



古加特邦GPEC電廠

2006年我們的表現如何？

2006年，印度的業務重點仍然是：

- 優化GPEC現有資產的表現；
- 把握增長機會；及
- 提高盈利增長。

優化GPEC的表現

由於供氣最多的Lakshmi氣田蘊藏量較預期早耗盡，GPEC從供應商獲取的燃氣供應量在2006年突然下降。有見及此，GPEC已另行作出短期的燃氣供應安排，並正在商討新的長期燃氣供應。年內，GPEC三台燃氣渦輪機的其中一台進行大修，並安裝新的噴燃器以減少氧化氮排放量，此外，廠內的蒸氣渦輪機亦進行了一次檢查。受這些工程影響，加上燃氣供應量減少，電廠機組的使用率較去年為低。

然而，GPEC電廠的運作仍然高度可靠並極少出現緊急停機事故。

發電廠	額定值 (兆瓦)	發電量 (百萬度)		使用率 (%)		可用率 (%)		運行時數	
		2006	2005	2006	2005	2006	2005	2006	2005
GPEC	655	4,315	4,637	75.2	81.0	87.7	94.5	6,588	7,079

Gujarat Urja Vikas Nigam Ltd. (GUVNL) 為GPEC唯一的購電商，其簽訂的購電協議為期20年，將於2018年12月到期。2006年內，GUVNL已悉數支付按購電協議應付帳款，並沒有逾期應收款項或新的爭議項目。不過，Gujarat Electricity Regulatory Commission (GERC)在2006年8月通過一項法令，使GPEC所獲的獎勵金有可能會按實際輸電量計算，而非以購電協議規定的電廠可用率為基準。GPEC正與GUVNL及GERC討論此事，並要求對方作出適當澄清，以保證GPEC可按購電協議享有商業利益。這事件反映自中電集團於2002年2月收購GPEC電廠以來一直明顯存在的現象：集團必須與購電商和相關的規管機構不斷溝通，以確保GPEC按購電協議獲得權利。

增長機會

雖然中電於2006年努力把握機會拓展在印度的電力業務，但初期的進展遜於預期。這主要因為中電不會競投風險／回報與合理水平不符的項目或投資，而對於參與競投的項目，我們會秉持嚴謹、切實的投標方針，不會追求會令股東承受過高風險的項目或投資。

基於以上理由，中電決定放棄競投Mundra超大型發電項目，以及不與印度夥伴GMR合作競投Sasan超大型發電項目(其包括一項煤礦發展項目)。原因包括競投時間過緊、欠缺工程採購及建築合約、地質及礦場數據不足，

以及需要承受長期煤價風險。在已競投的項目方面，我們未能與Gammon India成功投得古加拉特邦及馬哈拉施特拉邦的兩個輸電項目(我們的標價為第二低)。此外，我們亦未能投得在古加拉特邦的1,400兆瓦發電項目，這主要是因為我們不願意承受不合理的長期煤價風險。

GPEC擴展設施，帶來自然的增長機會。然而，由於目前未能以合理價格獲取天然氣供應，中電已決定延遲GPEC 2期項目，直至燃氣市場的長遠發展比較清晰為止。

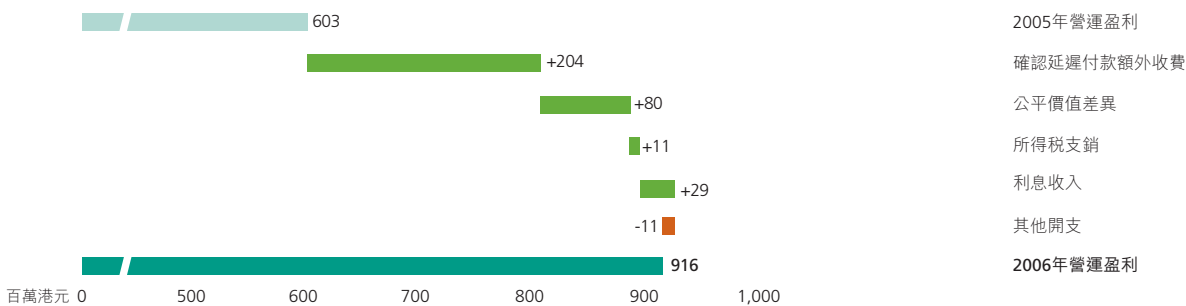
盈利

印度的投資項目為集團盈利帶來916百萬港元的貢獻，較2005年增加313百萬港元。

GPEC的盈利表現反映幾方面的影響，包括GUVNL同意清付2000年至2006年間的延遲付款額外收費204百萬港元，與及購電協議中的嵌入式衍生工具的公平價值差異和利息收入均有增加。

以下圖表說明印度業務2006年與2005年表現比較的主要升降：

印度營運盈利



- (左) 在GPEC電廠把燃氣輪機轉子拉起以進行大修
- (右) 古加拉特邦GPEC電廠



2007年及以後有甚麼目標？

營商環境及挑戰

印度的人均用電量每年為606度，遠遠低於其他國家，例如，中國內地的人均年用電量約為1,900度。印度未來數年的本地生產總值增長預期維持在每年7%至8%的水平，因此其發電容量須於2010年前大幅提高，幅度大概為100,000兆瓦。

印度於2003年通過電力法案，不少省份同時改革其電力規管機制，加上當地經濟蓬勃增長，因而在發電、輸電及電力買賣方面為私人企業帶來商機。

印度政府已按照電力法案，發出以電價為基礎的投標指引。政府已邀請或計劃邀請企業競投多個燃煤、水力發電和輸電項目，競投者均須負責興建、營運、擁有及移交(BOOT)有關資產。所有項目將按競爭性電價批出。此外，由於愈來愈多省份推出以成本優化次序為本的調度系統，因此最終電價將成為發展發電設施的主要風險指標。由於燃煤及水力發電具有明顯的成本優勢(能直接降低電價水平)，因此可能會導致新增的發電容量以這兩種能源為主。除了成本較高，燃氣的供應不足亦限制了新燃氣發電容量的開發。在確定印度東岸對開Krishna-Godavari 盤地的天然氣供應量和價格之前，預期不會有電力公司於2007年底以前競投新的燃氣發電項目。

當地市場對發展項目競爭激烈，每次競投均有大約十家印度公司參與。在競投過程中，這些競爭者可能願意承受比中電較大的風險，包括在發電項目方面，願意承受進口燃煤的長期價格風險。在競投這些資產時，中電也會受到本身政策所制肘。我們承諾在興建全新燃煤電廠時，必須安裝先進的廢氣減排設備，如煙氣脫硫裝置。然而當地競爭者卻願意在沒有安裝這類減排設備的情況下營運電廠。中電恪守較嚴謹的投資尺度和環境管理標準，相對競爭對手來說到底是優勢還是弱點，尚待時間證明，但我們相信這樣才是正確的長線方針。

印度提供了發展可再生能源項目的商機，因為該國擁有可開發大型水力、風力及生物質能項目的豐富資源，其電價政策極為透明，這也有利可再生能源發展。此外，個別省份正在推廣可再生能源的應用，例如馬哈拉施特拉邦已制訂可再生能源採購規格架構，要求配電公司於2006至2007年內，將熱電聯產及可再生能源發電的總購電量比率，提升最少至為3% (於2009至2010年則提升至6%)。

2007年

集團於2007年的計劃和舉措將包括：

- 繼續成功營運和管理GPEC資產；
- 挑選輸電項目，並作出競投；
- 尋找機會競投發電項目，包括超大型發電項目（每個項目的發電容量約4,000兆瓦）；
- 挑選水力發電項目，並作出競投，以及收購一個「徑流式」水電項目；及
- 將一個大型風場（50兆瓦，透過Roaring 40s擁有）投產，並開始在印度建立一個具規模的可再生能源資產組合。

2007年後

在未來數年，我們的目標是：

- 建立一個多項資產的發電組合，成為印度電力市場上具領導地位的公司之一，有關舉措包括與合適的當地夥伴結盟，例如在進行電力改革的省份，與實力雄厚的國營公用事業合作發展新項目；
- 專注發展能為現有投資帶來協同效益的項目，包括發展GPEC 2期，但先決條件是要取得價格理想的長期燃氣供應，令所生產的電力具競爭力；
- 以具競爭力的電價競投私有化的輸電項目，並揀選和研究國有電力公司私有化帶來的配電或零售業務商機；及
- 大幅擴展可再生能源組合，包括風力、水力和生物質能項目。

你預測在印度作發電用途的天然氣短期的價格會怎樣？考慮印度／環球市場的情況，甚麼是最有效益的燃料——液化天然氣抑或是天然氣？



Pradip Roy先生
印度工業發展銀行
(Industrial Development Bank
of India Ltd.)
執行董事

印度發電用的天然氣短期的價格會處於甚麼水平，現在不得而知。鑑於最近印度東岸對開海面發現非常大型的氣田，我們認為，只要運輸安排妥當，電力市場便可獲得大量天然氣供應。近年來，天然氣／液化天然氣出現供應和價格問題，使印度政府不得不側重燃煤發電。然而，基於對燃料穩定性和多元化以及排放對環境的考慮，我們相信天然氣／液化天然氣發電佔總發電量的比重必定會從現時的10%大幅提高，但天然氣價格必須顯著下調，才可與燃煤和水力發電競爭。



苗瑞榮
常務董事(印度)