

太陽光発電システムの地域利用形態の一考察

Study on the Application of Photovoltaic Power System in the Local Area

車 孝 軒^{*1}

CHE Xiao xuan

谷 辰 夫^{*2}

Tatsuo TANI

中 村 福 三^{*3}

Fukuzo NAKAMURA

Abstract

In this paper, the grid - connected method in the local area to connect the local area system with a number of PV units to commercial power system at one point is proposed. The local area system composed of hundreds of residential PV power system with different electrical load patterns and office PV power system by area distribution line is described. The characteristics of the grid - connected method and the grid - connected method in the local area were studied and simulated by computer. The input data used in this simulation are the global irradiance on inclined plane and the ambient temperature of HASP data of Tokyo, the residential load data which have four kinds of electrical load patterns, the office load data with one kind of electrical load pattern and the rate of electrical energy cost and so on.

As the results of simulation, it is possible that the surplus power in the PV units is supplied to the other loads by area distribution line in the grid - connected method in the local area. And then, it is found that the electrical power generated by residential PV power system can be used effectively by area distribution line in the grid - connected method in the local area. The electrical energy cost is lower in the grid - connected method in the local area compared with the grid - connected system when selling price of surplus power is lower than purchased price of shortage power.

Key Words; grid-connected method in the local area, local distribution line, electrical energy cost.

キーワード;地域形連系方式, 地域配電線, 電力コスト

1. はじめに

1993年3月, 系統連系技術要件ガイドラインが通達され, 太陽光発電システムの本格的な普及が図られることになった。その後も官民あげて太陽光発電の導入促進対策が進められており, 近い将来地域に太陽光発電システムが多数設置されること, あるいは事務所, 学校, 病院, 店舗などを含むニュータウン開発に際してあらかじめ各戸に太陽光発電システムが付属設備として設置されることも予想される。それゆえ, 本論文ではこのように地域に高密度に普及したソーラーコミュニティと呼ばれる地域での発電電力の利用形態とその特性について考察している。

現在の太陽光発電システムはそれぞれ個別に商用配電線と連系して, 各需要家では発電電力を消費または余剰分は逆潮流として商用配電線に流している。この余剰分はその配電線を介して需要家ごとに一旦電力会社に売電されたのちそのソーラーコミュニティで利用

されることになる。このような現連系方式に対して, 多数の太陽光発電システムが接続されているソーラーコミュニティ内の配電線と商用配電線とは原則的に一か所で連系される方式が考えられる。すなわち, この方式では地域配電線に連結されている多数の発電システムの余剰電力は, 同じく連結されている多数の負荷に商用配電線を介することなく供給される。そして, 地域配電線内の全負荷電力量と全発電システムの出力電力量に過不足が生じた場合には, 連系点において電力会社と売電, 買電することになる。筆者らはこの方式を地域形連系方式と称することにする。

商用配電線レベルから見た場合, 地域形連系方式では各太陽光発電システムの余剰電力は, 地域配電線を介して他の負荷に供給することで, 商用電力系統との連系点における電力会社との売電電力量と買電電力量は負荷パターンの選択によっては, ともに現連系方式の売電および買電電力量に比べて減少する。

本論文では, まず地域形連系方式の基本構成を現連

*1 会員 東京理科大学大学院
*2 会員 東京理科大学工学部教授
*3 非会員 東京理科大学理工学部教授
(原稿受付 平成11年10月27日)

Graduate Course, Science University of Tokyo
prof. Science University of Tokyo
prof. Science University of Tokyo

系方式と比較し、その特徴を述べ、負荷電力パターンの異なる100軒の個人住宅太陽光発電システムと事務所、学校、病院、店舗などのような公共・業務負荷に設置した太陽光発電システムで構成されるソーラーコミュニティを設定する。

次いで、このソーラーコミュニティにこれら2つの連系方式を適用した際のシステム特性について論述している。

また、近い将来、太陽光発電システムの発電電力の売電単価と買電単価に差が生じた場合を想定し、上記両方式の年間購入電力コスト比率を検討している。なお、本論文では、配電施設等の費用についての比較検討は行っていない。

2. 地域形連系方式

2.1 基本構成

図1、2に現連系方式と地域形連系方式によるシステムをそれぞれ示している。商用配電線レベルから見た場合、両方式の基本構成とその電気特性の相違は次のようになる。

(1) 電気的特性について； 図1に示す現連系方式では各太陽光発電システム（以下PVシステムをいう）

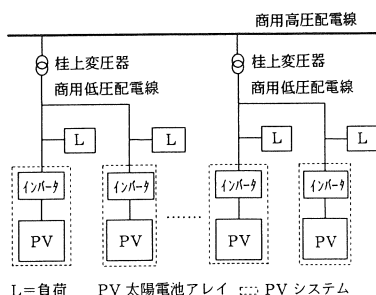


図1 現連系方式によるシステム

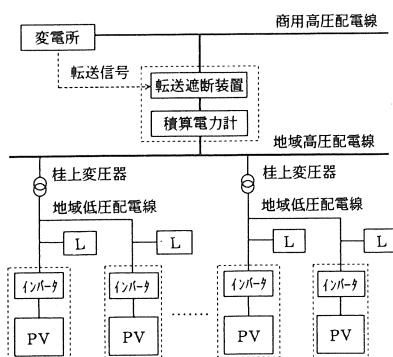


図2 地域形連系方式によるシステム

は個別に電力会社と契約され、直接商用配電線に連系されている。これに対して、図2に示す地域形連系方式では、各PVシステムを直接商用配電線に連系するのではなく、各PVシステムをソーラーコミュニティ内の配電線（以下地域配電線をいう）に接続し、転送遮断装置を介して商用電力系統と原則的に一か所で連系する方式である。

(2) 電力の授受について； 現連系方式では、各需要家のPVシステムはそれぞれに接続されている負荷に対して出力が足りない場合には、商用電力系統から電力をもらい、逆に発生電力が余った場合には、この余剰電力を商用電力系統へ逆潮流する。この方式では、各PVシステムの発生電力と負荷電力の需給関係によって需要家ごとに商用電力系統と直接電力の授受が行われている。

地域形連系方式では、ソーラーコミュニティ内のある負荷に電力不足があれば、他の余剰のあるPVシステムから地域配電線を経由してこの余剰電力が供給される。全PVシステムの発生電力が全負荷電力に対して不足の場合のみ、商用電力系統から受電することになる。一方、全PVシステムの発生電力に余剰がある場合には、余剰電力として商用電力系統へ逆潮流する。

本研究では、図2に示す地域形連系方式によるシステムについて、地域高圧配電線以下の部分はソーラーコミュニティの電力負荷に給電する独立系統としての働きをするものとして扱っている。

2.2 地域形連系方式の特徴

地域形連系方式は以下の特長がある。

(1) 現連系方式および地域形連系方式では、ソーラーコミュニティ内の需要家間の利用する電力量に差異はないが、現連系方式では各需要家の余剰電力量はすべて一旦電力会社へ売電される電力量である。地域形連系方式では、売電される電力量は商用高圧配電線と地域高圧配電線との連系点における逆潮流に相当する量である。地域形連系方式では商用配電線を介さずに地域低圧あるいは高圧配電線を介して需要家間で余剰電力の利用が行われる方式であるから、全余剰電力量からこの電力量を差し引いた量が連系点における逆潮流であり、電力会社への売電電力量となる。このような地域形連系方式では、負荷パターンの選択によっては電力会社との売電電力量と買電電力量がともに現連系方式に比べて減少する効果をもたらす。

(2) PVシステムが高密度に設置された場合、PVシステムの単独運転による逆充電問題⁽¹⁾、系統の電圧上昇問題などが指摘されている⁽²⁾。地域形連系方式ではこれらの問題に対する対応が取り易い。すなわち、

転送遮断装置によって、系統事故時あるいは工事に際して変電所からの転送信号によって、商用高圧配電線と地域高圧配電線の分離が可能である。

なお、地域形連系方式の実現にあたっては技術的な問題のみならず、制度的な問題も解決する必要がある。

3. シミュレーションの系統構成と条件

図1, 2はシミュレーションに用いるシステム構成図であり、ソーラーコミュニティとして両方式とも個人住宅100軒の負荷および公共・業務負荷、太陽電池アレイ、インバータから成り立っている。太陽電池は多結晶シリコン太陽電池とし、モジュールの変換効率はセル温度が25℃、日射強度が1.0kW/m²のとき11%とした。インバータの変換効率は96%一定とした。

3.1 環境データ

環境データは東京年平均気象データ(HASP)を用い、太陽電池アレイの入力データとした。傾斜面全天日射量 $\Phi(i)$ は太陽電池アレイの設置方位が南向きで、傾斜角は35.5°とし、次式で求め、1時間ごと連続して計算した。

$$\Phi(i) = \Phi_d(i) \cos \delta \cos t + \Phi_g(i)(1 + \cos L)/2 \cdots \cdots (1)$$

ここで、 $\Phi_d(i)$: 法線面直達日射量(kW/m²),

$\Phi_g(i)$: 水平面天空日射量(kW/m²), δ : 太陽赤緯

(度), t : 時角(度), L : 太陽電池アレイ設置傾斜角(度), i : 時間

3.2 負荷データ

3.2.1 個人住宅負荷

個人住宅負荷として4種類を設定し⁽⁴⁾, 100軒に振り分けた。図3は負荷形状率の1例である。負荷形状率⁽⁵⁾とは、年間の負荷電力量に対する平均負荷電力以上の電力量の割合であって、図の負荷形状率は(FEDに囲まれた面積)/(ABCEに囲まれた面積)で表される。

シミュレーションでは表1に示すように、負荷形状率が10%, 26%, 30%及び42%合わせて100軒、4種類の組合わせ(ケース1~ケース4)の個人住宅負荷を

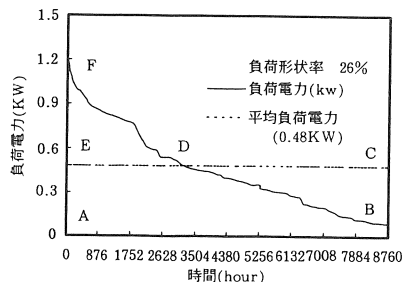


図3 負荷形状率の1例

想定した。一軒の個人住宅負荷の年間負荷電力量はそれぞれ4200kWhとし、全体の年間負荷電力量は420MWh、一軒当たり平均負荷電力は0.48kWである。

表1 個人住宅負荷の負荷形状率の割当

ケース	負荷形状率と個人住宅軒数			
	10%	26%	30%	42%
1	40軒	10軒	10軒	40軒
2	10	40	40	10
3	25	25	25	25
4	1	49	49	1

3.2.2 個人住宅負荷の日負荷電力パターン

個人住宅負荷の日負荷電力パターンは図4のように春・秋季、夏季、冬季の3グループに分けている。同図は負荷形状率26%のものを示す。計算では3~5月を春季、6~8月を夏季、9~11月を秋季、12~2月を冬季とし、この期間の日負荷電力パターンは同一とした。

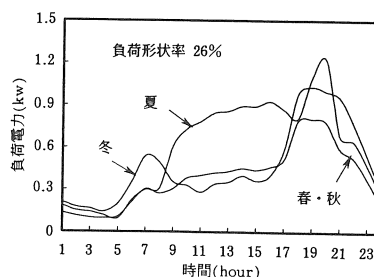


図4 個人住宅負荷の日負荷電力パターン
(負荷形状率 26%)

3.2.3 公共・業務負荷

図5はシミュレーションで用いた公共・業務負荷の合成日負荷電力パターンであり、負荷形状率は31.5%である⁽⁴⁾。図の横軸は時間で、縦軸はその日の最大電力で正規化したものである。シミュレーションでは春季・秋季、夏季、冬季の年間の負荷形状率は31.5%としている。なお、年間負荷電力量は後に述べるように

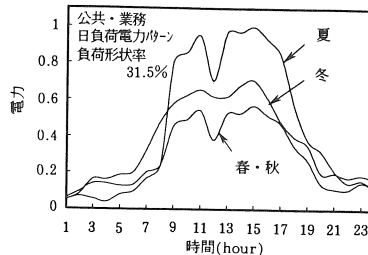


図5 公共・業務負荷の日負荷電力パターン
(負荷形状率31.5%)

個人住宅負荷の年間全負荷電力量の0.1～2.0倍変化させている。

4. シミュレーションの方法

本章では、負荷電力パターンの異なる100軒の個人住宅用PVシステムと公共・業務用施設に設置したPVシステムで構成される現連系方式と同一ソーラーコミュニティ構成の地域形連系方式について、両連系方式の特性を比較、検討する方法について述べる。

4.1 太陽電池アレイの出力

本研究では、多結晶シリコン太陽電池を使用し、次のようにPVシステムの年間発生電力量 P_0 を求めた。本学校舎屋上に設置した太陽電池モジュールの一年間(1992年3月～1993年2月)の測定データをベースにして、太陽電池モジュールの傾斜面全日射強度 $\Phi(i)$ に対するモジュール変換効率 $\eta(i)$ 及び太陽電池セル温度と外気温の差 $\Delta T(i)$ の関係を次式で求めた⁽⁵⁾。

$$\eta(i) = a\Phi(i) + b \quad \cdots \cdots (2)$$

$$\Delta T(i) = c\Phi(i) + d \quad \cdots \cdots (3)$$

ここで、 a 、 b 、 c 、 d は定数である。

これらの関係と先のHASPデータを用いてPVシステムの年間発生電力量 P_0 を次式で算出した⁽⁵⁾。

$$P_0 = \sum_{i=0}^{8760} S\Phi(i)\eta(i)[1-0.005(T+\Delta T(i)-25)]\eta \quad \cdots (4)$$

ここで、 T : 外気温、 S : 太陽電池アレイ面積、

η : インバータ効率、 i : 時間

4.2 計算条件

シミュレーションに当たって、100軒の個人住宅負荷の全負荷年間電力量420MWhを R とし、年間公共・業務負荷電力量 B と公共・業務用PVで給電する年間電力量 P を用いて負荷比率 K_1 、公共・業務PV供給比率 K_2 を

$$K_1 = \frac{\text{公共・業務負荷年間電力量 (B)}}{\text{住宅の全負荷年間電力量 (R)}}$$

$$K_2 = \frac{\text{公共・業務用PVで給電する年間電力量 (P)}}{\text{公共・業務負荷年間電力量 (B)}}$$

と定義し、 K_1 では0.0～2.0、 K_2 では0.0～1.0に変化させて売・買電力量、電力コストなどを計算した。

4.3 フローチャート

図6は両連系方式のシミュレーションフローチャートである。シミュレーションにおいて、システムの入力条件には、環境データ、負荷データおよびシステムを構成する要素のデータを用い、8760時間(365日)を1時間ごとに連続して繰り返し計算を行った。

なお、個人住宅用PVシステムの設備容量の決定にあたっては、各PVシステムの年間発電量と年間負荷消費

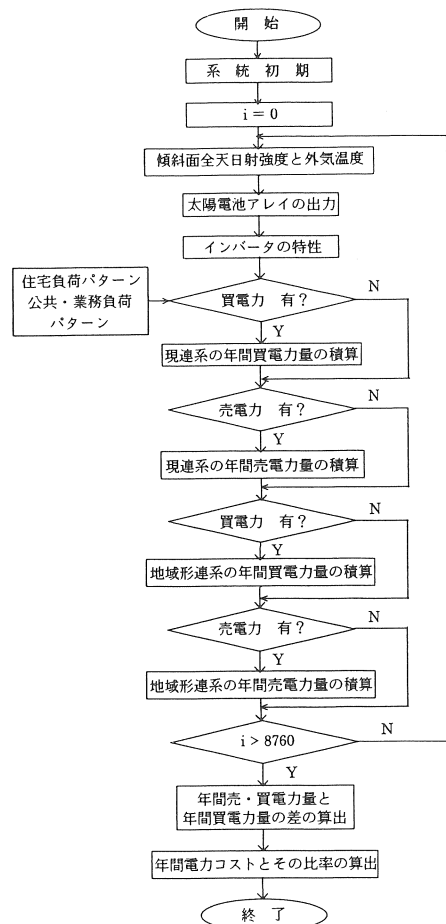


図6 フローチャート

電力量が等しくなる設備容量を選択した。

まず、表1に示すケース、アレイ容量、負荷比率 K_1 、公共・業務PV供給比率 K_2 などのシステム初期条件を設定し、式(1)で求めた傾斜面全日射量、外気温により、太陽電池アレイの出力を求め、そして、インバータの特性を考慮した出力電力を求める。負荷電力パターンの異なる100軒の個人住宅用PVシステムと公共・業務用施設に設置したPVシステムで構成されるソーラーコミュニティに現連系方式を適用し、ソーラーコミュニティ全体とその中の1軒の個人住宅の年間売電力量及び年間買電力量を算出する。

次に、地域形連系方式をソーラーコミュニティに適用した際、ソーラーコミュニティ全体とその中の1軒の個人住宅の年間売、買電力量を求める。最後に両連系方式の年間買電力量の差を求め、売電、買電単価の差により両連系方式の特性を比較、検討する。

5. シミュレーション結果と考察

5.1 PV発生電力と負荷電力パターン

図7は式(4)により求めた1月1日の個人住宅用PVシステム(アレイ面積は約36m²)の発生電力と負荷電力パターンの例である。負荷電力パターンは負荷形状率10%, 26%, 30%, 42%を示している。また、比較のため、公共・業務負荷電力パターンも同図に示している。このパターンは、1例として $K_1=0.01$, すなわち個人住宅1軒分の負荷年間電力量に相当する場合である。

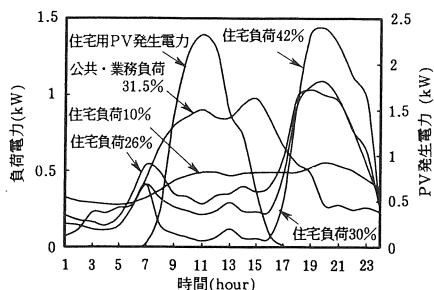
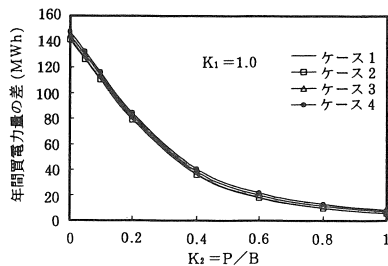


図7 発生電力と負荷電力パターン(1月1日)

5.2 年間の電力の流れ

ソーラーコミュニティ内の両方式の電力の流れ(年間売・買電力量)を求めた。検討したシステム構成は表1に示す4つのケースである。これらのケースについて、 $K_1=0.0\sim 2.0$, $K_2=0.0\sim 1.0$ の範囲でソーラーコミュニティ全体とその中の1軒の個人住宅を対象とした。

図8は $K_1=1.0$, 公共・業務負荷の負荷形状率が31.5%のときの K_2 に対する年間買電力量の差の関係である。年間買電力量の差とは、ソーラーコミュニティ全体として、現連系方式の年間買電力量と地域形連系方式のそれとの差である。この図より、年間買電力量の差は公共・業務用PVシステムの容量に大きく影響されることが分る。また、ケース1から4までの個人住宅の負荷形状率の割当の影響が小さく、個人住宅の負荷形状率の組合せにほとんどよらないことが分った。

図8 K_2 に対する年間買電力量の差(4ケース)

これらのことより、本論文ではケース1について検討を加えることにした。

表2は $K_1=0.0\sim 2.0$, $K_2=0.0, 0.4, 1.0$ について、ソーラーコミュニティ全体とその中の1軒の個人住宅(負荷形状率30%)の年間の売電力量, 買電力量, 公共・業務負荷への供給電力量を示したものである。表中、「現連系」は現連系方式, 「地域連系」は地域形連系方式, 「1軒」はソーラーコミュニティ内の1軒の個人住宅, 「全体」はソーラーコミュニティ全体, 「公共業務」は公共・業務負荷であることを意味している。

表2 ソーラーコミュニティの電力量(ケース1)

K_2		年間電力量 (MWh)	K_1					
			0.0	0.1	0.5	1.0	1.5	2.0
0.0	現連系	1 売電力量	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8
		1 買電力量	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8
		全体 売電力量	287.6	287.6	287.6	287.6	287.6	287.6
	地域連系	1 買電力量	287.6	329.6	497.6	707.6	917.7	1127.7
		1 売電力量	2.78	2.59	1.96	1.36	0.9	0.57
		1 買電力量	2.78	2.78	2.78	2.78	2.78	2.78
	公共業務	1 公共業務	0.0	0.18	0.81	1.42	1.88	2.2
		全体 売電力量	285.6	266.5	201.8	139.8	92.7	58.6
		全体 買電力量	285.6	308.5	411.9	559.8	722.6	898.7
0.4	現連系	1 売電力量	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8
		1 買電力量	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8
		全体 売電力量	455.6	432.4	375.0	322.7	300.1	289.2
	地域連系	1 買電力量	287.6	306.4	417.0	574.7	762.2	931.3
		1 売電力量	2.78	2.74	2.57	2.42	2.33	2.18
		1 買電力量	2.78	2.78	2.78	2.78	2.78	2.78
	公共業務	1 公共業務	0.0	0.057	0.231	0.375	0.475	0.616
		全体 売電力量	453.6	424.3	349.2	282.1	249.3	223.8
		全体 買電力量	285.6	289.3	391.2	534.1	711.3	865.9
1.0	現連系	1 売電力量	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8
		1 買電力量	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8
		全体 売電力量	707.6	671.1	589.3	499.9	422.6	355.4
	地域連系	1 買電力量	287.6	293.1	379.3	499.9	632.6	775.4
		1 売電力量	2.78	2.79	2.76	2.74	2.73	2.71
		1 買電力量	2.78	2.78	2.78	2.78	2.78	2.78
	公共業務	1 公共業務	0.0	0.01	0.04	0.06	0.07	0.08
		全体 売電力量	705.6	667.8	582.9	491.6	413.2	345.3
		全体 買電力量	285.6	289.7	372.9	491.6	623.2	765.3

5.2.1 ソーラーコミュニティ全体の電力の流れ

(a) 個人住宅用PVシステムのみの場合

ソーラーコミュニティが個人住宅用PVシステムのみで構成され、公共・業務負荷がない($K_1=0.0$)の場合を考える。この場合、現連系方式の年間売電力量と年間買電力量はともに287.6MWhであり、地域形連系方式の連系点での年間売電力量と年間買電力量は285.6MWhとなった。これらのことより、 $K_1=0.0$ の場合、年間買電力量差は約2MWhであり、両方式にほとんど差異がないことが分った。

(b) 公共・業務施設が付加された場合

ソーラーコミュニティが個人住宅用PVシステムと公共・業務施設で構成されており、 $K_1=2.0$ かつ $K_2=0.0$ の場合では次のようになる。

表2から明かなように、両方式の商用電力系統からの年間の買電力量は、現連系方式では1127.7MWh、地域形連系方式は898.7MWhとなる。両方式の差は

229MWhとなり、この電力が地域配電線を通じて公共・業務負荷へ227MWh、個人住宅負荷へ2MWh供給されることになる。また、年間の売電力量は現連系方式の287.6MWhから、地域形連系方式の58.6MWhに減少した。

なお、 K_2 が大きくなるにしたがって、公共・業務用PVシステムからの電力の供給量が増加するため、両方式とも年間の買電力量は減少することになる。図9は K_2 の変化に対する両方式の年間買電力量の関係を示す。

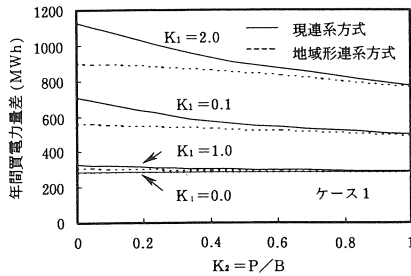


図9 両方式の K_2 に対する年間買電力量

図10は、 K_2 の変化に対する両方式の年間買電力量の差の関係である。図より、両方式の年間買電力量の差は K_1 が大きく、 K_2 が小さくなるに従って、大きくなることが分る。

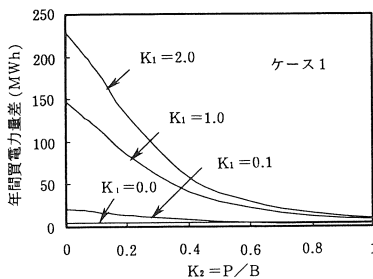


図10 K_2 に対する年間買電力量の差

5.2.2 個人住宅の電力の流れ

図11は $K_2=0.0$ 、住宅負荷形状率30%の場合、両方式の K_1 の変化に対するソーラーコミュニティの個人住宅1軒の年間の売電力量、買電力量、住宅用PVシステムから公共・業務負荷への供給電力量の関係である。図から現連系方式の年間の売・買電力量は2.8MWhである。また、地域形連系方式の年間の買電力量は2.78MWhで、両方式はほぼ同量であることが分る。

しかし、地域形連系方式では、個人住宅用PVシステムの余剰電力は地域配電線を経由して、公共・業務負荷へ供給されるため、逆流される売電力量は K_1 の増

加に従って大きく減少することが分る。例えば、負荷比率 K_1 が1.5のとき、両方式の年間売電力量はそれぞれ2.8MWh、0.9MWhとなる。また、後者の公共・業務負荷への供給量は1.88MWhとなる。

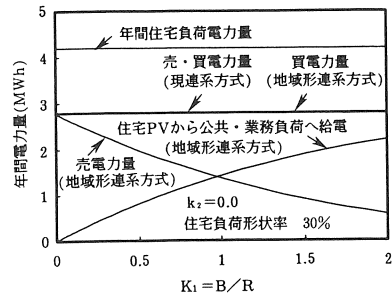


図11 K_1 に対する年間電力量 (1軒の個人住宅)

ケース1の個人住宅の負荷形状率で構成されるソーラーコミュニティについて10%、26%、30%、42%の負荷形状率を有する1軒分の年間負荷消費率を求めた。

図12はソーラーコミュニティを構成する個人住宅の負荷形状率に対する年間負荷消費率の関係である。同図は $K_1=2.0$ 、 $K_2=0.0$ の場合について図示している。年間負荷消費率とは、年間のPV発生電力量のうち、商用電力システムを経ずソーラーコミュニティ内の負荷に供給される電力量の割合である。現連系方式の年間負荷消費率は年間のPV発生電力量に対する宅内消費量の比であると云い換えることができる。この値は22.8~38.7%であることが分る。

一方、地域形連系方式では、宅内消費量と地域配電線を経して、公共・業務負荷への供給量との合計が年間負荷消費量となる。両者の合計した値より求めた年間負荷消費率は85%程度で、この値は負荷形状率の違いに大きな影響を受けないことが分る。図中の地域形連系方式の年間負荷消費率と現連系方式のその差が、公共・業務負荷へ供給される割合である。

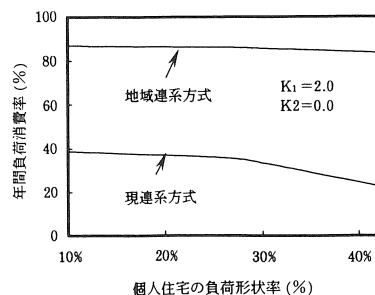


図12 年間負荷消費率と負荷形状率(1軒の個人住宅)

5.3 年間購入電力コスト

近い将来、系統連系形PVシステムが高密度に地域に導入される場合、売電単価と買電単価に差つけて電力を売買することが十分考えられる。ここでは、売電単価と買電単価との比をCとし、この値を電力コスト比と定義する。

$$C = \text{売電単価} / \text{買電単価}$$

今、ソーラーコミュニティに適用した現連系方式と地域形連系方式について、Cの値を変化させて、年間購入電力コストを求めた。表1のケース1について、Cを0.5～0.8に変化させた。C=0.5とは、買電単価を1.0のとき、売電単価が0.5であることを意味する。

ここで、電力料金が電力量に比例すると仮定して、次式によって年間購入電力コストを求めた。

$$\text{年間購入電力コスト} = \text{買電力量} \times 1.0 - \text{売電力量} \times C$$

また、両方式の年間購入電力コスト比率を次式で表されるものとした。

$$\text{年間購入電力コスト比率} = \frac{\text{地域形連系方式の年間購入電力コスト}}{\text{現連系方式の年間購入電力コスト}}$$

図13は K_1 の変化に対する年間購入電力コスト比率である。図のパラメータは K_2 であり、C=0.5の場合を示している。図から、 K_2 が小さいほど、年間購入電力コスト比率が小さくなることが分る。例えば、 K_1 が1.0、 K_2 が0.1のとき、その比率は88%であり、地域形連系方式の年間電力コストは現連系方式のそれより約12%安価となる。また、年間購入電力コスト比率は K_1 が0.6～1.2の範囲で低い傾向がある。

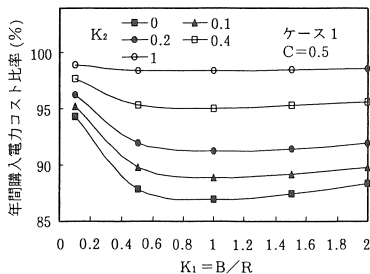


図13 K_2 に対する年間購入電力コスト比率

表3 1軒分の年間購入電力コストとその比率 ($K_2=0.0$)

電力コストとその比率	K_1				
	0.1	0.5	1.0	1.5	2.0
現連系方式	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4
地域形連系方式	1.31	0.99	0.68	0.45	0.3
コスト比率 (%)	93.6	70.7	48.6	32.1	21.4

一方、ソーラーコミュニティを構成する個人住宅1軒分（負荷形状率が30%）の年間購入電力コストとその比率を求めたものが表3である。

表3より、 K_1 が0.5、 K_2 が0.0で、C=0.5のとき、現連系方式の年間購入電力コストは1.4であるのに対して、地域形連系方式のそれは1.8であり、この値に公共・業務負荷へ供給した電力量0.81をソーラーコミュニティ内で売電単価を1.0で売電したとすると、この値は約1.0となり、両方式による年間購入電力コスト比率は0.71となる。この値から地域形連系方式を採用したソーラーコミュニティの個人住宅の年間購入電力コストは現連系方式によるそれに比べ約30%安価になることが分る。

5.4 個人住宅需要家別利益配分

前節に述べたようにソーラーコミュニティに公共・業務施設が設置されることによって、地域形連系方式では現連系方式に比べてソーラーコミュニティ全体としての年間購入電力コストが減少する。この利益を個人住宅需要家別の利益配分比率を計算したものが表4である。利益配分比率とは、両方式による年間買電力量の差に対する個人住宅PVシステムからソーラーコミュニティ内の他の負荷へ供給される年間電力量の比である。この表によれば利益配分比率は個人住宅負荷形状率によって異なり、負荷形状率の大きい方が配分比率は大きくなっている。計算例では配分比率が22.76～28.66%であり、最大差は5.9%である。

表4 個人住宅別利益配分比率 ($K_1=1.0$, $K_2=0.0$)

住宅負荷形状率	10%	26%	30%	42%
利益配分比率 (%)	22.76	23.82	24.76	28.66

6. おわりに

筆者らはPVシステムが高密度に普及したソーラーコミュニティにおけるPVシステムの連系方式として地域形連系方式について考察した。この連系方式と現連系方式についてシステム特性を比較、検討した結果、次のことを明らかにした。

- (1) ソーラーコミュニティ全体の電力の流れについては、個人住宅用PVシステムのみで構成される場合、両方式の年間売・買電力量にほとんど差異がないが、公共・業務施設が付加された場合には、両方式間に差が生じる。そして、公共・業務PV供給率 K_2 が大きくなるにしたがって、公共・業務用PVシステムからの電力の供給量が増加するため、両方式とも年間の買電力量は減少することになる。

- (2) ソーラーコミュニティの個人住宅1軒の電力の流れについては、年間の買電量は両方式がほぼ同量であるが、しかし、地域形連系方式では、個人住宅用PVシステムの余剰電力は地域配電線を経由して、公共・業務負荷へ供給されるため、売電量は負荷比率 K_1 の増加に従って大きく減少する。その量は公共・業務負荷へ供給されるため、年間負荷消費率は現連系方式に比べて大きくなる。
- (3) 地域形連系方式は、現連系方式に比べて、商用電力系統からの買電量が減少するので、売電および買電単価の差によって、ソーラーコミュニティ全体の年間購入電力コストが低減される。例えば、本論文で検討した K_1 が1.0、 K_2 が0.1のケースでは、地域形連系方式の年間購入電力コストは現連系方式のそれより約12%安価となる。
- (4) ソーラーコミュニティを構成する個人住宅1軒分の年間購入電力コストについては、検討した K_1 が0.5、 K_2 が0.0のケースの結果によれば、地域形連系方式を採用したソーラーコミュニティの個人住宅の年間購入電力コストは現連系方式によるそれに比べ約30%安価になることが分る。
- (5) ソーラーコミュニティ全体の年間購入電力コストは個人住宅負荷、公共・業務負荷の規模および公共・業務用PVシステム設置容量、すなわち、負荷比率 K_1 、公共・業務PV供給比率 K_2 と密接な関係がある。モデルケースの検討によれば、年間購入電力コスト比率は負荷比率 K_1 が0.6~1.2の範囲で低くなる。

以上のように、電力コストの面からは、地域形連系方式はソーラーコミュニティにとって望ましいことであるが、この方式の実現に当っては配電施設などの費用を含めた検討もまた必要である。

参考文献

- (1) 太陽光発電技術研究組合：「太陽光発電—その発展と展望」p.39, 1998年7月
- (2) 太陽光発電懇話会：「太陽光発電システムの設計と施工」p.28~30 1997年7月
- (3) 北村 章夫：「太陽光発電システムの将来展望」平成10年電気学会全国大会シンポジウムs.20-8
- (4) 新エネルギー総合開発機構（委託先 財団法人 電力中央研究所）「太陽光発電の価値評価に関する研究（II）」昭和61年3月
- (5) 関口・藤木・谷：「太陽光発電・燃料電池ハイブリッドシステムの特性」（負荷形状率による影響）電気学会論文誌B, 114巻4号, 平成6年