

地産地消による再生可能エネルギーの主力電源化を —コストを反映した電気料金による需要家行動の変容が鍵—

調査部 副主任研究員 成瀬 道紀

目 次

1. はじめに
2. わが国の再生可能エネルギー導入とDRの状況
 - (1) 再生可能エネルギーの導入状況
 - (2) DRの利用状況
3. わが国における電力の地産地消の有効性
 - (1) 過疎化による送電網維持負担の増加
 - (2) 地域独占体制による連系線への過小投資
 - (3) 大規模集中型再エネの適地不足
 - (4) 標準規格ECHONET Liteの存在
4. 電力の地産地消の先行事例と示唆
 - (1) 先行事例
 - (2) 先行事例からの示唆
5. 地産地消型脱炭素社会の実現のために
 - (1) カーボンプライシングの導入
 - (2) ダイナミックプライシングの浸透
 - (3) コストに見合った託送料金の設定
6. 脱炭素以外のメリットの追求
 - (1) 地域活性化
 - (2) スマートホームの実現
 - (3) 電力データの活用
7. おわりに

要 約

1. 政府は2050年までにカーボンニュートラルを実現するという野心的な目標を掲げた。これを実現するには、再生可能エネルギー（以下、再エネ）の主力電源化が求められる。再エネが主力の電力システムは、①蓄電池への投資やデマンドレスポンス（DR、需要側による電力使用量の調整）など需給調整のコスト、および②新たな発電所から需要地までの送電網の投資コスト、が追加的に生じる。このため、たとえ再エネの発電コストは低下しても、火力発電を中心とした現行の電力システムと比べてコスト全体の増加が見込まれる。こうしたコストを可能な限り抑制し、コストを上回るメリットを追求することが求められる。
2. わが国の発電量に占める再エネの比率は2割弱と、欧州に後れを取っている。欧州では偏西風を活用した風力発電がけん引役であるのに対し、わが国では太陽光発電が再エネ拡大をけん引してきた。太陽光発電では昼間に電力が余剰となる事象が頻発しており、需給調整力の強化がわが国では喫緊の課題となっている。こうしたなか、大口需要家はDRの活用を進めつつある一方、住宅などの小口需要家の間では、電気料金が従量制でインセンティブが乏しいことなどからDRはほとんど浸透していない。
3. 火力発電を中心とした従来の電力システムは大規模集中型といえるが、以下の4点を踏まえると、再エネ主力電源化に向けて、わが国では地産地消型の電力システムに転換した方が効率的と考えられる。
 - 一つ目は、送電網維持負担の増加である。多くの地域で過疎化が進み送電網を維持する費用対効果の悪化が見込まれるなか、地産地消を進めれば送電網維持のコストを軽減できる。
 - 二つ目は、地域独占体制による連系線への過小投資である。わが国では大手電力会社の管轄エリア内で送電網が整備され、地域間を繋ぐ連系線への投資が必要最小限にとどめられてきた。洋上風力など大規模集中型の再エネを主力とする場合、北海道などの供給地から東京などの大消費地を繋ぐ新たな送電網の整備に多額の投資が必要となる。
 - 三つ目は、大規模集中型の再エネの適地不足である。風況に恵まれないわが国では、洋上風力は他の再エネと比べてコストが高い。さらに、遠浅の海岸が少ないため、着床式の洋上風力を設置可能な場所が限られる。メガソーラーも、平地面積が少ないため追加的な導入余地が限られる。
 - 四つ目は、家電IoTの標準規格であるECHONET Liteの存在である。地産地消型の再エネを推進するには、住宅などの小口需要家のDRへの参加が不可欠であるが、そのために必要な、家電を一括制御できる標準規格をわが国では開発済みである。異なるメーカーの家電の一元的な制御ができる標準規格は国際的にも類を見ない。
4. 電力の地産地消の具体的な姿や推進策を検討するうえで、先行地域の取り組みが参考になる。低層住宅を中心としたスマートシティである藤沢SSTでは、全戸に太陽光発電設備や家庭用蓄電池を設置し、各戸で電力を自家消費できる体制を整えている。中高層ビルからなる柏の葉スマートシティでは、ビルの屋上などに太陽光発電設備を設置したほか、共用の大型蓄電池や自営線を使ってエリア内の需

要家間で需給調整している。豊かな自然環境に恵まれた長野県飯田市では、住宅用太陽光発電に加え、メガソーラー、中小水力、バイオマスなど様々な再エネを導入し電力の地産地消に取り組んでいる。

5. こうした事例から、以下の課題が浮かび上がる。まず、分散型電源の設置に関して、である。平地面積が限られるなか、屋根を有効活用できる住宅用太陽光発電は最有力の分散型電源であるが、全国的に導入を進めるには何らかの仕掛けが必要となる。次に、地域内での需給調整に関して、である。現在の制度では、地域内の需要家間による需給調整で経済的メリットを得るには自営線の設置が必要である。地産地消を全国的に推進するには、地域内での需給調整に既存の配電網を活用できるようにする必要がある。
6. 地産地消型再エネを主力とした電力システムでは、発電設備の設置やDRの実施など需要家の役割が格段に大きくなる。需要家にこうした行動変容を促すには、電気料金にコストを反映させ、市場メカニズムを最大限活用することが有効である。具体的には以下の3点が求められる。
 - 一つ目は、炭素税などカーボンプライシングの導入である。炭素税の導入により電気料金が上昇すれば、太陽光発電設備などの設置による自家消費が需要家にとって経済合理的となる。
 - 二つ目は、ダイナミックプライシングの普及である。電気料金が需給状況に応じて変動することで、需要家がDRによるメリットを得られる。ダイナミックプライシングの普及には、電気料金のインデックスとなる卸売市場の成熟化が不可欠である。
 - 三つ目は、託送料金の改革である。現状、送配電にかかる費用である託送料金は託送の距離などにかかわらず一定であるため、近隣で需給調整するインセンティブを阻害している。託送料金を距離など実際のコストを反映した価格にすべきである。
7. 地産地消型の再エネ主力電源化推進の最大の目的は、効率的にカーボンニュートラルを実現することだが、同時に脱炭素以外のメリットも追求していくことが期待される。具体的には、①発電設備の設置や保守管理など地域の雇用創出・地域活性化、②家電の一元管理によるスマートホームの実現、③商圏分析や広告など他分野への電力データの活用などが挙げられる。

1. はじめに

わが国政府は、2050年までにカーボンニュートラルを実現するという野心的な目標を掲げた。これには、ガスやガソリンなどの化石燃料の電気への置き換えを徹底的に進めたうえで、電源構成については、現在全体の約4分の3を占める火力発電を順次縮小・廃止（注1）し、脱炭素電源に置き換える必要がある。東日本大震災以降、稼働が著しく低下している原子力発電所の再稼働を一定程度進めるにしても（注2）、原発の大幅な増設を世論が容認する状況にはない。そのなかでカーボンニュートラルを実現するには、再生可能エネルギー（以下、再エネ）の主力電源化が求められる。

再エネの主力電源化に向けた最大の課題はコストの高さである。近年、技術革新や大量生産により太陽光発電など一部の再エネの発電コストは火力発電並みに低下しつつある。もっとも、再エネを主力電源化するためには、発電コストに加えて以下の二つのコストが追加的に生じるため（注3）、トータルのコストは現行の火力発電を中心とした電力システムを大きく上回ると想定される。

一つ目は、電力の需給調整のコストである。電力は常に需要と供給を一致させる必要がある。従来のように火力発電が主力であれば、需要に合わせて供給側の火力発電所で発電量を調整すれば良かった。一方、再エネによる発電は天候などの自然条件に左右されやすく出力の調整が困難であるため、余剰の電力を蓄電池などに蓄えておき、発電量が不足した際に放電するなどの対応が必要となる。蓄電池は高価なため、コストを抑えて需給調整するには、EMS（Energy Management System、注4）などのデジタル技術を活用しつつ、これまで十分活用されてこなかったデマンドレスポンス（DR、注5）と呼ばれる需要側での調整を可能な限り実施することが求められる。

二つ目は、送電網整備のコストである。現状、火力発電所などから需要地まで送電網が整備されているが、一般的に再エネの適地は既存の発電所の立地と異なるため、需要地まで新たな送電網の敷設が必要となる。とくに再エネの適地は北海道や九州に多い一方、電力需要は首都圏や関西圏などで多く、これらの地域間を繋ぐには巨額の投資が必要となる。ただし、地産地消型の再エネを使えば新たな送電網への投資を抑えられる。

再エネの主力電源化に当たっては、こうしたコストを可能な限り抑制したうえで、コストを上回るメリットの実現が求められる。そのためには、いかなる電力システムを目指し、いかにして実現するか。本稿はそれを考える。まず、目指すべき電力システムはどのようなものか。現在の電力システムは「大規模集中型」といえるが、再エネを主力電源化するのであれば送電網への投資が抑えられる「地産地消型」の方が効率的ではないか。火力発電では発電所の規模が大きいくほど効率が良くなるが（注6）、再エネにおいては必ずしも当てはまらない。漫然と従来の「大規模集中型」を踏襲するのではなく、コスト面を中心に総合的な検討がなされて然るべきである。

次に、目指すべき電力システムを実現する手段は何か。再エネでは需要家による発電設備の設置やDRの実施など、電力システムにおける需要家の役割が従来と比べて格段に大きくなる。とりわけ、地産地消型ではなおさらである。しかし、2021年10月に閣議決定された第6次エネルギー基本計画などをみても小粒な施策が目立ち、政府は需要家へ行動変容を促す抜本的な施策を示せていない。

本稿の構成は以下の通りである。まず第2章でわが国の足元の再エネの導入とDRの利用状況など基礎的な情報を整理し、第3章で欧州との環境の違いを踏まえつつ、わが国では地産地消の推進が効率的

であることを示す。第4章では、先行して地産地消を進めている地域の事例と課題を整理したうえで、続く第5章で全国的に地産地消を推進するために求められる施策を提言する。第6章では再エネの主力電源化や地産地消を進めるなかで、同時に追求すべき脱炭素以外のメリットを示す。

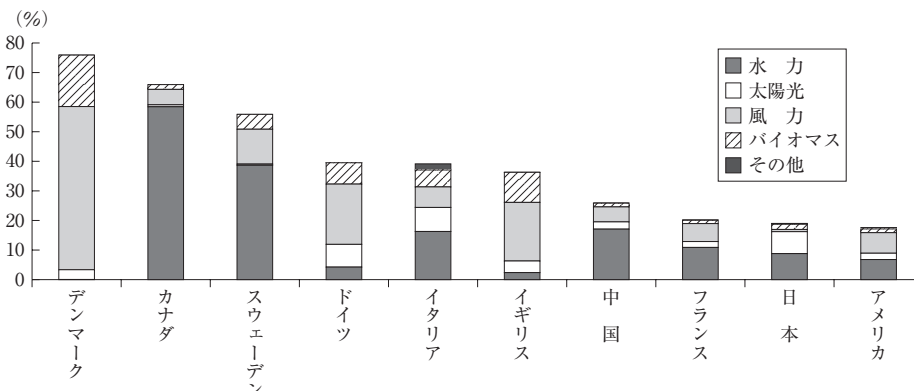
- (注1) CCS(二酸化炭素回収・貯留)、CCUS(二酸化炭素回収・有効利用・貯留)など二酸化炭素の貯留と組み合わせる火力発電を残すという考えもある。しかし、貯留技術が確立していないほか、貯留地の確保も難しく、火力発電を大幅に減らさなければならぬことには変わりはない。
- (注2) わが国の発電量に占める原子力発電の比率は、2010年度の25.1%から2014年度には0.0%に低下した。その後徐々に再稼働が進んでいるものの、2019年度時点で6.2%と東日本大震災前を大幅に下回る水準にとどまる。
- (注3) 個々の電源の発電コストとは別に必要となる、電源を電力システムに受け入れるためのコストを「統合コスト」と呼ぶことがある。ただし、統合コストの具体的な範囲・内容は使われる場面によりばらつきがみられる。
- (注4) 電気、ガス、熱などのエネルギーの見える化や省エネのための設備の最適運用などを実現するシステム。
- (注5) DRは、近年みられるようになった市場取引を通じて需要を調整する仕組みに限定した使い方をされる場合もあるが、本稿では需要側による電力使用量の調整を広くDRと呼ぶこととする。
- (注6) 一般的に熱機関は大型化するほど効率が上がる。その主因は、体積(出力と比例)に対する表面積(熱損失と比例)の比率が、大型化するほど小さくなるためである。金子[2014]など。

2. わが国の再生可能エネルギー導入とDRの状況

(1) 再生可能エネルギーの導入状況

IEA(国際エネルギー機関)によれば、わが国の発電量に占める再エネの比率は2019年時点で19.0%と、国際的にみて低い(図表1)。一般的に、再エネの発電ポテンシャルは面積と比例する一方、電力需要は人口と比例するため、再エネ利用の拡大は人口密度の低い国が有利である。人口密度が高いわが国はやや不利な立場にあるが、それを勘案しても、ドイツやイギリスとの大きな乖離は説明しきれず、取り組みが遅れていると判断できよう(注7)。

(図表1) 発電量に占める再生可能エネルギーの比率(2019年)



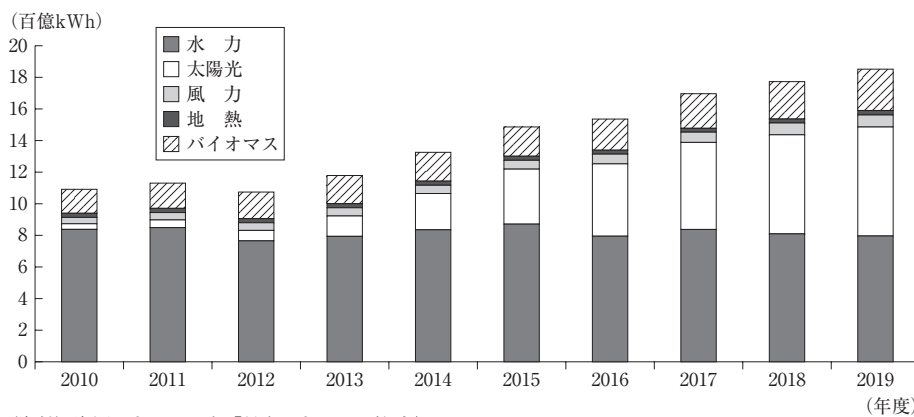
(資料) IEA「Data and statistics」より日本総合研究所作成
 (注1) その他は、地熱と潮力。
 (注2) 中国は2018年。

再エネの内訳は、各国の環境によって大きく異なる。人口の割に国土が広く急峻な山脈が多いスウェーデンやカナダでは、水力発電の比率が高い。一方、デンマークやイギリス、ドイツなどを中心にヨーロッパの多くの国々では、年間を通して偏西風を活用できることから風力発電の比率が高くなっている。

なお、再エネのなかでも太陽光発電と風力発電は出力が自然条件に大きく左右され、この二つはとくに変動性再生可能エネルギー（VRE）とも呼ばれる。VREの比率が高いほど、蓄電池やDRの必要性がより大きくなる。

わが国の発電量における再エネの推移をみると、水力発電と太陽光発電が二本柱となっているが、2010年代入り後に拡大してきたのは専ら太陽光発電である（図表2）。わが国では、明治以降積極的に水力発電の開発に取り組み、電力需要が現在に比べて小さかった1900年代から1950年代頃にかけては、「水主火従」といわれたように水力発電が主力であった。こうした歴史のなかで大規模水力発電の適地はおおむね開発されており、さらに大幅に増設することは容易ではなく、近年水力発電の比率は横這いとどまっている。

（図表2）わが国の再生可能エネルギー発電量



一方、太陽光発電に関しては、1973年の第一次石油危機を受けて策定された「サンシャイン計画」（注8）などを追い風に、わが国企業が世界的に技術開発をリードしてきたものの、コストが高かったことからしばらくは部分的な導入にとどまっていた。局面を大きく変えたのは、東日本大震災後の2012年7月に民主党政権が創設した再生可能エネルギー固定価格買取制度（FIT）である。FITでは、太陽光発電による電力を電力会社が20年間固定価格（制度創設時の買取価格は42円/kWh）で買い取ることとされ、発電事業者の採算が十分に確保されるようになり、メガソーラーを中心に太陽光発電の導入が急拡大した（注9）。風力発電や地熱発電など太陽光発電以外の再エネもFITの対象であるが、これらの電源は開発に時間がかかることもあり、太陽光発電ほど伸びていない。

先行きも再エネの拡大は、当面は短期間で設置できる太陽光発電に大きく依存せざるを得ないとみられる。実際、第6次エネルギー基本計画においても、2030年の発電量に占める再エネの比率を36～38%に引き上げることを目指すとしているが、その多くを引き続き太陽光発電の拡大に頼る構図となっている（図表3）。政府としても2030年より後は具体的な見通しが立っておらず、2050年の電源構成は参考値として示されているにとどまるが、カーボンニュートラル実現に向けて洋上風力の大幅な増強などが検討されている（注10）。いずれにしても、VREである太陽光発電と風力発電が再エネの主力となると見込まれる。

(図表3) エネルギー基本計画における電源構成

(%)

	2019年度 実績	2030年 計画	2050年 参考値
太陽光	6.7	14~16	
風力	0.7	5	
地熱	0.3	1	
水力	7.8	11	
バイオマス	2.6	5	
再生可能エネルギー	18.1	36~38	50~60
火力	75.7	41	30~40
原子力	6.2	20~22	
水素・アンモニア	0.0	1	10
合計	100.0	100	100

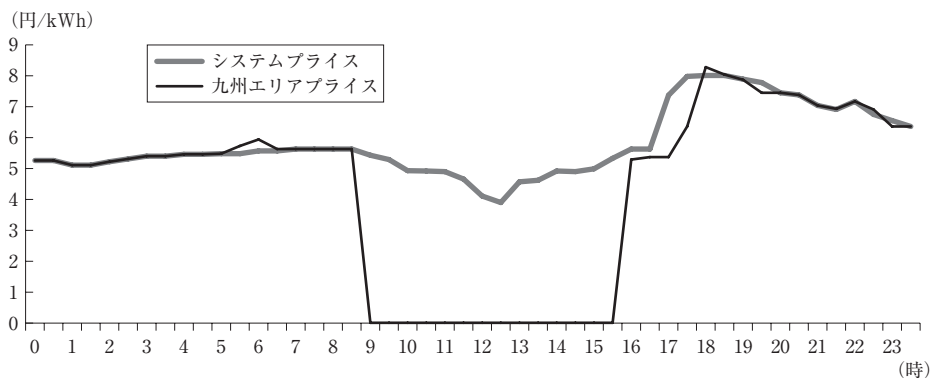
(資料) 資源エネルギー庁「総合エネルギー統計」、「エネルギー基本計画」、「2050年カーボンニュートラルの実現に向けた検討」より日本総合研究所作成

(2) DRの利用状況

前述の通り、太陽光発電や風力発電の比率が高まると、蓄電池やDRなどによる需給調整の必要性が高まる。わが国でも太陽光発電の比率が大きい九州などでは、すでに晴れの日の昼間に太陽光で発電した電力を使いきれない事態がしばしば生じている。実際、9時から15時頃にかけて九州エリアの電力卸売価格が最低価格の0.01円/kWhに張り付く事象が観察される(図表4)。このように電力が余剰となる状態では、太陽光発電事業者などに出力制御がかけられ、その間発電設備の能力が無駄になってしまう。これ以上太陽光発電設備の導入量を増やしても、余剰の電力を蓄電するか発電ピーク時に需要をシフトさせるなどの対応をしない限り、出力制御による稼働率の低下が一層進む事態となる。蓄電池は、例えば家庭用で200万円程度かかるなど高価であるため、コストを抑えて需給調整をするには最大限のDRの活用が求められる。全国的にも、今後太陽光発電が拡大するなかでDRの必要性が高まると考えられる。

太陽光発電の普及以前から、大工場などの大口需要家向けにDRの枠組みはあった。もっとも、従来のDRの目的は、供給側の変動への対応というよりも需要側のピークカット、つまり需要の平準化が主

(図表4) システムプライスと九州エリアプライス (2021年4月5日)



(資料) 日本卸電力取引所「スポット市場取引結果」

(注) システムプライスとは、日本全国の売り手と買い手の入札情報を合成し、需給が一致する点の価格。実際には、エリア間で送電できる容量には限りがあるため、地域間で需給状況に偏りが生じると、各エリアの価格はシステムプライスと乖離する。

であった。火力発電所では供給側で発電量を調整できるといっても、ごく短期間の電力需要のピーク時だけのために普段稼働しない発電所を用意しておくのは非効率である（注11）。このため、需要側のピークを下げることで需給バランスの一致を図ったのである。

DRは、電気料金型とインセンティブ型の2種類に大別される。電気料金型DRとは、料金を需給逼迫時に高く、余裕がある時に低く設定することで、需給逼迫時の需要を抑制するものである。従来は経済活動が活発になる平日昼間に需給が逼迫していたため、多くの電力会社で時間帯別の電気料金では夜間や休日の電気料金を割安に設定している。このため、電炉など売上原価に占める電気料金の比率が高い業種の企業を中心に、工場の操業を夜間や休日にシフトして割安な電気料金で生産するなど、平日昼間の電力需要のピークカットに貢献してきた。

インセンティブ型DRとは、電力会社などからの要請に基づき需要を調整したときに需要家が対価として報酬を受け取るものである。電力会社は従来から、緊急時の需要抑制に協力した場合に報酬を支払う契約（随時調整契約）を一部の大口需要家と相対で結んでいた。ただし、あくまで緊急時用の契約であり、発動頻度は少なかった。近年は、太陽光発電の拡大などに伴い、供給の変動に合わせて需要側を柔軟に調整する必要性が高まっていることから、ネガワット取引市場（注12、2016年3月）、容量市場（注13、2020年3月）、需給調整市場（注14、2021年4月）が相次ぎ創設されるなど、市場を活用して柔軟に需給調整ができるよう制度面の整備が進んでいる。大口需要家は、投資家や取引先などから脱炭素への取り組みを求められているほか、FEMS（注15）やBEMS（注16）がすでに普及しているため、こうした市場を活用しつつ今後一定程度DRの活用を強化していくことが期待される。

一方、住宅などの小口需要家は、現状では電気料金型とインセンティブ型のいずれのDRもほとんど利用していない。低圧（注17）電力の小売自由化が2016年4月と特別高圧（2000年3月）や高圧（2004年4月・2005年4月）に比べて遅かったため、従来の規制料金である従量制をそのまま適用している需要家がほとんどである。そもそも、現在進められているスマートメーターの設置以前は、アナログ式のメーターで検針員が月に1回検針する形式であったため、時間帯別の電力消費量を把握することすらできなかった。また、小口需要家は1件当たりのDRの効果が小さいため、わざわざ個別に交渉して契約を結びインセンティブ型DRを実施しても、費用対効果が悪かったと考えられる。

（注7）なお、フランス、アメリカはわが国と同程度の水準であるが、フランスは原子力発電が主力であり、アメリカはトランプ政権下で脱炭素への取り組みが消極的であった。

（注8）太陽光エネルギーをはじめとした新エネルギーの技術開発計画。1993年にニューサンシャイン計画に統合されるまでの間、14のプロジェクトに予算総額5,322億円が投じられた。

（注9）一般社団法人太陽光発電協会〔2020〕によれば、2019年12月時点で太陽光発電の累積導入量53.3GWのうち10kW以上（主にメガソーラー）が41.8GWで、10kW未満（主に住宅用）が11.5GWとメガソーラーが中心である。一方、2012年度時点では合計6.7GWのうち10kW以上が1.0GW、10kW未満が5.7GWであり、FIT導入以前の太陽光発電は住宅用が中心であったことがうかがえる。

（注10）第36回総合資源エネルギー調査会（2021年1月27日）の資料2「2050年カーボンニュートラルの実現に向けた検討」では、「再エネ5～6割の水準（約7,000億～8,000億kWh）を実現するには、例えば、①太陽光約3,000億kWh、②風力約1,900億kWh、③水力・バイオマス・地熱約1,600億kWhに加え、約500～1,500億kWh程度の追加導入が必要。」としたうえで、「洋上風力産業ビジョンで示した案件形成高位目標の45GWと同量の洋上風力を更に上乗せして導入することができて、約1,300億kWhとなる。」としている。

（注11）ダイヤモンドリスpons推進協議会のホームページには、「一般的に電力システムのコストのうち約10%が、時間割合では1

％に満たないピーク需要のために費やされています」とある。

(注12) 節電による価値を取引するための市場。

(注13) 将来（4年後）の電力供給力を取引する市場。電力広域的運営推進機関が入札で確保。応札は火力発電など供給側がメインであるが、DRによる需要側の応札も可能。

(注14) 電力の需給調整のための市場。五つの商品区分があり、そのうち応動時間が45分と最も長い三次調整力②が2021年4月から取引開始されている。残り四つの商品区分の取引も順次開始される予定。

(注15) Factory Energy Management System（工場のエネルギーマネジメントシステム）。

(注16) Building Energy Management System（ビルのエネルギーマネジメントシステム）。

(注17) 需要家が電力を購入する契約は、低圧、高圧、特別高圧の3種類がある。このうち、低圧は住宅や商店などの小口需要家向けで50kW未満、高圧は企業や中小工場などが対象で50kW以上2,000kW未満、特別高圧は大工場や鉄道会社などの大口需要家向けで2,000kW以上（かつ電圧2万V以上）である。

3. わが国における電力の地産地消の有効性

わが国で再エネ主力電源化を進めるに当たり、大規模集中型と地産地消型という二つの大きな考え方がある。どちらか二者択一を求められるものではなく、現実的にはその中間に落ち着くと考えられるが、将来どちらにより近い電力システムを目指すのかを考えて戦略を立てる必要がある。それによって制度設計や需給調整の運用も異なってくる。

従来の火力発電や原子力発電を中心とした電力システムは、大規模な発電所で発電し需要地まで送電する大規模集中型であったといえる。主力電源を再エネにシフトしても、洋上風力やメガソーラーなどで集中的に発電し大規模集中型を維持するという考え方もある。一方、住宅用太陽光発電をはじめ、できる限り需要地で発電し地産地消型に重点を移していくという考え方もある。

地産地消型の電力システムは、送電網への投資コストや送電ロスが小さいうえ発電時の熱を有効利用できるなどメリットが多い（図表5）。その一方で、小口需要家も含めた多数の主体が発電設備を設置したり、DRに参加したりする必要があるなど、実現に向けて乗り越えなければならない課題も少なくない。わが国全体で需給バランスを一致させれば良いのであれば、大口需要家によるDRを強化していけば一定程度対応できるが、地産地消を進めるとなると、原則として地域ごとに需給バランスの一致を目指すことになり、小口需要家によるDRも不可欠となる。住宅地など大口需要家が存在しない地域もあることに加え、電力は原則低圧から高圧への逆潮を防ぐ必要があり、低圧で生じた余剰電力を特別高圧などの大口需要家が利用することは難しいためである（詳細はコラム参照）。

（図表5）大規模集中型と地産地消型の再生可能エネルギー発電の特徴

	大規模集中型	地産地消型（分散型）
代表的な発電設備	洋上風力、メガソーラーなど	住宅用太陽光発電など
一施設当たりの発電量	大	小
必要な電源数	少ない	多い
発電設備の設置場所	日本全国可	需要地付近に設置
送電設備への投資	負担大	負担小
需給調整	広域で調整	ローカルで調整
DRへの参加者	大口需要家中心	小口需要家も参加する必要
蓄電池への投資	必要	必要
送電ロス	大	小
コジェネ等の熱利用	困難	容易

（資料）日本総合研究所作成

こうしたなか、再エネの普及で先行している欧州では、大規模集中型の電力システムを維持しながら再エネの主力電源化を進めている。偏西風に恵まれる欧州では代表的な大規模集中型再エネである洋上風力が盛んなほか、欧州全体にわたり国境を越えた送電網が網の目のように整備されており（注18）、地域ごとに需給バランスを一致させる必要性は高くない。一方、以下4点で指摘するわが国の環境を踏まえると、欧州に追随するのではなく、地産地消をメインとする電力システムにシフトした方が効率的であると考えられる。

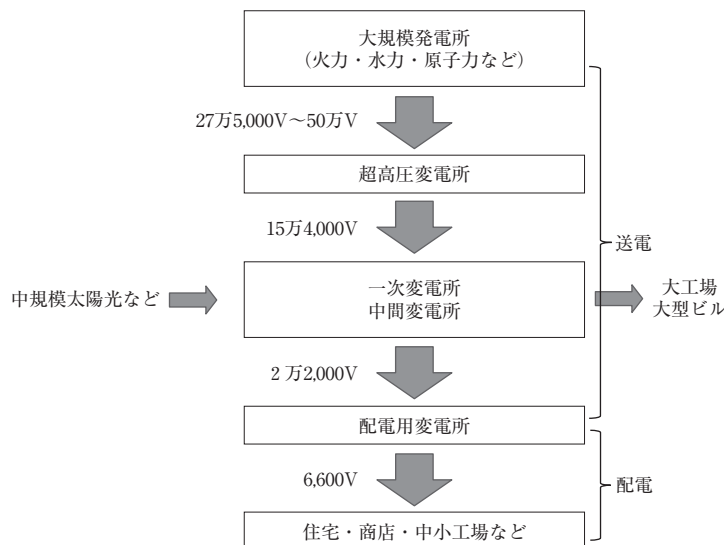
<コラム>送配電の仕組み

電力は電圧が高いほど送電時のロスが小さいため、火力・原子力・水力などの大規模発電所から需要地付近までは高い電圧で送電され、配電用変電所で6,600Vまで電圧が下げられ需要家に届けられる（注19、図表6）。送配電のうち、大規模発電所から配電用変電所までを「送電」、配電用変電所から需要家までを「配電」と呼ぶ。

変電所などの設備は、電流が電圧の高い方から低い方に流れる前提で設計されており、逆流（逆潮）すると設備に大きな負荷がかかるうえ電力のロスも大きくなる。住宅用太陽光発電などの分散型電源では、6,600Vの配電網に繋がれる電源が多いが、配電網のなかで供給が需要を上回ると配電網から送電網への逆潮が生じてしまうため、逆潮を避けるよう配電網のなかで需給調整することが求められる。

大工場などの大口需要家は、配電網を介さず送電網から直接高圧の電力の供給を受けているため、配電網のなかでの需給調整には参加できない。一方、送電網へ直接供給される中規模太陽光発電などで生じた余剰電力は、大口需要家でもDRで有効に活用できる。

（図表6）発電所から需要家までの送配電の経路



（資料）電気事業連合会などより日本総合研究所作成

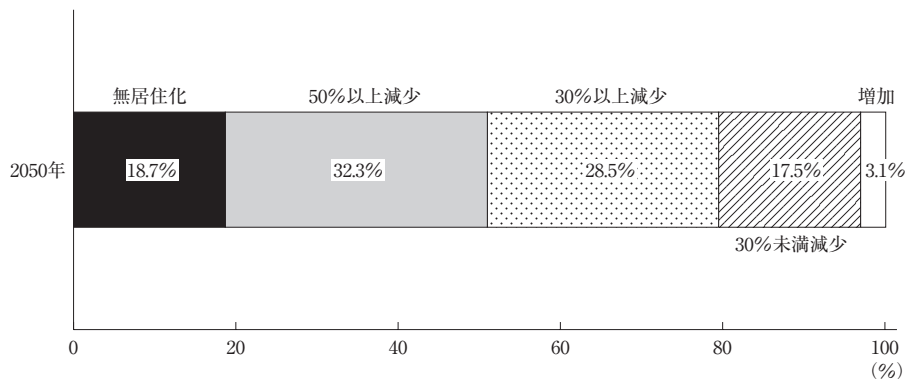
なお、電気料金のうち約3～4割は送配電の費用である「託送料金」が占めている。

(1) 過疎化による送電網維持負担の増加

一つ目は、過疎化が進み送配電網維持の費用対効果が悪化するなか、地産地消を進めれば送電網維持のコストを軽減できることである。わが国の人口は2008年をピークに減少に転じ、2050年には約1億人にまで減少すると見込まれている。人口減少は全国で一様に進むのではなく、都市部では比較的緩やかにとどまる一方、地方では急速に進むとみられる。国土交通省の推計によれば、2050年に全国の居住地域の約半数で人口が2015年対比50%以上減少すると予測されている（図表7）。仮に現状の送電網を今後も維持するとすれば、こうした地域への一人当たりの送電コストは単純計算で2倍以上になる。

さらに、わが国の送電網への投資はバブル期にピークを迎えたあと減少に転じ、2000年以降は低水準に抑えられたため（図表8）、送電網の老朽化が進み今後大量に更新の時期を迎える。各送電網の設備の更新時期が到来した際には、機械的に現状を維持するのではなく、人口減少や電力の地産地消の見通

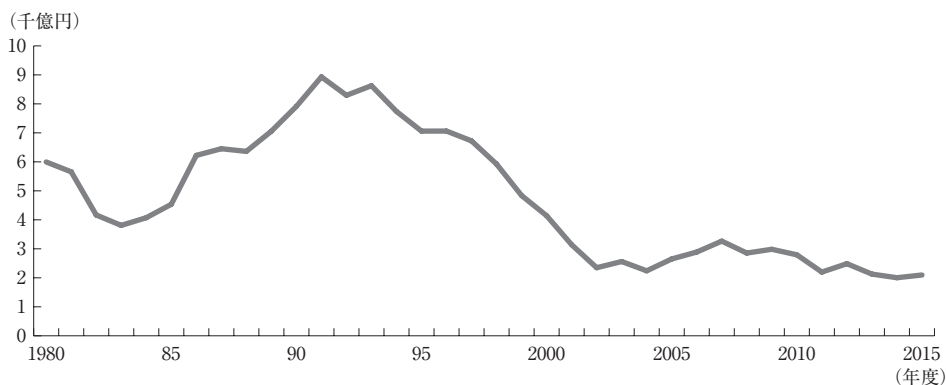
（図表7）2050年の人口増減割合別の地点数（1kmメッシュベース、2015年対比）



（資料）国土交通省「2050年の国土に係る状況変化」

（注）全国の居住地域を1平方kmごとにみて、人口の変化率によって各地点を分類したうえで、地点数を集計したもの。

（図表8）旧東京電力（単体）の流通設備への投資額



（資料）東京電力ホールディングス「数量でみる東京電力」

（注）流通設備とは、送電・変電・配電設備を指す。

しを踏まえ、設備のダウンサイジングや一部地域への送電網の廃止を含めて検討していく必要がある。

過疎地域では、遠方の大規模発電所から電力を送電する費用は一人当たりで考えると高くなる一方で、地域の人口密度が低いため、再エネで電力需要を賄うことは相対的に容易である。こうした地域では全国的な送電網から独立し、電力の完全な地産地消を実現した方が効率的である場合もあるだろう。

(2) 地域独占体制による連系線への過小投資

二つ目は、地産地消を進めれば、新たな大規模再エネ発電所から需要地までの送電網新設のコストを軽減できることである。わが国では、2000年以降徐々に電力の自由化が進んだものの、戦後長らく大手9電力（注20）による地域独占体制が続いたため、各電力会社の管轄エリア内でそれぞれ送配電網の整備を進めてきた歴史的経緯がある。地域間を繋ぐ連系線への投資は必要最小限に抑えられ、現在でも地域を跨いだ電力の融通が可能な量は限られる。第2章で、九州では晴れの日の昼間に電力が余剰になることを紹介したが、連系線の容量が小さいため、大需要地である関西圏などに余剰分のすべてを送電することはできない。

洋上風力やメガソーラーなど大規模な再エネによる発電所の適地は九州や北海道、東北などに集中する一方、電力の消費は首都圏や関西圏に集中している。これらの電力の供給地と需要地を結ぶには、新たな送電網の敷設に多額の投資が必要となる。電力広域的運営推進機関（広域機関）は、洋上風力を45GW導入し再エネの比率を42%に引き上げるケースで、送電網の増強に3.8兆～4.8兆円のコストがかかると試算している（図表9）。この試算はスケールメリットや技術革新によるコスト低下を織り込んでいる一方、漁業補償費や水深等を踏まえたルート変更によるコスト増は考慮しておらず、コストが上振れる懸念もある。

（図表9）洋上風力45GW導入時の送電網増強コスト

増強設備	連系線容量 (GW)	工事費 (億円)
北海道～東京ルート新設（海底ケーブル）	8	14,700～21,900
東北東京間の運用容量対策	—	7,000～8,100
東京地内増強	—	3,800～5,300
九州～中国ルート増強	2.8→5.6	3,600
九州～四国ルート新設	2.8	5,800～6,400
四国～関西ルート増強	1.4→2.8	1,300
中国地内増強	—	1,000
中地域（中部北陸関西）増強	—	500
合計	—	38,000～48,000

（資料）電力広域的運営推進機関「マスタープランに関する議論の中間整理について」

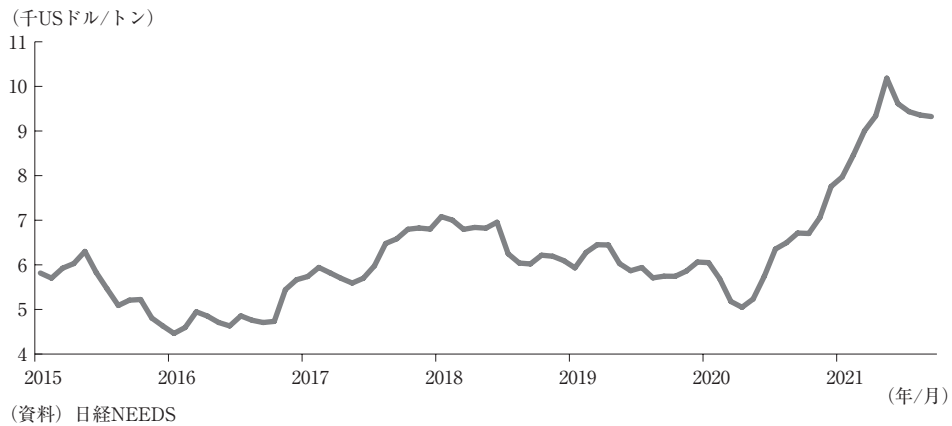
（注1）スケールメリットや技術革新のコスト低減を先取りした単価を採用。

（注2）海底ケーブル工事は漁業補償費や水深等を考慮したルート変更コストを含まない。

（注3）四捨五入により合計が合わない場合がある。

さらに、2020年後半から急速に上昇している銅価格がコスト上振れリスクとなる（図表10）。世界経済の回復が銅価格の押し上げに作用している面もあるが、脱炭素社会の実現に向けて送電線や電気自動車（EV）などで長期的に銅の需要拡大が見込まれる（注21）ためという構造的な要因を指摘する声もある。

(図表10) 銅価格 (LME月間平均値)



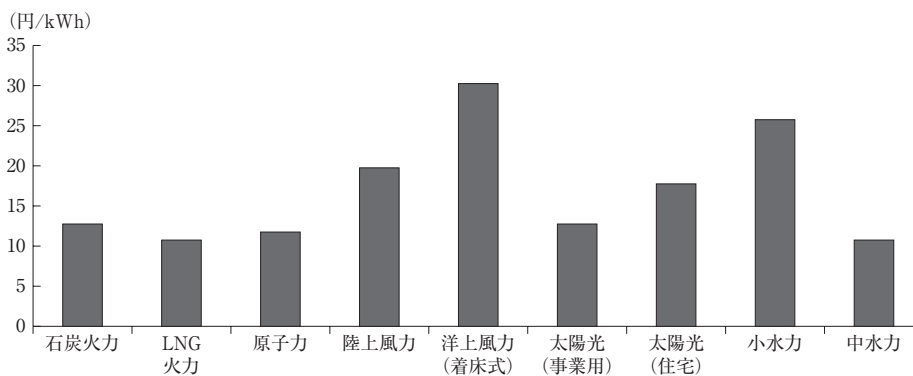
こうした送電網への投資コストを考えると、仮に地産地消型と大規模集中型で発電コストが大きく変わらないのであれば、地産地消の方がトータルのコストは少なくなる。三大都市圏のような人口密集地域など、消費電力を域内の再エネですべて賄うことが困難な地域もあるが、そうした場合でも最大限地産地消型の電源を設置したうえで、域外に頼る電力を抑えた方が送電網への投資コストを抑制することができる。

(3) 大規模集中型再エネの適地不足

三つ目は、洋上風力やメガソーラーなど大規模集中型の再エネの適地が不足していることである。まず洋上風力に関しては、わが国は風況に恵まれず発電効率が低いこともあり、他の再エネ対比コストが高い(図表11)。さらに、わが国は海洋に囲まれているものの、遠浅の海岸が少ないため着床式の洋上風力を導入する余地に限られる。洋上風力を大量に導入するのであれば、建設コストが着床式の2倍程度かかる浮体式に頼らざるを得ない。

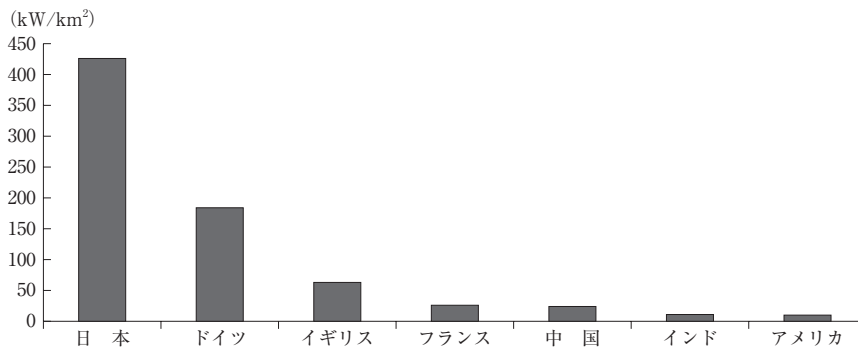
次にメガソーラーは、発電コストが低くこれまで再エネの拡大をけん引してきたものの、平地の少ないわが国では追加で設置可能なスペースが見つかりづらくなりつつある。わが国の平地面積当たりの太

(図表11) わが国における電源別発電コスト (2020年)



(資料) 経済産業省「発電コスト検証に関するこれまでの議論について」より日本総合研究所作成

(図表12) 平地面積当たりの太陽光設備容量 (2018年)



(資料) 資源エネルギー庁「2030年に向けたエネルギー政策の在り方」

太陽光設備容量はドイツを大きく引き離し、世界トップとなっている(図表12)。すでに環境問題や地域住民とのトラブルも散見されるようになっており、今後メガソーラーの大幅な拡大は容易ではない。

(4) 標準規格ECHONET Liteの存在

四つ目は、わが国の家電IoTの標準規格であるECHONET Liteの存在が、電力の地産地消を進めるうえで強みとなることである。前述のように、電力の地産地消を進めるには住宅などの小口需要家のDRへの参加が不可欠となる。その際、電気料金の変動や電力会社などからの依頼に応じて、住人が手動で家電などを操作して電力需要を調整することも可能だが、手間がかかる。コンピュータが自動的に判断したうえで、電子データによる指令で一元的に家電を制御することができれば効率的であるが、そのためには標準化が不可欠である。従来のHEMS(注22)は、電力消費の見える化が中心であったが、近年はECHONET Liteにより、異なるメーカーの家電を一元的に制御しDRを行うことが可能になってきている。

ECHONET Liteは電機メーカーなどを中心に200社超の会員からなる一般社団法人エコーネットコンソーシアムが制定した標準規格である。長年にわたり地道な努力を重ね、家庭内の100種類以上の機器の制御コマンドを定義してきた。家電にはメーカー独自の機能などもあり標準規格があっても他社製品の制御は難易度が高く、想定通りの動作を行わない場合もある。そこで2016年には、HEMSでとくに重要な太陽光発電、エアコン、照明機器、蓄電池、燃料電池、給湯器、スマートメーター、EV用充放電器などの機器に対して、アプリケーションレベルでの使い方をより具体化し相互接続性を一層向上させた仕様であるECHONET Lite AIF認証の制度を設けた。AIF認証では、認証取得に当たり第三者による試験と認証が行われ、確実に制御できる製品が認証される(注23)。

複数のメーカーの広範囲な家電の振る舞いを細かく制御できる標準規格は海外をみても他に例がない(注24)。AIFを含めたECHONET Liteの標準規格の存在は、住宅などの小口需要家がDRを実施するうえでわが国の強みとなる。さらに、2024年度末までに全戸への導入が完了する予定のスマートメーターは、全品にECHONET Lite規格を採用している。その他の機器への採用はメーカーの任意であるが、エアコンではECHONET Lite規格を採用した製品が2020年度に794万台(うちAIF認証430万台)出荷

されるなど、HEMSに重要な機器を中心に採用が広がっている。HEMSそのものの普及率は2019年度時点で1.1%にとどまるが、住宅などでDRを行うインセンティブを持たせることができれば、HEMSを広く普及させることは可能と考えられる。

(注18) 1951年に欧州の電力共同体組織（UCPTE）が設立された。EUの起源とされる欧州石炭鉄鋼共同体（ECSC）が設立されたのが1952年であり、欧州の統合はエネルギー市場の統合からはじまったといえる。背景の一つにロシア（旧ソ連）を念頭に置いたエネルギー安全保障の観点があった。なお、UCPTEは、現在ENTSO-Eという組織になっており、欧州広域送電網の管理をしている。

(注19) なお、住宅などに引き込まれる直前に、電信柱の柱上変圧器でさらに6,600Vから100Vまたは200Vに電圧が下げられる。

(注20) 北海道電力、東北電力、東京電力、北陸電力、中部電力、関西電力、中国電力、四国電力、九州電力の9社。沖縄電力を加えて大手10電力と呼ぶこともある。

(注21) 一方、銅の埋蔵量は限られており、徐々に低品位の銅鉱石を利用しなければならなくなる。その場合、銅供給に必要なエネルギー量が増え、コスト増のみならず脱炭素に矛盾することになる。2080年には、銅供給に係るエネルギー消費量が現在の16倍になるとの試算もある（近藤 [2020]）。

(注22) Home Energy Management System（住宅のエネルギーマネジメントシステム）。

(注23) それに対し普通のECHONET Lite規格は原則自己認証である。

(注24) 丹 [2021] など。

4. 電力の地産地消の先行事例と示唆

(1) 先行事例

前章では、わが国では地産地消を重視して再エネの主力電源化を進めた方が効率的であると主張した。地産地消の具体的なあり方や推進策を考えるうえで、先行して地産地消を進めた地域の事例を参照することは有益であろう。ここでは、スマートシティおよび地方都市での取り組みの三つの事例を取り上げる。

A. Fujisawa SST

Fujisawa SST（Fujisawaサステイナブル・スマートタウン）は、神奈川県藤沢市南部のパナソニック工場跡地に造成され、2014年に街開きされたスマートシティである。域内に約600戸ある戸建住宅では、二酸化炭素排出量を±0とすることを目標としている。戸建住宅には断熱性の高い建材を使用し、全戸に太陽光発電、蓄電池、エネファーム（都市ガスを利用した燃料電池）またはエコキュート（ヒートポンプ給湯器）、HEMSを設置している。HEMSで電力の発電・消費の状況を見える化・制御し、蓄電池やエネファームを利用することで、出力の変動が大きい太陽光発電を最大限自家消費できる体制を整えている。

もともと、各戸が電力会社（東京電力）の配電網の系統から独立しているわけではなく、系統の電力をいつでも利用することができるほか、太陽光発電などによる余剰分は売電している。また、将来的には街全体のCEMS（注25）も視野に入れていているとしているが、現時点では需要家間での電力の融通は行われていない。

B. 柏の葉スマートシティ

柏の葉スマートシティは、千葉県柏市のつくばエクスプレス柏の葉キャンパス駅周辺のスマートシティ

である。アメリカ空軍通信基地と柏ゴルフ倶楽部の跡地の土地区画整理事業として周辺地域が開発され、2005年につくばエクスプレス開通、2014年に中核エリアである「ゲートスクエア」がオープンした。商業ビルやオフィス・高層住宅を中心とした街であり、各ビルには屋上に太陽光パネルが設置されているほか、BEMSが整備され、各戸がHEMSを備えている。

柏の葉スマートシティの最も特徴的な点は、自営線（注26）のスマートグリッドを使い、スマートセンターと呼ばれる施設を司令塔として街全体で電力の需給調整ができることである。蓄電池は各戸に置くのではなく、NAS電池など産業用の蓄電池で全体の需給を調整している。電気使用量はオフィスビルでは平日、商業施設では休日に多い傾向があり、街区間で電力を融通することで街全体の電力需要のピークを26%カットできたという。

C. 長野県飯田市

長野県飯田市は、長野県南部の人口約10万人の地方都市である。年間の日照時間が長いという恵まれた条件を活かして、1997年から太陽光発電設備などへの設置支援を行ってきた（注27）。住宅用太陽光発電は、2019年3月末時点で世帯数の10.5%程度（注28）にまで普及している。住宅以外でも、市民出資の電力会社に公共施設の屋根を20年間貸与し、電力を固定価格で買い取るスキームで、市役所や学校をはじめとした多数（注29）の公共施設に太陽光発電を導入している。さらに、飯田市と中部電力が共同で設置した「メガソーラーいいだ」（注30、出力1MW、パネル枚数4,704枚）が2011年より稼働している。こうした取り組みにより、2019年度現在、飯田市内の太陽光発電量は一般家庭の年間電力消費量の33.32%に達している。

森林が総面積の約84%を占める飯田市は、バイオマスの活用にも熱心に取り組んでいる。飯田市では、民間5社の協力により設立された南信バイオマス共同組合が木質ペレットの製造販売を手掛け、家庭や事業所・公共施設でペレットストーブやペレットボイラーの燃料として利用されている。なお、飯田市としても、ペレットストーブやペレットボイラーの導入を補助金（注31）で奨励している。2016年には、テーマパーク「かぶちゃん村」で市内初のバイオマス発電が開始され、自家消費に加え中部電力への売電も行われた（注32）。

中小水力発電所についても複数の案件が進捗しており、なかでも阿智村との境に位置し2022年6月に運転開始予定の清内路水力発電所は、想定年間発電量約2,900万kWh（一般家庭約8,800世帯分の年間使用電力量に相当）と規模が大きい。なお、同発電所の電力は、2021年4月以降長野県内の全事業所の使用電力を100%長野県産の再エネで賄うとしているセイコーエプソン社向けにも供給される計画となっている。

このように積極的に再エネの拡大を進めている飯田市であるが、地域内で需給調整する仕組みは将来的な検討課題にとどまり、これまでのところ具体的な取り組みはみられない。

(2) 先行事例からの示唆

地産地消を実現するには、地域に十分な量の分散型電源を設置したうえで、地域内で需給調整する必要がある。先行事例では、これらの課題にいかに対応しているか。

第1に、分散型電源の設置についてである。藤沢や柏のように比較的人口密度の高い都市部では、屋根の上のスペースを有効活用したルーフトップ型の太陽光発電が現時点において最も有力な分散型電源といえよう（注33）。環境省の委託事業調査によれば、わが国の住宅用等太陽光発電のポテンシャルは約210GWと、わが国全体のピーク電力（約150GW）を上回る（注34）。飯田市のような地方都市では、メガソーラーやバイオマス、中小水力など電源の選択肢が広がり、こうした電源は大口需要家向けとしても使えるが、住宅用太陽光発電が重要な役割を担うことに変わりはない。まずは、住宅を中心に建物の屋根に太陽光発電設備を最大限設置したうえで、地域の需要や自然環境を踏まえて、他の電源も検討していくことが基本的な戦略となろう。

分散型電源は、住宅用太陽光発電など電力の需要家自らが設置するものも多い。新しくつくられるスマートシティではコンセプトに同意した者のみが入居するため、すべての需要家に分散型電源を設置させることも可能である。しかし、わが国全体で地産地消型の再エネ主力電源化を実現するには、既存の街でもほとんどの建物に太陽光発電が設置された状況を目指さなければならない。

飯田市のような補助制度も有効だが、補助金を中心とした推進策には財政制約と公正性の観点から懸念が残る。まず、大多数の需要家に分散型電源の設置を促すには、補助金の単価を高く設定する必要がある、必要な財源が大きくなる。極めて厳しいわが国の財政事情を鑑みれば、財政の持続可能性を著しく損なうことになりかねない。次に、電気をほとんど使用しないで生活する者が納めた税金が、分散型電源を設置する者の補助金に充当されることは公正さを欠く懸念がある。

以上を踏まえると、補助金に過度に依存せず、全国の大多数の需要家に分散型電源の設置をはたらきかける新たな仕組みを導入することが必要となる。

第2に、地域での需給調整である。藤沢SSTのように、需給調整を住宅ごとに完結させるのも地産地消の一つの考え方である。ただし、各家庭に求められる投資額は大きい。容量や製品により価格に幅があるが、住宅用太陽光発電設備の約100万円に加え、住宅用蓄電池約200万円、エネファーム約100万円を投資するとしたら、かなりの負担となろう。地域内の需要家間で需給調整が可能であれば、例えば昼間に留守にしている間も他の需要家に太陽光発電の余剰分を使ってもらえるなど、地域で必要な蓄電池の総容量を減らすことができる。さらに、住宅では小型化に適しているが容量単価が高いリチウムイオン電池を使うが、地域で共用の蓄電池を設置すれば、スペースはとるものの容量単価が低いNAS電池（注35）やレドックスフロー電池（注36）なども活用できる。このように地域の需要家間で需給調整する意義は大きい。

もっとも、現在の電力システムでは、自営線がない限り地域の需要家間で需給調整するインセンティブがない仕組みになっている。電気料金の3～4割を送配電の費用である託送料金が占めるが、電力会社の系統線（送配電網）を使うと、隣の家から調達しても何百kmも先の大型発電所から調達しても託送料金が同じとなるためである。とはいえ、全国に自営線を設置するには多額の費用がかかるうえ、そもそも既存の配電網との二重投資となって非効率である。既存の配電網を使って需要家間の需給調整が行われる制度に改めなくてはならない。

（注25） Community Energy Management System（地域全体のエネルギーを管理するシステム）。

- (注26) 一般送配電事業者以外（需要家やスマートシティの運営主体など）が自ら所有・管理する電線。
- (注27) 2021年度の補助内容は、最大出力1kWにつき1万円、上限8万円である。
- (注28) 全国では、太陽光発電設備の世帯普及率は5%程度とみられる。なお、戸建住宅に限れば9%程度である。
- (注29) やや情報が古いが、飯田市ホームページ（2011年5月31日更新）によると、こうしたスキームで公共施設38カ所に太陽光発電設備を導入したとしている。その後も順次導入が進んでいる模様である。
- (注30) 中部電力が発電する事業用太陽光発電の第1号案件である。
- (注31) 2021年度の補助内容は、機器費用の2分の1、上限10万円。
- (注32) ただし、かぶちゃん村は2018年に運営母体の破綻により閉園し、発電設備の稼働も停止した。
- (注33) 一方で、将来的には太陽光以外の住宅向けの分散型電源も視野に入れておくことは有効である。例えば、米Dandelion Energy社は、住宅所有者向けに地熱発電利用の冷暖房システムを提供しており、こうした技術やサービスの広がりが今後注目される。
- (注34) エックス都市研究所、アジア航測 [2020]。ただし太陽光発電は稼働率が低いため、合計210GWの容量の太陽光発電設備を設置したとしても、発電量は2,527億kWh/年と2020年度のわが国の発電量の約3割となる。
- (注35) ナトリウムと硫黄を使用した蓄電池。大容量・大出力が特徴。
- (注36) イオンの酸化還元反応によって充放電を行う蓄電池。充放電の回数に制限がなく長寿命。エネルギー密度が低いため小型化には適さない一方、安全性が高い。

5. 地産地消型脱炭素社会の実現のために

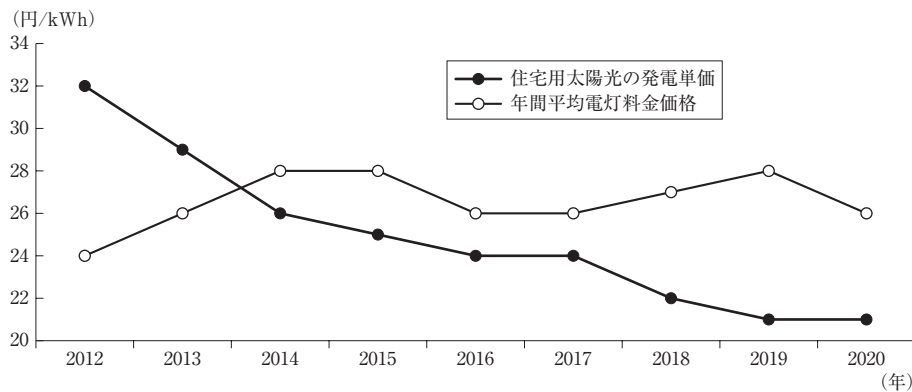
ここまでみてきたように、電力の地産地消を進めるには、発電設備の設置や需給調整など電力需要家の行動変容が鍵となる。しかし、政府は現時点でそのための抜本的な施策を示せていない。従来の電力システムは、電気事業法などの業法で主に供給側を規制し、行政が監督することで安定供給を図ってきたが、需要家に行動変容を迫るには新たな視点が必要となる。その有力な手法として、市場メカニズムの最大限の活用が指摘できる。そもそも市場経済では、価格をシグナルに各主体が合理的な行動をとる結果、社会全体で最適な資源配分が達成される。市場メカニズムを用いて電気料金を適切な価格に設定できれば、多くの需要家は自ずと最適な行動をとるはずである。具体的には、①カーボンプライシングの導入、②ダイナミックプライシングの浸透、③コストに見合った託送料金の設定、の3点を提案する。

(1) カーボンプライシングの導入

一つ目は、炭素税などカーボンプライシング（注37）の導入である。市場メカニズムが機能しない市場の失敗の代表例に外部性がある。二酸化炭素の排出を伴う経済活動は、環境や社会に悪影響を与える一方で排出した本人はその費用を負担しないため、まさに負の外部性があるといえる。外部不経済による市場の失敗は、社会が負担している費用を本人に負担させることで解決できることが知られている。つまり、二酸化炭素の排出量に応じて税金を課す炭素税を導入すればよい。

炭素税の導入は、エネルギーの使用量を押し下げる効果と再エネなどの脱炭素電源の導入を促進する効果がある。開発に長い期間を要したり適地の確保が困難であったりするなど、コスト以外の問題点を抱える脱炭素電源も多いなか、不動産所有者の判断で速やかに設置できる住宅用太陽光発電は炭素税導入の追い風を最も強く受けるとみられる。自宅に発電設備を設置し自家消費をすれば託送料金がかからないこともあって、すでに住宅用太陽光発電のコストは電気料金より低くなっているとの試算もある（図表13）。炭素税導入に伴う電気料金の上昇で住宅用太陽光発電の相対的な割安さがより明確化すれば、投資や故障のリスク、メンテナンスの手間などを考えても、多くの需要家が発電設備の設置を選択すると考えられる（注38）。

(図表13) 住宅用太陽光発電の発電単価と電灯料金



(資料) 自然エネルギー財団ホームページ

炭素税の導入は電力だけでなく、ガソリンやガスなども含め、二酸化炭素を排出する行為に広く課されるべきである。その場合、脱炭素電源を用いることを前提に、ガソリン車からEVへのシフトも進むと考えられる。その際、EVは移動だけでなく蓄電池として電力の需給調整にも活用されることが望ましい。それにより、別途蓄電池に投資するコストを抑えることができる。

炭素税の導入に対する最大の懸念は、生産コストの増加に伴うわが国産業の競争力低下である。すべての国が協調して炭素税を導入すれば公平な競争条件となるが、他の国が導入していない段階でわが国が導入すれば、二酸化炭素を排出する産業が他国へ流出する懸念がある。これを防ぐには、炭素税の導入が不十分な国からの輸入品に対して課税する国境炭素税が必要である。国際的な炭素税の協調導入や国境炭素税の枠組みが整うにはかなりの時間を要するため、それまでの間は暫定的に炭素税導入による産業への影響を緩和する措置をとる必要がある。

電気料金に着目すれば、産業用は特別高圧なので、それらの電気料金の一定割合を需要家に還付することで、産業への影響は緩和できる。他方、二酸化炭素を大量に排出する産業に対しては、生産量に応じて支援する方法もあるだろう。例えば、鉄鋼1トンにつき、一定額を補助するような仕組みである。後者の場合、製品ごとに補助額を決めるため恣意性が入る余地がある一方、二酸化炭素排出量を削減するインセンティブが大きいまま、企業の負担を緩和することができる。

炭素税の導入は、もちろん家計にも大きな負担を強いる。政治的には炭素税を導入するよりも、成長投資と称して国債を発行し全国的な送電網整備や大規模電源の開発に国費を投入した方が賛同を得やすいのかもしれない。しかしそうした行為こそ、目先の国民負担を避けられたとしても、負担と受益の関係を曖昧にし、市場メカニズムが働かないなかで非効率な投資を許し、将来世代に莫大な負担を強いる事態を招きかねない。国民へ負担を求める議論から逃げることなく、炭素税導入の早急な実現が必要である。

(2) ダイナミックプライシングの浸透

二つ目は、電気料金へのダイナミックプライシングの浸透である。需要と供給は価格によって調整され需給が一致するというのが経済学の基本原理である。電力の場合、常に需給を一致させる必要があり、

需給調整に市場メカニズムを活用するためには、価格はリアルタイムで変動するダイナミックプライシングが望ましい（注39）。そうすることで、需要側の立場からみると、電気料金が低い時間帯から低い時間帯に利用をシフトするなど、DRを活用するインセンティブが生じる。

これまでは低圧を中心にほとんどの需要家が従量制を適用されてきたが、近年、ダイナミックプライシングに移行する環境は徐々に整ってきている。まず、2016年4月に低圧部門の小売自由化が実現し、小売事業者は原則自由な料金体系で電力を販売できるようになった（注40）。すでにダイナミックプライシングを適用しても制度上は何ら問題ない。次に、スマートメーターの普及が進んでいる。30分ごとの電力使用量を計測できるスマートメーターが、東京電力管区では2020年度末にほぼ全戸への設置を終えており、全国でも2024年度末までに設置を完了する予定である。スマートメーターが設置されれば、リアルタイムで電力使用量を計測できるので、ダイナミックプライシングの適用が可能となる。

ダイナミックプライシングの普及拡大に向けて残る課題として、卸売市場の未成熟が指摘できる。ダイナミックプライシングで取引するには、料金を決定するための信頼性の高いインデックスが必要であり、卸売市場価格がその役割を果たすことが期待される。しかし、2021年1月に寒波やLNGの不足で電力の需給逼迫が生じた際には、卸売市場で通常の約30倍の価格が長期間続くなど、異常な高騰が生じた。卸売市場の取引量が少ないため価格の振れが極端に大きくなってしまっている。これでは、需要家は卸売市場と連動した料金を選択したいと思わない。電源の大半をなお大手電力会社が運営するなか、大手電力会社の発電部門が自社あるいはグループの小売部門に供給して残った余剰分を卸売市場で販売するようでは、普段は良くて逼迫時には卸売市場に回される電力が枯渇してしまう。卸売市場の成熟化に向けて、発販分離（注41）など踏み込んだ対策が求められる。

（3）コストに見合った託送料金の設定

三つ目は、コストに見合った託送料金の設定である。電力自由化が進むなかでも、送配電はなお規制分野となっており、送配電のコストである託送料金も規制料金である。送配電事業で競争を促進すると、複数の企業が重複して送配電網を敷設することになる。それでは競争により得られる利益よりも社会的コストの方が大きいので、現状では一般送配電事業者に独占を許し料金を規制している。もっとも、その規制料金のあり方が、託送の距離にかかわらず一定であるなど実際のコストとかけ離れていることが、近隣での需給調整のインセンティブを削ぐことをはじめ、最適な資源配分を妨げている。

では、コストに見合った託送料金を設定するにはいかなる方法があるだろうか。鉄道のように経路に応じて料金を設定できれば良いが、電線のなかには多数の発電所で発電された電気が混在しており、各需要家がどの発電所の電気を使ったかを特定することは極めて困難である。そこで、代替策として以下の方法が考えられる。送電事業者（TSO）と配電事業者（DSO）を分離し、配電事業者は上位系統の送電網を使った分だけ託送料金を送電事業者に支払うのである（注42）。そうすれば、配電事業者は需要家にインセンティブを与えたり自ら蓄電池を設置したりして配電網のなかでの需給調整を図ることで、送電事業者に支払う託送料金を抑える努力を行うことになる。

配電事業者が送電事業者に支払う送電部分の託送料金の単価も一律である必要はないだろう。むしろ、送電網の敷設や維持にかかる実際のコストに応じて差をつけるべきである。そうすることで、僻地など

送電網のコストが高い地域ほど託送料金が上昇し、地産地消を進めるインセンティブが強まる。こうした地域が完全な地産地消を進め送電網から独立すれば、将来的な送電網の維持更新のコストを大きく抑えられる。

欧州など海外では送電事業者と配電事業者は分離しているのが一般的である。わが国では送電と配電の両方を一般送配電事業者が運営しており、現状完全に分離する議論は進んでいない。しかし、2022年4月から配電事業ライセンス制度が施行され、希望する新規事業者が一般送配電事業者から配電事業の譲渡を受けられるようになる予定である。同制度が、地産地消を進めるうえでのネックを解消する制度として発展することを期待したい。

- (注37) カーボンプライシングには、炭素税のほかに排出権取引がある。前者では二酸化炭素の価格が固定される一方、後者では変動する。詳しくは蜂屋 [2021] など。以下では単純化のため、炭素税で議論を進める。
- (注38) 需要家に住宅用太陽光発電設備などの設置を促す方法として、カーボンプライシングや補助金などによって金銭的にインセンティブを与える方法の他に、規制による義務化も考えられる。ただし、規制では日照条件や積雪・電力の使用パターンなど、個々の事情に柔軟に対応しにくく非効率な投資を強制してしまう可能性がある点には留意を要する。なお、脱炭素社会に向けた住宅・建築物の省エネ対策等のあり方検討会では、新築住宅への太陽光パネル設置義務化が議論されたものの、提言には盛り込まれなかった。
- (注39) 電気料金だけでなく、発電事業者の売電価格も変動した方が望ましい。その点、2022年4月から再エネ発電事業者に対し、従来の固定価格買取制度 (FIT) に加え、市場価格に一定額を上乗せして買い取るFIPを導入することは評価できる。ただし、太陽光発電や風力発電は出力の調整が難しく、出力を抑制しても発電能力をその間無駄にしてしまうことになるため、需要側の電気料金を変動させる方がより重要である。
- (注40) 託送料金や再生可能エネルギー発電促進賦課金など、一部法令で定められた料金も残る。
- (注41) 大手電力会社の発電部門と販売部門 (小売部門) を法的に分離すること。
- (注42) ローカルグリッド研究会 [2021] が同じ趣旨の提言をしている。また、同資料では配電事業ライセンス制度のあるべき姿について詳しく提言している。

6. 脱炭素以外のメリットの追求

本稿では、再エネ主力電源化を進めるには地産地消型が効率的であると主張してきた。もっとも、蓄電池など需給調整のコストを考えれば、現行の電力システムに比べてコストが上昇する可能性が高い。脱炭素社会実現のためのコストといえはそれまでだが、それ以外でもメリットを追求することにより、実質的なコストの低減を図ることができる。

(1) 地域活性化

電力の地産地消は地域活性化への貢献が期待できる。現状、大規模電源の立地がある地域以外では、多額の電気料金が域外に流出している (注43)。地産地消を進めれば、域外への流出が減りその分地域に還元される。メガソーラーやバイオマス、中小水力などでは発電所の運営などで雇用が生じ、住宅用太陽光発電などでも、設置やメンテナンスを域内の企業が担う機会がある。なお、火力から再エネへのシフトは、わが国全体でみても化石燃料の輸入の抑制を通じて資金の海外流出を抑えることに繋がる。

さらに、地方は相対的に安価な電気料金を活かして、企業や住民を引きつける要素となる可能性がある (注44)。人口密度が低い地方ほど、需要を満たすのに十分な再エネ由来の電力を安価に提供できる余地が大きい。そうした動きが広がれば、現在大きな課題となっている東京一極集中の是正にも繋がる。

加えて、短期的には、先行して地産地消に取り組む地域で、視察の受け入れなど、交流人口や宿泊需

要の増加などの効果を楽しむことができる。

(2) スマートホームの実現

地域での需給調整の鍵となる家電IoTの標準化は、HEMSによるDRの実施だけでなく、家電を一元的に操作することで様々な付加価値を創出し得る。その意味で、エネルギー分野にとどまらず、広くスマートホームの実現に貢献すると捉えることができる。

例えば、近年スマートスピーカーの実用化が進んでいるが、標準規格を活用すればスマートスピーカーから家中の家電を操作できる。とくにわが国のECHONET Liteを使えば、オンオフだけでなく温度調整など細かい操作までスマートスピーカーを通して口頭で完結する可能性もあり、機器の操作が苦手な高齢者などにとっても便利である。

睡眠の分野も今後の発展の余地が大きい。センサーなどで睡眠の状況を記録する睡眠アプリなどが近年普及しつつあるが、さらに進めて、睡眠の状況に応じて、照明・音響・空調・ブラインドなどを最適に制御するようなサービスも可能となるであろう。

さらに想像力を膨らませれば、今後アーム付きロボットが家庭に普及した場合、既存の家電との協働の可能性も広がる。例えば、アーム付きロボットで床に散らかったものを片付けロボット掃除機で掃除したり、アーム付きロボットで食器を食洗器にしまい終えたら食洗器が稼働したりするような連携も考えられる。

そのほかにも、家電の利用状況をモニタリングすることによる高齢者見守りサービスや、ホームセキュリティサービスなど、様々な活用方法が考えられる。

(3) 電力データの活用

スマートメーターやHEMSなどから得られる電力のデータは、他分野での活用も期待できる。例えば、電力データを活用すれば、曜日や時間帯ごとの人々の活動状況が把握できるため、商圈分析に有効である。

改正電気事業法が施行される2022年4月以降は、個人の同意を前提に、統計処理されていない個人を識別できる電力データも電気事業以外の目的に活用できるようになる予定である。こうしたデータは、個人の生活習慣や趣向にカスタマイズした広告や、不在配達削減、孤独死の監視など様々な用途で活用できよう。

(注43) ローカルエナジーの試算によれば、鳥取県では年間約1,000億円が電気料金として域外に流出している。

(注44) 例えば、日本軽金属の蒲原製作所（静岡県静岡市）では、自家用の水力発電所の電力でアルミニウム関連事業を中心に工場を稼働させている。火力発電所の縮小やコストに応じた託送料金への改革が進めば、必ずしも自家用の電源でなくても競争力のある再エネ電源の近くに工場などを立地させるケースが増える可能性がある。

7. おわりに

わが国は現時点では再エネの拡大で欧州に後塵を拝しているものの、本稿で提案したような地産地消型の脱炭素社会に向けて舵を切れば、世界に新たなモデルの成功例を示すことが可能である。そもそも、

欧州のように安定した偏西風が吹き、広域に送電網が張り巡らされている地域の方が世界を見渡しても少ないであろう。わが国が地産地消型の再エネ拡大に成功すれば、わが国の事例を参考に脱炭素への取り組みを進めようとする国も登場すると考えられる。

脱炭素は有望な成長分野だけに、わが国が世界の範となり各国に影響力を及ぼすことができれば、わが国産業へのプラス効果も大きいと期待される。とくに、地産地消の実現に不可欠な家電IoTの標準規格であるECHONET Liteがアジア諸国など各国の標準に採用されれば、リーマン・ショック以降厳しい戦いを強いられてきたわが国家電メーカーにとっても追い風となろう。

(2021. 10. 22)

参考文献

- ・ 飯田市 [2021]. 「21'いいだ環境プラン第5次改訂版」
- ・ 井熊均、瀧口信一郎、木通秀樹 [2020]. 『ソーラー・デジタル・グリッド 卒FITで加速する日本型エネルギーシステム再構築』 日刊工業新聞社
- ・ 一般財団法人日本エネルギー経済研究所 [2019]. 「平成30年度新エネルギー等の導入促進のための基礎調査 デジタル技術を活用した新たなエネルギービジネスに関する調査 調査報告書」
- ・ 一般社団法人エコーネットコンソーシアム [2016]. 「ECHONET Lite AIF認証の概要について」
- ・ 一般社団法人エコーネットコンソーシアム [2017]. 「エコーネットコンソーシアム20周年記念誌」
- ・ 一般社団法人太陽光発電協会 [2020]. 「JEPAビジョン・PV OUTLOOK 2050 感染症の危機を乗り越え、あたらしい社会へ『太陽光発電の主力電源化への道筋』」
- ・ エックス都市研究所、アジア航測 [2020]. 「令和元年度環境省委託業務 令和元年度再生可能エネルギーに関するゾーニング基礎情報等の整備・公開等に関する委託業務報告書」
- ・ 金子祥三 [2014]. 「小規模火力発電の意義と課題」
- ・ 近藤直樹 [2020]. 「50周年記念研究第10回：メタル資源が使えなくなる日を回避する」『MRIマンスリーレビュー2020年11月号』
- ・ 齋藤雄志 [2014]. 「飯田市における再生可能エネルギー開発とその役割」
- ・ 丹康雄 [2021]. 「データ社会時代で輝きを増すECHONET」
- ・ 西田健太郎、宮崎久美子 [2015]. 「日独のスマートハウス普及のための技術戦略と標準化戦略」
- ・ 根本寛之 [2021]. 「カーボン・プライシングの導入に関する諸外国の取り組みとわが国への示唆」 JRIレビュー Vol.9, No.93
- ・ 蜂屋勝弘 [2021]. 「カーボン・プライシングをどう導入するか—家計等への影響分析と導入に向けた課題—」 JRIレビュー Vol.9, No.93
- ・ ローカルグリッド研究会 [2021]. 「『サステナブルな街づくりを支えるローカルグリッド』展開に向けた政策提言」