

パキスタン国
代替エネルギー開発庁

パキスタン国
再生可能エネルギー活用に係る
情報収集・確認調査
最終報告書(要約)

平成25年1月
(2013年)

独立行政法人
国際協力機構 (JICA)

日本工営株式会社

南ア
JR
13-006

パキスタン国
代替エネルギー開発庁

パキスタン国
再生可能エネルギー活用に係る
情報収集・確認調査
最終報告書(要約)

平成25年1月
(2013年)

独立行政法人
国際協力機構 (JICA)

日本工営株式会社

調査対象位置図



出典: 「白地図専門店」(<http://www.freemap.jp/>)の地図をもとに調査団作成

目次

調査対象位置図.....	i
表目次	iv
図目次	v
第1章 序論.....	1
1.1 調査の背景.....	1
1.2 調査の目的と範囲	1
1.3 調査団員.....	1
1.4 調査日程.....	2
第2章 再生可能エネルギー開発計画のレビュー.....	3
2.1 再生可能エネルギー開発の国家政策	3
2.1.1 国家開発計画における再生可能エネルギー開発.....	3
2.1.2 再生可能エネルギー開発の国家政策	3
2.2 再生可能エネルギー開発の組織	3
2.2.1 行政組織.....	3
2.2.2 法律と規則.....	5
2.2.3 補助金制度とリスク補償	5
2.2.4 優遇税制制度.....	5
2.2.5 譲許的貸し付け.....	5
2.2.6 再生可能エネルギー分野への外国からの投資に対する優遇.....	6
2.2.7 再生可能エネルギー促進のための地方組織の支援	6
2.3 再生可能エネルギーに係る環境法規	6
第3章 関連組織.....	7
3.1 代替エネルギー開発庁(AEDB)	7
3.2 パキスタン再生可能エネルギー技術委員会 (PCRET).....	7
3.3 地方行政機関.....	7
3.3.1 パンジャブ州政府.....	7
3.3.2 シンド州政府.....	8
3.3.3 イスラマバード首都圏.....	8
第4章 再生可能エネルギー開発計画の現状	9
第5章 電力開発計画のレビュー	10
5.1 電力開発の国家政策.....	10
5.2 最新の長期電力需要予測	10
5.3 最新の電源開発計画.....	12
5.4 電力開発の国家政策における再生可能エネルギーの位置付け	13

第6章	再生可能エネルギープロジェクトの現状と見通し	14
6.1	再生可能エネルギーのポテンシャル	14
6.1.1	太陽光	14
6.1.2	風力	14
6.1.3	小水力	15
6.2	太陽光発電プロジェクト	16
6.2.1	既存の太陽光発電プロジェクト	16
6.2.2	太陽光発電プロジェクトの将来見通し	16
6.2.3	日本の無償資金協力による太陽光発電システム	16
6.3	風力発電	18
6.3.1	既存の風力発電プロジェクト	18
6.3.2	風力発電プロジェクトの将来見通し	19
6.4	小水力発電	19
6.4.1	既存の水力発電プロジェクト	19
6.4.2	小水力発電プロジェクトの将来見通し	19
6.5	再生可能エネルギーに関連する国際ドナーの活動	20
6.6	再生可能エネルギー関連機器のパキスタン国内の市場	20
6.7	電力セクターにおける経済・財務的問題	20
6.8	再生可能エネルギー普及の障壁	21
第7章	再生可能エネルギーに関連する日本の技術	22
7.1	太陽光発電	22
7.2	風力発電	22
7.3	小水力発電	22
第8章	現地調査及び可能性のあるプロジェクト	24
8.1	太陽光発電	24
8.1.1	パキスタン国立医科学研究所(PIMS)における現地調査	24
8.1.2	その他のポテンシャルサイトの調査	24
8.1.3	ポテンシャルプロジェクト	25
8.2	風力発電	26
8.2.1	Gharo-Keti Bandar Wind Corridor 及び Jhimpir 地域での現場踏査	26
8.2.2	ポテンシャルプロジェクト	27
8.3	小水力発電	27
8.3.1	パンジャブ州北部での現場踏査	27
8.3.2	ポテンシャルサイト	29
第9章	日本の ODA のための提言	31

表目次

表 5.2-1	1 人あたり電力消費量(1980-2010 年).....	10
表 5.2-2	1 人あたり電力消費量(2015-2035 年).....	10
表 5.2-3	販売電力量予測.....	11
表 5.2-4	需要予測.....	12
表 6.1.3-1	発電設備容量の推移.....	16
表 6.2.3-1	日本の無償資金協力による太陽光発電システムの仕様の概略.....	17
表 6.3.1-1	NEPRA に承認された買取価格.....	18
表 6.4.1-1	パンジャブ州内の運転中の水力発電所.....	19
表 8.1.2-1	ポテンシャルサイトの概要(病院).....	25
表 8.1.2-2	ポテンシャルサイトの概要(大学).....	25
表 8.3.2-1	ADB が F/S を実施した 5 サイトの概要.....	29
表 8.3.2-2	BRBD Canal の RD 0+000 地点の 2 MW プロジェクト F/S の概要.....	30
表 8.3.2-3	パンジャブ州北部での小水力発電開発のポテンシャルサイト.....	30

図目次

図 2.2.1-1	パキスタン国の電力セクターに関する各機関の関係.....	4
図 4-1	電源構成と発電計画	9
図 5.3-1	エネルギー源ごとの発電容量	13
図 6.1.1-1	パキスタン国の日射量図.....	14
図 6.1.2-1	風況図(地上高 50 メートル)	15
図 6.1.3-1	パキスタン国の地勢図.....	15
図 6.2.3-1	日本の無償資金協力による太陽光発電システムの外観.....	17
図 6.3.2-1	2030 年までの再生可能エネルギー開発の長期計画.....	19
図 8.2.1-1	Wind Corridor 位置図.....	26

第 1 章 序論

1.1 調査の背景

パキスタン国は、深刻な電力不足に直面している。2010 年には需要と供給の差は 5,000 MW と見積もられていた。この差は計画停電により抑えられたものである。2012 年の差は 7,000 MW と予想され、計画停電の時間はさらに長くなっている。電力供給の不足は、国民生活や経済活動に影響を及ぼしている。

パキスタン国政府は電力不足の解決を緊急の問題と認識しており、自国の資源である石炭と大規模水力、そして再生可能エネルギーを開発することにより、エネルギー源を多様化すると政策で述べている。

2011 年の電源構成は火力 62.5%、水力 33.6%で、残りは原子力と輸入電力であった。火力の大半は石油とガスである。2000 年代初頭には石油は安価であったが、2005 年以降の石油価格の上昇で石油やガスによる火力発電への依存は困難に直面している。

上記の状況のもと、再生可能エネルギーの開発は日本による支援の対象として効果的な領域となっている。

1.2 調査の目的と範囲

パキスタン国の電源構成の多様化に寄与すべく、パキスタン国内における再生可能エネルギーの活用計画、活用状況、今後の活用可能性及び我が国の支援可能性について、包括的に調査することを目的とする。

調査対象地域はパキスタン国イスラマバード首都圏、パンジャブ州、シンド州とし、太陽光発電、風力発電、小水力発電を調査対象とする。

1.3 調査団員

以下の 6 名の調査団員と、現地専門家・スタッフ計 8 名の合計 14 名により行った。

- ◆ 総括／再生可能エネルギー開発計画 福地 智恭
- ◆ 副総括／市場分析／経済財務分析 小川 良輔
- ◆ 太陽光発電計画 B D ビスタ
- ◆ 小水力発電計画 平田 潔
- ◆ 風力発電計画 篠木 誓一 (一般財団法人日本気象協会)
- ◆ 環境／構造計画 田中 真治

1.4 調査日程

調査日程は以下のとおりである。

年・月	2012年9月	2012年10月	2012年11月	2012年12月	2013年1月
現地作業	 (2012年9月12日～10月6日)		 (2012年11月5日～12月1日)		
国内作業					
報告書	 インセプションレポート (2012年9月中旬)	 インテリムレポート (2012年10月中旬)	 ファイナルレポート(案) (2012年11月下旬(パキスタン)・12月上旬(日本))	ファイナルレポート  (2013年1月中旬)	

第 2 章 再生可能エネルギー開発計画のレビュー

2.1 再生可能エネルギー開発の国家政策

2.1.1 国家開発計画における再生可能エネルギー開発

2030 年までの長期 National Energy Security Plan が政府により承認されている。エネルギーセクターの開発においては、次の事項を目指している。

- ◆ 水力、石油、ガス、石炭資源の開発と、電源構成における石炭や再生可能エネルギーの割合の増加
- ◆ 制度化された戦略のもと、輸入石油への依存の低減による国家の資源の最適利用
- ◆ 民間セクターのエネルギー分野参入の環境構築
- ◆ 地域的な視点に基づくエネルギーシナリオの開発

長期的に、電源構成における石油の割合を着実に低下させ、石炭、再生可能エネルギー、原子力の割合を増加させる方針である。

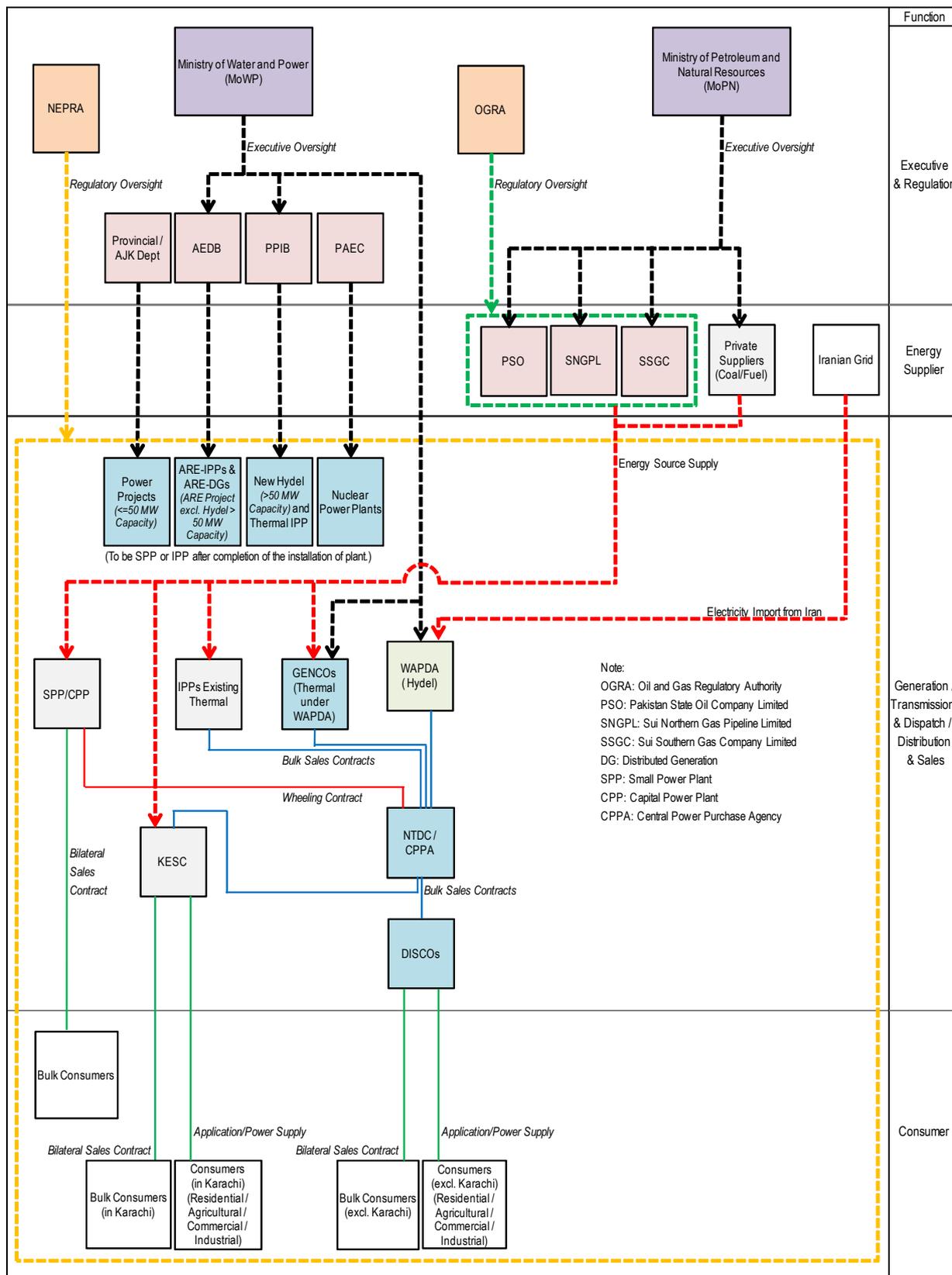
2.1.2 再生可能エネルギー開発の国家政策

パキスタン国政府は 2003 年に再生可能エネルギー開発のための組織として AEDB を設立した。2006 年に水・電力省は最初の Renewable Energy (RE) Policy of Pakistan を作成している。RE Policy には政策だけではなく、再生可能エネルギー技術開発のための規則も含んでいる。

2.2 再生可能エネルギー開発の組織

2.2.1 行政組織

パキスタン国の電力セクターに関する各機関の関係を以下の図 2.2.1-1 に示す。



Source: Prepared by JICA Study Team based on RE Policy 2006, AEDB

図 2.2.1-1 パキスタン国の電力セクターに関する各機関の関係

2.2.2 法律と規則

再生可能エネルギー法、あるいは規則は、AEDB Act (“An Act to provide for establishment of Alternative Energy Development Board” (Act No. XIV of 2010))を除いて存在しない。しかし、RE Policy が法律や規則に相当する内容も含んでいる。

2.2.3 補助金制度とリスク補償

パキスタン国には再生可能エネルギーのための補助金制度や固定価格買取制度(Feed-in Tariff (FIT))は存在しない。しかし、再生可能エネルギーにより発電された電力の販売価格を決めるためのガイドラインが RE Policy に含まれている。ガイドラインでは、民間セクターがプロジェクトから利益が得られる料金設定となるよう考慮されている。

一方、風力発電についてのみ、“Upfront Tariff”があり、これは、NEPRA により決定されたものである。この“Upfront Tariff”は FIT とほとんど同じ考え方であるが、買取価格のうち補助金に相当する予算源が存在しない。そのため、公示されている“Upfront Tariff”は、プロジェクトへの投資者にとってはさほど魅力的なものではないと考えられる。

RE Policy は風力発電や小水力発電の事業者に対するリスク補償についても規定している。風速や流量変化によるリスクは電力購入者によってカバーされる。

2.2.4 優遇税制制度

以下の税において、再生可能エネルギーに係る機器等への優遇制度がある。

- ✓ Customs Duty (関税)
- ✓ Special Excise Duty (特別消費税)
- ✓ Sales Tax (売上税)
- ✓ Income Tax (所得税)

2.2.5 譲許的貸し付け

代替・再生可能エネルギーによる発電所に対しては AEDB が State Bank of Pakistan (SBP)を通じて譲許的貸し付けを行っている。しかし現状では一般のローンとの金利の差はほとんどない。

2.2.6 再生可能エネルギー分野への外国からの投資に対する優遇

“Policy for Power Generation Projects Year 2002¹” は外国からの直接投資の促進に重点をおいており、投資家を保護するための条項が含まれている。国内や外国投資家による電力セクター、特に代替・再生可能エネルギーへの投資を促進するために、パキスタン国政府は以下のようなインセンティブを投資家・プロジェクト実施者に与えている。

- ◆ プロジェクトの利益を国外に持ち出すことに制限を設けない
- ◆ プロジェクトのために政府が土地を安価で貸し付ける
- ◆ 投資家を保護するためにプロジェクト期間(一般的には 30 年)の電力購入契約を政府が結ぶ

2.2.7 再生可能エネルギー促進のための地方組織の支援

“Policy for Power Generation Projects Year 2002” は地方政府に 50 MW までの代替・再生可能エネルギーによる電力開発の権限を与えている。以下の組織がパンジャブ州政府、シンド州政府で電力開発を担当している。

- ✓ Punjab Power Development Board (PPDB)
- ✓ Environment & Alternative Energy Department, Government of Sindh

2.3 再生可能エネルギーに係る環境法規

パキスタン国における環境法規は、再生可能エネルギーを含む開発計画全般に広く適用される。再生可能エネルギーだけに限った環境法規はない。

2000 年の環境保護庁規則では、1997 年の環境保護法(PEPA)に基づく初期環境影響調査(IEE)と環境影響評価(EIA)について、関係保護庁から IEE、EIA の承認をとらなければならないこととなっている。(IEE、EIA のいずれが必要かは容量等により異なる。)

¹ Private Power and Infrastructure Board

第3章 関連組織

3.1 代替エネルギー開発庁(AEDB)

AEDBは再生可能エネルギー技術の調査と実施を目的に2003年に設立された。AEDBには、年次報告書を連邦政府に対して提出する義務があるが、ここ数年の間、年次報告書が発行されておらず、調査団はAEDBの財務データを入手することはできなかった。職員の人件費等の資料は財務省から入手できたが、援助機関やその他の資金源からの資金の詳細を得ることはできなかった。

AEDBは約100名の職員を雇用している。再生可能エネルギーセクターで高いレベルの経験を有した職員が多く在籍している。AEDBの個々の職員の再生可能エネルギー開発に係る能力が高いことは評価できる。

3.2 パキスタン再生可能エネルギー技術委員会(PCRET)

PCRETはNational Institute of Silicon Technologyと、Pakistan Council for Appropriate Technologiesとの統合により2001年に発足した。パキスタン国内での再生可能エネルギーの調査、開発、促進活動を調整する主要な機関である。PCRETはMinistry of Science and Technologyの下で活動を行っている。PCRETは地方事務所、フィールド事務所を有しており、それらを通じて、NGOや農業、社会福祉、地方開発関係の組織・部門と協業をしている。調査団はPCRETの財務データを入手することができなかった。

PCRETには計179名分のポジションがあるが、実際に雇用されているのは130名である。残りのポジションは空席である。新規の雇用は政府の指示によりできない状態である。これとは別にプロジェクトベースで100名ほどがPCRETのプロジェクトに従事している。

PCRETでは太陽電池セルの製造を行っているが、その生産量は年間50kW程度である。試験(検査)サービスも行っている。しかしながら、これらのシステムを自国で立ち上げる現地企業の育成には至っていない。風力発電についても、導入した風力発電システムの維持管理ができていない。小水力発電分野においては、5~50kWのものを地方の山岳エリアに導入しており、いくつかのパキスタン国内現地企業が国内での製造を開始している。

3.3 地方行政機関

3.3.1 パンジャブ州政府

パンジャブ州政府では、Irrigation and Power Department (IPD)が水力発電開発に関係しており、Punjab Power Development Board (PPDB)が50MW以下の再生可能エネルギー発電の開発の担当部署である。IPDは州内の灌漑用運河の維持管理の責任機関であり、運河の両側の用地の所有権もこの機関が有している。水力発電所を作るためには水利権を入手する必要があり、水の使用量として0.15ルピー/kWhが設定されている。PPDBには、灌漑用運河や河川の水資源や、他の国内資源や再生可能エネルギーを利用した発電プロジェクトを実施する権限が与えられている。

PPDB には小水力発電の開発経験はあるが、太陽光発電の経験はない。IPD は多量の水文データを蓄積はしているが、プロジェクト開発の際の利用のために適切に整理されているとはいえない。JICA による技術協力が効果的と考えられる。

3.3.2 シンド州政府

シンド州政府では、Environment & Alternative Energy Department が 50 MW 以下のすべての再生可能エネルギー発電計画の担当部署である。Environment & Alternative Energy Department は環境の保護、保全、回復、改善の責任機関であるが、代替・再生可能エネルギーの促進も担当している。土地の賃借・所有に係る事項は Board of Revenue が扱う。また、プロジェクト実施者に対するファシリテーターとして、Sindh Board of Investment が設立されている。

Environment & Alternative Energy Department は比較的新しい組織であり、再生可能エネルギープロジェクトの実施の経験はまだなく、実施能力を蓄える途上にある機関である。Sindh Board of Investment は、ビジネス立ち上げの経験も豊富な 16 名の民間セクターのメンバーがおり、技術的なノウハウやプロジェクトの実施や投資の確保についての経験も豊富である。

3.3.3 イスラマバード首都圏

Capital Development Authority (CDA) はイスラマバード首都圏の開発のための機関である。CDA にはエネルギー部門は存在しない。CDA のうち環境部門が、環境に関する事項を扱っている。土地の利用については CDA が関係するが、再生可能エネルギー開発そのものについての主導権は有しておらず、また、CDA 以外の他の機関が主導権を持つことも特に規定されていない。

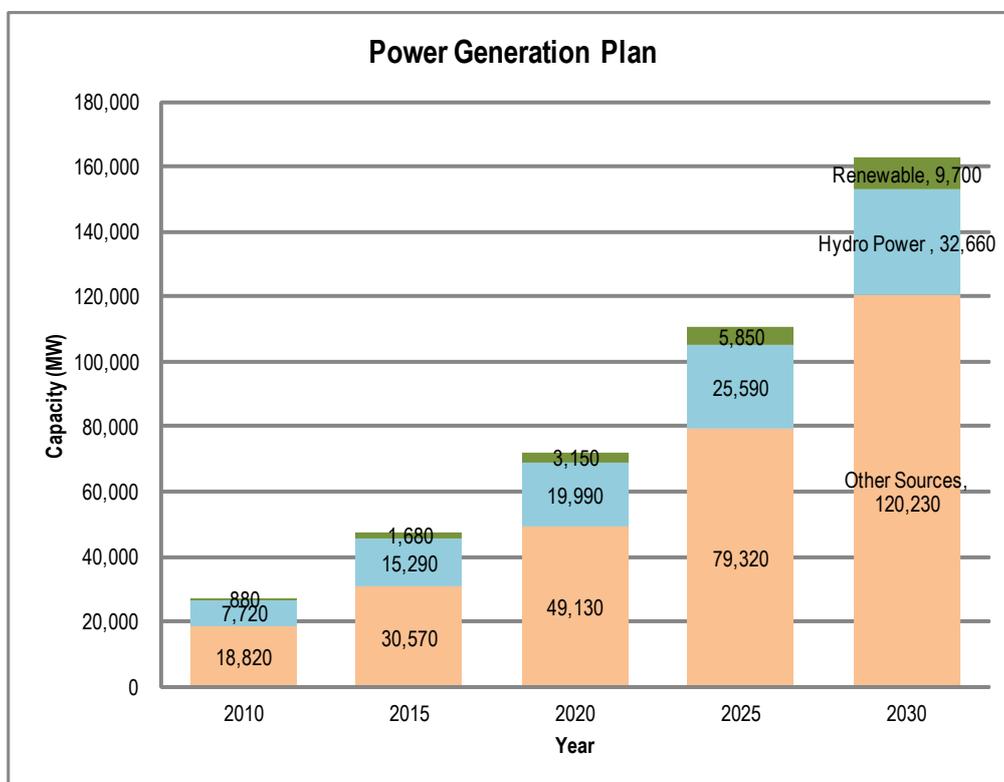
第4章 再生可能エネルギー開発計画の現状

最新の再生可能エネルギーに関する政策は RE Policy 2006 である。ADB、GTZ (現在は GIZ)、USAID からの専門家の支援を得て RE Policy 2006 に続く中期計画の作成中であるが、現時点では発行されていない。そのため、RE Policy 2006 は現在も有効である。

RE Policy 2006 では、2030 年までに 9,700 MW の再生可能エネルギーを導入することを目標としている。このうち、2010 年までに 700 MW を導入することを目標としていたが、2012 年 11 月現在の実績では 6.4 MW の計画が完了したのみである。RE Policy 2006 での 2006 年までの導入目標が 100 MW であったが、これは 2013 年に達成できる見通しである。見通しから判断すると、目標に対して 7 年遅れと評価できる。

Pakistan Meteorological Department (PMD)によって初めて実施された風況調査は 2007 年 3 月に実施された。このときには 10、30、50 メートルにおけるデータが収集された。プロジェクト実施予定者からのより高い地点の風況データを求める要望に応じて、AEDB は USAID と National Renewable Energy Laboratory (NREL)の支援のもと、風況観測塔を設置して、10、30、60、80、81.50、85 メートルでの観測を行った。この結果は 2010 年に公表され、それ以降、プロジェクト実施者による風力発電に対する投資が開始された。

MTDF 2005-2010 の中で、将来の発電計画と、その電源構成が述べられている。その内訳を図 4-1 に示す。



Source: Prepared by JICA Study team based on MTDF 2005-2010, Planning Commission

図 4-1 電源構成と発電計画

第5章 電力開発計画のレビュー

5.1 電力開発の国家政策

Power Policy 2002 では、民間セクターに対して IPP を通しての電力セクターへの国内投資、海外からの投資を奨励している。Medium Term Development Framework (MTDF)では、再生可能エネルギーにより、2030 年までに少なくとも 9,700 MW の電源開発を行うとの目標を設定しており、そのうち 2020 年までに約 3,000 MW の開発を行うとしている。

5.2 最新の長期電力需要予測

National Transmission and Dispatch Company Limited (NTDC)の Planning (Power) Department が、パキスタン国の長期電力需要予測の責任部署である。

1980 年から 2010 年までの 1 人あたりの電力消費量は表 5.2-1 に示すとおりである。他の開発途上国では 2006 年に 1 人あたり 3,000 kWh とされていたが、これと比較をするとパキスタン国の 1 人あたりの電力消費量は非常に低い。しかし、経済開発にともなって、将来は電力消費量が表 5.2-2 に示すように増大すると考えられている。

表 5.2-1 1 人あたり電力消費量(1980-2010 年)

Sr.No.	Year	Per Capita Consumption (kWh)
1	1980	125
2	1990	269
3	2000	363
4	2006	494
5	2010	640

Source: "Electricity Demand Forecast based on Multiple Regression Analysis", Planning Power, NTDC, February 2011

表 5.2-2 1 人あたり電力消費量(2015-2035 年)

Sr.No.	Year	Per Capita Consumption (kWh)
1	2015	800
2	2020	1,145
3	2025	1,572
4	2030	2,018
5	2035	2,538

Source: "Electricity Demand Forecast based on Multiple Regression Analysis", Planning Power, NTDC, February 2011

2009/2010 年度のパキスタン国の GDP 成長率は 4.1%であった。NTDC の報告書では今後の経済成長率を、4.8%(低成長)、5.9%(中成長)、6.5%(高成長)と仮定している。中成長のケースの販売電力量の予測を表 5.2-3 に示す。また、これとは別の、セクターごとの詳細な分析による需要予測を表 5.2-4 に示す。

表 5.2-3 販売電力量予測

(Unit: GWh)

Year	Domestic		Commercial		Industrial		Agriculture		Public Light		Traction		Bulk		Total		Self Generation		Gross Total		
	PEPCO	KESC	PEPCO	KESC	PEPCO	KESC	PEPCO	KESC	PEPCO	KESC	PEPCO	KESC	PEPCO	KESC	PEPCO	KESC	PEPCO	KESC	PEPCO	KESC	Sum
Base Year (Recorded)																					
2009-10	29,479	4,316	4,465	1,091	16,372	3,387	9,585	104	371	87	5	0	3,388	920	63,665	9,905	8,890	2,797	72,555	12,702	85,257
Energy Shed	9,450	1,005	1,431	263	5,249	816	3,073	25							19,203	2,109			19,203	2,109	21,312
Base Year (Computed)																					
2009-10	38,929	5,321	5,896	1,354	21,621	4,203	12,658	129	371	87	5	0	3,388	920	82,868	12,014	8,890	2,797	91,758	14,812	106,569
Future Projections																					
2010-11	42,732	6,030	6,246	1,540	22,808	4,557	13,881	147	497	118	4	-	3,542	1,065	89,711	13,457	9,420	2,964	99,131	16,421	115,552
2011-12	46,977	6,629	6,739	1,661	24,358	4,866	15,045	160	545	129	4	-	3,802	1,143	97,470	14,589	10,060	3,166	107,529	17,754	125,283
2012-13	51,639	7,287	7,305	1,800	26,178	5,230	16,291	173	598	141	4	-	4,096	1,232	106,111	15,864	10,811	3,402	116,922	19,266	136,188
2013-14	56,853	8,023	7,850	1,935	28,299	5,654	17,723	188	656	155	4	-	4,420	1,329	115,806	17,284	11,687	3,678	127,493	20,962	148,455
2014-15	62,742	8,854	8,476	2,089	30,748	6,143	19,398	206	722	170	4	-	4,789	1,440	126,881	18,902	12,699	3,996	139,580	22,899	162,478
GR(2010-15)	10.02%	10.72%	7.53%	9.06%	7.30%	7.88%	8.91%	9.79%	14.26%	14.35%	-2.90%		7.17%	9.38%	8.89%	9.49%	7.39%	7.39%	8.75%	9.10%	8.80%
2015-16	69,312	9,781	9,148	2,255	33,467	6,686	21,256	226	796	187	4	-	5,196	1,563	139,180	20,697	13,822	4,349	153,001	25,047	178,048
2016-17	76,568	10,805	9,815	2,419	36,448	7,282	23,258	247	876	206	4	-	5,634	1,694	152,603	22,653	15,053	4,737	167,656	27,389	195,045
2017-18	84,482	11,922	10,513	2,591	39,680	7,927	25,349	269	964	226	4	-	6,103	1,835	167,096	24,771	16,388	5,157	183,484	29,928	213,411
2018-19	93,047	13,131	11,238	2,770	43,196	8,630	27,514	292	1,058	247	4	-	6,606	1,987	182,663	27,056	17,840	5,614	200,503	32,670	233,172
2019-20	102,216	14,425	11,904	2,934	46,994	9,389	29,708	315	1,158	270	4	-	7,129	2,144	199,113	29,476	19,408	6,108	218,521	35,584	254,105
GR(2015-20)	10.25%	10.25%	7.03%	8.85%	8.85%	8.90%	8.90%	9.89%	9.67%	0.00%			8.28%	8.28%	9.43%	9.29%	8.85%	8.85%	9.38%	9.22%	9.36%
2020-21	112,109	15,821	12,638	3,115	51,073	10,204	32,021	340	1,265	294	4	-	7,691	2,313	216,802	32,086	21,093	6,638	237,895	38,724	276,619
2021-22	122,670	17,311	13,367	3,294	55,455	11,079	34,388	365	1,380	320	4	-	8,281	2,490	235,545	34,860	22,903	7,207	258,448	42,067	300,515
2022-23	133,869	18,892	14,057	3,465	60,197	12,026	36,783	390	1,500	347	4	-	8,896	2,675	255,307	37,796	24,861	7,823	280,168	45,619	325,787
2023-24	145,627	20,551	14,769	3,640	65,301	13,046	39,156	416	1,627	376	4	-	9,540	2,869	276,025	40,897	26,969	8,487	302,994	49,384	352,378
2024-25	157,894	22,282	15,468	3,812	70,826	14,150	41,495	441	1,758	406	4	-	10,210	3,070	297,657	44,160	29,251	9,205	326,907	53,365	380,273
GR(2020-25)	9.09%	9.09%	5.38%	5.38%	8.55%	8.55%	6.91%	6.91%	8.72%	8.49%	0.00%		7.45%	7.45%	8.37%	8.42%	8.55%	8.55%	8.39%	8.44%	8.40%
2025-26	170,572	24,071	16,135	3,977	76,769	15,337	43,756	465	1,894	436	4	-	10,897	3,277	320,028	47,562	31,705	9,977	351,733	57,540	409,273
2026-27	183,592	25,908	16,820	4,146	83,198	16,621	45,930	488	2,033	467	4	-	11,609	3,491	343,186	51,121	34,360	10,813	377,546	61,934	439,480
2027-28	196,836	27,777	17,477	4,307	90,106	18,002	47,978	509	2,174	499	4	-	12,333	3,709	366,909	54,803	37,213	11,710	404,122	66,514	470,636
2028-29	210,224	29,667	18,111	4,464	97,572	19,493	49,894	530	2,316	530	4	-	13,071	3,931	391,193	58,614	40,297	12,681	431,489	71,295	502,785
2029-30	223,665	31,563	18,749	4,621	105,656	21,108	51,667	548	2,459	562	4	-	13,823	4,157	416,023	62,560	43,635	13,731	459,658	76,292	535,950
GR(2025-30)	7.21%	7.21%	3.92%	3.92%	8.33%	8.33%	4.48%	4.48%	6.94%	6.76%	0.00%		6.25%	6.25%	6.93%	7.21%	8.33%	8.33%	7.05%	7.41%	7.10%
2030-31	237,695	33,543	19,510	4,809	114,448	22,865	53,632	569	2,609	596	4	-	14,623	4,397	442,521	66,780	47,267	14,874	489,788	81,654	571,441
2031-32	252,377	35,615	20,277	4,998	123,986	24,770	55,744	592	2,765	631	4	-	15,460	4,649	470,613	71,255	51,205	16,114	521,819	87,369	609,187
2032-33	267,773	37,788	21,064	5,191	134,323	26,835	57,981	616	2,930	668	4	-	16,338	4,913	500,412	76,011	55,475	17,457	555,887	93,469	649,355
2033-34	283,945	40,070	21,934	5,406	145,523	29,073	60,330	640	3,102	707	4	-	17,267	5,193	532,107	81,089	60,100	18,913	592,208	100,002	692,210
2034-35	300,956	42,471	22,828	5,626	157,659	31,498	62,789	667	3,284	748	4	-	18,244	5,486	565,763	86,495	65,112	20,490	630,875	106,985	737,860
GR(2030-35)	6.12%	6.12%	4.02%	4.02%	8.33%	8.33%	3.98%	3.98%	5.96%	5.86%	0.00%		5.71%	5.71%	6.34%	6.69%	8.33%	8.33%	6.54%	7.00%	6.60%
GR(2010-35)	8.52%	8.66%	5.56%	5.86%	8.27%	8.39%	6.62%	6.79%	9.11%	8.98%	-0.59%		6.97%	7.40%	7.99%	8.22%	8.29%	8.29%	8.02%	8.23%	8.05%

Note: Energy Shed in the base year has been added in the major customer categories proportionally

Source Electricity Demand Forecast based on Multiple Regression Analysis, Planning Power NTDC, February 2011

表 5.2-4 需要予測

Year	Sale (GWh)	PEPCO			KESC			PEPCO + KESC			Self Generation			Country	
		Generation (GWh)	Peak (MW)	Sale (GWh)	Generation (GWh)	Peak (MW)									
Base Year (Recorded)															
2009-10	68,873	90,052	13,445	9,905	15,805	2,082	78,778	105,857	15,386	11,687	12,433	2,028	90,465	118,290	17,413
Base Year (Computed)															
2009-10	82,868	108,351	17,847	12,014	19,170	2,562	94,882	127,521	20,223	11,687	12,433	2,028	106,569	139,954	22,251
Future Projections															
2010-11	89,711	115,902	19,115	13,457	20,970	2,827	103,168	136,873	21,743	12,384	13,174	2,148	115,552	150,047	23,891
2011-12	97,470	124,415	20,547	14,589	22,215	3,021	112,058	146,630	23,353	13,225	14,069	2,294	125,283	160,699	25,648
2012-13	106,111	133,839	22,133	15,864	23,617	3,240	121,975	157,456	25,142	14,213	15,121	2,466	136,188	172,577	27,608
2013-14	115,806	144,356	23,904	17,284	25,169	3,484	133,090	169,525	27,139	15,365	16,346	2,666	148,455	185,871	29,804
2014-15	126,881	156,329	25,921	18,902	26,938	3,762	145,783	183,267	29,414	16,695	17,761	2,896	162,478	201,028	32,310
G.R. (2010-15)	8.89%	7.61%	7.75%	9.49%	7.04%	7.99%	8.97%	7.52%	7.78%	7.39%	7.39%	7.39%	8.80%	7.51%	7.75%
2015-16	139,180	171,483	28,472	20,697	29,496	4,157	159,877	199,607	32,332	18,171	19,331	3,152	178,048	218,938	35,485
2016-17	152,603	184,387	30,656	22,653	32,282	4,592	175,256	216,669	34,927	19,790	21,053	3,433	195,045	237,722	38,360
2017-18	167,096	199,966	33,291	24,771	35,301	5,067	191,867	235,267	38,009	21,545	22,920	3,738	213,411	258,186	41,747
2018-19	182,663	218,013	36,344	27,056	38,558	5,587	209,719	256,571	41,549	23,453	24,950	4,069	233,172	281,521	45,618
2019-20	199,113	237,646	39,671	29,476	42,007	6,144	228,589	279,653	45,398	25,516	27,145	4,427	254,105	306,797	49,824
G.R. (2015-20)	9.43%	8.74%	8.88%	9.29%	9.29%	10.31%	9.41%	8.82%	9.07%	8.85%	8.85%	8.85%	9.36%	8.82%	9.05%
2020-21	216,802	258,759	43,253	32,086	45,726	6,752	248,888	304,485	49,550	27,731	29,501	4,811	276,619	333,986	54,361
2021-22	235,545	281,129	47,056	34,860	49,679	7,406	270,405	330,808	53,967	30,110	32,032	5,224	300,515	362,840	59,190
2022-23	255,307	304,715	51,073	37,796	53,863	8,107	293,102	358,578	58,642	32,685	34,771	5,670	325,787	393,349	64,313
2023-24	276,025	329,442	55,293	40,897	58,283	8,859	316,922	387,726	63,568	35,456	37,719	6,151	352,378	425,445	69,719
2024-25	297,657	355,260	59,707	44,160	62,934	9,660	341,817	418,194	68,736	38,456	40,910	6,672	380,273	459,104	75,408
G.R. (2020-25)	8.37%	8.37%	8.52%	8.42%	8.42%	9.47%	8.38%	8.38%	8.65%	8.55%	8.55%	8.55%	8.40%	8.40%	8.64%
2025-26	320,028	381,961	64,282	47,562	67,782	10,509	367,590	449,743	74,110	41,683	44,343	7,231	409,273	494,086	81,342
2026-27	343,186	409,601	69,027	51,121	72,853	11,409	394,307	482,454	79,705	45,173	48,056	7,837	439,480	530,510	87,542
2027-28	366,909	437,915	73,900	54,803	78,101	12,356	421,712	516,016	85,471	48,924	52,047	8,488	470,636	568,062	93,958
2028-29	391,193	466,898	78,898	58,614	83,532	13,351	449,807	550,430	91,410	52,978	56,359	9,191	502,785	606,789	100,601
2029-30	416,023	496,534	84,021	62,560	89,155	14,399	478,583	585,689	97,524	57,367	61,029	9,952	535,950	646,718	107,477
G.R. (2025-30)	6.93%	6.93%	7.07%	7.21%	7.21%	8.31%	6.96%	6.97%	7.25%	8.33%	8.33%	8.33%	7.10%	7.09%	7.34%
2030-31	442,521	528,160	89,495	66,780	95,168	15,532	509,301	623,328	104,071	62,141	66,107	10,781	571,441	689,435	114,852
2031-32	470,613	561,689	95,307	71,255	101,546	16,749	541,868	663,235	111,037	67,319	71,616	11,679	609,187	734,851	122,716
2032-33	500,412	597,254	101,481	76,011	108,325	18,059	576,424	705,579	118,453	72,932	77,587	12,653	649,355	783,166	131,106
2033-34	532,107	635,083	108,057	81,089	115,561	19,475	613,197	750,644	126,372	79,013	84,056	13,708	692,210	834,701	140,080
2034-35	565,763	675,253	115,050	86,495	123,265	21,002	652,258	798,517	134,814	85,602	91,066	14,851	737,860	889,583	149,665
G.R. (2030-35)	6.34%	6.34%	6.49%	6.69%	6.69%	7.84%	6.39%	6.40%	6.69%	8.33%	8.33%	8.33%	6.60%	6.58%	6.85%
G.R. (2010-35)	7.99%	7.59%	7.74%	8.22%	7.73%	8.78%	8.02%	7.61%	7.88%	8.29%	8.29%	8.29%	8.05%	7.68%	7.92%

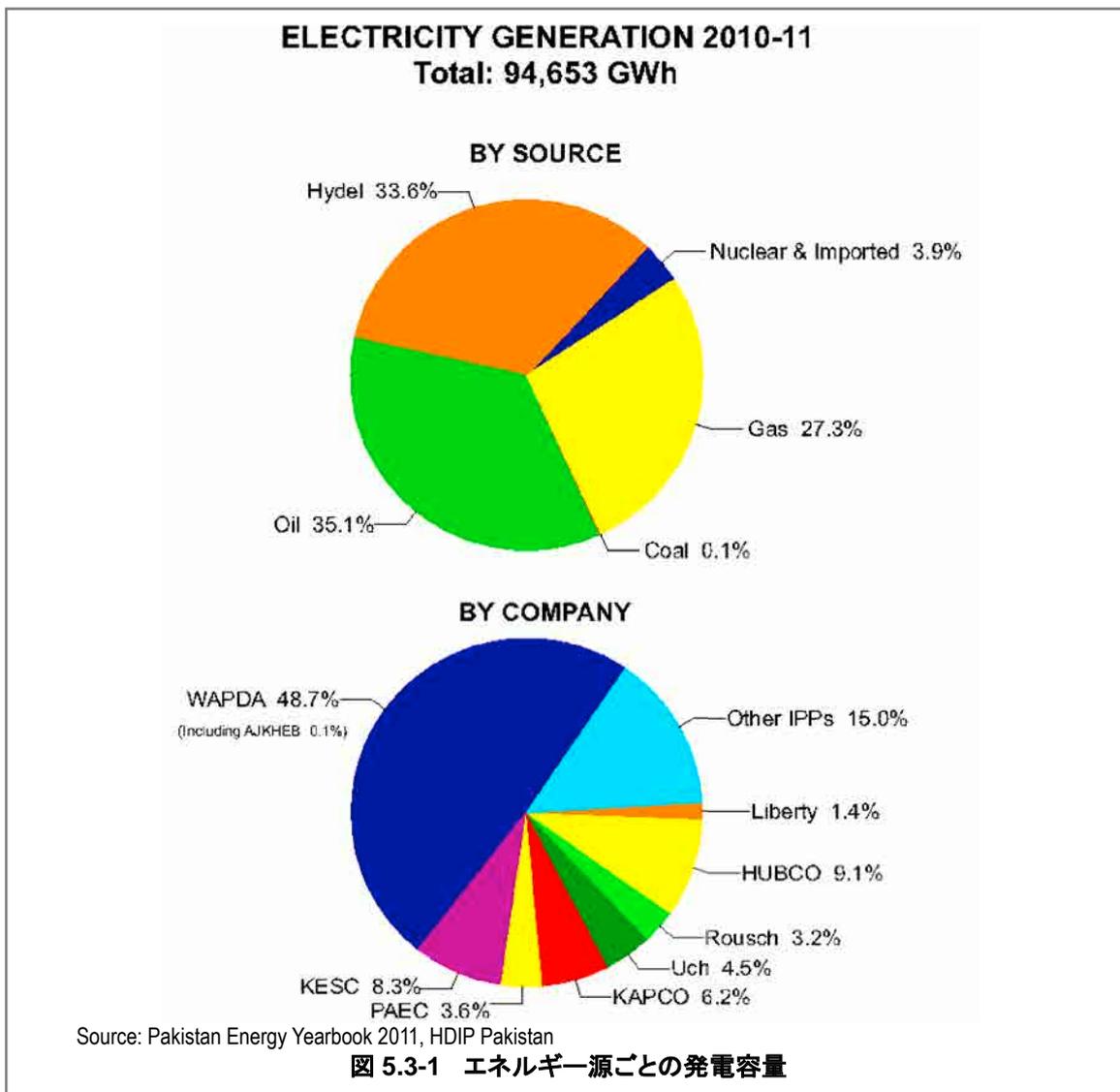
Note: The sum of PEPCO and KESC Demand (MW) is divided by a diversity factor of 1.009.

Self Generation demand (MW) is calculated by assuming auxiliary losses of 6% and a load factor of 70% .

Source Electricity Demand Forecast based on Multiple Regression Analysis, Planning Power NTDC, February 2011

5.3 最新の電源開発計画

“National Electricity Generation Statistics of 2011”によると、2011年のパキスタン国の総発電量は94,653 GWhであった。電源構成の比率を図 5.3-1 に示す。



5.4 電力開発の国家政策における再生可能エネルギーの位置付け

パキスタン国政府は、大規模水力発電、自国の資源の燃料による発電と再生可能エネルギー源による新しいプロジェクトに取り組むこととしている。これに合わせてパキスタン国政府は AEDB を設立し、再生可能エネルギーの利用と、国内外からの投資の誘致を進めている。

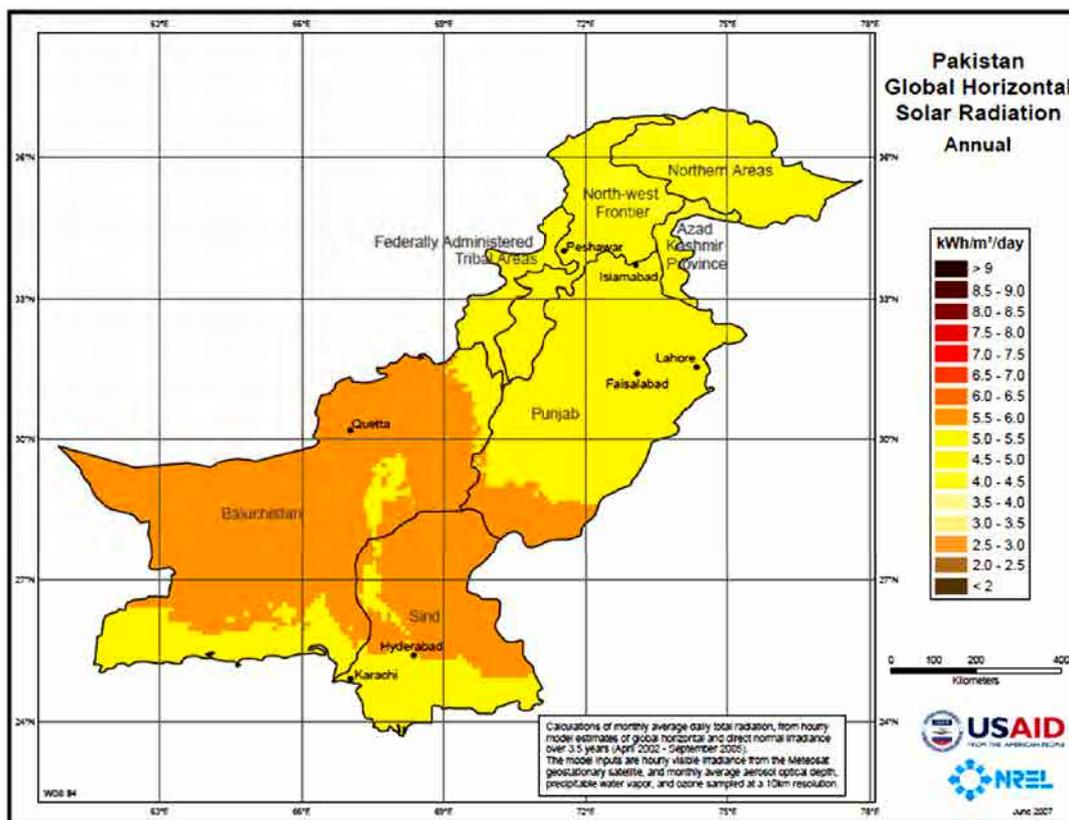
第 6 章 再生可能エネルギープロジェクトの現状と見通し

6.1 再生可能エネルギーのポテンシャル

6.1.1 太陽光

RE Policy 2006 では、パキスタン国の太陽光発電のポテンシャルは一般的に高いと述べている。特に、バルチスタン州、シンド州及びパンジャブ州南部では年間の日射量は 2 MWh/m² 以上とされている。これは 1 日あたり 5.48 kWh/m² 以上に相当する。参考までに、日本で最も日射量が高いとされる観測地点である沖縄県那覇市の 1 日あたりの日射量は約 4.5 kWh/m² である。

2002 年 4 月から 2005 年 9 月までの約 3 年半の期間の衛星データによるパキスタン国の日射量図を 図 6.1.1-1 に示す。



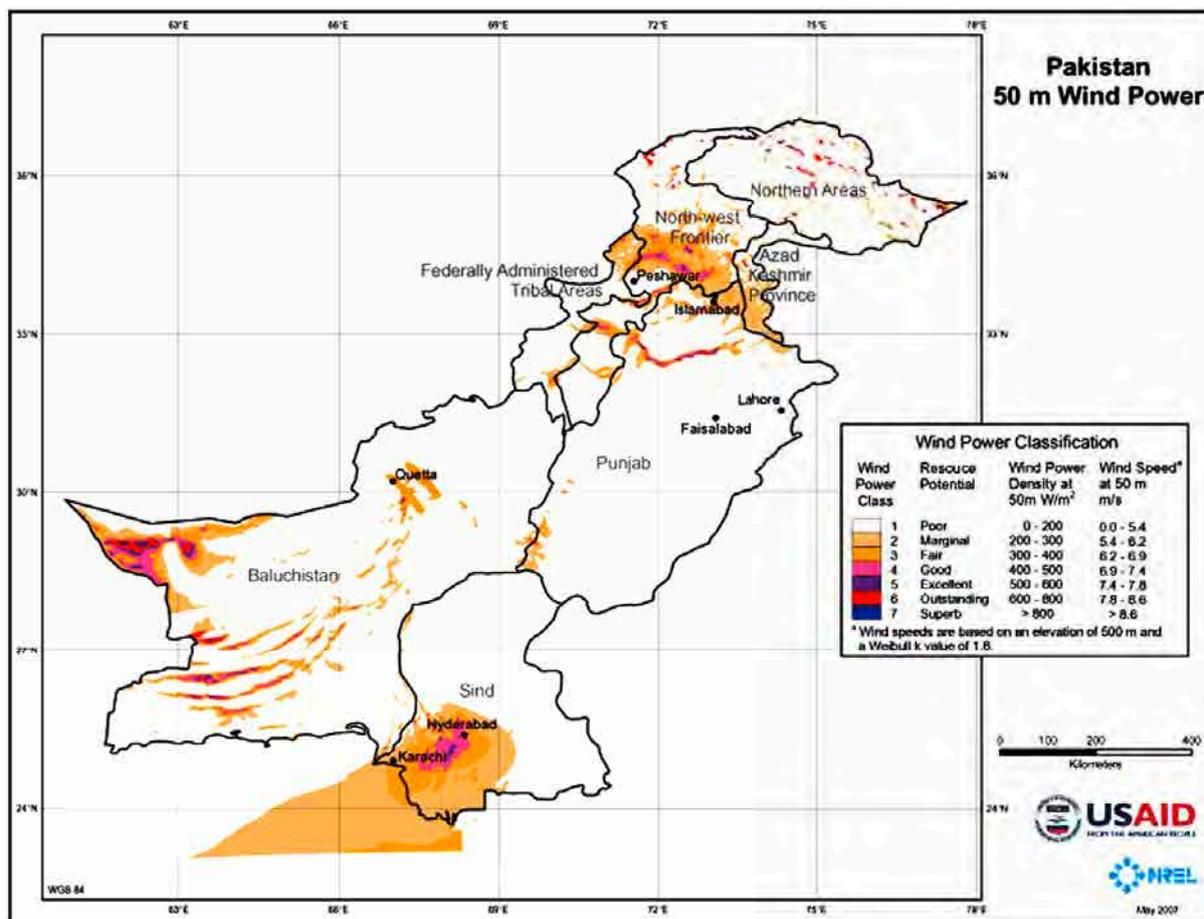
Source: AEDB

図 6.1.1-1 パキスタン国の日射量図

6.1.2 風力

USAID-NREL により作成された地上高 50 メートルにおける風況図を 図 6.1.2-1 に示す。

これとは別に、政府の資金により、Pakistan Meteorological Department (PMD)が、2002 年から 2005 年にかけて、パキスタン国の海岸沿い地域で風力ポテンシャル調査を行っている。また、シンド州の海岸沿い地域での調査が、2008 年から 2009 年にかけて AEDB-UNDP により行われている。



Source: Website of AEDB (<http://www.aedb.org/downloads.htm>)

図 6.1.2-1 風況図(地上高 50 メートル)

6.1.3 小水力

パキスタン国は主に 3 つの地形条件に分けられる。北部山岳地域、インダス川平原(主にパンジヤブ州とシンドウ州)およびバルチスタン高原である。パキスタン国は、北部および中部・南部の標高の高い山々に恵まれており、また、南部の長い海岸線に恵まれている(図 6.1.3-1)。

年平均降水量はインダス川平原の下流部の 100mm/年からインダス平原上流の 750mm/年以上と広い分布が見られる。これらのインダス平原上流部では大きな水力ポテンシャルを有する。

パキスタン国は 4 つの季節、すなわち、寒く乾いた冬季(12~2 月)、熱く乾い

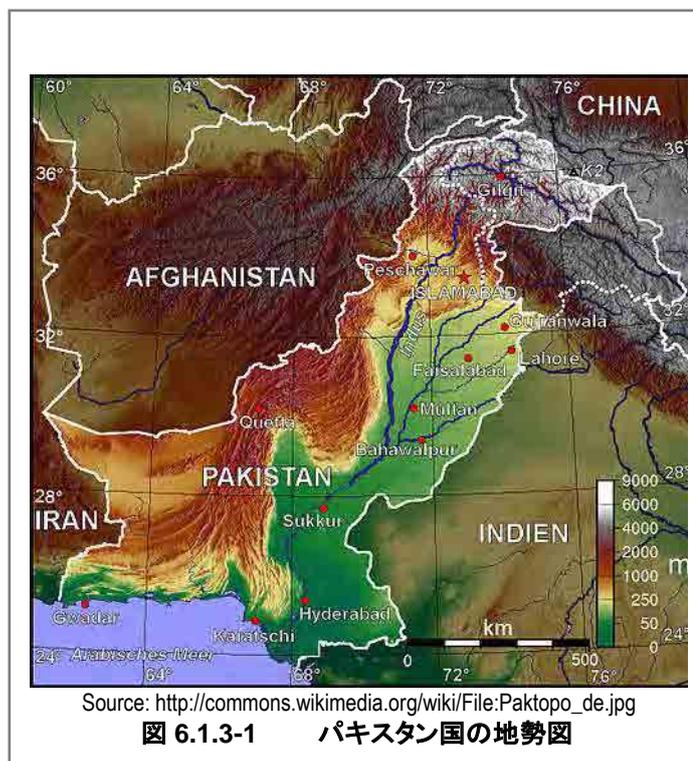


図 6.1.3-1 パキスタン国の地勢図

た春(3～5月)、南西モンスーンの雨季の夏(6～9月)そしてモンスーン期の10～11月の季節に分かれる。主要な4つの河川(Ravi, Chenab, Jehlum および Indus)により、大きな水力ポテンシャルを有している。

パキスタン国の水力ポテンシャルは約60,000 MWと推定されており、そのうち約57,000 MWは50 MW以上であり、約2,300 MWは50 MW以下の小水力となっている。

2011年6月30日現在のパキスタン国における発電容量は計23,412 MWで、このうち16,070 MW(68.64%)が火力、6,555 MW(28.00%)が水力、787 MW(3.36%)が原子力である。2007年から2011年におけるパキスタン国の水力発電設備容量を表6.1.3-1に示す。

表 6.1.3-1 発電設備容量の推移

(Unit: MW)

	2007	2008	2009	2010	2011
Hydro Power					
WAPDA Hydro	6,444	6,444	6,444	6,444	6,444
IPPs Hydro	30	111	111	111	111
Sub Total	6,474	6,555	6,555	6,555	6,555

As of June 30 in each year

Source: State of Industry Report 2011 Pakistan

6.2 太陽光発電プロジェクト

6.2.1 既存の太陽光発電プロジェクト

既存の完成済みの太陽光発電プロジェクトは、未電化地域の電化、街灯、農業用ポンプなど、オフグリッドのシステムが大半である。系統連系型のシステムは日本の環境プログラム無償による太陽光発電システムのみである。現在、太陽光発電によるIPPの調査が民間により複数進められている。

6.2.2 太陽光発電プロジェクトの将来見通し

太陽光発電は需要の増大にともなう電力不足解消の解決策の1つとみなされている。バルチスタン州、パンジャブ州のThal砂漠、シンド州のThar砂漠に莫大なポテンシャルがあるとAEDBによる報告書では述べられている。

12の太陽光発電プロジェクト(合計244 MW)に対してLOIが発給されており、この12プロジェクトのうち、5プロジェクト(合計100 MW)についてはF/S報告書がすでにAEDBに提出されている。これらの状況から判断すると、2013年においてのみでも、合計100 MW以上の太陽光発電プロジェクトが民間セクターにより実施されるものと考えられる。

6.2.3 日本の無償資金協力による太陽光発電システム

日本の無償資金協力「太陽光を活用したクリーンエネルギー導入計画」により、計画委員会(PC)とパキスタン技術委員会(PEC)に太陽光発電システムが導入された。いずれのシステムも2011年3月に据付が開始され、2012年3月に完成した。それ以来、パキスタン国で最初の系統連系型太陽光発

電システムとして運転されている。その外観を図 6.2.3-1 に、仕様の概略を表 6.2.3-1 に示す。



計画委員会の太陽光発電システム



パキスタン技術委員会の太陽光発電システム

Source: JICA Study Team

図 6.2.3-1 日本の無償資金協力による太陽光発電システムの外観

表 6.2.3-1 日本の無償資金協力による太陽光発電システムの仕様の概略

	System at PC	System at PEC
Installation Place of PV Module	over Existing Car Parking Rooftop	on 3-meters-height Pillars in Greenbelt Park
PV Module Capacity	178 kW	178 kW
Grid Connection Voltage	400 V	400 V
Major Equipment at Each Site	PV Module, Power Conditioner, Data Collecting System, and Display Panel	
Categories of Generation and Electricity Metering for Grid Connection	Captive Power Generation (Self-use Generation) and Net Metering *	

*Note * : At the time of generation by the solar system, only surplus electricity is supplied to the grid, and at other time, PC and PEC receive electricity from the grid. The payment of the electricity is settled monthly based on the balance of supplied and received units of electricity using applicable retail tariff.*

Source: JICA Study Team

引き渡し後に、以下の問題が見つかった。

- ✓ 双方向電力量計の記録における問題 (その後の調整により 2012 年 4 月以降は問題解消)
- ✓ データ収集装置に保存されたデータの問題 (2012 年 6 月・7 月に修正)

今次調査において調査団はデータ収集装置に蓄積されたデータをレビューしたが、データ収集装置のソフトウェアの修正がなされたにも関わらず、さらにデータの内容に問題が見つかったため、さらに確認することが推奨される。

調査団は、蓄積されたデータのうち利用可能なデータと、PC 及び PEC から入手したデータをもとに以下のレビューを行った。

- ✓ 発電量とパワーコンディショナの変換効率
データが信頼できると判断された 2012 年 8 月～10 月のデータでは、PC、PEC 両サイトともパワーコンディショナの変換効率は 90% 以上であった。PC の発電量が PEC の発電量よりもやや少なかったが、これは PC では PEC に比べて樹木の影による影響があったためと考えられる。
- ✓ 系統からの受電電力量
PEC については前年と比較して系統からの受電電力量に減少が見られ、太陽光発電システム

導入の効果がみられた。しかし、PC については受電電力量が増加している。これは、PC の電気設備の改善(太陽光発電システムの完成とほぼ同時期に実施)により、利用可能な電気機器が増加したこと、計画停電時間の減少によるものと考えられる。潜在需要は計画停電による抑制されている。計画停電時間が減少すると、その減少した時間帯分の受電をするため、その分受電電力量は増加する。

- ✓ 日射量(NASA データとデータ収集装置で記録された値との比較)データの入手可能な月の平均では、NASA による 22 年分の平均日射量データ(1983~2005)と比較して PC では 18%、PEC では 13%、それぞれ少なかった。PC や PEC サイトのデータは 1 年弱の限られた期間のデータであるため、この比較から特定の結論を導くことは困難である。

6.3 風力発電

6.3.1 既存の風力発電プロジェクト

2012 年 7 月 19 日現在で、AEDB は 37 のウインドファーム計画の開発者に対して Letter of Intent (LOI) を発行している。容量は 2.4 MW から 350 MW である。

AEDB はシンド州政府と共同で 16 のウインドファーム IPP に対して土地を貸し付けており、NEPRA は 16 の開発者に発電ライセンスを発行している。また、NEPRA は 14 の計画に対して電力買取価格を承認している。承認された価格は表 6.3.1-1 に示すとおりである。

表 6.3.1-1 NEPRA に承認された買取価格

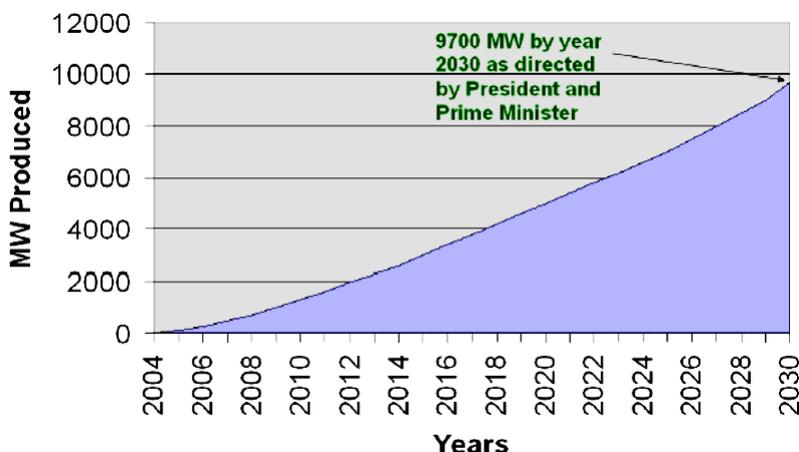
S. No.	Name of Developer	Approved Tariff (US Cents per kWh)	Date announced
1	Dawood Power Ltd.	11.87	Dec 6, 2008
2	Zorlu Enerji Pakistan Ltd.	13.3456	Dec 13, 2011
3	FFC Energy Limited	16.109	Aug 10, 2010
4	Three Gorges First Wind Farm Pakistan Pvt. Ltd.	13.9399	Dec 15, 2011
5	Yunus Energy Ltd.	17.3672	Feb 15, 2012
6	Foundation Wind Energy - I Ltd.	14.1359	Mar 16, 2012
7	Foundation Wind Energy - II Pvt. Ltd.	14.1164	Mar 16, 2012
8	Tenaga Generasi Ltd.	13.6202	Apr 26, 2012
9	Gul Ahmed Wind Power Ltd.	14.6098	May 8, 2012
10	Sapphire Wind Power Company Ltd.	13.2483	May 8, 2012
11	Metro Power Company (Pvt) Ltd.	14.5236	May 15, 2012
12	Zephyr Power Pvt. Ltd.	15.9135	May 24, 2012
13	Master Wind Energy Ltd	14.532	Jun 29, 2012
14	Arabian Sea Wind Energy (Pvt) Ltd.	11.9201	May 12, 2010

Source: AEDB

その一方で、NEPRA はすべてのウインドファーム計画に対して 14.6628 セントの“Upfront Tariff”を 2012 年 10 月 6 日に公示した。この“Upfront Tariff”を受け入れるか、別の価格申請を NEPRA に対して行うかはそれぞれの開発者が選択する。“Upfront Tariff”のこの 14.6628 セントは 2012 年 12 月 31 日までの申請者にのみ有効である。

6.3.2 風力発電プロジェクトの将来見通し

パキスタン国政府は中期計画の中で、2020年までに3,150 MWの風力発電を含む再生可能エネルギー開発を行うこととしている。また2030年までの長期計画の中では、再生可能エネルギー全体で、**図 6.3.2-1**に示すように、9,700 MWの開発を行うとしている。



Source: "Renewable Energy in Pakistan: Status and Trends" downloaded at <http://www.aedb.org/pub.htm>

図 6.3.2-1 2030年までの再生可能エネルギー開発の長期計画

6.4 小水力発電

6.4.1 既存の水力発電プロジェクト

パキスタン国には60,000 MWの水力発電のポテンシャルがあり、実際に設置されている容量は2011会計年度末の時点で6,555 MWであった。パンジャブ州の既存の水力発電所を**表 6.4.1-1**に示す。

表 6.4.1-1 パンジャブ州内の運転中の水力発電所

S.No	Plant Name	Location	Dealing Entity	Capacity (MW)
1	Ghazi Barotha	Ghazi Barotha, Distt. Attock	WAPDA	1,450.00
2	Chashma	Chashma/Distt. Mianwali	WAPDA	184.00
3	Rasul Rasul	Distt. Mandi Bahuddin	WAPDA	22.00
4	Shadiwal	Shadiwal near Gujrat	WAPDA	14.00
5	Nandipur	Nandipur near Gujranwala	WAPDA	14.00
6	Chichoki Hydrel	Upper Chenab Canal,	WAPDA	13.00
7	PAEC Chashma Hydrel	Outlet of Cooling Water Disposal Channel, CASHNUP-1, Distt. Mianwali	WAPDA	1.20
8	Renala	Renala-Khurd,-Distt. Dkara	WAPDA	1.00
Total				1,699.00

Source: "Hydro power Resources Pakistan", Private Power and Infrastructure Board, February 2011

6.4.2 小水力発電プロジェクトの将来見通し

パンジャブ州には約780か所の小水力発電ポテンシャルサイトが特定されており、シンド州よりも大きなポテンシャルがある。

公的プロジェクトが7件、民間プロジェクトが31件実施中であり、これらのプロジェクトの多くは灌漑用運河に位置し、比較的落差が小さく、取水口や取水堰に設置されるものである。

6.5 再生可能エネルギーに関連する国際ドナーの活動

パキスタン国では、再生可能エネルギーの促進、利用、開発に関するプロジェクトを ADB、GIZ (旧 GTZ)、UNDP、EU、USAID、JICA などの国際機関が実施している。

また、民間による再生可能エネルギー分野のプロジェクト、メガソーラーやウインドファームへの投資も報じられている。

6.6 再生可能エネルギー関連機器のパキスタン国内の市場

調査団は 2012 年 11 月 18 日から 20 日にかけて、ラホールにおいて、現地の市場における入手可能な再生可能エネルギー関連製品の確認と、再生可能エネルギー関連プロジェクトの現状や最新の情報を確認することを目的に、現地の市場での市場調査と、システムインテグレーター(EPC 業者)への聞き取り調査を行った。

太陽光発電に関しては 2005 年の地震以降に特に普及が進み始めた。しかしながらパキスタン国内には品質の基準がなく、技術者も少ないため、据付後に不具合が発生する機材も少なくなく、修理も適切になされずに放置される例が少なくない。その結果、再生可能エネルギーは信用できないとの印象を与える結果となっている。

風力発電に関しては、出力 15 kW 程度の製品までは国内メーカーで生産しているものがある。MW クラスのものはすべて輸入品であり、そのクラスの設置実績を持ったパキスタン国内の業者は少ない。海外メーカーの中にはパキスタン国を大きな市場と考え、パキスタン国内での生産を目指しているところもある。

小水力発電に関しては、大半の製品は中国からの輸入品である。100 kW 程度のものまでを生産する国内メーカーがあるが、技術的には十分とはいえない状況である。

6.7 電力セクターにおける経済・財務的問題

電力セクターにおける経済・財務的問題として、以下の問題を指摘できる。

- ✓ 火力発電への過度の依存 (燃料価格の高騰)
- ✓ 循環債務問題 (電力セクターに関係する事業者間での債務問題)
- ✓ 売掛金の回収問題 (未収金が多い)
- ✓ 補助金制度 (燃料価格の高騰に対する政府補填の増大による政府の財政問題)
- ✓ 送配電ロス (ロス率の低下に取り組み中)

6.8 再生可能エネルギー普及の障壁

再生可能エネルギー普及の障壁として、以下の障壁を指摘できる。

- ✓ 行政上の障壁 (中央政府・地方政府の両方での手続き)
- ✓ 専門知識の不足 (パキスタン国内では専門知識が未だ蓄積されておらず、製品品質の基準もない)
- ✓ 初期投資の高さ (初期投資が他の既存の発電方法に比べて高い)
- ✓ 法令・政治の不安定
- ✓ リスクの高さ (IPPとして発電事業を行った場合、電気料金の支払いがきちんとなされるのか)

第7章 再生可能エネルギーに関連する日本の技術

7.1 太陽光発電

太陽光発電セクターにおいて、日本は先駆者の1つといえる長い歴史のある国であり、日本製品は製品やサービスの品質の高さで知られている。日本製品の価格は相対的に高めではあるが、製品やサービスの品質が保証を含めて求められる場合、日本企業は競争力のある技術や品質を誇っているといえる。

パキスタン国においては、日本製品の品質は高く評価されている。ここ3~4年で、太陽光発電システム単価は急激に低下している。日本では2012年7月に固定価格買取制度が導入されて、市場が広がっている。この結果、コスト競争力が増すことが期待できる。このような状況から、日本の技術・製品が適用できる可能性は十分にあると考えられる。

現在のパキスタン国における太陽光発電システム、特に大規模な系統連系型については、まさに普及の直前の段階である。初期導入モデルとして、十分に機能しないシステムが導入されれば、他の投資家は同様のプロジェクトへの参入を躊躇する。高品質な日本のシステムがロールモデルとして導入されることは今後の普及のために意義のあることであり、普及の初期段階のリスクや日本製品の値段の高さへの対処として無償資金協力による日本製品・システムの導入が推奨される。

7.2 風力発電

日本には台風、雷雨、竜巻、地震など様々な自然災害があり、日本のメーカーは世界でもトップレベルの技術を開発してこれらに対応している。

日本にはMWクラスの風力発電システムを製造している主要なメーカーは以下の3社である。調査団はこれらのメーカーに聞き取り調査を行い、本調査の調査対象地域における風力発電システムの導入可能性を確認した。

- ◆ 三菱重工業株式会社
- ◆ 株式会社日立製作所
- ◆ 株式会社日本製鋼所

日本の製品が導入されることは、日本の運用システム、サービスや維持管理システムも導入されることを意味する。これは日本の新幹線のシステムごとの導入と同じである。パキスタン国の風力発電システムの分野に日本の技術が導入されることは、日本にとってもパキスタン国にとっても意義のあることである。日本のトータルパッケージなシステムの導入のためには、パキスタン国の国家系統の主要な電源の1つとなるような大きな規模が必要である。そのためには、円借款による風力発電プロジェクトが推奨される。

7.3 小水力発電

調査団は以下の水力発電機器メーカーに聞き取り調査を行い、本調査の調査対象地域における水車・発電機や他の電気・機械機器の導入可能性を確認した。

- ◆ 富士電機株式会社
- ◆ 株式会社東芝 電力システム社
- ◆ 日立三菱水力株式会社
- ◆ 日本工営株式会社 福島事業所

日本の小水力発電用水車・発電機や電気システム製品は中国等の製品と比較して高価であるが、長期的に見れば信頼性が高く、また、維持管理も容易である。また、発電効率も高い。

パッケージタイプの水車(富士電機製品や東芝の“Hydro-eKIDS”)は価格面でも競争力がある。日本の設計や指導のもとで現地生産をすることが可能であれば、コストの低下が期待できる。水車・発電機の同じ設計・同じサイズのもの的大量生産はコストを引き下げることが可能である。

小水力発電用水車の日本製品は小型化されており、維持管理が容易である。これらの技術はパキスタン国で適用される可能性がある。

太陽光発電と同様に、灌漑用運河における低落差の小水力発電のロールモデルを小水力発電の日本の技術が実現する可能性がある。小水力発電の導入時の初期リスクと、相対的に割高な日本製品の価格への対応として、無償資金協力による日本製品を用いた小水力発電プロジェクトの実施は推奨される。

第 8 章 現地調査及び可能性のあるプロジェクト

8.1 太陽光発電

8.1.1 パキスタン国立医科学研究所(PIMS)における現地調査

パキスタン国立医科学研究所(PIMS)はイスラマバード首都地域にある公立の病院である。研究所長の下に 7 つの組織があり、O&M を含む技術関連部局はイスラマバード病院に属している。

PIMS 内の 5 箇所の変電設備は Tarbela、Mongala の 2 系統の配電線から 11 kV の供給を受けている。PIMS の各施設には、非常用の低電圧ディーゼル発電機が導入されており、ディーゼル発電機 1 台の維持のコストは 1 カ月当たり約 40,000 ルピーである。

PIMS の敷地面積は約 140 エーカー(57 ヘクタール)であり、その中には将来的に何も建設の予定がない空き地がある。空き地の北東側から南西側に水路があり、水路の両側は斜面になっている。

太陽光発電の代表的な架台として、多数の基礎を持つ地上置きタイプがあるが、斜面への設置は基礎の高さの調整が難しい。盛土又はステーキングによる平坦化が望ましいが、盛土は河川管理上、ステーキングは鋼材の維持管理上の問題が大きい。従って当該地では 1 本足タイプの架台が適していると考えられる。

PIMS に太陽光発電を導入した場合の電力料金の節約額は、1 MW 導入の場合で年間 1,710,000 ルピー、1.5 MW 導入の場合で年間 2,565,000 ルピーと計算される。

無償資金協力プロジェクトとする場合の、概算のプロジェクトコストは以下のとおりと考えられる。

- ◆ 1.0 MW システム: 5.5 億円
- ◆ 1.5 MW システム: 8.3 億円
- ◆ 2.0 MW システム: 10.9 億円

8.1.2 その他のポテンシャルサイトの調査

公共施設への太陽光発電導入を目標に、空港、病院、大学について、イスラマバード、カラチ、ラホールでの現地調査を実施した。

(1) 空港

Benazir Bhutto International Airport(イスラマバード)、New Benazir Bhutto International Airport(イスラマバード・建設中)、Jinnah International Airport(カラチ)、Allam Iqbal International Airport(ラホール)の調査を行った。

このうち、Benazir Bhutto International Airport については、建設中の新空港への民間空港機能の移転が予定されていることからポテンシャルサイトから除外した。

建設中の New Benazir Bhutto International Airport は 100 MW、Jinnah International Airport は 30 MW、Allam Iqbal International Airport は 3 MW 程度の太陽光発電の導入が可能である。

(2) 病院

病院の調査結果の概要は下表に示すとおりである。

表 8.1.2-1 ポテンシャルサイトの概要(病院)

S #	Name	Electricity Supply Feeder	Load Shedding	Installation Space	Estimated Installation Capacity of PV Module	Remarks
1	Jinnah Post Graduate Medical Center (JPMC)	2 x 11 kV	Not exampeted	Open space (scattered)	Around 1 MW in total	One energy meter at 11 kV side
2	Ojha Medical Hospital	2 x 11 kV	Exampeted	Two open spaces	Little less than 1 MW in total	Energy meters at 11 kV and 400 V side
3	Children Hospital	2 x 11 kV	Not exampeted	Open space	Little less than 1 MW	One energy meter at 11 kV side
4	Gulaab Devi Hospital	2 x 11 kV	Not exampeted	Two open spaces	3 MW in total	Three energy meters at 400 V side
5	Jinnah Hospital & Allama Iqbal Medical Collage	2 x 11 kV	Not exampeted	Two open spaces	More than 3.5 MW in total	One energy meter at 11 kV side
6	Mayo Hospital	2 x 11 kV	Exampeted (one line only)	Four open spaces (one is a park.)	Less than 1 MW in total	One energy meter at 11 kV side
7	Sheikh Zaid Hospital	2 x 11 kV	Exampeted (one line only)	Existing parking area	Around 1MW	One energy meter at 11 kV side

Source: Prepared by JICA Study Team

(3) 大学

大学の調査結果の概要は下表に示すとおりである。

表 8.1.2-2 ポテンシャルサイトの概要(大学)

S #	Name	Electricity Supply Feeder	Load Shedding	Installation Space	Estimated Installation Capacity of PV Module	Remarks
1	National University of Sciences and Technology	1 x 11 kV	Not exampeted	Open space	3 to 5 MW	One energy meter at 11 kV side
2	Quaid-i-Azam University	3 x 11 kV	Not exampeted	One (uneven) and two (flat)	5 MW each (15 MW in total)	Energy meters at 400 V side
3	NED University of Engineering & Technology	2 x 11 kV	Exampeted (one line only)	Three open spaces and roof top on the building	2 MW in total for open space	Energy meters at both 11 kV and 400 V side
4	University of Karachi	2 x 11 kV	Exampeted (one line only)	Several open spaces	a few to 5 MW each space	Energy meters at both 11 kV and 400 V side
5	Punjab University	2 x 11 kV	Exampeted (one line only)	Several open spaces	More than 10 MW	One energy meter at 11 kV side
6	University of Engineering and Technology	2 x 11 kV	Not exampeted	Open space, but structure erection needed	1 to 2 MW	One energy meter at 11 kV side

Source: Prepared by JICA Study Team

8.1.3 ポテンシャルプロジェクト

現地調査の結果、太陽光発電のポテンシャルプロジェクトは次の3つに分類できる。パキスタン国の電力不足の状況を考えると大規模な容量を持つプロジェクトの優先順位が高くなる。

- ✓ 非常に大きな発電容量のシステム
 発電容量 20 MW 以上。十分なスペースがあり、系統連系のための配電線等の基礎的なインフラがすぐに利用可能な特に大規模な国際空港や大学といったサイト。
- ✓ 大発電容量のシステム
 発電容量 5 MW 以上。市街地にあり、非常に大きい空地はないが、敷地内にあるスペースを使用することのできるサイト。空港、大学等など。
- ✓ 中小規模の発電容量のシステム
 発電容量は数百 kW~1 MW 程度。エネルギーの需要の高い病院などの公共施設で、さほど大きなスペースが確保できないサイト。

8.2 風力発電

8.2.1 Gharo-Keti Bandar Wind Corridor 及び Jhimpir 地域での現場踏査

調査団は 2012 年 11 月 12 日から 15 日にかけて、Gharo-Keti Bandar Wind Corridor での現場踏査を実施し、以下の事項を行った。この地域の位置図を図 8.2.1-1 に示す。

- ✓ Jhimpir 地域のウインドファーム及び Gharo 地域の風況観測塔の視察
- ✓ Jhimpir 地域・Gharo 地域の自然環境条件の確認
- ✓ 関係機関との協議



Source: Prepared by JICA Study Team based on information provided by AEDB and the "Nelles Map" Pakistan

図 8.2.1-1 Wind Corridor 位置図

8.2.2 ポテンシャルプロジェクト

(1) 地域

Gharo-Keti Bandar Wind Corridor は海岸沿いから内陸に広がっているが、Gharo 地域よりも Jhimpir が地盤やアクセスがよく、サイトとして望ましい。洋上風力発電は地上と比較してプロジェクトコストが 1.5 倍から 2 倍となる。地上で利用可能な敷地がある限りは、洋上風力発電は現実的ではない。

(2) 規模

50 MW 以下とするか、50 MW 超とするかが大きな選択肢である。50 MW 超であれば EIA が必要であるが、50 MW 以下であれば EIA は不要である(これに代えて IEE が必要)。しかし、大規模なプロジェクトほど、コストパフォーマンスはよくなる。この点を踏まえて、検討する必要がある。

(3) プロジェクトコスト

日本のメーカーとの議論の中では、世界的な平均的なコストは EPC コストで 1 kW あたり US\$2,000 程度であった。50 MW のプロジェクトの場合、US\$100 百万程度となる。

他方、NEPRA のウェブサイトではパキスタン国での実際のプロジェクトコストの情報が入手可能であり、この情報もよい参考データとなる。

(4) 円借款の可能性

円借款を想定する場合、プロジェクト実施主体は公的セクターである。有力な実施主体はシンド州政府である。現場踏査の際の議論では、シンド州政府も関心を示しており、このようなプロジェクトの実施には大きな障害はないことを強調していた。

太陽光と風力を含むハイブリッド型の発電プロジェクトがシンド州政府担当官からあった。太陽光発電システムのコストがさらに低下すれば、ハイブリット型も 1 つの選択肢である。

日本の風力発電機のパキスタン国でのデモンストレーションのために、無償資金協力プロジェクトも考慮する価値があると考えられる。

8.3 小水力発電

8.3.1 パンジャブ州北部での現場踏査

(1) サイトの選定

パンジャブ州内の 786 箇所の小水力発電のポテンシャルサイトが、PPDB によりリストアップされている。以下の選定条件からパンジャブ州北部に位置する 11 サイトを現場踏査の対象サイトとして選定した。

[選定条件]

- ✓ 落差 1.5m 超
- ✓ 流量 10m³/sec 超

- ✓ 発電ポテンシャル容量 500 kW 超
- ✓ 他の事業実施者・ドナー等による実施が確定していないこと
- ✓ 主要都市(イスラマバードまたはラホール)から車で 4 時間未満であること

[順位付け]

上記の条件をもとに、以下の式を使用して選定した。

$$(合計点) = (落差の順位) + (流量の順位) + (容量の順位) + (主要都市からの距離の順位)$$

PPDBから推奨された5サイトと、選定されたサイトの近くのポテンシャルサイトを含めて現場踏査を行った。

(2) 現場踏査

現場踏査はパンジャブ州北部の合計 20 サイト(順位付けで選定した 11 サイトを含む)において 2012 年 11 月 10 日から 16 日までの 7 日間にかけて行った。現場踏査では、以下のデータ・情報収集を実施した。

- ✓ ハンドレベルまたはオートレベルによる水準測量(上流から下流への水位差)
- ✓ 流量観測 (流速計またはうき観測法による)
- ✓ 日次の水位及び流量データの収集
- ✓ 既存の構造物(取水堰や灌漑用運河)の図面の収集や計測
- ✓ 提案された取水地点、発電施設建屋、放流地点の現場踏査
- ✓ 地質の目視確認

結果は以下のとおりである。

- ✓ ADB-NESPAKによる F/S が実施された 5 サイトの中では、プロジェクトサイト No.4 (serial #602, ADB-5) “Qaiderabad Balloki Link Canal RD 304+985” の実施が推奨できる。他の 4 サイト(サイト No. 10, 12, 13, 14)は、流量の不安定さ、土砂の堆積、洪水対策方法や地質などの点から、経済性の検討を要する。
- ✓ 残りの 15 サイトのうち、7 サイト (サイト No. 2, 3, 5, 6, 7, 9, 16)は、年間を通じた流量の安定、落差、水路の状態、利用可能な敷地、地質の点から適切なサイトと考えられるが、より詳細な調査や計画が必要である。
- ✓ 自然河川から取水するサイト(サイト No.1, 10, 14)については、乾季には流量がほとんどない。このようなサイトでは河川からの取水は年間に 1~4 か月程度に限られ、効率や洪水対策、土砂の堆積の点から適切なサイトとはいえない。しかし、電力需要の増大する夏期(雨季)に発電量を増加させることを目的としたサイトとする可能性はあろう。
- ✓ ほとんどすべての灌漑用運河は 1 月から 2 月にかけて約 1 か月間程度は、取水堰や運河の維持管理のため水流が止められる。
- ✓ ほとんどすべてのサイトで、サイトの近くに 11 kV または 33 kV の配電線が存在している。
- ✓ PPDB によるリストに記載されているポテンシャルサイトのうち、いくつかのサイトではリストに記載されているような落差や流量が得られなかった。実際にはまったく流量のないサイトもあった。将来的に詳細な調査が必要である。

8.3.2 ポテンシャルサイト

(1) ADB-F/S サイト

ADB が F/S を実施した 5 つのポテンシャルサイトの概要は以下の表 8.3.2-1 のとおりである。

表 8.3.2-1 ADB が F/S を実施した 5 サイトの概要

No. of ADB-F/S Site	Sr. No. by PPDB List	Hydropower site	Installed Capacity	Average Annual Energy	Plant Factor	Base Cost		Cost per MW	Type of P/NP
			(MW)	(GWh)		Million Rs.	Million US\$	Million US\$	(*1)
1	490	Lower Chenab Canal (RD 0+000)	7.55	43.61	65.94%	2,625	30.52	4.04	P
2	485	New Khanki Barrage	14.09	38.34	31.06%	4,316	50.19	3.56	NP
3	597	Qaiderabad Barrage	23.00	54.53	27.06%	6,331	73.62	3.20	NP
4	392	Upper Chenab Canal (RD 133+296)	3.58	17.19	54.76%	1,311	15.24	4.26	NP
5	602	Qaiderabad Balloki Link Canal (304+985)	7.68	52.59	78.17%	2,921	33.97	4.42	P

Note (*1) : P = Perennial, means the canal operates for 11 months a year., NP = Not Perennial

Source: Feasibility Studies of Hydrel Power Stations in Punjab (Task 2), ADB, GOP, NESPAK, 2011

5 サイトのうち、ADB-F/S サイト No.2, 3, 4 の 3 か所は “Not Perennial” (常時流れがあるわけではない)の河川または運河に位置しており、年間の 1 か月ないし 4 か月程度しか流れがない。また、ADF-F/S サイト No.1, 2 は提案されている New Khanki Barrage (取水堰)に位置している。サイト No.1, 2 は、New Khanki Barrage の建設後に利用可能になる。New Khanki Barrage は 2013 年 10 月から 3 年間をかけて建設される予定である。

上記の理由から、ADF-F/S サイト No.1, 2 は現時点ではその実施は不確かであり、ADB-F/S サイト No.2, 3, 4 は “Not Perennial” である。そのため、ADB-F/S サイト No.5 が最も実現可能性があるといえる。

(2) BRBD Canal RD 0+000 地点の 2MW 小水力発電所

PPDB は Tarakai Energy (PVT) Limited に対して、Bambanwala-Rave-Bedian-Deepalpur (BRBD) Canal での水力発電プロジェクトを受託する関心表明書を受理している。提案された 2MW のプロジェクトサイトは BRBD Canal の RD 0+000 地点に位置する。開発プロセスの最初の段階として、F/S が実施された。

BRBD Canal の RD 0+000 地点の F/S の概要は以下の表 8.3.2-2 のとおりである。

表 8.3.2-2 BRBD Canal の RD 0+000 地点の 2 MW プロジェクト F/S の概要

Sr. No.	Hydropower site	Installed Capacity	Average Annual Energy	Plant Factor	Base Cost		Cost per MW
		(MW)	(GWh)		Million Rs.	Million US\$	Million US\$
376	Lower Chenab Canal (RD 0+000)	1.93	12.65	50.6%	1,205	14.087	4.94

Source: 2MW Hydropower Project on BRBD Canal at RD 0+000, Feasibility Report, Government of the Punjab, Department of Energy, PPDB, Tarakai Energy (PVT) Limited, July 2011

(3) ポテンシャルプロジェクト

表 8.3.2-3 に示す以下の 7 サイトが現場踏査の結果、ポテンシャルプロジェクトサイトとして評価された。

表 8.3.2-3 パンジャブ州北部での小水力発電開発のポテンシャルサイト

No.	Sr. #	Source of River	Barrage	Canal System	Canal	R.D.1000 FT.	Latitude(N) Longitude(E)	District	Name of City / Town	Distance from City	List Data / Field Data	Head (m)	Discharge (m ³ /s)	Power (Installed Capacity) (MW)	Stage of Study
1	628	RAVI	Balloki	B. S. Link Main Line	B. S. Link Main Line	0+000	31° 13.208' 73° 51.709'	Kasur	Pjoolnaar (Radha Kishan)	83 km from Lahore	PPDB List Field Data	0.74 2.52	523.86 240.00	3.101 4.838	Identified
2	602 ADB-5	RAVI	Balloki	Qaiderabad Balloki Link Canal (304+985)	Qaiderabad Balloki Link Canal	304+985	31° 32.007' 73° 56.483'	Nankana Sahib	Miranpur	144 km from Lahore	PPDB List ADB F/S Field Data	2.08 2.04 1.92	450.00 450.00 320.00	7.488 7.684 4.915	F/S ⁽¹⁾
3	650	RAVI	Balloki	Lower Bari Doab Canal	L.B.D.C	258+654	30° 45.556' 73° 19.742'	Okara	Okara	145 km from Lahore	PPDB List Field Data	1.98 2.09	195.00 116.35	3.089 1.945	Identified
4	651	RAVI	Balloki	Lower Bari Doab Canal	L.B.D.C	285+454	30° 42.981' 73° 15.634'	Shahiwai	Shahiwai	155 km from Lahore	PPDB List Field Data	1.66 1.87	193.00 777.00	2.563 1.661	Identified
5	545	CHENAB	Khanki	Lower Chenab Cnal (L.C.C) MAIN LINE	Jhang Branch Upper	68+830	31° 52.823' 73° 25.966'	Hafizabad	Sukheke	270 km from Lahore	PPDB List Field Data	2.15 1.82	82.00 87.75	1.410 1.278	Identified
6	376	CHENAB	Marala	Bombarwala Ravi Bedian Diapur (B. R. B. D.) Link Canal	B. R. B. D. Link Canal	0+000	32° 21.689' 74° 17.627'	Sialkot	Daska	152 km from Lahore	PPDB List Tarakai F/S Field Data	1.76 1.93 0.61	203.76 156.00 83.50	2.869 1.916 0.407	F/S ⁽²⁾
7	5	INDUS	Jinnah	Thal Main Line Upper	Main Line Lower	0+000	32° 30.615' 71° 33.248'	Mianwali	Mianwali	265 km from Islamabad	PPDB List Field Data	1.52 1.21	144.13 127.96	1.753 1.239	Identified

*1) : Feasibility Studies of Hydel Power Stations in Punjab (Task 2), ADB for the Renewable Energy Development Sector Investment Program, Government of Punjab (GOP), NESPAK, 201.

*2) : 2MW Hydropower Project on BRBD Canal RDO+000, Feasibility Report, Government of the Punjab Department of Energy, PPDB, Tarakai Energy (PVT) Limited, July 2011.

*3) : P = Perennial, means the canal operates for 11 months a year., NP = Not Perennial.

Source: Prepared by JICA Study Team based on field survey information, PPDB information and existing feasibility study reports

第9章 日本の ODA のための提言

調査の結果、パキスタン国での代替・再生可能エネルギー開発のための日本の支援を、以下のとおり提言する。

1. Pakistan Institute of Medical Sciences (PIMS)における太陽光発電プロジェクト

大規模系統連系型太陽光発電システムの財務的、技術的な点でのロールモデルとなることが期待できる。無償資金協力を通じてこのプロジェクトが実施される方向となった場合には、詳細な地形・地質調査が協力準備調査の際に必要なものである。

2. パンジャブ州における小水力発電プロジェクト

現場踏査の結果、選定された個々のポテンシャルサイトは無償資金協力のサイトとして、また、選定されたすべてのプロジェクトサイトをパッケージ化して1つの円借款プロジェクトとして推奨できる。パンジャブ州の灌漑用運河には莫大な小水力発電のポテンシャルがある。開発順序としては、まず、無償資金協力で低落差の水力発電システムの開発実績を作ることを推奨する。

水力開発の一方で、灌漑用運河の上に太陽電池モジュールを設置し、小水力と太陽光のハイブリッドシステムとすることも推奨できる。土地の確保や維持管理の面でも問題がなく、運河からの水分蒸発も低減できる。この技術は円借款(STEP)の適用も検討できる。

3. 地方政府に対する技術協力プロジェクト

再生可能エネルギーによる50 MWまでの電力開発計画は地方政府が行うことができる。第6.8章で、再生可能エネルギーの普及におけるボトルネックを述べたが、その中の1つが専門知識の不足である。地方政府での制度的、人的な能力の開発が必要である。AEDBにおいても同様のニーズはあるが、地方政府に対するJICAによる技術協力の必要性や、その効果はより高いものと考えられる。

パンジャブ州政府ではRE Policy of Punjabの準備をしており、この政策策定の支援依頼をJICAに伝えるよう調査団は要求された。再生可能エネルギーによる発電施設が接続されている配電線を計画停電から除外する規則の策定も政策策定の中で推奨される。これにより、計画停電による消費電力低減の対象となっていた系統が、再生可能エネルギーによる発電をする系統へと変わることができる。

一方、水力発電開発のための水文データ等のデータベースの整備もJICAによる技術協力の可能性のある領域である。

4. シンド州における風力発電プロジェクト

大規模な風力発電計画は円借款プロジェクトとして推奨できる。シンド州南部はポテンシャルがあり、土地も開発者のために準備されている。民間セクターがすでにプロジェクトを開始しており、そのため、プロジェクト実施のリスクも比較的低いといえる。