

## 第3章 オマーンの基本情報

### 3.1 一般情報

#### 3.1.1 国の基本情報

##### (1) 地理情報

国土面積は309,500 km<sup>2</sup>であり、日本の約4分の3ほどである。アラビア半島東南端、北緯16.40度～26.20度、東経51.50度～59.40度に位置し、陸上ではアラブ首長国連邦、サウジアラビア、イエメンと国境を接している。海岸線の総延長は3,165 kmにも及び、アラビア湾、ホルムズ海峡、オマーン湾、アラビア海に囲まれている。

河川がないにも関わらず、オアシスを中心に国土の0.3%が農地として利用される。

北端のホルムズ海峡を望むムサンダム半島からスールにかけて500～600 kmの海岸があり、オマーン湾に面している。ムサンダム半島はアラブ首長国連邦の領土を超えた飛び地となっている。また、オマーン湾に沿うようにハジャル山地が存在している。この山地は高度1,000～2,000 mほどあり、オマーン最高峰は3,000 mを越える。

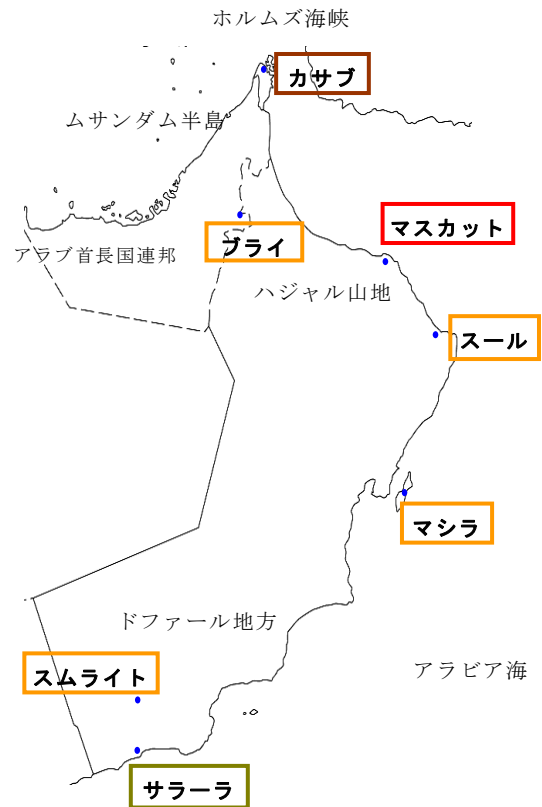


図3-1 「オ」国の全国図

##### (2) 民族と宗教

民族構成の大部分はアラブ系住民で、その他東アフリカ系、インド系、パキスタン系、イラン系住民が存在する。アラビア語が公用語であり、英語も多用される。地域によってはスワヒリ語、バルーチ語、ウルドゥ語も通用する。

宗教は、人口のおよそ75%がイスラム教のイバード派、25%がスンニ派に属している。ヒンドゥー教やキリスト教を信仰しているものもいるが、少数である。イスラム教を国教としており、女性の活動や服装に制限はあるが、厳格なイスラム国家であるサウジアラビアと比較すると大分解放されており、就業している女性も多く、労働者の約20%は女性である。

##### (3) 人口

人口の約78%が都市部に居住しており、そのうち首都マスカットには約100万人、第二の都市サララには21万人が住む。人口の55%を20歳以下が占めることから、政府支出の約12%（2010年実績）が教育インフラに投資されている。初等教育10年、中等教育2年という教育制度を土台に、将来の労働市場の需要に対応するため、理科、数学、コン

ピュータに重点が置かれた教育が行われている。英語教育は初等教育1年目（年齢6歳）から実施されている。

### 3.1.2 自然環境

「オ」国は国土の約82%が砂漠・土漠地帯であり、気候区分はほぼ全土が砂漠気候に分類される。その他、国土の約15%を占める山岳地帯や3%を占める平野部から構成される。海岸地方は高温多湿気候、内陸部は砂漠の高温乾燥気候、山岳地帯は一年中温暖な気候である。

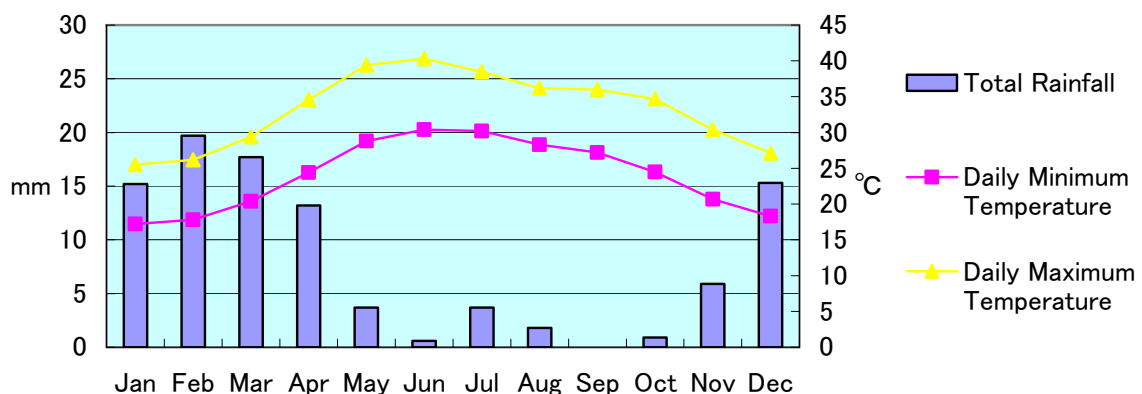
マスカットを含む海岸地方の気候は、4月から10月までが夏季で、特に5月から8月にかけては一日の最高気温が40℃から50℃以上、最低気温が30℃以上という酷暑が続く。湿度は、6月から9月が高く、平均80%以上にも達する。12月から2月までは快適な季節で、一日の気温は10℃台から20℃程度までの間を推移する。

内陸部では、マスカットやパーティナ海岸地方と比較すると、夏の気温は高く、冬の気温は若干低くなる。湿度は低く、雨量も少ないが、高度1,000m～2,000mのハジャル山地では冬季および夏季に頻繁に降雨があり、標高3,000m地点付近では夏でも気温は氷点下になることもある。

第2の都市サララのある南部ドファール地方は、モンスーン気候で、6月から9月まで雨期に入り、湿度は高いが、気温は最高30℃程度であり、他の地域と比べると低い。乾季には湿度が下がり、気温は雨期の前後は若干上がるが、冬は低くなる。

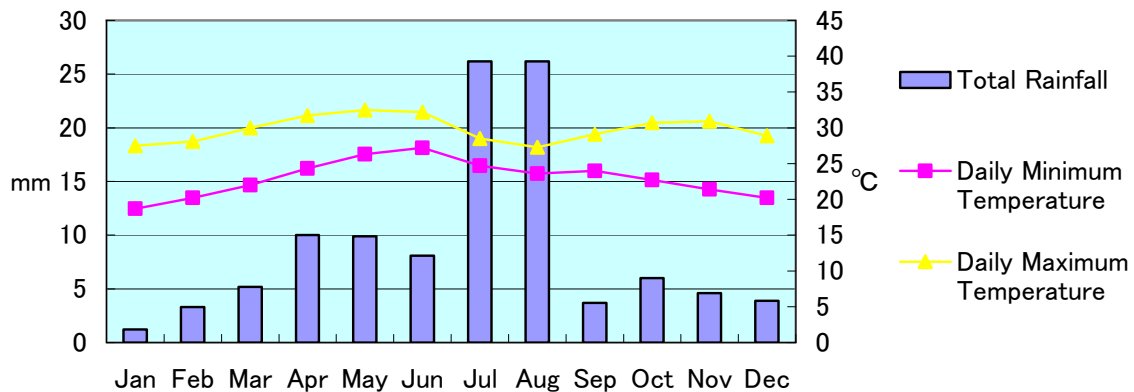
「オ」国全体の年間降雨量の約80%は蒸発し、5%が海に流れ込み、残り15%が地下水として貯留する。

2007年に大型のサイクロンがマスカットを直撃し、インフラ（電気・水道）がダメージを受けた。復旧に数日かかったエリアもあったが、例年はサイクロンが「オ」国周辺を通ることはない。



(出典：MET Malaysia)

図3-2 マスカットの月別平均降水量と月別平均気温



(出典：MET Malaysia)

図 3-3 サラーラの月別平均降水量と月別平均気温

### 3.1.3 経済活動

#### (1) 経済活動と生活パターン

「オ」国の産業の中心は原油生産であり、Ministry of Information によれば、2010 年度実績で、一日あたりの平均生産量は 864,600 bbls、年間平均生産量では 76.64 百万 bbls に達する。原油生産額は、輸出額の 76.7 % を占めている。金属資源は、クロム鉱石、銀、金を採掘するものの、量は少ない。

河川がないため農業には不向きな環境であるものの、人口の 9 % が農業に従事している。主な農産物はナツメヤシ。穀物と根菜ではジャガイモの生産が最も多い。

#### (2) 年間の経済活動

イスラム暦によって祝祭日が決まる。例日と 2012 年の国民の祝祭日は、以下のとおり。

表 3-1 「オ」国の祝祭日

年月	2012 年	祝祭日
西暦 1 月 1 日	1 月 1 日	元旦
イスラム暦第 3 月 (ラビーウルアッワル) 12 日	2 月 4 日頃	預言者ムハンマドの誕生祭
イスラム暦第 7 月 (ラシャブ) 27 日	6 月 17 日頃	預言者ムハンマドの昇天祭
イスラム暦第 10 月 (シャウワール) 1 日～4 日	8 月 19 日頃	ラマダン明けの祭り
イスラム暦第 12 月 (ズールヒッジヤ) 9 日～13 日	10 月 24 日頃	犠牲者祭
西暦 11 月下旬の 2 日間	11 月 18 日	ナショナルデー
西暦 11 月 19 日	11 月 19 日	国王の誕生日
イスラム暦第 1 月 (ムハッラム) 1 日	12 月 7 日	イスラム暦新年

(出典：中東協カセンター)

### (3) 週間の経済活動

イスラム教を国教としているため、金曜日が週休日であり、1週間は土曜日から始まる。各機関の勤務時間は以下の通りであるが、ラマダン期間中の勤務時間は、通常、勤務時間が2時間短縮される。主な勤務時間帯は以下のとおり。

表 3-2 「オ」国の勤務時間帯

分類	曜日	開店時間帯
官庁	土曜日～水曜日	7:30～14:30
	ラマダン月	9:00～14:00
銀行	日曜日～水曜日	8:00～14:00
	木曜日	8:00～12:00
私企業	土曜日～水曜日	(7:00 or 8:00)～(16:00 or 17:00) あるいは 8:00～13:00, 15:00～18:00
	木曜日	8:00～13:00
店舗	土曜日～木曜日	8:30～13:30, 16:00～21:00
	金曜日	16:00～21:00

(出典：中東協力センター)

私企業については、多くの大企業は木曜日と金曜日が休みである。また、店舗に関しては、スーパーマーケットやコンビニは午前1時頃まで営業している場合もある。

Oxford Business Groupによれば、都市部に出稼ぎに来る労働者が多いが、家族を重んじる慣習のため、週末や休暇には地方部に帰省するが多い。

初等・中等教育の学校は、週5日制で木曜日と金曜日は休日である。

### (4) 日常の生活パターン

オマーン人は、イスラム教の慣習を重んじる。組織もイスラム教の生活スケジュールを尊重して運営される。

イスラム教は、1日5回の礼拝（日の出前、正午、午後、日没直後、夜（就寝前））を行うため、その間、閉店する店舗も多い。

## 3.2 社会開発経済

### 3.2.1 人口経済統計

#### (1) 人口統計

「オ」国の統計年鑑（Statistical Year Book 2010, Ministry of National Economy: MONE）によれば、2010年時点で「オ」国の人口は、オマーン人207万人、外国人70万人、合計で277万人である。また、2005年から2010年間の総人口は10.5%増加しているが、オマーン人は12.3%ほど増加している。また、この間の年間平均増加率は、総人口は2.0%/年、オマーン人は2.4%である。外国人は経済動向により増減するが、オマーン人の人口伸び率は2%台と他の中進国と比較して大きい。

「オ」国の人口調査は、前回は2003年12月で、直近は2010年12月である。この間の

居住外国人を含めて総人口は2003年の234万人から2010年には277万人に増えている。外国人の多くはGCC諸国からの労働者で、GCC内での労働者の移動が確保されているという状況を反映している。なお、2010年に前年に比べ外国人居住者が減少した現象は、リーマンショックの影響で「オ」国経済が低下したことが原因とみられる。

表3-3 「オ」国の人口統計推移

Year	Total	Foreigners	Omani	Growth Rate of the Total	Contribution of Foreigners
	1,000persons	1,000persons	1,000persons	%	%
1990	1,625	304	1,321		18.7
1991	1,757	388	1,369	8.1	22.1
1992	1,882	465	1,417	7.1	24.7
1993	2,000	535	1,465	6.3	26.8
1994	2,050	538	1,512	2.5	26.2
1995	2,131	574	1,557	4.0	26.9
1996	2,214	612	1,602	3.9	27.6
1997	2,255	613	1,642	1.9	27.2
1998	2,287	602	1,685	1.4	26.3
1999	2,325	596	1,729	1.7	25.6
2000	2,402	624	1,778	3.3	26.0
2001	2,478	652	1,826	3.2	26.3
2002	2,538	668	1,870	2.4	26.3
2003	2,341	559	1,782	-7.8	23.9
2004	2,416	613	1,803	3.2	25.4
2005	2,509	666	1,843	3.8	26.5
2006	2,577	693	1,884	2.7	26.9
2007	2,743	820	1,923	6.4	29.9
2008	2,867	900	1,967	4.5	31.4
2009	3,174	1,156	2,018	10.7	36.4
2010	2,773	703	2,070	-12.6	25.4

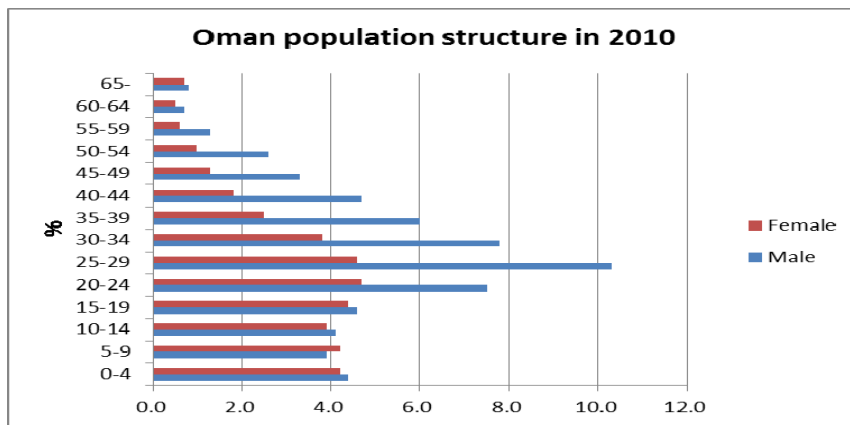
(出典：Ministry of National Economy)

## (2) 労働人口

「オ」国の統計年鑑によれば、「オ」国は経済の発展につれて他の中進国と同様に核家族化が進行しつつある。つまり、世帯数は人口増加率より大きく、世帯当たりの人数は減少しつつある。外国人労働者の多くは20歳～39歳で、しかもこの年代は「オ」国全人口の47%を占めている。(下図参照) このことは、人口300万人程度の国にしては、中堅労働者の割合が高く外国人労働力が大きく貢献している。

労働者に関して「オ」国では「Omanisation政策」を取っており、自国人を優先的あるいは一定割合以上を雇用する民族優先政策を取っている。そのため「オ」国政府は教育および職業訓練機関を通して労働者の質の向上を目指している。

「オ」国の民間企業では、2010年で「オ」国人労働者は平均80%程度であったが、今後は、外国人労働者が増加することも考えられる。労働者の質的な面では、建設関連ではインド人、パキスタン人、バングラデシュ人、フィリピン人であるが、技能労働者はGCC諸国やEU、アメリカからの労働者が多い。



(出典: Ministry of National Economy)

図 3-4 「オ」国の男女別年齢別構成比

## (3) 今後の人口の推移

カタールの Qatar National Bank (QNB) 社によれば、今後の人口の推移は、「オ」国人は 2% の伸び率で推移するものの、外国人は 2012 年から 2015 年までは、構成比で増加するものの、その後は、「オ」国人の労働力の増加や「オ」国の経済成長の安定化などにより、外国人は構成比で減少に転じると考えられる。

人口の推移では、2010 年の総人口 280 万人（「オ」国人 200 万人）、2015 年で 300 万人（「オ」国人 220 万人）、2020 年で 330 万人（「オ」国人 250 万人）、2025 年で 360 万人（「オ」国人 280 万人）、2030 年で 390 万人（「オ」国人 310 万人）と見込まれる。

表 3-4 「オ」国の人口推移見通し

		単位	2010	2011	2015	2020	2025	2030
人口	伸び率	%	-12.63	-0.47	2.5	2.0	1.5	1.5
	総人口	1000 人	2,773	2,760	3,037	3,353	3,612	3,891
	「オ」国人	1000 人	2,069	2,110	2,247	2,515	2,781	3,074
	外国人	1000 人	704	650	790	838	831	817
構成	「オ」国人	%	74.6	76.4	74.0	75.0	77.0	79.0
	外国人	%	25.4	23.6	26.0	25.0	23.0	21.0

(出典: QNB のデータをもとに調査団作成)

## (4) 行政区域別人口

「オ」国は 10 の行政管区 (Muscat、Musandam、Al Buraimi、Al Dakhiliyah、Al Batinah North、Al Batinah South、Al Sharqiyah South、Al Sharqiyah North、Al Dhahira、Al Wusta 行政区) に分かっている。Muscat 行政区 (2009 年人口 95 万人)、Al Batinah 行政区 (2009 年人口 82 万人)、Ash Shardiyan 行政区 (2009 年人口 40 万人)、Dhofar 行政区 (2009 年人口 31 万人、サララが含まれる) などが大きい。なお、Adh Dhahiran 行政区には Al Burami 行政区を含んでいる。

地域別人口の伸び率は地域別経済の伸び率と一致していると推定されるので、行政区別人口の推移からみる限り、Muscat、Al Wusta、Dhofar 行政区の経済成長が著しいといえる。

表 3-5 行政区別人口の推移 (単位：1,000 人)

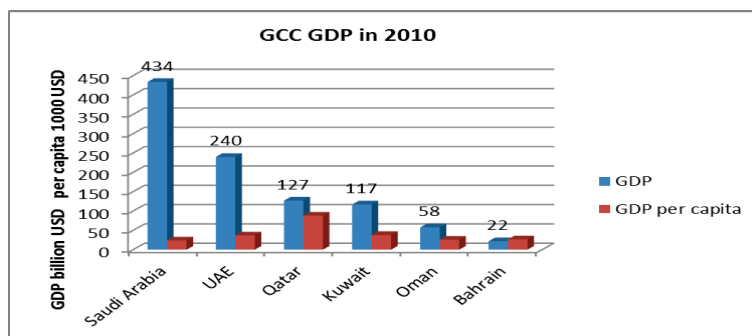
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	09/05
Muscat	696	719	785	837	949		8.1%
Al Batinah	688	704	736	760	818		4.4%
Musandam	31	31	34	35	40		6.6%
Adh Dhahiran	224	230	246	258	289		6.6%
Adh Dakhliyah	281	287	299	308	332		4.3%
Ash Sharqiyah	331	338	355	367	402		5.0%
Al Wusta	25	26	27	28	33		7.2%
Dhofar	235	241	260	273	308		7.0%
Total	2,509	2,577	2,743	2,867	3,174	2,773	6.1%

(出典：「オ」国統計年鑑、2010年、2007年)

### 3.2.2 経済動向と開発計画

#### (1) 最近の経済動向

2011年は、2008年以来のリーマンショックの影響も和らぎ、世界経済は回復の兆しを示している。IMFの2011年の世界の経済成長見通し(推定値で実績ではない)は4.4%で、2010年の伸び率5.0%よりは低いものの、内訳をみると先進国の成長は2.4%(前年は3%)で、新興国のGDP伸び率は6.5%(前年は7%)であった。「オ」国の2010年のGDPは580億US\$ (2005年から2010年間の平均伸び率は6.4%)であるが、GCC諸国(サウジアラビア、カタール、UAE、クウェート、オマーン、バーレーン)の中では、6か国中5番目の大きさである。



(注) GDPは2010年の各国PPPによるドル換算GDPで単位はBillion US\$  
GDP per Capitaは上記GDPに対する一人あたりGDPで単位は1,000 US\$

(出典:IMF and QNB 2011)

図 3-5 GCC 諸国の GDP 比較

#### (2) セクター別 GDP 構成比

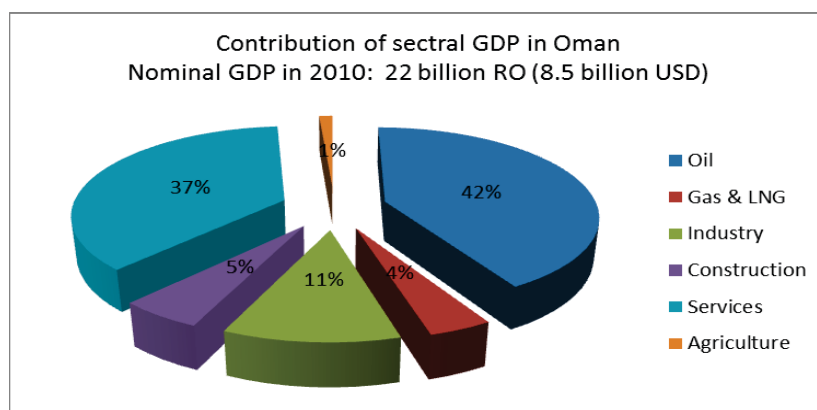
2010年時点で石油ガスセクターの「オ」国のGDPでの構成比は、石油ガス関連セクターを含めて約46%で、「オ」国の重要な産業になっている。「オ」国はOPEC加盟国ではないので、2009年のOPECの石油減産計画に従う必要はなく、同年の「オ」国の原油産出額は対前年比1.9%の成長をしている。そして、2010年には非石油ガスセクターが回復し、

同セクターの GDP は対前年比で 6.1 % の伸びを示している。

石油ガスセクターの次に大きいのが、商業サービスセクターで 2010 年時点で全 GDP の 37 % を占めている。2005 年時点では 38 % であったので、2010 年までに 1 % ほど GDP シェアを下げたことになるが、これは、他セクターの急成長に原因したもので、商業サービスセクターの停滞と言うわけではない。

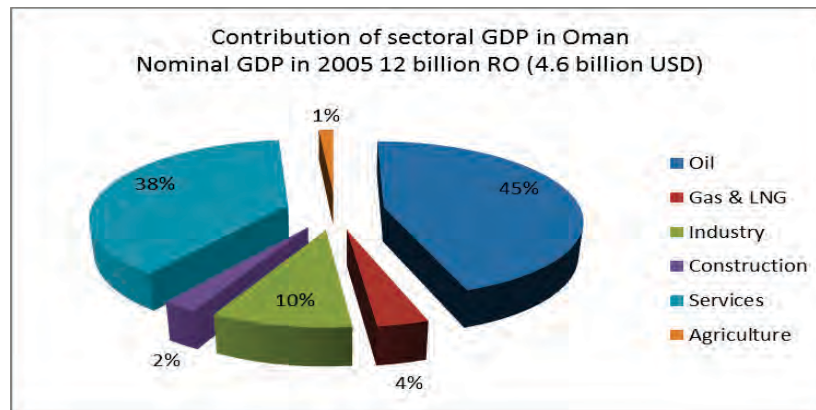
産業セクターは Sohar の石油化学と金属工業の操業により、2010 年には全 GDP の 11 % を占めるまでに成長した。2005 年時点で 10 % であったことを考えると進歩しているがこれは政府の支援と努力によるところが大きい。

農業セクターは逆に、過去 10 年間で 2005 年は 1 % のシェアで、2010 年も同様に 1 % と変化していない。



(出典：Annual Report 2010 of Central Bank of Oman)

図 3- 6 2010 年の名目 GDP のセクター別構成比



(出典：Annual Report 2010 of Central Bank of Oman)

図 3- 7 2005 年の名目 GDP のセクター別構成比



## (3) サブセクター別 GDP 構成比

名目 GDP でサブセクター別の構成比をみることで、サブセクター別の活動状況は、判断できる。

表 3-6 「オ」国の名目 GDP と構成比（単位：RO:Riyal Oman）

		2005	2006	2007	2008	2009	2010	10/05
<b>Exchange rate</b>	RO/USD	0.3845	0.3845	0.3845	0.3845	0.3845	0.3845	
<b>GDP at current price</b>	<b>million RO</b>	<b>11,883</b>	<b>14,151</b>	<b>16,111</b>	<b>23,288</b>	<b>18,020</b>	<b>22,243</b>	<b>13.4</b>
Crude oil	million RO	5,434	6,157	6,538	10,915	6,610	9,420	11.6
Natural gas	million RO	442	582	601	859	706	912	15.6
Agri & fishing	million RO	183	191	209	245	259	271	8.2
<b>Industry total</b>	<b>million RO</b>	<b>1,694</b>	<b>2,290</b>	<b>2,760</b>	<b>3,838</b>	<b>3,325</b>	<b>3,721</b>	<b>17.0</b>
Mining & Quarrying	million RO	28	27	43	70	82	85	24.9
Manufacturing	million RO	1,007	1,527	1,749	2,463	1,853	2,202	16.9
Electricity & water	million RO	202	169	176	189	210	230	2.6
Building & Construction	million RO	457	566	792	1,117	1,179	1,204	21.4
<b>Service total</b>	<b>million RO</b>	<b>4,130</b>	<b>4,932</b>	<b>6,003</b>	<b>7,431</b>	<b>7,120</b>	<b>7,919</b>	<b>13.9</b>
Wholesale & Rerail trade	million RO	859	1,088	1,489	2,060	1,731	1,943	17.7
Hotel & Restaurants	million RO	89	115	143	176	175	181	15.3
Transport & Communication	million RO	636	803	909	1,177	1,082	1,206	13.7
Banking & Real Estate	million RO	1,010	1,141	1,390	1,664	1,790	1,916	13.7
Public & Defence	million RO	910	1,062	1,192	1,282	1,334	1,500	10.5
Other Services	million RO	626	723	880	1,072	1,008	1,173	13.4
<b>GDP at current price</b>	<b>S%</b>	<b>100.0</b>	<b>100.0</b>	<b>100.0</b>	<b>100.0</b>	<b>100.0</b>	<b>100.0</b>	<b>0.0</b>
Crude oil	S%	45.7	43.5	40.6	46.9	36.7	42.4	-1.5
Natural gas	S%	3.7	4.1	3.7	3.7	3.9	4.1	2.0
Agri & fishing	S%	1.5	1.4	1.3	1.1	1.4	1.2	-4.6
<b>Industry total</b>	<b>S%</b>	<b>14.3</b>	<b>16.2</b>	<b>17.1</b>	<b>16.5</b>	<b>18.5</b>	<b>16.7</b>	<b>3.3</b>
Mining & Quarrying	S%	0.2	0.2	0.3	0.3	0.5	0.4	10.2
Manufacturing	S%	8.5	10.8	10.9	10.6	10.3	9.9	3.2
Electricity & water	S%	1.7	1.2	1.1	0.8	1.2	1.0	-9.5
Building & Construction	S%	3.8	4.0	4.9	4.8	6.5	5.4	7.1
Service total	S%	34.8	34.9	37.3	31.9	39.5	35.6	0.5
Wholesale & Rerail trade	S%	7.2	7.7	9.2	8.8	9.6	8.7	3.9
Hotel & Restaurants	S%	0.7	0.8	0.9	0.8	1.0	0.8	1.7
Transport & Communication	S%	5.4	5.7	5.6	5.1	6.0	5.4	0.3
Banking & Real Estate	S%	8.5	8.1	8.6	7.1	9.9	8.6	0.3
Public & Defence	S%	7.7	7.5	7.4	5.5	7.4	6.7	-2.5
Other Services	S%	5.3	5.1	5.5	4.6	5.6	5.3	0.0
<b>GDP at current price</b>	<b>G%</b>		19.1	13.8	44.5	-22.6	23.4	
Crude oil	G%		13.3	6.2	67.0	-39.4	42.5	
Natural gas	G%		31.6	3.3	43.0	-17.8	29.1	
Agri & fishing	G%		4.4	9.6	16.7	6.1	4.6	
<b>Industry total</b>	<b>G%</b>		35.2	20.5	39.1	-13.4	11.9	
Mining & Quarrying	G%		-3.6	59.3	62.8	17.1	3.7	
Manufacturing	G%		51.6	14.5	40.8	-24.8	18.8	
Electricity & water	G%		-16.3	4.1	7.4	11.1	9.5	
Building & Construction	G%		23.9	39.9	41.0	5.6	2.1	
<b>Service total</b>	<b>G%</b>		19.4	21.7	23.8	-4.2	11.2	
Wholesale & Rerail trade	G%		26.7	36.9	38.3	-16.0	12.2	
Hotel & Restaurants	G%		29.2	24.3	23.1	-0.6	3.4	
Transport & Communication	G%		26.3	13.2	29.5	-8.1	11.5	
Banking & Real Estate	G%		13.0	21.8	19.7	7.6	7.0	
Public & Defence	G%		16.7	12.2	7.6	4.1	12.4	
Other Services	G%		15.5	21.7	21.8	-6.0	16.4	

(注) S%：構成比のパーセント、G%：伸び率のパーセント

(出典: Annual Report 2010 of Central Bank Oman より調査団作成)

2005年から2010年間で、大きく構成比を伸ばしているのが建設業で2005年時点の構成比が3.8%であるが、2010年では5.4%になっている。「オ」国の経済成長に合わせ、インフラやビル、住宅等の建設が伸びていることが分かる。

次に大きいのが、卸小売業で、2005年の構成比7.2%から2010年には8.7%に増加している。「オ」国の消費活動が成長していることが分かる。また、同程度に製造業の構成比も2005年8.5%から2010年には9.9%に成長している。

以上のことから「オ」国の脱石油ガス産業政策は、建設業、製造業、卸小売業などの分野で成長が見られ政府の第7次開発計画“The Seventh Five-year Development Plan (2006-2010)”は、成果を上げていると言える。

また、規模は小さいが鉱業セクターの進展が目覚ましく、銅、ニッケル、クロム、鉄、金、銀などの産出が期待されている。

## (4) 「オ」国のサブセクター別実質 GDP (2000 年価格)

「オ」国の 2005 年から 2010 年間の平均実質 GDP 伸び率 (2000 年価格) は、GDP 全体は 6.4 %、石油ガスを除く鉱工業セクターは 10.4 %、商業サービスセクターは 7.7 % である。この期間では鉱工業セクターの高い伸び率が目立つ。

サブセクター別で 2005 年～2010 年間で大きく伸びているのは (2 ケタの伸び)、農業、鉱業、建設業、交通通信である。ところが、名目 GDP では、農業と交通通信セクターの構成比は、増えていない。このことは、当該 5 年間で、農業製品と交通通信費用の単位当たりの価格が低下しているためである。(実質 GDP ではこれらの事が反映されない。)

構成比の大きいところでは、製造業 (7.0 %/年の伸び)、卸小売業 (8.3 %の伸び) などが実質 GDP の伸び率 6.4 % 以上で産油国としては、望ましい経済運営がなされていると見ることができる。

表 3-7 2000 年価格実質 GDP と伸び率 (単位: RO:Riyal Oman)

		2005	2006	2007	2008	2009	2010	10/05
<b>Exchange rate</b>	RO/USD	0.3845	0.3845	0.3845	0.3845	0.3845	0.3845	
<b>GDP at 2000 price</b>	million RO	<b>8,696</b>	<b>9,177</b>	<b>9,794</b>	<b>11,052</b>	<b>11,176</b>	<b>11,853</b>	<b>6.4</b>
Crude oil	million RO	2,895	2,714	2,553	2,761	2,958	3,147	1.7
Natural gas	million RO	299	341	351	362	360	383	5.1
Agri & fishing	million RO	98	154	161	173	179	188	13.9
<b>Industry total</b>	<b>million RO</b>	<b>1,529</b>	<b>1,586</b>	<b>1,904</b>	<b>2,236</b>	<b>2,367</b>	<b>2,509</b>	<b>10.4</b>
Mining & Quarrying	million RO	23	21	29	39	48	51	17.2
Manufacturing	million RO	788	868	980	1,078	1,035	1,107	7.0
Electricity & water	million RO	278	174	188	198	207	219	-4.6
Building & Construction	million RO	440	523	708	921	1,076	1,130	20.8
<b>Service total</b>	<b>million RO</b>	<b>3,875</b>	<b>4,382</b>	<b>4,825</b>	<b>5,520</b>	<b>5,312</b>	<b>5,625</b>	<b>7.7</b>
Wholesale & Retail trade	million RO	776	920	1,126	1,364	1,091	1,156	8.3
Hotel & Restaurants	million RO	79	86	92	106	111	118	8.3
Transport & Communication	million RO	637	768	798	1,006	1,013	1,074	11.0
Banking & Real Estate	million RO	916	995	1,104	1,243	1,296	1,374	8.4
Public & Defence	million RO	840	955	960	984	1,017	1,078	5.1
Other Services	million RO	627	658	745	817	784	826	5.7
GDP at 2000 price	S%	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	0.0
Crude oil	S%	33.3	29.6	26.1	25.0	26.5	26.6	-4.4
Natural gas	S%	3.4	3.7	3.6	3.3	3.2	3.2	-1.2
Agri & fishing	S%	1.1	1.7	1.6	1.6	1.6	1.6	7.1
Industry total	S%	17.6	17.3	19.4	20.2	21.2	21.2	3.8
Mining & Quarrying	S%	0.3	0.2	0.3	0.4	0.4	0.4	10.2
Manufacturing	S%	9.1	9.5	10.0	9.8	9.3	9.3	0.6
Electricity & water	S%	3.2	1.9	1.9	1.8	1.9	1.9	-10.4
Building & Construction	S%	5.1	5.7	7.2	8.3	9.6	9.5	13.5
Service total	S%	44.6	47.7	49.3	49.9	47.5	47.5	1.3
Wholesale & Retail trade	S%	8.9	10.0	11.5	12.3	9.8	9.8	1.8
Hotel & Restaurants	S%	0.9	0.9	0.9	1.0	1.0	1.0	1.8
Transport & Communication	S%	7.3	8.4	8.1	9.1	9.1	9.1	4.3
Banking & Real Estate	S%	10.5	10.8	11.3	11.2	11.6	11.6	1.9
Public & Defence	S%	9.7	10.4	9.8	8.9	9.1	9.1	-1.2
Other Services	S%	7.2	7.2	7.6	7.4	7.0	7.0	-0.7
<b>GDP at 2000 price</b>	G%		5.5	6.7	12.8	1.1	6.1	
Crude oil	G%		-6.3	-5.9	8.1	7.1	6.4	
Natural gas	G%		14.0	2.9	3.1	-0.6	6.4	
Agri & fishing	G%		57.1	4.5	7.5	3.5	5.0	
<b>Industry total</b>	G%		3.7	20.1	17.4	5.9	6.0	
Mining & Quarrying	G%		-8.7	38.1	34.5	23.1	6.0	
Manufacturing	G%		10.2	12.9	10.0	-4.0	7.0	
Electricity & water	G%		-37.4	8.0	5.3	4.5	6.0	
Building & Construction	G%		18.9	35.4	30.1	16.8	5.0	
<b>Service total</b>	G%		13.1	10.1	14.4	-3.8	5.9	
Wholesale & Retail trade	G%		18.6	22.4	21.1	-20.0	6.0	
Hotel & Restaurants	G%		8.9	7.0	15.2	4.7	6.0	
Transport & Communication	G%		20.6	3.9	26.1	0.7	6.0	
Banking & Real Estate	G%		8.6	11.0	12.6	4.3	6.0	
Public & Defence	G%		13.7	0.5	2.5	3.4	6.0	
Other Services	G%		4.9	13.2	9.7	-4.0	5.3	

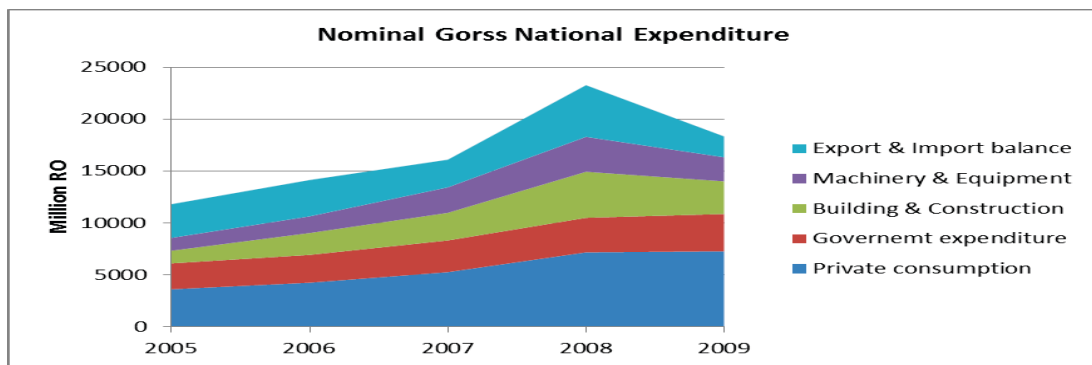
(注) S% : 構成比のパーセント、G% : 伸び率のパーセント

(出典: Annual Report 2010 of Central Bank Oman より調査団作成)

## (5) 国民総支出

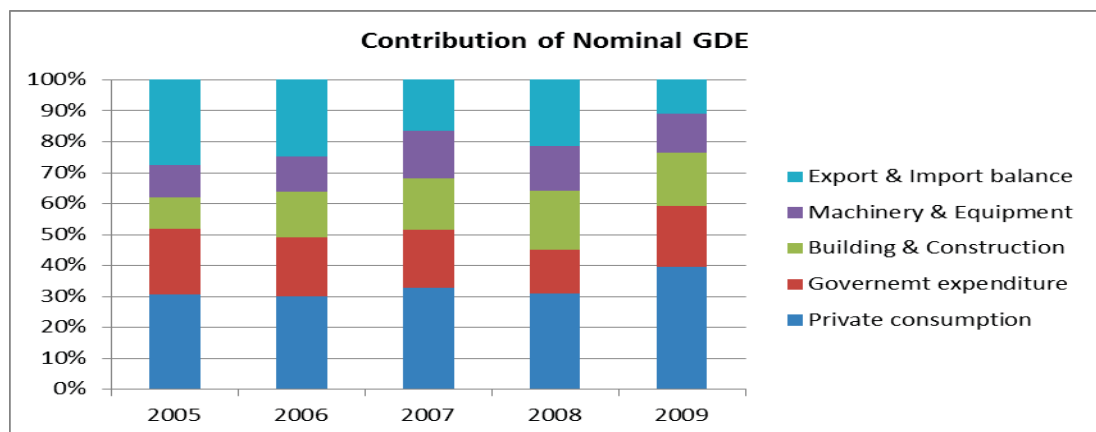
オマーン中央銀行（Central Bank of Oman）によれば、2009年の国民総支出（Gross Domestic Expenditure: GDE）は、世界不況の影響で対前年を下回っていて、GDEの構成比も2005年から2008年とは変化している。2005年から2008年の支出項目の構成比は、平均的には民間支出（Private Consumption）が30%、政府支出（Government Expenditure）が20%、固定資本形成（Building & Construction）が20%、設備機械投資（Machinery & Equipment）が10%、貿易収支（Export & Import）が20%である（貿易収支がプラス20%という構成比は、産油国特有の現象である）。

固定資本形成と設備機械投資を合計して「投資」となるが、全体に占める割合が30%と比較的大きい。通常発展途上国や中進国では、GDEに占める投資の割合は最大でも40%であり、「オ」国としても投資額が増加する余地もあり、今後の10年程度はGDPの伸びは6%~7%/年は期待できる。



(出典：Annual Report 2011 Central Bank of Oman)

図 3-8 名目国内総支出の推移



(出典：Annual Report 2011 Central Bank of Oman)

図 3-9 名目国内総支出構成比の推移

### 3.2.3 第8次5ヵ年開発計画

#### (1) 長期計画の概要

第一次長期国家開発戦略（1970年～1995年）の推進により「オ」国は経済的に大きく発展した。しかし、石油資源に依存する経済には限界があり、持続的な発展を模索する方向に変わった。国内での資源の非効率的な消費、労働力の質の問題など多くの課題が明らかになった。

そこで、1996年に策定された第2次長期国家開発戦略“The 25-year Oman Economic Vision (1996-2020)”（通称：Oman Vision 2020）では石油とガスからの収益を利用して、持続可能な経済への転換をめざすこと、また人材の育成を図ることとしている。具体的には、経済効率化と環境保全、人的資源と天然資源の最適構成、国民の生活向上などをめざしている。

Oman Vision 2020は、経済の均衡維持、持続可能な経済成長の推進、人材の教育・技能訓練、雇用創出等の実施などを定めているが、主な目標は以下のとおりである。

- ◇ 個人所得の安定、経済成長率3%の維持、政府支出の抑制
- ◇ 高等教育機関への進学率の推進、教育改革、技能訓練による人材開発
- ◇ 医療施設の改善による乳幼児死亡率の低減
- ◇ オマーン人雇用機会の拡大
- ◇ 非石油セクターの成長促進
- ◇ 投資促進による民間セクターの強化
- ◇ ガス関連事業への民間投資促進
- ◇ 個人預金及び国内外からの投資拡大
- ◇ 発電所、マスカット下水処理システム、空港、通信事業の民営化

これらを実行するために第6次5ヵ年開発計画（2001年－2005年）、第7次5ヵ年開発計画（2006年から2010年）、第8次5ヵ年開発計画（2011年－2015年）が策定され、現在（2012年）は第8次計画が実施されている。

これまでの5ヵ年計画では、多くの分野でOman Vision 2020の目標を達成しているが、農漁業、製造業の一部では未達である。この遅れを第8次5ヵ年開発計画でキャッチアップすることを政府はめざしている。

## (2) 5カ年計画の実施内容

2011年－2015年間の第8次開発計画の政府の収入と支出は以下の表の通りである。政府収入の大半は原油と天然ガスからの収入である。

表 3-8 第8次5か年開発計画での政府の収入と支出 (単位：10 Billion RO)

		2011	2012	2013	2014	2015
収入	原油収入	4.9	4.6	4.8	4.9	5.3
	ガス収入	0.9	0.9	1.0	1.0	1.0
	その他収入	1.4	1.6	1.6	1.7	1.8
	計	7.2	7.3	7.4	7.6	8.1
支出	国防支出	1.7	1.7	1.7	1.7	1.8
	福祉対策	2.8	3.0	3.2	3.4	3.6
	石油ガス支出	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
	政府投資	2.5	2.6	2.5	2.5	2.5
	計	7.3	7.6	7.7	7.9	8.2

(出典：Oman Budget 2011 and 8th Five Year Plan 2011-15 by Oman Economic Research January 17, 2011)

第8次5カ年開発計画では、石油に頼らない経済への転換として、生産及びサービスセクター、特に製造業・農業・観光分野の強化を図ることに焦点をあて、より輸出志向及び高付加価値プロジェクトを実施するとしている。

これまでGDP比11%の工業分野も今後発展により電力エネルギー消費も拡大すると予想される。工業団地も各地に造られており、これまでの経緯と異なって、製造業の急激な増加をもたらすものと予想される。特に「サラール関税フリーゾーン (SFZ)」と呼ばれる関税フリーな経済特区などが注目される。

関税フリーゾーンは原料などを海外から輸入して国内で加工し、そのまま輸出する形態が可能としている。現在、関税フリーゾーンでは、鉄鋼、アルミ、苛性ソーダなどの電力多消費型の産業の導入が計画されている。多電力消費産業の場合は、自家発電で行われるが、それでも「オ」国の公共電力がバックアップ電力として期待されるので、公共的な電力供給体制は拡大される方向にある。

第8次5ヵ年開発計画の経済、インフラ投資、産業、水・エネルギー、教育・福祉など主要な政策とプロジェクトは以下の表のとおりである。

表 3-9 第8次5ヵ年年開発計画の主要な政策とプロジェクト

分類	内容
経済政策	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 期間内最小3%/年のGDP成長を目指す。</li> <li>• 輸出・投資の拡大と生産性の向上をはかる。</li> <li>• 総投資額は5年間で300億RO、その内政府投資は120億ROである。</li> </ul>
インフラ政策 (住宅・道路・空港・港湾)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 政府投資120億ROのうち81億ROはインフラ投資である。</li> <li>• 住宅投資と住宅ローン制度の実施(対象は地域によって異なる)</li> <li>• Al Batinah coastal road 建設に伴う移住のための住宅建設を行う。</li> <li>• Ibri-Jibrin road, Nizwa-Thumrait road, Bid - Sur road の複々線化</li> <li>• Al Mualih-Bait Al Barkah の第3インターセクションの建設</li> <li>• Al Burj road, Al Batinah express way の建設</li> <li>• Muscat 行政区の道路ネットワークの建設</li> <li>• Wadi Hyat (Al Hamra)-Wadi Bani Auwf road の建設</li> <li>• Sinaw-Mahout-Ad Duqum road の効率化</li> <li>• Al Batinah coastal road の第3期工事</li> <li>• Muscat, Salalah, Sohar, Adam, Ras Al Hadd and Ad Duqum 空港の建設</li> <li>• Al Halaniyat, Ad Duqumt, Salalah, Hasik, Al Shuaymiya, Masirah port の港湾建設</li> <li>• Barka, Al Musanah, Muhout, Sadah, Al Shuiymiah の漁港建設</li> <li>• ダムの建設 ( Al Khouth, Izki, Al Mudhaibi, Ibra, Ibri and Nizwa)</li> </ul>
産業育成政策	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 非石油産業の10%/年の成長を目指す。</li> <li>• 観光産業の進展のために0.56億ROを投資する。</li> <li>• ナツメヤシの増産</li> </ul>
水・エネルギー政策	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 政府系の水・電力・エネルギー産業のために0.8億ROを投資する。</li> <li>• 原油ガスの埋蔵量と生産の拡大</li> <li>• 石油産業に関してGCC諸国内でも際立った開発を行う。</li> <li>• 水道網の拡充とくに病院への水の供給</li> <li>• Wadi Dheqeh から Muscat and Quriyat への水供給</li> <li>• 全国的な水供給網の確立</li> <li>• Muscat 行政区での緊急用水備蓄システムの確立</li> </ul>
教育・福祉政策	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 学校の建設</li> <li>• スカラーシップ制度の確立</li> <li>• 病院増設 (Sumail, Muidhabi, Muscat, Salalah)</li> <li>• 病院新設 (As Suwaiq, Mahout, Sinaw, Dhalkut, Al Muziunah)</li> <li>• ヘルスセンター建設 (Wilayats)</li> </ul>

(出典 : Oman Budget 2011 and 8th Five Year Plan 2011-15 by Oman Economic Research January 17, 2011)

### 3.2.4 長期 GDP の見通し

省エネ方策の評価にあたり、ベースラインとして電力・エネルギー需要を作成することになるが、その前提として、経済、特に GDP の推移が電力・エネルギー需要に大きく影響する。したがって、これまでの「オ」国の経済産業政策を考慮して下表のような GDP の将来見通しを設定する。なお、考慮した主な項目は以下のとおりである。

- ◇ 人口の増加は 2 % から 1.5 % 程度になり、徐々に外国人の割合は減少する。
- ◇ Oman Vision 2020 での目標とする経済成長 3% を下回らない。
- ◇ MONE の見通し 5 %/年を参考にする。
- ◇ 非石油産業の成長を重視する。
- ◇ 原油の輸出量は増加しない。また原油価格は現状より実質で大きくは上昇しない。
- ◇ LNG の輸出は現状維持程度で、LNG 価格は緩やかに上昇する。
- ◇ 今後、大型エネルギー多消費産業は、「オ」国の GDP 並みに拡大する。
- ◇ インフレ率は、エネルギー価格の落ち着きとともに安定的な上昇になる。

以上を前提に今後の「オ」国の GDP を実質 GDP で、2012 年～2015 年は対前年比 5.0 %、(2010～2015 年では 4.6 %/年)、2015～2020 年は 5.0 %/年、2020～2035 年は 4.0 %/年と設定する。

表 3-10 名目 GDP と実質 GDP の伸び率

		Unit	15/10	20/15	35/20	20/10	35/10
Nominal	GDP	%	12.6	7.3	6.3	9.9	7.7
GDP	Petro GDP	%	10.4	4.0	2.0	7.2	4.0
	Non Petro GDP	%	9.7	9.2	8.0	9.5	8.6
Real	GDP at 2000 price	%	4.6	5.0	4.0	4.8	4.3
GDP	Petro GDP at 2000 price	%	2.7	2.0	0.0	2.4	0.9
	Non Petro at 2000 price	%	5.4	6.0	4.9	5.7	5.2

(出典：調査団作成)

表 3-11 2010 年から 2035 年までの名目と実質 GDP の見通し

		Unit	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2020	2025	2030	2035
Nominal	GDP	Million RO	22,243	26,950	32,430	34,869	37,491	40,310	57,361	77,810	105,550	143,178
GDP	Growth rate	%	23.4	21.2	20.3	7.5	7.5	7.5	7.3	6.3	6.3	6.3
	Petro GDP	Million RO	10,332	13,000	15,037	15,645	16,277	16,934	20,643	22,791	25,163	27,782
	Growth rate	%	41.2	25.8	15.7	4.0	4.0	4.0	4.0	2.0	2.0	2.0
	Non Petro GDP	Million RO	11,911	13,950	14,050	15,527	17,152	18,938	29,434	43,792	64,405	93,899
	Growth rate	%	11.3	17.1	0.7	10.5	10.5	10.4	9.1	8.2	7.9	7.8
Real	GDP at 2000 price	Million RO	11,853	12,209	12,819	13,460	14,133	14,840	18,940	23,044	28,036	34,110
GDP	Growth rate	%	6.1	3.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	4.0	4.0	4.0
	Petro GDP at 2000 price	Million RO	3,530	3,732	3,806	3,882	3,960	4,039	4,460	4,460	4,460	4,460
	Growth rate	%	6.4	5.7	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	0.0	0.0	0.0
	Non Petro at 2000 price	Million RO	8,322	8,477	9,013	9,578	10,174	10,801	14,481	18,584	23,577	29,651
	Growth rate	%	5.9	1.9	7.0	7.0	7.0	7.0	6.0	6.0	5.0	5.0

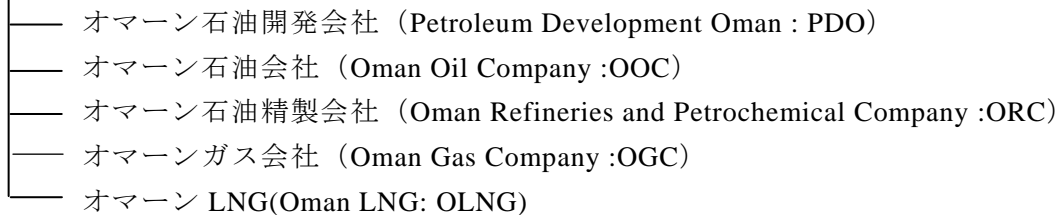
(出典：調査団作成)

### 3.3 エネルギー政策

#### 3.3.1 石油・ガス関連機関

石油・ガス省の管轄下に、オマーン石油開発会社、オマーン石油会社、オマーン石油精製会社、オマーンガス会社、オマーン LNG の 5 社があり、石油ガスの採掘、精製、販売などを行っている。

##### 石油ガス省 (Ministry of Oil and Gas)



各社の概要は以下のとおりである。

- PDO (1942 年設立) は石油および天然ガスの探鉱・開発・生産を担当し、国内の有望な石油・天然ガス鉱区の大部分の利権を保有している。国営企業であるが出資比率は「オ」国政府が 60%、Shell が 34 %、Total が 4 %、Partex が 2 %となっている。
- OOC (1992 年設立) はやはり国営会社で国内外のエネルギー事業を行っている。これまで海外ではカザフスタンでの石油探鉱、インドの製油所等への投資を行っている。
- ORC (1982 年設立) は、国内の石油精製会社で、「オ」国内のガソリン、ジェット燃料油、ディーゼル油、重油などを供給している。2007 年に Sohar 石油精製会社と合併して原油処理能力は 10 万 bbl/日となり、その後は石油化学事業も行っている。
- OGC (1999 年設立) は、国内ガスパイプライン会社で、「オ」国政府が 80 %、OOC が 20 %を出資している。
- OLNG (1992 年設立) は LNG プロジェクトを担当する。出資構成は PDO と同じで「オ」国政府が 60 %、Shell が 34 %、Total が 4 %、Partex が 2 %である。

#### 3.3.2 エネルギーに関する方針

「オ」国は 2009 年の総輸出額 (100 億 RO) の 70 % (2009 年)、2010 年の GDP (222 億 RO) の 46 %を原油ガス・石油製品に依存している。そのため石油収入を安定的に確保することが重要な政策になっている。

現在も、石油開発を促進するために積極的に外資の導入を図っている。Shell、Total、Occidental などが参入している。とくに Occidental は、100 Tcf と見込まれる新規天然ガス埋蔵量の採掘に期待がかかっている。



また、「オ」国はこれまで国内経済多様化のために天然ガス利用を促進してきた。その分だけ石油消費量が抑制されて輸出向けの石油を確保することができたためである。新規の外貨獲得源として LNG 輸出も進め、近年では LNG 輸出は原油輸出と並んで重要な輸出品になっている。

「オ」国では発電用燃料は 2010 年で 6.5 百万 toe（石油換算トン）であるが、その内 5.4 百万 toe が天然ガスで、1.1 百万 toe が地方で利用されているディーゼルエンジン用のディーゼル油である。近年電力の需要が高くガスの電力向け消費が増えているため、PAEW では電力の省エネや再生可能エネルギーの利用を検討している。

一方、「オ」国は石油・ガス依存からの脱却を目的に経済の多様化を推進している。2009 年で非石油の輸出額は全体の 20 % までに成長した。これは 2005 年以降、以下に示す石油化学事業に注力し、当該製品の輸出が増加したことが寄与している。

表 3-12 「オ」国の石油化学事業

会社名	生産能力	投資社	立地と設立年
Oman India Fertilizer Company	Ammonia 3.5 kton/day Urea 5 kton/day	OOO 50% Indian companies 50%	立地：Sur 創業：2005 年
Oman Aromatics	Benzene 210 kton/year Paraxylene 810 kton	OOO 60% ORC 20% LLG Corp. 20%	立地：Sohar 創業：2006 年
Oman Polypropylene LLC	Polypropylene 340 kton/year	OOO 60% Gulf Investment Corp. 20% LG Internatl. Corp. 20%	立地：Sohar 創業：2006 年
Oman Methanol Company L.L.C	Methanol 3 k ton/day	MAN Ferrostaal AG (German) Oman Methanol Holding Company	立地：Sohar 創業：2007 年
Liwa Petrochemical Co.	EDC 300 kton/year Chloralkal 240 kton/year	LG Internatl 33.3% OOO 33.3% Iran NPC 33.3%	立地：Sohar 創業：2008 年
Oman Petrochemical Industries Company	Ethylene (from Ethane) Polyethylene 450 kton/year	Dow 50% Government 25% PDO 25%	立地：Sohar & Fahoud 創業：2009 年
Sohar International Urea and Chemical Industries	Ammonia 2kton/day Urea 3.5 kton/day	Sheikh Suhail Salem Bahwan	立地：Sohar 創業 2009 年

(出典：調査団作成)

### 3.3.3 再生可能エネルギーに関する方針

#### (1) 再生可能エネルギーの可能性

AER は、デンマークの Cowi 社と「オ」国の Salar Circle Overseas 社の調査チームに再生可能エネルギーの導入可能性について調査を依頼し、その結果を 2008 年 5 月に発表した。主な内容は以下のとおりである。

表 3-13 「オ」国の再生可能エネルギーの可能性

	可能性
太陽エネルギー	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Collected Solar Power (CSP) は、「オ」国に適している。</li> <li>➤ 理論的には 280km<sup>2</sup> に CSP を設置すれば、2009 年の電力消費量 14TWh は発電できる。</li> <li>➤ 太陽光発電は、「オ」国北部や地方での利用に適している。また、送電線への連系には 2009 年時点で 420 MW まで接続可能である。</li> </ul>
風力	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ 風力発電は、カイルーン、ハリティ、ツムライト、マシーラ、ジョバ、スルなどで適している。</li> <li>➤ Salalah で風力発電の可能性はある。Salalah の発電能力を 580MW とすると 120 MW までの風力発電が導入可能である。</li> </ul>
バイオガス	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ 農業廃棄物や廃水が「オ」国の北部にあるが、すでに肥料として利用されているものが多く、バイオガス燃料としての利用は限定的である。</li> </ul>
その他	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ 地熱、潮波の利用は可能性が低い。</li> </ul>

(出典：Study on Renewable Energy Resources, Oman by AER)

## (2) 再生可能エネルギーの促進

「オ」国政府は再生可能エネルギーの導入を支援するために、MONE の中に省庁間委員会 (Ministerial Committee) を、PAEW 内に技術委員会 (Technical Committee) を設立した。同時に PAEW は太陽熱、風力発電プロジェクトを実施するにあたり必要な政策や制度づくりをはじめている。PAEW は、再生可能エネルギー促進について、戦略策定、プロジェクト実施、能力開発という 3 つのフェーズ (下表のとおり) からなる戦略をもって取り組んでいる。

表 3-14 PAEW の今後の再生可能エネルギー戦略

戦略	プロジェクト	能力開発		
		R&D	工業化	人材開発
<ul style="list-style-type: none"> <li>● 開発戦略策定</li> <li>● 規制内容策定</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● パイロット事業の実施</li> <li>● 100-200 MW 太陽熱発電</li> <li>● 風力発電プログラム作成</li> <li>● 省エネ実施</li> <li>● 再生可能エネルギーのデータベース作成</li> </ul>	再生可能エネルギーの造水プラント適用	原材料の自国生産の可能性	大学のプログラム
		ハイブリッド再生可能エネルギーの導入	原材料の生産	エンジニアリングと O/M 技術
		太陽熱冷房機導入	高付加価値サービスの実施	研究開発
		特定の技術の研究開発		支援技術の蓄積

(出典：PAEW)

上記 PAEW の再生可能エネルギープロジェクトのうち、「パイロットプロジェクト 2009-2012」と「大規模太陽熱プロジェクト 2011-2014」の概要について以下に示す。

表 3- 15 PAEW の再生可能エネルギー導入計画

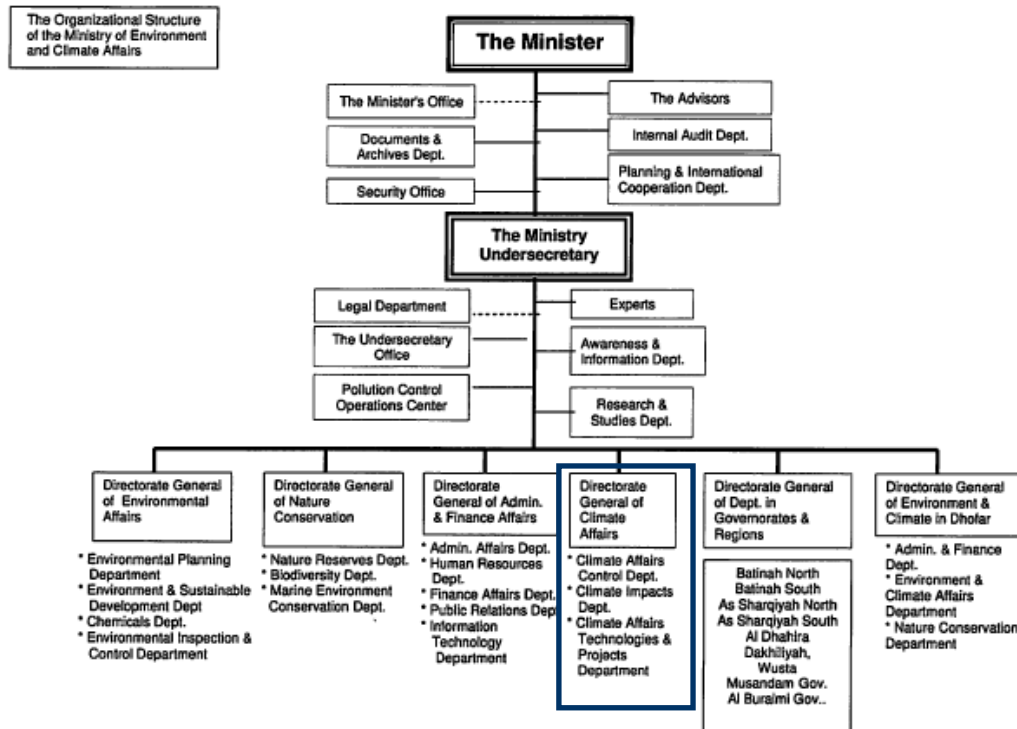
パイロットプロジェクト	大規模太陽熱プロジェクト
期間：2009-2012 年	期間：2011-2014 年
規模：6 プロジェクト（合計最大 8 MW）	規模：合計 200 MW の F/S
実施機関：RAECO ディーゼル発電機代替として導入	サイト：最適な場所と発電規模
ハイブリッド：太陽光と風力の組み合わせ	制度：市場構造と規制フレームのレビュー
PAEW 計画：再生可能エネルギーが系統に連系できなかったときは、造水プラントの電源として利用	事業者：BOO 形式で事業者を公募する

(出典：PAEW)

なお、このほかにも OPWP は 2014 年までに風力や太陽熱発電を、AER は 4 つの太陽光・風力ハイブリッドと 2 つの風力発電を計画している。これらは、特に農村部での化石燃料の消費削減に役立つものと考えられている。

### 3.3.4 温室効果ガス排出削減に関する方針

「オ」国の温室効果ガス排出削減に関する主管箇所は、環境気候省（Ministry of Environment and Climate Affairs: MECA）の Directorate General of Climate Affairs である（次図参照）。気候変動に向けた包括的な政策は設立されていないが、1995 年 2 月 8 日、国連気候変動枠組条約を非付属国 I として締約、2005 年 1 月 19 日、京都議定書に批准している。気候変動枠組条約（United Nations Framework Convention on Climate Change: UNFCCC）の CDM プロジェクトに係る指定国家機関（Designated National Authority: DNA）も上記 Directorate General of Climate Affairs が担当している。



(出典：MECA)

図 3-10 環境気候省（MECA）の組織図

2012年9月時点で、次表に示す2件のCDMプロジェクトと活動プログラム（Programme of Activities: PoA）の有効化審査（Validation）まで完了している。

「オ」国では PoA のひとつに省エネプログラム（“Advanced Energy Solutions for Buildings”）が含まれている。このプログラムは、既存ビルに対するコジェネレーション、あるいはトリジェネレーション（Trigeneration: 熱電併用のコジェネレーションに加え発生する二酸化炭素についても温室栽培等で有効活用するシステム）の導入による化石燃料の削減、温室効果ガス排出削減のプロジェクトであり、同一の承認方法論がプログラムを構成するプロジェクトに適用可能でなる。

表 3-16 「オ」国の CDM プロジェクト

プロジェクト名	概要	想定削減量 (tons of CO <sub>2</sub> equivalent)
Waste Management Project at Al-Amerat	Organic sewage sludge generated through waste water treatment which has been dumped in the Al-Amerat landfill will be composted.	31,762
Associated Gas Recovery and Utilization at Block 9	Associated gas at the Safar oil field in A'Dhahirah Region of Northern Oman will be recovered.	804,662

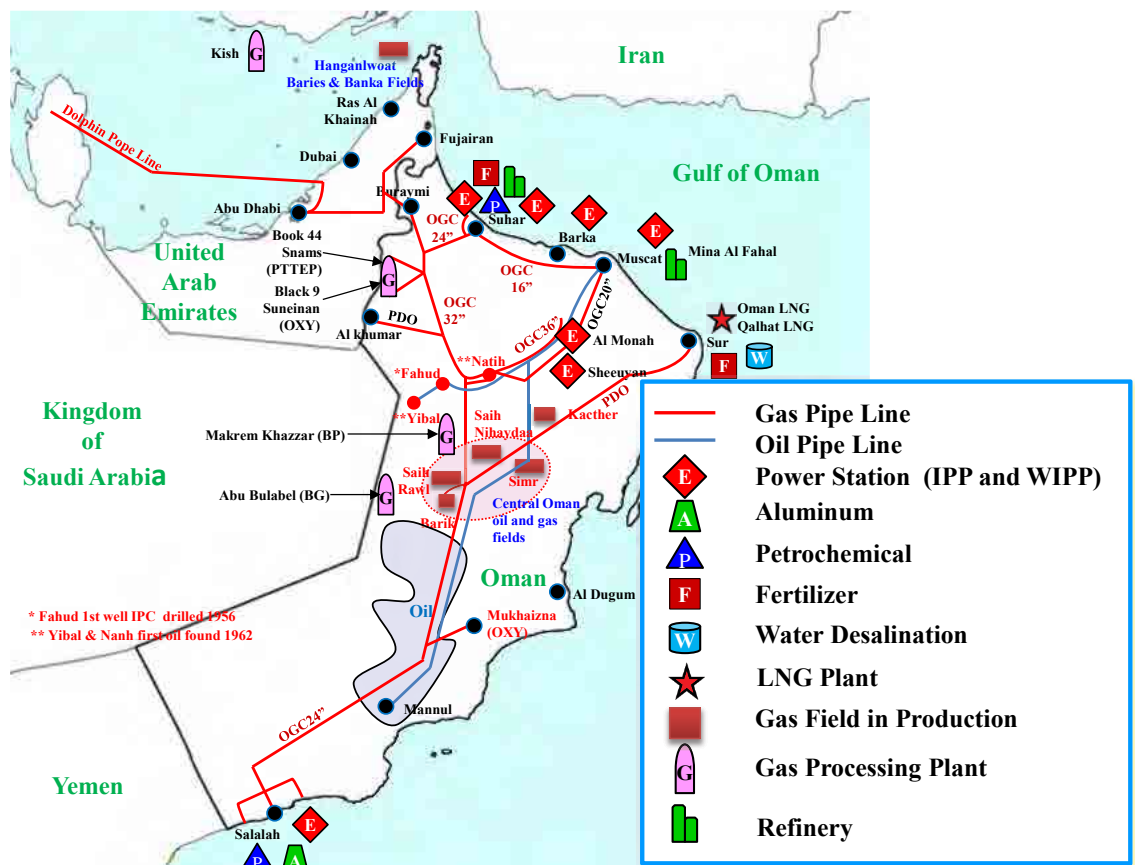
(出典：UNFCCC Website)

### 3.4 エネルギーデータ

#### 3.4.1 オマーンのエネルギートレンド

##### (1) オマーンの石油・ガス開発の歴史

1956年、Petroleum Development Oman (PDO)は、Iraq Petroleum Company (IPC)と共に Fahud 地区で最初の油井を穿った。続いて Yibal、Natih で油田を開発、海岸沿いの Mina al Fahal までの 275 km のパイプラインを敷設し、1967年原油の輸出を開始した。1975年、Saih Nihayda と Saih Rawl 油田を開発開始した。1974年1月、「オ」国政府は PDO 株式を 25% 取得し、半年後現在の株式比率の 60% まで増加させた。(Shell 34%、CFE:Compagnie Francaise des Petroles 4%、Partex 2%) 1990年代になると、PDO は石油からガス輸出戦略に切り替えた。1996年、PDO は中部「オ」国ガス田地区 (Saih Nihayda、Barik および Saih Rawl) を開発し Saih Rawl にガス精製プラント建設し、Qalhat までの 352 km のパイプラインを敷設した。2000年4月、最初の LNG が韓国に輸出された。

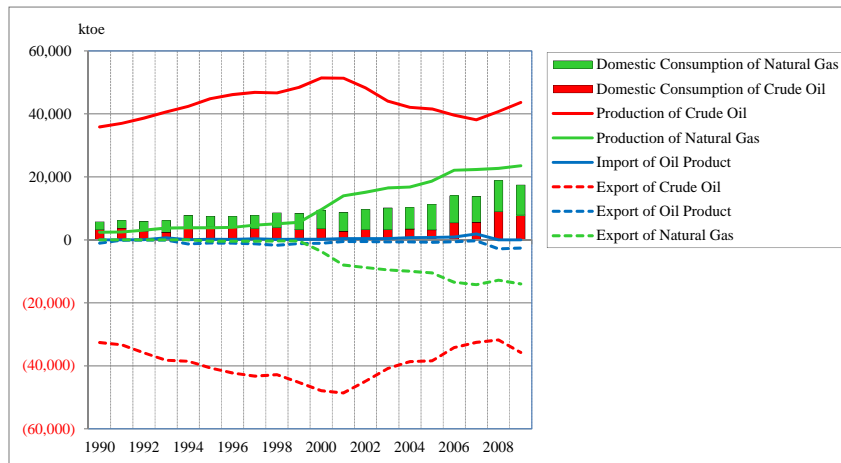


(出典：Natural Gas Markets in the Middle East and North Africa)

図 3-11 「オ」国石油・天然ガスシステム

## (2) 一次エネルギー生産・輸出入・国内消費推移

一次エネルギーの生産・輸出入および国内消費の推移を下図に示す。



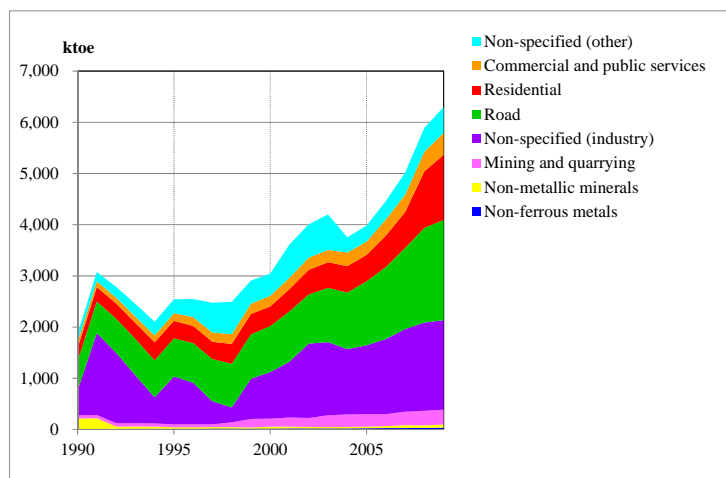
(出典：IEA Energy Balance 2011)

図 3-12 「オ」国一次エネルギー生産・輸出入・国内消費推移

2001 年を境に原油生産は減少、天然ガスの生産が増加した。2009 年の原油生産は、日産 812,500 bbl で 2008 年に比較し、7.3 % 増加した。その内 81.9 % が主としてアジアに輸出され、18.1 % は Muscat と Sohar の製油所で精製されている。原油にはコンデンセートが 12.3 % 含まれている。国内では天然ガスの消費が増加しつつある。

## (3) エネルギー消費推移

以下に最終エネルギーの用途別消費推移を示す。運輸、産業、住宅セクターの消費が大きい。このうち運輸と住宅セクターのエネルギー消費は 2006 年以降それぞれ年率 12 %、28 % と急激に増加している。また産業も、長期計画に基づく石油・エネルギー以外への多様化と雇用創出のため、金属加工・石油化学等のプラントが過去 5 年間に操業を開始したことを理由により増加している。



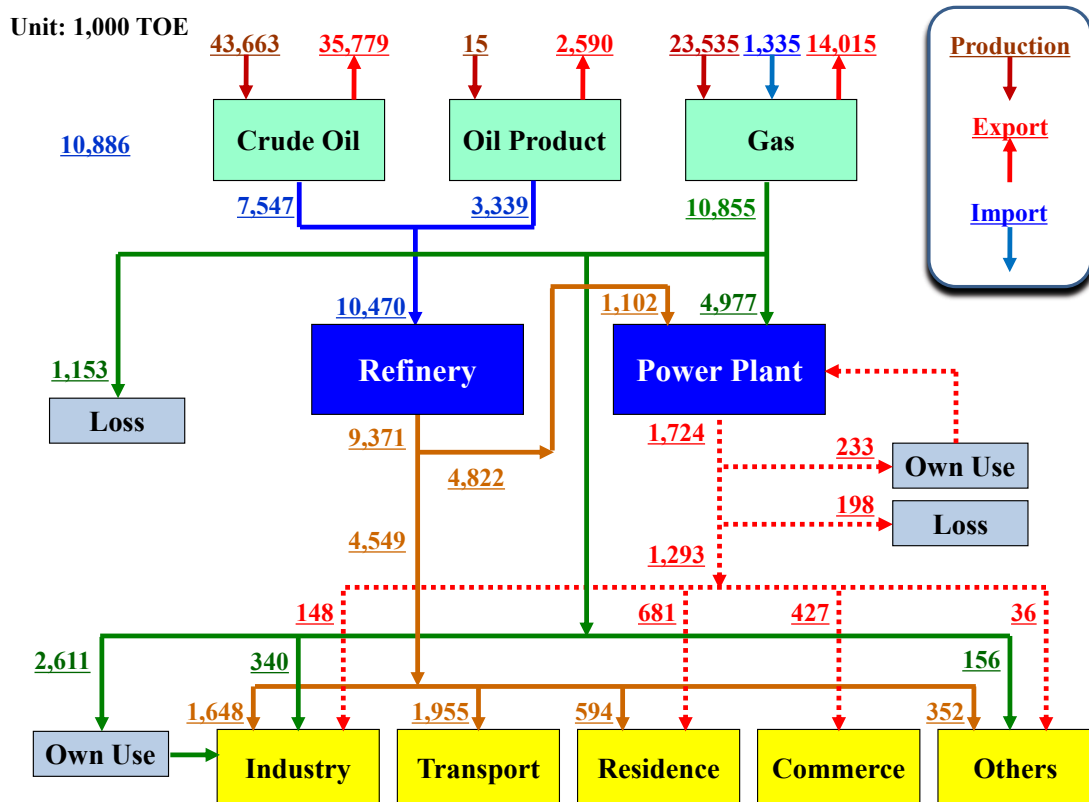
(出典：IEA Energy Balance 2011)

図 3-13 「オ」国最終エネルギー消費用途別推移

(4) 「オ」国のエネルギー生産・消費構造

石油・天然ガスを生産輸出し、余剰分を石油精製・発電所および産業・輸送・住宅・商業等のセクターで消費している。近年、石油・天然ガスの供給が頭打ちになっているなかで、エネルギー・電力消費は急激に伸長しており省エネ・省電力の推進は、国家の最重点課題といえる。

以下、2009年「オ」国のエネルギー生産・消費構造を示す。



(出典：IEA Energy Balance 2011)

図 3-14 「オ」国の 2009 年エネルギー生産・消費構造

3.4.2 中東各国とのエネルギーデータ比較

湾岸協力会議（Gulf Cooperation Council: GCC）は1981年5月に設立され、現在加盟国は、UAE、バーレーン、サウジアラビア、「オ」国、カタールおよびクウェートの6ヶ国である。

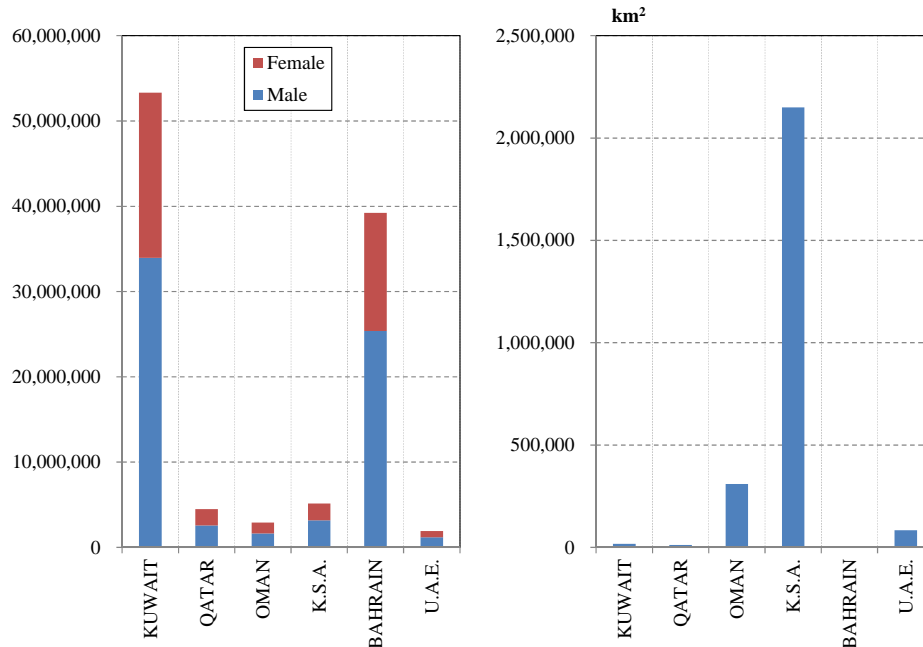
「オ」国を含むGCC6ヶ国のエネルギーマクロデータについて比較し、「オ」国の位置づけについて確認する。



図 3-15 GCC6ヶ国

## (1) 人口と国土

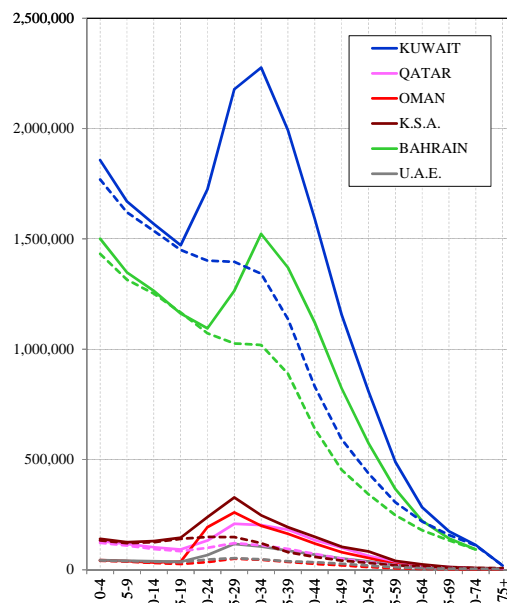
以下に示す通り、人口はクウェート・バーレーンがそれぞれ、50 百万人台、40 百万人台であるが、「オ」国を含む他国は 10 百万人以下である。「オ」国の国土はサウジアラビアに続く 309 千 km<sup>2</sup> である。いずれの国も男性が女性より多い。



(出典：GCC Statistics 2011)

図 3-16 GCC6 ヶ国の人口と国土

下図の年齢別人口分布に示す通り 20 代、30 代を中心とした年齢層に男性が多いことから、外国人労働者によるものと推定される。



(出典：GCC Statistics 2011)

図 3-17 GCC6 ヶ国の年齢別人口構成 (破線：女性)



## (2) 中東諸国のエネルギー生産

以下の2つの図に中東諸国の種類別エネルギー生産と構成を示す。生産量は、石油・天然ガスを主体にサウジアラビアが最大でイランがこれに続く。

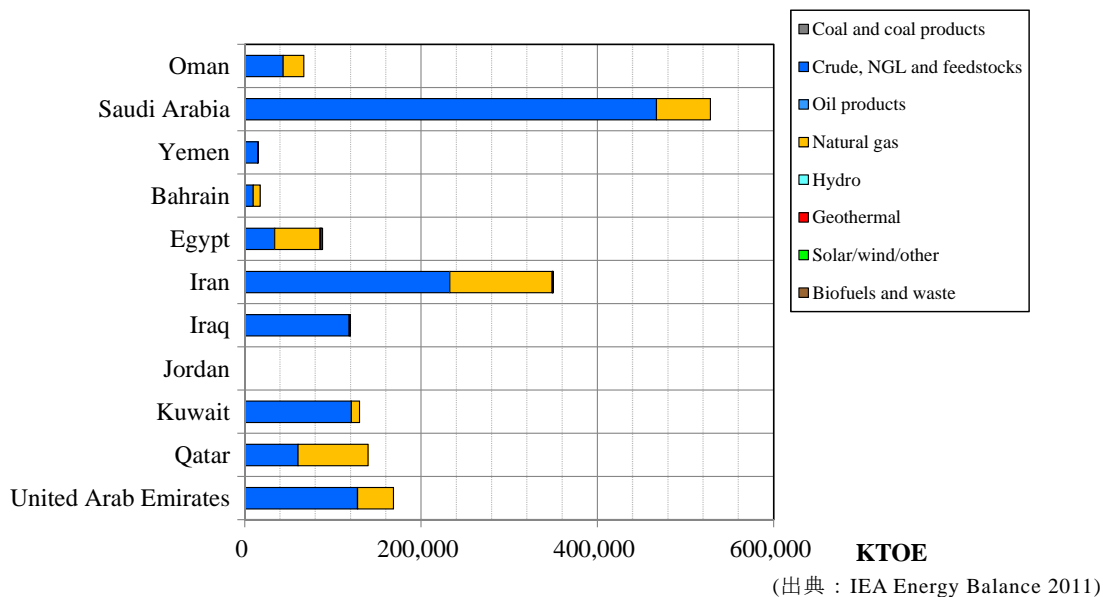


図 3-18 中東諸国のエネルギー生産量比較 (2009年)

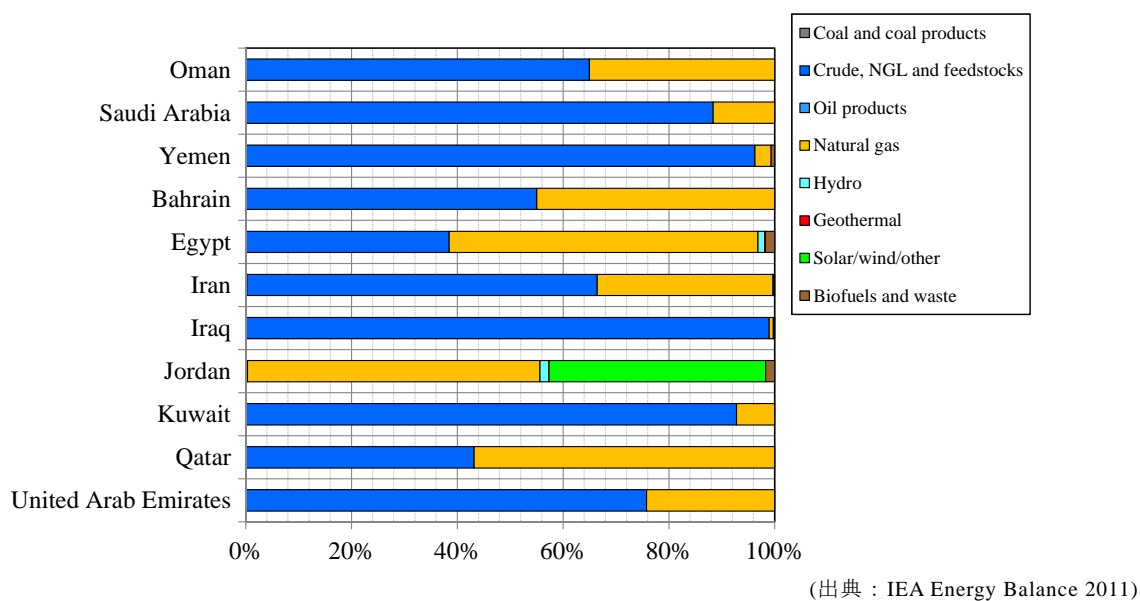


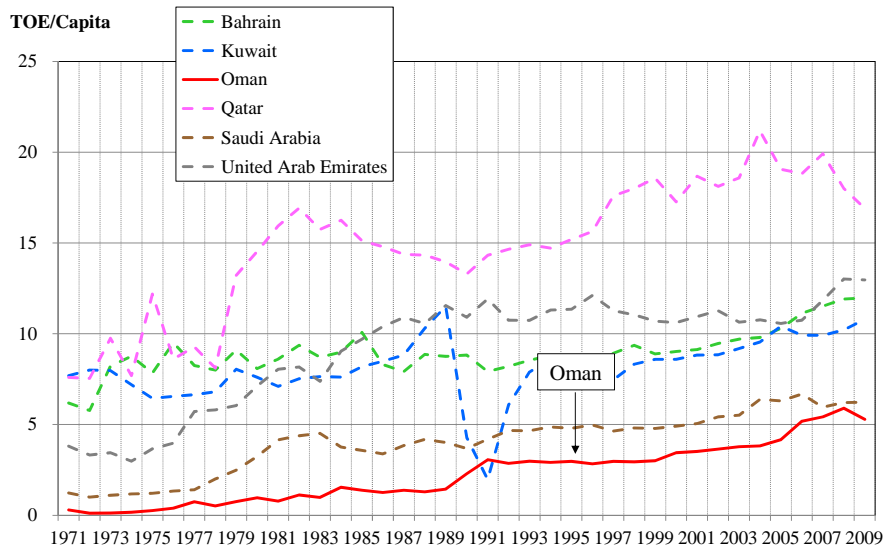
図 3-19 中東諸国のエネルギー生産構成比率 (2009年)

石油と天然ガス以外のエネルギーを生産しているのは以下の国々である。

- 水力：エジプト、ヨルダン
- 太陽光・風力・その他：エジプト、イラン、ヨルダン
- バイオ・廃棄物：イエメン、エジプト、イラン、イラク、ヨルダン

## (3) エネルギー消費比較

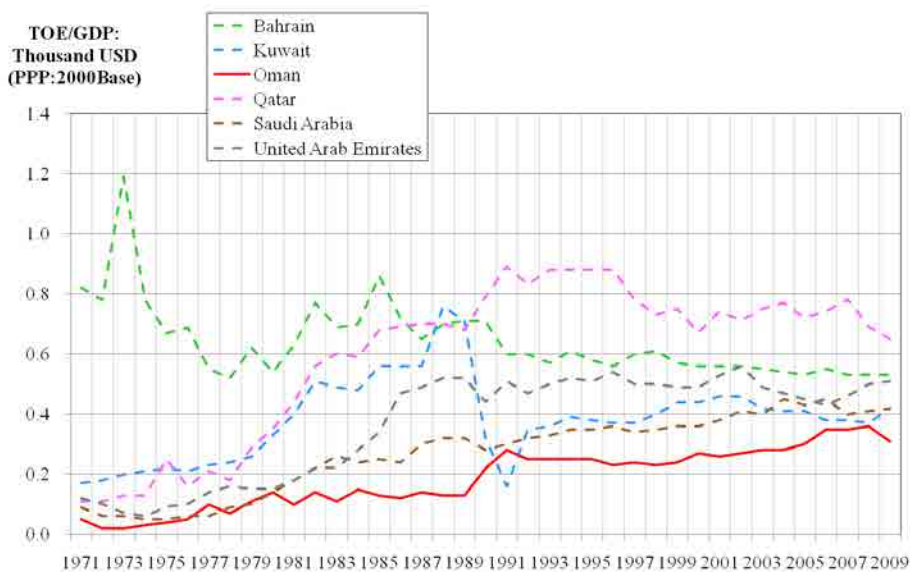
GCC6ヶ国の一人当たりのエネルギー消費量比較を以下に示す。「オ」国の指標はGCC諸国の中では小さい値となっているが、これは人口に比して国土が広いため地方へのエネルギー消費機器の流通が多くないため、結果的に一人あたりエネルギー消費量が他国に追いついていないという可能性が考えられる



(出典：IEA Energy Balance 2011)

図 3- 20 GCC6ヶ国の一人あたりエネルギー消費量の推移

2000年 Purchasing-Power-Parity (PPP) による GDP1,000 US\$当たりのエネルギー消費量比較を以下に示す。「オ」国の指標はGCC諸国の中では最も少ない値となっているが、中東各国は、石油、天然ガスの市場価格に大きく依存しており、これをもって「オ」国のエネルギー効率がよいとは断定できない。

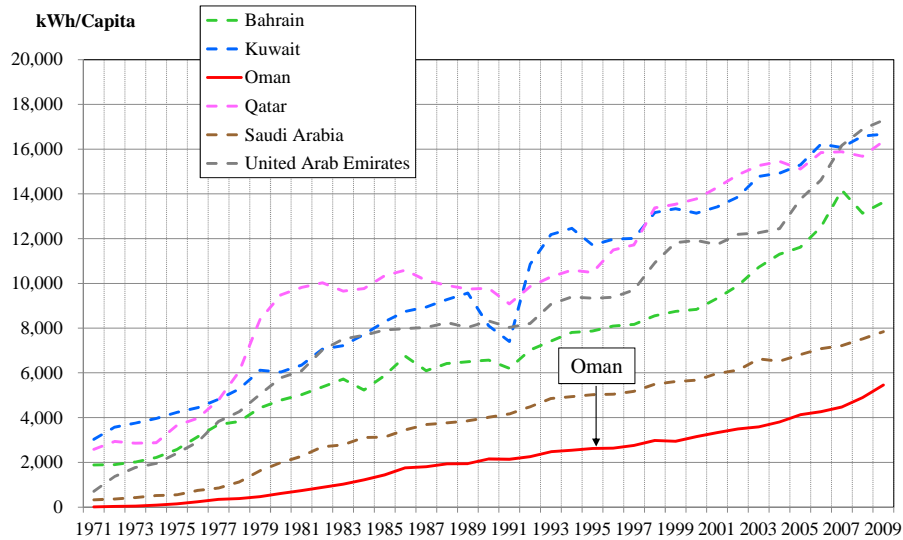


(出典：IEA Energy Balance 2011)

図 3- 21 GCC6ヶ国の GDP あたりエネルギー消費量の推移

## (4) 電力消費量比較

GCC6ヶ国の一人当たりの電力消費量比較を示す。「オ」国の指標が最も小さいが、これは前述のとおり地方のエネルギー消費機器の流通がまだ多くないことが理由と考えられるが、2000年以降、電力消費の伸びが大きくなってきていることがわかる。



(出典：IEA Energy Balance 2011)

図 3- 22 GCC6ヶ国の一人あたりの電力消費量の推移

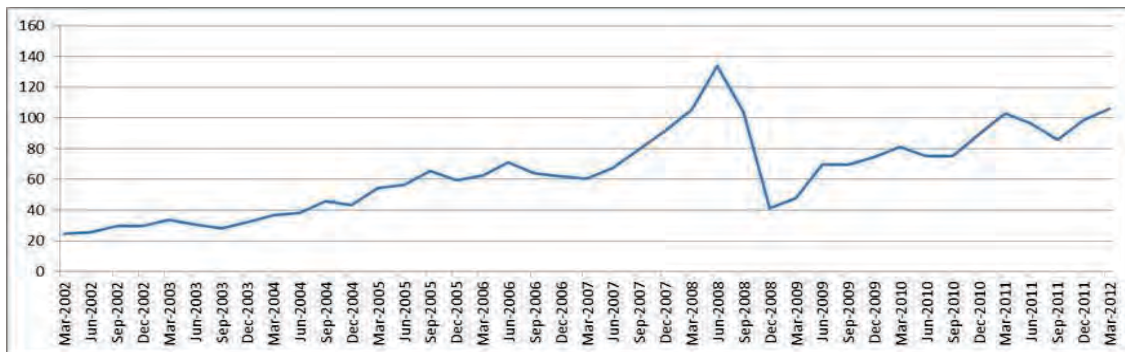
### 3.5 燃料価格

#### 3.5.1 原油価格の推移

##### (1) 原油価格の推移

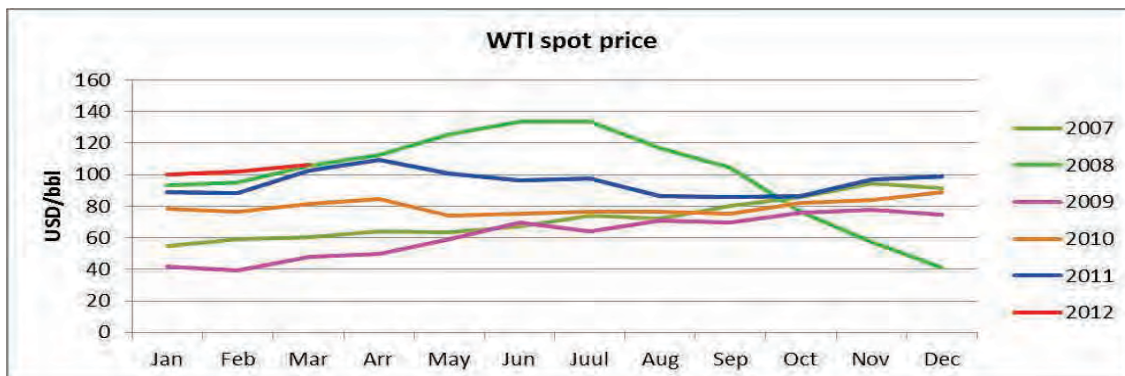
2004年から上昇を続けた原油価格（West Texas Intermediate (WTI) スポット価格）は、2007年から2008年にかけて急上昇した。ところが、2008年秋のリーマンショックを契機に原油価格は、一転して急落し、2011年11月以降、再び上昇を続けている。日本エネルギー経済研究所の報告書によれば、これまでの原油価格の動向について以下のような要因をあげている。

- ✓ 中国、インド、ブラジル、ロシアなど BRICs の経済成長
- ✓ OPEC やその他産油国の原油生産能力の減少
- ✓ 米ドルの価値低下
- ✓ 供給コストの上昇
- ✓ 資源国のナショナリズムの台頭
- ✓ アメリカの石油精製能力の不足とアジア諸国でのガソリン需要の拡大
- ✓ イランの核問題、ナイジェリアの政情不安、産油国でのテロ事件



(出典：アメリカエネルギー省 HP)

図 3- 23 WTI スポット価格の長期推移



(出典：アメリカエネルギー省 HP)

図 3- 24 WTI スポット価格の月推移

## (2) 化石燃料の価格推移

以下に「オ」国を含む世界の市場における主な化石燃料の価格推移を示す。

表 3-17 「オ」国の原油価格・天然ガス価格およびその他の市場価格

	Oman crude oil price	Dubai crude oil price	WTI spot price	Natural gas NBP index	Natural gas Hub index	LNG Japan import cif
	\$/bbl	\$/bbl	\$/bbl	\$/MMBtu	\$/MMBtu	\$/MMBtu
2000	23.0	26.2	30.4	2.7	4.2	4.7
2001	24.3	22.8	25.9	3.2	4.1	4.6
2002	27.8	23.7	26.2	2.4	3.3	4.3
2003	34.4	26.8	31.1	3.3	5.6	4.8
2004	34.4	33.6	41.5	4.5	5.9	5.2
2005	50.3	49.4	56.6	7.4	8.8	6.1
2006	61.7	61.5	66.0	7.9	6.8	7.1
2007	65.2	68.2	72.2	6.0	7.0	7.7
2008	101.1	94.3	100.1	10.8	8.9	12.6
2009	56.7	61.4	61.9	4.9	3.9	9.1
2010	76.6	78.1	79.5	6.6	4.4	10.9
2011 Sep	88.0	90.0	90.0	10.0	8.0	17.0

(注) 赤字は調査団の推定値

(出典: BP Statistics より調査団作成)

## 3.5.2 原油価格上昇への対策

今後とも原油価格は、上昇することが考えられる。新興国の需要増大、産油国のピークアウト、国際紛争の多発などがその理由として挙げられる。そのため石油消費国としては、原油価格の上昇を抑制する経済活動および石油製品消費行動を変えていくことが必要である。短期的および長期的には下表のような対策が考えられる。

表 3-18 原油価格上昇抑制の短期的対策

対策	主な対象国
a. 原油供給の増加 ✓ 原油生産の増加 ✓ 海底油田の開発 ✓ 原油輸送パイプラインの建設 ✓ シェールガスやオイルの供給	サウジアラビア、クウェート アメリカ カザフスタン アメリカ、ポーランド、オーストラリア
b. 石油の需要抑制 ✓ 石油補助金の抑制と石油製品価格の適正化 ✓ ハイブリッドカーの利用 ✓ バイオエタノールの利用 ✓ 省エネ対策	中国、マレーシア 日本 アメリカ、ブラジル 世界各国
c. 投機資本のコントロール ✓ 投機資本の制限 ✓ 年金資金の投機的運用の制限	アメリカ EU、アメリカ

(出典: 日本エネルギー経済研究所「これからの石油エネルギー情勢を見る。2010年」)

表 3-19 原油価格上昇抑制の長期的対策

対策	備考
a. 電力セクター ✓ 高効率コンバインドサイクルの導入 ✓ 再生可能エネルギーの利用拡大	50-60 %の高効率コンバインドサイクルの開発
b. 運輸セクター ✓ 電気・水素・ハイブリッドカーの利用拡大 ✓ 燃料電池車の利用 ✓ 天然ガス車の利用	燃費：50 %上昇 CO2 フリー CO2 削減
c. 新エネルギー ✓ オイルサンド ✓ オリノコタール ✓ シェールガス ✓ メタンハイドレート	カナダ（埋蔵量 2,000 億 bbl） ベネズエラ（埋蔵量 2,400 億 bbl） 中国、アメリカ、オーストラリア 世界（17,000 Tcf）
d. 液化技術での石油製品 ✓ GTL（天然ガスから DME、ディーゼル） ✓ 石炭液化（石炭からディーゼル） ✓ バイオ技術（植物からメタノール、ディーゼル）	小ガス田での利用 低質炭からディーゼル油の生産 車用燃料
e. エネルギー効率の向上と省エネ ✓ 既存エンジンの燃費向上 ✓ 工場・ビルの省エネルギー活動 ✓ 家電製品の省エネ化	小型自動車：30 km/liter エネルギー管理制度 ラベリング基準制度

（出典：日本エネルギー経済研究所「これからの石油エネルギー情勢を見る。2010 年」）

### 3.5.3 今後の原油価格の見通し

原油の価格見通しについては、IEA をはじめ各機関で見通しを発表しているが、ここではその一例として、2010 年に日本エネルギー経済研究所と共同で発表された FACTS Global Energy Group と Strategic & International Studies Center の価格見通しを紹介する。

#### 世界の原油需要見通し

- ✓ 今後 20 年（2010 年～2030 年）の世界経済は、アジアを中心に 3.5 %ほどの成長を遂げるものと推定される。
- ✓ 2010 年の原油消費量は 8,500 万 bbl/日で、年平均 100 万 bbl/日増加している。特に、中国、インドなどのアジア諸国での原油需要は高く、アメリカや EU、日本などでは原油の需要はむしろ減少傾向にある。
- ✓ IEA では、毎年世界の原油需要を 1 %/年の伸びと見ているが、高すぎるとの意見もあり、先の専門家は 0.6 %/年と見ている。0.6 %/年の伸び率で原油需要は増加すると 2030 年には 9,500 万 bbl/日となる。
- ✓ 温暖化対策として、石油製品の消費量を減らす対策が考えられているが、代替エネルギーとしては、天然ガス、再生可能エネルギー、原子力などが挙げられている。
- ✓ 今後、原油の増産が期待できるのは、イラクで 2010 年現在 25 万 bbl/日の生産であるが、将来は、400 万 bbl/日程度は可能と見込まれている。（イラク政府は、1,000 万 bbl/日可能と表明している）
- ✓ また、OPEC の生産余力は、2010 年比で 600 万 bbl/日は可能と見込まれることから、イラクと OPEC の余力を合計すれば、1,000 万 bbl/日となる。2010 年から 2030 年までの原油需要増加分である 1,000 万 bbl/日は供給できることになる。
- ✓ 世界の石油精製能力は、2010 年およびそれ以降の石油製品需要をみると過剰能力と指摘されているが、発展途上国を中心に製油所の新增設計画は続出している。したがって、2010 年時点で 8,500 万 bbl/日の原油処理量に対して、2015 年までに 700 万 bbl/日の石油精製能力のスクラップが必要との意見もあり、スクラップは日本、EU、アメリカなどで行われることになる。

### 中長期的な原油価格見通し

- ✓ 現状の原油価格（100 US\$/bbl 前後）は 2013 年ごろまで続くが、2020 年頃には 120 US\$/bbl～180 US\$/bbl になるものと想定される。
- ✓ 一方、2020 年の原油価格については、100±\$20 US\$/bbl とする見通しと、それより多少低めの見通しの両論を出している。

以上の見通しを参考に、調査団は原油代替エネルギーのコスト面からの将来の原油価格見通しを以下のとおり考察する。

- 原油の代替エネルギーであるタールサンド、オリノコタル、石炭液化、メタンハイドレートなどの生産コストは現状で 50～60 US\$/bbl と言われており、2012 年のドル価格で、原油代替エネルギーとの競争を考えると適切な原油価格は、これを多少上回る 80 US\$/bbl と見ることができる。
- このことを踏まえると今後のアメリカのインフレ率が、2.5 %/年ほどで推移すると原油価格は 2020 年で 97 US\$/bbl、2030 年で 124 US\$/bbl となる。ただ、WTI のように投機的な資金が入りやすい状況では、原油価格は±20 US\$/bbl 程度の振れ幅を考慮する必要があり、2020 年では 80 US\$/bbl～120 US\$/bbl で、2030 年では、105 US\$/bbl～145 US\$/bbl が原油価格の範囲と想定される。
- 「オ」国原油についても WTI と同様な傾向をたどるので、2020 年 95 US\$/bbl、2030 年 120 US\$/bbl を各年の原油価格の中心値と見ることができる。

### 3.5.4 今後の天然ガス価格の見通し

2011 年 10 月に日本エネルギー経済研究所にて発表された Oxford of Institute for Energy Studies の天然ガスの見通しについて以下紹介する。

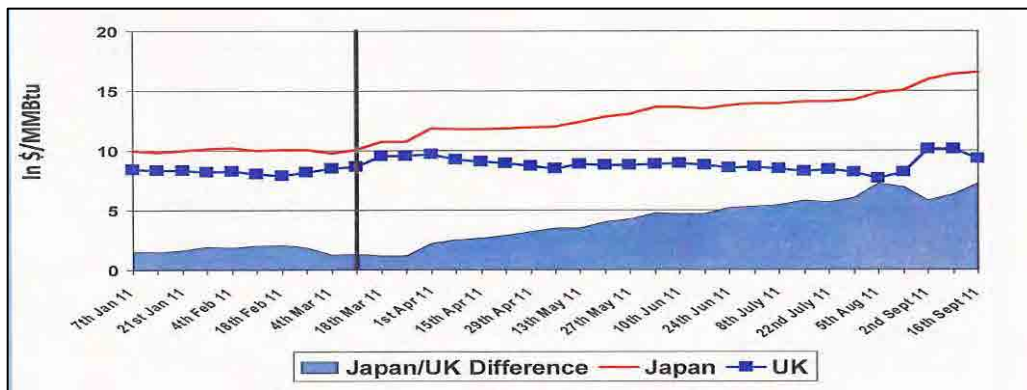
#### 世界の天然ガス需給見通し

- ✓ 天然ガスの供給は、近年急速に増加している。PNG（パプアニューギニア）、オーストラリア、カタールなどが増加量の供給元となっている。2014 年には 1,300 万トンの天然ガスが PNG やオーストラリアから供給される見通しである（Oxford of Institute for Energy Studies によれば、両国の供給量は最終的には 3,000 万トンになる見通し）。
- ✓ また、アメリカでは、シェールガスからの天然ガスの増産により、これまでに（2005 年ごろから）検討されていた LNG の輸入基地建設の必要性がなくなった。2008 年以前の LNG 輸入計画は 10 Tcf/年であったが、2011 年の輸入計画は 1 Tcf/年ほどである。
- ✓ このような状況の中で、カタールなどでは、2011 年 3 月までは、LNG の販売先に困るほどであったが、2011 年 3 月 11 日の東日本大震災により、日本の原子力発電が停止し日本の電力会社は LNG の輸入を増やした。このことが LNG の供給過剰を緩和することになった。
- ✓ しかし 2010 年までカタールの LNG 生産は 7,000 万トン/年であったが、2012 年には 8,000 万トン/年に達するとも言われており、日本への緊急輸出があったとしても中期的には LNG の供給過剰の状態である。
- ✓ アメリカの LNG の輸入計画の減少により、中東各国の LNG はアジアに向けられるようになるが、2012 年時点では、その量は 3,000 万トン～4,000 万トンと言われている。
- ✓ また中東北アフリカ諸国の今後の天然ガスの需給状況は、Oxford of Institute for Energy Studies によれば以下の通りである。
  - Egypt                   パイプライン輸出は上限に達している
  - Libya                   天然ガスの輸出に関してはゆっくりと進展する
  - Israel                   2015 年までに輸入が無くなり、その後は天然ガスを輸出する可能性がある
  - Iran                    2015 年までに天然ガスの純輸入国になる
  - Iraq                    2020 年までには近隣諸国にガスを輸出する
  - Saudi Arabia           2020 年までには天然ガスの輸入国になる

➤ Oman	天然ガス輸出が減少する可能性がある (100Tcf の新規埋蔵量の生産次第)
➤ Qatar	今後も大きなガス輸出国である

2011年3月以前の LNG 価格は、日本向けが 8 US\$~12 US\$/MMBtu であった。一方、同時期の EU の天然ガス価格は 3 US\$-5 US\$/MMBtu であった。その後、LNG 価格は日本の LNG の需要の増大により、2011年9月には 18 US\$/bbl まで上昇している。

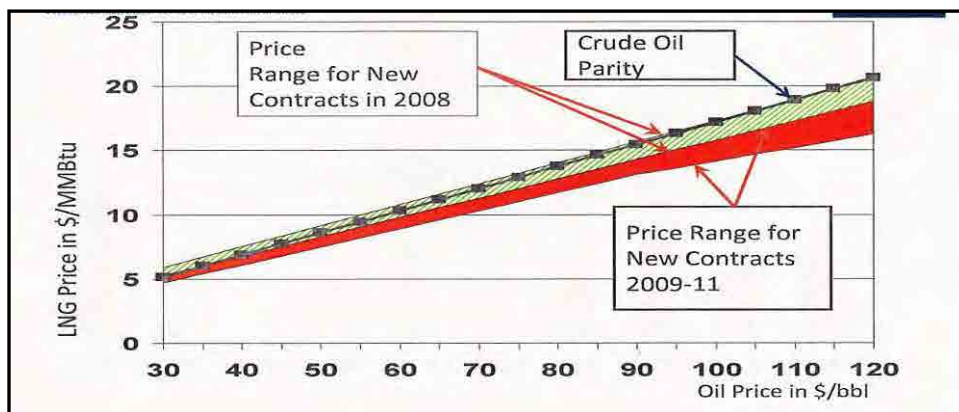
今後の LNG 価格見通しは、需給関係を反映して長期契約とスポット価格の差は大きく、当分はスポット価格は長期契約価格を下回ると Oxford of Institute for Energy Studies は見ている。



(出典 : National Gas Market, Oxford institute for Energy Studies)

図 3- 25 日本 (LNG 長期契約価格) とイギリス (NBP Index) の価格の推移

LNG の長期契約価格は原油価格とリンクしており 2008 年では下図のグリーン線幅での契約価格であったが、2009 年~2011 年間は赤幅の範囲で LNG 長期契約価格は設定されている。



(出典 : National Gas Market, Oxford institute for Energy Studies)

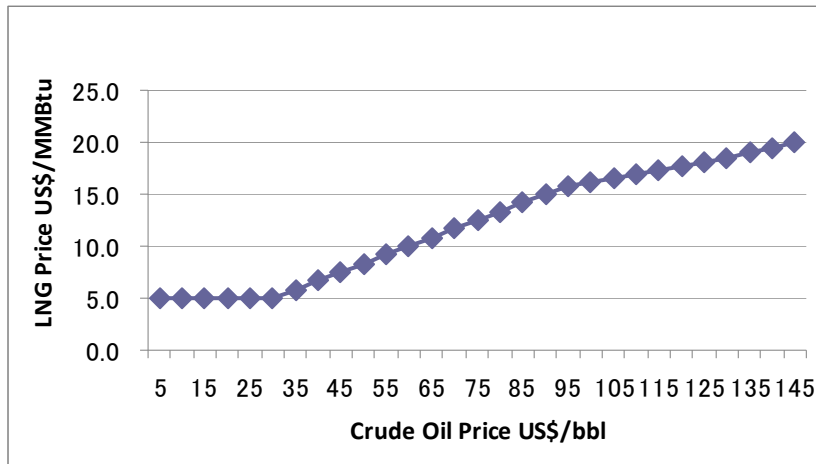
図 3- 26 2008 年~2011 年の LNG 長期契約価格と原油価格との関係

カタールなどは、2010 年には 7,000 万トンの LNG 生産のうち、5,000 万トンが長期契約、2,000 万トンがスポット価格での販売と言われている。スポット価格は原油のスポット価格と同様に時価相場による取引となるが、これまでは常にスポット価格は長期契約価格を



下回っていた。

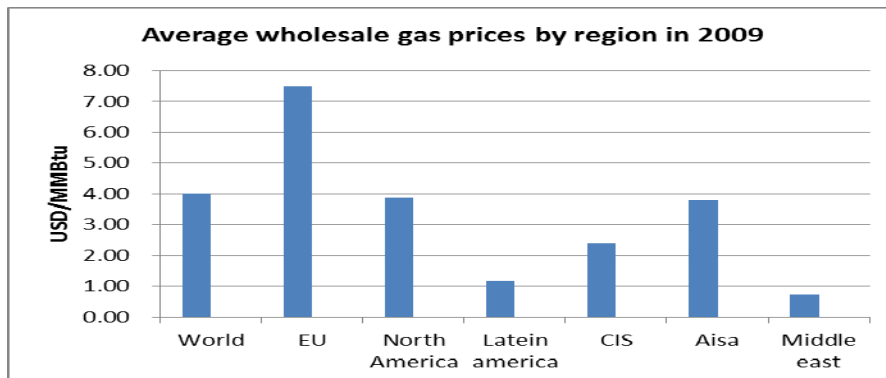
LNG 長期契約価格は、原油価格との関係で下図のように「S 字カーブ」で決まると言われている。原油価格が上昇すると LNG 価格は緩やかに上昇し、逆に原油価格が下落しても、LNG 価格はある一定以下には下がらないように設定されている。したがって現在の LNG 価格は、原油価格見通しから推定できる。



(出典：調査団作成)

図 3- 27 例示的な LNG 長期契約価格と原油価格の関係

国際的な天然ガス価格とは別に、ガス産出国ではガス生産コストの上昇とともにガス卸売り価格も上昇している。2009 年の世界の主な地域の国内卸天然ガス価格は下図の通りである。中東の 0.75 US\$/MMBtu はサウジアラビアのガス価格の影響が強い。



(出典: Fulwood 2011 "Trends in wholesale gas price for national mechanisms")

図 3- 28 2009 年の世界の国内ガス卸売り価格

2012 年 2 月時点での「オ」国の卸ガス価格は 1.5 US\$/MMBtu であるが、今後はガス開発を IOC に依頼するなど天然ガス生産コストの上昇が伺われるので、「オ」国国内のガス価格も順次上昇するものと思われる。

表 3-20 OPWP の MIS におけるガス消費量見込み

項目	単位	2010	2011	2012	2013	2014
発電量	TWh	17.9	19.5	21.3	22.5	24.0
造水量	Million m <sup>3</sup>	207	209	216	222	236
ガス消費量	Million m <sup>3</sup> /day	16.8	17.5	17.2	18.0	19.1

(出典：OPWP Seven Years Statements)

### 3.5.5 今後の「オ」国の原油価格と LNG 価格の見通し

以上の考察を踏まえ、今後の「オ」国の原油価格と天然ガス価格、LNG 価格見通しについて以下のように想定する。本見通しは、省エネ方策によるエネルギー削減効果の推定に活用する。

表 3-21 「オ」国の原油および天然ガス価格見通し（常用単位当たり）

価格	単位	2010	2011	2012	2020	2030
WTI スポット価格	US\$/bbl	79.5	90.0	100	120	145
「オ」国原油輸出価格	US\$/bbl	76.6	88.0	95	115	140
「オ」国国内原油価格	US\$/bbl	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
「オ」国 LNG 輸出価格	US\$/MMBtu	10.9	15.0	15.0	18.0	20.0
NBP Index 価格	US\$/MMBtu	6.6	9.0	11.1	12.6	14.0
「オ」国国内天然ガス価格	US\$/MMBtu	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.

(注) WTI：West Texas Intermediate で世界的な原油スポット価格の基準となっている。

「オ」国原油輸出価格は、WTI より 5 US\$/bbl ほど低い。

「オ」国 LNG 輸出価格は、WTI にリンクして設定されていて長期契約価格を設定した。

NBP Index は、イギリスの国内天然ガス総平均価格

(出典：調査団作成)

表 3-22 「オ」国の原油および天然ガス価格見通し（toe あたり）

価格	単位	2010	2011	2012	2020	2030
WTI スポット価格	US\$/toe	549	622	691	829	1,002
「オ」国原油輸出価格	US\$/toe	529	608	657	795	968
「オ」国国内原油価格	US\$/toe	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
「オ」国 LNG 輸出価格	US\$/toe	436	600	600	720	800
NBP Index 価格	US\$/toe	264	360	444	504	560
「オ」国国内天然ガス価格	US\$/toe	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.

(注) WTI スポット価格 = (US\$/bbl) / (0.159 kl / bbl \* 0.91 ton / kl)

「オ」国原油価格 = (US\$/bbl) / (0.159 kl / bbl \* 0.91 ton / kl)

「オ」国 LNG 輸出価格 = (US\$/MMBtu) / (25 koe / MMBtu) \* 1,000 (koe / toe)

NBP Index 価格 = (US\$/MMBtu) / (25 koe / MMBtu) \* 1,000 (koe / toe)

(出典：調査団作成)

### 3.6 その他情報

#### 3.6.1 地域別世帯数

2010年に実施された「オ」国人口調査によれば、「オ」国全体の世帯数は約40万世帯で、そのうちオマーン人の世帯は26万世帯である。また、オマーン人の世帯あたりの人数は全国平均で7.8人/世帯である。

表 3-23 「オ」国の世帯数と世帯あたりの人数

	国全体の世帯数			世帯あたりの人数			
	2003年	2010年	Growth Rate (%)	2003	2010	Growth Rate (%)	Persons
Muscat	100,232	120,992	2.7	53,630	62,299	2.2	7.0
Al Batinah	89,425	105,899	2.4	66,882	76,539	1.9	8.3
Musandam	4,541	4,709	0.5	3,079	3,126	0.2	7.1
Adh Dhahirah	29,614	19,979	-5.5	17,312	14,386	-2.6	8.5
Ad Dakhliyah	36,581	44,121	2.7	29,393	34,619	2.4	7.9
Ash Sharqiyah	47,001	54,749	2.2	36,928	42,500	2.0	7.1
Al Wusta	2,978	3,960	4.2	2,284	2,695	2.4	7.3
Dhofar	27,207	33,000	2.8	16,056	17,926	1.6	9.6
Al Buraymi		11,865			5,939		7.7
Total	337,579	399,274	2.4	225,564	260,029	2.1	7.8

(出典：2003年および2010年国勢調査)

#### 3.6.2 住宅

次表に2010年に実施された「オ」国人口調査による住宅数と居住住宅数を示す。居住率は2010年の全国平均で約70%である。

表 3-24 住宅数と居住住宅数および居住率

	Housing Units			Occupied Housing Units			Occupancy		
	2003	2010	Growth Rate (%)	2003	2010	Growth Rate (%)	2003	2010	Growth Rate (%)
Muscat	118,473	153,381	3.8	100,653	119,921	2.5	85.0	78.2	-1.2
Al Batinah	111,414	140,638	3.4	89,325	105,006	2.3	80.2	74.7	-1.0
Musandam	8,226	10,764	3.9	4,589	4,774	0.6	55.8	44.4	-3.2
Adh Dhahirah	38,603	29,697	-3.7	29,865	19,931	-5.6	77.4	67.1	-2.0
Ad Dakhliyah	48,219	63,225	3.9	36,718	44,051	2.6	76.1	69.7	-1.3
Ash Sharqiyah	63,833	82,490	3.7	46,870	54,357	2.1	73.4	65.9	-1.5
Al Wusta	4,233	6,387	6.1	3,125	4,033	3.7	73.8	63.1	-2.2
Dhofar	37,995	46,774	3.0	27,801	32,502	2.3	73.2	69.5	-0.7
Al Buraymi		17,702			11,846			66.9	
Total	430,996	551,058	3.6	338,946	396,421	2.3	78.6	71.9	-1.3

(出典：2003年および2010年国勢調査)

### 3.6.3 用途別建築物

「オ」国の2010年統計年鑑に記載されている2007年から2009年にかけての建築実績とその「累計」を下表に示す。

表 3-25 建築物の新築統計と累計 単位：1,000 戸

		2007年築	2008年築	2009年築	累積 (2009年まで)
Building	Commercial	2.1	1.3	1.2	6.4
	Commercial & Residential	3.2	2.9	1.5	11.4
	Industrial	1.9	1.8	0.7	6.1
	Government	1.1	1.5	1.7	5.4
Building Total		8.3	7.5	5.1	29.3
Others	Residential	80.5	94.7	54.8	352.1
	Agriculture	5.4	7.2	9.2	25.9
Total		94.3	109.4	69.2	407.4

(出典：オマーン統計年鑑 2010)

### 3.6.4 モスク

宗教省の統計によれば、2007年の地域別のモスク数は、次表に示すとおりである。大規模モスクは1,098、全体で13,945にのぼる。

表 3-26 地域別モスク数

	Large-Scale Mosque		Mosques		Total	
	モスク数	%	モスク数	%	モスク数	%
Muscat	178	16.2	1,082	8.4	1,260	9.0
Al Batinah-N	224	20.4	1,187	9.2	1,411	10.1
Al Batinah-S	162	14.8	2,052	16.0	2,214	15.9
Musandam	31	2.8	197	1.5	228	1.6
Adh Dhahirah	69	6.3	2,788	21.7	2,857	20.5
Ad Dakhliyah	76	6.9	1,687	13.1	1,763	12.6
Ash Sharqiyah-N	33	3.0	1,732	13.5	1,765	12.7
Ash Sharqiyah-S	102	9.3	1,179	9.2	1,281	9.2
Al Wusta	25	2.3	173	1.3	198	1.4
Dhofar	135	12.3	427	3.3	562	4.0
Al Buraymi	63	5.7	343	2.7	406	2.9
合計	1,098	100.0	12,847	100.0	13,945	100.0

注：大規模モスクの定義は不明

(出典：宗教省)

### 3.6.5 病院

2009年時点で、60の国立病院と50の保健省管轄の病院がある。

表 3- 27 病院データ (2009年)

	国立	保健省管轄	合計
病院数	60	50	110
ベッド数	5,619	4,653	10,272
健康センター、薬局、クリニック	1,034	151	1,185
医者数	5,563	3,909	9,472
看護婦数	12,102	9,753	21,855
歯医者数	623	231	854
薬剤師数	1,087	240	1,327

(出典：Ministry of National Economy “Facts & Figures” 2010)

### 3.6.6 学校

財団法人中東協力センターの「オマーンの産業基盤」によれば、オマーン政府は人的資源の開発にも重点を置き教育部門の拡充に力を注いできた。現在、オマーンには義務教育制度は導入されていないが、就学年齢の児童のほとんどが通学している。2009年度の普通教育の公立学校総数は1,418校、生徒総数は62万353人、教員数は5万796人である。

高等教育部門では、2009年度の在籍学生総数は2万3,644人に達している。その他政府の高等教育機関としては、教員養成のための教育大学 (College of Education) が6校、シャリーア (イスラム法) 大学 (College of Sharia and Law) が1校、工業・技術大学が5校あるほか、銀行・金融専門研修所 (Institute for Banking and Financial Studies) や医療・保健関連の専門校、職業訓練センターなどがある。高等教育における在籍年数は、学校や専攻により異なるが、単科大学 (College) では約3年、総合大学 (University) では約4年、大学院は約2～3年で卒業できる。単科大学は学士号 (Diploma)、総合大学は学士号 (Bachelor)、その後大学院で修士号 (Master) を取得する。

表 3- 28 学校数と生徒・教員数 (2009年)

	公立	私立	合計
学校数	1,043	375	1,418
生徒数	523,036	97,317	620,353
クラス数	19,482	4,295	23,777
先生数	44,687	6,109	50,796

(出典：Ministry of National Economy “Facts & Figures” 2010)

## 第4章 電力セクターの概要と環境への取り組み

### 4.1 電力セクターの概況

#### 4.1.1 電気事業の沿革

「オ」国の電気事業は住宅・電力・水道省 (Ministry of Housing, Electricity and Water: MHEW) が 1978 年に設立されてから、発展を遂げ続けてきた。原油の輸出が軌道にのるとともに、国内では長期経済政策および 5 ヶ年計画によって国が発展した時期である。この頃から電力と水に対する需要が全国的に増大している。住宅・電力・水道省は主に電気および水の生産、供給、設備整備・運営管理を実施していた。2003 年末には一部の山岳地域を除く国内居住地域の約 97 % が電化された。

国の発展とともに電力需要が順調に増加し続けたため、政府は電力セクターへの民間投資を呼びかけてきた。そして、1999 年に入って「オ」国政府は、電気事業での民営化推進のため、住宅・電力・水道省が保有する資産を売却して、最終的に独立した組織を設立することを決定した。また、2003 年 2 月に、資産再編成の一環として主な発電所を売却することを発表、同年 7 月には、送電・供給会社 (Transmission and Dispatch Company: TRANSCO) を設立した。その後、国王令 78/2004 (2004 年法: 2004 Law for the Regulation of the Electricity & Related Water Sector) によって、2005 年 5 月に電力持株会社 (Electricity Holding Company SAOC: EHC) が設立されている。EHC は送電会社、発電会社、配電会社を所有している。一方の省庁側においても 2007 年 9 月に国王令 92/2007 により MHEW が住宅省 (Ministry of Housing: MOH) と PAEW に分割された。

#### 4.1.2 電気事業の法制度

「オ」国の電力セクター法 (The Law for the Regulation and Privatisation of the Electricity and Related Water Sector, 2004 年発布、2009 年改正) の各章、各節の規定から、電力セクターの概要を把握するために有用と思われる規定の例を以下に記す。

同法は、以下の事業を規制事業として規定し、AER から免許又は免許取得の免除を受けない限り、これら事業を行ってはならないこととしている。

- 発電、送電、配電及び電力の輸出入
- 淡水化に関連する発電
- 淡水化と同じ場所で行われる発電
- 中央給電システムの運用
- 国際連系線の開発及び運用
- この法律で OPWP に割り当てられた事業

以下、電気事業実施体制に関わる重要な規定事項について抜粋する。

第4条 いかなる者も AER から免許又は免許取得の免除を受けない限り、第3条に掲げる事業を行ってはならない。免許を受けた事業者は、この法律及び免許状又は免除状に記載された事項にしたがって事業を行わなければならない。

第7条 RAECO 及びこの法律が特別に規定する場合を除き、免許を受けた事業者は2つ以上の上記事業を行うことはできない。直接・間接に他の免許事業者の持分を取得することもできない。

第10条 PAEW は” Permitted Tariff” を策定しようとするときは、事前に AER、RAECO、OPWP の意見を聴く必要がある。閣議の承認を経て規制は発効する。” Permitted Tariff” を改定しようとするときも同じ手続きを経なければならない。

第11条 料金規制においては、電力消費量、時間、地理的位置等に基づいた需要家のカテゴリー分けを行い、規制を適用することができる。特定のカテゴリーの需要には全部又は一部の料金の支払を免除することもできる。

第25条 AER は以下の機能を有する。

- ・電力及び淡水のセクターに関する一般的な政策の実施。
- ・電力及び淡水のセクターに関する一般的な政策の開発のための計画の策定
- ・免許の発行、改正、取り消し。
- ・オマーンが契約当事者となっている電力及び淡水の分野における国際契約、及びオマーンが加盟している国際機関の決議上の義務を履行するため、適切な手段を取ることを。
- ・免許事業者が遵守すべき条件、規則、義務の決定。その遵守状況の監督。
- ・この法律の規定に従い、消費者及び免許事業者から提出された苦情の検討。
- ・電力及び淡水のセクターの重要性、当該セクターの発展から生じる効果、及び国民の福祉についての意識を醸成するために必要な計画の策定。
- ・RAECO に接続する系統及び電化のための資金手当てを拡充する方法を明記する規制の作成。RAECO による当該規制の遵守状況を監督し、報告書を作成する。当該報告書のコピーは国家経済省、財務省及び PAEW に提出しなければならない。
- ・免許に記載された条項又はこの法律の規定に従い、免許事業者、消費者等の間の紛争を解決する。

第38条 AER は PAEW と協議の上、以下を目的とする規則を発行しなければならない。

- ・電力及び淡水の安定供給。
- ・電力及び淡水化セクターに関する工事、設置作業から生じる恐れのある負傷から市民を保護すること。
- ・PAEW が承認した関連諸規制を遵守することにより電力の効率的な使用を奨励すること。

第66条

EHC は以下の会社の政府の持株を保有する。

- ・OPWP
- ・OETC
- ・Al-Rusail 電力会社
- ・Wadi Al Jizzi 電力会社
- ・Al Ghubrah 電力淡水化会社
- ・MZEC
- ・MJEC
- ・MEDC
- ・RAECO

第135条 PAEW は以下の義務・機能を有する。

- ・短中長期の淡水需要を予測し、OPWP 及び RAECO に当該予測を提供する。これらの会社が新たな淡水容量の調達に関する義務を履行するために必要となる新たな淡水容量の需要についての情報も提供する。
- ・新たな淡水生産容量の必要量についての予測に関して、国家経済省と協力する。
- ・水・電力庁の代わりに調達された新たな淡水生産容量の対価として、また OPWP 及び RAECO による淡水生産量の水・電力庁への販売の対価として、OPWP および RAECO にバルクサプライ料金を支払う。
- ・新たな淡水生産容量を調達する義務があるか否か決定するため、OPWP 及び RAECO と協力する。また、79条の規定に従い OPWP が調達を行うか、電力・水庁が独自に行うかを決定することについても同じ、また、84条の規定に従い地方において新たな淡水生産容量を調達する義務があるか否か、それが発電容量に連系されるべきか、電力・水庁が独自に行うかを決定するためについても同じ。
- ・免許を受けた送電システムの運営者に、82条の規定に従い自社の責務を果たすために当該システムの運営に必要な情報を十分に提供する。OPWP との契約の対象物である免許を受けた送電システムの運営者のシステムに連系している生産設備からの電力・水庁の淡水の要求に関する十分な情報を提供する。
- ・グリッドコードの締結当事者となり、これを遵守する。
- ・電力セクターに関する研究開発を行う。勧告があればこれを閣議に提出する。
- ・国際連系に関する勧告を閣議に提出する。

### 4.1.3 電気事業の実施体制と組織概要

#### (1) 実施体制

「オ」国の電力セクターは、法律、政策、規制、許認可等は政府組織である PAEW および AER が担っている。PAEW は電気事業に関わる政策立案を行う。AER は電気事業者として事業活動をする場合のライセンスを与える組織であり、事業認可および監督業務を実施する。

電気事業者側は、EHC を通じて財務省が出資する政府系電力会社と、民間資本または一部民間資本からなる民間系電力会社に分けられる。

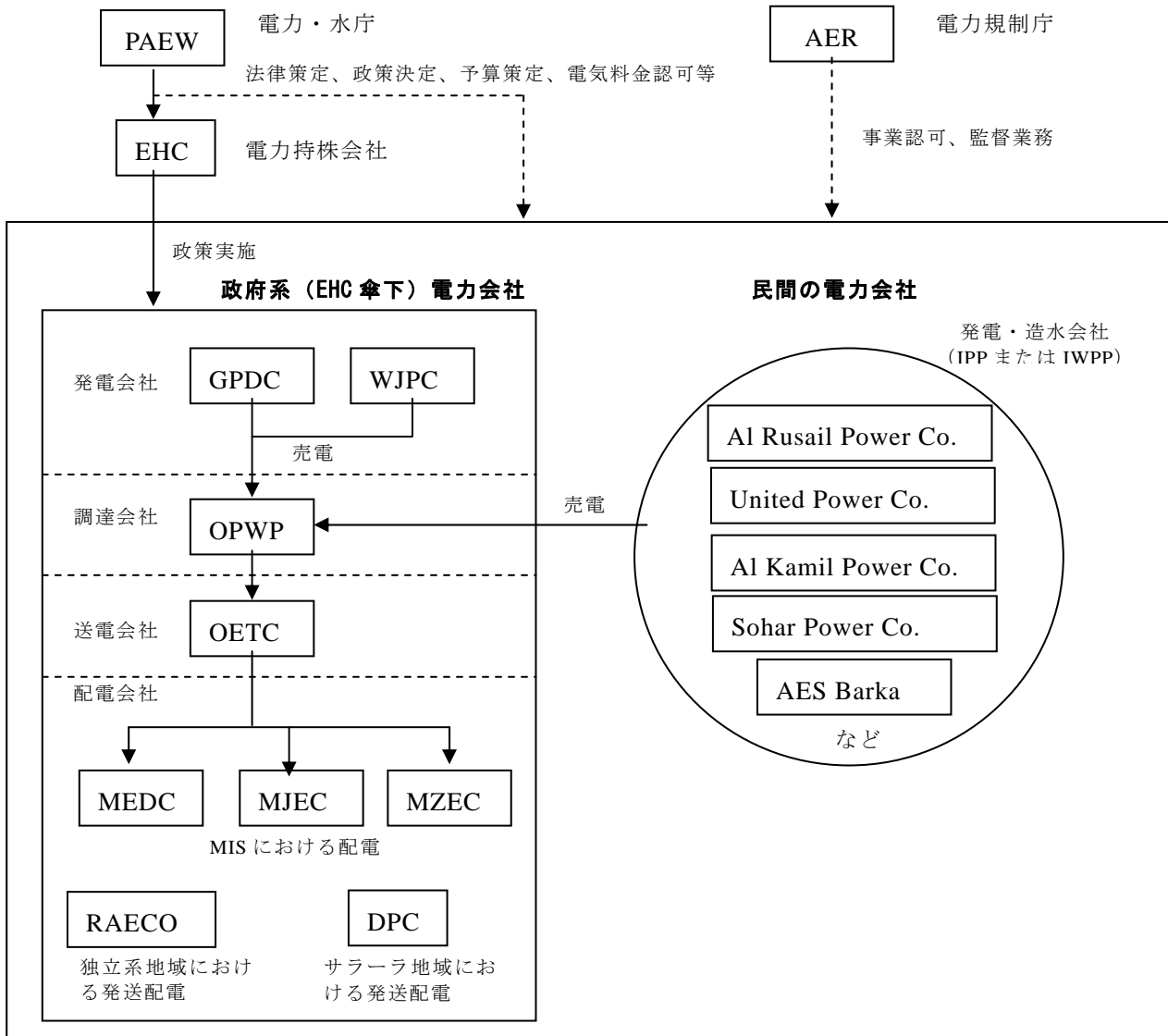
政府系電力会社群は、発電、電力調達、送電、配電の4つの機能に分類される。特徴的なのは、電力の調達（購買・販売）と需要想定・電源計画を担う電力・水調達会社（Oman Power & Water Procurement Company: OPWP）が存在することで、同社が事実上「オ」国の電気事業の企画機能を担っている。また政府系の発電会社としては2社あり、それぞれグブラ発電造水会社（Ghubrah Power and Desalination Company: GPDC）とワディジジイ発電会社（Wadi Al Jizzi Power Company: WJPC）である。両社とも「オ」国北部のマスカット周辺エリアの送電グリッド（Main Interconnected System: MIS）に電力供給を行っている。

送電専門会社は政府系1社のみである。送電会社（Oman Electricity Transmission Company: OETC）はMISの系統運用・送電計画・保守などを担当する。政府系の配電会社は地域ごとに分割され、OETCから受電して販売する事業者3社と、独立系グリッドで発電・送電・配電のすべてを行う事業者（地方電力会社 Rural Area Electricity Company: RAECO）が存在する。

一方、民間系電力会社としては発電・造水事業者がある。



以下に電気事業体制図、配電エリア図、送電グリッド図を示す。



(出典：JICA オマーン国電力省エネルギーマスタープラン策定プロジェクト詳細計画策定調査報告書 2010)

図 4-1 「オ」国の電気事業体制図

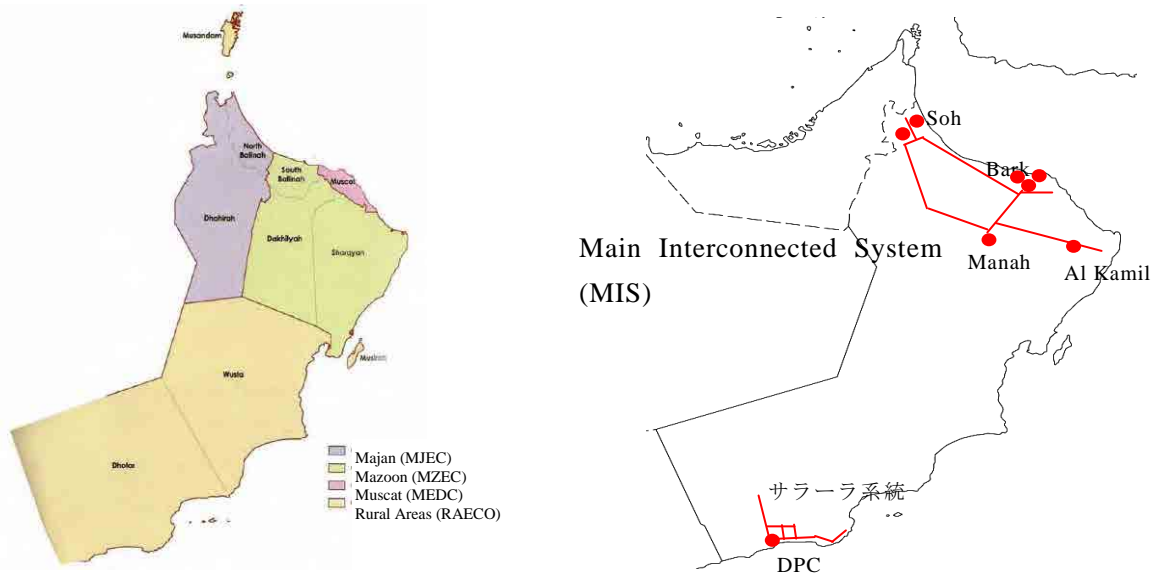


図4-2 「オ」国の配電事業エリア図および送電グリッド図

## (2) 政府機関、各電気事業者の概要

### (a) 電力・水庁 (Public Authority for Electricity and Water: PEAW)

組織は会長の下に6つのセクションを持ち、電力セクターの民営化後は水道セクターの業務を行うための組織が大半を占める。

海水淡水化設備により、電力とともに水道が供給される場合は、民営化された電力セクターによって水道事業も一括して取り扱われるが、水道水のみが供給される設備の場合はPAEWが直接管理する場合もある。

電力セクターの業務は、電力セクターの法律策定・政策決定、予算の検討、そして電気料金の認可手続きがある。以下の方針を柱としている。

- Electricity to Everybody
- Best Utilization of Gas
- Fuel Diversify
- Market Liberalization
- Demand Management

予算はEHCが策定しPAEWに提出される。電気料金は閣議にて承認されるため、政府内での手続きはPAEWが行う事になる。

### (b) 電力規制庁 (Authority for Electricity Regulation: AER)

AERは電力セクターの分離分割・民営化が実施された2004年に組織された。

AERで実施する主な業務は、電気事業者への事業認可、電気事業者の監督およびペナルティ、補助金交付手続きとなっている。

補助金については、コストと電気料金収入から補助金の額を計算し、財務省(MOF)に伝達する。交付はMOFが実施する。

(c) 電力持株会社 (Electricity Holding Company SAOC: EHC)

EHCは2005年5月から事業を開始した(株式会社として登録されたのは2002年10月)。EHCの取締役会メンバーはPAEWとは無関係の人材で構成されるが、ChairmanはPAEWと兼務している。

PAEWで決定した電力エネルギー政策を、EHCが実施機関としてとりおこなう。

(d) 電力・水調達会社 (Oman Power & Water Procurement Company: OPWP)

OPWPは2003年に設立された。現場の業務をもたないPlanning unitとなっている。

「オ」国全土の電力と水道水の需要想定を実施。需給をバランスさせるための電源計画を策定し、発電造水プロジェクトを検討するのが主な業務。ただし、地方エリア(RAECOのサービスエリア)はOPWPの対象外となっている。したがって、マスカット地区とサララ地区の需要想定と電源計画を実施していることになる。

AERから受けたライセンス条件にもとづき、7ヵ年計画(7 year statement: 電力・水の需要想定と電源計画)と配電会社への卸売価格表(Bulk Supply Tariff)を毎年発行している。

(e) 送電会社 (Oman Electricity Transmission Company: OETC)

OETCが送電・系統運用業務に関するライセンスを取得したのは2005年5月。

「オ」国の220 kVと132 kVの基幹系統(Main Interconnected Transmission System: MIS)の送変電設備を所有し維持・管理している。また、系統運用業務も行っている。供給エリアは「オ」国北部の約130,000km<sup>2</sup>(MISのカバー領域)。発電・造水会社から電力を受電し、OETCの送電系統によって地域の配電会社3社(MEDC, MJEC, MZEC)へ電力を供給する。

OPWPの策定する需要想定・電源計画に基づき、5ヵ年の送電設備計画(5 year Capability Statement)を毎年策定している。

(f) 配電会社(3社)

首都マスカットを含むMIS系統に接続されている政府系配電会社は以下の3社。地域ごとにMEDC、MJEC、MZECに分けられる。

- マスカット配電会社 (Muscat Electricity Distribution Company: MEDC)
- マジャン配電会社 (Majan Electricity Distribution Company: MJEC)
- マズーン配電会社 (Mazoon Electricity Distribution Company: MZEC)

各社は、33 kV、11 kVおよび415 Vの送配電設備を保有・維持管理を行うとともに、電気料金の徴収を行っている。OPWPの策定する需要想定・電源計画に基づき、3ヵ年の配電設備計画(3 year Capability Statement)を毎年策定している。

各社の概要は以下のとおりである。

表 4-1 各政府系配電会社の概要

	MEDC	MJEC	MZEC
設立時期	2002年12月	2002年12月	2003年2月
事業ライセンス受領	2005年5月	2005年5月	2006年5月
供給エリア	マスカット行政区 (3,900km <sup>2</sup> )	「オ」国北西部 (50,250km <sup>2</sup> )	「オ」国東部 (64,630km <sup>2</sup> )

(出典：JICA オマーン国電力省エネルギーマスタープラン策定プロジェクト詳細計画策定調査報告書 2010  
MEDC Website, MJDC Annual Report 2010, MZEC Annual Report 2009)

#### (g) ドファール電力会社 (Dhofar Power Company: DPC)

DPC は株式の 35 %が民間に公開されている半官半民の株式会社であったが、2011 年に EHC の持株会社に移行された。マスカットに支店をもつ。

DPC は「オ」国南部のサララ系統を通じて電力を供給している。発電所を 1 箇所所有し、132 kV の送変電設備、33 kV、11 kV および 415 V の配電設備も有している。

電気料金の徴収も実施しており、「オ」国唯一の発送配電垂直統合型の電気事業者である。2009 年の最大需要は 297 MW。OPWP の策定する需要想定・電源計画に基づき、送配電 5 カ年計画 (Five Year Statement) を毎年策定している。

#### (h) 地方電力会社 (Rural Area Electricity Company: RAECO)

RAECO は 2004 年法により電気事業が株式会社化された際に設立され、上記法令が発効する 2005 年 5 月から会社事業を開始した。

RAECO はムサンダム行政区域を含めた「オ」国全土のグリッドの届かない独立系地域をサービスエリアとしている。また、同エリア内において発送配電の事業認可を受けており、同時に水道供給も必要に応じて実施。造水プラントはマシラ島、ムサンダムなどに所有。供給エリアはおおよそ 55 箇所がある。

## 4.2 電力セクターの需給状況

### 4.2.1 電力システム

「オ」国の電力システムは複数の独立した電力網から構成されており、以下のように分類される。

- 北部主要系統：Main Interconnected System (MIS)
- 南部主要系統：Salalah Power System
- Rural Areas Electricity Company が運用する独立した複数の小規模な地方系統
- 石油・ガスの採掘・生産を担う PDO 所有・運用する系統（北部および南部主要系統と連系）

MISは首都マスカットおよびその周辺に電力を供給する北部の主要な送電網であり、400 kV、220 kV、および132 kVの電圧階級を持つ。OETCがMISの設備を所有し運転を行っている

る。3つの政府所有の配電会社、MEDC、MJECおよびMZECはMISから電力の供給を受けている。

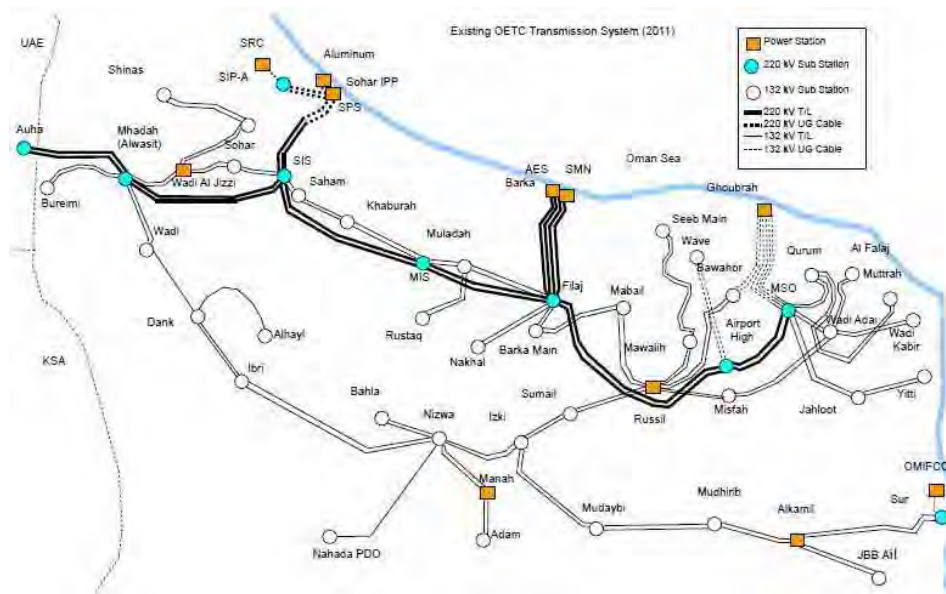
中圧配電線の電圧は、33 kV、および11 kVである。国際連系線としてUAE（アブダビトランスコ社）のAl Foah 変電所とMIS系統のMahadah変電所との間に220 kV送電線が2007年に完成し、2011年10月より運転を開始した。他系統との連系線としてOETCのMIS系統のNizwa変電所とPDOのNahda変電所との間に132 kV 送電線1回線が建設されている。

以下に2010年のOETCの設備概要と2011年のOETC送電系統を示す。

表 4-2 2010 年の OETC の設備概要

項目		単位
電力量 (発電所出口での計量)	16,357,501	MWh
ロス率	2.7	%
ピーク需要	3613	MW
変電所数	43	
変圧器容量	16,019	MVA
220kV 送電線の回線長	835	km
132 kV 送電線の回線長	2,970	km
220 kV 地中ケーブルの長さ	12	km
132 kV 地中ケーブルの長さ	64	km

(出典: OETC Annual Report 2010)



(出典: OETC)

図 4-3 2011 年の OETC の送電系統

南部の Salalah 系統は DPC およびその子会社である Dhofar Generating Company SAOC (DGC) のグループにより発電、送電、および配電を一体として運用されている。Salalah 系統における発電事業は DPC の他、RAECO および新規の事業者の Salalah IWPP によっても行われている。Salalah IWPP は、2011 年に 61MW、2012 年 1 月に 173 MW の運転を相次いで開始した。従来 Salalah 系統は独立した系統であったが、Petroleum Development Oman (PDO) との連系線が 2011 年に建設され、2012 年には運転が開始される予定である。この連系線により両系統の発電予備力を共有し、電力の供給信頼度を向上させる効果が期待できる。しかし PDO との融通の形態については未だ決定されていない。

#### 4.2.2 発電設備

「オ」国の IPP および IWPP の発電電力は一旦 OPWP がシングルバイヤーとして買い取り、配電会社、および大規模需要家に売電される。OPWP は主な発電所と固定的な契約を結んでおり、その発電容量は Contracted Capacity と呼ばれる。また、Contracted Capacity による発電容量では不足する場合、他の系統と連系線を通じた発電予備力の共有の取り決め (Reserve-sharing agreement) による電力融通、および自家消費用の発電力を持つ工場からの買電など "Non-firm resources" と呼ばれる発電容量を調達する。

2011年のMISシステムの発電ユニットを下表に示す。IWPPは発電・造水の契約、IPPは発電のみの契約をOPWPと取り交わしている発電所である。発電燃料はすべて天然ガスであるが、二次的な燃料としてはディーゼルを使用できる。Barka1、Barka2およびSohar1は効率の良いコンバインドサイクルの発電所であり、それ以外の発電所はオープンサイクルの発電所である。

表 4-3 2011年のMISシステムの発電所・ユニット

ユニット名	ユニットの種類*	最大利用可能容量 (MW)	ユニット名	ユニットの種類*	最大利用可能容量 (MW)	ユニット名	ユニットの種類*	最大利用可能容量 (MW)	
<b>Ghubrah (IWPP)</b>			<b>WadiJizzi (IPP)</b>			<b>Barka1 (IWPP)</b>			
Ghubrah_GT1	OCGT	16.0	WadiJizzi_GT3	OCGT	19.2	Barka1_GT1	CCGT	129.0	
Ghubrah_GT2	OCGT	16.0	WadiJizzi_GT4	OCGT	29.8	Barka1_GT2		129.0	
Ghubrah_GT3	OCGT	16.0	WadiJizzi_GT5	OCGT	29.8	Barka1_ST		192.0	
Ghubrah_GT4	OCGT	16.0	WadiJizzi_GT6	OCGT	30.0	Total		450	
Ghubrah_GT5	OCGT	16.0	WadiJizzi_GT7	OCGT	30.0	Desal. Plant Load		(30)	
Ghubrah_GT6	OCGT	16.0	WadiJizzi_GT8	OCGT	29.1	<b>Sohar1 (IWPP)</b>			
Ghubrah_GT7	OCGT	16.0	WadiJizzi_GT9	OCGT	30.5	Sohar1_GT1	CCGT	136.6	
Ghubrah_GT8	OCGT	16.0	WadiJizzi_GT10	OCGT	30.5	Sohar1_GT2		136.6	
Ghubrah_GT9	OCGT	16.0	WadiJizzi_GT11	OCGT	30.5	Sohar1_GT3		136.6	
Ghubrah_GT10	OCGT	26.3	WadiJizzi_GT12	OCGT	32.5	Sohar1_ST		180.0	
Ghubrah_GT11	OCGT	26.3	WadiJizzi_GT13	OCGT	32.5	Total		589.8	
Ghubrah_GT12	OCGT	91.0	Total			325	Desal. Plant Load		(40)
Ghubrah_GT13	OCGT	91.0	<b>Manah (IPP)</b>			<b>Barka2 (IWPP)</b>			
Ghubrah_ST4	Auxiliary Boiler	37.0	Manah_GT1A	OCGT	28.8	Barka2_GT1	CCGT	136.6	
			Manah_GT1B	OCGT	28.8	Barka2_GT2		136.6	
Ghubrah_ST5	Auxiliary Boiler	30.0	Manah_GT1C	OCGT	28.8	Barka2_GT3		136.6	
			Manah_GT2A	OCGT	93.5	Barka2_ST1		150.1	
Ghubrah_ST6	Auxiliary Boiler	30.0	Manah_GT2B	OCGT	93.5	Barka2_ST2	150.1		
			Total			273	Total		710
Total		475	<b>AlKamil (IPP)</b>			Desal. Plant Load			(21)
Desal. Plant Load		(25)	AlKamil_GT1A	OCGT	99.0				
<b>Rusail (IPP)</b>			AlKamil_GT2A	OCGT	99.0				
Rusail_GT1	OCGT	81.5	AlKamil_GT3A	OCGT	99.0				
Rusail_GT2	OCGT	81.5	Total			297			
Rusail_GT3	OCGT	81.5							
Rusail_GT4	OCGT	83.9							
Rusail_GT5	OCGT	83.9							
Rusail_GT6	OCGT	83.9							
Rusail_GT7	OCGT	95.9							
Rusail_GT8	OCGT	94.6							
Total		687							

\* OCGT: Open Cycle, CCGT: Combined Cycle

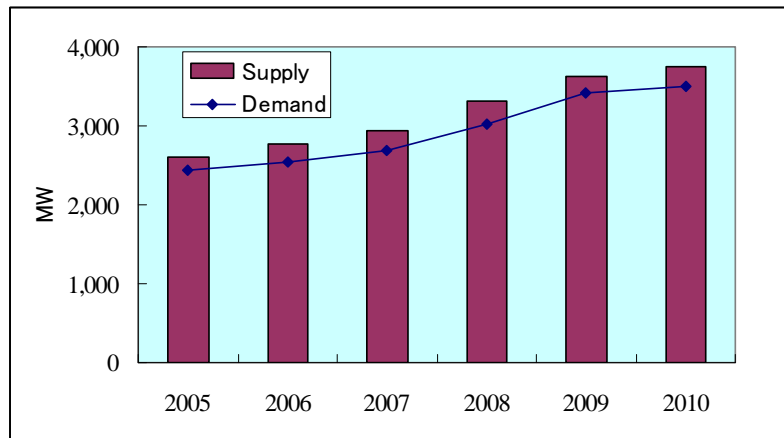
(出典: OPWP 資料)

Salalah 系統において OPWP が固定的な長期買電契約を結んでいる発電所は Dhofar Power Company SAOG と 2011 年から発電を開始した新規の発電事業者の Salalah IWPP である。

その他ピーク需要時の対応に短期買電契約（主にピーク需要時）を結んでいる発電所がある。

#### 4.2.3 電力需給バランス

以下に MIS の最大需要と供給能力の比較を示す。2005 年から概ね供給予備率が 6% から 9% 前後を確保していたが、前年比 10% を超える最大需要の増加（2008 年および 2009 年）に追従する供給能力を確保するための発電所建設計画が遅延したため、2010 年には仮設ディーゼル発電所（116 MW）を増設しバランス確保に努めるなど、厳しい状況が続いている。

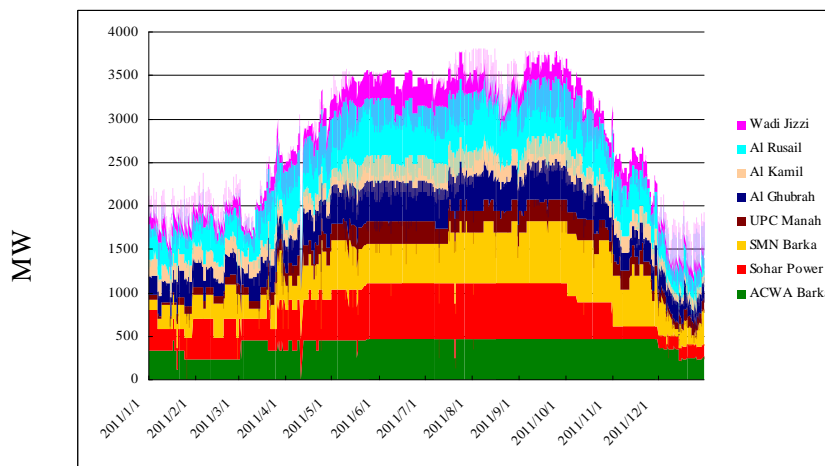


(出典: OPWP Annual Report)

図 4-4 MIS における電力需給バランス（送電端）

#### 4.2.4 発電運用

MIS 系統における 2011 年の発電機の運用パターンを示す。グラフからわかるように、いずれの発電所も重負荷、軽負荷の季節を問わずに稼働している。

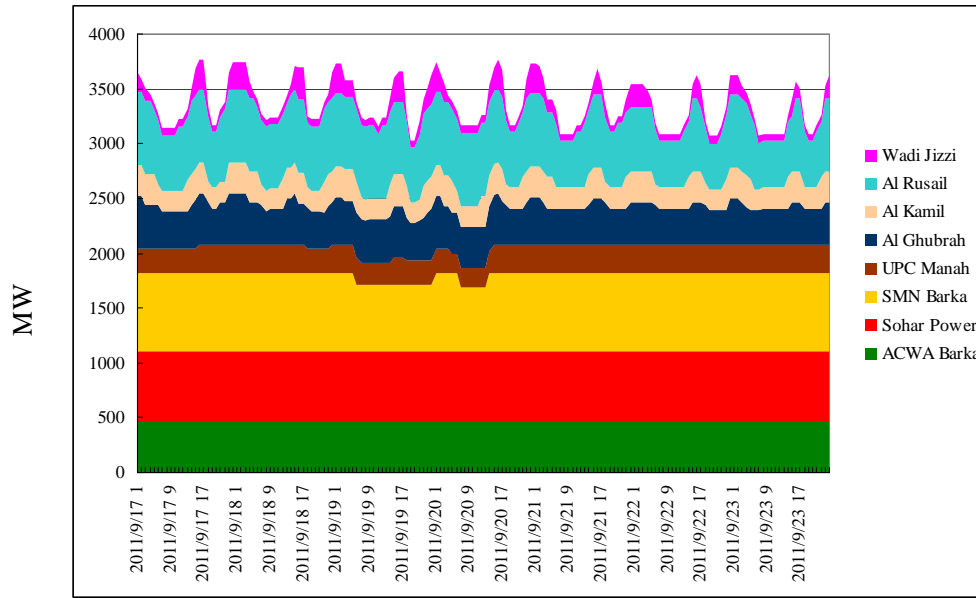


(出典: OETC)

図 4-5 MIS 系統における 2011 年の発電所の運用パターン

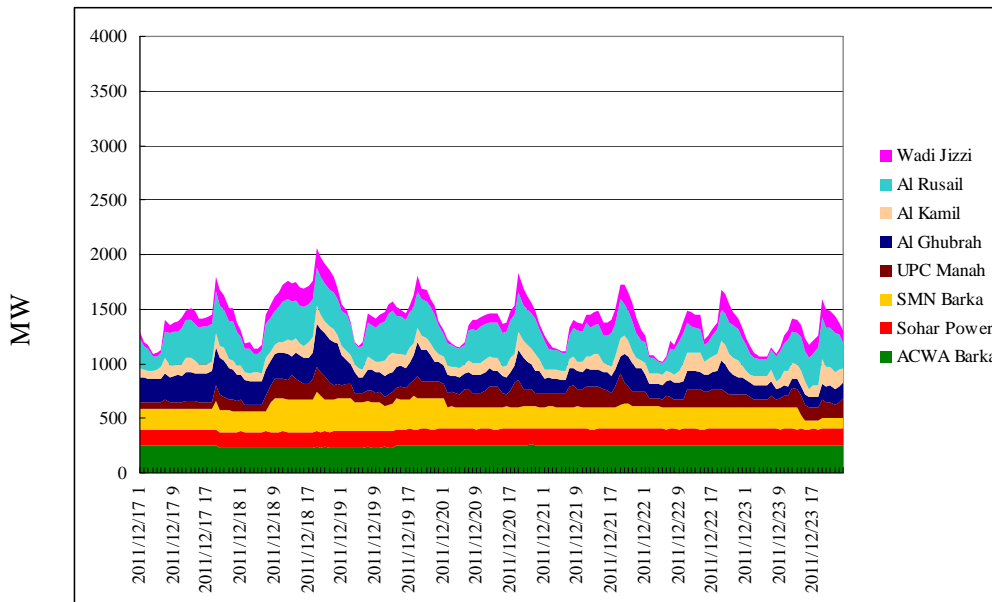


ピーク需要時、およびオフピーク需要時の一週間の発電所の運用パターンを下図に示す。コンバインドサイクルである BarkaI、BarkaII、および Sohar 発電所は一日の間での出力の変動はほとんどないが、他の発電所の出力は需要の増減に合わせて一日の間に大きく変動している。BarkaI、BarkaII、および Sohar の各コンバインドサイクル発電所のユニットは複数のガスタービン(GT)と1-2台の蒸気タービン (ST)とが組み合わされた複合ユニットでありベース電源として運転される。



(出典: OETC)

図 4-6 MIS 系統の発電運用(2011年9月17日(土)~9月23日(金))

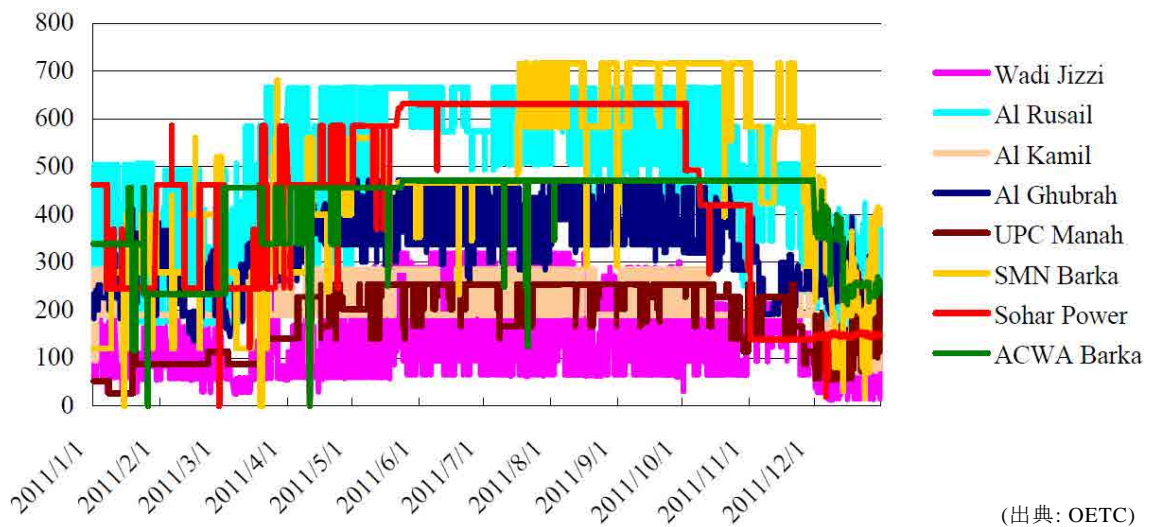


(出典: OETC)

図 4-7 MIS 系統の発電運用(2011年12月17日(土)~12月23日(金))

例えば、3カ所のコンバインドサイクル発電所の発電容量を合計すれば、軽負荷時の供給力を相当量まかなえるため、軽負荷時にはこれらの効率の良い発電機のみを高稼働で運転し、Ghubra、Rusail、Wadi Jizzi、Al Kamilなどのオープンサイクルのガスタービン発電所を停止すれば、より経済的な運用が期待できそうである。しかし、軽負荷時には年間の発電ユニットの点検などの設備維持管理のために、各発電所のいずれかの発電ユニットを停止する必要がある、さらに発電所周辺の系統の電圧維持、および送電容量などの系統の送電上の制約から、各発電所においてすべての発電ユニットを停止することはできず、必ずしも発電コストから見て最経済的な運用がされているわけではない。

2011年の年間の発電所毎の運用実績を以下に示す。コンバインドサイクルであるBarka1, 2発電所およびSohar発電所は前述のとおり昼夜間の出力変動は小さく、数か月間ほとんど出力を変動させない期間がある。一方、Ghubra、Rusail、Wadi Jizzi、Kamil発電所は昼夜間での出力変動が非常に大きく、ピーク対応の運転を行っている。



(出典: OETC)

MW

図 4-8 2011 年の一年間の発電所毎の運用実績

#### 4.2.5 今後の電源開発計画

OPWPによるMIS系統の電源開発計画を下表に示す。現状の契約のうち、Ghubrahの契約は2017年に終了する。Al Kamil、およびBarka Iはそれぞれ2016年、2017年に契約が終了するが、その更新が期待されている。

SoharIIおよびBarkaIIIは2012年から2013年にかけてユニットが順次運転を開始する。Sur発電所は現在建設中であり2013年から2014年にかけてユニットが順次運転を開始する。

表 4-4 MIS 系統の電源開発計画

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
<b>現状の契約容量</b>							
Ghubrah	475	325	235	235	235	235	-
Rusail	687	687	687	687	687	687	687
Wadi Al Jizzi	325	245	245	157	157	157	157
Manah	273	273	273	273	273	273	273
Al Kamil	297	282	282	282	282	-	-
Barka I	450	435	435	435	435	435	-
Sohar I	600	590	590	590	590	590	590
Barka II	710	679	679	678	678	678	678
Sohar II	495	745	742	740	739	738	738
Barka III	495	745	742	740	739	738	738
Sur	-	433	2,000	1,992	1,988	1,985	1,983
<b>小計</b>	<b>4,807</b>	<b>5,439</b>	<b>6,910</b>	<b>6,809</b>	<b>6,803</b>	<b>6,516</b>	<b>5,844</b>
<b>期待される契約容量</b>							
<i>期待される契約延長</i>							
Wadi Al Jizzi	-	80	80	168	168	168	168
Al Kamil	-	15	15	15	15	297	297
Barka I	-	15	15	15	15	15	450
Sohara I	-	10	10	10	10	10	10
<b>小計</b>	<b>-</b>	<b>120</b>	<b>120</b>	<b>208</b>	<b>208</b>	<b>490</b>	<b>925</b>
Temporary Diesel	300	-	-	-	-	-	-
Solar Project(s)	-	-	-	-	200	200	200
<b>契約の合計</b>	<b>5107</b>	<b>5559</b>	<b>7030</b>	<b>7017</b>	<b>7211</b>	<b>7206</b>	<b>6969</b>
<b>緊急時の予備容量</b>							
<i>造水低減の合意</i>							
Barka II	25	25	25	25	25	25	25
<i>予備力共有の合意</i>							
PDO Interconnection	60	60	60	60	60	60	60
Abu Dhabi Interconnection	200	200	200	400	400	400	400
<i>余剰電力購入の合意</i>							
Sohar Aluminum Co.	300	300	300	300	300	300	300
Oman Refineries & Petrochemicals Co.	15	-	-	-	-	-	-
Oman Mining Co.	20	20	20	20	20	20	20
Oman Cement Co.	0-5	0-5	0-5	0-5	0-5	0-5	0-5
Oman India Fertilizer Co.	0-5	0-5	0-5	0-5	0-5	0-5	0-5
Ministry of Defence	0-5	0-5	0-5	0-5	0-5	0-5	0-5
<b>小計</b>	<b>635</b>	<b>620</b>	<b>620</b>	<b>820</b>	<b>820</b>	<b>820</b>	<b>820</b>
<b>合計</b>	<b>5,742</b>	<b>6,179</b>	<b>7,650</b>	<b>7,837</b>	<b>8,031</b>	<b>8,026</b>	<b>7,789</b>

(出典：OPWP's 7-Year Statement (2012-2018))

OPWP による Salalah 系統の電源開発計画を下表に示す。Raysut New 発電所は、DPC によって運用されており OPWP とは利権協定(Concession Agreement)を締結している。オープンサイクルのガスタービン 8 台合計 256 MW を 2023 年まで運転する計画である。なお、同箇所で RAECO が Raysut A&B ディーゼル発電所 (ディーゼル 12 台合計 55 MW) を運転し OPWP に売電していたが、2012 年中に廃止される予定である。

表 4-5 Salalah 系統の電源開発計画

Total Power Generation Resources - Salalah System							
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
<b>契約容量</b>							
Raysut New Power Station	256	256	256	256	256	256	256
Salalah IWPP	445	445	445	445	445	445	445
<b>期待される契約</b>							
New Salalah I(W)PP2	-	-	-	-	200-400	200-400	200-400
<b>小計</b>	<b>701</b>	<b>701</b>	<b>701</b>	<b>701</b>	<b>901-1101</b>	<b>901-1101</b>	<b>901-1101</b>
<b>緊急時の予備容量</b>							
PDO Interconnection	100	100	100	100	100	100	100
<b>合計</b>	<b>801</b>	<b>801</b>	<b>801</b>	<b>801</b>	<b>1001-1201</b>	<b>1001-1201</b>	<b>1001-1201</b>

(出典：OPWP's 7-Year Statement (2012-2018))

下表に系統別の発電タイプの計画容量を示す。MIS および Salalah 系統では 2012 年、2013 年以降ディーゼル発電は計画されず、主にガスおよびコンバインドサイクル発電所による発電となる。2016 年から MIS 系統に計画されている再生可能エネルギーは太陽光発電所である。

表 4-6 系統別の発電タイプの計画容量

MIS								
年	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	
ディーゼル発電	300	0	0	0	0	0	0	
ガス火力発電	2,407	2,242	2,152	2,152	2,152	2,152	1,917	
ガスコンバインドサイクル火力発電	2,775	3,677	5,238	5,225	5,219	5,214	5,212	
再生可能エネルギー	-	-	-	-	200	200	200	
系統連系	260	260	260	460	460	460	460	
<b>合計</b>	<b>5,742</b>	<b>6,179</b>	<b>7,650</b>	<b>7,837</b>	<b>8,031</b>	<b>8,026</b>	<b>7,789</b>	

(出典：OPWP's 7-Year Statement(2012-2018) &amp; Information from OPWP)

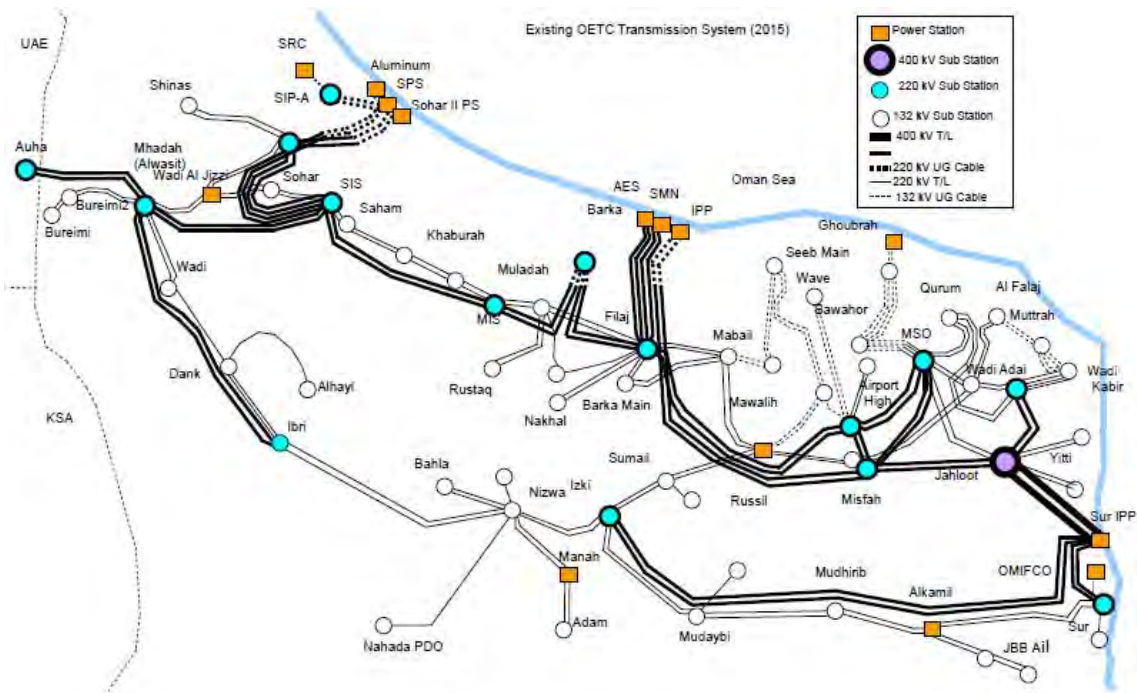
Salalah								
年	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	
ディーゼル発電	0	0	0	0	0	0	0	
ガス火力	256	256	256	256	256	256	256	
ガスコンバインドサイクル火力発電	445	445	445	445	845	845	845	
再生可能エネルギー	-	-	-	-	-	-	-	
系統連系	100	100	100	100	100	100	100	
<b>合計</b>	<b>801</b>	<b>801</b>	<b>801</b>	<b>801</b>	<b>1,201</b>	<b>1,201</b>	<b>1,201</b>	

(出典：OPWP's 7-Year Statement(2012-2018))

REACO								
年	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	
ディーゼル発電	247	244						
天然ガス	-	-						
ガスコンバインドサイクル火力発電	-	-						
再生可能エネルギー	-	-						
系統連系	-	-						
<b>合計</b>	<b>247</b>	<b>244</b>						

(出典：RAECO 3 Years Capability Statement 2011-2013)

2015年のOETCの電力システムの計画を下図に示す。



(出典：OETC)

図 4-9 OETC の電力システムの計画 (2015 年)

#### 4.2.6 配電設備概要

##### (1) 配電設備構成

##### (a) 概況

「オ」国の配電システムは、架空系統が大半であり、地中系統は都市部で目立つが全体の比率では殆どない。配電会社は 33/11 kV 変電所から需要家側を担当しており、送電会社から 33 kV で一次変電所 (Primary Substation) と呼ばれる 33 kV/11 kV 変電所で電力供給を受ける。一次変電所で変圧された電力は 11 kV の配電線を経て、配電用変電所 (Distribution Substation) で低圧 (3φ 4w 415/240 V) に変圧して需要家に配電している。一部、需要量から 11 kV ネットワークが適当でない場合、33/0.433 kV 変圧器で直接 33 kV から低圧に変圧される。

11 kV フィーダーは一次変電所から引き出され、主に架空で配電用変電所に電力を供給する。これらの 11 kV フィーダーは主に放射状であり、需要家の停電時間を最小化するための作業効率を考えた開放点を設けている。また、異なる変電所の 11 kV フィーダーは Ring Main Unit (RMU)、Air Break Switch (ABS)、オープンジャンパー等で接続されている。配電用変電所で低圧に変圧され、小規模需要家に供給される。

「オ」国の配電設備は Oman Electrical Standards (OES) に準拠した設備を導入することとなっている。

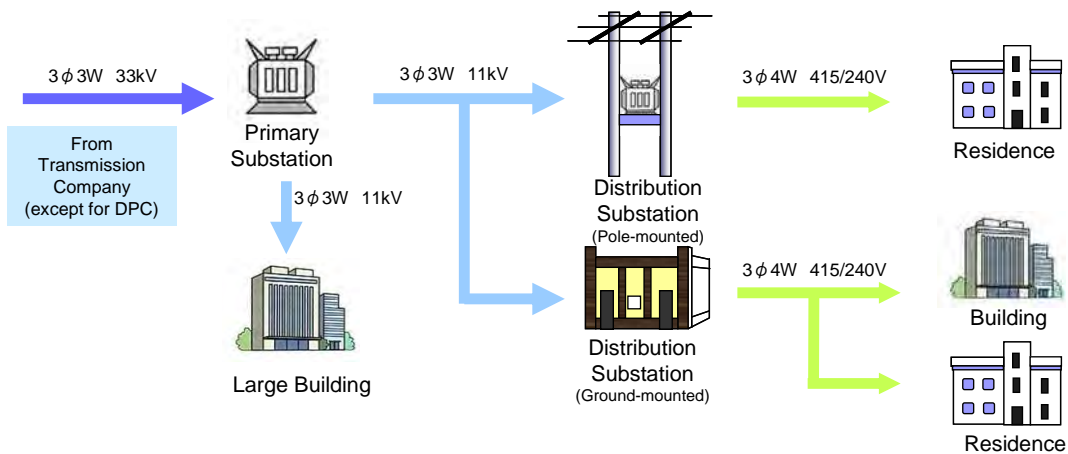


図 4-10 「オ」国の配電系統概要

## (b) 一次変電所 (Primary Substation)

一次変電所は屋外型と屋内型の2タイプある。屋外型は通常12 MVA以下の需要に対して適用される。屋内型一次変電所は2台の変圧器(2×10 MVA、2×16 MVA、2×20 MVA)、33 kV 遮断機、11 kV 遮断機、キャパシタバンク等で構成される。母線は33 kV、11 kV共に2つに分割されている。33 kV×2回線で受電し、それぞれ別の変圧器で11 kVに変圧される。11 kVの分割された2つの母線は連系開閉器で連係されており、1回線が停止したとしても、別の回線の変圧器で変電所配下のすべての需要に供給できるように設計されている。ただし、需要が非常に小さい場合、1つの33/11 kV変圧器で構成される。一次変電所は遠隔制御システム(Supervisory Control And Data Acquisition: SCADA)により遠隔監視制御されており、無人化されている。

一次変電所に設置される変圧器は33/11 kV変圧器と低需要地域で使用される33/0.433 kV変圧器がある。33/11 kV変圧器の定格容量は1, 3, 6, 10, 20 MVAである。1, 3, 5, 6 MVA変圧器はオフロードタップチェンジャーが装備されており、10, 20 MVAはオンロードタップチェンジャーが装備されている。

33 kVを直接低圧に変圧する33/0.433 kV変圧器は100～1,000 kVAの容量を持つ。



(a) 一次変電所外観



(b) キャパシタバンク

図 4-11 屋内型一次変電所(20 MVA×2台)(DPC設備) (1/2)



(c) 33/11kV 変圧器



(d) 11kV スイッチギア

**図 4-12 屋内型一次変電所(20 MVA×2 台)(DPC 設備) (2/2)**
**(c) 配電用変電所 (Distribution Substation)**

配電用変電所は地上設置型と柱上設置型の2タイプある。地上設置型配電用変電所は通常 500 kVA もしくはそれ以上の容量である。500 kVA 以下の容量の変圧器の場合は柱上設置型となる。配電用変電所は 11 kV の配電線から柱上変圧器の場合はジャンパー、地上設置型変圧器の場合はケーブルで電力を供給される。どちらのタイプも保護のために Exclusion Fuse が一次側に、HRC ヒューズが二次側に使用される。一部の電力会社では効率的な電力の伝送を行うために、25 kVA, 50 kVA 等のより小さい変圧器の導入を進めている。



(a) 地上設置型(1 MVA×5 台)



(b) 柱上設置型(315 kVA)

**図 4-13 配電用変電所外観(DPC 設備)**

## (d) 架空中圧配電線

11 kV 架空線は ACSR (線径 : 100 mm<sup>2</sup>、150 mm<sup>2</sup>) が使用されている。電線支持物としては木柱が主に使用される。



図 4-14 架空中圧配電線 (MEDC 設備)

## (e) 地中中圧配電線

11 kV 地中ケーブルは主に架空配電線と一次変電所の接続、道路横断、都市部、郊外の架空配電線の設置が困難な箇所に広く使用されている。地中配電線は 50 mm<sup>2</sup>、70 mm<sup>2</sup>、120 mm<sup>2</sup>、185 mm<sup>2</sup>、240 mm<sup>2</sup> の架橋ポリエチレン 3 心ケーブルが使用される。

## (f) 低圧配電線

低圧配電線は 3φ4W で、配電用変電所から 9 m 木柱に添架された絶縁電線か、地中ケーブルで需要家に供給される。架空絶縁電線については、これまで使用されてきた 95 mm<sup>2</sup> の代わりに 120 mm<sup>2</sup>、185 mm<sup>2</sup>、200 mm<sup>2</sup> の新しい規格の低圧電線が負荷に応じて使用される。地中ケーブルについては配電用変電所から架空低圧配電線への接続や架空低圧配電線から需要家への接続に使用される。線種は 1×630 mm<sup>2</sup>、4-core 120 mm<sup>2</sup>、4-core 150 mm<sup>2</sup>、4-core 185 mm<sup>2</sup>、4-core 240 mm<sup>2</sup> 等がある。



図 4-15 架空低圧電線 (DPC 設備)



### 4.2.7 電力メータ

#### (1) 既存の電力メータの現状

電力メータは単相2線式誘導型、3相4線式誘導型電力量計、3相4線式CT電力量計がOman Electrical Standards (OES)-22に仕様化されており、主に3相4線式誘導型電力量計が使用されている。電力量計はClass 2が使用されている。一般住宅の電力メータの設置形態は元々屋内であったが、検針時に需要家の立ち会いが必要なことや不正改造のおそれがあることから、現在は屋外設置に移行しつつある。一方、テナントビルでは電気室にすべてのメータが集中して設置されている。

「オ」国ではメータ導入後、定期的に検定を行う制度がなく、メータの精度に不審を感じた需要家から申告があった場合には、その都度配電会社が精度を検査することで対処している。このように、長年交換・検定されていないメータが多数存在し、メータ精度の劣化についても把握できていない状況にある。メータ精度の劣化により、一般にはメータ読値が少なめにでる傾向があるため、メータ精度が配電ロスに影響している可能性がある。

近年、一部の配電会社では業務効率向上やノンテクニカルロス削減を目的に自動モニタリング機能をもったメータ導入のパイロットプロジェクトが計画あるいは実施されている。



(a) 住宅用電力メータ設置箱と分電盤

(b) テナントビル電気室内電力メータ

図4-16 電力メータ設置例

表4-7 「オ」国の電力メータの主な仕様

	Current	Voltage	Frequency	Accuracy	Maximum Ambient Temperature	
Single Phase	20-100 A	240 V	50Hz	Class 2	50 Deg. C	
Three Phase	100A	20-100 A	3 phase 4 wire 415V	50Hz	Class 2	50 Deg. C
	50A	20-50 A	3 phase 4 wire 415V	50Hz	Class 2	50 Deg. C
Three Phase with current transformers	200 A, 300 A, 400 A		3 phase 4 wire 415V	50Hz	Class 2	50 Deg. C

(出典：Oman Electrical Standards)

## (2) スマートメータ（デジタルメータを含む）の導入状況

## (a) 導入状況

スマートメータ（デジタルメータを含む）の各社の導入状況は以下の通りである。

## ➤ MEDC

MEDC では消費量の多い需要家の上位 2,000 箇所にデジタルメータを設置している。（全需要の 50 %）一部のデジタルメータは通信モデムも設置され、遠隔で検針値を読み取ることができる。また、TOU 料金にも対応することができ、12 ヶ月分の検針データをメータ内に保存している。

また、MEDC はまたプリペイド方式のデジタルメータを低圧需要家約 50 箇所に設置している。これらの顧客には屋内ディスプレイが設置され、前日の電力消費量を見ることができる。需要家はポストペイド方式よりプリペイド方式を好む傾向があり、今後は本格導入を進める予定である。

## ➤ MZEC

MZEC はパイロットプロジェクトで通信機能を持ったデジタルメータを設置したが、プロジェクト終了に伴い通信機器は取り外され、デジタルメータのみが残っている。現在、工業セクターの 80 % にデジタルメータが設置されている。住宅用と商業用のデジタルメータの設置率は約 7 % である。

## ➤ MJEC

MJEC は 2011 年 1 月から 60 kW 以上の需要家を対象に古いメータをデジタルメータに交換している。このデジタルメータは顧客が電力消費量を確認できる機能を持っている。

## ➤ RAECO

RAECO は Masirah 島でパイロットプロジェクトを実施している。これらはコンセントレータまで PLC で通信を行い。コンセントレータからホストまでは GPRS (General Packet Radio Service) を使用する予定であったが、GPRS 回線の圏外であったため、コンセントレータまでは検針する必要がある。

## ➤ DPC

DPC においてはまだスマートメータを実際に設置した事例はない。



(a) 高圧供給需要家



(b) DSS2 次側設置

図 4-17 通信機能付きデジタルメータの設置例 (MEDC 設備)



(a) 電気室内設置のデジタルメータ



(b) 宅内設置端末

図 4-18 プリペイド方式メータの設置例 (MEDC 設備)

## (b) スマートメータの導入の課題

スマートメータについては、配電ロス低減、公平な請求を目的に、各配電会社および RAECO が既に導入を進めている。しかし、現在の検討は各配電会社で独自に実施しているため、パイロットスタディで得られた知見の共有は十分でない。

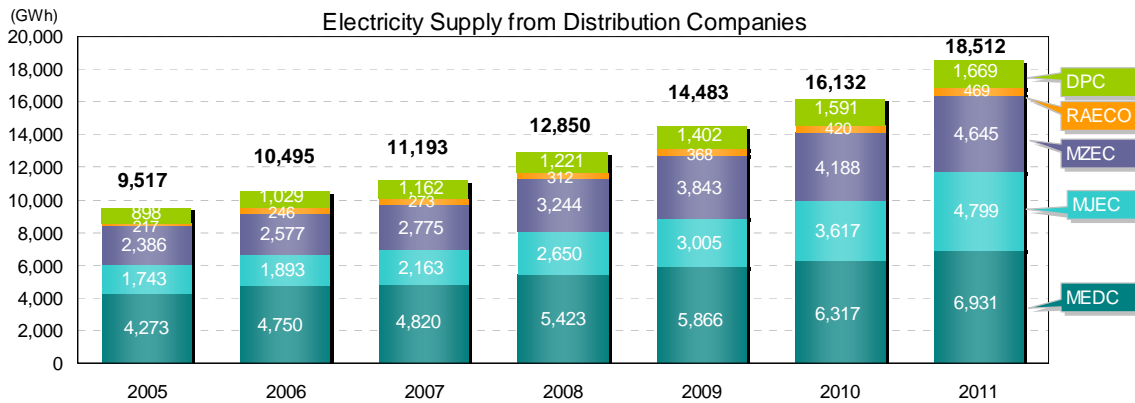
AER によりスマートメータ本体の仕様が策定されたものの、システムとしての仕様はまだ十分ではなく（例えばメータ以外の関連する機器等）、導入する機能等についても明確にする必要がある。

本格導入までに、「オ」国としての必要な機能の決定やシステムとしてメータ以外の関連する機器も含めて標準化をする必要がある。

### 4.2.8 電力消費状況

#### (1) 各社の販売電力量トレンド

以下に「オ」国の各配電・電力会社の2007年から2010年までの販売実績を示す。MEDC単体の販売実績が「オ」国全体の40%近く、またMIS地域配電会社3社（MEDC、MJEC、MZEC）の合計で「オ」国全体の80%を超える。

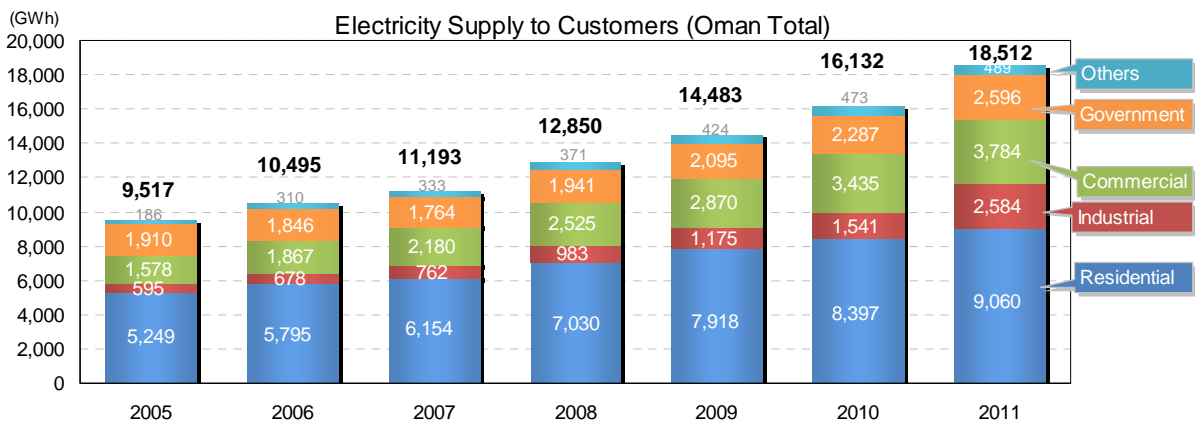


(出典：AER Annual Report)

図 4-19 各配電・電力会社の販売実績（2007-2011）

#### (2) 顧客カテゴリー別販売電力量

以下に「オ」国全体の顧客カテゴリー別販売電力量を示す。全体として住宅向け供給が全体の50%以上を占め、商業向け、政府向けが続く。近年は10%/年程度のペースで電力消費量の増加が続いている。



(出典：AER Annual Report)

図 4-20 顧客カテゴリー別販売電力量

## (3) 顧客数と1口あたりの消費電力量

「オ」国全体の顧客情報を示す。同情報から以下のことがわかる。

- 1口あたりの消費電力量は産業向けが大きい。産業用電力消費は、Majan、DPCなどの工業都市を抱える地域が多い。
- Muscatの住宅セクター、政府セクターは1口あたり電力消費量が他地域より高い。

表4-8 顧客数と1口あたりの消費電力量 (2010年)

			需要家数(年度末口数)	販売電力量(MWh)	1口あたり年間消費電力量(MWh)
			2010	2010	2010
Main System (MIS)	Muscat	Residential	158,271	3,144,671	19.87
		Industrial	184	409,122	2,223.49
		Commercial	41,369	1,711,242	41.37
		Agriculture& Fisheries	135	3,134	23.21
		Hotels & Tourism	0	0	-
		Government	6,460	1,010,469	156.42
		Ministry of Defence	94	38,228	406.68
		Area Total	206,513	6,316,866	30.59
	Majan	Residential	108,005	1,728,788	16.01
		Industrial	155	732,676	4,726.94
		Commercial	24,034	706,569	29.40
		Agriculture& Fisheries	2005	69,267	34.55
		Hotels & Tourism	276	9,975	36.14
		Government	6,811	352,050	51.69
		Ministry of Defence	19	17,200	905.26
		Area Total	141,305	3,616,524	25.59
	Mazoon	Residential	196,620	2,712,824	13.80
		Industrial	72	64,390	894.31
		Commercial	38,870	670,514	17.25
		Agriculture& Fisheries	2064	114,423	55.44
		Hotels & Tourism	23	8,346	362.87
		Government	11,565	563,420	48.72
		Ministry of Defence	38	54,276	1,428.32
		Area Total	249,252	4,188,194	16.80
	MIS Total	Residential	462,896	7,586,283	16.39
		Industrial	411	1,206,188	2,934.76
		Commercial	104,273	3,088,326	29.62
Agriculture& Fisheries		4204	186,824	44.44	
Hotels & Tourism		299	18,321	61.27	
Government		24,836	1,925,939	77.55	
Ministry of Defence		151	109,704	726.52	
Area Total		597,070	14,121,584	23.65	
Rural Systems	RAECO	Residential	15,552	209,883	13.50
		Industrial	17	6,080	357.65
		Commercial	3,594	61,588	17.14
		Agriculture& Fisheries	180	12,861	71.45
		Hotels & Tourism	22	12,159	552.68
		Government	2,257	105,429	46.71
		Ministry of Defence	40	12,103	302.58
		Area Total	21,662	420,103	19.39
Salalah System	DPC	Residential	44,652	600,543	13.45
		Industrial	53	328,365	6,195.57
		Commercial	10,447	289,849	27.74
		Agriculture& Fisheries	83	9,896	119.23
		Hotels & Tourism	82	2,833	34.55
		Government	3,526	255,600	72.49
		Ministry of Defence	93	103,727	1,115.34
		Area Total	58,936	1,590,813	26.99
Total Oman	Residential		523,100	8,396,709	16.05
	Industrial		481	1,540,633	3,202.98
	Commercial		118,314	3,435,005	29.03
	Agriculture& Fisheries		4467	209,581	46.92
	Hotels & Tourism		403	33,313	82.66
	Government		30,619	2,286,967	74.69
	Ministry of Defence		284	225,534	794.13
	Total		677,668	16,132,499	23.81

(出典：AER)

#### 4.2.9 道路照明の状況

##### (1) 「オ」国における道路照明の電力需要

「オ」国におけるセクター別の電力需要を分析すると、道路照明の電力需要は全体の0.6%である。

道路照明は夜間定常的に電力消費されるものであることから、統一した省エネ手法を取り入れることで効果的に省エネできると考えられる。セクター別の電力需要、および道路照明の電力使用量は以下のとおりである。

表 4-9 セクター別の電力需要

セクター	2010年の年間電力消費量 [GWh]	割合 [%]
Agriculture & Fishery	210	1.1
Industry	1,540	8.1
Commercial & Services	3,470	18.2
Government & Publics	2,390	12.5
Street Lighting	120	0.6
Residential	8,400	44.0
T/D Loss	2,940	15.4
Total	19,070	100.0

(出典：AER、各電力会社)

表 4-10 道路照明の電力使用量

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2010/2005
MEDC	33.4	32.7	31.3	32.2	35.5	43.6	5.5 %
MZEC	12.2	15.5	16.1	21.2	20.7	23.8	14.3 %
MJEC	12.0	17.0	20.0	26.3	31.3	39.8	27.1 %
DPC	0.5	1.5	1.0	1.3	3.9	4.6	55.9 %
RAECO	3.5	5.7	6.7	7.5	8.1	8.2	18.6 %
Total	61.6	72.4	75.1	88.5	99.5	120.0	14.3 %

(出典：各電力会社からの聞き取り)

##### (2) 「オ」国の道路照明設置基準

「オ」国においても道路照明に関する設置基準はあるが、マスカット市(Muscat Municipality)、ソハール市(Sohar Municipality)およびドハール市(Dhofar Municipality)が、それぞれが個別設置基準を持ち、またその他州については地方自治水資源省 (Ministry of Regional Municipalities and Water Resources: MRMWR)の設置基準に依っている。またこれらの区分に基づき、計画、設計、施工、検査、およびメンテナンスを実施している。各機関

の管轄区域、および配電会社は以下のとおりである。

表 4-11 各機関の管轄区域と配電会社

機関	管轄区域	配電会社
Muscat Municipality	Muscat	MEDC
Sohar Municipality	Sohar	MJEC
Dhofar Municipality	Dhofar	DPC
MRMWR	上記以外の区域	MZEC, RAECO

### (3) 設置基準の比較

国際基準、日本基準、「オ」国の基準について比較した結果を以下に示す。比較結果から、以下のことがわかった。

- MRMWR が規定している平均輝度は日本で規定されている平均輝度のおよそ2倍である。
- 道路照明は均整度を確保することが重要であるため照明設置間隔はそれほど変わらないことから、照明ランプ出力が必然的に大きくなり、結果として照明消費電力が大きくなると想定される。
- 設置場所に関しては、原則的に道路にはすべて照明を設置することになっており、連続照明が絶え間なく設置されているといった状況がある。これについては、「オ」国の交通事故事情なども考慮された結果と思われる。

表 4-12 道路照明設置基準（基準値）の比較

国名		国際		日本		「オ」国			
管轄	組織	Commission internationale de l'éclairage (CIE)		国土交通省		MRMWR		マスカット市	
	地域	全世界		日本全国		マスカット、ソハール、ドハール以外の自治州		マスカット市	
設置基準	名称	自動車と歩行者交通に対する道路照明の国際勧告		道路照明施設設置基準		道路照明設置基準		道路照明設置基準	
	発行者	CIE		国土交通省		MRMWR 設置基準		CIE	
	発行年	1977年 1995年改正 2010年改正		1967年 1981年改正 2007年改正		1980年 2010年改正		1975年 2000年改正	
	内容	-目的 -運転者が直面する視覚条件 -自動車交通のための品質基準 -自動車交通の要件 -混雑箇所の照明 -歩行者のための道路照明		-概要と用語の定義 -目的 -設置基準 -道路照明仕様 -実施設計 -施工 -検査 -運用		-道路照明設置基準 -道路の暗がりもなくするための道路照明の設置手法		-目的 -運転者が直面する視覚条件 -自動車交通のための品質基準 -自動車交通の要件 -混雑箇所の照明 -歩行者のための道路照明	
平均輝度	一般道路 平均輝度 (cd/m <sup>2</sup> )	M1	2.0	高速道路	0.7-1.0	幹線道路	2.0	すべて	4.0
		M2	1.5	一般道路	0.5-1.0	一般道路	1.0-1.5		
	混雑箇所 平均照度 (lux)	C0	50	交差点	10-20	N/A	N/A	すべて	60-70
		C1	30	横断歩道	10-20				
		C2	20	歩道	5				
		C3	15						
		C4	10						
		C5	7.5						
均整度	最少輝度/ 平均輝度	0.4		0.4 歩道は0.2		0.4		0.6	

- ✓ 高速道路で交通量と道路形状の複雑さが下記の場合  
高い-M1、普通-M2、低い-M3
- ✓ 高速道路で信号機、優先規定、優先規則、道路標識の設置状況が下記の場合  
悪い-M1、良い-M2
- ✓ 一般道路で信号機、優先規定、優先規則、道路標識の設置状況が下記の場合  
悪い-M2、良い-M3
- ✓ 地方や住宅エリアへのそれほど重要でない一般道路で信号機、優先規定、優先規則、道路標識の設置状況が下記の場合  
悪い-M4、良い-M5
- ✓ 混雑箇所の接続箇所、傾斜路、曲がりくねった区間、車道の狭い場所  
単純-C(N) = M(N-1)
- ✓ 信号機のないロータリー  
複雑または大規模-C1、中程度の複雑さ-C2、単純または小規模-C3



表 4-13 道路照明設置基準（設置場所）の比較

国名	国際	日本	「オ」国	
管轄	CIE	国土交通省	MRMWR	マスカット市
	全世界	日本全国	マスカット、ソハール、ドハール以外の自治州	マスカット市
設置基準	記載なし	<p>&lt;高速道路の連続照明&gt; 市街部の道路で道路に隣接する建物などの光が道路交通に影響を与える区間</p> <p>&lt;高速道路の局所照明&gt; -インターチェンジ -料金所広場 -休憩施設 -道路幅、形状が急激に変化する場所 -橋梁</p> <p>&lt;一般道路の連続照明&gt; -歩道などの利用者が道路を横断するおそれがあり、自動車交通量および歩道などの利用者数の多い区間(25,000台/日以上) -車両が車線から免脱するおそれがあり、自動車交通量の多い区間 -上記以外で連続照明を必要とする特別な状況にある区間</p> <p>&lt;一般道路の局所照明&gt; -夜間の交通上特に危険な場所 -交差点または横断歩道 -歩道など -道路幅、形状が急激に変化する場所 -橋梁 -公共施設に接続する道路部分 -休憩施設</p>	すべての道路	すべての道路

表 4-14 道路照明設置基準（調光）の比較

国名	国際	日本	「オ」国	
管轄	CIE	国土交通省	MRMWR	マスカット市
	全世界	日本全国	マスカット、ソハール、ドハール以外の自治州	マスカット市
設置基準	<p>エネルギーを節約するために夜間交通量の変化に合わせて道路の照明クラスを変更する場合（例えば、照明クラスをラッシュアワー後に下げる）、適切な上位または下位の照明クラスの平均路面輝度、均整度、グレア制限を満足すること</p>	<p>&lt;連続照明&gt;</p> <p>1. 調光の方法 調光は減光によることが望ましい。間引きによる調光を行う場合は輝度均整度が低下して交通の安全に影響を与えないよう配慮する必要がある</p> <p>2. 明るさレベル 明るさのレベルは平均路面輝度の 1/2 程度まで減らしてよいが、最低平均路面輝度は 0.5cd/m<sup>2</sup> とすること</p> <p>3. 調光の時間帯 一般に夜間から深夜にかけて、時間の経過とともに外部条件は良好になると考えられ、調光はこの時間帯が適していると言える</p> <p>&lt;局所照明&gt;</p> <p>1. 調光の対象 調光は、歩道など、インターチェンジ、パーキングの照明を対象とし、交通安全上の影響を与えられとされる交差点、横断歩道は調光の対象から除く</p> <p>2. 調光の方法 調光は減光によることが望ましい。間引きによる調光を行う場合は輝度均整度が低下して交通の安全に影響を与えないよう配慮する必要がある</p> <p>3. 調光の時間帯 一般に夜間から深夜にかけて、時間の経過とともに外部条件は良好になると考えられ、調光はこの時間帯が適していると言える</p>	<p>基準なし (将来的には設置基準に導入予定)</p>	<p>基準なし</p>

表 4-15 道路照明器具仕様の比較

国名		日本		「オ」国			
管轄	組織	国土交通省		MRMWR		マスカット市	
	地域	日本全国		マスカット、ソハール、ドハール以外の自治州		マスカット市	
道路仕様		高速道路	一般道路	幹線道路	一般道路	幹線道路	一般道路
道路照明器具仕様	ランプ種別	-高圧ナトリウムランプ -セラミックハライドランプ		-高圧ナトリウムランプ		-高圧ナトリウムランプ	
	ランプ出力	220-360W	150-220W	600W	400W	400-600W	250-70W
	ランプ寿命	24,000 h	12,000-24,000 h	24,000 h	24,000 h	24,000 h	24,000 h
	ポール長さ	12-14m	6-10m	16m	10m	10-25m	4-8m
	設置間隔	40m	20-40m	80m	70m	40-125m	25-40m
道路照明制御	方法	-プログラムスケジュールタイマー -自動点滅器		-スケジュールタイマー		-プログラムスケジュールタイマー	
	調光の導入	導入事例あり		導入事例なし、将来的な導入計画がある		導入事例なし、将来的な導入計画がある	



マスカット市内の高速道路



マスカット郊外の高速道路



マスカット-ニズワ間の高速道路



マスカット-ニズワ間の高速道路

図 4-21 「オ」国の道路照明

## (4) 日本の事例紹介（参考）

## (a) 道路照明設置基準





日本の道路照明の設置基準は国土交通省より通達された「道路照明施設設置基準」を基に、日本道路協会が「道路照明施設設置基準・同解説」を発刊し、道路照明の目的や設置基準、設置場所を具体的に説明しており、本基準・解説に従って計画、設計、施工、検査、およびメンテナンスが実施されている。

本基準・解説において、平均輝度のレベルは高速道路 0.7-1.0cd/m<sup>2</sup>、一般道路 0.5-1.0cd/m<sup>2</sup>と規定されており、Commission international de l'éclairage (CIE) が規定する世界標準の平均輝度と比較すると低~中レベルの平均輝度となっている。

設置場所に関しては、連続照明の設置が必要な場所、局所照明の設置が必要な場所が詳細に規定されており、最近建設された新東名や地方の高速道路では連続照明は設置せず、局所照明のみを設置して交通安全のために最低限必要な明るさを確保しつつ省エネ、低コストを実現している。

## (b) 日本における道路照明省エネ技術

日本の道路照明に関しては、夜間に明るさを落とすることで省エネする調光器具が一部の地域に導入されているが、近年は国土交通省より「LED 道路・トンネル照明導入ガイドライン」が発行され、LED 道路照明器具が多く開発・導入されている。LED 道路照明器具は現状多く普及している高圧ナトリウムランプ器具やセラミックメタルハライド器具と比較すると 45%程度省エネであるだけでなく、ランプ寿命が 2.5 倍となりメンテナンス費用を抑えられるといった利点がある。LED は調光特性が優れていることから、LED 道路照明器具に調光機能を付加し夜間は必要最低限の明るさまで落とすことでさらなる省エネが可能となっている。

Group	A	B	C	D
Fixture				
Lamp type	Mercury lamp	High pressure sodium vapor lamp	Ceramic metal halide lamp	LED
Efficiency	55 lm/W	114 lm/W	114 lm/W	70-80 lm/W
Power consumption	470 W	285 W	285W	158W
Lamp life	12,000 h	24,000 h	24,000 h	60,000 h
Reduce illuminance	Possible	Possible	Possible	Possible

(出典：岩崎電気)

図 4-22 日本で適用されている道路照明

#### (5) 「オ」国に適用可能な省エネ技術

MRMWR およびマスカット市からのインタビューから、以下の2つの技術について適用可能性の検討を行っていることが分かった。

- 夜間調光して省エネ可能な道路照明器具の採用
- LED 道路照明器具の採用

特に LED 道路照明器具については、マスカット市において LED 導入に関するパイロットプロジェクトを実施中であり、10 灯程度の LED を設置して現場検証中である。

また運用面での省エネについて、マスカット市ではマスカットの日の出/日の入り時刻が日ごとに記憶されたプログラムタイマーを使用し、無駄な照明点灯時間を極力減らす努力を行っている。

### 4.3 電気料金制度

#### 4.3.1 電気料金制度の概要

「オ」国の電力セクターは、発電、送電、配電の各機能別に事業者が存在している。そのため、以下の通り、各機能別に費用回収するための料金が設定されている。これらの料金を策定する際には、規制機関である電力規制庁(Authority for Electricity Regulation: AER)による認可を必要とする。

##### ■ Bulk Supply Tariff

オマーン電力水調達会社(OPWP)が、認可供給事業者(Licensed Suppliers、配電事業者を指す)に対して発電した電気を卸売りする料金。最終的には、消費者向け小売価格(Permitted Tariff)の一部として費用回収される。

##### ■ Transmission Use of System Charges

オマーン送電会社(OETC)が、認可供給事業者(配電事業者)および OPWP(電力を国外輸出する場合)に対して課金する送電料金。最終的には、(電力輸出の場合を除き)消費者向け小売料金の一部として費用回収される。

##### ■ Permitted Tariff

マスカット配電会社(MEDC)、マズーン配電会社(MZEC)、マジヤン配電会社(MJEC)、地方部電力会社(RAECO)、ドフェール電力会社(DPC)の各認可供給事業者(配電会社)が、顧客(需要家)に対して課金する小売電気料金。上記の発電料金および送電料金に加え、配電事業者自身の供給設備等に要する費用を回収する。

なお、発電電力の調達を行っている OPWP が、各発電事業者や工場の自家発電、隣国との電力輸出入等によって調達する際の価格は、電力購入契約(Power Purchase Agreement: PPA)に基づいて決められている。PPA に基づく電力購入価格は私契約であり、直接的に AER の規制を受けるものではないが、これらの調達費用を回収すべく OPWP は Bulk Supply Tariff を設定し AER の認可を受けることになるため、合理的な価格にて電力調達を行うことが求められる。

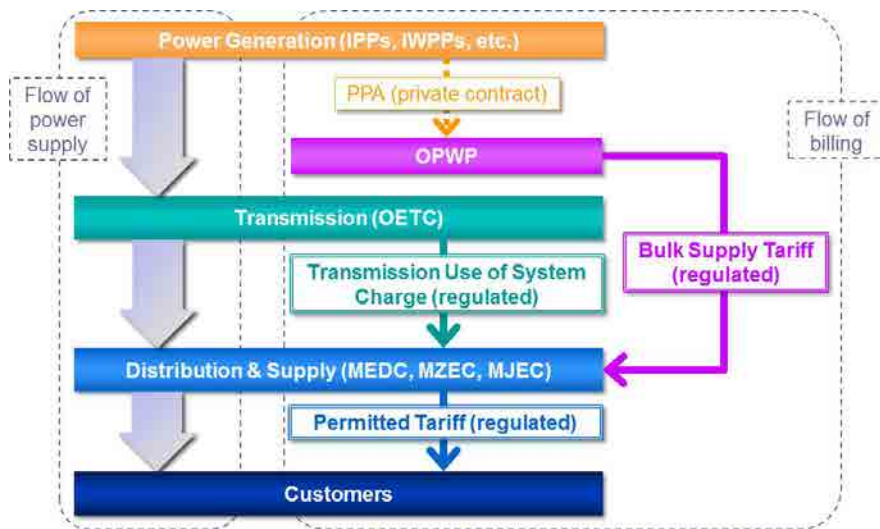


図 4-23 電力供給のフローおよび課金のフロー(MIS 地域)

### 4.3.2 卸電力料金

#### (1) 卸電力料金 (Bulk Supply Tariff)の概要

OPWP が認可供給事業者(配電事業者)に対して発電電力を卸売りする料金(Bulk Supply Tariff: BST)は、毎年改定され、AER の認可を受けた後、適用される。

BST は、供給電力量(MWh)あたりの従量料金のみで構成されており、最大供給容量(MW)あたりの料金と従量料金の組み合わせによる二部料金制は採用されていない。従って、調達した発電電力の固定費部分も従量料金にて回収される仕組みになっている。

季節および時間によって全系の負荷水準が大きく変動することを織り込み、以下の通り、北部の MIS 地域においては 1 年間で 6 つの季節帯および 4 つの時間帯に区分、Salalah 地域においては、1 年間で 6 つの季節帯および 6 つの時間帯に区分し、各季節・時間帯ごとに単価を設定している。なお、下記の季節帯別区分における( )内の注釈は、各季節帯の負荷特徴について調査団にて付記したものである。

#### ■ MIS 地域における季節帯別区分

- 1 月～3 月(冬季: 低負荷時期)
- 4 月(春季: 端境期)
- 5 月～7 月(夏季前期: 最高負荷期)
- 8 月～9 月(夏季後期: 高負荷期)
- 10 月(秋季: 端境期)
- 11 月～12 月(冬季: 低負荷期)

#### ■ MIS 地域における時間帯別区分

- Night-Peak: All days of week, 00:00～02:00 および 22:00～24:00
- Off-Peak: All days of week, 02:00～13:00 および 17:00～22:00
- Weekday Day-Peak: Saturday to Thursday, 13:00～17:00
- Friday Day-Peak: Friday, 13:00～17:00

- Salalah 地域における季節帯別区分
  - 1月～3月(冬季: 低負荷時期)
  - 4月(春季: 端境期)
  - 5月～6月(夏季前期: 最高負荷期)
  - 7月～8月(夏季後期: 端境期)
  - 9月～10月(秋季: 高負荷期)
  - 11月～12月(冬季: 低負荷期)
- Salalah 地域における時間帯別区分
  - On-Peak Weekday: Saturday to Thursday, 0:00～04:00、15:00～17:00
  - On-Peak Friday: Friday, 0:00～04:00、15:00～17:00
  - Off-Peak Morning: All days of week, 04:00～11:00
  - Mid-Peak Weekday: Saturday to Thursday, 11:00～15:00
  - Mid-Peak Friday: Friday, 11:00～15:00
  - Off-Peak Night: All days of week, 17:00～24:00

2012年のMIS地域およびSalalah地域におけるBSTの単価表を以下に示す。MISについては、前年(2011年)のBulk Supply Tariffの単価を同表内に示す。Salah地域においては、2012年より初めてBSTが導入されている。

表 4- 16 MIS 地域における Bulk Supply Tariff (2012 年)

(RO/MWh)						
月	曜日	0:00-02:00 (Night-Peak)	02:00-13:00 (Off-Peak)	13:00-17:00 (Day-Peak)	17:00-22:00 (Off-Peak)	22:00-24:00 (Night-Peak)
1月～3月	All days	8 (7)	8 (7)	8 (7)	8 (7)	8 (7)
4月	All days	10 (8)	10 (8)	10 (8)	10 (8)	10 (8)
5月～7月	Sat-Thu	14 (20)	11 (8)	55 (50)	11 (8)	14 (20)
	Friday			17 (20)		
8月～9月	Sat-Thu	11 (15)	10 (8)	15 (35)	10 (8)	11 (15)
	Friday			11 (15)		
10月	All days	10 (8)	10 (8)	10 (8)	10 (8)	10 (8)
11月～12月	All days	8 (7)	8 (7)	8 (7)	8 (7)	8 (7)

注: ( )内の数値は、2011年のBulk Supply Tariff

表 4- 17 Salalah 地域における Bulk Supply Tariff (2012 年)

(RO/MWh)						
月	曜日	0:00-04:00 (On-Peak)	04:00-11:00 (Off-P Morning)	11:00-15:00 (Mid-Peak)	15:00-17:00 (On-Peak)	17:00-24:00 (Off-P Night)
1月～3月	All days	8	8	8	8	8
4月	All days	11	10	11	10	11
5月～6月	Sat-Thu	55	11	15	55	14
	Friday	17		14	17	
7月～8月	All days	10	10	10	10	10
9月～10月	Sat-Thu	14	10	11	11	11
	Friday	14		11	11	
11月～12月	All days	8	8	8	8	8

## (2) BST の算定方法 (時間帯別単価設定のロジック)

BST の策定に際し、OPWP では、まず当該年の全系需要を想定の上、IPP や IWPP 等からの発電電力を購入する費用および燃料費を算出し、これに自身の管理費用等を加算して、1 年間に料金回収すべき総額を算定する。

次いで、年間の想定デュレーションカーブ(1年間の時間別負荷曲線を負荷が高い時間の順に並べたもの)を基に、短期限界費用 (Short-run marginal costs)を固定費 (Capacity costs) と可変費 (Energy costs)の別に算定する。年間を通じて稼動するベース電源に要する費用については、1年間を通じて均等に配賦される一方、ピーク負荷時のみに稼動する電源に要する費用(自家発等からの調達を含む)については、当該のピーク時間のみに配賦される。

こうして、各時間に配賦された費用を時間帯別に整理し、当該時間帯ごとに総供給電力量で除して、BST の単価が導出される。夏季のピーク時間帯には、ピーク負荷時のみ稼動する電源の費用が配賦されるため、ピーク時間帯の単価はその他の時間帯の単価よりも割高となる。デュレーションカーブで示されるピーク時間帯の負荷が尖鋭化すればするほど、ピーク時間帯とオフピーク時間帯との間の単価の差が大きくなる。

MIS 系統においては、夏季前半(特に6月)の昼間に年間最大の負荷が発生するため、それを反映して、5月～7月の Day-Peak (13:00～17:00)の単価が最も高く設定されている。

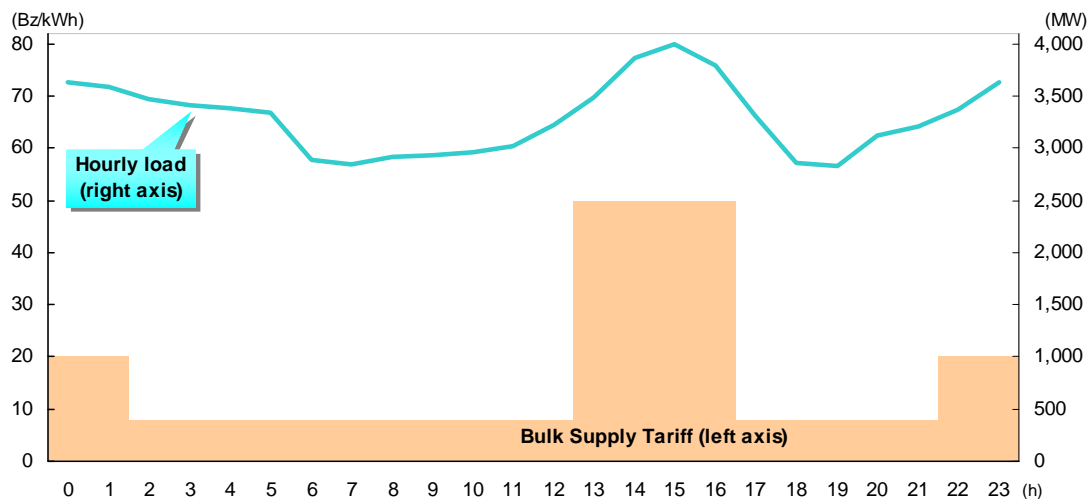


図 4-24 2011 年 MIS 最大負荷発生時(6月18日)における負荷曲線と BST



下図は、2007～2012年の各6月の、MISにおけるBulk Supply Tariffの単価の推移を示したものである。2007～2008年と2009年以降とは季節帯・時間帯の定義が異なっており、費用の配賦もそれに影響を受けるため単純に比較できないこと、また、ピーク時間帯のBST単価は、デュレーションカーブの尖鋭度合いだけでなく、その年のピーク時に稼働させる電源(または自家発等からの調達)の費用構成によっても影響を受けることに留意する必要がある。ただし、2011～2012年において昼ピーク時間帯の単価が継続して上昇していることから、近年、夏季の昼ピーク負荷の尖鋭化が進んでいる可能性が伺える。

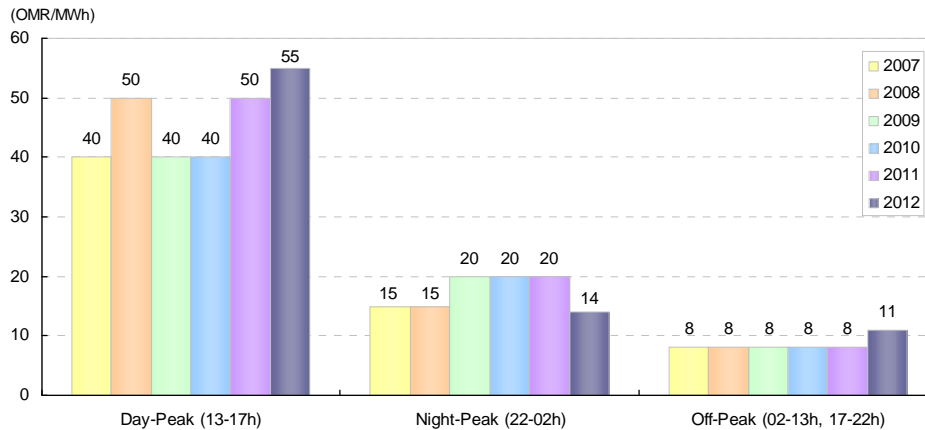


図 4-25 2007～2012年の各6月におけるBST単価(MIS)

### 4.3.3 送電料金

OETCが、認可供給事業者(配電事業者)およびOPWP(電力を国外輸出する場合)に対して課金する送電使用料金(Transmission Use of System Charge)は、送電設備を利用する各事業者の年間最大送電容量(MW)に対して課金されており、送電電力量(MWh)あたりの課金は行われていない。

送電料金の算定方法は、OETCの"Connection and Use of System Charge Methodology Statement (Condition 25 Statement)"に示されている。OETCではまず、毎年末に、翌年の需要想定を基に、最大収入額(Maximum Allowed Revenue)を推定する。次いで、個別の事業者(発電事業者も含め)と接続する専用設備として個別に料金徴収される接続料金(Connection Charges)等を控除し、残りの金額については、送電使用料金として、各配電事業者の年間最大送電容量(の想定値)の比率に基づき按分し、課金する。この算定に際しては、全系の最大負荷発生時において各配電事業者が占める割合ではなく、各配電事業者の個別最大負荷の比率が採用されている。

各配電事業者の年間負担予想額を確定後、OETCは各事業者に対して12ヶ月均等割で請求を行う。実発生費用および各事業者の年間最大送電容量の実績が当初の想定値と乖離した分については、12月の送電料金の請求時に精算を行う。

送電使用料金の近年の推移を、下表に示す。なお、2006～2011年は精算時の確定値、2012年は課金の前提として想定された値を示している。課金単価は2009～2010年に大きく上昇した後、2011～2012年には逡減傾向を示している。送電に掛かる費用は、減価償却費や修繕費等、設備関係費が大半を占めるので、課金額は、当該年の最大電力需要よりむしろ、

大規模な設備増設や改修工事の有無等に大きな影響を受けている模様である。

表 4-18 送電使用料金(Transmission Use of System Charge)の推移

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
総課金額 (1,000 RO)	23,645	24,155	28,450	38,417	41,332	43,413	45,705
最大送電容量 (MW)	2,444	2,582	2,977	3,342	3,392	3,770	4,060
課金単価 (RO/MW)	<b>9,674</b>	<b>9,355</b>	<b>9,556</b>	<b>11,496</b>	<b>12,187</b>	<b>11,515</b>	<b>11,258</b>

注: 2006～2011年は精算時の確定値、2012年は課金の前提として想定された値

(出典: OETC)

#### 4.3.4 小売料金

MEDC、MZEC、MJEC、RAECO、DPCの各認可供給事業者(配電会社)が顧客(需要家)に対して課金する小売電気料金(Permitted Tariff)は、使用電力量(MWh)あたりの従量料金のみで構成されており、契約容量(MW)あたりの料金と従量料金の組み合わせによる二部料金制は採用されていない。

小売電気料金は、以下の7つの用途別に単価が設定されている。

- Industrial (産業用)
- Commercial (商業用)
- Ministry of Defense (軍事施設用)
- Residential (住宅用)
- Government (政府施設用)
- Agriculture & Fisheries (農漁業用)
- Tourism (観光業用)

現行の小売電気料金を以下の表に示す。供給事業者が異なっても、基本的には全国で同一の小売料金単価となっている。ただし、産業用の需要家に関しては、夏季の料金単価(24 Bz/kWh)がその他季(12 Bz/kWh)の2倍に設定されており、DPC とその他の事業者とでは、「夏季」および「その他季」として定義される時期が異なっている。また、住宅用、政府用、農漁業用、観光業用の各用途においては、日本の従量電灯と同様、月間の使用量が増えると単価が逡増する制度になっている。

表 4-19 現行の小売電気料金 (Permitted Tariff)

(Bz/kWh)

Category	Tariff Structure				
Industrial	All Region except Dhofar			Dhofar	
	September to April: 12 Bz/kWh May to August: 24 Bz/kWh			August to March: 12 Bz/kWh April to July: 24 Bz/kWh	
Commercial	20 Bz/kWh				
Ministry of Defense	20 Bz/kWh				
Residential	0-3000 kWh	3001-5000 kWh	5001-7000 kWh	7001-10000 kWh	10001 kWh & above
	10 Bz/kWh	15 Bz/kWh	20 Bz/kWh	25 Bz/kWh	30 Bz/kWh
Government	0-3000 kWh	3001-5000 kWh	5001-7000 kWh	7001-10000 kWh	10001 kWh & above
	10 Bz/kWh	15 Bz/kWh	20 Bz/kWh	25 Bz/kWh	30 Bz/kWh
Agriculture & Fisheries	0-7000 kWh			7001 kWh & above	
	10 Bz/kWh			20 Bz/kWh	
Tourism	0-3000 kWh	3001-5000 kWh	5001-7000 kWh	Above 7001 kWh	
	10 Bz/kWh	15 Bz/kWh	20 Bz/kWh	20 Bz/kWh	

(出典： AER Website)

現行の小売電気料金単価がいつから実施されているのか、明確に記載している文献は入手できていないが、2007年に、AERからの受託によりコンサルティング会社 KEMA が小売料金制度見直しを提言した報告書においても全く同じ小売料金単価表が掲載されており、かつ「長年据え置かれている」と記載されていること、また現地関係者からも「恐らく10年以上は変わっていない」とのコメントがあったことから、料金改定は長期間行われていないことが伺える。

卸電力料金(Bulk Supply Tariff: BST)においては、1年間の負荷の変動に応じて季節別・時間帯別に異なる単価が設定されているが、小売料金においてはこれを対応した季節別・時間帯別の単価設定は行われていない。すなわち、卸料金においては、電力需給が逼迫する夏季の昼ピーク時には高い単価を設定するなど、ピーク需要抑制を促す料金体系になっているにも拘わらず、小売料金においてはそれが反映されていないため、価格インセンティブによるピーク需要抑制は実質的に機能していない。

産業用の小売料金では夏季の単価をその他季の2倍に設定し、住宅用や政府用の小売料金では使用量が増えると単価が上昇するなど、需要抑制を促す価格インセンティブも組み込まれてはいるものの、時間別のプライシングとはなっていないため、夏季昼間のピーク需要を直接的に抑制する機能は弱いと考えられる。

特に住宅用については、1ヶ月に3,000 kWh以上使用すると、超過分については3,000 kWhまでの単価(10 Bz/kWh)の1.5倍が適用される(15 Bz/kWh)ものの、MISより供給している住宅用需要家の月平均使用量が1,366 kWhであることを考えると(2010年実績、年間販売電

力量 7,586,283 MWh / 需要家数 462,896 口 /  $12 \times 1,000 = 1,366$  kWh/口)、たとえ夏季の高気温時の冷房需要により他の月の平均を上回る消費量が発生するにせよ、月に 3,000 kWh 以上電力を消費して逡増料金が適用されるのは、富裕層、または中流層の一部の夏季の一時期に限定されると考えられる。

卸電気力料金および送電料金については、発電事業(OPWP)および送電事業(OETC)における実発生コストを元に毎年料金が見直され原価回収ができるようになっている一方、小売料金は長らく見直されていない。そのため、これらの発電料金および送電料金を含めた総供給原価が回収できるよう、小売電気料金が設定されていなく逆ざやが発生しており、各配電事業者は、実績収入額と発生費用との乖離分を補助金として受け取ることにより、収支バランスを維持している。これについては、第5章にて詳述する。

#### 4.4 電力会社の省エネへの取り組み

##### 4.4.1 省エネ普及啓発プログラム

###### (1) 省エネキャンペーンの概要

PAEW と EHC の企画により 2009 年に Switch to Save キャンペーンを始めた。費用は EHC が負担している。対象は主に住宅と商業ビルでピーク時の電気と水の使用削減を求める広報プログラムである。

2010 年 3 月にはさらに進化させる形で Save Energy Oman キャンペーンを開始した。同キャンペーンも EHC の主導で実施され、特に夏期ピークの電力削減を目的としている。Noor (ノア) と名付けられたアラビアンオリックスをイメージキャラクターにそえて、省エネの呼びかけや省エネのコツなどを訴えている(英語・アラビア語の 2 バージョンあり)。



図 4-26 Noor を起用した省エネポスター

上記ホームページにはキッズコーナーも設けられ子供たちが省エネを描いた作品が数多く紹介されており、子供向けの省エネキャンペーンも意識した構成になっている。

ちなみに Save Energy Oman キャンペーンでは夏季の空調の設定温度を 23°C と呼びかけている(日本では一般に 26~28 °C 程度)。

また、AER では、インターネットの公式サイトに、住宅・商業・産業・政府セクターのそれぞれの顧客数と消費電力量を掲載する活動を実施している。

## (2) 配電会社の取り組み

需要家側の需要管理（デマンドサイドマネジメント）を推進していくためには、より需要家側に近い各配電会社の役割が期待されている。各配電会社では以下に示す取り組みを実施してきている。

各配電会社の省エネの取り組みは、原則的には各社の判断に委ねられているが、国家的キャンペーンを実施する場合は、共同で実施される。

表 4-20 各配電会社の省エネへの取り組み

会社名	省エネ担当部署	主な活動
MEDC	新設の省エネ部署が担当	<ul style="list-style-type: none"> <li>省エネガイドブックやポスターの作成・配布</li> <li>エアコン・照明（屋外・屋内）の省エネ</li> <li>住宅の断熱設備の普及</li> <li>Save Energy Campaign（省エネ表彰制度）</li> <li>Earth Hour 関連の広報</li> </ul>
MJEC	顧客サービス部署が担当	<ul style="list-style-type: none"> <li>学生対象の省エネ教育</li> <li>女性対象の省エネ教育（Women Association）</li> <li>サッカーのクラブチームによる省エネイベント</li> <li>TV、新聞、雑誌等のメディア広報</li> <li>CFLの無料配布（年間40,000個、一軒に最大4個）</li> <li>SMSを用いた消費電力量モニタリング</li> <li>モスクでのイマムによる省エネ啓発</li> <li>住宅の電力消費削減に対する表彰とインセンティブ付与</li> <li>Earth Hour 関連の広報</li> </ul>
MZEC	顧客サービス部署が担当	<ul style="list-style-type: none"> <li>学校や女性、スポーツクラブ対象の省エネ教育</li> <li>特定地域を対象にした省エネ教育</li> <li>顧客の中からロールモデル抽出</li> <li>省エネ普及の小冊子発行</li> <li>TV、ラジオ、雑誌等のメディア広報</li> <li>ラマダン月に普及啓発活動強化</li> <li>ターゲット機器は照明</li> <li>省エネキャラクター（“Mesbah”）</li> <li>普及啓発活動の効果測定</li> <li>電力消費量削減に100ROの報奨金</li> <li>動力契約に料金インセンティブ</li> </ul>
RAECO	なし	<ul style="list-style-type: none"> <li>Switch to Saveに参加</li> <li>一部でデジタルメータ導入</li> <li>一部でCFL無料配布予定</li> </ul>

## 4.4.2 配電会社の省エネ普及啓発への取り組み

ここでは、配電会社の省エネ普及啓発プログラムとして、マジヤーン配電会社（MJEC）の事例を紹介する。

「オ」国の配電会社はいずれも政府系企業であるが、電気を売るのに政府から補助金をもらって運営していることから、電力消費を減らすことが政府の支出を減らすことにつながるため、省エネ普及活動を進めるインセンティブが働く。

### (1) MJEC の普及啓発活動の概要

以下に MJEC の普及啓発活動にかかる全体計画を述べる。

- 普及啓発活動の年間予算（2012年）：70,000RO（1,400万円程度）
- 担当部署：MJEC 内では Customer office という契約に関わる部署内に Awareness Team が存在し、地域別に3つに分かれている。メンバーは、ボランティアベースで、各セクションから知識・経験豊富な人材が集まっている。
- ターゲットグループ：地域ごとの女性・男性・次世代（学生・幼児）
- 協力者：Women Association、教育省、MJEC サッカーチーム、宗教省
- 以下に示す Awareness、Project、Survey の3つの活動を実施している。
  - ① Awareness：セミナー開催、リーフレット・グッズ・CFL 配布
  - ② Project：特定の住宅を選び、省エネ対策に取り組むよう各地域のリーダーが呼びかけ、3年間の実績と比較して電力消費が下がっている住宅を表彰し、インセンティブとして省エネ家電（AC、TV、洗濯機）を授与する
  - ③ Survey：上記プロジェクト参加者に、ファイナルレポートを提出してもらい、意識調査を実施
- CFL 配布：2012年一年間で40,000個を無償配布する計画がある。去年は ALSAM 製（ドイツ）の CFL、2012年は PHILIPS 製を配布。CFL 工場と直接交渉し大量購入することで市場より低い価格で仕入れ、それを無償で消費者に配布することで、普及を図るとともに、省エネ意識の向上につなげるのが目的。
- MJEC の支援するサッカーチームによるセミナー：幅広い年代に人気のあるサッカーを消費者との接点として利用し、休日に集客して普及啓発セミナーを開催している。
- 毎年顧客満足度調査が電話で実施されており、省エネセミナーへの関心を調査する内容も含まれている。それ以外には、2009年に意識調査が実施され、その後2011年10月より様々な普及プログラムを実施。今年、既存のプログラムの効果を調べるために、意識調査を再度実施する予定。
- モスクにて省エネ推進を呼びかけるため、イマム（説教者）に省エネの重要性を説いてもらう取り組み。
- “Earth Hour” への取り組み。国全体で取り組んでいたが、MJEC はプレゼンの中での紹介、キャンドル配布、消灯に関する時間と方法のリーフレット配布等を実施した。

### (2) MEJC の省エネ教育

学生を対象にした省エネ教育は、小学校でのセミナーと大学でのセミナーが実施されている。小学校でのセミナーは、教育省の予算で実施されており、MJEC の供給エリアには2012年6月時点で約400校存在し、そのうち年間80校を対象に開催されている。大学でのセミナーは、様々な学科の生徒を対象にしたものがあり、その他に、World Technology Forum などシンポジウム、Sohar 大学を含む3校における共同研究、MJEC 職員の育成プログラムなども実施されている。

幼児・小学生対象の省エネセミナーは、女性を対象にした省エネセミナーと同時に開催

され、Oman Woman Association の建物内で実施されることもある。母子で出席できるように構成され、下記のような内容で実施されている。

#### ■ 幼児・小学生対象の省エネ教育

- ・ 「省エネな生活と省エネでない生活」というテーマの絵画コンテスト
- ・ 前もって省エネに関する講義が行われ、全員がひとつずつ作品を作成
- ・ 講師は MJEC 職員、使用言語はアラビア語
- ・ 参加人数：60 人程度
- ・ 子供の年齢は、就学前（6 歳以下）～10 歳程度まで幅広く、兄弟で参加しているケースが多かった
- ・ 優秀者が 15 人選ばれ、参加者全員にお菓子のセットが贈呈される



図 4-27 省エネ絵画コンテストの様子

#### ■ 女性対象の省エネ教育

- ・ 家電製品のエネルギー消費量削減に関するプレゼンテーション（1 時間）
- ・ 参加人数：25 名
- ・ 講義後、理解度チェックテストを行い、優秀者が選ばれる
- ・ 講師は MJEC 職員（男性）、言語はアラビア語
- ・ 参加者全員に、MJEC 作成のリーフレットと CFL 1 個、参加賞として家庭用品（皿など）が贈呈される



図 4-28 女性対象の省エネセミナーの様子（講師は男性）

## 4.5 環境気候省の取り組み

### 4.5.1 温室効果ガス排出削減対策

「オ」国においては温室効果ガス排出削減のための法は設立していないが、環境気候省にて、新設の大規模工場等の立ち上げ時の環境影響評価報告書にて二酸化炭素を含む温室効果ガス排出量の把握や削減対策について報告するよう規定している。さらに排出状況把握のため、四半期に一度の定期的な報告書の提出を促しているが、提出義務のある初期の環境影響評価報告書とは異なり、定期的な報告については強制力が伴っていない。提出された報告書に基づき環境気候省がモニタリングし、必要であれば省エネ診断を実施し、省エネや環境対策に関する助言を行っている。

各排出ガスの算出方法、排出係数については気候変動に関する政府間パネル（Intergovernmental Panel on Climate Change: IPCC）のそれに依拠している。また、本制度は 2010 年より開始し対象数は限られているが、環境気候省内のデータベースで管理されている。

本制度は、本調査で検討されるエネルギー管理制度とも類似している。報告の対象がエネルギー消費量と温室効果ガス排出量と若干異なるが、消費量・排出量の定期的な報告、ならびにそれらの削減計画の提出という点では類似しており、エネルギー管理制度との関係が望まれている。

#### 4.5.2 環境教育プログラム

環境気候省では意識啓発・情報課（Awareness & Information Dept.）を中心に、環境意識普及啓発の教育プログラムを企画・実施されている。当課には、環境気候省の職員が 5~6 名常駐しており、予算は年間 10,000 RO 与えられている。各部の代表メンバーによって結成された意識啓発委員会（Awareness Committee）で議論・決定された内容に基づき、2012 年現在、下記のようなプログラムが実施されている。

- ✓ メディアキャンペーン（雑誌・新聞、テレビ CM、テレビ番組、ラジオ CM）
- ✓ グッズ配布（絵本、塗り絵、パンフレット）
- ✓ 女性・子供向けセミナー
- ✓ 環境の日（1 月 8 日）
- ✓ 環境意識調査
- ✓ 湾岸諸国との国際環境教育会議の開催
- ✓ 大学に環境マネジメントコースの設置（スルタンカブース大学他）
- ✓ 民間企業との協働プロジェクト（学校での環境教育セミナー開催等）

協力機関は、教育省（Ministry of Education）、高等教育省（Ministry of Higher Education）、情報省（Ministry of Information）、国際機関では国連児童基金（UNICEF）が教育プログラム支援のプロジェクトを実施している。NGO では Environment Society of Oman（2004 年設立）が Earth Hour 等のイベントで積極的に協力している。

#### 4.6 大学の取り組み

大学の省エネに関する取り組みとして、「オ」国で代表的な大学のひとつであるスルタンカブース大学（Sultan Qaboos University: SQU）の教育プログラムを紹介する。同大学では 2012 年工学部機械・産業工学課でエネルギー管理コースが開設され春学期より開講した。受講者の到達目標は、下記の 6 項目の習得である。

- ✓ エネルギーシステムの分析に必要な法則の理解・活用
- ✓ エネルギーシステムやプロセスにおける省エネポテンシャルの発見
- ✓ 建築物の設備や産業施設の設備におけるエネルギー診断
- ✓ エネルギー管理の重要性と実効性の試算、環境やエネルギー消費量に与えるインパクトの試算
- ✓ エネルギー効率改善を目的とした建築設計の評価
- ✓ 代替投資とライフサイクルコストに関する経済分析



コースの各講義の内容はビル分野よりも産業分野に特化している。下記に計 12 回の授業の内容を紹介する。

表 4-21 エネルギー管理コースの内容

	内容
1	Introduction on fuel and energy use, forms of energy, trends in energy demand and impact on environment. Sustainability and renewable energy sources.
2	Review of thermofluids science, first and second laws of themodynamics, power cycles and efficiency measures
3	Energy analysis techniques for energy systems processes
4	Energy conservation principles and energy management systems
5	Waste energy recovery and cogeneration in steam and gas turbines and other energy systems
6	HVAC systems and equipment, lighting, air leakage, insulation and sustainable building energy management
7	Energy rate structures, economic analysis of alternative technology investments, life cycle costing
8	Energy audit, energy audit tools, instrumentation and testing procedures
9	Energy conservation in electrical systems; motors and variable speed drive and power factor
10	Total energy management system functions and controls
11	Thermal energy storage
12	Case studies

## 第5章 現状分析結果

### 5.1 発電コスト分析

#### 5.1.1 既存設備の発電コスト分析結果

OPWPの各発電所との契約は、発電コストへの支払いをほぼ忠実に反映していると考えられる。このため、本節ではOPWPによる契約面からのコスト情報を基に、本調査における省エネの効果を概算するために必要な平均的な発電コストを推定するものである。

#### (1) 発電所の熱消費率

##### (a) MIS 系統

MIS 系統における 2011 年に運転していた発電所とその契約上の熱消費率の平均を表に示す。なお、熱効率が低いほど kWh あたりの発電に必要な一次エネルギーの熱量は小さいため熱消費率は小さくなる。Ghubrah 発電所の造水プラントに付随する蒸気タービン (Ghubrah Auxiliary Boiler Firing、ST) の効率は、契約上の造水プラントと発電機とのコストの配分を反映しており、発電所単体の熱効率よりも良い。

表 5-1 2011 年の MIS 系統の発電所の平均熱消費量

発電所名	ACWA Barka	Ghubrah	Ghubrah Auxiliary Boiler Firing	Kamil	Rusail	UPC Manah	Wadi Jizzi	Sohar Power	SMN Barka
運転開始時期	2003	1978 -1995	1977 -1997	2002	1984 -2000	1996 -2000	1982 -1999	2007	2009
発電機の種類	CCGT	OCGT	ST	OCGT	OCGT	OCGT	OCGT	CCGT	CCGT
最大出力 (造水用負荷を除く) (MW)	450.0	378.5	96.9	297.0	686.6	273.3	324.6	589.8	450.0
平均熱消費率 (kJ/kWh)	8,876	12,431	5,607	11,883	12,214	11,928	12,552	8,995	8,876

将来分も含めた MIS 系統の発電所のユニット毎の運転開始時期と熱消費率の関係を以下の図に示す。OCGT (開放サイクルガスタービン) の熱消費率が 11,000~14,000 kJ/kWh であるのに対し、CCGT (コンバインドサイクル発電) の熱消費率は 6,000~9,000 kJ/kWh 程度である。2000 年以降に運転を開始したユニットはすべて CCGT であり、MIS 系統全体では年々高効率になっていることがわかる。

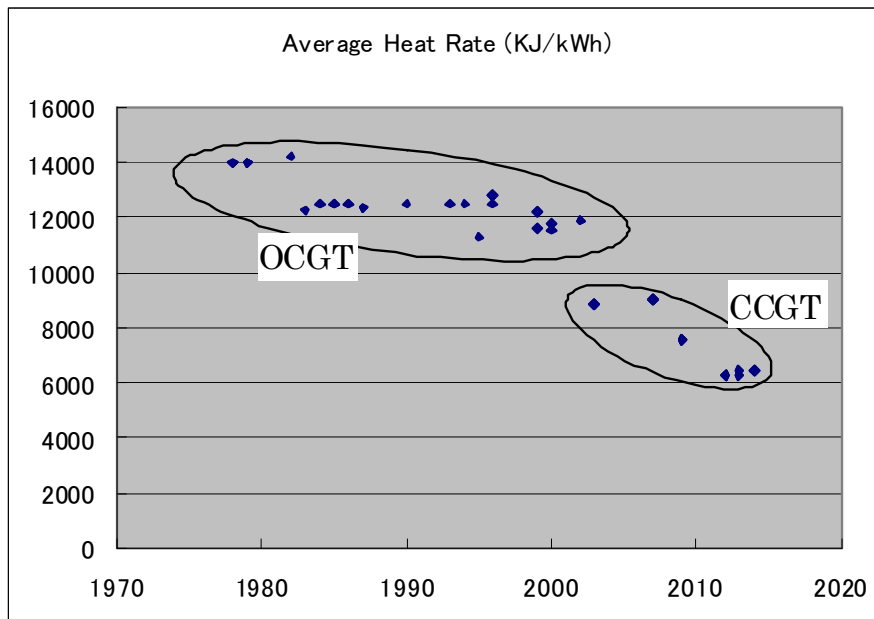


図 5-1 MIS 系統の発電所のユニット毎の運転開始時期と熱消費率の関係

2011 年の各時間帯における MIS 系統の平均熱消費率の推移を下図に示す。ただし、熱消費率は発電所毎の平均をとり、各発電所の各時間帯の出力に配分している。前節で述べたように、時間帯によらず各発電所の出力の割合はほぼ一定である。このため、熱消費率の MIS 系統全体にわたる平均は時間帯によらず年間を通じてほぼ一定となる。その値は 10,087 kJ/kWh であった。

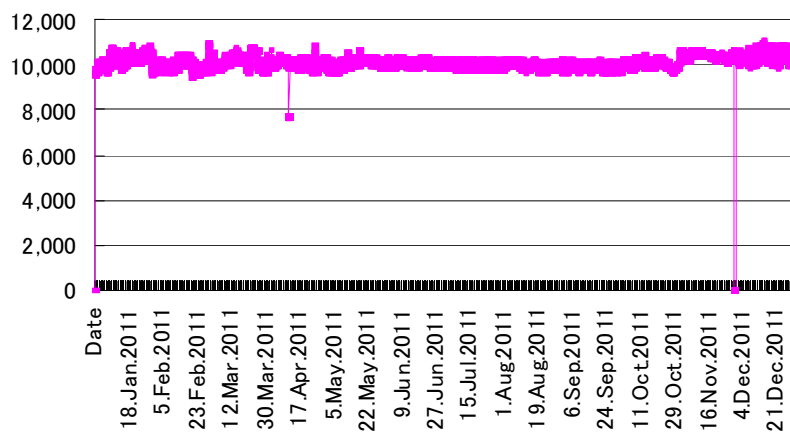


図 5-2 2011 年の時間帯別 MIS 系統の平均熱消費率

(b) Salalah 系統

Salalah 系統における 2011 年の発電所とその契約上の熱消費率の平均を表に示す。DPC 所有発電所(DPC New Power Station (NPS))は OCGT であり、kWh あたりに必要な熱量が大きく熱効率が低い。一方、IWPP はコンバインドサイクルであり熱効率が高い。なお、IWPP は 2011 年の 7 月より運転を開始している。

表 5-2 DPC 系統の発電所の平均熱消費率

発電所名	DPC 所有発電所	IWPP
種類	OCGT	CCGT
出力(造水用負荷を除く)	260	445
平均熱消費率 (kJ/kWh)	13,108	9,728

## (2) 燃料費を除いた可変設備維持費

燃料費を除いた可変設備維持費は 2011 年に稼働していた MIS 系統の発電所の平均で 0.452 RO/MWh (1.175 US\$/MWh)であった。このうち、OCGT の平均は、0.640 RO/MWh (1.664 US\$/MWh)である。一方、2012 年以降に運転開始予定の BARKA3、SOHAR2、および SUR1 の可変設備維持費の平均は 0.312 RO/MWh (0.812 US\$/MWh)となる。これらの値は燃料費の 1 %程度である。

## (3) 固定設備維持管理費

OPWP では、発電所の建設コストおよび設備維持費の内の固定分を発電機ユニットの出力および稼働率に応じた一週間あたりの固定費として回収をしている。発電機ユニットが起動可能な状態にあれば、その週について固定費が回収される。

2011 年に稼働していた MIS 系統の全発電所の平均の固定費は 605 RO/Week/MW であった。各ユニットに期待される年間の起動可能時間(90 %程度)、固定費、および運転開始から廃止予定までの期間から、kW あたりのコストを推定すると、MIS 系統の容量平均で 1,380 US\$/kW となる。

一方、2012 年以降に運転開始予定の BARKA3、SOHAR2、および SUR1 は全て CCGT であり、その固定費は 1,200~1,900 RO/Week/MW であった。kW あたりのコストを推定すると、約 2,300 ~3,700 US\$/kW 程度、容量平均では 2,861 US\$/kW となり、2011 年に稼働していた MIT 系統の平均よりも高い。

MIS 系統における発電所のコストを下表にまとめる。

表 5-3 MIS 系統における既存発電所の熱消費率およびコスト

項目	単位	2011 年稼働平均	既設 OCGT 平均	2012 年以降に運転開始予定の CCGT 発電所の平均
熱消費率	kJ/kWh	10,087	12,222	6,375
燃料費 (天然ガス輸出相当価格 10 US\$/MMBtu (397 US\$/toe) で評価)	US\$/kWh	0.096	0.116	0.060
可変設備維持管理費 (燃料除く)	US\$/MWh	1.175	1.664	0.812
固定費 (発電所建設費含む)	US\$/kW	1,380	1,501	2,861

### 5.1.2 2035年までの電源コスト推定

#### (1) 分析の前提条件

OPWP は電源の調達の見通しを 2018 年まで策定している。調査団は OPWP より入手した 2035 年までのピーク需要想定を基に以下の条件で、2035 年までの電源量を推定した。

- ・ 2019 年以降の電源構成は 2018 年までと同様に OCGT と CCGT の 2 種類とした。
- ・ OCGT の比率は年々減少傾向にあるが、燃料費が高いものの固定費が安いためにピーク需要対応としては依然として必要性があると考えられる。OCGT は 2018 年の構成比である約 23.4 % を 2035 年まで固定することとした。なお下記のとおり、この比率でもほぼ最経済的な比率になっている。
- ・ OETC から得た 2011 年 1 年間の MIS 系統の負荷カーブを下図に示す。

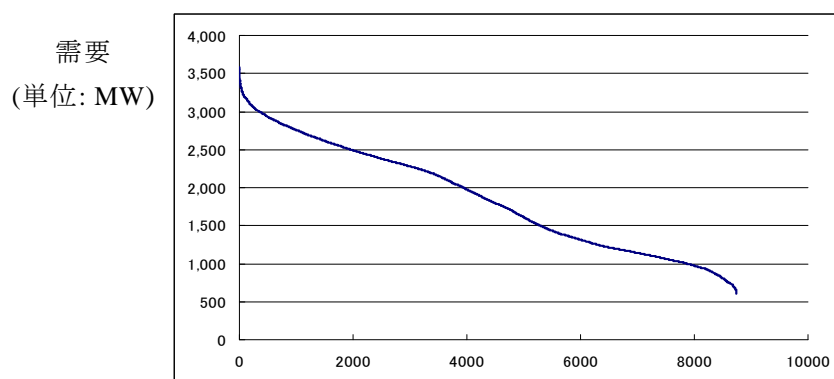


図 5-3 2011 年 1 年間の MIS 系統の負荷カーブ

- ・ この負荷カーブにおいて、ある一定の需要以上の電力需要を OCGT で分担し、残りを CCGT で分担すると仮定する。発電機の耐用年数を 20 年として、固定費、および燃料費を前表の既設 OCGT の平均、および 2012 年以降に運転開始予定の CCGT 発電所の平均で評価すると、MIS 系統の総発電コストについて、OCGT の総電源量に対する比率に対し以下のグラフが得られる。OCGT の構成比率を 25 % とすると、最も経済的である。なお、燃料費を 15 US\$/MMBtu で評価しても、CCGT の最経済的な比率は 21 % となり、10 US\$/MMBtu の場合と比較しても最適な比率はほとんど変わらない。

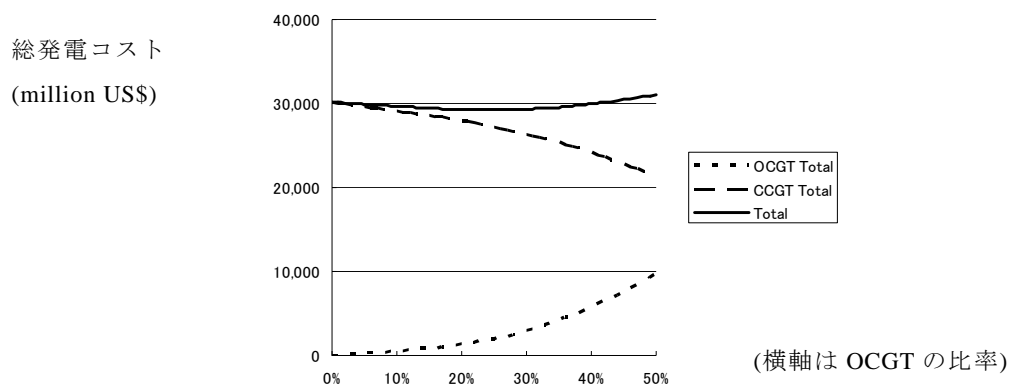


図 5-4 OCGT と CCGT の構成比を変えた場合の MIS 系統の総発電コスト

- ・ ピーク需要に対し電源予備率を20%程度と仮定した。定期検査の期間を年間の10%、故障確率を3%、系統全体でのユニット台数を70~100台、許容される年間の供給支障日数を1日として計算すると、およそ20%の予備率が必要となる。

## (2) 電源量の推定

上記の条件で推定した2035年までの電源量を下表に示す。

表 5-4 2035年までの推定電源量(MIS 系統)

		2012	2013	2014	2015	2016	2017
ピーク電力需要	MW	4,216	4,594	5,007	5,374	5,760	6,151
電力量需要	MWh	20,727,170	22,671,940	24,331,367	26,211,287	28,144,931	30,079,339
OCGT	設備容量	MW	2,057	1,907	1,817	1,817	1,817
	発電量	MWh	2,443,473	1,276,690	483,788	524,872	565,441
CCGT	設備容量	MW	2,750	3,652	5,213	5,200	5,194
	発電量	MWh	18,283,697	21,395,251	23,847,579	25,686,415	27,579,490
合計容量	MW	4,807	5,559	7,030	7,017	7,011	7,006
予備率		1.14	1.21	1.40	1.31	1.22	1.14
		2018	2019	2020	2025	2030	2035
ピーク電力需要	MW	6,582	7,014	7,446	9,438	11,483	13,971
電力量需要	MWh	32,139,380	34,209,714	36,274,196	45,883,835	55,824,701	67,919,285
OCGT	設備容量	MW	1,582	1,683	1,787	2,265	2,756
	発電量	MWh	430,405	241,738	256,326	324,231	394,477
CCGT	設備容量	MW	5,187	6,734	7,148	9,061	11,024
	発電量	MWh	31,708,975	33,967,977	36,017,869	45,559,604	55,430,224
合計容量	MW	6,769	8,417	8,935	11,326	13,780	16,765
予備率		1.03	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20

## (3) 2035年までの発電コスト推定値

OCGT、および CCGT の発電容量(MW)、および発電電力量(MWh)の配分により可変費、および固定費の平均を推定した。結果を下表に示す。

表 5-5 各年の発電コストの平均

		2012	2013	2014	2015	2016	2017
固定費	US\$/kW	2,279	2,395	2,510	2,509	2,509	2,508
可変費	US\$/kWh	0.0679	0.0644	0.0624	0.0624	0.0624	0.0624
		2018	2019	2020	2025	2030	2035
固定費	US\$/kW	2,543	2,543	2,543	2,543	2,543	2,543
可変費	US\$/kWh	0.0620	0.0616	0.0616	0.0616	0.0616	0.0616

## 5.2 電力・エネルギー需要想定

### 5.2.1 「オ」国の電力需要想定

#### (1) セカ年報告書での電力需要想定

「オ」国の電力需要想定は OPWP により行われている。OPWP は AER からの許諾条項・第 5 条により「セカ年報告書 (7 Year Statement)」を毎年作成している。本調査団の入手した報告書は 2012 年 3 月に作成された第 6 版セカ年報告書で、2012 年から 2018 年間の電力需要見通しを対象とした電力調達見通しである。

OPWP の電力需要見通しは、全国を対象にしたものではなく「オ」国全体の 97 % を占める MIS 地域 (配電会社では Muscat、Majan、Mazoon) と Salalah 地域 (配電会社では DPC) を対象としたものである。それ以外は Rural 地域 (電力会社では RAECO) であるが、RAECO は 2010 年実績で「オ」国全体の 3 % ほどの電力消費量を占めるにすぎない。

第 6 版セカ年報告書での MIS と Salalah 地域の需要見通しは以下のとおりである。なお、OPWP の需要想定は、送電端での電力購入を前提としているため、発電所の所内電源を除いた送電端需要で表示されている。

表 5-6 OPWP の第 6 版セカ年報告書での電力需要見通し

単位 : TWh

		2011	2102	2013	2014	2015	2016	2017	2018	18/11
MIS	High	19.00	21.30	23.60	25.90	30.20	35.70	38.20	41.00	11.6 %
	Base	19.00	20.70	22.70	24.30	26.20	28.10	30.10	32.10	7.8 %
	Low	19.00	20.40	21.40	22.70	23.90	25.50	26.80	28.20	5.8 %
Salalah	High	2.00	2.38	2.85	3.53	4.57	5.10	5.62	6.15	17.4 %
	Base	2.00	2.23	2.47	2.76	3.06	3.39	3.70	4.02	10.5 %
	Low	2.00	2.02	2.25	2.45	2.66	2.91	3.10	3.31	7.5 %
Total	High	21.00	23.68	26.45	29.43	34.77	40.8	43.82	47.15	12.2 %
	Base	21.00	22.93	25.17	27.06	29.26	31.49	33.8	36.12	8.0 %
	Low	21.00	22.42	23.65	25.15	26.56	28.41	29.9	31.51	6.0 %

(出典 : OPWP の第 6 版セカ年報告書)

表 5-7 OPWP の第 6 版セカ年報告書でのピーク需要見通し

単位 : MW

		2011	2102	2013	2014	2015	2016	2017	2018	18/11
MIS	High	3,845	4,320	4,827	5,325	6,173	6,908	7,458	8,059	11.2 %
	Base	3,845	4,216	4,594	5,007	5,374	5,760	6,151	6,582	8.0 %
	Low	3,845	4,115	4,396	4,676	4,947	5,227	5,501	5,791	6.0 %
Salalah	High	348	418	494	616	801	879	959	1,041	16.9 %
	Base	348	394	433	480	531	584	636	689	10.2 %
	Low	348	358	391	427	463	502	536	571	7.3 %
Total	High	4,193	4,738	5,321	5,941	6,974	7,787	8,417	9,100	11.7 %
	Base	4,193	4,610	5,027	5,487	5,905	6,344	6,787	7,271	8.2 %
	Low	4,193	4,473	4,787	5,103	5,410	5,729	6,037	6,362	6.1 %

(出典 : OPWP の第 6 版セカ年報告書)

## (2) OPWP のモデル構築 (2012 年 9 月時点)

第 6 版七カ年報告書の電力需要見通しとは別に 2011 年から OPWP では長期電力需要見通しを作成中である。長期需要電力見通し作成の目的は、発電燃料のセキュリティの確保と発電設備の多様化のための再生可能エネルギー、原子力発電、地域連系系統などの役割の明確化などとしている。2012 年 9 月時点、本構築作業はデータ収集の段階で、以下のデータを中心に 2005 年から月次単位でデータの収集を行っている。

- ✓ 電力需要量データ
- ✓ 発電設備データ
- ✓ 電力顧客数データ
- ✓ 人口データ (年齢別、世帯数)
- ✓ 経済データ (GDP、インフレ率など)
- ✓ 気象データ (気温、日照など)
- ✓ 非石油関連産業データ (石油化学、肥料、鉄鋼、石油精製、LNG など)
- ✓ 労働力データ

なお、これらのデータは月次データと同時に年次データに集約してデータベースに蓄積する構想である。一般的に 10 年以内の短中期的需要予測では、月次データや四半期データが使われる。OPWP のデータ収集作業は七カ年電力需要予測と長期需要予測モデル双方を念頭においたものと考えられる。また、短中期需要予測モデルと長期需要予測モデルとはモデルの構造が違うことが多い。OPWP の七カ年電力需要見通しの作成手順と特徴的な事項は、以下のとおりである。

- ✓ 七カ年電力需要見通しの直近の需要見通しは配電会社の見通しを積み上げたものである。
- ✓ OPWP の使用している電力需要とは Net Production ベースで、発電所での総発電量から所内電源分を除いたものである。
- ✓ 発電量は発電機ごとの発電効率から計算されている。これらの中には造水発電からの発電量も含まれている。
- ✓ RAECO の電力需要は全体の割合は小さいので変動が激しく、現在は予測の対象となっていない。RAECO の需要は軍隊の移動や新規工場の設立などにより電力需要が変動するが、これらの計画は不透明な点が多いのでモデル化には適していない。
- ✓ RAECO 同様に DPC の電力需要も IPP の動向、空港建設、工業団地建設などの影響で電力需要が大きく変化する地域である。
- ✓ 造水発電からの発電量は、井水の制限、新規需要、世帯数の増加などにより造水の需要が大きいため発電量の伸び率も大きい。

## (3) OPWP の長期需要見通し

OPWP の長期電力需要予測は 2012 年から 2035 年を対象としたものであり、モデル構築にはまだ着手していない (2012 年 9 月時点)。本予測の目的の一つが電力供給システムの多様化であり、現在天然ガスに頼っている発電システムに加えて、太陽光発電や太陽熱発電などが将来の有力な発電システムとして考えられている。OPWP は 2012 年 6 月に以下の



表の仮の長期需要見通しを調査団に提示した。

表 5-8 OPWP の長期需要見通し (2012年6月仮提示)

	電力需要(TWh)				ピーク需要 (MW)			
	MIS	Salalah	合計	伸率(%)	MIS	Salalah	合計	伸率(%)
2011	19.0	2.0	21.0		3,845	348	4,194	
2012	20.7	2.2	23.0	9.6	4,216	394	4,610	9.9
2013	22.7	2.5	25.1	9.5	4,594	433	5,027	9.1
2014	24.3	2.8	27.1	7.7	5,007	480	5,487	9.2
2015	26.2	3.1	29.3	8.1	5,374	531	5,904	7.6
2016	28.1	3.4	31.5	7.7	5,760	584	6,344	7.4
2017	30.1	3.7	33.8	7.1	6,151	636	6,787	7.0
2018	32.1	4.0	36.2	7.0	6,582	689	7,270	7.1
2019	34.2	4.3	38.5	6.6	7,014	741	7,756	6.7
2020	36.3	4.6	40.9	6.2	7,446	793	8,239	6.2
2021	38.3	4.9	43.3	5.7	7,871	844	8,715	5.8
2022	40.3	5.2	45.6	5.3	8,288	893	9,181	5.3
2023	42.3	5.5	47.8	4.9	8,690	939	9,630	4.9
2024	44.1	5.8	49.9	4.4	9,075	983	10,058	4.4
2025	45.9	6.0	51.9	4.0	9,438	1,022	10,460	4.0
2026	47.7	6.2	54.0	4.0	9,816	1,063	10,879	4.0
2027	49.6	6.5	56.1	4.0	10,209	1,105	11,314	4.0
2028	51.6	6.7	58.4	4.0	10,617	1,150	11,766	4.0
2029	53.7	7.0	60.7	4.0	11,042	1,195	12,237	4.0
2030	55.8	7.3	63.1	4.0	11,483	1,243	12,727	4.0
2031	58.1	7.6	65.6	4.0	11,943	1,293	13,236	4.0
2032	60.4	7.9	68.3	4.0	12,420	1,345	13,765	4.0
2033	62.8	8.2	71.0	4.0	12,917	1,399	14,316	4.0
2034	65.3	8.5	73.8	4.0	13,434	1,455	14,888	4.0
2035	67.9	8.9	76.8	4.0	13,971	1,513	15,484	4.0
2018/11	11.1%	15.0%	11.5%		11.3%	14.6%	11.6%	
2035/18	4.5%	4.8%	4.5%		4.5%	4.7%	4.5%	

(注1) OPWP の電力需要定義 : 「電力需要 = 最終電力需要 + 送配電ロス」

(注2) 本長期見通しは第6版七カ年報告書を延長した形で2018年時点の伸び率7%/年を2025年以降は4%/年になるような設定されたもので、2019年から2024年までは両端の伸び率を端点とする内挿法で推定されている。

(注3) OPWP の長期見通しの前提となる人口伸び率、GDP 伸び率、原油や天然ガスの生産や輸出見通しといった条件は明示されていない。

#### (4) OPWP の長期需要見通しの評価

OPWP の長期電力需要見通しの経済的な前提条件は、OPWP とのインタビューから以下とおりと想定される。

- ✓ OPWP の成長率に対して後述する調査団の電力需要見通しの GDP に対する各年 (2012年~2035年間) の弾性値で OPWP の GDP 成長率を逆算すると以下の表の通りである。
- ✓ これから2012年~2018年間の OPWP の GDP 成長率は6%/年~7%/年、2019年以降は4%/年程度と見られる。

表 5-9 OPWP の GDP 成長率の推定

	MIS+Salalah	全国需要	伸び率	弾性値	GDP 伸び率
	TWh	TWh	%		%
2011 (実績)	21.0	22	14.8	4.9	3
2012	23.0	24	9.6	1.6	6
2013	25.1	26	9.5	1.7	6
2014	27.1	28	7.7	1.3	6
2015	29.3	30	8.1	1.2	7
2016	31.5	32	7.7	1.1	7
2017	33.8	35	7.1	1.1	7
2018	36.2	37	7.0	1.0	7
2019	38.5	40	6.6	1.0	6
2020	40.9	42	6.2	1.0	6
2021	43.3	45	5.7	1.1	5
2022	45.6	47	5.3	1.1	5
2023	47.8	49	4.9	1.0	5
2024	49.9	51	4.4	1.0	4
2025	51.9	53	4.0	1.0	4
2026	54.0	56	4.0	0.9	4
2027	56.1	58	4.0	0.9	4
2028	58.4	60	4.0	0.9	4
2029	60.7	63	4.0	0.9	4
2030	63.1	65	4.0	0.9	4
2031	65.6	68	4.0	0.9	4
2032	68.3	70	4.0	0.9	4
2033	71.0	73	4.0	0.9	4
2034	73.8	76	4.0	0.9	4
2035	76.8	79	4.0	0.9	4

(注 1) 全国需要は、MIS と Salalah の電力需要に対して RAECO 分として 3% 上乗せしたものである。

(注 2) 弾性値は調査団のモデルより「最終エネルギー需要伸び率 / 実質 GDP 伸び率」で計算している。

## 5.2.2 調査団による需要想定的前提条件

### (1) 需要想定目的

電力・エネルギーの需要想定は、省エネ方策を実施することによる将来の効果を推定する際のベースラインとなるもので、発電コスト分析結果と組み合わせて省エネによる経済的効果を計算することである。

本調査の省エネ効果は、電力とエネルギーに関するベースラインの想定（Business as Usual: BAU ケースの想定）を行い、各省エネ方策による省エネ効果をベースラインからの削減量を計算することで評価する。

### (2) 需要想定方法

本需要予測は、「オ」国の人口の推移、社会経済計画、産業開発政策、電力・エネルギー政策、国際エネルギー価格動向などを前提に「オ」国の 2035 年までの電力、最終エネルギー需要、一次エネルギー消費などを予測するものである。MS-EXCEL をベースに、日本エネルギー経済研究所が開発した計量経済モデル構築ソフト Simple E. Expanded (SEEX) を使用してモデルの開発をおこなう。

本モデルは、手法としては計量経済モデルであるが、基本的な構造としては先の計画や

政策を考慮した人口伸び率、GDP 伸び率、エネルギー価格動向を外生変数とした構造方程式の集合体となっている。主な前提は、以下の表の通りである。

表 5-10 需要想定の主な前提

社会経済動向 （「オ」国の計画）	1)人口の推移 2)対ドル為替レート 3)セクター別 GDP の推移 4)「オ」国の開発計画
エネルギーに関する動向 （「オ」国の計画）	1)国際的な原油・天然ガス価格 2)原油・天然ガス、LNG の生産見通し 3)セクター別石油製品代替動向（工業、交通、住宅） 4)原単位の変化（エネルギー消費対人口や GDP）
電力に関する動向 （「オ」国の計画）	1)電源開発計画（GCC、Turbine、Diesel） 2)ロス低減対策 3)電力料金政策（料金弾性値、Load Factor） 4)再生可能エネルギー（発電計画） 5)発電効率（発電量対燃料） 6)電力化率（電力消費対最終エネルギー） 7)現状ベースの原単位の変化の推移(原単位初期値)

（出典：調査団作成）

### (3) 諸前提

全国の人口の伸び率については「3.2.1 (3) 今後の人口見通し」で、長期 GDP 見通しは「3.2.4 長期 GDP 見通し」で、今後の原油価格見通しは「3.5.3 今後の原油価格の見通し」で示されている。ここでは、これら以外の諸前提を記載する。

#### (a) 発電設備別の燃料使用率

下表は「オ」国の発電装置別の燃料使用率を IEA データの発電量と使用燃料から割り出した燃料使用率である。実際の発電設備の「発電効率」よりは低い数字となっているが、本データには発電以外の燃料も発電用として計上されているためである。「燃料使用率を使った場合」と「発電効率を使った場合」の燃料使用量の計算の違いは以下の通りである。

燃料使用率を使った場合： 燃料使用量＝燃料使用率×発電量

発電効率を使った場合： 燃料使用量＝発電効率×発電量＋固定燃料使用量

表 5-11 設備別燃料使用量

	2011-2035 年
ディーゼル	29 %
ガスタービン	24 %
コンバインドサイクル	42 %
石炭	39 %

（出典：調査団作成）

#### (b) 電力化率

セクター別にエネルギー消費量を見たときにセクターごとのエネルギー消費量（ktoe 単位）に対して電力消費量（ktoe 単位）の割合を電力化率という。多くの国では電力化率は

セクター別に見たとき通常は増加傾向にある。本調査では過去の電力化率、他の国との比較などから以下の通りの電力化率とした（電化率と電力化率は別の概念ある）。

表 5-12 セクター別電力化率

単位 %

Year	農業	産業	商業	政府	交通	住宅
2005	4.9	16.1	100.0	100.0	0.0	73.1
2006	4.7	18.1	100.0	100.0	0.0	72.6
2007	4.6	17.6	100.0	100.0	0.0	64.0
2008	5.1	20.4	100.0	100.0	0.0	47.7
2009	5.5	22.2	100.0	100.0	0.0	46.4
2010	5.9	25.9	100.0	100.0	0.0	46.4
2011	6.1	28.4	100.0	100.0	0.0	46.6
2012	6.2	31.3	100.0	100.0	0.0	46.9
2013	6.4	32.2	100.0	100.0	0.0	47.1
2014	6.6	33.2	100.0	100.0	0.0	47.3
2015	6.8	34.2	100.0	100.0	0.0	47.6
2020	7.0	38.9	100.0	100.0	0.0	48.8
2025	7.9	40.8	100.0	100.0	0.0	54.6
2030	7.9	40.8	100.0	100.0	0.0	54.6
2035	7.9	40.8	100.0	100.0	0.0	54.6

(注 1) 電力は：1 kWh=860 kcal で換算、2005 年～2011 年は実績、

(注 2) MOG のデータでは、商業、政府セクターともにガソリンや軽油の使用量があるが、これらは輸送用燃料とみられるので交通セクターに計上している。

(注 3) IEA データでは、工業セクターでは重油を使用していることになっているが、MOG データでは重油のデータは記載されていないため、IEA データの産業用データは製油所からの残渣と見なして本分析の対象外とした。

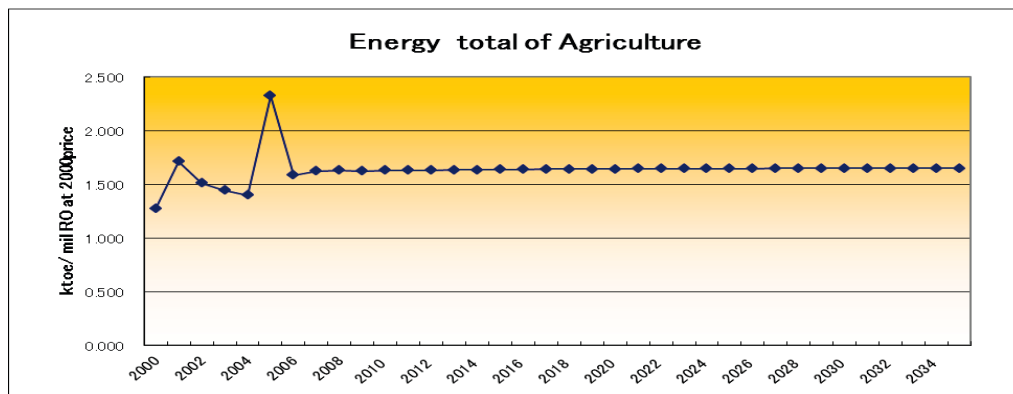
(出典：調査団作成)

## (c) エネルギー消費原単位

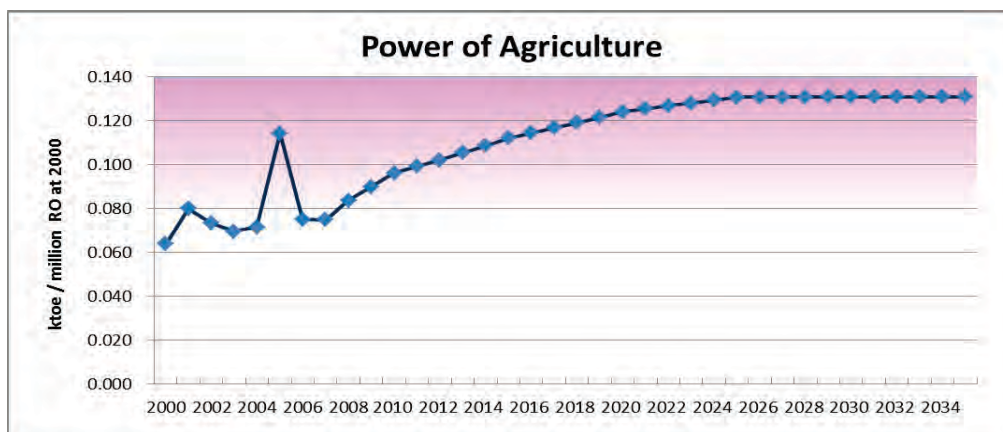
セクター別のエネルギー消費原単位（あるいは「エネルギー原単位」と表記）はセクターごとの最終エネルギー消費（電力消費＋化石燃料消費）を当該 GDP あるいは人口で除したものである。

**■ 農漁業セクターのエネルギー消費原単位**

農漁業セクターのエネルギー消費原単位は、最終エネルギー消費を農漁業セクターの GDP で除したものである。2000 年～2010 年間の農漁業セクターの GDP に対するエネルギー消費原単位は、ほぼ横ばいで、今後のエネルギー原単位も同様な推移となる。電力消費は電力化率の上昇により、ゆるやかに上昇する。一方、エネルギー消費原単位は農漁業セクターの電力消費の割合が小さいので、電力化率の上昇の影響はほとんど受けていない。



(出典：調査団作成)

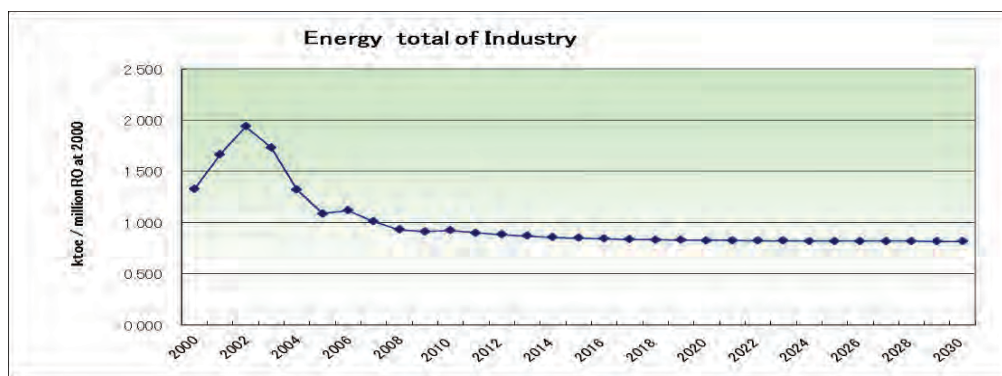
**図 5-5 農漁業セクターの GDP に対するエネルギー消費原単位**


(出典：調査団作成)

**図 5-6 農漁業セクターの GDP に対する電力消費原単位**

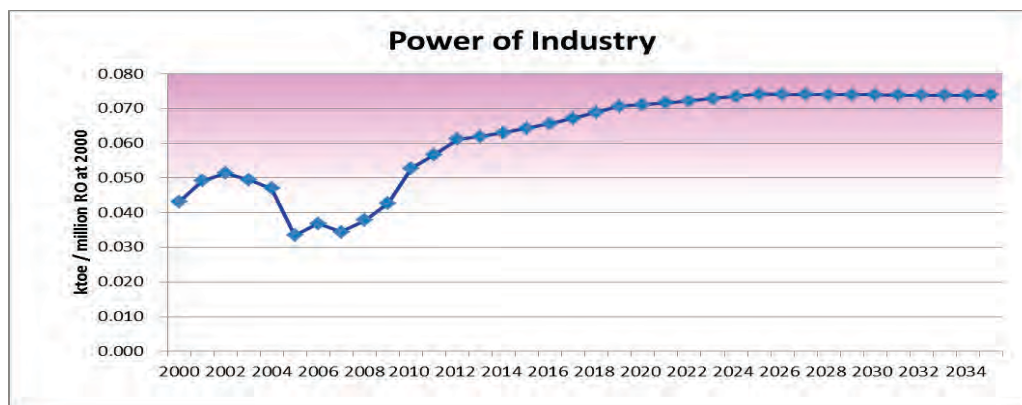
### ■ 産業セクターのエネルギー消費原単位

産業セクターのエネルギー消費原単位は、最終エネルギー消費を産業セクターの GDP で除したものである。2000年～2010年間の産業セクターの GDP に対するエネルギー消費原単位は減少傾向にあったが、これはエネルギー消費効率が改善されたことを示している。今後の原単位は省エネ自主対策や政策がないときは、エネルギー消費効率の改善は停滞するので原単位は横ばいとなる。一方、電力化率の上昇により電力消費原単位は上昇する。産業セクターの化石燃料の原単位は、電力化率上昇の影響でわずかに減少傾向にある。



(出典：調査団作成)

図 5-7 産業セクターの GDP に対するエネルギー消費原単位

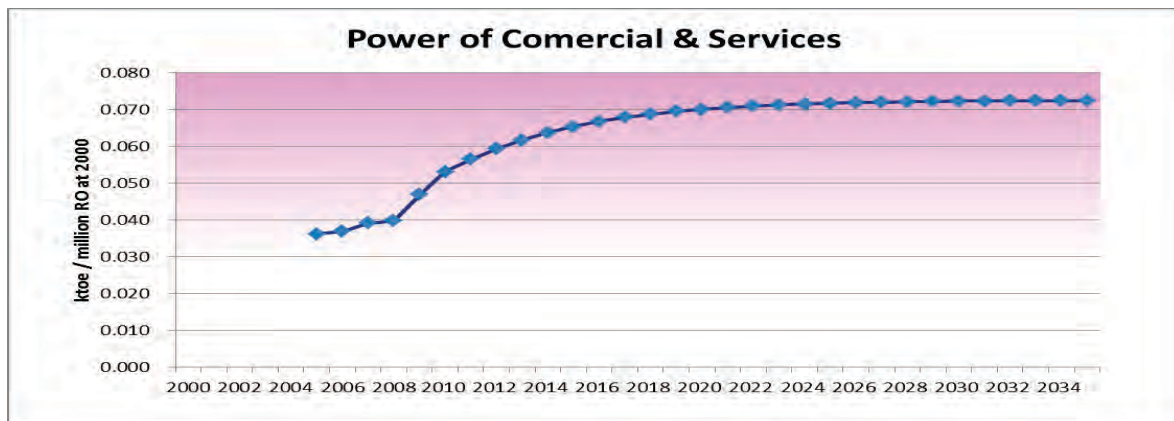


(出典：調査団作成)

図 5-8 産業セクターの GDP に対する電力消費原単位

### ■ 商業セクター電力消費原単位

商業セクターのエネルギー消費原単位は、化石燃料が交通セクターで計上されているため電力消費原単位のみとなる。消費原単位は商業セクターの電力消費を当該セクターのGDPで除したものである。2000～2010年間の商業セクター原単位は、省エネ自主対策や政策がない時は長期的には原単位は一定値に収斂する。

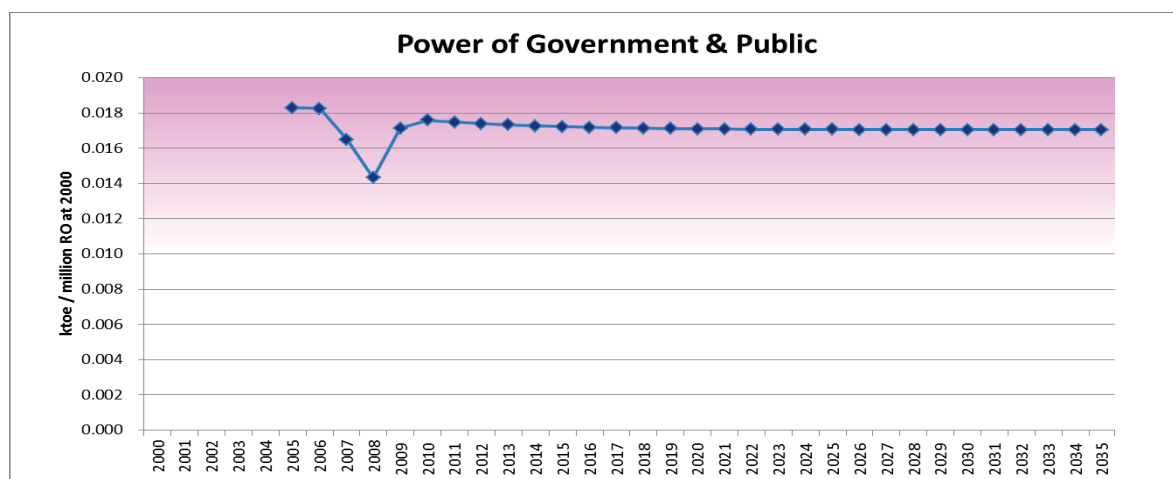


(出典：調査団作成)

図 5-9 商業セクターの電力消費原単位

### ■ 政府セクターの電力消費原単位

政府セクターのエネルギー消費原単位は、化石燃料が交通セクターで計上されているため電力消費原単位のみとなる。政府セクターの電力消費を国全体のGDPで除したものである。2000～2010年間の政府セクター原単位は、省エネ自主対策や政策がない時は長期的には原単位は一定値に収斂する。

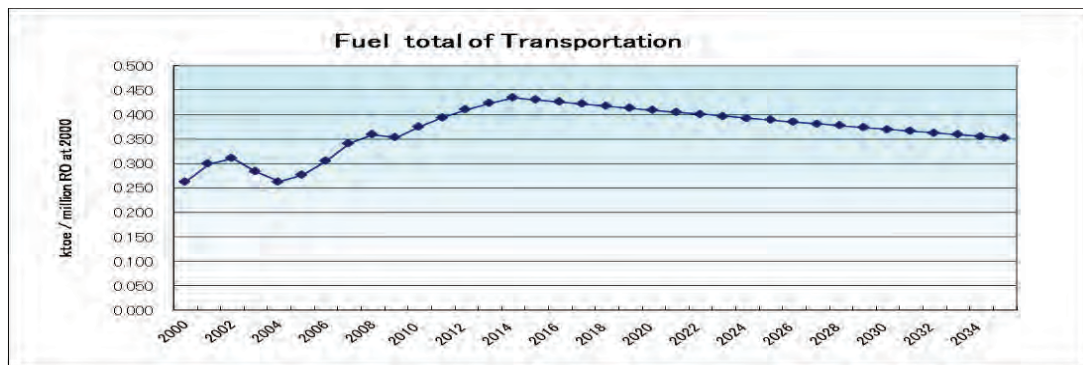


(出典：調査団作成)

図 5-10 政府セクターの電力消費原単位

### ■ 交通セクターのエネルギー消費原単位

交通セクターのエネルギー消費原単位は電力消費がなく化石燃料（ガソリン、軽油、ジェット燃料、重油）のみであるので、交通セクターのエネルギー消費原単位は化石燃料消費を全国の GDP で除したものである。交通セクター原単位は、当面は自動車の普及や使用量の上昇により「オ」国 GDP に対する原単位は上昇するが、2015 年以降は、燃費改善型の自動車の普及により原単位は減少傾向に転じるものとした。

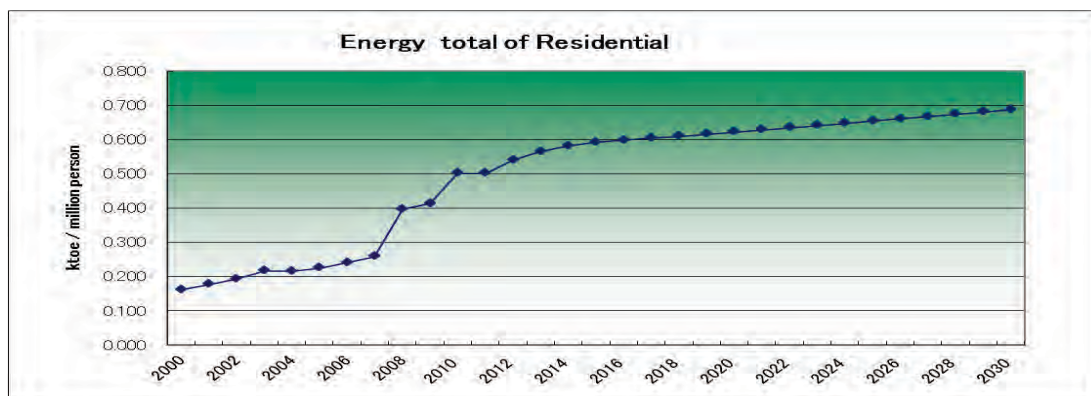


(出典：調査団作成)

図 5-11 交通セクターのエネルギー消費原単位

### ■ 住宅セクターのエネルギー消費原単位

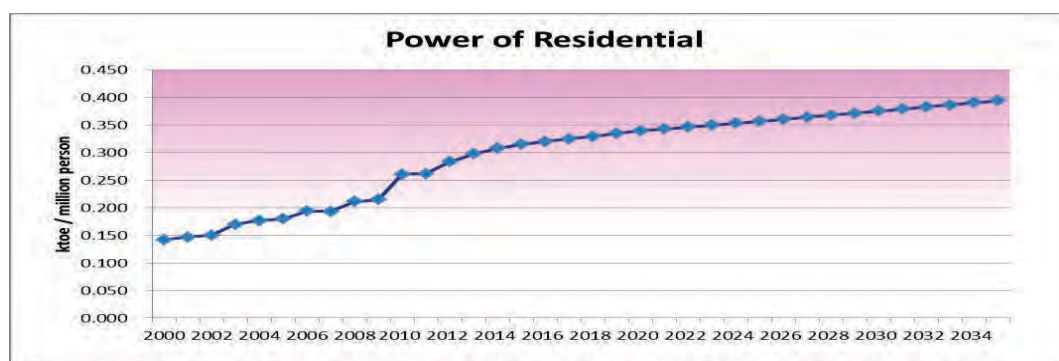
住宅セクターのエネルギー消費原単位は、最終エネルギー消費を「オ」国の人口で除したものである。2000 年～2010 年間の住宅セクターの人口に対するエネルギー消費原単位は増加傾向にある。住宅セクターのエネルギー消費は人口と所得に関係するもので、「オ」国のように双方が増加している国では住宅セクターでのエネルギー消費は増加する。先進国では住宅セクターの電力消費原単位は常に増加傾向にあるので、今後の「オ」国の住宅セクターのエネルギー消費原単位は 1 %/年程度の上昇とした。ただし 2020 年までは電力化率の上昇により、電力原単位は 1.5 %/年で化石燃料は 0.5 %/年の上昇となる。



(出典：調査団作成)

図 5-12 住宅セクターの電力と化石燃料消費原単位





出典：調査団作成

図 5-13 住宅セクターの電力消費原単位

## (d) 需要の価格弾性値

日本の例では、セクター別長期需要のエネルギー価格弾性値は下表のようにマイナス 0.1～マイナス 0.6 の範囲という分析と、大口電力需要家の電力価格に対する弾性値はマイナス 0.28 という分析結果がある。一方、IEA (2000 年時点)では長期のエネルギー需要のエネルギー価格弾性値としてマイナス 0.3～マイナス 0.5 という値を紹介している。

表 5-13 日本の長期需要のエネルギー価格弾性値 (1978 年～1999 年)

セクター	経済指数 (対象需要)	弾性値
産業	鉱工業生産指数	-0.64
住宅	民間消費支出	-0.15
商業	GDP	-0.44
電力消費者	大口電力需要	-0.28
日本全体	GDP	-0.51

(出典：「エネルギー消費量の変動とエネルギー価格の関係について」、兵庫県立大学・天野明弘)

「オ」国のように他の物価と比較して電力およびエネルギー価格の低いく国では、電力やエネルギー需要に対する価格弾性値は比較的小さい。したがって、本調査では以下の表のようにマイナス 0.1 を設定した。この値は、ほとんど「オ」国の電力エネルギー需要は価格の上昇に対して影響を受けないという意味である。

表 5-14 電力・エネルギー価格の需要に対する価格弾性値

Sector	2011	2012	2015	2020	2025	2030	2035
Agriculture & Fishery	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1
Mining & Industry	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1
Commercial & Services	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1
Government & public	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1
Residential	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1

(注) モデルでは電力需要、化石燃料需要別に価格弾性値が設定されている。化石燃料価格は実質原油価格、電力需要はセクター別電力料金見通しに対して当該価格弾性値が作用する。

(出典：調査団作成)

表 5-15 「オ」国 (MEDC) の電力料金見通し

		2011	2012	2103	2014	2015	2020	2025	2030	2035
Industry	RO/MWh	18.6	19.8	19.8	20.1	20.4	21.9	23.0	24.1	25.3
Commercial	RO/MWh	23.2	24.8	24.8	25.2	25.5	27.3	28.7	30.1	31.6
Residential	RO/MWh	14.5	15.5	15.5	15.7	15.9	17.1	17.9	18.8	19.8

(注) 各セクターは AER が定める第 1 と第 2 カテゴリーの平均を代表値としている。また、今後の見通しは国際原油価格上昇、すなわち「オ」国の天然ガス価格の上昇という論理で、国際原油価格に対する弾性値 0.7 で本表の電力料金は設定されている。

(出典 調査団作成)

#### (e) 電源開発計画

2012 年から 2018 年までの発電計画は OPWP の「7 year statements 2012-2018」をもとに作成した。本調査では 2035 年までの電力エネルギー需要想定を考慮しており、今後の発電能力については電力需要を見ながら、適時ガスコンバインドサイクルを増設するとしている。「オ」国では、大きくは 3 つの電力管轄システム (MIS、Salalah、その他) になっており、発電能力のほとんどは MIS(全体の 90 %のシェア)が占めている。

### 5.2.3 調査団による電力需要想定

#### (1) セクター別電力需要想定

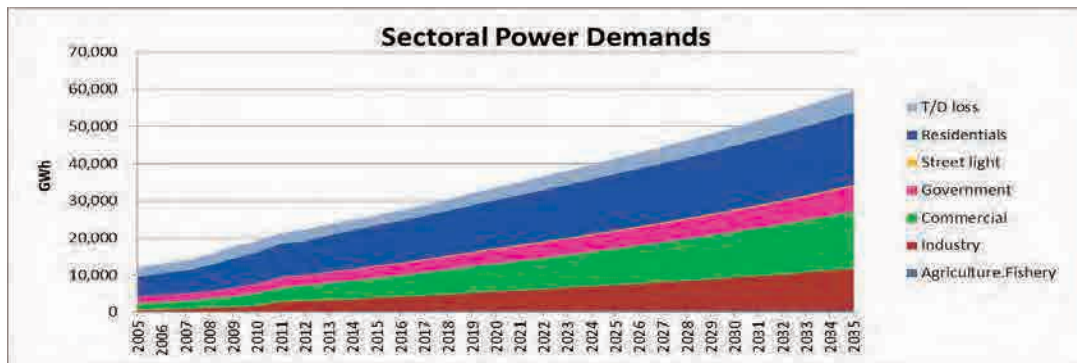
##### (a) セクター別電力需要

セクター別電力需要想定の結果を以下に示す。ここでは電力需要をセクターごとの電力需要と送電会社や配電会社から発生する送配電ロス (T/D loss) の合計値として定義する。この定義での電力需要は 2012 年の 22 TWh (セクター合計需要は 19 TWh) が、2035 年には 60 TWh (セクター合計需要は 54 TWh) になる。これは、2010 年を基準にすると 3.1 倍、2012 年を基準にすると 2.7 倍である。

表 5-16 セクター別電力需要

	Unit	2010	2012	2015	2020	2025	2030	2035
Total	GWh	19,200	22,270	26,040	33,610	41,380	49,790	59,770
Agriculture & Fishery	GWh	210	260	300	370	430	470	520
Industry	GWh	1,540	2,810	3,540	5,210	6,960	8,870	11,270
Commercial & Services	GWh	3,470	4,150	5,410	7,580	9,810	12,390	15,410
Government & Publics	GWh	2,390	2,690	3,080	3,860	4,660	5,640	6,830
Street light	GWh	120	140	180	230	270	300	320
Residential	GWh	8,400	9,080	10,930	13,000	15,110	17,140	19,440
T/D loss	GWh	3,070	3,140	2,600	3,360	4,140	4,980	5,980

(出典: 調査団作成)



(出典: 調査団作成)

図 5-14 セクター別電力需要推移

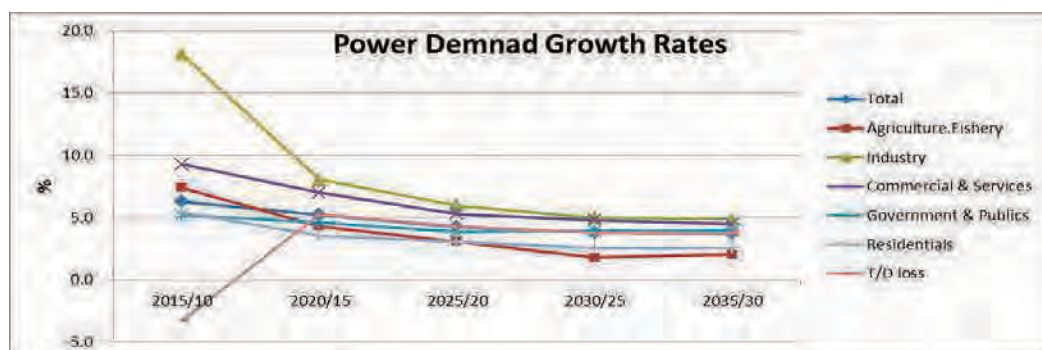
## (b) セクター別電力伸び率

セクター別電力伸び率の想定結果を以下に示す。送配電ロスを含んだ電力需要伸び率は、2010～2015年間で7.7%/年、2015～2020年間で5.3%/年、2020～2025年間で4.2%/年、2025～2030年間で3.8%/年、2030～2035年間で3.7%/年である。セクター別伸び率では産業セクターの伸びが著しい。

表 5-17 セクター別電力伸び率

	Unit	15/10	20/15	25/20	30/25	35/30	20/10	35/20	35/10
Total	%	6.3	5.2	4.2	3.8	3.7	5.8	3.9	4.6
Agriculture & Fishery	%	7.4	4.3	3.1	1.8	2.0	5.8	2.3	3.7
Industry	%	18.1	8.0	6.0	5.0	4.9	13.0	5.3	8.3
Commercial & Services	%	9.3	7.0	5.3	4.8	4.5	8.1	4.8	6.1
Government & Publics	%	5.2	4.6	3.8	3.9	3.9	4.9	3.9	4.3
Street light	%	8.4	5.0	3.3	2.1	1.3	6.7	2.2	4.0
Residential	%	5.4	3.5	3.1	2.6	2.6	4.5	2.7	3.4
T/D Loss	%	-3.3	5.3	4.3	3.8	3.7	0.9	3.9	2.7

(出典: 調査団作成)



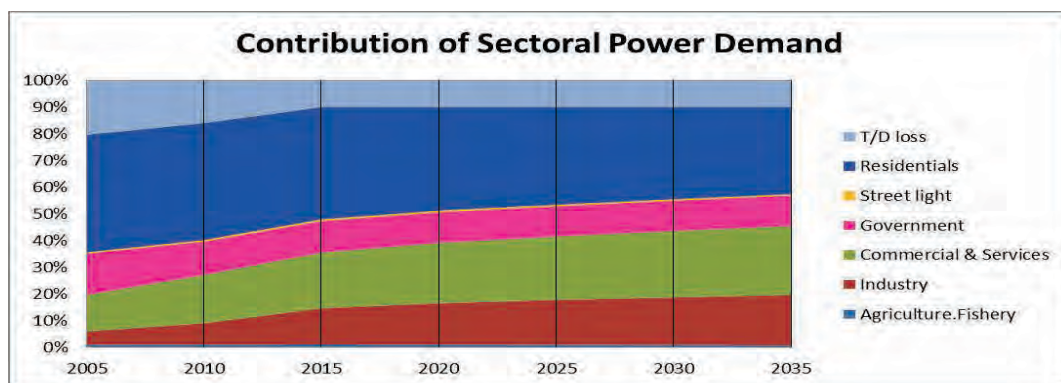
(出典: 調査団作成)

図 5-15 セクター別電力需要伸び率

伸び率を経年でみると 2010～2015 年は、産業セクター18.1 %/年と急速な伸びを示し、商業セクターと道路照明もそれぞれ 9.3 %/年と 8.4 %/年と高い伸びを示す。2015～2020 年は、産業セクター8.0 %/年、商業セクター7.0 %/年、道路照明 5.0 %/年と伸び率は低下するものの、他セクターと比較して高い伸び率である。2020～2035 年は産業セクター5.3 %/年、商業セクター4.8 %/年と全平均は 3.9 %/年であることを考慮すると安定した伸び率になる。また、2020 年以降全平均より伸び率が下回るセクターは農漁業（2.3 %/年）と住宅セクター（2.7 %/年）である。

(c) セクター別電力需要構成比

セクター別電力需要構成比の想定結果を以下に示す。住宅での電力消費構成比は 2012 年 40 %から 2035 年には 32 %に減少する。逆に産業セクターは 2012 年 12 %から 2035 年には 19 %に、商業セクターは 2012 年 18 %から 2035 年には 26 %に上昇する。つまり 2012 年では産業セクターと商業セクターの合計値は 30 %であるが、2035 年には 45 %と住宅セクター以上の電力消費先となる。



(出典: 調査団作成)

図 5-16 セクター別電力需要構成比

以上のことから急速な需要の伸びを示している産業セクター、商業セクター、道路照明などの省エネ対策や電力事業者による送配電ロス削減対策などが効果的な省エネあるいは電力消費の効率化対策と思われる。

(2) 地域別電力需要想定

(a) 地域別電力需要

地域別（MIS、Salalah、Rural）に分けて実施した電力需要想定結果を以下に示す。電力需要構成比は 2012 年で MIS 地域が 89 %であるが 2035 年には 87 %と減少傾向にあり、Salalah が 2012 年の 9 %が 2035 年で 10 %に、Rural が 2012 年の 2.5 %が 2035 年に 2.7 %に上昇している。

表 5-18 地域別電力需要見通し

単位：GWh

		2010	2012	2015	2020	2025	2030	2035
Total	MIS	16,870	19,730	22,990	29,620	36,280	43,420	51,860
	Salalah	1,892	1,977	2,386	3,152	4,037	5,041	6,308
	Rural	462	556	651	829	1,052	1,304	1,607
	Total	19,223	22,262	26,027	33,600	41,369	49,765	59,775
Agriculture & Fishery	MIS	190	240	270	340	390	430	480
	Salalah	10	9	10	12	14	16	18
	Rural	13	13	14	17	20	23	26
	Total	213	261	294	368	424	468	523
Industry	MIS	1,210	2,420	3,080	4,600	6,170	7,870	9,970
	Salalah	328	379	447	589	765	970	1,266
	Rural	6	10	12	17	22	28	37
	Total	1,544	2,809	3,539	5,206	6,957	8,869	11,273
Commercial & Services	MIS	3,110	3,670	4,740	6,570	8,410	10,530	13,010
	Salalah	293	368	510	770	1,061	1,405	1,819
	Rural	74	110	156	238	334	450	587
	Total	3,476	4,148	5,406	7,579	9,805	12,384	15,415
Government & Publics	MIS	2,040	2,340	2,680	3,370	4,040	4,840	5,800
	Salalah	359	367	428	548	684	845	1,045
	Rural	118	126	141	170	208	253	308
	Total	2,517	2,833	3,249	4,088	4,932	5,937	7,153
Residential	MIS	7,590	8,230	9,920	11,780	13,640	15,410	17,420
	Salalah	601	619	752	917	1,109	1,301	1,529
	Rural	210	228	263	304	362	420	489
	Total	8,400	9,077	10,934	13,001	15,112	17,131	19,438
T/D loss	MIS	2,730	2,830	2,300	2,960	3,630	4,340	5,180
	Salalah	301	235	239	316	405	505	632
	Rural	42	70	65	83	105	130	161
	Total	3,072	3,135	2,604	3,359	4,140	4,975	5,973

(出典：調査団作成)

## (b) 地域別電力需要伸び率

地域別電力需要伸び率の想定結果を以下に示す。2020年まではMISの伸び率は全国平均伸び率と同じで最も高い。すなわち、2010-2020年間でMISは5.8%/年、Salalahは5.2%/年、Ruralは6.0%/年となっている。2020-2035年間では、逆にSalalahとRuralが4.7%/年と4.5%/年で、MISの3.8%/年より高く、2020年以降はMIS以外の電力需要伸び率が高くなる。

また、産業セクターの伸び率は、この傾向がさらに著しく2010-2020年間でMISは14.3%/年、Salalahは6.0%/年、Ruralは10.6%/年となっている。2020-2035年間では、MISは5.3%/年、Salalahは5.2%/年、Ruralは5.5%/年で、2020年以降には電力需要伸び率の地域差は小さくなる。

表 5-19 地域別電力需要伸び率

単位：％

		15/10	20/15	25/20	30/25	35/30	20/10	35/20
Total	MIS	6.4	5.2	4.1	3.7	3.6	5.8	3.8
	Salalah	4.8	5.7	5.1	4.5	4.6	5.2	4.7
	Rural	7.1	5.0	4.9	4.4	4.3	6.0	4.5
	Total	6.2	5.2	4.2	3.8	3.7	5.7	3.9
Agriculture.Fishery	MIS	7.3	4.7	2.8	2.0	2.2	6.0	2.3
	Salalah	0.0	3.4	3.4	2.5	2.6	1.7	2.8
	Rural	1.8	3.4	3.6	2.7	2.6	2.6	3.0
	Total	6.7	4.6	2.8	2.0	2.3	5.6	2.4
Industry	MIS	20.5	8.4	6.0	5.0	4.8	14.3	5.3
	Salalah	6.4	5.7	5.4	4.9	5.5	6.0	5.2
	Rural	15.1	6.2	5.9	5.2	5.4	10.6	5.5
	Total	18.0	8.0	6.0	5.0	4.9	12.9	5.3
Commercial & Services	MIS	8.8	6.7	5.1	4.6	4.3	7.8	4.7
	Salalah	11.8	8.6	6.6	5.8	5.3	10.2	5.9
	Rural	16.1	8.9	7.0	6.1	5.5	12.4	6.2
	Total	9.2	7.0	5.3	4.8	4.5	8.1	4.8
Government & Publics	MIS	5.6	4.7	3.7	3.7	3.7	5.1	3.7
	Salalah	3.6	5.0	4.5	4.3	4.4	4.3	4.4
	Rural	3.7	3.8	4.1	3.9	4.0	3.8	4.0
	Total	5.2	4.7	3.8	3.8	3.8	5.0	3.8
Residential	MIS	5.5	3.5	3.0	2.5	2.5	4.5	2.6
	Salalah	4.6	4.1	3.9	3.2	3.3	4.3	3.5
	Rural	4.6	3.0	3.6	3.0	3.1	3.8	3.2
	Total	5.4	3.5	3.1	2.5	2.6	4.5	2.7
T/D loss	MIS	-3.4	5.2	4.2	3.6	3.6	0.8	3.8
	Salalah	-4.5	5.7	5.1	4.5	4.6	0.5	4.7
	Rural	9.4	5.0	4.9	4.4	4.3	7.1	4.5
	Total	-3.3	5.2	4.3	3.7	3.7	0.9	3.9

(出典：調査団作成)

### (3) 発電量の見通し

「オ」国全体の発電量想定を以下に示す。必要とされる発電量は、セクター別電力需要、送配電ロス、発電所内消費、輸出入から求めた。

発電設備は、2018年まではOPWPの電源計画をもとに設定した。2019年以降の発電設備はガスコンバインドサイクルを必要の都度増設することとした。また、電力の輸出入は行わないということ、また太陽光や風力発電などの再生可能エネルギーからの発電量についてPAEWから入手した資料をもとに2020年時点で全発電量の1.2%、2035年時点で1.8%と仮定した。

想定の結果、必要発電量は、2012年で25 TWhであるが、2035年には67 TWhになり、2012年時点の2.7倍となる（電力需要の倍率と同じである）。

表 5-20 発電量の見通し

単位：GWh

	2010	2012	2015	2020	2025	2030	2035
Power demand + Loss + Own use	21,700	25,000	29,300	37,800	46,500	55,900	67,200
Import power	0	0	0	0	0	0	0
Export power	0	0	0	0	0	0	0
Total of power generation	21,700	25,000	29,300	37,800	46,500	55,900	67,200
Power from diesel	2,500	2,240	850	1,080	1,290	1,370	1,500
Power from gas turbine	9,040	9,640	8,360	8,560	9,210	8,880	9,710
Power from gas combined cycle	10,550	13,090	19,830	27,630	35,230	44,650	54,640
Power from Renewables	0	50	210	480	750	1,030	1,310

(出典：調査団作成)

## (4) 電力のピーク需要見通し

電力のピーク需要想定結果について以下に示す。電力需要からピーク需要を推定するにはロードファクターが必要であるが、ここでは各年一定の 58% と設定した。

「オ」国全体のピーク需要（グロスピーク需要）は 2012 年 5.0 GW から 2035 年には 13.2 GW となる。OPWP の発電事業者から調達する契約ベースでのピーク需要（ネットピーク需要）は、2012 年 4.4 GW から 2035 年には 11.8 GW となる。また、必要な発電能力は予備率（リザーブマージン）を 10% とすると 2012 年 5.4 GW、2035 年 14.5 GW となる。

表 5-21 ピーク需要見通し

	Unit	2010	2012	2015	2020	2025	2030	2035
Load Factor	%	57.9	58.0	58.0	58.0	58.0	58.0	58.0
Gross Peak demand	MW	4,280	4,924	5,758	7,432	9,148	11,008	13,217
Installed capacity	MW	4,708	5,417	6,333	8,175	10,063	12,109	14,538
Net Peak demand	MW	3,787	4,383	5,124	6,614	8,142	9,797	11,763
OPWP contracted capacity	MW	4,166	4,821	5,637	7,276	8,956	10,777	12,939

(出典：調査団作成)

## (5) 電力セクターでのエネルギー消費

電力セクターでのエネルギー消費の想定結果を以下に示す。2019 年以降、再生可能エネルギーは導入されるものの、発電設備のほとんどがガスコンバインドサイクル(CCGT)が導入されることからのことから、天然ガスの消費割合が増加する。2012 年では天然ガスの割合は 87% で、2035 年では 96% になる。

なお、将来の電力用エネルギーは現状と同様に天然ガスが中心で、石炭火力発電については具体的な計画織り込んでいない。

表 5- 22 発電用燃料見通し

	Unit	2010	2012	2015	2020	2025	2030	2035
Diesel	ktoe	1,077	964	366	466	556	589	644
Natural Gas to Gas turbine	ktoe	3,241	3,454	2,995	3,069	3,299	3,182	3,479
Natural Gas to GCC	ktoe	2,160	2,680	4,061	5,657	7,213	9,142	11,188
Coal	ktoe	0	0	0	0	0	0	0
Total	ktoe	6,478	7,097	7,422	9,192	11,068	12,914	15,311
Diesel	trillion Btu	43	39	15	19	22	24	26
Natural Gas to Gas turbine	trillion Btu	130	138	120	123	132	127	139
Natural Gas to GCC	trillion Btu	86	107	162	226	289	366	448
Coal	trillion Btu	0	0	0	0	0	0	0
Total	trillion Btu	259	284	297	368	443	517	612
Diesel	%	17	14	5	5	5	5	4
Natural Gas to Gas turbine	%	50	49	40	33	30	25	23
Natural Gas to GCC	%	33	38	55	62	65	71	73
Coal	%	0	0	0	0	0	0	0
Total	%	100	100	100	100	100	100	100

(注1) 表中の「trillion Btu」は上欄の「ktoe」を単位変換したものである。

(注2) Desalination との関係で 2019 年以降 CCGT が必ずしも優先的に導入されるとは限らない。2019 年以降の発電計画については別途調査が必要である。

(出典：調査団作成)

#### 5.2.4 電力需要に関する調査団想定と OPWP 想定と比較

調査団が作成した電力需要想定と OPWP により実施された暫定版需要想定について比較を行った（送電端における電力需要で比較）。OPWP の 2011 年から 2020 年までの電力需要の伸び率は 7.7 %/年、調査団の見通しは 5.0 %/年となった。

なお、OPWP が実施している需要想定は MIS と Salalah までが対象範囲であるが、下記の比較表は、現状の電力消費量から案分して「オ」国全体の電力需要に換算した数値（OPWP の予測値の 1.03 倍）で表示している。



表 5-23 調査団予測と OPWP 予測との比較

	Power Demand (TWh)				Peak Demand (MW)			
	OPWP	Growth rate	JICA Study Team	Growth rate	OPWP	Growth rate	JICA Study Team	Growth rate
2011	21.6		21.6		4,319		4,319	
2012	23.6	9.6	22.3	3.2	4,748	9.9	4,844	12.2
2013	25.9	9.5	23.7	6.6	5,178	9.1	5,195	7.2
2014	27.9	7.7	24.9	5.0	5,652	9.2	5,484	5.6
2015	30.2	8.1	26.0	4.5	6,082	7.6	5,758	5.0
2016	32.5	7.7	27.4	5.3	6,534	7.4	6,066	5.4
2017	34.8	7.1	28.9	5.3	6,991	7.0	6,388	5.3
2018	37.2	7.0	30.4	5.3	7,488	7.1	6,726	5.3
2019	39.7	6.6	32.0	5.3	7,988	6.7	7,080	5.3
2020	42.1	6.2	33.6	5.0	8,486	6.2	7,432	5.0
2021	44.6	5.7	35.1	4.3	8,977	5.8	7,752	4.3
2022	46.9	5.3	36.5	4.3	9,456	5.3	8,081	4.3
2023	49.2	4.9	38.1	4.2	9,919	4.9	8,424	4.2
2024	51.4	4.4	39.7	4.2	10,360	4.4	8,779	4.2
2025	53.4	4.0	41.4	4.3	10,774	4.0	9,148	4.2
2026	55.6	4.0	42.9	3.7	11,205	4.0	9,496	3.8
2027	57.8	4.0	44.6	3.8	11,653	4.0	9,855	3.8
2028	60.1	4.0	46.2	3.8	12,119	4.0	10,226	3.8
2029	62.5	4.0	48.0	3.8	12,604	4.0	10,611	3.8
2030	65.0	4.0	49.8	3.8	13,108	4.0	11,008	3.7
2031	67.6	4.0	51.6	3.7	13,633	4.0	11,420	3.7
2032	70.3	4.0	53.6	3.8	14,178	4.0	11,846	3.7
2033	73.1	4.0	55.6	3.7	14,745	4.0	12,287	3.7
2034	76.1	4.0	57.6	3.7	15,335	4.0	12,744	3.7
2035	79.1	4.0	59.8	3.7	15,948	4.0	13,217	3.7
20/11	7.7		5.0		7.8		6.2	
35/20	4.3		3.9		4.3		3.9	
35/10	5.6		4.3		5.6		4.8	

(注1) OPWP 予測は、2012年6月に調査団に仮提出されたものである

(注2) 調査団の電力需要とは電力需要+送配電ロスにより計算したものである。

(出典：OPWP および調査団作成)

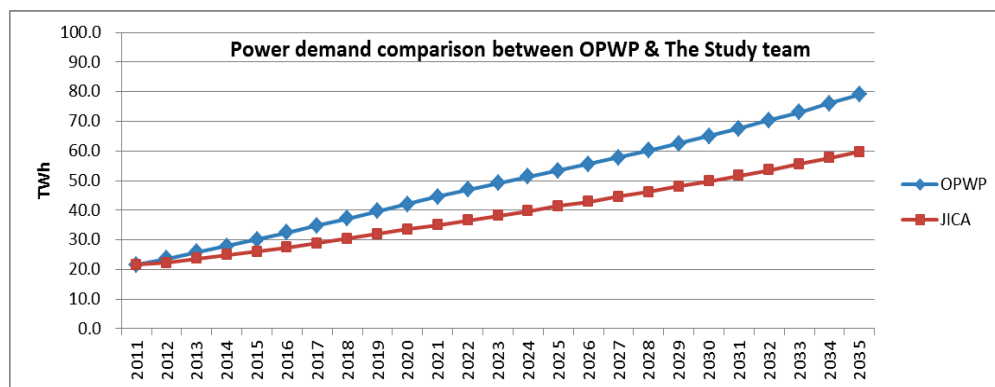


図 5-17 調査団予測と OPWP 予測との比較

上記の比較から以下の考察が得られた。

- ✓ OPWP の需要想定的前提として、2011 年から 2018 年の見通しは「第 6 版七カ年報告書」と同じであり、EU 通貨危機の影響などは反映されていないと思われる。つまり OPWP と調査団の需要見通しの違いは、主に 2011-2020 年間の経済見通しの違いが原因している（OPWP の GDP 伸び率 7%/年、調査団 5%/年）。
- ✓ 電力需要と同様に 2011-2020 年間のピーク需要の伸び率は OPWP が 7.8%/年、調査団の伸び率は 4.8%/年で電力需要と同じ傾向である。
- ✓ しかし、2025 年以降はともに 4%/年程度の伸び率で、OPWP と調査団との見通しに差はない。これは今後「オ」国の石油ガスの生産が低下する見通しであるため、「オ」国の GDP 低下が予想されるためである。

### 5.2.5 最終エネルギー需要想定

#### (1) セクター別最終エネルギー需要

セクター別最終エネルギー需要の想定結果を以下に示す。最終エネルギー需要とは消費者段階でのすべてのエネルギー消費量の合計で、化石燃料、電力、薪炭などが含まれる（「オ」国では薪炭の消費はない）。

想定の結果、「オ」国の最終エネルギー消費量は 2010 年で 7.3 百万石油換算トン（toe）であるが 2035 年には 21.1 百万 toe となる。伸び率では 2010-2020 年間で 5.7%/年、2020-2035 年間で 3.4%/年、全期間で 4.3%/年である。

セクター別では交通セクターが全体の半分を占めており、2010 年で 4.5 百万 toe、2035 年には 12.0 百万 toe となる見通しである。伸び率は 4.0%/年となる。交通セクターは自動車の燃費改善を考慮しているが、メタノール、水素、電気自動車などへの燃料転換あるいは公共輸送システムの導入などは考慮していない。

次に住宅セクターでのエネルギー消費が大きい。住宅セクターの最終エネルギー消費は 2010 年で全体の 19% で、その多くは電力である。電力消費は 2010 年でセクター別電力需要の 52%、2035 年で 36% を占めている。電力以外では LPG が利用されている。また、伸び率の傾向としては住宅セクターの電力消費と同じで、2010-2035 年間のエネルギー伸び率は 3.2%/年である（電力伸び率は 3.4%/年）。2010-2035 年間の伸び率としては産業、商業、政府セクターが大きくそれぞれ、6.5%/年、6.1%/年、6.2%/年となっている。

表 5-24 セクター別最終エネルギー需要予測

Final Energy Demand	Unit	2010	2012	2015	2020	2025	2030	2035
Total	1,000 toe	7,330	8,600	10,380	12,800	15,160	17,900	21,150
Agriculture & Fishery	1,000 toe	310	330	360	420	480	530	590
Industry	1,000 toe	510	690	840	1,150	1,500	1,930	2,480
Commercial & Service	1,000 toe	300	360	460	650	840	1,070	1,330
Public sector +Others	1,000 toe	370	450	560	760	980	1,280	1,660
Transportation	1,000 toe	4,450	5,260	6,380	7,750	8,960	10,370	12,000
Residential	1,000 toe	1,390	1,510	1,780	2,070	2,400	2,720	3,090

(出典：調査団作成)

表 5-25 セクター別最終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	%	7.2	4.3	3.4	3.4	3.4	5.7	3.4	4.3
Agriculture & Fishery	%	3.0	3.1	2.7	2.0	2.2	3.1	2.3	2.6
Industry	%	10.5	6.5	5.5	5.2	5.1	8.5	5.3	6.5
Commercial & Service	%	8.9	7.2	5.3	5.0	4.4	8.0	4.9	6.1
Public sector +Others	%	8.6	6.3	5.2	5.5	5.3	7.5	5.3	6.2
Transportation	%	7.5	4.0	2.9	3.0	3.0	5.7	3.0	4.0
Residential	%	5.1	3.1	3.0	2.5	2.6	4.1	2.7	3.2

(出典：調査団作成)

## (2) エネルギー別最終エネルギー需要

エネルギー別最終エネルギー需要の想定結果を以下に示す。最終エネルギー需要全体の伸びは 4.3 %/年であるが、エネルギー別では電力と天然ガスの伸びが大きく、それぞれ 4.9 %/年と 6.4 %/年となっている。特に、2010 年から 2015 年までの最終エネルギー需要は急速な伸びを示している。自動車用ガソリン需要(8.1 %/年)、産業用天然ガス需要 (8.6 %/年)、電力需要 (7.8 %/年) などが全体を押し上げている。2010 年から見ると 2035 年の最終エネルギー需要は 2.9 倍、2012 年から見ると 2035 年の最終エネルギー需要は 2.5 倍になる。

表 5-26 エネルギー別最終エネルギー需要予測

Final Energy Demand	Unit	2010	2012	2015	2020	2025	2030	2035
Total	1,000 toe	7,370	8,620	10,400	12,820	15,180	17,940	21,160
Gasoline	1,000 toe	2,060	2,510	3,040	3,690	4,270	4,940	5,720
Diesel	1,000 toe	2,120	2,410	2,890	3,490	4,020	4,640	5,340
Kerosene	1,000 toe	0	0	0	0	0	0	0
Jet Fuel	1,000 toe	450	500	610	740	850	990	1,140
Fuel oil + Marine fuel	1,000 toe	130	150	180	220	260	300	340
LPG	1,000 toe	690	750	860	980	1,140	1,300	1,480
Natural Gas	1,000 toe	530	650	800	1,100	1,440	1,920	2,510
Power	1,000 toe	1,390	1,650	2,020	2,600	3,200	3,850	4,630
Biomass	1,000 toe	0	0	0	0	0	0	0

(出典：調査団作成)

表 5-27 エネルギー別最終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	%	7.1	4.3	3.4	3.4	3.4	5.7	3.4	4.3
Gasoline	%	8.1	4.0	3.0	3.0	3.0	6.0	3.0	4.2
Diesel	%	6.4	3.8	2.9	2.9	2.9	5.1	2.9	3.8
Kerosene	%	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Jet Fuel	%	6.3	3.9	2.8	3.1	2.9	5.1	2.9	3.8
Fuel oil + Marine fuel	%	6.7	4.1	3.4	2.9	2.5	5.4	2.9	3.9
LPG	%	4.5	2.6	3.1	2.7	2.6	3.6	2.8	3.1
Natural Gas	%	8.6	6.6	5.5	5.9	5.5	7.6	5.7	6.4
Power	%	7.8	5.2	4.2	3.8	3.8	6.5	3.9	4.9
Bio mass	%	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

(出典：調査団作成)