

補助ボイラを有する貯湯式太陽熱給湯システムの性能試験

Performance Evaluation of Domestic Hot Water Supply System using Solar Collectors and an Auxiliary Boiler

濱田 靖弘^{*1} 福澤 明大^{*2} 高橋 功多^{*2} 中村 充^{*3} 齊藤 隆也^{*3}
 Yasuhiro HAMADA Akihiro FUKUZAWA Norikazu TAKAHASHI Mitsuru NAKAMURA Takaya SAITOH
 浦崎 博幸^{*4} 中村 貫太^{*5} 蓑川 恭子^{*6} 水馬 義輝^{*7} 松本 達也^{*8}
 Hiroyuki URASAKI Kanta NAKAMURA Kyoko MINOKAWA Yoshiteru MIZUMA Tatsuya MATSUMOTO

Abstract

This paper describes the performance evaluation of a domestic hot water supply system using solar collectors and an auxiliary boiler. First, the specifications of solar collectors, measurement items and experimental conditions at each site were mentioned. Second, laboratory experiments by using the modified M1 mode were carried out. It was showed that an introduction effect was high in both moderate climate and cold regions. As a result of field measurements, the annual system coefficient of performance and the coefficient of primary energy consumption became 5.4-10.9 and 0.19-0.38, respectively.

キーワード：実験，太陽熱集熱器，給湯，修正 M1 モード

Key Words : Experiment, Solar Collectors, Domestic Hot Water, Modified M1 Mode

1. はじめに

住宅におけるエネルギー消費の約 3 割は給湯 (Domestic Hot Water : DHW) エネルギーが占める。そのため、給湯用途の省エネルギー化は、近年の増加傾向にある民生部門の省エネルギー化をめざす上でも重要である。給湯設備は、熱源、配管、給湯栓から構成されるが、熱源として太陽熱を利用することは、エネルギーの有効利用という観点からも重要である。

世界における太陽熱利用機器の導入実績は増加傾向にあり、特に中国における導入量の伸びが大きい^{(1) (2)}。一方、日本においては、太陽熱温水器は、第二次石油危機の時点でピークを迎え、年間に 40~80 万台普及したが、その後は普及台数が停滞した。最近では、環境問題に対する

意識が高まり、再び太陽熱利用給湯機が注目されており、2012 年末の時点では、家庭の給湯用を主体とする太陽熱温水器の総出荷数は累計約 684 万台⁽³⁾に達しているが、海外と比較すると普及が進んでいるとは言い難いのが現状である。太陽熱集熱に関する報告^{(4)~(13)}はこれまでに多数見られており、省エネルギー性は十分に実証されているものの、ユーザーの導入意欲に一層訴求する商用化に課題があると考えられる。近年、太陽熱のより積極的な活用に向けて、集合住宅向けのバルコニー設置型太陽熱給湯システムも開発されている⁽¹⁴⁾。

本論文は、HEMS (Home Energy Management System) を指向し、ユーザビリティに配慮した表示機能を擁するなどした近年の太陽熱を利用した貯湯式給湯システムの性能評価を行ったものである。まず、修正 M1 モード⁽¹⁵⁾による実使用を考慮した実験を実施し、性能評価を行う。次いで、国内各地域でフィールド実測を実施し、年間を通じた省エネルギー性、経済性について検討する。

2. 実験概要

2.1 実験機器の仕様

太陽熱利用給湯システムの仕様を表 1、表 2 に示す。集

*1 北海道大学大学院工学研究院教授 (〒060-8628 札幌市北区北 13 条西 8 丁目)

e-mail: hamada@eng.hokudai.ac.jp

*2 北海道大学大学院工学院修士課程

*3 北海道ガス株式会社

*4 日本海ガス株式会社

*5 京葉ガス株式会社

*6 静岡ガス株式会社

*7 広島ガス株式会社

*8 西部ガス株式会社

(原稿受付：2013 年 10 月 30 日)

Table 1 Specification of DHW systems using solar collectors (Model A)

Solar collectors		
System of heat collection		Forced-circulation
Total area of collectors		3.8 m ²
Number of panels		2
Panel size (mm)		1954×1054×56
Type		Flat plate (Selective absorption film)
Absorptance		0.95±0.02
Emissivity		0.05±0.02
Brine		Propylene glycol solution
Hot water storage unit		
Tank		200 L
Electric consumption	Maximum	225/255 W
	Antifreeze heater	126/126 W
Boiler		
Gas consumption	Maximum	50.0 kW
	Minimum	8.4 kW
Type of gas		13 A/LP

Table 2 Specification of DHW systems using solar collectors (Model B)

Solar collectors		
System of heat collection		Forced-circulation
Total area of collectors		3.88 m ²
Number of panels		2
Panel size (mm)		2026×1032×67
Type		Flat plate (Selective absorption film)
Absorptance		0.95±0.02
Emissivity		0.12±0.02
Brine		Propylene glycol solution
Hot water storage unit		
Tank		90 L
Electric consumption	Maximum	310/310 W
	Antifreeze heater	197/197 W
Boiler		
Gas consumption	Maximum	50.0 kW
	Minimum	-
Type of gas		13 A/LP

Table 3 Conditions at each site

	Laboratory (Model A)		Laboratory (Model A and B)			
Site	Hiroshima		Hokkaido			
Installation location	Aki gun Kaita cho		Sapporo			
Latitude	34°22'N		43°07'N			
Longitude	132°32'E		141°35'E			
Tilt angle	20°		31°			
Azimuth	0°		0°			
	Field measurement (Model A)					Field measurement (Model B)
Site	Toyama	Chiba	Hiroshima	Fukuoka	Shizuoka	Fukuoka
Installation location	Toyama	Matsudo	Higashi Hiroshima	Fukuoka	Shizuoka	Fukuoka
Latitude	36°43'N	35°47'N	34°28'N	33°38'N	34°58'N	33°38'N
Longitude	137°13'E	139°54'E	132°47'E	130°28'E	138°22'E	130°28'E
Target house	Two stories	Two stories	Two stories	Two stories	Two stories	Two stories
	2 adults, 2 children	2 adults, 1 child	2 adults, 1 child	2 adults, 7 children	2 adults, 1 child	2 adults, 2 children
Tilt angle	33°	30°	22°	29°	24°	29°
Azimuth	0°	0°	+40°	+40°	-24°	+5°

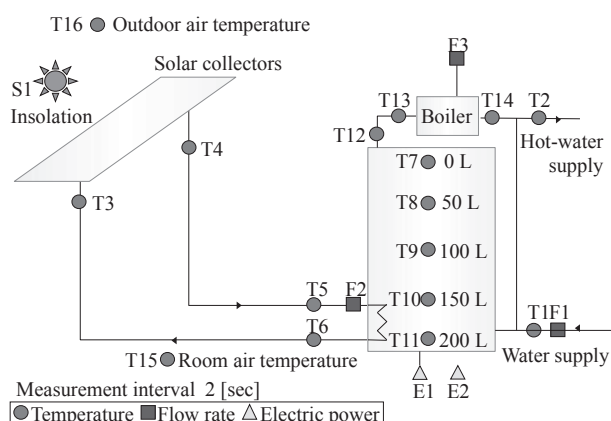


Fig. 1 System diagram of experimental equipment (Model A).

熱板は、いずれも平板型（選択吸収膜，太陽光線吸収率 0.95，放射率 0.05～0.12）で，集熱器総面積は約 4 m² である．また，貯湯ユニットは貯湯槽（機種 A：200 L，機種 B：90 L）とともに補助熱源機としてガスボイラが組み込まれた一体型である．機種 A，B は集熱面積は同等であるが，貯湯槽容量が大きく異なること，また，機種 B が暖房機能も有することからこれらの二機種を対象に性能比

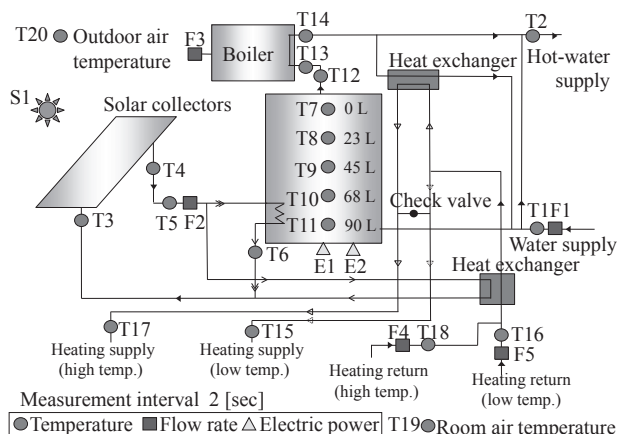


Fig. 2 System diagram of experimental equipment (Model B).

較を実施する．両メーカーには研究趣旨を説明し，同意を得ている．

2.2 実験およびフィールド実測の概要

表 3 に実験およびフィールド実測を実施した各サイトの概要を示す．北海道と広島 の 2 箇所で行った実験では，給湯負荷パターンとして，修正 M1 モード⁽¹⁵⁾を採用した．

Table 4 Measurement items (Model A)

No.	Measurement items	Sensor	Point	Accuracy
T1-T6	Fluid temperature	Pt-100	6	$\pm 0.3^{\circ}\text{C}$
T7-T11	Tank temperature	T thermocouple	5	$\pm 0.5^{\circ}\text{C}$
T12-T14	Fluid temperature	Pt-100	3	$\pm 0.3^{\circ}\text{C}$
T15	Room air temperature	T thermocouple	1	$\pm 0.5^{\circ}\text{C}$
T16	Outdoor air temperature	T thermocouple	1	$\pm 0.5^{\circ}\text{C}$
F1, F2	Flow rate	Flow meter	2	$\pm 2\%$
F3	Gas consumption	Flow meter	1	$\pm 0.3\%$
E1, E2	Power consumption	Transducer	1	$\pm 2\%$
S1	Insolation	Pyranometer	1	$\pm 2\%$

Table 5 Measurement items (Model B)

No.	Measurement items	Sensor	Point	Accuracy
T1-T6	Fluid temperature	Pt-100	6	$\pm 0.3^{\circ}\text{C}$
T7-T11	Tank temperature	T thermocouple	5	$\pm 0.5^{\circ}\text{C}$
T12-T18	Fluid temperature	Pt-100	7	$\pm 0.3^{\circ}\text{C}$
T19	Room air temperature	T thermocouple	1	$\pm 0.5^{\circ}\text{C}$
T20	Outdoor air temperature	T thermocouple	1	$\pm 0.5^{\circ}\text{C}$
F1, F2, F4, F5	Flow rate	Flow meter	4	$\pm 2\%$
F3	Gas consumption	Flow meter	1	$\pm 0.3\%$
E1, E2	Power consumption	Transducer	1	$\pm 2\%$
S1	Insolation	Pyranometer	1	$\pm 2\%$

これは、貯湯式給湯機を主な対象とし、1モードが6日からなる複数日モードであり、平均・変動が実測結果より設定されたものである。広島サイトは年間を通した実験、北海道サイトは春期から厳冬期について実験を行っている。また、富山、千葉、広島、福岡、静岡で実際の世帯において実使用実態を把握するためのフィールド実測を行っている。地域選択にあたっては、太陽エネルギーが極めて地域性に影響されることを考慮し、改正省エネルギー法告示地域区分 1～8、年間日射量地域区分 A1～A5 からできるだけ幅広い地域区分の選択をめざしたが、今回は限界もあり、告示地域区分 2・5～7、年間日射量地域区分 A2～A4 にとどまった。今後より大規模な実証評価が必要となる。また、測定項目、測定間隔、センサ等を統一した同時測定結果を検討できよう配慮した。世帯選定にあたっては、共同研究者を通じて設置協力に応じた表 3 の各地域一世帯ずつとなった。熱需要にばらつきがありサンプル数としては不十分であり、地域を代表するデータとしては取り扱えない参考値であることに留意が必要である。また、屋根形状の制約もありパネル設置状態等の統一化は行えなかった。なお、各サイトには、何れもそれぞれの機種で同仕様の試験機を設置しているが、北海道のみ貯湯ユニットを屋内設置としている。北海道以外は外界気象条件の異なる影響を受けることとなるが、今回はメーカーの設置指針に従った。

2.3 計測項目

図 1、図 2、表 4、表 5 に北海道のセンサ設置箇所、および測定項目・測定機器を示す。各種センサにおいて、温度（表 4、表 5 の T1～20）、電力量（E1～2）、流量（F1～5）、日射量（S1）を 2 秒間隔で収集した。他のサイトにおいてもほぼ同様の計測を実施している。熱量は給湯・暖房

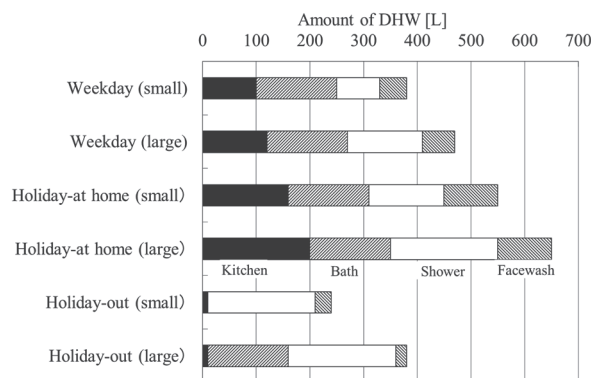


Fig. 3 Specification of modified M1 mode.

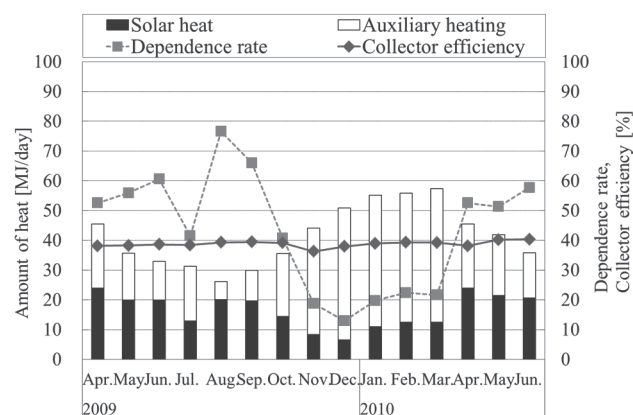


Fig. 4 Dependence rate (Hiroshima laboratory).

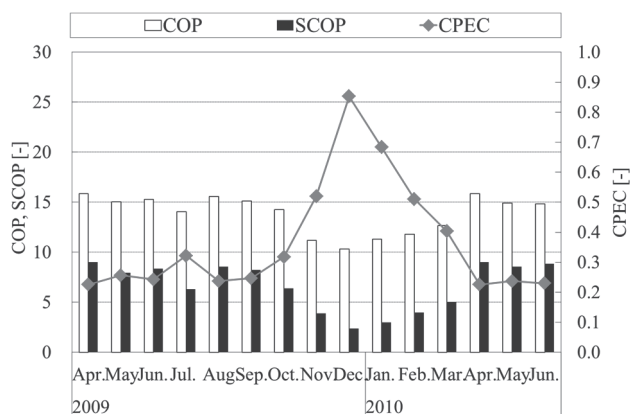


Fig. 5 Energy conservation (Hiroshima laboratory).

の各回路〔暖房回路は高温（図 2 の Heating supply/return (high temp.)), 低温 (low temp.) の二回路〕における熱媒の行き・還り温度と流量から算出する。給湯はタンクに蓄熱するが、暖房はタンクを介さずに熱交換器で熱交換し、供給する。また、貯湯槽温度を垂直方向に 5 点計測し、蓄熱量を計算する。貯湯槽の測定点は、最上部を 0 L (リットル) とし、機種 A は上から 50 L, 100 L, 150 L, 200 L, 機種 B は 23 L, 45 L, 68 L, 90 L の位置に設定した。太陽熱集熱効率は、パネル面日射強度 (パネル面と同方向に

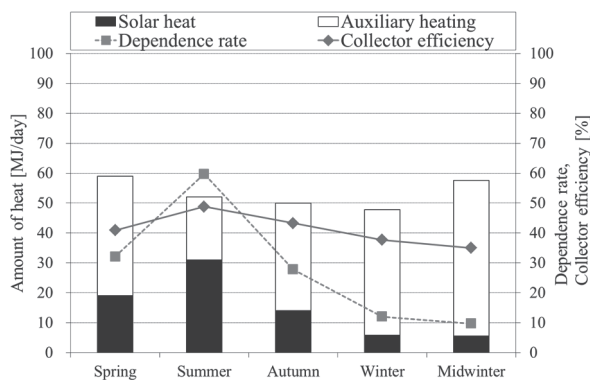


Fig. 6 Dependence rate (Hokkaido laboratory, Model A).

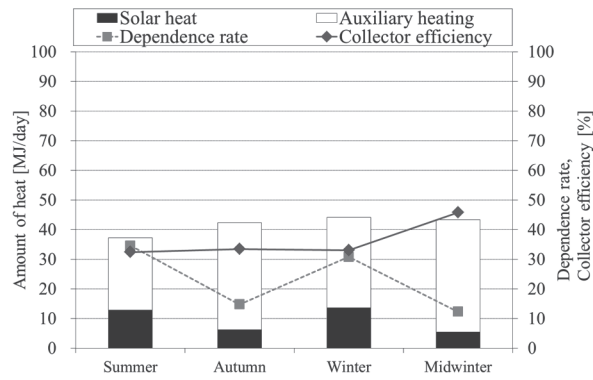


Fig. 8 Dependence rate (Hokkaido laboratory, Model B).

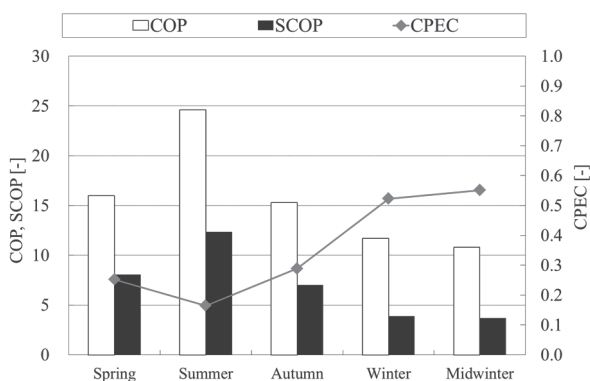


Fig. 7 Energy conservation (Hokkaido laboratory, Model A).

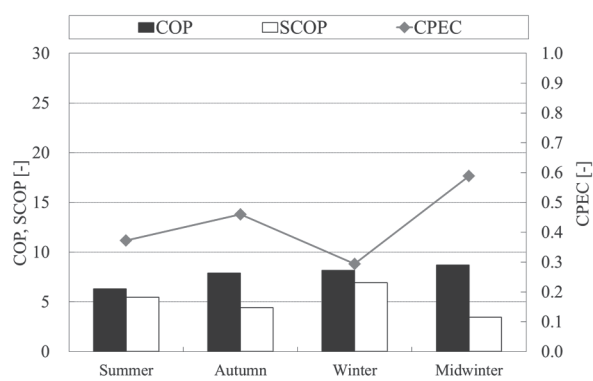


Fig. 9 Energy conservation (Hokkaido laboratory, Model B).

設置した日射計による計測値)と集熱量から算定する。

3. 修正 M1 モードによる実験結果と考察

修正 M1 モードにおける給湯負荷パターンを図 3 に示す。広島における実験結果として、図 4、図 5 に 2009 年 4 月から 2010 年 6 月までの運転実績を示す。ここで、COP (= 太陽熱集熱量 / ソーラーポンプ消費電力)、SCOP (= 太陽熱利用量 / システム消費電力)、CPEC⁽¹⁶⁾ (= 太陽熱利用システムの一次エネルギー消費量 (システム消費電力の一次エネルギー換算値) / 従来方式の一次エネルギー消費量) は、以下の計算による。

$$COP = \frac{Q_s}{E_s} \quad \dots(1)$$

$$SCOP = \frac{Q_u}{E_t} \quad \dots(2)$$

$$CPEC = \frac{F_s}{F_c} \quad \dots(3)$$

COP は太陽熱集熱器の性能を評価し、SCOP はシステム全体の性能を評価する。CPEC は本システムの省エネルギー性を評価し、その値が小さい程省エネルギー性が高いことを示す。

月平均外気温度、給水温度、稼動時日射量は、それぞれ

5.2~28.5℃、11.6~28.9℃、34.5~74.0 MJ/day であった。図 4 の太陽熱寄与率は 8 月で最も大きく 76.6%、12 月で最も小さく 12.9% となった。7 月は稼動時日射量が小さいため寄与率も小さくなっている。集熱効率、太陽熱寄与率、COP、SCOP、CPEC (従来方式のガスボイラ熱効率を改正省エネルギー法に従い 75% とした場合) の月毎の値は、それぞれ 36.2~40.3%、12.9~76.6%、10.3~15.9、2.4~9.0、0.23~0.85 となっており、年間を通して高い性能を示した。北海道における各期の運転実績を図 6~図 9 に示す。機種 A については、春期 (2009 年 5 月~6 月、25 日間)、夏期 (2009 年 7 月~8 月、12 日間)、秋期 (2008 年 9 月~10 月、20 日間)、冬期 (2008 年 11 月~12 月、12 日間)、厳冬期 (2009 年 1 月、11 日間) に実験を行った。各期の平均外気温度、給水温度、稼動時日射量は以下の通りである；春期 (16.4℃、14.2℃、41.2 MJ/day)、夏期 (23.5℃、17.5℃、61.8 MJ/day)、秋期 (14.2℃、15.5℃、37.4 MJ/day)、冬期 (2.8℃、15.7℃、18.5 MJ/day)、厳冬期 (0.3℃、14.4℃、18.3 MJ/day)。北海道では地下水を利用しており、給水温度の季節変動が小さい。図 6 の太陽熱寄与率は夏期で最も大きく 59.7%、厳冬期で最も小さく 9.7% となった。運転期間の集熱効率、太陽熱寄与率、COP、SCOP、CPEC は、それぞれ 35.0~48.8%、9.7~59.7%、10.8~24.6、3.7~12.4、0.16~0.54 となった。広島における実験と比較すると、特に冬期間における寄与率低下が著しい。一方、機種 B は

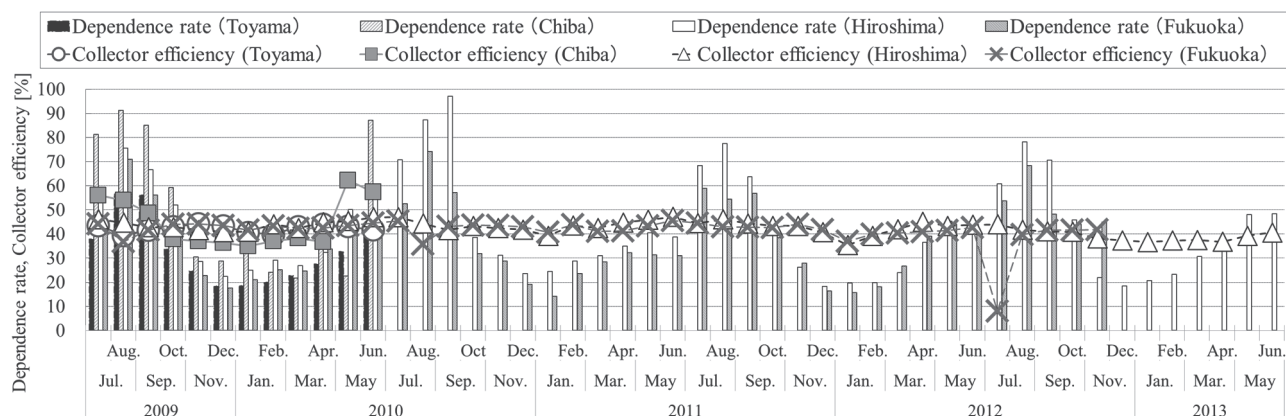


Fig. 10 Dependence rate (Toyama, Chiba, Hiroshima and Fukuoka).

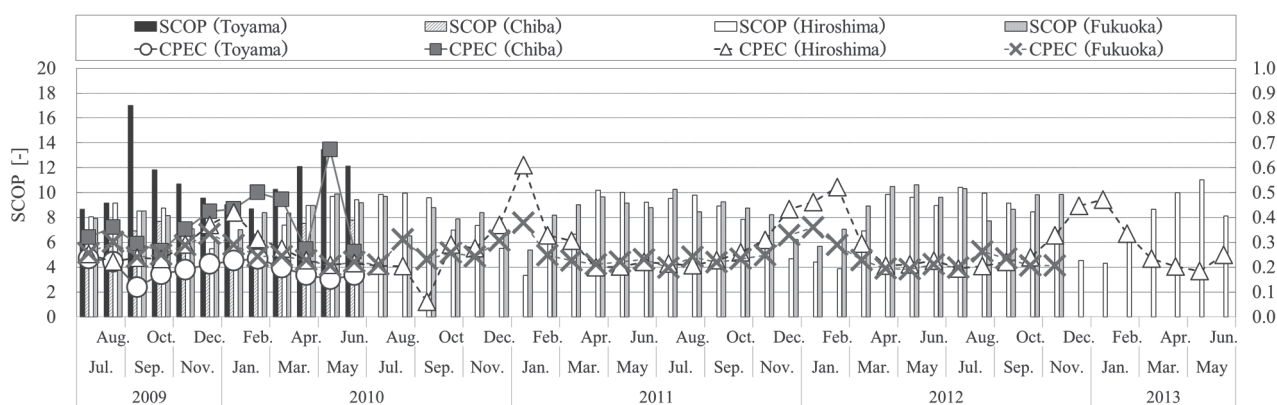


Fig. 11 Energy conservation (Toyama, Chiba, Hiroshima and Fukuoka).

暖房への熱供給も可能としているが、暖房用供給熱量に占める太陽熱利用量の割合が 2~4%と僅かであったことから、給湯のみを評価対象とした。夏期 (2011 年 8 月, 12 日間), 秋期 (2011 年 10 月, 7 日間), 冬期 (2011 年 3 月, 6 日間), 厳冬期 (2012 年 3 月, 6 日間) に実験を行った。各期の平均外気温度, 給水温度, 稼動時日射量は以下の通りである; 夏期 (23.3℃, 18.8℃, 46.1 MJ/day), 秋期 (9.8℃, 15.0℃, 20.4 MJ/day), 冬期 (2.3℃, 13.7℃, 45.1 MJ/day), 厳冬期 (-0.9℃, 12.3℃, 20.1 MJ/day)。運転期間の集熱効率, 太陽熱寄与率, COP, SCOP, CPEC は, それぞれ 32.4~45.8%, 12.3~34.6%, 6.3~8.7, 3.5~6.9, 0.29~0.59 となった。秋期の日射量が, 夏期・冬期の実験期間と比較して半分以下と小さかったため, 寄与率が小さくなっている。また, 冬期の日射量は夏期の日射量とほぼ等しく, 両者はほぼ同様の運転実績を示した。修正 M1 モードによる実験において, 今回対象とした機種は, 温暖地 (広島) では, 全日射量に対する集熱量の割合が, 春期 35~38%, 夏期 33~36%, 秋期 31~36%, 冬期 32~36%と季節による差異はそれほど見られず, 年間を通じて十分太陽熱利用の効果が高いことが示された。一方, 寒冷地においては集熱器面積をより大きくとる等の対応が, 今後必要となると考えられる。

4. フィールド実測結果と考察

図 10, 図 11 に機種 A の各サイトの運転実績を示す。各サイトの月平均給湯負荷, 外気温度, 給水温度, 稼動時日射量は以下の通りである; 富山 (31.0~123.0 MJ/day, 3.0~25.3℃, 5.9~26.0℃, 17.1~57.3 MJ/day), 千葉 (12.2~48.9 MJ/day, 5.1~27.1℃, 0~26.4℃, 7.6~67.8 MJ/day), 広島 (24.6~102.2 MJ/day, 1.6~29.0℃, 2.8~27.7℃, 28.4~70.6 MJ/day), 福岡 (20.1~98.7 MJ/day, 2.8~27.7℃, 9.2~28.7℃, 21.4~62.3 MJ/day)。月別太陽熱寄与率は富山, 千葉, 広島, 福岡でそれぞれ 18.5~56.7%, 21.8~91.3%, 18.3~97.0%, 14.1~74.2%となり, 給湯負荷の小さい千葉で大きく, 給湯負荷の大きい富山では小さくなっている。月別 SCOP は富山, 千葉, 広島, 福岡の各サイトでそれぞれ, 8.6~17.0, 3.0~7.8, 3.3~11.0, 5.4~10.6, CPEC は 0.12~0.24, 0.26~0.67, 0.06~0.61, 0.19~0.38 となった。また, 広島, 福岡においては, 二年目以降も実測を行い, ほぼ一年目の実績と同等であることを確認した (CPEC の一年目に対する比: 広島 1.17・福岡 1.03 (二年目), 広島 1.13・福岡 1.06 (三年目), 広島 1.04・福岡 1.23 (四年目))。

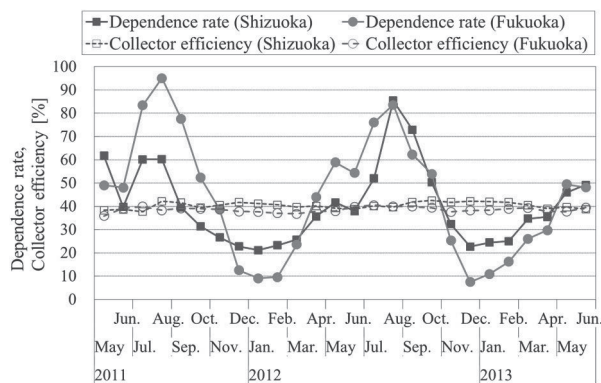


Fig. 12 Dependence rate (Shizuoka and Fukuoka).

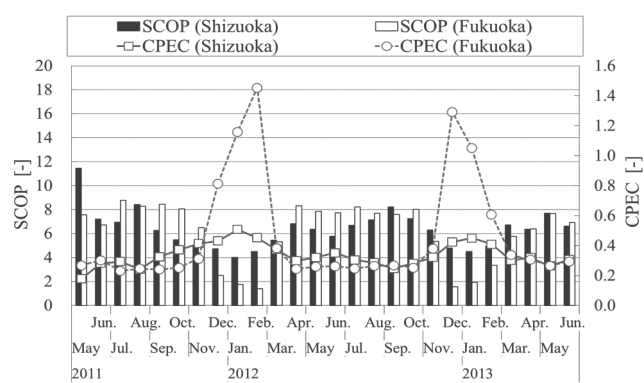


Fig. 13 Energy conservation (Shizuoka and Fukuoka).

Table 6 Operating results (Model A and B)

		Laboratory			Field				
Model		Model A			Model B				
Site		Hiroshima	Toyama	Chiba	Hiroshima	Fukuoka	Shizuoka	Fukuoka	
DHW load	GJ/year	15.65	29.69	10.70	20.42	21.94	11.87	11.09	
Average outside temperature	°C	16.03	14.98	15.78	14.98	17.43	17.46	17.51	
Average water supply temperature	°C	19.62	16.75	17.04	16.75	19.05	18.33	18.65	
Amount of insolation	GJ/year	17.88	17.21	13.23	17.21	15.56	15.88	14.09	
Collector efficiency	%	39.18	42.21	45.25	43.86	42.43	40.73	38.94	
Dependence rate	%	34.67	28.13	41.37	37.42	32.29	38.25	30.52	
SCOP	ND	5.86	10.85	5.62	7.58	8.06	6.33	5.37	
CPEC	ND	0.34	0.19	0.36	0.27	0.25	0.32	0.38	
Amount of primary energy reduction compared with standard gas boiler	GJ/year	6.6	10.0	6.4	9.6	8.7	7.5	5.8	
Amount of cost reduction compared with standard gas boiler	×10 ⁴ yen/year	2.9	4.3	2.1	4.1	3.5	3.4	2.0	
Amount of primary energy reduction compared with condensing gas boiler	GJ/year	2.4	2.0	3.5	4.1	2.8	4.3	2.8	
Amount of cost reduction compared with condensing gas boiler	×10 ⁴ yen/year	1.1	0.8	1.0	1.8	1.1	1.8	1.2	

図 12、図 13 に機種 B の各サイトの運転実績を示す。各サイトの月別給湯負荷、外気温度、給水温度、稼動時日射量は以下の通りである；静岡（12.5～51.0 MJ/day，5.7～28.2℃，12.6～24.0℃，34.0～51.6 MJ/day），福岡（9.5～49.5 MJ/day，5.8～29.1℃，9.8～27.2℃，23.7～53.9 MJ/day）。静岡における暖房用総供給熱量（11.1 GJ/year（一年目），9.6 GJ/year（二年目））に占める太陽熱利用量の割合はそれぞれ 6.7%（一年目），3.9%（二年目），総太陽熱利用量（5.3 GJ/year（一年目），5.0 GJ/year（二年目））に占める太陽熱暖房利用量の割合はそれぞれ 12.4%（一年目），10.4%（二年目）であった。一方、福岡の総暖房用供給熱量は 0.31 GJ/year（一年目），0.21 GJ/year（二年目）と小さかったため、3. と同様に、ここでは給湯のみを評価対象とした。月別太陽熱寄与率は静岡、福岡でそれぞれ 21.2～85.4%，7.5～95.1%であった。SCOP は静岡、福岡でそれぞれ 4.0～11.5，1.4～8.8，CPEC は 0.18～0.51，0.23～1.45 となった。

5. 運転実績に基づく導入効果の評価

表 6 に年間の運転実績を示す。運転期間は以下を対象と

した；機種 A，ラボ実験（2009 年 7 月～2010 年 6 月），機種 A，フィールド実測（2010 年 7 月～2011 年 6 月），機種 B，フィールド実測（2012 年 7 月～2013 年 6 月）。非潜熱回収型、潜熱回収型のガスボイラ熱効率率はそれぞれ 75，91.8%とした。エネルギー単価は、各地域の料金制度によった。非潜熱回収型ボイラに対する一次エネルギー削減量は 5.8～10.0 GJ であり、いずれのサイトにおいても高い導入効果が得られている。コスト削減量は、2～4 万円程度であった。

機種 A の太陽熱集熱パネルへの熱媒行き温度の稼動時平均値は、33～39℃，機種 B では 45～48℃であった。貯湯容量に関して、機種 A では 200 L，機種 B では 90 L であり、機種 B の集熱温度が高くなっているのに関わらず、集熱効率は機種 A と機種 B でほぼ同等であった。

6. まとめ

太陽熱利用給湯システムを対象とし、実使用を考慮した性能評価を実施した。修正 M1 モードによる実使用を考慮した実験を実施し、温暖地と寒冷地のいずれにおいても導入効果が高いことを示した。また、フィールド実測の結

果、年間システム成績係数、一次換算エネルギー消費係数は、それぞれ 5.4~10.9, 0.19~0.38 となった。非潜熱回収型ボイラに対する一次エネルギー削減量は 5.8~10.0 GJ であり、いずれのサイトにおいても高い導入効果が得られている。コスト削減量は、2~4 万円程度であった。初期費用を 50~90 万円⁽¹⁷⁾、⁽¹⁸⁾と想定した場合のペイバックタイム（比較対象を非潜熱回収型ボイラとし、初期費用は事業者ヒヤリングにより 10 万円に設定）は、機種 A、機種 B でそれぞれ 9~39 年（サイト平均 19 年）、12~39 年（サイト平均 24 年）であった。一例として、東京都による助成制度実績を参考に、集熱面積平方メートルあたり 7 万円の補助が得られる場合には、3~26 年（サイト平均 11 年）、4~26 年（サイト平均 13 年）となる。ペイバックタイムは、給湯負荷が小さい場合には長くなる傾向にあり、これについては負荷の事前調査に基づく適材適所の給湯機器の選定が必要となる。本システムは、普及促進等によるさらなるコストダウンが必要ではあるものの、各種再生可能エネルギー利用技術の中でも比較的短い期間で経済的にも導入効果が得られると言えます、上記のような助成制度の拡がりが期待される。間欠的な太陽エネルギーには、補助加熱が必要不可欠である。本報では、早朝、水道水温度に近い状態の貯湯槽を日中高効率で加温し、不足が発生した場合に瞬発力の高い熱源機器で補助する方式の有効性を異なる複数の地域における長期実測に基づく性能試験結果を公開し、検討した。

記号

COP	: 成績係数 (Coefficient Of Performance)	[-]
CPEC	: 一次換算エネルギー消費係数 (Coefficient of Primary Energy Consumption)	[-]
E	: 電力量	[J]
F	: 一次エネルギー消費量	[J]
Q	: 熱量	[J]
SCOP	: システム成績係数 (System Coefficient Of Performance)	[-]

添字

c	: 従来方式 (ガスボイラ)
s	: 太陽熱集熱
t	: 太陽熱利用システム全体 (貯湯ユニット含む)
u	: 各種損失を除いた正味の太陽熱利用

参考文献

- (1) International Energy Agency: Solar heat worldwide – Markets and contribution to the energy supply 2007, (2009).

- (2) EUROBSERV'ER: Solar thermal barometer 2009.
- (3) <http://www.ssda.or.jp/energy/result.html> (社団法人ソーラーシステム振興協会太陽熱利用機器累積出荷台数平成 24 年末現在, 著者閲覧日: 平成 25 年 10 月 24 日)
- (4) A. Hobbi and K. Siddiqui, Optimal design of a forced circulation solar water heating system for a residential unit in cold climate using TRNSYS, Solar Energy, 83-5(2009), 700.
- (5) J. Burch, C. Christensen, J. Salasovich and J. Thornton, Simulation of an unglazed collector system for domestic hot water and space heating and cooling, Solar Energy, 77-4(2004), 399.
- (6) A. Dehghan and A. Barzegar, Thermal performance behavior of a domestic hot water solar storage tank during consumption operation, Energy Conversion and Management, 52-1(2011), 468.
- (7) S. Furbo, E. Andersen, S. Knudsen, N. Vejen and L. Shah, Smart solar tanks for small solar domestic hot water systems, Solar Energy, 78-2(2005), 269.
- (8) S. Allen, G. Hammond, H. Harajli, M. McManus and A. Winnett, Integrated appraisal of a Solar Hot Water system, Energy, 35-3(2010), 1351.
- (9) 前 真之, 太陽熱給湯 (特集 住宅用給湯の省エネルギー型給湯器の現在), IBEC, 29-6(2009), 16-19.
- (10) 増尾 渉・小峯 裕己, 住宅密集地に建つ戸建住宅における太陽光発電と太陽熱給湯による省エネルギー効果に関する研究, 空気調和・衛生工学会論文集, 134(2008), 47-51
- (11) 秋澤 淳・佐藤大幸・柏木孝夫, 屋根方位を考慮した太陽熱給湯器の導入ポテンシャル評価, 環境工学総合シンポジウム講演論文集(2006), 400-403.
- (12) 盧 炫佑・宇田川光弘, 太陽熱床暖房・給湯住宅 USH のシミュレーションによる性能評価, 太陽エネルギー, 28-5(2002), 56-64.
- (13) 田中俊六・八十田茂, 集合住宅の太陽熱給湯システムに関する研究, 空気調和・衛生工学会論文集, 7(1978), 37-49.
- (14) 伊東秀二・小玉祐一郎・坊垣和明・秋元孝之, 次世代型ソーラー給湯システムに関する技術開発 (第 1 報) システム性能評価について, 空気調和・衛生工学会大会学術講演論文集(2008), 897-900.
- (15) 前 真之・三浦尚志・羽原宏美・堀 祐治・桑沢保夫・秋元孝之・宇梶正明・澤地孝男, 住宅のための省エネルギー手法の実験的評価に関する研究 (その 3), 日本建築学会環境系論文集, 659(2011), 49-57.
- (16) 濱田靖弘・永廣健太郎・後藤隆一郎・中村 充, 高効率機器を導入した戸建て住宅の環境エネルギー工学的診断, 人間と生活環境, 16-1(2009), 27-35.
- (17) 新エネルギー・産業技術総合開発機構, 再生可能エネルギー技術白書(2010), 407.

- (18) http://www.solar.nef.or.jp/thermal/zissi/H16_hiyou.htm (財団法人新エネルギー財団住宅用太陽熱高度利用システムのタイプ別設置費用及び m^2 当たりの費用について，著者閲覧日：平成 25 年 10 月 24 日)