

Evaluation of energy and economy of battery system installation in residential PV system after FIT expiration

Ren ISHIKAWA^{*1}Hironobu MATSUO^{*2†}

FIT 満了後の住宅用 PV システムへの蓄電システム導入におけるエネルギーと経済性の評価

石川 廉¹松尾 廣伸²

Abstract

To evaluate the economy of installing a storage battery system to a post-FIT photovoltaic power system for residential use, we conducted a power transmission simulation and calculated the annual economic effect in Hamamatsu, Japan. The simulation was performed using the battery capacity, connection method, charge/discharge control method, and working time of heat pump water heater (HPWH) as parameters. As a result, it was found that the initial cost of the battery system cannot be recovered under any conditions. The initial cost can be recovered if the cost drops to 35% of the current level, the battery life reaches 28 years, or the power price increases to 186% of the current level. By shifting the working time of HPWH to daytime without installing a battery system, it is possible to reduce 3700 yen annually, which is effective for homes that have installed more than 5 kW PV system with relatively high irradiation areas.

Keywords: Photovoltaic, Storage battery, Economic performance, Primary energy consumption

キーワード：太陽光発電、蓄電池、経済性、一次エネルギー消費量

1. はじめに

固定価格買取制度(FIT)の開始から10年が経過し、契約期間が満了した家庭では、順次売電単価が大幅に低下することとなった。初期に導入した家庭では、その額は48円から8円前後へと6分の1である。FIT終了後、太陽光発電(PV)の発電電力は売電するより自家消費したほうが経済的であるため、多くの業者が蓄電システムの導入を勧めている。また、資源エネルギー庁が「災害時に活用可能な家庭用蓄電システム導入促進事業費補助金⁽¹⁾」を実施し、蓄電システムの防災設備としての普及を計っている。しかしながら蓄電池の価格は未だ高額であり、蓄電池の耐用年数の間に初期投資回収は難しいと考えられる。

PV システムと蓄電池による経済性に注目した近年の研究としては以下のようなものがある。矢部ら⁽²⁾は、全国の PV 設置住宅と業務用需要家の需要・PV 出力データをもとに、需要家ごとに蓄電池容量を最適化し、理想的運用を行う際の

経済性を評価した。住宅に蓄電池5 kWh を設置する場合、その価格が6万円/kWh であれば15年程度で投資回収が可能であり、業務用需要家の全体平均では、6万円/kWh の蓄電池を PV 容量の30分間分程度設置することで、約8年で投資回収が可能であるという結果を得ている。Iwafune ら⁽³⁾は、PV とヒートポンプ給湯機(Heat pump water heater, 以下 HPWH)を設置した住宅の電力消費データを用いて、HPWHを最適制御することによる経済性と PV 発電電力の自家消費率への影響を蓄電池設置と比較している。HPWHの最適制御によって平均で年間58米ドルの節約となり、2~10 kWh の蓄電池の設置では年間100~300米ドル節約となったが、蓄電池耐用年数内の投資回収は不可能であった。蓄電池を設置せずHPWHを最適制御した場合、自家消費率は32から45%に増加し、2~4 kWh の蓄電池設置と同等の結果となった。

これらの論文の想定は現状に比して、蓄電池価格が安価で、かつ、設置費用が含まれていないこと、売電価格が高いこと、三時間帯別電灯料金が用いられていないことなど、外部環境が異なっていることから、本論文では改めてオール電化住宅を対象とし、既設 PV システムに蓄電システムを設置する際の一次エネルギー削減量と経済性をシミュレーション

^{*1} Graduate School of Integrated Science and Technology, Shizuoka University

^{*2} Associate Professor, Graduate School of Integrated Science and Technology, Shizuoka University, 3-5-1 Johoku, Hamamatsu-shi, Shizuoka 432-8561, Japan

†e-mail: matsuo.hironobu@shizuoka.ac.jp

Received: 12th May 2020, Accepted: 21st July 2020

^{*1} 静岡大学大学院 総合科学技術研究科

^{*2} 静岡大学大学院 総合科学技術研究科 准教授 (432-8561 浜松市中区城北3丁目5-1)

†e-mail: matsuo.hironobu@shizuoka.ac.jp

(原稿受付: 2020年5月12日, 受理日: 2020年7月21日)

により検証する。シミュレーションの際には、蓄電池の容量、接続方法及び充放電制御方法、HPWHの沸上時間等を変化させ、それらの影響を評価する。また、投資回収に必要な条件を算出する。なお、本論文は2019年太陽エネルギー学会研究発表会において発表したものを精査し大幅に改定したものである。

2. 電力授受シミュレーション

2.1 想定システムと計算方法

導入の対象としたのは、静岡県浜松市の高断熱・高気密 (Q 値 1.9 W/(m²・K), C 値 0.6 cm²/m²) の実在するオール電化 (IH, HPWH) 住宅で、PV (5 kW, 南向き) を設置し、4人居住ではほぼ常時全館冷暖房である。過去の調査からこの地域のオール電化住宅の消費電力量としては中間やや少なめの値であることがわかっている⁽⁴⁾⁽⁵⁾。

ここに蓄電池を後付け設置することを考える。接続方法としては、蓄電池を交流側に設置するACリンク方式、PV パネル出力直流側に設置するDCリンク方式、DCリンク方式に夜間電力での充電を追加した DCAC 併用方式の3つを対象とした。システム構成の例を Fig.1に示す。それぞれの場合に必要な機器が異なり、それに応じて変換効率も僅かながら異なっている。変換効率及び充放電量の違いに関しては、Table 1 に示す。電力変換効率や最大充電/放電電力は市販のパワーコンディショナー(PCS)等を参考⁽⁶⁾に設定した。

2.2 シミュレーション方法および条件

1/1から12/31までの一年間の電力授受を一時間毎に計算する。まず、PVの発電量をMETPV-11⁽⁷⁾の浜松市平均年の気候データから以下の式を用いて計算する⁽⁸⁾。

$$P_{PV} = \eta \times A \times K \times I_{\beta Y} = \frac{P_{AS}}{A \times G_S} \times A \times K \times I_{\beta Y} = \frac{P_{AS}}{G_S} \times K \times I_{\beta Y} \dots (1)$$

$$K = K_{PM} \times K_{PA} \times \eta_{INO} \times K_{PT} = 0.94 \times 0.97 \times 0.94 \times K_{PT} \dots (2)$$

$$K_{PT} = 1 + \alpha_{pmax} \times (T_{CR} - 25) / 100 \dots (3)$$

$$T_{CR} = T + \left(\frac{a}{b \times V^{0.8} + 1} + 2 \right) \times \frac{I_{\beta Y}}{G_S} \dots (4)$$

ここで、 P_{PV} : PV 発電電力 [W], A : PV 面積 [m²], K : 補正係数, η : 標準状態時 PV アレイ効率 [%], $I_{\beta Y}$: 傾斜面日射強度 [W/m²], P_{AS} : 標準状態時 PV アレイ出力 [W], G_S : 標準状態時日射強度 [W/m²], K_{PM} : アレイ負荷整合補正係数, K_{PA} : アレイ回路補正係数, η_{INO} : インバータ効率, K_{PT} : 温度係数, α_{pmax} : 最大出力温度係数 [%/°C], T_{CR} : PV モジュール温度 [°C], T : 外気温 [°C], a, b : 係数, V : 風速 [m/s]

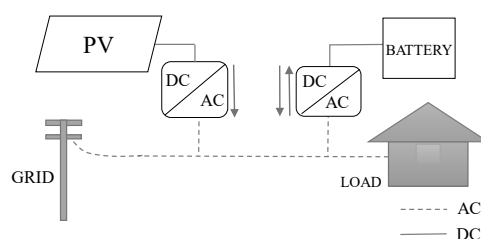
発電電力はまず自家消費され、余剰電力で蓄電池を充電する。蓄電池が満充電になるか、余剰電力が最大充電電力を超過したとき、余った電力を売電する。消費電力が発電電力を上回る場合、蓄電池からの放電で電力不足分を補い、それでも不足する場合には買電する。ただし、買電単価が安く、自家消費の経済的効果が少ない夜間料金帯は、すべて買電するものとする。このようにして各時刻の発電量、貯蔵電力量、

余剰電力および不足電力を求める。そして充放電や電力売買等の電力授受を計算し、最終的に月毎の一次エネルギー消費量と電力料金を算出する。一次エネルギー消費量の換算には換算係数⁽⁹⁾を使用し、系統から買電した電力量のみとし、売電分は含めないこととする。

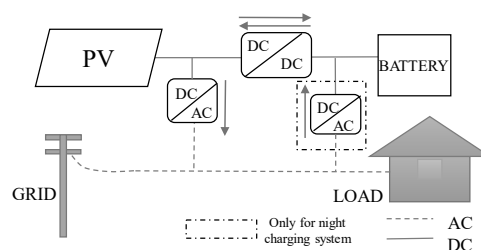
電力料金は C 電力の 6 kVA のオール電化住宅向け旧 3 時間帯別電灯⁽¹⁰⁾とし、再エネ賦課金単価と燃料費調整額単価は 2018 年の値を使用する。蓄電池の容量は、3, 5, 7, 9, および 11 kWh の 5 種類とし、充放電制御方法は、夜間充電なし、夜間一定割合充電および動的制御 (夜間放電あり/なし) の 4 種類とする。動的制御とは翌日の負荷と発電量を予測し、これらから最適な夜間充電量を設定する制御方式である。なお、本研究のシミュレーションでは、これらの予測を 100% の精度で行えるものとし、翌日の売電量を増加させることなく自家消費量を最大限増加させる理想的な夜間充電を行うこととした。夜間放電ありの場合は、翌日に売電が発生するとき、売電量を最小にするために夜間に最適量の放電を行う。ただし、日が昇り売電が発生するまでに必要な自家消費分の電力を残しておく必要がある。

Table.1 Fixed parameters

Parameter	Value
Charging / discharging efficiency	95 %
Power conversion efficiency(PCS)	94 %
Power conversion efficiency(converter)	97 %
Max charging power(PCS) (Battery capacity 9kWh or more)	3 kW
Max charging power(PCS) (Battery capacity less than 9kWh)	1.5 kW
Max charging power(converter)	20 % of battery capacity
Max discharging power	30 % of battery capacity



(a) AC link system



(b) DC and AC combination system

Fig. 1 System setup

各システムに対する導入価格は現在市販されている蓄電システムの実売価格を参考に Table 2～4 のように設定した。また、蓄電システムの耐用年数は10年とし、最終年の容量が80%となるように、1年毎に2%ずつ容量が劣化するものとした。

2.3 負荷データ

対象住宅の2018年1月から2019年11月までの実測負荷データを基に時積算データを月毎に平均して負荷パターンを作成した。その際、気候依存性を考慮して、月平均気温が平均年に近い年の負荷を月毎に選定した。これを「通常負荷」とし、通常負荷からHPWHの沸上終了時刻を7時から15時に変更した「時間シフトHPWH」も含めた2種類の負荷パターンを用いた。沸上時間を昼間に変更することでエコキュートの消費電力が20～30%減少することが過去の研究で明らかにされている⁽¹⁾。これは昼間のほうが夜間より外気温度が高いため HPWH の効率が上がること、待機時間が短く放熱損失が少なくなるために沸き上げ湯量が減少することに起因している。そこで、時間シフトHPWHの消費電力を通常負荷に比して10%、沸き上げ時間を10%減少させた。通常負荷パターンを Fig. 2 に示す。ここでは、1, 2, 3, 5, 8, 12月を示した。7月と9月は8月に、4, 6, 10, 11月は5月にパターンが類似している。各時刻の値は、前1時間の時積算値を示している。同図から、冬季に消費電力が大幅に増え、夏季・中間期には夜間から朝6時までの貯湯電力が減少し、24時間を通して冷房電力が増加していることがわかる。Fig. 3に時間シフトHPWHパターンを示す。同図からHPWHの時間がシフトされたことで電力のピーク値が減少し、負荷が平準化されている。

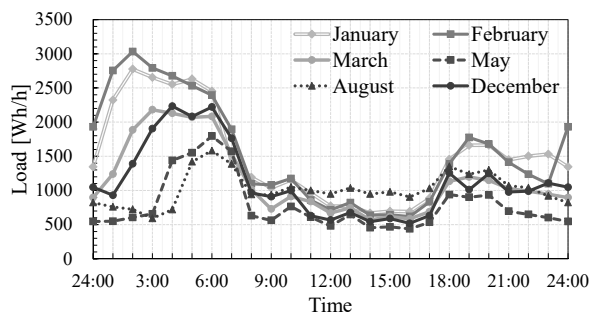


Fig. 2 Normal load pattern

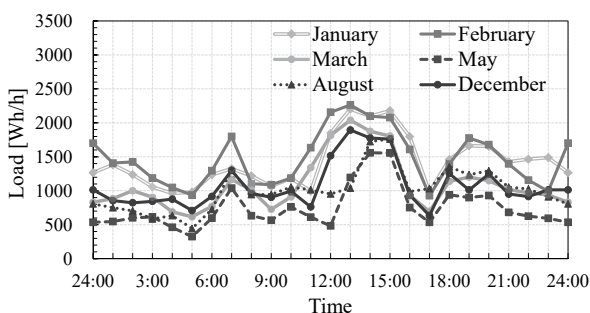


Fig. 3 Load pattern with time shifted HPWH

Table.2 Initial cost of AC link system

Battery capacity [kWh]	Initial cost [1000 yen]		
	Batt. + PCS	Construction	Total
3	460	70	530
5	760	80	840
7	1000	180	1180
9	1190	220	1410
11	1330	250	1580

Table.3 Initial cost of DC link system

Battery capacity [kWh]	Initial cost [1000 yen]		
	Batt. + DC/DC conv.	Construction	Total
3	400	20	420
5	540	30	570
7	680	140	820
9	810	150	960
11	940	160	1100

Table.4 Initial cost of DC and AC combination system

Battery capacity [kWh]	Initial cost [1000 yen]			
	Batt. + PCS	AC/DC conv.	Construction	Total
3	400	22	80	502
5	540	25	90	655
7	680	38	190	908
9	810	54	230	1094
11	940	70	260	1270

3. 各容量、負荷時間、制御・設置方式での蓄電システム導入によるエネルギー消費への影響

3.1 日変化例

計算結果の例として、電力授受状況と日射量を Fig. 4 に示す。(a)はAC リンク方式で蓄電池容量 5 kWh、通常負荷、動的制御の場合の1/22(曇天)と1/23(晴天)、(b)は同、夜間放電あり動的制御の場合の6/21と6/22(共にほぼ晴天)の結果である。曇天時には夜間に蓄電量が多くなり昼間の買電電力を抑え、晴天時には夜間の蓄電量を抑え昼間に余剰電力を充電し、売電量を抑えていることがわかる。また5kWhの蓄電池では夜間以外の買電電力量を0にできないことがわかる。夜間放電ありの場合は、夜間に貯蔵電力が残っており、翌日に売電が発生する時、夜間放電を行うことで売電と買電を最小限にする事が可能である。

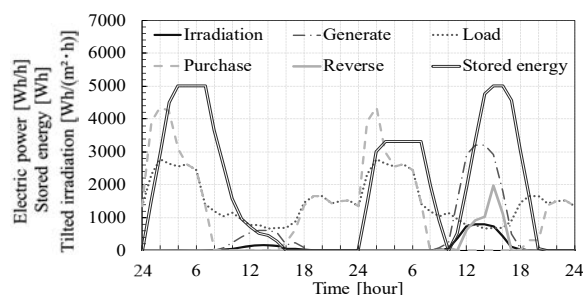
3.2 月別エネルギー内訳

結果の例として、Fig. 5に月別のエネルギー収支を示す。(a)が通常負荷・蓄電池なしの場合、(b)がACリンク方式、動的制御、蓄電池 5 kWh、通常負荷の場合、(c)が(b)の蓄電池容量を9 kWhとした場合、(d)が(b)の負荷を時間シフト HPWH とした場合、(e)が(c)の負荷を時間シフトHPWH とした場合のものである。各時間帯の買電量を正に、売電量と自家消費量を負にとる。蓄電池なしと比較して5 kWh の蓄電池を設置した場合は、自家消費量が24 %増加し、売電量を大幅に削減できている。また、昼間の買電量が77%減少し、夜間買電量が16%増加している。蓄電池容

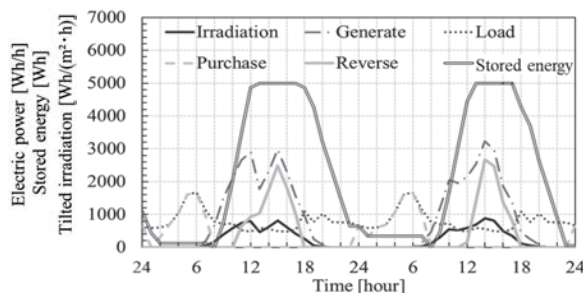
量を9 kWh にした場合、5 kWh と比べ、自家消費量が31%減少する。時間シフトHPWHでは、自家消費量が59%増加し、夜間買電量が24%減少し、昼間買電量が僅かに増加する。9 kWh の場合、5 kWh と比較して売電電力量が39%減少し、HPWHの時間シフトにより蓄電池を効果的に利用できることがわかる。他の接続方式においても変換効率に大差がないため大きな差はない。また、夜間放電の条件を満たす日が非常に少なく、動的制御の夜間放電の有無による差はほぼない。

3.3 年間一次エネルギー消費量

太陽光発電による売電電力の余剰が発生している状況を鑑み、外部から導入し消費しているエネルギーを明確化する意味で、一次エネルギー換算した年間の買電電力量を一次エネルギー消費量として取り扱うこととする。Fig. 6 (a)に通常負荷、(b)に時間シフトHPWH の場合の、各蓄電池容量と制御方法をパラメータとして算出した値を示す。設置方式はどちらも AC リンク方式である。横軸の Dcon. は動的制御方式を、それ以外は設置蓄電池容量に対する夜間に充電する割合を示している。一次エネルギー消費量は蓄電池容量が大きいくほど減少し、夜間充電量を増やすほど増加する。通常負荷で夜間充電なしの場合、容量3 kWh で約9 MJ, 11 kWh で約19 MJ の消費量を削減した。時間シフトHPWHでは蓄電池なしでも14 MJ 程削減でき、容量3 kWh で約21 MJ, 11 kWh で約29 MJ の削減が可能である。接続方式による大きな差はない。

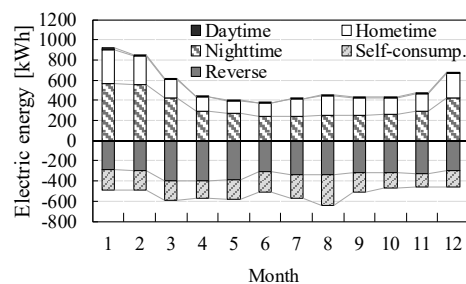


(a) Dynamic control (1/22-23)

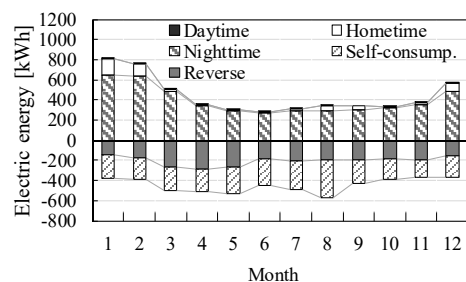


(b) Dynamic control with night discharge (6/21-22)

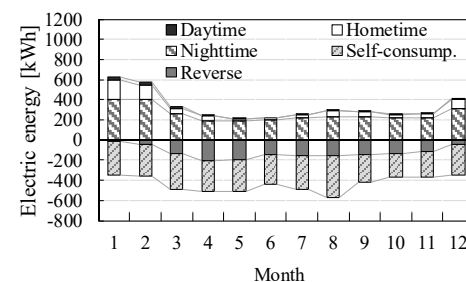
Fig.4 Examples of simulation results
(AC link, Normal load, 5kWh battery)



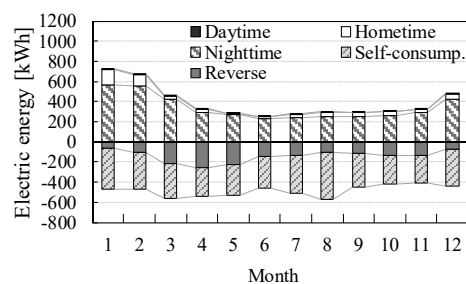
(a) Normal load without battery



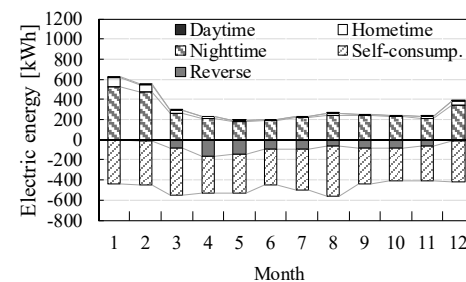
(b) Normal load with 5 kWh battery



(c) Normal load with 9 kWh battery



(d) Time shifted HPWH with 5 kWh battery



(e) Time shifted HPWH with 9 kWh battery

Fig.5 Monthly energy breakdown

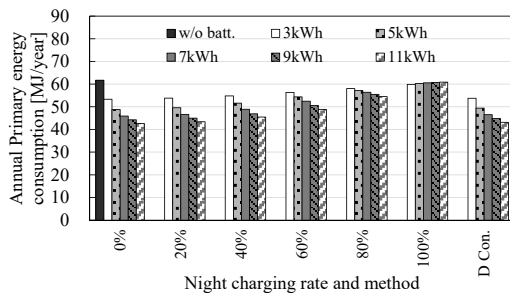
4. 蓄電システム導入による経済性への影響

4.1 月別料金収支

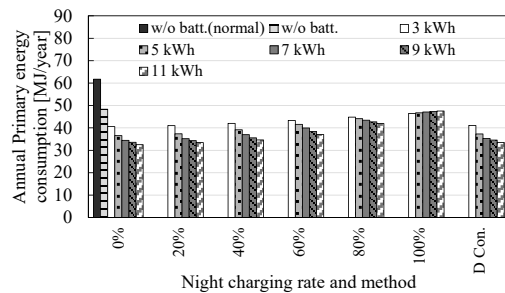
売電収入込み、初期費用含まずの蓄電池容量毎の月別料金収支を Fig. 7 に示す。蓄電池容量以外の条件は3.1節と同様である。月別料金は消費電力が多い冬季に大きく、蓄電池の設置による影響も冬季に大きくなっている。3 kWh では1月の料金が約 1100 円安くなり、11 kWh では4200円と容量が大きくなるに伴いその差が大きくなるものの、容量が大きくなるにしたがって、その差額は減少する傾向にある。特に春季夏季には顕著である。同様に、時間シフト HPWH では通常負荷より通常 100～800円ほど月の料金が安くなるが、冬季では逆に料金が高くなることもある。また、蓄電池設置方式の違いは料金収支にほとんど影響を及ぼさない。3.2 節と同様に動的制御の夜間放電の有無による差は少ない。

4.2 蓄電システム導入の合計収支

蓄電池耐用年数として設定した10年間の初期費用を含む合計収支の計算結果を Fig. 8 に示す。基準額は現状のまま運用した



(a) Normal load



(b) Time shifted HPWH load

Fig.6 Annual primary energy consumption of purchased electricity

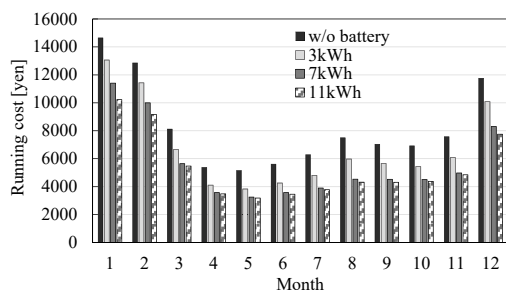
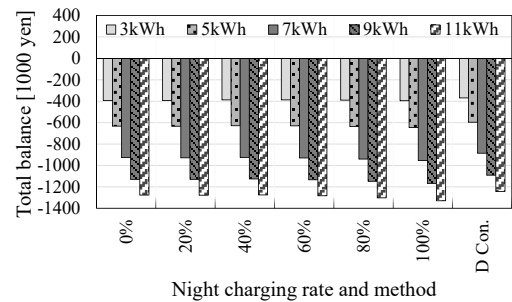
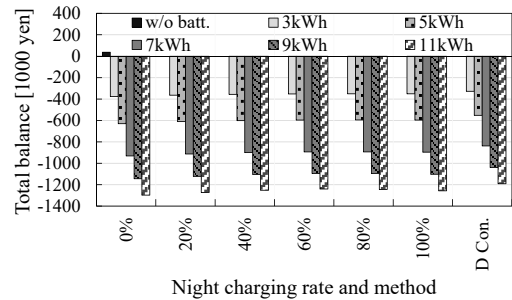


Fig. 7 Running cost of each battery capacity (normal load)

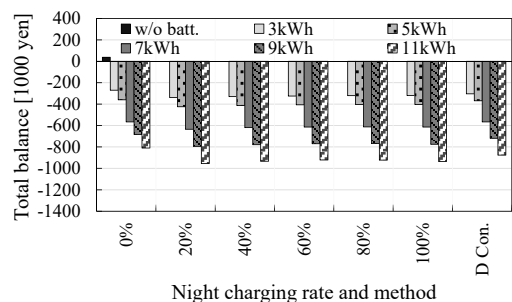
場合である。(a)に通常負荷+AC リンク、(b)に時間シフト HPWH+AC リンク、(c)に時間シフトHPWH+DCAC 併用(ただし、夜間充電0%は DC リンク)を示す。いずれの条件でも蓄電池設置の合計収支は負の値を取り、初期投資回収できない結果となった。蓄電池容量が大きいほど収支は悪化している。容量 3kWh の蓄電池を設置する場合、AC リンク方式で通常負荷、動的制御なら-37万円、時間シフト HPWH なら-33万円、DC リンク方式で時間シフト HPWH 負荷なら-27万円となる。また、



(a) Normal load & AC link



(b) Time shifted HPWH & AC link



(c) Time shifted HPWH & DCAC combination or DC link

Fig. 8 Total balance

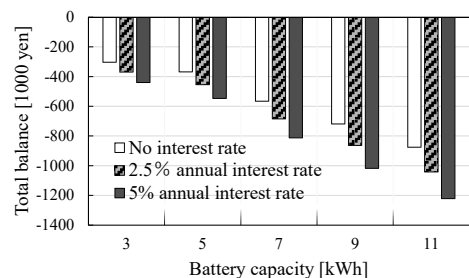


Fig. 9 Total balance of DC links with interest rates

DCリンク方式、時間シフトHPWHで金利ありの場合の合計収支を Fig. 9 に示す。現在のソーラーローンの相場である年金利2.5%の場合、最安でも-5.5万円が上乗せされる。金利なしで蓄電池寿命を15年としても、最も良い場合で収支は-20万円となり、初期費用の回収はできない。唯一時間シフトHPWHで蓄電システムを導入しない場合のみ、収支が3.7万円のプラスとなった。本計算には補助金を含んでいないが、現状の補助金を含んでも初期費用の回収は不可能である。したがって、導入に際しては非常電源としての価値をどう判断するかである。

5. 投資回収の実現可能性

5.1 蓄電システム導入価格の低廉化または補助金による投資回収

Fig. 8の各条件での合計収支の負の値は、その金額分、蓄電システム導入価格が安くなるか、補助金が出れば投資回収が可能になることを意味している。すなわち最も良い結果となったHPWHの時間をシフトしてDCリンク方式で3 kWh 設置した場合、蓄電システム導入価格の値引きと補助金の合計で-27万円となれば投資回収が可能となる。しかし浜松市の蓄エネ型住宅推進事業費補助制度の条件を満たしたとしても、給付される補助金は最大10万円であるため、投資回収には蓄電システム導入価格が現在より-17万円に、すなわち設置費用含め蓄電システム導入価格25万円になる必要があり、実現は容易ではない。他方、高額な補助金を提供している自治体等もあるので、そのような自治体においては可能性がある。大容量で低価格な蓄電システムとして有名なT社の大容量蓄電システムでも13.5 kWhで99万円、設置費用は40万円以上とされており⁽¹²⁾、比例換算すれば3 kWhの価格は31万円となるが、設置費用は比例しないため、DCリンク方式3 kWhの42万円と比較して大きく減額することは難しい。したがって、現状では高額な補助金と組み合わせない限り投資回収は不可能である。

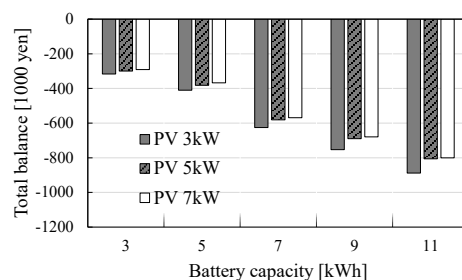
5.2 種々のPV容量と負荷データに対する投資回収要件の変化

2.3節で作成した負荷データに対しPV容量をパラメータとした各蓄電池容量の場合の10年間の合計収支を Fig. 10 に、PV容量を5 kWに固定し負荷の大きさをパラメータとした場合のそれを Fig. 11 に示す。負荷は2.3節で作成した負荷データを100%とし、50%、150%と変化させた。Fig.10よりPV容量は大きいほど合計収支は改善することがわかる。特に蓄電池容量が大きい場合、その差は顕著になるが蓄電池容量は3 kWhが最善であることは変わらない。PV 5 kW以上から時間シフトHPWHによって収支結果が改善されるが、PV 3 kWでは発電量が少ないため、HP分増加した昼の消費電力を賄いきれず、結果が悪化してしまう。蓄電池3 kWh設置でPV 7 kW+時間シフトHPWHの場合、補助金を含む割引額の合計が-23万円（すなわち工事費を含めた蓄電システム導入価格が19万円）になれば投資回収できる。同様に、PV 3 kW+通常負荷の場合、-32万円（同10万円）である。表5に全国各地の気象台等で観測された2019年の日照時間を示す⁽¹³⁾。本論文では浜松市

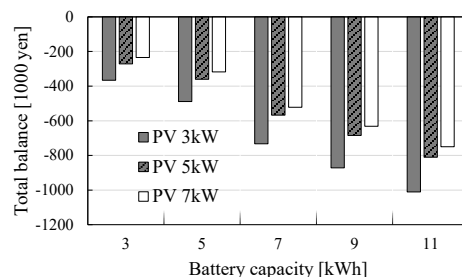
を想定しているが、浜松の日照時間は2195時間であり、気象台等の観測値において全国153地点で1位である。全国平均

Table.5 Daylight hours in each weather station of 2019

	Daylight hours [h]
Sapporo	1962
Tokyo	1865
Hamamatsu	2195
Fukuoka	1967
Naha	1638
Average of 153 points	1884

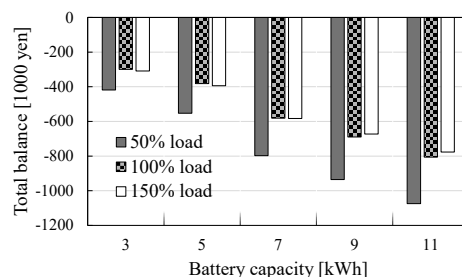


(a) Normal load

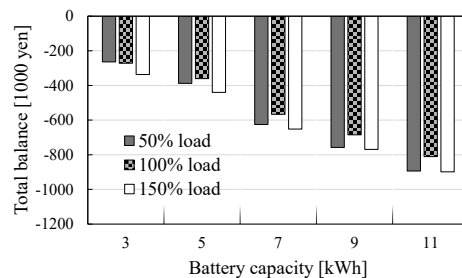


(b) Time shifted HPWH

Fig.10 Total balance of each PV capacity



(a) Normal load



(b) Time shifted HPWH

Fig.11 Total balance of each Amount of load power

日照時間の1885時間と比較し16%程度高く、他の地点では本結果よりPV容量に対して発電量が少ないため、相応に蓄電システムがより安価にならなければ投資回収は困難である。

Fig.11より負荷150%では時間シフトHPWHによるランニングコストの悪化が発生することがわかる。通常負荷で蓄電池容量が大きい場合は、負荷が大きいほど、収支は改善される。蓄電池 3 kWh 設置で50%負荷+時間シフトHPWHの場合、補助金含め-26万円(同16万円)、150%+通常負荷では-31万円(同 11万円)安くなれば投資回収可能である。気候や使用機材・方法によって貯湯負荷や冷暖房負荷は増減する。負荷パターンは変化させていないが、多くの場合上記の3つのケースに含まれると考えられ、負荷が少ない場合には投資回収がより困難になり、負荷が多い場合にはより容易になる。

5.3 蓄電池の長寿命化と売電単価の下落による投資回収

PVの普及に伴い、売電単価の更なる低落が予想される。売電単価が下がる事で、相対的に自家消費の価値が高まり、投資回収要件が緩和される。また、蓄電池が高耐久化し、投資回収に充てる期間が延長されることによっても投資回収要件が緩和される。売電単価と蓄電池耐用年数を変化させた時の蓄電池耐用期間の合計収支を Fig. 12 に示す。4.2節で最も良い結果となった時間シフトHPWH+DC リンク方式で3 kWh 蓄電池の設置を固定条件としたものである。耐用年数の経過時に蓄電池容量が初期の80%になるように比例劣化するものとした。現在の条件である耐用年数10年で売電単価8円/kWhの場合、投資回収には蓄電システム導入価格が現在より-27万円になる必要があるが、耐用年数が28年であれば現在価格で十分となる。売電単価0円/kWhの場合、耐用年数10年で-12万円になるか、耐用年数が14年になれば、現在価格で投資回収できる。矢部らやIwafuneらの研究結果⁽²⁾⁽³⁾では、より短期間で投資回収が可能とされているが、経済性の計算に設置費用を含めていないため、もしくは設置費用を含んだ蓄電池価格を6万円/kWh、9万円/kWhと安価に設定しているためである。現状これらの価格で蓄電システムを導入することは難しい。矢部らは給湯機の貯湯時間を変化させていないため、時間シフトHPWHにすることでより投資回収にかかる期間を短くできる。蓄電池容量5 kWh 設置で投資回収に15年という結果であったが、同じ蓄電池導入価格で時間シフトHPWHをすることにより投資回収には14年に短縮される。本研究の時間シフトHPWHは単に貯湯時間を昼間に変更するだけだが、Iwafuneらは時間シフトHPWHを最適に運用する制御を行った。しかし、時間シフトHPWHをしないケースよりも投資回収にかかる期間が延びた。需要制御のための周辺機器等の初期費用が嵩んだためである。

5.4 電気料金の高騰と売電単価の下落による投資回収

燃料の輸入価格の上昇による電気料金の高騰も自家消費の経済的効果を向上させる。Fig. 13に売電単価と電気料金を変化した時の合計収支を示す。横軸は現在の電力料金(C 電力

旧3時間帯別電灯)を基準に、百分率で料金の値上げ率を表している。売電単価8円/kWhの場合、電力料金は現在価格の186%まで高騰すれば投資回収可能となる。売電単価0円/kWhであれば、電力料金は現在の138%になれば投資回収できる。新料金プランの3時間帯別電灯⁽¹⁴⁾では、基本料金が安くなる上に夜間区分帯が長くなるが、料金単価が高くなる。そのため、時間シフトHPWH負荷では支出額合計は現在の109%となる。また、時間シフトHPWH負荷で3時間帯別電灯(朝方)では113%、3時間帯別電灯(夜方)では106%となる。すなわち、現行のプランではいずれも経済性が悪化する。

6. HP 沸き上げ時間シフトの検証

本論文のシミュレーションには、発電や消費電力等の時積算値を用いて行っているため、電力が1時間一定であるとして計算されるのに対し、実際は日射変動により発電電力、使用負荷により消費電力が時々刻々と変化しているため、時積算による計算では発電電力が消費電力を大きく上回る時間であっても、実際には消費が発電を上回る瞬間が発生することがある。そのためシミュレーションでは自家消費が余裕をもっておこなわれ、買電が発生していないように見える場合でも、実際には買電や売電が増加する。このとき、昼間の電力買電単価は売電単価を大きく上回るため、昼間の使用負荷を増加させる時間シフトHPWHは経済性の低下を招く可能性がある。そこで、時間シフトHPWHを実際に行ったデータを基に、時積算値計算の買電量と実際の買電量の差を確認し、時間シフトHPWHの経済性を検証した。2019.12.13の電力推移の実測データを Fig.14の(a)に、時

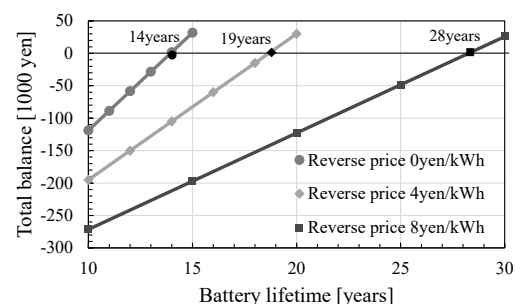


Fig.12 Total balance of each battery life time with reverse power price

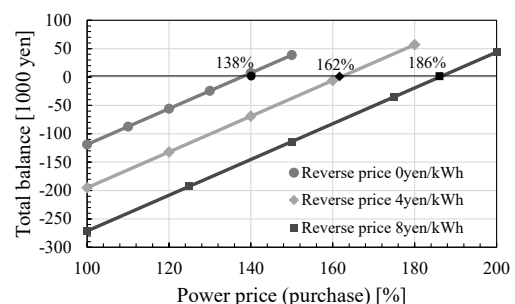
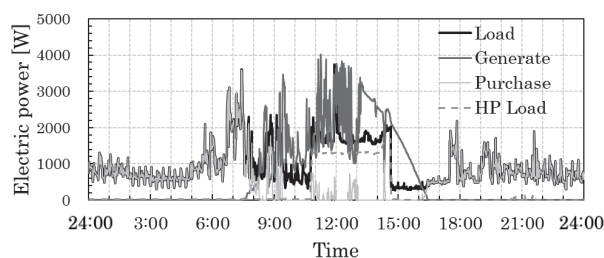


Fig.13 Total balance of each power price

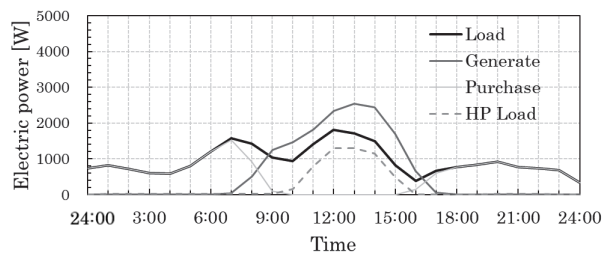
積算して買電量を計算したデータを(b)に示す。Fig.14(b)の時積算データでは日射が安定しており、9時から15時に買電をしていない。しかし、実測データでは朝から昼過ぎにかけて激しい変動がある。9時にはその変動のために、12時前後にはシフトしたHP沸上時間と重なっているために瞬間的な買電が発生している。12時前後に増加した買電量を計算すると379 Whであった。デイトイムの買電単価が35.61円/kWh、ホームタイムの買電単価が25.43円/kWh、売電単価8円/kWhとすると、日射が安定していれば自家消費し売買電しなくて良いはずのものを売買電することになり、売買電単価の差額分で購入するのと同じことになる。すなわち、27.61円/kWhおよび17.43円/kWhである。そのため、12月13日は時間シフトHPWHによる経済効果はシミュレーションよりも平日の場合は10.5円、土日祝日は6.6円低下することとなる。極端な例として、連日379 Whの買電量の増加があり、年間休日数を117日とすると、経済効果が年間で3400円低下する。シミュレーションによる時間シフトHPWHによる経済的利益は年間3700円であるので、このような場合でも年間300円ほどの経済的利益は残る。実際にはこのような日が全体に占める割合は多くないので、通年では時間シフトHPWHの方が良いということにかわりはない。ただし、PVの設置量や気候特性にも注意を要する。

7. まとめ

一般住宅におけるFIT満了後のPVシステムへの蓄電システム導入による一次エネルギー削減量とその経済性を検証するため、蓄電池の容量、接続方法及び充放電制御方法、HPWHの沸上時間をパラメータとして、電力授受シミュレーションを行い、年間の経済効果を計算した。その結果、蓄電システム設置は、現在の導入コストではシミュレーション範囲の全ての条件で初期費用回収することはできず、設置する容量が大きいくほど経済性が悪化した。DCリンク方式で蓄電池3kWhを設置し、HPの沸上時間をシフトする場合、10年間で27万円の損失であり、このとき一次エネルギー消費量は21 MJ 削減した。蓄電システムを導入せずHPの沸上時間をシフトする場合は、初期費用がからず年間0.37万円のプラスとなり、最も良い結果となった。また、この条件で一次エネルギー消費量を年間14 MJ 程削減した。蓄電システム導入の経済的効果は、売電単価の変化に大きく影響される。DCリンク方式で蓄電池3kWh設置の時、蓄電池の投資回収を可能とするには、売電単価8円/kWhの場合、現在42万円の蓄電システム導入価格が15万円以下になること、その耐用年数が28年まで延びること、電力料金が現在価格の186%まで高騰することのどれか一つを満たす必要がある。しかし、売電単価0円/kWhでは、導入価格が30万円になる、耐用年数が14年に延びる、電力料金が138%まで値上げする等、売電価格の変化により投資回収要件が大きく緩和される。したがって、日射量の多い地域で比較的大容量(5kW以上)の太陽電池を搭載している住宅においてはHPWHの時間シフトが対策として



(a) Measured data



(b) Hourly integrated data

Fig.14 Power data for December 13 (Shifted HPWH)

考えられるものの、それ以外の住宅においてはHPWHの時間シフトも蓄電システムの導入もしない方が経済性が良い。

参考文献

- 1) SII, 平成 31 年度「災害時に活用可能な家庭用蓄電システム導入促進事業費補助金」, (accessed Apr. 15th 2020), <https://sii.or.jp/kateichikudenchi31/>
- 2) K. Yabe and Y. Hayashi, Economic evaluation of increased self-use of PV output driven by storage battery system, IEEJ Transactions on Power and Energy, **139** (5), 363-371 (2019)
- 3) Y. Iwafune, J. Kanamori and H. Sakakibara, A comparison of the effects of energy management using heat pump water heaters and batteries in photovoltaic -installed houses, Energy Conversion and Management, **148**, 146-160 (Feb, 2017), Toyota, Japan
- 4) 中部電力カテエネ, (accessed Apr. 15th 2020) <https://katene.chuden.jp/about01.html>
- 5) H. Matsuo and M. Kobayashi, PV power generation and energy consumption of full electrification residence, AIJ Tokai Chapter Architectural Research Meeting, **4**, 409-412 (2007)
- 6) パナソニック HP, (accessed Apr. 15th 2020), https://sumai.panasonic.jp/solar/high_pc.html
- 7) NEDO, METPV-11, (accessed Apr. 15th 2020), <http://app0.infoc.nedo.go.jp/>
- 8) JISC 8907 : 2005, 太陽光発電システムの発電電力量推定方法
- 9) 資源エネルギー庁, 省エネ法の概要, (accessed Apr. 15th 2020) https://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saving/summary/pdf/20181227_001_gaiyo.pdf
- 10) 中部電力, Eライフプラン(3時間帯別電灯) (accessed Apr. 15th 2020) <https://miraiz.chuden.co.jp/home/electric/menu/ancillary/elife/>
- 11) H. Matsuo, 2006 Annual Meeting record I.E.E. Japan, Electric Power Consumption by Operating in Daytime of CO₂ Heat Pump Water Heater, 51 (Mar, 2006), Yokohama, Japan
- 12) TESLA Powerwall, (accessed Apr. 15th 2020) <https://www.tesla.com/jp/powerwall>
- 13) 2019 年の日本の天候 (accessed Jul. 1st 2020) https://www.jma.go.jp/jma/press/1912/23a/2019matome_besshi1-2.pdf
- 14) 中部電力ミライズ, (accessed May. 10th 2020) <https://miraiz.chuden.co.jp/home/electric/menu/basic/smart/>