



我國新能源政策 及展望

經濟部 李部長世光

105年9月9日



壹、臺灣能源現況及挑戰

貳、新政府上任後之新能源發展願景與方向

參、新能源政策內容與重要推動措施

肆、結語



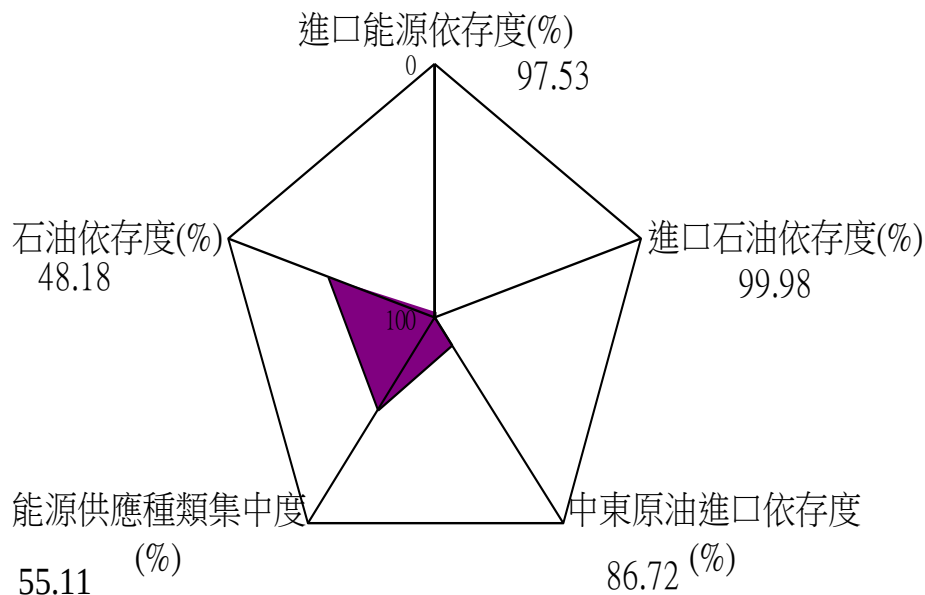
壹、臺灣能源現況及挑戰



一、我國能源高度依賴進口，能源安全度仍需提升

- (一)我國自有能源匱乏，98%依賴進口，且為獨立能源供應體系，欠缺有效的備援系統，致使能源安全度頗為脆弱。
- (二)能源供給易受國際地緣政治(如伊朗禁油令、茉莉花革命)、戰爭(如兩伊戰爭)、天災(如澳洲水災)等衝擊，確保能源供應穩定與安全極具挑戰。

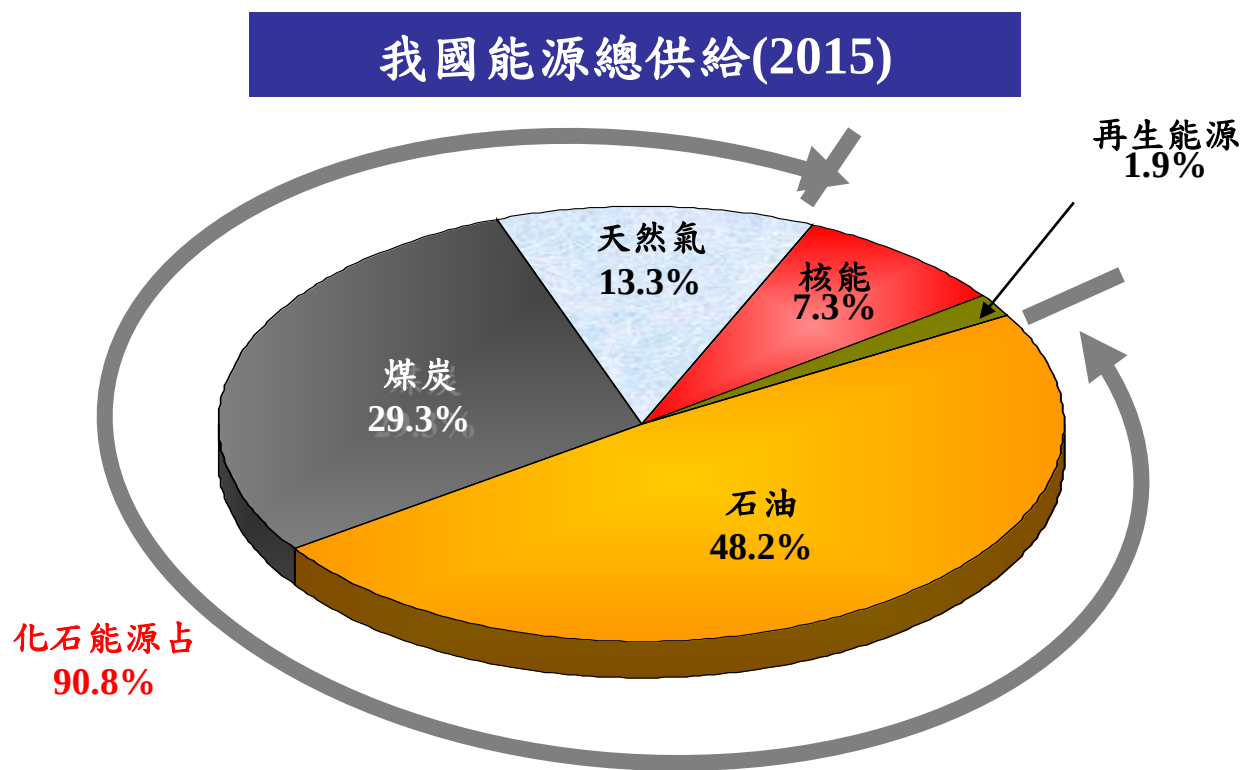
我國能源安全度(2015)





二、化石能源依存度高，加重溫室氣體減量壓力

- (一)我國能源供給結構以化石能源為主，2015年化石能源(煤炭、石油、及天然氣)占我國能源總供給的90%。
- (二)化石能源依存度高將加重國家溫室氣體減量壓力，加強低碳或無碳能源發展為重要課題。

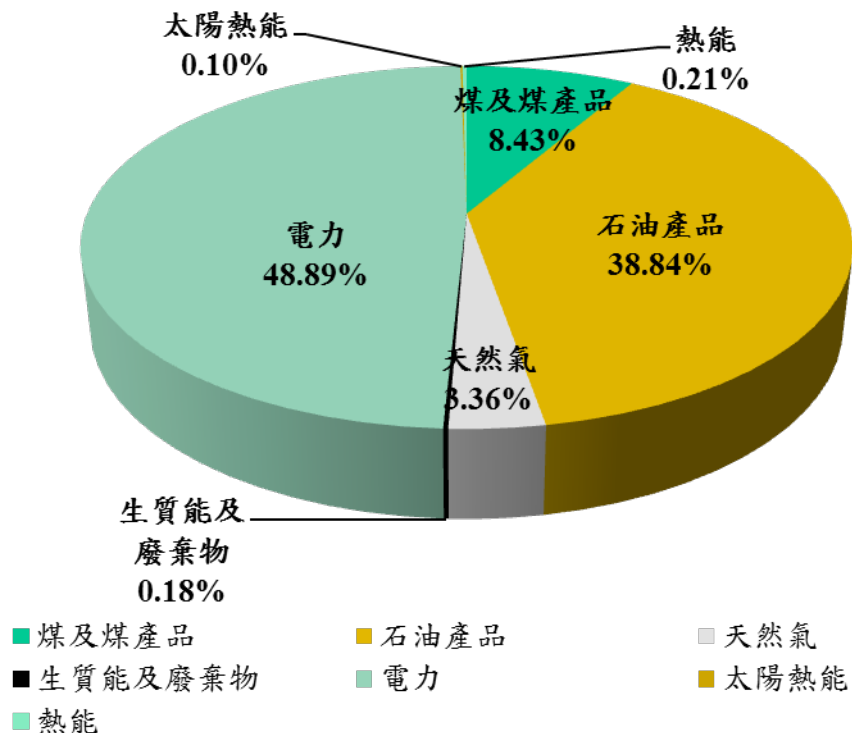


三、我國能源消費結構以工業部門為大宗

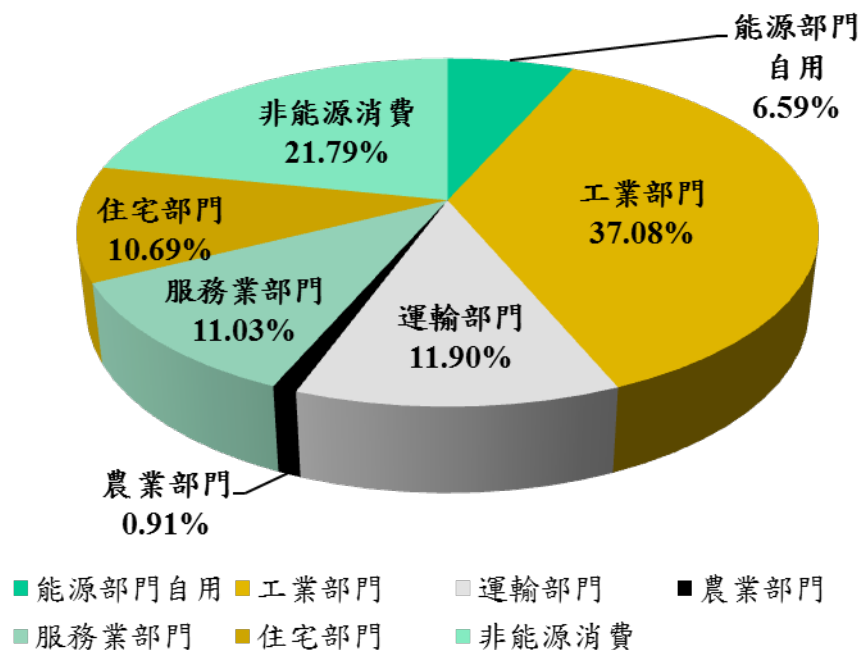
(一)2015年我國國內能源消費115百萬公秉油當量，2009~2015年能源消費平均成長率0.71%。

(二)我國產品外銷占GDP的6成，工業部門電力消費占大宗，穩定的電力及具競爭力的電價，為我國經濟發展重要支柱，同時為推動節能減碳重要挑戰。

2015年國內能源消費(產品別)



2015年國內能源消費(部門別)



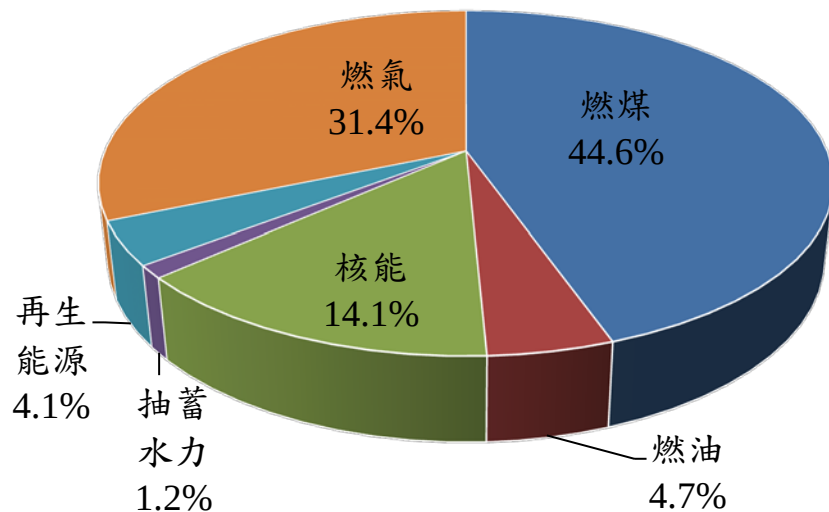


四、我國能源高度依賴進口、獨立電網需靠自己

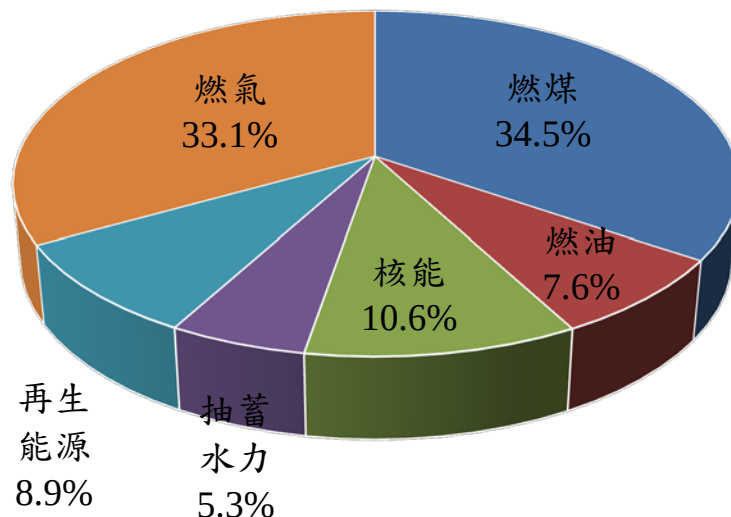
(一)臺灣電力為獨立系統，電力需即發即用無法大量儲存，遇急需時無法由他國輸入，能源短缺或中斷，將危及國家安全。

(二)我國2015年發電量約2,580億度，其中發電結構化石能源約占四分之三、電力部門CO₂排放約占59%，未來尋求全天候可穩定發電、低成本及低碳之多元能源來源具挑戰。

2015年發電量占比



2015年裝置容量占比





貳、新政府上任後之新能源 發展願景與方向

一、發展願景

- 兼顧能源安全、環境永續及綠色經濟發展均衡下，建構安全穩定、效率及潔淨能源供需體系，創造永續價值
- 邁向2025年非核家園及核一、二、三廠不延役、核四停建



二、新能源政策發展方向

策略

主要內容

(一)穩定開源及擴大需
量管理，確保供電

- 確保未來3年(106年至108年)不缺電
- 規劃109至114年之長期電力供應

(二)推動節能極大化，
提升能源使用效率

- 強制能源耗用標準(MEPS)、分級標示及節能標章推動
- 政府機關學校節約能源
- 推動產業部門節能措施
- 結合地方政府推動民生部門節電

(三)積極多元創能，促
進潔淨能源發展

- 確保低碳及高效率傳統基載發電
- 降低現有火力電廠污染排放
- 全力擴大再生能源發展於2025年占比達20%以上
- 佈局新興能源/氫能燃料電池

(四)加速布局儲能，強
化電網穩定度

- 改善既有抽蓄水力電廠設備，增加電力系統調頻能力
- 增建抽蓄水力電廠

(五)推動智慧電網與智
慧電表興建

- 佈建智慧電表，積極完成關鍵通訊技術與模組開發驗證，都會區優先開設

(六)培養系統整合，輸
出國外系統市場

- 統籌綠能政策方向，整合產官學研資源：成立能源及減碳辦公室
- 推動能源產業科技研發與示範應用：沙崙綠能園區
- 推動國產化政策，建立國內太陽光電及離岸風力產業供應鏈

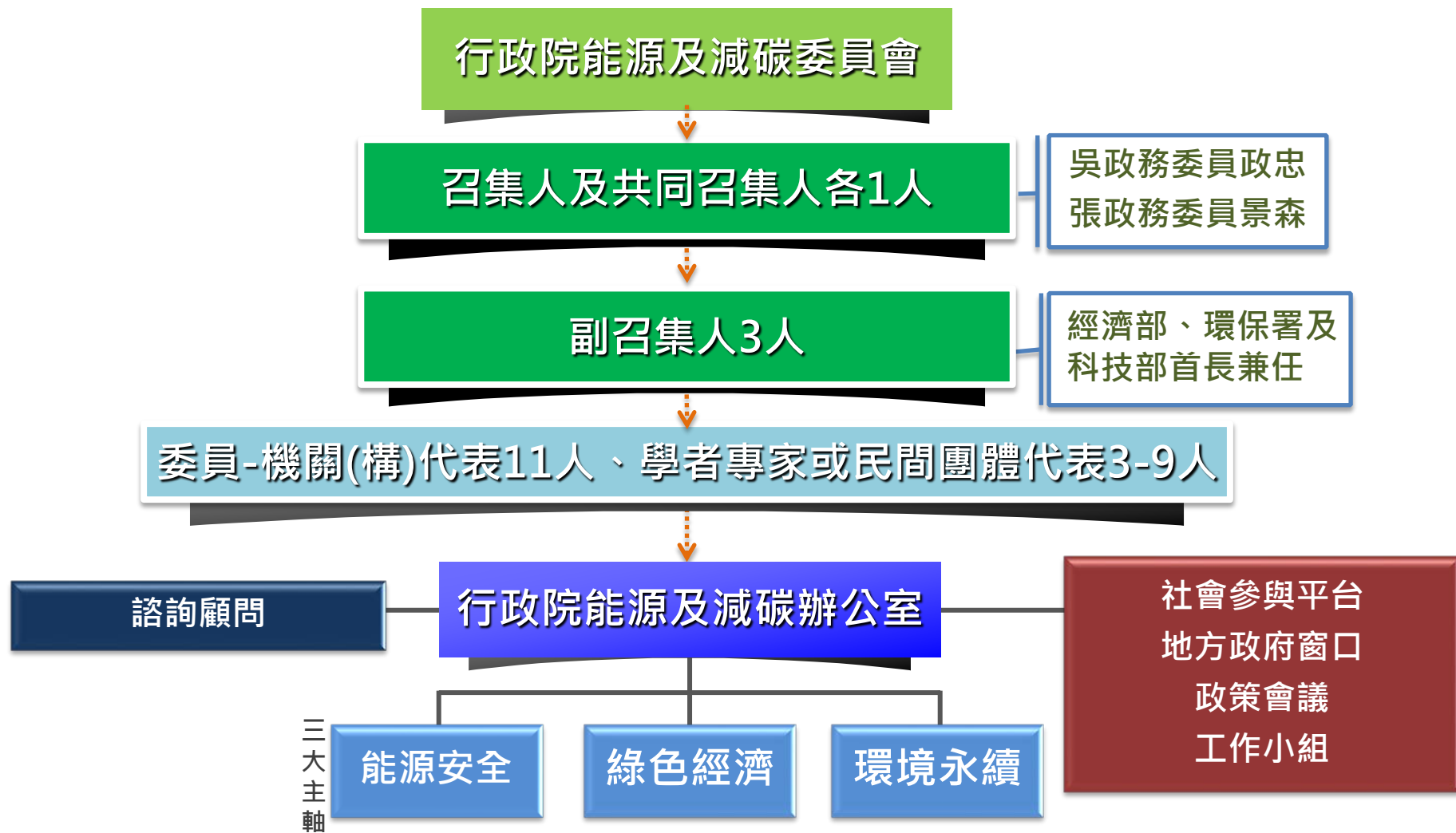
(七)電業改革

- 在電力穩定供應前提下，務實規劃未來電力市場。
- 兩階段推動電業改革，審慎評估對電力市場之影響。

(八)綠色金融

- 改善綠能產業投資環境、提高投資彈性，提出綠色金融評估規劃。
- 挖掘能源服務產業潛力，導入綠色金融加速綠能產業發展。

三、成立跨部會溝通整合平台——行政院能源及減碳辦公室



註:委員會原則**每三個月**召開委員會議一次，必要時，得召開臨時會議



參、新能源政策內容與重要推動措施



供給面措施

需求面措施

➤ 確保短期不缺電

- ◆ 分析系統備轉容量率，掌握短期供電，適時處置
- ◆ 傳統高效率新發電機組如期商轉
- ◆ 建立汽電共生系統夏月用電不足時期緊急增購機制
- ◆ 發電機組緊急時間超載運轉

- ◆ 推動多元需量反應措施：
 - 需量競價
 - 計畫性及臨時性減少用電措施
- ◆ 推動時間電價及季節電價

➤ 規劃中長期電力供應

- ◆ 多元創能，擴大再生能源發展於2025年達發電20%
- ◆ 盡可能提前「第三天然氣接收站」完工，並增建天然氣卸收及輸儲設備，擴大天然氣使用
- ◆ 積極進行燃煤、燃氣發電汰舊換新為超超臨界及複循環高效率機組

- ◆ 節能極大化，提升能源使用效率，抑低電力年均需求成長率至1%
 - 透過擴大智慧電表建置，推動更具效益之時間電價及節能措施
 - 強制能源耗用標準、分級標示及節能標章推動；政府機關學校節約能源；推動產業部門節能措施；結合地方政府推動民生部門節電



彰化縣-火龍果採果全年無休
菊花田節電照明
有照有保佑葡萄園





高雄市-亞洲新灣區內各項設施，扮演轉型綠色經濟的重要角色

- 高雄市經濟命脈為鋼鐵與石化業，2014年工業產值高達總產值74.52%，透過打造各項文創、會展、觀光旅遊等綠色經濟相關基礎設施，逐步提升綠色產值占比。
- 除駁二藝術特區外，亞洲新灣區內的軟體科技園區、總圖書館、高雄展覽館、港埠旅運中心與海洋文化及流行音樂中心等，由水岸環狀輕軌相連，在轉型綠色經濟扮演重要角色。



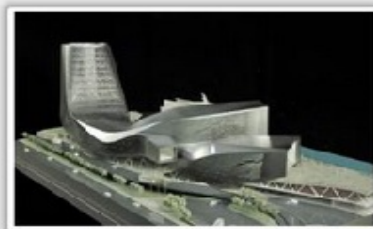
中鋼總部大樓



軟體科技園區



高雄總圖書館



高雄港埠旅運中心



海洋文化及流行音樂中心



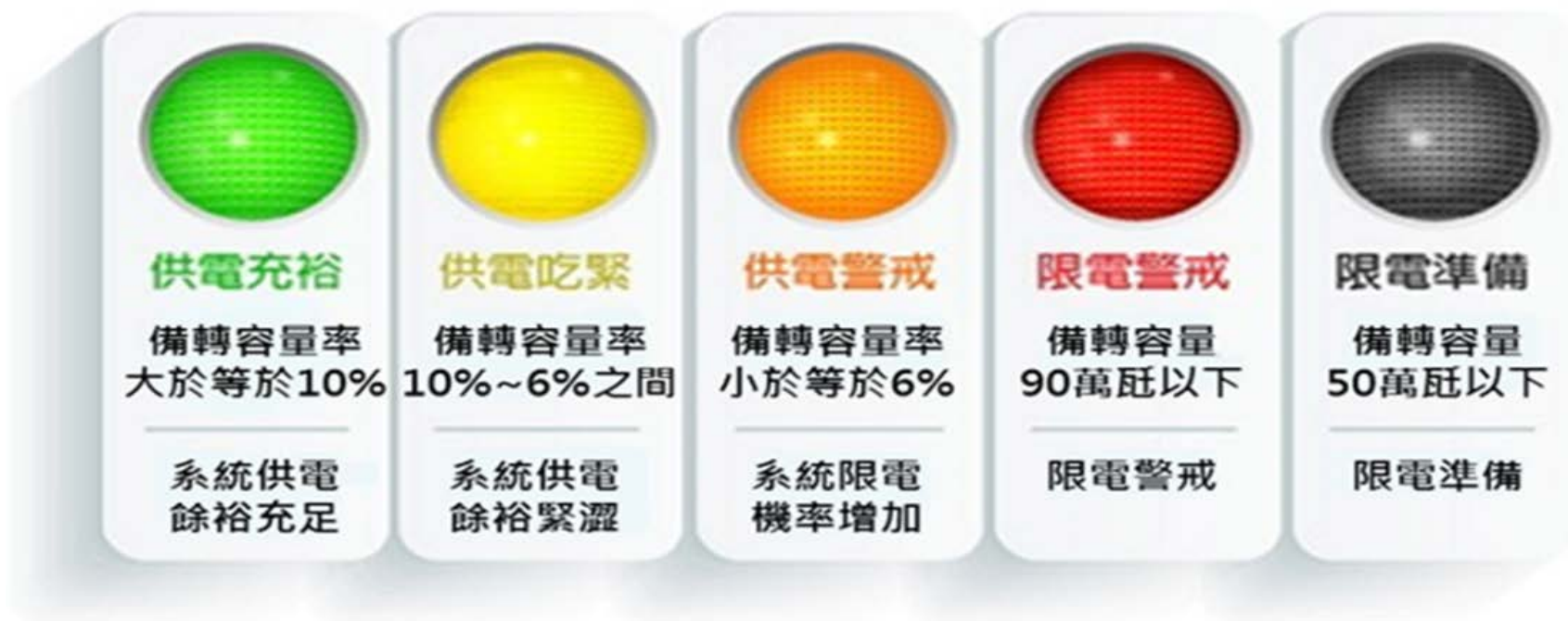
高雄世貿會展中心





短期確保不限電實際運作情形

台電公司每日透過備轉容量率指標分析，掌握短期供電之情況，做適時處置，以確保電力穩定供應。



短期確保不限電實際運作情形

今(105)年5月31日、6月1日氣候異常高溫，用戶使用空調及製冷電器之需求增加，導致電力系統負載攀升，引發短時間供電吃緊、備轉容量率偏低之情形，已實施相關措施穩定電力供應

措施

需求面(負載)

需量競價

成效

項目	抑低實績(萬瓩)	
	5/31	6/1
需量競價措施	38.9	15.0

供應面(發電)

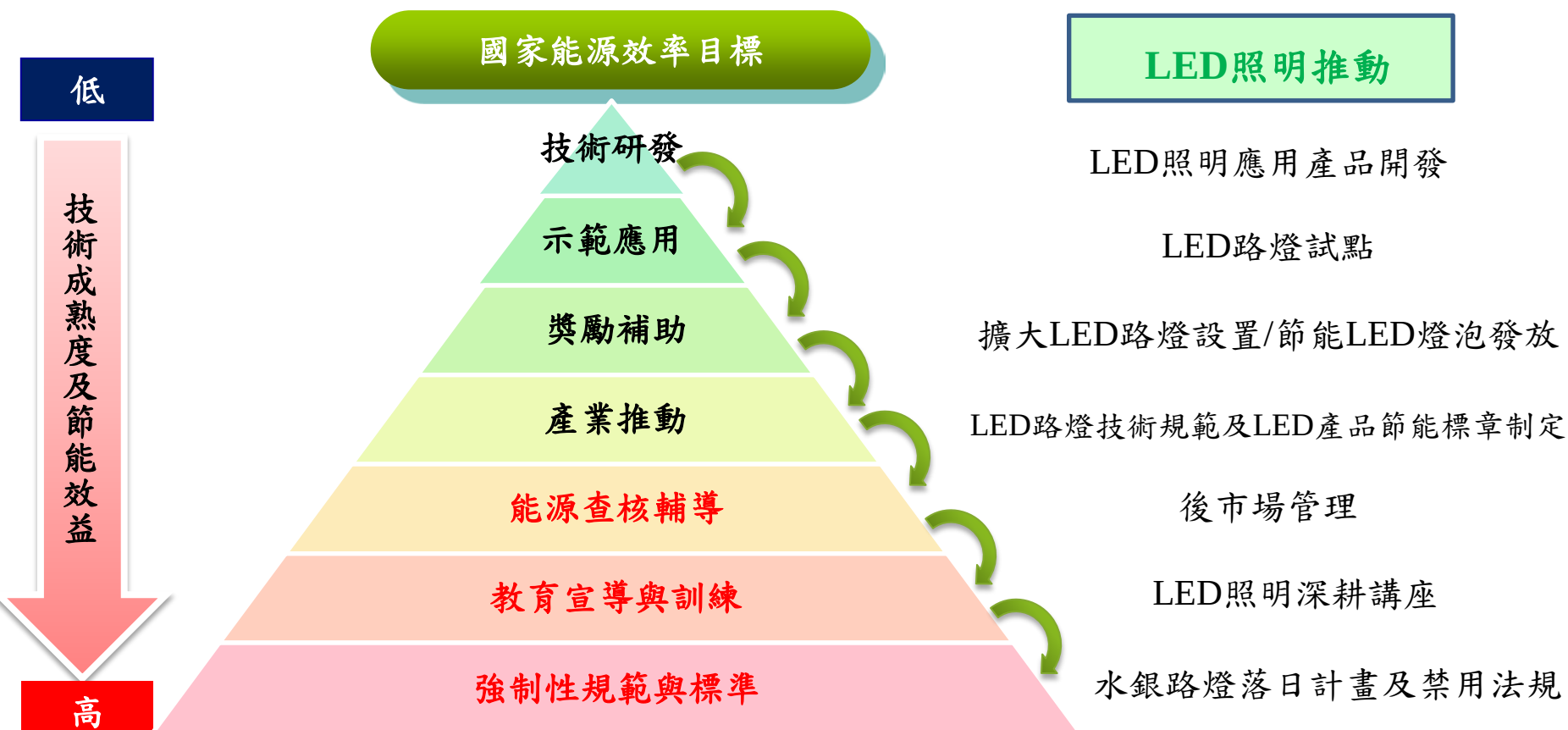
1. 依「汽電共生系統實施辦法」緊急增購汽電共生電力
2. 緊急時間超載運轉

項目		增供實績(萬瓩)	
		5/31	6/1
緊急增購汽電措施		20.3	15.7
緊急時間超載運轉	台電	-	16.9
	民營電廠	-	7.0
	小計	-	23.9



(一) 節能管理推動策略

包含技術研發、示範應用、獎勵補助、產業推動、能源查核輔導、教育宣導與訓練、強制性規範與標準等7大面向，各項策略可循序漸進形成強制性標準，亦可單獨或搭配執行，持續循環精進，促使節約能源市場轉型。





(二)用電設備MEPS、分級標示與節能標章推動

目的

強制性最低容許
耗用能源標準
(MEPS)

禁止高耗能產品進口
或在國內市場銷售

強制性能源效率
分級標示制度

揭露產品能源效率比
較資訊，供消費者選
購產品時之參考

自願性節能標章
制度



以簡易圖示標示出能
效前20~30%之產
品，供消費者選購產
品時參考

現況

已公告20項產品
MEPS，占家庭夏季用
電量69.1%

已公告12項產品，占
家庭夏季用電量68.4%

開放47項產品認證，
占家庭夏季用電
98.2%。

■未來推動重點

- 持續擴大能源效率標準器具項目，及依產業技術發展，提高公告器具能源效率標準。
- 落實用電器具能源效率後市場管理，確保標章及分級標示公信力。





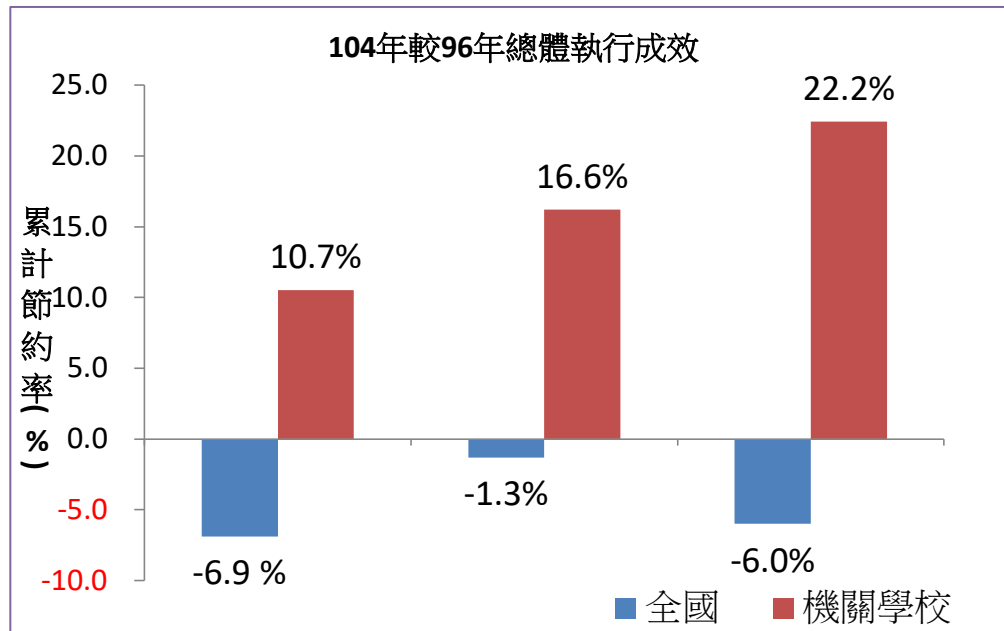
(三)政府機關學校節約能源行動計畫

1. 97-104年整體用電、用油及用水累計節約率分別為10.7%、16.6%及22.2%。

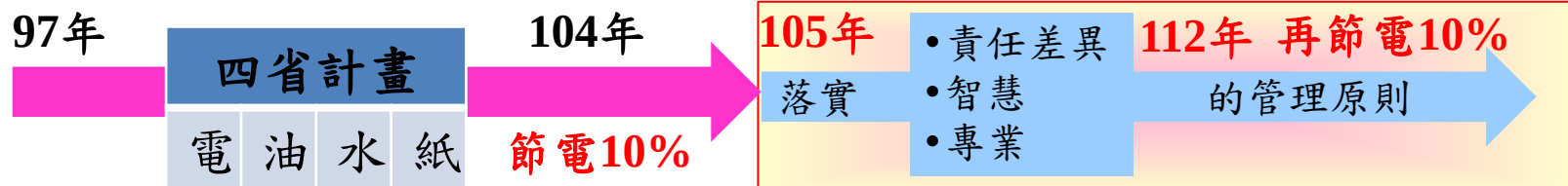
政府機關學校四省專案計畫目標2015年節能目標(2007基期年)

省電	10%
省油	14%
省水	12%
省紙	線上電子公文簽核率達40%

註：2015年及2008-2012年推動成效之計算，係以2007年為基期年。



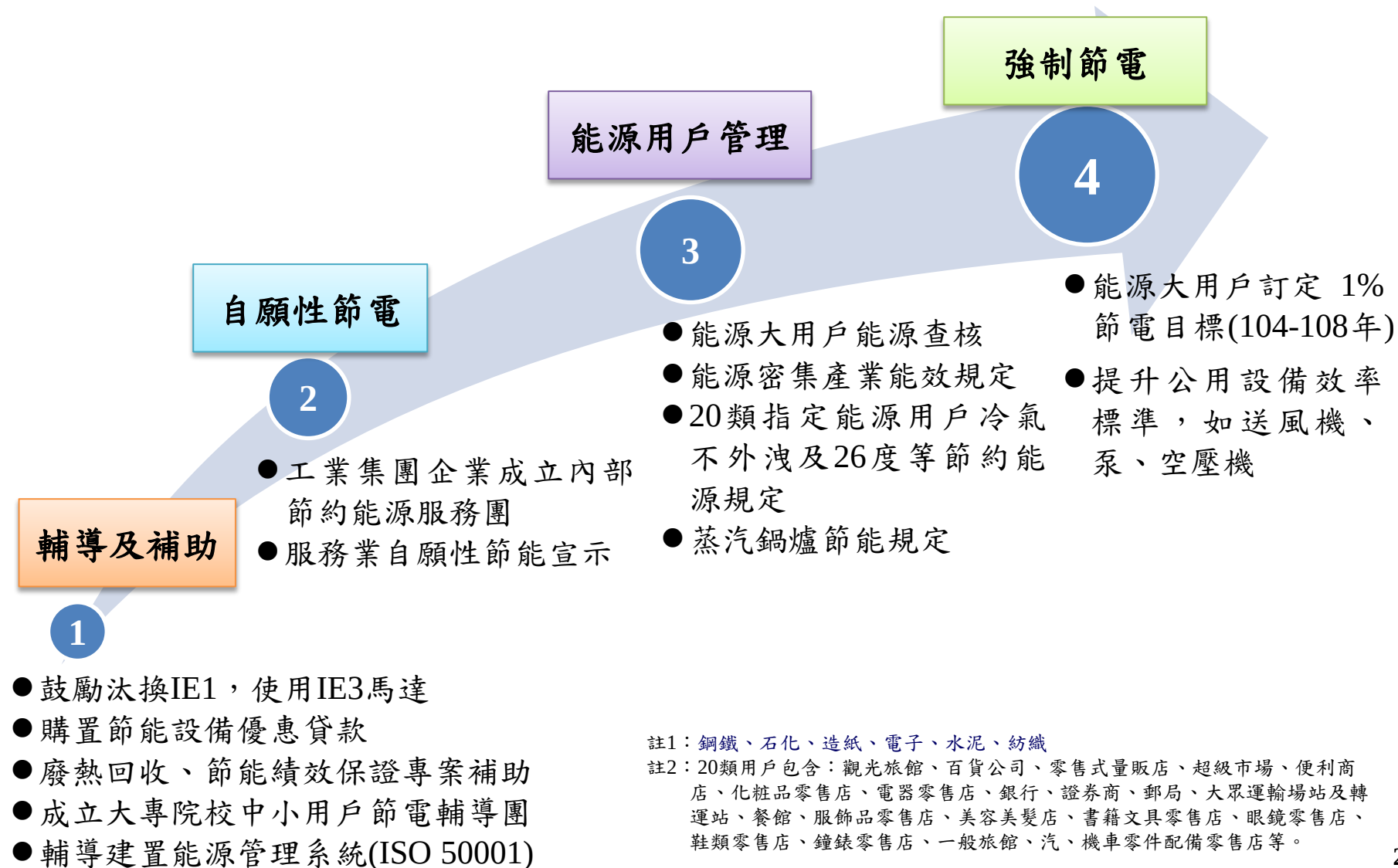
2. 配合我國INDC承諾，由政府部門帶頭節能減碳，105-112年再提升用電效率(EUI)，節電10%。



3. 精進作為：提供基線資料，建立機關用電指標(EUI)，以部會及縣市政府為推動對象，落實分層管理，共同達成再節電目標。



(四)積極推動產業部門節能措施







(一)擴大低碳天然氣發電

- 1.發展現況：現有天然氣輸儲設施供應容量已近飽和。
- 2.推動措施：
 - (1)擴建台中接收站，預計於2019年完成擴建，可增加年供氣量100萬噸。
 - (2)另投入興建北部第三接收站（觀塘工業區），第一期工程投資約新臺幣600.83億元，預計2023年完成設備商轉，將增加年供氣量300萬噸，以供應新增燃氣發電機組所需。
 - (3)未來將進一步評估配合INDC減碳目標之最大需求情境之可能擴建規畫。



中油永安天然氣卸收站



(二)積極進行燃煤發電汰舊換新為超超臨界高效率機組

- 1.持續進行燃煤機組空氣污染防制設備改善傳統污染物排放。
- 2.持續進行燃煤機組更新以增加減碳效益。

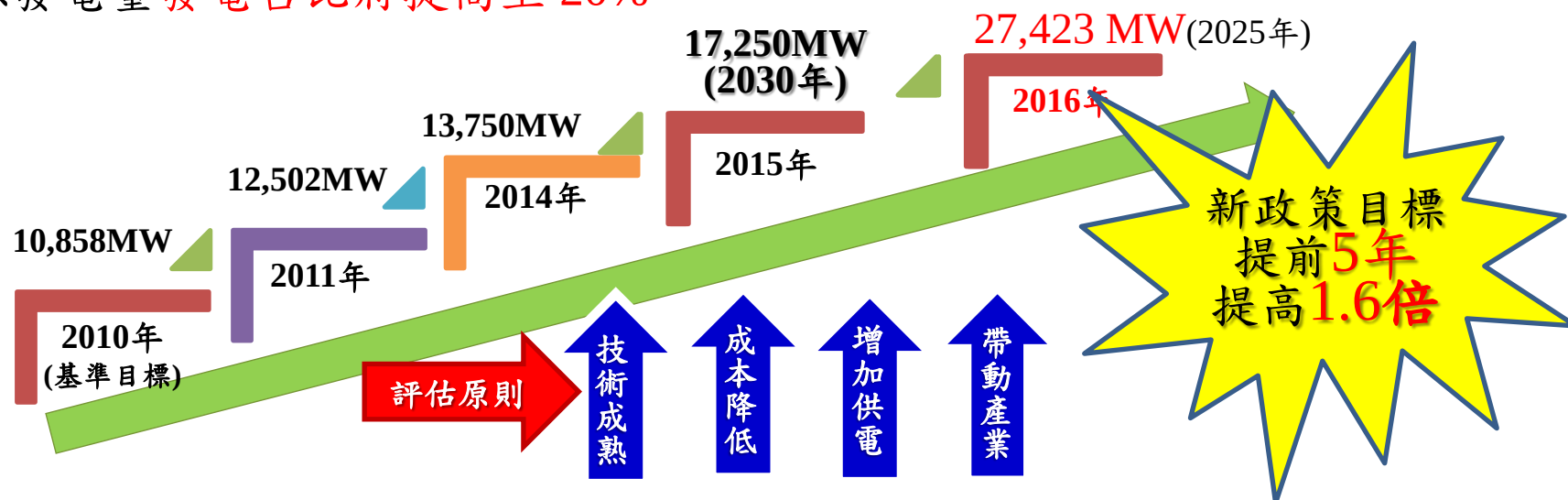
燃煤發電機組 更新改建計畫	機組效率(%)(Net, LHV)		CO ₂ 單位排放量(公克/度)
林口更新計畫	更新改建前(次臨界機組)	36.5	933
大林更新計畫	更新改建後(超超臨界機組)	41.9	813
深澳更新計畫			



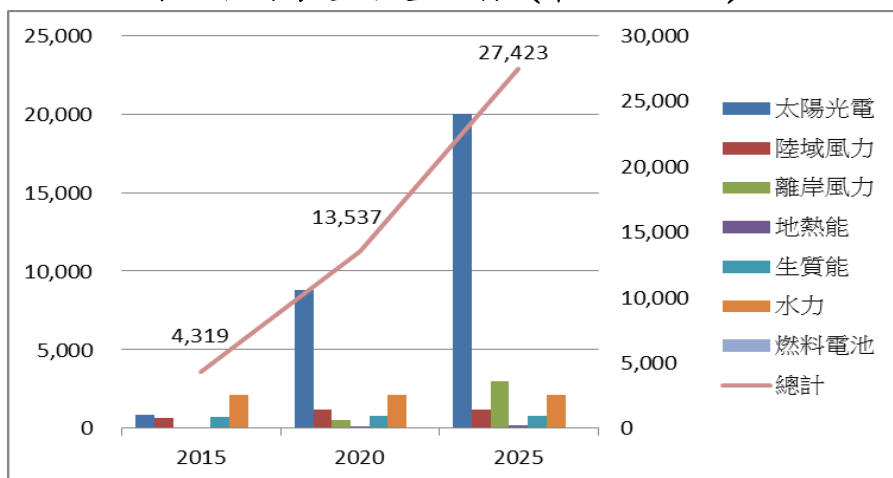


(三)積極擴大再生能源發展達2025年占發電量20%

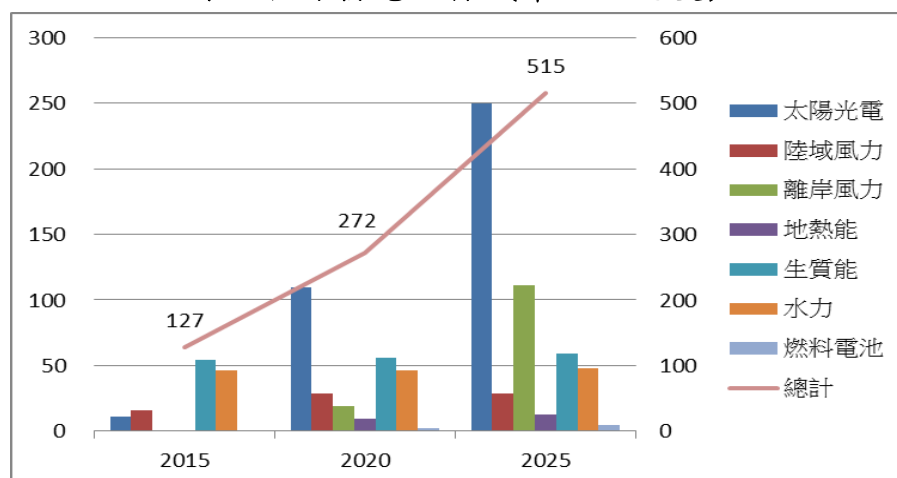
1.自2010年後因應國內外技術進展及成本降低，預估2025年再生能源發電量發電占比將提高至20%。



再生能源裝置容量目標 (單位：MW)



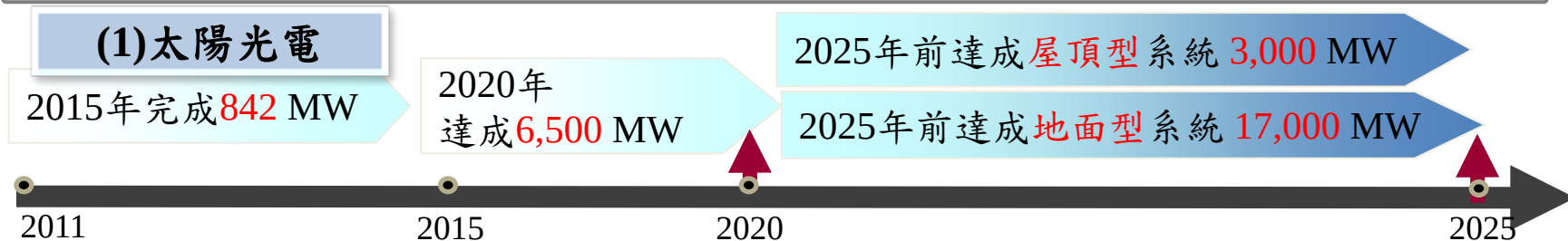
再生能源發電目標 (單位：億度)





2.積極推動風力及太陽光電裝置容量：2025年太陽光電與離岸風電推廣目標將達20GW及3GW。

- **發展策略**：將同時考量技術可行與成本效益面向，採取分期發展方式，逐步帶動國內綠能產業發展。



- **發展策略**：先屋頂後地面、結合縣市政府合力推展、簡化申設流程

➤ 主要措施

- 1)結合地方政府推動公有建築出租設置與推廣陽光社區。
- 2)擴大太陽光電(PV)-ESCOs參與。
- 3)建構技術、融資、法規整合資訊平台。
- 4)擴大金融業者參與，引導壽險資金、創投業者投入。





(2)風力發電



■發展策略

先開發陸域風場、再擴展至離岸海域風場

陸域：先開發優良風場、再開發次級風場

離岸：先從淺海區域設置示範風場、再採區塊開發方式，帶動大規模開發，並逐步擴展至深海區域





3.太陽光電

(1)推動現況:截至105年5月底止：總裝置容量 935.8MW

(占2025政策目標量4.7%)

(2)太陽光電-2年推動計畫

(105/7~107/6，新增1520MW：屋頂型910MW、地面型610MW)

單一窗口

- a. 陽光屋頂百萬座專案辦公室轉型為**單一窗口**
- b. 協助業者解決申設問題、地點媒合、轉介服務
- c. 能源及減碳辦公室協助跨部會協調

二大類型

- a. 屋頂型 - 四大主軸：中央公有屋頂、工廠屋頂、農業設施及其它屋頂
- b. 地面型 - 四大主軸：鹽業用地、嚴重地層下陷區域、水域空間(水庫、滯洪池、埤塘、魚塭)及掩埋場



3.太陽光電-2年推動計畫(續)

推動策略

➤制度面通盤檢討→建構綠能發展友善環境

- ❖ 修訂再生能源發展條例、檢討太陽光電競標制度及躉購費率。
- ❖ 設立單一窗口，加速行政流程。

➤土地面盤點

- ❖ 地面型土地面積尚缺1.67萬公頃，將加強下列土地盤點
 - 農地：農委會全面盤點不利耕作土地。
 - 鹽業用地：尚有3000多公頃位於濕地，內政部檢討濕地劃設規範及明智利用之可行性
 - 汙染土地：環保署儘速完成整治與光電並行規劃。
 - 閒置土地：地方政府全面盤點可供設置之閒置土地。

➤電網面強化：督促台電完成「再生能源輸配電建設計畫」。



4.風力發電

(1)離岸風電推動策略



示範獎勵

提供補助、引導投入

潛力場址

公告場址、開放申請

區塊開發

政府主導、建立產業

■ [Phase 1] 風力發電離岸系統示範獎勵辦法 (101年7月3日 公告)

- 105年完成 4 架示範機組，109年完成 3 座示範風場。
- 提供示範機組與示範風場設置獎勵，引導業者早期投入離岸風力開發。

■ [Phase 2] 離岸風力發電規劃場址申請作業要點 (104年7月2日 公告)

- 公開 36 處潛在場址供業界參考，可於區塊開發前過渡時期自行投入設置。
- 業者須於 106 年底前通過環評、108 年底前取得籌設許可，俾與區塊開發接軌。

■ [Phase 3] 離岸風電區塊開發 (規劃 106 年底公告)

- 以規模經濟帶動自主技術建立及產業發展。
- 規劃藉由政策環評程序進行跨部會協調，確認區塊範圍並建立友善開發環境。
- 區塊內各風場共享開發流程所需資源，加速設置並降低成本 (參考英國 Round 3)。



(2)風力發電4年計畫-陸域解決方案

●居民抗爭：

- **加強社會溝通**、建立地方回饋機制、增加設計美學，結合陸域風場與當地特色，發展成為地區型休閒光觀區域。

●土地取得不易：

- 由中央政府建立風機設置之**客觀評估機制**(如：風機距離、環境影響)，並持續與地方政府、環團及當地居民溝通協調。

●饋線不足：

- 台電公司規劃建構完整**【再生能源輸配電建設計畫】**，滿足再生能源發展所需饋線。

●澎湖低碳島：

- 台澎海纜：由經濟部研擬替代方案，並由行政院會同經濟部及台電公司共同協處中。
- 澎湖風機設置：加強與澎湖縣政府、地方居民的溝通。



(2)風力發電4年計畫(續)-離岸解決方案

●漁業補償、回饋及合作：

- 建構**漁業權區外**補償統一標準。由中央政府及地方政府建立回饋金平台(類似台電促協金機制)，納入利害相關團體(如：地方政府、民意代表、風機開發商、當地居民、環保團體等)，共同研商回饋金使用辦法(如：地方建設、救助補償、友善養殖、產業轉型、回饋鄉里、公民入股)。

●專用碼頭與產業專區：

- 中央政府統籌規劃，建議將**(1)台中港做為風機專用港**；**(2)興達港做為基座專用港**；**(3)活化既有閒置漁港做為O&M專用港**。
- 由行政院協調交通部、經濟部、地方政府及港務公司完成風機產業專區之規劃。

●施工船隊與國產化：

- 建立基礎建設及硬體設備，初期**引進國外船隊學習經驗**及技術、並**培育海事與風機運維相關人才**，打造小型運維船隊；中長期搶進亞太市場。



(2)風力發電4年計畫-離岸解決方案(續)

●併網與海上變電站：

- 台電規劃建構完整【再生能源輸配電建設計畫】，滿足綠能發展所需饋線。

●法規精進：

- 加速風場開發商文件流程。經濟部成立單一窗口(由千架海陸風力機計畫推動辦公室轉型)，簡化開發商申設程序，並制定開發商申請之SOP，期能縮短申設流程至2年左右(50%)。

●空間競合：

- 中央政府主導離岸風電**區塊開發政策環評**。離岸開發應納入4大原則；(1) 排除保護、禁止或限制建築地區；(2)特定保護對象需納入500公尺以上緩衝帶；(3) 風機設置宜迴避中華白海豚主要活動區；(4) 將「水下海床地質敏感區」及「水下生物礁區」納入選址評估考量。



(2)風力發電4年計畫-目標

■ 推動風力發電，於2025年總裝置容量達4.2GW

- 經濟部成立**單一窗口**，協助業者加速申設文件流程及土地取得與跨部會協調；協調**既有港口**做為風電產業專區、風機、基座及運維碼頭。
- 風力發電推動原則：
 - 陸域-短期以進行中開發案為主要篩選目標；中長期以次級風場開發為主，以2025年達1.2GW為目標。
 - 離岸-短期完善離岸風電基礎設施；中長期滿足綠能發展，帶動新興產業，以2025年達3GW為目標。

■ 打造風電為國內新興主力產業，帶動本土廠商參與及創新

- 以國內市場帶動整體產業鏈發展。
- 初期引進國外技術，在地組裝，學習技術。
- 中長期發展關鍵零組件開發，培養跨業系統整合能量、運維人才、海事工程人才，**搶攻亞太離岸風場**

5.其他再生能源發展



水力

- 分持續性川流式、抽蓄式兩種。後者多為尖峰彈性調度發電(非屬再生能源發電)。104年我國慣常水力發電達總發電量1.73%。
- 未來將開發抽蓄發電及小水力發電廠，利用剩餘再生能源電力供作抽蓄用。



生質能

- 生質燃料含生質物、廢棄物，104年生質能(含廢棄物)總發電量36億度，占全國電力系統總供電量1.4%。
- 垃圾焚化廠發電約占7成以上，未來可大量推廣。



地熱

- 具基載電力特性，但目前國際發展主要為淺層地熱技術較成熟(如美國、菲律賓等國)，深層地熱鑽探技術發展，大規模利用地熱資源將成為經濟可行方案。
- 淺層地熱發電，我國於宜蘭清水建置50 KW示範實驗系統。



海洋能

- 海洋能包括海洋溫差能、波浪能、海流能、潮汐能等形式。
- 臺灣東北及東部海域的波浪能較大，較具開發優勢。東部外海亦有黑潮經過，表層溫度高，水深也超過1,000公尺，極具溫差能開發的優勢。



(四)佈局新興能源/氫能燃料電池

發展目的

- ▶ 燃料電池可作為穩定供電來源，在電力品質需求高的地區分散建置，紓解電網尖峰供電壓力

發展目標

2025發展目標
60 MW

2030發展目標
300 MW

- 以建置2座30MW示範場為目標

以第一階段2025年60MW之推動成果為基礎，擴大建置目標為300MW

推動作法

- ▶ 初期以國內工業餘氫為主要氫氣來源，研擬示範驗證運轉之獎勵措施，吸引餘氫業者及國內用電大戶建置

- ▶ 未來配合天然氣第三接收站的建置期程，以天然氣為主要料源，進行大量推廣

大型燃料電池商轉現況(Bloom Energy, BE公司)

- ✓ 自2008年推出商轉系統，總建置量已達190 MW
 - 以200-250kW為系統模組規格，依據需求可擴充至MW
- ✓ 國內業者已打入BE公司組件供應鏈
 - 保來得、高力、康舒、宏進為BE公司SOFC系統組件供應商，國內產值達新臺幣30億元。



美商BE公司 SOFC發電系統



儲能系統規劃

1.目的：

- (1)儲能系統是提高再生能源占比的基礎。
- (2)儲能系統是太陽光電、風力發電的消波塊。
- (3)儲能系統可消除一日作息的供需失衡。

2.未來推動策略：

- (1)既有抽蓄水庫改裝變頻抽蓄水力機組來調節儲能。
- (2)未來擴大再生能源發展，需考量再生能源為間歇性能源，短期水力發電可藉由改裝變頻抽蓄水力機組，增加電力系統的調頻能力，降低中、尖載機組因調整頻率所造成的熱耗率損失。
- (3)評估國內第2座抽蓄水力電廠可行性。

智慧電網與智慧電表推動

前期佈建
(2011~2015)推廣擴散
(2016~2020)廣泛應用
(2021~2030)完成高壓AMI布建
啟動低壓AMI建置

擴大低壓AMI建置及發展AMI加值應用

完成澎湖智慧電網示範建置

發展微電網示範建置

(1)我國「智慧電網總體規劃方案」規劃以20年推動期程，分為發電、輸電、配電、用戶、產業及環境6個構面推動。

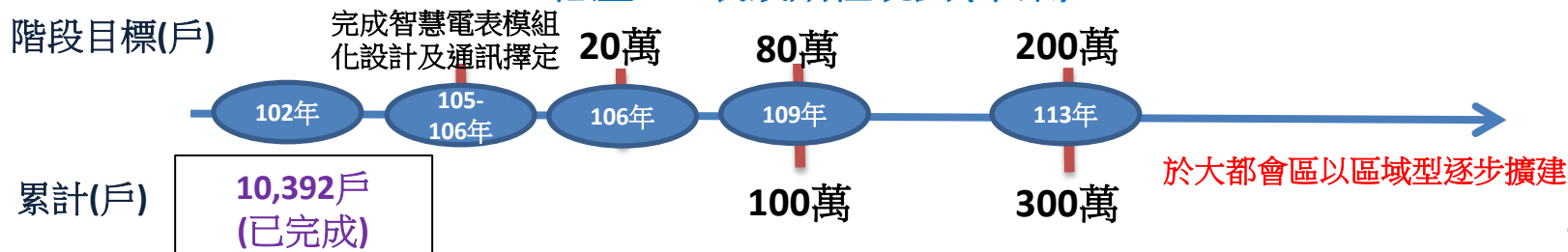
(2)推動智慧電表：

- **高壓AMI**：2013年完成全數(2.4萬戶)建置，掌握全國60%用電情況。台電公司持續精進需量反應措施。
- **低壓AMI**：2013年完成1萬戶智慧電表安裝(台北、新北、台中、澎湖)，試行時間電價新方案。

■ 推動重點

低壓AMI通訊：台電公司尋求最適通訊技術並辦理智慧電表模組化設計(電表通訊模組改為可插拔)，完成後模組化電表可配合通訊模組發展彈性運用，培植國內產業且吸引廠商投入，逐步加速低壓AMI布建。

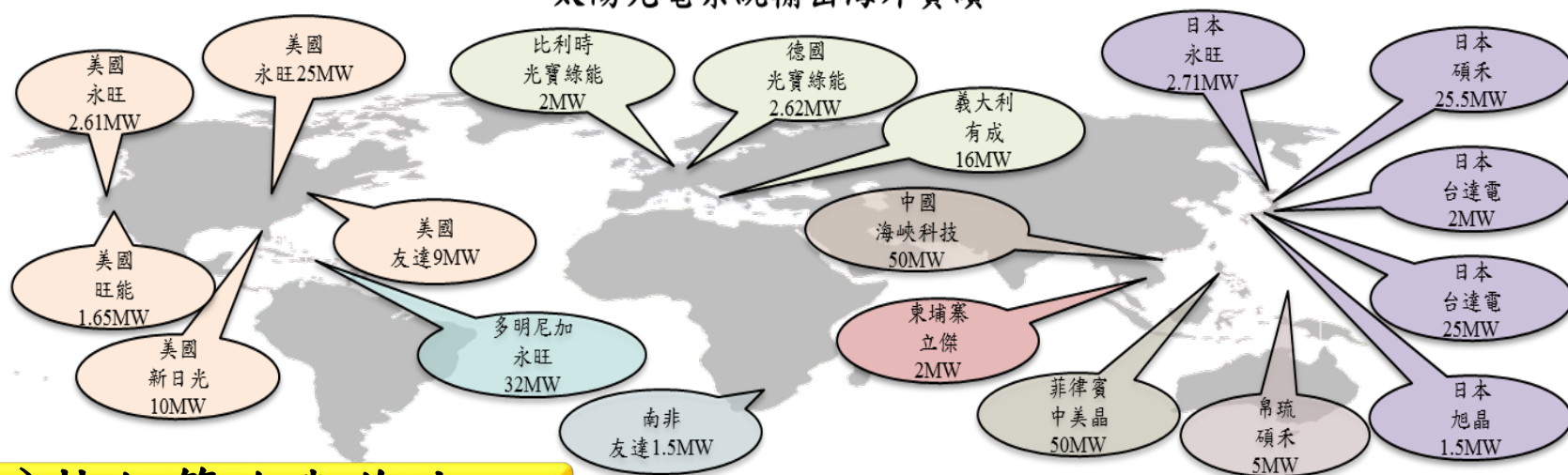
低壓AMI裝設期程規劃(草案)



(一)範疇：太陽光電、離岸風電系統

- 1.我國具世界領先太陽電池產品，已達全球供應量20%以上。
- 2.產業已有國際大型電廠之建置能力與經驗。
- 3.推動本土化政策，建立我國太陽光電、離岸風力產業鏈，作為搶進國際市場之基礎。

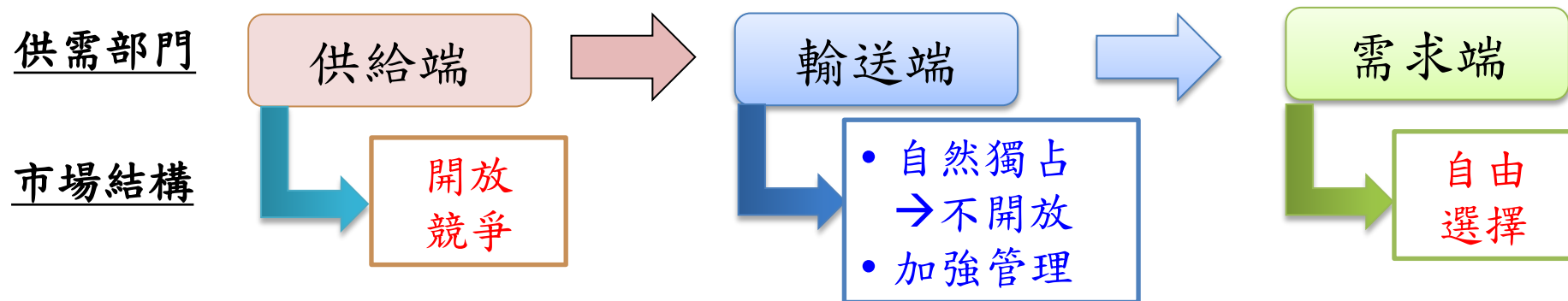
太陽光電系統輸出海外實績



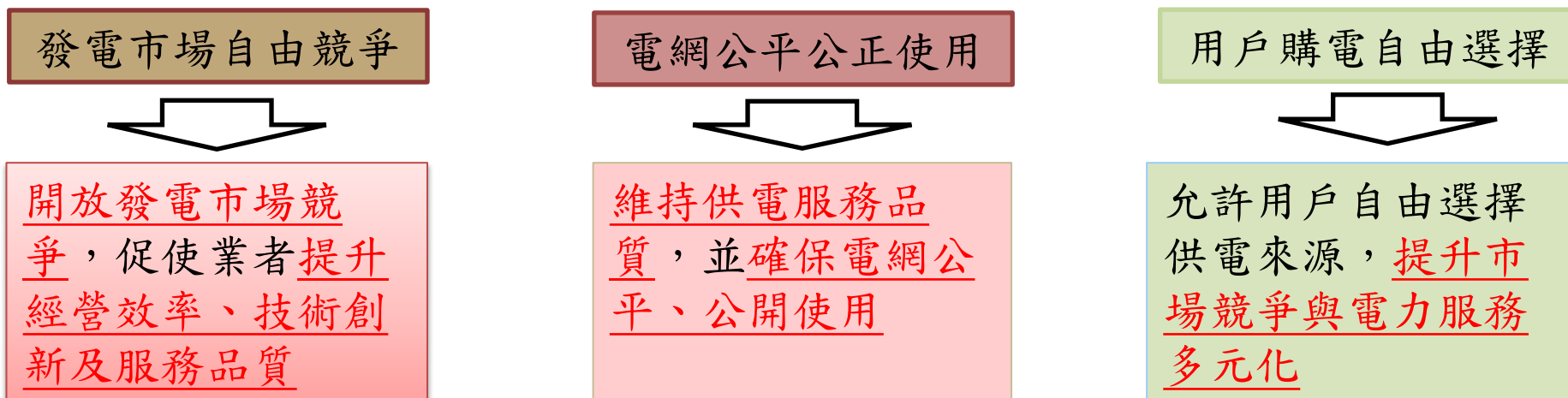
(二)執行策略與作法

1. 健全資金取得
2. 建立策略夥伴聯盟
3. 透過內需市場培養大型電廠的興建與營運能力。
4. 以 國內市場為優先，進入成熟市場，佈局新興市場。

(一)國際趨勢



(二)電業改革目標



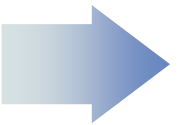
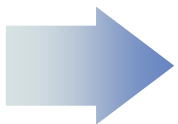
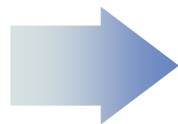


(三)我國電業改革前提與目的

參考國際電力自由化作法，並考量我國電力市場環境，我國電業改革將在電力穩定供應前提下，達成提升電業經營效率、增進用戶權益、營造友善分散式電力發展環境。

前提

電力穩定
供應



目的

提升電業經營效率

建構公平競爭環境，開放電力市場競爭，
以提升電業經營效率

增進用戶權益

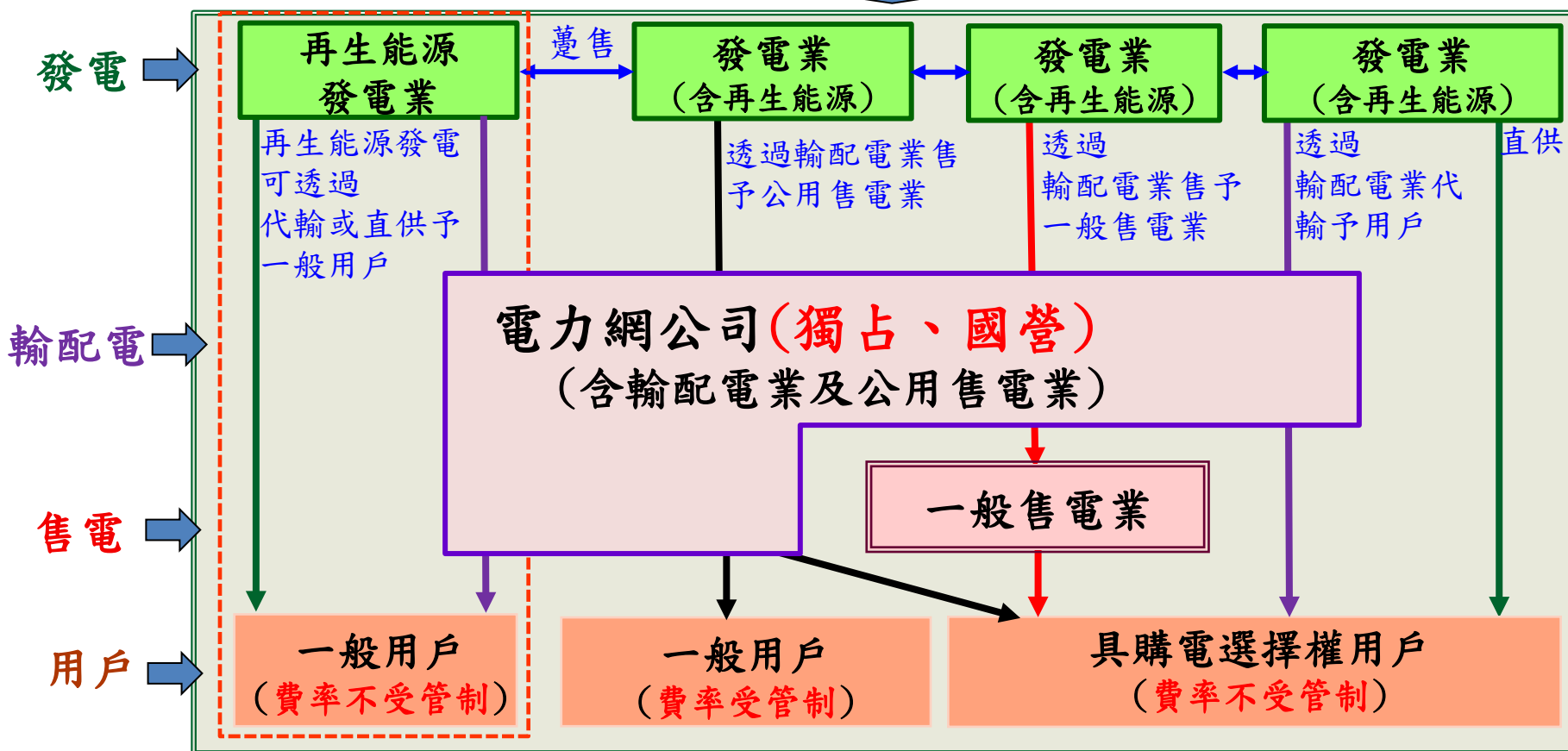
允許用戶自由選擇供電來源，提升市場競爭
與電力服務多元化

營造友善分散式電力發展環境

促進電力使用在地化、分散化，以降低線
損，提高電力供應效率

(四)修正後之電力市場架構

電業管制機關：執行發電業開放能源配比、監管電力市場運作、爭議調處、確保用戶權益、各類電價及收費費率審議



註：核能及2萬瓩以上大水力電廠維持公營，不開放民營



(五)未來電力市場規劃重點

1.參考先進國家電業自由化作法，採2階段循序漸進方式：

- (1)第1階段(開放發電業、售電業及代輸，修法通過後1~2.5年完成開放)：開放代輸、直供，發電、售電市場自由競爭，逐步開放用戶購電選擇權，成立電業管制機關，此時台電公司仍維持綜合電業(經營不同類別電業間應會計獨立)。
- (2)第2階段(廠網分離，修法通過後6~9年完成開放)：於電業管制機關審酌查核條件成就後，啟動本階段。綜合電業分割為發電與電力網公司(領有輸配電業與公用售電業執照)，且不得交叉持股。

2.電業劃分為發電業、輸配電業及售電業：

(1)發電業：

- 開放發電業自行申請設置，採許可制(由電業管制機關考量能源配比等)。
- 除自設發電廠外，得向其他電業或自用發電設備設置者購電，其售電價格不予管制，售電方式如下：
 - A.躉售：電能售予售電業或其他發電業。
 - B.代輸：透過輸配電業轉供予與其簽訂雙邊合約之具購電選擇權用戶。
 - C.直供：自設線路直接供電予具購電選擇權用戶。

(2) 輸配電業：定位為「公共運輸者」，採獨占國營方式經營。

- 擁有輸配電網，公平提供所有電業使用，因具自然獨占特性，且為適用「公用事業」規範之法規(如土地法、土地徵收條例、河川管理辦法、國有財產法施行細則、都市計畫法及森林法)以利設置輸配電網，故於法上明定其為公用事業。
- 輸配電業負責經營輸配電網，依主管機關所核定電力調度規則統籌執行電力調度業務，以提供所有電業公平使用輸配電網，並依核定之費率收取轉供費用及電力調度費。
- 輸配電業負責規劃、興建及維護輸配電網，並負有接線義務。

(3) 售電業：售電業分一般售電業與公用售電業，前者售電對象僅限具購電選擇權用戶，後者售電對象為所有用戶。

- 一般售電業：為發電業與用戶間之撮合者，向發電業及自用發電設備設置者購電以銷售予具購電選擇權之用戶。
- 公用售電業：公用售電業為公用事業，其對有電能需求之用戶具有「用戶電能供應義務」，其售電費率由電價費率審議會審議。

3. 成立電業管制機關，下設電價費率審議會及電業調處委員會：

- (1) 有關電業管理（如核發籌設許可需考量能源配比等）及監督、電業爭議調處、確保用戶用電權益、核定電價與各種收費費率及其計算公式之業務由電業管制機關辦理。
- (2) 電價審議，由電價費率審議會進行審議。
- (3) 電業間或電業與用戶間爭議調處由電業調處委員會負責。

4. 逐步開放用戶購電選擇權之用戶範圍：

- (1) 以電壓等級較高之用戶為優先開放對象，並視市場成熟度及用戶接受度，由電業管制機關逐步檢討並公告適用之用戶範圍。
- (2) 原則上第一階段開放以特高壓用戶為主，並配合台電公司廠網分離時程，逐步開放高壓、低壓用戶。

(5)鼓勵再生能源發展：

- 再生能源發電業者可透過躉售、代輸及直供等方式售電；另考量公民參與，允許採股份有限公司以外之形態（如合作社）經營。
- 考量長期微電網之發展趨勢，並鼓勵再生能源發電可在地發電、在地用電，放寬再生能源發電業售電條件，允許其得透過代輸或自設線路直接供電予一般用戶。

(6)放寬自用發電設備申設：

- 電業以外之事業、法人、團體及自然人均得申設。
- 可售電予發電業及售電業，售電比例上限20%，能源效率較高者（如汽電共生廠）為50%，再生能源為100%。

(7)強化需求面資源之功能與定位：

- 明確納入需求面資源角色，需量反應可納入備用容量義務計算。
- 輔助服務參與者除發電業外，允許負載端(需量反應)，包含用戶群代表 (aggregator)參與。



(8)成立核後端基金、電價穩定基金及電力研究試驗所：

- 發電業設有核能發電廠者應提撥核能後端營運基金。
- 輸配電業應成立財團法人電力試驗研究所，以進行電力技術規範研究、設備測試及提高供電安全與可靠度。
- 設立電價穩定基金，以作為平穩電價之用途。

(9)為確保供電穩定及安全，電業銷售電能予其用戶時，應就其電能銷售量準備適當備用供電容量：

- 備用供電容量義務具有強制性，未達成者需繳交罰鍰，且未改善者得按次處罰。
- 一定裝置容量以下之再生能源發電業裝置，得免除備用容量義務。

(10)配合核四停建，核一、二、三廠不延役政策，於2025年達成非核家園。

(11)為循序漸進建立電力批發市場及零售市場，允許輸配電業得視電力市場發展需要成立電力交易平台。

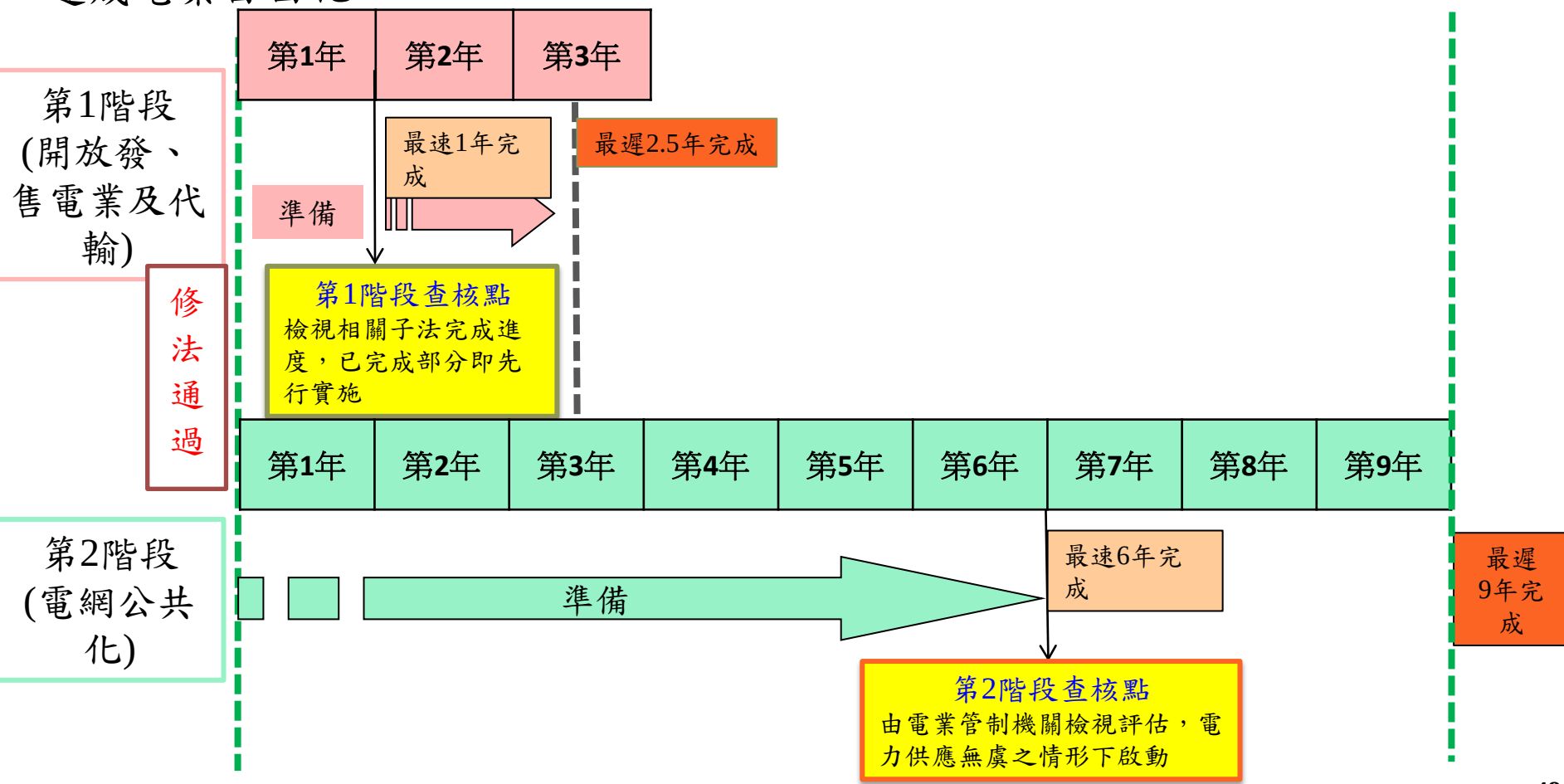
(12)參酌民營公用事業監督條例第十二條規定，就發電業之收益超過實收資本額百分之二十五部分進行適當規範。

(13)顧及發電、輸電及變電設施周邊地區之發展與居民福祉，以促進電力開發及運轉順利進行，並兼顧企業社會責任，爰將現行電力開發協助金之作法明定於電業法。



(一)分2階段推動電業改革

為穩健推動，分2階段進行電業自由化：修法通過後1~2.5年完成第1階段（開放代輸），此時台電公司發電廠、輸配電業、公用售電業仍屬同一公司；而後進行公司分割，於修法通過後6~9年完成第2階段電網公共化（廠網分離）達成電業自由化。





(二)電業改革對電力市場之影響

1. 對供電穩定之影響

電網部分

輸配電公司(台電公司)負責電網的規劃、興建及維護責任，並對所有用戶負有接線義務，偏遠地區供電有保障。

電源部分

- 開放發電業申設，引進國內、外新參與者進入，充實電源供應。
- 發電業及售電業應就其電能銷售量準備適當備用供電容量，可確保電源穩定供應。

2. 對電價之影響

- (1)長期電價水準主要係受國際燃料價格水準及能源政策方向影響(如加速再生能源推動可能提高平均電價)，故未來電價水準目前無法精確掌握。
- (2)然由於開放發電業，透過電業效率及服務的競爭，仍有助於降低部分供電成本。



3.對供電義務之影響

(1)在垂直整合的市場結構下，通常由綜合電業必須負擔供電義務，亦即供應電力至用戶端的最終責任。在自由化的市場架構下，供電義務可進一步區分為6項義務，並由輸配電業、公用售電業、電業管制機關各自負擔其責任。

項目	定義	負責部門
電源規劃義務	<u>長期電源供需評估</u> ，主要提供給所有市場參與者，由其進行未來的長期投資決策，以因應未來的市場需求	電業管制機關
電源興建義務	為確保長期電源充裕，明定售電予用戶之業者需負擔 <u>間接性義務</u> ，負擔 <u>備用供電容量義務</u>	售電予用戶之業者
輸配線路規劃及興建義務	由電網所有者依據輸配電網路規劃準則，進行 <u>電網之設置與投資規劃</u> ， <u>興建必要之輸配電網路設施</u>	輸配電業
系統電能供應義務	經由排程、即時調度， <u>維繫電力系統之供需平衡</u>	輸配電業
用戶電能供應義務	亦即最終供電者的角色，係指 <u>負有供應電力至用戶端的最終責任</u>	公用售電業

4. 對市場參與者之影響

既有發電業者

- ① 台電公司：因應廠網分離，需進行組織重整與分割。
- ② 自用發電設備及汽電共生業者：可轉型為發電業。
- ③ 既有民營發電廠：若與台電解約，可售電予用戶。
- ④ 再生能源發電：可自由售電增進綠色電力市場發展。

新發電/售電業者

- ① 導引高效率發電機組及再生能源發電設備進入市場。
- ② 售電業加入提升服務品質。

用戶

- ① 整體規劃：依電壓等級逐步開放用戶可自由購電。
- ② 用戶：分具購電選擇權用戶及一般用戶兩類，具購電選擇權用戶有更多電力商品可供選擇；一般用戶由公用售電業供電，用電權益受保障。

新組織

- ① 成立電業管制機關。
- ② 電業管制機關成立電價費率審議會及電業調處委員會。



(一)前言

- 國內為達成2025非核家園，提高再生能源應用比例至20%的目標，必須傾力投入資源加速綠能建置(deployment)。
- 在這過程中，政府與民間扮演的角色不同，政府主要的工作在於創造健康、具吸引力的投資環境，民間則是引進技術和資本。
- 由於綠能產業以及能源服務業(ESCO)，具有「高額期初建置成本」、「回收年限長」等特性，幾乎可視為穩定持續的低風險營收，投資報酬率亦屬可預期且低變動的情形
- 國內面對快速下滑的躉購費率、放款成數限制及還款年限等負面因素，造成投資者卻步。
- 商業模式與產品科技的共伴創新(coupling of business model and technology innovation)，如何在市場中改善投資環境，提高投資彈性，綠色金融的導入是加速我國綠能產業發展的重要關鍵。



(二)英國案例：UK Green Investment Bank(GIB)



英國是第1個成立能源與氣候變遷部的國家，立法載明清楚的排碳目標與碳預算。



2012年10月成立全球首家綠色投資銀行，2016年3月前投資38億英鎊在綠色項目。



補助有高度風險、需要長時間才可能回收成本的低碳計畫，宣布2025年將關閉所有燃煤發電廠。



英國綠色投資銀行在2014年至2015年之間，一共投資18億英鎊於46個專案，並已首度達到年度獲利。



(三)德國案例：KfW Bankengruppe (KfW)



德國復興信貸銀行(KfW)成立於1945年。



以促進能源轉型為其重要業務，其中40%業務為提升能源效率與再生能源。



推動策略包括提供誘因、技術創新與長期融資。



德國推動再生能源方式與臺灣相似，皆是提供20年固定收購電價，透過每年電價審議制度提供一定的報酬率。



(四)德國案例：Deutsche Energie-Agentur (dena)



德國能源署是由德國聯邦交通、建築及城市發展部、環境部以及德國復興信貸銀行(KfW)共同出資成立。



為提高能源效率、可再生能源和智慧能源系統的專業知識中心，以降低能源輸入為目標，促進經濟和持續繁榮。



dena、德國復興信貸銀行(KfW)、德國聯邦交通、建築及城市發展部聯合執行【房屋節能】計畫。



對現存房屋與新建房屋實行新的耗能標準，透過利息補貼推動節能，節能效率越高貼息利率越高。

**(五)金管會擬推展的綠能金融面向**

項目	相關業者	方式
綠色融資	銀行	提供綠能發電、環保產業較好貸款。
綠色債券	證券	專門發行為氣候變遷及環保發展、因應來籌措資金的債券。
綠色信用卡	銀行	消費紅利回饋於支助綠能發展，或提供買節能減碳商品時較多折扣。
綠色基金	投信	以綠能趨勢或環境生態為主題的證券投資信託基金或是境外基金。
綠色保險	產險	包括綠色車險、綠色住宅保險、綠色商業責任險在內的各種形式。

資料來源：2016年08月04日中時電子報【[借鏡匯豐銀 金管會推綠能金融](#)】



(六)國內專案參考【50公頃土地太陽電廠規劃案】

1. 預估設置量：35MW
2. 建置成本：（新台幣元）
 - 1) 太陽能系統建置費用：
5740萬元/MW；以35MW計算約20億元。
 - 2) 土地工程：
360萬元/MW；以35 MW計算約1.26億元。
 - 3) 土地租金：
預估每公頃30萬元/年，
因此50公頃年付出租金1500萬元。
3. 年度營運成本：
113萬元/MW；以35MW計算約3955萬元。
4. 年度營運收入：
躉購費率4.6679元/度*1250度/年瓩*35,000瓩
5. = 2.04億元。
（平均資金成本率為5.25%）
6. 銀行融資：（新台幣元）
 - 1) 銀行貸款金額約設置成本
（含土地整治費用）70%
 - 2) 銀行專案融資貸款利息：
（年利率；適用2016年）3.53%
 - 3) 銀行專案融資手續費：1.5%（每5年新立/換貸款合約時收取）

總結：

35MW電廠—50公頃土地

- 期初設置成本：
20億元；
平均資金成本率為5.25%。
- 銀行貸款金額：
14億元(貸款成數7成)，利率
約3.53%，手續費1.5%。
- 投資者自備款：
約估6億元，平均自有資金報
酬率約9%。



(一)跳脫製造生產模式，擁抱能源服務產業

- 綠能是未來趨勢，也是未來的巨大商機。
- 提升綠能產業整體價值，除了降低能源進口依賴、帶動產業外，更讓新能源、循環經濟相關產業，有成長的機會。
- 國內服務業佔GDP的7成，雇用近6成的人口，整體服務業產值卻與製造業相同。
- 要擺脫製造業、代工生產思維，需要引導產業由能源製造業轉型為「能源服務業」，提供消費者完整的綠色解決方案，以提升整體產業價值。



(二)能源技術專業服務，挖掘節能千億商機

- 所謂的能源技術服務商（Energy Service Company）也就是「能源服務業」，以節約能源診斷為基礎，研擬節約能源所需資金之籌措方案。
- 目前國內以績效為基礎的節能績效保證合約，有兩種方式
 1. 節能保證合約GSC（Guaranteed Savings Contracts）
 2. 節能分享合約SSC（Shared Savings Contracts）
- 目前臺灣市場潛力包含公、私部門、住商、產業製程等每年約1000億的商機，不難理解節能減碳在綠能產業所帶來的經濟效益。



(三)提升綠色融資服務，發展專案融資體系

- 過去透過台灣綠色生產力基金會、台灣環境管理協會，來推動國內環保與節能服務產業發展，整體推動進展較有限。
- 由於臺灣電價較低、臺灣能源技術服務廠商多屬中小企業等因素，導致專案回收期長、廠商資金壓力大；國內銀行推出綠色融資的利率雖低，但廠商取得放款仍是相當困難。
- 外商銀行願意以廠商的合約價值(contract values)作為放款依據，綠色融資利率約4~9%，高達兩倍利息差距並且可以先支付三成信用憑證提供給廠商。
- 如何看待再生能源和能源服務業的商品價值，有待國內金融業與時俱進，重新審慎檢視，思考更靈活彈性、更積極開放的放款標的與做法。

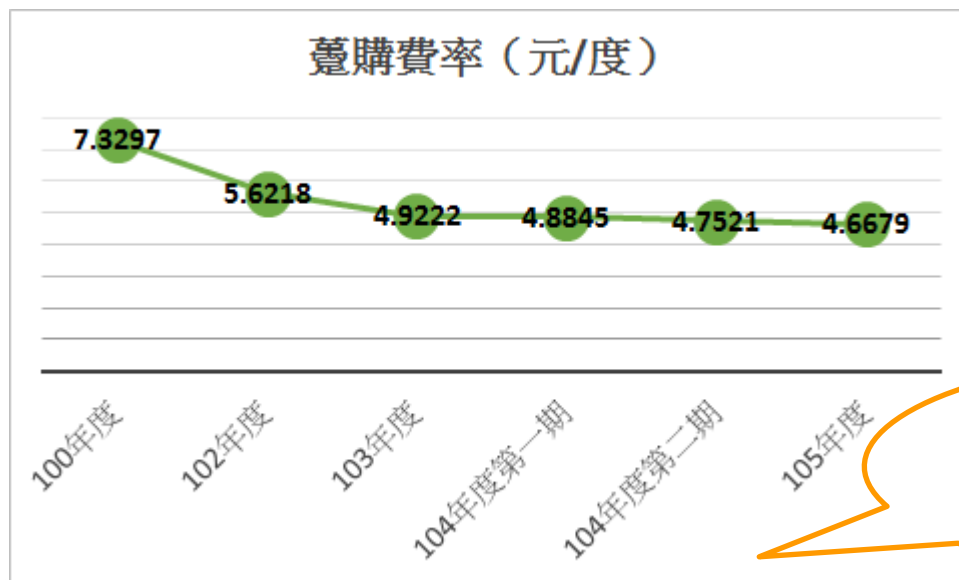


(四)中資外商環伺在候，綠色金融最佳轉機

- 除了再生能源購售電合約(FIT)、節能保證合約(GSC)及節能分享合約(SSC)具有金融商品價值以外，考量未來溫室氣體交易、電業自由化等政策措施，碳排放交易(ETS)、綠色憑證(REC)等亦具有交換價值。
- 日商公司：統一東京、日商歐力士，在投入太陽光電產品融資已經布局多時，中資公司：星河能源控股公司透過嶄新的營運模式，累積多年市場與技術經驗準備來臺競爭。
- 如何妥適安排綠色金融機制，協助產業建立可持續性的商業操作模式刻不容緩。

(五)綠色金融加速綠能產業發展

- 由於臺灣FIT（Feed-in Tariff）制度躉購價格已難提高



近年太陽光電地面型
電能躉購費率趨勢

- 建議綠色金融方面降低【貸款利率】
- 建議綠色金融方面提高【貸款成數】
- 建議綠色金融方面延長【還款年限】



伍、結語



一、確保電力供應

從透過供給面及需求面推動相關措施以確保短中長期電力穩定供應。

二、用前瞻精神推動節能

從需求面透過工業及服務業產業結構調整、產業與全民節能習慣養成、能源使用效率提升，抑低能源消費，各部會積極推動節能極大化，進而抑低電力需求成長率至1%。

三、以務實作法確保低碳高效率傳統基載發電

加速第三座液化天然氣接收站興建，以擴大低碳天然氣發電。推動既有燃煤電廠汰舊更新為超超臨界高效率發電機組，並確保計畫如期完工。

四、積極推動再生能源及新能源

建立行政院層級平台或機制，整合並強化跨部會溝通，克服太陽光電與離岸風電推動所面臨各項挑戰，以加速發展目標達成及擴大。

五、支援國內自主能量建立，帶動本土綠能新興產業發展

在積極推動能源開源及效率提升過程，優先支持國內在生能量發展並進行市場實績淬煉，進而創造本土綠能新興產業。



簡報完畢 敬請指教

