

私の意見

太陽光発電の希薄性と緯度依存性 限界を超える設置面積と夏冬の発電量差の調整

1. 概要

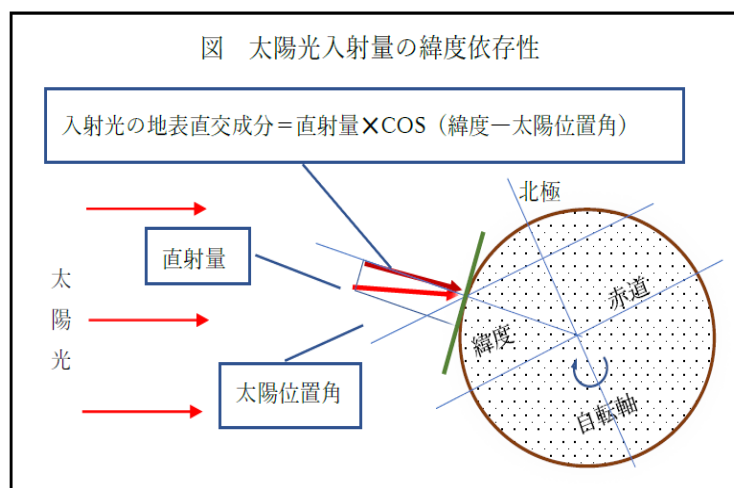
太陽光発電は太陽光入射量の日中変動による発電設備利用率が12～15%程度で、広大な設置面積を必要とする希薄な電源である。この最大の要因は太陽の輻射エネルギーを利用していることによるものであり、地球表面での面積当たりの入射量は入射角に依存し、緯度が高いほど入射角が低くなり、面積当たりの入射量が減少するとともに、夏冬の発電量の差も拡大する（図1、3）。

更に雨天、曇天など気象状況により入射量は減少し希薄性に拍車をかける。

本稿では太陽光発電の発電量を決める太陽光入射量について、発電地点と太陽との位置関係から考察した。この結果から、太陽光発電の大規模導入には限界あることに加え、蓄電池などの充放電による調整の域を超える冬季の発電量低下

には、太陽光電源とは別の安定電源による対応が必要であることを明らかにした。

なお、この検討では需要との調整や経済性については対象から外した。



2. 面積当たりの発電量から見た際だった希薄性

地球軌道における太陽輻射エネルギーは太陽定数と呼ばれる 1.34kW/m^2 である。このうち大気中での反射を除いた約7割を入射光として地球の断面が受け取る。地球の表面積あたりでは断面積あたり1/4の約 0.2kW/m^2 が平均入射量となる。低緯度ではこれより高く高緯度では低い入射量となる。

一方、我が国における太陽光発電設備の設置面積を環境省の戸建住宅棟以外の建物・地上設置等の面積あたり発電ポテンシャル $111,000\text{kW/km}^2$ から推定すると、2050年の太陽光発電量 260GW を発電するためには約 $2,340\text{km}^2$ が必要となる。

$$2.6 \times 10^6\text{kW} \text{ (260GW)} \div 111,000\text{kW/km}^2 \approx 2,340\text{km}^2$$

この面積は我が国の耕地面積 ($44,000\text{km}^2$) の約5%、長さ 1000km 、幅 2.3km のベルト上に太陽光パネルを敷き詰める面積に相当する。これに2050年の陸上風力導入量を 45GW と想定した面積を加えると約 $7,000\text{km}^2$ となり、利用可能な平地・

丘陵地の限界を超える面積が必要になるろう。変動再生エネルギーの設置面積に関しては別稿に示すこととしたい。

3. 太陽と発電地点の位置関係で決まる変動の規模

(1) 日中変動

図2は春秋分における晴天、正午の単位入射量を1とした時の変動を示したものである。日の出の6時（太陽光入射角0度、入射量ゼロ）から正午に最大（入射量1とした）となり日没の18時（入射角180度、入射量ゼロ）までの比照射量の推移を示している。

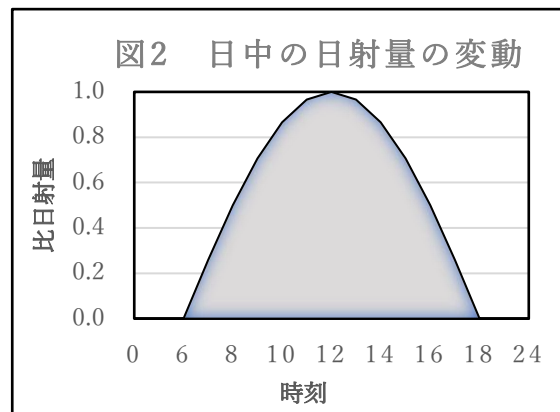
発電出力は概ね入射量に比例するので、正午の発電設備の最大出力（定格発電容量）を単位出力の1kWとすると、1日当たりの累積発電量（6時（日の出）から18時（日没）までの発電量）は3.82kWhとなる。

1日24時間当たりの設備利用率は次のようになる

$$\begin{aligned} \text{1日当たりの設備利用率} &= \text{1日当たりの累積発電量} / \text{1日当たりの定格発電量} \\ &= 3.82\text{kWh} / 1\text{kW} \times 24\text{h} = 0.16 \quad (16\%) \end{aligned}$$

この設備利用率は昼夜が同じとなる春秋分を対象としたものであるが、年間では昼夜の差の変動に応じ比率も変動する。

また、実際の設備利用率は気象条件によって発電量が低下するので、曇天、雨天ではこの値より少なくなる。



(2) 緯度で決まる入射量と季節変動

太陽光入射量が最大となる天頂からの直射光（入射角90度、赤道上では春秋分、北回帰線上では夏至の正午の照射量）を1とした場合の春秋分、夏至、冬至における各緯度の正午の入射量を図3に示す。緯度の影響には次のような特徴がある。

北半球では緯度が高くなるほど、

- * 発電量が低下する
- * 夏冬の差が拡大する

北回帰線以北の緯度帯における入射量の低下を次表に示す。特筆すべきは夏（夏至）と冬（冬至）の差の拡大である。関東以西太平洋側の北緯35度では冬至は夏至の約5割、北緯45度、稚内付近では約4割に減少する。（表1）。

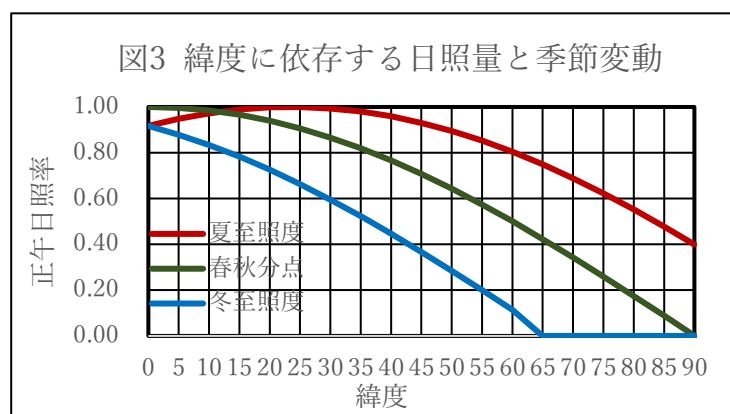
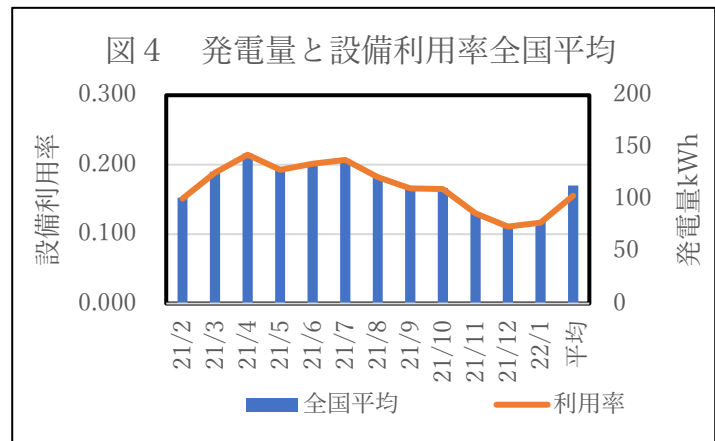


表1 北半球の入射量の季節変動

北緯	夏至	春秋分	冬至	冬／夏比率	主要地域
25度	1	0.91	0.66	0.66	台湾北部、北回帰線上と同程度
30度	0.99	0.87	0.60	0.60	屋久島
35度	0.98	0.82	0.53	0.53	東京、名古屋、ロスアンゼルス
40度	0.96	0.77	0.45	0.47	秋田、青森
45度	0.93	0.71	0.37	0.39	稚内
50度	0.90	0.64	0.28	0.32	サハリン、ロンドン、ベルリン

この差は発電量と設備利用率の差となって現れる。図4は2020年2月から22年1月までの1年間の全国平均の月間発電量と設備利用率である。梅雨の影響もあり晴天の多い4～5月が最大、最少は12月～1月となる。我が国の設備利用率の平均が14%程度なのに対し欧州北部では11%程度で、緯度依存の季節変動の影響がみられることが分かる。



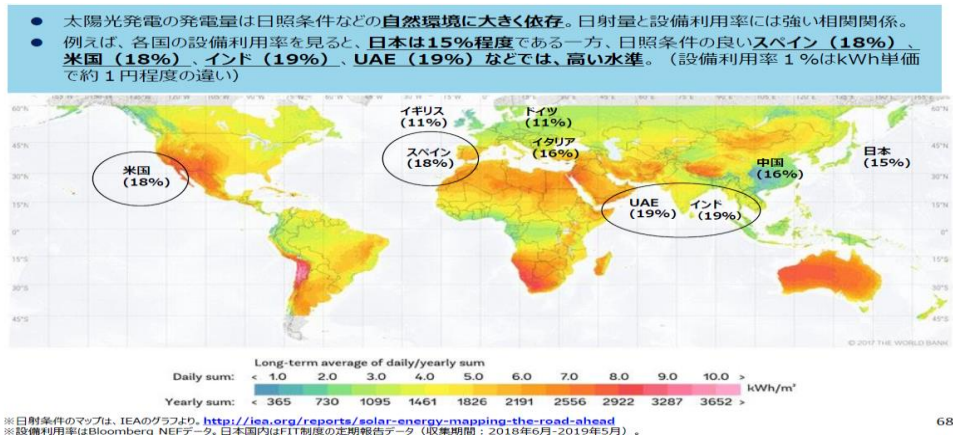
なお、地域別の月間発電量ⁱⁱ、年間平均設備利用率ⁱⁱⁱでも、以下のように緯度依存に加え気候の影響を加味した結果となっている。

- ◇ 南に行くほど発電量が多い
 - 北海道・東北：約12%
 - 南西日本（鹿児島県、高知県、沖縄県等）：約14~16%
- ◇ 降雪の多い日本海沿岸部は東北地方の延長線
 - 日本海沿岸（新潟県、福井県、鳥取県等）：約12%
- ◇ 降雨の少ない内陸と太平洋沿岸部は南西部と同程度
 - 中央部（山梨県、長野県、岐阜県等）：約15~16%
 - 太平洋沿岸（東京都、愛知県、福岡県等）：約13~16%

また、世界全体の発電量の事例を以下に示す。

- ◇ 亜熱帯気候帯、米国西岸、欧州南部の低緯度地帯
 - 中東、インド：19%、北米西岸、スペイン：18%、イタリア：15%
- ◇ 欧州北部の高緯度地帯
 - 英国、ドイツ11%

図5 世界の事例iv



4. まとめ・発電地域の気候特性の影響・異常事態の備えが必要

前述の地球と太陽との位置関係で決まる枠組みは次のような特徴を有している。

- ◇ 日中変動に起因する発電設備利用率は、昼夜が同じ長さとなる春秋分時では16%程度。
- ◇ 北半球では入射量は夏至に最大、冬至に最小となる。北緯50度までの範囲では夏期の減少に比べ春秋分、冬至期の減少幅が大きい。
- ◇ 我が国の夏至期と比較した冬至期の落ち込みは5割に及び、余剰太陽光電力の蓄放電で対応する域を超えている。
- ◇ 年間を通して1サイクルしかない冬期の5割におよぶ発電量の落ち込みに対しては、他電源との補完関係により対応する必要があると考える。
- ◇ 太陽光発電の大量導入には広大な面積を必要とする。

これらは晴天を基準としている。実際の発電地点の太陽光入射量はその地域の気候特性により減少する。晴天時の設備利用率から気候影響を差し引いたものが実際の設備利用率となる。

気候特性には海洋や大陸との位置関係などによる乾期、雨期など地域特有の気候現象がある。梅雨期や台風、積雪期など季節変動と重畳する場合も多い。短期的な晴天、曇天、雨天など日々変動するばかりでなく、異常気象による発電量低下期間の長期化や、発電設備の損傷など、電力の安定供給への備えが必要となる。

なお広大な設備面積の必要性は陸上風力発電も同様であり、活用可能な国土面積から導入量に限界があると考えられる。この限界に関しては別途検討することとする。

以上

出展

- i 我が国の再生可能エネルギー導入ポテンシャル(令和3年度推計)、環境省
- ii 月別発電量と設備利用率の図は都道府県別時速発電データ、エコめがねのデータ(https://www.eco-megane.jp/lp/survey/1411_1.html)を編集した。
- iii 地域の設備利用率は太陽光発電総合情報(<https://standard-project.net/solar/>)によった。

iv 2050年カーボンニュートラルに向けた検討、令和2年11月17日、資源エネルギー庁による。