

再エネ固定価格買取制度（Ⅰ） ～太陽光発電の出力抑制と2019問題～

技術士（衛生工学・建設・環境）・第一種放射線取扱主任者等
環境計画センター 専任理事 鍵谷 司

はじめに

2012（平成24）年7月、再生可能エネルギーにより発電した電力を購入価格よりも高い価格で10～20年間、固定価格で買い取る「FIT制度」が始まって7年が経過した。私は、2000（平成12）年6月に住宅用太陽光発電設備（4kW）を設置し、もうすぐ20年になる。当初は、買電と売電価格は同じであったが、2009年11月に「太陽光発電の余剰電力買取制度」が始まり、買電価格の2倍の48円/kWhで、10年間の期限付きで固定価格で売電してきた。10年間の買取が終わると買電あるいはそれ以下の金額で売電ができるようであるが定かでない。これが第1弾目の2019年問題である。

ところで、自然エネルギー等の再生可能エネルギーによる電力の買取は、既存の電力会社が負担するのではなく、電気使用者が負担する。つまり、従来の電気料金とは別体系で電力会社に納付し、電力業界は負担しないのである。これでは、再生可能エネルギー発電が増えるほど電力会社がぼろ儲けになるのだろうか？ また、電気使用者の負担が大きくなるので、いずれこの制度は破たんするのだろうか？

国は、エネルギー基本計画で、2030年の再生可能エネルギーの発電割合を22～24%に設定し、各種の施策を講じるとしている。2018年度では全電力の17.5%（このうち、FIT対象は11.8%）を再生可能エネルギーで賄っており、すでに家庭の負担金は年間1万円程度に上昇している。買取期間が10～20年間と法律で決められており、その後はFIT対象外になるため、いずれ負担金は減少する。しかし、果たしてこのような不安定な自然エネ

ギーに大きく依存することは、自然災害の多発している我が国のとるべき施策なのであるか？

どのような対応策が検討されているのだろうか？

今回は、再生可能エネルギーの6割に達する太陽光発電に焦点を当てて、普及状況と最新動向、とくに、大きな問題になっている「出力抑制」、ならびに買取期間が終わる2019年問題について解説する。なお、私が設置した住宅用太陽光発電設備は2019年11月26日に買取が終了するので、事例として紹介する。次回に売電単価の決定の仕組み、賦課金の取り扱いや負担増の現状と今後について寄稿したい。2回の連載になるので以下に目次を記載する。

1. 再生可能エネルギーの普及状況と最新動向
 - （1）太陽光発電の買取制度の経緯について
 - （2）再生可能エネルギー発電の最新動向
 - （3）電源別発電割合について
 2. 太陽光発電等の「出力抑制」について
 - （1）電気の供給（順潮流）と売電（逆潮流）
 - （2）電気安定供給システム；優先給電ルール
 - （3）出力抑制地域における事例
 3. 2019問題について
 - （1）「2019問題」とは！
 - （2）買取期間終了後の対応について
- 次回：賦課金の仕組みと負担について

1. 再生可能エネルギーの普及状況と最新動向

（1）太陽光発電買取制度の経緯について

1970年代に起きたオイルショックを契機にして、輸入に依存している火力発電に使う石油を節約する上で大きな効果があるとして、太陽光発電

が脚光を浴び、「サンシャイン（SS）計画」が国家プロジェクトとして推進された。太陽光発電の買取は1993年から始まったが、当時は太陽光の電気への変換効率は1％程度、設備費は1kWあたり370万円、買取価格は200円/kWhと高額であったので、4kWの設置費が約1,500万円も要し、実用化にはほど遠い状況であった。翌年から国による補助金制度が始まり、太陽光発電設備の導入量が増え始めた。しかし、住宅用設備導入が100万kWに達した2005年に補助制度が打ち切られた。設置費は初期の数分の1の66万円にまで低下したので、補助金を廃止しても普及する、との判断があったと言われている。

当然、補助金が終わると設備導入速度は鈍る一方、発電パネル製造量も普及率も世界のトップであったが、世界各地で導入が急増し、海外諸国に急速に追いつかれ、追い越された。国はあわてて4年後の2009年に補助金制度を復活させ、「余剰電力買取制度」が始まり、2012年の「再生可能エ

ネルギー固定価格買取制度」へと移行した。設備費が安くなると買取価格も低下する制度なので、売電価格は、2012年の42円/kWhと比較すると、2019年は24円/kWhと、ほぼ半減している（表1）。今後も価格は低下し続け、いずれ買電価格と売電価格がほぼ同じになるものと予想される。

なお、従来の太陽光発電設備は、「住宅用」と「非住宅用」に区分されていたが、2019年度から「住宅用」と「事業用」に区分名称が変更された。

（2）太陽光発電買取制度の最近の動向

ところで、太陽光発電は、非常に不安定な電源であり、発電量がゼロから定格発電量まで日々、時々刻々と変動する。電力供給は常に需要と給電を調整する必要があるが、夕方から朝までのほとんど発電しない時間帯では、水力や火力などにより給電する必要がある。しかも、太陽光発電は本来、電圧の低い送電の末端部で発電するので、電力供給システムが対応できない状況になると、停

表1 太陽光発電固定買取制度等の経緯¹⁾

経緯	住宅用（余剰買取・税込）		非住宅用（全量買取・税別）	
2009年以前	出力抑制なし	出力抑制あり	10kW 以上～ 2,000kW 未満	2,000kW 以上
	20 数円 /kWh	10 数円 /kWh	全量買取の制度なし	
余剰電力買取制度				
2009年11月～	48 円 /kWh	24 円 /kWh	全量買取の制度なし	
2010年度	48 円 /kWh	24 円 /kWh		
2011年度	42 円 /kWh	40 円 /kWh		
2012年7月；再生エネルギー固定価格買取制度（FIT）開始				
2012年度	42 円 /kWh		40 円 /kWh	
2013年度	38 円 /kWh		36 円 /kWh	
2014年度	37 円 /kWh		32 円 /kWh	
2015年度 ～6/30	33 円 /kWh	35 円 /kWh	29 円 /kWh	
2015年度 7/1～			27 円 /kWh	
2016年度	31 円 /kWh	33 円 /kWh	24 円 /kWh	
2017年度	28 円 /kWh	30 円 /kWh	21 円 /kWh	入札制度で決定
2018年度	26 円 /kWh	28 円 /kWh	18 円 /kWh	入札制度で決定
2019年度	24 円 /kWh	26 円 /kWh	14 円 /kWh + 税	500kW 以上入札制度で決定

表2 2018年以降の太陽光発電の調達価格と調達期間¹⁾

調達区分 (入札制度適用区分)		2017 調達価格 (円 / kWh)	2018 調達価格 (円 / kWh)	2019 調達価格 (円 / kWh)	調達期間 (年)
2,000kW 以上		入札制度により決定			20年間
500kW 以上 2,000kW 未満		21 円 + 税 (適用区分なし)	18 円 + 税 (適用区分なし)	入札	
10kW 以上 500kW 未満				14 円 + 税	
10kW 未満	出力制御対応機器設置義務なし	28 円	26 円	24 円	10年間
	出力制御対応機器設置義務あり	30 円	28 円	26 円	
10kW 未満 (ダブル発電)	出力制御対応機器設置義務なし	25 円	25 円	24 円	
	出力制御対応機器設置義務あり	27 円	27 円	26 円	

電等の支障が生じかねない。このため、2015年に過剰な電力供給を抑制するために「出力抑制型」設備の設置を義務化し、電力会社が発電をコントロールする手法が導入された。なお、発電に適した気象条件であっても発電が止められることもあるので、売電価格は少し高く設定された(表2)。

また、2017年度になると自宅に創エネ機器(ガス発電や蓄電池・電気自動車の蓄電池など)の普及の兆しがあった。本来、FIT制度は、節電による余剰電力の買取制度であるが、創エネ分をFIT制度で買い取ることになるので不適切である。このため、適用区分として「ダブル発電」が創設され、調達価格はkWhあたり2円安く設定された。

(3) 電源別発電割合について

すでに説明したように、FIT制度の対象は、太陽光、風力、地熱、水力(3万kW以下の中小規模対象)、バイオマスであるが、自然エネルギーは、太陽光、風力、水力を対象とする統計データが多い。最も紛らわしい項目は水力発電であり、自然エネルギーには3万kW以上の大規模水力を含むが、FIT制度では対象外なので含まれない。

表3および図1にFIT制度施行後の電源別発電割合の推移を示した。2018(平成30)年の自然エネルギーによる発電量の割合は17.4%に達している。これは、FIT対象外の大規模水力発電を含んだ比率である。その中で、太陽光発電は6.5%へと

表3 FIT施行後の電源別発電割合の推移²⁾

電源	2014年	2015年	2016年	2017年	2018年	備考
総発電量	10,59	10,412	10,436	10,500	(11,700)	※単位: 億kWh
水力	8.00%	8.60%	7.60%	7.60%	7.80%	
バイオマス	1.50%	1.50%	1.90%	2.00%	2.20%	自家消費含む
地熱	0.20%	0.20%	0.20%	0.20%	0.20%	
風力	0.50%	0.50%	0.50%	0.60%	0.70%	電力需給データ
太陽光	1.90%	3.00%	4.40%	5.70%	6.50%	自家消費含む
自然エネルギー	12.10%	13.80%	14.70%	16.40%	17.40%	
VRE※	2.30%	3.50%	5.00%	6.30%	7.20%	
火力	87.90%	85.70%	83.60%	80.80%	77.90%	石炭、LNG、石油ほか
原子力	0.00%	0.40%	1.70%	2.80%	4.70%	

※ VRE: 変動する自然エネルギー(太陽光および風力発電)

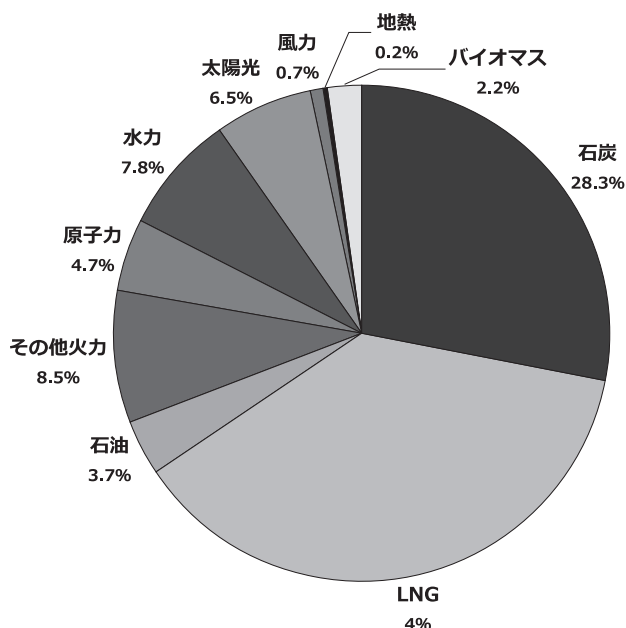


図1 日本全体の電源別発電割合 (2018年)²⁾

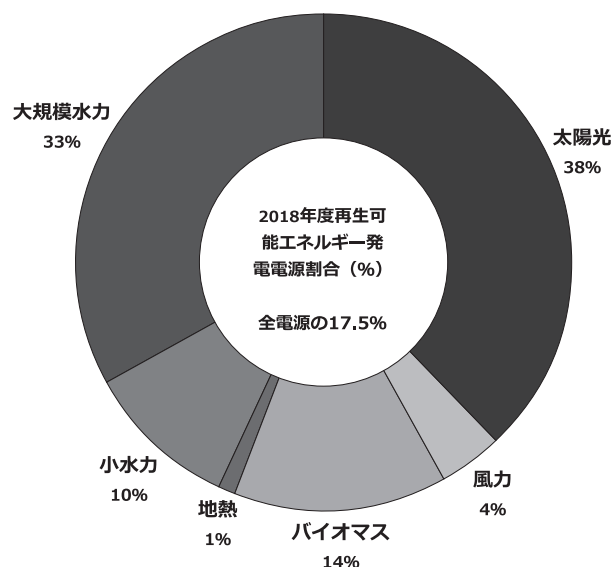


図2 2018年度再生可能エネルギー電源別発電割合³⁾

増加しており、エネルギー基本計画が2030年度に想定している目標値である太陽光7%程度にかなり近づいている。また、2018年度の再生可能エネルギー発電の電源別割合を図2に示した。発電量の変動の大きい自然エネルギー（太陽光、風力）が6割を超えており、普及するにしたがって出力抑制による電源調整が頻繁に起こると予想される。

一方、火力発電の発電量は減少傾向にあり、2014年の約88%から2018年には約78%へと低下したが、依然として高いレベルである。また、原子力発電は、原発事故後にはゼロになったが、2018年には全発電量の4.7%となり、次第に増加する傾向にある。

なお、表3と図1は、2018年、図2は2018年度のデータであり、少し違いがある。

2. 太陽光発電等の「出力抑制」について

太陽光発電は、個人が容易に発電所を設置することができ、かつ非住宅用としてメガソーラなど次第に発電規模が大きくなり、また、ガス発電（エコキュート）や蓄電池を備えて余剰電力を増やして利益を上げようとする兆しがある。本来の余剰電力買取の趣旨である節電や省エネルギーの促進・普及になじまないが注目を浴びている。再生可能

エネルギー以外の電源を組み合わせた「ダブル発電」は、普及は望ましいが、FIT制度にはなじまないもので、買取価格は若干安価に設定されている。しかしながら、発電できる気象条件にありながら買取を遮断する「出力抑制」は不合理であり、普及の妨げになりかねない。

（1）電気の供給（順潮流）と売電（逆潮流）

発電所・変電所から家庭等に送電される電気の流れを図3に示す。発電所（水力、火力、原子力）では、数千～2万V（ボルト）の電圧の電気をつくり、これを変電所で送電効率の良い27.5万～50万Vの超高電圧に変電して送電する。これを複数の変電所で変圧して6,600Vに降圧して大規模なビルや中規模工場や住宅地帯に配電される。一般住宅では電柱の上に設置された柱上変圧器（トランス；写真1）で100Vまたは200Vに変圧して引込線から各家庭へと送られる。このように、変電所から需要側に流れる電気は、電圧が次第に低下し、これを「順潮流」という。

一方、太陽光発電を設置すると、家庭内で使い切れない余剰電力が生じる。これを電力会社へ送電するためには、供給される電圧よりも少し高い電圧で送る。これを「逆潮流」といい、写真2に

【電圧上昇のイメージ】

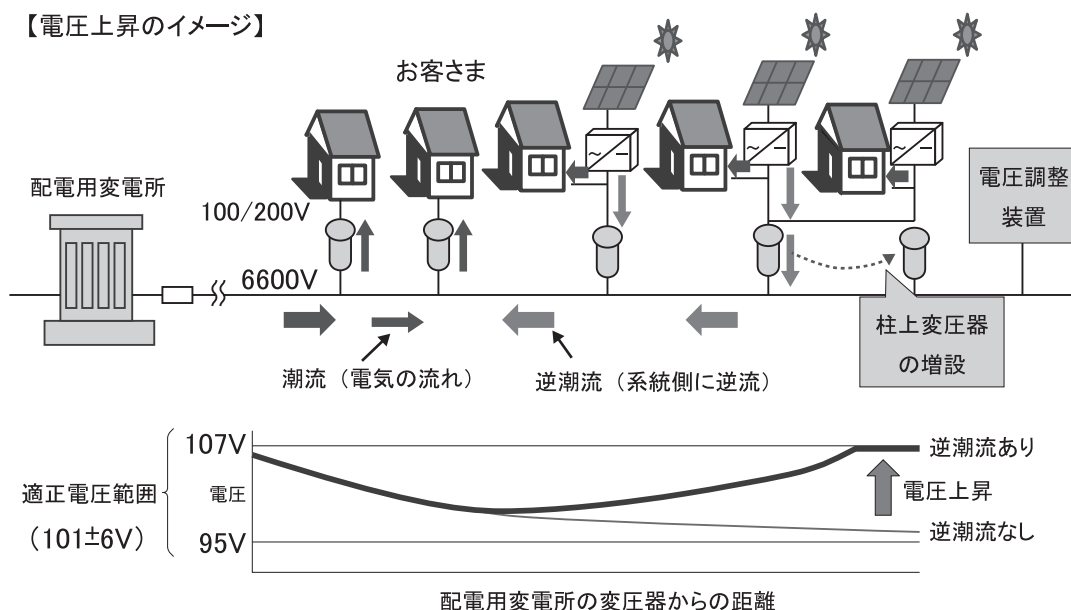


図3 発電所・変電所から家庭等へ送電される電気の流れ
(出所：第2回小エネルギー小委員会 電気事業連合会提出資料より)



写真1 柱上変圧器の例

示したように電柱に表示されている。住宅用太陽光のような小規模発電の場合、余剰電気は周辺の家や工場などで消費されるので問題になることはないが、末端でメガソーラによる大規模な発電が行われると、次の問題が発生する可能性がある。

太陽光による発電電力が、需要電力よりも多くなった場合、図3に示すように末端で電圧が高くなるので、余剰電力の逆潮流が変電所まで及ぶ可能性がある。なお、太陽光発電の連系時にこのような事態にならないよう対策を行っているが、発電量が大きくなり過ぎると電力供給に支障をきたしかねない。一方、夕方や夜になると発電量がゼ



写真2 電柱に逆潮流の表示

ロになるので、出力を落としていた調整電力（水力や火力等）で速やかに給電する必要がある。このため、事前に対応を講じるルールを定め、安定供給が行われている。

(2) 電気の安定供給システム；優先給電ルール

さて、電力を安定して供給するためには、時々刻々変動する需要に合わせて発電・給電する必要がある。とくに自然エネルギーによる発電は、需

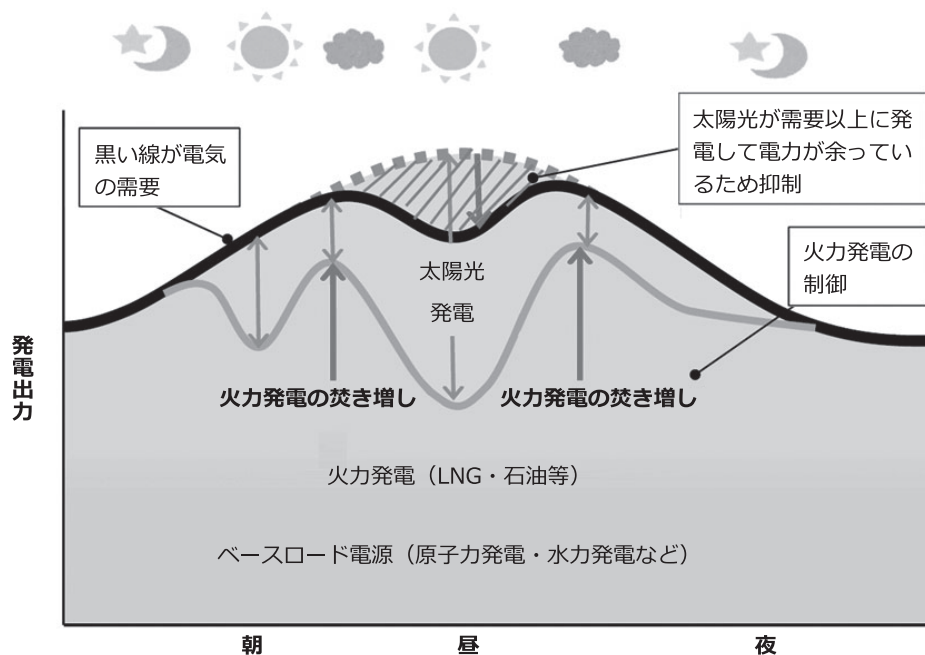


図5 電気の需給のイメージ

【優先給電ルールに基づく再生可能エネルギーの出力制御】

出力の抑制等を行う順番

- ①揚水運転による再生可能エネルギーの余剰電力の吸収、火力発電等の出力制御
- ②連系線を活用した他地域への送電
- ③バイオマスの出力制御
- ④太陽光・風力の出力制御
- ⑤長期固定電源（水力、原子力、地熱）の出力抑制

図4 優先給電ルールに基づく再生可能エネルギーの出力制御

要とはまったく無関係に、気象条件によりゼロから定格まで無制限に発電・送電する。また、使い切れない場合には、既存の発電所の出力を抑制し、需要と給電を調整しなければトラブルが発生する。これに対応するために、電源の特性に合わせた「優先給電順位」が決められており、発電所の発電量（出力）を調整することで電力需給のバランスを取っている。その順番は図4に示すように、おおよそ①火力→②揚水→③大型バイオマス→④太陽光・風力→⑤原子力・水力・地熱（長期固定電源）であり、これを「優先給電ルール」と言う。しかし、自然エネルギー発電等の比率が高くなると既存発電所で調整することが困難になるので、自然エネルギーによる発電量そのものを抑制すること

が不可欠になる。

つまり、図5に示すように、太陽光発電は曇りや雨天時には発電量が急減し、夜間にはゼロになるので、速やかに火力や水力発電を定格出力に戻して安定供給を図らなければならない。とくに、「長期固定電源」である原子力発電は、出力を微調整することは技術的に難しく、一度出力を下げるとすぐには元に戻すことができない。このため、出力低下および定格運転が容易な火力や水力発電で調整し、安定した電力供給を行うのである。

なお、電力会社の電源構成はそれぞれ異なる。水力をベースロードにしていれば火力で、揚水発電で需給調整が容易であれば水力が活用される。

電気の需給バランスが崩れ、需要に対して供給が少ない、あるいは、逆の場合（電気が余る）には周波数が変動する。周波数を一定に保てなくなると、電気を使用する機器や設備への影響があるほか、発電系統の保護システムが働き、停電発生可能性がある。

なお、電力会社同士の地域間連系送電網が十分に整備されていれば、余った電力を他社に売電できるが、送電網の整備には莫大な経費を要するにもかかわらず、利用頻度が低いなどの理由で実現していない。地域間連系送電網が整備されてい

いため「出力抑制」で対応しているのである。出力抑制の廃止および自然エネルギーの普及のためには、他電力会社との「連系送電網」の整備と運用が重要な「カギ」である。

(3) 九州地域における「出力抑制」の事例

2018年度における九州電力の発電量の電源構成を図6に示す。再生可能エネルギーが20%を超えており、とくに発電変動の大きい太陽光と風力発電が11.8%であり、短時間に出力調整が難しい原発4基（約400万kW）が稼働し、34%を占めている。太陽光は気象条件により短時間に大量に発電して送電するので、常に電力供給対応に細心の注意が必要である。

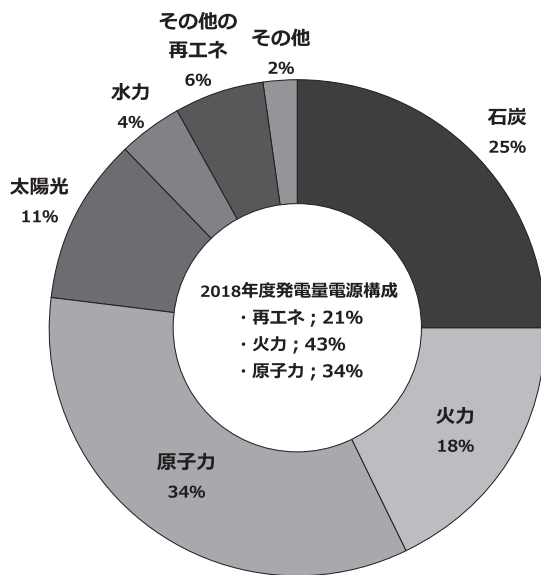


図6 九州電力の電源別発電割合（2018年度）⁴⁾

2018年のゴールデンウィークの5月3日の13時には、九州地方における太陽光発電量は、需要の約80%を記録した。これでは電力が余って電力需給バランスに支障が生じかねない。電気は足りなくても余っても停電等が起こりうるのである。2018年5月3日の九州の電力需給実績を図7に示したように、①昼間の太陽光出力増に対して揚水発電所の動力として需要を増やし、火力発電所の出力抑制・停止により発電量を抑制し、②夕方の太陽光発電減に対応して揚水動力の停止で需要を減らし、火力発電所の起動、増出力により的確に対応した、とされる。

2018年のゴールデンウィークの5月3日の13時には、九州地方における太陽光発電量は、需要の約80%を記録した。これでは電力が余って電力需給バランスに支障が生じかねない。電気は足りなくても余っても停電等が起こりうるのである。2018年5月3日の九州の電力需給実績を図7に示したように、①昼間の太陽光出力増に対して揚水発電所の動力として需要を増やし、火力発電所の出力抑制・停止により発電量を抑制し、②夕方の太陽光発電減に対応して揚水動力の停止で需要を減らし、火力発電所の起動、増出力により的確に対応した、とされる。

このように、太陽光は昼間には最大の発電量を記録するものの、夕方になると発電量が減少し、夜間はゼロになる。太陽光発電を有効に利用するためには、余った電気で揚水発電所の水をくみ上げてエネルギーを蓄えたり、火力発電所で不足分を補うなど、需要と供給を組み合わせる運用することになる。

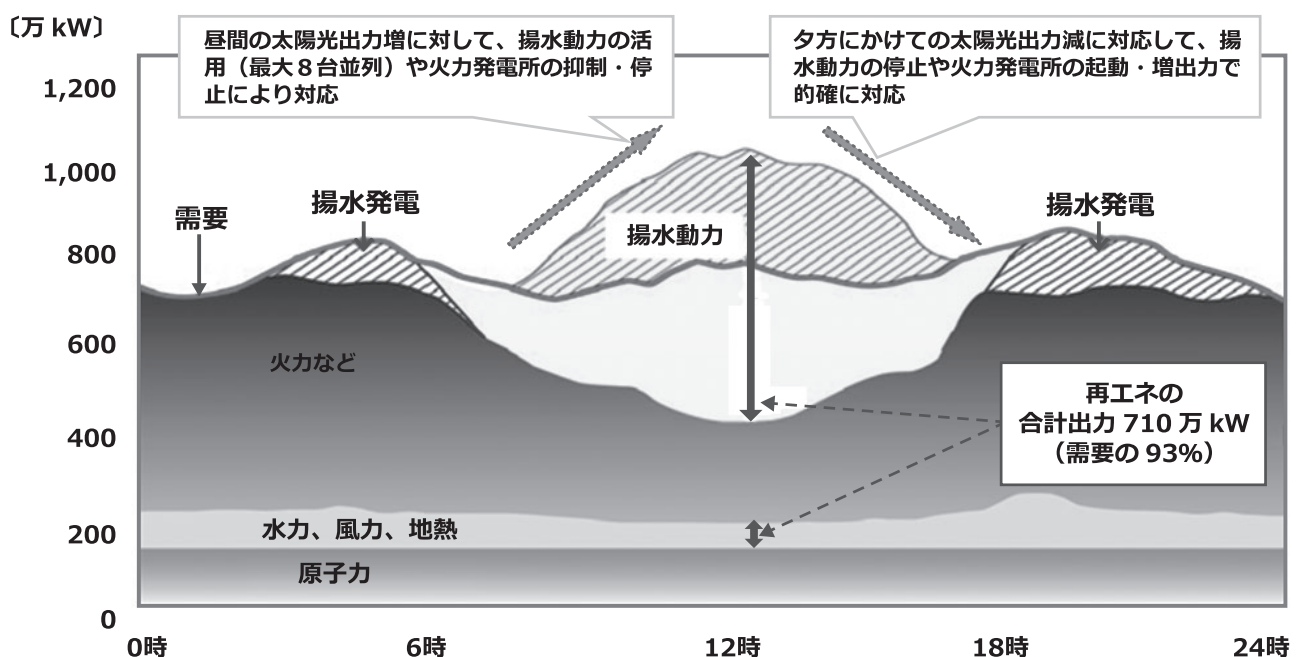


図7 2018年5月3日の九州の電力需給実績⁴⁾

ところが、2018年10月に九州電力管内で、我が国で初めて「出力抑制」が実施された。13日は32万kW、14日は前日を上回る54万kWの太陽光発電が出力制御の対象となった。13～14日は土日の週末で、工場をはじめとする大口需要家の多くが休日で停止するとともに、穏やかな陽気のため、冷暖房の需要も少なかった。その一方で、九州地方の天候は晴れて日射量が多く、太陽光の発電量が増加し、供給過剰になった。そのため、電力の供給量が需要を大きく上回ることから、太陽光発電の出力制御が行われた。九電管内だけでは電力需給のバランスを取りきれず、本州エリアの電力会社へ送電する「長周期広域周波数調整」が初めて実施された。⁴⁾

3. 買取期間が終了する2019問題とは！

私は、自宅に4kWの太陽光発電設備を2000年6月に設置した。当初は、買電価格と売電価格が同じ24円/kWhであったが、2009年11月に「余剰電力買取制度」に基づいて、買電価格の2倍に相当する48円/kWhで売電できるようになった。2019年11月、今月で買取期間がちょうど10年を迎える。まさに「2019問題」に直面しているので対応等を紹介する。

(1) 「2019年問題」とは！

2009年にFIT制度の前身となる「余剰電力買取制度」がスタートした。この制度の売電期間は10年間であるので、制度開始から10年目となる2019年に「売電期間の満了」となる。期間満了後にも太陽光発電設備は継続して発電するが、売電はできるのであろうか？ これを太陽光発電業界では「2019年問題」とも呼ばれている。

2019年問題によって、設置時に想定していた売電に大きな相違が生じており、とくに2009～2015年の設置者に影響がある。当初、政府は「11年目以降に適応されるであろう売電価格の想定」を家庭用電力料金単価と同等の24円/kWhと想定していた。しかし2016年、11年目以降の売電価格は卸電力取引市場価格と同等の11円/kWhに引き下げ

られ、設置当初の想定よりも低い価格で売電することになった。さらに、買取期間が終了した後の売電ができるか否か不明確であり、大きな問題になっていた。

ところで、2019年問題による影響を受けるのは、主に10kW未満で設置したユーザーであり、私の設置した設備も該当する。11年目以降も安価であっても買取が行われればメリットはあると考えているし、少なくとも発電量の半分は家庭内で消費するので、売電に伴う収入は1/6程度に激減するが、買電量は少ないメリットは享受できるのである。

(2) 買取期間終了後の対応について

買取期間が終了した住宅用太陽光発電については、①余剰電力の売電を継続するケースと②自家消費する方法が選択枝として挙げられており、それぞれに注意事項が付記されている。

①家庭と小売電気事業者などが個別に契約を結び（相対・自由契約）、余った電力を売電する。

○引き続き余った電気の売電を希望する場合は、事業者から発表されている買取メニューから、買取期間満了までにプランを選択して事業者へ申し込む。

○買取期間満了時期については、現在の売電先から事前に通知される。

*買取期間満了後、小売電気事業者などと個別に契約を結ばず、売電先が未定の場合、余った電力については、各エリアの一般送配電事業者が無償で引き取ることとなる。

②電気自動車や蓄電池等と組み合わせて、自宅などの電力として自家消費をする。

○買取期間終了後、発電設備を停止し、認定を廃止するまでの間に、蓄電池の設置等の発電事業の変更を行う場合には、事前変更届出の提出が必要。

【私のケース；2019年11月26日に買取終了】

買取期間が終了するほぼ半年前に、電気事業者から買取終了について通知があった。私の場合は

当初の契約で、手続きをしなくてもこのまま余剰電力の売電ができるようである。買電・売電先は関西電力㈱であり、太陽光発電からの余剰電力買取について次の方針が通知されている。

- ①2009年11月より開始した太陽光発電の余剰電力買取については、法律で買取期間が10年と定められており、2019年11月から売電開始後10年を経過した太陽光発電は買取期間が終了します。
- ②当社は、買取期間が終了した太陽光発電については、引き続き余剰電力の買取を行うこととし、このたび、余剰電力買取単価を以下のとおり決定しました。買取単価：8.00円/kWh
- ③太陽光発電設備で発電した電力の自家消費の拡大をご検討のお客さまには、蓄電・蓄熱機能を有する機器（蓄電池、エコキュート）の設置や、余剰電力を当社がお預かりするサービス「貯めトクサービス」についてもご提案します。

ネット情報等によると、小売電気事業者等からは自然エネルギー発電の買取価格として10円/kWh程度が提案されている。もう少し検討してみたい。

おわりに

今回は、高騰する賦課金の解説の前段として、再生可能エネルギー発電の普及状況と最新動向について紹介した。とくに、出力抑制は自然エネルギー普及に大きな影響を及ぼすので、その必要性和対応方法について解説した。また、太陽光発電が急速に増えた九州電力では、20018年10月に初めて出力抑制を実施したのでこれを取り上げた。

さらに、余剰電力買取制度では、買取期間は10年間であり、その後の買取の有無が明確でなかった。これを2019年問題と言うが、私の導入設備も該当するので対応を解説した。なお、留意事項をまとめると以下のとおりである。

- ①再生可能エネルギーあるいは自然エネルギーによる発電と記載された場合には、FIT対象外の大規模水力発電を含んでいることが多い。大規模水力発電（3万kW以上）は、全発電量の約7～8%程度を占めているので、これを含むと総発電量の17.5%（2018年度）になる。
- ②最も大きな問題は、発電量が大きく変動する自然エネルギー（太陽光、風力）であるが、7%を超えており、地域によっては20%を超え、一時的に数十%を超える。こうなると、せっかく発電できるにもかかわらず使い切れないという矛盾が社会問題になりそうである。

これでは、太陽光発電や風力等の自然エネルギー発電の普及は望めない。少なくとも周波数が同じ西日本全体の連系送電網の整備に取り掛かるべき、との結論に至る。

【付記：単位の説明】

電気の単位はワット（W）で、1秒間に1ジュールの熱量に相当するエネルギーです。数字が大きくなると零（ゼロ）の数が多くなり、分かりにくいので、便利な接頭語が使われます。例えば、基本単位のワットの1,000倍をキロワット（kW）、その1,000倍をメガワット（MW）、さらに、その1,000倍をギガワット（GW）と表記します。つまりー

- 1 キロワット（kW）= 1,000W
- 1 メガワット（MW）= 1,000,000W =
1,000kW；メガソーラです！
- 1 ギガワット（GW）= 1,000,000,000W =
1,000MW = 100万kW；原発1基分です！



次回は、FIT制度の賦課金の仕組みと今後の動向について取り上げます。

〈引用・参考文献〉

- 1) なっとく！再生可能エネルギー；資源エネルギー庁
- 2) FIT制度の抜本見直しと再生可能エネルギー政策の再構築 2019年4月；資源エネルギー庁
- 3) 電力需給調整システムについての検討；環境省
- 4) 九州電力ホームページより