

パキスタン・イスラーム共和国

パキスタン国
電力セクター改革にかかる
情報収集・確認調査

報告書

平成26年3月
(2014年)

独立行政法人 国際協力機構
(JICA)

株式会社日パテック

南ア
JR
14-022

目次

図表リスト	
略語リスト	
要約	
団長所感	
第1章 調査の背景・経緯	
1.1 調査の概要	1-1
1.2 調査の背景	1-1
1.3 調査の目的	1-2
1.4 調査の対象地域	1-2
1.5 調査期間	1-2
第2章 パキスタンの電力事情	
2.1 電力セクターの歴史・体制・組織	2-1
2.1.1 パキスタン国の政治状況	2-1
2.1.2 パキスタン国の電力セクターの歴史	2-2
2.1.3 パキスタンの電力セクター構造	2-4
2.2 電源の現状及び電源開発	2-5
2.2.1 一次エネルギー	2-5
2.2.2 パキスタン国の電源の現状	2-8
2.2.2.1 2008年作成の発電計画	2-19
2.2.2.2 2010年作成の発電計画	2-20
2.2.2.3 電力開発計画における課題	2-23
2.2.3 ガダニ プロジェクト	2-25
2.2.3.1 ガダニプロジェクトの概要	2-25
2.2.3.2 ガダニプロジェクトの問題点	2-27
2.2.4 タール炭田プロジェクト	2-28
2.2.5 電力輸入	2-29
2.2.6 再生可能エネルギー	2-29
2.2.6.1 小水力	2-30
2.2.6.2 水力	2-30
2.2.6.2.1 ダスダム	2-31
2.2.6.2.2 バシヤダム	2-31
2.2.6.3 地熱	2-32
2.2.6.4 バイオガス	2-32
2.2.6.5 バイオマス	2-32
2.2.6.6 風力	2-32
2.2.6.7 太陽光	2-33
2.2.7 原子力	2-33
2.3 送電線の現状及び送電線開発計画	2-33

2.3.1	送変電システムの概要	2-33
2.3.2	送変電設備 5カ年拡張計画の概要	2-35
2.3.3	送変電システムの技術的課題	2-41
2.4	電力需給状況	2-42
2.4.1	電力需給状況	2-42
2.4.2	負荷曲線	2-42
2.4.3	地域別需給	2-44
2.4.4	送配電ロス/停電	2-45
2.4.5	主要発電所の稼働率	2-50
2.4.6	電力供給コスト	2-53
2.4.7	地方電化	2-54
2.5	電気料金制度の現状	2-55
2.5.1	電気料金水準の国際比較	2-55
2.5.2	電気料金表	2-56
2.5.3	NEPRA決定料金(Determined Tariff)とGoP告知料金(Notified Tariff)	2-58
2.5.4	電気料金への補助金	2-60
2.5.5	IMFによる電気料金改訂の勧告	2-61
2.5.6	2010年12月のNEPRAの提案	2-62
2.5.7	Multi Year Tariff(複数年料金)	2-64
2.5.8	燃料調整制度	2-64
2.5.9	大口利用	2-64
2.5.10	TOU	2-65
2.5.11	Distribution Code	2-65
2.5.12	電気料金制度の課題	2-65
2.5.12.1	電気料金制度における課題	2-65
2.5.12.2	電気料金制度改善への提案	2-66
2.6	配電事業の現状と課題	2-68
2.6.1	配電事業会社の概要	2-68
2.6.2	配電会社の経営上の問題	2-69
2.6.3	料金徴収率	2-70
2.6.4	事業報酬	2-71
2.6.5	配電会社ロス低減プログラム(IMFレポート)	2-74
2.7	省エネルギー	2-75
2.7.1	省エネルギー組織	2-75
2.7.2	省エネルギーの現状と可能性	2-75
2.7.3	省エネルギー政策を推進する上での問題点	2-76
2.7.4	省エネルギー法	2-77
2.7.4.1	省エネルギー法(案)のこれまでの経緯	2-77
2.7.4.2	パキスタン国の省エネ法案の特徴	2-77
2.7.5	ビルディングコード	2-79

2.7.6	国際機関による省エネプロジェクト	2-79
2.7.7	省エネルギーの今後	2-80
2.8	パキスタン国における電力セクターパフォーマンス評価	2-81
第3章	パキスタンの電力セクター関係機関の現状	
3.1	電力セクターにおける循環債務状況	3-1
3.1.1	循環債務の現状と課題	3-1
3.1.1.1	循環債務の現状	3-1
3.1.1.2	循環債務の構造	3-2
3.1.1.3	循環債務の内訳	3-4
3.1.2	滞納金の発生	3-9
3.2	エネルギー補助金	3-12
3.3	発電、送電、配電会社の財務状況	3-15
第4章	電力セクター関係機関の概要	
4.1	NEPRA、NTDC/WPPO/CPPA、発電、配電会社の機能・組織体制・業務状況	4-1
4.1.1	NEPRA	4-1
4.1.1.1	NEPRAの事業概要	4-1
4.1.1.2	NEPRAの主要な業務	4-1
4.1.1.3	NEPRAの財務の独立性の問題	4-3
4.1.2	NTDC/WPPO/CPPA/GENCO	4-4
4.1.2.1	NTDC	4-4
4.1.2.1.1	NTDCの業務概要	4-4
4.1.2.1.2	NTDCの財務状況	4-4
4.1.2.1.3	託送料金	4-8
4.1.2.1.4	NTDCの投資決定メカニズム	4-9
4.1.2.1.5	NTDCの問題	4-9
4.1.2.1.6	NTDCの人事	4-10
4.1.2.2	WPPO	4-10
4.1.2.3	CPPA	4-11
4.1.2.3.1	組織構造	4-11
4.1.2.3.2	CPPAの業務	4-13
4.1.2.3.3	売掛金 (AR:Accounts Receivable) と買掛金 (AP:Accounts Payable)	4-13
4.1.2.4	GENCO	4-13
4.1.2.5	PEPCO/WAPDA	4-15
4.1.2.5.1	PEPCO	4-15
4.1.2.5.2	WAPDA	4-18
4.1.3	Investment Promotion	4-18
4.1.3.1	PPIB	4-18
4.1.3.1.1	PPIBの業務概要	4-18
4.1.3.1.2	PPIBの主な収入	4-19

4.1.3.2	AEDB	4-19
4.1.4	Energy Conservation	4-20
4.1.4.1	ENERCON	4-20
4.1.4.1.1	組織概要	4-20
4.1.4.1.2	ENERCONの業務	4-21
4.1.4.1.3	省エネルギーファンド	4-21
4.1.4.2	PSQCA(Pakistan Standard Quality Control Agency)	4-22
4.1.5	民間企業	4-25
4.1.5.1	HUBCO	4-25
4.1.5.1.1	HUBCO社の概要	4-25
4.1.5.1.2	石炭への燃料転換	4-25
4.1.5.1.3	LNG	4-26
4.1.5.1.4	循環債務	4-26
4.1.5.2	KESC	4-26
4.1.5.2.1	KESCの概要	4-26
4.1.5.2.2	KESCの歴史	4-28
4.1.5.2.3	財務的状況	4-31
4.1.5.2.4	KESCの発電設備及び発電量	4-31
4.1.5.2.5	F0から石炭への転換	4-33
4.1.5.2.6	KESCの送配電ネットワーク	4-33
4.1.5.2.7	KESCの民営化成功の理由	4-35
4.1.6	IPPs	4-36
4.1.6.1	Japan Power	4-36
4.1.6.1.1	Japan Powerの事業概要	4-36
4.1.6.1.2	事業の現状	4-37
4.1.6.2	Kohinor KEL:Kohinoor Energy Limited	4-37
4.1.6.2.1	事業概要	4-37
4.1.6.3	Nishat Chunian	4-37
4.1.6.3.1	グループ事業概要	4-37
4.1.6.3.2	電力ビジネス	4-38
4.1.6.3.3	循環債務	4-38
4.1.6.3.4	共同交渉	4-38
4.1.7	配電会社	4-39
4.1.7.1	IESCO	4-39
4.1.7.1.1	IESCOの事業概要	4-39
4.1.7.1.2	IESCOの歴史	4-41
4.1.7.1.3	IESCOの顧客プロフィール	4-41
4.1.7.1.4	配電ロス	4-42
4.1.7.1.5	料金徴収	4-44
4.1.7.1.6	財務状況	4-44

4.1.7.1.7	消費者へのマーケティング	4-46
4.1.7.1.8	投資	4-46
4.1.7.1.9	IESCOの今後の経営上の課題	4-46
4.1.7.2	LESCO(Lahore Electric Supply Company)	4-47
4.1.7.2.1	LESCOの事業概要と歴史	4-47
4.1.7.2.2	配電ロス	4-49
4.1.7.2.3	設備の現状	4-49
4.1.7.2.4	消費者センター	4-49
4.1.7.2.5	料金徴収	4-49
4.1.7.2.6	資金調達	4-50
4.1.7.2.7	Performance Contract(業務契約)	4-50
4.2	ガバナンス問題	4-51
4.2.1	IMFの統治(ガバナンス)、規制および透明性の改善のためのプログラム	4-51
4.2.2	パフォーマンス評価基準	4-52
4.2.3	Performance based contracts	4-52
4.2.4	PMO	4-53
4.2.5	エネルギー担当組織	4-53
第5章	国際援助機関の支援動向	
5.1	パキスタン国の国際協力機関の支援動向概要	5-1
5.2	世銀のパキスタン電力セクター支援	5-1
5.3	ADBのパキスタン電力セクター支援	5-1
5.4	USAIDのパキスタン電力セクター支援	5-2
第6章	日本の電力セクター改革への支援可能性分析	
6.1	電力政策面での課題・提言	6-1
6.2	組織的な問題	6-1
6.3	技術面における課題・提言	6-2
6.3.1	低ロス送電線	6-2
6.3.2	電力技術研修所	6-3
6.3.3	省エネ技術トレーニングセンター	6-3
6.3.4	発電計画中期専門家派遣	6-4
第7章	参考資料	
1.	IPP 一覧	7-1
2.	NEPRA Act 概要	7-2
3.	電気法 1910 概要	7-5
4.	ビルディングコード	7-6
5.	ECC	7-9
6.	共通利害評議会(CCI)	7-9
7.	IMF Country Report No.13/287 Pakistan 2013 article IV consultation and request for an extended arrangement under the extended fund facility September 2013, P.84	7-11

8. 年代別世銀/ADBの主要プロジェクト	7-13
1) 世銀の支援プロジェクト	7-13
2) ADB の支援プロジェクト	7-19
3) USAID の支援プロジェクト	7-26
9. WAPDA Engineering Academy	7-30
10. 1910年 Electricity Act と 1937年 Electricity Rules の比較	7-43
11. 参考 事業報酬 (RORB:Return on Rate Base) への CAPM の適用	7-44
12. Base Case を元に新たに追加される発電所	7-46

参考文献

図表リスト

図表	2.1-1	パキスタンの政治と電力セクターの歴史-----	2 - 1
図表	2.1-2	National Power Policy 2013 における主要なターゲット-----	2 - 3
図表	2.1-3	パキスタン国の電力セクター構造-----	2 - 4
図表	2.2-1	電源別一次エネルギー供給-----	2 - 5
図表	2.2-2	油井の探査及び開発-----	2 - 5
図表	2.2-3	石油及びガスの探査(2012年7月1日現在)-----	2 - 6
図表	2.2-4	原油生産の推移-----	2 - 6
図表	2.2-5	天然ガス生産の推移-----	2 - 7
図表	2.2-6	石炭生産の推移-----	2 - 7
図表	2.2-7	主な発電所の位置-----	2 - 8
図表	2.2-8	電源種別発電量(2011-12)-----	2 - 9
図表	2.2-9	発電ソース別の発電コスト-----	2 - 9
図表	2.2-10	火力発電コストの変移-----	2 - 10
図表	2.2-11	電源別発電量と平均単価-----	2 - 10
図表	2.2-12	電源別発電設備容量の推移-----	2 - 11
図表	2.2-13	所有別発電設備の状況-----	2 - 11
図表	2.2-14	電源種別設備容量(火力)-----	2 - 12
図表	2.2-15	冬季水力発電所の容量-----	2 - 12
図表	2.2-16	既存水力発電所(2011-12)-----	2 - 13
図表	2.2-17	既存火力発電所-----	2 - 13
図表	2.2-18	建設中ならびに融資確定済みの水力発電設備(IPP/電力省単独)-----	2 - 14
図表	2.2-19	水力プロジェクト・ロケーション-----	2 - 15
図表	2.2-20	2010年現在確認されている計画中の水力発電所-----	2 - 16
図表	2.2-21	2010年現在確認されている計画中の水力発電所(続)-----	2 - 17
図表	2.2-22	建設中ならびに将来の火力発電施設(IPP/電力省単独)-----	2 - 18
図表	2.2-23	NTDCによる将来需要予測-----	2 - 19
図表	2.2-24	Long Term Demand Forecast and Required Generating Capacity-----	2 - 19
図表	2.2-25	Summary of Forecasts for Selected Years for Country(2010年作成) -----	2 - 20
図表	2.2-26	発電プロジェクトリスト-----	2 - 21
図表	2.2-27	Base Case を元に新たに追加される発電所-----	2 - 22
図表	2.2-28	電源別供給計画-----	2 - 24
図表	2.2-29	最終エネルギー消費:電力消費のGDPを使った予測-----	2 - 24
図表	2.2-30	ガダニプロジェクトの概要-----	2 - 25
図表	2.2-31	ガダニプロジェクトのサイト-----	2 - 26
図表	2.2-32	ガダニ石炭プロジェクト計画-----	2 - 26
図表	2.2-33	ガダニからのEvacuation Plan-----	2 - 27
図表	2.2-34	タール炭田プロジェクト-----	2 - 28

図表	2. 2-35	NTDC による電力輸出入(GWh).....	2	-	29
図表	2. 2-36	ダス水力発電プロジェクトの概要.....	2	-	31
図表	2. 2-37	バシャ水力発電プロジェクトの概要.....	2	-	32
図表	2. 3-1	NTDC の送電系統図.....	2	-	34
図表	2. 3-2	2016-17 年までの発電所投資計画.....	2	-	35
図表	2. 3-3	既存及び計画中の送変電所の状況.....	2	-	35
図表	2. 3-4	NTDC の現在継続中のプロジェクト.....	2	-	37
図表	2. 3-5	2013 年 9 月段階で実行準備中のプロジェクト.....	2	-	38
図表	2. 3-6	国際連系プロジェクト.....	2	-	39
図表	2. 3-7	ガダニプロジェクトを入れた送電計画.....	2	-	40
図表	2. 4-1	電力需要と設置設備容量との推移.....	2	-	42
図表	2. 4-2	日負荷曲線—1.....	2	-	42
図表	2. 4-3	日負荷曲線—2.....	2	-	43
図表	2. 4-4	LESCO のピーク時間料金設定.....	2	-	43
図表	2. 4-5	DISCO における需給ギャップ.....	2	-	44
図表	2. 4-6	NTDC システムにおける送電ロス.....	2	-	45
図表	2. 4-7	PEPCO Systems 及び KESC Systems における停電回数.....	2	-	45
図表	2. 4-8	PEPCO Systems 及び KESC Systems における停電時間.....	2	-	46
図表	2. 4-9	PEPCO Systems 及び KESC Systems における 1 回の停電における最大時間	2	-	46
図表	2. 4-10	パキスタンと周辺国の送配電ロス	2	-	47
図表	2. 4-11	人口密度と送配電ロス(2011).....	2	-	48
図表	2. 4-12	配電会社別の送配電ロス.....	2	-	49
図表	2. 4-13	Load Shedding(MW)の推移.....	2	-	49
図表	2. 4-14	電源別所有者別稼働率〈Gas〉	2	-	50
図表	2. 4-15	電源別所有者別稼働率〈RFO〉	2	-	51
図表	2. 4-16	電源別所有者別稼働率〈RFO/Gas〉	2	-	52
図表	2. 4-17	主要プラントの平均発電コスト(UScent/kWh)*(2001~2009).....	2	-	53
図表	2. 4-18	南アジア諸国における電化率.....	2	-	54
図表	2. 4-19	DISCO ごとの村落電化率(2011-2012).....	2	-	54
図表	2. 5-1	各国電気料金比較.....	2	-	55
図表	2. 5-2	住民用電気料金表(A-1 GENERAL SUPPLY TARIFF - RESIDENTIAL).....	2	-	56
図表	2. 5-3	電気料金の例：一般家庭.....	2	-	57
図表	2. 5-4	商業用電気料金表(A-2 GENERAL SUPPLY TARIFF-COMMERCIAL).....	2	-	58
図表	2. 5-5	産業用電気料金表(B INDUSTRIAL SUPPLY TARIFF-COMMERCIAL).....	2	-	58
図表	2. 5-6	TDS のメカニズム(Concept).....	2	-	59
図表	2. 5-7	IESCO 料金(2013 年 8 月 5 日).....	2	-	60
図表	2. 5-8	2013 年 10 月 1 日からの改訂電気料金	2	-	60
図表	2. 5-9	IESCO 料金(2013 年 10 月 11 日).....	2	-	61
図表	2. 5-10	Slab Benefits 料金改革前後の電気利用量に応じた平均料金.....	2	-	63

図表	2. 5-11	所得階層別の電力消費 (2008).....	2	- 63
図表	2. 6-1	DISCO ごとの将来需要予測(Peak Demand (MW)).....	2	- 68
図表	2. 6-2	パキスタン国の配電会社.....	2	- 68
図表	2. 6-3	配電会社ごとの補助金(2009/2010).....	2	- 69
図表	2. 6-4	Cost of Services と小売価格のギャップ推移.....	2	- 70
図表	2. 6-5	DISCO 別料金徴収率の推移.....	2	- 70
図表	2. 6-6	NTDC 及び GENCO/DISCO の事業報酬額.....	2	- 72
図表	2. 7-1	省エネルギー関連機関関係図.....	2	- 75
図表	2. 7-2	部門ごとの省エネの状況.....	2	- 76
図表	2. 7-3	省エネ法審議のステップ.....	2	- 77
図表	2. 7-4	パキスタン省エネ法案の他国の省エネ法との比較.....	2	- 78
図表	2. 7-5	PEC から Code/Act へのプロセス.....	2	- 79
図表	2. 8-1	パキスタン国における電力セクターパフォーマンス評価.....	2	- 81
図表	3. 1-1	パキスタンの電力セクター体制図と循環債務.....	3	- 1
図表	3. 1-2	循環債務の構造.....	3	- 2
図表	3. 1-3	NEPRA による料金決定(Tariff Determination)と GoP による料金告知 (Tariff Notification)の推移.....	3	- 3
図表	3. 1-4	2006 年から 2012 年の循環債務.....	3	- 4
図表	3. 1-5	循環債務の主要な原因(2012 年).....	3	- 5
図表	3. 1-6	循環債務の項目別比較(2010-11 年度 及び 2011-12 年度).....	3	- 6
図表	3. 1-7	小売料金と発電コストの推移.....	3	- 6
図表	3. 1-8	TDS の顧客別割当構成(2009/2010).....	3	- 7
図表	3. 1-9	顧客別使用額別 TDS 割当構成.....	3	- 7
図表	3. 1-10	2010 年 7 月までに TDS が削除された場合の住民電気料金の上昇.....	3	- 8
図表	3. 1-11	配電会社への kWh あたりの補助金額.....	3	- 8
図表	3. 1-12	料金差額補助金の予算額、予算要求額及び現支出額.....	3	- 9
図表	3. 1-13	循環債務の精算.....	3	- 10
図表	3. 1-14	2013 年 6 月 28 日における IPPs 及びエネルギー関係企業への支払い	3	- 11
図表	3. 2-1	電力補助金の構成(Subsidy Break-up).....	3	- 13
図表	3. 2-2	IMF によるエネルギー補助金削減スケジュール.....	3	- 13
図表	3. 3-1	パキスタン国における生産電力企業の売上及び利益率.....	3	- 15
図表	3. 3-2	1 人当たり売上と利益.....	3	- 16
図表	3. 3-3	電力関係会社の ROA.....	3	- 16
図表	4. 1-1	Sales and Profit.....	4	- 5
図表	4. 1-2	Total Asset and ROA.....	4	- 5
図表	4. 1-3	NTDC の売り上げ推移と利益.....	4	- 6
図表	4. 1-4	NTDC の利益率推移.....	4	- 6

図表	4. 1-5	NTDC 2012 年の BS と PL	4 - 7
図表	4. 1-6	NTDC のキャッシュフロー	4 - 7
図表	4. 1-7	NTDC の組織図	4 - 12
図表	4. 1-8	CPPA の組織図	4 - 12
図表	4. 1-9	発電所有者別設備容量と移動状況	4 - 13
図表	4. 1-10	GENCO の平均燃料コストとロンドンの天然ガス価格の推移(年次)	4 - 14
図表	4. 1-11	GENCO の平均燃料コストと原油価格の推移(年次)	4 - 14
図表	4. 1-12	PEPCO 従業員の分布	4 - 16
図表	4. 1-13	2012 年 6 月 30 日時点での PEPCO System における既存発電所容量(1)	4 - 17
図表	4. 1-14	2012 年 6 月 30 日時点での PEPCO System における既存発電所容量(2)	4 - 17
図表	4. 1-15	ENERCON の組織体制	4 - 21
図表	4. 1-16	PSQCA 検査プロセス	4 - 24
図表	4. 1-17	パキスタン電力セクターの中の KESC の位置づけ	4 - 27
図表	4. 1-18	KESC の資本構成	4 - 27
図表	4. 1-19	KESC の歴史	4 - 28
図表	4. 1-20	KESC の売上と利益の推移	4 - 31
図表	4. 1-21	KESC の既存火力発電所の概要	4 - 32
図表	4. 1-22	KESC の単位発電量の推移	4 - 32
図表	4. 1-23	カラチ市内の送配電ネットワーク	4 - 34
図表	4. 1-24	Japan Power Generation Ltd (JPGL) に関する基本情報	4 - 36
図表	4. 1-25	IESCO の電力供給地域	4 - 40
図表	4. 1-26	IESCO の従業員数(2013 年 6 月 13 日)	4 - 40
図表	4. 1-27	IESCO の顧客プロフィール	4 - 41
図表	4. 1-28	IESCO の顧客構成(%)	4 - 42
図表	4. 1-29	IESCO の T & D loss	4 - 43
図表	4. 1-30	IESCO の TECHNICAL & COMMERCIAL LOSSES (PRIVATE)	4 - 43
図表	4. 1-31	IESCO の料金徴収状況(2013-2014)	4 - 44
図表	4. 1-32	PROFIT AND LOSS ACCOUNT	4 - 45
図表	4. 1-33	LESCO のカバーエリア	4 - 48
図表	4. 1-34	LESCO の顧客構成	4 - 48
図表	4. 1-35	LESCO の顧客プロフィール別消費(2012-2013)	4 - 49
図表	4. 1-36	LESCO における料金請求及び回収	4 - 50
図表	4. 1-37	LESCO における投資への資金調達	4 - 50
図表	4. 2-1	官庁の組織上層部	4 - 52
図表	4. 2-2	公営企業の組織上層部	4 - 52
図表	5. 4-1	年代別 世銀/ADB の主要プロジェクト (1) (1990~2006)	5 - 2
図表	5. 4-2	年代別 世銀/ADB/USAID の主要プロジェクト (2) (2007~)	5 - 3

図表	7.9-1 年代別 世銀/ADB/USAID の主要プロジェクト	7 - 29
図表	7.10-1 設備施設の詳細-1	7 - 32
図表	7.10-2 設備施設の詳細-2	7 - 34
図表	7.10-3 WAPDA 工学アカデミー2014 年度講座スケジュール①	7 - 41
図表	7.10-4 WAPDA 工学アカデミー2014 年度講座スケジュール②	7 - 41
図表	7.10-5 WAPDA 工学アカデミー2014 年度講座スケジュール③	7 - 42

略語リスト

Abbreviation	正式名
AC	Alternating Current
ACE	Associated Consulting Engineers
ADB	Asian Development Bank
AEB	Area Electricity Board Islamabad
AEDB	Alternative Energy Development Board
AFD	Agence Francaise de Développement
AJK	Azad Jammu and Kashmir
AJKHEB	Azad Jammu & Kashmir Hydro Electric Board
AP	Accounts Payable
AR	Accounts Receivable
ARMS	Automatic Meter Reading System
B&C	Budget & Consolidation
BBC	Brown, Boveri & Cie
BEEGIL	Bright Eagle Enterprises Group Investments Limited
BGL	Barsan Global Logistics
BHP	BHP Petroleum (Pakistan) Pty Ltd.
BOD	Board of Direction
BOI	Board of Investment
BOO	Build, Own, and Operate
BOOT	Build, Own, Operate and Transfer
BOT	Building-Operate-Transfer
BPC	Bulk Purchase Consumer
BS	Balance Sheet
BVQI	Bureau Veritas Quality International
CAD	Consumer Affairs Division
CAPM	Capital Assets Pricing Model
CASA	Central Asia South Asia
CC	Combined Cycle
CCC	Central Contract Cell
CCI	Council of Common Interests
CCGT	Combined Cycle Gas Turbines
CCPP	Combined Cycle Power Plant
CDM	Clean Development Mechanism
CDP	Customer Data Processing
CE	Chief Engineer
CEO	Chief Executive Officer

CER	Certified Emissions Reduction
CERA	Certified Emissions Reduction Agreement
CFL	Compact Fluorescent Lamp
CFO	Chief Financial Officer
CHASHUNUPP	Chashma Nuclear Power Plant
CMLA	Chief Martial Law Administrator
COD	Commercial Operations Date
CPCC	Corporate Planning & Control Cell
CPP	Capacity Purchase Price
CPPA	Central Power Purchasing Agency
CRM	Customer Relationship Management
CRPEA	Contracts Registrar and Central Power Exchange Administrator
DC	Direct Current
DEDE	Department of Alternative Energy Development and Efficiency
DF/R	Draft Report
DG	Director General
DISCOs	Distribution Companies
DOP	Development of Power
DSM	Demand Side Management
EAD	Economic Affairs Division
ECC	Economic Coordination Committee
ECF	Energy Conservation Fund
ED	Excise Duty
EDL	Electricite du Laos
EFF	Extended Fund Facility
EGAT	Electricity Generating Authority of Thailand
EHT	Extra High Tention
EIA	Environmental Impact Assessment
ELR	Energy Loss Reduction
ENERCON	Enercon Services, Inc.
ENI	Ente Nazionale Idrocarburi
EPA	Environmental Protection Agency, or Energy Purchase Agreement
EPC	Engineering Procurement Construction
EPP	Energy Purchase Price
EPS	Earnings per share
ESCO	Energy Service Company
ESE	European Stock Exchange
ESMAP	Energy Sector Management Assistance Program

EVN	Electricity Vietnam
FAS	Fuel adjustment Surcharge
FATA	Federally Administered Tribal Areas
FBS	Federal Bureau of Statistics
FERI	Foreign Exchange Risk Insurance
FESCO	Faisalabad Electric Supply Company
FIP	Financial Improvement Plan
FIT	Feed-In Tariff
FO	Fuel Oil
FODP	Friends of Democratic Pakistan
F/R	Final Report
FS	Fusibility Study
FPA	Fuel Price Adjustment
FSA	Fuel Supply Agreement
GB	Gilgit-Baltistan
GBHP	Ghazi-Barotha Hydropower Project
GCISC	Global Change Impact Studies Centre
GDP	Gross Domestic Product
GEC	CDG over current / Ef relay
GENCO	Generation Company
GEPCO	Gujranwala Electric Power Company
GESCO	Gujranwala Electric Supply Company
GHG	Greenhouse Gas
GM	General Manager
GOP	Government of Pakistan
GST	General sales tax
GTs	Gas Turbines
GW	Gigawatt
GWh	Gigawatt-hour
HDIP	Hydrocarbon Development Institute of Pakistan
HEPS	High Energy Performance Standard
HESCO	Hyderabad Electric Supply Company
HH	House Hold
HPC	HAB Power Complex
HUBCO	HUB Power Company Limited
HP	Home Page
HPP	Hydro Power Project
HSD	High speed diesel

HVDC	High-Voltage Direct Current
HVTL	High Voltage Transmission Line
I&P Dept.	Irrigation and Power Department
IA	Implementation Agreement
IBRD	International Bank for Reconstruction and Development
IBT	Incremental Block Tariff
ICC	International Cooperation Center
IC/R	Inception Report
IDA	International Development Association
IEC	International Electro-technical Commission
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
IESCO	Islamabad Electric Supply Company
IFC	International Finance Corporation
IMF	International Monetary Fund
IPP	Independent Power Producer
IRR	Internal Rate of Return
IRP	Islamic Republic of Pakistan
IsDB	Islamic Development Bank
ISO	International Organization of Standardization
JEPIC	Japan Electric Power Information Center
JICA	Japan International Cooperation Agency
JPCL	Jamshoro Power Company Limited
JPGL	Japan Power Generation Ltd.
JV	Joint Venture
KANUPP	Karachi Nuclear Power Plant
KAPCO	Kot Addu Power Company Limited
KES(power)	Holding company of KESC
KESC	Karachi Electric Supply Company
KfW	Keditanstalt for Wiederaufbau
KIBOR	Karachi Interbank Offered Rate
Km	Kilo Meter
KPK(KP)	Khyber Pakhtunkhwa
KPI	Key Performance Indicators
kV(KVA)	Kilovolt Ampere
kWh	Kilowatt hours
L&W	Land & Water
LD	Liquidated Damage
LED	Light-Emitting Diode

LESCO	Lahore Electric Supply Company
LoI	Letter of Intent
LoS	Letter of Support
MD	Managing Director
MEPCO	Multan Electric Power Company
MEPE	Myanmar Electric Power Enterprise
MEPS	Minimum Energy Performance Standard
MFF	Multitranches Financing Facility
MG	Merlin Gerin Circuit Breakers
MGCL	Mari Gas Company Limited
MMCFD	Millions of Cubic Feet per Day
MOE	Ministry of Energy
MOF	Ministry of Finance
MOODY	Moody International Certification Limited
MOST	Ministry of Science and Technology
MOU	Memorandum of Understanding
MOWP	Ministry of Water and Power
MVA	Million Volt Amperes
MPNR	Ministry of Petroleum and Natural Resources
MW	Megawatt
MWh	Megawatt-hour
MWP	Megawatt-peak
MYT	Multi Year Tariff
NA	Northern Areas
NAPWD	Northern Areas Public Works Department
NEPRA	National Electric Power Regulatory Authority
NEQS	National Environmental Quality Standards
NEQC	National Environmental Quality Center
NESPAK	National Engineering Services Pakistan (Pvt) Limited
NGO	Non-Governmental Organization
NIC	National Insurance Company
NIG	National Industries Holding of Kuwait
NLC	National Logistics Cell
NOx	Nitrogen Oxides
NPCC	National Power Control Center
NPSEP	National Power System Expansion Plan
NREL	National Renewable Energy Laboratory
NTDC	National Transmission and Dispatch Company

NWFP	North-West Frontier Province
NYSE	New York Stock Exchange
O&M	Operations and Maintenance
OeKB AG	Oesterreichische Kontrollbank Aktiengesellschaft
OGDCL	Oil and Gas Development Company Limite
OGRA	Oil and Gas Regulatory Authority
OIML	International Organization of Legal Metrology
OMV	Österreichische Mineralölverwaltung
OPII	Orient Petroleum International Inc.
P&L	Profit and Loss
PACRA	Pakistan Credit Rating Agency
PAEC	Pakistan Atomic Energy Commission
Pak EPA	Pakistan Environmental Protection Agency
PC	Planning Commission
PCRET	Pakistan Council for Renewable Energy Technologies
PCSIR	Pakistan Council of Scientific and Industrial Research
PEC	Pakistan Engineering Council
PEPCO	Pakistan Electric Power Company
PESCO	Peshawar, Electric Supply Company
PIB	Pakistan Investment Bond
PIDE	Pakistan Institute of Development Economics
PL	Profit and Loss
PLN	Perusahaan Listrik Negara
PM	Prime Minister
PMD	Pakistan Meteorological Department
PMO	Project Management Office
PMU	Project Management Unit
PNAC	Pakistan National Accreditation Council
PNRA	Pakistan Nuclear Regulatory Authority
PO	Planned Outages
POE	Panel of Experts
POL	Pakistan Oilfields Limited
PPA	Pakistan Power Agency or Power Purchase Agreement
PPIB	Private Power Infrastructure Board
PPL	Pakistan Petroleum Limited
PPP	Private Public Partnership
PPPMC	Pakistan Power Park Management Company
PQD	Prequalification Document

PRMPR	Poverty Reduction & Equity Group
PSIA	Poverty and Social Impact Analysis
PSE	Public Sector Enterprises
PSEDF	Private Sector Energy Development Fund
PSO	Pakistan State Oil
PSQCA	Pakistan Standards and Quality Control Authority
PSRP	Power Sector Restructuring Program
PSTR	Performance Standards (Transmission)Rules
PV	Photovoltaic
QESCO	Quetta Electric Supply Company
QCC	Quality Control Center
RCC	Roller Compacted Concrete
RE	Renewable Energy
RET	Renewable Energy Technology
RFO	Residual Fuel Oil
RFP	Request for Proposals
ROA	Return on Assets
ROE	Return on Equity, Rate of Return on Equity
ROI	Return on Investment
RORB	Return on Rate Base
ROW	Right-of-Way
RPS	Renewable Portfolio Standard
Rs	rupee
SASDE	South Asia Sustainable Development Energy
SCARP	Salinity Control and Reclamation Project
SCC	System Certification Center
SDC	Standards Development Center
SDPI	Sustainable Development Policy Institute
SECP	Securities and Exchange Commission of Pakistan
SEPCO	Sukkur Electric Power Company
SHS	Solar Home System
SIR	Safeguards Implementation Report
SO _x	Sulphur Oxides
SOQ	Statement of Qualification
SPC	Special Purpose Company
SPV	Special Purpose Vehicle
SQM	Square Meter
SRO	Statutory Regulatory Order

STG	Secondary transmission Grid
SVC	Static Var Compensator
SW	Switching Station
T&D	(Power)Transmission and Distribution
TCEB	Thar Coal & Energy Board
TDS	Tariff Differential Subsidy
TESCO	Tribal Electric Supply Company
T/Fs	Transformer
TMU	Technical Memorandum of Understanding
TNB	Tenaga Nasional Berhad
TNO	Transmission Network Operator
TOD	Time of day
TOE	Tons of Oil Equivalent
TOU	Time of use
TPS	Thermal Power Station
TRF	Technical Resource Facility
tWh	terawatt hours
UEPL	United Energy Pakistan Limited
UNDP	United Nations Development Programme
USAID	United States Agency for International Development
USCPI	U.S. Consumer Price Index
USD	United State Dollar
VAT	Value-Added Tax
WAPDA	Water and Power Development Authority
WB	the World Bank
WDI	World Development Indicators
WEA	WAPDA Engineering Academy
WMC	Water Maintenance and Conservation
WPI	Wholesale Price Index
WPPO	WAPDA Power Privatization Organization
WTE	Waste to Energy
YESB	Yangon Electricity Supply Board

為替レート (2013年10月現在)

1 US dollar = 106.5 Pakistan Rupee

1 Japanese Yen = 1.08 Pakistan Rupee

要約

要約

第1章 本文参照

第2章 パキスタンの電力事情

2.1 電力セクターの歴史・体制・組織

2.1.1 パキスタン国の電力セクターの歴史

1910年に電力法¹(Electricity Act 1910:英国法(British Rule)に基づく)が成立した。1913年にはKESCが設立、1922年、1937年にはElectricity Rule(1910年Actの実施細則)が制定された。

その後、パキスタン国は1947年に独立し、1947～1958年の段階では発、送、配電の会社が各地域に存在していた。

1958年のWAPDA法により3つのウィング(水力(水資源の開発)、電力およびサービスアドミ)からなるWAPDAが設立された。

構造改革という点では、1990年より電力供給を競争性のある市場指導型にし、効率化を目指すということで、地方分権化、WAPDAの分割・民営化プログラムが開始された。同時に電力の供給不足のため1994年電力政策を発表した。

発、送、配電の分離により民間資本を導入することを目的とする1998年のWAPDA法改正によりPEPCO(Pakistan Electric Power Company)が創設されるのと同時に、WAPDAが分離(Disintegrate)され、WAPDAのPower Wingは火力を担うGENCO社(これにはWAPDAの11基の発電プラントが含まれる。GENCOはその後4社となり、現在に至る。)、水力・水資源管理を担当するWAPDA、送電を担当するNTDCおよび配電を担当する8社のDISCOに分離された。

1994年電力政策(Policy Framework and Package of Incentives for Private Sector Power Generation Projects in Pakistan)は、投資家に有利なインセンティブを与え、パキスタンの電力分野に多くの投資を呼び込むことになった。この政策の特徴は、電気料金を決定するのに「コストプラス方式²」を使用し、投資家に6.5 cents/kWh³の魅力的な電気料金を示したことにある。更に2002年の政策では、政府の買入単価が更に引き上げられ、17%のIRRを保証した。

2013年現在の「パ」国電力セクターの状況は、政策的に決定されたコスト割れの料金設定および低い料金徴収率のため、配電会社は赤字経営となっている。従前は政府補助金により損失が補填されていたが、2008年の経済危機を受け補助金が削減され、加えて国際原油価格の高騰に直面し、その結果配電会社(DISCOs)の送電会社(NTDC/CPPA)に対する支払いが滞り、送電会社に対し債務を抱える事態に陥っている。さらに送電会社は発電会社に、発電会社は燃料供給会社にそれぞれ連鎖的に債務を抱えることとなり、いわゆる「循環債務問題(circular debt)」が発生し深刻な問題となっている。

¹ 1994年の電力法は英国法に依拠し、2002年の電力法はパキスタン法(Sale and Purchase Act)に依拠している。
Electricity Act, 1910 :<http://www.kpkep.com/documents/Electricity%20Act%201910.pdf> (2013年9月13日参照)

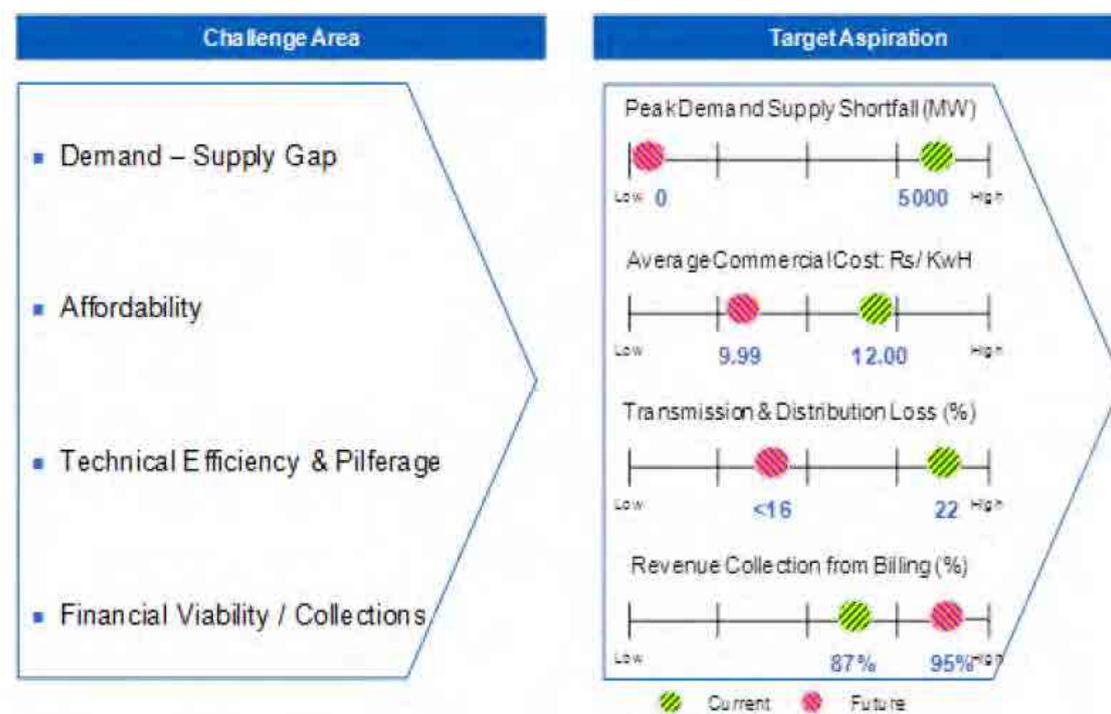
² かかる費用に利益を上乗せして価格を決める方式

³ 1996年時点のインドネシアのGT/DieselのPPA単価が6.44～6.55Cents/kWhであったため、この水準はこの時点におけるこの燃料での国際的なPPA単価であったといえる。

このような状況を受け、パキスタン水利電力省（MOWP:Ministry of Water and Power）は、2013年7月にNational Power Policy 2013を発表した。これらは、ビジョンとして以下をあげている。

“Pakistan will develop the most efficient and consumer centric power generation, transmission, and distribution system that meets the needs of its population and boosts its economy in a sustainable and affordable manner.”

「持続的かつ安価な方法で国民の需要と経済発展を促進する最も効率的な消費者中心の発電・送電・配電システムを構築する。」（和訳）



出所：National Power Policy 2013

要約図表1 National Power Policy 2013における主要なターゲット

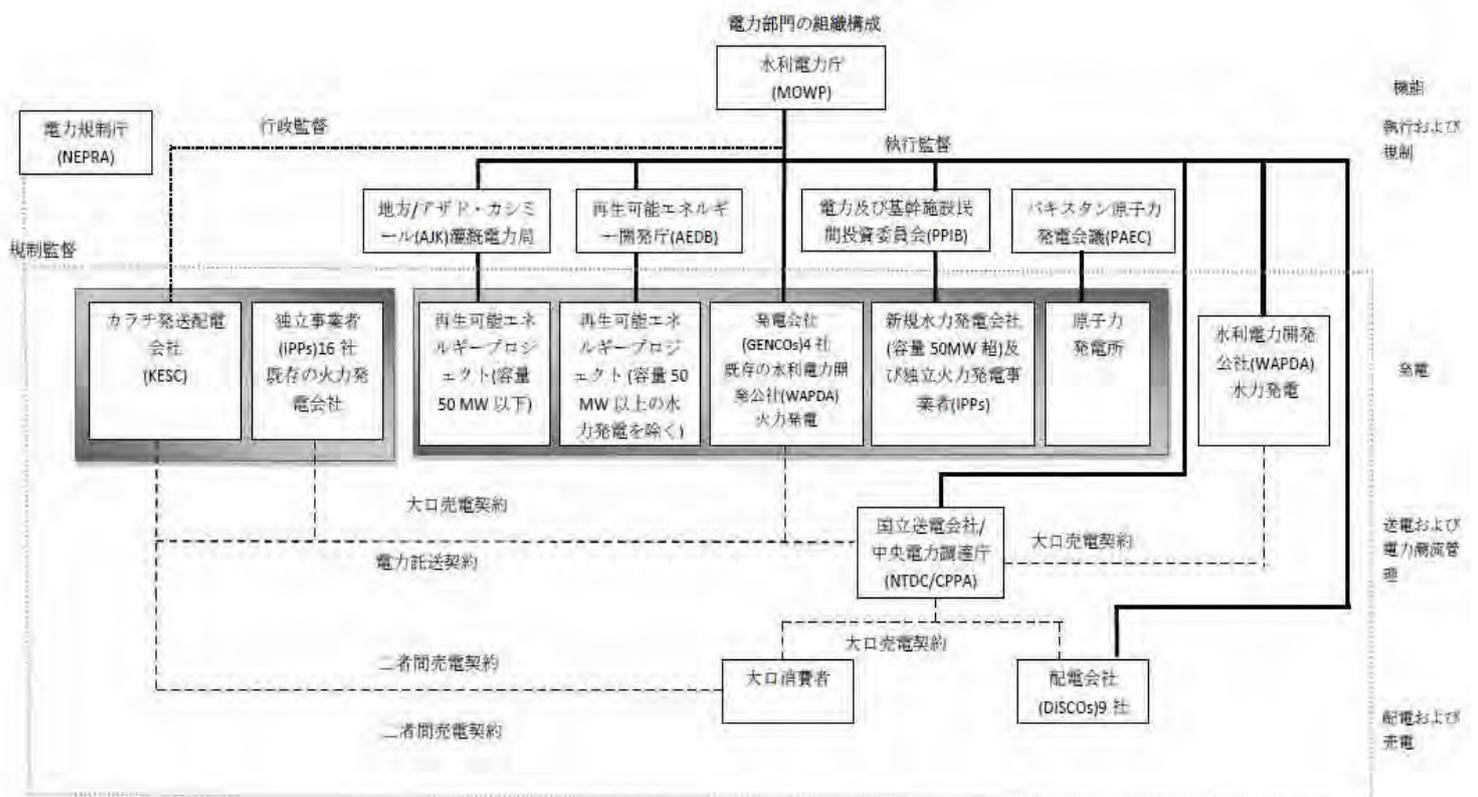
この中で、以下に示す5つのターゲットをあげている。

- 1) Supply Demand Gap(需給ギャップ)
現在の4,500MW-5,000MWを2017年までに0にする。
- 2) Affordability(需要者が購入できる価格にまでコストを下げる)
現在の12 cents/kWhを2017年までに10 cents/kWh以下にする。
- 3) Efficiency(効率向上)
送配電ロスを現在の23~25%から2017年までに16%以下にする。
- 4) Financial Viability and Collection(料金徴収率向上)
現在の85%以下を2017年までに95%に引き上げる。
- 5) Governance(ガバナンス)
省庁、関係機関および規制機関における意思決定スピードの向上と期間短縮を図る。

さらに、IMFは2013年9月に27項目の経済財政改革の一環として、電力分野に適用しているTDS(Tariff Differential Subsidy)を廃止するための政府による3年計画に基づく改革、循環債務の削減や透明化のための監査、CPPAのNTDCからの分離などをベンチマークに設定した(参考資料10)。

2.1.2 パキスタンの電力センター構造

2013年現在、「パ」国の電力事業は要約図表2に示すとおり、MOWPの監督のもと、発電部門が火力部門GENCOs4社、水力部門WAPDA1社、原子力部門PAEC1社、その他IPPsがある。配電会社は9社、この他カラチ地区に垂直系統のKESCが存在する。



注：地方/アザド・カシミール灌漑電力局はまた、容量50MW以下の非再生可能エネルギープロジェクトに責任を有する。カラチ発送配電会社(KESC)は発電と配電に従事する垂直統合型公益事業体である。

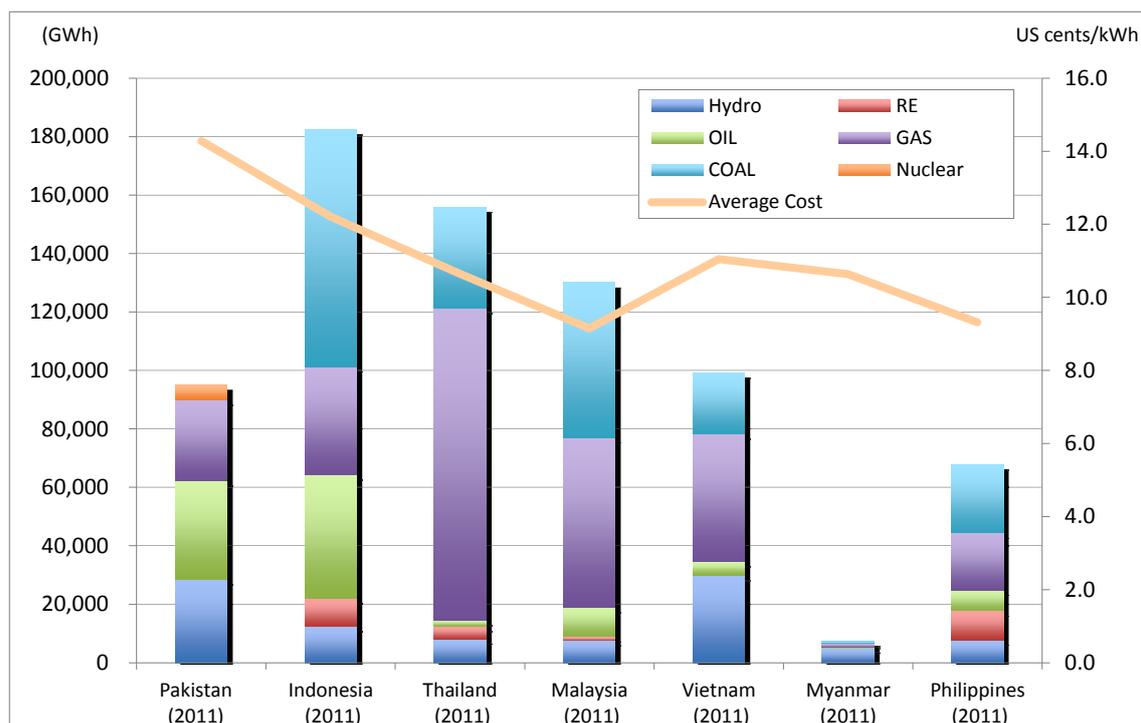
出所：Policy for Development of Renewable Energy for Power Generation, 2006 Government of Pakistanより作成

要約図表2 パキスタン国の電力セクター構造

2.2 電源の現状及び電源開発

一次エネルギー供給でガス、石油に頼る割合が大きい。また、水力から IPP を中心とする火力に構成が移行している。しかし、国内の開発は停滞している。

要約図表 3 にみられるように、他のアジア諸国と異なり、石炭火力の不在が同国電力セクターの高コスト構造の一因となっている。今後、国内石炭を使った火力を増やすこと、北部地区の豊富な水を使った水力をさらに開発することで、発電単価も引き下げることが可能である。



注 1：コスト等検証委員会報告（平成 23 年 12 月）より原子力は設備利用率 10% で 5.4 円/kWh、石油火力は設備利用率 80% として 21.6 円/kWh、石炭は設備利用率 80% で 9.6 円/kWh、RE はインドネシア、フィリピンの地熱として 9.2 円/kWh、一般水力は設備利用率 45% として 10.6 円/kWh、ガスは設備利用率 80% として 10.9 円/kWh とした。

注 2：為替レート 1USD=100 円とした。

出所：コストは「コスト等検証委員会」、電源構成は WDI。

要約図表 3 電源別発電量と平均単価

2010 年計画にみられる発電電力の増強計画は以下のとおりである。

- ・水力の大型案件の開発(タルベラ (Tarbela)、ダス (Dasu)、バシヤ (Bhasha)、ガジバロータ (Ghazi Barotha)
- ・タール (Thar) 石炭火力の建設
- ・チャスマ (Chashma) 原子力の増設
- ・他国イラン等から総計 2,000MW の供給を受ける

以上の計画による電源確保を目指している。

しかし、石炭火力発電所の建設に関しては以下の課題がある。

- ・石炭火力はほとんど実績がないことから、運転、保守の技術の確立する必要がある
- ・採炭から発電までのインフラ整備等を行う必要がある

NTDC の作成した 2030 年までの発電計画のうち、Generation Plan 2 (2021 年～2030 年) では、Generation Plan 1 (2011 年～2020 年) で建設された石炭火力をさらに増強していく計画となっている。その結果、タール (Thar) 石炭火力は、2030 年までの発電電力の約 40% を占めることになる。

2.3 送電線の現状及び送電線開発計画

「パ」国の送配電系統の電圧は、500kV、220kV、132kV および 66kV で運用されている。このうち 500kV と 220kV は NTDC の管理下にあり、それ以下は DISCO の管理下にある。

同国は地理的に南北に長い国であり、基幹幹線である 500kV の送電網も同様に縦長の形状である。500kV 送電線は、北部ペシャワール (Peshawar) から中部パンジャブ (Punjab) 州、シンド (Sindh) 州經由南部 HUBCO (カラチ (Karachi) 近郊) 間に引かれており、その送電距離は 5,077km と非常に長い。

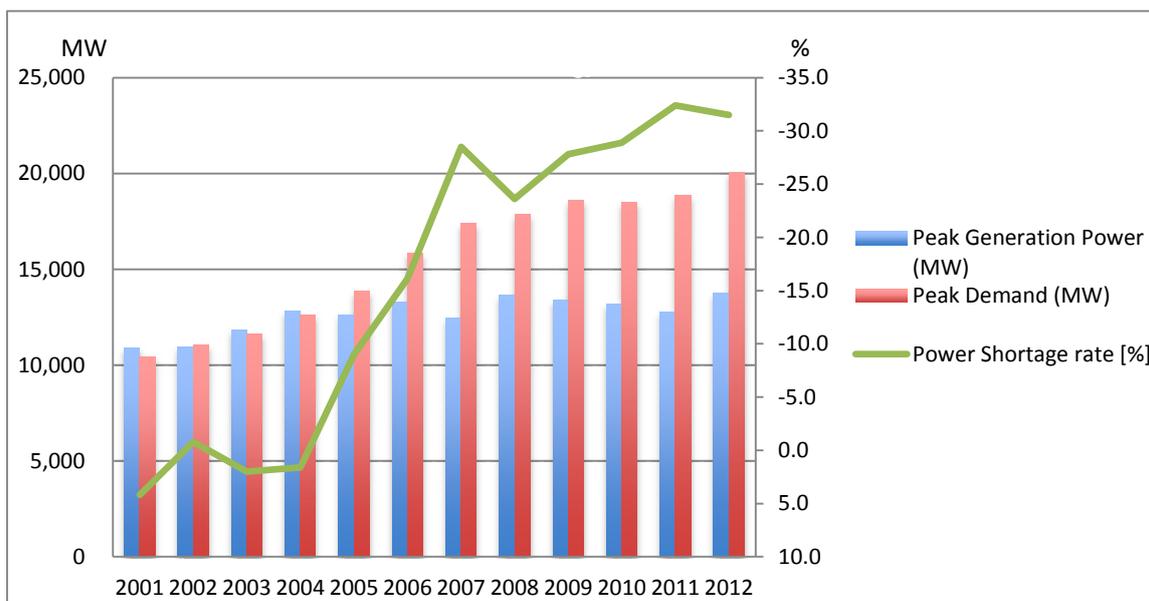
また、大電力消費地の北部 (イスラマバード (Islamabad)、ラホール (Lahore) 等) と南部 (カラチ (Karachi)) 間は、2 ルートの送電線で接続されている。

現在、年率 7~8% となっている電力需要の伸びに対応するためや停電率を減少するための送変電系統の技術的課題として、以下があげられる。

- ・南北を結ぶ基幹送電線の脆弱性
- ・単線区間が多く、設備事故時に大規模停電のリスクが大きい
- ・設備の整備不足と老朽化が進んでいる

2.4 電力需給状況

現在の需要と供給の観点からみると要約図表 4 にみるように 需要の伸びはこの 10 年で平均 7%/年である。設備容量は、計画的な増設計画により伸びを示しているにもかかわらず、供給可能電力はここ数年横ばいで、需要を下回っている。このことから、4,000-4,500MW の供給不足が生じており、停電が頻繁に起こる原因の 1 つとなっている。



出所: Presentation Documents for Participants of 10th SMC of National Institute of Management, Karachi
2012 年のデータのみ NEPRV State of Industry report 2012 より作成

要約図表 4 電力需要と設置設備容量との推移

2.4.1 地域別需給

電源は、北部の山間部に雨量が多いため、水力は北部に集中しており、火力は燃料輸送の容易な南部に多い。このため電力は、雨期には北部から南部へ、また渇水期には火力のフル出力運転によって南部から北部へ補充される潮流となる。

要約図表 5 にあるように、全体的に最大電力需要が供給可能量を上回っている。

特に繊維産業等が集積するパンジャブ (Punjab) (LESCO 供給エリア) において電力不足が深刻である。



注 1: Pakistan Energy Yearbook 2012 P. 87, P88 の Installed Generation Capacity (MW) に Load Factor (%) を掛けたものが実際の発電量 発電所の位置よりその管轄の配電会社に割り当てて算出

注 2: Load Factor does not contain a number about KESC.

Maximum demand は NEPRA State of Industry Report 2012 P. 112 データは全て 2011-2012 年のものを使用

注 3: 各州の配電会社は SINDH 州 (HESCO, SEPCO, KESC)、PUNJAB 州 (IESCO, LESCO, FESCO, MEPCO, GEPSCO), BALOCHISTAN 州 (QESCO), KPK (元 NWFP) 州 (PESCO)

出所: Pakistan Energy Yearbook 2012

NEPRA State of Industry Report 2012

要約図表 5 DISCOs における需給ギャップ

パキスタンは、配電会社 10 社からなり、132kV 受電から需要家までが配電会社の業務範囲になる。送配電システムによる損失は、それぞれ 132kV および 11kV の配電網に生じている。配電ロス(ノンテクニカルロスおよびテクニカルロスの合計)は、最も低い IESCO の 7.8% から最も高い PESCO の 32.6% である。8 社(HESCO、QUESCO、PESCO、LESCO、MEPCO、GEPSCO、IESCO、FESCO)の平均は 16.5% である。多くは、ノンテクニカルロスといわれるもので、盗電、漏電等によるものと推定されるが、まだ抜本的対策には至っていないのが現状である。

この中でも、ここ 3 年唯一送配電ロスが 9% 台をキープしている IESCO は、計測上の問題解決(メータの不正改良防止)、盗電対策(摘発、厳しい対応)等に積極的に取り組んでいる。

このためノンテクニカルロスが特に低い。

パンジャブ(Punjab)州にある IESCO 及び LESCO の送配電損失は9.8%および13.8%であるが、シンド(Sindh)州にある HESCO では34.8%、KPK(Khyber-Pakhtunkhwa)州にある PESCO では37.1%である。給電線の距離が長いため、高い損失を招いている。

GENCO、KESC、IPP の稼働率を比較すると、Thermal GENCO の稼働率が低くなっている。このことも同国の電力供給の大きな支障になっている。

GENCO はいずれも90年代またはそれ以前に設立された。このため GENCO の稼働率が低いのは、資金不足で燃料が買えないこと、設備が古いことなどであると思われる。

パキスタンにおける電化率は周辺南アジア国と比較するとアフガニスタン・バングラデシュよりは高いものの、スリランカ・ネパール・インドに比べては低い。

2.5 電気料金制度の現状

「パ」国の電気料金は住民用、産業用共に9 cent/kWh 程度となっており、フィリピンを除くアジアの中では高い水準にある。政府の方針としては今後、さらに電気料金を引き上げ、補助金を削減していく方向にある。

配電会社は料金申請を行い NEPRA で審査され、公聴会を経て、電気料金が決定される (NEPRA Determined Tariff)。

政府は告知料金 (GoP Notified Tariff) として、配電会社10社の中で、最も効率的な運用が行なわれている1社の料金に基づいて設定している。この差が、TDS (Tariff Differential Subsidy) となる。

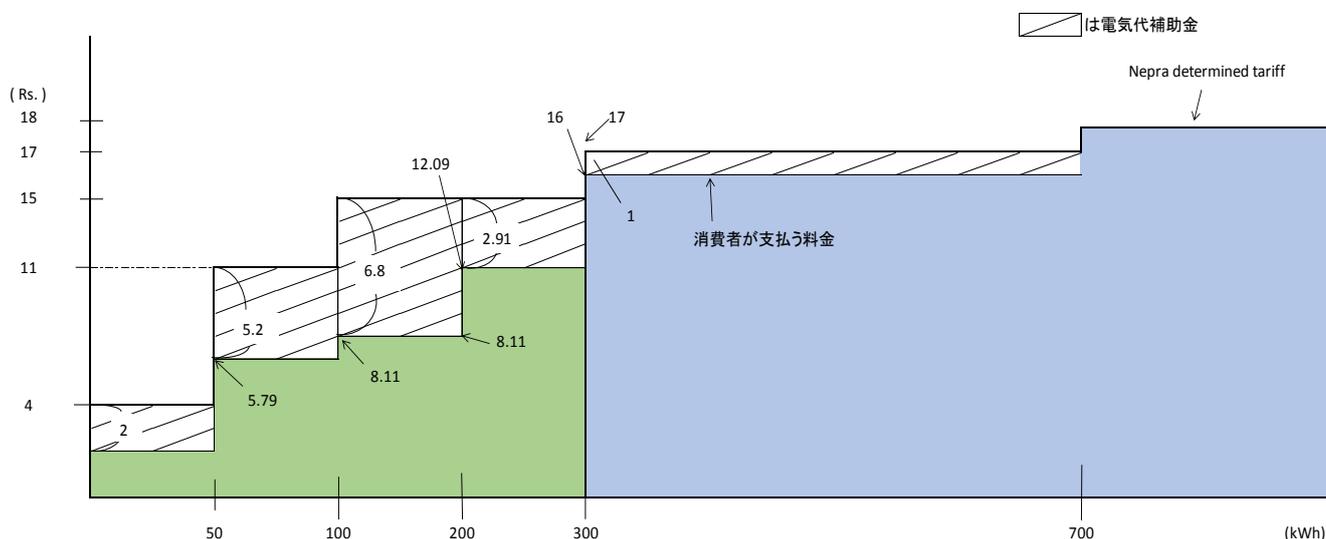
2013年10月1日の電気料金改正により、電気料金の改訂は以下要約図表6及び7のとおりになった。この電気料金改正により、200kWh~300kWh 以上では大幅に補助金が削減され、700kWh 以上の補助金は撤廃された。これは拡大信用供与措置 (EFF) に伴うローン66.7億USD提供の条件として、財務大臣イシャク・ダール (Ishaq Dar) が国際通貨基金 (IMF) と合意した構造改革の一環として実施した電気料金の改訂である。この改訂は4段階で実施され、3年間でエネルギー補助金を国内総生産の約1.8%から、0.3ないし0.4%へ削減することが期待されている。

出所: Memorandum on Economic and Financial Policies for2013/14-2015/16, Ministry of Finance, September4 2013 (以上、日パテック和訳)

このほか、Multi Year Tariff(複数年料金)の本格的な導入や燃料調整制度の審査期間短縮化が検討されている。

要約図表 6 2013年10月1日からの改定電気料金

		Rs/kWh	
		2013年10月1日以前	2013年10月1日以降
Domestic consumer	0-50	2	2
	1-100	5.79	5.79
	101-200	8.11	8.11
	201-300	8.11	14
	301-700	12.33	16
	700-	15.01	18
Agricultural consumer		6.77	10.35



注: Residential

出所: No. NEPRA/TRF-100/11280-11282 October 11, 2013 Subject: Decision of the Authority regarding Request for Reconsideration of Tariff Determinations Pertaining to the Ex-WAPDA Distribution Companies for the Financial Year 2012-13 under Section 31(4) of NEPRA Act 1997 より調査団作成

要約図表 7 IESCO 料金 (2013年10月11日)

2.6 配電事業の現状と課題

配電会社の循環債務は以下の5つが原因とされている。

- ① NEPRA の告知 (Notification)
- ② GoP の決定 (Determination)
- ③ loss (132kv の送電損失 (Transmission loss) と 11kv の (配電損失) Distribution loss)
- ④ 料金徴収率 (Collection ratio) (商業ロス)
- ⑤ CPPA の IPP への支払い遅れに伴う金利負担分を最終消費者に転嫁することが認められていないこと。

①および②で60%以上を占めるとされている。

ハイデラバード (Hyderabad) の HESCO、ペシャワール (Peshawar) の PESCO、クエッタ (QUETTA) の QESCO などでは料金徴収率が低く、請求額と徴収額の差が非常に大きくなっている。

IMF のカントリーレポート(2013)では、配電会社へのロス向上策として以下をプログラムに取り込んでいる。

- 1) Performance Contract⁴の締結
- 2) 盗電に対する刑罰の強化
- 3) スマートメータの設置等

2.7 省エネルギー

パキスタン国の省エネルギーは MOWP 傘下の ENERCON の他、科学技術省 (MOST : Ministry of Science and Technology) 傘下の PSQCA、PCSIR 等が担っている。

パキスタンにおける省エネルギーは ENERCON の他いくつかの機関が関与している。例えばパキスタン標準品質管理庁 (PSQCA) は、国際エネルギー性能標準の導入採用を担当しており、パキスタン科学産業研究評議会 (PCSIR) は、国内で使用される装置の検査認証機能を有している。

省エネ政策を推進する上での問題点として以下があげられる。

- 1) 指定エネルギー事業者設定を行った場合の問題点
諸外国ではある程度以上のエネルギー消費量の工場およびオフィスに対して、エネルギー使用量を申告する義務を課す場合があるが、例えば生産量をごまかして税金支払を減らす等の事象があった場合、エネルギー消費量を正直に申告しないケースがある。
- 2) 省エネルギーファイナンスを行う上での問題点
省エネルギー機械を貸出して支払いが滞っても、「パ」国では差押えができない。

現在でも省エネルギー法(案)はあるが、ENERCON の設置などを決めたものにとどまっている。

ビルディングコード

多くの国で建物が電力使用の大部分を占めており、「パ」国でも節電に大きな可能性を秘めている。Building Energy Code (S. R. O. 249(I) 2013) は、2005 年に「パ」国北部・カシミールを襲った大地震のあと、1986 年に発効された Building Code の条項として 2007 年に

⁴ パキスタンにおける Performance contract は、Signalling System と呼ばれるもので、(i) 実際の行動を測るためのパフォーマンス情報システム、(ii) 社会的に望ましい行動を評価するためのパフォーマンス評価システム、(iii) 期間の終了毎に、そのパフォーマンスに基づいて報酬を与えるなどのインセンティブもしくはペナルティを課すなどを定めている。

出所: Performance Contracts: A Handbook for Managers

提出された地震条項 (Seismic Provisions-2007) である。パキスタン技術委員会 (PEC: Pakistan Engineering Council) によって作成され、2013 年 3 月に科学技術省 (MOST: Ministry of Science and Technology) から S.R. O. 249(I)2013 (Statutory Notifications) が提出された。

この Building Energy Code (S. R. O. 249(I)2013) では、設備電力消費量 100 kW 以上または契約電力量 125kVA 以上の建築物が法規制の対象となっている。

なお、PEC は法的規制機関 (Statutory Regulatory Body と表され、適法 (Statutory legal) という意味である) であり、技術面のあらゆる事に関して責任を負う。

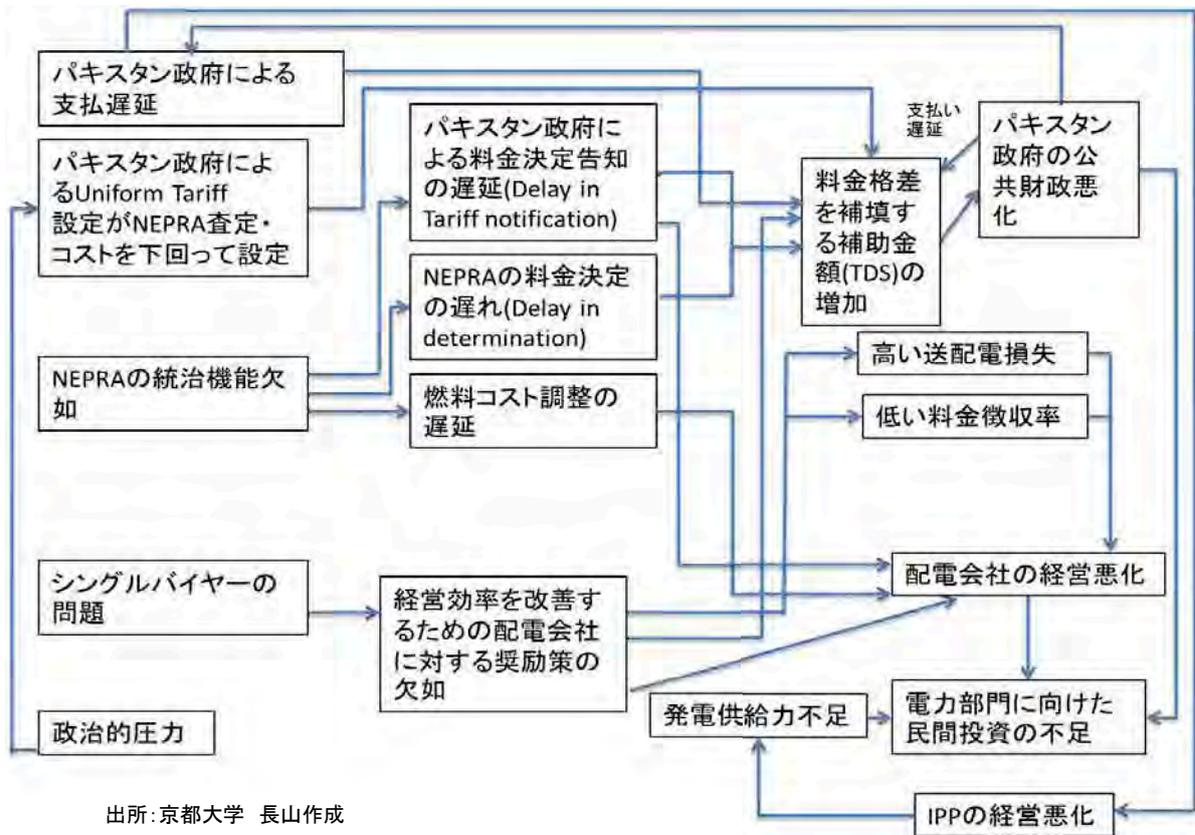
出所: <http://www.pec.org.pk/sro/28march.pdf> (2013 年 2 月 9 日参照)

他の省、ENERCON などがどのような Code⁵を作っても、PEC が認めないとその Code は法的に正当なものにはならない。

3.1 電力セクターにおける循環債務状況

「パ」国では、コスト分を徴収できない料金設定、高い送配電ロスおよび低い電気料金徴収率により、配電会社は送電会社に請求額を支払うことができず、送電会社は配電会社に、配電会社は燃料供給会社に支払いができないという、所謂「循環債務」が各電力事業体に発生している。さらにシングルバイヤー体制下で配電会社はシングルバイヤーから購入すればよいと、より安い電力を調達するというインセンティブが失われる。

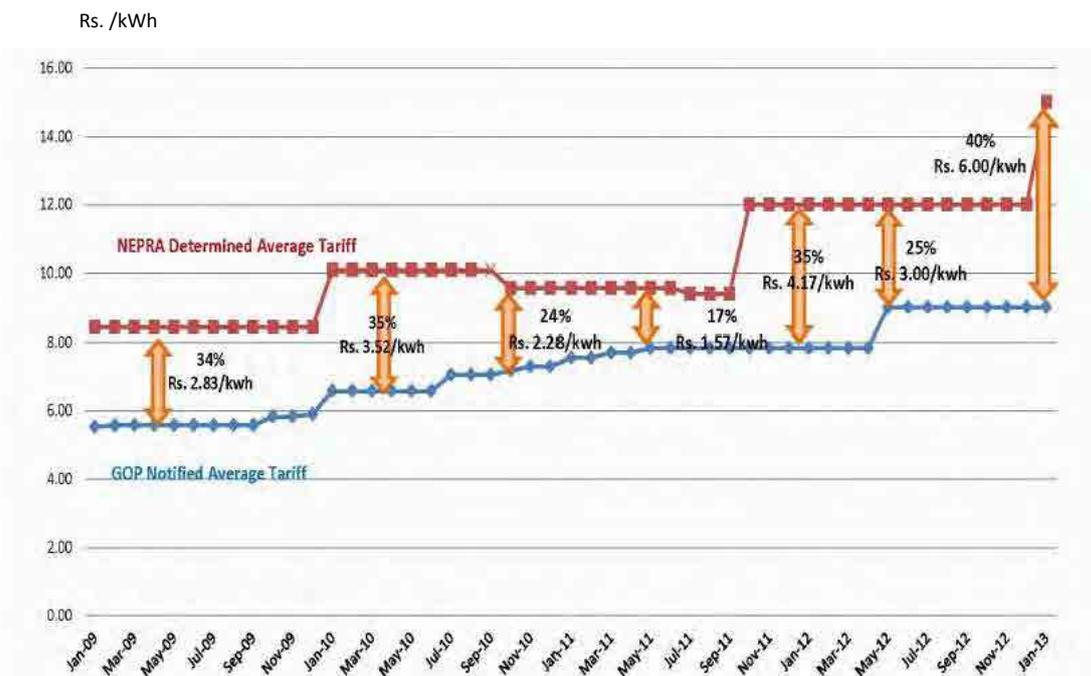
⁵ ENERCON が出した要求が既存の Act の範囲内のものであれば Code を作ることができ、既存の Act にない場合は国会の承認を得て新たな Act になる。



要約図表 8 循環債務の構造

循環債務が累積した主要な原因の一つは、小売料金設定方法に欠陥があるためである。2007年以來、配電会社に対して、差別料金体系(Differential Tariffs)が適用されてきたが、最終需要家への実際の徴収は、差別料金体系(Differential Tariffs)ではなく、全国一律料金体系(Uniform Tariffs)が継続適用されている。この差がTDS(Tariff Differential Subsidy)である。配電会社は各社の規模、地理的条件、社会政治的背景、利用者の人口密度と利用者構成、基幹施設と運用保守費、技術上および管理上の損失、管理能力などの差が大きい。このため、配電会社ごとに異なるTariff(Differential Tariff)が課せられる。

TDSは要約図表9にあるように、一定の間隔を持ったまま推移している。



出所: ENERGY SECTOR CRISIS ISSUES & REFORMS WAY FORWARD by SHAHID SATTAR Member (Energy) PLANNING COMMISSION
May 23rd, 2013

要約図表 9 NEPRA による料金決定 (Tariff Determination) と GoP による料金告知 (Tariff Notification) の推移

この TDS の増加のほか、送配電 (T&D) におけるノンテクニカルロス、低い料金徴収率、CPPA から IPP に対する支払遅延とそれによる延滞金、燃料調整費 (FAS) による損失等で、毎月 350 億 Rs. 超が循環債務として累積されている。配電会社にとっては NEPRA から指示される目標値⁶を超える送配電ロス (T&D loss) やコストを下回る回収は費用となり、配電会社の経営を圧迫している。

「パ」国政府は 2013 年 5 月末に確認された滞納金 (payment arrears) 5,030 億 Rs. のうち、2013 年 6 月末に 3,420 億 Rs. を精算し、2013 年 7 月末までに残高を完済した。

3.2 エネルギー補助金

パキスタン当局 (Pakistani Authorities) は、大部分のエネルギー補助金を段階的に削減する計画を開始した⁷。

4 段階からなるこの計画は、3 年間で補助金を現行の GDP の約 1.8% から GDP の 0.3-0.4% に削減する予定である。

3.3 発電、送電、配電会社、CPPA の財務状況

IESCO、LESCO といった配電会社の利益がマイナスなのに対し、発電事業者は Japan Power

⁶ 例えば LESCO では 12% (実質は 13.2%) (2013 年 9 月 25 日 LESCO インタビューによる)

⁷ 燃料価格の変動分は毎月電気料金に転嫁される。(IMF レポート: IMF Country Report No.13/287 Pakistan 2013 article IV consultation and request for an extended arrangement under the extended fund facility September 2013 より)

を除き、プラスの利益になっている。IPP の利益は、PPA によって守られているのに対し、IESCO、LESCO などの配電会社は「パ」国の電力政策の影響を受け損失を被っている。

第4章 電力セクター関係機関の概要

4.1 各社の現況については各章参照のこと

4.2 ガバナンス

「パ」国電力セクターにおけるガバナンスの問題は、以下に示すとおりである。

- ・制度的課題が循環債務を生んでいること (Institutional Issue)
規制には透明性の確保が必要となる。
- ・業務を正しく評価するための基準 (Performance Indicator) の設定
- ・さらには上記基準により評価を行うための組織の存在 (PMO:Project Management Office) である。

5章 本文参照

6章 本文参照

要約図表 10 パキスタン国における電力セクターパフォーマンス評価

	項目	2013年のパキスタンでの文脈での理想形	現状評価	今後のあるべき方向性
発電	効率のよい発電	IPP、GENCO共に効率のよい低コストの発電が行われる。	× ・これまで大規模水力を開発してこなかった ・石炭産出国であるが石炭発電は殆ど無い ・GENCOの効率 ⁸ が極めて悪い ・循環債務やWAPDAの支払い調整のため燃料購入に制約がある	GENCOもしくは一部のGENCOプラントは民営化もしくはLease outされる。
	IPPの順調な立ち上がり	投資家にとって透明性があり、分かりやすいIPP手続き、税制等の事後変更がない。事業者の選択に透明性がある。	○ PPIBはMOWPの出向者などを受け入れ、20年近い歴史があり審査能力を備えている。	最小コスト電源計画のもとでSolicited Bidが行われる。
	再生可能エネルギーの開発	太陽光、風力、小水力などの開発が順調に行われる。	× 風力に関するFIT (UPfront tariff) ⁹ は設定されている。IRR 17% が保証されている。 灌漑設備や運河を使った中小規模水力の可能性はあるが、投資家にとって使い勝手の良い情報がない。 AEDB/地方政府の能力開発に問題がある。	中小規模水力の開発が促進される。
	水の運用を考慮に入れた最適最小コストの電源	水の最適運用(ダム間、灌漑)も考慮する必要がある。	△ 一部のカスケード水力では、上流と下流のコンフリクトが無いように調整する。	

⁸ 燃焼効率や稼働率が悪いプラントはその運営方法から見直されるべきである。

⁹ UPfront Tariff は再生可能エネルギー由来の電力をより優遇された価格もしくは固定価格で買い取るものである。(FIT と同じスキーム) 但し、FIT との違いは政府補助金から賄うわけではなく、電力料金から賄われる。
(参考 Working Paper for Solar PV Upfront Tariff Development
(http://www.nepa.org.pk/Tariff/Upfront/UPFRONT_SOLAR_INFORMATION.PDF) (2013年10月31日参照))

	項目	2013年のパキスタンでの文脈での理想形	現状評価		今後のあるべき方向性
送電	CPPA(シングルバイヤー)	シングルバイヤー下では、配電会社がより安い電力を調達するインセンティブがない。	×	N/A	CPPAは今後いっそうガバナンスを強化する必要がある。IPPと配電会社の取引の透明性を図る必要がある。
	送電網の中立性(託送料の透明化)	N/A	×		
	系統増強に資する明瞭な送電料金設計、系統計画方法	NEPRA決定、公聴会を通して決定される。	×	(今後検討必要) 現在のWheeling chargeが適正かどうかは今後検討の余地がある。	投資、発電および供給に関して、発電分野の統合された計画立案を改善するための集中的、効率的な計画立案部署を設立する。
	円滑な電力融通の制度化(Institutionalization)		×	NTDC/CPPA/WPPOからなるシングルバイヤーから、今後は卸競争に移行する。	
	シングルバイヤーの財務状況の健全性発電への投資促進のため)		△	シングルバイヤーであるNTDC/CPPA/WPPOからIPPへの支払いが、相手との力関係によって支払い方法を変えている例が見受けられる。	CPPAをNTDCから分離させる(ライセンス及び予算)。
	送電ロス低減努力	これまではLoad flowが少なかったため、送電制約が問題にならなかった。	△	Load flowが低いためか送電(500kv,220kv)ロスは2.8%程度と低い。	
配電／小売サービス	消費者の電源の選択肢	N/A	×	地域別に分けられた配電会社が担当するため、選択の余地がない。	大規模ユーザーは発電事業者と直接契約できる。

	項目	2013年のパキスタンでの 文脈での理想形	現状評価	今後のあるべき方向性
省 エ ネ ル ギ ー	省エネルギー計画の策定と 実施	エネルギーデータベースの 作成・更新、ラベリング、 DSM、消費者啓蒙、ESCO、 CFL/LEDランプの普及等を行 う。	× 民間のIESCOなどの省エ ネルギー事業者が育って いない。省エネルギー担 当機関が多岐に渡り、省 庁横断的なプラットフォーム がない。	国としての包括的な省エ ネルギー政策が必要で ある。 MOWP傘下の ENERCON、MOST傘下 のPCSIR、PSQCA等と の連携が必要である。 ENERCON等省エネルギ ー関連機関のキャパシ ティビルディングが必要 である。

団長所感

本調査報告書は 2013 年 9 月～10 月に実施された世界銀行、ADB および JICA のパキスタン国電力セクター改革プログラムローン合同ミッションに際して、2012 年 9 月～10 月にかけて広範囲の機関を訪問し、電力セクター改革にかかるドラフトマトリックス作成とその準備のために集められた情報をとりまとめたものである。

電力セクター改革にかかるドラフトマトリックスおよび付属技術書類は今後パキスタン国が実施すべき電力事業再支援のための事業活動の範囲を詳細に述べ、明らかにするために作成された。

本プログラムの全体目標は、国民の電力に対するニーズを満たし、これにより経済を持続的に発展させ、効率性と消費者中心の電力システムを発展させるとともに、電力セクターの財政的な健全性を達成し、この分野に対する公的な財政負担を減らすことを目指している。本ドラフトマトリックスでは、環境に配慮しながら持続可能な最低コストによる発電ミックスを確保し、外国からの投資を誘致するための透明性の確立、予見可能な政策および規制の枠組みを優先させている。

我が国が貢献できる技術支援プロジェクトとしては、省エネルギーの余地が大きいことから省エネルギーマスタープランを含む包括的な支援、石炭火力発電の本格的な導入を念頭においた石炭技術訓練センター等への支援が考えられる。

そして何よりも今回の世界銀行、ADB、JICA によるプログラムローンを契機として、パキスタン国による自主的な電力セクター改革のための取組みに期待するものである。

2014 年 2 月 17 日

本プロジェクト総括
京都大学教授 長山浩章

第1章 調査の背景・経緯

第1章 調査の背景・経緯

1.1 調査の概要

このファイナルレポートは、パキスタン国電力セクター改革にかかる情報収集・確認調査(以下、「本調査」という)のために完成されたものである。

本調査は、2013年9月初めに開始し、2014年3月に終了した。本調査の期間、調査団員は、パキスタン(以下、「パ」国という)側関連機関、国際援助機関および他国援助機関と協議し、電力セクターの課題と現状、電力セクター改革に向けた各機関の動向についてヒアリングし、関連するレポート等の資料を収集し、分析等を行った。

項目	内容	特記/留意点など
目的	1) 電力セクターの課題と現状調査 2) 電力セクター改革に向けた各機関の動向調査 3) 関連するレポート等の資料収集・分析	1) 「パ」国側関連機関へのヒアリング調査 2) 国際援助機関との協議 3) ニーズの把握
対象地域	イスラマバード・ラホール・カラチ	関連機関
業務範囲	1) 電力セクター改革にかかるドラフトマトリックスの作成 2) 電力セクターの体制・制度・規制枠組み、循環債務問題に関する基礎資料収集・分析	1) 他ドナーによる支援との整合性確認、情報共有

1.2 調査の背景

「パ」国の電力セクターでは最大6,000MWに及ぶ需給ギャップが生じており、その要因は単なるキャパシティ不足ではなく、コストを下回る電気料金設定や低い料金徴収率、輸入石油に依存していることにある。これらが「循環債務」問題を引き起こし、その結果、燃料の供給不足、設備更新の妨げとなり、発電設備の増設や稼働率の低下を招いている。

特に2013年6月の新政権誕生後、電力不足への対応は政府の喫緊の課題として取り組まれているところであり、7月上旬にIMFプログラムが基本合意され、9月に正式合意された。IMFプログラムの導入には電力セクター改革の実施が条件として設定された。世銀やADBも電力セクター改革支援のためのプログラムローンを実施する予定である。JICAもかかる電力セクター改革支援を検討している。

「パ」国の電力セクターは2013年現在、最悪の危機的状況にある。停電と循環債務問題は、経済成長の障害となっている。1990年代より開始された電力セクター全体の改革と再編プロセスは、未だに泥沼のままで進展をみしていない。農村部では16～18時間の停電、都市部でも9～10時間の停電を余儀なくされており、厳しい電力不足に直面している。このような電力不足に起因する損失は、GDPの2-3%に上ると推定される。

電力セクターが直面する重要な問題は、循環債務である。発電コストを消費者にそのまま転嫁することができず、実際の徴収料金とNEPRAの決定料金の差が発電と配電会社への補助金の形で支払われているが、政府も財政難であることから、補助金の支払いが滞ると、送

配電会社が発電会社に支払うことができない。これは、順番に燃料供給業者への未払いとなる。水力電力の比例持分が減少、ガスの不足、コストのかかる輸入石油の依存度の増加といった、発電ミックスの不利な変化、GENCOs の最低な効率、公共部門の配電会社での非効率性とガバナンスの問題による巨大な送電および配電ロスの問題も深刻である¹⁰。

1.3 調査の目的

循環債務問題など「パ」国電力セクターの抱える問題と現状にかかる種々のレポートのレビューや収集した情報を分析し、電力セクター改革にむけた日本の支援可能性について検討する。尚、本調査の結果は、今後「パ」国で導入される予定の IMF プログラムのコンディショナリティとして実施が想定される電力セクター改革に対する日本の支援スタンスの検討に使用する。

1.4 調査の対象地域

「パ」国イスラマバード (Islamabad)、パンジャブ (Punjab) 州、シンド (Sindh) 州を対象とする。

1.5 調査期間

2013年9月7日～2013年10月1日、2013年10月18日～2013年11月1日、2014年2月7日～2014年2月15日のそれぞれの期間に各機関を訪問し、面談調査を行った。

¹⁰ この部分の記載は、NEPRA Annual Report 2011-2012 P.1 CHAIRMAN' S MESSAGE を参照。

第2章 パキスタンの電力事情

第2章 パキスタンの電力事情

2.1 電力セクターの歴史・体制・組織

2.1.1 パキスタン国の政治状況

「パ」国における 1988 年以降の政治状況は以下の通りである。

ブット (Benazir Bhutto) は 1988 年に歴代最年少の女性首相、また女性初のイスラム政府の首相として選ばれた。

パキスタン人民党のブット政権の後にパキスタンムスリム連盟のナワーズ・シャリフ (Nawaz Sharif) と、1999 年にパルヴェーズ・ムシャラフ (Pervez Musharraf) 将軍による軍事クーデターが起こるまで 2 人のリーダーが交替した。

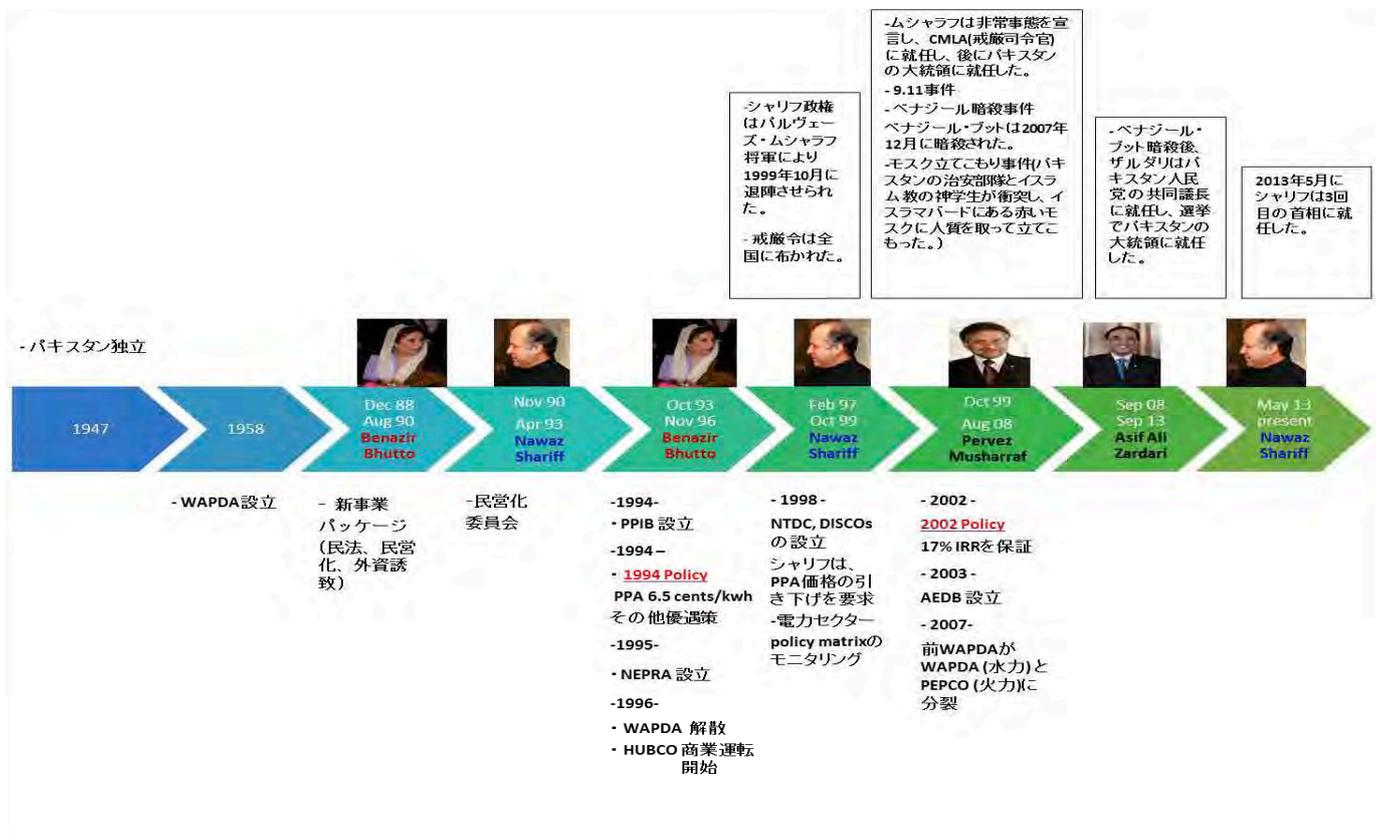
ムシャラフは、2002 年まで最高責任者として役割を果たし、2008 年に弾劾を避ける為に大統領を辞任した。

ブットの夫であるアシフ・アリ・ザルダリ (Asif Ali Zardari) は後にドバイに亡命したが、ブットの暗殺後 2007 年 12 月に帰国した。

PPP の共同議長として、ザルダリは 2008 年の総選挙で自身のパキスタン人民党を勝利へと導いた。ザルダリはムシャラフに辞任することを強制した連立の先頭に立ち、大統領に選ばれた。

2013 年 5 月に、シャリフは 3 度目の首相に就任した。

図表 2.1-1 パキスタンの政治と電力セクターの歴史



出所: http://www.pmo.gov.pk/former_pms.php

<http://www.presidentofpakistan.gov.pk/index.php?lang=en&opc=2&sel=4> より調査団作成

2.1.2 パキスタン国の電力セクターの歴史

1910年に電力法¹¹ (Electricity Act:英国法(British Rule)に基づく)が成立した。1913年には KESC が設立、1922年、1937年には Electricity Rule(1910年 Act の実施細則)が制定された。

その後、「パ」国は 1947年に独立し、1947～1958年の段階では発、送、配電の会社が各地域に存在していた。

1958年の WAPDA 法により、3つのウィング(水力(水資源の開発)、電力およびサービスアドミ)からなる WAPDA が設立された。

構造改革という点では、1990年より電力供給を競争性のある市場指導型にし、効率化を目指すということで、地方分権化、WAPDA の分割・民営化プログラムが開始された。同時に、電力の供給不足のため 1994年電力政策を発表した。

発、送、配電の分離により民間資本を導入することを目的とする 1998年の WAPDA 法改正により PEPCO(Pakistan Electric Power Company)が創設されるのと同時に、WAPDA が分離(Disintegrate)され、WAPDA の Power Wing は火力を担う GENCO 社(これには WAPDA の 11基の発電プラントが含まれる。GENCO はその後 4社となり、現在に至る。)、水力・水資源管理を担当する WAPDA、送電を担当する NTDC および配電を担当する 8社の DISCO に分離された。

1994年電力政策(Policy Framework and Package of Incentives for Private Sector Power Generation Projects in Pakistan)は、投資家に有利なインセンティブを与えて、「パ」国の電力分野に外国から多くの投資を呼び込むことになった。この政策の特徴は、電気料金を決定するのに「コストプラス方式¹²」を使用し、投資家に 6.5 cents/kWh¹³の魅力的な電気料金を示したことにある。更に 2002年の政策では、政府の買入単価が引き上げられ、17%の IRR を保証した。

2013年現在の「パ」国電力セクターの状況は、政策的に決定されたコスト割れの料金設定および低い料金徴収率のため、配電会社は赤字経営となっている。従前は政府補助金により損失が補填されていたが、2008年の経済危機を受け補助金が削減され、加えて国際原油価格の高騰に直面し、その結果配電会社(DISCOs)の送電会社(NTDC/CPPA)に対する支払いが滞り、送電会社に対し債務を抱える事態に陥っている。さらに送電会社は発電会社に、発電会社は燃料供給会社にそれぞれ連鎖的に債務を抱えることとなり、いわゆる「循環債務問題(circular debt)」が発生し深刻な問題となっている。

このような状況を受け、パキスタン水利電力省(MOWP:Ministry of Water and Power)は、2013年7月に National Power Policy 2013 を発表した。これらは、ビジョンとして以下をあげている。

¹¹ 1994年の電力法は英国法に依拠し、2002年の電力法はパキスタン法(Sale and Purchase Act)に依拠している。

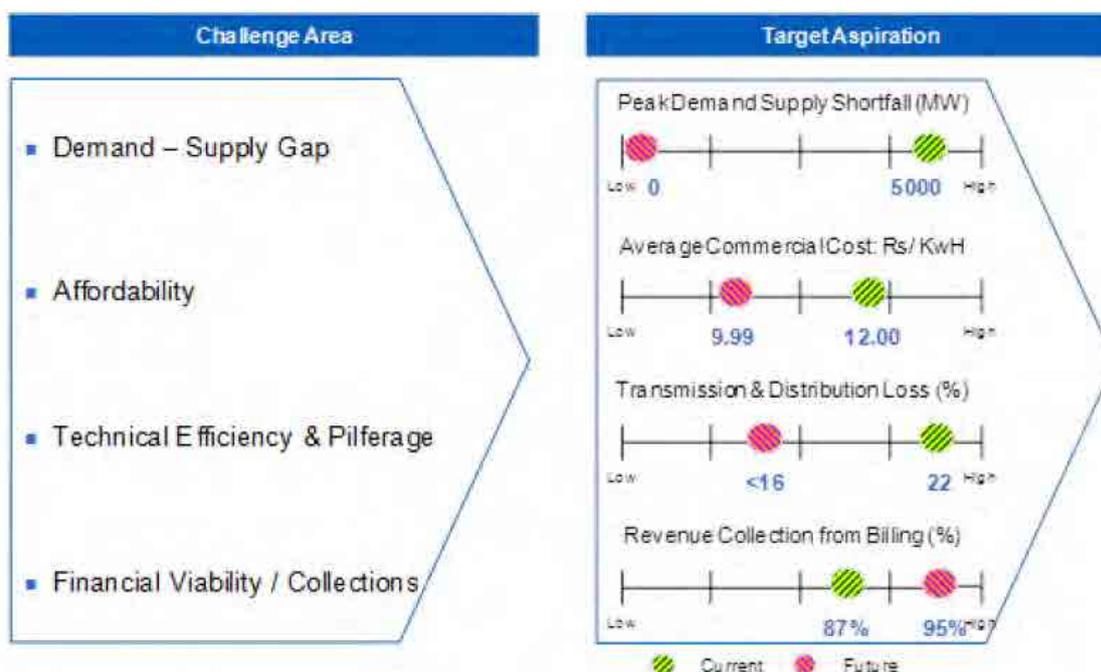
Electricity Act, 1910 :<http://www.kpkep.com/documents/Electricity%20Act%201910.pdf> (2013年9月13日参照)

¹² かかる費用に利益を上乗せして価格を決める方式

¹³ 1996年時点のインドネシアの GT/Diesel の PPA 価格が 6.44～6.55Cents/kWh であったため、この水準はこの時点におけるこの燃料での国際的な PPA 価格であったといえる。

“Pakistan will develop the most efficient and consumer centric power generation, transmission, and distribution system that meets the needs of its population and boosts its economy in a sustainable and affordable manner.”

「持続的かつ安価な方法で国民の需要と経済発展を促進する最も効率的な消費者中心の発電・送電・配電システムを構築する。」(調査団和訳)



出所: National Power Policy 2013

図表 2.1-2 National Power Policy 2013 における主要なターゲット

この中で、以下に示す5つのターゲットをあげている。

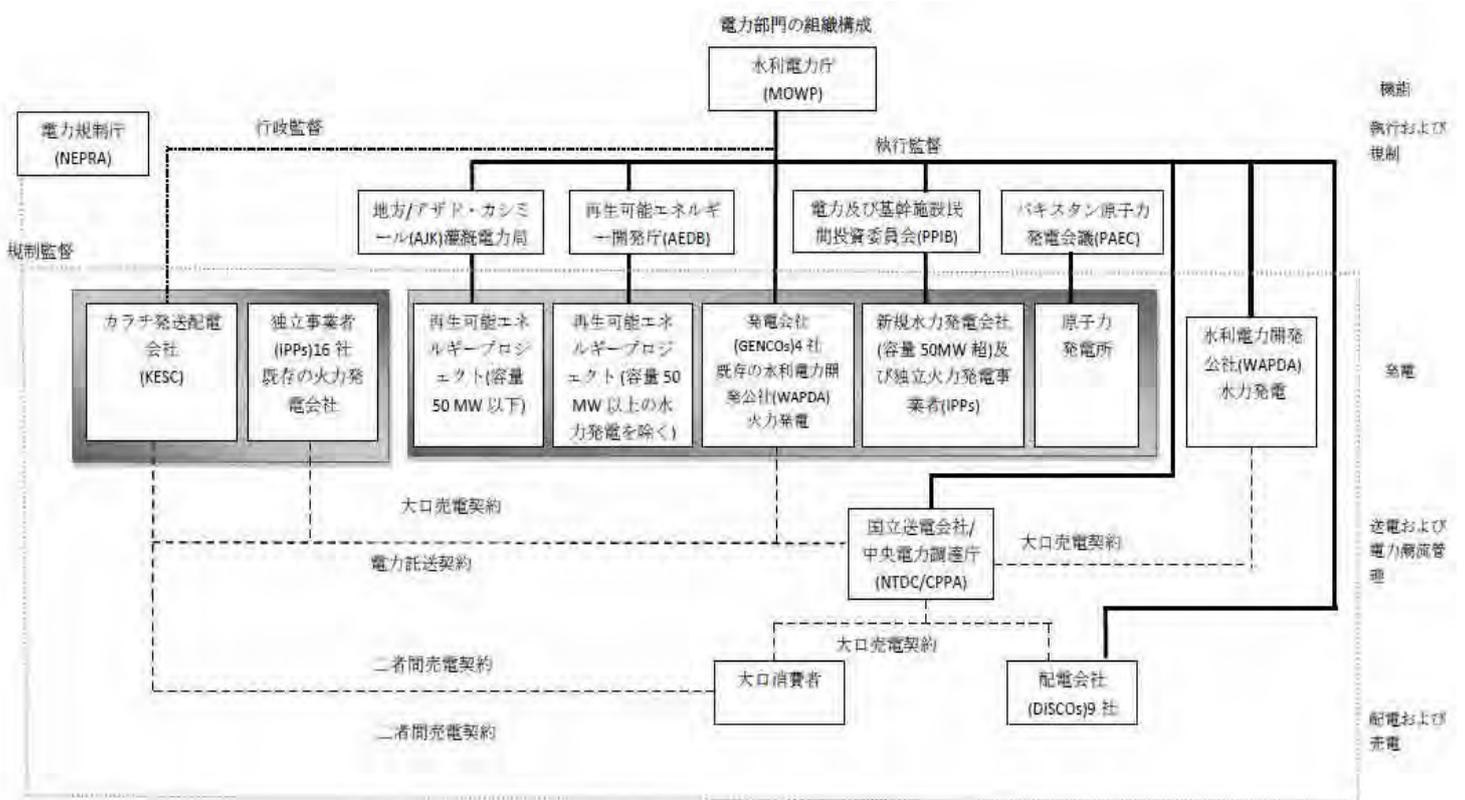
- 1) Supply Demand Gap(需給ギャップ)
現在の4,500MW-5,000MWを2017年までに0にする。
- 2) Affordability(需要者が購入できる価格にまでコストを下げる)
現在の12 cents/kWhを2017年までに10 cents/kWh以下にする。
- 3) Efficiency(効率向上)
送配電ロスを現在の23~25%から2017年までに16%以下にする。
- 4) Financial Viability and Collection(料金徴収率向上)
現在の85%以下を2017年までに95%に引き上げる。
- 5) Governance(ガバナンス)
省庁、関係機関および規制機関における意思決定スピードの向上と期間短縮を図る。

さらに、IMFは2013年9月に27項目の経済財政改革の一環として、電力分野に適用しているTDS(Tariff Differential Subsidy)を廃止するための政府による3年計画に基づく改

革、循環債務の削減や透明化のための監査、CPPA の NTDC からの分離などをベンチマークに設定した(参考資料 10)。

2.1.3 パキスタンの電力センター構造

2013 年現在、「パ」国の電力事業は図表 2.1-3 に示すとおり、MOWP の監督のもと、発電部門が火力部門 GENCOs 4 社、水力部門 WAPDA 1 社、原子力部門 PAEC 1 社、その他 IPPs がある。配電会社は 9 社、この他カラチ地区に垂直系統の KESC が存在する。



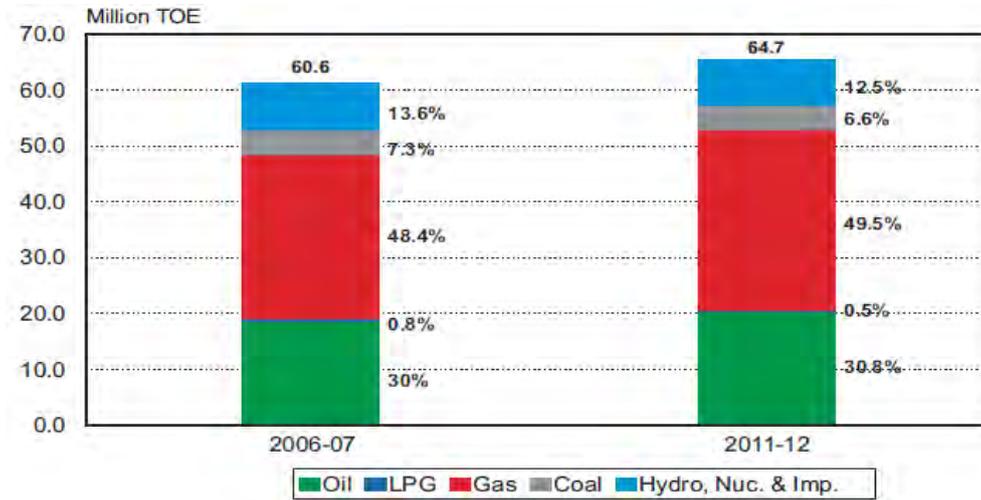
注：地方/アザド・カシミール灌漑電力局はまた、容量 50MW 以下の非再生可能エネルギープロジェクトに責任を有する。
 カラチ送配電会社 (KESC) は発電と配電に従事する垂直統合型公益事業体である。
 出所：Policy for Development of Renewable Energy for Power Generation, 2006 Government of Pakistan より作成

図表 2.1-3 パキスタン国の電力セクター構造

2.2 電源の現状及び電源開発

2.2.1 一次エネルギー

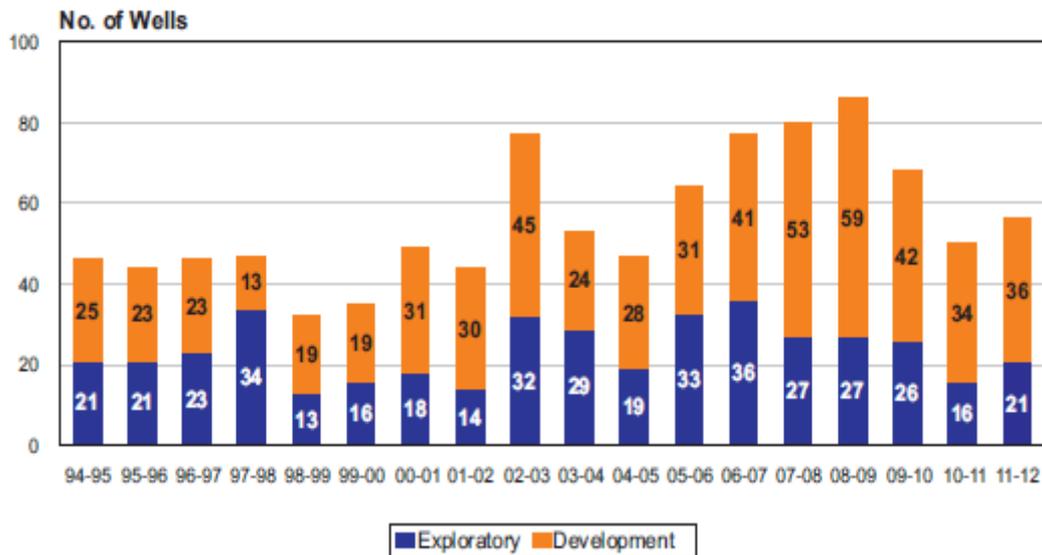
「パ」国の一次エネルギーは、図表 2.2-1 に示すようにガス、石油に頼る割合が高い。



出所: Pakistan Energy Yearbook 2012

図表 2.2-1 電源別一次エネルギー供給

しかしながら、図表 2.2-2 にあるように油井の探査および開発は停滞しており、さらに積極的な開発が望まれる。



出所: Pakistan Energy Yearbook 2012

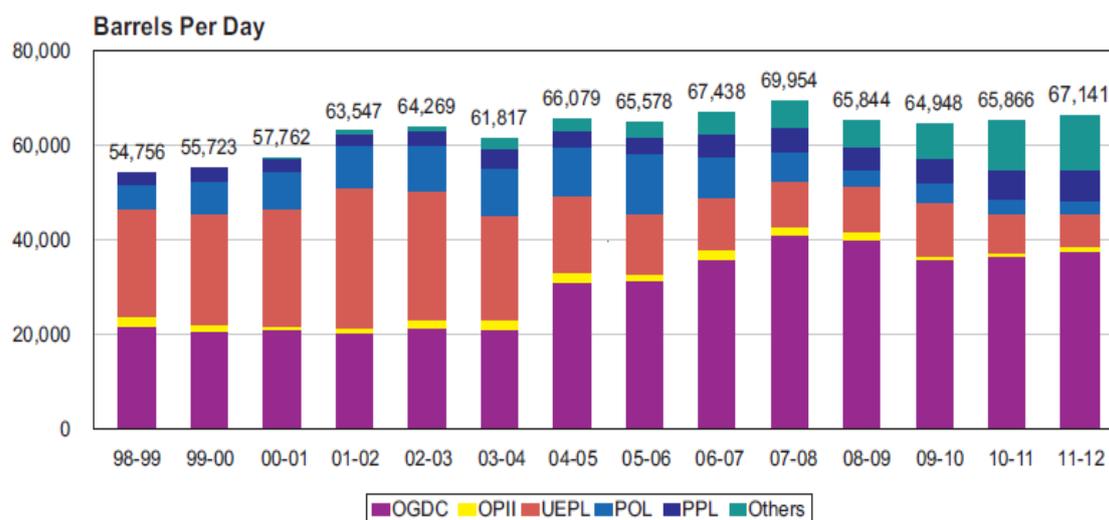
図表 2.2-2 油井の探査及び開発

- 探査坑井数 806
- 開発坑井数 1102
- 堆積区 827,268 km²
- 探査掘削密度 1376 km²につき1基
- 発見数: 247
 - 石油 72
 - ガス/コンデンセート 175
- 全体の発見成功率 1 : 3.3

出所: Pakistan Energy Yearbook 2012

図表 2.2-3 石油及びガスの探査(2012年7月1日現在)

石油生産は1998年以降停滞している(図表 2.2-4)。

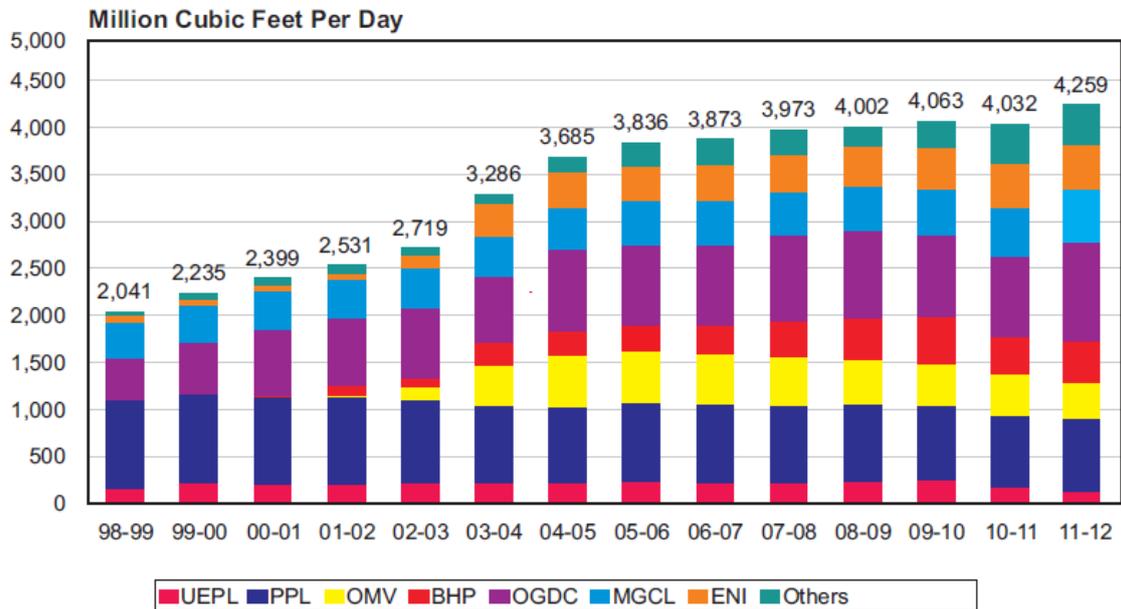


注: OGDC: Oil and Gas Development Company Limited, OPII: Ocean Pakistan Limited, UEPL: United Energy Pakistan Limited, POL: Pakistan Oilfields Limited, PPL: Pakistan Petroleum Limited

出所: Pakistan Energy Yearbook 2012

図表 2.2-4 原油生産の推移

天然ガスの生産も 1998 年以降停滞している (図表 2. 2-5)。

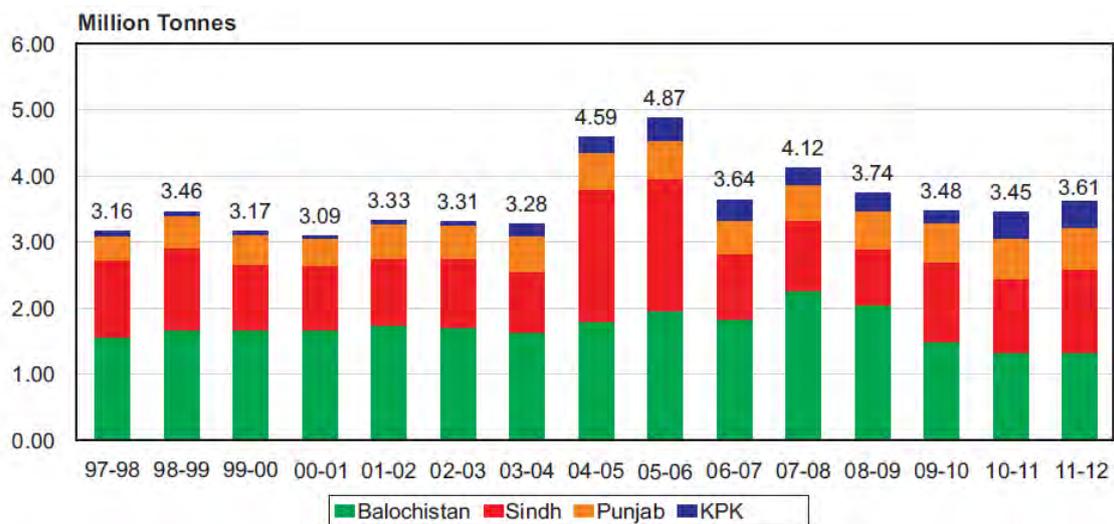


注: UEPL: United Energy Pakistan Limited, PPL: Pakistan Petroleum Limited, OMV: OMV (Pakistan) Exploration GmbH, BHP: Bhp Billiton Petroleum (Pakistan) Pty Ltd, OGDC: Oil and Gas Development Company Limited, MGCL: Mari Gas Company Limited, ENI: Eni Pakistan Ltd
 出所: Pakistan Energy Yearbook 2012

図表 2. 2-5 天然ガス生産の推移

石炭資源は、「パ」国には 1850 億トンの埋蔵量があると推定され、そのうち、シンド州 (Sindh) には、1,840 億トンがあるとされる。主にタール (Thar) に集中している (1,750 億トン)。

出所: Energizing Pakistan Challenges and Opportunities in Energy Sector P.21 (以上、日パテック和訳)

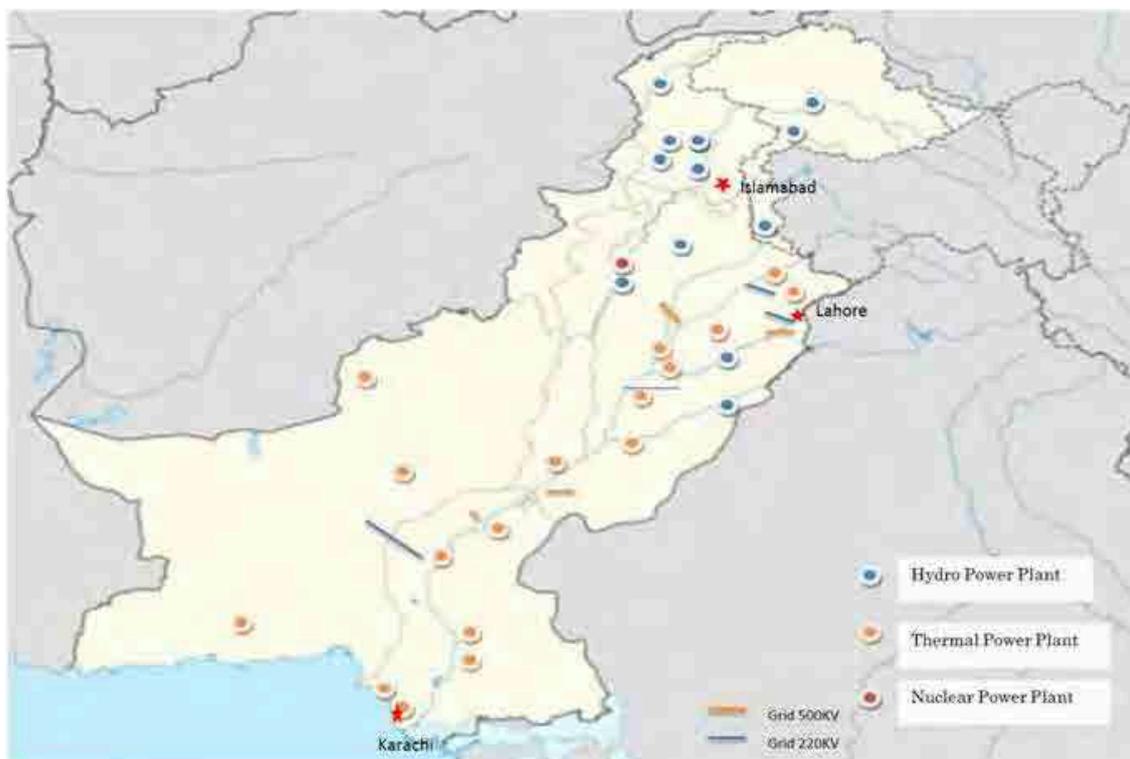


出所: Pakistan Energy Yearbook 2012

図表 2. 2-6 石炭生産の推移

2.2.2 パキスタン国の電源の現状

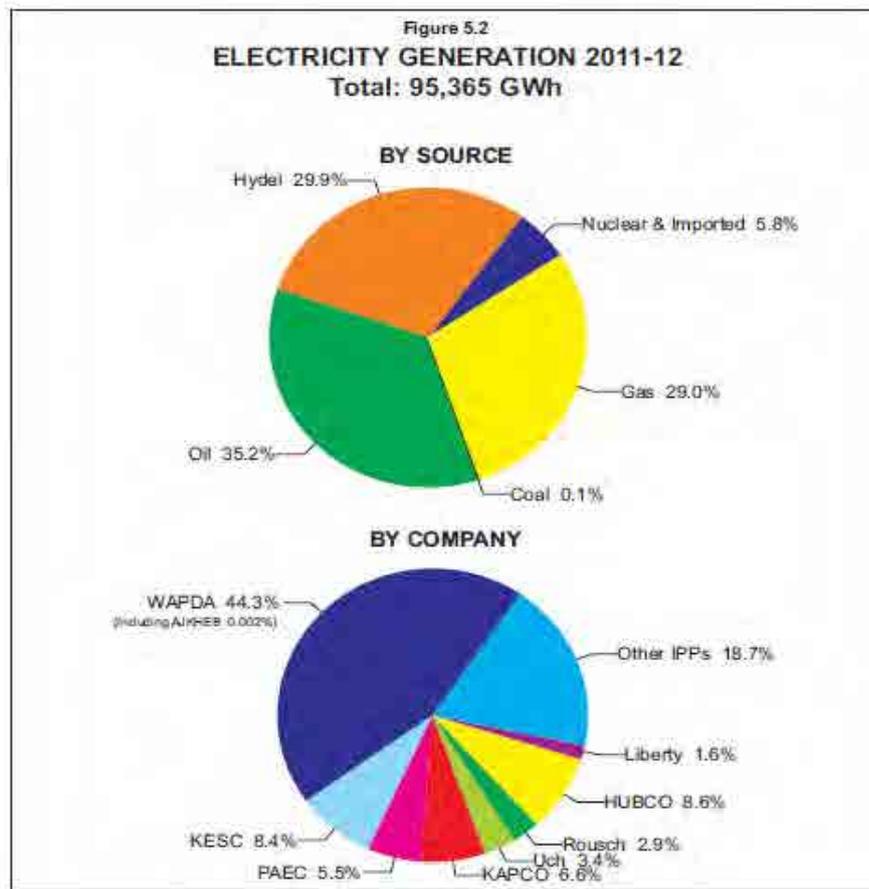
図表 2.2-7 に示すとおり電源は、北部の山間部に雨量が多いため、水力は北部に集中しており、火力は燃料輸送の容易な南部に多い。このため電力は、雨期には北部から南部へ、また渇水期には火力のフル出力運転によって南部から北部へ補充される潮流となる。



出所：NTDC National Power System Expansion Plan より調査団作成

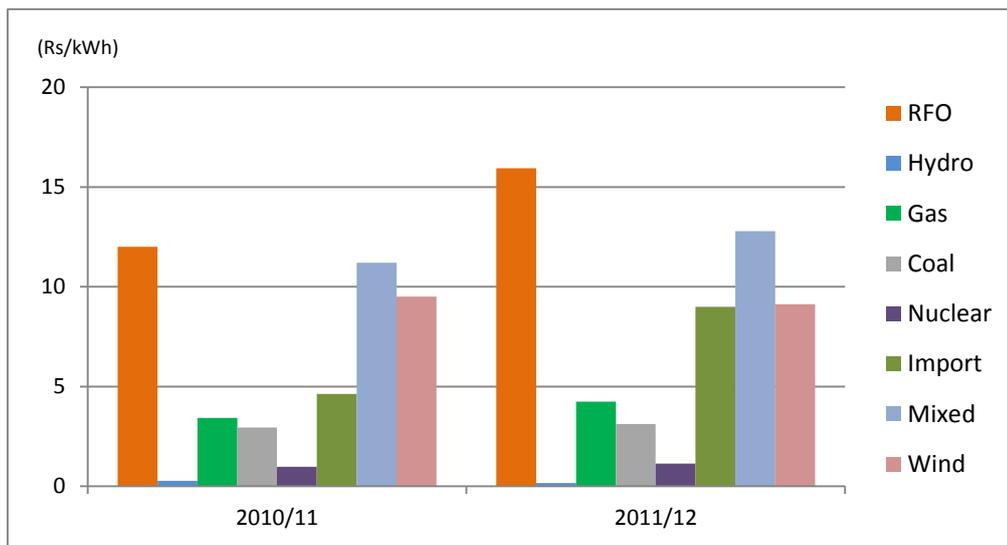
図表 2.2-7 主な発電所の位置

図表 2.2-8 電源種別発電量に示すとおり、「パ」国の電源構成は化石燃料の中でもコストの高い石油火力が 35.2%、ガスタービンが 29%と大きな割合を占めている。水力資源は豊富であるが 29.9%を占めるに過ぎず、他は原子力 2%、石炭火力 0.1%となっている。



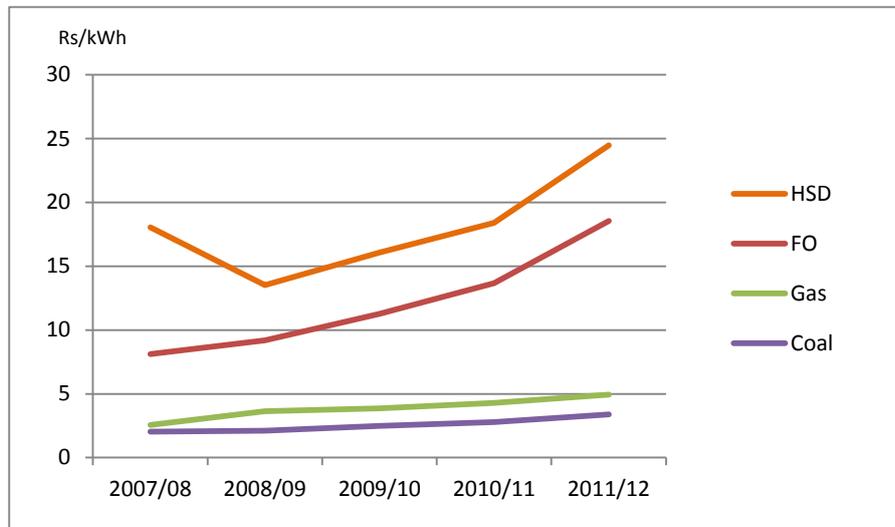
出所: Pakistan Energy Yearbook 2012 P. 82

図表 2.2-8 電源種別発電量 (2011-12)



注: Mixed は Gas, Furnace oil, Hydro より構成
出所: NEPRA State of Industry Report 2012

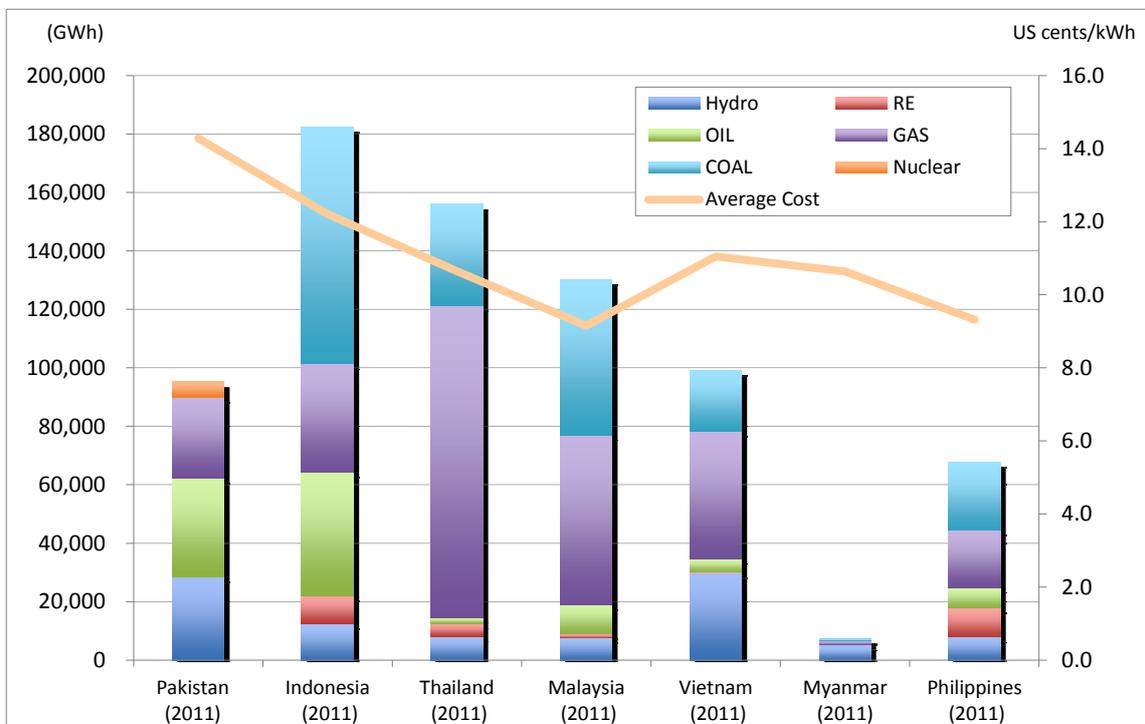
図表 2.2-9 発電ソース別の発電コスト



注: HSD:High Speed Diesel、FO:Furnace Oil
出所: NEPRA State of Industry Report 2012

図表 2. 2-10 火力発電コストの変移

図表 2. 2-11 にみられるように、他のアジア諸国と異なり、石炭火力の不在が同国電力セクターの高コスト構造の一因となっている。今後、国内石炭を使った火力を増やすこと、北部地区の豊富な水を使った水力をさらに開発することで、発電単価も引き下げることも可能である。



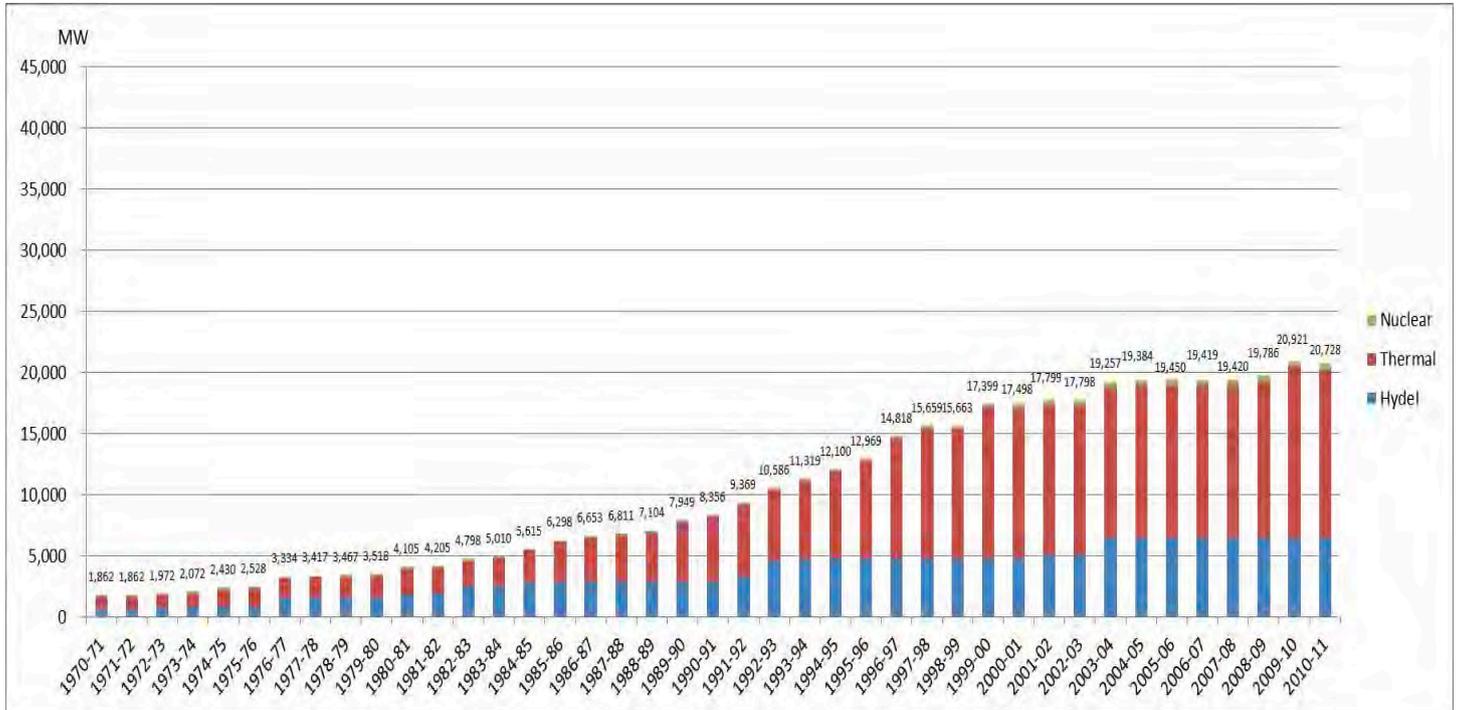
注1: コスト等検証委員会報告(平成23年12月)より原子力は設備利用率10%で5.4円/kWh、石油火力は設備利用率80%として21.6円/kWh、石炭は設備利用率80%で9.6円/kWh、REはインドネシア、フィリピンの地熱として9.2円/kWh、一般水力は設備利用率45%として10.6円/kWh、ガスは設備利用率80%として10.9円/kWhとした。

注2: 為替レート1USD=100円とした。

出所: コストは「コスト等検証委員会」、電源構成はWDI。

図表 2. 2-11 電源別発電量と平均単価

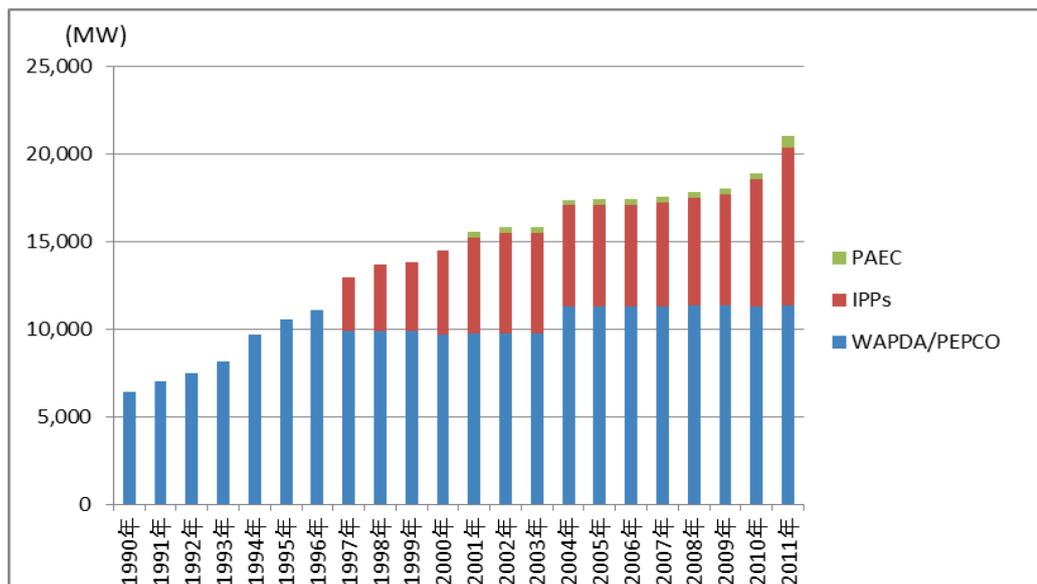
図表 2.2-12 に示すとおり、水力から火力に段階的に移行しており(水力の比率が 1980 年代の 70%から 30%に低下している)、さらに近年では、天然ガス不足により燃料油(F0: Fuel Oil)に移行しているため、発電コストの上昇をみている。



出所： Handbook of Statistics on Pakistan Economy published by State Bank of Pakistan

図表 2.2-12 電源別発電設備容量の推移

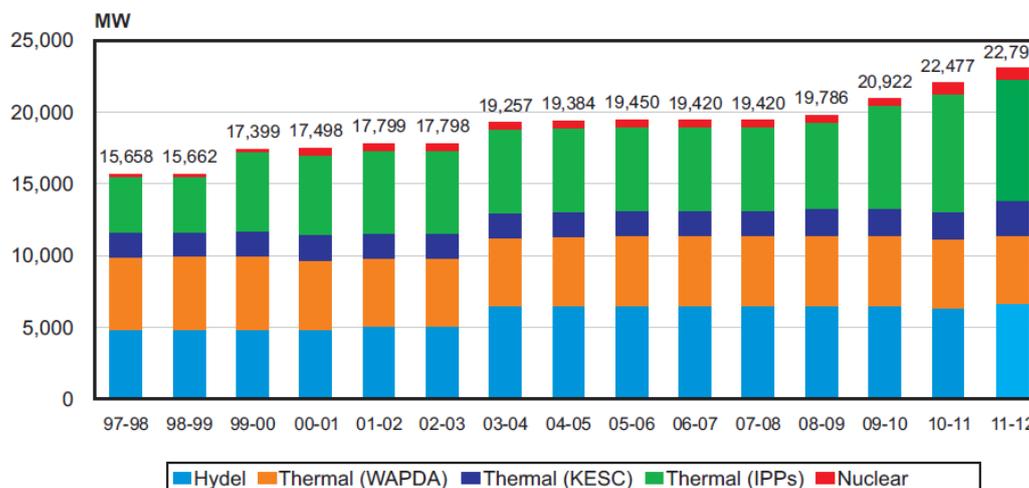
1997 年以降、IPP 所有の発電設備が増強されている(図表 2.2-13)。



出所： PEPCO Electricity Marketing Data

図表 2.2-13 所有別発電設備の状況

図表 2.2-14 に示すとおり、火力設備容量は若干増強されているが、そのほとんどが IPPs によるものであるといえる。



出所: Pakistan Energy Yearbook 2012

図表 2.2-14 電源種別設備容量(火力)

「パ」国の既存総水力発電容量は 6,555 MW(2010 年)である。しかし、季節により水流入量が大きく変動し、水力発電能力に影響を与えている。水流入量の少なくなる冬季は発電容量が 2,414MW に低下する(図表 2.2-15)。

図表 2.2-15 冬季水力発電所の容量

Type	Nominal Capacity (MW)	Capacity in Winter (MW)
WAPDA Hydro Plants	6,444	2,303
IPPs	111	111
Total Hydro Capacity	6,555	2,414

出所: NTDC. National Power System Expansion Plan Main Report 2011-2030

図表 2.2-16 既存水力発電所(2011-12)

ENERGY DATA OF HYDEL POWER STATIONS (2011-12)									
Power Station	Installed Generation Capacity (MW)	Units Generated (GWh)	Overall Cost of Generation (Ps/KWh)	Auxiliary Consum. (GWh)	Maximum Load (MW)	Minimum Load (MW)	Load Factor (%)	Capacity Factor (%)	Utilization Factor (%)
A. WAPDA									
Tarbela	3,478.0	14,105.33		48.30	3,702.0		43.38	106.44	46.17
Ghazi Brotha	1,450.0	7,059.69		80.56	1,450.0		55.43	100.00	55.43
Mangla	1,000.0	4,799.25		133.40	1,120.0		48.78	112.00	54.64
Warsak	243.0	991.09		0.32	204.0		55.31	83.96	46.44
Chashma	184.0	1,074.79		7.95	184.0		66.50	100.00	66.50
Dargai	20.0	84.65		0.37	17.0		56.69	85.00	48.18
Rasul	22.0	68.05		2.93	16.0		48.42	72.73	35.22
Shadiwal	13.5	32.68		2.25	7.1		52.40	52.59	27.56
Chichoki Mallan	13.2	34.48		0.90	8.0		49.06	60.61	29.74
Nandipur	13.8	42.03		0.91	9.2		52.00	66.67	34.67
Kuram Garhi	4.0	10.91		0.48	4.0		31.05	100.00	31.05
Renala	1.1	2.88		0.06	0.8		40.93	72.73	29.77
Chitral	1.0	3.50		0.02	1.0		39.79	100.00	39.79
KKHP	72.0	156.89		2.98	70.0		25.52	97.22	24.81
WAPDA Sub-total:	6,515.6	28,466.2		281.4	*				
B. AJKHEB*									
Kathal	3.2	7.03		n.a	n.a	n.a	n.a	n.a	25.01
Kundal Shahi	2.0	2.47		n.a	n.a	n.a	n.a	n.a	14.08
Jagran	30.4	32.01		n.a	n.a	n.a	n.a	n.a	11.99
Leepa	1.6	4.84		n.a	n.a	n.a	n.a	n.a	34.45
Kel	0.4	0.46		n.a	n.a	n.a	n.a	n.a	13.15
Sharian	3.2	3.90		n.a	n.a	n.a	n.a	n.a	13.86
AJKHEB Sub-total:	40.8	50.7							
Total:	6,556.4	28,516.9		281.4					

*AJKHEB は9か月間 (2011年7月 ~2012年2月)の発電データである。
 原出所:WAPDA, AJKHEB: Azad Jammu & Kashmir Hydro Electric Board.
 出所:Pakistan Energy Year Book 2012

図表 2.2-17 既存火力発電所

Type	Nominal Capacity (MW)	De-rated Capacity* (MW)
PEPCO total (excluding nuclear)	4,829	3,580
IPPs serving PEPCO	7,475	6,909
Rental units	113	113
Nuclear - PEPCO system	325	300
Total Thermal - PEPCO system	12,742	10,902
KESC Thermal	1,655	1,463
Nuclear - KESC System	136	122
IPP serving KESC	367	353
Total Thermal - KESC system	2,158	1,938
Total Thermal Capacity	14,900	12,840

*De-rated capacity = Gross dependable capacity

出所: NTDC, National Power System Expansion Plan Main Report 2011-2030

2011年に発表された PEPCO の将来の発電プロジェクト・リスト(図表 2.2-18)に、新しい水力発電所候補が載っている。それには、WAPDA と IPP によって設置される水力発電が含まれている。

図表 2.2-18 建設中ならびに融資確定済みの水力発電設備(IPP/電力省単独)

Hydro - Public Sector	Installed Capacity	Commissioning Year
Mangla Dam Raising	644 GWh*	2010-11
Khan Khwar	72 MW	2010-11
Allai Khwar	121 MW	2010-11
Duber Khwar	130 MW	2010-11
Jinnah Barrage	96 MW	2010-11
Satpara Dam	15.8 MW	2010-11
Gomal Zam	17.4 MW	2011-12
Neelum Jhelum	969 MW	2015-16
Kurram Tangi	83 MW	2013-14
Total	1,504 MW	
Hydro - Private Sector	Installed Capacity	Commissioning Year
New Bong Escape	84 MW	2013-14

注：*→このプロジェクトは、電力の増設分を提供するものである。

原出所 1: Hydro Potential in Pakistan, WAPDA, November 2010

原出所 2: Letter from General Manager (WPPD) dated February 23, 2011

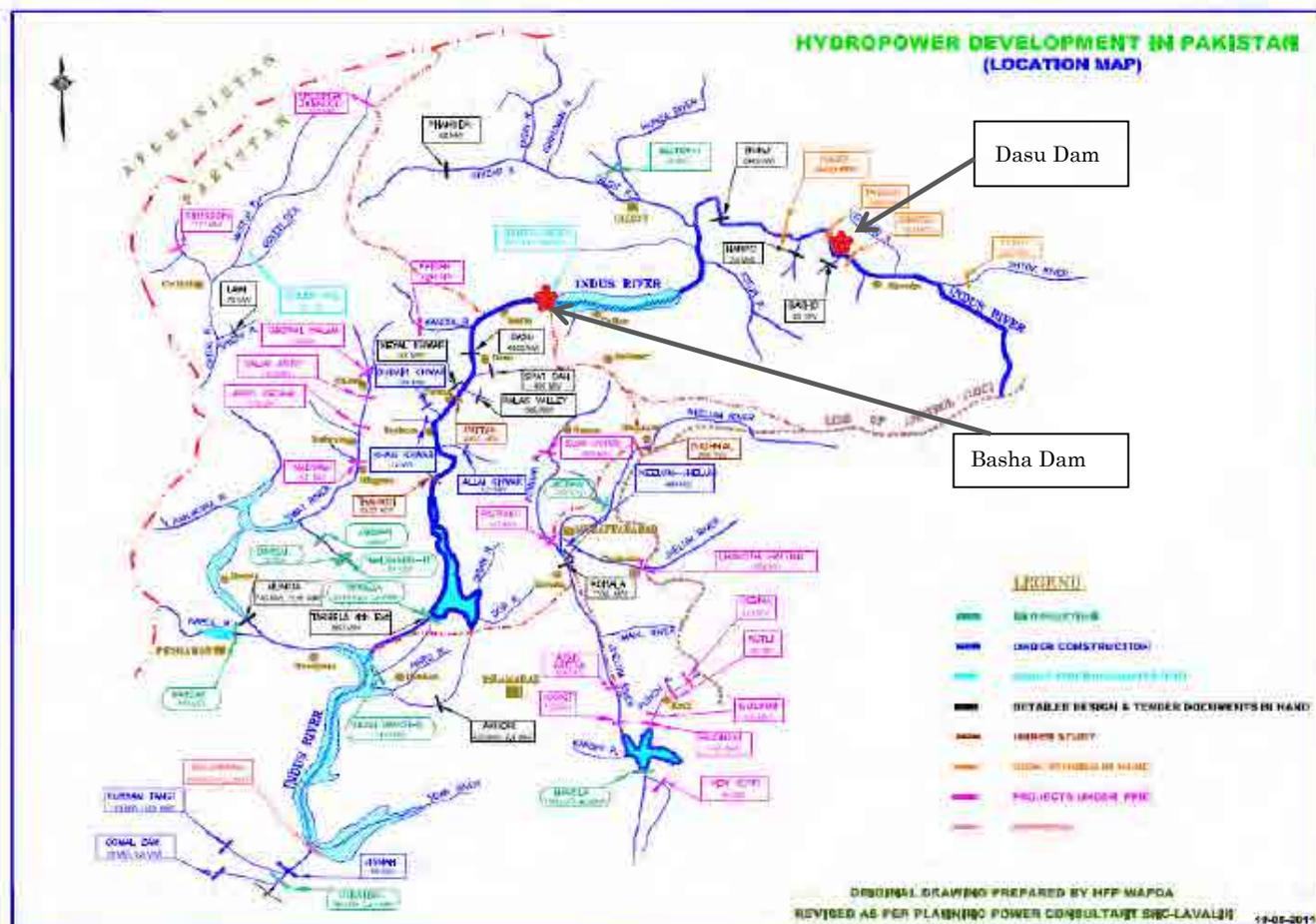
出所: NTDC, National Power System Expansion Plan Main Report 2011-2030

この図表には、合計 37,057MW の WAPDA 水力プロジェクト 23 件と合計 5,519MW の IPP 水力プロジェクト (NTDC より提案された今後のプロジェクト) 18 件が含まれている。

さらに、水力プロジェクト 2 件 (Kalabagh 2,776MW と Doyian 490MW) は WAPDA リストに載っていないが、両プロジェクトに関する事前調査は、それぞれ 1987 年と 2004 年に完了した。

2010 年における将来の水力発電の予想全容量は、43,676MW である。

出所: National Power System Expansion Plan Main Report 2011-2030 P.6-16 より抜粋 (以上、日パテック和訳)



出所：NTDC, National Power System Expansion Plan Main Report 2011-2030

図表 2.2-19 水力プロジェクト・ロケーション

バシャ (Basha) ダムは、最大 8.1MCM (Million Cubic Meter) まで貯水することができる。このダムは農業用としても利用できるため、農作物の生産が増えることで食糧の供給を保障するだけでなく、4,500MW の安価な電気も供給することが期待されている。国、CCI もこのプロジェクトを承認済みである。

図表 2. 2-20 2010 年在確認されている計画中の水力発電所

No.	Project Name	Status Category	Installed Capacity (MW)	Average Annual Energy (GWh)	Earliest Commissioning Date
WAPDA					
1	Diamer Basha	B	4,500	18,072	2022-23
2	Golen Gol	B	106	437	2017-18
3	Kurram Tangi	A	83	350	2013-14
4	Tarbela 4th Ext.	B	960	2,000	2017-18
5	Munda	C	740	2,272	2022-23
6	Keyal Khwar	C	122	426	2021-22
7	Phander	C	80	350	2020-21
8	Basho	C	26	131	2019-20
9	Harpo	C	33	187	2019-20
10	Lawi	C	70	303	2021-22
11	Dasu	B	4,320	23,189	2023-24
12	Bunji	B	7,100	24,129	2022-23
13	Akhori	C	600	2,156	2022-23
14	Lower Spat Gah	C	496	2,106	2023-24
15	Palas Valley	C	665	2,635	2022-23
16	Pattan	C	2,800	15,230	2024-25

注 1: 今後予定される水力発電プロジェクトの状態区分別所要期間

状態区分	現 状	所要期間
A	建設中	図表 現在確認されている計画中の水力発電所に示すとおり
B	建設開始可能	建設期間+ 1~2 年
C	詳細設計および入札書類作成	建設期間+ 4 年
D	検討中	建設期間+ 6 年
E	机上検討中	建設期間+ 8 年

注 2: Diamer Basha は状態区分 B となっているが、現在 USAID による F/S が継続中である。

注 3: Bunji は状態区分 “B” となっているが、2013 年 3 月 31 日にコンサルタント契約が延長され提出準備中である。

出所: NTDC, National Power System Expansion Plan Main Report 2011-2030

図表 2.2-21 2010年現在確認されている計画中の水力発電所(続)

No.	Project Name	Status Category	Installed Capacity (MW)	Average Annual Energy (GWh)	Earliest Commissioning Date
IPPs					
17	Thakot	D	2,800	14,095	2024-25
18	Dudhnial	D	800	5,425	2025-26
19	Yulbo	E	3,000	12,058	2026-27
20	Tungas	E	2,200	9,583	2026-27
21	Skardu	E	1,650	7,130	2026-27
22	Yugo	E	520	2,012	2026-27
23	Kalabagh	D	2,776	11,749	2023-24
24	Taunsa	C	120	665	2020-21
25	Doyian	D	490	2,419	2021-22
26	New Bong Escape	A	84	470	2013-14
27	Gul Pur	B	100	466	2015-16
28	Rajdhani	B*	132	664	2015-16
29	Kotli HPP	B*	97	479	2016-17
30	Patrind HPP	B*	147	675	2016-17
31	Sehra HPP	B*	130	513	2016-17
32	Karot HPP	B*	720	2,575	2017-18
33	Asrit-Kedam HPP	B*	215	911	2017-18
34	Madian HPP	B*	157	784	2017-18
35	Azad Pattan	B*	222	781	2018-19
36	Chakothi HPP	B*	500	2,459	2018-19
37	Kalam - Asrit HPP	B*	197	881	2018-19
38	Gabral Kalam HPP	B*	101	445	2018-19
39	Shogosin HPP	B*	127	583	2018-19
40	Shushgai Zhendoli HPP	B*	102	368	2018-19
41	Suki Kinari HPP	B*	840	2,958	2019-20
42	Kaigah HPP	B*	548	1,975	2019-20
43	Kohala HPP	C	1100	3,964	2021-22

注1: 今後予定される水力発電プロジェクトの状態区分別所要期間

状態区分	現 状	所要期間
A	建設中	図表 現在確認されている計画中の水力発電所に示すとおり
B	建設開始可能	建設期間+1~2年
C	詳細設計および入札書類作成	建設期間+4年
D	検討中	建設期間+6年
E	机上検討中	建設期間+8年

注2: B*: プロジェクト状態の詳細な情報は得られていないが、いずれのプロジェクトもまだ建設が開始されていないため、建設準備から竣工までの全所要期間を考慮すると、最短稼働日は PEPCO が作成した今後予定されるプロジェクトの一覧表に示す稼働日より2年遅れる予定である。

出所: NTDC, National Power System Expansion Plan Main Report 2011-2030

図表 2.2-22 建設中ならびに将来の火力発電施設（IPP/電力省単独）

Thermal - Public Sector	Installed Capacity	Commissioning Year	Fuel Type
Nandipur Power Project	425 MW	2011-12	RFO
Chashma Nuclear	340 MW	2011-12	Nuclear
UAE GT, F/Abad	320 MW	2012-13	Gas
Guddu CC Sind	750 MW	2013-14	Gas
Total	1,835 MW		
Thermal - IPP/Rental	Installed Capacity	Commissioning Year	Fuel Type
Karkey Project Karachi (Rental)	232 MW	2010-11	RFO
Fauji Foundation	202 MW	2010-11	Gas
Hub Power Narowal	225 MW	2010-11	RFO
Halmore Power Bhikki	225 MW	2010-11	RFO
Reshma (Rental)	200 MW	2010-11	RFO
Santiana F/Abad (Rental)	201 MW	2010-11	RFO
Zorlu	50 MW	2011-12	Wind
Fauji Fertilizer	50 MW	2011-12	Wind
Total	1,385 MW		
KESC	Installed Capacity	Commissioning Year	Fuel Type
Bin Qasim CC	560 MW	2012-13	Gas
Retrofit Bin Qasim	420 MW*	2012-13	Coal
KESC Bio Waste to Energy	25 MW	2012-13	Bio Waste
Total Committed Additional Capacity	585		

注：* →既存の石油焼き蒸気タービン設備2基を石炭焼きタービン設備に転換する予定である。
このため、正味容量が増えることはない。

原出所1: NTDC List of Future Generation Projects, GENCO (projects up to serial no. 30 are considered committed).

原出所2: NTDC List of Future Generation Projects for Rental projects

Letter from General Manager (WPP0) dated February 23, 2011 for IPPs

Status as of Feb 2011 of Projects being processed by PPIB, PPIB website

原出所3: Data provided by KESC.

新しい火力発電は、ガスタービン (GTs)、コンバインドサイクル・ガスタービン (CCGTs)、燃料油 (FO)、石炭を用いたスチームタービンを含む。

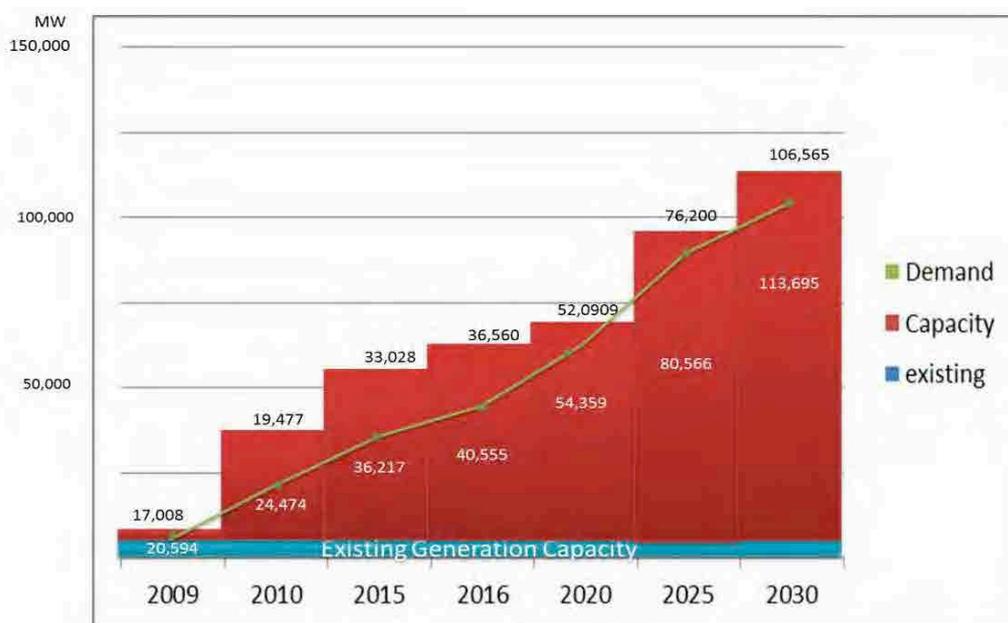
2.2.2.1 2008年作成の発電計画

NTDCは、2007年に2030年までの需要予測を行っている。過去の消費、経済成長率、顧客数を勘案して、Low Scenario (Peak Demand 平均成長率7.4%)、Normal Scenario (同8.1%)、High Scenario (同9.3%)としている。

図表 2.2-23 NTDCによる将来需要予測

Description	2007	2010	2015	2020	2025	2030	G.R. (2007-30)
Sale (GWh)							
Low Scenario	83,463	112,311	176,178	261,042	370,882	500,117	8.1%
Normal Scenario	83,463	112,955	181,018	276,937	409,874	578,560	8.8%
High Scenario	92,647	113,355	185,239	295,706	470,527	735,592	9.9%
Generation (GWh)							
Low Scenario	111,078	143,910	212,724	307,328	436,911	589,460	7.5%
Normal Scenario	111,078	144,711	218,448	325,740	482,080	680,330	8.2%
High Scenario	111,078	145,233	223,618	348,182	554,680	868,434	9.4%
Peak Demand (MW)							
Low Scenario	18,883	24,339	35,271	51,296	73,041	98,557	7.4%
Normal Scenario	18,883	24,474	36,217	54,359	80,566	113,695	8.1%
High Scenario	18,883	24,562	37,075	58,120	92,762	145,304	9.3%

出所: Electricity Demand Forecast Based On Regression Analysis(Period 2008 to 2030), February 2008
NTDC. OFFICE OF G. M. PLANNING POWERNTDC / PEPCO WAPDA HOUSE LAHORE



注1: CapacityはNet Dependable Capability¹⁴

注2: 図はNormal Scenarioケース

出所: WAPDA Hydro Potential in Pakistanより作成

図表 2.2-24 Long Term Demand Forecast and Required Generating Capacity

¹⁴ 系統で一番大きなUnitが補修停止中と仮定(この状態をDependable Capacityという)し、次に大きなUnitが事故で停止するケースを考え、その状態での可能発電出力をFirm Capacityとすることが通常である。このFirm Capacityに対しPeak Demandが小さければ安定した電力が供給できることになりこの差が予備力となる。図表2.2-24のNet dependable capacityは発電所内で消費する電力を差し引いた送電可能なDependable capacityのことをいう。

2.2.2.2 2010年の発電計画

2010年に更新された「パ」国の将来の電力需要の予測として、図表 2.2-25 の中で 2010年、2020年、2035年の Sales (GWh)、Generation (GWh)、Peak Demand (MW) の予想データを Base Case、Base Case with DSM、Low Case、High Case 別に示している。

図表 2.2-25 の Peak Demand (Base Case) からわかることは、2020年、2035年発電電力が 2010年の各々2倍、6倍以上要求されていることである。

図表 2.2-25 Summary of Forecasts for Selected Years for Country (2010年作成)

	2010	2020	2035	Growth Rate (2010 - 2035)
Sales (GWh)				
Base Case	106,569	254,105	737,860	8.1 %
Base Case with DSM	106,569	254,105	737,860	8.1 %
Low Case	106,569	217,348	551,314	6.8 %
High Case	106,569	280,299	916,155	9.0 %
Generation (GWh)				
Base Case	139,954	306,797	889,583	7.7%
Base Case with DSM	139,954	306,797	889,583	7.7%
Low Case	139,954	262,518	665,210	6.4 %
High Case	139,954	338,663	1,106,567	8.6 %
Peak Demand MW				
Base Case	22,251	49,824	149,665	7.9%
Base Case with DSM	22,251	49,146	144,779	7.8%
Low Case	22,251	42,612	111,906	6.7%
High Case	22,251	54,998	186,228	8.9%

出所：NTDC, National Power System Expansion Plan Main Report 2011-2030

図表 2. 2-23 および図表 2. 2-25 の供給計画に連動して、図表 2. 2-26 の発電プロジェクトリストがある。これは、Base Case をもとに作成された発電所のリストアップである。

図表 2. 2-26 発電プロジェクトリスト

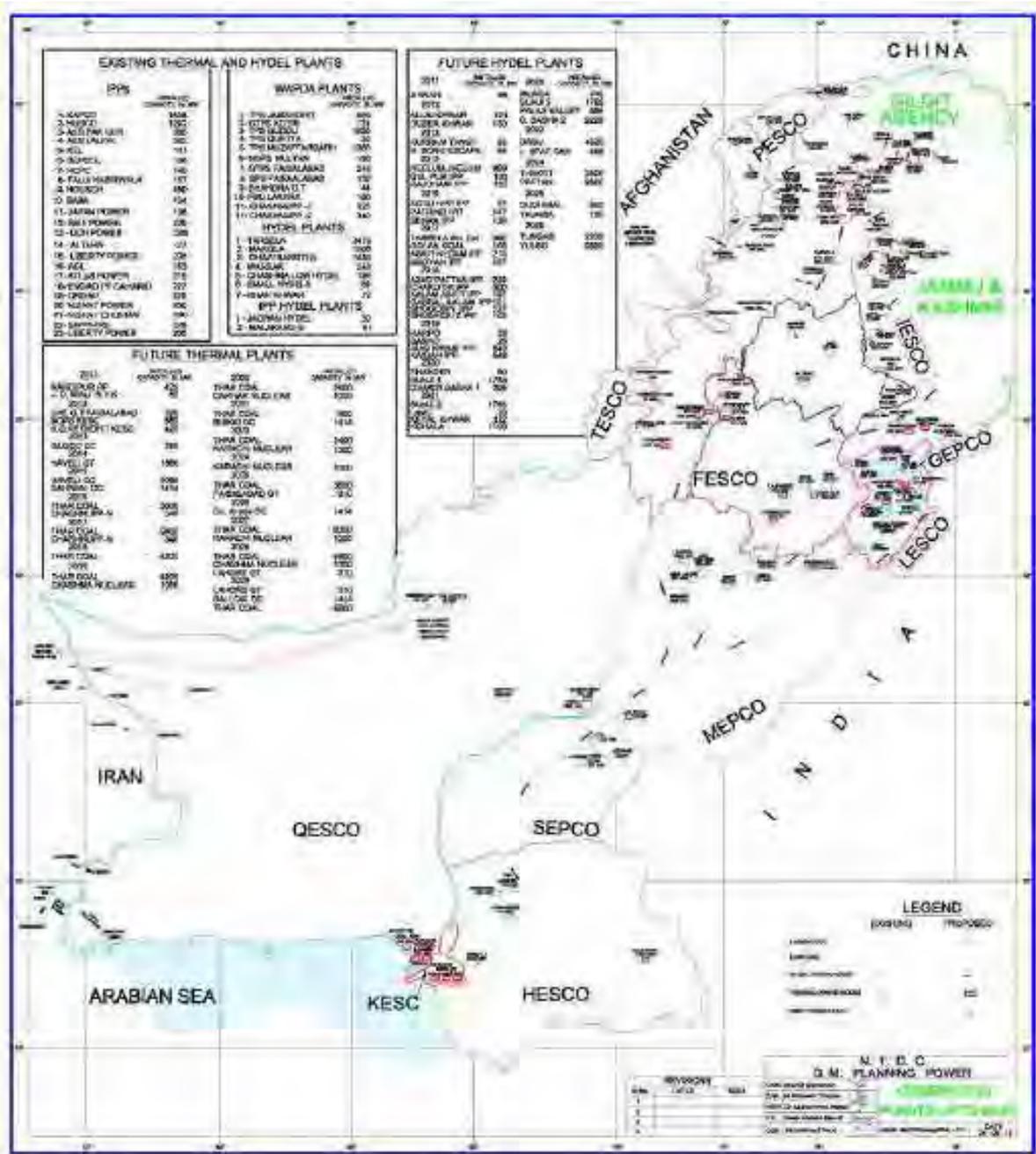
Plan		Generation Plan 1		Generation Plan 2	
Organization to formulate plans		NTDC, National Power System, Expansion Plan Main Report 2011-2030, Table 6-19		NTDC, National Power System, Expansion Plan Main Report 2011-2030, Table 6-19	
Installed Capacity		48,000MW(2020年時点)		97,000 MW(2030年時点)	
Commission Year		(forecast by 2020)		(forecast by 2030)	
Plants Included	CHASHNUPP-III. (Nuclear)	1 x 320 MW	~2017		
	Kotli HPP, IPP	1x96 MW	~2017		
	Patrind HPP, IPP	1x146MW	~2017		
	Sehra HPP, IPP	1x129MW	~2017		
	Iran-Pakistan and CASA	2x1000 MW	~2017		
	CHASHNUPP-IV (Nuclear)	1 x 320 MW	~2018		
	Tarbela 4th Hydro	2 x 475 MW	~2018		
	Golen Gol Hydro	3x35MW	~2018		
	Karot Hydro, IPP	1x 713 MW	~2018		
	Asrit-Kedam Hydro, IPP	1x 213 MW	~2018		
	Madian Hydro, IPP	1x 155 MW	~2018		
	Azad Pattan Hydro, IPP	1 x 220 MW	~2019		
	Chakothe Hydro, IPP	1 x 495 MW	~2019		
	Kalam-Asrit Hydro, IPP	1 x 195 MW	~2019		
	Gabral Kalam HPP, IPP	1 x 100 MW	~2019		
	Shogosin HPP, IPP	1 x 126 MW	~2019		
	Shushgai Zhendoli HPP, IPP	1 x 101 MW	~2019		
	Chashma (Nuclear)	1 x 940 MW	~2020	1 x 940 MW	~2029
	Harpo Hydro	1x33 MW	~2020		
	Basho Hydro	1x28 MW	~2020		
	Suki Kinari Hydro, IPP	4 x 208 MW	~2020		
	Kaigan Hydro, IPP	1 x 543 MW	~2020		
	Qadiradad (Nuclear)			1 x 940 MW	~2021
	Phander Hydro			4x20 MW	~2021
	Bhikki Thermal(CC)			2x689 MW	~2022
	Thar Thermal(Coal)	23x567 MW	~2016-2020	50x567 MW	~2021-2030
	Lawi Hydro			3 x 23 MW	~2022
	Keyal Khwar Hydro			2x61MW	~2022
	Kohala Hydro			4 x 272 MW	~2022
	Munda Hydro			1 x 733 MW	~2023
	Bunji Hydro(1 ~ 3)			21 x 355 MW	~2021-2023
	Palas Valley Hydro			3 x 191 MW	~2023
	Daimer Bhasha, Hydro (1,2)			12 x 371 MW	~2021-2023
	Candidate wind	8 x 50 MW	~2017-2020	64 x 50 MW	~2021-2030
	Dasu Hydro			8 x 535 MW	~2024
	Karachi (Nuclear)(1,2,3)			3 x 940 MW	~2024-2028
	Lower Spot Gah Hydro			3 x 164 MW	~2024
	Thakot Hydro			8 x 347 MW	~2025
	Pattan Hydro			8 x 347 MW	~2025
	Faisalabad Thermal(GT)			2 x 153 MW	~2026
Dubhnial Hydro			1 x 792 MW	~2026	
Taunsa Hydro			1 x 119 MW	~2026	
D.I. Khan Thermal(CC)			2 x 689 MW	~2027	
Tungas Hydro			10 x 198 MW	~2027	
Yulbo Hydro			10 x 238 MW	~2027	
Lahore Thermal(GT)			4 x 153 MW	~2029-2030	
Balloki Thermal(CC)			2 x 689 MW	~2030	

注：Installed Capacity は、NTDC, Electrical Marketing Data (30-6-2011) による 2011 時点の 26,083MW をベースにしている。

出所：NTDC, National Power System Expansion Plan Main Report 2011-2030 P. 6-50 を元に調査団作成

NTDC の作成した 2030 年までの発電計画のうち、Generation Plan 1 は 2010 年から 2020 年までの 10 年間の発電計画、Generation Plan 2 は 2020 年から 2030 年までの 10 年間の発電計画をまとめたものである。

図表 2.2-27 は NTDC が Base Case をもとに 2030 年までに計画している発電所の位置を示したものである(リストと地図の詳細は参考資料 12 を参照)。



出所: NTDC, National Power System Expansion Plan Main Report 2011-2030

図表 2.2-27 Base Case を元に新たに追加される発電所

現状では、電源不足による停電が頻繁に起こっていることから、発電量の増強が喫緊の課題となっている。このためには、大容量水力の開発を推進しながら、今後 2030 年までに発電量増強を見込める新設火力発電所による電源確保が重要な課題となる。

2.2.2.3 電力開発計画における課題

2010 年計画にみられる発電電力の増強計画は以下のとおりである。

- ・水力の大型案件の開発(タルベラ (Tarbela)、ダス (Dasu)、バシヤ (Bhasha)、ガジバロータ (Ghazi Barotha))
- ・タール (Thar) 石炭火力の建設
- ・チャスマ (Chashma) 原子力の増設
- ・他国イラン等から総計 2,000MW の供給を受ける

以下の計画による電源確保を目指している。

しかし、石炭火力の建設に関しては以下の課題がある。

- ・石炭火力はほとんど実績がないことから、運転、保守の技術の確立する必要がある
- ・採炭から発電までのインフラ整備等を行う必要がある

NTDC の作成した 2030 年までの発電計画のうち Generation Plan 2 (2021 年～2030 年) では、Generation Plan 1 (2011 年～2020 年) で建設された石炭火力をさらに増強していく計画となっている。その結果、タール (Thar) 石炭火力は、2030 年までの発電電力の約 40% を占めることになる。

火力発電の燃料は現在輸入に頼っているが、国内資源を開発することが重要である。

計画開発改革省計画委員会 (Planning Commission) (以下、「計画委員会」という) が作成した “ENERGY SECTOR CRISIS” ISSUES & REFORMS WAY FORWARD SHAHID SATTAR Member (Energy) PLANNING COMMISSION May 23rd, (2013)” によると、原子力、水力、石炭別の供給計画を作成しており、この電源 3 種の合計の割合が現在の 33.7% から 2030 年には 81.2% に上昇することになる (図表 2.2-28 参照)。

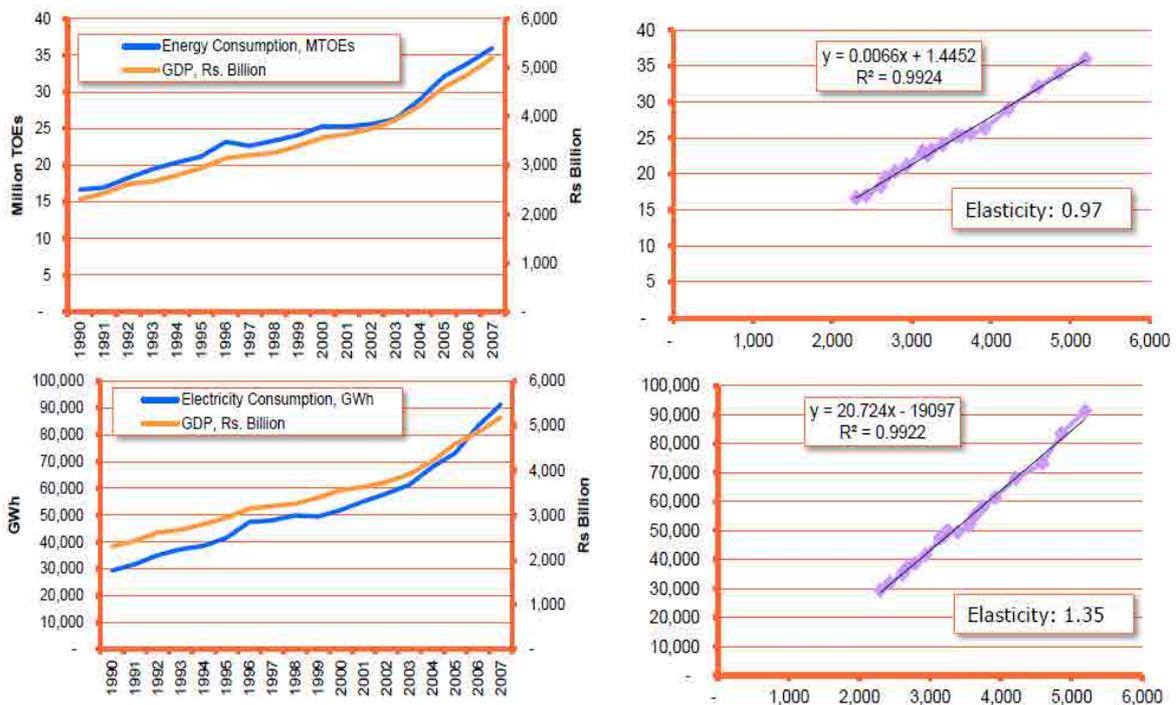
また今後 5 年以内に、国内のガス生産および利用を 10,000MMCFD (Million Cubic Feet per day) 以上に高める。このため、シェール (Shale) ガスおよびタイト (Tight) ガスを開発する多国籍企業を誘致する。

図表 2.2-28 電源別供給計画

	(MW)		
	Nuclear	Hydel	Coal
Existing	462 (2.2%)	6,481 (31.3%)	35 (0.2%)
Planned addition (by 2016)	340	1,979	3,605
Cumulative capacity	802 (2.5%)	8,460 (26.6%)	3,640 (11.5%)
Envisaged additions (by 2030)	7,680	41,036	19,400
Cumulative capacity	8,482 (8.5%)	49,496 (49.6%)	23,040 (23.1%)

出所：ENERGY SECTOR CRISIS ISSUES & REFORMS WAY FORWARD SHAHID SATTAR Member (Energy) PLANNING COMMISSION May 23rd, 2013

図表 2.2-29 に示すとおり、最終エネルギー消費は GDP に対する弾性値を 0.97、電力消費相関は 1.35 としている。



原出所：Pakistan Energy Yearbook and Pakistan Economic Survey

出所：ENERGY SECTOR CRISIS ISSUES & REFORMS WAY FORWARD SHAHID SATTAR Member (Energy) PLANNING COMMISSION May 23rd, 2013

図表 2.2-29 最終エネルギー消費：電力消費の GDP を使った予測

2.2.3 ガダニプロジェクト

2.2.3.1 ガダニプロジェクトの概要

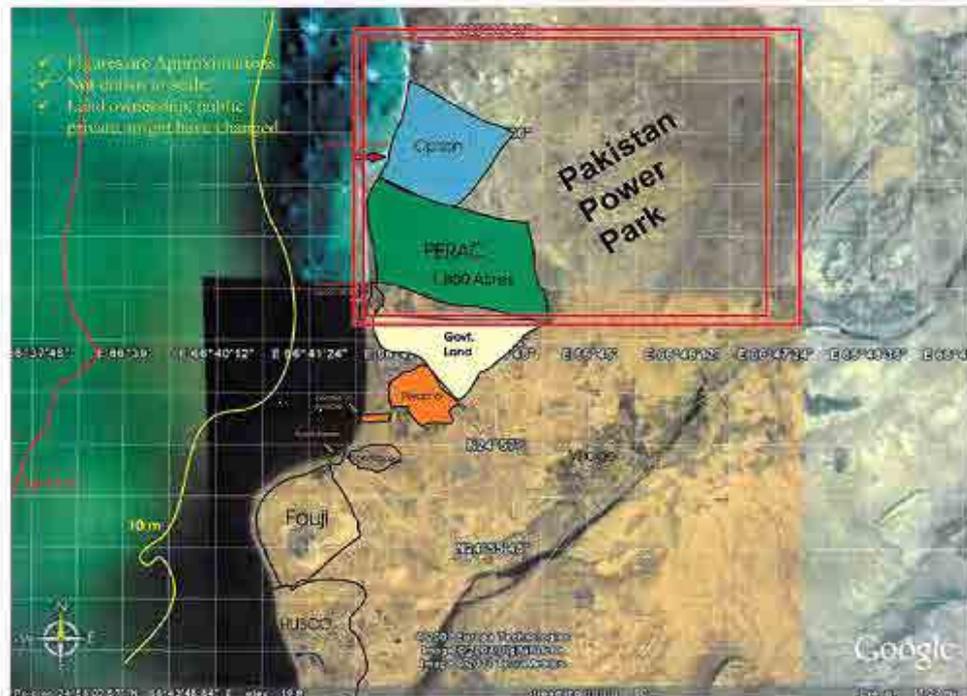
ガダニプロジェクトはバロチスタン(Balochistan)政府が 5,000 エーカーの土地を提供し、これに 7km の突堤(Jetty)を建設するというものである(建設費 800 百万 USD 相当)。このプロジェクトでは 2,000 万トンの輸入石炭を搬入し、6,600MW の発電を行う計画となっている。

輸入石炭を考えたのは、港の傍に突堤を建設すれば輸送費を削減できると考えたからである。

開発費 140 億 USD、2014 年 3 月に建設開始予定、COD(Commercial Operation Day)は 2017 年、BOOT (Build-Operate-Own-Transfer) 方式で 25 年から 30 年の契約の予定とされている。

SPV の Pakistan Power Park Management Company が設立され、10 億 Rs. を拠出する。このほか GoP が 10 億 Rs. を拠出する。

自己資本部分はバロチスタン(Balochistan)政府が 3,000 エーカー、民間が 2,000 エーカーを土地で出資する。その他は借り入れになる。



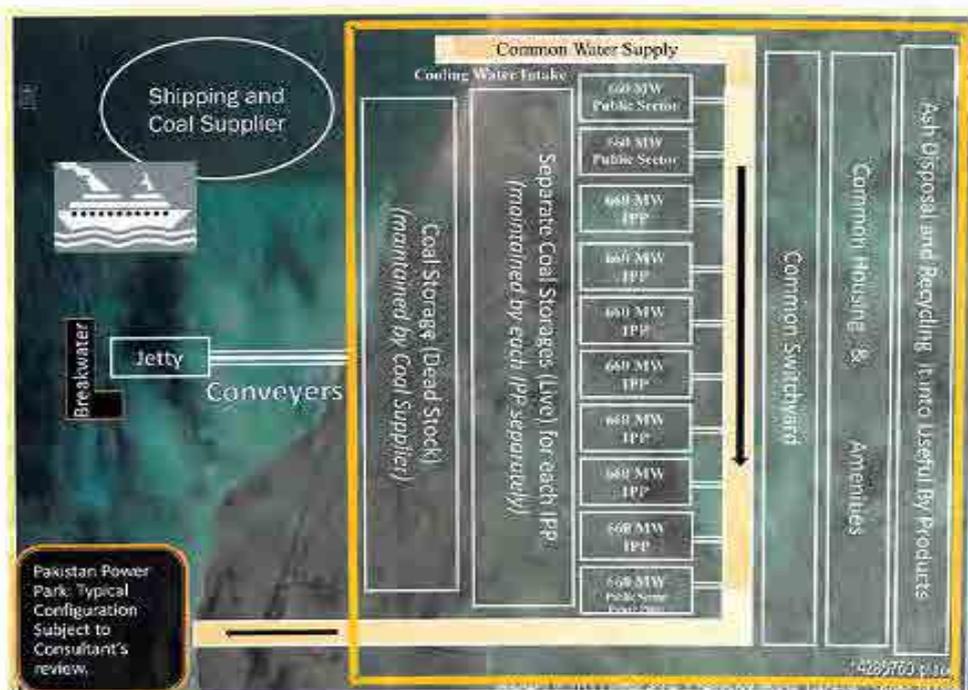
出所: Private Power Infrastructure Board (PPIB)

図表 2.2-30 ガダニプロジェクトの概要



出所: Private Power Infrastructure Board (PIIB)

図表 2.2-31 ガダニプロジェクトのサイト

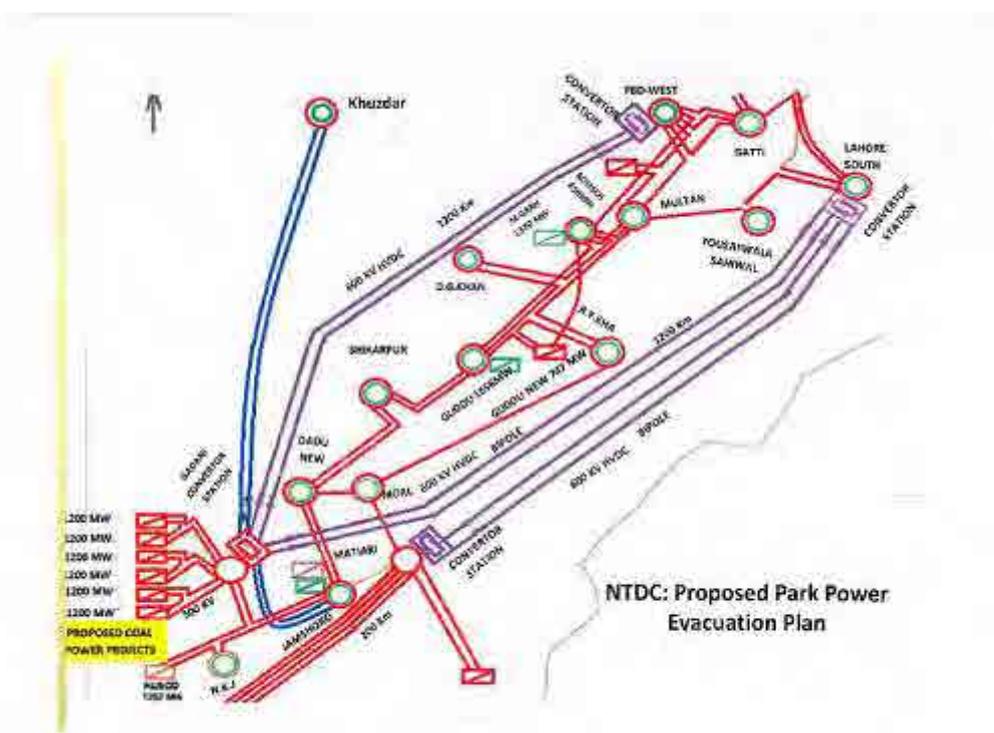


出所: Private Power Infrastructure Board (PIIB)

図表 2.2-32 ガダニ石炭プロジェクト計画

パンジャブ(Punjab)政府が直接関与し、電力をパンジャブまで送電する計画である。KESC-パンジャブ州政府-連邦政府(PPIB)の3者で話し合っている。MOWPの大臣(Secretary)と事業会社がMOUにサインした。中国(China Power Investment Company)が660MWの1基目、2基目についてMOUを結んだ。

出所：<http://tribune.com.pk/story/597257/mous-signed-qatar-to-invest-in-pakistan-power-sector/>(2013年9月18日参照)



出所：Private Power Infrastructure Board(PPIB)

図表 2. 2-33 ガダニからの Evacuation Plan

2. 2. 3. 2 ガダニプロジェクトの問題点

輸入石炭100%の石炭発電所で、大統領の認可も得ているが、以下の3つの点で問題がある。

- 1) 海洋気象調査を行っていない。
4ヵ月間はモンスーンの影響を受けるが、砂嵐がどの程度のものか予想がつかない。突堤(Jetty)が7kmと長い。また、年に8~12週間、モンスーンの影響を受けて波が強くなるため、突堤(Jetty)が使用できない。
- 2) 環境規制により世銀およびADBの規制をクリアできない。
NO_x、SO_x、CO₂などの問題がある。近辺にHUBCOや化学肥料精製工場があるため、同地への立地は更なる環境問題を引き起こすことになる。
また、石炭発電所が排出する灰の後処理については、セメント工場で利用するなど総合的に考えることも必要であろう。
- 3) 石炭の入手可能性
ガダニ(6,600MW)だけで30M/トン/年の石炭が必要となる。

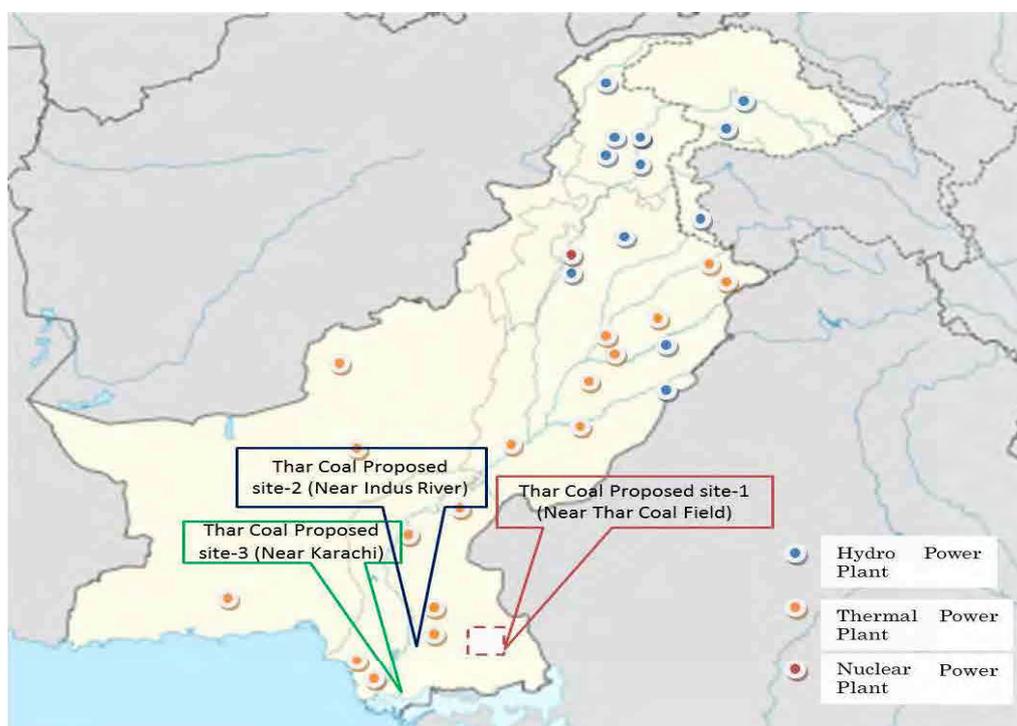
2.2.4 タール炭田プロジェクト

現状の電力不足と燃料価格の高騰を受けて、GoP はタール石炭 (Thar Coal) を活用した 1,200MW 発電所建設を検討している。

JICA はタール石炭火力発電所建設事業準備調査を実施中である。発電所建設予定地として、以下の3つのサイトを候補地として検討している。

- タール炭田(Thar Reservoir)近傍での山元発電
- インダス川沿い
- 海岸近く

海沿いにサイトがあれば、発電に必要な水と輸入石炭の確保が容易であることから、輸入石炭との混焼も可能である。



出所: Map from NTDC Electricity Marketing Data 2011

図表 2.2-34 タール炭田プロジェクト

タール炭田(Thar coalfield)は、カラチ(Karachi)の東約 380km に位置する。南北 140 km、東西 65 km に及び 9,100 km² の面積を有する。探査地区は 6 区画に分割されている。ただ、これまでのところ格子状に設けた試掘孔の間隔を 1.8km として、わずか 488km² を探査したに過ぎない。さらに区画 VII と VIII の 2 区画を探査中である。2008 年 7 月には、発電用石炭の開発促進を目指す「窓口一元化」組織として、シンド(Sindh)州首相を議長とし、パキスタン水利電力大臣を副議長とするタール石炭エネルギー委員会(Thar Coal & Energy Board (TCEB))が設立された。

出所: Energizing Pakistan Challenges and Opportunities in Energy Sector P.21(以上、日パテック和訳)

2.2.5 電力輸入

2013年現在、NTDCによる電力輸入はイランから少量が行われているに過ぎない。このほか、NTDCとKESCとの融通も輸出入(Export/Import)とされている。

図表 2.2-35 NTDCによる電力輸出入(GWh)

Country/Agency	2007-08	2008-09	2009-10	2010-11	2011-12
Electricity Import					
Iran	199	227	249	269	296
KESC	65	33	20	26	32
Total Electricity Imported	264	260	269	295	328
Electricity Export					
KESC	4,072	4,982	5,187	5,449	5,684
Any other Country/Region	0	0	0	10	43
Total Electricity Exported	4,072	4,982	5,187	5,459	5,727

出所 1: NTDC

出所 2: NEPRA "State of Industry Report 2012"

中央アジア、南アジア(Central Asia South Asia)を結ぶCASA-1,000は、タジキスタンおよびキルギス共和国から余剰電力1,300MWを300MWの消費が見込まれるアフガニстанを経由して、「パ」国に1000MW送電することを目的とするものである。4カ国政府間の覚書は、2007年11月16日にカブール(Kabul)で締結された。

出所: <http://tribune.com.pk/story/559377/project-financing-adb-to-pull-out-of-casa-1000mw-import-project/> (2013年9月17日参照)(以上、日パテック和訳)

総投資額は10億USDとされている。

近隣諸国からの電力の輸入は、以下の2つが検討されている

- イランのザヘダン(Zahedan)からクエッタ(Quetta)へ±500kVの双極高圧直流送電(HVDC bipole)により1,000MWを輸入する
- タジキスタンのサンツダ(Sangtuda)からアフガニスタンのカブール(Kabul)経由で、ペシャワール(Peshawar)まで±500kVの双極3端子高圧直流送電(HVDC 3-terminal bipole)により、1,000MWを輸入する

出所: NTDC, National Power System Expansion Plan Main Report 2011-2030 P.6-40(以上、日パテック和訳)

2.2.6 再生可能エネルギー

「パ」国には、再生可能エネルギーの大きな可能性がある。USAIDが支援しているNREL(National Renewable Energy Laboratory)作成による「パ」国の太陽光と風力のエネルギー地図によれば、風力が約340,000MW、太陽光が120万MWの発電能力を見込んでいる。さらに、地熱、廃棄物利用エネルギー(WTE: Waste to Energy)および波力エネルギーにも大きな可能性がある。

出所: Energizing Pakistan Challenges and Opportunities in Energy Sector P.21(以上、日パテック和訳)

2.2.6.1 小水力

アザド・カシミール (Azad Jammu and Kashmir、略称:AJK)、KPK (Khyber-Pakhtunkhwa) およびギルギット (Gilgit) の小水力発電には可能性がある。パンジャブ (Punjab)、KPK 等北部には豊富な水資源があるので、ポテンシャルは高い。しかし、山岳地帯であり、開発するのは難しい。10-20MW の小水力のために、長距離送電網を構築しなければならない。現在、LoI から COD までに 7-10 年を要するが、これを 5 年に短縮する必要がある。

小水力は、マラカンド (Malakand)、ジャッバン (Jabban)、チチョキマリヤン (Chichoki Mallian) は 5 から 35MW、ナッラ (Nalla) は 1.5MW である。チャスマ (Chashma)、ジンナー (Jinnah)、アライカハー (Allai Khwar)、ドベルカルハー (Duber Khwar)、カンカハー (Khan Khwar)、ゴレンゴール (Golen Gol) には 100~185MW のものがある。ギルギット-バルチスタン (Gilgit-Baltistan) にも多くのサイトがある。KPK のマラカンド (Malakand) に 4-5 の小水力発電所と訓練施設がある。

5MW 以上の小水力の開発には、各行政区 (Province) の認可が必要になる。各行政区 (Province) には個別の計画があるが、統合された計画はない。

小水力開発の手順

- 1) 開発業者は事業承認を得るために申請書 (Application)、技術仕様書 (Technical Specification)、所有機材 (Source equipment)、実績 (Firm record)、財務諸表 (Economic analysis)、実行能力について州政府に提出する。
- 2) Letter of Intent および LoS (Letter of Support) を交わす
- 3) 電力売買契約 (PPA) を DISCO と (Tariff だけ除く) 締結する
- 4) NEPRA が Tariff を査定する (NEPRA が公聴会を開く)
NEPRA は資本形成がしっかりしているか、電気料金は確実に回収でき、支払い面からみて被益住民にとって手ごろな料金となっているかどうかを査定する。

小水力の訓練設備は、マンガラ (Mangla) にある WAPDA の Hydro Training Institute で行っているが、1960 年代の設備を使用しているためキャパシティビルディングが必要である。

2.2.6.2 水力

「パ」国は、大規模な (50,000MW) の水力を潜在的に有するが、これまでは、わずか 15% の利用にとどまる。政府の計画では、発電ミックスに占める水力の割合を 2030 年までに現在の 35% から 70% に引き上げる予定である。

出所: Energizing Pakistan Challenges and Opportunities in Energy Sector P.21 (以上、日パテック和訳)

「パ」国政府のイシャク・ダール (Ishaq Dar) 財務大臣は 2013 年 8 月末、懸案となっていたダス (Dasu) ダムとバシヤ (Diamer Bhasha) ダムを同時に建設開始することを発表した。それぞれのダムの概要を以下に示す。

出所: <http://tribune.com.pk/story/595525/public-sector-development-programme-work-on-bhasha-dasu-dams-to-start-simultaneously/> (2013 年 12 月 25 日参照) (以上、日パテック和訳)

2.2.6.2.1 ダスダム

ダス水力発電プロジェクト(Dasu Hydropower Project)は首都イスラマバードの北方約350km、カイバル・パクトゥンハー州(Khyber Pakhtunkhwa Province)コヒスタン県(Kohistan)ダス村(Dasu villiage)からインダス川本流の上流に向かう約7kmの地点を計画地とする。

本プロジェクトの概要を図表 2.2-36 に示す。

図表 2.2-36 ダス水力発電プロジェクトの概要

主な特徴		説明
設備容量(MW)		4,320
年間平均発電電力(GWh)		21,484
ダム	工法	RCC (Roller Compacted Concrete)
	堤高(m)	242
建設期間(年)		18 (4段階)
タービンの数量および型		12基、垂直フランシス型 (Vt. Francis)
プロジェクト基本コスト		49億650万USD
背景		2009年2月28日に、M/s NEPSAK(幹事会社)、ACE および COLENCO の合弁事業が Binnie & Partners と共同してフィージビリティスタディ(FS)を完了している。

出所: http://wapda.gov.pk/vision2025/htmls_vision2025/dhp.html (2013年12月16日参照)
<http://www.brecorder.com/top-stories/0:/1180426:world-bank-agrees-to-provide-financing-for-dasu-dam-hafeez/?date=2012-04-21> (2013年12月16日参照)

2.2.6.2.2 バシャダム

バシャ水力発電プロジェクト(Diamer Bhasha Hydropower Project)は、インダス川に建設されたタルベラダム(Tarbela Dam)の上流約315km、ギルギット・バルチスタン(GB: Gilgit-Baltistan)ダイアメル地区(Diamer District)バシャ(Bhasha)を計画地とする。

「パ」国政府は2013年8月、世界銀行およびUSAIDがバシャダムプロジェクトに対する融資を決定したと発表を行なった。

しかし、計画地がGBとKPK(Khyber-Pakhtunkhwa)の境界にあり、ダム湖のできる場所がGBになるかKPKになるかが確定していないため、補償問題が新たに起る可能性がある。土地代の一部は既に「パ」国政府からGBに支払われているが、残りの支払いについて、GBはGoPに土地の現行価格による支払いを要求している。

出所: <http://tribune.com.pk/story/668194/diamer-bhasha-construction-giving-a-dam-comes-at-a-price-for-g-b-locals/> (2013年12月25日参照) (以上、日パテック和訳)

本プロジェクトの概要を図表 2.2-37 に示す。

図表 2.2-37 バシヤ水力発電プロジェクトの概要

主な特徴		説明
設備容量(MW)		4,500
年間平均発電電力(GWh)		19,208
ダム	工法	RCC (Roller Compacted Concrete)
	堤高(m)	272
建設期間 (年)	起工式	2011年10月18日
	稼働開始	2020年(予定)
タービンの数量		12基(375MW/基)
プロジェクト基本コスト		140億USD(2013年)
背景		WAPDA は 2002-04 年にはフィージビリティスタディ(FS)を、2005-08 年には詳細技術設計をそれぞれに実施した。また、同期間に現地調査を実施し、2010-11 年には土地代の一部としてGBに2500万USDが支払われている。

出所: <http://www.thenews.com.pk/Todays-News-3-96493-US-ADB-agree-to-finance-DiAmer-Bhasha-Dam>
(2013年12月16日参照)
<http://www.dawn.com/news/1037281/wb-has-agreed-to-finance-diAmer-bhasha-dam-dar>
(2013年12月16日参照)

2.2.6.3 地熱

タルベラ(Tarbela)プロジェクトの地質調査でポテンシャルサイトが20カ所確認され、地熱発電の可能性が示された。

地熱は、現場を2-3カ所絞って予備調査が行なわれた。

2.2.6.4 バイオガス

AEDBは2013年に、パキスタン製糖協会(PSMA:Pakistan Sugar Mills Association)が製糖工場から排出されるバイオガスを使用して、計3,000MWのバイオガス発電設備を建設することを承認した。

2.2.6.5 バイオマス

バイオマスは通常、産業活動からの副産物として起こるため、その発電コストは全体的な経済活動の状態に影響を受ける。一般に、バイオマス発電プラントの総発電コストは10~15 cents/kWhと見積もられており、「パ」国の他の電気供給コストより高い。

2.2.6.6 風力

「パ」国全土で300,000MWの可能性があるとされている。パンジャブでは、風力500MWの原価(Cost of Sales)が7 cents/kWh、Upfront Tariffは

2013年現在、13-14 cents/kWhとなっている。

風力発電には、5年間で総額1,450億Rs.の補助金が交付される。

2.2.6.7 太陽光

小規模オフグリッドの可能性はある。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」(2009年)が行われた。

2.2.7 原子力

カナダの技術に基づく「パ」国初の原子力発電所は、1966年に稼働を開始した。2番目及び3番目となる原子力発電所は、2000年から稼働中のチャスマ1号機(Chashma-1)および2010年から稼働しているチャスナップ2号機(Chasnupp-2)で、中国からの協力による。さらに1基が建設中である。「パ」国には原子力規制機関パキスタン原子力規制庁(PNRA)があり、強力な権限を持っている。

出所：Energizing Pakistan Challenges and Opportunities in Energy Sector P.21より抜粋
(以上、日パテック和訳)

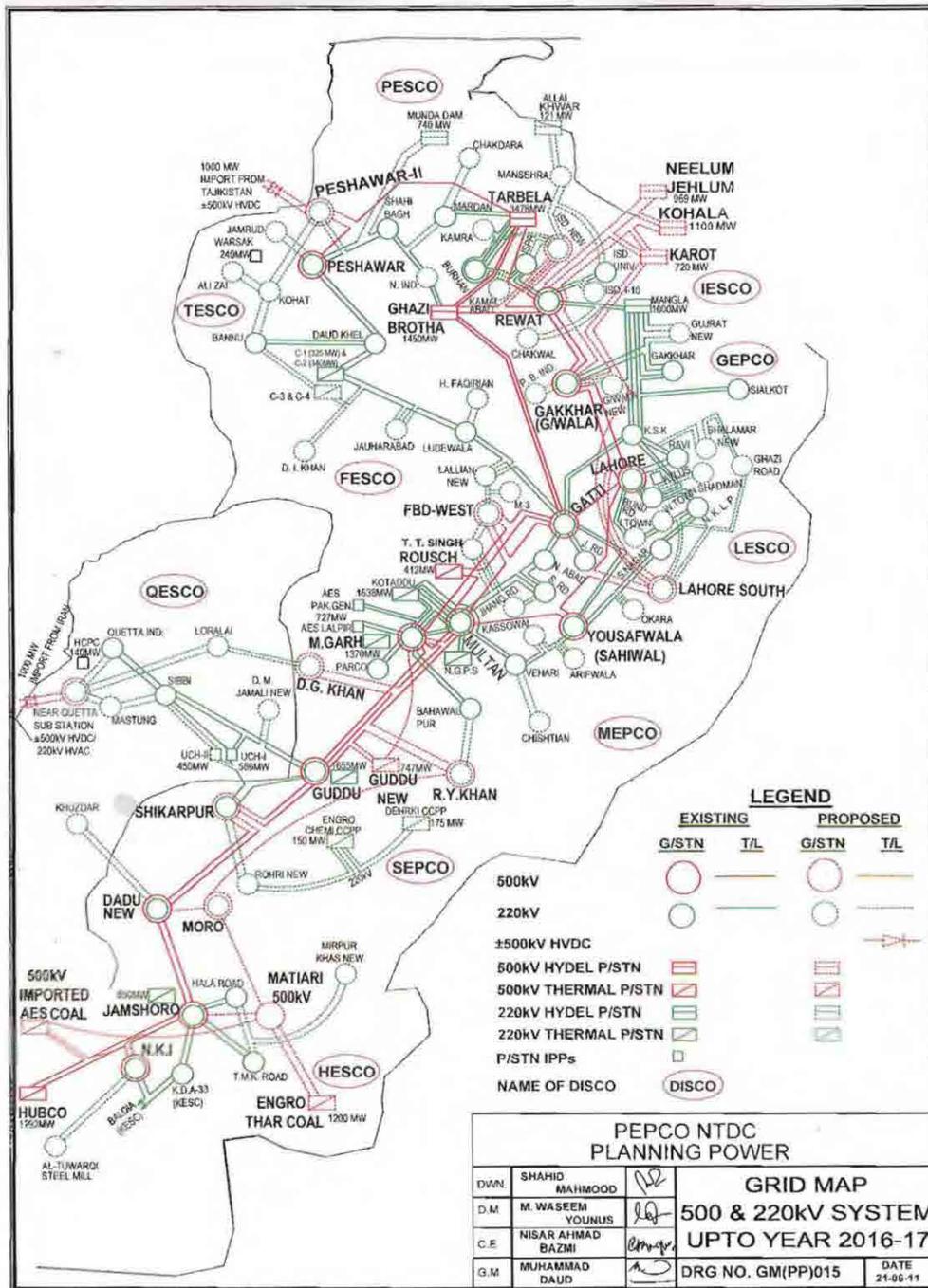
2.3 送電線の現状及び送電線開発計画

2.3.1 送変電システムの概要

「パ」国の送配電システムの電圧は、500kV、220kV、132kV および 66kV で運用されている。このうち500kVと220kVはNTDCの管理下にあり、それ以下はDISCOの管理下にある。

同国は地理的に南北に長い国であり、基幹幹線である500kVの送電網も同様に縦長の形状である。500kV送電線は、北部ペシャワール(Peshawar)から中部パンジャブ(Punjab)州、シンド(Sindh)州經由南部HUBCO(カラチ(Karachi)近郊)間に引かれており、その送電距離は5,077kmと非常に長い。

また、大電力消費地の北部(イスラマバード(Islamabad)、ラホール(Lahore)等)と南部(カラチ:Karachi)間は、2ルートの送電線で接続されている。



出所: National Transmission & Despatch Company (NTDC) Limited

図表 2.3-1 NTDC の送電系統図

2.3.2 送変電設備 5カ年拡張計画の概要

「パ」国では、現在5カ年計画として電力不足解消のため、図表2.3-2に示す投資計画が進行している。

図表 2.3-2 2016-17年までの発電所投資計画

Power Plants	Type	Installed Capacity, MW	Commissioning Year
Guddu New	CC	747	2013-14
Haveli Bahadur Shah	CC	3000	2015-16
Sahiwal	CC	1450	2015-16
Neelum-Jhelum	Hydro	969	2015-16
Thar/Imported Coal	Coal	3000	2016-17
CHASHNUPP-III & IV	Nuclear	680	2016-18
Import from Iran and CASA	Import	2000	2016-17
Wind Power (Gharo/Jhampir)	Wind	1400	2012-17

出所：NTDC, National Power System Expansion Plan Main Report 2011-2030

2011年現在の500kV、220kV送電設備、変電設備の設備量と中長期拡張計画による設備量の増加を図表2.3-3に示す。

220kV送電線は、電力需要の多い中部パンジャブ州に集中し、南部の火力発電地区、西部の国境地帯に一部延伸している。

図表 2.3-3 既存及び計画中の送変電所の状況

I Existing Transmission Data

Sr.No.	Province	Length of T/L (Circuits km)			Capacity of Sub station(kV A)			
		500kV	220kV	Total	No.	500kV	No.	230kV
1	Punjab	3,660	5,054	8,714	7	10,050	18	12,014
2	Sind	1,216	855	2,071	4	3,900	4	1,920
3	K.P.K	175	750	925	1	900	3	1,760
4	Baluchistan	27	768	795	0	0	2	800
	Total①	5,078	7,427	12,505	12	14,850	27	16,494

II Existing & Future Transmission Data

	Length of T/L (Circuits km)			Capacity of Sub station(kV A)			
	500kV	220kV	Total	No.	500kV	No.	230kV
Ongoing Projects (Total)②	1,150	1,258	2,408	14	6,900	40	8,870
Project Ready for Implementation (Total)③	1,090	246	1,336	0	0	8	2,500
All Total (①+②+③)	7,318	8,931	16,249	26	21,750	75	27,864

注1：Total①はPEPCO NTDC Electricity Marketing Data (Updated UP to 30th June 2011)

注2：Total②はNTDC Monthly Progress Report on NTDC Development Projects for March

出所：NTDC Monthly Progress Report on NTDC Development Projects for March 2013より作成

発電量の増強計画に合わせ、送変電設備の増強が 2011 年から 10 ヶ年計画で計画されている。132kV 以下の配電網を管理する DISCO の電力需要予測も考慮し、さらに 2030 年までの長期予測を踏まえた観点からも計画されている。

NTDC が 2011 年に作成した計画は、第一期(2012-14 年)、第二期-I (2014-2016)および第二期-II (2014-2016)からなる。

(1) 第一期

現在進行中のプロジェクト (図表 2.3-4) は、2013 年 8 月時点では、28 件のプロジェクト中、完了 3 件、2013 年内完成予定 16 件、2014 年内完成 9 件の状況となっている。

(2) 第二期-I

実行準備中のプロジェクト (図表 2.3-5)の完成予定は、2015 年-16 年である。

(3) 第二期-II

国際連系プロジェクト(図表 2.3-6)に示すとおり、イランからの送電線および変電所は、2014 年完成予定である。DC 変換機器は 2015-16 年に完成予定である。

図表 2.3-4 NTDC の現在継続中のプロジェクト

Sr.No.	Name of the Project	T/L length (km)		Sub station		Expected Commissioning
		500 kV	220 kV	500 kV	220 kV	
1	Extension at 500kV Seikh Muhammadi			1x450MVA T/F	1x160MVA T/F	Commissioned in June 2012
2	Extension at 500kV Dadu			1x450MVA T/F	1x160MVA T/F	Commissioned in June/December 2012
3	In/out of 220kV Ghazi Barotha-Shahi Bagh at Mardan		30			Commissioned in Dec. 2012
4	220kV GIS Bandala		10		2x160 MVA T/F	June,2013
5	220kV Rohri		175		2x250 MVA T/Fs	June,2013
6	220 kV Khuzdar & 220kv Dadu-khuzgar D/C T/L		274		2x160 MVA T/Fs	Sept..2013
7	220kV Kassowal		90		2x160 MVA T/Fs	Dec.2013
8	220kV GIS Shalamar		15		2x160 MVA T/Fs	Sept..2013
9	220 kV Okara		10		3x250 MVA T/Fs	June,2013
10	220kV T. T Singh		2		3x250 MVA T/Fs	June,2013
11	220kV Loralai		200		2x250 MVA T/Fs	June,2013
12	500kV Rahim Yar Khan		60	2x,600MVA T/Fs	2x250MVA T/Fs	Dec.2013
13	Ext. at 500kV Ghazi Barotha			1x600MVA T/F		Dec.2013
14	220 kV Gujrat		4		3x250 MVA T/Fs	2013-14
15	220 kV Ghazi Road, Lahore		85		3x160 MVA T/Fs	2013-14
16	220kV Chishtian		65		2x250MVA T/Fs	Dec.2013
17	500kV D.G Khan	40		2x600MVA T/Fs	2x250MVA T/Fs	Dec.2013
18	Augmentation of existinig Grid Stations			1x750MVA T/Fs	18x250MVA T/Fs	Dec.2013
19	SVC at NKLP			1x450MVA SVC		Dec.2013
20	200kV Dera Murad Jamail		5		1x160MVA T/F 1x100MVA T/F	June,2014
21	500kV Lahore (South)	130	95	2x750MVA T/Fs		June,2014
22	SVC at Quetta			1x450MVA SVC		Dec.2014
23	500kV Shikarpur	84	50	2x600MVA T/Fs		June,2014
24	Power Dispersal from 747MW CCPP Guddu	576				Dec.2014
25	Power Dispersal from Uch-II		126.5			Dec.2014
26	Power Dispersal from Neelum Jhelum HPP	280				2015-16
27	Power Dispersal from Duber Khwar House		33			June,2013
28	Dispersal of power from 2x50MW Wind Power Plant at Mirpur Sakro		Only 132kV T/L(77km)			Dec.2013

注1: D. G. Khan: Dera Ghazi Khan, NKLP: New Kot Lakhpat

注2: T/Fs: Transmission Feeder (給電線) SVC:Static Var Compensator (静止型無効電力補償装置)

出所: Monthly Progress Report on NTDC Development Projects for March, 2013

実行準備中のプロジェクト(図表 2.3-5)は、500kV 主体にその関連の 220kV の送電線および変電所の増強が予定されている。

図表 2.3-5 2013 年 9 月段階で実行準備中のプロジェクト

Sr.No.	Name of the Project	Transmission Line in (km)		Sub station		Expected Commissioning
		500kV	220kV	500kV	220kV	
1	3rd Circuit from Jamshoro to Rahim Yahim Yar Khan	590		SW Station at Moro Extension at Jamshoro, Dadu & RYK Grid Stations		2015-16
2	Power Dispersal from Chashma Nuclear (C3&C4)		127			2015-16
3	Power Dispersal from 1200MW Thar Coal Based Power Plant	250		SW Station at Matiar		2015-16
4	220kV Nowshera		10		3 x 250MVA T/Fs	2015-16
5	220 kV Lalian New		8		3 x 250MVA T/Fs	2015-16
6	220kV Mansehra		1		2 x 250MVA T/Fs	2015-16
7	220/132 kV D.I Khan		100		2 x 250MVA T/Fs	2015-16

注 : SW:Switching Station(開閉所)

出所 : Monthly Progress Report on NTDC Development Projects for March, 2013

さらに、図表 2.3-6 にみられるように、「国際連系プロジェクト：Cross Border Interconnection Projects」が計画されている。この中では、イラン、タジキスタンおよびインドから直流送電による電力調達を検討されている。

図表 2.3-6 国際連系プロジェクト

Sr.No.	Name of the Project	Transmission Line in (km)		Sub station		Expected Commissioning
		500 kV	220 kV	500 kV	220 kV	
1	Import of 100MW Power from Iran		Pak Iran Boader-Gwadar D/C(100km)		GIS at Gwadar with 2x160MVA T/Fs	Aug. 2014
2	Import of 1000 MW according to CASA Program	HVDC Bipolar Transmission Line from Pak-Iran Border to Quetta(585km)		Convertor Station at Quetta		2015-16
3	Import of 1000MW Power Tajikistan	HVDC Bipolar Transmission Line from Pak-Afghan Border to Peshawar(71km)		Convertor Station at Peshawar		2015-16
4	Impor of 200-500 MW Power from India	Differer options for innterconnection are under study				

注：HVDC: high-voltage, direct current(高圧直流送電)、DC: Direct Current(直流)、

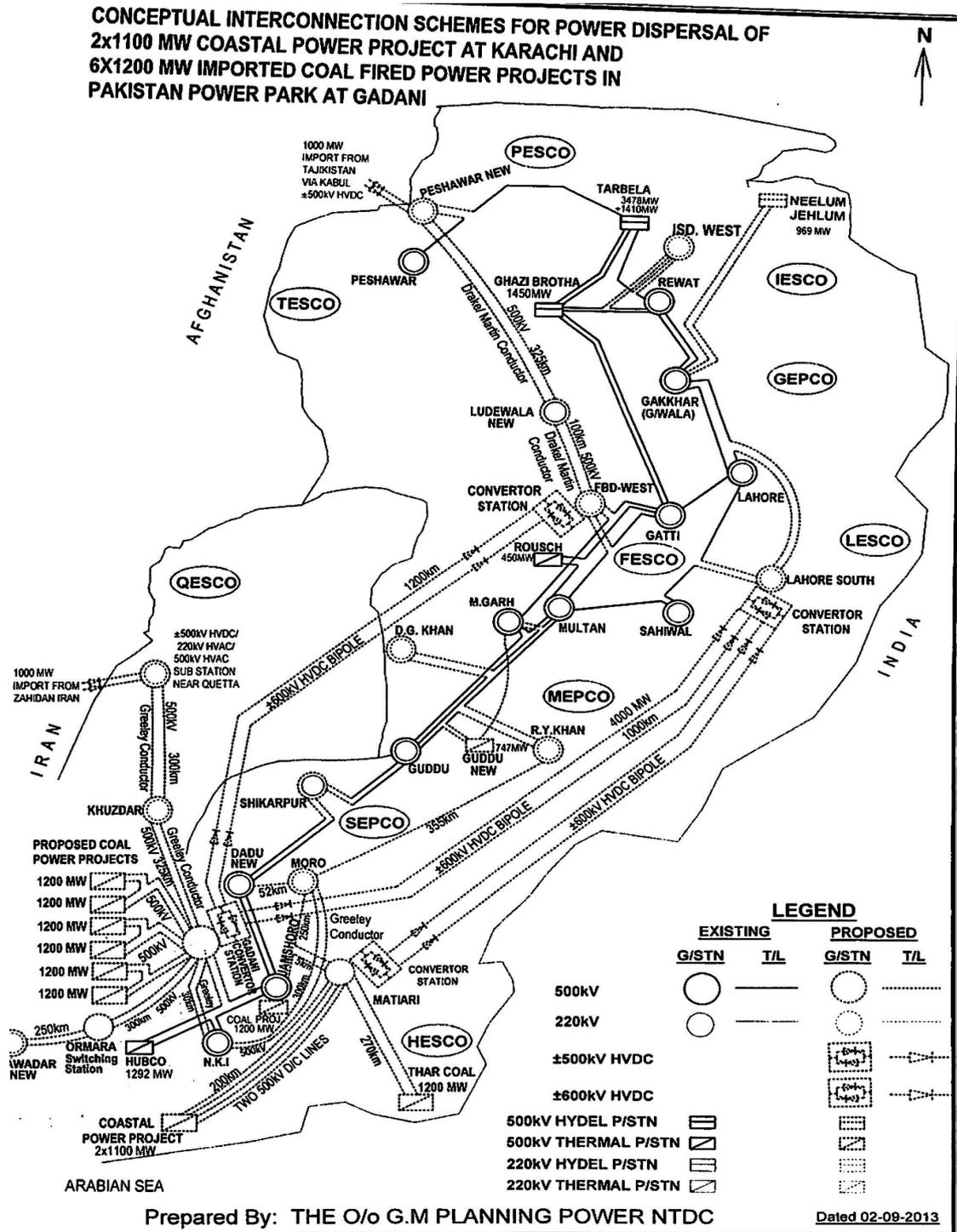
GIS: Gas-insulated switchgear(ガス絶縁開閉装置)、MVA: Million Volt-Amperes 百万ボルトアンペア(メガボルトアンペア)

出所：Monthly Progress Report on NTDC Development Projects for March, 2013

またこの中で、イランおよびタジキスタンの国境に AC-DC-AC（直流変換所）を設置し、各々1,000MWの直流送電による輸入を計画している。

国をまたがる電力の受け渡しは、直流送電を介して実施され、短絡電流の増大を引き起こさずに大量の電力を送電することができるため、自国の系統が不安定な状態に陥っても他国にはその影響を与えないというメリットがある。

さらに上記以外に、カラチに2,200MW、ガダニ(GADANI)に7,200MWの石炭火力発電所を新設する計画がある。その発電量の合計9,400MWは、主として北部地区の電力不足を補うものであるが、現在のAC500kV送電線では容量不足となるため、±600kV直流送電(HVDC)による送電が検討されている。



出所: National Transmission & Despatch Company (NTDC) Limited

図表 2.3-7 ガダニプロジェクトを入れた送電計画

AC500kV 送電線による脆弱性を補うためには、同様の AC500kV 送電線を増設する複々線化も一つの方法ではあるが、2013 年現在、複々線化の計画はない。

2.3.3 送変電システムの技術的課題

現在、年率 7~8%となっている電力需要の伸びに対応するためや停電率を減少するための送変電システムの技術的課題として、以下があげられる。

- ・南北を結ぶ基幹送電線の脆弱性
- ・単線区間が多く、設備事故時に大規模停電のリスクが大きい
- ・設備の整備不足と老朽化が進んでいる

(1) 脆弱な基幹系統

事故時や自然災害時等に備えるためや、設備保守時の計画的な停電を可能にするため基幹系を 2 回線以上の複数回線で構築している国が多い中、「パ」国は 500kV、220kV 幹線とも、その多くは 1 回線又は 2 回線である。複々線化の計画はないが、±600kV 直流送電 (HVDC) により、基幹系統の強化が計画されている。

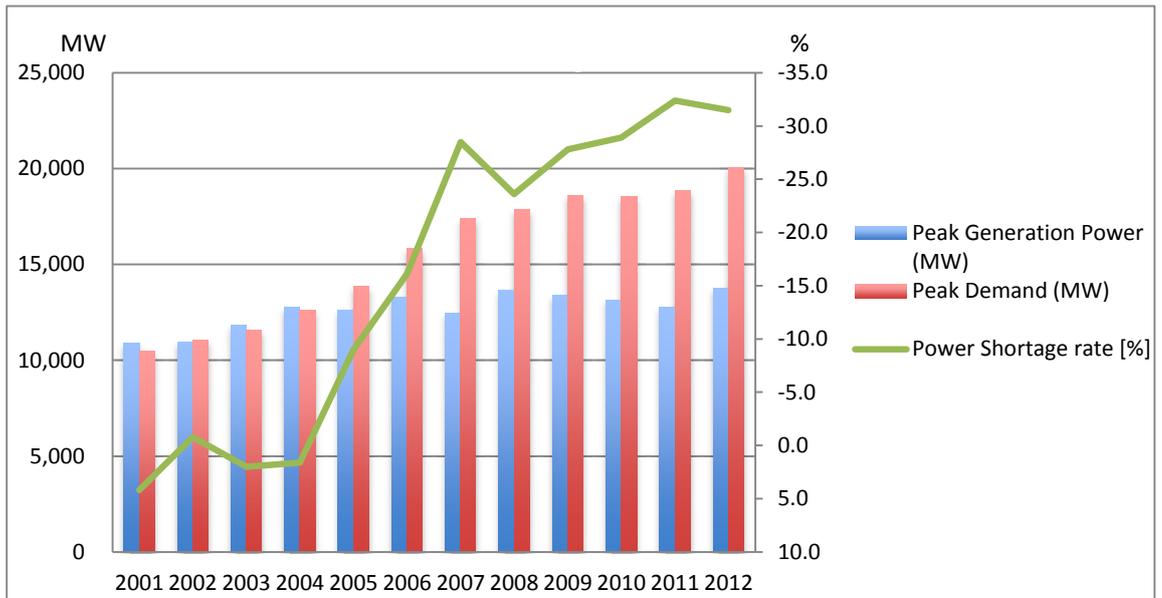
(2) 系統安定技術の向上

度々繰り返される停電事故に関し、その事故の再現および対策を検討する電力系統解析のため、電力シュミレータ等の導入が検討されている。系統解析により事故発生時の過渡安定度解析、電圧安定解析等を行い、その事故原因の究明と対策が打て、その立てた対策を他の電気事業者に展開(水平展開)することにより、系統事故の減少につながる事が期待される。さらに電力シュミレータは、将来の系統増設に伴う安定度の事前検討にも有効であり、最適な系統設計が可能となる。

2.4 電力需給状況

2.4.1 電力需給状況

現在の需要と供給の観点からみると図表 2.4-1 にみるように 需要の伸びはこの 10 年で平均 7%/年である。設備容量は、計画的な増設計画により伸びを示しているにもかかわらず、供給可能電力はここ数年横ばいで、需要を下回っている。このことから、4,000-4,500MW の供給不足が生じており、停電が頻繁に起こる原因の 1 つとなっている。

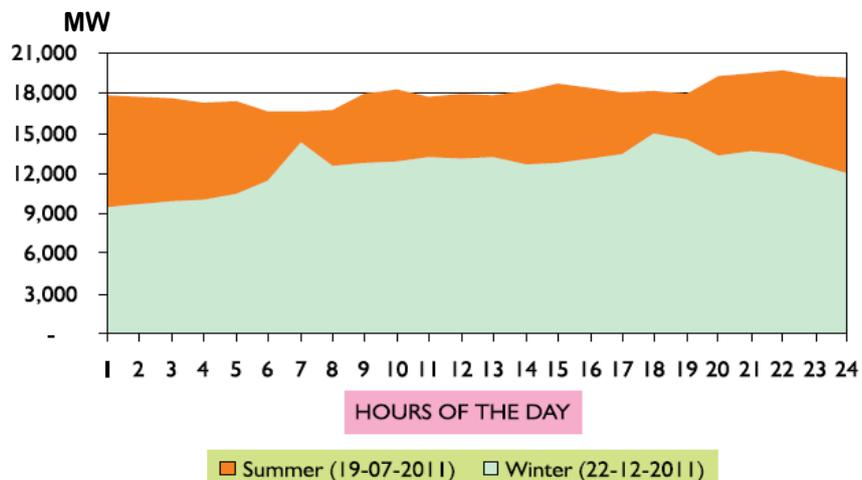


出所: Presentation Documents for Participants of 10th SMC of National Institute of Management, Karachi
2012年のデータのみ NEPRA State of Industry report 2012 より作成

図表 2.4-1 電力需要と設置設備容量との推移

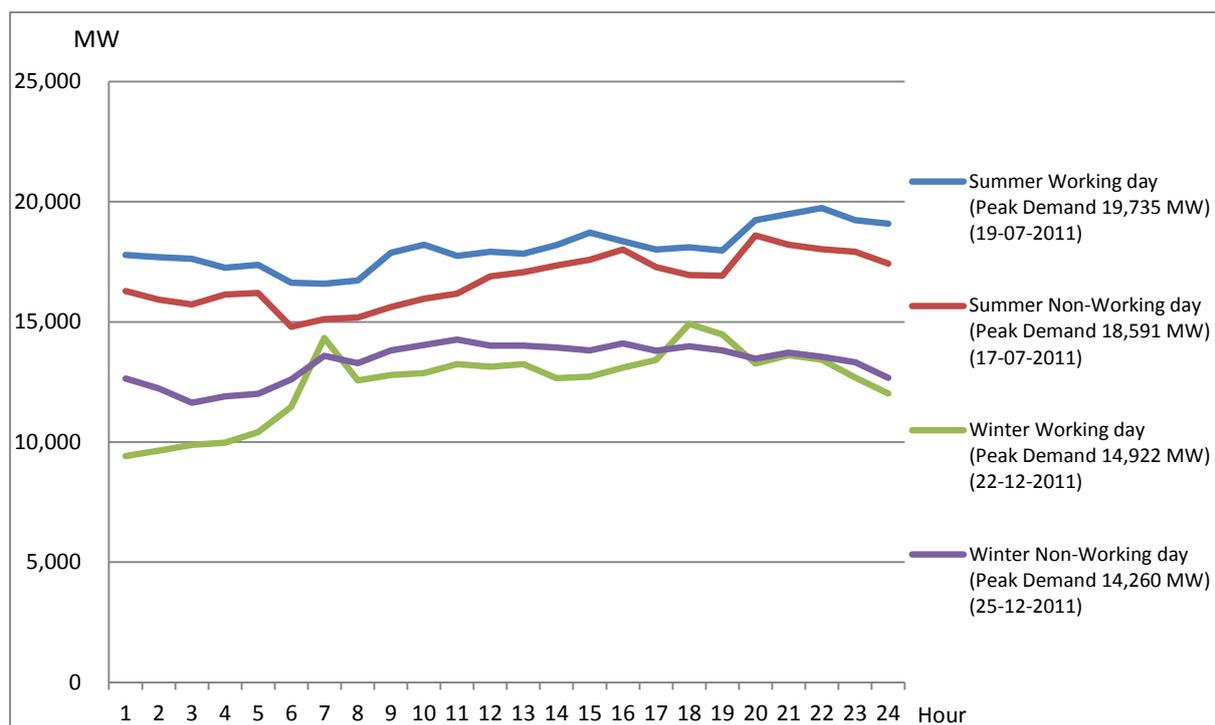
2.4.2 負荷曲線

一日の電力使用量を示すグラフを図表 2.4-2 に示す。季節により若干差はあるがピークは夏季の夜 21-23 時となる。



原出所: National Power Control Center NTDC
出所: NEPRA State of Industry Report 2012

図表 2.4-2 日負荷曲線—1



出所：NEPR State of Industry Report 2012

図表 2.4-3 日負荷曲線—2

尚、「パ」国では夜間 17:00～23:00 にピーク時間料金が設定されている。

図表 2.4.4 LESCO のピーク時間料金設定

LESCO PEAK / OFF PEAK TIMINGS

Season	Peak Timing	Off-Peak Timing
Dec to Feb	5 PM to 9 PM	Remaining 20 hours
Mar to May	6 PM to 10 PM	-do-
Jun to Aug	7 PM to 11 PM	-do-
Sep to Nov	6 PM to 10 PM	-do-

出所：<http://www.lesco.gov.pk/CustomerServices/3000063.asp>

2.4.3 地域別需給

全体的に最大電力需要が供給可能量を上回っている。

特に繊維作業等が集積するパンジャブ (Punjab) (LESCO 供給エリア) において、電力不足が深刻である。



注1: Pakistan Energy Yearbook 2012 P. 87, P88 の Installed Generation Capacity (MW) に Load Factor (%) を掛けたものが実際の発電量。発電所の位置よりその管轄の配電会社に割り当てて算出

注2: Load Factor does not contain a number about KESC.

Maximum demand は NEPRA State of Industry Report 2012 P. 112 データは全て 2011-2012 年のものを使用

注3: 各州の配電会社は SINDH 州 (HESCO, SEPCO, KESC)、PUNJAB 州 (IESCO, LESCO, FESCO, MEPCO, GEPKO), BALOCHISTAN 州 (QESCO), KPK (元 NWFP) 州 (PESCO)

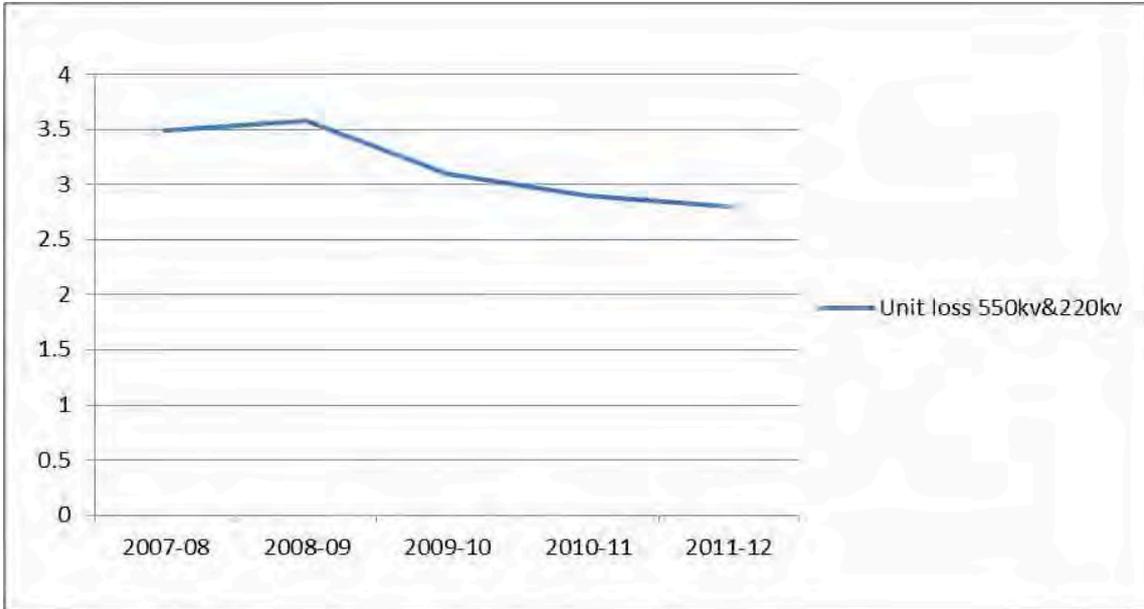
出所: Pakistan Energy Yearbook 2012

NEPRA State of Industry Report 2012

図表 2.4-5 DISCO における需給ギャップ

2.4.4 送配電ロス/停電

NTDC の送電ロスは 3%以下(2011-2012)であり、年々低下している。容量に対して、送電量が少ないことが原因と考えられる。

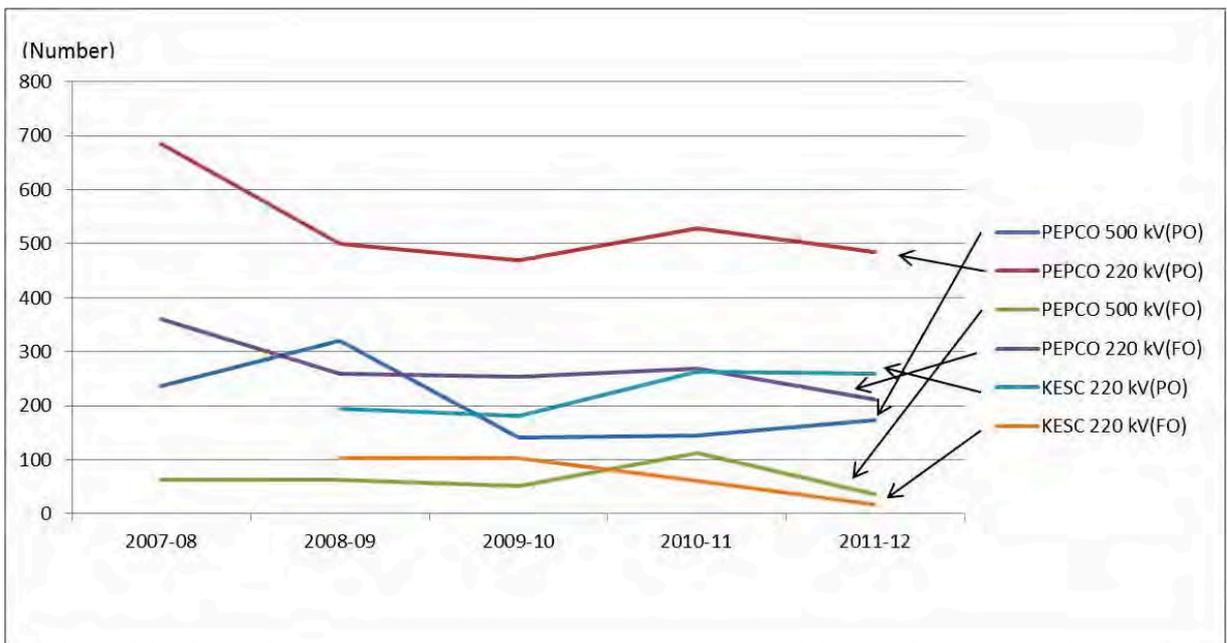


注：500kV 及び 220kV

出所：Nepra State of Industry Report 2012

図表 2.4-6 NTDC システムにおける送電ロス

計画停電は、PEPCO の 220kV において特に大きくなっている。

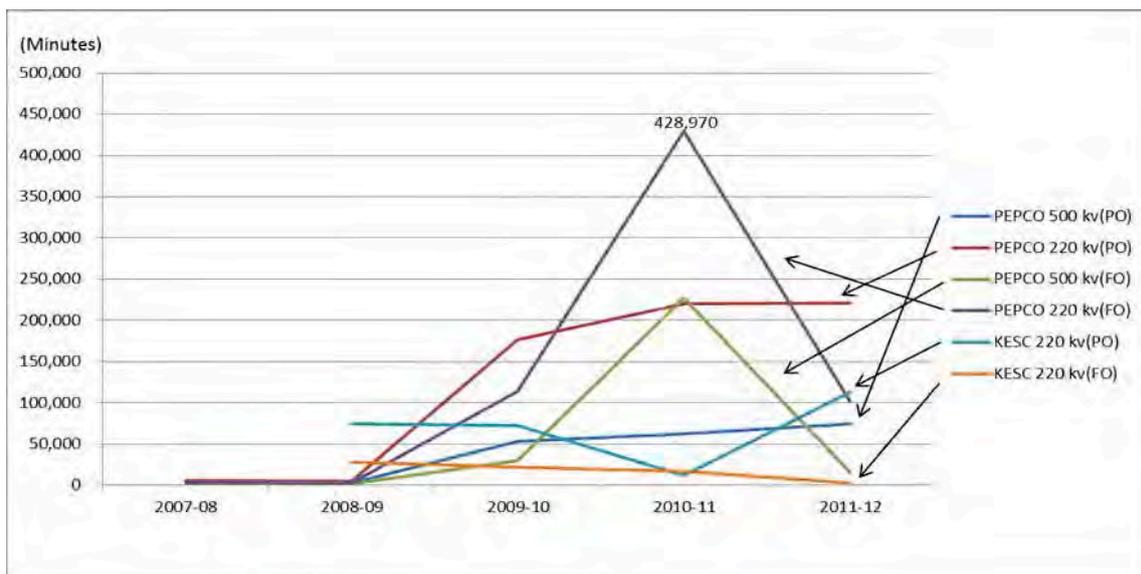


注：PO: Planned Outages: 計画停電

FO: Forced Outages : 強制停電

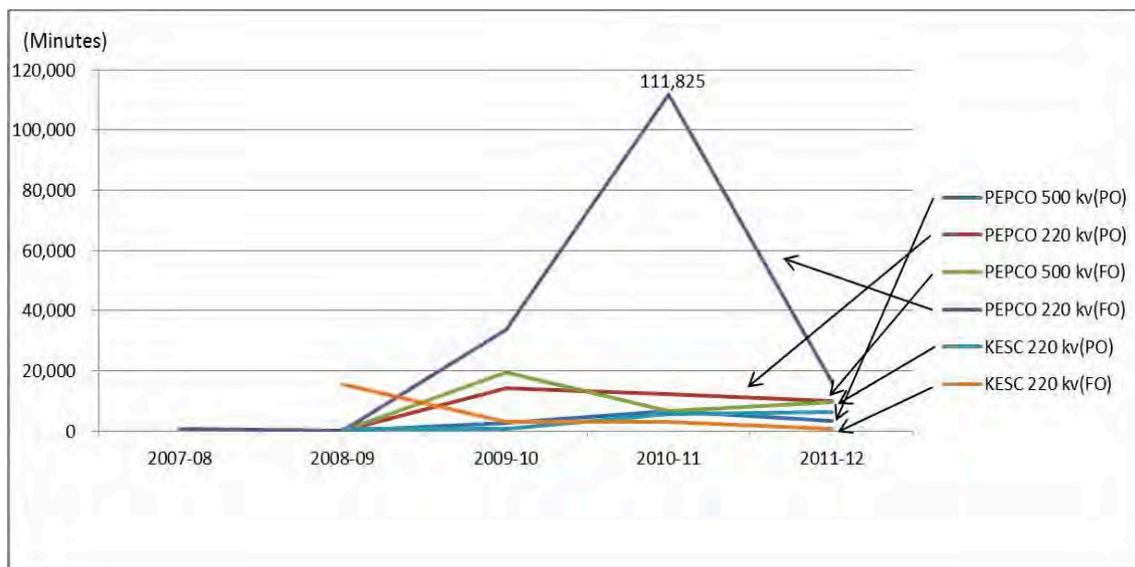
出所：Nepra State of Industry Report 2012

図表 2.4-7 PEPCO Systems 及び KESC Systems における停電回数



注：PO: Planned Outages: 計画停電
 FO: Forced Outages : 強制停電
 出所：Nepra State of Industry Report 2012

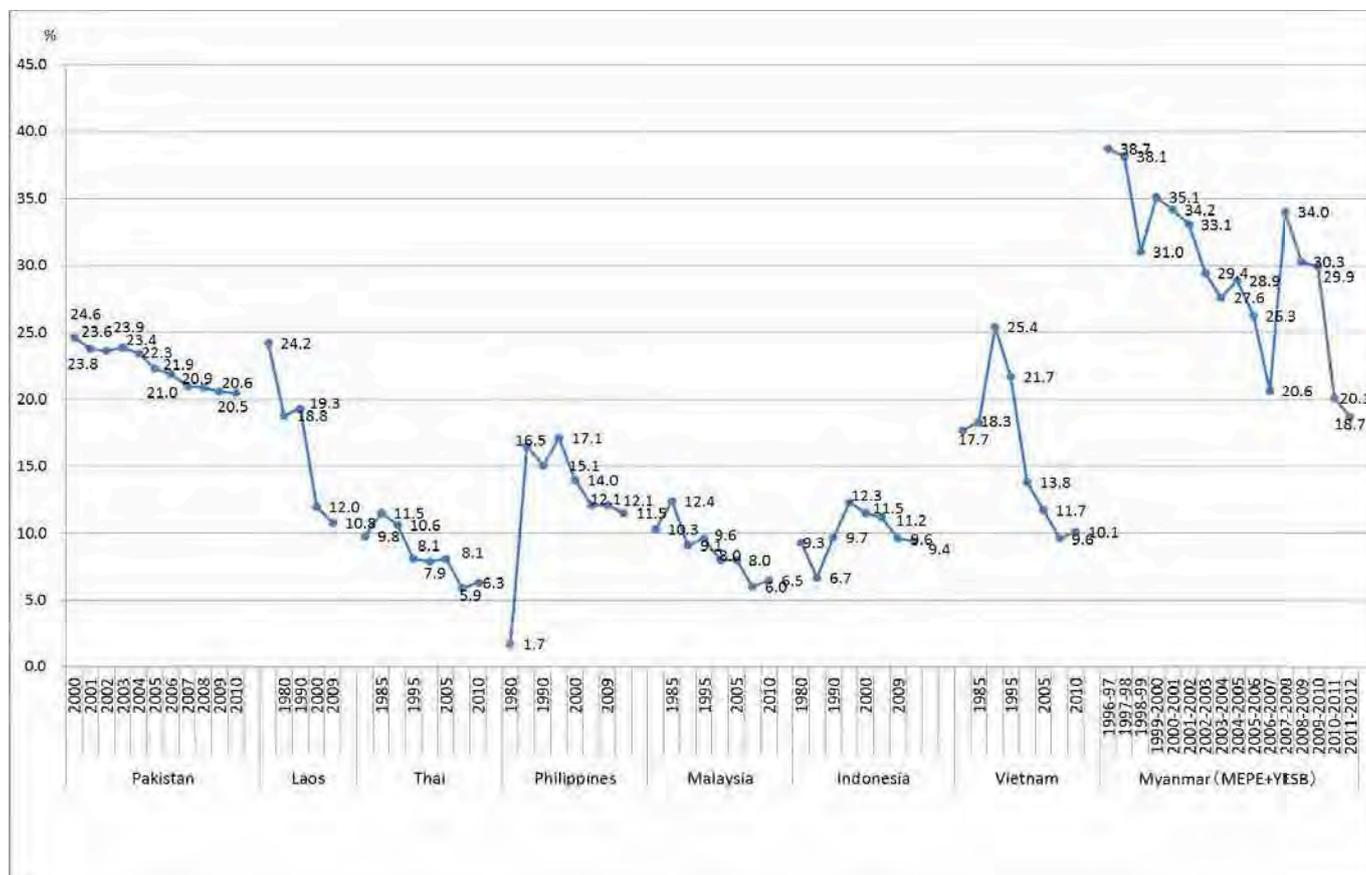
図表 2.4-8 PEPCO Systems 及び KESC Systems における停電時間



注：PO: Planned Outages: 計画停電
 FO: Forced Outages : 強制停電
 出所：Nepra State of Industry Report 2012

図表 2.4-9 PEPCO Systems 及び KESC Systems における 1 回の停電
 における最大時間

送配電ロスは毎年低下している。他のアジア諸国（ミャンマー除く）と比べても、まだ高水準にある。



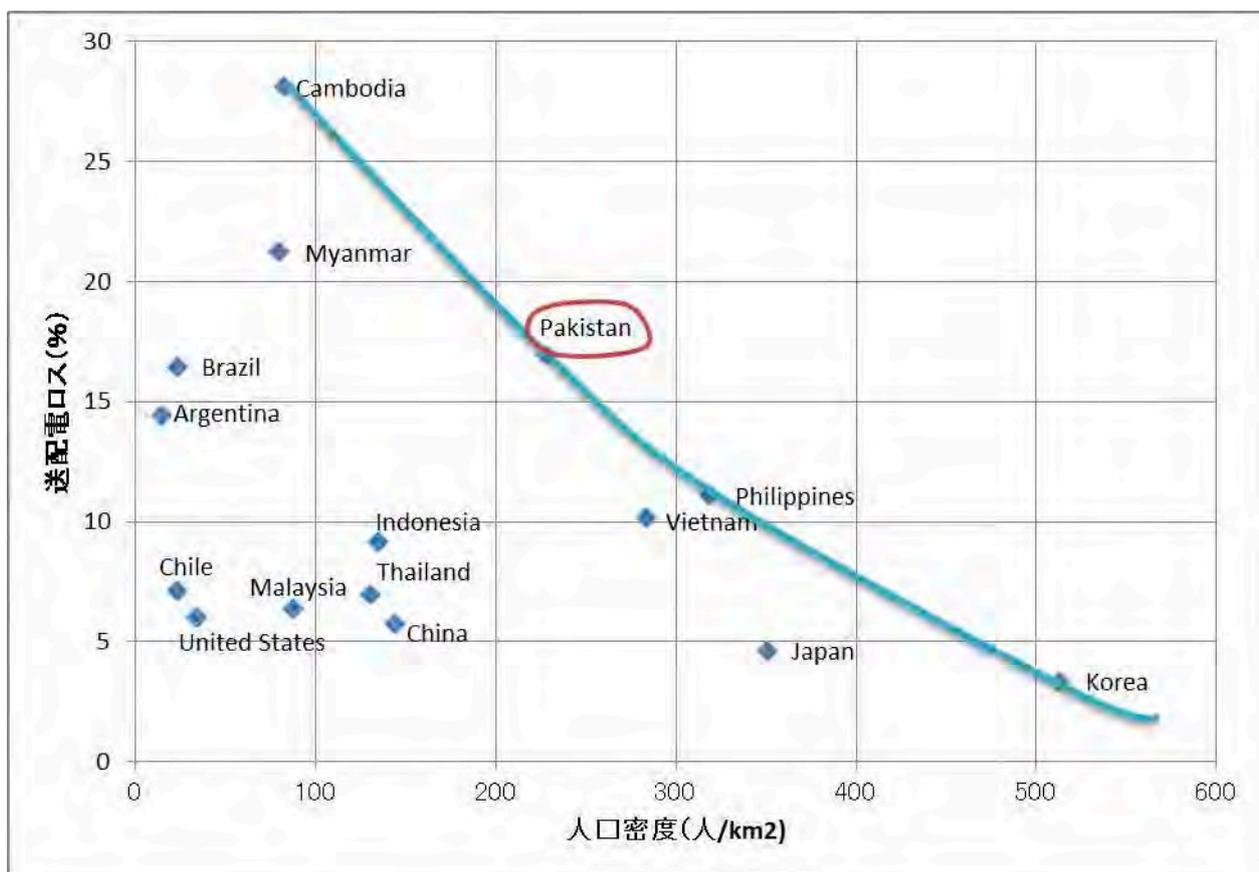
注1: Thai (EGAT), Philippines (Meralco), Malaysia (TNB), Indonesia (PLN) および Vietnam (EVN)

注2: For Laos: Distribution loss only

出所: WDI (Thai, Philippines, Malaysia, Indonesia, Vietnam), EDL (EDL), MEPE, ESE, YESB statistics (Myanmar)

図表 2.4-10 パキスタンと周辺国の送配電ロス

図表 2.4-11 に示すとおり、人口密度が希薄なほど送配電ロスが高くなる傾向にある。一般に、消費と供給地が地理的に隣接している国土の狭い国では、送配電ロスが小さい。他方、それらが地理的に離れている国土の広い国では、経済成長が送配電ロスを増やすことにつながる。アジア・環太平洋発展途上国の大半はその人口密度比からみても、配電ロス率が高い水準にある。



出所: 'World Development Indicators' -World DataBank, <http://databank.worldbank.org/>

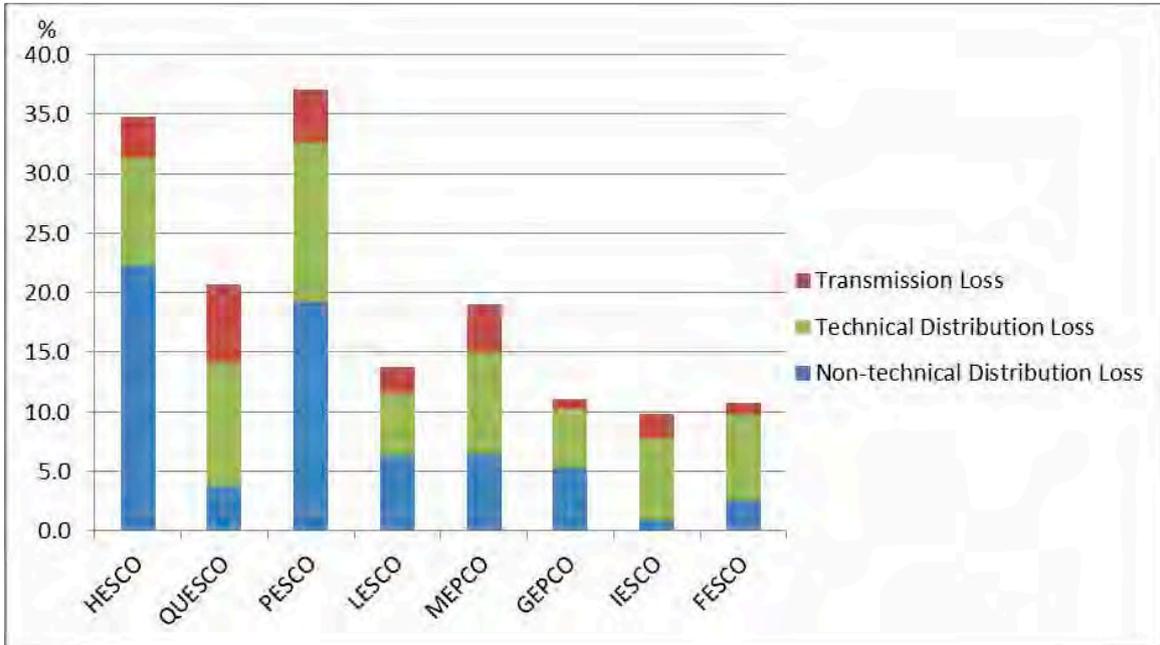
図表 2.4-11 人口密度と送配電ロス (2011)

パキスタンは、配電会社 10 社からなり、132kV 受電から需要家までが配電会社の業務範囲になる。送配電システムによる損失は、それぞれ 132kV および 11kV の配電網に生じている。配電ロス(ノンテクニカルロスおよびテクニカルロスの合計)は最も低い IESCO の 7.8% から最も高い PESCO の 32.6% である。8 社 (HESCO、QUESCO、PESCO、LESCO、MEPCO、GEPCO、IESCO、FESCO) の平均は 16.5% である。多くは、ノンテクニカルロスといわれるもので、盗電、漏電等によるものと推定されるが、まだ抜本的対策には至っていないのが現状である。

この中でも、ここ 3 年唯一送配電ロスが 9% 台を維持している IESCO は、計測上の問題解決(メータの不正改良防止)、盗電対策(摘発、厳しい対応)等に積極的に取り組んでいる。

このためノンテクニカルロスが特に低い。

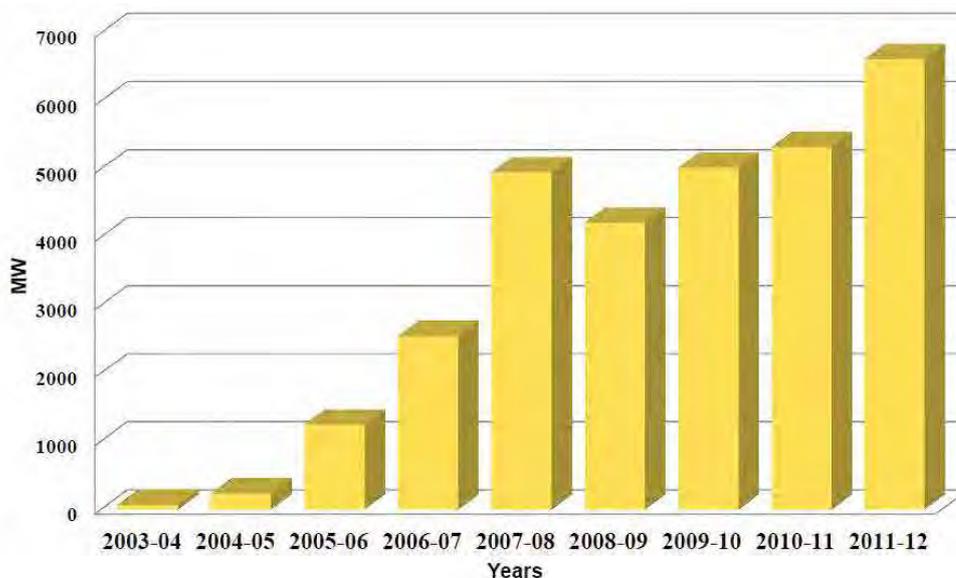
パンジャブ (Punjab) 州にある IESCO 及び LESCO の送配電損失は 9.8% および 13.8% であるが、シンド (Sindh) 州にある HESCO では 34.8%、KPK (Khyber-Pakhtunkhwa) 州にある PESCO では 37.1% である。給電線の距離が長いため、高い損失を招いている (図表 2.4-12)。



原出所: Ministry of Water and Power, USAID
 出所: State Bank of Pakistan Annual Report 2010-2011

図表 2.4-12 配電会社別の送配電ロス

2007-2008 年以降、Load Shedding (MW) が急増している。(図表 2.4-13)



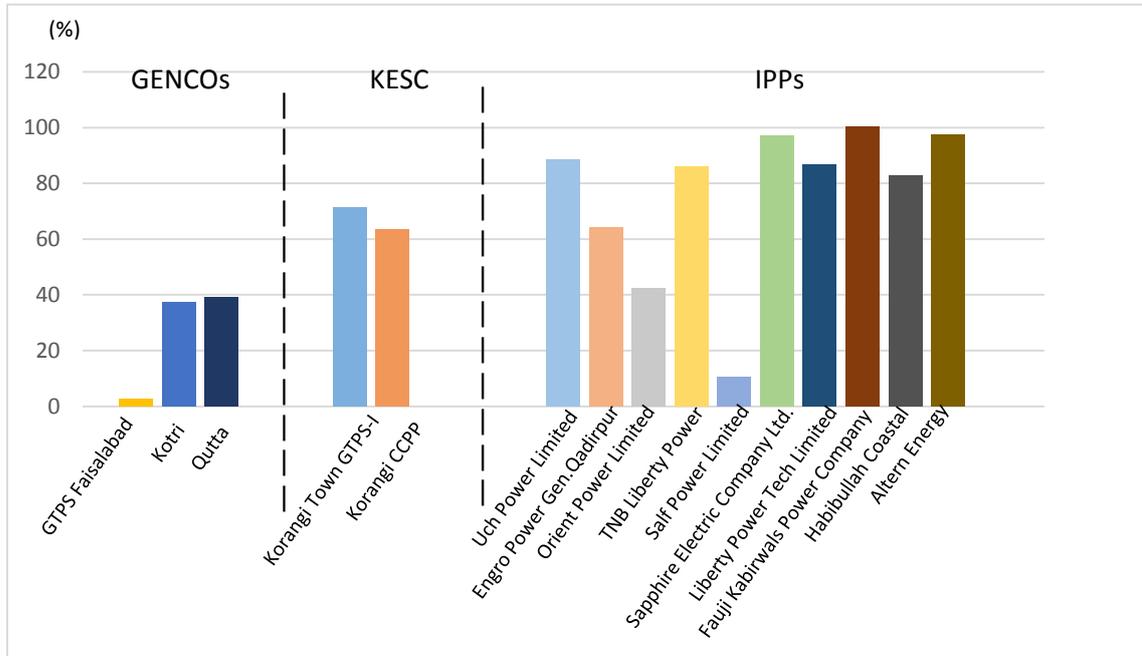
出所: ENERGY SECTOR CRISIS ISSUES & REFORMS WAY FORWARD SHAHID SATTAR Member (Energy) PLANNING COMMISSION May 23rd, 2013

図表 2.4-13 Load Shedding (MW) の推移

2.4.5 主要発電所の稼働率

GENCO、KESC、IPP の稼働率を比較すると、Thermal GENCO の稼働率が低くなっている。このことも同国の電力供給の大きな支障になっている(図表 2.4-14~16)。

GENCO はいずれも、90 年代またはそれ以前に設立された。このため GENCO の稼働率が低いのは、資金不足で燃料(Fuel)が買えないこと、設備が古いことなどによると思われる。



注1: 2011-2012年のデータ: GTPS Faisalabad, Uch Power Limited, Engro Power Gen., Qadirpur, Orient Power Limited, TNB Liberty Power, Saif Power Limited, Sapphire Electric Power Company Ltd., Liberty Power Tech Limited, Fauji Kabirwala Power Company, Habibullah Coastal, Altern Energy

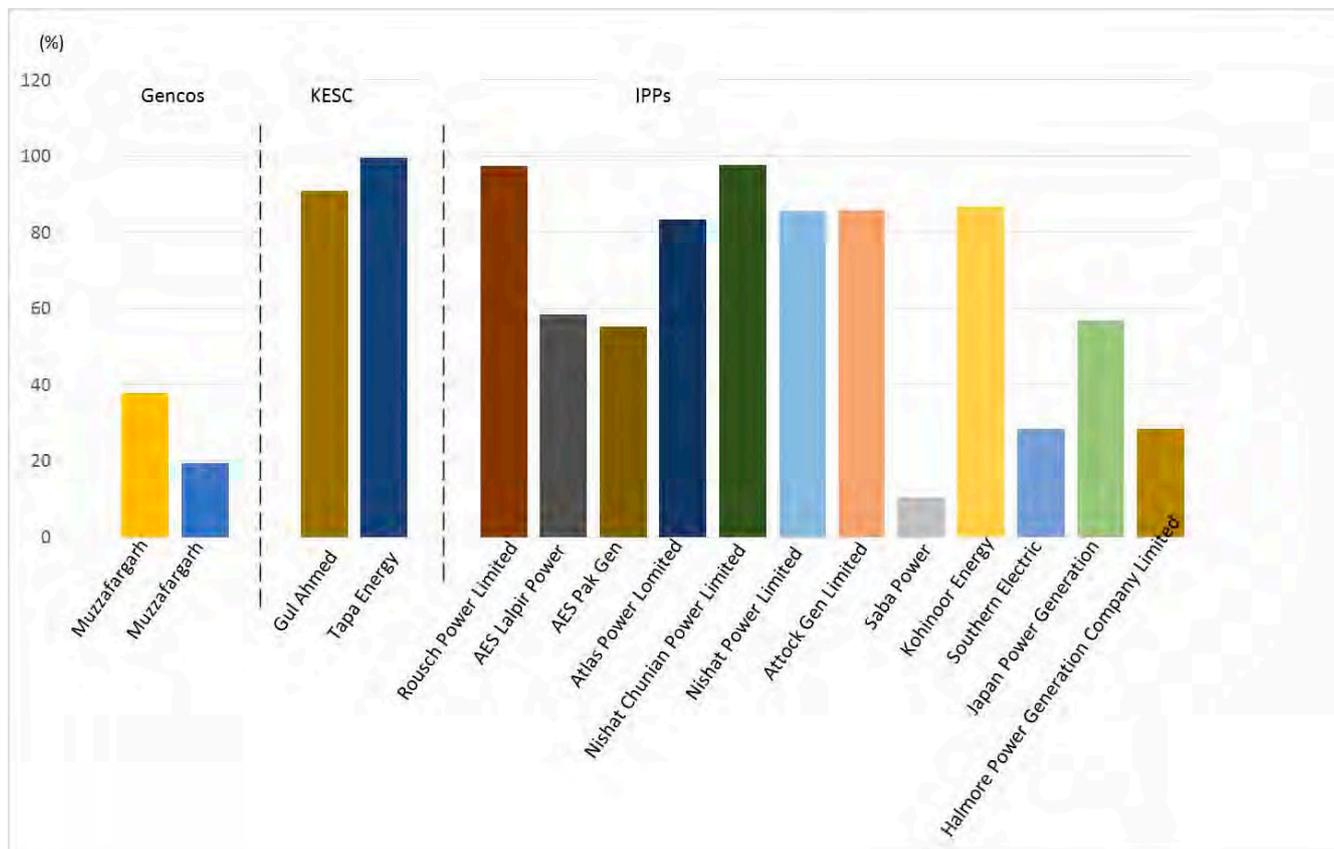
2010-2011年のデータ: Kotri, Quetta, Korangi Town GTPS-I, Korangi CCGP

注2: Utilization Factor (Annual) (%) = (Annual operation hour / 8760 時間) x 100

出所: Revised from Ministry of Water and Power, State Bank of Pakistan Annual Report 2010-2011. PPIB Success Story State of Industry report 2012

KESCのプラントにおける燃料種別は Pakistan power sector outlook: Appraisal of KESC in post privatization period Policy dialogue series SDPI

図表 2.4-14 電源別所有者別稼働率<Gas>



注1：2011-2012年のデータ：Muzaffargarh, Rousch Power Limited, AES Lalpir Power, AES Pak Gen, Atlas Power Limited, Nishat Chunian Power Limited,

Nishat Power Limited, Attock Gen Limited, Saba Power, Kohinoor Energy, Southern Electric, Japan Power Generation, Halmore Power Generation Company Limited

2010-2011年のデータ：Gul Ahmed, Tapa Energy

注2：Utilization Factor (Annual) (%) = (Annual operation hour / 8760 時間) x 100

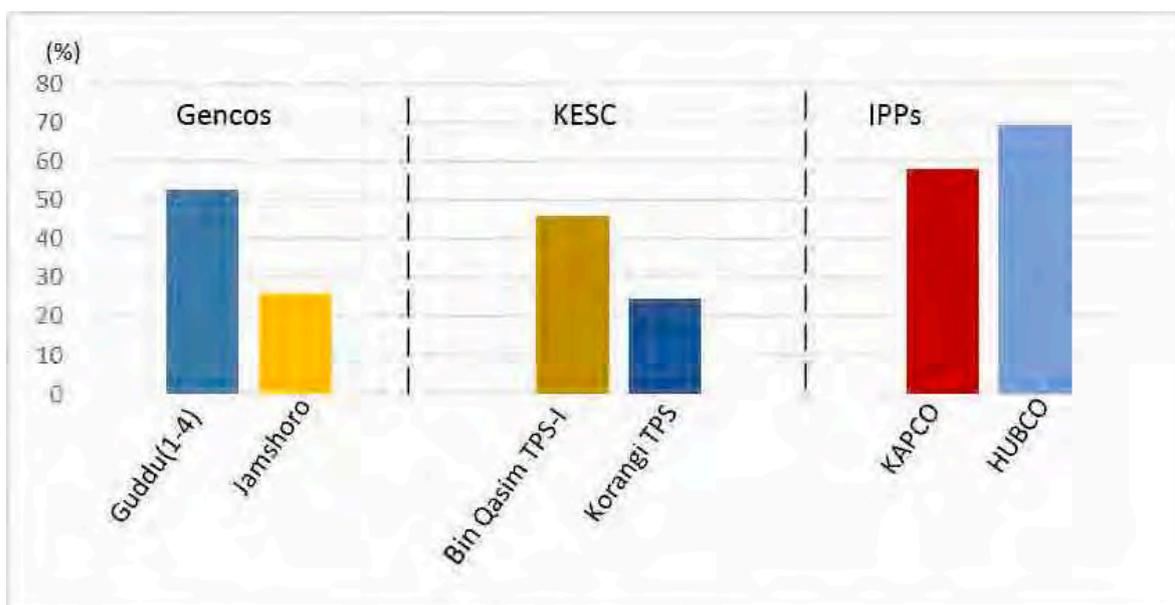
出所：Revised from Ministry of Water and Power, State Bank of Pakistan Annual Report 2010-2011.

PPIB Success Story State of Industry report 2012、

Nishat Power Limited は、<http://www.hubpower.com/about-hubco/>

KESCのプラントにおける燃料種別はPakistan power sector outlook: Appraisal of KESC in post privatization period Policy dialogue series SDPI

図表 2.4-15 電源別所有者別稼働率<RF0>



注1：2011-2012 Guddu(1-4), Jamshoro, KAPCO, HUBCO は 2011-2012 のデータ

2010-2011 Bin Qasim TPS-I, Korangi TPS は 2010-2011 のデータ

注2：Utilization Factor (Annual) (%)=(Annual operation hour/8760 時間) x100

出所：Revised from Ministry of Water and Power,

State Bank of Pakistan Annual Report 2010-2011.

PPIB Success Story State of Industry report 2012

KESC のプラントにおける燃料種別は Pakistan power sector outlook:Appraisal of KESC in post privatization period Policy dialogue series SDPI

図表 2.4-16 電源別所有者別稼働率<RF0/Gas>

2.4.6 電力供給コスト

GENCO は運用コストが高く (29-30Rs/kWh)、非効率な運用であるといわれている (IPP では 15-16Rs/kWh 以下である)。

図表 2.4-17 では、GENCOs の中で Guddu の供給コストが低い、これは IPP にはキャパシティ・コスト¹⁵も含まれているためである。

図表 2.4-17 主要プラントの平均発電コスト (UScent/KWh) * (2001~2009)

Year	Nuclear	GENCOs		IPPs				Hydroelectric	
	Chasnupp (C-1) 325(MW)	Guddu (5-13) 1015 (MW)(gas)	Muzaffar Garh 1350 (MW)(oil+gas)	HUBCO 1200 (MW)(Oil)	Kapco 1342 (oil+gas)	Habibullah Coastal 126 (MW)(gas)	Fauji kabrwalah 150 (MW)(gas)	Tarbel 3478 (MW)	Ghazi Brotha 1450 (MW)
2001	-	1.78	2.70	-	-	-	-	0.22	-
2002	1.75	1.90	2.72	6.12	4.17	3.34	3.76	0.25	-
2003	1.99	2.02	2.97	7.34	4.21	3.35	3.35	0.54	-
2004	2.25	1.78	2.35	9.79	3.93	3.38	3.90	0.52	1.57
2005	2.84	1.87	2.66	8.85	3.46	3.52	4.10	0.63	1.31
2006	3.00	2.20	3.91	7.13	4.27	3.93	4.40	0.50	1.31
2007	3.08	2.47	5.11	6.12	4.54	4.17	4.17	0.49	1.36
2008	2.99	2.46	8.00	8.65	6.73	3.88	4.24	0.48	1.44
2009	4.57	-	-	9.88	10.52	4.51	4.70	-	-
Weighted Average Generation Cost	2.78	2.08	3.78	7.98*	5.34*	3.76*	4.04*	0.46	1.39

注 1: Chasnupp=Chashma Nuclear Power Plant, GENCO=generating company,
HUBCO=Hub Power Company, IPP=independent power producer

注 2:*この発電コストには容量やエネルギーに対する料金ほか、追加料金が含まれているが、一般売上税 (GST: General Sales Tax) は含まれていない。

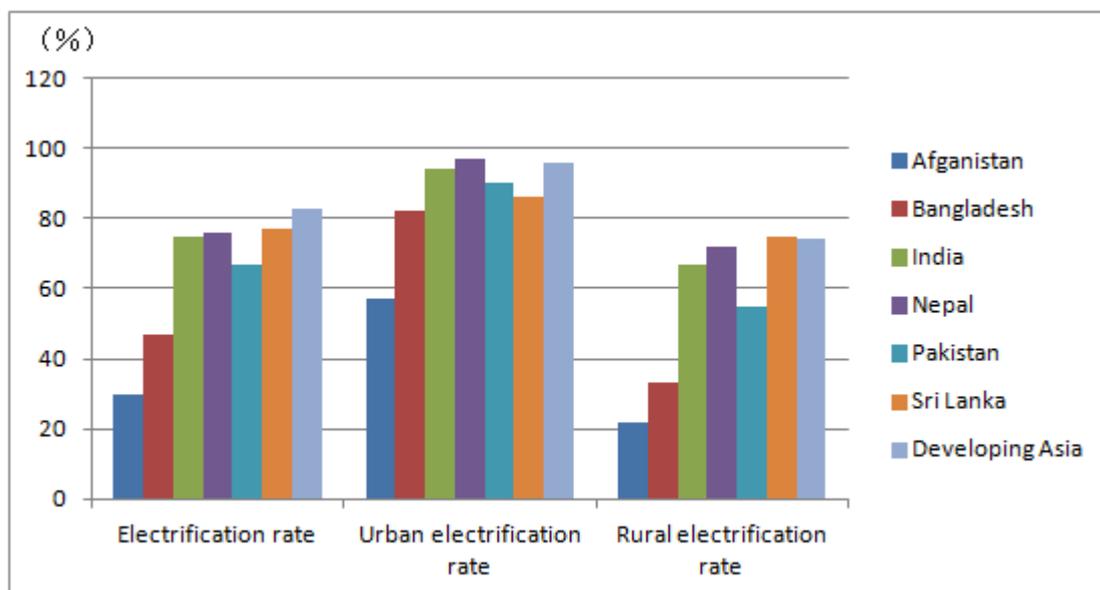
原出所 : PEPCO Electricity Marketing Data-33rd Issue; PEPCO Letter

出所 : Integrated Energy Sector Recovery Report & Plan October 2010

¹⁵ キャパシティ・コストは固定費であり、主に設備投資関連費用である。

2.4.7 地方電化

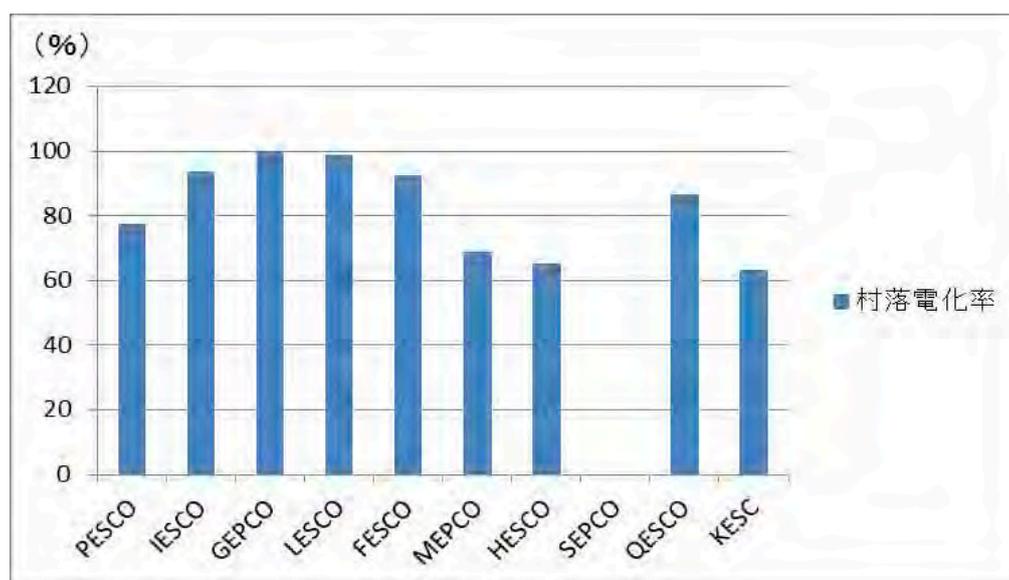
「パ」国における電化率は周辺南アジア国と比較するとアフガニスタン・バングラデシュよりは高いものの、スリランカ・ネパール・インドよりは低い(図表 2.4-18)。



出所: IEA, World Energy Outlook 2012

図表 2.4-18 南アジア諸国における電化率

村落電化率でみると IESCO、GEPCO、LESCO が高いが、HESCO、MEPCO、KESC は非常に低い電化率となっている(図表 2.4-19)。



注: SERCO はデータなし

出所: NEPRA State of Industry Report 2012,

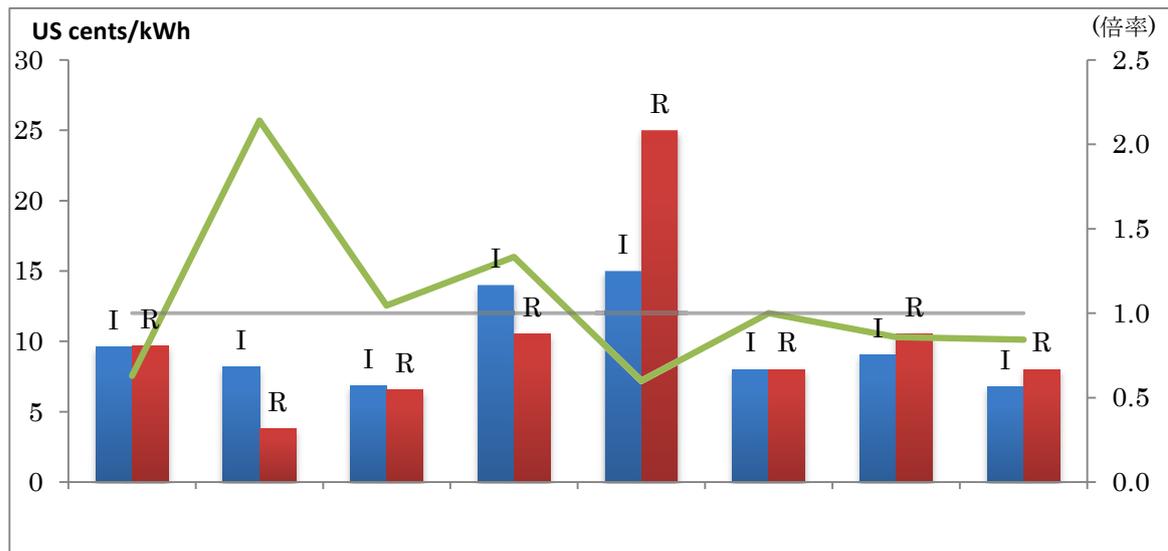
図表 2.4-19 DISCO ごとの村落電化率(2011-2012)

2.5 電気料金制度の現状

2.5.1 電気料金水準の国際比較

電気料金の適正な設定は重要である。また、公平で合理的な電気料金体系のもと、コストを反映した Cost-reflective Tariff の設定は、安定した財源を確保し、電力事業者(オフテイクー含む)の財政基盤を強固にする上で重要である。

パ」国の電気料金は住民用、産業用共に 9 cent/kWh 程度となっており、フィリピンを除くアジアの中では高い水準にある(図表 2.5-1)。政府の方針としては今後、さらに電気料金を引き上げ、補助金を削減していく方向にある。



注1: I: Industry 産業用
R: Resident 住民用

注2: 現地インタビューでは消費者の再カテゴリー化が必要なが指摘されている。
例えば、商業ユーザーが住民ユーザーのカテゴリに入ったり、Roadside が農業のカテゴリに入ったりしている。

出所: For Indonesia, Laos, Malaysia, Philippines, Cambodia, Vietnam: JETRO 2013
(Indonesia: Jakarta, Laos: Vientiane, Malaysia: Kuala Lumpur, Philippines: Manila, Cambodia: Phnom Penh, Vietnam: Hanoi)

Myanmar: MEPE

Pakistan: Computed from LESCO customer service (Reference on Sep.19, 2013)

For: Resident

For: Industry Supply

General supply for sanctioned load 25-500kw (at 400volts)

exceeding 5kw

peak 13.99 Rs/kwh (4hours)

Fixed charge 400Rs/kw/month

Off-peak 8.22Rs/kwh (20hours)

Variable charge Peak

12.77Rs/kWh (4hours)

Off-peak use 2kwh

Off-peak 8.01Rs/kwh

Off-peak use 200kw

Thailand: MEA (2009), DEDE "Electric Power in Thailand)

図表 2.5-1 各国電気料金比較

2.5.2 電気料金表

下図表 2.5-2 にみられるように、住民用の電気料金は基本的に変動費部分のみである¹⁶。商業用及び産業用は、固定費部分と変動部分からなる。消費量に拘らず、戸ごと・月ごとに最低料金が徴収されることになる。いずれにも TOU が採用されている。

図表 2.5-2 住民用電気料金表 (A-1 GENERAL SUPPLY TARIFF-RESIDENTIAL)

A-1 GENERAL SUPPLY TARIFF - RESIDENTIAL							
Sr. No.	TARIFF CATEGORY/ PARTICULARS	FIXED CHARGES Rs/kW/M	VARIABLE CHARGES Rs/kWh		GOVERNMENT SUBSIDY		
					FIXED CHARGES Rs/kW/M	VARIABLE CHARGES Rs/kWh	
a)	For Sanctioned load less than 5 kW						
i	Up to 50 Units	-	4.00		-	-	2.00
ii	For Consumption exceeding 50 Units 001-100 Units	-	11.00		-	-	-
					101- 200 Units	-	5.21
iii	101-300 Units	-	15.00		201- 300 Units	-	6.89
iv	301-700 Units	-	17.00			-	2.91
v	Above 700 Units	-	18.00			-	1.00
b)	For Sanctioned load 5kW & above	-				-	-
			Peak	Off-Peak		Peak	Off-Peak
	Time Of Use		18.00	12.50			

注 1: 当局の決定により、住宅の電気消費者には一段階前の slab benefit に限り適用される。

注 2: Sanctioned load とは、認可電力という意味で、電力会社から見たお客様の契約電力のことを指す。

料金表 A-1 には、電気を消費しない場合でも利用者に適用される以下の毎月最低料金を示す。

a) 単相接続の場合、1 消費者あたり毎月 75Rs. とする。

b) 3 相接続の場合、1 消費者あたり毎月 150Rs. とする。

出所: No. NEPRA/TRF-100/11280-11282 October 11, 2013

Subject: Decision of the Authority regarding Request for Reconsideration of Tariff Determinations Pertaining to the EX-WAPDA Distribution Companies for the Financial Year 2012-13 under Section 31(4) of NEPRA Act 1997

以下の図表 2.5-3 は、一般家庭の電気料金の例であり、10 月 1 日から 10 月 31 日まで 343kWh を使用し、電気料金は 2,731.19Rs. であることを示している。

¹⁶ これは住居用の負担を軽くするためと思われる。

番号	記載内容	番号	記載内容
①	請求書番号	②	検針器番号
③	検針日	④	課金月数
⑤	利用種別	⑥	料金
⑦	契約電力	⑧	補助金給付額
⑨	今回の検針値	⑩	前回の検針値
⑪	今回の請求額	⑫	請求書番号
⑬	SLAB による料金算定	⑭	期日内の支払い金額
⑮	支払期日	⑯	課金月
⑰	支払期日以降の延滞金請求額	⑱	前回分までの料金支払い履歴

KARACHI ELECTRIC SUPPLY COMPANY ONLINE ELECTRICITY BILL

Name: /# Address: /#

FORWARDING/BANK ACCOUNT NAME & ADDRESS:

① Bill S. No: ② Contract No: ③ Consumer No: ④ Meter No: ⑤ Bill ID: ⑥ KESC NTN: ⑦ GSTN/NTN: N/A /

⑬ 100.00 X 5.79 = 579.00 \$ 200.00 X 8.11 = 1622.00 \$ 43.00 X 12.33 = 530.19 \$ Total = 2731.19

⑭ 3,110 ⑮ 27-Nov-13 ⑯ Nov-13 ⑰ 3,367

NO OF MTH/	BILL CHRG MODE /	TARIFF/	C LOADS (KW) /	TOTAL \$D /	ISSUE DATE/
④ 1	⑤ NORM	⑥ A1-R	⑦ 2	⑧ 1250.00	13-Nov-13

MM/YY	Billed Amount	Pay-Date/	Payment
10/13	901.86	30-Oct-13	2475.00
09/13	731.43	27-Aug-13	1002.00
09/13	-1937.02	29-Jul-13	1800.00
08/13	1002.08	22-May-13	1647.00
07/13	1002.08	27-Feb-13	1156.00
06/13	2897.03	28-Jan-13	1211.00

Month	Units	Rate	Amount	Month	Units	Rate	Amount
Jun-13	96	-1.63	-156.48				

⑱ HISTORICAL INFORMATION /

⑰ NET AMOUNT OF CURRENT BILL 3109.37

⑰ NET AMOUNT OF PAYABLE 3,110

⑰ GROSS AMOUNT PAYABLE 3,367

⑰ Suspended Arrears- 0.00

注 1 : KESC 内
 注 2 : 5 人家族。3LDK マンション。使用電化製品は、冷蔵庫、テレビ、扇風機 5 個、40W ライト 5 個程
 注 3 : ⑱はウルドゥー語で記載されており、その内容は以下に示すとおりである。
 <重要事項> 支払期日を過ぎて 1 週間以内に支払いがない場合は、電気の供給を停止することがあります。
 出所: 一般家庭のケースを入手し、調査団作成

図表 2.5-3 電気料金の例：一般家庭

図表 2.5-4 商業用電気料金表 (A-2 GENERAL SUPPLY TARIFF-COMMERCIAL)

A-2 GENERAL SUPPLY TARIFF - COMMERCIAL							
Sr. No.	TARIFF CATEGORY/ PARTICULARS	FIXED CHARGE S Rs/kW/M	VARIABLE CHARGES Rs/kWh		GOVERNMENT SUBSIDY		
					FIXED CHARGES Rs/kW/M	VARIABLE CHARGES Rs/kWh	
a)	For Sanctioned load less than 5 kW	400.00	18.00		-		
b)	For Sanctioned load 5kW & above		16.00				
	Time Of Use		400.00	Peak		Off-Peak	Peak
			18.00	12.50			

注：料金表 A-2 には、電気を消費しない場合でも利用者に適用される以下の毎月最低料金を示す。

a) 単相接続の場合、1 消費者あたり毎月 175Rs. とする。

b) 3 相接続の場合、1 消費者あたり毎月 350Rs. とする。

図表 2.5-5 産業用電気料金表 (B INDUSTRIAL SUPPLY TARIFF-COMMERCIAL)

B INDUSTRIAL SUPPLY TARIFF - COMMERCIAL							
Sr. No.	TARIFF CATEGORY/ PARTICULARS	FIXED CHARGE S Rs/kW/M	VARIABLE CHARGES Rs/kWh		GOVERNMENT SUBSIDY		
					FIXED CHARGES Rs/kW/M	VARIABLE CHARGES Rs/kWh	
B1	Up to 25kW (at 400/230 Volts)	400.00	14.50				
B2	exceeding 25-500kW (at 400 Volts)		14.50				
	Time Of Use		Peak	Off-Peak		Peak	Off-Peak
B1 (b)	Up to 25kW		18.00	12.50			
B2 (b)	exceeding 25-500kW (at 400 Volts)	400.00	18.00	12.30			
B3	For all Loads up to 5000kW (at 11, 33kV)	380.00	18.00	12.20			
B4	For All Loads (at 66, 132kV & above)	360.00	18.00	12.10			

注：B1 に属する消費者の場合、定額最低料金を毎月 350Rs. とする。

B2 に属する消費者の場合、定額最低料金を毎月 200Rs. とする。

B3 に属する消費者の場合、定額最低料金を毎月 50,000Rs. とする。

B4 に属する消費者の場合、定額最低料金を毎月 500,000Rs. とする。

出所：No. NEPRA/TRF-100/11280-11282 October 11, 2013

Subject: Decision of the Authority regarding Request for Reconsideration of Tariff Determinations Pertaining to the EX-WAPDA Distribution Companies for the Financial Year 2012-13 under Section 31(4) of NEPRA Act 1997

2.5.3 NEPRA 決定料金 (Determined Tariff) と GoP 告知料金 (Notified Tariff)

NEPRA は 1998 年に定められた料金標準および手続き規則に従い、経済性およびサービス品質の原則を考慮して電気料金を決定している。NEPRA Determined Tariff は DISCO ごとに設定されるものであるが、それとは別に「パ」国政府によって GoP Notified Tariff が決められ、実際の料金徴収に適用される。配電会社が料金申請を行った後、NEPRA で審査され、公聴会を経て料金が決定される (NEPRA Determined Tariff)。

政府は配電会社 10 社の中で最も効率的な運用が行なわれている 1 社の料金に基づいて告知料金 (GoP Notified Tariff) を設定している。この差が、TDS (Tariff Differential

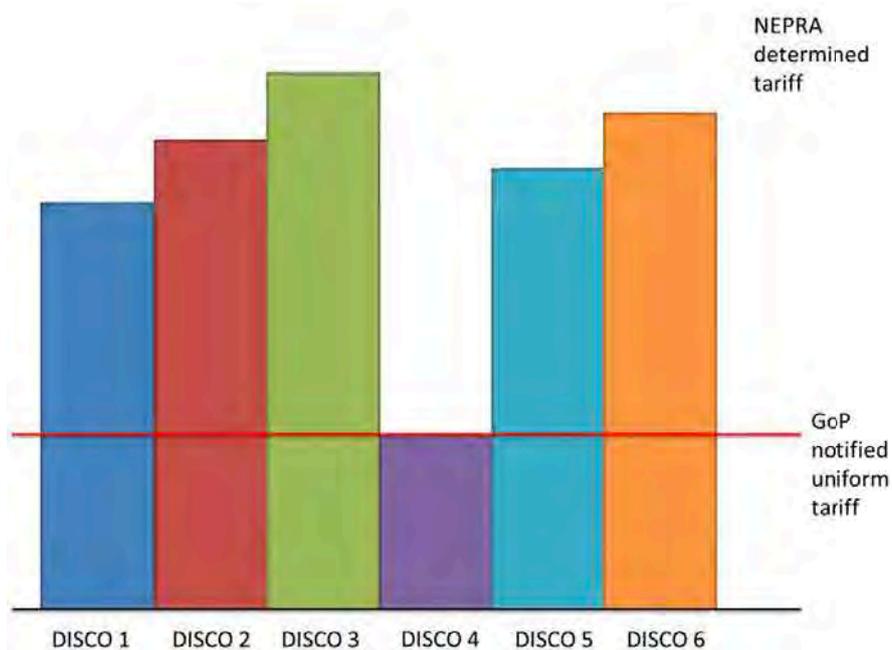
Subsidy)となる。

合理的な消費者料金(Economic Consumer Tariff)は、各配電会社の総資産利益率(ROA)を基準としており、税引き前利益に基づいて決定している。納税した配電会社があれば、後日調整を行う。

産業部門向け料金に補助金は交付されていない。

概して、効率的な行政の欠如が、水利電力庁(WAPDA)に毎年 350-400 億 Rs. にも及ぶ多額の損失を招いているといえる。送配電ロスの大部分は、未登録のメータによる広範囲に及ぶ盗電、送配電幹線からの窃電によるものである。

MOWP は Load Shedding の停止措置を講じるための新たなエネルギー政策を立案しており、それによって発電コストを引き下げ、電力部門に投資を呼び込むために基幹施設に必要な投資を行うつもりである。利害調整評議会(CCI:Council of Common Interests)による国家エネルギー政策によれば、電力部門に交付されている補助金は、料金合理化を通じて 2014 年までに削減される見込みである。新たな料金が発表される一方、商業部門および産業部門の消費者向けに新たな料金が 8 月 1 日に適用され、住居用の料金変更は 10 月 1 日に実施される予定である。新料金は毎月 200 kWh までの消費者には適用されることはない。料金合理化を通じて、支払い能力のある消費者に料金を負担してもらうための取り組みが行われている。



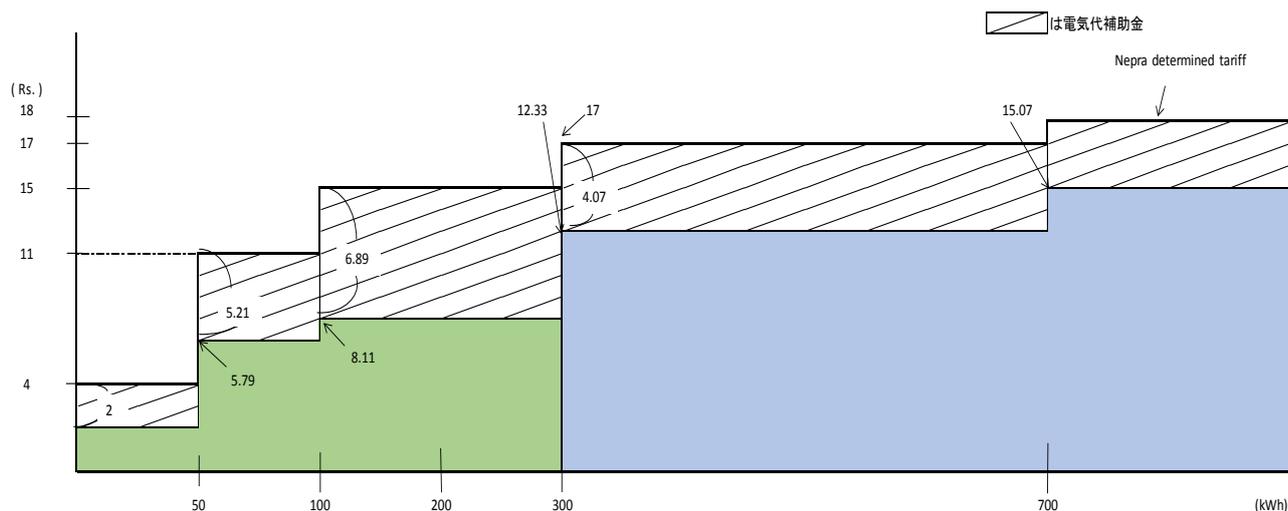
出所：調査団作成

図表 2.5-6 TDS のメカニズム (Concept)

2.5.4 電気料金への補助金

2013年9月30日までは、全消費者が消費量に関係なく、いずれのカテゴリにおいても補助金交付を受けることができた（図表2.5-7）。最初の50ユニット(kWh)までは2.0Rs.である。

100ユニット(kWh)までは5.79Rs.、300ユニット(kWh)までは8.11Rs.、301～700kWhまでは12.33Rs.、70kWh以上は15.07Rs.を支払っていた。



出所：MOWP notification (August 5th, 2013) より調査団作成

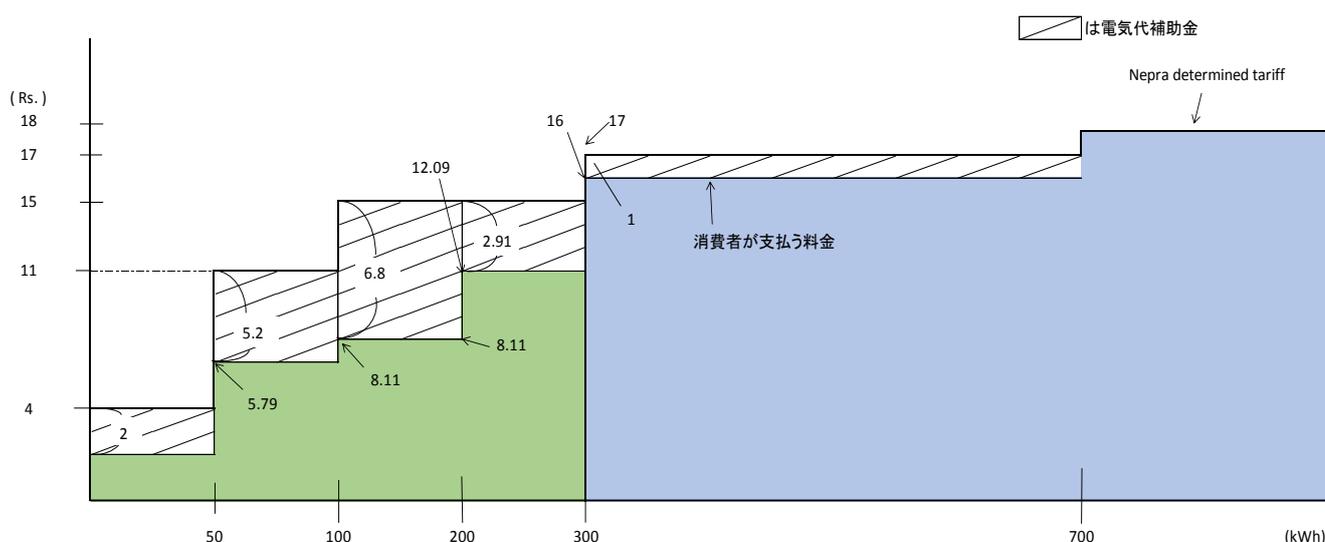
図表 2.5-7 IESCO 料金(2013年8月5日)

2013年10月1日の電気料金改正により、電気料金の改訂は以下図表2.5-8のとおりになった。この電気料金改正により、200kWh～300kWh以上では大幅に補助金が削減され、700kWh以上の補助金は撤廃された。これは拡大信用供与措置(EFF)に伴うローン66.7億USD提供の条件として、財務大臣イシャク・ダール(Ishaq Dar)が国際通貨基金(IMF)と合意した構造改革の一環として実施した電気料金の改訂である。この改訂は4段階で実施され、3年間でエネルギー補助金を国内総生産の約1.8%から、0.3ないし0.4%へ削減することが期待されている。

出所：Memorandum on Economic and Financial Policies for2013/14-2015/16, Ministry of Finance, September4 2013(以上、日パテック和訳)

図表 2.5-8 2013年10月1日からの改訂電気料金

		Rs/kWh	
		2013年10月1日以前	2013年10月1日以降
Domestic consumer	0-50	2	2
	1-100	5.79	5.79
	101-200	8.11	8.11
	201-300	8.11	14
	301-700	12.33	16
	700-	15.01	18
Agricultural consumer		6.77	10.35



注：Residential

出所：No. NEPRA/TRF-100/11280-11282 October 11, 2013 Subject: Decision of the Authority regarding Request for Reconsideration of Tariff Determinations Pertaining to the Ex-WAPDA Distribution Companies for the Financial Year 2012-13 under Section 31(4) of NEPRA Act 1997 より調査団作成

図表 2.5-9 IESCO 料金(2013年10月11日)

2.5.5 IMFによる電気料金改訂の勧告

IMF Country Report No.13/287 (Pakistan 2013 article IV consultation and request for an extended arrangement under the extended fund facility September 2013)によると、IMFはTDS(Tariff Differential Subsidies)を段階的に廃止し、料金をコスト回収可能な水準に改めることに目的を置く3年計画を立てた。

以下は、IMF Country Report No.13/287 Pakistan 2013 article IV consultation and request for an extended arrangement under the extended fund facility September 2013より抜粋したものである。この計画は「パ」国政府によって承認され、まず以下に示す施策から開始される予定である。

- (i) NEPRAが決定を下したFY2012/13の料金を告知(Notify)する。
- (ii) 即座に産業消費者に交付している補助金を段階的に廃止していき、Notified Tariff(告知料金の加重平均)を50%引き上げることによって、商業、大口およびアザド・カシミール地区(AJ&K)の各電気消費者に対する最低決定料金(Minimum Determined Tariff)に移行する。
- (iii) 2013年10月1日から実施される告知料金(Notified Tariff)の加重平均を30%引き上げることによって、(料金監視部門(TMU)が定める)第2グループの消費者に対する補助金の廃止と削減を告知する。

この計画は(先行活動として)改革に弾みをつけるため、第一段階の実施に合わせ2013年8月1日までに着手しなければならないとしている。さらに2013年12月末までに、これまでに生じた損失の一部を補填するための中長期信用協調融資(syndicated term credit finance facility)の償還コストが、告知される基本料金に組み込まれる予定である。この計画終了時点で補助金をGDPの0.3ないし0.4%に削減することで、この計画の2年目およ

び3年目には、毎年GDPの約0.4%に相当する預金を生み出す予定である。差し当たり消費量0-200kWhに対する料金が維持されるが、所得補助金計画によって、今後の料金値上げが最脆弱層に及ぼす影響は緩和されるものと考えられる。この計画の2年目および3年目には、200kWhを超す利用者に交付されている補助金が段階的に廃止されていき、最低消費量0-200kWhの利用者を除く全利用者に交付されている補助金が削減される予定である。

出所：IMF Country Report No.13/287 Pakistan 2013 article IV consultation and request for an extended arrangement under the extended fund facility September 2013(以上、日パテック和訳)

2.5.6 2010年12月のNEPRAの提案

以下は、Rethinking Electricity Tariffs and Subsidies in Pakistan (Policy Note, July 2011) The Work Bank Report Number: 62971-PK, Authors: Chris Trimble (PRMPR), Nobuo Yoshida (PRMPR) and Mohammad Saqib (SASDE)による、NEPRAの2010年2月の料金決定に関するものである。

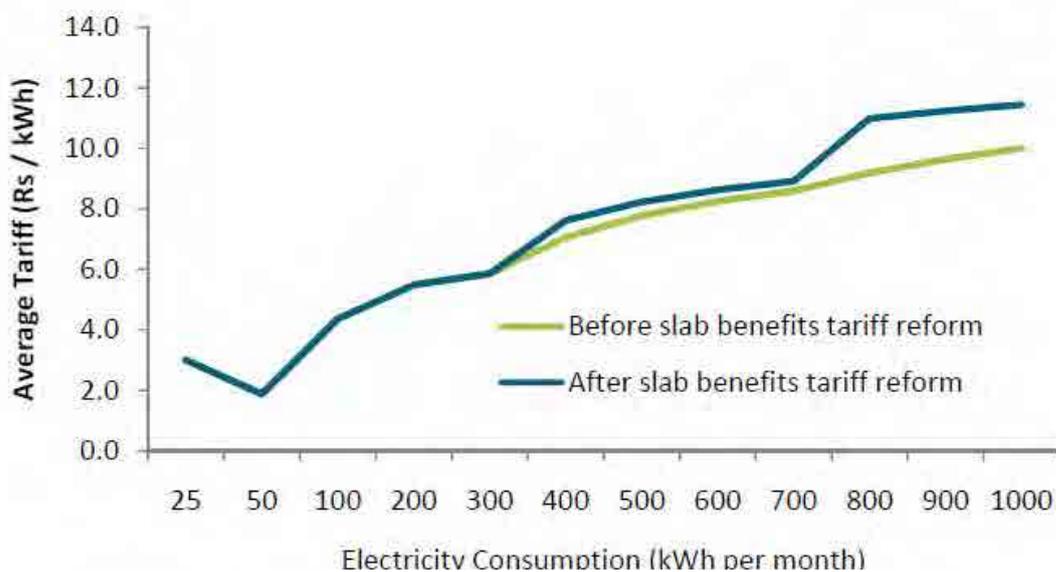
(以下、抜粋)

NEPRAは2010年12月、(2010年7月から2011年6月までを対象期間とする)FY2011の料金決定方法を策定した。この決定方法の重要な提案のひとつは、SLAB(段階料金)便益に関係するものである。すなわち、前段階のSLABによる便益がひとつしか消費者に与えられず、消費量が2つあるSLABの最大消費量の方に分類されてしまい、それに対応する料金が適用されることを意味する。「パ」国政府(GoP)は2011年3月の告知でこの提案を却下したが、ここではその告知の意図を詳細に説明する。

2008年には、最終利用量にかかわらず最初の100kWhに対して1kWhあたり3.08Rsが全利用者に課金された。たとえば、最終利用量が毎月800kWhの利用者であっても、最初の100kWhに対して1kWhあたり3.08Rsが課金されていた。しかし、提案されたSLABがもたらす便益が認められていたならば、第2段階以上に該当する利用者にはその段階に適用される料金と、1段階下の料金が適用されるはずである。

たとえば、第5段階に分類される消費者は、最初の700kWhに10.86Rsが課金され、これを超える消費量には13.56Rsが課金される。また、第4段階に分類される消費者は、最初の300kWhに6.73Rsが課金され、これを越える消費量には10.86Rsが課金される。このように適用料金を変えることによって、(図表2.5-10に示すように)平均料金がさらに高くなる。このような適用料金の変更が平均料金に及ぼす影響を図表2.5-10に示す。この影響は、300kWhと700kWhの間が最も大きい。図表2.5-10に示すように、消費量がさらに多くなると平均料金が最も高くなるため、このSLAB方式は、累進的な改善と考えられる(このような高い消費量の貧困家庭がほとんどみられないことを示す図表2.5-11を参照のこと)。

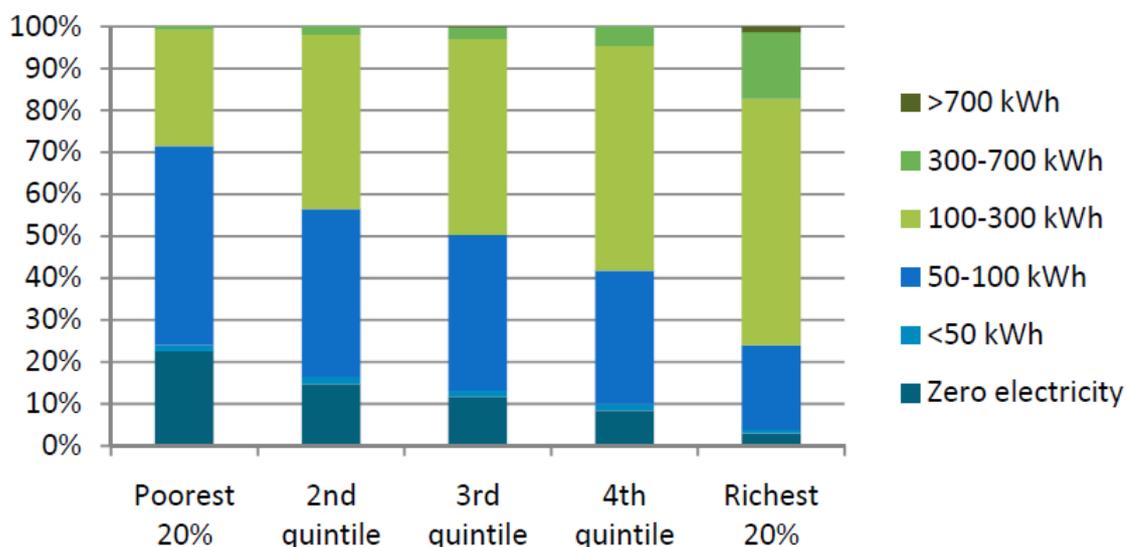
出所：Rethinking Electricity Tariffs and Subsidies in Pakistan (Policy Note, July 2011) The Work Bank Report Number: 62971-PK(以上、日パテック和訳)



原出所: World Bank analysis

出所: Rethinking Electricity Tariffs and Subsidies in Pakistan (Policy Note, July 2011) The Work Bank Report Number: 62971-PK

図表 2.5-10 Slab Benefits 料金改革前後の電気利用量に応じた平均料金



原出所: World Bank staff estimations using PSLM 2007/08 data.

出所: Rethinking Electricity Tariffs and Subsidies in Pakistan (Policy Note, July 2011) The Work Bank Report Number: 62971-PK

図表 2.5-11 所得階層別の電力消費 (2008)

2.5.7 Multi Year Tariff(複数年料金)¹⁷

Multi-Year Tariff とは DISCO が毎年ではなく複数年にわたる電気料金の申請を NEPRA に対して行うものである。DISCO にとってのメリットは第 1 にキャッシュフローの予測をたてやすくなることである。これによって、投資家に信頼を与えることができる。第 2 に DISCO は毎年 NEPRA の審査を受ける必要がなくなるため、業務量が軽減される。

水利電力開発庁(WAPDA)の再編と配電会社(DISCO)の設立を受けて、DISCO 全社は、各社毎に料金を決定するよう要望書を提出した。NEPRA はこれに基づき、ファイサラバード電力供給会社(FESCO: Faisalabad Electricity Supply Corporation)に複数年料金を認めたほか、各社に 1 年間有効な料金を認めた。これは、その時点で FESCO の民営化が計画されており、複数年料金を認めることによって民営化に成功をもたらす機会が増すものと考えられていたためである。(それ以来、FESCO を除く全社は、年間料金の要望書を提出してきた。NEPRA は四半期毎の調整を承認したが、その後実施することなく廃止されてしまった。) NEPRA 法(NEPRA Act)は 2008 年、国会が承認した財政法案(Finance Bill)による修正を受けた。この法案は、燃料コストの変動(換言すれば、電力買取価格のエネルギー部分)のために、NEPRA に消費者料金の決定と毎月の調整を告知するよう指示するものである。

出所: USAID The Causes and Impacts of Power Sector Circular Debt in Pakistan March 2013 P37 より抜粋
(以上、日パテック和訳)

民営化対象会社のリストにファイザラバード電力供給公社(FESCO)が挙げられていたが、民営化を実現することができなかつたため、NEPRA が毎年料金設定を行い、同会社の目標を達成するよう要請した。さらに、複数年料金が設定された場合、NEPRA の業務量は軽減されるものの、やはり四半期毎の価格調整が必要となる。

2.5.8 燃料調整制度

すでに NEPRA 法第 34 条に定めがあるため、料金規則改訂の必要を認めない。NEPRA では得られた情報に基づき、かかる調整期間をすでに 4 ヶ月に短縮した。このような状況は申し立ての件数次第であり、全件数の調整に決着をみることは有り得ない。約定損害賠償(LD)問題を惹起する場合は、調整期間を短縮できる可能性がある。

配電会社が燃料費の増分を消費者に転嫁して請求していたが、燃料費を消費者に転嫁することはできず、これまで徴収していた増分を返還することを暫定的に認めた前裁判所命令に対して、配電会社が申し立てを行なった異議に応じて 2013 年 3 月 21 日に開廷されたイスラマバード高等裁判所法廷における複数裁判官による審問と判決を経て、NEPRA は燃料費増分を反映した料金を決定した。さらに、数件の申し立てが最高裁判所で継続中であり、「パ」国政府(GoP)ほか、消費者も同申し立ての審理経過に注目している。

2.5.9 大口利用

1MW を上回る「BPC: Bulk Purchase Consumer」(大口電力利用者)に対する直接販売に、誰でも参入することができる。参入を計画している事業者は、配電会社または発電会社から

¹⁷ IPP はもともと Multi-Year (30 年) の Tariff で Indexation が上昇する。

電力を直接購入することが可能である。Load Shedding に応じて、さまざまな利用者に異なる料金が適用されている。ムルタン電力会社(MEPCO)は、全国高圧送電線網とのバランスを調整する問題を抱えているものの、それを解決することは可能である。NEPRA は混合供給システム(Mix Feeder¹⁸)を必要としているが、それには投資が必要である。

2.5.10 TOU

当庁は時間帯別電灯契約(TOU)に取り組んでいるが、一部の配電会社は TOU メータを 85% から 100%設置済みである。5kW 以上の利用者には、TOU メータを設置する必要がある。

2.5.11 Distribution Code

Distribution Code は配電・電力供給システムを規制する枠組みである。NEPRA が定めた「発電、送電および配電に関する規制法」に従って、全配電会社は電力規制庁(NEPRA)から認可を受けなければならない。NEPRA の認可を受けた全配電会社は常に、認可された Distribution Code を順守しなければならない。同規約に違反した配電会社は、認可が一時停止されるか無効とされる。

NEPRA が認可した Distribution Code は、配電会社とその配電会社の配電システムに接続する全事業者間の関係に関する技術的側面および運用面について定めたものである。認可を受けた発電会社、配電会社および送電を担う特別目的会社は適宜、Distribution Code に定める関連条項に従うものとする。

2.5.12 電気料金制度の課題

2.5.12.1 電気料金制度における課題

ENERGY SECTOR CRISIS ISSUES & REFORMS WAY FORWARD by SHAHID SATTAR Member (Energy) PLANNING COMMISSION May 23rd, 2013)では以下のような提言がなされている。

- ・ 補助金の約 50%が住居用に適用される料金体系によるものであり、最上位の 2 つの SLAB においてさえ、供給コストの方が料金を上回っている。
- ・ 全消費者が full slab benefit を享受しているとはいえ、貧困家庭(HH)では補助金の 10%しか享受しておらず、補助金の大部分は 40%を占める最富裕家庭に交付されている。
- ・ 料金体系が貧困家庭の利用傾向に即したものとなっておらず、生活に必須の電気を(毎月 50kWh 未満)消費する利用者(lifeline consumers)に対する最低料金を 75Rs. に設定していることが平均料金を押し上げている。
- ・ 最貧困家庭の 50%超が毎月 50 ないし 100kWh の電気を利用している。
- ・ 毎月 300kWh までの消費に多額の補助金が当てられており、(貧困家庭に限らず)全家庭がこの補助金による便益を享受している。
- ・ 300kWh までの消費者に補助金を交付することは、節電と効率化の促進に反している。

出所：ENERGY SECTOR CRISIS ISSUES & REFORMS WAY FORWARD by SHAHID SATTAR Member (Energy) PLANNING COMMISSION May 23rd, 2013(以上、日パテック和訳)

- ・ 電力部門全体に平均基本料金 9.00Rs./kWh が適用されており、NEPRA が決定した回収費

¹⁸ Mixed feeder は Load の異なる地方と都市の両方を対象とするものである。

用を66%下回ったものとなっている。燃料調整金(Fuel Adjustment Surcharge)として、1 kWh あたり 2.00 Rs. を上回る金額が上乘せされているが、実際には回収されていない。

- ・ 燃料費の増加分を基本料金に加えると、NEPRA が決定した平均料金は 16.00Rs./kWh に跳ね上がると見積もられている。これに見合う告知料金(Notified Tariff)の値上げがなければ、適用料金(Applicable Tariff)と費用を徴収できる料金(Cost Recovery Tariff)との差は75%を超えることになる。
- ・ 現行の料金の仕組みでも、発電電力の約10-12%と見積もられ、盗電および検針器の故障による検針不能な電気量を含む膨大な非技術的送配電ロス(Non-Technical Transmission and Distribution(T&D) losses)の発生を抑えることができなかった。

出所：ENERGY SECTOR CRISIS ISSUES & REFORMS WAY FORWARD by SHAHID SATTAR Member (Energy) PLANNING COMMISSION May 23rd, 2013(以上、日パテック和訳)

- ・ NEPRA が決定した技術的送配電ロスに加え、何らかの損失が生じた場合は、料金に転嫁する(パススルー)することは認められず、各社の損益(P&L)勘定に反映させる(2011-12会計年度は700億Rs.と見積もられている)。

出所：ENERGY SECTOR CRISIS ISSUES & REFORMS WAY FORWARD by SHAHID SATTAR Member (Energy) PLANNING COMMISSION May 23rd, 2013(以上、日パテック和訳)

- ・ 上記の損失は、政府が(合意に達した損失削減計画に基づく)定額控除方式(reducing quantum basis(based on an agreed loss reduction program))に従って補償することができる。
- ・ 管理期間5年間の改善目標を定め、同目標を達成した会社には報奨金を与え、未達の会社には罰則を課することによって、配電会社(DISCO)間の管理可能な損益分岐点の差を縮めることが可能である。

出所：ENERGY SECTOR CRISIS ISSUES & REFORMS WAY FORWARD by SHAHID SATTAR Member (Energy) PLANNING COMMISSION May 23rd, 2013(以上、日パテック和訳)

2.5.12.2 電気料金制度改善への提案

1) 適切な料金の設定

ENERGY SECTOR CRISIS ISSUES & REFORMS WAY FORWARD by SHAHID SATTAR Member (Energy) PLANNING COMMISSION May 23rd, 2013)によると以下に示す改善策が提案されている。

- ・ 居住者部門に対する料金が巨額の補助金の原因となるため、同料金を以下のとおり適切なものに改訂する。
 - 生活に必須のSLABを利用者当たり100 kWh/月に引き上げ、補助金の直接交付方法に従って決定した最低料金75Rs./月を廃止する。
 - 100 kWh/月を超える利用者に対する料金をNEPRAの決定料金に増額する。
 - Slab benefitを一段階前の料金に制限する。
- ・ 無停電供給(uninterrupted supply)を保証する(50%割引の)産業用料金を導入する。
- ・ NEPRA 決定料金以外の発生コスト(燃料調整費の未収分、支払延滞利子、物品サービス税(GTS:Goods and Services Tax)の未収分)に対応できる方法を工夫する。

出所：ENERGY SECTOR CRISIS ISSUES & REFORMS WAY FORWARD by SHAHID SATTAR Member (Energy) PLANNING COMMISSION May 23rd, 2013(以上、日パテック和訳)

2) テクニカルロス・ノンテクニカルロスの低減

ENERGY SECTOR CRISIS ISSUES & REFORMS WAY FORWARD by SHAHID SATTAR Member (Energy) PLANNING COMMISSION May 23rd, 2013)によると、以下のとおり(必要な罰則の立法化を伴う)料金徴収の改善計画を全国的に実施することとなっている。

- 料金徴収のために、損失が大きい給電線(high loss feeder)は外注する。
- 前払い方式のスマート検針を導入する。
- 盗電防止法を公布する。
- 国民向けの啓蒙キャンペーンを開始する。料金が支払われ、スマート検針器が取り付けられれば、Load Shedding は緩和される。
- 連邦政府による電力源設備の保護(defense installations at source with federal govt.) に対する請求額を調整する。
- 料金徴収と損失の低減に改善がみられ、(Load Shedding の低い) 地域の配電会社に優先的に電力を供給する。

出所：ENERGY SECTOR CRISIS ISSUES & REFORMS WAY FORWARD by SHAHID SATTAR Member (Energy) PLANNING COMMISSION May 23rd, 2013(以上、日パテック和訳)

3) 包括的計画の設定

ENERGY SECTOR CRISIS ISSUES & REFORMS WAY FORWARD by SHAHID SATTAR Member (Energy) PLANNING COMMISSION May 23rd, 2013)によると、政府は財源、スケジュールおよび実施戦略を定めた包括的計画の概要をまとめ、以下に示す現実的な目標を示す必要がある。

- ベースロード電源の容量が不足しているため、発電と配電の基幹施設に必要となる投資を優先させ、(水力、石炭による)単価が低く、利用率が高い大規模複合プロジェクトを優先させる。
- 透明性を確保して官民協力体制 (PPP: Public-Private Partnerships) を構築する
- 水力および石炭による大規模発電プロジェクトの資金需要を満たすために特別目的会社(Special Purpose Vehicles)を導入する。
- 民営化計画を復活させ、2017年までに時機を逸することなく独立系発電事業者(IPP)各社が進めている7,600 MW分の発電設備を運用(commissioning)できる状態とする。
- 最大定格電力以下で運用している設備を早期に復旧させる。
- 送電網に供給できる分散型電源を消費地の近くに導入できるよう、標準契約で(たとえば、平均発電コストの5%引きとする)固定価格買取制度(Feed in Tariffs)による買取を認める。

出所：ENERGY SECTOR CRISIS ISSUES & REFORMS WAY FORWARD by SHAHID SATTAR Member (Energy) PLANNING COMMISSION May 23rd, 2013(以上、日パテック和訳)

2.6 配電事業の現状と課題

2.6.1 配電事業会社の概要

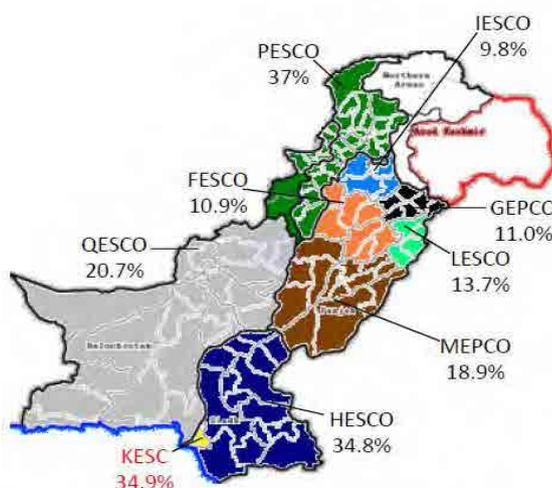
「パ」国には配電会社 11 社がある。計画委員会では、FESCO の需要が最も伸びるとみている。「パ」国政府は将来的に配電会社を民営化する計画であり、現在、各州政府に管轄を移行するための話し合いが行われている。PESCO のある KPK 州政府は配電会社だけでなく、KPK 州内にある発電所の管轄も州政府に移行するよう要求している。

出所：http://www.pakistantoday.com.pk/2013/12/30/national/nawaz-gives-nod-to-hand-pesco-over-to-kp-govt/
The News 11 Feb, 2014 (2014 年 2 月 10 日参照) (以上、日パテック和訳)

図表2.6-1 DISCOごとの将来需要予測(Peak Demand (MW)) (MW)

Name	2011-12	2012-13	2013-14	2014-15	2015-16	2016-17	2017-18	2018-19	2019-20	2020-21	2012-22	増加率
LESCO	4062	4326	4478	4649	4855	5063	5271	5495	5736	5976	6210	4.3%
GESCO	1994	2093	2198	2324	2439	2560	2686	2818	2957	3102	3254	5.0%
FESCO	2812	3013	3216	3427	3651	3886	4167	4480	4807	5127	5450	6.8%
IESCO	2285	2389	2481	2621	2754	2894	3047	3201	3354	3509	3669	4.8%
MEPCO	3106	3299	3499	3734	3949	4170	4399	4636	4894	5161	5438	5.8%
PESCO	2606	2645	2754	2865	2976	3089	3202	3316	3431	3547	3663	3.5%
HESCO	1350	1421	1496	1574	1656	1742	1831	1926	2024	2128	2236	5.2%
QESCO	1245	1288	1332	1377	1425	1474	1525	1579	1635	1693	1753	3.5%
TESCO	622	641	662	682	704	726	750	774	799	825	852	3.2%
SEPCO	1019	1070	1122	1176	1232	1290	1350	1412	1476	1542	1611	4.7%
DISCOs Demand (Diversified)	18592	19545	20473	21523	22590	23695	24871	2612	27412	28730	30075	4.9%
T & T Losses (500 & 220kV)	593	626	655	689	723	759	796	836	878	920	963	5.0%
% T & T Losses (500 & 220kV)	3.05	3.05	3.05	3.05	3.05	3.05	3.05	3.05	3.05	3.05	3.05	
NTDC Demand	19121	20171	21129	22212	23313	24453	25667	26948	28290	29649	31038	5.0%
Auxiliary Consumption	327	345	361	380	398	418	439	460	483	507	530	4.9%
% Auxiliary Consumption	1.68	1.68	1.68	1.68	1.68	1.68	1.68	1.68	1.68	1.68	1.68	
X- WDISCOs Demand w/o Export to KESC	19448	20516	21490	22592	23711	24871	26105	27408	28773	30156	31568	5.0%

出所：ENERGY SECTOR CRISIS ISSUES & REFORMS WAY FORWARD SHAHID SATTAR Member (Energy) PLANNING COMMISSION May 23rd, 2013



Distribution losses in 2009-10
Energy Sold as % of Energy Purchased (PEPCO)

出所: Financing Pakistan's Power Sector after the Global Financial Crisis, Kazim Saeed World Bank Pakistan Energy Team Dhaka February 9, 2011

図表 2.6-2 パキスタン国の配電会社

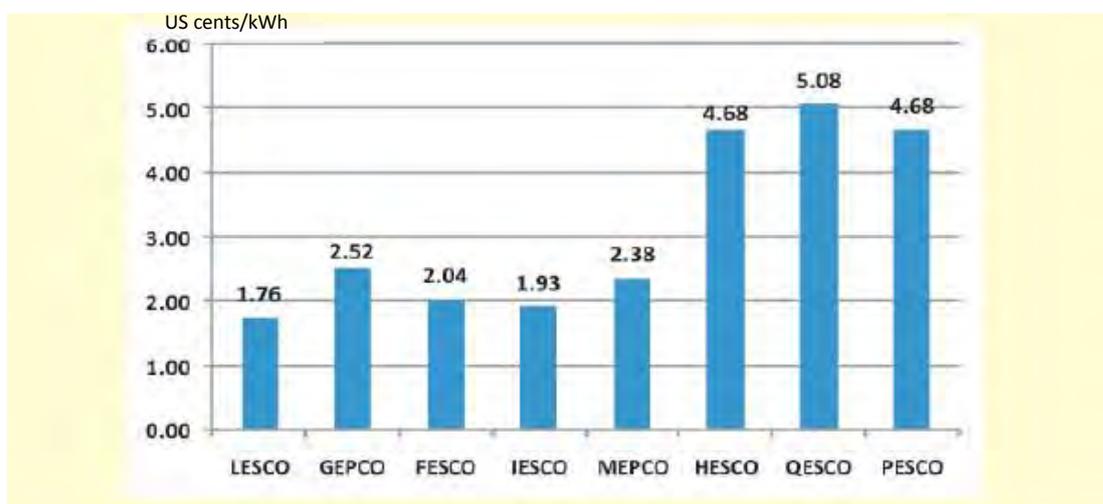
2.6.2 配電会社の経営上の問題

配電会社の循環債務は以下の5つが原因とされている。

- ① NEPRA の告知 (Notification)
- ② GoP の決定 (Determination)
- ③ loss (132kv の送電損失 (Transmission loss) と 11kv の (配電損失) Distribution loss)
- ④ 料金徴収率 (Collection ratio) (商業ロス)
- ⑤ CPPA の IPP への支払い遅れに伴う金利負担分を最終消費者に転嫁することが認められていないこと。

①および②で60%以上を占めるとされている。

配電会社ごとに交付される補助金 (US Cents/kWh) をみてみると、国境地方の QESCO、PESCO 及び HESCO が特に高くなっている (図表 2.6-3)。



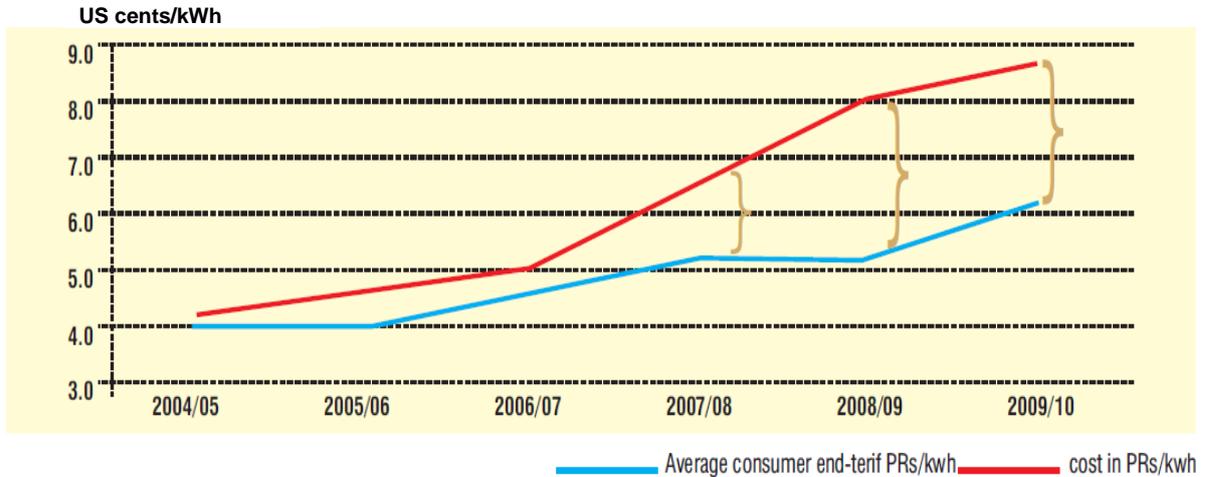
注: FESCO=Faisalabad Electric Supply Company, GESCO=Gujranwala Electric Supply Company, HESCO=Hyderabad Electric Supply Company, IESCO=Islamabad Electric Supply Company, LESCO=Lahore Electric Supply Company, MEPCO=Multan Electric Power Company, PESCO=Peshawar Electric Supply Company, QESCO=Quetta Electric Supply Company

原出所: Based of PEPCO data

出所: Integrated Energy Sector Recovery Report & Plan October 2010

図表 2.6-3 配電会社ごとの補助金 (2009/2010)

小売価格とコスト原価 (Cost of Service) の逆ざやは毎年拡大している。(図表 2.6-4)



原出所:PEPCO data.

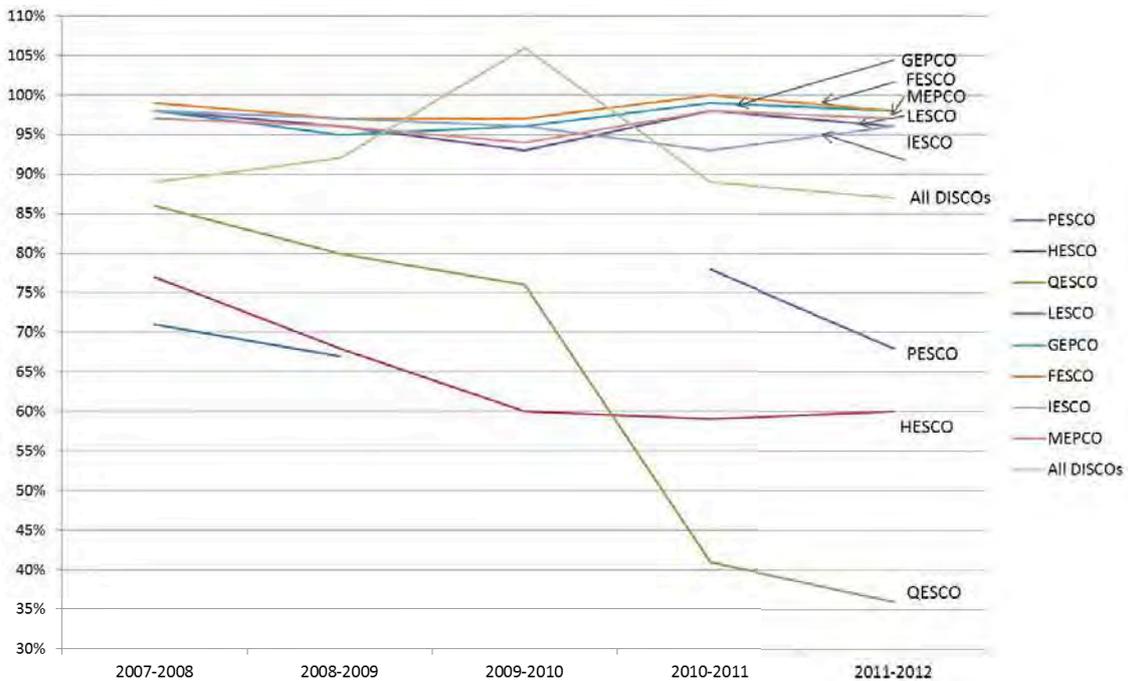
出所: Integrated Energy Sector Recovery Report & Plan October 2010

図表 2.6-4 Cost of Services と小売価格のギャップ推移

2.6.3 料金徴収率

ハイデラバード (Hyderabad) の HESCO、ペシャワール (Peshawar) の PESCO、クエッタ (QUETTA) の QESCO などでは料金徴収率が低く、請求額と徴収額の差が非常に大きくなっている。

州別にみると全国平均 86% に対して、バロチスタン (Balochistan) 州およびシンド (Sindh) 州が特に低くなっている。



注1:PESCO Includes TESCO. HESCO Includes SEPCO

注2:PESCO 2009-2010 figure is 227%

出所:PEPCO DISCOs Performance Reports FY 2008-2012

図表 2.6-5 DISCO 別料金徴収率の推移

2.6.4 事業報酬

送電会社である NTDC と発電会社 GENCO、配電会社 DISCO には異なる事業報酬制度が適用される。事業報酬とは、事業を実施するための資本(自己・他人)の調達および維持に必要な費用と定義される。図表 2.6-6 に示すとおり、NTDC の必要報酬額は NTDC の NEPRA に対する要求額(Max)と NEPRA による計算(Minimum)の間に決められ、これが託送料(Wheeling Charge, Variable)という形で告知(Notification:S.R.0.886)される。NTDC からの要求額には、NEPRA に認められていない 2.5%を超える送電ロス、Income Tax なども含まれている。

これに対し、GENCO 及び DISCO は事業報酬 = レートベース × 事業報酬率の式により、電気事業として公正な報酬率が与えられる。これにより必要売上額が計算され、電気料金が決められることになる。

尚、レートベースは能率的な経営のために必要かつ有効であると認められる事業資産の価値(電気事業固定資産、長期投資、現預金等)であり、事業報酬率は加重平均コスト WACC(Weighted Average Cost of Capital)で計算される。

WACC は一般的に以下の式で表せる。

$$WACC = (\text{Debt Ratio} \times \text{Cost of Debt}) + (\text{Equity Ratio} \times \text{Cost of Equity})$$

図表 2.6-6 NTDC 及び GENCO/DISCO の事業報酬額

	NTDC Net Revenue Required :	GENCO/DISCOs Net Revenue Required :
Revenue Requirement	<p><NTDC の NEPRA への要求額:Max> KESC も含むピーク需要で見積もられている。 Net Revenue Requirement =General Establishment + Repair&Maintenance + Insurance + Depreciation + Transmission losses beyond 2.5% + Provision for bad debts + Financial Charges + Income Tax@35% + Return on Equity (=14.66 % 注 1) (-) Other income NTDC (-)CPPA</p>	<p>Revenue Requirement of GENCO, DISCOs = Rate Base × WACC (=Return on Rate Base) WACC = (Debt ratio(注 2) × Cost of Debt) + (Equity ratio × Cost of Equity (=14.66 %)) , where Cost of Equity = Rate of Return on Equity = Risk free rate + Equity β (Beta) × Market Premium (= Rm - Rp) = 11.4 + 1.33 × 8.39 = 14.66 %</p>
	<p><NEPRA の計算額:Minimum> Capital Base = Fixed Assets + Current Assets – Debts (Loan + Borrowing) Capital Base × Reasonable return on Capital (Base (%)) (=12.75 %) =Reasonable return on Capital Base</p>	

注 1 : NTDC は 14.66%の ROE を要求したが NEPRA は最終的に 13.11%を承認した。この前に 2006 年に JPCL が 15%の ROE を要求した時に NEPRA は最終的に 13.11%を承認した例がある。

注 2 : Debt Radio = Total Debt / Total Capital
 Equity Radio = Total Equity / Total Capital

出所: Determination of the Authority in the matter of NTDC No. NEPRA/TRF-226/NTDC-2013 及び S.R.O. 886
 より京都大学長山作成

Cost of Equity については CAPM(資本資産評価(Capital Asset Pricing Model))モデルが一般的に用いられている。

ここで Cost of Debt は他人資本報酬率であり、Cost of Equity は自己資本報酬率である。

Cost of Equity = Risk-free Rate + (Equity Beta×Market Risk Premium)

Equity Beta = Measure of the risk of the business in relation to the risk of the equity market as a whole

Market Risk Premium = Difference between the expected return and the risk-free rate

以下は Determination of the Authority in the matter of NTDC No. NEPRA/TRF-226/NTDC-2013 より GENCO、DISCO の事業報酬の計算プロセスに関する部分を抜粋したものである。

(以下、抜粋)

申立人は、FY2010-11に対する最新の決定で当局が認めたRate of Return on Equity (ROE) 12.75%を14.66%とするよう要請した。

同申立人は、自ら主張したROEを弁明する中で、配電会社(DISCO)および発電会社(GENCO)に対して当局が用いた資本資産評価(Capital Asset Pricing Model)モデルを参照した。

同申立人は、DISCOおよびGENCOがベータ値(Beta)、ROE:Rate of Return on Equityおよび資本コスト加重平均(WACC)の値を算出したが、NEPRAはこれには同意せず、自ら算出して数値を決めたと、主張した。

国営送電会社(NTDC)は、NEPRAが2008年、ラホール配電会社(LESCO)、グジュランワラ配電会社(GEPCO :Gujranwala Electric Power Company)、ムルタン配電会社(MEPCO :Multan Electric Power Company)、イスラマバード配電会社(IESCO)、ペシャワール配電会社(PESCO :Peshawar Electric Supply Company)およびクエッタ配電会社(QESCO: The Quetta Electric Supply Company)に定率自己資本利益率(constant rate of return on equity) 19.86%を認めたが、2003年の料金を承認する一方、NEPRAはジャムシヨロ発電会社(JPCL: Jamshoro Power Company Limited)に対して認めたように同申立人にROE12.75%を認めたと主張した。NEPRAは2006年に、JPCLに対するROE13.11%を認めたが、2006年と2011年のROEは据え置かれた。

同申立人は、自ら主張したROEを弁明する中で、NEPRAが以下に示す数値に基づいてDISCOに対するROEを認めたと主張した。

Equity Beta (自己資本ベータ値) 1.33

Tax Rate (税率) 35%

Risk Free Rate (非危険利子率) 11.40%

Market Premium (市場プレミアム) 8.39%

ROE: Rate of Return on Equity = Risk Free Rate + Equity Beta × Market Premium

申立人は、CAPMで用いる公式に上の数値を代入すると、ROEは以下に示すとおり算出できると、主張した。

$$11.40 + 1.33 \times 8.39 = 22.6\%$$

Return on Equity(After tax of 35%) 35%税引き後の利益率= 14.66% (以上、抜粋終)

出所: Determination of the Authority in the matter of NTDC No. NEPRA/TRF-226/NTDC-2013(以上、日パテック和訳)

2.6.5 配電会社ロス低減プログラム(IMF レポート)

IMF のカントリーレポート(2013)では、配電会社へのロス低減策として以下をプログラムに取り込んでいる。

- 1) Performance Contract¹⁹の締結
- 2) 盗電に対する刑罰の強化
- 3) スマートメータの設置等

以下に IMF のカントリーレポート(2013)の抜粋を示す。

現在の電力部門が抱える重大な欠陥として、一部はエネルギー流量(energy flows)に関する特定の実時間データが不足しているために、供給電気量の料金を完全に徴収することができないことと、それが利用制限を十分に順守できない結果を招いていることを挙げる事ができる。IMF はこのような問題に対応するために、損失に取り組むとともに料金支払いの順守に対する関心を高め、エネルギー効率とサービス提供を改善することを目的とする業績向上契約(strengthened performance contracts)を電力部門全社と締結するつもりである。この業績契約(performance contracts)を履行できない場合、当機関は会社法(Companies' Ordinance)の規定に従って、経営と取締役会に対する救済策を行使する。政府は、刑法 1860(the Penal Code 1860)および刑事訴訟法 1898(the Code of Criminal Procedures 1898)に対する係属中の修正案件を成立させ、2013 年 12 月末(構造的ベンチマーク)までに、捜査、起訴および刑罰を強化することによって、盗電に関する裁判事件の法的枠組みを強固なものに変えていく予定である。同時に、「パ国」政府は電力部門の統治方法を時代に添うものにするため、新電力法 Electricity Act を起草する予定である。この法律は、捜査体制と早期裁判制度を整え、その施行を改善するものとなる。「パ国」政府はまた、各配電会社(DISCO)が電気の配分について営利的決断を行い、支払い率の低い地区に差別的に供給停止を課する(カラチでは、すでに実施済み)ことを認める予定である。スマートメータ・システム、すなわち前納集中検針システムの設置に加えて、この新法によって全国高圧送電網の負荷調整がうまく行われ、損失の削減が可能となるであろう。この法律はまた、特に経済的生産性に損害を与える計画外 Load Shedding の実施を減少させることにもなる。 「パ国」政府は短期的には、インターネットを基盤とした報告ポータルに移行し、電気利用を監視して過剰利用を低減させ、情報の流れを改善するつもりである。11kv 級給電線の入線と出線で実施する検針は、2013 年 8 月末までに完了する予定である。各発電会社(GENCO)に対する燃料供給損失を最小にするため、「パ国」政府は 2013 年 12 月末までに、「パ」国営石油(PSO)に燃料貯蔵施設と配送設備をリースする予定である。

出所: IMF Country Report No.13/287 Pakistan 2013 article IV consultation and request for an extended arrangement under the extended fund facility September 2013(以上、日バテック和訳)

¹⁹ パキスタンにおける Performance contract は、Signalling System と呼ばれるもので、(i)実際の行動を測るためのパフォーマンス情報システム、(ii)社会的に望ましい行動を評価するためのパフォーマンス評価システム、(iii)期間の終了毎に、そのパフォーマンスに基づいて報酬を与えるなどのインセンティブもしくはペナルティを課すなどを定めている。

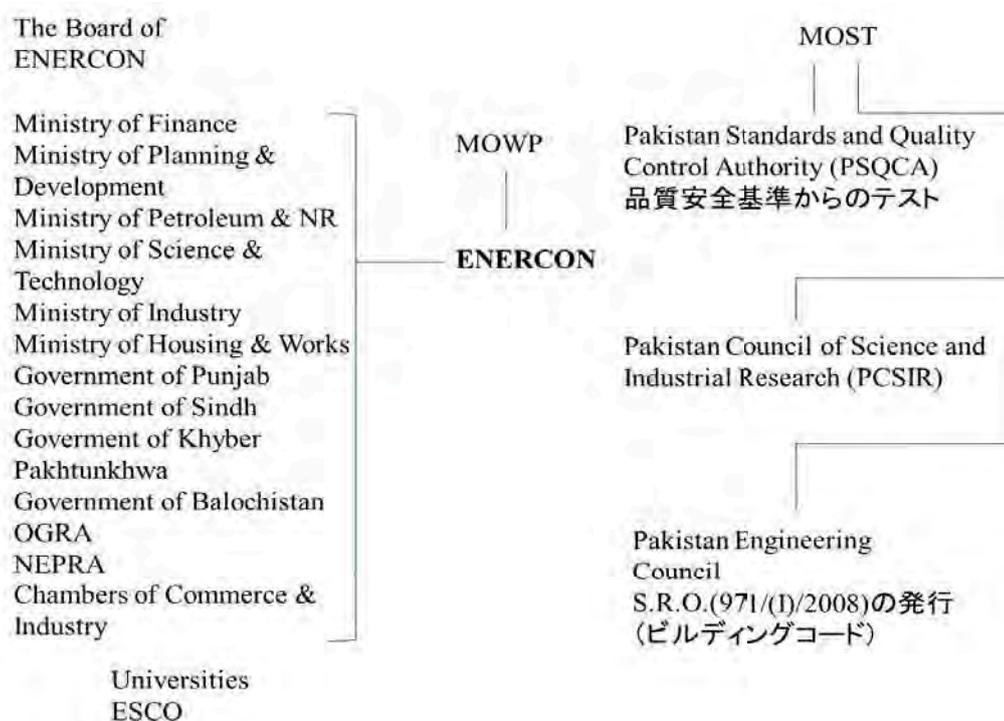
出所: Commonwealth Secretariat(1995), Performance Contracts: A Handbook for Manages

2.7 省エネルギー

2.7.1 省エネルギー組織

「パ」国の省エネルギーは MOWP 傘下の ENERCON の他、科学技術省(MOST: Ministry of Science and Technology)傘下のパキスタン標準品質管理庁(PSQCA)、パキスタン科学産業研究評議会(PCSIR)等が担っている。

「パ」国における省エネルギーは、ENERCON の他いくつかの機関が関与している。例えば PSQCA は、国際エネルギー性能標準の導入採用を担当しており、PCSIR は、国内で使用される装置の検査認証機能を有している(図表 2.7-1)。



出所：調査団作成

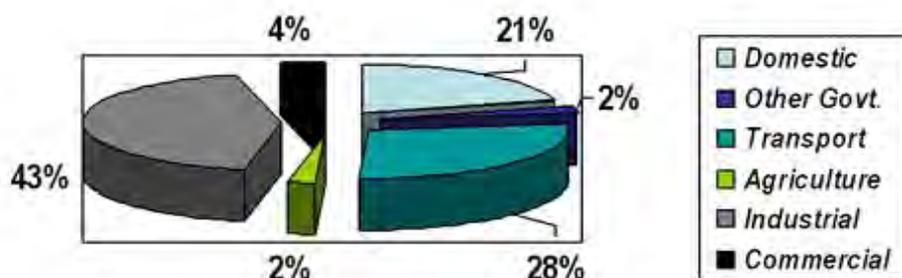
図表 2.7-1 省エネルギー関連機関関係図

2.7.2 省エネルギーの現状と可能性

「パ」国における省エネルギー活動は、コスト意識の喚起が求められている。ADB の試算によれば、2008 年の省エネルギーのポテンシャルは全エネルギー消費量の 15.4%に達する。2006 年 11 月環境省(Ministry of Environment)により制定された National Energy Conservation Policy には、(a)全セクターにわたる省エネルギーとエネルギー管理の推進、(b)省エネルギー市場の開拓と関連製品・サービスの商業化、(c)国内エネルギー源の利用促進と輸入燃料への依存低減、(d)合理化、技術革新、無駄の削減によるエネルギー消費の削減が謳われているものの、担当機関や達成方法の規定がない。

出所：<http://www.enercon.gov.pk/NECP.htm>(2013年10月28日)

産業部門が最も省エネルギーを行っており(43%)、ついで運輸部門(28%)、建設部門(23%)と続く。



注: Total: 3,940 万 トン(石油換算)-excluding informal sector

出所: http://www.enercon.gov.pk/index.php?option=com_content&view=article&id=28&Itemid=27

図表 2.7-2 部門ごとの省エネの状況

各部門の消費エネルギー量全体を 100%とすると省エネの可能性はそれぞれ以下の通り。

産業	25%
運輸	20%
農業	20%
建設	30%
平均	25%

「パ」国における省エネルギーの効果は、年間 50 億 USD に相当する。

出所: http://www.enercon.gov.pk/index.php?option=com_content&view=article&id=28&Itemid=27 (2013 年 10 月 28 日参照)

省エネルギー機器の導入については、靴、皮革、織物、鉄鋼などは互いに会社間の競合が激しく、ボイラーなどを競って導入する可能性がある。

この他送電網と配電網への追加投資によりテクニカルロスを低減させることは、大きな省エネルギーにつながることになる。

2.7.3 省エネルギー政策を推進する上での問題点

「パ」国において省エネルギー政策を推進する場合、「パ」国特有の状況として以下の 2 つが想定される。

1) 指定エネルギー事業者設定を行った場合の問題点

諸外国ではある程度以上のエネルギー消費量の工場およびオフィスに対して、エネルギー使用量を申告する義務を課す場合があるが、例えば生産量をごまかして税金支払を減らす等の事象があった場合、エネルギー消費量を正直に申告しないケースがある。

2) 省エネルギーファイナンスを行う上での問題点

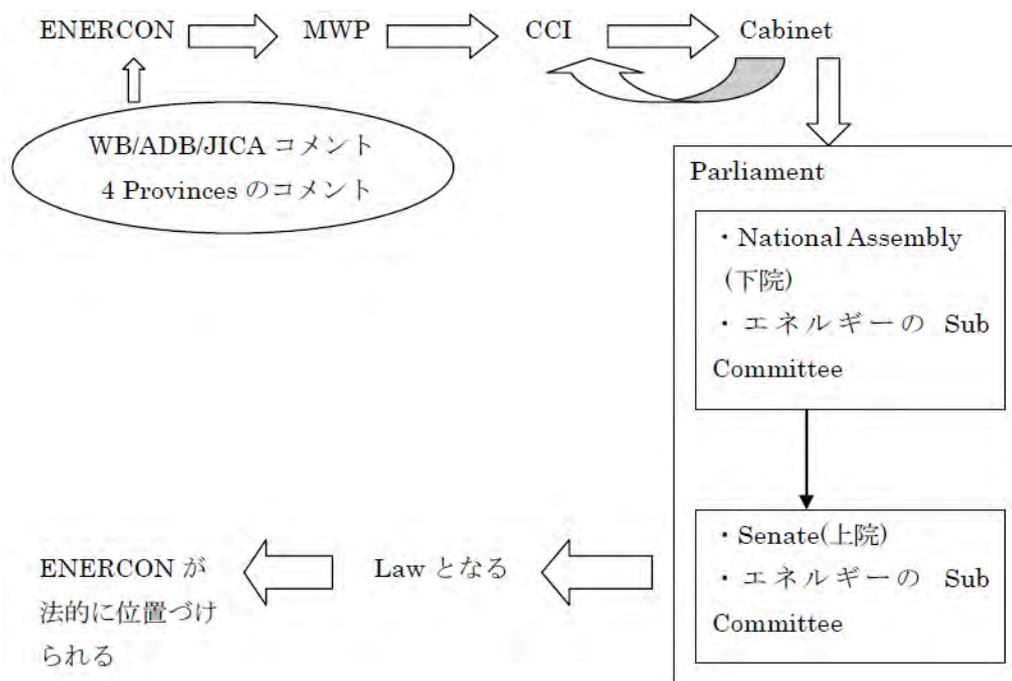
省エネルギー機械を貸出して支払いが滞っても、「パ」国では差押えができない。

2.7.4 省エネルギー法

2.7.4.1 省エネルギー法(案)のこれまでの経緯

現在でも省エネルギー法(案)はあるが、ENERCON の設置などを決めたものにとどまっている。

省エネルギー法が今後「パ」国政府内で審議され、ENERCON が法的に位置づけられるまでのプロセスを図表 2.7-3 に示す。



図表 2.7-3 省エネ法審議のステップ

「Pakistan Energy & Conservation Bill 2011」は、2009年9月28日に開催された閣議で原則承認され、2010年11月に法務司法局によって詳細に検討された。同法案は2011年1月26日に国民議会(National Assembly)に提出された。

出所：http://www.enercon.gov.pk/index.php?option=com_content&view=article&id=17&Itemid=18(2013年10月28日参照)

2.7.4.2 パキスタン国の省エネルギー法案の特徴

「パ」国はインドと同じく連邦制であることから、省エネルギー法案では、実施機関の法的権限を定め、細則で主要項目についてを決めるという流れをとることに特徴がある。従って、省エネルギー法案に数値規定などは盛り込まれていない。

図表 2.7-4 パキスタン省エネ法案の他国の省エネ法との比較

タイ 省エネルギー促進法及び関連政令		日本の省エネ法及び関連政令	ベトナム Law on Energy Efficiency and Conservation(2010)及び関連政令	フィリピン House Bill 3018	インド	パキスタン Energy Efficiency and Conservation Bill, 2013
主な項目	内容					
1 対象エネルギー源	再生可能エネルギーと非再生可能エネルギー	化石燃料(転換される熱や電気エネルギーを含む。)			化石燃料、原子力、水力電気を含むすべてのエネルギーと再生可能エネルギー Ch I 2. (h)	
2 指定工場・ビルの省エネ						
2-1 指定基準	受変圧器容量(1,000kWh(1,175kVA)) 年間エネルギー消費量2000万MJ以上	年間エネルギー使用量1,500キロリットル(kL-TOE)以上	年間1,000TOE以上使用の産業、農業、運輸セクター 年間500TOE以上使用の建設プロジェクト	年間50万(Fuel oil equivalent liters)使用の産業、商業、運輸、企業中でも200万(Fuel oil equivalent liters)を使用する企業は省エネ計画をエネルギー管理士(Energy Manager)を通じて提出する業務がある	接続負荷500kW、または契約電力600kVA以上の商業的施設 Ch I 2. ©	数値規定なし
2-2 エネルギー管理者	PRE(Person Responsible for Energy)とSenior PRE(S-PRE)(6000万MJ年、トランス容量3000kWh以上の工場やビル)	エネルギー管理統治者、エネルギー管理企画推進者 エネルギー管理者(3000kL/年以上) エネルギー管理員	規定あり	N/A	一定基準を満たした個人 "energy manager" means any individual possessing the qualifications prescribed under clause (m) of section 14 Ch I 2. (m)	数値規定なし
2-3 省エネの基本対策	工場とビル各7項目の基本方針	エネルギー管理標準 設定義務 判断基準		N/A	エネルギー消費基準 "energy consumption standards" means the norms for process and energy consumption standards specified under clause (a) of section 14 Ch I 2. (k)	N/A
2-4 定期報告	工場とビル用フォームで報告 エネルギー管理報告(2-5を参照)	定期報告、 中長期計画		N/A	定期報告 Ch.V 14. (l)	規定なし
2-5 エネルギー管理の標準・基準	実施すべき基本事項と内容(9項目) エネルギー管理審査と審査員(資格条件を含む)	対応する項目はない。		N/A		規定なし
3 建築物設計における省エネのための標準・基準	適用基準と対象設備等の企画、省エネ、再生可能エネルギー利用の設備基準・計算方法	同様にあり。但し、太陽光発電等再生可能エネルギー関係は含まず		N/A		Building code
4 機器・設備の省エネ、省エネ設備・資材の使用	エネルギー効率基準とラベリング制度(MEPSとHEPS)	トップランナー基準とラベリング制度	規定あり	省エネ法が成立していないためDTI- BPS(Department of Trade and Industry- Bureau of Product Standard)がEES&L(Energy Efficiency Standards & Labeling)で規定し、PNS(Philippines National Standards)で法的に規制している。MEPSもあわせて規定	規定あり Ch. V 14. (a), (b)	✓Pakistan Standards and Quality Control Authority(PSQCA), ✓Pakistan Council of Science and Industrial Research(PCSIR)との調整必要
5 省エネルギー促進基金	金融的な支援を行うための基金設置、基金原資および運用の基準と方法を規定	対応項目はない。	規定あり	規定あり	省エネルギーFundあり Ch VII 20. (1)	省エネルギーFundあり
6 その他	促進と支援の施策、罰則など	運輸部門の施策、エネルギー供給者等の消費者への情報提供努力義務等、罰則	省エネマスタープラン(2008-2009)	NEECP	罰則規定あり Ch VIII 26. (1)	エネルギー監査の規定あり(Article 11) 罰則規定あり

注：タイの罰則は、日本より厳しい。(最大は禁固刑が2年、罰金が1000万バーツ)

出所：全体の表構成、タイ及び日本については一般財団法人省エネルギーセンター吉田和彦(2013)「東南アジアにおける省エネルギー動向」世界省エネルギー等ビジネス推進協議会第2回ビジネスセミナー省エネルギーセンター吉田和彦より引用、フィリピンはJICA(2012)「フィリピン国省エネルギー計画調査」より、ベトナムは政府資料より作成。パキスタンについてはhttp://www.enercon.gov.pk/index.php?option=com_content&view=article&id=59&Itemid=59(2013年12月23日参照)

今後法案に盛り込むべき事項としては、以下のようなものがある。

- ✓ タイプ別、電力利用量別、電力利用方法別に、工場の指定を「指定工場」として法制化する
- ✓ 最低エネルギー消費効率標準 (MEPS)
- ✓ Energy Manager および Energy Auditor の国家資格制度 (公認エネルギー)
- ✓ 詳細は法令(Regulation)で審議する

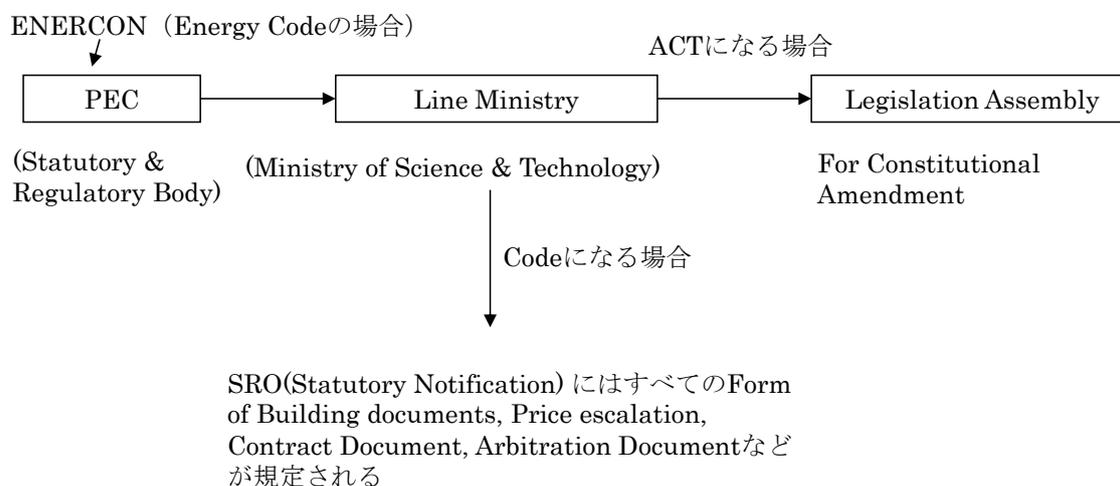
2.7.5 ビルディングコード(ビルディングコードについては参考資料5を参照のこと)

多くの国で建物が電力使用の大部分を占めており、「パ」国でも節電に大きな可能性を秘めている。Building Energy Code(S. R. O. 249(I)2013)は、2005年に「パ」国北部・カシミールを襲った大地震のあと、1986年に発効された Building Code の条項として2007年に提出された地震条項(Seismic Provisions-2007)である。パキスタン技術委員会(PEC: Pakistan Engineering Council)によって作成され、2013年3月に科学技術省(MOST: Ministry of Science and Technology)から S. R. O. 249(I)2013 (Statutory Notifications) が提出された。

この Building Energy Code (S. R. O. 249(I)2013)では、設備電力消費量 100 kW 以上または契約電力量 125kVA 以上の建築物が法規制の対象となっている。

なお、PEC は法的規制機関(Statutory Regulatory Body と表され、適法(Statutory legal) という意味である)であり、技術面のあらゆる事に関して責任を負う。

出所: <http://www.pec.org.pk/sro/28march.pdf> (2013年2月9日参照)



図表 2.7-5 PECからCode/Actへのプロセス

2.7.6 国際機関による省エネルギープロジェクト

300万個の非効率な白熱バルブを効率的な CFLs に交換するため、アジア開発銀行(ADB)からエネルギー効率化のためのローンが実施されている。これはピーク時の負荷を約 1,000 MW 削減し、2,100 GWh 節約する。世銀はまた、2008年に承認されたローンで3百万個の CFLs を供給する。

出所: Energizing Pakistan Challenges and Opportunities in Energy Sector P.19(以上、日パテック和訳)

2.7.7 省エネルギーの今後

ENERGY SECTOR CRISIS ISSUES & REFORMS WAY FORWARD SHAHID SATTAR Member (Energy) PLANNING COMMISSION では以下に示す提案が行われている。

中小企業を対象とする金融機関(apex institution)は、以下に例示するエネルギー効率化と節電(EEC: Energy Efficiency and Conservation)に向けた重要な対策を推進しなくてはならない。

- LED照明への転換を義務化する
- 従来のガス自動湯沸かし器(conventional gas geysers)を太陽熱ヒータ、ハイブリッドヒータ (solar and hybrid heaters:太陽熱/電力および太陽熱/ガス)およびガス消費量を約300百万立方フィート/日(MMCFD)節約する瞬間ガスヒータ(instant gas heaters)に置換する
- 円錐バッフル(cone baffles)を用いるガス瞬間湯沸かし器(gas geysers)を改良する(全国に普及すると、77百万立方フィート/日のガスを節約できる見込み)
- 電波塔および広告用掲示板の太陽光発電への置換を義務化する
- 掘り抜き井戸効率化計画(Tube-well Efficiency Program)の実施を適切に推進する
- 車両の燃費改善を目的とする車検を毎年実施し、車検証を発行する
- (ピーク時の電力需要を平滑化する)効果的な負荷調整を全国規模で継続実行する

出所:ENERGY SECTOR CRISIS ISSUES & REFORMS WAY FORWARD by SHAHID SATTAR Member (Energy) PLANNING COMMISSION
May 23rd , 2013(以上、日パテック和訳)

2.8 パキスタン国における電力セクターパフォーマンス評価

「パ」国における電力セクターパフォーマンス評価は、図表 2.8-1 のように整理される。

図表 2.8-1 パキスタン国における電力セクターパフォーマンス評価

	項目	2013年のパキスタンでの文脈での理想形	現状評価	今後のあるべき方向性
発電	効率のよい発電	IPP、GENCO共に効率のよい低コストの発電が行われる。	× ・これまで大規模水力を開発してこなかった ・石炭産出国であるが石炭発電は殆ど無い ・GENCOの効率 ²⁰ が極めて悪い ・循環債務やWAPDAの支払い調整のため燃料購入に制約がある	GENCOもしくは一部のGENCOプラントは民営化もしくはLease outされる。
	IPPの順調な立ち上がり	投資家にとって透明性があり、分かりやすいIPP手続き、税制等の事後変更がない。事業者の選択に透明性がある。	○ PPIBはMOWPの出向者などを受け入れ、20年近い歴史があり審査能力を備えている。	最小コスト電源計画のもとでSolicited Bidが行われる。
	再生可能エネルギーの開発	太陽光、風力、小水力などの開発が順調に行われる。	× 風力に関するFIT (UPfront tariff) ²¹ は設定されている。IRR 17% が保証されている。 灌漑設備や運河を使った中小規模水力の可能性はあるが、投資家にとって使い勝手の良い情報がない。 AEDB/地方政府の能力開発に問題がある。	中小規模水力の開発が促進される。
	水の運用を考慮に入れた最適最小コストの電源	水の最適運用(ダム間、灌漑)も考慮する必要がある。	△ 一部のカスケード水力では、上流と下流のコンフリクトが無いように調整する。	

²⁰ 燃焼効率や稼働率が悪いプラントはその運営方法から見直されるべきである。

²¹ UPfront Tariff は再生可能エネルギー由来の電力をより優遇された価格もしくは固定価格で買い取るものである。(FITと同じスキーム) 但し、FIT との違いは政府補助金から賄うわけではなく、電力料金から賄われる。
(参考 Working Paper for Solar PV Upfront Tariff Development
(http://www.nepra.org.pk/Tariff/Upfront/UPFRONT_SOLAR_INFORMATION.PDF) (2013年10月31日参照))

	項目	2013年のパキスタンでの文脈での理想形	現状評価		今後のあるべき方向性
送電	CPPA(シングルバイヤー)	シングルバイヤー下では、配電会社がより安い電力を調達するインセンティブがない。	×	N/A	CPPAは今後いっそうガバナンスを強化する必要がある。IPPと配電会社の取引の透明性を図る必要がある。
	送電網の中立性(託送料の透明化)	N/A	×		
	系統増強に資する明瞭な送電料金設計、系統計画方法	NEPRA決定、公聴会を通して決定される。	×	(今後検討必要) 現在のWheeling chargeが適正かどうかは今後検討の余地がある。	投資、発電および供給に関して、発電分野の統合された計画立案を改善するための集中的、効率的な計画立案部署を設立する。
	円滑な電力融通の制度化(Institutionalization)		×	NTDC/CPPA/WPPOからなるシングルバイヤーから、今後は卸競争に移行する。	
	シングルバイヤーの財務状況の健全性発電への投資促進のため)		△	シングルバイヤーであるNTDC/CPPA/WPPOからIPPへの支払いが、相手との力関係によって支払い方法を変えている例が見受けられる。	CPPAをNTDCから分離させる(ライセンス及び予算)。
	送電ロス低減努力	これまではLoad flowが少なかったため、送電制約が問題にならなかった。	△	Load flowが低いためか送電(500kv,220kv)ロスは2.8%程度と低い。	
配電／小売サービス	消費者の電源の選択肢	N/A	×	地域別に区分けされた配電会社が担当するため、選択の余地がない。	大規模ユーザーは発電事業者と直接契約できる。

	項目	2013年のパキスタンでの 文脈での理想形	現状評価	今後のあるべき方向性
省 エ ネ ル ギ ー	省エネルギー計画の策定と 実施	エネルギーデータベースの 作成・更新、ラベリング、 DSM、消費者啓蒙、ESCO、 CFL/LEDランプの普及等を行 う。	× 民間のIESCOなどの省エ ネルギー事業者が育って いない。省エネルギー担 当機関が多岐に渡り、省 庁横断的なプラットフォーム がない。	国としての包括的な省エ ネルギー政策が必要で ある。 MOWP傘下の ENERCON、MOST傘下 のPCSIR、PSQCA等と の連携が必要である。 ENERCON等省エネルギ ー関連機関のキャパシ ティビルディングが必要 である。

出所: 京都大学 長山作成

第3章 パキスタンの電力セクター関係機関の現状

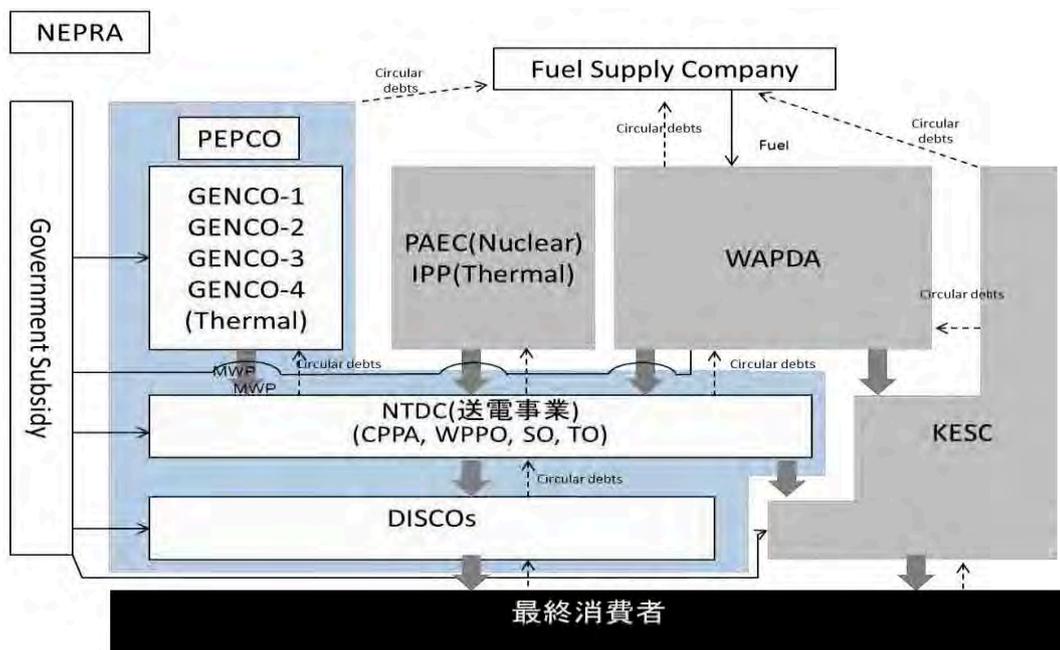
第3章 パキスタンの電力セクター関係機関の現状

3.1 電力セクターにおける循環債務状況

3.1.1 循環債務の現状と課題

3.1.1.1 循環債務の現状

「パ」国では、コスト分を徴収できない料金設定、高い送配電ロスおよび低い電気料金徴収率により、配電会社は送電会社に請求額を支払うことができず、送電会社は配電会社に、配電会社は燃料供給会社に支払いができないという、所謂「循環債務」が各電力事業体に発生している。



注 1: Figures (red) are circular debt in 2012

注 2: Billion Rs

注 3: AR: Accounts Receivable, TDS: Tariff Differential Subsidy

注 4: Figures (black) are cash subsidy

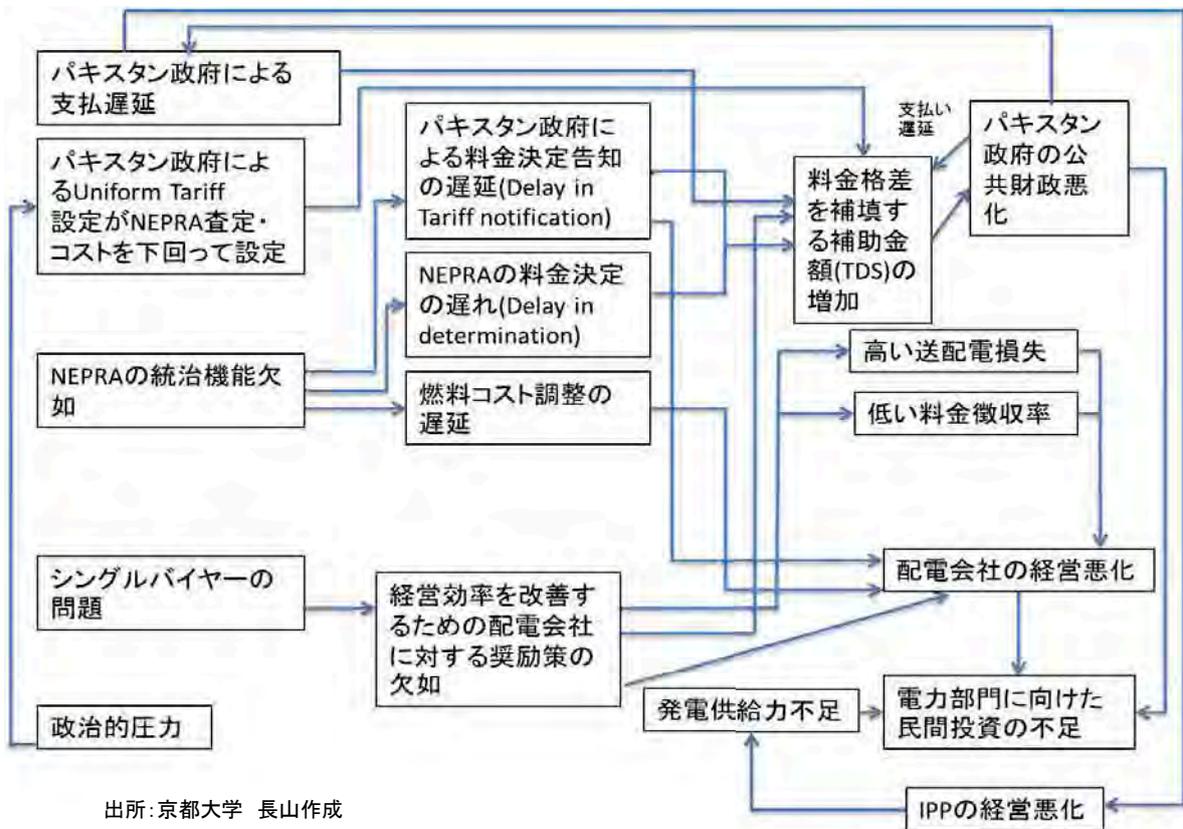
出所 1: Revised from JEPIC

出所 2: 各種資料を参考に調査団作成

図表 3.1-1 パキスタン国の電力セクター体制図と循環債務

3.1.1.2 循環債務の構造

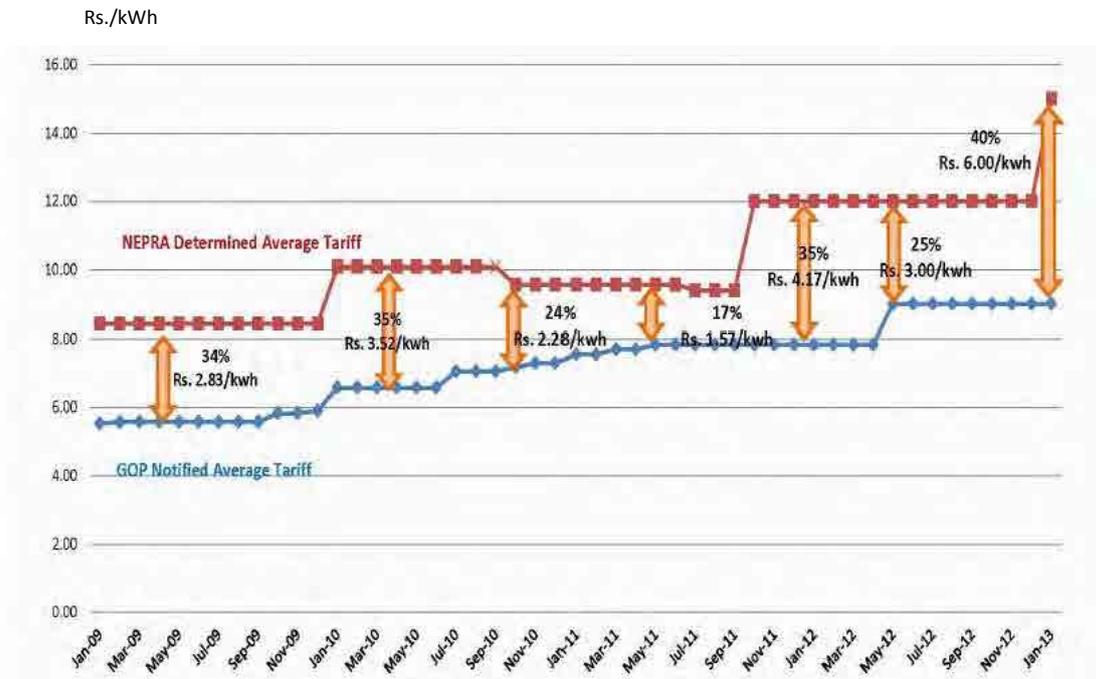
循環債務が累積した主要な原因の一つは、小売料金設定方法に欠陥があるためである。2007年以來、配電会社に対して、差別料金体系(Differential Tariffs)が適用されてきたが、最終需要家への実際の徴収は、差別料金体系(Differential Tariffs)ではなく、全国一律料金体系(Uniform Tariffs)が継続適用されている。この差がTDS(Tariff Differential Subsidy)である。配電会社は各社の規模、地理的条件、社会政治的背景、利用者の人口密度と利用者構成、基幹施設と運用保守費、技術上および管理上の損失、管理能力などの差が大きい。このため配電会社ごとに異なるTariff(Differential Tariff)が課せられる。



出所: 京都大学 長山作成

図表 3.1-2 循環債務の構造

図 3. 1-3 に示すとおり、TDS は一定の差額を維持したまま推移している。



出所：ENERGY SECTOR CRISIS ISSUES & REFORMS WAY FORWARD by SHAHID SATTAR Member (Energy) PLANNING COMMISSION
May 23rd, 2013

**図表 3. 1-3 NEPRAs による料金決定 (Tariff Determination) と
GoP による料金告知 (Tariff Notification) の推移**

この TDS の増加の他、送配電 (T&D) におけるノンテクニカルロス、低い料金徴収率、CPPA から IPP に対する支払遅延²²とそれによる延滞金、燃料調整費 (FAS) による損失等で、毎月 350 億 Rs. 超が循環債務として累積されている。NEPRAs から指示される目標値²³を超える送配電ロスやコストを下回る回収は費用となり、配電会社の経営を圧迫している。

IPP は NTDC/CPPA からの支払いがない場合、「パ」国政府が代わりに支払うことが保証されている (Sovereign Gurantee)。

²² National Policy 2013 には due date からの delay limit が RFO で 45-60 日、Gas で 30-45 日とされている。

²³ 例えば LESCO では 12% (実質は 13.2%) (2013 年 9 月 25 日 LESCO インタビューによる)

3.1.1.3 循環債務の内訳

図表 3.1-4 は 2006 年から 2012 年の循環債務を示す。2006 年に 1,112 億 6,000 万だった循環債務は、2012 年には 8,724 億 2,000 億 Rs.) に膨らんでいる。

図表 3.1-4 2006 年から 2012 年の循環債務

(Billion Rs.)

Growth in Circular Debt (Impact of Primary Causes)								2006-2012 (cumulative)
Primary Causes	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	
Stock of Debt - Beginning of the Year	84.07	111.26	144.99	161.21	235.65	365.66	537.53	1640.37
Non-Collection								
DISCOs Receivables From:								
Federal Government	0.22	0.35	0.08	0.15	1.79	1.57	0.19	4.35
FATA	10.87	6.36	9.43	10.24	-78.34	4.3	13.42	-23.72
Provincial Governments	2.25	0.75	5.09	7.17	16.72	36.07	15.84	83.89
AJK Government	0.54	0.27	0.46	1.18	2.00	5.50	6.05	16.00
Agri-Tubewells	0.42	1.28	1.07	3.01	3.46	-3.68	-3.12	2.44
Private Consumers	9.08	7.96	9.64	19.88	25.59	39.29	54.55	165.99
Sub-Total	23.38	16.97	25.77	41.63	-28.78	83.05	86.92	248.94
CPPA Receivables from KESC	3.81	16.76	26.74	-11.87	4.04	-1.79	13.78	51.47
Total Non-Collection	27.19	33.73	52.51	29.76	-24.74	81.26	100.69	300.40
Tariff & Subsidy issues								
Tariff Determination & Notification Delay								
	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	72.19	72.19
Fuel Price Adjustments								
	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	20.1	33.19	53.29
Difference Between DISCOs TDS claims Vs. Actual Disbursed								
	n/a	n/a	-36.29	39.66	134.84	48.68	106.02	292.91
Difference between DISCOs NEPRA Allowed Vs. Actual T&D Losses								
	n/a	n/a	n/a	5.02	19.91	21.84	22.78	69.55
Sub-Total Tariff & Subsidy Issues								
	n/a	n/a	-36.29	44.68	154.75	90.62	234.18	487.94
Total Circular Debt (As of Year End)	111.26	144.99	161.21	235.65	365.66	537.53	872.41	

原出所1: PEPCO DISCOs Performance Statistics Reports FY 2005-2012

原出所2: USAID PDP Analysis based on data from NEPRA's DISCO Tariff determination 2012 (Data only available for the year shown)

原出所3: Data from MOWP - Tariff Cell (Data only available for the 2 years shown)

原出所4: Chief Engineer's Office - MWP

原出所5: USAID PDP Analysis

出所: USAID The Causes and Impacts of Power Sector Circular Debt in Pakistan March 2013

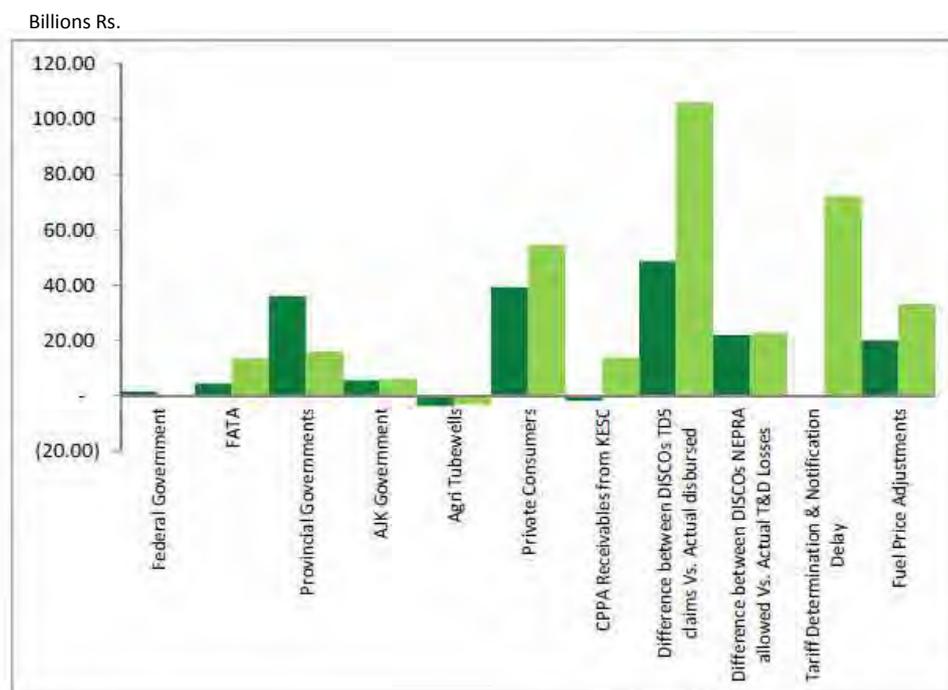
図表 3. 1-5 循環債務の主要な原因 (2012 年)

	Ammounts in 2012(Billion Rs.)	Major Causes(To be checked)
Non-Collection	100.69	
DISCO's receivables	86.92	Collection capability of DISCOs is low. Lack of incentives to improve collection. Issues of single buyer
CPPA Receivables from KESC	13.78	Payment governance of KESC CPPA collection capability
Tariff & Subsidy	234.18	
Tariff determination & Notification delay	72.19	NEPRA and GoP delay in tariff notification process
Fuel Price Adjustments	33.19	NEPRA's capability to implement -executing Fuel price adjustment
Difference between DISCOs T&D claims vs Actual disbursed	106.02	MOF delay in payment
Difference between DISCOs NEPRA Allowed vs Actual T&D Losses	22.78	Legal constraints NEPRA's tariff setting issue GoP's uniform price is too low
Total	334.87	
Cumulative as of 2012	872.41	

出所: Revised from USAID (2013) "The Causes and Impacts of Power Sector Circular Debt in Pakistan March 2013(The United States Agency For International Development (USAID))

配電会社各社に対する決定料金のうち、最低料金は継続して告知されなければならない。「パ」国政府は徐々に最低料金すらも告知を遅らせるようになり、特に家庭用 Slab 料金表の最上位料金 3 種の場合にその遅れが見られた。このため、補助金が巨額に達した。

出所: ENERGY SECTOR CRISIS ISSUES & REFORMS WAY FORWARD by SHAHID SATTAR Member (Energy) PLANNING COMMISSION May 23rd, 2013(以上、日パテック和訳)



注： 濃緑が 2010-11 年度、薄緑が 2011-12 年度

原出所 1: PEPCO DISCOs Performance Statistics Reports FY 2005-2012

原出所 2: USAID PDP Analysis based on data from NEPPA's DISCO Tariff determination 2012 (Data only available for the year shown)

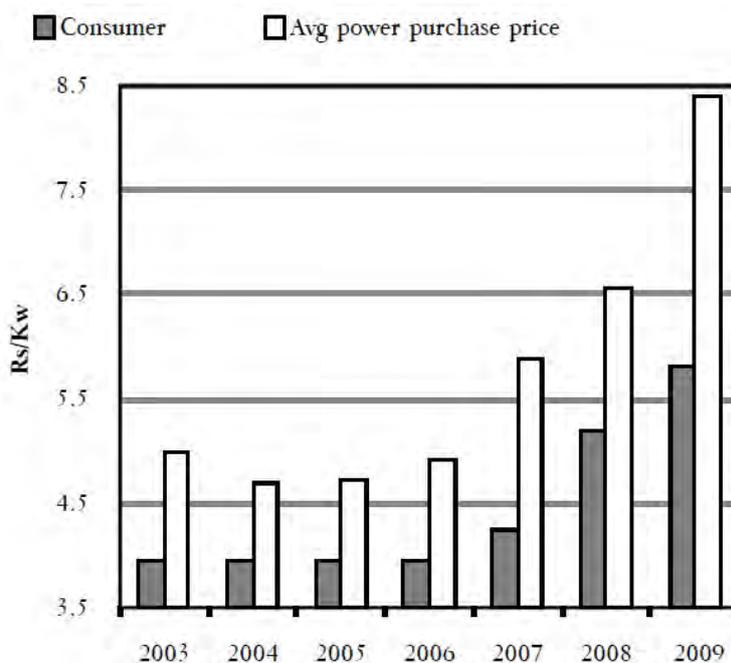
原出所 3: Data from MOWP - Tariff Cell (Data only available for the 2 years shown)

原出所 4: Chief Engineer's Office - MWP

原出所 5: USAID PDP Analysis

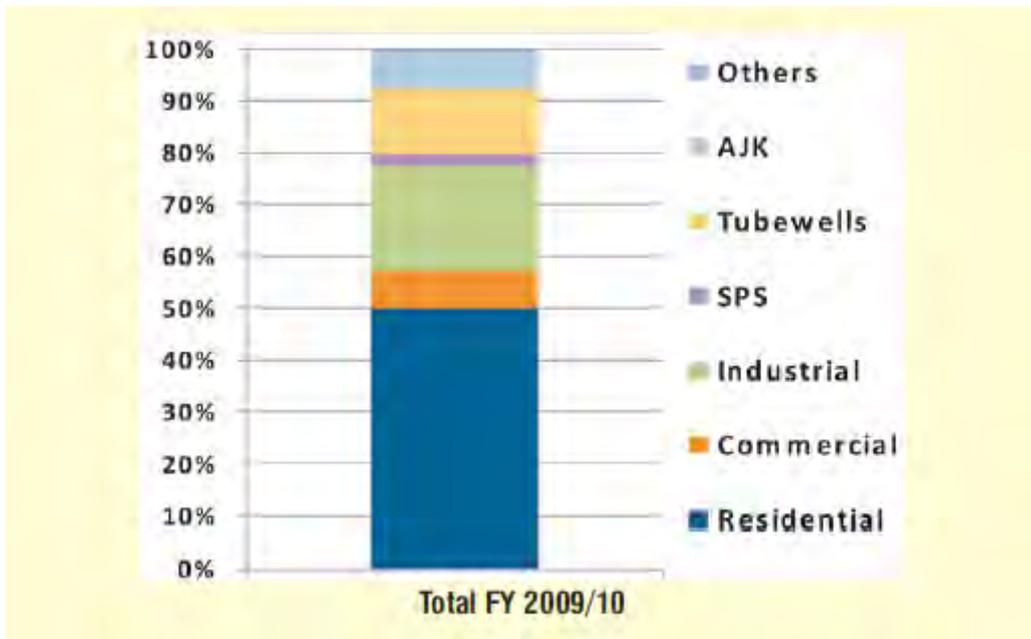
出所: The Causes and Impacts of Power Sector Circular Debt in Pakistan March 2013(The United States Agency For International Development (USAID))

図表 3.1-6 循環債務の項目別比較(2010-11 年度 及び 2011-12 年度)



出所: Syed Sajid Ali and Sadia Badar (2010) "Dynamics of Circular Debt in Pakistan and Its Resolution"

図表 3.1-7 小売料金と発電コストの推移



注：SPS= Single Point Supply(1点供給消費者)

配電認可事業者による大口購入および(b)他の消費者区分に分類されない混合負荷電力消費者に対する一点供給

この料金表の目的を達成する「一点供給」とは、配電認可事業者の独占的販売管轄地域内で配電を促進するために同認可事業者に対して供給が一点で行われること、あるいは消費者区分 A, B, D, E, F, G および H に分類されず、ほかの消費者に再販することのない大使館など混合負荷電力消費者に対して供給が一点で行われることを意味する。

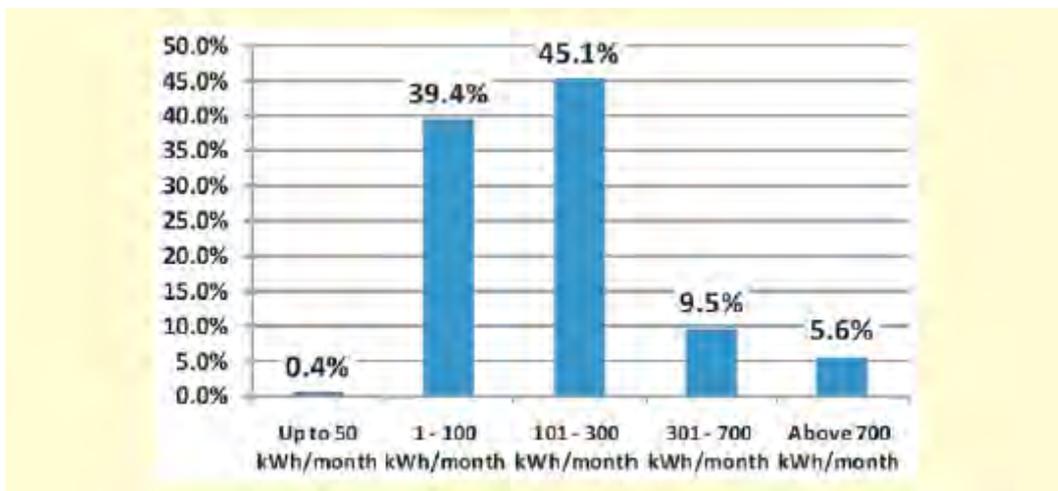
一般条件

- この料金表が定める一点供給消費者の平均力率 (Average Power Factor) は、90%を下回らないものとする。この平均力率が 90%を下回る場合、消費者は平均力率が 90%から 1%減少するごとに、固定料金の 2%に相当する罰則金を支払うものとする。
- 何らかの理由により消費者に対する検針日が変更されたとしても、前後 4 日間以内の変更であれば、告知されることはない。ただし、検針日前後 4 日間超の変更がある場合は、新旧検針日間の日数分を日割り計算して固定料金を算定するものとする。Tariff C が定めるピーク時負荷電力 20kW 超を必要とする一点供給消費者には、それぞれの区分に応じた閑散時間割引料金 (TOD) に切り替える選択肢が与えられるものとする。

原出所：NEPRA first quarter FY2009 Tariff determination and PEPCO

出所：Integrated Energy Sector Recovery Report & Plan October 2010

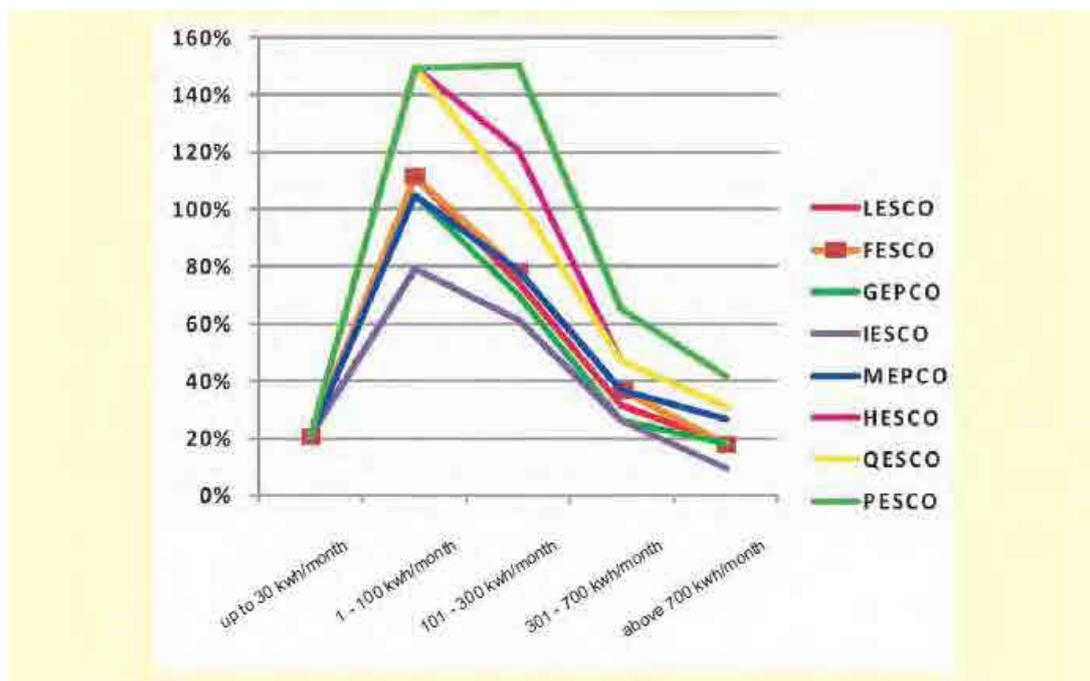
図表 3.1-8 TDS の顧客別割当構成 (2009/2010)



原出所：Based on Annex 2 of NEPRA decision of DISCOs' Tariff petitions for the first quarter of FY2009/10 and PEPCO data.

出所：Integrated Energy Sector Recovery Report & Plan October 2010

図表 3.1-9 顧客別使用額別 TDS 割当構成



注: FESCO=Faisalabad Electric Supply Company, GEPCO=Gujranwala Electric Supply Company, HESCO=Hyderabad Electric Supply Company, IESCO=Islamabad Electric Supply Company, LESCO=Lahore Electric Supply Company, MEPCO=Multan Electric Power Company, PESCO=Peshawar, Electric Supply Company, QESCO=Quetta Electric Supply Company

原出所: ESTF Secretariat assessment

出所: Integrated Energy Sector Recovery Report & Plan, ADB October 2010

図表 3.1-10 2010年7月までにTDSが削除された場合の住民電気料金の上昇

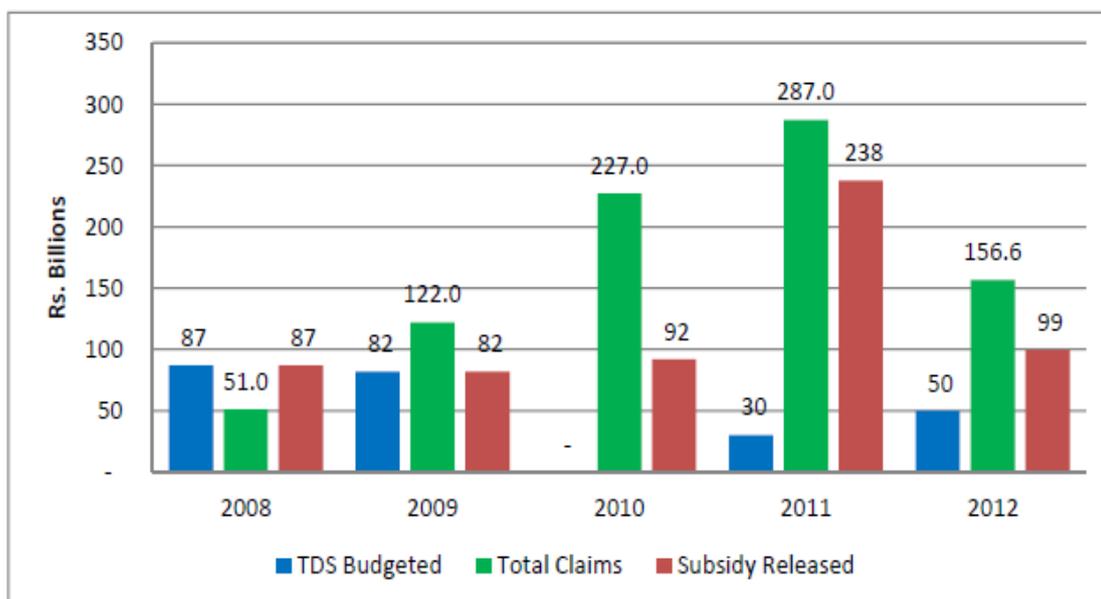


注: FESCO=Faisalabad Electric Supply Company, GEPCO=Gujranwala Electric Supply Company, HESCO=Hyderabad Electric Supply Company, IESCO=Islamabad Electric Supply Company, LESCO=Lahore Electric Supply Company, MEPCO=Multan Electric Power Company, PESCO=Peshawar Electric Supply Company, QESCO=Quetta Electric Supply Company

原出所: Based of PEPCO data

出所: Integrated Energy Sector Recovery Report & Plan October 2010

図表 3.1-11 配電会社への kWh あたりの補助金額



原出所: Ministry of Water & Power, Chief Engineer' s Office,

出所: The Causes and Impacts of Power Sector Circular Debt in Pakistan March 2013(The United States Agency ForInternational Development (USAID))

図表 3.1-12 料金差額補助金の予算額、予算要求額及び現支出額

3.1.2 滞納金の発生

「パ」国政府は2013年5月末に確認された滞納金(payment arrears)5,030億Rs.のうち、2013年6月末に3,420億Rs.を精算し、2013年7月末までに残高を完済した。このように滞納金を削減することによって、資金繰りに苦しむ発電会社の負担が緩和され、発電会社の発電系統にさらに電力を供給する余裕が生まれるとともに、Load Sheddingを約3時間短縮することが可能となる。IMFはまた、発電系統に対して技術的、財務的な監査を実施する専門会社を雇い、2013年11月末(構造的ベンチマーク)までに、(電力部門の持株会社をはじめとする)電力部門全社が抱える買掛金のストックとフローを確認し、さらに監査報告書に記載の監査所見に基づいて、買掛金滞納の累積と循環を防ぐための指針を策定する予定である。

出所: IMF Country Report No. 13/287 Pakistan 2013 article IV consultation and request for an extended arrangement under the extended fund facility September 2013(以上、日パテック和訳)

政府は、KIBOR (Karachi Interbank Offered Rate)に加えて、政府による支払遅延および同利息4.5%をIPPに支払うことに合意した。しかし、IPPは2.5%を加えた金額を銀行に支払う。

循環債務の支払いの前に、IPP(例えばアトラス社)は70-80%の容量で稼働していたが、現在フル稼働して1,700-2,000MWを発電している。

SETTLEMENT OF POWER SECTOR CIRCULAR DEBT

Settlement on 28 June 2013

		<u>Rs. (Billion)</u>
Gross Transaction Amount		503.025
Liquidated Damages		(22.916)
	Total (Excluding LDs) (A)	480.109
Gross Transaction (B)		341.958
Dividend received		19.710
	Total Net Transaction	322.247
 Payments Details		
Cash IPPs		161.229
PIB OGDCL		56.322
PIB PPL		23.363
PSO Cash + PIB		81.333
		(Cash 33.217 + PIB 48.116)

Settlement on 21 July 2013

WAPDA-Hydel		90.083
NIDC		10.216
Gencos		14.888
Nuclear Plants		22.964
	TOTAL (C)	138.151
GRAND TOTAL (A = B + C)		480.109

注 : PIB OGDCL Pakistan Investment Bond (PIB) OGDCL (Oil and Gas Development Company Limited)
 PIB PPL Pakistan Investment Bond (PIB) PPL (Pakistan Petroleum Limited)
 PSO Cash + PIB Pakistan State Oil (PSO)

出所: Ministry of Finance Settlement of Power Sector Circular Debt
 (http://www.finance.gov.pk/press/circular_debt_1.pdf), reference day Nov 25 2013.

図表 3. 1-13 循環債務の精算

インタビュー調査では、政府から各業者への循環債務支払方法がちまちであった。交渉力をみて支払いをコントロールしているように見受けられる。

図表 3.1-14 2013年6月28日における IPPs 及びエネルギー関係企業への支払い

PAYMENT TO IPPS/ENERGY SECTOR OTHER ENTITIES ON 28-06-2013		
Sr. No	Entity Name	Total Amount Rs. Min
1	HUBCO (RFO)	75,000
2	KAPCO (GAS & RFO)	41,354
3	AES (Pakgen) (RFO)	6,982
4	AES (Lalpir) (RFO)	4,546
5	KEL (RFO)	3,504
6	SABA (RFO)	-
7	LIBERTY (GAS)	9,906
8	UCH (GAS)	19,261
9	ROUSCH (GAS)	8,687
10	FAUJI (GAS)	5,100
11	HABIBULLAH (GAS)	2,540
12	ALTERN (GAS)	270
13	AGL POWER (GAS)	19,336
14	THE HUBCO NAROWAL (RFO)	17,397
15	ATLAS POWER (RFO)	5,400
16	NISHAT POWER (RFO)	7,080
17	NISHATCHUNIAIN (RFO)	6,860
18	LIBERTY TECH (RFO)	6,817
19	ORIENT POWER (GAS/HSD)	1,307
20	SAIF POWER (GAS/HSD)	4,902
21	SAPPHIRE ELECTRIC (GAS/HSD)	4,208
22	HALMORE POWER (GAS/HSD)	2,522
23	ENGRO POWER (GAS)	8,974
24	FOUNDATION POWER (GAS)	7,074
25	SHYDO POWER (HYDEL)	1,159
26	LARAIB ENERGY (HYDEL)	105
Total:		270,291
27	SNGPL (Genco-II)	18,996
28	SSGC (Genco I&II)	2,901
		586
29	Mari Gas (Genco-II)	9,358
30	PPL (Genco-II)	13,843
31	PSO (Genco-I & III)	6,130
		19,853
Total:		71,667
G/Total:		341,958

出所 : Ministry of Finance Settlement of Power Sector Circular debt
 (http://www.finance.gov.pk/press/circular_debt.pdf), reference day Sep 30 2013

2013年6月に政府より3,220億Rs.が支払われたことで、循環債務の多くは一時的に解消されたが、数ヵ月で1,000億Rs.の循環債務が新たに発生したとの報道もある。

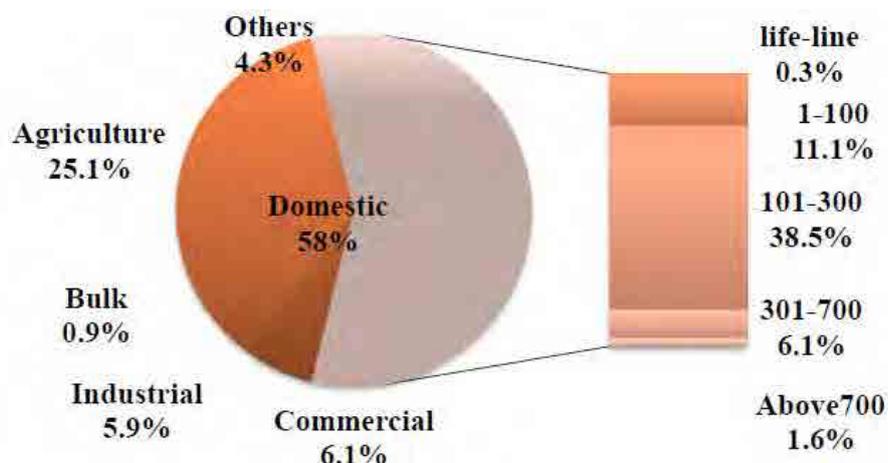


出所：Business Recorder Lahore, September 26, 2013

3.2 エネルギー補助金

ENERGY SECTOR CRISIS ISSUES & REFORMS WAY FORWARD SHAHID SATTAR Member (Energy) PLANNING COMMISSION (2013) によると、補助金の配分は以下の通りである。

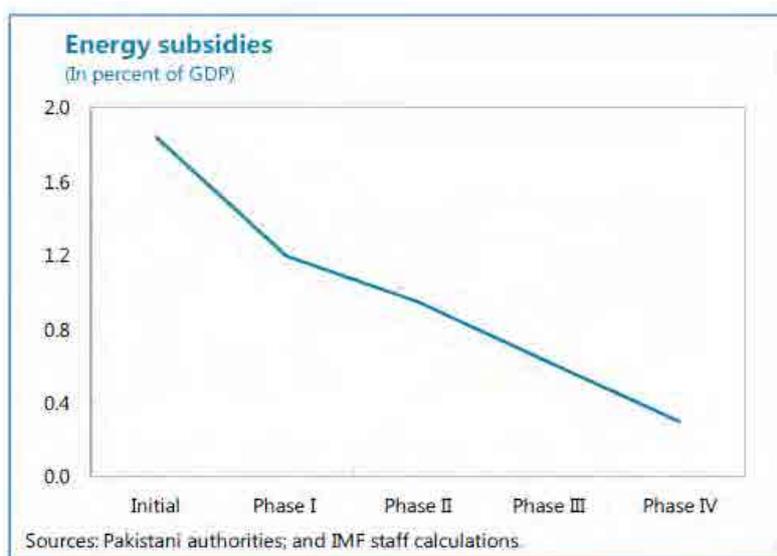
- 中高所得の住宅消費者および汲み上げ式農業用水の利用者に、補助金の多くが交付されている。
- 補助金全額の約 58%を住宅消費者が受給している。
- 補助金全額のわずか 3%が(0-50kWh/月を消費する) 貧困家庭に交付されているにすぎない。
- 補助金全額の約 25%を農業部門が占めている。



出所：ENERGY SECTOR CRISIS ISSUES & REFORMS WAY FORWARD SHAHID SATTAR Member (Energy)
PLANNING COMMISSION May 23rd, 2013

図表 3.2-1 電力補助金の構成 (Subsidy Break-up)

エネルギー補助金の削減は、International Monetary Fund (IMF) の 2013 年 9 月発行のレポートに以下のように記載されている。



出所：IMF Country Report No.13/287 Pakistan 2013 article IV consultation and request for an extended arrangement under the extended fund facility September 2013

図表 3.2-2 IMF によるエネルギー補助金削減スケジュール

(以下 IMF レポートより抜粋)

「パ」国当局は、大部分のエネルギー補助金を段階的に削減する計画を開始した²⁴。四段階からなるこの計画は、3年間で補助金を現行の GDP の約 1.8% から GDP の 0.3-0.4%

²⁴ 燃料価格の変動分は毎月電気料金に転嫁される。(IMF レポート: IMF Country Report No.13/287 Pakistan 2013 article IV consultation and request for an extended arrangement under the extended fund facility September 2013 より)

に削減する予定である。

・第一段階 (Phase I)

第一段階では、7月末に約50%の料金値上げを実現することによって、産業、商業、大口および AJ&K 地区²⁵の各利用者に対する補助金をほぼ完全に廃止することを必要とした。この段階では、大部分の国内消費者が値上げ対象から除外された。

・第二段階 (Phase II)

第二段階では、200 kWh 超の消費、SCARP²⁶、およびその他の消費(公共照明、住宅建設計画、鉄道および HVTL²⁷)に対する補助金廃止を必要とするほか、農業に対する補助金を約13%削減する必要がある。これに応じた料金値上げは、既に承認(approved)と告知(notified)が済んでおり、10月1日から施行される。

・第三、第四段階 (Phase III & IV)

各当局は、2014/2015 会計年度と 2015/2016 会計年度に、財政負担を GDP の 0.3-0.4%に引き下げるため、(農業と 200 kWh 未満の消費に対する)補助金残高を削減する予定である。第四段階を終了するまでに、200kWh を上回る消費に対する補助金も削減する予定である。大部分の家庭が料金値上げの対象となる中、最低電気量の利用者に対する料金は据え置かれ、目標とする移行計画で予定される料金値上げも最貧困層を保護するものとなる。

(抜粋終)

出所：IMF Country Report No.13/287 Pakistan 2013 article IV consultation and request for an extended arrangement under the extended fund facility September 2013(以上、日パテック和訳)

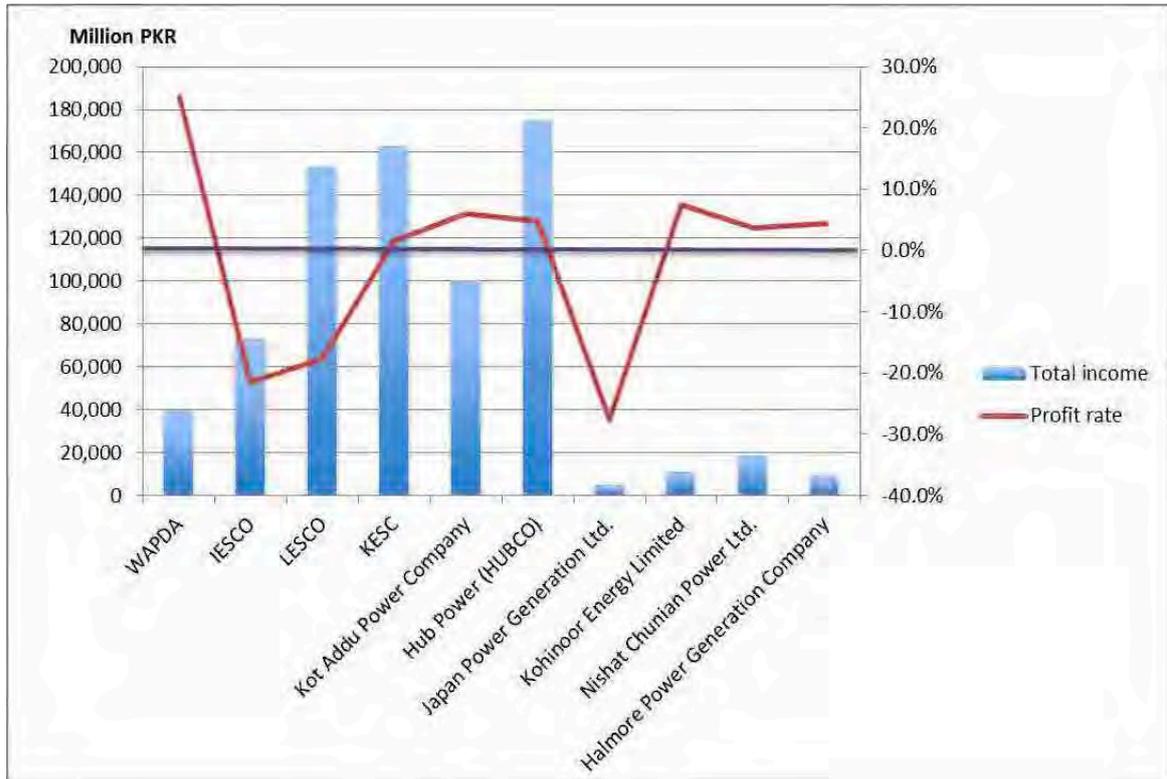
²⁵ アザド・カシミール(AJ&K: Azad Jammu and Kashmir)

²⁶ 塩害・湛水害対策事業 (SCARP: Salinity Control and Reclamation Project)

²⁷ 高電圧架空送電線(HVTL: High Voltage Transmission Line)

3.3 発電、送電、配電会社の財務状況

IESCO、LESCO といった配電会社の利益がマイナスなのに対し、発電事業者は Japan Power を除き、プラスの利益になっている。IPP の利益は、PPA によって守られているのに対し、IESCO、LESCO などの配電会社は「パ」国の電力政策の影響を受け損失を被っている。



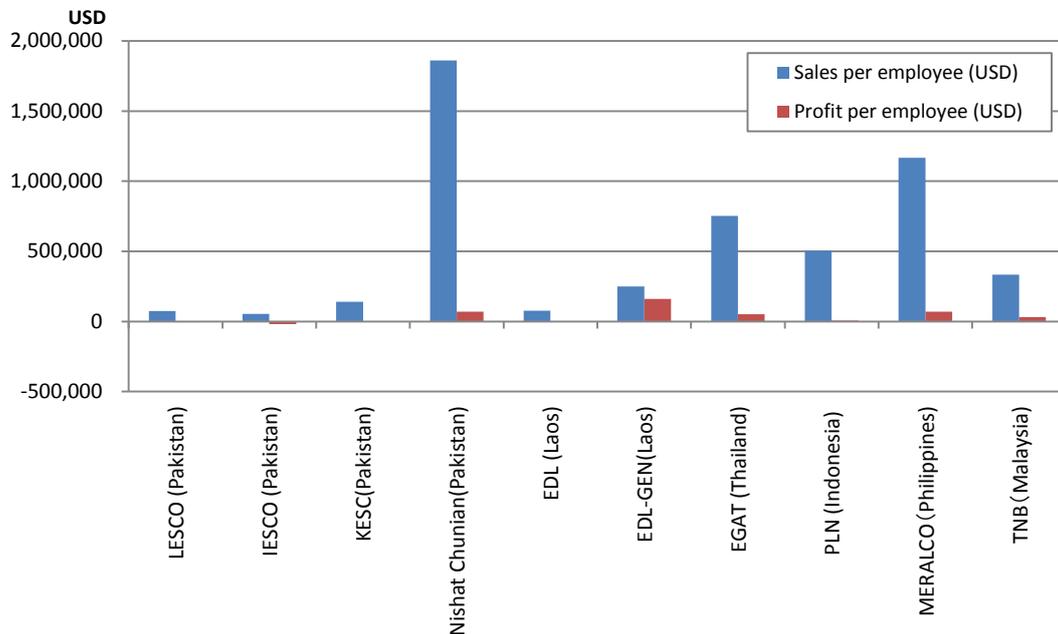
注1: Profit rate = profit after tax

注2: WAPDA (2012), IESCO (2012), LESCO(2012), Kot Addu Power Company (2012), HUBCO (2012), Japan Power Generation Ltd. (2012), Kohinoor Energy Ltd. (2012), Nishat Chumian Power Ltd. (2012), Halmore Power Generation Company (2012)

出所: Annual report of respective companies

図表 3.3-1 パキスタン国における生産電力企業の売上及び利益率

1人当たり売上では、IPPのNishat Chunianが他のアジア諸国における電力企業と比べても突出して高くなっている(図表3.3-2)。



注1: for YESB: only regular employees

注2: Income include subsidiy from GoP

注3: for HPGE, MEPE, YESB, ESE exchange rate 1USD=970kyats

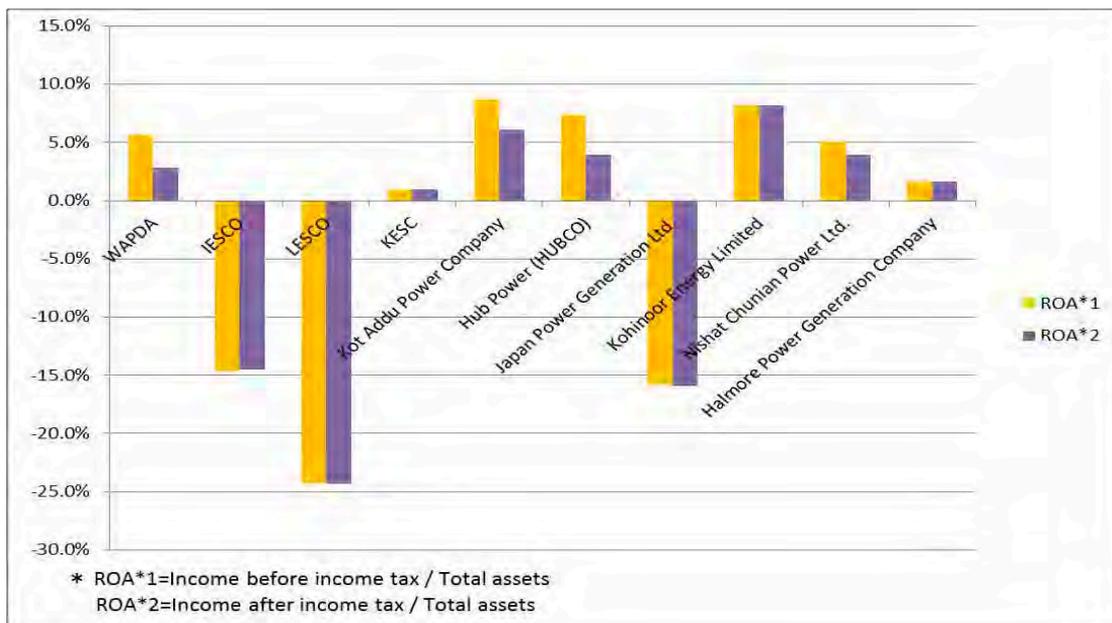
注4: Profit = Profit after payment income tax

注5: EDL (Laos)、 EDL-GEN (Laos)は2011年のデータ。他は2012年データ。

出所: MEPE statistics 2011, 2012, Financial statement of respective companies

図表3.3-2 1人当たり売上と利益

図表3.3-3に示すとおり、Kohinor、HUBCOなどROAが高い。



注1: WAPDA (2012), IESCO (2012), LESCO(2012), Kot Addu Power Company (2012), HUBCO (2012), Japan Power Generation Ltd. (2012), Kohinor Energy Ltd. (2012), Nishat Chunian Power Ltd. (2012), Halmore Power Generation Company (2012)

出所: Annual report of respective companies

図表3.3-3 電力関係会社のROA

第4章 電力セクター関係機関の概要

第4章 電力セクター関係機関の概要

4.1 NEPRA、NTDC/WPPO/CPPA、発電、配電会社の機能・組織体制・業務状況

4.1.1 NEPRA

4.1.1.1 NEPRAの事業概要

NEPRA (National Electric Power Regulatory Authority) は、「パ」国の電力部門に健全な商業原則に基づく透明で賢明な経済的規制を導入するために設立されたものである。

「パ」国政府は1997年12月16日付けの官報で、1997年12月13日に発効した発電、送電および配電に関する規制法(1997年)の制定を公表した。

NEPRAの責務は、主に以下に示すとおりである。

1. 発電、送電および配電の認可を行う
2. 質の高い運用と安全を保証する基準を確立し、実施に移す
3. 公益事業会社の電力設備投資計画を承認する
4. 発電、送電および配電の料金を設定する

NEPRA憲章は出資者、事業者および需要者を保護することによって、電気サービスの効率と利用を改善するための自律規制機関を設立したいという政府の要求を反映したものとなっている。

出所: <http://www.nepra.org.pk/nepra.htm>(2013年9月16日参照)(以上、日パテック和訳)

4.1.1.2 NEPRAの主要な業務

NEPRAの主要な業務は以下とおりである。

1) 発電・送電・配電に対する事業認可の付与、更新

- 発電事業に関する規制 (Annual Report 2011-2012 P. 40)

法律により、発電事業者はNEPRAが付与する事業認可に、発電所の建設と運用を実施しなければならないと定められている。事業認可を受けた発電会社は、国営送電会社(NTDC)の送電設備に直接的または間接的に発電設備を接続する場合、国営送電会社(NTDC)が全国送電網(national transmission grid)および接続された発電設備による安全で信頼性の高い送電と運用が経済的かつ非差別的に実施できるよう、当該発電設備を同送電会社(NTDC)に利用可能なものにしなければならない。ただし、当局が調整した電圧維持と不経済な送電に対する補償が発電会社に与えられることを条件とする。

- 送配電事業に対する規制 (Annual Report 2011-2012 P. 47, P48, P50)

法律により、送配電事業者はNEPRAの事業認可を受けて送配電事業を行わなければならないと定められている。

送配電のパフォーマンス標準規則(Performance Standards(Transmission / Distribution) Rules)に従って、送配電会社は年次パフォーマンス報告書を提出していたが、国営送電会社(NTDC)と配電会社(DISCOs)の会計年度が違うために提出時期が異なり、提出されたデータを比較することが困難だったことから、提出時期を合わせるよう規則の修正を行なった。

2) 電気料金・契約条件の決定、変更

- 料金設定 (Annual Report 2011-2012 P. 23, 36, 42, 50)

NEPRA は料金の変更や見直し、および発電、送電、相互接続、配電、消費者への販売のための費用、契約条件を決定する責任を委ねられている。

電力セクター事業者に対する料金設定は、これに精通した専門家チームによる独立部門が投資の費用対効果や当面のコストを分析し、価格決定や承認を行なっている。四半期ごとに料金を決定する権限を持っていたが、月次ベースで燃料価格変動の都合で調整を行い、通知することを NEPRA に義務付けた条例が制定された。

- 燃料価格変動のパススルー構造の組成 (Annual Report 2011-2012 P. 1, 39)

パススルーの重要性は認識されているが、現状は NEPRA が決めた料金と徴収される料金との差額を政府の補助金という形で穴埋めしている状況である。

配電会社の毎月の燃料価格の変動は、定められたシステムに従って調整されのち、NEPRA によって決定され、政府から通知される。複数年料金 (Multi-year Tariff) が適用される配電会社を除く配電会社について四半期ごとに価格を調整し、全体的な電気料金を決定する権限を持っていた。それに加え、月次ベースの燃料価格変動の調整を義務付け、政府に通知する条例が制定された。

- メータリング (Annual Report 2011-2012 P. 57)

将来的に自動検針システム (ARMS: Automatic Meter Reading System) の導入が計画されている。

3) 法的措置の実施 (罰則など)

- 電力セクターへの投資を誘致するためのイニシアティブ

「パ」国の現在のエネルギー危機に鑑み、代替エネルギーの開発を奨励する必要性から、風力発電開発をはじめとして、水力、太陽光、バイオガス等に投資が容易となるように前払い料金制度を承認した。

4) 規制の遵守状況のモニタリング

5) 公聴会の開催と情報公開・広報

6) 消費者保護のための苦情処理

- 消費者保護 (Annual Report 2011-2012 P. 57)

NEPRA 内に Consumer Affairs Division (CAD) を設置し、消費者保護業務を行っている。消費者の利益を保護し、一部の電力セクター会社の差別待遇や被害から守ることが主である。消費者は手続きに支障なく NEPRA に苦情を申し立てることができ、CAD は苦情の処理を行う責任がある。

出所 : NEPRA Annual Report 2011-2012 (以上、日パテック和訳)

4.1.1.3 NEPRA の財務の独立性の問題

- 1) NEPRA の独立性確保のため、政府補助金は交付されていない(Annual Report 2011-2012 P.155)。

NEPRA の主な収入は、ライセンス付与のための手数料およびその更新を含む手数料である。

2010 年のライセンス手数料は 272,676,675Rs.、2011 年のライセンス手数料は 341,568,607Rs. である(Annual Report 2011-2012 P.156)。

新しい発電プロジェクトを誘致するため、ライセンス手数料の経済的負担を軽減するために、申請手数料だけでなく、事業認可手数料の引き下げを行った。

金融資産への投資は、2010 年は 141,080,102Rs.、2011 年は 103,059,282Rs. となっている(Annual Report 2011-2012 P.156)。

NEPRA Financial Regulations2010 の要件を遵守して、会計年度 2011 年から 2012 年の間に 400 万 Rs. の余剰資金を「パ」国政府の連邦統合基金(Federal Consolidated Fund)に積み立てた。

出所：NEPRA Annual Report 2011-2012 (以上、日パテック和訳)

- 2) 業務キャパシティの問題

業務キャパシティについて、2013 年 9 月の調査では以下が指摘された。

プロフェッショナルスタッフは 30 人である。

NEPRA は業務量の増加に対処する予備期間を必要としており、電気料金査定に関するこれ以上の期間短縮は不可能である。また、NEPRA は料金の決定機関であって、一般事項に対応する機関ではない。料金が NEPRA の予想以上に上昇した場合は、NEPRA 決定料金のカテゴリーにある料金 A(暫定)(図表 2.5-2、2.5-4、2.5-5 参照)を発行する。

- 3) 電気料金

一度 5 年間の複数年料金(Multi Year Tariff)を導入したことがあったが、その後毎年の料金改訂に変更した。

電気料金は 3 か月前に燃料など調達コストの予測を立て、反映させるようにする。

- 4) NEPRA としての配電会社規制の方針
配電会社の電気料金の改訂については、ステップ・バイ・ステップで進めていく。
DISCO でも財務基盤の強いところと弱いところ、配電損失の多いところ、少ないところがあるので、一度同じ技術レベルに合わせる。
その後、DISCO ごとに Tariff レベルを変える。

4.1.2 NTDC/WPPO/CPPA/GENCO

4.1.2.1 NTDC

4.1.2.1.1 NTDC の業務概要

国営送電会社(NTDC)は、1998年11月6日に設立登記され、1998年12月24日に正式に業務を開始した。

同社は、水利電力開発公社(WAPDA)が所有する220kVおよび500kVのグリッドステーションおよび送電線/送電網の地所、権利義務、資産および負債を引き受けるために設立された。

現在NTDCは「パ」国において、500kVの電力系統を12系統、220kVの電力系統を20系統、500kV送電網5,077kmおよび220kV送電網7,359kmを運用、維持している。

このほか、配電会社向けの132kVラインを保有している。

NTDCの主な役割は、以下の4項目にまとめられる。

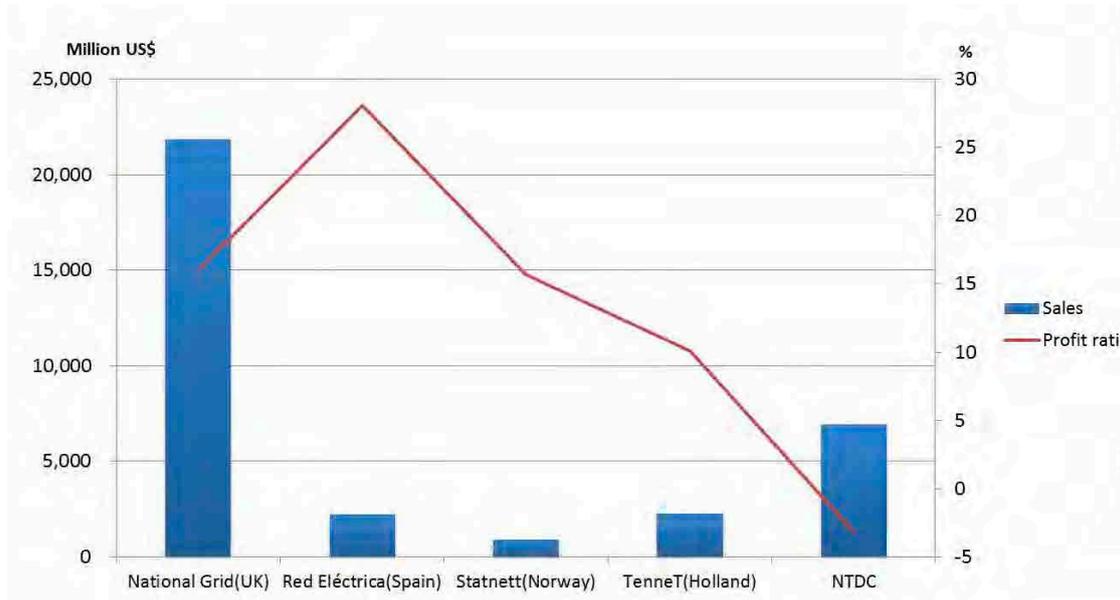
1. CPPA(中央電力購買局)(Central Power Purchasing Agency)
中央電力購入機関(CPPA)として、配電会社(DISCOs)の代理として火力を担うGENCO、水力を担うWAPDA Hydel および IPPs から調達し、500kV、220kV および 132kV の配電網を通じて配電する。
2. システム運用事業者(System Operator)
発電設備の安心、安全および信頼性の高い運用、制御および配電を行う。
3. 送電網事業者(Transmission Operator)
500kV および 220kV 送電網の運用保守、計画、設計および増設を行う。
契約登録機関および電力売買 CRPEA (Contract Registrar and Power Exchange Administrator) として、売買取引システムに関する契約の記録とモニタを行う。

出所: <http://www.ntdc.com.pk/CompanyProfile.php> (2013年9月23日参照) (以上、日パテック和訳)

4.1.2.1.2 NTDC の財務状況

NTDCの売上は毎年伸びているが、2008年—2011年まで赤字で推移してきた。2012年に黒字転換した。

NTDC の売上規模および利益 (Profit ratio) を諸外国の送電事業会社と比較したものが図表 4.1-1 である。売上利益率が特に低いのが特徴的である。



注1: National Grid(UK), Red Eléctrica(Spain), Statnett(Norway), TenneT(Holland) は 2012 年のデータ。

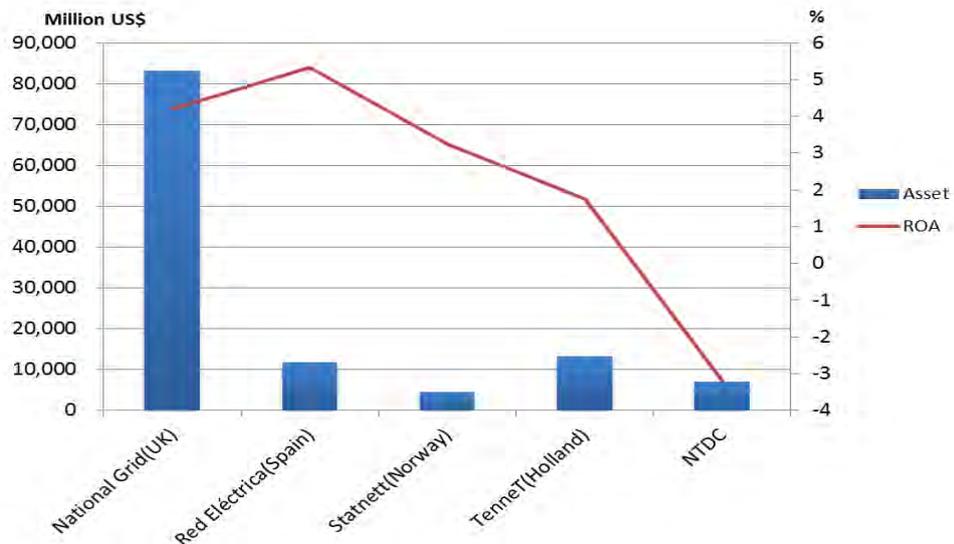
NTDC は 2010 年のデータ

注2: Profit は税引後利益

出所: Annual reports of respective companies

図表 4.1-1 Sales and Profit

NTDC は送電資産評価が低く、利益率 (ROA) も低い。

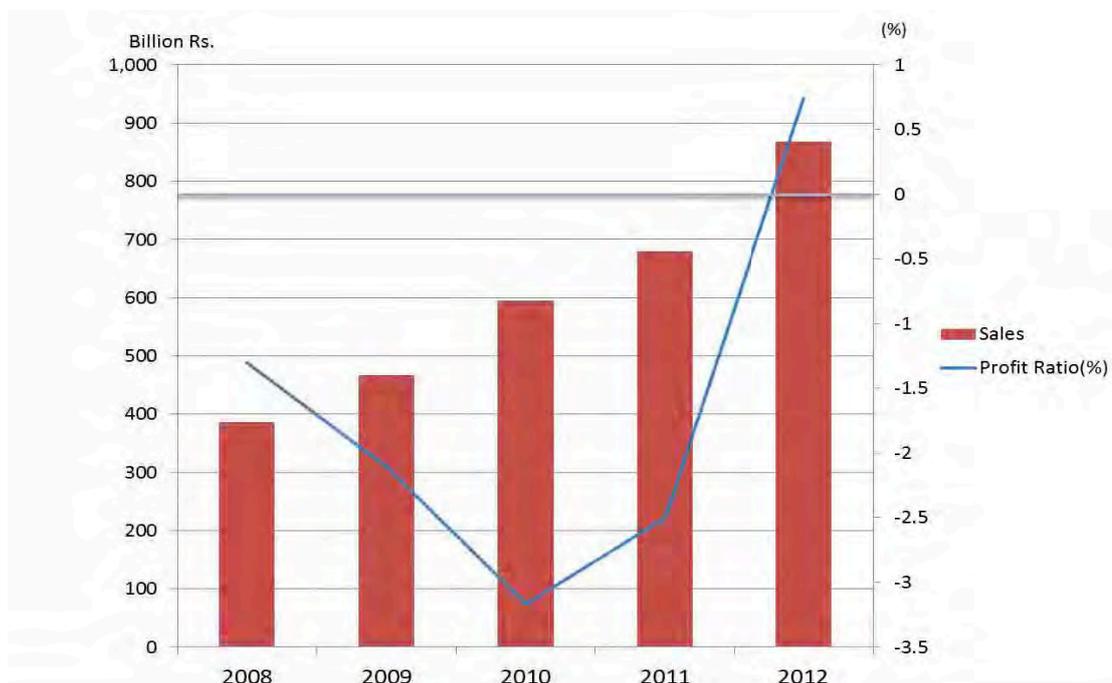


注: National Grid(UK), Red Eléctrica(Spain), Statnett(Norway), TenneT(Holland) は 2012 年のデータ。

NTDC は 2010 年のデータ

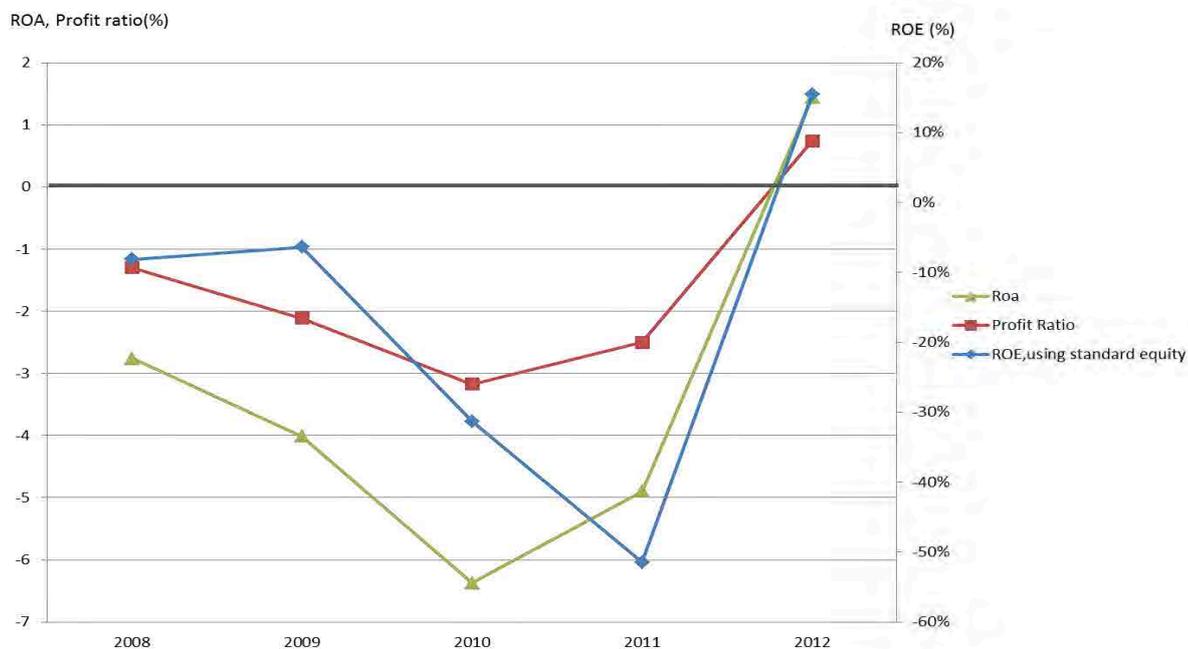
出所: Annual reports of respective companies

図表 4.1-2 Total Asset and ROA



注: Profit Ratio(税引き後利益)
出所: NTDC 各年 Financial Statement

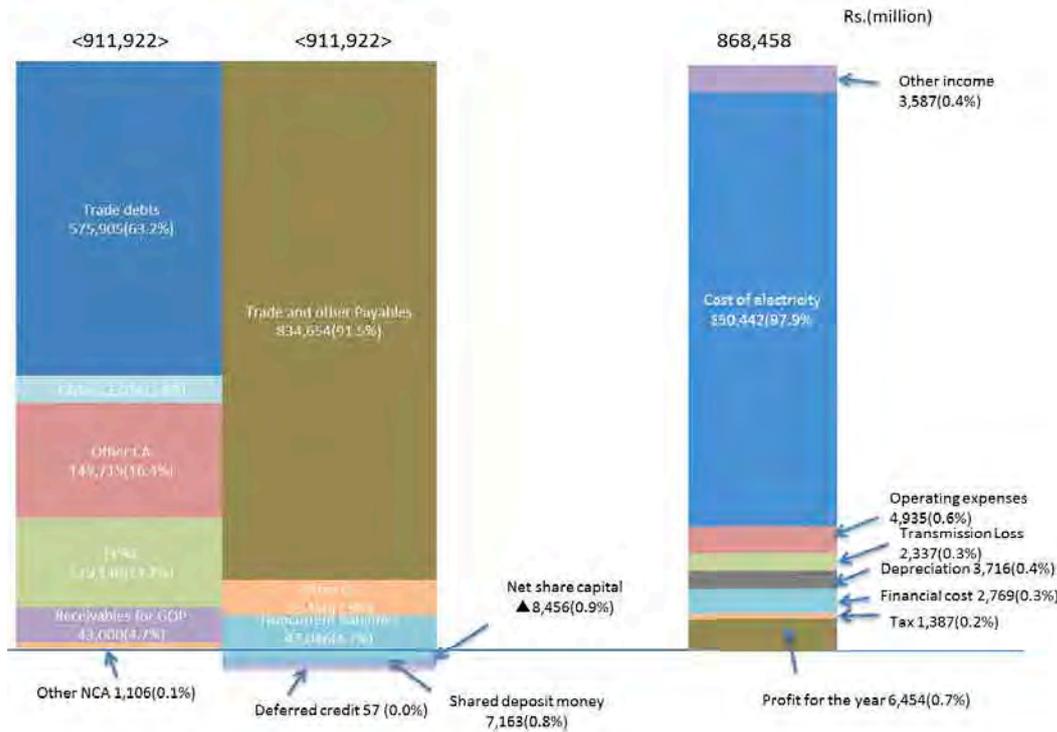
図表 4.1-3 NTDC の売り上げ推移と利益



注: ROA:Return on Assets (Returnは税引後利益)
Profit ratio: Profit after tax/sales
出所: NTDC 各年 Financial Statement

図表 4.1-4 NTDC の利益率推移

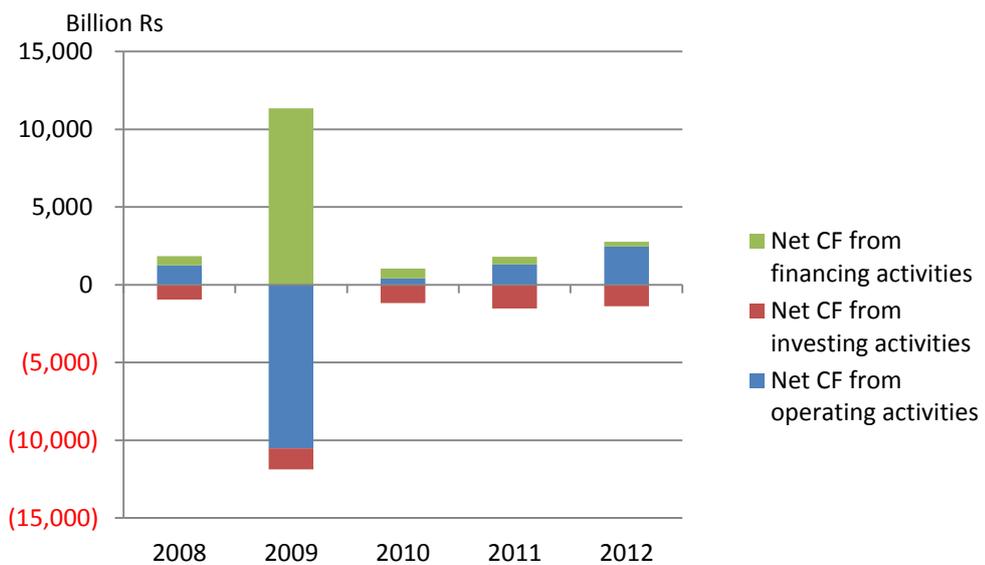
NTDC の 2012 年は債務超過の状況にある。



出所：NTDC 財務報告書 2012 より作成

図表 4.1-5 NTDC 2012年のBS と PL

NEPRA が 2013 年に発行した Determination of the Authority in the matter of NTDC (No NEPRA/TRF-226NTDC-2013) によると、送電ロス を 2.5% 以下にするよう勧告している。つまり 2.5% しか Tariff に転嫁できず、年平均で 30 億 Rs. の損失があるとしている。



出所：NTDC financial statements

図表 4.1-6 NTDC のキャッシュフロー

4.1.2.1.3 託送料金

「パ」国の託送料金は、kWあたりのFixed ChargeとkWhのVariable Chargeからなっている。

Fixed Chargeは、NEPRAが決定した一ヶ月当たり85.91 Rs./kW（この数値は、種々の要素を考慮して毎年改訂される）である。

Fixed ChargeはPrevalent Tariff（2013年8月現在のTariff）が85.91/kW/月であるが、2013年9月以降のNew Tariffでは、102.43/kW/月である。

このFixed ChargeはNEPRAが決定し、政府に提出されたのち、NTDCに通知される。

Fixed Charge (USCF: USCV: Use of System Charge Fixed) = Rs.102.43/kW/Month
Variable Charge (USCV: Use of System Charge Variable) = Rs. 0.2367 per kWh X LAL factor

（出所：S.R.O.886）

ここでLAL Factorとは、利用者毎に定める送電ロスと送電系統にかかる負荷(Load)との調整率のことで、ロスの責任配分をNEPRAが決定する。NEPRAが調整率を定めるまでは、暫定的に、LAL Factor=1を適用している。

尚、売上には送電託送料金(Wheeling Charge)の他に、その他売上として、サービス部門の売上があり、DISCOsが所有していない送電線や送電網に関する知識経験や送電に関するサービスを配電企業に提供した対価が含まれる。

たとえば、東京電力の小口高圧向け接続送電サービス契約電力料金（たとえば50kW）は、平成21年9月1日実施託送供給約款では基本料金が577.50円/kW、電力量料金が2.47円/kWhである。

月間稼働率を50%(24時間×30日×50%=360h)とみて試算すると、基本料金 577.5円、50kW=28,875円、電力量料金 50kW×360h=18,000kWh、18,000kWh×2.47円=44,460円、合計73,335円となり、平均単価では73,335円/18,000kWh=4.07円/kWhとなる。これは小口高圧の料金であるが、家庭用低圧はさらに高くなる。

（出所；長山（2012）「発送電分離の政治経済学」）

以下は、NTDCの託送料金の試算例である。NTDCの託送料金は0.51円/kWhとなっており、上記の日本のケースの試算値に比べ極めて低い水準にあると思われる。

Fixed charge	Variable charge
104.23Rs./kW 50kW とすると	0.2367Rs./kWh
104.23x50kW = 5,211.5Rs.	50kW x (24 時間 x30 日 x50%) ²⁸ = 18,000kWh 18,000kWh x 0.2367Rs. = 4,260.6 Rs.
9,382.1 Rs.	
↓	
$\frac{9,382.1 \text{ Rs.}}{18,000\text{kWh}} = 0.5212 \text{ Rs/kWh}(0.51 \text{ 円/kWh})$	

出所：S. R. O. 886 より京都大学長山試算

4.1.2.1.4 NTDC の投資決定メカニズム

NTDC の報酬率は、同社が財務的な安定を保ち確実に競争力あるサービスを DISCOs に提供できるよう、配電会社より高額に設定されたコストに基づいている。これは、NTDC ができるだけ健全な貸借対照表を持つべきであるということである。

Geo-planning²⁹ は NEPRA および政府に提出されるため、この計画の検討会議を開く必要があるという合意に達したことが「パ」国にとって最も有意義な成果である。投資対象の範囲が決まれば、パキスタンの地理、発電事業者、サービス提供地域、送電ロスなどの多くの要素を注意深く検討する必要がでてくる。

4.1.2.1.5 NTDC の問題

NTDC の能力不足に対処するには、以下が必要とされる。

- リアルタイム市場への対応(Response to Real Time market)³⁰
- 経済的給電指令(Economical load dispatch)
- 料金調整(Tariff modulation (for wheeling charge))
- 業務の自動化(Full automation of work)
- 財務分析(Financial Analysis)

²⁸ 月内稼働率を 50%として試算

²⁹ Geo-planning：Planning Commission が発表している短中長期の投資計画

³⁰ リアルタイム市場とは、電力系統運用者が給電エリア全体の需要量と供給量をリアルタイムに一致させるのに必要な需給調整能力(発電能力やネガワットなど)を手に入れるための調達市場のことをいう。

出所：http://techon.nikkeibp.co.jp/article/WORD/20130108/259192/?ST=print(2013 年 10 月 30 日)

リアルタイム市場成立のためには以下の 3 つの条件が必要とされる。(出所：METI)

1. 市場参加者(入札又は相対契約)に対する系統運用者の中立性が担保されていること
2. 系統運用者がリアルタイム調整(需給の最終的な調整)を行うためのシステムが構築されること
3. 新電力だけでなく電力会社の発電・小売部門も、計画値同時同量あるいは実同時同量を行うこと

4.1.2.1.6 NTDCの人事

2013年8月現在、NTDCのChairmanは空席であるが、今後民間のビジネス部門より選出される予定であり、本件については既に公告が発表されている。国営送電会社(NTDC)、電力基盤民間投資委員会(PPIB)および再生可能エネルギー開発庁(AEDB)のCEOは、設立された委員会の面談を受けて決定するように、裁判所が命令を出した³¹。上に挙げた人々は民間部門出身である。

4.1.2.2 WPP0

1) 組織の役割

WPP0の役割は2つある。

① PPA

1994年Policyに基づく、2002年以前のPPAの管理

② NTDCの企業化(Corporatization)

これはほぼ完了した。

2) 1994年Policyと2002年Policy

1994年Policyに基づきWAPDAとIPPがPPA契約を締結した。このPPAはすべてWPP0が管理している。その後2002年Policy(実際は2004年に発効)ができ、これ以降の(水力を除く)主な案件は、CPPAがIPPの管理を行うこととなった。

WPP0は、NTDCのために(on behalf of NTDC)管理を代行しているという位置づけにある。

WPP0の管理するIPPは1996年に設立されたHUBCOが含まれているが、主なものは1999-2000年に設立されたものである。契約は2021年~2026年に順次終了する。

WPP0は、これから立ち上がる水力のIPPも管理する。

PPIBは、IPPの設立を行う者にLOI(Letter of Intent)およびLOS(Letter of Support)を与えるほか、WPP0の技術者がPPIBに出向し、FSの審査などを行う。

1994年PolicyはUp-front Tariffを定めているが、2002年PolicyはCost Plusを定めている。

2002年Policyではドル建てで17%のIRRを保証しているほか、インフレはUSCPI(米
国消費者物価指数)による物価スライド制(indexation)とするなど優遇している。すべてBOOTにより進められる。

しかしながら循環債務(Circular Debt)の問題で多くのプラントが運転されず、政府は水力のIPPにドル建てで17%のIRRのほかにも、色々なインセンティブを与えている。

水力IPPでは初めて、NEW-BONG水力発電所が2013年3月に運転を開始した。

³¹ 裁判所の命令で委員会が設立されるのではなく、すでにCEOを決めるための委員会はあったが、今まで政治家の意向で委員会の決定を無視した勝手な人事が横行していたため、裁判所がそういうことをやめさせるため、必ず委員会の面談で決定するようにならなければならないというオーダーを出したということ。

3) WPPPO の陣容

WPPPO 全体スタッフは 100 数人であるが、エンジニアは 20 人、水力のエンジニアはわずか 3 人である。主に既存の IPP の管理や主要問題の解決などを行う。

4) カスケード水力の開発

PPIB がジェーラム川 (Jehlum) で行っている水資源利用の最適化研究では、水系の最適運用も考慮し上流と下流にあるプロジェクトの権益が重ならないように配慮している。

5) AJK³²の水力

AJK は「パ」国政府の管轄外とのことで、NEPRA の規制対象からはずれる。但し、AJK 政府は「パ」国政府の Power Policy 2002 を認めており、「パ」国の州扱いになる。水権利も「パ」国のほかの州と同様に支払われる。したがって、水力 IPP のパトリンド (Patrind) とコハラ (Kohala) 水力発電を運用している。

なお、AJK 政府は形式上別の「国家」ということになっているため、IPP 契約実施主体は AJK 政府になる。料金設定は通常通り NEPRA が決め、「パ」国政府から AJK 政府に通達する。

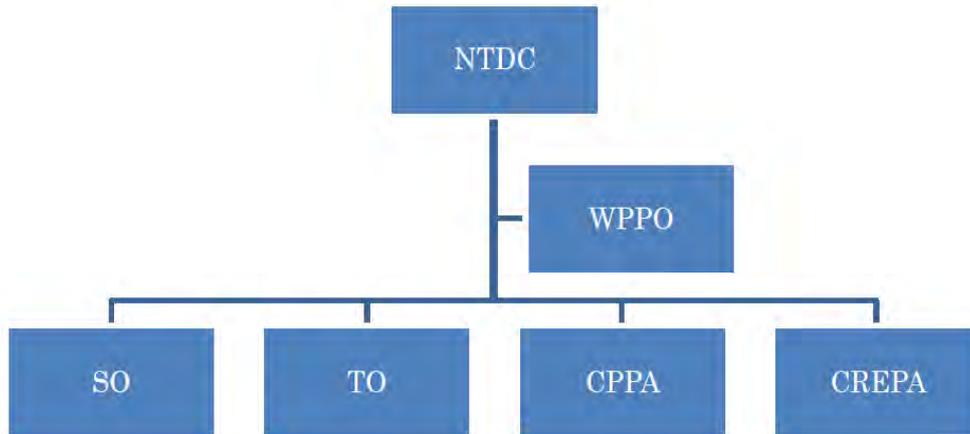
4.1.2.3 CPPA

4.1.2.3.1 組織構造

CPPA は 2013 年現在、NTDC の MD (Managing Director) の下に設けた 4 つの組織の一つである。組織人員の配置については今後、具体的に決めていくことになる。

2013 年 8 月現在のスタッフは、DG (Director General) - IT、DG - ファイナンス、チーフエンジニア 2 人とエンジニア 16 人からなる。技術部門は技術検証 (Technical verification) および性能検査 (Capacity testing) を実施し、管理部門 (Administration) は PPA の交渉を行う。

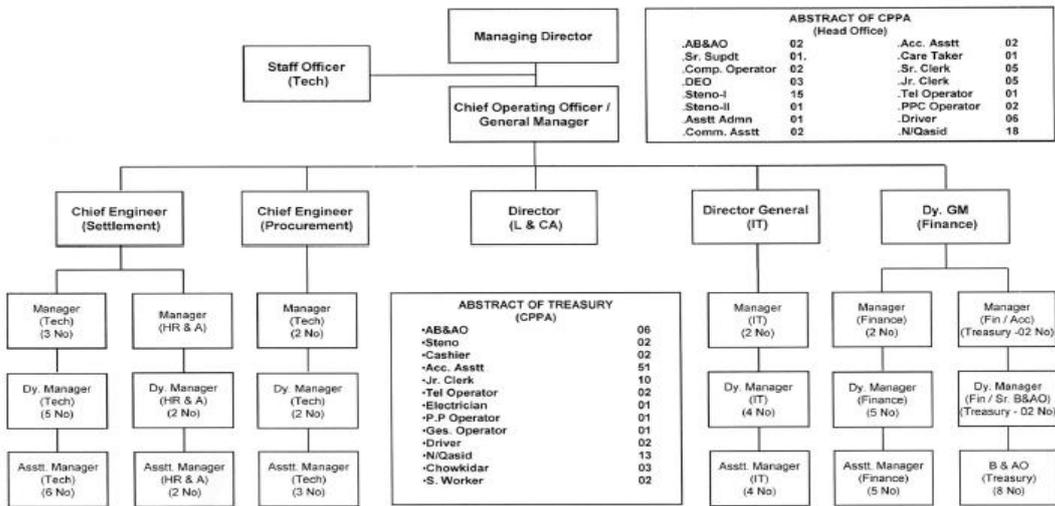
³² AJK について アザド・カシミール (Azad Jammu and Kashmir, 略称:AJK) は、カシミール地域の西部西よりで、パキスタンが実効支配している地域の 1 つである。ギルギット・バルティスタン州とともに「パキスタンの実効支配しているカシミール」(Pakistan-administered Kashmir) と呼ばれる。インドも領有権を主張しており、インド側実効支配地であるジャンムー・カシミール州 (Jammu and Kashmir) の西に隣接している。地域首府はムザファラバードである。AJK は実質的にパキスタン一部だが、政府統治下の自治区域 (自治国) という、形式上は別個の「国家」ということになっている。独自の政府、制憲議会があり、首相、司法府の長、議会の議員は、地域民の選挙で選ばれている。ただ、インド側との境界沿いには、常時、パキスタンの軍部隊が駐留している。地域は、8 県に区分されていて、配電は IESCO が行っている。料金は NEPRA が直接規制することはできないが、パキスタン政府から AJK 政府に通達してもらう形で決定される。



注：SO: System Operator
 TO: Transmission Operator
 CREPA: Contract Registrar and Power Exchange Administrator
 NTDC: National Transmission and Despatch Company
 WPPPO: WAPDA Power Privatization Organization
 出所：調査団 CPPA 入手資料 2013 年 9 月 24 日

図表 4.1-7 NTDC の組織図

CPPA ORGANIZATIONAL STRUCTURE



出所：調査団 CPPA 入手資料 2013 年 9 月 24 日

図表 4.1-8 CPPA の組織図

4.1.2.3.2 CPPA の業務

CPPA は、Power Policy 2002 に基づく IPP と 50MW 以上の再生可能エネルギー (RE) 事業者との IPP 契約を行う (風力向けの Upfront Tariff が導入されている)。

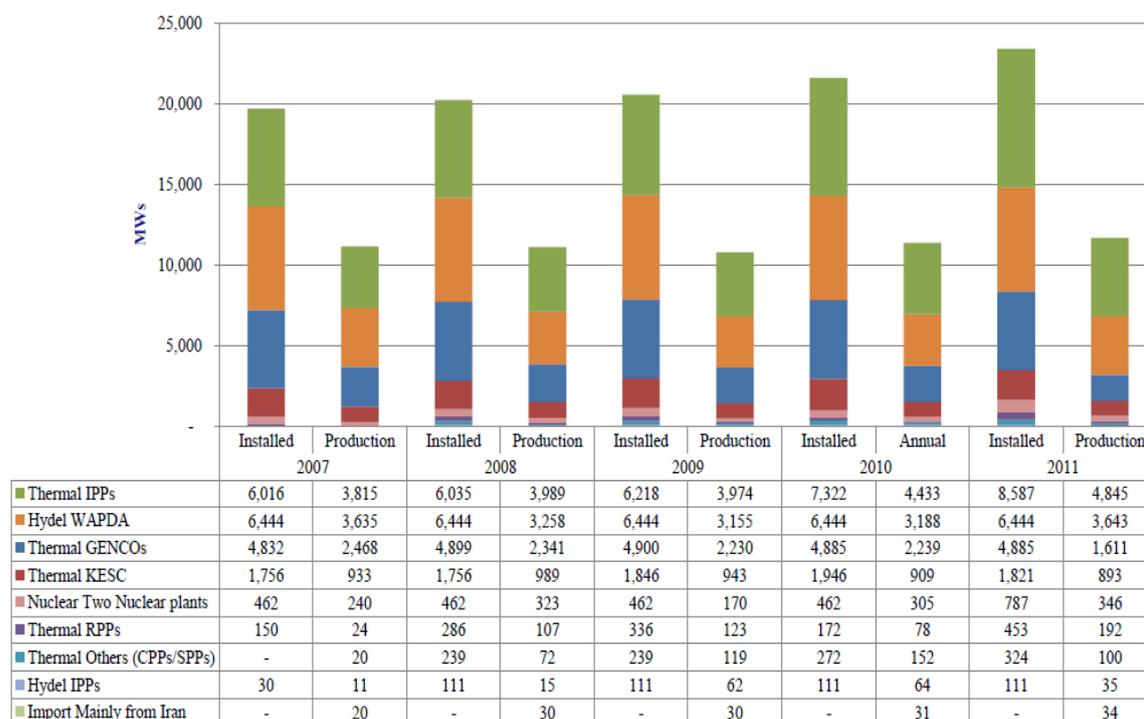
DISCO に信用がないために、DISCO に代わりに CPPA が RE 事業者との IPP 契約を結ぶことも検討中である。DISCO との電力供給契約 (Power Supply Agreement)、IPP との PPA は既に存在している。CPPA が変更出来るのは、すでに定型の章句だけで、Tariff などは NEPRA が決める。

4.1.2.3.3 売掛金 (AR: Accounts Receivable) と買掛金 (AP: Accounts Payable)

2013 年 7 月末の売掛金は 4,400 億 Rs.、2013 年 9 月 24 日現在の買掛金は 1,640 億 Rs. である。

4.1.2.4 GENCO

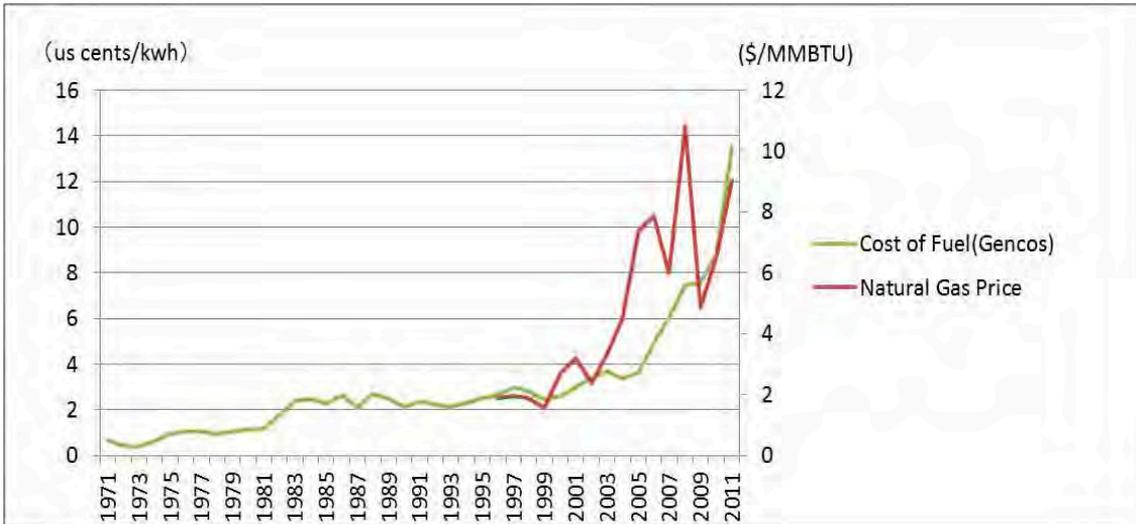
図表 4.1-9 は、2007 年～2011 年における GENCO の Installed Capacity と実際の発電量 (MW) を発電事業別に示したものである。特に Installed と Production の差が大きくなっている。



出所: Knowledge Session Power Paradigm Series of III by Samiya Mukhtar 20-01-12

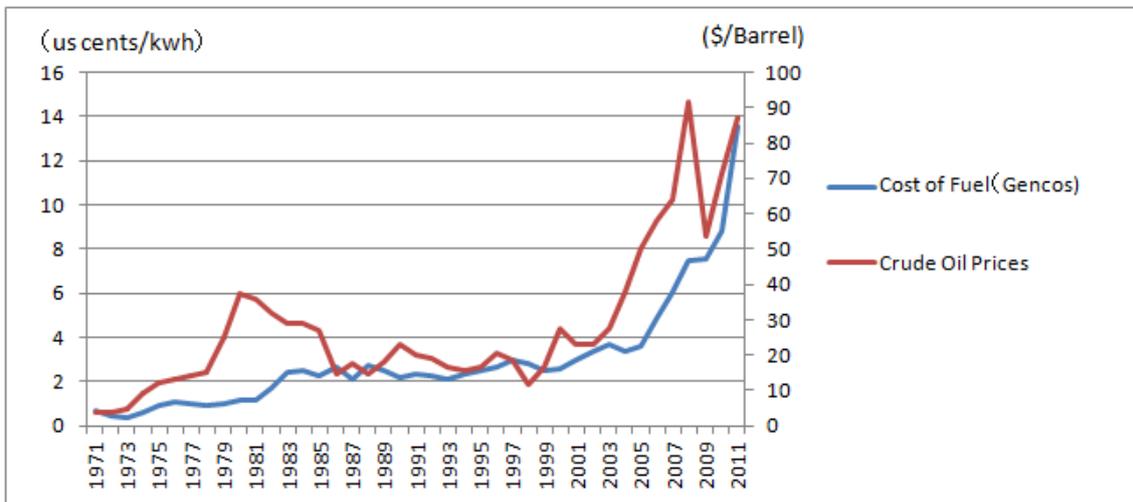
図表 4.1-9 発電所有者別設備容量と移動状況

GENCO の平均燃料コストは原油価格及びガスとの相関が特に大きい。



出所 : PEPCO Electricity Marketing Data
 TABLE G-11 Average Fuel Cost
 BP—Natural Gas Prices, Historical Data
<http://www.bp.com/en/global/corporate/about-bp/energy-economics/statistical-review-of-world-energy-2013/review-by-energy-type/natural-gas/natural-gas-prices.html>

図表 4.1-10 GENCO の平均燃料コストとロンドンの天然ガス価格の推移（年次）



出所 : PEPCO Electricity Marketing Data より調査団作成
 TABLE G-11 Average Fuel Cost
 InflationData.com
http://inflationdata.com/Inflation/Inflation_Rate/Historical_Oil_Prices_Table.asp

図表 4.1-11 GENCO の平均燃料コストと原油価格の推移（年次）

4.1.2.5 PEPCO/WAPDA

- 2007年10月に、WAPDAはWAPDAおよびパキスタン電力会社(PEPCO)に分割され、WAPDAは水資源と水力発電開発を担当し、PEPCOは火力発電、送電、配電および請求書の作成を担当することになった。

出所: <http://wapda.gov.pk/htmls/auth-index.html> (2013年9月6日) (以上、日パテック和訳)

- 次の14社の会社組織である。
 - 火力発電会社(GENCOs)4社
 - 国営送電会社(NTDC)1社
 - 配電企業(DISCOs)9社

出所: <http://wapda.gov.pk/htmls/investors-index.html> (2013年9月6日) (以上、日パテック和訳)

4.1.2.5.1 PEPCO

PEPCOは1998年に2003年で解体ということで、傘下の各社と5年間の契約(Management Contract)を締結した。その後、契約は3年間更新され、その後は1年ごとに更新されている。メンバーはMD(Managing Director)、ED(Executive director)(ファイナンス、計画、人事、法務)などからなる。

PEPCOは、2007年当時首相であるナワーズ・シャリフ(Nawaz Sharif)が直接命令して、電力セクターの改革を促進するために設立された。

PEPCO 従業員の分布(2013 年時点)は、以下に示すとおりである。

図表 4.1-12 PEPCO 従業員の分布

	Position	Number
1	MD-PEPCO	10
2	CFO-PEPCO	08
3	GM(Fin)-PEPCO	05
4	GM(Thermal)-PEPCO	100
5	GM(C&M)-PEPCO	16
	・ CE(Operation)	23
	・ DG(EM&C)	18
	・ CE(RE)	22
	・ Director(Stat)	06
6	GM(HR)-PEPCO	15
7	GM(M&S)-PEPCO	35
8	GM(R&CO)/DG(Comm)-PEPCO	12
9	CE/PD(PMU)-PEPCO	10
10	Legal Advisor(LA)- PEPCO	04
11	DG(CPCC)-PEPCO	15
12	Chief Auditor-PEPCO	58
13	CE(Admn)Power-PEPCO	05
	i). Director(PA)	12
	ii). DAP	25
	iii). Director(CM- II)	11
	iv). Director(Services)	74
14	DGF(B&C)-PEPCO	12
15	WAPDA Eng. Academy	14
16	Director(CCC)	04
17	Director Fin(P)	16
18	WMC-PEPCO	10
19	Director(L&W)	06
	Total	546

注：MD- Managing Director、CFO- Chief Financial Officer、GM- General Manager、CE- Chief Engineer、
 DG- Director General、Comm- Commercial、CPCC- Corporate Planning & Control Cell、CCC- Central
 Contract Cell、WMC- Water Maintenance、Conservation および L&W- Land & Water
 出所：PEPCO

図表 4.1-13 2012年6月30日時点での PEPCO System における既存発電所容量(1)

	Sr. No.	Name of Power Station	Fuel	Installed Capacity (MW)	Derated Capacity / Capability ¹ (MW)		Capability ² (MW) with Planned Outages		Capability ³ (MW) with Forced Outages		Capability ⁴ (MW) with gas unavailability			
					Summer	Winter	Summer	Winter	Summer	Winter	Summer	Winter		
Public Sector	Hydel	1	Tarbela	Water	3478	3633	829	3633	829	3633	829	3633	829	
		2	Mangla	Water	1000	960	350	960	350	960	350	960	350	
		3	Ghazi Barotha	Water	1450	1357	794	1357	794	1357	794	1357	794	
		4	Warsak	Water	243	200	139	200	139	200	139	200	139	
		5	Chashma Low Head	Water	184	157	67	157	67	157	67	157	67	
		6	Small Hydels	Water	89	64	20	64	20	64	20	64	20	
		7	Khan Khwar HPP	Water	72	72	15	72	15	72	15	72	15	
			Sub-Total (WAPDA Hydel)		6516	6443	2214	6443	2214	6443	2214	6443	2214	
	Thermal (GENCOs)	8	TPS Jamshoro #1-4	Gas/FO	850		700	669	633	585	549	585	549	
		9	GTPS Kotri #1-7	Gas	174		140	134	127	117	110	117	110	
			Sub-Total GENCO-I		1024		840	802	759	701	659	701	659	
		10	TPS Guddu Steam #1-4	FO	640		270	258	244	225	212	225	212	
		11	TPS Guddu C.C. #5-13	Gas	1015		885	845	800	739	694	739	694	
		12	TPS Quetta	Gas	35		25	24	23	21	20	21	20	
			Sub-Total GENCO-II		1690		1180	1127	1067	985	925	985	925	
		13	TPS Muzaffargarh #1-6	Gas/FO	1350		1130	1079	1022	944	886	944	886	
		14	NGPS Multan #1&2	Gas/FO	195		60	57	54	50	47	50	47	
				Sub-Total GENCO-III		1965		1530	1461	1383	1278	1200	1278	1200
		15	GTPS Faisalabad #1-9	/ FO	244		210	201	190	175	165	175	165	
		16	SPS Faisalabad #1&2	FO	132		100	96	90	84	78	84	78	
17		Shahdra G.T.	Gas	44		30	29	27	25	24	25	24		
	Sub-Total GENCO-IV		150		30	29	27	25	24	25	24			
	Sub Total GENCOs		4829		3580	3419	3236	2989	2807	2989	2807			
	Sub Total (WAPDA+GENCOs)		11345		10023	5794	9862	5450	9432	5021	9432	5021		
Nucl	Nuclear Plants													
	19	Chashma Nuclear (PAEC)	Uranium	325		300	287	271	251	235	251	235		
20	Chashma Nuclear (PAEC)-II	Uranium	340		315	301	285	263	247	263	247			
		Total Capacity (Public)		12010		10638	6409	10148	5722	9683	5256	9683	5256	

出所：ENERGY SECTOR CRISIS ISSUES & REFORMS WAY FORWARD SHAHID SATTAR Member (Energy) PLANNING COMMISSION May 23rd, 2013

図表 4.1-14 2012年6月30日時点での PEPCO System における既存発電所容量(2)

	Sr. No.	Name of Power Station	Fuel	Installed Capacity (MW)	Derated Capacity / Capability ¹ (MW)		Capability ² (MW) with Planned Outages		Capability ³ (MW) with Forced Outages		Capability ⁴ (MW) with gas unavailability		
					Summer	Winter	Summer	Winter	Summer	Winter	Summer	Winter	
Private Sector	Hydel	21	Jagran Hydel	Water	30		30	10	30	10	30	10	
		22	Malakand-III Hydel	Water	81		81	20	81	20	81	20	
			Sub-Total (Hydel IPPs)		111		111	30	111	30	111	30	
	Thermal	23	KAPCO	Gas/FO	1638		1386	1324	1253	1240	1170	1240	1170
		24	Hub Power Project (HUBCO)	FO	1292		1200	1146	1085	1074	1013	1074	1013
		25	Kohinoor Energy Ltd. (KEL)	FO	131		124	118	112	111	105	111	105
		26	AES Lalpir Ltd.	FO	362		350	334	316	313	295	313	295
		27	AES Pak Gen (Pvt) Ltd.	FO	365		350	334	316	313	295	313	295
		28	SEPCOL	FO	135		119	114	108	107	100	107	100
		29	Habibullah Energy Ltd. (HCPC)	Gas	140		129	123	117	115	109	115	109
		30	Uch Power Project	Gas	586		551	526	498	493	465	493	465
		31	Rouch (Pak) Power Ltd.	Gas	450		385	377	357	354	333	354	333
		32	Fauji Kabirwala (FKPCL)	Gas	157		151	144	137	135	127	135	127
		33	Saba Power Company	FO	134		125	119	113	112	106	112	106
		34	Japan Power Generation Ltd.	FO	135		120	115	108	107	101	107	101
		35	Liberty Power Project	Gas	235		211	202	191	189	178	189	178
		36	Altern Energy Ltd. (AEL)	Gas	31		31	30	28	28	26	28	0
		37	Attock Generation PP	FO	163		156	149	141	140	132	140	132
		38	ATLAS Power	RFO	219		219	209	198	196	185	196	185
		39	Engro P.P. Daharki, Sindh	Gas	226		217	207	196	194	183	194	183
		40	Saif P.P. Sahiwal, Punjab	Diesel/Gas	225		225	215	203	201	190	201	0
		41	Orient P.P. Balloki, Punjab	Diesel/Gas	225		225	215	203	201	190	201	0
		42	Nishat P.P. Near Lahore	RFO	200		200	191	181	179	169	179	169
43	Nishat Chunian Proj. Lahore	RFO	200		200	191	181	179	169	179	169		
44	Foundation Power	Gas	175		175	167	158	157	148	157	148		
45	Saphire Muridke	Diesel/Gas	225		209	200	189	187	176	187	0		
46	Liberty Tech	RFO	200		196	187	177	175	165	175	165		
47	Hubco Narowal	RFO	220		214	204	193	192	181	192	181		
48	Halmore Bhikki	Diesel/Gas	225		209	200	189	187	176	187	0		
		Sub-Total (Thermal IPPs)		8294		7687	7341	6949	6880	6488	6880	5729	
		Total Thermal (IPP)		8294		7687	7341	6949	6880	6488	6880	5729	
		Total Capacity (Private)		8405		7798	7717	7452	6979	6991	6518	6991	5759
		Total Hydel (Public+Private)		6627		6554	2244	6554	2244	6554	2244	2244	
		Total Thermal (Public+Private)		13788		11882	11347	10741	10383	9777	10383	9018	
		Total (PEPCO System)		20415		18436	14126	17600	12701	16674	11774	16674	11016

注1：最近5年間の平均値に基づき、水力発電能力を算出している。

注2：全火力発電所の夏季(6月)計画停電率を4.5%、冬期(12月)計画停電率を9.6%としている。

注3：発電会社(GENCO)各社の強制停電率を12%、独立系発電事業者(IPP)各社の強制停電を6%としている。

注4：契約期間を9ヵ月間とするガス供給契約を締結した発電所は冬期には利用できない。

出所：ENERGY SECTOR CRISIS ISSUES & REFORMS WAY FORWARD SHAHID SATTAR Member (Energy) PLANNING COMMISSION May 23rd, 2013

4.1.2.5.2 WAPDA

「パ」国の電力供給事業は当初、さまざまな地域で官民両部門に属する各種機関によって始められた。水利電力開発庁(WAPDA)は1958年WAPDA法によって、水資源と電力資源を統一して包括的に開発することを目的として設立されたものである。

出所: <http://www.lesco.gov.pk/Organization/1000077.asp> (2013年9月6日) (以上、日パテック和訳)

「パ」国の水利開発公社であるWAPDAは、それまで各地域の電力・灌漑部門で行われていた水と電力セクターの開発スキームを統合すべく、1958年に設立された。

WAPDAは、現在は、水力発電と水資源関係のプロジェクトを行う。

WAPDAの社是は、下記の分野の調査、計画および実施スキームである。

1. 発電、送電及び配電
2. 灌漑、水供給と排水
3. 塩分のある土地の浸水予防と干拓
4. 洪水管理
5. 内陸河川運用

出所: <http://wapda.gov.pk/htmls/auth-index.html> (2013年9月6日参照) (以上、日パテック和訳)

WAPDAの水力発電所は、2011-2012年に28,235 GWhの発電を行った。

出所: <http://wapda.gov.pk/htmls/auth-index.html>, 年報2012年9頁(2013年9月6日参照) (以上、日パテック和訳)

4.1.3 Investment Promotion

4.1.3.1 PPIB

4.1.3.1.1 PPIBの業務概要

民間電力基幹設備委員会(PPIB)は、「パ」国の電力部門に民間企業の参加を促すための「促進一元化担当窓口」として1994年に設立された。

出所: <http://www.mowp.gov.pk/gop/index.php?q=aHR0cDovL3d3dy5wcGliLmdvdi5way90X2Fib3V0X3BwaW1uaHRt>
(2013年9月6日参照) (以上、日パテック和訳)

計8,657MWに及ぶ独立系民間電力プロジェクト29件の誘致を実現させた。

独立系民間電力企業(IPP)による発電量は、「パ」国における現行発電容量の約50%を占めている。

「パ」国のAJ&K初のIPP系New Bong水力発電プロジェクト(New Bong Hydropower Project)による発電容量84MWの設備が稼働を開始した。

出所: <http://www.mowp.gov.pk/gop/index.php?q=aHR0cDovL3d3dy5wcGliLmdvdi5way9pbmRleC5odG0%3D> “Achievements”
(2013年9月6日参照) (以上、日パテック和訳)

現在、民間電力プロジェクトが28件進行しており、そのうち稼働済み設備による発電容量は約7,019MWになる。さらに、Kot Addu電力会社(1,650MW)およびKESC発電所(1,946MW)も民間企業である。

出所: <http://www.mowp.gov.pk/gop/index.php?q=aHR0cDovL3d3dy5wcGliLmdvdi5way90X2ZhcXMuaHRt> “How many IPPs facilitated by PPIB are functional in Pakistan?” (2013年9月6日参照) (以上、日パテック和訳)

PPIB は、上流と下流の権益が重なり民間では対応できないカスケード水力案件を支援している。

PPIB の人員は IT を含め 40 人、19 人は政府や各州政府からの出向である。

4.1.3.1.2 PPIB の主な収入

- 収入は regulation fee、process fee 等が主なものである。

PPIB の収入は、登録料 200 ドルをプロポーザルの事務処理手数料 20,000 ドルに加えたものとなる。手続きは以下のようなものである。

- ・ 依頼状とともに手付金 200 ドルを預けて PPIB に登録する。
- ・ 所定の指針に従って、事務処理手数料 20,000 ドルを添えて、プロポーザルを PPIB に提出する。

計約 8,657MW に達する 29 件の独立系発電事業（以下、IPP という）に約 94 億 USD の投資を呼び込むことに成功した。現在、IPP は「パ国」の発電能力の 50% を占める。さらに、既存の民間電力プロジェクトを安価な燃料に転換するプロジェクトに前払い方式を導入するという新しい方針が立てられた。

IPP による発電 1MW あたり、1,000USD の保証料 (guarantee fee) を (1 回限り) 徴収する。

- 電源

水力で計 6,000MW に達する 15 件のプロジェクトが計画されている。

- ・ 地方には地域ごとに 50MW より小さい発電量の水力発電を展開するように勧めている。
- ・ PPIB (民間発電とインフラ委員会) は 50MW より大きい、小規模ないし中規模の発電所を重視している。

4.1.3.2 AEDB

AEDB は、再生可能エネルギーの一本化のために 2003 年に創設された。AEDB には 110 人のスタッフがおり、そのうち 25 人が技術者である。

AEDB は風力、太陽光、地熱およびバイオ・エネルギーなどの再生可能エネルギーおよび水力に対応する。再生可能エネルギー促進のため、17% の株主資本利益率 (Return on Equity)、全機材の輸入免税、税額控除、利益の本国送還、政府保証さらに電力の買取保証、Up front Loading Tariff を含めた投資イニシアティブを発表した。また NEPRA は風力と太陽光に対する固定価格買取制度の料金を決定している。AEDB は太陽光 (700MW) 22 社、風力 (3,000MW) 44 社、水力 (18MW~50MW)、バイオマス (バガス) 300MW および建設中のバイオガス (100MW) の Letter of Intent を取得している。再生可能エネルギーは、2030 年までに 10,000MW を発電することが期待されている。

AEDB は太陽光、風力およびバイオによる再生可能エネルギーに責任を有するものとされており、小水力はその他の項目として優先権を有しているわけではない。

4.1.4 Energy Conservation

4.1.4.1 ENERCON

4.1.4.1.1 組織概要

国立省エネルギーセンター(以下 ENERCON)は、1987年に設立された。現在検討中の省エネルギー法案 2013 においても、その組織的位置づけが示されている。

省エネルギーセンターは、MOWP の傘下のセンターであり、12 人のエンジニアを擁する。本部は USAID の寄付による建物に置かれている。

本センター自体は、政府の一部のため営利事業ができないことから、下部組織として Energy Conservation Fund(以下 ECF)という別組織を作っている。

ECF には 7 人のスタッフがおり、営利事業を行う。

1986 年 12 月	国土計画・経済開発大臣の管轄下に設置
1993 年 10 月 19 日	電力水道省に移行
1996 年 1 月 24 日	環境省に移行
1997 年 2 月 26 日	一部局となる
2011 年 1 月 7 日	エネコンの管理が MOWP に移行

ビジョン

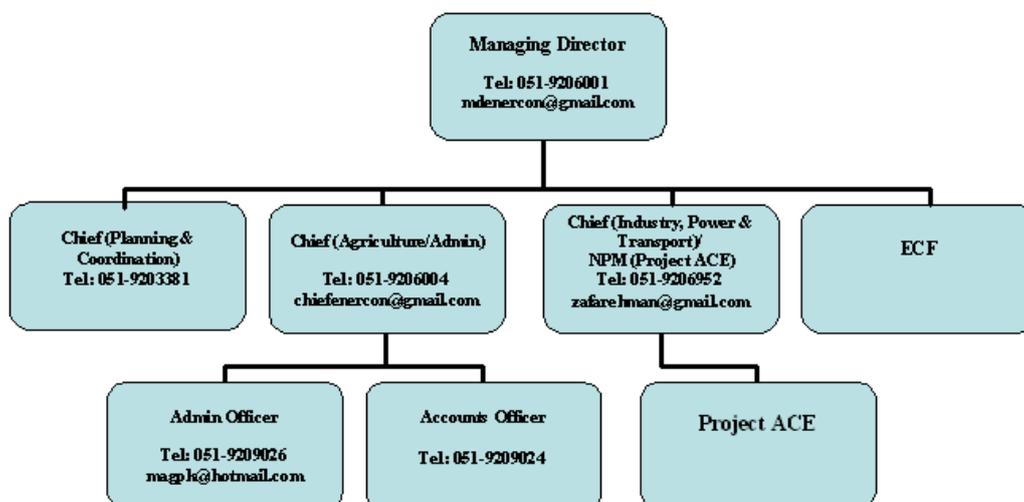
“To Steer Pakistan towards an Energy Efficient and Environment Friendly Tomorrow”
“エネルギー効率と環境にやさしい、確かな明日の「パ」国に向かって“(和訳)

ミッション

“Cultivating a new energy culture focusing on achieving sustainable development through conservation and efficient use of energy resources”

“エネルギー資源の節約と効率的な利用によって持続可能な発展を遂げることを念頭に置いた新たなエネルギー文化を創造する”(和訳)

出所: http://www.enercon.gov.pk/index.php?option=com_content&view=article&id=49&Itemid=21
(2013 年 9 月 9 日参照) (以上、日パテック和訳)



I&P = Industry and Power
 P&C = Policy and Coordination
 TPT = Transport
 T&O = Training & Outreach
 ACE = National Awareness Campaign on E.C

A&A = Agriculture & Administration
 ECF = Energy Conservation Fund
 PE = Program Evaluation
 Bldgs = Buildings

出所 : http://www.enercon.gov.pk/index.php?option=com_content&view=article&id=26&Itemid=25

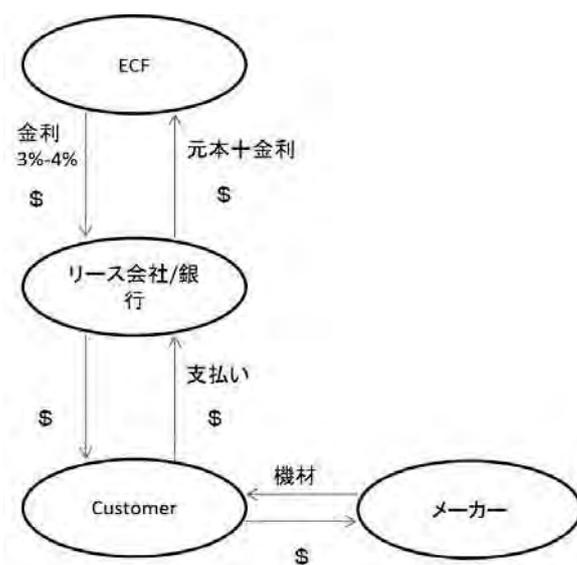
図表 4.1-15 ENERCON の組織体制

4.1.4.1.2 ENERCON の業務

実際の省エネルギー活動は、既存の銀行やリース会社が行う。ENERCON は省エネルギー基準や省エネルギー機器のリストを作成する（自動車用チューニング機械、織物機械、車輪バランス機械など）。

4.1.4.1.3 省エネルギーファンド

ECF に 3 億 Rs. の運用資金 (Revolving fund) がある。ECF はリース会社に 3-4% の管理手数料で貸し付け、さらに銀行の金利よりも低い場合には 10% のマージンを上乗せして貸し出す。直接でなくリース会社に貸し付けることにより、ECF の資金は安全に保たれる。



- 国際機関との関係

[パ国]における省エネルギーはESMAP、UNDP、GIZ（ドイツ）などが協力をしている。省エネルギーマニュアルとしては、Hagler Bailly Pakistanが以前作成した英語版テキストがある。

- 現時点では、エネルギー管理者またはエネルギー診断士、エネルギー監査士の認証に対する制度は設けていない。

しかしながら、省エネルギー法：「パキスタン国のエネルギーの効率化と節約に関する法律」の成立に伴い、このような認証制度が必要になると思われ、2013年3月にBuilding Codeが成立したことから、認証制度の必要性は大きい。

- 今後の活動

たとえば、白熱(Incandescen)ランプから CFL ランプへの転換や、省エネルギーを促進するファイナンスメカニズムなどの導入を検討している。

4.1.4.2 PSQCA (Pakistan Standards and Quality Control Authority)

- パキスタン標準品質管理局(PSQCA)は、国家標準化機関である。PSQCAは、1996年PSQCA法に従う。ENERCONなどの諸機関は、作成文書に関してPSQCA認証を得なければならない。PSQCAは国際標準化機構(International Organization for Standardization)、国際電気標準会議(International Electro-technical Commission)および国際法定計量機関(International Organization of Legal Metrology)の一員である。PSQCAは、産業効率の向上、産業育成の促進および消費者保護の強化を目指す標準化の政策、計画および活動について、政府に助言を与えることを目的として設立されたものである。PSQCAは、標準開発センター(SDC)、品質管理センター(QCC)、技術サービスセンター(TSC)およびシステム認証センター(SCC)をはじめ、さまざまな部門を設けている。

PSQCA は認定証の発行も実施しており、たとえば二輪自動車、三輪自動車用の PSQCA 認定証が作成されている。同局は自動車およびほとんどすべての工業製品に関する標準を定めている。

出所：調査団 PSQCA 入手資料 2013 年 10 月 23 日より作成

全スタッフは 536 人である。

PSQCA の実質的な収益源は、3 ヶ月毎に製造される装置一式につき標示手数料を初年の第 4 四半期に課金することによるものである。このほか、検査手数料および認定料により資金を生み出している。同局は自己資金で運用している。

PSQCA は最小エネルギー効率基準 (MEPS) に従って、標準の統一化に取り組んでいる。

Pakistan Standards and Quality Control Authority Act No. VI of 1996 に基づいて品質認証を行う。

認証を行うものには強制的なものとは任意のものがある。

エネルギー関係で、強制的に検査を行う必要があるものは以下のとおりである。

- ✓ Tungsten Filament Lamps for General Services (Electric Bulbs)
- ✓ Tubular Fluorescent Lamps for General Lighting Services (Tube light)
- ✓ PVC Insulated Cable (Non Armored) for Electric Power & Lighting
- ✓ Induction Motor
- ✓ Methods for measuring the performance of Electric Kettles jugs
- ✓ Methods for measuring the performance of Electric Toaster
- ✓ Ballast for fluorescent Lamps
- ✓ Two Wheeler Auto Vehicles
- ✓ Three Wheeler Auto Vehicle

同局は、食品、農業、化学、土木、電子機器、電気機械、機械、繊維、度量衡、情報技術、情報通信技術および健康管理の各部門に対するパキスタン標準を開発している。

「パ」国は世界貿易機関 (WTO) 設立当初からのメンバーであり、PSQCA は国会決議 (Act of the Parliament) (1996 年 3 月 17 日以降有効) によって設立された。この決議は、世界的要件に適合する標準化と品質管理に関する窓口を一元化したサービス提供に向けた法定基盤と基礎的基盤を与えるものである。

出所：調査団 PSQCA 入手資料 2013 年 10 月 23 日 (以上、日パテック和訳)



出所：現地インタビューより調査団作成

図表 4.1-16 PSQCA 検査プロセス

テストセンターはカラチとラホールにある。企業は、まず見本をラホールの試験所に送り、PSQCA 標準に準拠していれば PSQCA は承認を与えて、さらに輸入を増加させることができる。

政府にとって現在、省エネルギーが重要事項である。空調、冷蔵庫、蛍光灯および CFL ランプをはじめとする省エネルギー認定製品の一覧表に記載された製品をいくつか選びだした。同機関はカラチおよびラホールに ISO1705 の認証を受けた試験所を有しており、国際規格に従って機器の検査を実施した後に（省エネルギー製品）認定証を発行している。

クライアントは製造業者や輸入業者である。たとえば、電機・家電製品のメーカーのフィリップス等である。

「パ」国が中国から輸入した CFL ランプも取り扱っている。

認証(Accreditation)を行うのは PNAC (Pakistan National Accreditation Council) および MOST 傘下の BVQI (Bureau Veritas Quality International)、Moody (Moody International Certification Limited) であり、いずれも国際的な ISO 認証機関である。

PSQCA の国際標準開発機構との関連

国際標準機関としての PSQCA は、以下の組織の一員である。

1. 国際標準化機構 (ISO : International Organization for Standardization)
(本部はスイス、ジュネーブ)
2. 国際電気標準会議 (IEC : International Electro-technical Commission)
(本部はスイス、ジュネーブ)
3. 国際法定計量機関 (OIML : International Organization of Legal Metrology)
(本部はフランス、パリ)

出所：調査団 PSQCA 入手資料 2013 年 10 月 23 日 (以上、日パテック和訳)

4.1.5 民間企業

4.1.5.1 HUBCO

4.1.5.1.1 HUBCO 社の概要

- HUB 発電所は、南アジアの民間企業から資金提供を受ける「パ」国初の独立系電力事業者(IPP)の最大手であり、新興国における最大の民間電力プロジェクトの一つである。
- HUB は 1991 年、同プロジェクトを実施するために「パ」国で有限責任会社として設立登記された。
- 同社はバローチスタン(Balochistan)州ハブ(Hub)市モウザクンド(Mouza Kund)に正味発電容量 1,200MW の石油火力発電所を有しており、パンジャブ(Punjab)州ナロワル(Narowal)市モウザポング(Mouza Poong)には正味発電容量 214MW の石油火力発電所を有している。
- 同社はまた、アザド・カシミール(Azad Kashmir)州マンガラ(Mangla)ダムの下流 8km 地点に位置するニューボングエスケープ(New Bong Escape)市近郊に 84MW の水力発電所を開発している子会社、ラライブ(Laraib)エネルギー社から 75%の株式を取得し支配権を有している。
- HUBCO(Oil-based plant)の稼働率は 64%である。効率は 38%である。
- HUB 発電所は 4 機の発電ユニットからなり、それぞれ総発電容量 323MW の性能を有する。
- 正味設計出力(The net available output power)は、同発電所の 500kV 開閉所を経由して WAPDA の全国高圧送電線網に送電されている。スタッフは 70 人、O&M は GD Suez (もと International Power(IP)) に委託されている。
Tenaga Nasional Berhad (TNB) (マレーシア)にも、メンテナンスの仕事を委託している。

出所: <http://www.hubpower.com/about-hubco/>, (2013 年 9 月 6 日参照)

出所: <http://www.hubpower.com/our-business/> (2013 年 9 月 6 日参照)

出所: <http://www.hubpower.com/our-business/hub-power-station/> (2013 年 9 月 6 日参照) (以上、日パテック和訳)

4.1.5.1.2 石炭への燃料転換

機器に限れば 8 億 USD であるが、突堤(Jetty)も入れて 12 億 USD の開発費を見込んでい

る。
当面は輸入炭であるが、石炭は将来的にタール(Thar)炭田の使用を視野に入れて同じ品質の石炭を焚けるようにする。

国際入札にかけており、EPC qualification を行っている。

EIA も同時に進めている。

一時 SPV による事業として進めることも検討したが、現行体制を崩さずに燃料転換を図る。現状の PPA は 1996 年-2025 年の 30 年契約であるが、この契約に定めた PPA 価格を変更する。(PPA は Fixed 部分(capacity)と Variable 部分(Energy)で構成されている)は、自己資金と長期借入によって行う(長期の借り入れは 10 年)。

実現すれば、現在 19.7 cents/kWh のうち 16.7 cents/kWh が燃料であるが、これが 5.6 cents/kWh にまで低下することになる。

石炭転換への手続きは以下に示すとおりである。

政府が Conversion Policy を決める→EAD→ECC Approval→Law
→NEPRA が Tariff Determination→PPA→Financial close の手順となる。

4.1.5.1.3 LNG

ポートカシム (Port Qasim) と HUBCO(現在地)の2地点を検討している。

LNG は 14 cents/kWh である。

LNG は (EX-IM Bank の) ファイナンスを組成しやすい。

インフラ部分(ターミナル)は政府が入札を行う。

4.1.5.1.4 循環債務

循環債務 1,150 億 Rs. のうちの 750 億 Rs. が、2013 年 6 月に GoP より支払われた。その後 3 か月で 300 億 Rs. が蓄積した。

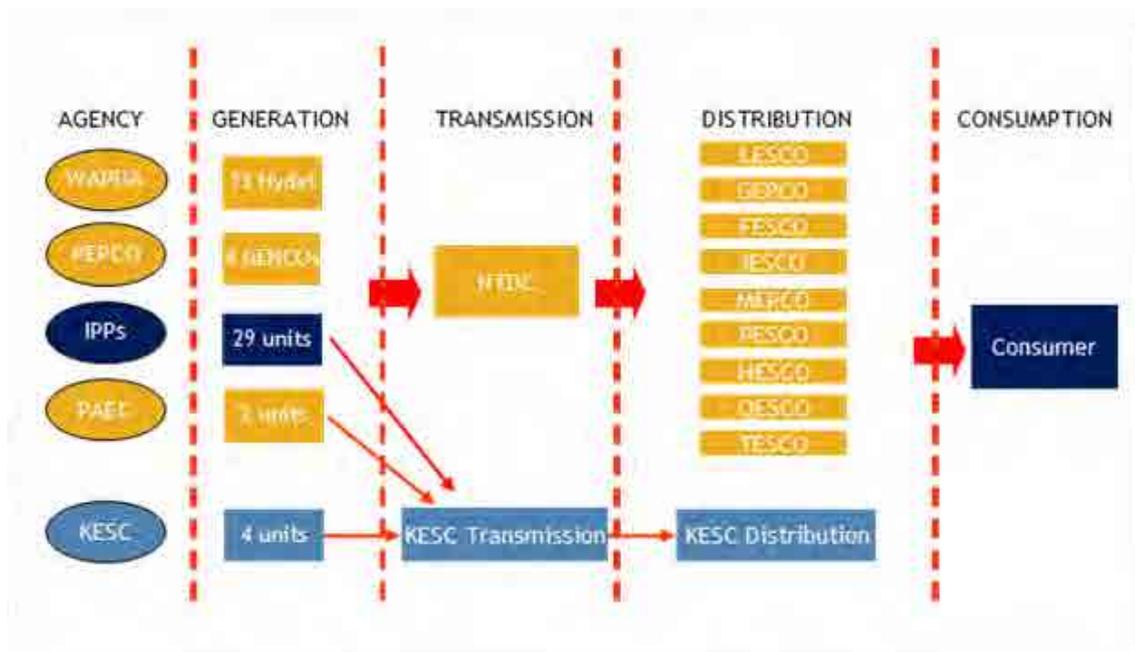
CPPA からの支払いは NTDC との Heat rate 契約に基づいて、正確に行われているので問題ない。

4.1.5.2 KESC

4.1.5.2.1 KESC の概要

- KESC はカラチ市最大の雇用能力を有する企業の1社であり、およそ 11,000 人の従業員を擁する。
- カラチ (2,000 万人以上の人口をもつ中心都市) で発電を行い、2013 年現在、220 万人以上の消費者に電気を供給している。
- 供給地区は、カラチ (Karachi)、ダベジ (Dhabeji)、ガロ (Gharo)、ハブ (Hub)、ウタル (Uthal)、ビンダル (Vindhar)、ベラ (Bela) である。
- 「パ」国唯一の垂直的に統合された電力会社であり、発電、送電および配電を担う。
- 同社のネットワークで対応できる 6,500km² の広大な区域に含まれるすべての産業、商業、農業および住宅地域に電力を供給している。
- 2,341 MW の容量を持つ発電設備装置を据え付け、IPP から購入するほか輸入により 1,021MW の電力購入協定を NTDC と結んだ。
- ビンカシム (Bin Qasim) 第一発電所、コランギ (Korangi) 複合サイクル発電所、560 MW の BQPS 第二複合サイクル発電所、コランギ (Korangi) 火力発電所、コランギ (Korangi) ガス・エンジン発電所および現地のガス・エンジン発電所を有する。
- 送電システムは 220V、132kV および 66kV からなる 62 本のグリッドラインで計 1,249kV となる。

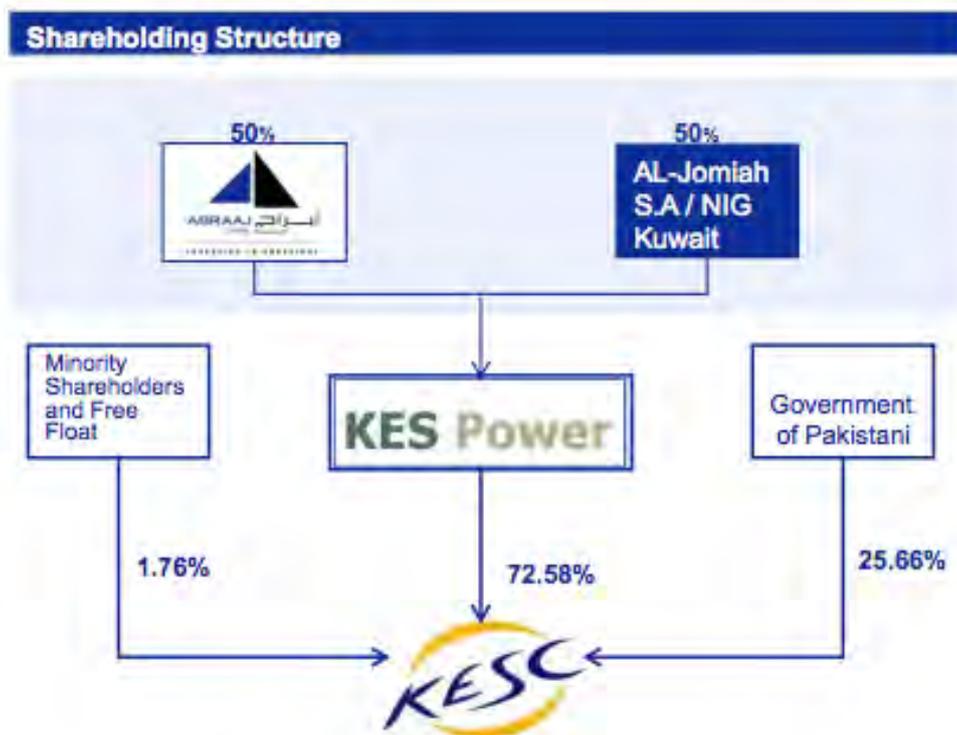
出所: <http://www.kesc.com.pk/en/article/ourcompany/whoware-1.html> (2013 年 9 月 6 日参照) (以上、日パテック和訳)



出所: <http://www.nishat.net/ncpl/structure-59>

図表 4.1-17 パキスタン電力セクターの中の KESC の位置づけ

資本構成は 72.5%が KES Power、25.6%が「パ」国政府、1.76%が株式市場である(図表 4.1-18)。



出所: http://www.kesc.com.pk/en/media/get/20110311_kesc-analyst-briefing.pdf

図表 4.1-18 KESC の資本構成

4.1.5.2.2 KESCの歴史

KESCは1913年に設立され、1952年に国有化された。1990年代に経営が悪化し、1996年～2006年にかけて、徐々に民営化され2005年に民営化が完了した。KESCは2005年にアル・ジョミア(サウジアラビアのAl-Jomiah/アルジョミアグループ)とNIG(National Industries Holding of Kuwait(クウェートの国立工業グループ))のコンソーシアムである「Hassan Associates」によって設立されたKES Powerに売却され、現在はKES PowerがKESCの72.58%の株式を持ち、残りは少数株主から構成されている。

図表 4.1-19 KESCの歴史

年	主な出来事	主要株主	
		KESC	KES Power (KES Power はKESC の持株会社である。)
1913	KESCの会社化		
1952	KESCの国有化		
1990代	KESCの経営が悪化し始めた。		
1996	KESCの民営化が、電力部門を再編するために提案されたものである。		
1999	料金徴収と盗電の状況を改善するために厳しい経営管理体制が導入された。		
2001	連邦政府は11月21日、KESCの再編計画をまとめた。		
2002	KESCは2月12日、料金申請書を提出した。		
2002	MOWPは3月29日、KESCに対する複数年料金(MYT)の承認と勧告を行なった当時の「パ」国政府首相が議長を務めた連邦閣議の要約を検討するようNEPRAに求めた。 参照) 複数年料金(Multi-Year Tariff)とは料金決定のメカニズムであり、これによって電力会社が事前に将来の期間に対する期待収益、支出、損失の動向を提出する。		

出所：SDPI'Pakistan Power Sector Outlook:Appraisal of KESC in Post Privatization period'
Karachi Electric Supply Company- Business Update, March 10, 2011より調査団作成

年	主な出来事	主要株主	
		KESC	KES Power (KES Power は KESC の持株会社である。)
2002	<p>民営化の準備にあたっていくつかのインセンティブが紹介された。</p> <ul style="list-style-type: none"> -複数年料金 (MYT) の導入 -蓄積された損失の消去のため 8 億 26 百万 USD にあたる資本の貸し倒れ償却 -12 億 USD の負債を純資産に変換 -システム上の損失と送配電のネットワークの向上の為の財務改善計画 (FIP : Financial Improvement Plan) の導入 : 政府が 1 億 9900 万を USD 提供 		
2002	NEPRA は 9 月 10 日、MYT を許諾した。		
2005	<p>-2 億 9300 万 USD で 73%の所有権が Al-Jomaih と NIG のコンソーシアム移転 (202 億 Rs.)</p> <p>- KESC の民営化は 2005 年 11 月 29 日に、Hassan Associates の所有権 73% を Hasan Associates、Saudi Al-Jomaih 企業グループおよび Kuwait 国策産業グループ (NIG) からなる共同企業体に総額 15,859,7 億 Rs. で譲渡したことをもって完了した。</p> <p>-政府からの年間平均運営補助金であった 1 億 2300 万 USD が廃止された。</p> <p>-政府が約 1 億 8600 万 USD を FIP の一環として与えた。</p>	<p><u>2005</u></p> <p>-Hassan Associates (Pakistan) が 73%を所有 (Hassan Associates は、Al-Jomaih と NIG の共同事業体である)</p> <p>-「パ」国政府が 27%を 所有</p>	<p><u>2005</u></p> <p>-Al-Jomaih (Saudi Arabia) 持株会社が 60%を所有</p> <p>- Kuwait の National Industries 持株会社とその子会社である Denham Investment 社を通して 40%を所有</p>
2005	KES Power は KESC の運用保守 (O&M) の提携先としてシーメンス社を選んだ。シーメンス社に経験が不足していたため、中核となる問題は未解決のままとなった。		
2005-2008	「パ」国政府が給付する年平均 1 億 2300 万 USD の補助金が取り消された。		

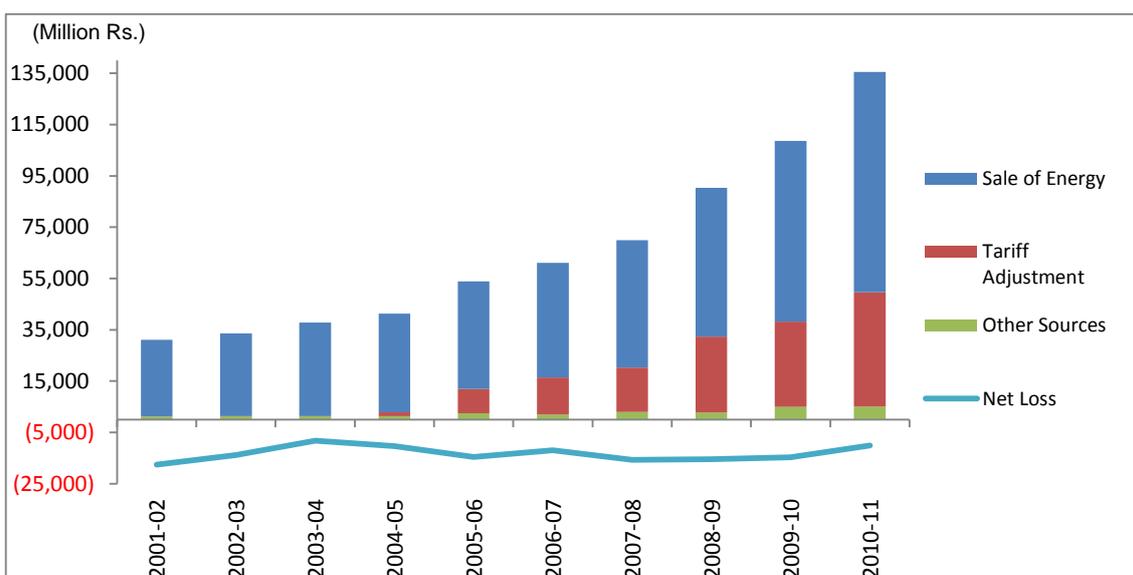
出所 : SDPI 'Pakistan Power Sector Outlook: Appraisal of KESC in Post Privatization period' Karachi Electric Supply Company- Business Update, March 10, 2011 より調査団作成

年	主な出来事	主要株主	
		KESC	KES Power (KES Power は KESC の持株会社である。)
2005-2008	「パ」国政府は 財政向上 計画(Financial Improvement Plan)の 一部として、現在まで約 1 億 8,600 万 USD を分割給付した。		
2008	共同事業体の主要出資者 Al-Jomaih は 会社の安定経営に失敗すると、KESC への出資可能性を提案書にしたため Abraaj Capital 社と交渉を開始し た。		
2008	Abraaj 経営陣は 9 月 16 日、 KESC を 買収し、完全な管理下に置いた。 参照) Abraaj Capital 社は KESC の持 株会社、KES Power 社の主要株主とな った。		- Al-Jomaih S.A 社と Kuwait 国策企業グル ープ(NIG)とで 50%を 所有 -Abraaj Capital 社が 50%を所有
2008	Abraaj は 2005 年に政府が署名した実 施合意書(Implementation Agreement) の修正に向けて、「パ」国政府に申し 入れを行なった。		
2009	政府および KESC の CEO は 4 月 13 日、 Abraaj による修正契約に署名を 行なった。		
2009	-5 月 5 日法的取引の取り決め -2012 年までに 3 億 6,100 万 USD を注 入する約束		
		<u>2012</u> -KES Power 社が 72.58%を所有 -「パ」国政府が 25.66%を 所有 -その他の少数株主 が 1.76%を所有	

出所：SDPI'Pakistan Power Sector Outlook:Appraisal of KESC in Post Privatization period'
Karachi Electric Supply Company- Business Update, March 10, 2011 より調査団作成

4.1.5.2.3 財務的状况

2010年は140億Rs.の赤字、2011年は900億Rs.の赤字、2012年は若干の利益が出た。2013年も利益は1,800万Rs.出ている。KESCでは既に、複数年料金(Multi-Year Tariff)が認められている。2005年の民営化後は、会社が達成すべき効率が重要視されるようになった。KESCに適用される主要業績評価指標(KPI)はIRR、ROI、ROAではなくefficiencyに関するものが多い。しかし、KESCではComposite index(=collection rate-T&D loss)が50%を切ってしまう。これはエリア内に7つの触れてはならない(untouchable)地点があるためである。



出所: http://www.kesc.com.pk/en/media/get/20120411_Financial-Highlights.pdf, September 13, 2013

図表 4.1-20 KESC の売上と利益の推移

4.1.5.2.4 KESC の発電設備及び発電量

2012年5月に、最も効率の良いプラントを組み入れた。220MW のガスタービン複合サイクル発電(Combined-Cycle Generating Technology CCGT)は、コランギクリーク(Korangi Creek)にあるコランギ火力発電所(Korangi Thermal Power Station (TPS))と575 MW TPS がビンカシム(Bin Qasim)にある。ここにあげた発電所は、CCGT のために効率が向上している。

たとえば、40MMcfd のガスで80MW を得ていたが、天然ガスが不足していたので、二カ所に3.6MW×64基のイェンバツハガスエンジン(Ge-Jb)を設置したので、現在、同じ天然ガスの量で180MW を発電している。

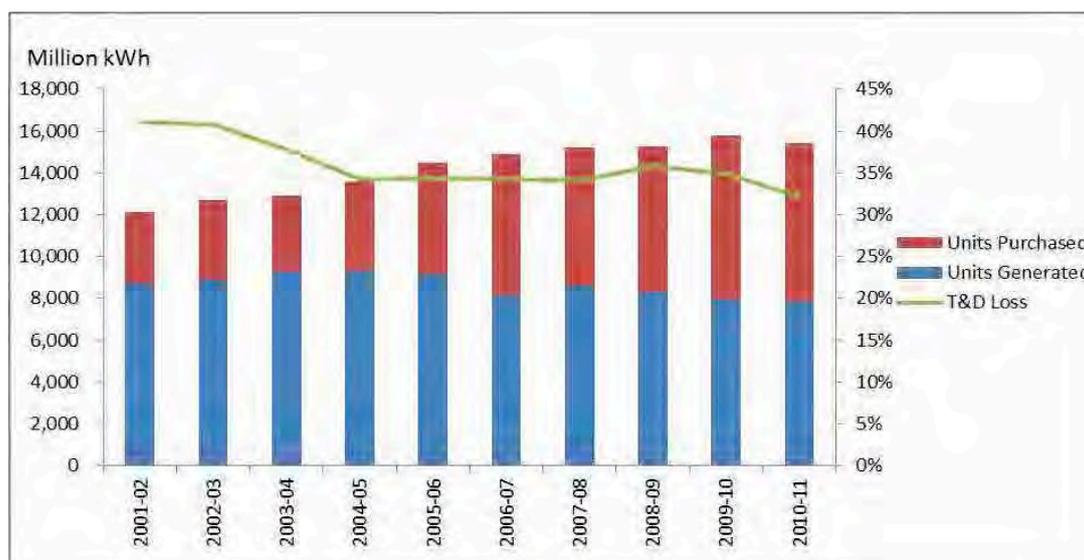
図表 4.1-21 KESC の既存火力発電所の概要

No.	Plant Name	Unit Type	Number of Units	Plant Capacity		Primary
				Nominal (MW)	De-rated (MW)	Fuel Type
KESC Thermal						
1	Bin Qasim	Steam Turbine	6	6 x 210	1,120	Gas/HFO
2	SGTPS	Reciprocating Gas Engines	32	32 x 2.739	88	Gas
3	KGTPS	Reciprocating Gas Engines	32	32 x 2.739	88	Gas
4	KCCPP	Combined Cycle GT	4 GTs, 1 ST	4 x 48.4 + 1x26	167	Gas
KESC IPP Thermal						
5	Gul Ahmed Energy	Engines	9	128.5	128	HSFO
6	Tapal Energy Ltd	Engines	12	127	124	HSFO
7	DHA Cogen	CC	1	80	71	Gas
8	IIL (19 MW)	Engines	6	19	19	Gas
9	Anoud Power	Engines	2 Oil, 1 Gas	12	12	Gas
10	KANUP	Nuclear	1	136	122	Uranium
Total (KESC and IPPs)				2,158	1,938	

注 : Existing Unit-KESC System

出所 : NTDC, National Power System Expansion Plan Main Report 2011-2030 P.6-11

NTDC からも必要とする半分の電力を購入している。天然ガスは石炭に転換されつつあり、この転換により料金が 20cents/kWh から 9cents/kWh に低下することが期待されている。



出所 : http://www.kesc.com.pk/en/media/get/20120411_Financial-Highlights.pdf, September 13, 2013

図表 4.1-22 KESC の発電量の推移

4.1.5.2.5 F0から石炭への転換

ビンカシム発電所(Bin Qasim Power Plant)は、200MWをF0(Fuel Oil)焚きから石炭に転換する計画がある。拡張した後は6-700MW増強され、2015年より運用を開始する予定である。

KESCはビンカシム発電所(Bin Qasim Power Plant)の拡張にSPVのK-Energy Pvt Ltdを設立し、そこにKESCが設備をリースするスキームを考えている。

K-Energyへの出資者は、インドネシアの複合企業体および香港や韓国を本拠地とする非公開投資会社からなり、Bright Eagle Enterprises Group Investments Limited (BEEGIL)という名の海外投資会社を設立した。K-Energyは、このBEEGILがパキスタン法に従って設立した特別目的会社(SPVC)であり、その事業目的は石炭転換プロジェクトの実施にある。同社は、独立発電事業者(IPP)としての事業認可取得を目指しているところである。

出所：<http://www.pakistantoday.com.pk/2013/10/07/city/karachi/coal-conversion-project-to-benefit-common-consumers-by-lowering-tariff-kesc/?printType=article> (2013年11月27日参照) (以上、日パテック訳)

環境評価は、NEQS(National Environment Quality Standard)に基づき行っている。

石炭を輸入するための輸送用船舶は、岸壁に直接接岸できないため沖合の施設に接岸する。西側にある港からカラチまでの石炭搬送ルートの整備およびNTDCの500kV送電線に接続する送電線は巨額の投資が必要になるため、実施が延び延びになっている。

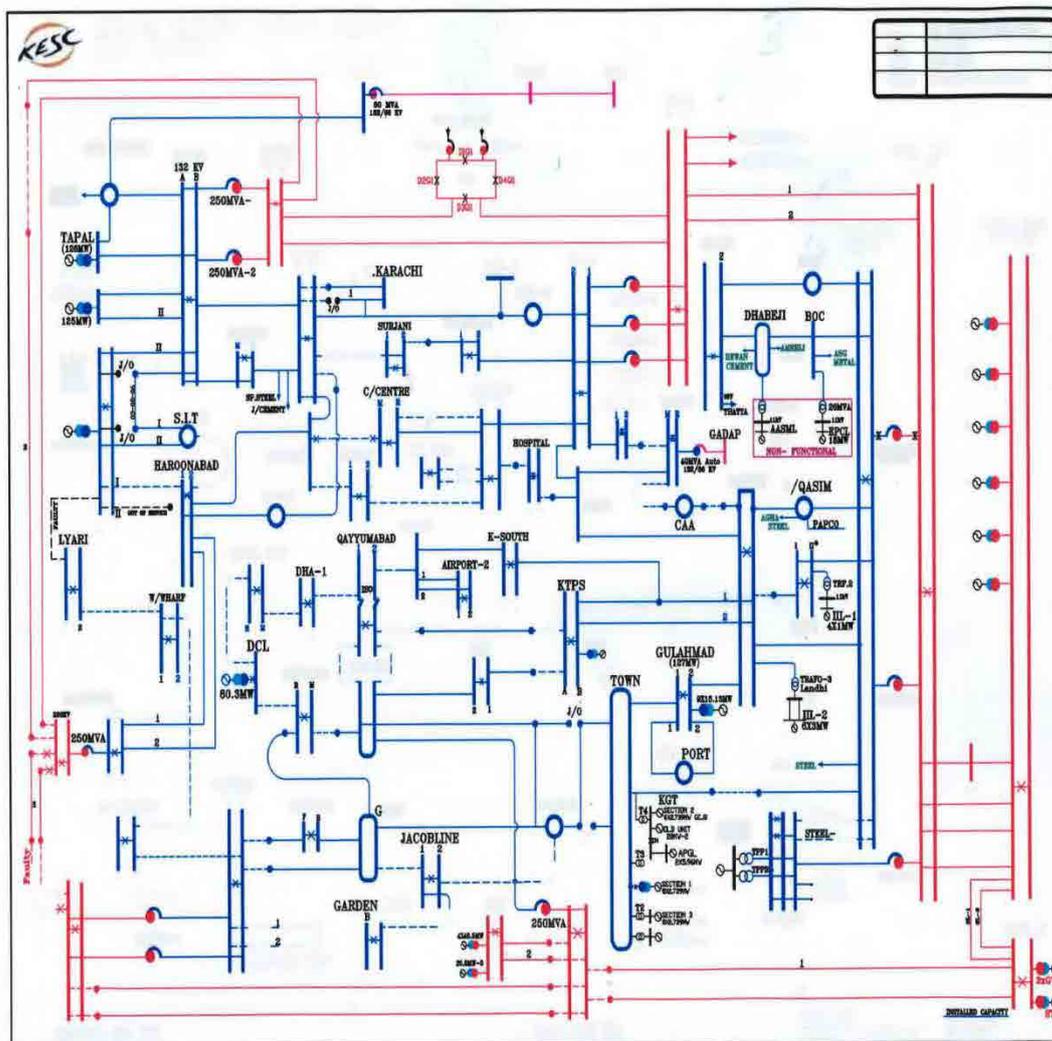
KESCが抱える石炭燃料の最も難しい問題は、環境に対し悪影響を与える有害物質を放出する可能性があることと、(石炭火力発電所に関する)一般的な知識が不足していることにある。

石炭を扱う際に必要となるのは、ボイラーのメンテナンス技術である。適切なメンテナンスをしなければ、環境に悪影響を与える。既存のプラントを石炭に転換しようとしているため、最適なボイラーとタービンのメンテナンスを検討しているところである。

石炭プラントについては、亜臨界(Sub-critical)技術を検討中である。

4.1.5.2.6 KESCの送配電ネットワーク

図表4.1-22は、KESCのEHT(Extra High Tension)220kVと132kVの送電ネットワークを示している。赤線は220kVラインを示しており、青線132kVラインを示している。ネットワークは、KESC全土(カラチとその周辺地域)への送電を行っており、さらにエンドユーザーへの配電用0.4kVラインに変換されている。



出所 : Karachi Electric Supply Company E.H.T. Network KESC Sep. 30, 2013

図表 4.1-23 カラチ市内の送配電ネットワーク

今後の KESC の運用設備としては、以下の 2 つを追加する必要がある。

1) さらに多くの Capacity (発電容量)

このため、フランチャイズエリア内に IPP が必要である。

2) 220kV ラインおよびさらに多くの変電所

ガタニから延びている 32kV ラインに最も近いポイントから電力を取る。

配電の新規投資は 7-10 年の資金回収、17-20%の IRR を見込む。

現時点ではスマートメータを導入していないが、いくつかの地域を指定して 70,000 から 80,000 人の参加者を募り、試験的に導入する予定である。このプロジェクトには約 5 万 USD のコストを要する。

テクニカルロスが減らすためには HV 線を導入して昇圧し、ロスを低減する。

10 年前の送配電ロス率は 30% ではなく 40% であったが、2013 年現在 27.9% に下がっている。これはコンデンサを数 km ごとに設置して、LT (高損失) から HT ライン (低損失) へに移行したこと等による。

KESC の送電網は、2013-2020 年にかけて 2,000MW への拡張が行われる予定である。

4.1.5.2.7 KESC の民営化成功の理由

KESC が成功した理由は、特に余剰職員の解雇、未払いの顧客には電力供給を止めるなどの施策が奏功したためである。

このほか、以下の 3 つの点があげられる。

1. SAP 社の顧客関係管理 (CRM: Customer Relationship Management) システム (SDPI 2012 年 P. 36)

- SAP 社の CRM (Customer Relationship Management) システムを導入した。
- 請求書の作成発送の有効性と効率性の向上、ビジネス・インテリジェンスの強化および顧客関係管理機能の拡充に目標を定めた。
- 2009-2010 年と比べて、2010-11 年の医療費に 48% の削減効果がみられた。

2. 省エネルギーに向けた取り組み (SDPI 2012 年 P. 36)

- 2009 年に省エネルギー部門を設立した。
- セミナーやイベントに組み込み、持続可能なエネルギー技術に対する認識を高めた。
- 産業分野における電力負荷の最適化を図り、これを省エネルギーの一助とすることに目標を定めた。

3. 複数年料金体系 (MYT) の導入 (SDPI 2012 年 P. 73-74)

- MYT は、利益率による管理体制から業績に基づく規制に思い切って転換することを目指すものであった。
- 利点

KESC の自社発電に使用する燃料価格および外部からの電力購入価格に変動が生じた場合に、KESC に補償を与えることを目的とする燃料自動調整公式が、平均価格に対する調整を表す簡単な式になる。

出所: Pakistan Power Sector Outlook: Appraisal of KESC in Post Privatization Period, Sustainable Development Policy Institute, Engineer Arshad H Abbasi Adviser SDPI Islamabad, Pakistan, 2012 年 8 月 10 日
(以上、日パテック和訳)

4.1.6 IPPs

4.1.6.1 Japan Power

4.1.6.1.1 Japan Power の事業概要

Japan Power は、1994 年 9 月 29 日に設立された公共企業(Public limited company)である。

出所: <http://www.jgplpk.com/brief%20history.htm> (2013 年 9 月 6 日参照) (以上、日パテック和訳)

- 商業運転開始 2000 年 3 月 14 日
 発電プラントは、ラホール(Lahore)のジア・バग्ガ(Jia Bagga)鉄道駅に位置する。5.65 MW のディーゼル発電機 24 基からなり、定格容量(installed capacity)は 135.6 MW(保証容量(dependable capacity)は 120.5 MW)、運転には重質のファーンレス油(HFO)を使い、始動・停止の際には高速ディーゼル油(HSD)を使うように設計されている。

出所: <http://www.jgplpk.com/index.htm> (2013 年 9 月 6 日参照) (以上、日パテック和訳)

図表 4.1-24 Japan Power Generation Ltd (JPGL)に関する基本情報

発電所建設地:	1994 年電力法に基づき定められた Lahore 市、Off-Raiwind Road、Jia Bagga とする。
利用技術:	(ハイスピードディーゼル油(HSD)でも稼働する)残留燃料油(RFO)を用いるディーゼルエンジンとする。
発電所の説明:	(三菱重工製) 1 台あたり 5.65MW の発電機 24 台を用いる。
発電所の状況:	2011 年に整備完了済み。2011 年 3 月に 121.833MW、2012 年 8 月に 123.103MW で試験を実施した。
発電所の評価:	2011 年 6 月の発電所評価額は 96 億 Rs.(1 億 600 万 USD)である。ほぼ同じ容量の発電所を新たに建設する場合のコストは、約 1 億 5,000 万 USD に達する。
契約容量:	Gross 135 MW - Net 107 MW+13.5 MW =120.5MW
運用保守契約者:	Descon
相互接続:	同発電所は直接 Lahore 市に電力を供給する。送電ロスはない。
出資者:	出資比率は PakOman(19%)、NLC(17%)、SaudiPak(7.4%) および Patagonia(2.7%)がそれぞれを出資し、残りの 54%は個人所有および株式市場で取引されている。
融資:	Faysal Bank を幹事銀行とする銀行 8 社の融資団による。
出資者および貸手に占める「パ」国政府の所有権:	NLC、Pak Oman、Saudi Pak に占める「パ」国政府の出資率は、それぞれ 100%、50%、50%である。また、「パ」国政府は NBP および Askari を直接的または間接的に所有しており、エクスポージャ（借手に対して供与している信用の総額）は、約 20 億 Rs.に及ぶ。

出所: Japan Power 入手資料、2013 年 9 月 26 日(以上、日パテック和訳)

4.1.6.1.2 事業の現状

1994年 Policy に基づいてラホールの需要地 (Load cost) 近郊に設立された。

実際の COD (Commercial Operation Date) は 2000 年 3 月である。

従業員は稼働時 250 人、操業をストップしている現在は 75 人 (ほとんどがパキスタン人のエンジニアである) となっている。

当初の PPA は 30 年の平均 (levelized) Tariff で 5.5 cents/kWh であったが、1998 年、1999 年の突然の政府の方針の変更、すなわち 1994 年 Policy で IPP を優遇しすぎたために IPP 事業者が急激に増加したことにより政治的な圧力がかかり、PPA 価格の調整を迫られた。Japan Power は、5.5 cents/kWh から 4.3 cents/kWh に変更させられ、ここから 30 年の契約の結び直すことを余儀なくされた。他の IPP は 5.3 cents/kWh と 1-2% の引き下げになった。このため操業コストは低いものの、毎年赤字が続いている。

4.1.6.2 Kohinor KEL: Kohinoor Energy Limited

4.1.6.2.1 事業概要

KEL は 1994 年 4 月に設立された。

主な活動は、ネット容量 124 MW (グロス容量 131.44 MW) の火力発電所の保有、運用およびメンテナンスである。

出所: <http://www.kel.com.pk/index.asp>

・稼働率	60%	
・税引後利益	8 億 6000 万 Rs.	
・資本構成	サイガルファミリー	26%
	豊田通商	20%
	トーマン・シンガポール	16%
	バルチラ社フィンランド	2%
	パキスタンのローカル	36%

出所: http://www.kel.com.pk/b_pt.htm (2013 年 9 月 6 日参照)

ラホールでは石炭の輸送コストが高くなり、石炭の使用は適切でないと考えている。

4.1.6.3 Nishat Chunian

4.1.6.3.1 グループ事業概要

2007 年に 200MW の独立した発電機を設置することにより、多様化したグループとなった。現在、Nishat Chunian Group (ホールディング) は、Nishat Chunian 社 (織物会社) と Nishat Chunian Power Limited (発電会社) 2 社からなる。

出所: <http://www.nishat.net/ngc/our-history-9> (2013 年 9 月 6 日参照) (以上、日パテック和訳)

いずれも所在はラホール (Lahore) とカラチ (Karachi) である (証券取引所に上場している)。

繊維事業は、景気循環に対応して売り上げが変動するが、電力ビジネスは安定的である。

繊維事業は、yarn、fabric、Oeko-Tex の 3 事業で大半が輸出向けである。

- プラントは、11 台のピストン機関による複合サイクルとワルチラ (WARTSILA) により提供される熱回収蒸気タービンで、出力は 195.722 MW である。プラントの主要な燃料は RFO、サイトはラホール の Multan Road から 66km にある。
AES Lalpir、AES PaKGen は同系グループが買収した。ワルチラ (WARTSILA) との契約に含まれるスタッフは 90 人 (O&M)、自社のエンジニア 8-10 人である。
- 2012 年会計年度の取引高は 2 億 2,800 万 USD、純利益は 2,142 万 USD を記録した。
出所: <http://www.nishat.net/ncpl/ncpl-at-a-glance-57> (2013 年 9 月 6 日参照) (以上、日パテック和訳)

4.1.6.3.2 電力ビジネス

2002 年 Policy のもと、2007 年 9 月に NEPRA によって発電事業認可を受けた。2010 年 7 月から運用開始している (200MW)。資本構成は、51% が親会社で残りは株式公開 (Floating) である。NTDC と 25 年間の売電契約を締結している。

EPC も O&M もワルチラ (WARTSILA) に委託している。同グループの他社も EPC、O&M はワルチラ (WARTSILA) であるが、燃料買付、納品交換など経営は別々に行っている。

IRR はドルベースで 15% を保証されている。

11 基のディーゼルと 1 基の ST (Steam Turbine) がある (合計 200MW)。

繊維事業の方は Gas/Oil を使っているが、石炭に転換することも考えている。

4.1.6.3.3 循環債務

累積していた CPPA からの未払い金は、2013 年 6 月に政府より支払いがあり解消された。その後は 30 日後毎の支払いであるが、WAPDA からの支払いは毎月入ってくる (WAPDA の支払いは問題ない)。

支払い期日を過ぎた債務は 2,200 USD である。

4.1.6.3.4 共同交渉

2002 年 Policy のもとで設立された他 8 社と委員会を設立し、WAPDA と共同交渉している。税金も支払っていない (電力 IPP は、電力ビジネスに関わる Tax の支払いが免除されている)。

(Annual report にある other income に関わる税金の支払いも還付される。)

4.1.7 配電会社

4.1.7.1 IESCO

4.1.7.1.1 IESCO の事業概要

- IESCO は、1984 年会社条令 (Companies Ordinance 1984) section 32 に従って、1998 年 4 月 25 日に法人化され(1997-8 年の会社登記番号 L09499 を参照)、同条例 section 146 (2) によって 1998 年 6 月 1 日に事業開始認可を取得した。
- 同社の主な目的は、以前イスラマバード地域電力局 (AEB: Area Electricity Board Islamabad) として知られていた管理部門を含む WAPDA の資産、権利および義務の取得ないし引継ぎを行い、業務の実施、拡大および拡張を図ることにある。

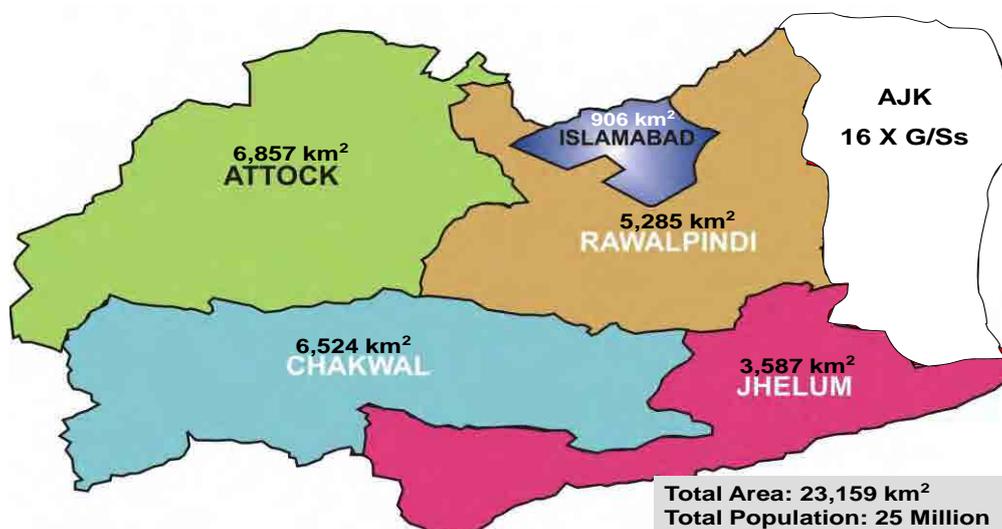
出所: <http://www.mowp.gov.pk/gop/index.php?q=aHR0cDovL3d3dy5pZXNjby5jb20ucGsvaW5kZXgucGhwL29yZ2FuaXNhdGlvbi9hYm91dC11cw%3D%3D> (2013 年 9 月 6 日参照) (以上、日パテック和訳)

- IESCO は、当時 WAPDA の一部局であった、かつてのイスラマバード地域電力局の資産、機能および責任を引き継ぐために、1998 年に設立された。
- IESCO の主要な機能は、アトック (Attock) からジェレウム (Jhelum) およびインダス河からカシミールのネーラム河 (River Neelum) に及ぶ地域に電力 (電気) の供給、配電および販売を行うことである。
- 同社は 210 万人の消費者に直接サービスを提供しているが、そのサービスは 6 か所の地域に住む 2500 万人を超える人々の生活に及ぶものである。

出所: <http://www.mowp.gov.pk/gop/index.php?q=aHR0cDovL3d3dy5pZXNjby5jb20ucGsv> (2013 年 9 月 6 日参照) (以上、日パテック和訳)

- IESCO は、総容量 1,950 MVA に及ぶ配送電網 78 系統を有し、581 系統の給電線を通じて配電を行なっている。
- また、ラワルピンディ (Rawalpindi)、チャクワル (Chakwal)、アトック (Attock)、ジェレウム (Jhelum) および連邦首都イスラマバード (Federal Capital Islamabad) の各行政地区の配電網を運用している。

出所: <http://www.mowp.gov.pk/gop/index.php?q=aHR0cDovL3d3dy5pZXNjby5jb20ucGsvaW5kZXgucGhwL29yZ2FuaXNhdGlvbi9hYm91dC1vcmdhbmIzYXRpb24%3D> (2013 年 9 月 6 日参照) (以上、日パテック和訳)



出所：IESCO Presentation to JICA 19 Sep 2013

図表 4.1-25 IESCO の電力供給地域

IESCO の担当区域は 132kv 以下である。
従業員 13,500 人、内 5%が契約社員である。

図表 4.1-26 IESCO の従業員数 (2013 年 6 月 13 日)

Manpower	Sanct	Working	Vacant	%age
Officers	459	373	86	81 %
Officials	16,366	13,344	3,022	82 %
Total	16,825	13,717	3,108	82 %

Category	Regular	Contract	Daily Wages	Work Charge	Total
Officers					
Technical	264	10	-	-	274
Non-Technical	92	7	-	-	99
Total	356	17	-	-	373
Officials					
Technical	8,242	337	133	2	8,714
Non-Technical	3,950	289	189	202	4,630
Total	12,192	626	322	204	13,344
Grand Total					13,717

出所：IESCO Presentation to JICA 19 Sep 2013

4.1.7.1.2 IESCO の歴史

Area Electricity Board Islamabad は、WAPDA 法における改正を通じて 8 つで構成された AEBs (Area Electricity Board) の一つであった。

1998 年に配電会社 (DISCOs) 8 社、国営送電会社 (NTDC) と発電会社 (GENCOs) 3 社が設立された。

1998 年 4 月 25 日 - イスラマバード配電株式会社 (IESCO) が設立された。

1998 年 6 月 1 日 - 事業開始の認可証 (Certificate for commencement of business) は、会社法 (Companies Ordinance) 1984 のセクション 146 (2) に従って交付された。

出所: IESCO Presentation to JICA 19 Sep 2013 (以上、日パテック和訳)

4.1.7.1.3 IESCO の顧客プロフィール

図表 4.1-27 に示すとおり、IESCO 管内では一般住民が全顧客の 84.67% を占めている。

図表 4.1-27 IESCO の顧客プロフィール

Tariff		Ending Jun 09	Ending Jun 10	Ending Jun 11	Ending Jun 13
Domestic	A 1	1,671,381	1,738,987	1,809,525	1,952,892
Commercial	A 2	286,139	298,242	308,524	329,166
Industrial	B 1	9,331	6,803	9,691	10,292
	B 2	2,429	5,470	2,985	3,548
	B 3	107	106	107	113
	B 4	13	13	14	14
	Total Industrial	11,880	12,392	12,797	13,967
Bulk		776	802	815	842
Tube Well		7,005	7,263	7,466	7,933
St. Light		1,300	1,397	1,470	1,607
Colonies (Fact)		40	40	41	40
Tariff K		81	84	90	104
	Grand Total	1,978,602	2,059,207	2,140,728	2,306,551

注: Tariff K は Special Contracts である。IESCO のみこのカテゴリを持っており、AJK/RWAT が含まれる。

出所: IESCO Presentation to JICA 19 Sep 2013

図表 4.1-28 IESCO の顧客構成 (%)

% Figures

Tariff	Customers		Consumption MkWh		Revenue Million Rs.		Consumption/ Customers kWh	Revenue/ Customers Rs.	Revenue/ Consumption kWh
Domestic	1,952,892	84.67%	3,410	43.93%	31,135	37.01%	1.75	15,943	9.13
Commercial	329,166	14.27%	862	11.11%	14,758	17.54%	2.62	44,833	17.11
Industrial	13,967	0.61%	1,656	21.33%	19,594	23.29%	118.56	1,402,845	11.83
Tariff-K	104	0.01%	978	12.60%	7,605	9.04%	9,408.62	73,121,442	7.77
Others	10,422	0.45%	857	11.03%	11,033	13.11%	82.20	1,058,580	12.88
Total	2,306,551	100.00%	7,764	100.00%	84,124	100.00%	3.37	36,472	10.84

出所：IESCO Presentation to JICA 19 Sep 2013 より調査団作成

4.1.7.1.4 配電ロス

IESCO では、2007 年に 3.59%の送電ロスがみられたが、世界銀行と国内の銀行の協力により、既設送電線に投資を行なった結果、現在では損失を 1.76%に低減させている。したがって、送電だけで損失を 1.6%減少させたことになる。同社にとって、1%は 10 億 Rs. に相当する。

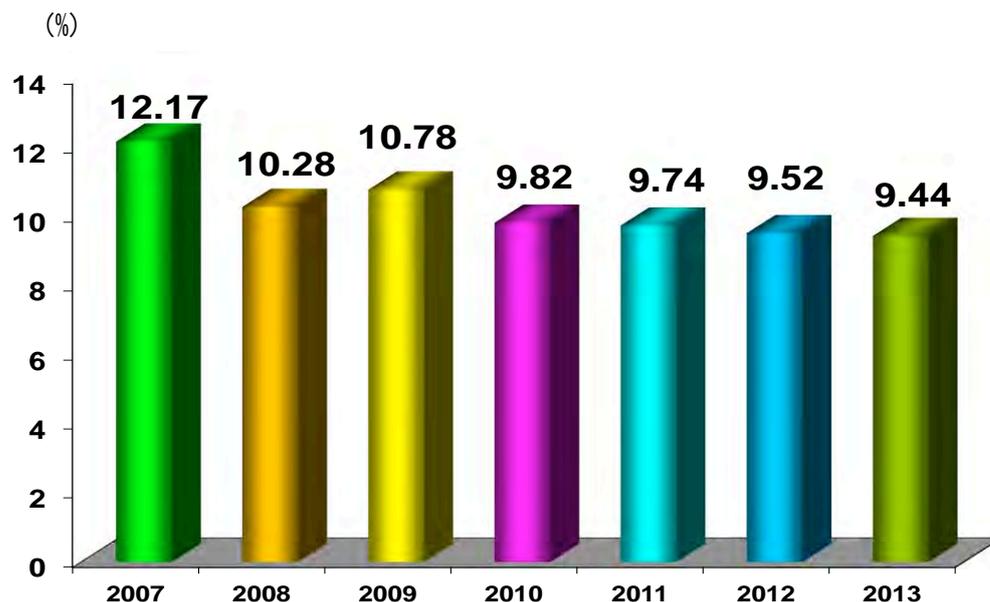
・送配電ロス (2012-13 会計年度)

- NEPRA ターゲットは 9.5%
- 実際の送配電ロスは 9.4%(内訳は送電部門で 1.5%、配電部門で 7.9%のロス)
(DISCO 全社中、最低である。)

11kV のロスが最も大きい。

尚、配電部門のロスには Load Shedding によるものも含まれる。

IESCO の送配電ロス は毎年減少している。



出所：IESCO Presentation to JICA 19 Sep 2013

図表 4.1-29 IESCO の T&D loss

図表 4.1-30 IESCO の Technical & Commercial Losses (PRIVATE)

Line Losses			
		Jun-12	Jun-13
Units Received	MkWh	8,331	8,573
Units Billed	MkWh	7,537	7,764
Units Lost	MkWh	794	809
% Age Loss	%	9.5%	9.4%
Collection Ratio			
Amount Billed	Rs. Million	74,988	84,123
Amount Collected	Rs. Million	71,875	79,445
Non-Cash Adjustments	Rs. Million		
Collection Efficiency	%	95.8%	94.4%
AT&C Losses			
Energy Realized	MkWh	7,224	7,332
AT&C Losses	MkWh	1,107	1,240
AT&C Losses	%	13.3%	14.5%
Composite Efficiency Index		86.7%	85.5%

出所：IESCO Presentation to JICA 19 Sep 2013

4.1.7.1.5 料金徴収

IESCO は 100%の料金徴収を行なっている。但し、政府の機関より支払いが遅れる場合もある。政府の機関は一般カテゴリ K に含まれる。

料金徴収率（2012-13 会計年度）は、以下のとおりとなっている。

- ・民間消費者 100%
- ・政府消費者 103%
- （以上、AJK を含まない場合）
- ・AJK を含む場合 82%

図表 4.1-31 IESCO の料金徴収状況 (2013-2014)

Month	Amount in Million								
	Billing			Payment			%age Collection of Billing		
	Govt	Pvt	Total	Govt	Pvt	Total	Govt	PVT	Total
Jul-13	1,996	8,444	10,440	1,279	6,773	8,052	64%	80%	77%
Aug-13	2,087	8,318	10,405	1,240	7,676	8,916	59%	92%	86%
Sep-13	2,234	7,919	10,153	1,240	7,920	9,160	56%	100%	90%
Prog Ending 9/2013	6,316	24,682	30,998	3,759	22,369	26,128	60%	91%	84%
Prog Ending 9/2012	6,469	20,486	26,955	3,479	19,915	23,395	54%	97%	87%
AFTER GIVING IMPACT OF AJK (T/D) Rs. 1655 Million									
Prog Ending 9/2013	4,661	24,682	29,343	3,759	22,369	26,128	81%	91%	89%

出所：IESCO Presentation to JICA 19 Sep 2013

4.1.7.1.6 財務状況

主要業績評価指標 (KEY PERFORMANCE INDICATORS) は、以下 4 つの点からなる。

- ・T&D ロス (T&D losses)
- ・料金徴収 (Recovery)
- ・財政的実行可能性 (Financial Viability)
- ・顧客サービス (Customer Services)

図表 4.1-32 PROFIT AND LOSS ACCOUNT

	Million Rs.	
	2013 Un-Audited	2012 Audited
Sale of electricity	70,225	62,716
Subsidy from Government of Pakistan on sale of electricity	38,008	10,160
	108,223	72,877
Rental and service income	31	32
	108,264	72,909
Amortization of deferred credit	895	736
	109,160	73,645
OPERATING COST		
Cost of electricity	(81,966)	(80,313)
Other operating cost excluding depreciation	(8,568)	(6,130)
Depreciation on property, plant and equipment	(1,634)	(1,528)
	(92,169)	(87,971)
	16,991	(14,326)
Other income	1,401	1,260
Net (loss)/profit Before taxation	18,392	(13,066)

注：Other Income その他の収入の中に IESCO の使えないもの、スクラップなどは売り出した金額入っている。

出所：IESCO Presentation to JICA 19 Sep 2013

財政的実行可能性 (Financial Viability) (12-13 会計年度)

RORB = Return on Rate Base 10.5%

PACRA (Pakistan Credit Rating Agency)³³ の Rating を受けた結果は Long term が A³⁴、Short term は A1 である。

現在、商業ローンは無いが、今後借り入れの予定である。

IESCO は MOWP に提示するため、料金決定の遅延が 2011-2012 会計年度にどのような影響を配電会社各社 (DISCOs) に及ぼすか試算している。

試算によれば、この会計年度では約 1,150 億 Rs. に達し、2012-2013 会計年度には 1,450 億 Rs. となる。平均コストは 13.64 Rs./kWh、平均売価は 14.17 Rs./kWh である。

- ・ 村の電化数

—2012-13 会計年度	658
—2011-12 会計年度	485
—2010-11 会計年度	988
- ・ カスタマーサービス・センター 12 カ所

³³ PACRA は格付け機関 (rating agency) であり、1994 年 6 月 15 日、国際金融公社 (International Finance Corporation (IFC))、(米) フィッチ・レーティングス (Fitch Ratings) およびラホール証券取引所 (Lahore Stock Exchange) との間で合弁事業契約が調印され、設立された。

³⁴ Long Term Rating は、AAA: Highest credit quality, AA: Very high credit quality, A: High credit quality, BBB: Good credit quality, BB: Speculative, B: Highly speculative, CCC, CC, C: High default risk, であり、Short Term Rating は、A1+, A1, A2, A3, B, C, D のランクがある。

4.1.7.1.7 消費者へのマーケティング

顧客の苦情を受けるところが、エリア内に12か所ほどある。

カスタマーサービスを受けている消費者数は以下のとおりである。

—2013年6月末	2,306,551
—2012年6月末	2,224,865
—2011年6月末	2,140,7

ToD (Time of Day)は、一般住民と産業顧客に適用されている。

CDP(Customer Data Processing)により、各需要家の特性をつかみ、給電線ごとに負荷の適正化を行い、系統全体の損失を削減しようとしている。

4.1.7.1.8 投資

1) 投資計画

5年内の投資計画を作成している。

AJK への投資額は、15-16(10億)Rs.を予定している。

ROA11%が投資の基準となる。

2) 投資の手順

IRRが20-30%以上を採択する。

STG (Secondary Transmission Grid) PC-2³⁵ は実行されなかったため、ADBのローンが認められなかった。世界銀行が認可したプロジェクトの場合、PC-1³⁶は必要ないがADB資金の場合PC-1が必要である。

4.1.7.1.9 IESCOの今後の経営上の課題

IESCO Presentation to JICA 19 Sep 2013によると、IESCOの事業上の制約として以下が指摘されている。

- ・電気料金が規制された環境下での経営
- ・毎年7-9ヵ月に及ぶ料金決定の遅延
- ・料金告知の異常な遅れによるエネルギー損失低減プログラムのための資金調達の遅延
- ・電力供給地区に集中するあらゆる戦略的軍事施設および外交施設
- ・配電損失の増加を招く村落電化計画

その他の問題

- ・料金決定の遅れ
- ・政府機関からの料金徴収
- ・地理的および文化的な問題
- ・丘陵地
- ・さまざまな販売方法は居住者顧客に便益をもたらすが、収益にマイナスの影響を及ぼす

³⁵ PC-1: Social Sector 案件の申請

PC-2: Survey and feasibility studies

³⁶ PC-1だけが認可されるまで大体6か月必要

- ・ 不適切な発電ミックス
- ・ 事業環境に合わない再建プログラム
- ・ 自動化が未整備の環境

4.1.7.2 LESCO(Lahore Electric Supply Company)

4.1.7.2.1 LESCO の事業概要と歴史

ラホール地域の電力局は、1998年3月22日にラホール電力会社(LESCO)の商業化と最終的には民間企業化を目的として再編された。

出所: <http://www.lesco.gov.pk/Organization/1000077.asp> (2013年9月6日参照) (以上、日パテック和訳)

「パ」国での二次送電圧³⁷は220kV以上であるが、LESCOは132kV(11kV, 66kVはない)以下を担当する。

90カ所の基地局を有しており、NTDCの7系統の送電網とLESCOに供給するIPPs10社、基地局の地域にある中継局26カ所および小規模の水力発電所2カ所を所有している。HT(High tension:高電圧)とLT(Low tension:低電圧)線の長さは、それぞれ約26,000kmと15,000kmである。

LESCOの組織体制は、7地区の配電運用部門、建設部門およびGSO(Grid System Operation)部門各1部門で構成されている。

LESCOの組織は、代表取締役、財務担当取締役、法務執行役、技術執行役、経営執行役ほか、執行役2人とその部下および従業員からなる。正規の従業員は20,636人、19,000 km²の5カ所のサービスエリアを対象とし、359万人に電力を供給している。

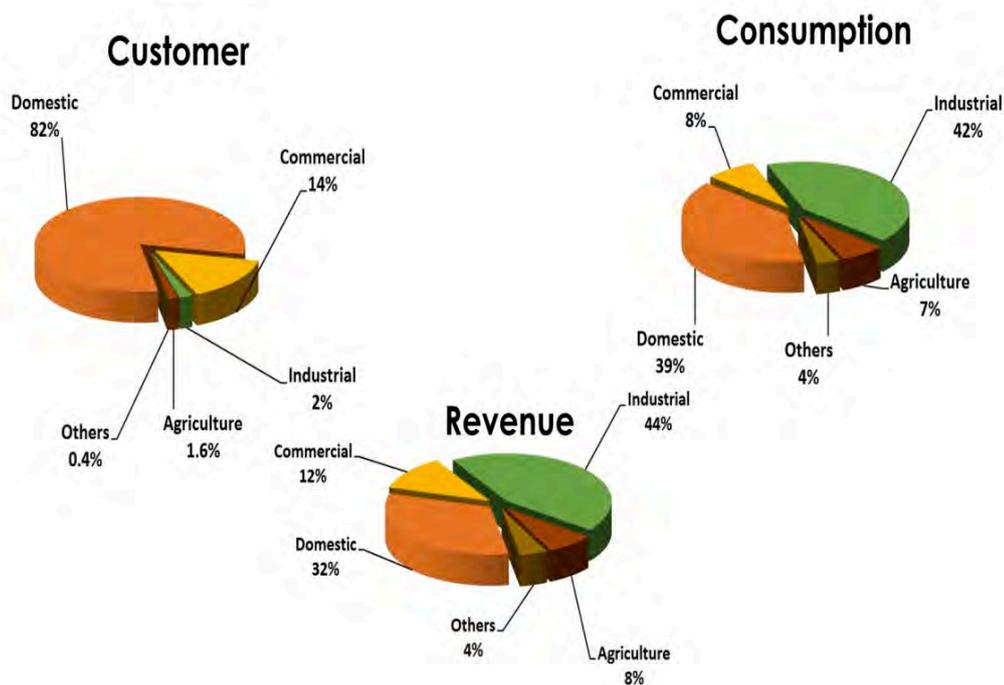
LESCOが責任を持つ地域は、ラホール(Lahore)、カスール(Kasur)、オカラ(Okara)およびシェイクプーラ(Sheikhupura)である。

³⁷ 二次送電圧: 高圧の基幹系統から電圧を下げて、二次系統に送電するもの。



出所：LESCO Company overview 2013 年

図表 4.1-33 LESCO のカバーエリア



注：産業用ユーザーは Textile
出所：LESCOC ompany overview 2013 年

図表 4.1-34 LESCO の顧客構成

図表 4. 1-35 LESCO の顧客プロファイル別消費 (2012-2013)

Tariff	No of Consumers	Consumption MkWh	Revenue Mln. Rs.	Consumption kWh/ No of Consumers	Revenue Rs./ No of Consumers	Revenue Rs./ Consumption kWh
Domestic	2,936,951	5,566	54,542	1.90	18,570.96	9.80
Commercial	510,604	1,115	19,781	2.18	38,740.39	17.74
Industrial	72,699	6,062	72,043	83.38	990,976.49	11.88
Bulk	486	427	5,492	878.60	11,300,411.52	12.86
Agriculture	56,140	1,009	11,551	17.97	205,753.47	11.45
Others	2,295	106	456	46.19	198,692.81	4.30
TOTAL	3,579,175	14,285	163,866	3.99	45,783.18	11.47

出所：LESCO Company overview 2013 年より調査団作成

4. 1. 7. 2. 2 配電ロス

- ・ DISCO 各社で、同じ主要業績評価指標 (KPI) が適用される。損失と徴収率を統合した指標により管理している。
- ・ 主要業績評価指標 (KPI) と Compensation が連動しているわけではない。
- ・ 送配電損失は、NEPRA の目標損失は 12%だが、LESCO は 13. 2%であった。その多くは 11kV の損失である。
- ・ スマートメータは、まだ実験的に導入されているに過ぎない。

4. 1. 7. 2. 3 設備の現状

LT (Low Tension: 低電圧) システムを新しいものにすることを考慮している。部分的送電停止を防ぐために、電力の経路変更を行うためのリング状化を行っている。あるラインが過負荷になっても、そのために他のラインに振り分けられない。

4. 1. 7. 2. 4 消費者センター

- ・ 消費者センターは、各所 2 人から 3 人からなる。このほか、7 つの移動消費者センターがある。
- ・ 消費者は、1 年間の繰り延べ払いおよび分割払いが認められている。

4. 1. 7. 2. 5 料金徴収

個人徴収率は、毎年 95%以上で非常に高い。政府関連機関では、支払いが遅れる年もある。課金対象者は約 310 万人で、請求金額は 1, 360 億 Rs. に達する。このうち、徴収費は昨年 1, 350 億 Rs. に上った。

図表 4.1-36 LESCO における料金請求及び回収

FY	Billing			Collection			% Age		
	Govt. [Bln. Rs]	Pvt. [Bln. Rs]	Total [Bln. Rs]	Govt. [Bln. Rs]	Pvt. [Bln. Rs]	Total [Bln. Rs]	Govt.	Pvt.	Total
2008-09	6.6	85.4	92.0	6.5	81.8	88.3	98.3%	95.7%	95.9%
2009-10	8.8	108.5	117.3	5.9	103.5	109.3	67.0%	95.3%	93.2%
2010-11	10.3	128.2	138.5	8.7	127.1	135.9	85.1%	99.1%	98.1%
2011-12	11.4	145.7	157.1	11.3	139.7	151.0	99.2%	95.9%	96.1%
2012-13	8.8	155.1	163.9	10.9	149.4	160.3	124.7%	96.3%	97.8%

注：Pvt:Private

出所：LESCO Company overview 2013 年

4.1.7.2.6 資金調達

図表 4.1-37 に示すとおり、DOP・ELR への投資は、ほとんどが料金収入および自己資本で賄われ、STG のみ ADB/WB に半分程度を依存する構造となっている。

図表 4.1-37 LESCO における投資への資金調達

Sr.#	Description	2012-13		2013-14	Inc. From 2012-13
		Approved Budget	Exp. Up-to June (Prov.)	Proposed Budget	
1	DOP	3,576	2,988	4,145	16%
	- Consumer Financing	2,926	2,799	3,495	19%
	- Own Resources	650	189	650	0%
2	ELR	650	326	850	31%
	- Own Resources	650	326	850	31%
	- Saving from ADB/WB	0	0	0	0%
3	6th STG	2,617	1,904	6,859	162%
	- Own Resources	1,934	793	3,825	98%
	- ADB/WB	683	110	3,034	344%
4	TOU Meters/Smart Metering	150	69	150	0%
5	Others	406	309	716	76%
	Total	7,399	5,595	12,720	72%

注：DOP：Development of Power、ELR：Energy Loss Reduction、STG：Secondary transmission Grid

出所：LESCO Company overview 2013 年

4.1.7.2.7 Performance Contract(業務契約)

業務契約は、LESCO の取締役会によって署名されている。

4.2 ガバナンス問題

「パ」国電力セクターにおけるガバナンスの問題は、以下に示すとおりである。

- ・制度的課題が循環債務を生んでいること (Institutional Issue)
規制には透明性の確保が必要となる。
- ・業務を正しく評価するための基準 (Performance Indicator) の設定
- ・さらには上記基準により評価を行うための組織の存在 (PMO: Project Management Office) である。

4.2.1 IMF の統治(ガバナンス)、規制および透明性の改善のためのプログラム

(IMF Country Report No.13/287 Pakistan 2013 article IV consultation and request for an extended arrangement under the extended fund facility September 2013 より抜粋)

IMF は以下に示すとおり、「パ」国電力セクターのガバナンス、規制および透明性の改善に向けた提言を行っている。

(以下抜粋)

IMF は、電力部門の統治と透明性の改善を最優先としている。当機関は管理を強化するために、規制機関である電力規制庁 (NEPRA) の独立性および説明責任と行政能力を高める所存である。循環債務の累積を削減するために、NEPRA が下す基準料金の決定期間 (determination) を次回の決定周期 (determination cycle) までに、8 ないし 10 ヶ月から 90 日に短縮する予定である。特に FY2013/14 には、2013 年 7 月末までに配電会社各社が料金に関する請願書を提出し、2013 年 10 月末までに NEPRA が決定料金を発表する予定である。

政府は 15 日以内に新たな決定料金の告知 (Notification) を行い、料金決定 (Tariff Determination) と告知 (Notification) の機能を徐々に NEPRA に統一していく予定である。また、裁判所の差し止め命令のために、NEPRA による燃料価格調整 (FPA) の申請に現在 7 ヶ月の遅延が生じている。当機関 (IMF) は 2013 年 11 月末までに、法制度を通じてこの差し止め命令に対処する所存である。これによって、時機を逸することなく調整ができるようになる。また、毎月の FPA (Fuel Price Adjustment) 申請を見直すことによって次の四半期の価格を示し、価格の歪みを最小限に抑えるとともに、予測可能性を高めることが可能となる。透明性を高めるために、送電、低発電コスト順の全発電所一覧および支払い記録を利害関係者に知らせるウェブ基盤の報告システムが 2013 年 7 月末までに導入される予定である。第二に、2013 年 12 月末 (構造的ベンチマーク) までに、中央電力購買局 (CPPA) を国営送電会社 (NTDC) から分離させ、中心となる要員の雇用、CPPA の規則と指針の発表および支払い決済システムの引き継ぎを行い、運営が開始できるようにしなければならない。また、2013 年 12 月末までにパキスタン電力会社 (PEPCO) の解体案をまとめ、同社に残っている機能を移管しなければならない。(抜粋終)

出所 IMF Country Report No.13/287 Pakistan 2013 article IV consultation and request for an extended arrangement under the extended fund facility September 2013 (以上、日パテック和訳)

4.2.2 パフォーマンス評価基準

NEPRA 法第 34 項では業績基準(Performance Standards)が定められており、以下のように規定されている。

NEPRA は安全で効率が良く、信頼性の高いサービスを促進するため、発電会社、送電会社および配電会社に対して以下の項目に対する基準をはじめとする業績基準を定めるものとする。

- (i) 電圧および持続性などのサービス特性
- (ii) 計画停電および計画外停電
- (iii) 必要に応じた供給予備力
- (iv) 新規利用者の電気開通に要する時間
- (v) 電力負荷制限の原則および優先度

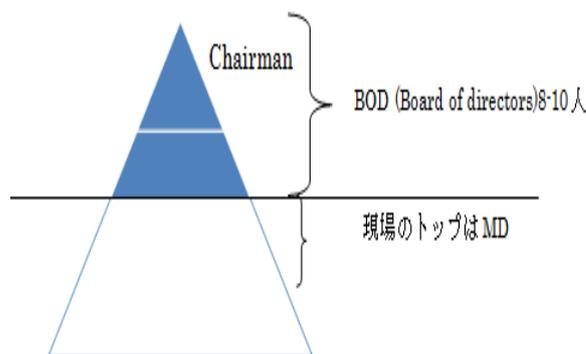
NEPRA は、配電会社(DISCOs)全社に対する業績主義料金の導入を目標として料金を上げ、効率経営と非効率経営の配電会社間に現存する内部補助金を廃止する必要があるという意見も強い。詳細は脚注 19 を参照。

出所: The Causes and Impacts of Power Sector Circular Debt in Pakistan March 2013 (以上、日パテック和訳)

4.2.3 Performance based Contracts

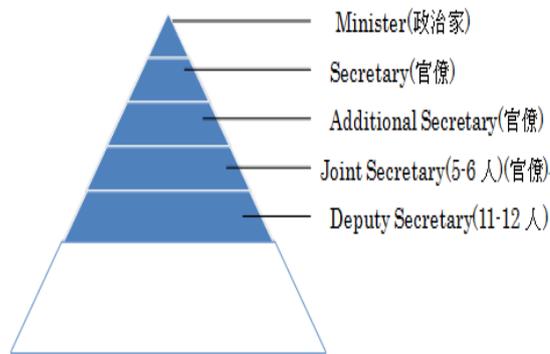
パフォーマンスコントラクトには 2 つあり、国(NEPRA)—BOD(Board of directors)間、BOD—MD 以下の官僚(従業員)間で締結する。

BOD の任期は 3 年から 5 年で、非常勤では通常時賃とは異なる体系で給料が支払われる。他方、実働部隊である官僚(従業員)は終身雇用等で守られており、解雇や降格、給料減額などのダウンサイドリスクはない。



出所: 現地インタビューより調査団作成

図表 4.2-1 官庁の組織上層部



出所: 現地インタビューより調査団作成

図表 4.2-2 公営企業の組織上層部

4.2.4 PMO

PMO(Project Management Office)の管理は活動プロセスをモニタリングすることにより、外部から見て透明性を持つようにする。

首相(PM)直轄の諮問機関でありメンバーは公表していないが、各省庁に PMO(Project Management Office)を設けている。

毎週、業務報告(take stock)を行い、毎月首相に報告する。

PMOはDeputy Secretary (DS)レベルにあり、プロジェクトレベルで自ら監督する責任を有することの自覚を持つ。各省庁ではJoint Secretary (JS)が最終的に責任を持ち、自ら大臣に説明を入れる。

PMOにはパキスタン人で、専門的知識を有する人物をメンバーとして加える。

4.2.5 エネルギー担当組織

エネルギー組織が2つあることに関する政府の見解は以下に示すとおりである。

組織が2つあっても両組織内の関係性が重要であり、実務は内部の非公式会議で解決するため、実質的な問題は生じない。再生可能エネルギー(バイオマス)でも農水省が担当しているなど、複数の役所が同じ業務を管轄していることがあるが、明確な戦略と責任があればよい。

第5章 国際援助機関の支援動向

第5章 国際援助機関の支援動向

5.1 パキスタン国への国際協力機関の支援動向概要

「パ」国の電力部門で活動している主な開発機関としては、世界銀行、アジア開発銀行 (ADB)、フランス開発庁 (AFD)、イスラム開発銀行 (IsDB)、独立行政法人国際協力機構 (JICA)、ドイツ復興金融公庫 (KfW)、アメリカ合衆国国際開発庁 (USAID) があげられる。

出所: http://www.erra.pk/Reports/Donors/2_List%20of%20Donors%20and%20Sponsors.pdf, reference day September 17, 2013 (2013年9月17日参照)

世銀・ADB・USAID のパキスタン国 (以下「パ」国) への支援は、国の成長に重要なインフラ整備 (電力、灌漑、道路、港湾) に焦点を当てており、貧困削減、性差別解消 (ジェンダー) の観点から、農村と都市の格差をなくし、就学率を向上させるために教育改革プログラムを支援している。また、国境地域の開発への参画を通じて、将来の紛争を削減する展望をもちながら、紛争の影響に対処するため支援している。

JICA は、国内給電指令センター (NPCC) の給電所 (Load Dispatch Center) 近代化に資金を提供し、データ処理システムの性能向上を果たした。

パキスタン支援国会合 (FODP³⁸) のエネルギー部門特別委員会は 2010 年、「パ」国電力部門の持続可能な再生に向けた勧告を行なった。

出所: <http://www.afd.fr/lang/en/home/pays/asia/geo-asia/agence-pakistan/afd-pakistan/amis-pakistan-democratique> (2013年9月17日参照)

AFD は、エネルギー効率化投資計画 (Energy Efficiency Investment Program) に協調融資を行う ADB のパートナーである。

出所: <http://www.afd.fr/lang/en/home/pays/asia/geo-asia/agence-pakistan/afd-pakistan/amis-pakistan-democratique> (2013年9月17日参照)

5.2 世銀のパキスタン電力セクター支援

「パ」国電力セクターへの世銀の融資は、送配電ロスを低減し、深刻な電力不足に対処するための設備増強、送配電網の整備に行われている。また、近年は電力セクターへの民間投資促進の支援を行っている。

世界銀行は 2012 年に、「パ」国の開発プロジェクトに対する総額 18 億 USD の融資を決定しており、その大部分が本プロジェクトを含むエネルギー部門に向けたものであるとされている。

5.3 ADB のパキスタン電力セクター支援

「パ」国電力セクターへの ADB の融資は、既存の発電所の改修・増強、送配電網の改修、電源の多様化により、持続的な経済発展を促進するために、風力などの再生可能エネルギー、

³⁸ FODP は 26 カ国のメンバーで構成されている。パキスタンのほか、アジア開発銀行、オーストラリア、カナダ、中国、デンマーク、エジプト、フランス、ドイツ、イラン、イスラム開発銀行、ヨーロッパ連合、イタリア、日本、オランダ、ノルウェー、大韓民国、サウジアラビア、スペイン、スウェーデン、トルコ、アラブ首長国連邦、イギリス、アメリカ、国連および世界銀行が名を連ねている。

電力セクターへの民間投資促進の支援を行っている。

バシャダム(Bhasha Dam)の支援のほか、ジャムシヨロ(Jamshoro)(1基 600MW)が2013年12月9日の理事会(Board)で承認された。

5.4 USAIDのパキスタン電力セクター支援

「パ」国の電力セクターに対するUSAIDの支援は、石油焼き発電所の石炭焼きへの転換等に行われている。

このほか、特に電力容量増大プロジェクトに対する支援として、USAIDは電力部門に戦略的助成金援助(18,700USD)を行なっている。USAIDは2010年、政府保有の発電所の修理・保守に対する支援を開始した。

図表 5.4-1 年代別 世銀/ADBの主要プロジェクト(1)(1990~2006)

	World Bank(WB)		ADB		
	Capacity Building Financial Support	Generation	Generation	Transmission/ Distribution	Capacity Building
1990		1992.6.30-1998.6.30 Domestic Energy Resources Development Project			
		1994.6.23-2001.3.1 Power Sector Development Project			
1995		1995.12.19-2003.10.31 Ghazi Barotha Hydropower			
		1996.5.14- Uch Power Project			
2000			2000.12.14- Power Sector Restructuring Program loan		2000.3.6- Capacity Building of the National Electric Power Regulatory Authority(NEPRA)
			2000.12.14- Support TA loan		2003.6.20- Institutional Capacity Building of the National Transmission and Despatch Co., Ltd.(NTDC)
			2004.11.5- Renewable Energy Development		2004.12.17- Capacity Building for Alternative Energy Development Board
2005			2005.11.21- NEW BONG ESCAPE HYDROPOWER		
			2005.7.14- Operational Support to the Office of the Energy Advisor		
			2006.12.13- Renewable Energy Development Sector Investment Program-Project	2006.11.27- Preparing the Power Distribution Enhancement Multitranches Financing Facility	
			2006.11.17- Establishment and Commencement of Operations for the Central Power Purchasing Agency	2006.12.12- MFF-Power Transmission Enhancement	
2006			2006.12.1- MFF-Renewable Energy Development Sector Investment Program	2006.12.13- Power Transmission Enhancement Investment Program,Tranche 1	

図表 5. 4-2 年代別 世銀/ADB/USAIDの主要プロジェクト(2) (2007～)

	World Bank(WB)			ADB		USAID
	Capacity Building Financial Support	Generation	Transmission/ Distribution	Generation	Transmission/ Distribution	Energy Project
2007				2007.7.30- DAHARKI POWER PROJECT 2007.10.25- Integrated Energy Model	2007.12.17- MFF-Power Transmission Enhancement Investment Program PFR2 2007.5.29- KESC POST-PRIVIZATION REHABILITATION	
2008			2008.6-2014.2 Electricity Distribution and Transmission Improvement Project	2008.2.5- Sustainable Energy Efficiency Development Program	2008.9.3- MFF-Power Distribution Enhancement Investment Program 2008.9.12- Power Distribution Enhancement Investment Program -Project 1	2008-2015 Energy Policy Project
2009				2009.9.17- Energy Efficiency Investment Program 2009.12.10- Energy Sector Task Force 2009.9.30- Energy Efficiency Investment Program – Tranche1		2009-2012 Energy Efficiency Project
2010				2010.11.24- ZORLU ENERJİ POWER PROJECT 2010.12.13- Uch-2 Power Project 2013 CFL Project	2010.12.14- Power Distribution Enhancement Investment Program – Tranche 2	2010.1-2014.12 FATA Infrastructure Project (Capacity Building) 2010-2015 Power Distribution Program 2010-2012 Tarbela Dam Project 2010-2012 Guddu Power Station Project 2010-2012 Jamshoro Power Station Project

第 6 章 日本の電力セクター改革への支援可能性分析

第6章 日本の電力セクター改革への支援可能性分析

6.1 電力政策面での課題・提言

ENERGY SECTOR CRISIS ISSUES & REFORMS WAY FORWARD by SHAHID SATTAR Member (Energy) PLANNING COMMISSION May 23rd, 2013)によると、電力政策面では以下のような課題が指摘されている。

発電分野-計画

期待される成果

- 電力省 (MOE) は、電力部門の統一した方針、計画および戦略の作成に向けた一元化組織として設立され、(現在は MOWP と MPNR に分割されている) 職能を1つの組織に統合するものである。
- 地方電力部は、エネルギー関連の資産と運用に対する所有権、管理、承認、役割、権限および責任を明確にし、曖昧さと責任のなすり合いを最小に抑えるために設立するものである。
- 連邦および地方レベルの電力部門を整合がとれた組織構造とし、適切な専門知識とそれに見合う報酬制度を備え、エネルギー諸問題の解決に専門的な方法で臨む。
- 計画実施の説明責任を改善し、すぐれた統治と徹底した監視を実施する。また、電力部門に対する規制を効果的なものとして、手頃な価格で電力を経済部門へ適時供給する。
- 明確なビジョンをもって、民間部門に適切に動機づけと方向性を与える。民間部門の参加機会を増やして、経済的な燃料価格を実現する。
- 独立した取締役会 (BOD) が管理することによって、公営企業の効率性を改善する。
- 電力供給、料金徴収を改善し、損失を最小に抑える。

出所 : ENERGY SECTOR CRISIS ISSUES & REFORMS WAY FORWARD by SHAHID SATTAR Member (Energy) PLANNING COMMISSION May 23rd , 2013(以上、日パテック和訳)

6.2 組織的な問題

ENERGY SECTOR CRISIS ISSUES & REFORMS WAY FORWARD by SHAHID SATTAR Member (Energy) PLANNING COMMISSION May 23rd, 2013)によると、ガバナンス面では以下のような課題が指摘されている。

- 制度的欠陥が現在直面する電力危機の一因となった。既存の制度的な組織を強化する選択肢は、持続可能な解決策にはならない。
- エネルギー関係の2省、MOWP と石油天然資源省 (MPNR) の連携が不十分である。
- 電力、石油・ガス、石炭および再生可能エネルギーの各部門において、組織の統合と連携強化が早急に必要である。

「パ」国はエネルギー関係の組織を連邦政府レベルのエネルギー省 (MOE) に一本化することにより便益が得られると考えられる。類似の省はアフガニスタン、アンゴラ、アゼル

バイジャン、カナダ、イスラエル、コソボ、ネパール、フィリピン、南アフリカおよびアメリカなど多くの国々にみられる。

MOWP に属する現行の水利部門は、水資源に関する政策、立案および管理に注力する独立した省として残してもよいであろう。

MOE の創設はパキスタン支援国会合 (FODP) も、2010 年 10 月の「電力部門復活の報告と計画：Energy Sector Recovery Report & Plan」の中で推奨している。

組織設立に関する第 18 修正条項 (the 18th Amendment) の影響、電力部門 (連邦・地方レベル) 内の資産の所有権および運用上の自治権に適切に対応する必要がある。換言すれば、地方電力部の設置である。

出所：ENERGY SECTOR CRISIS ISSUES & REFORMS WAY FORWARD by SHAHID SATTAR Member (Energy) PLANNING COMMISSION
May 23rd, 2013 (以上、日パテック和訳)

6.3 技術面における課題・提言

本調査を踏まえて、「パ」国電力セクターに対し、以下 4 点の提案を行いたい。

6.3.1 低ロス送電線

1. 設計思想

- 送電線の外径を変更することなく、アルミニウム部分の断面積を増やす
- アルミニウム部分の断面積を増やす一方、鋼線の断面積を減らす
- 鉄損を低減させる



出所：株式会社ジェイ・パワーシステムズ

2. 日本における導入実績

- 東北電力および四国電力に標準として導入済み

3. 海外に置ける導入実績

- マレーシアに標準として導入済み

4. 利点（「パ」国に低損失送電線を導入する必要性の検討理由）

- 送電ロスを 25%低減することが可能である
- 既存の送電線鉄塔をそのまま利用して、既存の送電線を置換することが可能である
- 「パ」国における現行の主送電線網は二重化されていない
- 低損失送電線の導入によって、コストの削減が可能である

5. 導入の可能性

- 送電線の二重化によって、変電所機器などの事故に起因する大規模停電を解消できる
 - 中期的には低損失送電線によって、最小コストでこの投資ニーズに対応できる
- タール(Thar)～ミティアリ(Mityari)への 270 kmの送電線は PC-1 がすでに承認されている。このスコープが変わる場合、スペック条件を変える（例えば送電線の長さ、位地、材質が変わる、コストが 15%増以内に抑えるなど）ことができれば、修正も可能である。

6.3.2 電力技術研修所

電力技術研修所としては、以下の提案を行いたい。

1. 火力、水力研修所(対 WAPDA/GENCO)

- ① WAPDA、GENCO の発電機器に対する各社の現状の研修状況把握、新体制への期待事項の確認。統合化か、個別で設立するのも決める。
- ② 研修所の役割、基本方針、研修所体制、設備の大枠を決め、建設開始。
- ③ 研修設備の完成と来年度開所の為すべての機材、指導員も選定。
- ④ 開所、1 期研修生を受け入れ、初の修了生を出す。
- ⑤ 効果の確認のため、修了生の現場での評価を実施、今後に生かす。

2. 送電線研修所(対 NTDC)

- ① 電線の現状の研修状況、新体制への期待事項を確認。配電部門も含めるか決定。
- ② 研修所の役割、基本方針、研修所体制、設備の大枠を決め、建設開始。
- ③ 研修設備の完成と来年度開所の為すべての機材、指導員も選定。
- ④ 開所、1 期研修生を受け入れ、初の修了生を出す。
- ⑤ 効果の確認のため、修了生の現場での評価を実施し、今後に生かす。

3. 小水力研修所(対 AEDB)

- ① 研修所の役割、基本方針、研修所体制を決定。一次小水力推進員を選定。半年毎に推進員を増やす。
- ② 研修開始と合わせ、まずパンジャブ(Punjab)州、KPK(Khyber-Pakhtunkhwa)州での可能性地点の情報収集実施。研修所は、地元製作メーカーの開拓、育成開始。
- ③ 推進員は、地元での啓蒙活動とともに具体的案件の掘起し。
- ④ 本プロジェクトにて、複数台の発電を開始する。この体制を評価し、継続的取組、他州への展開につなげる。

6.3.3 省エネ技術トレーニングセンター

省エネについては、省エネマスタープラン作成の支援と省エネ技術トレーニングセンタ

一の設立が考えられる。

省エネマスタープランは、JICA「フィリピン国省エネルギー計画調査(2012年)」に示されているとおり、エネルギー管理制度、エネルギー診断、ラベリング制度、普及啓発活動、省エネデータベース、ファイナンスメカニズム、ESCO、建物省エネ等について現状と今後の可能性を調査するものである。

また、省エネ技術トレーニングセンターは、JICAによる支援が2013年現在、ベトナムにおいて行われており、以下のような手順で進められている。

1. 省エネマスタープラン(JICA支援)により、省エネロードマップ作成(2008-2009)

2. 省エネ法成立(2011年1月施行)

商工省でエネルギー管理士、エネルギー診断士を育成するための研修センター設立の素地ができる。

3. 同センターの法的位置づけを確立するため、研修センターの資格基準省令に反映させる。

4. サイト選定

5. 機械供与

6. 研修講師育成開始。

同様のニーズは「パ」国でも高いものと思われる。

6.3.4 発電計画中期専門家派遣

これまで SYPCO(System Production Costing)を使い発電計画の立案を行ってきたが、今後は広く世界で使われている WASP(Wien Automatic System Planning Package)等のソフトウェアのトレーニングニーズが高いものと思われる。

第 7 章 参考資料

第7章 参考資料

1. IPP 一覧

Status of Installed and Available Generation Capacity in September-2013 (MW)										
27.September,2013										
S.No	Project Name^	Location	Company/Agency	Fuel		Installed(MW)	Availability(MW)	Overhead investments (\$bn)	Current Status	under 2002 Policy
GENCOs						3,550	1,380			
1	Lakhra	Hyderabad, Sindh		Coal	ST	30	-			
2	GTPS Faisalabad	Faisalabad, Punjab		Gas	GTCC	210	-			
3	Kotri	Kotri, Sindh		Gas	GTCC	140	-			
4	Quetta	Quetta, Balochistan		Gas	ST	25	-			
5	Muzaffargarh	Muzaffargarh, Punjab		RFO	ST	1,130	480		shut down/near coal mines	
6	SPS Faisalabad	Faisalabad, Punjab		RFO	ST	100	-			
7	Guddu	Jacobabad, Sindh		RFO/Gas	Diesel	1,155	620			
8	Jamshoro	Jamshoro, Sindh		RFO/Gas	ST	700	280	0.6	Rehabilitation by USAID	
9	Multan	Multan, Punjab		RFO/Gas	GTCC	60	-		GE	
IPPs						7,487	3,915			
1	Uch Power Limited	Dera Murad Jamali, Nasirabad District, Baluchistan,	WB, Import-export bank, Nissho Iwai Corp. GDF Suez(France)	Gas	GTCC	586	-	6.2		
2	Engro Energy Limited (Engro Powergen)	Qadirpur, Sindh		Gas	GTCC	213	218	1.7		O
3	Orient Power Limited	District Kasur, Punjab	Oman Oil Company S.A.O.C	Gas	GTCC	212	-			O
4	TNB Liberty Power	District Ghotki, Sindh		Gas	GTCC	212	-			
5	Saif Power Limited	Sahiwal District, Punjab		Gas	GTCC	205	-			O
6	Sapphire Electric Company Ltd.	District Sheikhpura, Punjab		Gas	GTCC	204	-			O
7	Liberty Power Tech Limited	Faisalabad, Punjab		RFO		196	177	2.5		
8	Fauji Kabirwala Power Company	District Khanewal, Punjab	ADB, Veterans Foundation	Gas	GTCC	157	121			
9	Habibullah Coastal	Quetta, Balochistan	Coastal Saba Power Ltd.	Gas	GTCC	140	64	1.6	GE/GT,MHI/ST(Aircraft)	
10	Altern Energy		Altern	Gas	GTCC	29	-	0.09	DESCON(Pakistan)	
11	CHASHNUPP(Chashma Nuclear Power Plant)	Chashma city, Punjab		Nuclear		300	304			
12	Roush Power Limited	District Khanewal, Punjab	WB, JBIC, Siemens	RFO	GT	450	205	5.0		
13	AES Lalpir	Muzaffargarh, Punjab	Coastal Saba Power Company Limited (Mauritius), Cogen Technologies Saba Capital Company (USA), Capco Resources Inc. (Canada)	RFO	ST	362	342	3.4		
14	AES Pak Gen	Muzaffargarh, Punjab	AES, IFC, Nichimen Corp., Mitsubishi Heavy Industries, Ltd., JBIC<Loan guarantee 18 billion two hundred million JPY>, NEXI	RFO	ST	365	-	3.6		
15	Atlas Power Limited	Sheikhpura, Punjab	Man Diesel & Turbo(Germany)	RFO	Diesel	213	193			O
16	Nishat Chunanian Power Limited	District Kasur, Punjab		RFO	Diesel	196	195			O
17	Nishat Power Limited	District Kasur, Punjab		RFO	Diesel	195	196			O
18	Attock Gen Limited	Rawalbindi, Punjab		RFO	Diesel	157	102			O
19	Saba Power	Shiekhpura, Punjab	Sojitz Corp.,Coastal Saba Power Ltd.	RFO	ST	125	-	1.4	stop operation	
20	Kohinoor Energy Limited	Lahore, Punjab	Saigols,Corporation, Wärtsilä Ovi Abp, Toyota Tsusho	RFO		131	92	1.4		
21	Southern Electric	Lahore, Punjab	WB, Sojitz Corp., BC Hydro	RFO	Diesel	136	-	1.2	stop operation	
22	Japan Power Generation	Jia Bagga, Punjab	Toyota Tsusho Corporation, Pak Oman(19%),NLC(17%),Saudi Pak(7.4%),etc 54% is traded at stock exchange	RFO	Diesel	135	23	1.2	Less sharing due to Oil Shortage. stop operation since June 2012	
23	Gulf Rental	Gujranwala,Punjab		RFO	Diesel	62	62			
24	Techno Power	Faisalabad, Punjab		RFO	Diesel	60	-			
25	KAPCO(Kot Addu Power Company Limited)	Muzaffargarh,Punjab	U.S.Sithe(Marubeni Corporation) International Power	RFO/Gas	GTCC	1,638	680	n.a.		
26	Hub Power (HUBCO)	Lasbela District, Balochistan	WB, NEXI, JBIC, Mitsui & Co., Ltd, IHI Corporation,National Power, Xenel	RFO/Gas	ST	213	900	17.0		
27	Malakand-III	Pekhawa,Khyber Pakhtunkhwa		Run-of-River		81	41			
28	Jagran	Muzaffarabad, Punjab		Run-of-River		30	-			
29	Laraib Energy Limited	Mangla,AJK	Hub Power(HUBCO) TNB Remaco(Maleysia)	Run-of-River		84				
30	Gul Ahmed Energy Ltd.(GAEL)	Karachi, Shindh		RFO		136				
31	Foundation Power Company (Daharki) Limited	Daharki,Shindh		Gas		172				
32	Halmore Power Generation Company Limited	Seikhpura, Punjab		Gas/Die+E68sel	GTCC	201				
WAPDA Hydropower						6,444	4,889			
1	Tarbela	Khyber Pakhtunkhwa				3,478	2,345	0.7		
2	Mangla	Azad Kashmir				1,000	776			
3	Chashma Hydro	Mianwali District, Punjab				184	128			
4	Ghazi Barotha	Attock district, Punjab				1,450	1,450			
5	Warsak	Khyber Pakhtunkhwa				243	150			
6	Small Hydrel					89	40			
Total						17,481	10,184			

2. NEPRA Act 概要

NEPRA ACT	ネプラ法
CHAPTER I	第1章
GENERAL	総則
1.Short title, extent and commencement.	1. 本法の簡略名称、適用範囲及び開始時期
2. Definitions	2. 定義
CHAPTER II	第2章
ESTABLISHMENT OF AUTHORITY	権限の確立
3. Establishment of the Authority.	3. 当機関の設立
4. Resignation and removal of Chairman, etc.	4. 議長及び解任等
5. Meetings of the Authority, etc.	5. 当機関の会合等
6. Decisions of the Authority	6. 当機関による決定
7. Powers and functions of the Authority.	7. 当機関の権限と職務
8. Remuneration, etc., of Chairman and members.	8. 議長及び役員報酬
9. Chairman, etc. to be public servant.	9. 公僕たる議長等
10. Staff and advisers, etc.	10. 職員及び助言者等
11. Tribunals.	11. 裁決機関
12. Delegation.	12. 委任
12A. Appeal.	12A. 不服申し立て
13. Funds.	13. 資金
14. Accounts.	14. 計算書
CHAPTER III	第3章
LICENCES	認可
15. Generation licence.	15. 発電に対する認可
16. Transmission licence.	16. 送電に対する認可
17. National Grid Company.	17. 全国送電線網会社に対する認可
18. Responsibilities of National Grid Company.	18. 全国送電線会社の責任

19. Special purpose transmission.	19. 特殊用途の送電
20. Distribution licences.	20. 配電に対する認可
21. Duties and responsibilities of distribution licensees	21. 配電認可事業者の義務と責任
22. Sale to bulk power consumers.	22. 大口利用者への販売
23. Sale of electric power to other distribution companies.	23. その他の配電会社への電力販売
24. Licensees to be companies.	24. 事業認可会社
25. Licences of Territory Served by KESC.	25. KESC 提供区域の認可
26. Modifications.	26. 修正
27. Assignment of licence prohibited.	27. 認可譲渡の禁止
28. Suspension and revocation.	28. 停止及び取消
29. Penalties.	29. 罰則
30. WAPDA and SHYDO ³⁹ to be licensees.	30. 認可事業者 WAPDA 及び SHYDO
31. Tariff. (1)	31. 料金(1)
32. Investment and power acquisition programmes.	32. 投資及び電力調達計画
33. Organizational matters.	33. 組織に関する事項
34. Performance standards.	34. 実施基準
35. Industry standards and codes of conduct.	35. 業界標準及び行動規範
36. Uniform system of accounts.	36. 統一会計制度
37. Review of public sector projects.	37. 公共部門プロジェクトの審査
CHAPTER -IV	第4章
ADMINISTRATION	管理
38. Provincial offices of inspection	38. 州査察局
39. Complaints.	39. 不服申し立て
40. Enforcement of orders of the Authority.	40. 当機関による指令の実施

³⁹ SHYDO: Sarhad Hydro Development Organization

41. Sums payable to the Authority to be recoverable as land revenue.	41. 土地収益として回収可能な当機関への支払い金額
42. Reports of the Authority.	42. 当機関の報告
43. Inspection by public.	43. 縦覧
44. Information.	44. 情報
45. Relationship to other laws.	45. 他の法律との関係
46. Rules.	46. 規則
47. Regulations.	47. 規制

NEPRA rule

規制の管理方式

法の広範な枠組の中で、規制の管理ツールとして、ルールと規則を規定している。

- NEPRA tariff Standards & Procedure Rules, 1988
- NEPRA Application & Modification Procedure Regulation, 1999
- NEPRA Licensing (Distribution) Rules, 1999
- NEPRA Licensing (Generation) Rules, 2000
- NEPRA Fees & Fine Rules, 2002
- NEPRA Fees Pertaining to Tariff Standards & Procedure Regulations, 2002
- NEPRA Eligibility Criteria for Consumers of (Distribution) Companies, 2003
- NEPRA (Resolution of Disputes between Independent Power Producers and other Licensees) Regulations, 2003
- NEPRA Performance Standards (Transmission) Rules, 2005
- NEPRA Performance Standards (Distribution) Rules, 2005
- NEPRA Interim Power Procurement (Procedure & Standards) Regulations, 2005
- NEPRA Competitive Bidding Tariff (Approval Procedure) Regulations, 2008
- NEPRA Performance Standards (Generation) Rules, 2009
- NEPRA Uniform System of Accounts Rules, 2009
- NEPRA (Review Procedure) Regulations, 2009
- Uniform System of Accounts Rules, 2009
- NEPRA Financial Regulations, 2010
- NEPRA Upfront Tariff (Approval & Procedure) Regulations, 2011

3. 電気法 1910 概要

ELECRICTY ACT, 1910	電気法 1910
	第I部 序文
PART II Supply of Energy Licenses	第II部 エネルギー認可の授与
Works	業務
Supply	供給
PART III Supply, Transmission and Use of Energy by Non-Licensees	第 III 部 非認可事業者によるエネルギーの供給、送電及び利用
PART IV General Protective Clauses	第 IV 部 一般保護条項
Administration and Rules	管理および規則
Criminal Offences and Procedure	犯罪および手続き
Supplementary	補足
THE SCHEDULE	付表
Security and Accounts	保証金及び計算書
Compulsory works and supply	義務業務及び供給
Charges	料金
Testing and Inspection	検査及び査察
Plans	計画
Additional notice of certain works	一部業務に関する通知の追加

4. ビルディングコード

Statutory Notifications (S.R.O.)
Government of Pakistan
Ministry of Science and Technology
Notification
Islamabad, the 28th March, 2013

S.R.O.249 (I)/2013

S.R.O.249 (I)/2013.—In exercise of the powers conferred by Section 25 of the Pakistan Engineering Council Act, 1975 (V of 1976), the Governing Body of the Pakistan Engineering Council, with the previous sanction of the Federal Government, is pleased to direct that the following further amendment shall be made in the Pakistan Engineering Council (Conduct and Practices of Consulting Engineers) Bye-laws, 1986, namely: —

In the aforesaid Bye-laws, after bye-law 10, the following new bye-law shall be added, namely: —

“ *II. Application of Building Code of Pakistan (Energy Provisions-2011).*—(1) The provisions of the Building Code of Pakistan(Energy Provisions-2011) shall apply for engineering design of buildings and building clusters that have a total connected load of 100 Kilo Watts or greater, or a contract demand of 125 KVA or greater, or a conditioned area of 900 m² or greater, or un-conditioned buildings of covered area of 1,200 m² or more.

(2)The scope of the energy provisions is applicable to the following to provide minimum energy-efficient requirements for the design and construction of:—

- (a) new building and their systems:
- (b) new portions of existing buildings and their systems, if the conditioned area or connected load exceeds the limit prescribed under sub-bye-law(1);
- (c) new systems and new equipments in existing buildings; and
- (d) increase in the electricity load beyond the limit mentioned in sub-bye-law(1).

(3) Construction and retrofitting of building or building clusters in violation of the Building Code of Pakistan (Energy Provisions-2011) shall be considered as violation of professional engineering work as specified under clause(xxv) of section 2 of the Pakistan Engineering Council Act 1975 (V of 1976)

(4) The provisions of the Building Code shall be revised by the Pakistan Engineering Council initially after one year of implementation and thereafter every three years.

出所: <http://www.pec.org.pk/sro/28march.pdf> (2013年2月9日参照)

法令告知 (S. R. O)

パキスタン国政府

科学技術省

告知

2013年3月28日、イスラマバード

パキスタン技術評価委員会の理事会は、先に行われた連邦政府の認可によって、1975年(1976年V)パキスタン技術評価委員会法(Pakistan Engineering Council Act, 1975)第25項によって付与される権限を行使する場合、パキスタン技術評価委員会(顧問技師の行為と実務)付則1986に以下に示す追加修正を加えるよう謹んで指示するものである。

前記付則の細則第10項の次に、以下に示す新たな細則を追加するものとする。

II. パキスタン建築基準法(2011-エネルギー条項)の適用

(1) パキスタン建築基準法(2011年エネルギー条項)の諸条項は、建物および建物群の技術設計に適用するものとする。ここでいう建物および建物群とは、計100キロワット以上の接続負荷、125KVA以上の契約需要、900 m²以上の条件付き区域または1,200 m²以上に及ぶ区域に建設される条件付き建物を示す。

(2) エネルギー条項の適用範囲は、設計と建設に最小エネルギー効率要件を課す以下に示す建物とする。

(a) 新設の建物および付属システム

(b) 条件付き地区または接続負荷が細則の細目第(1)項に定める上限を超す場合は、既存の建物および付属システムに加わる新たな部分

(c) 既存の建物に使用される新たなシステムおよび機器

(d) 電気負荷が細則の細目第(1)項に定める上限を超えて増加する建物

(3) パキスタン建築基準法(2011年エネルギー条項)に違反する建物または建物群の建築および改築を実施した場合は、1975年(1976年V)パキスタン技術評価委員会法第項(xxv)条に定める専門技術業務に違反したものとみなす。

(4) 建築基準法の条項は、パキスタン技術評価委員会がまず実施後1年目に改訂するが、その後は3年ごとに改訂するものとする。

出所: <http://www.pec.org.pk/sro/28march.pdf> (2013年2月9日参照) (以上、日パテック和訳)

Building Code of Pakistan(Energy Provisions-2011)

MANDATORY-VOLUNTARY-AHJ

CODE IS CARRIED OUT BY LOCAL AUTHORITY HAVING JURISDICTION. THIS AUTHORITY CAN BE RESPONSIBLE FOR SPECIFYING PERMIT REQUIREMENTS, CODE INTERPRETATIONS, APPROVED CALCULATION METHODS, WORK SHEETS, COMPLIANCE METHODS, MANUFACTURING LITERATURE, RIGHT OF APPEAL AND OTHER DATA TO DEMONSTRATE COMPLIANCE

管轄権を有する地方機関がビル法を施行する。この機関は、認可要件、条例解釈、算定方式の承認、作業票、遵守方法、製造に関する文献、異議申し立ての権利のほか、遵守を証明するデータの明確化に責任を負う。

を規定する権限がある。

SECTION-1(PURPOSE)

THE PURPOSE OF THESE PROVISIONS IS TO PROVIDE MINIMUM REQUIREMENTS FOR THE ENERGY EFFICIENT DESIGN AND CONSTRUCTION OF BUILDINGS

ここに示す条項の目的は、エネルギー効率化設計およびビル建築に対する最低要件を定めることにある。

SECTION-2(TITLE, CODE, SCOPE, APPLICATION, EXEMPTION, LIMITATIONS)

TITLE—BUILDING CODE OF PAKISTAN -ENERGY PROVISIONS 2011

SCOPE

SHALL APPLY TO BUILDINGS AND BUILDING CLUSTERS THAT HAVE A TOTAL LOAD OF 100 KW OR GREATER OR CONTRACT DEMAND OF 125 KVA OR A CONDITIONED AREA OF 900 SQM OR UN-CONDITONED BUILDINGS OF COVERED AREA OF 1200 SQ.M OR MORE

名称

パキスタンビル法-2011年エネルギー条項 ENERGY PROVISIONS 2011 と称する。

適用範囲

電力負荷が計 100KW 以上、契約電力量が 125kVA、900m²の空調区域または 1200 m²以上の非空調区域を有するビルおよび複合ビルとする。

出所: Overview of Building Energy Code of Pakistan - Energy Provision 2011 by Eng. Faiz Mohammad Bhutta, General Manager Business Development(以上、日パテック和訳)

5. ECC

ラホール経済ジャーナル (2013年10月24日)

特集号

パキスタン経済を管理する制度的機構

ペルベス・タヒール*

出所: <http://www.lahoreschoolofeconomics.edu.pk/JOURNAL/Special%20Edition%2005/Pervez%20Tahir.pdf> (2013年11月8日参照)

閣内経済調整委員会(Economic Coordination Committee)

ECCは最も多く案件が持ち込まれるだけでなく、最も頻繁に招集されている閣内委員会である。同委員会は、2週間毎に会合をもち、主に経済政策とくに財務、金融および料金政策の調整を担当している。同委員会はまた、緊急に是正措置を必要とする案件に対する政策の調整を実施している。この委員会は、いくつかの重要政策の承認にも利用されている。これには、電力政策および対外債権に対する転貸政策が含まれている。EECは物価とインフレーションの監視機関として、必要なときには何時でも何処に対してでも救済措置を講ずる。

付属文書-III

役割

1. 緊急を要するあらゆる経済案件の検討および政府のさまざまな部門により開始される経済政策の調整を実施する。
2. 段階的に福祉国家を実現する対策の確認および提案を行う。
3. 生産と輸出の最大化を図り、インフレーションを防ぐために通貨および金融市況に気を配り、金融調節の提案を行う。
4. 主要産業に関する将来の成長動向を見極める。
5. 随時「パ」国の輸入政策と生産および投資に及ぼす影響を再検討する。
6. 輸出促進を目的とする特定の政策と対策による輸出実績を随時評価する。
7. 一般市民が利用する製品の価格が安定するよう、現在の物価状況を監視する。
8. このほか、随時内閣が割り当てる業務を実施する。
9. 石油の探査と輸出に対する契約と認可の案件に対応する。
10. 自立機関に関する半期報告書および通期報告書を作成する。
11. 本国に送金できない外国資本の案件に対応する。
12. 50%を超える輸入原材料に基づく民間部門の計画に対応する。
13. 財務異常をはじめとする諸案件に対応する。
14. 外国援助供与の利用について再検討する。

6. 共通利害評議会 (CCI)

CCI:

Council of Common Interests': The Constitution of 1973 introduced a new institution known as the 'Council of Common Interests' consisting of Chief Ministers of the provinces and an equal number of Ministers of the Federal Government nominated by the Prime Minister. The Council could formulate and regulate the policy in the Part II of the Legislative List. In case of complaint of interference in water supply by any province the Council would look into the complaint.

出所: <http://www.pakistani.org/pakistan/constitution/part5.ch3.html> (2013年10月23日参照)

共通利害評議会(Council of Common Interests: CCI)

(1) 共通利害評議会を設けるものとする。本章ではこれを評議会と称し、大統領が設立する。

⁴⁰[(2) 評議会は以下の構成とする。

(a) 評議会の議長を務める首相

(b) 各州の首相

(c) 随時、首相が任命する連邦政府の閣僚3名]

(3)⁴¹ [***]

(4) 評議会は、Majlis-e-Shoora (国会) に対して責任を負い、⁴²[年次報告書をMajlis-e-Shoora (国会) 両院に提出するものとする。]

機能および手続き規則

⁴³[(1) 評議会は、連邦立法権目録第II部に記載の案件に関する政策の立案と調整を行い、関連諸機関の監督と管理を行うものとする。]

⁴⁴[(2) 評議会は、首相の就任宣誓後30日以内に設立する。

(3) 評議会は、常設事務局を設け、少なくとも90日に1回、会合を開くものとする。ただし、首相は、緊急を要する案件に関する州の要請に基づいて、会合を招集することができる。]

(4) 評議会の決定は、多数決によるものとする。

(5) Majlis-e-Shoora (国会) がその権限によって法律で規定を定めるまでは、評議会が手続き規則を定めることができる。

(6) 合同審議を行うMajlis-e-Shoora (国会) は随時決議によって、通常案件または特別案件について措置を講ずるよう連邦政府を通じて評議会に指示を出すことができる。これは、Majlis-e-Shoora (国会) が公正で適切な判断を下すことができ、かかる指示が評議会を法的に拘束することができるためである。

(7) 連邦政府または州政府は、評議会の決定に不服である場合、合同審議を行うMajlis-e-Shoora (国会) に同案件を付託することができ、国会がその権限によって下す決定を最終的なものとする。

出所:<http://www.lawsofpakistan.com/wp-content/uploads/2013/04/Constitution-of-Pakistan-1973-pdf.pdf>
2013年10月24日参照(以上、日パテック和訳)

⁴⁰ 以下に示す第153条(2)項は、2010年の(第18修正)憲法第10条に差し替えられたものである。

(2) 評議会の構成員は、(a)各州の首相および(b)首相が随時任命する同一数の連邦政府閣僚とする。

⁴¹ 第90項 以下に示す第153条(3)項は、2010年の(第18修正)憲法第10条によって削除されたものである。

(3) 首相は、評議会の構成員を兼ねる場合、同評議会議長を務めるものとするが、構成員でない場合は、首相が評議会の構成員で評議会議長を務める連邦大臣を任命することができる。

⁴² 第91項 2010年の(第18修正)憲法第10条によって追加されたものである。

⁴³ 第92項 以下に示す第154条(1)項は、2010年の(第18修正)憲法第10条に差し替えられたものである。

(1) 評議会は、連邦立法権目録第II部に記載の案件に関する政策の立案と調整を行い、それが連邦に関する合意立法権目録の登録項目34(電気)に関する案件である限りにおいて、関連諸機関の監督と管理を行うものとする。

⁴⁴ 第93項は、2010年の(第18修正)憲法第10条によって挿入されたものである。)

7. IMF Country Report No.13/287 Pakistan 2013 article IV consultation and request for an extended arrangement under the extended fund facility September 2013, P84

Table 2. Pakistan : Prior Actions and Structural Benchmarks Under Extended Fund Facility		
Item	Measure	Time Frame (by End of Period)
Prior Actions(implemented before Board consideration of the program)		
2	Develop and approve a three-year plan by the Government for phasing out Tariff Differentiated Subsidies(TDS), and implement the first step by (i) the notification of new Tariffs for FY2012/13; the (ii) increasing the weighted average Tariffs by 50 percent on industrial, commercial bulk and AJ&K consumers electricity consumption; and (iii) announcing a reduction of the subsidy on second group of consumers (as defined in the TMU) through increasing the weighted average notified Tariffs by 30 percent that will be in effect from October 1ST, 2013.	5 days prior to the Board meeting
Structural Benchmarks		
<u>Structure Policies</u>		
7	Develop and approve PSE reform strategy for thirty firms among the 65 PSEs approved for privatization by the Council of Common Interest(CCI)	end-September 2013
8	Hire a professional audit firm to conduct a technical and financial audit of the system to identify the stock and flow of payables at all levels of the energy sector (including Power Sector Holding Company Limited).	end-November 2013
9	Make Central Power Purchasing Agency (CPPA) operational by separating it from the National Transmission and Despatch Company (NTDC), hire key staff, issue CPPA rules and Company (NTDC), hire key staff, issue CPPA rules and Guidelines, and initiate the payment and settlement system.	end-December 2013

表2 パキスタンにおける拡大信用供与制度に従う事前の行動と構造的ベンチマーク		
項目	手段	期限（期末まで）
（プログラムの理事会検討前に実施すべき）事前の行動		
2	<p>料金格差補助金 (TDS) を段階的に廃止するため、政府が 3 年計画の作成、承認を行い、第一段階の行動を以下のとおり実行すること。</p> <p>(1) 2012/13 会計年度の新料金の告知</p> <p>(2) 産業消費者、商業大口消費者および AJ&K (アザドカシミール) 消費者による電力消費に課金する加重平均料金の 50% 増額</p> <p>(3) 2013 年 10 月 1 日から実施される加重平均料金の 30% 増額により、(技術覚書 (TMU) に記載の) 第二グループ消費者に給付する補助金減額の発表</p>	理事会の 5 日前
構造的ベンチマーク		
構造政策		
7	<p>共通利害評議会 (CCI) により民営化が承認された公営企業 (PSE: Public Sector Enterprises) 65 社のうち 30 社の改革戦略を立案し承認すること。</p>	2013 年 9 月末
8	<p>監査専門会社を雇い、(電力セクター持株会社をはじめ) 電力セクター全社における債務の流れと資本金を確認するために技術監査および会計監査を実施すること。</p>	2013 年 11 月末
9	<p>中央電力購買局 (CPPA) の国営送電会社 (NTDC) からの分離、中心となる職員の雇用、CPPA の規則とガイドラインの発行および支払い決済システムの稼働を行うことにより同機関を運営可能なものにすること。</p>	2013 年 12 月末

8. 年代別世銀/ADBの主要プロジェクト

1) 世銀の支援プロジェクト

世銀の支援プロジェクト (1)

- Tarbela Fourth Extension Hydropower Project (2012年3月～2018年12月)
- 目的: タルベラ4水力発電拡張プロジェクトの全体的な開発目標は、「パ」国の発電能力の持続的な拡大を促進することである。プロジェクトはまた、国の水力発電資源を開発するために、水利電力開発公社(WAPDA)の能力の強化を図る。プロジェクトのコンポーネントは次のとおり。
 - ・トンネルへのパワーハウスと改修。
 - ・電源ユニットと付属機器の設置。
 - ・社会貢献活動や環境管理計画、ダムの監視。
 - ・プロジェクトの影響や社会貢献活動と環境管理計画の施工監理、モニタリングと評価
 - ・プロジェクトマネジメントとWAPDAの能力構築、技術支援とトレーニング
- プロジェクトコスト: 9億1,400万USD

<http://www.worldbank.org/projects/P115893/tarbela-fourth-extension-hydropower-project?lang=en> (2013年9月5日参照)

世銀の支援プロジェクト (2)

- Electricity Distribution and Transmission Improvement Project (2008年6月17日～2014年2月28日)
- 目的: より効率的に選択された地域で増加する電力需要を満たすために配電および送電網の能力を強化し、優れた信頼性と品質で、かつ、選択された配電会社と電力セクター改革の支援、他の優先分野の制度面での能力強化を図る。プロジェクトのコンポーネントは以下のとおり。
 - ・4配電会社(ハイデラバード電力供給会社(HESCO)、イスラマバード電力供給会社(IESCO)、ラホール電力供給会社(LESCO)、及びムルタン電力供給会社(MEPC)が運営する電力供給ネットワークの物理的な強化を図る。
 - ・国营送電会社(NTDC)が運営する送電網のいくつかのボトルネックの除去工程
 - ・能力強化のための技術支援、専門的な研究、エネルギー効率、およびセクター改革
 - ・顧客レベルでの省エネ設備の設置を含むエネルギー効率プログラム
- プロジェクトコスト: 3億99万USD

<http://www.worldbank.org/projects/P095982/electricity-distribution-transmission-improvement-project?lang=en> (2013年9月5日参照)

世銀の支援プロジェクト (3)

- Uch Power Project (1996年5月14日～)
- 目的: 電力セクターへの民間部門参加を促進し、国内資源の効率的な使用を通じて電力不足を緩和する。プロジェクトのコンポーネントは以下のとおり。

- ・バロチスタン州に 586MW の設備容量を備えた従来の火力発電所に複合サイクルの導入。
 - ・蒸気タービン発電機 1 台、ガスタービン発電機 3 台の供給。
 - ・変電所は、220kV のラインを通過して水利電力開発公社 (WAPDA) 送電系統に接続。
 - ・発電した電力は、水利電力開発公社 (WAPDA) に提供。
 - ・原油ガス開発公社 (OGDC) によって近くの Uch ガス田から供給される天然ガスを使用。
 - ・OGDC は、50km のパイプラインによって発電所に天然ガスを供給すると同時に Uch ガス田の開発。
- プロジェクトコスト : 6 億 9,000 万 USD

<http://www.worldbank.org/projects/P040547/uch-power-project?lang=en> (2013 年 9 月 5 日参照)

世銀の支援プロジェクト (4)

- Ghazi Barotha Hydropower Project (1995 年 12 月 19 日～2003 年 10 月 31 日)
- 目的 : 電力セクターへの「パ」国政府の取り組みを支援する。
 - ・国内のエネルギー資源を開発し、費用対効果の高い、環境に負荷の少ない方法で持続可能なエネルギーを開発する。
 - ・電力セクターの改革プログラム
 - ・水利電力開発公社 (WAPDA) の水力発電プロジェクトに関連する環境・定住問題に取り組む。
 - ・水利電力開発公社 (WAPDA) 機能を強化し、さらなる合理化。
プロジェクトのコンポーネントは以下のとおり。
 - ・ダムゲートとその付帯工事
 - ・52 キロのコンクリート発電経路工事
 - ・建屋とその付帯工事
 - ・相互接続されたグリッドに GBHP を接続する送電施設の建設
 - ・住民移転行動計画 (RAP) と地域開発計画 (IRDP)
- プロジェクトコスト : 22 億 5,000 万 USD

<http://www.worldbank.org/projects/P039281/ghazi-barotha-hydropower-project?lang=en> (2013 年 9 月 5 日参照)

世銀の支援プロジェクト (5)

- Power Sector Development Project (1994 年 6 月 23 日～2001 年 3 月 1 日)
- 目的 : 電力セクター開発プロジェクト
 - ・組織再編と法人化、水利電力開発公社 (WAPDA) の持株会社への移行、発電、送電、配電とが含まれる戦略計画の実施を伴う再編と民営化のコンポーネント
 - ・独立電力規制委員会 (NEPRA) の基準を設定し、多くの民間運営電力セクターの価格政策を規制する、プロジェクトをサポートするために必要なインセンティブを提供する。

- ・電力セクターの民営化は、労働の移行プログラムの開発
- ・WAPDA の初期資産の部分の民間部門への売却。
- ・WAPDA の投資プログラム
- ・WAPDA の機能強化と技術支援。

- プロジェクトコスト： 44 億 7,000 万 USD

<http://www.worldbank.org/projects/P010458/power-sector-development-project?lang=en> (2013 年 9 月 5 日参照)

世銀の支援プロジェクト (6)

- Domestic Energy Resources Development Project (1992 年 6 月 30 日～1998 年 6 月 30 日)

- 目的：可能な限り民間資源を活用し、国産の炭化水素鉱床の開発を加速し、開発した炭化水素が効率的な方法で最終消費者に到達することを確認し、公的部門の事業者の方向性と運用自律性、民間部門の役割のための開発、および民間投資を促進するためのサブセクターにおける政府機関の規制や政策立案機能を強化する。農村部の生産性および農村人口の生活の質の改善を支援。

- プロジェクトコスト： 5 億 5,180 万 USD

<http://www.worldbank.org/projects/P010401/domestic-energy-resources-development-project?lang=en> (2013 年 9 月 5 日参照)

世銀の支援プロジェクト (7)

- Rural Electrification Project (1989 年 12 月 18 日～1997 年 6 月 30 日)

- 目的：農村部の電力供給、インフラ整備。コンポーネントは次のとおり。
 - ・新しい村に電力供給をし、すでに電化されている村のグリッドに接続して、ネットワークを強化し、井戸の供給を含むインフラ整備。
 - ・村落地図作成技術支援。

- プロジェクトコスト： 1 億 6,000 万 USD

<http://www.worldbank.org/projects/P010344/rural-electrification-project?lang=en> (2013 年 9 月 5 日参照)

世銀の支援プロジェクト (8)

- Transmission Extension & Reinforcement Project (1989 年 12 月 18 日～1996 年 12 月 31 日)

- 目的：送電網の拡張と強化。
 - ・HAB パワーコンプレックス (HPC) とジャムシャロを接続するシングル 500 kV の送電線を 2 ライン設置
 - ・グドゥとムルタンの上に第 3 のシングル 500 kV の送電線
 - ・ガッティ経由ムルタンとラホール間の第 2 のシングル 500 kV の送電線
 - ・ラホール、ガッティ、ムルタン、グドゥにある既存の 500 キロボルト変電所の拡張、

強化（補償、通信、制御機器などに関連する設備）

- ・ 500 kV の送電ネットワークの設計、構築、運用・保守の水利電力開発公社（WAPDA）スタッフの訓練

- コスト：1 億 6,200 万 USD

<http://www.worldbank.org/projects/P010345/transmission-extension-reinforcement-project?lang=en>（2013 年 9 月 5 日参照）

世銀の支援プロジェクト（9）

- Private Sector Energy Development Project(1988 年 6 月 29 日～1998 年 11 月 3 日)

- 目的：民間セクターエネルギー開発プロジェクト支援

- ・ 最大発電容量 2300 メガワット、国内の石炭年間 200 万トン、天然ガス 1 日あたり 1.32 億立方フィート（MMCFD）に、新しく設立されたエネルギー開発基金を通じて資金提供し、民間提案の承認の責任機関、サブプロジェクトの財務評価と実施監督のスタッフのサポートを訓練し、サポートする。

- ・ エネルギーの開発における民間セクター（PS）の参加を誘致

- ・ 7つのプロジェクトの目標達成を促進する。

(1) 1292 メガワットの従来の石油火力発電施設（323 MW それぞれ 500 kV のスウィッチヤード、アクセス道路、及び燃料油タンクを含む）

(2) WAPDA によって構築される 200 km の 2つのシングル回路 500 kV の送電線拡張と強化。プロジェクト（ローン 3147-PAK）の送電網に接続。

- コスト：18 億 800 万 USD

<http://www.worldbank.org/projects/P010313/private-sector-energy-development-project?lang=en>（2013 年 9 月 5 日参照）

世銀の支援プロジェクト（10）

- Power-WAPDA Project(07)（1987 年 4 月 7 日～1994 年 6 月 30 日）

- 目的：既存の発電所の効率の改善、予想される電力供給不足の最小化、経済コストの削減。

- ・ 改修により 120MW の発電容量追加。

- ・ コンバインドサイクル動作で燃料タービンの転換を通じて 80MW を追加。

- ・ 発電キロワット時当たりの燃料消費量を減らすことによって、効率的な使用量（kWh）を促進する。

- コスト：7,000 万 USD

<http://www.worldbank.org/projects/P010275/power-wapda-project-07?lang=en>（2013 年 9 月 5 日参照）

- Power-WAPDA Project(06)（1986 年 5 月 22 日～1993 年 6 月 30 日）

- 目的：Kot Addu コンバインドサイクル発電プロジェクト。

- ・ KotAddu に建設中の 100MW2 台と 125MW2 台の燃焼タービン発電機に 4 台の熱変換

ボイラーと約 100MW の 2 台の蒸気タービン発電機の追加したコンバインドサイクル・ユニットと Kot Addu からムルタンへの 220kv の送電線約 104km の構築、およびこれらの変電所への接続。

- 高速ディーゼル油で動作することが期待されているが、規定があれば(ガス、炉油、原油)
代替燃料の使用のために作られたとき、これを利用できる。
- 燃料はカラチからグジャラート間の既存のパイプラインに KotAddu までの 30 キロのパイプラインが拡張され、それを通じて供給される。

- コスト : 9,000 万 USD

<http://www.worldbank.org/projects/P010260/power-wapda-project-06?lang=en>

(2013 年 9 月 5 日参照)

- Power-WAPDA Project (05) (1985 年 5 月 28 日～1993 年 12 月 31 日)

- 目的 : 超高压送電ネットワークの拡張で水利電力公社(WAPDA)を支援し、それによって、相互接続された発電設備の最適な運転を可能にし、低送電損失に貢献する。プロジェクトのコンポーネントは以下の通り。

- 500 kV の送電線 1100km 敷設
- 2つの 500 kV の変電所新設と既存の 4つの 500kV 変電所の拡張と強化
- コンサルティング
 - (i) 電力に関するデータの収集、保管、検索のためのシステム
 - (ii) 負荷調査と需要管理の研究
 - (iii) 輸入石炭をベースにした発電のフィージビリティスタディや詳細設計

- コスト : 1 億 USD

<http://www.worldbank.org/projects/P010219/power-wapda-project-05?lang=en> (2013 年 9

月 5 日参照)

- Power-WAPDA Project (04) (1985 年 3 月 7 日～1992 年 12 月 31 日)

- 目的 : 二次送電網の一層の強化拡張の中で WAPDA を支援し、送電ロスを低減する。プロジェクトのコンポーネントは以下の通り。

- 送電線の 3,815 km 程度の組立
- 139 の新しい変電所の建設
- 86 の既存の変電所の拡張、強化
- 研究、技術支援や研修
- 送電網内での損失を低減するための投資プログラムの準備
- 発電所の効率を改善するための行動プログラムの準備
- 国家電力計画の作成
- WAPDA の内部監査システムとそのアカウントティング機能を強化。

- コスト : 1 億 USD

<http://www.worldbank.org/projects/P010212/power-wapda-project-04?lang=en> (2013 年 9

月 5 日参照)

- Power-WAPDA Project (03) (1979 年 12 月 20 日～1985 年 12 月 31 日)
- 目的：既存または計画された発電装置からの送電および配電とシステム効率の改善。
プロジェクトのコンポーネントは以下の通り。
 - ・ 220kV、132kV と 66kV の送電網約 2,700 マイルの建設
 - ・ 220 /132kV と 132/66/11 kV 約 210 変電所の建設、拡張と変換
 - ・ プロジェクトのための材料と機器の貯蔵施設
 - ・ カラチータルベラ間送電システムの 500 kV に 220 kV 変換
- コスト： 4,500 万 USD

<http://www.worldbank.org/projects/P010137/power-wapda-project-03?lang=en> (2013 年 9 月 5 日参照)

- Power-WAPDA Project (02) (1976 年 2 月 10 日～1982 年 9 月 30 日)
- 目的：ムルタンに 220kV で変電所の建設
 - ・ ライアルプールとムルタンおよび Guddau の間に 500kV の単一の回路送電線の約 336 マイルの構築によって WAPDA の送電設備の拡張
- コスト： 5,000 万 USD

<http://www.worldbank.org/projects/P010092/wapda-power-project-02?lang=en> (2013 年 9 月 5 日参照)

- Power-WAPDA Project (1970 年 8 月 11 日～1978 年 12 月 31 日)
- 目的：変圧器の容量、開閉装置および電圧制御装置への追加を含む変電所の拡張、
Dharki から Rohri までの 132kV のラインへの別回路の追加によるアップーシンド
の送電能力の増加、既存の変電所の変圧器の改修
- コスト： 2,300 万 USD

<http://www.worldbank.org/projects/P010068/power-project-wapda?lang=en> (2013 年 9 月 5 日参照)

世銀の支援プロジェクト (11)

- Karachi Power Project (04) (1967 年 3 月 15 日～1971 年 6 月 30 日)
- 目的：既存のコロンギ発電所に 125 MW の追加により KESC の発電設備の拡張、
既存の送配電システムの拡張、一定の工事、維持及び会計機器の購入、
およびコンサルティングサービス。
- コスト： 2,150 万 USD

<http://www.worldbank.org/projects/P010042/karachi-power-project-04?lang=en> (2013 年 9 月 5 日参照)

- Karachi Power Project (03) (1959年8月13日～1976年12月31日)
 - コスト：240万USD
- <http://www.worldbank.org/projects/P010013/karachi-power-project-03?lang=en> (2013年9月5日参照)

- Karachi Power Project (02) (1958年4月23日～1965年12月31日)
 - 目的：カラチの送電、配電ネットワークの拡張支援。
蒸気発電保護機器の設置、66KV送電システム及び配電システムの拡張。
 - コスト：1,400万USD
- <http://www.worldbank.org/projects/P010011/karachi-power-project-02?lang=en> (2013年9月5日参照)

- Karachi Power Project (1955年6月20日～1959年12月31日)
 - 目的：カラチ電力供給会社 (KESC) 発電所プロジェクト。
 - ・3万KWの蒸気ステーションの建設
 - ・送電及び配電システムの大幅な改善
 - コスト：1,380万USD
- <http://www.worldbank.org/projects/P010006/karachi-power-project?lang=en> (2013年9月5日参照)

2) ADBの支援プロジェクト

ADBの支援プロジェクト (1)

- Power Distribution Enhancement Investment Program-Tranche 3 (2012年12月14日～)
 - 目的：電力分配システムのボトルネックを緩和し、長時間停電や負荷制限を低減する。変圧器をより大きな容量のものに置換、変圧器の拡張及び増加、サブステーションの改造、新しい132kVの変電所の増設。
既存の66kVから132kVの送電線への転換、送電線の拡張及び追加。
 - プロジェクトコスト：2億4,500万USD
- <http://www.adb.org/projects/38456-034/details> (2013年9月5日参照)

- Power Distribution Enhancement Investment Program-Tranche 2 (2010年12月14日～)
 - 目的：配電システムへの投資により、計画停電、供給能力不足に対処する。
 - プロジェクトコスト：1億7,230万USD
- <http://www.adb.org/projects/38456-033/details> (2013年9月5日参照)

ADBの支援プロジェクト (2)

- Capacity Building for Enhanced Safeguards Management (2012年12月10日～)

- 目的：パキスタン国道公団（NHA）と水利電力公社（WAPDA）へ融資。
水利電力公社（WAPDA）スタッフの技術スキル強化。
- プロジェクトコスト：55万USD

<http://www.adb.org/projects/46428-001/main>(2013年9月5日参照)

ADBの支援プロジェクト(3)

- Power Transmission Enhancement Investment Program-Tranche 3(2011年12月22日～)
- 目的：送電システム開発計画。全体的な送電システムの効率の強化、十分に信頼できる電力供給をより多数の産業、商業的、一般消費者に提供。
- プロジェクトコスト：2億4,324万USD

<http://www.adb.org/projects/37192-043/main>(2013年9月5日参照)

ADBの支援プロジェクト(4)

- PAK:FOUNDATION WIND ENERGY 1 AND 2 PROJECTS (2011年12月8日～)
- 目的：カラチ港の近く Kutti Kun にて50MWの風力発電所の建設、運転。プロジェクトは、20年の賃金消費契約の中で、送電線網に電気を供給、売電。
- プロジェクトコスト：6,250万USD

<http://www.adb.org/projects/45905-014/details>(2013年9月5日参照)

ADBの支援プロジェクト(5)

- PATRIND HYDROPOWER PROJECT (2011年10月11日～2016年12月1日)
- 目的：147MWの発電能力を加えることによって「パ」国の増加するエネルギー不足の改善、エネルギー資源のより効率的な使用法の推進。Power Policy 2002の地方の水力セクターへの民間部門参加も促進。現地の雇用と経済活動の促進。
- プロジェクトコスト：9,700万USD

<http://www.adb.org/projects/44914-014/details>(2013年9月5日参照)

ADBの支援プロジェクト(6)

- Renewable Energy Development sector Investment Program -Tranche 2 (2010年12月13日)
- 目的：風力および他の再生可能エネルギー・プロジェクト。国内および国際投資家からの資本動員の支援、独立発電事業者(IPP)による風力および他の再生可能エネルギー発電所への資金提供。
- プロジェクトコスト：2億USD

<http://www.adb.org/projects/34339-033/main>(2013年9月5日参照)

ADBの支援プロジェクト(7)

- Uch-2 Power Project (2010年12月13日)

- 目的：プロジェクトは、Uch ガス層から 47km 離れた Dera Murad Jamali (パロチスタン) で 586MW の Uch 発電所 (Uch-I (2000 年以來運用上)) に隣接している 404MW の低 BTU ガスを燃料とするコンバインドサイクル火力発電所の構築、建設およびオペレーション。
 - プロジェクトコスト：1 億 5,000 万 USD
- <http://www.adb.org/projects/43903-014/main> (2013 年 9 月 5 日参照)

ADB の支援プロジェクト (8)

- PAK: ZORLU ENERRJI POWER PROJECT (2010 年 11 月 24 日~2013 年 7 月 7 日)
 - 目的：シンド(「パ」国)南部の 56.4MW の風力発電の構築、建設およびオペレーション。
 - プロジェクトコスト：3 億 6,800 万 USD
- <http://www.adb.org/projects/43937-014/main> (2013 年 9 月 5 日参照)

ADB の支援プロジェクト (9)

- Energy Sector Task Force (2009 年 12 月 10 日~)
 - 目的：パキスタン・エネルギー・セクター・タスクフォースに「パ」国のエネルギー・セクターについての報告と行動計画の支援。
 - プロジェクトコスト：22 万 5,000 USD
- <http://www.adb.org/projects/43565-012/main> (2013 年 9 月 5 日参照)

ADB の支援プロジェクト (10)

- Energy Efficiency Investment Program - Tranche 1 (2009 年 9 月 30 日~)
 - 内容：2009 年 8 月 13 日に、MFF 0031 を実行するために「パ」国政府は ADB と枠組み融資契約を締結した。2009 年 9 月 22 日に、ADB は MFF 0031 のため最高 7 億 8000 万 USD と Tranche 1 のため最高 8500 万 USD を承認した。
 - プロジェクトコスト：6,000 万 USD
- <http://www.adb.org/projects/42051-023/details> (2013 年 9 月 5 日参照)

ADB の支援プロジェクト (11)

- Energy Efficiency Investment Program (2009 年 9 月 17 日~)
 - 目的：エネルギー効率の投資プログラムは、共通の戦略的プラットフォームにエネルギー安全保障と気候変動を統合する「パ」国で初の取り組み。クリーンエネルギー技術や金融優先プロジェクトのためのダイナミックなビジネス環境を確立する。
 - プロジェクトコスト：7 億 8,000 万 USD
- <http://www.adb.org/projects/42051-013/main> (2013 年 9 月 5 日参照)

ADBの支援プロジェクト (12)

- Power Distribution Enhancement Investment Program-Project 1(2008年9月12日～)
- 内容：配電能力の増強。
- プロジェクトコスト：2億1,082万6,000 USD

<http://www.adb.org/projects/38456-023/main>(2013年9月5日参照)

ADBの支援プロジェクト (13)

- MFF-Power Distribution Enhancement Investment Program(2008年9月3日～)
- 目的：当投資プログラムは、全面的な配電システムの効率の増強、8社の配電会社の各々の投資必要条件を資金提供することによって、多くの産業顧客、商用顧客および一般顧客に適切で信頼できる電源の供給。
- プロジェクトコスト：8億1,000万 USD

<http://www.adb.org/projects/38456-013/main>(2013年9月5日参照)

ADBの支援プロジェクト (14)

- Sustainable Energy Efficiency Development Program (2008年2月5日～)
- 目的：「パ」国政府は、(政府の)体系、幅広い国民のエネルギー効率プログラムを実施するための段階的戦略の獲得、実行することを計画している。TAは、政府が総合的なエネルギー効率のセクター開発と投資プログラムを開発し、実行可能にする。
- プロジェクトコスト：60万 USD

<http://www.adb.org/projects/42051-012/main>(2013年9月5日参照)

ADBの支援プロジェクト (15)

- MFF-Power Transmission Enhancement Investment Program PFR2 (2007年12月17日～)
- 目的：「パ」国の電力システムは、不十分な条件下での動作を継続している。送電網は、電力システムのバックボーンで、信頼性と高品質の電源を供給し、工業、商業、農業、国内顧客からの需要を満たすために改修と拡張を必要とする。
- プロジェクトコスト：1億7,000万 USD

<http://www.adb.org/projects/37192-033/main>(2013年9月5日参照)

ADBの支援プロジェクト (16)

- Integrated Energy Model (2007年10月25日～)
- 目的：エネルギー需要を満たすために様々な戦略の影響を分析するための国家のエネルギーモデルを確立するために、「パ」国政府を支援。
- プロジェクトコスト：200万 USD

<http://www.adb.org/projects/41129-012/main>(2013年9月5日参照)

ADBの支援プロジェクト (17)

- PAK:KARACHI ELECTRIC SUPPLY COMPANY LTD. (KESC) POST-PRIVATIZATION REHABILITATION, UPGRADE & EXPANSION (2007年5月29日～2010年3月31日)
- 目的: KESC への融資
- プロジェクトコスト: 1億5,000万USD(承認済の金額)

<http://www.adb.org/projects/40943-014/main>(2013年9月5日参照)

ADBの支援プロジェクト (18)

- Renewable Energy Development Sector Investment Program - Project (2006年12月13日～)
- 目的: 「パ」国の電力不足に対処し、電源を多様化するのを助けるため国内資源かつ無公害、そして更新できるエネルギー源の開発。
- プロジェクトコスト: 1億1,500万USD

<http://www.adb.org/projects/34339-023/main>(2013年9月5日参照)

ADBの支援プロジェクト (19)

- Power Transmission Enhancement Investment Program, Tranche 1(2006年12月13日～)
- 目的: 投資プログラムは、プロジェクト管理、立案、設計、インプリメンテーションおよび操作・保守活動中のNTDCの能力強化。
- プロジェクトコスト: 1億3,874万USD

<http://www.adb.org/projects/37192-023/main>(2013年9月5日参照)

ADBの支援プロジェクト (20)

- MFF-Power Transmission Enhancement (2006年12月12日～)
- 目的: 電気の不安定な供給が経済成長のボトルネックになっている。投資プログラムは現在のボトルネックを改善し、将来のパフォーマンスを改良し、技術的・専門外の改良を通じて効率化する。
- プロジェクトコスト: 8億USD

<http://www.adb.org/projects/37192-013/main>(2013年9月5日参照)

ADBの支援プロジェクト (21)

- MFF-Renewable Energy Development Sector Investment Program (formerly Renewable Energy Development Facility (2006年12月1日～)
- 目的: 「パ」国の電力不足に対処し、電源を多様化するのを助けるため国内資源で、無公害かつ更新できるエネルギー源の開発。
- プロジェクトコスト: 5億1,080万USD

<http://www.adb.org/projects/34339-013/main>(2013年9月5日参照)

ADB の支援プロジェクト (22)

- Preparing the Power Distribution Enhancement Multitranche Financing Facility (2006 年 11 月 27 日～)
- 目的：配電強化計画により十分で安定した電源を保証し、持続的経済成長によって継続的な貧困削減を目指す政府戦略の支援。
- プロジェクトコスト：90 万 USD

<http://www.adb.org/projects/38456-012/main>(2013 年 9 月 5 日参照)

ADB の支援プロジェクト (23)

- Establishment and Commencement of Operations for the Central Power Purchasing Agency (2006 年 11 月 17 日～)
- 目的：CPPA の設立と開始は、電力セクターを分離することを通して効率とコスト削減を実現する。
- プロジェクトコスト：95 万 USD

<http://www.adb.org/projects/40576-012/main>(2013 年 9 月 5 日参照)

ADB の支援プロジェクト (24)

- NEW BONG ESCAPE HYDROPOWER (2005 年 11 月 21 日～2013 年 8 月 5 日)
- 目的：84MW の水力発電の構築。
- プロジェクトコスト：3 億 7,300 万 USD(承認済の金額)

<http://www.adb.org/projects/38928-014/main>(2013 年 9 月 5 日参照)

ADB の支援プロジェクト (25)

- Capacity Building for Alternative Energy Development Board (2004 年 12 月 17 日～)
- 目的：政府が RE の発展を促進、調整するための援助、AEDB の組織能力と技術能力の強化。
- プロジェクトコスト：15 万 USD

<http://www.adb.org/projects/38585-012/main>(2013 年 9 月 5 日参照)

ADB の支援プロジェクト (26)

- Renewable Energy Development (2004 年 11 月 5 日～2013 年 8 月 5 日)
- 内容：住民のわずか 50%しか電力にアクセスできず、残りの住民の 50%は、電気のない地方の山の多い地域に住んでいる。遠隔され起伏の多い地形のため、これらの地域への送電線網の拡張は、不経済である。更新できるエネルギー源の開発、環境にやさしい電気を遠隔地域と発展途上地域へ供給。
- プロジェクトコスト：55 万 USD

<http://www.adb.org/projects/34339-012/main>(2013 年 9 月 5 日参照)

ADB の支援プロジェクト (27)

- Institutional Capacity Building of the National Transmission and Dispatch Co.Ltd. (2003年6月20日～)
 - 目的：提案されたTAの目的は、送電、急送およびそのライセンスごとの売買活動。
- <http://www.adb.org/projects/34325-012/main>(2013年9月5日参照)

ADB の支援プロジェクト (28)

- Operational Support to the Office of the Energy Advisor (2005年7月14日～)
 - 目的：効果的にその機能を実行可能にするためにEnergy Advisor (OEA) のオフィスの組織と技術的能力を強化すること。
 - プロジェクトコスト：15万USD
- <http://www.adb.org/projects/39353-012/main>(2013年9月5日参照)

ADB の支援プロジェクト (29)

- Power Sector Restructuring Program Loan (2000年12月14日～)
 - 内容：銀行の市場介入の長期目標は、消費者に最小コストで必須の量を提供することができる効率的かつ競争的電力セクターの自立を確実にすることである。これを達成するため、公共料金の再構築、既存の価格設定を改善するために必要な原価回収メカニズムの構成、活動効率の改善、競争的工業構造の強化、投資家の信頼と消費者保護を確実にするため市場規制を強化。
- <http://www.adb.org/projects/32146-013/details>(2013年9月5日参照)

ADB の支援プロジェクト (30)

- Power Sector Restructuring Support TA Loan (2000年12月14日～)
 - 内容：TAローンは、消費者の貧困層への特別な注意を払って住宅や商業、消費者への影響を監視し、評価するための貧困影響評価(PIA)を着手するためと、労働影響評価(LIA)と余剰人員の緩和に使用される。
- <http://www.adb.org/projects/33143-013/details>(2013年9月5日参照)

ADB の支援プロジェクト (31)

- Capacity Building of the National Electric Power Regulatory Authority (NEPRA) (2000年3月6～)
 - 目的：NEPRAの規制能力強化
- <http://www.adb.org/projects/32381-012/main>(2013年9月5日参照)

ADB の支援プロジェクト (32)

- 配電ロス低減プロジェクト(Distribution Loss Reduction Project)
第1期：2013年9月現在完了 2億2,800万USD

第2期: Under discussion 2億2,950万USDのうち5,000万USDは支払われた。

第3期: Loan Agreementはサインされた。2億4,500万USD

第4期: Under preparation

F/S PC-1 (「パ」国政府における事業承認手続き上の書類)

1億4,000万USD

第3、4期は2013年9月現在F/S中

ADBの支援プロジェクト (33)

- CFLプロジェクト
- 2013年12月31日にローンにサインし、closingとなるが、2013年中に3,000万のCFLを9つのDISCOストアに配布する
Punjabの5つのDISCO (FESCO, GEPCO, IESCO, LESCO, MEPCO) に2,070万個
KPKのPESCOに390万個、BaluchistanのQESCOに60万個、SindhのKESCに270万個、HESCO, SEPCOに210万個である
CFLプロジェクトはADBが4,000万USD、AFD(フランス)が2,000万EUR
これは2,500万USD、2,000万USDを「パ」国政府が出す合計で8,500万USDとなるプロジェクト。
ローンの期間は15年
2020年には3,200万USDのCDMが見込めるとしている。(CDM BoardのApprovalは2013年9月現在おりにている)

3)USAIDの支援プロジェクト

USAIDの支援プロジェクト (1)

- Energy Policy Project (2008年10月～2015年1月)
- 目的:「パ」国の発電・送電システムの強化、関連する政策改革の促進。選択されたエネルギー・インフラストラクチャーに投資することによって、「パ」国政府がナショナルグリッドに力を入れ、収入の損失を減少させ、原価の回収を増加させるのを支援。
- プロジェクトコスト:1,633万6,559 USD

http://transition.usaid.gov/pk/db/sectors/energy/project_37.html

(2013年9月5日参照)

USAIDの支援プロジェクト (2)

- Guddu Power Station Project (2010年5月～2012年11月)
- 目的: Guddu発電所の修理と整備への資金提供により、シンド北部のGuddu発電所を稼働。プロジェクトは、発電所の発電容量が少なくとも75メガワット分増加することを予期しており、約100,000の世帯に電気を供給する能力である。
- プロジェクトコスト:1,806万8,000 USD

http://transition.usaid.gov/pk/db/sectors/energy/project_7.html

(2013年9月5日参照)

USAID の支援プロジェクト (3)

- Jamshoro Power Station Project (2010年5月～2012年11月)
- 目的: Jamshoro パワー・ステーション計画資金、Jamshoro 火力発電所の修理と整備。少なくとも発電所で失われた 150MW 容量を回復し、電力供給の有効性および信頼度を 1 年当たりさらに 5 億 9800 万 KW 全国電力網に増加させる。約 215,000 の世帯に電気を供給する能力である。
- プロジェクトコスト: 1,836 万 USD

http://transition.usaid.gov/pk/db/sectors/energy/project_185.html

(2013年9月5日参照)

USAID の支援プロジェクト (4)

- Muzaffargarh Power Station Project (2010年5月～2012年11月)
- 目的: ムザファルガル火力発電所の修理およびリハビリテーションの支援。発電所の発電容量を 475MW 増加させ、1 年当たり 18 億 9300 万キロワットを全国電力網に加える。約 680,000 の世帯に電気を供給するのである。
- プロジェクトコスト: 1,519 万 3,000 USD

http://transition.usaid.gov/pk/db/sectors/energy/project_9.html

(2013年9月5日参照)

USAID の支援プロジェクト (5)

- Gomal Zam Dam Project (2011年1月～2013年9月)
- 目的: Gomal Zam ダム計画は、アフガニスタンと境界の近くで、Gomal Zam ダムの構築、連邦管轄トライバル・エリアにある多目的ダムあるいは FATA を支援。プロジェクトは、ダム、送電網および水力発電所の建設完了を支援。Gomal Zam ダムはナショナルグリッドに 17.4 メガワットを供給する。ダムは、さらに FATA およびハイバルパクトゥワーン州の川の氾濫をコントロールし、30,000 の世帯に役立って、ハイバルパクトゥワーン州の 163,000 エーカーの農地の灌漑のために 114 万エーカーフットの貯蔵所からの水を提供。
- プロジェクトコスト: 4,000 万 USD

http://transition.usaid.gov/pk/db/sectors/energy/project_6.html

(2013年9月5日参照)

USAID の支援プロジェクト (6)

- Satpara Multipurpose Dam Project (2011年1月～2013年4月)
- 目的: Satpara ダムおよび灌漑計画は、Satpara ダムの構築、中国との国境の近くのギルギット-バルティスタンの多目的ダムに資金提供。プロジェクトは、ダム、発電所および灌漑システムの完成を支援。Satpara ダムはローカルの送電網に 17.7MW を供給し、約 30,000 の世帯に電気を供給する能力がある。ダムは、さらに地域の川の氾濫を緩和し、15,500 エーカーの土地を灌漑するために十分な水を貯蔵し、家庭用水の

1 日当たり 310 万ガロンを提供する。

- プロジェクトコスト：1,900 万 USD

http://transition.usaid.gov/pk/db/sectors/energy/project_11.html

(2013 年 9 月 5 日参照)

USAID の支援プロジェクト (7)

- Tarbela Dam Project (2010 年 4 月～2012 年 11 月)

- 目的：Tarbela ダム計画は、アフガニスタンとの国境の近くのハイバルパクトゥワーン州に位置する Tarbela ダムのリハビリテーションに資金提供している。3 つのジェネレーター・ユニットの改良によって、プロジェクトは 128MW の発電能力を回復し、1 年当たり 4 億 8100 万 KW 時のエネルギーを全国電力網に加える。Tarbela ダム計画は、さらに予防保守に予備部品を供給しており、「パ」国の水利電力公社 (WAPDA) の基準に従って操業・保守を監視するためにプラント・スタッフの能力を構築する。

- プロジェクトコスト：1,650 万 USD

http://transition.usaid.gov/pk/db/sectors/energy/project_10.html

(2013 年 9 月 5 日参照)

USAID の支援プロジェクト (8)

- Energy Efficiency Project (2009 年 3 月～2012 年 7 月)

- 目的：エネルギー効率プロジェクトは、非能率的な井戸ポンプ・セットの交換を通じて、農業補助金の対象者の電気のピーク需要を削減する。プロジェクトは、古いポンプを新しいエネルギー効率の良いモデルに取り替える。コストの 50 パーセントを参加する農民と協力する。農民を銀行および他の金融機関にリンク。世界最大の灌漑ベースの農業システムに電力使用の効率性を高めることによって、電気代を削減し、それによって、参加農家の所得を向上させる。

- プロジェクトコスト：2,850 万 USD

http://transition.usaid.gov/pk/db/sectors/energy/project_39.html

(2013 年 9 月 5 日参照)

USAID の支援プロジェクト (9)

- Power Distribution Program (2010 年 9 月～2015 年 3 月)

- 目的：運用および財務実績の改善、「パ」国の 9 つの政府所有の配電会社と連携。配電会社および「パ」国の MOWP の組織とマネジメントシステムの改善、歳入徴収の効率を高める、規制の枠組みを改革し、顧客サービスを改善する。権力の分配の損失を縮小する短期的目標で、プロジェクトは、補助金の必要をなくし、国の現在のエネルギー危機に与えている圧力を緩和する。

- プロジェクトコスト：2,949 万 9,409 USD

http://transition.usaid.gov/pk/db/sectors/energy/project_38.html

(2013 年 9 月 5 日参照)

USAID の支援プロジェクト (10)

- FATA Infrastructure Project (2010年1月～2014年12月)
- 目的：地域の社会経済発展のために不可欠な輸送、農業、エネルギーなど、地域社会の日常生活にとって重要なサービスの改善。特に、道路状況を改善し、Kundjwan ダムとダナ灌漑システムを再生し、送電線を再生することを目的とする。
- プロジェクトコスト：2億9,198万6,537 USD

http://transition.usaid.gov/pk/db/sectors/stabilization/project_15.html

(2013年9月5日参照)

図表 7.8-1 年代別 世銀/ADB/USAIDの主要プロジェクト

	World Bank(WB)			ADB			USAID
	Capacity Building Financial Support	Generation	Transmission/ Distribution	Generation	Transmission/ Distribution	Capacity Building	Energy Project
2010				2010.12.13- Renewable Energy Development sector Investment Program - Tranche 2			2010-2012 Muzaffargarh Power Station Project
2011				2011.12.1-2024.5.18 PAK: FOUNDATION WIND ENERGY 1 AND 2 Project	2011.12.22- Power Transmission Enhancement Investment Program Tranche-3		2011-2013 Gomal Zam Dam Project 2011-2013 Satpara Multipurpose Dam Project
2012		2012- Tarbela Fourth Extension Hydropower Project		2011.10.11- PATRIND HYDROPOWER PROJECT FOUNDATION	2012.12.14- Power Distribution Enhancement Investment Program Tranche-3	2012.12.10-Capacity Building for Enhanced Safeguards Management	
2013			Under Planning: Project for Transmission & Distribution Loss	CFL Project	Under Planning: Distribution loss reduction project		

9 WAPDA Engineering Academy



出所 : <http://www.wapda.gov.pk/htmls/newfsd2011.htm>, reference day Oct 12 2013.

WAPDA 工学アカデミーは、ファイサラバード(Faisalabad)市から約 10km 離れたシェイクプ
ラ・ロード(Sheikhupura Road)に位置している。同アカデミーは、32.5 エーカーに及ぶ広
大な敷地を有しており、1962 年に技術研修所としてラホール(Lahore)に開設されたもの
である。1967 年にファイサラバード市に移転し、1971 年には現在の WAPDA ビルに入居した。
ファイサラバードの WAPDA 工学アカデミー(WEA)は、専門知識の普及および理論と実践の融
合強化を目的とする画期的な教育機関である。

WEA は、送配電、火力・水力発電各社、WAPDA 水利部門、政府・公社機関、産業界および民
間部門の技術者や職員に技術研修を行う唯一の機関として設立されたものである。

出所 : <http://www.wapda.gov.pk/htmls/newfsd2011.htm>, reference day Oct 12 2013. (以上、日パテック和訳)

現有施設



出所 : <http://www.wapda.gov.pk/htmls/newfsd2011.htm>, reference day Oct 12 2013.

研究室および研修所

同アカデミーは、送配電、発電および土木の3部門からなる。さらに、以下に示す電気、機械及び土木の研究室および研修所を有し、技術職員の職務に直接関係のあるさまざまな実践的研修講座を実施している。

研究室

器具類および制御、電力線通信

電線の接続および検査

電子制御回路

電気機械

コンピュータ

土壌およびコンクリートの検査

配電変圧器

高圧

送電網の運用

検針

開閉装置

出所 : <http://www.wapda.gov.pk/htmls/newfsd2011.htm>(以上、日パテック和訳)

1. パキスタンの職業訓練体制

KAPCO 及び KESC 等にも訓練所は有るが現在機能しておらず彼らは訓練生を WAPDA Engineering Academy に派遣している。

2. WAPDA 工学アカデミーの帰属

Member of WAPDA -> General Manager of Training -> WAPDA Engineering Academy

3. 責任管理体制

- (1) 統括管理 : 技師長 (主席 : Wapda Academy のトップ)
- (2) 送配電部門 : 理事 1 名、次席理事 4 名、主任技師 1 名及び技師 1 名
- (3) 土木部門 : 理事 1 名、次席理事 2 名、副理事 1 名、研究員補佐 1 名
- (4) 情報技術部門 : 理事 1 名、副理事 1 名、理事補佐 1 名
- (5) 発電部門 : 次席理事 3 名、技師 2 名
- (6) 研究室 : 研究員 1 名

4. 予算構成、配分

今年の予算は 1 億 9,363 万 1,000 Rs.。WAPDA より配分される。

WAPDA、政府機関、公共企業体から派遣される研修生は基本的に無料であるが、民間企業から派遣される研修生からは Rs. 10, 000/人程度徴収している。

5. 教師数とレベル

教職員は学術的かつ実務経験豊かな講師グループで、各専門分野の資格を有す専門家である。また、常勤講師は WAPDA や其々の分野で権威の有る公営、民間企業の著名人を特別講師として迎える等協力を得ている。次席理事、副理事は管理担当であり、指導するのは主任技師、技師補佐である。

出所 : <http://www.wapda.gov.pk/htmls/newfsd2011.htm>, reference day October 12 2013. (以上、日パテック和訳)

図表 7-9-1 設備施設の詳細-1
Director (T&D/G)

Sr.No	Item Description	Qty.	Total Qty.
Multimedia Projector			
01	Toshiba M.N TDPT9	01	
02	Dell Multimedia Projector 1510X	01	02
Printer			
01	Samsung Laser Printer (ML-3470D)	01	
02	Samsung Laser Printer (ML-3470D)	01	
03	Laser jet HP- 2015	01	03
Laptop Computer			
01	Toshiba Techra A8 (Branded)	01	01
Computer			
01	HP Compaq 8000 Rliyr P.C Desktop	01	
02	P C P-IV, Non Branded with 17// Monitor1.8694 With CD writer	01	
03	P C P-IV, Non Branded with 17// Monitor1.8694 With CD writer	01	
04	Micro Computer P-IV (Branded) Model HP Compaq DX-2100	01	
05	Micro Computer P-IV (Branded) Model HP Compaq DX-2100	01	
06	Pentium IV with 15" Monitor Key Board & Mouse	01	06

Director (Gen)

Sr.No	Item Description	Qty.	Total Qty.
Multimedia Projector			
01	Acer XD-1170 D	01	
02	Acer XD-1170 D	01	02
Printer			
01	Samsung Laser Printer (ML-3470D)	01	
02	Inkjet Colored (Printer)	01	
03	Laser Printer HP 2015	01	03
Laptop Computer			
01	Toshiba Techra A8 (Branded)	01	
02	Dell Laptop Computer	01	02
Computer			
01	P C P-IV, Non Branded with 17// Monitor1.8694 With CD writer	01	
02	Dell Optiplex 980 MT System	02	
03	Micro Computer P-IV (Branded) Model HP Compaq DX-2100	02	
04	Pentium IV with 15" Monitor Key Board & Mouse Non Branded	06	
05	CPU Monitor Key Board	01	
06	PC 486 DX 50 MH	01	13

Director (Civil)

Sr.No.	Item Description	Qty.	Total Qty.
Multimedia Projector			
01	Dell Multimedia Projector 1510 X	01	

02	Acer XD-1170 D	01	02
Printer			
01	Laser jet Hp 1300 (Printer)	01	
02	Samsung Laser Printer (ML-3470D)	01	02
Laptop Computer			
01	Toshiba Techra A8 (Branded)	01	01
Computer			
01	Dell Optiplex 980 MT System	01	
02	Dell Optiplex 980 MT System	01	
03	Dell Optiplex 980 MT System	01	
Sr.No.	Item Description	Qty.	Total Qty.
04	Dell Optiplex 980 MT System	01	
05	HP Compaq 8000 Elite P.C Desktop	01	
06	P-IV with Colored Monitor 15”	01	06

Common Services

Sr.No.	Item Description	Qty.	Total Qty.
Printer			
01	Samsung Laser Printer (ML-3470D)	01	
02	Samsung Laser Printer (ML-3470D)	01	
03	HP 2015 Laser Printer	01	
04	Laser jet Hp 1300 (Printer)	01	
05	Laser jet Hp 1300 (Printer)	01	05
Computer			
01	HP Compaq 8000 Elite P.C Desktop	01	
02	Dell Optiplex 980 MT System	01	
03	HP Compaq 8000 Elite P.C Desktop	01	
04	P-IV with Colored Monitor 15”	01	
05	HP Compaq Dc 7900 Series Desktop Computer	01	
06	HP Compaq Dc 7900 Series Desktop Computer	01	
07	HP Compaq Dc 7900 Series Desktop Computer	01	
08	P-IV with Colored Monitor 15”	01	
09	P-IV with Colored Monitor 15”	01	09

Computer Lab.

Sr.No.	Item Description	Qty.	Total Qty.
Multimedia Projector			
01	LP 350 Infocus	01	
02	ACER XD-1170 D	03	
03	Panasonic	01	
04	View Sonic PS560 D	01	06
Printer			
01	HP 2035 Laser	02	
02	HP Laser jet 1320	01	
03	HP Color LJ 2025	02	
04	Ink jet colored	01	06
Laptop Computer			
01	Compaq	01	
02	Dell	02	
03	Dell	01	04
Computer			
01	HP Compaq 8000 Elite P.C Desktop	05	
02	Dell Optiplex 980 MT System	04	
03	Micro Computer P-IV (Branded) Model HP Compaq DX-2100	06	
04	P C P-IV, Non Branded with 17”Monitor1.8694 With CD writer	03	18

図表 7-9-2 設備施設の詳細-2
T&D LABS、GSO labs、SWITCH GEAR LAB.

EXISTING ITEMS:

Sr.No.	Description	Qty.
01	Model of Grid Station showing double bus bar scheme.	01 No.
02	Cut way model of 66KV CT & 132KV PT.	01 No. each
03	Model of on load tap changer.	01 No.
04	Solid state relay panel.	01 No.
05	11 KV Minimum oil circuit Breaker panel.	01 No.
06	11 KV vacuum Circuit Breaker panel.	01 No.
07	Electro Mechanical relay panel.	01 No.
08	AC to DC Generator Set.	01 No.
09	11 KV fault simulation board.	01 No.
10	500kv CVT	01 No.
11	220kv Lightning Arrester	01 No.

REQUIRED ITEMS:

Sr.No.	Description	Qty.
01	Model of GIS grid station showing double bus bar scheme.	01
02	Model of Conventional Grid Station showing 1 ½ Bus Bar Scheme.	01
03	Up grading of on load tap changer with automatic voltage regulator (AVR), control/auxiliary panel along with 400V /220 V model transformer having 10 aps, rating 5 KVA.	01
04	Up grading of 11 KV fault simulation board provision of solid state over current relay, bus bar differential relay and T/F differential relay (while performing the different vector groups of transformer)	01
05	Leakage current monitor for lightening arrester.	01
06	C&DF Test set.	01
07	Vacuum tester.	01
08	Event recorder.	01
09	Fault Locator	01
10	Relay Test Set. FREJA	01
11	Programmable Over Current relay.	01
12	Programmable Distance relay.	01
13	Programmable Differential relay	01
14	Air conditioner 2 Tons.	01
15	110 volts battery Impedance Test Set.	01
16	Multi media.	01
17	Thermo vision Gun	01
18	Digital Harmonic Analyzer	01
19	Sweep Frequency Response Analyzer	01

ANALOGUE SIMULATOR

EXISTING ITEMS:

Sr.No.	Description	Qty.
01	Analogue Simulator of 132 KV Network on different panels	01

REQUIRED ITEMS:

Sr.No.	Description	Qty.
01	For parallel operation of transformers It is required to equip the 220/132 KV Transformer of panel line feed-2(NE-2) with differential, over current and Earth fault relay. (Siemens)	01 No.each
02	Auto Recloser Relay for variety of experiments should be installed in 132KV network.	01 No.
03	Solid link jumpers(U-Shaped)	12 Nos.

04	Connecting leads. Different sizes	60 Nos.
05	Fuse elements 2, 6, 16 & 35 Amps.	24 Nos.
06	Necessary tools and parts for primary Maint. (Tool Kit.)	01 No.
07	Cable connecting test unit (7VP-1801-0) Voltage test unit (7VP-4901-0) & protective Relay.	
08	Spare pin plugs for solid state relays(Siemens)	24 Nos.
09	Programmable Micro processor Based relay – (i) System, (ii) Generator	01 No. 01 No.
10	PC (P-4) (2.5 GHz) processor Along with Laser Printer & Scanner	01 No.

NEW GSO LAB.

EXISTING ITEMS:

Sr.No.	Description	Qty.
01	66 KV air blast circuit breaker cut way model (BBC).	01 No.
02	66 KV Minimum oil circuit breaker(Magrini) single pole.	01 No.
03	66 KV oil circuit breaker 3 poles DELLE ALSTHOM.	01 No.
04	11 KV minimum oil circuit breaker (Siemens).	01 No.
05	11 KV bulk oil circuit breaker trolley (REYROLLE).	01 No.
06	11KV bulk oil circuit breaker trolley.	01 No.
07	11 KV Sf6 circuit breaker trolley (MG).	01 No.
08	132 KV current transformer (SOFIA).	01 Pole
09	132 KV potential transformer (LK-NES).	01 Pole
10	CDG over current / Ef relay (GEC).	01 No.
11	Primary Injection Test Set (ZENITH, England).	01 No.
12	High Current Test Set (ONTARIO, CANADA).	01 No.
13	Distance Relay E-3 (Siemens).	01 No.
14	Over Current Relay F-4 (Siemens).	01 No.
15	Secondary Injection Test Set.	01 No.
16	11 KV Live Line Tester.	01 No.

REQUIRED ITEMS:

Sr.No.	Description	Qty.
01	SF-6 Gas Leakage Detector	01 No.
02	Moisture contents analyzer.	01 No.
03	Circuit breaker analyzer (TM-18)	01 No.
04	Primary Injection test set.	01 No.
05	Insulation Tester 5 KV crank operated.	01 No.
06	Insulation tester AC operated 15 KV.	01 No.
07	MCGG over current relay.	01 No.
08	Current transformer 800: 400/5/5A	02 Nos.
09	Over head slide projector	01 No.
10	132 KV live line tester.	01 No.

AUDIO VISUAL SECTION

EXISTING ITEMS:

Sr.No.	Description	Qty.
01	Projection Screen	18 Nos.
02	Overhead Projector (LUX)	09 Nos.
03	VCR- VS 120	02 Nos.
04	VCR- VS 265	04 Nos.
05	TV - 26 inches, color	03 Nos.
06	Amplifier (Tele Watt) E 120 with speakers	01 No.
07	Camera (Electro - 35)	02 No.
08	Grdg Video cameras	03 Nos.
09	Video Beam Projector (SONY)	03 Nos.

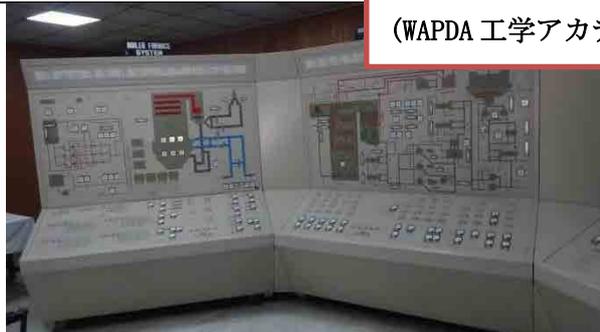
REQUIRED ITEMS:

Sr.No.	Description	Qty.
01	Digital LED Colour 54 Television.	04 Nos.
02	DVD Player System.	01 No.
03	VCR.	02 Nos.
04	DVD Recorder.	01 No.
05	Laser Pointing Light.	05 Nos.
06	Chord less Mic- Amplifier System.	02 Nos.
07	Video camera	02 Nos.

DISTRIBUTION LABS.

Sr.No.	Item Description	Available	New Required
TRANSFORMER LAB.			
01	Clip-on Multimeter.	02 Nos.	02 Nos.
02	Resistance Testing Set.	01 No.	01 No.
MACHINE LAB.			
03	Capacitor bank 40uf (3 phase) 400V.	01 No. set	01 No. set
04	Digital clip on Ampere meter to measure. Inrush current of Induction Motor 400V, 200 Amperes.	01 No.	01 No.
ELECTRICAL INSTRUMENTATION/ELECTRONIC LAB.			
05	Dual power supply + DC24V variable with Over voltage protection.	-	08 Nos.
06	Experimental panel Board.	04 Nos.	04 Nos.
07	Integrated Circuit Tester.	-	01 No.
08	Transistor Tester.	-	01 No.
ELECTRICAL MOTOR WINDING LAB.			
09	Winding Coil machine.	01 No.	01 No.
10	Baking Oven(for drying newly wound motor)	01 No.	01 No.
HIGH VOLTAGE LAB.			
11	140KV Impulse Generator for impulse testing of distn. transformer.	-	01 No.
CABLE JOINTING & TESTING LAB.			
12	Computer system for fault analysis recorder including all accessories to pin point fault location in 132KV cable And can locate high resistance intermittent fault.	-	01 No.
13	Heat shrinkable outdoor termination kits- for 3/C 11 KV, PVC, XLPE, 4/0 AWG cable. 3/C 11 KV, PVC, XLPE, 4/0 AWG cable.	-	10 Nos.
14	3/C 11 KV, PVC, XLPE,4/0 AWG cable.	-	50 Mtrs.
METER TESTING LAB.			
15	MPA Testing Bench with 13年11月1日	-	01 No.
16	Energy Analyser.	-	01 No.
17	Power Analysor.	-	01 No.

(WAPDA 工学アカデミー施設内参考写真)



Simulator Provided by Germany



Simulator Provided by Germany



Simulator made by WAPDA



Simulator made by WAPDA



Simulator Training Room



Switchgear Simulator



Voltage Testing Laboratory



Counter weights



Motor Training



Cable Joint Training

6. 訓練コースの種類

研修講座は現在、発電、送配電、水資源の開発・管理について実施している。研修生は技術監督官、主任技師、技師補佐、職業指導員等の訓練を受ける。コースは主に実習であり、図書館に教科書や専門書がある。

出所：<http://www.wapda.gov.pk/htmls/newfsd2011.htm>, reference day October 12 2013. (以上、日パテック和訳)

送配電部門研修講座一覧

送配電部門は毎年定期的に 9 つの研修講座を設けている。再教育講座は技師と技術員向けである。電力供給会社、公営企業および民間企業のスタッフ用に現場実習も用意されている。講座の詳細は以下の表の通り。

番号	講座名	対象職員	期間 (週)	定員	頻度
1.	再教育講座(昇進対策講座)	主任技師、理事、技師、共通業務担当者	3	25	1
2.	再教育講座(昇進対策講座)	主任技師(送配電/発電)	4	25	2
3.	部門別講座(昇進対策講座)	技師補(送配電/発電)	6	38	3
4.	技術入門コース	技師補(送配電/発電)	8	24	2
5.	上級技術員向け講座(昇進対策講座)	送配電保守員、変電所運転員	4	30	2
6.	実地教育	送配電監督員	1	30	13
7.	送配電網の運転と保守点検研修	公営・民間企業の技師	2	10	1
8.	実務研修	工科系大学の学生	4	40	1
9.	ファイサラバード大学と工科NFC(ファイサラバードの肥料研究所の技術部門)用実践実用プログラム	生徒	--	40	--

発電部門研修講座一覧

毎年定期的に、発電会社、公営企業と民間企業向けに研修講座を 12 コース設けている。コースの詳細は、以下の表の通り。

番号	講座名	対象職員	期間 (週)	定員	頻度
1.	再教育講座(昇進対策講座)	主任技師、理事、技師、共通業務担当者	3	25	1
2.	再教育講座(昇進対策講座)	主任技師(火力発電)	4	15	1
3.	部門別講座(昇進対策講座)	技師補(火力発電)	6	20	2
4.	技術入門コース	技師補(火力発電)	8	20	1
5.	上級技術員向け講座(昇進対策講座)	実践実習用職長、運転員	4	20	2
6.	ガス焚き火力発電所シミュレータ、故障解析講座	技師補	4	12	1
7.	ガス焚き火力発電所シミュレータ、故障解析講座	運転員、参加者	5	12	1

8.	マイクロコントローラと電力線通信講座	主任技師、技師補	3	16	1
9.	マイクロコントローラと電力線通信講座	WAPDA 技術員、公営・民間企業技術員	2	16	2
10.	プロセス計装・制御講座	主任技師、技師補	3	16	1
11.	プロセス計装・制御講座	WAPDA 技術員、公営・民間企業技術員	3	16	1
12.	実務研修	工科大学の学生	4	20	1

土木部門研修講座一覧

毎年定期的に、水部門の専門家向けに研修講座を 12 コース設けている。
コースの詳細は、以下の表の通り。

番号	講座名	対象職員	期間 (週)	定員	頻度
1.	再教育講座 (昇進対策講座)	主任技師、理事、技師、共通業務担当者	3	25	1
2.	再教育講座 (昇進対策講座)	主任技師	4	20	2
3.	建設プロジェクトの品質講座	主任技師	3	15	1
4.	水力発電プロジェクトにおける地質工学と岩盤力学	主任技師	3	15	1
5.	水力発電プロジェクト	主任技師	4	15	1
6.	部門別講座(昇進対策講座)	技師補	6	20	1
7.	技術指導講座	技師補	8	30	1
8.	水資源管理のための水循環と水圧	技師補	4	15	1
9.	灌漑と排水プロジェクト	技師補	4	15	1
10.	地下水プロジェクト	技師補	3	15	1
11.	技術再教育講座	見なし技師	4	20	2
12.	実務研修	工科大学の学生	2	20	1

出所 : <http://www.wapda.gov.pk/htmls/newfsd2011.htm>, reference day October 12 2013. (以上、日パテック和訳)

7. 研修生数

過去 5 年間にコースを修了した生徒数

年	PEPCO		WAPDA		合計
	送配電	火力発電	水利	水力発電	
2008	610	219	157	23	1009
2009	530	148	124	24	823
2010	395	126	211	0	732
2011	541	199	170	0	910
2012	642	230	137	0	1009
総計	2718	922	799	47	4483

WAPDA、政府、及び公社の各部署及び民間企業の 1,009 名の技師や技術者が訓練されており、訓練生の技術的能力が大きく改善されている。

出所 : <http://www.wapda.gov.pk/htmls/newfsd2011.htm>, reference day October 12 2013. (以上、日パテック和訳)

8. 研修施設

研究施設 5 棟、教室 22 室、研究室 3 室、宿泊施設 3 棟（313 室）を備えている。研修機器は汎用工作機械、スッポト及びアルゴン溶接機、高電圧実験装置、コンクリート強度試験装置、ケーブル接続実習装置、発電設備用シミュレータ、送電用シミュレータ、配電用シミュレータ、コンピュータ等を備えているが何れも 30 年以前の物である。（図表 7.12-1、7.12-2）

9. Engineer Academy としては施設が古く新しく導入される石炭火力発電装置に伴い最新の設備に更新したいと Chief Engineer は強く望んでいる。

既設発電所、変電所、配電設備の保守点検用研修の為に既設研修設備も維持する必要がある。現在、石炭火力発電にかかる研修は存在していない。そのため既存のシミュレータは石炭火力発電用ではなく、ガス、石油、蒸気発電用のシミュレータ。今後は石炭火力のシミュレータを導入してほしいとのこと。

導入後は、現場での操作は日本で現場研修を受けるか、日本から指導者が来て指導してもらいたいとのこと。

10. 日本人による研修

日本からの支援により最新の研修設備を導入した場合、Engineer Academy の講師陣の再教育が必要なるが理論教育及び装置の取り扱いについてはファイサラバードにて日本より派遣される講師が行い、現場教育は日本にて行う事が望ましい。

日本から派遣される講師陣は Chief Engineer の指示下で講習を実施する。宿泊施設は Academy 敷地内のゲストハウス又はホステルが準備されているが、日本より要求があれば対応する。日本より派遣される講師陣の事務所は彼らの要求通りに準備する。

11. 石炭火力と石油・ガス火力との研修内容の相違事項

石炭火力については、下記の装置が重要となり、これらの機能、保守技術が必修である。

- ① 石炭の燃焼効率アップのための微粉炭機
- ② 硫化酸化物 (SO_x)、窒素酸化物 (NO_x) 低減対策として各々排煙脱硫装置、排煙脱硝装置。
- ③ 煤塵対策として、電気集塵装置、煙突
- ④ 石炭灰の有効利用

WAPDA 工学アカデミー2014 年度講座スケジュール(図表 7.9-3-5 WAPDA 工学アカデミー2014 年度講座スケジュール ①～③)

図表 7.9-3 WAPDA 工学アカデミー-2014 年度講座スケジュール ①

TRANSMISSION & DISTRIBUTION
TRAINING SCHEDULE - YEAR 2014

1

Sr. No.	Courses	IPPS	Code	Capacity	Duration (Weeks)	Frequency	TST days	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May.	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.
1	Refresher Course (Pre-Promotion) for S.Es/Directors/R.Es/Common Services.	19	T-900	25	3	1	05									1 19			
2	Refresher Course (Pre-Promotion) for Senior Engineer (Distribution T&G).	18	T-800	25	4	2	04			24 21							13 7		
3	Sector Specific Course (Pre-Promotion) for JEs Dist. / T&G.	17	T-123	38	6	3	04	20 28				19 27						10 19	
4	Technical Induction Course for Junior Engineers (Distn. / T&G).	17	T-110	24	8	2	05			17		9						10	
5	Upper Technical Subordinate Staff Course (Pre-Promotion) from LS/SSO to Jr. Engrs.	12-16	-	50	4	3	04	6 31	17 14						4 29				
6	Practicals for Line Superintendents.	11-16	T-500	30	2	13	-		10 14 OESCO 10 14 LESCO	17 21 31 PESCO	4 GEPKO	21 25 MEPCO	5 9 19 23 LESCO IESCO			1 5 15 26 LESCO AJK	29 3 27 31 GEPKO PESCO	17 21 IESCO	1 5 FESCO
7	Grid Station Operation Maintenance Course for Private/Public Sector.	**	-	10	2	1	-												8 19 Pg.
8	Internship of Engineering University Students.	-	-	40	2+2	1	-						9 4						
9	Practicals & Instructional Programe for Faisalabad University and NFC, Institute of Engineering & Fertilizer, Faisalabad.	-	-	40	-	-	-	1 15				2				12	15		31

出所 : <http://www.wapda.gov.pk/htmls/newfsd2011.htm>. reference dav Feb 4 2014

図表 7.9-4 WAPDA 工学アカデミー-2014 年度講座スケジュール ②

GENERATION
TRAINING SCHEDULE - YEAR 2014

2

Sr. No.	Courses	IPPS	Code	Capacity	Duration (Weeks)	Frequency	TST days	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May.	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.
1	Refresher Course (Pre-Promotion) for S.Es/Directors/R.Es/Common Services.	19	T-900	25	03	1	05									1 19			
2	Refresher Course (Pre-Promotion) for Senior Engineers (Thermal Generation).	18	-	15	04	01	04	13 7											
3	Sector Specific Course (Pre-Promotion) for Jr. Engrs. (Thermal Generation).	17	-	20	06	02	04			3 11					25 3				
4	Technical Induction Course for Junior Engineers (Thermal Generation).	17	T-110	20	08	01	05										3 26		
5	Upper Technical Subordinate Staff Course (Pre-Promotion) from Foremen/Operators to Junior Engineers (Thermal Generation).	12-16	-	20	04	02	04				21 16							10 5	
6	Steam/Gas Power Plant Simulator Operation Course with fault analysis for Junior Engineers.	17	T-125	12	03	01	03								8 26				
7	Steam / Gas Power Plant Simulator Operation Course with fault analysis for Operators/Attendants.	11-16	T-130	12	05	01	04					2 4							
8	Micro Controller & P.L.C. Course for Senior/Junior Engineers.	17-18	T-143	16	03	01	03										13 31		
9	Micro Controller & P.L.C. Course for WAPDA Staff & Private/Public Sector.	05-16	-	16	02	02	-		10 21						18 29				
10	Process Instrumentation & Control Course for Sr. Engineers/Jr. Engineers.	17-18	-	16	03	01	03			24 11									
11	Process Instrumentation & Control Course for WAPDA Staff & Private/Public Sector.	05-16	-	16	02	01	-					19 30							
12	Internship of Engineering University Students.	-	-	20	2+2	01	-						9 4						

出所 : <http://www.wapda.gov.pk/htmls/newfsd2011.htm>. reference day Feb 4 2014

図表 7.9-5 WAPDA 工学アカデミー-2014 年度講座スケジュール ③
CIVIL ENGINEERING
 TRAINING SCHEDULE - YEAR 2014

3

Sr. No.	Courses	IPS	Code	Capacity	Duration (Weeks)	Frequency	TST days	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May.	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.
1	Refresher Course (Pre-Promotion) for S. Es/Directors/R. Es/Common Services	19	W-200	25	3	01	05									1 19			
2	Refresher Course (Pre-Promotion) for Senior Engineers.	18	W-135	20	4	02	05			24 18					4 29				
3	Quality in the Constructed Projects for Senior Engineers.	18	W-125	15	3	01	03											8 26	
4	Geotechnical & Rock, Mechanics Aspects of Hydropower Projects for Senior Engineers.	18	W-115	15	3	01	03					19 6							
5	Hydro-Power Projects for Senior Engineers.	18	W-120	15	4	01	04											10 5	
6	Sector Specific Course (Pre-Promotion) for Junior Engineers.	17	W-140	20	6	01	05	6 14											
7	Technical Induction Course for Junior Engineers.	17	W-130	30	8	01	06		24 18										
8	Hydrology & Applied Hydraulics for Water Resources Management for Jr. Engineers.	17	W-101	15	4	01	04								25 19				
9	Irrigation & Drainage Projects for Junior Engineers.	17	W-105	15	4	01	04				21 16								
10	Ground Water Projects for Junior Engineers.	17	W-110	15	3	01	03										13 31		
11	Technical Refresher Course for Sub Engineers.	11-16	W-100	20	4	02	04				7 2								1 25
12	Internship of Students (University of Engineering & Technology)			20	2	01	-						9 20						

出所 : <http://www.wapda.gov.pk/htmls/newfsd2011.htm>, reference day Feb 4 2014

10. 1910年 Electricity Act と 1937年 Electricity Rules の比較

条項	相違点
Preliminary	Electricity Rules 1937 では新たに Section 3 として、器具の修理 (Section 43)、中高圧電力供給時の注意事項 (Section 60)、高圧器具の利用 (Section 64(1))、油田、鉱山で電気を利用する場合の責任者の常駐 (Section 96(2))、開閉装置と受電端子 (109)、可撓ケーブル (Section 108(4)) および可搬型機器 (109) に関する権限事項が追記された。
Inspector	Electricity Act 1910 では州政府による検査官の任命条項 (Section 36)、Provincial 州政府による検査官への委任事項 (Section 55)、検査官への通知 (Additional Notice of Certain Works XVII) の規定を設けていたに過ぎないが、Electricity Rules 1937 では新たに Chapter II として検査官条項を設け、検査官の資格 (Section 4)、施設立ち入りと検査 (Section 5)、不服申し立ての制限 (Section 6)、検査料 (Section 7)、検査料の支払い責任 (Section 8)、記録の提出 (Section 9)、消費者のリスト提出 (Section 10) を定めている。
License	Electricity Act 1910 では事業認可の付与 (Section 3)、事業認可の取消または修正 (Section 4)、認可事業者が地方政府でない場合、地方政府の場合の認可取消 (Section 6, 7)、買取り保証 (Section 7)、政府による買取り条件の変更 (Section 10) などを定めていたが、Electricity Rules 1937 では新たに Chapter III を設け、認可申請 (Section 11)、サービス提供地図 (Section 12)、事業認可ドラフトの内容、様式 (Section 13, 14)、認可申請の告知 (Section 15)、事業認可ドラフトの修正 (Section 16)、地方政府による問い合わせ (Section 17)、事業認可ドラフトの承認 (Section 18)、事業認可付与の告知 (Section 19)、事業認可日 (Section 20) などを新たに定めている。
Electricity Act 1910 に定めがなく、Electricity Rules 1937 で新たに設けた条項	
Chapter IV	Section 25 から 37 で認可事業者による電力の提供条件を定めている。
Chapter V	Section 38 から 48 で電気利用者の安全に関する一般注意事項を定めている。
Chapter VI	Section 49 から 59 で給電線と使用設備に関する接地条件や接続箱の条件を定めている。
Chapter VII	Section 60 から 64 で中高圧電力の提供条件を定めている。
Chapter VIII	Section 65 から 80 で架空電線による提供条件を定めている。
Chapter IX	Section 81 から 94 で電力を用いた牽引の条件を定めている。

条項	相違点
Chapter X	Section 95 から 116 で鉱山および油田で電力を利用する場合の追加条件を定めている。
Chapter XI	その他の条項として Section 117 から 125 で政府による緩和策、検査官による緩和策、罰則などを定めている。

出所:Electricity Act, 1910 :<http://www.kpkep.com/documents/Electricity%20Act%201910.pdf>

Electricity Rules, 1937:<http://faolex.fao.org/docs/pdf/pak70906.pdf> (2013年9月13日参照) (以上、日パテック和訳)

11. 参考 事業報酬 (RORB:Return on Rate Base) への CAPM の適用

Cost of Equity の計算として CAPM(Capital Asset Pricing Model)の考えを使うことが多い。CAPM は証券の期待収益率のことで以下の式であらわされる。

$$\text{Cost of Equity} = \text{Risk-free Rate} + (\text{Equity Beta} \times \text{Market Risk Premium})$$

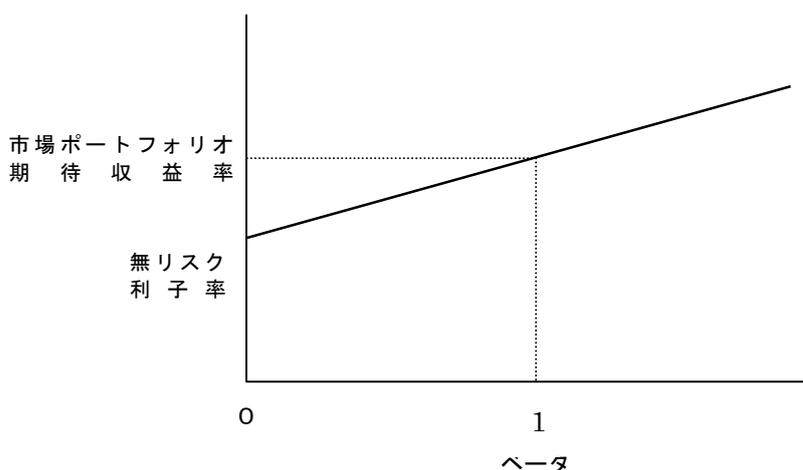
Equity Beta = measure of the risk of the business in relation to the risk of the equity market as a whole

Market Risk Premium = difference between the expected return and the risk-free rate :

$$Re(\text{Cost of Equity}) = Rf + \beta (Rm - Rf)$$

証券の期待収益率 = 無リスク利子率 + ベータ × (市場ポートフォリオの期待収益率 - 無リスク利子率)

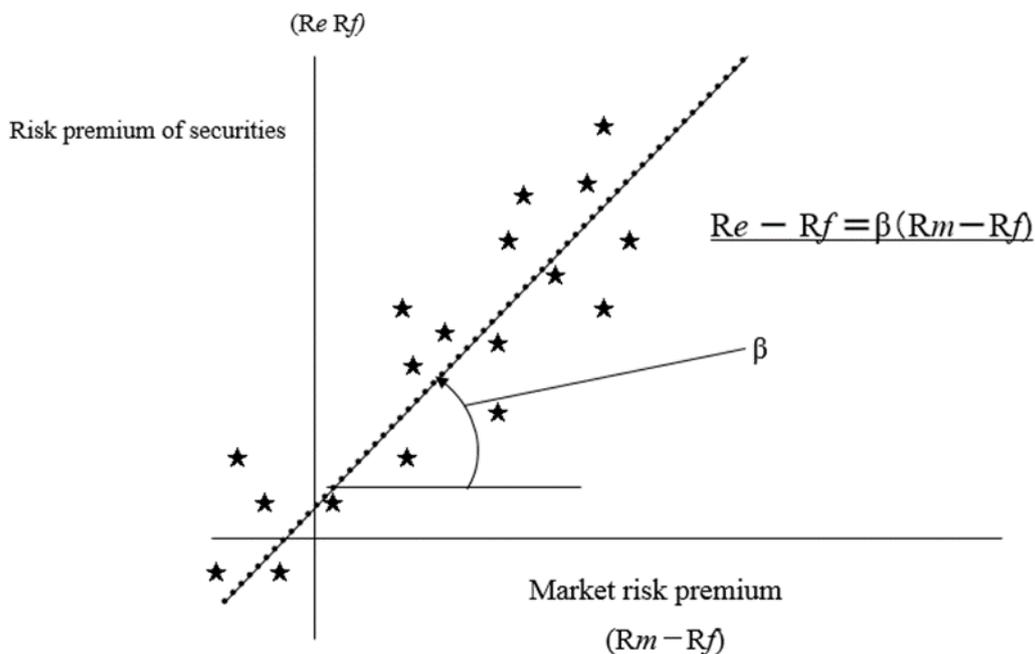
期待収益率 (%)



$$Re - Rf = \beta \times (Rm - Rf)$$

$\underbrace{\hspace{2cm}}$ $\underbrace{\hspace{2cm}}$
 証券の期待 市場の期待
 リスクプレミアム リスクプレミアム

Re ...証券の期待リターン r_m ...市場の期待リターン



- ・ 証券の総リスク
 - ① 特性線の傾きによって説明される部分（市場リスク）
 - ② 特性線とこの収益率を表す点との距離（個別リスク）

この傾きは市場全体が 1%上昇したときにその株式は何%上下するかという傾向（感応度）を表し、次のような性質を持つ。

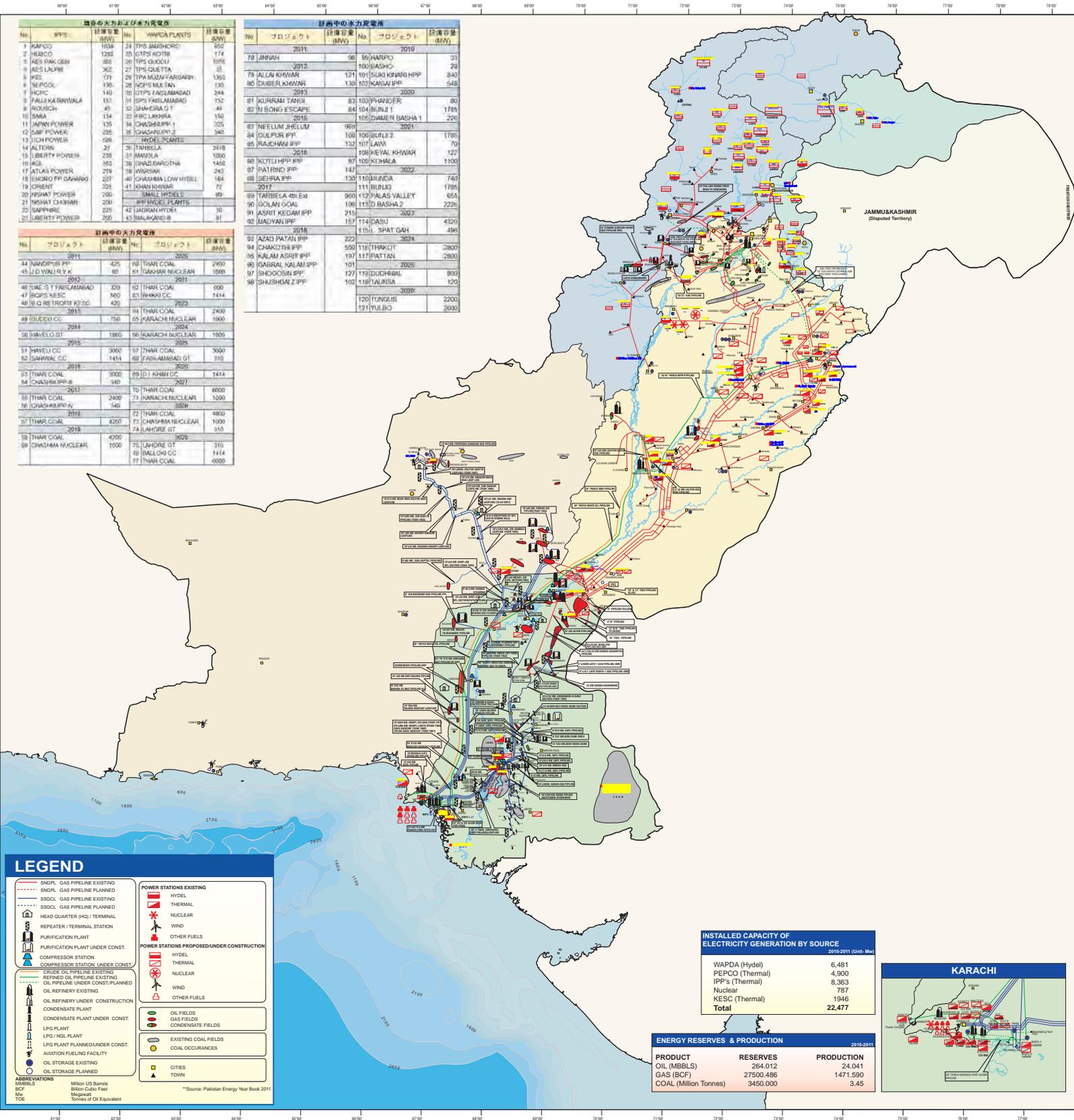
ベータが 1 より大きい証券は市場以上に動く傾向がある。
 ベータが 1 より小さい証券は市場よりの小さく動く傾向がある。
 ベータがマイナスの証券は市場と反対に動く傾向がある。

$$\beta_i = \frac{\text{証券 } i \text{ の収益率と株式市場の収益率との共分散}}{\text{株式市場の収益率の分散}}$$

ポートフォリオのベータは個別証券のベータの加重平均になる。

東京電力の平成 20 年の β 値は 0.7 である。

12. Base Case を元に新たに追加される発電所



出所: NTDC, National Power System Expansion Plan Main Report 2011-2030
<http://ppib.gov.pk/Energy%20Map%202012.pdf> より調査団作成

参考文献

文献名	発行元等
Annual Report 2012	Halmore Power Generation Company Limited
Annual Report 2011	HUBCO
Annual Report 2012	HUBCO
Annual Report 2012	IESCO
Annual Report 2011	Japan Power Generation Ltd.
Annual Report 2012	Japan Power Generation Ltd.
Annual Report 2012 (Financial Data)	KAPCO
Annual Report 2010-2011	KESC
Annual Report 2011-2012	KESC
Annual Report 2012 & Finance Report 2012	Kohinoor Energy Ltd.
Annual Report 2012	LESCO
Annual Report 2010-2011	MOWP
Annual Report 2012	National Grid (UK)
Annual Report 2010-2011	NEPRA
Annual Report 2011-2012	NEPRA
Annual Report 2011	Nishat Chunian Power Ltd.
Annual Report 2012	Nishat Chunian Power Ltd.
Annual Report 2008 (2009)	NTDC
Annual Report 2009 (2010)	NTDC
Annual Report 2010 (2011)	NTDC
Annual Report 2011 (2012)	NTDC
Annual Report 2012 (2013)	NTDC
Annual Report 2012	RED Electrica (Spain)
Annual Report 2010-2011	State Bank of Pakistan
Annual Report 2011-2012	State Bank of Pakistan
Annual Report 2012	Statnett (Norway)
Annual Report 2012	TenneT (Holland)
Annual Report 2011-2012	WAPDA
Balance Sheet 2007-2012	LESCO
Business Update (2011)	KESC
Cash flow statement 2007-2012	LESCO
Company Overview (2013)	LESCO
Consolidated Balance Sheet 2009	WAPDA
Country Report No.13/287 Pakistan 2013 article consultation and request for an extended arrangement under the extended	IMF

fund facility September 2013 (2013)	
Determination of the Authority in the matter of NTDC No. NEPRA/TRF-165/NTDC-2010 (2010)	NTDC
Determination of the Authority in the matter of NTDC No. NEPRA/TRF-226/NTDC-2013 (2013)	NTDC
DISCOs Performance Reports FY 2008-2012 (2012)	PEPCO
Dynamics of Circular Debt in Pakistan and Its Resolution (2010)	Syed Sajid Ali and Sadia Badar
Electricity Marketing Data (2011)	NTDC
“Energy Sector Crisis” Issues & Reforms Way Forward (2013)	Shahid Sattar Member (Energy) Planning Commission
Faisalabad Electric Supply Company (FESCO) Performance Improvement Action Plan	USAID April 2011
Faisalabad Electric Supply Company (FESCO) Operational Audit Report	USAID Power Distribution Improvement Program April 2011
Financial Highlights (2013)	KESC
Financial Statements 2012	Halmore Power Generation Company Limited
Financial Statement 2012	HUBCO
Financial Statement 2013	HUBCO
Financial Report 2013	KAPCO
Financial Statement 2008	NTDC
Financial Statement 2009	NTDC
Financial Statement 2010	NTDC
Financial Statement 2011	NTDC
Financial Statement 2012	NTDC
Financing Pakistan’s Power Sector after the Global Financial Crisis (2011)	Kazim Saeed World Bank Pakistan Energy Team Dhaka
Handbook of Statistics on Pakistan Economy	State Bank of Pakistan
Historical Crude Oil Prices (Table) (2013)	Tim McMahon on April 16, 2013, InflationData.com
Hydro Potential in Pakistan (2010)	WAPDA (Water and Power Development Authority)
Integrated Energy Sector Recovery Report & Plan October 2010	ADB
Karachi Electric Supply Company E.H.T. Network (2013)	KESC
Knowledge Session Power Paradigm Series of III(2012)	Samiya Mukhtar
List of Future Generation Projects	NTDC
Memorandum on Economic and Financial Policies for 2013/14–2015/16 (2013)	Ministry of Finance
Monthly Progress Report on NTDC Development Projects for March, 2013 (2013)	NTDC

MOWP notification (2013)	MOWP
National Power System Expansion Plan Main Report 2011-2030	NTDC
Natural Gas Prices, Historical Data	BP
NEPRA decision of DISCOs' tariff petitions for the first quarter of FY2009/10 and PEPCO data (2010)	NEPRA
NEPRA first quarter FY2009 tariff determination and PEPCO	NEPRA
Pakistan Energy Year book 2012	Ministry of Petroleum & Natural Resources, Hydrocarbon Development Institute of Pakistan.
Pakistan Power Sector Outlook: Appraisal of KESC in post privatization period Policy dialogues series	Engineer Arshad H Abbasi Adviser SDPI (Sustainable Development Policy Institute) Islamabad Pakistan
PDP Analysis based on data from NEPRA's DISCO tariff determination (2012)	USAID (United States Agency for International Development)
Performance Contracts: A Handbook for Manages	Commonwealth Secretariat(1995)
Power Wing Hydel Energy Generation	WAPDA
Power Wing (hydro electric) cash flow statement 2009	WAPDA
Power Wing (hydro electric) balance sheet 2009	WAPDA
State of Industry Report 2010 (2011)	NEPRA
State of Industry Report 2011 (2012)	NEPRA
State of Industry Report 2012 (2013)	NEPRA
Success Story 1994 to 2010 (2010)	PPIB
Success Story State of Industry Report 2012	PPIB
The Causes and Impacts of Power Sector Circular Debt in Pakistan March 2013 (2013)	USAID
Working Paper for Solar PV Upfront Tariff Development	Deutsche Gesellschaft fur International Zusammenarbeit (GIZ)
課題別指針 エネルギー(2013)	JICA
電力基礎情報収集調査報告書 (2010)	JICA
パキスタン国タール炭田開発支援に向けた情報収集・確認調査 調査報告書 (2013)	JICA
パキスタン電力セクター分析資料	JICA
「発送電分離の政治経済学」6月 (2012) 東洋経済新報社	長山浩章