

モロッコ王国

エネルギー・鉱山・水利・環境省

モロッコ王国  
スマートグリッド導入に係る  
情報収集・確認調査報告書

平成 29 年 1 月

(2017 年)

独立行政法人  
国際協力機構 (JICA)

東電設計株式会社

産公
J R
17-001



# 目 次

目 次

略語表

第1章 調査の概要 .....	1
1-1 調査の背景・目的.....	1
1-2 調査実施までの経緯.....	1
1-3 調査団の構成.....	2
1-4 調査スケジュール.....	2
第2章 モロッコ電力セクターの基礎情報及び課題 .....	3
2-1 電力セクターに関する政策及び法・規制・制度.....	3
2-1-1 電力セクターに関する政策の背景.....	3
2-1-2 電力セクターに関する法・規制・制度.....	4
2-1-3 電力セクターに関する政策.....	9
2-1-4 省エネルギーに関する政策.....	10
2-1-5 電力セクターに関する政策の評価の視点.....	12
2-2 電力セクターに関する経済・財務.....	13
2-2-1 電力セクターの体制.....	13
2-2-2 電力価格の構造.....	18
2-2-3 電力セクターの財務分析.....	27
2-3 発電分野に係る基礎情報.....	34
2-3-1 IPP 契約に係る基礎情報・法制度.....	34
2-3-2 法 13-09 電源の関係法令と開発状況.....	34
2-3-3 電源設備計画とその課題.....	35
2-4 送電分野に係る基礎情報.....	43
2-4-1 系統連系規程（Grid Code）の整備状況.....	43
2-4-2 送電設備計画、系統計画とその課題.....	44
2-5 系統運用に係る基礎情報.....	51
2-5-1 系統運用実施体制.....	51
2-5-2 系統運用上の課題.....	52
2-5-3 需要予測システム.....	54
2-5-4 欧州電力系統における再生可能エネルギー電源の出力変動に対する吸収力の限界.....	55
2-6 配電分野に係る基礎情報.....	58
2-6-1 配電事業体制.....	58
2-6-2 調査を実施した配電事業者の概要.....	60
2-6-3 配電分野の業務運営情報.....	65
2-7 電力用通信に係る基礎情報.....	74
2-7-1 送電分野における通信システム.....	74

2-7-2	配電分野における通信システム	78
2-7-3	通信分野における課題と解決の方向性	86
2-8	環境・社会配慮に係る法規制	89
2-8-1	環境社会配慮に関連する国家戦略	89
2-8-2	環境社会配慮に関連する機関の組織	90
2-8-3	環境・社会配慮に係る法的枠組	91
第3章	適用が考えられるスマートグリッド技術	98
3-1	日本におけるスマートグリッド技術導入の経験の歴史	98
3-1-1	日本におけるスマートグリッドの定義	98
3-1-2	欧米から発信されたスマートグリッドという言葉	98
3-1-3	日本におけるスマートグリッドの歴史	99
3-2	スマートグリッド技術の国際ベンチマーク（日本、欧州、米国）	102
3-3	モロッコにおけるスマートグリッド技術導入のロードマップ（案）の提案	107
3-3-1	系統運用と系統インフラの最適化という視点から	107
3-3-2	再生可能エネルギー電源大量導入という視点から	111
3-3-3	情報通信技術の整備、未来を見据えた電気事業という視点から	115
3-3-4	系統解析業務等について	116
3-4	スマートグリッド技術の適用の手順などについて	123
3-4-1	電力系統の安定化に寄与するもの	123
3-4-2	需給バランスを確保するとともに適切な需給制御実現に寄与するもの	124
3-4-3	需給家や分散電源運用者をも取り込んだアクティブな配電システムを構築し、ローカルな電力品質の維持・向上や省エネばかりでなく、電力系統全体への貢献という立場から、電力品質確保、需給と系統の安定化への貢献制御を目指すもの	130
3-4-4	監視制御システム機能の強化を図るもの	132
第4章	本邦技術の活用可能性と今後の支援方策	135
4-1	検討にあたっての考え方	135
4-2	本邦技術の活用と支援方策	135
4-2-1	電力系統の安定化に寄与するもの	135
4-2-2	需給バランスを確保するとともに適切な需給制御の実現に寄与するもの	136
4-2-3	需要家や分散電源運用者をも取り込んだアクティブな配電システムを構築し、ローカルな電力品質の維持・向上や省エネばかりでなく、電力系統全体への貢献という立場から、電力品質確保、需給と系統の安定化への貢献制御を目指すもの	138
4-2-4	監視制御システム機能の強化を図るもの	138
4-3	適用に向けた手順等がある程度明確で、比較的早期に、適用に向けた調整の開始ができる技術	139
4-3-1	可変速揚水発電システム	139

4-3-2	デマンドコントロールシステム	140
4-3-3	スマートメーター（通信機能付）及びその関連制度・サービス	141
4-3-4	配電線用電圧調整器（SVR 他）	142
4-3-5	配電線用バイパス機材	144
4-3-6	地中配電線用事故点探査装置	145

#### 付属資料

1.	省令「総務及びガバナンス担当省の大臣による省令 No. 2451-14、2014年7月21日、電力 販売価格の確定」	151
2.	配電事業者が導入している通信装置	160



## 略語表

略語	名称	和文
ADEREE	Agence Nationale pour le Developpement des Energies Renouvelables et de l'Efficacite Energetique	再生可能エネルギー開発・エネルギー効率化庁
AGCC	Advanced Gas Combined Cycle	改良型コンバインドサイクルガス発電
AMEE	Agence Marocaine pour l'Efficacite Energetique	モロッコエネルギー効率化庁
ANRE	National Authority for Electricity Regulation	電力規制機関
BCC	Bureau de Conduite Centralisée	(RAK、Redal の) コントロールセンター
BPL	Broadband over Power Lines	高速 PLC
CN	Comité national des ÉIE	(EIE の) 国家委員会
CPV	Concentrator Photo Voltaic	集光型太陽光発電
CR	Comité régional des ÉIE	(EIE の) 地方委員会
CSP	Concentrating Solar Power	集光型太陽熱発電
CSTE	le Centre des Sciences et Techniques de l'Electricité	(ONEE の) トレーニングセンター
DAS	Distribution Automation System	配電自動化システム
DH	Dirham	(モロッコの通貨単位である) デイルハム <sup>1</sup>
DMS	Distribution Management System	配電管理システム
DP	Direction Provinciale Distribution	(ONEE の) 地区配電局
DR	Direction Régionale Distribution	(ONEE の) 地方配電局
DR	Demand Response	デマンドレスポンス
DRD	Dispatching Regional Distribution (仏 : Service Conduite Régionale)	(ONEE の配電) コントロールセンター
DSM	Demand Side Management	デマンド・サイド・マネジメント
EBRD	European Bank for Reconstruction and Development	欧州復興開発銀行
EIE	Étude d' impact sur l' environnement	環境影響評価
EMS	Energy Management System	エネルギー・マネジメント・システム
END	énergie Non Distribuée	供給支障電力
EHV	Extra High Volatage	超高圧
FIT	Feed in Tariff	固定価格買取制度

<sup>1</sup> 2016年10月現在 1MAD はおよそ 10.4円である。

HV	High Voltage	高圧
ICT	Information and Communication Technology	情報通信技術
IEC	International Electrotechnical Commission	国際電気標準会議
IMF	International Monetary Fund	国際通貨基金
IPP	Independent Power Producer	独立発電事業者
IRESEN	Institut de Recherche en Energie Solaire et Energies Nouvelles	太陽・新エネルギー研究所
ITU	International Telecommunication Union	国際電気通信連合
JICA	Japan International Cooperation Agency	独立行政法人国際協力機構
JSCA	Japan Smart Community Alliance	スマートコミュニティ・アライアンス
KfW	KfW Bankengruppe	ドイツ復興金融公庫
LFC	Load Frequency Control	系統周波数制御
LV	Low Voltage	低圧
LVR	Low Voltage Regulator	低圧用自動電圧調整器
MAD	Maroc Dirham	(モロッコの通貨である) ディルハム
MASEN	Moroccan Agency for Sustainable Energy	モロッコ持続可能エネルギー庁
MDMS	Meter Data Management System	メーターデータ管理システム
MEMEE	Ministère de l'Énergie, des Mines, de l'Eau et de l'Environnement	エネルギー・鉱山・水利・環境省
MV	Middle Voltage	中圧
NDC	National Dispatching Center	中央給電指令所
NEDO	New Energy and Industrial Technology Development Organization	エネルギー産業技術総合開発機構
OCR	Organ Closing Réseau	配電線用開閉器
ONE	Office National de l'Electricité	モロッコ電力公社
ONEE	Office National de l'Electricité et de l'Eau potable	モロッコ電力・水道公社
ONEP	Office National de l'Eau Potable	モロッコ水道公社
PLC	Power Line Communication	電力線搬送通信
PPA	Power Purchase Agreement	電力購入契約
PSS	Power System Stabilizer	系統安定化装置
PSTN	Public Switched Telephone Networks	公衆交換電話網
PV	Photo Voltaic	太陽光発電
SAIDI	System Average Interruption Duration Index	顧客1軒あたりの年間停電時間
SAIFI	System Average Interruption Frequency Index	顧客1軒あたりの年間停電回数
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition	監視制御システム
SCR	Secrétariat du comité régional concerné	地方委員会事務局
SIE	Société d'Investissements Énergétiques	エネルギー投資会社



STATCOM	Static Synchronous Compensator	無効電力補償装置
SVR	Step Voltage Regulator	自動電圧調整器
TOU	Time of Use	時間帯別電気料金
TSO	Transmission System Operator	送電系統運用者
TST	Travaux Sous Tension	活線作業
TVR	Thyristor type step Voltage Regulator	サイリスタ式自動電圧調整器
UCTE	Union for the Coordination of the Transmission of Electricity	欧州発送電協連盟
UPSS	Urban Power System Stabilizer	都心系統安定化システム
WB	World Bank	世界銀行



# 第1章 調査の概要

## 1-1 調査の背景・目的

モロッコ王国（以下、モロッコと記す）は、2009年～2013年での平均経済成長率が年4.1%であり、安定的な経済成長を維持している。経済成長に伴い、電力需要は、年率6.4%（2009年～2013年）で増加しており、発電能力の増強が急務となっている。

一方、電源の燃料を含む一次エネルギーについては、現状、輸入依存度が90%を超えており、貿易赤字恒常化の一因となっている。なお、国際連系線によるスペインからの電力輸入が電力量（Watt hour）の比率で約17%（2013年）である。

この状況から脱却するために、モロッコでは国産のエネルギーとして大量の再生可能エネルギーの導入を図るべく、2020年までに、水力、風力、太陽エネルギー（太陽熱発電・太陽光発電）をそれぞれ2000MWとする電源開発を行い、全電源の42%を再生可能エネルギーとする方針である。さらには、2015年11～12月に開催された国連気候変動枠組条約第21回締約国会議（The twenty-first session of the Conference of the Parties : COP21）において、モロッコ国王より2030年の再生可能エネルギーの導入目標を52%にするとスピーチされたところでもある。なお、COP22が2016年11月にマラケシュで開催されたことから、モロッコでの再生可能エネルギーや省エネルギー関連の政策がさらに進展することが期待される。

出力制御が一般的には困難とされる再生可能エネルギー電源の大量導入に際しては、電力系統の需要と供給をどのようにバランスさせるのか、電力系統電圧や安定度<sup>2</sup>に問題が無いのかといった技術的な検討・方策が必要であるばかりでなく、それにかかるコストをだれがどのように負担するかといった政策的・財務的な検討・社会的合意も必要である。

また、現状モロッコでは送電線に接続される大規模再生可能エネルギー電源の開発が先行している状況にあるが、中圧（Middle Voltage : MV）配電線への接続手順を定める政令(Decret) No.2-15-772が2015年10月に制定されるとともに、再生可能エネルギー電源による電気事業について規定する法律(Loi) No.13-09を補完する法律 No.58-15が2016年1月に制定されており、今後、再生可能エネルギー電源を配電線に接続するための条件整備が順次進む予定である。さらには、電力量消費が多い低圧（Low Voltage : LV）顧客に対する時間帯別電気料金（Time of Use : TOU）が導入過程にあることから見ても、エネルギーの効率利用に資するスマートメーターを始めとした配電系統に係るスマートグリッド関連技術及び関連制度への関心も高いと認識している。

本調査業務は、上記の背景を踏まえ、モロッコにおける電力セクターに係る情報を収集・分析し、モロッコの電力システムにおける今後の課題を明らかにするとともに、日本のODAが果たす役割及び日本企業が持つ技術を念頭に置きつつ、スマートグリッド関連技術の適用可能性を検討の上、今後の協力案件の候補を整理・提案することを目的として実施したものである。

## 1-2 調査実施までの経緯

本調査に先立ち、独立行政法人国際協力機構（Japan International Cooperation Agency : JICA）は2015年11月23日～27日にファクトファインディングミッションをモロッコに派遣し、エ

<sup>2</sup> 電力系統事故が発生した場合、各発電機が同期を保ち、安定運転をできる状態のこと。

エネルギー・鉱山・水利・環境省（Ministère de l’Energie, des Mines, de l’Eau et de l’ Environnement : MEMEE）と本調査の基本方針・概要について協議・合意した上で議事録を交わしている。

当該の合意事項に基づき、今般、JICA 調査団が編成され、本調査の実施に至ったものである。

### 1-3 調査団の構成

	担 当	氏 名
1	総括・団長/ スマートグリッド技術（配電系統）/ 配電システム	石塚 さりー
2	副総括/ スマートグリッド技術（送変電系統）/ 電力系統運用	秋元 政俊
3	電力政策	江川 正尚
4	財務分析	鈴木 繁
5	電力用通信システム	湯朝 真司
6	環境・社会配慮	守屋 紀子
7	通訳	ナシム ジェバリ

### 1-4 調査スケジュール



図 1-1 調査スケジュール

## 第2章 モロッコ電力セクターの基礎情報及び課題

### 2-1 電力セクターに関する政策及び法・規制・制度

#### 2-1-1 電力セクターに関する政策の背景

現在のモロッコにおける政策、特に経済・産業に関する政策は、2016年5月において、すでに、50カ国以上とのFTAを調印済みであることに象徴されるように、市場の開放・自由化による成長を指向していると考えられる。モロッコを含む北アフリカ・中東のアラブ諸国は、若い世代の人口が多く、高い人口増加が見込まれ、この人口増加ボーナスにより、これまでの中国・ASEAN諸国の成長を凌ぐ成長が予想されている。実際、アラブ諸国の中には、石油価格低迷の影響を受け、経済成長が鈍化した産油国が存在したが、モロッコは、このような厳しい世界情勢の中で、エネルギー資源がなく影響を受けにくかったこともあるが、2015年も4%台の国内総生産（GDP）の伸びを記録している。

2016年5月4日、5日カサブランカで開催された「第4回日本・アラブ経済フォーラム」のオープニングにおいても、モハメッド・ブーサイド（Mohamed BOUSSAID）経済・財政大臣（Ministre de l'Économie et des Finances）は、ホスト国モロッコの状況として、工業化と交易の活発化を強調した。産業としては、特に、航空・自動車・エネルギーの3つを挙げ、交易に関しては、50カ国以上とのFTAの中でも、アフリカの国として欧米と自由貿易協定を締結している唯一の国であること、欧米とアフリカ諸国との中間に位置する交易のハブとしての地の利を説明した。この地の利を活かすため、モロッコ国として、タンジェ港の整備（図2-1）とカサブランカの金融都市化を具体的施策として推進している。

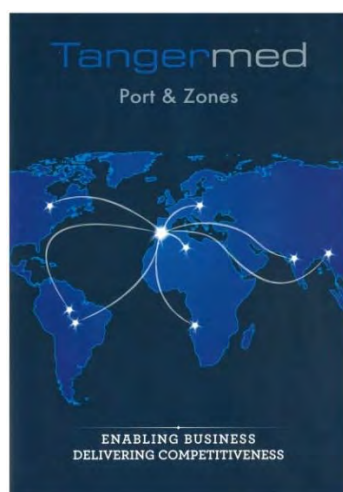


図 2-1 タンジェ港パンフレット表紙

なお、このフォーラムに出席した林経済産業大臣は、アラブ諸国全体への投資の促進などをスピーチされ、特に日本の「質の高いインフラ」（ライフサイクルコストを考慮し、自然災害に強いインフラ）を強調された。フォーラムの成果として、カサブランカ宣言が採択され、具体的なプロジェクトの契約として、林経済産業大臣、ムーレイ・ハフィド・エル・アラミ（Moulay Hafid EL ALAMY）商工業・投資・デジタル経済大臣（Ministre de l'Industrie, du Commerce, de l'Investissement et de l'Économie numérique）立ち会いの下、住友電気工業株式会社と当時のモロ

モロッコ太陽エネルギー庁<sup>3</sup> (Moroccan Agency for Solar Energy : MASEN) の間で、「1MW 集光型太陽光発電 (CPV) プロジェクト」に関する実証契約が締結された。

モロッコの政治体制は、立憲君主制で、議会は2院制である。現在モハメッド6世国王のもと、高い政治安定性を示している。

## 2-1-2 電力セクターに関する法・規制・制度

モロッコの法・規制については、表 2-1 のような階層で規定されている。

また、モロッコの内閣は、2016年5月7日現在、次ページの表 2-2 のような39名の閣僚から構成されている。電力セクターは、MEMEE の所管であるが、公営配電事業者及び民間配電事業者は内務省が所管している。

表 2-1 法律の体系

仏語	本報告書で用いる邦訳	備考
Dahir	勅令	国王が決定
Loi	法律 (Law)	議長が国王の閣議で決定
Decret	政令 (閣議決定相当)	議長が首相の閣議で決定
Arrete	大臣命令 (省令)	大臣 (Minister) が決定

表 2-3 に、今回の調査で入手した法律他のリストを示す。

<sup>3</sup> 2016年10月に改組され現在はモロッコ持続可能エネルギー庁 (Moroccan Agency for Sustainable Energy : MASEN)

表 2-2 モロッコの閣僚（1）

1	Chef du Gouvernement	首相
2	Ministre de l'Interieur	内務大臣
3	Ministre des Affaires Etrangeres et de la Cooperation	外務大臣
4	Ministre de la Justice et des Libertes	法務大臣
5	Ministre des Habous et des Affaires Islamiques	永代財産・イスラム宗教大臣
6	Secetaire general du gouvernement	官房長官
7	Ministre de l'Economie et des Finances	経済財務大臣
8	Ministre de la Jeunesse et des Sports	青年・スポーツ大臣
9	Ministre de l'Habitat et de la Politique de la Ville	住宅・都市政策大臣
10	Ministre de l'Agriculture et de la Peche Maritime	農業・海洋漁業大臣
11	Ministre de l'Education Nationale et de la Formation Professionnelle	国民教育・職業訓練大臣
12	Ministre de l'Enseignement Superieur, de la Recherche scientifique et de la Formation des Cadres	高等教育・科学研究 ・幹部養成大臣
13	Ministre de l'Equipement, du Transport et de la Logistique	インフラ交通大臣
14	Ministre de l'Industrie, du Commerce, de l'Investissement et de l'Economie Numerique	産業・貿易投資 ・デジタル経済大臣
15	Ministre de l'Industrie, du Commerce, de l'Investissement et de l'	都市・国土計画大臣
16	Ministre de la Sante	保健大臣
17	Ministre de la Communication, porte-parole du gouvernement	情報大臣兼政府報道官
18	Ministre de l'Energie, des Mines, de l'Eau et de Environnement (MEMEE)	エネルギー・鉱山・水利 ・環境大臣
19	Ministre du Tourisme	観光大臣
20	Ministre de la Solidarite, de la Femme, de la Famille et du Developpement Social	連帯・女性・家族 ・社会開発大臣
21	Ministre de la Culture	文化大臣
22	Ministre charge des Marocains Residant a l'Etranger et des Affaires de la Migration	在外モロッコ人 ・移民問題担当大臣
23	Ministre charge des Relations avec le Parlement et la Societe Civile	国会及び市民社会関係 担当大臣
24	Ministre de l'Artisanat, de l'Economie Sociale et Solidaire	手工芸・社会連帯経済大臣

表 2-2 モロッコの閣僚（2）

25	Ministre de l'Emploi et des Affaires Sociales	雇用・社会問題大臣
26	Ministre delegue aupres du chef de gouvernement charge de l'Administration de la Defense Nationale	首相付国防管理担当 特命大臣
27	Ministre delegue aupres du ministre de l'Interieur	内務大臣付特命大臣
28	Ministre deleguee aupres du ministre des Affaires Etrangeres et de la Cooperation.	外務・協力大臣付特命大臣
29	Ministre delegue aupres du ministre des Affaires Etrangeres et de la Cooperation.	外務・協力大臣付特命大臣
30	Ministre delegue aupres du chef du gouvernement charge des Affaires Generales et de la Gouvernance	首相付総務・ガバナンス担当 特命大臣
31	Ministre delegue aupres du ministre de l'Industrie, du Commerce, de l'Investissement et de l'Economie Numerique, charge du Commerce exterieur	商工業・投資・デジタル経済大臣付 対外貿易担当特命大臣
32	Ministre delegue aupres du ministre de l'Education Nationale et de la Formation Professionnelle	国民教育・職業訓練大臣付 特命大臣
33	Ministre deleguee aupres du ministre de l'Enseignement Superieur, de la Recherche Scientifique et de la Formation des Cadres	高等教育・科学研究 ・幹部養成大臣付特命大臣
34	Ministre delegue aupres du ministre de l'Equipement, du Transport et de la Logistique, charge du Transport	設備・運輸・ロジスティクス大臣 付運輸担当特命大臣
35	Ministre delegue aupres du ministre de l'Economie et des Finances charge du Budget.	経済・財政大臣付予算担当 特命大臣
36	Ministre delegue aupres du Chef du gouvernement, charge de la Fonction Publique et de la Modernisation de l'Administration	首相付公職・行政近代化担当 特命大臣
37	Ministre deleguee aupres du ministre de l'Energie, des Mines, de l'Eau et de l'Environnement, chargee de l'Environnement	鉱山・水利・環境大臣付環境担 当特命大臣
38	Ministre deleguee aupres du ministre de l'Energie, des Mines, de l'Eau et de l'Environnement, chargee de l'Eau	エネルギー・鉱山・水利・環境 大臣付水利担当特命大臣
39	Ministre delegue aupres du ministre de l'Industrie, du Commerce, de l'Investissement et de l'Economie Numerique, charge des Petites Entreprises et de Integration du cteur Informel	商工業・投資・デジタル経済大臣 付小企業・インフォーマル セクター統合担当特命大臣

出所：<http://www.maroc.ma/fr/content/la-liste-du-gouvernement>、

和訳は在モロッコ日本大使館 HP [http://www.ma.emb-japan.go.jp/japonais/morocco\\_kakuryo.htm](http://www.ma.emb-japan.go.jp/japonais/morocco_kakuryo.htm)



表 2-3 入手した電力セクターに関する法律他のリスト (1)

法律他の内容	種類		番号	制定日 (西暦)	○全訳 △一部
	日本語	仏語			
モロッコ国営電力公社 (ONE) の創設に係る勅令	勅令	Dahir	1-63-226	1963/8/5	
モロッコ国営電力公社 (ONE) の創設に係る法律	法律	Loi	28-01	1963/8/5	
投資会社および国立投資会社に関する法律	法律	Loi	194-66	1966/10/22	
モロッコ国営電力公社 (ONE) の創設に係る勅令 (Dahir 1-63-226) を一部変更する勅令	勅令	Dahir	1-73-201	1977/9/19	
買取保証を伴う委託発電営業権の導入により、同公共機関の独占生産に終止符を打った 政令-法律	政令-法律	Decret-loi	2-94-503	1994/9/23	
市町村組織に係る法律		Loi	113-14	2015/07/07	
公営事業者に係る政令		Decret	2-64-394	1964/09/29	
公共サービスの委託に係る法律第 54-05 号の発布に関する勅令	勅令	Dahir	1-06-15	2006/2/14	
委託者 (地方自治体あるいは関連団体) と民間アクター間の契約書を通して、電力送配業務の委託を可能にする公共サービスの委託管理に係る法律	法律	Loi	54-05	2006/2/14	
自家発電設備に対して設備容量の閾値を 10MW から 50MW に引き上げる勅令	勅令	Dahir	1-08-97	2008/10/20	
自家発電設備に対して設備容量の閾値を 10MW から 50MW に引き上げる勅令第 1-08-97 号によって発布された法律	法律	Loi	16-08	2008/10/20	
再生可能エネルギーからの電力生産に係る法律	法律	Loi	13-09	2010/2/11	△
モロッコ再生可能エネルギー開発・エネルギー効率化庁に係る法律 16-09 を改定する法律		Loi	39-16	2016/10/06	

表 2-3 入手した電力セクターに関する法律他のリスト (2)

法律他の内容	種類		番号	制定日 (西暦)	○全訳 △一部
	日本語	仏語			
モロッコ太陽エネルギー庁の設立に係る法律 57-09 を補足・改定する法律		Loi	37-16	2016/10/06	
再生可能エネルギーに係る法律第 13-09 号を施行するために発布された政令	政令	Decret	2-10-578	2011/4/11	
再生可能エネルギー開発・エネルギー効率化庁に係る法律第 16-09 号を施行するために発布された政令	政令	Decret	2-10-320	2011/5/20	
エネルギー効率に係る法律	法律	Loi	47-09	2011/9/29	
モロッコ電力・水道公社 (ONEE) に係る法律	法律	Loi	40-09	2011/11/17	
ONE 設立に係る 1963 年 8 月 5 日付け勅令を補足・改定する法律	法律	Loi	38-16	2016/10/06	
電気エネルギーの料金を規定する法令、すなわち、公報第 6288 号に公布された電気エネルギーの販売料金を定める首相付総務・統治担当大臣命令	大臣命令	arrêté du ministre	2451-14	2014/7/21	
PPP に関する法律	法律	Loi	86-12	2014/12/24	○
モロッコ電力・水道公社 (ONEE) に係る法律 (Loi No.40-09) を一部変更する法律	法律	Loi	54-14	2015/8/6	
MV へのアクセス手順を定めた政令	政令	Decret	2-15-772	2015/10/28	△
再生可能エネルギーからの電力生産に係る法律 (Loi No.13-09) を一部変更する法律	法律	Loi	58-15	2016/1/25	
規制機関 (ANRE) 創立に関する法律	法律	Loi	48-15	2016/5/24	△

### 2-1-3 電力セクターに関する政策

モロッコでは、1994年の時点においては、モロッコ電力公社（Office National de l'Electricité : ONE）が発電事業と送電事業について独占的に電気事業を行っており、また、配電分野については ONE と公営配電事業者が配電事業を実施していた。まず、1994年に定められた政令-法律（Decret-Loi）No.2-94-503において、発電事業に関して ONE 以外の民間企業の参入が認められた。いわゆる独立発電事業者（Independent Power Producer : IPP）による電力の卸供給である。IPP の発電電力は、全て ONE に卸販売されている。ここまでは、他国の政策とほとんど変わりはない。

しかしながら、他国で見られるような、電気事業の民営化、発電・送電・配電の事業分離、国内卸電力市場の創設及び小売電気事業の自由化などの各種電力自由化政策に関しては、独自の政策がとられている。

- ① 送電事業については、従来の ONE とモロッコ水道公社（Office National de l'Eau Potable : ONEP）が統合されたモロッコ電力・水道公社（Office National de l'Electricité et de l'Eau potable : ONEE）が独占事業を継続し、IPP から卸電力を購入する唯一の事業者（シングルバイヤー）であり続けている。
- ② 配電事業については、ONEE の配電部門の他、地方自治体とのコンセッション契約による民間配電事業者が 7 社及び地方自治体による公営配電事業者が 4 社ある。
- ③ 小売電気事業の自由化は、法律 13-09 に基づく再生可能エネルギー電源を用いた小売に限られている。

特に、③がモロッコに特徴的な政策である。

再生可能エネルギー電源に関する政策の推移を見ると、モロッコでは 2008 年の自家発電設備に対して設備容量の閾値を引き上げる法律（法律 No.16-08）において、それまで上限が 10MW であった自家発電設備を 50MW まで拡大されたことにより、自家発電設備での再生可能エネルギー電源開発が先行した。なお、2010 年の再生可能エネルギー法（法律 No.13-09）では、国内電力需給に余裕がある場合には、海外に輸出することも認めている。これは、欧州電気事業者からの要望に応えるためであったと想定されるが、実際には、国際連系線から輸入している状態が続いており、輸出の実績は確認されていない。なお、IPP が直接送電線を独自に施設することを認めているものの実績は見られない。

このように、初期においては、海外からの要望に応えるために始まった可能性もあると思われる再生可能エネルギー電源の開発が、現在では、国の電源開発の自主的な重要な電源開発計画へと発展している。具体的方針として、

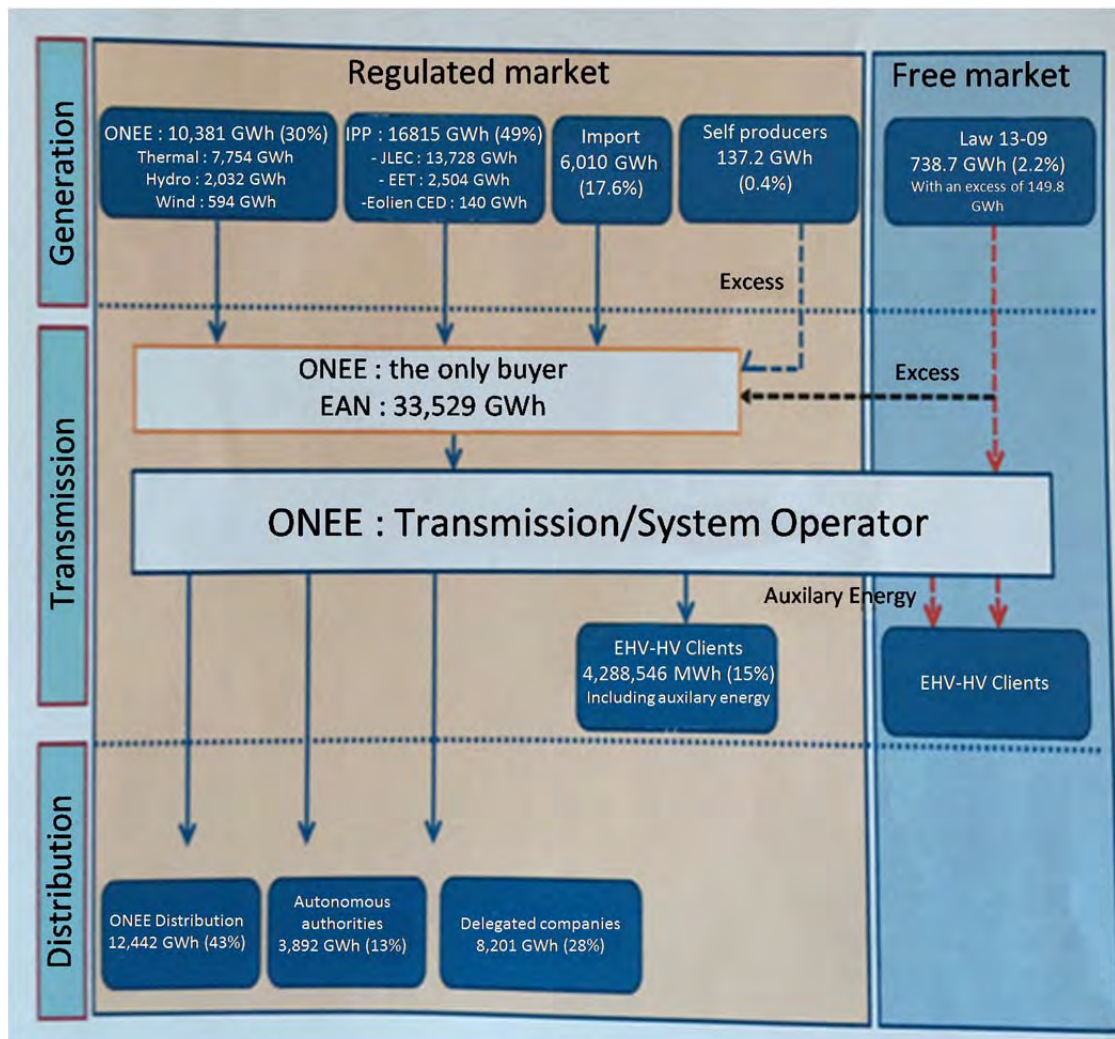
- ・ 2020 年までに、水力、風力、太陽エネルギー電源をそれぞれ 2,000MW とする電源開発を行い、全電源の 42%を再生可能エネルギーとする方針、
- ・ 2030 年の再生可能エネルギー電源の導入目標を 52%にする（COP21 における国王のスピーチ）

が政策方針として進められている。このように、積極開発へと結びついた要因としては、

- ・ 国内に化石燃料資源がなく、再生可能エネルギーは国産で、資源の輸入抑制につながる、
- ・ 大規模な開発にともない新たな観光資源としたり、企業の工場立地なども呼び込み、産業・雇用の対策にもつながる、
- ・ 世界的に、風力・太陽エネルギー電源プロジェクトの電力販売価格が低下してきた、

などが揚げられる。

このような再生可能エネルギー電源積極開発に関連して、電気事業体制においても、再生可能エネルギー電源のみが、超高圧（Extra High Voltage : EHV）、高圧（High Voltage : HV）の顧客への直接小売が認められている（図 2-2）。この電力自由化市場（Free market）の再生可能エネルギー電源については、その根拠法律の番号である法 13-09 電源と呼ばれ、ONEE に卸供給する規制市場（Regulated market）の IPP と区別されている。なお、現状では法 13-09 電源による MV 及び LV 顧客への小売実績はない。



出所: MEMEE Morocco Electric Market Organization

図 2-2 現在の電気事業体制（2014年）

#### 2-1-4 省エネルギーに関する政策

経済性や環境保護を考慮して、持続的な発展を遂げるには、エネルギーの効率的な利用が必要であり、省エネルギーを促していく政策が重要となる。これは、電力セクターに限らず、エネルギー産業全体での政策である。

モロッコは、化石エネルギー資源がないこともあり、省エネルギー政策にも力を入れている。2010年7月30日に行われた New National Energy Strategy と題した国王のスピーチにおいても、

再生可能エネルギーの推進と省エネルギー（energy efficiency）が中心に据えられている。2011年9月には、法律 No.47-09 が制定され、周辺国では最初に省エネルギー規制を始めている。

省エネルギーに関する政策の方針は、MEMEE が PNAP（National Plan of Priority Action）において策定している。省エネルギーの目標は、2009年に策定されており、2008年実績に対して、2020年に12%、2030年に15%の省エネルギーを達成することが目標となっている。

省エネルギー政策を実施している機関は、モロッコエネルギー効率化庁（Agence Marocaine pour l'Efficacité Energétique : AMEE）である。AMEEは、1982年に設立された再生可能エネルギー開発センターが前身で、太陽光、太陽熱、風力（機械式灌漑ポンプ・発電）の実証プロジェクトを手がけるとともにエネルギー消費の監査も実施していた。2011年に再生可能エネルギー開発・エネルギー効率化庁（Agence Nationale pour le Developpement des Energies Renouvelables et de l'Efficacite Energetique : ADEREE）として改組し、正式に省エネルギーも所掌範囲となった。大型の太陽エネルギー開発プロジェクトを手掛けているのは MASEN であり、ADEREE と MASEN の役割分担が明確でない面があったが、2016年10月に ADEREE は AMEE に改組されて再生可能エネルギー開発の所掌が外れ、MASEN は風力・水力も含めて再生可能エネルギー全般を手掛けることになった。なお、揚水発電は引き続き ONEE が担当する。

AMEE の活動で代表的なものとして、2013年、2014年に、交通、ビル、工業、農業、街灯のセクター別にエネルギー利用の分析をしたところ、街灯のパフォーマンスが悪いことが確認され、この対策として、European Energy Award のモロッコ版 MENA-EA（Energy Award）を活用しようとしている。European Energy Award は、スイスで始まり、ドイツ・フランスなどに広がり、現在1500の自治体が参加している活動で、参加した自治体の再生可能エネルギーと省エネルギーの推進を競うものである。モロッコにおいても、全自治体に参加を呼びかけ、17自治体が参加表明した。上位3自治体は、Agadir, Oujda, Chauve である。

また、具体的な省エネルギー関連の規制として、以下のような規制が、導入または予定されている。

- ・ 工場、ホテル・オフィスビルなど比較的エネルギーを多く消費する下記需要家に対し、5年に1回のエネルギー監査を義務付け、省エネルギーに関するアクションプランを提出させる。この規制を規定する政令は、2016年10月の時点でドラフト段階である。
  - ✓ 工場：1,500 石油換算トン（toe : ton of equivalent）以上（モロッコ全体で200カ所程度）
  - ✓ ホテル・オフィスビル：500toe 以上
- ・ 新設ビルは、エネルギーパフォーマンスが、サーマルレギュレーションという規制（住宅・都市政策省と当時の ADEREE により2015年11月制定）を満足するように建設される。
- ・ 電気製品（家電・照明）は、MEPS（Minimum Energy Performance Standard）という規制を満足するものが販売される（2016年10月の時点でドラフト段階）。モロッコでは、電気製品はほぼ全て輸入品であるため、輸入品に MEPS のような省エネルギー基準を適用することにすれば、国内で販売される電気製品は基準を満たしたものになると MEMEE の省エネルギー担当は説明していた。
- ・ 都市計画にも省エネルギー基準が適用され、都市開発の際にインパクトスタディの実施が要求される。

なお、モロッコにおいて、日本の省エネルギーへの取り組みは高く評価されていた。

## 2-1-5 電力セクターに関する政策の評価の視点

### (1) 経済・財務面（持続可能性）

これまで、再生可能エネルギー電源は、化石燃料の火力発電所よりも高価な電源であったため、他国でも再生可能エネルギー電源の量を増やすためには、

#### ① 国からの補助金

#### ② 固定価格買取制度（Feed in Tariff：FIT）による強制的な電気料金への転嫁

で対応されてきた。モロッコでは、FIT は導入せず、①で対応してきたが、最近の風力 IPP との電力購入契約（Power Purchase Agreement：PPA）は、化石燃料電源と遜色なくなってきたおり、国からの補助金は不要になってくると言われている。特にモロッコの最新の風力 IPP との契約は、世界一安価と言われている。この状況は、世界中で再生可能エネルギーの普及が進んできて、製造コストなどが下がってきていることもあるが、モロッコの場合、風力 IPP のサイトは、エネルギー省及び ONEE を中心とした国の資金により、風力発電に適したサイトをモロッコ側で提供していることなども影響している可能性がある。このような、目にみえにくい補助がある場合、将来、電力センターの健全な財務が維持できるかについては、注意が必要となる。

### (2) 環境面

モロッコの電力セクターに関する政策の環境面については、2-1-3 項に記載したように、現在、再生可能エネルギー電源の開発が、国の自主的な重要な電源開発計画として、下記のような方針となっており、環境面を非常に重視した政策となっている。

- ・ 2020 年までに、水力、風力、太陽エネルギー電源をそれぞれ 2000MW とする電源開発を行い、全電源の 42% を再生可能エネルギーとする方針、
- ・ 2030 年の再生可能エネルギー電源の導入目標を 52% にする（COP21 における国王のスピーチ）

したがって、課題としては、経済面、エネルギーセキュリティ面の課題や、技術的にこの方針が現実に達成できるかどうか、課題と考えられる。

### (3) エネルギーセキュリティ面

発電用の化石燃料資源に乏しく、輸入に頼っているモロッコとしては、再生可能エネルギー電源を推進することは、エネルギーセキュリティ上重要な政策である。

また、再生可能エネルギー電源の推進を全面に出しながら、高効率石炭火力の導入や GAS to Power Project（LNG パイプライン、貯蔵施設及びコンバインドガス火力発電所の建設プロジェクト）も推進していることは、ベストミックスを考慮したバランス重視の現実的な政策である。実際、現在国際連系線を利用し欧州から電力を輸入しているが、万一、何らかの理由で、連系線が故障したり、政治的に電力融通が制限された場合にも、電力供給に支障がないように国内の発電容量は確保しているとのことである（国際連系線で輸入している電力は、電力卸取引所を通じて、国内よりも安価に購入できた電力に限られている）。天然ガスについても、同様に特定の国からパイプラインで輸入することにはリスク

があるので、LNG 基地を導入し、供給国の多角化と気体よりは貯蔵に適した LNG 貯蔵基地の建設もすすめている。

今後の課題としては、再生可能エネルギー電源の占有率が更に高まってきた際に、電力需給調整において、国際連系線を介した電力による制御応答への依存度が更に高まるので、この電力融通が制限された場合に、量的な供給面で十分であっても、電力系統の安定運用面で、制御応答が十分に間に合うのか、という課題が顕在化すると考えられる。

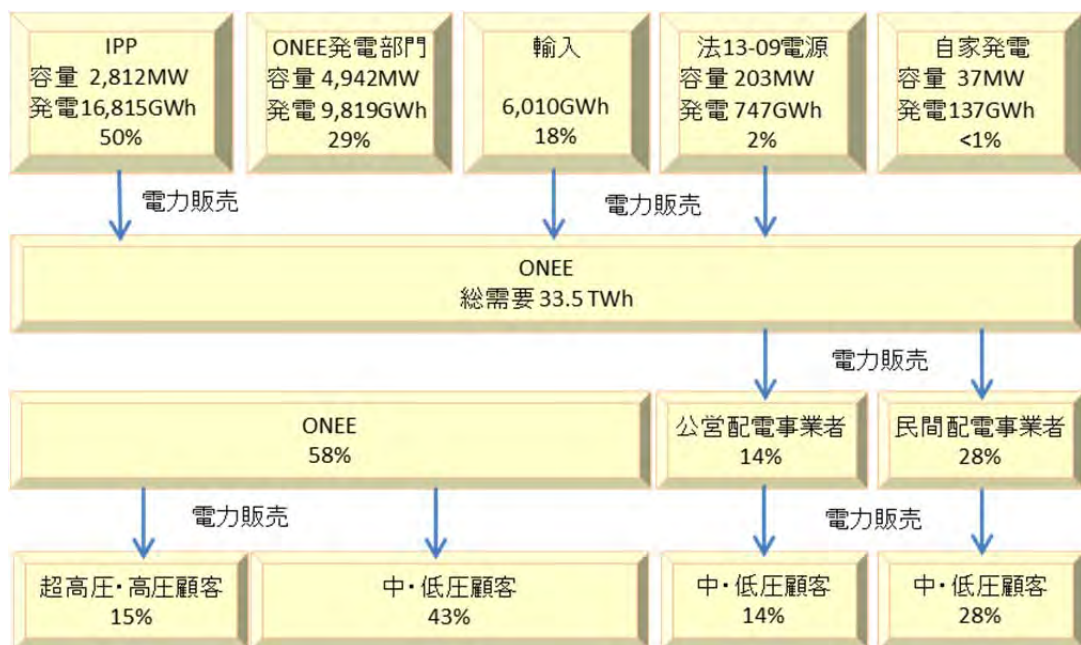
上記の評価の視点を踏まえ、本稿では再生可能エネルギーの導入によりモロッコ電力セクターが直面する課題について、財務面及び技術面から分析する。

## 2-2 電力セクターに関する経済・財務

### 2-2-1 電力セクターの体制

#### (1) 電力セクターの概略

財務面（電力の販売）から見た電力セクターの体制図は図 2-3 のとおりである。



出所：Electrical Infrastructures and Renewables Energies to meet Moroccan Electricity Demand Growth, Tarik Hamane, ONEE

図 2-3 電力セクターの体制 (2014 年)

電力セクターの中心は ONEE である。ONEE は法律 No.40-09 により 2011 年に ONE と ONEP が合併して設立された。ONEE の前身である ONE は 1963 年の政令 No.1-63-226 により、電力の発電・送電・配電に責任を持つとされた。また ONE は政令により 300kW 超の発電については排他的に開発できるとされた。1994 年に政令 No. 1-63-226 は政令-法律 No.2-94-503 により修正され、民間投資家が発電所を建設し ONE に販売することを認めた。つまり IPP が認められた。さらに 2010 年には法律 No.13-09 (2016 年に法律 No.58-15 による修正あり) により再生可能エネルギーによる年間発電量の最高で 20% までの余剰分について ONEE 及び配電事業者に販売することが認められた。



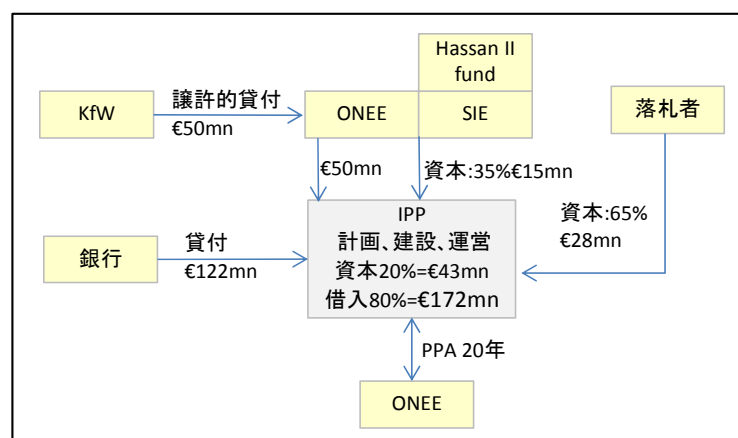
ONEE は発電・送電・配電と全ての段階を扱う垂直統合型事業者である。国内の発電分野では ONEE の他に、IPP 及び法律 No.13-09 により設立された電力自由化市場向けの電力会社（以下、法 13-09 電源事業会社と記す）がある。IPP のうち太陽エネルギーからの発電 [集光型太陽熱発電 (Concentrating Solar Power : CSP) または太陽光発電 (Photo Voltaic : PV)] については、一旦 MASEN が買取り、MASEN が ONEE に販売する。法 13-09 電源事業会社は基本的に自らの顧客に電力を販売するが、年間発電量の 20% を上限に余剰分について ONEE 及び配電事業者に販売することができる。また、産業用の場合には 50MW 以下であれば自家発電を行うことができる。発電分野での IPP のシェアは 2014 年で約半分を占めている。今後は IPP 等が増える見込みであるので、ONEE のシェアは減っていくと見込まれている。

送電分野については ONEE が独占している。

配電分野は ONEE と地域別の配電事業者とに分かれている。地域別の配電事業者は経営主体により、地方自治体が運営する公営配電事業者と地方自治体とのコンセッション契約による民間配電事業者とに分かれる。モロッコの特徴としては、ONEE はエネルギー省が所管しているのに対して、公営配電事業者及び民間配電事業者は内務省が所管していることである。地方自治体を所管するのが内務省であるため、公営配電事業者及び民間配電事業者も内務省の所管になっていると思われる。

## (2) IPP

1994 年に政令-法律 No.2-94-503 により認められた制度である。ONEE（制度設立当初は ONE）が場所、発電方式、その他詳細な条件等を準備して、事業者を公募する。詳細な条件は入札書類としてまとめられ、応募者に配布される。選定方式は事前資格審査 (PQ) で一定の資格要件に合致した会社または JV に対して一般公開入札が行われる。落札者は官民協力 (PPP) により IPP を設立し、発電所経営計画を作成して、計画に従って発電所を建設し、発電所を運営する。BOOT 契約であり、当初の決められた運営年数が終了すると資産は ONEE のものとなる。また IPP は ONEE と PPA を締結し、発電した全ての電力を ONEE に販売する。IPP の例示は図 2-4 のとおりである。



出所：Mobilizing Private Sector Investment: KfW Case Studies and Conclusions Katrin Enting  
OECD – Paris, 20 March 2013

図 2-4 IPP (タザ風力発電 150MW) 財務関係図 官民協力 (PPP)



図 2-4 は風力発電の IPP の例示であり、事業自体は現在建設中である。プロジェクトの資金は全体で€215 Million であり、そのうち 2 割の€43million を資本として調達し、残りの 8 割である€172Million を借入で賄っている。資本のうち 35%の€15Million は ONEE、ハッサン 2 世基金及びエネルギー投資会社 (Société d'Investissements Énergétiques : SIE) が資金提供している。残りの 65%は落札者が用意する。借入のうち€50Million はドイツ復興金融公庫 (KfW Bankengruppe : KfW) がモロッコ政府の保証を受けて借り手に有利な条件で貸し付けている。KfW からの融資は一旦 ONEE が受けて、IPP に貸し付けられる。IPP は足りない分を民間商業銀行から融資を受ける。

プロジェクトの期間は発電方式により異なり、例示の風力では 20 年間 (例外的に CED については 19 年)、石炭火力の場合には 30 年間、ガスタービンの場合には 20 年間である。

表 2-4 現在稼働中の IPP

場所	設備能力	種類	操業開始	事業者
Jorf Lasfar Unités 1-4	1320	石炭	1995-2001	TAQA
Abdelkhalek Tores	50	風力	2000	CED
Tahaddart	384	ガス	2005	ONEE, ENDESA, Siemens
Jorf Lasfar Unités 5,6	700	石炭	2014	TAQA
Tarfaya	300	風力	2014	GDF Suez, Nareva
Ouarzazate Noor 1	160	CSP	2016	Acwa, Aries IS, TSK EE

出所 : Electrical Infrastructures and Renewables Energies to meet Moroccan Electricity Demand Growth, Tarik Hamane, ONEE

表 2-4 は現在稼働している IPP の一覧である。今後は再生可能エネルギーの活用の促進と共に IPP が増えていく予定である。2020 年までに完成する再生エネルギーの IPP については次項で記載する。

### (3) 太陽エネルギー IPP

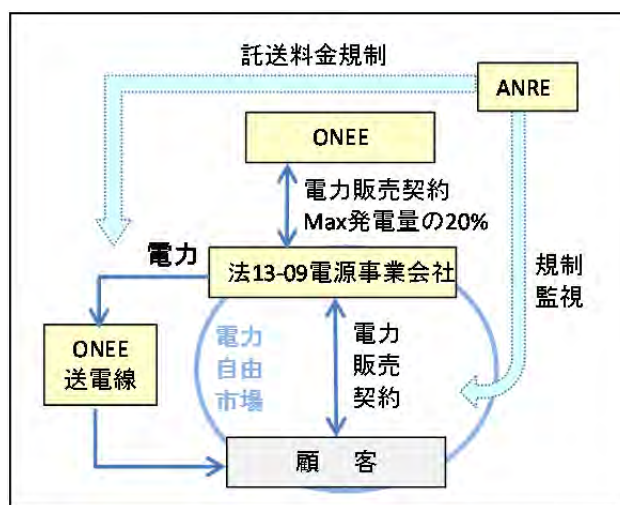
MASEN は 2010 年に法律 No.57-09 により設立された公的機関で、会社の形態をとっており、株式は国、ONEE、ハッサン II 世経済社会開発基金、SIE がそれぞれ 25%保有している。2009 年に新国家戦略が発表され、この中で再生可能エネルギーからの発電について、2020 年までに水力、風力、太陽エネルギーのそれぞれで設備容量を 2,000MW にまで増強し、再生可能エネルギーの割合を 42%にすると発表された。MASEN の設立目的は新国家戦略を達成するために、太陽エネルギーを利用した発電を開発することであり、具体的には 2020 年までに設備容量 2,000MW、2030 年までにはさらに追加で 4,560MW の太陽エネルギーによる発電所を建設する予定である。

太陽エネルギーを利用した IPP の開発は MASEN が担当しているが、その開発や取引の仕組みは基本的には ONEE と同じである。MASEN は必要な条件を入札書類として公開し、入札を行う。落札者は IPP を設立し、IPP は発電所を計画、建設、運営する。IPP は MASEN と長期 PPA を結び (Ouarzazate の Noor 1 では 25 年)、IPP は発電した電力を全て MASEN に販売する。MASEN は IPP から購入した電力を全て ONEE に販売する。

MASEN は太陽エネルギー開発が担当分野であったが、2016 年 10 月より水力、風力を含めた再生可能エネルギー開発全般を担当することになった。

(4) 法律 No. 13-09 による電力自由化市場

法律 No.13-09 は 2010 年に再生可能エネルギーの活用を活性化させるために制定された法律である（2015 年に法律 No.58-15 により修正されている）。この法律により一定の要件の下で、民間企業が再生可能エネルギー発電所を建設し、顧客を自由に探せるようになった。この法律で再生可能エネルギー発電所を建設した民間企業は顧客を募集し相対で契約する。発電した電力が余った場合には最大で年間発電量の 2 割まで ONEE 及び配電事業者に販売することができる。



出所：調査団作成

図 2-5 法律 No. 13-09 による電力自由化市場

電力販売契約は法 13-09 電源事業会社と顧客との間で結ばれるが、実際の電力は法 13-09 電源から ONEE の送電線に送られて、顧客は ONEE の送電線から電力の供給を受けることになる。そのため、ONEE には送電線の使用料として託送料金を払う。

図 2-5 では電力自由化市場の規制機関として ANRE（National Authority for Electricity Regulation）を記載しているが、この機関は 2016 年 7 月に設立された。この機関は法律 No.13-09 による電力自由化市場を規制・監督するとともに、送電線および配電線の託送料金についても規制する。なお、これまでの託送料金は ONEE が決定していた。

現在、風力発電及びマイクロ水力発電には法 13-09 電源があるが、太陽エネルギーには法 13-09 電源はない。これは法の整備が整っていないためで、風力発電の場合には省令で開発できる場所が決められており、ONEE、IPP 及び法 13-09 電源の発電所建設エリアが定められている。水力の場合には場所ではなく、設備容量で決められており、30MW 以下であれば民間で開発が可能である。太陽エネルギーに関するこのような省令は現在作成中である。

(5) Nareva Holding

Nareva Holding はエネルギー及び環境ビジネスを手掛ける会社で、国王モハメド 6 世の持ち株会社である SNI の 100%子会社である。具体的なビジネスとしてはエネルギーでは

発電所を建設して電力を ONEE 等に販売している。環境ビジネスとしては灌漑設備を建設、大型パイプの制作、農業関係のコンサル等である。売上割合ではエネルギーが 80~85%、環境が 15~20%とのことである。

Nareva Holding は法 13-09 電源としての風力発電所を 3 か所所有・運営しているが、法 13-09 電源として稼働している風力発電所は現在この 3 か所のみであり、この分野のパイオニアである。さらに、追加で法律 No.13-09 の枠組みで 2 か所の風力発電所の建設及び 1 か所の増設を予定している。風力発電の IPP 事業にも参入しており、現在 300MW の風力発電を GDF Suez との 50%:50%の合弁で運営しており、今後 Siemens 及び Enel Green Power との合弁で 5 か所、合計 850MW の風力発電所の建設を予定している。これらを合計すると 1,850MW となり、国の 2020 年の目標である 2,000MW の大部分を占めることになる(表 2-5)。

エネルギー分野ではその他に GDF Suez と三井物産との合弁で Safi に石炭火力発電所の建設も進めており、設備容量は 1,386MW の予定である。

表 2-5 Nareva Holding が関与している風力発電

場所	容量	単位	種別	稼働開始	摘要
Haouma	50	MW	13-09	2013 年	稼働中
Foum el oued	50	MW	13-09	2013 年	稼働中
Akhfenir	100	MW	13-09	2013 年	稼働中
Akhfenir	100	MW	13-09	2018 年予定	建設中
未定	200	MW	13-09	2020 年予定	計画中
Tarfaya	300	MW	IPP	2014 年	GDF Suez との合弁
Midelt 他	850	MW	IPP	2019 年予定	Enel green, Siemens との合弁

出所：Nareva Holding から入手した情報により調査団作成

Nareva Holding の法 13-09 電源による電力自由化市場での顧客数は約 20 社であり、幅広い産業に広がっているとのことである。販売条件や価格は各企業と個別に取り決めるため、各社により条件は異なるが、価格はほぼ同じとのことである。各顧客と PPA を結ぶが基本的には 20 年間の固定価格である。また、価格では ONEE へ販売する価格が最も安いとのことである。

Nareva Holding から見た自社の電力(法 13-09 電源)の強みは以下の 3 点である。

- ・ 経済的である (ONEE から買うより安い)
- ・ リスクヘッジになる (ONEE は化石燃料を使用しているため、市場価格に影響を受けるが、Nareva は 20 年間固定価格である)
- ・ 環境に優しい技術である。

Nareva Holding によると多くの企業は値段の安さに引かれるとのことである<sup>6</sup>。

## (6) 配電事業者

ONEE が直接配電する以外に公営配電事業者と民間配電事業者とがある。民間配電事業者および公営配電事業者が都市部を配電し、ONEE がそれら以外の地方部で配電事業を営んでいる。

<sup>6</sup> 以上の部分について Nareva Holding へのインタビューによる

表 2-6 配電事業者一覧

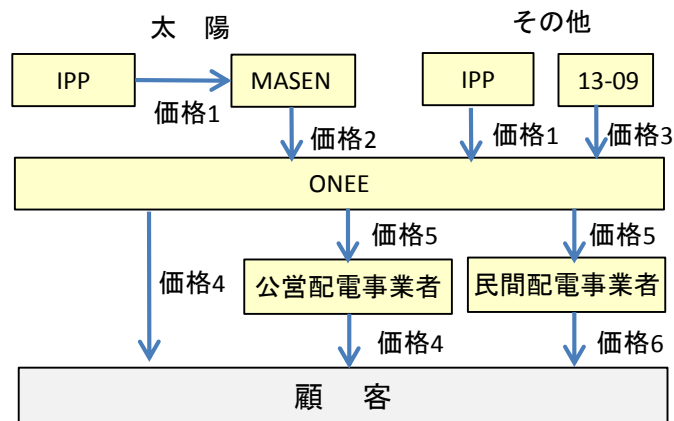
種別	事業者名	担当地域	販売電力量 MWh						シェア
			2014	2013	2012	2011	2010	2009	2014
民間	LYDEC	CASABLANCA	4,177	4,088	4,024	3,890	3,778	3,715	34.5%
民間	REDAL	RABAT	2,143	2,080	2,033	1,948	1,859	1,797	17.7%
民間	AMENDIS	TANGER	1,308	1,240	1,196	1,124	1,058	994	10.8%
公営	RADEEMA	MARRAKECH	1,145	1,119	1,120	1,041	982	914	9.5%
公営	RADEEF	FES	831	806	738	732	703	694	6.9%
民間	AMENDIS	TETOUAN	574	545	528	492	466	456	4.7%
公営	RADEM	MEKNES	522	515	506	487	460	453	4.3%
公営	RAK	KENITRA	533	501	454	440	416	389	4.4%
公営	RADEEJ	EL JADIDA	394	381	358	332	314	279	3.3%
公営	RADEEL	LARACHE	267	255	243	230	218	208	2.2%
公営	RADEES	SAFI	201	188	188	177	173	169	1.7%
合計			12,094	11,718	11,386	10,894	10,428	10,068	

出所：Rapport d'activités 2010-2014 DRSC-Ministère de l'Intérieur, ONEE

## 2-2-2 電力価格の構造

### (1) 電力価格の仕組み

図 2-6 のとおり、モロッコの電力セクターにおいては各段階で電力が売買され、それぞれの段階の取引で電力価格が設定される。



出所：調査団作成

図 2-6 電力流通経路

以下価格 1 から価格 6 までについて説明する。

- ・ 価格 1：販売先が ONEE であっても MASEN であっても基本的な価格決定プロセスは同じである。IPP の電力販売価格は入札書類において入札内容として記載されており、応札者は入札前に価格を決定して応札する。MASEN によると入札価格は業者選定における重要な要件であるとのことである。落札業者は ONEE または

MASEN と共に IPP を設立する。IPP は ONEE または MASEN と PPA を結ぶ。PPA は長期契約の固定価格で、石炭火力発電では 30 年、ガスタービンでは 20 年、風力では 20 年 (CED のみ 19 年)、太陽エネルギーでは 25 年である。

表 2-7 IPP の電力販売価格

	Year	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Jorf Lasfar Unités 1-4 (石炭)	販売量 GWh	10,473	10,016	10,023	9,772	9,847	10,134	10,191	9,821	9,980	9,858
	販売額 Mil MAD	4,517	4,451	6,031	5,822	4,897	5,406	5,828	4,913	4,752	4,769
	単価 MAD/kWh	0.431	0.444	0.602	0.596	0.497	0.534	0.572	0.500	0.476	0.484
Jorf Lasfar Unités 5,6 (石炭)	販売量 GWh	0	0	0	0	0	0	0	0	3,132	5,073
	販売額 Mil MAD	0	0	0	0	0	0	0	0	2,408	3,967
	単価 MAD/kWh									0.769	0.782
Tahaddart (ガス)	販売量 GWh	0	2,822	2,868	2,843	2,154	2,329	2,831	2,663	2,504	2,491
	販売額 Mil MAD	0	588	565	570	581	526	623	630	580	595
	単価 MAD/kWh		0.208	0.197	0.200	0.270	0.226	0.220	0.237	0.232	0.239
Abdelkhalek Tores (風力)	販売量 GWh	174	182	153	158	166	157	146	160	141	142
	販売額 Mil MAD	91	90	70	74	80	73	72	78	68	77
	単価 MAD/kWh	0.526	0.496	0.456	0.468	0.486	0.465	0.496	0.484	0.485	0.541
Tarfaya (風力)	販売量 GWh	0	0	0	0	0	0	0	0	442	1,010
	販売額 Mil MAD	0	0	0	0	0	0	0	0	283	648
	単価 MAD/kWh									0.640	0.642

出所：調査団作成

- ・ 価格 2：MASEN から ONEE への電力販売価格である。基本的に MASEN と ONEE との交渉で決定するとのことである。極秘情報とのことと金額を入手することができなかった。ただし、ONEE によると、過去 3 件の CSP の例では、価格の計算方法は ONEE の財務内容に影響を与えないようにするために、HV 顧客への ONEE の販売価格から ONEE の利益部分を差し引いて計算したとのことである。
- ・ 価格 3：法 13-09 電源事業会社の ONEE に対する電力販売価格である。基本的に法 13-09 電源事業会社と ONEE との交渉で決定するとのことである。極秘情報とのことと金額を入手することができなかったが、概ね ONEE の消費者販売価格の半額とのことである。  
また、法 13-09 電源事業会社が自己の顧客へ電力を販売した際に必要となる、ONEE へ支払う託送料金は 2012 年で 0.08 MAD/kWh である。託送料金は ANRE が規制する。
- ・ 価格 4：ONEE または公営配電事業者から最終顧客への電力販売価格である。両者は同じ価格テーブルを使用している。  
電気料金の改定の手続きは以下のとおりである。
  - ① ONEE が値上げの申請を価格政府間委員会 (price inter-ministry commission) に申請する。
  - ② 価格政府間委員会は総務省、内務省、MEMEE、財務省と ONEE の代表者から構成され、委員会で ONEE からの申請について審議する。

③ 委員会での決定事項は首相により承認され、省令として公布される。

現在適用されている省令は「総務及びガバナンス担当省の大臣による省令 No. 2451-14、2014年7月21日、電力販売価格の確定」(Arrêté du ministre délégué auprès du Chef du gouvernement chargé des affaires générales et de la gouvernance n° 2451-14 du 23 ramadan 1435 (21 juillet 2014) fixant les tarifs de vente de l'énergie électrique.)である。

この省令では2014年から2017年までの4年間での段階的値上げが含まれている。これは、2017年までに ONEE の販売価格を費用の水準に適合させるための方策である。

省令の内容(付属資料1を参照)は、まず第1章が ONEE による配電事業者への販売価格で、時間帯別、電圧別の価格となっており、それが4年間分記載されている。

第2章が消費顧客への販売価格となっている。まず EHV の価格が記載されており、為替予約、EHV 一般料金、EHV 選択料金、EHV 選択料金超ピークに分かれている。選択料金については、EHV 価格、HV 価格に分けられ、それぞれで時間帯・使用別・年度別に価格が決められている。

MV 料金も一般価格と選択料金に分かれ、選択料金は時間帯・使用別・年度別に価格が決められている。

LV 料金は LV 料金、地方のプリペイドメーター、500kWh/月以上消費の時間帯別に分けられ、それぞれ顧客のタイプ、時間帯、及び年度により価格が決められている。以下には最も一般的な価格であると思われる LV 料金について例示する。

#### a) 家庭用及び民間照明

単位:MAD/kWh

種別	区分 kWh/月	2014/8/1 から 12/31	2015/1/1 から 12/31	2016/1/1 から 12/31	2017/1/1 以降
段階的 価格 <sup>7</sup>	0-100	0.901	0.901	0.901	0.901
	101-150	0.9689	1.0022	1.037	1.0732
選択 価格	151-200	0.9689	1.0022	1.037	1.0732
	201-300	1.0541	1.0904	1.1282	1.1676
	301-500	1.2474	1.2903	1.3351	1.3817
	500-	1.4407	1.4903	1.542	1.5958

#### b) 産業照明

単位:MAD/kWh

区分 kWh/月	2014/8/1 から 12/31	2015/1/1 から 12/31	2016/1/1 から 12/31	2017/1/1 以降
0-150	1.3674	1.4144	1.4635	1.5146
150-	1.5429	1.596	1.6514	1.709

<sup>7</sup> 段階的価格とは段階が上がれば価格が変わる仕組みで、具体的には消費量が 100kWh 以下の時には 0.901MAD/kWh が適用され、101kWh 以上にはその上の価格が適用される。

選択価格は、月間の消費した電力全てにそのカテゴリの価格が適用される。具体的には月間の消費電力が 201-300kWh のカテゴリ内となった場合には、消費した全ての電力に 1.0541MAD/kWh (2014 年価格) の価格が適用されることになる。

## c) 行政照明

期間	金額	単位
2014/8/1-201412/31	1.4853	MAD/kWh
2015/1/1-201512/31	1.5364	MAD/kWh
2016/1/1-201612/31	1.5898	MAD/kWh
2017/1/1 -	1.6452	MAD/kWh

## d) 公共照明

期間	金額	単位
2014/8/1-201412/31	1.224	MAD/kWh
2015/1/1-201512/31	1.2662	MAD/kWh
2016/1/1-201612/31	1.3101	MAD/kWh
2017/1/1 -	1.3558	MAD/kWh

## e) 産業

単位:MAD/kWh

区分 kWh/月	2014/8/1 から 12/31	2015/1/1 から 12/31	2016/1/1 から 12/31	2017/1/1 以降
0-100	1.2314	1.2738	1.3179	1.3639
101-500	1.3238	1.3694	1.4169	1.4663
500-	1.5129	1.565	1.6193	1.6758

上記価格による実際の電力販売単価は以下のとおりである。

表 2-8 ONEE 消費者向け電力販売単価

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
販売量 GWh										
EHV	808	924	856	787	1,102	1,609	1,732	1,423	1,560	1,548
HV	2,346	2,488	2,645	2,595	2,714	2,832	3,136	2,792	2,725	2,565
MV	3,345	3,721	3,979	4,228	4,370	4,736	5,170	5,387	5,615	5,867
LV 計	3,831	3,993	4,462	4,735	5,135	5,599	6,134	6,439	6,834	7,097
総合計	10,330	11,126	11,944	12,345	13,321	14,776	16,171	16,041	16,734	17,078
販売額 Mil MAD										
EHV	520	584	551	585	825	1,191	1,262	1,043	1,172	1,254
HV	1,562	1,651	1,752	2,011	2,180	2,236	2,448	2,192	2,177	2,196
MV	2,536	2,852	3,049	3,446	3,604	3,907	4,377	4,589	4,780	5,485
LV 計	3,472	3,704	4,164	4,481	4,917	5,369	5,875	6,151	6,577	7,120
総合計	8,090	8,791	9,516	10,523	11,527	12,704	13,963	13,975	14,705	16,056
販売単価 MAD/kWh										
EHV	0.644	0.631	0.643	0.744	0.749	0.740	0.729	0.733	0.751	0.810
HV	0.666	0.664	0.662	0.775	0.803	0.790	0.781	0.785	0.799	0.856
MV	0.758	0.767	0.766	0.815	0.825	0.825	0.847	0.852	0.851	0.935
LV 計	0.907	0.928	0.933	0.946	0.958	0.959	0.958	0.955	0.962	1.003
総合計	0.783	0.790	0.797	0.852	0.865	0.860	0.863	0.871	0.879	0.940

出所：ONEE から入手

販売価格の改定は 2006 年、2009 年に行われている。なお、電力販売価格省令における 2014 年～2017 年の価格調整では毎年電力販売価格が値上げされることになっている。

表 2-9 ONEE 電力販売価格増減率

	2006-2015	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
EHV	25.8%	-2.0%	1.9%	15.6%	0.7%	-1.2%	-1.5%	0.5%	2.5%	7.8%
HV	28.6%	-0.3%	-0.2%	17.0%	3.6%	-1.7%	-1.1%	0.5%	1.7%	7.2%
MV	23.3%	1.1%	-0.1%	6.4%	1.2%	0.0%	2.6%	0.6%	-0.1%	9.8%
LV 計	10.7%	2.3%	0.6%	1.4%	1.2%	0.1%	-0.1%	-0.3%	0.7%	4.3%
総合計	20.0%	0.9%	0.8%	7.0%	1.5%	-0.6%	0.4%	0.9%	0.9%	7.0%
物価上昇率	13.1%	2.0%	3.9%	1.0%	1.0%	0.9%	1.3%	1.9%	0.4%	

出所：入手データから調査団作成

表 2-9 に示すとおり 2006 年から 2015 年の間で平均 20% の値上げがあったことが分かる。EHV、HV の価格が安い電圧帯での値上げ率が最も大きく、LV が最も値上げ率が低い。そのため EHV、HV の価格と LV の価格が接近してきている。

参考として消費者物価指数と比較しているが、電力販売価格は消費者物価以上の値上げ率となっており、実質的な値上げとなっている。

LV の価格増減率を見ると、2007 年、2008 年の価格の改定が行われていない年でも若干価格が上がっている。これは消費量の高いカテゴリに移行する顧客がいるということを示しており、経済発展が続く国では良くみられる現象である。しかし、2009 年の価格改定以降を見ると、2010 年は単価が上がっているが、2011 年から 2013 年にかけてはむしろ若干単価が下がっている。モロッコではこの期間も経済発展が続いているため、通常であれば単価は上がるはずであるが、実際には横ばい又は若干減少している。消費者が電力料金を高いと感じ始め、消費を絞ってきていると考えられる。

それに引き続いて 2017 年までは 2014 年以降毎年価格改定が続く。

後で見ると、ONEE の財務状態は悪く、電力価格での財政健全化には大幅な価格改定が必要となっている。今までは高電圧帯の価格を上げることで、LV の価格の値上げ率は低く抑えていたが、既に価格差が縮まっているため、今後値上げを行うには LV も上げることが想定される。

- ・ 価格 5：ONEE が公営配電事業者または民間配電事業者へ販売する価格で、上記と同じ省令で定められる。

## 1 条 配電事業者への電力卸売り価格

### 1. 時間割り

2014 年 8 月から 2015 年 12 月まで

種別	時間帯
平常時(HPL)	7 時～22 時
低需要時(HC)	22 時～7 時



2016年1月以降

種別	冬季 10/1～3/31	夏季 4/1～9/31
ピーク時(HP)	17時～22時	18時～23時
平常時(HPL)	7時～17時	7時～18時
低需要時(HC)	22時～7時	23時～7時

## 2. 料金

2014年8月から2014年12月まで

電圧	基本料金 MAD/kVA/ 年	従量料金	
		平常時	低需要時
EHV(225 kV)	140.48	0.8634	0.5517
HV(60 kV)	140.48	0.8664	0.5523
MV(22 kV and 5.5 kV)	140.48	0.8823	0.5537

2015年1月から2015年12月まで

電圧	基本料金 MAD/kVA/ 年	従量料金	
		平常時	低需要時
EHV(225 kV)	154.53	0.9074	0.5517
HV(60 kV)	154.53	0.9106	0.5796
MV(22 kV and 5.5 kV)	154.53	0.9273	0.581

2016年1月から2016年12月まで

電圧	基本料金 MAD/kVA/ 年	従量料金 MAD/kWh		
		ピーク時	平常時	低需要時
EHV(225 kV)	169.98	1.2316	0.8125	0.5571
HV(60 kV)	169.98	1.2359	0.8154	0.5577
MV(22 kV and 5.5 kV)	169.98	1.2586	0.8304	0.5591

2017年1月以降

電圧	基本料金 MAD/kVA/ 年	従量料金 MAD/kWh		
		ピーク時	平常時	低需要時
EHV(225 kV)	186.98	1.284	0.8628	0.5722
HV(60 kV)	186.98	1.2885	0.8658	0.5729
MV(22 kV and 5.5 kV)	186.98	1.3122	0.8818	0.5743

上記価格による実際の販売単価は以下のとおりである。

表 2-10 ONEE 配電事業者向け電力販売価格

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
販売量 GWh										
配電計	8,932	9,256	9,703	10,068	10,427	10,894	11,425	11,718	12,094	12,363
EHV	2,779	2,868	2,968	3,016	3,124	3,256	3,422	3,466	3,774	3,853
HV	5,114	5,335	5,690	6,005	6,542	6,990	7,506	7,854	7,970	8,190
MV	1,038	1,052	1,045	1,046	760	647	497	398	350	319
販売額 Mil MAD										
配電計	5,736	6,053	6,351	6,705	6,964	7,260	7,622	7,825	8,231	9,074
EHV	1,782	1,872	1,942	2,007	2,085	2,168	2,285	2,316	2,568	2,828
HV	3,277	3,483	3,715	3,993	4,365	4,653	4,999	5,240	5,421	6,008
MV	677	699	694	705	515	439	338	269	242	238
販売単価 MAD/kWh										
配電計	0.642	0.654	0.655	0.666	0.668	0.666	0.667	0.668	0.681	0.734
EHV	0.641	0.653	0.654	0.665	0.667	0.666	0.668	0.668	0.680	0.734
HV	0.641	0.653	0.653	0.665	0.667	0.666	0.666	0.667	0.680	0.734
MV	0.652	0.664	0.664	0.673	0.677	0.678	0.679	0.676	0.691	0.747

出所：ONEE から入手

上記消費者向け価格と比較するとかなり安く設定されていることが分かる。2006年から2015年にかけての値上げ率は14～15%であるため、消費者価格よりも価格上昇率は低い。配電事業者から見ると、仕入価格の増加率よりも販売価格の増加率の方が高いのであるから、収益的にはより有利になっている。後で見るように ONEE とは対照的に配電事業者は高い利益を出している。

- ・ 価格 6：民間配電事業者が顧客に販売する価格であり、地方の委員会との契約で決定される。表 2-11 に Redal の販売価格例を記載する。上記販売価格省令の数値と比較すると、近い数値ではあるが、Redal の価格の方が若干高いようである。

表 2-11 Redal の販売価格表

Item	Subscriber category	2014	2015	2016
Low voltage	Private lighting 1 (0<Cm<=100)	0.914	0.914	0.914
	Private lighting 2 (101<=Cm<=150)	0.983	0.983	1.026
	Private lighting 3 (151<=Cm<=210)	0.983	0.983	1.026
	Private lighting 4 (211<=Cm<=310)	1.104	1.104	1.147
	Private lighting 5 (311<=Cm<=510)	1.304	1.304	1.348
	Private lighting 6 (>=511)	1.504	1.554	1.598
	Domestic use 1 (0<Cm<=100)	0.914	0.914	0.914
	Domestic use 2 (101<=Cm<=150)	0.983	0.983	1.026
	Domestic use 3 (151<=Cm<=210)	0.983	0.983	1.026
	Domestic use 4 (211<=Cm<=310)	1.104	1.104	1.147
	Domestic use 5 (311<=Cm<=510)	1.304	1.304	1.348
	Domestic use 6 (>=511)	1.504	1.554	1.598
	Lighting - Licensed users 1 (0-150)	1.727	1.785	1.828
	Lighting - Licensed users 2 (>=151)	1.948	2.013	2.057
	Motive force 1 (0<Cm<=100)	1.556	1.608	1.651
	Motive force 2 (100<Cm<=500)	1.672	1.728	1.772
	Motive force 3 (>500)	1.910	1.974	2.018

Item	Subscriber category	2014	2015	2016
	Public lighting	1.290	1.332	1.376
	Lighting administration building	1.876	2.210	2.254
High voltage HTA	Off-peak time	0.581	0.636	0.680
	Normal time	0.888	0.948	0.991
	Peak time	1.349	1.363	1.406
	Power license fee (flat rate)	32.733	35.304	39.087
	Off-peak time	0.788	0.889	0.931
	Normal time	0.788	0.889	0.931
	Peak time	0.788	0.889	0.931
	Power license fee (flat rate)			

出所：Redal から入手

上記価格による実際の販売単価は以下のとおりである。

表 2-12 Redal の販売単価

項目	単位	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
電力販売数量	GWh	1,382	1,451	1,539	1,646	1,712	1,790	1,880	1,904	1,983	2,025
HV	GWh	424	472	514	547	573	600	626	633	657	663
LV	GWh	958	979	1,025	1,099	1,139	1,190	1,255	1,271	1,326	1,362
平均単価	MAD/kWh	0.970	0.957	0.956	0.966	0.984	0.995	0.997	0.996	1.001	1.083
HV	MAD/kWh	0.844	0.843	0.834	0.839	0.877	0.880	0.880	0.875	0.892	0.983
LV	MAD/kWh	1.026	1.013	1.017	1.030	1.038	1.052	1.055	1.056	1.055	1.132

出所：Redal から入手

実際の結果も電力料金政令による販売単価よりも少し高くなっている。Redal の販売単価の方が高い理由には、価格表自体が高いのと、Redal が配電事業を営んでいる首都ラバトは大都市であり、ONEE が配電を担当する地方よりも平均収入が高く、より価格の高いカテゴリーの家庭が多いこともあると思われる。

## (2) 電力への補助金

電力への補助金は発電の燃料である電力用燃料への補助金という形で行われてきた。前述のとおり過去モロッコでは発電の大部分が火力発電であった。化石燃料の大部分を輸入に頼っており、原油の国際価格の変動により大きな影響を受けてきた。元は輸入原油への関税は政府の補助金の財源であったが、90年代以降は逆に石油製品に補助金が支払われるようになってきた。

補助金額はまず、石油製品の販売価格が決められ、販売価格と仕入れ価格（輸入価格）との差額を補助金で埋めていた。当初は LPG を除く石油製品の価格は市場連動型であり、毎月販売価格が仕入れ価格に基づき改定されていた。しかし、2000年には原油価格の高騰を受けて市場連動型の価格決定を中断した。2000年代以降は石油製品の値上げに比較すると原油価格は大幅に上昇しており、その差額は全て補助金で賄われてきた。そのため、2012年では補助金額が嵩み、財政赤字が対 GDP 比 6.6%にまで上昇した。

この状況に際して政府は補助金改革を始めた。電力用燃料では、まず、2012年6月に販売価格を27%値上げした。翌2013年9月には市場価格連動を再開した。さらに、2014年6月には電力用燃料に対する補助金は廃止された。

電力燃料への補助金が廃止されたのに伴って新設されたのが、ONEEに対する定額補助金である。定額補助金は2014～2017年の3年契約で、3年間で製造コストと販売価格が適合するよう、電気料金を毎年3.5%値上げすることが記載されている。低所得者向けの最も消費量の少ない100kWh/月以下のカテゴリの価格のみが据え置かれる<sup>8</sup>。

定額補助金額は政府間（財務省、内務省、エネルギー省及びONEE間）の契約であるContract Programに基づいて支給される。支給額はContract Programに補助金額が記載されているが、実際にはONEEと財務省との交渉により決定される。ONEEによると特別な事象が発生した場合に相談すれば機動的に増額してくれるそうである。2018年以降にこの補助金がどうなるかは確定していない。

現状の価格省令には4年間の価格値上げが記載されていて、この値上げでONEEは収入と費用を適合させるとされている。しかし2014年でのONEEの費用は1.56kWh/MADであるが、2014年での平均売価は1.04kWh/MADであった<sup>9</sup>。2017年での平均売価は分からないが、各カテゴリの値上げ率を勘案すれば約10%の値上げであると思われる。すると2017年での売り上げ単価を所得向上とともに高価なカテゴリに移行する者も多いと仮定して、高めに見積もり、1.20kWh/MADと想定しても、2014年費用との差はまだ0.36kWh/MADある。

ONEEが費用を2014年から下げるためには安い単価の電源を開発する必要があるが、水力・風力の安い電源開発は上記のとおりMASENへ移行する。それに伴い新規IPPもMASENを通して電源を開発し発電電力をONEEに販売する可能性がある。ONEE単独では、水力・風力以外でかつ安価な電源の開発には限界があり、電源開発により財務状況を改善するのは難しいと考える。もし2017年で定額補助金を廃止すると約30%の電力価格の値上げが必要とされるかもしれない。

---

<sup>8</sup> Policy Research Working Paper 7224 An Evaluation of the 2014 Subsidy Reforms in Morocco and a Simulation of Further Reforms, Paolo Verme and Khalid El-Massnaoui, The World Bank Development Research Group Environment and Energy Team, June 2014

<sup>9</sup> Policy Research Working Paper 7224 An Evaluation of the 2014 Subsidy Reforms in Morocco and a Simulation of Further Reforms, Paolo Verme and Khalid El-Massnaoui, The World Bank Development Research Group Environment and Energy Team, June 2014

### 2-2-3 電力セクターの財務分析

既述のとおり電力セクターの中心は ONEE である。発電の 3 割、送電の全て及び配電の 6 割は ONEE によるものである。以下 ONEE を中心に電力セクターの財務状況について分析する。配電における民間及び公営配電事業者についても簡単にまとめる。

#### (1) ONEE 電気事業財務諸表分析

##### 1) 財政状態計算書

表 2-13 ONEE 電気事業財政状態計算書

	Million MAD									
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
固定資産	48,068	50,946	57,905	60,551	59,610	59,731	61,312	58,990	59,533	57,862
無形固定資産	93	130	250	282	196	167	139	108	394	465
有形固定資産	41,839	44,329	50,767	53,261	51,967	51,958	51,753	50,527	49,239	48,733
土地	152	154	168	168	173	265	312	342	426	466
建物	11,153	11,250	11,372	12,408	13,449	13,933	14,209	14,180	14,292	3,942
機械装置	58,776	61,314	65,884	74,508	80,662	85,570	90,461	94,936	97,719	37,871
その他固定資産	1,654	1,823	1,966	2,370	2,487	2,563	2,679	2,810	2,833	474
建設仮勘定	8,191	10,833	15,796	11,593	6,801	5,463	4,667	3,861	4,676	5,980
減価償却累計額	-38,087	-41,045	-44,421	-47,787	-51,604	-55,837	-60,575	-65,603	-70,706	-75,569
その他の固定資産	6,137	6,487	6,888	7,009	7,447	7,606	9,420	8,355	9,900	8,664
流動資産	12,307	14,720	16,272	16,886	13,636	14,566	13,233	11,270	12,141	13,175
棚卸資産(F)	901	1,230	1,219	1,174	978	1,125	1,244	1,265	1,659	1,388
売掛金等(G)	9,628	11,725	11,200	12,184	11,359	12,200	9,662	9,286	9,538	10,410
有価証券(H)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
その他の流動資産	11	12	45	15	10	22	19	16	18	27
現金預金	1,767	1,752	3,809	3,512	1,289	1,219	2,308	702	925	1,350
資産の部	60,375	65,666	74,177	77,437	73,246	74,297	74,545	70,260	71,674	71,038
資本の部	17,952	17,604	13,773	13,993	13,345	9,656	3,689	1,800	-174	-2,056
資本金	15,280	15,622	17,233	19,076	19,298	19,482	14,850	16,319	17,319	18,538
累計損失	-5,849	-7,583	-7,765	-12,877	-14,041	-14,493	-19,167	-22,777	-25,995	-28,507
当期純損失	-1,734	-182	-5,112	-1,164	-452	-3,718	-3,610	-3,218	-2,512	-2,724
資本剰余金	10,255	9,746	9,417	8,958	8,540	8,386	11,616	11,476	11,014	10,637
固定負債	27,968	32,525	40,279	46,102	46,815	49,398	51,824	51,424	54,909	55,149
借入金等	16,208	19,593	25,930	31,355	30,912	32,411	34,614	34,637	33,913	32,931
その他固定負債	11,760	12,932	14,349	14,748	15,903	16,987	17,210	16,787	20,996	22,218
流動負債	14,455	15,537	20,125	17,342	13,085	15,242	19,032	17,035	16,939	17,945
買掛金	6,084	6,612	7,080	5,992	5,290	5,760	5,451	5,376	5,145	5,630
その他流動負債	8,371	8,926	13,045	11,350	7,795	9,483	13,581	11,660	11,794	12,316
負債合計	42,423	48,062	60,404	63,444	59,900	64,640	70,856	68,460	71,848	73,094
資本負債合計	60,375	65,666	74,177	77,437	73,246	74,297	74,545	70,260	71,673	71,038

出所：ONEE から入手

表 2-13 は ONEE の電気事業部分の財政状態計算書である。2011 年以前は ONEE の前身である ONE のものである。2014 年以降は債務超過となっている。

利益準備金は 2006 年の時点で既にマイナスであり、表示は累計損失をしている。このことは収益性の低さは構造的な問題でかなり前から続いていることを示唆している。原因は利益率の低さにあるが、こちらは別途記載する。

表 2-14 有形固定資産推移

Million MAD

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
固定資産取得価格	79,926	85,374	95,187	101,048	103,571	107,795	112,328	116,130	119,946	124,302
減価償却累計額	-38,087	-41,045	-44,421	-47,787	-51,604	-55,837	-60,575	-65,603	-70,706	-75,569
有形固定資産簿価	41,839	44,329	50,767	53,261	51,967	51,958	51,753	50,527	49,239	48,733
固定資産取得価格増加額		5,448	9,813	5,860	2,523	4,224	4,533	3,802	3,815	4,357

出所：ONEE から入手

固定資産額は簿価では 2012 年をピークに下がってきているが、これは固定資産が減少している訳ではない。表 2-14 のとおり固定資産の取得額自体は増えている。固定資産の増加よりも、減価償却費の方が大きいため、簿価では減少している。

投資も引き続き行われているものの、建設仮勘定や固定資産取得価額の増加額を見る限り 2010 年以降は投資額が減少してきている。

資産全体はこの 10 年間の営業規模の拡大に合わせて増加している。一方で資本の部は減少の一途であるため、その埋め合わせとして固定負債が大きく増えている。

## 2) 損益計算書

表 2-15 電気事業損益計算書

Million MAD

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
収益										
売上	15,067	16,420	18,387	19,223	20,668	22,364	23,628	23,659	24,975	27,419
補助金	0	0	0	0	0	0	632	632	1,975	787
その他の収益	369	534	473	1,286	847	530	513	391	689	547
収益合計	15,436	16,955	18,860	20,508	21,515	22,894	24,773	24,682	27,639	28,753
費用	15,632	16,206	23,097	20,441	20,492	24,926	29,190	26,998	28,764	29,558
営業利益	-196	748	-4,236	68	1,023	-2,032	-4,417	-2,317	-1,125	-805
財務収益	380	587	820	887	896	948	1,688	843	776	602
財務費用	1,039	1,380	1,550	1,832	1,894	2,035	2,612	1,749	1,700	1,812
経常利益	-855	-45	-4,967	-878	25	-3,118	-5,340	-3,223	-2,049	-2,016
非経常収益	2,031	699	803	1,070	2,040	2,513	4,127	1,783	2,056	1,725
非経常費用	2,862	787	920	1,350	2,462	3,046	3,279	1,706	2,437	2,375
税引き前利益	-1,686	-133	-5,083	-1,158	-397	-3,652	-4,492	-3,145	-2,430	-2,666
法人税	48	49	56	59	61	67	75	73	83	84
当期純利益	-1,734	-182	-5,139	-1,217	-459	-3,719	-4,566	-3,218	-2,514	-2,750

出所：ONEE から入手

表 2-15 のとおり、売上の伸びはモロッコのこの 10 年間の経済成長・電力需要拡大を反映して順調である。その一方で費用も増大しており収益性に改善はない。むしろ 2011 年以降、収益性は低くなっている。

営業利益は収益性を判断する重要な指標である。収益性について営業利益を見ていく。分析の前提として、2006 年、2009 年、2014 年、2015 年には電力価格改定があり、物価上昇率では 2006 年と 2008 年は物価上昇率が 3.29% と 3.89% と突出している。

2006 年は物価上昇率が高いものの価格改定もあり、小幅なマイナスである。次に収益が悪化したのは 2008 年で、この年は物価上昇率が高かった。翌 2009 年に価格改定が行

われている。その後 2011 年以降収益性が低くなったが、ここでは電力価格の値上げは行われず、2013 年はむしろ費用の削減に力を入れたようである。一定の効果はあったようであるが、根本的に収益率を改善するには至らなかった。

2014 年からは包括プログラムが実施されており以下が含まれる。

- ・ 燃料補助金の廃止（2014 年）
- ・ 電力価格の改定（2014 年から 2017 年まで）
- ・ Contract Program による補助金（2014 年から 2017 年まで）

2014 年から 2017 年までの価格については 2-2-2 及び付属資料 1 に記載している。基本的には 2014 年から毎年電力価格が値上げされる。Contract Program については極秘事項も含まれるとのことで、全体像については不明であるが、ONEE への定額補助金についての規定がある。Contract Program には補助金額も記載されているが、実際の補助金額は財務省との交渉により決定されるとのことである。Contract Program による補助金額は表 2-16 のとおりである。

表 2-16 Contract Program による補助金額

Million MAD		
	2014	2015
資本補助金	1,000.00	1,218.75
燃料補助金	1,343.33	155.00

出所：ONEE から入手

しかし、上記の支援にも関わらず、本質的な改善とはなっていない。財産状況報告書に記載しているとおり、上記支援が開始された 2014 年から ONEE（電力）は債務超過となっている。

ONEE の財務状況改善には短期的には電力価格の大幅な値上げか補助金の大幅な増額が必要であるが、どちらも現状では困難な課題であると考ええる。2-2-2 に掲示している LV の価格でも最も低い消費帯の価格は値上げされていない。また、大幅な値上げは産業や商業への影響も懸念される。そのため、大幅な電力価格の値上げは難しい状況である。

補助金の増額も難しい状況である。モロッコの財政赤字の大きな原因の一つは補助金であり、政府は財政改革のために補助金の削減を実施してきている。

コストに見合った電力価格設定ができず、財政状態の悪化から補助金も増やすことができない。この状況が ONEE の財務状況に表れていると考える。

## 3) キャッシュ・フロー計算書

表 2-17 ONEE キャッシュ・フロー計算書（電気事業）

Million MAD

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
当期純利益(損失)	-1,734	-182	-5,112	-1,164	-452	-3,718	-4,566	-3,218	-2,512	-2,724
調整項目										
非現金性営業費用	3,119	3,136	4,351	3,647	4,318	4,722	5,794	6,283	6,145	5,845
非現金性財務費用	371	573	576	630	691	766	1,175	357	205	358
非現金性非経常費用	696	744	824	913	1,182	1,652	1,338	1,011	1,573	1,755
非現金性営業収益	-103	-154	-128	-802	-347	-195	-180	-132	-244	-151
非現金性財務収益	-217	-371	-573	-576	-630	-691	-1,416	-518	-357	-206
非現金性非経常収益	-1,881	-558	-616	-724	-831	-1,206	-4,010	-1,352	-1,440	-1,523
固定資産除却益	-34	-14	-18	-125	-1,028	-1,183	-13	-321	-430	-9
売却固定資産原価	2	3	0	105	996	1,061	0	279	374	0
CASH FLOW	219	3,177	-695	1,902	3,899	1,207	-1,880	2,389	3,313	3,345
利益の配当										
Net Cash flow	219	3,177	-695	1,902	3,899	1,207	-1,880	2,389	3,313	3,345

出所：ONEE から入手

特定年を除き、当期純損失であるが、非現金性営業費用（主に減価償却費）が巨大なため、キャッシュ・フロー自体はプラスである。マイナスなのは2008年と2012年であるが、2008年は損失が大きすぎたため減価償却費ではカバーできなかったためであり、2012年は巨額の非現金性非経常費用<sup>10</sup>があったためである。

<sup>10</sup> 具体的な内容については ONEE から回答を得られなかった。



## (2) ONEE 電気事業財務比率分析

以下電気事業について財務比率分析を行う。

表 2-18 電気事業財務比率分析

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
単位: %										
<b>■ 収益性</b>										
ROA	-2.9	-0.3	-6.9	-1.5	-0.6	-5.0	-6.1	-4.6	-3.5	-383%
ROE	-9.7	-1.0	-37.1	-8.3	-3.4	-38.5	-123.8	-178.7	1,443	132.5
営業利益率	-5.5	-0.3	-26.2	-4.0	0.1	-13.6	-21.6	-13.1	-7.4	-6.9
経常利益率	-10.9	-0.8	-26.8	-5.4	-1.8	-16.0	-18.1	-12.7	-8.8	-9.2
<b>■ 安全性</b>										
流動比率	85.1	94.7	80.9	97.4	104.2	95.6	69.5	66.2	71.7	73.4
当座比率	137.9	148.4	122.9	130.3	157.4	146.1	106.9	116.1	113.6	118.4
固定比率	267.8	289.4	420.4	432.7	446.7	618.6	1,662	3,277	-34,202	-2,814
固定長期適合率	104.7	101.6	107.1	100.8	99.1	101.1	110.3	109.6	108.5	109.2
自己資本比率	29.7	26.8	18.6	18.1	18.2	13.0	4.9	2.6	-0.2	-2.9
<b>■ 回転率・回転期間</b>										
資産回転率	25.6	25.8	25.5	26.6	29.4	30.8	33.2	35.1	38.6	40.5
売掛金回転期間 (日)	243.3	243.6	260.6	184.6	156.6	160.3	157.2	155.0	128.0	137.0
<b>■ キャッシュ・フロー分析</b>										
<b>収益性分析</b>										
営業キャッシュ・フローマージン	1.4	18.7	-3.7	9.3	18.1	5.3	-7.6	9.7	12.0	11.6
営業償却前当期純利益率	-70.7	-4.3	-799.3	-28.9	-7.9	-108.7	-122.1	-72.6	-46.4	-52.0
<b>安全性分析</b>										
営業キャッシュ・フロー対流動負債比率	1.5	20.4	-3.5	11.0	29.8	7.9	-9.9	14.0	19.6	18.6
キャッシュ・フロー有利子負債比率	1.4	16.2	-2.7	6.1	12.6	3.7	-5.4	6.9	9.8	10.2
<b>設備投資分析</b>										
設備投資比率		171.5	-1,411	308.1	64.7	350.0	-241.1	159.1	115.1	130.2
投資比率		-171.9	1,414	-309.2	-65.5	-360.1	241.8	-160.9	-116.8	-130.5

出所：入手データから調査団作成

安全性については資本関係を除くと、さほど悪くない。当座比率が高いのは後述するが売掛金残高が多いためであり、好ましいことではない。また、固定比率で見ると資本自体が減少していくため異常な数値になっているが、固定長期適合率で見ると悪くない数値である。

売掛金の残高には問題がある。売掛金回転日数は減少傾向にあるものの未だに 100 日を超えている。滞留債権が多いためであると推測される。減少傾向ではあるが、ここ数年は減少の率は低下している。電気料金の請求は基本的に月別の請求であるので、少なくとも 50 日以下にしたいため、滞留債権の回収の更なる強化を含め、対策を再検討する必要があると考える。

キャッシュ・フローもあまり良い結果とは言えない。通常、電力産業は装置産業であり、減価償却費の割合が大きく、また、一般顧客が多い為、適時にキャッシュで回収可能であることから、キャッシュ・フローの指標は高めになる。表 2-13 のとおり売掛金の残

高は減少傾向にあるということは、新規の債権については回収に問題がないと考える。したがって、営業キャッシュ・フローの低さは構造的な問題であると考えられる。

### (3) 配電事業者の財務状況

今回の調査では民間配電事業者から1社、公営配電事業者から1社を選んで調査を実施した。民間配電事業者では首都ラバトで配電事業を営んでいる Redal を、公営配電事業者ではケニトラを担当する RAK を調査した。

配電事業者は ONEE から電気を仕入れ、顧客に販売する。仕入れ価格は電力販売価格省令で定められ、公営配電事業者の販売価格は ONEE と同じく電力販売価格省令が適用される。民間配電事業者は独自に販売価格を決定することができるが、実際には地方の審議会からの規制・指導等もあり現実の販売価格は電力販売価格省令と大差がないとのことである。

配電事業者は仕入れ価格が決められ、販売価格も事実上決められているため、決められた仕入れ価格と販売価格との差の決められたマージンで経営することに成る。

過去10年間の Redal と RAK の仕入電力量・金額及び販売電力量・金額は以下のとおりである。

表 2-19 Redal の販売電力等データ

		2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
電力販売数量	MWh	1,382	1,451	1,539	1,646	1,712	1,790	1,880	1,904	1,983	2,025
平均単価	MAD/kWh	0.970	0.957	0.956	0.966	0.984	0.995	0.997	0.996	1.001	1.083
電力販売金額	Mil MAD	1,341	1,389	1,471	1,591	1,684	1,780	1,875	1,896	1,984	2,194
電力仕入数量	GWh	1,513	1,596	1,703	1,797	1,859	1,948	2,033	2,080	2,143	2,174
平均単価	MAD/kWh	0.645	0.656	0.655	0.666	0.669	0.668	0.667	0.668	0.682	0.738
電力仕入金額	Mil MAD	976	1,047	1,115	1,197	1,243	1,301	1,357	1,390	1,462	1,604
マージン	Mil MAD	366	342	356	394	441	479	518	506	523	590
マージン単価	MAD/kWh	0.242	0.214	0.209	0.219	0.237	0.246	0.255	0.243	0.244	0.271

出所：Redal から入手

表 2-20 RAK の販売電力等データ

		2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
電力販売数量	MWh				367	388	405	416	462	485	
平均単価	MAD/kWh				0.913	0.931	0.936	0.942	0.940	0.960	
電力販売金額	Mil MAD	276	294	311	335	361	379	392	434	466	496
電力仕入数量	GWh	343	360	377	388	416	440	454	501	533	539
平均単価	MAD/kWh	0.635	0.646	0.645	0.661	0.662	0.663	0.663	0.661	0.678	0.732
電力仕入金額	Mil MAD	218	233	244	257	276	292	301	331	361	395
マージン	Mil MAD	58	61	67	79	86	87	91	103	105	101
マージン単価	MAD/kWh	0.169	0.170	0.178	0.203	0.206	0.197	0.200	0.205	0.196	0.188

出所：RAK から入手

以上の前提から以下の経営成績が得られている。

表 2-21 Redal (全社) 経営成績

	Million MAD									
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
営業収益	3,585	3,392	3,243	3,274	3,074	2,973	2,773	2,827	2,775	2,527
営業費用	3,268	3,134	2,999	3,000	2,867	2,728	2,591	2,667	2,561	2,313
営業利益	317	259	244	273	207	245	182	159	214	215
当期純利益	208	142	117	147	79	113	40	30	109	114

出所：Redal から入手

表 2-22 RAK (電力) 経営成績

	Million MAD									
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
営業収益	338	368	380	443	501	506	476	531	595	626
営業費用	303	325	331	351	377	407	419	466	504	516
営業利益	35	43	49	92	124	100	57	65	90	109
当期純利益	36	45	54	103	138	120	81	74	65	90

出所：RAK から入手

Redal は電気事業の財務諸表を作成していないため、電力・水道合算の数値である。

表 2-21 及び表 2-22 のとおり配電事業者の経営は極めて順調である。特に RAK の当期純利益率は高く、20%を超えている年もある。電力販売価格省令は配電事業者にとって十分利益を出すことが可能な、仕入価格と販売価格を設定していると言える。

また、財政状態計算書とキャッシュ・フロー計算書をレビューした結果でも特に問題は検出されなかった。よって、配電事業者の経営状態は健全であると判断する。

## 2-3 発電分野に係る基礎情報

### 2-3-1 IPP 契約に係る基礎情報・法制度

1994年に定められた政令-法律 No.2-94-503において、発電事業において、ONEE以外の民間企業の参入（いわゆるIPP事業）が認められている。

現在、主に3種類のIPP契約が存在する。これらは、全て規制市場向けの契約である。

- ① 化石燃料発電のIPP契約（IPPとONEEのPPA）
- ② 風力発電のIPP契約（IPPとONEEのPPA）
- ③ 太陽エネルギー電源のIPP契約（IPPとMASEN間のPPA、MASENとONEE間のPPAがセット）

なお、2010年2月に制定された法律 No.13-09に基づいて、直接顧客に売電する電力自由化市場向けの再生可能エネルギー電源については、IPPと呼ばず、法13-09電源と呼んで区別されている。

### 2-3-2 法13-09電源の関係法令と開発状況

#### (1) 関係法令

##### 1) 法律 No. 13-09

再生可能エネルギーを電源とした電気事業<sup>11</sup>のスキームを定めたものであり、適用電圧階級はEHV、HV、MVである。

なお、風力または太陽による容量2MW以上の開発は開発地域が規制される。2MW以下は規制の対象外である。

ここで、風力の開発可能地域は既に政令で示されているものの、太陽エネルギーについては、調査は終了しているが、2016年10月の時点でもMASENの確認待ちの状態である。

したがって、法律 No.13-09に基づく2MW以上の太陽光発電事業は許されていない。今後、政令により太陽エネルギーの開発可能地域が示される予定である。

##### 2) 法律 No. 58-15

法律 No.13-09の修正であり、電圧にLVが追加された。

事業者は自らの顧客以外に、年間発電量の20%までの余剰分について買い取ってもらうことが可能であり、買取者はONEE及び配電事業者となる。取引条件（買取単価、託送単価）はANREの規制による。

##### 3) 政令 No. 2-15-772

MVへのアクセス手順を定めたもの。2015年10月28日に制定済みであり、1年以内に施行される。したがって、2016年10月28日以降においては、ネットワークオペレーター（ONEE、配電事業者）はMV配電線への接続要求があれば、手順に則り対応する必要がある。

MVへのアクセスの申し込みがあったネットワークオペレーター（ONEE、配電事業者）はStudyを実施し、回答しなければならない等定めている。

<sup>11</sup> IPP事業ではなく特定規模電気事業者いわゆる新電力（Power Producer and Supplier：PPS）の事業

## (2) 開発状況

上記枠組みにより、水力及び風力で複数の事業が実施されているが太陽エネルギーの事業事例はまだ無い(2016年10月時点)。また、MV配電線への接続事例もない。これまで、取引条件はONEEとの相対取引により決められてきたが、ANREにより規制されることになった。

なお、再生可能エネルギーへの投資を促進することを目的として、欧州復興開発銀行(European Bank for Reconstruction and Development : EBRD)支援の下、再生可能エネルギーの地域毎の受入可能量が調査される予定である。EHV～LVを範囲としており受入可能量に影響する全てのパラメーターが調査され調査結果が公表される予定である。2016年10月時点ではEBRDにて調達手続き中である。(EBRDからは3月にTORが固まったと聞き込み済)。調査期間は開始から6ヶ月を予定している。

### 2-3-3 電源設備計画とその課題

#### (1) 現状(2015年実績)

2015年時点の発電設備と今後の建設予定発電設備の状況一覧を表2-23に示す。

表 2-23 発電設備と建設予定発電設備 (2015 年時点)

	Power plant	Technology	Installed capacity (MW)	Location (Province)	Status
PV	Noor Argana Boumalen	Solar PV	n.d	Boum alen	Under development
	Noor Argana Errahmana	Solar PV	n.d	Erraham na	Under development
	Noor Argana Tensift	Solar PV	n.d	Marrakesh	Under development
	Noor Atlas Ain Beni Mathar	Solar PV	n.d	Ain Beni Mathar	Under development
	Noor Atlas Bouanane	Solar PV	n.d	Bouanane	Under development
	Noor Atlas Boudnib	Solar PV	n.d	Boudnib	Under development
	Noor Atlas Bouizakame	Solar PV	n.d	BouiZakrane	Under development
	Noor Atlas Enjil	Solar PV	n.d	Enjil	Under development
	Noor Atlas Outat El Haj	Solar PV	n.d	Outat El Haj	Under development
	Noor Atlas Tantan	Solar PV	n.d	Tantan	Under development
	Noor Atlas Tata	Solar PV	n.d	Tata	Under development
	Noor Tafilalt – Erfut	Solar PV	25	Errachedia	Under construction
	Noor Tafilalt – Missouri	Solar PV	25	Missour	Under construction
	Noor Tafilalt – Zagora	Solar PV	25	Zagora	Under construction
	NoorO IV	Solar PV	70	Ouarzazate	Under development
	NoorB	Solar PV	80	Boujdour	Under development
	NoorL	Solar PV	20	Laayoune	Under development
CSP	NoorO I	Solar CSP	160	Ouarzazate	Operational
	NoorO II	Solar CSP	200	Ouarzazate	Under construction
	NoorO III	Solar CSP	150	Ouarzazate	Under construction
	NoorM	Solar PV	400	Midelt	Under development
	NoorT	Solar PV	400	Tata	Under development
	Ain Beni Mathar	Solar CSP and gas	20	Ain Beni Mathar	Operational
Wind	Akhefnir 1	Wind energy	100	Tan-Tan	Operational
	Akhefnir 2	Wind energy	100	Tan-Tan	Under construction
	Am ogdul	Wind energy	60	Essaouira	Operational
	Fouma Alouad	Wind energy	50	Laayoune	Operational
	Jbel Alhadid	Wind energy	200	Essaouira	Under development
	Khalla di	Wind energy	120	Tanger	Under construction
	Koudia Baida	Wind energy	300	Tetouan	Under development
	Lafarge	Wind energy	32	Tetouan	Operational
	Midelt	Wind energy	150	Midelt	Under development
	Tanger I	Wind energy	140	Tanger	Operational

	<b>Tanger II</b>	Wind energy	100	Tanger	Under development
	<b>Ynna Bio Power</b>	Wind energy	20	Essaouira	Operational
	<b>Tarfaya</b>	Wind energy	301	Tarfaya	Operational
	<b>Taza</b>	Wind energy	150	Taza	Under development
	<b>Eolien Essaouira</b>	Wind energy	60	Essaouira	Operational
	<b>Tiskrad</b>	Wind energy	300	Laayoune	Under development
	<b>Haouma</b>	Wind energy	50	Tanger	Operational
	<b>A. Torres</b>	Wind energy	50	Tetouan	Operational
<b>Hydro</b>	<b>Afourer</b>	Hydropower	94	Azilal	Operational
	<b>Ahmed El Hansali</b>	Hydropower	92	Kasbat Tadla	Operational
	<b>Al Massira</b>	Hydropower	128	Settat	Operational
	<b>Allal El Fassai</b>	Hydropower	240	Sefrou	Operational
	<b>Al wahda</b>	Hydropower	240	Ouezzane	Operational
	<b>Bine el Ouidane</b>	Hydropower	135	Beni Mellal	Operational
	<b>Boutferda</b>	Hydropower	12	Beni Mellal	Under development
	<b>Tillouguite I</b>	Hydropower	12	Azilal	Under development
	<b>Tillouguite II</b>	Hydropower	12	Azilal	Under development
	<b>El Menzel</b>	Hydropower	125	Sefrou	Under development
	<b>Hassan I</b>	Hydropower	67.2	Demnate	Operational
	<b>Hassan II</b>	Hydropower	11.7	Midelt	Operational
	<b>Idriss I</b>	Hydropower	40	Taounate	Operational
	<b>Mdez El Menzel</b>	Hydropower	170	Khemisset	Under development
	<b>Mohammed V</b>	Hydropower	23	Zaio	Operational
	<b>Ouljet Essoultane</b>	Hydropower	19	Khemisset	Operational
	<b>Step Abdelmoumen</b>	Hydropower(Pumping station)	350	Taroudant	Under development
	<b>Step Afourer</b>	Hydropower(Pumping station)	464	Afourer	Operational
	<b>Tanfrit-El Borj</b>	Hydropower	40	Khenifra	Operational
	<b>Mansour Dehbi</b>	Hydropower	10	Ouarzazate	Operational
	<b>Daourat</b>	Hydropower	17	Settat	Operational
	<b>Lalla TAKERKOUST</b>	Hydropower	12	Marrakesh	Operational
	<b>El Kansara</b>	Hydropower	14	Sidi Slimane	Operational
	<b>Imfout</b>	Hydropower	32	El Jadida	Operational
<b>Moulay Youssef</b>	Hydropower	24	Fes	Operational	
<b>Oued El Makhazine</b>	Hydropower	36	Kenitra	Operational	
<b>Imezedilfane</b>	Hydropower	63	Khenifra	Under development	
<b>Taskdert</b>	Hydropower	38	Khenifra	Under development	

	<b>Tajemout</b>	Hydropower	28	Fes	Under development
	<b>Mechra Sfa</b>	Hydropower	30	Nador	Under development
	<b>Tarmast</b>	Hydropower	14	Azilal	Under development
	<b>Asfalou</b>	Hydropower	20	Taounate	Operational
	<b>Sidi Said Maachou</b>	Hydropower	20.8	El Jadida	Operational
<b>Nuclear</b>	<b>Sidi Boulbra</b>	Nuclear	900 - 1300	Dar el Moguemda	Under development
<b>Coal</b>	<b>Moahamadia – coal</b>	Coal	300	Mohammadia	Operational
	<b>Safi</b>	Coal	1386	Safi	Under construction
	<b>Jerrada</b>	Coal	318	Jerrada	165 MW Operational and an extension plan to have a total of 318 by 12/2017
	<b>Jorf Lasfar</b>	Coal	350	El Jadida	Operational
	<b>Jorf Lasfar</b>	Coal	350	El Jadida	Operational
	<b>Jorf Lasfar</b>	Coal	350	El Jadida	Operational
	<b>Jorf Lasfar</b>	Coal	350	El Jadida	Operational
	<b>Jorf Lasfar 1</b>	Coal	350	El Jadida	Operational
	<b>Jorf Lasfar 2</b>	Coal	350	El Jadida	Operational
<b>Gas</b>	<b>Mohammadia</b>	Fuel/Gas	300	Mohammadia	Operational
	<b>Mohammadia CCGT</b> (this project is the transformation of the existing OCGT plant -300MW-above mentioned in CCGT)	CCGT	450	Mohammadia	Under development
	<b>Kenitra GT</b> (this project is the transformation of the existing OCGT plant-300MW-above mentioned in CCGT)	CCGT	450	Kenitra	Under development
	<b>Jorf Lasfar CCGT</b>	CCGT	1200	El Jadida	Under development
	<b>Dhar Doum</b>	CCGT	1200	Tanger	Under development
	<b>Oued El Makhazine CCGT</b>	CCGT	1200	Kenitra	Under development
	<b>Al Wahda CCGT</b>	CCGT	1200	Ouezzane	Under development
	<b>Tahaddart CCGT</b>	CCGT	600	Tanger	Under development
	<b>Tahaddart</b>	CCGT	384	Tangier	Operational
	<b>Ain Beni Mathar</b>	INCC	450	Ain Beni Mathar	Operational

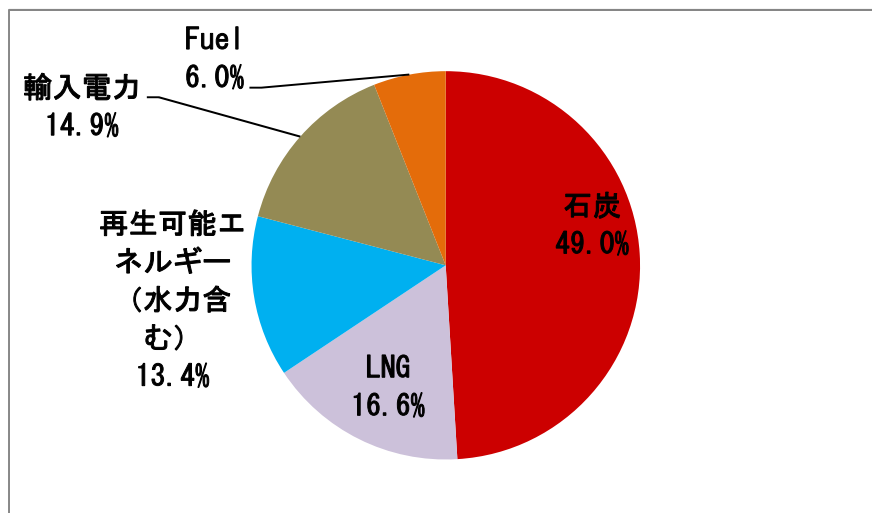


<b>Oil</b>	<b>Kenitra</b>	Fuel	300	Kenitra	Operational
	<b>Laayoune</b>	Fuel	72	Laayoune	Under construction
	<b>Tantan</b>	Fuel	116	Tantan	Operational
	<b>Mohammadia</b>	Fuel (distillate oil; heavy oil)	300	Mohammadia	Operational
	<b>Sidi Kacem</b>	Fuel (distillate oil)	16	Sidi Kacem	Operational
	<b>Tanger</b>	Fuel (heavy oil)	40	Tanger	Operational
	<b>Teouan</b>	Fuel (heavy oil; natural gas)	105	Tatouan	Operational
	<b>Tit Mellil</b>	Fuel (heavy oil and gasoil)	102	Casablanca	Operational

出所 : Middle East North Africa Sustainable Electricity Trajectories,  
Background Paper: Country Fact Sheet Morocco Energy and Development at a glance 2016

ONEEからの聞き込み情報によると2015年における電力の総需要は34TWh(340億kWh)、ピーク需要は5,860MWであった。

これを、図2-7に示す発電電力量(kWh)で賄っている。

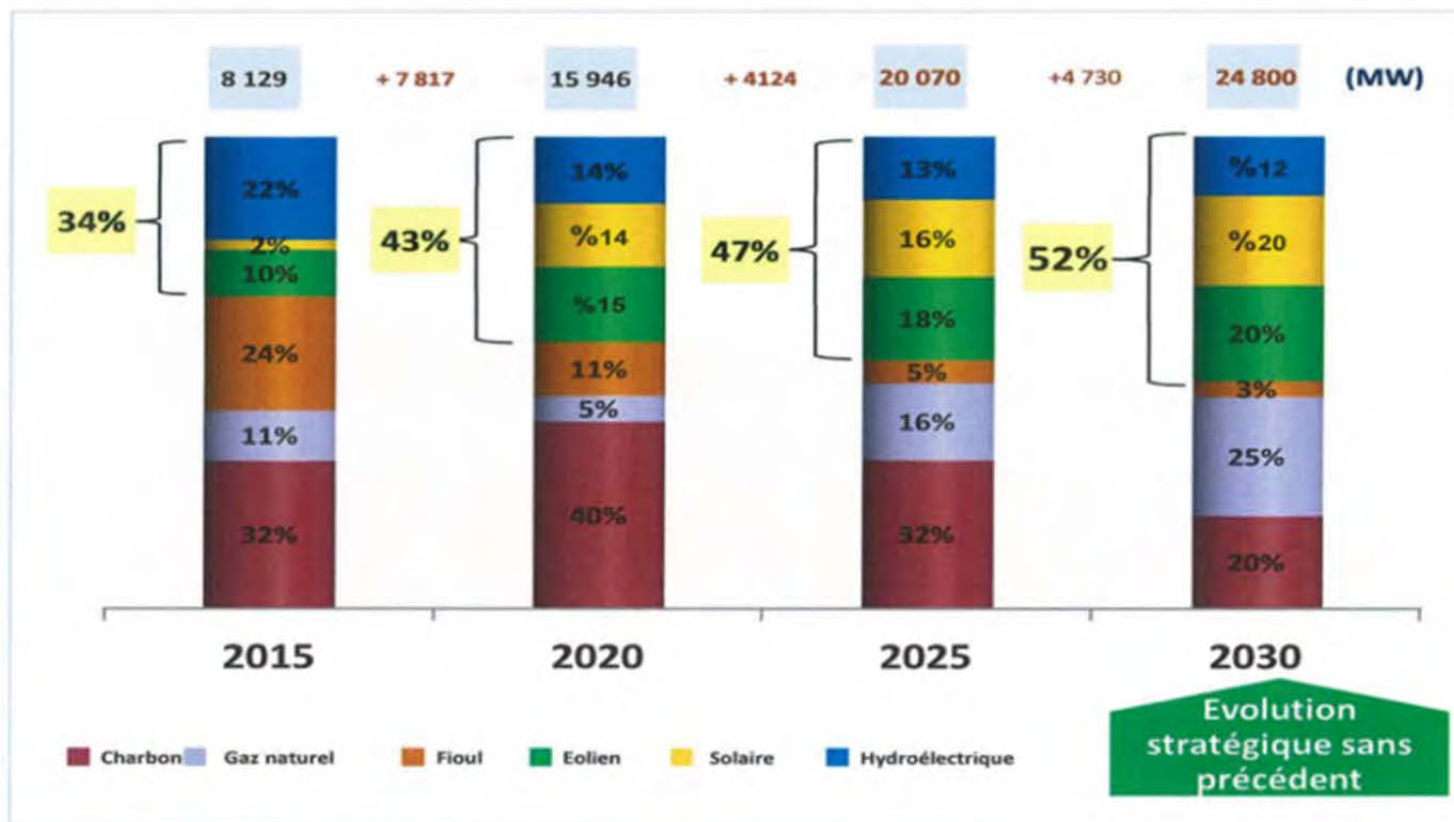


出所：ONEE

図2-7 発電電力量内訳(2015年)

また、図2-8では、2015年における再生可能エネルギーの設備容量として34%と示されている。この内訳は、ONEEからの聞き取り情報によると、水力1,306MW、揚水式水力(STEP)464MW、風力・太陽エネルギー972MW(Noorプロジェクトの60MWを含む)である。残り、66%は石炭やガス等の火力発電で合計5,412MWの設備容量である。

Electric mix by 2030



In 2030, the part of electricity produced from RnE greater than electricity from fossil fuels

出所：MEMEE からの入手資料

図 2-8 2016 年以降 2030 年までの電源計画

(2) 2016年～2030年

2016年以降2030年までの電源計画は図2-8の通りで、2016年以降2030年間で10,100MWの電源を建設する予定である。これによる総投資額は400億米ドルであり、30%以上の温室効果ガスの排出回避ができる見通しである。

1) 2016年～2020年

ONEEからの聞き取り情報によると2004年～2015年における電力需要の伸びは年平均5.8%であった。これと同程度の電力需要の伸びを想定して電源計画を策定している。

予備力は、最大単機容量ユニットが系統から脱落した場合を想定して決めている。現時点では、最大単機容量が400MW（Tahad dart 発電所）なので、電源計画において維持すべき予備力は400MW（7%相当）としている。サフィ発電所導入後は最大単機容量が、690MWとなるので、予備力は690MWとなる。

ONEEからの聞き取り情報によると2016年～2020年に予定の追加発電設備容量は合計5,770.5MWであり、その内訳は表2-24の通り。

表2-24 追加発電設備容量（2016年～2020年）

種別	設備容量 (MW)	備考
石炭	1,706	ジャラガ、カイ等3カ所
ディーゼル	108.5	
風力	1,590	
水力	476	内350MWは揚水式水力(STEP)2台、2020年末稼働予定
太陽	1,890	CSP、PV

出所：ONEEからの聞き取り情報を元に調査団作成

揚水発電所については、Afourer揚水発電所の465MWユニットが稼働中である。また、2020年の稼働を目指して、Abdelmoumen揚水発電所の175MW×2ユニットの建設が進められている。今後、Ifahsa、El Menzel（各300MW）の各揚水発電所の開発が計画されている。

なお、電源計画については、フランスEDFが作成したマスタープランがあり、これを毎年見直している。

中央給電指令所（National Dispatching Center：NDC）では、電源計画策定に際しては、発電力を系統内にどう供給しきれるかという視点で、技術的な背景に基づいた検討を行っており、電力系統の安定性確保等における問題はないとしているが、実際には、2020年以降2024年までは、電力潮流計算のみのコンピューターによる計算チェック、それ以降2030年までの間については、計算チェックを実施していない模様である。電源計画との整合性に課題があり、今後の検討によっては、計画の年度展開の見直しも考えられる。

なお、送電設備計画のマスタープランは、3年に一度見直している。調査団は、電源計画と送電設備計画上の課題を認識すべく、前記のコンピューターによる計算データ、あるいは、計算結果の提供を求めたが、本調査時点においては提供されておらず、NDCが把握している課題についての共有はできていない。

## 2) 2021年～2030年

2021年～2030年の電源マスタープランについては、本調査時点において、最終的に確定したものはない。石炭火力2カ所（2021年）、LNGコンバインドサイクル600MWドサ等が稼働する予定。

## 2-4 送電分野に係る基礎情報

### 2-4-1 系統連系規程 (Grid Code) の整備状況

新規開発した電源を電力系統に接続する際に必要な技術要件を定める系統連系規程 (Grid Code) に類するものは、現在のモロッコには存在しない。ONEE 内部のルールや手順が存在し、これに従って実務が実施されており、地点ごとに ONEE と開発者間で連系協議を実施して決めているとのことである。

MASEN のインタビューでは、ONEE の協力のもと MASEN が系統連系の概略検討を実施し、その結果をデベロッパーと共有し、詳細検討に結びつけているとのことである。

MASEN が関係するような、基幹系統へ連系するようなケースでは、技術検討は、地点ごとの個別検討が必要になることもあり、系統連系規程が無い状態でも問題ないが、MV や LV への連系は、今後ケースが増加すると、個別検討では効率が悪いので、系統連系規程が必要になると考える。

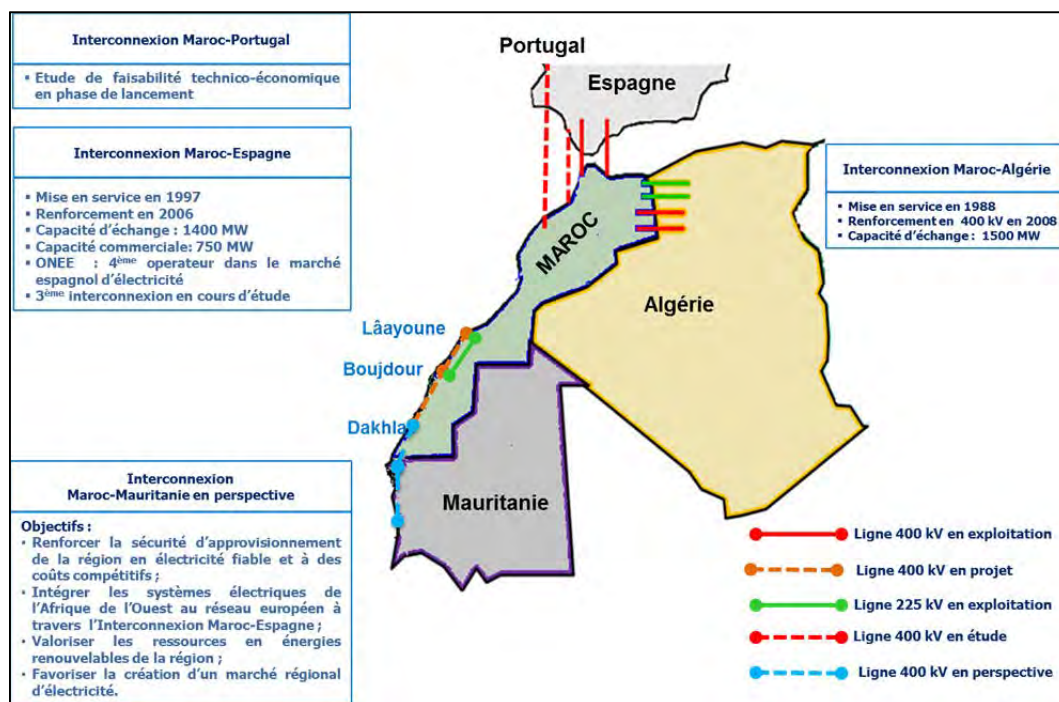
前述したとおり、本調査時点において体系的に整備されたものはないが、これらのルール等については、EBRD 支援の下、Grid Code として（対象は EHV～LV）整備される予定であり、実施期間は開始から6ヶ月を予定している。なお、2016年10月時点では、EBRDにて調達手続き中である。

なお、Grid Code は ONEE によって作成され ANRE によって承認される。

## 2-4-2 送電設備計画、系統計画とその課題

### (1) 国際連系線

#### 1) 国際連系線の現状



出所：ONEE からの入手資料

図 2-9 国際連系線の現状と新增設計画

(上図は領土・国境等に関する見解をあらわすものではない)

国際連系線の現状と新增設計画を図 2-9 に示す。

モロッコにおける送電設備計画のマスタープランは、フランス EDF 主導で策定されている。ここで、フランスの隣国であるスペイン、ポルトガルは、風力をはじめとする多量の再生可能エネルギー電源を導入しており（2015 年総発電量に占める風力の割合：スペイン 19.4%、ポルトガル 23.3%）、これらの国を含めたヨーロッパ各国では、系統事故による広範囲の瞬時電圧低下などにより、万一、稼働中の再生可能エネルギー電源が大量にトリップした場合の検討を送電設備計画に織込むのが一般的である。そして、スペイン、ポルトガルでは、万一の場合、フランスとの国際連系線経由での応援電力に頼らざるをえない。したがって、フランス EDF としては、これを緩和するよう、これら 2 国と、モロッコ、及び、その周辺国の系統との連系の強化、系統の拡大、電力需要の創出、電力システムを安定化させるための自律的、かつ、自立的な制御の確立を念頭において送電設備計画のマスタープランを策定していると考えられる。

#### 2) 国際連系線の新增設計画

##### a) ポルトガルとの国際連系計画

モロッコ～ポルトガル間は約 200km の距離があり、技術的な判断から、交流ではなく直流連系とする方向で、国際連系線の建設計画が検討されている。スペインとの交流連系線が既に存在する一方、ポルトガルとの連系線も交流とすると、いわゆる異国

間（異系統）2点連系となり、2つの国際連系線を通る電力が“ループ潮流”となり、双方の連系送電線について、目標とする潮流となるように制御することが困難となるためと考えられる。

既存のスペインとの国際連系線の容量は1,400MWであり、モロッコでは、この連系線を通じて電力を輸入している。輸入電力が大きい時間帯に、同国際連系線等に事故が発生した場合、事故様相によっては、大きな電力動揺が生じ、いわゆる系統安定度が悪化するような事態に陥る場合が想定される。この動揺を静定するような（時間的な）タイミングでポルトガルとの直流送電線の通過電力を制御する機能（モジュレーション）を付加すれば、系統安定度を大幅に向上できる。このような制御は、米国西海岸沿いの Pacific inertia（長距離交流送電と長距離直流送電を組み合わせた西海岸北部と南部を繋ぐ inertia）においても実施されている。

HVDC 送電技術とこのようなモジュレーション制御は、スマートグリッド技術のひとつである。ONEE がスペイン電力市場のプレーヤーになっているモロッコとしては、現在は、検討されていないとしても、再生可能エネルギー電源の導入進展と系統規模の拡大に伴い、他の欧州各国と同様に、万一の再生可能エネルギー電源の大量脱落事故等の大規模事故に対する検討を実施しなければならない状況になると考えられる。

なお、この国際連系線の建設計画については、2016年6月からフィージビリティ・スタディが開始されている。

#### b) スペインとの国際連系線増強計画

広域国際連系系統の安定化という点で、ポルトガルとの国際連系計画、スペインとの国際連系強化は、モロッコにとっても、再生可能エネルギー電源大量導入達成に向けての大前提となる計画といえる。

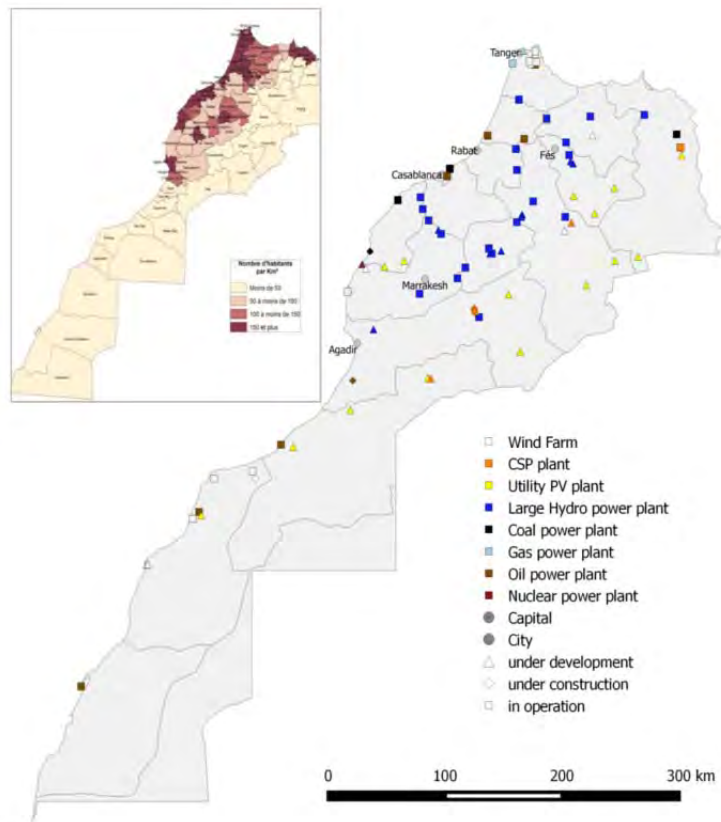
### (2) 国内系統

#### 1) 国内系統の特徴

ONEE 設備計画部門及び NDC に送電設備計画/系統計画について聞き込んだ結果は以下の通りである。

- ・ 2020年までの送電設備計画/系統計画については、系統安定度等のチェックに必要なコンピューターを使った Dynamic simulation（PSS/E 計算プログラムによる計算）も含めて、2020年断面まで実施済み。これにより、n-1ルールに基づく系統信頼度チェックを実施し、大きな課題はないと考えている。
- ・ 2021年以降については、2024年断面まで PSS/E を使った計算を実施しているが、Power flow 計算のみであり、Dynamic simulation は実施していない。

聞き込み情報だけでは、系統の実態・課題が技術的に把握できず、電力系統を構築していく上での課題解決のための、より具体的なスマートグリッド技術の提案ができないことから、Dynamic simulation や Power flow 計算用の PSS/E データの提供についても依頼したが口頭による説明のみであったので、手元の資料や現地調査で得た聞き込み情報、その他の情報等をもとに、考察を加えながら下記に記述する。



出所：MENA SELECT, Background Paper: Country Fact Sheet Morocco より

図 2-10 2016 年時点の電源分布

(上図は領土・国境等に関する見解をあらわすものではない)





出所：Arab Union of Producers, Transporters & Distributors of Electric HP より

図 2-11 モロッコ基幹系統図

(上図は領土・国境等に関する見解をあらわすものではない)

以下に図 2-11 の凡例部分を拡大して掲載する。

	ELECTRIC TRANSMISSION LINES			
	110 TO 150 kV	225 kV	300 TO 400 kV	500 kV
EXISTING				
PLANNED				
UNDER CONSTRUCTION				
SUBMARINE CABLE				
DC EXISTING				
DC PLANNED				
INTERCONNECTION				

SUBSTATIONS	
	EXISTING
	PLANNED
	UNDER CONSTRUCTION

POWER PLANTS	
EXISTING	
PLANNED	
UNDER CONSTRUCTION	

図 2-10 は、モロッコにおける 2016 年時点の電源の分布、図 2-11 は基幹系統図を示したものである。図 2-10 中の左上に示されているのは人口分布である。

水力電源はモロッコ北部に集中し、火力発電所は海岸沿いに分布しているとはいえ、やはりモロッコ北西部に多い。風力についても風況のよい海岸沿いに建設されている。モロッコの基幹 400kV 送電線は、これらの電源地帯を北東から南西方向に、海岸線に沿うような形で、Agadir 近辺まで（約 300km）は、複数のルートを確認しながら伸びている。さらに、Agadir からは、400kV 送電線は 1 ルートとなっている。一方、PV や CSP の太陽エネルギー電源は、アトラス山脈の東側の砂漠地帯に分布して建設される。

こうした状況においては、将来の需要の伸びを考慮すると、次のような課題への対応が必要となる可能性があると考えられる。

## 2) 系統安定度

前述のように、モロッコの電源は、アトラス山脈と大西洋岸の間のモロッコ北西部、及び、モロッコ北東部に集中している。一方、モロッコの国土の形状上、約 500km もの長距離にわたって基幹 400kV 送電線が伸びる。大きな都市も、北部を中心とした地域にある。Rabat や Casablanca からは、電源まで 100~200km であるが、Marrakesh や Agadir については、それ以上の距離にある電源からの電力供給を受けなければ都市の電力需要を賄うことができない。現時点では、年間ピーク総需要が 5900MW 程度なので、220kV 系統を含む基幹送電系統にも容量的に余裕のある状態と考えられ、実際、NDC との打ち合わせでは、「400kV 送電系統に流れる潮流は大きな値ではないので問題はない」という発言もあった。しかし、将来的に、継続的な人口増加と都市部への人口集中（国連統計によると、現在は約 60%の集中率、2050 年には 75%程度と想定）が予想され、さらに、一人当たりの電力消費量も継続して増加すると予想されるので、送電設備計画や年間の系統計画において、系統安定度が維持できるかどうか継続的にチェックし、十分なリードタイムを持って、計画的に必要な対策を講じていく必要がある。

また、砂漠地域では、太陽熱や太陽光による電源の建設が将来にわたって数多く予定されており、これらの発電出力をアトラス山脈を越えて海岸側の基幹系統まで送電するには、長さ 100km 級の送電線が必要であり、これも、系統安定度がより厳しい状態となる方向に作用すると考える。

## 3) 電圧安定性

一般に、都市部系統の地中ケーブル化によるキャパシタンス分の増加と、都市部需要の増加に伴う送電線の重潮流化は、都市部供給用の変電所における電圧安定性限界電圧を常時の系統運用電圧に近づける方向に作用する。過去には、これが原因で日本の電力会社である東京電力では大停電が発生している。

“2) 系統安定度”で述べたように、将来、都市部の人口集中が進み、送電系統重潮流化と（現在行われているような）都市部送電線の地中線化が進むと、電圧安定性確保上の問題が顕在化してくる可能性がある。“顕在化”といっても、実系統の電圧は、変圧器タップ等のゆっくりとした動きと連動しながら変化するので、また、系統安定度ほど広く注

目されている系統現象ではないので、意図と意識をはっきり持って取り組まないと、電圧安定性の悪化に気づかずそのまま放置しておくということになりかねない。

現時点では、総需要規模が小さく大きな問題となっていないこともあり、現地聞き込み調査では、全く検討していないという印象を受けた。

#### 4) 短絡電流と地絡電流

北部への電源の集中は、同地域内の電力系統の事故時短絡電流と地絡電流の増加をもたらす。これらの事故電流を遮断器の定格値以下に抑えるために、場合によっては、変電所母線の遮断器等を開放して、放射状指向の系統構成を採用せざるを得ない状況となることも考慮に入れておかなければならない。このような系統構成は、系統安定度と電圧安定性の双方を悪化させることになるので、送電設備計画策定時には、これら技術要件を連動させてチェックしなければならない。現地聞き込み調査では、短絡電流については、計算を実施してチェックしているとのことであったが、電源、需要、及び、系統規模の拡大に伴い、より相互の連動性が強い問題になってくるので、今のうちから、しっかりとした方針に基づき計画を策定できるようにしておくべきである。他国の例では、この”技術課題の連動性”への意識が薄かったために、構築した電力系統にこれら課題が内包されたままの難がある系統を、いまだに抱えているという事例もある。設備建設には、数年、数十年オーダーのリードタイムが必要なので、電力系統が発展する初期の段階からの注意事項である。

#### 5) 長周期動揺

モロッコ系統が接続している欧州系統は、欧州系統の一方の端であるスペインで発電機がトリップするなどして系統動揺が発生すると、欧州系統のもう一方の端であるトルコの系統に電力動揺が発生するという状況にある。

これは、長距離大容量送電系統にみられる現象で、系統事故により系統内に擾乱が発生すると、この擾乱により発生する電力動揺をきっかけに、送電系統の遠く離れた両端の発電機群の間で、その動揺電力のエネルギーを相互に送受する周期の長い系統間電力動揺モード（長周期動揺）が存在することを示している。

このことは、欧州系統、特にその基幹系統で、事故等による系統擾乱が発生すると、遠く離れた複数の発電機がトリップするなど、その事故の影響が他国にも波及する可能性があることを意味する。

かつて、東京電力の系統では、1980年代の急速な経済成長にともなう電力需要の増加に対応して、発電機の建設と基幹系統の増強を進めていたが、この時期、同様の長周期動揺が観測された。同社では、各発電機の励磁制御系に一体となって組み込まれている系統安定化装置（Power System Stabilizer : PSS）のうち主要な発電機のPSSの設定値について、長周期動揺を各発電機が協調して抑制制御できるよう、再チューニングすることにより大きな効果を得たという経験を持つ。

電気工学的には、ヨーロッパ系統に接続しているモロッコ系統にも、この長周期動揺モードが内在している。2030年頃には系統規模が現在の約3倍に達すると予想されるほ

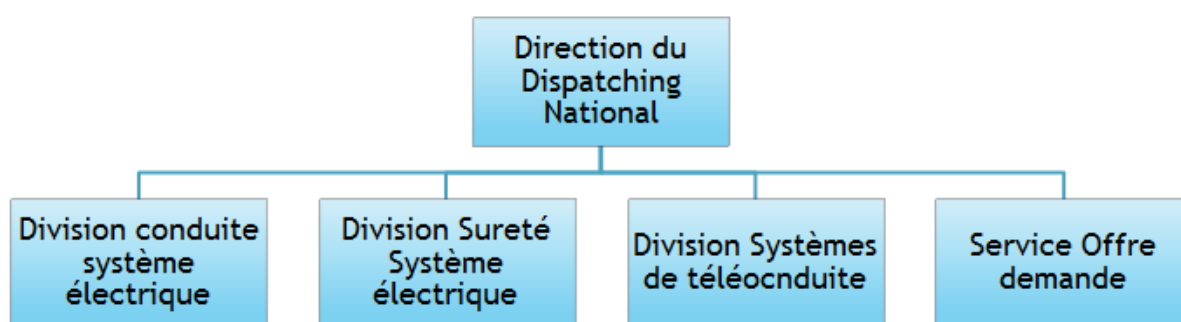
どの急速な需要増加に伴い、発電設備の増加、送電系統の拡大が続くことは確実であり、今後、この長周期動揺が、(欧州系統を含めて)より顕在化してくると考えられる。

PSS の再チューニングによる対策を検討する必要があると考えるが、どのような設定値にチューニングするのかを検討し、日々の運用で稼働している主要発電機毎にそれを展開するには相応の年月を必要とするので、十分な系統解析・分析に基づき、早期にその実態を明らかにして必要な対策の検討を行うことが推奨される。

## 2-5 系統運用に係る基礎情報

### 2-5-1 系統運用実施体制

モロッコの国際連系線を含む系統運用業務は、全てカサブランカにある NDC が実施している。図 2-12 に NDC の組織図を示す。



出所：NDC 資料

図 2-12 NDC 組織図

NDC 内の各組織のミッションは次の通りである。

- (1) Division conduite système électrique (系統運用課)
  - ・ 供給信頼度、電気の品質、効率、コスト等を総合的な視点から捉えて、基幹系統を運用
  - ・ 発電及び国際連系線を通じての輸出入電力に対する調整と管理
  - ・ 国際連系線の運用と、輸出入電力及び基幹系統の顧客における発受電電力の計量
- (2) Division Sureté Système électrique (系統安定課)
  - ・ 基幹系統の系統信頼度の確保
- (3) Division Systèmes de téléocnduite (システムテレコントロール課)
  - ・ 系統操作に必要な電子通信網、通信機器及び遠隔系統操作の管理
  - ・ ONEE 系統操作者との操作管理協力
- (4) Service Offre demande (提供・要求係)
  - ・ 短期、中期、長期における供給信頼度の確保

- ・ 地域電力取引、国際電力取引、(コンセッションによる)他社所有発電設備の適切な管理政策の確立

## 2-5-2 系統運用上の課題

### (1) 電源制御とその課題

NDC や需給計画部門では、再生可能エネルギーの導入を含めた電源開発計画とそれに伴う課題などを検討している。以下にその基本的な考えと、それに対する調査団の意見を記述する。

将来の電力需給バランスを検討する際は、再生可能エネルギー電源の出力変動 (Intermittence) への対応等を含む、下記の primary control、secondary control 制御諸量についても考慮している。

発電機の primary control、secondary control 分については、通常の電力系統の運転状態においては、モロッコ国内の電源で対処しているが、事故、常時を問わず、大幅な再生可能エネルギー電源出力の変動が発生した場合等は、スペインの国際連系線からの輸入電力に頼るという考え方にに基づき運用される。

欧州の大電力系統に連系されているので周波数制御や再生可能エネルギー電源の intermittence への対応制御については問題なしという認識のようであるが、今後、各国が再生可能エネルギーの導入拡大を図っていく中で、いつまでもこのような状況が続くとは考えにくい。

状況を軽減しようと、国際連系線の新增設により緊急時の国家間応援、系統規模の拡大を目指そうという動きがあるが、連系する欧州系統も含めて、再生可能エネルギー電源の導入拡大に見合った状況にあるとは考えにくく、周波数制御や再生可能エネルギー電源の intermittence への対応制御量の大幅な増加は望めない。国際連系線を通じての相互応援の余地拡大努力は継続しつつ、相互応援を考慮しつつも、自律的/自立的な電源制御の確立に向けて着実に進むべきである。

ひとつの方向性として、改良型コンバインドサイクルガス発電 (Advanced Gas Combined Cycle : AGCC) により、制御余力を確保し安定化を図ろうという動きが、モロッコだけでなく欧州系統内には (一般的な傾向として) ある。一方、再生可能エネルギー電源の導入拡大に伴い、AGCC ユニットの稼働率が下がり、収益性が低下し、やむなく運転停止に至るというケースが散見される。可変速揚水発電機の導入等も考慮に入れ、技術要件の確保、経済性等の面から総合的に判断して、2030 年に 52% という再生可能エネルギー電源の導入目標に向け、また、それ以降の安定供給の継続性を考え、現実的な電源計画を策定していく必要がある。

“図 2-8 2016 年以降 2030 年までの電源計画” において、再生可能エネルギー電源でありながら安定化電源としての役割が期待される太陽熱発電 (2030 年 : 1300MW) に関して、太陽光発電を含めた太陽エネルギー発電合計 (2030 年 : 4740MW) に占める割合が、2030 年時点で 30% に満たない状況になっているのも、電源制御の安定性確保という点では、気がかりなところである。

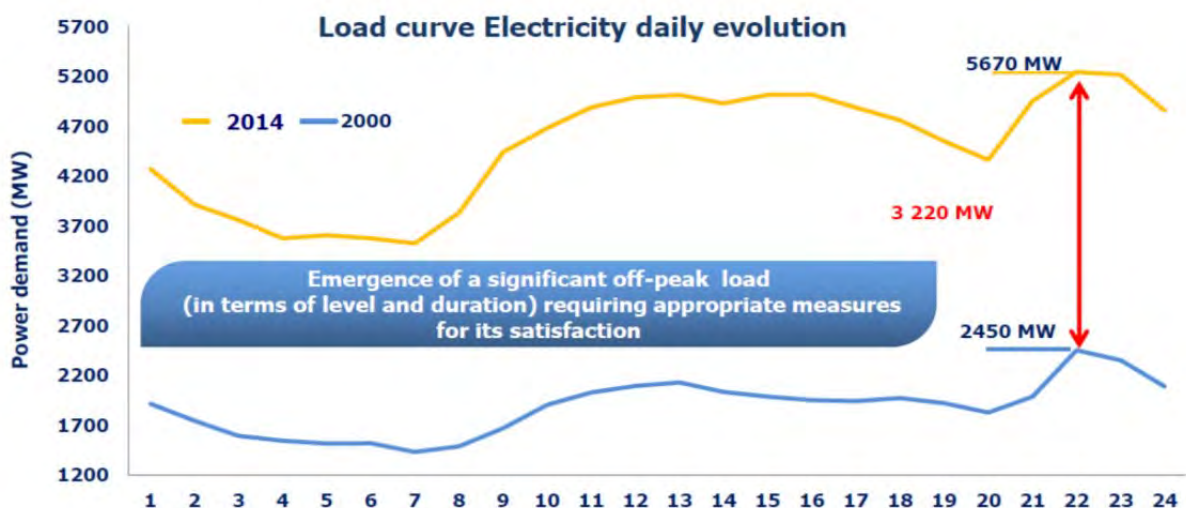


ONEE では、将来的には、再生可能エネルギー電源の出力については、数時間先まで予想して制御する方向で検討を進めており、予想精度の向上もまた、モロッコ系統における発電電力の出力制御の安定性の向上に寄与することは言うまでもない。

“下げ代対策”（低需要時間帯において、再生可能エネルギー電源以外の安定化電源の出力を最低出力としても、総発電力が総需要を上回ってしまう問題に対する対策）については、2020年までは問題ないとしている。最低需要を越えそうな発電電力が予想される場合は、揚水発電機を使って対応することとしているが、一般的な揚水発電機での揚水動力運転は、一定動力入力運転となるので、intermittence 対応の制御容量としては期待できない。可変速揚水発電機を導入すれば、揚水動力運転時も定格動力入力に対して約30%の幅で動力入力制御を高速で実施できるので、制御容量を増加でき、出力制御の安定性向上効果が大きい。

(2) 総需要カーブパターンの変化とそれに伴う課題

図 2-1-3 は、2000年の総需要カーブと2014年の総需要カーブを比較したものである。



出所：MENA SELECT, Background Paper: Country Fact Sheet Morocco より

図 2-1-3 2000年の総需要カーブと2014年の総需要カーブの比較

2000年当時は、22時付近の1点ピークであったのに対し、2014年の総需要カーブは、2点ピークを示すような形状となっている。これは、主として、エアコンの使用量の増加によるもので、このため、冬ピークから夏ピークへと移行しつつある。

2点ピークといっても、日中の需要曲線は台形状であり、この長時間にわたる高需要に対して、再生可能エネルギー電源以外のガスや石炭火力等の安定化電源の稼働を高めて対応することになる。20時頃には、一旦、需要が落ち込むものの22時頃を中心に再び増加し、これらの電源の高稼働状態は深夜まで続く。

一方、早朝4時～7時頃にかけての日最低需要レベルにある時間帯は、これら電源の大幅な抑制が必要で、かつ、日中と同様に再生可能エネルギー電源の出力変動を安定化させる役割を担い続けなければならない。

経済が発展し、地方を含めた国全体の生活が豊かになり、一人当たりの電力消費量が増すに連れ、この傾向は、益々、顕著になり、いずれは、昼間ピークが夜間22時頃のピークを越えるような形態になると考えられる。

こうした状況下においては、いわゆる下げ代問題（再生可能エネルギー電源以外の安定化電源の出力を最低出力としても、総発電電力が総需要を上回ってしまう問題）が顕在化しやすい。(1)の電源制御とその課題の項でも触れたが、最近、稼働率と収益性の低下を理由に、欧州では、AGCCユニットが運転停止に追い込まれる事例が散見されるが、このような安定化電源の停止は、下げ代問題の緩和に寄与する一方、安定化電源としての出力制御量の減少をもたらし、再生可能エネルギー電源出力変動の吸収・緩和という点では、極めて厳しい状況となる。

経済の発展、エアコンの使用量の増加とともに、今後、日中のピークは益々増加していくことが予想されるが、エネルギー使用の効率化を大きな柱の一つとしているモロッコにとっては、日中ピークの低減と電源建設量の抑制が中長期的な大きなテーマとなってくるであろう。

デマンドレスポンス<sup>12</sup> (Demand Response : DR)、家庭やオフィスビル及び工場でのエネルギー利用を最適化するエネルギー・マネジメント・システムである HEMS (Home Energy Management System)、BEMS (Building Energy Management System) 及び FEMS (Factory Energy Management System) の普及は、こうした状況への大きな備えとなる。米国 FPL (Florida Power and Light) 社では、各家庭や、オフィス、工場のセントラルエアコンへの DR の適用により、数千 MW 相当の発電機の建設を回避できたという報告もある。

### 2-5-3 需要予測システム

現在、ONEE の需給計画部門では4年目以降、10年目、20年目の断面における中・長期需要を予測しており、その結果を発電設備計画、及び送変電設備計画に利用している。また、2～4年先までの短期需要予測は NDC が実施しており、需給制御のベースとしている。なお、これらの予想には過去の実績をベースにしているが、長期需要予測には GDP、人口変動、都市化なども指標データとして加味されている。

今後、経済成長の拡大、IPP による発電プラントや再生可能エネルギーの系統連系の拡大、国際連系線の増強により、系統構成が複雑になることが予想される。このために、現状の需要予測システムを更新することが計画されている。

これまでの需要予測システムはモロッコ系統を対象としていたが、新需要予測システムでは地域ごとにきめ細かく予測できる仕様になっており、ONEE の各セクター（需給計画部門、NDC、配電部門など）だけではなく、地域の配電事業者や IPP に対しても情報を提供することになっている。この新需要予測システムは短期・中期・長期の予測を行うので、予測結果は ONEE の予算計画にも使われるし、NDC が行っている短期の需給計画もカバーしている。NDC が持つ需

<sup>12</sup> 電力の使用を抑制するよう電力消費パターンを変化させること



給予測機能に新需要予測システムから提供される情報を加えることにより、精度の高い予測ができることを期待している。なお、指標データとしては、経済省からの経済指標の他に、気象庁からの気象データや各配電事業者の販売実績なども取り込む。

この新需要予測システムでは以下の機能による業務向上を狙っている。

- ・ 基幹系統から配電系統までをカバーしたグローバルな需要予測
- ・ 地域特性を考慮した地域ごとの需要予測
- ・ MV、LV への再生可能エネルギーの導入検討に供する MV、LV の需要予測
- ・ 需給制御の精度向上
- ・ 燃料調達などの運用コストの予算精度向上 など

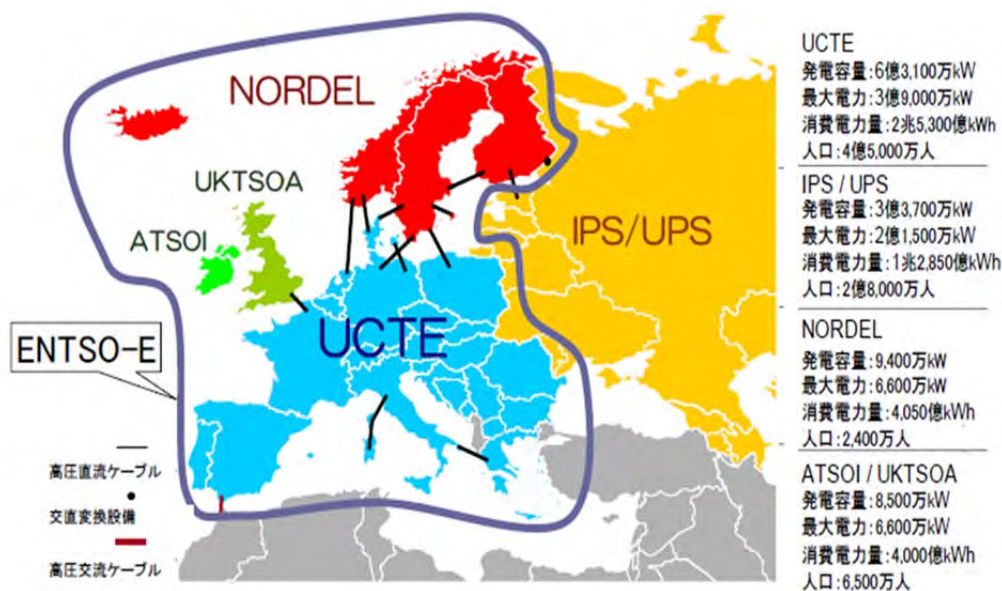
需要予測の目的のひとつにマーケティングがあり、月単位の需要予測をセールス・マーケティング部門が実施しており、燃料調達などの予算計画を立てている。

新需要予測システムのアルゴリズムの検討やシステム設計は ONEE が実施したが、関係するセクターに情報提供が出来るためのインターフェイスの検討に時間を費やしたとのことである。システム導入の資金は世界銀行（World Bank : WB）が提供することになっている。新需要予測システムの入札はこれからであり、入札仕様書の準備を含めてコンサルタントに委託する予定である。なお、コンサルタントも入札で選定する。

#### 2-5-4 欧州電力系統における再生可能エネルギー電源の出力変動に対する吸収力の限界

(1) 欧州発送電協連盟（Union for the Coordination of the Transmission of Electricity : UCTE）における安定化制御量

1) 再生可能エネルギー電源の安定化等に割り当てられうる制御量の試算



※同じ色の部分が同期 出所：UCTE “Wind integration as TSO challenge”(2007)

図 2-14 欧州の各同期系統の系統容量

図 2-14 において、UCTE 系統のピーク時の系統容量は約 4 億 kW (400GW) である。2007 年時点のデータなので、現在は、400~500GW と想定する。

一般に、電力系統の実運用では、経済性と供給信頼度の維持の双方を考慮して、発電力の予備力は 10%~20%程度と考えられ、この場合、ピーク需要時の制御量：AP は、

$$AP = \text{UCTE 系統容量 (400~500GW)} \times (10\% \sim 20\%) = 40 \sim 100\text{GW}$$

夜の軽負荷時間帯の系統容量をピーク時の半分程度とし、予備力を 20%~25%程度とすると、軽負荷時の制御量：AL は、

$$AL = \text{UCTE 系統容量 (200~250GW)} \times (20\% \sim 25\%) = 40 \sim 60\text{GW}$$

## 2) UCTE 域内の風力発電導入主要国の風力発電容量

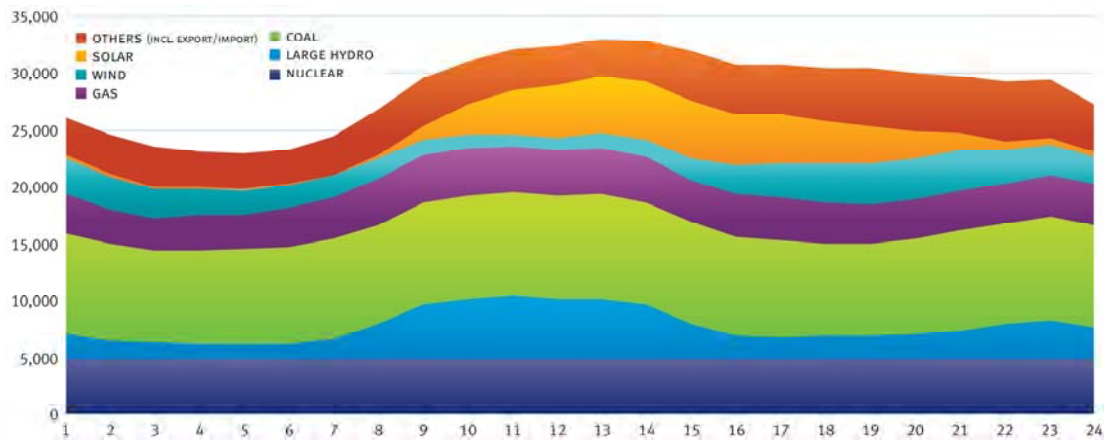
表 2-25 の通り UCTE 域内における風力発電容量の合計は、約 100GW である。

表 2-25 UCTE 域内主要国の風力発電導入量 (2015 年)

国名	風力発電容量 (MW)	風力発電量割合
ドイツ	44,947	8.9%
スペイン	23,025	19.4%
フランス	10,358	2.8%
イタリア	8,958	5.5%
ポーランド	5,100	3.6%
ポルトガル	5,079	23.3%
合計	97,467	100.0%

出所：Sustainable Japan HP より

3) スペインの例にみる風力発電出力の変動幅



出所：Red Electrica de Espana：REE<sup>13</sup>

図 2-15 スペインにおける1日の電源出力バランス（2014年6月20日の例）

図 2-15 のデータ例において、風力発電のピーク発電力は、最低発電力の約4倍、太陽光の出力シェアは0~16%となっている。

風力発電について、これを 2) の UCTE 域内主要国の風力発電容量約 100GW に適用すると、風力発電の出力変動幅は、 $100\text{GW} \times 0.75 = 75\text{GW}$  程度と想定できる。

4) 安定化制御量と風力発電出力変動幅の比較

UCTE 系統における安定化制御量 (AP、AL) は、40~100GW 程度である。一方、UCTE 域内の主要国における風力発電出力の変動量は、スペインの事例からの試算では 75GW 程度である。概算値ではあるが、UCTE 系統が成熟した国々を中心とした系統で、急激な系統容量の拡大は期待できないということを考慮すると、また、再生可能エネルギー電源の導入拡大が今後も続くことを考慮すると、制御余力としては、将来的に必ずしも安心できる水準にあるとは言い切れない。

“REE では、風力発電の導入量が 40,000MW レベルに達すると、風力発電自体に何らかの形で瞬動予備力機能を装備する必要があると認識している” とする報告があるが、上記のような実態を考えると、将来ありうるリスクを的確に察知しているといえる。

<sup>13</sup> スペインの送電系統運用者 (Transmission System Operator : TSO)

## 2-6 配電分野に係る基礎情報

### 2-6-1 配電事業体制

モロッコにおける配電事業者には、地方自治体とのコンセッション契約による民間配電事業者が4社、地方自治体による公営配電事業者が7社及び発電・送電・配電一貫の電力会社である ONEE の配電部門があり、民間配電事業者が首都ラバト、カサブランカといった都市部で、公営配電事業者がその他都市部で、ONEE の配電部門がそれら以外の地方部で配電事業を営んでいる。なお、各社とも配電事業だけでなく、上下水道事業も実施している。

各配電事業者が保守・運営している電力設備について、配電用変電所における 60kV 送電線の受電点が ONEE (送電部門) との分界点となり、それ以降の設備を保守・運営している。具体的には、配電用変電所、配電線分岐所、MV 配電線、MV/LV 変圧器、LV 配電線、取引用計器である。代表的な設備を写真 2-1～写真 2-9 に示す。



写真 2-1 60/20kV 36MVA 変圧器 (NEXANS 製) 写真 2-2 配電線用遮断機 (Schneider 製)



写真 2-3 配電線分岐所建物外観

写真 2-4 MV/LV 変圧器室入口



写真 2-5 MV 開閉装置 (3回路)

写真 2-6 MV/LV 変圧器





写真 2-7 過電流表示器



写真 2-8 架空線自動開閉器



写真 2-9 LV ケーブル用分岐装置

本調査においては、民間配電事業者では首都ラバトで事業を営んでいる Redal (Gestion déléguée de distribution d'eau d'électricité et d'assainissement liquide de la Wilaya de Rabat-Salé-Zaër-Zemmour)、公営事業者では首都ラバトから北方約 50km 程度の距離にある地方都市ケニトラで事業を営んでいる RAK (Régie Autonome de distribution d'eau d'électricité et d'assainissement liquide de la province de Kénitra) 及び ONEE の配電部門について調査を実施した。調査を実施した配電事業者の基本諸元は表 2-26 のとおり。

表 2-26 配電事業者の基本諸元

		ONEE 配電部門 (2015)	RAK (2015)	Redal (2015)	
組織	従業員	9,149 (電力部門のみ)	495	1,673	
	配電部門の要員	4,752	-	339	
販売	最大電力	- (ONEE 全体は 5,670MW)	100.8MW	394.5MW	
	販売電力量	12,900GWh	500GWh	2,040GWh	
	顧客数	MV	22,735	234	1,017
		LV	5,392,305	144,109	605,111
設備	配電用 変電所	箇所	196	3	5
		容量	8,486MVA	252MVA	673MVA
	MV 亘長	83,935km	599km	3,040km	
	地中線比率	8%	76%	83%	
	MV/LV 変圧器数	37,535	858	3,700	
品質	配電ロス率 (Performance)	12.2% (87.8%)	7.25% (92.75%)	6.18% (93.82%)	
	供給信頼度	2 時間 40 分 (SAIDI・全体) 1 時間 59 分 (SAIDI・地方) 41 分 (SAIDI・都市)	18 分 (事故あたり 平均復旧時間)	38 分 (顧客あたり 年平均停電時間)	
		3.12 (SAIFI・全体) 1.93 (SAIFI・地方) 1.18 (SAIFI・都市)	81 回 (事故発生回数)	-	

出所：ONEE、RAK、Redal からの入手データから調査団作成

なお、調査を実施した配電事業者は、経営主体、経営規模、供給地域（大都市、都市、地方）が全て異なるが、設備形成・業務運営の考え方及び実際に保守・運営している設備にはほとんど違いが見られない。その理由について、聞き取りしたところでは、もともとモロッコでは電力設備の形成にあたり、フランス式を取り入れたためであるとのことであった。なお、ONEE 配電部門では設備形成のマスタープランの策定に関し、海外を含むコンサルタント等は現状関与しておらず、ONEE 配電部門自身が策定しているとのことである。一方、RAK、Redal のマスタープラン策定については、それぞれ EDF (Electricité De France) が関与しているとのことであった。

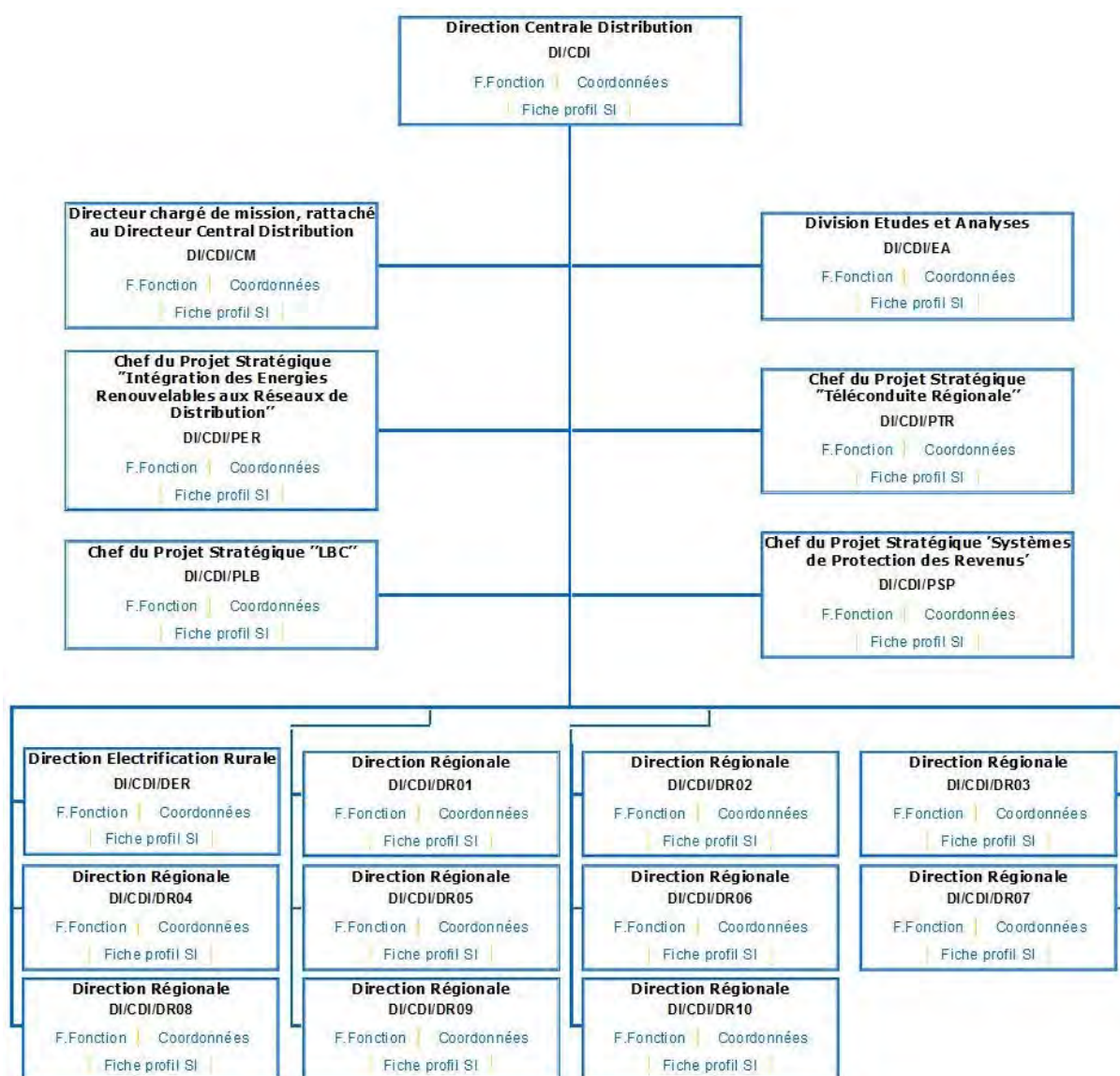
## 2-6-2 調査を実施した配電事業者の概要

### (1) ONEE 配電部門の概要

ONEE は発電・送電・配電一貫の電力会社としてはモロッコで唯一の会社である。モロッコの配電事業において、ONEE の配電部門は電力需要の 43% をカバーしており、最大の

配電事業者である（図 2-2 参照）。したがって、公営事業者は ONEE をモデルにし、技術的見解を求めることがあるため、他事業者への影響力も大きい。ただし、その供給地域は、都市部を除いた地方部が多くを占めることが特徴的であり、10 の地方配電局（Direction Régionale Distribution : DR）がそれぞれの地域を担当している。なお、ONEE の電力部門には、9,149 名の従業員が所属しているが、その内の 52% が配電部門であるため、ONEE の配電部門は、ONEE 内においても最大の部門である。また、自社のトレーニングセンター（le Centre des Sciences et Techniques de l'Electricité : CSTE）においてサブサハラ地域諸国を対象とした研修を実施するとともに、驚異的なスピードでモロッコの地方電化比率を高めた経験を踏まえてセネガル国で地方電化を実施する等、近隣国への影響力も大きい。

ONEE 配電部門の組織構成を図 2-16 に示す。ONEE 配電部門は、本社組織（Direction Centrale Distribution）の下、10 の DR ならびに地方電化局（Direction Electrification Rurale : DER）から構成されている。



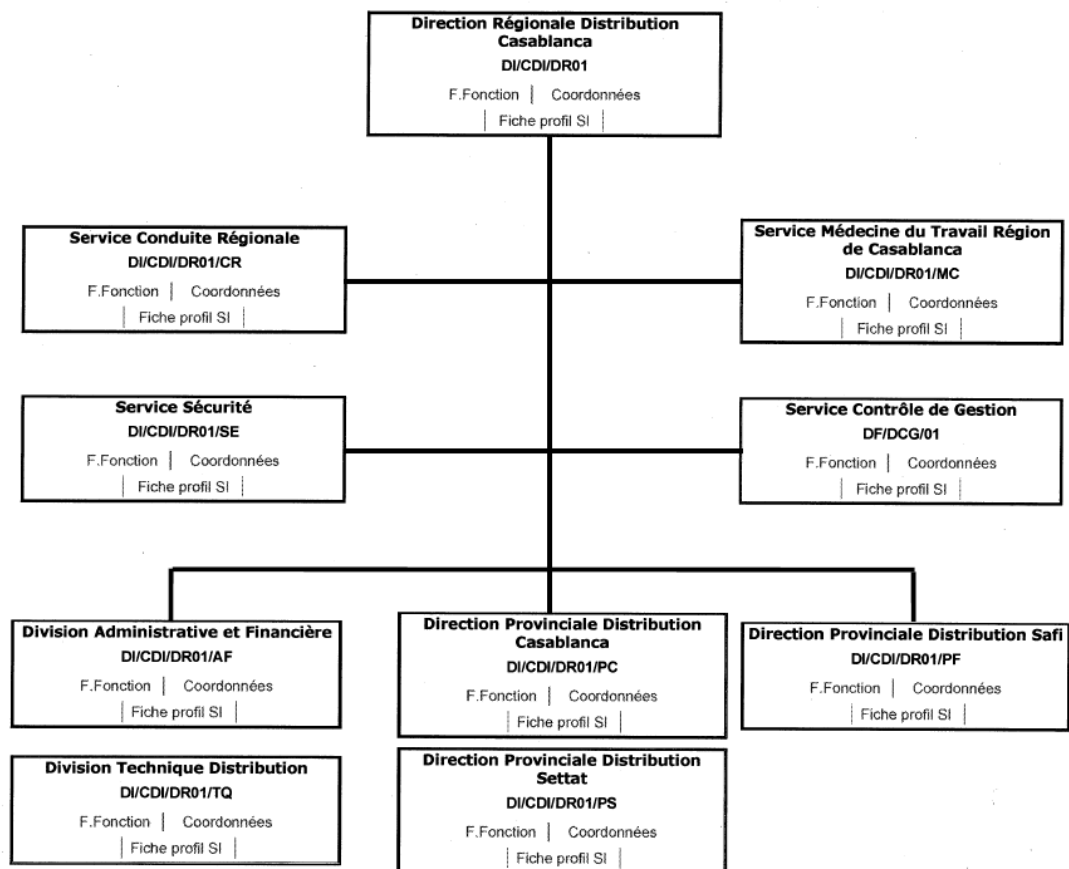
出所：ONEE 配電部門からの入手資料

図 2-16 ONEE 配電部門の組織構成

10 の DR の 1 つである DR Casablanca の組織構成を図 2-17 に示す。特徴は以下の通りである。

- 1 箇所の（配電）コントロールセンター（仏 Service Conduite Régionale : SCR、英 Dispatching Regional Distribution : DRD）が DR 内の配電システムを監視・制御している。
- Division Technique Distribution に計画部門（Plannification）があり、配電設備形成のマスタープランは各 DR の計画部門がそれぞれ策定している。
- 3 箇所の地区配電局（Direction Provinciale Distribution : DP）が配電設備の保守を担当している。なお、ONEE 配電部門では全部で 25 の DP がある。

### Structure organisationnelle



出所：ONEE 配電部門からの入手資料

図 2-17 DR Casablanca の組織構成

ONEE 配電部門の予算（計画）は年間およそ 20 億 MAD である。2017～2018 年の 3 カ年合計では 62 億 MAD と積算されており、主な内容は以下のとおりである。

- 配電用変電所の新設および増容量化
- 配電線の新設および増容量化
- MV/LV 変圧器の新設および増設
- 取引用計器の取替（プリペイド、自動検針、時間帯別対応等）
- 配電自動化および通信システム



また、ONEE の配電系統は 22kV の架空線を主体として構成されており、地方部を供給地域とするため、表 2-26 に示すとおり販売電力量に比して配電線互長が長く、したがって、配電ロス率も比較的高い。

なお、供給信頼度については、後述するとおり監視制御システム (Supervisory Control And Data Acquisition : SCADA) が導入されてはいるものの、表 2-26 に示す顧客 1 軒あたりの年間停電時間 (System Average Interruption Duration Index : SAIDI) 及び顧客 1 軒あたりの年間停電回数 (System Average Interruption Frequency Index : SAIFI) の通り、高くはない。これは、SCADA が整備途上にあることも要因ではあるが、供給地域が地方部であることから配電線相互の連系点が限られ、事故停電時において健全区間への電力供給が速やかに行えない場合があるためである。このような配電線相互の連系点が限られる箇所では、作業停電の場合でも停電範囲が大きくなるため、停電範囲の縮小化を目的とした配電用バイパス機材の適用が有効となる可能性がある。

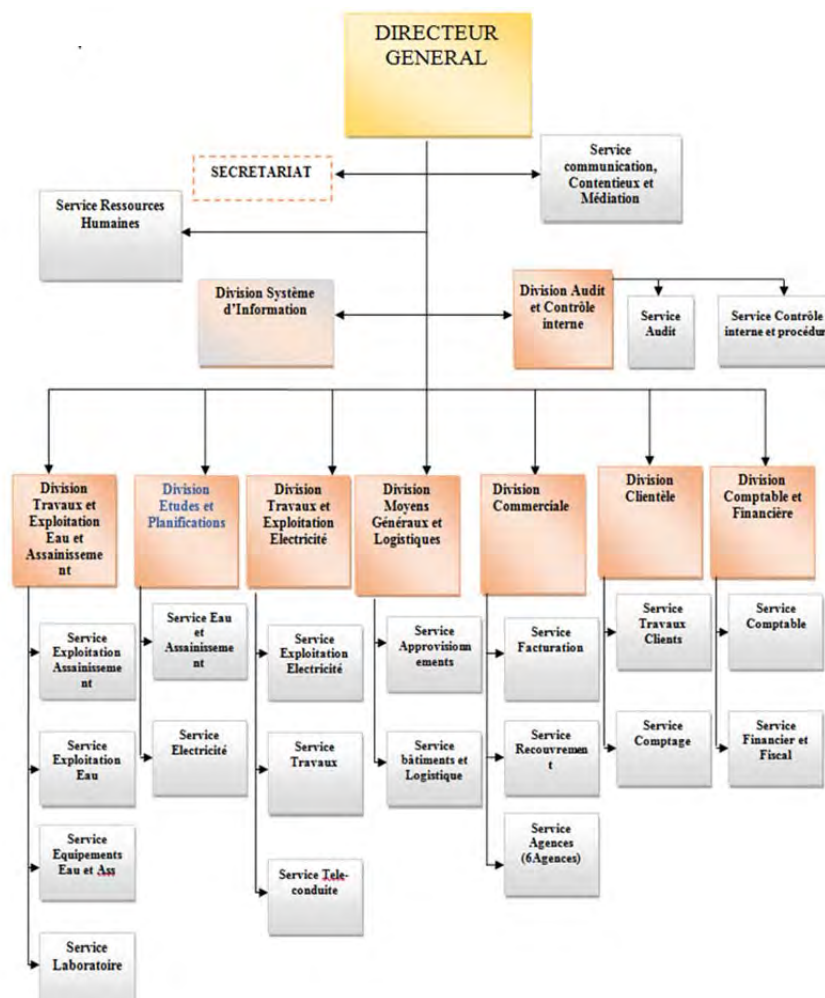
さらには、配電線互長が長いこと適正電圧維持に課題があることが考えられる。実際に DR Marrakech の配電設備形成のマスタープラン (2014-2028) を確認したところでは、自動電圧調整器 (Step Voltage Regulator : SVR) の移設及び配電線の太線化が複数計画されていた。全体的な電力需要の伸びもあることから、配電設備の拡充の他、適性電圧維持にも腐心している。なお、ONEE 配電部門全体では SVR を 58 台保有している。

## (2) RAK の概要

ケニトラ市で上下水・配電事業を営んでいる公営配電事業者であり、その供給地域は約 25km×約 25km、人口 543,000 人である。

組織構成は図 2-23 の通りであるが、配電事業に関係する部は、以下の 3 つである。

- ・ 電力運営・建設部 (Division Travaux et exploitation électricité)
- ・ 調査・計画部 (Division étude et planification) ※上下水も担当
- ・ 顧客部 (Division clientèle) ※上下水も担当



出所：RAK からの入手資料

図 2-23 RAK の組織構成

配電線の保守運営体制について、有人変電所もあるものの昼間のみの常駐であり、保守運営要員は基本的にはケニトラ市内にある RAK 本社にのみ常駐している。事故発生時には現場または RAK 本社から出動する他、夜間には自宅での待機・出動体制も運用されている。なお、RAK 本社にあるコントロールセンター (Bureau de Conduite Centralisée : BCC) は、3 シフト制の 24 時間体制で運営されている。

RAK の配電系統は主として 20kV のオープンループの地中線で構成されており、表 2-26 のデータが示すとおり配電ロス率・供給信頼度ともに問題のないレベルである。

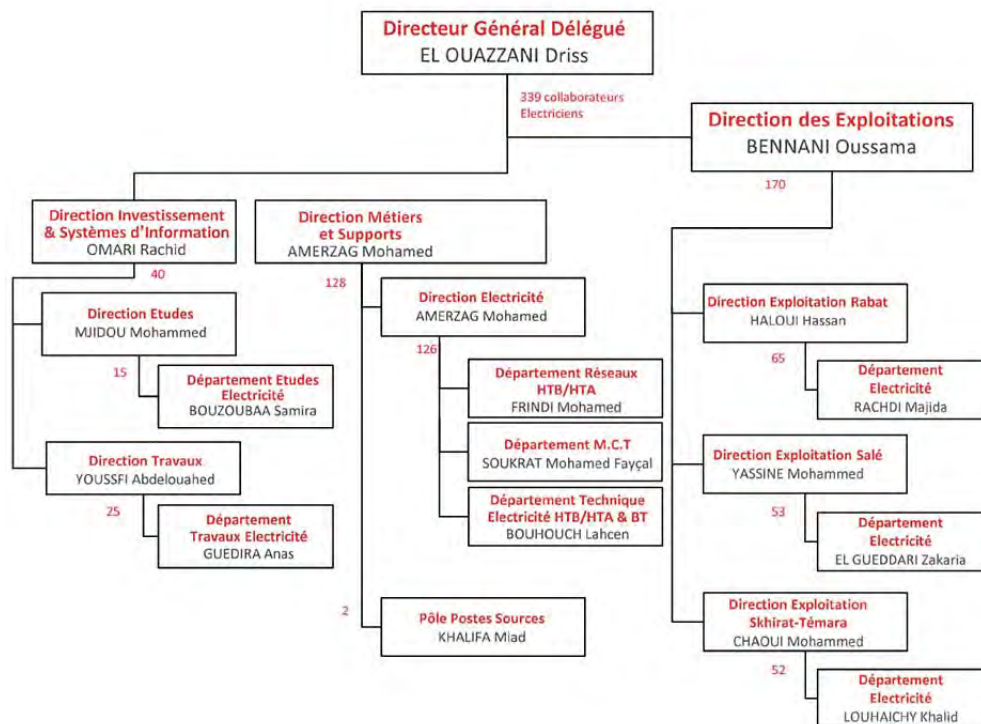
特に供給信頼度については、後述するとおり SCADA が導入済みであるとともに適切に運用されており、高い信頼度を維持している。

### (3) Redal の概要

首都ラバト、サレ、Temara・Skhirat・Bouznika (約 60km×約 30km、人口約 210 万人、顧客数 606,128 口：2015 年) を対象として、地方政府との業務委託契約 (30 年) により上下水・配電事業を実施している仏 Veolia グループの民間配電事業者である。

組織構成は図 2-24 の通りであり、配電事業に関係する部は、以下の 3 つである。

- ・ 運営部 (Direction des Exploitations) : 顧客対応、LV 対応
- ・ 投資・情報システム部 (Direction Investissement & Systemes d'Information) : 大型プロジェクト、MV 顧客供給、情報インフラ整備
- ・ 技術部 (Direction Métiers et Supports) : 通信設備を含む SCADA 運営・保守、MV 対応



出所 : Redal からの入手資料

図 2-24 Redal 電力部門の組織構成

配電線の保守運営体制について、有人変電所もあるものの昼間のみの常駐であり、保守運営要員は基本的にはラバト市内にある Redal 本社にのみ常駐している。事故発生時には現場または Redal 本社から出動する他、夜間には自宅での待機・出動体制も運用されている。なお、Redal 本社にあるコントロールセンター (Bureau de Conduite Centralisée : BCC) は、3 シフト制の 24 時間体制で運営されている。

Redal の配電系統は主として 20kV のオープンループの地中線で構成されており、表 2-26 のデータが示すとおり配電ロス率・供給信頼度ともに問題のないレベルである。

特に供給信頼度については、後述するとおり SCADA が導入済みであるとともに適切に運用されており、高い信頼度を維持している。

### 2-6-3 配電分野の業務運営情報

#### (1) 配電電圧

モロッコにおける MV の配電電圧は、ONEE の配電系統では 22kV であるが、それ以外の配電事業者では 20kV が適用されている。LV では 220V ならびに 380V が適用されてい

る。顧客への供給電圧の変動規制について、日本のように法律での定めは無いが、顧客との約款では、MV で±10%、LV で±10%とすることが定められている。

顧客への供給電圧については顧客との協議により決定される。なお、LV 供給と MV 供給の境界となる容量の目安は、ONEE は 80kVA、RAK は 200kVA、Redal は 100kVA とのことである。

また、MV 供給と HV 供給の区分となる容量については、ONEE 配電部門に確認したところでは 10MVA であった。

これら容量と電圧の関係は、配電システムを構築するにあたり基本となる諸元であることから、分散型電源が配電システムに接続される際にも、適用されると想定できる。つまり、今後、再生可能エネルギー電源が配電システムに接続される際には、発電容量が概ね 100kVA 程度までは LV 接続、10MVA までは MV 接続になると考える。

## (2) システム運営状況

### 1) SCADA

#### a) 導入状況

調査を実施した配電事業者では既に SCADA が導入済みである。ONEE には DF Núcleo 社（スペイン）製の SCADA Sherpa（各 DRD とも同一の製品である）が、RAK、Redal では Simens 製の Spectrum Power CC がメインシステムとして稼働している。この他、各事業者では Mini SCADA と呼ばれる特定メーカーの開閉機器のみを遠隔監視・制御する専用システムが、メインシステムを補完するシステムとして稼働しており、これらシステムにより配電線に設置された区分開閉器等の遠隔監視・制御を実施している。

SCADA で遠隔監視・制御が可能な配電線用の開閉装置について、地中線が主体である RAK、Redal においては、MV/LV 変圧器室内の MV 開閉装置が主なものとなる。ここで、遠隔監視・制御が可能な MV/LV 変圧器室数及び遠隔監視・制御が可能な MV/LV 変圧器室の比率は表 2-27 の通りである。

表 2-27 遠隔監視・制御が可能な MV/LV 変圧器室数（2015 年）

	MV/LV 変圧器室数 (遠隔監視・制御可能) (A)	MV/LV 変圧器室数 (B)	遠隔監視・制御可能 比率 (A/B)
RAK	71	858	8.2%
Redal	305	3,700	8.2%

出所：RAK、Redal からの聞き込み情報

上表の通り、遠隔監視・制御が可能な MV/LV 変圧器室数の比率が両社で同率であるが、これは、両社の配電設備形成のマスタープランに EDF 社が関与しており、同様の方針で設備形成がなされているためである。

なお、ONEE については、現状以下の通りであり、SCADA が整備途上である。

- ・ DR が 10 箇所に対し、DRD は 7 箇所である。将来的には全 DR に DRD を配置する予定。
- ・ 配電用変電所について、196 箇所中 125 箇所（64%）が SCADA で遠隔監視制御可能。残りの配電用変電所も SCADA でカバーする計画有り。
- ・ SCADA で監視していない配電用変電所については、リモートアラームとと呼ばれる方式により、事故情報が 225/60kV 変電所を経由して NDC にあがり、NDC から電話で DRD に伝えられる。

また、ONEE では SCADA 及び Mini SCADA で遠隔監視・制御が可能な配電線用の開閉装置は約 890（聞き取り結果）である。MV/LV 変圧器数が 37,535 であるため、遠隔監視・制御が可能なものの比率は  $890 / 37,535 = 2.4\%$  である。架空線と地中線では設備構成の違いも有り単純に比較はできないが、表 2-27 の RAK、Redal と比較しても明らかに低く、SCADA が整備途上であることが判断できる。

RAK の SCADA システムについて、写真 2-10 に示す。



写真 2-10 RAK の SCADA

#### b) 機能

以下の機能を有している。なお、日本の配電自動化システム（Distribution Automation System : DAS）のように自動での事故区間の切り離し及び健全区間への再送電機能は有していない。

- ・ 配電用変電所の遠隔監視・制御
- ・ 配電線に設置された区分開閉器（架空線・地中線）の遠隔監視・制御（零層電流・相電流・相関電圧・相電圧の遠隔監視が可能）
- ・ 配電線に設置された過電流表示器の遠隔監視
- ・ オペレーターによるデータメンテナンス（ただし、配電用変電所の追加はメーカーメンテナンス）

写真 2-11 に SCADA システムの配電線系統図を示す。

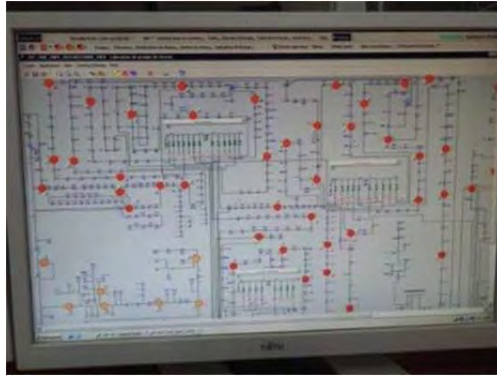


写真 2-11 SCADA システムの配電線系統図

c) 運営状況

配電線事故の発生時においては、遠隔監視の情報を元にオペレーターが個別に判断し、遠隔操作を実施することで事故区間の切り離し及び健全区間への再送電を実施している。

さらには、遠隔で切り離された事故区間に対し、過電流表示器の遠隔監視情報及び現地確認により、事故箇所を特定した上で、現地の開閉器操作により事故箇所を切り離すと同時に停電区間を 0 とする。

表 2-26 に上げた RAK の平均復旧時間は、配電線事故発生から上記遠隔・現地操作により停電区間を 0 とするまでの時間とのことであり、これは極めて早い。

したがって、供給信頼度の面では、現状、SCADA システムは有効に稼働していると言える。

なお、日本の DAS のように自動での事故区間の切り離し及び健全区間への再送電機能は有していないが、系統構成がシンプルなオープンループとなっているため運営上の課題は生じていないと判断する。

2) 配電管理システム (Distribution Management System : DMS)

調査を実施したいずれの配電事業者においても配電業務の運営・管理を実施するシステムやデータベースが導入されており、ロス計算を含む配電計画、停電管理や資産管理に活用されている。

なお、支持物や変圧器の位置情報を記録・管理する図面情報について、ONEE 及び RAK ではデジタル地図情報を扱うシステムは導入されておらず、図面で管理しているとのことであった。一方、Redal では上下水道設備も含めてデジタル地図で資産を管理するシステムが稼働中とのことであった。また、2017 年に SCADA とデータをリンクさせる計画も進めている。

ONEE の DMS について、SCADA と同じスペインの Nucleo 社製のものを 2014 年から整備しているものの、研修が終了しておらず、まだ実運用はされていないとのことである。



(3) 配電線事故原因・保守

ONEE は架空線主体、RAK 及び Redal は地中線主体という設備構成の違いがあるものの、聞き込みにおいて、配電線事故の代表的な原因として上げられたものは、各社とも他工事掘さくによる地中線ケーブルの損傷であった。したがって、配電線事故の発生時において、故障個所の発見に苦勞するというケースは多くはないと想定する。しかしながら、損傷の影響が遅れて発生する場合や、古年度ケーブルによる事故も発生しているため、各社ともモバイル・ラボと呼ばれるケーブル事故点の探査装置（ドイツの BAUR 社ならびに sebaKMT 社製）を搭載した車両を配備している。これは超音波を使用して事故点までの距離を測定することが可能である。なお、測定できるのが距離であるため、図面が整備されていない場合や図面と現場がずれている場合（他埋設物を避ける等のためずれている場合が多い）には、実際の事故点を探すのが困難な場合があると考えられる。

なお、その他事故原因としては、機器故障及び天候が上げられた。

表 2-28 に ONEE 配電部門の事故原因別 SAIFI (2015 年) を示す。SAIFI の分子には停電顧客件数が含まれるため、純粋な事故発生件数でないことに留意する必要があるが、機器故障、天候、他工事掘さくからなる上位 3 原因が SAIFI の 80% を占めているため、供給信頼度に大きな影響を及ぼしていると判断できる。

表 2-28 ONEE 配電部門の事故原因別 SAIFI (2015 年)

REPARTITION IFS PAR CATEGORIES DE CAUSES		
Catégorie des causes d'incident	IFS Année 2015	% Par type de
<b>Technique (programme de maintenance)</b> Technical (maintenance program)	1,43	46%
<b>Intempéries</b> Severe weather	0,45	15%
<b>Endommagement matériel par tiers (câble, cellules préfabriquées etc.)</b> Material damage by third parties (cable, prefabricated cells etc.)	0,58	19%
<b>Indéterminée</b> Unspecified	0,37	12%
<b>Poste MT/BT Client</b> MV / LV Client	0,17	6%
<b>Act de vandalisme</b> Act of vandalism	0,12	4%
<b>Vol de matériel (câble etc.)</b> Hardware theft (cable, etc.)	0,00	0,0%
<b>TOTAL</b>	<b>3,12</b>	<b>100%</b>

出所： ONEE 配電部門からの入手資料

また、ONEE においては、10 箇所の DP で活線作業(仏 Travaux Sous Tension、英 Work Under Voltage : TST) チームを組織・運営している。当該チームには高所作業車も配備されており、治具を使用した間接活線で必要な作業を実施している。表 2-29 に間接活線作業チームの活動実績を示す。最下段には活線作業により供給支障電力 (énergie Non Distribuée : END) となることを避けられた電力量が計上されている。配電線に再生可能エネルギー電源が接続された場合、配電線の停止は、顧客にとっての供給支障だけでなく、再生可能エネルギー電源にとって発電機会の喪失にもなるため、今後、無停電で作業をすることの重要性が益々高まると想定される。

表 2-29 活線作業チームの活動実績 (2015 年)

Cumul à Fin Décembre - Année 2015 Accumulated at end December - Year 2015	Directions Provinciales										Cumul Année 2015		Evolution
	CASA	B Meïlat	SETTAT	AGADIR	MARRAKECH	MEKNES	FES	EL KALAA	KENITRA	NADOR	2015	2014	
<b>Opérations</b>													
Ouverture et fermeture de bretelles à vide. Opening and closing vacuum suspenders	164	190	255	109	133	58	2	55	57	9	1032	1169	-12%
Changement isolateurs cassés Changing broken insulators	0	6	0	0	0	0	0	0	0	0	6	-	-
Visites montées des lignes 22 kV sous tension. Visits on 22kV lines under voltage.	49	16	119	723	161	542	0	0	4	60	1674	1281	31%
Retrait sous tension d'objets et de corps étrangers des lignes 22 kV Removing objects and foreign matters from 22kV lines	300	422	110	10	63	49	0	30	11	15	1010	1004	1%
Vérification de la concordance des phases. Verification of the phase mismatch.	10	28	2	4	46	5	8	9	9	29	150	99	52%
Mesures des intensités et des distances de garde. Measures intensities and distances guard.	9	24	61	0	30	0	0	0	8	2	134	116	16%
<b>Total opérations</b>	<b>532</b>	<b>686</b>	<b>547</b>	<b>846</b>	<b>433</b>	<b>654</b>	<b>10</b>	<b>94</b>	<b>89</b>	<b>115</b>	<b>4006</b>	<b>3669</b>	<b>9%</b>
END évitée en MWH Non Distributed Energy avoided by MWH	6 456	7 343	2 275	4 481	1 805	2 583	48	1 033	398	289	26 711	30 884	-13,5%

出所： ONEE 配電部門からの入手資料

(4) 取引用計器、検針・請求・支払

1) MV 顧客向け

モロッコにおいて MV の電力供給は、全て時間帯別契約 (Time of Use : TOU) となっており、時間帯別の区分は 2 区分の契約と 3 区分の契約がある。それに対応するため、取引用計器は各事業者とも全てデジタル計器<sup>14</sup>を導入している。写真 2-12 は、RAK で適用されている MV 顧客向けデジタル計器である。



写真 2-12 MV 顧客向けデジタル計器 (Itron 製 SL7000)

当該の計器は通信ポートを有しているため、通信装置を設置すれば自動検針が可能である。Redal では全 MV 顧客 1,017 箇所に対して、通信回線に GSM を使用した自動検針が実施済みである。

なお、日本では取引用計器から出力される電力需要データを通信ケーブルでリアルタイムに顧客に提供し、顧客は当該データをデマンドコントロール装置と呼ばれる専用の装置を使用して、電力消費量の見える化・機器の制御等により、最大電力を抑制し省エネルギーと電力料金の削減を行うことが広く行われている。モロッコにおいては各機関・各事業者で聞き込みを行った限りでは、そのような取り組みは行われていない。

また、調査時においては ONEE、RAK では自動検針は実証を除き実施されていないが、RAK では 2017 年または 2018 年に導入予定とのことであった。一方、ONEE では WB の

<sup>14</sup> 本調査時点において、モロッコでは通信機能の有無に関わらずデジタル計器はスマートメーターと呼ばれる。



ファイナンスにより、収入保護システム（Systèmes de Protection des Revenus）プロジェクトと称する、自動検針やその他の機能の実装を含む Advanced Meter Infrastructure プロジェクトを、以下の通り段階的に実施中である。

- ・ ミッション1：計量システムの現状評価
- ・ ミッション2：各種計量システムのベンチマーク
- ・ ミッション3：技術・財務評価による解決策の選択
- ・ ミッション4：関連仕様の制定

当該プロジェクトの進捗について、ミッション1の調査結果が2016年5月に評価されており、現時点ではミッション2の段階であるが、その一環として2016年6月にカナダおよびブラジルへの調査が実施されている。なお、ONEE 配電部門ではこのプロジェクトに対応するためのチームを2016年8月に本社組織に置いている。

## 2) LV 顧客向け

基本的には機械式計器が適用されているが、一部デジタル計器が導入されている状況である。写真 2-13 に民家の壁に設置された取引用計器を示す。

Redal では LV 顧客 605,111 箇所の内、契約容量が 60~100kVA である高需要 LV 顧客 1,050 箇所（0.17%）に対して、デジタル計器が導入済である。

ONEE でも LV 顧客 5,392,305 箇所の内、10,000 箇所（0.19%）にはデジタル計器が試験的に導入済みである。さらには、63,000 台のデジタル計器が調達手続き中である。これは、先に実施が決定している月に 500kWh 以上を消費する高消費 LV 顧客を対象とした TOU 導入に対応するものである。

高消費 LV 顧客を対象とした TOU 導入については、RAK、Redal でも対応するデジタル計器の調達手続きを実施中である。

なお、プリペイドメーターの導入について、ONEE では地方電化拡大に伴う運用コスト（検針・集金等）抑制を目的として、一部地方でプリペイドメーター（通信機能無し）が導入されている。また、ONEE ではよりオープンかつ安全で拡張可能なシステム構築を目的として、STS 規格<sup>15</sup>に準拠した新しいプリペイドメーター（14 万台）およびシステムの調達プロジェクトを開始している。



写真 2-13 LV 顧客向け取引用計器（左側：水道、右側：電力）

<sup>15</sup> Standard Transfer Specification：プリペイドシステムに関する規格である。<http://www.sts.org.za/Home.aspx>

### 3) 検針・請求・支払

検針間隔について、ONEE では1回/2月、RAK、Redal では1回/月で実施されている。

顧客への請求は各事業者とも基本的に毎月実施している。ただし、政府関係機関向けには1回/3ヶ月としている事例もある。

また、電気料金の支払い方法について、日本では口座振替やクレジットカードによる自動決済がほとんどであるが、モロッコでは配電事業者の窓口または配電事業者が委託している委託料金収集窓口での支払いが一般的である。

この理由として聞き取りしたところでは、「口座を持っていない」、「(顧客が請求書に対して) 誤りがあるかもしれない(と考える)」が考えられるとのことであった。

なお、各事業者とも2回の催促で支払いがない場合には電力供給を停止する。供給再開に際してペナルティの支払いを必要とする点も共通である。

### (5) 再生可能エネルギー電源の接続状況

モロッコにおける再生可能エネルギー電源の開発においては、これまでのHV送電線だけでなく、法律No.13-09及び法律No.58-15に基づき、MV・LV配電線への接続が期待されているところであるが、本調査時点で法律No.13-09及び法律No.58-15に基づきMV・LV配電線に接続された再生可能エネルギー電源は無い。

MEMEEによれば、MV配電線への接続手順を定めた政令No.2-15-772の制定から1年が経過する2016年10月28日以降、開発事業者からの接続要求があれば、配電事業者は手順に則り対応する必要があるとのことである。よって、配電事業者は配電線への接続影響評価(インパクトスタディ)の手順等を予め定めておく必要があると考えるが、聞き取りした限りではどの配電事業者も本調査時点では準備中とのことであった。これに関連した具体的な対応として、ONEEでは表2-30に示す分散型電源の技術実証プロジェクトを実施中であり、当該プロジェクトにおいて分散型電源のMV配電線への接続を実施してきた実績がある。また、ONEEでは配電線の系統解析にCYME International社のソフトウェアを使用しているが、分散型電源の解析や管理が可能なモジュールを追加予定とのことである。

さらには、EBRDによる支援の下、ONEE内部のルールや手順として存在する電力系統への接続要件をGrid Code(モロッコではSpecificationと呼称)として整備することが予定されている。また、ドイツ国際協力公社(Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit : GIZ)がLV配電線への太陽光発電の導入を推進すべくモロッコ関係機関を対象としたワークショップを2016年5月に開催する等、支援を実施中である。

今後、これらの経験・条件整備事項が蓄積・水平展開され、個々の再生可能エネルギー電源開発計画の進展に応じ、各配電事業者によって分散型電源の配電線接続にあたっての技術検討が実施されていくものとする。

表 2-30 ONEE による分散型電源の技術実証プロジェクト

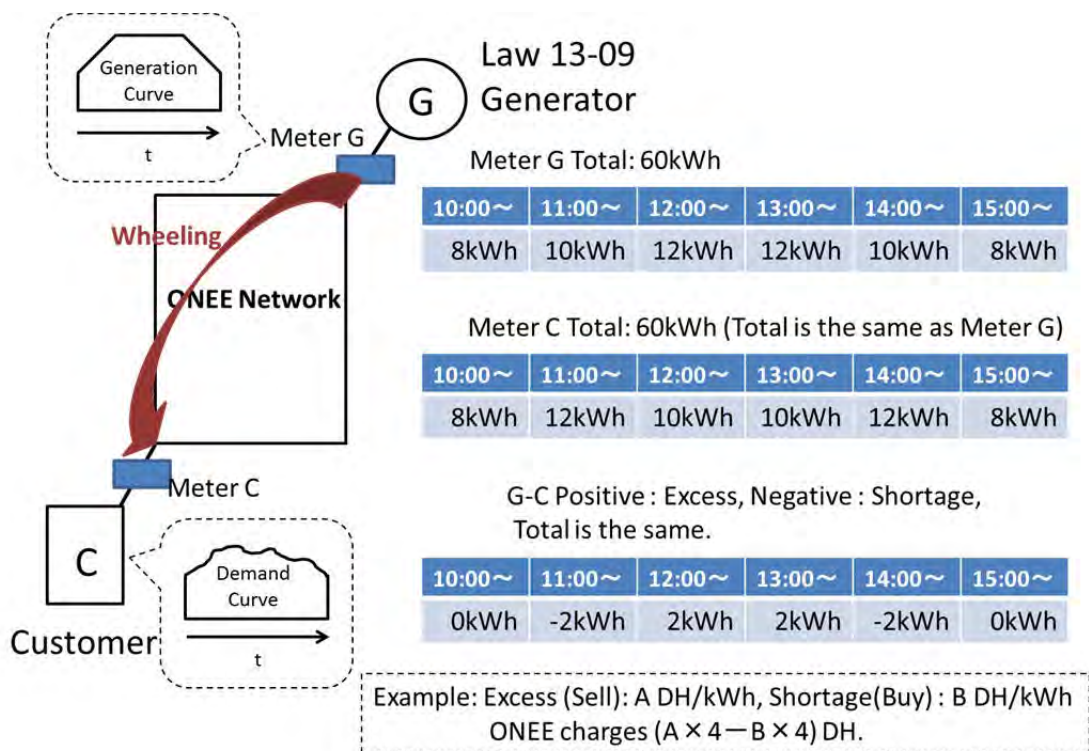
種類	地点	容量	備考
バイオガス	Oujda	1MW	さらに 2 基増設計画有
水力	Midelt	1.5MW	
太陽光	Assa	800kW	JICS の支援事業
	Kenitra	2MW	JET Energy (民間企業)

出所：ONEE 配電部門からの聞き込み情報

なお、法律 No.13-09 及び法律 No.58-15 のスキームは、再生可能エネルギー電源による電力自由化であるため、基本的に電力託送が伴い、電力託送、余剰電力買取及び不足電力補給の料金を始めとする取引条件も定める必要がある。現状の HV 接続事例について聞き取りしたところでは、1 ヶ月単位における時間帯別の発電電力量[kwh]と消費電力量[kwh]を計測し、その差分で料金を精算しているとのことであり、法 13-09 電源事業会社には時々刻々における発電設備の発電電力量と顧客の消費電力量を一致させるインセンティブが働かない。つまり、同時同量については、法 13-09 電源事業会社は発電電力や消費電力の調整等は実施しておらず、ONEE が保有する発電電力の調整力や国際連系線による ONEE のアンシラリーサービス<sup>16</sup>に負っている。現状では、法 13-09 電源事業会社による発電電力量は全体の 2.2% (図 2-2 参照) であるため問題となっていないが、再生可能エネルギー電源の時間別発電出力カーブ (例：太陽光発電であれば昼ピーク) と、顧客の時間別消費電力カーブ (例：一般家庭であればモロッコは夜ピーク) は必ずしも一致せず、つまりは電力の価値が異なるため、今後、法 13-09 電源事業会社による再生可能エネルギー電源が大量に導入された場合には、アンシラリーサービス対価の精算方法の再構築が必要になる可能性があると考え。例えばある一定時間毎の発電電力量と消費電力量の差分に対して料金を精算する (インバランスサービス) 等、時間毎の電力の価値をより反映した料金の精算方法が必要になる可能性がある。

例として、図 2-25 に電力託送における料金精算方法の概念図を示す。10 時～16 時までの法 13-09 電源の発電電力量が 60kWh、その顧客の消費電力量が 60kWh と仮定すると差し引き 0 であるため、現状モロッコでは余剰電力買取及び不足電力補給の料金は生じない。しかしながら、例えば図の通り 1 時間単位で見ると余剰・補給が生じているため、時間毎の電力の価値をより反映した料金の精算方法が必要になる可能性があるというものである。なお、日本では精算の単位時間を各正時からの 30 分単位としている。

<sup>16</sup> 発電電力の調整力等を用いて電力需要と供給をバランスさせ、電力系統の周波数を適正な範囲に維持するサービスのこと。



出所：調査団作成

図 2-25 電力託送における料金精算方法の概念図（例）

## 2-7 電力用通信に係る基礎情報

### 2-7-1 送電分野における通信システム

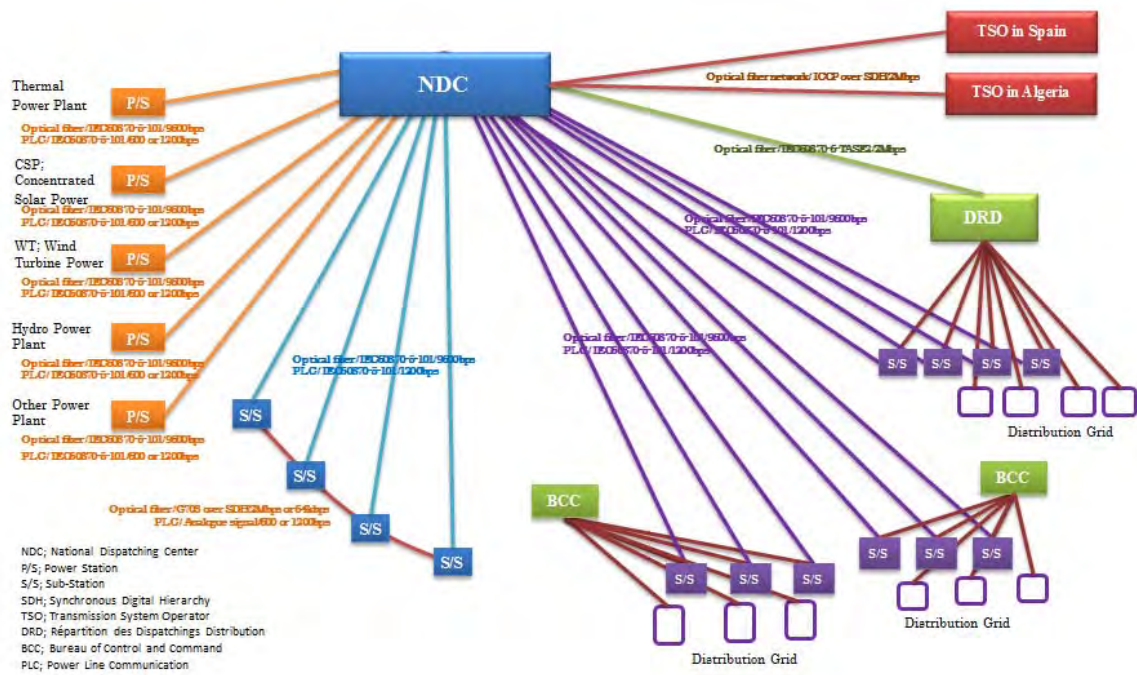
#### (1) 系統運用に係る通信システム

ONEE の業務系の社内通信網は VPN<sup>17</sup>を適用した公衆回線網で接続されており、この公衆回線網を使って関係部署間がデータ連携している。この公衆回線網にはモロッコの通信業者である Maroc telecom 社と Inwi 社の回線網が採用されている。Maroc telecom 社の回線網は ONEE 関係の約 400 カ所の部署間のデータ連携に使われており、Inwi 社の回線網は 25 カ所の DP 間とのデータ連携に使われている。

一方、リアルタイムに大量のデータを送受信する必要がある系統運用には、上記の回線網ではなく、ONEE が保有する光ファイバー回線及び電力線搬送通信（Power Line Communication : PLC）が使われている。

図 2-26 は NDC と、発電所、変電所及び DRD 間の通信系統を表している。また、表 2-31 に NDC と各所間の通信方式を示す。

<sup>17</sup> Virtual Private Network : 専用の接続方法や暗号化を用いることにより、インターネットで仮想的なプライベートネットワークを実現する技術である。



出所： ONEE からの聞き取り情報を元に調査団作成

図 2-26 系統運用に係る通信系統 (NDC)



表 2-31 NDC と各所間の通信方式

	Between		Communication media	Communication protocol	Data transmission speed	Service Provider or Owner	Contents of transmission data	Note
ONEE	NDC	TSO in Spain and Algeria	Optical fiber network	ICCP over SDH IEC 60870-5-101	2 Mbps	ONEE and Spain TSO /Algeria TSO	Signals and measures of the interconnection substation	
	NDC	CSP(ONEE)	Optical fiber network or PLC	IEC 60870-5-101	9600 bps in OF 600 à 1200 bps in PLC	ONEE	Signals, measures and orders	CSP; Concentrated Solar Power
	NDC	CSP(Private company)	Optical fiber network or PLC	IEC 60870-5-101	9600 bps in OF 600 à 1200 bps in PLC	ONEE	Signals, measures and orders	
	NDC	PS(ONEE)	Optical fiber network or PLC	IEC 60870-5-101	9600 bps in OF 600 à 1200 bps in PLC	ONEE	Signals, measures and orders	PS; Power Station
	NDC	PS(Private company)	Optical fiber network or PLC	IEC 60870-5-101	9600 bps in OF 600 à 1200 bps in PLC	ONEE	Signals, measures and orders	
	NDC	WT(ONEE)	Optical fiber network or PLC	IEC 60870-5-101	9600 bps in OF 600 à 1200 bps in PLC	ONEE	Signals, measures and orders	WT; Wind Turbine Power Station
	NDC	WT(Private company)	Optical fiber network or PLC	IEC 60870-5-101	9600 bps in OF 600 à 1200 bps in PLC	ONEE	Signals, measures and orders	
	NDC	Hydro power plant (ONEE)	Optical fiber network or PLC	IEC 60870-5-101	9600 bps in OF 600 à 1200 bps in PLC	ONEE	Signals, measures and orders	
	NDC	Hydro power plant (Private company)	Optical fiber network or PLC	IEC 60870-5-101	9600 bps in OF 600 à 1200 bps in PLC	ONEE	Signals, measures and orders	
	NDC	SS	Optical fiber network PLC	IEC 60870-5-101 IEC 60870-5-101	9600 bps 1200 bps	ONEE ONEE	Signals, measures and orders Signals, measures and orders	
	NDC	DRD(Central)	No DATA communication	NA	NA	NA	NA	
	NDC	DRD	Optical fiber network	ICCP IEC60870-6-TASE 2	2 Mbps	ONEE	Signals, measures	
Private Company	NDC	BCC (Private company)	No data communication	NA	NA	NA	NA	
ONEE	SS	SS	Optical fiber network PLC	interface G703 overs SDH Analogue Transmission	2Mbps or 64 kbps 600 à 1200 bps	ONEE ONEE	Protection Signal Protection Signal	

出所： ONEE からの聞き取り情報を元に調査団作成

以下、NDC とデータ連携している関係部署間の通信について概要を既述する。なお、モロッコの通信にかかる規制は独立行政法人 ANRT (The National Agency of Telecommunications Regulation) が担当している。

## (2) 発電事業者との通信

モロッコでは ONEE が運営する水力、火力、風力発電所の他に、民間の発電所が運営する石炭・ガス火力、風力発電所、CSP が稼働しており、NDC はこれらの発電所から系統運用に必要なデータを収集するとともに、発電機を制御するための制御信号や指令情報を各発電所に送信している。

NDC と各発電所間の通信は、光ファイバーあるいは PLC が使われている。光ファイバーの通信速度は 9600bps、PLC の通信速度は 600bps あるいは 1200bps であり、通信プロトコルはいずれも国際電気標準会議 (International Electrotechnical Commission : IEC) の IEC60870-5-101<sup>18</sup>が適用されている。なお、PLC に使われている搬送周波数は 50kHz から 500kHz で、送信機の最大出力は 80W である。

<sup>18</sup> IEC60870-5-101 は比較的遅いシリアル伝送で、標準的な通信速度は 9600bps であるが 64kbps 程度まで対応している。

(3) 変電所との通信

変電所には送電用変電所と配電用変電所があるが、いずれの変電所も NDC との通信は光ファイバー及び PLC が使われている。光ファイバーの通信速度は 9600bps、PLC の通信速度は 1200bps であり、通信プロトコルはいずれも IEC60870-5-101 が適用されている。

(4) 変電所間との通信

変電所間では保護リレー用の通信装置が設けられており、その通信媒体は光ファイバー及び PLC である。光ファイバーの通信プロトコルは国際電気通信連合 (International Telecommunication Union : ITU) の SDH<sup>19</sup>をベースにしており、インターフェイスの物理・電気特性は ITU-T<sup>20</sup>が勧告する G.703<sup>21</sup> に従っている。なお、通信速度は 2Mbps あるいは 64kbps である。PLC はアナログモデムを適用した伝送方式で、通信速度は 600bps あるいは 1200bps である。

配電制御所保護リレーと PLC や光ファイバーは伝送装置を介して制御信号の受け渡しができるが、送電線保護用電流差動リレーについては、直接、光ファイバーに接続するインターフェイス (64kbps/G703) を備えている。

(5) 配電制御所 (DRD 及び BCC) との通信

ONEE の配電部門が設置している DRD と NDC 間は光ファイバーを用いたデータ通信を行っている。その通信プロトコルは IEC60870-6-TASE2 で、通信速度は 2Mbps である。なお、NDC から DRD への制御や指令は無く、計測情報やその集計情報が DRD から NDC に送られている。

地方自治体あるいは民間の配電事業者が設置している BCC と NDC 間はオンラインによるデータ通信は実施しておらず、必要な場合にはメールや電話による情報交換が行われているとのことである。

(6) スペイン及びアルジェリア TSO との通信

モロッコの基幹系統はスペイン及びアルジェリアと国際連系しており、この連系線を利用するために、NDC はスペイン及びアルジェリアの TSO と連系線に関する電力観測値、融通量及び制御情報をお互いにオンラインでデータ通信している。このデータ関係の通信媒体は光ファイバーで、通信速度は 2Mbps、通信プロトコルは ICCP<sup>22</sup>が提唱している SDH を適用している。

<sup>19</sup> Synchronous Digital Hierarchy : ITU 電気通信標準化セクタ (ITU-TS) で標準化された、光ファイバーを用いた高速デジタル通信方式の国際規格

<sup>20</sup> International Telecommunication Union Telecommunication Standardization Sector : ITU で、主に有線の電気通信に関する技術の標準化を担当する部門。技術標準を審議・策定し、ITU-T 勧告 (recommendation) として発表している。

<sup>21</sup> デジタル電気通信回線における電氣的規格

<sup>22</sup> Committee for Information Computer and Communications Policy : 情報コンピューター通信政策委員会

## 2-7-2 配電分野における通信システム

### (1) ONEE の通信方式

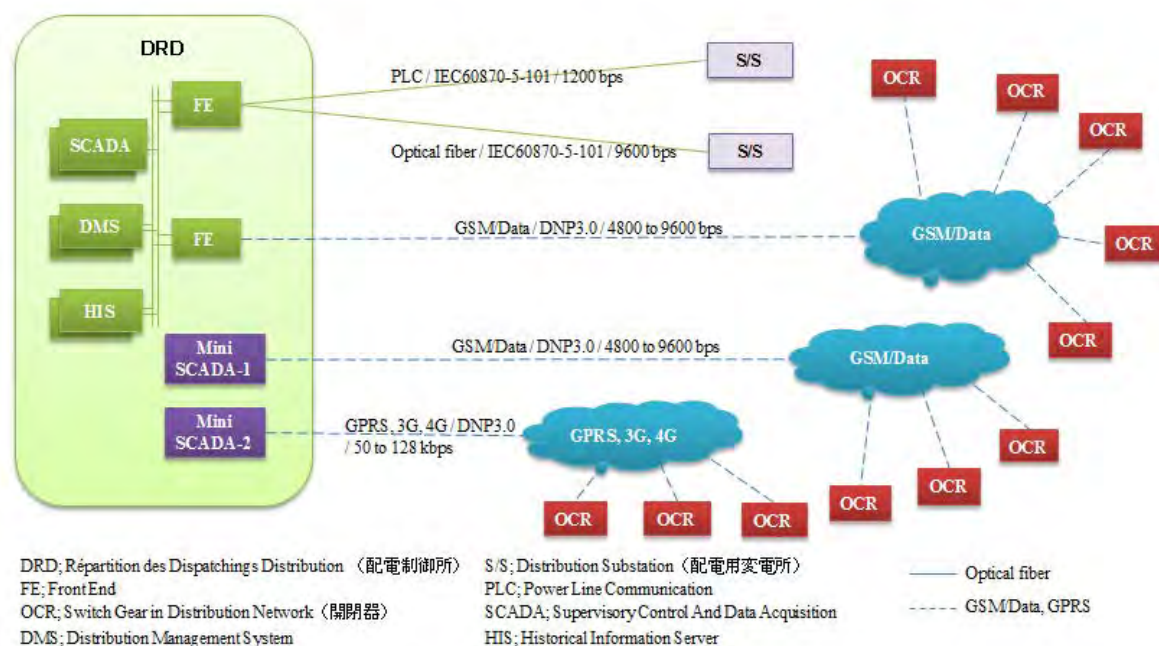
図 2-27 は DRD Casablanca におけるシステム構成と通信方式を示している。システムは二重化された機能サーバー（SCADA、DMS、HIS<sup>23</sup>）と、配電用変電所及び配電線用開閉器（Organ Closing Réseau : OCR）とのデータ通信機能を有する FE（フロントエンド）から構成されている。なお、上記のシステムに取り込まれていない OCR については 2 台の Mini SCADA で運用されている。

配電用変電所と FE 間の通信回線を光ファイバーと PLC の 2 方式で構成することにより、データ通信の信頼性を確保している。なお、これらの通信回線は ONEE が保有しており、通信プロトコルには IEC60870-5-101 が適用されている。

OCR と FE 間の通信には通信業者が保有する無線通信システムである GSM<sup>24</sup>/Data が適用されており、通信プロトコルには DNP3.0<sup>25</sup>が採用されている。

Mini SCADA と OCR 間の通信には GSM/Data が主に使われており、今後、GPRS<sup>26</sup>、3G<sup>27</sup>あるいは 4G<sup>28</sup>に移行するとのことである。なお、通信プロトコルは DNP3.0 である。

各装置間の通信方式を表 2-32 に示す。なお、OCR は電柱や MV/LV 変圧器室に RTU<sup>29</sup>とともに設置されており、実際には RTU を介してデータ通信が行われている。



出所： ONEE からの聞き取り情報を元に調査団作成

図 2-27 ONEE DRD Casablanca のシステム構成と通信方式

<sup>23</sup> Histirical Information Server

<sup>24</sup> Global System for Mobile Communications : 第 2 世代移動通信(2G)規格である。世界のほとんどの国・地域で使用されているが、日本、韓国、北朝鮮、ツバルでは使用されていない。

<sup>25</sup> Distributed Network Protocol : 工業分野の SCADA に適用されているオープン通信プロトコルセット

<sup>26</sup> General Packet Radio Service : GSM 方式の携帯電話網を使ったデータ通信技術で、第 2.5 世代 (2.5G) と呼ばれる技術の一つである。

<sup>27</sup> 3rd Generation : 第 3 世代移動 (携帯電話) 通信規格の総称

<sup>28</sup> 4th Generation : 第 4 世代移動 (携帯電話) 通信規格の総称

<sup>29</sup> Remote Terminal Unit : 監視制御対象機器から取り込んだ状態信号や計測信号を SCADA や DMS に伝送する機能および SCADA や DMS から伝送された制御信号を監視制御対象機器に渡す装置



表 2-32 各装置間の通信方式 (ONEE の DRD Casablanca)

	Between		Communication media /Frequency	Communication protocol	Data transmission speed	Service Provider or Owner	Contents of transmission data	Note
	FE	S/S						
ONEE	FE	S/S	Optical fiber network	IEC60870-5-101	9600 bps	ONEE	Remote measuring and control	
			PLC	IEC60870-5-101	1200 bps	ONEE	Remote measuring and control	
	FE	OCR	GSM/Data	DNP3.0	4800 to 9600 bps	MAROC-Telecom OU MEDITEL	Remote measuring and control	
	Mini SCADA - 1	OCR	GSM/Data	DNP3.0	4800 to 9600 bps	MAROC-Telecom OU MEDITEL	Remote measuring and control	
	Mini SCADA - 2	OCR	GPRS, 3G or 4G	DNP3.0	50 to 128 kbps	MAROC-Telecom OU MEDITEL	Remote measuring and control	

出所： ONEE からの聞き取り情報を元に調査団作成

伝送する情報は MV/LV 変圧器室の構成要素や OCR の種類によっても異なるが、MV 配電線 OCR の通信データの代表的な例は以下の通りである。

- Breaker Position
- Breaker remote control
- Recloser On/Off
- Recloser remote controle On/Off
- Local/Telecontrol
- Earth resistant function (Sensitive earth function) On/Off
- Homopolar (Detecting zero sequence faults) function On/Off
- Battery fault
- Low pressure SF6 gas
- Absence of voltage
- Current fault between phases
- Homopolar current fault
- Earth fault (resistant earth)
- Phase loss
- Under/Over frequency
- Locked DRR
- Battery charger fault
- Voltage between phase A and B at upstream from the OCR (Substation side)
- Voltage between phase A and B at downstream from the OCR (Load side)
- Current of phase A, B and C

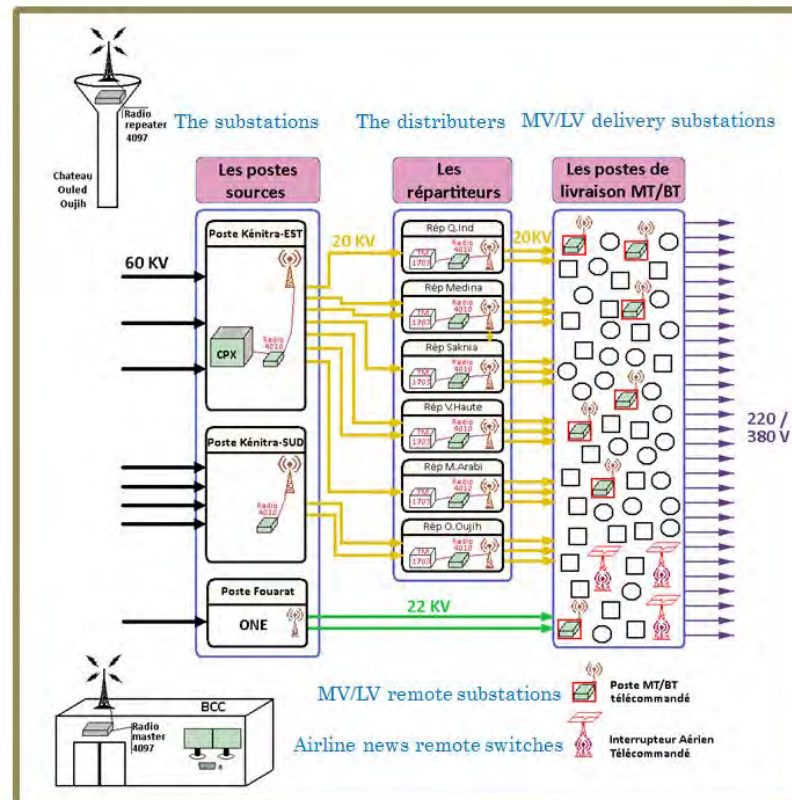
上記の情報種別から、通信データ量は下記と考えられる。

- 2 値データ (状態、故障情報) : 13 点
- 制御データ (On/Off など) : 4 点
- 計測データ (電気量など) : 5 量

現在、DRD Casablanca においては、SCADA/DMS と 2 台の Mini-SCADA が併設されている。この Mini-SCADA は SCADA/DMS が導入される前から設置されているシステムである。Mini-SCADA については常時 OCR と接続されているわけではなく、情報が欲しいときにデータリンクを確立する方式なので、情報が得られるまでには時間を要する。

(2) RAK の通信方式

図 2-28 は RAK における BCC 及び通信対象設備の構成とこれら間の通信方式を示している。

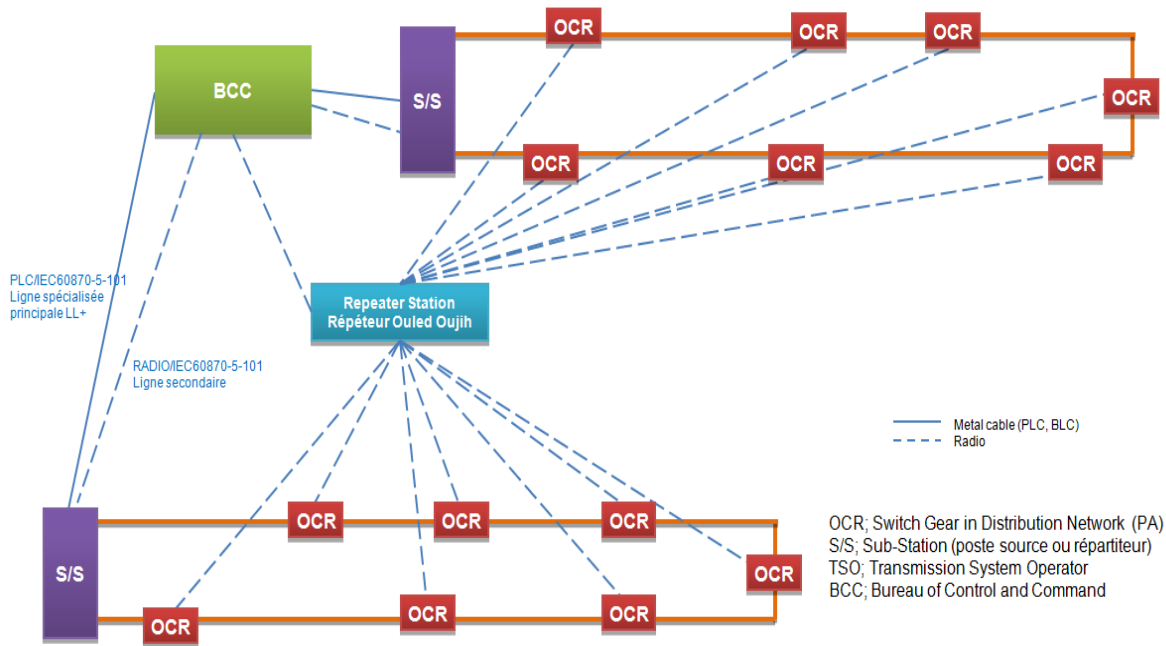


出所：RAK からの入手資料

図 2-28 RAK の BCC と通信対象箇所間の通信方式

図中の Les postes sources は配電用変電所を、Les repartiteurs は配電線分岐所を、Les postes de livraison MT/BT は MV/LV 変圧器室を表している。これらの機器と BCC の SCADA システム間は無線方式で通信している。なお、Chateau Ouled Oujih は無線通信の中継局である。

図 2-29 は図 2-28 を模式化したものである。



出所：RAK からの聞き取り情報を元に調査団作成

図 2-29 BCC の通信対象箇所と通信方式の模式図 (RAK)

RAK においては、BCC と配電用変電所間の通信はメタル回線と 400MHz 帯無線で 2 ルート化されている。メタル回線による通信は、Maroc telecom 社の LL+ という特別回線を用いている。無線による通信は RAK の所有する通信設備である。なお、無線通信はメタル回線のバックアップ用である。メタル回線の通信速度は 64kbps で、通信プロトコルは IEC60870-5-101 である。また、無線通信の通信速度は 19.2kbps で、通信プロトコルはメタル回線と同様に IEC60870-5-101 である。

OCR、MV/LV 変圧器室と BCC 間には中継局 (Repeater Station) を経由したデジタル無線通信が適用されており、通信装置として Master Station Radio 及び RTU が設置されている。使用している電波は 400MHz 帯で、データ通信速度は 19.2kbps、通信プロトコルは IEC 60870-5-101 である。

表 2-33 は各装置間の通信方式である。

表 2-33 各所・各装置間の通信方式 (RAK の BCC)

	Between		Communication media / Frequency	Communication protocol	Data transmission speed	Service provider or Owner	Contents of transmission data	Note
RAK	BCC	S/S (Distribution substations)	Main communication: Metallic line (LS or LL+)	IEC 60870-5-101	64kbps	MAROC-Telecom	Information and change of states on bits. Measures and commands on bytes.	Given the importance of source stations in the network conduct and its operation, we opted for 2 communication supports instead of one LL+ and the RADIO (rescue)
			Secondary communication: Radio wave (UHF band 400 MHz)					
			Radio wave: UHF band 400 MHz	IEC 60870-5-101	19.2 kbps	ANRT	Ditto	
	BCC	Repeater station (Ouled Oujih)	Radio wave: UHF band 400 MHz	IEC 60870-5-101	19.2 kbps	ANRT	Ditto	
	Repeater station	OCR (MV/LV station and others)	Radio wave: UHF band 400 MHz	IEC 60870-5-101	19.2 kbps	ANRT	Ditto	
	BCC	Numerical meters	Not yet used at the level of RAK					

出所：RAK からの聞き取り情報を元に調査団作成

写真 2-14 は BCC が設置されている RAK 本社社屋の無線通信用アンテナである。左はデータ通信用、中は音声通話用、右は DMS と監視制御対象間の通信用である。また、写真 2-15 は配電用変電所の通信アンテナである。

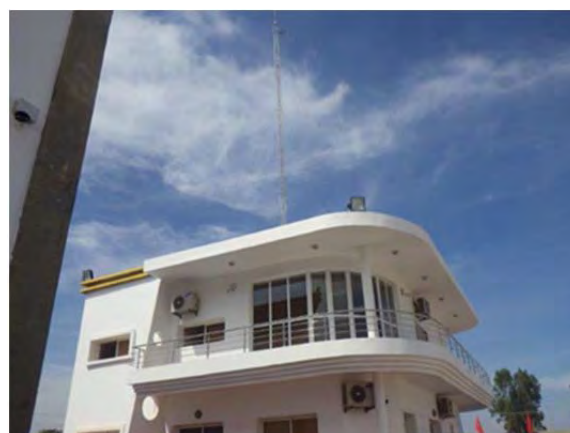


写真 2-14 RAK 本社社屋の無線通信用アンテナ 写真 2-15 配電用変電所の通信アンテナ

写真 2-16 は配電線分岐所の通信用アンテナである。400MHz 帯の八木アンテナが使用されている。

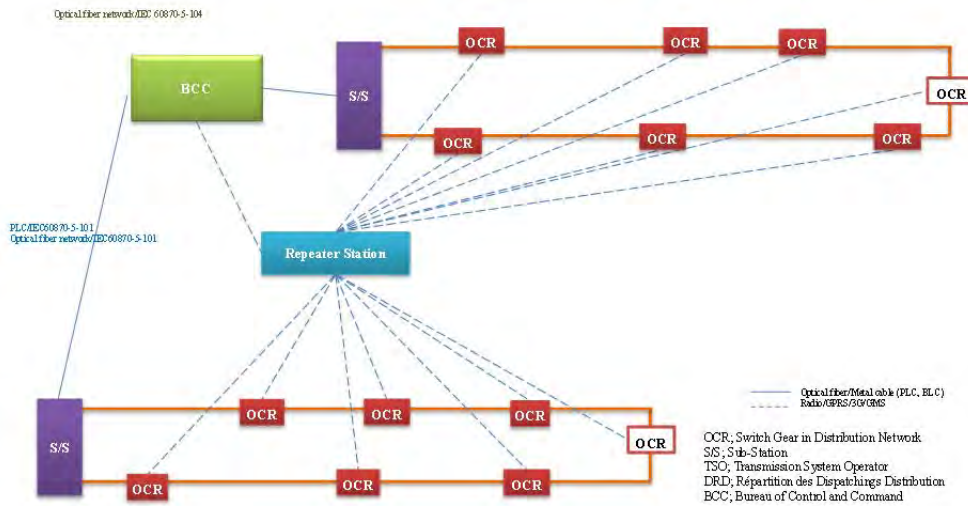


写真 2-16 配電線分岐所の通信用アンテナ

RAK の配電用変電所と BCC 間の通信はメタル回線と 400MHz 帯無線が併用されていることから、通信品質は確保されていると考える。一方、OCR や MV/LV 変圧器室との通信には 400MHz 帯無線が適用されているが、その通信品質は天候の影響を受けやすいと考えられる。

(3) Redal の通信方式

Redal における BCC の通信システムを図 2-30 に示す。



出所：Redal からの聞き取り情報を元に調査団作成

図 2-30 BCC の通信対象箇所と通信方式の模式図 (Redal)

配電用変電所向けの監視制御用通信回線については、Redal が所有する光ファイバーとメタル回線の他に、Maroc telecom 社の専用回線（メタル）を使用している。光ファイバー



と Maroc telecom 社の専用回線を使った通信は IEC60870-5-104<sup>30</sup>が適用されており、Redal が所有しているメタル回線を使った通信は IEC60870-5-101 が適用されている。

配電線用開閉器向けの監視制御用通信回線については中継局を経由した 400MHz 帯無線通信または GPRS を使用している。中継局と BCC 間の通信プロトコルは IEC60870-5-101 で、通信速度は 1200bps である。一方、中継局と OCR の一部には、通信プロトコル IEC 60870-5-104 を使った GPRS が適用されており、その通信速度は 4Mbps (512kocets<sup>31</sup>) である。そのため、中継局が伝送のボトルネックになっている可能性がある。

表 2-34 各所・各装置間の通信方式 (Redal の BCC)

	Between		Communication media /Frequency	Communication protocol	Data transmission speed	Service Provider or Owner	Contents of transmission data	Note
Private company (REDAL)	BCC	SS	Optical fiber network	IEC60870-5-104		REDAL		
			Metal line Cable Telecontrol 21 p	IEC60870-5-101	1200 bps	REDAL		
			Metal line Link LL+	IEC60870-5-104		Maroc telecom		
	BCC	Repeater Station	Radio wave (400MHz)	IEC60870-5-101	1200 bps			
	Repeater Station	OCR	GPRS VPN LL (900MHz)	IEC60870-5-104	512kocet			
			Radio wave (400MHz)	IEC60870-5-101				
BCC (MDMS)	Electronic Meter (MV Customer)	GSM and RTC(PSTN: Public Switched Telephone Network)			9600 bps			
BCC (MDMS)	Electronic Meter for Pilot project (Electricity and Water)	PLC	DLMS/COSEM					

出所：Redal からの聞き取り情報を元に調査団作成

なお、全 MV 顧客を対象として自動検針が実施済みであるが、その通信には GSM 及び公衆交換電話網 (Public Switched Telephone Networks : PSTN) が使われている。また、パイロットプロジェクトとして、PLC を使った電力及び水道の自動検針が実施されている。

表 2-34 に各装置間の通信方式を示す。Redal の通信システムについては基本的に ONEE や RAK と同様に無線通信が主体である。

#### (4) スマートメーター (通信機能付) 実証と取引用計器の通信システム

##### 1) スマートメーター (通信機能付) 実証

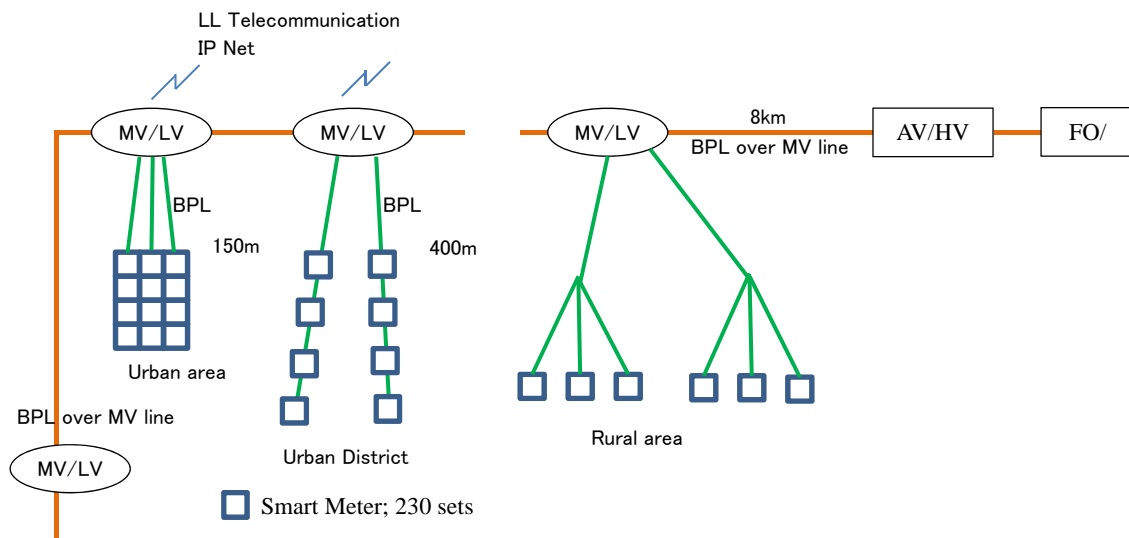
ONEE では、導入地域の特性に合わせた最適な通信方式について検証を行うことを目的としたスマートメーター (通信機能付) 実証が行われている。

スマートメーターとコンセントレーター間の通信としては、IP プロトコルをつかった 20Mbps 専用ライン及び 128kbps の高速 PLC (Broadband over Power Lines : BPL) を使用し実証を実施している。

なお、BPL に関しては図 2-31 に示すような、都市部、郊外、地方の各需要家モデルを対象とした実証を実施している。

<sup>30</sup> IEC80870-5-104 はイーサネットおよび TCP/IP を使えるように 5-101 を拡張したプロトコルで、高速伝送に対応している。

<sup>31</sup> オクテット：情報量の単位のひとつで 8 ビットのことである。



出所： ONEE からの聞き取り情報を元に調査団作成

図 2-3-1 スマートメーター（通信機能付）の実証システム

対象となるスマートメーターの数量が多い場合には GSM を使っているケースが多く、限定された数量のスマートメーターの場合には PLC が使われているケースもある。しかし、自動検針においては計測時だけデータ通信ができれば良いので、GSM などでも十分であると考えられる。

スマートメーターの導入は、現在、通信方式も含めて検討段階にあり、スマートメーターの設置場所や設置密度などを考慮して通信媒体・方式が検討されている。一部では高速 PLC として BPL の導入も実証試験が実施されているが、BPL を適用する場合には電力線回路の途中に設置された開閉器、変圧器、分岐回路に対応するためのバイパス装置、信号増幅装置・減衰装置などを設ける必要があるため、無線通信環境が良ければ GPRS、3G、4G 方式の導入が進むと考えられる。

スマートメーターの通信技術として、日本でも導入が進んでいる RF (Radio Frequency) メッシュネットワークやマルチホップ通信方式などの最新技術を提案することも考えられるが、電波法による周波数割り当てや出力については日本とモロッコでは異なることから、適用の可否を含めて検討する必要がある。

## 2) RAK の取引用計器

RAK では MV 顧客を対象に、1994 年から既存の機械式計器を SCHLUMBERGER 社製のデジタル計器 SPECTRA A12 に切り替えてきた。これにより季節別・タイプ別の料金メニューに対応した。

2006 年からは全ての MV 顧客 (234 件) を対象に ITRON 社の type SL7000 というデジタル計器に取り替え済みである。この計器は光ファイバー用ポート (9600bps) と二つのシリアル通信ポート (RS232C/RS485-19.2kbps) を備えており、外部の通信用モデム経由で、PSTN、GSM、GPRS、LAN に接続可能である。なお、当該通信ポートは現地

での検針作業に活用されているが、表 2-3-3 に示すように、現時点では通信網とは接続されていない。

### 3) Redal の取引用計器

MV 顧客 1,017 箇所、LV 顧客 (契約 60~100kVA) 1,050 箇所にもデジタル計器が導入済みであり自動検針が実施されている。また、大口の LV 顧客 (契約 60~100kVA) 1,050 箇所にもデジタル計器が導入されている。その他に、パイロットプロジェクトとして、水道 200 箇所、電気 200 箇所のデジタル計器 (通信・リモート開閉機能有) を実証中であり、その通信方式は低速 PLC を採用している。なお、計器は中国企業製である。図 2-3-2 は Redal のメーターデータ管理システム (Meter Data Management System : MDMS)、デジタル計器及びBillingシステムの構成を示している。Redal では MDMS に asais 社の saturne を適用している。MDMS はデジタル計器から送られてくるデータを収集し、料金請求に関するデータを作成して Redal の課金システム (図の FACTURATION) に渡している。なお、MDMS (saturne) の主な機能は以下の通りである。

- ・ デジタル計器からのデータ収集
- ・ デジタル計器のリモート時刻リセット、消費電力管理など
- ・ アラーム管理、収集データの処理、リモート操作の記録



出所：Redal より入手

図 2-3-2 メーターデータ管理システム (Redal)

## 2-7-3 通信分野における課題と解決の方向性

### (1) ONEE 送電部門

モロッコの送電分野における通信システムは、光ファイバーと PLC で構成され、IEC や ITU の標準に準拠したプロトコルを使用しており、日米欧の先進各国の通信システムと比較しても、遜色ない状態を維持している。

しかし、今後、再生可能エネルギー電源の系統連系が増えてくると、その不安定な出力が系統周波数や電圧に与える影響を抑制するために、再生可能エネルギー電源の出力制御や電圧の調整が必要となる可能性がある。また、エネルギー利用の効率向上のためにピー



クシフトなどの導入も考えられる。これらを実現するために、NDC が発電から負荷までの電力系統の状態をリアルタイムに把握し、発電機や制御機器をタイムリーに制御することが考えられる。この場合、NDC と発電所間ならびに制御機器間では通信データの増加、高速化、高信頼度化が求められるようになる。

現在、NDC と発電所間では 9600bps の光ファイバーと 600bps あるいは 1200bps の PLC が使われており、上記のニーズに応えるためには伝送速度の向上が必要と考えられる。特に PLC は通信速度が遅く、データ量の拡大にも対応が難しいことに加えて、設備が古く、保守部品の確保も難しいということである。そのため、PLC については可能な限り光ファイバーに更新することが望まれるが、コストがかかるので高速 PLC などの適用も考慮しつつ、更新計画を立てる必要があると考える。また、現在、適用している通信プロトコル IEC60870-5-101 を、高速伝送に対応できる IEC60870-5-104 などに見直すことも有効と考える。

また、NDC と公営及び民間配電事業者の BCC 間は、現在、メールや電話で情報交換しているとのことであるが、発電から配電までの全システムを一貫した電力の品質維持及び高効率運用を促進するためには、必要な情報をタイムリーに交換する必要があり、そのためのオンラインによるデータ通信の導入が必要と考える。

## (2) 配電部門全般

多くの配電事業者では、OCR と配電制御所 (DRD または BCC) 間のデータ通信には UHF 無線通信システムや通信事業者の保有する GSM 無線ネットワークシステムを使用している。これらの電波を使った無線通信は、面的に広がる配電線網上に設置されている OCR の通信環境整備には効率的であるが、天候などの影響を受けやすいという通信品質面の課題がある。また、通信業者が保有する通信網の使用に際しては、配電事業者に通信料金が運用コストとして定常的にかかっている。

将来、配電システムに再生可能エネルギー電源が導入された場合には、これらを監視制御するための通信回線の追加や、高度な配電線運用のために既存の通信網においても通信データ量が増えることが考えられる。

このような状況から、高速で品質の高い通信が期待できる光ファイバーを自社設備として導入拡大することが望まれるが、全ての回線に光ファイバーを導入するにはコストがかかるため、優先度や費用対効果を見極めながら、光ファイバーだけではなく、メタル回線や高速 PLC なども含めて、これらの通信システムを適材適所へ導入することが望まれる。また、通信プロトコルも高速伝送に対応できる IEC60870-5-104 などへの見直しも有効と考えられる。

以下、今回の調査対象である配電事業者から得られた直近の課題と解決の方向性について述べる。

### 1) ONEE 配電部門

ONEE 配電部からの聞き取り調査で、以下の課題があることを確認した。

- ・ 現在使用している GSM/Data は天候などの影響により、OCR とのデータリンクに時間を要することがあったり、データ通信中に通信エラーが頻繁に発生することがある。
- ・ IP プロトコルをベースにした GPRS、3G、4G の導入を検討しているが、現状の SCADA/DMS はこのような通信システムに対応することが出来ないため改良が必要である。ただし、GPRS、3G、4G への切り替え時期については無線通信システムを提供している通信業者（Maroc Telecom、OU、MEDITEL）の計画に大きく左右される。

ONEE では3つの通信業者の無線ネットワークを使っているが、それぞれ、地域ごとに電波状態が良くない箇所がある。GPRS、3G、4G への切り替え時期が遅くなるようであれば、上記の課題を解決するために、PLC、メタル回線、あるいは光ファイバーの導入が有効と思われる。しかし、これらの通信設備の整備にはコストがかかるので、費用対効果を考慮した導入計画が必要と考える。

## 2) RAK

現在の無線通信システムにおいて直面している課題としては、①ビルの地下にある MV/LV 変圧器室の無線通信のサービスエリアが限定されていること、②通信速度が遅い地域がある、ということである。

また、将来に起こりえる課題としては以下を挙げている。

- ・ 都市部においては、モロッコ式2階・3階建て家屋や一軒家を8階建てのビルに建て替えるプロジェクトが増加しており、これによる無線通信環境の変化が無線通信のカバー能力不足をもたらしている。
- ・ 1階に MV/LV 変圧器室を設置したビルが増えているが、上記と同様に無線通信のカバー能力不足をもたらしている。
- ・ 通信対象箇所の増加に伴い無線通信装置間の電波干渉が増える。

現在、RAK の通信回線は光ファイバーを導入しておらず、Maroc Telecom のメタル回線と自社の 400MHz 無線通信システムのみで構成されている。上記の課題を解決するために、例えば、データ通信量の多い配電制御所とリピータステーション間には光ファイバーの導入や、無線通信環境が良くない箇所には PLC への更新も考えられる。

## 3) Redal

現在の通信システムにおける課題は、GSM モデムからのリンク再確立要求がブロックされることであり、将来の課題としては、異なる通信媒体による冗長化に関する内容である。

通信回線のリンクが途切れたときに、GSM モデムは、再度、リンク確立を要求するが、これがブロックされると言うことは無線通信環境が良くないことが要因のひとつとして考えられる。そのような箇所には PLC の導入や他の方式（GPRS、3G、4G など）への見直しも有効と考えられる。

Redal では光ケーブルとメタルケーブル、あるいは無線と GSM/GPRS などのように、異なる通信媒体による冗長化が図られている。しかしながら、常用回線から待機回線への切り替えはコールドスタンバイ方式のため、切り替え時にデータ欠落が発生する可能性がある。これを回避するために切り替えをホットスタンバイ方式に見直すことが望まれている。しかし、切り替え時の通信データの連続性を保証するための高度な制御装置が必要となるため、導入に際してはコスト面も含めた検討が必要である。

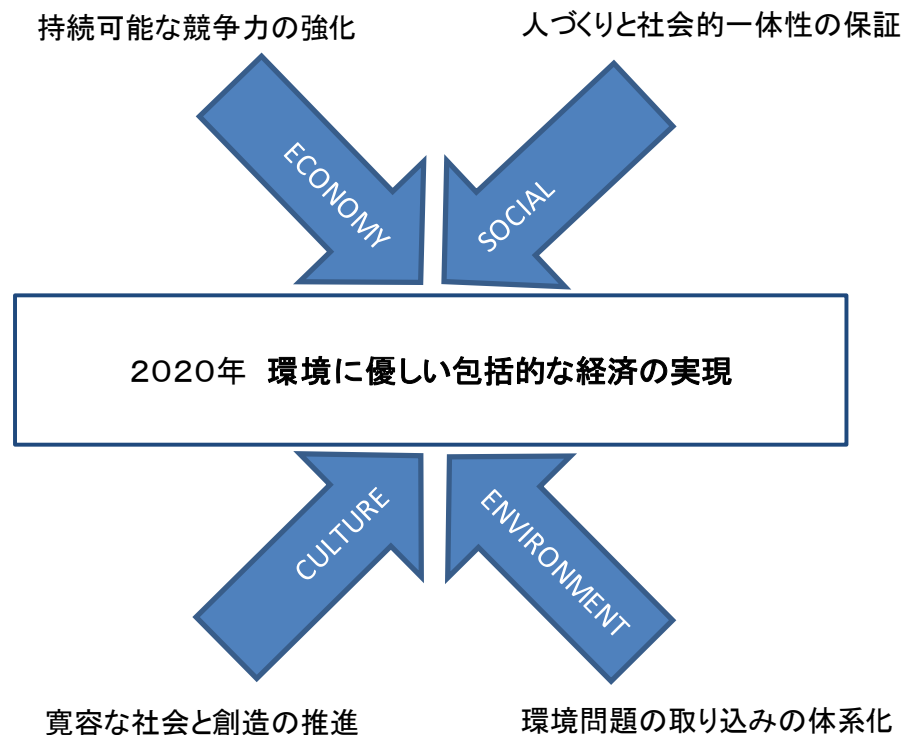
## 2-8 環境・社会配慮に係る法規制

### 2-8-1 環境社会配慮に関連する国家戦略

2009 年、モハメッド 6 世国王は即位 10 周年スピーチにおいて環境に配慮した国作りを宣言した。これを受け、2010 年には国王の指導の下、政府は「環境と持続可能な発展のための憲章」を作成した。その中では環境に関する権利と義務という考え方、持続的発展の重要性といった環境保全に向けた基本理念を謳っており、モロッコの環境分野における公共政策の基準、行動計画となっている。

2011 年の新憲法は、持続可能な発展を国民の権利として正式に位置づけ、環境への取り組みにはずみをつけた。「環境と持続可能な発展のための憲章」は正式な法的枠組みとして 2014 年に議会で可決、公布 (Loi-cadre No. 99-12) され、今後一層の活用が期待されている。

また、この憲章に従って、持続可能な開発のための国家戦略 (National Strategy for Sustainable Development : NSSD) が制定され、以下のビジョン達成を目的としている。



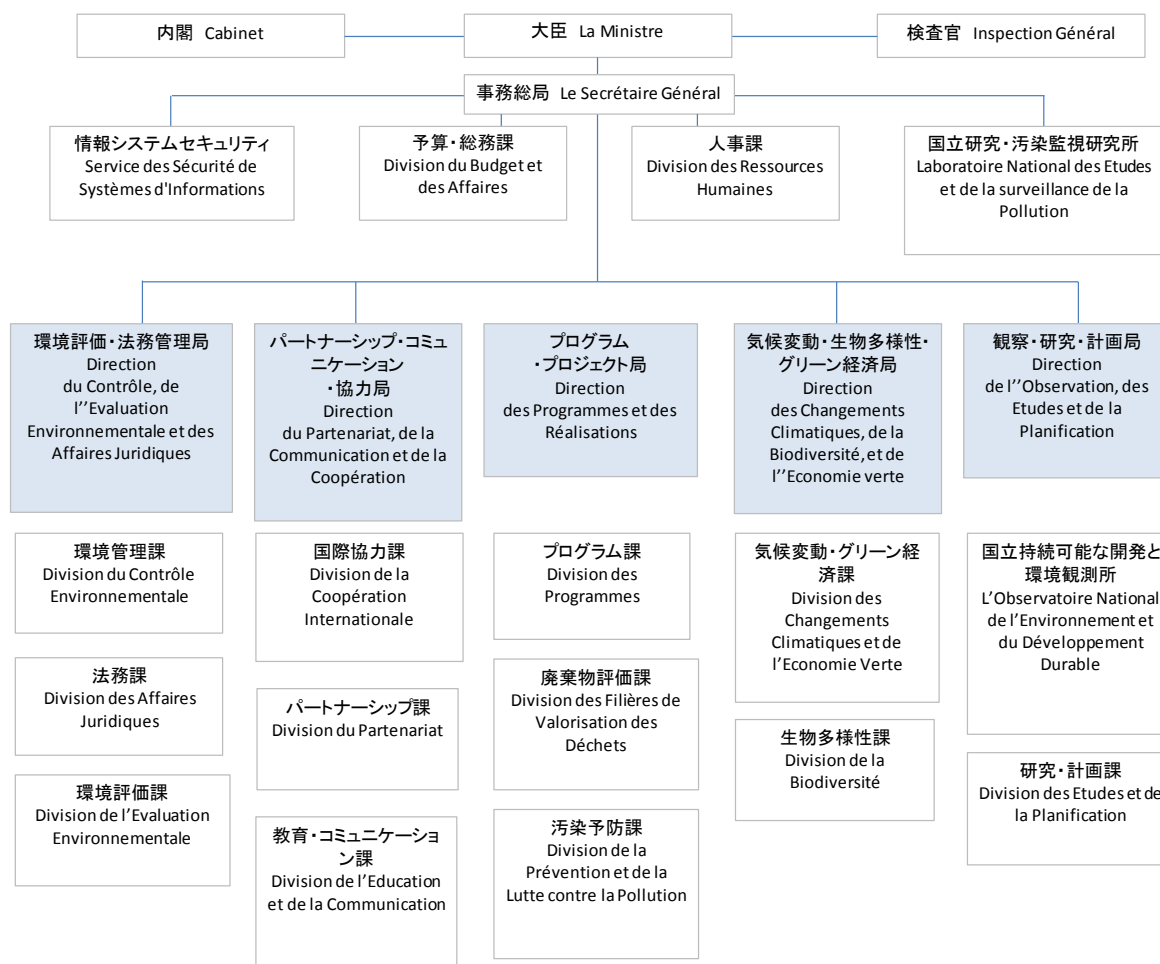
出所：環境省HP

図 2-33 NSSD のビジョン

## 2-8-2 環境社会配慮に関連する機関の組織

モロッコ国の環境行政機関は、MEMEE 内の環境省が環境保護、法律、環境政策などを所管している。

MEMEE 環境省の組織図を以下に示す。



出所：環境省 HP

図 2-34 MEMEE 環境省の組織図

モロッコにおける環境行政のトップは、エネルギー・鉱山・水利・環境大臣付として、環境担当特命大臣が任命されている。

また、EIE に関する部局としては、環境評価・法務管理局があり、上記図に示す通り 3 つの課を有する。それぞれの課の役割は以下のとおりである。

- ・ 環境管理課・・・環境監督業務、許認可・手続業務
- ・ 法務課・・・法務文書業務、法律相談・訴訟、規格統一
- ・ 環境評価課・・・EIE 審査、戦略的環境アセスメント業務

## 2-8-3 環境・社会配慮に係る法的枠組

### (1) 環境関連法令

モロッコでは2003年に制定された環境規制の基本法である、環境保護に関する法律(No. 11-03)があり、各章、各節の具体的な内容は、関連する勅令、法律、制令などによって定められている。環境影響評価(Étude d'impact sur l'environnement : EIE)については、環境影響評価に関する法律(No. 12-03)に規定されている。廃棄物処理に関しては、廃棄物管理・処分に関する法律(No. 28-00)が廃棄物処理の枠組みを定めている。

土地について、私有財産の保全が憲法で保障されているが、公共目的の土地の接収手続きは、公共目的及び一時的占有に関する法律(No. 7-81)に規定されている。

環境・社会配慮に係る主要な法令を表2-35に示す。

表 2-35 入手した環境・社会配慮に係る法律他のリスト

	Loi	法律他の内容	制定日	○全訳 △一部
環境	Loi n° 11-03	環境保護に関する法律	12 mai 2003	○
	Loi-cadre n° 99-12 portant Charte Nationale de l'Environnement et du Développement Durable	環境と持続可能な開発のための国家憲章に関する枠組	B.O. n° 6240 du 18 jourmada I 1435 - 20 mars 2014)	
環境影響評価	Loi n° 12-03 relative aux études d'impact sur l'environnement	EIEに関する法律	12 mai 2003	○
	Décret n° 2-04-563 relatif aux attributions et au fonctionnement du comité national et des comités régionaux des études d'impact sur l'environnement	EIE 国家委員会と EIE 地方委員会の権限と機能に関する政令	4 novembre 2008	○
	Décret n° 2-04-564 fixant les modalités d'organisation et de déroulement de l'enquête publique relative aux projets soumis aux études d'impact sur l'environnement	EIE の対象プロジェクトに関する公的調査の編成・開催の様式決定の政令	4 novembre 2008	○
	Arrêté du Secrétaire d'état auprès du Ministre de l'énergie, des mines, de l'eau et de l'environnement, chargé de l'eau et de l'environnement n° 470.08 du 23 février 2009 portant délégation de signature (existe en version arabe seulement)		B.O. n° 1079 (19 mars 2009)	
	Arrêté conjoint du secrétaire d'Etat auprès du ministre de l'énergie, des mines, de l'eau et de l'environnement, chargé de l'eau et de l'environnement et du ministre de l'économie et des finances n°636-10 du 7 rabii I 1431 (22 février 2010) fixant les tarifs de rémunération des services rendus par l'administration afférents à l'enquête publique relative aux projets soumis aux études d'impact sur l'environnement.		N° 5830-29 rabii II 1431 (15-4-2010)	
	Circulaire conjointe du Ministre de l'intérieur et du Secrétaire d'état auprès du Ministre de l'énergie, des mines, de l'eau et de l'environnement, chargé de l'eau et de l'environnement pour la mise en œuvre des décrets d'application de la loi n°12-03 relative aux études d'impact sur l'environnement (existe en version arabe seulement)		n° D1998 (17 mars 2009)	

水	Loi n° 10-95 sur l'eau	水に関する法律	B.O. 20 septembre 1995	
	Décret n° 2-97-875 du 6 chaoual 1418 relatif à l'utilisation des eaux usées		B.O. 5 février 1998	
	Décret n° 2-97-787 du 6 chaoual 1418 relatif aux normes de qualité des eaux et à l'inventaire du degré de pollution des eaux		Bulletin officiel n° 4558 du 5 février 1998	
	Décret n° 2-05-1533 du 14 moharrem 1427 relatif à l'assainissement autonome		B.O. n° 5404 du 16 mars 2006	
	Décret n° 2-97-657 du 6 chaoual 1418 relatif à la délimitation des zones de protection et des périmètres de sauvegarde et d'interdiction		B.O. du 5 février 1998	
	Décret n° 2-04-553 du 13 hija 1425 relatif aux déversements, écoulements, rejets, dépôts directs ou indirects dans les eaux superficielles ou souterraines		B.O. n° 5292 du 17 février 2005	
大気	Loi n°13-03 relative à la lutte contre la pollution de l'air	大気汚染に関する法律	BO n° 5118 du 19 Juin 2003	○
	Décret n°2-09-286 du 20 hija 1430 (8décembre 2009) fixant les normes de qualité de l'air et les modalités de surveillance de l'air		Bulletin officiel n°5806 du 21 janvier 2010	
	Décret n°2-09-631 fixant les valeurs limites de dégagement, d'émission ou de rejet de polluants dans l'air émanant de sources de pollution fixes et les modalités de leur contrôle		BO n° 5862 du 5 aout 2010	
海岸線	loi N° 81.12 relative au littoral	海岸線に関する法律	BO n°6384 du 6 Aout 2015	
森林	Dahir (20 hija 1335) sur la conservation et l'exploitation des forêts	森林保全についての勅令	B.O. 29 octobre 1917	
廃棄物	Loi n° 28-00 relative à la gestion des déchets et à leur élimination	廃棄物管理・処分に関する法律	n° 5480 du 7 décembre 2006	
	Décret n°2-07-253 du 14 rejeb 1429 (18 juillet 2008) portant classification des déchets et fixant la liste des déchets dangereux	廃棄物の分類と有害物リストの政令	B.O n° 5654 du 7 août 2008	
	Décret n° 2-09-139 du 25 jomada I 1430 (21 mai 2009) relatif à la gestion des déchets médicaux et pharmaceutique		BO n° 5744 du 16 juin 2009	
	Décret n° 2-09-284 du 20 hija 1430 (8 décembre 2009) fixant les procédures administratives et les prescriptions techniques relatives aux décharges contrôlées		BO n° 5862 du 5 Aout 2010	
	Décret n° 2.09.538 du 5 rabii II 1431 (22 mars 2010) fixant les modalités d'élaboration du plan directeur national de gestion des déchets dangereux		BO n° 5862 du 5 Aout 2010	
	Décret n° 2-09-285 du 23 rejeb 1431 (6 juillet 2010) fixant les modalités d'élaboration du plan directeur préfectoral ou provincial de gestion des déchets ménagers et assimilés et la procédure d'organisation de l'enquête publique afférente a ce plan		BO n° 5862 du 5 Aout 2010	

	Décret n° 2-08-243 du 17 mars 2010 (30 rabii I 1431) instituant la Commission des polychlorobiphényles (PCB).		B.O. n° 5826 du 1 <sup>er</sup> avril 2010	
	Décret relatif à la gestion des déchets dangereux au Bulletin Officiel.		B.O. n° 6336 du 29 rabii II 1436 - 19 Février 2015	
	Arrêté conjoint du ministre de l'intérieur et du secrétaire d'Etat auprès de la ministère de l'énergie, des mines, de l'eau et de l'environnement n°2817-10 ( 19 avril 2011) relatif aux critères d'élaboration du plan directeur préfectoral ou provincial de gestion des déchets ménagères et assimilés		B.O. n° 5940 du 5 mai 2011	
保護区	Loi n° 22-07 relative aux aires protégées promulguée par le dahir n° 1-10-123 du 3 chaabane 1431	保護区に関する法律	B.O. n° 5866 du 19 août 2010	
土地	Loi n° 7-81 relative à l'expropriation pour cause d'utilité publique et à l'occupation temporaire	公共目的及び一時的占有に関する法律	B.O. 15 juin 1983	
再生可能エネルギー	Loi n° 13-09 relative aux énergies renouvelables Préambule	再生可能エネルギーに関する法律	B.O. n° 5822 du 18 mars 2010	
	Décret n° 2-10-578 (11 Avril 2011) pris pour l'application de la loi n° 13-09 relative aux énergies renouvelables		B.O. n° 5936 du 21 avril 2011	
	Décret n°2-10-320 (20 mai 2011) pris pour l'application de la loi n°16-09 relative à l'Agence nationale pour l'environnement des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique		B.O. n° 5948 du 2 juin 2011	

## (2) 環境に関わる国際条約

モロッコが批准・締結している主な国際条約を以下に示す。

- ・ 生物多様性条約
- ・ ワシントン条約
- ・ ラムサール条約
- ・ 気候変動枠組条約
- ・ 廃棄物投棄に係わる海洋汚染防止条約（ロンドン条約）

## (3) EIEに係る制度

現行のEIEの制度は、プロジェクトの規模に応じて、MEMEEまたは州の環境局が審査・監督するというものである。これは、2008年11月に公布、適用された「EIE国家委員会とEIE地方委員会の権限と機能に関する政令(Décret No. 2-04-563 relatif aux attributions et au fonctionnement du comité national et des comités régionaux des études d'impact sur l'environnement)」により、その仕組みが整えられた。

#### (4) EIEに係る手続き

2003年に制定されたEIEに関する法律(No. 12-03)に基づき、EIEの制度が整備されており、具体的な手順や調査項目、報告書の構成等の詳細についてはEIEの参考書(Référentiel des études d'impact l'environnement)に記載されているEIE評価手順マニュアルやEIEのための方法手引にまとめられている。

手続きはすべての対象事業に共通である。電気事業では、大規模エネルギー輸送(Grands travaux de transfert d'énergie)、火力発電所、原子力発電所、及び水力発電所の建設について、EIEの実施が必要とされている。太陽光発電所、風力発電所はEIEの実施対象と規定されていないが、発電設備で送電網に接続するものはEIEの実施が必要とされている。したがって、スマートグリッド事業の実施にあたり、通信等の要素技術の有無はEIEの実施要否と直接的には関連が無い。

EIEはMEMEEの環境評価課(Division de l'Evaluation Environnementale)が担当している。投資金額が2億MAD以上または複数の州にまたがるプロジェクトでは、MEMEE内の環境影響評価課が窓口となり、国家委員会(Comité national des ÉIE : CN)により審査が行われ、2億MAD以下のプロジェクトでは各地方の地方委員会事務局(Secrétariat du comité régional concerné : SCR)が窓口となり、地方委員会(Comité régional des ÉIE : CR)により審査が行われる。委員会の権限と役割については、EIE国家委員会とEIE地方委員会の権限と機能に関する政令(Décret No. 2-04-563)に規定されている。

CNは内務省、設備省、運輸省、観光省、保健省、農業省、司法省、MEMEE等の代表者により構成され、RNは州知事(Wali)が議長となり、州の同様の部局の代表により構成される。

審査により、提出されたEIE報告書が委員会の評価の基準を満たしていないと判断された場合、CN、CRは相互に審査を委託することができる。

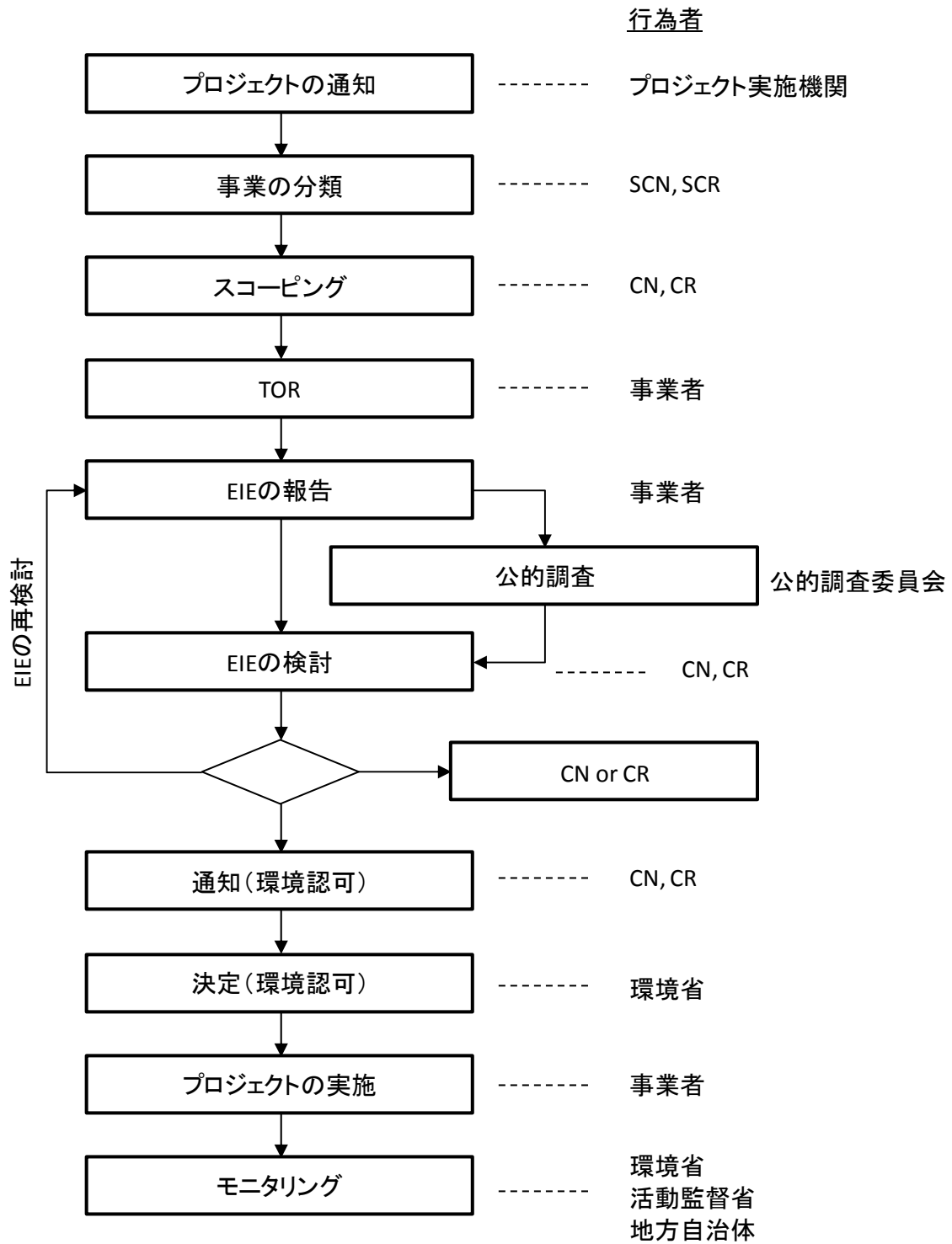
主な手順は以下のとおりである。

- ① 事業者は事業計画及びTORを環境省に提出する。
- ② スコーピング会議により、TORや調査項目をチェックし、それぞれの事業に必要なTOR、調査項目が決定される。
- ③ 事業者はEIEを実施する。調査に不備があれば追加調査を実施する。
- ④ 公共調査の公示を行い、その後20日間で公的調査を実施、住民からの意見聴取を行う。
- ⑤ 公的調査の結果及びEIE報告書を委員会に提出し、委員会での審査により指摘や修正があれば、返答、修正を行う。
- ⑥ 報告書が受理され、環境省、州知事に提出し、事業の開始が許可される。

手続きの流れを

図 2-35 に示す。



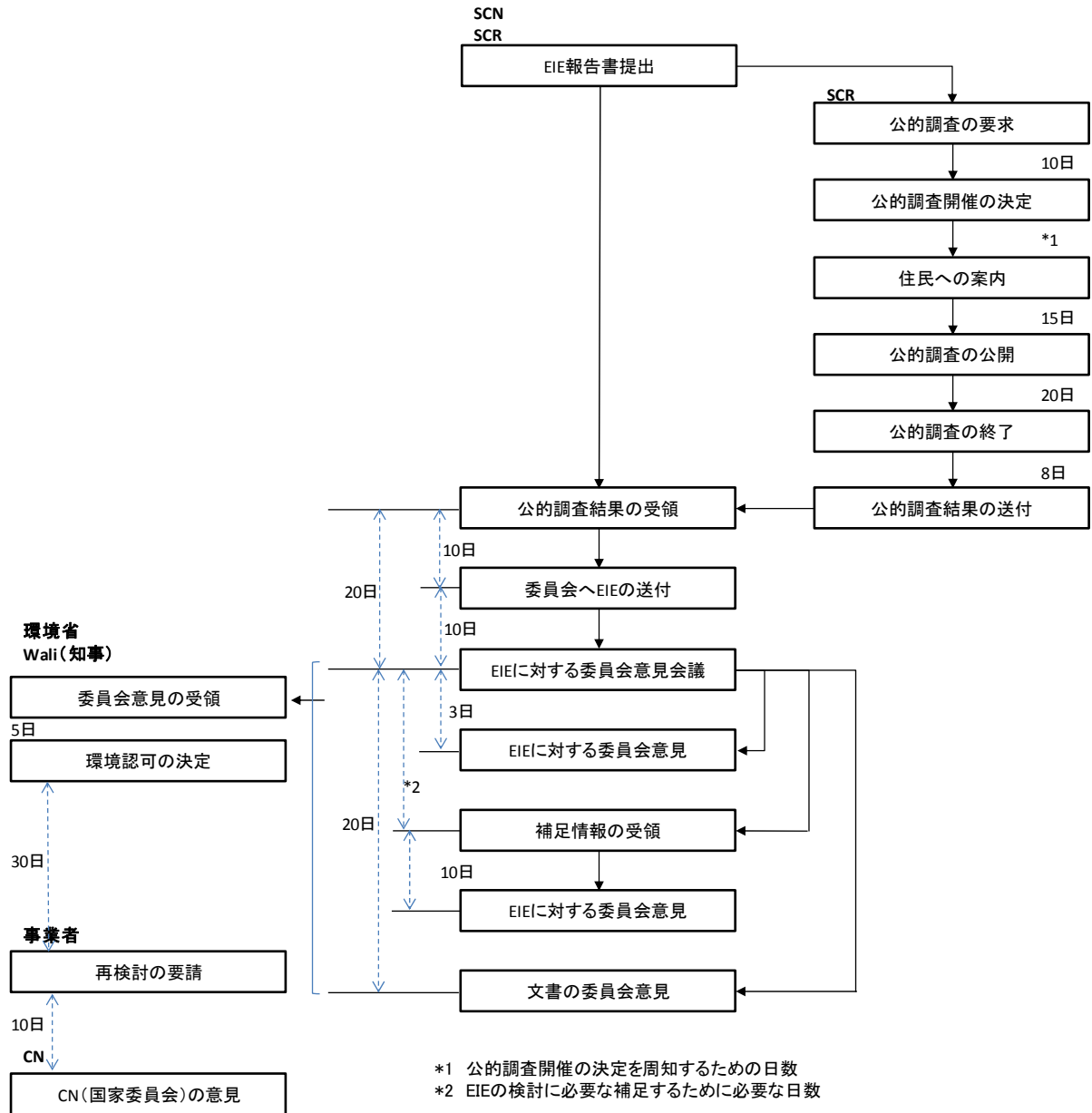


出所：環境省 HP

図 2-35 環境認可取得までの主な手続きの流れと行為者

住民意見の収集（公的調査）は、事業者がプロジェクトの地元の州の SCR に EIE 報告書及びその概要書を提出し、地元住民に周知し意見の収集を行うことになっている。

EIE 報告書の提出から公的調査以降の手順も法律で規定されており、図 2-36 のように詳細な日数が規定されている。環境認可には少なくとも約 80 営業日を要する。事業者による EIE の作成時間は、事業者や事業の規模により異なる。公的調査は EIE 報告書提出後、約 50 日で終了し、その結果は担当する委員会（CN もしくは CR）に提出する。



出所：環境省 HP

図 2-36 公的調査以降の主な流れと規定されている所要日数

(5) EIE に関する法律 (No. 12-03) の改定について

EIE の調査に関する法律 (No. 12-03) は 2014 年から改定の検討がなされている。改定の目標期限は特に無く、その内容や進捗は公表されていないが、2014 年と 2016 年の 2 回、改正のための意見集約が実施されている。事業が環境等に及ぼす負荷の度合いに応じた評

価（影響の少ない事業の調査簡略化等）、カテゴリ分類の細分化、評価実施対象事業のより明確な定義づけ、等の意見が出されている。

(6) 戦略的環境アセスメント

現在、戦略的環境アセスメントを担当する部署として、環境省内の環境影響評価課に **Service de l'Evaluation Environnementale Stratégique**（戦略的アセスメント業務担当）があるが、実施を規定する法令は無く、実施されていないとのことである。前述の法律(No.12-03)の改定において、今後戦略的環境についても法令に基づいた実施の検討が期待されている。

## 第3章 適用が考えられるスマートグリッド技術

### 3-1 日本におけるスマートグリッド技術導入の経験の歴史

#### 3-1-1 日本におけるスマートグリッドの定義

日本でのスマートグリッドの定義は、“従来からの集中型電源と送電系統との一体運用に加え、情報通信技術の活用により、太陽光発電等の分散型電源や需要家の情報を統合・活用して、高効率、高品質、高信頼度の電力供給システムの実現を目指すもの”<sup>32</sup>とされている。したがって、“スマートグリッド技術”とは、“高効率、高品質、高信頼度の電力供給システムの実現を可能とするための新たな、または高度化された電力技術”<sup>33</sup>となる。

#### 3-1-2 欧米から発信されたスマートグリッドという言葉

この定義のようにスマートグリッド技術は、広範囲な概念を含んだ技術なので、以前から研究されてきた技術も含まれ、技術的な面でいつから始まったかという歴史を決めることは難しい。ただし、それまで、“情報通信技術を活用した”とか、“インテリジェント（知性のある）”などの言葉が使われていたのが、最初にスマートグリッドという言葉が大きく登場したのは、2005年にEU委員会が作成した技術開発の枠組みの名前であった。EUがこの技術開発の枠組みをまとめた背景には、1990年代後半から地球環境問題への対応を目的に風力発電の導入が進み、2000年以降、風力発電の発電量変動が徐々に電力系統へ影響を及ぼすようになっていたためであり、特に、翌年の2006年11月に発生した欧州大停電（停電電力約17,000MW—ドイツ、フランス、イタリア等11か国—、完全復旧まで2時間）のきっかけが風力発電の発電量を見誤ったことであったため、その重要性がクローズアップされた。

現在、欧州では、電力の供給力拡大と環境政策の双方の推進のために、風力発電の大量導入をさらに進めており、風力発電の監視・制御の高度化などスマートグリッドの技術開発を中心とした安定供給を維持する取り組みがなされている。

さらに、2008年の米国大統領選挙で、オバマ候補が政策の優先項目の中にスマートグリッドという言葉を取り入れ、実際に大統領に就任した直後に成立した2009年の景気対策法にスマートグリッドを組み込んだことで、新しいビジネスが誕生するのではないかという期待が高まり、電力会社、GE、シーメンスなど従来からの電力産業だけでなく、IBM、マイクロソフト、グーグルなどまで参入してくるようになり、スマートグリッドという言葉が世界中に広まった。ただし、米国のスマートグリッド技術の目的は、欧州の目的とは、異なっていた。米国でも2001年にカリフォルニア州で電力が不足し、地域ごとに計画的に停電させる事態（輪番停電）に発展した電力危機や、2003年8月にはニューヨークも巻き込んだ北米大停電（停電電力約60,000MW、完全復旧まで2日以上）が発生したが、米国で大停電が発生する背景には、電力会社の経営が厳しく、発電所や送電線の建設、メンテナンスに資金が投入できないという現実があり、欧州の停電が風力発電の増加であることとは異なっていた。実際、米国では停電の増加という事態を受けて2005年エネルギー法で電力系統の強化が打ち出されたが、資金不足のた

<sup>32</sup> 「低炭素電力供給システムに関する研究会報告書」（低炭素電力供給システムに関する研究会、2009年7月資源エネルギー庁）

<sup>33</sup> 「NEDO 再生可能エネルギー技術白書（初版）」（2010年7月、NEDO）

め、送電線の敷設工事はあまり行われなかった。そこで、需要増へ対応しつつ、電力供給インフラ不足に起因する供給信頼度の低下を改善・維持する方策のひとつとして、需要抑制やピークカット、需要家の機器を含む配電ネットワークの運用・制御の高度化等で補おうという考え方が出てきた。これが米国のスマートグリッド技術であった。既存の発電所や送電線の容量に合うように需要家の電力消費量を調整することができれば、新しい発電所や送電線を建設しなくても済むという考えである。

このような背景から、米国では、情報通信技術（Information and Communication Technology : ICT）を活用し、需要家の電力消費を直接的、間接的に制御することにより、送配電線の混雑等を回避し、電力の安定供給の確保を図ろうとしている。

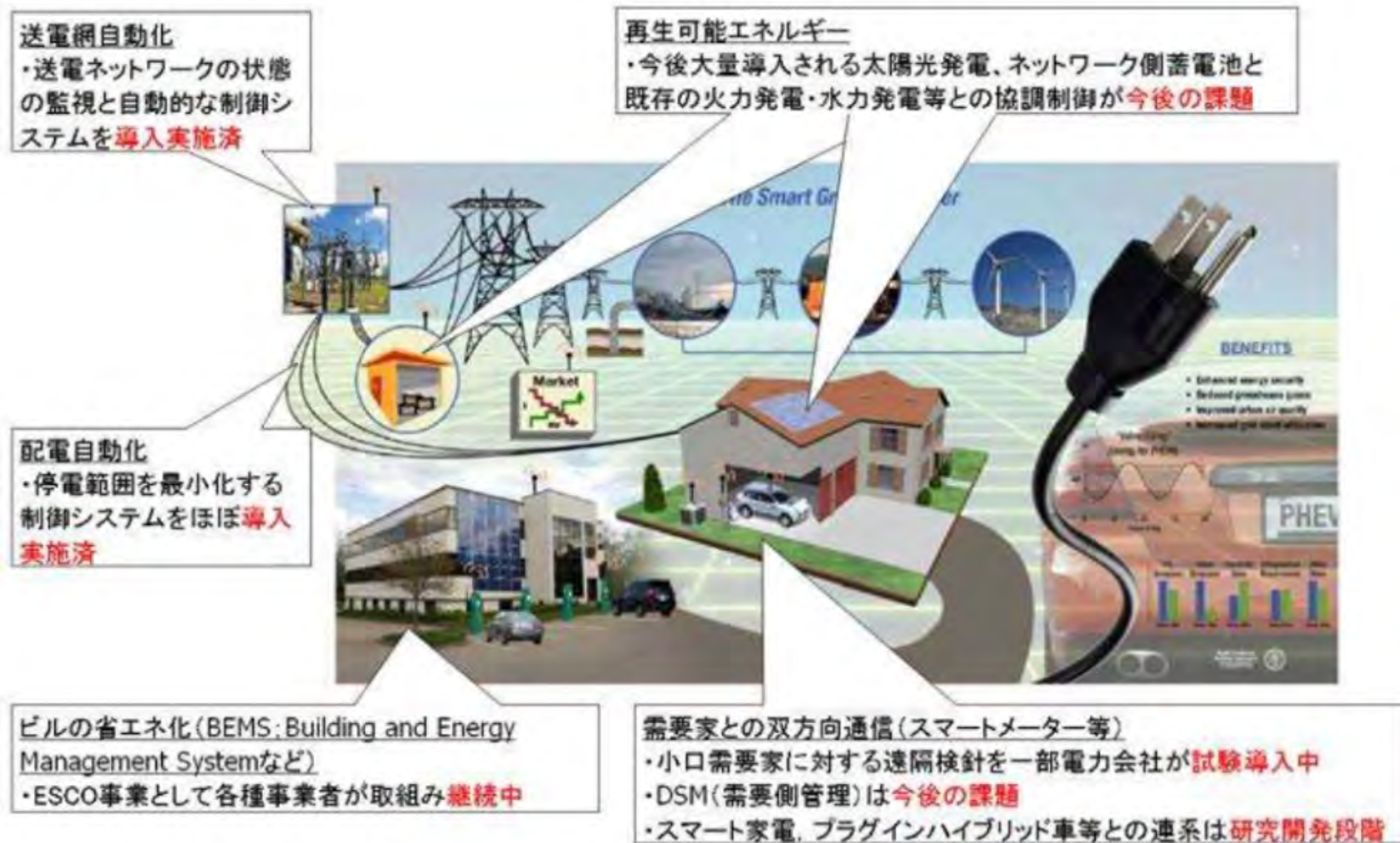
### 3-1-3 日本におけるスマートグリッドの歴史

このようにスマートグリッドという言葉は、欧州、米国で先に広まったが、全くの新技术が開発されたというよりは、ある目的に対する技術的ソリューションの総称を指す言葉である。したがって、日本において言葉としての広まりには遅れがあったが、技術的に遅れていたわけではなく、むしろ研究・開発が最も進んでいた国のひとつであった。

#### (1) スマートグリッドという言葉が広まる前からの技術

日本は欧米に比べて人口密度や電力消費密度が高いことに加え、電力系統が細長い国土に沿ってシンプルな“くし形”に連系しているため、系統上の電気の流れ（潮流）についての監視・制御が比較的容易である。また、早くから配電自動化や系統安定化リレーなどの ICT を活用した今日でいうところのスマートグリッド技術が導入されており、加えて設備建設・保守が適切に行われてきたことなど供給信頼度向上に対する費用対効果が高いことから、各国と比較して高い供給信頼度となっている。

2009年にスマートグリッドという言葉が広まりつつある時点の日本におけるスマートグリッドの構成技術の実施状況と今後の課題について表示したものを図 3-1 に示す。



\*ESCO: Energy Service Company

\*DSM: Demand Side Management

出典 「低炭素電力供給システムに関する研究会報告書」  
 (低炭素電力供給システムに関する研究会、2009年7月資源エネルギー庁)

図 3-1 日本におけるスマートグリッドの構成技術の実施状況と課題 (2009年時点)

送電網自動化や配電自動化については、すでに導入実施済の技術であり、再生可能エネルギーやビルの省エネ化、需要家との双方向通信の技術が取組み継続中や今後の課題となっている。送電網自動化とは、例えば送電線への落雷などによる事故を瞬時に特定して当該設備を切り離すだけでなく、この事故の影響を最少限にとどめ、できるだけ他の地域に停電が及ばないようにする、欧米で発生した大停電を防止するシステムを含んでいる。配電自動化とは、同様に事故時の復旧を自動的に行うことで、停電範囲や停電時間を極小化するためのシステムである。このような高度のシステムは、当時欧州や米国ではあまり導入されていなかった。

今後の課題となっている再生可能エネルギーに関しても、限られた地域内を対象として小型の分散型発電設備により電力を安定的に供給するマイクログリッドの研究に関しては、青森県八戸市や京都府京丹後市、愛知県で 2005 年に開催された愛・地球博などで、大規模な実験を行っていた。マイクログリッドの実験は、高度な制御技術の開発について成果があったものの、コストが高額となるなど経済性に大きな課題があることも分かった。この経験から、再生可能エネルギーの大量導入時には、マイクログリッドよりも規模を広げた上で、電気自動車や需要家の機器の制御まで踏み込んだネットワークが必要ということも分かってきていた。

## (2) スマートグリッドという言葉が広まってからの技術

2008 年 5 月に経済産業省が“長期エネルギー需給見通し”を策定し、7 月には「低炭素社会作り行動計画」が閣議決定されると、その中で掲げられている“発電時に温室効果ガスを排出しないゼロ・エミッション電源の発電電力量に占める比率を 2020 年度に 50%以上とする”ことの実現へ向けて、検討が急ピッチに進められた。その結果、資源エネルギー庁の“低炭素電力供給システムに関する研究会”が 2009 年 7 月にまとめた報告書において、低炭素電力供給システムを実現するための系統安定化対策として“スマートグリッド”が明記された。ここから、日本におけるスマートグリッドは、再生可能エネルギー導入量拡大対応が主要件と位置づけられていった。

再生可能エネルギー拡大対応としては、単に新技術としてのスマートグリッドだけでなく、特に需要側の制御を実現するために、“人の行動”も要素として加える考えが広がり、スマートグリッドからスマートコミュニティへと概念が拡大した。2010 年には、新エネルギー産業技術総合開発機構（New Energy and Industrial Technology Development Organization : NEDO）を事務局とし、“オールジャパン”で共通的な課題に対応する民間企業等による推進母体を目的としたスマートコミュニティ・アライアンス（Japan Smart Community Alliance : JSCA）が設立され（2016 年 6 月現在 272 企業・団体が参加）、全国 4 地域（横浜市、豊田市、京都府のけいはんな学研都市、北九州市）でスマートコミュニティを実現するための実証試験も始まっている。

その一方で、2011 年 3 月の東日本大震災以降は、再生可能エネルギーの FIT の施行など制度面での動きが後押しするかたちで、再生可能エネルギー、特に太陽光発電の導入量は急増している。

日本の再生可能エネルギー導入の特徴は、補助金や高い買い取り価格の設定などの理由から、住宅用太陽光が導入量の大半を占めていることである。これらは主として低圧配電系統に設置されるが、連系地点や連系量によっては配電系統の適正電圧逸脱問題（コンセントの電圧が適正範囲の95V～107Vを逸脱してしまう問題）が生じることに加え、需給バランスを崩す恐れがあることなどが指摘されている。したがって、再生可能エネルギーの導入拡大と電圧を含む電力品質の両立が急務となり、スマートグリッドによる高度エネルギー管理への期待が高まっている。

このような状況下で電力品質を確実に管理していくためには、系統側で、住宅、マンション、ビル等の消費電力や発電電力をスマートメーターにより一定時間間隔で自動計測し、計測データを活用しながら電力品質（電圧や周波数）をより高度にコントロールしていく必要がある。一方で、スマートメーターが導入された住宅やビルでは、リアルタイムでの消費電力や発電電力データが見える化されるようになり、住宅やビル内の消費電力のピークのシフトやカットが格段に管理しやすくなるとともに負担の少ない節電を推進することが可能となる。

消費電力等の情報データをスマートメーターとICTで取得し、そのデータを電気事業者側は電力品質のコントロールに活用し、需要家側では建物全体の節電のための監視とコントロールに活用することで、系統の電力品質管理と、需要家の無理のない節電を同時に進めることができる。スマートグリッドという、巨大なエネルギーのセンサネットワークを構築する上で、スマートメーターとそれらが設置されたスマートハウス・ビルは重要なコンポーネントとなる。

### 3-2 スマートグリッド技術の国際ベンチマーク（日本、欧州、米国）

前述のように、スマートグリッド技術が本格的に適用され始めた初期の段階は、その導入の主目的、きっかけは、日本、欧州、米国で、それぞれ異なるものであった。

しかし、電力需要の伸びの鈍化、地球環境維持への関心の高まり、省エネ意識の高まり等とともに、再生可能エネルギー電源導入拡大が進むにつれ、これに対処するためのスマートグリッド技術の効果的適用が、共通のテーマともいべきものとなってきた。

このような状況を反映して、スマートグリッド技術の展開という点では、現時点では、日本、欧州、米国で共有している領域に大きな差異はないと考えられる。

世界の電力関連技術をリードしてきたこれら3地域における今後の大きな流れとしては、次のような事項が考えられる。

- ・ 前述のそれぞれの“過去の経緯”にリンクしたスマートグリッド技術の継続適用・適用強化のあり方
  - ・ 地域特性や自然環境により適合した形で、“どのような種類の再生可能エネルギー電源をどのようなペースで導入拡大していくのか”という再生可能エネルギー電源の展開シナリオとリンクしたスマートグリッド技術の適用
  - ・ これらとリンクした形で進められる、より効果的で効率的な電力市場を巡る制度のあり方
- これらの地域においては、過去の経緯を反映しつつも、再生可能エネルギー導入拡大という共通の柱に沿った方向性を保持しつつ進んで行くものと考えられる。



このような状況を考慮すると、モロッコ系統に適用が予想されるスマートグリッド技術について考える場合、これら各地域の過去の経緯を踏まえた特性に沿って考えるより、現時点で、これら地域が共有している幅広い技術を“現時点における基準的位置づけ”として包括的にとらえた上で、これをもとに、モロッコが目指す目標、モロッコ系統の実態等と照らし合わせて、スマートグリッド技術適用のロードマップについて考えた方が、より現実的で効果的なものとすることができる。

このような視点から、日本、欧州、米国の実態を踏まえて、表 3-1 に、“スマートグリッドの技術領域”として整理した一覧表を示す。

表中の“展開分野”の欄には、スマートグリッド技術適用・展開の時間的・歴史的段階を踏まえて、順番に記載している。“関連するスマートグリッド技術等”の欄には、個別のスマートグリッド技術を中心に書き出してある。



表 3-1 スマートグリッドの技術領域

展開分野	開発・適用状況	キーとなる政策・技術・ノウハウ	関連するスマートグリッド技術等	現状を踏まえた解説
<p>1. 系統運用と系統利用の最適化 (中央制御・運用から地域横断、国境横断の分散・協調指向の制御・運用へ)</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>必要な技術開発は終了しており、定着した技術と言えるが、地域連系線、国際連系線の増強による相互協力の促進、これら連系線を含む基幹送電線の電力潮流制御等についての課題を残す。</li> <li>PMU (Phasor Measurement Unit) の開発により、電圧や電流の大きさだけでなく電圧の位相までの測定も可能となった。これにより、系統内に発生した電力動揺の連続波形を表示でき、従来の SCADA/EMS による監視機能を補完・補強することが可能となった。系統安定度を向上させるための制御等の他目的での活用の検討が進行中。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>リアルタイムでの系統状態把握</li> <li>需給バランス・予備力調整等を含むアンシラリーサービス市場の地域・国境を越えた系統全体での協調</li> <li>地域・国境横断ループ系統の潮流制御</li> <li>再生可能エネルギー電源を模擬した系統解析用シミュレーション技術</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>SCADA/EMS</li> <li>PMU</li> <li>STATCOM</li> <li>位相調整器、直列リアクトル</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>SCADA/EMS については、関連メーカーが送電用(給電所)から配電用(制御所)をカバーする統合アーキテクチャーともいべき統合ソフトを提供。顧客はニーズに合わせて必要機能を自由に組み合わせてシステムを構築している。</li> <li>STATCOM については、適正電圧の維持、系統安定度の維持・向上等の目的で設置している。</li> <li>連系線潮流の制御目的で、ハンガリーとドイツの連系送電線に直列リアクトルを使用していることを確認済み。</li> <li>位相調整器についても、ループ潮流制御目的で適用が拡大する可能性がある。</li> </ul>
<p>2. 系統インフラの最適化 (新インフラ構築と既設設備の有効活用)</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>HVDC による高圧送電技術は、ほぼ、確立している。</li> <li>送電損失の低減技術 :低損失電線は実用レベルにある。</li> <li>超電導技術による送電容量の増大、送電容量を増大させ、かつ、電磁界の環境への影響を低減させる架空送電方式の開発については開発途上。</li> <li>PMU の系統安定度を向上させるための制御への活用等、監視機能の補完・強化以外への適用について、日米欧を中心に検討が進められている。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>気象条件により発電力が変動する再生可能エネルギー電源(Intermittent power sources)の導入拡大に対処するための</li> <li>新しい送変配電系統設備計画の策定</li> <li>電力品質の確保</li> <li>需要の増大と、再生可能エネルギー電源導入拡大が継続する中での都市重要需要家への供給信頼度維持</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>HVDC 送電(モジュレーション機能付)</li> <li>PMU</li> <li>新素材の開発を含む送電容量拡大のための新技術(低損失電線なども含む)</li> <li>超電導技術適用による送電</li> <li>新しい送変配電系統設備計画策定手法(決定論的手法から発見的・確率論的手法へ)</li> <li>UPSS(Urban Power System Stabilizer)</li> <li>PSS(Power System Stabilizer)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>地域横断、国境横断の協調運用を促進するための地域、国際連系線の新增設が進むのは確実で、事故電流の増大を抑制し、異国間・異地域間の交流ループ系統潮流分布の変化を、極力、抑える等の目的で、交流送電よりもむしろ HVDC 送電による新增設が進むことが予想される。</li> <li>超電導送電や新しい送変配電系統設備計画策定手法については、検討途上。</li> <li>電力品質の確保のためには、系統インフラの整備だけでは不十分で、中長期的な視野から、次項”3”に記述するスマートグリッド技術の適用を促進する必要がある。</li> <li>UPSS や“基幹系統の各発電機が協調チューニングされた PSS”は確立された技術として、特に日本の実系統に適用されている。</li> </ul>
<p>3. 気象条件により出力が大きく変動する再生可能エネルギー電源大量導入とその統合発電制御</p>	<p>大きな枠組みとして下記のようなものが考えられる。要素技術は開発されているものの、実社会・実系統への大規模適用を進めるには、課題を解決しながらのアプローチが必要。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>太陽光発電大量導入とその統合制御に係るもの。</li> <li>オンショア及びオフショアの風力発電の大量導入とその統合制御に係るもの。</li> <li>将来的には、熱エネルギーとしての蓄電機能を持つ太陽熱発電を加えた統合制御も視野に入れている。</li> <li>必要な技術開発は、ほぼ、終了しているが、一部課題を残す。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>風力発電、太陽光発電、太陽熱発電の統合制御技術</li> <li>エネルギー貯蔵技術を活用した Intermittent power sources の的確制御、電力品質の向上等</li> <li>電力品質、安定供給の維持を大前提としたオフショア風力発電系統のメイン電力系統への接続</li> <li>地域、国境横断連系線の新增設</li> <li>再生可能エネルギー電源大量導入系統の効果的な系統運用による安定供給の実現</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>EMS (Energy Management System)+系統用バッテリー</li> <li>可変速揚水発電システム</li> <li>風力発電機への周波数制御機能の付加</li> <li>STATCOM</li> <li>HVDC 送電と HVDC 送電電力のモジュレーション制御</li> <li>SPS(Special Protection Scheme)による各種系統安定化システム</li> <li>Intermittent power sources の出力予測精度の向上</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>バッテリー価格は低下傾向にあるものの依然として高く、現在、世界的には、報酬 (Remuneration)制度の活用により実系統への普及が進んでいるという実態。</li> <li>風力発電機の周波数制御機能は、検討の初期段階にある。</li> <li>Intermittent power sources の出力予測精度については、最も先行しているスペインにおいてでさえ、6時間前の予測で10～15%の誤差があり、さらなる精度向上が望まれる。</li> </ul>
<p>4. 情報通信技術 (ICT)</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>送変電系統レベルでの ICT の活用は進んでいるが、電圧階級や機器別に種々の標準プロトコルが使用されている現状。</li> <li>下記の事項実現を目指して技術開発と標準化、及び、それに基づく事業展開が進行中。</li> <li>配電系統レベルへの ICT 活用の浸透・展開(既設インフラを有効活用)を進める。</li> <li>需要家、従来型発電機の発電事業者、分散型電源に係る発電事業者、配電系統運用者、送電系統運用者、VPP(Virtual Power Plant)等のさまざまなマーケット・プレイヤーを統合・統一されたプロトコルで繋ぐ通信網を構築。</li> <li>各プレイヤー間の双方向通信の実現とデータマネジメント技術の高度化により、各プレイヤーの目的に適ったデータの活用を実現。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>分散型電源の制御(出力抑制等)</li> <li>配電系統制御への ICT 活用</li> <li>需要家データのオンライン収集と需要家の市場参加へのサポート</li> <li>分散型電源の VPP への統合</li> <li>DSM(Demand Side Management)による Intermittent power sources の制御への貢献</li> <li>アグリゲーターによる DR(Demand Response)を利用した需要量の節減(Negawatt Power)</li> <li>種々の異なるデータマネジメントシステムにより管理されているデータ群の効果的な活用を実現するデータマネジメント技術</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>分散型 EMS (Energy Management System)</li> <li>バッテリー</li> <li>スマートメーター</li> <li>配電自動化</li> <li>HEMS、BEMS、FEMS、CEMS 等</li> <li>DSM</li> <li>DR</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>データマネジメントに関しては、統合・一元化された状況には程遠い。</li> <li>配電系統の分散型電源や DSM の全系需給制御への貢献期待が、電力供給・受電システムや社会システムの成熟度等を反映して、地域や国ごとにまちまちであることもあり、送変電系統レベルと配電系統レベル間での双方向通信網の整備状況もまちまち。</li> <li>配電自動化については、上記”1”項で述べた、送電用(給電所)から配電用(制御所)をカバーする統合アーキテクチャーで対応。将来的には、配電システムのアクティブ化に対応した機能向上が必要。</li> </ul>



### 3-3 モロッコにおけるスマートグリッド技術導入のロードマップ（案）の提案

表 3-1 での記述を念頭におきつつ、モロッコにおけるスマートグリッド技術導入のロードマップについて、以下に述べる。

モロッコ電力系統は、急速な電力需要の増加に対処するための需給バランスと電力品質の確保、及び、再生可能エネルギー電源の大量導入実現に対処するための需給バランスと電力品質の確保の同時実現を達成し続けなければならない状況にある。

これは、電力系統全体としての機能と品質をバランスよく維持しつつ、スマートグリッド技術領域における展開分野 1~4 項の各項目についての要件を、漸次導入していく必要があることを意味する。

#### 3-3-1 系統運用と系統インフラの最適化という視点から

欧州系統では、再生可能エネルギー電源の増加に伴い、従来の火力発電機等のような回転体の慣性エネルギーを持つ発電機の運転が減少している。このため、系統に供給される慣性力が不足し、系統現象の変動周期が短くなる（短周期化）とともに、事故等で電力系統に発生する電力動揺の減衰力が低下する傾向にある（低ダンピング化）。この変動周期が SCADA/EMS による監視周期よりも短い場合、従来の SCADA/EMS では、監視の穴として見逃してしまう可能性がある。

今後、再生可能エネルギー電源が継続的に増加し続ける中で、このような状況は、益々、悪化していくことが予想される。これに対処するためには、PMU（Phasor Measurement Unit）の導入が効果的である。PMU は、GPS を使って時刻を同期することにより、電圧の位相の測定を可能としたもので、監視制御の質の向上に寄与することができる。従来は、SCADA/EMS により電流や電圧等の系統内の電気諸量の大きさのみを監視することしかできなかった。また、PMU では、SCADA/EMS による監視の穴を補うために、系統内に発生した動揺の連続波形を表示することも可能で、上記の“短周期化”、“低ダンピング化”へ対処するための系統の監視制御機能の強化が可能となる。

モロッコにおいても、再生可能エネルギー電源の導入拡大の進展に遅れることなく、PMU を導入するなどして監視制御の質を高めるようにすることが重要である。

また、PMU については、系統安定度を向上させるための制御への活用等、監視制御機能の強化以外の活用方法の検討が進められており、これらの動向に係る情報を把握しつつ、将来の具体的導入の準備・計画を進める必要がある。

モロッコでは、現時点の総需要のピークが約 6,000MW で、海岸線に沿って走る 400kV 基幹系統を軸として構築されているモロッコの電力系統は、n-1 基準に基づく信頼度レベルを十分維持しているものと考えられる。（モロッコ側から PSS/E 解析計算データ、或いは、それに基づく検討結果の提供がなかったため、現地聞き取り情報と、需要規模及び系統構成等の状況から、電力エンジニアとしての技術的知見に基づき推察）

しかし、総需要のピークは、今後も増え続け 2030 年頃には、現在の約 3 倍になるとの予想もある。需要規模が大きくなるに連れ、約 500km にも及ぶ海岸線に沿って走る 400kV 送電線を通る電力潮流が増加してくると、系統安定度や適性電圧維持面の課題が顕在化する可能性がある。このような状況に対処するスマートグリッド技術としては、無効電力補償装置（Static

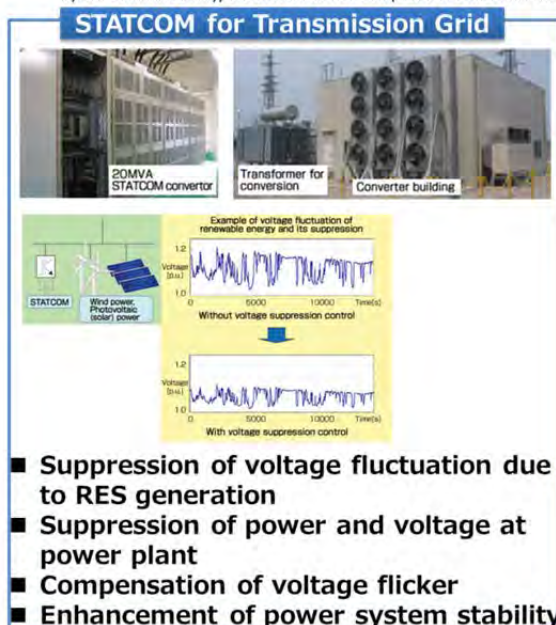
Synchronous Compensator : STATCOM) や SPS (Special Protection Scheme) による系統安定化システムの導入が考えられる。

これらの制御装置の具体的な導入時期については、電源計画や送電設備計画の技術的根拠となる系統解析検討結果が提供されていないので明確には示すことができないが、おおよその目安として、基幹系統を構成する 400kV 送電線、225kV 送電線を通る電力潮流が、SIL (Surge Impedance Loading) を越える時期が、電圧維持対策や系統安定度対策等の安定化に向けた“厳しさを増す時期への入り口”と考えてよい。SIL は、400kV 送電線 1 回線当たりで約 1,000MW (概算)、225kV 送電線 1 回線当たりで約 250MW (概算) である。

SIL 以上の電力潮流が流れると、送電線の保有するキャパシタンス分 (充電容量分) 以上の無効電力を当該送電線通過時に消費し、当該送電線沿いに保持できる無効電力の量が低下するので、潮流が大きければ大きいほど系統の電圧が下がり低電圧傾向となるからである。

## STATCOM

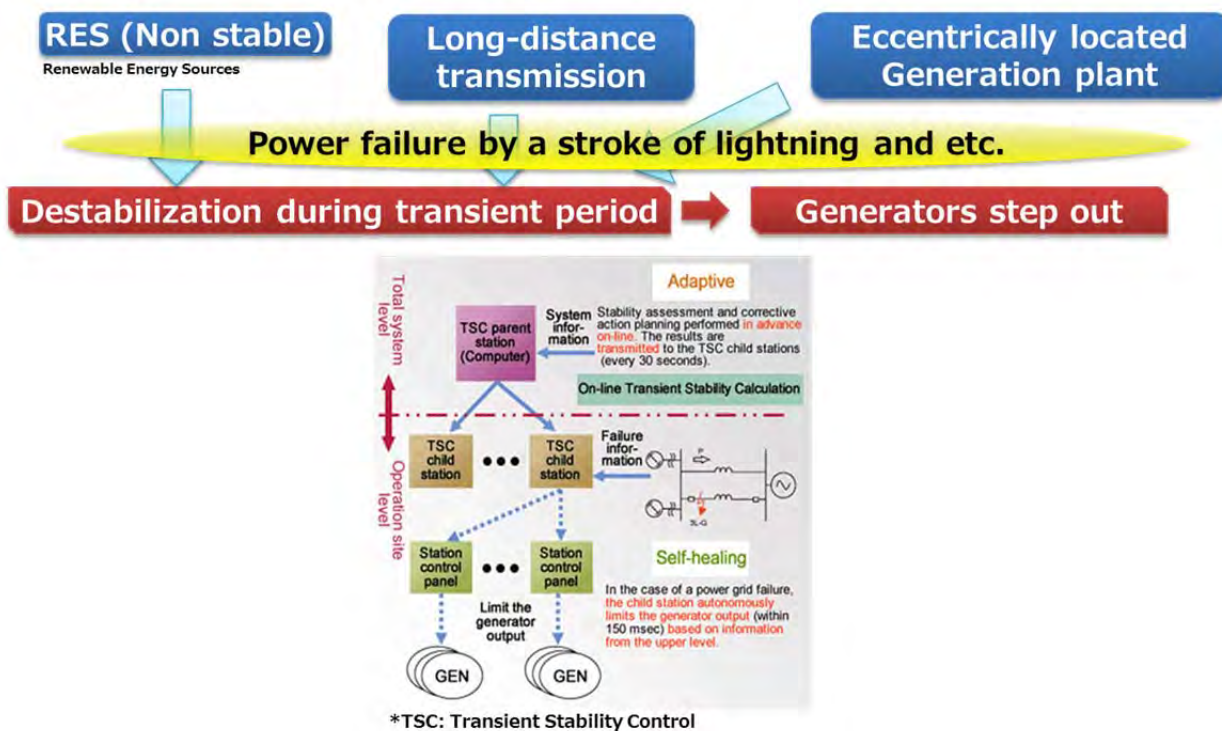
STATCOM (STATIC synchronous COMPensator) is a high-speed control system of reactive power by self-commutated type converter device composed of semiconductor devices such as IGBT etc.



出所：日立製作所のホームページ

図 3-2 STATCOM の概要

## SPS; Special Protection Scheme



出所：日立製作所のホームページ

図 3-3 SPS による系統安定化システムの概要

欧州系統では、現時点においても、スペインの電力系統で 1 台の発電機の系統接続遮断器を開放するだけで、トルコの電力系統内に電力動揺が発生するという状況にあり、これは、長距離大容量送電系統が抱える共通課題ともいえる”系統間長周期動揺の顕在化”が進行しているものと考えられる。

スペイン系統に直接接続するモロッコ系統に対しても、需要規模、系統規模が拡大するに連れ、このような長周期動揺の問題が顕在化してくることは十分予想され、国内系統だけでなく、連系する欧州系統からの影響も含めて、事故等による系統擾乱に伴い現れる長周期動揺に起因する事故波及の防止のために、中長期視点から技術的対処方法を検討して行くべきである。

一般に、長周期動揺対策としては、SPS による系統安定化システムの導入では不十分で、各発電機の励磁制御系が協調して長周期動揺発生時の制動力向上が図れるよう、欧州系統を含めた発電機の励磁制御系に装備されている系統安定化装置 (Power System Stabilizer : PSS) の再チューニングを行う等の大規模な対策が必要となってくる可能性もある。今後のモロッコ系統の規模拡大と欧州系統への連系線増強は、長周期動揺を助長する方向に作用するので、自国内の主要発電機の PSS の再チューニングについて検討を進めることを推奨する。

また、需要の増大と、それに見合った電源の導入が進展するとともに、送変電設備の新增設が進むと、事故時の短絡・地絡電流を定格値以内に抑制するために、現在、ループ系統として運用している 225kV 系統、150kV 系統を放射状系統として運用せざるを得ず、ループ系統よりも送電系統の信頼度が低下する状況となることも想定される。







日本での実績によると、低損失電線を適用すれば送電線の損失を約 20%低減できコストダウンに貢献するばかりでなく、送電容量をも増加させることができるので、需要増への対応、再生可能エネルギーの導入拡大への対応、送電線潮流変動への対応等において有利である。設備新設計画時点で、将来の系統構成や系統運用のあり方を的確に予想し、上記のような効果が見込める区間の送電線には、新設時から低損失電線を適用しておけば、より効果的で効率的な送電網を構築できる。

超電導送電も送電損失の低減効果が期待できるが、実系統への適用拡大という点では、まだ、道半ばである。低損失電線については、十分実用に耐え得る状況にある。

### 3-3-2 再生可能エネルギー電源大量導入という視点から

気象条件により発電力が大きく変動する再生可能エネルギー電源の大量導入に対しては、電力品質と供給信頼度をより高めるために、国際連系線を介しての安定化電力供給についての相互協力を積極的に推進するべきである。現在、モロッコで進められているポルトガル系統との間の HVDC 送電線の建設計画は、この延長上の施策である。万一、モロッコ系統内に事故が発生し、電力系統が大きく動揺する場合でも、HVDC 送電線を通る直流を、系統動揺を抑制するように高速制御する機能（モジュレーション機能）を付加することを推奨する。

今後、MV 及び LV 系統に太陽光発電や風力発電などの分散型電源の導入が進んでくると、適正電圧の維持、電力潮流の適正制御、系統事故復旧の迅速化等の電力品質確保面での対策が重要になってくる。電圧や潮流制御に係わる品質面では、バッテリーのような蓄電・制御機器、STATCOM のような制御機器の導入も効果的であるが、配電系統全体の制御を通じての電力品質確保という意味では、配電自動化システムの担う役割りが大きくなっていくと考えられる。

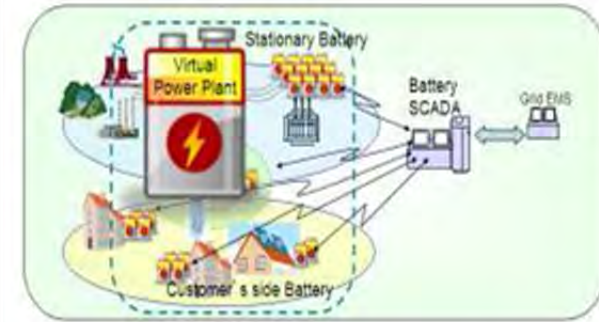
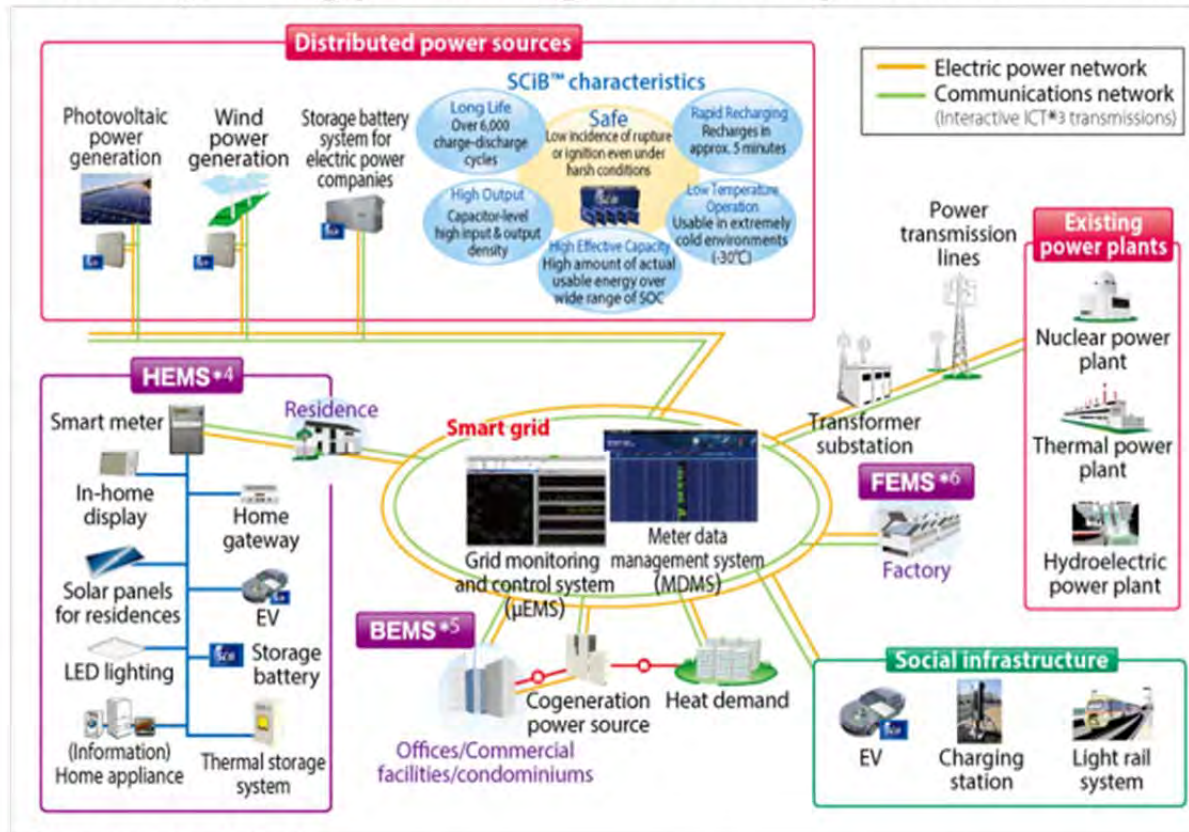
現在のモロッコの配電系統は、電力品質確保面で支障のある状態ではなく、電力の配電とその制御を司る配電システム全体としてうまく機能していると考えられる。しかし、上記のような太陽光発電などの分散型電源の導入、さらには、配電システムと基幹電力システムを結ぶ双方向通信機能の強化と需要家（負荷）を束ねた負荷制御を組み合わせることにより、配電システムの制御を全系の需給制御、電力品質制御に貢献させようとするような"アクティブな配電システム"を目指す動きに加速がかかってくると、配電系統内の分散型電源、バッテリー、スマートメーター（通信機能付）、HEMS や BEMS 等の装置システム、送電系統用の SCADA/EMS 等との一体・協調制御の必要性が、益々、高まってくる。デマンド・サイド・マネジメント<sup>34</sup>（Demand Side Management : DSM）や DR も全系需給バランス確保への貢献という立場から、この一体・協調制御に織り込まれることになるであろう。

このような配電システムのアクティブ化の進展は、配電系統用の SCADA 及び配電自動化システムと送電系統用の SCADA/EMS の一層の一体化・協調化をも要求する。

モロッコでは、分散型電源の導入状況、配電システムのアクティブ化の状況を適宜把握し、その状況変化に遅れることがないように、上記のようなニーズを満たす送電系統用の SCADA/EMS、配電自動化システムを導入・構築していくべきである。

<sup>34</sup> 需要家側に働きかけて電力ピークを抑えたり、電力消費を平準化したりする方法の総称。働きかける方法としては省エネルギー機器の導入、時間帯別電気料金メニュー及びインセンティブ付与等がある。

# EMS (Energy Management System for Smart Grid)



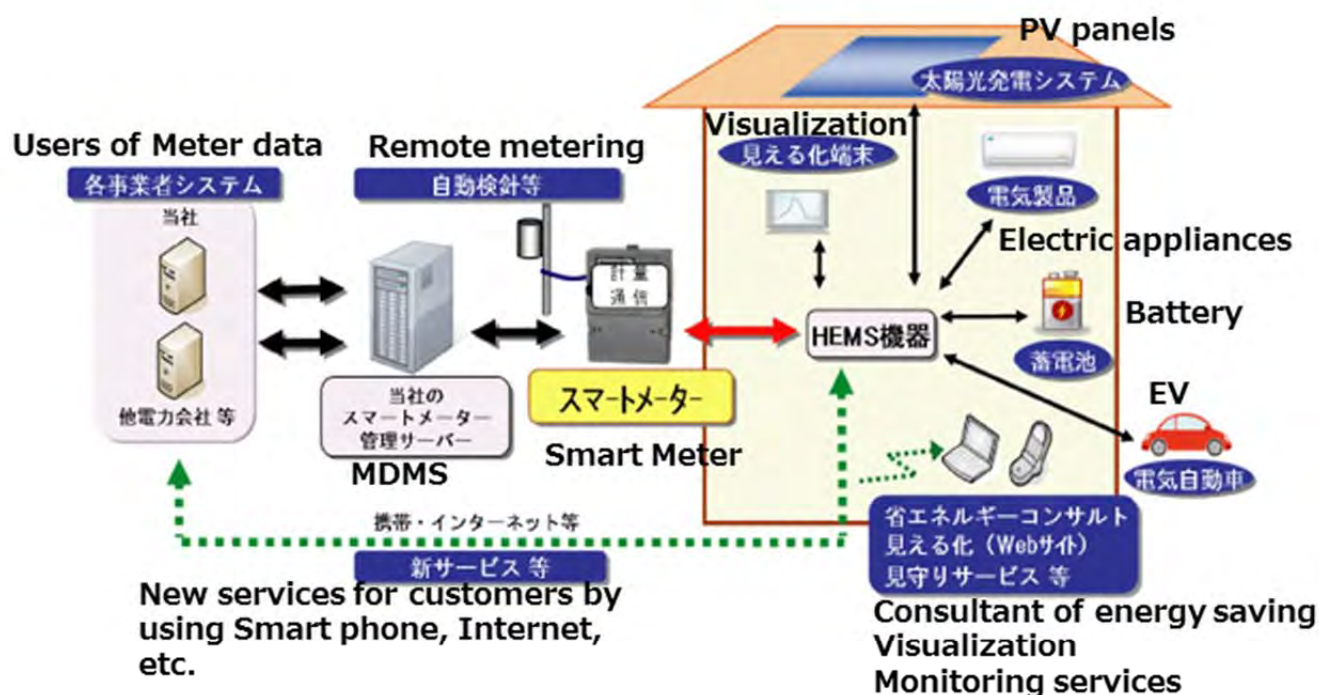
Battery SCADA controls aggregated batteries as a Virtual Power Plant.

出所：第22回International Conference on Electricity Distributionにおける論文“Battery SCADA Demonstration System in YSCP”

出所：東芝のホームページ

- Monitoring and controlling of local demand and supply
- Effective use of RES for more stable electricity supply
- Variation suppression of RES generation power
- Forecast demand and RES generation power
- Improvement of overall energy efficiency by optimal demand and supply control

図 3-5 EMS による制御概要



- Supporting of effective energy saving by visualization of used amount and payment for it
- Providing various rate menus in accordance with consumption rate
- Remote metering of consumption and remote alteration of the amp limitation related to customers' contracted capacity
- Demand response for the serious situation such as supply power shortage in order to prevent a large scale blackout

出所：東京電力のホームページ

図 3-6 スマートメーターの機能概要

気象条件により発電力が変動する電源（Intermittent power sources）である再生可能エネルギー電源の導入を積極的に進め、その総発電力に占める割合を 2030 年に 52%まで引き上げるという目標達成に向け、今後、モロッコでは、Intermittent power sources の不規則な出力変動を補償し、時々刻々の需給バランスを維持するための安定化電源の役割が、安定供給の継続的な実現のために非常に重要なものとなる。

現時点では、AGCC ユニットの導入により、継続的に拡大している総需要への対応と上記の安定化電源としての役割を十分果たせると考えられる。しかし、仮に将来、需要の伸びが鈍化、或いは、横ばい傾向になる一方で、再生可能エネルギー電源の導入拡大がさらに進んだ場合には、需要増加への対応よりも安定化電源としての機能が主となってくる。このことは、電力量 [kWh] を供給すること自体より、安定化電源としての発電出力変化のスピードとその変化可能幅の大きさ [kW] がより価値のある機能（所要の制御能力を持つ発電制御 Capacity としての機能）となることを意味する。

現在、欧州では、モロッコに先行して、AGCC については、発電制御 Capacity としての機能の価値が大きくなっており、これに対応して、発電電力量としての価値を市場に提供するのではなく、発電制御 Capacity としての価値を提供する Capacity 市場が、（実験的段階ともいえるが）実際に運営されている。しかし、実態としては、発電制御 Capacity としての価値のみでは、稼働率が低く、同市場を通じて十分な利益が得られず、運転停止とせざるを得ない AGCC ユニットが相次いでいる。

一方、日本や欧州、米国では、バッテリーのエネルギー貯蔵機能、高速での電力入出力機能に着目し、周波数調整機能、Intermittent power sources への対応機能に期待した導入が進んでいる。しかし、バッテリー単体の価格は、低下傾向にあるものの、依然として高い水準にあるので、継続して導入を進めるには、バッテリー設置に対する相応の報酬（Remuneration）を対価として与えるための電力市場の改善・整備を継続していく必要がある。

モロッコでは、安定化電源として太陽熱発電が期待されているが、発電原価が高くコスト面がネックとなり、太陽熱発電のみに依存できないという状況にない。2030 年までに再生可能エネルギー電源比率 52% を達成するためには、より現実的な選択をしつつ、それを電源と系統の計画に反映して進めていくことが大切である。具体的には、Intermittent power sources への対応としては次のような方向性になると考えられ、“安定化電源のベストミックス”ともいふべき検討・計画が必要である。

- ① 太陽熱発電の発電コストの低減努力の継続
- ② 需要の伸びが鈍化する時期の見極めと AGCC ユニットの役割についての検討
- ③ バッテリーの導入を見据えた電力市場の改善・整備
- ④ 揚水発電所の建設計画に合わせた計画的な可変速揚水発電ユニットの導入
- ⑤ 風力発電機への周波数調整機能、或いは、Intermittent power sources 対応機能の付加に係る研究・開発の動向把握と実機への適用時期の見極め

現時点における、実現可能で現実的な対策は、②AGCC ユニットと④可変速揚水発電ユニットによるものである。これらは、確立した技術として、技術的にもコスト的にも実用に耐えうる。（前述のように、AGCC については、需要の伸びが鈍化してくる時期では課題がある）

現在、モロッコでは、Afourer 揚水発電所の 465MW ユニットが稼働中で、2018 年の稼働を目指して、Abdelmoumen 揚水発電所の 175MW×2 ユニットの建設が進められている。El Menzel



水力発電所の建設については、2016年6月に揚水発電所へ仕様変更するという決断が下されており、モロッコにおける揚水発電の安定化電源としての寄与への期待は大きい。今後、イファサ、メグト（各300MW）の各揚水発電所の開発が計画されており、これらについては、可変速揚水発電ユニットとする方向で検討を進めることを推奨する。

①太陽熱発電に関しては、技術的には確立してはいるもののコストが高いため加速導入していくのは難しい。

③バッテリーについては、今後も継続して価格が低下していくと予想され、2030年の再生可能エネルギー電源導入目標を実現する上での需給制御安定化へのオプションを増やしておくという意味でも、“必要な時期での導入”を想定して、技術的な導入要件の検討、Capacity市場の改善・整備等を進めていくべきである。

モロッコが系統連系しているスペイン系統では、2030年における風力発電の導入量が35,000MW～52,500MW程度になると予想されており<sup>35</sup>、一方、スペインの系統運用者であるREEでは、風力発電量が40,000MW程度になる頃までは、Intermittence power sourcesへの対応機能、或いは、系統周波数制御（Load Frequency Control：LFC）への対応機能を風力発電機そのものに付加する必要があるとしている。

これは、“安定化電源の余力がなく、風力発電そのものにも出力安定化機能を付加するしか方法がない”という宣言であり、こうした状況下では、連系しているモロッコ系統での安定化電源確保への要求が強まることは間違いない。モロッコとしては、再生可能エネルギー電源の導入拡大が進む中でも、少なくとも、自系統内のIntermittence power sourcesへ対応するための安定化電源については、自前で確保できるように準備しておくべきである。以下を念頭に置き、計画的かつ確実に“安定化電源のベストミックス”を実現し続けていかなければならない。

- ・ 再生可能エネルギー電源比率が低い現時点においては、安定化電源に余力があるのは当然であること
- ・ 再生可能エネルギー電源の導入拡大が進むにつれ、安定化電源の確保が、益々、難しくなること
- ・ 上記のようなスペイン系統側からの要求は、確実に増していくこと

なお、風力発電機に付加する出力安定化機能については、Siemens等で検討を進めているが、検討のごく初期の段階で、コスト面、技術面の双方を含めて実用化できる状態になるか否かは明確ではない。

### 3-3-3 情報通信技術の整備、未来を見据えた電気事業という視点から

情報通信技術については、現在、モロッコでは、他国の電力セクターの場合と同様に、光通信、PLC（Power Line Carrier）通信、無線通信等が混在しており、一部の通信網については、通信会社に依存しているという実態にある。今後、配電系統への再生可能エネルギー電源の導入が進むとともに、ピークシフト、ピークカット等に係る制御、電圧等電気の品質に係る制御、配電系統に分散した電源と負荷による全系需給制御への貢献等のニーズが高まってくると、配電系統がアクティブに反応し、基幹系統の制御と一体となって全系の需給・供給信頼度を高め、電気の品質を維持するという未来図が見えてくる。

<sup>35</sup> 2030年に向けての風力発電シナリオ（2015年8月欧州風力発電協会）

このような認識は、日本や欧州、米国ともに共通のものであるが、現時点での実態としては、DR や DSM、HEMS、BEMS 等に係る要素技術の芽生えはあるものの、これを全系の需給・供給信頼度向上と電気の品質維持に、具体的に結び付けるという段階には至っていない。このような視点から、発電から顧客に至るまでのビッグデータのマネジメントをも含めた、双方向情報通信網の一元的整備の必要性が叫ばれているが、上記のような混合・混在状態の通信網をどう整備していくかは、今後、将来に向けた世界的な課題といえる。

このような状況を踏まえ、世界をリードするメーカーのひとつと評価されている企業の中には、

- ・ 今後、顧客には、光通信による自社所有の一元的基幹通信網を提供
- ・ ただし、従来通信網との柔軟な互換性を確保し、従来設備を有効に活用

するという方針のもと事業展開を進めているトップ企業もある。

発電から顧客に至る双方向通信網の整備・進展は、今後の電気事業の態様までも変える可能性がある大きな流れなので、再生可能エネルギー電源導入拡大という枠を超えて、DR や DSM、HEMS、BEMS 等の要素技術との連携状況をも踏まえつつ注視していく必要がある。

### 3-3-4 系統解析業務等について

再生可能エネルギー電源大量導入に向けた、より具体的なロードマップを策定するには、風力発電や太陽光発電、太陽熱発電をシミュレーションモデルとして組込んで、コンピューターを使用した系統解析計算を実施し、電力系統の安定性、需給制御の安定性を維持しつつ、電力の安定供給を継続できるかどうか、先の年度について検討を行う必要がある。

ONEE の設備計画部門や NDC での聞き取り調査を通じて、ONEE 側で認識している技術的課題が検討結果に基づいた裏付けをもって提示されたことは一度もなく、ONEE 側からの情報では、2020 年までは系統解析計算による安定度チェックを行っているが、2020 年以降は 2024 年まで電圧・潮流計算のみを実施しているとのことであった。需要が急速に増大していく見通しであるモロッコにおいては、いわゆる長期計画の対象とする 10 年程度先までは、安定度計算を含めて検討をしておき、十分なリードタイムを持って必要な設備建設に備えるべきである。

例えば、モロッコの電力系統は、その国土の形状から海岸線に沿って走る長距離の 400kV 基幹送電線を背骨として構成されており、2030 年頃には現在の 3 倍程度に達すると予想されているピーク需要の伸びを考えると、想定する種々の系統事故に対して系統安定度が維持できるかどうかの解析・検討は、現時点から実施しておく必要がある。設備増強による対策、或いは、SPS (Special Protection Scheme) を使った系統安定化制御システムによる対策等が必要かどうかについて、大まかに状況を把握しておき、必要なリードタイムを保持した実現可能な長期計画を策定するためである。

今後、計画的に再生可能エネルギー電源の導入を進めるには、系統解析計算は必須の技術であり、モロッコ系統が抱える課題に対して確実に対処していくためには、ONEE 自らが主体となって解析・検討できる技術を身につけるべきである。

ONEE では、現在、再生可能エネルギーの大量導入とリンクした電源や流通設備の計画を策定する際には、フランスに拠点を置く EDF の支援を受けているが、フランスでは、モロッコを含むスペイン以南の大量の再生可能エネルギー電源を保有する電力系統がフランスの電力系統に及ぼす影響に大きな不安を抱いている。このような視点は、上記のモロッコ電力系統の電源

や流通設備の計画を策定する際の方向性と必ずしも合致するわけではないということを認識し、自らが主体となって解析・検討できる技術を身につけておくべきである。

関連する ONEE の技術者が、このような技術を修得するためには、ONEE が所有する CSTE を活用するのもよい方法と考える。

こうした研修により、その検討のノウハウや検討結果が多くの技術者間で共有でき、例えば、将来の需要増に伴う系統安定度維持の必要性への意識向上につながる。安定化のための設備対策や系統安定化制御システムの適用の必要性についても早期に把握できるので、十分なリードタイムを持って対処できる。前述の **Intermittent power sources** の制御に係る“安定化電源のベストミックス”という点でも、安定化電源の電力系統安定化制御への貢献という視点も加えたより幅の広い観点から、さらに効果的なベストミックスが見出せる可能性もある。

また、CSTE では、太陽光パネルを設置し、実機に近いシミュレーターともいえる模擬送電設備と接続し、より実運用を意識した研修を行おうとしている。

日本の電力会社でも、系統解析技術のような必須の基礎技術についての研修、実機に近い状況で体感できる模擬送電設備による実習等を、社内の研修センターで実施している場合が多く、日本として支援できる分野でもある。

CSTE は、アフリカ大陸に 4 箇所ある公認された国際研修センターの一つであり、ONEE の技術者はもとより、アフリカ諸国の技術者にも系統解析技術等の移転拡大ができるだけでなく、需要が増加していくこれら諸国においても、解析・検討した結果を電源や流通設備の計画に反映して必要な諸対策を早期に把握し、それを確実に実施する重要性への理解を深めてもらうことができる。

上述の系統解析業務に係る支援等を具体的に進めるには、もう一步踏み込んだ調査・検討が必要であるが、日本の技術を活かして支援できる可能性がある分野である。

3-3-1 ~ 3-3-4 の記述をもとに、各スマートグリッド技術導入のロードマップの概要と、それら技術の日欧比較について記した一覧表を表 3-2 に示す。

これらスマートグリッド技術の技術的内容自体には日欧の間に大きな差異はなく、いずれも、活用が期待される本邦技術である。(後述の 4-1 参照)

なお、ロードマップ中の時間軸については、モロッコ側から、電源と系統の課題を明確にした詳細な電源計画、系統計画等の提供がなかったため、おおよその目安としての時間軸を提示してある。

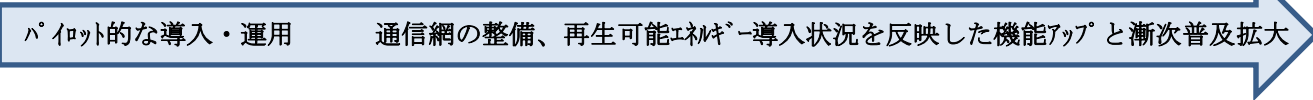
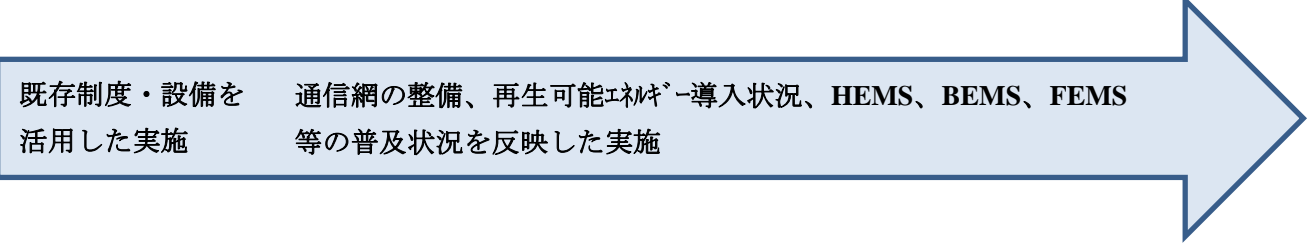




表 3-2 スマートグリッド技術導入のロードマップの概要とスマートグリッド技術の日欧比較

展開分野	おおよその時間軸 スマートグリッド技術	短期 数年程度先	中期 5年程度以上先	長期 2030年頃まで	日欧技術比較
系統運用と系統インフラの最適化	PMU (系統監視制御機能の強化だけでなく、系統安定度向上制御等の安定化制御面での寄与も含む)				PMU は欧州発の技術であり監視制御機能強化における実績面では欧州が一步リード。しかし、系統安定化等の他目的での適用の検討が、世界的に進められており、この点においては日欧同列。
	STATCOM (400kV,225kV 系統が重潮流化する時期が設置の目安)				技術的に大きな差異なし
	SPS による系統の安定化 (400kV,225kV 系統が重潮流化する時期が設置の目安)				都市部への大容量送電のために日本で広く用いられている技術。日本に多くの実績あり。
	UPSS (225kV,150kV 系統が放射状系統となる時期が設置時期の目安)				東京エリアの重要需要家への供給信頼度維持を目的とした日本で適用が多い技術
	PSS (モロッコ～スペイン～トルコに至る超長距離送電系統に内在する長周期電力動揺に起因する事故波及防止対策。計画的展開が必要)				PSS 自体は世界的に普及しているものであるが、系統間長周期動揺抑制対策としての協調チューニング技術と実績は日本がリード。
	低損失電線				現在は技術的な差異はないものの、日本では、都市部への大容量送電に限られた送電ルートで実現し、かつ、コスト低減を図るために低損失電線を20年以上も前から適用。初期コスト回収には10年程度必要で、長年に亘る実績は日本の強み。約20%の損失低減が期待できる。
再生可能エネルギー大量導入	HVDC+モジュレーション機能				より高い電圧での送電技術では、欧州企業が一步リードするも、実系統への適用技術においては、日本も同等レベルを有する。
	分散型及び中央給電指令所 SCADA/EMS (中圧、低圧への再生可能エネルギー電源導入状況によっては、分散型では、設置必要時期が早まる可能性あり)				欧州企業は、基幹系統用から配電系統用に至るまでの SCADA/EMS を統合アーキテクチャーとして用意し、顧客ニーズに合わせたシステムを柔軟に構築。技術力に大きな差異はないが、統合された柔軟性に富むシステムの提供という点で、日本企業に勝る。
	STATCOM (分散型電源対応)				技術的に大きな差異なし。

展開分野	おおよその時間軸			日欧技術比較	
	スマートグリッド技術	短期 数年程度先	中期 5年程度以上先		長期 2030年頃まで
再生可能エネルギー大量導入	可変速揚水発電				日本発の技術で、日本企業は、欧州企業と異なり、他社との技術協力なしで可変速揚水発電ユニットを製造・提供できる。運転実績も日本国内での実績が圧倒的に多く、実績に裏打ちされた信頼性を有する。
	バッテリー/EMS				欧州企業は、顧客の属する国のバッテリー設置への報酬(Remuneration)制度と一体化させ、顧客のコスト負担を軽減して提供している。
	配電自動化システム				歴史的に、日本では配電自動化システムの機能向上を図りつつ、世界的にも評価される高い電力供給信頼度を実現・維持してきた。先行する日本に対して、近年、欧州メーカーが展開するSCADAの統合アーキテクチャーのパッケージには、日本と同等の機能が含まれている。 しかし、将来的な配電システムのアクティブ化に対応する機能については、日欧企業ともに、今後の動向をみながら機能向上を図ることになる。
再生可能エネルギー大量導入、 情報通信技術の整備、未来 を見据えた電気事業	通信網の整備				欧州企業では、左記通信網の整備の方向性と合致した通信網の提供を光ファイバーで実現することを掲げて顧客への将来的なソリューションとする戦略。日本企業でも同様の方向性を認識しているが、具体的な方策、戦略の展開については検討途上。

展開分野	おおよその時間軸			日欧技術比較
	スマートグリッド技術	短期 数年程度先	中期 5年程度以上先	
再生可能エネルギー大量導入、 情報通信技術の整備、未来 を見据えた電気事業	HEMS、BEMS、FEMS 等	 パイロット的な導入・運用      通信網の整備、再生可能エネルギー導入状況を反映した機能アップと漸次普及拡大		日本では見える化をベースとして、消費量抑制や効率化のための様々なアプリケーションの開発、導入が検討されている。ドイツのあるプロジェクトでは、需要家も一取引者として次世代のエネルギー市場へ参加するための統合インフラストラクチャーの設計、開発を進めている。基本的な技術レベルの差は感じられない。通信を含めた国際標準化がキーポイントとなる。
	DSM DR	 既存制度・設備を活用した実施      通信網の整備、再生可能エネルギー導入状況、HEMS、BEMS、FEMS等の普及状況を反映した実施		日欧ともに、DSM やDR で、より多くのピークシフト、ピークカットを実現して、いわゆる“Negawatt”を創出し、省エネ、電源建設費の低減等を図ろうとする動きがある。欧州では、さらに、通信網設備の充実、アグリゲーターによるDMS、DRの実現拡大を推進し、再生可能エネルギー電源のintermittenceの補償制御をも可能とするような“Negawatt”の創出をも、念頭においた検討を進めている模様。



### 3-4 スマートグリッド技術の適用の手順などについて

表 3-2 では、スマートグリッド技術適用のおおよその時期を示したが、以下では、その適用の手順や特徴について、現時点で述べられる範囲で具体的に記述する。

表 3-2 のスマートグリッド技術を具体的に適用する手順が似通ったものを一括りでまとめて分類すると、大きく分けて、次の4つの分野に分類できる。

- ① 電力系統の安定化に寄与するもの  
STATCOM、位相調整器、直列リアクトル、HVDC 送電に付加するモジュレーション機能、UPSS、PSS、低損失電線など
- ② 需給バランスを確保するとともに適切な需給制御の実現に寄与するもの  
系統用バッテリー、可変速揚水発電システムなど
- ③ 需要家や分散電源運用者をも取り込んだアクティブな配電システムを構築し、ローカルな電力品質の維持・向上や省エネばかりでなく、電力系統全体への貢献という立場から、①、②への貢献（電力品質確保、需給と系統の安定化）制御を目指すもの  
分散型 EMS、分散型バッテリー、スマートメーター、配電自動化システム、HEMS、BEMS、FEMS、CEMS、DSM、DR など
- ④ 監視制御システム機能の強化を図るもの  
SCADA/EMS、PMU など

#### 3-4-1 電力系統の安定化に寄与するもの

対象となる各技術の適用の必要性について毎年、定期的に系統解析・検討を行い、課題を洗い出し、対策として選択する技術を決定し、その具体的実施方法・時期等を見極めて、電源や流通設備の計画を見直すことにより課題の解決を図る。この見直しの際、大きな枠組みとして次の事項を考慮する。

- ・ 設備を建設（例えば、送電線の新設などを）するよりも、上述のスマートグリッド技術を適用した方が、低いコストで同じ効果が得られる場合がある。
- ・ 設備の建設では対応できず、スマートグリッド技術の適用が第一選択肢となる場合もある。

なお、低損失電線については、

- ・ 従来電線と同じ最高使用温度に至るまで定格送電容量を増加させて使用する場合は、総需要増加への対応、再生可能エネルギー電源の導入拡大への対応、送電線潮流変動への対応等に対する容量増加によるメリットに加え、さらに、初期投資増加分の回収に必要な年月等をも総合的に考慮して、適用する系統内の区間、適用時期を決定する必要がある。
- ・ 従来電線と同じ定格送電容量で使用する場合は、送電損失低減効果による初期投資回収期間を算定し、適用する系統内の区間、適用時期を決定する必要がある。

### 3-4-2 需給バランスを確保するとともに適切な需給制御実現に寄与するもの

前述の安定化電源のベストミックスが最重要課題である。今後は、AGCC や太陽熱発電だけでなく、可変速揚水発電とバッテリーの適用も考慮に入れて検討し、これを反映しつつ、定期的に電源計画を見直すべきである。

#### (1) バッテリーの適用に向けた手順

現時点では、バッテリーは価格が高く、期待する効果に見合う容量のバッテリーを導入するには、何らかのコスト的な補助が必要である。欧州では、バッテリー設置の Capacity に対する対価としての報酬 (Remuneration) を Capacity 市場を通じて与えることにより、バッテリー設置の促進を図っている。報酬の財源は、税金、或いは、顧客からの電気料金となる。

バッテリー価格は、継続的な低下が続き、この傾向は今後も続くと考えられるが、安定化電源のベストミックスという観点から、モロッコでもその導入について検討を進めることを推奨する。欧州のように、市場制度を通じたものにするか、或いは、明確な補助金という形にするか等の制度面での対応も含めて検討すべきである。

ベストミックスを反映した電源計画を策定するには、やはり安定化電源としての機能を有する、次に述べる可変速揚水発電に加え、既存の安定化電源であり今後も新設を考えている AGCC と太陽熱発電をも加えた総合的な検討が必要である。

バッテリーにはいくつかの種類があり、出力容量や応答速度について、それぞれ、特徴がある。安定化電源のベストミックスに向けた検討を進めるには、それぞれの特徴と価格の動向を把握した上で検討を進める必要がある。目的に応じた所要の出力容量と応答速度を得るためには、複数の種類のバッテリーを組み合わせるハイブリッド型とするのも一つの方法である。

以下に、バッテリー選定のための情報として、バッテリーの種類ごとの特徴、価格の動向等を記載する。

系統用バッテリーの種類としては、①鉛蓄電池、②ニッケル水素電池、③リチウムイオン電池、④ナトリウム硫黄電池 (NAS)、⑤レドックスフロー電池などが挙げられる。

表 3-3 主な系統用バッテリーの種類と特徴

種類	特徴・課題	1kWh 当たりのコスト <sup>36</sup>
鉛電池	比較的安価で、使用実績が多い。過充電に強い。リサイクル体制が確立している。充電に時間がかかる。使用 SOC <sup>37</sup> の範囲は他の電池に比べて狭い。充電状態の把握手法が確立されていない。充放電のエネルギー効率が他の電池よりも低い。	5 万円
ニッケル水素電池	長寿命が期待できる。過充電、過放電に強い。SOC の利用範囲が極めて広い。急速充放電が可能である。エネルギー密度が高い。エネルギー効率も比較的高い。自己放電が比較的大きい。充電状態を把握するためのリセットが必要である。満充電時に大きな発熱を伴うため、電池の温度管理が重要である。	10 万円
リチウムイオン電池	エネルギー密度が高く、大電流出力ができる。充放電ロスが少なく、エネルギー効率が極めて高い。自己放電が小さい。長寿命が期待できる。急速充放電が可能で、高速な応答性を持っている。充電状態が監視しやすい。低い SOC で劣化が起こりにくい。過充電・過放電に弱く、単電池毎の電圧管理が必要である。高い SOC や高温での保存は、電池の劣化を加速するため、管理が必要である。低コスト化が必要である。	20 万円
NAS 電池	構成材料が資源的に豊富である。高出力・長時間の運転が出来る。高速な応答性を持っている。長寿命で低価格である。エネルギー密度が高い。充放電のエネルギー効率が低い。自己放電が無い。SOC の利用可能範囲が広い。約 300 度の運転温度が必要であるが、連続充電・放電時の発熱で温度が保持される。	4 万円
レドックスフロー電池	充放電による電極劣化が無く、充放電サイクルは無制限である。高速な応答性を持っている。電解液（活物質）は半永久的に使用できる。出力と時間容量を独立に設計できるので、最適設計が可能で大容量化が容易である。エネルギー密度が比較的低い。	評価中

出所：調査団作成

鉛蓄電池は長い歴史と実績があり、リサイクルができるので資源確保の面でも安定的である。鉛蓄電池は、その特性から比較的低コストで大容量を実現することができる反面、サイクル寿命が短く、急速な充放電は不得意であった。しかし、最近では、従来品の 2 倍以上（サイクル寿命 5,000 回）の充放電ができる鉛蓄電池<sup>39</sup>も開発されている。ま

<sup>36</sup> 経済産業省蓄電池戦略チームがまとめた『蓄電池戦略』（平成 24 年 7 月）による。

<sup>37</sup> State of charge：電気容量に対して、充電している電気を比率で表したもの。

<sup>39</sup> 2016 年 3 月 1 日 GS ユアサのニュースリリースより

[http://www.gs-yuasa.com/jp/newsrelease/article.php?ucode=gs160209360225\\_232](http://www.gs-yuasa.com/jp/newsrelease/article.php?ucode=gs160209360225_232)

た、車両搭載用であるが、従来の3分の1の時間で充電が出来る鉛蓄電池<sup>40</sup>も開発されている。

ニッケル水素電池は、大容量化・高電圧化が容易であり、サイクル寿命が長く、高出力が得られるといった特徴を持っていることから、再生可能エネルギーの出力変動抑制や周波数調整などの用途に導入されている。日本の川崎重工業株式会社では現在、秋田県の株式会社ウィンパワーの西目風力発電所において、風力発電出力の短周期平滑化の実証試験を実施している。

NAS電池は日本ガイシ株式会社が世界で初めて実用化した大型の電力貯蔵システムである。エネルギー密度が高く、大容量化が容易という特徴を持っていることから、ピークシフト、バックアップ電源などへの適用が進んでいる。また、材料資源は豊富なので量産によるコスト低減が見込まれている。2015年9月に、日本の中国電力株式会社では隠岐の島に2MWのリチウムイオン電池と4.2MWのNAS電池を組み合わせたハイブリッド蓄電池システムを導入し、蓄電池の実証試験を開始した。

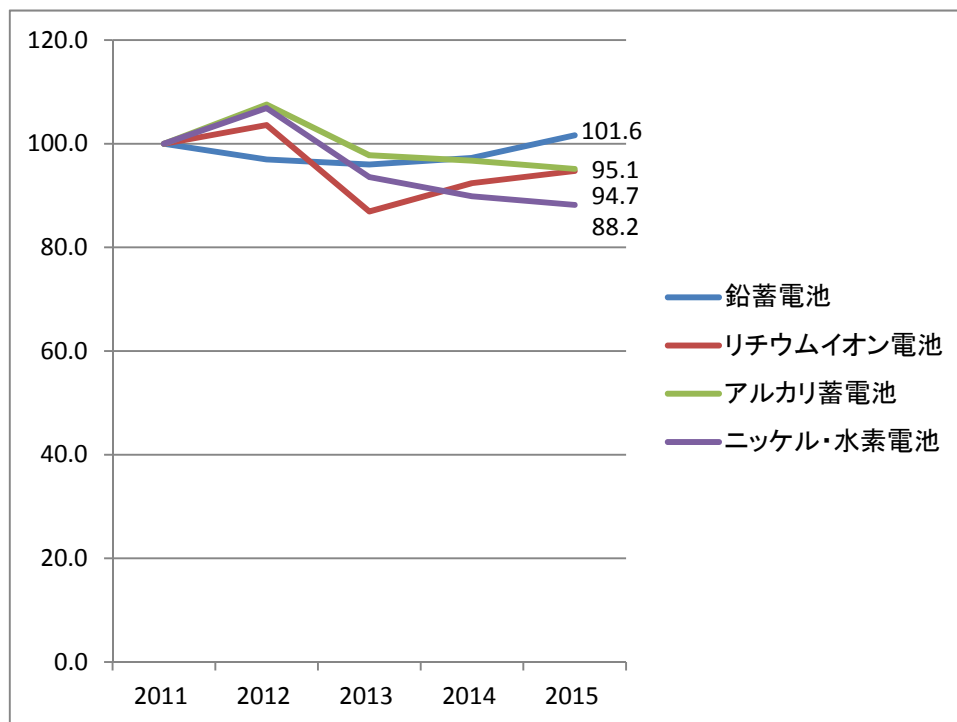
レドックスフロー電池は電池材料にバナジウムを利用したもので、エネルギー密度が低く、電解液の循環などの付帯設備が大がかりになるという難点もあるが、常温動作で劣化が少ないこと、サイクルの寿命が1万回以上と非常に長いこと、ミリ秒単位での瞬時応答性が可能であることなどから、ピークシフト、瞬時電圧低下対策、再生可能エネルギーの出力変動抑制、病院や官公庁向けのバックアップ電源として利用が広がっている。また、2016年末に、北海道電力株式会社では住友電気株式会社が開発した世界最大級（15MW/60MWh）のレドックスフロー電池を南早来変電所に導入し実証試験を開始している。

リチウムイオン電池は、前記の表に示すように多くの特徴を持っていることから、現在最も注目されているバッテリーのひとつである。以前は、温度やバッテリーの劣化状態が安全性に影響することが課題であったが、製造各社は安全性の高い材料や構造の研究開発に取り組んできており、現在では、安定性の高い材料の開発や、充電電圧の管理や制御を最適に実施する制御技術が確立したことにより、安全性の面では他のバッテリーと変わらなくなった。長寿命、高速応答、急速充放電、広いSOC使用範囲などの特徴を生かして、再生可能エネルギーなどの不安定電源の出力変動の補償、周波数調整などに導入が進んでいる。他のバッテリーと比べてコストが高いため、ピークシフトなどを目的とした大容量電源としては適さないが価格は下がってきており、この傾向は今後も継続するものと考えられる。また、容量の拡大に向けた開発も進んでいる。

図3-7は2011年を100%としたときの価格の遷移を示している。鉛蓄電池の価格はあまり変わっていないが、リチウムイオン電池は94.7%、アルカリ電池は95.1%、ニッケル・水素電池は88.2%と低価格化が進んでいる。

<sup>40</sup> 日刊工業新聞 2015年09月04日面/パナソニックは急速充電ができる鉛蓄電池を開発



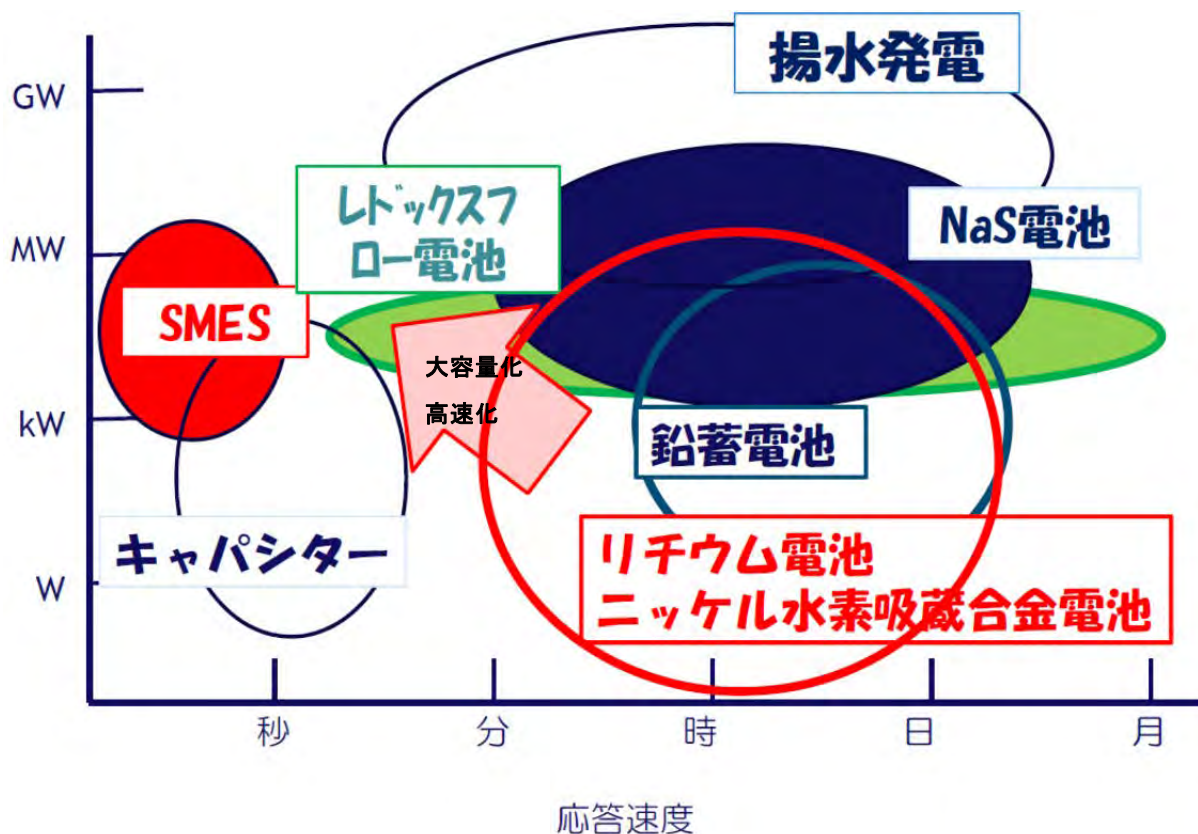


出所：経済産業省生産動態統計年報 機械統計編 平成 27 年時系列表から調査団が作成

図 3-7 蓄電池の価格遷移

図 3-8 に、各電力貯蔵システムの出力容量と応答速度を示す。バッテリーの導入を具体的に検討するには、安定化電源のベストミックスという枠組み的視点に加え、出力容量や応答速度等、モロッコの系統ニーズに合ったバッテリーを選択することが重要である。

なお、将来に向けて、太陽光発電や風力発電などの分散型電源の配電系統への導入が進むと、ローカル系統における電力品質の維持、適切な潮流制御等のために、配電系統へのバッテリー設置が必要になってくることが想定される。この場合も、前述の各バッテリーの特徴を踏まえて、ローカル系統のニーズに合ったバッテリーを選択することになる。



出所：電力貯蔵の技術開発動向

(第9回地球温暖化対策シンポジウム、2015年2月電力中央研究所)

図 3-8 各電力貯蔵システムの出力応答と応答速度

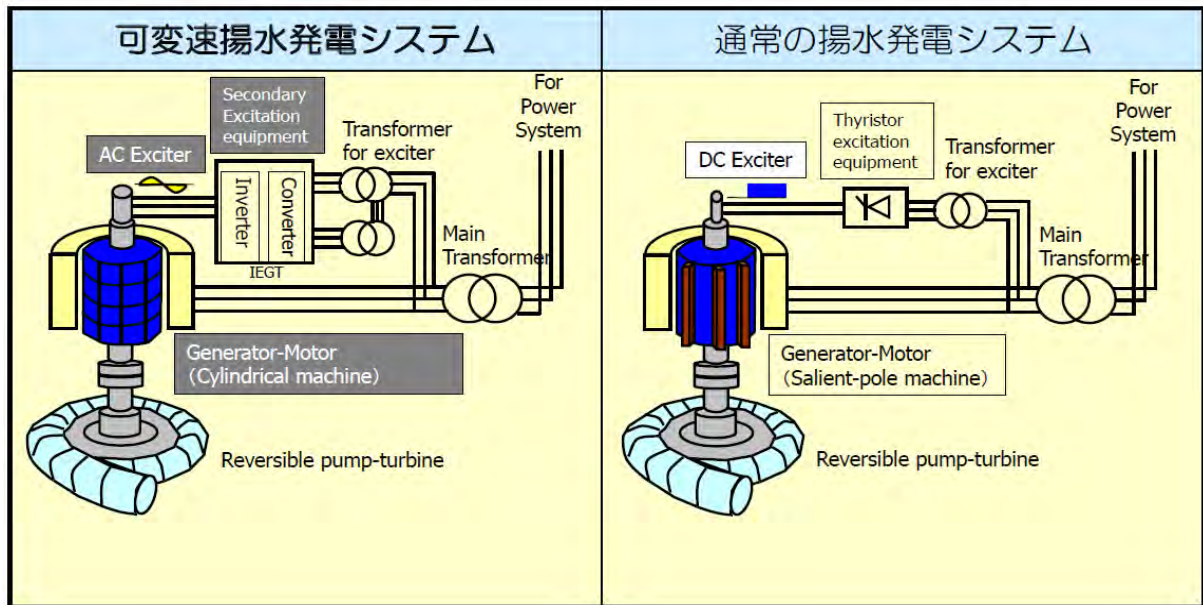
(注) SMES：Superconducting Magnetic Energy Storage の略。電力貯蔵を行うことが可能な超電導コイルを用いて、電力の充電と放電を高速で効率よく行うことができるシステム。超電導コイルを流れる大電流による大きな電磁力を支持する必要があるが、通常の方法では支持できず、地中に深い穴を掘り岩盤で支える等の大工事が必要な一方、こうした状況下では、超電導コイルの効率的な冷却を保持できないという問題があり、現時点では、実証試験に向けた開発が進んでいる状況。

(2) 可変速揚水発電の適用に向けた手順

前述のように、可変速揚水発電システムは、当初は、事故時の系統安定度向上効果や効率的な揚水発電機の運用への寄与を期待して導入が進んだが、その応答の速さに加え、昼間の発電運転時だけではなく夜間の揚水動力運転時にも、発電出力あるいは揚水動力入力を制御でき、再生可能エネルギー電源に対する安定化電源として、実現可能で現実的な機能を提供することができる。他の安定化電源と比較して、可変速揚水発電システムが特に優れている点を下記に列挙する。

- ・ 発電運転時の出力調整範囲が、例えば 30～100%と非常に広く、再生可能エネルギー電源の出力変動の吸収幅が大きい。(従来の揚水発電機は 50～100%の調整範囲)

- ・ 夜間のポンプ動力運転時でも、例えば 70～100%の範囲で動力入力調整が可能で、再生可能エネルギー電源の出力変動を吸収できる。(従来の揚水発電機は 100%の動力運転のみが可能で、動力入力調整はできない)
- ・ 上記の出力調整を数分オーダーの高速で実施でき、再生可能エネルギー電源の出力変動の速さに十分追従できる。
- ・ 発電運転時の効率が従来の揚水発電機よりも 0.4～4.9%高い。(特に、低出力帯で高い)



出所：Workshop 資料（JICA ベトナム国バックアイ揚水発電所建設事業準備調査）

図 3-9 可変速揚水発電システムと通常の揚水発電システムの構造比較

前記のような可変速揚水発電システムの特徴を活かした効果を見極めつつ、最終的なゴールとしては、“安定化電源のベストミックス”という観点から、他の安定化電源を含め、実現可能性、機能、コスト等を把握・比較検討した上で、“可変速揚水発電機の建設計画の電源計画への適切な織り込み”を目指すべきである。

具体的な導入ステップとしては、以下が考えられる。

実務上、Step1～Step3 を明確に区分するのは不可能で、Step1 を進める中で適切な時期に Step2 に係る検討を開始し、Step2 を進める中で適切な時期に Step3 に係る検討を開始する必要があるが、概略、Step1 に 3 年程度、Step2～Step3 で計 10 年程度を要すると想定される。

Step1. 可変速揚水発電機をモロッコ系統に導入した場合の効果・有効性を確認するための FS(Feasibility Study)を実施する。

Step2. 可変速揚水発電機の初号機を実系統に建設・導入して、日々の運用の中で Step1 の結果と対比しつつ実証・確認を行う。

Step3. Step2 の結果を踏まえて、“可変速揚水発電機の建設計画の電源計画への適切な織り込み” 検討とその実施を行う。

(3) AGCC と太陽熱発電の扱い

AGCC と太陽熱発電は、現時点でも、需要の増加対応に加えて安定化電源としての役割も果たしており、モロッコの現時点の計画では、今後も継続して建設していく計画である。バッテリーと可変速揚水発電を加えたベストミックスについて、継続的に検討を行い、定期的に電源計画に反映することが重要である。

**3-4-3 需給家や分散電源運用者をも取り込んだアクティブな配電システムを構築し、ローカルな電力品質の維持・向上や省エネばかりでなく、電力系統全体への貢献という立場から、電力品質確保、需給と系統の安定化への貢献制御を目指すもの**

将来のアクティブな配電システムの形成と、配電システムと基幹電力系統システムを結ぶ双方向通信網の整備・構築に向けての制御の拠点となり得る、HEMS、BEMS、FEMS 等の適用検討を行い、まずは、パイロット的な導入を進め、世界的な技術動向に係わる情報を収集・分析しつつ、その機能の充実と適用の拡大を図る方向がよいと考える。配電自動化システムや双方向通信網の整備・構築も、これと並行して行う必要がある。現在の通信網の状況からみて、急激に状況が進展することはあり得ないので、継続的で漸進的、長期的な取り組みが必要と考えられる。

(1) HEMS の適用に向けた手順

HEMS という単語は一つであっても、仕様が固定された一つのシステムを意味するものではない。電気の使用状況の見える化を主とした省エネ目的のものもあれば、需要ピーク時の給電所等からのセントラルエアコンやセントラルヒーティングの直接制御等をも含む幅広い概念のシステムである。将来的には、アグリゲーターが需要家(負荷)を束ねて、いわゆる“Negawatt”制御を実施する拠点となり得るシステムでもある。

モロッコでは、再生可能エネルギー電源の大量導入と並行して、エネルギー消費の効率化も電力セクターの主要な目的の一つである。聞き取り情報によると、一部の富裕層の電力消費量が全体に占める割合は大きなものとされており、この富裕層への電気の効率的消費に向けた働きかけは、大きな効果を生むと期待されている。

なお、モロッコの“Household budget survey data”によると、上位約 20%の高収入者層が全消費額の約 50%を占めるとい実態にあるとされる。

Step1. パイロットシステムとして HEMS を適用するスマートハウスの仕様を決める。

上記のような実態からすると、着実な HEMS の適用とその拡大を狙うには、遠方からの負荷制御等までも織り込むより、まずは、電気の効率的消費の促進を目的とし消費の見える化を主体とした仕様を決めることがよいと考える。

日本での適用効果の分析例では、HEMS 利用者ごとのバラつきはあるものの、10%以上の節電効果があるとする利用者も確認されており、モロッコ富裕層への適用拡大を図れば、その全電力消費量に占める割合の大きさ、今後の総電力消費量の伸びを考えると、節電できる総電力量は大きなものとなると期待できる。

Step2. パイロットシステムとしてのスマートハウス利用者の生活様式の変化、省エネ実績、その他の期待できる効果等を検証する。

効果確認→検証→改良→効果確認→検証・・・のサイクルを回し、より効果的で使い易いシステムを作り上げていく。

Step3. 上記 Step1、Step2 での実績を踏まえ、富裕層を中心に、HEMS の適用、普及、拡大を促進する。

定期的に効果を検証し改善・改良していく。

太陽光発電等の分散電源の普及状況と協調をとりつつ、これら分散電源と HEMS との協調制御についての検討、実証、普及拡大も進める。また、双方向通信網整備・構築に係る世界的な動向を把握しつつ、モロッコでの通信網整備・構築のあり方、HEMS をコアとしたアクティブな配電網の形成に向けた考え方・ロードマップ等についても継続的に検討を進める。

## (2) 双方向通信網の整備・構築状況と HEMS の機能について

世界的な動向として、将来、既設通信網を活用しつつ光通信の適用による双方向通信網の整備・構築が進むにつれ、需要家及び需要家の設備・施設・機器、さらに、供給者側である電力セクターが運用する設備・機器等の現在情報をもとに、これらの機器や設備を的確に制御して、系統全体の電力品質の確保、需給と系統の安定化を目的とした制御技術が注目を浴びてくると考えられる。

このような状況を反映して、HEMS に対する機能の改良、或いは、機能の追加が必要になってくることも十分考えられる。例えば、電気自動車の普及拡大、IoT(Internet of Things)技術の進展・浸透等は、HEMS 機能のあり方そのものに大きな影響を与える可能性もある。

(1)の Step1 では、現在の状況をもとに仕様を決めることになるが、長期的には、こうした大きな変動・変革要因が待ち受けているということを念頭にプロジェクトを進めるべきである。継続的な技術動向の把握とプロジェクトへの的確なフィードバックが必要である。

## (3) 配電自動化システムの更新に向けた手順

現時点では、HEMS は、省エネ、DSM、DR 等に係わるものとして、どちらかというとな需要家側（負荷側）に関連の深いシステムである。しかし、将来、太陽光発電や風力発電などの分散型電源の導入拡大、(2)で述べたような双方向通信機能の強化が進むに伴い、将来的には全系の電力供給を担う需給調整に貢献するシステムの一部として機能するような状況が予想される。また、全系の需給調整に影響するような大規模の負荷制御が、全系の電圧状況等の電力品質へ与える影響も大きなものとなる。

このことは、現行のモロッコの配電自動化システムのあり方も変化せざるを得ない状況となることを意味する。多くの分散型電源が稼働し複雑化した配電系統では、電力品質を維持するための制御、系統内の事故による停電を迅速に復旧するための手順、復旧の際、どこまで自動化しどこまで人間の判断に頼るのかという人間と制御の関わり方等が、現行のものとは異なるものになる可能性がある。HEMS、配電系統用の SCADA 及び配電自動化システム、送電系統用の SCADA/EMS 等で共用・交換すべき情報やデータの整理・配分、全系需給制御や系統制御に係わる制御情報・データの扱い等については、配電システムのアクティブ化と双方向通信機能の強化進展とともに整備して実運用に適用していかなければならない。

こうした背景のもと、現行の配電自動化システムも、将来的には、いずれ、機能アップのための更新が必要となるであろう。上記のような整理・配分・更新は、その変化の大きさからみると、“漸次実施”ということは難しそうである。実施時期の見極めと十分な準備が重要である。

これらのことから、次のようなことが考えられる。

- ① 世界的な配電システムのアクティブ化の進展状況、双方向通信機能の強化状況等の情報を継続的に収集把握し、これらの進展・強化と平行して、どのような機能が配電自動化システムに必要とされているか、モロッコが展開を進めている（現時点では、進めることを考えている）HEMS の普及状況を考慮しつつ、配電自動化システムの内容とその更新時期の判定を行い、必要な準備を進める。
- ② 後述する配電系統用の SCADA の更新と同調させることを考慮する。

#### 3-4-4 監視制御システム機能の強化を図るもの

##### (1) 配電系統用の SCADA

配電系統の SCADA については、配電系統への太陽光発電等の再生可能エネルギー電源の導入が拡大するにつれ、これらの出力制御と需要（負荷）の制御を織り込んだ制御等、求められる機能が増してくるので、これらの動向と同調して、適切な時期に、更新・機能強化を図る必要がある。詳細は、3-4-3 (3)配電自動化システムの更新に向けた手順を参照。

##### (2) PMU の導入による監視制御機能の強化と送電系統用の SCADA/EMS の更新

前述のように、再生可能エネルギー電源導入拡大に伴い、現在、欧州では、系統現象の変動周期の短周期化、事故等で電力系統に発生する電力動揺の低ダンピング化が顕在化しつつあり、電力系統の安定化を阻害する要因として問題視されている。欧州では、2020年の再生可能エネルギーの発電量(kWh)比率を35%としており、現在、目標達成に向けて順調に進んでいるとしている。モロッコにおいては、再生可能エネルギー電源の設備容量比率52%の達成目標年である2030年頃、或いは、それより少し後の時期に、再生可能エネルギー電源の発電量(kWh)比率が現在の欧州のものに近づいていくよう

なレベルに達すると予想されるので、モロッコの電力系統の状況のみをみると、上記のような問題が顕在化し始めるのも 2030 年以降と想定される。

しかしながら、モロッコ系統は大量の再生可能エネルギー電源を保有するスペイン系統を介して欧州系統に連系しており、欧州系統の影響を受けずにいることは不可能である。

このような状況を考慮すると、SCADA/EMS の“監視の穴”を補うべく PMU を導入する時期を見極める手順としては、次のようなことが考えられる。

- ① PSS/E 等で、モロッコの将来系統について、欧州系統も模擬した上で定期的に系統解析を行い、上記の短周期化、低ダンピング化の進展状況をチェックし、PMU を導入すべき時期の目安を得ておく。
- ② 系統安定度を向上させるための制御への活用等、系統監視制御目的以外の活用も含めた PMU 活用の技術動向、欧州系統の実態についての情報収集を継続し、適宜、①の検討に反映する。

PMU については、現在、その効果的な活用方法についての検討が、日本、米国、欧州を中心に進められているが、上記①②の内容からもわかるように、現時点では、事故等で電力動揺が発生した場合に、

- ・ その動揺を認識し、
- ・ 必要に応じて、その動揺を短時間で静定する手段、制御を迅速に実施するきっかけを与える

ことが期待されている。

一方、前述のようにモロッコが連系する欧州系統では、スペインの発電機の系統接続遮断機を開放するだけで、トルコの電力系統内に電力動揺が発生するという状況にあり、いわゆる“系統間長周期動揺の顕在化”が進行している実態にある。

この現象の主要な直接の原因は、再生可能エネルギー電源の大量導入というより、送電線を中心とする流通設備に大電力潮流が流れることにより、動揺を引き戻す力（同期化力）が低下するためである。

モロッコ系統が、現に、今現在この欧州系統に連系していることを考えると、現在使用している SCADA/EMS を更新する際には、系統間長周期動揺への対策として PMU を導入しておくことを推奨する。当然のことながら、再生可能エネルギー電源の大量導入に係る上記①②の検討も継続していくべきであることは言うまでもない。再生可能エネルギー電源の導入が進むに連れ、PMU の導入を含む監視制御機能の強化へのニーズは、今後、益々、高まっていくと考えられるからである。

現在、NDC では、再生可能エネルギー電源の出力予測を日々の運用や計画に反映して需給調整業務を行っているが、今後、大量の再生可能エネルギー電源が導入されてくると、スペインのように、NDC 内部に、再生可能エネルギー電源のみを対象とした監視制御、及び、出力予測を行うモロッコ版 CECRE（Control Centre of Renewable Energies）を設置する必要性が出てくる可能性がある。大量の再生可能エネルギー電源を抱えた電力系統のより安定した運用を行うためには、これら電源の出力予測精度の向上も大きな課題である。

一方、NDC で使用するような送電系統用の SCADA/EMS は、現行の機能でどうにかやっけて行ける間は使い続け、システムが陳腐化する前に更新するのが一般的で、通常、更新周期は十数年程度の期間である。

こうした状況を考慮すると、2030 年頃までには SCADA/EMS を更新することを目安とし、再生可能エネルギー電源の出力予測精度の向上についても、先行するスペインの状況等を調査しつつ継続的に改善・改良を続け、SCADA/EMS の更新に合わせた必要機能の強化をすべきである。



## 第4章 本邦技術の活用可能性と今後の支援方策

### 4-1 検討にあたっての考え方

モロッコ系統は欧州系統に接続され、当然のことながら、欧州系統の特性や欧州の系統運用との協調を考慮した上で、各技術対策を講じる必要がある。また、市場制度や系統監視制御のあり方についても、欧州に準じた整備の方向性を指向している。Capacity 市場における報酬 (Remuneration) 制度のあり方、基幹系統から配電系統までの協調のとれた監視制御のあり方等については、今後、モロッコで検討が必要となってくる事項である。

これらの分野については、欧州企業が、系統特性を反映し、場合によっては各国の政策をも考慮し、顧客ニーズに応えるソリューションとして、HVDC 国際連系線の建設、基幹系統と配電系統の双方の系統監視制御に対応する統合アーキテクチャーとしての SCADA の提供等を行っている。日本からは遠方の欧州・モロッコ地域における、このような特性、政策、ニーズを製品・サービスに反映するという点では、欧州企業に優位性がある。

しかしながら、表 3-2 に示した各スマートグリッド技術について、技術的内容自体には日欧の間に大きな差異はない。上記の“優位性”を除けば、いずれの技術についても、日本企業では顧客ニーズに応えるしっかりとした具体的技術の提供ができるもの、或いは、将来的な方向性を探りつつ技術の展開を進めているものであり、日本からの効果的な支援が可能な、活用が期待される本邦技術である。モロッコは、半ば、欧州系統、欧州の制度に組み込まれた状況にあるが、欧州系統のニーズに沿ったモロッコ系統の構築は、必ずしも、モロッコが目指す方向性と合致するわけではないことを念頭に置いておく必要がある。日本が支援を進めて行く中で、近隣の欧州とは異なる視点、アプローチも見いだせるので、モロッコ系統の将来に向けての技術的選択肢の幅を広げられる可能性もある。

一方、日本からの支援を具体的に進めるには、適切な支援企業の選定、モロッコの電力関連設備の実態、政策や設備計画との整合を考慮した支援方法（パイロット的な支援から始まり段階的に実系統に適用していくのか否かなど）等について十分な検討と準備が必要である。支援の対象とする技術によって、準備内容や準備期間に温度差があるのが実情で、以下では、これについても言及しつつ、本邦技術活用と支援方策について述べる。

### 4-2 本邦技術の活用と支援方策

#### 4-2-1 電力系統の安定化に寄与するもの

STATCOM、位相調整器、直列リアクトル、HVDC 送電に付加するモジュレーション機能、UPSS、PSS、低損失電線などが対象である。

- ・ これら機器の製造メーカーの選定と、これら機器の設置個所、設置時期を見極めるための系統解析、設備計画、設備運用に係る技術・ノウハウを有する日本の電力セクター企業の選定が必要。
- ・ モロッコ側が、上記の系統解析、設備計画、設備運用に係る技術・ノウハウを保有している場合は、機器の製造メーカーを選定すればよい。

現在、モロッコでは、PSS/E 計算ソフトを使った系統解析計算から始まり、計算結果を検討・分析し必要な対策を織り込んだ設備計画の策定に至るまでフランス EDF の支援を受けている。主体的で戦略的な再生可能エネルギー電源の導入拡大を進めるには、計画策定に至るまでの一連の流れに沿った技術検討を自前で実施する必要がある。

ONEE 内部に、これら技術を定着させるには、CSTE が実施する研修プログラムを見直し・強化して活用するのも一つの方法である。日本の電力セクターは、上記のような技術力と関連するノウハウを保有しているため、自前技術の定着に向けた研修プログラムの強化指導、講師の指導等が可能である。

CSTE を介さずに指導することも可能であるが、いずれにせよ、具体的な指導・支援の方法については、最大限の効果を得るという目標を軸に、モロッコ側と調整する必要がある。

#### 4-2-2 需給バランスを確保するとともに適切な需給制御の実現に寄与するもの

##### (1) バッテリー

- ・ 3-4-2 で記述したように、バッテリー導入に対するモロッコ側の政策、Capacity 市場等の制度面での対応等が固まってから、製造メーカーを選定して支援するのも一つの方法であるが、
- ・ 日本が保有する技術・ノウハウ、欧米に関する情報等をもとに、政策、制度面での対応検討段階から支援することも可能。
- ・ 各種バッテリーの出力容量や応答速度の特徴を踏まえつつ、モロッコ側のニーズに合うバッテリー(複数の種類のバッテリーを組み合わせたハイブリッド型を含む)の選定支援についても、日本からの支援が可能。

支援としてどの程度関与するかにより、選定企業、必要な要員の数等が変わるので、モロッコ側の考え方との整合を図りつつ検討する必要がある。

##### (2) 可変速揚水発電システム

モロッコでは、再生可能エネルギー電源の導入が進むに連れて、より多くの安定化電源が必要となることは確実で、ONEE からの聞き取り情報によると、再生可能エネルギー電源の比率向上に寄与する太陽熱発電で、極力、賄いたいという構想であるが、太陽熱発電は発電コストが依然として高い状態で、将来的に、太陽熱発電に全面的に頼るということを前提とした計画には、大きなリスクが伴うといえる。

このような状況から判断すると、現実的で確実な実施と将来の実現可能性、及び、コストを総合的に勘案した、“安定化電源のベストミックス”ともいべき検討・計画が必要で、これにより、“2030年に52%の再生可能エネルギー電源設置”という目標に向け、確実に、かつ、計画的に前進することができる。

建設条件等によって多少の変動はあるが、一般に、仮に4台の揚水発電機を有する発電所について、4台とも可変速揚水発電機とした場合、土木工事を含めた可変速揚水発電所の建設費は、従来の揚水発電所と比較して、約3%程度の初期投資増加となると想定されるが、これまで日本で積み重ねてきた実績からも、この増分コストは、前述のよ

うな優れた制御性と発電効率の高さ等により十分回収できる。(3台以下を可変速揚水発電機とした場合は、初期投資の増加は3%より小さい)

可変速揚水発電システムは、日本発の技術で、1990年に東京電力の矢木沢発電所にその初号機が導入された。以来、日本の各電力会社で採用されているばかりでなく、近年では、ドイツ、スロベニア、ポルトガル、スイス、フランス等への導入、或いは導入計画が進んでいる。日本からの他国への導入支援も行っているため、モロッコの支援の具体化に向けて、比較的、スムーズに対応できる。

表 4-1 可変速揚水発電システムの導入実績

Owner (Country)	Power Station	Capacity x unit	Main Manufacturer	Operation in
Tokyo Electric Power Co.	Yagisawa	80MW x 1	Toshiba	1990
Hokkaido Electric Power Co.	Takami	100MW x 1	Mitsubishi	1993
Kansai Electric Power Co.	Okawachi	320MW x 2	Hitachi	1995
Tokyo Electric Power Co.	Shiobara	300MW x 1	Toshiba	1995
EPDC	Okukiyotsu No.2	300MW x 1	Toshiba	1995
EPDC	Yambaru sea water	30MW x 1	Toshiba	1999
Germany	Goldisthal	300MW x 2	ANDRIZ	2003
Kyushu Electric Po. Co.	Omarugawa	300MW x 4	Hitachi/Mitsubishi	2007
Slovenia	AVCE	200MW x 1	Mitsubishi	2010
Kansai Electric Power Co.	Okutataragi	320MW x 2	Hitachi	2016(plan)
Hokkaido Electric Power Co.	Kyogoku	200MW x 2	Toshiba	2014,2015
Switzerland	Nant de Drance	250MW x 4	ALSTOM	2016(plan)
Switzerland	Linth-Limmern	250MW x 2	ALSTOM	2016(plan)
Portugal	Vende Nova III	400MW x 2	SIEMENS	2016(plan)
India	Tehri	250MW x 4	ALSTOM	N/A
Tokyo Electric Power Co.	Kazunogawa	400MW x 2	Toshiba	2014, after 2020
France	Le Chaylas	250MW x 1	ALSTOM	Planned

出所：Workshop 資料（JICA ベトナム国バックアイ揚水発電所建設事業準備調査）

1990年以降築き上げてきた運転実績とそれに裏付けられる信頼性は、日本発の技術としての大きな財産である。また、海外他社が提供する揚水発電機は、多くの場合、励磁機制御技術はあるメーカーの担当、発電機・電動機の部分は、別のメーカーというように、製造過程がパッチワーク的であるのに対して、日本メーカーの場合は、一社で一貫した統合的な取り組みができ、品質確保上、大きな利点がある。日本のメーカーとしては、上表に記されているように、株式会社 東芝と日立三菱水力株式会社が挙げられる。

具体的な導入ステップは、3-4-2 に示したとおりである。下記に再掲する。

Step1. 可変速揚水発電機をモロッコ系統に導入した場合の効果・有効性を確認するための FS(Feasibility Study)を実施する。

Step2. 可変速揚水発電機の初号機を実系統に建設・導入して、日々の運用の中で Step1 の結果と対比しつつ実証・確認を行う。

Step3. Step2 の結果を踏まえて、“可変速揚水発電機の建設計画の電源計画への適切な織り込み” 検討とその実施を行う。

### 4-2-3 需要家や分散電源運用者をも取り込んだアクティブな配電システムを構築し、ローカルな電力品質の維持・向上や省エネばかりでなく、電力系統全体への貢献という立場から、電力品質確保、需給と系統の安定化への貢献制御を目指すもの

分散型 EMS、分散型バッテリー、スマートメーター、配電自動化システム、HEMS、BEMS、FEMS、CEMS、DSM、DR が対象である。

3-4-3 では、将来のアクティブな配電システムの形成と、配電システムと基幹電力系統システムを結ぶ双方向通信網の整備・構築に向けての制御の拠点となり得る HEMS の適用に向けた手順を示した。継続的で漸進的、長期的な取り組みが必要と考えられるが、その適用過程で、スマートメーター、DSM、DR、分散型 EMS、分散型バッテリーについては、これら技術の成熟度、通信網の整備状況、社会的ニーズ等との兼ね合いの中で、順次 HEMS に統合、或いは、HEMS と協調して設置・制御され得るものである。

このように、HEMS 構築に係る技術、ノウハウの広がりや多く、関連するメーカーの数も多い。仮に、HEMS を適用するスマートハウスの仕様が固まったとしても、これらメーカーを選定し、HEMS をまとめた一つのシステムとして構築するための体制を築くまでには、相応の検討と調整の時間が必要である。

しかし、将来的なエネルギーの効率的な使用（省エネ）への貢献、配電システムと基幹電力系統システムとの統合制御を可能とすることによる電力品質の確保、需給と系統の安定化への貢献等の大きな可能性を考慮すると、モロッコと日本とが十分な意思疎通を図り、適用に向けた検討から実適用に至るまで、協力して、段階的に、かつ、着実に進める価値のあるプロジェクトと考える。

具体的な適用手順ステップは、3-4-3 に示したとおりであるが、より実のあるプロジェクトとするために、初期の段階から、富裕層の電力消費の実態の分析を行う等、“将来、確実な効果を得る”ことに焦点を当てた検討を鋭意進め、各ステップに反映していくことが重要である。

配電自動化システムについては、現在、モロッコでは現状にマッチした機能的に充実したものが導入されている。将来の配電システムと基幹電力系統システムとの統合制御、太陽光発電等の分散型電源の大量導入の進展等に向けてどのような形にすればよいか、上記、HEMS の適用プロジェクトを進める中で、併せて構想を練る検討をすればよいと考える。

### 4-2-4 監視制御システム機能の強化を図るもの

#### (1) 配電系統用の SCADA

モロッコでは、送電系統用の SCADA から配電系統用の SCADA とともに、欧州メーカー製品を中心に導入している。

一方、欧州の主要メーカーは、送電系統用の SCADA/EMS から配電系統用の SCADA をカバーする統合アーキテクチャーを構築し、この中から顧客が必要とする機能を組み合わせるシステムを構築して提供するという実態にあり、このような傾向は、配電系統への分散型電源の導入拡大、配電システムのアクティブ化の流れと密接に関連していると考えられる。

このような統合アーキテクチャーは、配電自動化システム、送電系統用の SCADA/EMS 等を含めた更新をスムーズに実施する上でメリットがある。ただし、必要な機能が全て組み込まれていなければならないという条件付きである。このメリットを活かした早期の安易な機能拡張は、必ずしも将来のニーズに合致するとは限らない。将来の分散型電源の導入状況、配電システムのアクティブ化と双方向通信機能の強化進展の状況と、これらが、送電系統用の SCADA/EMS や配電自動化システムにどのような機能を要求するのかを見極めつつ、“欧州スタイル”にとらわれずに、本邦技術を含めて検討した方がより広い視点から判断できる。モロッコが日本型の HEMS を導入する場合、

- ・ 日本の HEMS は省エネに強い焦点を当てており、モロッコの方向性と合致している
- ・ 日本では、配電系統への太陽光発電の普及が進むことにより、再生可能エネルギー電源の導入拡大が進展しており、日本の HEMS の進化とそれに適合した送電系統用の SCADA/EMS、配電自動化システムの機能向上は、今後のモロッコの配電系統の方向性と合致している

からである。

#### (2) PMU の導入による監視制御機能の強化と送電系統用の SCADA/EMS の更新

将来的に、アクティブ化した配電システムと基幹電力系統システム間の双方向通信がより密になることを考慮すると、統合アーキテクチャー化されたパッケージは、送電系統用の SCADA/EMS の更新についてもスムーズに実施する上でメリットがある。しかし、(1)でも述べたが、このメリットも、必要な機能が全て組み込まれていなければならないという条件付きである。統合アーキテクチャーとして一体化された現在の配電系統用の SCADA の機能が将来のニーズに合致するとは限らないので、双方向通信機能の強化という点において、将来的にも、統合アーキテクチャーとしてのメリットを活かせるか否かは明確ではない。

このような実態を考慮すると、現時点では、欧州メーカーによるシステムの更新、機能強化が自然の流れと思われるが、将来的な状況を見極めながら、モロッコのニーズに合う更新、機能強化を行うべきである。

一方、PMU については、日本のメーカーも開発を行っており、系統の監視制御目的以外の有効活用（例えば、系統安定度の向上制御）についても検討を進めているが、このような広い範囲での活用に向けた検討状況は、欧州メーカーについても同様であると思われる。しかし、もともと、欧州発の技術であることから、監視制御面での適用実績は、欧州メーカーが一步リードしている。

### 4-3 適用に向けた手順等がある程度明確で、比較的早期に、適用に向けた調整の開始ができる技術

#### 4-3-1 可変速揚水発電システム

日本発の技術で、1990 年の初号機運転開始以来、長年にわたる運転実績がある。日本からの他国への導入支援も行っている。

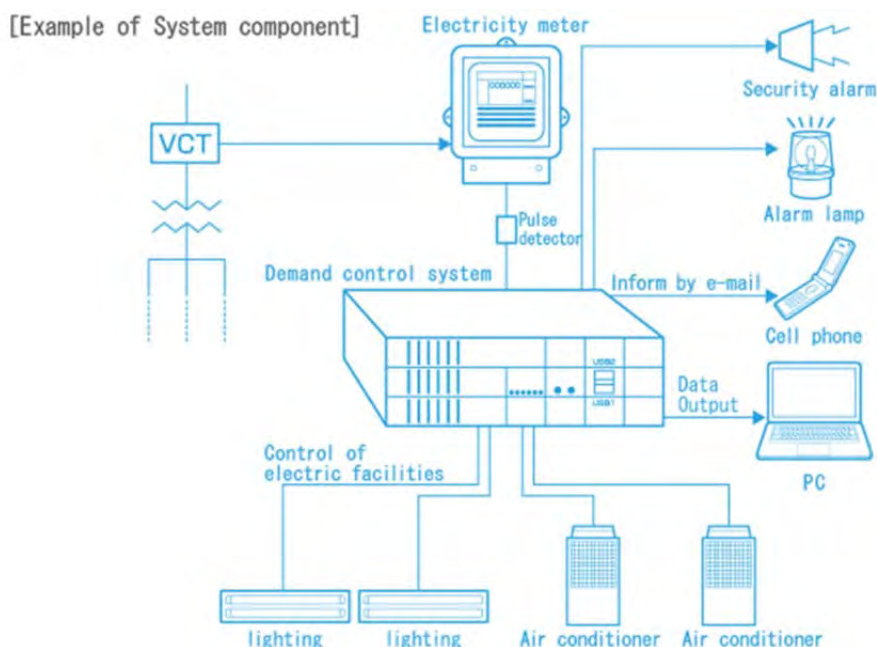
詳細については、3-4-2 (2)、4-2-2 (2)を参照。

#### 4-3-2 デマンドコントロールシステム

##### (1) 概要

デマンドコントロールシステムは、顧客の電力消費データをリアルタイムで見える化し省エネルギーを実現するシステムである。具体的には、配電事業者の取引用計器で計量される顧客の電力消費データを、通信線等でリアルタイムに顧客へ提供する。顧客はデマンドコントロールシステムと呼ばれる装置等により、電力消費の見える化・電力負荷の制御等を実施する。これにより、顧客は、電力のピークカット等により、省エネルギーを実現する。

この電力消費データの見える化は、需要家側の EMS (HEMS、BEMS 及び FEMS) において、最も基本となる機能・サービスである。なお、本調査時点において、モロッコで同様なサービス・取り組み等は実施されていない。



出所：東京電力ホームページ

図 4-1 デマンドコントロールシステムの概要

図 4-1 にデマンドコントロールシステムの概要を示す。配電事業者側の資産である取引用計器と顧客側の資産であるデマンドコントロールシステムを通信線で接続することで、顧客へ電力消費データをリアルタイムに提供する。なお、日本では LV 顧客（主として HEMS）の場合、取引用計器と HEMS 機器の接続は電波（920MHz 帯の Wi-SUN）が使用されている。

モロッコではエアコンの普及等により、電力ピークの先鋭化が顕在化しているため、電力ピーク（kW）の抑制に繋がる本方策が有効であると考えられる。また、再生可能エネルギーの導入拡大に伴い、電力の価値は電力量（kWh）から電力（kW）に長期的にはシフト

トすると考えられ、電力量料金（kWh 単価）に比重が置かれた現状の料金制度の見直しとともに、本方策を導入することが特に有効であるとする。

日本では、1979 年から本方策を実施しており、関連する装置及び知見・経験を豊富に有していることから、関連技術がモロッコの省エネルギーに役立つと考える。なお、日本では電力ピーク抑制の観点から、基本料金（kW 単価）が高いこともあって、本装置導入により顧客にはコストメリットが生じるため、MV 以上で受電している顧客には本方策が広く適用されている。

## (2) 今後の支援方策

省エネルギー方策は、先ず高消費顧客に導入し、段階的にその適用範囲を広げていくことが効果的である。したがって、MV 以上で受電している既存のビルまたは工場を対象として、試験的に本方策を実施し、電力消費データの分析により効果を確認するとともに順次適用範囲を広げていくことが有効であるとする。コストについては受電規模等により異なるが、おおよそ 300 万円／箇所と想定する。

本支援方策は、モロッコにおいてエネルギーを多く消費する需要家に対して義務づけることが予定されているエネルギー監査での省エネルギーに関するアクションプランの具体的方策としても有効であるとする。

ただし、(1) に記載のとおり、日本では顧客にとってコストメリットのある方策であるが、モロッコにおいてコストメリットが生じるかどうかは、顧客の消費電力削減余地やその時間帯及び基本料金（kW 単価）・電力量料金単価（kWh 単価）によるため、どのような顧客でメリットが生じるか分析・検討する必要がある。

なお、電力量料金（kWh 単価）から基本料金（kW 単価）により比重を置いた電気料金制度に見直すことで、電気事業者にとっては負荷率の改善により電力設備利用率の向上を図ることが期待できる。

### 4-3-3 スマートメーター（通信機能付）及びその関連制度・サービス

#### (1) 概要

現状、モロッコにおいてスマートメーター（通信機能付）は、試験実施中のものを含め、主として自動検針に活用されている。したがって、その効果は基本的には検針作業の効率化・適性化に留まる。スマートメーターは、その仕様及び設置の適用範囲によるが、その計測機能（電力量の積算だけでなく逐次の電圧・電流等を計測）、時計機能及び通信機能により、モロッコでは表 4-2 に示す活用方策が考えられる。

表 4-2 スマートメーター（通信機能付）の活用方策

活用方策	効果	備考
電力自由化市場向けインバランスサービス対価精算方法の再構築	系統安定化への投資促進	図 2-25 参照
TOU の適用拡大	電力ピーク抑制	モロッコでは高消費 LV 顧客向けに拡大予定

基本料金（kW 単価）の適用拡大	電力ピーク抑制・負荷率の向上	モロッコでは現状 LV 顧客向けには無し
需要家側 EMS への情報提供	省エネルギー・新サービス	前項 4-3-2 参照
停電範囲の把握、適性電圧管理	信頼度向上・設備品質向上	
配電ロスの把握（盗電を含む）	設備投資・運営の効率化・適性化	

出所：調査団作成

なお、表 4-2 に上げた方策の実施には、スマートメーター（通信機能付）や MDMS といったハード及びその関連システム等の導入だけでなく、契約及び電気料金といった制度及びそれを活用したサービスの設計・運営が重要である。また、特に LV 顧客向け取引用計器については、その数量が膨大となることから、どのような効果を見込んで、どのような機能を付与するか調査・検討が必要である。例えば日本においては、賃貸物件での顧客変更等に伴う出向作業の省力化が期待されたため、LV 顧客向け取引用計器には、先に記述した機能の他に遠隔での開閉機能が付与されている。また、省エネルギーへの寄与や新サービスの展開が期待され、取引用計器と HEMS 機器が直接通信する機能も付与されている。一方、日本では送配電ロスが 5%未満と低いレベルにあることから配電ロスの把握には現状活用されていない。

## (2) 今後の支援方策

前述したとおり、LV 顧客向けについては、スマートメーター（通信機能付）にどのような効果を見込んで、どのような機能を付与するか調査・検討し、展開計画を策定することが有効であると考え。これらの作業には、スマートメーター（通信機能付）の機能だけでなく、関連する制度及びサービスの設計・運営に関する知見・経験が必要であるため、モロッコの計画策定に日本の知見・経験を活かすことが可能と考える。

また、日本では既に LV を含む全ての顧客を対象とした電力自由化市場となっているが、PPS の顧客を対象として、各正時からの 30 分単位で発電電力量と消費電力量の差分で料金を精算するシステムを構築・運営している。法 13-09 電源事業会社による再生可能エネルギー電源が大量に導入された場合、このようなインバランスサービス対価の精算方法が必要になることが考えられるため、日本の知見・経験を活かすことが可能と考える。

## 4-3-4 配電線用電圧調整器（SVR 他）

### (1) 概要

東京電力では 2015 年の SAIFI が 0.06 回／顧客と非常に低い値である。これは配電設備の保守・設備更新が適切な頻度・範囲で行われているということもあるが、膨大な設備量であることから、採用する機材の信頼性が寄与している面が大きい。すなわち、信



頼性の高い機材を採用しているということである。そのために東京電力では配電機材技術センターと言う配電機材を技術的に扱う専門部署を組織し、機材仕様書審査、機材受入試験、機材不具合調査を自らの要員と試験設備で実施している。そして、それら業務で得た知見を各種仕様や設備保守・更新にフィードバック等することで高信頼度の維持に貢献している。

一方、ONEE の SAIFI を見ると表 2-28 の通りであり、機材の信頼性あるいは保守の適切性に課題がある。したがって、国土が広大かつ気候が過酷なモロッコにおいて、信頼性の高い機材を採用することは、配電線の供給信頼度の向上や、保守の省力化について、高い効果が見込めるものと考えられる。

以上を踏まえ、信頼性の高い本邦企業製機材の活用が考えられるが、今後の支援方策として、まずは SVR の活用が有効であると考えられる。SVR は亘長が長い MV 配電線、つまりは配電用変電所から遠く離れた場所に設置され、MV 配電線の電圧を適性幅に維持することを目的として、MV 配電線の負荷変動に応じ、自動で内部のスイッチを切り替えて内部の変圧器の巻線比率を変更し、MV 配電線の電圧を調整する重要機材である。自動で内部のスイッチを切り替える機構を持つことから、配電用変電所の変圧器と同様に所定の切り替え回数でオーバーホールが必要となるため、配電設備用機材の中では特異な機材である。

そのような特徴を持つ SVR であるが、本邦企業製 SVR は内部の切り替え機構に真空バルブを採用しているため、信頼性が高いだけでなく切り替え回数が 10 万回までメンテナンスフリー（従来品は 5 万回で要オーバーホール）であるとともに、耐用切替回数も 30 万回（従来品 20 万回）であることから、モロッコにおいて導入効果が高いものとなる可能性がある。写真 4-1 が本邦企業製真空バルブ式 SVR である。



出所：愛知電機株式会社の提供

写真 4-1 本邦企業製真空バルブ式 SVR

また、モロッコでは配電線に再生可能エネルギー電源が接続されることが今後見込まれている。これは、配電線における電力潮流の向きが場所あるいは時間により変化することになるが、従来品 SVR が持つ機能によっては、適切に電圧調整を行えない可能性が

ある。本邦企業製 SVR は自動で電力潮流の向きを検出した上で、適切に電圧調整を行うことが可能である。

なお、MV 配電線に再生可能エネルギー電源が大量に導入された場合、発電出力の急激な変化による短時間の電圧変動が問題となることも考えられる。SVR は基本的には配電線の負荷変動に対応する機械式切り替えスイッチの機構を持つ機材であることから、急激な電圧変動には不向きである。そのような場合に対応する機材としてサイリスタ式自動電圧調整器（Thyristor type step Voltage Regulator：TVR）も開発されている。

同様に、LV 配電線に再生可能エネルギー電源が大量に導入された場合には、LV 配電線の適性電圧維持が困難となる場合があることから、それに対応する機材として低圧用自動電圧調整器（Low Voltage Regulator：LVR）も開発されている。

さらには、サイリスタでの無効電力補償により、配電線の電圧降下を抑制する STATCOM も開発されている。

再生可能エネルギー電源の配電線への接続の進展とともに、これまで以上に配電線の電圧管理が困難になることが想定され、モロッコにおいて上記のような配電線用電圧調整器が必要になることが考えられる。したがって、まずは現状において効果が見込まれる本邦企業製 SVR の活用から、配電線の電圧管理に関する技術協力を始めることが有効であると考えられる。

## (2) 今後の支援方策

既設 MV 配電線に本邦企業製 SVR を設置し、機材の信頼性・適合性を確認することで、コストメリットを評価する。併せて MV 配電線の電圧・電流等を測定することで、再生可能エネルギー電源が接続された場合の課題等を確認するとともに、将来的なその他機材の適用可能性を調査する。コストについては、本体価格でおおよそ 1,000 万円／台と想定する。

### 4-3-5 配電線用バイパス機材

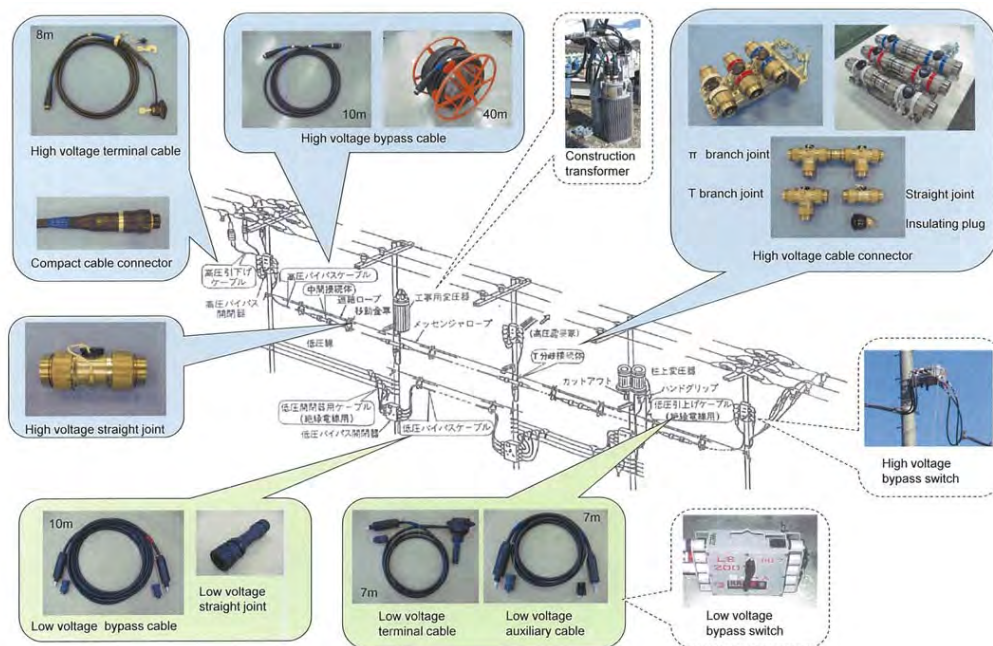
#### (1) 概要

ONEE の供給信頼度について、表 2-26 の SAIDI 及び SAIFI で示した通り高くはない。これは、SCADA が整備途上にあることも要因ではあるが、供給地域が地方部であることから配電線相互の連系点が限られ、事故停電時において健全区間への電力供給が速やかに行えない場合があるためである。このような配電線相互の連系点が限られる箇所では、作業停電の場合でも停電範囲が大きくなる。また、作業停電は統計から除外されるため、顧客にとって実際に電気が使えない時間はさらに長いものとなっている。

日本では作業停電を実施する場合において、配電線の連系点から送電して停電範囲を縮小することに加えて、図 4-2 に示す配電線用バイパス機材を使用することにより、作業範囲は停電しているものの、顧客には無停電で作業を実施することが一般的に行われている。

モロッコでは配電線に再生可能エネルギー電源が接続されることが今後見込まれているが、配電線の停止は、顧客にとっての供給支障だけでなく、再生可能エネルギー電源

にとって発電機会の喪失にもなるため、今後、無停電で作業をすることの重要性が益々高まると想定される。したがって、配電線用バイパス機材の活用が見込まれると考える。



出所：株式会社フジクラの資料

図 4-2 配電線用バイパス機材

## (2) 今後の支援方策

配電用バイパス機材は、基本的には両引留柱<sup>41</sup>の間をバイパスケーブルで接続するものであるため、導入予定である配電事業者の設備を踏まえて、それらを接続するのに十分な、かつ扱いやすい長さのケーブルを準備する必要がある。また、開閉器の操作を含む作業手順の整備が必要である。したがって、モデル事業所を定めて、最適なケーブルの長さ、適用可能事例及び効果を調査し、トレーニングを実施した上で試験的に導入し、段階的に適用拡大していくことが効果的であると考え。コストについては、おおよそ3千万円/セット（バイパスケーブル100m、アタッチメント、開閉器）と想定する。

## 4-3-6 地中配電線用事故点探査装置

### (1) 概要

モロッコの配電事業者への聞き込みにおいて、配電線事故の代表的な原因として上げられたものは、地中線ケーブルの損傷であった。そのために、各社ともモバイル・ラボと呼ばれるケーブル事故点の探査装置（ドイツのBAUR社ならびにsebaKMT社製）を搭載した車両を配備している。これは超音波を使用して事故点までの距離を測定することが可能である。なお、測定できるのが距離であるため、図面が整備されていない場合や図面と現場がずれている場合（他埋設物を避ける等のためずれている場合が多い）には、実際の事故点を探すのが困難な場合があると考え。

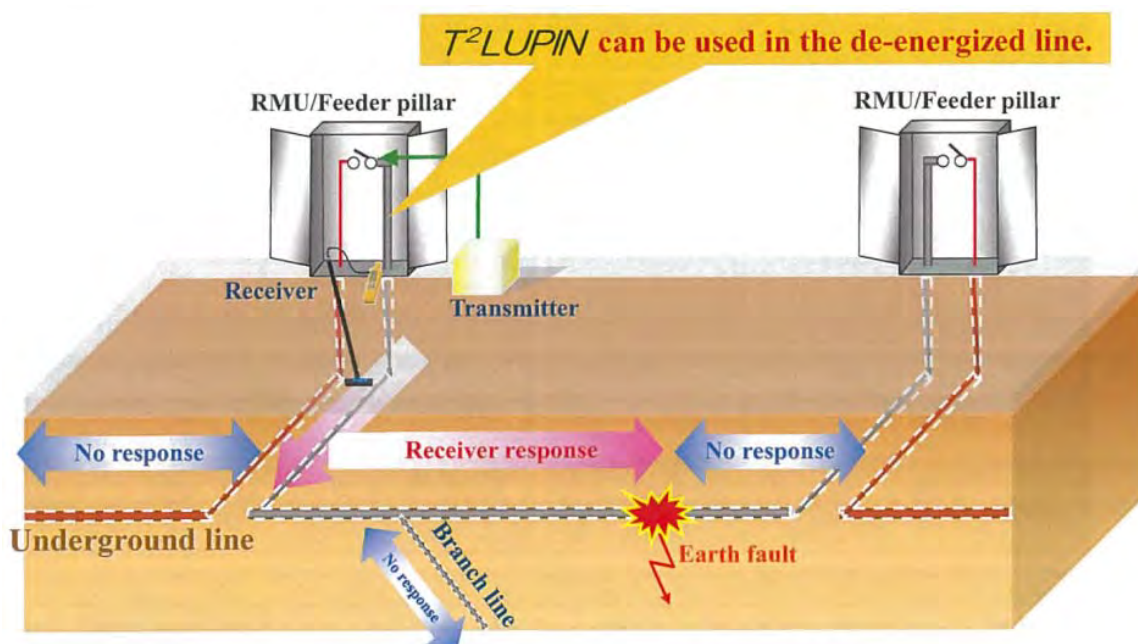
<sup>41</sup> 当該の電柱で電線が切断され、その電線が碍子を介して腕金等に留められている電柱である。なお、腕金等の両側に留められた電線は、縁廻し線で相互に接続されているため電気は流れている。

これを裏付けるかのように、事故地中ケーブルを埋め捨てにし、地中ケーブルを新設することが少なからずあるとのことであった。

これに対し、本邦技術として、東京電力と本邦企業が開発した可搬性のある地中配電線用事故点探査装置がある。図 4-3 に示す通り、地中線ケーブルに信号を注入し、その信号を可搬式のアンテナで捉えることにより、埋設ルートと事故点が地表から判別可能な装置である。これにより事故点をピンポイントで探査することで、掘さく作業及び復旧作業の最小化に活用できる可能性が高いと考える。特にモロッコの都市部では地中配電線で供給されているとともに、細い街路や石畳の道路も少なからずあるので、可搬性かつピンポイントで事故点を探査可能な本装置の導入効果が高いと考える。

また、ケーブル抵抗値等のケーブル仕様に基づいた計算・判定が不要であるため、現地で直ちに、かつ容易に測定を実施することが可能である。

さらには、分岐があっても事故点探査が可能であるため、コスト削減を目的として地中配電線の系統構成を見直すことも可能である。実際に東京電力では、低圧の地中配電線系統について、地上の分岐装置から各顧客へ個別の地中引込線を施設する構成から、幹線を施設し地中で各顧客へ分岐する系統構成に見直した。これにより地中引込線新設時における掘さくコストの削減が可能である。



Note: If MV line (LV line) has any branch lines between the signal input and fault point, Receiver does not show response on the branch line.

出所：株式会社戸上電機製作所の資料

図 4-3 本邦製地中配電線用事故点探査装置の概要

## (2) 今後の支援方策

モロッコの地中配電線において、本邦製地中配電線用事故点探査装置の機能を検証し、導入の効果を調査することが必要である。見込まれる効果を確認・評価した後、トレー

ニングとともに試験的に導入し、段階的に適用拡大していくことが効果的であると考え  
る。コストについては、おおよそ 500 万円／セットと想定する。



## 付 属 資 料

1. 省令「総務及びガバナンス担当省の大臣による省令 No. 2451-14、2014 年 7 月 21 日、電力販売価格の確定」
2. 配電事業者が導入している通信装置





1. 省令「総務及びガバナンス担当省の大臣による省令 No. 2451-14、2014年7月21日、電力販売価格の確定」

(Arrêté du ministre délégué auprès du Chef du gouvernement chargé des affaires générales et de la gouvernance n° 2451-14 du 23 ramadan 1435 (21 juillet 2014) fixant les tarifs de vente de l'énergie électrique)

以下同省令の価格部分について記載する。

1 条 配電事業者への電力卸売り価格

1. 時間割り

2014年8月から2015年12月まで

種別	時間帯
平常時(HPL)	7時～22時
低需要時(HC)	22時～7時

2016年1月以降

種別	冬季 10/1～3/31	夏季 4/1～9/31
ピーク時(HP)	17時～22時	18時～23時
平常時(HPL)	7時～17時	7時～18時
低需要時(HC)	22時～7時	23時～7時

2. 料金

2014年8月から2014年12月まで

電圧	基本料金 MAD/kVA/ 年	従量料金	
		平常時	低需要時
超高压(225 kV)	140.48	0.8634	0.5517
高压(60 kV)	140.48	0.8664	0.5523
中压(22 kV and 5.5 kV)	140.48	0.8823	0.5537

2015年1月から2015年12月まで

電圧	基本料金 MAD/kVA/ 年	従量料金	
		平常時	低需要時
超高压(225 kV)	154.53	0.9074	0.5517
高压(60 kV)	154.53	0.9106	0.5796
中压(22 kV and 5.5 kV)	154.53	0.9273	0.581

2016年1月から2016年12月まで

電圧	基本料金 MAD/kVA/ 年	従量料金 MAD/kWh		
		ピーク時	平常時	低需要時
超高压(225 kV)	169.98	1.2316	0.8125	0.5571
高压(60 kV)	169.98	1.2359	0.8154	0.5577
中压(22 kV and 5.5 kV)	169.98	1.2586	0.8304	0.5591

2017年1月以降

電圧	基本料金 MAD/kVA/ 年	従量料金 MAD/kWh		
		ピーク 時	平常時	低需要時
超高压(225 kV)	186.98	1.284	0.8628	0.5722
高压(60 kV)	186.98	1.2885	0.8658	0.5729
中压(22 kV and 5.5 kV)	186.98	1.3122	0.8818	0.5743

3条 消費者売電基本価格

A 3種ネットワークを利用している顧客向け

1. ONEE と為替予約している顧客

期間	金額	単位
2014年8月から2014年12月まで	0.9756	MAD/kWh
2015年1月から2015年12月まで	1.0024	MAD/kWh
2016年1月から2016年12月まで	1.0564	MAD/kWh
2017年1月以降	1.1164	MAD/kWh

2. 超高压高压一般価格

a) 時間割り

種別	冬季 10/1~3/31	夏季 4/1~9/31
ピーク時(HP)	17時~22時	18時~23時
平常時(HPL)	7時~17時	7時~18時
低需要時(HC)	22時~7時	23時~7時

b) 料金

	2014/8/1 から 12/31	2015/1/1 から 12/31	2016/1/1 から 12/31	2017/1/1 以降	単位
基本料金	375.74	411.59	450.95	494.09	MAD/kVA/ 年
従量料金					
ピーク時	1.301	1.301	1.3384	1.3654	MAD/kWh
平常時	0.9179	0.9179	0.9443	0.9736	MAD/kWh
低需要時	0.5768	0.603	0.6516	0.7131	MAD/kWh

3. 超高压高压選択料金

a) 区分

長時間使用(TLU)	6,000-	時間/年
通常使用(MU)	3,500-6,000	時間/年
短時間使用(CU)	1,000-3,500	時間/年
超短時間使用(TCU)	-1,000	時間/年

b) 時間割り 超高压高压一般価格と同じ

c) 料金

超高圧(150-225 kV)

2014年8月から2014年12月まで

区分	基本料金 MAD/kVA/ 年	従量料金 MAD/kWh		
		ピーク時	平常時	低需要時
TLU	1594.64	0.7558	0.5922	0.5103
MU	638.4	1.2039	0.7341	0.5103
CU	319.2	1.5876	0.8538	0.5331
TCU	283.18	1.8418	0.8814	0.5367

2015年1月から2015年12月まで

区分	基本料金 MAD/kVA/ 年	従量料金 MAD/kWh		
		ピーク時	平常時	低需要時
TLU	1755.79	0.7648	0.61	0.5409
MU	702.92	1.2183	0.745	0.5409
CU	351.45	1.6066	0.8664	0.565
TCU	311.79	1.8638	0.8944	0.5688

2016年1月から2016年12月まで

区分	基本料金 MAD/kVA/ 年	従量料金 MAD/kWh		
		ピーク時	平常時	低需要時
TLU	1933.23	0.774	0.6284	0.5733
MU	773.96	1.2329	0.7561	0.5733
CU	386.97	1.6259	0.8793	0.5989
TCU	343.3	1.8862	0.9077	0.6029

2017年1月以降

区分	基本料金 MAD/kVA/ 年	従量料金 MAD/kWh		
		ピーク時	平常時	低需要時
TLU	2128.6	0.7833	0.6473	0.6077
MU	852.17	1.2477	0.7673	0.6077
CU	426.08	1.6454	0.8924	0.6348
TCU	378	1.9088	0.9213	0.6391

高圧(60kV)

2014年8月から2014年12月まで

区分	基本料金 MAD/kVA/ 年	従量料金 MAD/kWh		
		ピーク時	平常時	低需要時
TLU	782.33	0.7974	0.605	0.5259
MU	713.76	1.3085	0.7643	0.5259
CU	356.19	1.7465	0.8982	0.5514
TCU	316	2.0261	0.9272	0.5551

2015年1月から2015年12月まで

区分	基本料金 MAD/kVA/ 年	従量料金 MAD/kWh		
		ピーク時	平常時	低需要時
TLU	1962.45	0.807	0.6232	0.5574
MU	785.89	1.3242	0.7756	0.5574
CU	392.19	1.7674	0.9116	0.5845
TCU	347.93	2.0504	0.9411	0.5884

2016年1月から2016年12月まで

区分	基本料金 MAD/kVA/ 年	従量料金 MAD/kWh		
		ピーク時	平常時	低需要時
TLU	2160.77	0.8167	0.6419	0.5908
MU	865.31	1.34	0.7871	0.5908
CU	431.82	1.7886	0.9251	0.6195
TCU	383.09	2.075	0.955	0.6236

2017年1月以降

区分	基本料金 MAD/kVA/ 年	従量料金 MAD/kWh		
		ピーク時	平常時	低需要時
TLU	2379.13	0.8265	0.6613	0.6263
MU	952.76	1.3561	0.7988	0.6263
CU	475.46	1.8101	0.9388	0.6567
TCU	421.81	2.0999	0.9692	0.6611

4. 超高压高压選択料金”超ピーク”

a) 区分

超高压高压選択料金と同じ

b) 時間割り

種別	冬季 10/1～3/31	夏季 4/1～9/31
超ピーク時(SHP)	18時～20時	19時～21時
ピーク時(HP)	17時～18時、20時～22時	18時～19時、21時～23時
平常時(HPL)	7時～17時	7時～18時
低需要時(HC)	22時～7時	23時～7時

c) 料金

超高压(150-225 kV)

2014年8月から2014年12月まで

区分	基本料金 MAD/kVA/ 年	従量料金 MAD/kWh			
		超ピーク	ピーク時	平常時	低需要時
TLU	1594.64	0.8282	0.7543	0.5922	0.5103
MU	638.4	1.6299	1.0211	0.7341	0.5103
CU	319.2	2.1644	1.1991	0.8538	0.5331
TCU	283.18	2.5109	1.3911	0.8814	0.5367

2015年1月から2015年12月まで

区分	基本料金 MAD/kVA/ 年	従量料金 MAD/kWh			
		超ピーク	ピーク時	平常時	低需要時
TLU	1755.79	0.8381	0.7634	0.61	0.5409
MU	702.92	1.6494	1.0333	0.745	0.5409
CU	351.45	2.1904	1.2135	0.8664	0.565
TCU	311.79	2.5411	1.4078	0.8944	0.5688

2016年1月から2016年12月まで

区分	基本料金 MAD/kVA/ 年	従量料金 MAD/kWh			
		超ピーク	ピーク時	平常時	低需要時
TLU	1933.23	0.8482	0.7725	0.6284	0.5733
MU	773.96	1.6692	1.0457	0.7561	0.5733
CU	386.97	2.2166	1.228	0.8793	0.5989
TCU	343.3	2.5715	1.4246	0.9077	0.6029

2017年1月以降

区分	基本料金 MAD/kVA/ 年	従量料金 MAD/kWh			
		超ピーク	ピーク時	平常時	低需要時
TLU	2128.6	0.8583	0.7818	0.6473	0.6077
MU	852.17	1.6892	1.0582	0.7673	0.6077
CU	426.08	2.2432	1.2427	0.8924	0.6348
TCU	378	2.6024	1.4417	0.9213	0.6391

高圧(60kV)

2014年8月から2014年12月まで

区分	基本料金 MAD/kVA/ 年	従量料金 MAD/kWh			
		超ピーク	ピーク時	平常時	低需要時
TLU	1782.33	0.8448	0.7695	0.605	0.5259
MU	713.76	1.728	1.0826	0.7643	0.5259
CU	356.19	2.4322	1.3475	0.8982	0.5514
TCU	316	2.8216	1.5632	0.9272	0.5551

2015年1月から2015年12月まで

区分	基本料金 MAD/kVA/ 年	従量料金 MAD/kWh			
		超ピーク	ピーク時	平常時	低需要時
TLU	1962.45	0.8549	0.7787	0.6232	0.5574
MU	785.89	1.7487	1.0956	0.7756	0.5574
CU	392.19	2.4614	1.3636	0.9116	0.5845
TCU	347.93	2.8555	1.5819	0.9411	0.5884

2016年1月から2016年12月まで

区分	基本料金 MAD/kVA/ 年	従量料金 MAD/kWh			
		超ピーク	ピーク時	平常時	低需要時
TLU	2160.77	0.8652	0.7881	0.6419	0.5908
MU	865.31	1.7696	1.1087	0.7871	0.5908
CU	431.82	2.4909	1.38	0.9251	0.6195
TCU	383.09	2.8897	1.601	0.955	0.6236

2017年1月以降

区分	基本料金 MAD/kVA/ 年	従量料金 MAD/kWh			
		超ピーク	ピーク時	平常時	低需要時
TLU	2379.13	0.8755	0.7975	0.6613	0.6263
MU	952.76	1.7908	1.122	0.7988	0.6263
CU	475.46	2.5207	1.3965	0.9388	0.6567
TCU	421.81	2.9243	1.6201	0.9692	0.6611

B 2種ネットワークを利用している顧客向け

1. 中圧一般料金

a) 時間割り 超高压高压一般価格と同じ

b) 料金

	2014/8/1 から 12/31	2015/1/1 から 12/31	2016/1/1 から 12/31	2017/1/1 以降	単位
基本料金	385.21	423.65	466.02	512.62	MAD/kVA/ 年
従量料金					
ピーク時	1.314	1.3277	1.3752	1.4157	MAD/kWh
平常時	0.8675	0.9274	0.9679	1.0101	MAD/kWh
低需要時	0.5558	0.6114	0.6726	0.7398	MAD/kWh

2. 中圧選択料金

a) 区分

長時間使用(TLU)	5,500-	時間/年
通常使用(MU)	2,500-5,500	時間/年
短時間使用(CU)	- 2,500	時間/年

b) 時間割り

種別	冬季	夏季
ピーク時	17時～22時	18時～23時
平常時	22時～17時	23時～18時

c) 料金

2014年8月から2014年12月まで

区分	基本料金 MAD/kVA/ 年	従量料金 MAD/kWh			
		ピーク時		平常時	
		冬季	夏季	冬季	夏季
TLU	2137.29	0.638	0.5993	0.5349	0.514
MU	961.78	1.2574	0.7169	0.9153	0.5802
CU	427.46	1.8768	0.8343	1.2579	0.6419

2015年1月から2015年12月まで

区分	基本料金 MAD/kVA/ 年	従量料金 MAD/kWh			
		ピーク時		平常時	
		冬季	夏季	冬季	夏季
TLU	2350.56	0.6446	0.6055	0.5718	0.5494
MU	1057.75	1.2705	0.7244	0.9784	0.6202
CU	470.12	1.8963	0.8429	1.3447	0.6862

2016年1月から2016年12月まで

区分	基本料金 MAD/kVA/ 年	従量料金 MAD/kWh			
		ピーク時		平常時	
		冬季	夏季	冬季	夏季
TLU	2585.62	0.6677	0.6272	0.5968	0.5735
MU	1163.53	1.316	0.7503	1.0212	0.6473
CU	517.13	1.9642	0.8731	1.4035	0.7162

2017年1月以降

区分	基本料金 MAD/kVA/ 年	従量料金 MAD/kWh			
		ピーク時		平常時	
		冬季	夏季	冬季	夏季
TLU	2844.18	0.6874	0.6457	0.6228	0.5984
MU	1279.88	1.3548	0.7724	1.0657	0.6755
CU	568.84	2.022	0.8988	1.4646	0.7474

C 1種ネットワークを利用している顧客向け

1. 低圧料金

a) 私的利用及び民間照明

単位:MAD/kWh

種別	区分 kWh/月	2014/8/1 から 12/31	2015/1/1 から 12/31	2016/1/1 から 12/31	2017/1/1 以降
段階的 価格	0-100	0.901	0.901	0.901	0.901
	101-150	0.9689	1.0022	1.037	1.0732
選択 価格	151-200	0.9689	1.0022	1.037	1.0732
	201-300	1.0541	1.0904	1.1282	1.1676
	301-500	1.2474	1.2903	1.3351	1.3817
	500-	1.4407	1.4903	1.542	1.5958

## b) 産業照明

単位:MAD/kWh

区分 kWh/月	2014/8/1 から 12/31	2015/1/1 から 12/31	2016/1/1 から 12/31	2017/1/1 以降
0-150	1.3674	1.4144	1.4635	1.5146
150-	1.5429	1.596	1.6514	1.709

## c) 行政照明

期間	金額	単位
2014/8/1-2014/12/31	1.4853	MAD/kWh
2015/1/1-2015/12/31	1.5364	MAD/kWh
2016/1/1-2016/12/31	1.5898	MAD/kWh
2017/1/1 -	1.6452	MAD/kWh

## d) 公共照明

期間	金額	単位
2014/8/1-2014/12/31	1.224	MAD/kWh
2015/1/1-2015/12/31	1.2662	MAD/kWh
2016/1/1-2016/12/31	1.3101	MAD/kWh
2017/1/1 -	1.3558	MAD/kWh

## e) 工場用モーター

単位:MAD/kWh

区分 kWh/月	2014/8/1 から 12/31	2015/1/1 から 12/31	2016/1/1 から 12/31	2017/1/1 以降
0-100	1.2314	1.2738	1.3179	1.3639
101-500	1.3238	1.3694	1.4169	1.4663
500-	1.5129	1.565	1.6193	1.6758

## 2. 低圧料金（地方のプリペイドメーター）

## a) 家庭用

消費 kW	2014/8/1 から 12/31	2015/1/1 から 12/31	2016/1/1 から 12/31	2017/1/1 以降
0-1	1.07	1.07	1.07	1.07
1-2	1.1021	1.14	1.1796	1.2207
2-3	1.1449	1.1843	1.2254	1.2681
3-	1.391	1.4389	1.4888	1.5407

## b) 産業用

消費 kW	2014/8/1 から 12/31	2015/1/1 から 12/31	2016/1/1 から 12/31	2017/1/1 以降
0-1	1.3592	1.4059	1.4547	1.5055
1-2	1.4745	1.5252	1.5781	1.6332
2-3	1.5334	1.5862	1.6412	1.6985
3-	1.5925	1.6472	1.7044	1.7639



c) 工場用モーター

消費 kW	2014/8/1 から 12/31	2015/1/1 から 12/31	2016/1/1 から 12/31	2017/1/1 以降
0-1	1.2779	1.3219	1.3678	1.4155
1-2	1.3678	1.4148	1.4639	1.515
2-3	1.4034	1.4517	1.5021	1.5545
3-	1.4272	1.4763	1.5276	1.5809

d) 行政用

期間	金額	単位
2014/8/1-201412/31	1.716	MAD/kWh
2015/1/1-201512/31	1.7751	MAD/kWh
2016/1/1-201612/31	1.8367	MAD/kWh
2017/1/1 -	1.9008	MAD/kWh

e) 公共照明

期間	金額	単位
2014/8/1-201412/31	1.2535	MAD/kWh
2015/1/1-201512/31	1.2966	MAD/kWh
2016/1/1-201612/31	1.3416	MAD/kWh
2017/1/1 -	1.3885	MAD/kWh

3. 低圧料金 月平均 500MWh 以上の家庭又は Force motrice 用 2014-2015 は選択制、  
2016 からは強制

a) 時間割り

種別	冬季	夏季
ピーク時	17 時～22 時	18 時～23 時
平常時	22 時～17 時	23 時～18 時

b) 料金

	2014/8/1-12/31		2015/1/1-12/31		2016/1/1-12/31		2017/1/1 -	
	ピーク	平常	ピーク	平常	ピーク	平常	ピーク	平常
家庭用、 民間照明	2.026	1.1255	2.0957	1.1642	2.1684	1.2046	2.2441	1.2467
Force motrice	2.1893	1.2163	2.2646	1.2581	2.3432	1.3018	2.425	1.3472

## 2. 配電事業者が導入している通信装置

### (1) 無線通信装置

RAK の BBC に設置している無線通信装置には MDS 社製の 400MHz Multiple Address System Station Radio (MDS 4790) を採用しており、その概略仕様は以下の通りである。

(以下、MDS 4790/9790 Series Installation and Operation Manual / MDS 05-3438A01, Rev. D より抜粋)



写真 A - 1 MDS 4790 Master Station Radio の外観

表 A - 1 MDS 4790 の概略仕様

GENERAL		TRANSMITTER(Continued)	
Size	2RU (88.90 mm/3.5 inch) high 363 mm (14.3 in) deep 437 mm (17.2 in) wide —includes duplexer and power supply	Frequency Range	See Section 2.6, <i>Model Number Codes</i> , beginning on page 5 for model details.
Weight	9 kg (19.8 lbs.) max	Modulation Type	Binary CPFSK
Frequency Range:	MDS x790A/C—See Section 2.6, <i>Model Number Codes</i> , beginning on page 5 for the model's frequency range. Reprogrammable within smaller bands; duplexer and helical filters may require retuning. ETSI certified MDS 4790E*— Band A: 400-420 MHz Band B: 420-450 MHz Band C: 450-480 MHz  *Transmit & receive frequencies must be within the same frequency band for ETSI certified radios. Other bands pending. Contact the factory for additional information.	Carrier Power	Standard models—100 mw to 5 w in 1 dB increments ETSI certified "E" models—5 watts (fixed)
Tunable Bandwidth	15 MHz min on helical filters	Duty Cycle	Continuous
Frequency Step Size	MDS x790A—6.25 kHz, 5.0 kHz MDS x790C—12.5 kHz MDS 4790E—12.5 kHz	Output Impedance	50 Ohms
System Address	0..65000 (reprogrammable from 10000..65000)	Bandwidth Compatibility	12.5 kHz, 25 kHz for c-model
<b>DATA CHARACTERISTICS</b>		Harmonics	
Signaling Standard	EIA-232	2nd harmonic	-73 dBc
Connector	DB-25 Female	3rd harmonic and higher	-67 dBc
Data Rates (for locally connected equipment):	110 bps, 300 bps, 1200 bps, 2400 bps, 4800 bps, 9600 bps, 19.2 kbps, 38.4 kbps asynchronous	Transmitter Keying	Data activated or RTS
Data Rates (over-the-air)	MDS x790A—9600 bps asynchronous MDS x790C models—19.2 kbps asynchronous MDS 4790E models—4800 bps asynchronous	<b>RECEIVER</b>	
Data Latency	7 ms max at 9.6 kbps	Maximum Usable Sensitivity	MDS x790A: -110 dBm at 10 <sup>-6</sup> BER MDS x790C: -105 dBm @ 10 <sup>-6</sup> BER MDS x790E: -113 dBm @ 10 <sup>-6</sup> BER
Byte Length	10 or 11 bits	Co-Channel Rejection	0 to -12 dB, typical
<b>TRANSMITTER</b>		Adjacent Channel Selectivity	
Frequency Stability	±1.5 ppm	Normal Test	60 dB
Carrier Power Accuracy		Extreme Test	50 dB
Normal	±1.5 dB	Spurious Response Rejection	70 dB
Extreme	+2dB to -3 dB	Frequency Range	See Section 2.6, <i>Model Number Codes</i> , beginning on page 5 for model details.
Adjacent Channel Power	-60 dBc	Type	Double conversion superheterodyne
Spurious Emissions	-36 dBm, 9 kHz to 1 GHz -30 dBm, 1 GHz to 12 GHz	Frequency Stability	±1.5 ppm
		Errors at High Input Levels	+1 dBm at BER 10 <sup>-4</sup>
		Bandwidth	12.5 kHz, 25 kHz for C-model
		Intermodulation	70 dB

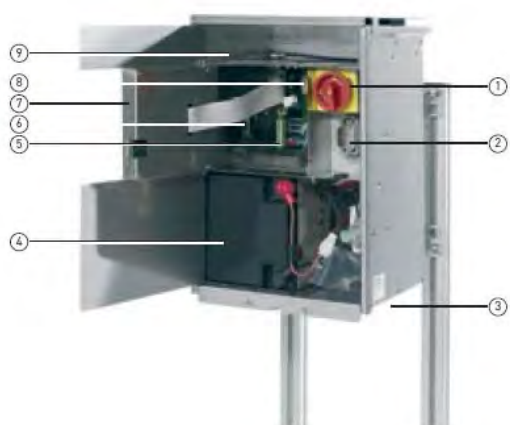
(2) 架空線開閉器用の RTU

写真A-2は RAK の架空線開閉器用の RTU である。RTU からの信号で遠隔監視制御を行う。



写真 A - 2 架空線開閉器用の RTU (RAK)

写真A-2でRTUとして適用されている CAHORS 社製 IControl-T を写真A-3に示す。停電時にも動作する必要があるために 12V-38Ah の鉛蓄電池を付属している。



- |   |
|---|
| <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Neutralization switch</li> <li>2. Socket connection to switch (Power)</li> <li>3. Connection Input (Glands)</li> <li>4. Battery</li> <li>5. Card energy workshop</li> <li>6. Communication Modem Card</li> <li>7. CPU / HMI</li> <li>8. Card remote control / fault detection (sensor inputs measuring current and voltage)</li> <li>9. Radio Location</li> </ol> |
|---|

出所：CAHORS 社のカタログ「Produits et solutions MT/BT pour la Distribution Publique (Products and MV / LV solutions for Public Distribution) / Edition 2014 - 2015」より

### 写真A-3 架空配電線開閉器用 RTU (IControl-T)

この RTU の伝送方式、通信プロトコルは以下に対応している。

表 A-2 架空配電線開閉器用 RTU (IControl-T) の通信仕様

仕様事項	仕様
<b>Supports:</b> ・ Switched Telephone Network (PSTN) ・ Private radio network ・ GSM ・ GPRS	V21 / 300, V22 / 1200, V22bis / 2400 V32 / 9600 FSK V23 / V23 and 600 baud / 1200 baud; FFSK / 1200 and FFSK / 2400 baud V32 / 9600 -
<b>Protocols</b>	MODBUS RTU IEC 870-5-101 IEC 870-5-104 DNP3 HNZ (EDF specification)

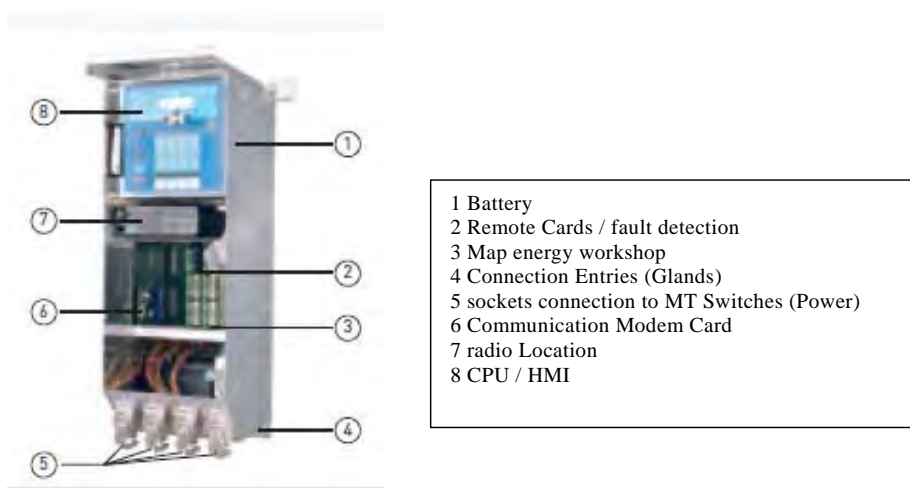
(3) MV/LV 変圧器室の RTU (RAK)

写真A-4は RAK の MV/LV 変圧器室に設置されている RTU である。



写真A-4 MV/LV 変圧器室の RTU (RAK)

この RTU も CAHORS 社製 IControl-T であり、外観を写真A-5に示す。なお、停電時にも動作する必要があるために 12V-38Ah の鉛蓄電池を付属している。



写真A-5 MV/LV 変圧器室用 RTU (IControl-T)

この RTU の伝送方式、通信プロトコルは以下に対応している。

表A-3 MV/LV 変圧器室用 RTU (IControl-T) の通信仕様

仕様事項	仕様
Support: • Switched Telephone Network (PSTN) • GSM • Private radio network • Private Line (LS2 son or 4) • RS232, RS485 2 or 4 son, fiber optics	V21 / 300, V22 / 1200, V22bis / 2400 V32 / 9600 V32 / 9600 V23 / V23 and 600 baud / 1200 baud FFSK / 1200 baud and FFSK / 2400 baud V23 / V23 and 600 baud / 1200 baud configurable speed and parity
Protocols	MODBUS RTU IEC 60870-5-101 IEC 60870-5-104 DNP3 HNZ (specification ERDF)

(4) MV/LV 変圧器室の RTU (Redal)

Redal の MV/LV 変圧器室に使用されている RTU は Schneider 社製の RTU「Easergy T200」であり、写真 A-6 にその写真を示す。



写真 A-6 MV/LV 変圧器室の RTU (Redal)

この RTU「Easergy T200」の通信に関する仕様は、Schneider 社製「Easergy T200I & E / MV substation control unit / Catalogue」によると、以下の通りである。

① 使用可能な通信プロトコル

- IEC 870-5-101
- IEC 870-5-104
- DNP3
- TCP/IP
- Modbus

② モデムインターフェイス

- RS232 serial interface : Direct: radio modem、 Hayes: telephone、 GSM、  
Max. transmission speed : 38,400 bits/s
- Telephone modem (PSTN) : V.32 bis standard、 300 to 14,400 bits/s
- FSK radio modem : FSK V23 modulation、 200 or 600-1200 board
- FFSK radio modem : FFSK modulation、 1200 - 2400 board
- Multi-drop private dedicated line modem (DL) : FSK V.23 modulation: 600 - 1200 board、  
V.24 interface、 2-wire half-duplex or 4-wire full-duplex transmission
- GSM/GPRS modem : Dual-band modem GSM and GPRS (or four bands -  
900/1800/850/1900 MHz, availability to be confirmed)
- GSM/3G modem : Four-band modem in GSM: 900/1800/850/1900 MHz、 Five-band  
modem in 3G: UMTS and HSPA+ (3.75G), EDGE, GPRS and GSM  
(800/850/AWS/1900/2100 MHz)

Ethernet port : 10 base T/100 base T - TX (RJ45)