際には、その規模や費用配分のあり方について、当事者間で納得のいく公平かつ透明性のあるルール設定が必要である。その中に、こうした費用負担を引き起こす再エネ発電事業者の系統接続要求を、できる限り抑制したいという考慮が入り込む余地のないようにしなければならない。しかし現状のように、その判断基準が再エネに対して消極的な電力会社に委ねられている限り、本当に公平かつ透明なルール設定は可能なのかという疑念が拭いきれない。

第2に、これらの「ルール」の前提には、原子力や火力のような安定電源こそが電力システムにとってノーマルな電源だと想定がある。既存の電力システムは、こうした安定電源を前提に作られているからである。したがって、再エネのように既存秩序を掻き乱す変動電源には、追加投資費用の全額を負担させるのは当然だという論理が生まれる。だが、世界的趨勢がそうであるように、変動電源が大量導入されることはもはや異常事態ではなく、ノーマルな現象として受け入れられるようになってきている。むしろそれに適合的なように、どう電力システムを改革するかが正面の課題となっている。

しかも日本の現行ルールでは、費用のみに焦点が当てられ、再エネ電源がもたらす便益については一切考慮されない点も特徴的である。世界中で再エネが急増している要因は、それが火力のように温室効果ガスを大量に排出せず、また、原子力のように事故リスクと放射性廃棄物の処理に悩まされることはなく、かつ、国産エネルギー源であるためにエネルギー安全保障にも資するという点で、様々な利点に恵まれているからである。しかも、高価だと言われた発電

費用も急速に低下しつつあり、将来的には既存電源に追いつき、さらにそれらよりも安価になる趨勢が見えている中で、その経済合理性も大きな魅力である。再エネによるこうした便益は、国民一般に広く帰着するため、その対価としての系統増強費用は、一般負担（電力消費者負担）とする考え方も成り立つはずである。

#### Ⅳ-1-3. 新しい費用負担ルールの形成に向けて

こうした既存ルールの問題点は、経済産業省によっても認識されており、前述のように、「総合資源エネルギー調査会電力システム改革小委員会制度設計ワーキンググループ」の場で、新しい費用負担ルールに関する検討が始まった。その第12回会合で提出された事務局資料（2015年1月22日）では、「発電事業者の受益の割合や系統の安定に対する寄与の度合いを勘案せず、単に発電設備の設置がネットワーク側の送配電設備の増強等の契機となったことだけをもって、全額発電事業者負担とすることや全額一般負担とすることはいずれも適切ではないのではないか」との問題提起が行われている。その上で、「受益者負担」を基本として、費用負担ルールの明確化を図る必要性が強調されている。

検討すべき課題としては、(1)系統増強がもたら再エネ発電事業者によって利用されることを想定して実施される場合は、全額を発電事業者の特定負担とすべきか否か、(2)それ以外の場合には、投資費用を関係者間で配分する際に、

受益割合をどのように特定すべきか（ただし、新規参入が不利を被ることのないよう系統の使用年数を考慮すること、発電側と電力消費側の両者が費用に参画することを考慮することが明記されている）、(3)ループ系統や上位系統での増強が必要な場合、発電事業者の受益の範囲を特定することが可能か否か、(4)きわめて費用対効果の悪い投資案件についても、一般負担を前提とした系統増強を行うべきか否か、(5)①再エネ発電事業者に費用負担を求める場合や、②逆に増強を行わないと決める場合に、その判断基準や根拠について、送配電事業者の情報公開をどのように求めるべきか、といった諸点が挙げられている。いずれもきわめて重要な論点である。最終的に、これらを検討した上で、経済産業省としてのガイドラインを作成する方針を、この事務局資料は提示している。

こうしてようやく、日本でも再エネが急増しつつある現実を踏まえ、新しい費用負担ルールの形成論議が始まった。さらに、こうした公的な場でのルール形成だけでなく、直面する問題への対応に迫られて、いくつかの先駆的な費用負担制度の試みも開始されている<sup>7)</sup>。そこで次節では、日本における費用負担ルール形成論議に資するべく、日本に先んじて再生可能エネルギーを拡大し、結果として系統増強の費用負担問題により早く直面した欧米での議論を踏まえ、論点整理を行うことにしたい。

7) 報道によれば、少なくとも2つの新しい試みが開始されている。1つは風力発電を受け入れるための新たな電力系統建設費用を、政府も加わった形で、利害関係者間で共同負担する仕組みである。もう1つは、同様に再エネ発電を受け入れるのに必要な電力系統増強費用を、入札制度を通じて再エネ発電事業者に共同負担してもらう仕組みである。第1の官民共同出資の試みだが、これは政府、電力会社、風力発電事業者が等分ずつ拠出し合う基金3,000億円を元手に、特別目的会社（SPC）創設して北海道や東北で重点的に電力系統を建設するというものである。SPCは、送電線を使う風力発電事業者から使用料を受け取り、投資を回収する。政府が率先して電力系統建設を提案し、出資も行うことで、他の関係者の初期投資費用負担が抑制され、建設が促進される効果が期待できる。第2の試みは、東京電力が群馬県北部エリアで始めた、再エネ発電事業者による入札制度の試みである。この仕組みでは、高額入札者から順番に系統への接続権が与えられる。現行の費用負担ルールでは、最初に送電容量を超えた発電事業者が、系統増強費用をいったん全額負担し、その後、3年以内にその電力系統に連系する発電事業者が現われた場合には、彼らにも対策工事の費用を分担してもらう仕組みになっている。しかし、最初に参入する事業者の費用負担が大きくなり、事実上、参入抑制効果をもっていた。この入札制度によってこうした問題を緩和できる可能性がある。

## Ⅳ-2. 電力系統増強に関する費用負担ルール

### Ⅳ-2-1. 投資費用に関する費用負担方式

電力系統増強に関する費用負担ルールを議論するには、まず、どのような投資費用が発生するのか、それを再エネ事業者と送配電会社との間で、どのように分担すべきかを論点整理する必要がある。系統増強費用の中身を再整理すると、上述の①再エネ電源設備を電力系統に接続するための電源線の建設費用、および②既存電力系統の増強費用に加えて、③再エネ電源設備そのものの建設費用、そして④再エネ発電設備が既存系統から離れて立地しているために必要となる、既存電力系統の拡張費用の4類型を挙げることができる。そうすると、これら4類型の費用を誰が負うべきかが、次の課題になる。電力系統増強のための投資費用に関する費用負担ルールに関する基本文献は、Scott (2007)である。この議論は、Madrigal and Stoft (2012) といった世界銀行による研究にも受け継がれ、日本でも岡田健司と田頭直人が、Scott (2007) の議論に依拠しつつ、日本で先駆的な議論を展開している(岡田・田頭 2009)。本稿でも Scott (2007) の整

理に依拠しつつ、4通りの費用負担方式、つまり(1)Super-Shallow, (2)Semi-Shallow, (3)Shallow, (4)Deep を区別しつつ、議論を進めたい。

それでは、投資費用に関する4つの費用負担方式がそれぞれどのような内容をもつのかを見ていこう。図5は、それぞれの費用負担方式を図式化したものである。

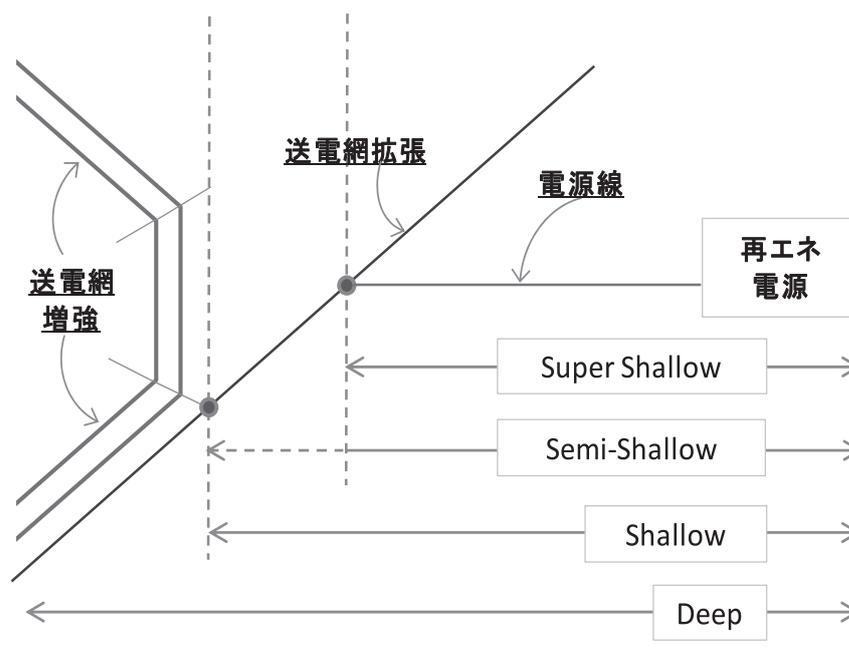
#### (1) Super-Shallow 方式

この方式の下では、発電事業者が発電設備および電源線の投資費用だけを負担する。その他、電力系統拡張費用や増強費用は、送配電会社が負担する。この方式が、再エネ発電事業の観点からみれば、理想的な費用負担方式となる。

#### (2) Shallow 方式

この方式の下では、発電設備と電源線に加えて、既存系統の拡張費用を再エネ発電事業者が負担する。しかし洋上風力の場合のように、この系統拡張費用が巨額に上る場合は、それが再エネ事業に抑制的に働いてしまう。

図5 再エネ電源の新設にともなう諸費用の負担方式



### （3）Semi-Shallow 方式

そこで、Shallow 方式の負の影響を回避するために、Super-Shallow 方式と Shallow 方式の中間的な費用負担方式、つまり Semi-Shallow 方式が採用される場合がある。これは、系統拡張費用を再エネ発電事業者と送配電会社とで共同負担する方式である。

### （4）Deep 方式

この方式は、既存系統の増強費用まで含めて、すべての関連追加費用を再エネ発電事業者が負う費用負担方式である。これは、再エネ発電事業の妨げとなる恐れが最も大きい。

日本のこれまでの費用負担方式、つまり ESCJ ルールおよび総合エネルギー調査会「中間取りまとめ」で提示された費用負担方式は、電源線だけでなく系統拡張・増強費用を「原因者」である再エネ発電事業者に求めるものであり、上述の費用負担方式でいえば、もっとも再エネに対して抑制的な Deep 方式だと言える。これに対して、他の世界各国がどのような費用負担方式を採用しているかを示したのが、表6である。この表を見ればわかるように、たいいていの国々は Shallow 方式や Semi-Shallow 方式を採用しており、Deep 方式はメキシコ1か国にすぎない。

また EU も、2001年に制定された「再生可能エネルギー指令」では、Deep 方式と Shallow 方式のいずれを採用してもよいとしていたが、2008年に欧州議会で採択された「EU 再生可能エネルギー促進指令案」では、費用負担方法として Shallow 方式を採用するように求めている。英国もまた、2005年4月以降、費用負担方式を Deep 方式から Shallow 方式（正確には「Semi-Shallow」方式）に移行した。ドイツでは、2000年に制定された「再生可能エネルギー法」により、再エネ電源の系統接続にともなう既存の系統増強費用を配分する際には、Shallow 方式が採用されている。これら欧州諸国が Deep 方式から Shallow 方式へと移行しているのは、Deep 方式だと最初に参入した発電事業者の費用負担が重く、後続の参入者との間に競争上の公平性が担保できないからだという（岡田・田頭 2009, 20 頁）。

これは、日本の東京電力の試みのように、参入意欲のある複数の事業者を集めて入札を実施し、投資費用を分担させることである程度解消できるが、それでも、その時点では判明していなかったが、入札の実施以降に参入してくる事業者との間での競争環境の公平性を担保することは、依然として困難である。こうした問題を解消しようとするれば結局、Shallow 方式、

表6 各国における系統増強費用の負担方式

国／地域	費用負担方式	費用負担者		
		電源線と関連設備	系統拡張	系統強化
スペイン	Shallow	G	G	TSO
ドイツ	Shallow	G	G	TSO
デンマーク	Shallow	G	G	TSO
英国	Super-Shallow	TSO	TSO	TSO
テキサス州	Semi-Shallow	G	TO (CREZ)	TSO
メキシコ	Deep	G	G	G
パナマ	Semi-Shallow	G	TSO	TSO
ブラジル	Shallow	G	G	TSO
フィリピン	Semi-Shallow	G	G	TSO
エジプト	Semi-Shallow	G	TSO	TSO

〔出所〕 Madrigal and Stoft (2012), p. 18, Table 2.1.

〔注〕 G：発電事業者，TO：系統保有者，ITSO：系統運用者

Semi-Shallow 方式、あるいは Super-Shallow 方式のいずれかを採用することで、送配電会社がいったん投資費用のより大きな部分を負担し、それを送電料金収入の形で回収することが望ましい。

#### IV-2-2. 電力系統利用に関する送電料金の設定方法

投資費用の負担方式に続いて検討しなければならないのは、電力系統利用に関する送電料金の決定方式である。送配電会社によって負担された投資費用と、系統の運営・維持管理費用は、発電事業者か電力消費者、あるいはその両方に対して請求される。その際にどのような料金設計が行われるかによって、再エネ発電事業者も影響を受けるからである。

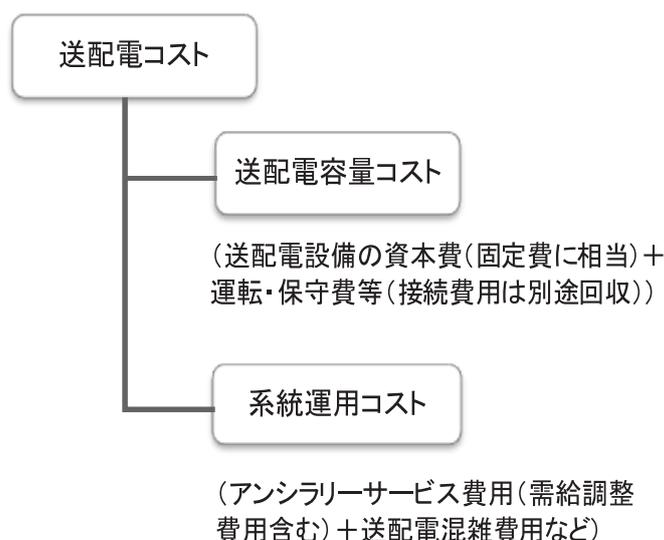
ここで、送配電会社がいったん負担する費用の中身を確認しておきたい。図6に示されているように、「送配電コスト」は2つの内容からなっている。第1は「送電容量コスト」であり、これは送配電設備の投資費用と等しい「資本費」およびその運用・維持管理のための「運転・保守費等」からなる。第2は「系統運用コスト」である。これには、アンシラリーサービス費用

や送電混雑費用などが含まれる。これら費用の総計が「送配電コスト」を構成しており、送配電会社はこの費用を電力系統の利用者に対して請求する送電料金を通じて回収する。したがって、前節で議論した投資費用も、この「送配電コスト」の一部を形成し、送電料金の中に含まれて回収されることになる。

さて、具体的な料金設定のあり方を議論する上で、まず考慮すべき第1点目は、これらの費用を発電事業者と電力消費者のどちらに請求するのか、そして、もし双方に請求する場合は、どのくらいの比率で発電事業者と電力消費者に費用を按分するのか、という点である。送電網サービスは電力需要者の欲求を満たすために提供されるのだから、消費者が費用を全額負担すべきだ、というのがこれまでの伝統的な考え方であった。しかし、発電事業者に費用を請求する方が彼らに費用節約への誘因を与え、設備運用と発電設備投資に関して、より効率的な行動を促すかもしれない。

電力自由化前に、垂直統合型の事業モデルが採用されていた時代には、発電と送電を一体的に計画して需要家に電力サービスを提供していたため、発電・送電費用のすべて消費者に転嫁

図6 送配電会社の費用構成



[出所] 岡田・田頭(2009), 10頁, 図3-1を改変

し、総括原価方式の下で電力料金収入を通じて回収することが当然とされていた。しかし今日、「発送電分離」によって発電部門は送配電部門から切り離された。また、発電事業への参入規制が緩和され、競争環境が創出された。他方で需要家側でも、電力小売りの自由化によって、多数の小売事業者の参入が見込まれている。具体的には、多様な料金メニューの提示、エネルギー管理サービスの提供、高齢者見守りなどの付帯サービスを需要家に提供する新しいビジネスが生まれ、それらをめぐって小売業者間で競争が発生しつつある。

こうして発電側からも、需要（小売事業者）側からも、中立化された電力システムを利用することで利潤創出の機会を得るチャンスが生まれたのである。ここから、小売事業者とともに発電事業者もまた、送配電会社（電力システム）が提供するサービスの受益者だという見方が生まれる。しかも、新しい発電事業プロジェクトは、必ずしも特定の受益者のために計画されるわけではない。したがって、電力システムに関わる投資費用および運営・維持管理費用の一定割合を小売事業者（最終的には電力消費者）だけでなく、発電事業者に対しても請求することに合理的な根拠を見出せるようになった。

これらの費用が、各国で発電側と需要側に対してどのように割り振られているかを示したのが、表7である（「系統費用配分比率」の欄）。

これに加えて他にも、オーストリア（発電側18%、需要側82%）、デンマーク（発電側2-5%、需要側95-98%）、フィンランド（発電側12%、需要側88%）、フランス（発電側2%、需要側98%）、ギリシャ（発電側15%、需要側85%）、アイルランド（発電側20%、需要側80%）、イタリア（発電側8%、需要側92%）、ノルウェー（発電側35%、需要側65%）、スウェーデン（発電側25%、需要側75%）などの事例を挙げることができる。これらを見ればかなりの程度、発電側に費用を配分している事例が、多数存在することが分かる（PJM 2010, p.25, Table 4）。

こうして発電側と需要側での送配電コスト配分比率が、何らかの形で決定されたとしよう。そうすると今度は、その費用を系統利用者に対して、具体的にどのような尺度に基づいて割り振るかを決めなければならない。この点をめぐって、大きく2つの方式がある。第1は「郵便切手方式」、第2は「系統利用に基づく料金設定方式」である。

#### （1）「郵便切手方式」

この方式は、あらゆる系統利用者に対して、系統利用距離の長さにかかわらず、料金を課す方法である。ちょうどこれは、国内便である限り、郵送距離にかかわらず同一料金を課す郵便切手に似ていることから、こう名づけられてい

表7 各国における系統料金設定方式と系統費用配分比率

国／地域	系統料金設定方式	系統費用配分比率（％）	
		発電側	需要側
スペイン	郵便切手方式	0	100
ドイツ	郵便切手方式	0	100
デンマーク	郵便切手方式	2-5	95-98
イギリス	混合方式	27	73
テキサス	混合方式	0	100
メキシコ	混合方式	100	0
パナマ	利用に基づく方式	70	30
ブラジル	利用に基づく方式	100	0
フィリピン	郵便切手方式	50	50

[出所] Madrigal and Stoft (2012), p. 21, Table 2.3.

る。これは実務的には簡便な料金設定方式であり、固定費用を回収するには優れている。しかし、距離に応じた料金設定や電力系統の混雑を反映させるには役立たない。なお一律料金は、「A. 電力消費量／発電量（MWh）に応じた費用配分」となる場合と、「B. ピーク消費あるいはピーク発電に応じた費用配分」（MW）となる場合に区別できる。

#### A. 電力消費量／発電量に応じた費用配分

送配電コストを配分する際の1つの考え方は、電力消費量／発電量（メガワット時消費量／発電量）に応じて費用を割り振ることである。

この方法は送配電会社にとって、総費用をメガワット時で割るだけで単価を算出できるので、必要情報量が少ない点で料金算定の事務負担が小さいというメリットがある。請求される料金は、単価に電力使用量を掛け合わせるだけで算出できるので、利用者も自分の消費量／発電量と結びつけて理解しやすいという利点もある。

しかし、系統利用にともなう便益を正確に反映させた費用配分となっているかという点では問題がある。第1に系統容量の大きさは、系統利用のピーク時に合わせて設計される。したがって、系統利用のピークにその電力消費／発電がどの程度寄与しているのかが、料金設定に反映される必要がある。第2に、系統利用の距離が長いほど、発電事業者／需要家が送配電サービスから得る便益は大きいと考えられる。この点を料金設定に反映させるには、「距離料金」の考え方を組み込まなければならない。

ところが、電力消費量／発電量に応じた費用配分方法では、単純に量に応じた費用配分が行われるため、例えば、系統利用のあり方がピーク時を含めて一定であるような大口の系統利用者の負担が課題になってしまうという問題がある。同様に、この費用配分方法では、発電所に近い地点に立地している需要家が、近距離送電で済んでいるにもかかわらず、遠距離需要家と同じ費用請求を受け、享受する送配電サービスに対して過大な費用請求が行われることになる

という問題もある。

#### B. ピーク消費あるいはピーク発電に応じた費用配分

送配電コストは、系統利用のピークに対する寄与度に応じて費用を配分することができる。電力系統の容量は一般的に、ピーク需要を満たすために設計されるので、この方法は、系統容量というハード面での応益原則の考え方と整合的である。この費用配分方法の場合、小規模需要家であっても、系統利用ピーク時に影響を与える場合には、そのインパクトに応じたより大きな費用が配分される。したがって、上記Aの方法の場合よりもその費用負担は大きくなるであろう。逆に大口需要家であっても、需要が時間を通じて一定しているような系統利用者の場合は、その負担費用がAの場合よりも減少することになる。

この費用配分方法の実施は、実務的にも比較的容易である。なぜなら、総送配電コストをピーク時における系統利用総量で割ることにより、単価を簡単に算出できるからである。もっとも、この方式だけで費用配分を行っている実践例はほとんどなく、補足的な費用配分方式として用いられることが多い。

#### (2) 「利用に基づく料金設定方式」～電力潮流に応じた費用配分

もう1つの方式である「利用に基づく料金設定方式」では、(1)の「郵便切手方式」の下では考慮できない電力系統の利用程度を何らかの尺度で測り、系統利用者が送配電サービスから受ける便益や、その系統利用が引き起こす費用の大きさを費用負担に反映させようとする。具体的には、電力系統利用の「距離」の要素を送電料金の計算上、考慮に入れることになる。

この場合、系統計画を策定する際に用いる「電力潮流モデル」を利用する。電力潮流モデルの計算において、発電所と当該需要家の両方の立地地点を考慮に入れ、両者間の系統利用距離に応じた料金計算を行う。このルールの下では、

利用距離が長ければ長いほど系統利用からより大きな便益を享受したと解釈され、より大きな費用を負担しなければならない。これは、「郵便切手方式」に対して、系統利用者が享受する便益の大きさを「距離」という尺度で評価して費用負担に反映させている点で、「応益原則」をより徹底させた費用負担ルールだと言えよう。

また、系統計画において「混雑」の要素を組み込んで計算することが可能な場合は、「混雑料金」という形でそれを送電料金の設定に反映させることができる。もちろんこの場合、混雑度合いの激しい系統利用者ほど、より大きな便益を享受しているとみなされ、より大きな費用を負担しなければならない。

PJM（2010）は、送電料金の設定に際して、「距離」や「混雑」の要素を組み込み、送配電コストを徹底して「応益原則」の観点から配分するのが望ましいとの視点を貫いている。つまり、(1)の「郵便切手方式」ではなく、(2)の「利用に基づく料金決定方式」が望ましい、ということになる。ただ、この議論が成り立つのは、電力系統サービスのもたらす便益のすべてを、

個別需要家に分割可能な形で帰着させることができる場合のみである。

他方で、再エネがもたらす便益の多くは、単に電力供給サービスに限られない。それは、(1)地球温暖化防止、(2)原発リスクの低減、(3)エネルギー安全保障、(4)将来時点における経済性の獲得という形で、系統利用者に広く一般に帰着し、個別需要家には分割可能な形で帰着させることができない要素を含んでいる。こうした場合には、「距離」や「混雑」とは関係なく、すべての需要家に一律に費用を配分する「郵便切手方式」が望ましいということになる。

PJM（2010）もまた、こうした場合がありうることを認めている<sup>8)</sup>。彼らの用語法でいえば、料金設定方式の考え方には、「受益者負担の徹底」と「系統費用の社会化」の2つの軸が存在する。基本は前者だが、その便益が広く一般に帰着する場合や、公共政策上の目標を達成する必要がある場合には、系統費用を「社会化（socialize）」すること、つまり、需要家すべてに広く薄く費用を配分することが正当化される。

## V. むすび

### V-1. 投資費用の費用負担ルール

以上の議論を受け、再エネ電源の大量導入に向けて、どのような費用負担ルールを形成すべきかを論じることで、本稿の結論としたい。

費用負担ルールを考える上でまず考慮すべきは、「系統増強の投資費用に関する費用負担ルール」と、「電力系統利用に関する送配電コストに関する費用負担ルール」を区別することである。前者はストック費用であり、系統増強に関する1回限りの投資費用が対象となる。これに対して、後者は毎年発生するフロー費用であり、

投資費用を償還期限にわたって回収する「資本費」を含め、系統の運用・維持管理に関するあらゆる費用を含む。

系統増強のための投資費用が膨らめば膨らむほど、後年度の資本費がそれに応じて増大し、結果として送配電コストを引き上げることになる。II-3節で、効率的な電力系統増強投資のあり方について議論したのは、投資費用を抑えなければ、資本費の増加を通じて後年度の送配電コストにそれが跳ね返り、系統利用者の負担増を引き起こすからである。

8) PJM (2010), pp. 18-19.

以上のように投資費用と送配電コストの連関を押さえた上で、その費用負担ルールが再エネなどの分散型電源の大量導入にとって、どのような意味をもつかを考察しよう。第1段階は、投資費用を、再エネ発電事業者と送配電会社でどのように分担して負担すべきかという問題である。これについては、4つの費用負担方式を区分できることを確認した。日本で採用されている投資費用の負担ルールは、発電事業者にとって最も負担の重いDeep方式に相当し、再エネに対してきわめて抑制的な効果をもつこともまた確認した。ところが表6でも確認したように、Deep方式を採用している国はほとんど存在しておらず、むしろShallow方式や、Semi-Shallow方式が大勢を占めている（場合によってはイギリスのように、Super-Shallow方式を採用している国すらある）。

これは第1に、各国政府が、再エネの大量導入に関する政策目標を掲げているため、その実現を容易にする費用負担ルールが採用されているからだといえる。また第2に、再エネがもたらす普遍的な便益が、その投資費用を電力システム利用者間で広く薄く分担する費用負担方式の採用を正当化しているといえる。その便益とは前述のように、(1)温室効果ガス排出の抑制がもたらす便益、(2)原発事故や放射性廃棄物管理といったリスクから再エネは免れているという便益、(3)国産のエネルギー源を活用することから、エネルギー安全保障に資することによる便益、そして将来的には、(4)費用が既存電源よりも安価になることで、どの電源よりも高い経済性を獲得し、ひいては国民負担を抑制できるという便益である、これら4つの便益は、再エネ発電事業者だけでなく、広く電力システム利用者一般にも帰着すると考えられる。そのため、システム利用者すべてで投資費用を分担して負担することには、十分合理的な根拠があるといえる。

さらにこれに加えて、競争政策上の理由もある。第1に、Deep方式など再エネ発電事業者に重い投資負担を課す費用負担ルールは、再エネ発電事業への新規参入が妨げられ、発電部門における競争促進が進まないという問題がある。さらに第2に、先発の新規参入者が重い投資費用を負担してシステムを整備した後に、後発の新規参入者がそれにフリーライド(「ただ乗り」)すると、前者が後者に対して競争上不利になるという問題も生じる。そこで、両者の間で競争条件を均等化するには、投資実行時点における先発新規参入者の費用負担を抑え、送電料金を通じて後発新規参入者にも費用負担をさせることが望ましい<sup>9)</sup>。そのためには、より大きな費用負担割合を、送配電会社に割り当てることが望ましい。

## V-2. 送配電コストの費用負担ルール

次に問題となるのが、送配電コストである。仮に、投資費用のより大きな割合を送配電会社に割り当てたとしても、今度はそれが「資本費」に含まれて電力システム利用者に送電料金として請求されるため、送電料金の設定いかんでは、再エネ発電事業に少なからぬ影響を与える。したがって送配電コストの費用負担ルールのあり方は、再エネの普及促進にとって重要である。

送配電コストの費用負担は、以下のいくつかのステップに分けて考えることができる。

- (1) 発電側／需要側の負担比率の決定
- (2) 郵便切手方式／利用に基づく料金設定方式の選択
- (3) 「郵便切手方式」の場合
  - A. 電力消費量／発電量に応じた費用配分
  - B. ピーク消費あるいはピーク発電に応じた費用配分

第1ステップは、(1)の発電側／需要側の負担比率の決定である。かつてはほぼ送配電コス

9) もちろん、この問題に対して投資費用負担の調整で対応する方法もありうる。イギリスでは、後発新規参入者が、先発新規参入者の費用負担で整備したシステムに接続して利用することができる場合、先発新規参入者は、負担した費用の払い戻しを受けることができるという(岡田・田頭 2009, p. 21)。

トの100%が需要側、つまり電力消費者に割り振られていたが、電力自由化後は発電側にも一定の比率で送配電コストを配分することが、むしろ通例になってきている。発電側に割り振られる費用割合が大きければ大きいほど、いったん送配電会社が負担した投資費用の一部は結局、送電料金の形で発電事業者が負担することになる。

この比率が決定されれば、今度はその下で、具体的な料金設定方式のあり方が問題となる。そこで第2ステップとして、「郵便切手方式」と「利用に基づく料金設定方式」の選択が次の問題となる。「郵便切手方式」は、「距離」や「混雑」に関係なく料金設定を行うのに対し、「利用に基づく料金設定方式」では、それらを反映した料金設定を行う。

電力供給サービスの対価という観点だけからみれば、送電料金の設定は「受益者負担の徹底」という観点から、「利用に基づく料金設定方式」が望ましい。しかし、再エネがもたらす一般的な便益を考慮すると、「系統費用の社会化」という観点から「郵便切手方式」が望ましい。世界銀行による研究もまた、再エネ電源が本質的に電力需要地から遠く隔たった場所に立地せざるをえない特性を持つ以上、電力料金設定に「距離」の要素を持ち込むことは、火力などの既存電源に対して再エネを競争上不利な立場に追い込みかねないと指摘している。その上で、「郵便切手方式」の採用が望ましいとの考え方を示している（Madrigal and Stoff 2012, pp. 19-20）。実際、表7の示すところによれば、電力自由化を進めつつ再エネの大量導入に成功しているドイツ、デンマーク、スペインは、「郵便切手方式」を採用していることが分かる（しかも、そのうちスペインとドイツは、送配電コストの分担をそもそも発電側に割り当てていないため、再エネ発電事業者の負担は極めて抑制されているといえる）。

以上の知見に基づいて日本の今後の費用負担ルールのあり方について提言するならば、次のようになる。

第1に、電力システムのあり方を「集中型」から「分散型」へと移行させるために、費用効率的な方法で積極的に「分散型電力システム」を支える電力システムへの投資を進めるべきである。つまり、電力インフラの造り替えが必要になる。

第2に、その投資費用については、「原因者」や「受益者」を狭く限定して、再エネ発電事業者に過大な負担を負わせるべきではない。発電事業者と送配電会社間での投資費用の分担を検討する際には、できる限り大きな費用割合を送配電会社がいったん負い、それを最終的に系統利用者間で広く薄く分担して負担する形にするのが望ましい。したがって、Deep方式に立脚する日本の現行の投資費用負担ルールは大幅に見直しが必要となる。具体的には、Shallow方式、Semi-Shallow方式、あるいはSuper-Shallow方式の採用を検討すべきである。

第3に、電力自由化（「電力システム改革」）後の送電料金についても検討が必要である。送配電コストを発電側と需要側で分担する国が増えているが、他方で、再エネ促進で実績を上げているドイツ、スペイン、そしてアメリカのテキサス州は、現在もなお需要側に送配電コストのすべてを割り振っている。おそらく、そのことが再エネ発電事業者の負担を抑制しているからだと考えられる。そして、発電側に送配電コストを割り振る場合には、「利用に基づく料金設定方式」ではなく、「郵便切手方式」を採用することが望ましい。日本でも、電力システム改革の第3段階において発送電分離が行われ、送配電部門は中立化される。また、送配電部門のみは、電力システム改革後も独占が認められ、その代償として送電料金の設定には公的規制が存続するはずである。その際には、再エネのもたらす一般的な便益、そしてその特性を踏まえ、「系統費用の社会化」を基軸とする料金設定の考え方を大幅に取り入れるべきであろう。

## 参 考 文 献

- 岡田健司・田頭直人 (2009), 「欧州での再生可能エネルギー発電設備の系統接続等にもなう費用負担の動向」(調査報告 Y08019) 電力中央研究所.
- 地域間連携線等の強化に関するマスタープラン研究会 (2012) 『中間報告書』.
- 電力系統利用協議会〔ESCJ〕(2014), 『電力系統利用協議会ルール』.
- Büchner, J. et al. (2014), *Moderne Verteilnetze für Deutschland*, Forschungsprojekt Nr. 44/12, Studie im Auftrag des Bundesministerium für Wirtschaft and Energie.
- Jahn, A. (2014), *Netzentgelte in Deutschland: Herausforderungen und Handlungsoptionen*, Agora Energiewende.
- Kassakian, J.G. et al. (2011), *The Future of the Electric Grid: an Interdisciplinary MIT Study*, Massachusetts Institute of Technology.
- Madrigal, M. and S. Stoft (2012), *Transmission Expansion for Renewable Energy Scale-Up: Emerging Lessons and Recommendations*, The World Bank.
- PJM (2010), *A Survey of Transmission Cost Allocation: Issues, Methods and Practices*.
- Schulte, D. (2012), *Szenarien für eine langfristige Netzentwicklung: Schlussbericht*, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, P3 Energy and Storage GmbH.
- Scott, N.C. (2007), *European Practices with Grid Connection, Reinforcement, Constraint and Charging of Renewable Energy Projects*, Xero Energy, Rep 1008/001/001C.
- Waldmann, L. (2013a), *Stromverteilnetze für Energiewende Empfehlungen des Stakeholder - Dialogs: Verteilnetze für die Bundesrepublik Deutschland - Schlussbericht*, Agora Energiewende.
- Waldmann, L. (2013b), *Ein robustes Stromnetz für die Zukunft: Methodenvorschlag zur Planung-Kurzfassung einer Studie von BET Aachen*, Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH.