

5.4.4 省エネ実証試験の結果

(1) PAEW オフィス

(a) 空調の設定温度を 22℃、24℃、26℃に変更することによる消費電力の変化

(i) 計測・実証試験ポイント

2012年5月28日(月)から5月30日(水)の期間にEXTエリアを対象として実証試験を実施した。EXTエリアはAC11からAC14の合計4台のパッケージエアコンにより構成されている。計測方法はそれぞれの屋外機の電力消費量を計測するのに加え、各エリアに温度ロガーを設置して室内温度も計測した。計測エリア、および計測ポイントは以下のとおりである。

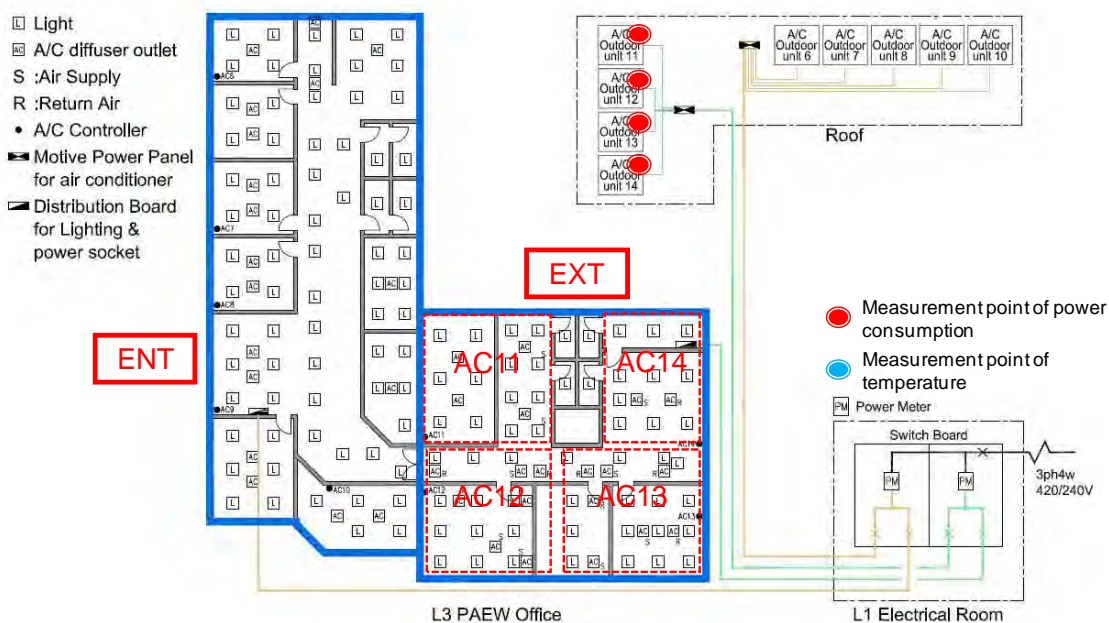


図 5-72 計測ポイント

(ii) 実証試験結果

室内設定温度を日ごとに 22℃、24℃、26℃に変更しながら電力消費量を計測した結果、設定温度を 2℃上げるごとに平均 20% ずつ電力消費量が削減できることがわかった。このことから、設定温度 22℃から 26℃の間では、設定温度を 1℃上げることで平均 10% の電力消費量が削減できるといえる。設定温度に対する各室の室内温度の応答精度は AC12 を除いて良好であることがわかった。ただし、AC12、AC13 に関しては上記の計測ポイントからもわかるように部屋間仕切りと空調対象エリアが異なっており、これを改善することで電力消費量を低減できると考えられる。

設定温度検証による電力消費量の計測結果、各空調の時間別電力消費量、室内温度、外気温度の関係を以下に示す。

表 5-57 設定温度検証による電力消費量の計測結果

Description				PAEW office air conditioner								Outside temp	
				AC12		AC13		AC14		AC11			Ave
Power consumption (kWh) 6am - 4pm	May 28th	Mon	Set Temp 22°C	27.0	100%	43.0	100%	19.8	100%	33.7	100%	100%	38°C
	May 29th	Tue	Set Temp 24°C	21.1	78%	26.8	62%	21.7	110%	23.3	69%	80%	41°C
	May 30th	Wed	Set Temp 26°C	17.6	65%	11.9	28%	16.6	84%	14.1	42%	54%	37°C

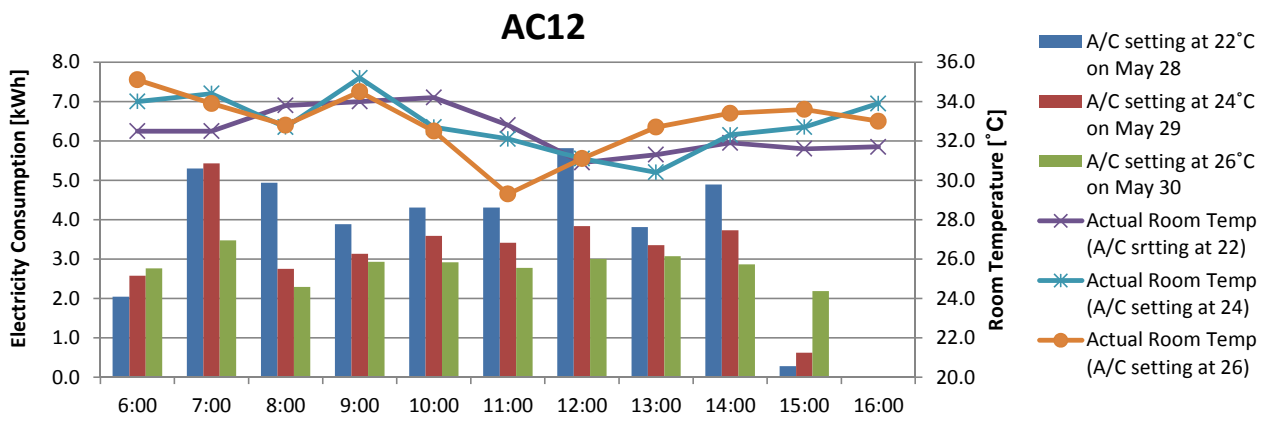


図 5-73 AC12 時間別の電力消費量、室内温度、外気温度の関係

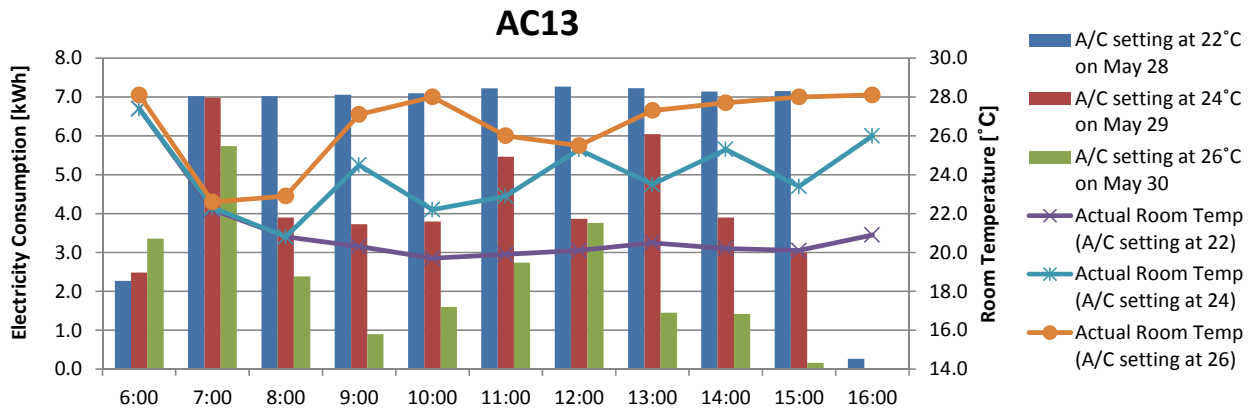


図 5-74 AC13 時間別の電力消費量、室内温度、外気温度の関係

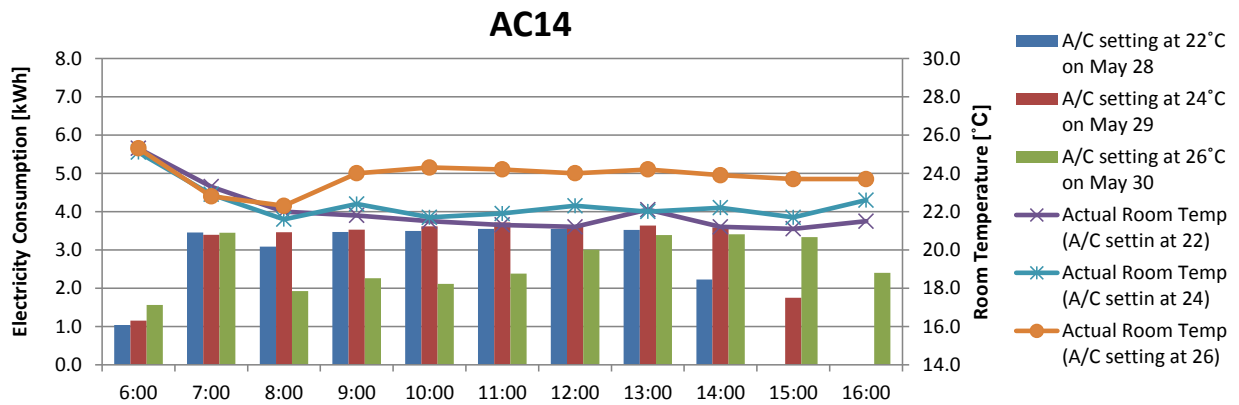


図 5-75 AC14 時間別の電力消費量、室内温度、外気温度の関係

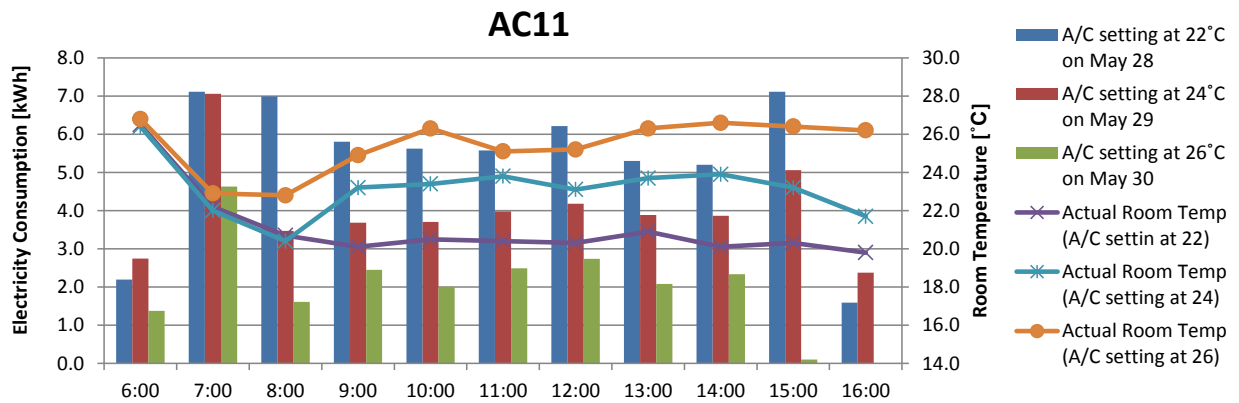


図 5-76 AC11 時間別の電力消費量、室内温度、外気温度の関係

(iii) 空調設定温度に関する許容度確認ヒアリング

上記の空調の設定温度変更による実証試験に関して、空調の利用者からその許容度に関してヒアリングした結果を以下に示す。

設定温度に関しては 24°C までは概ね許容できるレベルであるといった意見が得られた。

表 5-58 実証試験に対する利用者の意見

Days	Description		Male1	Male2	Female1	Female2
May 28 th	Air Conditioner	Set Temperature: 22 °C	1	2	1	1
May 29 th	Air Conditioner	Set Temperature: 24 °C	2	1	1	2
May 30 th	Air Conditioner	Set Temperature: 26 °C	4	3	3	3

1. Large improvement 2. OK 3. Some discomfort 4. Intolerable

(b) 廊下の照度を 400 lx から 200 lx に落とすことによる電力消費量の変化

(i) 実証試験結果

2012 年 6 月 5 日 (火) に、オフィス廊下の照明 (蛍光灯) の照度を 400 lx から 200 lx に落とすことによる電力消費量の変化を確認する実証試験を実施した。この結果、廊下の照度を半減することで当該照明にかかる電力消費量を平均 30 %削減できることがわかった。

ちなみに日本では廊下についての照度は 100 lx から 200 lx で設計されている。

表 5-59 照明の照度変更による電力消費量の変化

Description				PAEW office lighting					
				Total	Ave				
Power consumption (kWh) 9:00 - 14:00	May 20th	Sun	Corridor Illuminance: 400lx	68.2	68.6	100%			
	May 21st	Mon		68.1					
	May 22nd	Tue		67.9					
	May 23rd	Wed		67.7					
	May 26th	Sat		68.2					
	May 27th	Sun		81.2					
	May 28th	Mon		66.6					
	May 29th	Tue		68.6					
	May 30th	Wed		68.1					
	June 2nd	Sat		67.3					
	June 3rd	Sun		65.1					
	June 4th	Mon		66.8					
	June 5th	Tue		Corridor Illuminance: 200lx			47.8	47.8	70%

(ii) 廊下の照度変更に関する許容度確認ヒアリング

廊下の照度変更に関する実証試験に関して、利用者からその許容度に関してヒアリングした結果を以下に示す。

概ね問題ないという意見が得られた。

表 5-60 実証試験に対する利用者の意見

Days	Description		Male1	Male2	Female1	Female2
June 5 th	Lighting	Corridor IL luminance	N/A	2	1	2

1. Large improvement 2. OK 3. Some discomfort 4. Intolerable

(c) まとめ

オフィスで容易に実施可能な省エネ対策の実証試験を行った結果、空調に関しては設定温度を 24℃に設定しても利用者の許容がある程度得られることがわかった。この場合、22℃設定のケースに比べ、空調の電力消費量を 20 %程度削減できる。また PAEW オフィスの電力消費量に占める空調の割合は 69 %と計測されており、全体で約 14 %の消費削減となる。

照明に関しても、照度を 400 lx から半分に落とすことで照明の電力消費量の 30 %が削減

できることがわかった。PAEW オフィスの電力消費量に占める照明の割合は 20 % と推測され、全体で約 6 % の消費削減となる。

(2) 住宅

(a) 住宅で積極的に省エネ活動してもらうことによる電力消費量の変化

(i) 実証試験の方法

2012 年 6 月 2 日（土）から 6 月 4 日（月）の間に住宅 A、B および C へ省エネ対策を積極的に実施してもらうよう依頼し、当該活動による電力消費量の変化を検証した。依頼した省エネ対策は空調、照明、テレビなどに分けて作成し、その日実施した項目はチェックできる下記チェックリストをもとに依頼した。

表 5- 61 依頼した省エネ対策のチェックリスト

EE&C Activities		June 2 nd	June 3 rd	June 4 th	Notes
Air-Conditioner	Turn off units in unused rooms				
	Close doors of rooms where the air-conditioner is in operation				
	Set temperatures at higher than usual levels				
Lighting	Turn off lights in unused rooms				
	Turn off lights in rooms with sufficient daylight				
Television	Turn off when not in use				
	Use energy saving mode				
Other	Switch off receptacle of electric appliances which are not in use				

(ii) 実証試験結果

住宅 A、B および C に対して省エネ実施を依頼したが、実際に省エネを実施したのは住宅 B のみであった。省エネ実証試験中の電力消費量を分析した結果、住宅 B は平均 4 % 程度の電力消費量を削減できた。

一方、住宅 A および C の電力消費量は逆に上昇する結果となった。住宅 A および C にインタビューした結果、2012 年 6 月 1 日から始まった夏休みにより学生の在宅時間が増えたことと、外気温度が上昇し空調の使用が増加したことが原因ではないかと想定された。

表 5- 62 積極的な省エネ実証試験の省エネ効果

Discription			Residence						Temp
			A		B		C		
June 1st	Not EE&C	kWh	110.4	0.0%	508.3	0.0%	160.0	0.0%	36°C
June 2nd	EE&C Activity	kWh	109.8	-0.5%	488.5	-3.9%	170.6	6.6%	38°C
June 3rd	EE&C Activity	kWh	111.5	1.0%	501.3	-1.4%	167.7	4.8%	38°C
June 4th	EE&C Activity	kWh	114.2	3.4%	484.7	-4.6%	171.3	7.1%	36°C

表 5-63 住宅 B の省エネ対策実施内容

EE&C Activities		June 2 nd	June 3 rd	June 4 th	Notes
Air-Conditioner	Turn off units in unused rooms	X	X	X	
	Close doors of rooms where the air-conditioner is in operation				
	Set temperatures at higher than usual levels	X	X	X	Usual: 16-18°C
Lighting	Turn off lights in unused rooms	X	X	X	
	Turn off lights in rooms with sufficient daylight	X		X	
Television	Turn off when not in use	X		X	
	Use energy saving mode	X	X	X	
Other	Switch off receptacle of electric appliances which are not in use	X	X	X	Reduction of standby power consumption

(b) 住宅に電力消費量を表示する見える化モニターを設置し、同モニターを活用しながら積極的に省エネ行動をとってもらうことによる電力消費量の変化

(i) 実証試験の方法

2012年8月27日(月)から9月8日(土)の期間に住宅Cの電力消費量を計測し、そのうちの9月3日(月)から9月8日(土)の期間に見える化モニターを設置して、省エネ行動を積極的に実施してもらうよう依頼し、見える化による省エネ推進効果の実証試験を実施した。見える化モニターは家族が集うリビングルームに設置した。見える化システム、およびモニター画面は以下の通りである。

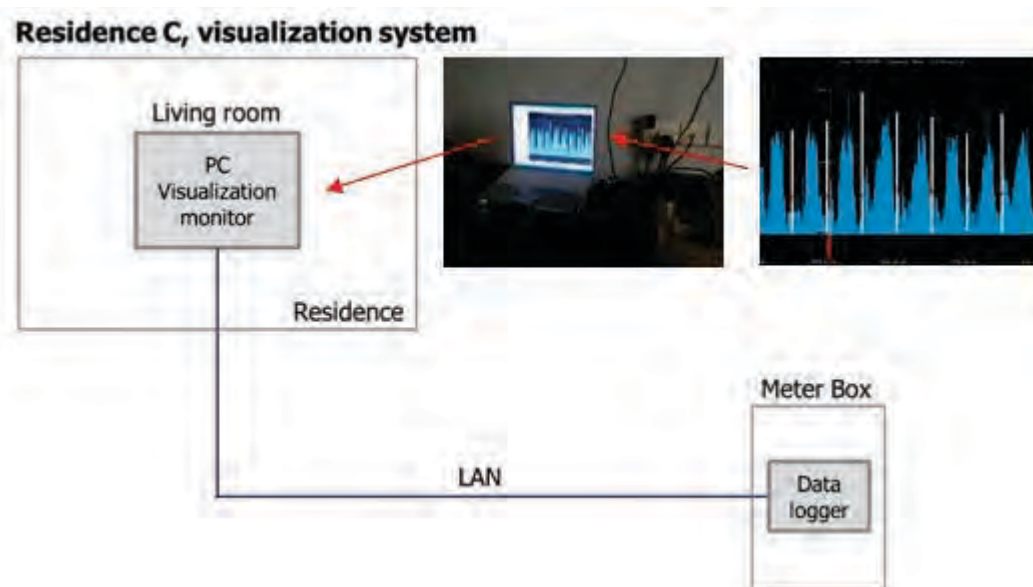


図 5-77 住宅 C に設置した見える化システム

(ii) 実証試験結果

住宅 C の電力消費量を算出したところ、単純に電力消費量の計測を実施した期間と見える化を設置して省エネ行動を積極的に実施してもらった期間では、外気温度は省エネ期間の方が高かったにもかかわらず、9 % の電力消費量の削減が実現できた。見える化導入と省エネ実施による省エネ効果、および省エネ実施内容は以下の通りである。

表 5- 64 住宅 C の計測結果

Event	Date		Power consumption (kWh)				Max Temp (°C)
			Total/day	Total/6days	Ave/6days		
Without visualization & EE&C activity	27	Mon	115.9	868.9	144.8		33
	28	Tue	168.2				33
	29	Wed	147.3				33
	30	Thu	142.2				32
	31	Fri	155.9				33
	1	Sat	139.3				34
With visualization & EE&C activity	3	Mon	125.2	788.0	131.3		33
	4	Tue	128.1				34
	5	Wed	128.6				34
	6	Thu	148.8				34
	7	Fri	140.7				39
	8	Sat	116.5				39

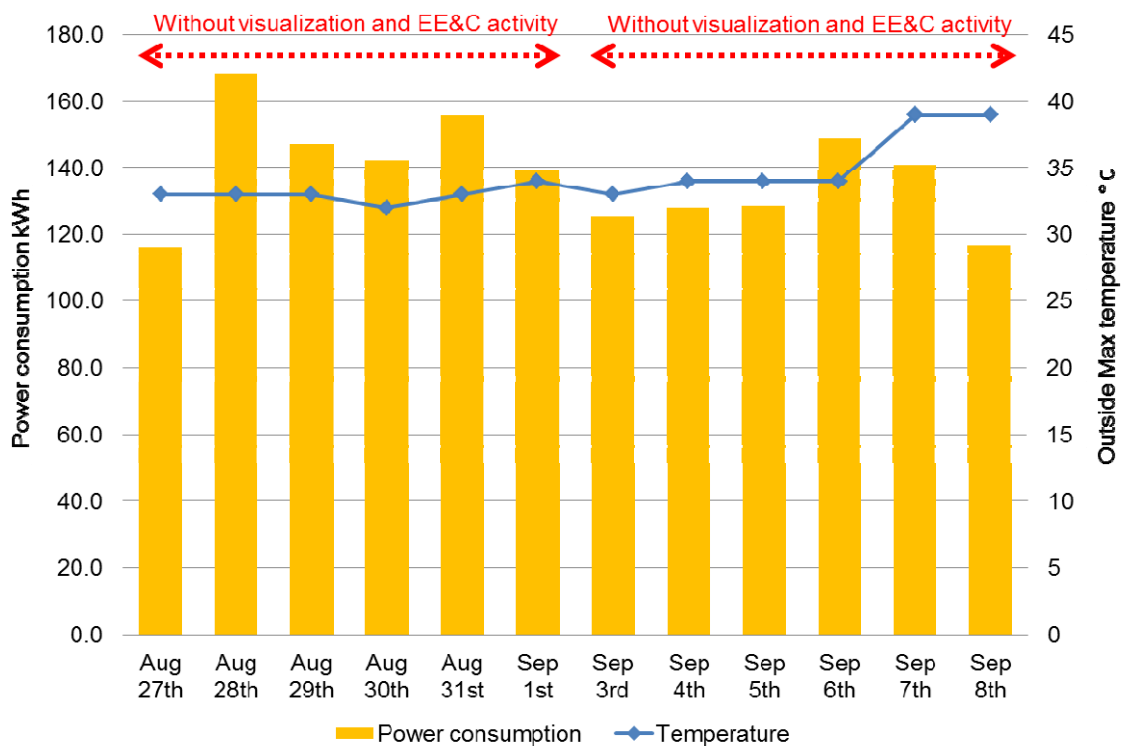


図 5- 78 住宅 C の計測結果

表 5-65 住宅 C の省エネ実施内容

EE&C Activities		June 2 nd	June 3 rd	June 4 th	Notes
Air-Conditioner	Turn off units in unused rooms	X	X	X	
	Close doors of rooms where the air-conditioner is in operation				
	Set temperatures at higher than usual levels	X	X	X	Usual: 16-18°C
Lighting	Turn off lights in unused rooms	X	X	X	
	Turn off lights in rooms with sufficient daylight	X		X	
Television	Turn off when not in use	X		X	
	Use energy saving mode	X	X	X	
Other	Switch off receptacle of electric appliances which are not in use	X	X	X	Reduction of standby power consumption

(c) まとめ

上記の省エネ実証試験結果から、口頭の依頼による省エネ効果は4%、電力消費の見える化モニターを設置してさらに省エネ行動を促進した成果として9%の省エネ効果が確認できた。

今回実証したサイトが、省エネに熱心で試験に協力的であったということが、省エネ効果が確認できた最大の理由である。従って、今回の実証試験結果がそのまますべての住宅セクターに当てはまるものではない。

しかしながら、普及啓発プログラムを積極的に展開することで4%の省エネポテンシャル、さらに電力消費を見える化することでさらに5%の省エネポテンシャルがあるということは確認できた。

普及啓発プログラムのさらなる推進により、今回の実証サイトのような省エネに興味をもつ住宅を増やすこと、さらに普及啓発を電力消費の見える化と効果的に組み合わせて省エネ効果をより大きく発現させることが今後の課題と言える。

表 5-66 見える化による省エネ行動促進効果

見える化モニターを提供して省エネ行動を推奨したケース	9 % Saving
見える化モニターを提供しないで省エネ行動を推奨したケース	4 % Saving
見える化モニターの省エネ行動への貢献度	5 % Saving

5.5 自動制御システムの省エネポテンシャル分析

前述のマイクロ電力消費分析を踏まえて自動化による省エネ効果が大きいと推定される以下の技術についてその省エネポテンシャルを整理した。

(住宅用)

- インバータエアコン
- Home Energy Management System (HEMS)

(ビル用)

- 空調の熱源台数制御
- Variable Air Volume (VAV)制御
- CO2 濃度制御
- 人感センサ制御による照明
- Hf インバータ照明

5.5.1 住宅用自動制御システム

(1) インバータエアコン

(a) インバータエアコンの現状

マイクロ電力消費分析から、住宅における電力ピークは深夜から朝方にかけて発生していることがわかった。これは夜間の睡眠時に、外気温が下がって空調負荷が減少しているにもかかわらず空調の電力消費を調整できないことがひとつの原因と考えられる。インバータエアコンは、空調負荷が減じた場合、自動的に低速運転を行い、電力消費を削減できる機能を有しており、同技術の普及は「オ」国の省エネ推進に大きく寄与するものと推定される。

「オ」国の住宅に設置されている空調はすべてパッケージエアコンであり、それらの多くはノンインバータエアコンである。ノンインバータエアコンはインバータエアコンに対して電力消費が大きく、各メーカーともにノンインバータエアコンをインバータエアコンに変更することで空調消費電力を大幅に削減できるとの見解を示している。インバータエアコンはまさに「オ」国の省エネに適した省エネ方法であるが、これまで中東地域ではインバータエアコンの開発が成功せず販売ができなかった背景がある。

しかしながら、この2012年からある日本メーカー（A社）により中東・アフリカ地域初のインバータエアコンが発売された。発売されてまだ間もないこと、ノンインバータエアコンと比較すると高価であることから販売状況はパッケージエアコン市場の3%程度であるが、今後は金額の見直しやエコアピールしていくことでインバータエアコンが普及していくことが期待できる。

(b) インバータエアコンの省エネポテンシャル

インバータエアコンは、一般的な使い方ではノンインバータエアコンと比較して30%の電力消費が削減できるとメーカーにより宣伝されている。中東地域のような気温の高い地域用に開発されたA社のインバータエアコンは、室外機コンプレッサ内にたまる熱を逃すた

めにある一定温度を超えた時にファンを稼働させる必要がある。ファンの稼働に必要な追加的な電力消費分を加味して、省エネ率を 20 % と仮定した (ノンインバータエアコン比較)。

前述のマイクロ電力消費分析から住宅の電力消費のうち空調に対する電力消費を 71 % と推定した。この結果を踏まえると、インバータエアコンの導入により住宅全体の消費電力のうち 14 % 程度が削減可能と考えられる。

インバータエアコンによる住宅全体の消費電力に対する削減率	14 %
-------------------------------------	-------------

なお、マスカットのある大型販売店で販売されていた A 社製のノンインバータエアコンとインバータエアコンの販売価格差は 75 RO であり、平均的な住宅の電力消費量が 14 % 削減されるという前提にたつと、販売価格差は 6.1 年で資金回収できる。

平均的な住宅の月間電力消費量： 7,175 kWh/month *

インバータエアコンによる電力削減量： 1,004 kWh/month (= 7,175 kWh x 14 %)

平均的な住宅の電気料金： 15 Bz/kWh

年間の節減額： 135 RO (= 1,004 kWh/month x 15 Bz/kWh x 9 months*)

コスト回収年数： 6.1 years (= 75 RO x 11 ACs* / 135 RO)

* ミクロ電力消費分析からの数値を利用。空調は住宅内に 11 台設置され、年間のうち 9 ヶ月稼働するという前提とした。

(2) HEMS

前述のマイクロ電力消費分析で実施した、住宅での見える化の省エネ効果検証から、見える化の効果により省エネ活動を促進させることで住宅全体の消費電力を 9 % 削減できた。

一方、HEMS は電力使用状況を分析して、住む人の生活パターンを学習し、ライフスタイルに合わせて自動制御することで省エネを行うものである。省エネ活動を自動化できる HEMS を導入することで、少なくとも見える化モニターを利用した省エネ活動促進効果と同等の効果はあるものと想定し、HEMS の省エネポテンシャルは、電力消費の見える化と同様、住宅全体の電力消費の 9 % とした。

HEMS による住宅全体の消費電力に対する削減率	9 %
---------------------------------	------------

5.5.2 ビル用自動制御システム

(1) 空調の熱源台数制御

前述のマイクロ電力消費分析で実施したショッピングセンターおよびホテルの省エネ診断結果から、ビル空調に関して中央式熱源方式が採用されており、複数台の熱源機器により空調システムが構成されていたことが分かっている。この方式は、他国においても大型ショッピングセンターやホテルでは、一般的に採用されており、「オ」国も同様のシステムが多く採用されているものと推定される。

台数制御は複数台の熱源機器で構成された空調システムに対して、熱源機器を最適な容

量と台数に分割し、低負荷時に運転する台数を減らすことで、機器の定格運転に近い効率の良い状態で運転する時間を増やし運転効率を上げる自動制御である。

マイクロ電力消費分析から、ショッピングセンターおよびホテルともに時間帯によっては熱源機が低負荷運転となっており、熱源台数制御を導入して高効率運転させることで熱源の電力使用量を10%程度削減可能と想定される。

熱源台数制御による熱源機器全体の消費電力に対する削減率	10%
------------------------------------	------------

(2) Variable Air Volume (VAV)制御

空調システムには熱源機の他に、冷熱を各スペースに供給する空気搬送機器（Air Handling Unit: AHU）などがある。マイクロ電力消費分析では、このAHUの搬送動力にかかる電力消費を削減できる技術としてVAV制御を提案した。このVAV制御は温度センサなどと連動してAHUの送風量を可変制御することで送風機の消費電力を削減する自動制御である。

マイクロ電力消費分析で実施したホテルの省エネ診断結果から、ロビー系統のAHUは深夜時間帯に送風量を少なくするVAV制御を導入することで、AHUの電力使用量を約30%削減可能と想定しており、負荷が変動するAHUには有効な省エネ技術といえる。

VAV制御によるAHUの消費電力に対する削減率	30%
--------------------------------	------------

(3) CO₂濃度制御

一般的に、室内空気のCO₂濃度や空気清浄度を適正に保つため、AHUには新鮮空気を取り入れる機能が備えられる。AHUの外気導入量は設計上の在室人員条件に基づき算定されるが、実際の運用状態では必ずしも常に最大定員が在室しているわけではなく、それより少ないことが多い。CO₂濃度制御は室内空気のCO₂濃度を測定し、その値が基準以下となるように外気の導入量を制御することで外気導入量と空調負荷を低減する自動制御である。

マイクロ電力消費分析からショッピングセンターおよびホテルともにCO₂制御を導入することでその系統のAHUの消費電力を30%以上（1日の在室人員パターンをある一定の条件で仮定した結果）削減可能と想定しており、CO₂濃度制御を行っているAHUにおいては有効な省エネ技術といえる。

CO₂濃度制御によるAHUの消費電力に対する削減率	30%
---	------------

(4) 人感センサ制御による照明

照明設備は年間を通じて定常的に電力消費されるものであるため、人感センサを活用した照明を導入することによる効果は大きい。人感センサ制御照明は、オフィスだけでなく

ショッピングセンターやホテルのバックヤードにも容易に導入できる手法である。

人感センサ制御による照明により、一般的に 20 % の照明電力が削減されるとされている。マイクロ電力消費分析から PAEW オフィスにおける照明の電力消費割合が 20 % と想定されたことから、人感センサを導入することでオフィス全体の消費電力を 4 % 削減可能とした。

人感センサ制御照明によるオフィス全体の消費電力に対する削減率	4 %
---------------------------------------	------------

なお、PAEW オフィスに 12 RO/個の人感センサ制御照明を設置した場合、4.8 年で資金回収できる。

PAEW オフィスの 1 時間あたりの電力消費量： 52 kWh/hour*

PAEW オフィスの電力消費割合：空調：照明：コンセント= 69 %：20 %：11 %*

PAEW オフィスの 1 時間あたりの照明電力消費量： 10 kWh/hour (=52 kWh x 20 %)

PAEW オフィスの 1 日あたりの照明電力削減量： 2 kWh/hour (=10 kWh x 20 %)

年間の節減額： 75 RO (= 2 kWh x 10 hours* x 250 days* x 15 Bz/kWh)

コスト回収年数： 4.8 years (=12 RO x 30 points* / 75 RO)

* ミクロ電力消費分析からの数値を利用。PAEW オフィスの稼働時間は 10 時間/日、年間の稼働日数を 250 日、センサ設置個数を 30 ポイントという前提とした。

(5) Hf インバータ照明

日本で広く普及している全般照明（スペース全体を一樣に明るくする照明）は、Hf インバータ照明が主流であり、その効率は 80 lm/W から 120 lm/W である。Hf インバータ照明は器具内部のインバータ制御により、20 kHz から 50 kHz の高周波に変換してランプを点灯させることで、ランプのチラツキが少なく、高効率であるといった特徴がある。

マイクロ電力消費分析から、PAEW オフィスの全般照明の効率は 29 lm/W と低いレベルであった。80 lm/W の Hf インバータ照明に入れ替えると仮定すると、照明の電力消費量は 63 % 削減される (= (80-29)/80)。PAEW オフィス全体の電力消費のうち 20 % が照明と仮定すると、Hf インバータ照明を導入することでオフィス全体の消費電力を 12 % 削減できる計算となる。

Hf インバータ照明によるオフィス全体の消費電力に対する削減率	12 %
--	-------------

Hf インバータ照明と従来型の蛍光灯との販売価格差を 12 RO と仮定した場合、その差額の資金回収年数は 6.6 年である。

PAEW オフィスの 1 時間あたりの照明電力消費量： 10 kWh/hour

Hf インバータ照明導入による 1 時間あたりの照明電力削減量： 6 kWh/hour (=10 kWh x 63 %)

年間の節減額： 225 RO (= 6 kWh x 10 hours x 250 days x 15 Bz/kWh)

コスト回収年数： 6.6 years (=12 RO x 125 fixtures* / 225 RO)

* ミクロ電力消費分析からの数値を利用。PAEW オフィスの稼働時間は 10 時間/日、年間の稼働日数を 250 日、交換する照明器具の数を 125 箇所という前提とした。

5.6 事業所別エネルギー消費量分析

5.6.1 分析の目的と方法

(1) 分析の目的

第1章に記載したとおり、事業所別エネルギー消費分析は、エネルギー管理制度における管理対象範囲を検討するために行うものである。

エネルギー効率化は、本来すべての事業者が取り組むべきことであるが、エネルギー管理制度については、管理監督する側の費用、要員数、予算などから実現性を考慮し対象をある程度絞る必要があるためである。そのため管理対象範囲の検討にあたり消費エネルギーを基準とした「しきい値」を設定することが一般的である。

なお、本分析は、これまでのエネルギー管理制度に関する調査団とカウンターパートの協議を踏まえ、「オ」国の事業所ごとの電力消費データに基づき「オ」国のしきい値を試算するもので、ここで提示されるしきい値は、あくまで「オ」国のしきい値を設定するための参考情報であり、エネルギー管理制度導入時には、対象と想定される事業所へのエネルギー消費状況を個別に調査したのちに決定されるべきものである。

(2) 分析範囲

本分析の対象範囲は以下のとおりである。

- ✓ 事業所における消費エネルギーは電力と燃料により構成される。エネルギー管理制度は基本的にすべてのエネルギー消費の効率向上を目的とするものであり、しきい値も電力と燃料の合計（一次エネルギー換算）を対象とする。
- ✓ 工場を有する産業セクター、ビルを有する商業セクターおよび政府セクターの3セクターを対象とする。
- ✓ 「オ」国を含めエネルギー管理制度導入前では、事業所単位でのエネルギー消費データが体系的に確保されていないことが多い。そのため、電力会社や配電会社などから事業所の電力消費量を提出してもらい、電力消費量から事業所のエネルギー消費量（電力消費+燃料消費）を推定する。
- ✓ 提示されたデータより、産業セクター（工場）、商業セクター（商業ビル）、政府セクター（政府使用ビル）ごとにしきい値と対象となるエネルギー消費量等のデータ分析を行う。

5.6.2 分析内容

(1) 事業所の電力消費量データの収集

(a) データの依頼内容と収集

データ収集に当たり、産業セクター（鉱業・製造業などの電力契約者）、商業セクター（商業・金融・旅行・ホテル・レストランなどの電力契約者）、政府セクター（政府・病院・司法所などの電力契約者）の3セクターごとに配電会社（MEDC、MZEC、MJEC、DPC）に2010年の大口電力消費者の年間電力消費量データの提供を依頼した。下表は提供されたデ

一タ数である。提供された情報の内容は、企業名、年間電力使用量（kWh 単位）、年間使用金額の3種類である。

表 5-67 電力会社から提供されたセクター別事業所数

	MEDC	MZEC	MJEC	DPC	合計
産業セクター	9	72	102	20	203
商業セクター	10	100	208	20	338
政府セクター	35	50	105	20	210
合計	54	222	415	60	751

(注1) 数字は提供された事業所の数

(注2) DPCは2011年の電力消費量、MJECは2011年9月から2012年8月の年間消費量

(b) 集約されたデータの概要

事業所データの電力消費量と全国のセクター別電力消費量を比較すると以下の表のとおりである。2010年時点での全国の3セクターの電力消費量7.4 TWhに対して提出された事業の合計電力消費量は3.1 TWhで全体に占める割合は41%であった。

この割合をセクター別にみると産業セクター95%、商業セクター22%、政府セクター35%で、産業セクターのエネルギー消費の抽出率が高かった。一般に、抽出率が高いほど分析精度は高くなる。

表 5-68 事業所データ電力消費量とセクター別電力消費量

	事業所データ 電力消費量	セクター別 電力消費量	抽出率
産業セクター	1,466 GWh	1,540 GWh	95%
商業セクター	749 GWh	3,470 GWh	22%
政府セクター	860 GWh	2,424 GWh	35%
合計	3,075 GWh	7,434 GWh	41%

(注1) セクター別電力消費量は全国の消費量で、出典はAERのホームページより。

(注2) 産業セクターの電力消費にはアルミニウム工場は除いている。

(2) データの分析

(a) セクター別しきい値の設定

一般的に産業セクターは事業所あたりのエネルギー消費量は大きく、商業セクターや政府セクターなどの事業所や事務所ビルでのエネルギー消費量は小さい。このことは、産業セクターは少ない事業所数でエネルギー消費量の大半を把握できるが、商業セクターや政府セクターなどは、多くの事業所や事務所ビルを対象にしないと対象とするエネルギー消費量（エネルギーカバー率）が少ないことを示している。従って、エネルギー管理制度導入時には、産業セクター、商業セクター、政府セクターごとに個別にしきい値を設定することも考えられる。

(b) 電力消費量から一次エネルギー消費量（電力+燃料）の推定

(i) 事業所ごとの「最終エネルギー消費量」の推定

一次エネルギー消費量を推定する前に、まずエンドユーザーで消費されているエネルギー量の合計値である「最終エネルギー消費量」を計算する。電力会社から提示されるデー

タは各事業所ごとの電力消費量であるが、以下の計算式を使って、燃料消費分も含めた最終エネルギー消費を求める。

$$\text{最終エネルギー消費量} = \text{電力消費量} / \text{電力化率}$$

ここでいう電力化率とは最終エネルギー消費（電力消費＋燃料消費）に対する電力消費量の割合で、セクターによって異なる。特に、産業セクターでは業種（サブセクターという）によっても異なるが、これについては後述する。

一方、商業、政府セクターの事業所や事務所ビル内では、電力の消費が多く、燃料としては調理用あるいは給湯用としてわずかに LPG が使われている程度である。IEA 統計や MOG の統計などから、本分析では最終エネルギーに占める電力消費の割合（電力化率）を「90%」と設定して、残り 10% は燃料の消費という前提で商業、政府セクターの事業所または事務所ビルの最終エネルギー消費を求めた。

(ii) 事業所ごとの「一次エネルギー消費量」の推定

一次エネルギーとはエンドユーザーで消費された電力や石油製品などの 2 次エネルギーを一次エネルギー（天然ガスや原油）などに換算したエネルギー量である。

最終エネルギー消費量から一次エネルギー消費量への換算は、電力については発電効率で割り戻して発電に必要な燃料に換算する必要がある。「オ」国の平均的な発電効率を 30%（投入エネルギーの 30% が電力になる）として仮定して以下の換算式を用いて、一次エネルギー消費量を求める。

$$\text{一次エネルギー消費量} = \text{電力消費量} / \text{発電効率} + \text{燃料}$$

$$\text{燃料} = \text{最終エネルギー消費量} \times (1 - \text{電力化率})$$

(c) 産業セクターの業種別電力化率

AER および IEA のデータから、「オ」国全体の電力消費、燃料消費に関するデータが判明しており、それらによると産業セクター全体の電力化率は 26% と計算される。一方、サブセクター別の電力化率は「オ」国統計あるいは IEA 統計を見ても把握できない。そこで、サブセクターの電力化率の計算については、日本の業種別電力化率（28%、2010 年）を参考に「オ」国の業種別電力化率を推定することとした。

「オ」国産業セクターのサブセクターごとの電力化率と設定理由は、以下の表のとおりである。

表 5-69 産業セクターの電力化率

業種		電力化率(%)	設定理由
産業全体		26.0	「オ」国の産業電力化率
サブセクター	Iron and steel	21.9	日本の電力化率から 2.3%減
	Chemical and petrochemical	21.9	日本の電力化率から 2.3%減
	Non-ferrous metals	67.4	日本の電力化率から 2.3%減
	Non-metallic minerals	21.4	日本の電力化率から 2.3%減
	Transport equipment	72.2	日本の電力化率を適用
	Machinery	72.2	日本の電力化率を適用
	Mining and quarrying	4.5	Power: AER data Fossil : IEA data
	Food and tobacco	31.2	日本の電力化率を適用
	Paper, pulp and printing	34.2	日本の電力化率を適用
	Wood and wood products	31.2	日本の電力化率を適用
	Construction	1.6	日本の電力化率を適用
	Textile and leather	31.2	日本の電力化率を適用
	Non-specified (industry)	90.0	技術サービス会社を想定
Others	70.0	アSEMBリー工業を想定	

(注) 日本の産業セクターの電力化率は 28.3%、「オ」国の電力化率は 26.0%で、その差は 2.3%であるので、「オ」国の業種の電力化率を設定するときには、この差を考慮した。

(出典：IEA2011 統計、AER 統計より調査団作成)

(3) しきい値の計算

(a) 産業セクターのしきい値

産業セクターでは 203 事業所の電力消費実績データが収集されたが、この電力消費データから一次エネルギーを推定した。

下図は事業所の一次エネルギー消費量を大きい順に累積し横軸に事業所件数、縦軸に一次エネルギーカバー率（最大 100 %）を取ったものである。産業セクターではサンプル数 203 事業所のうち上位 51 事業所で 90 %の一次エネルギーを消費している。

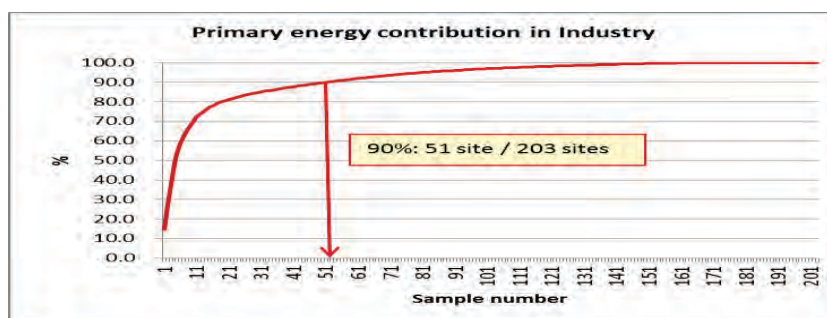


図 5-79 産業セクターの事業所数と一次エネルギーカバー率

下図は 51 番目の事業所の一次エネルギー消費量と全体の位置関係を示しているが、90 % をカバーする値がしきい値となる（図では 67 billion Btu で約 1,700 toe）。

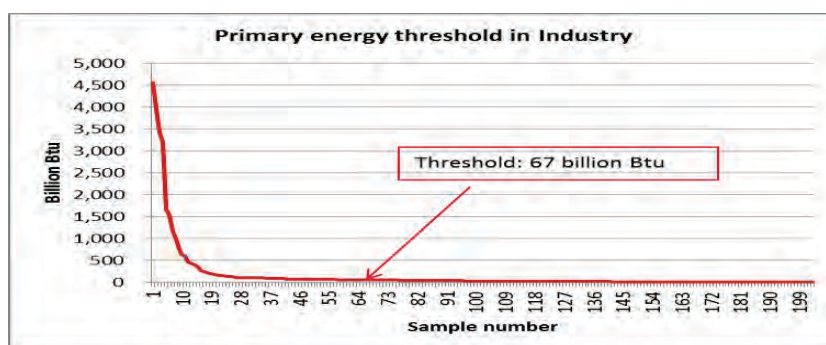


図 5-80 産業セクターの一次エネルギー消費量と事業所数

以上より、一次エネルギー消費の 90 % をカバーするとした場合の「しきい値」と「対象となる事業所数」を計算すると下表のとおりである。分析に用いたサンプルは「オ」国全体のデータではないが、産業セクターのサンプルの抽出率（95 %）から、「オ」国全体の対象数を推定すると 54 事業所が対象となる。

表 5-70 産業セクターのしきい値（90 %カバー率の場合）

項目	値
サンプル数	203 事業所
平均電力化率	26 %（電力/最終エネルギー消費）
サンプル事業所の一次エネルギー消費	31.2 trillion Btu (780 ktoe)
一次エネルギーカバー率	51 事業所で一次エネルギーの 90 % を消費
しきい値	67.0 billion Btu (1,700 toe)
産業セクターの一次エネルギー消費	32.8 trillion Btu (820 ktoe)
しきい値以上の全国事業所数の推定	54 事業所

(b) 商業セクターのしきい値

商業セクターでは 338 事業所の電力消費実績データが収集されたが、この電力消費データから一次エネルギーを推定した。

事業所数と一次エネルギーカバー率を示したのが下図である。同セクターでは 338 事業所のうち上位 54 事業所で 70 % の一次エネルギー消費を占有している。

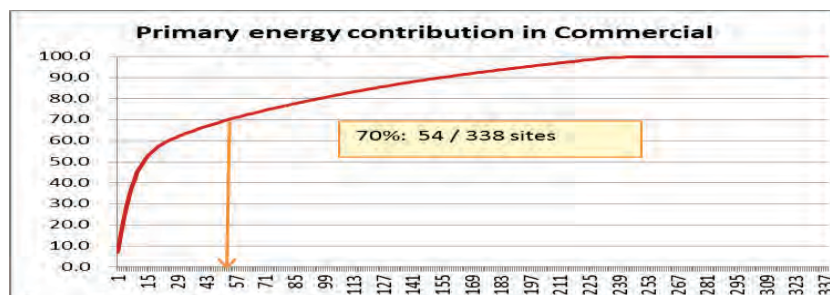


図 5-81 商業セクターの事業所数と一次エネルギーカバー率

下図は 54 番目の事業所の一次エネルギー消費量と全体の位置関係を示しているが、この値がしきい値となる。(図では 22 billion Btu で約 550 toe)

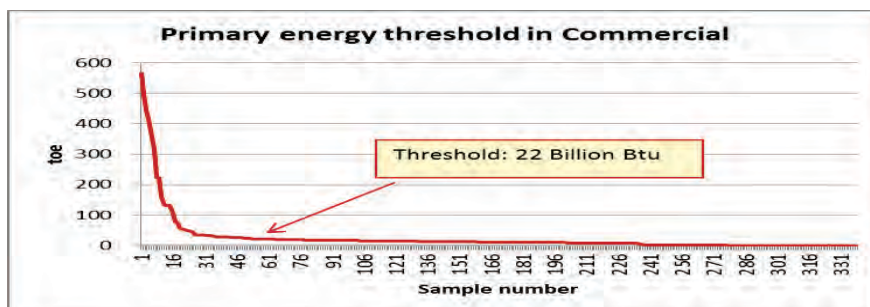


図 5-82 商業セクターの一次エネルギー消費量と事業所数

以上より、一次エネルギー消費の 70% をカバーするとした場合の「しきい値」と「対象となる事業所数」を計算すると下表のとおりである。商業セクターのサンプルの抽出率(22%)から、「オ」国全体の対象数を推定すると 276 事業所が対象となる。

表 5-71 商業セクターのしきい値

項目	値
サンプル数	338 事業所
平均電力化率	90% (電力/最終エネルギー消費)
サンプル事業所の一次エネルギー消費	8.0 trillion Btu (200 ktoe)
一次エネルギーカバー率	54 事業所で一次エネルギーの 70% を消費
しきい値	22.0 billion Btu (550 toe)
商業の一次エネルギー消費量	41.0 trillion Btu (1,000 ktoe)
しきい値以上の全国事業所数の推定	276 事業所

(c) 政府セクターのしきい値

政府セクターでは 210 事業所の電力消費実績データが収集されたが、この電力消費データから一次エネルギーを推定した。

事業所数と一次エネルギーカバー率を示したのが下図である。同セクターでは 210 事業所のうち上位 113 事業所で 90% の一次エネルギー消費を占有している。

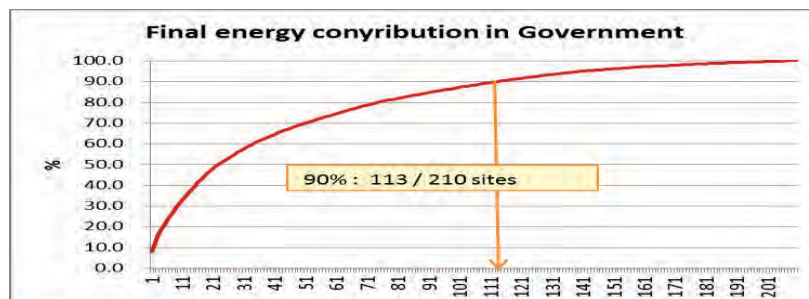


図 5-83 政府セクターの事業所数と一次エネルギーカバー率

下図は 113 番目の事業所の一次エネルギー消費量と全体の位置関係を示しているが、この値がしきい値となる。(図では 20 billion Btu で約 500 toe)

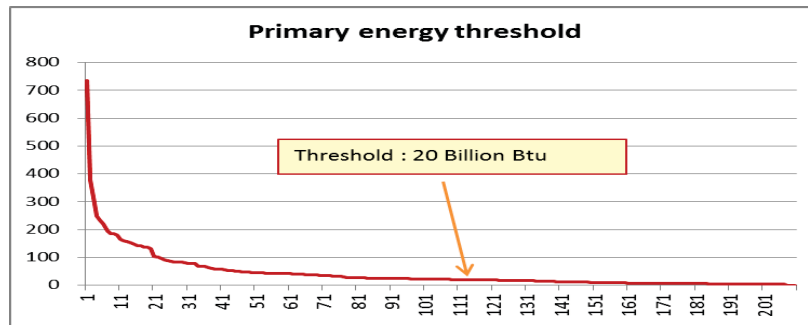


図 5-84 政府セクターの一次エネルギー消費量と事業所数

以上より、一次エネルギー消費の 90% をカバーするとした場合の「しきい値」と「対象となる事業所数」を計算すると下表のとおりである。政府セクターのサンプルの抽出率 (35%) から、「オ」国全体の対象数を推定すると 380 事業所が対象となる。

表 5-72 政府セクターのしきい値

項目	値
サンプル数	210 箇所
平均電力化率	90% (電力/最終エネルギー消費)
サンプル事業所の一次エネルギー消費	9.2 trillion Btu (230 ktoe)
一次エネルギーカバー率	113 事業所で一次エネルギーの 90% を消費
しきい値	20.0 billion Btu (500 toe)
政府セクターの一次エネルギー消費量	30.9 trillion Btu (770 ktoe)
しきい値以上の全国事業所数の推定	380 事業所

(d) しきい値と対象事業所数合計

エネルギー管理制度の対象となる事業所数を合計すると下表のとおりである。しきい値の計算においては、産業、商業、政府各セクターのカバー率をそれぞれ 90%、70%、90% と仮定したが、その結果、対象事業所数は 710 サイトとなった。この数がエネルギー管理制度の中でコントロール可能か否か再検討を行った上で、カバー率を決める必要がある。

表 5-73 しきい値とエネルギー管理制度対象事業所数

	しきい値		一次エネルギー カバー率	対象となる事業 所推定
	MM Btu	toe		
産業セクター	67,000	1,700	90%	54 サイト
商業セクター	22,000	550	70%	276 サイト
政府セクター	20,000	500	90%	380 サイト
合計				710 サイト

(e) しきい値と対象事業所数の感度分析

管理監督する当局としては、対象となる事業所数が予算作成や体制づくりの重要な要件となるが、ここではセクターごとのしきい値と対象となる事業者数の感度分析をおこなう。

表 5-74 セクター別しきい値と対象事業所数の感度分析

	しきい値		一次エネルギーカバー率	対象となる事業所推定	対象サンプル数
	MM Btu	toe			
産業セクター	20,000	500	97	115	109
	30,000	750	96	100	94
	40,000	1,000	95	85	79
	50,000	1,250	93	70	68
	60,000	1,500	91	60	58
	70,000	1,750	88	45	44
商業セクター	20,000	500	72	320	63
	25,000	625	68	200	40
	30,000	750	64	180	35
	35,000	875	61	140	27
	40,000	1,000	60	130	25
	50,000	1,250	58	110	22
政府セクター	20,000	500	90	380	113
	25,000	625	83	280	84
	30,000	750	81	260	77
	35,000	875	78	230	70
	40,000	1,000	70	220	64
	50,000	1,250	68	150	46

5.7 電気料金に関する分析

5.7.1 分析の目的

第4章で述べた通り、「オ」国電力セクター(MIS 系統)においては、発電部門にかかる費用は OPWP が、送電部門にかかる費用は OETC が、それぞれ卸電力料金(Bulk Supply Tariff: BST)および送電料金(Transmission Use of System Charge および Connection Charge)を設定して各配電事業者に課金し、配電事業者は、これら上流部門の費用および自身の配電・小売供給にかかる費用の合計について、顧客に課金される小売料金によって回収する仕組みとなっている。うち、BST および送電料金については、実際に発生する費用を前提に毎年単価が改定されており、特に BST については、本章 5.3 で分析した通り、発生費用と系統負荷を考慮に入れて時間帯別に価格が設定されている。

他方、小売料金については、長年にわたって単価が据え置かれており、また単価は時間帯に拘わらず一定であるため(注: 産業用料金では、夏季とその他季に分けて異なる単価が、住宅用料金等では毎月の使用量が多くなると使用量あたりの単価が逡増する仕組みとなっているが、これらは特定の時間帯の需給逼迫状況を反映している訳ではない)、卸電力料金にて時間帯別に単価が設定されているのと整合していない。

すなわち、現行の電力小売料金は、電力供給に要する費用を適切に反映したものとなっていないことが推察される。

現行の小売電気料金単価では、配電事業者が供給に要する費用を十分に回収できないため、その差額を政府からの補助金給付にて補填することで、配電事業者の収支バランス

が維持されているのが現状である。これに加え、発電用の燃料価格が国際価格よりも低廉に抑えられているという「隠れた補助金」も存在するため、「供給に要する費用」自体も更に補助金で低廉に抑えられていると言うこともできる。

現行の小売電気料金制度にはこうした問題点があり、顧客による電力消費行動が必ずしも経済合理性に則ったものとならず、特にピーク時間帯において過剰な電力需要が発生している可能性を指摘することができる。

もちろん、電気料金については、公共インフラサービスを提供するための代価という性格もある以上、経済合理性だけではなく当該国の社会的要請等についても配慮する必要があるものの、こうした事情についても考慮に入れた上で、できる限り経済的合理性に基づいた料金制度を導入することにより、電力需要(特にピーク需要)を抑制するインセンティブとして機能すると考えられる。

本節では、「オ」国における現行の小売料金制度の問題点について考察を行った上、本調査で提案する、需要抑制のための料金インセンティブの方向性について検討する。

5.7.2 分析結果

(1) 販売電力量あたり供給コストおよび小売料金単価の時間別比較

(a) 供給コスト計算のための前提条件

2011年のMIS系統における、毎時間(8,760時間)の販売電力量あたり供給コストおよびセクター別電力小売料金単価(Bz/kWh)とを比較する。時間別供給コストを算定する前提諸元として、以下の数値を使用することとした。

- 発電費用: 5.3 で分析した通り、卸電力料金(BST)が時間帯別の発電コストを十分に適切に反映していると考えられることから、これをそのまま適用した。なお、2011年のBSTよりも2012年のBSTの方が、2011年の負荷実態を反映していると考えられることから、2012年のBSTを採用している。
- 送電費用: 配電事業3社の財務諸表より、送電関連費用として計上されている金額を集計・合算した(販売電力量1kWhあたり約2.9 Bz/kWh)。なお、ここではセクター別の負荷パターン等の違いは考慮せず、簡便に総費用を総販売電力量で除した平均コストで示している。
- 配電費用: 同じく配電事業3社の財務諸表より、電力調達費用(発電)および送電関連費用を除くその他の費用を集計・合算した(販売電力量1kWhあたり約4.2 Bz/kWh)。なお、配電事業各社は、電気料金による収入以外にも各種の軽微な収入があり、発生費用の一部はこうした収入にて回収可能であることから、これらその他収入を控除している。
- その他: BSTは、配電事業者への受け渡し地点での電力量に基づき課金されるため、顧客に供給されるまでにロスが発生する。そのため、各時間のBSTに基づき配電ロス(12%程度)相当分を加算している。

なお、配電ロスについては、厳密にはセクター別に受電電圧やノンテクニカルロス等が異なることを考慮に入れる必要があるが、ここでは簡便に全セクターで一律とした。同様に、送電・配電コストについても、受電電圧の違いを考慮せず、

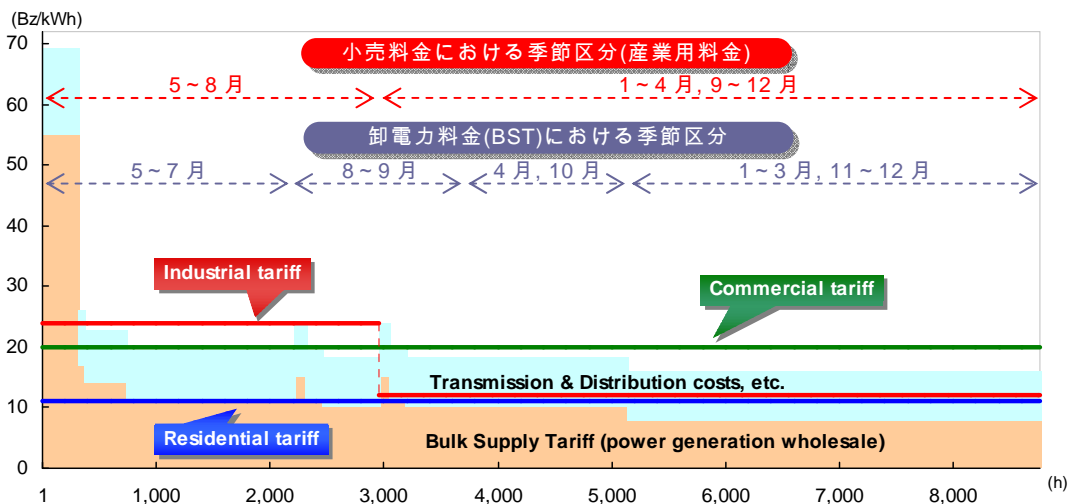
全セクター一律とした。

各セクターの受電電圧および負荷パターンの違いを考慮に入れ、年間の総発生費用をより精緻に配分した、セクター別の収支試算は、別途(4)にて示す。

(b) 供給コストとセクター別小売料金単価の比較結果

以下に示す図は、2011年のMIS系統における、毎時間(8,760時間)の販売電力量あたり供給コストとセクター別小売料金単価(住宅用、商業用および産業用)とを比較したものである。比較を容易にするため、以下の通り、8,760時間を、小売料金単価および供給コストが同じ時間帯にてグルーピングして配列し直している。

- 小売料金と卸電力料金(BST)とで季節区分が異なっており、両者は完全には整合していない。
 - 小売料金(産業用)においては、5~8月とその他の期間とで異なる単価が設定されており、前者(24 Bz/kWh)が後者(12 Bz/kWh)の2倍となっている。
 - 他方、BSTでは、5~7月に最も高い単価が設定され、次いで8~9月、4月および10月、1~3月および11~12月、の順に異なる単価が設定されている。
- そこで、まず小売料金単価に従い、8,760時間を5~8月とその他期間で大別した上で、以下の通り、さらに月別に再区分した。
 - 前者については、5~7月と8月とに区分。
 - 後者については、9月、4月および10月、1~3月および11~12月に区分。
- 以上のそれぞれについて、BST単価が高い時間帯の順に配列した。



(注) 薄い赤色(BST)と薄い水色(送配電およびその他費用)を合算したものが、各時間の販売電力量あたり供給コスト(Bz/kWh)、青、緑、赤のそれぞれの水平直線が、電気料収入単価(Bz/kWh)を表している。

(出典：調査団試算)

図 5-85 2011年の各時間における、販売電力量あたり供給コストおよびセクター別小売料金単価(MIS系統)

上記の図より、各セクターの小売料金と供給コストとの関係について、以下の傾向を見ることができる。

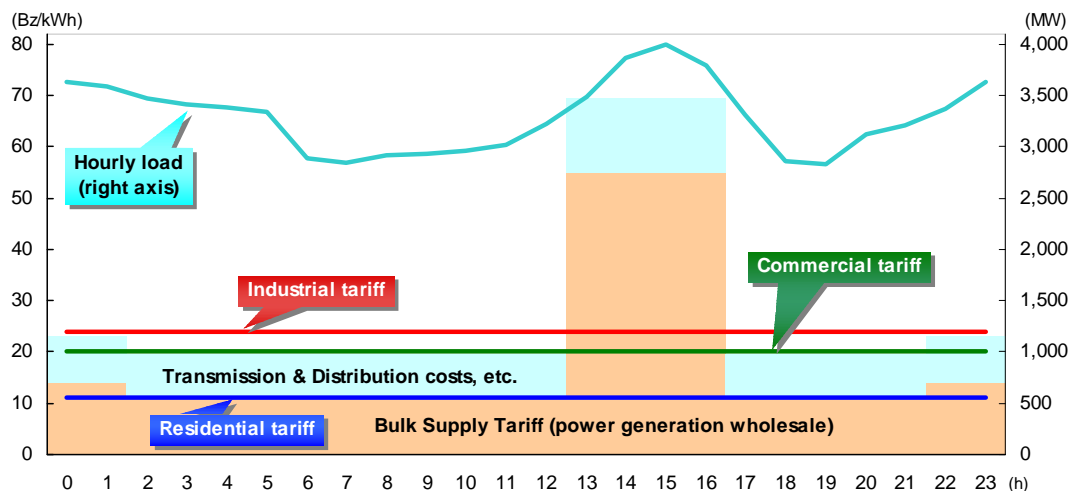
- 産業用料金については、5~8月の単価が24 Bz/kWhに設定されているため、この

期間のうち昼間ピーク時間を除く時間帯では供給コストを回収できているものの、昼間ピーク時間では大幅な逆ざやとなっている。5～8月以外の期間では単価が 12 Bz/kWh に抑えられているため、発電費用だけはほぼ回収できているものの(9月の一部を除く)、送配電費用等を加算すると通期で逆ざやとなっている。

- 商業用料金 (20 Bz/kWh)については、5～7月の期間では、昼間および夜間のピーク時間では逆ざや、オフピーク時間でも収支がほぼ均衡しており、供給コストの回収ができていない。他方、5～7月を除く期間では、供給コストをほぼ回収できている(8月および9月の一部を除く)。
- 住宅用料金(使用量に応じて単価が逡増することを考慮に入れ、セクター平均では、最低単価である 10 Bz/kWh を少し上回る 11 Bz/kWh とした)の水準では、年間を通じて供給コストの回収ができていない。

(c) 最大負荷日における供給コストとセクター別小売料金単価の比較

下図は、2011年に MIS 系統で年間最大負荷が発生した日(6月18日)における、毎時間の販売電力量あたり供給コストとセクター別小売料金単価、および全系負荷曲線を示したものである。この日の昼間ピーク時間とオフピーク時間の負荷の差は 1,000 MW 強で、最大負荷(4,000 MW)の 4分の1強に相当する変動幅だが、供給コストについては、両者間で3倍以上の差が生じている。



(出典：調査団試算(供給コスト)、OETC(負荷曲線))

図 5- 86 2011 年年間最大負荷発生日(6月18日)における、販売電力量あたり供給コスト、セクター別小売料金単価および全系負荷曲線(MIS 系統)

(d) 小売電気料金水準に関する考察

以上の通り、現行の小売電気料金単価は、供給コストを適切に回収できるよう合理的に設定されているとは言い難く、特に販売電力量の半分を占める住宅用においては供給コストを大幅に下回る単価設定となっている。

日本の電気料金制度のように、供給コストを各セクターに適切に配賦して小売料金単価が設定されている場合、住宅用需要はほぼ 100%低圧にて供給を受けるため、より高い電

圧で受電する他セクターよりも低圧配電設備分の費用が加算されることから、小売電気料金は他セクターよりも割高になるはずである(注: 上表の収支試算では、受電電圧の違いを考慮に入れていないため、昼間ピーク負荷に占める割合が比較的小さい住宅用の平均供給コストが他セクターより低くなっている)。

「オ」国においては、住宅用の小売電気料金単価が産業用や商業用等に比べて低く設定されていることから、この単価は供給コストを反映させたものではなく、社会政策的な配慮に基づき設定されたものと推測することができる。

(2) 政府から配電事業者への補助金給付

(a) MIS 地域配電事業者への補助金の推移

発電事業(OPWP)および送電事業(OETC)においては、それぞれの供給コストが回収できるよう、BST および送電料金が設定されており、単体で収支バランスが確保できるようになっている。

一方、配電事業においては、これらの発電料金および送電料金を含めた供給コストを負担しなければならないものの、小売電気料金が制度的に低廉に抑えられているため、原価回収ができず、電気料金だけでは収支バランスは確保できない。

配電事業者の財務的な健全性を維持するため、AER では毎年、各配電事業者について実発生費用を元に最大許容収入額(Maximum Allowed Supply Revenue: MASR)を算定し、実績収入額との乖離分を補助金として赤字補填している。下の表は、AER が公表している、MIS 地域の配電事業に対する補助金給付の概要を示している(2011 年までは実績、2012 年は予測値)。電力供給に必要な費用総額(Underlying Economic Cost)と現行の小売料金に基づく実績収入額(Permitted Tariff Revenue)との差額を補助金要支給額(Underlying Economic Subsidy Requirement)として導出している。

先の調査団試算にて示した「供給コスト」が Underlying Economic Cost に、「電気料収入」が Permitted Tariff Revenue に対応するが、それぞれ前者より後者の数字が上回っている主な理由は、電気料収入以外の収入について、調査団試算では費用側から控除している(両建てで差し引いている)のに対し、AER の資料では実績収入額に含めている(両建てで加算している)ことと、AER 資料の Underlying Economic Cost では、配電事業者の適正利潤も考慮に入れている(調査団試算では含めていない)ためである。

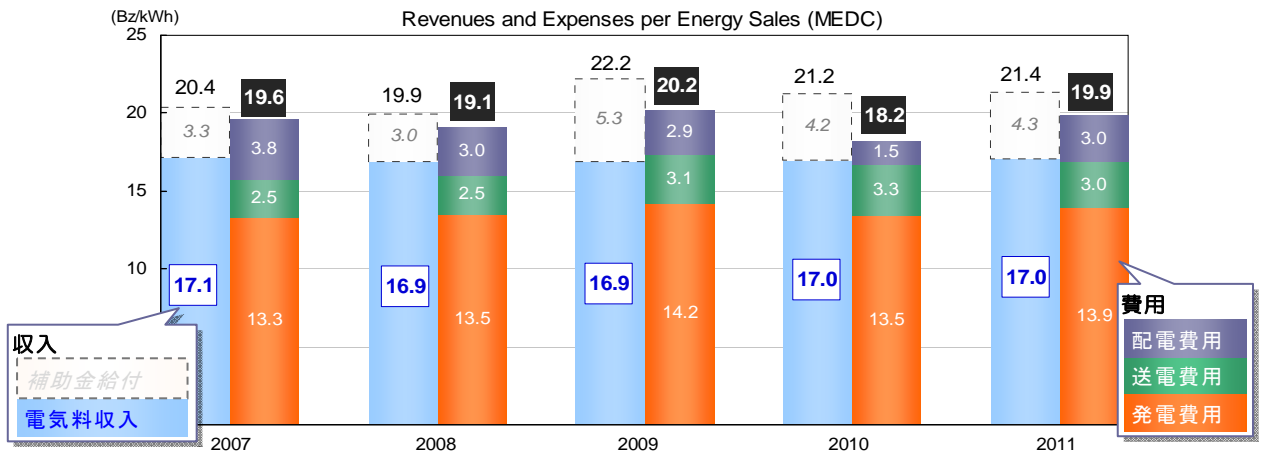
表 5-75 MIS 地域における、供給コスト、電気料収入および補助金の推移

Economic Cost (RO m)	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012 (e)
PWP (MAR excluding Kt)	140.5	144.5	161.2	177.6	198.3	222.5	252.3
OETC (MAR excluding Kt)	26.5	27.9	31.5	38.5	41.4	44.0	46.3
Muscat (MAR excluding Kt)	22.8	23.8	23.9	32.3	34.9	38.8	55.5
Majan (MAR excluding Kt)	16.6	17.8	19.6	26.0	28.0	30.8	40.2
Mazoon (MAR excluding Kt)	23.0	24.2	27.6	37.5	41.2	45.2	62.6
Underlying Economic Cost	229.6	238.2	263.8	311.9	343.8	381.3	457.0
Permitted Tariff (& other) Revenue	143.1	153.9	179.8	201.5	227.1	259.9	292.6
Underlying Economic Subsidy Requirement	86.5	84.3	84.0	110.4	116.7	121.5	164.4
Total Units Supplied (GWh)	9,194	9,778	11,317	12,714	14,122	16,374	18,308
Underlying Economic Cost / kWh Supplied	25.0	24.4	23.3	24.5	24.3	23.3	25.0
Customer Revenue / kWh Supplied (bz/kWh)	15.6	15.7	15.9	15.9	16.1	15.9	16.0
Underlying Subsidy / kWh Supplied (bz/kWh)	9.4	8.6	7.4	8.7	8.3	7.4	9.0

(出典： AER Annual Report 2011)

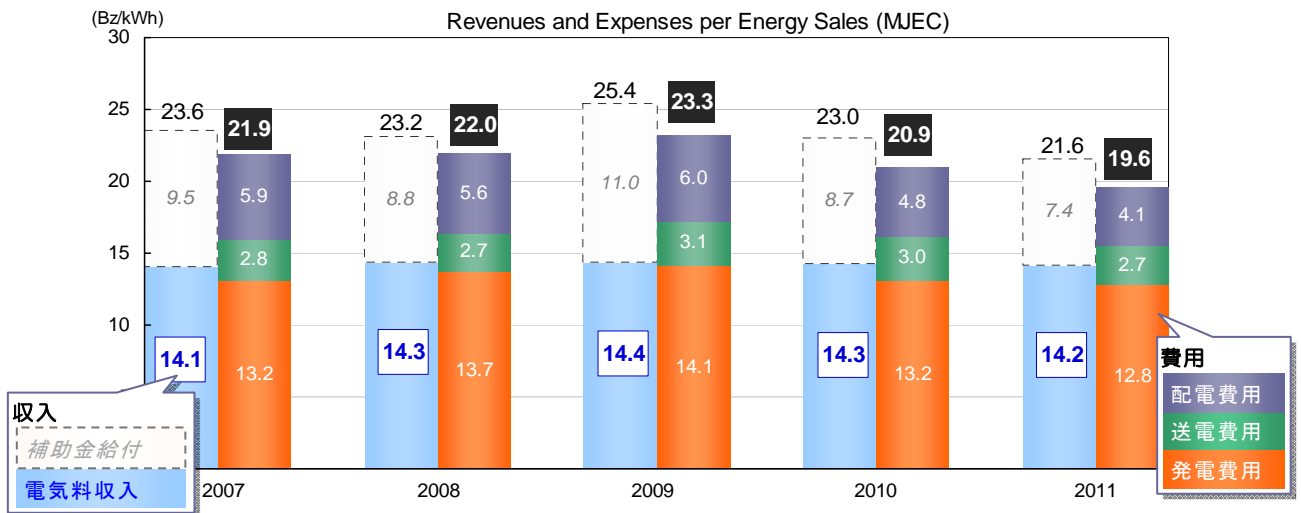
(b) MIS 地域各配電事業者の収支状況

以下の3つのグラフは、MIS地域の配電事業3社(MEDC、MZEC、MJEC)の財務諸表を元に、各社の毎年の収支を販売電力量あたりの単価で示したものである。左側の水色が電気料収入、右側は下から順に、発電費用、送電費用、配電費用を表している。電気料収入以外の収入は、配電費用にて差引控除している。3社のいずれも電気料収入だけでは費用を回収できず収支バランスを確保できず、補助金の給付(左上の点線)により黒字を維持している状況である。3社を比較すると、MEDCは、収入単価が高い商業用・政府等の需要の占める割合が高く、かつ需要密度が比較的高いため販売電力量あたり費用も抑えられるという条件に恵まれ、電気料収入にて発電費用と送電費用まではほぼ回収できているが、MZECおよびMJECでは、発電費用の回収ができるかどうか、の水準にとどまっている。



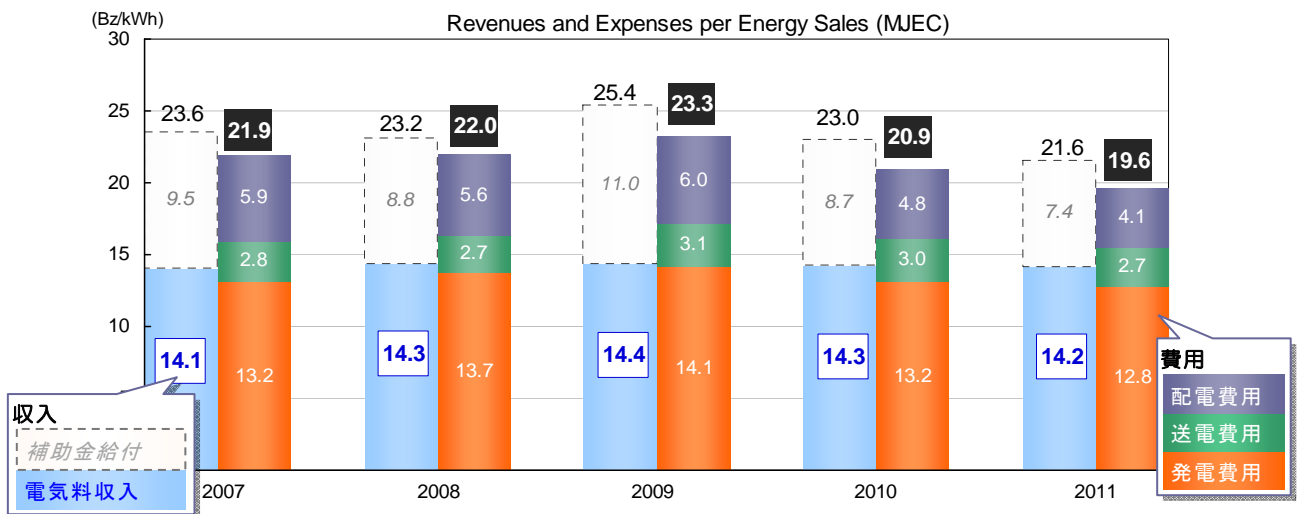
(出典：MEDC Annual Report 2008-2011)

図 5- 87 販売電力量あたり収支の推移(MEDC)



(出典：MZEC Annual Report 2009-2011)

図 5- 88 販売電力量あたり収支の推移(MZEC)



(出典：MJEC Annual Report 2007-2011)

図 5- 89 販売電力量あたり収支の推移(MJEC)

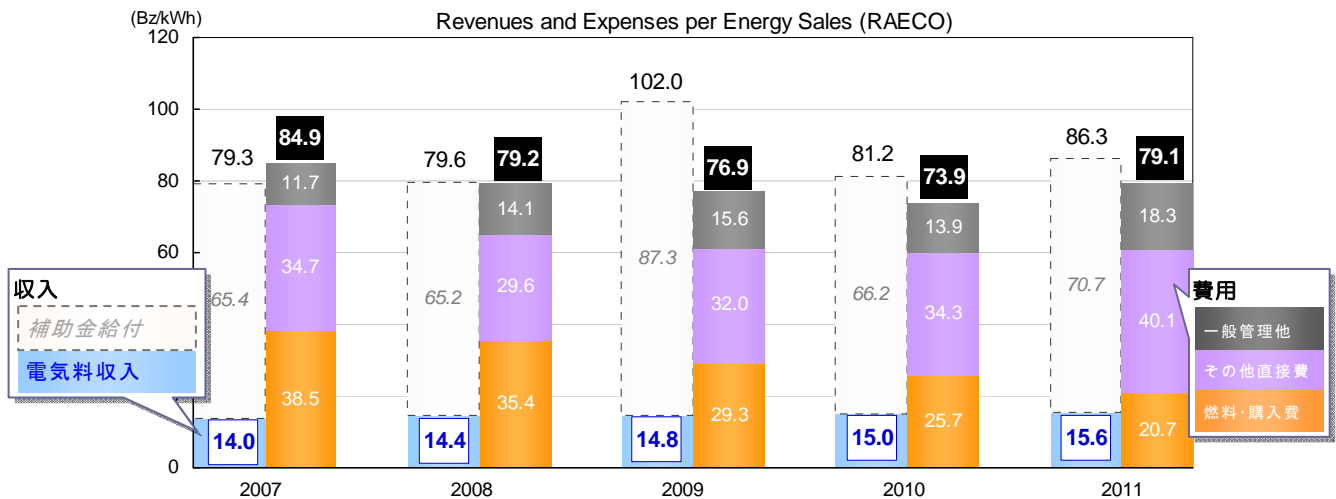
(c) RAECO のへの補助金の推移

RAECO の供給地域においては、ディーゼル発電による独立系統にて電力を供給しており、AER の資料によると、販売電力量あたりの最大許容収入額は約 90 Bz/kWh と、MIS に比べて大幅に高く、他方、実績の平均収入単価は約 2 割の 17~18 Bz/kWh にとどまっております、残り約 8 割を補助金に依存している。RAECO の財務諸表の数字を用いた調査団の分析では、販売電力量あたり供給コストは 80 Bz/kWh 前後、平均収入単価は 15 Bz/kWh 前後となり、同様に約 2 割にとどまる。財務諸表データによると、この収入額では RAECO の発電費用も十分回収できていないことを示している。

表 5-76 RAECO における、供給コスト、電気料収入および補助金の推移

Million RO	RAEC Subsidy million RO							RAEC Revenue & Subsidy Bz/kWh						
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012 e	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012 e
Customer Revenue	3.5	3.8	5.4	6.5	7.3	8.7	10.0	14.3	14.5	17.3	17.7	17.6	18.9	18.9
Subsidy	16.6	18.3	23.7	27.6	29.7	30.5	41.6	68.0	69.1	76.2	74.9	71.0	66.0	79.0
Economic Cost	20.1	22.2	29.1	34.1	37.0	39.2	51.6	82.3	83.6	93.5	92.6	88.6	84.9	97.9

(出典： AER Annual Report 2011)



(出典： RAECO Annual Report 2007-2011)

図 5-90 販売電力量あたり収支の推移(RAECO)

(d) RAECO の財務諸表

DPC の収支構造は他の事業者と異なっており、収入は供給地域の顧客から徴収した電気料ではなく、DPC に電力供給の営業権を付与している OPWP より、電力供給設備の運営を行う対価として受け取っている(注: DPC の事業開始当時は、住宅・電力・水道省: MHEW だったが、後に OPWP が継承)。従って、補助金も OPWP を経由して間接的に受け取っていることになるが、AER の資料によると、2011 年には DPC に対して約 4,100 万 RO(販売電力量あたり 24.6 Bz/kWh)の補助金相当額が必要であったことになる。下の表によると、2011 年には、MIS (1 億 540 万 RO)、RAECO (3,050 万 RO)と合わせ、配電事業の収支バランス確保のため、全国大で総額 1 億 7,690 万 RO、販売電力量あたりでは平均 9.6 Bz/kWh (= 1 億 7,690 万 RO ÷ 販売電力量 1,851 万 2 千 MWh)の補助金を必要としたことを示してい

る。仮にこれを単純に現行の小売電気料金に加算すると、平均料金単価 15 Bz/kWh(MIS 地域平均、2011 年実績)に対して 60 %強の値上げ(約 1.6 倍)、住宅用の平均料金単価(通増料金制度を考慮に入れ、11 Bz/kWh 程度と仮定)に対しては 90 %弱の値上げ(2 倍弱)となることを意味する。

表 5-77 2011 年に配電事業に対して支給された補助金総額

	2011 Subsidy Baiza/KWh Supplied					2011 Subsidy RO per Account ¹				
	Muscat	Majan	Mazoon	RAEC	DPC	Muscat	Majan	Mazoon	RAEC	DPC
Subsidy per KWh/Account	2.7	6.8	11.7	66.0	24.6	84	216	202	1,347	644
Subsidy mRO	18.6	32.5	54.3	30.5	41.0	18.6	32.5	54.3	30.5	41.0
GWh/'000 Accounts	6,931	4,799	4,645	462	1,669	222	150	269	23	64

(出典：AER Annual Report 2011)

(3) セクター別収支分析

本章 5-3 で推定した、MIS 系統における各時間のセクター別負荷内訳および各配電会社の財務データ等を元に、2011 年に MIS 系統全体で発生した年間総費用をセクター別に配賦し、これを各セクターの電気料収入推定額と比較することで、セクター別の収支を試算した。

なおここでは、7つの料金カテゴリーのうち住宅用、商業用および産業用以外の4つ(政府用、農漁業用、観光業用および軍事施設用)については、商業用と同じ料金単価および負荷パターンと仮定し、「商業用・政府他」としてまとめている。セクター別の電気料金収入は、調査団にて推定した平均単価に販売電力量を乗じたものであるため、この合計は配電事業3社が財務諸表において計上している電気料収入の合計とは一致しない。

また、費用配賦に際しては、各セクターで受電電圧が異なることで供給コストが異なる(中圧以上で受電した場合、低圧配電設備より発生する費用は負担する必要がない)ことも考慮に入れることとした。ただし、各セクターの受電電圧別内訳について、十分なデータが得られなかったため、OETC や配電事業者より入手した断片的な情報を元に、以下の通り推定した。

- 住宅用：低圧受電 100 %
- 商業用・政府他：中圧受電 20 %、低圧受電 80 %
- 産業用：高圧(送電線)受電 25 %、中圧受電 75 %

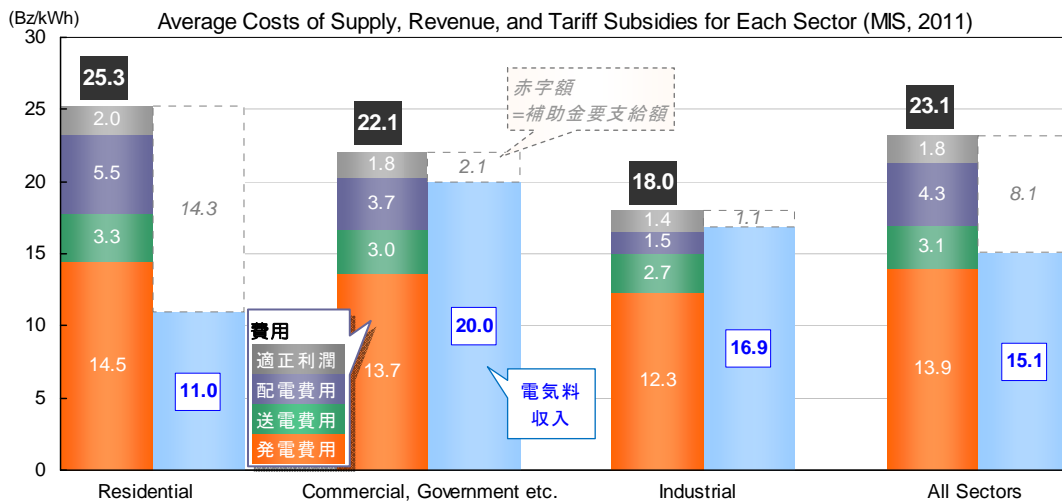
他方、配電費用についても、中圧配電設備(中圧および低圧での受電分)にのみ配賦)、低圧配電設備(低圧受電分)にのみ配賦)および需要家関連費(検針・課金、顧客サービス等、顧客数の頭割りで配賦)に関する内訳が存在しないため、日本の電力会社が料金原価算定を行う際に用いた数値等を参考に、53 %:19 %:28 %の比と仮定した。また、補助金支給額を算定する際、実績に基づき配電事業者の適正利潤も考慮に入れている。

試算結果を以下の表およびグラフに示す。この試算結果によると、「商業用・政府他」および産業用では供給コストの9割程度を電気料金で回収できているものの、住宅用では5割弱しか回収できていないことを示している。ここで示される赤字額は、電気料金で費用回収できない差額を補うための補助金の要支給額も意味する。

表 5-78 セクター別年間収支試算 (MIS 地域、2011 年)

	住宅用	商業用・政府他	産業用	合計
販売電力量(GWh)	8,224	5,934	2,216	16,374
電気料収入(1,000 RO)	90,469	118,687	37,410	246,567
供給コスト(1,000 RO)	207,893	131,063	39,811	378,767
赤字額(1,000 RO)	-117,424	-12,375	-2,400	-132,200
収入/供給コスト	43.5%	90.6%	94.0%	65.1%
電力量あたり収入(Bz/kWh)	11.0	20.0	16.9	15.1
電力量あたりコスト(Bz/kWh)	25.3	22.1	18.0	23.1
電力量あたり赤字額(Bz/kWh)	-14.3	-2.1	-1.1	-8.1

(出典：調査団試算、販売電力量は AER 統計)



(出典：調査団試算)

図 5-91 セクター別 販売電力量あたり供給コスト、電気料収入および補助金要支給額

(4) 燃料費に対する補助金給付

電気料金に対する補助金としては、上述の、現行の小売電気料金で供給コストを回収できず、配電事業者の収支バランスを維持するために給付される補助金に加え、発電用の国内燃料価格が低廉に抑えられているため、そもそも供給コスト自体が国際価格で燃料を調達するよりも低くなっているという、「隠れた補助金」の存在も指摘することができる(右図参照)。

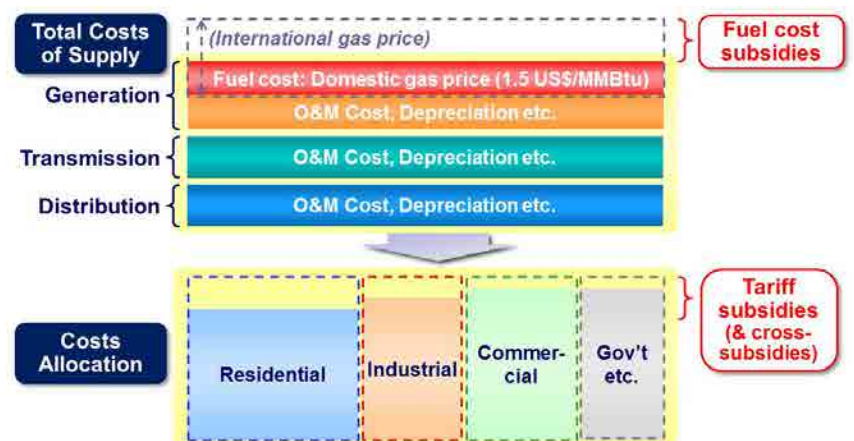
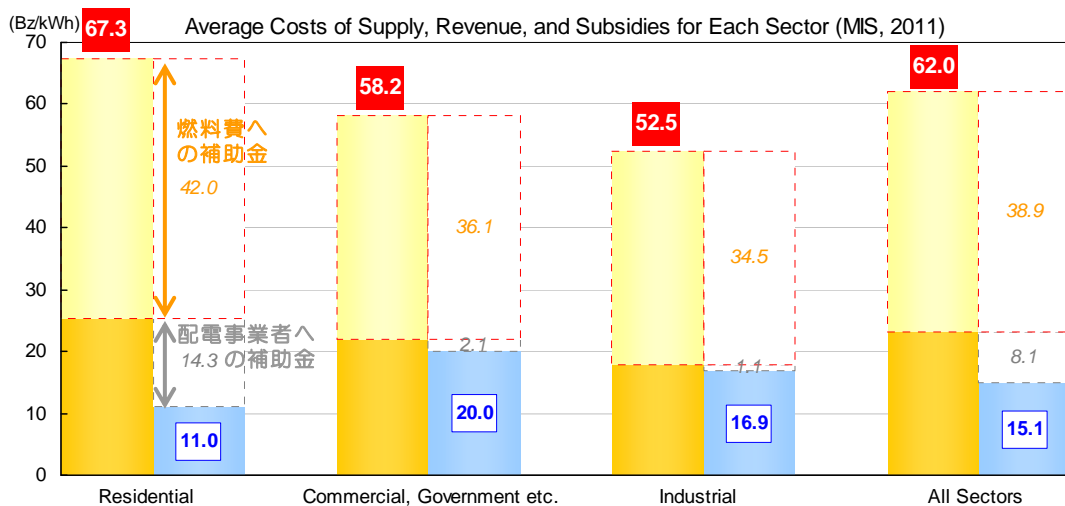


図 5-92 電気料金に対する 2 種類の補助金

現地関係者への聞き取りによると、発電用燃料としての天然ガスの国内供給価格は、1.5 US\$/MMBtu に設定されている。他方、発電用天然ガスの国際価格は、最近の実績では 10 US\$/MMBtu 程度で推移しており、6 倍以上の開きが生じている。この 8.5 US\$/MMBtu の差を電気料金に対する「隠れた補助金」と見なし、電力供給コストに換算して加算したものを以下の図に示す。



(出典：調査団試算)

図 5-93 セクター別 販売電力量あたり供給コスト(燃料費補助金含む)および電気料収入

仮に、配電事業者への補助金および燃料費への補助金を全て廃止して電気料金にて適正に回収することとした場合、住宅用については、現行の料金単価(逦増料金制度を考慮に入れ、平均 11 Bz/kWh 程度と仮定)に対しては約 6 倍の値上げ、全セクター平均(料金単価 15 Bz/kWh(MIS 地域平均、2011 年実績)で見ても約 4 倍の値上げを行う必要がある。

こうした補助金を廃止・縮小することにより、国庫による補助金負担が軽減され、また電気料金値上げに反応して、これまで過剰に消費されてきた電力需要が抑制される効果も期待できる。将来の課題として、こうした補助金は全て廃止され、経済的に合理的なルールに基づき電気料金単価が設定されるとともに、価格に対応して適正な需要が形成されるのが望ましい。ただし、その一方で、電気料金を突如大幅に値上げした場合、国民生活および産業活動に大きな影響を及ぼすため、たとえ一時的であったとしても、国家経済にとって上記のメリットを上回る混乱が生じる恐れもある。こうしたメリットおよびデメリットを総合的に勘案の上、補助金のあり方について検討するのが望ましいが、このように国家の社会・経済政策について総合的に考察することは、本調査でのスコープを大きく超えてしまうため、ここでは中長期的な観点から補助金政策について検討する必要があると指摘するにとどめることとする。

5.7.3 現行の電気料金制度の問題点および料金制度改革に関する検討状況

(1) 現行の電気料金制度に関する課題

前節までに紹介した分析結果等を踏まえ、「オ」国における現行の電気料金制度全般に関する問題点を整理する。本調査では、現行の電気料金制度を前提に、ピーク負荷の抑制に資する DSM 料金制度について提案することを主眼としており、電気料金制度全体について詳細な改革案を検討することは本調査の範囲からは外れている。ただし、現行の電気料金制度は必ずしも合理的に設計されているとは言えず、長期的な観点からいずれ制度の大幅な見直しは必要となると考えられることから、本節では、本調査が対象とする範囲に限定せず、電気料金制度全般に関する問題点の指摘および将来の制度改革に向けた方向性について述べることにする。

こうした問題意識は、既に「オ」国電力セクター関係者においても共有されており、電気料金制度改革に関する既存の文献も存在する。2007年には、コンサルティング会社 KEMA が AER からの受託により、供給コストを反映した小売料金制度 (Cost Reflective Tariff) の導入を提言した報告書 "Cost Reflective Tariffs for Industrial and Large Commercial Customers" および電気料金に対する補助金給付の現状について考察した "Subsidy Impact Assessment" を取りまとめている。これらの報告書(ドラフト版)は、AER のウェブサイトにて公表されている(以下、この2つを総称して「KEMA 報告書」と記す)。これを踏まえ、AER では 2009 年 10 月、Cost Reflective Tariff の詳細設計に関するパブリック・コメントを募集する通知を出している(Public Consultation on Proposals for Cost Reflective Tariffs for Commercial and Industrial consumers of Electricity)。

「オ」国電気料金に関して調査団が認識する問題点は KEMA 報告書での指摘内容とほぼ一致していることから、以下、それぞれの課題について、KEMA 報告書における指摘内容も引用しながら論じることとする。

(a) 非合理的な料金カテゴリー区分

現行の電気料金制度においては、Residential、Industrial、Commercial、Government、Agriculture & Fisheries、Tourism、Ministry of Defense の合計7つのカテゴリーが設定されており、このうち、最初の4つで全販売電力量の97%を占めている(2011年、全国計)。KEMA 報告書でも指摘されている通り、これらのカテゴリー区分は、負荷特性が異なるため異なる単価設定が必要という考えに基づいたものではなく、補助金を差配するために区分されたものと考えられる。多数の料金カテゴリーを設定することは、電気の使用状況が全く同じでありながら適用カテゴリーの違いにより課金額に差が生じる可能性があることを意味する。特に、商業用(Commercial)と政府用(Government)とでは、負荷特性に本質的な相違があるとは言い難く、日本でも「業務用電力」として同一の料金が適用されているものの、「オ」国では前者は使用量に拘わらず 20 Bz/kWh、後者は住宅用と同じ逓増料金単価が適用されるため、月間使用量が 12,500 kWh 未満では政府用が安く、それを上回ると商業用が安くなる。また、観光業(Tourism)についても、負荷特性上の観点から商業用とは別のカテゴリーを設定する理由があるとは言い難く、かつ月間使用量 7,000 kWh 以下という適用条件があるため、該当する顧客は小規模のホテル等極めて限定されており、全国の販売

電力量に占める割合は 0.2 %にとどまっている。

KEMA 報告書では、顧客カテゴリーは Industrial、Commercial、Residential の 3 つに減らすことを提言している。他の 4 つをどこに区分するかについて同報告書では明記していないが、Commercial に含めることを念頭に置いていると推察される。同報告書では、上記の 3 つの他にカテゴリーを設けることを完全には否定しないものの、対象となる顧客の電気料金に対して政策的な補助が必要である等、理由を明示すべきと指摘している。

(b) 受電電圧に基づく単価設定の欠如

KEMA 報告書でも指摘されている通り、供給コストを料金単価に適切に反映させるためには、同一顧客カテゴリーであっても、上位電圧より受電している顧客については、それより下位の電圧での供給に要する設備コストを算入すべきでなく、また下位電圧よりもロス率が低いことを考慮に入れる必要がある。そのため、受電電圧が高いほど供給コストは低くなり、供給コストを正確に料金に反映させると料金単価も低くなる。

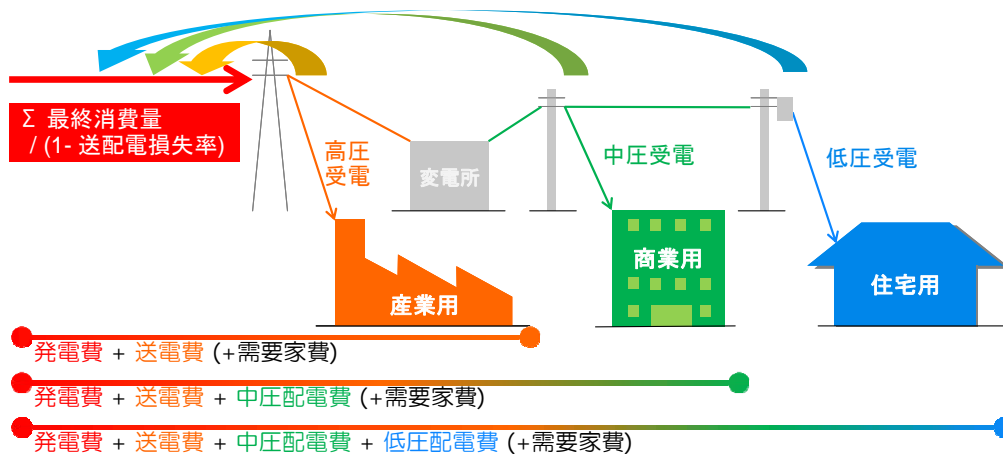


図 5-94 受電電圧と供給コスト(イメージ)

KEMA 報告書では、3 つの料金カテゴリーそれぞれにつき、下記の通り受電電圧別に異なる単価を設定することを提言している。

- Industrial: 132 kV、33 kV、11 kV (低圧受電の産業用というカテゴリーは不要としており、低圧受電の町工場等は Commercial に含めることを示唆している模様)
- Commercial: 132 kV、33 kV、11 kV、415 V
- Residential: 低圧 (415 V)のみ

料金カテゴリーを産業用、業務用、住宅用の 3 つに区分し、それぞれ受電電圧別に供給コストを推定して価格を設定するという提案内容は、日本の電気料金規制における個別原価配分の考え方も大筋で類似したものとなっている。なお日本では、業務用、産業用および低圧(大半が住宅用)の他、農事用や臨時用(1年以内の建設工事等)の用途向けにも別途電気料金が設定されているが、上記の 3 つのカテゴリーとは用途が明確に異なるという正当な理由がある。

なお、2009 年に AER が出した、Cost Reflective Tariff に関するパブリック・コメントの募集資料によると、送電線より受電する顧客については配電設備より発生する費用を加算

せず、配電線より受電する顧客とは異なる課金額を設けることが示されているが、配電設備関連費用をさらに中圧(33kV、11kV)、低圧(415V)等の電圧別に分けて受電電圧別に費用配分することは考慮されていない。中圧で受電する需要家が自前の費用で変圧器を設置して電圧を下げて電気を使用しているのに対し、低圧で受電する需要家は配電事業者所有の変圧器にて中圧から低圧に下げた電気を使用していること以上、両者に同じ単価を適用することは、前者にとって不利な料金制度(内部補助)になることを意味する。一般論として、配電事業者の会計実務において厳密に電圧別に費用計上することは困難ではあるものの、将来の課題として、何らかの手法を援用して配電関係費用の電圧別内訳を推定し、料金単価に反映させていくことが望まれる。

(c) 二部(三部)料金制の未導入(従量単価のみの料金体系)

4.3.4 の料金表で示されている通り、現行の「オ」国の小売料金は、すべてのカテゴリーについて、消費電力量(kWh)あたりの従量料金(energy charge)のみで課金されている。KEMA 報告書では、従量料金(energy charge)、デマンド料金(demand charge)、需要家料金(standing charge)から構成される三部料金制を導入することが提言されている。

電力供給に要する費用は、その主な発生要因(コスト・ドライバー)に応じて、以下の3つのタイプに大別することができる。

- 発電・送電された電力量に応じて発生する費用
- 電力供給設備の形成・維持に掛かる費用
- 顧客管理に掛かる費用(検針・料金計算など)

理論的には、各コスト・ドライバーに従い、上記はそれぞれ個別顧客の消費電力量(kWh、従量料金)、実績最大負荷(kW、デマンド料金)および均等割定額負担(需要家料金)にて費用回収されるよう料金単価が設定されることが適切と考えられる。ただし実務上はこの三部料金の構成比が相応する費用の構成比に完全に合致しているとは限らず、また簡素化のためデマンド料金と需要家料金の要素とを合わせて基本料金(固定費)とし、従量料金(可変費)との二部料金制にて課金している場合も多い。

従量料金とデマンド料金による二部(または三部)料金を導入することにより、総消費量が同じであっても最大需要が小さく負荷率が高い顧客が優遇されることになるため、最大需要を抑制するインセンティブが顧客に働き、電力系統全体のピーク需要も抑制されることが期待できる。

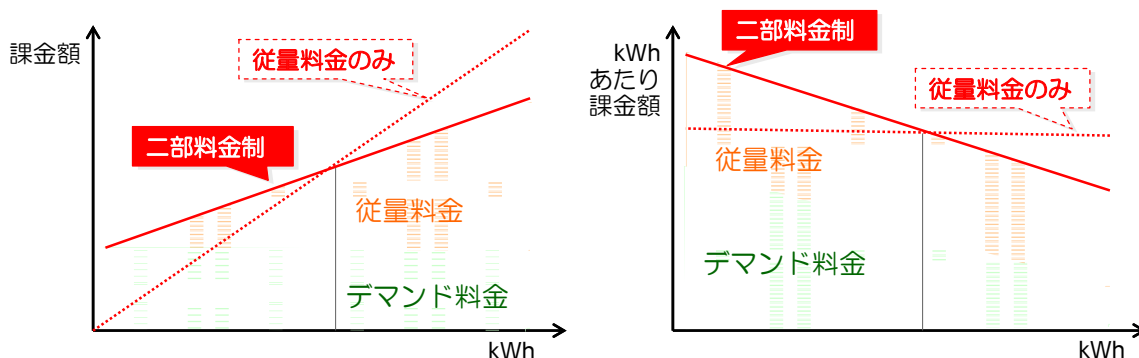


図 5-95 二部料金制による課金(イメージ)

従量料金のみでの料金体系から二部(三部)料金に移行する際、移行後の予想課金額をできるだけ正確に把握するべく、対象顧客の負荷パターンに関するデータの収集・分析を行っておくことが求められる。現時点ではこうした分析に資するデータはほとんど揃っていない、導入に向けた大きなハードルとなっている。

KEMA 報告書でも述べられている通り、デマンド料金を課金するためには、顧客の最大需要を計測できるデマンドメータの設置が必要となる。ちなみに日本では、デマンドメータを設置していない小口の低圧需要家についても、顧客が使用している設備の総容量、または主開閉器(メインブレーカ)の容量に基づき、基本料金が課金されている。他方、KEMA 報告書では、低圧受電の顧客については、定額部分が増えることにより貧困世帯の負荷が大きくなることを懸念し、当面はデマンド料金相当分の原価は従量料金に含め、使用電力量に応じて課金することを推奨している。

なお、2009 年の Cost Reflective Tariff に関するパブリック・コメント募集資料における説明によると、送電費用は顧客の最大需要に応じて課金、発電および配電費用に関しては消費電力量に応じて課金される模様である。将来の課題として、配電費用のうち供給設備に由来する費用についても、個別顧客の最大需要に応じて課金することを検討すべきと考える。

(d) 時間帯別の単価設定

前節で詳述した通り、卸電力料金(BST)については、季節別・時間帯別に単価が設定されているのに対し、現行の小売料金は、産業用で夏季とその他季節とで単価差が設けられているだけで、各時間帯の負荷変動に連動した単価設定は行われていない。

KEMA 報告書では、BST における季節別・時間帯別の単価と整合した、時間帯別(TOU)小売料金の導入を提唱しており、2009 年のパブリック・コメント募集資料においても、BST と連動して CRT の単価を設定することが記されている。KEMA 報告書では、TOU 料金の適用範囲について、以下のように見通しを立てている。

- 132 kV 受電の顧客については、時間帯別の負荷が計量できる計器が既に設置されているため、TOU 料金の導入は可能。
- 33 kV および 11 kV 受電の顧客については、現時点では時間帯別の負荷計量ができないが、できれば現在 Industrial の Energy charge に適用している 2 季節帯別の区分よりも細かく季節帯区分を行い、それぞれの季節帯の BST を反映した Energy charge 単価を設定すること(将来的には、132 kV 受電と同様、時間帯別の負荷が計量できる計器を設定していくことが望ましい)。
- 低圧受電の顧客への季時別単価導入については、今後の課題とする。

KEMA 報告書の作成より既に 5 年経過しており、本調査で調査団が各配電会社に聞き取りを行ったところ、MEDC では大口上位 2,000 軒へのデジタルメータ設置を開始している等、TOU 料金対応可能なメータの普及が当時よりも進んでいることから、中圧(33kV および 11kV)受電の顧客への TOU 料金の導入は、技術的には容易になっている。

(e) 補助金により低廉に設定された料金単価

同様に前節にて詳述した通り、「オ」国の電気料金については、電気料金の単価水準が

総供給コストを満たしてはならず配電事業者の収支バランスを維持するため政府より給付されている補助金と、発電用の燃料価格が国際市場価格より低い水準に抑えられている(「隠れた補助金」という2種類の補助金により、低廉に抑えられている。

KEMA 報告書でも、前者を *direct subsidies*、後者を *indirect subsidies* と呼んでいる。前者については、CRT の導入により解消されることを見込んでおり、これは 2009 年のパブリック・コメント募集資料においても踏襲されている。ただし、CRT の適用対象顧客は大口の産業用および商業用顧客等に限定され、その他の住宅用を含む小口顧客については現行の小売電気料金(*Permitted Tariff*)が引き続き適用されるとしていることから、これら小口顧客(特に住宅用)については、補助金が残ることとなる。

後者の燃料価格補助金(*indirect subsidies*)については、KEMA 報告書では「取り扱わない」と述べられており、パブリック・コメント募集資料においても触れられていないことから、CRT の導入とは別に議論すべき課題と位置づけられている模様である。

(f) その他

KEMA 報告書では、上記の他に、無効電力に関する料金ペナルティが不十分であるという問題点が指摘されている。調査団が配電事業者に聞き取りを行ったところ、産業用の顧客で力率が 90% を下回った場合、年間平均の料金単価が産業用よりも高い商業用の料金を適用しているとの回答があった。ただし、力率改善のためのペナルティとして単価体系が全く異なる料金カテゴリーに変更するのが妥当な方策であるとは言い難く、また既存の顧客に対してどのような頻度と正確さで調査しているのか等について明確な方針は立てていない模様であり、ペナルティとしての有効性についても疑問が残る。

(2) Cost Reflective Tariff の導入に向けた動向

KEMA 報告書では、規制料金の枠組み内で可能な限り経済合理性に基づく料金設計を行うという観点から *Cost Reflective Tariff (CRT)* の提案を行っており、その基本的な考え方は妥当であると当調査団も評価する。また、現状の「オ」国における電力セクター事業体制および設備状況を前提とした料金制度となっており、実現可能性も考慮に入れた上で提案を行っているとは評価できる。

更に、KEMA 報告書では、*Demand meter* が設置された大口顧客については、卸電力料金(*BST*)に連動して小売電気料金も季節別・時間帯別に単価を設定するよう提案しており、これらの顧客については全て *TOU* 料金が適用されることとなるため、CRT の導入により、本調査にて提案する「負荷平準化を目的とした電気料金制度」の一部は実現されることになる。

上記の通り、AER では KEMA 報告書を踏まえ、2009 年 10 月より CRT の詳細設計に関するパブリック・コメントの募集を開始した。KEMA 報告書では、電気料金制度全体に関する改革案を提示されていたが、パブリック・コメント募集資料では、商業用および産業用の大口顧客を対象に *BST* に連動した小売料金制度を導入することに内容が絞られており、住宅用を含む小口顧客については、現行の料金体系は見直さない(少なくとも同時には行わない)こととなった。CRT には、

- 供給コストを料金単価に適切に反映させる

■ 需給状況に対応して、季節別・時間帯別に料金単価を設定するという2つの意義があるが、5.7.2でも分析した通り、産業用および商業用の電気料金については、現状でも年間総額での課金額は供給コストをある程度回収できており、CRTを導入する意義はむしろ2点目、すなわち季節別・時間帯別に料金単価をリバランスさせることにある。他方、住宅用については、前項でも分析した通り、年間を通じて課金額が供給コストを下回る逆ざや状態となっており、供給コストを適正に反映させることにより、住宅用電気料金の大幅引き上げが必須となる。電気料金制度を全面的に見直した場合、社会的インパクトが大きくなるのが必至なため、対象を限定することで導入を早めることを優先したものと考えられる。

同様に、KEMA 報告書で提言されている配電設備関連費用の電圧別内訳や二部(三部)料金制度の導入等についても、分析に必要なデータを揃えるのに時間が掛かるため、早期導入を優先すべく見送られたものと思われる。

CRT の導入に向けた最近の動向について AER に聞き取りを行ったところ、具体的な検討が2011年から2012年にかけて行われたものの、時期尚早との結論となり導入は当面見送られることになったとの説明を受けた。こうした電気料金制度の見直しに関する決定はAERの裁量事項ではなく閣僚評議会(Council of Ministers)の承認が必要となるため、慎重な対応が求められている模様である。

そこで、本調査では、CRTの導入は未定との前提に立ち、かつこれまで「オ」国内で検討されてきた方向性と齟齬が生じない形で、DSM 料金インセンティブについて提言を行うこととする。

5.7.4 TOU 料金モデルの検討

前節で述べた通り、「オ」国では既に、時間帯別(TOU)料金の要素を含む、Cost Reflective Tariff (CRT)の導入について、AER 内で検討が行われてきたものの、時期尚早として当面は見送ることにしたという経緯があることが判明した。

本調査においても、ピーク負荷抑制に資する料金インセンティブの導入を提案することを検討しているものの、上記の経緯もあり、CRT とほぼ同内容の TOU 料金の導入を提案しても、実施に向けた今後の道筋について現時点で全ての関係者のコンセンサスを得るには困難が伴う恐れがある。

こうした不透明さを踏まえつつ TOU 料金に関する議論を進めていくためのステップとして、TOU 料金を具体的にどのように設計すべきか技術的な議論を行うことにより、今後の導入に向けた論点がより明確になると考えられる。そこで、本節では、「オ」国における現行の電気料金制度を前提とした TOU 料金のモデルを一例として提示することとする。

(1) TOU 料金モデルの検討に際しての前提条件

TOU 料金モデルの検討に際しては、以下の前提条件を考慮に入れることとした。

■ 選択料金制:

TOU 料金導入へのハードルを下げるべく、ここで検討する TOU 料金モデルは、現行の電気料金単価の廃止しその代わりに導入するというものではなく、現行の

電気料金単価を「標準料金」としてそのまま維持し、それに加えてオプションとして TOU 料金を導入することにより、顧客は標準料金と TOU 料金という 2 つの選択肢から自由に選べるようにする。5.7.2 節で論じた、電気料金に対する補助金の解消については、より長期的な将来に向けて取り組むべき課題とした。また KEMA 報告書にて提言されている、従量料金のみ単価設定から 3 部構成(または 2 部構成)への移行についても、現行の「標準料金」との比較を容易にするという観点から、ここでは考慮しないこととした。

■ 課金の中立性:

TOU 料金を選択制として導入した場合、TOU 料金の単価が割高すぎると、TOU への加入率は低くなり、負荷率改善効果は期待できない。逆に TOU 料金の単価が割安すぎると、TOU への加入は進むものの、負荷率の改善を行わずとも料金低廉となる顧客が増えるため、単なる料金割引となってしまう、事業者にとっては、負荷率改善のメリットよりも減収のデメリットの方が大きくなる恐れがある。従って、各顧客の負荷率の分布の中で最も層が厚い層を主なターゲットとして、当該顧客層の現状の負荷パターンでは標準料金よりもやや割高になるものの、ピーク時間帯からオフピーク時間帯に少し負荷シフトを行うことにより標準料金より割安となるような単価設定が望ましい。

■ 時間帯別供給コストを反映した合理的な単価設定:

一般論として、ピーク時間帯の割高な単価とオフピーク時間帯の割安な単価との格差を大きくすればするほど、顧客のピーク負荷シフトを促すことになる。しかしながら、経済的合理的を無視してまで極端な単価差を設けることも妥当とはいえず、また社会常識的に受け入れられるかどうか、疑問も残る。

卸電力料金(BST)においては既に、時間帯別の負荷水準に対応した単価設定が行われていることから、小売料金においても、こうした供給コストと整合の取れた時間帯別単価となることが望ましい。

■ 価格体系の簡潔さ:

他方、供給コストとの整合性を重視するあまり、複雑に時間帯を区切って単価を設定した場合、どの時間帯からどの時間帯に負荷をシフトさせればよいか、顧客が容易に理解できなくなり、価格シグナルが十分に機能しなくなる恐れがある。時間帯の区切りはできるだけ簡素化し理解しやすくすることが望まれる。

MIS 系統における年間負荷曲線および BST 料金等を基に、調査団が独自に試算した産業用および商業用(政府用その他を含む)向け TOU 料金モデルを以下に示す。

(2) TOU 料金向け時間帯の設定(MIS 系統)

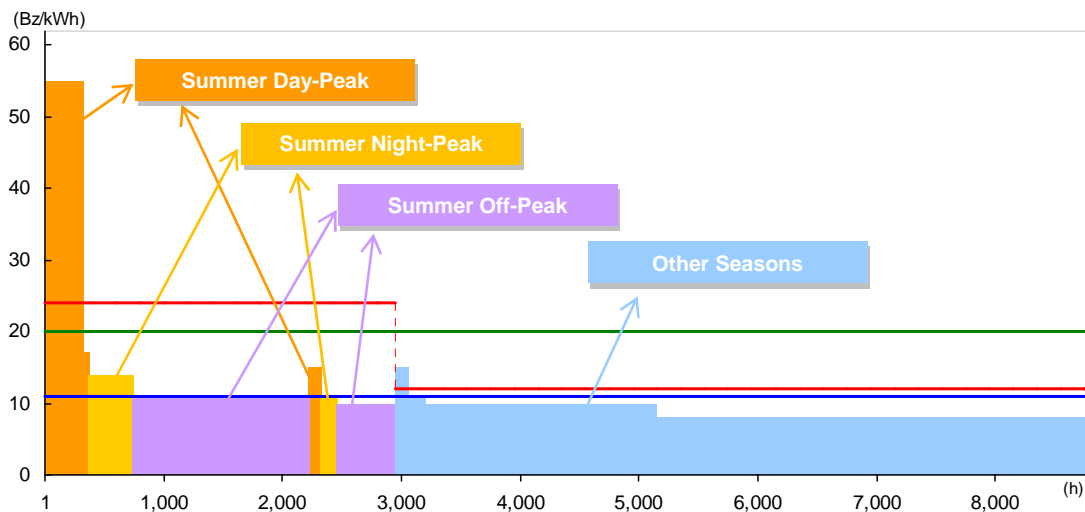
(a) 季節および時間帯の定義

MIS 系統向けの BST では、12 ヶ月を「1～3 月」「4 月」「5～7 月」「8～9 月」「10 月」「11～12 月」にグループ分けし、さらにそれぞれについて 4 つの時間帯に分けて、単価を設定している。また、現行の小売電気料金(産業用)では、5～8 月の 4 ヶ月間およびその他の期間とで分けて異なる単価が設定されており、季節帯の区分自体が異なっている。

ここでは、「標準料金」となる現行の小売料金と TOU 料金との比較を容易にするため、小売料金における季節帯区分に従い、まず 5～8 月を「夏季」、それ以外の期間を「その他季」と定義する(5.7.2 における、「2011 年の各時間における、販売電力量あたり供給コストおよびセクター別小売料金単価(MIS 系統)」を参照)。

次に、「夏季」については以下の 3 つの時間帯に分類、「その他季」については単一の時間帯に整理し、合計 4 つの時間帯別に TOU 料金単価を設定することとする。

- Summer Day-Peak: 5～8 月の全ての曜日、13～17 時
- Summer Night-Peak: 5～8 月の全ての曜日、22～2 時
- Summer Off-Peak: 5～8 月の全ての曜日、2～13 時および 17～22 時
- Other Seasons: 1～4 月および 9～12 月の全ての曜日、終日



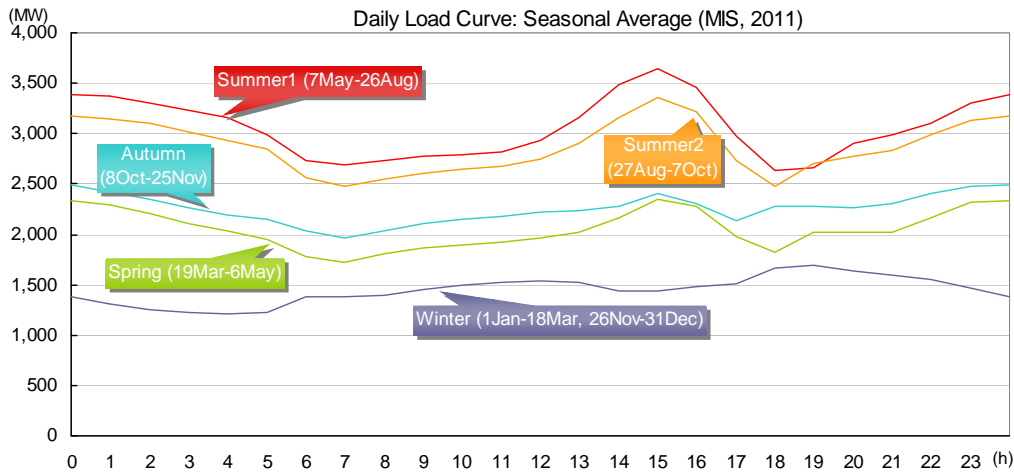
(出典：調査団試算)

図 5-96 TOU 料金単価設定のため、4 つの時間帯に整理(MIS 系統)

「夏季」においては、月および曜日に拘わらず、Summer Day-Peak の BST 単価が Summer Night-Peak を、また Summer Night-Peak の BST 単価が Summer Off-Peak を上回っているため、簡素化のため月および曜日を問わず 3 つの時間帯で整理することとした。また、「その他季」においては、9 月の一部のみ BST が高く設定されているものの、「その他季」の他の時間帯と比べて突出した差ではなく対象期間も短いため、異なる時間帯は設ける必要はないと考えた。

日本の TOU 料金では、高負荷期である夏季のオフピーク時間帯(夜間)よりも、低負荷期である春・秋季のピーク時間帯(昼間)の負荷が上回っているため、年間を通じて単価が低廉な「夜間」という時間帯が設けられているが、「オ」国、特に MIS 系統においては、季

節要因による負荷水準の変動が1日の間の負荷変動よりも大きくなっている(夏季の最低負荷水準が冬季の最高負荷水準を上回っている)ことから、夏季以外の低負荷期については、時間帯別に単価を設定する必要はないとした。

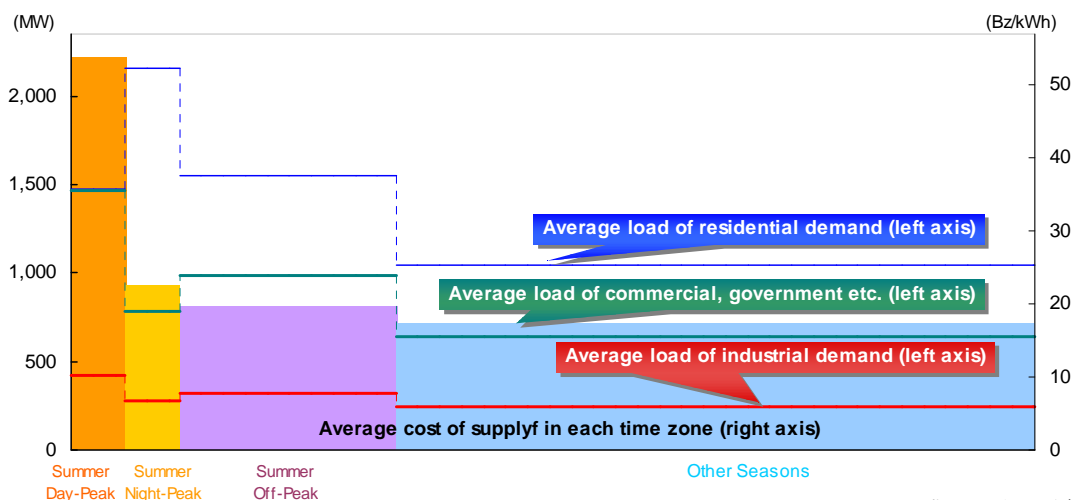


(出典：OETC データを元に、調査団にて加工)

図 5-97 各季節帯における平均 1 日負荷曲線(MIS 系統)

(b) 各セクターの時間帯別平均負荷

下図は、住宅用、産業用、および商業・政府用他の各セクターの年間負荷について、4つの時間帯別に平均の負荷水準を示したものである。産業用および商業用その他においては、Summer Day-Peak の平均負荷水準が Summer Night-Peak および Summer Off-Peak の各時間帯の平均負荷水準を大きく上回っていることから、もし顧客の側で1日の操業パターンを変化させる用意があれば、Summer Day-Peak とその他の時間帯との間で電気料金単価に差を設けることで、自発的なピーク負荷シフトが行われる可能性があることが伺える。住宅用については、現状でも Summer Day-Peak の平均負荷水準よりも Summer Night-Peak および Summer Off-Peak の平均負荷水準を上回っていることから、Day-Peak からその他の時間帯に一層の負荷シフトを促す余地は相対的に小さいと考えられる。



(出典：調査団試算)

図 5-98 各セクターにおける、4 時間帯別平均負荷(MIS 系統)

(3) 産業用向け TOU 料金モデル(MIS 系統)

次に、各時間帯における供給コスト(特に BST)との整合性および「標準料金」との課金中立性を考慮に入れた、TOU 料金モデルについて考察する。

産業用電気料金については、「標準料金」においても「夏季」の単価(24 Bz/kWh)と「その他季」(12 Bz/kWh)の別に単価が設定されており、5.7.2 節にて分析した通り、「その他季」の料金は供給コストを十分回収できない水準となっていることから、TOU 料金においてこれより更に低い単価を設定する意義はないと考え、「標準料金」と同じ 12 Bz/kWh を適用することとした。

「夏季」については、Summer Day-Peak の単価を標準料金より高く、Summer Night-Peak および Summer Off-Peak の単価を標準料金より低く設定することにより、標準料金と TOU 料金との間で課金額の中立性が確保できると考えられる。

これらを踏まえ、MIS 系統における産業用向け TOU 料金単価を以下の通り設定した。

- Summer Day-Peak: 52 Bz/kWh (標準料金: 24 Bz/kWh)
- Summer Night-Peak: 21 Bz/kWh (標準料金: 24 Bz/kWh)
- Summer Off-Peak: 16 Bz/kWh (標準料金: 24 Bz/kWh)
- Other Seasons: 12 Bz/kWh (標準料金: 12 Bz/kWh)

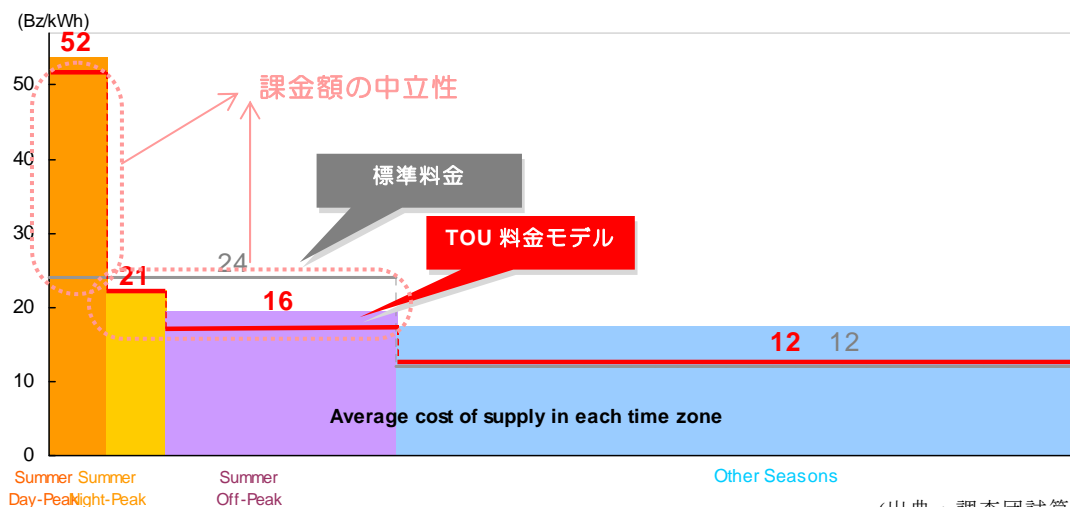


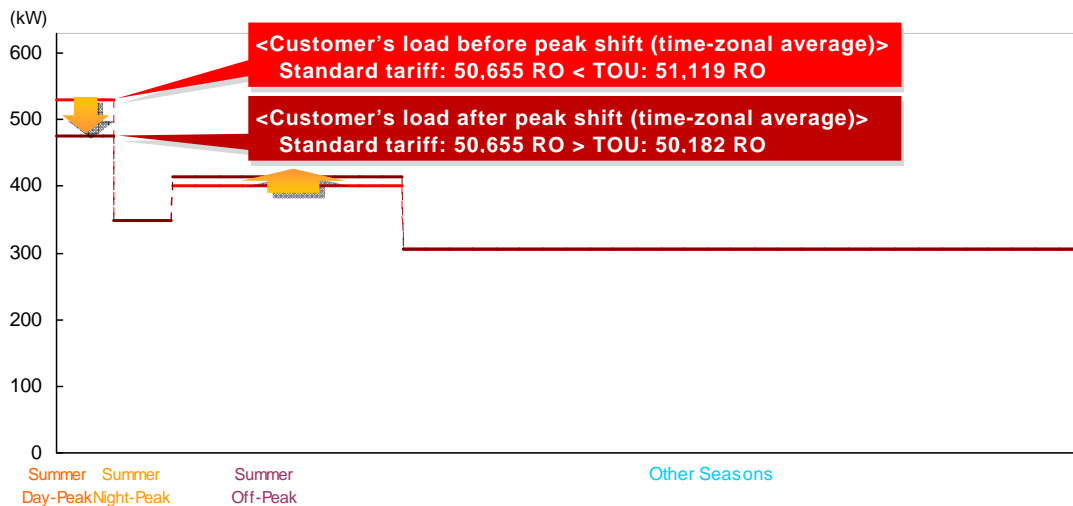
図 5-99 産業用 TOU 料金モデル(MIS 系統)

この TOU 料金単価を、産業用の「モデル顧客」に適用した場合の年間課金額を、標準料金における年間課金額と比較した。「モデル顧客」は、年間の負荷パターンが MIS 系統における産業用需要の平均と同じ(MIS 系統のセクター別内訳として試算した産業用需要全体の年間負荷パターンと形状が同じ)で電力消費量が 3,000 MWh と仮定した。標準料金と TOU 料金における、それぞれの年間課金総額は以下の通りである。TOU 料金を適用した場合、標準料金より年間課金額が若干高くなる。

- 標準料金: $24 \text{ Bz/kWh} \times 1,221 \text{ MWh} + 12 \text{ Bz/kWh} \times 1,779 \text{ MWh} = 50,655 \text{ RO}$
- TOU 料金: $52 \text{ Bz/kWh} \times 260 \text{ MWh} + 21 \text{ Bz} \times 171 \text{ MWh} + 16 \text{ Bz/kWh} \times 789 \text{ MWh} + 12 \text{ Bz/kWh} \times 1,779 \text{ MWh} = 51,119 \text{ RO}$

仮に、この顧客が Summer Day-Peak における消費量を 10 % 低減し、同量を Summer Off-Peak にシフトさせたとする(年間の総消費量は 3,000 MWh で変わらず)。この場合、標準料金では、年間総課金額は 50,655 RO と変わらないが、TOU 料金における課金額は約 1,000 RO 弱低下し、標準料金よりも安くすることができる。

- TOU 料金(ピークシフト後): $52 \text{ Bz/kWh} \times 234 \text{ MWh} + 21 \text{ Bz} \times 171 \text{ MWh} + 16 \text{ Bz/kWh} \times 815 \text{ MWh} + 12 \text{ Bz/kWh} \times 1,779 \text{ MWh} = 50,182 \text{ RO}$



(出典：調査団試算)

図 5-100 産業用モデル顧客におけるピークシフト前後での課金額比較(MIS 系統)

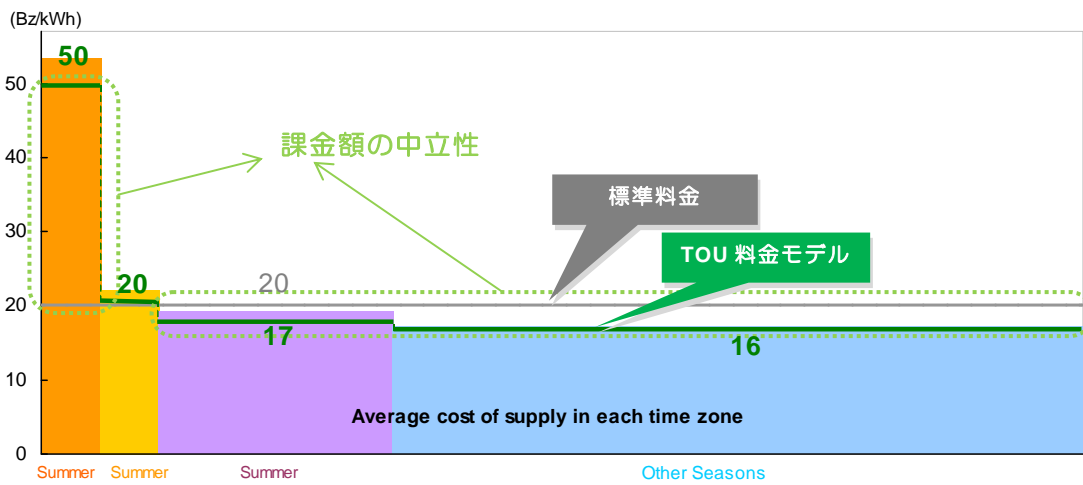
(4) 商業用向け TOU 料金モデル(MIS 系統)

同様に、商業用向け TOU 料金モデルについて考察する。商業用の「標準料金」では、年間を通じて単価が 20 Bz/kWh と一律になっているため、「夏季」においては課金額が供給コストを回収できず、「その他季」においては供給コストを回収して余剰利益が発生している。そこで、「その他季」の単価を標準料金より下げた上で、年間課金額の中立性を確保することとした。ただし、「夏季」と「その他季」との季節間での負荷シフトは難しく、かつ商業用は電力需要の価格弾力性が産業用より低いと考えられることから、「その他季」の単価は、当該時間帯平均の供給コストとほぼ同水準の 16 Bz/kWh に設定した。

「夏季」の 3 時間帯についても、供給コストの水準と連動させ、かつ「標準料金」との間で課金額の中立性が確保できるようにした。

これらを踏まえ、MIS 系統における産業用向け TOU 料金単価を以下の通り設定した。

- Summer Day-Peak: 50 Bz/kWh (標準料金: 20 Bz/kWh)
- Summer Night-Peak: 20 Bz/kWh (標準料金: 20 Bz/kWh)
- Summer Off-Peak: 17 Bz/kWh (標準料金: 20 Bz/kWh)
- Other Seasons: 16 Bz/kWh (標準料金: 20 Bz/kWh)



(出典：調査団試算)

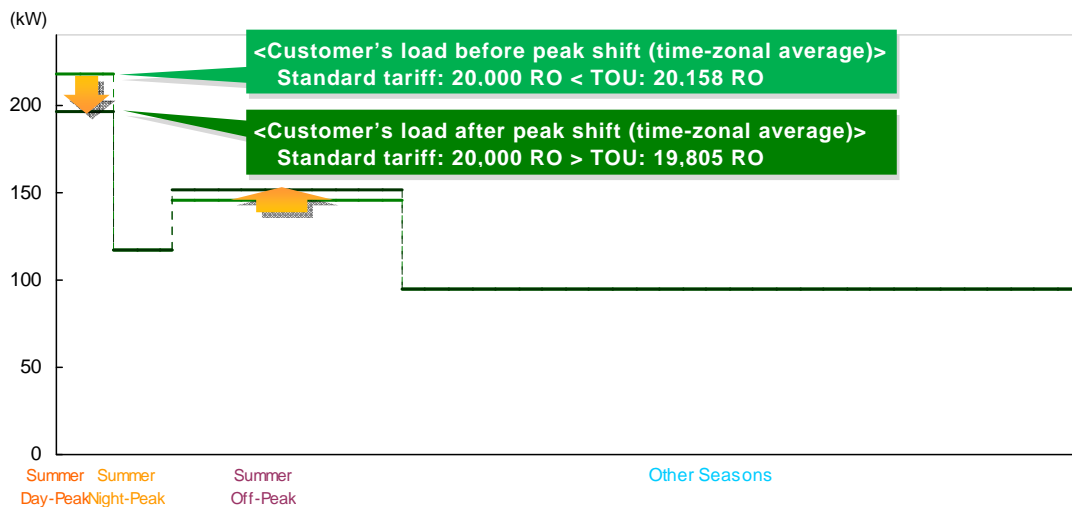
図 5-101 商業用 TOU 料金モデル(MIS 系統)

この TOU 料金単価を、商業用の「モデル顧客」に適用した場合の年間課金額を、標準料金における年間課金額と比較した。「モデル顧客」は、年間の負荷パターンが MIS 系統における商業用需要の平均と同じ(MIS 系統のセクター別内訳として試算した商業用需要全体の年間負荷パターンと形状が同じ)で電力消費量が 1,000 MWh と仮定した。標準料金と TOU 料金における、それぞれの年間課金総額は以下の通りである。産業用のモデルと同様、TOU 料金を適用した場合、標準料金より年間課金額が若干高くなる。

- 標準料金: $20 \text{ Bz/kWh} \times 1,00 \text{ MWh} = 20,000 \text{ RO}$
- TOU 料金: $50 \text{ Bz/kWh} \times 107 \text{ MWh} + 20 \text{ Bz} \times 57 \text{ MWh} + 17 \text{ Bz/kWh} \times 287 \text{ MWh} + 16 \text{ Bz/kWh} \times 549 \text{ MWh} = 20,158 \text{ RO}$

同様に、仮にこの顧客が Summer Day-Peak における消費量を 10% 低減し、同量を Summer Off-Peak にシフトさせたとする(年間の総消費量は 1,000 MWh で変わらず)。この場合、標準料金では、年間総課金額は 20,000 RO と変わらないが、TOU 料金における課金額は約 350 RO 低下し、標準料金よりも安くすることができる。

- TOU 料金(ピークシフト後): $50 \text{ Bz/kWh} \times 96 \text{ MWh} + 20 \text{ Bz} \times 57 \text{ MWh} + 17 \text{ Bz/kWh} \times 297 \text{ MWh} + 16 \text{ Bz/kWh} \times 549 \text{ MWh} = 19,805 \text{ RO}$



(出典：調査団試算)

図 5-102 商業用モデル顧客におけるピークシフト前後での課金額比較(MIS 系統)

(5) 次のステップに向けて

本節で提示した TOU 料金モデルは、あくまで 1 つの例であり、季節・時間帯をどう区分するか、どの負荷率・負荷曲線の顧客層を主対象とするか、顧客が何%ピークシフトにしたらどれだけの料金低減の便益を得られるか、等の条件を変更することで様々なバリエーションの TOU 料金モデルを作ることができる。

また、5.7.3 で述べた通り、TOU 料金の導入に向けた道筋を明確に決めるのは現時点では難しいとの見解を AER 等の現地関係者が示しており、本節で示した TOU 料金モデルが将来そのまま採用される可能性は極めて低い。

ただし、将来いずれかの時点で TOU 料金を導入することについては、多少の温度差はあるものの現地関係者はいずれも肯定的な反応を示しており、本調査において具体的な TOU 料金のモデルを例示し、それを元に現地関係者と議論を行い、将来の導入に向けて検討すべき事項を整理しておくことは有意義であると考えられる。

本節での検討を踏まえ、TOU 料金の具体的な制度設計を行う際に検討すべき論点について、第 7 章の 7.5 で触れることとする。

(6) Salalah 系統における TOU 料金モデルの検討 (参考)

MIS 系統で検討したのと同様の手法にて、Salalah 系統においても同様に、年間負荷曲線のデータおよびセクター別内訳、卸電力料金(BST)単価等の諸元を用いて、産業用および商業用向け TOU 料金モデルの検討を行った(注: Salalah 系統については、送電・配電費用を含めた総供給コストの時間別分析に必要なデータを十分入手できていないため、BST 単価の水準を参考に試算を行っている)。

ここでは、参考として試算結果のみ示すこととする。なお、DPC 系統の年間負荷曲線は、夏季後期(7~8月)にいったん低下して、秋季(9~10月)に再上昇するという特徴が見られることから、時間帯の区分を細分化して 6 つ設定している。

Salalah 系統においては、MIS 系統に比べて負荷曲線の年間および 1 日の間での増減幅が

比較的小さいため、MIS 系統における TOU 料金単価と同様、「夏季のピーク時間帯の負荷を 10%抑制し、オフピーク時間帯にシフト」することで顧客が同程度の料金低減メリットを得るようになるためには、ピーク時間帯とオフピーク時間帯との単価差をより大きく設定する必要がある。

また、1日の間での負荷の変動幅が小さく、産業用・商業用ともにモデル顧客(DPC 系統において標準的な負荷パターンの顧客)の夏季ピーク時間の負荷の 10%をオフピーク時間にシフトさせると、ピーク時間とオフピーク時間の平均負荷水準が逆転することになる。こうした無理な負荷シフトに敢えて応じる顧客は僅少であると推定される。

以上の理由により、Salalah 系統において TOU 料金制度を導入しても、加入率は極めて低くなり、ピーク負荷抑制効果は限定的ではないかと推察される。

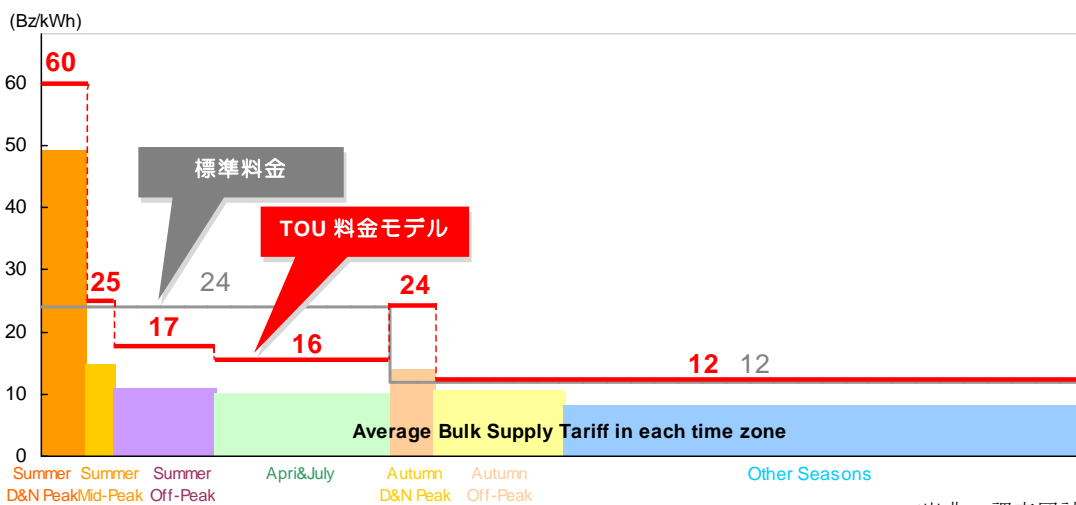


図 5-103 産業用 TOU 料金モデル(Salalah 系統、参考)

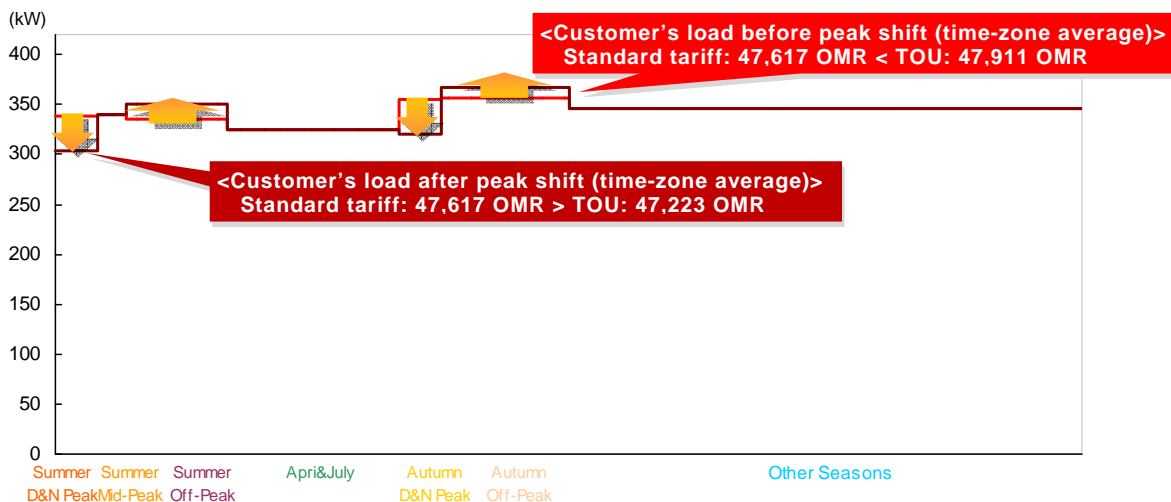


図 5-104 産業用モデル顧客におけるピークシフト前後での課金額比較(Salalah 系統、参考)

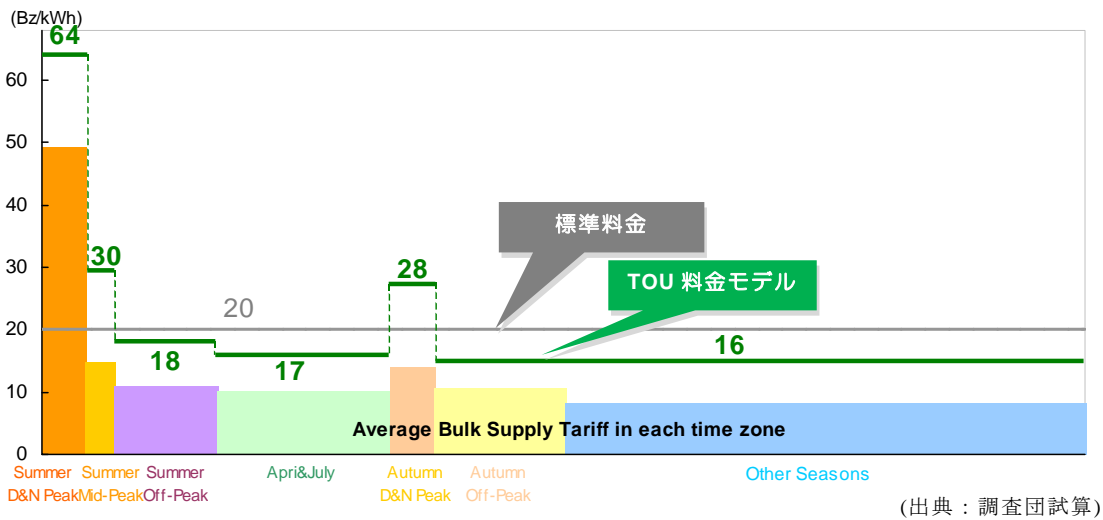


図 5-105 商業用 TOU 料金モデル(Salalah 系統、参考)

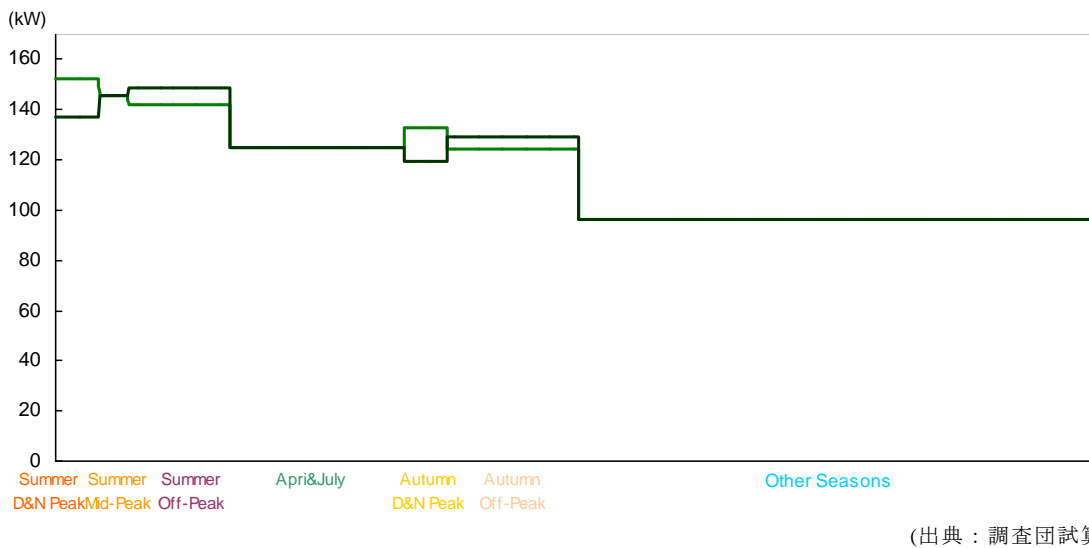


図 5-106 商業用モデル顧客におけるピークシフト前後での課金額比較(Salalah 系統、参考)

5.8 省エネ意識調査

5.8.1 調査の目的と方法

(1) 調査の目的

省エネ意識や省エネ意欲等を調査することで効果的な制度・プログラム検討のための基礎情報とするものである。

以下に示すとおり、「オ」国の産業・商業・政府（中央、地方）・モスク・学校・住宅の各セクターを対象に、主要なエネルギー消費機器の性能と使用状況、エネルギー管理の実態、省エネ行動の実施状況を調査した。事前に調査項目を設定し、設定した項目を中心にインタビュー形式にて情報を収集した。

表 5-79 調査内容

調査項目	内容
需要家概要	<ul style="list-style-type: none"> ・ (住宅) 家族構成、部屋数 ・ (住宅以外) 営業時間、敷地面積 ・ 電力消費量 (kWh)
電力消費機器 ※空調・断熱・その他	<ul style="list-style-type: none"> ・ 空調の使用状況 (運転時間・時期など) ・ 建屋、屋根、窓の断熱材
省エネ意識など	<ul style="list-style-type: none"> ・ 照明の省エネ行動実施状況 ・ 空調の省エネ行動実施状況 ・ 省エネ関連の情報ソース ・ E-portal (「オ」国内の電力関連情報ポータルサイト) の認知度
DSM 料金による省エネインセンティブ (対象：産業・商業)	<ul style="list-style-type: none"> ・ ピーク負荷抑制の実施可否 ・ TOU 料金、需給調整契約に関するコメント

(2) 調査の方法

上記の調査項目をもとに、調査団が選定したローカルコンサルタントが個別の訪問先設定、インタビュー調査、結果の分析を実施した。産業・住宅セクターの調査対象は、マスカット市、サララ市、工業地域を持つソハール市から選択し、その他のセクターはマスカット市とサララ市から選択した。

表 5-80 調査対象

調査対象セクター	調査対象の内訳	調査地域
産業 (30 サンプル)	<ul style="list-style-type: none"> ・ 大規模工場 ・ 中規模工場 ・ 小規模工場 	<ul style="list-style-type: none"> ・ マスカット ・ サララ ・ ソハール
商業 (20 サンプル※)	<ul style="list-style-type: none"> ・ オフィス ・ モール ・ ホテル ・ 病院 ・ 大学 	<ul style="list-style-type: none"> ・ マスカット ・ サララ
政府 (10 サンプル)	<ul style="list-style-type: none"> ・ 中央政府 ・ 地方政府 	<ul style="list-style-type: none"> ・ マスカット ・ サララ
学校 (10 サンプル)	<ul style="list-style-type: none"> ・ 小学校 ・ 中学校 	<ul style="list-style-type: none"> ・ マスカット
モスク (10 サンプル)	<ul style="list-style-type: none"> ・ 金曜礼拝モスク ・ 小規模モスク 	<ul style="list-style-type: none"> ・ マスカット
住宅 (60 サンプル)	<ul style="list-style-type: none"> ・ 集合住宅 ・ 平屋 	<ul style="list-style-type: none"> ・ マスカット ・ サララ ・ ソハール

※当初予定数は 30 サンプルであったが、32 サイトの訪問調査に対し有効な回答が得られた 20 サンプルにて評価した。

5.8.2 調査結果と分析結果

本節では調査項目の中でも後に議論する省エネ方策に密接に関連する下記のテーマに関しての調査結果を紹介する。

- ・ 空調の使用状況
- ・ 断熱材の使用状況
- ・ エネルギーデータ保管状況

- 省エネ投資行動
- 空調の省エネ活動
- 省エネ情報の入手経路
- E-portal の認知度
- DSM 料金への関心度

(1) 空調の使用状況

各セクターの空調使用状況を以下に示す。調査の結果、空調稼働率が高いのは商業セクターであり、産業、政府、学校、モスクにおいては、半数以上の消費者が操業時間内で空調を使用していることが判明した。

産業セクターでは調査対象の 50% が操業時間での空調稼働と回答している。製造プロセス上空調が終日必要な工場も存在するが、半数以上は操業中の空調稼働との結果を得た。商業セクターにおいては、毎日または操業日に 24 時間空調を稼働させる割合が 70% であり、空調稼働率は他のセクターに比べて高い。操業時間のみ空調を稼働させる消費者の割合は政府系ビルが 80%、学校が 100%、モスクが 70% であり、本調査では、これらセクターの空調終日稼働の割合は産業・商業セクターに比べると低い結果となった。住宅セクターにおいては、66% の消費者が空調を毎日使うと回答した。

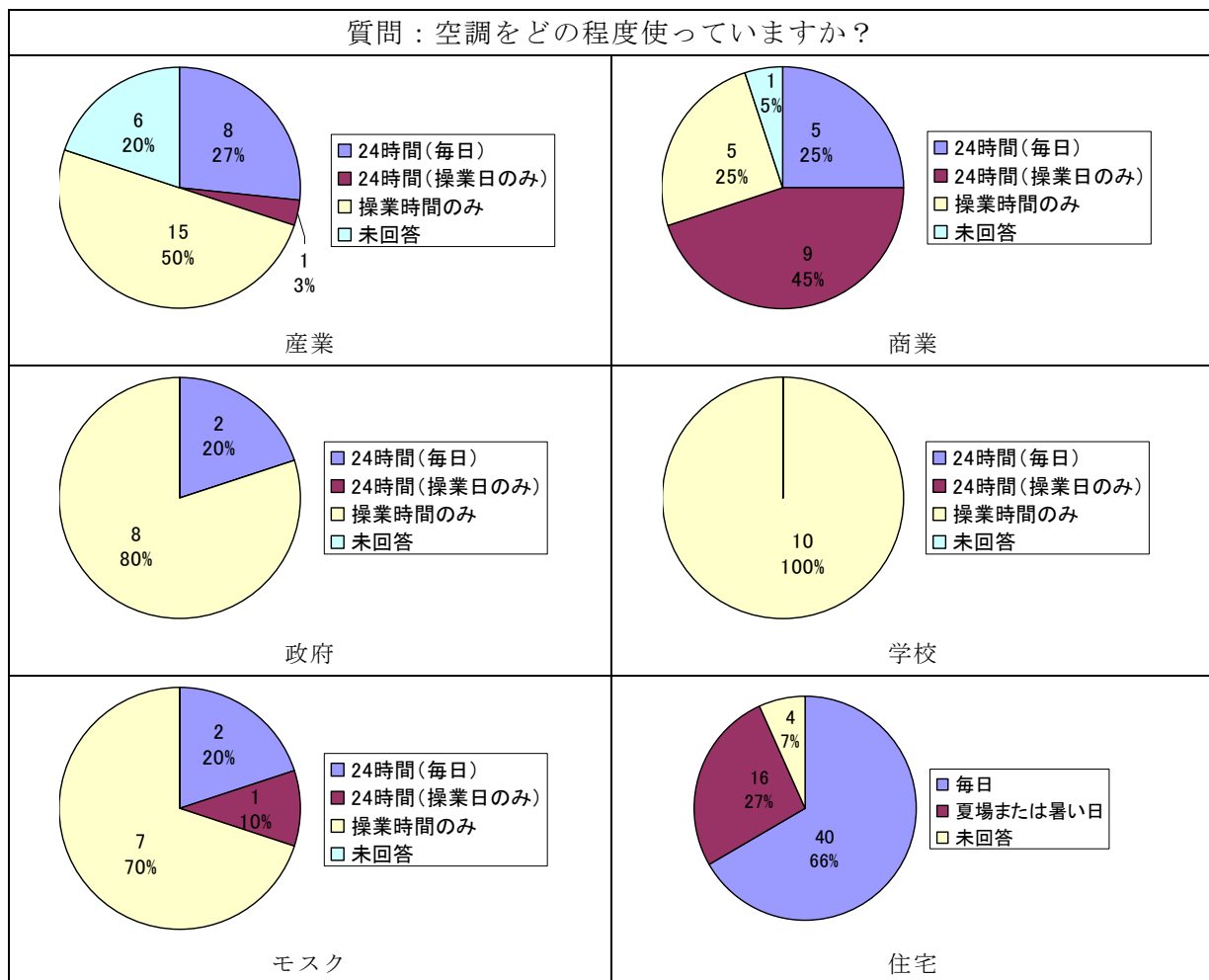


図 5-107 各セクターの空調使用状況

(2) 断熱材の使用状況

産業・商業セクターについては建物・屋根の半数以上に断熱材が使用されている。政府セクター・モスクでは建物・屋根ともに調査対象の20%程度しか断熱されておらず、学校では全く断熱材が使用されていないとの結果であった。住宅セクターでは調査対象の建物の20%に、屋根の半数以上に断熱使用がされていた。

窓の断熱に関しては、各セクターともに単窓を採用している割合が半数以上であり、窓の材質についても通常のガラスが採用されているケースが多かった。住宅セクターでは低放射ガラス、熱線反射ガラスの採用が他セクターに比べて多いという結果であった。

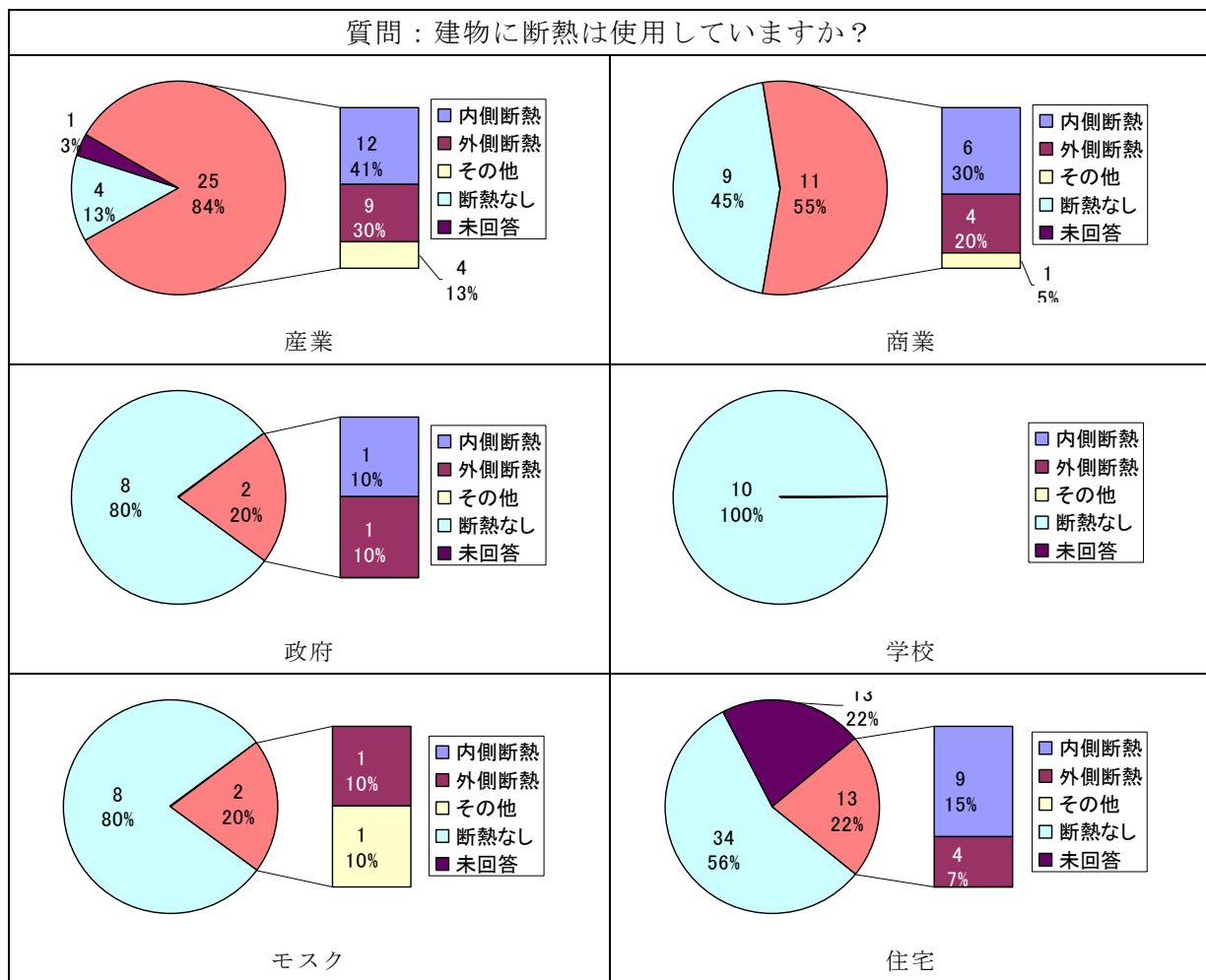
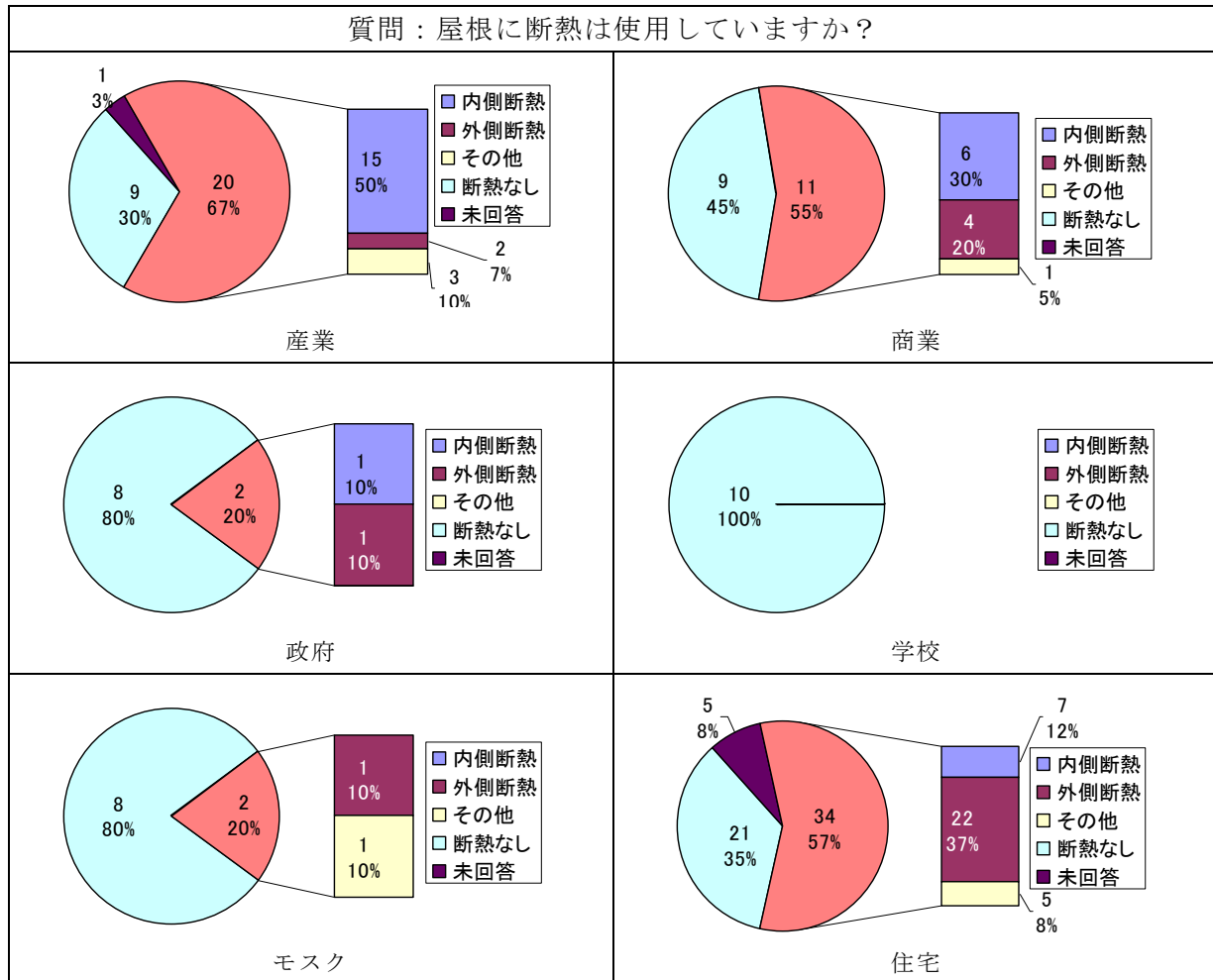


図 5-108 各セクターの建物外面の断熱材使用状況



※棒グラフは屋根断熱の内訳

図 5-109 各セクターの屋根の断熱材使用状況

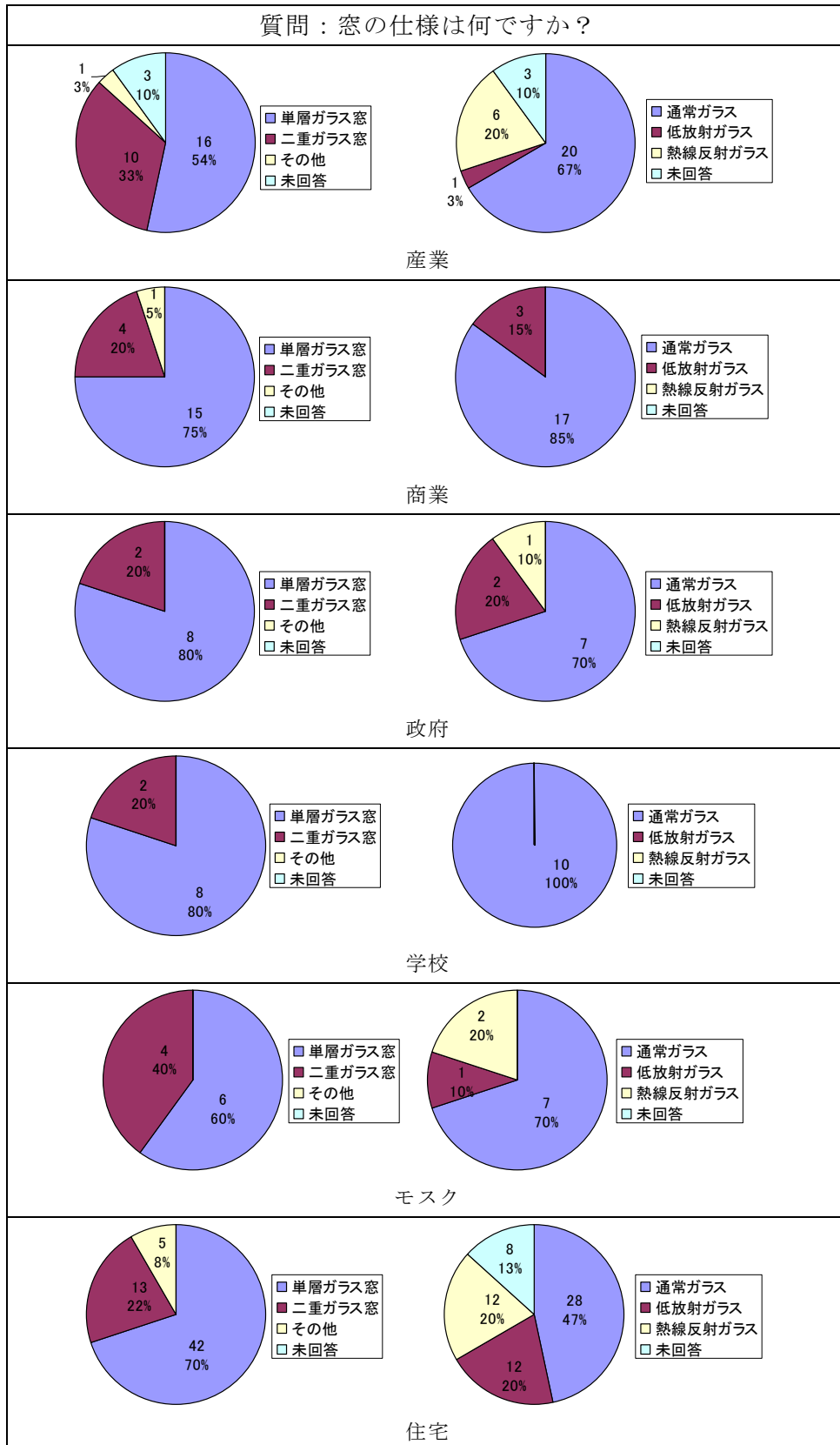


図 5-110 各セクターの窓の断熱性能の状況

(3) エネルギーデータ保管状況

産業・商業セクターでエネルギーデータを明確に記録していないと答えた数は非常に少なく、ほぼ全企業で保管している。

政府・学校・モスクではおよそ半数しかエネルギーデータを保管していなかった。電気の利用者と電気料金支払者が異なることが理由と考えられる。

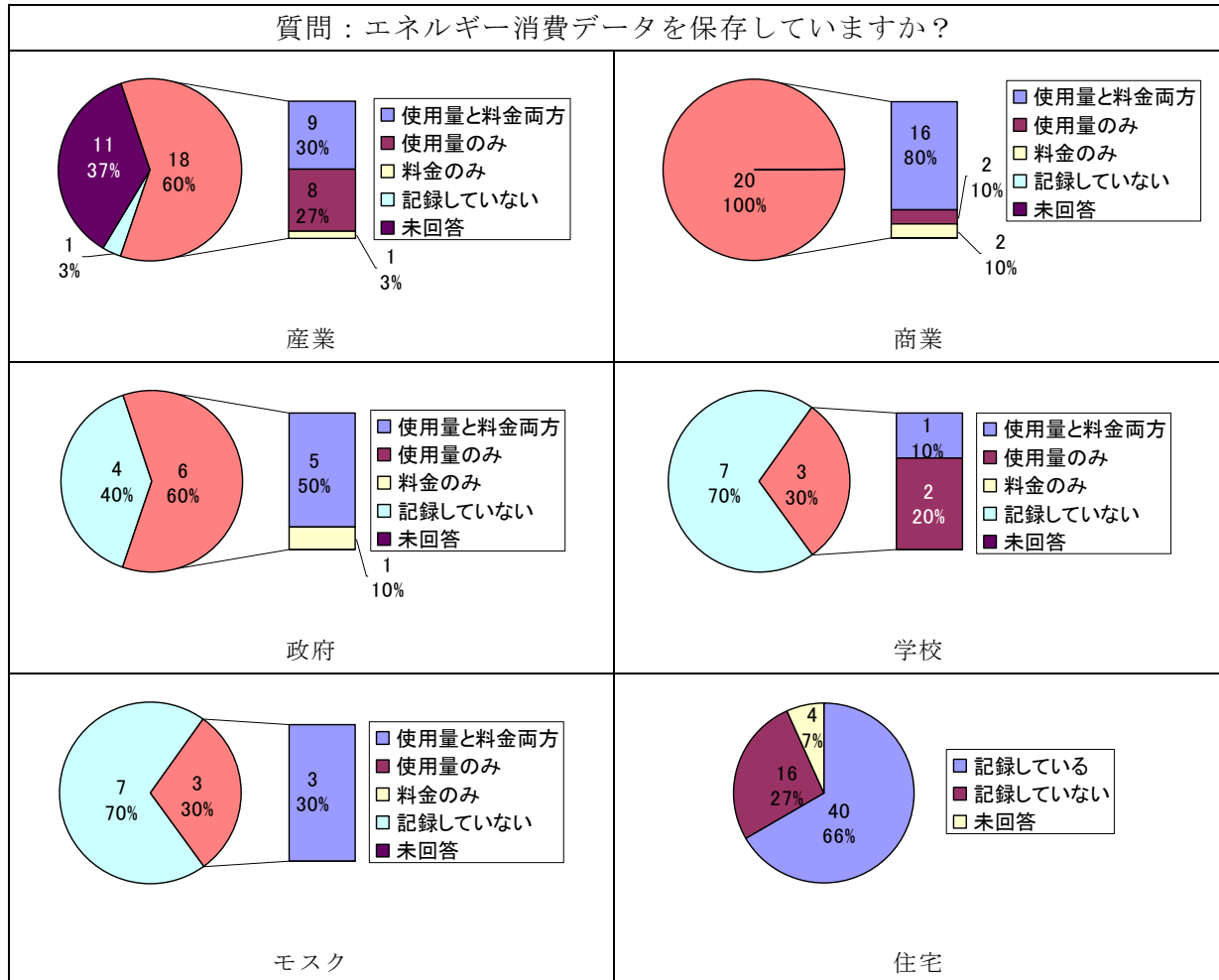


図 5-111 各セクターのエネルギーデータの記録状況

(4) 省エネ投資行動

省エネを目的とした投資は各セクターとも20%前後という結果であった。他方、投資を検討する際の目標回収年数では、「1年未満」または「1～3年」とした回答が多く見られた。相応のインセンティブがなければ、大多数の消費者は投資行動を取らない可能性がある。

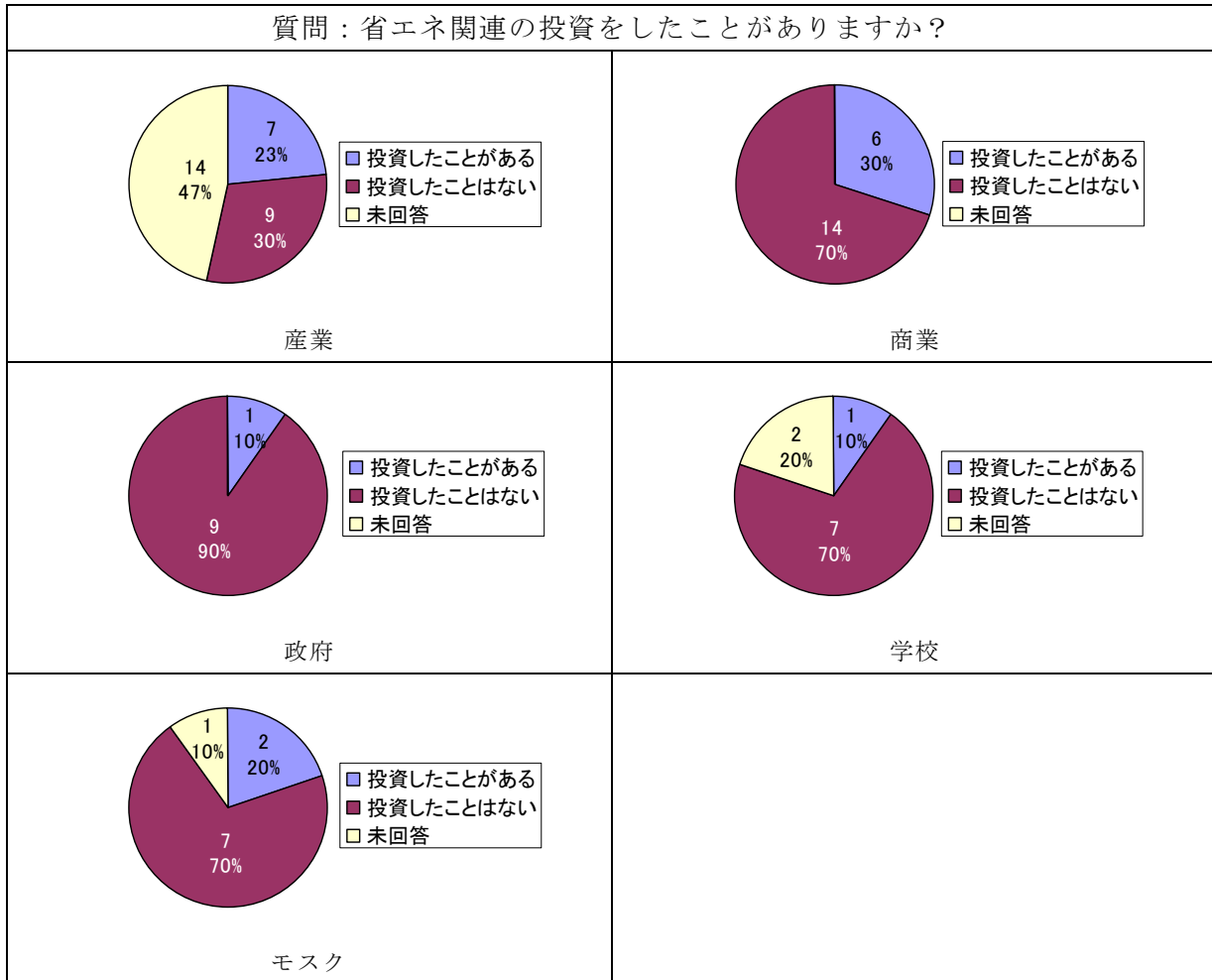


図5-112 各セクターの投資経験の有無

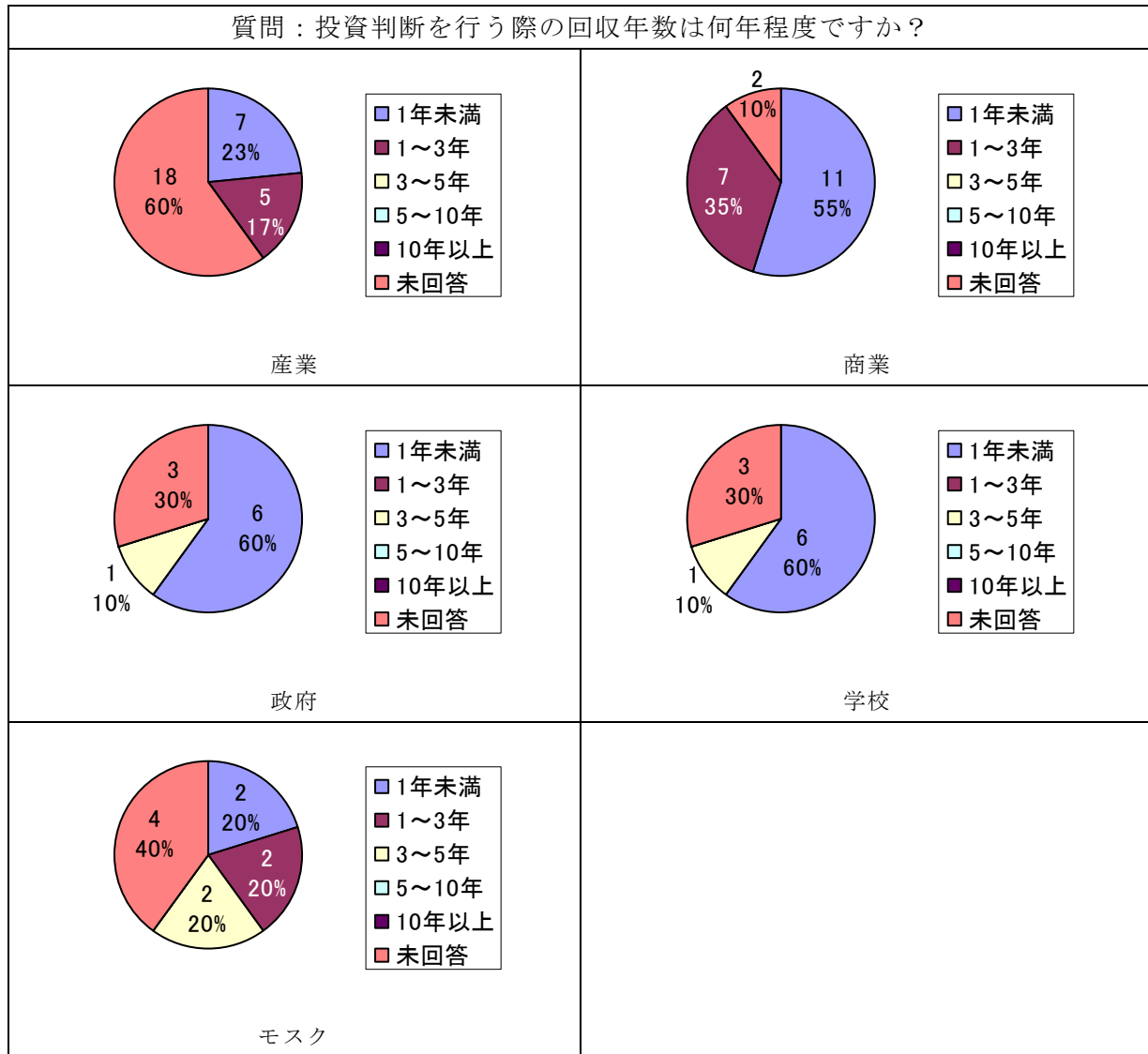


図 5-113 各セクターの目標投資回収年数

(5) 空調の省エネ活動

各セクターともに、資金の投入を必要としない省エネ活動を実践している。「空調時のドア／窓閉め」「人がいない部屋の空調停止」「暑くない日の空調停止」等は各セクターとも容易に実践出来るため、実践率が高い。他方、高効率空調への交換等資金を必要とする行動については、各セクターとも実践率が低いという結果であった。

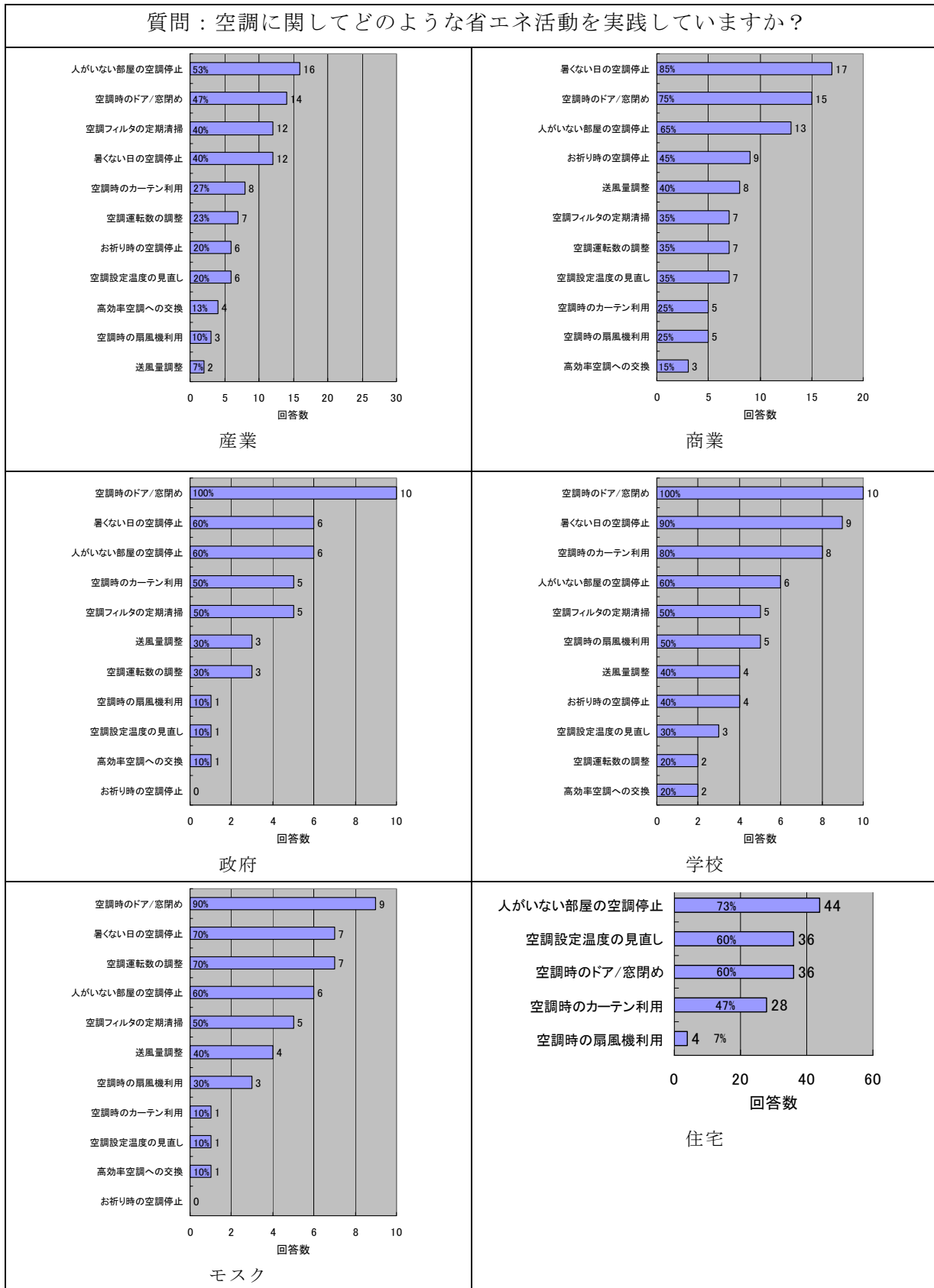


図 5-114 各セクターの空調の省エネ活動

(6) 省エネ情報の入手経路

省エネ関連の情報入手経路を、1 サンプルにつき 3 つ以内での回答を依頼した。テレビ等のマスメディアが各セクターの上位となっており、広報活動は一定の認知を得ている。産業・商業ではインターネットが上位に位置し、能動的な情報収集をする割合が他セクターと比較して高い。住宅セクターでは政府／電力会社の冊子を 47% が認知しており、住宅向け広報活動が一定の効果을 上げていると考えられる。

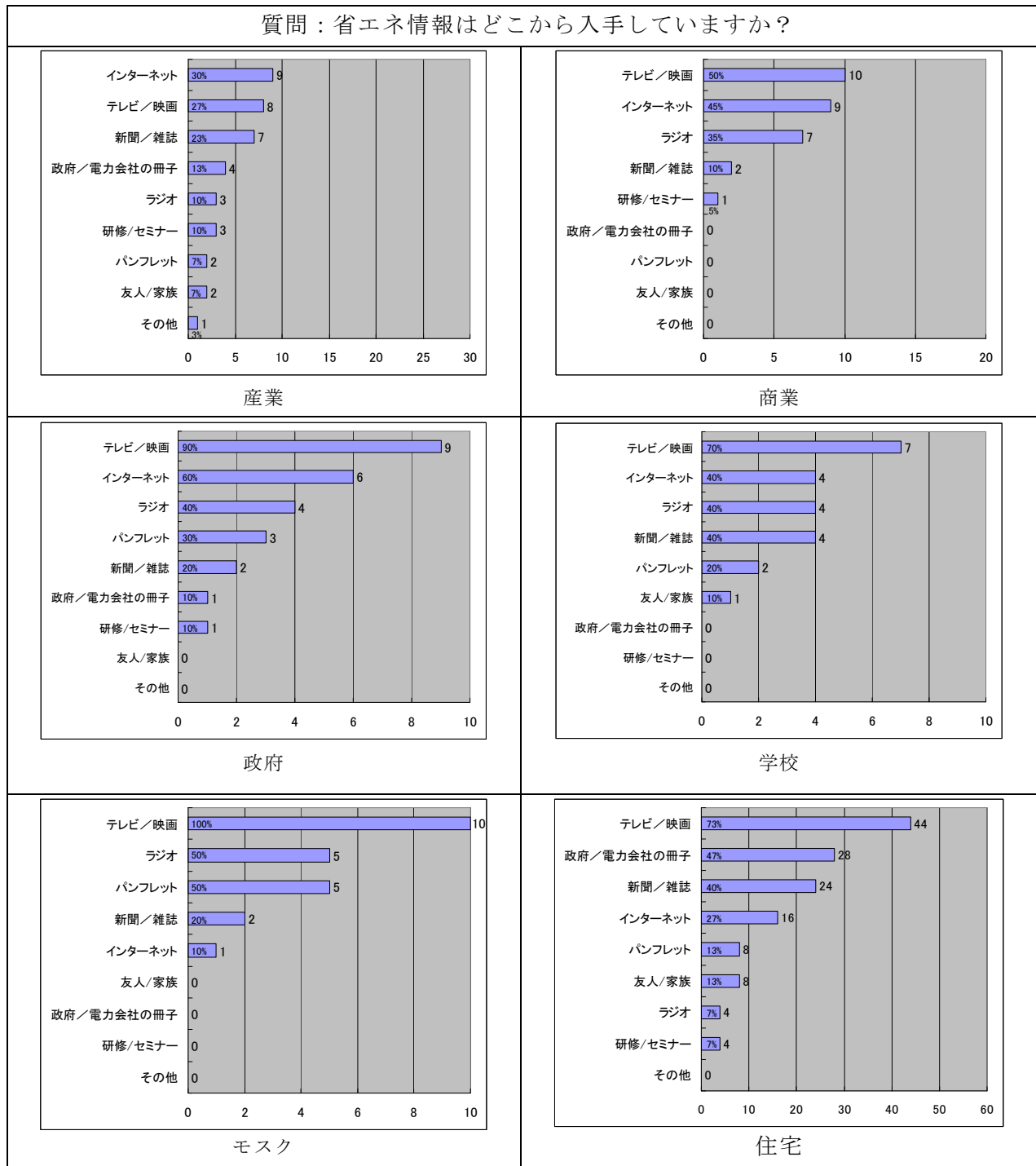


図 5-115 各セクターの省エネ情報入手経路

(7) E-portal の認知度

現状において E-portal 認知度はそれほど高くなく、産業・住宅セクター以外に E-portal を知っているとの回答はなかった。インタビュー対象ではない職員・家族等が E-portal を利用している可能性はあるが、まだ広く普及はしていない状況といえる。

E-portal を利用していると回答した全員が、利用目的を「電気使用量・料金の確認」としており、コンテンツの充実も今後の課題と言える。

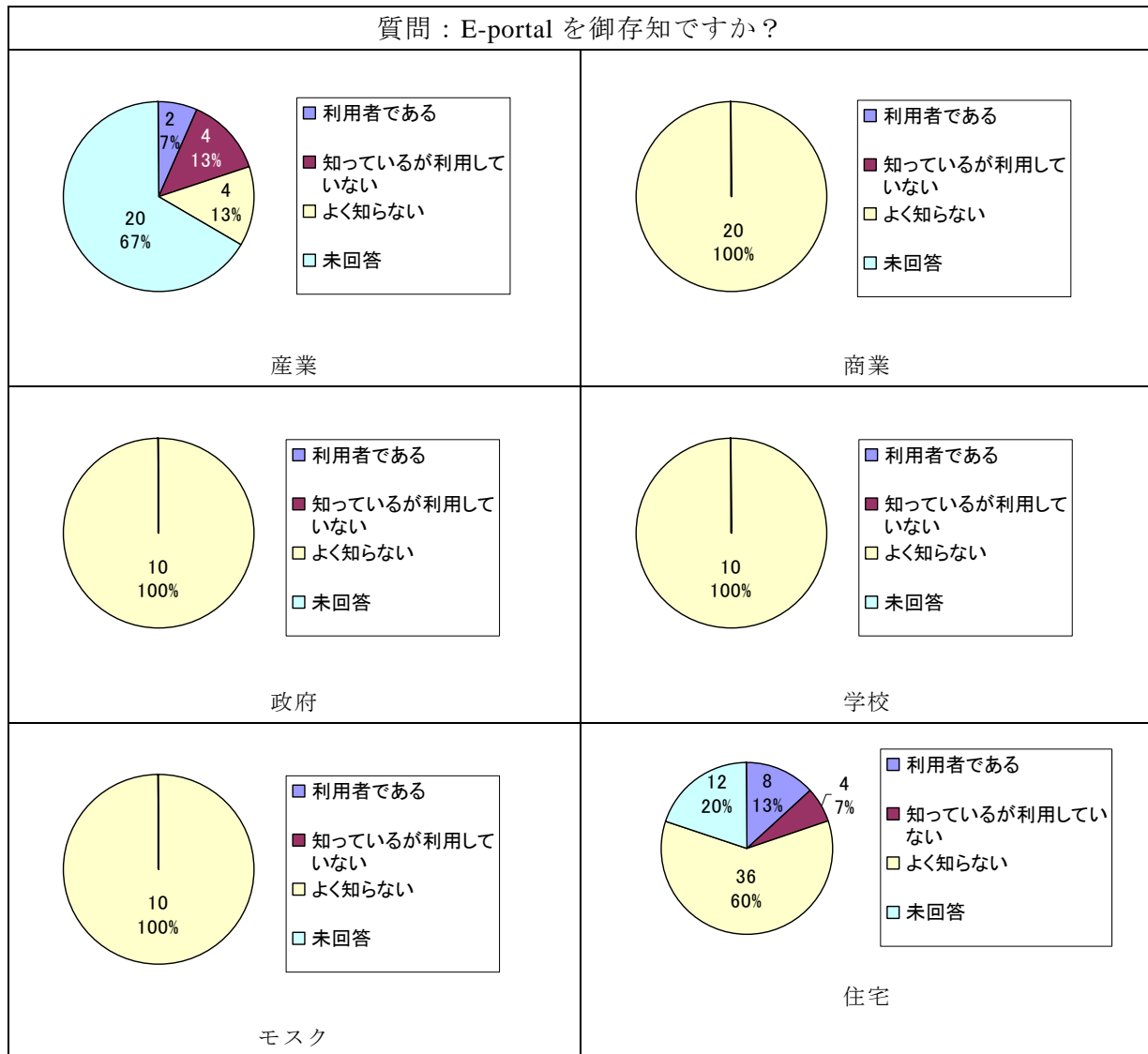


図 5-116 各セクターの E-portal の認知度

(8) DSM 料金への関心度

DSM 料金については、インセンティブ等を含めて概要をよく説明の上インタビューを実施したが、産業セクターにおいて興味を示した割合は半分以下であった。操業変更によって製造工程に支障が生じる、従業員の勤務条件が壁になるというのが主な理由であるが、電気料金が安価なこともあり、操業変更等による費用増加を DSM 料金のインセンティブで吸収しきれないと考えていることが要因と思われる。

一方、商業セクターにおいて興味を示した割合は、産業セクターに比べて高かった。ただし有効回答数が少ないため、これが一般的な傾向を示しているのかどうかについては留保する必要はある。

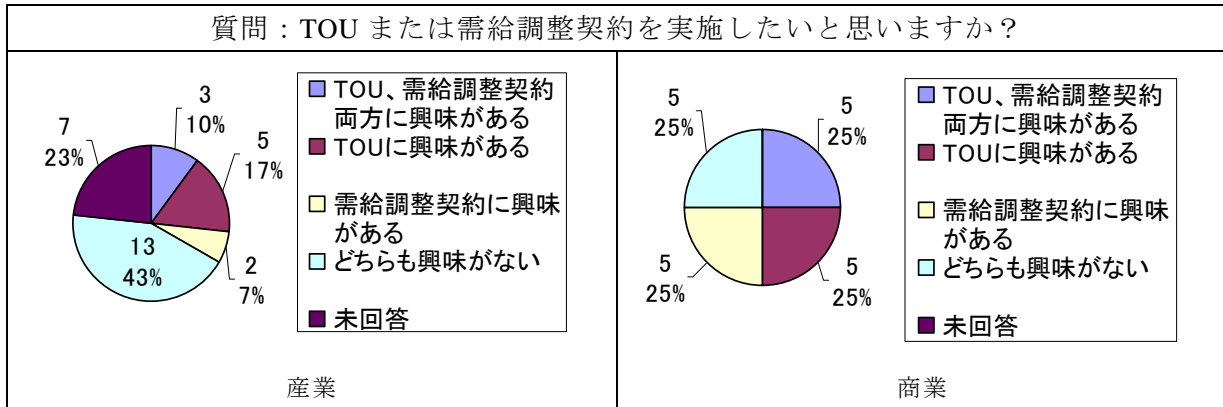


図 5-117 産業・商業セクターの TOU・需給調整契約への関心度

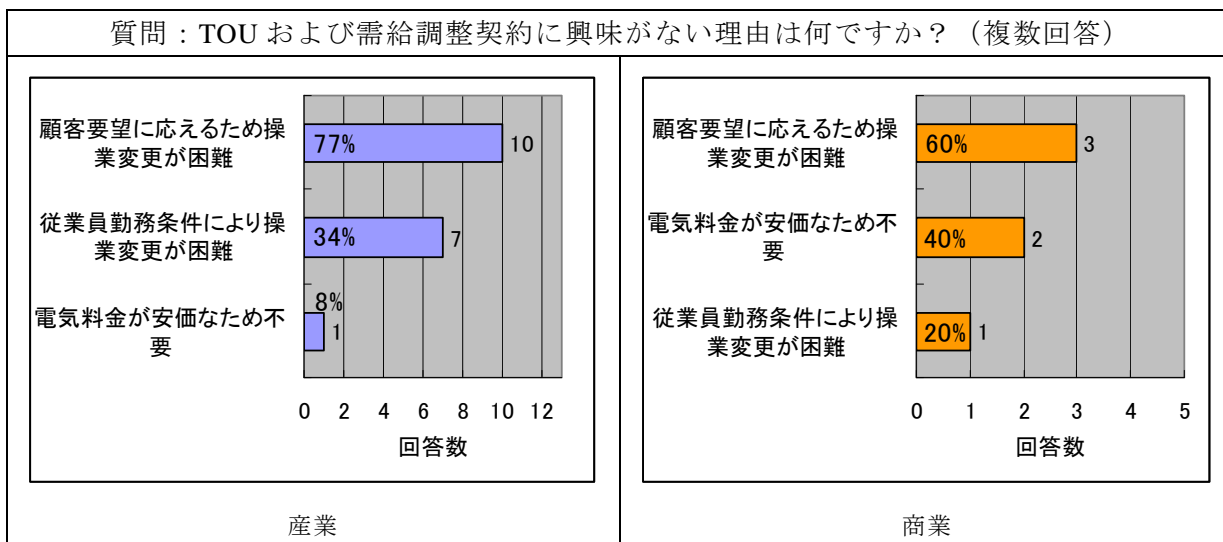


図 5-118 TOU・需給調整契約に興味がない理由

(9) フィードバック

上記調査結果から、効果的な省エネ方策の検討に対して、フィードバックすべき内容を以下のとおり抽出した。

空調

- 産業、政府、学校、モスクセクターでは操業時間に合わせて空調を運転している割合が高いという結果が得られたが、商業セクターについては 24 時間稼働させている割合が大きかった（有効回答の 70 %）。これをもって操業以外の時間に稼働していると断言はできないが、不必要な空調を稼働させている可能性は否定できない。商業セクターは電気消費量も高いことから、エネルギー管理を徹底することが望ましい。

- 住宅セクターの空調稼働時間は高く、住宅セクターにおける空調のエネルギー効率向上は、省エネに大きく寄与すると思われる。

断熱

- 産業セクターでは高い割合で断熱材が使用され、商業セクターでも半数近くで断熱材が使用されていることが判明した。政府セクターも新規建築物への断熱材使用はすでに始まっており 20%の割合で使用されていた。使用割合が小さいと想定されていた住宅セクターについても、21%の使用実態が確認された。
- 国全体のエネルギー消費量を考慮した場合、商業セクターおよび住宅セクターでの普及率向上を図ることが肝要と思われる。

エネルギー管理

- 政府、学校、モスクの各セクターは、電力消費量を記録していない割合も高く、省エネに関する意識が高くないことがわかる。これらセクターでの省エネ実践は、住宅セクターへの普及にもつながることから、政府、学校、モスク等の公共セクターがリードする形で普及啓発プログラムを検討することが望ましいと思われる。

省エネ投資行動

- 省エネに関わる投資を行った実績は、各セクター概ね 10%~30%程度であった。投資判断基準としては資金回収が 3 年以内という回答が多く見られ、省エネ投資行動を喚起するには、相応のインセンティブを検討する必要がある。

空調の省エネ活動

- 各セクターとも概ね省エネ活動を実践しているという結果が得られた。エネルギー消費における空調の割合が高いと想定される住宅セクターについても、ある程度の省エネ行動実践は確認できた。
- 住宅セクターの国全体における電力消費割合は非常に高く、そのうち空調が最も消費が大きいと推定される。住宅セクターにおいて、一層の省エネを実現するには、きめ細かく省エネ行動を喚起するトリガー（電力消費のリアルタイムモニタリングや省エネインセンティブ）や高効率機器や自動制御（負荷に応じた最適化運転）などの技術導入も効果的と思われる。

省エネ情報の入手経路

- 各セクターともインターネットやテレビなどから情報を入手しているケースが多かった。
- 住宅セクターにおいては、政府や電力会社からの冊子なども有効なツールであることが分かった。冊子の配布では、対面でのコミュニケーションが可能であり、一般住民にもその場でわかりやすい説明を提供できるというアドバンテージがある。冊子の配布とともにコミュニケーションを充実させた普及啓発プログラムが効果的と思われる。

E-portal の認知度

- E-portal の認知度は、現状では高いレベルにはなかった。E-portal のコンテンツをより一層魅力的なものに改善しつつ、E-portal を使うことのメリットについてあわせてアピールをしていくことが望ましい。

DSM 料金のインセンティブ

- DSM 料金（TOU 料金、需給調整契約）については、産業、商業セクターを対象に関心度に関する質問を行った。産業セクターは、興味を持たない理由として操業変更が難しいという理由が多くあげられた。
- TOU 料金がパーマネントな契約形態である一方、需給調整契約が緊急時の一時的な節電協力依頼である。需給調整契約は、事前に節電できる機器やそのレベルを確認できていれば、大きな操業変更なしでの実施も可能であることから、インセンティブの度合いによっては導入の見込みはあると思われる。

5.8.3 省エネ意識調査の実施上の課題と教訓

(1) 質問状のアップデート

調査全体を通じて、エネルギー消費量や設備容量、省エネ活動等の詳細な質問に関しては十分な回答を得られなかった。詳細部分の説明に長時間を費やしたが、調査対象が説明を完全に理解するに至らない場面も多かった。これは当初計画した調査項目と「オ」国消費者のエネルギー使用実態に乖離があったり、消費者の把握レベルを超える質問があったためと推定される。

今後も継続して実施する場合には、今回の経験を踏まえ、より実情に即した質問項目に変更することが望ましい。

(2) 調査の継続性

調査を通じた中でインタビュー実施者が調査内容の学習に努め、調査対象の質問事項への理解が深まるよう、インタビューの複数回実施や設備実物を用いた調査項目の説明など、臨機応変に対応できた。今後調査を継続的に実施する場合には、このような経験や実績を有するコンサルタントに委託することが望ましい。

5.9 高効率機器に関する市場調査

5.9.1 調査の目的と方法

省エネラベリング・基準制度の制度設計および効果的な普及啓発を行うための基礎調査を行うものである。家電製品小売店やメーカーに対し、住宅用空調の市場動向に関するインタビュー調査を行った。




5.9.2 調査結果

(1) 小売店におけるインタビュー結果

2012年9月にマスカット市内の3店舗を訪問してインタビュー調査を行った結果を以下に示す。ラベルについては、メーカー独自の宣伝ラベルや店舗独自のラベルを表示している例があったが、効率に関して同一基準で表示している例はなかった。

また、顧客の製品選定のポイントは、ブランド名、製品価格が主な理由であり、ランニングコストまで考慮した全体価格について判断する材料の表示はなかった。

表 5- 81 住宅用空調に関する小売店インタビュー結果

	City Centre 内 E-MAX 電気店	Lulu Shopping Centre 家電売場	Qurum City Centre Panasonic Showroom
日時	9月3日(月)	9月8日(土)	9月11日(火)
製品カタログ	すべての製品についてカタログは売場に備えられていない。また、製造者・輸入業者からも受け取っていない。販売店員が口頭にて性能等説明する。		個別メーカーのショールームであり、当該メーカーのカタログはある。
メーカー独自ラベル	メーカーにより独自の情報(期待される省エネ効果など)を表示  		
店の仕様表示ラベル	メーカー名、価格、出力、保証期間、製造国などの情報を表示 	概ね価格とブランド名のみを表示	
顧客の製品選定	<ul style="list-style-type: none"> ブランドを優先して選定の上、価格で決める。 日本品は、好まれるが価格が高い。 		
効率への関心	<ul style="list-style-type: none"> 電気料金が安いためほとんどの顧客が関心を示さない。 		
製品情報に関する店員への教育	<ul style="list-style-type: none"> 定期的実施 		<ul style="list-style-type: none"> 製品説明会 店員教育受け入れ
販売価格帯	<ul style="list-style-type: none"> 売れ筋の冷凍能力(18,000 Btu/h)の製品で118 RO~210 ROの価格帯(7製品を確認した結果) 		
設置代金	<ul style="list-style-type: none"> 標準的な価格帯での製品の設置代金は25 RO程度。製品によっては設置代金が含まれているものもある(つまり設置代金の支払いがゼロ)。 		

(2) 小売店における販売状況調査結果

小売店3店を訪問し2012年12月時点で展示してある空調のブランド名、価格、型番を調査した。その調査結果をもとに各メーカーのWebsiteにて性能を確認した。なお、それぞれの小売店では室内外一体型（ウィンドウ型）も販売されていたが、今回の調査対象はスプリットタイプに限定した。

(a) 調査販売店毎のメーカー別販売機種数

以下に小売店毎のメーカー別販売機種数を示す。国別メーカー数は、日本7社、韓国3社、中国3社、その他4社であった。

表 5- 82 小売店毎のメーカー別販売機種数

小売店名		City Centre 内 E-MAX 電気店	Lulu Shopping Centre 家電売場	Carrefour 家電売場
国名	メーカー			
日本	J1	6	2	4
	J2	2	3	1
	J3	1	3	2
	J4	1		
	J5	1		
	J6	1		
	J7	1		
韓国	K1	4	1	7
	K2	2		6
	K3	1		1
中国	C1	1	4	
	C2	1		
	C3	1		
アメリカ	U1	1	2	
スウェーデン	SW1	1		2
ドイツ	G1		1	
サウジアラビア	SA1	1		2
合計	17社	26	16	25

(出典：調査団調べ)

(b) 空調の性能

小売店に展示されていた製品のうち Website で性能を確認できた製品について、冷凍能力別の性能・価格分布図を以下に示す。

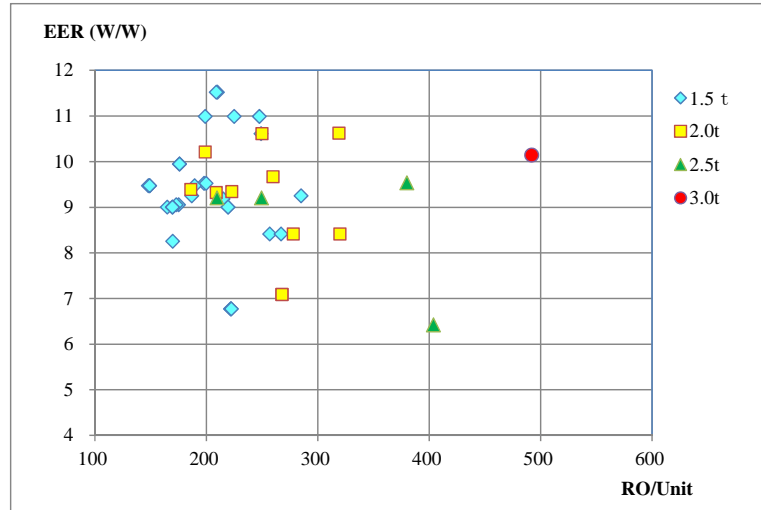


図 5- 119 冷凍能力別価格 (EER 表示の場合)

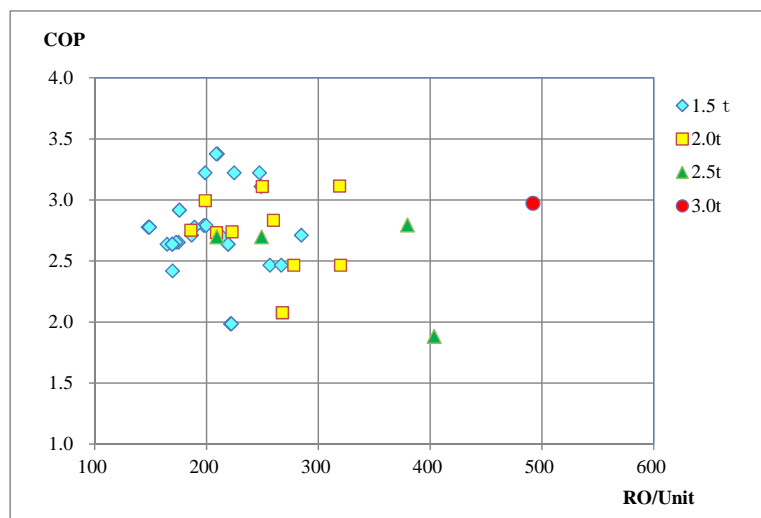


図 5- 120 冷凍能力別価格 (COP 表示の場合)

上記調査結果より以下のことが判明した。

- 「オ」国の市場で販売されている住宅用空調は冷凍能力で 1.5 ton (18,000 Btu/h) の製品が主流である。
- 効率は COP 表示で 2.5~3.0 のレンジに入るものが多い。
- 性能表示が同一条件で試験されたものとは限らないが、消費者の目から見ると価格が高いほど効率が高いとは限らないという結果となっている。

(3) メーカーからのインタビュー結果

「オ」国で住宅用・業務用空調を販売している日本メーカー2社より販売活動、省エネラベリング・基準制度への要望についてインタビューを行った結果を以下に示す。

表 5-83 空調全般に関するメーカー インタビュー結果

	A 社	B 社
販売重点製品	<ul style="list-style-type: none"> 住宅用インバータ空調 人感センサー等による自動制御 	<ul style="list-style-type: none"> 業務用空調 (開発中) 住宅用インバータ空調
販売促進活動	<ul style="list-style-type: none"> 展示会への参加 エコイズボックスの設置 	-
省エネラベリング・基準制度への要望	<ul style="list-style-type: none"> インバータ技術が評価されるラベル表示内容 	<ul style="list-style-type: none"> 効率試験を実施するならば中立・公平な試験となるような仕組みづくりが必要 抜き打ち試験などの事後チェックも必要

5.10 スマートメータ導入可能性調査

5.10.1 調査の背景と目的

(1) 調査の背景

MIS 系統における配電会社3社のシステムロス（テクニカルロスとノンテクニカルロスの総和）を次表に示す。現在、「オ」国では、システムロスの低減に取り組んでいるが、依然大きい値を示している。

表 5-84 「オ」国における配電会社のシステムロス（単位：％）

	2009	2010
MEDC	19.4	16.4
MJEC	17.4	14.1
MZEC	17.66	15.32

(出典：EHC Annual Report 2010)

システムロス（ここでは配電系統におけるシステムロスを指す）は、配電線での熱の発生や変圧器での鉄損・銅損の発生等によるテクニカルロスと盗電や不正確な検針等により発生するノンテクニカルロスから構成される。これらのロスにより、配電用変電所から送出される電力量は需要家で測定される電力消費量の合計値と必ずしも一致しない。

スマートメータはノンテクニカルロス削減に寄与するが、「オ」国ではシステムロスに含まれるノンテクニカルロスの比率が把握できていない。

(2) 調査の目的

スマートメータ普及にあたっては事業者である電力会社にとっての投資意欲を確認する必要がある。本調査で検討する省エネ方策のひとつであるスマートメータに関しては、その副次的効果としてノンテクニカルロス削減が期待できるが、ノンテクニカルロス削減（つまり料金回収率の向上）がスマートメータ導入への投資インセンティブとなる可能性

がある。

ここでは、あるモデル地区を設定してノンテクニカルロスの試算を行い、スマートメータの費用対効果を試算した。本調査では、MIS 系統の部配電会社と比較してロスの解析が進んでいない DPC の供給エリアのモデル地区として選定した。

5.10.2 調査の概要と方法論

(1) 調査の概要

次表に調査の概要を示す。調査は 2012 年 6 月 28 日～8 月 28 日の 2 ヶ月間でサラララの東約 70 km に位置するミルバットにおいて主に住宅に供給する放射状のフィーダで実施した。

表 5-85 調査の概要

調査期間		2012/6/28 - 2012/8/28 (2 ヶ月間)	
変電所	名称	Mirbat Primary Substation	
	位置	緯度	N 16°59'02.08"
		経度	E 54°41'36.00"
配電線	名称	Hino Feeder	
	形状	放射状	
	主な需要家	住宅	
	需要家数	58	

(2) 計算方法

次表に本調査におけるノンテクニカルロスを求める具体的な計算方法を示す。

本調査では、最初に選択されたフィーダから供給を受けている需要家を同日検針し、SCADA により測定された変電所からの送出電力から需要家側での検針値の合計を差し引くことにより、システムロスを求めた。次に配電系統解析ソフトウェアに配電系統のパラメータを入力してテクニカルロスを計算し、システムロスからテクニカルロスを差し引くことでノンテクニカルロスを求めた。

表 5-86 本調査におけるノンテクニカルロス計算手順

手順	詳細内容
1. 需要家側での電力消費量の測定	調査期間中、同日検針による需要家側の消費量を測定する。
2. 変電所からの送出電力の測定	調査期間中、送出電力を変電所において SCADA システムにより測定する。
3. システムロスの計算	2. の値から 1. の値を差し引いたものがシステムロスとなる。
4. テクニカルロスの計算	配電系統のパラメータ(配電線の線種、長さ、変圧器の種類、負荷の分布等)からテクニカルロスを計算する。本調査では配電系統解析ソフトウェアを使用して計算した。
5. ノンテクニカルロスの計算	3. の値から 4. の値を差し引いたものがノンテクニカルロスとなる。

5.10.3 モデル地区におけるノンテクニカルロス計算結果

計算結果の概要を以下の表に示す。変電所からの総送出電力量は 155,546 kWh となり、需要家側での総電力消費量は 131,631 kWh となった。これより、配電システムロス率は 15.38 % (23,915 kWh) となった。また、テクニカルロス配電系統解析ソフトウェアによる計算により 7.09 % (11,026 kWh) となり、ノンテクニカルロスはシステムロスからテクニカルロスを差し引き 8.29 % (12,899 kWh) となった。

表 5- 87 本調査におけるノンテクニカルロス計算結果

項目	値	備考
① 期間	2012/6/28-2012/8/28 (2ヶ月間)	
② 変電所からの総送出電力量	155,546 kWh	変電所 SCADA メータリング値
③ 需要家側での総電力消費量	131,631 kWh	DPC による検針値
④ 配電システムロス	23,915 kWh	=②-③
⑤ 配電システムロス率	15.38 %	=④/②
⑥ テクニカルロス	11,026 kWh	ソフトウェアによる計算値
⑦ テクニカルロス率	7.09 %	=⑥/②
⑧ ノンテクニカルロス	12,889 kWh	=④-⑥
⑨ ノンテクニカルロス率	8.29 %	=⑧/②

5.10.4 モデル地区におけるスマートメータ導入の費用便益分析

(1) モデル地区におけるスマートメータ導入費用

モデル地区におけるスマートメータ導入費用を見積もるために、次図のようなスマートメータシステムを想定した。通信方式は GPRS (General Packet Radio Service) とし、MDMS (Meter Data Management System) の費用についてはここでは省略している。

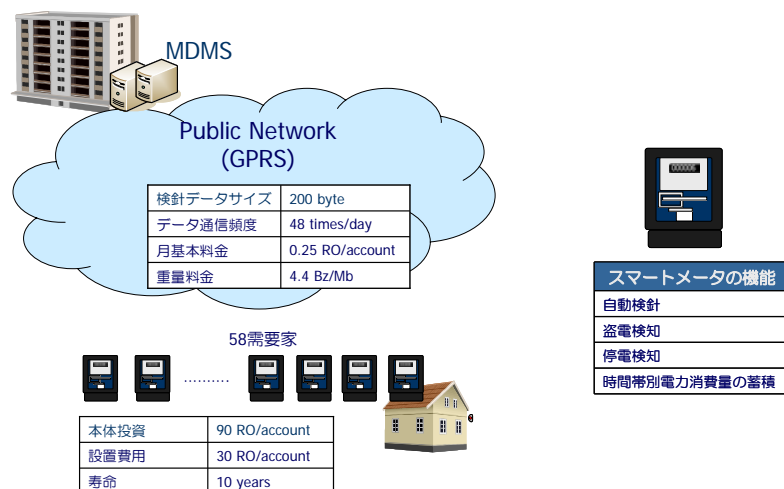


図 5- 121 モデル地区における費用計算のため想定したスマートメータシステム

モデル地区におけるスマートメータ導入費用を次表に示す。1 台当たりのメータの投資額は 90 RO、1 台当たりの設置費用 30 RO とした。メータの耐用年数は 10 年と仮定しており、投資額を耐用年数で割ることで年間コストとしている。通信コストはオマーン国内の通信会社の料金価格を参考にし、需要家 1 件当たりの年間通信費は 3.05 RO としている。

モデル地区における年間メータ投資費用は 522 RO/year、年間メータ設置費用は 174 RO/year、年間通信費用は 177 RO/year、年間費用の総額は 873 RO/year となった。

表 5-88 本調査サイトにおけるスマートメータ導入費用

	項目	値	備考
①	需要家当たりのメータ投資費用	90 RO/account	各種ヒアリングによる
②	需要家当たりのメータ設置費用	30 RO/account	各種ヒアリングによる
③	需要家当たりの年間通信費	3.05 RO/account/year	検針データのサイズ・頻度、Oman mobile の料金より算定(注)
④	需要家数	58 accounts	
⑤	モデル地区における年間メータ投資費用	522 RO/year	= (①/耐用年数) × ④
⑥	モデル地区における年間メータ設置費用	174 RO/year	= (②/耐用年数) × ④
⑦	モデル地区における年間通信費	177 RO/year	= ③ × ④
⑧	年間費用合計	873 RO/year	= ⑤ + ⑥ + ⑦

(注) メータリングデータ 200byte、30 分に 1 回検針と仮定。Omantel Mobile Business Data 通信料より、月額利用料 0.25RO/account、データ従量料金 4.4Bz/Mb を用いて算出

(2) モデル地区におけるスマートメータ導入効果

モデル地区におけるスマートメータ導入効果を次表に示す。本検討においては配電会社の便益に注目し、ノンテクニカルロス低減と検針費用の削減を評価指標とした。

年間の変電所からの総送出力量は 800,464 kWh であるので、ノンテクニカルロスによる損失はノンテクニカルロス率 8.29% を乗じて、66,374 kWh となる。スマートメータ導入により、これらのノンテクニカルロスがほぼ 0% になると仮定すると、年間のスマートメータ導入による便益は、ノンテクニカルロス削減効果が 996 RO/年、検針コスト削減効果が 290 RO/年、便益の合計は 1,286 RO/年となった。

表 5-89 本調査サイトにおけるスマートメータ導入による便益

	項目	値	備考
①	変電所からの年間送出力量	800,464 kWh	
②	ノンテクニカルロスによる損失	66,374 kWh	= ① × 8.29%
③	電気料金単価	15 Bz/kWh	
④	需要家数	58 軒	
⑤	検針単価	5 RO/軒・年	各種ヒアリングによる
⑥	スマートメータによるノンテクニカルロス削減量	66,374 kWh	= ②
⑦	ノンテクニカルロス削減便益	996 RO/年	= ③ × ⑥
⑧	検針コスト削減効果	290 RO/年	= ⑤ × ④
⑨	年間便益合計	1,286 RO/年	= ⑦ + ⑧

5.10.5 調査の結果

今回分析したモデル地区では、スマートメータ導入による電力会社の便益は 1,286 RO/年、コストは 873 RO/年となり、実施可能性が高いということが分かった。

しかしながら、この結果は現状 8 %程度あるノンテクニカルロスがゼロになるという前提で行った試算であり、スマートメータ導入により実際にノンテクニカルロス削減にどのような効果があるのか、ある程度の規模感をもった実証試験を実施して確認することが望ましい。

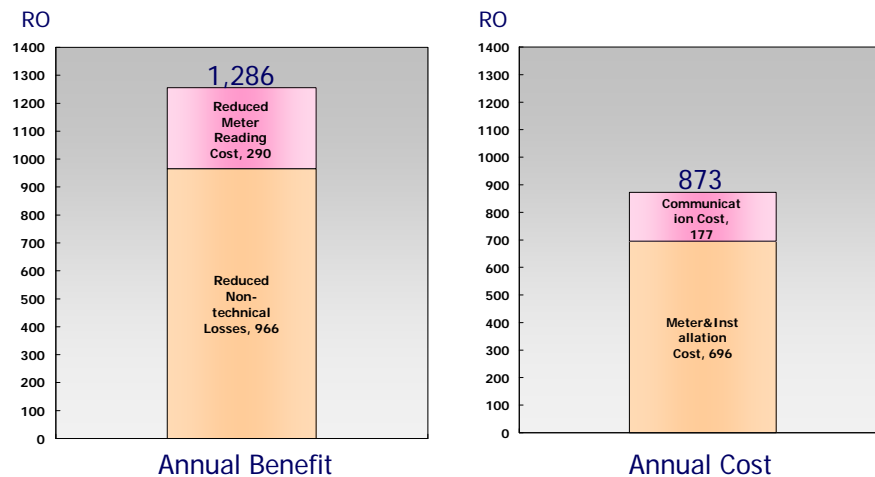


図 5-122 モデル地区におけるスマートメータシステムの年間便益と年間コスト比較

5.11 道路照明における省エネ技術適用可能性調査

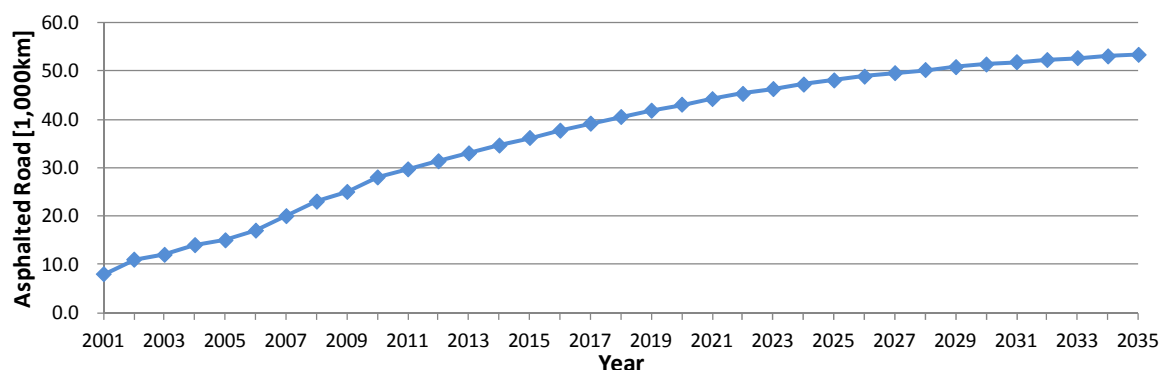
5.11.1 調査の背景と目的

(1) 調査の背景

(a) 道路照明の需要

運輸通信省（Ministry of Transport and Communication）より受領した舗装道路計画によると「オ」国全体で過去 3、4 年において年間 3,000 km 前後のペースで舗装道路が増えてきた。また、今後の計画では年間 2,000 km 以下の増加ペースに変わっている事が分かった。この事を踏まえ現在の増加ペースを今後 5 年間程度保ち、その後は徐々に増加ペースが減少していくと想定し、2035 年までの舗装道路の需要予測を行った。

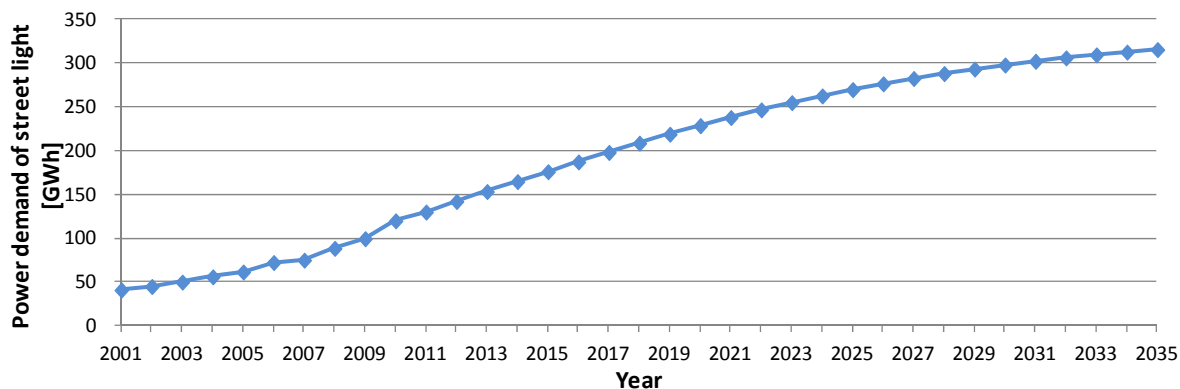
舗装道路の予測結果を以下に示す。



(出典：調査団作成)

図 5- 123 舗装道路の需要予測

舗装道路の需要予測と現行の道路照明の消費電力より道路照明の電力需要予測を行った結果を以下に示す。それによると 2012 年現在の電力需要 142 GWh に比べ 2035 年の電力需要は倍以上の 316 GWh と予測され、今後新設する道路照明に省エネ型照明器具を導入する必要性が高いことが分かる。



(出典：調査団作成)

図 5- 124 道路照明用の電力需要予測

(2) 調査の目的

需要が堅実に伸びつつある道路照明について、省エネ技術を導入した場合の効果を確認するものである。

前章にて、「オ」国で適用可能な道路照明の省エネ技術として、調光技術および LED 技術が確認された。ここではマスカット市を対象にこれら省エネ技術を導入した場合の省エネ効果の試算を行った結果を述べる。

5.11.2 マスカット市における道路照明省エネポテンシャル試算結果

(1) 検討オプション

下記 A～E の 5 つのオプションで試算を行うものとする。

表 5-90 省エネ効果の試算オプションの設定

オプション	省エネ手法
A	既存ランプ（高圧ナトリウムランプ）＋調光機能（短時間） ・調光用安定器を既設照明に新設する。 ・午前 0 時～午前 6 時：50 %点灯（調光パターン-1） ・午後 6 時～午前 0 時：100 %点灯
B	既存ランプ（高圧ナトリウムランプ）＋調光機能（長時間） ・調光用安定器を既設照明に新設する。 ・ラッシュ時間以外：50 %点灯（調光パターン-2） ・ラッシュ時間：100 %点灯
C	LED 道路照明器具 ・既設照明器具、ランプを LED 照明器具、LED ランプに交換する。 （照明ポール部分は継続利用）
D	LED 道路照明器具＋調光機能（短時間） ・既設照明器具、ランプを調光機能付 LED 照明器具、LED ランプに交換する。 （照明ポール部分は継続利用） ・午前 0 時～午前 6 時：50 %点灯（調光パターン-1） ・午後 6 時～午前 0 時：100 %点灯
E	LED 道路照明器具＋調光機能（長時間） ・既設照明器具、ランプを調光機能付 LED 照明器具、LED ランプに交換する。 （照明ポール部分は継続利用） ・ラッシュ時間以外：50 %点灯（調光パターン-2） ・ラッシュ時間：100 %点灯
共通事項	・照明点灯時間帯は年間を通じて午後 6 時から翌日午前 6 時とする ・年間点灯時間：12 時間×365 日＝4,380 時間とする。 ・交通安全上必要となる局所照明は調光対象外とし、その割合は各照明種の 2 割とする。 ・省エネ率はメーカーヒアリングによる。

(2) マスカット市の既存道路照明概要

マスカット市から受領した 2010 年の道路照明データおよび調査団が試算した年間電力消費量を以下に示す。

なお、「オ」国には道路照明に限定した料金カテゴリーがないため、道路照明の電力消費量が統計的に記録されていない。第4章にて記載のとおり、MEDC から受領した 2010 年の道路照明電力消費データとして 43.6 GWh という数値を得ているが、マスカット市から受領した道路照明のデータから試算すると、以下のとおり 37.2 GWh となる。大きな誤差ではないが、MEDC の道路照明データは、正確にはマスカット市と同一エリアではないこと、公共パーキングやスーク等の照明が含まれている可能性もあるため、ここではマスカット市から受領したデータをもとに試算を行うこととする。

表 5-91 マスカット市の既存道路照明概要

ランプ種類	ランプワット数・個数		Muscat city								
			Main road		Internal road		Service road				
			No	MWh	No	MWh	No	MWh			
高圧ナトリウムランプ	70	W	x 1			6,109	0.6				
			x 2					85	0.0		
	250	W	x 1			4,906	1.6				
			x 2					1,074	0.7		
	400	W	x 1	996	0.5						
			x 2	1,550	1.6						
	600	W	x 1	303	0.2						
			x 2	209	0.3						
			x 4	940	2.9						
	1時間当たりの電力消費量の合計 [MWh]				5.6		2.2		0.7	→	8.5
1日当たりの電力消費量の合計 [MWh]				67.5		25.8		8.6	→	101.9	[MWh]
1年間当たりの電力消費量の合計 [GWh]				24.6		9.4		3.1	→	37.2	[GWh]

(出典：マスカット市データを元に調査団にて加工)

表 5-92 マスカット市の道路種ごとのラッシュ時刻

	Main Road	Internal Road	Service Road
ラッシュ時刻	7 am-11 pm	4 pm-9 pm	9 am-10 pm

(出典：マスカット市データを元に調査団にて加工)

(3) 照明器具単体での省エネ効果

マスカット市の既存道路照明データより代表的な3つの電灯タイプを選択し、それぞれの既存照明機器単体をオプションA～Eに変更した場合の20年間のライフサイクルコスト（設備費および電気料金の合計額）と既存機器の電力消費量を100%とした場合の省エネ効果を試算した。電気料金は0.06 RO/kWhとしている。

表 5-93 照明器具単体のライフサイクルコスト

	オプション		既存	A	B	C	D	E
	ランプ仕様	タイプ 調光	高圧ナトリウム なし	高圧ナトリウム 調光パターン-1	高圧ナトリウム 調光パターン-2	LED なし	LED 調光パターン-1	LED 調光パターン-2
ライフ サイクル コスト [RO/20years]	70 W x 2		1,397 (100%)	1,299 (93%)	1,243 (89%)	1,026 (73%)	957 (69%)	914 (65%)
	250 W x 1		2,018 (100%)	1,769 (88%)	1,620 (80%)	1,300 (64%)	1,109 (55%)	994 (49%)
	400 W x 2		6,096 (100%)	5,260 (86%)	5,100 (84%)	3,836 (63%)	3,188 (52%)	3,065 (50%)

(出典：調査団作成)

(4) マスカット市全体を対象とした場合の省エネ効果比較

マスカット市の既存道路照明全数を対象にオプションA～Eを採用した場合の省エネ効果（既存機器を基準としたときの比較）を以下に示す。資金回収年数は電気料金を国内料金としたケース（0.01 RO/kWh）、国際価格としたケース（0.06 RO/kWh）の2ケースで計算を行った。

表 5-94 各オプションの省エネ効果比較

オプション	既存	A	B	C	D	E	
ランプ仕様	タイプ 調光	高圧ナトリウム なし	高圧ナトリウム 調光パターン-1	高圧ナトリウム 調光パターン-2	LED なし	LED 調光パターン-1	LED 調光パターン-2
初期交換費 [RO]	- (ランプのみ)	9,774,700 (調光用安定器の追加)	9,774,700 (調光用安定器の追加)	6,912,400 (LED照明器具へ交換)	9,144,800 (調光機能付LED照明器具へ交換)	9,144,800 (調光機能付LED照明器具へ交換)	
年間電力消費量 [GWh]	37.2	32.0	30.6	23.8	19.8	18.7	
年間電気料金 [RO/year]	2,231,000 (100%)	1,919,000 (86%)	1,836,000 (82%)	1,428,000 (64%)	1,187,000 (53%)	1,123,000 (50%)	
年間電気料金の差額 [RO] (各オプション - 既存)	-	312,000	395,000	803,000	1,044,000	1,108,000	
回収年数 [years] (Unit cost: 0.06 [RO/kWh])	-	31.3	24.7	8.6	8.8	8.3	
回収年数 [years] (Unit cost: 0.01[RO/kWh])	-	188.0	148.5	51.6	52.6	49.5	

(出典：調査団作成)

(5) 既存道路照明全数を対象としたライフサイクルコスト比較

マスカット市の既存道路照明全数を対象にオプション A～E を採用した場合の 20 年間のライフサイクルコストを以下に示す。

表 5-95 各オプションの 20 年間のライフサイクルコスト比較

オプション	既存	A	B	C	D	E	
ランプ寿命	[h]	24,000	24,000	24,000	60,000	60,000	60,000
	[Year]	6	6	6	14	14	14
20年間の交換回数 [times]	4 (lamp) 1 (ballast)	4 (lamp) 1 (ballast)	4 (lamp) 1 (ballast)	2	2	2	
初期交換費 [RO]	7,032,400	9,774,700	9,774,700	6,912,400	9,144,800	9,144,800	
20年間の交換費 [RO/20 years]	11,421,100	11,421,100	11,421,100	5,911,600	5,911,600	5,911,600	
20年間の電気料金 [RO/20years] Unit cost: 0.06[RO/kWh]	44,618,000	38,372,000	36,716,000	28,556,000	23,737,000	22,459,000	
ライフサイクルコスト [RO/20years] (Unit cost: 0.06[RO/kWh])	63,071,500 (100%)	59,567,800 (94%)	57,911,800 (92%)	41,380,000 (66%)	38,793,400 (62%)	37,515,400 (59%)	
ライフサイクルコスト [RO/20years] (Unit cost: 0.01[RO/kWh])	25,889,833 (100%)	27,591,133 (107%)	27,315,133 (106%)	17,583,333 (68%)	19,012,567 (73%)	18,799,567 (73%)	

(出典：調査団作成)

(6) 道路照明の省エネ提案に関する考察

(a) 新設道路照明について

回収年数の短さ、ライフサイクルコストの低さから LED 道路照明が最善案である。しかしながら「オ」国のように気温の高い地域においては、LED 道路照明がメーカー補償どりの耐久性を発揮するか懸念されており、現在もマスカット市が耐久性を確認するための実証試験を行っている段階にある。

マスカット市によれば、2012 年 12 月時点で実証期間が 7～8 ヶ月程度でしかない市内 3 箇所の実証サイトにおいても、これまで器具内の電子機器等の維持管理に予想を上回る経費を要しているとのことであり、本格的な LED 道路照明の採用に至っていない。

従って、現段階においては、新設道路照明については、現行の高圧ナトリウムランプに調光機能を設けたオプション（調査団が提示したオプション A、B に該当）が望ましい。

(2) 既存道路照明について

既存道路照明については、基本的には現在使用中の照明の寿命が尽きるまで活用するのが望ましい。調光機能を追加するオプションも考えられるが、このオプションは実際には電灯間に調光用のケーブルを後普請で建設する必要があることから、新設に比べ工事費が高くなることが予想される。従って結論としては、既存道路照明では現状維持が望ましい。

なお、マスカット市によれば、現在マスカット市で使用している道路照明は、チョークを調整する機能を個々の電灯に付加することができるタイプのものであり、このようなタ

イプであれば、電灯間のケーブル建設を回避することができるので、経済的な実施可能性は高まるとのことであった（日本には同様のタイプのものを使用されていない）。

第6章 省エネ方策の優先度検討

ここでは本調査にて検討する省エネ方策について、効果の範囲と費用対効果の面からその評価を行い、各方策の検討方針についてワーキングコミティと協議した結果を述べる。

6.1 優先度検討のアプローチ

6.1.1 優先度検討を行う省エネ方策

(1) 評価対象とした省エネ方策

優先度を検討する上で評価対象とした方策は、効果の範囲と費用対効果の推定が可能な下記の5つの方策に限定した。

- ◇ エネルギー管理制度
- ◇ 省エネラベリング・基準制度
- ◇ 建築物の省エネ基準
- ◇ DSM 料金制度
- ◇ スマートメータ（自動検針・モニタリングシステム）

(2) 評価対象とした省エネ方策の概要

評価を行うにあたっては、それぞれの方策の概要を定義する必要がある。日本や近隣国の各方策をベースとして以下に示す前提条件で各方策を評価することとした。

(a) エネルギー管理制度

評価対象とする同制度の前提条件は、以下のとおりとした。

- エネルギー管理対象となるのは工場とビルのエネルギー多消費事業所とし、工場については、産業セクターのエネルギー消費量の70%がカバーされる範囲、ビルについては、商業・政府セクターのビルのエネルギー消費量の30%がカバーされる範囲を管理対象とする。
- 管理対象となる事業所は、毎年、省エネ計画を含む定期報告書を規制機関に提出することとし、有資格者であるエネルギー管理士を中心に毎年1%のエネルギー原単位改善を達成することを目標とする（日本でのエネルギー管理制度の改善目標値を本分析の前提条件として適用した）。
- 制度導入後、1年以内に対象範囲の100%で効果が発現するものとする。

(b) 省エネラベリング・基準制度

評価対象とする同制度の前提条件は、以下のとおりとした。

- 基準制度の対象範囲は、住宅セクターの空調・冷蔵庫・照明、商業・政府セクターの照明とする。
- 制度の導入に伴い、「オ」国市場に流通する住宅用空調は効率が30%改善、住宅用

冷蔵庫は電力消費量が15%削減、照明は効率が10%改善されるものとする（日本の省エネラベリング・基準制度が1997年から2004年の間で達成した効率改善実績の半分程度を改善可能値とみなした）。

- 制度導入後、順次機器の取替がなされ10年以内に対象範囲のすべての取替が完了するものとする。

(c) 建築物の省エネ基準

評価対象とする同制度の前提条件は、以下のとおりとした。

- 基準の対象範囲は、住宅および商業・政府セクターのビルの外皮とする。
- 制度の導入に伴い、住宅およびビルの空調の電力消費量が、住宅では28%、ビルでは25%削減されるものとする（調査団が2008年に実施したサウジアラビアでのシミュレーション結果からこれら改善可能値を設定した）。
- 制度導入後、順次住宅およびビルの建て替えがなされ、20年以内に対象範囲の50%が基準を満たすものとする。

(d) DSM 料金制度

評価対象とする同制度の前提条件は、以下のとおりとした。

- 産業セクター（工場）および商業・政府セクター（ビル）の顧客向けに、時間帯別（TOU）料金をオプションメニューとして提供する（顧客は、標準料金またはTOU料金のいずれかを選択することが可能）。
- 同料金制度については、ピーク需要（kW）が低減されることにより電力供給設備形成に係るコスト（設備投資および関連するO&Mコスト）が抑制される効果を評価する。すなわち、低減されたピーク需要と同量がオフピーク時間帯にシフトするものとし、総電力消費量は影響を受けないと仮定している。
- 当該セクターの総需要の1%がTOU料金にシフトするごとに、産業セクターのピーク需要が0.06%、商業・政府セクターのピーク需要が0.04%抑制されるものとする。つまり、TOU料金に100%シフトすると、ピーク需要はそれぞれ6%および4%抑制される（日本において、標準料金からTOU料金へのシフトが大きく進んだ2000年代初頭の実績から推定される傾向を基に仮定した）。
- 制度導入後、1年以内に工場、ビルの両需要のそれぞれ60%がTOU料金に加入するものとする。

(e) スマートメータ（自動検針・モニタリングシステム）

評価対象とする同システムの前提条件は、以下のとおりとした。

- 住宅セクターにおいて、現状の機械式電力メータを機能を複数持ったデジタル式電力メータに取り替える。
- 取り替わるデジタル式電力メータは、自動で検針する機能および盗電を検出する機能等をもった2方向通信を可能とするメータ（一般にスマートメータと呼ばれる）に、電力消費の見える化ができる機能を追加したものとする。電力消費の見える化によりシステム導入顧客平均で1.8%の電力消費量の削減が達成されるも

のとする（日本での実証事業の結果と同一の数値を利用）。

- システム導入開始後1年以内に100%がスマートメータへ取り替えられ、そのうち68%の顧客が省エネに積極的に参加する意志をもち、さらに「オ」国でインターネットが普及している顧客（「オ」国の2010年のインターネット普及率41.7%）に対して、電力消費の見える化の効果が発現するものとした（省エネへの積極的な参加者率68%は、日本の実証事業の結果と同一の数値を利用）。つまり、住宅セクター全体の28%（=68% x 41.7%）の顧客が電力消費の見える化機能をもったスマートメータを導入することとした。

(f) まとめ

上記の各制度、システムの前提条件を要約すると以下のとおりとなる。

表 6-1 評価対象の省エネ方策の前提条件一覧

	ステータス	対象セクター	対象者または対象機器	省エネ効果	最終普及率	最終普及するまでの期間
エネルギー管理制度	義務	産業	産業セクター全体のエネルギー消費量の70%に含まれる工場	年間1%のエネルギー原単位改善	100%	1年
		商業・政府	商業・政府セクター全体のエネルギー消費量の30%に含まれるビル			
省エネラベリング・基準制度	義務	住宅	空調	30%の効率改善	100%	10年
			冷蔵庫	15%の電力消費量削減		
		商業・政府	照明 照明	10%の効率改善		
建築物の省エネ基準	義務	住宅	住宅の外皮（空調の電力消費）	空調の電力消費量の28%削減	50%	20年
		商業・政府	ビルの外皮（空調の電力消費）	空調の電力消費量の25%削減		
DSM 料金制度（TOU 料金制度）	自主	産業	産業セクター全体の電力使用機器	最大電力需要の6%のピークシフト	60%	1年
		商業・政府	商業・政府セクター全体の電力使用機器	最大電力需要の4%のピークシフト		
スマートメータ（電力消費の見える化）	自主	住宅	省エネに積極的に参加する顧客のうちインターネットを保有している住宅	1.8%の電力消費量削減	28%	1年

6.1.2 評価手法

(1) 各省エネ方策の効果の評価ポイント

各省エネ方策の効果について以下の内容を考慮することとする。

表 6-2 各省エネ方策の効果の評価ポイント

	評価ポイント
エネルギー管理制度	<ul style="list-style-type: none"> 一次エネルギーの消費削減
省エネラベリング・基準制度	<ul style="list-style-type: none"> 電力消費の削減 ピーク時間帯の電力消費削減
建築物の省エネ基準	<ul style="list-style-type: none"> 電力消費の削減 ピーク時間帯の電力消費削減
DSM 料金制度 (TOU 料金制度)	<ul style="list-style-type: none"> ピーク時間帯の電力消費削減 (価格インセンティブによるピークシフト)
スマートメータ (電力消費の見える化)	<ul style="list-style-type: none"> 電力消費の削減

(2) 各省エネ方策を評価するための手法

各省エネ方策は、効果の発現期間が異なること、評価のポイントがそれぞれ異なることから、年平均化手法（効果発現期間中の効果を1年の効果として平均化する方式）を採用し1年分の効果として評価を行う。さらにこれら効果を比較可能な統一単位とするため金銭的価値へ換算する。以下これらの具体的な手法を述べる。

(a) 年平均化手法について

各方策の効果の発現は以下の2ケースに分類される。

ケース 1：方策の導入開始初年度から普及率に応じて徐々に毎年効果が累積的に増加していくケース（初年度から10年間の間に比例的に累積効果が発現する場合、初年度の効果の5.5倍（ $= (1+10)/2$ ）が年平均効果となる）

ケース 2：方策の導入開始初年度から最終普及率に達し、その後初年度に発現する効果と同等の効果が継続していくケース（初年度から10年間の間に同一の効果が発現する場合、初年度の効果がそのまま年平均効果となる）

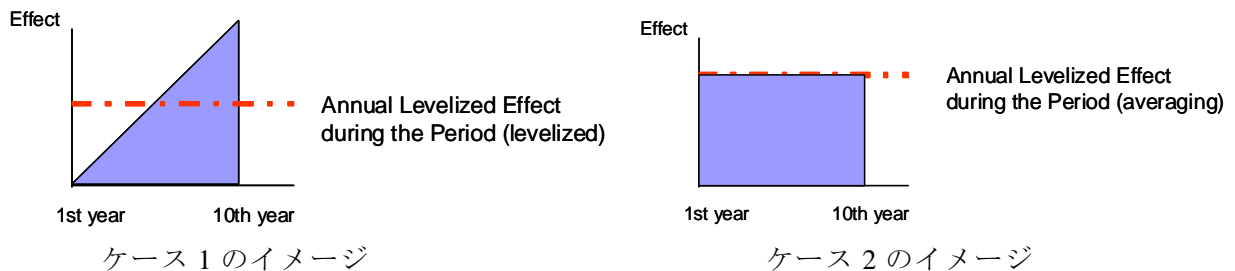


図 6-1 年平均化手法における各ケースのイメージ

(b) 金銭価値への換算手法

前述のとおり3つに分類した各評価ポイントについて、それぞれ以下の手法にて金銭価値換算を行う。

表 6-3 各評価ポイントの金銭価値換算手法

各評価ポイント	期待される便益	各便益の想定単価
一次エネルギーの消費削減	<ul style="list-style-type: none"> 産業、商業、政府セクターで使用される一次エネルギーは、すべて天然ガスと定義する。 天然ガスの国内消費を削減することによる天然ガスの輸出増加を便益とみなす。 	<ul style="list-style-type: none"> 天然ガスの輸出価格を 10 US\$/MMBtu とすると、1 MMBtu あたり 10 US\$ の輸出拡大につながる。
電力消費の削減	<ul style="list-style-type: none"> 電力消費を削減することで天然ガスを燃料した発電所の燃料消費量が削減される。 天然ガスの国内消費を削減することによる天然ガスの輸出増加を便益とみなす。 	<ul style="list-style-type: none"> 電力消費 1 kWh 削減した場合、発電量として 1.136 kWh の発電量削減につながる。^{*1} 1.136 kWh の発電量は、0.011 MMBtu の天然ガス消費量に相当する。^{*1} 従って、電力最終消費 1 kWh を削減した場合、0.11 US\$/kWh の輸出拡大につながる（送電端の電力消費 1kWh を削減した場合は、0.10 US\$/kWh 相当）。
ピーク時間帯の電力消費削減	<ul style="list-style-type: none"> ピーク時間帯の電力消費を削減することで発電所の建設計画を抑制することができる。 計画が抑制される発電所は、天然ガスを燃料した発電所と定義し、当該発電所の建設費および発電所の運営固定費が回避される分を便益とみなす。 	<ul style="list-style-type: none"> 天然ガス発電所の建設単価を 800 US\$/kW とすると、耐用年数 16 年で 50 US\$/kW/year の削減効果がある。 また天然ガス発電所の運営固定費を 40 US\$/kW/year とすれば、合計で 90 US\$/kW/year の効果が見込める。

*1: 消費者側の電力消費量から発電量に換算するにあたって以下の前提条件を使った。

- 送配電ロス: 12 %
- 天然ガスの平均発電効率: 34 % (= 10,546 kJ/kWh)
- 1 MMBtu = 1.055 GJ

(c) 評価基準年

上記のとおり、年均平化手法により各省エネ方策の効果を1年分の効果として計算するが、検討を行った時点（2012年5月）で、すべてのデータが活用可能であったのは2010年データであったため、この2010年を評価基準年とし、2011年に各制度・システムが導入され効果発現が始まるという前提で評価することとした。

6.2 各省エネ方策の便益想定

6.2.1 エネルギー管理制度

(1) 便益計算のための前提条件

便益計算のための前提条件は以下のとおりである。

- 2010年の産業セクターの全エネルギー消費量の70%をカバーする工場で、2011年までに1%のエネルギー消費量削減が達成される（生産量は一定という仮定でエネルギー原単位1%改善）。この改善効果がその後2020年まで継続する。
- 2010年の商業・政府セクターの全エネルギー消費量の30%をカバーするビルで、2011年までに1%のエネルギー消費量削減が達成される（床面積は一定という仮定でエネルギー原単位1%改善）。この改善効果がその後2020年まで継続する。
- IEAのデータによれば、2010年の産業セクターの最終消費エネルギーは、燃料が3,466 ktoe、電力が132 ktoeである。ここでいう燃料はすべて天然ガスと仮定する。
- AERのデータによれば、2010年の商業・政府セクターの最終電力消費量は、電力が5,755 GWhである。

(2) 計算結果

以上の前提条件をもとに年平均省エネ効果の金銭価値を以下のとおり計算した。産業、商業・政府セクター全体で、年間148 ktoe（燃料消費）および110 GWh（発電量）の削減し、その金銭価値は年平均で69百万ドルと推定した。

表 6-4 計算結果

	産業セクター（工場）	商業・政府セクター（ビル）
2010年のエネルギー消費量	燃料 3,466 ktoe + 電力 132 ktoe （最終消費エネルギー）	電力 5,755 GWh （最終消費エネルギー）
換算	一次エネルギーへの換算 燃料 3,466 ktoe + 電力 441 ktoe （=132 ktoe / 0.88 / 0.34）	発電量への換算 電力 6,755 GWh （=5,755 GWh / 0.88）
制度の対象範囲	2,734 ktoe (=3,907 ktoe x 70%)	2,026 GWh (=6,755 GWh x 30%)
2011年における省エネ効果	27 ktoe (= 2,734 ktoe x 1%)	20 GWh (=2,026 GWh x 1%)
制度導入後10年間における年平均省エネ効果	148 ktoe (= 27 ktoe x 5.5)	110 GWh (= 20 GWh x 5.5)
年平均省エネ効果の金銭価値	58 million US\$/year	11 million US\$/year

* 1 toe = 39.683 MMBtu、10 US\$/MMBtu、0.10 US\$/kWh

6.2.2 省エネラベリング・基準制度

(1) 便益計算のための前提条件

便益計算のための前提条件は以下のとおりである。

- 10年間で100%の対象機器が取り替えられるという前提とする（年間10%ずつ取り替えが進捗する）。

- OETC より入手した MIS の年間需要カーブ（2010 年）をもとにセクター別の電力需要内訳を推定し、同需要内訳を利用して、効率改善による各対象機器の電力消費削減分（省エネ効果）を計算した。なお、同需要カーブは送電端発電量で表示してある。
- MIS 内の省エネ効果から「オ」国全体の省エネ効果に換算するため、MIS とその他地域以外（DPC および RAECO のエリア）の販売電力量（MIS:DPC:RAECO = 100:11:3）を考慮し、「オ」国全体の効果は MIS のデータから得られた省エネ効果分の 1.14 倍とした。

(2) 住宅用空調の省エネ効果の計算結果

(a) 電力消費量の削減効果

以下に示す MIS の年間需要カーブから、夏と冬の需要の差を空調とみなしてそのうちの住宅セクターの電力消費分（4,420 GWh）を削減できるという前提で計算を行った結果、10 年間の年平均の電力削減量は 638 GWh となった。

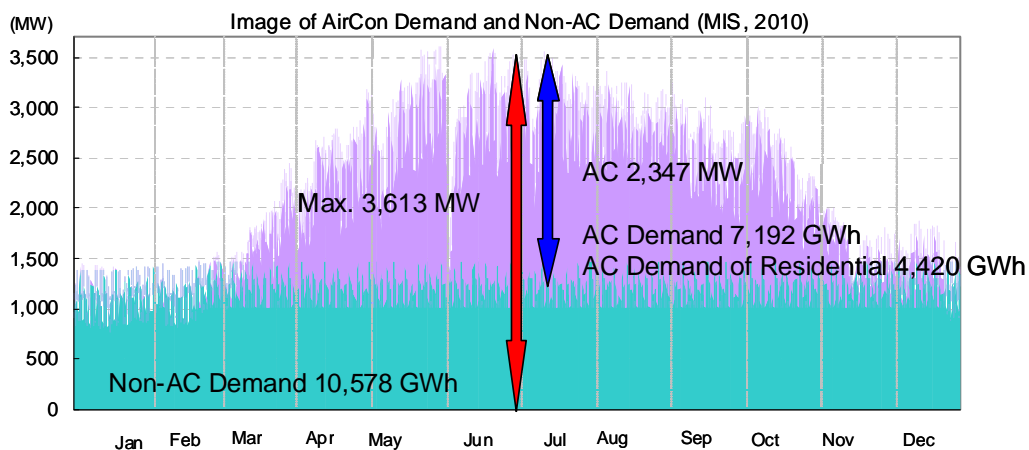


図 6-2 年間需要カーブからの住宅用空調の電力消費量の推定（調査団作成）

（計算結果）

- MIS の 2010 年の住宅用空調の年間電力消費量： 4,420 GWh
- MIS で 2011 年に 10 % の住宅用空調が 30 % 効率改善されたものに取り替えられた場合の電力消費量削減分： 102 GWh (= (4,420 GWh - (4,420 GWh / 130 %)) x 10 %)
- 「オ」国全体での電力消費量削減分： 116 GWh (=102 GWh x 1.14)
- 10 年間で 100 % 取り替えられるとした場合の年間平均電力削減量： 638 GWh (=116 GWh x 5.5)

(b) ピーク時間帯の電力消費削減効果

以下に示す夏のピーク時の日負荷カーブより、ピーク時間（15:00）の住宅用空調の電力を 1,036 MW と推定し、ピーク時間帯の電力消費削減効果を計算した結果、10 年間の年平均で 148 MW のピーク電力削減効果が期待できる。

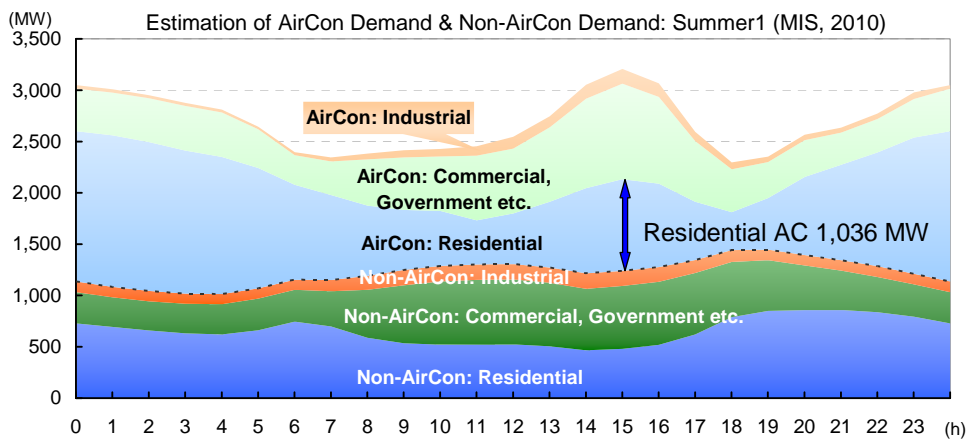


図 6-3 夏の日負荷カーブからの住宅用空調のピーク電力の推定（調査団作成）

（計算結果）

- MIS の 2010 年のピーク時間帯の住宅用空調の電力消費： 1,036 MW
- MIS で 2011 年に 10 % の住宅用空調が 30 % 効率改善されたものに取り替えられた場合のピーク電力削減分： 24 MW (= (1,036 MW - (1,036 MW / 130 %)) x 10 %)
- 「オ」国全体でのピーク電力削減分： 27 MW (=24 MW x 1.14)
- 10 年間で 100 % 取り替えられるとした場合の年間平均電力削減量： 148 MW (=27 MW x 5.5)

(3) 住宅用冷蔵庫の省エネ効果の計算結果

(a) 電力消費量の削減効果

以下に示す MIS の年間需要カーブから住宅用冷蔵庫の電力消費分を 1,182 GWh と推定し、当該消費分を削減できるという前提で計算を行った結果、10 年間の年平均の電力削減量は 104 GWh となった。

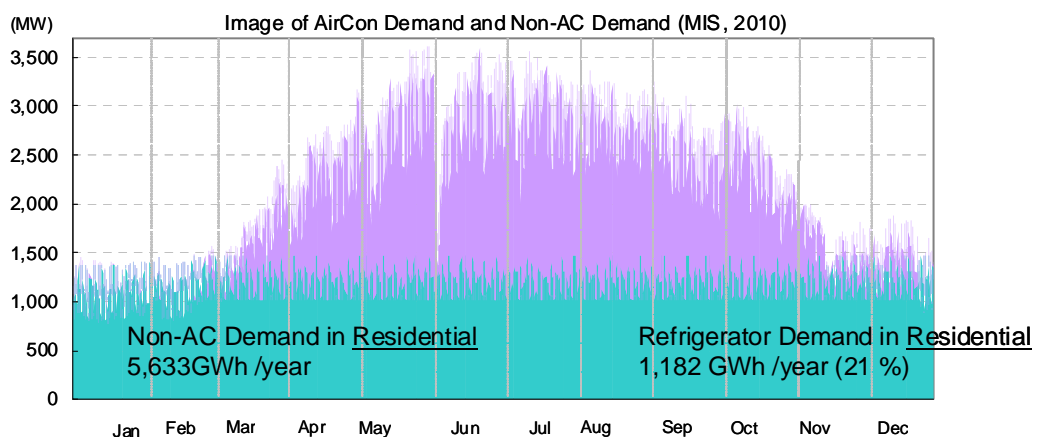


図 6-4 年間需要カーブからの住宅用冷蔵庫の電力消費量の推定（調査団作成）

(計算結果)

- MIS の 2010 年の住宅用空調以外の年間電力消費量： 5,633 GWh
- 住宅用空調以外の電力消費のうち 21 % が冷蔵庫需要 (日本の実績より)： 1,182 GWh (=5,633 GWh x 21 %)
- MIS で 2011 年に 10 % の住宅用冷蔵庫が 15 % 電力消費が少ないものに取り替えられた場合の電力消費量削減分： 17 GWh (=1,182 GWh x 15 % x 10 %)
- 「オ」国全体での電力消費量削減分： 19 GWh (=17 GWh x 1.14)
- 10 年間で 100 % 取り替えられるとした場合の年間平均電力削減量： 104 GWh (=19 GWh x 5.5)

(b) ピーク時間帯の電力消費削減効果

以下に示す夏のピーク時の日負荷カーブより、ピーク時間 (15:00) の住宅用冷蔵庫の電力を 135 MW と推定し、ピーク時間帯の電力消費削減効果を計算した結果、10 年間の年平均で 12 MW のピーク電力削減効果が期待できる。

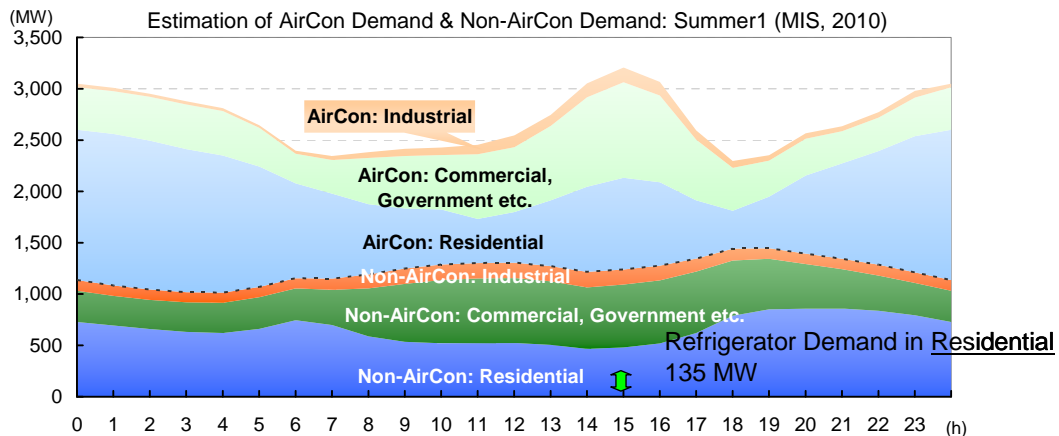


図 6-5 夏の日負荷カーブからの住宅用冷蔵庫のピーク電力の推定 (調査団作成)

(計算結果)

- MIS の 2010 年のピーク時間帯の住宅用冷蔵庫の電力消費： 135 MW (= 1,182 GWh/8,760 hrs)
- MIS で 2011 年に 10 % の住宅用冷蔵庫が 15 % 電力消費が少ないものに取り替えられた場合のピーク電力削減分： 2.0 MW (= 135 MW x 15 % x 10%)
- 「オ」国全体でのピーク電力削減分： 2.3 MW (=2.0 MW x 1.14)
- 10 年間で 100 % 取り替えられるとした場合の年間平均電力削減量： 12 MW (=2.3 MW x 5.5)

(4) 住宅・商業・政府用照明の省エネ効果の計算結果

(a) 電力消費量の削減効果

以下に示す MIS の年間需要カーブから住宅・商業・政府用照明の電力消費分を 2,585 GWh と推定し、当該消費分を削減できるという前提で計算を行った結果、10 年間の年平均の電

力削減量は 143 GWh となった。

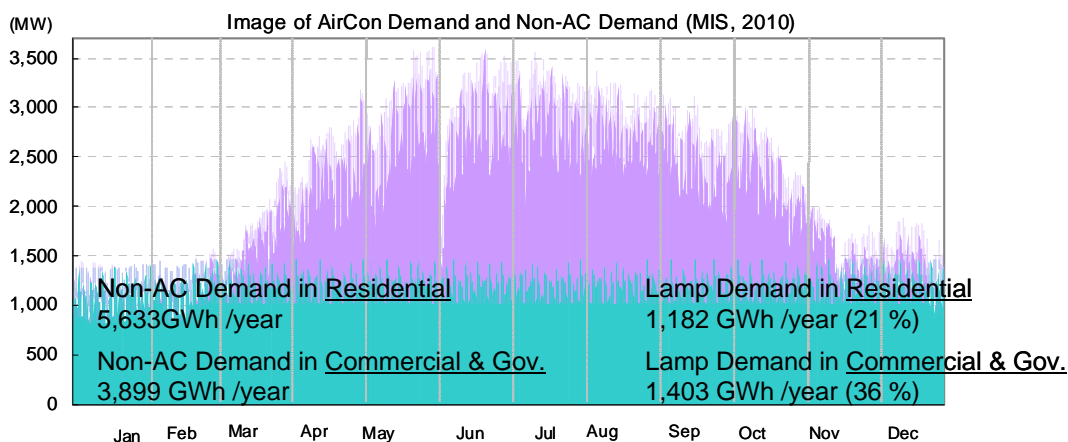


図 6-6 年間需要カーブからの住宅・商業・政府用照明の電力消費量の推定（調査団作成）

（計算結果）

- MIS の 2010 年の住宅用空調以外の年間電力消費量： 5,633 GWh
- 住宅用空調以外の電力消費のうち 21 % が照明需要（日本の実績より）： 1,182 GWh (=5,633 GWh x 21 %)
- MIS の 2010 年の商業・政府用空調以外の年間電力消費量： 3,899 GWh
- 商業・政府用空調以外の電力消費のうち 36 % が照明需要（日本の実績より）： 1,403 GWh (=3,899 GWh x 36 %)
- MIS で 2011 年に 10 % の住宅・商業・政府用照明が 10 % 効率改善されたものに取り替えられた場合の電力消費量削減分： 23 GWh (= (1,182 GWh + 1,403 GWh) - ((1,182 GWh + 1,403 GWh) / 110 %) x 10 %)
- 「オ」国全体での電力消費量削減分： 26 GWh (=23 GWh x 1.14)
- 10 年間で 100 % 取り替えられるとした場合の年間平均電力削減量： 143 GWh (=26 GWh x 5.5)

(b) ピーク時間帯の電力消費削減効果

以下に示す夏の日負荷カーブより、照明が消されている午前 5 時と照明がついている午後 3 時の電力差（164 MW）をピーク時間（15:00）の商業・政府用照明の電力消費と推定し、当該電力消費削減効果を計算した結果、10 年間の年平均で 9 MW のピーク電力削減効果が期待できる。

一方、住宅用照明のピークは 15:00 には発生しないためピーク削減効果はないものとした。

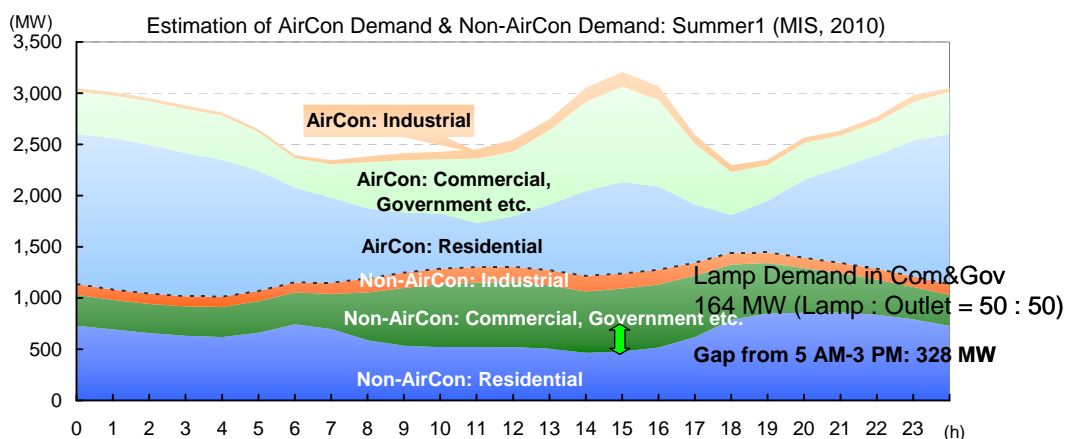


図 6-7 夏の日負荷カーブからの商業・政府用照明のピーク電力の推定（調査団作成）

（計算結果）

- MIS の 2010 年のピーク時間帯の商業・政府用空調以外の電力消費： 328 MW
- 商業・政府用空調以外の電力消費のうち 50 % が照明需要（日本の実績より）： 164 MW (= 328 MW x 50 %)
- MIS で 2011 年に 10 % の商業・政府用照明が 10 % 効率改善されたものに取り替えられた場合のピーク電力削減分： 1.5 MW (= (164 MW - (164 MW / 110 %)) x 10 %)
- 「オ」国全体でのピーク電力削減分： 1.7 MW (= 1.5 MW x 1.14)
- 10 年間で 100 % 取り替えられるとした場合の年間平均電力削減量： 9 MW (= 1.7 MW x 5.5)

(5) まとめ

以上の結果をまとめると省エネラベリング・基準制度による省エネ効果は以下のとおりとなる。

表 6-5 省エネラベリング・基準制度による省エネ効果（まとめ）

		電力消費量削減効果	ピーク時電力削減効果
2011 年における 省エネ効果 (送電端)	住宅用空調	116 GWh	27 MW
	住宅用冷蔵庫	19 GWh	2.3 MW
	住宅・商業・政府用 照明	26 GWh	1.7 MW
	合計	161 GWh	31 MW
制度導入後 10 年間に おける年平均省エネ効果		885 GWh (= 161 GWh x 5.5)	170 MW (= 31 MW x 5.5)
年平均省エネ効果の 金銭価値		88.5 million US\$/year	15.3 million US\$/year

* 0.10 US\$/kWh、90 US\$/kW/year

6.2.3 建築物の省エネ基準

(1) 便益計算のための前提条件

便益計算のための前提条件は以下のとおりである。

- 20年間で50%の既設住宅および既設ビルが基準に沿って建て替えられるという前提とした（年間2.5%ずつ建て替えが進捗する）。
- OETCより入手したMISの年間需要カーブ（2010年）をもとに対象となる各セクターの電力需要内訳を推定し、同需要内訳を利用して、断熱効率改善による空調の電力消費削減分（省エネ効果）を計算した。なお、同需要カーブは送電端発電量で表示してある。
- MIS内の省エネ効果から「オ」国全体の省エネ効果に換算するため、MISとその他地域以外（DPCおよびRAECOのエリア）の販売電力量（MIS:DPC:RAECO = 100:11:3）を考慮し、「オ」国全体の効果はMISのデータから得られた省エネ効果分の1.14倍とした。

(2) 住宅セクターの省エネ効果の計算結果

(a) 電力消費量の削減効果

前述したMISの年間需要カーブから、住宅セクターにおける空調の電力消費分を削減できるという前提で計算を行った結果、20年間の年平均の電力削減量は367 GWhとなった。

（計算結果）

- MISの2010年の住宅用空調の年間電力消費量：4,420 GWh
- MISで2011年に2.5%の住宅外皮が改善され、空調需要が28%削減されるものに建て替えられた場合の電力消費量削減分：31 GWh (= 4,420 GWh x 2.5% x 28%)
- 「オ」国全体での電力消費量削減分：35 GWh (= 31 GWh x 1.14)
- 20年間で50%取り替えられるとした場合の年間平均電力削減量：367 GWh (= 35 GWh x 10.5)

(b) ピーク時間帯の電力消費削減効果

前述の夏のピーク時の日負荷カーブより、ピーク時間（15:00）の住宅用空調の電力を1,036 MWと推定し、ピーク時間帯の電力消費削減効果を計算した結果、20年間の年平均で86 MWのピーク電力削減効果が期待できる。

（計算結果）

- MISの2010年のピーク時間帯の住宅用空調の電力消費：1,036 MW
- MISで2011年に2.5%の住宅外皮が改善され、空調需要が28%削減されるものに建て替えられた場合のピーク電力削減分：7.2 MW (= 1,036 MW x 2.5% x 28%)
- 「オ」国全体でのピーク電力削減分：8.2 MW (= 7.2 MW x 1.14)
- 20年間で50%取り替えられるとした場合の年間平均電力削減量：86 MW (= 8.2 MW x 10.5)

(3) 商業・政府セクターの省エネ効果の計算結果

(a) 電力消費量の削減効果

以下に示す MIS の年間需要カーブから、商業・政府セクターにおけるビル空調の電力消費分を 2,444 GWh と推定し、当該消費分を削減できるという前提で計算を行った結果、20 年間の年平均の電力削減量は 178 GWh となった。

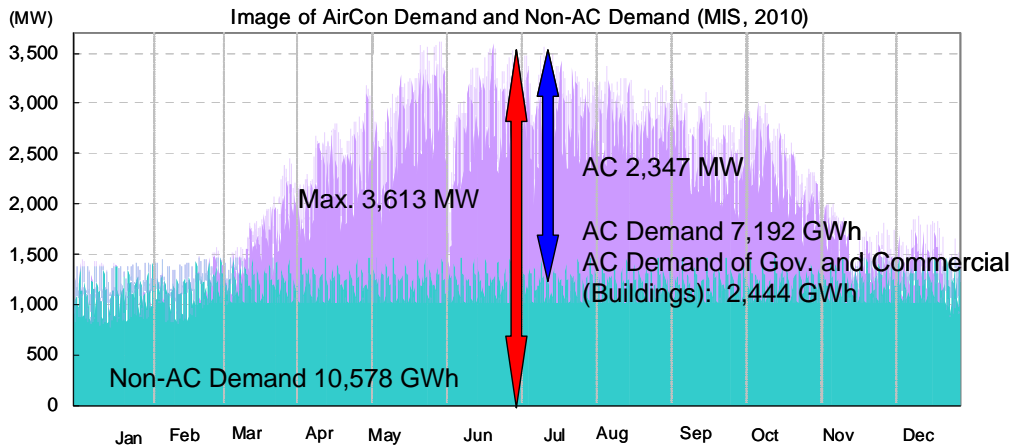


図 6-8 年間需要カーブからの商業・政府用ビル空調の電力消費量の推定（調査団作成）

（計算結果）

- MIS の 2010 年の商業・政府用ビル空調の年間電力消費量： 2,444 GWh
- MIS で 2011 年に 2.5 % の商業・政府用ビル外皮が改善され、空調需要が 25 % 削減されるものに建て替えられた場合の電力消費量削減分： 15 GWh (= 2,444 GWh x 2.5 % x 25 %)
- 「オ」国全体での電力消費量削減分： 17 GWh (=15 GWh x 1.14)
- 20 年間で 50 % 取り替えられるとした場合の年間平均電力削減量： 178 GWh (=17 GWh x 10.5)

(b) ピーク時間帯の電力消費削減効果

以下に示す夏のピーク時の日負荷カーブより、ピーク時間（15:00）の商業・政府用ビル空調の電力を 1,137 MW と推定し、ピーク時間帯の電力消費削減効果を計算した結果、20年間の年平均で 94 MW のピーク電力削減効果が期待できる。

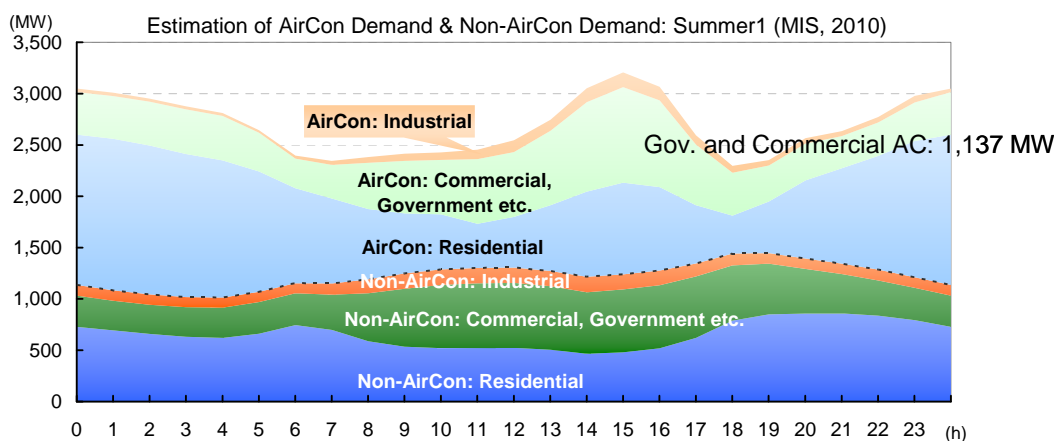


図 6-9 夏の日負荷カーブからの商業・政府用ビル空調のピーク電力の推定（調査団作成）

(計算結果)

- MIS の 2010 年のピーク時間帯の商業・政府用ビル空調の電力消費： 1,137 MW
- MIS で 2011 年に 2.5 % の商業・政府用ビル外皮が改善され、空調需要が 25 % 削減されるものに建て替えられた場合のピーク電力削減分： 7.1 MW (= 1,137 MW x 2.5 % x 25 %)
- 「オ」国全体でのピーク電力削減分： 8.1 MW (= 7.1 MW x 1.14)
- 20年間で 50 % 取り替えられるとした場合の年間平均電力削減量： 94 MW (= 8.1 MW x 10.5)

(4) まとめ

以上の結果をまとめると建築物の省エネ基準による省エネ効果は以下のとおりとなる。

表 6-6 建築物の省エネ基準による省エネ効果（まとめ）

		電力消費量削減効果	ピーク時電力削減効果
2011年における 省エネ効果 (送電端)	住宅用空調	35 GWh	8.2 MW
	商業・政府用ビル空調	17 GWh	8.1 MW
	合計	52 GWh	16.3 MW
制度導入後 20 年間における 年平均省エネ効果		546 GWh (= 52 GWh x 10.5)	171 MW (= 16.3 MW x 10.5)
年平均省エネ効果の金銭価値		54.6 million US\$/year	15.4 million US\$/year

* 0.10 US\$/kWh、90 US\$/kW/year

6.2.4 DSM 料金制度

(1) 便益計算のための前提条件

TOU 料金制度導入による便益を試算する上で、まず TOU 料金が普及するシナリオを仮説として立て、過去の日本の実績を基にこの仮説を検証し、そこから得られたパラメーターを基に、「オ」国で TOU 料金が導入された場合の効果を計算した。

<TOU 料金による負荷率改善効果の評価手法>

- TOU 料金制度は、時間帯別に異なる単価を設定することにより、顧客の自発的なピーク抑制を期待するものである。
- TOU に加入した顧客について、価格に反応してどれだけピーク需要を抑制するかは顧客ごとに大きく異なっており、標準化するのは困難である。例えば、元来負荷率が高い顧客については、現状の負荷パターンにおいても TOU に加入するだけで料金低減メリットが得られるため、更なるピーク負荷抑制の努力は全く行われなかもしれない一方、負荷パターンを大きく変えることでできる限り料金低減メリットを得ようとする顧客も存在すると考えられる。
- 従って、個別の顧客ごとに TOU 料金の効果を評価するというミクロ的なアプローチよりむしろ、当該セクターで TOU 加入が進むことにより、セクター全体でどれだけ負荷率改善が図られたか、マクロ的なアプローチを取る方が適切であると考えられる。

<TOU 料金の普及シナリオ>

- 一般的に、TOU 等の DSM 料金が導入された場合、大きな負荷改善努力を行わなくとも料金低減メリットが得られる高負荷率の顧客より加入が始まり、時間の経過に伴い、負荷率が低い顧客へ普及していくという傾向を辿ると考えられる。

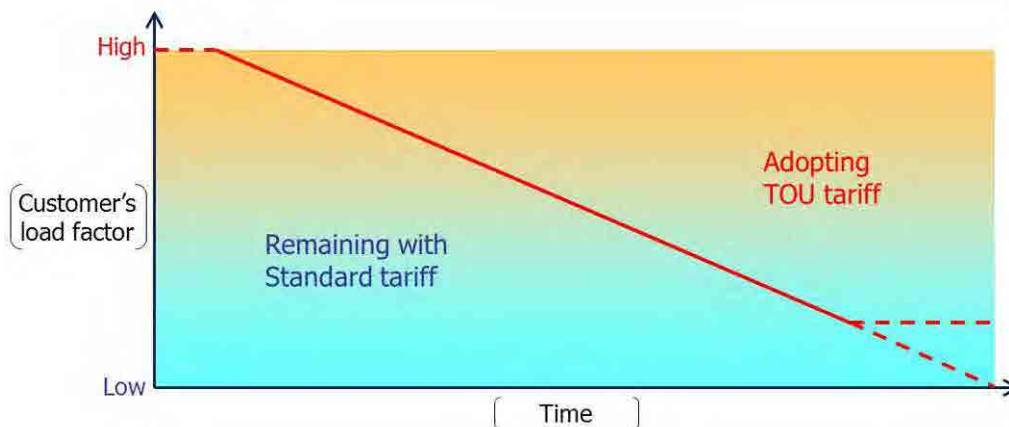


図 6-10 TOU 料金の普及シナリオ (イメージ、調査団作成)

- これにより、TOU に加入した顧客の平均負荷率は、先に加入した顧客より負荷率の低い顧客が加わることにより徐々に低下し、他方、TOU 非加入の顧客の平均負荷率も、その中では比較的負荷率の高い顧客が離脱するため、徐々に低下する。ただし、両グループを合わせたセクター全体の平均負荷率は、一部の顧客による負荷率改善努力が寄与するため、徐々に上昇すると考えられる。

[TOU に加入した顧客が、特に負荷率改善努力も行わず、従前の負荷パターンのまま TOU による料金低減メリットを享受するだけであれば、セクター全体の平均負荷率は、TOU 加入率に拘わらず一定となる]

- 従って、TOU 加入率が進むにつれて、当該セクター全体の負荷率がどれだけ改善したかが、TOU 料金による負荷率改善（ピーク負荷抑制）効果であると解釈することができる。

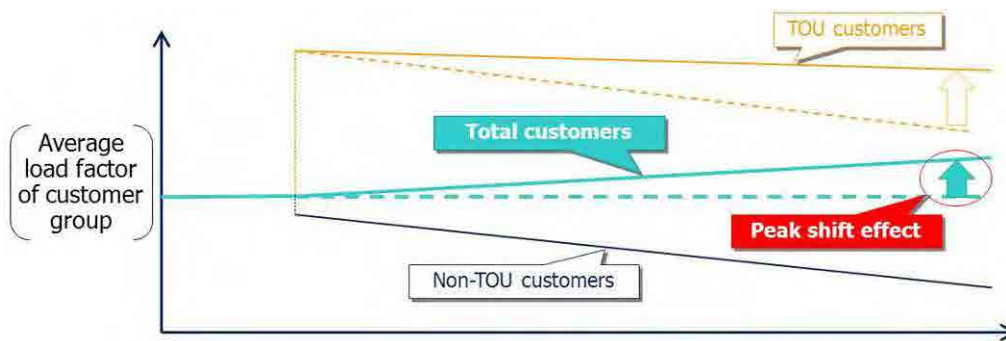


図 6- 11 TOU 料金の普及によるピーク負荷抑制効果の評価（イメージ、調査団作成）

- 日本では、2000 年代初頭、電力小売市場自由化に対応すべく、電力会社が大口産業用・業務用顧客を対象に、TOU に代表される DSM 料金への加入を勧奨したこともあり、DSM 料金への加入率が大きく上昇した。この期間、大口産業用需要の 1 % が DSM 料金にシフトすることにより、同セクター全体の平均負荷率が約 0.06 %、大口業務用需要については、同じく 1 % が DSM 料金にシフトするごとにセクター全体の平均負荷率が約 0.06 % 改善する、という関係性が見られた。
- これと同じ関係性が、「オ」国の産業セクター（工場）および商業・政府セクター（ビル）の需要においても生じると仮定する。本調査で検討している TOU 料金の単価設定は日本の DSM 料金とは異なっており、また需要の価格弾力性も日本と「オ」国とで異なっている可能性はあるものの、ここではこうした差異は捨象することとし、「オ」国でも日本の過去事例と同程度の改善効果が発生すると仮定した。すなわち、仮に同セクターの需要が全て TOU 料金にシフトすると、工場およびビルの電力需要における負荷率はそれぞれ 6 % および 4 % 低下する（ピーク需要が抑制される）こととした。
- TOU への加入を任意とした場合、負荷率の低い顧客は TOU 加入による料金低減メリットがなく標準料金に留まり続けるため、TOU への加入率は、工場需要、ビル需要それぞれの半分強（60 % 程度）とした。

<対象エリア・顧客>

- MIS 地域にて電力供給を受けている、産業セクター（工場）および商業・政府セクター（ビル）の需要家のみを対象とした。
- Salalah 地域においては、TOU 料金を導入してもピーク負荷抑制効果は軽微にとどまると考えられる。Salalah 地域全体の需要規模が MIS の 10 分の 1 弱にとどまる上、気象条件が首都マスカット等「オ」国北部と異なることもあり、夏季のピーク負荷時においても 1 日の中での負荷変動が比較的小さく、昼間のピーク時間帯

から前後のオフピーク時間帯にシフトできる負荷は限定的されると思われる。加えて、Salalah 地域では、最大負荷が夜間のピーク時間帯に発生し、この時間帯は住宅用の電力需要の占める割合が大きくなるため、仮に工場およびビルの昼間の電力需要を抑制できたとしても、系統全体の負荷率改善には寄与しないことにも留意する必要がある。

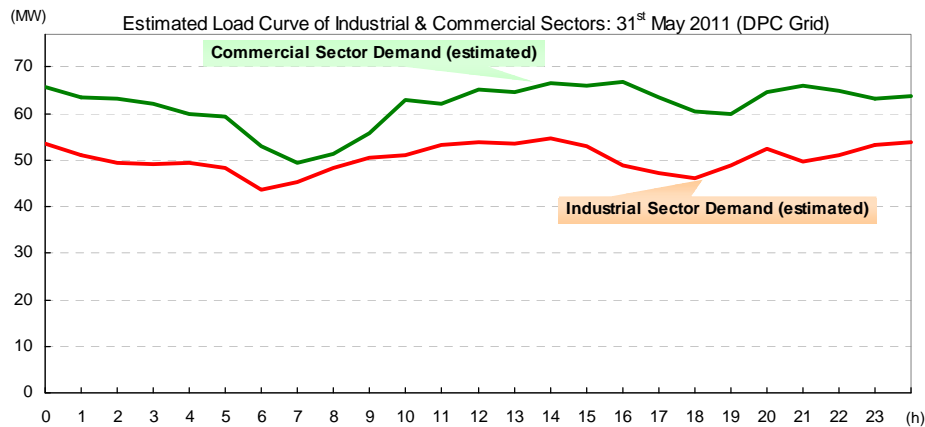


図 6-12 Salalah 系統での 2011 年最大需要発生日 (5 月 31 日) における、産業用セクターおよび商業用セクターの推定負荷曲線 (調査団作成)

- RAECO 地域では、全体の需要規模が更に小さく、その上 TOU 料金の適用対象となる工場およびビルの電力需要の占めるウェイトも低いことから、TOU 料金によるピーク負荷抑制効果は考慮に入れる必要はないと判断した。

(2) 産業セクターへの TOU 料金導入によるピーク需要抑制効果の計算結果

2010 年に MIS 系統において年間ピーク需要が発生した時 (6 月 1 日 15 時、3,613 MW) の、産業セクターより発生した需要は 325 MW と推定される (調査団試算)。仮にこのうちの 60% が TOU 料金に加入していたとすると、3.6% (= 60% x 6%) のピーク需要抑制が見込まれるため、ピーク需要抑制効果は 11.7 MW (= 325 MW x 3.6%) となる。

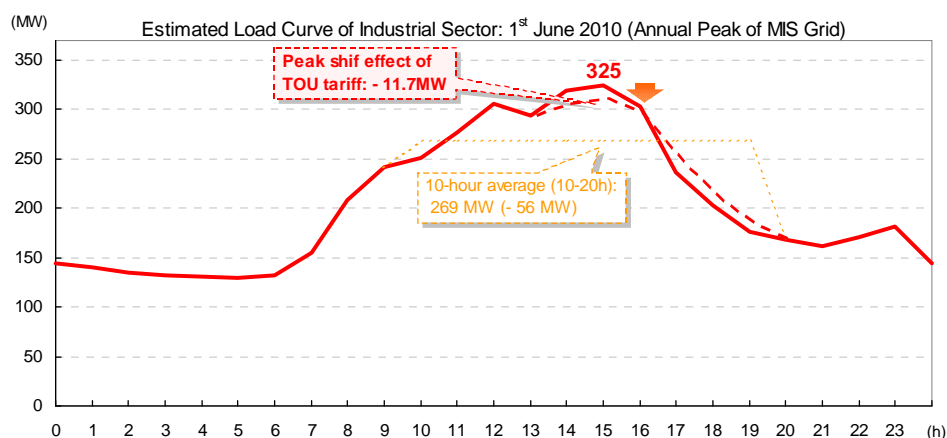


図 6-13 2010 年の最大需要発生日 (6/1) における、産業セクターの推定負荷曲線および TOU 料金によるピーク需要抑制効果 (調査団作成)

仮に、昼ピーク時間帯（14時～17時の3時間）の負荷が前後のオフピーク時間帯にシフトし、10時～20時（10時間）の負荷が完全に平準化されたとすると、当該時間帯の平均需要は269 MWとなり、ピーク需要に対して56 MWの減となる。しかし、需要がこのように完全に平準化されるという仮定は現実的とは言えず、価格インセンティブにより顧客が自発的にピーク負荷を抑制する効果としてはその2割程度の11.7 MW、という推定は蓋然性があると考えられる。

(3) 商業・政府セクターの省エネ効果の計算結果

同様に、2010年にMIS系統において年間ピーク需要が発生した時の、商業・政府セクターより発生した需要は1,777 MWと推定される（調査団試算）。仮にこのうちの60%がTOU料金に加入していたとすると、2.4%（=60% x 4%）のピーク需要抑制が見込まれるため、ピーク需要抑制効果は42.7 MW（=1,777 MW x 2.4%）となる。

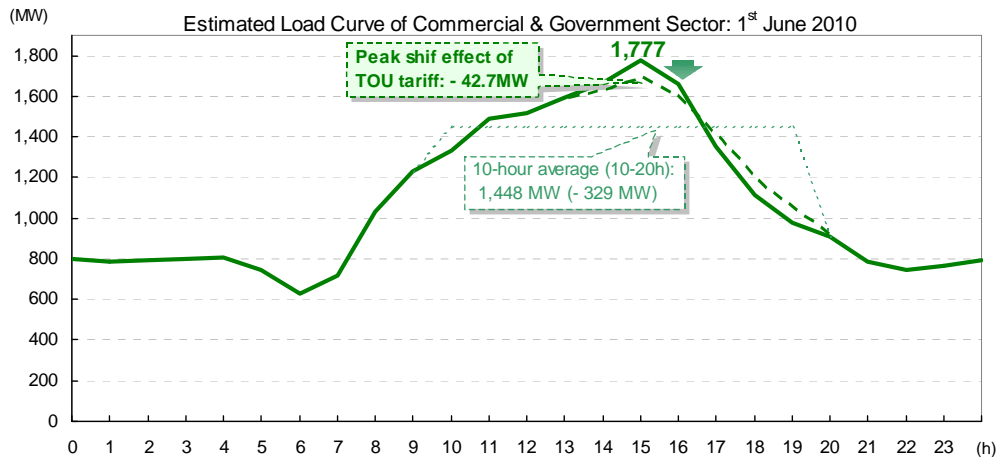


図 6-14 2010年の最大需要発生日(6/1)における、商業・政府セクターの推定負荷曲線およびTOU料金によるピーク需要抑制効果（調査団作成）

仮に、昼ピーク時間帯（14時～17時の3時間）および前後のオフピーク時間帯を含む10時間（10時～20時）の負荷が完全に平準化されたとすると、当該時間帯の平均需要は1,448 MWとなり、ピーク需要に対して329 MWの減となる。しかし、ビルの電力需要は工場の電力需要に比べ、操業パターンの柔軟性という観点からさらに価格弾力性が小さくなると考えられるため、価格インセンティブにより顧客が自発的なピーク負荷抑制する効果としてはその1割強の42.7 MW、という推定は蓋然性があると考えられる。

(4) ピーク負荷抑制の経済効果

上述の分析を踏まえ、TOU料金制度導入によるピーク負荷抑制効果については、産業用セクターおよび商業・政府セクターの合計で54.4 MWという推定結果となった（2010年ベース）。

これにより見込まれる、電力供給設備の形成に係るコストの抑制額は、年間で4.9百万ドルと試算される。

(計算結果)

- 設備投資抑制額： 43.5 million US\$ (= 54.4 MW x 800 US\$/kW)
- 年間の減価償却費に換算（定額で16年償却）： 2.72 million US\$/year (= 43.5 / 16)
- 減価償却費以外の年間 O&M コスト抑制額 (40 US\$/kW： 設備投資額の 5 %程度)： 2.17 million US\$/year (= 54.4 MW x 40 US\$/kW)
- 年間コスト抑制総額： 4.9 million US\$/year (= 2.72 + 2.17)

6.2.5 スマートメータ

(1) 便益計算のための前提条件

便益計算のための前提条件は以下のとおりである。

- システム導入開始後1年以内に100%の住宅でスマートメータに取り替えられるものとする。
- OETCより入手したMISの年間需要カーブ(2010年)をもとにセクター別の電力需要内訳を推定し、同需要内訳を利用して、電力消費の見える化による電力消費削減分(省エネ効果)を計算した。
- MIS内の省エネ効果から「オ」国全体の省エネ効果に換算するため、MISとその他地域以外(DPCおよびRAECOのエリア)の販売電力量(MIS:DPC:RAECO = 100:11:3)を考慮し、「オ」国全体の効果はMISのデータから得られた省エネ効果分の1.14倍とした。

(2) 住宅セクターの省エネ効果の計算結果(電力消費量の削減効果)

上記の前提条件をもとに計算を行った結果、年平均の電力消費削減量は58 GWhとなった。この電力消費量削減による金銭的価値は、年平均で5.8百万ドルと推定した。

(計算結果)

- MISの2010年の住宅セクターの年間電力消費量： 10,053 GWh (= 4,420 GWh (AC) + 5,633 GWh (Non-AC))
- 省エネに積極的に参加する意志をもった顧客の率を68.1%、インターネット普及率を41.7%、電力消費の見える化による削減効果率を1.8%とした場合の年間電力消費量削減分： 51 GWh (= 10,053 GWh x 41.7% x 68.1% x 1.8%)
- 「オ」国全体での年間電力消費量削減分： 58 GWh (= 51 GWh x 1.14)
- 年間平均電力削減量： 58 GWh

(3) 料金回収改善効果の便益(参考)

スマートメータ導入においては省エネ効果とともに、電気料金回収改善効果も期待できる。参考までにスマートメータ導入に伴う、電気料金回収改善効果を示す。以下に示す計算の結果、1軒あたりの年間収益改善効果は30リアルと推定される。スマートメータの投資コストを1軒あたり120リアルとすれば、約4年で資金回収が可能となる。

(前提条件)

- 2010年度の「オ」国における販売電力量：16,132 GWh
- 2010年度の「オ」国における需要家数：677,688 軒
- スマートメータの機能（盗電防止、メータ精度向上など）によりノンテクニカルロスが8%から1%に削減
- 平均電気料金：15 Bz/kWh
- 検針費用：5 RO/軒

(計算結果)

- ノンテクニカルロス低減効果：16,938,600 RO (= 15 Bz/kWh x 16,132 GWh x 7%)
- 検針コストの低減効果：3,388,440 RO (= 5 RO/軒 x 677,688 軒)
- 1軒あたりの収益改善効果：30 RO (= (3,388,440 RO + 16,938,600 RO) / 677,688 軒)

6.3 各省エネ方策の優先度協議結果

6.3.1 費用対効果の分析

(1) 各省エネ方策の効果

各省エネ方策の効果について、年平均省エネ効果で計算した結果は以下のとおり要約される。

表 6-7 各省エネ方策の効果（年平均省エネ効果）

	エネルギー消費量削減効果	ピーク時電力削減効果	年平均省エネ効果の金銭価値
エネルギー管理制度	148 ktoe + 110 GWh (69 million US\$/year)	-	69 million US\$/year
省エネラベリング・基準制度	885 GWh (88.5 million US\$/year)	170 MW (15.3 million US\$/year)	104 million US\$/year
建築物の省エネ基準	546 GWh (54.6 million US\$/year)	171 MW (15.4 million US\$/year)	70 million US\$/year
DSM 料金制度 (TOU 料金制度)	-	54.4 MW (4.9 million US\$/year)	4.9 million US\$/year
スマートメータ (電力消費の見える化)	58 GWh (5.9 million US\$/year)	-	5.9 million US\$/year

* 電力は発電側送電端での電力削減効果を表す。

(2) 費用対効果の分析結果

優先度を検討するための費用対効果分析を行った。費用については同検討を行った時点で把握できる概算レベルの評価である。

表 6-8 費用対効果の分析結果（概算レベル）

	年平均省エネ効果の金銭価値	想定される費用レベル*1	制度設計の技術的難易度	評価
エネルギー管理制度	69 million US\$/year	管理コスト: S 投資コスト: S-L	Medium - Hard	High
省エネラベリング・基準制度	104 million US\$/year	管理コスト: S 投資コスト: L	Medium	High+
建築物の省エネ基準	70 million US\$/year	管理コスト: S 投資コスト: L	Medium - Hard	High+
DSM 料金制度 (TOU 料金制度) *2	4.9 million US\$/year	管理コスト: “0” 投資コスト: “0”	Medium	Fair
スマートメータ (電力消費の見える化) *2	5.9 million US\$/year	管理コスト: “0” 投資コスト: “0”	Easy - Medium	Fair

*1: 費用は省エネを実現するために負担する増分コスト分とする。また費用レベルは以下のとおり分類する。

“0”: ほぼゼロに近い。

S: Small (1 百万 US\$/年以下のコスト)

M: Middle (1 百万 US\$/年～10 百万 US\$/年のコスト)

L: Large (10 百万 US\$/年を超えるコスト)

*2: TOU 料金制度および電力消費の見える化による省エネ効果に関しては、スマートメータの導入が前提となる。

スマートメータは、電気料金収集の効率化などによる電力会社の収入改善という別の目的で投資を正当化できるものと仮定し、本分析の投資コストの中にスマートメータ導入コストは含めず、TOU 料金制度、電力消費の見える化にかかる追加機能分のみを投資コストとして考慮した。

6.3.2 各省エネ方策の検討方針

(1) 優先度検討の協議結果

調査団が提示した上記の省エネ方策の費用対効果の分析結果について、ワーキングコミッティと協議を行い、各方策の評価結果について了承された。

(2) 各省エネ方策の検討方針

ワーキングコミッティとの協議において、各省エネ方策について以下のとおりの検討方針とすることを確認した。

エネルギー管理制度

本調査の中で制度の枠組みを検討していく。電力と燃料の両分野を検討対象とする。

省エネラベリング・基準制度

本調査の中で優先度の高い方策として制度の枠組みを検討していく。

建築物の省エネ基準

本調査の中で優先度の高い方策として制度の枠組みを検討していく。

DSM 料金制度

TOU 料金については導入可能性のある商業・政府セクターを対象に検討を行う。また「オ」国関係者との協議を踏まえ、TOU（時間帯別）料金制度のほか、同様にピーク電力を削減するインセンティブとなり得る需給調整契約（夏季操業調整契約）を検討することとした。

スマートメータ

電力消費の見える化は、スマートメータの導入が前提となる。そこで「オ」国における見える化による省エネ効果を検証するとともに、スマートメータ導入の財務的实施可能性（電気料金収集の効率化などを考慮した検討）についても検討することとした。