

太陽のエネルギーを利用する

環境企画 松村 眞

(はじめに)

人類は地球に誕生してからずっと太陽の恩恵を受け、太陽なしには進化も発展もありませんでしたが、長い間、太陽は自然の恵みとしての利用に止まっていました。これからは人類の智恵と科学技術を使って、積極的に利用しようとするのが太陽光発電であり、太陽熱発電であり、ソーラーシステムです。太陽は地球に比べると遥かに大きく、直径で110倍の140万kmもあります。地球から1.5億kmの遠くに位置し、 3.85×10^{23} kWのエネルギーを放散しています。地球の大気圏に到達したエネルギー 1.38 kW/m^2 (太陽エネルギー一定数といいます)のうち、70%の 1 kW/m^2 が地表に到達し、51%が直射光として、19%が散乱光として熱になります。全世界で使用するエネルギー(年間、約450EJ)は、地球の陸地表面が受ける太陽エネルギーの0.01%以下に過ぎません。

太陽光は波長によりエネルギー強度が異なります。紫外線(波長が $0.39 \mu\text{m}$ 以下)のエネルギー強度が約8%、可視光線(波長が $0.39 \sim 0.77 \mu\text{m}$)のエネルギーが約46%、赤外線(波長が $0.77 \mu\text{m}$ 以上)は約46%です。もちろん直射光の利用が好ましいのですが、日本は直射光が少ないので必ずしも太陽エネルギーの利用に適しているとはいえません。世界的に見ると、沿岸地域より内陸に寄ったサハラ・コロラド砂漠、中央アジア、オーストラリア内陸で日射量が多く、極地で少なくなっています。日本は南北に細長く四季の変化が大きいので、日射量は表1のように場所と季節により大きな差があります。日本の平均日射量は 2900 kcal/m^2 日、最大日射量(5月)は 4100 kcal/m^2 日、最小日射量(12月)は 1500 kcal/m^2 日です。

表1 全天日射量と日照時間

	夏		秋		冬	
	全天日射量 (kcal/m^2 日)	日照時間 (h/月)	全天日射量 (kcal/m^2 日)	日照時間 (h/月)	全天日射量 (kcal/m^2 日)	日照時間 (h/月)
札幌地方	3390	160	2400	160	1600	80
東京地方	3580	200	2600	150	2400	200
大阪地方	4010	220	2600	160	2000	140
福岡地方	4010	220	3010	190	2000	120

(出典：中島康孝、傘木和俊：「太陽エネルギーの利用」p48、p75、p76、オーム社(1998.4.5))

1. 日本のエネルギー構成と太陽電池のシェア

太陽エネルギーの利用を考える前に、日本のエネルギー構成を見ておきましょう。図1は日本の一次エネルギー構成の推移です。今から45年前の1965年はエネルギー消費量が現在の約三分之一で、石油が56%、石炭が29%、水力が15%でした。その後、エネルギー消費量が増大するにつれて石油依存度が高くなり、第1次石油危機の1973年には72%に達しました。しかし1973年と1978年の2度にわたる石油危機によって、原油価格が8倍にもなりました。この結果、中東の石油に大きく依存するリスクが認識されるようになり、LNGの輸入と原子力発電を拡大する戦略に転換します。その結果、石油依存度は大きく低下し、現在は42%になっています。2009年度のエネルギー構成は、石油42%、石炭21%、天然ガス19%、原子力11.5%です。再生可能エネルギーは、水力で3.2%、太陽・風力・地熱・バイオマスで約3.1%です。

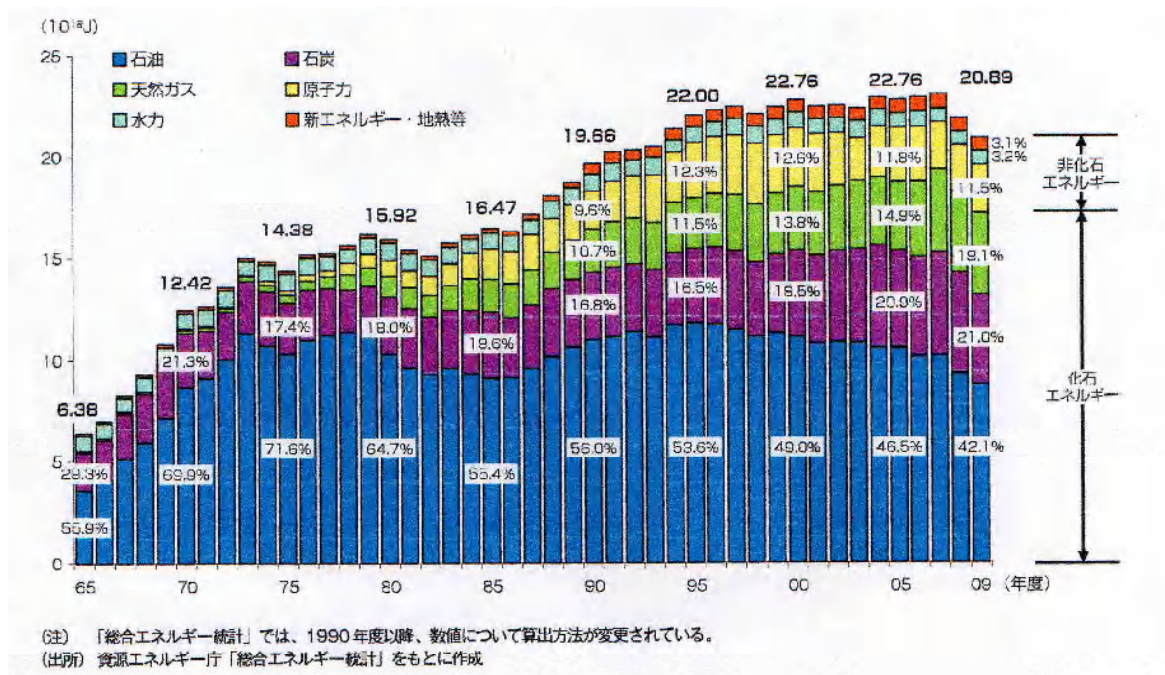


図1. 日本の一次エネルギー構成 (出典：エネルギー白書2011)

図1は一次エネルギーですが、二次エネルギーとなる電力用のエネルギー構成を図2に示します。2010年度で原子力の寄与が30.8%、LNGが27.2%、石炭が23.8%です。現在、大いに脚光を浴びている太陽光や風力は、電源構成で見ると2009年度で地熱やバイオマスも含めて1.2%程度に過ぎませんが、今後の急激な拡大が予想されています。

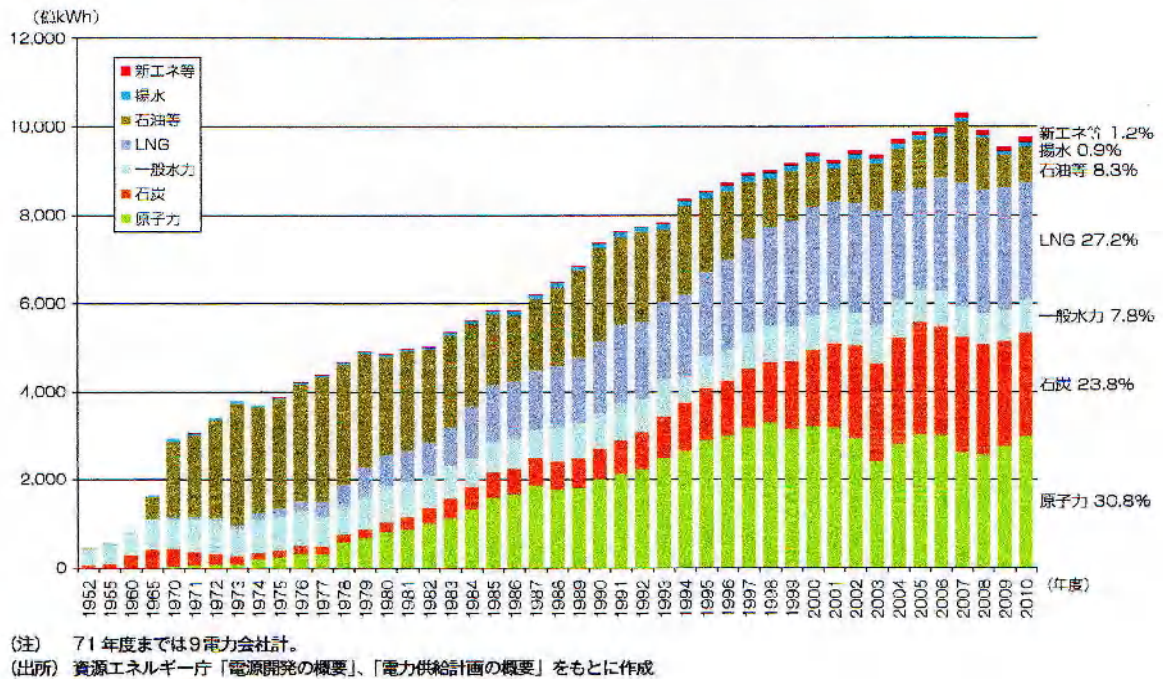
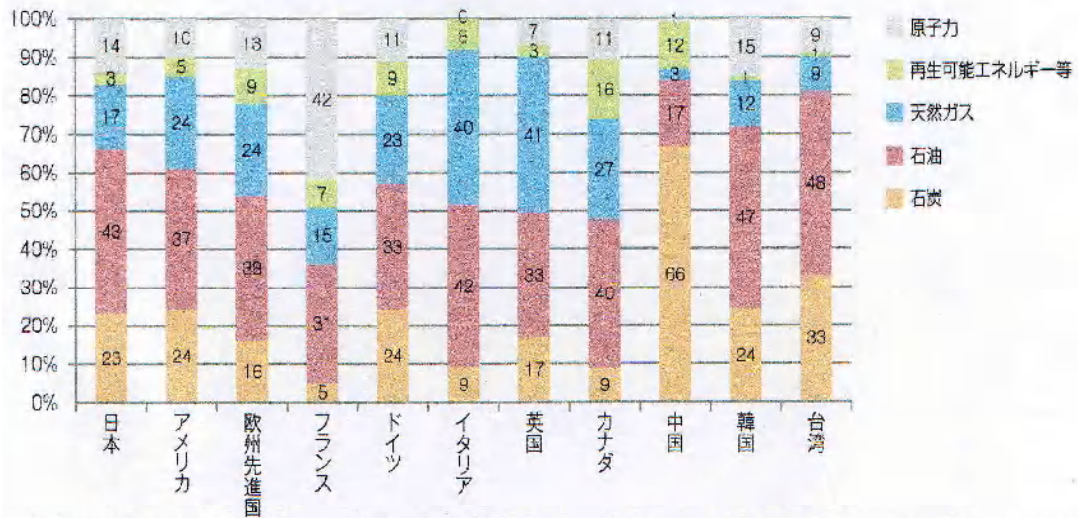


図 2. 日本の電源エネルギー構成推移 (出典：エネルギー白書 2011)

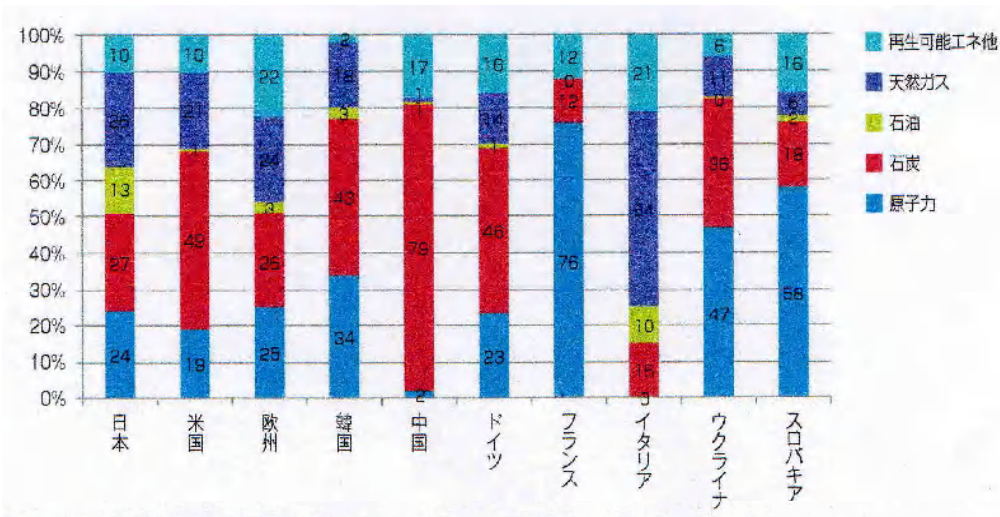
図 3 は諸外国の一次エネルギー構成です。太陽光や風力発電などの再生可能エネルギーは、カナダが 16%と大きいのですが水力発電を含んでいると思われます。ドイツは水力発電がないのに 9%と大きな比率を占めています。中国も太陽光発電と太陽熱利用が発展しています。フランスは原子力発電の依存度が高く、英国とイタリアは天然ガスの比率が大きい特徴があります。日本の数値 3%は水力発電を含んでいないものと思われます。

図 4 は電力のエネルギー構成です。電源構成に見られる再生可能エネルギーの比率は、欧州、ドイツ、イタリアが高く、日本はアメリカと同等です。なお、出典と調査時点、および調査機関によって、再生エネルギーの範囲と寄与率の数値に違いがあるので、厳密なデータが必要なら出典の詳細確認が必要です。



(出所) IEA Energy Balances of OECD/ Non-OECD Countries

図 3. 諸外国の一次エネルギー構成 (出典：：エネルギー白書 2011)



(出所) IEA Electricity Information 2010

図 4. 諸外国の電源エネルギー構成 (出典：：エネルギー白書 2011)

2. 太陽光発電の概況

2009年における世界の太陽光発電の発電容量は、図5のようにIEA諸国全体で2038万kWです。このうちドイツが最大の48%を占め、スペインが17%、日本は12.9%です。なお、IEA(International Energy Agency)というのは、安価でクリーンなエネルギーを提供するための諮問機関で、加盟国は現在30ヶ国です。主要国はヨーロッパ諸国、アメリカ、カナダ、オーストラリア、日本、韓国などで、中国や東南アジア諸国は加盟して

いません。したがって世界全体をカバーしているわけではありません。図6は世界の太陽電池生産量で、今や中国が世界一の生産量になっています。日本の太陽電池生産量は世界第3位ですが台湾が接近しています。

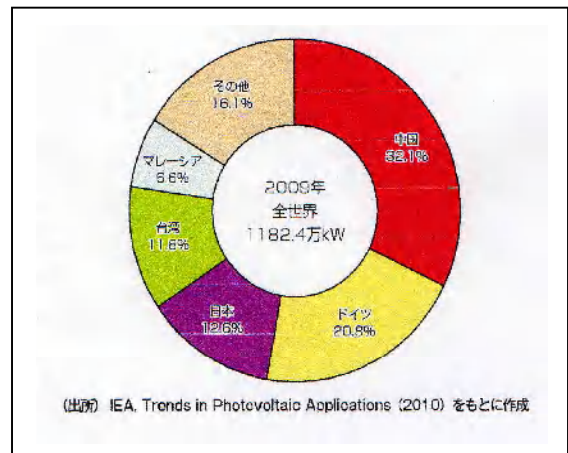
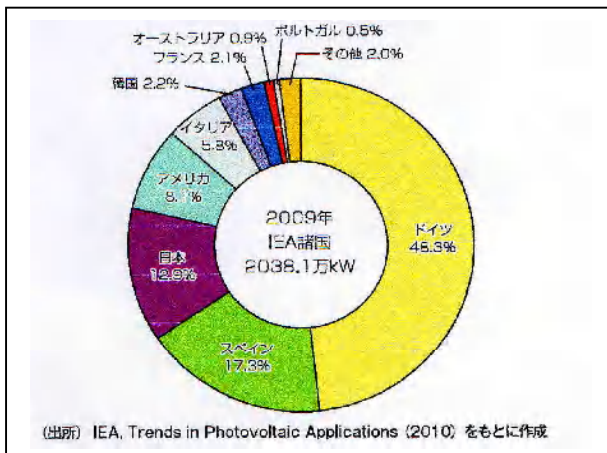


図5. IEA諸国の太陽光発電設備容量

図6. 世界の太陽電池生産量

図7に示すのは世界の太陽電池生産量の推移です。2005年以降に生産量が急拡大し、2010年の生産量は2009年の2倍近くに達しました。現在も世界中で生産設備の増強が進んでいるので、まだまだ増大する可能性があります。一方、あまりに急激な増大が経済的な国際紛争の種になる可能性を指摘する声もあります。

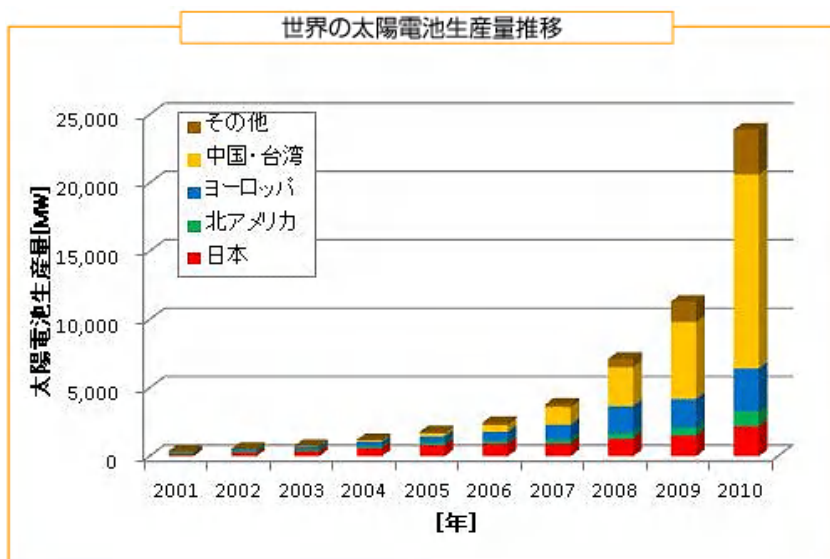


図7. 世界の太陽電池生産量推移 (出典: NEDO・HP「よくわかる技術解説」)

図8に示すのは、国内の太陽電池出荷量推移です。世界の太陽電池生産量推移と同様に、2010年の出荷量が2009年度より大幅に増大しています。今では街を散歩していると、屋根に太陽電池を乗せた家をよく見かけるようになりました。今後も政府や自治体の補助制度と、電力買い取り制度の充実で、自宅に設置する人が増加するでしょう。

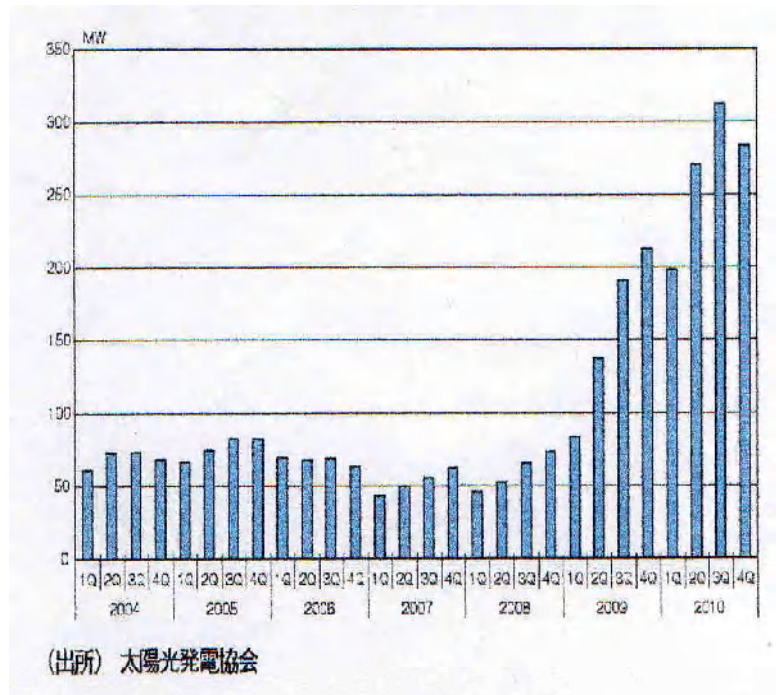


図8. 国内の太陽電池出荷量推移 (出典：エネルギー白書2011)

図9は国内の太陽光発電導入量と、1kWあたりのシステム価格推移です。市場に出始めた1995年頃は1kWあたり170万円もしましたが、性能の向上と量産効果で現在は約60万円になりました。ただし、この価格には据え付け費用が含まれていません。据え付け費用は場所と規模によって違うので、実際の導入に際しては正確な見積もりが必要です。

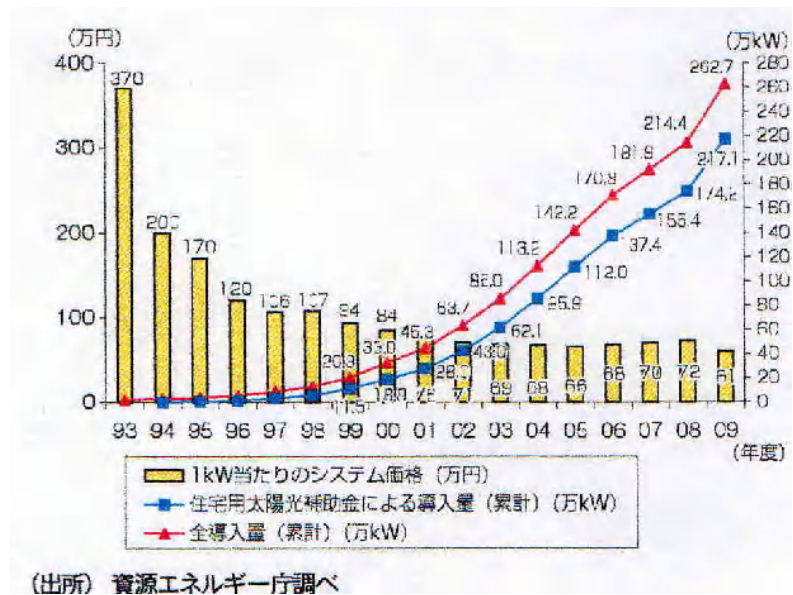


図9. 太陽電池の国内導入量と価格の推移 (出典：エネルギー白書2011)

図10は太陽電池の天候別・時間帯別の出力比率です。晴れた日の昼間には、定格出力の60%以上の出力が得られますが、曇天だと30%~40%、雨天なら10%程度しか得られません。もちろん、日没後には発電しませんから、定格出力に対して、平均でどの程度の出力を得られるかが太陽光発電の経済性に決定的な影響を与えます。

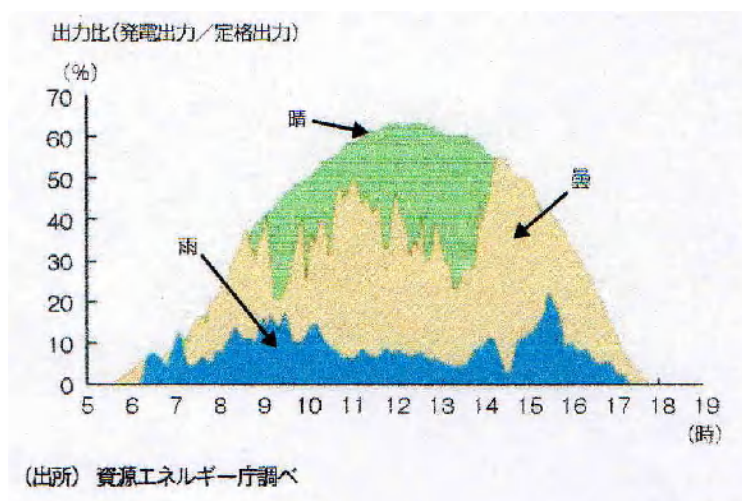


図10. 天候別・時間帯別発電率

(出典：エネルギー白書2011)

日本の場合、一戸建て個人住宅の設置例では年平均で12%~15%が多いです。なお、風力発電は夜間も発電できるので、太陽光発電よりも高く20%~30%が多いです。ガスや石油など化石燃料による発電では、定格出力（設備容量）に対してどの程度の出力で運転するかを人為的に決められますから、必要なら80%以上でも発電できます。しかし太陽光発電や風力発電の出力は自然まかせですから、この程度の出力比率が一般的です。生産設備や機械設備では、生産が可能な時間数に対して、実際に稼働している時間数の割合を設備稼働率といいます。フル生産能力に対する実際の生産量も稼働率ということがあります。一方、成り行きまかせの太陽光発電や風力発電では、設備稼働率と言わずに「設備利用率」というのが一般的です。化石燃料の発電設備と比べて、定格出力に対する実際の出力の比率が大幅に違うことを忘れないでください。

3. 太陽電池の原理と種類

太陽電池の基本原理は、金属の表面に波長の短い光を当てると電子が飛び出す光電効果で、太陽の光エネルギーを直接電気エネルギーに変換します。太陽電池は図11のように、n型半導体とp型半導体を貼り合わせた構造です。シリコン半導体を例にとると、電気的性質の異なるn型半導体とp型半導体の2つをつなぎ合わせたpn接合体が太陽電池の基本構成です。n型半導体は電子が1個余剰の形をしており、p型半導体は電子が1個不足した形（正孔）をしています。半導体（太陽電池）が太陽光を吸収すると、n型とp型半導体の接合部分に正孔と電子が発生します。電子（-）はn型半導体（陰極）の方へ、正孔（+）はp型半導体（陽極）の方へ移動し、n型の陰極に電子が、p型の陽極に正孔が集まります。両電極を導線で接続すると、n型半導体の電子が導線を伝わってp型半導体の正孔に向かって移

動するので、電流が流れます。発生した電流は直流なので、インバーターで交流電流に変換します。

実用的な太陽電池は、1953年にアメリカのベル研究所で、Pearsonらが単結晶シリコンを使用した電池を開発したのが始まりです。太陽電池は使用原料面から、大きくシリコン系、化合物系、有機物系に分けられます。主力はシリコン

系で全体の90%を占めますが、原料の入手難とコスト高のためシリコン使用量を減らしたり、低コストの製造法を導入しています。化合物や有機物など、シリコン以外の原料を使う開発も進められています。太陽電池を原料で分類すると表2のようになります。太陽光エネルギーから電気エネルギーへの変換効率を容易に大きくできないのは、太陽光子がセル表面で反射したり、セル内部でも十分に吸収されないからです。

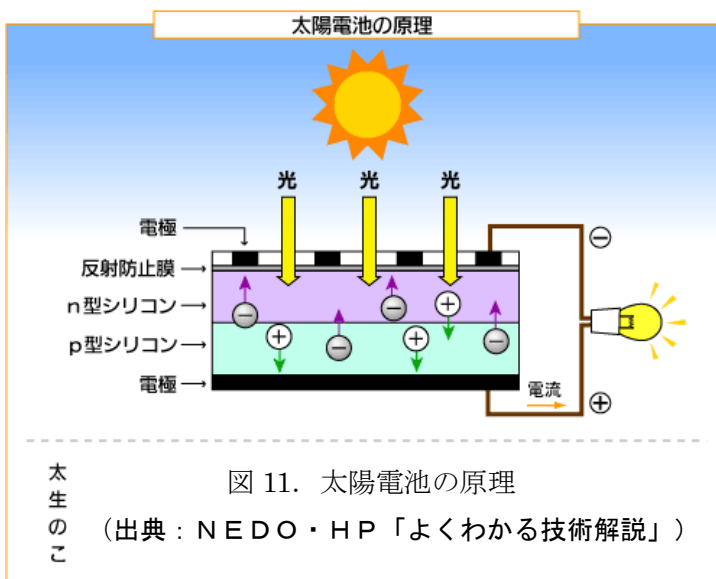


図 11. 太陽電池の原理
(出典：NEDO・HP「よくわかる技術解説」)

表 2 太陽電池の種類

原料の系統		内容	セル変換効率*	特徴
シリコン系	結晶系 (c-Si)	単結晶	18～23	豊富な使用実績
		多結晶	13～18	大量生産に向く
		HIT	15～22	安価で高効率
		リボン状	13～15	製造ロスが少ない
		球状	～11	原料が有効利用
	薄膜系	アモルファス(a-Si)	5～11	低温製造プロセス
		タンデム型	10～12	高効率で低コスト
トリプル型		11～13	高効率で省原料	
化合物系	Ⅲ－Ⅴ族	GaAs型、InP型	～25	高価、高効率
	Ⅱ－Ⅵ族	CdTe型	13～16	原料が少なくて良い
	カルコピライト系	CI(G)S型	10～13	原料が少なくて良い
有機物系	色素増感		5～8	発展性がある
	有機化合物		～5	今後の課題である

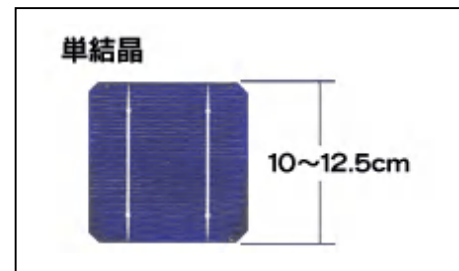
*変換効率＝電気エネルギー／太陽光エネルギー

4. 太陽電池セルの製法と特徴

太陽電池メーカーは、半導体産業がシリコンのサプライヤーに大きく左右されないように、独自にシリコンの生産を始めたり、使用量の削減を進めています。シリコン以外の原料の使用も検討していますが、まだ生産の中核になり得るほどではありません。

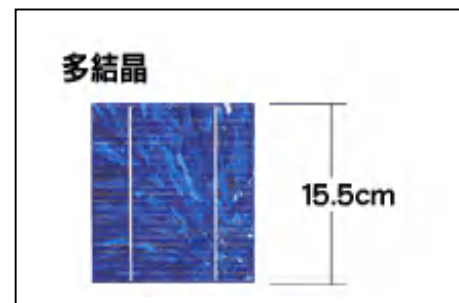
4.1 シリコン結晶系単結晶

高純度シリコンを用い変換効率が高いですが、コストも高いのが難点です。シリコンを融解して単結晶種結晶を接触させ、円柱状単結晶にしてからスライスしてウエハを作ります。半導体用の 11 ナインの純度は必要なく、6 ナイン程度（ソーラーグレード）で十分です。シリカは地球上に豊富にあります。純度の高いシリコンを得るのには苦勞しています。半導体用と競合し品薄になると値段が高騰しやすいので、現状の厚さ 200–180 μm を薄くし、シリコン使用量を減らす努力が進められています。



4.1.2 シリコン結晶系多結晶

シリコン粒を粉砕して 1400°C で溶融し、再固化してインゴットを作りブロックに切断、ウエハソーでスライスしウエハを作ります。半導体 IC 製造の際の端材が原料になるので、不良品の再利用もできます。単結晶系よりは変換効率は低いです。コストが安く現状で材料の主力を占めています。



4.1.3 シリコン結晶系 HIT(Heterojunction with Intrinsic Thin-layer)

n 型の結晶シリコン基板の両面に数十 nm 厚のアモルファスシリコンを積層し、1 面に i 型半導体層と p 型半導体層、反対面に i 型半導体層と n 型半導体層をプラズマ化学気相成長法 (CVD) で堆積させ接合を形成します。電池表面の発電ロスを抑えて高出力、高変換効率にしています。

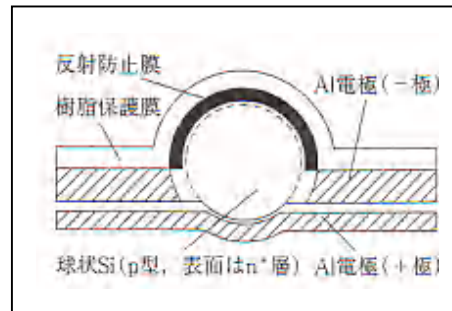
4.1.4 シリコン結晶系リボン

溶融したシリコンを 2 本のワイヤを使って引き上げ、その間に表面張力を利用して薄いリボン状のシリコン板を作ります。ウエハ切断の際のシリコンのロスがありません。

4.1.5 シリコン結晶系球状

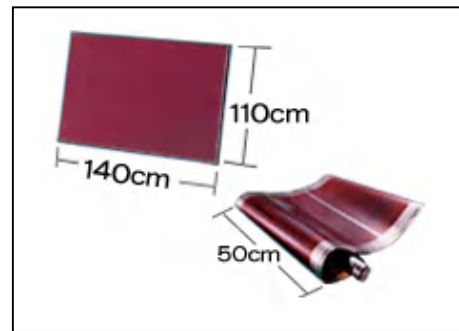
溶融したシリコンを小さなノズルから落下させ、表面張力により直径 1mm 以下の球状に冷却して固化、一度に大量のシリコン結晶球を形成させます。これを基板に並べ固定し、

電氣的に接続し電池にします。ウエハを作るのと異なり、切り代によるロスがないのでコストを下げられますが、平面状に配列すると生ずる隙間が変換効率を下げる欠点があります。



4.1.6 シリコン薄膜系アモルファス

アモルファス (非晶質) シリコンや結晶シリコンを基盤に 200°C程度で蒸着させ、膜厚 1 μm程度のシリコン薄膜を作ります。原料の制約は少ないですが、短波長側へのみ感度があるので、結晶系のように変換効率を上げることができません。膜付着条件によりアモルファスになったり、微結晶になったりします。基板の選択範囲が広く、薄いので半透明製品も作れます。温度による出力低下や夏場での変換効率低下が少ないのが特徴です。



4.1.7 シリコン薄膜系タンデム

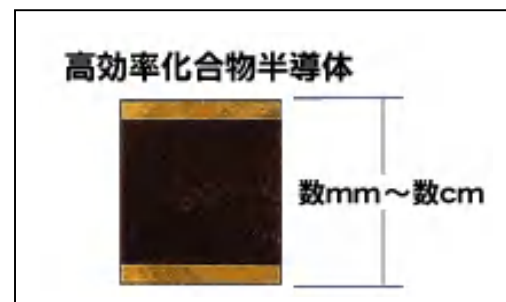
アモルファス型に微結晶シリコンを積層した 2 層構造です。アモルファスシリコンが太陽光の短波長側を吸収し、微結晶シリコンが長波長側を吸収して両者を合わせて変換効率が上がります。シリコンの使用量も結晶系の 1/100 (2 μm) でよいので、低コストになります。

4.1.8 シリコン薄膜系トリプル

アモルファスシリコン 2 層と微結晶シリコン 1 層の 3 層構造にし、変換効率を高めたものです。シリコンの使用量が少なく、コストも安くなります。

4.1.9 化合物系 GaAs 型

化合物系は組成によりバンドギャップを変えられるので、変換効率が高められる利点があります。非常に高価ですが、40%の高変換効率を期待して開発中です。耐熱性や放射線耐性が優れているので、宇宙用として利用されています。バンドギャップ (Eg) は半導体の物理定数で、GaAs (1.4)、CdTe (1.5)、a-SiGe (1.6)、a-Si



(1.7)、a-SiC (1.9)。これらの化合物は変換効率が高いので電池材料に使用されます。

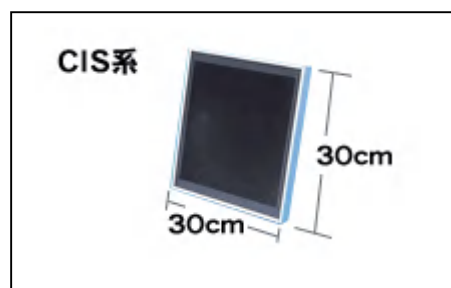
4.1.10 化合物系 CdTe 型

常圧で製造されるので、低コストで高変換効率を期待できます。原料に Cd が使われる

のが懸念されています。

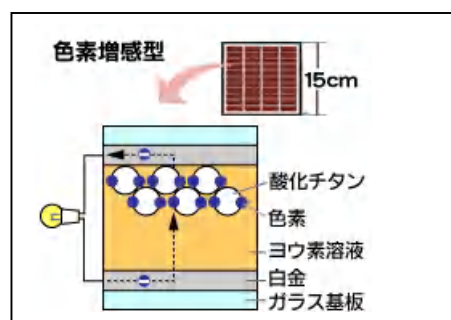
4.1.11 化合物系 CI(G)S 型

化合物半導体の一種で、銅とインジウムとセレンなどを原料とした数 μm の薄膜太陽電池。I-III-VI族化合物で光吸収係数の大きい吸収層を作り、薄膜積層構造を作ります。Cu,In,Se (CIS) は E_g が低いので、CuGaSe (CGS) との固溶体を作り、 $E_g 1.4\text{eV}$ 程度にします (CIGS)。Ga 組成で E_g を制御できるのが特徴。製造工程が簡単で高性能が期待できることから、技術開発が進められ、シリコン系の代替が期待されています。



4.1.12 有機化合物系色素増感型

酸化チタンについた色素が光を吸収し、電子を放出することで発電する新しいタイプの太陽電池。簡単に作れて応用範囲が広いので、今後の発展が期待されています。基盤はガラスだけでなくプラスチックも可能です。変換効率は 10% が目標です。材料が安く変換効率を高められ、セルの構造も製造プロセスも簡単ですが、色素の耐久性や液体電解質の密封性が課題です。



4.1.13 有機化合物系有機化合物型

導電性ポリマ (p 型、フタロシアニンなど) とフラーレン (n 型) などを組み合わせた数十 nm の有機薄膜半導体を用います。色素増感型よりもさらに構造や製法が簡便で、電解液を用いないので柔軟、長寿命が特長です。変換効率が 3% 程度と低く、まだ開発段階です。

5. 太陽電池の設置形態

太陽電池セルは 10cm、12.5cm、15cm 角または丸の薄い板で、最小限の電池機能を持っています。このセルを図 12 のように接続して、必要な電圧が得られるように加工したものが図 13 に示す太陽電池モジュールで、設置する場合の最小単位になります。モジュールを耐候性や機械強度を持たせるように、ガラス、フィルム、透明樹脂などで包み、大容量の電力を取り出せるように架台に並べたものが太陽電池アレイです。家庭用のアレイには平板状に並べた屋根置型と、屋根の形状に加工した屋根材型があります。

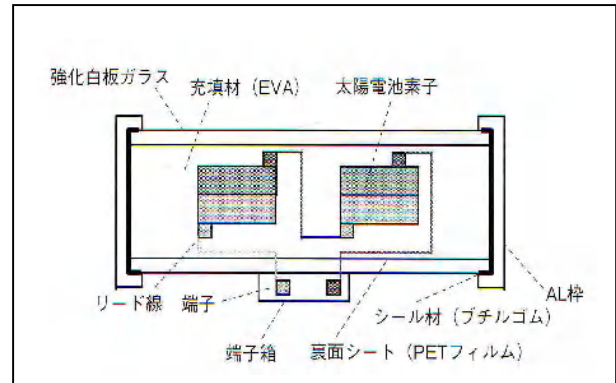
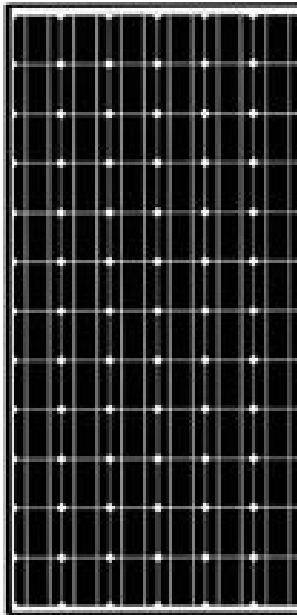


図 12. 太陽電池モジュールの基本構造

図13. 太陽電池モジュール:

シリコン結晶系HITモジュール (出典: 三洋電機HP)

太陽電池セルから太陽電池モジュールを作る工程は下記のようになっています (図 14)。

- ①セル間の直列並列接続。
- ②モジュール部材のセットとラミネート処理。
- ③ラミネートを加熱して EVA (エチレンビニルアセテート) を軟化、加圧して接着強度を向上。
- ④シール材を充填した Al 枠の取り付け。
- ⑤端子取出し部に端子箱の取付け。耐候性、反射性、バリア性などが必要な裏面シートには、主にポリエステルフィルムが使われます。

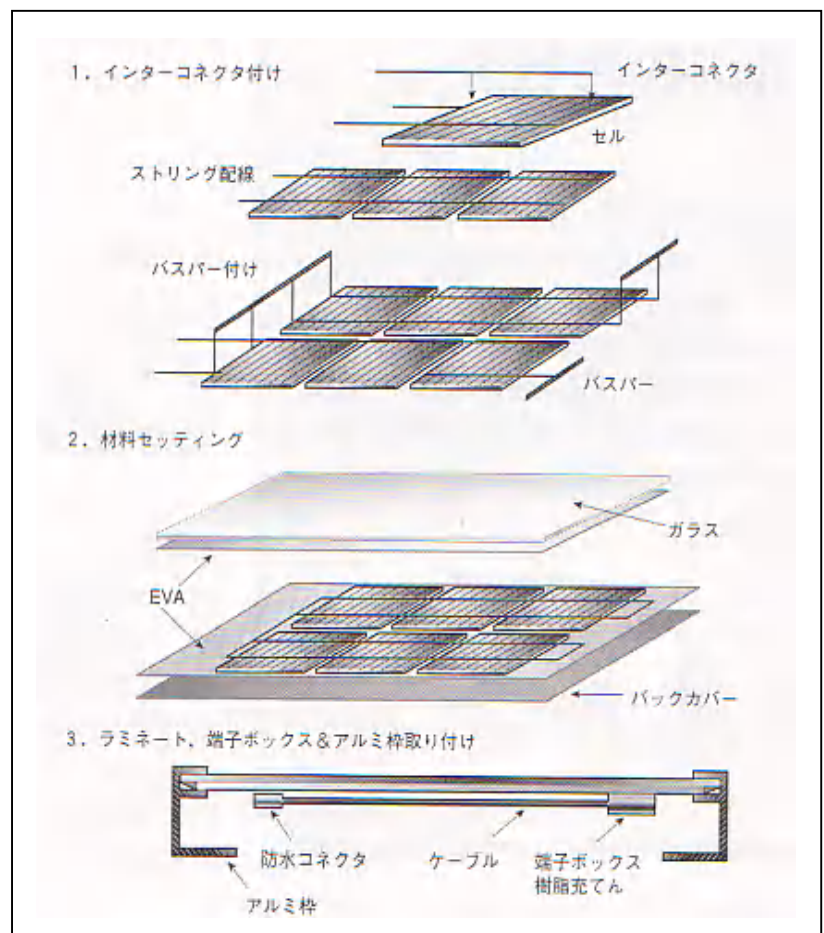


図 14. 太陽電池モジュールの製造工程

出典: 富田孝司、「太陽電池、未来へ測り知れない役割」: ERC 出版 (2003)

太陽電池の設置形態は表 3 に示す 3 形態があります。独立型は電力会社の配電網と接続せずに単独で運用する形態で、蓄電池と組み合わせて街路灯や道路標識に使われます。系統連携は、電力会社の配電網と接続して使用する形態です。接続しても、電力が不足する場合に電力会社から購入するだけの方式と、不足する時には購入し、過剰の場合には売却する方式があります。電力会社に売却する場合は、電力の逆潮流といいます。

表 3. 太陽電池の 3 設置形態

連系のタイプ	連系方式
独立型	電力会社の系統と連系せず、太陽光発電システムで発電した電力のみを負荷側に供給する。安定した電力供給のために蓄電池と組み合わせ、余剰の電力を蓄電池に貯めておき、必要に応じて放出するシステム。 (適用例 : 街路灯、無線機、時計、道路標識)
系統連系／ 系統切替型	状況に応じて電力会社の系統と接続したり、切り離したりして運転する。蓄電池と組み合わせると供給が安定する。 (適用例 : 防災用)
系統連系／ 常時連系型／ 逆潮流あり	太陽光発電で発電した電力を負荷側に供給するとともに、余剰電力を電力会社に売却する。 (適用例 : 家庭用、産業用、公共用)
系統連系／ 常時連携型／ 逆潮流なし	太陽光発電で発電した電力を負荷側に供給するだけで、余剰電力は電力会社の系統に逆潮流させない。保護継電器の設置が必要。 (適用例 : 家庭用、産業用、公共用)

一戸建て住宅の屋根に設置する場合は、通常、「系統連系／常時連系型／逆潮流あり」になります。典型的な形態は図 15 に示す方式で、太陽電池で発電した直流電力が接続箱に送られます。接続箱では直流電力を 1 本に集め、パワーコンディショナーに送って交流に変換します。パワーコンディショナーを出た交流電力は、分電盤で宅内使用分が内部負荷に供給され、余剰分が売電用メーターを経て電力会社の系統に送りだされます。

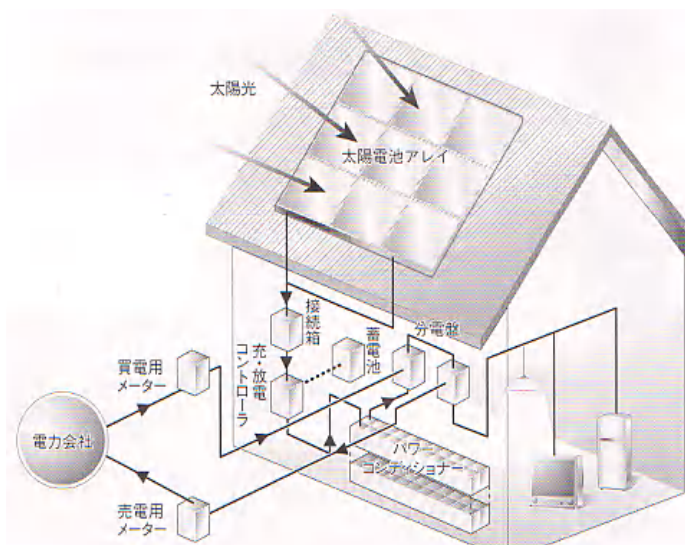


図 15. 図 1 家庭用太陽光発電システムの構成
出典：三菱電機(株)パンフレット (2008.12)

6. 太陽電池の設置状況と経済性

6.1 KTさんの事例

KTさんは太陽光発電に関心があったので、長年勤めたエンジニアリングを退社後、2009年から導入の検討を開始、2010年の5月に設置しました。本稿では概要を紹介しますが、検討と設置の経緯は本人のHPに詳しく公開されているので、関心のある方はアクセスしてください(URL:<http://www7.ocn.ne.jp/~sun2011k/>)。KTさんが導入した太陽電池の仕様や、設置場所と稼働1年間の運用実績を表4に示します。発電量や売電量は図16に紹介します。

表4. KTさんの太陽光発電仕様と設置場所、および1年間の運用実績

設置場所と採用した太陽電池の仕様	稼働後1年間の運用実績
①設置場所：北緯35度、東経140度	①発電量 =5,536kWh
②設置角度：勾配31度	②設備利用率 =16.7%(設備利用率)
③設置方位：真南から西に5度	③売電量 =4,085kWh
④設置面積：22.9㎡	④売電収入 =193,394円
⑤定格出力：3.78KW	⑤節減電力料 =34,500円
⑥種類：シリコン結晶系HIT (HIT-NKH210(サノフ)・18枚)	⑥節電意識効果=5,177円(日頃の節電)
⑦初期投資：218万円	⑦節電効果合計=233,071円
⑧補助金：国・県・市で41万円	⑧売電単価 =47.34円/KWh (売電収入÷売電量)

図16を見ると発電量は日が短い冬と雲の多い6月が少なく、日照時間の長い晩春と夏場は順調に発電しています。発電量と売電量は、1年を通じてほぼ比例しており、この差分で示される約130kWhが毎月の節減電力量です。節電意識効果は、売電メーターと買電メーターを見ると無駄な電気を減らそうとする効果です。この「見える化」による節電効果は、太陽電池を設置した家庭に共通に見られる特徴です。

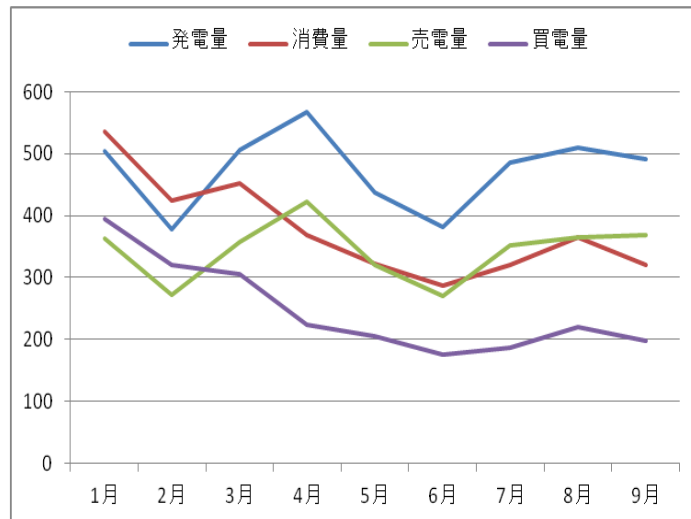


図16. KTさんの太陽電池発電量と売電量推移
(9ヶ月分だけ表示)

初期費用は218万円ですが、この金額は補助金を差し引いたものですから、本来の価格は

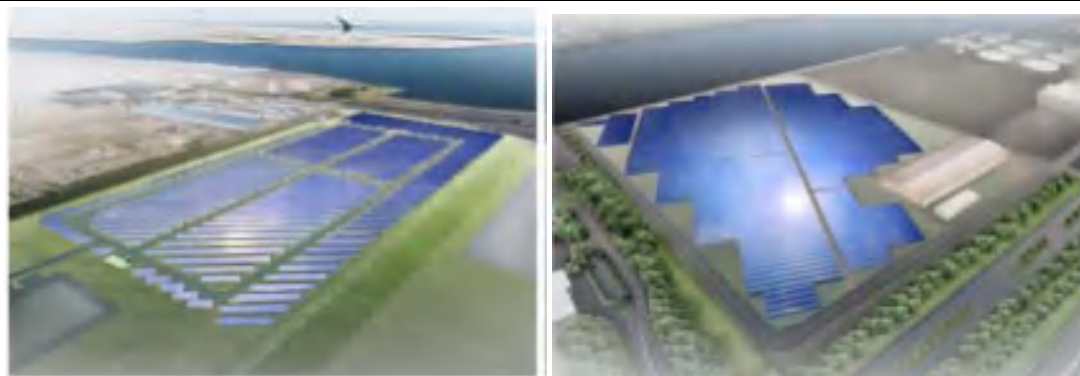
約260万円です。したがって設備費の単価は、工事費を含めて1kW当たり69万円になります。発電単価を、補助金を差し引いた後の初期投資と発電量から求めると、10年償却で1kWhあたり約40円です。しかし太陽電池の耐用年数はもっと長いですから、実際にはもう少し安いと思います。電力会社による電力の買い取り料金は、KTさんの場合1kWhあたり48円ですから売電収入が19.3万円です。この収入と節電意識効果をもとにKTさんの投資回収期間を求めると9.4年ですから、銀行預金よりはましな投資かもしれません。KTさんの事例は、これまでに紹介されている事例より経済性が高いと思われますが、その理由はセルの変換効率と、16.7%という設備利用率にあります。この2項目が経済性に非常に大きな影響を与えます。なお、この推算是単純化のために補修費を含めていませんが、ほとんど不要というのが一般的な認識です。経済性について注意すべきことは、電力買い取り単価と太陽電池の価格です。電力買い取り料金は、今後の低減が予想されますが、太陽電池の価格も低下すると思われるので、今後はさらに普及するでしょう。

6.2 メガソーラー

太陽光発電は、これまで個人住宅を中心に普及を推進してきましたが、太陽電池の価格低下と信頼性の向上から、発電事業としての収益性に期待がもてるようになりました。商業ベースの太陽光発電は、個人住宅の屋根ではなく工場跡地や未利用の土地を対象にします。表5は川崎市と東京電力が設置するメガソーラー発電所です。メガソーラーというのは1000kW以上の定格出力がある太陽光発電所で、浮島太陽光発電所は営業運転を開始し、扇島太陽光発電所は2011年12月に営業運転を開始する予定です。

表5. 川崎市と東京電力のメガソーラー発電所(出典：川崎市発表資料)

発電所名	浮島太陽光発電所（川崎）	扇島太陽光発電所（川崎）
最大出力	7,000kW	13,000kW
推定発電量	740万kWh	1,370万kWh
敷地面積	約11ha（川崎市）	約23ha（東京電力）
モジュール数	約38,000枚	約64,000枚
営業運転開始	2011年8月 画像：下左	2011年12月画像：下右



国内のメガソーラーは他にもいくつかありますが、海外には表6に示すように日本より大規模なメガソーラーが稼働しています。面積が100haを超え、出力が数十MWに達するメガソーラーも珍しくありません。ヨーロッパでメガソーラーが多いのは、電力の固定料金買取り制度が採用された結果、収益性が大きく向上したからです。これからも世界各地でメガソーラーが建設されるでしょう。しかし1発電所の定格容量は、火力や原子力発電所の定格容量・数十万kWと比べると小さいので、現在のところ既存の発電所に置き換わるほどではありません。メガソーラーの経済性については報告が少ないのですが、初期投資の対象となる設備費が1MWあたり2億円程度、1kWあたりにすると約20万円といわれています。この金額は住宅用の三分の一程度ですが、広い土地に太陽電池モジュールを効率よく集中配置できることと、地上設置なので工事費が個人住宅の場合より安いからです。

表6. 世界のメガソーラー

場所	出力 (MW)	面積 (ha)	モジュール枚数
ドイツ・バルトボレンツ	40	143	550,000
フランス・レメ	36	50	
スペイン・ファミーリャ	23	100	120,000
スペイン・ベネイサマ	20	50	100,000
スペイン・サマランカ	14		
アメリカ・ネバダ	14	60	70,000
ポルトガル・セルバ	11	60	52,000
ドイツ・バイエルン	10		
日本・扇島	13	23	64,000
日本・浮島	7	11	38,000

7. 今後の展望

太陽光発電の今後の展望について、(独)新エネルギー・産業技術総合開発機構 新エネルギー技術開発部「2030年に向けた太陽光発電ロードマップ (PV2030) に関する見直し検討委員会」は、図17～図18を公開しています。図17は将来の目標とする太陽光発電の普及への課題で、利用と用途の拡大、利用環境の整備などが挙げられていますが、やはり経済性の改善、つまりはコストダウンが最も重要な課題です。図18はコストダウンのシナリオを示しており、発電単価を2020年で業務用なら23円/kwh、2030年なら7円/kwhと想定しています。このシナリオの実現性は、表7に示す太陽電池セルとモジュールの変換効率向上と、耐用期間の長期化およびコストダウンに大きく依存しています。

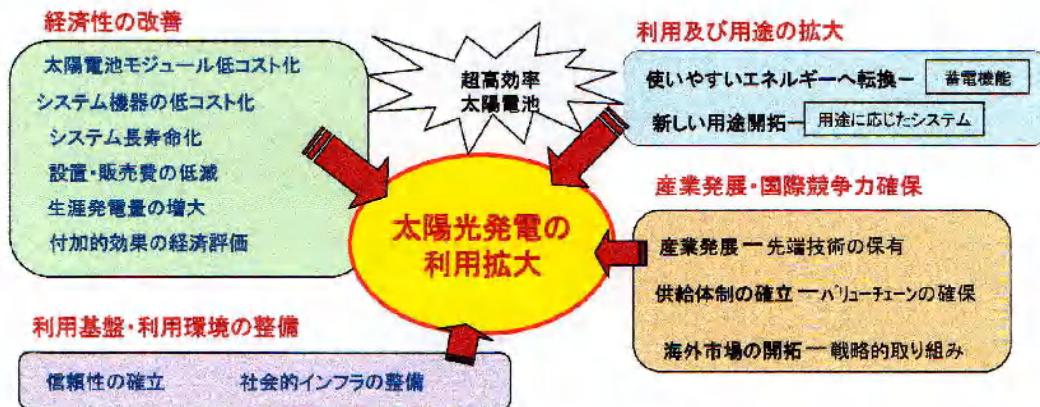


図. 17 太陽光発電の利用拡大への課題

(出典：NEDO「太陽光発電ロードマップ (PV2030+)」概要版)

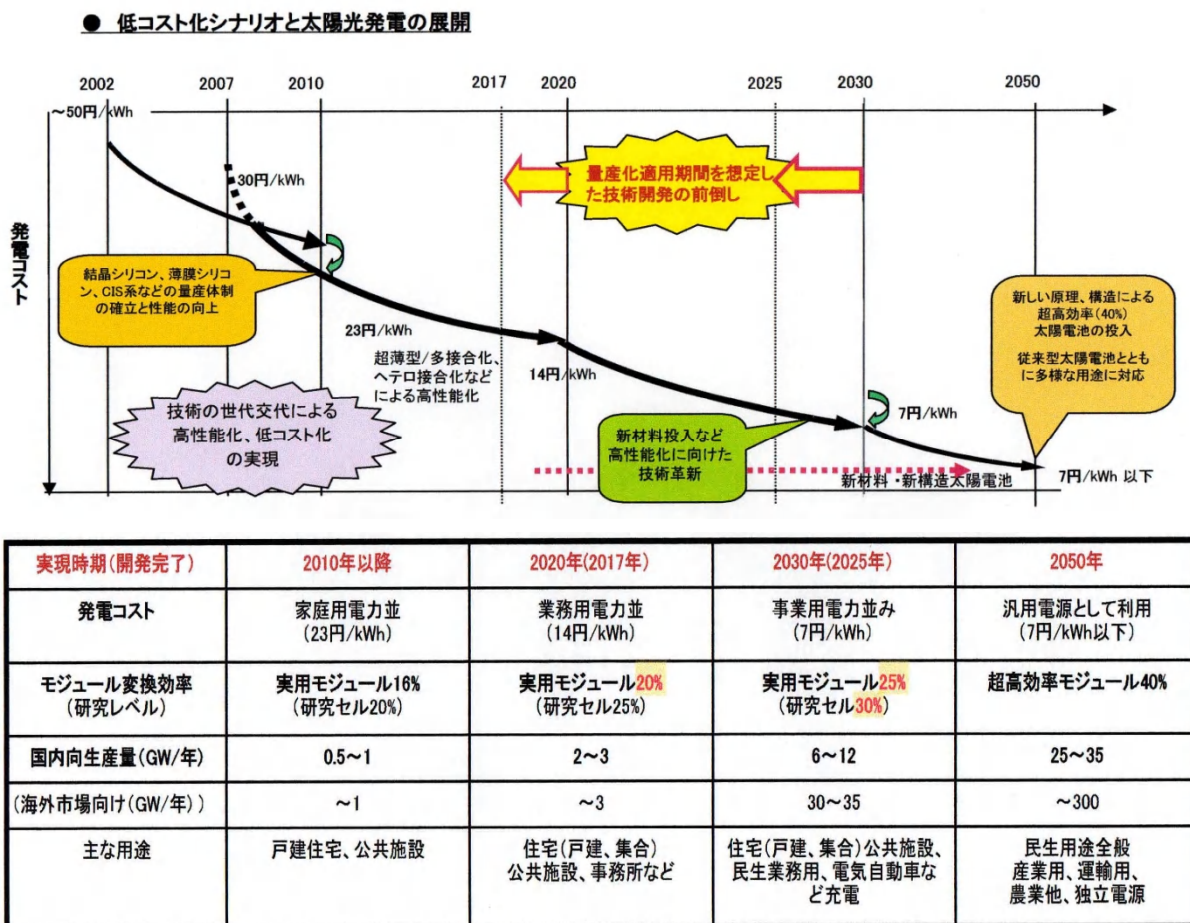


図. 18 低コスト化シナリオと太陽光発電の展開

(出典：出典：NEDO「太陽光発電ロードマップ (PV2030+)」概要版)

表7. セル・モジュールの性能（変換効率%）、製造コスト（円/W）、寿命（年）

個別技術の開発目標	太陽電池 ¹⁾	2010年		2017年		2025年				モジュール(%)
		モジュール(%)	セル(%)	モジュール(%)	セル(%)	モジュール(%)	セル(%)	製造コスト ³⁾ (円/W)	寿命 ⁵⁾ (年)	
	結晶Si ²⁾	16	20	20	25	25	(30)	50	30(40)	40%の超効率太陽電池（追加開発）
	薄膜Si	12	15	14	18	18	20	40	30(40)	
	CIS系	15	20	18	25	25	30	50	30(40)	
	化合物系	28	40	35	45	40	50	50	30(40)	
	色素増感	8	12	10	15	15	18	<40		
	有機系 ⁴⁾		7	10	12	15	15	<40		

1)セルは技術の到達水準を示す指標で、研究室での小面積セル。モジュールは実用化技術段階

2)結晶シリコンは単結晶、多結晶などを区別せず、シリコン基板を用いた太陽電池として設定。

3)製造コスト目標は、変換効率、耐久性(寿命)とリンクするため、2025年の開発目標に併記。

4)新しい太陽電池として有機系太陽電池にも開発目標を設定した。

5)モジュール寿命は標準技術として2025年に30年を設定するが、技術として2030年までに通常の電力用設備並みの40年の耐久性を持つモジュールを開発する。

出典：(出典：出典：NEDO「太陽光発電ロードマップ（PV2030+）」概要版)

8. 太陽熱発電

太陽熱発電は太陽光中の赤外線を集光し、熱に変換して蒸気を発生させ、発電するシステムです。しかし直達光しか集光できず、曇ると急激に効率が悪くなります。日本は世界に先駆けて太陽熱発電に取り組みましたが停止しました。散乱光が多く直達光が少ないので、実用規模の発電には適していないからです。条件に恵まれているアメリカや欧州では実用化が進んでいます。

8.1 太陽熱発電の原理と種類

地上での太陽エネルギーの密度は $1\text{kW}/\text{m}^2$ と低いので、太陽熱発電には太陽光を集光する必要があります。太陽熱発電システム（CSP、Concentrating Solar Power）は、集光・集熱方式により、集中型と分散型、およびディッシュ型があります。また太陽の位置が刻々と変化するので、集光に使われるコレクターやヘリオスタット(平面鏡)が、太陽を追尾するようになっています。発電のサイクルは火力発電と同様のランキンサイクル

が主流です。太陽熱発電の基本的なシステム構成を図 19 に、集光方式図 20～図 22 に示します。各集光方式の種類別特性は表 8 に示します。

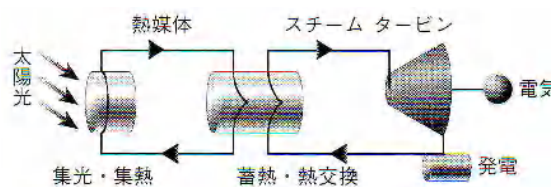


図 19. 太陽熱発電の原理



図 21. ディッシュ型（スターリング方式）

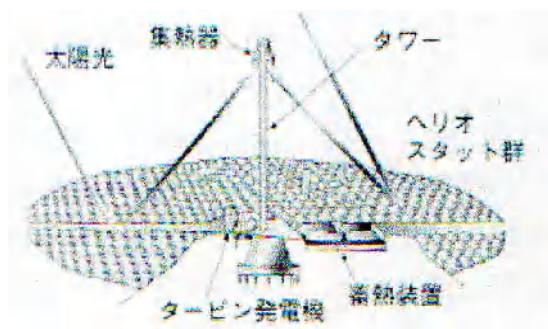


図 20. タワー型（太陽光集中方式）

図 20～図 22 の出典は、日本太陽エネルギー学会編「新エネルギー利用ハンドブック」：日本太陽エネルギー利用学会

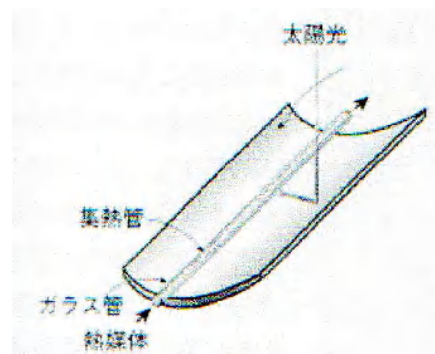


図 22. トラフ型（熱媒体集熱方式）

タワー型は、中央タワー方式とか集中方式とも呼ばれます。平面鏡を取り付けたヘリオスタットで太陽光を反射させ、光を中央の塔の上部に置いた集熱器に集めて熱媒体を加熱、蒸気を発生させて蒸気タービンに送ります。熱媒体にはオイルや熔融塩を使います。数メートル四方の鏡を数百枚から数千枚も使って太陽光を集中させるので、熱媒体を 800℃以上に加熱することも可能です。集光用の鏡は面積が大きく風の影響を受けやすいので、構造には相応の強度が求められます。また、正確に太陽光を集中させるために、太陽の動きに合わせて鏡を正確に動かす必要があります。鏡とタワー上部の集光器の間に光をさえぎるものがあってはならないので、より多くの光を集めるためにタワーをなるべく高くします。（事例：図 23、写真：図 24）。

トラフ型は、薄い金属板（ステンレス・アルミニウム）で出来た円筒放物面状の鏡で太陽光を中央の受光部に置いた集熱管に集め、熱媒体を 300°C 以上に加熱します。集熱した熱媒体で高温の水蒸気を作り、タービンに送ります（写真：図 25）。パラボリック・トラフ方式、分散方式などとも呼ばれます。ちなみにトラフとは雨どいの意味です。タワー型と比較すると、高温の熱媒体が移動する距離が長いので、熱損失が大きくなりがちです。実際の集熱温度は 400°C 程度です。蓄熱槽に集熱媒体を貯蔵すれば夜間の発電も可能になります。夜間や曇天時などは天然ガスを使ってガスタービン発電し、その排気ガスの熱と太陽熱とを合わせて蒸気タービンを駆動する方法で、効率的な発電を行うものもあります。このような従来の火力発電と太陽熱発電とを結合したものは、ISCCS（Integrated Solar Combined Cycle System）と呼ばれます（写真：図 25）。

ディッシュ型は、放物曲面状の鏡で太陽光を集光し、その焦点に設置したスターリングエンジンに集熱、その動力で発電します。放物局面の鏡なのパラボナアンテナに似た形が特徴です。タワー型やトラフ型と比べると、単体で機能する小型のシステムで、移動用の発電装置や離島や山間部での電力供給に適しています。導入コストは安くありませんが、高いエネルギー効率が得られます。（写真：図 26）

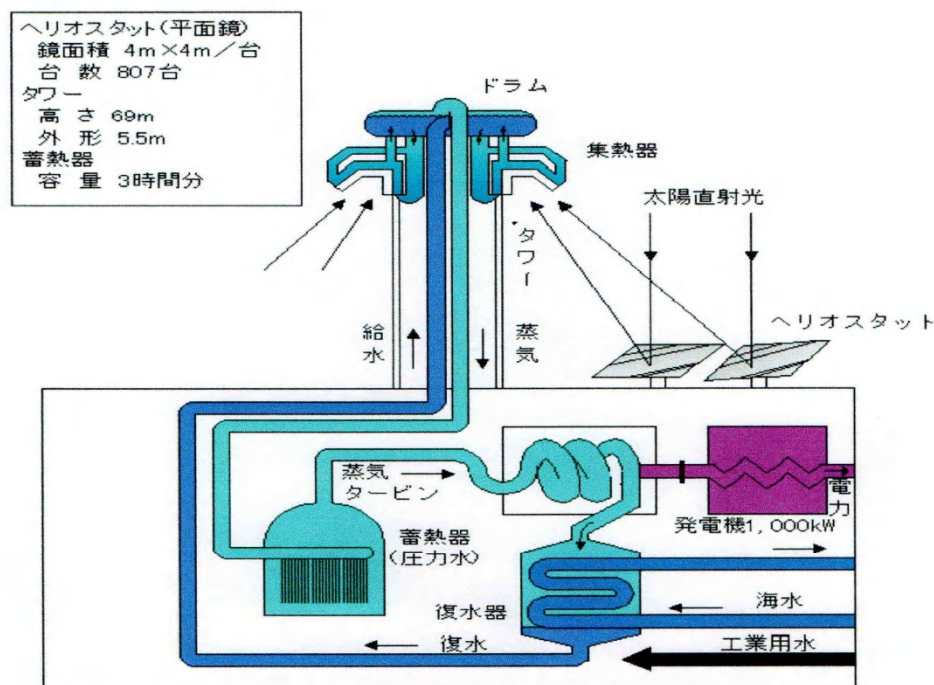


図 23. タワー型太陽熱発電の集光方式

出典：資源エネルギー庁（監修）：2005/2006 資源エネルギー年鑑（2005年4月）

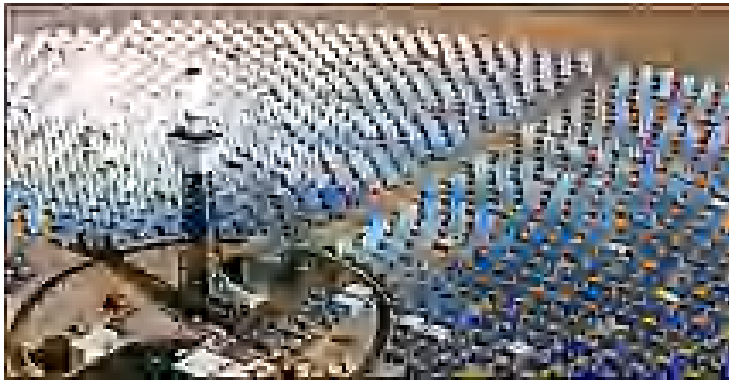


図 24.タワー型
(カリフォルニア・モハベ)
出典：ウィキペディア



図 25.トラフ型 (カリフォルニア・モハベ)
出典：ウィキペディア



図 26.ディッシュ型 (アメリカ・サンディア?)
出典：ウィキペディア

表8. 太陽熱発電の種類別特性

	分散方式(Trough) 系統連系	集中方式(Tower) 系統連系	Dish/stirling 小規模電源・独立電源
現状	354MWpのプラント(30-80MWp/unit)が電気事業用に運転されている。	現在、0.5 MWp~10MWpプラントの実証が行われている。	欧米を中心に開発研究中。
長所	・商業運転経験有り。 ・ハイブリッド運転実証済み。 ・貯蔵能力有り。	・長期的には高効率。 ・ハイブリッド可能。 ・高温貯蔵可能。	・熱輸送時の熱損失が少なく、高効率(30%)。 ・需要に応じた出力。 ・ハイブリッド運転は開発中。
短所	・運転温度が低く、高効率化が図りにくい。	・初期コストが高い。 ・ヘリオスタットの技術開発が途上。 ・熔融塩利用による効果の実証中。	・貯蔵、バックアップの問題が未解決。 ・コストが高い。 ・プロトタイプレベルの研究開発中。
特徴	放物面鏡などで太陽光を集光するコレクターを多数用いて太陽熱を集める方式で、太陽熱によりパイプ中の油が約400℃に昇温され集熱部に送られ、水・蒸気などの媒体を介して発電機が稼動する。最大変換効率は23%である。	鏡面を取り付けたヘリオスタットで太陽光を反射し、塔の上部に取り付けた集熱器に集中して熱を集める方式で、集熱器中の水、空気、熔融塩等が熱エネルギーを吸収し、発電機に熱を移送する。	集光(集熱)される支持部の設置されたスターリングエンジンの加熱部を直接加熱する方式。広大な土地を要せずに集熱する事が可能というメリットを持つが、効率的に稼動し得る単体の発電能力は集光・分散方式ほど大きくはならない。

[出所] "Status Report on Solar Thermal Power Plants"(PSI, 1996.1)より作成

[出典] 新エネルギー・産業技術総合開発機構:新エネルギー海外情報 00-2号, 2000年2月, p.63-64

8.2 太陽熱発電の稼働状況

太陽熱発電施設の一部を表9に示します。日本では1981年8月6日に、香川県仁尾町の発電所で世界初の太陽熱による1MWの発電に成功しました。しかし日照量が少なく実用規模に達しないので、1985年に中止されました。最大規模の太陽熱発電は、カリフォルニア州のモハベ砂漠にあるSEGSプラントです。このプラントは表10に示す9プラントで構成されていて、総出力は35万kW、大工事で有名な黒部ダムの水力発電を上回ります。集光面積は約230ha、敷地面積は400haとのことです。太陽の光が安定しないときや夜間は、天然ガス火力発電所がバックアップするシステムです。

太陽熱発電の経済性は、図27のように1980年代には1kWhあたり50セントぐらいでした。しかし、その後の適正立地と性能の向上、および大規模化で1990年代には1kWhあたり20セントを下回るようになり、最新のプラントでは10セント程度の発電所もできてきました。今後も直達光が豊富で雨量が少ない砂漠地域での採用拡大が期待されます。

表9. 太陽熱発電施設の状況

項目	日本		アメリカ SEGS	ロシア SES-S	アメリカ	ドイツ	アメリカ SOLAR TWO
	タワー方式	曲面方式					
発電出力	1MW	1MW	350MW	5MW	25kW	50kW	10MW
集光方式	タワー方式	平面・曲面 併用分散 方式	分散方式	タワー方式	回転放物面 スターリング エンジン方式	回転放物面 スターリング エンジン方式	タワー方式
運転開始	1981年8月	1981年9月	(注1)	1985年	1984年頃	1984年頃	1996年頃
地点名	香川県 仁尾町	香川県 仁尾町	カリフォルニア モハベ砂漠	クリミア	デンバー ロサンゼルス	サウジアラビア	カリフォルニア バスター
集光面積 (鏡総面積)	12,912 m ²	11,160 m ²	2,296,250 m ²	150,000 m ²	直径10m位	不明	82,980 m ²
集熱温度	249℃	430℃	585~735°F		700~800℃	700~800℃	565℃
総合効率 (定格で)	10.3%	12%	14.3%	4.5%	30%	30%	
その他	1985年撤去		運転中 詳細は 表2参照	1990年まで 実験運転	運転中 5kWを商業化 の見通し	運転中	SOLAR ONE 改良型 運転中

(注1) Plant-1(1985年運転開始)からPlant-9(1991年運転開始)まで9プラントある。

[出典]資源エネルギー庁(監修):2005/2006 資源エネルギー年鑑、資源エネルギー年鑑編集委員会(2005年4月)、p.188

表10、SEGSプラントの構成

プラント 番号	運転開始 年	運転状況	発電容量 (MW)	集熱温度 (℃)	集光面積 (m ²)	発電効率(%)		年間発電量 (MWh)
						太陽熱単独	天然ガス併用	
1	1985	運転中	13.8	307	82,960	31.5	-	30,100
2	1986	運転中	30.0	316	188,990	29.4	37.3	80,500
3	1987	運転中	30.0	349	230,300	30.6	37.4	92,780
4	1987	運転中	30.0	349	230,300	30.6	37.4	92,780
5	1988	運転中	30.0	349	233,120	30.6	37.4	91,820
6	1988	運転中	30.0	391	188,000	37.5	39.5	90,850
7	1989	運転中	30.0	391	194,280	37.5	39.5	92,646
8	1990	運転中	80.0	391	464,340	37.6	37.6	252,750
9	1991	運転中	80.0	391	483,960	37.6	37.6	256,124

[出典]資源エネルギー庁(監修):2005/2006 資源エネルギー年鑑、資源エネルギー年鑑編集委員会
(2005年4月)、p.189

Eurocents/kWh

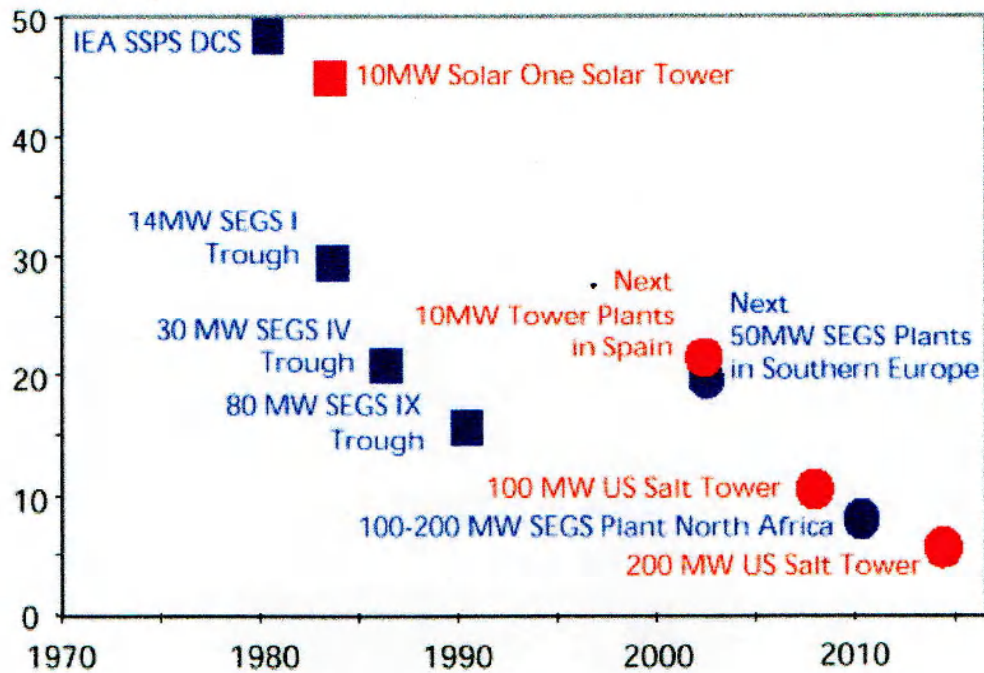


図27. 太陽熱発電の経済性

[出所]Fraunhofer-Institut for Solare Energiesysteme ISEホームページ
(<http://www.ise.fhg.de/>)

9. 太陽熱温水器とソーラーシステム

日本では 1960 年頃まで、夏には昼間の太陽で水を暖め、夕刻に少しぬるくなった「ひなた水」で汗を流していました。今では「ひなた水」の技術が向上し、「ぬるま湯」ではなく「かなり熱いお湯」が得られるようになりました。太陽熱温水器の利用は経済性に優れ、大きな省エネルギー効果を発揮します。資源エネルギー庁の 2008 年度版エネルギー白書によると、家庭用エネルギー消費は給湯用が 30%、暖房用が 22%と、この二つの用途で 52%が使われています。給湯の大部分は風呂と炊事用ですから 42℃前後、暖房用は室温を 20℃に保てれば十分です。ですから 50℃程度の熱源があれば十分なのに、実際はガスや石油を燃やして数百度の熱を使用しています。一方、太陽熱温水器を使えば、天気がよければ夏なら 50℃～70℃、冬でも 30℃～40℃のお湯が得られます。この温度は日照時間に左右されますが、夏場なら風呂やシャワーには熱すぎる温度で、冬場でも少し加温だけで風呂や暖房に使えます。効率のよい太陽熱温水器を使えば、家庭用エネルギーの 4 分の 1 程度を節減できるでしょう。

9.1 太陽熱温水器の原理

炎天下に窓を閉めたまま車を置いておくと、車内の温度は気温よりはるかに高くなり、ボトルホルダーに置いた缶コーヒーはホットコーヒーになります。この理由は太陽の日差しによる放射熱が車のパネルやシートを温め、窓を閉めた密閉空間がその熱を外部に逃がさないからです。熱が伝わる形態には放射、伝熱、対流の 3 通りがあり、放射は赤外線により高温物体から低温物体に、他の物質の介在なしに熱が移動する現象です。外気温が低くても温室が暖かいのは、太陽からの放射熱で室内が直接温められるからです。一方、対流は空気や水が移動して熱を運ぶ現象です。風呂が均一に暖くなるのは、湯がバスタブの中を循環して熱を運ぶからです。空気や水のある自然環境では常に対流があるので、同じ場所ならそれほど大きな温度差が生じません。炎天下の車が異常高温になるのは、窓を閉めて外気と車内との対流を遮断しているからです。太陽熱温水器の仕組みも炎天下の車と同じで、人工的に水や熱媒体で太陽の放射熱を吸収し、対流を防いで集めた熱を逃がさないようにしているのです。

9.2 自然循環型太陽熱温水器

自然循環型太陽熱温水器の構成は、太陽の放射熱を受ける集熱器と得られた温水を蓄える貯湯タンク、それにその熱を室内に取りこむ配管が基本です。太陽熱温水器は図 28 のような集熱器と貯湯タンクが一体型の温水器を言い、通常はポンプがなく、他の熱源機器と接続させて使うこともしません。集熱器は図 29 に示すような平板型が多く、表面は強化ガラスで保護されています。放射熱の吸収効率を高めるために、集熱板は黒っぽい選択

吸収塗膜処理がされています。集熱器で温められた温水は密度が小さくなるので軽くなり、上方に移動して貯湯タンクの上部に溜まります。一方、貯湯タンクの下部には温度の低い水があるので、集熱器に流下して太陽熱で温められます。この自然循環が繰り返されて徐々に温度が上昇するのですが、この原理はかき混ぜなくても風呂が温まるのと同じ対流伝熱です。貯湯タンクの温水は、そのまま放置すると日没とともに放熱が始まり温度が下がってしまいます。この熱放散を防ぐために、貯湯タンクの周囲には保温材が巻かれています。

街中でもっとも多く見かける太陽熱温水器で、価格は集熱面積が約4平方メートルの家庭用で30万円程度です。一般的な使い方は屋根からチューブ配管で温水を屋内に導き、風呂や洗濯に使います。日差しが弱い冬場や、曇天の日に風呂に使うには追い炊きが必要です。水圧が低いので、シャワーに使うならポンプ内臓型でないと不満が残ります。市販の自然循環型太陽熱温水器は集熱面積が3~5平方メートルで、貯湯タンクは200~250リットル程度が多く、総重量は300キログラムぐらいになります。この重さが屋根の上に乗るので、木造家屋の場合は梁と屋根の補強をした方がよいでしょう。

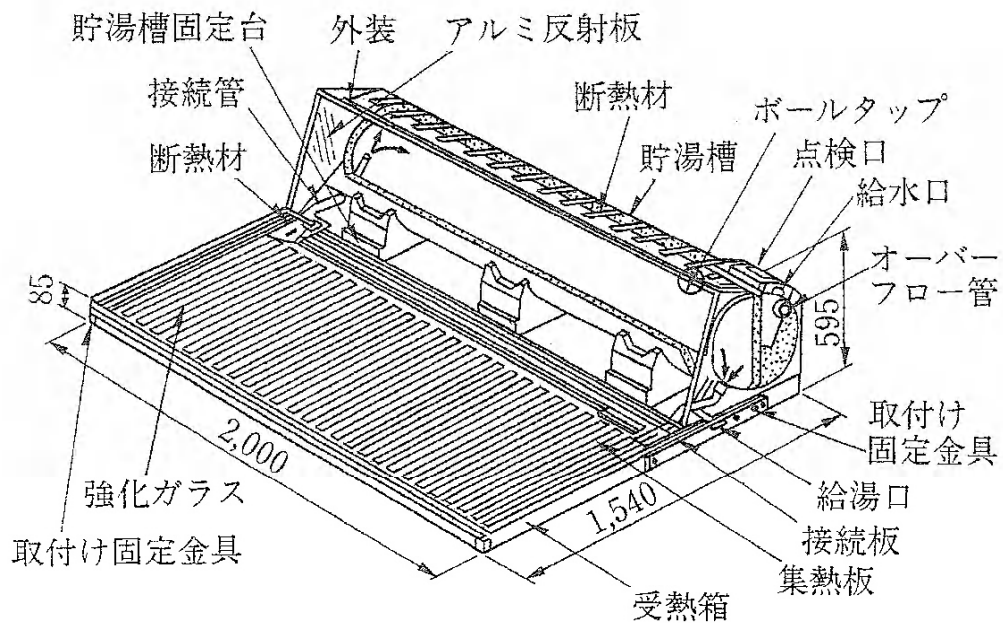


図 28 太陽熱温水器の構造 (出典：“最新建築設備工学”,井上書院)

9.3 真空貯湯型太陽熱温水器

真空貯湯型太陽熱温水器は、図 30 のように複数のガラス円筒管と上下のヘッダー管で構成されています。基幹部品は直径が 13 センチ程度のガラス管で内部は 3 重管になっています。真中の細い管は上部からの給水管で、下端から外管に入り集熱します。外管の外側は真空になっていて吸収した熱の放散を防ぎます。集熱部が円筒形なので、朝・昼・夕と変化する太陽の位置にあまり影響されない長所があります。集熱管の表面は光をよく吸収すると同時に、取り入れた熱を逃げ難くする選択吸収塗膜処理がされています。

集熱管は貯湯タンクを兼ねており、1本が 2.5 メートルぐらいの長さで約 20 リットルを貯湯します。市販品は集熱兼貯湯管を数本セットにして、このユニット単位で設置します。真空貯湯型は温水の循環が不要なので、屋根ではなく壁面に垂直設置することもできます。ユニット単位で多数のモジュールを連結できるので、1戸建て住宅だけでなく集合住宅やケアハウス、温水プールや温室にも採用されています。価格は自然循環型より高くなりますが、熱の吸収効率が高いので高温が得られます。平板型も真空貯湯型も含めた太陽熱温水器の設置は増加傾向にあり、1999 年末の普及状況は約 600 万台と推察されています。

9.4 強制循環型ソーラーシステム

強制循環型ソーラーシステムの一般的な構成を図 31. に示します。太陽熱温水器との基本的な違いは、集熱器と貯湯タンクが一体ではなく独立している点です。集熱器と貯湯タンクの間には、自動車の不凍液と同じエチレングリコールを主成分とする熱媒体をポンプで強制循環させます。水ではないので、冬季に凍結して集熱器に損傷を与えることなく安心です。貯湯タンクから室内への給湯にもポンプを使用すれば、他の熱源機器との接続使用が容易です。貯湯タンクは地上に置くので集熱器は家庭用なら 100 キログラム程度で済み、屋根に置いても通常は補強の必要がありません。見た目もフラットな感じになります。集熱器には平板型と、図 30 に示すような内部を真空にしたガラス管型があります。

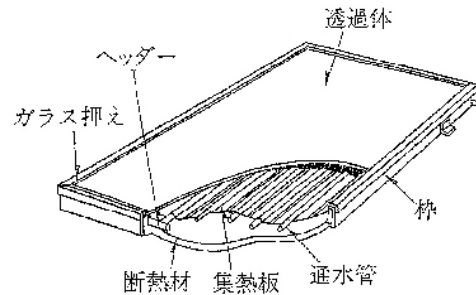


図 29. 平板型集熱器
(出典：“最新建築設備工学”,井上書院)

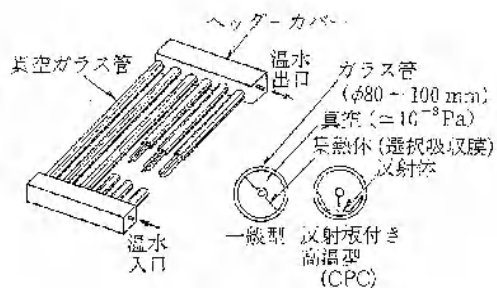


図 30. 真空ガラス管型集熱器
(出典：“最新建築設備工学”,井上書院)

ガラス管の内部には集熱板と一体となった集熱管が組み込まれており、集熱板は選択吸収塗膜処理がされています。なお、図 30 は熱媒体ではなく水を使った例ですが、熱媒体を使っても基本的に同じ構造です。集熱管で暖められた熱媒体は図 31 の貯湯槽に送られ、下部に設置された熱交換機で給水を温め、自らは温度が下がり再び集熱器に戻ります。温められた温水は貯湯タンクの上方に溜まるので、必要ならガスや石油などの補助熱源機器で加温して給湯や暖房に使います。ソーラーシステムは、太陽熱温水器よりも配管が長くなり、制御系や熱媒設備も必要です。このため価格は最小単位でも 70 万円ぐらいになります。家庭だけでなく、1 日の給湯規模が数トン以上の宿泊施設や学校、温水プール、ケアハウス、自治体の庁舎などにも多く採用されています。

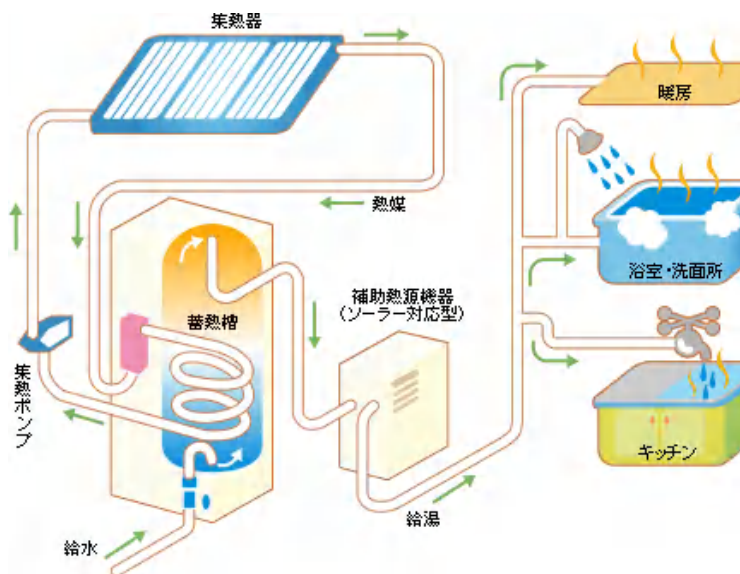


図 31. ソーラーシステム（熱媒体使用）
出典：ソーラーシステム振興協会HP

9.5 太陽熱温水器（ソーラーシステム）の到達温度

図 32 に太陽熱温水温の到達温度事例を示します。到達温度は日照時間など地理的な気象条件と、集熱器の設置角度で異なります。この事例では、夏場は 60℃から 70℃に達しています。しかし冬場は 30℃以下の日が多いので、

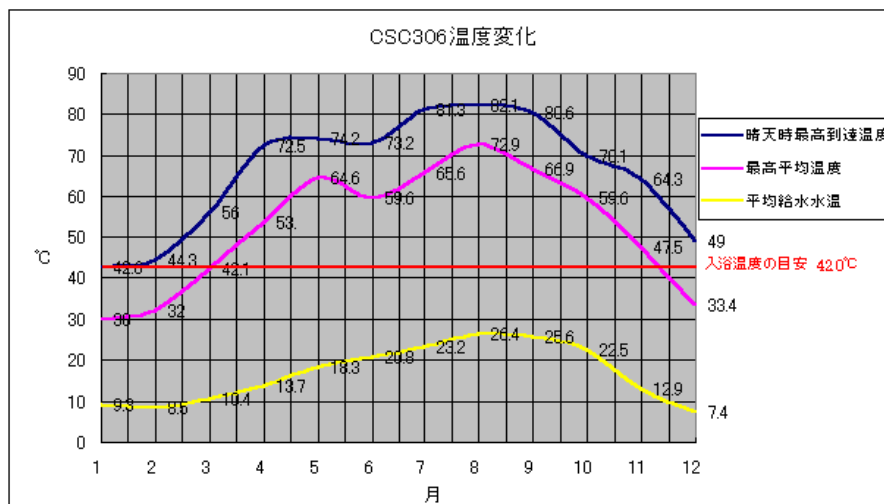


図 32. 愛知県西尾市の M さん宅チリウヒーター温度記録
(2005 年 1 月～12 月) (出典：チリウヒーター株式会社HP)

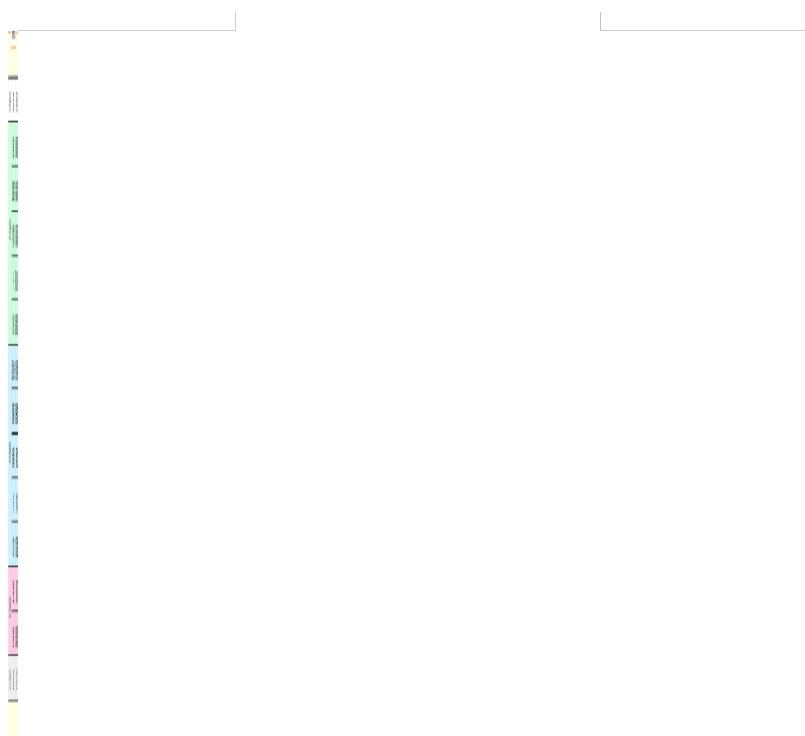
入浴に使うには他の熱源機器と接続して加温する必要があります。太陽熱温水器と太陽電池の比較を表 11 に示しますが、太陽電池よりエネルギー効率が高いので、利用可能エネルギーに比べて設置面積が小さくて済みます。しかし得られるのは電力ではなく「湯」だけですから、自家用にしか使えません。

表 11. 太陽光利用と太陽熱利用（個人住宅）

	太陽熱利用	太陽光利用
設備	太陽熱温水器 ソーラーシステム	太陽光発電パネル パワーコンディショナー
屋根上面積	4 m ² ～6 m ²	20 m ² ～30 m ²
エネルギー効率	40%～50%	15%～20%
利用可能エネルギー	集熱量： 1,700～3,000 kW 時／年	発電量： 3,000～5,000kW 時／年
設置費用	50 万円～90 万円	200～300 万円
用途	給湯と暖房	家電機器
利用場所	自家消費	余剰電力は販売可能
備考	太陽熱温水器は重量に要注意	

太陽熱温水器とソーラーシステムの用途は、表 12 のようになります。太陽電池より安価で設置面積が少なく、扱いが容易ですからもっと普及してもよいものと思われます。

表 12. 太陽熱温水器
とソーラーシ
ステムの利用分
野



9.6 太陽熱温水器とソーラーシステムの普及状況

図 33 に太陽熱温水器とソーラーシステムの設置台数を示します。太陽熱温水器は石油危機を機会に普及し始め、第二次石油危機直後の 1980 年には 60 万台も設置されました。しかし、石油危機が落ち着いてからは、年間数十万台から数万台の設置が続いています。一方、ソーラーシステムは技術の進歩もあって、業務用を中心に年間数万台の堅調な設置状況です。主要国の太陽熱集熱器稼働面積は意外にも中国がもっとも多く、2004 年で約 6,200 万㎡に達しています。雨が少なく日照時間が長い地域が多いからでしょうか。それに国土が広いので、太陽熱温水器は分散型エネルギーとして好ましいでしょう。日本の稼働面積はアメリカに次いで第 3 位の約 770 万㎡ですが、ドイツをはじめとするヨーロッパ諸国が導入に熱心なので追いつかれる可能性があります。太陽熱温水器とソーラーシステムは、すでに技術がほぼ確立している分野なので、今後の利用拡大を期待したいものです。

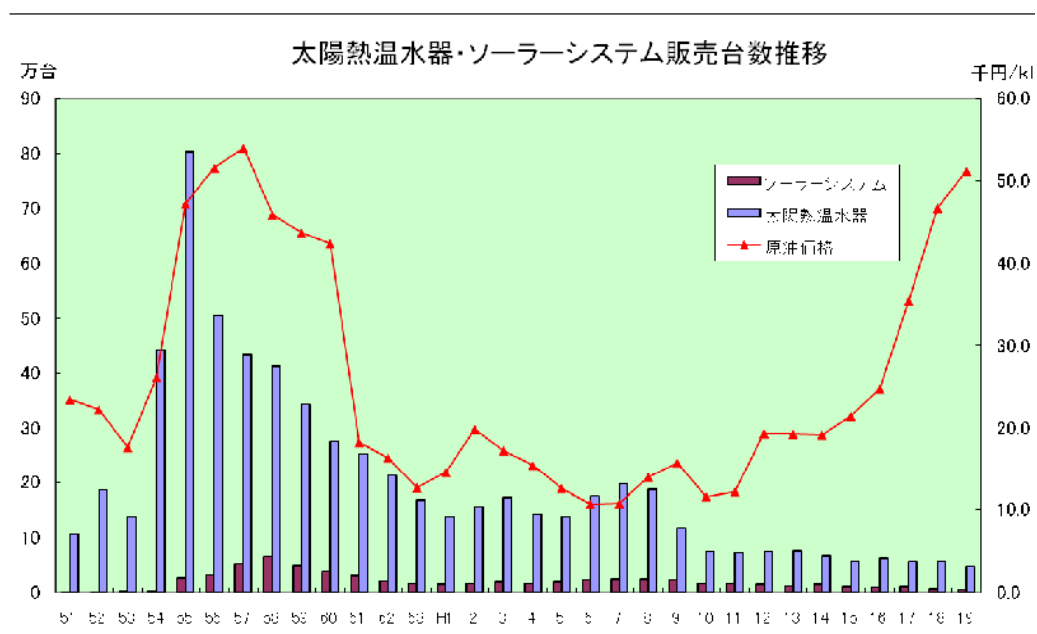


図 33.太陽熱温水器とソーラーシステムの販売実績

(出典：ソーラーシステム振興協会HP)

(終わり)