

### 5.2.6 一次エネルギー需要想定

一次エネルギーの需要想定結果について以下に示す。2010年から2035年までの消費倍率は原油2.4倍で、天然ガスは2.6倍で、原油は2010年の7.9百万toeから2035年には19.0百万toeとなり、天然ガスは7.1百万toe(284兆Btu)から18.3百万toe(732兆Btu)となる。

また、原油と天然ガスの伸び率は、2010～2020年間でそれぞれ4.3%/年と4.5%/年で、2020～2035年では3.1%/年と3.5%/年である。2020～2035年間のGDP伸び率は4.0%/年であるので、それぞれの弾性値は0.77と0.87となり中進国として安定的な弾性値と言える。

表 5-28 一次エネルギー需要見通し

Primary Energy Consumption	Unit	2010	2012	2015	2020	2025	2030	2035
Total	1,000 toe	15,058	16,890	18,636	23,119	26,759	31,680	37,510
Crude oil	1,000 toe	7,928	8,898	9,557	12,054	13,541	16,151	19,019
Natural gas	1,000 toe	7,130	7,987	9,060	11,024	13,153	15,440	18,379
Renewables	1,000 toe	0	4	18	41	65	89	112
Biomass	1,000 toe	0	0	0	0	0	0	0

(出典：調査団作成)

表 5-29 一次エネルギー需要伸び率

Growth Rate	Unit	15/10	20/15	25/20	30/25	35/30	20/10	35/20	35/10
Total	%	4.4	4.4	3.0	3.4	3.4	4.4	3.3	3.7
Crude oil	%	3.8	4.8	2.4	3.6	3.3	4.3	3.1	3.6
Natural gas	%	4.9	4.0	3.6	3.3	3.5	4.5	3.5	3.9
Renewables	%		17.9	9.3	6.5	4.8	0.0	6.9	
Biomass	%	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

(出典：調査団作成)

表 5-30 一次エネルギー需要構成比

Contribution	Unit	2010	2012	2015	2020	2025	2030	2035
Total	%	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
Crude oil	%	52.6	52.7	51.3	52.1	50.6	51.0	50.7
Natural gas	%	47.4	47.3	48.6	47.7	49.2	48.7	49.0
Renewables	%	0.0	0.0	0.1	0.2	0.2	0.3	0.3
Biomass	%	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

(出典：調査団作成)

## 5.2.7 電力・エネルギー需要予測からの考察

### (1) 電力需要予測に関する考察

- ✓ 現在の電力需要は住宅セクターが全体の半分と大きい、今後の電力需要の伸び率は、工業、商業サービス、道路照明などが大きい。省エネ対策は設備の建設・導入時に行うと効果的な面もあり、これらセクターの新設・更新投資などの省エネ対策基準をつくるのが効果的である。
- ✓ 電力供給側としては、送配電ロスの低減が電力供給の効率向上につながる。したがって各種対策により送配電ロスの低減を行うことが効率的な電力供給には効果的である。
- ✓ 「オ」国では発電の多様化は、石炭火力導入を延期して、再生可能エネルギーの導入など地球環境に配慮して取り組まれている。また、環境気象省では CO2 排出基準の策定や CDM 案件の形成など積極的に地球環境対策に取り組んでいるので、電気事業者としても環境気象省の方針を注視する必要がある。

### (2) エネルギー需要予測（天然ガス）に関する考察

- ✓ 2006 年からの建設ラッシュにより 2008 年～2011 年間のエネルギー消費が急速に増加している。工業セクターの進展や地方での開発計画の進捗などによるものであるが、電力以外の燃料利用が増加する社会構造になりつつあることを示している。そのためにも天然ガスを含んだ総合的なエネルギー計画が求められる。
- ✓ 近年、住宅での LPG 需要の伸び率が著しい。LPG は将来的には需要が供給を上回るため、集合住宅や大都市での住宅用の天然ガス供給を考える必要がある。
- ✓ 天然ガスは原油とともに先行き生産の減少傾向が予想されているが、新たに見つかる埋蔵量もあり、今後のガス採掘技術開発によっては天然ガスの供給増が期待されるので、世界的な天然ガスの技術開発動向に注視すべきである。

## 5.3 マクロ電力消費分析

### 5.3.1 分析の目的と方法

「オ」国全体で、電力消費における省エネのポテンシャルがどれだけあるのか推定するべく、電力負荷の実績データに基づき、どの季節・どの時間に電力がどのように消費されているのか、分析を行う。また、電力消費を構成する主要因はセクターによって異なっており、そのため、季節別・時間帯別の負荷パターンもセクター間で大きく異なっていることに留意する必要がある。

本調査では、同国の電力系統における時間別負荷データを入手し、まず系統負荷全体における特徴を分析し、最も優先的に負荷抑制に対応する必要がある年間ピーク負荷について特定を行い、ピーク需要がどれだけ尖頭化しているか、考察を行う。北部の MIS については、系統運用者である OETC が、南部の Salalah 地域については DPC が、それぞれ、系統全体の時間別の負荷実績データ（24 時間×365 日＝8,760 時間/年）を記録しているため、

それを入力して分析を行う。

次に、各季節・各時間において、それぞれのセクターがどれだけの電力負荷を発生させているのか推定すべく、全系負荷におけるセクター別内訳および冷房需要/非冷房需要別内訳を推定する。セクター別内訳については、「オ」国ではこれまで体系的なセクター別ロードプロファイル分析を行った実績はないため、現地にて入手した基礎データを元に調査団が独自に推定を行うこととした。具体的には、「オ」国の主要各配電会社（MIS における MEDC、MZEC、MJEC の各社、および DPC）より、

- 主として住宅用需要に供給している 11kV フィーダー
- 主として商業用需要に供給している 11kV フィーダー
- 主として産業用需要に供給している 11kV フィーダー
- 主として政府用需要に供給している 11kV フィーダー

をそれぞれ数地点ずつ選定してもらい、各フィーダーに電力を送り出している変電所の監視制御システム（Supervisory Control and Data Acquisition: SCADA）における時間別負荷データを提供してもらうこととした。このデータを元に各セクターの負荷パターンを推定した上、各セクターにおける年間電力消費量実績および上述の全系負荷データと整合するよう合成・調整し、セクター大での季節別・時間別負荷を算出することとした。

また、「オ」国では、電力消費のセクター別分類については電気料金における7つのカテゴリー別に実績データが記録されているが、そのうち Ministry of Defense（軍事施設用）、Agriculture & Fisheries（農漁業用）、および Tourism（観光業用）の3つについては、全体の需要におけるウェイトが極めて小さいため、当カテゴリー単体での分析は行わず、負荷パターンが比較的類似していると思われる Commercial（商業用）または Government（政府施設用）に含めることとした。また、Commercial と Government の両者も負荷パターンに大きな違いが見られないことから、分析の過程にてこの2つも統合し、「住宅用」、「産業用」および「商業・政府他」の3つのカテゴリーに分けて分析を行うこととした。

冷房需要/非冷房需要の内訳については、次の 5.3.2 節で述べる通り、年間で最も気温が低い冬季において全系負荷も最も低くなり、季節間で負荷水準が異なる最大の要因は冷房需要であると推測できることから、冬季の電力負荷を非冷房需要とし、これと他の季節における負荷との差分を冷房需要と見なすこととした。

なおここでは、分析の対象を MIS 系統と Salalah 系統に限定することとする。RAECO については、需要規模が「オ」国全体の3%弱と小さく、小規模な独立系統の集合体であることから、ピーク負荷抑制効果による影響は微少であると考えられるため、分析は割愛する。

### 5.3.2 分析結果

#### (1) MIS 系統負荷の特徴

##### (a) 年負荷曲線および季節別特徴

MIS 系統における 2011 年の年負荷曲線を、下図に示す。

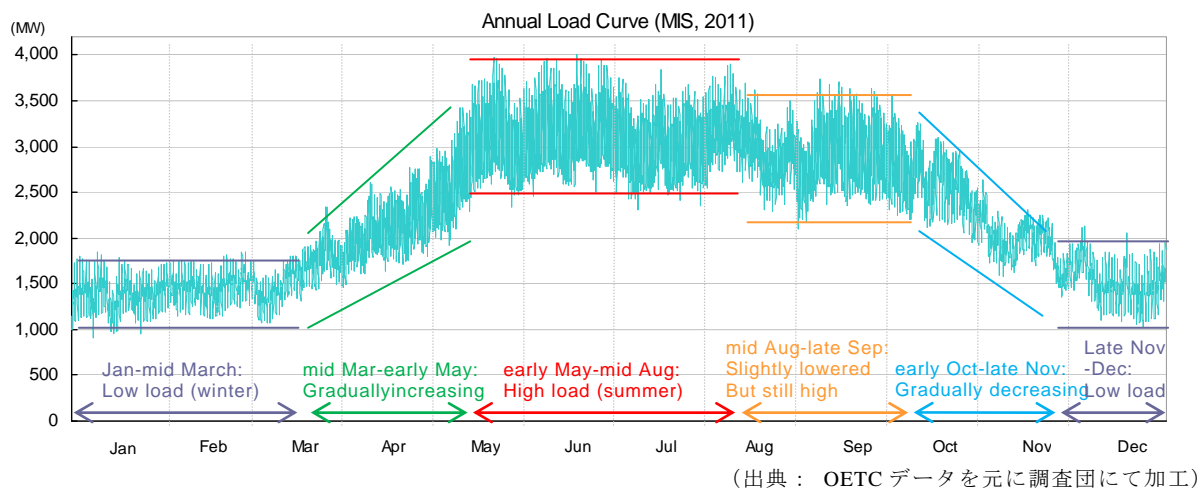
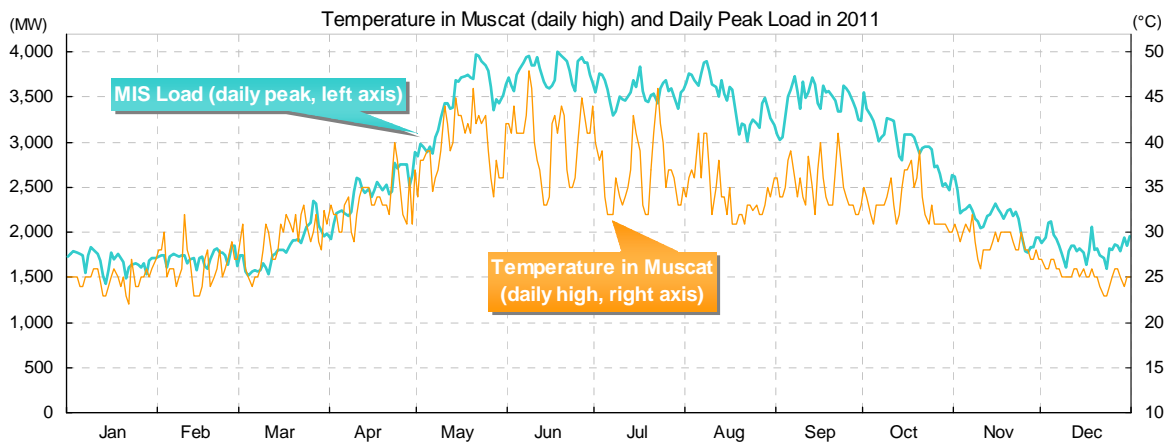


図 5- 18 MIS 系統における 1 年間の時間別負荷(2011 年)

1 年間の負荷の変動については、以下の通り、季節別の特徴が見られる。

- 1 月～3 月上旬: 低負荷で推移
- 3 月中旬～5 月中旬: 徐々に負荷水準が上昇
- 5 月中旬～8 月上旬: 高負荷で推移(特に 5 月中旬～6 月の期間が年間で最も高負荷)
- 8 月中旬～9 月下旬: 前季に比べて若干水準は下がるものの、依然として高水準を維持
- 10 月上旬～11 月下旬: 徐々に負荷水準が下降
- 12 月上旬～12 月下旬: 年初と同程度の低い負荷水準

MIS において年間最大負荷が発生した 5 月中旬から 6 月にかけては、例年、マスカット等「オ」国北部地域において年間最大気温を記録する時期でもあり、他方、負荷が低い 12 月から 3 月上旬は、年間で気温が最も低くなる時期であることから、負荷水準が季節によって大きく変動する要因は、主として冷房需要の多寡によるものと推察することができる。MIS 系統における毎日の最大負荷と、マスカットでの毎日の最高気温を比較したものを下図に示す。



(出典： OETC (負荷データ)、Weather Underground <http://www.wunderground.com> (気温データ))

図 5-19 MIS 系統における毎日の最大負荷およびマスカットでの毎日の最高気温(2011 年)

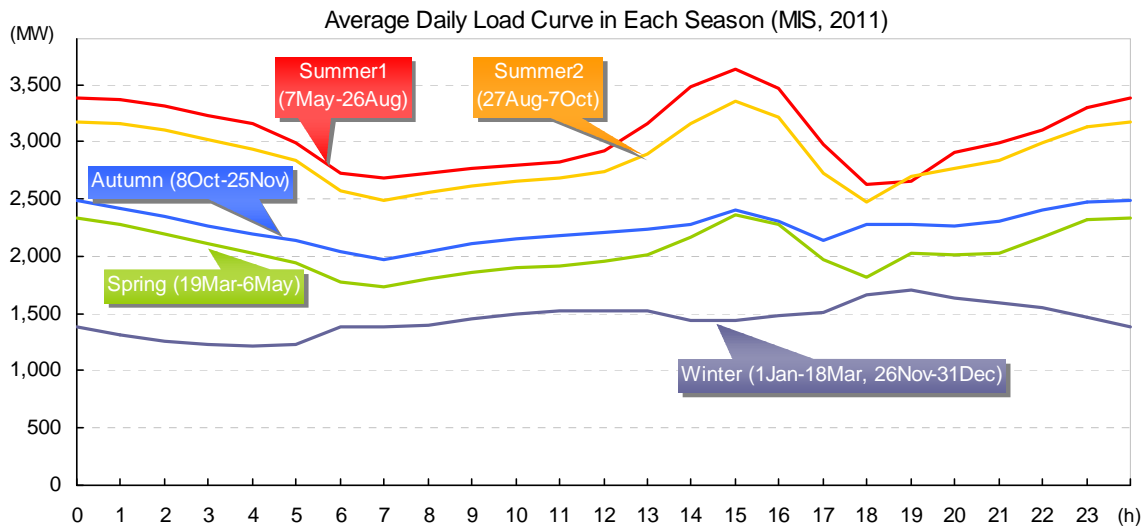
1 月から 5 月中旬にかけて気温の上昇傾向が続く間、毎日の最大負荷もほぼそれを後追いするように上昇している。7 月より気温は少しずつ降下し始めるのに対し、負荷は 9 月まで比較的高い水準を維持するが、10 月以降は気温に追いつこうとするかのように負荷の急落が始まっている。前 2 年間 (2009～2010 年) においても同様の傾向が観察できることから、気温以外に系統負荷に影響を及ぼす要因はないと仮定するならば、いったんエアコンを使い始めた後は、気温の水準がかなり下がるまで冷房需要は下がりにくいという傾向があるとも推測できる。

こうした、季節による負荷水準の違いを踏まえ、本調査では、2011 年の 1 年間の負荷を以下の 5 つの季節帯に分けて分析することとした。季節帯は、負荷水準・負荷パターンが大きく変化した時期を境に、週単位(土曜日～金曜日)で区切っている。

- 冬季(Winter)
  - 1 月 1 日(土)～3 月 18 日(金): 11 週間 (77 日間、1,848 時間)
  - 11 月 26 日(土)～12 月 31 日(土): 5 週間 (36 日間、864 時間)
- 春季(Spring)
  - 3 月 19 日(土)～5 月 6 日(金): 7 週間 (49 日間、1,176 時間)
- 夏季前期(Summer1)
  - 5 月 7 日(土)～8 月 19 日(金): 15 週間 (105 日間、2,520 時間)
- 夏季後期(Summer2)
  - 8 月 20 日(土)～10 月 7 日(金): 7 週間 (49 日間、1,176 時間)
- 秋季(Autumn)
  - 10 月 8 日(土)～11 月 25 日(金): 7 週間 (49 日間、1,176 時間)

季節の区分時期はこれとは若干異なるものの、OPWP が設定している MIS 地域の卸電力料金(Bulk Supply Tariff: BST)においても、同様に 12 ヶ月を 5 つの時期に分けて料金単価を設定しており (4.3.2 節を参照。1～3 月および 11～12 月が調査団分析における冬季、4 月が春季、5～7 月が夏季前期、8～9 月が夏季後期、10 月が秋季に対応)、こうした季節帯区分の基本概念は、「オ」国電力セクター関係者の一般的な認識と共通している。

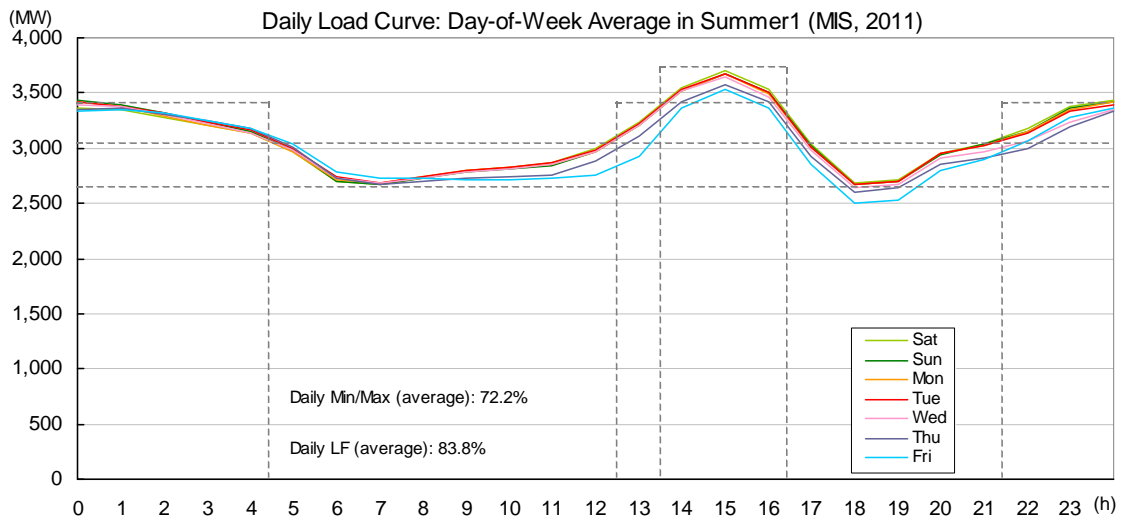
次図は、各季節帯における1日の平均負荷曲線を示したものである。負荷水準は季節帯によって異なるものの、負荷曲線の形状は冬季を除き類似しており、1日の間に、昼間(14～16時)および夜間(0～1時)の2回ピーク負荷が発生している。2回のピーク負荷のうち、夏季(前期および後期)では昼間のピーク負荷の方が強く出ている一方、春季および秋季では2つのピークがほぼ同水準もしくは夜間ピークの方がやや強く出る傾向が見られる。冬季のみ、負荷曲線の形状が他の季節帯と大きく異なっており、夕方(18～19時)に最大負荷が発生するし、また1日の中での負荷変動は他の季節帯に比べ小さくなっている。



(出典：OETC データを元に調査団にて加工)

図 5-20 各季節帯における1日の平均負荷曲線(MIS 系統、2011 年)

次の図は、夏季前期(Summer1)における、各曜日の平均負荷曲線を示したものである。日本等の国では、平日と週末とでの経済活動の違いにより、系統負荷の水準および形状も平日と週末とで大きく異なっている場合が多いが、「オ」国 MIS 系統においては、週末(特に金曜日)において、平日(土曜～水曜日)と比べて若干負荷水準が低く、また午前中の負荷の立ち上がりが遅いという違いは見られるものの、比較的軽微な相違である。他の季節帯においても、平日と週末とでの負荷の違いは軽微であった。



(出典： OETC データを元に調査団にて加工)

図 5- 21 夏季前期(Summer1)における曜日別平均負荷曲線(MIS 系統、2011 年)

## (b) 20 時間帯別負荷分析

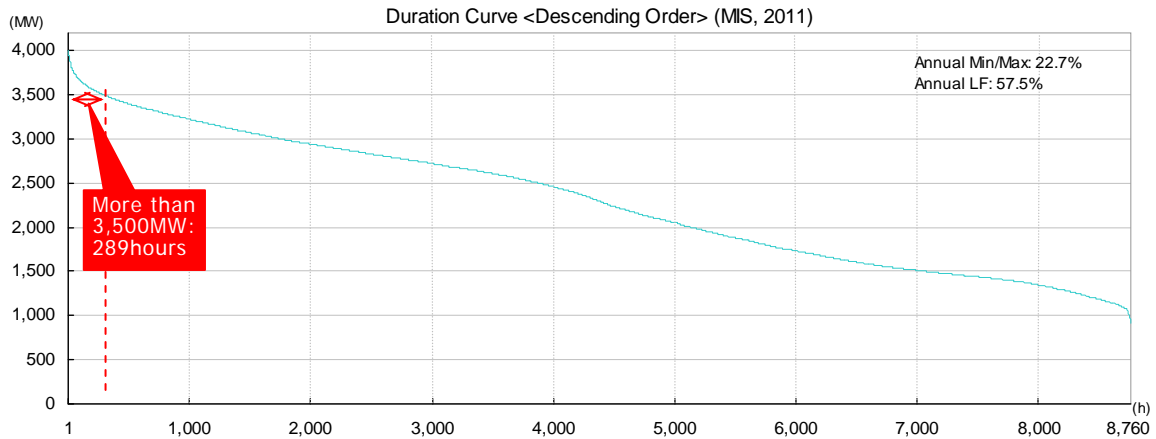
MIS 系統における各季節帯、曜日、および時間における負荷の特徴を踏まえ、本調査では、1 年間 (8,760 時間)の負荷を更に下表の通り、20 の時間帯に区分した。この時間帯別区分に基づき、電力供給コストの時間帯別配賦について検証することとする。なおこの区分は、OPWP による MIS 地域の卸電力料金(Bulk Supply Tariff)における時間帯区分に比べて複雑に設定されているものの、基本的な考え方には大きな相違はない(4.3.2 節を参照)。

表 5- 31 MIS 系統の年間負荷を 20 時間帯に区分(調査団作成)

		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
夏季前期 Summer1	平日(日-水)	Night Peak												Day High	Day Peak	Other						Night Peak			
	木曜日	Night Peak													Th. Day Peak	Other						Night Peak			
	金曜日	Night Peak													Fr. Day Peak	Other						Night Peak			
夏季後期 Summer2	平日(日-水)	Night Peak												Day High	Day Peak	Other						Night Peak			
	木曜日	Night Peak													Th. Day Peak	Other						Night Peak			
	金曜日	Night Peak													Fr. Day Peak	Other						Night Peak			
春季 Spring	全期間	Night High	Other											Daytime High	Other						Night High				
秋季 Autumn	全期間	Night High	Other											Daytime High	Other						Night High				
冬季 Winter	全期間	Other																	High	Other					

次に、1 年間 (8,760 時間)の負荷を、降順に配列し直した、デュレーションカーブを下図に示す。曲線の左上端に近いところ、つまり負荷水準が高い時間においては、曲線の傾きが急勾配になっており、全系負荷 3,500 MW 以上を記録したのは 289 時間であった。これを言い換えると、年間最大需要(4,000 MW)に対応するため用意された供給力のうち、1 割強に相当する 500 MW(=4,000 MW-3,500 MW)は、1 年間のうち 3%強の時間(=289 時間÷

8,760 時間)に供給するために用意する必要があったことを意味する。この曲線の左上端の傾きが急勾配になればなるほど、わずかなピーク時間のためだけに必要な設備量が多くなり、設備効率の低下、ひいては供給コスト（固定費）の上昇をもたらす要因となる。2011年のMISシステムのピーク負荷(4,000 MW)は、2010年(3,613 MW)と比較して約11%増加しており、設備増強を続けていかなければ今後ピーク時の需給が厳しくなる恐れがある。従って、ピーク需要、特に夏季昼間のピーク需要の尖頭化を抑制していくことが課題となる。



(出典：OETC データを元に調査団にて加工)

図 5- 22 MIS 系統のデュレーションカーブ(2011 年)

この他、MIS 系統のデュレーションカーブにおける独特な特徴として、スムーズな形状の曲線ではなく、傾きが幾度か変化して（特に 2,500 MW 辺りおよび 1,600 MW 辺り）階段状になっていることが挙げられる。これは、季節帯により負荷水準が大きく異なっており、夏季および冬季では負荷が同水準の時間数が多いため緩やかな勾配となり、春季や秋季の端境期においては、比較的短期間で負荷が大きく上昇または下落するため急勾配になることによるものである。下の表は、8,760 時間を上記の 20 時間帯に区分し（横軸）、また各時間の負荷がどの水準にあったか（縦軸）を示したものである。この表より、2,500 MW を超える負荷は夏季（前期および後期）、1,600～2,500 MW のレンジの負荷は春季および秋季、1,600 MW 未満の負荷は冬季にそれぞれ多く発生していることが伺える。



表 5- 32 20 時間帯と負荷水準の分布(MIS 系統、2011 年)

時間別 負荷 (MW)	夏季前期 Summer1						夏季後期 Summer2						秋季 Autumn			春季 Spring			冬季 Winter		合計 (時間)
	Daytime Peak		Night	Day	Other		Daytime Peak		Night	Day	Other	Day	Night	Other	Day	Night	Other	High	Other		
	Sat-Wed	Thu	Fri	Peak	High	Other	Sat-Wed	Thu	Fri	Peak	High	Other	High	High	Other	High	High	Other	High	Other	
4,000-4,100	1																				1
3,900-4,000	11																				11
3,800-3,900	14	1	1																		16
3,700-3,800	36	2	2	1				2													43
3,600-3,700	36	10	5	24				4		1											80
3,500-3,600	42	9	11	52	1			18	1		4										138
3,400-3,500	34	8	8	117	14			13	1		7										202
3,300-3,400	25	8	12	145	15	7		19	3	3	37										274
3,200-3,300	11	2	3	153	16	34		14	5	3	48	2	1	1	4						297
3,100-3,200	2	3	6	102	14	102		12	2	6	57	4	8	1	4						323
3,000-3,100	3	2	2	69	18	143		9	3	6	60	14	18	6	15						368
2,900-3,000	3		1	39	3	206	6	1	7	63	4	55	10	16	7	3	1				425
2,800-2,900	1			16	3	238	2		2	34	8	93	8	17	13	5	10				450
2,700-2,800				6	2	232		2	18	4	105	14	20	22	12	12	1				452
2,600-2,700				6	1	213			1	13	2	116	7	19	43	6	17	3			447
2,500-2,600				4	1	124				1	1	106	9	9	64	13	15	8			355
2,400-2,500			1			49						85	3	11	65	14	35	17			280
2,300-2,400						18						39	10	10	55	13	29	33			425
2,200-2,300						8						19	9	17	78	14	23	51			274
2,100-2,200						6						1	9	40	92	13	22	78		2	263
2,000-2,100						1						1	25	36	75	16	20	101	4		279
1,900-2,000						1						14	15	90	17	21	119	13	9		299
1,800-1,900												7	5	99	12	24	113	37	28		325
1,700-1,800												10	5	51	8	13	128	91	69		375
1,600-1,700												1	2	23	1	3	74	139	143		386
1,500-1,600												3		7			41	108	390		549
1,400-1,500																	17	46	621		684
1,300-1,400																		11	402		413
1,200-1,300																		1	288		289
1,100-1,200																			239		239
1,000-1,100																			55		55
900-1,000																			16		16
	219	45	51	735	88	1,382	99	18	30	343	39	647	147	245	784	147	245	784	452	2,260	8,760

注:  
色のセルは、当該時間帯の60%がこの負荷水準に含まれていることを、  
色のセルは、当該時間帯の30%がこの負荷水準に含まれていることを示している。

## (c) 時間帯別コスト配賦試算(BST単価との比較)

上述の時間帯別区分およびデュレーションカーブを用いて、発電コストの時間帯別配賦の試算を行った。コスト配賦を厳密に計算するためには、発電コストの異なる各電源をそれぞれの時間に稼働させるかについても考慮に入れる必要があるが、ここでは簡便法として、発電コストに関する諸元は全ての電源で同じと仮定し、平均発電コストがBST算定の前提としている諸元とほぼ等しくなるようにしている。

表 5- 33 MIS 系統における時間帯別発電コスト配賦(調査団試算)

## A. 固定費の時間帯別配賦(1,000US\$)

	夏季前期 Summer1						夏季後期 Summer2						秋季 Autumn			春季 Spring			冬季 Winter		1,000 US\$ /時
	Daytime Peak		Night	Day	Other		Daytime Peak		Night	Day	Other	Day	Night	Other	Day	Night	Other	High	Other		
	Sat-Wed	Thu	Fri	Peak	High	Other	Sat-Wed	Thu	Fri	Peak	High	Other	High	High	Other	High	High	Other	High	Other	
4,000-4,400	36,000																				36,000
3,600-4,000	23,364	3,099	1,907	5,960			1,430			238											238.41
3,200-3,600	7,119	1,356	1,424	16,678	1,559	1,390	2,373	339	203	3,288	68	34	136								33.90
2,800-3,200	3,000	616	699	9,836	1,151	10,000	1,356	219	370	4,260	438	2,397	356	767	274	110	151				13.70
2,400-2,800	1,894	389	441	6,358	761	11,660	856	156	259	2,967	337	5,077	510	995	1,851	458	778	251			8.65
2,000-2,400	1,537	316	358	5,158	618	9,691	695	126	211	2,407	274	4,540	786	1,530	3,607	765	1,291	2,049	42		7.02
1,600-2,000	1,210	249	282	4,061	486	7,637	547	99	166	1,895	216	3,575	796	1,354	4,293	812	1,354	4,012	1,580	1,376	5.53
1,200-1,600	933	192	217	3,131	375	5,888	422	77	128	1,461	166	2,756	626	1,044	3,340	626	1,044	3,340	1,926	8,308	4.26
800-1,200	900	185	210	3,021	362	5,679	407	74	123	1,410	160	2,659	604	1,007	3,222	604	1,007	3,222	1,858	9,288	4.11
400-800	900	185	210	3,021	362	5,679	407	74	123	1,410	160	2,659	604	1,007	3,222	604	1,007	3,222	1,858	9,288	4.11
0-400	900	185	210	3,021	362	5,679	407	74	123	1,410	160	2,659	604	1,007	3,222	604	1,007	3,222	1,858	9,288	4.11
Total	77,757	6,772	5,957	60,244	6,035	63,304	8,900	1,238	1,707	20,746	1,980	26,357	4,921	8,845	23,031	4,584	7,639	19,318	9,121	37,547	396,000
供給量(GWh)	782	156	174	2,400	281	3,894	328	57	91	1,054	115	1,724	343	595	1,707	333	554	1,515	745	3,183	20,034

## B. MWhあたり固定費

	夏季前期 Summer1						夏季後期 Summer2						秋季 Autumn			春季 Spring			冬季 Winter		平均
	Daytime Peak		Night	Day	Other		Daytime Peak		Night	Day	Other	Day	Night	Other	Day	Night	Other	High	Other		
	Sat-Wed	Thu	Fri	Peak	High	Other	Sat-Wed	Thu	Fri	Peak	High	Other	High	High	Other	High	High	Other	High	Other	
US\$/MWh	99.48	43.34	34.18	25.10	21.44	16.26	27.10	21.65	18.67	19.69	17.16	15.28	14.36	14.87	13.49	13.75	13.78	12.75	12.24	11.79	19.77
OMR/MWh	38.25	16.66	13.14	9.65	8.25	6.25	10.42	8.32	7.18	7.57	6.60	5.88	5.52	5.72	5.19	5.29	5.30	4.90	4.71	4.54	7.60

## C. MWhあたり可変費

	夏季前期 Summer1						夏季後期 Summer2						秋季 Autumn			春季 Spring			冬季 Winter		平均	
	Daytime Peak		Night	Day	Other		Daytime Peak		Night	Day	Other	Day	Night	Other	Day	Night	Other	High	Other			
	Sat-Wed	Thu	Fri	Peak	High	Other	Sat-Wed	Thu	Fri	Peak	High	Other	High	High	Other	High	High	Other	High	Other		
US\$/MWh	12.80	12.80	12.80	12.80	12.80	12.80	12.80	12.80	12.80	12.80	12.80	12.80	12.80	12.80	12.80	12.80	12.80	12.80	12.80	12.80	12.80	12.80
OMR/MWh	4.92	4.92	4.92	4.92	4.92	4.92	4.92	4.92	4.92	4.92	4.92	4.92	4.92	4.92	4.92	4.92	4.92	4.92	4.92	4.92	4.92	4.92

## D. MWhあたり総費用

	夏季前期 Summer1						夏季後期 Summer2						秋季 Autumn			春季 Spring			冬季 Winter		平均
	Daytime Peak		Night	Day	Other		Daytime Peak		Night	Day	Other	Day	Night	Other	Day	Night	Other	High	Other		
	Sat-Wed	Thu	Fri	Peak	High	Other	Sat-Wed	Thu	Fri	Peak	High	Other	High	High	Other	High	High	Other	High	Other	
US\$/MWh	112.28	56.14	46.97	37.89	34.24	29.05	39.90	34.44	31.46	32.49	29.95	28.08	27.15	27.67	26.29	26.55	26.58	25.54	25.04	24.59	32.56
OMR/MWh	43.17	21.58	18.06	14.57	13.17	11.17	15.34	13.24	12.10	12.49	11.52	10.80	10.44	10.64	10.11	10.21	10.22	9.82	9.63	9.45	12.52

この試算結果を、OPWP が設定した、2012 年における卸電力料金(Bulk Supply Tariff: BST) 単価と比較したものが、以下の図である。両者の季節帯区分は若干異なるが、調査団分析での冬季(Winter)を BST における 1~3 月および 11~12 月の単価、春季(Spring)を 4 月、夏季前半(Summer1)を 5~7 月、夏季後半(Summer2)を 8~9 月、秋季(Autumn)を 10 月と、それぞれ比較している。夏季前半の昼間ピーク時間帯において、BST 単価(55 RO/MWh)が調査団試算(43.17 RO/MWh)よりも高く、冬季の BST 単価(8 RO/MWh)が調査団試算(9.45~9.63 RO/MWh)よりも低くなっている等の相違はあるものの、年間を通じてのコスト配賦はかなり近似した結果となっていることから、2012 年の BST 単価は、調査団試算と同様、2011 年の系統負荷データを元に、ほぼ同様の手法にてコスト配賦を行って算定したものと推定することができる。夏季前半の昼間ピーク時間帯において BST 単価が調査団試算を大きく上回っているのは、BST の計算においては、この時間帯において高コストの非常用ディーゼルが稼働している等を考慮に入れているのに対し、調査団試算では一律同じ発電コストを採用している等の違いによるものと推測される。

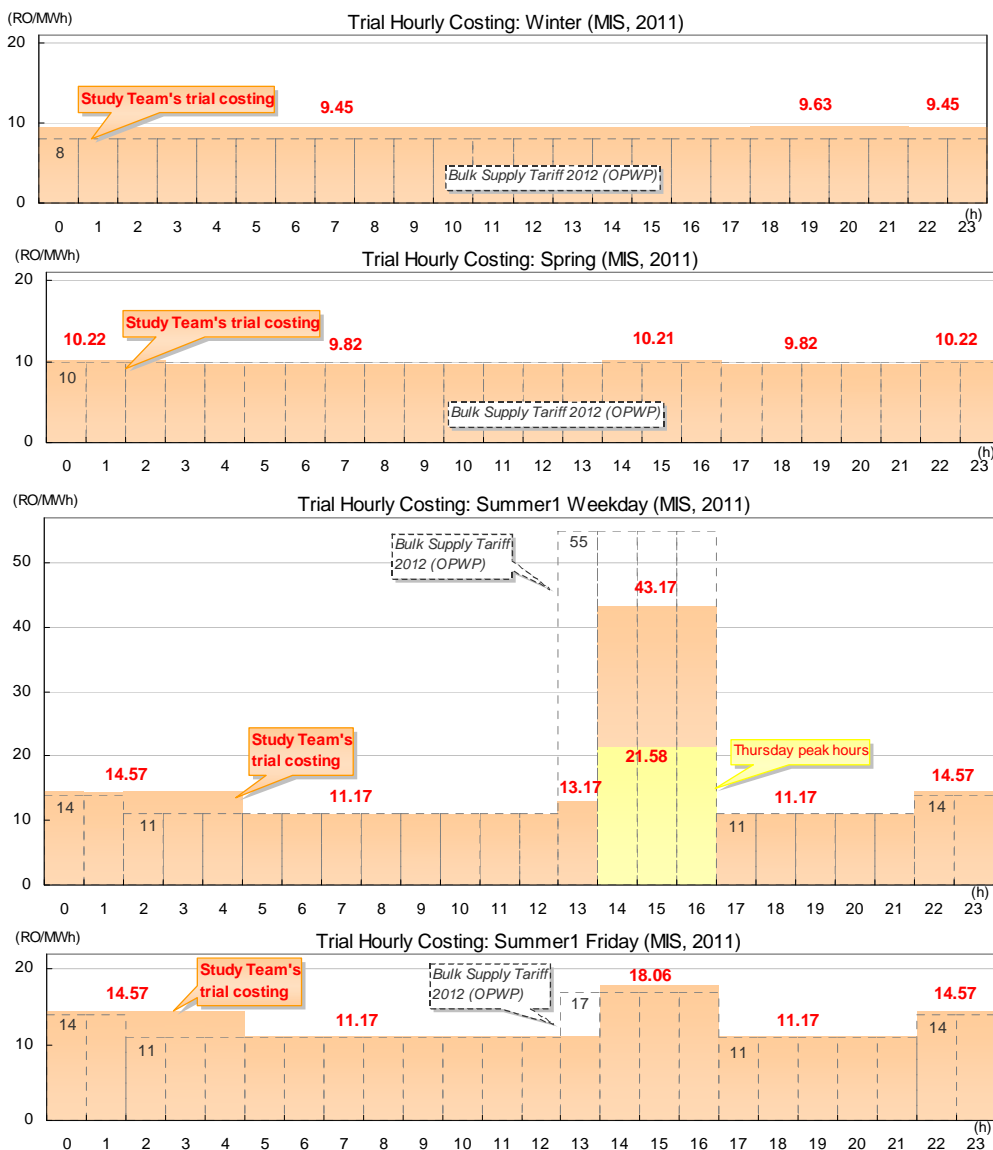


図 5-23 調査団試算の時間帯別発電コスト配賦と 2012 年 BST との比較(MIS) (1/2)

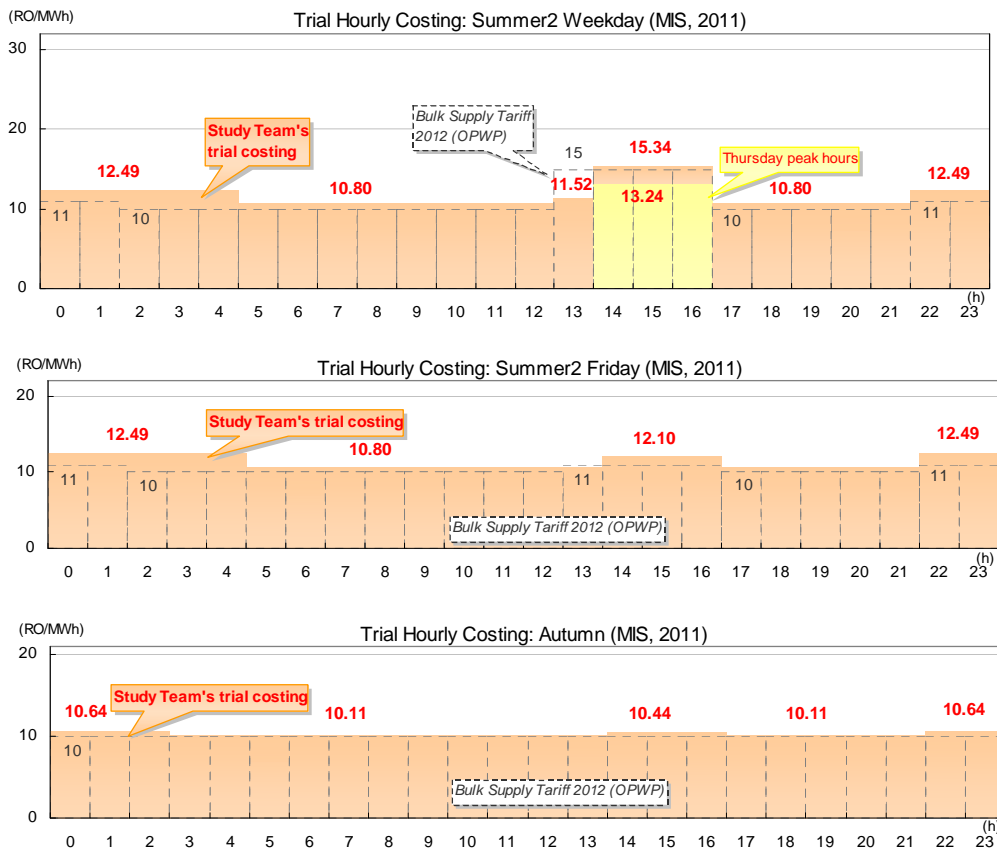


図 5-24 調査団試算の時間帯別発電コスト配賦と 2012 年 BST との比較(MIS) (2/2)

以上の分析結果を踏まえ、MIS 系統において現在適用されている BST 単価は、発電コストの実績値を季節別・時間帯別にほぼ適切に配賦したものと考えられることから、小売料金における DSM インセンティブを検討する前提として、発電部門の原価については BST をそのまま適用すればよいと考えられる。

(2) MIS 全系負荷のセクター別内訳、および冷房需要/非冷房需要別内訳の推定

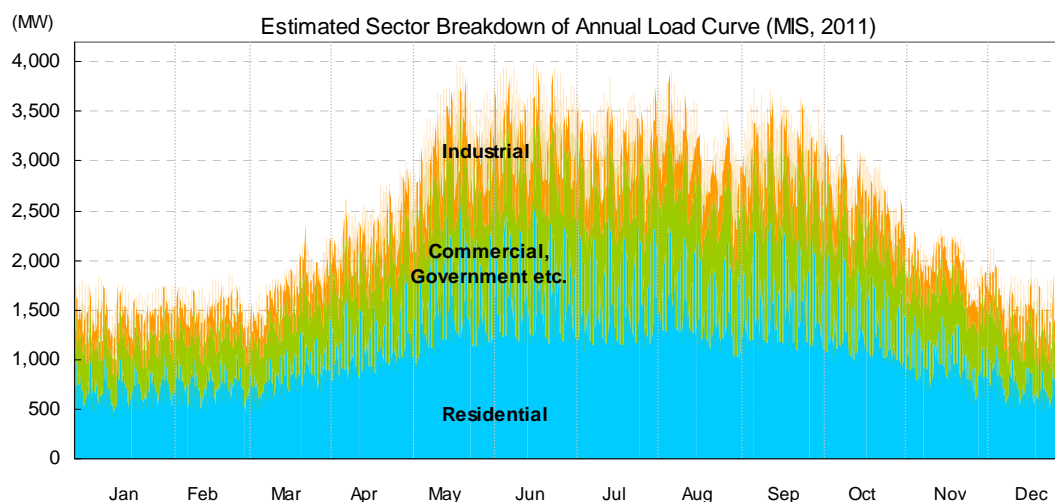
次に、MIS 系統の全系年間負荷曲線について、セクター別、および冷房需要/非冷房需要別に、それぞれ内訳を推定した。

試算結果は、以下の通りである。年間の送電電力量に占める冷房需要の割合は 37%程度だが、年間最大負荷発生時には 63%に達している。また、2011 年の最大負荷発生日（6月18日）におけるセクター別需要内訳を見ると、昼間のピーク時（15時、4,000 MW）においては、住宅用と商業用・政府機関等が占める割合が大きくなっているほぼ同規模となっているのに対し、夜間ピーク時(0時、3,627 MW)においては、住宅用が大きな圧倒的なウエイトを占めている。

表 5- 34 MIS 系統負荷におけるセクター別内訳および冷房/非冷房需要別内訳(2011 年)

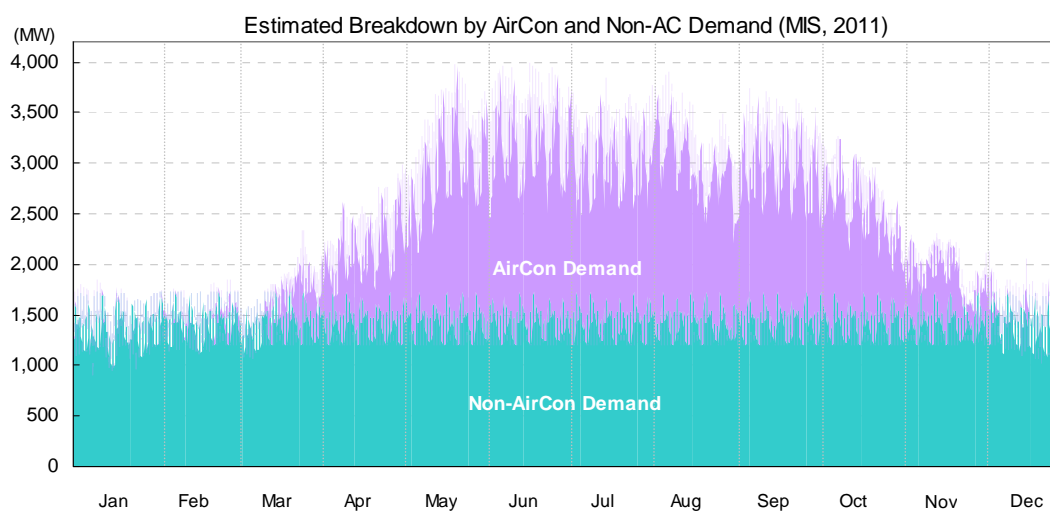
	年間送電電力量 (GWh)			年間最大負荷: 6 月 18 日 15 時(MW)		
	非冷房需要	冷房需要	小計	非冷房需要	冷房需要	小計
住宅用	6,679	4,203	10,882	612	1,152	1,764
商業用・政府他	4,053	2,691	6,744	615	1,118	1,733
産業用	1,831	577	2,408	251	253	504
合計	12,563	7,471	20,034	1,477	2,524	4,000

(出典：調査団試算)



(出典：調査団試算)

図 5- 25 MIS 系統年間負荷曲線のセクター別内訳(2011 年)



(出典：調査団試算)

図 5- 26 MIS 系統年間負荷曲線の冷房需要/非冷房需要別内訳(2011 年)

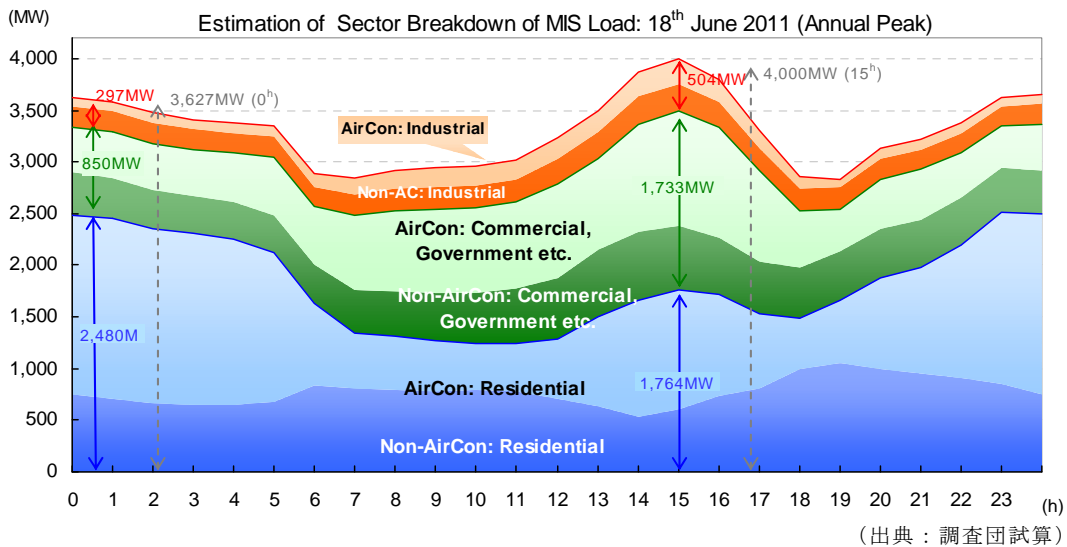


図 5- 27 MIS 系統年間最大負荷発生日におけるセクター別および冷房需要/非冷房需要別内訳

## (3) Salalah 系統負荷の特徴

## (a)年負荷曲線および季節別特徴

Salalah 系統における 2011 年の年負荷曲線を、下図に示す。

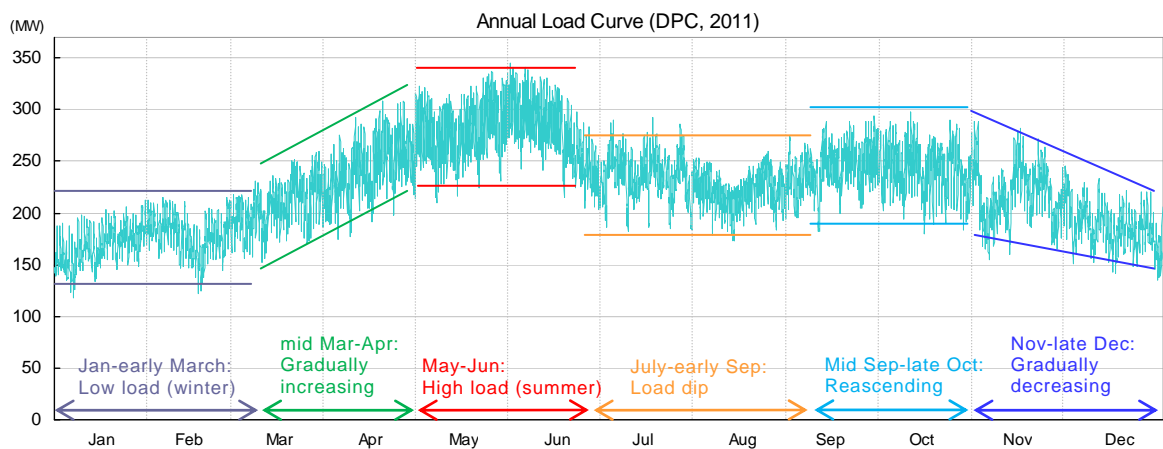


図 5- 28 Salalah 系統における 1 年間の時間別負荷(2011 年)

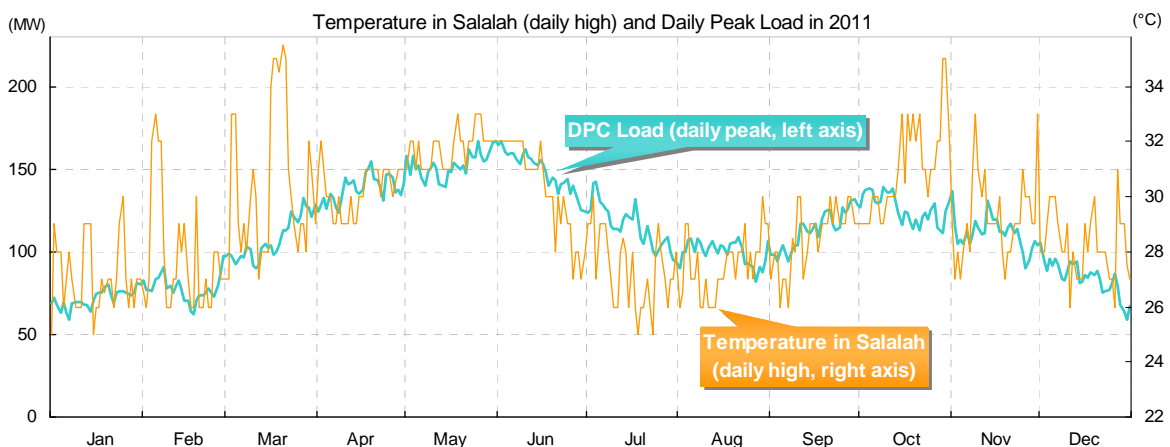
Salalah 系統における年間負荷曲線の全体的な特徴は、MIS 系統と類似しており、冬季の負荷が年間で最も低く、3 月以降上昇を始めて夏季前期（5 月後半～6 月）に年間最大負荷を記録した後、緩やかに下降する傾向を示している。ただし、MIS 系統と比べて、以下のような相違点も見られる。

- 年間の負荷変動幅は比較的小さい（年間最大負荷と最低負荷との比: MIS 約 4 倍、Salalah 約 3 倍）
- 夏季前半に年間最大負荷を記録した後、負荷がいったん大きく下がる時期が続く（7～8 月）、秋季（9～10 月）に再び負荷が上昇する（MIS においても類似の傾向）

は少し見られるものの、Salalah に比べると目立った特徴となっていない)

これらの相違点の主要因として、マスカットを中心とした北部地域とサラールを中心とした南部地域との気象条件の違いが挙げられる。下の図は、DPC 系統における毎日の最大負荷と、サラールでの毎日の最高気温を比較したものである。マスカットでは、夏季に 40℃ 代後半の気温が記録される一方、サラールでの最高気温は 30℃ 台半ばに留まっており、この差が負荷変動幅の違いに大きな影響を及ぼしていると考えられる。また、7～8 月にいったん気温が下がった後、9～10 月に再上昇する傾向も見ることができる（注：下図では、3 月に年間最高気温を記録しているが、「オ」国の地方部の気象統計データは完璧に整備されているとは言い難く、データの信頼性については留意が必要である）。

また、MIS 系統ほど特徴的ではないものの、夏季後期に気温が低下し始めるのに比べて系統負荷はあまり大きく下がらないという傾向も同様に見られる。この要因として、MIS 地域では、この時期の気温の変動が乱高下しており、一時的に気温が大きく低下しても冷房需要が十分反応できていないのに対し、DPC 地域では、比較的緩やかに気温が低下するため、冷房需要が追いつくことができていると推測することができる。また、DPC のスタッフからは、夏季後期の電力需要が気温の低下ほどは下がらない原因として、この時期は観光シーズンのため地域外からの人口流入があること、またこの時期の湿度が高いため冷房需要に影響を及ぼしている可能性がある、との指摘もあった。



（出典：DPC（負荷データ）、Weather Underground <http://www.wunderground.com>（データ気温））

図 5-29 Salalah 系統における毎日の最大負荷およびサラールでの毎日の最高気温(2011 年)

Salalah 系統では夏季後期に負荷がいったん下がった後、秋季に入って再び上昇しているという特徴を考慮に入れ、2011 年の 1 年間の負荷を以下の 6 つの季節帯に分けて分析することとした。MIS 系統について分析したのと同様、季節帯は、負荷水準・負荷パターンが大きく変化した時期を境に、週単位(土曜日～金曜日)で区切っている。

■ 冬季(Winter)

- 1 月 1 日(土)～3 月 11 日(金): 10 週間 (70 日間、1,680 時間)
- 12 月 24 日(土)～12 月 31 日(土): 1 週間 (8 日間、172 時間)

■ 春季(Spring)

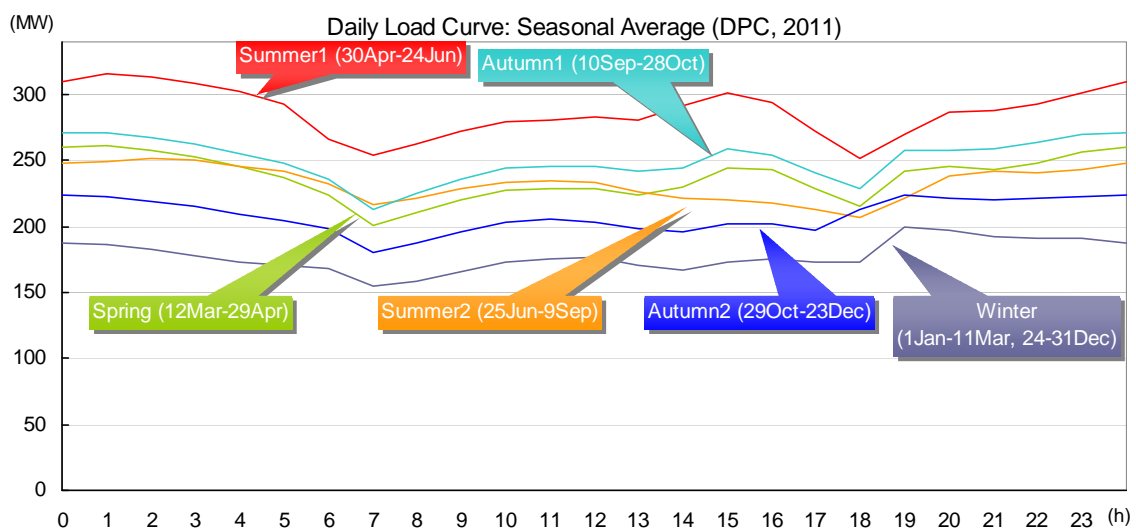
- 3 月 12 日(土)～4 月 29 日(金): 7 週間 (49 日間、1,176 時間)

- 夏季前期(Summer1)
  - 4月30日(土)～6月24日(金): 8週間 (56日間、1,344時間)
- 夏季後期(Summer2)
  - 6月25日(土)～9月9日(金): 11週間 (77日間、1,848時間)
- 秋季前期(Autumn1)
  - 9月10日(土)～10月28日(金): 7週間 (49日間、1,176時間)
- 秋季後期(Autumn2)
  - 10月29日(土)～12月23日(金): 8週間 (56日間、1,344時間)

OPWPでは、2012年より、Salalah地域の卸電力料金(Bulk Supply Tariff: BST)の設定を始めているが、ここでも同様に12ヶ月を5つの時期に分けて料金単価を設定しており(4.3.2節を参照)、1～3月および11～12月が調査団分析での冬季および秋季後期、4月が春季、5～6月が夏季前期、7～8月が夏季後期、9～10月が秋季前期に対応する。BSTでは、1～3月および11～12月に同一の単価を設定しているが、11月の負荷水準は1～2月と比べて有意に高く、12月後半まで遞減傾向が続くことから、調査団の分析では、この2つを別の季節帯とすることとした。

各季節帯における1日の平均負荷曲線を下図に示す。夏季前期、秋季前期、春季においては、負荷水準は異なるものの、負荷曲線は類似の形状を示しており、1日の間に、昼間(14～16時)および夜間(0～2時)の2回、ピーク負荷が発生している。1日に2回のピーク負荷が発生する点はMIS系統(冬季以外)と共通しているが、MISでは夏季の昼間ピークが年間最大負荷となるのに対し、DPCでは夜間ピークの方が大きく、年間最大負荷も夏季の夜間に発生している(2011年の場合、5月31日1時に年間最大負荷が発生)。

夏季後半においても、同様に夜間にピーク負荷が発生するが、前後の季節帯に比べて昼間の気温が下がっているため、昼間のピーク負荷はほとんど目立たなくなっている。秋季後半および冬季においては、夕方(19時頃)から夜間にかけて負荷がほぼフラットとなり、この時間帯の負荷が1日で最も高くなる。



(出典：DPCデータを元に調査団にて加工)

図5-30 各季節帯における1日の平均負荷曲線(Salalah系統、2011年)