2018 電力改革

世界自然基金會對電力市場未來發展之建議

2015 年 5 月

前言 P. 1
《管制計劃協議》的缺陷 P. 2
邁向公平的電力市場 P. 7
結語 P. 15

前言

2015 年，香港政府提出《電力市場未來發展》公眾諮詢文件，就電力市場未來的規管方向展開為期兩年的檢討。當局向來倚賴《管制計劃協議》規管本港電力市場及兩間電力公司，於 1963 年制訂的協議卻未有從減排及環保角度出發。為面對氣候變化帶來的減排挑戰，諮詢文件提出增加使用天然氣發電的燃料組合，但社會將要為此付出高昂的發電成本，環境亦將會面對沉重的破壞。

因此，相對於全面依賴天然氣，世界自然基金會香港分會(WWF)提出了成本較低、減排成效較高的「香港 2050 能源願景」，建議香港未來集中發展可再生能源，並全面利用節能科技以減少碳排放。本會期望香港政府把握檢討電力市場未來發展的機會，讓「香港 2050 能源願景」得以落實。

過去社會對於在本港發展可再生能源有不同見解，並認為要於本港廣泛推廣可再生能源困難重重，如香港缺乏空間、可再生能源成本高昂，節能科技回本期過長。但本會分析認為，當中最為主要的原因，是目前香港政府對電力市場的規管框架把再生能源及節能科技處於不公平的競爭位置，加上各持分者受制於目前的壟斷電力市場中，令電力市場無法健康發展。社會上大部份人別無選擇只可成為電力消費者，市民及企業均無法參與電力市場發展。

本文參考不同國家規管電力市場的方式，並因應香港市場的獨特需要，為《管制計劃協議》定下清晰的改革建議，期望能循序漸進修正目前電力市場規管上的缺陷，以締造一個對環境、企業及市民均公平的電力市場。

《管制計劃協議》的缺陷

《管制計劃協議》源於港英政府與中電/埃克森於 1963 年的管制協議。協議訂明電力公司在提供電力供應服務的責任，規限股東可賺取的利潤水平，及提供政府監察電力公司有關財政、電費、技術表現等事宜。

《管制計劃協議》的批評在九十年代開始出現，特區政府先後在 2005 年及 2006 年，就「香港電力市場未來的發展」進行公眾諮詢，並檢討《管制計劃協議》的利弊。其時政府整理公眾諮詢的意見為：1. 降低電力公司的准許回報率，以減低其向用戶收取的電費；2. 縮短下一個《管制計劃協議》的年期，以便市場具備所需條件時引入競爭；3. 把電力公司的准許回報率與其是否符合《空氣污染管制條例》(第 311 章) 訂明的排放上限掛鈎[1]。港府在三項公眾意見的基礎上於 2008 年更新《管制計劃協議》，協議為期十年於 2018 年屆滿，至協議期屆滿後，政府可選擇將協議延長 5 年，亦可選擇與電力公司議定新一份《管制計劃協議》。

在上述背景下，環境局於 2015 年 3 月公布《電力市場未來發展》諮詢文件，展開為期三個月的公眾諮詢，局長黃錦星曾表明期望在任內與兩電就電力市場的新規管達成共識。

執行超過半個世紀的《管制計劃協議》，在回應電力市場需求及發電科技的改良上，都未能配合近年的市場發展，導致香港在發展可再生能源及管理發電時產生的碳排放上均停滯不前。香港電力市場未能應對氣候變化及減少溫室氣體排放，燃煤發電機組亦將於 10 年間逐步淘汰，屆時香港只能依賴天然氣發電，單以天然氣為主要發電燃料未能減排之餘，亦涉及龐大的發電成本，包括興建新天然氣機組的成本、天然氣入口成本及碳排放的社會成本。

可惜，政府在 2015 年 3 月公佈的諮詢文件內未有提出合適的修正方向，電力市場的長期病患可能會在未來淪為惡疾。

下文將集中討論《管制計劃協議》的四個缺陷：

一．設計過時；
二．不利成本控制；
三．歧視再生能源；
四．窒礙市場發展。

一．設計過時

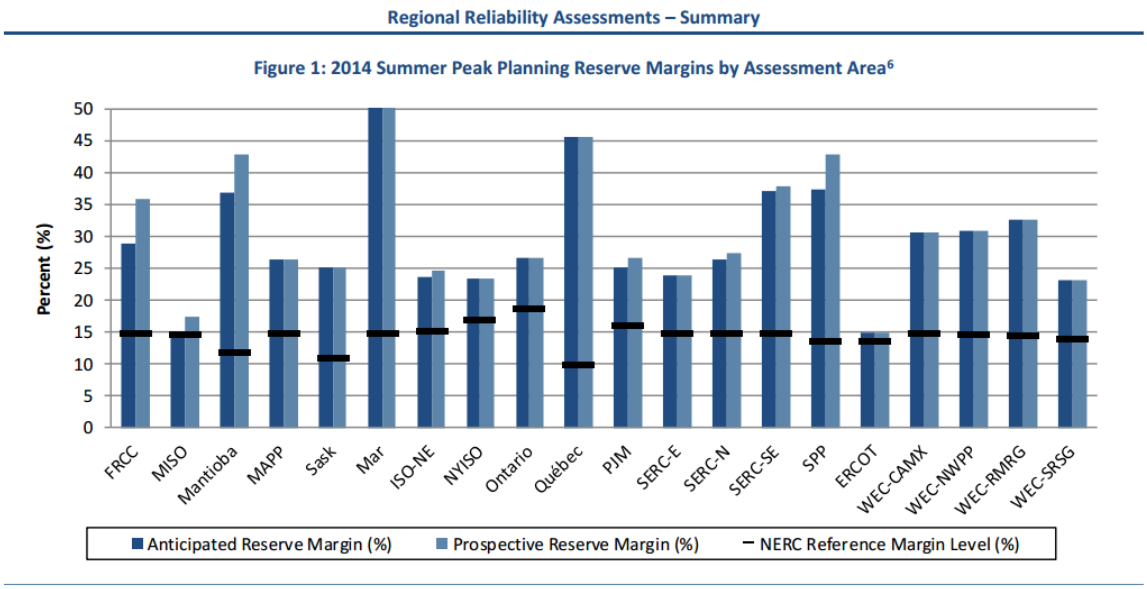
《管制計劃協議》設計於 60 年代，當年社會首要需求是提供足夠的發電設備，以應付當年因經濟急促增長而同時增加的電力需求，故《管制計劃協議》內的首要條文乃要求兩電「承認有持續責任為香港特別行政區發展提供充足的設施，以應付本協議期限內的電力需求。」而政府則「承認兩電及其股東由於所冒風險及投入和留存於該企業內的資金，有權賺取合理利潤」隨

[1] http://www.legco.gov.hk/yr07-08/chinese/panels/es/papers/edevcb1-546-1-c.pdf

著經濟發展放緩及電力市場的發展，《管制計劃協議》逐步變得對用戶不公。消費者委員會於 2014 年的報告指出：「現行的架構對消費者不公平，容許兩電賺取無風險的資產回報率，且將燃料價格上漲、行政成本及對電力需求預計錯誤造成的損失等商業風險，全部轉嫁至消費者身上。」[2]

在一眾轉嫁予消費者的風險中，電力需求預測錯誤的風險是現時最顯著的問題。原因是目前社會對電力需求已經與 60 年代截然不同，過去社會電力需求急速增長，錯誤預測電力需求的機會甚低；但隨著香港社會及經濟已發展成熟，整體社會電力需求已逐步放緩，節能科技亦同時有長足發展，政府及電力公司對社會電力需求增長經常錯誤預測。若將本港兩電備用發電量對比北美各區電網的備用電量參考水平[3](見圖一)，則輕易發現香港的備用電量處於偏高的水平，而對比英國預期 2014-2019 年 2-8%的備用電量[4]，更突顯香港消費者一直承擔因對電力需求錯誤預測帶來的額外成本。在目前的規管框架下，無法規管電力公司對社會電力需求的錯誤預測。

圖一：北美 North American Electric Reliability Corporation 建議的備用電量參考水平



[2] http://www.consumer.org.hk/electricitymarket2014/summary_c.pdf

[3] http://www.nerc.com/files/2014SRA.pdf

[4] https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/88523/electricitycapacityassessment2014-fullreportfinalforpublication.pdf

二. 不利成本控制

《管制計劃協議》為滿足 60 年代不斷增長的電力需求，故此，整套規管架構在設計時，未有加入限制兩電擴大資本的機制。《管制計劃協議》容許電力公司根據固定資產值，按准許回報率收取利潤，假設電力公司投資 10 億的固定資產，准許回報率為 10%，電力公司就可在收回攤分固定資產的成本外，收取 1 億作為每年的利潤。為追求更高利潤，電力公司不斷擴大社會未來對電力需求的預測，或興建市場上較貴的設備，藉擴大固定資產增加利潤，令本港電力公司的回報率在全球電力公司中名列前茅(表一)。

表一：各地電力公司資產回報率比較

地區	電力公司名稱	電力公司所得的資產回報率
香港	中華電力	10.1%[5]
	港燈	9.2%[6]
美國	Duke Energy	1.61%[7]
	Exelon	1.96%[8]
英國	Centrica	4.36%[9]
	National Grid	4.10%[10]
日本	東京電力 (TEPCO)	1%[11]
法國	Edf	2.14%[12]
新加坡	Singapore Power	6%[13]
意大利	Enel SpA	2.33%[14]

過去不論海外[15]及本地[16]的學者，均已先後指出目前《管制計劃協議》不利控制成本的弊端。現時政府只能在審批兩家電力公司五年一度的發展計劃時，剔除電力公司不必要的開支；並委託市場上的顧問公司，決定兩電建議興建項目的必要性，藉此控制兩電的固定資產投資。然而，市場上的顧問公司多涉及利益衝突，這種「守龍門」的規管框架亦縱容兩電利用電力需求增長的不確定性，每每傾向過度投資固定資產，藉此提高其利潤水平。

---

[5] https://www.clpgroup.com/en/Investors-Information-site/Financial%20Reports%20%20Document/2014E114.pdf

[6] http://www.hkelectric.com/NR/rdonlyres/FF55F1E3-BE8A-4386-AB00-F1CAA9846B7F/0/Full_HKEI_AR2013_Eng_Col.pdf

[7] http://ycharts.com/companies/DUK/return_on_assets

[8] http://ycharts.com/companies/EXC/return_on_assets

[9] http://www.macroaxis.com/invest/ratio/CNA.L--Return-On-Asset

[10] http://markets.ft.com/research/Markets/Tearsheets/Financials?s=NG.:LSE

[11] http://www.tepco.co.jp/en/corpinfo/illustrated/accounting/returen-assets-e.html

[12] http://www.bloomberg.com/research/stocks/financials/ratios.asp?ticker=EDF:FP

[13] http://www.singaporepower.com.sg/irj/go/km/docs/documents/SP%20Content/Sites/Singapore%20Power/Site%20Contents/Annual%20Reports/documents/2013/12.%20Financial%20Summary.pdf

[14] http://markets.ft.com/research/Markets/Tearsheets/Financials?s=ENEL:MIL

[15] Averch, Harvey; Johnson, Leland L. (1962). "Behavior of the Firm Under Regulatory Constraint".

[16] Lam, Pun-lee (2003) “The Hong Kong Electricity Industry Beyond 2008”

翻查資料，立法會早於九十年代已經討論兩電高估用電量的情況。1996 年的立法會文件[17]紀錄：「中電已預計製造業的用電需求增幅會由歷史性的 4.9%下降至 0.9%；但結果在一九九二至九六年間，用電需求每年下降 4.8%。」直至 2008 年至 2013 年間，中電的需求預期與政府經濟顧問的預測為 1.9%[18]，五年的總增長率應為 9.9%，但實際賣電量五年的增長卻只有 5.7%(表二)，而港燈的賣電量在同期更錄得下跌 19.9%，反映特區政府在現時的《管制計劃協議》，要準確預測電力增長藉以控制發電成本，實在是困難重重。

表二：中電 2008-2012 賣電量轉變

	2008	2009	2010	2011	2012	2013
本地售電量(百萬度)	30065	30570	30929	31168	31995	31783
年增長率	N/A	1.7%	1.2%	0.8%	2.6%	-0.6%
總增長率	N/A	1,7%	2.9%	3.7%	6.4%	5.7%

三. 歧視再生能源科技

再生能源在過去半個世紀有長足的發展，但規管電力市場的《管制計劃協議》卻沿用 60 年代的框架，猶如以電話亭迎接流動網絡的發展，當中的發展方式並不吻合現時需要，亦未能配合未來發展。

再生能源的成本結構與傳統電力不同，傳統電力的燃料成本佔整體發電成本最大的比重(視乎燃料種類)。以天然氣及石油為例，燃料對比固定資產的發電成本非常高，即使在天然氣價格甚低的美國，超過七成的發電成本仍來自發電燃料(即天然氣價格)。在《管制計劃協議》中，為固定資產設定保證回報率，燃料則以實報實銷的方式入帳，令用戶有超過七成的成本不用報以額外利潤，無疑是當年經過考慮的安排，減輕對電費的影響。

若以再生能源發電，發電成本不受燃料價格影響，則設廠成本(即固定資產投資)成為發電的主要成本，在現時《管制計劃協議》下完全抵銷了再生能源零燃料成本的優點，嚴重扭曲再生能源的科技優勢。

如表三所示，考慮到美國的天然氣價格遠比香港低，價格僅僅是目前香港引入西氣東輸的三分一。因此，可以預計香港未來再生能源的均化成本，將可與本地天然氣發電競爭。若未來本港電力市場繼續以固定資產計算利潤，再生能源較高昂的設廠成本及輸電成本，均會大幅提高電力公司的利潤水平；再生能源零燃料成本的優點卻未能在電力價格上反映出來。

表三：美國能源部預測 2019 年的發電成本比較[19] (單位:2012 美元/1000 度電)

[17] http://www.legco.gov.hk/yr96-97/chinese/panels/es/minutes/es091296.htm

[18] http://www.legco.gov.hk/yr08-09/chinese/panels/edev/papers/edev1124-enbcr1457608pt6-c.pdf

[19] http://www.eia.gov/forecasts/aeo/electricity_generation.cfm

發電類型	均化設廠成本	固成營運成本	可變成本 (包括燃料)	輸電成本	總均化成本
天然氣					
傳統聯合循環	$14.3 (HKD $112)	$1.7 (HKD $13)	$49.1 (HKD $383)	$1.2 (HKD $9)	$66.3 (HKD $517)
先進聯合循環	$15.7 (HKD $122)	$2.0 (HKD $16)	$45.5 (HKD $355)	$1.2 (HKD $9)	$64.4 (HKD $502)
再生能源					
陸上風電	$64.1 (HKD $500)	$13 (HKD $101)	$0 (HKD $0)	$3.2 (HKD $25)	$80.3 (HKD $626)
海上風電	$175.4 (HKD $1368)	$22.8 (HKD $178)	$0 (HKD $0)	$5.8 (HKD $45)	$204.1 (HKD $1592)
太陽能光伏	$114.5 (HKD $893)	$11.4 (HKD $89)	$0 (HKD $0)	$4.1 (HKD $32)	$130 (HKD $1014)

四.窒礙市場發展

政府在諮詢文件中承認電力市場有其實際的限制，令新供電者難以加入市場。由於在現時《管制計劃協議》中缺乏一套詳細的電網使用守則釐訂兩電以外供電者接駁及使用電網的收費，只能由獨立第三者自行與兩電商討。

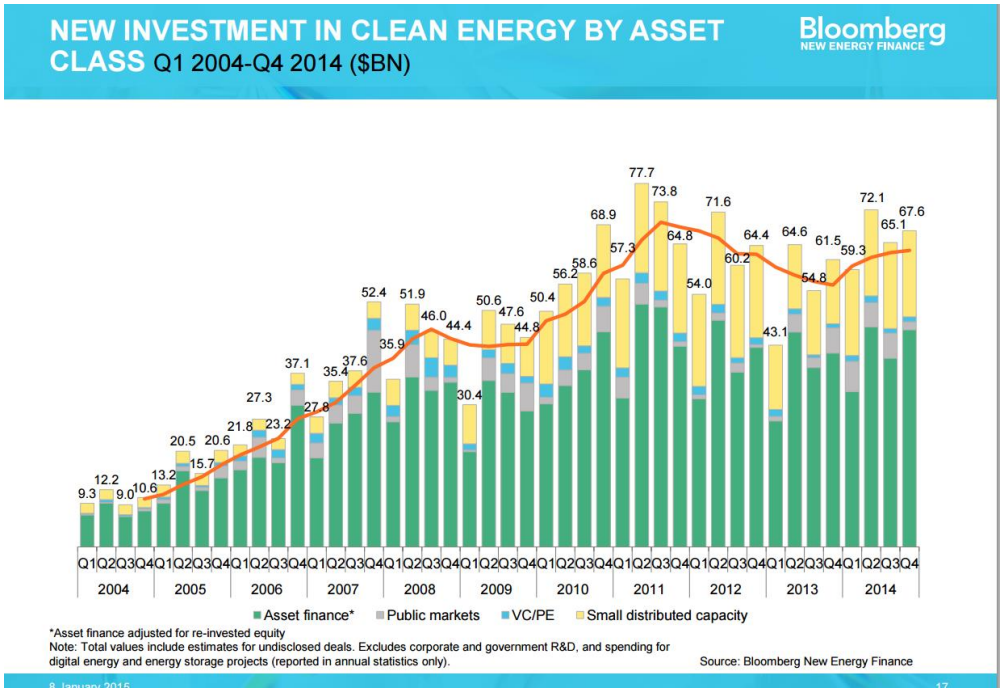
電力市場發展至 2000 年代末，小型分佈式的電力投資持續增長，在全球潔淨能源的投資上佔一席位，根據 Bloomberg New Energy Finance 2015 年的統計[20]，如圖二所顯示，過去 5 年穩佔全球投資總額約四份之一，分佈式的項目已經成為促進電力市場發展的重要資金。

但香港的分佈式電力發展至今仍只有零星 200 個獨立客戶及 100 個政府建築物的項目安裝太陽能發電系統系統；至於鄰近的日本，分別於 2012 年及 2013 年有超過 250,000 個住宅太陽能光伏的新項目[21]。由此可見，香港分佈式電力在市場的參與度明顯遠遠落後，這主要是由於《管制計劃協議》內缺乏容許新供電者加入的機制。

[20] http://about.bnef.com/presentations/clean-energy-investment-q4-2014-fact-pack/content/uploads/sites/4/2015/01/Q4-investment-fact-pack.pdf

[21] http://www.eu-japan.eu/sites/eu-japan.eu/files/reports/MINERVA/PVinJapan_Report_Minerva%20Fellow.pdf

圖二：全球潔淨能源的投資來源



邁向公平的電力市場

香港目前電力供應的穩定性可謂冠絕全球，香港市民及商界同樣受惠，政府在諮詢文件中建議未來沿用《管制計劃協議》，容許兩電各自興建一至兩台新天然氣發電機組，以維持供電穩定。不過香港社會為此將於未來 5-10 年內為此額外支付過百億元，但 20 年後天然氣的發電成本更可能高達過千億元計(詳見香港 2050 能源願景之計算)。

修正《管制計劃協議》，容許更多持份者公平地參與電力市場，共同推動節能及發展再生能源，可以避免香港社會未來承擔高昂電費及碳排放持續上升。

世界自然基金會香港分會建議在《管制計劃協議》內：

一) 加入一個有效控制最高用電需求的節能目標，減少電力公司新建機組的需要，令市民免於因電力公司固定資產上升而承受加電費之苦，同時將節能效益在用戶和電力公司之間公平分配。

二) 政府及兩電應承諾在 2018 年新《管制計劃協議》生效之時，同步落實第三者分佈式電力輸入電網的全面安排，包括技術、財務、法律責任、安全等，均按照公平合理的條款，令人人得以參與。

政府在諮詢文件內對開放市場僅表示：「我們計劃與現有的電網擁有人商討，盡量在他們自願參與的情況下，開放其電網供新的參與者使用，並在下一個規管期內共同研究，以期制訂讓新的參與者使用現有電網的細節安排。」第三者參與電力市場仍無任何保證，本港邁向公平參與電力市場仍遙遙無期。

只需要在未來的電力市場發展中引入以上兩項修正，循序漸進地邁向目標，香港的電力市場將踏出走向《2050 能源願景》的可持續第一步。

一. 制定電力最高需求目標

現況簡介

現行《管制計劃協議》內有一個試驗性質的節能目標，指明如果該年度電力公司的節能表現相等於或高於某水平(港燈 300 萬度電、中電 1200 萬度電)，就可在准許回報率外，獲得額外的獎勵回報率，加大利潤。

然而，此低水平的節能目標，以賣電量為單位，對於控制兩電的固定投資成本，並無實際幫助，因為兩電的固定投資主要視乎「電力最高需求」(Peak demand)而定，而非賣電量。賣電量的下降，在現行《管制計劃協議》卻會導致基本電價上升，近年來已經陸續出現此情況。因此，在今次的公眾諮詢中，有必要思考在未來的電力市場發展中如何修正上述流弊。

本會分析

基於《管制計劃協議》內，政府主要以本地電力最高需求，作為審批兩電新固定資產的考慮條件，如確認兩電建議新增的發電機組是否必要，輸配電網絡是否需要升級等。

本會建議在《管制計劃協議》的獎罰制度中加入電力最高需求(Peak demand)值，以減少兩電每年對電力需求錯誤的預測，亦藉此控制兩電的發電量，長遠減少香港用電量及碳排放。連同在現時《協議》條文中兩電必須提升每年控制用電量指標達至少 1%外，方可獲得較高的獎勵回報率。

參考世界各地的電力市場，同類型的措施並不罕見。特別是在北美發達地區流行，因應較多發電機組老化及退役，**推行電力最高需求掛鈎的節能目標，成為最有效避免新建發電機組的方法。**加州政府 2008 年的報告指出，該州的電力最高需求約為 60,000 兆瓦，其中 6,000 兆瓦的需求每年出現少於 60 小時，相等於 120 台大型發電機的成本。電力最高需求同樣出現在夏天的悉尼市政府，於 2012 年發表的報告[22]中，就表示一年內達電力最高需求的時間只有約 40 小時，而在悉尼的發電成本統計中，為滿足那大約 40 小時的最高需求就用了 25%的發電成本。

[22] http://www.aemc.gov.au/getattachment/acfc1575-43c6-4730-991b-31a0aa08138f/City-of-Sydney.aspx

所以，如節能目標與電力最高需求掛鈎，本會認為可以更有效控制發電成本。理想的設計，監管機構需要負責制定準則，評估控制電力最高需求措施的成效，將會令市民至少節省新機組所需的發電成本開支，而電力公司則可用較少的成本，換取較高的回報率，務求使用戶與電力公司都可以從節能中公平得到財務收益。

表四是美國數個不同電力市場的參考。美國尚有其他州份實行最高電力需求節能目標，包括科羅拉多州、德拉瓦州、佛羅里達州、緬恩州等

表四：美國部分州分最高電力需求目標

賓夕法尼亞州 (Pennsylvania)[23 24 25 26]	
推行年份	2008-2013 (第一階段)
用電量目標	3% = 4400 百萬度電
電力最高需求目標	4.5% = 1,193 兆瓦
成本	電力公司 2006 年利潤 2%為上限
成效	5400 百萬度電 1350 兆瓦
德克薩思州 (Texas)[27 28 29 30]	
推行年份	1999 年
用電量目標	N/A
電力最高需求目標	1999 年 – 最高用電需求增長之 10% 2008 年 – 最高用電需求增長之 15% 2009 年 – 最高用電需求增長之 20% 2013 年 – 最高用電需求增長之 30% / 最高用電需求之 0.4%
成本	N/A
成效	自 1999-2012 年間，最高用電需求合共減低 1,365 兆瓦
馬利蘭州 (Maryland)[31 32]	
推行年份	2007
用電量目標	人均用電下降 15% (2015 年)
電力最高需求目標	人均電力最高需求下降 15% (2015 年)

[23] http://pennfuture.org/userfiles/file/factsheets/report_act129goals_20111220.pdf

[24] https://www.puc.state.pa.us/General/consumer_ed/pdf/EEC_Business-FS.pdf

[25] http://www.puc.pa.gov/pcdocs/1274547.pdf

[26] http://www.puc.state.pa.us/pcdocs/1199763.pdf

[27] http://www.dnrec.delaware.gov/energy/information/Documents/EERS/EERS%20Experience%20and%20Recommendations.pdf

[28] http://database.aceee.org/state/texas

[29] http://catee.tamu.edu/wp-content/uploads/2014/12/1EnergyEfficiencyProgramOverviewFINAL.pdf

[30] http://www.tec.org.au/images/reports/tec%20dm%20targets%20discussion%20paper.pdf

[31] https://data.maryland.gov/goals/energy-efficiency

[32] http://webapp.psc.state.md.us/intranet/Reports/2014%20EmPOWER%20Maryland%20Energy%20Efficiency%20Act%20Standard%20Report.PDF

成本	截至 2013 年 9 億 8 千 8 百萬美元
成效	截至 2014 年 12 月 人均用電下降 10.1% 人均電力最高需求下降 14.6%
加利福尼亞州 (California)[33 34 35 36]	
推行年份	70 年代
用電量目標	2012-2020 年平均每年節省 1811 百萬度電
電力最高需求目標	2012-2020 年平均每年節省 505 兆瓦
成本	2 億 1 千萬美元 1998 10 億美元 2008
成效	節省 582 百萬度電 1998 節省 3,414 百萬度電 2008 年平均電力最高需求增長率由 1990-2000 年 1.22% 下降至 2000 年至 2011 年的 1.06%
加拿大安大略省 (Ontario)[37]	
推行年份	2010
用電量目標	2014 年內節省 6000 百萬度電
電力最高需求目標	2014 年內節省 1330 兆瓦
成本	截至 2013 年 $6 億 1 千 2 百萬加元
成效	截至 2013 年 累積節省 5139 百萬度電 節省 639 兆瓦

WWF 建議方案

兩電每五年均會按電力需求的增長預測，提出一個發展計劃，安排未來的主要投資項目，當中包括發電機組。因此，本會認為可於 2018-2023 年間，為兩電設定一個控制最高用電需求的目標，減少日後興建新發電機組的需要。如兩電於 2023 年達到目標，2018-2023 年間的新發電機組則可在往後年度，獲額外 2.5%的獎勵回報率；如不達標，則在往後年度扣減 2.5%的獎勵回報率。

參考近期中電提出興建兩台 600 兆瓦天然氣機組的環境評估申請，假設 2018-2023 年間的准許回報率為 7%，如中電如 2023 年成功達標，避免約 300 兆瓦的最高用電需求，減少日後興建新機組，這兩台 600 兆瓦的機組，就可以 2023 年後獲取 9.5%的准許回報率；如中電如 2023 年未能達標，無法減少將來興建新機組的需要，兩台機組於 2023 年後則只可獲 4.5%的准許回報率。

---

33 http://cpuc.ca.gov/NR/rdonlyres/857FB4B0-6E2B-4972-A46A-838FC6AA634D/0/D0807047.pdf

34 http://docs.nrdc.org/energy/files/ene_10030901a.pdf

35 http://www.tec.org.au/images/reports/tec%20dm%20targets%20discussion%20paper.pdf

36 http://energyalmanac.ca.gov/electricity/historic_peak_demand.html

37 http://www.ontarioenergyboard.ca/oeb/_Documents/EB-2010-0215/CDM%20Summary%20Report%20-%202013%20Results_20141217.pdf

表五：WWF 建議方案摘要

管制計劃協議	
推行年份	2018-2023
用電量目標	平均每年節省 1%用電(與 2015 年比較)
電力最高需求目標	2023 年內節省最高電力需求的 4%(與 2018 年比較)
成本	於營運開支中收回成本
獎罰機制	如達成目標，2023-2028 年間新建機組可獲額外 2.5%回報率 如未達目標，2023-2028 年間新建機組需要扣減 2.5%回報率

二.分佈式電力公平併網

現況簡介

目前《管制計劃協議》未有為分佈式電力列明指定的安排，要由電力公司與第三使用者商討條款。但礙於電力公司與第三使用者的利益衡突，電力公司希望盡可能壟斷市場，而第三使用者則希望降低使用電網的費用，令雙方往往難以達成公平的買賣條款，故香港分佈式電力的發展甚為緩慢，而商業運作的分佈式電力更從未在香港市場出現。

同為分佈式電力，兩電分佈式再生能源的固定資產投資，於 2013 年合共約 2,000 千瓦，享有 11%的准許回報。另外當兩電再生能源發電量達總用電量的 1%或以上，就可獲至少 0.01%的獎勵回報率，以鼓勵兩電投資再生能源，但同時令再生能源的價格大幅上漲。在《電力市場未來發展》公眾諮詢文件中，政府便預測兩電的風場可能導致電費上升 3-5%，這兩個因素亦變相令再生能源的市場被兩電壟斷。

安裝同一套太陽能板，兩電可享有保證的較高回報率；若由第三方投資興建，則未能得到保證回報。截至 2014 年 6 月，政府投資興建的分佈式太陽能發電系統，亦有超過 1,300 千瓦[38]，而民間自資興建的太陽能系統則超過 200 千瓦[39]，參考港燈規模相若的太陽能發電系統，估計每年可發電 150 萬度。而房委會亦於 2011 年開始，在所有正處於規劃和設計階段的新公共房屋發展項目，採用接駁至電網的太陽能光伏發電系統，為住宅大廈提供最少 1.5%的公用電量[40]。但上述項目均只可以減少自身用電量，並不如兩電投資分佈式電力可以獲得保證回報，明顯對其他投資者不公。

[38] http://re.emsd.gov.hk/tc_chi/solar/solar_ph/files/gov_pv_Jun2014.pdf

[39] http://re.emsd.gov.hk/tc_chi/solar/solar_ph/files/non_gov_PV_Jun2014.pdf

[40] http://www.legco.gov.hk/yr14-15/chinese/panels/hg/papers/hg20150414cb1-702-5-c.pdf

本會分析

太陽能光伏及熱電聯產等技術的產業發展，有望使發電成本下降。參考與香港日照量相近的新加坡(香港平均日照量為 4.02kWh/m²[41]，新加坡為 4.56kWh/m²[42])，新加坡政府預計太陽能光伏於 2020 年的均化成本將下降至每度電 0.5986-0.8551 港元。為鼓勵投資者公平參與電力市場，發展更多潔淨能源，兩電應該在下一份《管制計劃協議》加入條款，承諾接納分佈式發電裝置所產生的電力，確保香港可享受相關的科技發展的好處。

表六：新加坡預計的太陽能光伏均化成本[43]：

每度電電價	2020	2030	2050
新加坡元	0.105-0.15	0.08-0.12	0.07-0.1
港元	0.5986-0.8551	0.4561-0.6841	0.3991-0.5701

1 新加坡元=5.7 港元

關於分佈式電力連接電網的門檻，可參考台灣《陽光屋頂百萬戶》及首爾上網電價的安排，分別向 100kW 及 50kW 的太陽能光伏裝置訂立上網電價，至少確保小規模的分佈式電力可以連接電網，並得到公平合理的回報，以促進相關產業發展。而較大規模的再生能源則加入競投制度，按每年發展再生能源的目標，價低者得，將有助降低發電成本。

訂立上網電價制度源於歐洲，自 2000 年後開始在亞洲興起。政府為分佈式電力定價，可避免電網擁有人利用競爭優勢，向分佈式電力壓價，確保分佈式電力可公平打入電力市場，令分佈式電力行業得以發展。首爾市政府預計在推動分佈式電力時，單在太陽能行業就可以創造 34,000 個新職位[44]。

政府可按不同科技的發展水平和成本，制定不同的上網電價，確保分佈式電力的投資者得到公平待遇。為使分佈式電力得與傳統化石燃料發電公平在價格上競爭，取消目前以社會成本補貼化石燃料發電的經濟模式，台灣政府就向傳統化石燃料發電廠，按發電量徵收附加費。

---

41 http://web.hku.hk/~cmhui/hksolar/hksolar.htm

42 http://www.synergyenviron.com/tools/solar_insolation.asp?loc=Singapore

43 https://www.nccs.gov.sg/sites/nccs/files/Roadmap_Solar_20140729.pdf

44 http://cityclimateleadershipawards.com/2014-project-seoul-sunlight/

表七：亞洲各國實行上網電價的安排[45]

	太陽能	風電	水電	生物質能
澳洲 (2012)	AUD 0.186 HKD 1.1094	N/A	N/A	N/A
中國 (2009-2014)	RMB 0.9-1 HKD 1.12-1.25	RMB 0.51-0.61 HKD 0.64-0.76	RMB 0.27 - 0.9 HKD 0.34-1.12	RMB 0.75 HKD 0.94
印度 (2013)	INR 8.9 HKD 1.11	INR 5.71 HKD 0.71	INR 4.42 HKD 0.55	INR 5.41 HKD 0.67
印尼 (2012)	N/A	N/A	IDR 830 HKD 0.50	IDR 1150 HKD 0.69
日本 (2014)	JPY 34.56-39.96 HKD 2.22-2.57	JPY 23.76-59.4 HKD 1.53-3.82 (Onshore) JPY 38.88 HKD 2.50 (Offshore)	JPY 15.12–36.72 HKD 0.97-2.36	JPY 14.04-42.12 HKD 0.9038-2.71
韓國首爾 (2013)	KRW 50 HKD 0.35	N/A	N/A	N/A
馬來西亞(2011)	MYR 0.54-1.13 HKD 1.15-2.40	N/A	MYR 0.24 HKD 0.51	MYR 0.27-0.31 HKD 0.57-0.66
蒙古 (2007)	USD 0.15-0.18 HKD 1.16-1.40	USD 0.08-0.095 HKD 0.62-0.74	USD 0.045-0.06 HKD 0.35-0.47	N/A
菲律賓 (2012)	PHP 9.68 HKD 1.69	PHP 8.53 HKD 1.49	PHP 5.9 HKD 1.03	PHP 6.63 HKD 1.16
台灣 (2015)[46]	TWD 4.7521-6.8633 HKD 1.18-1.71	TWD 2.69-8.4071 HKD 0.67-2.09 (ONSHORE) TWD 5.7405 HKD 1.43 (OFFSHORE)	TWD 2.6338 HKD 0.65	TWD 2.6338-3.3803 HKD 0.65-0.84
泰國 (2007)	THB 6.5 HKD 1.55	THB 3.5-4.5 HKD 0.83-1.07	THB 0.8-1.5 HKD 0.19-0.36	THB 0.3-0.5 HKD 0.07-0.12
越南 (2011)	N/A	VND 1614 HKD 0.58	N/A	N/A

1 澳元=5.96 港元 1 人民幣=1.25 港元 1 印度盧比=0.124 港元

1672.48 印尼盾=1 港元 15.53 日元=1 港元 141.25 韓圜=1 港元

1 馬來西亞零吉=2.13 港元 1 美元=7.8 港元 1 菲律賓比索=0.174 港元

1 港元=4.02 新台幣 1 港元=4.2 泰銖 1 港幣=2787.04 越南盾

[45] http://cdn2.winston.com/images/content/9/1/v2/91697/Feed-In-Tariff-Handbook-for-Asian-Renewable-Energy-Systems.pdf

[46] http://www.taipower.com.tw/content/new_info/new_info-b33.aspx?LinkID=8

WWF 建議方案

香港未來的分佈式發電項目，預期會以太陽能及生物質能為主，故本會建議兩電向 50 千瓦以下的分佈式發電提供保證上網電價，成本計算入《管制計劃協議》燃料條款帳中。同時，《管制計劃協議》應按碳排放量，以生產者責任制向發電廠徵收附加費，成為太陽能及生物質能 20 年保證回報期的資金來源，應付燃料條款帳所增加的成本。

以《管制計劃協議》按固定資產的形式，交由兩電發展再生能源，對社會的成本遠比上網電價的形式發展再生能源為高。以發展太陽能為例，在成本同為$50000 港元/千瓦的情況下，推算《管制計劃協議》中每度電達 3.6 港元，相比日本的太陽能上網電價 2.57 港元，有過之而無不及。所以，香港電力市場應為分佈式電力提供上網電價，令市場發展更相宜的再生能源。

表八：WWF 建議方案摘要

管制計劃協議	
推行年份	2018
上網電價範圍	太陽能、生物質能
規模上限	50kW 提供保證上網電價 50kW 以上則以競價形式決定上網電價
電價上限	由能源諮詢委員會制定，以不高於兩電的准許利潤為上網電價上限，每年檢討
回報期	20 年
資金來源	每度煤電徵收$0.05 的收費 每度天然氣電徵收$0.025 成立基金

結語

環境局在《電力市場未來發展》的諮詢文件內，預計按現行的《管制計劃協議》及增加天然氣發電比例至五成的建議，可達到 2020 年減碳強度目標的下限。但《管制計劃協議》的框架卻很可能一直延續至 2028 年，現屆政府在諮詢文件內對 2020 年後的問題置之度外，我們有責任為電力市場真正的未來發展共同提出意見。

WWF 認為香港必須修正《管制計劃協議》，在 2018 年開始落實下列兩項措施：

1) 為兩電加入電力最高需求目標；
2) 分佈式發電使用電網的公平安排。

兩項措施既令現行兩家電力公司加入節能行列，亦令更多持份者加入發電行列，推動更公平，更均衡參與的電力市場。現屆特區政府必須把握機會於是次《管制計劃協議》檢討中推動節能、減排及開放電力市場，以讓整體社會共同應對氣候變化。

– 全文完 –