

國立臺灣大學工學院機械工程學系

博士論文

Department of Mechanical Engineering

College of Engineering

National Taiwan University

Doctoral Dissertation



不確定因素下整合風能微電網系統之  
設備規劃與配電策略最佳化

Optimization of a Wind-Integrated Microgrid System  
with Equipment Sizing and Dispatch Strategy  
under Resource Uncertainty

洪子頤

Tzu-Chieh Hung

指導教授：詹魁元博士

Advisor: Kuei-Yuan Chan, Ph.D.

中華民國 105 年 6 月

June, 2016

國立臺灣大學博士學位論文

口試委員會審定書



不確定因素下整合風能微電網系統之  
設備規劃與配電策略最佳化

Optimization of a Wind-Integrated Microgrid System  
with Equipment Sizing and Dispatch Strategy  
under Resource Uncertainty

本論文係洪子頤君 (D02522031) 在國立臺灣大學機械工程學系  
完成之博士學位論文，於民國 105 年 6 月 7 日承下列考試委員審查  
通過及口試及格，特此證明

口試委員：

(簽名)

(指導教授)

羅勝東

吳立方

瞿志行

林文忠

鄭宇翔

林政宏

所長：

楊耀升

(簽名)



## 誌謝

坐在書桌前，思索著論文的最後一個篇章。在鍵盤上敲下誌謝的這一刻，也代表著我的博士學業即將進入尾聲。六年前，懷抱著對知識的渴望，我踏上了研究這條路。台南，成功大學，這裡應該會是我的第二個故鄉。兩年半前，台北，臺灣大學，一個陌生的地方。一連串的因緣巧合，為我開啟了一個新的方向。一路走來，遇見了許多人，經歷了許多事，接受了許多幫助，心裏有許多感謝。

感謝我的指導教授，詹魁元博士。感謝老師的賞識，讓我有機會能攻讀博士。感謝老師在研究上的指導，讓我在前進的過程中順利了不少；感謝老師在生活中的幫助，讓我能不為其他的瑣事煩惱。雖然當初的一個決定，使得我的生活產生了不少變化，但仍要謝謝老師，讓我有幸能進入台大，體驗新的生活、面對不一樣的大學生、開拓全新的視界、邁向嶄新的旅程。

感謝各位口試委員們，在百忙之中仍抽空參加學生的口試；感謝老師們對於口試時間安排的諒解。感謝鄭榮和教授與鍾添東教授，兩位教授對於實務的看法，提醒了學生身為工程人員的責任。感謝林柏廷教授，您對於研究方法的重視，使學生再一次體會了學術的嚴謹。感謝吳文方教授，您在可靠度方面的見解，令學生獲益匪淺。感謝林大惠教授，您所提供的風力發電相關知識，讓學生了解自己仍有許多需要精進之處。感謝瞿志行教授，您對於管理領域的介紹，一解學生多年的疑惑，也為學生開拓了一個不同的思考方向。感謝各位口試委員們對於論文的細心審閱與指正，讓學生的論文能更臻完善。

感謝一起為了博士學位奮鬥的戰友們，也感謝系統最佳化實驗室的全體成員。感謝冠辰與我一同挑戰資格考筆試，感謝 Joseph 協助我校正英文論文。感

謝這些年曾一同在實驗室相處的學弟妹，感謝你們對於報告與投影片的建議，感謝你們不厭其煩地聆聽，嘗試了解那些難以理解的東西，也感謝你們對於實驗室的盡心盡力。

感謝我最愛的家人。感謝父母多年來的栽培，讓我能順利取得博士學位。感謝你們無悔的支持與付出，讓我也能夠無後顧之憂的專心於學術。感謝你們體諒我身在異鄉，不能時常回來探望。我想，今日的我並沒有讓你們失望！

要感謝的人實在太多，無法在此一一感謝。謹以此論文獻給我親愛的家人，關心我的師長、朋友，與這些日子曾在我身邊出現的所有人，感謝你們的支持與關懷，願同你們分享這份喜悅與榮耀。

洪子頡 謹識於

國立臺灣大學 機械工程學系

中華民國一百零五年六月



## 摘要

---

在能源發展的議題中，再生能源開發與電力系統轉型是邁向能源永續的兩大關鍵，而為了有效率地將再生能源應用於電力系統中，勢必需要長期且有系統的評估與規劃。

本論文針對整合再生能源的微電網系統規劃問題，提出一套完整的配電與設備規劃流程，此流程不僅包含了風能評估與用電預測，更同時考量了電力系統運行時的配電策略。此流程使用小波轉換與時間序列等數據分析方法建構風速與用電模型，並將所得之模型應用於流程中的配電與設備規劃，以獲得最適合該電力系統的設備規模以及配電策略。在完成了配電與設備規劃後，本研究使用歷史數據模擬電力系統的實際運作狀況，以驗證最佳化結果的可行性。模擬結果顯示，在整合配電策略的設備規劃問題中，必須考量風速與用電等不確定因素，才能確保電力系統的可行性。

為了量化風速與用電不確定性對配電策略與電力系統所產生的影響，本論文提出了一套以機率理論為基礎的長期配電規劃。此長期配電規劃方法考量了風速與用電的不確定性，可以提供發電廠的可能操作範圍與儲能設備的電能存量變動範圍。發電廠的可能操作範圍使此配電規劃具有即時調整的彈性；而儲能設備的電能存量變動範圍則提供了更充足的資訊，以利決策者決定適當的裝置容量。在儲能設備的裝置容量決定後，文中亦使用歷史數據進行模擬驗證，而其結果顯示，此長期配電規劃方法可以有效地量化不確定因素對於電力系統所產生的影響，因此決策者可以透過此配電規劃的結果決定適當的儲能設備裝置容量。

本論文所提出之設計流程整合了電力系統的配電與設備規劃，針對目前的

電力系統提出了一個漸進式的轉型方案。決策者可以藉由反覆的執行此流程，引領目前的電力系統逐步朝向可以獨立運作的微電網系統邁進，以達到能源永續的最終目標。



**關鍵字：**能源永續、能源政策、微電網、能源預測、配電規劃、風力發電、不确定因素、最佳設計



---

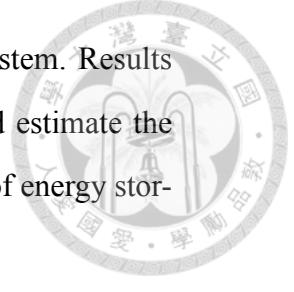
# Abstract

---

The global quest for energy sustainability has motivated the development of transforming various natural resources into energy efficiently. Combining these renewable energy sources with existing power systems requires systematic assessments and planning.

The present work proposes a design procedure for obtaining the optimal sizes of wind turbines and storage devices considering power dispatch with wind and load forecasting. At first, the wind and load models are constructed by wavelet packet analysis and moving average technique. These models are applied to the design procedure to determine the optimal sizes and optimal dispatch strategy. Then, a real-time operating simulation is used to validate the feasibility of the optimal results in the real world. Results show that the models used in the optimization framework should consider the uncertainties to maintain high system feasibility.

To quantify the influence of wind and load uncertainties in the optimal sizing and dispatch problem more practically, a novel probability-based power dispatch strategy is proposed. The new strategy estimates a probable dispatch range for a long-term power dispatch and quantifies the variation of the state of charge of energy storages under wind and load uncertainties. The probable dispatch range provides more real-time flexibility for the long-term power dispatch, and the variation provides more information for determination of storage capacity. After determining a suitable storage capacity, a validation



simulation is also used to observe the behavior of the power system. Results show that the probability-based power dispatch strategy could estimate the probable range and variation effectively, and that the capacity of energy storage is well determined.

This work integrates equipment sizing and power dispatch problem into the design procedure. The procedure provides a gradual planning of a power system, leads the existing power system toward microgrid system, and eventually reaches energy sustainability.

**Keywords** : energy sustainability, energy policy, microgrid, energy forecasting, power dispatch, wind energy, design under uncertainty



# 目錄

---

口試委員會審定書	i
誌謝	ii
摘要	iv
Abstract	vi
目錄	viii
圖目錄	xi
表目錄	xiii
符號列表	xiv
第一章 緒論	1
1.1 前言	1
1.2 電力系統簡介	3
1.3 永續能源發展政策簡介	5
1.4 研究動機與研究目的	7
1.5 本文架構	8
第二章 研究背景與文獻回顧	10
2.1 再生能源潛勢評估與發電預測	10
2.2 電力用戶用電預測	12



2.3 智慧電網配電控制 .....	12
2.4 電力系統設備規劃 .....	13
2.5 小結 .....	14
第三章 研究方法 .....	16
3.1 數據分析與模型建構概述 .....	17
3.2 區域電網系統模型與配電策略規劃概述 .....	19
3.3 電力系統設備規劃概述 .....	20
3.4 小結 .....	21
第四章 風速數據分析與相關模型建構 .....	22
4.1 風速數據分析 .....	22
4.2 風速模型建構 .....	26
4.3 風機模型介紹 .....	30
4.4 風能模型建構與逆累積分布函數方法簡介 .....	30
第五章 發電量數據分析與區域用電模型建構 .....	33
5.1 發電量數據分析 .....	33
5.2 區域用電模型建構 .....	36
第六章 整合配電策略之電力系統設備規劃 .....	39
6.1 考量風速趨勢之配電與設備規劃 .....	40
6.1.1 風力發電機組之額定功率最佳化 .....	41
6.1.2 儲能設備之裝置容量最佳化 .....	44
6.1.3 風力發電機組與儲能設備之多目標最佳化 .....	47
6.2 考量風速不確定性之電力系統設備規劃 .....	48
6.2.1 風力發電機組之額定功率最佳化 .....	49



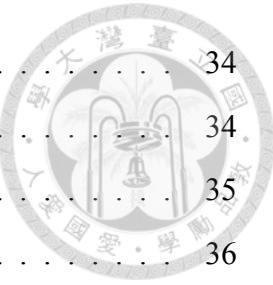
6.2.2 儲能設備之裝置容量最佳化 .....	49
6.3 小結 .....	51
第七章 考量不確定因素下即時配電彈性之長期策略規劃 .....	53
7.1 長期配電策略改良 .....	53
7.2 案例分析 .....	55
第八章 結論 .....	59
8.1 結果與討論 .....	59
8.2 研究貢獻 .....	62
8.3 研究建議與未來研究方向 .....	63
參考文獻 .....	65
作者簡歷 .....	71



# 圖目錄

---

1.1	台灣地區年度用電量統計數據	1
1.2	大型電網系統架構示意圖	3
1.3	北美地區衛星空照圖	4
1.4	台灣地區線路損失率變化圖	5
1.5	智慧電網系統架構示意圖	6
1.6	論文架構圖	9
2.1	台灣地區再生能源發展趨勢	11
3.1	區域電網系統架構示意圖	17
3.2	整合配電策略之電網系統設備規劃流程	18
4.1	歷年日平均風速數據與風速數據之趨勢	23
4.2	日平均風速數據之動態特性	23
4.3	常見的小波母函數	25
4.4	風速殘差之動態特性	25
4.5	風速殘差之機率圖	27
4.6	對數風速趨勢與日平均對數風速趨勢	28
4.7	對數風速殘差之機率圖與分布函數擬合圖	29
4.8	考量不確定因素之風速模型	29
4.9	逆累積分布函數法範例	31
4.10	隨機變數運算範例	32



5.1	歷年日發電量數據與發電量數據之趨勢	34
5.2	發電量數據之動態特性	34
5.3	發電量殘差之 Welch 功率頻譜密度圖	35
5.4	發電量殘差之機率圖	36
5.5	發電量趨勢與日平均發電量趨勢	37
5.6	考量不確定因素之日發電量模型	37
6.1	考量風速趨勢之風力發電機組額定功率最佳化：最佳化模擬結果	42
6.2	考量風速趨勢之風力發電機組額定功率最佳化：實際運作狀況	43
6.3	考量風速趨勢之儲能設備裝置容量最佳化：最佳化模擬結果	45
6.4	考量風速趨勢之儲能設備裝置容量最佳化：實際運作狀況	46
6.5	考量風速趨勢之多目標配電與設備規劃：5 個非凌駕解	47
6.6	考量風速不確定性之風力發電機組額定功率最佳化：模擬結果與實際運作狀況	50
6.7	考量風速不確定性之儲能設備裝置容量最佳化：模擬結果與實際運作狀況	52
7.1	臺南市安平區的民生與商業用電模型	56
7.2	考量不確定因素下即時配電彈性之長期策略規劃：模擬結果與實際運作狀況	57



---

## 表目錄

---

1.1	2008 年各類發電單位成本表	2
4.1	風速殘差之最大似然函數值與分布函數參數表	27
5.1	發電量殘差之最大似然函數值與分布函數參數表	36
8.1	電力系統設備規劃之模型設定與最佳化結果比較表	61



---

## 符號列表

---

$e(t)$	儲能設備於時刻 $t$ 的電能存量
$e_{\max}$	儲能設備電能存量的物理上限，即裝置容量
$e_{\min}$	儲能設備電能存量的物理下限
$g(t)$	時刻 $t$ 的發電量
$g_w(t)$	發電量的 7 日週期趨勢於時刻 $t$ 的量值
$g_y(t)$	發電量的年週期趨勢於時刻 $t$ 的量值
$l(t)$	時刻 $t$ 的用電負載
$p_c(t)$	中央大型發電廠於時刻 $t$ 的發電量
$p_{c,\max}$	中央大型發電廠的最大發電量限制
$p_{c,\min}$	中央大型發電廠的最小發電量限制
$p_r$	風力發電機組的額定功率
$p_w(t)$	風力發電機組於時刻 $t$ 的日發電量
$p_{wt}(v)$	風力發電機組在風速 $v$ 的狀況下，每小時的發電量
$S$	電力系統的成功運作機率
$s$	區域用電模型的比例參數統稱



$s_c$	區域用電模型的比例參數：民生與商業用電佔比
$s_g$	區域用電模型的比例參數：年用電成長率
$s_p$	區域用電模型的比例參數：區域人口比例
$v(t)$	時刻 $t$ 的風速
$v_{\text{in}}$	風力發電機組的切入風速 (cut-in speed)
$v_{\text{out}}$	風力發電機組的切出風速 (cut-out speed)
$v_r$	風力發電機組的額定風速 (rated speed)
$v_y(t)$	風速的年週期趨勢於時刻 $t$ 的量值
$\varepsilon_g$	不確定因素所造成的發電量變動
$\varepsilon_v$	不確定因素所造成的風速變動
$\mathcal{EV}(\mu, \sigma)$	最小極值分布 (minimum extreme value distribution)，其位置參數為 $\mu$ ，比例參數為 $\sigma$
$\mathcal{N}(\mu, \sigma^2)$	高斯分布 (Gaussian distribution)，其平均值為 $\mu$ ，標準差為 $\sigma$
$\mathbb{PD}[\cdot]$	配電規劃的函數表示式
$\mathbb{E}[\cdot]$	平均值的函數表示式
$\mathbb{T}$	設備規劃所考量的時間範圍
大寫符號	表示含有不確定因素的隨機變數 (random variable)
小寫符號	表示不含不確定因素的定性變數 (deterministic variable)



## 緒論

### 1.1 前言

隨著科技的發展與文明的進步，人類對於用電的需求日益增加，而對於電力品質的要求也日漸提升。圖1.1為台灣地區的年度用電量統計數據 [1]，此數據顯示過去十年間台灣地區的年度用電量由 2005 年的 2,185 億度逐漸成長至 2014 年的 2,511 億度，年成長率約為 1.6%。依照此趨勢推估，2025 年台灣地區的年度用電量將成長至 2,976 億度。此用電需求增加的現象不僅發生於台灣，世界各工業大國亦面臨著相同的狀況。台灣地區地狹人稠，自然資源匱乏，再加上用電密度極高，使得解決用電問題的需求更迫切，且需要面臨的挑戰也相對嚴峻。

為了滿足大量且急遽上升的用電需求，火力與核能發電等非再生能源發電因其擁有發

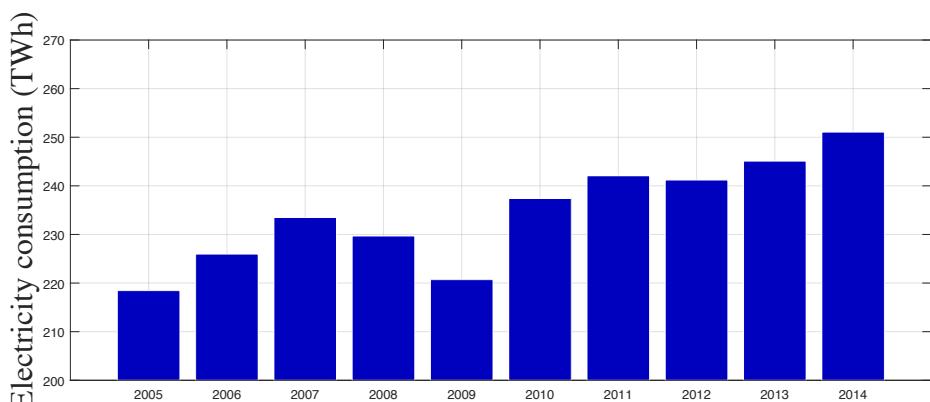


圖 1.1: 台灣地區年度用電量統計數據 [1]

表 1.1: 2008 年各類發電單位成本表 [2]



項目	發電度數	發電佔比	平均發電成本
	(千度)	(%)	(新台幣/度)
火力發電	108,140,784	69.97	2.76
燃油	10,891,269	7.05	5.42
燃煤	65,398,191	42.32	1.87
天然氣	31,851,324	20.61	3.67
核能發電	39,260,459	25.40	0.62
抽蓄發電	3,458,878	2.24	2.47
再生能源發電	3,683,515	2.38	1.48

電量大且穩定的特性而被廣泛的使用。表1.1為2008年台灣電力公司各能源的發電度數、發電佔比與平均發電成本 [2]。表中顯示目前台灣地區的電力供應主要是以火力發電為主，約佔總發電量的70%；其次為核能發電，佔總發電量的25%；風力與水力等再生能源發電僅佔不到5%。在發電成本方面，成本最低的是核能發電<sup>1</sup>；其次為再生能源發電；火力發電則因為近年來國際燃油價格上升而導致成本偏高。

近年來，隨著國人的環保意識提升，火力發電產生之溫室氣體所導致的氣候變遷問題，以及核能發電所引發的環境問題逐漸受到重視。2011年地震與海嘯所引發的日本福島第一核能發電廠事故，使得替換與廢除核能發電的聲浪逐漸升高。自日本福島核災後，世界各國均重新省視目前的核能發電計畫，並開始一連串的安全檢驗與壓力測試。瑞士與中國宣布暫停興建核能發電廠的計畫，德國甚至馬上決定暫停7個舊反應爐的運作，並規劃於2022年底完全退出核能發電。此外，台灣本身缺乏礦產，是一個進口能源依存度極高的國家，近年來受到國際能源價格上漲的影響，能源對經濟所產生的衝擊也一一浮現。在目前無法完全捨棄火力與核能發電的情況下，要如何制定一個兼顧能源安全、經濟發展與環境保護的永續能源發展政策成為我國政府所努力的目標 [4]。

<sup>1</sup>核能發電成本是由燃料、折舊、維護費、其他營運費與借款利息等五項成本細項所組成 [3]。

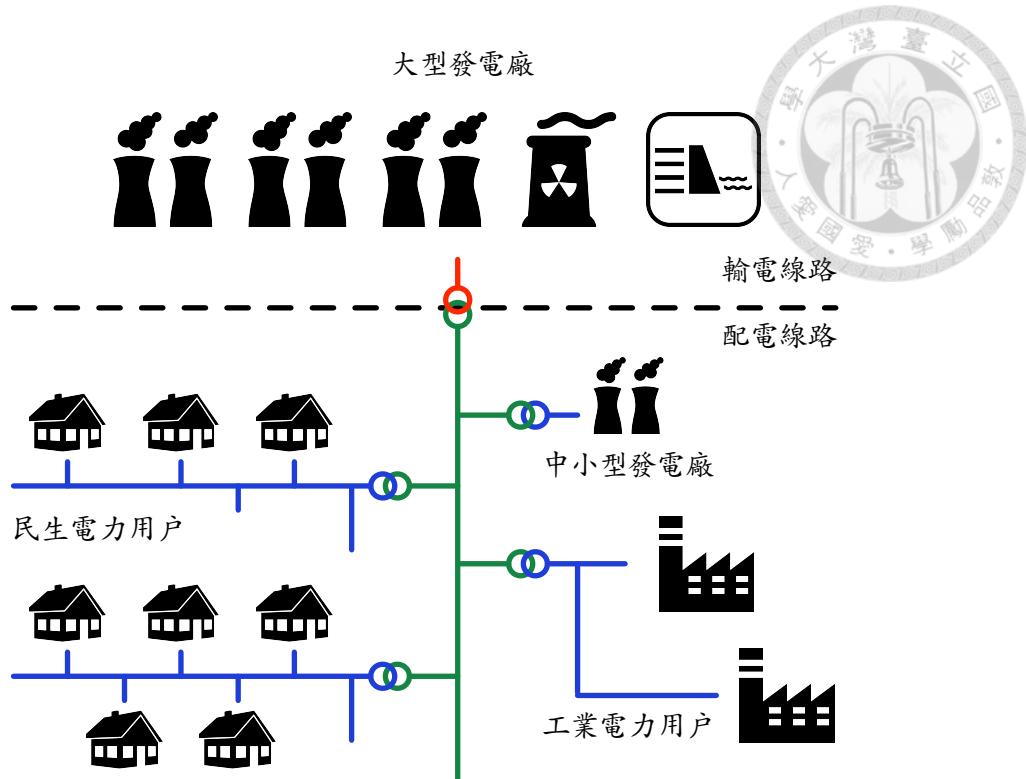


圖 1.2: 大型電網系統架構示意圖

## 1.2 電力系統簡介

為了解決用電需求增加所引發的一連串能源問題並邁向能源永續發展，首先需要了解目前的電力系統架構以及其運作方式。電力系統係指一個涵蓋了電力產生、電力傳輸與電力使用的複雜系統。目前，台灣地區的電力供輸採用的是傳統的大型電網系統，其主要包含了大型發電廠、輸電線路、配電線路以及電力用戶四大部分。圖1.2為大型電網系統的架構示意圖，圖中電力由火力、水力、核能等大型發電廠產生後，經由長距離的超高壓輸電線 (345 kV)、一次輸電線 (161 kV) 與二次輸電線 (69 kV) 傳送至各地區，並透過配電網 (11kV) 分送至變電所或變電箱進行降壓變電，最終抵達電力用戶端。除了大型發電廠之外，各地區亦有中小型發電廠用以因應民生相關用電、進行電力調度與確保電力品質。而工業用電的部分，通常是直接與高壓輸電線或配電線路串接，再依照工廠各自的需求自行降壓變電。

傳統大型電網系統雖然可以滿足各種不同的電力用戶需求，但其本身仍存在許多問題。以著名的 2003 年美加大停電為例，由於電網系統中一條高壓電纜超過負載使得過載電流必須由附近的其他輸電線路分擔，大量的電流回流導致輸電線路因負載過高而燒斷，進而

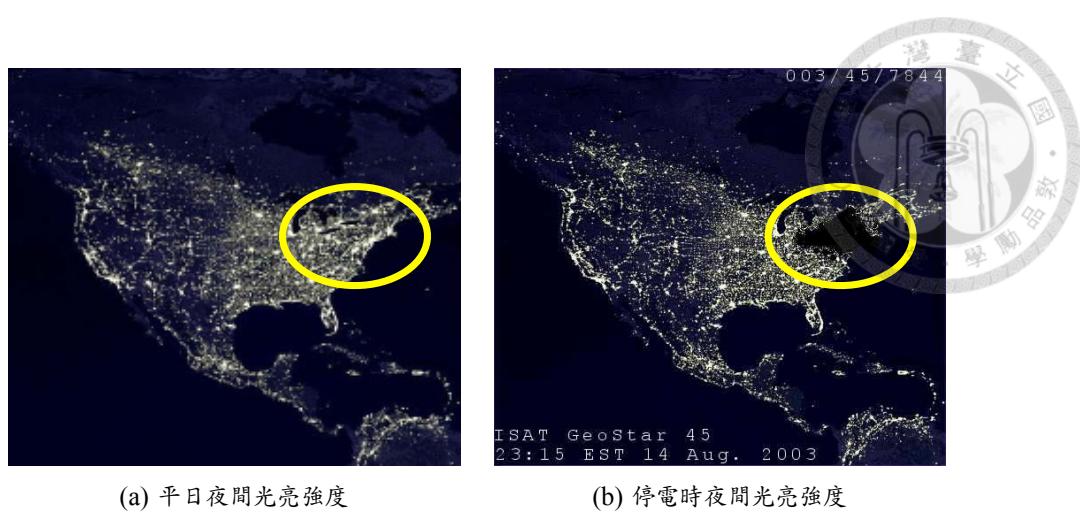


圖 1.3: 北美地區衛星空照圖 [5]

引發一連串停電效應。圖1.3為美加大停電前後的北美地區衛星空照圖，圖1.3(a)為平日的夜間光亮強度，而圖1.3(b)則為停電時的夜間光亮強度。圖中圈選範圍明顯顯示了停電前後的夜間照明情況差異。此次停電的影響範圍涵蓋了美國東北部與加拿大東部，影響面積約為 24,000 平方公里，影響人數高達 5,000 萬人。除了 2003 年的美加大停電之外，類似的事件也曾在台灣發生：1999 年 7 月 29 日晚間，台南左鎮山區的超高壓電塔因連日豪雨而倒塌，由於台灣地區的電力為由南向北傳輸，電塔倒塌使得中北部地區供電不足，各發電廠因保護機制而跳脫，最終導致台南以北地區發生大規模的停電。由上述兩個大型的停電事件可知，傳統大型電網系統雖能維持廣大地區的穩定供電，但在意外發生時若沒有即時處理則可能會使得局部問題藉由電網擴散而影響整個電網系統。

整體而言，目前傳統大型電網系統所面臨的挑戰主要有以下幾點：

- 局部故障問題易經由電網擴散至整體系統：如先前提及的 729 全台大停電與 2003 年的美加大停電，其原因均為輸電線路故障，但卻因為沒有即時且妥善的處理，使得故障產生的影響藉由電網擴散，最終導致大規模停電事件的發生。
- 長距離傳輸與電壓轉換造成的能力損失：傳統大型電網中的大型發電機組因土地成本考量，通常建設於郊區，與主要的電力用戶間距離遙遠，因此必須透過變電系統提升電壓，經由長距離的輸電線路傳輸與最終的降壓才能抵達用戶端。雖然提升輸電電壓能減少傳輸過程中的電力損耗，但其損耗量仍不可忽視。圖1.4為台灣地區近十年的線路損失率 [6]，此數據顯示過去十年間台灣地區電力的線路損失率約為 4–5%。以 2014 年為例，該年度總發購電量為 2,600 億度，線路損失約為 90 億度 [1]，相當

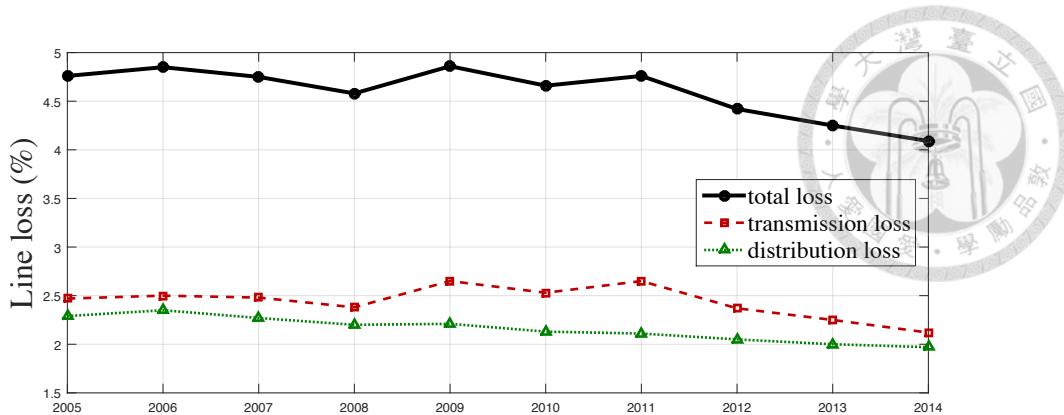


圖 1.4: 台灣地區線路損失率變化圖 [6]

於台灣地區兩個月的民生用電量，其損耗量相當可觀。

- 電力用戶需求無法準確估測：傳統電網系統的用電需求僅能透過電表流量概略推估，因此發電端與用電端之間常會因為漏電、偷接電與負載變動等因素而產生極大差異。若供過於求，則多餘的電力無法儲存與使用，造成不必要的浪費，並導致電力系統的能源使用效率降低；反之，若供不應求則會導致電力負載過大，使得電力公司需要投入大量成本提高備載容量以因應不時之需。
- 國際情勢的改變與環保意識的崛起：目前電力系統所面臨的挑戰除了上述傳統電網本身就存在的問題之外，國際原油價格的變動、京都議定書的簽訂以及國人反核聲浪的高漲等因素，使得火力與核能發電的建設受限，在亟需能源的現在，要如何開源節流成為電力系統發展的主要目標。

### 1.3 永續能源發展政策簡介

目前台灣的傳統大型電網架構面臨了許多挑戰，我國政府於 2008 年提出永續能源政策綱領 [4]，期望藉由政策規劃改變目前的電力系統與能源架構，以滿足未來世代的發展需要，並達到永續能源發展的最終目的。永續能源政策綱領包含了能源發展的三個面向：

- 一、 確保能源持續且穩定的供應以維持經濟發展；
- 二、 發展潔淨能源以抑制逐年升高的碳排放量；
- 三、 藉由技術突破與相關配套措施以提高能源效率。



圖 1.5: 智慧電網系統架構示意圖 [7]

在確保能源穩定供應的部分，歐、美、日、韓等世界各國均致力於智慧電網 (smart grid) 與微電網 (microgrid) 的相關研究。智慧電網由電力系統與資訊系統所構成，是一個整合了發電、輸電、配電與用電的先進電力網路。微電網則是一個規模較小且可以獨立運作的電網系統。圖1.5為智慧電網系統的架構示意圖，智慧電網與傳統電網最大的差別在於前者整合了資訊系統。資訊系統藉由感測器與智慧型儀表即時監控電網系統的行爲，進行電力供需的分析與預測，再根據充足的資訊即時調整電力系統的狀態。透過即時的能源管理與最佳化，智慧電網可以提升用電可靠度與安全性、降低發電與配電成本並提升能源使用效率。相較於傳統大型電網，微電網是一個小型的電力系統，擁有自己的發電機組與小規模的電力用戶。在正常的情況下，微電網會依附在大型電網下運行；而當大型電網的運作發生問題且有可能會影響到微電網時，微電網會與大型電網斷開，並改由其內部的發電機組供電，以提升電力系統的可靠度。雖然智慧電網與微電網能處理許多目前電網系統面臨的問題，但欲建構一個完整的智慧電網或微電網系統需要大量的基礎建設才能達成。即使以最節省成本的方法：在目前的電網架構下加設感測器、智慧型儀表、通訊系統與控制系統來達成電網建設，其設備開銷仍是個可觀的數字。

在發展潔淨能源的部分，其主要目的為開發新的替代能源，以降低目前電力系統對火力與核能發電的依賴程度。近年來，風能與太陽能等再生能源發電效率的提升與設備成本的降低，使得再生能源越來越有機會進入傳統電力系統。雖然提升再生能源發電佔比能減

少碳排放量，並降低目前電力系統對火力與核能發電的依賴程度，但再生能源的發電方式卻因為其依賴風力與日照等環境因素而存在極大的不確定性。由於各個地區的風速、風向與日照強度等均不相同，因此在規劃風能與太陽能發電場域時需先進行完善的氣象調查與能源評估，以確保再生能源發電能達到預期成效。此外，再生能源存在的另一個問題是發電規模，目前火力與核能發電機組之電力產能率約為 5 億瓦與 10 億瓦，而單支大型風力發電機之額定功率則為 300 萬瓦（葉片直徑 100 公尺）[8]，太陽能板則是依照其鋪設之面積來計算，每平方公尺約為 100 瓦。即使風力與太陽能發電能以額定功率 24 小時持續運轉，仍需要 333 支風力發電機或 4 平方公里之太陽能板才能提供一座核能發電廠的發電量。若要改善再生能源發電規模不足之問題，其最根本的做法是透過技術的改良與突破提高風能與太陽能發電的轉換效率。然而，技術的突破需要長時間的研發，舉例而言，在過去 20 年間太陽能的轉換效率約為 11% 左右，一直到 2011 年才突破 13% [9]，亦即表示技術的突破在短期內並無法大幅改善再生能源發電規模不足的問題。

在提高能源效率的部分，除了透過技術的突破與智慧電網、微電網架構等基礎設備的建設外，亦可透過政策的推動來實現。例如：訂定電器產品能源效率標章分級標示制度、推廣使用節能產品、興建綠建築等方式，均能降低能源使用量與碳排放量並有效提高能源效率。另一方面，藉由政府對再生能源發電的補助與再生能源發電效率的精進，提高民眾設置太陽能板或小型風力發電機的意願，以達到開發再生能源與提升能源效率的目的。

## 1.4 研究動機與研究目的

為了由根本解決傳統大型電網所衍生出的種種問題，並邁向永續能源發展之最終目標，智慧電網與微電網的建設、再生能源的開發以及政府政策的訂定均為不可忽略的發展方向。因此，除了仰賴科技發展與設備的進步外，本研究希望能藉由區域性能源供需數據與電網配電控制策略的整合提高能源使用效率，並透過電力系統設備規劃建立階段性任務，以確保電力系統能逐步朝能源永續的目標邁進。

目前，無論是在確保能源穩定供應、發展潔淨能源或是提高能源使用效率等方面，均有許多不同領域的學者致力於相關的研究，但並沒有一套有系統的方法將各研究方向進行整合；此外，充分利用自然資源的再生能源發電方式雖然永續，但不同的自然資源會因為地域的不同而有不同特性，再加上自然現象的變動常導致電力無法穩定供應與預測。因此，一個完善的永續能源發展策略需要依照各地區不同的自然資源與環境特性進行規劃，以達

到整體電力系統之階段性目標，引領電力系統朝能源永續邁進。

本論文的研究目的條列如下：

1. 整合區域性能源供需數據與配電控制策略，進行電力系統設備規劃。
2. 透過氣象數據分析了解再生能源的特性，並進行再生能源發電趨勢預測。
3. 透過用電數據分析了解並預測電力用戶的用電趨勢與特性。
4. 透過智慧電網控制策略提升再生能源的使用效率與電力系統的可靠度。
5. 透過電力系統設備規劃增設再生能源發電設備，以降低目前電力系統對火力與核能發電的依賴程度。



## 1.5 本文架構

本文共分八章，其整體架構如圖1.6所示。第一章為緒論，由前言的能源相關議題出發，簡介電力系統架構與永續能源發展政策，並藉此引入本文之研究動機與研究目的。第二章為研究背景與文獻回顧，概略介紹本研究之相關領域，並對文獻進行統整與分類。第三章為研究方法，針對研究方法所需使用的各種數學模型與最佳化模型進行介紹。在介紹完本研究的主要架構後，第四章與第五章針對研究方法中與數據分析相關的部分進行更詳細的介紹，其中第四章為風速數據分析與相關模型建構，介紹風速數據的處理過程。第五章為發電量數據分析與用電模型建構，介紹發電量數據的處理過程以及其與用電模型之間的關係。經由數據分析後，其建構的模型將會應用於第六章與第七章的配電策略與設備規劃中。第六章介紹整合配電策略之電力系統設備規劃，以案例的形式對第三章所提出的研究方法進行演示。第七章為考量不確定因素下即時配電彈性之長期策略規劃，針對研究方法中不足的部分進行改善，並進行案例演示。第八章為結論與未來展望，其中包含了結果與討論、研究貢獻、研究建議與未來研究方向。

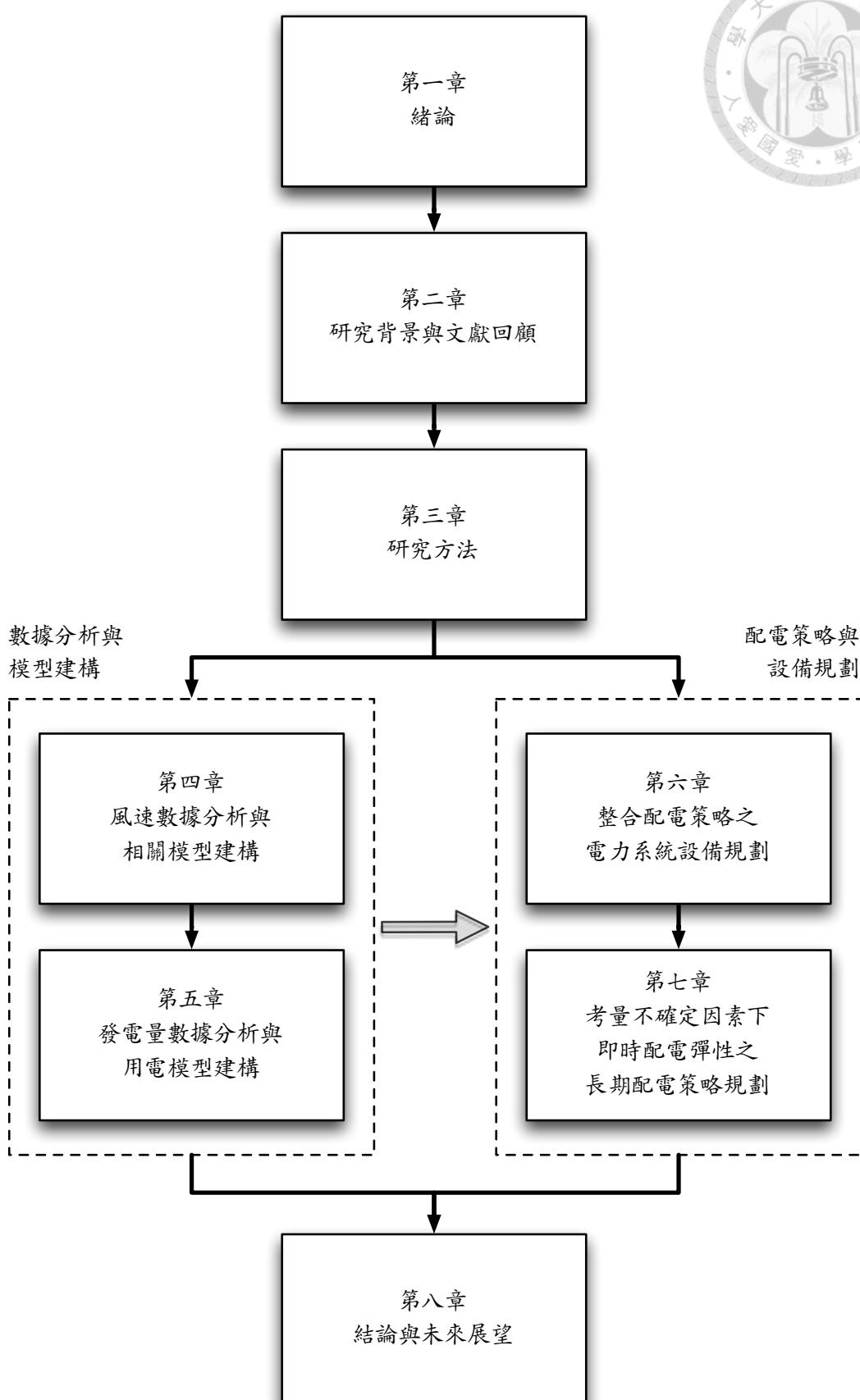


圖 1.6: 論文架構圖



## 研究背景與文獻回顧

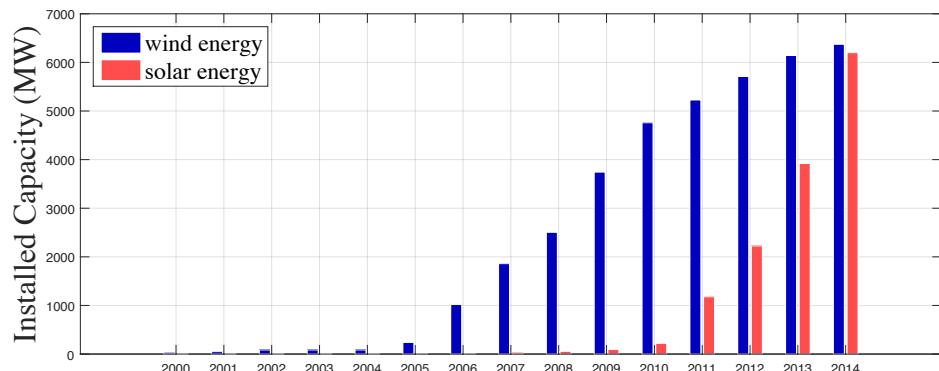
為了達到永續能源發展的最終目標，完善的電力系統設備規劃以及適當的電網配電策略規劃是不可或缺的。在進行電力系統設備與電網配電策略規劃之前，需要對電力由產生、傳輸至使用的過程中所涉及的領域進行文獻探討，其中包含了：再生能源潛勢評估與發電預測、電力用戶用電預測、智慧電網配電控制以及電力系統設備規劃。

### 2.1 再生能源潛勢評估與發電預測

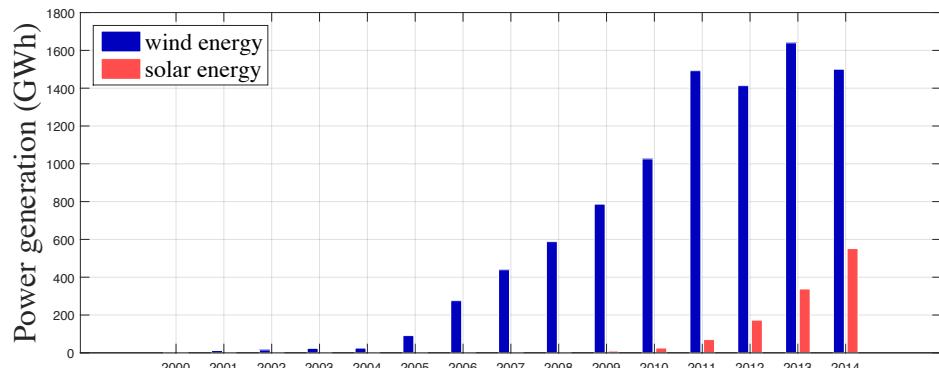
台灣地區的再生能源發電方式主要可分為風力發電以及太陽能發電。圖2.1所示為台灣地區近年來的風能與太陽能的累計裝置容量與年發電量[1]，長條圖中左側為風能的裝置容量與發電量，右側為太陽能的裝置容量與發電量。圖2.1(a)顯示至2014年止，台灣地區的風能與太陽能發電的累計裝置容量差異不大，而圖2.1(b)則顯示在相近的裝置容量下，風力發電量遠大於太陽能發電量，其發電效率相差約為2.6倍，因此本文中將以風力發電做為再生能源的發電來源進行探討。

風力發電的潛勢評估與預測，主要是根據歷年的風速與風向數據進行長期的風能評估(wind resource assessment)或短期的風能預測(wind energy forecasting)。長期風能評估通常應用於評估該地區是否有足夠的風能潛勢發展風力發電；而短期風能預測則應用於電網配電控制，透過預測短時間內的風能變化來調整電網系統中其他發電機組的發電量，以提升能源使用效率。

目前已有許多方法被應用於風能的評估與預測，其中包含了一般的統計方法[10–12]、



(a) 再生能源歷年累計裝置容量



(b) 再生能源歷年發電量

圖 2.1: 台灣地區再生能源發展趨勢 [1]

時間序列 (time series) [13–15] 與機器學習方法 (machine learning) [16, 17]。在這三類方法中，統計方法是將風速數據與機率分布函數 (probability distribution function) 進行擬合，再透過風力發電機的功率曲線 (power curve) 將風速分布轉換為風能分布，用以評估風能的潛勢。時間序列常被用來觀察風速數據中隱含的週期性變動，並進行短期的風能預測。機器學習方法則是用來進行短期風能預測。在文獻 [15] 中，Al Buflasa 等人藉由風速數據的功率頻譜分析 (power spectral analysis) 瞭解位於中東地區的巴林王國 (Kingdom of Bahrain) 之風速趨勢，並建構出符合當地情形的日風速趨勢與年風速趨勢模型。

## 2.2 電力用戶用電預測

電力用戶用電預測 (electricity demand forecasting)，指的是透過分析歷年發電或用電數據了解並預測電力用戶長期用電趨勢與短期用電行為的方法。長期用電趨勢最常見的是用電的年成長率，可應用於電力系統的發電設備規劃。短期用電預測則是應用於電網配電控制，與短期風能預測相輔相成：透過預測短時間內的再生能源發電量以及用戶用電量，調整電網系統中其他發電機組的發電量以提升能源使用效率。

用電預測與風能預測之理論基礎均為數據分析，因此在風能評估與預測中所提及之數據分析方法亦被使用於用電預測。在用電預測的領域中，時間序列被應用於分析電力用戶的用電趨勢以評估未來之發電設備需求 [18–20]。機器學習方法則是被應用於短期與極短期的用電預測以進行電網配電規劃 [21, 22]。在文獻 [19] 與 [20] 中，Nowicka-Zagrajek 等人以及 Safdarian 等人應用時間序列中的自回歸移動平均模型 (autoregressive moving average model, ARMA model) 分析用戶用電的週期規律，並藉此建構電力用戶的週間用電模型以及年度用電模型；在文獻 [20] 中，Safdarian 等人更進一步地使用了機率分布函數比較用電模型與歷年數據間的誤差，用以評估並確認用電模型的準確性。

## 2.3 智慧電網配電控制

智慧電網配電控制，又被稱為配電最佳化 (optimal power dispatch)。配電最佳化主要是透過即時調整電網中各發電機組的發電量以提升電網系統的效能 (如：增加電力公司收益、降低電網系統運作成本、提升電網系統穩定性等)。在整合了風力發電的電網系統 (wind -integrated electrical grid) 中，風能的不確定性常會對電力系統造成影響，再加上

原本就存在的用電不確定性，使得整合風能的電網系統較一般系統更不穩定。因此，在風電與電網相關領域中有許多學者在進行配電策略規劃時，將風能與用電的不確定性納入考量，以達到提升電網系統穩定性與降低電網系統運作成本的雙重目的 [23–26]。

在發展再生能源的過程中，除了需要確保來自再生能源的不確定因素不會影響電網系統的穩定性之外，更期望能逐步增加再生能源的發電佔比，使電力系統漸趨永續。2014 年 Li 等人 [27] 與 Peik-herfeh 等人 [28] 不約而同地提出了兩階段的電力系統配電規劃，以滿足電網系統的近程目標—提升系統穩定性、降低系統運作成本，與遠程目標—增加再生能源發電佔比。

## 2.4 電力系統設備規劃

電力系統設備規劃主要在決定微電網系統中發電機組與儲能設備的裝置容量，以滿足微電網內部的用電需求。在微電網系統中，主要的電力來源為小型的火力發電廠、風力發電機以及太陽能板等分散式發電機組 (distributed energy generator)。為了減少發電成本並提高能源使用效率，發展微電網時必須透過適當的設備規劃與配電策略，將不同來源的電力整合並充分運用。Katiraei 與 Abbey 針對一個具有中型風力發電機的微電網系統進行設備規劃，透過燃油發電廠的建構與適當的配電策略，達到提升風力發電佔比、減少燃油成本與提升燃油發電廠效率等目的 [29]。

當風力發電應用於微電網系統後，風能的間歇性與不確定性可能會導致微電網系統不穩定，因此需要適時的引入分散式儲能設備 (distributed energy storage)，用以穩定風能的變化並維持微電網系統內部的電力供需平衡。雖然儲能設備能解決風能不穩定的問題，但其本身設備成本較高，因此在增設儲能設備時，需要審慎的評估與規劃。

儲能設備規劃藉由分析電網系統中再生能源發電與用戶用電等不確定因素，決定儲能設備的裝置容量，避免過大的裝置容量所造成的效果浪費。Gao 等人 [30] 與 Dutta 等人 [31] 在給定風力發電機額定功率的條件下，設計儲能設備的裝置容量以滿足電網系統的供電可靠度需求並降低設備成本。Roy 等人在一個僅包含了風力發電與儲能設備的微電網系統中，進行了風力發電機與儲能設備的裝置容量規劃 [32, 33]。Chen 等人則是在設計儲能設備裝置容量的同時考量了配電策略所造成的影响 [34]。



## 2.5 小結

目前，無論是在再生能源的發電效益評估與預測、電力用戶的用電預測、智慧電網的配電控制或是電力系統的設備規劃方面，都有許多國內外的學者在進行深入的研究，且也漸漸有人開始整合各個領域的相關研究 [27, 28, 34]。由文獻回顧可發現，一個完善的電力系統設備規劃需要有適當的配電控制策略輔佐，而配電控制策略又是在固定的設備條件下進行，且會受到電網系統中再生能源發電特性與用戶用電不確定性的影響。因此，一個完整的電力系統規劃流程需要考量電力由發電、傳輸、配電至用電的所有過程。

2011 年，Whitefoot 等人於美國機械工程師學會機械設計年會發表的論文 [35] 中，提到了電力系統的設備與操作成本最佳化，在規劃再生能源與儲能設備的同時，將配電策略一併納入考量。該論文作者以建構軍方基地的獨立微電網架構為例，透過氣象資訊預測再生能源各時刻的發電量，並使用燃油發電機作為輔助的電力來源。作者首先利用配電最佳化調整各時刻的燃油發電機發電量，並與配電最佳化軟體 HOMER 所得結果進行比較。在配電最佳化完成後，更進一步進行設備與燃料成本最佳化，以最少的總成本完成軍方基地內部的全部供電。相同概念也被應用於電網與能源結構的設計，Hafez 與 Bhattacharya 應用 HOMER 對不同能源結構的微電網系統進行配電最佳化，並比較單獨使用火力發電、再生能源發電、整合再生能源與火力發電以及與大型電網串接的微電網之生命週期成本、電網性能與其對環境的影響 [36]。

本論文將此設計概念加以延伸應用於傳統的大型電網系統，針對目標城鎮內部的設備與配電策略進行規劃。本論文透過增設風力發電機與儲能設備改造原有的電網架構，並搭配智慧電網進行配電最佳化，期望能透過逐步新增城鎮內部之電力系統設備，讓城鎮的電網系統能漸漸獨立而形成一個可以自給自足的微電網系統，以達到永續能源發展的最終目標。

由文獻回顧中可發現，對於單獨的配電最佳化或是電力系統設備規劃問題，已有既定的流程可以依循。而在再生能源發電的部分，也可以透過氣象數據分析將再生能源加入現有的電網系統中。然而，若欲針對整合再生能源的電網系統進行配電與設備的同步規劃，則仍存在些許問題待解決，在此將問題條列如下：

1. 針對不同的區域與氣象特性，各文獻中使用不同的氣象模型描述同一自然現象，並藉此評估再生能源的產能，但對於該氣象模型是否適合使用於再生能源發電，則少有人

探討。



2. 目前的配電最佳化主要是在預測下個時刻的再生能源發電量與用戶用電量後，針對火力與核能的發電量進行配置，然而若欲考量設備規劃，則需要進行再生能源發電與用戶用電的長期預測，此預測的精準度將會是影響配電與設備規劃可行性的關鍵。
3. 配電與設備規劃問題為一個雙層的最佳化問題，外層是設備規劃，內層則是長期（多次）的配電規劃，如此龐大的運算量對於演算法而言是一大挑戰。
4. 氣象特性通常含有極大的不確定性，要如何在長時間的氣象預測模型中將不確定因素加入考量，且又不會因為不確定因素而降低模型的精準度是一個值得研究的議題。



## 研究方法

為了解決目前傳統電網系統所面臨的種種問題，本文提出一套整合配電策略的電力系統設備規劃流程。在將目前的傳統大型電網劃分為多個小型區域電網後，此流程透過增設風力發電機組與儲能設備，提高區域電網內的再生能源發電佔比，並降低區域電網對於大型發電廠的依賴程度，使區域電網系統逐步朝向可獨立運作的微電網系統邁進，以達到能源永續之最終目標。

圖3.1為區域電網示意圖。圖中區域電網外部與中央大型發電廠相連，而內部除了原有的民生電力用戶之外，更有許多風力發電機組與分散式儲能設備用以提供部分的用電需求。本研究期望透過整合配電策略的電網系統設備規劃，有系統地增加風力發電機組與儲能設備的裝置容量，使區域電網系統漸趨永續。此設備規劃流程首先將針對區域電網進行再生能源發電的效益評估與預測以及用戶用電的趨勢預測；再透過長期配電策略調整大型發電廠的發電量，以維持電網系統供需平衡；最後藉由配電策略所提供的資訊進行電網系統的設備規劃。

圖3.2為整合配電策略的電網系統設備規劃流程，其中包含了數據分析與模型建構、電網系統配電策略規劃與電力系統設備規劃三個步驟，各步驟中均有許多不同的研究方法與其相關的數學模型。為了清楚地描述此設備規劃流程的整體架構與概念，本章將著重於介紹各步驟中所使用的方法並進行相關模型的符號定義。關於各步驟的詳細執行過程與執行結果則會以案例探討的方式呈現於後續的章節中。

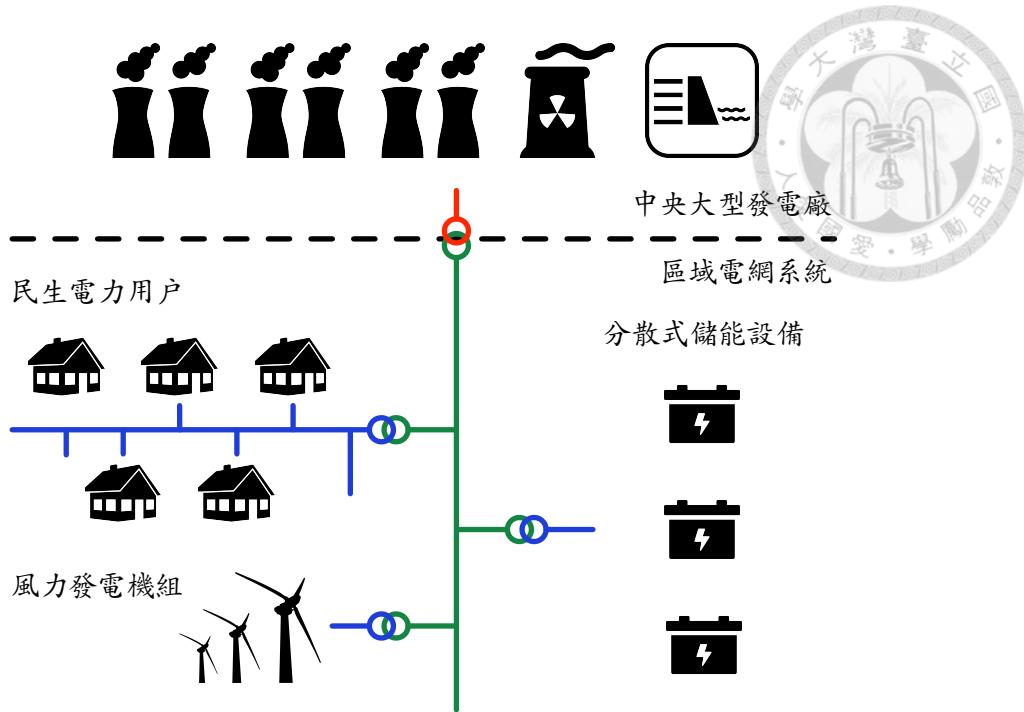


圖 3.1: 區域電網系統架構示意圖

### 3.1 數據分析與模型建構概述

流程圖3.2中的第一個步驟為數據分析與模型建構，其主要目的在於了解區域電網內的再生能源發電以及用戶用電特性。因此，數據分析所需處理的數據可分為與風力發電相關的歷年風速數據，以及與電力用戶相關的歷年發電量數據。這些數據在經過分析與處理後，可從中統整出其中所包含的特性與趨勢並建構相對應的模型，以提供步驟二的配電策略規劃使用。

風速數據分析的主要目的為推估風力發電於各時刻  $t$  的發電量。在取得歷年風速數據後，經由一連串的分析可獲得與時間相關的風速模型  $v(t)$ ，再根據風機模型將風速轉換為相對應的風能  $p_w(t)$  以提供步驟二的配電策略規劃使用。

發電量數據分析的主要目的為預測電力用戶於各時刻的用電量。由於目前台灣地區的用電量數據多是由傳統電表所提供之，以二個月為週期的紀錄資料並無法提供足夠的資訊給予配電策略規劃使用。因此，本研究採用發電量數據建構用電量模型。在取得歷年發電量數據後，藉由與風速數據分析類似的分析方法，可獲得與時間相關的發電量模型  $g(t)$ ，再根據欲探討的區域電網範圍與用電成長等因素，建構用電模型  $l(t)$ ，提供給步驟二的配電策略規劃使用。未來，在智慧電錶普及後，此流程可改為直接使用用電量數據進行分析，以

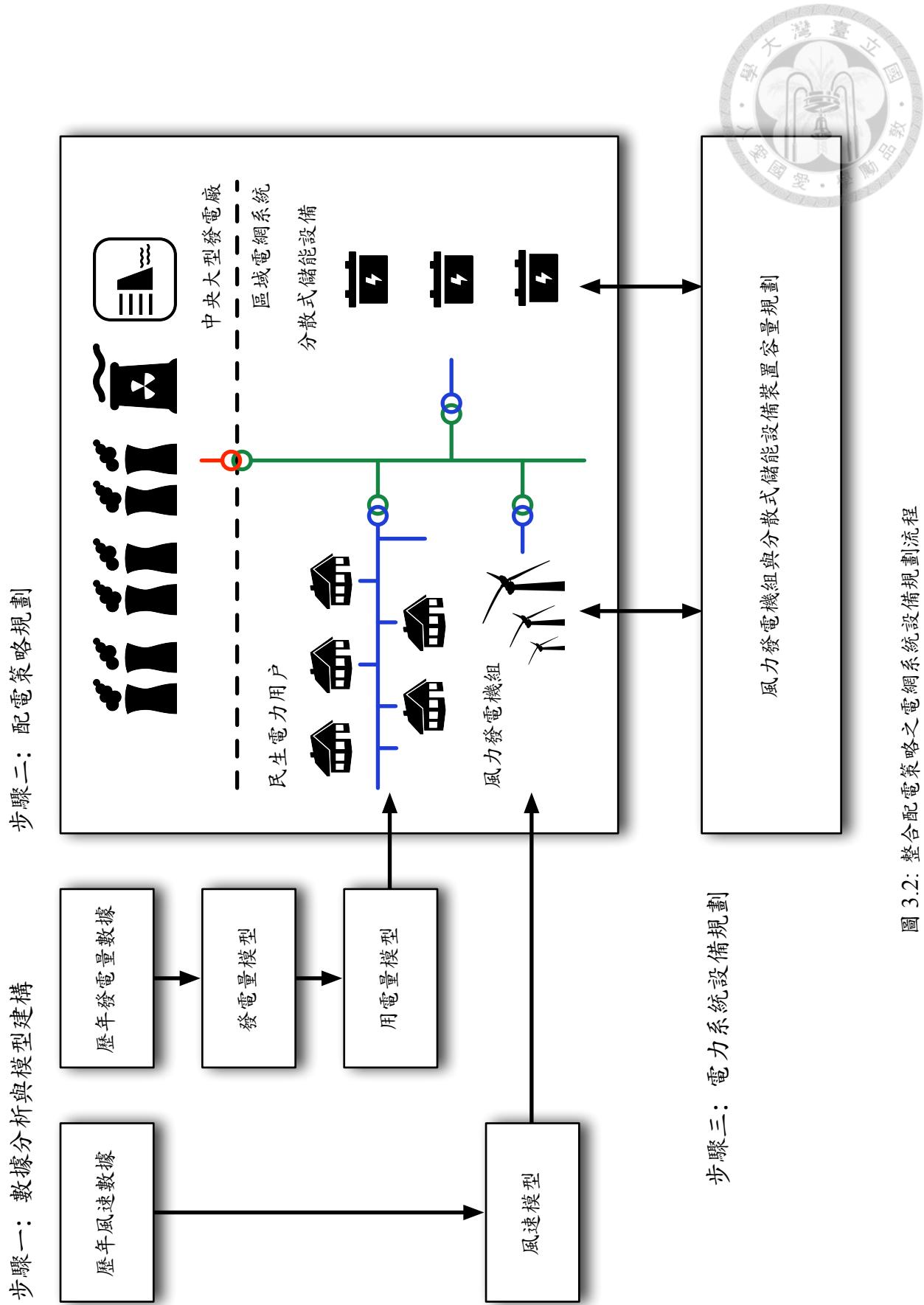


圖 3.2：整合配電策略之電網系統設備規劃流程

得到更精確的用電量模型。



## 3.2 區域電網系統模型與配電策略規劃概述

流程圖3.2中，完成了步驟一的風能與用電模型後，第二個步驟為配電策略規劃。配電策略規劃的任務在於調整電網系統中大型發電廠的發電量，以維持電網的供需平衡，並達到降低發電成本或提高電網系統可靠度等目的。在介紹配電策略規劃之前，首先須瞭解電網系統的架構以及其數學模型。

圖3.1中的電網系統由中央大型發電廠、風力發電機組、分散式儲能設備以及民生電力用戶等四個部份所組成，其間的電力供需關係可由方程式 (3.1) 表示。

$$e(t+1) = e(t) + p_c(t) + p_w(t) - l(t) \quad (3.1)$$

其中， $p_c(t)$  為中央大型發電廠的發電量； $p_w(t)$  為風力發電機組的發電量； $l(t)$  為負載端，亦即民生電力用戶的用電量；而  $e(t)$  則為儲能設備的電能存量 (state of charge, SOC)。方程式 (3.1) 為基本的能量守恆方程式，其要表達的物理意義為：於任意時刻  $t$ ，中央大型發電廠及風力發電的發電量總和  $p_c(t) + p_w(t)$  與用戶用電量  $l(t)$  的差值會反映在儲能設備中，使儲能設備的電能存量由  $e(t)$  變為  $e(t+1)$ ，以保持系統的電力供需平衡。實際的電網系統在運作時，會因為電力傳輸時的線路損失率以及儲能設備的能源轉換效率等因素而有部分的能量損失，但為了簡化模型，在本模型中並未將這兩項因素納入考量。

方程式 (3.1) 為電網系統模型的一般表示式，在後續的章節中會因為不確定因素的有無而產生不同的風能模型、用電模型以及配電策略。此時，則需要依照不同的考量，將方程式中的  $p_c(t)$ 、 $p_w(t)$ 、 $l(t)$ 、 $e(t)$  與  $e(t+1)$  替換為大寫字母用以表示模型中的不確定因素。

配電規劃是一個與時間相關的動態最佳化過程，在給定電網系統中各設備的規模與目前的電網系統狀態後，調整中央大型發電廠的發電量，以達到降低發電成本、維持電網系統穩定性與提升能源使用效率等目的。

本文中，配電策略規劃的目標為降低發電成本，亦即減少中央大型發電廠的發電量，

其最佳化模型可由方程組 (3.2) 表示。



$$\text{given } t, e(t) \quad (3.2a)$$

$$\min p_c(t) \quad (3.2b)$$

$$\text{s.t. } e(t+1) = e(t) + p_c(t) + p_w(t) - l(t) \quad (3.2c)$$

$$e_{\min} \leq e(t+1) \leq e_{\max} \quad (3.2d)$$

$$p_{c,\min} \leq p_c(t) \leq p_{c,\max} \quad (3.2e)$$

$$\text{w.r.t. } p_c(t) \quad (3.2f)$$

方程式 (3.2a) 表示經由系統監控所得到的儲能設備即時電能存量；方程式 (3.2b) 為配電規劃之目標函數，其目的為降低中央大型發電廠的即時發電量；方程式 (3.2c) 為保持區域電網系統供需平衡的限制式，其中  $p_w(t)$  與  $l(t)$  分別為經由風能模型與用電模型所預測的即時風力發電量與用戶用電量；方程式 (3.2d) 用來限制下一時刻的儲能設備電能存量  $e(t+1)$ ，以維持電網系統的穩定性；方程式 (3.2e) 是中央大型發電廠的物理限制，其中包含了儲能設備的充放電範圍與中央大型發電廠的操作範圍；方程式 (3.2f) 則是配電規劃問題的設計變數，即中央大型發電廠的即時發電量。

### 3.3 電力系統設備規劃概述

在完成了步驟二的配電策略規劃後，第三個步驟為電力系統設備規劃。電力系統設備規劃的目的在於規劃風力發電機組的額定功率以及儲能設備的裝置容量，以最低的設備成本達到期望的系統表現。圖3.2顯示，在進行設備規劃前需要透過配電策略規劃了解電網系統的狀態才能進行合適的決策，然而配電規劃又必須在給定電網系統設備的條件下進行，因此本研究提出整合配電策略的電網系統設備規劃，在設備規劃的初期即將未來電網系統所執行的配電策略納入考量。

方程組 (3.3) 為本研究所提出之整合配電策略的電網系統設備規劃數學表示式，其與

配電策略規劃方程組 (3.2) 的差異在於目標函數以及所考量時間跨距。



$$\min \quad \{p_r, e_{\max}, p_c(t)\} \quad (3.3a)$$

$$\text{s.t.} \quad e(t+1) = e(t) + p_c(t) + p_w(t) - l(t) \quad (3.3b)$$

$$e_{\min} \leq e(t+1) \leq e_{\max} \quad (3.3c)$$

$$p_{c,\min} \leq p_c(t) \leq p_{c,\max} \quad (3.3d)$$

$$\text{w.r.t.} \quad p_r, e_{\max}, \{p_c(t), \forall t \in \mathbb{T}\} \quad (3.3e)$$

方程組 (3.3) 中，目標函數方程式 (3.3a) 表示此設備規劃針對風力發電機組的額定功率  $p_r$ 、儲能設備的裝置容量  $e_{\max}$  以及中央大型發電廠發電量  $p_c(t)$  進行多目標最佳設計；方程式 (3.3b) 至 (3.3d) 為步驟二中確保電力系統穩定的配電策略規劃限制式；方程式 (3.3e) 為設計變數，其中  $\mathbb{T}$  表示設備規劃所考量的時間跨距； $\{p_c(t), \forall t \in \mathbb{T}\}$  表示方程組 (3.3) 在進行最佳化時考量了整個時間跨距，亦即此方程組 (3.3) 中的配電策略不再是即時的動態最佳化，而是根據風能與用電模型所進行的長期配電規劃。

## 3.4 小結

本章概略地描述了整合配電策略的電力系統設備規劃流程，其中包含了各步驟的數學模型、所欲達到的目的以及步驟間的關聯性。後續的章節將使用實際案例進行流程中各步驟的範例演示：第四章為風速數據分析與其相關模型建構；第五章為發電量數據分析與用電模型建構；第六章則為整合配電策略之電力系統設備規劃。



## 風速數據分析與相關模型建構

本章將針對流程圖3.2的步驟一中，與風能相關的部分進行詳細的介紹。其中包含了風速數據分析、風速模型建構、以及如何透過風力發電機組的功率曲線將風速模型轉換為風能模型。

### 4.1 風速數據分析

本研究使用的氣象數據由中央氣象局提供，是台南觀測站（北緯  $22^{\circ}59'36''$ ，東經  $120^{\circ}12'17''$ ）2003年1月1日至2007年12月31日共5年期間所記錄的日平均風速，其詳細數據如圖4.1中細線所示。圖4.1中的風速數據含有大量不確定因素，由時域的角度並不容易直接觀察出數據的特性，因此本研究透過訊號處理方法進行風速數據的動態特性分析，由頻域的角度切入以了解該數據是否具有任何趨勢。圖4.2為日平均風速數據的動態特性，圖4.2(a)為自相關函數 (autocorrelation function)，其中顯示數據與時間仍存在有一定的相關性；而在圖4.2(b)中，功率頻譜密度函數 (power spectral density function) 的尖點亦顯示數據中隱含有低頻的週期趨勢。

為了有效地提取風速數據中的低頻趨勢，本研究選擇使用常被應用於動態數據分析的小波轉換 (wavelet transform, WT) [37] 做為分析工具。小波轉換是一種時頻分析工具，其概念與傅立葉轉換 (Fourier transform, FT) 類似。方程式 (4.1) 為傅立葉轉換的積分

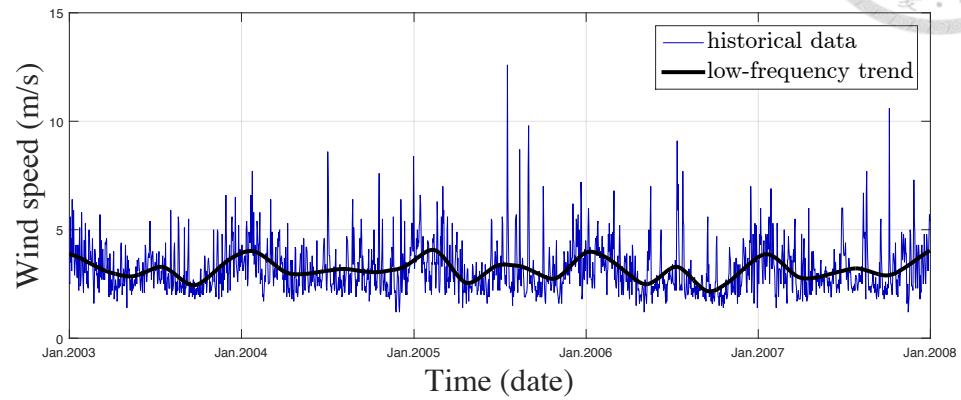


圖 4.1: 歷年日平均風速數據與風速數據之趨勢

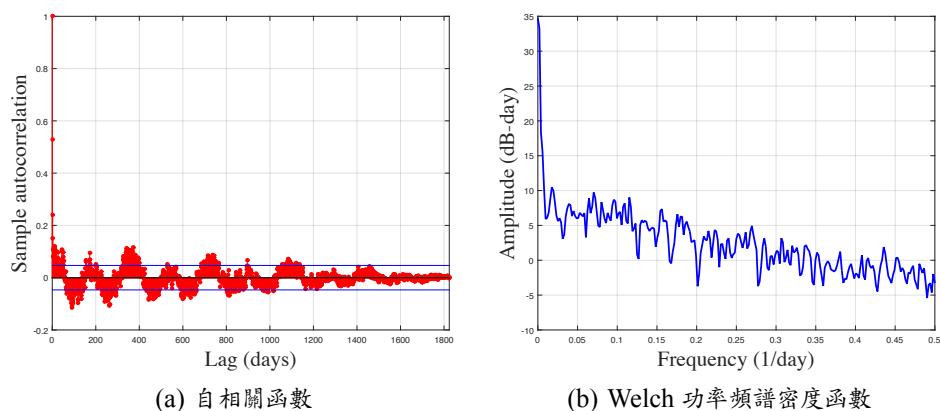


圖 4.2: 日平均風速數據之動態特性

表示式，其中  $x(t)$  為一時間序列訊號，而  $e^{-i\omega t}$  則為用來組成  $x(t)$  的弦波訊號。

$$\mathcal{FT}\{x\}(\omega) = \int_{-\infty}^{\infty} x(t)e^{-i\omega t} dt \quad (4.1)$$



標準的傅立葉轉換可以將訊號由時域轉為頻域，了解訊號的各頻率組成，但卻無法得到該訊號於不同時間點的頻率資訊。如欲進一步了解訊號於短期內的頻率組成，則需要使用短時傅立葉轉換 (short-time Fourier transform, STFT)。短時傅立葉轉換在原本的方程式 (4.1) 中加入了窗函數 (window function) 以針對特定時間範圍進行分析，其積分表示式如方程式 (4.2) 所示。

$$\mathcal{STFT}\{x\}(\omega, \tau) = \int_{-\infty}^{\infty} x(t)w(t - \tau)e^{-i\omega t} dt \quad (4.2)$$

方程式 (4.2) 中的  $w(t - \tau)$  即為短時傅立葉轉換的窗函數。窗函數通常是一個對稱於  $y$  軸的函數，其在  $x = 0$  附近的範圍內為大於 0 的數值，而在此範圍外則為 0。隨著不同寬度窗函數的選用，方程式 (4.2) 在時域與頻域會有不同的解析度：較寬的窗函數會有較高的頻域解析度，但時間解析度較低；反之，較窄的窗函數則有較高的時間解析度，但頻域解析度較低。

小波轉換將方程式 (4.2) 中的  $w(t - \tau)e^{-i\omega t}$  替換為一種稱為小波母函數 (mother wavelet) 的震盪波，透過小波母函數的縮放與平移組成原訊號，可解決短時傅立葉轉換中，窗函數所造成的時域與頻域解析度問題。方程式 (4.3) 為小波轉換的積分表示式，其中  $\psi(t)$  即為用來做為基底的小波母函數，其常見的型態如圖4.3所示，而參數  $a$  與  $b$  則分別用來表示小波母函數的縮放與平移。

$$\mathcal{WT}\{x\}(a, b) = \int_{-\infty}^{\infty} x(t)\psi_{a,b}(t) dt, \quad \text{where } \psi_{a,b}(t) = \frac{1}{\sqrt{a}}\psi\left(\frac{t-b}{a}\right) \quad (4.3)$$

本研究使用 Matlab [38] 中的 Wavelet Toolbox 進行小波分析，其相關設定如下：小波母函數採用較平滑且解析度較高的 Symlets 8 函數；亂度 (entropy) 的計算方式採用隨機數據常用的 Shannon entropy；小波分析層級透過試誤法 (trial and error) 選擇恰能包含圖4.2(b)中尖點範圍的 6 層。圖4.1中的粗線為風速數據經由小波分析後所提取出的低頻趨勢，而圖4.4則為風速殘差（風速數據與風速趨勢的差值）的動態特性。觀察自相關函數

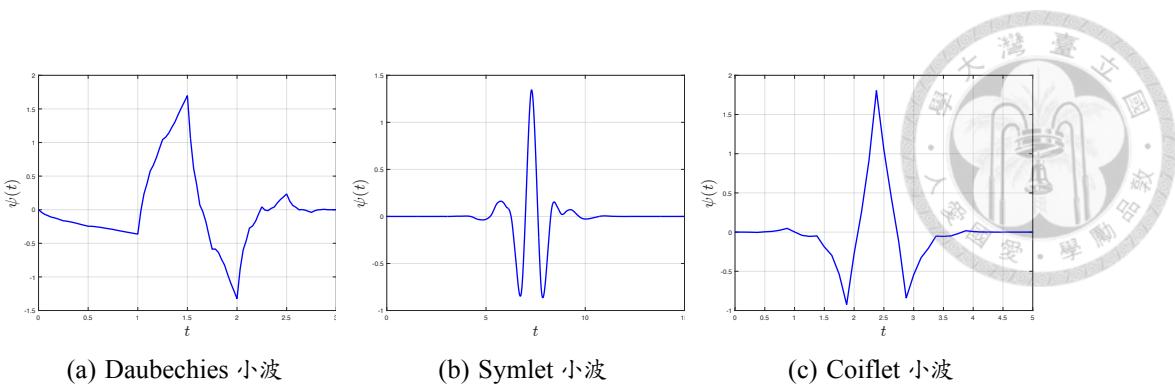


圖 4.3: 常見的小波母函數

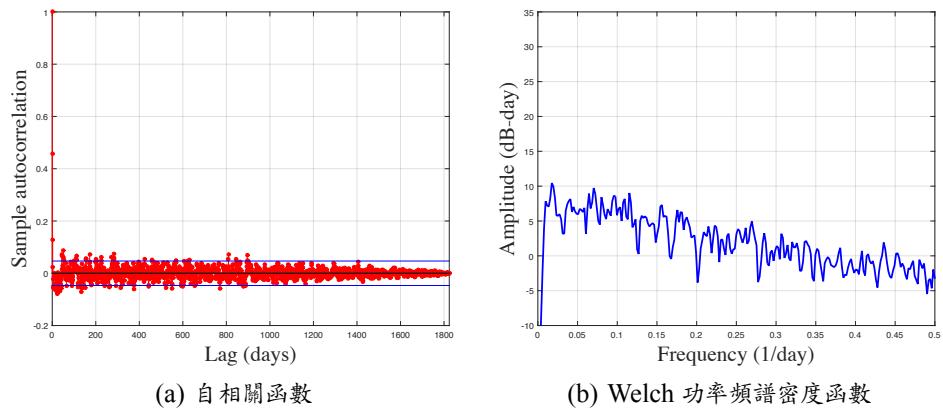


圖 4.4: 風速殘差之動態特性

圖4.4(a)可發現，風速殘差與時間幾乎沒有相關性，功率頻譜密度圖4.4(b)則顯示小波分析可以有效地提取風速數據中的低頻趨勢。

圖4.4除了表示原始數據中低頻趨勢已被濾除外，其自相關函數與功率頻譜密度函數亦顯示風速殘差的動態特性近似於穩態程序 (stationary process)。為了判定風速殘差是否為穩態程序，本研究採用了 KPSS 檢定 (Kwiatkowski–Phillips–Schmidt–Shin test) [39] 進行驗證。KPSS 檢定是一種用於判定時間序列是否為穩態的假設檢定，其虛無假設 (null hypothesis) 為  $H_0$ ：時間序列是穩態程序。該檢定模型假設時間序列  $x(t)$  可被分解為固定趨勢  $\xi t$ 、隨機漫步  $\gamma(t)$  與穩態誤差  $\varepsilon(t)$  三個部分，即

$$x(t) = \xi t + \gamma(t) + \varepsilon(t), \quad \text{where } \varepsilon(t) \text{ iid } (0, \sigma_\varepsilon^2) \quad (4.4)$$

其中， $\gamma(t)$  為隨機漫步項，可表示為：

$$\gamma(t) = \gamma(t-1) + \vartheta(t), \quad \text{where } \vartheta(t) \text{ iid } (0, \sigma_\vartheta^2) \quad (4.5)$$



方程式 (4.4) 與方程式 (4.5) 中，當  $\sigma_\vartheta^2 = 0$  時，方程式 (4.4) 為一個僅包含了固定趨勢  $\xi t$  的穩態程序。若再設定  $\xi = 0$ ，則  $x(t)$  為一穩態程序。因此，可設定檢定條件  $H_0$ ： $\sigma_\vartheta^2 = 0$  表示時間序列為穩態。

風速殘差在經由 KPSS 檢定後，其 p-value 為 0.1，在設定顯著水準 (significance level) 為 5% 的條件下，KPSS 檢定無法否決風速殘差為穩態程序。本研究進一步假設風速殘差為穩態程序中的標信程序 (ergodic process)，則可將其視為不確定因素所造成的風速變動並加以分析。

風速殘差分析透過機率圖 (probability plot) 的觀察與最大似然法 (maximum likelihood estimation) 的計算，以了解風速變動的分布狀況。圖4.5分別顯示了高斯分布 (Gaussian distribution)、指數分布 (exponential distribution)、對數常態分布 (lognormal distribution) 與韋伯分布 (Weibull distribution) 等四個常見分布的機率圖，其中由於風速殘差的數值範圍不符合指數分布、對數常態分布與韋伯分布的定義範圍，因此加入一個平移參數  $\delta$ ，進行後續的分析。表4.1顯示了由最大似然法計算所得的最大似然函數值以及其相對應的分布函數參數。比較表中不同分布函數的最大似然函數值可知，與風速殘差  $X$  最相似的分布為加入平移參數的對數常態分布，其數學表示式如方程式 (4.6) 所示。

$$\ln(X + \delta) \sim \mathcal{N}(\mu, \sigma^2) \quad (4.6)$$

方程式 (4.6) 中的  $\delta$  即為平移參數，其用意在於平移原始風速殘差數據，確保  $X + \delta > 0$  以滿足自然對數的定義。

## 4.2 風速模型建構

風速模型由風速趨勢以及風速變動等兩個部份所組成，由於風速變動為加入平移項的對數常態分布，在結合趨勢曲線與分布函數的運算上較為繁複，為了簡化運算與方便後續的模型應用，此處將歷年日平均風速數據對數化後，再重複使用4.1節中的方法以建立風速

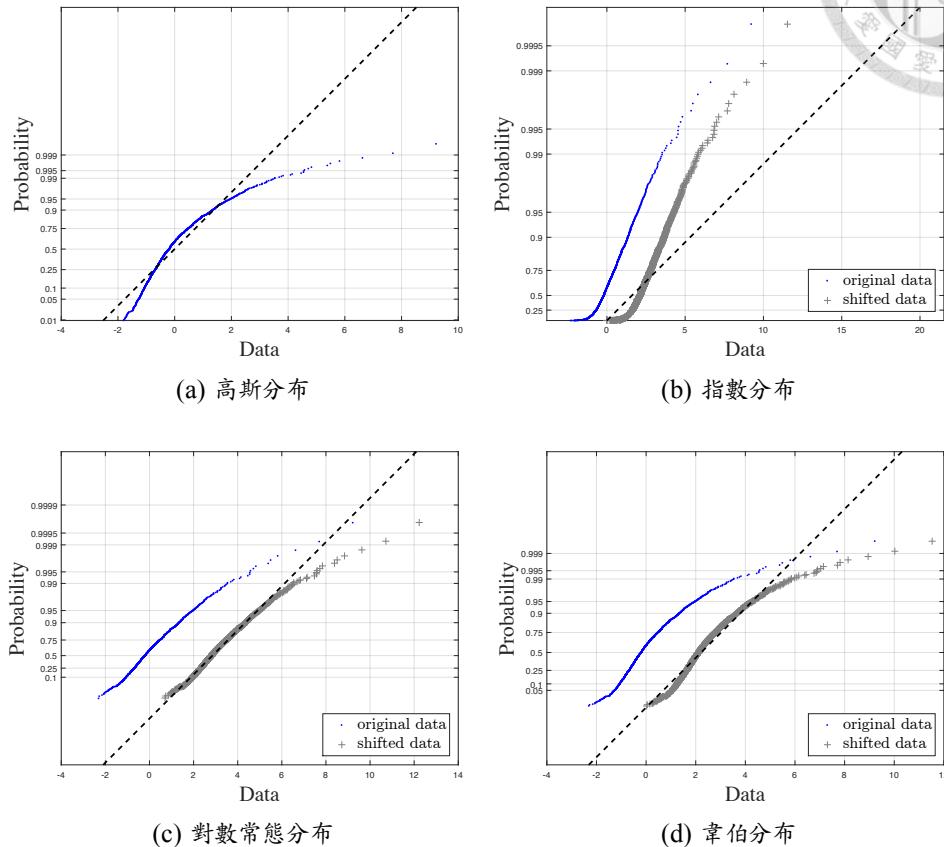
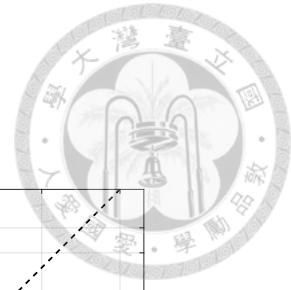


圖 4.5: 風速殘差之機率圖

表 4.1: 風速殘差之最大似然函數值與分布函數參數表

分布函數	最大似然函數值	分布函數參數	平移參數
高斯分布	-2719.2	$\mu = -0.0015$ $\sigma = 1.0736$	-
指數分布	-3351.7	$\mu = 2.3084$	$\delta = 2.3099$
對數常態分布	-2471.4	$\mu = 1.0483$ $\sigma = 0.3285$	$\delta = 3.0164$
韋伯分布	-2611.3	$\lambda = 2.6136$ $\kappa = 2.2335$	$\delta = 2.3179$

模型。

圖4.6中的虛線為透過小波分析所得的對數風速趨勢  $\ln v_y(t)$ ，而實線則為對數風速趨勢的日平均  $\ln \bar{v}_y(t)$ 。將風速數據對數化並去除低頻趨勢後，用來表示數據變動的殘差  $\varepsilon_{\ln v}$  則由原本的對數常態分布轉變為高斯分布。圖4.7為對數風速殘差的機率圖與分布函數擬合圖，經由最大似然法的計算，可得此數據的平均值  $\mu$  為  $-3.41 \times 10^{-4}$  而標準差  $\sigma$  為 0.30。

在完成了對數風速數據的小波分析以及其殘差的分布函數擬合後，將兩者結合可得方程式 (4.7) 之對數風速模型：

$$\ln V(t) = \ln \bar{v}_y(t) + \varepsilon_{\ln v}, \quad \text{where } \varepsilon_{\ln v} \sim \mathcal{N}(\mu, \sigma^2). \quad (4.7)$$

最後，再將  $\ln V(t)$  取指數後即可得包含不確定因素的風速模型。圖4.8為最終建構完成之風速模型，其中粗線為低頻風速趨勢，灰色區域為風速分布的 95% 信賴區間（累積分布函數 2.5% 至 97.5% 之間的範圍），而有明顯變動的細線則是用來確認模型精準度的風速數據。此組風速數據的時間跨距為 2008 年 1 月 1 日至 2008 年 7 月 15 日，並未於前述的數據分析流程中使用。圖4.8的結果顯示透過小波分析與分布函數的擬合可以有效地預測風速的趨勢與變動，也間接支持將此模型應用於配電規劃的可行性。

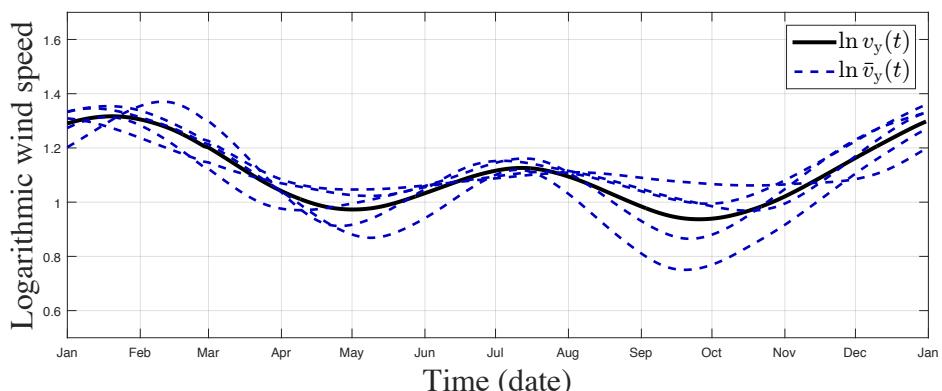


圖 4.6：對數風速趨勢與日平均對數風速趨勢

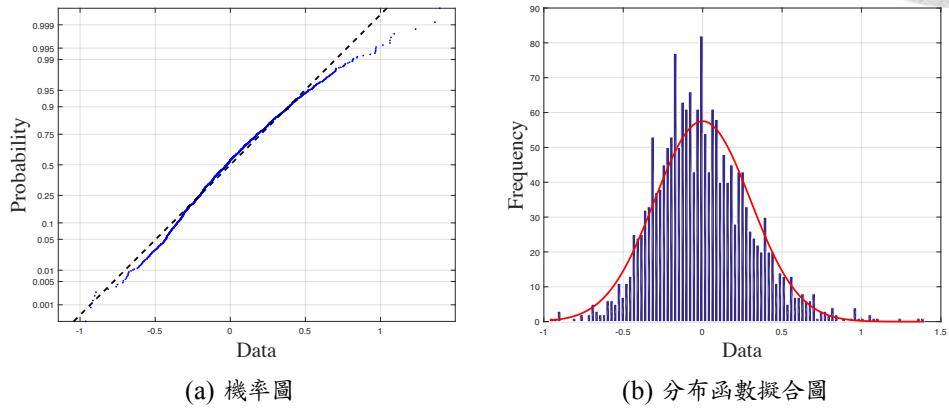


圖 4.7: 對數風速殘差之機率圖與分布函數擬合圖

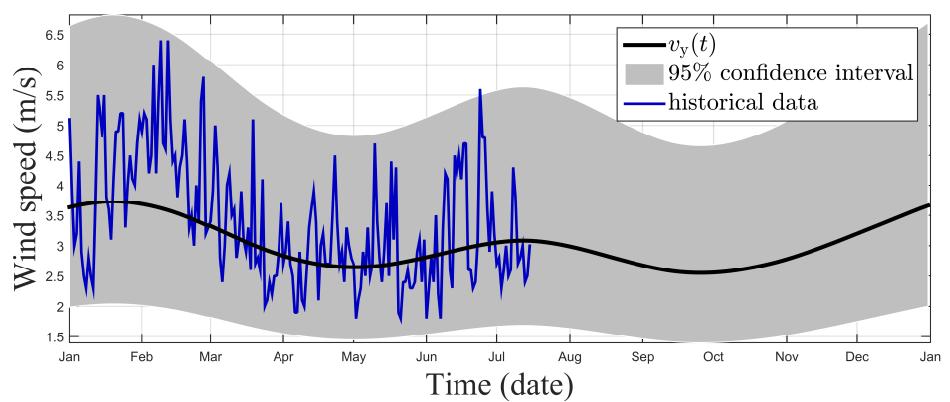


圖 4.8: 考量不確定因素之風速模型



### 4.3 風機模型介紹

風機模型的功用在於將風速轉換為風能，以提供配電策略規劃使用。本研究中採用風力發電機組的功率曲線做為風機模型，其數學式如方程式 (4.8) 所示 [40]。

$$p_{\text{wt}}(v) = \begin{cases} p_r \cdot \frac{v^2 - v_{\text{in}}^2}{v_r^2 - v_{\text{in}}^2}, & v_{\text{in}} < v < v_r \\ p_r, & v_r \leq v \leq v_{\text{out}} \\ 0, & \text{otherwise} \end{cases} \quad (4.8)$$

其中， $p_{\text{wt}}(v)$  為風力發電機在輸入風速為  $v$  時所產生的電力； $p_r$  為風力發電機組的額定功率；而  $v_{\text{in}}$ 、 $v_{\text{out}}$  與  $v_r$  則分別表示風力發電機的切入風速 (cut-in speed)、切出風速 (cut-out speed) 以及額定風速 (rated speed)。方程式 (4.8) 表示：當風力發電機的輸入風速大於切入風速後，風力發電機會開始運轉並根據不同的輸入風速產生相對應的電能；當輸入風速達到額定風速後，風力發電機組會以額定輸出功率運轉；而當風速高於切出風速後，為了保護風力發電機組與葉片，風力發電機會停止電能供應。方程式 (4.8) 表示風力發電機組在輸入風速為  $v$  時，每小時所產生的風力發電量。為了配合本文案例中以日為單位的配電策略設定，在此定義  $p_w(t) \equiv 24 \times p_{\text{wt}}(v(t))$  表示風力發電機組於時間  $t$  的日發電量。

### 4.4 風能模型建構與逆累積分布函數方法簡介

完成了4.2節的風速模型的建構後，將其代入4.3節的風機模型，即可得到用於配電策略規劃的風能模型。在定性 (deterministic) 的問題中，風能可以很快速的由方程式 (4.8) 計算得知，但若風速模型中包含了不確定因素，則風能的計算就需要考量到不確定因素傳遞 (uncertainty propagation) 所產生的影響。

當功率曲線的輸入風速  $V$  為一個機率分布時，其產生的風能  $P_w$  亦會是一個機率分布。由於功率曲線方程式 (4.8) 是一個非線性的分段函數且輸入風速並非常見的高斯分布，這兩個原因導致  $V$  與  $P_w$  之間的轉換難以使用解析解表示，因此本研究採用逆累積分布函數法 (inverse cumulative distribution function, inverse CDF) 進行數值運算，以量化風速變動所造成的風能不確定性。

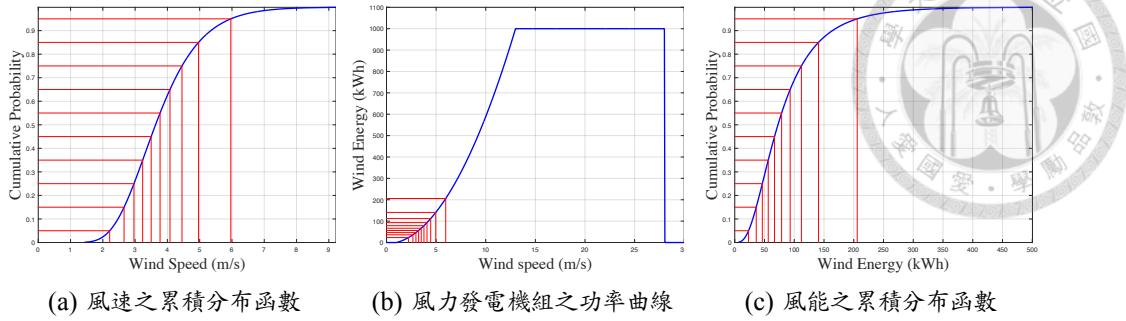


圖 4.9: 逆累積分布函數法範例

逆累積分布函數方法的詳細計算步驟如下：

1. 產生  $n$  個距離相等，且介於  $[0, 1]$  之間的機率數值  $\mathfrak{p}_i$ 。

$$\mathfrak{p}_i = \frac{i - 0.5}{n}, \quad i = 1, 2, \dots, n$$

2. 給定風速的累積分布函數  $\mathfrak{p} = F_v(v)$ ，透過反函數的運算將機率值  $\mathfrak{p}_i$  映射回風速，取得風速的虛擬樣本  $v_i$ 。

$$v_i = F_v^{-1}(\mathfrak{p}_i)$$

3. 將風速之虛擬樣本  $v_i$  代入方程式 (4.8)，得到相對應的風能  $p_{wi}$ 。

$$p_{wi} = p_w(v_i)$$

4. 將  $p_{wi}$  對  $\mathfrak{p}_i$  作圖，即可獲得風能的累積分布函數  $F_w(p_w)$ 。

$$\mathfrak{p}_i = F_w(p_{wi})$$

圖4.9為逆累積分布函數法的範例。圖4.9(a)中曲線為風速的累積分布函數，橫線對應的縱座標為步驟 1 中設定的機率值  $\mathfrak{p}_i$ ，直線對應的橫座標為步驟 2 中得到的風速值  $v_i$ ；圖4.9(b)中曲線為風力發電機組的功率曲線方程式 (4.8)，橫座標為輸入的風速值  $v_i$ ，縱座標為風速經由步驟 3 所得到的風能  $p_{wi}$ ；圖4.9(c)則為步驟 4 中風能的累積分布函數。

步驟 2 中透過逆累積分布函數法所得之虛擬樣本除了可用於隨機變數的函數運算外，

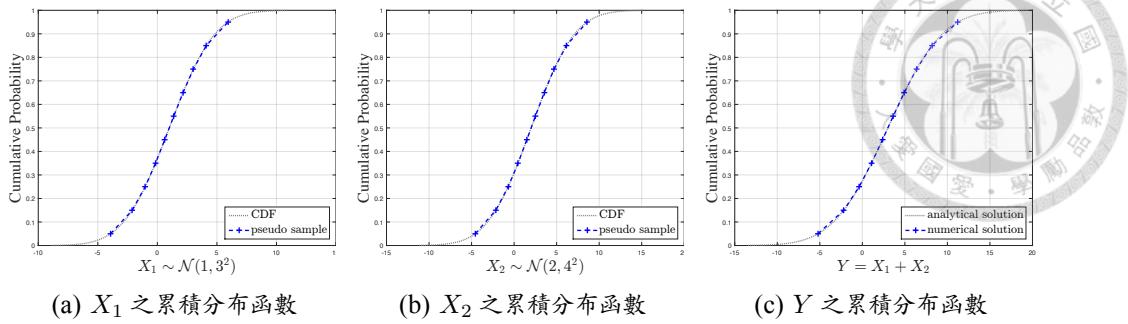


圖 4.10: 隨機變數運算範例

更可用於多個隨機變數之間的運算。圖4.10顯示了一個簡單的隨機變數相加範例，用來示範如何透過隨機變數  $X_1$  與  $X_2$  的虛擬樣本計算其線性組合  $Y = X_1 + X_2$  之累積分布函數。

圖4.10(a)與圖4.10(b)分別為高斯隨機變數  $X_1$  與  $X_2$  之累積分布函數，其平均值與標準差亦顯示於圖中。圖中符號‘+’表示經由逆累積分布函數所得之 10 個虛擬樣本點。圖4.10(c)為隨機變數  $Y$  的累積分布函數，其中點線為高斯隨機變數線性組合之理論解，其平均值為 3，標準差為 5；虛線是將所有虛擬樣本排列組合並相加後，計算各數值出現機率所得之  $Y$  的累積分布函數；符號‘+’則為由  $Y$  的累積分布函數所得的 10 個虛擬樣本。圖4.10(c)中的結果顯示透過逆累積分布函數法與虛擬樣本可以快速地進行隨機變數之間的運算，且不需考慮該累積分布的函數型態，因此本研究將使用此方法進行配電策略規劃中隨機變數的運算。



## 發電量數據分析與區域用電模型建構

本章將針對流程圖3.2的步驟一中，與用電相關的部分進行詳細的介紹，其目的在於提供區域電網的用電模型，以進行後續的配電策略與設備規劃。由於目前台灣地區的用電量數據不夠充足，因此本研究暫以發電量數據代替用電量數據進行分析，並藉此建構區域電網的用電模型。

### 5.1 發電量數據分析

本研究使用的發電量數據由台灣電力公司提供，是台灣地區 2009 年 1 月 1 日至 2012 年 12 月 31 日共 4 年期間所記錄的日發電量  $g(t)$ ，其詳細數據如圖5.1中細線所示。圖5.1中的數據明顯顯示此發電量數據隱含了兩個不同頻率的週期性趨勢。為了提取數據中的週期趨勢，4.1節的訊號處理方法被再度應用於發電量數據分析。圖5.2為歷年發電量數據的動態特性，由自相關函數圖與功率頻譜密度函數圖中均可發現發電量數據具有週期性趨勢。圖5.2(b)顯示發電量數據的功率頻譜密度共有 4 個尖點，其所對應的頻率  $\omega$  分別為  $1.9531 \times 10^{-3}$ 、0.1426、0.2852 與 0.4277，而這 4 個頻率所對應的週期則為 512、7、3.5 與 2.34。其中，0.2852 與 0.4277 這兩個頻率為基頻 0.1426 的諧波頻率 (harmonic frequency)，因此在進行訊號擷取時，僅需擷取  $1.9531 \times 10^{-3}$  與 0.1426 這兩個頻率即可。

圖5.1中的粗線顯示發電量數據經由層級 6 的小波分析後所得之最低頻趨勢  $g_y(t)$ ，而在去除最低頻趨勢後，發電量數據殘差  $r_g(t) = g(t) - g_y(t)$  的動態特性則顯示於圖5.3(a)。

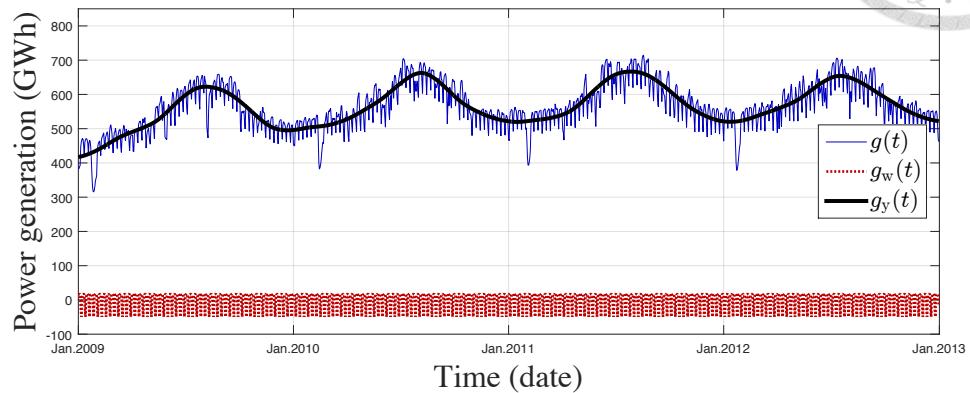


圖 5.1: 歷年日發電量數據與發電量數據之趨勢

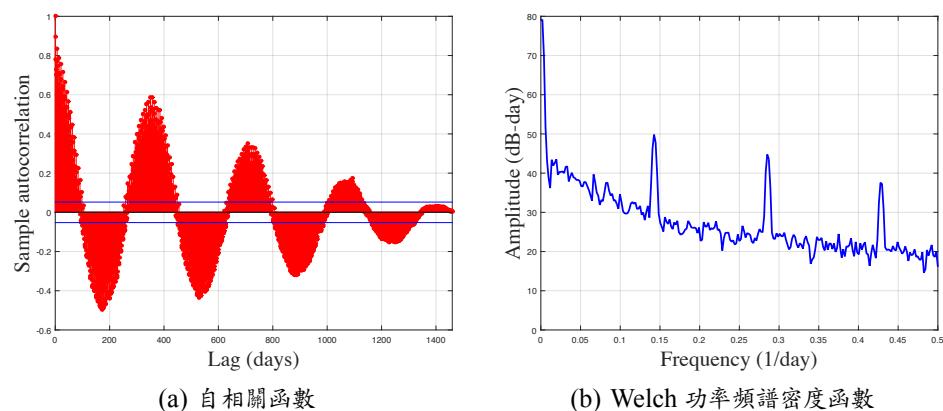


圖 5.2: 發電量數據之動態特性

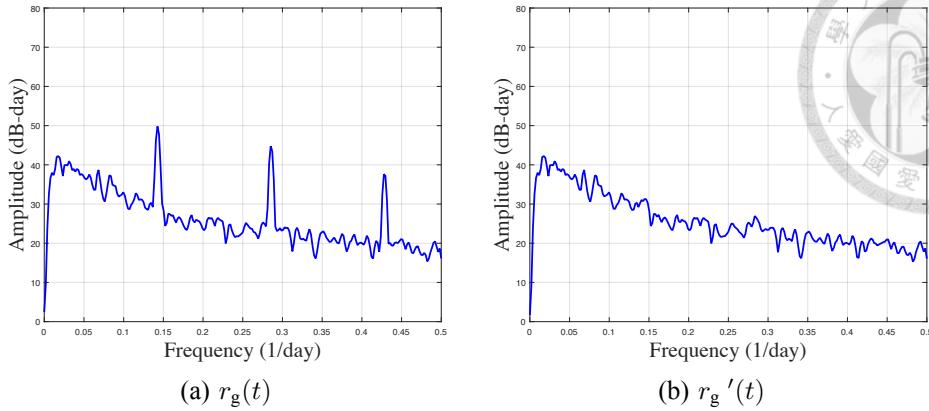


圖 5.3: 發電量殘差之 Welch 功率頻譜密度圖

圖 5.3(a) 顯示發電量數據中的最低頻的趨勢 ( $\omega = 1.9531 \times 10^{-3}$ ) 已被提出,  $r_g(t)$  中僅存週期為 7 日的趨勢訊號與其諧波。本研究嘗試調整小波分析的參數設定以提取  $r_g(t)$  中之週期趨勢, 但均無法有效濾除其他 3 個頻率的尖點, 因此改採用移動平均法 (moving average technique) [41] 進行後續的數據趨勢分析。

針對發電量數據殘差所形成的時間序列  $r_g(t)$ , 移動平均法首先經由方程式 (5.1) 計算該數據於整週期 (7 日) 內各時間點的平均誤差 (average deviation)  $\bar{d}(t)$ :

$$\bar{d}(t) = \mathbb{E}[r_g(t + 7j)], \quad (5.1)$$

其中,  $t = 1, 2, \dots, 7$ ;  $4 \leq t + 7j \leq 1458$ , 而  $\mathbb{E}[\cdot]$  則為平均值運算子 (average operator)。完成了平均誤差的計算後, 即可透過方程式 (5.2) 取得數據中的 7 日趨勢  $g_w(t)$ 。

$$g_w(t) = \begin{cases} \bar{d}(t) - \frac{1}{7} \sum_{i=1}^7 \bar{d}(t), & t = 1, 2, \dots, 7 \\ g_w(t-7), & t > 7 \end{cases} \quad (5.2)$$

圖 5.1 中的點線顯示了經由移動平均法所得之 7 日趨勢, 而在去除了低頻與 7 日趨勢後, 發電量數據殘差  $r_g'(t) = g(t) - g_y(t) - g_w(t)$  的功率頻譜密度函數則顯示於圖 5.3(b) 中。觀察圖 5.3(b) 可發現發電量數據經由小波分析與移動平均法後, 其數據中的週期趨勢已被提出, 因此可以將  $r_g'(t)$  視為最終之發電量殘差進行後續的殘差分析。

發電量殘差在經由 KPSS 檢定後, 其 p-value 為 0.1, 在設定顯著水準 (significance

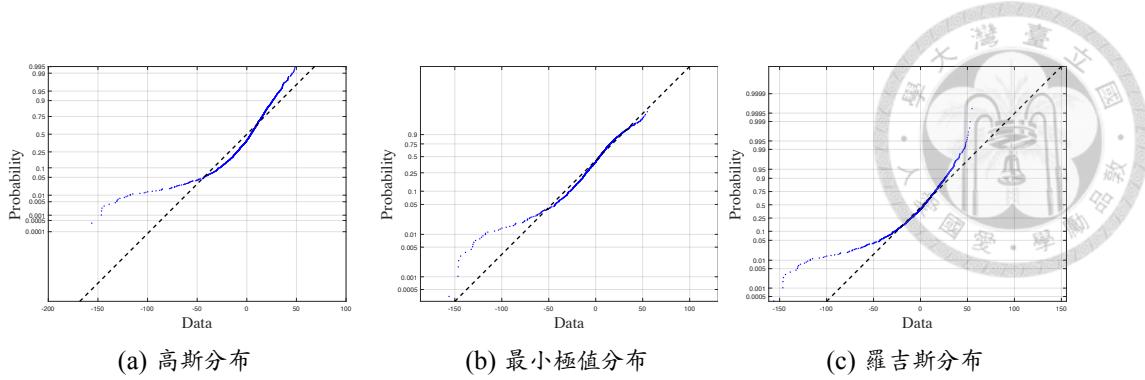


圖 5.4: 發電量殘差之機率圖

表 5.1: 發電量殘差之最大似然函數值與分布函數參數表

分布函數	最大似然函數值	分布函數參數	
高斯分布	-6856.3	$\mu = 0.1005$	$\sigma = 26.4152$
最小極值分布	-6635.1	$\mu = 11.2141$	$\beta = 19.5516$
羅吉斯分布	-6699.5	$\mu = 2.7716$	$\sigma = 12.8416$

level) 為 5% 的條件下，無法否決發電量殘差  $r_g'(t)$  為穩態程序。此處亦假設  $r_g'(t)$  為穩態程序中的標信程序，並將其視為不確定因素所造成的發電量變動。圖 5.4 顯示了發電量殘差的高斯分布、最小極值分布 (minimum extreme value distribution) 與羅吉斯分布 (logistic distribution) 之機率圖，表 5.1 則顯示了由最大似然法計算所得的最大似然函數值與其相對應的分布函數參數，由表中數據可知與發電量殘差最相似的分布為最小極值分布，其機率密度函數如方程式 (5.3) 所示。

$$\mathcal{EV}(\mu, \sigma) : f(x) = \frac{1}{\sigma} \cdot \exp \left\{ \frac{x - \mu}{\sigma} - \exp \left( \frac{x - \mu}{\sigma} \right) \right\} \quad (5.3)$$

## 5.2 區域用電模型建構

在完成發電量數據分析後，本研究將發電量趨勢與發電量變動建構而成台灣地區的發電量模型。圖 5.5 中的虛線為 5.1 節中經由小波分析所擷取的發電量低頻趨勢  $g_y(t)$ ；實線為發電量低頻趨勢的日平均  $\bar{g}_y(t)$ ；點線為經由移動平均法所得之發電量的 7 日趨勢  $g_w(t)$ 。結合上述兩個發電量趨勢與 5.1 節中發電量變動的分布函數即可得台灣地區的日發電量模

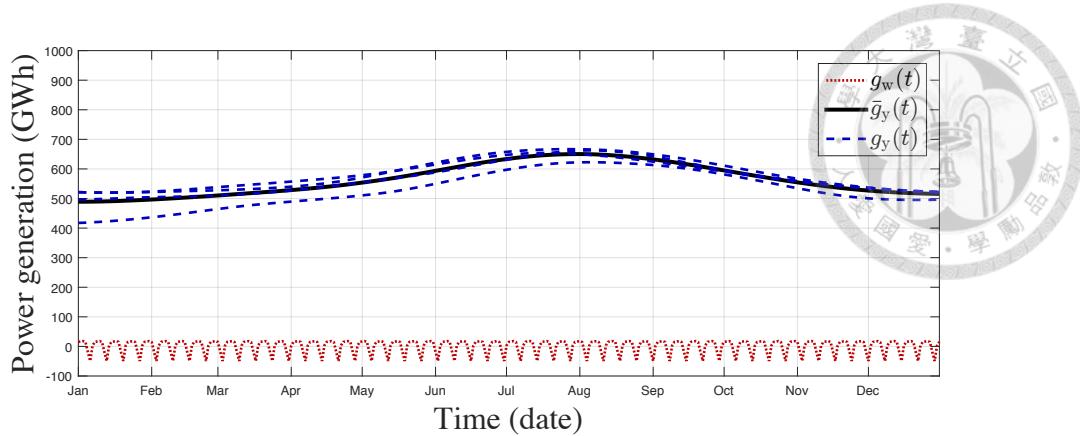


圖 5.5: 發電量趨勢與日平均發電量趨勢

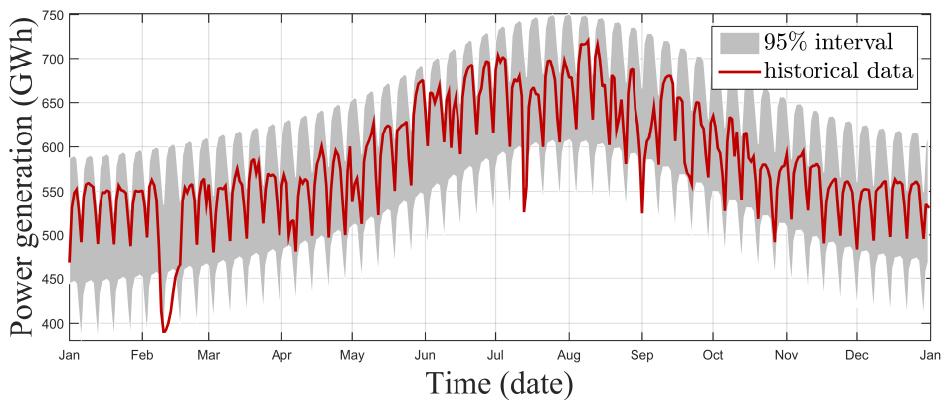


圖 5.6: 考量不確定因素之日發電量模型

型：

$$G(t) = \bar{g}_y(t) + g_w(t) + \varepsilon_g, \quad \text{where } \varepsilon_g \sim \mathcal{EV}(\mu, \sigma) \quad (5.4)$$

圖5.6顯示了包含不確定因素的台灣地區日發電量模型，圖中灰色區域為發電量分布的95%信賴區間，而實線則是用來確認模型精準度的發電量數據。此組發電量數據的時間跨距為2013年1月1日至2013年12月31日，並未於分析流程中使用。

圖5.6為台灣地區之發電量模型，由於目前並沒有足夠數據建構類似的用電模型，因此本研究直接將方程式(5.4)視為台灣地區的用電量模型。在步驟二的配電策略規劃中，決策者所需了解的是區域電網內部的用電行為，因此需要針對方程式(5.4)進行適當的調整。若考量一個僅包含商業與住宅區的區域電網，則需要根據台灣地區的民生與商業用電佔比 $s_c$ 以及該區域的人口比例 $s_p$ ，將用電模型縮小至特定範圍。此外每年的用電成長率 $s_g$ 亦

應加入模型中。在考量了上述因素後，區域電網的用電模型可以表示為方程式 (5.5)。

$$L(t) = s \cdot G(t), \quad \text{where } s = s_c \times s_p \times (1 + s_g). \quad (5.5)$$





## 整合配電策略之電力系統設備規劃

本章以臺南市安平區為例，應用第三章的規劃流程與第四章的風速模型，進行電力系統的配電與設備規劃，並比較不同風速模型與不同設備規劃目標所造成的規劃結果差異。

本案例中電力系統的各項假設與模型的參數設定描述如下：

- 為了配合政府與企業之財政經費審核與規劃，設定設備規劃所考量時間週期  $T$  為 1 年。此設定可依照決策者的需求進行調整。
- 根據目前擁有的數據形態，設定執行配電規劃的時間週期為 1 日。此設定可依據數據型態與配電需求進行調整。
- 為了方便比較不同風速模型所造成的配電與設備規劃結果差異，本章中暫不考慮用戶端的負載變動，假設電網中的用電模型為固定負載。根據統計數據顯示，2011 年台灣地區人口總數為 23,224,912 [42]，民生用電量為 60,476,428,097 度 [43]，平均每人每日使用 7.13 度電。考量安平區人口總數 63,593 [44] 與年用電量成長率，假設安平地區之用電負載為每日 480,000 度。
- 為了減少區域電網對於中央大型發電廠的依賴程度，假設區域電網中至多只能有 90% 的電力是由中央大型發電廠提供，而區域電網內部的風力發電機組與儲能設備則至少提供了 10%。根據此假設，設定中央大型發電廠的額定日發電量為每日 432,000 度。
- 儲能設備的初始電量由最佳化演算法決定，而在考量風速趨勢的配電與設備規劃中，

為了確保電網系統能永續運行，另外加入了儲能設備於規劃週期後的電能存量需大於其初始電量之限制。

- 參考 ENERCON 的產品型錄 [8]，將風力發電機之切入、切出與額定風速分別設定為每秒 1、28 與 13 公尺。



## 6.1 考量風速趨勢之配電與設備規劃

本章節中配電與設備規劃所採用的風能模型是由風速趨勢建構而成，尚未考量不確定因素所造成的風能變動。方程組 (6.1) 為此配電與設備規劃的最佳化數學表示式。

$$\min \{p_r, e_{\max}\} \quad (6.1a)$$

$$\text{s.t. } e(t+1) = e(t) + p_c(t) + p_w(t) - l \quad (6.1b)$$

$$e_{\min} \leq e(t+1) \leq e_{\max} \quad (6.1c)$$

$$p_{c,\min} \leq p_c(t) \leq p_{c,\max} \quad (6.1d)$$

$$\text{w.r.t. } p_r, e_{\max}, e(0), \{p_c(t), \forall t \in \mathbb{T}\} \quad (6.1e)$$

方程組 (6.1) 中包含了配電規劃的設計變數  $\{p_c(t), \forall t \in \mathbb{T}\}$  與設備規劃的設計變數  $\{p_r, e_{\max}\}$ ，其目的是在進行設備規劃的同時，透過最佳化方法提供在該設備配置下的最佳配電規劃，因此方程式 (6.1a) 中僅針對風力發電機的額定功率以及儲能設備的裝置容量進行設計。方程式 (6.1b) 中， $p_w(t)$  為經由風速趨勢  $\bar{v}_y(t)$  推估的每日風力發電量， $l$  為固定的每日用電負載。方程式 (6.1c) 與方程式 (6.1d) 為配電規劃的限制式，而方程式 (6.1e) 則為設計變數。

目標函數方程式 (6.1a) 表示此電力系統設備規劃是一個多目標最佳化問題，此問題需要探討不同的  $\{p_r, e_{\max}\}$  組合對電力系統所產生的影響。因此在後續的章節中，將先分別針對風力發電機組之額定功率與儲能設備之裝置容量進行單目標最佳化，最後再探討兩個目標函數之間的關係。



### 6.1.1 風力發電機組之額定功率最佳化

方程組 (6.1) 針對風力發電機組的額定功率進行單目標最佳化，可直接由其最佳化數學模型推導出一組顯而易見的結果：最小化風力發電機組的額定功率表示要使用最少的風能提供區域電網中不足的電量，亦即中央大型發電廠會全時以額定輸出運轉。此時，若不考慮電能在傳輸或存儲過程中所造成的能力損耗，則風力發電機組僅需負荷電力用戶於設備規劃週期  $T$  內總用電量的 10% 即可。

圖6.1顯示方程組 (6.1) 針對風力發電機組額定功率進行單目標最佳化後的結果，其風力發電機組的額定功率與儲能設備的裝置容量分別為  $4.09 \times 10^4$  千瓦與  $1.95 \times 10^6$  千瓦小時。圖6.1(a)至圖6.1(c)分別表示了風力發電機組、區域電網系統與儲能設備於各時刻的狀態。圖6.1(a)中，上方的水平虛線表示風力發電機組的額定日發電量，即額定功率  $p_r \times 24$ ，下方的實線為由風速趨勢推估的風力發電量  $p_w(t)$ ；圖6.1(b)中，最上方的水平粗實線為區域電網系統的用戶用電量  $l$ ，水平虛線為中央大型發電廠每日所能提供的最大發電量  $p_{c,max}$ ，細實線為經由最佳化方程組 (6.1) 所得之配電規劃  $p_c(t)$ ，本圖中由於中央大型發電廠全時以額定輸出供電，因此  $p_{c,max}$  與  $p_c(t)$  相同；圖6.1(c)中，上方水平虛線為儲能設備的裝置容量  $e_{max}$ ，下方的實線則為儲能設備於各時刻的電能存量  $e(t)$ 。觀察圖6.1(a)與圖6.1(c)可發現，儲能設備會在風能較充足時儲存大量電能，並在風能不足時提供給區域電網使用。

在完成了風力發電機組額定功率的最佳設計後，為了瞭解此電網系統的實際運作狀況，本研究使用實際風速數據替換原本的風速趨勢，並配合最佳化方法所得的配電規劃進行模擬，其結果如圖6.2所示。

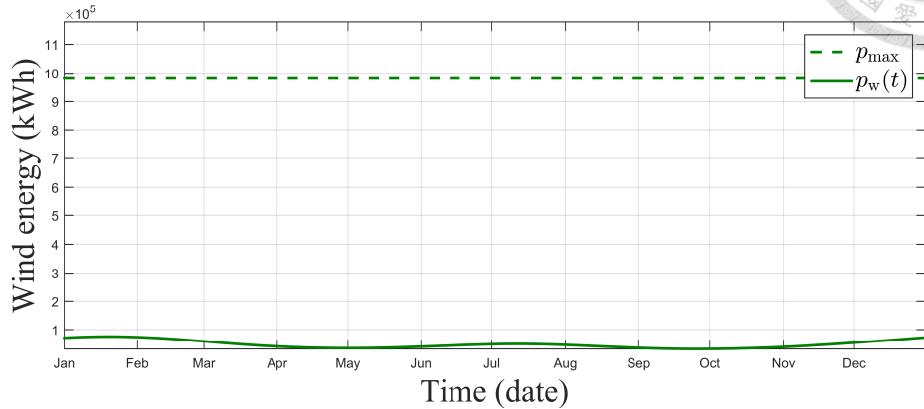
圖6.2(a)中實線為實際風速數據所對應的風力發電量；圖6.2(b)與圖6.1(b)相同，其表示中央大型發電廠會完全依照最佳化所得的配電規劃運作；圖6.2(c)則為儲能設備於實際運作狀況下的電能存量，其中符號‘×’被定義為區域電網系統失效，其包含狀況如下：

- 儲能設備之電能存量不足：

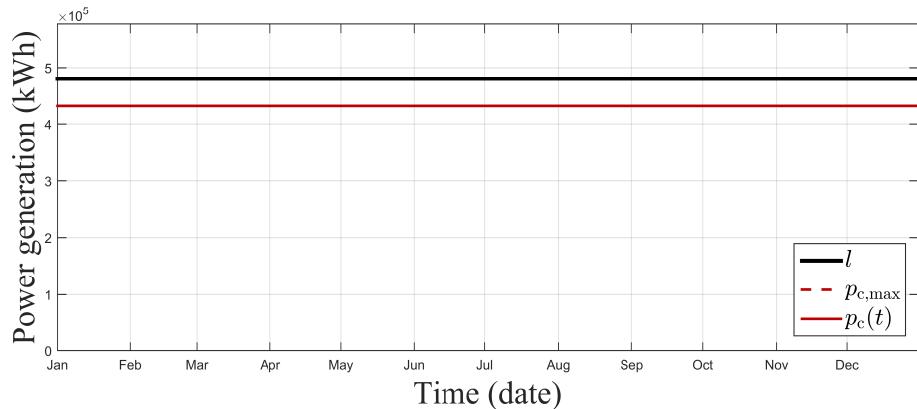
儲能設備電能存量不足表示區域電網系統中沒有多餘的電能可供使用。電力的供不應求會造成區域電網中部分電力用戶斷電，且有可能造成儲能設備毀損。

- 儲能設備之電能存量滿載：

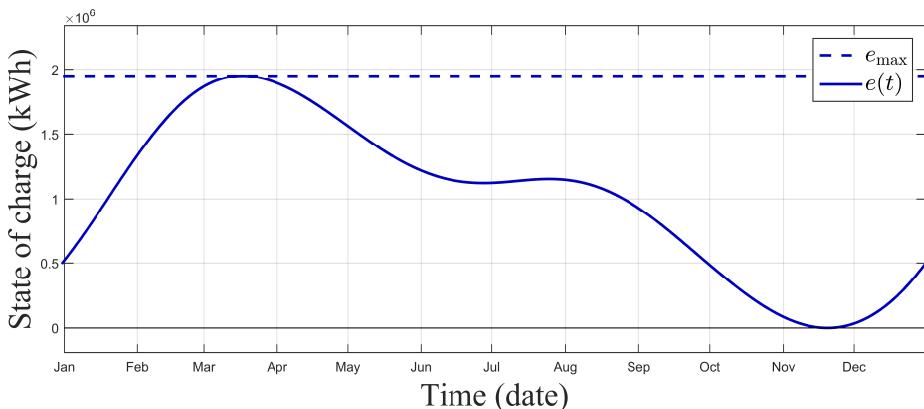
儲能設備電能存量滿載表示儲能設備無法儲存區域電網系統中多餘的電能。此現象不僅會造成多餘電能的浪費，在比較極端的情形中，區域電網內供過於求會使得多餘



(a) 風力發電機組發電狀態

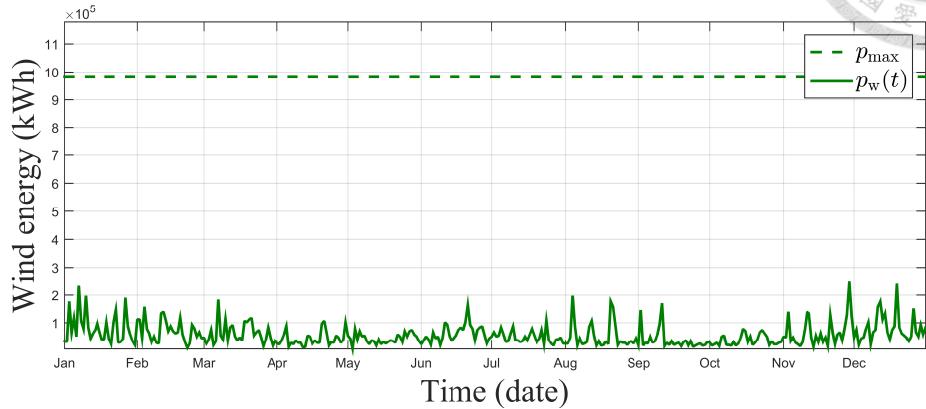


(b) 區域電網系統狀態

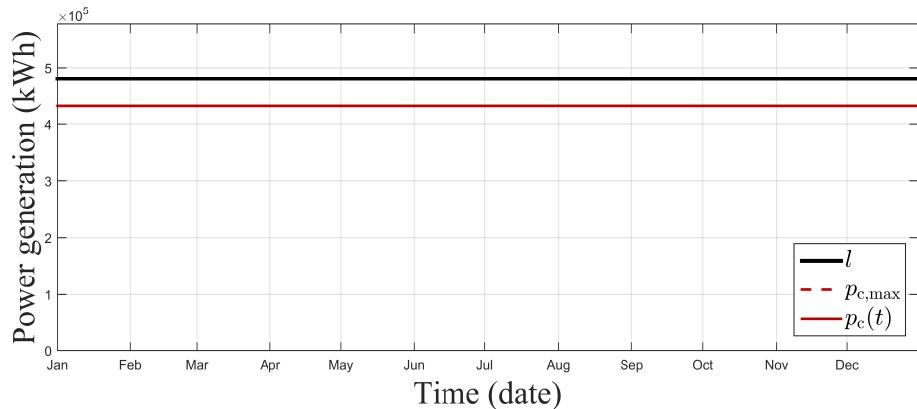


(c) 儲能設備狀態

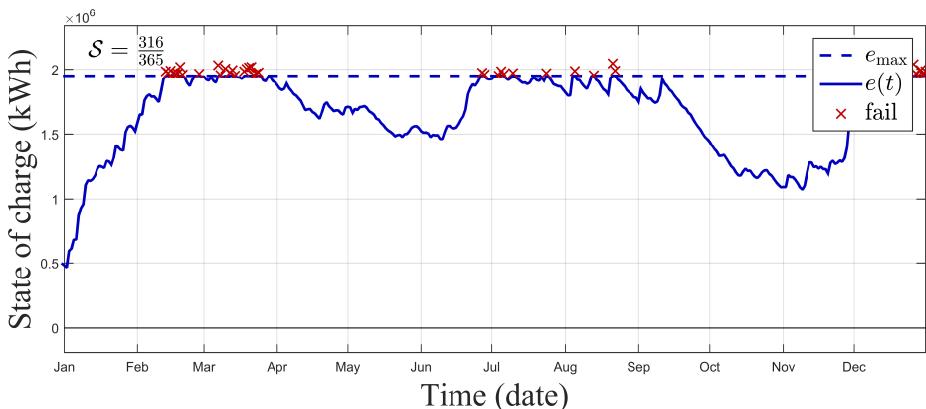
圖 6.1: 考量風速趨勢之風力發電機組額定功率最佳化：最佳化模擬結果



(a) 風力發電機組發電狀態



(b) 區域電網系統狀態



(c) 儲能設備狀態

圖 6.2: 考量風速趨勢之風力發電機組額定功率最佳化：實際運作狀況

的電能累積在電網系統中，可能會造成區域電網系統中的設備毀損。

根據上述描述，區域電網系統的成功運作機率  $S$  可定義為：

$$S = 1 - \frac{\text{失效天數}}{\text{設備規劃週期}} \quad (6.2)$$



而依照方程式 (6.2) 之定義，此區域電網系統在最佳化風力發電機組之額定功率後，其成功運作機率約為 86.6%。

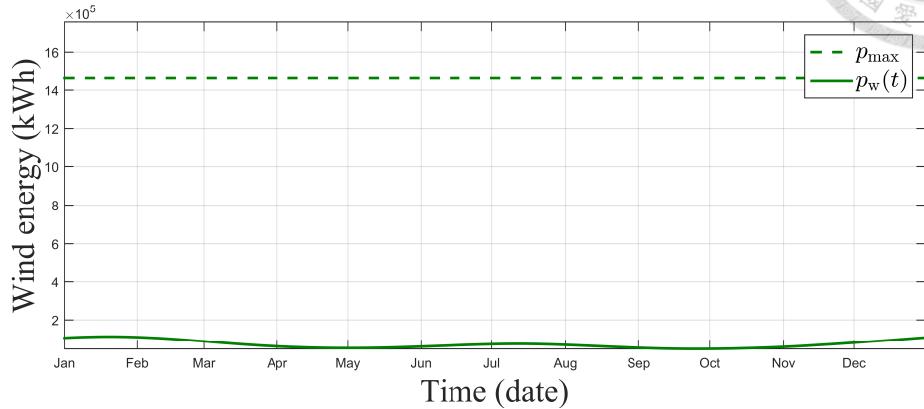
### 6.1.2 儲能設備之裝置容量最佳化

方程組 (6.1) 針對儲能設備的裝置容量進行單目標最佳化，亦可由其最佳化數學模型推導得到一組顯而易見的結果：若風力發電機組在風能最低的時刻仍能供應 10% 的用戶用電量，且在風能最高時刻的發電量不高於用戶用電量，則中央大型發電廠可以配合風力發電量調整其本身的發電量，以恰好滿足用戶需求。在此理想情況下，電網系統並不需要任何儲能設備。

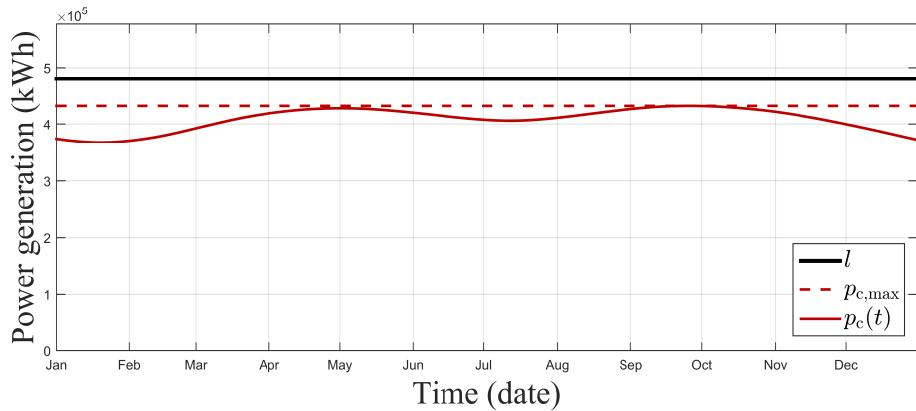
圖6.3顯示方程組 (6.1) 針對儲能設備裝置容量進行單目標最佳化後的結果，其風力發電機組的額定功率與儲能設備的裝置容量  $6.09 \times 10^4$  千瓦與 0 千瓦小時。圖6.3(a)之風力發電機組狀態與圖6.3(b)之區域電網系統狀態顯示，中央大型發電廠會配合風力發電機組調整發電量，而圖6.3(c)的儲能設備狀態則顯示此電網系統並沒有儲能設備。

在完成了儲能設備裝置容量的最佳設計後，同樣使用實際風速數據配合最佳化所得的配電規劃進行模擬，以瞭解此區域電網系統的實際運作狀況，其結果如圖6.4所示。圖6.4(a)之風力發電機組狀態顯示在此區域電網中，風力發電機組產生了大量的電能，其最大日的發電量甚至高達日用電量的 77.2%。圖6.4(c)之儲能設備狀態則顯示在沒有儲能設備的狀況下，此區域電網系統完全無法滿足電力供需平衡，而使得其成功運作機率為 0。

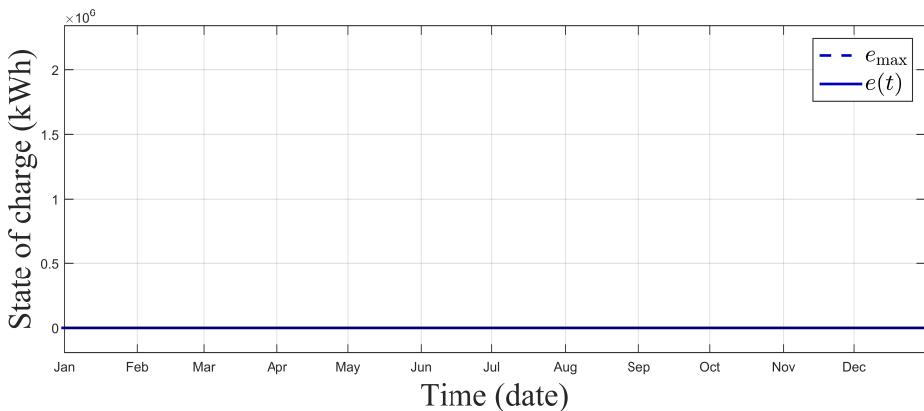
透過最佳化模擬結果與實際運作狀況的比較可發現，風能的不確定性確實會影響區域電網，使原本預期的最佳設計與實際結果產生極大落差，甚至得到完全不可行的結果。因此，在進行電力系統設備規劃後，需要使用歷史數據進行模擬驗證，以確保最佳化結果的可行性。



(a) 風力發電機組發電狀態

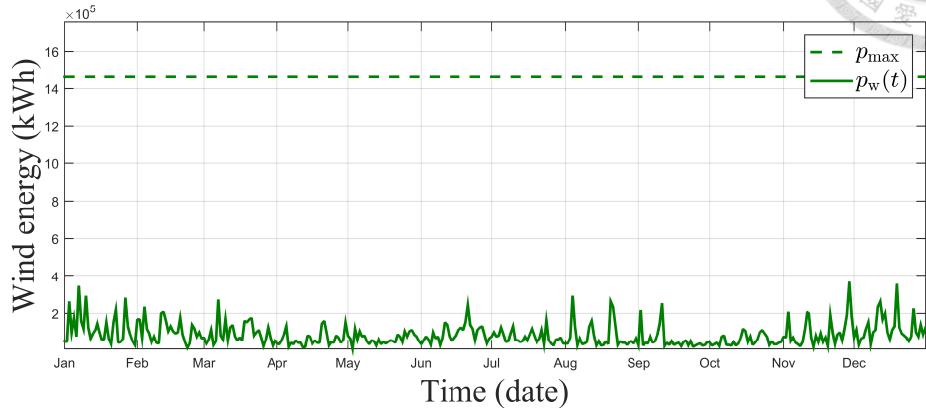


(b) 區域電網系統狀態

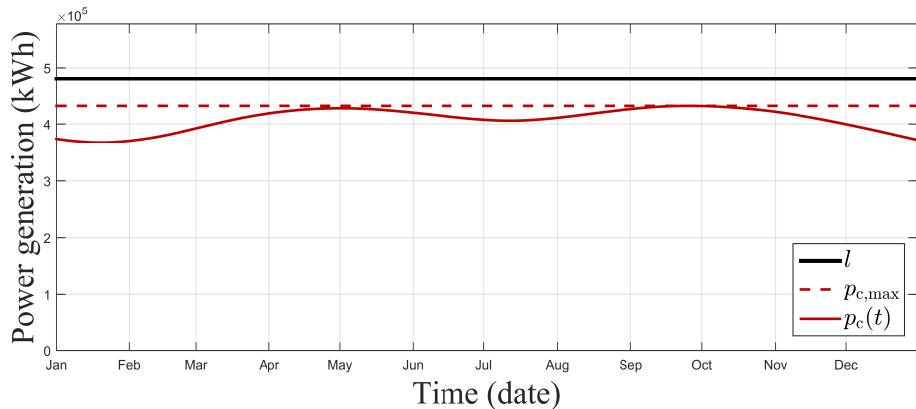


(c) 儲能設備狀態

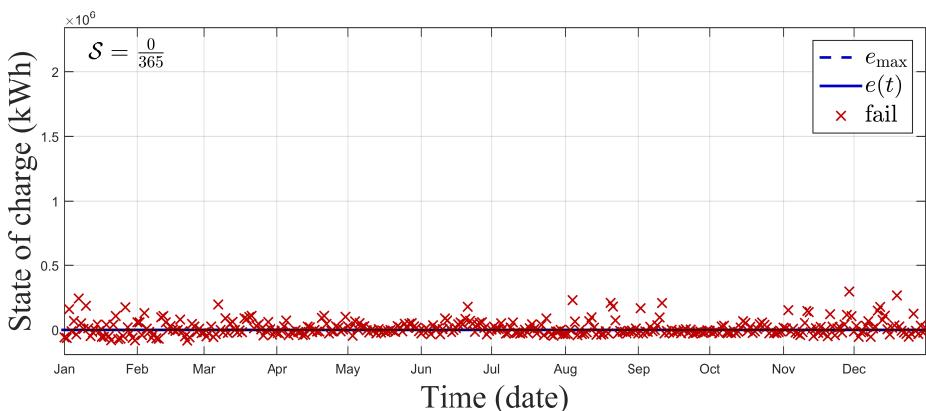
圖 6.3: 考量風速趨勢之儲能設備裝置容量最佳化：最佳化模擬結果



(a) 風力發電機組發電狀態



(b) 區域電網系統狀態



(c) 儲能設備狀態

圖 6.4: 考量風速趨勢之儲能設備裝置容量最佳化：實際運作狀況

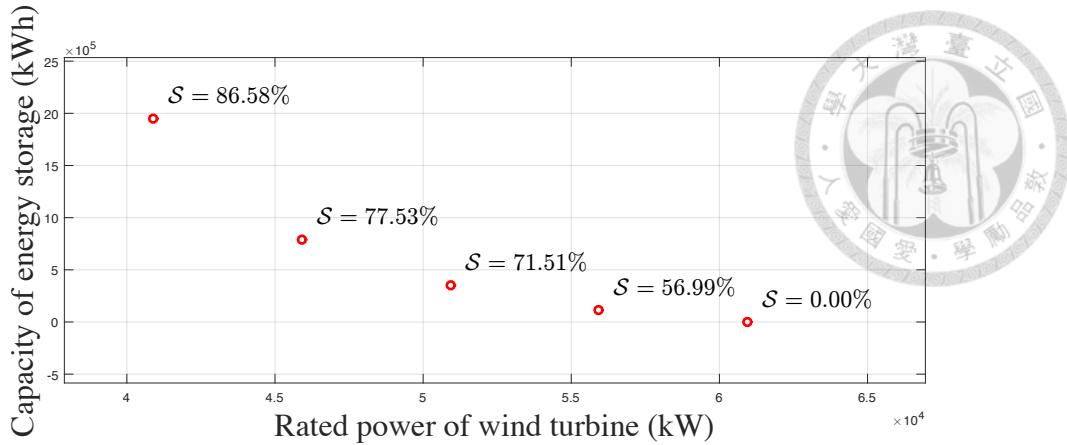


圖 6.5: 考量風速趨勢之多目標配電與設備規劃: 5 個非凌駕解

### 6.1.3 風力發電機組與儲能設備之多目標最佳化

區域電網系統中，電力由風力發電機組、儲能設備與外部的中央大型發電廠所提供之風力發電機組與中央大型發電廠能無時不刻地提供充足的電量，並同時維持電網系統內部的電力供需平衡，則不需要使用儲能設備；反之，若沒有足夠的風力發電機組或無法確保即時的電力供需平衡，則需要藉由儲能設備輔助，在風電充足時儲存部分電能以備不時之需。

6.1.1節與6.1.2節中的單目標最佳化結果顯示，最佳風力發電機組額定功率與最佳儲能設備裝置容量並無法同時滿足，亦即此二者之間存在某種權衡關係。因此，在進行電力系統的設備規劃時，需要在風力發電機組額定功率與儲能設備裝置容量之間進行適當的取捨。為了了解配電與設備規劃問題中，風力發電機組額定功率與儲能設備裝置容量之間的權衡關係，本章節使用拘束法 (constrained method) 配合 Matlab 的 Optimization Toolbox 重新求解多目標最佳化方程組 (6.1)，並透過實際運作狀況比較區域電網在經過不同配電與設備規劃後的成功運作機率。在 Matlab 設定的部分，採用 fmincon 函數中的 active-set 演算法，並使用6.1.1節中所得的解析解做為起始點，以加快演算法的收斂速度。

圖6.5為多目標配電與設備規劃問題解集合中的 5 個非凌駕解 (non-dominated solution)，其結果明確顯示了風力發電機組額定功率與儲能設備裝置容量之間的權衡關係，決策者需要根據自身經驗或其他外在因素考量在非凌駕解中選擇一個適當的配置。若考量到電網系統的供電穩定性，則根據圖中各設計點旁的電網系統實際運作成功機率顯示，決策者勢必需要選擇擁有較大儲能設備的規劃方案。

區域電網系統成功運作機率隨著儲能設備裝置容量減少而降低的現象顯示，在電力系統的配電與設備規劃問題中，風速趨勢並不足以完整描述風的特性。圖6.2(a)與圖6.4(a)均

顯示，風速不確定性所產生的風能變動使得風能模型與實際風能之間有著極大落差，進而導致配電與設備規劃的實際運作結果不如預期，因此在電力系統的配電與設備規劃問題中，需要將風速的不確定性納入考量。

此外，比較圖6.1(b)與圖6.3(b)中的配電規劃可發現，配電與設備的同步規劃會在不同的最佳設備配置下產生不同的配電規劃：在最小化風力發電機組額定功率的規劃中，中央大型發電廠會全時以最大輸出運轉，以降低風力發電機組的負荷；而在最小化儲能設備裝置容量的規劃中，中央大型發電廠則需要配合風力發電機組，以充分運用風能。配電規劃隨著不同的最佳設備改變的現象表示，不同的最佳設備配置需建構在不同的配電規劃之下；反之，若給定特定的配電策略，則與其搭配的最佳設備配置為唯一。

由於本研究主要探討的問題為電網系統的設備規劃，在此問題中配電規劃僅用於建構電網模型與模擬電網行為，因此本研究並沒有針對配電規劃本身的合適性進行深入的探討。本研究將焦點著重於不確定因素對於電網系統設備規劃的影響，而為了清楚地觀察不確定因素與設備規劃之間的關係，在本文後續的章節中將採用固定的配電策略。

## 6.2 考量風速不確定性之電力系統設備規劃

本研究選用的配電策略為最小化中央大型發電廠的發電成本，而在加入了風速的不確定性後，原本的配電與設備規劃方程組 (6.1) 須改寫為方程組 (6.3)。

$$\min \quad \{p_r, e_{\max}, p_c(t)\} \quad (6.3a)$$

$$\text{s.t.} \quad E(t+1) = E(t) + p_c(t) + P_w(t) - l \quad (6.3b)$$

$$E_{2.5\%}(t+1) \geq e_{\min} \quad (6.3c)$$

$$E_{97.5\%}(t+1) \leq e_{\max} \quad (6.3d)$$

$$p_{c,\min} \leq p_c(t) \leq p_{c,\max} \quad (6.3e)$$

$$\text{w.r.t.} \quad p_r, e_{\max}, \{p_c(t), \forall t \in \mathbb{T}\} \quad (6.3f)$$

目標函數方程式 (6.3a) 中，除了原有的設備規劃，更新增了配電規劃的目標函數。方程式 (6.3b) 中，風能  $P_w(t)$  受到風速不確定性的影響由原本的定性變數 (deterministic

variable) 變為隨機變數 (random variable)，而儲能設備的電能存量  $E(t+1)$  受到不確定因素傳遞的影響，亦需改寫為隨機變數。當  $E(t+1)$  變為隨機變數後，其原本的配電規劃限制方程式 (6.1c) 需改寫為方程式 (6.3c) 與 (6.3d)，其中  $E_{2.5\%}(t+1)$  與  $E_{97.5\%}(t+1)$  分別代表了電能存量的 2.5% 與 97.5% 百分位數，此二條方程式以機率形式限制儲能設備的電能存量，以確保系統在不確定因素的影響下仍有至少 95% 的機率能正常運作。

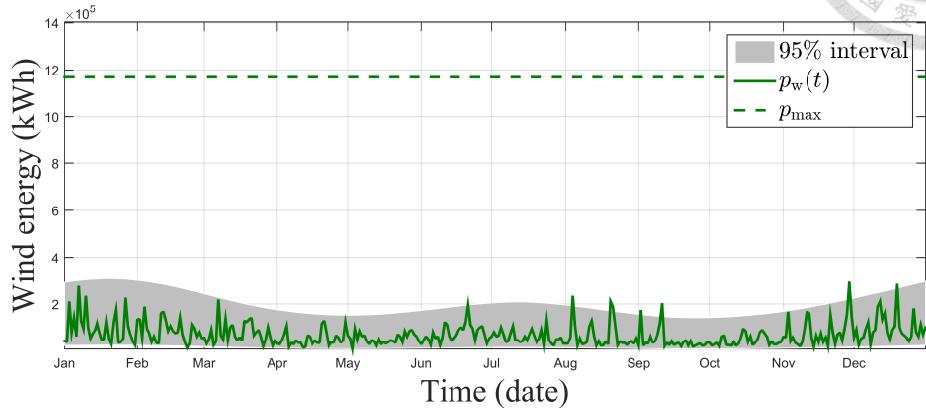
方程組 (6.3) 為多目標最佳化問題，但根據上述“特定配電規劃會有與其搭配之唯一最佳設備配置”的推論，此最佳化方程組無論是針對風力發電機組之額定功率或儲能設備之裝置容量進行最佳化，應會得到同一組最佳解。本節中將分別針對設備規劃的兩個目標函數進行最佳化，以驗證此推論之合理性。

### 6.2.1 風力發電機組之額定功率最佳化

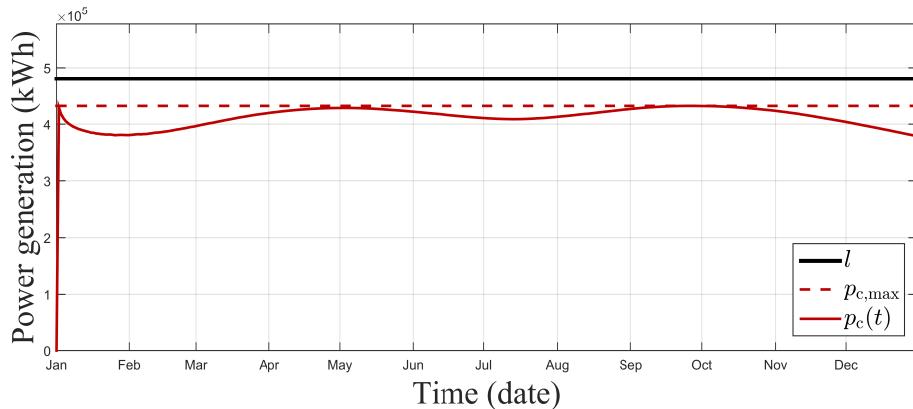
圖6.6顯示方程組 (6.3) 針對風力發電機組額定功率進行最佳化後的結果，其風力發電機組的額定功率與儲能設備的裝置容量為  $4.87 \times 10^4$  千瓦與  $1.81 \times 10^6$  千瓦小時。圖6.6(a)為風力發電機組狀態，其中灰色區域為風能分布的 95% 信賴區間，而實線則為實際運作時的風力發電量，其結果顯示逆累積分布函數法可以有效地量化風能的不確定性。圖6.6(b)為區域電網系統狀態，其中細實線為考量風能不確定性後之配電規劃，中央大型發電廠將完全依照此配電規劃運行。由於儲能設備的初始電量不為 0，因此配電規劃大幅減少了第一日中央大型電廠的發電量以降低發電成本。圖6.6(c)為儲能設備狀態，其中灰色區域為儲能設備電量分布的 95% 信賴區間。在經過了配電規劃後，信賴區間的下界被控制於 0 以降低發電成本，而信賴區間的上界則被設計為儲能設備的裝置容量，以確保儲能設備能應付 95% 以上的狀況。圖6.6(c)中實線為實際運作時的儲能設備電能存量，其顯示在考量了風速的不確定性後，電網系統能有不錯的成功運作機率。

### 6.2.2 儲能設備之裝置容量最佳化

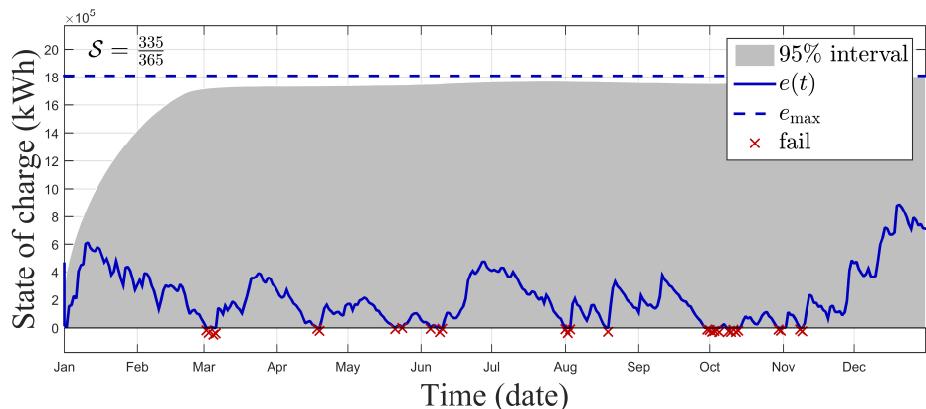
圖6.7顯示方程組 (6.3) 針對儲能設備的裝置容量進行最佳化後的結果，其風力發電機組的額定功率與儲能設備的裝置容量為  $4.87 \times 10^4$  千瓦與  $1.81 \times 10^6$  千瓦小時，與針對風力發電機組額定功率進行最佳化的結果完全相同。比較考量風能不確定性前後之配電規劃可發現圖6.3(b)與圖6.6(b)的配電策略較為相近，均是以中央大型發電廠配合風力發電，而其設備規劃結果顯示，在考量了風能不確定性後，風力發電機組的額定功率由原本



(a) 風力發電機組發電狀態



(b) 區域電網系統狀態



(c) 儲能設備狀態

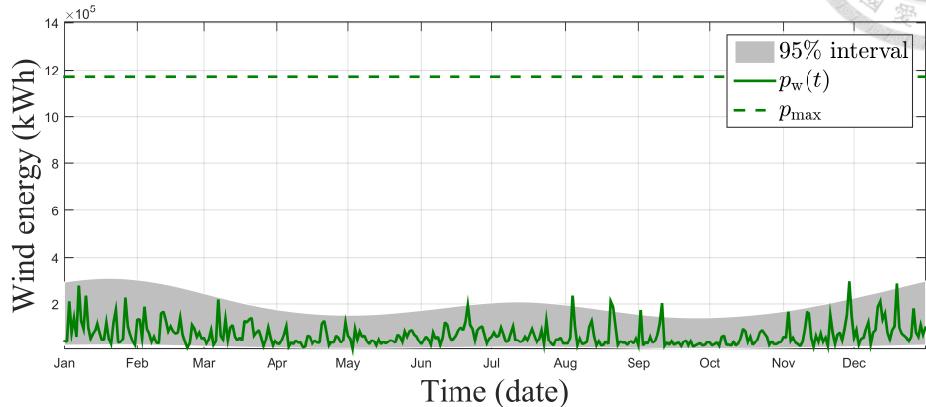
圖 6.6: 考量風速不確定性之風力發電機組額定功率最佳化：模擬結果與實際運作狀況

的  $6.09 \times 10^4$  千瓦減少為  $4.87 \times 10^4$  千瓦，儲能設備的裝置容量由原本的 0 千瓦小時大幅增加為  $1.81 \times 10^6$  千瓦小時，其表示為了確保電網系統能穩定運作，需要有更高的設備成本。圖6.4(c)與圖6.7(c)顯示在考量了風速的不確定性後，電網系統的實際運作成功機率由原本的 0% 大幅提升為 91.78%。

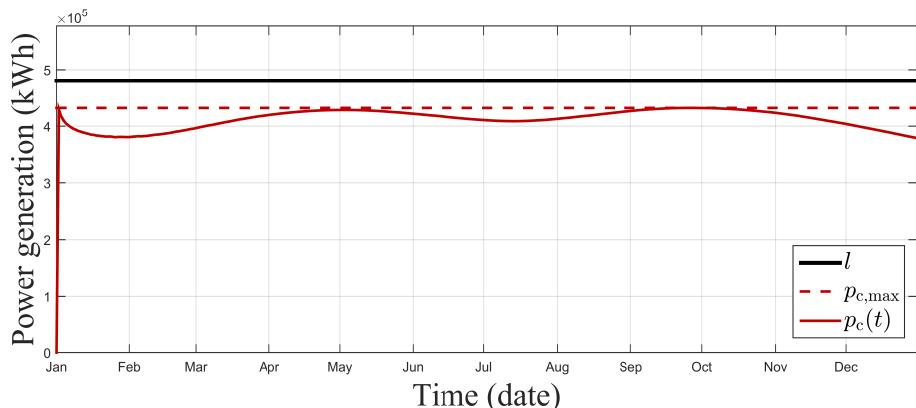
在使用特定的配電策略後，考量風速不確定性之風力發電機組額定功率與儲能設備裝置容量最佳化呈現出相同結果，但其在演算的程序上略有不同。在風力發電機組額定功率最佳化中，儲能設備的裝置容量  $e_{\max}$  僅需滿足方程式 (6.3d) 即可，然而  $E_{97.5\%}(t+1) \leq e_{\max}$  並沒有對  $e_{\max}$  做明確地限制，因此在演算法決定最佳的風力發電機組額定功率後，必須要用此最佳額定功率代入電網系統並進行儲能設備的裝置容量最佳化，以確認演算法所得之結果為非凌駕解。在儲能設備裝置容量最佳化中，由於儲能設備的裝置容量與風速的不確定性有關，較大的風力發電機組會使得風能的變動範圍較大，因此在最佳化儲能設備裝置容量時，亦同時限制了風力發電機組的額定功率。比較兩個不同目標函數之最佳化程序後發現，在使用特定配電策略的設備規劃問題中，儲能設備裝置容量規劃的最佳化數學定義較嚴謹，且對演算法而言較易收斂至最佳解。

### 6.3 小結

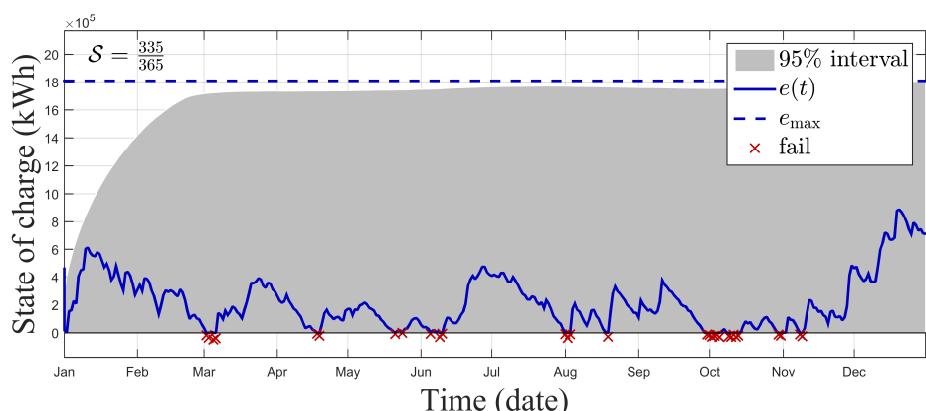
根據6.1與6.2節中設備規劃結果以及其實際運作狀況的比較可發現，在進行配電或設備規劃時需要謹慎地選用風速模型，且在完成規劃後必須使用實際風速數據進行結果驗證，以確保規劃的可行性。在整合了配電策略的電力系統規劃問題中，風速模型需要將風的不確定性納入考量，否則容易使得經由最佳化所得的結果在實際運作時的表現不如預期。而在使用固定的配電策略且考量了風能的不確定性後，整合配電策略的設備規劃問題無論是針對風力發電機組的額定功率，亦或是儲能設備的裝置容量進行最佳化，其結果會完全相同，但使用儲能設備裝置容量作為設計目標的設備規劃問題對於演算法來說較容易處理，因此建議在進行設備規劃時優先以儲能設備的裝置容量作為目標函數。



(a) 風力發電機組發電狀態



(b) 區域電網系統狀態



(c) 儲能設備狀態

圖 6.7: 考量風速不確定性之儲能設備裝置容量最佳化：模擬結果與實際運作狀況



# 考量不確定因素下即時配電彈性之長期策略 規劃

第六章中以案例演示了整合配電策略的電力系統設備規劃，其結果顯示為了確保內含再生能源的區域電網系統能正常運作，在設備規劃階段就需要將不確定因素納入考量。雖然方程組 (6.3) 可以量化電網系統內的不確定因素進行長期配電規劃，並藉此評估電網系統所需要的設備規模，但使用預先設定好的配電規劃代表中央大型發電廠不會因應電網系統的狀態做出即時反應，亦即在電網系統實際運作時，預設的配電策略並不會是各時刻的最佳決策。此外，第六章中的長期配電規劃雖可量化不確定因素的變動範圍，但其變動範圍卻會隨著設備規劃週期的拉長而逐漸增加，此不確定因素隨著時間累積而放大的現象使得在設備規劃時需要選用較大的儲能設備以涵蓋不確定因素範圍，增加了不必要的設備成本。以上兩點導致長期配電規劃與設備規劃並無法妥善整合，因此本章將以機率理論為基礎對設備規劃中的長期配電策略進行改良，而在案例分析中除了演示改良後的長期配電規劃外，更加入了5.2節的用電模型，使電網系統模型與實際運作狀況更為相近。

## 7.1 長期配電策略改良

在整合配電策略的電力系統設備規劃中，長期配電規劃的目的在於忠實呈現電網系統於設備規劃週期內的行為，因此必須使中央大型發電廠完全依循長期配電規劃結果運作。然而當電網系統實際運作時，由於預設的配電規劃並無法考量系統當下的狀態，因此其表

現往往不如即時配電規劃。若使中央大型發電廠依照即時配電規劃結果運作，則設備規劃階段所考量的長期配電規劃又顯得毫無意義。因此，為了使長期配電策略能忠實呈現電網系統長時間的行為並保有可即時調整的彈性，其策略應由即時配電規劃概念加以延伸。

即時配電規劃在考量了不確定因素後，其最佳化模型由方程組 (3.2) 轉變為方程組 (7.1)。

$$\text{given } t, e(t) \quad (7.1a)$$

$$\min p_c(t) \quad (7.1b)$$

$$\text{s.t. } E(t+1) = e(t) + p_c(t) + P_w(t) - L(t) \quad (7.1c)$$

$$E_{2.5\%}(t+1) \geq e_{\min} \quad (7.1d)$$

$$E_{97.5\%}(t+1) \leq e_{\max} \quad (7.1e)$$

$$p_{c,\min} \leq p_c(t) \leq p_{c,\max} \quad (7.1f)$$

$$\text{w.r.t. } p_c(t) \quad (7.1g)$$

其中，方程式 (7.1a) 表示此配電策略是針對某特定時刻進行，且該時刻的儲能設備電能存量為已知。方程式 (7.1b) 為即時配電規劃的目標函數。方程式 (7.1c) 為電網系統模型，其中的隨機變數  $P_w(t)$  與  $L(t)$  分別代表風能與用電的不確定性，而此二不確定因素連帶影響下一時刻的儲能設備電能存量  $E(t+1)$  成為隨機變數。方程式 (7.1d) 與方程式 (7.1e) 為儲能設備的物理限制，在加入了不確定因素後，此二方程式用來確保電網系統能維持至少 95% 的成功運作機率。方程式 (7.1f) 為中央大型發電廠的即時發電量與其本身的物理限制。

為了更清楚地解釋改良後的長期配電策略，此處將即時配電規劃方程組 (7.1) 重新以函數的形式呈現：

$$p_c^*(t) = \arg \mathbb{DS}[e(t)] \quad (7.2a)$$

$$E(t+1) = \mathbb{DS}[e(t)] \quad (7.2b)$$

方程組 (7.2) 中， $\mathbb{DS}[\cdot]$  為即時配電最佳化的函數形式，其輸入為目前的儲能設備電能存量  $e(t)$ ；方程式 (7.2a) 表示將  $e(t)$  輸入即時配電最佳化函數後所得的引數 (argument)，

即當下中央發電廠的最佳發電規劃  $p_c^*(t)$ ；方程式 (7.2b) 則定義  $\mathbb{DS}[\cdot]$  的輸出為經由即時配電規劃預測所得之下一時刻的儲能設備電能存量  $E(t + 1)$ 。

改良後的長期配電策略應用了條件機率的概念拓展即時配電規劃的時間維度，將其推廣為長期配電規劃。在長期配電規劃中，儲能設備的電能存量為一個經由預測所得之隨機分布  $E(t)$ ，當此隨機分布輸入即時配電函數後，方程組 (7.2) 需改寫為方程組 (7.3)。

$$P_c^*(t) = \left\{ p_c^*(t) \mid p_c^*(t) = \arg \mathbb{DS}[e(t)], \forall e(t) \in E(t) \right\} \quad (7.3a)$$

$$E'(t + 1) = \left\{ E(t + 1) \mid E(t + 1) = \mathbb{DS}[e(t)], \forall e(t) \in E(t) \right\} \quad (7.3b)$$

方程組 (7.3) 中， $\forall e(t) \in E(t)$  表示  $\mathbb{DS}[\cdot]$  針對所有可能發生的狀況進行運算，以得到不同狀況下的  $p_c^*(t)$  以及其相對應的  $E(t + 1)$ 。由於考量了所有可能發生的狀況， $p_c^*(t)$  與  $E(t + 1)$  均須以集合的形式表現。方程式 (7.3a) 中， $p_c^*(t)$  所形成的集合是根據隨機分布  $E(t)$  運算所得，因此可將其視為一隨機分布  $P_c^*(t)$ 。方程式 (7.3b) 中， $E(t + 1)$  所形成的集合  $E'(t + 1)$  考量了  $\mathbb{DS}[\cdot]$  中的所有狀況，因此可將其視為下一個時刻的儲能設備電能存量分布並以之進行後續時刻的配電規劃。

方程式 (7.3a) 中， $P_c^*(t)$  所隱含的意義為，電網系統在實際運作時可透過即時配電規劃從中選擇最適合目前狀況的  $p_c^*(t)$ ，亦即此長期配電規劃具有可即時調整的彈性。此外，方程組 (7.3) 中，根據  $e(t)$  調整  $p_c^*(t)$  的作法避免了方程式 (6.3b) 中不確定因素隨時間累積的問題，亦即方程式 (7.3b) 中的  $E'(t + 1)$  僅包含了原本就存在於電網系統中的風能與用電不確定性。改良後的長期配電規劃有效地量化了不確定因素於各時刻所造成的電能存量變動，因此在執行電力系統設備規劃時，可以藉由此資訊設計更適合此區域電網的儲能設備裝置容量。

方程組 (7.3) 中包含了許多隨機變數，由於其中  $E(t)$  的機率密度函數並不容易取得，因此在後續的案例分析中，將採用逆累積分布函數法所得的虛擬樣本進行隨機變數之間的運算。

## 7.2 案例分析

本章節沿用第六章臺南市安平區的案例，進行改良後的長期配電策略演示。此案例考量了用電的不確定性，將原本假設的固定用電負載替換為第五章的用電模型。在用電模

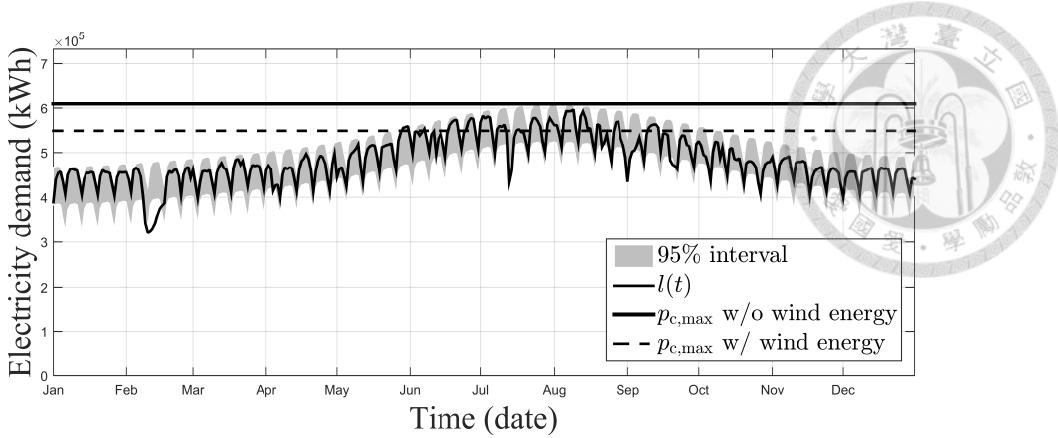


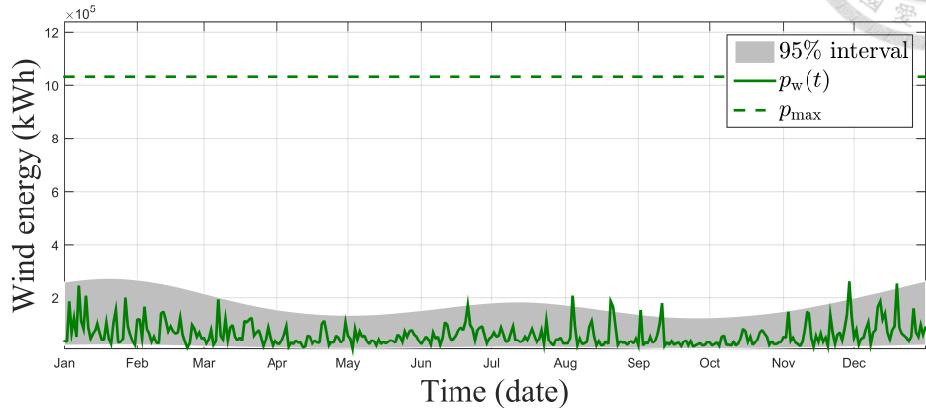
圖 7.1: 台南市安平區的民生與商業用電模型

型方程式 (5.5) 中，民生與商業用電比例  $s_c$ 、區域人口比例  $s_p$  與年用電成長率  $s_g$  則根據台灣電力公司的發電量數據 [43] 與內政部的人口統計數據 [42] 將其分別設定為 30%、0.276% 與 2.1%。圖 7.1 為臺南市安平區的民生與商業用電模型，其中灰色區域為用電量分布的 95% 信賴區間，細實線為實際用電量，而上方的粗實線則表示在沒有其他額外電能供應的狀況下，中央大型發電廠的最小額定日發電量需求  $p_{c,\max}$ 。為了降低區域電網系統對於中央大型發電廠的依賴程度，本案例將中央大型發電廠的額定日發電量調整為原本的 90%，其結果如圖 7.1 中虛線所示。

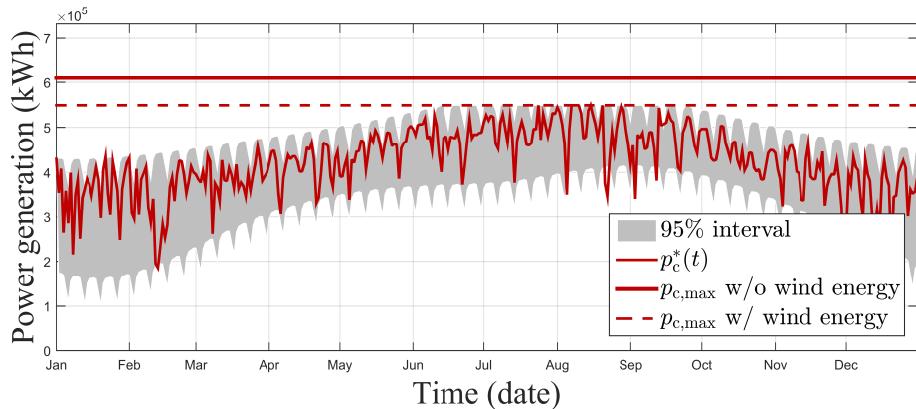
由於中央大型發電廠的日額定發電量無法完全滿足區域電網的用電需求，因此需要在區域電網中尋找其他的替代能源。本案例在經過了初步的風能評估後，決定在區域電網中建置 43-MW 的風力發電機組用以分擔中央大型發電廠的負載，並使用改良後的長期配電策略評估此電網系統所需的儲能設備裝置容量。

圖 7.2 顯示此案例的長期配電規劃與實際運作結果，其中圖 7.2(a)至圖 7.2(c)分別表示風力發電機組、中央大型發電廠與儲能設備於各時刻的狀態。圖 7.2(a)中，上方虛線表示風力發電機組的日額定發電量，灰色區域為風能分布的 95% 信賴區間，實線為實際風速數據所對應的風力發電量。圖 7.2(b)中，上方的粗實線與虛線分別表示加入風力發電機組前後的中央大型發電廠日額定發電量，灰色區域表示經由改良後長期配電策略所得之  $P_c^*(t)$  的 95% 信賴區間，細實線為電網系統在實際運作時的即時配電規劃發電量  $p_c^*(t)$ 。圖 7.2(c)中，灰色區域為  $E'(t + 1)$  的 95% 信賴區間，虛線為根據此信賴區間所決定的儲能設備裝置容量，實線為實際運作時的電能存量  $e(t)$ ，符號 ‘ $\times$ ’ 表示電網系統失效， $\mathcal{S}$  則是透過方程式 (6.2) 計算所得之區域電網系統成功運作機率。

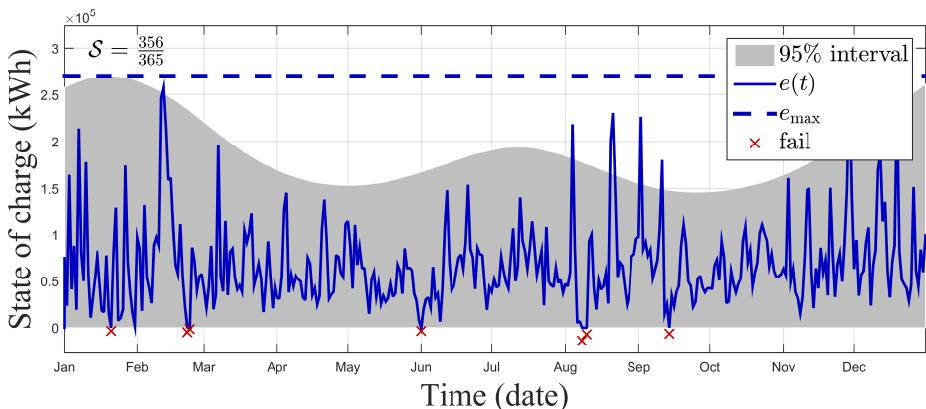
比較圖 7.2(b)中長期配電規劃信賴區間與即時配電規劃結果可發現，方程組 (7.3) 精



(a) 風力發電機組發電狀態



(b) 中央大型發電廠運作狀態



(c) 儲能設備狀態

圖 7.2: 考量不確定因素下即時配電彈性之長期策略規劃：模擬結果與實際運作狀況

確地預測了即時配電規劃的可能操作範圍，提供了長期配電規劃的彈性，使區域電網系統在實際運作時仍可以透過即時配電維持在最佳狀態。圖7.2(c)中則顯示，在經由改良後的長期配電策略決定儲能設備裝置容量後，此電網系統在實際運作時的成功運作機率高達97.53%。





## 結論

### 8.1 結果與討論

本研究將臺南市安平區視為一個區域電網，對其進行配電與電力系統的設備規劃。此案例根據不同的風速、用電模型與不同的配電策略，會產生不同的最佳化結果。為了確認各個最佳化結果的可行性，本研究使用實際數據對區域電網系統進行模擬驗證，一來可以了解設備規劃結果的實際運作情形，二來更可以藉此觀察比較不同模型的考量對電力系統設備規劃問題所造成的影响。

針對臺南市安平區的區域電網設備規劃，本文所設定的政策目標為：中央大型發電廠至多僅能提供區域電網內部 90% 的用電量，而其餘的 10% 則需要仰賴區域電網內部的風力發電機組與儲能設備提供。根據不同章節的不同考量，各章節中所使用的風速模型、用電模型與配電策略有些許差異，在此將其統整並條列如下：

- 風速模型根據不確定因素的有無可分為下列兩種：
  - W1：不包含不確定因素的風速趨勢模型。
  - W2：考量不確定因素與風速趨勢的風速模型。
- 用電模型根據不確定因素與用電趨勢的有無可分為下列兩種：
  - L1：每日固定的用電模型。
  - L2：考量不確定因素與用電趨勢的用電模型。

- 配電策略根據其規劃週期長短與產生方式可分下列三種：

- DS1：由最佳化演算法所產生的長期配電策略。
- DS2：預先設定的長期配電策略，目標為最小化各時刻的燃料成本。
- DS3：具有即時配電彈性的長期配電策略，目標為最小化各時刻的燃料成本。

上述不同的模型與配電策略設定分別出現於本文的第六章與第七章的案例中。表8.1詳細列出了各章節中所採用的模型設定，以及其最佳化結果與相對應的系統成功運作機率。

表8.1中，6.1節的最佳化結果顯示：在不考量不確定因素的情況下，整合配電策略的電力系統設備規劃，會根據不同的配電策略產生多個不同的最佳解；而其系統成功運作機率則顯示：當區域電網擁有越大的儲能設備裝置容量，其系統成功運作機率會越高，為此決策者必須選擇擁有最大儲能設備裝置容量的方案。系統成功運作機率會隨著不同的最佳設備配置而大幅改變的現象顯示：在考量配電策略的電力系統設備規劃中，不包含不確定因素的風速模型無法完整地描述風的特性，而為了在設備規劃時就能確保系統成功運作機率，應將風速的不確定性納入考量。

在考量的風速的不確定性並使用了固定的長期配電策略後，6.2節的最佳化結果顯示：在整合配電策略的電力系統設備規劃中，無論是針對風力發電機組的額定功率，亦或是儲能設備的裝置容量進行最佳化，其結果均相同。此外，比較6.1節與6.2節的最佳化結果與其系統成功運作機率可發現：在考量了風速的不確定性後，能使用類似規模的風力發電機組與儲能設備達到更高的系統成功運作機率。

6.2節的設備規劃結果雖有不錯的表現，但觀察其實際運作狀況可發現，預先設定好的配電規劃會使得儲能設備無法被充分利用而造成設備的浪費。本文的第七章中針對此問題提出了一個具有即時配電彈性的長期配電策略，並將此策略應用於第三章的規劃流程中。

7.2節的案例使用了考量不確定因素的風速與用電模型，在初步風能評估所給定的風力發電機組額定功率下，進行儲能設備的裝置容量規劃。儲能設備裝置容量最佳化的結果顯示：在類似規模的風力發電機組下，配合可彈性調整的長期配電策略，可以大幅地降低儲能設備的裝置容量，並且能維持更高的系統成功運作機率。





表 8.1: 電力系統設備規劃之模型設定與最佳化結果比較表

章節	風速模型	用電模型	配電策略	風力發電機組額定功率 (kW)	儲能設備裝置容量 (kWh)	系統成功運作機率 (%)
6.1	W1	L1	DS1	$4.09 \times 10^4$	$1.95 \times 10^6$	86.58
	W1	L1	DS1	$4.59 \times 10^4$	$7.91 \times 10^5$	77.53
	W1	L1	DS1	$5.09 \times 10^4$	$3.49 \times 10^5$	71.51
	W1	L1	DS1	$5.59 \times 10^4$	$1.16 \times 10^5$	56.99
	W1	L1	DS1	$6.09 \times 10^4$	0	0
6.2	W2	L1	DS2	$4.87 \times 10^4$	$1.81 \times 10^6$	91.78
7.2	W2	L2	DS3	$4.30 \times 10^4$	$2.70 \times 10^5$	97.53



## 8.2 研究貢獻

本研究針對目前的電力系統架構進行設備規劃，透過建置風力發電機組與分散式儲能設備，提升再生能源的能源使用效率，並降低區域電網對於中央大型發電廠的依賴程度，藉此引領電網轉型以邁向能源永續之最終目標。

本論文的具體成果與研究貢獻條列如下：

1. 提出一套整合了配電策略的電力系統設備規劃流程。

本論文所提出之電力系統設備規劃流程考量了再生能源以及用電的不確定性，並整合了長期的配電規劃，能針對各區域不同的再生能源與用電特性進行因地制宜的設備規劃，以提升區域電網內部的再生能源使用效率。

2. 應用動態數據分析方法，建構考量不確定因素的風速與用電模型。

本論文使用小波轉換與移動平均法對風速與發電量數據進行動態數據分析，由時頻分析切入觀察並提取數據中隱含的週期趨勢，再配合統計方法建構出考量不確定因素的風速與用電模型。

3. 應用逆累積分布函數法與虛擬樣本，處理風能模型與長期配電規劃中的隨機變數運算問題。

本論文使用逆累積分布函數法所得之虛擬樣本，進行風能模型與長期配電規劃中的隨機變數運算，此方法僅需了解隨機變數之間的輸入輸出關係即可快速地得到輸出累積分布函數的數值解，並不需要考量其解析解是否存在。

4. 使用歷史數據驗證電力系統設備規劃中風速模型的合適性，並證實於電力系統設備規劃中考量不確定因素的必要性。

本論文在配電與設備規劃完成後，使用歷史數據對電力系統進行模擬，藉由區域電網系統的成功運作機率確認最佳化結果之可行性，而其結果顯示為了避免得到完全不可行的結果，在設備與配電規劃時應將不確定因素納入考量。

5. 提出能因應風速與用電不確定性而彈性調整的長期配電策略。

本論文所提出之長期配電策略在考量風速與用電不確定的情況下對電力系統進行配電規劃，評估中央大型發電廠在未來各時刻可能的發電量範圍。此範圍提供電力系統

額外的配電自由度，使其能透過即時配電策略調整中央大型發電廠的發電量，讓電力系統於各時刻均保持在最佳狀態。

#### 6. 應用具即時配電彈性之長期配電策略，進行電力系統設備規劃。

本論文應用具即時配電彈性之長期配電策略，在給定風力發電機組額定功率後，量化各時刻的儲能設備電能存量變動範圍，並根據此範圍訂定最適合該電力系統的儲能設備裝置容量。



### 8.3 研究建議與未來研究方向

本論文旨在提出一套整合配電策略的電力系統規劃流程，因此在案例演示中均使用較簡單的數學模型以降低系統的複雜度並避免混淆焦點。此流程在實際應用時需替換原本的數學模型為較複雜的高擬真度模型，以避免模型不精確所導致的結果誤差。在此將可改善的模型條列如下：

- 風速與用電模型：本文案例所使用的是日風速與日用電量模型。此模型可根據即時配電的執行週期與歷史數據的記錄週期，將其調整為以小時或分鐘為單位的風速與用電模型。此外，在風速模型的部分，若使用現有氣象觀測站的數據，則需要將觀測站與風機塔架的位置、高度不同所產生的風速差異納入考量。
- 風機模型：本文案例將單一發電機組的功率曲線視為風機模型，用以將風速轉換為風能。此模型可替換為風場模型，更精確地評估區域電網中所有風力發電機組的總發電量。
- 電網模型：本文案例中的電網模型僅考量了最基本的電能供需平衡，而在實際應用時，則須將電能於電網系統中傳輸與存儲時所造成的能力損失等因素加入模型中。
- 成本模型：本文案例直接將風力發電機組的額定功率與儲能設備的裝置容量視為設備規劃的目標函數，而在實際應用時可將其改為成本模型，用以考量電力系統配電與設備規劃問題中的設備購置、維修與操作等各項成本。

本論文由定性的電力系統配電與設備規劃問題出發，加入了風速與用電的不確定性，採用了固定的配電策略，並提出了具有即時配電彈性的長期配電策略，而在考量了不確定因素的電力系統配電與設備規劃問題中，此長期配電策略可以做更多的應用：

- 透過最佳化方法，訂定最適合該區域電網系統的風力發電機組額定功率與儲能設備裝置容量。
- 在決定了風力發電機組額定功率與儲能設備裝置容量後，藉由此長期配電策略可以計算儲能設備電能存量範圍的特性，調整即時配電策略，以提高區域電網系統的可靠度或其他性能指標。

本論文所提出之考量配電策略之電力系統設備規劃流程，可以藉由設備規劃降低區域電網系統對於中央大型發電廠的依賴程度。透過反覆的執行此流程，區域電網系統會逐漸的被更新而朝微電網系統邁進。然而，要如何制定每年再生能源的增加比例或中央大型發電廠額定發電量的減少比例以在特定的年限之內達成目標則又是一個值得探討的問題。



---

## 參考文獻

---

[1] 經濟部能源局, “能源統計年報.” <http://www.moeaboe.gov.tw/>. 存取時間: 2015-12-15.

[2] 經濟部能源局, “97 年各類發電單位成本表 (燃料別) .” <http://www.moeaboe.gov.tw/>. 存取時間: 2015-12-15.

[3] 台灣電力股份有限公司, “歷年核能發電成本.” <http://www.taipower.com.tw/>. 存取時間: 2016-05-04.

[4] 經濟部能源局, “永續能源政策綱領.” <http://www.moeaboe.gov.tw/>. 存取時間: 2015-12-15.

[5] “The great blackout of 2003.” [http://www.museumofhoaxes.com/hoax/photo\\_database/image/the\\_great\\_blackout\\_of\\_2003/](http://www.museumofhoaxes.com/hoax/photo_database/image/the_great_blackout_of_2003/). Accessed: 2016-05-01.

[6] 台灣電力股份有限公司, “線路損失率.” <http://www.taipower.com.tw/>. 存取時間: 2015-12-15.

[7] SAS Institute Inc., “Visual Analytics helping energy companies transform big data, power better decisions.” <http://www.sas.com/>. Accessed: 2015-12-15.

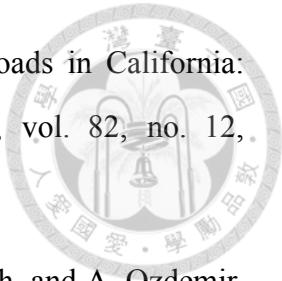
[8] ENERCON, “ENERCON product overview.” <http://www.enercon.de/>. Accessed: 2016-05-01.

[9] A. Yella, H.-W. Lee, H. Tsao, C. Yi, A. Chandiran, M. Nazeeruddin, E. W.-G. Diau, C.-Y. Yeh, S. Zakeeruddin, and M. Grätzel, “Porphyrin-Sensitized Solar Cells with

Cobalt (II/III)-Based Redox Electrolyte Exceed 12 Percent Efficiency,” *Science*, vol. 334, no. 6056, pp. 629–634, 2011.

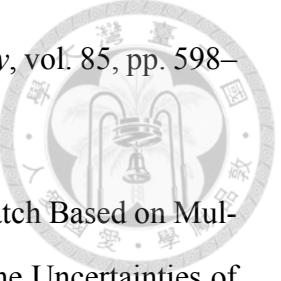


- [10] R. Panda, T. Sarkar, and A. Bhattacharya, “Stochastic Study of the Wind-Energy Potential of India,” *Energy*, vol. 15, no. 10, pp. 921–930, 1990.
- [11] K. Nigim and P. Parker, “Heuristic and Probabilistic Wind Power Availability Estimation Procedures: Improved Tools for Technology and Site Selection,” *Renewable Energy*, vol. 32, no. 4, pp. 638–648, 2007.
- [12] F. Ahwide, A. Spena, and A. El-Kafrawy, “Estimation of Electricity Generation in Libya Using Processing Technology of Wind Available Data: The Case Study in Derna,” *APCBEE Procedia*, vol. 5, no. January, pp. 451–467, 2013.
- [13] J. Torres, A. García, M. De Blas, and A. De Francisco, “Forecast of Hourly Average Wind Speed with ARMA Models in Navarre (Spain),” *Solar Energy*, vol. 79, no. 1, pp. 65–77, 2005.
- [14] R. Karki, P. Hu, and R. Billinton, “A Simplified Wind Power Generation Model for Reliability Evaluation,” *Energy Conversion, IEEE Transactions on*, vol. 21, no. 2, pp. 533–540, 2006.
- [15] H. Al Buflasa, D. Infield, S. Watson, and M. Thomson, “Wind Resource Assessment for the Kingdom of Bahrain,” *Wind Engineering*, vol. 32, no. 5, pp. 439–448, 2008.
- [16] H. Zhou and J. Fang, “Wind Power Forecasting Based on Econometrics Theory,” in *Electric Power and Energy Conference (EPEC), 2010 IEEE*, pp. 1–6, 2010.
- [17] R. de Aquino, T. Ludermir, O. Nobrega Neto, A. Ferreira, M. Lira, and M. Carvalho, “Forecasting Models of Wind Power in Northeastern of Brazil,” in *The 2013 International Joint Conference on Neural Networks (IJCNN)*, pp. 1–8, 2013.
- [18] S. Gonzales Chavez, J. Xiberta Bernat, and H. Llaneza Coalla, “Forecasting of Energy Production and Consumption in Asturias (Northern Spain),” *Energy*, vol. 24, no. 3, pp. 183–198, 1999.

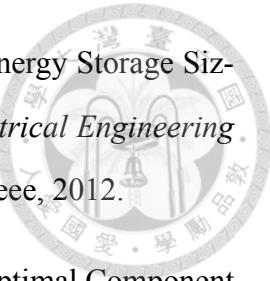


- [19] J. Nowicka-Zagrajek and R. Weron, "Modeling Electricity Loads in California: ARMA Models with Hyperbolic Noise," *Signal Processing*, vol. 82, no. 12, pp. 1903–1915, 2002.
- [20] A. Safdarian, M. Fotuhi-Firuzabad, M. Lehtonen, M. Aghazadeh, and A. Ozdemir, "A New Approach for Long-Term Electricity Load Forecasting," in *Electrical and Electronics Engineering (ELECO), 2013 8th International Conference on*, pp. 122–126, 2013.
- [21] W. He, "Forecasting Electricity Load with Optimized Local Learning Models," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 30, no. 10, pp. 603–608, 2008.
- [22] I. Koprinska, M. Rana, and V. Agelidis, "Yearly and Seasonal Models for Electricity Load Forecasting," in *Neural Networks (IJCNN), The 2011 International Joint Conference on*, pp. 1474–1481, 2011.
- [23] M. Peik-herfeh, H. Seifi, and M. Sheikh-El-Eslami, "Optimal Dispatch of Distributed Energy Resources Included in a Virtual Power Plant for Participating in a Day-Ahead Market," in *Clean Electrical Power (ICCEP), 2011 International Conference on*, pp. 204–210, 2011.
- [24] A. Man-Im, W. Ongsakul, J. Singh, and C. Boonchuay, "Multi-Objective Economic Dispatch Considering Wind Generation Uncertainty Using Non-Dominated Sorting Particle Swarm Optimization," in *Green Energy for Sustainable Development (ICUE), 2014 International Conference and Utility Exhibition on*, pp. 1–6, 2014.
- [25] M. Li, T. Ji, Q. Wu, and P. Wu, "Economic Dispatch with Ramp Constraints Concerning Wind Power Uncertainty," in *PES General Meeting | Conference Exposition, 2014 IEEE*, pp. 1–5, 2014.
- [26] S. Mohseni-Bonab, A. Rabiee, and B. Mohammadi-Ivatloo, "Voltage Stability Constrained Multi-Objective Optimal Reactive Power Dispatch under Load and Wind

Power Uncertainties: A Stochastic Approach,” *Renewable Energy*, vol. 85, pp. 598–609, 2016.



- [27] R. Li, Y. Gao, H. Cheng, and H. Liang, “Two Step Optimal Dispatch Based on Multiple Scenarios Technique for Active Distribution System with the Uncertainties of Intermittent Distributed Generation and Load Considered,” in *Power System Technology (POWERCON), 2014 International Conference on*, pp. 3303–3308, 2014.
- [28] M. Peik-herfeh, H. Seifi, and M. Sheikh-El-Eslami, “Two-Stage Approach for Optimal Dispatch of Distributed Energy Resources in Distribution Networks Considering Virtual Power Plant Concept,” *Electric Power Systems Research*, vol. 24, no. 1, pp. 43–63, 2014.
- [29] F. Katiraei and C. Abbey, “Diesel Plant Sizing and Performance Analysis of a Remote Wind-Diesel Microgrid,” in *Power Engineering Society General Meeting, 2007. IEEE*, pp. 1–8, 2007.
- [30] Z. Gao, P. Wang, L. Bertling, and J. Wang, “Sizing of Energy Storage for Power Systems with Wind Farms Based on Reliability Cost and Wroth Analysis,” in *Power and Energy Society General Meeting, 2011 IEEE*, (Detroit, MI, United States), pp. 1–7, 2011.
- [31] S. Dutta and R. Sharma, “Optimal Storage Sizing for Integrating Wind and Load Forecast Uncertainties,” in *Innovative Smart Grid Technologies (ISGT), 2012 IEEE PES*, (Washington, DC, United states), pp. 1–7, 2012.
- [32] A. Roy, S. Kedare, and S. Bandyopadhyay, “Application of Design Space Methodology for Optimum Sizing of Wind–Battery Systems,” *Applied Energy*, vol. 86, no. 12, pp. 2690–2703, 2009.
- [33] A. Roy, S. Kedare, and S. Bandyopadhyay, “Optimum Sizing of Wind-Battery Systems Incorporating Resource Uncertainty,” *Applied Energy*, vol. 87, no. 8, pp. 2712–2727, 2010.



[34] W. Chen, Q. Li, L. Shi, Y. Luo, D. Zhan, N. Shi, and K. Liu, “Energy Storage Sizing for Dispatchability of Wind Farm,” in *Environment and Electrical Engineering (EEEIC), 2012 11th International Conference on*, pp. 382–387, Ieee, 2012.

[35] J. Whitefoot, A. Mechtenberg, D. Peters, and P. Papalambros, “Optimal Component Sizing and Forward-Looking Dispatch of an Electrical Microgrid for Energy Storage Planning,” in *Proceedings of the ASME 2011 International Design Engineering Technical Conferences & Computers and Information in Engineering Conference*, (Washington, DC, United states), pp. 341–350, 2011.

[36] O. Hafez and K. Bhattacharya, “Optimal Planning and Design of a Renewable Energy Based Supply System for Microgrids,” *Renewable Energy*, vol. 45, pp. 7–15, 2012.

[37] C. Torrence and G. Compo, “A practical guide to wavelet analysis,” *Bulletin of the American Meteorological Society*, vol. 79, no. 1, pp. 61–78, 1998.

[38] Mathworks, “Matlab,” 2013.

[39] D. Kwiatkowski, P. Phillips, P. Schmidt, and Y. Shin, “Testing the null hypothesis of stationarity against the alternative of a unit root,” *Journal of Econometrics*, vol. 54, no. 1, pp. 159 – 178, 1992.

[40] S. Lu, N. B. Schroeder, H. M. Kim, and U. V. Shanbhag, “Hybrid Power/Energy Generation Through Multidisciplinary and Multilevel Design Optimization With Complementarity Constraints,” *Journal of Mechanical Design*, vol. 132, no. 10, p. 101007, 2010.

[41] P. J. Brockwell and R. A. Davis, *Introduction to Time Series and Forecasting*. Springer, 2nd ed., 2002.

[42] 內政部統計處, “內政統計年報.” <http://www.moi.gov.tw/stat/>. 存取時間：2016-05-03.

[43] 台灣電力股份有限公司,“過去電力供需資訊.” <http://www.taipower.com.tw>. 存取時間: 2015-12-15.

[44] 台南市安平區戶政事務所,“人口統計資料.” <http://www.tnapcg.gov.tw/>. 存取時間: 2016-05-03.





## 作者簡歷

### 個人資料

姓名：洪子頡 Tzu-Chieh Hung

生日：1986年1月9日

電子郵件：[hungtc@solab.me.ntu.edu.tw](mailto:hungtc@solab.me.ntu.edu.tw)

### 學歷

博士	國立台灣大學	機械工程研究所	2014.03 – 2016.06
	國立成功大學	機械工程研究所	2010.08 – 2014.02
碩士	國立成功大學	機械工程研究所	2008.07 – 2010.07
學士	國立中山大學	機械與機電工程學系	2004.09 – 2008.06

### 學位論文

**T.-C. Hung**, “*Optimization of a Wind-Integrated Microgrid System with Equipment Sizing and Dispatch Strategy under Resource Uncertainty*”, Doctoral dissertation, National Taiwan University, Taiwan, 2016

**T.-C. Hung**, “*Multi-Objective Design and Tolerance Allocation for Single- and Multi-Level Systems*”, Master Thesis, National Cheng Kung University, Taiwan, 2010



## 期刊論文

**T.-C. Hung** and K.-Y. Chan, “*Optimization of a Wind-Integrated Microgrid System With Equipment Sizing and Dispatch Strategy Under Resource Uncertainty*”, *Journal of Mechanical Design*, 137(4), 041403, 2015.

**T.-C. Hung** and K.-Y. Chan, “*Multi-Objective Design and Tolerance Allocation for Single- and Multi-Level Systems*”, *Journal of Intelligent Manufacturing*, 24(3), pp.559-573, 2013.

**T.-C. Hung** and K.-Y. Chan, “*Uncertainty Quantification of Pareto Optima in Multiobjective Problems*”, *Journal of Intelligent Manufacturing*, 24(2), pp. 385–395, 2013.

## 研討會論文

**T.-C. Hung** and K.-Y. Chan, “*Probability-Based Power Dispatch in Wind-Integrated Electrical Grid for Energy Storage Capacity Determination*”, *ASME 2016 International Design Engineering Technical Conferences and Computers and Information in Engineering Conference*, Charlotte, North Carolina, USA, August 21–24, 2016.

**T.-C. Hung** and K.-Y. Chan, “*Component Size Optimization of a Wind-Integrated Microgrid System With Dispatch Strategy and Resource Uncertainty*”, *ASME 2014 International Design Engineering Technical Conferences and Computers and Information in Engineering Conference*, Buffalo, New York, USA, August 17–20, 2014.

**T.-C. Hung** and K.-Y. Chan, “*Uncertainty Quantifications of Pareto Optima in Multiobjective Problems*”, *the 9th World Congress on Structural and Multidisciplinary Optimization*, Shizuoka, Japan, June 13–17, 2011.

**T.-C. Hung** and K.-Y. Chan, “*Multi-Objective Design and Tolerance Allocation for Single- and Multi-Level Systems*”, *ASME 2010 International Design Engineering Technical Conferences and Computers and Information in Engineering Conference*, Montreal, Quebec, Canada, August 15–18, 2010.