

行政院原子能委員會
委託研究計畫研究報告

我國缺電風險評估及風險管控對策之研究
Study on Risk Assessment and Risk Management of Power Shortage
in Taiwan

計畫編號：107A002

受委託機關(構)：社團法人台灣三益策略發展協會

計畫主持人：柏雲昌

聯絡電話：(02)2933-1416

E-mail address：bory47@gmail.com

研究期程：中華民國 107 年 2 月至 107 年 12 月

研究經費：新臺幣 85 萬元

核研所聯絡人員：林昌賢

報告日期：107 年 11 月 30 日

目 錄

目 錄	I
中文摘要	1
ABSTRACT.....	3
壹、計畫緣起與目的	5
一、研究緣起及目的	5
二、工作範圍與內容	7
貳、國內外相關研究	9
一、常用之電力系統可靠性指標	10
二、台電公司的缺電風險指標	21
三、傳統之電力系統可靠性評估方法步驟	26
參、研究方法與過程	31
一、定義缺電風險	31
二、缺電的風險因素	32
三、缺電風險計量模型研究方法	34
肆、我國缺電風險評估	41
一、備用容量率影響因素的線性分析	41
二、備用容量率影響因素的 LOGIT 機率模型迴歸分析.....	48
三、缺電勝率的敏感度分析	55
四、短期缺電之備轉容量率影響因素的線性分析	58
五、再生能源發電對備轉容量的影響	65
六、需量反應對缺電機率的影響	68
伍、綠能產業發展與電力產業低碳化轉型對缺電風險之衝擊影響	73
一、德國綠能產業發展現況	73
二、德國發展綠能產業之啟示	77
三、德國能源轉型後的 CO ₂ 排放與電力進出口	86

四、德國發展綠能產業對缺電風險的影響	90
陸、缺電風險管理策略研擬	97
一、缺電之定義	97
二、再生能源的靈活性和市場風險	99
三、再生能源發電廠應承擔何種風險	101
四、再生能源發電進入市場的參考方案	102
柒、政府電力供需結構階段性發展目標與推動策略建議	105
一、政府電力供需結構階段性發展目標	105
二、核四停建與核能除役	106
三、再生能源發電占比	107
四、關於速興建第三座天然氣接收站	110
五、電業法修正案	111
六、「以核養綠」及反空污等公投	112
七、推動電力結構階段性發展之策略建議	113
捌、參考文獻	119

中文摘要

傳統的缺電風險評估方式主要著重於發電機組的可靠性評估，這使得缺電風險的探討僅著重在電力產業的供給面技術因素，而完全忽略了影響發電穩定性的整體外部因素，亦即，傳統的缺電風險評估方式忽略了電力產業的整體面供需因素，尤其是需求面因素。本研究的主要目的即是探討影響缺電風險的整體面因素，使得缺電風險的探討不再僅侷限於發電機組的狀況，而是探討可能影響缺電風險的各項社會、經濟與環境因素。這將有助於本研究在完成了缺電風險的評估後，依據評估結果及相關資料，研析綠能產業發展與電力產業低碳化轉型對缺電風險之衝擊影響，以及研擬缺電風險管理策略，以協助政府規劃電力供需結構的階段性發展目標與推動策略，最後提出政策建議供參。

本研究的結果顯示，電力需求端的變數，包括 GDP、製造業生產、人口數、氣溫等因素，都會顯著影響缺電機率而造成缺電之風險；在供給端變數方面，傳統機組裝置容量的增加可以顯著的降低缺電機率，而再生能源發電量的增加，亦可以降低缺電機率，但由於目前我國再生能源發電占比仍低，因此其影響效果尚不顯著，建議推動電力結構階段性發展之策略時應設計完善的綠能市場以加速再生能源的推廣，以降低缺電風險，並應同時注重需求端與環境面的關鍵因素對供電風險的衝擊，本研究發現與驗證的各缺電因素量化衝擊效果可作為政策規劃依據。

Abstract

The traditional method of power shortage risk assessment mainly focuses on the reliability of power generation units. This makes the evaluation of power shortage risk limit to only the supply side factors of the power industry while ignoring the whole external factors that affect the stability of power supply. Namely, the traditional power shortage risk assessment lacks of an integrated comprehensive approach, and especially ignores the risk from the demand side of the power industry. The main purpose of this study is to explore the whole factors that affect the power shortage risk, so that the discussion of the power shortage risk is not only limited to the status of the generation unit set, but also extended to explore the various socio-economic and environmental factors that may affect the power shortage risk. After completing the assessment of the power shortage risk, we analyze the shortage impact of the development of the green energy industry and the low-carbon transformation of the power system based on the case of German experience. Furthermore, the strategy of shortage risk management is made and to help the government about the phased development goals and driving strategies of energy supply and demand structure planning.

The research results of this study show that variables at the power demand side, including factors such as GDP, manufacturing production index, population, and temperature, all significantly affect the shortage probability and cause risk of power shortage; in terms of supply-side variables, the increase of the capacity of traditional unit installations can significantly reduce the probability of power shortage. While the increase in the renewable energy generation can also reduce the probability of power shortage. However, due to the fact that the share of renewable

energy in the generation mix in Taiwan is still very low, its impact is not yet significant. Therefore, it is suggested that the strategy of promoting the phased electricity transformation should design a sound comprehensive green energy market to accelerate the generation of renewable energy to reduce the risk of power shortage, and should also pay attention to the impact of key factors of demand and environment side on power supply shortage. The impact factors of the power shortage verified and identified in the study can be used as a basis for policy planning by the government.

Keywords : Power Shortage risk, Reserve Margin, Power system reliability, Loss of load probability

壹、計畫緣起與目的

一、研究緣起及目的

電力一直是世界經濟的驅動力，為世界人口提供日常的必要性活動之能源。由於電力系統的性質，每時每刻的可變需求都需要透過穩定的電力供應來確保電力資源的連續可用性。在任何不能滿足需求情況下，電力短缺將會給消費者與社會經濟帶來相當大的損失。因此，電力供應的發、輸、配送的可靠性對於滿足電力用戶對於供電需求的持續就相當重要。

電力系統的穩定性對於社會經濟面的影響亦十分重大，以 1999 年的我國 729 大停電為例，在整整停電一天的時間，國內經濟損失高達上百億元，同時，當天台北市消防局接獲求救電話達到 5 千餘通、4 起火警、7 起車禍以及 1 起受困於電梯內，最後造成 1 死 6 傷的悲劇。2004 年時竹科跳電一小時，就造成電子業數十億元損失。2017 年 8 月 15 日 16 時 51 分發生的大規模無預警跳電事件造成全台停電及輪流停電分別為 838 萬戶和 668 萬用電戶受停電影響(全台用電戶數至 2016 年底總計約有 1382 萬戶)，換言之，全台超過一半的電力用戶均受到此次停電的影響。

在國外，1996 年美國電力系統發生了兩次特大的停電事故。一次發生在 1996 年 7 月 2 日，停電持續時間約 30 分鐘，停電負載達 7.5GW，短缺發電容量 6.4GW，影響用戶約 200 萬戶。另一次發生在 1996 年 8 月 10 日，停電時間約 3 小時，損失負載達 30.498GW，損失發電容量 25.578GW，影響用戶約 750 萬戶，停電面積達 180 萬平方英里，包括美國的 14 個州和加拿大的兩個省。

現代電力系統十分複雜且非常龐大，須進行高度整合，幸運的是，電力系統可以分為合適的子系統或功能區以分別進行分析其可靠

度，這些功能區域是發電、輸電和配電子系統。發電系統的功能是確保有足夠的發電容量可以滿足隨時增加的負載需求，輸配電系統則必須確保發電者能將電力傳送至消費者使用，系統規劃人員必須預測未來負載和增加相應的容量計劃，以滿足需求，並提供一定程度的可靠性，以使整個電力系統正常運作並避免故障發生。

發電系統可靠性是未來系統擴充容量規劃中的一個重要因素，它提供了可靠性或充足度的測量，以確保總發電系統容量足以在需要時提供足夠的電力。一般常用失載機率法來確定系統的可靠性，將系統的可靠性以一個單一的數值來表示，即可靠性指標，而此一可靠性指標從另一個角度來看，也是一種風險性指標。電力之風險性指標研究有兩個目的，一是便於執行電力系統穩定性的長期評估以協助未來系統之規劃，二是短期評估以協助日常營運決策。簡而言之，這些風險性指標可做為系統規劃人員或決策當局用來做為日常經營之決策參考以及決定和建議新投資新建電力設施的參考依據。

為了達成我國電力能源低碳轉型的目標，政府計畫提高再生能源發電的比重，並以之作為核能的主要替換能源，但由於再生能源具有間歇性與不穩定性，且於用電尖峰期間再生能源未必能夠完全因應用電需求，恐有造成我國電力系統脆弱度提升的疑慮，也可能導致未來備用容量不足以致缺電風險增加。然而，我國目前尚缺乏從總體經濟面的角度來分析缺電風險，亦缺乏對缺電風險進行量化評估的科學分析方法，以致政府難以與利害關係人對話，故本研究欲進行缺電風險計量經濟模型方法的開發，探討在政府新能源政策的推動下或極端氣候事件的影響下，對於缺電風險的衝擊影響，特別是探討關於缺電時所導致對電力事業之成本與電價可能上漲，停電與限電次數可能增加，以及對我國缺電風險評估及風險管控對策進行分析與研擬，研究

結果將有助於針對政府規劃電力供需結構階段性發展目標與推動策略提出建言。

二、工作範圍與內容

本計畫旨在以科學之量化分析方式探討影響我國缺電的重要影響因素，俾能在政府進行能源轉型規劃與達成溫室氣體減量目標的過程中，提供適切的管理方法與方針建議，特別是透過對缺電風險提高時所可能導致對電力事業之成本與電價可能上漲、停電、限電次數可能增加，以及對我國缺電風險評估及風險管控對策之研擬與報告，可作為政府相關政策實施時的重要參考依據與風險管控的準則。工作內容包括：

1. 國內外相關資料蒐集；
2. 缺電風險變數及其影響因素之定義與資料之蒐集整理；
3. 缺電風險計量經濟模型方法建立、驗證與適用性推估；
4. 綠能產業發展與電力產業低碳化轉型對缺電風險之衝擊影響；
5. 缺電風險管理策略之研擬；
6. 對政府規劃電力供需結構階段性發展目標與推動策略提出建議。

貳、國內外相關研究

目前國內外對於缺電風險的研究，都是著重在對於發電系統穩定性的衡量，並且都是從機組穩定與可靠性的角度來考慮，以機組的可靠性來代表是否發生缺電風險，近年來國內的相關研究如：盧豐彰（2010）探討影響發電系統供電可靠度之各項因素，電力系統供電可靠度在發電端會受到系統規模、機組的容量、型式與配比、機組故障率、機組維修排程、燃料供應充裕度等多項因素的影響。另外，該文亦提及發電市場供需穩定性、備用容量市場等輔助服務的完備程度、天然資源（降雨量、風能）的充裕度和穩定度，以及人為因素，也會影響供電可靠度。林家豪（2011），建立機組缺電模型與程式系統，將機組的故障容量與負載表示成為兩類相互獨立的隨機變數，以累積運算方式進行模擬，以民國 98 年作為基準年並參考台電 9806 電源開發方案進行模擬，模擬結果包括民國 104~114 年期間各年的發電系統缺電機率與預期缺電量。陳昱安（2016），首先建構台電系統在高佔比再生能源併網情況下，最適供電可靠度模型，並提出計算再生能源發電之可靠容量率的評估方法；其次，結合歷史資料模擬並推估未來再生能源的可靠容量率，並以兩種模擬方式相互驗證。再依據此發電系統可靠度模型，分析在台電公司的 10510 電源開發方案下之長期電源結構方案，模擬評估至 2025 年的系統備用容量率。李佩珊（2016），提出計算出再生能源發電之容量價值的方法；其次建立台灣發電系統可靠度分析模型，再據此發電系統可靠度模型評估台灣在不同情境下的發電系統可靠度。分析在不同情境下之電力結構方案，包括評估各個情境於 2015 年~2025 年期間的系統備用容量率、缺電機率、預期缺電量等。

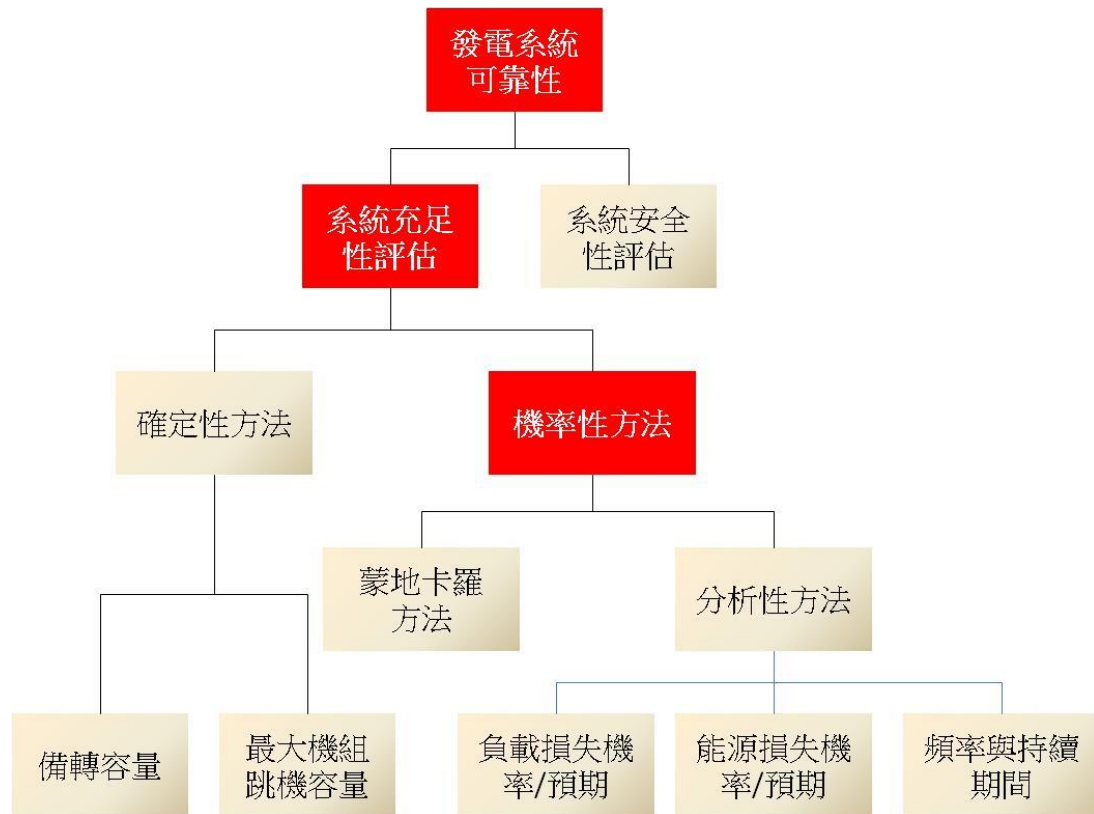
綜合國內外對於缺電風險所使用的指標，可將其分類為：

- 機率型：例如系統失效機率；
- 頻率型：例如單位時間內故障次數；
- 平均持續時間型：例如首次故障的平均時間、故障間平均持續時間、故障的平均持續時間；
- 期望值型：例如年故障天數或失載的期望值。

由這些指標可知，影響缺電風險高低的主要因素主要在於機組的良莠與容量的充裕度。以下進一步說明這些衡量指標的內涵及國外的相關研究。

一、常用之電力系統可靠性指標

基本上，電力系統可靠性評估可以分為確定性指標和機率性指標，其分類如圖 2.1 所示。最常見的確定性指標是系統中的備載容量（Reserve Margin）和最大損失單位（the largest set）。確定性指標的主要缺點在於沒有考慮到系統行為的隨機性。而機率性指標則可以提供較有意義的資訊以用於系統的規劃設計和資源的分配。機率性指標有兩種評估方法，一是分析性方法和二是蒙地卡羅模擬方法。



資料來源：Phoon (2006).

圖 2.1 發電系統可靠性評估指標類別

分析性方法是透過數學公式來表示系統的狀態，直接分析解決方案來評估模型的可靠性指標。至於蒙地卡羅模擬，則是經由模擬系統的實際隨機行為來估計可靠性指標。由於電力系統在任一時刻的負載是一個隨機過程，故難以用一個簡單的數學公式加以描述，通常會依據負載資料以及可靠度的計算需要來建立不同的模型。而大多數的負載資料，包括一年當中的月最大負載或每週最大負載的百分比，或是一天 24 小時負載資料，利用這些資料可以建立按小時排序的負載曲線。

(一) 確定性方法衡量之發電系統可靠性指標

1. 備用容量 (Reserve margin)

備用容量是指年度尖峰需求中的超額裝置容量占比，這是一種確定性的標準，用於透過定義一個目標值來評估系統的可靠性，公式如下所示：

$$\text{備用容量} = \frac{\text{裝置容量 (MW)} - \text{尖峰需求 (MW)}}{\text{尖峰需求 (MW)}} \times 100\% \quad (2.1)$$

這種方法在量化發電系統的可靠性和充足性方面十分容易使用和理解。然而，當電力系統規模逐漸成長與複雜時，僅用 Reserve Margin 已作為評估可靠性是不夠的。因為它的基本弱點是不能反映顧客需求或機組失效所導致的發電系統狀態的機率性與隨機性。例如，它不考慮不同類型電廠和不同發電規模的故障率。僅使用備用容量計算的確定性分析可能導致投資過度擴張或系統可靠性不足。因此，大多數公用事業和系統規劃者一直多在使用機率指標而非僅有 Reserve Margin。

2. 最大機組跳機容量 (Loss of the Largest Unit)

這種方法只是比較當系統最大的發電單位不可用時的尖峰需求電量和發電量的差距，最大發電機組損失後的剩餘容量就稱為電廠容量 (firm capacity)，即：

$$\text{Firm Capacity} = \sum_i C_i - C_l \quad (2.2)$$

其中對於所有的 $i=1,2,\dots,n$ 而言， $C_i \geq C_l$ ，這種方法有許多缺點，首先，它沒有考慮發電機組的可用機率；其次，它也不考慮系統的實際大小。

(二) 機率方法衡量之發電系統可靠性指標

機率方法可以提供更有意義的資訊，有利於設計和規劃資源的配置 (Prada 1999)。機率評估通常有兩種方法，分析方法和蒙地卡羅模

擬。分析方法透過數學模型來表示系統，並使用直接分析解來評估模型的可靠性指數。而蒙地卡羅模擬，其可靠性指標是經由模擬系統的實際隨機行為來估計的。

常用的機率可靠性指標包括負載損失機率 (LOLP)，負載預期損失 (LOLE)，能量損失機率 (LOEP)，能量損失期望 (LOEE)，預期能量不能服務 (EENS) 和負載頻率損失 (LOLF) 與負載持續時間損失 (LOLD)。這些指標基本上是隨機變數的期望值，它們反映了系統組件可用性和容量、負載特性和不確定性、系統配置和運行條件等各種因素的有效充分性指標 (Billinton and Li, 1994)。

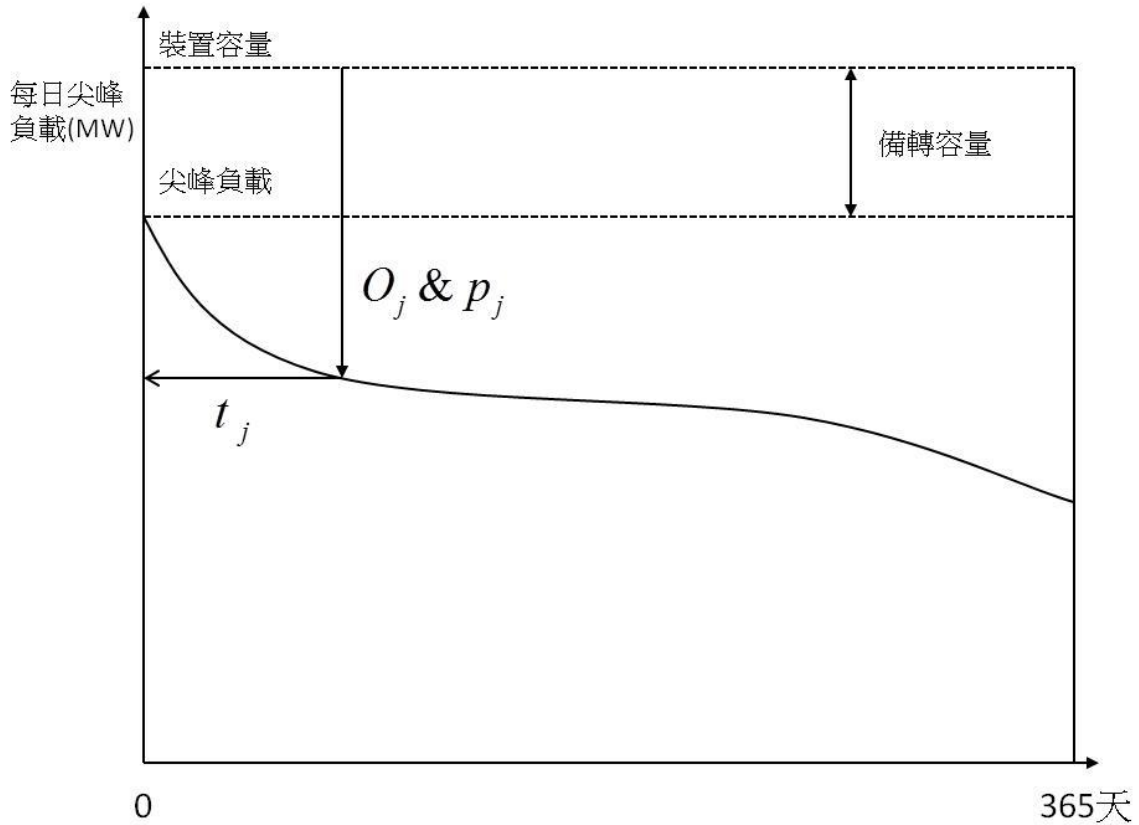
1. 負載損失機率

當系統負載超過可以使用的發電容量時，將會發生負載損失。負載損失機率 (Loss of Load Probability, LOLP) 是負載損失的一個衡量方式，其基本概念是從長期來看，預計電力系統的負載會比可用的發電資源的容量大的可能性。Endrenyi (1978) 定義 LOLP 為一天當中尖峰負載超過可用發電容量的機率。Khatib (1978) 則認為 LOLP 的基礎是將發電容量狀態的機率與每日尖峰需求的機率相結合，以評估一年之中發電系統無法滿足每日尖峰需求的天數。計算 LOLP 可以考慮 1 年當中的尖峰負載日數或者每日 24 小時內的尖峰負載小時來計算。因此，依據計算的資料期間不同，同一個系統可能有兩種或多種的 LOLP 值。

以 LOLP 方法來衡量缺電風險，主要是著重在機組的可靠性，純粹是依據負載資料來計算缺電的機率，並不考慮外在的影響因素。其計算 LOLP 之公式如下：

$$LOLP = \sum_j P[C_A = C_j] \cdot P[L > C_j] = \sum_j \frac{P_j \times t_j}{100} \quad (2.3)$$

其中 P 表示機率， C_A 表示可用的電力， C_j 代表剩餘的發電力， P_j 為負載大於或等於可用電量的機率， t_j 負載超過供電量的時間。上述變數關係可用負載持續曲線 (Load Duration Curve) 表示如下圖 2.2 所示。



資料來源：Boroujeni et al. (2012).

圖 2.2 使用負載持續曲線計算 LOLP

Boroujeni et al. (2012) 運用上述公式計算在各種容量及強制中斷率 (FOR) 下的 LOLP 值。當容量中斷少於備轉容量時並不會造成負載損失。然而，當特定容量中斷大於備轉容量時，這當中的風險將為 $p_j \times t_j$ 。在實際應用中，LOLE 期望指數比 LOLP 機率指數更經常使用。以下公式顯示 LOLE 和 LOLP 之間的關係：

$$LOLE = LOLP \times T \quad (2.4)$$

其中，如果負載模型是一年之中的極大負載所構成的負載曲線時，

$T=365$ ，此時 LOLE 的單位是每年幾天的缺電日數；如果負載模型是每小時的負載曲線，則 $T=8760$ ，此時 LOLE 的單位是每年幾小時缺電時數。

Kueck et al. (2004) 指出 LOLP 值通常被作為發電的可靠性標準或是備用容量的規劃。通常的做法是規劃電力系統，使其十年一次或更少次地超過 LOLP。另一方面，電力公司可用 LOLP 來規劃發電、能源採購、負載管理和其他系統平衡機制的可用性，以確保所產生的系統 LOLP 達到或低於設定標準。LOLP 用於表徵發電的充足性以滿足大型電力系統的負載，它沒有模擬電力傳輸系統的可靠性，亦即沒有考慮到大多數中斷實際發生在輸配電時的情況。

Kueck et al. (2004) 認為 LOLP 就像一條經驗法則，如同表示 20% 或 25% 的備用容量率。但是它比備用容量率更佳的是考慮了系統特性，如個別發電機組的可靠性、負載的不可預測性與發電機組效率的降低。例如，在相同的 LOLP 之下，一家電力公司的備用容量率可以達到 25%，另一個公用事業公司可能只有 20%。簡而言之，如果公司是為了保持適當的備用容量率，不同的電力公司應該有不同的備用容量率，因為不同公司的同一備用容量率會導致不同程度的可靠性。

LOLP 指標成為發電可靠性評估中廣泛使用的機率指標，因為它提供可以簡單計算和用於發電容量計劃的機率指標，簡化了發電可靠度的比較。然而，在電力系統可靠性評估中使用 LOLP 有幾個問題。

- A. LOLP 無法提供關於缺電的頻率、缺電持續時間、缺電程度或潛在短缺的嚴重程度。由於它是一個機率期望值，因此並沒有辦法區分缺電是因一次大的短缺或是由幾個小的短暫的短缺所引起。
- B. 不同的 LOLP 計算方法可能導致同一個系統的不同指標。根

據每天的尖峰負載（即 365 次計算）的小時數計算 LOLP，每小時負載（即 8760 次計算）計算的 LOLP 可能不同（Kueck et al., 2004）。

- C. LOLP 不包含外部的緊急支援或電力公司為維持系統可靠度的緊急措施（Kueck et al., 2004）。
- D. 傳統的 LOLP 計算不能模擬偶然發生的重大缺電事件。並且，一個大停電事件可能是由一系列事件所引起，但這些事件不一定發生在系統高峰時，故 LOLP 可能無法計算到（Kueck et al., 2004）。
- E. LOLP 以天為單位，主要表示一年當中發電系統不能滿足負載的天數。但在雙峰值日負載曲線的情況下以及在使用單位失效率較高但修理時間短的系統中，失載的頻率可能高於這個數字（Khatib, 1978）。
- F. 由於在負載損失法中使用的負載模型通常是日常尖峰負載的累積曲線，因此無法識別一天內的負載變化。這使得透過該方法獲得的 LOLP 值是真實的系統故障機率的一個相當粗略的近似值（Endrenyi, 1978）。
- G. 比較不同國家或電力公司電力系統的的可靠性時，如果它們的負載曲線和尖峰持續時間具有不同形狀時，其參考價值不高（Khatib, 1978）。
- H. 對於同一個系統，使用 LOLP 指數來比較不同的擴展計劃和年度維護計劃時，如果持續尖峰需求在研究的幾年內是靜態的，這是正確的。但在大多數情況下，特別是在開發中國家，一天的中負載持續增加的情況並非如此（Khatib, 1978）。
- I. 垂直結構的電力公司為合乎 LOLP 的要求，開發新電力或簽

訂電力購買協議以補足所需的短缺電力，但 LOLP 並不一定
是電力短缺發生的準確預測因子 (Kueck et al., 2004)。

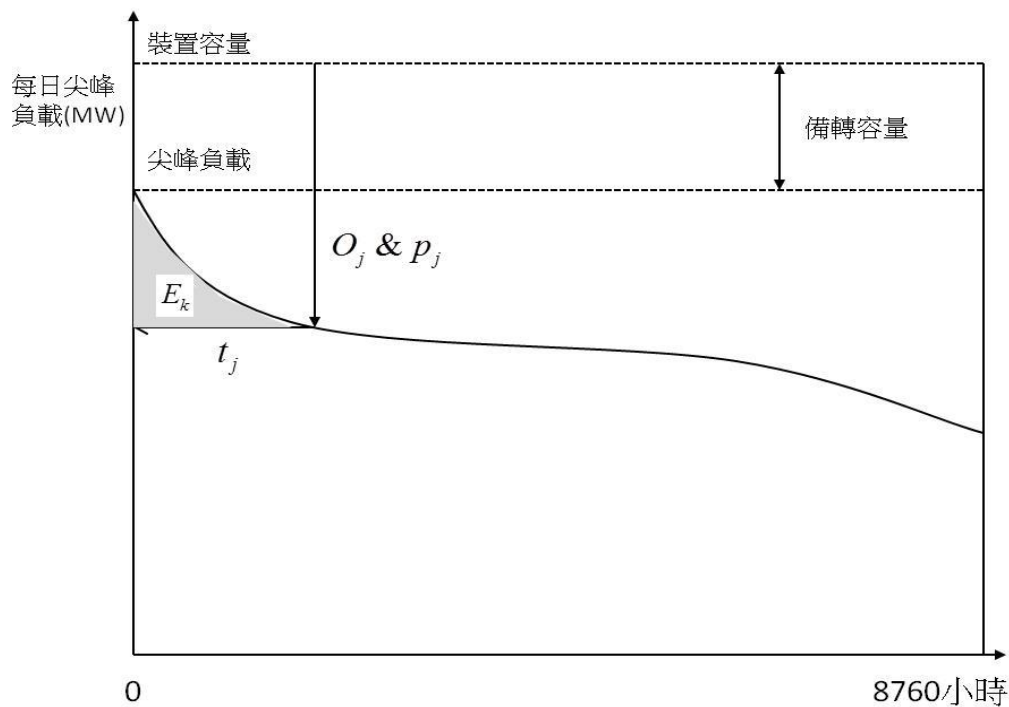
2. 能量損失機率

損失能量法是衡量在一段期間內未被服務的預期能量 (EENS)
與同一期間內總能量需求的比率。能量損失機率 (Loss of Energy
Probability, LOEP) 的計算可以如下公式表示：

$$LOEP = \sum_k \frac{E_k \cdot p_k}{E} \quad (2.5)$$

其中 E_k 是指由於第 k 個容量中斷 O_k 而不能提供的能量， p_k 第 k 個容量
中斷 O_k 的機率， E 為總能量需求。因為它是預期值而不是機率，因此
也稱為預期能量損失 (LOEE)，其單位為 MWh/年。

類似於負載損失方法，可以使用負載持續時間曲線來計算特定裝
置容下的 LOEP。下圖 2.3 顯示用於計算 LOEP 的負載持續時間曲線。



資料來源：Phoon (2006).

圖 2.3 使用負載持續曲線計算 LOEP

任何超過儲備容量中斷將導致負載中斷和能量限制。如上圖中所示， E_k 為負載曲線下方陰影部分，因此

$$E_k = \int_0^{t_k} (L - C_k) dt \quad \text{與} \quad E = \int_0^{8760} L dt$$

從某些方面來看，能源損失指標較 LOLP 更能表現系統的真實狀況，它透過給予嚴重事件更高的數值來顯示事件的嚴重程度。然而，真正的能量損失不能根據每日峰值的累積曲線精確計算（Endrenyi, 1978），因此，LOEP 指數很少用於發電容量計劃的可靠性評估。

3. 頻率和持續時間

頻率和持續時間（frequency and duration, FAD）方法將狀態空間方法應用於系統中的機組，並使用發電機組的轉換速率參數 λ 和 μ 。這意味著在向上和向下狀態中每個可能的機組組合定義了系統的容量狀態。因此，狀態的特點是由其可用容量、相關的狀態機率和轉換率。頻率和持續時間分析的過程如下所述（Prada, 1999）：

- A. 每個狀態的容量 C_j 與機率 p_j ，是由每個狀態的系統容量中斷分佈而計算。
- B. 狀況 j 的頻率 f_j 是計算長時間內每單位時間內停留（到達或離開）的預期次數。
- C. 狀態 j 的頻率 $f_j = p_j \times (\lambda_{j+} + \lambda_{j-})$ ，其中 λ_{j+} 是指從狀態 j 到更高產能狀態的轉換率， λ_{j-} 則為轉換至較低產能狀態的轉換率。
- D. 平均狀態持續期間為 T_j ，而 $p_j = f_j \times T_j$ 。

根據 Billinton and Li (1994)，頻率和持續時間指數可分別使用下列二公式來計算：

$$LOLF(\text{occ./year}) = \sum_{j \in S} (F_j - f_j) \quad (2.6)$$

其中 LOLF 為負載損失頻率 (Loss of Load Frequency)， F_j 是系統離開狀態 j 的頻率。而負載損失持續期間 (Loss of Load Duration, LOLD) 為

$$LOLD(\text{hr/disturbance}) = \frac{LOLE}{LOLF} \quad (2.7)$$

頻率和持續時間是 LOLE 指數的基本延伸，因為它們識別出遇到缺陷的預期頻率和負載缺陷的預期持續時間。這兩個指標都包含額外的物理特性，使其對額外的發電系統參數具有敏感性。但是這些該標準還沒有得到很廣泛的應用在發電系統可靠性分析中。

(三) 發電機組的失效機率

發電系統可靠性分析中最重要資料是各個發電機組的容量和失效機率 (unavailability probability)。常規的機組的失效機率 U 可表示如下：

$$U = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} \quad (2.8)$$

其中 λ 為機組失敗率， μ 為機組維修率， U 又可以稱為機組不可用性 (unit unavailability) 或是強制停運率 (Forced Outage Rate, FOR)

$$FOR = \frac{\text{強制停運小時}}{\text{正常運轉小時} + \text{強制停運小時}} \quad (2.9)$$

FOR 計算了長時間 (例如 365 天) 的停運比率，與方程式 2.8 中定義的 U 相同。FOR 是兩狀態 (即正常與失效兩種狀態) 逼近的一個

良好的近似。

建立發電模型的下一步是結合各個機組的容量和可用性來估計系統中的可用發電量。此組合的結果即是一個容量模型，其中每個發電機組由其名目容量 C_i 和其不可用性 U_i （或 FOR）表示。容量或中斷容量 X 為電力系統可靠性分析中的一個隨機變數，一般假設其服從指數分配。

由於機組的情況有正常與失效兩種狀態，則個別機組之斷電與否的狀態機率可以下式表示：

$$P(X = x_i) = \begin{cases} 1-q & x_i = C_i \\ q & x_i = 0 \end{cases} \quad (2.6)$$

故 q_i 為個別發電機組 i 容量狀態為 0 的機率，在有 n 台發電機組合的發電系統中有 2^n 個狀態。加總各別發電機的狀態機率可得累積狀態機率函數（分配函數）如下式：

$$P(X = x_i) = \begin{cases} 0 & x_i < 0 \\ q & 0 \leq x_i \leq C_i \\ 1 & x_i \geq C_i \end{cases} \quad (2.11)$$

因此在每個容量 C_i 下，個別狀態機率與累積狀態機率分別如下列二式所示：

$$P(X = x_i) = p(x_i) \quad \text{其中 } i = 0, 1, 2, \dots \quad (2.12)$$

$$P(x_k) = P(X \geq x_k) = \sum_{i \geq k} p(x_i) \quad (2.13)$$

根據這些等式，可以產生表示系統的不同容量下的中斷機率表（Capacity Outage Probability Table, COPT）。

(四)可靠性指標的實際應用

不同國家和電力公司會依照其國家或公司特定和獨特的電力系統採用不同的可靠性標準，這是因為所有的系統都是不同的，因此可靠性標準也不同。例如英國中央發電委員會（CEGB）採用的安全標準提出，在 100 個冬天中供應中斷不應超過 9 次。因此，供應赤字的風險不能超過 9%（Nedic et al., 2005）。Nedic et al. (2005) 基於 1980 年代的設備故障機率，認為標準容量充裕度為 24%，容量充裕度定義為總系統發電量與峰值系統負載之間的百分比差異。

愛爾蘭的充足性標準，失敗的預期不應該超過每年 8 小時 LOLE，對於法國而言，發電充足度報告中所述的供應赤字水準是一個數學期望，每年少於 3 個小時 (LOLE < 3 小時) (Nedic et al. 2005)。

在一些先進國家，通常採用電力供應中的任意可靠性目標，例如十年的 LOLP (Pillai, 2002)。這並不意味著每十年一次的一整天的缺電；而是指 10 年內累計的缺電時間不能超過一天，或者相當於一天僅能有 0.03% 天的缺電時間。

二、台電公司的缺電風險指標

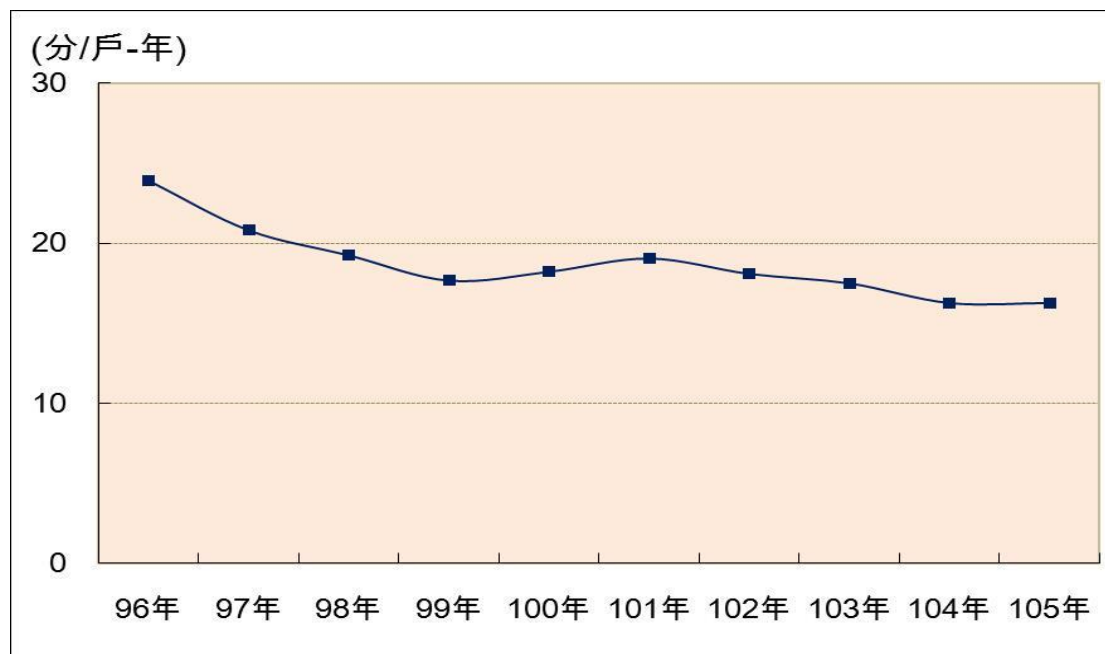
1. 每戶停電時間（或次數）

以每戶停電時間與每戶停電次數來衡量，其公式為：

$$\text{每戶停電時間} = \frac{\text{台電系統全年停電時間}}{\text{總用戶數}} \quad (2.14)$$

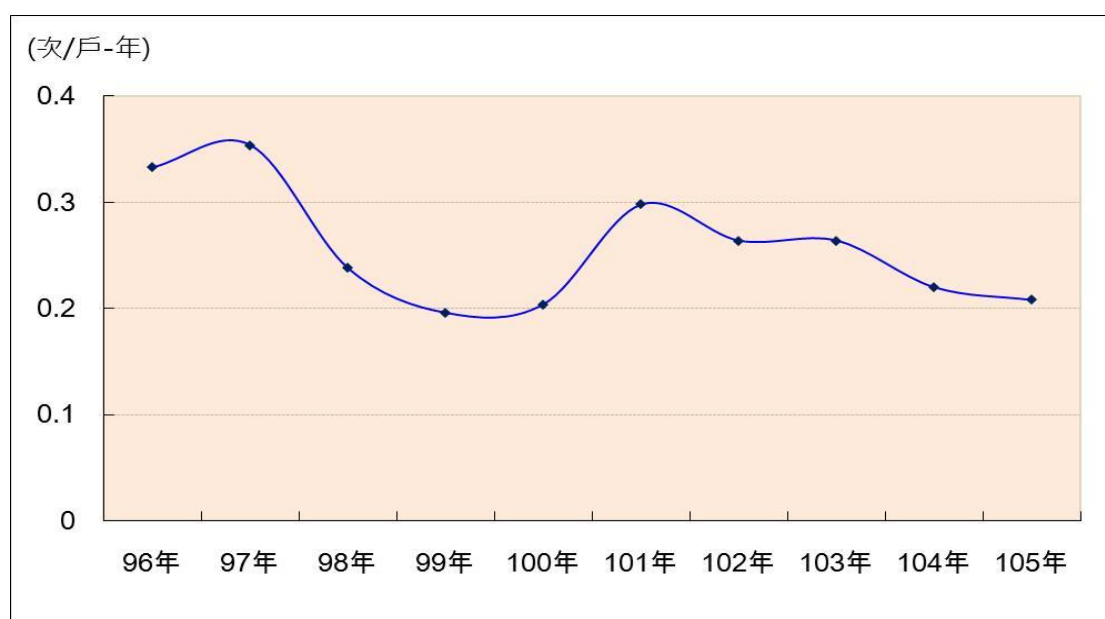
$$\text{每戶停電次數} = \frac{\text{台電系統全年停電次數}}{\text{總用戶數}} \quad (2.15)$$

每戶「停電時間」與「停電次數」為衡量電業提供顧客電力可靠度之2項重要指標（此2項指標係越低越好）。圖 2.4、圖 2.5 顯示台灣近10年來的每戶停電時間與每戶停電次數。



資料來源：http://www.taipower.com.tw/content/new_info/new_info-a53.aspx?LinkID=5

圖 2.4 近 10 年每戶停電時間 (分/戶.年)



資料來源：同圖 2.4。

圖 2.5 近 10 年每戶停電次數 (次/戶.年)

2.備用容量率

備用容量率係對年尖峰負載（一小時平均值）而言，即全系統供電能力超出年尖峰負載的比例，全年只有一個數據；此項比例之大小代表當年系統發電端的供電可靠程度。由於此項比例並未扣除機組檢修等不可調度之容量，故不可用以衡量系統每天實際的供電可靠度，只適用於電源開發規劃之用途及說明，並常用以和國外電業的供電可靠度指標做比較。

$$\text{備用容量率(\%)} = \frac{\text{裝置容量} - \text{尖峰負載}}{\text{尖峰負載}} \times 100\% \quad (2.16)$$

上述公式中的「裝置容量」及「尖峰負載」定義內容與名詞，各國都有其慣例，所以不盡相同，尤其電業自由化後，跨區買賣電力代輸，近年來再生能源的推動，更是複雜。舉例說明如下：

A. 裝置容量：

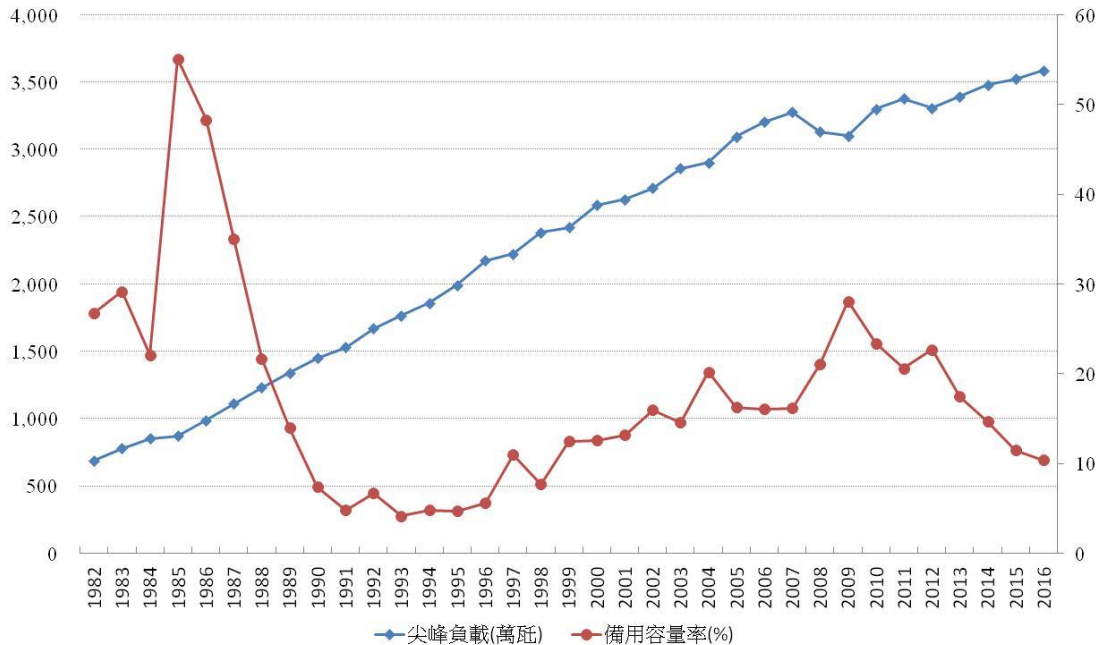
- a. 使用裝置容量，南韓等國使用。
- b. 使用淨尖峰供電能力（=裝置容量-廠用電），美國、台灣等國使用。
- c. 無法持續發電的風力機組裝置容量使用 3%~100%比例計算各國不同。
- d. 水力機組裝置容量受限水文枯豐，水庫容量、無法持續供水，裝置容量折扣計算，各國不盡相同。
- e. 其他再生能源如太陽能等裝置容量也有不同折扣計算。
- f. 受到輸電線路限制之發電容量折減。

B. 尖峰負載：

- a. 使用發電端小時平均負載（包括電廠用電），南韓等國使用。
- b. 使用供電端小時平均負載（扣除廠用電），美國，台灣等國使

用。

- c. 使用全年最高三天尖峰小時平均值負載（供電端），日本使用。



資料來源：<http://data.taipower.com.tw/opendata/apply/file/d003002/001.txt>

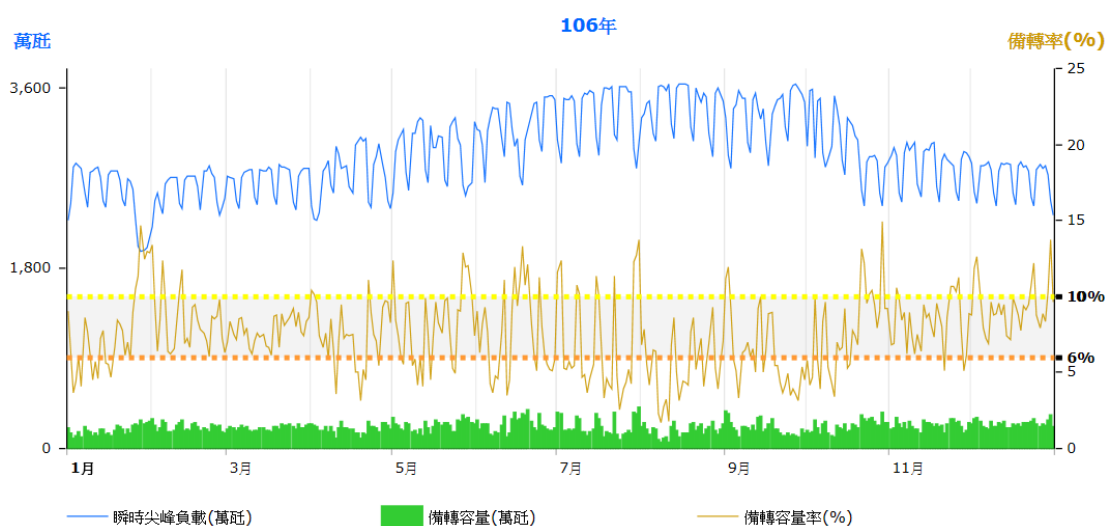
圖 2.6 台電歷年尖峰負載及備用容量率

3. 備轉容量率

「備轉容量」是指電力系統實際調度運轉時，用來應付負載預測誤差、發電機組故障、系統頻率調整等所需準備的供電能力。它的計算公式跟備用容量相同，但是其中裝置容量把故障、大修與檢修、以及降載的發電機組容量不包括在內，因為實際運轉時這些狀況都是已知數據，還有發電機組出力隨季節氣溫、風力、水文等變化予以修訂接近實際情況，至於尖峰負載一般都用一小時平均負載，但也有公司採用瞬時尖峰負載。

備用容量率係對年尖峰負載（一小時平均值）而言，即全系統供電能力超出年尖峰負載的比例，全年只有一個數據；此項比例之大小

代表當年系統發電端的供電可靠程度。由於此項比例並未扣除機組檢修等不可調度之容量，故不可用以衡量系統每天實際的供電可靠度，只適用於電源開發規劃之用途及說明，並常用以和國外電業的供電可靠度指標做比較。而備轉容量率係以每日最高瞬間負載（非一小時平均值）表示，且其供電能力是指當天實際可調度之發電容量，故備轉容量率是用來表示衡量系統每天供電可靠度的指標。台電公司每日均有一「備轉容量率」，並公開於網頁上以供參閱（如圖 2.7）。



資料來源：http://stpc00601.taipower.com.tw/loadGraph/loadGraph/load_reserve.html

圖 2.7 台電 106 年尖峰負載及備轉容量率

另外，台電公司亦以五燈指示系統來顯示每日供電的餘裕或緊澀程度（如圖 2.8），這幾個燈號分別是綠燈表示供電充裕（備轉容量率大於 10%），黃燈表示供電吃緊（備轉容量率 10%~6%），橘燈表示供電警戒（備轉容量率小於 6%），紅燈表示線電警戒（備轉容量 90 萬千瓦以下），黑燈表示限電準備（備轉容量 50 萬千瓦以下）。

今日(107.07.17)預估尖峰備轉容量率



資料來源：<http://www.taipower.com.tw/>

圖 2.8 台電備轉容量率燈號指示系統

三、傳統之電力系統可靠性評估方法步驟

可靠性一直是電力系統規劃、設計、運行和維護的主要因素之一。發電系統的可靠性著重在發電前由能源（燃料）至電力的轉換過程中整個電力系統發電機的可靠性。由於發電系統是電力供應鏈的重要組成部分，使任何時刻都有足夠的電力以滿足需求，因此維持系統的穩定相當重要。一旦發電機組無法運行時，電力公司則必須確保有足夠的備用電源來提供電力。

總結前述關於評估電力系統可靠性的方法可以得知，發電系統的可靠性分為「充足性」和「安全性」。系統充足性涉及系統內足夠的發電機的存在以滿足消費者負載需求或系統運行限制。系統充足性與系統的靜態條件相關聯，即考慮系統內機組數量是否充分，而不考慮干擾系統穩定的其他因素。另一方面，系統安全性則涉及到系統對於系統內出現擾動時的反應能力。

Endrenyi (1978) 指出，如果要求系統可靠性的改進，可以透過

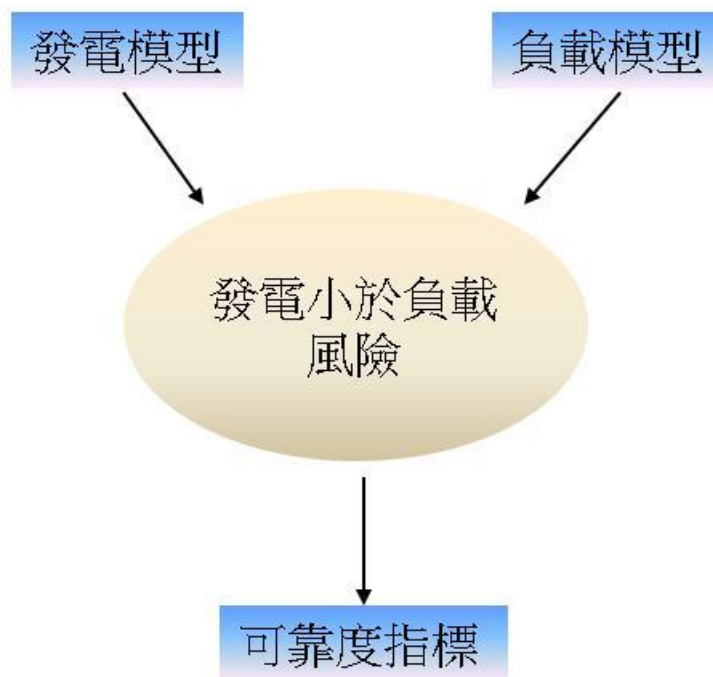
使用更好的組件或包含更多備用的系統設計來確保。亦即安裝多於平常需要的發電設備，然而，這將增加額外的成本。因為只有在緊急情況下才需要增加的額外容量。

在發電系統研究中，檢查總系統發電量以確定其是否可以滿足總系統負載要求，通常稱為「發電系統充足性評估」。在發電系統充足性評估時忽略傳輸系統，並將其視為負載點，發電系統充足性評估的主要想法是估計滿足系統需求所需的發電能力，以及滿足計劃停電的和強迫停電事件發生時的電力需求。

傳統上決定容量需求的最基本方法是備轉百分比（percentage reserve）或備轉容量（Operating reserve margin）方法，而這兩種確定性方法現在已被機率方法所取代，而這些方法可以反映對影響系統可靠性的實際因素（Billinton and Allan 1984）。

發電系統充足性評估模型的基本建立方法由三部分組成，如圖 2.9 所示。將發電和負載模型進行合併，而形成一個適當的風險模型，其中，風險因素即為當發電量低於負載的情況發生時。簡而言之，發電系統的充足性評估包括三個一般步驟：

- (1) 根據發電機組的運行特性建立發電容量模型；
- (2) 建立一個適當的負載模型；
- (3) 合併發電容量模型與負載模型，形成風險模型。



資料來源：本研究自行整理。

圖 2.9 發電可靠度評估的組成要素

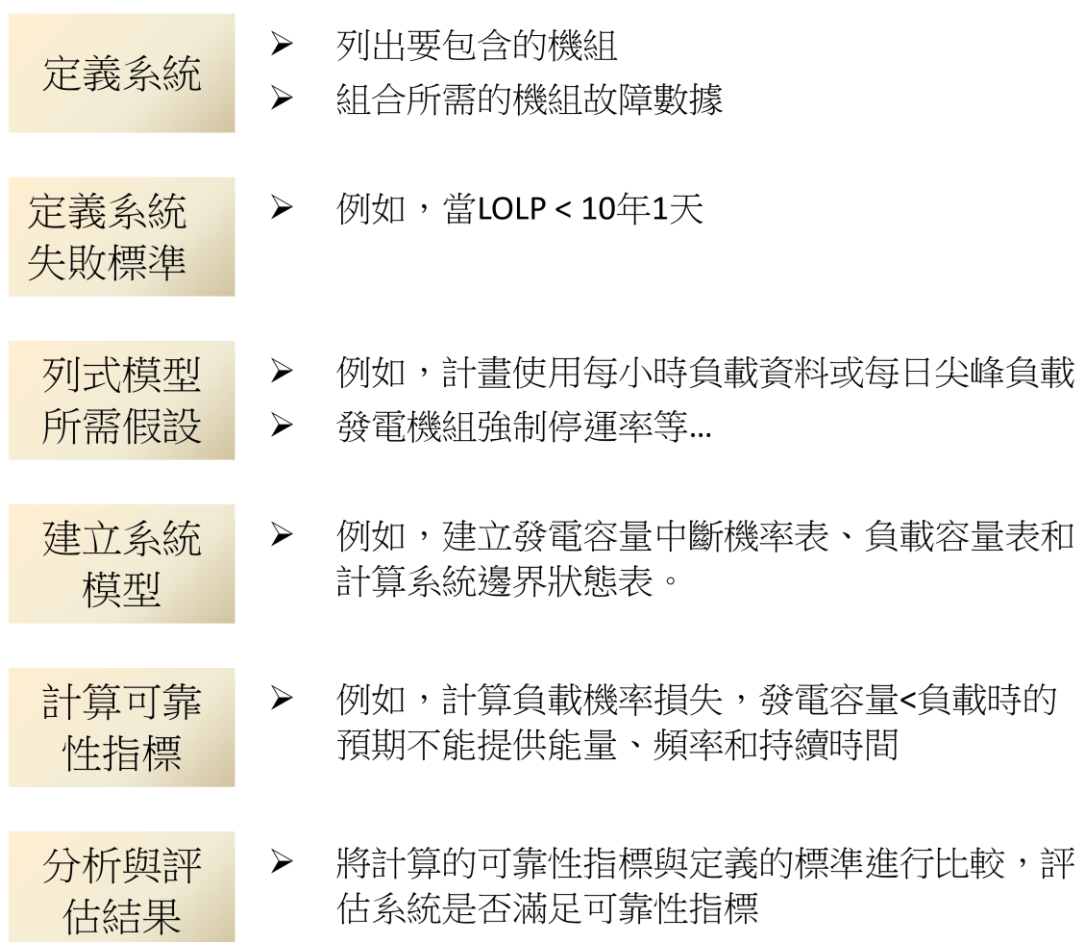
計算可靠性指標通常可運用**分析方法** (Analytical methods) 或**蒙地卡羅模擬** (Monte Carlo simulation)。在分析方法中，用於發電容量充足性評估的發電系統模型可以使用遞歸技術 (recursive technique) 創建的容量中斷機率表 (Capacity Outage Probability Table, COPT)。對於負載模型，通常使用一年期間的每日負載或每小時負載形成負載機率表 (Load Probability Table, LPT)。

根據 Wang and McDonald (1994)，電力系統可靠性評估過程，首先建立一個系統或一個子系統的數學模型，然後進行數值求解，其步驟如下：

- (1) 定義系統界限並列出所有組件；
- (2) 提供每個組件的可靠性數據，如故障率，維修率，維修時間，計劃維護時間等；
- (3) 對每個組件建立可靠性模型；

- (4) 定義系統正常和故障的判斷標準；
- (5) 建立系統可靠性的基本假設及其數學模型；
- (6) 選擇適當的演算法以計算系統可靠性指標；

因此，可靠性模型之建構與評估過程可整理如下圖 2.10 所示。



資料來源：Phoon (2006).

圖 2.10 可靠性模型建構過程

以傳統電力系統穩定性來評估缺電風險，可以發現影響缺電風險的因素只有機組狀態，換言之，傳統電力系統評估方法僅考慮電力系統的供給面，而忽略了需求面的影響因素，因此，這種評估缺電風險的模式忽略了造成缺電風險變動的外在因素；再者，傳統之電力系統

穩定性評估方法適於應用小規模發電系統或同種類發電系統的發電穩定性評估，一旦系統整合各種不同類型的發電，則前述之傳統電力系統穩定性評估方法將難以應用。

參、研究方法與過程

本研究首先針對我國缺電風險進行評估，由於風險乃是一種不確定性的狀態下所可能產生的損失，因此，本研究將以機率模型來評估造成我國缺電風險的重要因素，在確認影響我國缺電的主要因素及其對缺電風險的影響後，進一步研析我國缺電風險的管控對策。以下針對本研究的執行方法與進行步驟進行說明。

一、定義缺電風險

風險是指在某一特定環境下，在某一特定時間段內，某種損失發生的可能性。在本研究中，缺電風險(Power Shortage Risk 或 Electricity Shortage Risk)是研究的主題，因此必須先定義在何種情況下是為缺電，在定義缺電風險範圍與內容後，方能找出影響缺電的重要因素及其程度。依國際電力市場運行慣例和電力的特性本研究採用的缺電風險指標為合理的「備用容量率」或「備轉容量率」。依國際電力市場改革與自由化的經驗，除了設計以可競爭的市場經濟提升電力營運的效率外，更須注重電力系統運行的安全與可靠，由於電力具有下列諸多特性，因此不能以傳統商品交易的方式來進行買賣與供需規劃，否則會危及系統的安全，所以電力市場的改革需要克服以下電力商品的這些特性：

- 電力無法大量有效儲存
- 供需必須實時平衡，一旦供不應求停電損失難以估計
- 電力供需實時變化莫測又隨機，難以事前精確預估
- 電力傳輸如光速，需透過電網尋阻抗最小方式隨意流動

因此，為了維護電力系統的安全運轉與維持充足的供給餘裕，電能交易市場就必須搭配設計能維持系統安全運行的各項輔助服務(ancillary services)之提供的市場，其中最重要的便是短期的電能平

衡市場和長期的備用容量市場，前者係為能確保供需實時平衡所需的各項備轉容量與電能，後者則是為了確保電力系統中長期的裕度之所需，因此，為了預防停電事件不會發生，我們依我國國情與台電公司的經驗定義備用容量率低於 15%（或短期備轉容量率低於 10%）時就會發生缺電風險。

二、缺電的風險因素

風險因素是指引起或增加風險發生的機會或擴大損失幅度的原因或條件。而構成風險因素的條件越多，發生損失的可能性就越大，損失就會越嚴重。

可能造成缺電風險的基本因素包括自然屬性、社會屬性、經濟屬性與電力供給系統屬性等因素。瞭解造成缺電的風險因素，將有助於我們進行缺電的風險管理，以下初步探討可能的缺電風險因素：

1.自然因素

缺電風險常常是由客觀存在的自然現象所引起的，包括：地震、洪水、雷電、暴風雨、滑坡、泥石流、海嘯等形式引起缺電而造成經濟上的損失，對人類構成風險。特別是在氣候變遷下所造成的極端氣候，對於電力供需的影響，更是造成近年來缺電風險增高的重要因素。然而，自然界的運動是有其規律的，人們可以發現、認識和利用這些規律，降低風險事故發生的機率，減少損失的程度。

2.社會經濟因素

缺電風險事故的發生與一定的社會制度（例如社會對能源類型的偏好、對能源供應的限制如機組的可操作時間受《空污法》限制）、經濟條件（例如因為經濟的發展而對於電力需求的增加）和生產力（例如節能之生產技術的研發與使用）等都有一定的關係。

3.發電技術因素

因為技術上的原因而導致缺電風險的可能性增加，屬於缺電風險的技術因素，例如，機組操作失當或發生故障、不同機組間的支援程度以及燃料短缺等因素。

4.能源占比因素

不同的發電能源其所導致的缺電風險亦不相同，例如，就電力的供給穩定度而言，若傳統化石能源如天然氣發電的穩定性相對較太陽能等再生能源為高，因此，以前者發電的缺電風險就相對較低。

基於前述影響因素，我們大致可歸類影響缺電風險的因素包括：國內生產毛額（GDP）（或國民可支配所得或零售業銷售額）、再生能源裝置容量、火力發電（或核能發電）占比、冷氣度/時、年平均溫度或雨量集中度、產業結構變化（如製造業占比或工業生產指數變化）、能源使用效率（每單位 GDP 耗能）、能源價格（燃煤或天然氣價格）、物價指數（CPI 或 WPI）、人口變動或人口成長率等。整理本研究擬採用之自變數如表 3.1。

表 3.1 本研究擬採用之自變數

類別	變數	資料頻率
自然因素	冷氣度	年
	平均氣溫	月、季、年
	平均雨量	月、季、年
社會經濟因素	國內生產毛額（GDP）或國民可支配所得	季、年
	零售業銷售額（電力需求）	季、年
	製造業占比或工業生產指數變化	季、年
	人口變動或成長率	季、年
	燃煤或天然氣價格	季、年
發電技術因素	操作失當	0 或 1
	能源使用效率	年
能源配比因素	再生能源裝置容量（或占比）	年
	火力發電（或核能發電）占比	年

資料來源：本研究自行整理。

註：資料期間：1.年資料 1996—2017 年；2.季、月資料 2014 年 1 月—2017 年 12 月。

三、缺電風險計量模型研究方法

所謂「風險」，主觀的定義是指事故發生的不確定性。客觀的定義則是指事故發生遭受損失的機會（或機率）。因此，缺電機率的提高即表示缺電風險的提高，故本研究以客觀的缺電機率來做為缺電風險的衡量指標，而在計量經濟學理適合做來估計機率的模型，主要有線性機率模型、Logit 模型與 Probit 模型，以下分別敘明之。

(一)線性機率模型

在迴歸分析中當因變數只有兩種可能情況時（例如缺電情況發生或不發生），可以使用線性機率模式（Linear Probability Model），為便於說明我們參考 Maddala(2001)的設定，先假設僅有一個解釋變數 x 的情況。

假設 y 是一個表示某事件發生與不發生的指標變數（indicator variable），例如於分析缺電風險的問題時，在我們有缺電與不缺電的資料，以及影響缺電的重要解釋變數之資料下，可以定義：

$$y = \begin{cases} 1 & \text{缺電情況發生} \\ 0 & \text{其他} \end{cases} \quad (3.1)$$

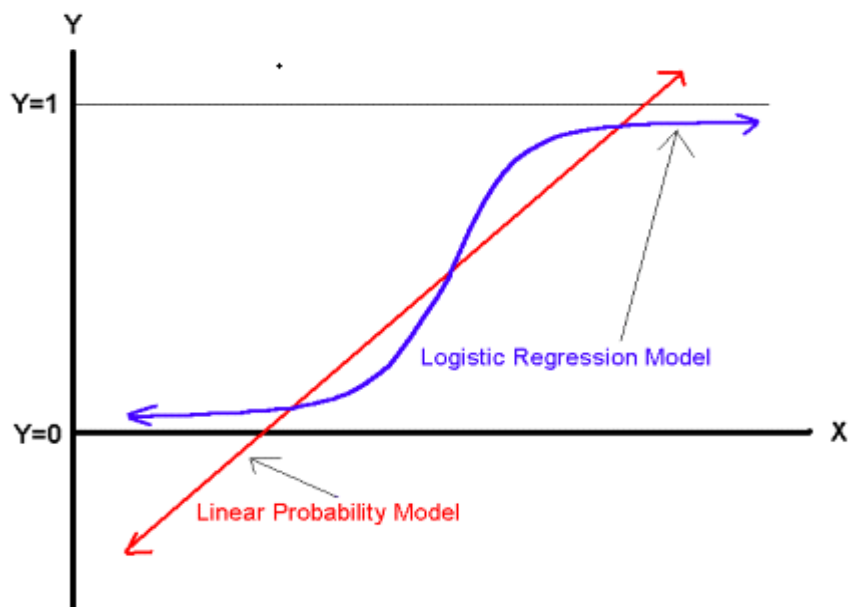
因此，迴歸模式可以表示為：

$$y_i = \beta x_i + u_i$$

其中 $E(u_i) = 0$ ，條件期望值 $E(y_i | x_i)$ 等於 βx_i ，此表示在既定的解釋變數值 x_i 之下缺電發生的機率，換言之，迴歸的估計結果讓我們可用給定的 x 來估計缺電發生的機率。

然而，在實際的操作上，線性機率模型可能會有下列問題發生：

(1)實際操作時，模型所產生之估計值可能落於 0 與 1 之外（如圖 3.1 所示），(2)有些風險因素對風險的造成並非線性，但模型卻以線性模式來估計。



資料來源：<http://www.appstate.edu/~whiteheadjc/service/logit/intro.htm>

圖 3.1 線性機率模型與 Logit 模型之比較

(二) Logit 與 Probit 模式

Logit 迴歸模型由 J. Berlcson 於 1944 年所提出，**Logit** 迴歸模型屬於非線性迴歸模式，反應函數呈現曲線型態，呈現 S 或倒 S 型，Logit 模型可以解決前述線性機率模型的估計值常介於 0 與 1 的範圍之外的問題。

Logit 迴歸模型使用於預測上具有一定程度的準確度。當研究者收集所有與變數相關的數值之後，若想預測某一結果發生的可能性，即可使用 Logit 迴歸模型進行預測。因此，**Logit** 迴歸模型可以應用於許多不同的領域。

若存在一迴歸模型如下：

$$y_t^* = \beta_0 + \sum_{j=1}^k \beta_j x_{tj} + u_t \quad (3.2)$$

其中 y_t^* 是不可觀察的，一般稱為潛在變數 (latent variable)，在本研究中 y_t^* 即為缺電風險，因此我們可以定義一個可以觀察到的虛擬變數 y_t ，

$$y_t = \begin{cases} 1 & \text{當 } y_t^* > 0 \\ 0 & \text{其他} \end{cases} \quad (3.3)$$

在上式中 $y_t^* > 0$ 表示缺電風險發生，例如，當我們令備轉容量率小於 10% 時缺電風險發生 ($y_t^* > 0$)，則此時 $y_t = 1$ 。對 y_t^* 乘以任一正的常數值時，並不會改變 y_t ，因此通常可假設 $\text{Var}(u_t) = 1$ ，從(3.2)與(3.3)式可得到

$$\begin{aligned} P_t &= \text{Pr ob}(y_t = 1 | x_t) = \text{Pr ob} \left[u_t > - \left(\beta_0 + \sum_{j=1}^k \beta_j x_{tj} \right) \right] \\ &= 1 - F \left[- \left(\beta_0 + \sum_{j=1}^k \beta_j x_{tj} \right) \right] \end{aligned}$$

其中 F 是 u 的累積分配函數。若 u 是一個對稱分配，則由於

$$1 - F(-Z) = F(Z)$$

故

$$P_t = F \left(\beta_0 + \sum_{j=1}^k \beta_j x_{tj} \right) \quad (3.4)$$

上式中 F 的函數形式決定於我們對誤差項 u 的假設，由於為了限制函

數值必須介於 0 與 1 之間，因此假設 u_t 的累積分配函數是一個 Logistic 函數。因此

$$P_t(y_t = 1 | x_t) = \frac{e^{\left(\beta_0 + \sum_{j=1}^k \beta_j x_{tj}\right)}}{1 + e^{\left(\beta_0 + \sum_{j=1}^k \beta_j x_{tj}\right)}} \quad (3.5)$$

整理後可得

$$\log \frac{P_t}{1 - P_t} = \beta_0 + \sum_{j=1}^k \beta_j x_{tj} \quad (3.6)$$

公式(3.6)等號左邊稱為對數賠率 (log-odds ratio)，故可得對數賠率為解釋變數 x 的線型函數，此與線性機率模式不同是，線性機率模式直接假設 P_t 為解釋變數的線性函數。另外，若假設(3.2)式中的誤差項 u_t 為常態分配時，則可得 probit 模式

$$\begin{aligned} P_t(y_t = 1 | x_t) &= 1 - \Phi\left(-\beta_0 - \sum_{j=1}^k \beta_j x_{tj}\right) \\ &= \Phi\left(\beta_0 + \sum_{j=1}^k \beta_j x_{tj}\right) \end{aligned} \quad (3.7)$$

probit 模式並無可線性推估之解析式，必須以電腦程式來進行數值分析之配適，由於 logit 模式是近似常態分配，因此兩者差異不大，所以兩者推估之機率相當類似，但尾端極值 Logit 推估之風險機率較 Probit 稍低，其他正常情況則稍高，圖 3.2 為兩種分配型態的比較。

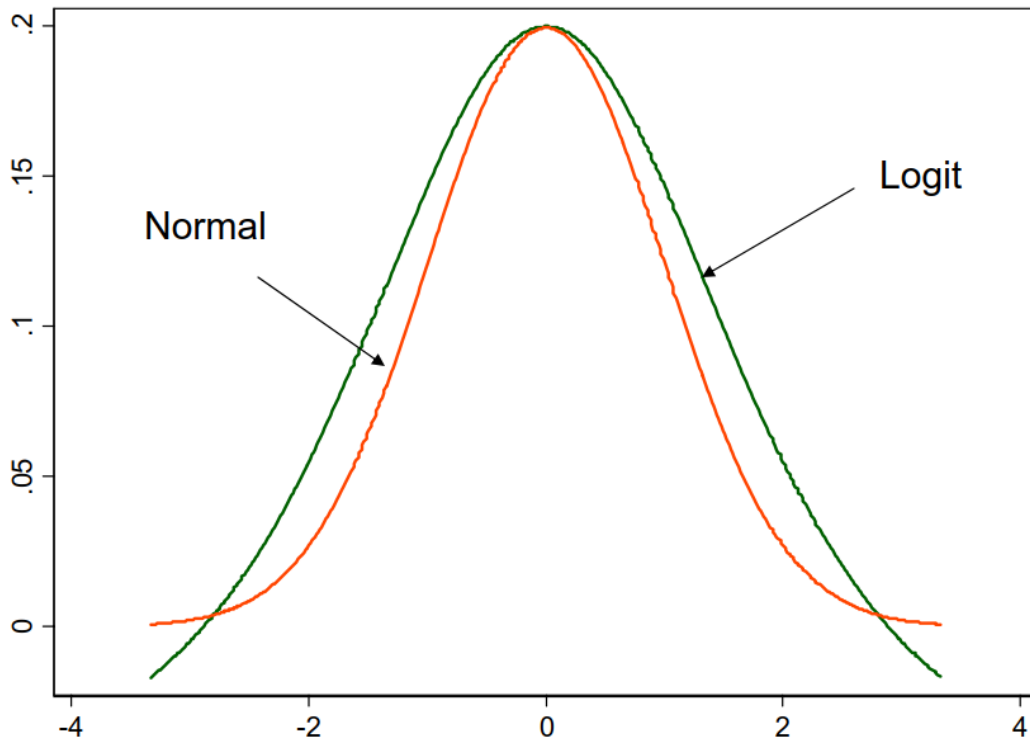


圖 3.2 Logit 分配與常態分配比較

我們可以蒐集表 3.1 之自變數資料，配合觀察到的虛擬變數 y_i ，在(3.2)式之迴歸模型下，得到估計係數 $\hat{\beta}_0$ 與 $\hat{\beta}_1, \dots, \hat{\beta}_j$ 之值代表對數勝率的變化率相應於 x 之變化率，在確定係數值後，便可利用(3.6)得到在特定影響因素（自變數 x_j ）下估計之缺電風險發生之機率值 \hat{P}_i 。由於 Logit 模型可以克服線性機率模型的兩大缺點，又與 Probit 模型非常近似且有數學解析式可進行缺電機率的線性推估，故本研究採用 Logit 模型。

(三)綠能產業發展與電力產業低碳化轉型對缺電風險之衝擊影響

經由前述缺電風險計量經濟模型，我們可以找到影響缺電風險的重要因素，例如，基於解釋變數中的再生能源裝置容量（或占比）、傳統火力（燃煤或燃氣）發電占比對缺電風險發生機率影響的顯著性及係數值之大小，可以得知綠能產業與傳統電力產業低碳化對缺電風

險發生機率的影響，我們將依此量化資料，並參考國內外相關研究資料，進一步研析綠能產業發展與電力產業低碳化轉型對缺電風險之衝擊影響。

(四)缺電風險管理策略之研擬及結論建議

最後，本研究將依據前述之量化分析結果及所蒐集之質性資料分析結果，針對電力轉型下缺電風險研擬相關的管理策略，並對政府之規劃電力供需結構階段性發展目標與推動策略提出建議。

綜合而言，本研究之研究流程如圖 3.3 所示，在界定問題與研究範圍方面，首先定義缺電風險及探討缺電風險的影響因素，繼而蒐集相關的數據資料，再依據前述設定之缺電風險計量經濟模型，估計缺電風險因素的數值及其顯著程度，並進一步驗證與評估此缺電風險模型之適用性，再依據本研究之量化估計結果及所蒐集之質性資料，探討綠能產業發展與電力產業低碳化轉型對缺電風險之衝擊影響，最後，根據本研究之研析結果，對政府之規劃電力供需結構階段性發展目標與推動策略提出建議。

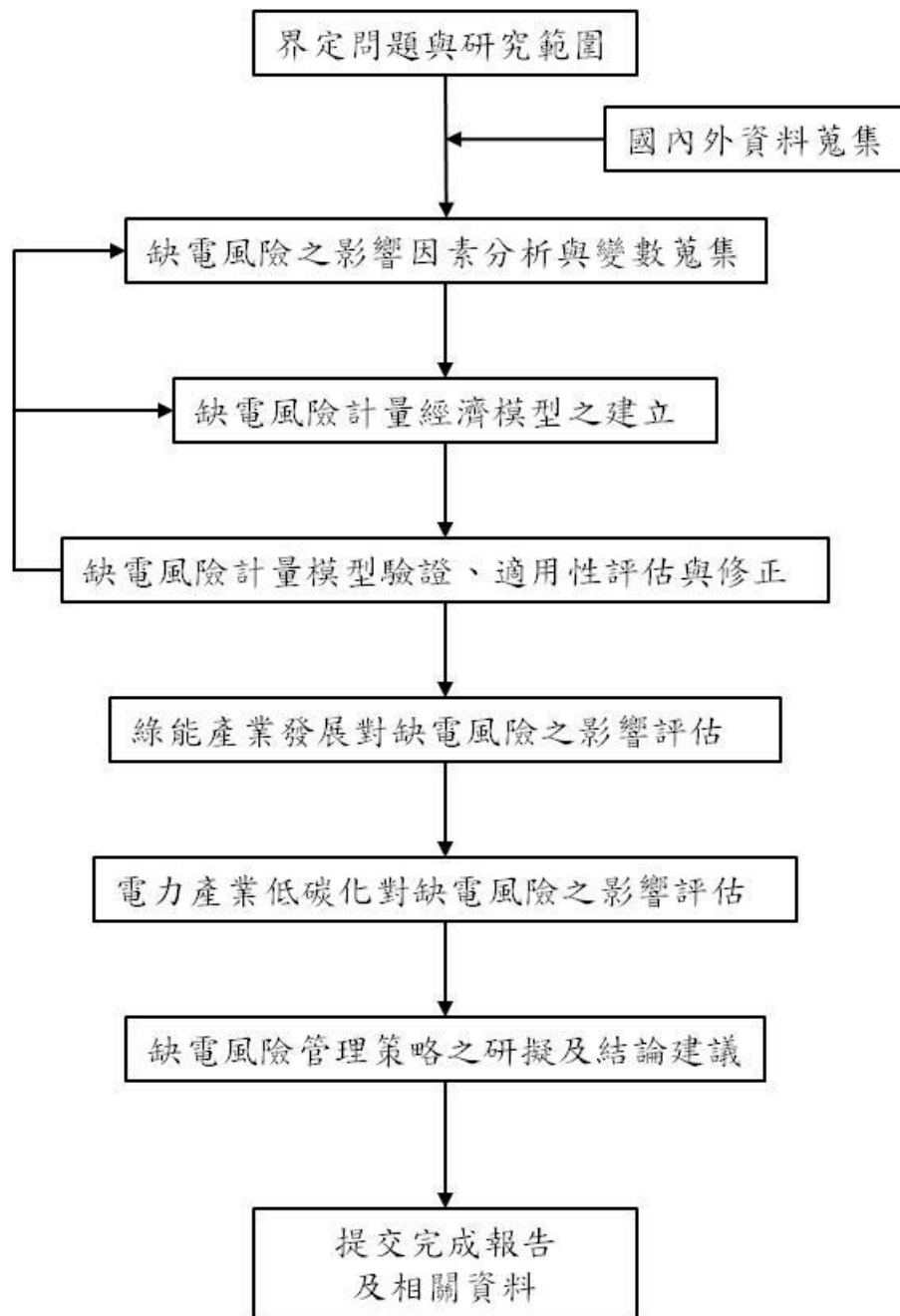


圖 3.3 本研究之流程

本研究需要蒐集各種發電技術及社經與自然環境的相關資料，一般這些資料若屬次級資料較易獲得，但若屬初級資料（如：冷氣時、冷氣度、備載容量率及輔助服務可用率等）則獲得不易，解決之道為親赴台電公司溝通取得，若仍無法取得將以國際間平均的業界相關同樣技術資料或採用其他替代變數處理。

肆、我國缺電風險評估

一、備用容量率影響因素的線性分析

在國際上，對於備用容量的定義，除了日本，世界各國所採用的定義大致相同。所有發電機都會計算在內，包括：正進行例行檢查和發生故障的機組。

「備用容量」是指用來應付機組大修、小修、故障、減載、機組老化、負載預測變動及工程計畫延宕等電力供需變化的機組，備用容量率愈高，系統供電愈可靠，但缺點就是必須投入大量資本興建電廠；而將「備用容量」除以「系統尖峰負載」再乘上 100%，就是「備用容量率」。即

$$\text{備用容量} = \text{裝機容量} - \text{尖峰負載}$$

$$\text{備用容量率} = (\text{備用容量} / \text{尖峰負載}) \times 100\%$$

由此可知，備用容量是基於面對電力市場的長期需求，所需準備的發電容量，因此，我們首先探討可能影響備用容量率的一些因素，包括裝置容量、人口數、國內生產毛額、製造業生產指數、水電燃氣價格指數、年均冷房度日 CDD 及再生能源發電占比等。

為了瞭解前述變數對備用容量率的影響情況，首先建立迴歸模式如下：

$$\text{Bak} = \beta_0 + \beta_1 \text{Vol} + \beta_2 \text{GDP} + \beta_3 \text{Ind} + \beta_4 \text{Popu} + \beta_5 \text{El_price} + \beta_6 \text{CDD} + \beta_7 \text{Ren} + \varepsilon \quad (4.1)$$

其中各項變數說明如下：

Bak：備用容量率（%）；

Vol：傳統發電裝置容量（GW），包括火力發電、抽蓄水力發電、燃煤發電、燃油發電、燃氣發電、核能發電及慣常水力發電的裝置容量，但不包括風力發電、太陽光電、生質能發電與廢棄物能發電等的新能源發電裝置容量。由於裝置容

量的增減必然影響備用容量率的變化，因此 Vol 變數在此主要是做為控制變數，以使我們可以更精確的觀察其他變數對備用容量率的影響；

GDP：國內生產毛額（台幣兆元）；

Ind：製造業生產指數；

Popu：年中人口數（千萬人）；

El_price：水電燃氣價格指數；

CDD：年均冷房度日（Yearly Average Cooling Degree Days），冷房度日= $\sum (T_i - 26^\circ\text{C})$, if $T_i > 28^\circ\text{C}$, T_i =每日均溫。此數值愈大表示冷氣開機日數越多；

Ren：再生能源發電占比（%），此處之再生能源包括風力發電、太陽光電、生質能發電與廢棄物能發電。

本研究蒐集前述資料整理如表 4.1 所示，表 4.2 為變數間的相關係數。相關係數所表示的為兩個變數間的線性相關程度，表 4.2 顯示備用容量率與傳統裝置容量的相關係數為 0.609，相對高於本研究所使用的其他變數。而其他變數，包括人口數、GDP、製造業生產指數、水電燃氣價格指數、年均冷房度日等電力需求面變數，都各自與備用容量具有正的相關係數，但線性相關程度並不高，因此後續將進一步以複迴歸模式來進一步觀察這些影響因素同時對備用容量率的影響情況。

另外，若觀察自變數間的相關係數，可以發現 GDP、人口數、製造業指數及再生能源發電，其兩兩變數互相間有相關高的線性相關，此顯示當我們用複迴歸解釋備用容量率的影響因素時，不宜同時將這些變數同時放入迴歸模型中，以避免產生共線性

(multi-collinearity) 而導致推估值失誤的問題。

表 4.1 數據資料

變數	Bak	Vol	Popu	GDP	Ind	El_price	CDD	Ren
單位	%	GW	千萬人	台幣兆元			度日	%
1996	5.6	26.1026	21.4414	8.0366	46.03	88.52	290	0.58
1997	11.0	28.2793	21.6341	8.7172	49.36	92.23	185	0.63
1998	7.7	29.3639	21.8357	9.3811	50.93	92.06	352	0.67
1999	12.5	32.2917	22.0105	9.8156	54.89	90.51	250	0.73
2000	12.6	34.3298	22.1845	10.3513	59.20	93.75	264	0.98
2001	13.2	34.9235	22.3411	10.1582	53.86	94.06	289	1.25
2002	16.0	37.4547	22.4632	10.6809	58.67	93.15	329	1.52
2003	14.6	39.4814	22.5627	10.9659	64.27	93.92	370	1.53
2004	20.2	41.2764	22.6468	11.6496	70.68	95.2	308	1.54
2005	16.3	42.4548	22.7298	12.0923	72.94	96.88	338	1.52
2006	16.1	44.2351	22.8235	12.6408	76.30	100.63	318	1.55
2007	16.2	44.9665	22.9174	13.4071	82.66	104.11	325	1.60
2008	21.1	45.3909	22.9977	13.1510	81.92	108.43	308	1.63
2009	28.1	46.8664	23.0784	12.9617	75.53	107.76	374	1.76
2010	23.4	47.6623	23.1409	14.1192	95.52	111.39	362	1.80
2011	20.6	47.4333	23.1935	14.3122	100.00	112.99	347	1.98
2012	22.7	46.9050	23.2704	14.6869	99.68	117.24	322	2.00
2013	17.5	47.1278	23.3447	15.2307	100.24	120.26	362	2.15
2014	14.7	46.4928	23.4036	16.1119	106.89	123.26	435	2.16
2015	11.5	46.4890	23.4629	16.7707	105.30	107.88	416	2.33
2016	10.4	47.2867	23.5159	17.1521	107.40	100.00	475	2.34
2017	9.8	47.6871	23.5555	17.4447	111.44	100.84	475	2.60

資料來源：行政院主計處、能源局。

表 4.2 相關係數

	Bak	Vol	Popu	GDP	Ind	El_price	CDD	Ren
Bak	1.000							
Vol	0.609	1.000						
Popu	0.461	0.974	1.000					
GDP	0.256	0.900	0.965	1.000				
Ind	0.305	0.901	0.951	0.984	1.000			
El_price	0.558	0.785	0.781	0.741	0.806	1.000		
CDD	0.004	0.672	0.767	0.814	0.761	0.447	1.000	
Ren	0.430	0.941	0.972	0.921	0.896	0.684	0.748	1.000

資料來源：本研究計算。

表 4.3 備用容量率影因素 OLS 各種迴歸式嘗試結果

	模式 1	模式 2	模式 3	模式 4	模式 5	模式 6	模式 7	模式 8	模式 9	模式 10
Intercept	-214.6252 (273.3838)	-16.0237* (7.9138)	-29.2512*** (9.1027)	-294.5338 (224.9073)	-18.0421 (10.8424)	-16.7675** (6.1050)	-20.2639*** (6.3696)	-7.1834 (7.0519)	-19.7222*** (5.2015)	-12.5409* (6.0244)
Vol	0.9207 (0.5989)	1.3228*** (0.2142)	1.2992*** (0.2297)	1.9367*** (0.5172)	1.2984*** (0.2933)	1.3421*** (0.1685)	1.3738*** (0.2056)	1.4777*** (0.2152)	1.3562*** (0.1672)	1.5974*** (0.2016)
GDP	-3.6416 (2.3764)	-2.8571*** (0.7166)				-2.7889*** (0.5465)	-3.0541*** (0.6792)	-2.3656*** (0.7254)	-3.1393*** (0.3975)	-3.1393*** (0.3975)
IND	0.0269 (0.2235)		-0.3076*** (0.0899)							
Popu	10.1567 (14.1817)			-15.8614 (10.7460)						
El_Price	0.1367 (0.1309)	0.1664* (0.0848)	0.2473** (0.1032)	0.1179 (0.1154)	0.0481 (0.1088)	0.1643* (0.0813)	0.1870* (0.0831)		0.1904*** (0.0761)	
CDD	-0.0138 (0.0141)	-0.0130 (0.0143)	-0.0210 (0.0149)	-0.0228 (0.0188)	-0.0303 (0.0187)	-0.0122 (0.0131)		-0.0205 (0.0149)		
Ren	-2.3982 (5.7941)	-0.6045 (3.9295)	-1.6527 (3.9615)	-1.2575 (6.6990)	-9.0899** (4.2282)		-0.5774 (3.6870)	-0.6069 (4.1930)		-2.8770 (3.9496)
Adj R-Sq	0.8149	0.8320	0.8045	0.7021	0.6814	0.8400	0.8320	0.8018	0.8411	0.7917

資料來源：本研究計算。*表示 10%顯著水準；** 表示 5%顯著水準；***表示 1%顯著水準。

進行複迴歸的目的，主要在於瞭解本研究所使用的變數對於備用容量率的影響情況。表 4.3 為迴歸模型(1)的估計結果，表中之***表示係數在 1%的顯著水準下具有顯著性，**表示在 5%的顯著水準下具有顯著性，*表示在 10%的顯著水準下具有顯著性，在統計上，當顯著水準愈低時，表示信賴係數愈高（1%顯著水準代表有 99%的信賴度），表示該估計值得信賴程度愈高。一般而言，顯著水準在 5%以下即可稱為具有高度顯著性。另外。表中的 Adj R-Sq 為調整後判定係數（亦即模型對觀察資料的配適程度），該數值介於 0 與 1 之間，數值愈大表示模型的解釋能力愈強。

關於迴歸估計結果，在模式 1 中顯示，若同時以前述各項變數進行迴歸係數之估計，則無任何變數可以顯著地影響備用容量率，會造成這種結果主要是解釋變數間具有高度的相關共線性所造成，例如 GDP 與 Popu 的相關係數達 0.965、GDP 與 Ind 的相關係數達 0.984，Ind 與 Popu 的相關係數達 0.951，因此同時放入迴歸模型中將造成嚴重的共線性的問題而使推估值失真。

為了避免前述的共線性問題，接下來則盡量避免將具有高度相關的變數同時放在迴歸模型的右方。如模式 2 所示，將 Ind 與 Popu 從模型中抽離，結果顯示**裝置容量**對備用容量率有顯著的正向影響，係數 1.3228 表示當裝置容量每增加 1GW 時，在其他變數不變之下，備用容量率將增加 1.3228%；此外，**GDP**對備用容量率則有顯著的反向影響，係數-2.8571 表示當 GDP 每增加 1 兆元時，在其他變數不變之下，備用容量率將降低-2.8571%。以 2016 年至 2017 年的 GDP 增量為 0.29 兆元來看，在其他變數不變下，會使備用容量降低 0.84% ($=-2.8571*0.29$)。另外，水電燃氣價格指數對備用容量

率有正向影響，惟顯著程度不高，這代表著電價的高低亦會影響用電需求，進而影響備用容量率的高低，而 CDD 與 Ren 對於備用容量率有負向影響，但並不顯著，原因可能是因為備用容量率是長期缺電的變數，而 CDD 或 Ren 可能較影響短期的電力供給所致。

在模式 3 中，則以 Ind 變數取代 GDP，結果顯示裝置容量對備用容量率仍有顯著的正向影響，係數值為 1.2992，Ind 則對備用容量率則有顯著的負向影響，係數值為-0.3076，表示當製造業生產指數增加 1 單位時，在其他變數不變之下，備用容量率將下降-0.3076%。以該指數 2016 年至 2017 年的增量為 4.04 計算，在其他變數不變下，將使備用容量降低 1.24% ($=-0.3076*4.04$)。

模式 4 則以 Popu 取代 Ind，可以發現此時僅裝置容量具有顯著性，其他變數則皆不具顯著性。

由於 GDP、Ind 與人口數皆代表電力需求面的重要變數，我們比較模式 2~模式 4 可以發現在維持其他變數一致之下，GDP、Ind 與 Popu 對備用容量率皆有反向影響，但其中 Popu 並不顯著，且若比較他們的判定係數可以發現模式 4 是最低的，顯示人口數相對於 GDP 與 Ind 而言，就線性關係而言，並不是解釋備用容量率變化的優良變數。

模式 5 則是觀察在不考慮 GDP、Ind 與 Popu 三個變數下的迴歸估計結果，此時顯示除了裝置容量外，僅再生能源發電占比對備用容量率具有顯著反向效果，這可能與當備用容量率愈低時愈需要再生能源發電或是再生能源發電具有間歇性及不穩定性有關。然而，模式 5 的調整後判定係數為 0.6841，是表中解釋能力相對較低的模式。

模式 6~10，則保留三項主要電力需求變數中的 GDP，然後調整 El_price、CDD 與 Ren 三項變數時，以觀察估計係數的顯著性與模型的解釋能力。結果顯示裝置容量與 GDP 皆具有顯著效果，而 El_price 則較 CDD 與 Ren 對備用容量率具有顯著的影響效果。

由上述分析結果可之，就線性關係而言，可以發現 GDP 與製造業生產指數確實是影響備用容量率的重要因素，人口數對備用容量率的影響則不顯著；水電燃氣價格指數對備用容量率有正向影響效果，但其顯著性隨著變數組合的不同而異；年均冷房度日對備用容量率有負向效果，但並不顯著，此點可能是因為它本身與 GDP 具有高相關性有關；再生能源發電占比對備用容量率同樣有負向影響，但並不顯著。

二、備用容量率影響因素的 Logit 機率模型迴歸分析

前一節是基於線性關係來探討備用容量率的影響因素，本節則是使用 Logit 迴歸進一步探討這些變數的變動，對缺電機率的影響，並基於估計之迴歸係數計算缺電機率。

使用 Logit 迴歸時，因變數(Y)必須是二元 (0, 1) 分類變數，事件發生($Y=1$)的機率用 P 表示，機率值的範圍在 0 與 1 之間，因此本研究依據表 4.1 的資料，並假設當備用容量率小於 15% 表示缺電的事件發生($Y=1$)，大於等於 15% 時則代表不缺電($Y=0$)，故表 4.1 的第一欄之數字將被 0 或 1 取代而轉換，另外，為便於解釋，將 GDP 的單位由兆元改為 100 億元，之後再以 Logit 迴歸模式進行係數的估計。

Logit 迴歸方程式可表示如下：

$$g(X) = \ln \left(\frac{P(Y=1|X)}{1-P(Y=1|X)} \right) = \beta_0 + \beta_1 x_1 + \dots + \beta_k x_k \quad (4.2)$$

上式稱為 Logit 函數，其中

$$\frac{P(Y=1|X)}{1-P(Y=1|X)} = \exp(\beta_0 + \beta_1 x_1 + \dots + \beta_k x_k) \quad (4.3)$$

稱為勝率（亦有稱賠率），為事件發生的機率與事件不發生的機率的比值，涵意為事件發生相對於不發生的倍數比例。經過整理求解後，可以得到發生缺電的條件機率 $p = P(Y=1|X)$ ，其方程式為

$$p = \frac{e^{(\beta_0 + \beta_1 x_1 + \dots + \beta_k x_k)}}{1 + e^{(\beta_0 + \beta_1 x_1 + \dots + \beta_k x_k)}} = \frac{1}{1 + e^{-(\beta_0 + \beta_1 x_1 + \dots + \beta_k x_k)}} \quad (4.4)$$

對上式進行偏微分可以得知各個影響因素對機率值的影響，即

$$\frac{\partial p}{\partial x_i} = \frac{\beta_i \cdot e^{-(\beta_0 + \beta_1 x_1 + \dots + \beta_k x_k)}}{\left[1 + e^{-(\beta_0 + \beta_1 x_1 + \dots + \beta_k x_k)} \right]^2} \quad (4.5)$$

表示變數 x_i 變動一單位，對缺電機率值的影響。表 4.4 顯示在考慮不同解釋變數下的 Logit 迴歸結果，以下分別討論這些影響因素。

表 4.4 Logit 迴歸結果

		係數值	標準誤	p-value	勝率	R_{McF}^2
1	截距	7.9962	3.9329	0.0420		0.2152
	Vol	-0.1914	0.0912	0.0358	0.826	
2	截距	28.2173	14.5519	0.0525		0.7614
	Vol	-1.5210	0.6710	0.0234	0.218	
	GDP	0.0275	0.0122	0.0246	1.028	
3	截距	14.9713	7.0813	0.0345		0.6870
	Vol	-0.9448	0.4189	0.0241	0.389	
	CDD	0.0703	0.0333	0.0348	1.073	
4	截距	-437.60	202.3	0.0305		0.7385
	Vol	-2.4052	1.0520	0.0222	0.090	
	Popu	2.3554	10.7362	0.0282	10.542	
5	截距	64.99987	33.1518	0.0499		0.7609
	Vol	-2.5756	1.2710	0.0427	0.076	
	Ind_i	0.5456	0.2655	0.0399	1.726	
6	截距	-6.2467	3.6182	0.0843		0.3244
	CDD	0.0547	0.0262	0.0366	1.056	
	REN	-7.6390	3.6911	0.0385	<0.001	

資料來源：本研究計算。p-value 在 5% 以下時即非常顯著，代表信賴度為 1- (p-value)。

(1) 裝置容量對缺電機率的影響：

根據表 4.4 的估計結果，在不控制其他變數的情況下，Logit 迴歸顯示裝置容量對缺電機率的影響可以下式表示

$$p = \frac{1}{1 + \exp(-7.9962 + 0.1914 \times \text{Vol})} \quad (4.6)$$

上式表示在不考慮其它因素之下，隨著裝置容量的增加，缺電機率

隨之下降，以 2017 年的裝置容量 47.69GW 而言，缺電機率為 0.244，這表示在僅考慮裝置容量之下，而不考慮其他因素變動時，缺電機率為 0.244。勝率估計值為 0.826，即

$$e^{-0.1914} = 0.826$$

表示裝置容量每增加 1GW，缺電機率與不缺電機率之比值變為 0.826（裝置容量每增加 1MW 的估計結果見附表 1），此一數值小於 1 的含意為缺電的機率為不缺電機率的 0.826 倍。若以(4.5)式估算可得

$$\frac{\partial p}{\partial x_1} = \frac{-0.1914 \cdot e^{-(7.9962-0.1914 \times 50)}}{[1 + e^{-(7.9962-0.1914 \times 50)}]^2} = -0.0272$$

在傳統裝置容量為 50GW 之下，再增加 1GW 傳統電力的裝置容量，缺電機率將可降低 0.0272。

(2) GDP 對缺電機率的影響：

由於隨著 GDP 的變動，用電量亦會隨之變動，此時缺電機率的估計式為

$$p = \frac{1}{1 + \exp(-28.2173 + 1.5210 \times \text{vol} - 0.0275 \times \text{GDP})} \quad (4.7)$$

上式表示隨著裝置容量的上升，缺電機率隨之下降，但隨著 GDP 的增加，缺電機率隨之增加。以 2017 年的裝置容量與 GDP 代入上式可得 2017 年的缺電機率為 0.975，以(4.6)式估計之歷年缺電機率（備用容量率低於 15%）如圖 4.1。此兩項因素的勝率分別為 0.218 與 1.028，表示同時考慮裝置容量與 GDP 時，若控制 GDP 不變時，裝

置容量每增加 1GW 時，缺電機率將為不缺電機率的 0.218 倍；若控制裝置容量不變，GDP 每增加 100 億元時，缺電機率將為不缺電機率的 1.028 倍。

同樣地，我們以目前的情況來看，在控制 GDP 不變之下，增加 1GW 傳統發電裝置容，可以使缺電機率變化

$$\frac{\partial p}{\partial x_1} = \frac{-1.521 \cdot e^{-(28.2173-1.5210 \times 50+0.0275 \times 1744.47)}}{\left[1+e^{-(28.2173-1.5210 \times 50+0.0275 \times 1744.47)}\right]^2} = -0.3784$$

這表示在放棄經濟成長的情況下，增加裝置容量將可大幅降低缺電機率。

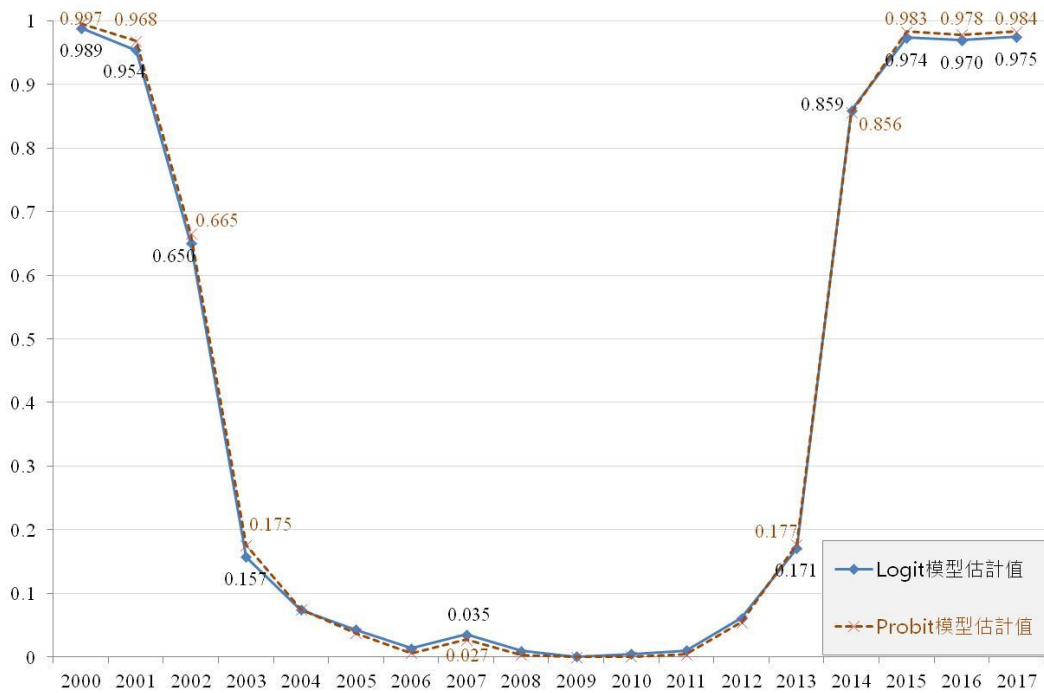


圖 4.1 以裝置容量與 GDP 估計之缺電機率

同樣地，若控制裝置容量固定不變，若 2018 年的 GDP 總額增加 100 億元時，缺電機率將增加 0.0068，可以下式表示

$$\frac{\partial p}{\partial x_2} = \frac{0.0275 \cdot e^{-(28.2173-1.5210 \times 50+0.0275 \times 1744.47)}}{\left[1+e^{-(28.2173-1.5210 \times 50+0.0275 \times 1744.47)}\right]^2} = 0.0068$$

(3) 年均冷房度日 (CDD) 對缺電機率的影響：

年均冷房度日的數值愈大，表示氣溫升高冷氣開機日數 CDD 越多，因此用電量也愈多，在同時考慮裝置容量與 CDD 時，依據 Logit 迴歸估計結果所計算的缺電機率可以下式表示

$$p = \frac{1}{1 + \exp(-14.9713 + 0.9448 \times \text{Vol} - 0.0703 \times \text{CDD})} \quad (4.8)$$

上式表示隨著裝置容量的上升，缺電機率隨之下降，但隨著 CDD 的增加，缺電機率也隨之增加。以 2017 年的裝置容量與 CDD 代入上式可得缺電機率為 0.96。此兩項因素的勝率分別為 0.39 與 1.073，表示同時考慮裝置容量與 CDD 時，裝置容量每增加 1GW 時，缺電機率將為不缺電機率的 0.39 倍，但 CDD 每增加 1 度日時，缺電機率將為不缺電機率的 1.073 倍。

(4) 人口數對缺電機率的影響：

人口的增加，用電量也將增加。Logit 迴歸結果顯示缺電機率與人口數有如下式的關係

$$p = \frac{1}{1 + \exp(-437.6 + 2.4052 \times \text{Vol} - 2.3554 \times \text{Popu})} \quad (4.9)$$

上式表示隨著裝置容量的上升，缺電機率隨之下降，但隨著人口數的增加，缺電機率也隨之增加。以 2017 年的裝置容量與人口數 (Popu) 代入上式可得缺電機率為 0.93。此兩項影響因素的勝率分別為 0.090 與大於 999.9，表示同時考慮裝置容量與 Popu 時，若控

制人口數不增加，則裝置容量每增加 1GW 時，缺電機率將變成原來的 0.048 倍；若控制裝置容量不變，當人口數增加 100 萬時，缺電機率將為不缺電機率的 10.542 倍，此表示當台灣人口數增加 100 萬人時，缺電機率將大幅提升。

(5)製造業生產指數對缺電機率的影響：

根據 Logit 迴歸估計結果，裝置容量與製造業生產指數對缺電發生與否的機率可以下式表示

$$p = \frac{1}{1 + \exp(-65.0000 + 2.5756 \times \text{Vol} - 0.5456 \times \text{Ind})} \quad (4.10)$$

上式表示隨著裝置容量的上升，缺電機率隨之下降，但隨著製造業生產指數的增加，缺電機率隨之增加。以 2017 年的裝置容量與製造業生產指數代入上式可得缺電機率為 0.95。此兩項影響因素的勝率分別為 0.076 與 1.726，表示同時考慮裝置容量與製造業生產指數時，若控制製造業生產不變，裝置容量每增加 1GW 時，缺電機率將為不缺電機率的 0.037 倍；若控制裝置容量不變，當製造業生產指數增加 1 單位時，缺電機率將為不缺電機率的 1.726 倍。

(6)年均冷房度日與再生能源發電占比對缺電機率的影響：

此時的機率估計式可表示為

$$p = \frac{1}{1 + \exp(6.2467 - 0.0547 \times \text{CDD} + 7.639 \times \text{Ren})}$$

上式表示隨著年均冷房度日上升，缺電機率隨之上升，但隨著再生能源發電占比增加，缺電機率隨之下降。以 2017 年的 CDD 與 Ren 代入上式可得缺電機率為 0.47。此兩項影響因素的勝率分別為 1.056

與小於 0.001，表示同時考慮年均冷氣度與再生能源發電占比時，若控制再生能源發電占比不變，當年均冷氣度每增加 1 度日時，缺電機率將為不缺電機率的 1.056 倍；若控制年均冷氣度不變，再生能源發電占比每增加 1% 時，缺電機率將為不缺電機率的 0.01 倍以下。

三、缺電勝率的敏感度分析

前面我們探討了各項變數對缺電機率的影響，由於將單位固定，因此在對於缺電勝率的解釋上，會受限於僅能描述該單位變化下，勝率的變化情形，本節將進一步討論當解釋變動不同單位下，對勝率的影響。

(1) 裝置容量變化對缺電勝率的影響

表 4.5 顯示不同裝置容量增加下的缺電勝率，其中第一欄為不同的裝置容量增量，第二欄為在不控制任何其他變數不變時，不同裝置容量增幅下的勝率，例如當裝置容量增加 1MW 時，缺電勝率為 1，表示此時對缺電機率不會有任何影響，但是當裝置容量增加 1GW 時，缺電機率將下降為原來的 0.826 倍。

表 4.5 中第三欄至第五欄則分別為控制 GDP、人口數、製造業生產指數、年均冷房度日不變時，裝置容量不同增幅下缺電勝率。例如第三欄顯示當控制 GDP 不變時，裝置容量增加 1MW 時，缺電機率將降為原來的 0.998 倍，若裝置容量增加 1GW，在控制 GDP 不變下，缺電機率將降為原來的 0.218 倍。

表 4.5 不同裝置容量變化下的缺電勝率

控制因素 裝置容量增量	—	GDP	人口數	製造業 生產指數	年均冷房 度日
1MW	1.000	0.998	0.998	0.996	0.999
10MW	0.998	0.985	0.976	0.962	0.991
100MW	0.981	0.859	0.786	0.976	0.910
1GW	0.826	0.218	0.090	0.020	0.389

(2)GDP 變化對缺電機率的影響

表 4.6 顯示不同 GDP 增加下的缺電勝率，表中顯示若控制裝置容量不變，GDP 增加 1 億元時，缺電機率不會有所變化，甚至增加 10 億元時，缺電機率增加並不明顯，僅為原來的 1.003 倍，但當增加 1000 億元時，若控制裝置容量不變時，缺電機率將增為原來的 1.317 倍。

表 4.6 不同 GDP 變化下的缺電勝率

控制因素 GDP 增量	—	裝置容量	人口數	製造業 生產指數	年均冷房 度日
1 億元	不顯著	1.000	1.001	不顯著	不顯著
10 億元	不顯著	1.003	1.006	不顯著	不顯著
100 億元	不顯著	1.028	1.063	不顯著	不顯著
1000 億元	不顯著	1.317	1.845	不顯著	不顯著

(3)再生能源發電量占比增加對缺電機率的影響

表 4.7 顯示不同再生能源發電量占比增加下的缺電勝率，表中第二欄顯示在不控制其他變數固定不變之下，再生能源發電占比的增量愈大，缺電的機率將變的越小，但並不顯著；當控制裝置容量

(不含再生能源)或人口數不變時，則隨著再生能源發電占比的增加，缺電機率也隨之增加；若控制年均冷房度日固定不變時，再生能源發電占比的增量愈大，缺電的機率也隨之變的越小。

表 4.7 不同再生能源發電量占比下的缺電勝率

控制因素 發電占比增量	—	裝置容量	GDP	人口數	年均冷房 度日
0.1%	0.907(不顯著)	2.799	不顯著	2.187	0.466
0.5%	0.621(不顯著)	171.587	不顯著	47.791	0.022
1%	0.386(不顯著)	>999.999	不顯著	>999.999	<0.001
5%	0.009(不顯著)	>999.999	不顯著	>999.999	<0.001

(4)再生能源裝置容量增加對缺電機率的影響

表 4.8 顯示在不同再生能源裝置容量增幅下的缺電勝率，表中第二欄顯示在不控制其他變數固定不變之下，再生能源裝置容量的增量愈大，缺電的機率也變得越大，但並不顯著；當控制裝置容量、GDP 或人口數不變時，則隨著再生能源裝置容量的增加，缺電機率也隨之增加。

表 4.8 不同再生能源裝置容量增量下的缺電勝率

控制因素 裝置容量增量	—	裝置容量	GDP	人口數	年均冷房 度日
1MW	1.000(不顯著)	1.007	1.000	1.014	不顯著
10MW	1.001(不顯著)	1.075	1.235	1.153	不顯著
100MW	1.011(不顯著)	2.062	8.254	4.144	不顯著
1GW	1.114(不顯著)	>999.999	>999.999	>999.999	不顯著

從上述的敏感度分析可得到如下之結論：

1. 傳統機組裝置容量的增加可以降低缺電機率，但必須有足夠大的增量，在不控制其他變數時，裝置容量需增加 1GW，對於缺電機率才會有明顯的降低效果，若控制 GDP、人口數不變，則增加 100MW 時，對降低缺電機率即有明顯的效果。
2. GDP 的成長將會增加缺電機率，不論是控制供給端的變數（傳統發電裝置容量）或是需求端的變數（人口數），隨著 GDP 的增加，缺電機率也隨之增加，但需增加至 100 億元以上，對缺電機率才會開始有明顯的影響。
3. 再生能源發電或是再生能源裝置容量對缺電機率的影響並不顯著，或是在控制主要影響變數（如裝置容量或人口數）之下，缺電機率卻隨再生能源發電或其裝置容量之增加而提高，這可能與目前我國再生能源占比仍低，數據無法顯現影響效果所致。

四、短期缺電之備轉容量率影響因素的線性分析

備轉容量率有別於備用容量率，依據台電官網的定義，「備轉容量」是指當天實際可調度之發電容量裕度，也就是每天的「供電餘裕」。而「備轉容量」除以當天尖峰負載，再乘上 100%，就是每天的「備轉容量率」。用公式可以表示

備轉容量 = 系統運轉淨尖峰能力 - 系統瞬時尖峰負載（瞬間值）

備轉容量率 = (系統運轉淨尖峰供電能力 - 系統瞬時尖峰負載（瞬間值)) ÷ 系統瞬時尖峰負載（瞬間值) × 100%。

由上述的定亦可知，影響備轉容量的因素包括來自於供給端的機組因素與來自於需求端尖峰負載，由於備轉容量率之資料頻率為每日，然而多數影響備轉容量之變數並無日資料，因此我們僅能以月為資料的最小頻率，若原始資料為小於月時，則採取平均值，附表 2 為本研究備轉容量率影響因素分析所使用的資料。

(一)備轉容量率影響因素的線性分析

為了進行線性分析，設定迴歸模式如下

$$\text{Res} = \beta_0 + \beta_1 \text{Bak_v} + \beta_2 \text{Avg_Load} + \beta_3 \text{Ind} + \beta_4 \text{Temp} + \varepsilon \quad (4.11)$$

在上式中 Res 表示每月平均備轉容量率 (%)，Bak_v 為平均備轉容量 (GW)，Avg_Load 為平均負載 (MWh)，Ind 為製造業生產指數，Temp 表示月平均溫度 (台北市、新竹市、台中市、高雄市之平均) (°C)。由於，Bak_v 與 Temp 有直接的關係，因此在模型中主要是做為控制變數使用，以使我們可以更精確的觀察其他變數對 Res 的影響。

我們使用 2014 年 1 月至 2017 年 12 月的資料 (詳附表 2)，迴歸結果得下之估計式

$$\text{Res} = 9.313 + 0.036 \times \text{Bak_v} - 0.181 \times \text{Avg_Load} - 0.026 \times \text{Ind} - 0.077 \times \text{Temp} \quad (4.12)$$

(9.313) (0.001) (0.046) (0.007) (0.023)

上式括號中的數字為標準誤 (Standard Error)，估計值皆達 1% 的顯著水準，迴歸估計式的調整後判定係數為 0.9935，顯示模型的解釋能力相當高。

由迴歸估計結果可知備轉容量增加 1 萬瓩時，其他情況不變下，備轉容量率平均可增加 0.036%；平均尖峰負載增加 1 千瓩時，

備轉容量率平均將減少 0.181%；製造業生產指數增加 1 單位時，備轉容量率平均將減少 0.026%；平均月均溫增加 1 度時，備轉容量率平均將減少 0.077%。

$$\text{Res} = 7.913 + 0.036 \times \text{Bak}_v - 0.081 \times \text{Avg_Load} - 0.034 \times \text{Ind} - 0.092 \times \text{Temp} - 0.383 \times \text{sen}$$

(1.008) (0.001) (0.061) (0.007) (0.023) (0.162)

其中 sen 為季節虛擬變數，若月份為 6、7、8 及 9 月，其值為 1，否則其值為 0。上式中除了平均負載的係數 -0.081 不顯著異於 0 之外，其餘皆達 95% 以上的信賴水準，迴歸估計式的調整後判定係數為 0.9941。上式顯示大約在夏季時，備轉容量將會顯著的下降，平均約下降 0.383%。

(二) 備轉容量率影響因素的 Logit 迴歸分析

從上一節的分析可以得知製造業生產指數與用均溫對備轉容量率都有顯著的影響，本節進一步觀察它們對於缺電機率的影響。為了進行 Logit 迴歸，首先假設當備轉容量率低於 10% 為缺電事件發生 ($P(Y=1|X)$)，此時 10% 的備轉容量率我們稱之為**邊界備轉容量率**，接著再利用附表 2 的資料進行 Logit 迴歸，由於同時使用 Ind 與 Temp 進行估計無法得到顯著的結果，故將分別進行估計。

1. 製造業生產指數對缺電機率的影響

製造業生產指數對缺電機率的估計式如下所示

$$p = \frac{1}{1 + \exp(15.5806 - 0.1467 \times \text{Ind})} \quad (4.13)$$

估計結果顯示勝率為 1.158，亦即當月製造業生產指數增加 1 單位時，當月之缺電機率增加為原來的 1.158 倍。我們利用上式估計近

兩年來每月缺電機率並繪於圖 4.2 中。從圖中可以發現，在一年當中製造業生產對缺電機率的影響為隨著月份的推移，缺電機率亦有增加的趨勢，而每年 2 月與 8 月分別是缺電機率最低與最高的月份，另外，整體來看，2017 年的缺電機率有高於 2016 年的情況。

為探討對於不同缺電事件發生的邊界備轉容量率假設下的 Logit 估計結果，我們分別估計以 10%、9%、8%、7%及 6%為缺電事件是否發生的邊界備轉容量率，當備轉容量率低於該邊界容量率時定義為缺電事件發生，如同(4.13)式，以製造業生產指數估計之缺電機率之計算以下式表示

$$p = \frac{1}{1 + \exp(\beta_0 + \beta_1 \times \text{Ind})}$$

係數估計結果如下表所示，可以發現製造業生產指數對缺電機率有顯著的影響（p-value 皆小於 0.05）。以下表的係數值分別估計 2016 年 1 月至 2017 年 12 月，不同邊界備轉容量假設下的缺電機率，並將估計結果繪下圖，可發現當定義的缺電事件發生的備轉容量率愈低時，缺電發生的機率愈低，然而，亦可以發現缺電機率有上升的趨勢。

表 4.9 不同邊界備轉容量率下製造業生產指數對缺電機率之影響

邊界備轉容量率	β_0	β_1	R-Square	勝率	無缺電月數	有缺電月數
10%	15.5806** (0.0246)	-0.1467** (0.0218)	0.1951	1.158	21	27
9%	18.9120** (0.0167)	-0.1739** (0.0165)	0.2230	1.190	25	23
8%	25.5730** (0.0111)	-0.2277** (0.0127)	0.2584	1.256	32	16
7%	30.1956** (0.0305)	-0.2596** (0.0379)	0.2211	1.296	40	8
6%	-	-	-	-	47	1

註：括號內之數字為 p-value，** 表示 5%顯著水準；***表示 1%顯著水準。

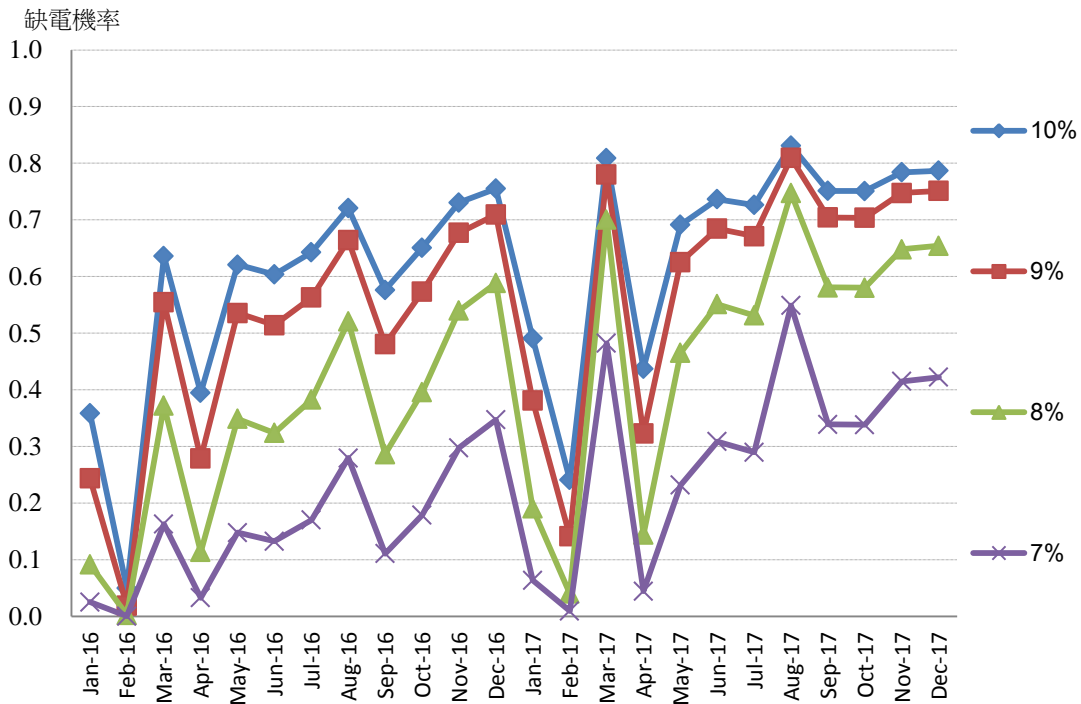


圖 4.2 不同缺電事件發生假設下之缺電機率估計－製造業指數

2. 月均溫對缺電機率的影響

由於我國夏季天氣炎熱，因此冷氣空調的用電量在夏季通常會大幅增加，因此以月均溫對缺電機率，在以 10% 的備轉容量率為缺電事件發生的假設下，Logit 估計結果如下所示

$$p = \frac{1}{1 + \exp(3.4618 - 0.1555 \times \text{Temper})} \quad (4.14)$$

估計結果顯示勝率為 1.168，亦即當月均溫增加 1 度時，當月之缺電機率增加為原來的 1.168 倍。我們利用上式估計近兩年來每月缺電機率繪於圖 4.2。從圖中可以發現，在一年當中月均溫對缺電機率的影響有季節的趨勢，即每年夏季時期是缺電機率的高峰時期，2016 年缺電機率最高的三個月為 6、7、8 月，2017 年缺電機率最高的三個月為 7、8、9 月。

為了探討不同缺電事件發生下缺電機率的估計，如同(4.14)式，令以月均溫估計缺電機率之計算以下式表示

$$p = \frac{1}{1 + \exp(\beta_0 + \beta_1 \times \text{Temper})}$$

係數之估計結果如下表，可以發現月均溫對缺電機率有顯著的影響（p-value 皆小於 0.05）。另以不同缺電邊界假設，以下表的係數值估計 2016 年 1 月至 2017 年 12 月的缺電機率並會如下圖，則圖形顯示當定義的缺電事件發生的備轉容量率愈低時，缺電機率就越低，若定義備轉容量率低於 6% 才發生缺電情況的話，那麼不論氣溫如何變化，都不會發生缺電情況。氣溫對缺電機率的衝擊是有季節性的，夏季較高而非夏季較低。

表 4.10 不同邊界備轉容量率下氣溫對缺電機率之影響

邊界備轉容量率	β_0	β_1	R-Square	勝率	無缺電月數	有缺電月數
10%	3.4618** (0.0350)	-0.1555** (0.0219)	0.1518	1.168	21	27
9%	4.0419** (0.0184)	-0.1637** (0.0180)	0.1637	1.178	25	23
8%	4.9172** (0.0134)	-0.1710** (0.0270)	0.1565	1.186	32	16
7%	8.9766** (0.0158)	-0.2848** (0.0355)	0.2286	1.329	40	8
6%	-	-	-	-	47	1

註：括號內之數字為 p-value，** 表示 5% 顯著水準；*** 表示 1% 顯著水準。

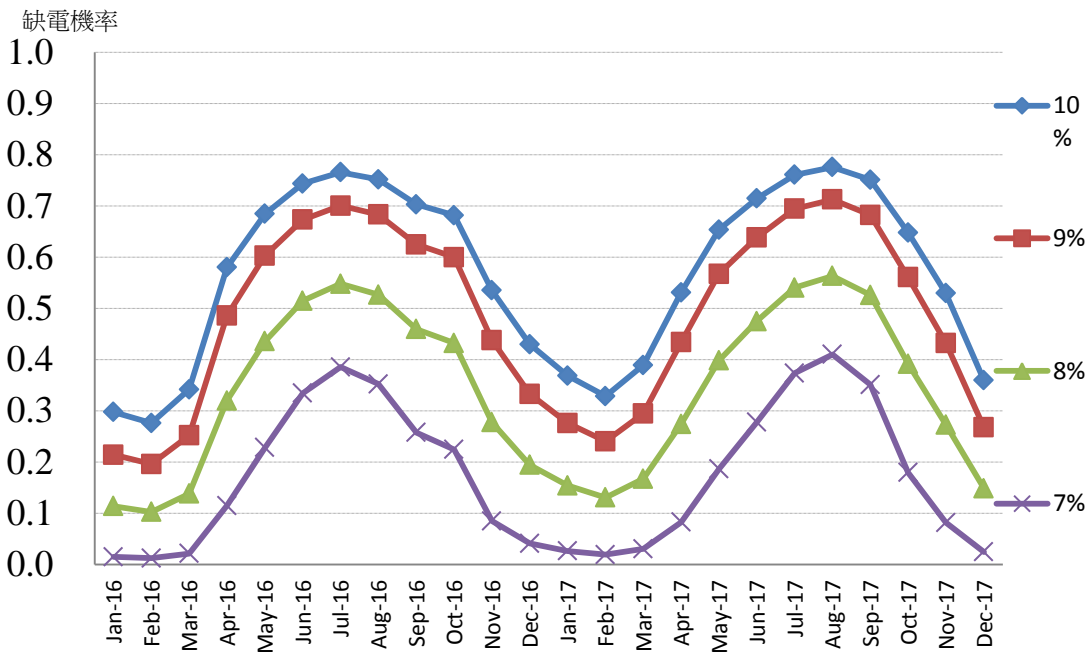


圖 4.3 不同缺電事件發生假設下之缺電機率估計一月均溫

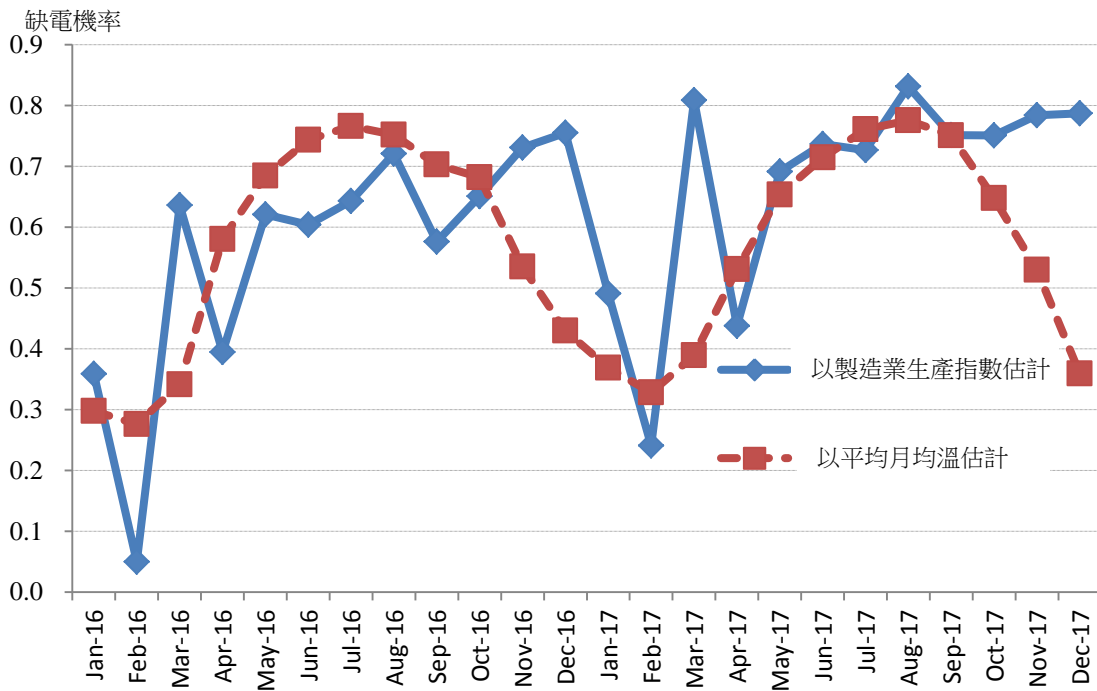


圖 4.4 近兩年每月缺電機率估計

五、再生能源發電對備轉容量的影響

本研究蒐集 2016 年 1 月至 2017 年 12 月台灣電力公司太陽光電發電量及風機發電量的月資料，以探討其對備轉容量的影響，太陽光電發電量的資料內容包含光電站名稱、單機容量、發電量、平均單位裝置容量每日發電量，風機發電量的資料內容包括年度、月份、縣市、風站名稱、風機編號、單機容量 (KW)、風機發電量 (度)、風機發電時數 (小時)、風機故障時數 (小時)，我們依據月份加總各風電站或光電站的發電量如下表 4.11。

表 4.11 台電公司太陽光與風力發電量

年	月	太陽光發電量 (度)	平均單位裝置容 量每日發電量	風機發電量 (度)	平均發電時數 (小時)
2016	1	1,360,522	2.00	100,784,583	663.70
2016	2	1,628,921	2.42	93,963,419	621.07
2016	3	1,615,027	2.53	64,093,264	656.32
2016	4	1,951,731	3.11	27,115,326	625.48
2016	5	2,316,065	3.69	31,460,500	638.63
2016	6	2,301,911	3.72	27,436,914	554.26
2016	7	2,555,794	4.18	28,137,095	615.94
2016	8	2,301,720	3.69	15,276,030	609.55
2016	9	1,767,832	2.77	43,864,354	582.31
2016	10	2,024,532	3.21	49,156,888	555.31
2016	11	1,663,753	2.64	68,367,104	571.69
2016	12	1,737,876	2.79	96,082,322	615.64
2017	1	1,912,493	2.96	105,779,590	638.79
2017	2	1,681,043	2.63	93,636,160	585.83
2017	3	2,036,813	3.05	68,787,486	654.97
2017	4	2,110,074	3.36	42,107,400	634.52
2017	5	2,230,800	3.53	30,253,091	654.00
2017	6	2,009,466	3.22	30,801,929	636.76
2017	7	2,327,843	3.78	14,689,700	664.42
2017	8	2,421,724	3.85	26,093,534	662.77
2017	9	2,318,399	3.74	20,498,849	640.83
2017	10	2,000,705	3.33	99,437,363	692.80
2017	11	1,542,322	2.41	100,474,083	664.37
2017	12	1,554,697	2.39	109,414,606	705.91

資料來源：政府資料開放平台。

1. 風、光發電量對備轉容量率的影響

如同前面的線性分析方式，首先我們以線性迴歸來探討風、光發電量對備轉容量率的影響

$$\text{Res} = -2.6174 + 0.0421 \times \text{Bak}_v + 0.1782 \times \text{ren} \quad (4.15)$$

(0.6963) (0.0029) (0.0332)

上式中的 Res 為備轉容量率，Bak_v 為備轉容量，在此主要做為控制變數，ren 為台電公司太陽光與風力加總發電量並取億度為單位。迴歸估計結果顯示調整後判定係數為 0.9146，係數估計值皆達 99% 的信賴水準，故可知風、光發電量的增加可以提高備轉容量率，在控制備轉容量不變之下，每增加 1 億度風光發電量可提高備轉容量率 0.1782%。

2. 風、光發電量對缺電機率的影響

下式為依據 Logit 迴歸模式的風光發電量的缺電機率的估計式，從式中可知風光發電的增加將會降低缺電機率，惟係數並不顯著。

$$p = \frac{1}{1 + \exp(-1.9066 - 0.009)} \quad (4.16)$$

估計結果顯示勝率為 0.913，表示風力及太陽光電發電可降低缺電機率，但由於目前我國風、光發電的占比很低，以至於本研究估計的效果並不顯著。

表 4.12 為不同缺電事件發生的邊界備轉容量率假設下的 Logit 估計結果，從表中可以發現，不論假設在 10%、9%、8%、7%或是 6%以下為缺電事件發生，都可以發現再生能源發電量增加都可以降低缺電的發生機率，惟係數估計結果並不顯著。

表 4.12 不同邊界備轉容量率下風、光發電量對缺電機率之影響

邊界備轉容量率	截距	ren	R-Square	勝率	Y=0	Y=1
10%	-1.9066* (0.0896)	0.0912 (0.5512)	0.0231	0.913	5	9
9%	-2.3281** (0.0440)	0.1898 (0.2070)	0.1006	0.827	6	18
8%	-1.4933 (0.1116)	0.1889 (0.1566)	0.1142	0.828	10	14
7%	-0.5459 (0.5614)	0.267 (0.1162)	0.169	0.766	17	7
6%	-	-	-	-	23	1

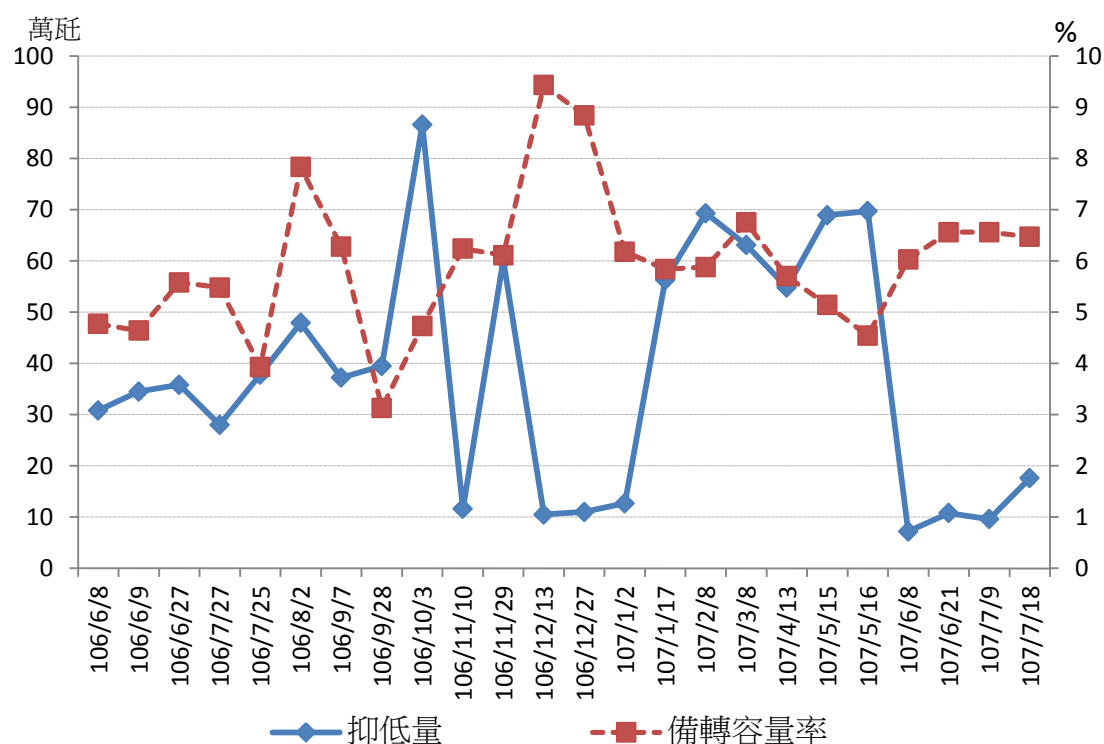
註：括號內之數字為 p-value，** 表示 5%顯著水準；***表示 1%顯著水準。

六、需量反應對缺電機率的影響

「需量競價措施」係指系統高載時期，開放用戶把節省下來的電回賣給台電，並由用戶出價競標，台電則採愈低報價者先得標方式決定得標者，若得標者於抑低用電期間確實減少用電，則可獲得電費扣減。

台電之競價措施藉由用戶自報回饋價格方式，賦與用戶更多自主權，激發抑低用電潛能，以改善系統負載型態，進而延緩對新設電源之開發或降低可能面臨之限電風險。用戶可衡量本身之負載特性，確認可緊急配合降載，與台電公司簽訂「需量競價措施」契約，以達到減少電費支出的目的。

本研究蒐集台電公司實施該措施的實際抑低電量與以觀察期與備轉容量率之關係及對缺電機率的影響。下圖 4.5 顯示台電公布之特定日之抑低量，及該日之備轉容量率。



資料來源：台電公司。

圖 4.5 需量競價下之抑低量與備轉容量率

令 L_amount 表示因實施需量降價措施後之某日的用電抑低量，則以線性迴歸來觀察抑低量對備轉容量率的影響，可得迴歸估計式¹

$$Res = 0.9687 + 0.026 \times Bak_v - 0.003 \times L_amount \quad (4.17)$$

(1.3266) (0.0056) (0.0095)

¹ 資料請見附表 4。

上式括號內的數字為標準誤，因此就線性關係來看，抑低量對備轉容量率有反向影響，惟並不具顯著性，又上式之調整後判定係數為 0.548。

就抑低量對缺電機率的影響來看，以備轉容量率低於 6% 時定義為缺電的情況下，Logit 迴歸模型估計結果如下式

$$p = \frac{1}{1 + \exp(2.2927 - 0.0616)} \quad (4.18)$$

表 4.13 不同邊界備轉容量率下需量競價抑低量對缺電缺電機率之影響

邊界備轉容量率	截距	L_amount	R-Square	勝率	Y=0	Y=1
10%	-	-	-	-	-	-
9%	0.2331 (0.9490)	-0.2020 (0.5359)	0.3219	1.224	1	23
8%	1.0179 (0.6865)	-0.1942 (0.3650)	0.4152	1.214	2	22
7%	-0.7580 (0.4786)	-0.0385 (0.2684)	0.1189	1.039	3	21
6%	2.2927** (0.0288)	-0.0616** (0.0158)	0.3948	1.064	12	12

註：括號內之數字為 p-value，** 表示 5% 顯著水準；*** 表示 1% 顯著水準。

表 4.13 為不同邊界備轉容量率假設下的 Logit 估計結果，從表中可以發現，不論假設在 10%、9%、8%、7%，需量競價之抑低量（L_amount）對缺電機率均無顯著影響，但在以 6% 以下為缺電事件發生的假設下，L_amount 對缺電機率有顯著的正向影響，即當抑低量增加時，缺電機率反而增加。這也符合我們的預期，因為當台

電公司需要越多需量來填補電力短缺時，就代表電力系統越處於電力供給短缺的情況。

從以上的分析可知，我們獲得有關缺電風險影響因素的結論：

1. 從備用容量率來看，電力需求端的變數，包括 GDP、製造業生產、人口數及年均冷房度日等因素等因素之變動，都會影響缺電機率而造成缺電風險；在供給端變數方面，裝置容量的增加可以顯著的降低缺電機率，而再生能源發電量的增加，亦可以降低缺電機率，但由於目前我國再生能源發電占比仍低，因此其影響效果尚不十分顯著（表 4.14）。
2. 從備轉容量率來看，缺電機率受製造業生產的顯著影響，當該月的製造業生產指數提高時，缺電機率亦隨之提高，當平均尖峰負載提高時，缺電機率亦隨之提高，而當平均備轉容量增加時，缺電機率下降；最後，風力及太陽光發電量的增加，可以提高備轉容量率，亦可降低缺電機率，但並不顯著，而需量競價的用電抑低量增加，缺電機率亦會增加（表 4.14）。

在經過前述關於缺電機率影響因素的分析探討後，後續將針對**缺電風險管理策略與政府規劃電力供需結構階段性發展目標與推動策略**進行探討。

表 4.14 缺電機率的影響因素彙總

長 期		
變數	缺電機率	顯著性
裝置容量↑	↑	顯著
GDP↑	↑	顯著
製造業生產指數↑	↑	顯著
人口數↑	↑	顯著
年均冷房度日↑	↑	顯著
再生能源發電占比↑	↓	不顯著
短 期		
變數	缺電機率	顯著性
製造業生產指數↑	↑	顯著
月均溫↑	↑	顯著
再生能源發電量↑	↓	不顯著
需量競價用電抑低量↑	↑	不顯著

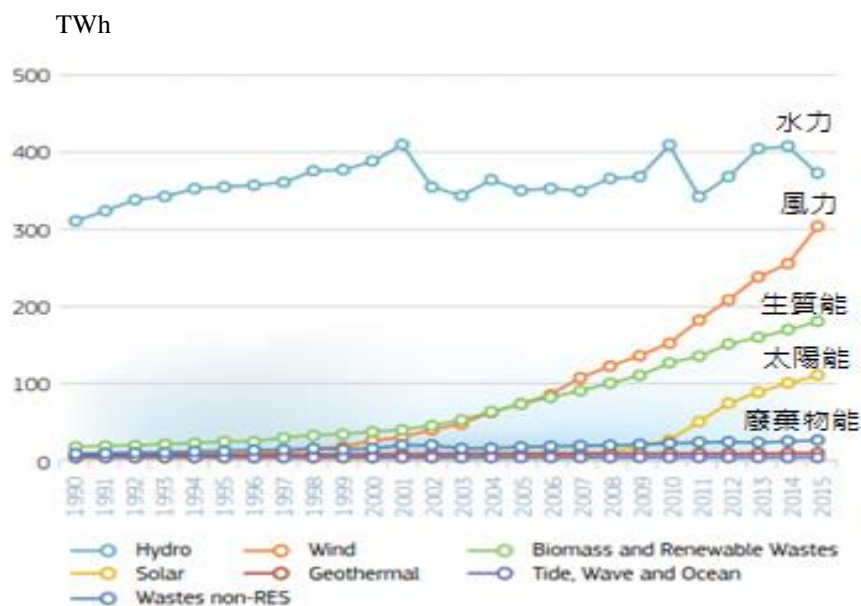
註：表中之顯著與否以 5% 之顯著水準衡量。

伍、綠能產業發展與電力產業低碳化轉型對缺電風險之衝擊影響

綠能產業包含的範圍十分廣泛，由於探討綠能產業發展與電力產業低碳化轉型對缺電風險之衝擊影響為本研究目的之一，亦即為探討發展綠色電力對缺電風險的影響，因此，本研究所指之綠能產業係指以綠色能源發電之產業。由於德國發展綠能產業之目的與我國相似，故本研究以德國發展綠能的經驗來探討綠能產業發展對缺電風險的影響。

一、德國綠能產業發展現況

雖然再生能源發電的成本較高，但它對環境是友善的，近年來，在各國的大力支持下，再生能源發電量迅速成長，下圖顯示了1990~2015年歐盟28國再生能源發展情況，不包括水電的新再生能源的成長十分顯著，同一時期內從不到1%成長到9%，主要是風力發電、生質能和太陽能。

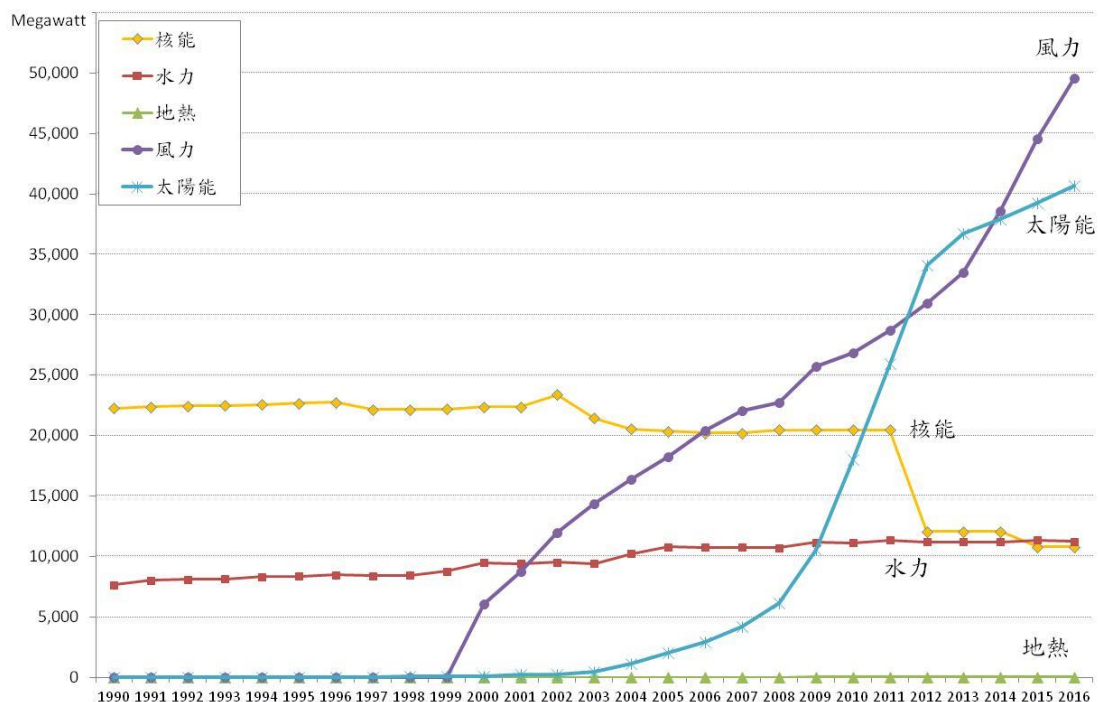


資料來源：EU Energy in Figures 2017.

圖 5.1 歐盟 28 國再生能源發電成長趨勢

再生能源發電的快速成長主要歸功於歐盟一系列政策誘因機制，如固定電價機制和可交易綠色證書機制(European Parliament and Council, 2001)。歐盟 2009/28/EC 指令 (EC,2009) 要求再生能源在能源供應總量中的比例從 2010 年的 11% 上升到 2020 年的 20%，預計歐盟再生能源在發電量中的比例將從 2010 年的 21% 上升到 2020 年的 34%~36%。2020 年以後的政策還不確定，然而可以確定的是直到 2050 年，再生能源都會占有重要地位。

而在歐盟發展綠能產業過程中，德國以其在歐盟中的強大經濟規模扮演著重要的角色，德國決定在 2022 年以前逐步淘汰核電，主要由再生能源發電替代，德國能源轉型和其他歐盟國家類似的做法，很可能會從根本上改變歐洲電力系統。



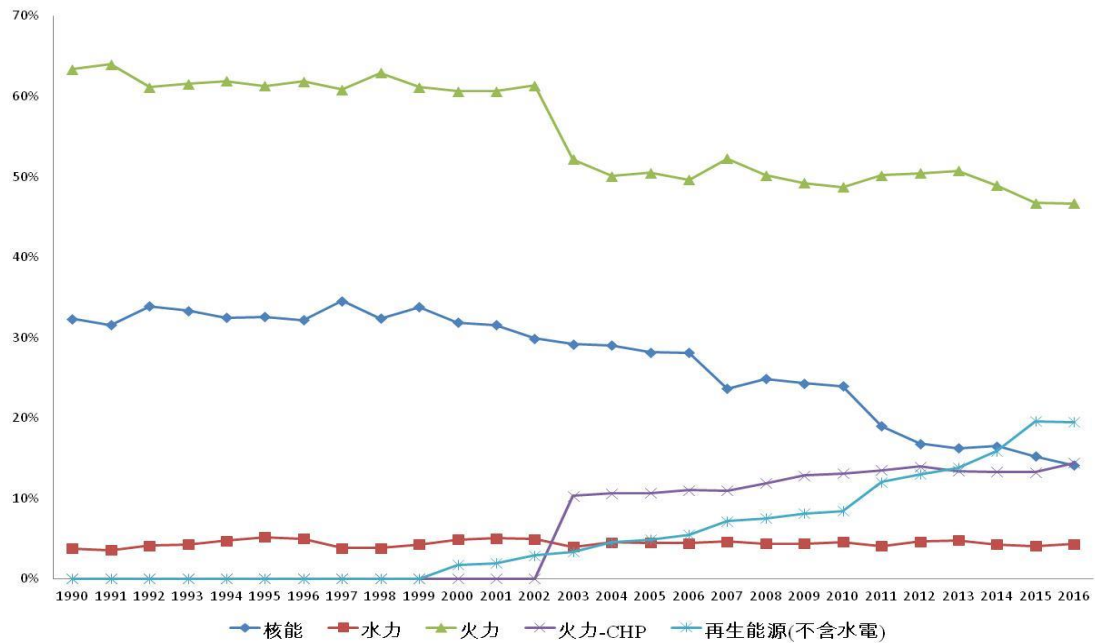
資料來源：Eurostat.

圖 5.2 德國再生能源及核能裝置容量變化

預計到 2020 年，再生能源尤其是太陽光發電的發展將更為迅速，德國太陽光裝機容量將從 2011 年底的 2000 萬 kW 成長到 2020 年的 5000 萬 kW，大約是 2011 年德國化石燃料和核電總裝機容量的一半。然而，再生能源持續成長也帶來一些需要解決的問題，包括：

- 為了確保供電安全，必須擴大備用容量市場的建立。
- 雖然補貼能夠鼓勵更多的再生能源發電，但却規避了一般能源的市場競爭機制，因此必須重新審視相關的再生能源補貼機制。
- 須重新研析再生能源對家庭和產業用戶零售電價的長期影響。
- 為了應對再生能源的間歇性和不可預測性，在電網擴充容量和儲能方面需要增加大量投資費用。

在過去 10 年間，德國經歷了再生能源發電的大規模成長。在 2000 年，再生能源發電僅占總發電量約 7%（含水力發電），而這一比例在 2016 年上半年達到了將近 23%，若不含水電則已經超過了無煙煤和核電的發電量，僅次於褐煤。



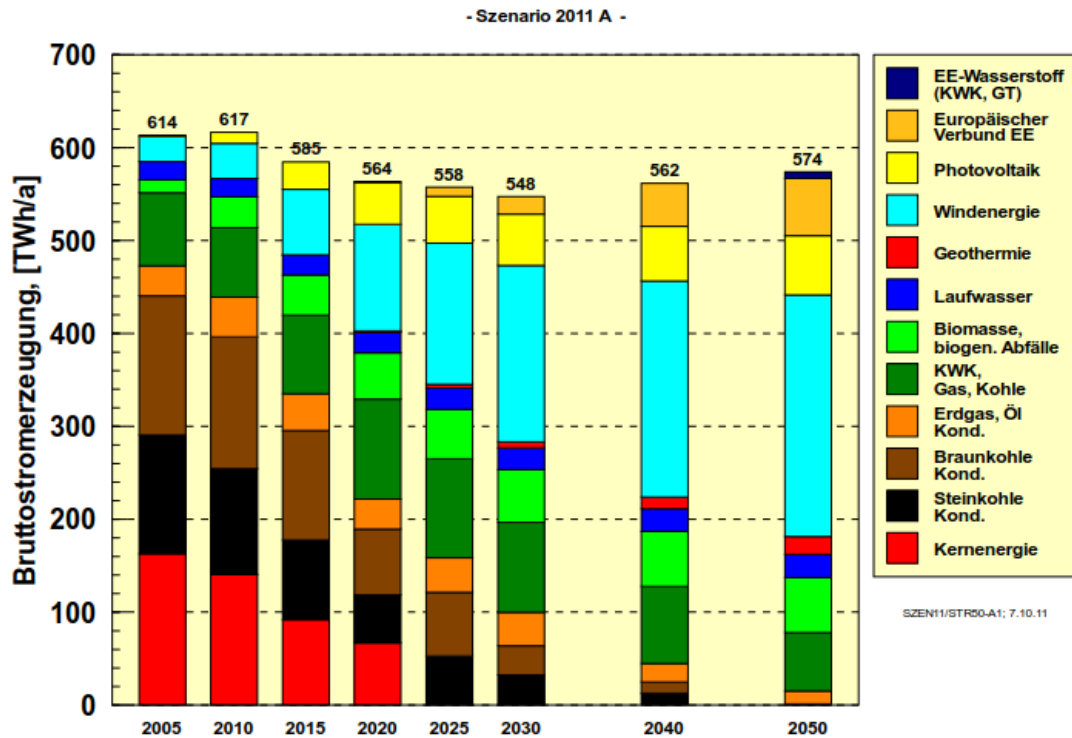
資料來源：Eurostat.

圖 5.3 德國各類發電占比

根據德國新的能源政策“Energiekonzept der Bundesregierung”，碳排放量在 2020 年將較 1990 年下降 40%，到 2050 年將下降 80%，為了達成這目標，減碳即為發展綠能源產業的主要目標之一。

在這個背景下，再生能源的份額預期在 2020 年要上升到 42%。據德國環境部稱，德國能源市場的再生能源份額將最終在 2050 年達到 85% (BMU, 2012)。圖 5.4 展示了不同類型再生能源的發展預期，最大的預期成長將來自陸上和海上風電，太陽光電和生物質能也將成為電力供應的主力。²

² BMU, 2012. Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global.



資料來源：BMU (2012).

圖 5.4 德國再生能源發展預期

二、德國發展綠能產業之啟示

德國議會於 2000 年決定對每個核電廠設定發電量上限，計畫在 2022 年以前逐步關閉核電廠。當時，德國政府與核電廠進行協商，以避免核電廠因政府撤銷原來的無限期之經營許可而依法要求賠償。這一計畫要求從 2012 年開始至 2022 年逐步關閉核電廠，並以綠能產業取代，這對於缺電風險的影響，以下先分別從電力的供給與需求面來探討。

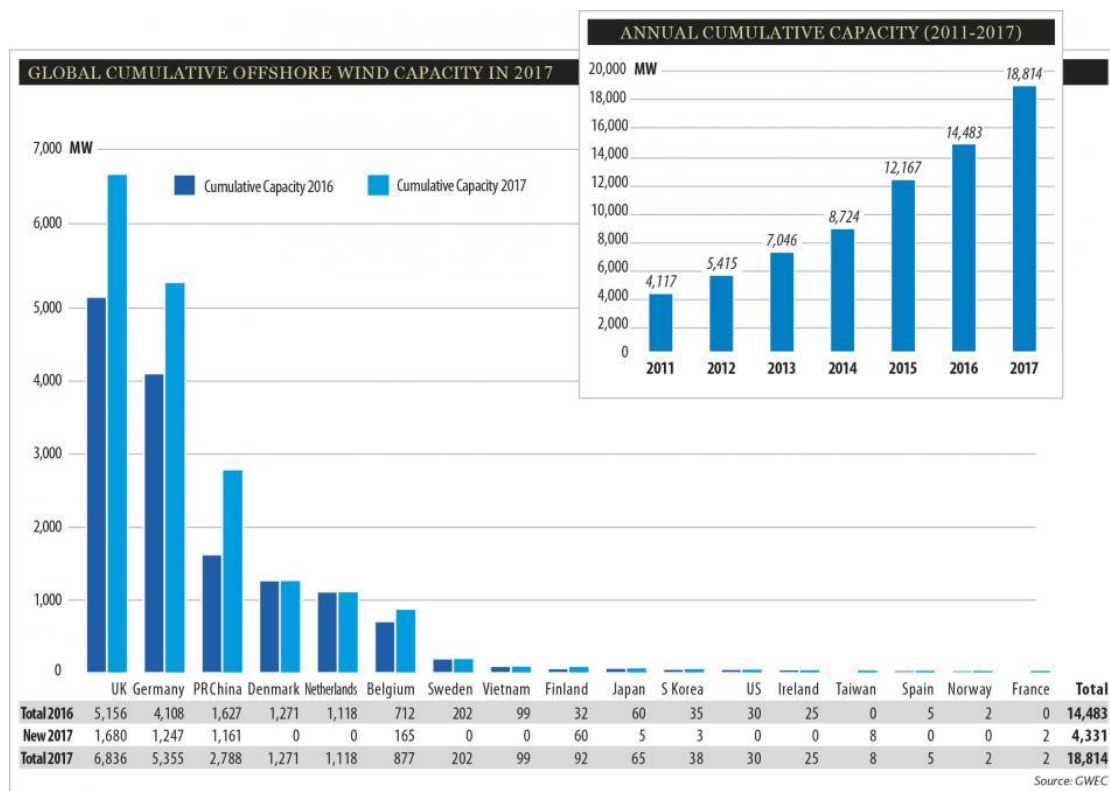
(一)綠能產業發展對電力供給面的影響

1.發電

德國在 2000 年開始關閉核電時，當時核電產業認為未來議會可能會修改對核電的決定，使得部分電廠未能及時投資於替代能源，

但自 2000 年透過再生能源法(Erneuerbare Energien Gesetz, EEG)的定訂，後續又經過了數次的修正後（EEG, 2017），才使得再生能源發電投資得到了進一步的發展，並希望能迅速以生質能與海上風電來代替核電。

然而，由於生質能的發展將排擠糧食的生產，生質能的發展受到很大的限制，另一方面，海上風電在技術上和經濟上比預期更為艱難，導致成本上升，減緩了發展的速度。由於海上風電必須考慮海岸距離、海水深度、環境限制、設備容量的限制以及較高的電網成本，以致減緩了海上風電的發展速度，即便如此，至 2017 年，德國之海上風電裝置容量居全球第二大，僅次於英國（如圖 5.5）。



資料來源：

<https://www.cleanenergywire.org/factsheets/german-offshore-wind-power-output-business-and-perspectives>.

圖 5.5 全球海上風電裝置容量

由於再生能源是一種間歇性的發電能源，使得火力電廠必須額外擔負抵消再生能源發電的波動，以保持系統穩定。長遠來看，綠能產業的發展下，常規電廠必須更為靈活，在特定時段再生能源發電不足時，必須補充此不足之電力，在再生能源發電超過電力需求時，必須存儲電能。因此，發展綠能產業不僅要增加再生能源的比例，還要徹底改變傳統的發電與電力系統結構。

為了鼓勵再生能源發展，德國政府提出優先上網等法規以減少綠能投資者的風險，另一方面，傳統電廠需要時常調整出力，以使再生能源電量能夠消化，這將使投資於傳統的電廠的誘因降低，由於在德國，傳統電廠的價值是由現貨和期貨市場上的電價決定，在再生能源不斷增加的情況下，市場價格信號已無法支持傳統電廠的投資。

2. 輸電

由於自然地理因素，德國的風電主要集中在北部，特別是靠近北海和波羅的海沿岸。若未來在更偏遠地區的再生能源比例增加，將使電力生產和消費地區的距離更為加倍，在核電關閉的地區電力生產和消費之間的差距也會增加。

因此，電網改善和擴展的計畫必須加速實施，而海上風電也必須及時安裝，但其成敗則需有下列因素的配合：

- 相關的基礎設施、自然和環境保護的各項法律之協調與整合。
- 取得各種許可以及當地民眾的參與與支持。
- 各級政府的執行能力、協調合作之程度。
- 及時融資的能力。

為了加快轉型進程，德國於 2011 年透過修改長距離輸電線路建設核准程序的新法律（NABEG, 2011）。跨州輸電線路的核准，由電力監管機構負責，能夠縮短原本需要花 10 年才能核准的程序為較短的時程與更簡便的手續。

在歐洲，因為各國之間電力需求在時間上有差異，發電結構和機組可用時間也能互補，所以系統備用容量需求較低，這要求跨國高壓輸電網有足夠的容量，所以歐洲電網還需要加強。但值得懷疑的是，各國政府是否願意放棄對本國電力系統的干預，而承擔電力供應安全的風險。目前，由於部分時段再生能源發電過剩，部分電量無法按計劃輸送到鄰國，使得鄰國必須採取行動保護其電網。

3. 配電

目前，德國再生能源採用固定電價制，熱電聯產採用的是補貼制，與電廠所處的位置無關。對於配電商來說，考慮到配電網投資和營運費用，應當有適當的誘因機制來鼓勵對外來電力和本地分散式發電來進行最適化配置。為了實現這種最適化，TSO 需要適當的做法來協調獨立發電商或虛擬電廠，在分散式發電比例增加的情況下，固定電價制或補貼制都無法達成這個目的，因此，可能必須擴展配電網，而現有的市場機制不能實現電網成本和發電成本相平衡的經濟上最適結果，故在能源轉型的過程中，這些問題都需要加以解決，以使潛在的投資者明確和有效的價格誘因信號。

4. 競爭和市場

為了促進再生能源發展，德國現有系統主要面臨如下挑戰：

(1) 法律面的挑戰

目前推動再生能源採用的是固定電價制和再生能源發電優先

上網，這可以有效降低再生能源發電商的市場風險，超出的費用由 TSO 向用戶徵收，這是政府直接干預的一種形式，無需使用政府資金。然而，這違反了德國憲法中隱含的一般規則，亦即，由特定法律推動有關公眾的活動，應該由政府提供資金，而不是向特定群體徵稅。

(2)違反歐洲市場規則

現有系統存在貿易障礙，因此違反了歐洲內部市場規則，但是到目前為止，各成員國之間還沒有達成促進再生能源發展的一致性。而再生能源的公共融資也違背了歐洲禁止提供補貼的制度，因此也不太可能是未來的解決方案。

(3)市場機制的限制

再生能源難以經由參與批發現貨市場和期貨市場而融入市場體系，這是因為再生能源的邊際成本幾乎為零，故若以再生能源確定市場電價，則該電價基本將為零。因此，在有大量再生能源的市場裏，批發電價也將趨近於零。在這種情況下，投資綠能電廠是沒有誘因的。

基於市場的再生能源促進方式是將配額制與容量市場要素相結合，在這樣的機制中，政府制定規則。再生能源獲得市場電價加補貼，因此，再生能源補貼機制的改革需花一段相當的時間，因為目前的機制有利於多數投資者，所以很多人支持這一機制。

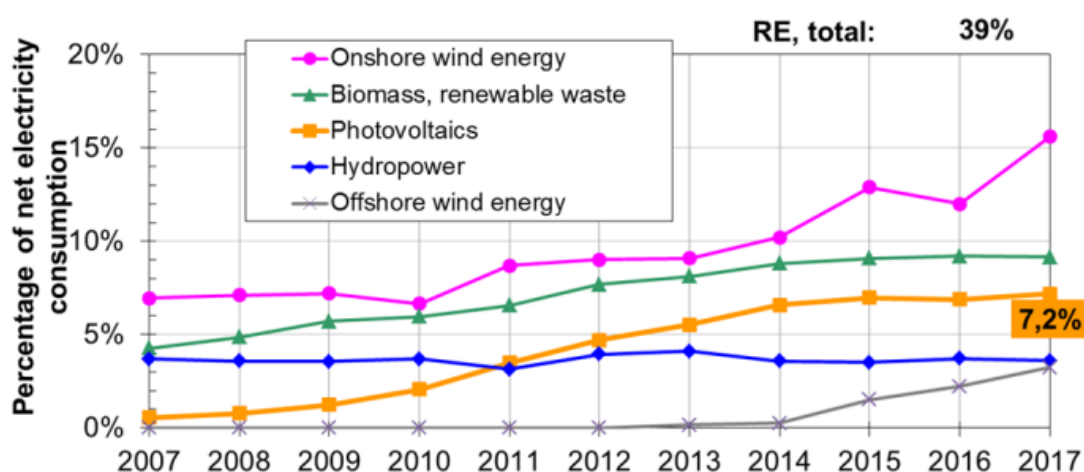
5.融資

對於再生能源電廠而言，初始的投資成本較大，但由於再生能源能量資源獲得是免費的，建成後營運成本較低。這使得資本支出的比例相對較大，因而增加了投資的風險。因此，必須要觀察在什

麼條件下資本市場願意大規模投資再生能源，以及這種意願能持續多長時間。

此外，電網擴充容量的融資，特別是海上風電場的接入電網，可能延遲能源轉型計畫的時程。如果沒有政府擔保大部分風險，將來所需的大量投資可能會難以融資。

(二)德國綠能產業發展對電力需求面的影響

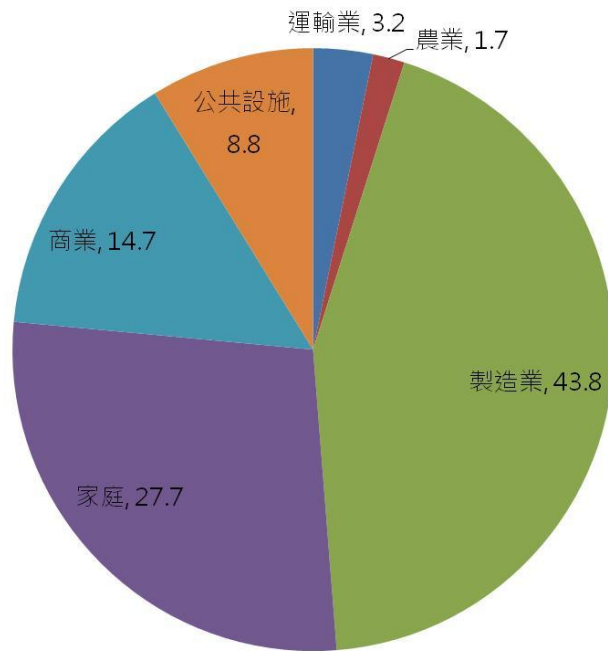


資料來源：Recent Facts about Photovoltaics in Germany, July 20, 2018.

圖 5.6 德國再生能源電力淨消費占比

1.對工商業之影響

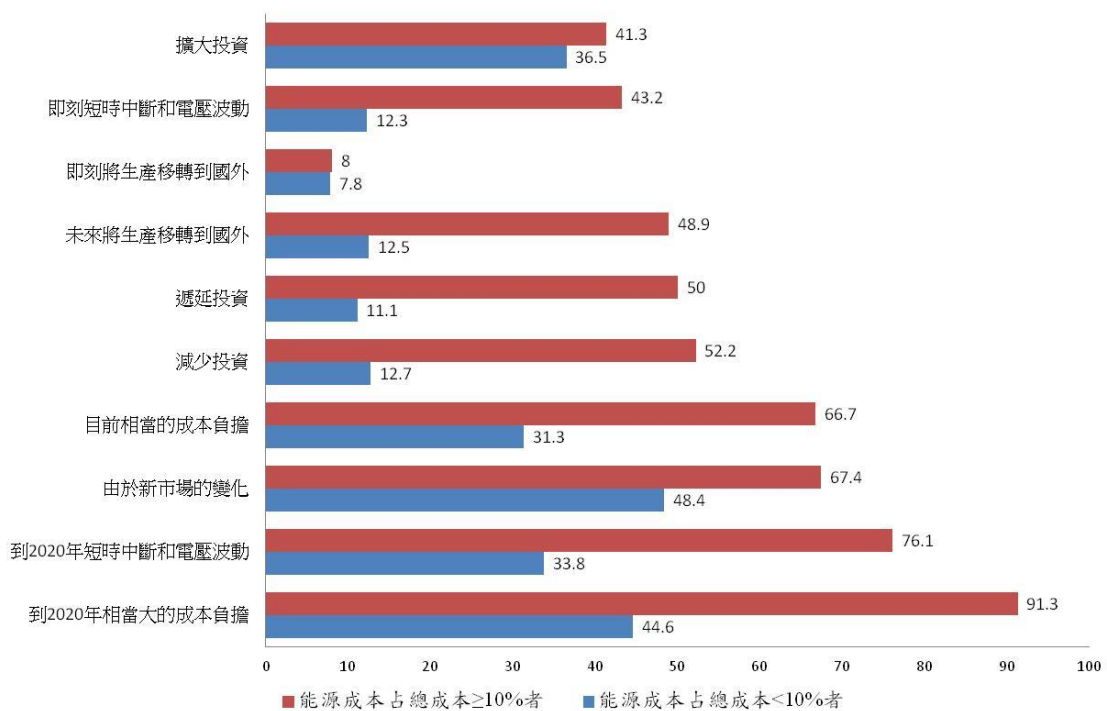
能源轉型的經濟影響主要是對工業部門的影響，在德國，工業是收入和就業的基本支柱，德國工業部門的重要性高於 OECD 和 EU 的平均水準，其工業占終端能源消費的 28% 以上，占總電力消費量的 44%，而商業部門的電力消費大約 14%，剩下的是家庭和其他部門的消費量，如圖 5.7 所示。



資料來源：BMW (2012).

圖 5.7 德國終端用戶電力消費比例

能源轉型的主要疑慮在於用戶電力價格承受力和電力可靠性上。2012 年德國環境專家評審團 (IW-Umweltexpertenpanel) 科隆經濟研究院對 111 家公司負責環境問題的代表進行一項問卷調查，圖 5.8 是該項問卷調查的結果，該問卷是關於能源轉型對企業影響的調查。對問卷的回答根據給定的項目中能源占總成本的比例分為二類。調查結果顯示，工業界普遍認為能源低碳轉型會使電價升高並使電能品質和可靠性下降，竟而導致國內投資遞延或考慮未來將生產移轉到國外。

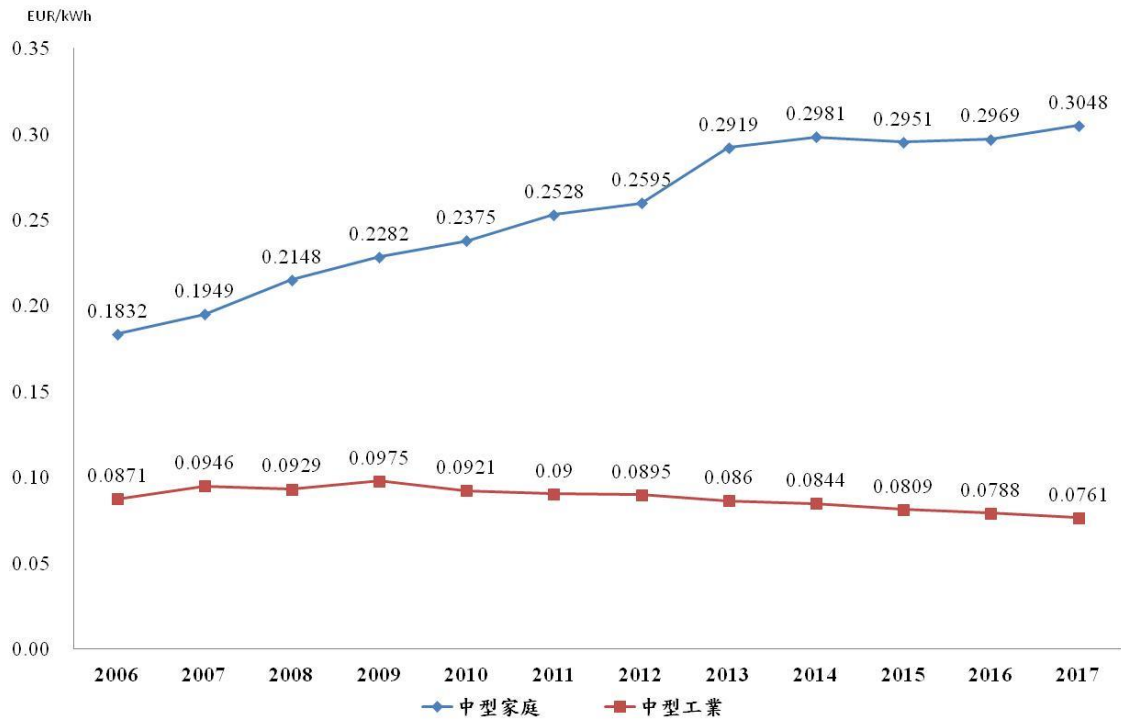


資料來源：Evolution of Global Electricity Markets (2013).³

圖 5.8 能源轉型對德國經濟的影響

然而，從近十年德國的電價資料來看，工業用戶電價並無上漲的情況，而是家庭用戶電價大幅地上升。對於一個用電量約為 500~1999MWh 的工業用戶而言，2007 年底的電價是 7.25 歐分/kWh，2017 年底電價則為 3.76 歐分/kWh。下圖 5.9 顯示了一個中等工業用戶的電價走勢。

³ Fereidoon P. Sioshansi (2013), Evolution of Global Electricity Markets: New Paradigms, New Challenges, New Approaches, Boston : Elsevier, 2013.



資料來源：Eurostat.

圖 5.9 德國近十年電價走勢

2. 對家庭用戶之影響

由於電力需求相對缺乏彈性，故轉型會使家庭用戶承受更高的零售電價。因為很多電力密集型產業用戶不承受高電價，所以電價升高的負擔將由中小型企業和家庭用戶承擔，這將導致轉型對家庭的影響比對其他產業用戶影響更大。

目前，家庭用戶含增值稅的電力零售價格為 25.3 歐分/kWh，是產業用戶平均電價的兩倍以上。家庭電價在過去 6 年內成長了近 40%，主要是政策性稅收，稅收大約占電價的一半。這對低收入家庭有顯著的影響，因為電費占了他們收入的大部分，此外，高收入家庭往往安裝太陽光發電設備，從而可以獲得綠色電力補貼。

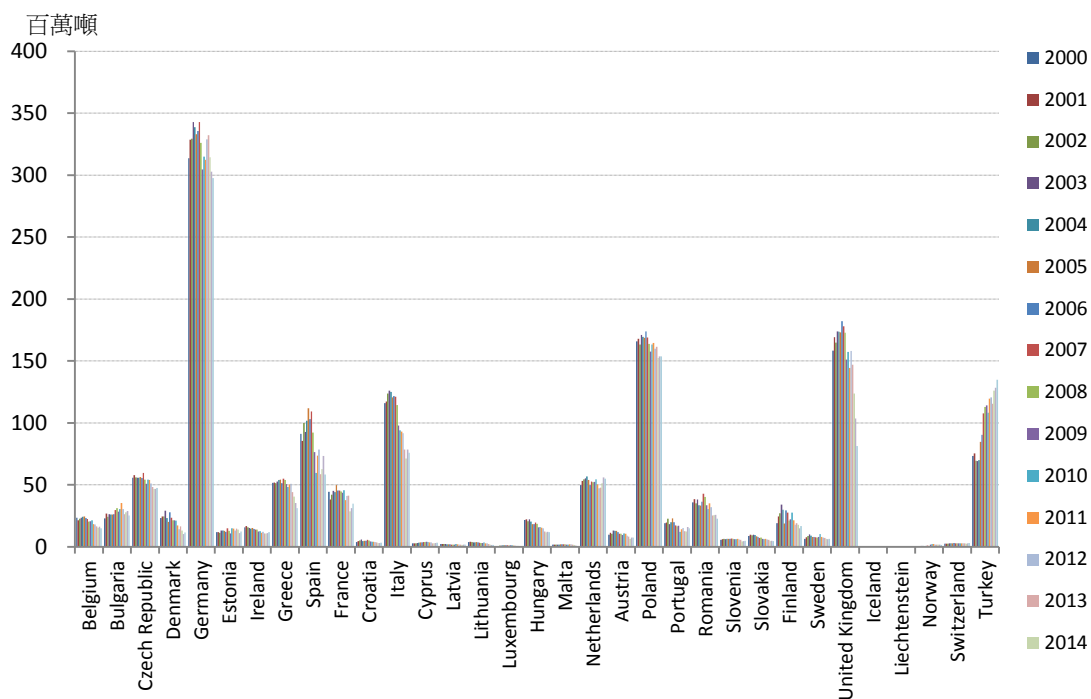
轉型帶來的額外成本的增加由家庭用戶承擔的程度，主要取決於再生能源補貼計畫的進展和對電力市場的調整。如果不進行大幅

的調整，現行規定將使直接成本和間接成本顯著增加。為了保證轉型在經濟上可行和能被公眾接受，正在考慮建立更具成本效益的融資體系。此外，未來拍賣高價 CO₂ 證書的收入，可以用來減少零售用戶的負擔。

三、德國能源轉型後的 CO₂ 排放與電力進出口

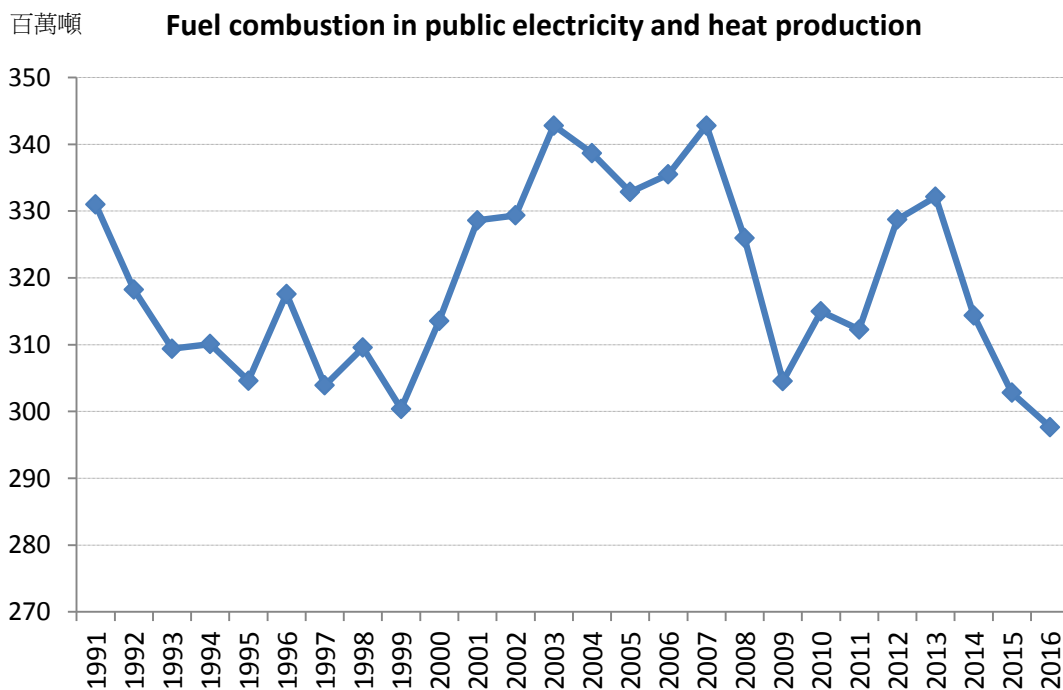
(一) CO₂ 排放

下圖顯示 2000 至 2014 年歐盟各國 CO₂ 的排放情形，由圖 5.10 中可知德國之 CO₂ 排放量遠高於歐盟其他國家，若單獨觀察德國進十餘年來之 CO₂ 排放情形，可以發現德國自 2000 年開始能源轉型後的 2001 年開始至 2007 年，電力部門之 CO₂ 排放量皆大幅增加（圖 5.11），其主要原因乃在於廢核後，以火力發電取代核電的結果，直至 2009 年及其後的兩年，CO₂ 的排放才回到能源轉型前的水準，但 2012、2013 年的排放又大幅增加，因此從近十餘年的資料來看，德國的綠能產業發展，對其 CO₂ 排放的減量並無明顯的效果。



資料來源：Eurostat.

圖 5.10 歐洲各國電力部門 CO₂ 排放量比較



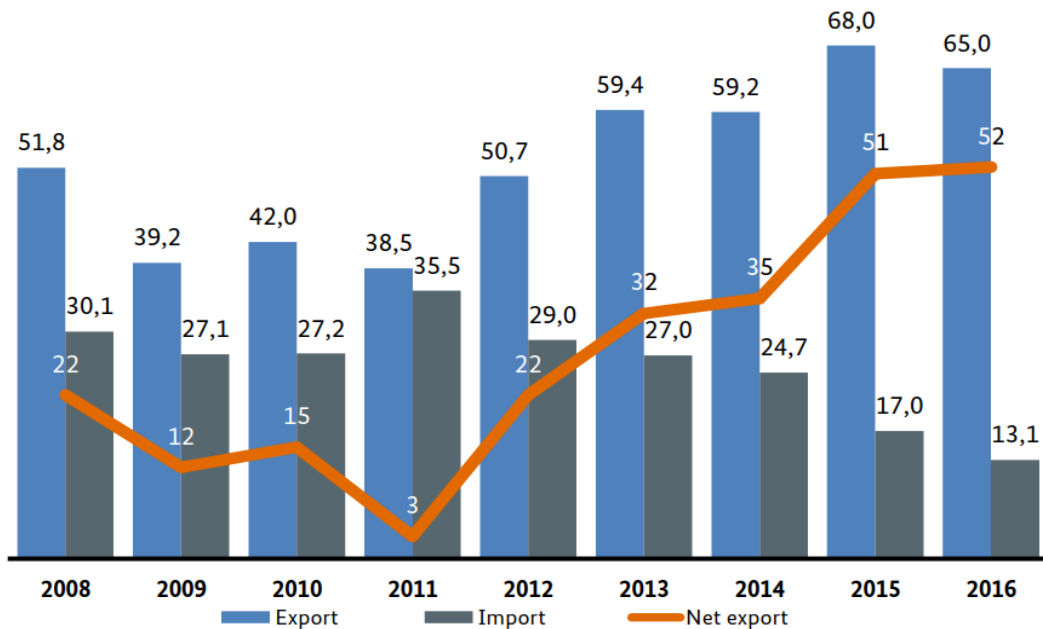
資料來源：Eurostat.

圖 5.11 德國電力部門 CO₂ 排放情形

(二)電力進出口

圖 5.12 顯示德國 2008 年至 2016 年的電力進出口情況，德國與周邊國家的電力交易量在 2010 年為 69.2TWh，到 2016 年為 78.1TWh。從圖中可以發現，德國的電力出口量有增加的趨勢，進口量有減少的趨勢，這顯示德國電力供需的不平衡程度有逐漸增大的現象。

Cross-border exchanges in electricity in Germany 2008 - 2016
Trade volumes in TWh



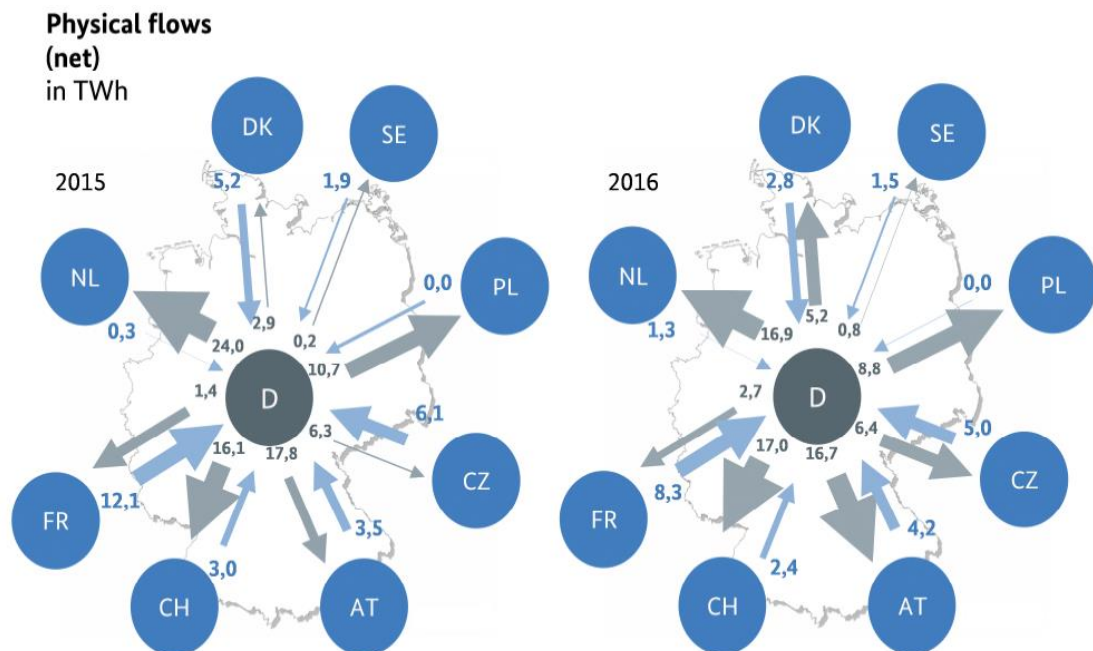
資料來源: Monitoring Report 2017, Bundesnetzagentur, 10 November 2017.

圖 5.12 德國電力進出口

圖 5.13 顯示 2015、2016 年德國電力的進出口情形，從圖中可發現德國進口電力來源最多的是法國，2015、2016 年從法國的淨進口分別為 10.1TWh、5.6TWh。另外，2015 年德國是丹麥電力的淨進口國，但在 2016 年卻是丹麥電力的淨出口國，2016 年德國出口到

法國的電力增加了 79%，進口卻減少了 46%。

事實上會造成跨境交易量變動的情形，主要是反映德國和其鄰國之間的電力供給量變動所造成的價格差距，而造成價格差異的因素很多，這意味著交易量的變化不只是德國的市場因素，也反映了周邊國家的供給和需求的變化。然而，德國由於再生能源的大量強迫上網，電網業者有優先調度再生能源的義務，若無法優先調度將負責補償再生能源業者發電短缺的損失，因此電網業者常常在再生能源出力超過市場所需時，寧願以負的電價將所購買的再生能源電力輸往國外，如此浪費資源也會造成鄰國的困擾。我國係孤島獨立電力系統，未來若再生能源發電容量佔比大到超出系統 3 所需時，多餘的電力完全無法輸出國外，就必須棄風棄光，政府也應及早規劃相關補救措施，以免電力系統安全受到衝擊。

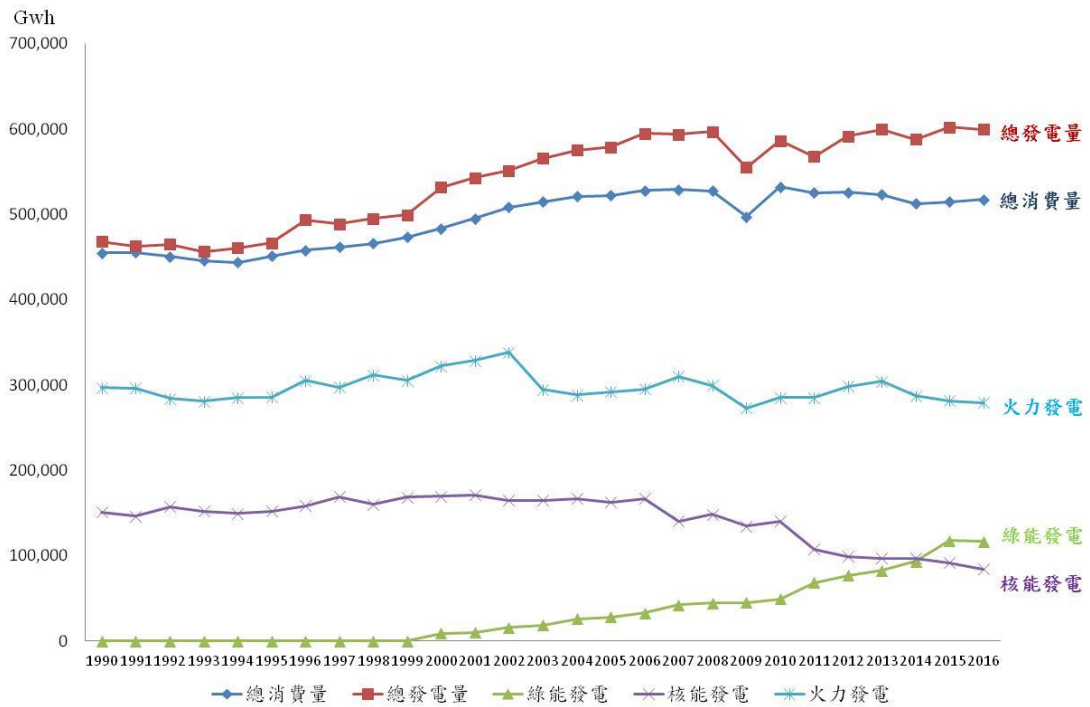


資料來源: Monitoring Report 2017, Bundesnetzagentur, 10 November 2017.

圖 5.13 德國跨境電力調度負載流量

四、德國發展綠能產業對缺電風險的影響

德國從 2000 年開始致力於發展綠能產業至今，就電力的供需來看（見圖 5.14），可發現其總發電量與總消費量的差距有逐漸擴大的情況，這顯示德國發展綠能產業，並沒有造成缺電的情形。



資料來源：Eurostat.

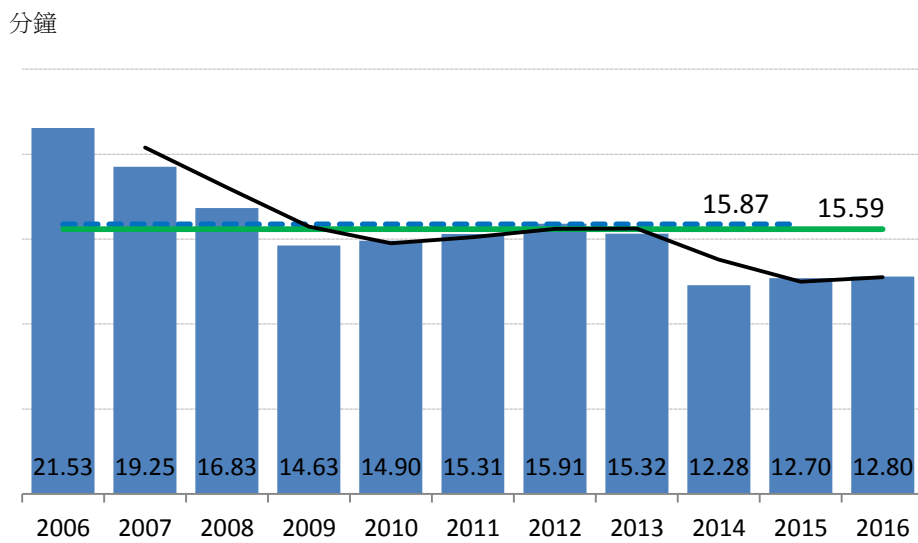
圖 5.14 德國電力供需變動趨勢

圖 5.14 顯示德國逐漸廢核後，其總發電量（包括火力發電、核能發電及綠能發電）並沒有減少的情況，並且與電力總消費量的差距有逐漸增大的情況，從火力發電量亦無顯著增加的情況來看，德國總發電量的維持或增加，主要是來自於綠能發電量的增加。

另外，若從每年電力中斷時間來看，依據德國能源工業法（Energy Industry Act）第 52 條規定，每年 4 月 30 日前向聯邦網絡局提交一份報告，詳細說明其網絡中的所有中斷情況。報告必須說

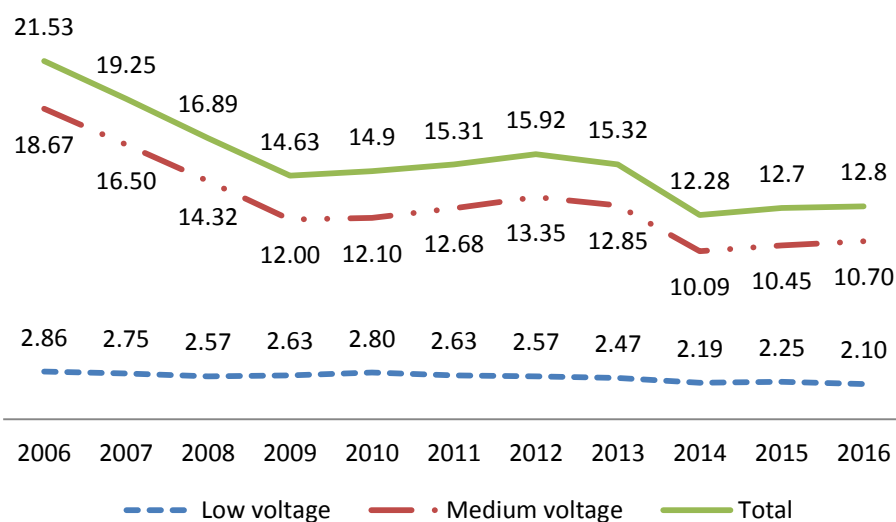
明每次供應中斷的持續時間、長度和原因。

圖 5.15 顯示 2006 至 2016 年德國歷年低壓及中壓電力用戶的電力平均中斷時間。於 2016 年，860 家營運商報告了對最終消費者供應中斷的 868 個網絡供應中斷共 172,504 次。而 2016 年對於低壓和中壓用戶的平均中斷時間為 12.80 分鐘，低於 2006 至 2015 年的平均值 15.87 分鐘，這顯示 2016 年供電品質始終保持在相當高的水平。



資料來源: Monitoring Report 2017, Bundesnetzagentur, 10 November 2017.

圖 5.15 德國歷年電力平均中斷時間



資料來源: Monitoring Report 2017, Bundesnetzagentur, 10 November 2017.

圖 5.16 德國歷年電力中斷時間—依電壓分

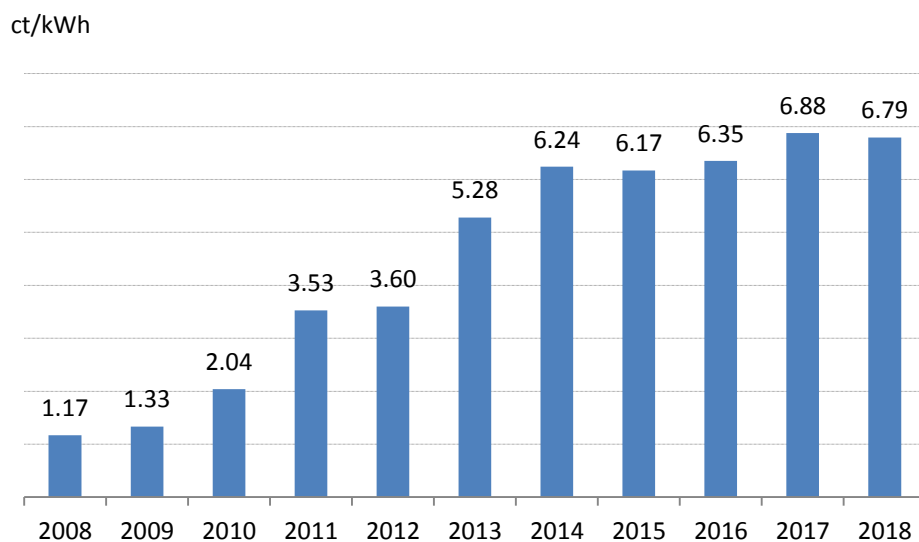
德國發展綠能對雖並不造成缺電風險的增加，但其對電價風險卻有影響，其對電價的影響因素主要可歸納如下：

第一，因為燃煤電廠和燃氣電廠要平抑間歇再生能源的出力波動，其可變成本高於核電的可變成本，故核電關閉後，電力批發價格上漲。另外，當再生能源提供大量電力時，電力批發價格下降，使對再生能源投資的積極性降低，這會導致尖峰時段的電價高漲。

第二，如果電力供應商要使用化石燃料發電，必須從歐盟碳排放交易體系（EU-ETS）購買 CO₂ 證書。關閉了零碳的核電後，在 2022 年之前常規火電廠不得不購買更多的 CO₂ 證書，這會使電價上漲。此外，從 2013 年開始歐盟進一步限制了排放許可，使化石燃料發電的可變成本更高，也使批發市場電價更高，這些價格部將轉嫁給電力用戶。

第三，再生能源發電的額外成本以附加費形式收取，會轉嫁給電力用戶。根據再生能源上網的數量和再生能源的固定電價，每年

對附加費進行調整。再生能源電量增加和較昂貴的再生能源比例增加，都會使附加費增加。如下圖 5.17 所示，再生能源附加費從 2008 年的 1.17ct/kWh 大幅至 2014 年的 6.24ct/kWh，雖然從 2014 年至 2018 年附加費以平穩地維持在 6.2 與 6.9ct/kWh，但用戶支付的電費已大幅上漲。由於太陽光發電和海上風電的迅速發展，預計到 2025 年補貼成本將會是現在的 3 倍 (Erdmann, 2012)，⁴另外還有間接成本，包括電網的擴充容量成本和海上風電相關成本。



資料來源: Monitoring Report 2017, Bundesnetzagentur, 10 November 2017.

圖 5.17 德國 EEG 附加費變化

在德國，電能密集型產業占製造業總電能消耗的 80%，能源轉型帶來的價格上漲對不同的產業影響不同，造紙、冶金、化工、玻璃、紡織、橡膠、塑膠、食品、飼料等電能密集型產業更容易失去競爭力。冶金產業電能密集程度比平均水準高 4 倍，比造紙產業高

⁴ Erdmann, G. (2012) Jüngste Trends im Bereich der erneuerbaren Stromerzeugung. Energiewirtschaftliche Tagesfragen 62 (3), 47–50.

5 倍 (Petrick et al., 2012)。⁵

除了這些實質性的風險，能源轉型也為德國經濟提供了一些新機會。出於能效在工業競爭力中日益重要，相關技術和服務的需求增加，帶來了綠色技術的成長。另外，行銷和出口再生能源硬體及相關產品的機會也大大增加。再生能源利用設施的投資在 2004—2009 年間增加兩倍，該產業 2009 年雇用了 34 萬人，幾乎是 2004 年的兩倍多，即使把就業率下降的產業考慮在內，總體就業仍然為正的淨成長 (BMU, 2011)。

從長遠來看，轉型的長久效益在於減少化石燃料進口依賴和相關價格風險，因為化石燃料仍是主要的發電能源，德國近 90% 的天然氣和 80% 的煤炭是進口的，天然氣和煤炭價格在 2005-2011 年間分別成長了 72% 和 54%。

在政府的能源轉型戰略下，德國走向了一條逐步淘汰核電的道路，從德國的實證可得出一系列經驗，可能對那些想放棄核電而依靠再生能源從而改變電力產業結構的國家有借鑒意義，這些經驗總結如下：

- 能源政策中重大變革的實施需要很長的時間，在一個不斷改變重點和政策的國家，常常難以給產業部門足夠的時間以達到預期的目標。德國的經驗揭示了如何以較高的成本與電價和較低的混亂進行轉型。
- 再生能源的長遠發展必須與電網擴充容量相結合，也必須與靈活的彈性電力系統和可競爭的市場搭配，更必須引入電能的儲能系統以穩定其間歇性與不確定性。

⁵ Petrick, Sebastian, Katrin Rehdanz, and Ulrich J. Wagner. 2011. "Energy Use Patterns in German Industry: Evidence from Plant-level Data." *Journal of Economics and Statistics (Jahrbuecher fuer Nation-aloekonomie und Statistik)*, 231(3): 379–414.

- 發電商需要長期的誘因使其擴充傳統火力發電容量，以便於收納更高比例的再生能源的間歇性電力。
- 促進再生能源發展是一個長期的過程，並且需要有與之相容的電力市場規則與重新設計的電力批發與零售市場。
- 為了使能源產業成功轉型，應該建立相關的溝通制度，建立起 TSO、傳統發電商、再生能源開發商、監管者、政府和用戶之間的協調機制，以避免不公義的用戶承擔責任。
- 德國的轉型使再生能源的比例增加，加上必要的基礎設施投資，有可能導致總成本顯著增加。長遠來看，為了使公眾接受轉型方案，如何分攤這些額外費用是必須解決的問題，如果忽略了這個問題，它將成為成功轉型的障礙。

德國轉型成功與否將最終取決於其間接影響，以及德國經濟中電能密集型產業的競爭力。如果能夠成功實施，轉型就會成為一個成功的範例，大幅提高生產力和效率，建立起蓬勃發展的綠色經濟。

由於我國為孤島型能源體系，自產能源稀少，無法及時獲得外界供應又缺乏自產能源，穩定能源供給與價格即成為最重要的問題。在電力供應網絡方面，我國亦為孤島型電網，在電力短缺時無法與其他國家電網互通，及時向國外引進電力。

陸、缺電風險管理策略研擬

一、缺電之定義

(一)停電

停電 (Power outages, a power cut, a power out, a power blackout, power failure or a blackout) 即為供電之停止，停電可能在隨時在沒有警告的情況下發生。停電通常為區域性的短期電力停供。依據停電的持續時間和導致的結果，可分為三類。

- 永久性故障 (permanent fault) — 電力線故障導致電力嚴重短缺。
- 電壓降低 (brownout) — 電源電壓暫時下降。
- 停電 (blackout) — 一個區域的總功率損失，可以持續數週，具體取決於嚴重程度。

歷史上最大的停電事故是發生於 2012 年 7 月 31 日的印度，由於該國五個電網中的三個失效而造成了當時印度有 6.2 億人的用電在二天後才恢復。而電力故障是因為電力設施無法滿足人民日益增長的需求。

2017 年 8 月 15 日 16 時 51 分起在臺灣本島各地發生的大規模無預警停電事件，肇因於臺灣中油對台電大潭發電廠的天然氣供應管線意外停止運作，導致大潭發電廠 6 部機組全部跳停，進而造成全臺電力備轉容量不足，供電系統避免全面崩潰啟動保護措施而分區停電，最終於同日 23 時始恢復正常供電。

停電的原因很多，包括發電站的故障、輸電線路的損壞、變電站或配電系統的其他部分短路或電力線路的過載。導致停電的五個

常見原因為：⁶

- (1) 天氣 (Weather)：強風暴雨可能會破壞電力基礎設施。
- (2) 尖峰 (Spikes)：電源電壓暫時增加可能導致停電。通常是由於雷擊，跳閘斷路器或短路引起的。
- (3) 交通事故：發生交通事故導致電線損壞或導致電線短路。
- (4) 火災：因火災之發生，在緊急情況下，切斷電力以確保安全。
- (5) 動物：動物與設備接觸，例如轉接器或保險絲，可能導致它關閉。

(二) 電力短缺

所謂電力短缺 (Electricity Shortage) 或簡稱缺電，是指當電力系統中發電廠的總有功功率或無功功率不足以保證向所有消費者提供所需的電力時的情況。

世界銀行 (World Bank) 指出，電力短缺發生的可能原因通常分為容量限制以及能量限制。容量限制係指電力供給無法滿足尖峰電力需求，而能量限制則是指所有最終用戶電力需求，在一段長時間內超出了生產水準，若電力供應短缺持續時間越久，對經濟的影響越大。⁷

電力短缺包括容量 (設備) 供應不足或能量 (燃料) 供應不足時，造成電力供給端可能無法滿足需求端電力消費的情況。

從以上的定義以及本研究前述章節的缺電機率分析，可知本研究所探討的缺電風險係指電力規劃時電力系統發生電力短缺之風險，係屬事前規劃之概念，而非停電事件發生的事後情況與事件原

⁶ <https://www.originenergy.com.au/blog/lifestyle/what-causes-power-outages.html>

⁷ 鄭睿合、陳冠翰、林文祥，因應電力短缺之服務業應變機制，經濟前瞻 172 期 (2017/07)，52-59。

因之分析。

二、再生能源的靈活性和市場風險

波動性再生能源（如風力、太陽能）有兩個重要特性（IEA, 2011），⁸這也是其造成缺電風險的主要原因，分別是：

- **變化性 (Variability)**：再生能源的發電並不一定能與需求的波動匹配。
- **不確定性 (Uncertainty)**：再生能源的發電之可預測性較傳統發電低。

所謂變化性，舉例而言，假設德國目前的發電量中有 50% 來自波動性的再生能源，在某些時段裡出現了負剩餘負載，也就是再生能源供給過多，然而在大部份的時間裡它們並沒有發出足夠電以滿足需求。變化性還意味著急升急降，因為再生能源出力的變化非常迅速，這就必須有其他發電商、儲能商還有需求端來適應此種情況。

不確定性意味著再生能源發電量與預測發電量不匹配，因此其他發電商儲能或者需求端需要準備好去調整它們的輸出或消耗以填補再生能源預測發電量和實際發電量間的缺口。對於傳統能源發電來說，由於它們有最小穩定出力，提供容量意味著當提供平衡容量時也需要發電。在這種情況下，提供容量降低了系統吸收再生能源的容量。

上述兩點都不是新現象，因為發電廠一般都要面對不確定的需求變化。然而隨著波動性再生能源的增多，這兩個問題在供給端變得更為顯著。需求變化通常有一定的規律可循，然而供需兩端的同時變動造成更多不規律的剩餘負載，必須由系統中的其他部分來承

⁸ IEA, 2011. *Harnessing Variable Renewables — A Guide to the Balancing Challenge*, Paris.

擔。

由於波動性再生能源發電廠的特點，它們靈活應對市場信號的能力是很有限的。儘管科技進步已經使再生能源的成本下降，但這些技術的靈活性卻沒有多少提升空間。

另外，如果再生能源發電廠進入市場，它們的收入風險就會增加。有三個風險因素（Mitchell et al, 2006），⁹包括：

- 價格風險
- 數量風險
- 平衡風險

首先，自由市場中價格通常是不穩定的，而發電商進入市場就要面臨價格波動。這其中包含了短期和長期兩個層面，短期價格風險指的是發電商根據市場形勢調整它們的發電情況，也就是在價高時發電。

固定 FIT 並不涉及任何價格風險，然而配額制和溢價方案（高於市場價格的溢價支付）都有市場價格風險，因為再生能源發電商需要將它們的發電量在市場上直接出售。然而即使在配額制和溢價方案下，也無法保證短期價格信號會影響發電商的生產決定，因為它們可能透過長期合約來出售發電量。

其次，發電商的收入是由價格和數量所決定的。FIT 通常都與優先調度相結合，不會有市場相關的數量風險出現，因為所有發電量都可以出售（但存在波動性發電商由於缺少風能、太陽能等無法發電的風險）。與優先調度相反，配額制和溢價方案下的運營商都需要尋求合約方去銷售其發電量。因此就存在一個電廠無法將發電量

⁹ Mitchell, C. Bauknecht, D., Connor, P.M., 2006. Effectiveness through risk reduction: a comparison of the renewable obligation in England and Wales and the feed-in system in Germany. *Energy Policy*, 2006, vol. 34, issue 3, 297-305.

全部售出而因此收入減少的風險。但是由於再生能源的邊際成本很低，電廠不被調度的情況極少出現。

第三，進入市場也增加了發電商的平衡風險。如果他們在市場上出售發電量，不僅面臨著波動的市場價格，還需要承擔出現不平衡的責任。平衡責任關係到再生能源發電商面臨不平衡罰款的額外風險。平衡風險與市場價格風險類似，都是由市場上不平衡的價格引起的，然而它同時還取決於單個發電商的不平衡。顯然地，具間歇性電力的再生能源發電商與傳統能源發電商在平衡上相比必然處於劣勢，因為它們的可預測性相對較低。

三、再生能源發電廠應承擔何種風險

從變化性來說，波動性再生能源電廠可以透過承受價格和數量風險來提供一定程度上的靈活性。這需要一個運行良好的市場。然而同以利用的靈活性惜力是很有限的，尤其在要達到一定再生能源發電量目標的時候。想要利用這種有限的靈活性潛力，再生能源發電商無需全面進入市場，也就是承擔全面風險直接在競爭市場售電。相反，已經有固定上網電價方案透過浮動 FIT 引入短期價格風險的案例。

從不確定性來說，再生能源必須暴露在平衡風險中才能誘使其減少不確定性。對應不確定性的關鍵，一方面是改善預測，另一方面是提供有效平衡以管理剩餘的不平衡。從兩種方式來看，單個再生能源發電廠似乎都無法良好地採取這些措施。

至於改善預測，單個發電商原則上可以實現，但也可以從更集合的層面來實施，因為系統越小就越難預測。

而平衡剩餘的不確定性，關鍵問題之一也是應該由個體還是系

統層面來實施。由個體層面提供平衡容量（例如每個風力發電商配備一個電池）需要更多的總體平衡容量，因此成本會比從系統層面提供平衡容量要高，因為在系統層面個體不平衡可以互相抵消一部分。如果單個發電商不用自行管理預測誤差，讓他們承受平衡風險可能會帶來平衡容量的低效利用。在德國，再生能源電廠並不承擔任何平衡風險，除非他們參與有全面平衡風險的市場溢價機制。在歐盟，有許多只讓再生能源電廠承擔一定平衡風險的機制，已使其能夠充分地發揮技術能力（Eclareon and Oko-Institut, 2012）。¹⁰

四、再生能源發電進入市場的參考方案

提供靈活性的各種選項主要關係到市場設計，例如儲能、需求面靈活性和再生能源靈活性。以德國為例，三分之二的風力發電場已經自願從固定上網電價方案轉移到以市場為基礎的溢價方案。然而這主要是由於這些電廠可以額外獲得管理溢價，這給再生能源電廠帶來了額外的收入，也意味著額外的總補貼成本。這樣進入市場是否真的改變了電廠的運行模式是值得懷疑的。

然而，小規模市場中設計的推廣再生能源的補貼機制在再生能源成為主要發電手段時便不適用了。在尋求再生能源發電進入市場時應該參考以下幾點：

- 在為高占比的再生能源發電和推廣再生能源進入市場設計補貼方案和市場時，必須使得未來再生能源市場的主要目標應以最低成本與風險達成再生能源目標。
- 開發再生能源發電的可預測性、靈活性及可調度性。
- 在再生能源市場還未成熟發展時應避免讓再生能源業者承擔

¹⁰ Eclareon, Öko-Institut (2012). Integration of electricity from renewables to the electricity grid and to the electricity market – RES-INTEGRATION. Final report for DG Energy.

市場風險，反之，如果市場已發展成熟，再生能源業者就應當完全承擔市場風險，以導正資源的配置。

- 在再生能源市場還未成熟發展時，再生能源帶來的電力系統衝擊應該由管制者設計提供有效的輔助服務市場來解決，而非讓再生能源業者貿然地承擔所有市場風險。
- 再生能源進入市場需要一個總體運行良好的電力市場，同時也需要具體的完善市場機制來應對再生能源的不確定性，例如日內市場、平衡市場的設計與縮短市場關閉時間。
- 在評估不同的補貼機制時，應區分價格風險、數量風險和電量平衡風險，分別設計風險分攤的責任。

總而言之，問題不是如何讓再生能源進入一個現有的電力市場，而是當再生能源變成主角時，如何圍繞再生能源的特性設計新的高效流動電力市場，可使再生能源能全面參與可競爭的行列。

柒、政府電力供需結構階段性發展目標與推動策略建議

民 107 年 11 月底以核養綠、反深澳以及反空污等能源政策相關之公投案悉數過關，此與政府既定的能源政策大相庭逕，由於公投乃直接民權對代議制政府的政策有制約作用，行政院為此也不再為非核家園設定 2025 年的期限，在民意清楚的顯示性偏好下，現階段政府責無旁貸應開始檢討修正既有的能源政策，重新規劃應有的能源發展路徑與各項能源的電源配比，朝野應不分黨派，透過全國能源會議的召開為我們能源發展的將來找出一條可行的出路。此外，聯合國氣候變化綱要公約第 24 締約方會議（COP24）也正在波蘭卡托維治舉辦，德國觀察協會（Germanwatch）也公布了全球氣候變遷績效指標排名（包含溫室氣體排放量、再生能源發展、能源效率和氣候政策等四大構面），台灣今年又退步了兩名排名，名列倒數第五，全球只勝過南韓、伊朗、美國和沙烏地阿拉伯，我們的能源政策已到了不得不修正的地步了。

一、政府電力供需結構階段性發展目標

政府自 2016 年起再次啟動能源轉型與電業改革方案，其主要的政策目標為：

- 建立低碳永續、高質穩定、效率經濟的能源體系
- 核四停建，核一、二、三廠不延役，2025 年完成非核家園
- 積極開發綠色能源，2025 年再生能源發電量占總發電量比例達 20%
- 加速興建第三座天然氣接收站，擴大天然氣使用，降低現有火力發電廠的汙染與碳排放
- 完成第二階段電業法修法，提供能源轉型所需的結構與法治

基礎

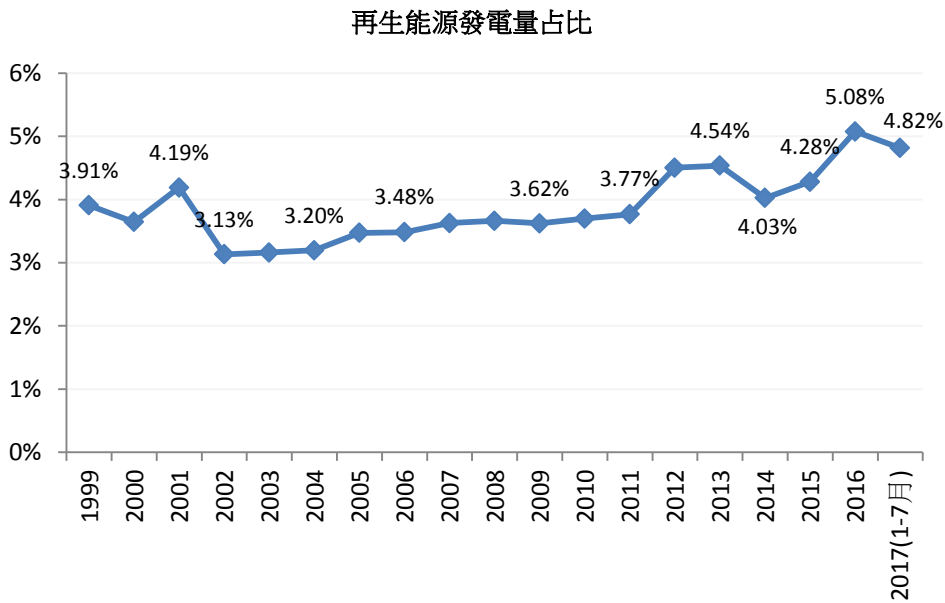
二、核四停建與核能除役

在前述政策目標中，有關核四問題，2014年4月24日，行政院長江宜樺為了化解民眾疑慮，宣佈核四封存，在安檢完成後，不放置燃料棒、不運轉，日後啟用核四，必須經公投決定。經過後續的封存作業，核四廠於2015年7月1日開始進入為期3年的封存狀態。至2017年12月，台電表示有意拆除核四本體，在原地改建成火力發電廠，並將燃料棒運往美國販賣。2018年3月15日，台電宣布將把現有的1744束燃料棒，規劃未來3年分8批陸續運離，預計可於2020年底前可拆解。

核能發電廠一般使用年限是40年左右，核一廠一號機停止運轉年限為2018年12月5日，核一廠二號機停止運轉年限為2019年7月15日¹¹。2011年，總統馬英九宣布核一廠確定不延役，台電在2018年和2019年分別除役核一廠兩機組。12屆時由擴建完成，採用天然氣發電的大潭發電廠及其他擴建計畫彌補減少之供電量。

¹¹行政院原子能委員會公告，<http://www.aec.gov.tw>。

¹²中央社, 2011-11-03.



資料來源：能源局。

圖 7.1 再生能源發電量占比

三、再生能源發電占比

圖 7.1 為我國 1999 年至 2017 年之再生能源發電量占總淨發電量之比例，其中所指之再生能源包括慣常水力、太陽光電、風力、生質能與廢棄物能。從圖中可以發現自 2002 年起再生能源之發電占比即有緩慢成長的趨勢，至 2016 年占比為 5.08%。

為了提高再生能源的發電占比，行政院於 105 年 10 月核定「太陽光電 2 年推動計畫」，期透過各部會規劃相關策略與措施，於 107 年 6 月達成 1.52GW (1,520MW) 之推動目標，並於 2017 年 8 月核定風力發電 4 年推動計畫。

1. 太陽光電 2 年推動計畫

依據能源局 106 年 9 月「太陽光電 2 年推動計畫 (修正版)」，各類再生能源推廣目標裝置容量及其發電量如表 7.1 所示，其中太陽光電長期目標為 114 年達成 20GW，太陽光電長期目標為 114

年達成 20GW，其中屋頂型 3GW，地面型 17GW，如圖 7.2 所示。

另外，依據能源局統計資料顯示自 2010 年以來，太陽光電之裝置容量顯著增加的趨勢，至 2017 年（106 年）太陽光電裝置容量為 76.5MW（見圖 7.3）。

表 7.1 各類推廣目標裝置容量（MW）

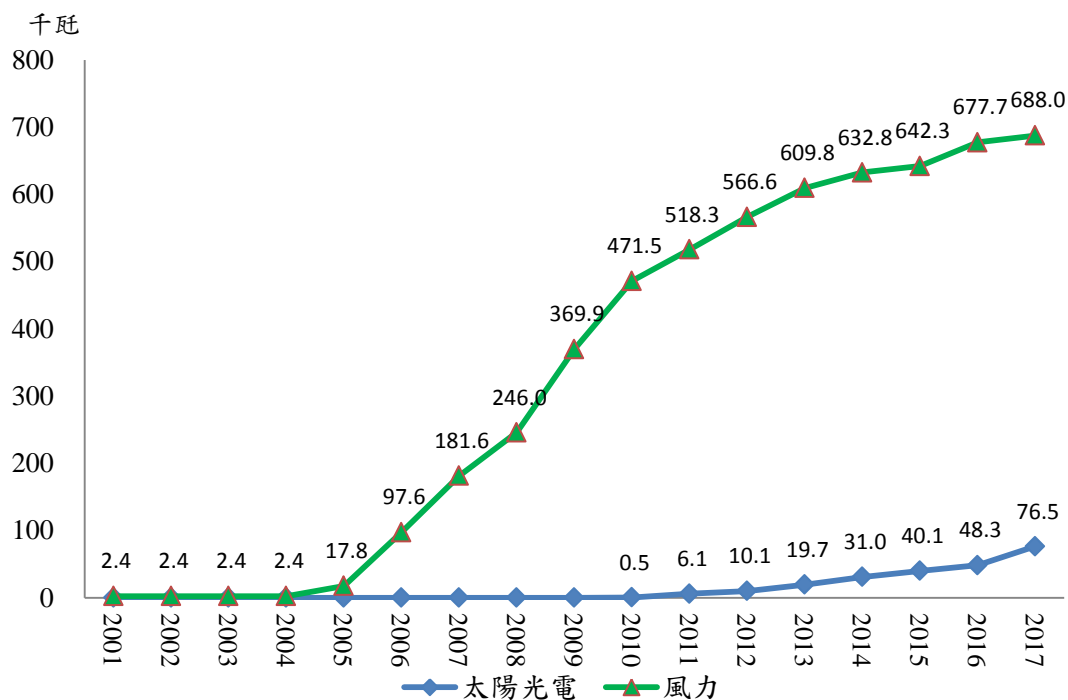
能源別	104 年	105 年	109 年	114 年
太陽光電	842	1,342	6,500	20,000
陸域風力	647	747	1,200	1,200
離岸風力	0	8	520	3,000
地熱能	0	1	150	200
生質能	741	742	768	813
水力	2,089	2,089	2,100	2,150
燃料電池	0	0	22.5	60
合計(全國)	4,319	4,929	11,261	27,423

資料來源：能源局 106 年 9 月「太陽光電 2 年推動計畫（修正版）」。



資料來源：能源局 106 年 9 月「太陽光電 2 年推動計畫（修正版）」。

圖 7.2 太陽光電至 114 年推動目標



資料來源：能源局。

圖 7.3 風力與太陽光電裝置容量推移

2. 風力發電 4 年推動計畫

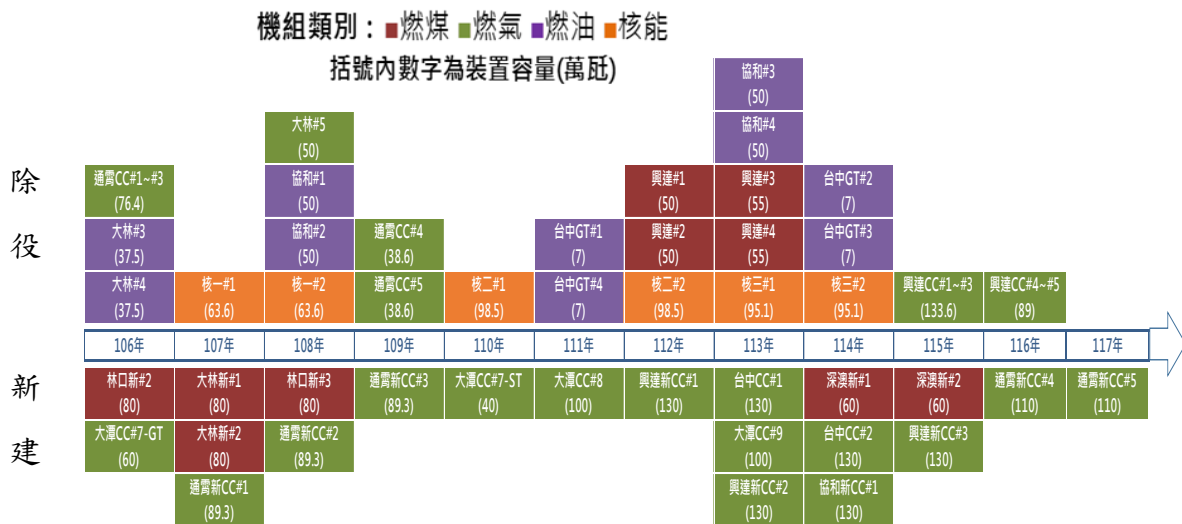
依據能源局 106 年 8 月「風力發電 4 年推動計畫（核定本）」，經濟部規劃風力發電長期目標為 114 年達成 4.2 GW，其中陸域風電 1.2 GW，離岸風電 3 GW。

從能源局的統計資料來看（圖 7.3），至 2017 年風力發電的裝置容量為 688MW，離實際之推廣目標尚有相當的距離。政府為此乃祭出全世界最優惠的離岸風電保證躉購電價每度 5.8498 元，在如此重金禮遇下也確實獲得外商們的大力參與投資，期盼能加速風電產業之發展，但由於價格偏離世界風電市場平均價格太多，也招致國內民意的反對和監察院不認同的調查結果要求後續檢討修正。

3. 新設發電機組興建計畫

目前政府積極規劃台電公司及民間電廠擴建，全力增加供電能

力。依下圖 7.4 所示，自 106 年至 114 年間，燃氣機組規劃增加 889.6 萬瓩，燃煤機組則增加 120 萬瓩，但深澳燃煤新建電廠已在選前政策急轉彎下而廢止，改由大潭新增機組十號機替代。



資料來源：能源局，(10610 案-107 年 1 月修正案)

圖 7.4 106~117 年大型火力、核能機組除役及新增情形

四、關於速興建第三座天然氣接收站

有關加速興建第三座天然氣接收站，台灣中油公司已選定觀塘工業港興建第三天然氣接收站，中油興建第三座天然氣接收站選址的理由，係為供應台電大潭電廠新增燃氣機組在 2022 年 7 月陸續商轉用氣需求，加上北部新增民營電廠、工業用戶改燃天然氣等需求，選在觀塘設置三接，可就近供應大潭電廠及北部用氣，北、中、南部也可相互調度支援，加強供氣穩定。但目前因當地大潭稀有藻礁區生態保護與棲息地割裂難以永存問題，屢遭環保團體、學者之反對，環評會議甚至因多名環委退席抗議而流會，致爭議不斷，最終在政府強勢動員下雖勉強獲得通過，但也導致環保署正副署長辭職

風波。¹³

五、電業法修正案

電業法修正案已於 2017 年 1 月 11 日於立法院三讀通過，完成電業自由化的綠電部分，通過條文明定將保障綠能，未來將鼓勵再生能源發電，綠電在一定規模以下無須提供備用容量，且業者可直接賣給用電戶或台電。而 2025 年「非核家園」條款也入法，確定在 2025 年前核電廠將全面停止運轉。其主要的變更如下：

1. 有關台電公司

三讀通過條文規定台電則須在 6 到 9 年內進行廠網分離，但可成立控股公司控股廠、網。輸配電業不得兼營發電業或售電業，發電及售電業不得交叉持股，輸配電業經核准得兼營公用售電業。

2. 有關再生能源

為了鼓勵再生能源，未來再生能源發電可在確保電力系統穩定安全下獲得優先併網及調度，輸配電業者也可依提供電力的排碳係數得到費用優惠。

發電業者來自非綠電的純益，提須提撥用於維護機組、投資環保設備及投資再生能源，且依規定，非來自綠電純益超過實收資本總額 10%，應提撥超出部分的半數，超過 25% 的部分，則應全數提撥。

3. 有關電價穩定

而為了穩定電價、減緩對民生經濟衝擊，中央主管機關也設立電價穩定基金，來源包括公用售電業年度決算調整後，稅後盈餘超過合理利潤數、政府撥款、基金之孳息等。

¹³中央社, 2018-09-23.

4.有關電業管制機構

至於電業管制機構不另設獨立機關、電價審議委員比例維持不設限、蘭嶼處理核廢料未明定處理期限，在朝野無共識情況下，最終以民進黨團人數優勢碾壓通過。

六、「以核養綠」及反空污等公投

上述對於政府電力供需結構階段性發展目標與推動策略在現階段「以核養綠」及反空污等公投通過後必須進行修正，以符合公投的意旨。有關能源政策三項公投之投票結果如下：

通過	7 反空汙	提案團體/人 國民黨	同意 73.8%	不同意 19.6%	無效票 6.6%	總投票率 54.56%
	你是否同意以「平均每年至少降低1%」之方式逐年降低火力發電廠發電量？		票數 795萬 票	票數 210萬 票	票數 71萬 票	票數 1078萬 票
通過	8 反深澳電廠	提案團體/人 國民黨	同意 70.5%	不同意 21.8%	無效票 7.7%	總投票率 54.51%
	您是否同意確立「停止新建、擴建任何燃煤發電廠或發電機組（包括深澳電廠擴建）」之能源政策？		票數 759萬 票	票數 234萬 票	票數 82萬 票	票數 1076萬 票
通過	16 以核養綠	提案團體/人 黃士修	同意 54.4%	不同意 37.1%	無效票 8.5%	總投票率 54.83%
	您是否同意：廢除電業法第95條第1項，即廢除「核能發電設備應於中華民國一百十四年以前，全部停止運轉」之條文？		票數 589萬 票	票數 401萬 票	票數 92萬 票	票數 1083萬 票

資料來源：中選會及 <https://udn.com/vote2018/story/12539/3491366>。

圖 7.5 能源政策相關之三項公投結果

依投票結果已確定以核養綠及反空污反燃煤電廠的興建，有關政府電力供需結構階段性發展目標與能源轉型推動策略必須進行大幅修正。關於核四封存與核能除役的既定政策在以核養綠的公投通過下勢必應重新考慮是否啟封及延後或停止核燃料棒的繼續外送；關於再生能源發電占比是否仍維持原先既定的占比或者離岸風電的推動是否應修改期程或暫停暫緩，這些議題與政策措施都應重新尋求朝野共識；關於加速興建第三座天然氣接收站部分，若核四能啟封則應檢討是否可停建或維持現有規模以保護藻礁生態的永續性；關於電業法修正案需進行第 95 條廢核條文之廢止，以及其他相關廢核的法案皆應進行修正。在能源配比方面，既有的天然氣/燃煤/再生能源 50/30/20 配比目標在加入核電的衝擊與禁止燃煤新建和每年至少降低 1% 火力發電下，應如何修改？由於每項議題都嚴重衝擊現行的能源轉型政策，建議政府應立即再次啟動全國能源會議進行朝野協商決定，目前政府的任期只剩 1 年左右，在民意已展現顯示性偏好下，屬看守性質的政府實不應再繼續推行原先已背離民意的既定能源政策與路徑。

七、推動電力結構階段性發展之策略建議

在「以核養綠」及反空污反深澳等公投案通過後，主要涉及傳統能源的使用配比與發展之調整，必須待朝野達成共識解決，然而對於綠能的發展方向較無爭議，必須進行修正大概僅限於發展的方式與步調之調整，本文有以下之政策建議。

(一) 加速綠能先行

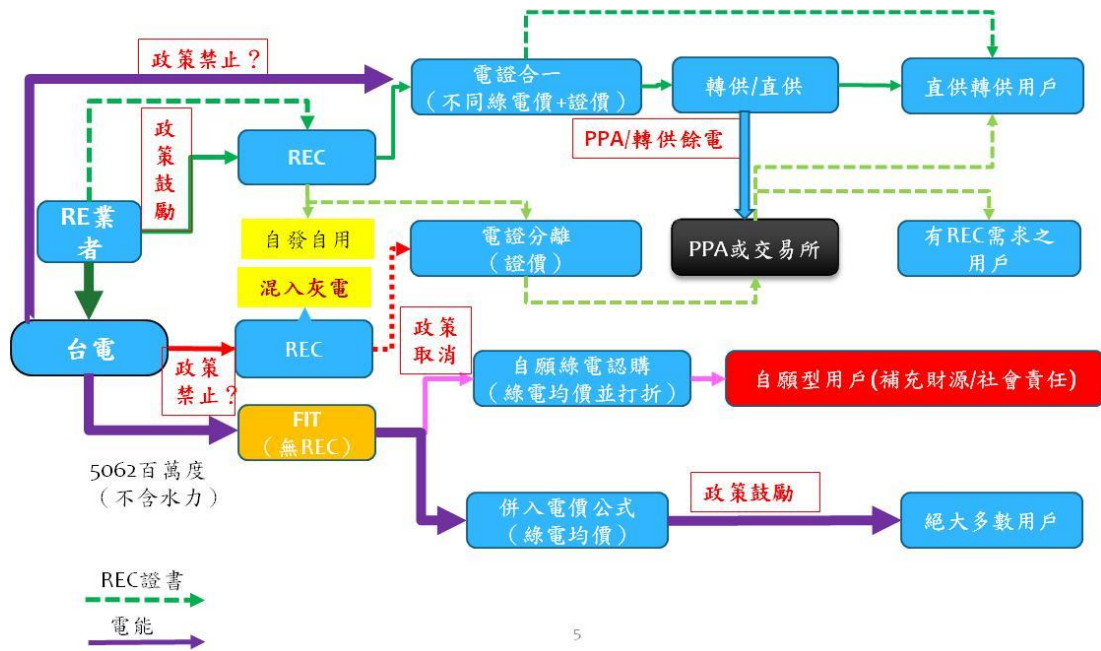
截至目前為止，電業法通過能源轉型的「綠能先行自由化」已快兩年，至今再生能源發電佔比仍不過 5% 左右不進反退，離 2025

年目標值 20% 還有遙遠距離，由於匆促廢核結果導致火力全開，新增燃煤與然氣機組又難以通過環評而興建，而再生能源也未能妥為規劃落實發展，以致造成缺電與空污加劇危機，由於綠能發展是朝野共識，因此我們建議政府可加速並落實綠能先行政策。由於政府綠能先行政策中許多措施並不足以克服再生能源發展的障礙，如風、光發電的採購方式仍高度依賴以高昂價格的饋網電價（Feed in Tariff）來保價收購，且以遴選方式為主來選取合格的業者，一旦選出後就交由台電與再生能源業者自行處理購售電合約的訂定，以致於風險分攤屢屢無法完善處理，也延宕了風、光發電的設置，政府實應儘速成立獨立之電業管制機關取代能源局來設計新的採購制度與制訂制式範本合同，讓台電與業者都能遵循，以加速再生能源的建置併網。此外，更應採取市場經濟的方式來催生更多的綠能自由買賣，以加速再生能源發電的翻倍成長，否則 20% 的目標不論是看守政府或未來新繼任政府都將是緣木求魚無法達成的任務。

(二) 鬆綁再生能源業者轉/直供餘電之購售

目前綠電交易窒礙難行，圖 7.5 展現了現行制度下綠電自由交易的低效且混亂流程與政策，再生能源業者若不願將綠電直接躉售給台電公司，就必須自行尋找用電戶透過台電電網進行轉直供購售綠電，為了消除再生能源發電的不穩定性與間歇性，再生能源業者需與台電公司簽訂餘電購售契約與轉直供合約，能源局規定多餘電力應以首次提供電能之公告費率由台電公司躉購，不足之電力則向台電公司以電價表電價購買。由於此種規定導致不同業者會有不同的餘電收購與不足電力購買價格上的歧視現象，阻礙了綠電的發展，為促進綠能自由化市場之精進建置加速綠能先行，應檢討對餘

電購售制度解制，改交由市場機制來決定餘電價量關係，亦即應成立綠電的交易平台由業者自行負責其購售電合約的部位平衡。



資料來源：本研究整理。

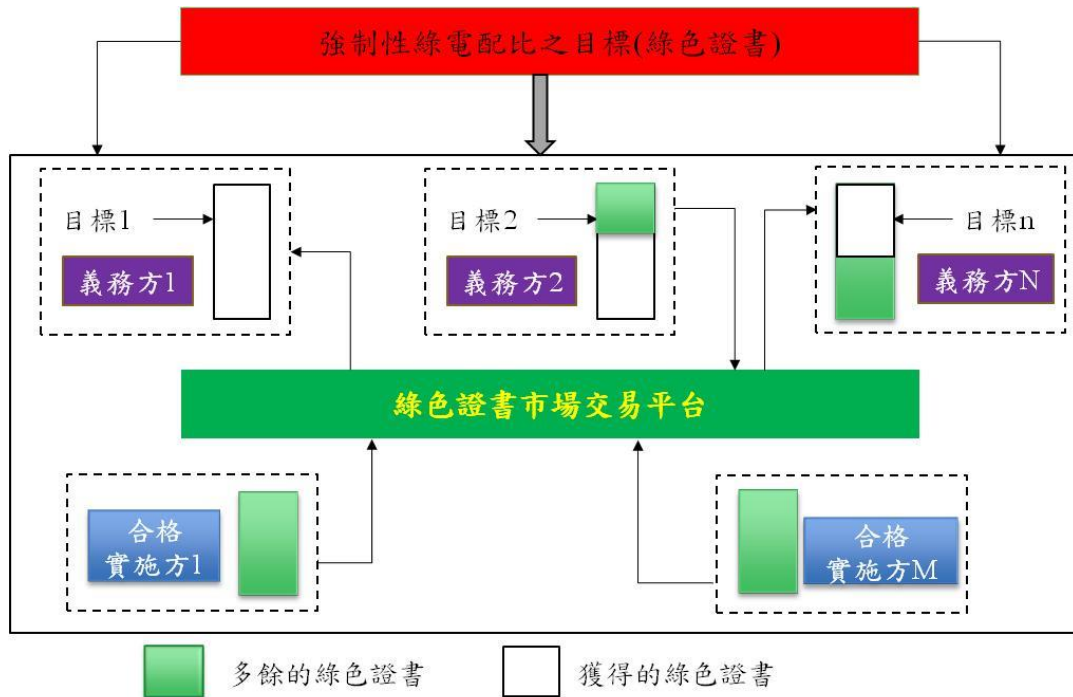
圖 7.5 現行制度下綠電自由交易的低效流程與政策

(三)建置綠電憑證交易平台

有關綠電交易平台之建立，應先完善建置綠電憑證（綠色證書）的交易平台如圖 7.6，一旦綠電憑證交易平台被設計出來，綠電的交易就不再需要依靠轉直供制度時，綠能先行必可步入正軌迅猛發展，在做法上主要包括矯正現行綠電憑證難以交易的缺失，可行作法包括：

- (1) 速訂綠證交易平台規則並將憑證數位化
- (2) 經濟部標準局做好監理單位角色，讓市場上有多個認證者，以服務產生區別，並鼓勵與儲能系統整合
- (3) 開放小用戶、鼓勵小額交易，促進市場流動性

- (4) 允許憑證可多次交易（現行規定只能交易一次），每年定期一次結清
- (5) 訂定憑證效期與銷毀機制
- (6) 訂定憑證的借貸與儲存規範



資料來源：經本研究設計整理。

圖 7.6 綠色證書交易機制

(四)建立儲能與綠電市場的商業模式

由於電力無法大量儲存且必須實時達成平衡，以致於大量的綠電交易需靠代輸轉供制度，也導致綠能先行遲遲無法推展開來，然而若綠電交易能突破這些技術限制，將可快速達成與傳統商品交易一般的市場化與商品化並推升綠電佔比，所以如何建立儲能與綠電市場的商業創新模式，就是現階段政府應努力的方向，一旦此商業模式被設計出來如表 7.2 所示，綠電的交易不再需要依靠轉供制度

時，綠能先行必可步入正軌。

表 7.2 智慧儲能交易平台概況

參與者	角色功能
台灣碳交易公司	交易平台搭建及交易資訊整合
工研院	區塊鏈技術應用開發
台灣微軟	Azure IOT 雲端儲存
優納比 (UnaBiz)	低成本 Sigfox 網路
節能屋	消費者端應用、投資者
中華經濟研究院	綠色經濟及政策分析
高雄應用科技大學	前瞻技術開發
台東愛國埔等	示範場 (建置中)
沙崙綠能科學城	虛擬交易及實體潔能場

資料來源：經濟部能源局再生能源資訊網。

捌、參考文獻

1. 王京明、邱齡慧 (2016)，高溫熱浪衝擊下之電力風險管理與調適因應分析，*經濟研究*，52:1 (2016)，1-37。
2. 李佩珊 (2016)，大規模風光發電對台電系統備用容量率之影響分析，中原大學電機工程研究所碩士論文。
3. 林家豪 (2011)，台灣發電系統可靠度之建模與評估，中原大學電機工程研究所碩士論文。
4. 陳昱安 (2016)，大規模風、光發電對台灣發電系統可靠度之影響分析，中原大學電機工程研究所碩士論文。
5. 顏榮祥、李來發 (2006)，台南科學園區供電可靠度與供電品質關鍵影響因素分析及改善對策之研究，第 11 屆灰色系統理論與應用研討會，2006 年 10 月 28 日。
6. 盧豐彰 (2010)，發電系統供電可靠度影響因素之探討，中華民國第三十一屆電力工程研討會，2010 年 12 月。
7. Boroujeni HF, Eghtedari M, Abdollahi M & Behzadipour E, 2012, Calculation of generation system reliability index: Loss of load probability, *Life Science Journal*, 9(4), pp. 4903–4908.
8. Billinton, R. and Allan, R.N. (1984) *Reliability Evaluation of Power Systems*. New York:Plenum.
9. Billinton, R. and Li, W. (1994) *Reliability Assessment of Electric Power Systems Using Monte Carlo Methods*. New York: Plenum.
10. Boroujeni, H. F., Eghtedari, M., Abdollahi, M. & Behzadipour, E. (2012). Calculation of generation system reliability index: Loss of Load Probability. *Life Science Journal-Acta Zhengzhou University Overseas Edition*, 9 (4): 4903-4908
11. Endrenyi, J. (1978) *Reliability Modelling in Electric Power*

- 3Systems. John Wiley & Sons.
12. Federal Ministry for Economic Affairs and Energy, The next phase of the energy transition: The 2017 Renewable Energy Sources Act.
 13. Kueck, J.D. et al. (2004) Measurement Practices for Reliability and Power Quality – A toolkit of Reliability Measurement Practices. [Online] Oak Ridge National Laboratory, U.S. Department of Energy. Report No. ORNL/TM-2004/91.
 14. Khatib, H. (1978) The Economics of Reliability in Electrical Power Systems. England: Technicopy Ltd.
 15. Maddala, G. S. 2001 Introduction to Econometrics 3rd ed. Chichester: John Wiley & Sons Ltd. Niskanen, W. A.
 16. Nedic, Dusko et al. (2005) Security assessment of future UK electricity scenarios.
 17. Pillai, N. V. (2002) Reliability and rationing cost in a power system. [Online] Centre for Development Studies, Thiruvananthapuram, India. Working paper No. 325.
 18. Prada, J. F. (1999) The Value of Reliability in Power Systems – Pricing Operating Reserves. [Online] EL99-005 WP. MIT Energy Laboratory.
 19. Wang, X. and McDonald, J. R. (1994) Modern Power System Planning. McGraw-Hill International (UK) Ltd.

附表 1 Logit 迴歸結果

裝置容量使用 MW，人數為百萬人，GDP 為百億元。

	係數值	標準誤	p-value	勝率
截距	7.9962	3.9329	0.0420	
Vol	-0.0002	0.0001	0.0358	1.000
截距	28.2173	14.5519	0.0525	
9Vol	-0.0015	0.0007	0.0234	0.998
GDP	0.0275	0.0122	0.0246	1.028
截距	14.9713	7.0813	0.0345	
Vol	-0.0009	0.0004	0.0241	0.998
CDD	0.0703	0.0333	0.0348	1.005
截距	-437.6	202.3	0.0305	
Vol	-0.0024	0.0011	0.0222	0.998
Popu	23.5539	10.7362	0.0282	>999.999
截距	64.99987	33.1518	0.0499	
Vol	-0.0026	0.0013	0.0427	0.997
Ind	0.5456	0.2655	0.0399	1.726
截距	7.7538	5.3674	0.1486	
Vol	-0.0002	0.0001	0.1520	1.000
El_price	0.0052	0.0780	0.9471	1.005
截距	-6.2467	3.6182	0.0843	
CDD	0.0547	0.0262	0.0366	1.056
REN	-7.6390	3.6911	0.0385	<0.001

附表 2 數據資料一月資料

年	月	備轉容量 (萬瓩)	備轉容量率 (%)	製造業 生產指數	月均溫 (度 C)	裝置容量 (千瓩)	平均尖峰負載 (千瓩)
2014	1	419.2	16.87	100.79	16.90	31920.9	22029.0
2014	2	421.7	17.06	88.45	16.98	31920.9	21891.0
2014	3	430.2	16.68	105.49	19.52	31920.9	22833.0
2014	4	412.3	15.48	106.17	23.36	31920.9	23790.0
2014	5	406.0	14.47	110.32	25.74	31920.9	25366.0
2014	6	428.2	14.21	108.03	28.32	31948.9	27160.0
2014	7	330.4	10.26	112.46	30.22	31948.9	29157.0
2014	8	382.9	12.09	110.37	29.48	31948.9	28405.0
2014	9	265.8	8.60	108.83	29.38	31348.9	28246.0
2014	10	356.0	12.89	112.32	25.20	31348.9	24708.0
2014	11	327.1	12.33	107.51	22.80	31348.9	23529.0
2014	12	346.5	13.32	111.94	17.08	31348.9	22974.0
2015	1	358.9	14.04	109.02	17.10	31348.9	22577.0
2015	2	341.9	14.14	90.49	17.74	31348.9	21584.0
2015	3	298.4	11.49	113.22	19.88	31348.9	23170.0
2015	4	247.0	9.29	107.52	23.50	31348.9	24010.0
2015	5	208.0	7.36	107.28	26.46	31348.9	25739.0
2015	6	216.3	6.79	107.07	29.82	31348.9	28793.0
2015	7	269.6	8.53	109.34	29.52	31348.9	28685.0
2015	8	288.4	9.64	103.83	28.42	31348.9	26890.0
2015	9	339.9	11.84	102.51	27.58	31348.9	25879.0
2015	10	292.4	10.54	105.02	25.80	31348.9	25193.0
2015	11	247.0	9.05	102.31	24.04	31348.9	24289.0
2015	12	225.3	8.63	106.02	19.54	31356.9	23097.0
2016	1	263.2	10.14	102.24	16.74	31356.9	22929.0
2016	2	319.4	13.55	86.12	16.06	31356.9	21424.0

2016	3	281.6	10.76	110.01	18.04	31356.9	23300.0
2016	4	285.8	10.54	103.29	24.34	31356.9	24511.0
2016	5	245.5	8.41	109.57	27.24	31356.9	26700.0
2016	6	212.0	6.79	109.08	29.1	31357	28644.0
2016	7	220.8	6.88	110.21	29.88	31354.6	29246.0
2016	8	251.1	7.78	112.67	29.38	31354.6	29322.0
2016	9	312.8	10.70	108.3	27.8	31354.6	26617.0
2016	10	208.8	7.19	110.45	27.16	32154.6	26899.0
2016	11	189.4	6.86	113.01	23.16	32154.6	24809.0
2016	12	176.7	6.63	113.88	20.44	32154.6	23839.0
2017	1	186.4	7.60	105.96	18.8	32154.6	22678.0
2017	2	213.6	8.43	98.38	17.66	32154.6	23099.0
2017	3	208.8	7.77	116.04	19.36	32954.6	24096.0
2017	4	199.0	7.42	104.49	23.06	32954.6	24534.0
2017	5	233.9	8.04	111.7	26.34	32954.6	26410.0
2017	6	240.0	7.63	113.21	28.16	32954.6	28650.0
2017	7	223.5	6.91	112.86	29.7	32954.6	29714.0
2017	8	181.3	5.38	117.07	30.24	32954.6	30659.0
2017	9	202.9	6.16	113.74	29.36	32954.6	29920.0
2017	10	229.7	7.84	113.73	26.18	32954.6	27061.0
2017	11	232.5	8.22	114.99	23.02	31440.8	25397.0
2017	12	251.1	9.33	115.11	18.54	31437.8	24108.0

資料來源：主計處，能源局，台電公司。

附表 3 Probit 迴歸結果

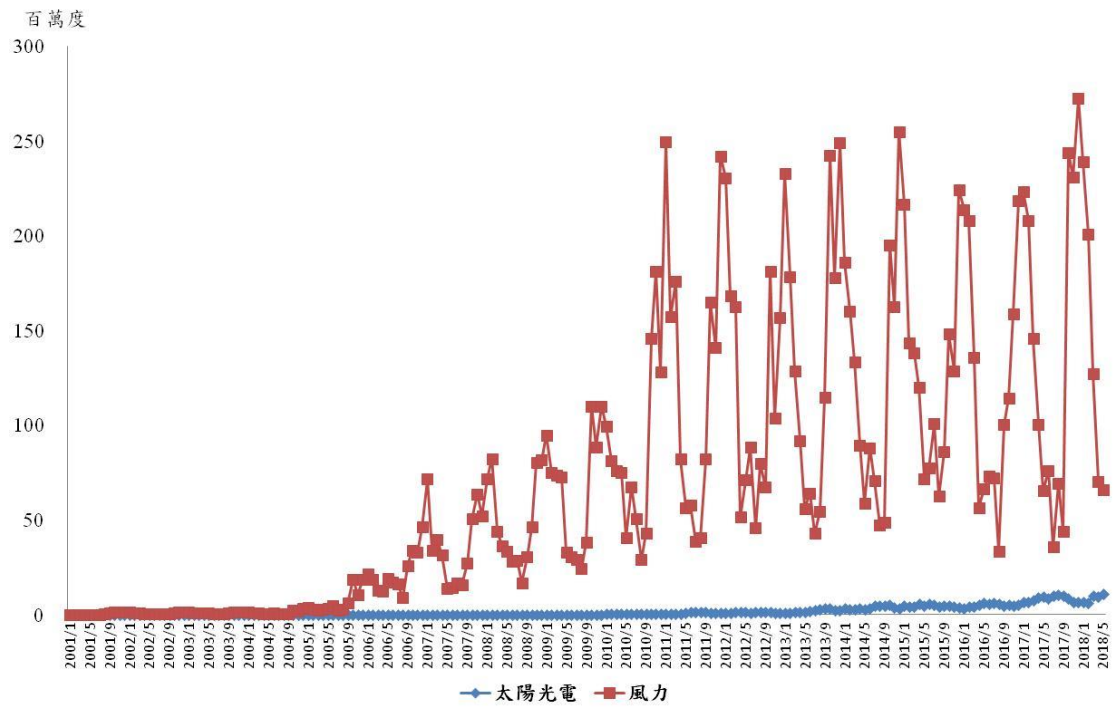
		係數值	標準誤	p-value	勝率	R_{McF}^2
1	截距	4.9712	2.3143	0.0317	—	0.2109
	Vol	-0.1187	0.0535	0.0266	—	
2	截距	16.8389	8.3069	0.0427	—	0.7713
	Vol	-0.8973	0.3744	0.0165	—	
	GDP	0.0161	0.0066	0.0151	—	
3	截距	8.2372	3.6471	0.0239	—	0.6833
	Vol	-0.5182	0.2055	0.0117	—	
	CDD	0.0384	0.0163	0.0185	—	
4	截距	-258.8905	113.9597	0.0231	—	0.7485
	Vol	-1.4170	0.5947	0.0172	—	
	Popu	1.3925	0.6054	0.0214	—	
5	截距	39.1449	19.3433	0.0430	—	0.7674
	Vol	-1.5433	0.7337	0.0354	—	
	Ind_i	0.3250	0.1504	0.0307	—	
6	截距	-3.8455	2.1066	0.0679	—	0.3300
	CDD	0.0336	0.0153	0.0281	—	
	REN	-4.6862	2.1517	0.0294	—	

資料來源：本研究。

附表 4 需量競價下之用電抑低量與備轉容量

日期	備轉容量率 (%)	備轉容量 (萬瓩)	抑低量 (萬瓩)
106/6/8	4.77	162.3	30.8
106/6/9	4.64	257.7	34.5
106/6/27	5.58	195.9	35.8
106/7/27	5.48	190.3	28
106/7/25	3.93	142.5	37.8
106/8/2	7.83	262	47.9
106/9/7	6.28	220	37.2
106/9/28	3.13	112.7	39.5
106/10/3	4.73	169.9	86.6
106/11/10	6.24	190.8	11.6
106/11/29	6.11	180.5	60.2
106/12/13	9.43	268	10.5
106/12/27	8.84	247.8	11
107/1/2	6.18	172	12.7
107/1/17	5.84	165.6	56.3
107/2/8	5.88	167.2	69.3
107/3/8	6.75	188.5	63.1
107/4/13	5.7	177	54.8
107/5/15	5.14	172.3	68.9
107/5/16	4.54	155.5	69.7
107/6/8	6.03	217.8	7.2
107/6/21	6.56	217.5	10.8
107/7/9	6.56	229.2	9.6
107/7/18	6.47	236.0	17.6

資料來源：台電公司。



資料來源：能源局。

附圖 1 再生能源發電量

會議活動 核能研究所(單位)同仁洽談公務摘要報告

名 稱	核研所能經策略中心委託計畫 期中審查暨聯合座談會 「我國缺電風險評估及風險管控對策之研究」簡報	
時 間	107 年 7 月 31 日 PM 02:00-04:30	
地 點	核研所 027 館 338 會議室	
會議主持 人、主要 與洽談 人員	參與人員：葛復光(核研所能經中心主任)、陳士麟(中原大學教授)、吳明紘(台電公司研究員)、黃宗煌(清華大學榮譽退休教授)、王京明(中經院研究員)及其他核研所研究人員	
活動摘要	進行「我國電業自由化之風險分析與因應」計畫期中簡報，針對文獻回顧、風險辨識及風險評估方法的部分做進度報告。	
決議事項 (心得與建 議)	專家委員意見	研究團隊回應與執行情形
	陳士麟委員	研究團隊回應
	<ol style="list-style-type: none"> 本研究可用於缺電風險評估，可納入更多影響因素，特別是對於短期備用(即本報告所稱之備轉容量)分析。 若能納入更多影響因素分析，並提出因應對策，本研究的價值更高。 	<ol style="list-style-type: none"> 謝謝建議，會參考辦理。 謝謝建議，會參考辦理。
	吳明紘委員	研究團隊回應
<ol style="list-style-type: none"> 目前台電公布之備轉容量是配合機組檢修排程，系統調頻調度需要，以備轉容量多少評估缺電機率恐失真。 缺電是「機率」與「風險」的問題，備用容量達標並不表示一定給電，未達標也不一定缺電。 	<ol style="list-style-type: none"> 目前社會上多以每日的備轉容量率來觀察當日用電量的吃緊程度，台電公司定義備轉容量率低於 10% 以下為供電吃緊，低於 6% 以下為供電警戒，系統限電機率增加，因此，若訂在 4% 標準下我們電力系統只要發生複合型的事件(N-1 或 N-2 準則)系統就會斷電或崩潰，故 4% 的標準太過危險了，臺灣的電力系統缺乏適應性與彈性，只有在歐美的電力系統才有此彈性，因為他們有輔助服務和短期的電力市場可以即時調節供需，所以德州 ERCOT 的案例並不適合台灣的環境。更何況如果用極限式，完全不要備轉下，不用說 N-1 的偶發事件，只要任何一點來自需求與供給隨機波動的意外，系統就會斷電，缺電風險早已接近 100% 不用分析了。 缺電不是斷電或限電事件發生後才叫做缺電，缺電應是指有斷電與限電的「可能性」，當此缺電的可能性越大時，缺電的風險就越高，因此我們以缺電的機率來衡量。另外，缺電並不是極限式：S (供給) = D (需求) - 調壓-調頻，而是 S 要大於 D + 合理備轉容量。能源經 	

		<p>濟學學理普遍選用「S 要大於 D+ 合理備轉容量」來管理缺電風險，世界各國也才會因此設立各種輔助服務市場（如熱機與冷機備轉）來維持合理備轉容量。因此，認為只要系統沒有全黑或主張只要還有一丁點備轉容量剩餘，系統就不算缺電，此種主張完全違反能源經濟學的基礎學理。</p>
	<p>黃宗煌委員</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. 研究議題深具理論與政策性的意義。 2. 用再生能源占比作為解釋變數隱含其與化石能源具同質關係。 3. 以缺電機率的推估為主軸，採用 Logit 及 Probit 模型來推估可行，但可考慮依備轉率燈號為基礎而改採 multilogit model。 4. 缺電的定義及其驅動力有必要更進一步釐清，特別是從備轉容量率與「缺電」之間的關聯。(以 10% 或 15% 為基準仍屬主觀判斷的機率) 5. 可加強推估結果之政策意涵的說明。 	<p>研究團隊回應</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. 謝謝。 2. 謝謝建議，將進一步以再生能源裝置容量作為解釋變數進行分析。 3. 謝謝建議，會參考辦理。 4. 有關缺電的定義，由於本研究是針對台灣的情況進行研究，因此參考台電公司依據不同備轉容量率之下的供電緊澀情況(如供電充裕、供電吃緊、供電警戒、限電警戒...)來定義缺電。依照台電公司的定義，在備轉容量率大於 10% 為「供電充裕」，因此，當備轉容量率低於 10% 時，即不能謂之為供電充裕，故本研究依據台電公司的定義，以備轉容量率於 10% 以下時有缺電之風險。 5. 謝謝建議，會參考辦理。
	<p>核能研究所</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. 本次委託計畫主要透過迴歸的方式進行缺電風險的預測，因此，建議後續可以評估預測方程式的精準度。 2. 報告中有提及，如 GDP、人口數、製造業指數及再生能源發電具有高度相關，不宜將這些參數同時放入複迴歸模型中，但後續操作複迴歸仍有部分案例同時包含這些參數。想請教，是否在數學計算上有辦法解決這種共線性的問題，有的話該如何進行？此外，亦想請教，一般在進行迴歸分析會怎樣處理這些具有高度相關的參數。 3. 本次研究一個主要的目的乃是希望提升本所進行迴歸分析的相關能力，因此，希望委託單位期末時以電子檔案的方式提供計算使用的程式、以及程式碼。 4. 本計畫探討跳脫傳統發電機組可靠度估算方式，另外以 GDP、人口、工業、冷氣度日等因素探討，可以從各種不同角度去評估缺電風險，彌補傳統發電 	<p>研究團隊回應</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. 由於缺電機率並無實際資料可觀察，因此在統計上並無法進行預測方程式的精準度評估。然而，本研究可以依據相關解釋變數之預測資料來預測未來發生缺電之機率水準以供參考。另外，本研究所提供之判定係數(即如表 4.4 最後一欄之 R^2)，可以用來表示該條方程式之解釋能力，亦即，該數值亦為評估精準度的一種指標。 2. 共線性的問題可以利用將變數(1)取差分、(2)取對數或(3)捨棄高度相關的變數中較不重要的變數等方法來處理，基於本研究的目的，若採方法(1)、(2)將使的結果難以解釋並失去意義，故目前本研究採用方法(3)的方式來解決共線性的問題。 3. 謝謝建議，遵照辦理。 4. 謝謝建議，會參考辦理。

	<p>可靠度方式之不足。然因再生能源過去到現在占比很小，無法看出影響，建議能源轉型中未來年政策規劃也可分析，了解能源轉型過程中之缺電風險。</p> <p>5. 建議未來分析結果可與其他與我國相似獨立電力系統之國家做比較，互相印證缺電風險與比較他國電力規劃。</p> <p>6. 報告撰寫完成後應再仔細校閱，減少錯字及遺漏。</p>	<p>5. 謝謝建議，會參考辦理。</p> <p>6. 謝謝建議，遵照辦理。</p>
報告人	審	核 批 示

本摘要報告除重要事項須陳報所部長官外，由各單位主管直接批示，並勾選下列項目：

須向所部陳報。 須向中心陳報。 各組、室內部留存備查。

會議活動 核能研究所(單位)同仁洽談公務摘要報告

名 稱	核研所能經策略中心委託計畫 期末審查暨聯合座談會 「我國缺電風險評估及風險管控對策之研究」簡報	
時 間	107 年 11 月 30 日 AM 10:00-11:30	
地 點	核研所 027 館 338 會議室	
會議主持人、主要參與或洽談人員	參與人員：葛復光（核研所能經中心主任）、黃揮文（核研所能經中心副主任）、洪穎怡（中原大學教授）、林師模（中原大學教授）、周光暉（核研所諮議會委員）、王京明（中經院研究員）及其他核研所研究人員	
活動摘要	進行「我國電業自由化之風險分析與因應」計畫期末簡報，針對文獻回顧、風險辨識與評估方法、模型推估驗證評估、策略研擬及政策建議的部分做進度報告。	
決議事項 (心得與建議)	專家委員意見	研究團隊回應與執行情形
	洪穎怡委員	研究團隊回應
	<ol style="list-style-type: none"> 本研究之成果較似供電可靠度 (reliability)，因使用了 LOLP 之可靠度指標。風險為發生機率乘上衝擊 (impact)，兩者互為相反意義。 本研究也產生相當多的結論，包括缺電勝率、備轉容量等之建議與分析。 資料提供之頻率為年、季、月，似乎太粗了，應該至少到天，甚至小時。 請先補充 Logit 之適用性及每個變因獨立與相依變數的相關性。 探討使用風速及日照當作其中的變因的適用性。 	<ol style="list-style-type: none"> 謝謝指教。 謝謝肯定。 謝謝指教，但本計畫的計量經濟模型其他社經與自然環境的變數觀察頻率最低可獲資料只到月，所以無法像評審建議使用到小時的精度，若是純電機工程模型因不考慮社會經濟環境等變數，只考慮電機電力，才可採用高精度的變數觀察值。 謝謝指教，已依建議補充，請參見報告 p.38，至於與相依變數的相關性實已透過第四章的線性相關計量推估模式進行探討，請參見報告 4.1 及 4.4 的線性分析結果。 謝謝指教，風速及日照的年平均或月平均資料在本模型的迴歸上不具統計顯著性差異，況且在一定程度上本研究所採用月均溫及季節的虛擬變數已可適度代表風速及日照的變化關係。
	周光暉委員	研究團隊回應
<ol style="list-style-type: none"> 本計畫就我國缺電影響變數，進行計量經濟學模型分析，獲得各項變數影響缺電風險的機率及是否有顯著性，相當有參考價值。 評估的期間是 1996 年至 2017 年，若能針對未來年能有預測評估，應會更好。 	<ol style="list-style-type: none"> 謝謝肯定。 未來的缺電機率預測需針對所有外生變數先進行預測，然後再將預測值放入本研究模型進行預測，此工程浩大，也超出本研究的研究範圍，但若是條件式的預測，亦即某一社經環境等變數變動時，缺電的邊際機率之變化預測則為本研究的主題，此研究成果已充分展示於報告中，請評審參閱第四章的研究成果。 	

	3. 有關結論部分對於政府電力供需結構階段性發展目標與推動策略建議，應就現階段「以核養綠」公投通過後的策略建議進行修正。	3. 謝謝指教，已依建議補充，請參見報告更新的第七章。
	林師模委員	研究團隊回應
	1. 研究內容符合原計畫需求，內容充實，值得肯定。 2. 模型設定及變數定義應再說明更清楚，以便讀者更易於理解。	1. 謝謝肯定。 2. 謝謝建議，已依建議補充，並追加變數衡量單位以利讀者理解，請參見報告 p.41-42、59。
	核能研究所	研究團隊回應
	1. 分析使用過去與現有再生能源數據，若能加入 2025 年政府再生能源目標甚至 2030 以後能源大幅轉型，再生能源增多之缺電影響模擬更好。 2. 公投後政府能源政策將隨民意改變，未來政策對缺電影響可列為加分題。 3. 期中報告之筆誤在期末報告仍未更正，應一併更正。	1. 未來的缺電機率預測需針對所有外生變數先進行預測，然後再將預測值放入本研究模型進行預測，此工程浩大，也超出本研究的研究範圍，但若是條件式的預測，亦即某一社經環境等變數變動時，缺電的邊際機率之變化預測則為本研究的主題，此研究成果已充分展示於報告中，請評審參閱第四章的研究成果，至於 2025 年再生能源若能上衝至 20% 的配比，缺電機率會如何變動?此已超出本研究模型的可信度範圍，因為我們的樣本資料再生能源配比皆小於 5% 左右，所得出的缺電機率無法對 20% 占比進行外推式 (extrapolation) 的預測，因此才會在第五章以德國的案例作大量再生能源佔比的比較分析。 2. 謝謝指教，已依建議補充，請參見報告更新的第七章，對公投後的政策影響。 3. 謝謝建議，遵照辦理。
報告人	審	核 批 示

本摘要報告除重要事項須陳報所部長官外，由各單位主管直接批示，並勾選下列項目：

須向所部陳報。 須向中心陳報。 各組、室內部留存備查。