

國立臺灣大學工學院環境工程學研究所

碩士論文

Graduate Institute of Environmental Engineering


College of Engineering

National Taiwan University

Master Thesis

考量環境衝擊之台灣電力結構規劃

Planning Electricity Structure in Taiwan Based on
Environmental Considerations



吳沛翰

Pei-Han Wu

指導教授：馬鴻文 博士

Advisor : Hwong-Wen Ma, Ph.D.

中華民國 101 年 12 月

December, 2012

國立臺灣大學碩士學位論文
口試委員會審定書

考量環境衝擊之台灣電力結構規劃

Planning Electricity Structure in Taiwan Based on
Environmental Considerations

本論文係吳沛翰君(學號 R98541137)在國立臺灣大學環境工程學研究所完成之碩(博)士學位論文，於民國 101 年 12 月 26 日承下列考試委員審查通過及口試及格，特此證明

論文審查委員：

馬 鳴 文

馬鴻文博士
國立台灣大學環工所教授

李 公 哲

李公哲博士
國立台灣大學環工所教授

洪 明 龍

洪明龍博士
工業技術研究院經理

指導教授：馬 鳴 文

所 長：張 能 復

誌謝

感謝指導教授馬鴻文老師，以及口試委員李公哲老師與洪明龍學長，雖然論文進展不如預期順利，但老師們仍對我充滿耐心與鼓勵，口試時的建議讓我了解到論文中應加強的重點，進而加以補充；在研究所三年裡，馬老師總是以其溫文儒雅的態度引領著我，給予學生自由揮灑的空間，並適切給予建議，不論在做學問或是為人處事上都令我獲益良多。

感謝研究團隊每一位學長姊，謝謝家緯學長總在忙碌之餘仍撥空與我討論，協助我修改數據，並在研究初期確立了論文方向，儘管論文最終與學長的期許有些落差，但與您討論總是我收穫最多的時候，您對環境事務的熱忱也深深影響著我；很感謝秀靜學姊總是主動關心我的論文進度，並願意與我討論研究內容，在研究陷入泥淖時，給我最大的鼓勵，您是最好的學姊；謝謝必晟學長無私的分享所學，您對研究室的責任感以及對學弟妹的照顧，是最佳的楷模；謝謝功賢學長分享了許多工作與生活上的經驗，對於任何時事議題都認真的與我討論，您身體力行的態度也改變了我的生活習慣；感謝佳禾學長、培群學長、孟儀學姊，讓我感受到研究室的溫暖，以及研究所的同學們，衍諭、玠然、思蓉、銘誠、瀚民、雨軒、知以，共渡的時光雖然不長，但我們一起完成了許多的研究課題，希望大家能友誼長存。

最後感謝生活中的好朋友，高中、大學、國中同學及其親屬們，隨著年齡增長，我們分散各地，在自己專門的領域努力，但長年的友情讓我們在人生旅途中，縱有天涯之遙，也能聞彼此聲息。

謹以此論文獻給敬愛的父親，感謝您包容我無限的任性。

中文摘要

本研究為求取對台灣環境損害最小的電力結構，在環境衝擊方面，利用生命週期評估統計電力供給造成之環境損害，再以De Novo規劃法針對現有系統進行重新規劃；政策方面，為探討綠色經濟投資及再生能源發展目標於環境面的影響，以情境分析建立未來電力結構規劃之藍圖；選取最佳情境進行敏感度分析找出影響環境的關鍵因子，以比例原則分配各年度電力開發目標，獲得未來最佳的電力結構開發途徑。

台灣之能源供應多數仰賴進口，經濟部能源局統計，2011年進口能源佔國內總供給的97.93%，為因應國家能源安全與不斷增加的能源需求，針對國內的電力結構進行規劃為當務之急；但回顧現有關於電力結構規劃的相關報告，基於政策需求，對於環境面的考量均止於二氧化碳排放，為更全面探討電力供給對環境的影響，本研究以De Novo規劃法整合各項環境損害，包含人體健康、生態損害、氣候變遷、資源耗用、水耗用。

在投入綠色經濟轉型與開放再生能源限制的情境中，可求得對於各環境損害最小的電力結構，比例為燃氣47.3%、核能14.3%、水庫式慣常水力13.8%、陸域風力8.7%、川流式慣常水力8.6%、太陽光電4.3%及離岸風力3.0%，其中再生能源佔比共38.4%；與原方案相比較，在環境損害方面人體健康減少了49%，生態損害47%，氣候變遷61%，資源耗用47%，水耗用0.2%，在此情境下，供電量與尖峰負載均符合原系統之設定，而能源安全也因為結構的多元化而大幅提升。

關鍵字：電力結構、綠色經濟、再生能源、De Novo規劃法、生命週期評估、
情境分析

ABSTRACT

In order to determine the optimized electricity structure concerning environment, the impact was quantified by life cycle assessment in this research. The existed structure was reconsidered by De Novo programming. This study also establishes several scenarios to explore the policies of green economy investments and renewable energy development goals. Sensitivity analysis was applied to identify the key environmental impact factors and develop the pathways toward optimized electricity structure in future.

According to the statistics of Bureau of Energy, 97.93% of the supply energy relied on import to Taiwan in 2011. Thus programming the electricity structure is very important to the security of energy and increasing electricity demand. In order to explore the environment impact of the electricity supply more comprehensive, we applied De Novo programming to integrate various damages, including human health, ecosystem, climate change, resource and water.

In the scenario of investing green economy and releasing the restriction of renewable energy, the optimized electricity structure toward environment was obtained. The structure consists of 47.3% of advance gas-fired, 14.3% of nuclear power (advanced boiling water reactor), 13.8% of hydropower (reservoir), 8.7% of wind power (onshore), 8.6% of hydropower (run-of-the-river), 4.3% of solar power (photovoltaic), and 3% of wind power (offshore). Among these, renewable energy accounts for 38.4% of the total energy usage. Compared with the original program, the damage decreases 49% for human health, 47% for ecosystem, 61% for climate change, 47% for resource and 0.2% for water. In this scenario, both the electricity demand and the peak load conform to the requirement. The security of energy also improves because of the

diversiform structure.

Key words: Electricity structure, Green economy, De Novo programming, Life cycle assessment, Scenario analysis.

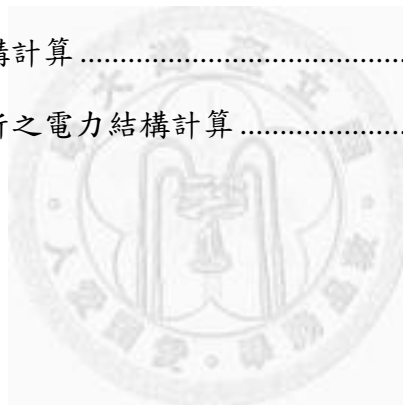


總目錄

口試委員審定書	i
誌謝	ii
中文摘要	iii
英文摘要	iv
總目錄	vi
圖目錄	ix
表目錄	xi
第一章 緒論	1
1.1 研究背景	1
1.2 研究目的	5
1.3 研究流程	6
第二章 文獻回顧	8
2.1 台灣電力結構規劃方向	8
2.1.1 電力規劃報告回顧	8
2.1.2 電力規劃報告小結	18
2.2 生命週期評估方法應用	20
2.2.1 生命週期評估之簡介	20
2.2.2 生命週期衝擊評估之相關討論	22
2.2.3 生命週期評估於能源系統之應用	24
2.3 De Novo 規劃法簡介	26
2.3.1 De Novo 規劃法之計算原理	26
2.3.2 De Novo 規劃法之應用	35
第三章 研究方法	37
3.1 研究範疇	38

3.2 環境衝擊評估	40
3.2.1 TWEnLCA 簡介.....	40
3.2.2 環境衝擊評估方法	42
3.2.3 各發電方式之環境損害係數	45
3.3 電力結構規劃模型	51
3.3.1 供電量預測	51
3.3.2 尖峰負載預測	55
3.3.3 開發成本	58
3.3.4 再生能源發展潛力	61
3.4 電力結構情境分析	64
3.4.1 情境一—台電規劃之開發成本、能源局規劃之再生能源目標	64
3.4.2 情境二—台電規劃之開發成本、文獻回顧之再生能源潛力	68
3.4.3 情境三—綠色經濟投資挹注、能源局規劃之再生能源目標	70
3.4.4 情境四—綠色經濟投資挹注、文獻回顧之再生能源潛力	71
3.5 研究限制	74
第四章 研究案例分析	75
4.1 電力結構情境規劃結果	75
4.1.1 各情境結果分析	75
4.1.2 情境分析小結	79
4.2 電力結構情境環境損害結果	82
4.2.1 各情境環境損害分析	82
4.3 敏感度分析	85
4.3.1 關鍵因子選取	85
4.3.2 供電量敏感度分析	87
4.4 未來電力結構開發途徑	92

4.4.1 最佳情境開發途徑規劃	92
第五章 結論與建議	100
5.1 結論	100
5.2 建議	102
參考文獻	103
附錄一 台電 2010~2028 年全國長期電源開發方案規劃	105
附錄二 台電 2010~2028 年累計裝置容量計算	107
附錄三 台電 2010~2028 年累計新增發電量計算	109
附錄四 台電 2010~2028 年累計新增尖峰負載計算	111
附錄五 台電 2010~2028 年開發成本計算	113
附錄六 情境四之電力結構計算	115
附錄七 供電量敏感度分析之電力結構計算	120



圖目錄

圖 1-1 研究流程圖	7
圖 2-1 台電 3E 多目標規劃模型概念架構圖	13
圖 2-2 台電規劃之 2010~2029 年電力供給結構	14
圖 2-3 生命週期評估架構	21
圖 2-4 說明範例之線性規劃結果	27
圖 2-5 說明範例之系統優化圖解	29
圖 2-6 調合規劃法與 DE NOVO 規劃法之結果比較	34
圖 3-1 研究方法流程圖	37
圖 3-2 TWENLCA 系統邊界	41
圖 3-3 依發電類型分類之人體健康損害	47
圖 3-4 依發電類型分類之生態損害	48
圖 3-5 依發電類型分類之氣候變遷損害	48
圖 3-6 依發電類型分類之資源耗用	49
圖 3-7 依發電類型分類之水耗用	49
圖 3-8 全國供電量預測流程	51
圖 4-1 各情境電力結構發電量配比	80
圖 4-2 各情境人體健康損害比較	83
圖 4-3 各情境生態健康損害比較	83
圖 4-4 各情境氣候變遷損害比較	84
圖 4-5 各情境資源耗用比較	84
圖 4-6 各情境水耗用比較	84
圖 4-7 供電量敏感度分析之電力結構配比	88
圖 4-8 供電量敏感度分析之人體健康損害比較	90
圖 4-9 供電量敏感度分析之生態損害比較	90

圖 4-10 供電量敏感度分析之氣候變遷損害比較	90
圖 4-11 供電量敏感度分析之資源耗用比較	91
圖 4-12 供電量敏感度分析之水耗用比較	91
圖 4-13 途徑一之未來電力結構發展	98
圖 4-14 途徑二之未來電力結構發展	98



表目錄

表 1-1 2001~2011 年台灣能源供給百分比(按自產與進口別).....	2
表 1-2 2011 年台灣化石燃料消費結構.....	3
表 1-3 2011 年台灣能源消費季報(按能源別).....	4
表 1-4 2011 年台灣電力裝置容量.....	4
表 2-1 綠色經濟規劃之各部門投資百分比.....	9
表 2-2 綠色經濟規劃之未來電力結構.....	10
表 2-3 「永續能源結構目標下之我國最適再生能源結構」報告之情境分析設定.....	11
表 2-4 「台灣低碳電力結構」報告規劃之七種最佳情境設定.....	16
表 2-5 說明範例之原系統各資源使用量及單位成本.....	28
表 2-6 說明範例之系統優化計算結果.....	29
表 2-7 說明範例之調合規劃法計算結果.....	31
表 2-8 說明範例之多目標整合最大化 F1 計算結果.....	32
表 2-9 說明範例之多目標整合最大化 F2 計算結果.....	32
表 2-10 說明範例之新系統各資源使用量及單位成本.....	33
表 2-11 說明範例之新系統調整後各資源使用量及單位成本.....	33
表 3-1 各能源系統盤查資料來源.....	43
表 3-2 各項衝擊類別評估說明.....	45
表 3-3 各發電方式之環境衝擊係數.....	46
表 3-4 2010 至 2028 年台電預測供電量.....	52
表 3-5 電力供給發電機組容量因數與負載別分類.....	53
表 3-6 火力、核能發電容量因數推估(以台電 2029 年為例).....	53
表 3-7 2010 至 2028 年台電各類型發電裝置容量開發計畫彙整.....	54
表 3-8 2010 至 2028 年台電規劃之累計新增發電量.....	55
表 3-9 2010 至 2028 年台電預測之尖峰負載.....	56

表 3-10 各類型發電方式尖峰能力係數彙整	57
表 3-11 2010 至 2028 年台電規劃之累計新增尖峰負載	58
表 3-12 發電量與尖峰負載換算係數	58
表 3-13 2010 至 2028 年台電規劃之累計新增開發成本	59
表 3-14 綠色經濟再生能源開發投資金額統計	60
表 3-15 2010 至 2030 年經濟部能源局推廣之再生能源目標發電量	61
表 3-16 2010 至 2030 年經濟部能源局推廣之再生能源累計發電量	62
表 3-17 再生能源裝置容量發展潛力表	62
表 3-18 本研究整理文獻回顧推估之再生能源累計可發電量	63
表 3-19 規劃方案之情境建立	64
表 4-1 情境一最小化環境損害電力結構	75
表 4-2 情境二最小化環境損害電力結構	76
表 4-3 情境三最小化環境損害電力結構	77
表 4-4 情境四最小化環境損害電力結構	78
表 4-5 各情境電力服務內容比較	79
表 4-6 各情境環境損害數據	82
表 4-7 情境四之最小化人體健康損害關鍵因子分析	85
表 4-8 情境四之最小化生態損害關鍵因子分析	86
表 4-9 情境四之最小化氣候變遷損害關鍵因子分析	86
表 4-10 情境四之最小化資源耗用關鍵因子分析	86
表 4.11 情境四之最小化水耗用關鍵因子分析	87
表 4-12 供電量敏感度分析之電力結構	88
表 4-13 供電量敏感度分析之環境損害數據	89
表 4-14 2010 至 2028 年台電預測之增加發電量	93
表 4-15 途徑一 2010 至 2028 年之新增發電量	94

表 4-16 途徑二 2010 至 2028 年之新增發電量	95
表 4-17 2010 至 2028 年累計新增發電量與尖峰負載比較	96
表 4-18 2010 至 2028 年累計開發成本比較	97



第一章 緒論

1.1 研究背景

二十世紀人類共經歷了三次的能源危機，每次危機的到來總是提醒我們應正視能源安全的重要，能源結構多元化一直以來都是各國政府共同的目標；而近年異常的氣候現象頻傳，氣候變遷的發生原因成為科學家熱烈研究的議題，其中一種可能，便是由於人類過度依賴化石燃料所排放的大量二氧化碳；不論是人為因素或者自然循環，為因應這些危機，世界各國在能源政策上無不戮力以赴的嘗試開源節流，例如在供給面上發展再生能源，在需求面提昇能源效率，或是在排放端進行二氧化碳封存等，都投入了巨大的研究資源；總而言之，「能源」，人類終其一生都要面對的問題。

台灣幅員狹小缺乏天然資源，能源多仰賴進口，並有逐年增加的趨勢，經濟部能源局統計，2011 年進口能源佔國內總供給的 97.93%，主要項目包括煤及煤產品 31.38%、原油及石油產品 46.16%、液化天然氣 11.56%、核能發電 8.83%，詳如表 1-1；觀察台灣化石燃料的消費結構，進口之煤炭與天然氣主要用途為火力發電，石油產品則多用於工業生產及交通運輸，如表 1-2；總結來說，以 2011 年台灣能源消費為例，能源消費約 50.4%用於滿足國內的電力需求，尤其第三季更為明顯，高達 54.4%，第二大宗為製造石油產品佔 38%，詳如表 1-3；因此，為紓解台灣過於依賴進口能源的窘境，可先針對國內的電力結構進行規劃。

除了能源安全議題外，發電過程所產生的環境衝擊亦被廣泛討論，表 1-4 顯示了 2011 年台灣的電力供給結構，台灣電力股份有限公司佔 67.2%、民營電廠 16.5%、汽電共生廠 16.3%；發電方式以火力為主，核能為輔；觀察 2010 年台電對於未來 20 年電力結構之規劃，其考量層面包括經濟成長最高、發電成本及二氧化碳排放最低三大面向，就該報告所歸納的結論而言，經過 20 年後，台灣電力結構無法進行太大變革，意即若遵循現在官方所規劃的版本，在西元 2029 年我國火力

表 1-1 2001~2011 年台灣能源供給百分比(按自產與進口別)

單位：%

年別	自 產								進 口				
	合計	煤炭	原油	天然氣	生質能	慣常 水力發電	太陽光電 及風力發電	太陽熱能	合計	煤及 煤產品	原油及 石油產品	液化 天然氣	核能發電
2001	2.31	-	0.04	0.71	1.03	0.46	0	0.08	97.69	30.54	51.65	5.84	9.66
2002	2.1	-	0.05	0.71	1.03	0.24	0	0.08	97.9	30.9	50.43	6.28	10.28
2003	2.25	-	0.04	0.62	1.28	0.24	0	0.07	97.75	30.38	51.84	6.11	9.42
2004	2.05	-	0.03	0.53	1.18	0.23	0	0.07	97.95	30.15	52.34	6.84	8.62
2005	1.93	-	0.02	0.36	1.17	0.29	0.01	0.07	98.07	29.7	52.7	7.01	8.66
2006	1.89	-	0.02	0.3	1.19	0.29	0.02	0.08	98.11	30.13	52.08	7.44	8.46
2007	2.19	-	0.01	0.26	1.52	0.29	0.03	0.07	97.81	29.96	52.19	7.52	8.14
2008	2.16	-	0.01	0.23	1.51	0.3	0.04	0.08	97.84	30.18	50.63	8.54	8.5
2009	2.1	-	0.01	0.23	1.46	0.26	0.06	0.08	97.9	28.07	52.49	8.51	8.84
2010	1.96	-	0.01	0.18	1.34	0.28	0.07	0.08	98.04	29.3	50.09	10.19	8.46
2011	2.07	-	0.01	0.21	1.38	0.28	0.11	0.08	97.93	31.38	46.16	11.56	8.82

資料來源：經濟部能源局，2012，能源統計手冊

發電占比仍高達 76%，其中仍以污染性較高的燃煤 49% 最多，燃氣則是 25%、燃油 2%，而使用風險較具爭議的核能發電占 16%，與西元 2010 年的電力結構相比，火力發電占 78%，其中燃煤占 48%、燃氣 25%、燃油 5%，核能 17%，經過了 20 年，主要的變革在於以再生能源替補了排碳係數較高的燃油發電，共 3%；因此，本研究針對官方的版本進行發想，提出以下兩個議題：

- (一) 環境衝擊的種類相當多元，其中不乏直接對人體、生態造成影響的類別，在規劃時僅考慮二氧化碳排放，是否足以描述電力供給所造成的環境損害？
- (二) 與過去相似的電力結構除了對於能源安全並無顯著的改善外，在電力需求量逐漸增加的未來，僅佔裝置容量 3% 的再生能源，是否可能達成二氧化碳減量的目標？

表 1-2 2011 年台灣化石燃料消費結構

項目	煤炭消費		石油產品消費		天然氣消費	
	千公噸	%	千公乘油當量	%	百萬立方公尺	%
消費量合計	64,789.90	100	47,807.80	100	16,137.20	100
煉焦用	7,092.60	10.9	—	—	—	—
高爐用	1,378.90	2.1	—	—	—	—
發電汽電用	46,697.00	72.1	2,886.30	6.0	12,558.60	77.8
能源部門自用	0	0	1,768.80	3.7	773.00	4.8
工業	9,585.70	14.8	21,543.30	45.1	1,393.20	8.6
運輸	—	—	15,439.60	32.3	—	—
農業	0	0	337.50	0.7	—	—
服務業	0	0	1,083.60	2.3	500.70	3.1
住宅	0	0	1,298.20	2.7	911.70	5.6
非能源消費	35.7	0.1	3,450.40	7.2	—	—

資料來源：經濟部能源局，2012，能源供需統計

表 1-3 2011 年台灣能源消費季報(按能源別)

單位：千公秉油當量
()內數字表示百分比

季別	總計	煤及 煤產品	石油 產品	自產 天然氣	進口液化 天然氣	電力	太陽 熱能	熱能
2011 年	118,173 (100.0)	9,791 (8.3)	44,921 (38.0)	1,328 (1.1)	2,085 (1.8)	59,613 (50.4)	113 (0.1)	322 (0.3)
第 1 季	29,409 (100.0)	2,484 (8.4)	12,241 (41.6)	403 (1.4)	513 (1.7)	13,662 (46.5)	29 (0.1)	75 (0.3)
第 2 季	29,250 (100.0)	2,459 (8.4)	11,227 (38.4)	314 (1.1)	505 (1.7)	14,638 (50.0)	28 (0.1)	79 (0.3)
第 3 季	30,035 (100.0)	2,429 (8.1)	10,353 (34.5)	267 (0.9)	531 (1.8)	16,343 (54.4)	28 (0.1)	84 (0.3)
第 4 季	29,480 (100.0)	2,418 (8.2)	11,101 (37.7)	344 (1.2)	536 (1.8)	14,969 (50.8)	28 (0.1)	84 (0.3)

資料來源：經濟部能源局，2012，能源指標季報

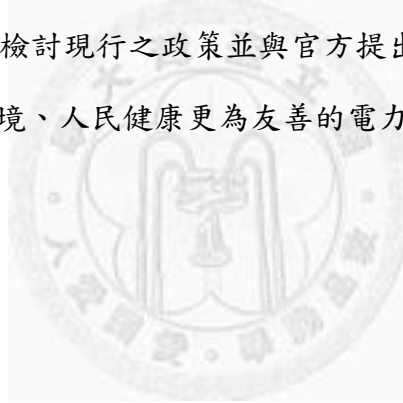
表 1-4 2011 年台灣電力裝置容量

項目	千瓩	%
台電	32,758	67.2
水力	4,604	9.4
火力	22,718	46.6
燃煤	8,800	18.1
燃油	3,325	6.8
燃氣	10,593	21.7
核能	5,144	10.6
風力	287	0.6
民營電廠	8,052	16.5
汽電共生	7,940	16.3
總計	48,750	100

資料來源：經濟部能源局，2012，電力裝置容量

1.2 研究目的

本研究以降低環境衝擊為首要考量，在供電量與開發成本不變的限制下，制訂對環境衝擊最低的電力發展策略為目標；在電力供給面，以生命週期評估計算各種發電方式造成的環境衝擊，包括人體毒性(致癌、非致癌)、呼吸效應、光化學煙霧、生態毒性(水域、陸域)、水體優養化、水體酸化、全球暖化等，進而以台灣特徵化數值整合成數種環境損害，包含人體健康、生態、氣候變遷、資源耗用、水資源等；續以 De Novo 規劃法進行損害最小化運算，該規劃法之優點為系統優化及多目標整合，適於對舊系統進行重新規劃，同時考慮多種環境損害，訂定長期的規劃目標；之後再藉由彙整文獻數據及情境設定，在運算中加入不同的限制條件，建立數種規劃情境，檢討現行之政策並與官方提出的規劃方案進行比較，以期獲得具體可實行且對環境、人民健康更為友善的電力結構。



1.3 研究流程

本研究之流程圖如圖 1-1 所示，由電力供給造成的環境問題出發，以及最佳化電力結構的概念，確立研究目的；文獻蒐集分為三大部分，第一部分為國內外電力結構的規劃報告，針對電力結構規劃的限制因子及規劃方法進行回顧，並整理各文獻的優缺點，其次是環境衝擊評估方法的介紹，本研究主要利用生命週期評估方法對電力結構造成的環境損害進行計算，此部分將會回顧生命週期在能源系統上的相關應用與限制，第三部分則針對 De Novo 規劃法進行介紹，包含其有別於其他多目標決策之特點，最後再回顧該規劃法於相關領域的應用與研究。

由上述文獻之整理，可確立本研究第三章之研究方法，包括環境衝擊評估的分析、電力結構的規劃模型以及情境的建立，其中環境衝擊評估以功能單位 1 億度計算各類型發電方式造成的環境損害；電力結構規劃模型則以供電量、尖峰負載、開發成本、再生能源裝置容量限制等為考量，建立基礎的模型；在情境建立部分，針對 2010 至 2028 年台電規劃案開發成本與政府設定之再生能源發展目標兩項政策進行分析，藉由開放此兩項限制因子，探討未來台灣可能發展的最佳電力結構。

第四章呈現各情境最佳化的結果並進行討論，並針對關鍵因子進行敏感度分析，討論其對環境損害的影響，再建構 2010 至 2028 逐年之電力結構，最後第五章總結本研究規劃模型之優缺點，並對於台灣未來之電力結構提出建議。

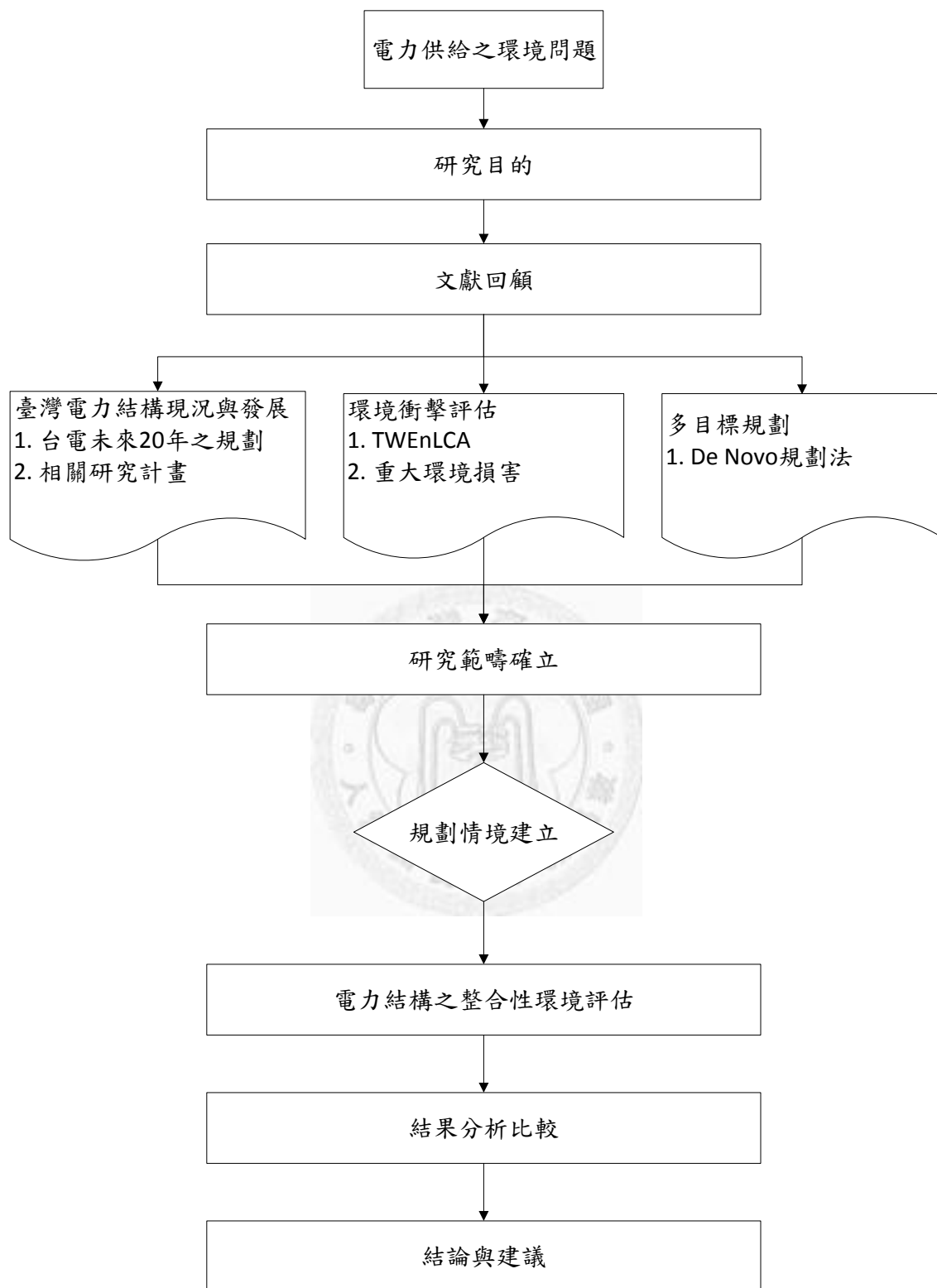


圖 1-1 研究流程圖

第二章 文獻回顧

2.1 台灣電力結構規劃方向

本節回顧國內外近年的電力結構規劃報告，最後彙整報告內容進行總結與比較，以探討未來台灣電力結構規劃之方向。

2.1.1 電力規劃報告回顧

(一) 邁向綠色經濟

本報告由聯合國環境規劃署(United Nations Environment Programme, UNEP)於2011年2月11日發布，主旨為倡導自現在起至2050年，每年將全球生產總額的2%投入十大主要經濟部門中進行綠色經濟轉型，包含農業、建築、能源、漁業、林業、工業、旅遊業、交通、水和廢棄物管理等部門，該報告認為當前經濟、社會、環境彼此間之矛盾起源於大規模的資本誤置，藉由綠色投資可推翻環境永續性與經濟成長背道而馳的思維，透過全球性合作與國家政策的鼓勵，綠色經濟實際上可創造就業機會並促進經濟成長，並降低氣候變遷、水資源短缺、生態系統喪失等巨災風險。

報告內容之規劃設定，又可細分為G1、G2兩種情境，分別表示每年投入全球生產總額的1%或2%，而各部門相應之投資百分比，整理如表2-1；雖然本報告之規劃內容涵蓋了十大主要經濟部門，但比較投G1、G2兩情境之資百分比，可發現能源供給的投資金額成長幅度最大，且在G2情境下能源供給投資金額所佔的比例在十大經濟部門中亦為最高，足見能源部門於本報告規劃中之重要性，對能源部門之投資金額主要應用層面包含以下兩點：

1. 以再生能源和低碳技術替代化石燃料
2. 提高能源效率，減少能源需求

表 2-1 綠色經濟規劃之各部門投資百分比

部門	綠色投資之比例(%)		生產總額之比例(%)	
	G1	G2	G1	G2
農業	10	8	0.1	0.16
建築	10	10	0.1	0.2
能源(供給)	15	26	0.15	0.53
漁業	10	8	0.1	0.16
林業	3	2	0.03	0.03
工業	6	3	0.06	0.06
旅遊業	10	10	0.1	0.2
交通	16	17	0.16	0.34
廢棄物	10	8	0.1	0.16
水資源	10	8	0.1	0.16
合計	100	100	1	2

資料來源：UNEP，2011

報告中指出 2010 至 2050 年於此兩技術層面之總投資金額分別為 1,740~6,560 億美元及 2,270~6,510 億美元，金額之分配比重大致為一比一，基於投資此兩技術面發展的情境下，本報告亦規劃了 G2 情境時之未來全球電力結構，如表 2-2 所示。

表 2-2 為本報告規劃之未來電力結構，可發現其發展趨勢，主要為淘汰污染程度及排碳係數較高的燃煤、燃油發電，減少的部分則由生質能、再生能源及核能進行替補；結果部分，主要模擬了 2010 至 2050 年的各項指標提供參考，依考慮的面向整理分類如下：

1. 經濟面：生產毛額、人均生產毛額、農業產出、工業產出、服務業產出。
2. 社會面：總人口、人均卡路里、日薪資低於 2 美元之人口、人類發展指數、總僱員。
3. 環境面：林地、耕地面積、收穫面積、水資源需求、廢棄物產生、垃圾掩埋量、二氧化碳排放、生態足跡、能源需求、電力結構。

表 2-2 綠色經濟規劃之未來電力結構

	電力結構(%)		
	未進行 綠色經濟轉型	2030 年	2050 年
燃煤	31	25	15
燃油	28	24	21
燃氣	23	23	25
核能	6	8	12
水力	2	3	4
生質與廢棄物能	8	12	16
其它再生能源	3	5	8
合計	100	100	100

資料來源：UNEP，2011

本報告以全球的觀點進行了十種主要經濟部門之綠色投資規劃，其中能源供給部門佔有最重要之地位，台灣身為石油淨輸入國，在面臨化石燃料價格波動及上漲時的調適成本相對較高，因此在考慮台灣之區域特性後，本報告所規劃之電力結構及綠色投資運用，提供了許多可以學習、參考的方向。

(二) 永續能源結構目標下之我國最適再生能源結構

本報告為張四立老師於 2005 年執行之行政院國科會專題研究報告，其結合了多目標數學規劃方法及系統動態之理論，並更新 2004 年建立之多目標電力系統模型，應用 2001 年之產業關聯表資料，規劃兼顧產業發展、電力供給、穩定具經濟效率之電力結構，在情境設計方面，探討藉由再生能源建置於溫室氣體減量之政策成效可行性，整理其規劃模型要點如下：

1. 規劃方法：3E 多目標規劃模型、系統動態學。
2. 經濟面：2001 年產業關聯表，假設經濟發展最大的情境下，利用投入產出計算國民生產毛額，及各產業產出。
3. 能源面：更新發電成本資訊，在發電成本最小的情境下，解析電力結構、

裝置容量及發電量。

4. 環境面：藉由最終消費部門之燃料耗用量，乘以對應燃料之二氧化碳排放係數，求取滿足經濟發展最大與發電成本最小之二氧化碳排放。
5. 政策分析：再生能源發展、溫室氣體減量。

本報告之情境分析設定如下表所示，為求方便討論，將原文數據以高、中、低表示，並說明之：

表 2-3 「永續能源結構目標下之我國最適再生能源結構」報告之情境分析設定

	情境一	情境二	情境三	情境四
政策分析	台電方案	積極發展 再生能源	低標準之 二氧化碳減量	高標準之 二氧化碳減量
再生能源 裝置容量	中	高(多 2.5%)	同情境一	同情境一
二氧化碳排放	高	次高	中	低
GDP 成長	高	同情境一	中	低
總裝置容量	高	高	中	低
單位發電成本	次高	高	低	中

資料來源：張四立，2005

由情境一、二比較，可發現在總裝置容量不變的情況下，藉由發展再生能源雖會導致單位發電成本的提高，但二氧化碳的排放確實減少了，而經濟成長的部分因本模型設定其與總裝置容量呈定比關係，故也是維持高成長的情況；而情境三、四則分別代表全國能源會議承諾值以及經濟合作與發展組織(Organisation for Economic Co-operation and Development, OECD)訂定之 2025 年人均二氧化碳排放

目標量，仔細探討情境三、四的設定，雖然二氧化碳的排放減低了，但是電力結構方面，設定則與情境一相同，並未針對電力結構進行配套的規劃，即再生能源保持現狀，不做進一步發展，因此，為求二氧化碳的減量只能從總裝置容量的降低來著手，基於模型設定之比例關係，間接導致了經濟成長的減少。

本報告於結果分析中明確的提出再生能源發展之於溫室氣體減量的重要性，此外，亦藉由系統動態方法，模擬了台灣在 1980~2050 年各情境發展下之總二氧化碳排放。

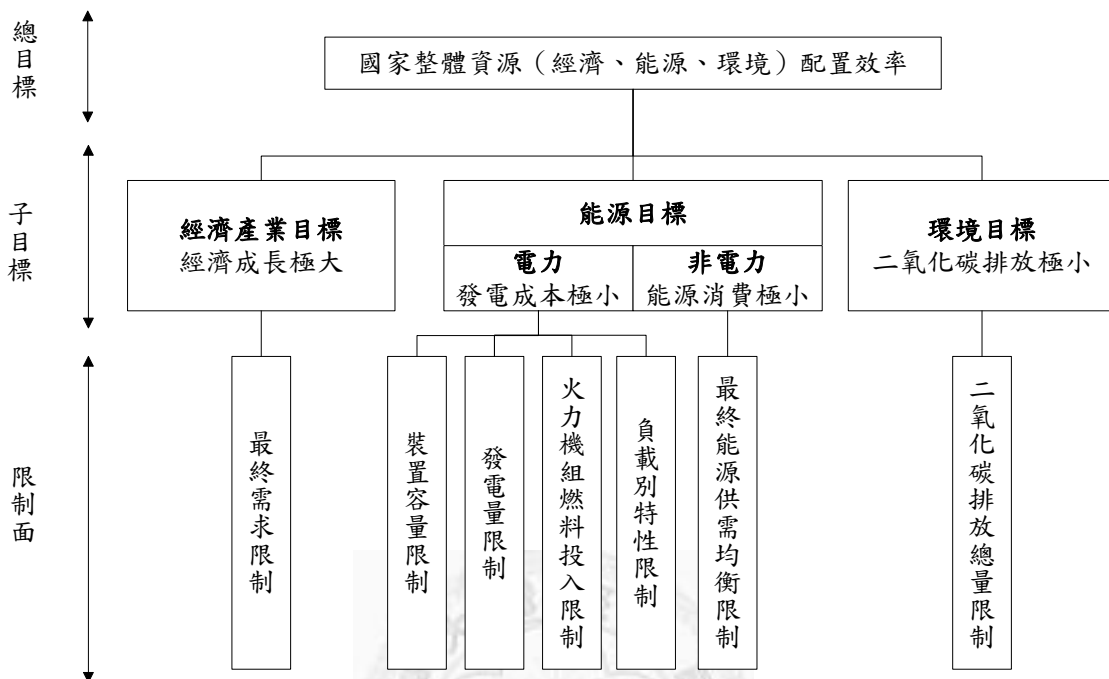
（三） 未來電力供需分析與規劃研究完成報告

本報告為台灣電力公司於 2010 年完成之研究計畫，旨在進行長期負載預測與電源開發規劃，在資料收集研析部分，除了涵蓋電價、人口、產業結構、大型開發案、政府重大經建計畫、線損、需求面管理效能、氣溫和國內外經濟與能源情勢等影響電力「需求特性」相關因素，以及裝置容量配比、發電量配比、燃料價格、燃料供需、二氧化碳排放、供電可靠度、地區供需平衡等影響電力「供給特性」相關因素之資料。(台灣電力公司，2010)

其規劃模型主要依循台電長期以來發展之 3E 多目標規劃模型，進行資料數據的更新，其架構如圖 2-1 所示，模型規劃要點條列如下：

1. 規劃方法：3E 多目標規劃模型
2. 經濟面：整合我國主要經濟研究機構預估之經濟成長率，假設經濟發展最大的情境下，代入規劃模型求取最終需求量。
3. 能源面：預測內容涵蓋尖峰負載預測、平均負載預測、供電量預測、需電量預測、區域別負載預測、產業別用電量預測和離島地區負載預測等，輔以最小發電成本之條件進行電力結構之規劃。
4. 環境面：搜集分析國內外發電部門二氧化碳排放情況，及其相關可行技術 IGCC 和可控技術如 CCS 等，以了解 1990~2025 裝置容量結構對應下溫

室氣體之排放分配。



資料來源：台灣電力公司，2010

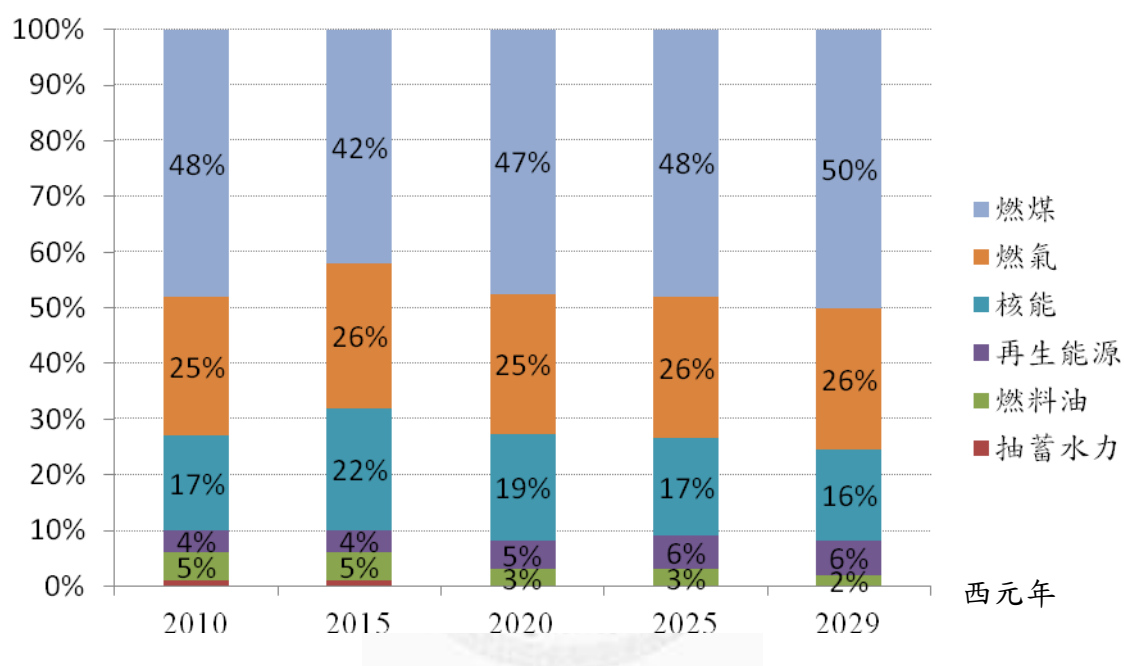
圖 2-1 台電 3E 多目標規劃模型概念架構圖

5. 政策分析：永續能源政策綱領、2010~2025 年國內天然氣未來使用目標值、行政院 2007 年產業科技策略會議—各類再生能源之裝置容量目標值、2005 年全國能源會議結論—汽電共生裝置容量目標值等。

本報告針對經濟發展與電力需求之預測，以及電力供給技術面有相當詳細的論述，故本研究亦延用其對於電力需求量的規劃以及技術相關設定，但於環境面的考量，在規劃模型中的順位仍排在末位，僅有檢視該電力結構排放了多少二氧化碳排放的功能，其規劃結果如圖 2-2 所示。

經過了將近 20 年的努力，台電嘗試淘汰了二氧化碳排放係數較高的燃油發電機組，並由再生能源替補不足的部分，但風險且爭議性較高的核能發電亦仍維持 20 年前的水準；整體而言，電力結構並沒有太大改變，根據報告的計算結果，雖

然整體二氧化碳排放強度由 0.57 公斤／度降至 0.55 公斤／度，但二氧化碳總排放由 2010 年的 134 百萬噸增加至 2029 年的 209 百萬噸，由於本規劃案主要針對目前國家訂定之再生能源發展目標進行評估，該政策目標於環境面的考量，僅止於二氧化碳排放，姑且不論最終如此的電力結構達成了減量目標與否，但環境外部性只考量二氧化碳排放，應還有再進步的空間。



資料來源：台灣電力公司，2010

圖 2-2 台電規劃之 2010~2029 年電力供給結構

(四) 台灣低碳電力結構分析

本報告為陳發林老師等於 2011 年完成之研究報告，其規劃模型主要依據自行開發完成之「台灣低碳電力結構最佳化分析」程式，考慮項目包含總發電量、總排碳量、總備用容量、總發電成本等，並假設各電廠之裝置容量可在一限定範圍內進行調整，程式之判斷順序以總發電量為第一優先，其次為總備用容量、總排碳量，並在不滿足但最接近以上限制條件的情況下，求取最低總發電成本之電力

結構方案，其規劃模型要點條列如下：

1. 規劃方法：台灣低碳電力結構最佳化分析程式
2. 經濟面：直接使用官方設定之產業發展資料。
3. 能源面：發電成本主要依據英國 Markal 模型進行估算，另有部分資料採用德國官方模型，同時也考慮備用容量及尖峰負載，最小化發電成本。
4. 環境面：採用符合 ISO 14000 標準的生命週期評估法，計算能源鍊之二氧化碳排放量。
5. 政策分析：永續能源政策綱領、再生能源發展、溫室氣體減量、核能發展、碳封存技術。

本報告共規劃了 2025 年及 2030 年之七種最佳情境，以下僅就 2030 年之規劃結果進行討論，規劃設定及結果如表 2-4 所示；可發現本報告情境分析之重點集中於核能裝置容量的多寡，針對核一～三廠延役與否、或者僅核四運轉、是否增加核能機組等情境進行探討，再生能源方面則依據經濟部能源局目前之規劃，未對其可能的發展性進行評估。

結果方面，只有零核能及零化石燃料機組的情境六可達成政府間氣候變遷小組 (Intergovernmental Panel on Climate Change, IPCC) 之減碳目標，但其發電不足率高達 30%，且因為大量使用太陽光電及離岸風力，使得發電成本相對較高；備用容量率方面，只有情境二與七符合目前行政院的標準 16%，與情境一相比較，雖然其他情境之發電成本都稍微較高，但普遍而言，排碳以及備用容量的表現都較情境一好，因此更加確信了強化燃氣與再生能源的重要性。

表 2-4 「台灣低碳電力結構」報告規劃之七種最佳情境設定

	情境一	情境二	情境三	情境四	情境五	情境六	情境七
單位：GW	能源局之規劃，即核一至四持續運轉	同情境一，強化燃氣與再生能源	僅核一至三運轉，強化燃氣與再生能源	僅核四運轉，強化燃氣與再生能源	零核能，強化燃氣與再生能源	零核能、零化石燃料，強化燃氣與再生能源	強化核能至最大裝置容量
燃煤	31.47	28.54~31.34	31.47	31.47	31.47	0	26.47~29.27
燃氣	19.44	28.79	28.79	28.79	28.79	0	19.44
燃油	2.37	2.37	2.37	2.37	2.37	0	2.37
核能	7.84	7.84	5.14	2.70	0	0	22.40
水力	2.50	3.63	3.63	3.63	3.63	22.50	2.50
陸域風力	1.16	2.60	2.60	2.60	2.60	1.52	1.16
離岸風力	3.30	9.90	9.90	9.90	9.90	47.90	3.30
太陽光電	2.50	7.48	7.48	7.48	7.48	91.55	2.50
生質能	0.03	0.04	0.04	0.04	0.04	0.92	0.03
廢棄物能	1.37	0.79	1.37	1.37	1.37	1.37	0.41

	情境一	情境二	情境三	情境四	情境五	情境六	情境七
發電不足率	0	0	0	0	0	30%	0
排碳超標率 (IPCC)	224~225%	148~151%	170~172%	190~191%	212~213%	0%	105~111%
平均成本 (台幣)	1363~1367 億	1931~2019 億	2004~2052 億	2007~2027 億	1975~1979 億	7058 億	2032~2121 億
備用容量率	負 1~3%	16%	13~16%	9~13%	6~9%	負 37%	16%

資料來源：陳發林等，2011

依據此報告所使用之規劃模型，其建議最佳的規劃情境為情境七，強化核能至最大裝置容量，該情境核能發電的裝置容量高達 22.4GW，幾乎為現在核一～四總裝置容量 7.84GW 的三倍，雖然其排碳量最少，開發成本與情境二～五也差距不大，但核能發電技術隱含的風險，在此模型並無法表現出來，為求二氧化碳的減量，仰賴大量核能是否是唯一解，應抱持審慎的態度懷疑並探討之。

2.1.2 電力規劃報告小結

在國內報告總是以發電成本最小為訴求時，《邁向綠色經濟》指出相當重要的概念，提醒我們不該在投資金額上畫地自限；在《未來電力供需分析與規劃研究完成報告》中，對於未來台灣經濟體的發展，確實有著非常詳細的預測及論述，但身為台灣最大的電力供應者，在國家用電需求與公司營運兩大壓力下，對於未來產業結構的預測，基於一個較為保守的情境來推估，意即該模型使用了大量過去的經濟成長數據，悲觀的描繪著台灣產業無法轉型成功以及電力需求與經濟成長無法脫勾的藍圖，因此本研究認為該模擬結果應適合做為規劃情境的基線，未來努力的目標應建構於其上，且超越之。

在環境面的考量，《邁向綠色經濟》模擬了進行綠色投資後，未來各種環境指標的變化，國內的三份報告則主要由政策切入，探討二氧化碳減量的可能，其中計算二氧化碳排放的基礎亦有些許差異，僅《台灣低碳電力結構分析》明確指出其應用了生命週期評估法進行完整能源鍊的排碳統計，其他報告只考量了化石燃料燃燒時排放之二氧化碳。

除了計算方法上未以系統性思維為基礎外，若仔細探究目前國內之電力規劃模型，在環境面的考量上，由於政策目標的偏頗，往往只針對二氧化碳排放進行評估，選擇對於其他環境衝擊視而不見，在如此自我限縮思維下規劃的電力結構，很可能忽略了直接發生在我們周遭的環境議題。

在情境設定方面，國內報告主要針對目前訂定的政策進行評估，提供政策實施後，可能產生的結果，並沒有包括藉由求取最佳情境而反饋修訂政策的功能，

是較為可惜的部分。

總而言之，在規劃電力結構時，必須考量經濟、能源、環境各面向是基本的共識；《邁向綠色經濟》鼓勵我們需要在開發成本上進行突破；《永續能源結構目標下之我國最適再生能源結構》除了系統動態方法的創新外，亦指出了情境設定之於政策制定的重要性；《未來電力供需分析與規劃研究完成報告》中，於能源面的設定、考量項目最為詳細、專業，值得參考；《台灣低碳電力結構分析》，除了在二氧化碳排放統計上應用了生命週期評估，也藉由最佳化程式建立了其理想的電力供應結構；以上報告，提供了許多本研究可學習的優點，建構了主要的規劃模型基礎，亦為重要的研究靈感起源。



2.2 生命週期評估方法應用

本研究之環境衝擊數據主要應用生命週期評估方法進行計算，並在衝擊評估階段，以 De Novo 規劃法進行各環境損害的整合，不需額外給予權重，以下針對生命週期評估法之簡介、生命週期衝擊評估之相關討論及於能源系統的應用進行回顧。

2.2.1 生命週期評估之簡介

生命週期評估以系統性思維考慮環境污染問題，將所有可能對環境產生衝擊的人為活動皆納入考量，以「從搖籃到墳墓」的思維方式彙整產品或服務在其生命週期中能資源投入及污染物排放對環境造成的衝擊(ISO, 2006)。

生命週期評估的架構分為四大部分，包含目標範疇界定、盤查分析、衝擊評估以及結果闡釋(ISO, 2006)，說明如下：

1. 目標定義與範疇界定：

範疇界定指對於研究目的以及其延伸的使用目的給予明確定義。在此應詳細說明評估的系統邊界，同時定義功能單位，說明資料品質、研究假設及應用上的限制。

2. 盤查分析：

此階段主要為蒐集所需的資料，盤查內容包括能資源耗用及污染物排放，如果系統同時具備不同功能，則需要適當分配系統中各部分的环境負荷並加以量化。

3. 衝擊評估：

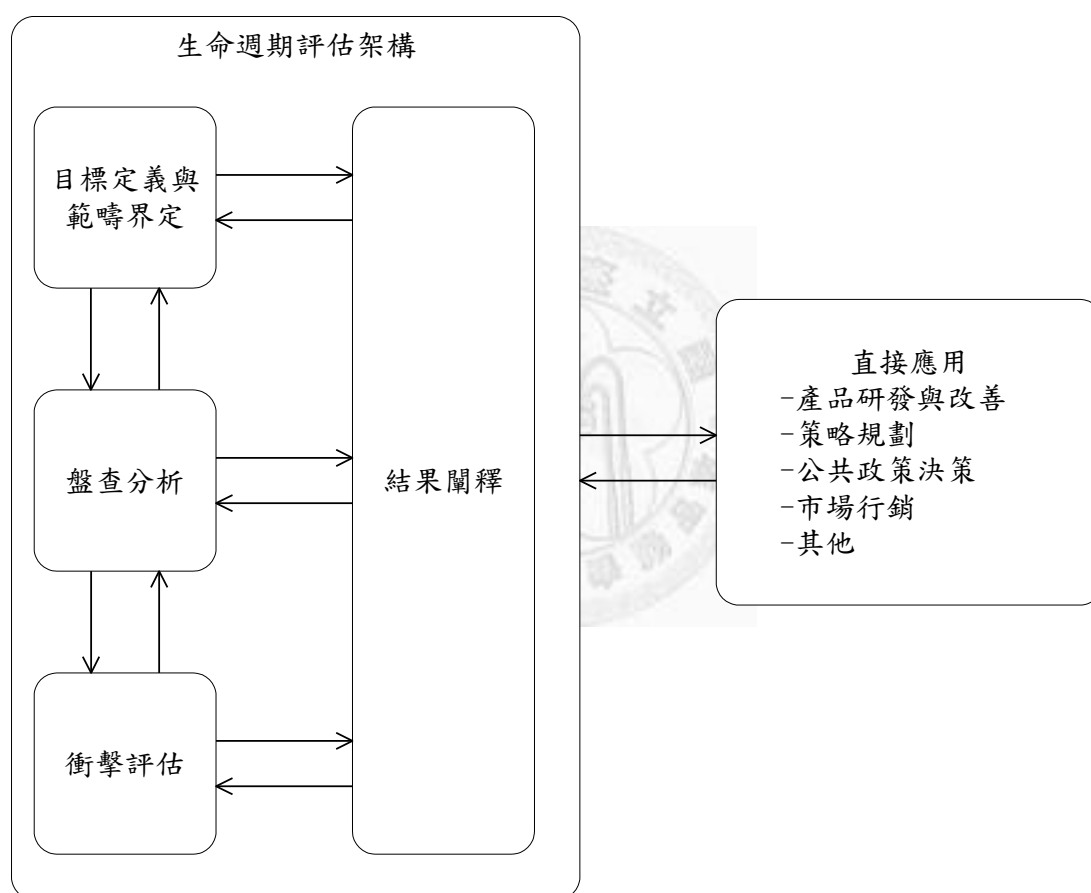
將盤查分析所量化的環境負荷結果利用特徵化、權重化等步驟轉為不同種類的环境衝擊。

4. 結果闡釋：

確認主要的環境負荷及衝擊來源，環境衝擊熱點，根據研究結果對應一

開始的研究目的並給予建議。

圖 2-3 顯示生命週期評估步驟間之關係架構，在評估架構中，先由範疇界定確認盤查分析的內涵，而經實際盤查後的結果，亦能反饋目標定義進行修正，步驟間存在著互相連通變動的彈性關係；而生命週期評估的應用層面，主要雖強調以特定產品、人為活動為評估對象，但隨著搭配不同的決策方法，舉凡公共政策、市場策略等規劃，亦可見利用生命週期評估計算環境衝擊，以達成資訊公開、最佳化設計等目的。



資料來源：CNS 14040

圖 2-3 生命週期評估架構

由於生命週期評估可針對能源產出的整個生命週期計算環境衝擊，因此適合做為能源決策的依據(Góralczyk, 2003)，本研究即使用經過台灣本土化數據修正的 TWEnLCA 環境衝擊資料庫，做為未來台灣電力結構決策的規劃依據。

2.2.2 生命週期衝擊評估之相關討論

生命週期衝擊評估階段(Life cycle impact assessment, LCIA)將盤查所得資料利用特徵化、權重化等步驟轉換計算為環境衝擊，主要內容依據 ISO 14042 標準劃分為強制性要項(mandatory elements)和選擇性要項(optional elements)；其中強制性要項包括衝擊類別、類別指標及特徵化模式之選擇，盤查分析結果分類(classification)，以及衝擊類別指標之計算(characterization)等三步驟；選擇性要項則包含規格化(normalization)、群組化(grouping)、權重化(weighting)、數據品質評估(data quality assessment)等。

生命週期衝擊評估將盤查資料與環境衝擊進行連結，故在生命週期評估中佔有重要地位，同時也是較具爭議的部分，除了不同商用軟體所採用的衝擊評估方法有所差異外，環境衝擊之於地域性的不同亦需要本土化數據修正，以增加可靠性。

而前文所述之權重化雖被劃分在選擇性要項，但在許多衝擊評估方法中仍扮演著重要角色，其將特徵化後的各項環境負荷，給定一組相對的權重值，整合成單一環境衝擊值，目的在於彙整種類眾多、複雜的環境負荷項目，方便決策者進行比較，以及在公開資訊時易於為民眾接受。

求取權重數據的方法種類與應用亦相當豐富，環境毒理與化學學會(Society of Environmental Toxicology and Chemistry, SETAC)在 1994 年，提供了以下評價法供大家選擇，分別是層級分析法(Alytic Hierarchy Process, AHP)、願付價格法(Willingness-to-Pay, WTP)、多屬性效用理論(Multi-Attribute Utility Theory, MAUT)、衝擊分析矩陣法(Impact Analysis Matrix, IAM)、條件評估法(Contingent Valuation, CV)以及模糊層級分析法(Fuzzy Alytic Hierarchy Process, FAHP)等。(SETAC, 1993a; 單啟明, 1999)

上述方法內容，除原理基本上大都屬於較主觀的評價方式外，部分方法著重於可行方案間的比較以選擇表現較佳者，而非設計出最佳化的系統，故本文不在此詳述其方法內涵。

權重之數據來源一途為經由問卷的方式詢問專家或社會大眾，但在選取各領域專家的組成上是否公允，以及民眾對於議題是否具備足夠的認識等爭議，經常使權重計算上面臨挑戰，而過於仰賴主觀價值判斷，雖較容易得到決策者喜愛的方案，但最大的缺點還是在於決策者的考量很容易超越相對客觀的科學證據，且權重數據來源的透明度不佳，最終是否能得到最佳方案亦有相當的討論空間；在 ISO 14042 當中，對於權重化的過程，提到之程序為以下兩點：

1. 以選定權重係數換算指標結果或規格化結果；
2. 盡可能加總換算後的跨衝擊類別結果或規格化結果(CNS 14042, 2001)，同時指出「權重化步驟係基於價值選擇而非基於自然科學，因此，不同當事者根據相同的指標結果或規格化指標結果，可能產生不同之權重結果」(CNS 14042, 2001)。或許這可間接說明，在 ISO 14042 中，權重化僅列為選擇性要項，而非強制性要項。

除了前文描述權重化所面臨的挑戰之外，在 ISO 14042(CNS 14042, 2001) 標準中，亦指出生命週期衝擊評估的限制，包括以下五點：

1. 評價過程的價值選擇：
在衝擊類別、類別指標及特徵化模組的選擇，以及規格化、群組化、權重化等程序中，較為主觀層面的價值選擇，仍會反映其中。
2. 時間、空間、閾值與劑量反應的資訊缺乏：
生命週期衝擊評估基本上排除空間、時間、閾值及劑量反應等資訊，主要探討特定產品、活動之排放。
3. 不同衝擊類別中，類別指標的精密度可能不同：
由於空間、時間尺度的不同，簡化的假設條件會有所差異，而科學本質上的不確定性亦無法避免。
4. 不同系統間難以互相比較：
由於不同系統在生命週期盤查階段中，數據的取得和分配可能不一致，或在盤查數據的蒐集上，無法取得具代表性的資料，均使得系統間的比

較難以進行。

5. 無法預測類別終點、逾越閾值、安全界限或風險等之衝擊。

本研究利用 De Novo 規劃法，嘗試建立以客觀權重為基礎的決策系統，在上述限制中主要針對價值選擇的部分進行改善，去除主觀的選擇因素，進而由系統自身能力決定各環境衝擊最小化所能達成的目標。

2.2.3 生命週期評估於能源系統之應用

回顧國際針對能源系統外部性之探討，均指出具有全程評估、多介質整合及系統化分析等特性的生命週期評估，為適當的評估工具(OECD, 2001)；生命週期評估屬於系統分析方法之一，其精神與相關討論於前兩節已簡單介紹，在能源系統上的研究應用，主要分為三類(Udo de Haes et al., 2007)：

1. 應用於新興再生能源科技的探討，如生質柴油、太陽光電、氫能源等。
2. 電力供應系統基線資料的建立。
3. 能源政策面的評估，如歐盟的 ExternE 研究計畫。

台灣近年對於生命週期評估的應用主要為第一類，偏重於生質能、風力發電、太陽光電版等新興能源科技之研究。由於能源系統為各類產品或服務的生命週期中的共通程序(General Process)，意即不論生產各類產品或進行服務，能源都是不可或缺的，因此各國於推廣生命週期評估的研發與應用時，會先建立該國能源系統的盤查資料，提供後續研究之用。

儘管生命週期評估常被應用於能源系統，但衝擊評估的項目僅以二氧化碳排放及全球暖化為主，且大部分評估的時間尺度限於現在，忽略了技術進步的因子，主要也是因為預測型生命週期評估方法在資料取得上存在著一定的困難度和不確定性(Pehnt, 2005)。

而生命週期評估應用於能源鏈環境衝擊之分析，仍有以下四項限制(中華經濟研究院, 2009)：

1. 盤查結果難以驗證：

生命週期評估的模擬結果，難以實測值驗證，而盤查資料的來源與假設不同，將造成評估上的巨大差異。

2. 衝擊評估的限制：

除了大多生命週期評估應用於能源系統時，僅至盤查功能，未進行後續的環境衝擊評估外；現有的衝擊評估方法，在針對層級較高的全球性衝擊類別評估時，可信度較佳，而在層級較低的區域性衝擊類別上，尤其是人體健康，如 2.2.2 節所提，由於無法將空間、時間、閾值及劑量反應納入考量，因此效果不彰。但人體健康實際上為各類電廠營運時的關鍵課題，因此衝擊評估上的限制，間接的削減了生命週期評估對能源系統決策支援的功能。

3. 只針對環境面向：

生命週期評估著重於環境面向，未能擴展至經濟及社會面的評估，與永續能源之真義有所落差。

4. 未能與現行能源經濟模型之結合：

現行能源規劃模型，主要以能源供應穩定、經濟成長量為考量因子，在環境面向僅考慮法規污染物及二氧化碳排放。實際上，目前應用至能源系統的生命週期評估相關研究，主要以能源經濟模型的模擬結果做為基礎，再量化其環境衝擊，未能有回饋至能源配比之規劃，達到政策優選之功能。

為改善上述限制以協助電力結構之規劃，除了需加強新興能源技術評估之可信度外，提昇環境面向於現在 3E 模型中的地位亦是重要課題，雖然上述限制中提及生命週期評估著重於環境面向，但現階段台灣多數針對電力結構之規劃，皆著重於其對經濟體的貢獻，而忽略對環境的茶害，因此本研究將生命週期評估法與現有之能源經濟模型模型進行結合，為平衡三者間的地位，先從環境面出發思考，在最小化環境衝擊的情境下，同時滿足原模型規劃之能源需求及開發成本限制，以規劃出對環境更為友善之電力結構方案。

2.3 De Novo 規劃法簡介

De Novo 規劃法由 Milan Zeleny 於 1981 年提出，De Novo 源自拉丁文，意思是「重新」，為多目標決策的方法之一；而多目標決策屬於多準則決策中的分支，主要應用在決策方案未定時，針對多個目標函數，藉由一組限制條件及決策者偏好，利用數學規劃的技巧，在有限資源限制下，求得最佳解。

多準則決策應用於能源計畫已行之有年，其幫助我們了解決策問題的內在特性，促進決策流程規範的制訂，並提供決策者一個符合現實情境的分析、模擬平台，規劃各種可能性，以提昇決策品質。

回顧能源發展計畫歷史，自 1970 年代起，能源計畫多著重於釐清能源使用與經濟成長間的關係，主要目的為估計未來能源需求，並以最低開發成本滿足之，使用單一準則最佳化的線性規劃法為主；時至 1980 年代，隨著群眾環保意識抬頭，環境與社會面的考量漸漸導入決策系統中，多準則決策也開始被廣泛利用，故本節針對 De Novo 規劃法之計算原理及特點與應用層面進行回顧。

2.3.1 De Novo 規劃法之計算原理

De Novo 規劃法的特點在於由現有系統計算成本，在不超過原有成本限制下，重新規劃出表現更為優秀的系統，系統在重新規劃後通常能得到更好的獲益；故在本研究中期望藉由 De Novo 規劃法，在相同或更少的開發成本下，滿足台電估算之未來台灣用電需求，重新規劃出對環境更為友善的電力結構。

另外，前段所稱之「成本」並不限於金錢的概念，在規劃方案中限制式可調整且互相替換的條件之下，特徵化各限制式進行評分，亦可利用 De Novo 規劃法重新求取在相同總分時，最佳化的系統設定。

除上述之「系統優化」特點外，De Novo 規劃法亦可進行不含主觀權重的「多目標整合」，以下利用範例進行 De Novo 規劃法的計算流程及特點說明：

(一) 系統優化

比較線性規劃計算之最佳解與利用 De Novo 規劃法進行系統優化後的計算流程與結果。

I. 利用線性規劃計算

欲進行火力發電廠與風力發電廠的規劃決策，目標為最大化環境效益：

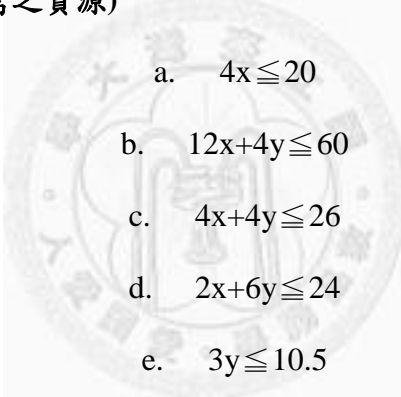
決策變數一

$x =$ 火力發電廠裝置容量， $y =$ 風力發電廠裝置容量

目標函數一(最大化環境效益)

環境效益： $f1 = 300x + 400y$

限制式一(發電廠所需之資源)



- a. $4x \leq 20$
- b. $12x + 4y \leq 60$
- c. $4x + 4y \leq 26$
- d. $2x + 6y \leq 24$
- e. $3y \leq 10.5$

利用圖解法求解：

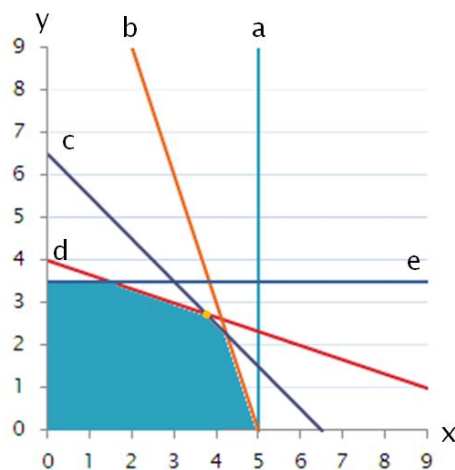


圖 2-4 說明範例之線性規劃結果

最大化環境效益的結果，最佳解位於(3.75, 2.75)，即圖中 c 與 d 資源之交點，

此時目標函數 $f_1 = 2225$ ，由於最佳解位於 c、d 之交點，表示在資源的使用上僅有 c、d 使用到最大量，其餘資源則仍有庫存，資源利用效率較低。

II. 利用 De Novo 規劃法計算

在資源可調整的情況下，先計算現有系統的總資源成本，假設各資源之單位成本如下表所示：

表 2-5 說明範例之原系統各資源使用量及單位成本

資源	a	b	c	d	e
原系統資源使用量	20	60	26	24	10.5
單位成本	30	9.5	10	40	20

$$\text{總資源成本} = 20 \times 30 + 60 \times 9.5 + 26 \times 10 + 24 \times 40 + 10.5 \times 20 = 2600$$

決策變數一

$x =$ 火力發電廠裝置容量， $y =$ 風力發電廠裝置容量

目標函數一(最大化環境效益)

$$\text{環境效益：} f_1 = 300x + 400y$$

限制式一(發電廠所需之資源)

$$a. \quad 4x \leq b_1$$

$$b. \quad 12x + 4y \leq b_2$$

$$c. \quad 4x + 4y \leq b_3$$

$$d. \quad 2x + 6y \leq b_4$$

$$e. \quad 3y \leq b_5$$

$$b_1 \times 30 + b_2 \times 9.5 + b_3 \times 10 + b_4 \times 40 + b_5 \times 20 \leq 2600$$

利用 LINDO 求解：

表 2-6 說明範例之系統優化計算結果

變數	x	y	b ₁	b ₂	b ₃	b ₄	b ₅
結果	0	6.88	0	27.52	27.52	41.27	20.63

$$\text{總資源成本} = 0 \times 30 + 27.52 \times 9.5 + 27.52 \times 10 + 41.27 \times 40 + 20.63 \times 20 = 2600$$

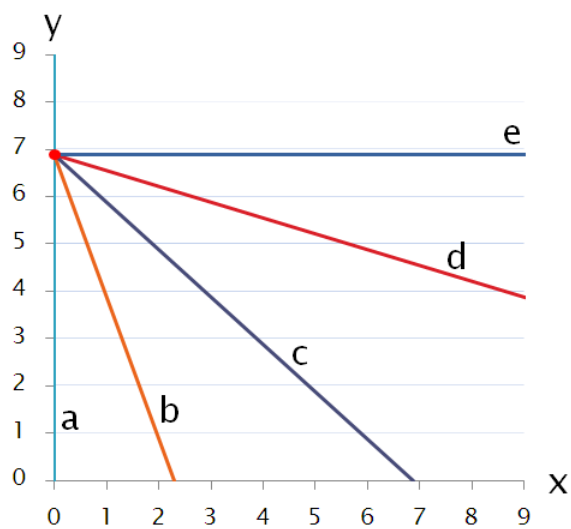


圖 2-5 說明範例之系統優化圖解

在總資源成本不變的情況下，此時 $f1 = 2751 > 2225$ (原線性規劃的結果)，最佳解位於 $(0, 6.88)$ ，為各資源的交點，經由 De Novo 重新規劃後，除了得到更好的環境效益，且資源的使用上亦更有效率。

(二) 多目標整合

De Novo 規劃法另一特點為多目標整合，步驟說明如下：

1. 先分別求出各目標在系統優化情況下所能得到的最佳值。
2. 利用各目標最佳值反推出一理想解。
3. 求出理想解相對應之資源成本；由於各目標之最佳值成立時的系統條件並不相同，所以此理想解實際上並不存在。

4. 以實際之資源成本為基礎，等比例調整理想解而得一實際可行之最佳解。

De Novo 規劃法於多目標整合上之優點為不需額外給予各目標權重，因此可避免人為主觀因素對於目標的影響；取而代之的，De Novo 規劃法先求出了各目標在竭盡資源成本改變系統的情況下，所能得到的最佳理想值，最後再從實際限制面，等比例調整出可行解，因此其給予了各目標對等的考量，以下以範例說明 De Novo 規劃法應用於多目標整合的計算過程，並與調合或稱折衷規劃法 (Compromise Programming) 進行比較。

I. 調合規劃法，假設經濟效益與環境效益權重相同

進行火力發電廠與風力發電廠的規劃決策，目標為最大化環境與經濟效益：

決策變數—

$$x = \text{火力發電廠裝置容量}, y = \text{風力發電廠裝置容量}$$

目標函數—(最大化環境與經濟效益)

$$\text{環境效益：} f_1 = 300x + 400y$$

$$\text{經濟效益：} f_2 = 400x + 300y$$

由於權重相同，因此最大化目標為 $f_1 + f_2 = 700x + 700y$

限制式—(發電廠所需之資源)

$$a. \quad 4x \leq b_1$$

$$b. \quad 12x + 4y \leq b_2$$

$$c. \quad 4x + 4y \leq b_3$$

$$d. \quad 2x + 6y \leq b_4$$

$$e. \quad 3y \leq b_5$$

$$b_1 \times 30 + b_2 \times 9.5 + b_3 \times 10 + b_4 \times 40 + b_5 \times 20 \leq 2600$$

利用 LINDO 求解：

表 2-7 說明範例之調合規劃法計算結果

變數	x	y	b ₁	b ₂	b ₃	b ₄	b ₅
結果	7.34	0	29.37	88.13	29.37	14.68	0

$$\text{總資源成本} = 29.37 \times 30 + 88.13 \times 9.5 + 29.37 \times 10 + 14.68 \times 40 + 0 \times 20 = 2600$$

此時之環境效益 $f_1 = 2203$ ，經濟效益 $f_2 = 2938$ 。

II. De Novo 規劃法應用於多目標整合

決策變數一

$x =$ 火力發電廠裝置容量， $y =$ 風力發電廠裝置容量

目標函數一(最大化環境與經濟效益)

$$\text{環境效益：} f_1 = 300x + 400y$$

$$\text{經濟效益：} f_2 = 400x + 300y$$

限制式一(發電廠所需之資源)

a. $4x \leq b_1$

b. $12x + 4y \leq b_2$

c. $4x + 4y \leq b_3$

d. $2x + 6y \leq b_4$

e. $3y \leq b_5$

$$b_1 \times 30 + b_2 \times 9.5 + b_3 \times 10 + b_4 \times 40 + b_5 \times 20 \leq 2600$$

1. 先求取各目標系統優化後之最佳值：

(a) 最大化環境效益， $f1 = 300x+400y$

利用 LINDO 求解：

表 2-8 說明範例之多目標整合最大化 f1 計算結果

變數	x	y	b ₁	b ₂	b ₃	b ₄	b ₅
結果	0	6.88	0	27.52	27.52	41.27	20.63

此時，環境效益 $f1 = 2751$ 。

(b) 最大化經濟效益， $f2 = 400x+300y$

利用 LINDO 求解：

表 2-9 說明範例之多目標整合最大化 f2 計算結果

變數	x	y	b ₁	b ₂	b ₃	b ₄	b ₅
結果	7.34	0	29.37	88.13	29.37	14.68	0

此時，經濟效益 $f2 = 2938$ 。

2. 反推各目標最佳值之理想解：

$$f1 = 300x_1+400y_1 = 2751$$

$$f2 = 400x_1+300y_1 = 2938$$

解聯立得理想解， $x_1 = 5$ ， $y_1 = 3.13$

3. 將理想解代回限制式求取資源使用量：

a. $4x_1 = 20$

b. $12x_1+4y_1 = 72.52$

c. $4x_1+4y_1 = 32.52$

d. $2x_1+6y_1 = 28.78$

e. $3y_1 = 9.39$

表 2-10 說明範例之新系統各資源使用量及單位成本

資源	a	b	c	d	e
新系統資源使用量	20	72.52	32.52	28.78	9.39
單位成本	30	9.5	10	40	20

$$\text{總資源成本} = 20 \times 30 + 72.52 \times 9.5 + 32.52 \times 10 + 28.78 \times 40 + 9.39 \times 20 = 2953$$

4. 由於同時符合各目標最佳值的系統條件實際上並不存在，故此時總資源成本已超過原系統限制，需等比例調整得實際可行解：

$$x = x_1 \times (2600 \div 2953) = 4.4$$

$$y = y_1 \times (2600 \div 2953) = 2.76$$

此時之資源使用量如下：

$$\text{a. } 4x = 17.61$$

$$\text{b. } 12x + 4y = 63.85$$

$$\text{c. } 4x + 4y = 28.63$$

$$\text{d. } 2x + 6y = 25.34$$

$$\text{e. } 3y = 8.27$$

表 2-11 說明範例之新系統調整後各資源使用量及單位成本

資源	a	b	c	d	e
新系統資源使用量	17.61	63.85	28.63	25.34	8.27
單位成本	30	9.5	10	40	20

$$\text{總資源成本} = 17.61 \times 30 + 63.85 \times 9.5 + 28.63 \times 10 + 25.34 \times 40 + 8.27 \times 20 = 2600$$

$$\text{環境效益 } f_1 = 300x + 400y = 2423$$

$$\text{經濟效益 } f_2 = 400x + 300y = 2588$$

下圖為兩種方法計算結果之比較，

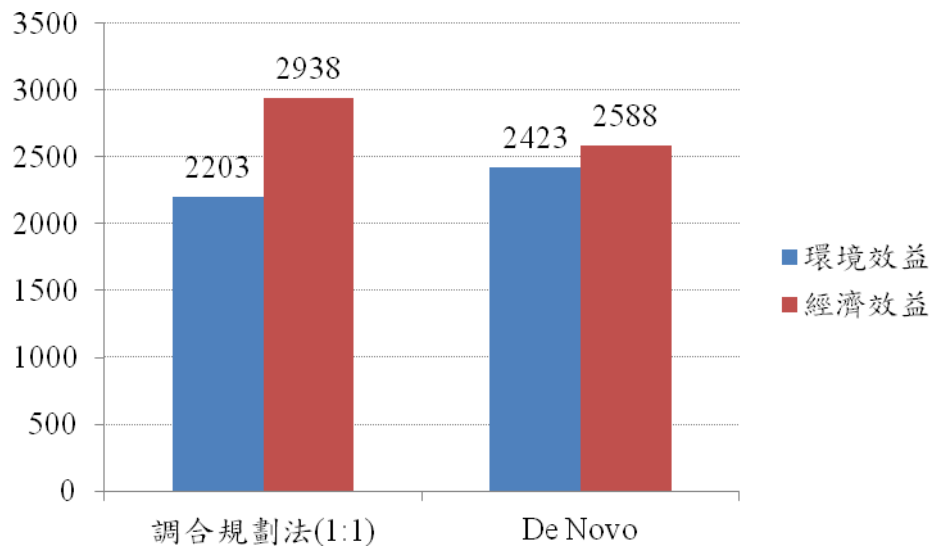


圖 2-6 調合規劃法與 De Novo 規劃法之結果比較

分析此範例，儘管調合規劃法設定條件為兩目標權重相等，但我們發現其最佳解為 $x = 7.34$, $y = 0$ ，為極端的只蓋單一種類電廠，雖然以總效益 $f_1 + f_2$ 而言，此結果較 De Novo 規劃計算的為高，但目標間差距較比大，且電力結構上風險較高；而 De Novo 規劃法計算的結果為 $x = 4.4$, $y = 2.76$ ，若以電力結構多元化為出發點考量，此為一較合適的方案，且目標間差距較小，增加了決策的平衡性。

本節所述之範例，目的在於討論 De Novo 多目標整合與簡單加權法規劃之結果，故在進行 De Novo 的多目標整合計算時，題目設定為較容易計算的條件，即決策變數和目標函數的數量一致，都恰為兩個，因此兩個未知數配合兩條方程式，故在求理想解時恰有唯一解，可由簡單的代數計算求得新的資源成本，反推可行解；但實際運算時，可能會遇到決策變數與目標函數數量不同的情況產生，到時則需要藉由假設條件以減少未知數，或利用求取最小平方解等方法來協助進行規劃，該部分將於第三章研究方法詳細討論之。

2.3.2 De Novo 規劃法之應用

De Novo 規劃法雖有「系統優化」及「多目標整合」兩項優點，但環顧目前國內外文獻，並無 De Novo 規劃法應用於能源系統的實際研究報告，雖然針對限制式優化後的系統確實可使目標函數有進一步的突破，但現實上重建系統絕非易事，因此本研究認為，De Novo 規劃法比較適用於「原規劃方案」的重新優化，意即在方案尚未實際執行時，便探討規劃設計的其他可能性；若要針對現實已存在的系統，則適合進行長期遠程的規劃，意即將規劃目標及時程拉長，以盡量發揮舊有設備之剩餘價值，減少汰舊換新之費用。

Zeleny 於 2010 年亦將 De Novo 規劃法的應用層面做了以下分類：

- (一) 針對調合或稱折衷規劃法(Compromise Programming)進行改良，藉由開放原限制式，使得規劃方案的彈性大增。
- (二) 風險管理(Risk Management)，利用多目標整合，將各風險合理的降至最低。
- (三) 衝突化解(Conflict Dissolution)，當有兩個或以上的替代方案，且彼此互斥時，衝突即發生，藉由 De Novo 規劃法求出理想解，評比替代方案與理想解之差距，將有助於方案之選擇。
- (四) 創造最大的附加價值(Added Value)，在企業管理面，商品之附加價值除了包含公司需支付的工資、薪水及利潤外，亦隱含消費者對於商品之願付價值，唯有正確評估出商品之附加價值，才有可能訂定合適的價格，促進市場機制的運作。

由以上回顧，說明 De Novo 規劃法之精神不僅是尋找最佳解，更是在於設計最佳系統，以下簡單整理了 De Novo 規劃應用之研究案例：

1. Zoran Babić, Tihomir Hunjak, and Ivica Veža, 2006, OPTIMAL SYSTEM DESIGN WITH MULTI-CRITERIA APPROACH

針對鐵工廠的產品生產進行規劃，規劃內容包含各種不同鐵製品相應之爐體應用，此外，亦對淨收入、爐體使用時間、特定產品之產量三項目

標進行多目標整合進行探討，為多目標整合說明相當詳細的報告

2. David L. OLSON and Antonie STAM, 2007, An Example of De Novo Programming

針對汽車工廠之生產系統進行規劃，主要規劃內容為生產資源的分配及產品數量，強調資訊的更新，隨時改良系統進行最佳化的設計。

3. Y.M. Zhang, G.H. Huang, and X.D. Zhang, 2008, Inexact de Novo programming for water resources systems planning

在固定的預算限制下，進行水資源供給方案的設計，結果發現該方法可根據不同的目標，產生穩定的供給方案；主要規劃內容為民生、工業、農業用水之分配，給予其一合理的區間，規劃同時考慮各產業利潤最大化之供水結構。

4. Bulent Tutmez and Uzay Kaymak, 2008, Fuzzy optimization of slab production from mechanical stone properties

進行石版生產之系統優化，規劃內容包含抗壓強度、磨耗等因子，目的在生產品質良好的產品，為利用 De Novo 規劃法進行單一目標系統優化的成功案例。

5. Joseph R. Kasprzyk, Patrick M. Reed, Gregory W. Characklis, and Brian R. Kirsch, 2011, Many-objective de Novo water supply portfolio planning under deep uncertainty

以實際城市之水資源管理系統數據為背景，在不同的情境設定下，整合成本、供水量、可靠度、租賃數目等目標，規劃 10 年後的供水系統，並利用 De Novo 規劃法配合敏感度分析找出關鍵的目標因子。

雖然目前文獻並無實際應用 De Novo 規劃法於電力結構的案例，且大多研究為優化工廠的生產系統，但應用於供水系統的規劃研究也有兩篇，供水系統在某些目標與限制上與電力供應皆有相仿的關係，因此本研究認為結合 De Novo 規劃法於電力供應系統的設計是可行且具研究潛力的。

第三章 研究方法

本研究之電力結構規劃模型由環境面考量出發，規劃並模擬長程電力結構對比對環境衝擊之影響，依過往經驗，大多數研究在規劃電力結構時，通常以經濟面為主，能源面為輔，環境考慮的層面通常僅含二氧化碳的排放，因此本研究希望結合 De Novo 規劃法系統優化與多目標整合之特性，試圖在不降低經濟水準及符合能源需求的情境下，尋找對環境更為友善的可能性，研究方法流程如圖 3-1 所示。

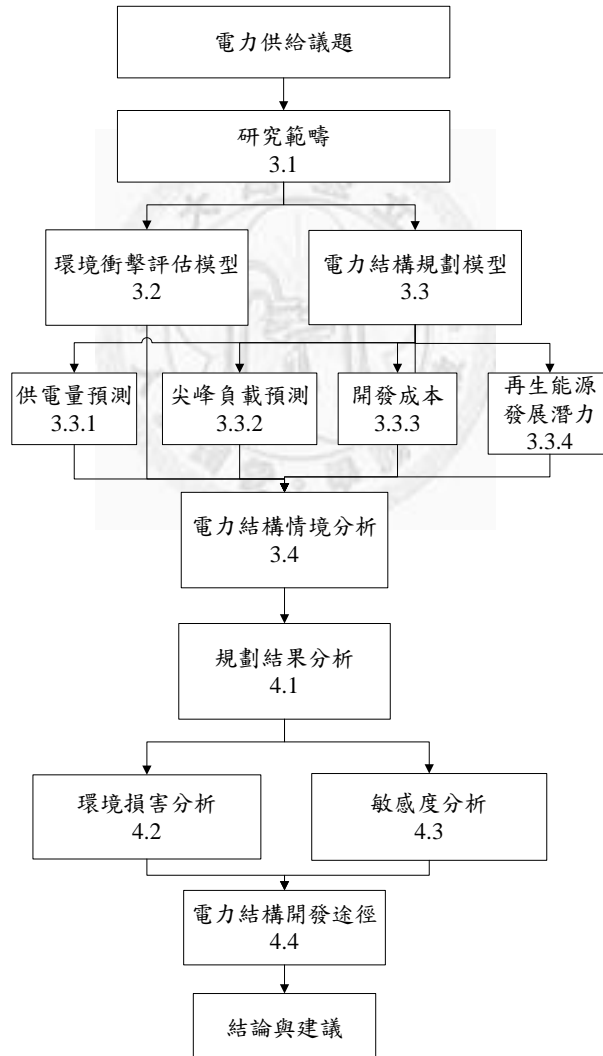


圖 3-1 研究方法流程圖

3.1 研究範疇

本研究之決策系統以 De Novo 規劃法為基礎，決策變數與目標函數分別基於 TWEnLCA 環境衝擊資料庫，評估未來台灣可能發展的 18 種發電方式，並將環境損害彙整為 5 大類，包含人體健康損害、生態損害、氣候變遷損害、資源、水等；在系統優化方面，選取台灣電力公司規劃之西元 2010 至 2028 年底電力結構方案，計算其開發成本，進行方案的優化；限制式方面，利用情境分析的方式，分別探討再生能源發展目標與開發成本投入量對於電力結構的影響，目標為規劃台灣 2029 年對環境最友善之電力結構，

各項相關名詞定義與內涵說明如下：

1. 電力結構：本研究所規劃之電力結構僅包含電力系統中的發電部分。
2. 功能單位：以發電系統產生之電量，單位為 1 億度，評估其造成的環境損害。
3. 台電系統：本研究僅考慮台電所有之發電廠與民營、託營電廠。
4. 裝置容量：發電機組可容許的最大電力輸出量。
5. 容量因數：每年實際的發電量與其理論最大值的百分比。
6. 尖峰負載：特定時間內（台電公司訂為每日、每月、每年）各單位時間（台電公司訂為每小時）輸出電力中之最高值。
7. 單位發電成本：發電設施建置時的固定成本及營運後每年之維護、燃料成本並逐年進行攤銷，本研究不考慮發電方式影響環境所造成外部成本。
8. 國民生產毛額：為在本國疆域以內所有生產機構或單位之生產成果，不論這些生產者係本國人或外國人所經營者。（行政院主計處）
9. 再生能源：自然產出具經濟價值且能不斷生成的能源，本研究僅考慮水力（川流式、水庫式）、風力（陸域、離岸）、太陽光電，生質能與地熱發電等由於發電量較少及資料限制予以忽略。

10. 分散式電力：不論規模大小、技術，凡臨近電力需求端的電力供應，本研究僅考慮小型太陽光電與小型風機。
11. 影子價格：在最適化問題當中，當限制條件放寬一個單位之後，最適解決方案的真實價值的變化。



3.2 環境衝擊評估

本研究係利用生命週期評估方法計算供電系統之環境衝擊，並將供電系統於其生命週期階段所排放之污染物以衝擊導向之方式呈現，進而評估電力供給對於人體健康、生態品質、氣候變遷、資源耗用、水耗用等層面所造成之影響。

3.2.1 TWEnLCA 簡介

TWEnLCA 環境衝擊評估模型為利用 Excel VBA 建立之工作表，以斯德哥爾摩環境研究所發展之 LEAP(Long-range Energy Alternatives Planning System) 模型為基礎，將台灣本土化資訊建置於 LEAP 能源技術資料庫(Technology Database) 中，包含能源需求、能源轉換、輸配電、污染控制四大區塊。

為求完整涵蓋能源轉換程序，因此本研究採用結合國內本土化資訊及 LEAP 資料庫之 TWEnLCA 評估模型，以期完整考慮原料開採過程對他國環境之衝擊，並量化能源結構變動所衍生之環境衝擊。

TWEnLCA 評估模型之系統邊界如下圖 3-2 所示，涵蓋燃煤、燃氣、燃油、核能、水力、風力、太陽光電等七大子系統，針對現行運作中之發電技術以及規劃中之新興發電技術(如 IGCC 等)建置盤查資料。

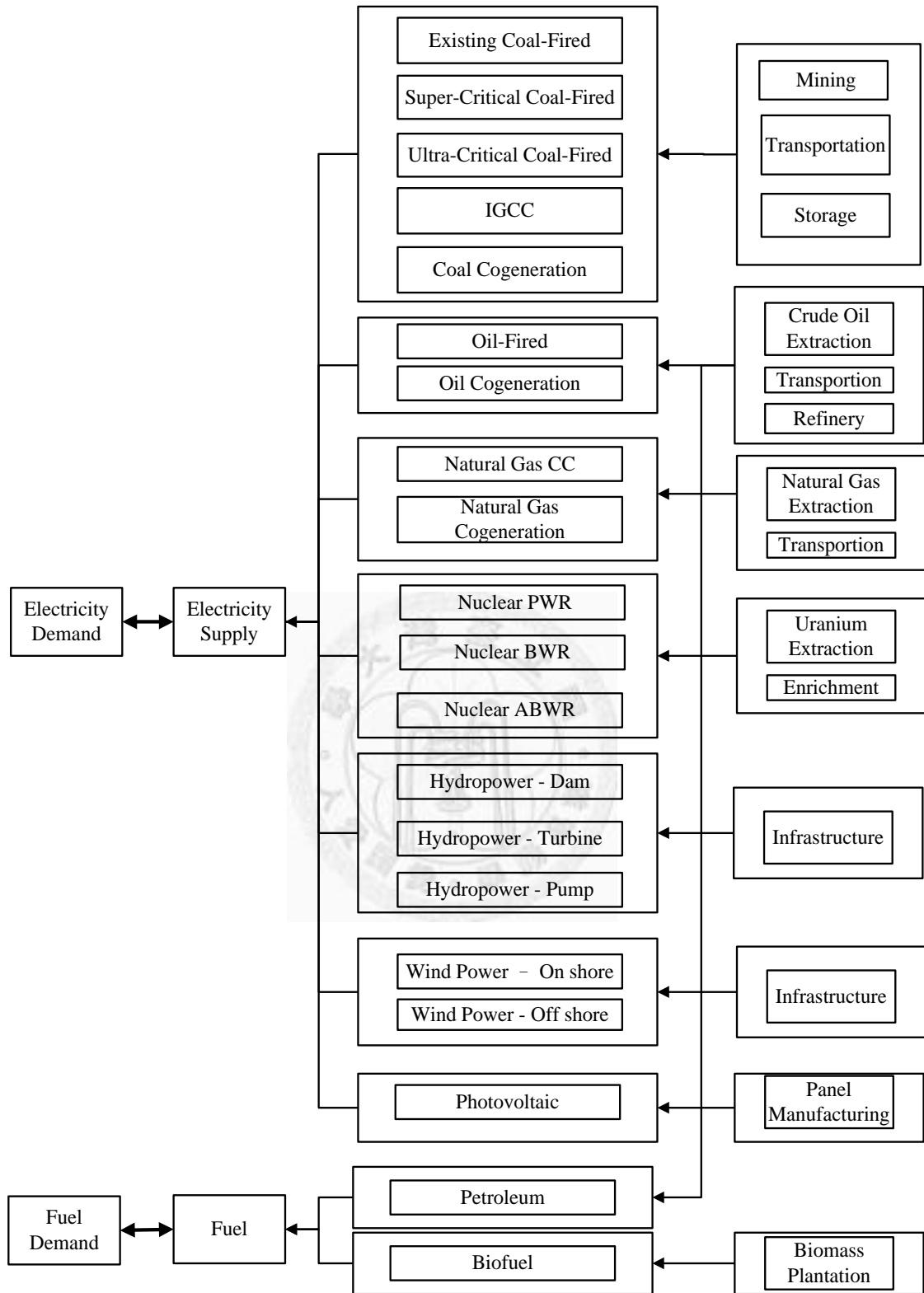


圖 3-2 TWEnLCA 系統邊界

3.2.2 環境衝擊評估方法

TWEnLCA 中各項環境類別之衝擊計算方式以各種污染物之排放量乘上對應之衝擊類別特徵因子，根據環境介質的不同將污染物分為三類，分別為空氣、水與土壤，加總各污染物在某一項衝擊類別所造成之衝擊即可得該項衝擊類別之衝擊分數。

其中污染物的盤查分析以國內既有污染物盤查清冊以及申報資料為基礎，並參考國際上各類生命週期評估資料庫以及相關研究。資料來源如表 3-4 所示，估算法如下：

$$B_{i,j} = CF_{(res)_{i,j}} \times EF_{(res)_{i,j}} \times TF_{(res)_{i,j}} + CF_{(energy)_{i,j}} \times EF_{(energy)_{i,j}} \times TF_{(energy)_{i,j}} + CF_{(waste)_{i,j}} \times EF_{(waste)_{i,j}} \times TF_{(waste)_{i,j}}$$

其中

$B_{i,j}$ 為 i 類能源於 j 年之污染物(資源)生命週期排放(耗用)量

$CF_{(res)/(energy)/(waste)}$ 為 i 類能源之單位礦產耗用量/能源效率/廢棄物產生量

$EF_{(res)/(energy)/(waste)}$ 為 i 類能源礦產開採及提煉/能源轉換/廢棄物處理之污染物排放係數

$TF_{(res)/(energy)/(waste)}$ 為礦產於開採及提煉過程/能源轉換/廢棄物處理之技術修正係數。

現行之衝擊評估方法皆以衝擊導向(Impact-Oriented; midpoint)為主，尚未以單一分數整合至損害類別，馬鴻文等(2007)比較現行就最佳可行(best practice)的評估方法，提出衝擊導向(Impact-Oriented)之本土化生命週期衝擊評估方法，其中人體毒性與生態毒性皆以台灣本土參數估算特徵因子。本研究所採用之 TWEnLCA 進一步就光化學煙霧、水體優養化等衝擊類別，考量台灣在此類污染物之背景濃度，計算本土化特徵因子，衝擊評估類別涵蓋人體毒性、呼吸效應、光化學煙霧、水域生態毒性、陸域生態毒性、水域優養化、水域酸化與全球暖化，並將其轉為人體健康、生態系及資源耗用三項損害類別。各項衝擊類別篩選如表 3-5 所示。

表 3-1 各能源系統盤查資料來源

污染物類別		傳統燃煤	燃煤汽電共生	超臨界燃煤	超超臨界機組	氣化複循環發電	燃油	燃油汽電共生	燃氣	燃氣汽電共生
空氣 污 染 物	二氧化碳	台綜院(2007)		彰工火力 (2010)	USEPA(2006)	NEEDS LCI Database 2009	台綜院(2007)			
	NOx、 TSP、SOx	台電(2009)	TEDS7.0				台電 (2009)	TEDS7.0	台電(2009)	TEDS7.0
	重金屬	中興工程(2009)		USEPA(2006)	FIRE v. 6.2. 3(2005)					
	戴奧辛	FIRE v. 6.2. 3(2005)		FIRE v. 6.2. 3(2005)						
	其他有害 空氣污 染物									
水體污染物		環保署(2010)		彰工火力 (2010)	彰工火力 (2006)	GEMINS4 .4(2004)	環保署(2010)			
能 資 源 耗 用	燃料耗用	台電(2009)	台綜院(2007)	彰工火力 (2006)	USEPA(2006)	台電 (2009)	台綜院 (2007)	台電(2009)	台綜院(2007)	
	耗水量	台中電廠推 估(2003)	ETH-ESU 96		GEMINS4.4(2 004)	GEMINS4.4(2004)		龍港		
	土地佔用	台中電廠	-		彰工火力 (2006)	協和	-	龍港	-	
	水泥需求 量	GEMINS4.4(2004)	-		GEMINS4.4(2004)		GEMINS4 .4(2004)	-	GEMINS4. 4(2004)	-
廢棄物產生量		台電	環保署(2005)	彰工火力 (2010)	USEPA(2006)	GEMINS4.4(2004)		龍港	GEMINS4.4(2 004)	

表 3-1 各能源系統盤查資料來源(續)

污染物類別		核電	水力	風力	太陽光電	煉油	生質燃料
空氣 污 染 物	二氧化碳	Ecoinvent 2.0	Ecoinvent 2.0 本 土發電效率修正	Ecoinvent 2.0 本土發電效率 修正	ECLIPSE (2004) 本土發電效率修正	台塑，2010	藤井繪理子， 2007
	NO _x 、TSP、SO _x	本土核燃料使 用效率修正				中興工程(2009)	
	重金屬					台塑，2010	
	戴奧辛						
	其他有害空氣污 染物						
水體污染物					環保署，2009	環保署(2010)	
能 資 源 耗 用	燃料耗用	台電，2009			-	能源平衡表	
	耗水量		西寶水力環評		ECLIPSE (2004) 本土發電效率修正	工業用水統計	
	土地佔用	台電		中威，2010			
	水泥需求量	GEMINS4.4	GEMINS4.4	-	-	-	
廢棄物產生量		原能會，2010		-	ECLIPSE (2004) 本土發電效率修正	環保署，	

表 3-2 各項衝擊類別評估說明

衝擊類別	類別指標	衝擊評估方法 與特徵模式	基本流	
			Air emission	Water emission
人體毒性	kg-eq Bezene _{air} (致 癌) kg-eq Toluene _{air} (非 致癌)	USEtox 本土化	重金屬、NH ₃ 、 甲醛、戴奧辛、 酸性氣體、 VOCs、PAHs	重金屬，農藥，
呼吸道疾病	kg-eq PM _{2.5} _{air}	Riskpoll 本土化	PM ₁₀ , PM _{2.5} , SO _x ,	
光化學煙霧	kg-eq NO _x (air)	TRACi	NO _x , NMVOC	
溫室效應	kg-eq CO ₂	IPCC 2007	CO ₂ , CH ₄ , SF ₆	
生態毒性	水域： kg-eq 2,4-D _(water) 陸域： kg-eq 2,4-D (soil)	CalTOX 本土 化 PAYET, 2004	重金屬、NH ₃ 甲 醛、戴奧辛、酸 性氣體、 VOCs、PAHs	重金屬，農藥， 有機污染物
酸化	kg-eq SO ₂	IMPACT 2002+	SO _x 、NO _x 、 NH ₃ 、HCl、HF	

3.2.3 各發電方式之環境損害係數

前一節所述之環境衝擊類別，經由物化特性特徵化後，可整合成以下環境損害，其為本研究電力規劃模型之重要目標函數依據，故將 TWEnLCA 環境衝擊資料庫內含 15 種發電方式與其相對應之環境衝擊係數整理如表 3-6 所示，發電方式依類別及技術細項分類如下：

1. 水力(川流式、水庫式)
2. 風力(陸域、離岸)
3. 太陽光電
4. 核能(先進沸水式反應爐、壓水式反應爐、沸水式反應爐)
5. 燃油(燃料油)

6. 燃氣(先進、新型、傳統)

7. 燃煤(超超臨界微粉、超臨界微粉、傳統)

表 3-3 各發電方式之環境衝擊係數

功能單位：億度

環境損害類別	水力 (川流)	水力 (水庫)	風力 (陸域)	風力 (離岸)	太陽光電
人體健康損害(DALYs)	4.41	4.29	5.43	5.62	11.00
生態損害(10^4 Species)	5.77	5.78	6.69	6.97	10.90
氣候變遷損害(10^4 kg-CO ₂ eq)	0.24	0.25	0.27	0.30	0.73
資源耗用(10^8 \$/kg)	0.23	0.22	0.36	0.40	0.59
水耗用(10^6 m ³)	1.60	2.49	9.66	9.91	13.00

表 3-3 各發電方式之環境衝擊係數 (續)

核能 (ABWR)	核能 (PWR)	核能 (BWR)	燃油 (燃料油)	燃氣 (先進)	燃氣 (新型)	燃氣 (傳統)
5.55	5.55	5.55	26.6	5.98	6.00	6.20
8.63	8.62	8.63	46.7	8.47	8.50	8.73
0.70	0.70	0.70	9.24	4.44	4.64	6.27
0.21	0.21	0.21	4.96	2.40	2.52	3.42
2.53	2.53	2.53	7.40	0.64	0.66	0.84

表 3-3 各發電方式之環境衝擊係數 (續)

燃煤 (超超臨界)	燃煤 (超臨界)	燃煤 (傳統)
17.00	16.30	21.30
21.00	20.40	29.40
9.15	9.76	11.50
3.47	3.69	4.33
3.69	3.92	4.60

以下再依環境損害類別區分，進行發電方式間的比較：

(一) 人體健康損害

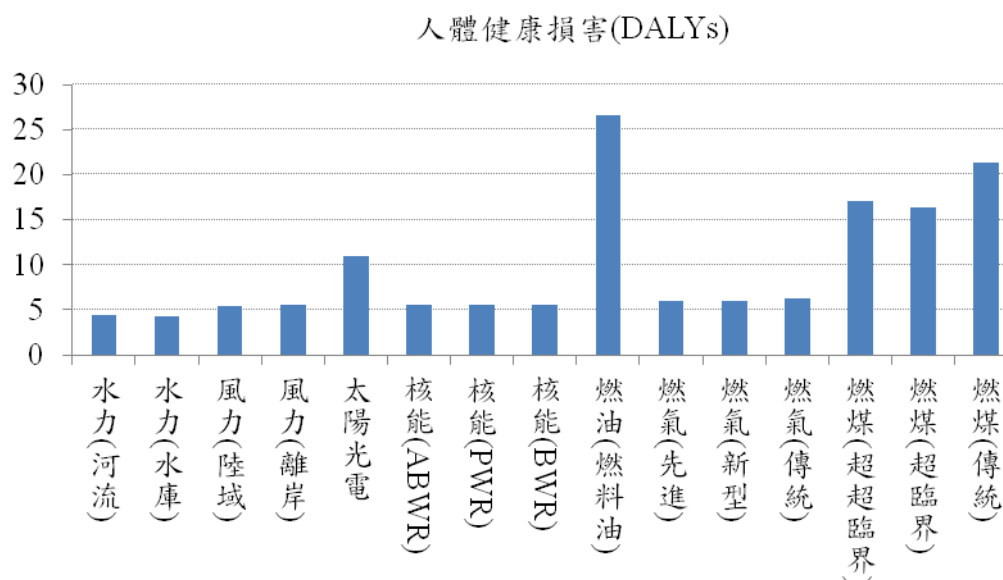


圖 3-3 依發電類型分類之人體健康損害

人體健康損害方面，火力發電的燃油機組造成健康損害最嚴重，新式的燃煤火力發電造成的環境衝擊雖然較傳統燃煤還少，但在整體的排名上仍名列前茅；再生能源方面，太陽光電造成的健康損害較高，甚至超過核能發電，主要為製造過程中產生的毒性物質所造成，隨著技術進步，未來應有改善的空間。

(二) 生態損害

生態損害之排序大致上與人體健康損害相似，如圖 3.5 所示。

(三) 氣候變遷損害

氣候變遷損害較嚴重者亦是集中於燃煤與燃油火力發電，排名依序為燃煤（傳統）、燃煤（超臨界）、燃油（輕油）、燃煤（超超臨界）等，再生能源與核能所造成的氣候變遷損害相對於燃燒化石燃料的火力發電而言，數值低了非常多，但其中仍以太陽光電造成的損害稍微多一些。

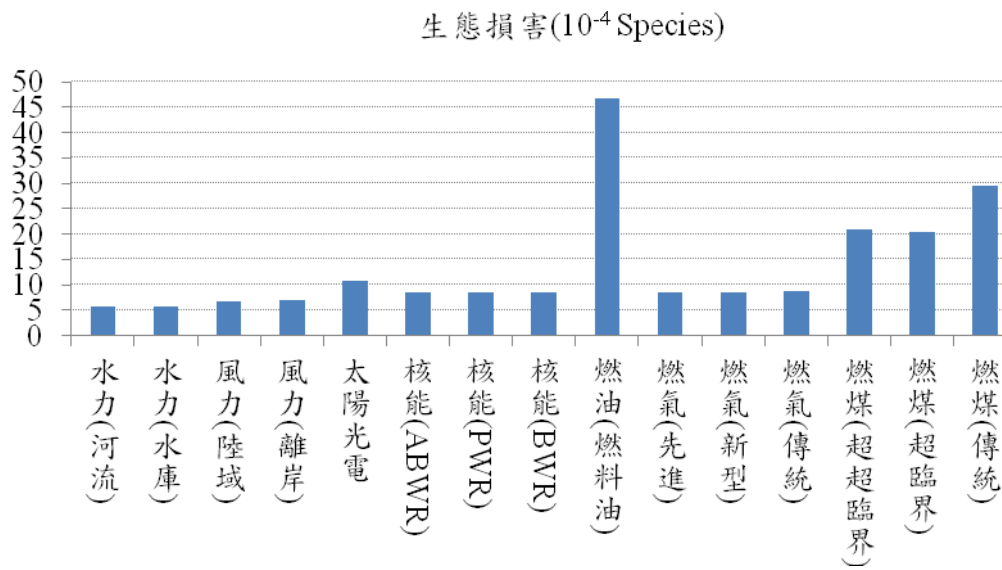


圖 3-4 依發電類型分類之生態損害

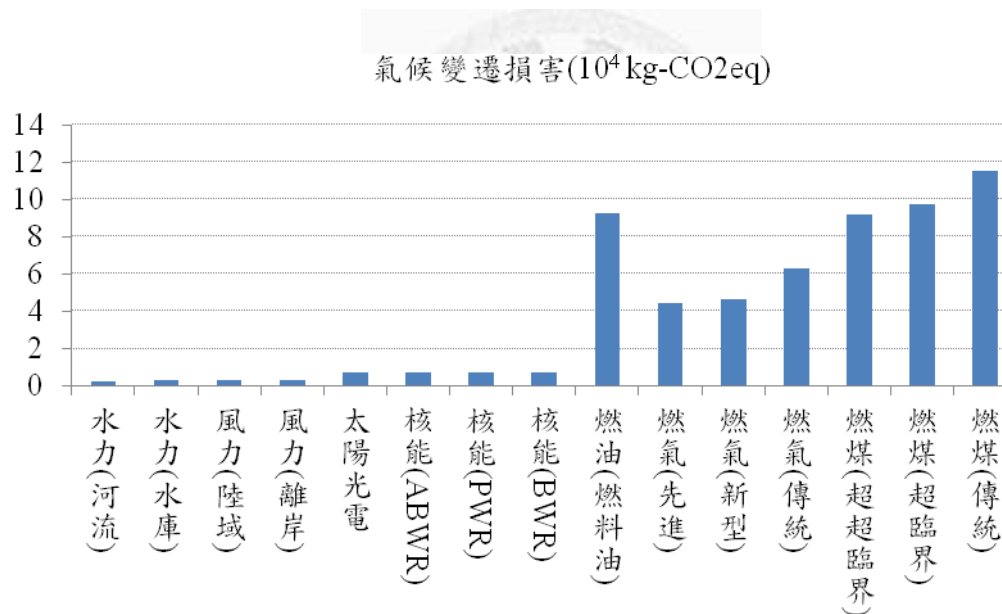


圖 3-5 依發電類型分類之氣候變遷損害

(四) 資源耗用

資源耗用的部分，火力發電所造成的環境損害較大，其中又以燃油的係數最高；雖然核能對於資源耗用的損害最少，但數值與再生能源差距不大，依序是水力、風力、太陽光電，需注意此評估項目為發 1 億度的電時，所需耗用「單位重量」資源的成本，因此核能可以利用相對較少、較輕的原料達成較多的發電量，

而再生能源在運轉階段幾乎不再需要資源的投入，故產生這樣的結果。

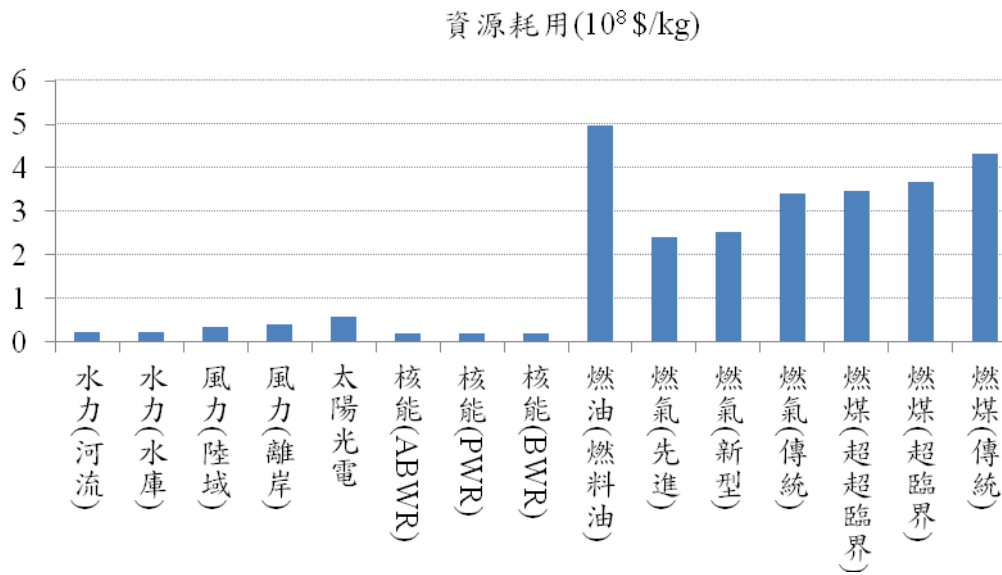


圖 3-6 依發電類型分類之資源耗用

(五) 水耗用

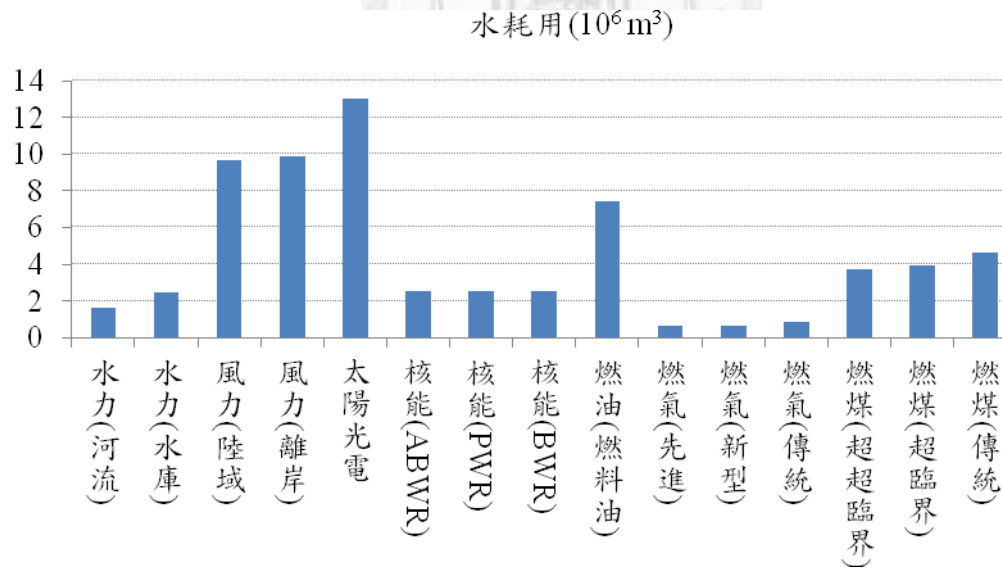


圖 3-7 依發電類型分類之水耗用

水資源耗用的部分也是由再生能源位居前茅，分別是太陽光電、風力(離岸)、風力(陸域)、燃油(輕油)等，燃燒天然氣的火力發電對於水的耗用是最少的。

整體而言，化石燃料中的煤及輕油對人體健康、生態損害、氣候變遷的影響較

大；值得注意的是天然氣在環境影響方面，除了氣候變遷損害較高外，其餘損害都和再生能源及核能差距不大；另一方面，雖然核能發電在本評估中對於環境的損害都很低，但由於其巨災的風險並無法量化於其中，尤其福島核災後民眾對於核能安全的信任感普遍降低，因此本研究在規劃未來的情境假設時，將限制之後20年台灣僅新增核四廠運轉為上限，不再開發其他核能發電設施。

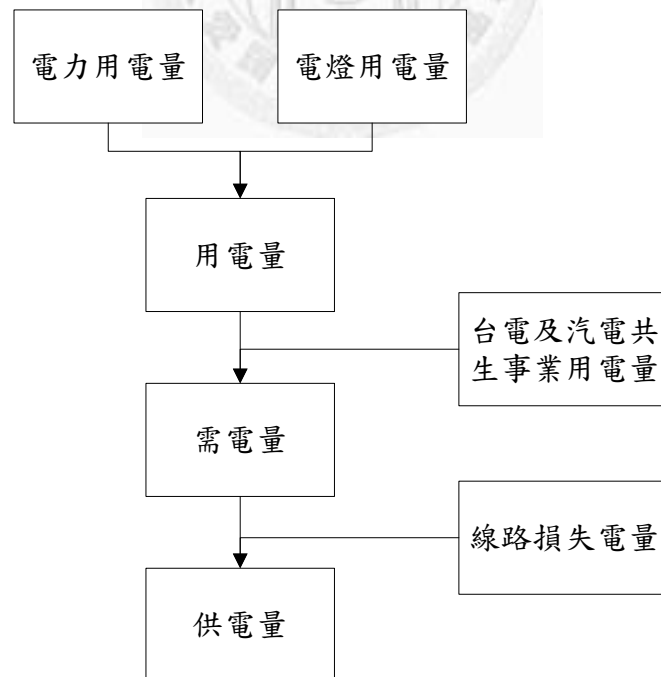


3.3 電力結構規劃模型

3.2 節所述之發電方式與環境損害係數，分別為規劃模型中的決策變數與目標函數，而本節將針對規劃模型中限制式進行詳細討論，包含台電規劃方案之供電量預測、尖峰負載、開發成本、再生能源裝置容量限制等。

3.3.1 供電量預測

本研究以台電規劃方案（台灣電力公司，2010）為 De Nove 規劃法重新優化系統的基礎，故在供電預測上引用台電數據，其針對國民生產毛額、人口數、冷氣度、歷年供電量之變化，以迴歸分析法推估未來供電量，預測流程圖及結果分別如圖 3-9、表 3-4 所示，其中電燈用電量主要以民生需求為主，約佔全國用電的 30%，其餘 70% 為電力用電量，包含農業（2~3%）、工業（70~80%）、服務業（15~25%），由表中數據可發現，雖然 2028 年之供電量已來到 3,311 億度，但逐年之成長率有明顯下降的趨勢，主要因為經濟及人口成長的趨緩。



資料來源：台灣電力公司，2010

圖 3-8 全國供電量預測流程

表 3-4 2010 至 2028 年台電預測供電量

西元年	台電系統 供電量 (億度)	成長率 (%)
2010	2,023	6.68
2011	2,096	3.61
2012	2,166	3.35
2013	2,249	3.86
2014	2,339	3.99
2015	2,434	4.08
2016	2,531	3.98
2017	2,617	3.39
2018	2,691	2.85
2019	2,756	2.41
2020	2,817	2.20
2021	2,878	2.17
2022	2,940	2.13
2023	3,001	2.09
2024	3,062	2.04
2025	3,124	2.03
2026	3,186	1.99
2027	3,249	1.95
2028	3,311	1.93
合計	53,366	

資料來源：台灣電力公司，2010

本研究統計台電規劃方案中 2010~2028 總共 19 年間，所有新增裝置容量的發電量，因此首先需要計算逐年增加的裝置容量，再統計其由建設至 2028 年底總共可營運的年度，依照其建設年度，越早建設的裝置容量，其發電量累計的越多，例如 2010 年初建設之電廠至 2028 年底總共可運轉 19 年；計算整理後，台電所規劃 2010 至 2028 年歷年新增之各類型發電方式開發計畫如表 3-7 所示，各年規劃結果乘以對應之使用年，可得各發電方式 19 年間累計新增之總裝置容量，再乘上各發電方式之容量因數，即為台電計畫 19 年間新增之總發電量，其結果亦為本研究

欲重新優化的系統。

容量因數援引分為兩部分，再生能源直接引用經濟部能源局的資料，如表 3-5 所示；燃煤、燃油、燃氣及核能發電則由台電數據反推，如表 3-6 所示，主要由 2029 年全國裝置容量與年推估發電量，計算各類型發電容量因數如下：

$$\text{滿載年發電量 (億度)} = \text{裝置容量 (萬瓩)} \times 365 (\text{天/年}) \times 24 (\text{小時/天}) \times 10^{-4}$$

$$\text{容量因數} = \text{2029 年全國年發電量推估 (億度)} / \text{年滿載發電量 (億度)}$$

表 3-5 電力供給發電機組容量因數與負載別分類

機組別	容量因數	負載別	資料來源
汽力機(煤)	0.83	基載	台電統計年報 (2003)
汽力機(油)	0.519	中載	
汽力機(氣)	0.23	中載	
複循環(油)	0.537	中載	
複循環(氣)	0.48	中載	
氣渦輪(油)	0.022	尖載	
氣渦輪(氣)	0.005	尖載	
核能	0.843	基載	
汽電共生	0.618	基載	
慣常水力	0.38	尖載	
陸域風力	0.27	尖載	
離岸風力	0.37	尖載	
太陽光電	0.13	尖載	

表 3-6 火力、核能發電容量因數推估（以台電 2029 年為例）

發電方式	2029 年全國 裝置容量 (萬瓩)	年滿載 發電量 (億度)	2029 年發電量 推估 (億度)	容量因數
燃煤	3152.70	2761.77	1874.30	0.68
燃油	212.00	185.71	80.30	0.43
燃氣	2229.90	1953.39	961.40	0.49
核能	784.40	687.13	605.60	0.88

表 3-7 2010 至 2028 年台電各類型發電裝置容量開發計畫彙整

單位：萬瓩

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
川流式慣常水力	0.49	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
水庫式慣常水力	3.78	0	4.06	0	0	0	0.80	0	0	0	0
陸域風力	9.77	15.85	6.67	6.67	0.2	1.28	0	0	0	0	0
離岸風力	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5.00	10.80
太陽光電	0.32	0.25	0.61	0	0.8	0.10	0.10	0.10	0	0.10	0.10
燃煤	0	4.40	2.50	0	16.0	80.00	182.86	102.86	262.86	102.86	102.86
燃油	1.54	0	0	0	0	1	1	0.9	0	0	0
燃氣	50.74	0.81	0.70	1.40	0	63.40	72.00	144.00	72.00	0	0
核能	0	135	135.00	0	0	0	0	0	0	0	0
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	19 年累計總裝置容量		
川流式慣常水力	0	0	0	0	0	0	0	0	9.31		
水庫式慣常水力	0	0	0	0	0	0	0	0	151.24		
陸域風力	0	0	0	0	0	0	0	0	711.96		
離岸風力	0	14.4	5.0	10.8	0	10.8	0	10.8	375.20		
太陽光電	0.1	0	0.1	0.1	0.1	0	0.1	0.1	41.35		
燃煤	4.5	164.5	4.5	164.5	4.5	90.0	170.0	80.0	12684.00		
燃油	0	3	2	0	4	0	0	0	116.06		
燃氣	144.0	0	144.0	0	144.0	144.0	0	144.0	8524.54		
核能	0	0	0	0	0	0	0	0	4725.00		

因此，由表 3-5~7 之各種發電方式裝置容量與容量因數，即可計算台電規劃方案中，2010 至 2028 年其所投資的成本可新增之發電服務，如表 3-8 所示，19 年間之總累計發電量為 15,256.07 億度。

表 3-8 2010 至 2028 年台電規劃之累計新增發電量

	累計總裝置 容量 (萬瓩)	累計滿載 發電量 (億度)	容量因數	累計發電量 推估 (億度)
川流式慣常水力	9.31	8.16	0.38	3.10
水庫式慣常水力	151.24	132.49	0.38	50.34
陸域風力	711.96	623.68	0.27	168.39
離岸風力	375.20	328.68	0.37	121.61
太陽光電	41.35	36.22	0.13	4.71
燃煤	12684.00	11111.18	0.68	7540.72
燃油	116.06	101.67	0.43	43.96
燃氣	8524.54	7467.50	0.49	3675.27
核能	4725.00	4139.10	0.88	3647.96
總計				15256.07

3.3.2 尖峰負載預測

尖峰負載預測可分為長期及短期兩種影響因素，長期影響因素包括人口、所得、產業結構、電器普及率等，短期影響因素則有氣溫、用戶生活習慣、產業活動等，尖峰負載為電力供給相當重要的考量因素，良好的電力供給必需足以應付突如其來的尖峰用電，而根據發電特性的不同，適合應對的電力負載亦有所差異，表 3-7 為各負載別之容量因數，其表示裝置容量與發電量間轉換之係數，通常容量因數較高也表示人為可掌控、預期的程度較高，故多用於基本負載，而再生能源受自然因子的影響較大，故尖峰能力相對較低。

依據台電之研究統計，尖峰負載最高值通常出現於每年 8 月，故其與氣溫變化之關係非常密切，因而可分解為基本負載及氣溫敏感負載兩部分，基本負載考慮之因素大致與總供電量相近，氣溫敏感負載則需考量日均溫、時間等因素，各別進行迴歸分析的結果，估算 2009~2028 台電系統之尖峰負載如表 3-9 所示，可發

現其逐年成長率亦與供電量之趨勢類似，而透過負載管理措施及節約用電之策略，改善用戶的用電行為，均可以縮短電力系統尖、離峰負載差距，以提高發電設施的利用率。

表 3-9 2010 至 2028 年台電預測之尖峰負載

西元年	台電系統 尖峰負載(萬瓩)	成長率 (%)
2010	3,302	6.49
2011	3,360	1.75
2012	3,472	3.34
2013	3,595	3.52
2014	3,732	3.82
2015	3,881	3.99
2016	4,031	3.88
2017	4,167	3.35
2018	4,285	2.85
2019	4,390	2.46
2020	4,490	2.26
2021	4,589	2.20
2022	4,688	2.17
2023	4,787	2.11
2024	4,887	2.08
2025	4,987	2.05
2026	5,088	2.02
2027	5,189	1.99
2028	5,291	1.96

資料來源：台灣電力公司，2010

由於各發電方式對於尖峰負載的貢獻能力均不相同，且為因應各地區用電量，實際各廠的淨尖峰能力亦有所差異，因此本研究藉由台電之統計資料，彙整全台各發電方式之淨尖峰能力轉換係數，如表 3-10 所示；其中燃煤火力計畫採裝置容量的 94% 計算，燃氣複循環火力計畫採裝置容量 98% 計算，燃油汽力火力計畫則採裝置容量的 96%，核能發電由於缺乏換算係數，故本研究以統計資料推估之。

再生能源的部份，依據台電資料，風力發電機組的淨尖峰能力約為裝置容量的6%計算，太陽光電則以裝置容量的20%計，慣常水力因廠址條件不同差異甚大，故本研究亦以全國慣常水力之總裝置容量與總淨尖峰能力推估之。

表 3-10 各類型發電方式尖峰能力係數彙整

	裝置容量 (萬瓩)	淨尖峰能力 (萬瓩)	淨尖峰能力係數
川流式慣常水力	17.50	7.45	0.43
水庫式慣常水力	148.67	99.27	0.67
陸域風力	—	—	0.06
離岸風力	—	—	0.06
太陽光電	—	—	0.20
燃煤	—	—	0.94
燃油	—	—	0.96
燃氣	—	—	0.98
核能	514.40	495.50	0.96

因此，配合表 3-8 之累計總裝置容量，可計算出初台電規劃方案中，2010~2028 年其所投資的成本可新增之總淨尖峰負載，如表 3-11 所示，19 年間之總累計尖峰負載為 25,103.26 萬瓩；由於在進行規劃分析時，計算環境損害的功能單位為億度，故需計算發電量與尖峰負載的換算係數，如表 3-12 所示。

累計尖峰負載 (萬瓩) = 累計總裝置容量 (萬瓩) × 淨尖峰能力係數
 換算係數 = 累計尖峰負載 (萬瓩) ÷ 累計發電量 (億度)

表 3-11 2010 至 2028 年台電規劃之累計新增尖峰負載

	累計總裝置 容量 (萬瓩)	淨尖峰 能力係數	累計尖峰 負載 (萬瓩)
川流式慣常水力	9.31	0.43	4.00
水庫式慣常水力	151.24	0.67	101.33
陸域風力	711.96	0.06	42.72
離岸風力	375.20	0.06	22.51
太陽光電	41.35	0.20	8.27
燃煤	12684.00	0.94	11922.96
燃油	116.06	0.96	111.42
燃氣	8524.54	0.98	8354.05
核能	4725.00	0.96	4536.00
總計			25103.26

表 3-12 發電量與尖峰負載換算係數

	累計尖峰負載 (萬瓩)	累計發電量 (億度)	換算係數
川流式慣常水力	4.00	3.10	1.29
水庫式慣常水力	101.33	50.34	2.01
岸上風力	42.72	168.39	0.25
離岸風力	22.51	121.61	0.19
太陽能	8.27	4.71	1.76
燃煤	11922.96	7540.72	1.58
燃油	111.42	43.96	2.53
燃氣	8354.05	3675.27	2.27
核能	4536.00	3647.96	1.24

3.3.3 開發成本

本研究將開發成本依情境分析分為台電開發方案之發電成本及藉由綠色經濟投資再生能源開發兩種方案進行討論，以下分別說明兩方案之開發成本計算：

(一) 台電開發方案之成本計算

由於系統範疇設定為 2010~2028 年台電之電力結構規劃方案，因此需藉由台電各年規劃之電力系統裝置容量，先求取各年新增之裝置容量，再由 3.3.1 節所提供之容量因數進行發電量的換算，得知了 2010 至 2028 年台電總新增發電量後，再求取各發電方式的單位發電成本，此處之單位發電成本包含發電設施建置時的固定成本及營運後每年之維護、燃料成本並逐年進行攤銷，且因本研究之規劃模型將以生命週期評估法計算各發電方式之環境衝擊，故在計算開發成本時，不考慮發電方式影響環境所造成外部成本。

由表 3-8 可得總新增之各類型發電量，單位成本由於各方計算之依據及假設多有差異，故本研究除了離岸風力外，統一援引《氣候變遷國家會議補充資料》推估之數值，以減少誤差；離岸風力則以經濟部能源局 2011 年推估之躉購費率計算，發電量與單位發電成本相乘後即可得台電 2010 至 2028 年間投入之總開發成本，如表 3-13 所示，19 年間之總累計開發為 31,934.29 億元。

表 3-13 2010 至 2028 年台電規劃之累計新增開發成本

	累計發電量 推估 (億度)	單位成本 (元/度)	累計開發成本 (億元)
川流式慣常水力	3.10	1.32	4.09
水庫式慣常水力	50.34	1.32	66.45
陸域風力	168.39	1.86	313.21
離岸風力	121.61	5.56	676.15
太陽光電	4.71	7.33	34.52
燃煤	7540.72	1.59	11989.74
燃油	43.96	1.95	85.72
燃氣	3675.27	3.18	11687.36
核能	3647.96	1.94	7077.04
總計	15256.06		31934.29

資料來源：氣候變遷國家會議補充資料

經濟部能源局，2011

(二) 綠色經濟投資金額計算

回顧 2.1.1 節《邁向綠色經濟》的投資金額計算，參考表 2-1 細分其規劃之全球生產總額於再生能源開發投資之比例計算如下：

$$\text{全球生產總額} \times 0.53\% = \text{綠色經濟於能源供應部門之投資}$$

$$\text{能源供應部門之投資} \times 50\% = \text{再生能源開發投資}$$

故本研究假設台灣為一適於進行綠色經濟轉型之國家，應分配國民生產毛額相對的比例進行再生能源技術的開發，表 3-14 為 2010 至 2028 年台電預測之國民生產毛額及本研究計算之再生能源開發投資金額，在實施綠色經濟轉型的情境下，除了原有的 31,934.29 億元外，再生能源應再增加 10,210 億元的挹注。

表 3-14 綠色經濟再生能源開發投資金額統計

西元年	台電預估之國民生產毛額 (億元)	再生能源開發投資金額 (億元)
2010	138,782	368
2011	145,097	385
2012	151,916	403
2013	159,284	422
2014	167,248	443
2015	175,862	466
2016	184,655	489
2017	192,595	510
2018	199,625	529
2019	205,913	546
2020	211,884	561
2021	217,944	578
2022	224,090	594
2023	230,320	610
2024	236,631	627
2025	243,020	644
2026	249,484	661
2027	256,021	678
2028	262,626	696
合計	3,852,997	10,210

3.3.4 再生能源發展潛力

再生能源發展的部分，本研究利用情境分析針對現行經濟部能源局推廣之政策進行評估，其擴大推廣之 2010 至 2030 年再生能源目標發電量如表 3-14 所示；假設每年再生能源呈線性的成長，則可計算其累計之新增發電量，計算方式如下：

2010 至 2030 年累計新增發電量＝

$$\begin{aligned} & (2015 \text{ 年目標發電量} - 2010 \text{ 年發電量}) \times (5 \text{ 年} \div 2 + 14 \text{ 年}) + \\ & (2020 \text{ 年目標發電量} - 2015 \text{ 年發電量}) \times (5 \text{ 年} \div 2 + 9 \text{ 年}) + \\ & (2025 \text{ 年目標發電量} - 2020 \text{ 年發電量}) \times (5 \text{ 年} \div 2 + 4 \text{ 年}) + \\ & (2030 \text{ 年目標發電量} - 2025 \text{ 年發電量}) \times (4 \text{ 年} \div 2) \end{aligned}$$

式中之乘以 5 年再除以 2 表示 2010 至 2015 年初發電量呈線性的成長，乘以 14 年表示 2015 年初至 2028 年底，其成長的發電量可持續服務 14 年，以此類推，計算結果如表 3-16 所示。

表 3-15 2010 至 2030 年經濟部能源局推廣之再生能源目標發電量

	單位：億度				
	2010	2015	2020	2025	2030
慣常水力	20.9	21.8	22.4	26.6	26.6
陸域風力	12.5	20.8	28.8	28.8	28.8
離岸風力	0	0.5	19.2	57.6	96
太陽光電	0.3	5.3	12.8	31.3	38.8

資料來源：經濟部能源局，2012

表 3-16 2010 至 2030 年經濟部能源局推廣之再生能源累計發電量

單位：億度

	2015 新增	2020 新增	2025 新增	2030 新增	累計新增發電量
慣常水力	0.9	0.6	4.2	0	49.05
陸域風力	8.3	8.0	0	0	228.95
離岸風力	0.5	18.7	38.4	38.4	549.70
太陽光電	5.0	7.5	18.5	7.5	304.00

另一方面，由於綠色投資的挹注及再生能源本身潛力評估的不確定性，加上未來經由虛擬電廠策略發展分散式小型太陽光電及小型風機的投入，使得再生能源發展的潛力事實上可能更高，因此本研究經由文獻回顧整理各報告推估之再生能源裝置容量，如表 3-17 所示；分散式電廠方面，《虛擬電廠策略之整合性環境評估》（呂奎宛，2010）指出，若於台灣的 11 個部門產業設置分散式電力，預估小型太陽光電系統及微型風力發電機將分別可提供年發電量 103 及 34 億度的產能，故本研究選取文獻回顧中可能建設的最大值，並假設台灣 2028 年底可以完成以上目標，期間亦以線性成長計算，其累計可新增發電量如表 3-18 所示。

表 3-17 再生能源裝置容量發展潛力表

單位：MW

電源開發計畫（經濟部，2010）	再生能源各類別推廣目標量（能源局，2012）	台灣永續能源發展之潛勢分析（廖卿惠，2010）	台灣地區風力發電之潛力分析與生命週期評估（曾詠恩，2006）	最大值
慣常水力	2,502	11,730		11,730
陸域風力	1,200	2,000	6,460	6,460
離岸風力	3,000	1,000		3,000
太陽光電	2,500	3,100	7,919	7,919

資料來源：黃玠然，2011

表 3-18 本研究整理文獻回顧推估之再生能源累計可發電量

	最大裝置 容量 (MW)	容量因數	2028 年底目標 發電量 (億度)	2028 年底分散 式電力目標發 電量 (億度)	累計可發電量 (億度)
慣常水力	11,730	0.38	390.47	—	3510.90
陸域風力	6,460	0.27	152.79	34	1655.77
離岸風力	3,000	0.37	97.24	—	923.74
太陽光電	7,919	0.13	90.18	103	1832.37

2028 年底目標發電量(億度，未包含分散式電力)=

最大裝置容量 (MW) × 365 (天/年) × 24 (小時/天) × 10⁻⁵ × 容量因數

2010 至 2028 年累計可發電量 (億度) =

(2028 年底目標發電量 - 2010 年發電量) × 19 年 ÷ 2 +

(2028 年底分散式電力目標發電量) × 19 年 ÷ 2

3.4 電力結構情境分析

本研究在政策分析方面，針對開發成本獲得綠色經濟的挹注與否，及現階段政府制定之再生能源目標發電量進行分析，故藉由建立四種情境分別探討此兩種政策搭配對於環境的影響，情境建立條件如表 3-19 所示，以下針對各方案逐一進行計算方式的說明。

表 3-19 規劃方案之情境建立

		開發成本	
		台電規劃之開發成本	綠色投資挹注
再生能源 裝置容量	以能源局規劃之 再生能源發展為上限	情境一	情境三
	以文獻回顧所得之 再生能源潛力為上限	情境二	情境四

3.4.1 情境一—台電規劃之開發成本、能源局規劃之再生能源目標

首先以線性規劃法針對五項目標函數，各別求取環境損害的最小值，計算內容及係數說明如下：

決策變數代號—

1. HP[ROR]：川流式慣常水力
2. HP[R]：水庫式慣常水力
3. WP[OFS]：陸域風力
4. WP[ONS]：離岸風力
5. SP：太陽光電
6. NP[ABWR]：核能（先進沸水式反應爐）
7. NP[PWR]：核能（壓水式反應爐）
8. NP[BWR]：核能（沸水式反應爐）
9. OF：燃油（燃料油）
10. AGF：燃氣（先進）

11. NGF：燃氣（新型）
12. CGF：燃氣（傳統）
13. UCF：燃煤（超超臨界微粉）
14. SCF：燃煤（超臨界微粉）
15. CCF：燃煤（傳統）

（一） 人體健康損害最小

目標函數：

最小化人體健康損害(單位：DALYs)

$$4.41HP[ROR] + 4.29HP[R] + 5.43WP[ONS] + 5.62WP[OFS] + 11SP + 5.55NP[ABWR] + 5.55NP[PWR] + 5.55NP[BWR] + 26.6OF + 5.98AGF + 6NGF + 6.2CGF + 17UCF + 16.3SCF + 21.3CCF$$

限制式：

2010~2028 年底之累計台電系統新增供電量(單位：億度)

$$HP[ROR] + HP[R] + WP[ONS] + WP[OFS] + SP + NP[ABWR] + NP[PWR] + NP[BWR] + OF + AGF + NGF + CGF + UCF + SCF + CCF \geq 15256.07$$

2009~2028 年底之累計台電系統新增尖峰負載(單位：萬瓩)

$$1.29HP[ROR] + 2.01HP[R] + 0.25WP[ONS] + 0.19WP[OFS] + 1.76SP + 1.24NP[ABWR] + 1.24NP[PWR] + 1.24NP[BWR] + 2.53OF + 2.27AGF + 2.27NGF + 2.27CGF + 1.58UCF + 1.58SCF + 1.58CCF \geq 25103.26$$

2009~2028 年底之累計台電系統新增開發成本(單位：億元)

$$1.32HP[ROR] + 1.32HP[R] + 1.86WP[ONS] + 5.56WP[OFS] + 7.33SP + 1.94NP[ABWR] + 1.94NP[PWR] + 1.94NP[BWR] + 1.95OF + 3.18AGF + 3.18NGF + 3.18CGF + 1.59UCF + 1.59SCF + 1.59CCF \leq 31934.29$$

新增發電量限制(單位：億度)

$$HP[ROR] + HP[R] \leq 49.05$$

$$WP[ONS] \leq 228.95$$

$$WP[OFS] \leq 549.7$$

$$SP \leq 304$$

$$NP[ABWR] + NP[PWR] + NP[BWR] \leq 3647.96$$

END

數據引用說明—

目標函數：

表 3-3 各發電方式（功能單位：億度）之環境衝擊係數

限制式：

表 3-8 2010 至 2028 年台電規劃之累計新增發電量

表 3-12 發電量與尖峰負載換算係數

表 3-13 2010 至 2028 年台電規劃之累計新增開發成本

表 3-16 2010 至 2028 年經濟部能源局推廣之再生能源累計發電量

核能發電限制除核四外，不再新增其他核能機組，各係數計算內容詳見各章節與附錄。

(二) 生態損害最小

目標函數：

最小化生態損害(單位： 10^{-4} Species)

$$5.77\text{HP}[\text{ROR}] + 5.78\text{HP}[\text{R}] + 6.97\text{WP}[\text{OFS}] + 6.69\text{WP}[\text{ONS}] + 10.9\text{SP} + \\ 8.63\text{NP}[\text{ABWR}] + 8.62\text{NP}[\text{PWR}] + 8.63\text{NP}[\text{BWR}] + 46.7\text{OF} + 8.47\text{AGF} \\ + 8.5\text{NGF} + 8.73\text{CGF} + 21\text{UCF} + 20.4\text{SCF} + 29.4\text{CCF}$$

限制式：與方案一之人體健康損害最小相同

(三) 氣候變遷損害最小

目標函數：

最小化氣候變遷損害(單位： 10^4 kg-CO₂eq)

$$0.24\text{HP}[\text{ROR}] + 0.25\text{HP}[\text{R}] + 0.302\text{WP}[\text{OFS}] + 0.273\text{WP}[\text{ONS}] + 0.73\text{SP} \\ + 0.702\text{NP}[\text{ABWR}] + 0.702\text{NP}[\text{PWR}] + 0.702\text{NP}[\text{BWR}] + 9.24\text{OF} + \\ 4.44\text{AGF} + 4.64\text{NGF} + 6.27\text{CGF} + 9.15\text{UCF} + 9.76\text{SCF} + 11.5\text{CCF}$$

限制式：與方案一之人體健康損害最小相同

(四) 資源耗用最小

目標函數：

最小化資源耗用(單位： 10^8 \$/kg)

$$5.6\text{HP}[\text{ROR}] + 7.14\text{HP}[\text{R}] + 14.1\text{WP}[\text{OFS}] + 10.4\text{WP}[\text{ONS}] + 74.2\text{SP} + \\ 0.208\text{NP}[\text{ABWR}] + 0.208\text{NP}[\text{PWR}] + 0.208\text{NP}[\text{BWR}] + 4.96\text{OF} + \\ 2.4\text{AGF} + 2.52\text{NGF} + 3.42\text{CGF} + 3.47\text{UCF} + 3.69\text{SCF} + 4.33\text{CCF}$$

限制式：與方案一之人體健康損害最小相同

(五) 水資源耗用最小

目標函數：

最小化水資源耗用(單位： 10^6 m^3)

$$5.6\text{HP}[\text{ROR}] + 7.14\text{HP}[\text{R}] + 14.1\text{WP}[\text{OFS}] + 10.4\text{WP}[\text{ONS}] + 74.2\text{SP} + \\ 0.208\text{NP}[\text{ABWR}] + 0.208\text{NP}[\text{PWR}] + 0.208\text{NP}[\text{BWR}] + 4.96\text{OF} + \\ 2.4\text{AGF} + 2.52\text{NGF} + 3.42\text{CGF} + 3.47\text{UCF} + 3.69\text{SCF} + 4.33\text{CCF}$$

限制式：與方案一之人體健康損害最小相同

3.4.2 情境二—台電規劃之開發成本、文獻回顧之再生能源潛力

情境二考慮在台電規劃的開發成本之下，增加再生能源可發展的裝置容量，進行最佳化計算，目的在於檢討政府目前制訂之再生能源發展目標是否有調整的空間；除了再生能源發電量限制的部分引用表 3-18 外，其餘限制式與目標函數之係數均與方案一相同，亦針對五種環境損害進行最小化計算，在此僅以人體健康損害最小為例，說明計算內容及係數如下：

- 人體健康損害最小

目標函數：

最小化人體健康損害(單位：DALYs)

$$4.41\text{HP}[\text{ROR}] + 4.29\text{HP}[\text{R}] + 5.43\text{WP}[\text{ONS}] + 5.62\text{WP}[\text{OFS}] + 11\text{SP} + \\ 5.55\text{NP}[\text{ABWR}] + 5.55\text{NP}[\text{PWR}] + 5.55\text{NP}[\text{BWR}] + 26.6\text{OF} + 5.98\text{AGF} \\ + 6\text{NGF} + 6.2\text{CGF} + 17\text{UCF} + 16.3\text{SCF} + 21.3\text{CCF}$$

限制式：

2010~2028 年底之累計台電系統新增供電量(單位：億度)

$$\begin{aligned} & \text{HP}[\text{ROR}] + \text{HP}[\text{R}] + \text{WP}[\text{ONS}] + \text{WP}[\text{OFS}] + \text{SP} + \text{NP}[\text{ABWR}] + \\ & \text{NP}[\text{PWR}] + \text{NP}[\text{BWR}] + \text{OF} + \text{AGF} + \text{NGF} + \text{CGF} + \text{UCF} + \text{SCF} + \\ & \text{CCF} \geq 15256.07 \end{aligned}$$

2009~2028 年底之累計台電系統新增尖峰負載(單位：萬瓩)

$$\begin{aligned} & 1.29\text{HP}[\text{ROR}] + 2.01\text{HP}[\text{R}] + 0.25\text{WP}[\text{ONS}] + 0.19\text{WP}[\text{OFS}] + 1.76\text{SP} + \\ & 1.24\text{NP}[\text{ABWR}] + 1.24\text{NP}[\text{PWR}] + 1.24\text{NP}[\text{BWR}] + 2.53\text{OF} + 2.27\text{AGF} \\ & + 2.27\text{NGF} + 2.27\text{CGF} + 1.58\text{UCF} + 1.58\text{SCF} + 1.58\text{CCF} \geq 25103.26 \end{aligned}$$

2009~2028 年底之累計台電系統新增開發成本(單位：億元)

$$\begin{aligned} & 1.32\text{HP}[\text{ROR}] + 1.32\text{HP}[\text{R}] + 1.86\text{WP}[\text{ONS}] + 5.56\text{WP}[\text{OFS}] + 7.33\text{SP} + \\ & 1.94\text{NP}[\text{ABWR}] + 1.94\text{NP}[\text{PWR}] + 1.94\text{NP}[\text{BWR}] + 1.95\text{OF} + 3.18\text{AGF} \\ & + 3.18\text{NGF} + 3.18\text{CGF} + 1.59\text{UCF} + 1.59\text{SCF} + 1.59\text{CCF} \leq 31934.29 \end{aligned}$$

新增發電量限制(單位：億度)

$$\text{HP}[\text{ROR}] + \text{HP}[\text{R}] \leq 3510.9$$

$$\text{WP}[\text{ONS}] \leq 1655.77$$

$$\text{WP}[\text{OFS}] \leq 923.74$$

$$\text{SP} \leq 1832.37$$

$$\text{NP}[\text{ABWR}] + \text{NP}[\text{PWR}] + \text{NP}[\text{BWR}] \leq 3647.96$$

END

3.4.3 情境三—綠色經濟投資挹注、能源局規劃之再生能源目標

情境三考慮若政府決定實行綠色經濟轉型，國民生產毛額將約有 0.265%投資於再生能源的開發，在此政策下再搭配官方制訂之再生能源發展目標，求取各環境損害最小的電力結構；除了開發成本的部分，由原先的 31,934.29 億元加上綠色經濟投資的 10,210 億元（計算見表 3-14），共 42,144.29 億元外，其餘限制式與目標函數之係數均與方案一相同，在此以五種環境損害中的人體健康損害最小為例，說明之：

- 人體健康損害最小

目標函數：

最小化人體健康損害(單位：DALYs)

$$4.41\text{HP}[\text{ROR}] + 4.29\text{HP}[\text{R}] + 5.43\text{WP}[\text{ONS}] + 5.62\text{WP}[\text{OFS}] + 11\text{SP} + 5.55\text{NP}[\text{ABWR}] + 5.55\text{NP}[\text{PWR}] + 5.55\text{NP}[\text{BWR}] + 26.6\text{OF} + 5.98\text{AGF} + 6\text{NGF} + 6.2\text{CGF} + 17\text{UCF} + 16.3\text{SCF} + 21.3\text{CCF}$$

限制式：

2010~2028 年底之累計台電系統新增供電量(單位：億度)

$$\text{HP}[\text{ROR}] + \text{HP}[\text{R}] + \text{WP}[\text{ONS}] + \text{WP}[\text{OFS}] + \text{SP} + \text{NP}[\text{ABWR}] + \text{NP}[\text{PWR}] + \text{NP}[\text{BWR}] + \text{OF} + \text{AGF} + \text{NGF} + \text{CGF} + \text{UCF} + \text{SCF} + \text{CCF} \geq 15256.07$$

2009~2028 年底之累計台電系統新增尖峰負載(單位：萬瓩)

$$1.29\text{HP}[\text{ROR}] + 2.01\text{HP}[\text{R}] + 0.25\text{WP}[\text{ONS}] + 0.19\text{WP}[\text{OFS}] + 1.76\text{SP} + \\ 1.24\text{NP}[\text{ABWR}] + 1.24\text{NP}[\text{PWR}] + 1.24\text{NP}[\text{BWR}] + 2.53\text{OF} + 2.27\text{AGF} \\ + 2.27\text{NGF} + 2.27\text{CGF} + 1.58\text{UCF} + 1.58\text{SCF} + 1.58\text{CCF} \geq 25103.26$$

2009~2028 年底之累計台電系統新增開發成本(單位：億元)

$$1.32\text{HP}[\text{ROR}] + 1.32\text{HP}[\text{R}] + 1.86\text{WP}[\text{ONS}] + 5.56\text{WP}[\text{OFS}] + 7.33\text{SP} + \\ 1.94\text{NP}[\text{ABWR}] + 1.94\text{NP}[\text{PWR}] + 1.94\text{NP}[\text{BWR}] + 1.95\text{OF} + 3.18\text{AGF} \\ + 3.18\text{NGF} + 3.18\text{CGF} + 1.59\text{UCF} + 1.59\text{SCF} + 1.59\text{CCF} \leq 42144.29$$

新增發電量限制(單位：億度)

$$\text{HP}[\text{ROR}] + \text{HP}[\text{R}] \leq 49.05$$

$$\text{WP}[\text{ONS}] \leq 228.95$$

$$\text{WP}[\text{OFS}] \leq 549.7$$

$$\text{SP} \leq 304$$

$$\text{NP}[\text{ABWR}] + \text{NP}[\text{PWR}] + \text{NP}[\text{BWR}] \leq 3647.96$$

END

3.4.4 情境四—綠色經濟投資挹注、文獻回顧之再生能源潛力

由於綠色經濟資金的投入，原政府訂定之再生能源發展目標應有擴展的可能，故建立此情境進行計算，在相同的供電量與尖峰負載限制下，投入更多的資金，並對再生能源的開發予以更寬鬆的限制，環境損害與其他情境相比能降低多少，為本研究欲探討的目標；再生能源限制的設定與方案二相同，開發成本總額則為加上綠色經濟投資後的 42,858.29 億元，其餘供電量與尖峰負載限制式與各環境損害之係數均不變，以人體健康損害最小計算式為例說明如下：

● 人體健康損害最小

目標函數：

最小化人體健康損害(單位：DALYs)

$$4.41\text{HP}[\text{ROR}] + 4.29\text{HP}[\text{R}] + 5.43\text{WP}[\text{ONS}] + 5.62\text{WP}[\text{OFS}] + 11\text{SP} + \\ 5.55\text{NP}[\text{ABWR}] + 5.55\text{NP}[\text{PWR}] + 5.55\text{NP}[\text{BWR}] + 26.6\text{OF} + 5.98\text{AGF} \\ + 6\text{NGF} + 6.2\text{CGF} + 17\text{UCF} + 16.3\text{SCF} + 21.3\text{CCF}$$

限制式：

2010~2028 年底之累計台電系統新增供電量(單位：億度)

$$\text{HP}[\text{ROR}] + \text{HP}[\text{R}] + \text{WP}[\text{ONS}] + \text{WP}[\text{OFS}] + \text{SP} + \text{NP}[\text{ABWR}] + \\ \text{NP}[\text{PWR}] + \text{NP}[\text{BWR}] + \text{OF} + \text{AGF} + \text{NGF} + \text{CGF} + \text{UCF} + \text{SCF} + \\ \text{CCF} \geq 15256.07$$

2009~2028 年底之累計台電系統新增尖峰負載(單位：萬瓩)

$$1.29\text{HP}[\text{ROR}] + 2.01\text{HP}[\text{R}] + 0.25\text{WP}[\text{ONS}] + 0.19\text{WP}[\text{OFS}] + 1.76\text{SP} + \\ 1.24\text{NP}[\text{ABWR}] + 1.24\text{NP}[\text{PWR}] + 1.24\text{NP}[\text{BWR}] + 2.53\text{OF} + 2.27\text{AGF} \\ + 2.27\text{NGF} + 2.27\text{CGF} + 1.58\text{UCF} + 1.58\text{SCF} + 1.58\text{CCF} \geq 25103.26$$

2009~2028 年底之累計台電系統新增開發成本(單位：億元)

$$1.32\text{HP}[\text{ROR}] + 1.32\text{HP}[\text{R}] + 1.86\text{WP}[\text{ONS}] + 5.56\text{WP}[\text{OFS}] + 7.33\text{SP} + \\ 1.94\text{NP}[\text{ABWR}] + 1.94\text{NP}[\text{PWR}] + 1.94\text{NP}[\text{BWR}] + 1.95\text{OF} + 3.18\text{AGF} \\ + 3.18\text{NGF} + 3.18\text{CGF} + 1.59\text{UCF} + 1.59\text{SCF} + 1.59\text{CCF} \leq 42144.29$$

新增發電量限制(單位：億度)

$$HP[ROR] + HP[R] \leq 3510.9$$

$$WP[ONS] \leq 1655.77$$

$$WP[OFS] \leq 923.74$$

$$SP \leq 1832.37$$

$$NP[ABWR] + NP[PWR] + NP[BWR] \leq 3647.96$$

END

分別以線性規劃法計算五種最小環境損害的結果後，即可進行多目標的整合計算，此部分將於第四章研究案例分析詳細探討。



3.5 研究限制

由於電力結構規劃需考慮的因子相當複雜，數據基於來源的不同亦有所差異，本研究雖在選取的過程中除了淘汰較不合理的數據，並儘量使相同類型的數據出處趨於統一，但誤差與不確定性仍在所難免；此外，本研究的限制主要可分為區域與時間兩個層面，以下條列說明：

- (一) 環境衝擊評估部分，本研究直接引用 TWEnLCA 資料庫環境損害的數據，雖利用生命週期系統性的思惟考量整體發電過程中，從開採至廢棄階段所造成的環境損害，但各類型發電方式造成損害的主要階段與區域並不相同，本研究未對資料庫數據進行可能的修正，且僅考慮台灣整體的環境損害，而無法針對環境損害的熱點進行分析。
- (二) 本研究雖嘗試客觀的考慮多種環境因子，以避免過去政策導向僅針對二氧化碳排放的規劃結果，但仍不免主觀的假設了發電方式對於環境造成的主要影響為本研究所選取的五種損害。
- (三) 由於電力結構開發為一歷時長久的過程，本研究保守的假設在未來 19 年間，電力技術水準與單位成本等限制因子並無太大的革新，簡而以現有的資訊進行最佳化運算。
- (四) 本研究以未來新增的供電量為運算基礎，推估新增的尖峰負載，但實際上電力系統可透過提升出力的手段，在不增加裝置容量的情況下，提高整體系統的尖峰能力，在本研究中則忽略了此部分的貢獻。
- (五) 本研究統計了台電於各年份、區域新增的裝置容量，化繁為簡的將累計結果經由最佳化運算，得出對環境損害最小的電力結構；但如何在有限的時間、區域內進行裝置容量的規劃，本研究僅依比例原則進行簡單的分配，無法反映出可能因區域、時間限制而產生的成本開銷以及不合理的配置。

第四章 研究案例分析

本章針對各情境規劃結果進行探討，以 De Novo 規劃法整合各項環境損害後，比較各情境最佳化運算的電力結構、供電量、尖峰負載、開發成本、再生能源裝置容量、環境損害等結果，再以敏感度分析探討關鍵因子對環境損害的影響，最後以比例原則分配各年電源開發的目標，獲取未來電力結構開發的途徑。

4.1 電力結構情境規劃結果

4.1.1 各情境結果分析

情境一

以台電原規劃之供電量、尖峰負載、開發成本及能源局制訂之再生能源發展目標為限制式，各環境損害最小化的電力結構如表 4-1 所示。

表 4-1 情境一最小化環境損害電力結構

	人體健康	生態損害	氣候變遷	資源耗用	水耗用	多目標整合
	損害最小	最小	損害最小	最小	最小	
HP[ROR]	0.00	49.05	49.05	0.00	49.05	29.43
HP[R]	49.05	0.00	0.00	49.05	0.00	19.62
WP[ONS]	228.95	228.95	228.95	228.95	0.00	183.16
WP[OFS]	0.00	0.00	0.00	75.19	0.00	15.04
SP	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
NP[ABWR]	3647.96	0.00	3647.96	3647.96	3647.96	2918.37
NP[PWR]	0.00	3647.96	0.00	0.00	0.00	729.59
NP[BWR]	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
OF	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
AGF	3994.83	3994.83	3994.83	3807.10	4033.71	3965.06
NGF	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
CGF	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
UCF	0.00	0.00	7335.28	7447.82	7525.35	4461.69
SCF	7335.28	7335.28	0.00	0.00	0.00	2934.11
CCF	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

單位：億度

可發現由於開發成本受到壓縮，較昂貴的太陽光電在此情境中所規劃的發電量為零，而污染性較高的燃油也被淘汰，核能和再生能源的水力和陸域風力都是發展到上限的狀態，其於裝置容量則是在燃氣與燃煤間做成本與環境損害的交換，為對等的考量各種環境損害，選取各種結構的平均值進行多目標的整合。

情境二一

以台電原規劃之供電量、尖峰負載、開發成本為考量，但在再生能源限制式的部分改以文獻回顧所得之台灣再生能源發展潛力為上限，各環境損害最小化的電力結構如表 4-2 所示。

表 4-2 情境二最小化環境損害電力結構

	單位：億度					
	人體健康 損害最小	生態損害 最小	氣候變遷 損害最小	資源耗用 最小	水耗用 最小	多目標整合
HP[ROR]	0.00	88.07	88.07	0.00	3510.90	737.41
HP[R]	3510.90	3422.83	3422.83	3510.90	0.00	2773.49
WP[ONS]	1655.77	1655.77	1655.77	1655.77	0.00	1324.62
WP[OFS]	0.00	0.00	0.00	20.37	0.00	4.07
SP	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
NP[ABWR]	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
NP[PWR]	0.00	3647.96	0.00	0.00	3509.20	1431.43
NP[BWR]	3647.96	0.00	3647.96	3647.96	0.00	2188.78
OF	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
AGF	4340.40	4340.40	4340.40	4289.54	4652.11	4392.57
NGF	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
CGF	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
UCF	0.00	0.00	2101.04	2131.53	3583.85	1563.29
SCF	2101.04	2101.04	0.00	0.00	0.00	840.42
CCF	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

隨著再生能源限制式的開放，此情境中的再生能源裝置容量也大幅增加，尤其水力與陸域風力的發電量相當可觀，核能方面仍是發展至上限，但燃煤的發電量則大幅的減少了，這告訴我們即使在不增加預算的情況下，若是調整現在官方訂定之再生能源目標，對於電力結構的改善仍是有幫助的。

情境三一

以台電原規劃之供電量、尖峰負載，能源局制訂之再生能源發展目標為限制式，但在開發成本的部分採綠色經濟之規劃，以求促進產業轉型，即每年國民生產毛額的 0.265% 投入再生能源的開發，各環境損害最小化的電力結構如表 4-3 所示。

表 4-3 情境三最小化環境損害電力結構

	單位：億度					
	人體健康 損害最小	生態損害 最小	氣候變遷 損害最小	資源耗用 最小	水耗用 最小	多目標整合
HP[ROR]	0.00	49.05	49.05	0.00	49.05	29.43
HP[R]	49.05	0.00	0.00	49.05	0.00	19.62
WP[ONS]	228.95	228.95	228.95	228.95	0.00	183.16
WP[OFS]	0.00	0.00	0.00	549.70	0.00	109.94
SP	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
NP[ABWR]	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
NP[PWR]	0.00	3647.96	0.00	0.00	0.00	729.59
NP[BWR]	3647.96	0.00	3647.96	3647.96	3647.96	2918.37
OF	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
AGF	10865.27	10865.27	10865.27	9492.75	10904.15	10598.54
NGF	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
CGF	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
UCF	0.00	0.00	464.84	1287.66	654.91	481.48
SCF	464.84	464.84	0.00	0.00	0.00	185.94
CCF	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

由於開發成本投入的增加，雖然核能還是到達限制式的上限，但燃煤發電的使用下降很多，取而代之的是燃氣發電大幅成長，部分的原因是再生能源的發展仍以原官方設定之目標；但可發現即使增加了大量的開發成本，太陽光電仍是處於不開發的狀態，原因在於本研究所採用的單位發電成本中，太陽光電相對於其他類型發電方式高出很多，而在環境損害方面，依循 TWEnLCA 資料庫的數據，太陽光電在現階段的技術瓶頸下，對於環境損害的降低仍沒有決定性的幫助。

情境四一

結合了情境二、三的設定，對於開放了再生能源限制式並大幅增加開發成本，供電量、尖峰負載方面仍以滿足台電原先規劃之情境，各環境損害最小化的電力結構如表 4-4 所示。

表 4-4 情境四最小化環境損害電力結構

	人體健康	生態損害	氣候變遷	資源耗用	水耗用	多目標整合
	損害最小	最小	損害最小	最小	最小	
HP[ROR]	0.00	3510.90	0.00	0.00	3040.87	1310.35
HP[R]	3510.90	0.00	3510.90	3510.90	0.00	2106.54
WP[ONS]	1655.77	1655.77	1655.77	1655.77	0.00	1324.62
WP[OFS]	727.47	923.74	325.14	325.14	0.00	460.30
SP	0.00	0.00	1640.84	1640.84	0.00	656.34
NP[ABWR]	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
NP[PWR]	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
NP[BWR]	3647.96	0.00	3647.96	3647.96	0.00	2188.78
OF	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
AGF	5713.97	9165.66	4475.45	4475.45	12215.20	7209.15
NGF	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
CGF	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
UCF	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
SCF	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
CCF	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

在此情境下，高污染的燃煤發電已遭到淘汰，再生能源的使用量增加了許多，除了水力、陸域風力發展至上限外，離岸風力也佔了相當的比例，甚至在最小化生態損害及水耗用的設定時，核能也已經不是必要的選項，而在氣候變遷損害及資源耗用最小方面，太陽光電的比例也大幅增加，足見開發成本與再生能源發展的政策對於電力結構規劃影響之劇，兩者間更存在著密不可分的關係。

4.1.2 情境分析小結

各情境與台電原規劃方案之電力服務內容如表 4-5 所示，供電量部分，各情境均符合台電原先的規劃，而尖峰負載甚至都有更好的表現，其中又與情境三所能提供的尖峰負載最多，主要是由於該情境尖峰能力較低再生能源限制維持原官方的規劃，但在資金的投入上卻增加了許多。

開發成本方面也是情境三最多，到達了限制式的上限，可發現情境四由於開放了再生能源的限制式，開發成本竟仍有盈餘，比情境三少了 629 億元，也表示在綠色經濟投資的情境下，應重新制訂再生能源發展的目標，才能得到最好的結果。

再生能源開發成本與再生能源佔比的部分，以開放再生能源限制式的情境二及四最多，高達 31.72% 及 38.4%，主要是來自慣常水力發電與陸域風力的貢獻，因為由文獻回顧中所得台灣水力發展潛力大於原制訂目標非常多，而這兩項發電方式在環境損害方面又是相對較低的，在每個情境中水力與陸域風力發電都是發展至上限的情況。

表 4-5 各情境電力服務內容比較

	台電規劃	情境一	情境二	情境三	情境四
供電量(億度)	15256.06	15256.07	15256.07	15256.07	15256.07
尖峰負載(萬瓩)	25103.25	25369.33	25158.23	29826.53	26614.78
再生能源開發成本(億元)	1094.422	489.0317	7120.827	1016.69	14344.3
開發成本(億元)	31934.29	31934.29	31934.29	42144.29	41515.62
再生能源佔比	2.28%	1.62%	31.72%	2.24%	38.40%

圖 4-1 顯示了各情境的電力結構配比，情境一為以台電規劃案為基礎，針對各環境損害最小進行重新規劃，可發現結果其實與台電規劃案差不多，除了核能發電部分改以壓水式反應爐替代外，並以燃氣取代了太陽光電，主要原因為核能壓水式反應爐對於生態的損害較低。

觀察情境一、二可發現，即便在不增加開發成本的情況下，若能重新思考原先再生能源發展的目標，電力結構變有了大幅的改變，水力與陸域風力取代了污染性較高燃煤發電；比較情境一、三的結果，其再生能源與核能的結構幾乎無異，事實上只有情境三在離岸風力的部分多了一些，而燃煤的部分則大幅的被燃氣所取代；情境二、四方面，隨著投入成本的增加，核能已非必要的選項，在其他情境中，雖然核能的佔比總量都是固定的，實際上是因為本研究在限制式中，加入除了核四運轉外不再增加其他核能機組的限制條件，否則若開放該限制式，核能發電的比例將大幅增加，但在情境四中，核能實際上並未達到限制式上限，而被太陽光電及離岸風力所取代，火力發電方面亦只剩污染性最低的燃氣發電。

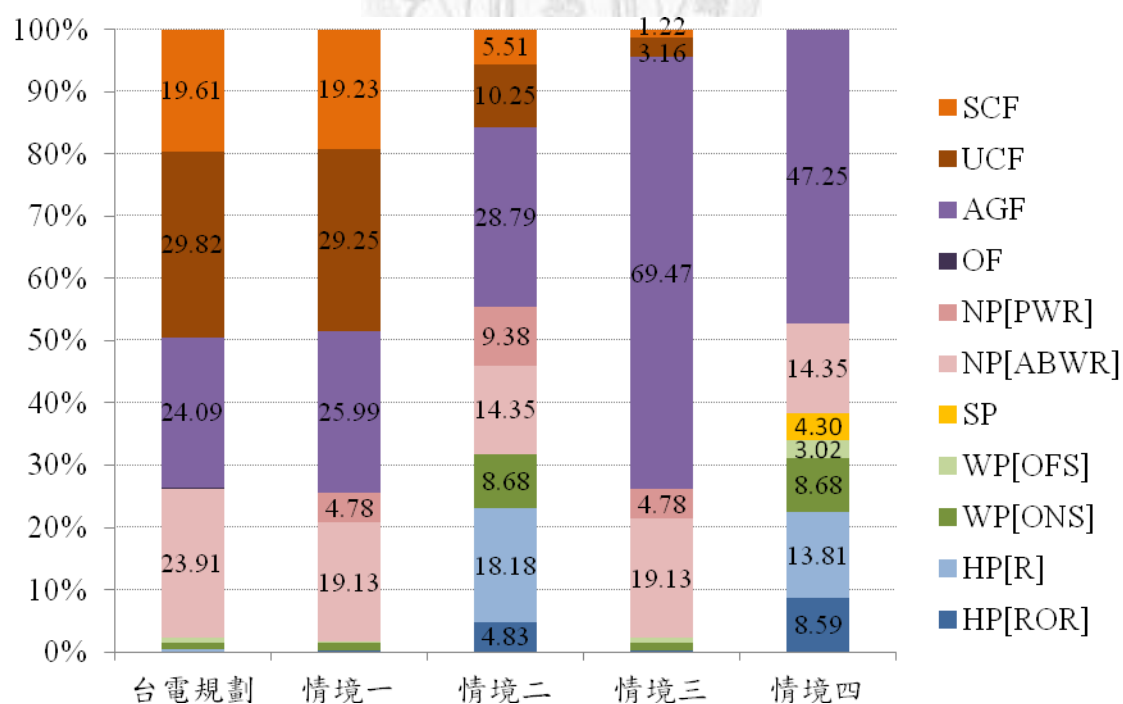


圖 4-1 各情境電力結構發電量配比

總而言之，台電現行的規劃方案在不調整開發成本與再生能源限制的情況下，與考慮各項環境損害後的情境一相去不大，但若考量能源安全性的理由，情境二在不增加成本的情況下，能源結構已較多元化，其中再生能源佔比 31.72%，主要以水庫式慣常水力及陸域風力為主；開發成本方面，以現階段的技術水準而言，再生能源除了水力及陸域風力外，太陽光電與離岸風力的開發成本仍較高，因此若投入資金的話，先行以燃氣取代燃煤，對環境損害的降低會較有效率；再生能源發展方面，雖藉由文獻回顧所得之再生能源潛力仍有值得檢討的空間，但不可否認其對於電力結構改善有相當大的幫助，尤其慣常水力與陸域風力的潛力分析，應優先考量。



4.2 電力結構情境環境損害結果

4.2.1 各情境環境損害分析

表 4-6 顯示了各情境的環境損害數據，雖然情境一與台電規劃之電力結構差異不大，但各種環境損害的數值還是比原規劃案為低，而情境二調整再生能源限制後，環境損害就有了明顯的差異，雖然大部分的數值仍比增加開發成本的情境三還高，但在氣候變遷與資源耗用都有明顯的改善，整體而言，環境損害最小的為增加開發成本與再生能源限制的情境四，但在水資源耗用方面，由於情境四建設了較多的再生能源，因此在水資源的耗用反而比情境一、二、三還多，觀察表 4-4 的電力結構亦可發現，最小化水資源耗用的電力結構，與最小化其他環境損害的差異較大，所以在全面考量五種環境損害後，情境四的水資源耗用變得較高，但其他環境損害都明顯小於其他情境。

表 4-6 各情境環境損害數據

	台電規劃	情境一	情境二	情境三	情境四
人體健康損害(DALYs)	171,371	168,925	109,000	96,668	87,073
生態損害(10^4 Species)	223,559	220,223	147,582	137,423	118,911
氣候變遷損害 (10^4 kg-CO ₂ eq)	90,207	89,694	45,787	55,934	35,371
資源耗用(10^8 \$/kg)	36,746	36,667	21,084	28,673	19,576
水耗用(10^6 m ³)	43,432	41,735	41,942	21,441	43,361

圖 4-2~6 顯示了各情境電力結構造成環境損害的計算結果，在人體健康與生態損害方面，調整再生能源後的情境二已有明顯改善，主要貢獻來自於由水力、陸域風力替代了火力燃煤，其次是情境三、四；氣候變遷與資源耗用的情況較為類似，都是情境四優於情境二，最後才情境三，可見在這兩項環境損害方面，再

生能源扮演了相當重要的角色；而在水資源方面，再生能源對於水資源的耗用較大，因此使用較多再生能源的情境二、四反而表現較差，最佳的是情境三。

整體而言，雖然情境四在水耗用的部分較多，但在其他環境損害方面都是最少的，與台電規劃案比較，情境四在人體健康損害少了 49%，生態損害 47%，氣候變遷 61%，資源耗用 47%，水耗用 0.2%，因此其列為本研究規劃未來電力結構之最佳方案；而情境二在不增加開發成本僅調整再生能源限制下，環境損害仍比原規劃案在人體健康損害少了 36%，生態損害 34%，氣候變遷 49%，資源耗用 43%，水耗用 3%，因此在政策方面，再生能源發展目標與開發成本的投入，兩者應相輔相成才能得到最佳的結果，但次序方面則以再生能源發展為優先。

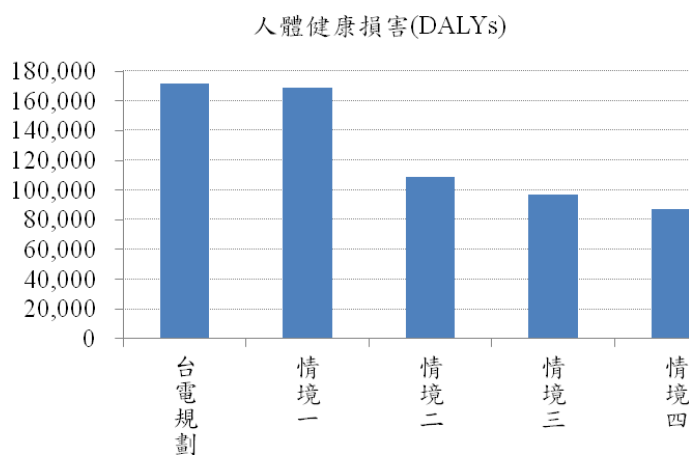


圖 4-2 各情境人體健康損害比較

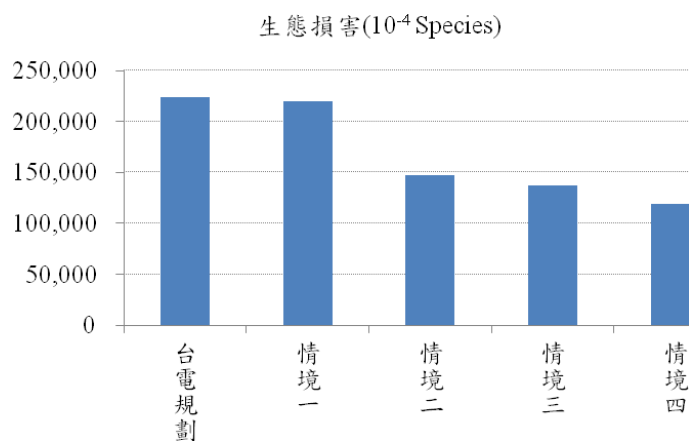


圖 4-3 各情境生態健康損害比較

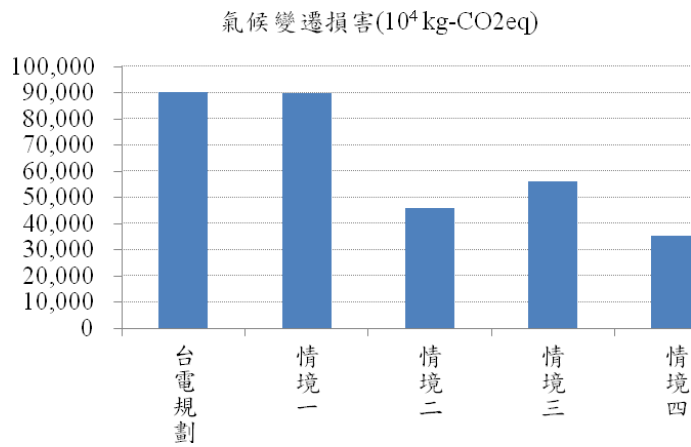


圖 4-4 各情境氣候變遷損害比較

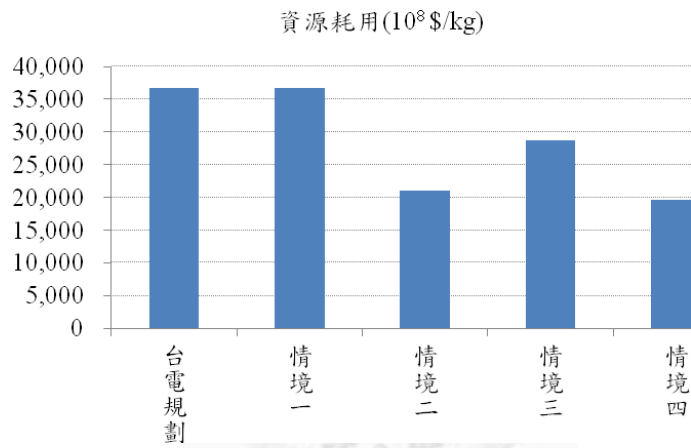


圖 4-5 各情境資源耗用比較

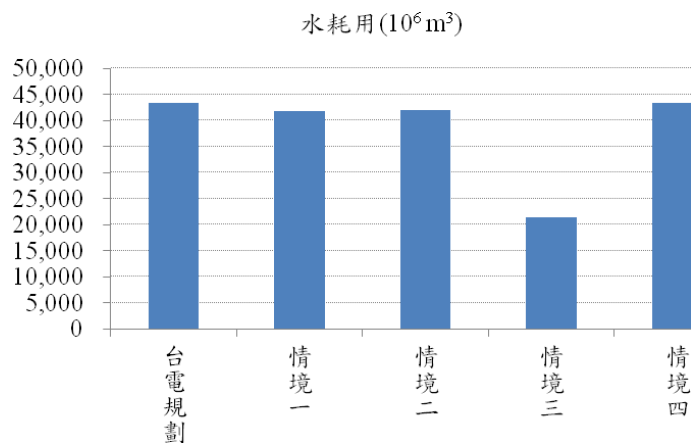


圖 4-6 各情境水耗用比較

4.3 敏感度分析

4.3.1 關鍵因子選取

經由 4.2 節分析，本研究選取情境四為最佳方案，以下便針對情境四之規劃結果，探討其影響環境損害的關鍵因子為和，在最小化人體健康損害時，各項限制因子剩餘的情形及影子價格，如表 4-7 所示，在此結果中開發成本、離岸風力、太陽光電的限制式都還有剩餘，影子價格方面，若能減少供電量 1 億度，便能減少人體健康損害 5.59(DALYs)的單位，所能帶來的效益最大，其次是增加水力發電的限制 1 億度，可降低 1.65(DALYs)。

表 4-7 情境四之最小化人體健康損害關鍵因子分析

限制因子	盈餘	影子價格 (DALYs)
供電量(億度)	0.00	-5.59
尖峰負載(萬瓩)	0.00	-0.17
開發成本(億元)	5851.98	0.00
核能限制(億度)	0.00	0.25
水力限制(億度)	0.00	1.65
陸域風力限制(億度)	0.00	0.20
離岸風力限制(億度)	196.27	0.00
太陽光電限制(億度)	1832.37	0.00

表 4-8~11 分別列出了在最小化生態損害、氣候變遷、資源耗用、水耗用時，各規劃結果限制式的盈餘及影子價格，供電量的影子價格在生態損害及水耗用均為最高，氣候變遷與資源耗用則是水力限制影響最大，但供電量亦為第二高；綜合而言，影響整體環境損害最顯著的是供電量，其次為水力發電的限制式，因再生能源方面本研究已藉由情境建立進行探討，故 4.3.2 節選擇以電力結構的供電量進行敏感度分析。

表 4-8 情境四之最小化生態損害關鍵因子分析

限制因子	盈餘	影子價格 (10^{-4} Species)
供電量(億度)	0.00	-8.47
尖峰負載(萬瓩)	821.30	0.00
開發成本(億元)	861.38	0.00
核能限制(億度)	3647.96	0.00
水力限制(億度)	0.00	2.70
陸域風力限制(億度)	0.00	1.78
離岸風力限制(億度)	0.00	1.50
太陽光電限制(億度)	1832.37	0.00

表 4-9 情境四之最小化氣候變遷損害關鍵因子分析

限制因子	盈餘	影子價格 (10^4 kg-CO ₂ eq)
供電量(億度)	0.00	-4.29
尖峰負載(萬瓩)	0.00	-1.12
開發成本(億元)	0.00	0.76
核能限制(億度)	0.00	3.52
水力限制(億度)	0.00	5.30
陸域風力限制(億度)	0.00	2.89
離岸風力限制(億度)	598.60	0.00
太陽光電限制(億度)	191.53	0.00

表 4-10 情境四之最小化資源耗用關鍵因子分析

限制因子	盈餘	影子價格 (10^8 \$/kg)
供電量(億度)	0.00	-2.35
尖峰負載(萬瓩)	0.00	-0.54
開發成本(億元)	0.00	0.37
核能限制(億度)	0.00	2.09
水力限制(億度)	0.00	2.73
陸域風力限制(億度)	0.00	1.44
離岸風力限制(億度)	598.60	0.00
太陽光電限制(億度)	191.53	0.00

表 4.11 情境四之最小化水耗用關鍵因子分析

限制因子	盈餘	影子價格 (10^6 m^3)
供電量(億度)	0.00	-2.28
尖峰負載(萬瓩)	6547.97	0.00
開發成本(億元)	0.00	0.52
核能限制(億度)	3647.96	0.00
水力限制(億度)	470.03	0.00
陸域風力限制(億度)	1655.77	0.00
離岸風力限制(億度)	923.74	0.00
太陽光電限制(億度)	1832.37	0.00

4.3.2 供電量敏感度分析

由 4.3.1 節，在情境四中供電量為影響環境損害最顯著的關鍵因子，故以下探討供電量 $\pm 5\%$ 及 $\pm 10\%$ 時，重新計算情境四之最佳化電力結構以進行敏感度分析，計算方式與 3.4.4 節所述相同，調整供電量後，分別求出五種環境損害最小化的電力結構，再進行多目標整合，最終結果如表 4-12 所示。

電力結構規劃結果方面，在調整供電量而不變更開發成本的情況下，隨著供電量增加，燃氣發電量呈現緩慢的成長，但整體比例卻微幅下滑，詳見圖 4-7，核能發電則成長最多，其次是離岸風力發電，太陽光電隨著供電量需求增加，相反的比例卻越來越少，主要原因在於開發成本並未隨著供電量而提高，使得缺乏的發電量轉移至單位開發成本較便宜的核能發電，水力發電的總量沒有太大改變，但由於川流式和水庫式對環境的影響各有優劣，其比例也隨著供電量有所消長。

隨著供電量成長，各種環境損害大都明顯的增加，尤其氣候變遷更為突出，詳如圖 4-8~12，而在供電量減少時，氣候變遷損害下降的量也較少，主要原因為進行敏感度分析時，只針對供電量進行調整，而尖峰負載則無對應改變，因此在供電量 -10% 與 -5% 的情境下計算氣候變遷損害最小化時，關鍵限制因子變成尖峰負載，供電量則還有剩餘，由於供電量減少的幅度受到限制，故環境損害下降的程度也受到影響。

表 4-12 供電量敏感度分析之電力結構

單位：億度

	供電量 -10%	供電量 -5%	原供電量	供電量 +5%	供電量 +10%
HP[ROR]	86.51	796.68	1310.35	1670.93	2106.54
HP[R]	2808.72	2359.39	2106.54	1839.97	1404.36
WP[ONS]	845.95	1188.84	1324.62	1324.62	1324.62
WP[OF]	203.62	214.58	460.30	738.99	738.99
SP	732.95	732.95	656.34	285.22	51.41
NP[ABWR]	2188.78	2188.78	2188.78	2439.01	2830.26
NP[PWR]	0.00	0.00	0.00	252.31	643.56
NP[BWR]	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
OF	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
AGF	7145.41	7140.98	7209.15	7467.82	7681.94
NGF	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
CGF	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
UCF	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
SCF	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
CCF	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
合計	14011.94	14622.18	15256.07	16018.87	16781.68

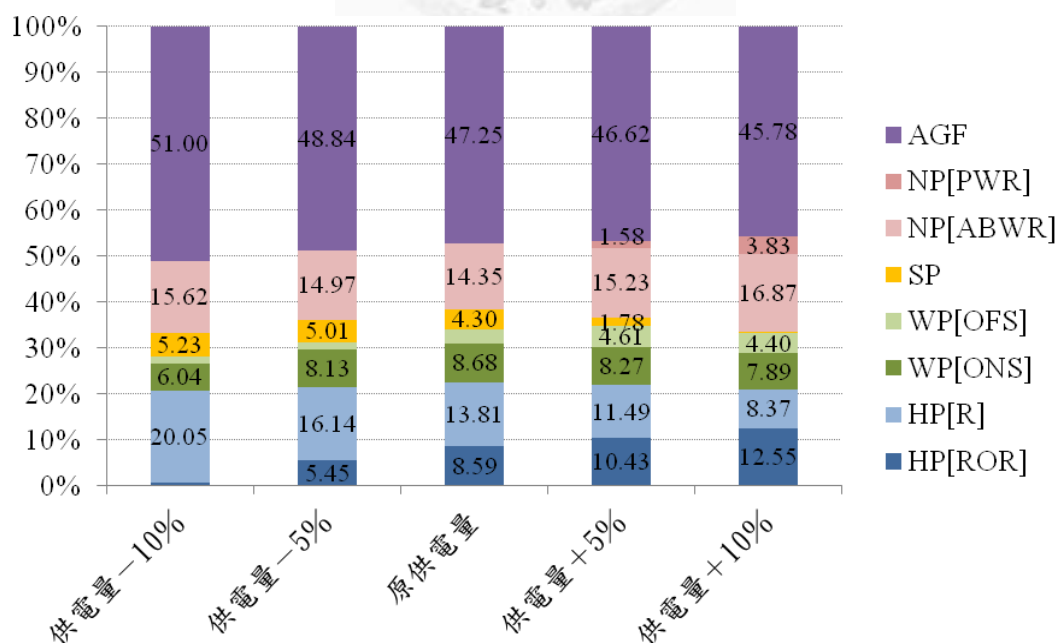


圖 4-7 供電量敏感度分析之電力結構配比

在水資源方面，原供電量情境對水耗用是最多的，原因在於供電量上升時，開發成本並未增加，因而水耗用係數較高的再生能源被單位發電成本較低的核能發電所取代，所以水耗用反而下降；在供電量下降的情境，最先減少的也是尖峰能力低且成本較高的再生能源，因此水的耗用也下降，結果數據詳如表 4-13；總結而言，在供電量-5%時，相較於原供電量，人體健康損害少了 3.3%，生態損害 3.3%，氣候變遷 1.2%，資源耗用 1.7%，水耗用 6.9%；供電量-10%時，人體健康損害少了 6.9%，生態損害 6.5%，氣候變遷 1.6%，資源耗用 2.6%，水耗用 14.8%，因此，從需求面著手降低電力供給量，可全面且確實的降低環境損害。

表 4-13 供電量敏感度分析之環境損害數據

	供電量 -10%	供電量 -5%	原供電量	供電量 +5%	供電量 +10%
人體健康損害(DALYs)	81108.46	84209.63	87073.39	89339.89	92443.59
生態損害(10^4 Species)	111212.10	115045.38	118911.21	123873.66	129883.45
氣候變遷損害 (10^4 kg-CO ₂ eq)	34812.92	34951.11	35371.26	36707.15	38033.86
資源耗用(10^8 \$/kg)	19065.50	19247.76	19575.85	20217.08	20759.67
水耗用(10^6 m ³)	36939.43	40374.94	43361.43	42648.10	41337.04

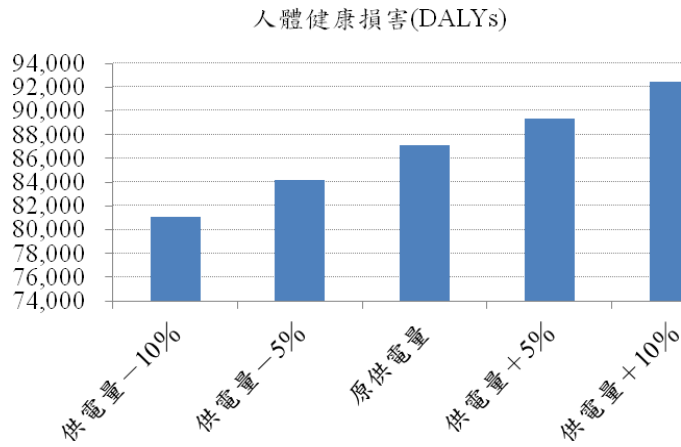


圖 4-8 供電量敏感度分析之人體健康損害比較

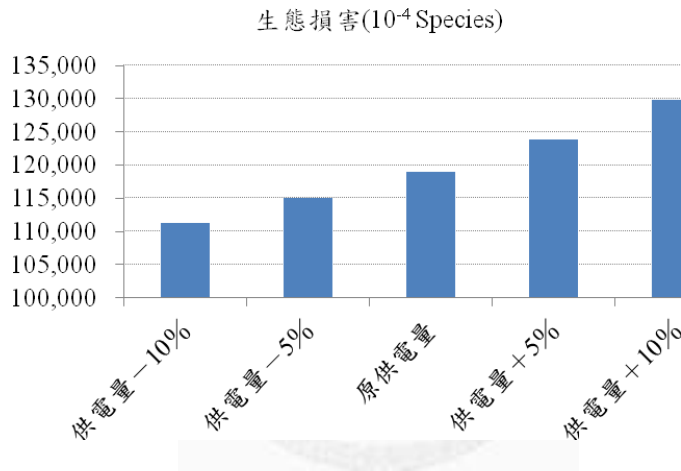


圖 4-9 供電量敏感度分析之生態損害比較

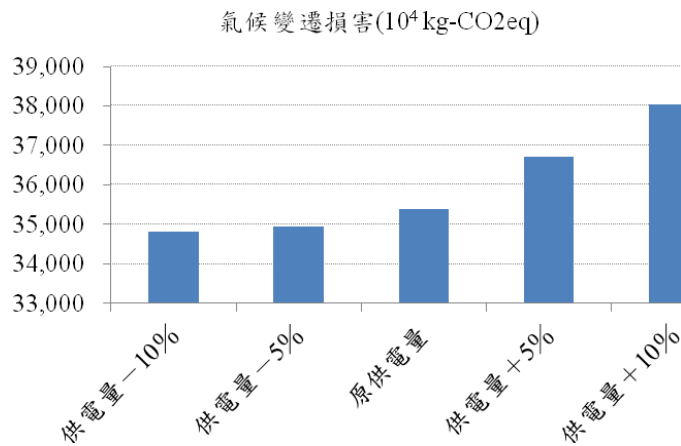


圖 4-10 供電量敏感度分析之氣候變遷損害比較

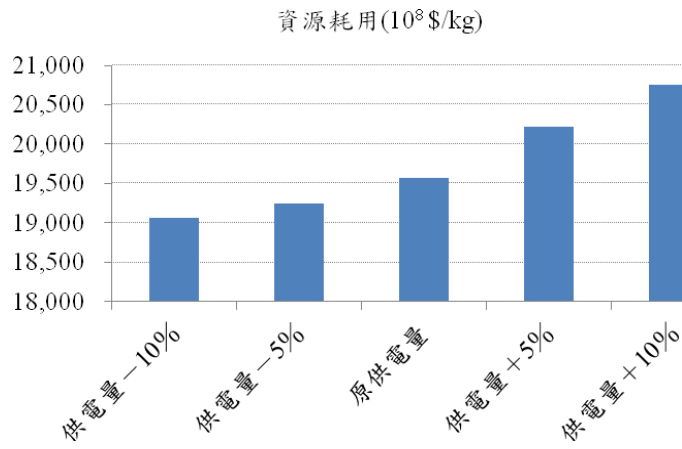


圖 4-11 供電量敏感度分析之資源耗用比較

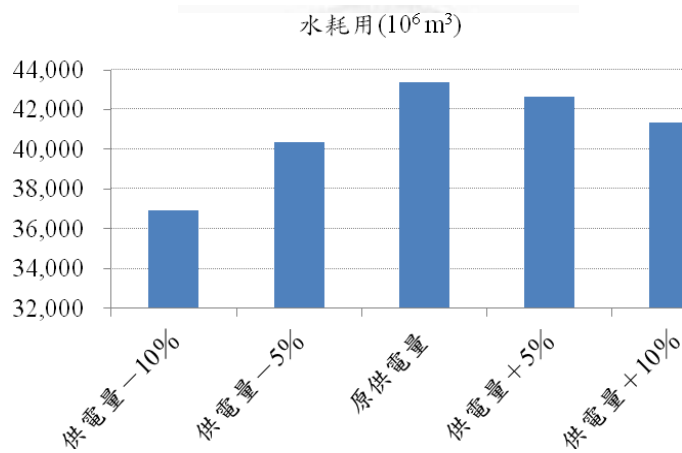


圖 4-12 供電量敏感度分析之水耗用比較

4.4 未來電力結構開發途徑

4.4.1 最佳情境開發途徑規劃

經由情境分析求得對環境損害最小的最佳電力結構後，因投入資金時，先行以燃氣取代燃煤，對於降低環境損害較有效率，其次是核能（先進沸水式反應爐）、水庫式慣常水力、陸域風力、川流式慣常水力、太陽光電及離岸風力，故為更貼近實際規劃的需求，本研究依此順序對情境四規劃之電力結構進一步拆解，建立兩種開發途徑以供參考，途徑一為各類型發電均衡發展，途徑二則以減少環境損害較有效率的發電方式先行發展；表 4-14 顯示台電規劃案中 2010 至 2028 逐年增加的發電量，依此比例將規劃所得之總累計新增發電量分配至各年份，可得每年應新增的發電量如表 4-15、16。

將表 4-15 的各類型發電量累計加總後，可計算出逐年累計新增的總發電量與尖峰負載，與台電預估之數據比較如表 4-17，經比例分配後，途徑一的發電量與尖峰負載皆符合台電規劃的情境，而途徑二除了 2028 年的尖峰負載略小外，其餘各年皆符合需求。

表 4-14 2010 至 2028 年台電預測之增加發電量

西元年	發電量 增加 (億度)	增額累計 (億度)	比例
2010	73.0	73.0	0.51%
2011	70.2	143.2	0.99%
2012	83.5	226.7	1.58%
2013	89.7	316.4	2.20%
2014	95.4	411.8	2.86%
2015	96.8	508.6	3.53%
2016	85.7	594.3	4.13%
2017	74.5	668.8	4.65%
2018	64.9	733.7	5.10%
2019	60.7	794.4	5.52%
2020	61.2	855.6	5.94%
2021	61.3	916.9	6.37%
2022	61.3	978.2	6.80%
2023	61.3	1039.5	7.22%
2024	62.2	1101.7	7.65%
2025	62.1	1163.8	8.09%
2026	62.1	1225.9	8.52%
2027	62.6	1288.5	8.95%
2028	62.6	1351.1	9.39%
合計	1351.1	14392.1	100.00%

表 4-15 途徑一 2010 至 2028 年之新增發電量

單位：億度

西元年	HP[ROR]	HP[R]	WP[ONS]	WP[OFS]	SP	NP[ABWR]	AGF
2010	6.65	10.68	6.72	2.33	3.33	11.10	36.57
2011	6.39	10.28	6.46	2.25	3.20	10.68	35.16
2012	7.60	12.22	7.69	2.67	3.81	12.70	41.83
2013	8.17	13.13	8.26	2.87	4.09	13.64	44.93
2014	8.69	13.96	8.78	3.05	4.35	14.51	47.79
2015	8.81	14.17	8.91	3.10	4.41	14.72	48.49
2016	7.80	12.54	7.89	2.74	3.91	13.03	42.93
2017	6.78	10.90	6.86	2.38	3.40	11.33	37.32
2018	5.91	9.50	5.97	2.08	2.96	9.87	32.51
2019	5.53	8.88	5.59	1.94	2.77	9.23	30.41
2020	5.57	8.96	5.63	1.96	2.79	9.31	30.66
2021	5.58	8.97	5.64	1.96	2.80	9.32	30.71
2022	5.58	8.97	5.64	1.96	2.80	9.32	30.71
2023	5.58	8.97	5.64	1.96	2.80	9.32	30.71
2024	5.66	9.10	5.72	1.99	2.84	9.46	31.16
2025	5.65	9.09	5.72	1.99	2.83	9.44	31.11
2026	5.65	9.09	5.72	1.99	2.83	9.44	31.11
2027	5.70	9.16	5.76	2.00	2.85	9.52	31.36
2028	5.70	9.16	5.76	2.00	2.85	9.52	31.36

表 4-16 途徑二 2010 至 2028 年之新增發電量

單位：億度

西元年	HP[ROR]	HP[R]	WP[ONS]	WP[OFS]	SP	NP[ABWR]	AGF
2010	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	77.38
2011	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	74.41
2012	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	88.51
2013	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	95.08
2014	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	9.56	91.56
2015	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	102.61	0.00
2016	0.00	44.02	0.00	0.00	0.00	46.83	0.00
2017	0.00	78.97	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2018	0.00	53.33	15.46	0.00	0.00	0.00	0.00
2019	0.00	0.00	64.34	0.00	0.00	0.00	0.00
2020	8.09	0.00	56.79	0.00	0.00	0.00	0.00
2021	64.98	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2022	64.98	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2023	43.81	0.00	0.00	0.00	21.17	0.00	0.00
2024	0.00	0.00	0.00	0.00	65.93	0.00	0.00
2025	0.00	0.00	0.00	15.92	49.91	0.00	0.00
2026	0.00	0.00	0.00	65.83	0.00	0.00	0.00
2027	0.00	0.00	0.00	66.36	0.00	0.00	0.00
2028	0.00	0.00	0.00	66.36	0.00	0.00	0.00

表 4-17 2010 至 2028 年累計新增發電量與尖峰負載比較

西元年	台電規劃		途徑一		途徑二	
	發電量 (億度)	尖峰負載 (萬瓩)	發電量 (億度)	尖峰負載 (萬瓩)	發電量 (億度)	尖峰負載 (萬瓩)
2010	73.0	57.8	77.4	135.0	77.4	175.9
2011	143.2	170.1	151.8	264.8	151.8	345.0
2012	226.7	292.4	240.3	419.2	240.3	546.2
2013	316.4	429.7	335.4	585.1	335.4	762.4
2014	411.8	578.5	436.5	761.5	436.5	982.4
2015	508.6	729.0	539.1	940.5	539.1	1110.0
2016	594.3	864.2	630.0	1099.0	630.0	1256.8
2017	668.8	982.8	708.9	1236.8	708.9	1415.7
2018	733.7	1088.1	777.7	1356.8	777.7	1527.0
2019	794.4	1187.4	842.1	1469.1	842.1	1543.3
2020	855.6	1286.3	907.0	1582.2	907.0	1568.2
2021	916.9	1385.9	971.9	1695.6	971.9	1652.1
2022	978.2	1484.9	1036.9	1808.9	1036.9	1736.1
2023	1039.5	1584.6	1101.9	1922.3	1101.9	1829.8
2024	1101.7	1684.9	1167.8	2037.3	1167.8	1945.6
2025	1163.8	1785.7	1233.7	2152.2	1233.7	2036.2
2026	1225.9	1887.0	1299.5	2267.0	1299.5	2048.4
2027	1288.5	1988.8	1365.8	2382.8	1365.8	2060.7
2028	1351.1	2090.9	1432.2	2498.5	1432.2	2073.0

表 4-18 2010 至 2028 年累計開發成本比較

單位：億元

西元年	台電 開發成本	綠色經濟 投資	途徑一 開發成本	途徑二 開發成本	途徑一 盈餘	途徑二 盈餘
2010	161.98	367.77	210.58	246.08	319.17	283.67
2011	317.74	384.51	413.08	482.71	289.17	219.54
2012	503.02	402.58	653.94	764.18	251.66	141.41
2013	702.05	422.10	912.69	1066.54	211.46	57.62
2014	913.73	443.21	1187.88	1376.26	169.06	-19.32
2015	1128.52	466.03	1467.11	1575.33	127.44	19.23
2016	1318.68	489.34	1714.32	1724.27	93.69	83.74
2017	1483.98	510.38	1929.23	1828.52	65.13	165.84
2018	1627.99	529.01	2116.44	1927.68	40.56	229.32
2019	1762.68	545.67	2291.54	2047.36	16.81	260.99
2020	1898.47	561.49	2468.07	2163.66	-8.11	296.31
2021	2034.49	577.55	2644.90	2249.43	-32.86	362.61
2022	2170.50	593.84	2821.73	2335.20	-57.38	429.14
2023	2306.52	610.35	2998.55	2548.21	-81.68	368.66
2024	2444.54	627.07	3177.98	3031.51	-106.37	40.10
2025	2582.33	644.00	3357.11	3485.85	-130.78	-259.52
2026	2720.12	661.13	3536.25	3851.86	-154.99	-470.60
2027	2859.02	678.46	3716.82	4220.81	-179.34	-683.33
2028	2997.92	695.96	3897.40	4589.76	-203.52	-895.87
合計	31934.29	10210.44	41515.62	41515.20	629.11	629.54

開發成本部分，台電方面按照累計發電量之比例分配，途徑一、二之開發成本則依各類型發電方式的年發電量乘以相對應之單位成本，計算如表 4-18，可發現規劃初始由於累計發電量不高，因此加入綠色經濟投資後，前十年盈餘都為正值，但隨著累計發電量的增加，途徑一、二分別於 2020、2025 年開始虧損，途徑一由於是各類型發電均衡發展，因此盈餘呈現慢慢下滑的情況，而途徑二於 2024 年開始投資發電成本較高的太陽光電及離岸風力，因此財務的變動較大，但兩個途徑總結 19 年間的開銷均仍有 629 億元的盈餘。

途徑一、二各年應新增的電力系統分別繪製如圖 4-13、14，其為本研究規劃之 2010 至 2028 年電力結構藍圖，考量到成本效益的問題，途徑二在開發時由規劃方案中比例最高的發電方式先行發展，其單位成本所能降低的環境損害最大，依序為先進燃氣、核能（先進沸水式反應爐）、水庫式慣常水力、陸域風力、川流式慣常水力、太陽光電及離岸風力。

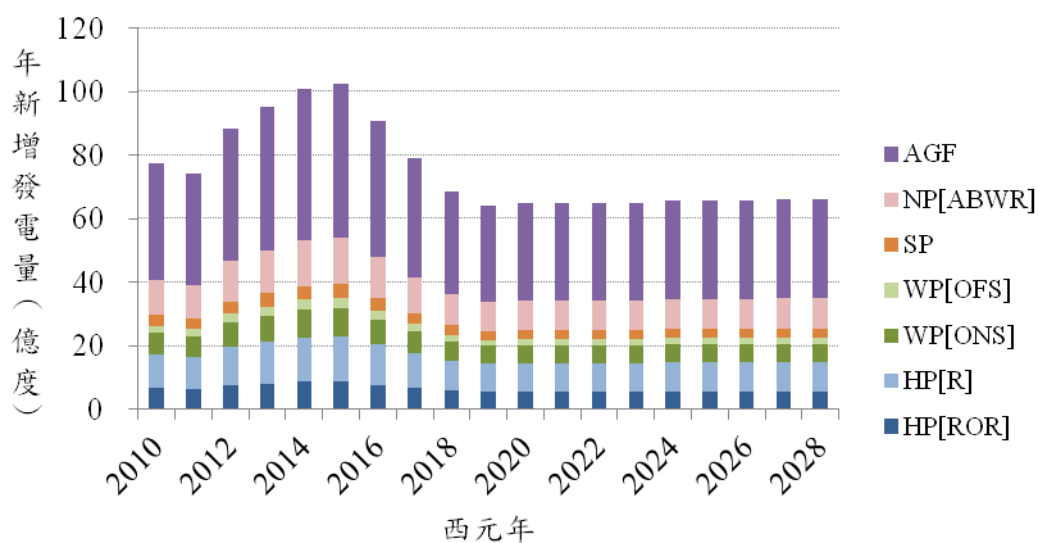


圖 4-13 途徑一之未來電力結構發展

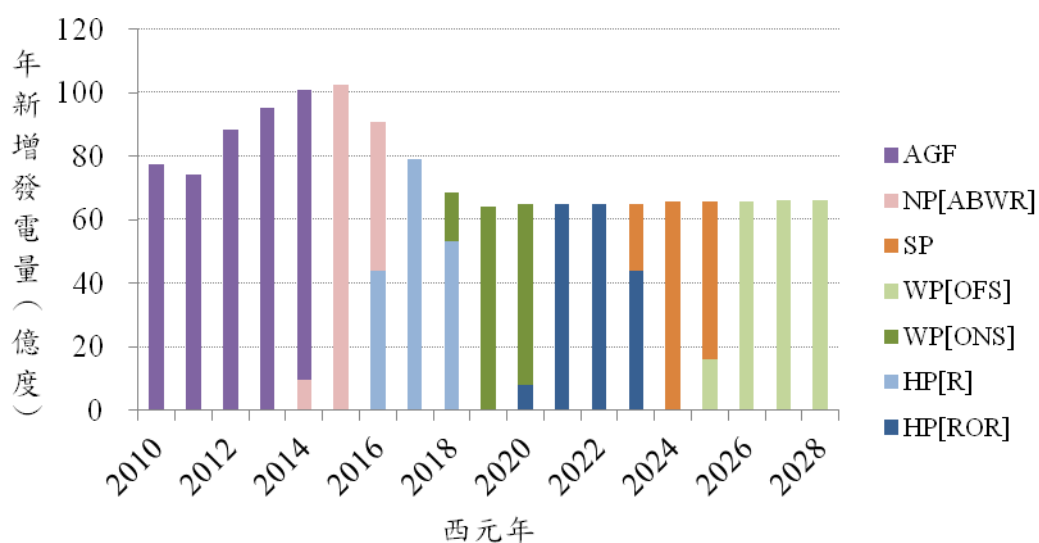


圖 4-14 途徑二之未來電力結構發展

雖然本研究以台電的預估數值，簡單進行了逐年的比例分配，但台電實際訂定的開發計畫，為因應舊有機組退役或經濟建設的需求，當年建設的電力系統可能大幅增加，詳細情形本研究整理於附錄；面對突然激增的需求，開發資金的銜接則顯得更為重要，若周轉不靈那麼可以選擇的應對方式將會更少，一方面也印證綠色經濟投資的必要性，由於其投資金額與國民生產毛額成正比，而經濟繁榮時常也伴隨著供電量成長，此時恰好投入的金額也增加，故對於電力需求的應對實有莫大的助益。



第五章 結論與建議

5.1 結論

本研究利用生命週期評估，計算電力供給造成之環境損害，再以 De Novo 規劃法最佳化台灣 2010 至 2028 年之電力結構，目標在於求取各種環境損害最小化之電力供給系統，情境分析方面以綠色經濟及再生能源發展目標為考量，藉由限制式的調整探討政策對於電力結構的影響，求出最佳方案後，針對關鍵限制因子進行敏感度分析，最後以比例原則分配各年電力開發目標，獲取未來電力結構開發途徑，歸納結論如下：

- (一) 在不增加開發成本預算的情況下，而僅調整現在官方訂定之再生能源目標，對於環境損害便有明顯的改善。
- (二) 單位成本所能降低整體的環境損害，由大至小依序為先進燃氣、核能（先進沸水式反應爐）、水庫式慣常水力、陸域風力、川流式慣常水力、太陽光電及離岸風力。
- (三) 太陽光電在現在的技術水準下，單位發電成本相對於其他類型發電高出很多，在環境損害方面暫時沒有決定性的幫助。
- (四) 開發成本與再生能源發展的政策對於電力結構規劃，兩者間存在著密不可分的关系，在政策搭配之下，台灣未來可淘汰高污染的燃煤發電，核能也非必要的選項。
- (五) 投入綠色經濟與重新思考再生能源發展目標後，可求得環境損害最小的電力結構，先進燃氣 47.3%、核能（先進沸水式反應爐）14.3%、水庫式慣常水力 13.8%、陸域風力 8.7%、川流式慣常水力 8.6%、太陽光電 4.3%及離岸風力 3.0%，再生能源佔比共 38.4%。
- (六) 承(七)與原規劃案相比，人體健康損害少了 49%，生態損害 47%，氣候變遷 61%，資源耗用 47%，水耗用 0.2%。

(七) 供電量-10%時，與原供電量相比，人體健康損害少了 6.9%，生態損害 6.5%，氣候變遷 1.6%，資源耗用 2.6%，水耗用 14.8%，降低電力供給量可全面的降低環境損害。



5.2 建議

- (一) 在政策方面，再生能源發展目標與開發成本的投入，兩者應相輔相成才能得到最佳的結果，但次序方面則以再生能源發展為優先。
- (二) 再生能源發展方面，慣常水力與陸域風力對於環境損害降低的比例較高，成本也相對低廉，應優先考量其發展潛力。
- (三) 以現階段的技術水準而言，再生能源除了水力及陸域風力外，太陽光電與離岸風力的開發成本仍較高，因此若投入資金的話，先行以燃氣取代燃煤，對環境損害的降低會較有效率，其次是核能（先進沸水式反應爐）、水庫式慣常水力、陸域風力、川流式慣常水力、太陽光電及離岸風力。
- (四) 太陽光電、離岸及陸域風力發電雖對於人體健康、生態損害、氣候變遷、資源耗用等影響較小，但水資源的耗用則較多，因此國內在發展這幾項再生能源時應特別注意水資源的規劃。
- (五) 為因應短期增加的電力需求，長期穩定的綠色經濟投資有其必要性存在，對於電力結構的改善也有正面的助益。
- (六) 核能發電在未發生事故時，對環境的損害不大，但其無法量化的風險卻遠大於其他發電方式，故仍不應對其過度的依賴。
- (七) 經由 De Novo 規劃法求得之電力結構，在開發成本、供電量、尖峰負載，都符合台電原規劃案之設定，且各種環境損害都降低很多，若能減少引用數據之誤差，並嘗試與系統動態分析結合，其規劃結果可更為精確。

參考文獻

1. 台灣電力股份有限公司，2010，未來電力供需分析與規劃研究完成報告，台灣電力股份有限公司 99 年度研究計畫。
2. 呂奎宛，2010，虛擬電廠策略之整合性環境評估，台大環工所碩士論文。
3. 財團法人中華經濟研究院台灣經濟研究所，2009，綠色經濟決策支援系統之建構與實證探討，行政院國家科學技術發展基金補助計畫。
4. 張四立，2005，永續能源結構目標下之我國最適再生能源結構，行政院國家科學委員會專題研究計畫。
5. 陳發林等，2011，台灣低碳電力結構分析，能源國家型科技計畫。
6. 黃建中，2005，生命週期衝擊評估之客觀權重方法，台大環工所博士論文。
7. 黃玠然，2011，永續發展導向之臺灣電力政策分析，台大環工所碩士論文。
8. 曾詠恩，2005，台灣地區風力發電之潛力分析與生命週期評估，台北大學自然資源與環境管理研究所碩士論文。
9. 經濟部，2012，新能源政策與節能減碳配套措施推動規劃。
10. 經濟部能源局，2012，100 年長期負載預測與電源開發規劃。
11. 經濟部能源局，2012，能源統計手冊。
12. 經濟部能源局，2012，電力裝置容量。
13. 經濟部能源局，2012，煤炭、石油、天然氣消費結構。
14. 經濟部標準檢驗局，2008，中華民國國家標準 14040 環境管理－生命週期評估－原則與架構，國家標準檢索系統。
15. 經濟部能源局，2011，離岸風力發電發展策略，經濟部綠色能源產業發展會報。
16. 趙家緯，2012，再生能源發展條例與台灣環境－綠能之島的永續想像。
17. 廖卿惠，2010，臺灣永續能源發展之潛勢分析，台大環工所博士論文。

18. Bulent Tutmez and Uzay Kaymak. 2008. Fuzzy optimization of slab production from mechanical stone properties. *Struct Multidisc Optim*, 37, 71–76.
19. David L. OLSON and Antonie STAM. 2007. An Example of De Novo Programming. *Advances in Multiple Criteria Decision Making and Human systems Management*, 65-74.
20. Joseph R. Kasprzyk, Patrick M. Reed, Gregory W. Characklis, and Brian R. Kirsch. 2011. Many-objective de Novo water supply portfolio planning under deep uncertainty. *Environmental Modelling & Software*, 1-18.
21. Milan Zeleny. 2005. The Evolution of Optimality: De Novo Programming. *LNCS* 3410, 1–13.
22. UNEP. 2011. Towards a Green Economy: Pathways to Sustainable Development and Poverty Eradication – Modelling. *Green Economy Report*.
23. Y.M. Zhang, G.H. Huang, and X.D. Zhang. 2008. Inexact de Novo programming for water resources systems planning. *European Journal of Operational Research*, 199, 531–541.
24. Zoran Babić, Tihomir Hunjak, and Ivica Veža. 2006. OPTIMAL SYSTEM DESIGN WITH MULTI-CRITERIA APPROACH. *B&ESI Conference*.

附錄一 台電 2010~2028 年全國長期電源開發方案規劃

單位：萬瓩

西元年	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
川流式慣常水力	0.49	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
水庫式慣常水力	3.78	0	4.06	0	0	0	0.8	0	0	0	0
岸上風力	9.77	15.85	6.67	6.67	0.2	1.28	0	0	0	0	0
離岸風力	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	10.8
太陽能	0.32	0.25	0.61	0	0.8	0.1	0.1	0.1	0	0.1	0.1
燃煤	0	4.4	2.5	0	16	80	182.86	102.86	262.86	102.86	102.86
燃油	1.54	0	0	0	0	1	1	0.9	0	0	0
燃氣	50.74	0.81	0.7	1.4	0	63.4	72	144	72	0	0
核能	0	135	135	0	0	0	0	0	0	0	0
合計	66.64	156.31	149.54	8.07	17	145.78	256.76	247.86	334.86	107.96	113.76

資料來源：

單位：萬瓩

西元年	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
川流式慣常水力	0	0	0	0	0	0	0	0
水庫式慣常水力	0	0	0	0	0	0	0	0
岸上風力	0	0	0	0	0	0	0	0
離岸風力	0	14.4	5	10.8	0	10.8	0	10.8
太陽能	0.1	0	0.1	0.1	0.1	0	0.1	0.1
燃煤	4.5	164.5	4.5	164.5	4.5	90	170	80
燃油	0	3	2	0	4	0	0	0
燃氣	144	0	144	0	144	144	0	144
核能	0	0	0	0	0	0	0	0
合計	148.6	181.9	155.6	175.4	152.6	244.8	170.1	234.9

附錄二 台電 2010~2028 年累計裝置容量計算

單位：萬瓩

西元年	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
川流式慣常水力	0.49	0.49	0.49	0.49	0.49	0.49	0.49	0.49	0.49	0.49	0.49
水庫式慣常水力	3.78	3.78	7.84	7.84	7.84	7.84	8.64	8.64	8.64	8.64	8.64
岸上風力	9.77	25.62	32.29	38.96	39.16	40.44	40.44	40.44	40.44	40.44	40.44
離岸風力	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	15.8
太陽能	0.32	0.57	1.18	1.18	1.98	2.08	2.18	2.28	2.28	2.38	2.48
燃煤	0	4.4	6.9	6.9	22.9	102.9	285.76	388.62	651.48	754.34	857.2
燃油	1.54	1.54	1.54	1.54	1.54	2.54	3.54	4.44	4.44	4.44	4.44
燃氣	50.74	51.55	52.25	53.65	53.65	117.05	189.05	333.05	405.05	405.05	405.05
核能	0	135	270	270	270	270	270	270	270	270	270

單位：萬瓩

西元年	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	19年累加
川流式慣常水力	0.49	0.49	0.49	0.49	0.49	0.49	0.49	0.49	9.31
水庫式慣常水力	8.64	8.64	8.64	8.64	8.64	8.64	8.64	8.64	151.24
岸上風力	40.44	40.44	40.44	40.44	40.44	40.44	40.44	40.44	711.96
離岸風力	15.8	30.2	35.2	46	46	56.8	56.8	67.6	375.2
太陽能	2.58	2.58	2.68	2.78	2.88	2.88	2.98	3.08	41.35
燃煤	861.7	1026.2	1030.7	1195.2	1199.7	1289.7	1459.7	1539.7	12684
燃油	4.44	7.44	9.44	9.44	13.44	13.44	13.44	13.44	116.06
燃氣	549.05	549.05	693.05	693.05	837.05	981.05	981.05	1125.05	8524.54
核能	270	270	270	270	270	270	270	270	4725

附錄三 台電 2010~2028 年累計新增發電量計算

單位：億度

西元年	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
川流式慣常水力	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16
水庫式慣常水力	1.26	1.26	2.61	2.61	2.61	2.61	2.88	2.88	2.88	2.88	2.88
岸上風力	2.31	6.06	7.64	9.21	9.26	9.56	9.56	9.56	9.56	9.56	9.56
離岸風力	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.62	5.12
太陽能	0.04	0.06	0.13	0.13	0.23	0.24	0.25	0.26	0.26	0.27	0.28
燃煤	0.00	2.62	4.10	4.10	13.61	61.17	169.89	231.04	387.31	448.46	509.61
燃油	0.58	0.58	0.58	0.58	0.58	0.96	1.34	1.68	1.68	1.68	1.68
燃氣	21.88	22.23	22.53	23.13	23.13	50.46	81.51	143.59	174.63	174.63	174.63
核能	0.00	104.23	208.45	208.45	208.45	208.45	208.45	208.45	208.45	208.45	208.45
新增發電量合計	26.23	137.20	246.21	248.39	258.04	333.63	474.04	597.63	784.94	847.73	912.39

單位：億度

西元年	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	19年累加
川流式慣常水力	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	3.10
水庫式慣常水力	2.88	2.88	2.88	2.88	2.88	2.88	2.88	2.88	50.34
岸上風力	9.56	9.56	9.56	9.56	9.56	9.56	9.56	9.56	168.39
離岸風力	5.12	9.79	11.41	14.91	14.91	18.41	18.41	21.91	121.61
太陽能	0.29	0.29	0.31	0.32	0.33	0.33	0.34	0.35	4.71
燃煤	512.29	610.08	612.76	710.55	713.23	766.73	867.80	915.36	7540.72
燃油	1.68	2.82	3.58	3.58	5.09	5.09	5.09	5.09	43.96
燃氣	236.72	236.72	298.80	298.80	360.89	422.97	422.97	485.05	3675.27
核能	208.45	208.45	208.45	208.45	208.45	208.45	208.45	208.45	3647.96
新增發電量合計	977.16	1080.76	1147.91	1249.22	1315.50	1434.59	1535.67	1648.83	15256.07

附錄四 台電 2010~2028 年累計新增尖峰負載計算

單位：萬瓩

西元年	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
川流式慣常水力	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21
水庫式慣常水力	2.53	2.53	5.25	5.25	5.25	5.25	5.79	5.79	5.79	5.79	5.79
岸上風力	0.59	1.54	1.94	2.34	2.35	2.43	2.43	2.43	2.43	2.43	2.43
離岸風力	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.30	0.95
太陽能	0.06	0.11	0.24	0.24	0.40	0.42	0.44	0.46	0.46	0.48	0.50
燃煤	0.00	4.14	6.49	6.49	21.53	96.73	268.61	365.30	612.39	709.08	805.77
燃油	1.48	1.48	1.48	1.48	1.48	2.44	3.40	4.26	4.26	4.26	4.26
燃氣	49.73	50.52	51.21	52.58	52.58	114.71	185.27	326.39	396.95	396.95	396.95
核能	0.00	129.60	259.20	259.20	259.20	259.20	259.20	259.20	259.20	259.20	259.20
新增尖峰負載合計	54.60	190.13	326.01	327.78	342.99	481.38	725.34	964.04	1281.68	1378.69	1476.05

單位：萬瓩

西元年	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	19年累加
川流式慣常水力	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	4.00
水庫式慣常水力	5.79	5.79	5.79	5.79	5.79	5.79	5.79	5.79	101.33
岸上風力	2.43	2.43	2.43	2.43	2.43	2.43	2.43	2.43	42.72
離岸風力	0.95	1.81	2.11	2.76	2.76	3.41	3.41	4.06	22.51
太陽能	0.52	0.52	0.54	0.56	0.58	0.58	0.60	0.62	8.27
燃煤	810.00	964.63	968.86	1123.49	1127.72	1212.32	1372.12	1447.32	11922.96
燃油	4.26	7.14	9.06	9.06	12.90	12.90	12.90	12.90	111.42
燃氣	538.07	538.07	679.19	679.19	820.31	961.43	961.43	1102.55	8354.05
核能	259.20	259.20	259.20	259.20	259.20	259.20	259.20	259.20	4536.00
新增尖峰負載合計	1621.42	1779.79	1927.38	2082.68	2231.89	2458.26	2618.08	2835.07	25103.26

附錄五 台電 2010~2028 年開發成本計算

單位：億元

西元年	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
川流式慣常水力	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22
水庫式慣常水力	1.66	1.66	3.44	3.44	3.44	3.44	3.80	3.80	3.80	3.80	3.80
岸上風力	4.30	11.27	14.21	17.14	17.23	17.79	17.79	17.79	17.79	17.79	17.79
離岸風力	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	9.01	28.47
太陽能	0.27	0.48	0.98	0.98	1.65	1.74	1.82	1.90	1.90	1.99	2.07
燃煤	0.00	4.16	6.52	6.52	21.65	97.27	270.12	367.35	615.82	713.05	810.28
燃油	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.88	2.61	3.28	3.28	3.28	3.28
燃氣	69.57	70.68	71.64	73.56	73.56	160.48	259.19	456.62	555.33	555.33	555.33
核能	0.00	202.20	404.40	404.40	404.40	404.40	404.40	404.40	404.40	404.40	404.40
開發成本合計	77.14	291.80	502.55	507.40	523.28	687.21	959.95	1255.36	1602.54	1708.87	1825.64

單位：億元

西元年	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	19年累加
川流式慣常水力	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22	4.09
水庫式慣常水力	3.80	3.80	3.80	3.80	3.80	3.80	3.80	3.80	66.46
岸上風力	17.79	17.79	17.79	17.79	17.79	17.79	17.79	17.79	313.21
離岸風力	28.47	54.42	63.43	82.90	82.90	102.36	102.36	121.82	676.15
太陽能	2.15	2.15	2.24	2.32	2.40	2.40	2.49	2.57	34.52
燃煤	814.53	970.03	974.28	1129.78	1134.03	1219.11	1379.80	1455.42	11989.74
燃油	3.28	5.50	6.97	6.97	9.93	9.93	9.93	9.93	85.72
燃氣	752.76	752.76	950.19	950.19	1147.62	1345.05	1345.05	1542.47	11687.37
核能	404.40	404.40	404.40	404.40	404.40	404.40	404.40	404.40	7077.04
開發成本合計	2027.41	2211.07	2423.32	2598.37	2803.08	3105.05	3265.83	3558.42	31934.30

附錄六 情境四之電力結構計算

Min

$$4.41HP[ROR]+4.29HP[R]+5.43WP[ONS]+5.62WP[OFS]+11SP+5.55NP[ABWR]+5.55NP[PWR]+5.55NP[BWR]+26.6OF+5.98AGF+6NGF+6.2CGF+17UCF+16.3SCF+21.3CCF$$

!人體健康損害最小(單位：DALYs)

st

供電量)

$$HP[ROR]+HP[R]+WP[OFS]+WP[ONS]+SP+NP[ABWR]+NP[PWR]+NP[BWR]+OF+AGF+NGF+CGF+UCF+SCF+CCF \geq 15256.07$$

!2010~2028 年之累計台電系統供電量(單位：億度)

$$\begin{aligned} \text{尖峰負載} & 1.29HP[ROR]+2.01HP[R]+0.19WP[OFS]+0.25WP[ONS]+1.76SP+ \\ & 1.24NP[ABWR]+1.24NP[PWR]+1.24NP[BWR]+ \\ & 2.53OF+2.27AGF+2.27NGF+2.27CGF+1.58UCF+1.58SCF+1.58CCF \\ & \geq 25103.26 \end{aligned}$$

!2009~2028 年之累計台電系統尖峰負載(單位：萬瓩)

開發成本)

$$1.59UCF+1.59SCF+1.59CCF+3.18AGF+3.18NGF+3.18CGF+1.95OF+1.94NP[ABWR]+1.94NP[PWR]+1.94NP[BWR]+1.32HP[ROR]+1.32HP[R]+1.86WP[ONS]+5.56WP[OFS]+7.33SP \leq 42144.29$$

!總開發成本(億元)

自然限制)

$$NP[ABWR]+NP[PWR]+NP[BWR] \leq 3647.96$$

$$HP[ROR]+HP[R] \leq 3510.9$$

$$WP[ONS] \leq 1655.77$$

$$WP[OFS] \leq 923.74$$

$$SP \leq 1832.37$$

END

Min

$5.77HP[ROR]+5.78HP[R]+6.69WP[ONS]+6.97WP[OFS]+10.9SP+8.63NP[ABWR]+8.62NP[PWR]+8.63NP[BWR]+46.7OF+8.47AGF+8.5NGF+8.73CGF+21UCF+20.4SCF+29.4CCF$

!生態損害最小(單位：1/10000Species)

st

供電量)

$HP[ROR]+HP[R]+WP[OFS]+WP[ONS]+SP+NP[ABWR]+NP[PWR]+NP[BWR]+OF+AGF+NGF+CGF+UCF+SCF+CCF \geq 15256.07$

!2010~2028 年之累計台電系統供電量(單位：億度)

尖峰負載) $1.29HP[ROR]+2.01HP[R]+0.19WP[OFS]+0.25WP[ONS]+1.76SP+1.24NP[ABWR]+1.24NP[PWR]+1.24NP[BWR]+2.53OF+2.27AGF+2.27NGF+2.27CGF+1.58UCF+1.58SCF+1.58CCF \geq 25103.26$

!2009~2028 年之累計台電系統尖峰負載(單位：萬瓩)

開發成本)

$1.59UCF+1.59SCF+1.59CCF+3.18AGF+3.18NGF+3.18CGF+1.95OF+1.94NP[ABWR]+1.94NP[PWR]+1.94NP[BWR]+1.32HP[ROR]+1.32HP[R]+1.86WP[ONS]+5.56WP[OFS]+7.33SP \leq 42144.29$

!總開發成本(億元)

自然限制)

$NP[ABWR]+NP[PWR]+NP[BWR] \leq 3647.96$

$HP[ROR]+HP[R] \leq 3510.9$

$WP[ONS] \leq 1655.77$

$WP[OFS] \leq 923.74$

$SP \leq 1832.37$

END

Min

$$0.24HP[ROR]+0.25HP[R]+0.273WP[ONS]+0.302WP[OFS]+0.73SP+0.702NP[ABWR]+0.702NP[PWR]+0.702NP[BWR]+9.24OF+4.44AGF+4.64NGF+6.27CGF+9.15UCF+9.76SCF+11.5CCF$$

!氣候變遷損害最小(單位：10000kg-CO₂eq)

st

供電量)

$$HP[ROR]+HP[R]+WP[OFS]+WP[ONS]+SP+NP[ABWR]+NP[PWR]+NP[BWR]+OF+AGF+NGF+CGF+UCF+SCF+CCF \geq 15256.07$$

!2010~2028 年之累計台電系統供電量(單位：億度)

$$\begin{aligned} \text{尖峰負載} & 1.29HP[ROR]+2.01HP[R]+0.19WP[OFS]+0.25WP[ONS]+1.76SP+ \\ & 1.24NP[ABWR]+1.24NP[PWR]+1.24NP[BWR]+ \\ & 2.53OF+2.27AGF+2.27NGF+2.27CGF+1.58UCF+1.58SCF+1.58CCF \\ & \geq 25103.26 \end{aligned}$$

!2009~2028 年之累計台電系統尖峰負載(單位：萬瓩)

開發成本)

$$1.59UCF+1.59SCF+1.59CCF+3.18AGF+3.18NGF+3.18CGF+1.95OF+1.94NP[ABWR]+1.94NP[PWR]+1.94NP[BWR]+1.32HP[ROR]+1.32HP[R]+1.86WP[ONS]+5.56WP[OFS]+7.33SP \leq 42144.29$$

!總開發成本(億元)

自然限制)

$$NP[ABWR]+NP[PWR]+NP[BWR] \leq 3647.96$$

$$HP[ROR]+HP[R] \leq 3510.9$$

$$WP[ONS] \leq 1655.77$$

$$WP[OFS] \leq 923.74$$

$$SP \leq 1832.37$$

END

Min

$0.231HP[ROR]+0.221HP[R]+0.361WP[ONS]+0.399WP[OFS]+0.592SP+0.208NP[ABWR]+0.208NP[PWR]+0.208NP[BWR]+4.96OF+2.4AGF+2.52NGF+3.42CGF+3.47UCF+3.69SCF+4.33CCF$

!資源損害最小(單位：100000000\$/kg)

st

供電量)

$HP[ROR]+HP[R]+WP[OFS]+WP[ONS]+SP+NP[ABWR]+NP[PWR]+NP[BWR]+OF+AGF+NGF+CGF+UCF+SCF+CCF \geq 15256.07$

!2010~2028 年之累計台電系統供電量(單位：億度)

尖峰負載) $1.29HP[ROR]+2.01HP[R]+0.19WP[OFS]+0.25WP[ONS]+1.76SP+1.24NP[ABWR]+1.24NP[PWR]+1.24NP[BWR]+2.53OF+2.27AGF+2.27NGF+2.27CGF+1.58UCF+1.58SCF+1.58CCF \geq 25103.26$

!2009~2028 年之累計台電系統尖峰負載(單位：萬瓩)

開發成本)

$1.59UCF+1.59SCF+1.59CCF+3.18AGF+3.18NGF+3.18CGF+1.95OF+1.94NP[ABWR]+1.94NP[PWR]+1.94NP[BWR]+1.32HP[ROR]+1.32HP[R]+1.86WP[ONS]+5.56WP[OFS]+7.33SP \leq 42144.29$

!總開發成本(億元)

自然限制)

$NP[ABWR]+NP[PWR]+NP[BWR] \leq 3647.96$

$HP[ROR]+HP[R] \leq 3510.9$

$WP[ONS] \leq 1655.77$

$WP[OFS] \leq 923.74$

$SP \leq 1832.37$

END

Min

$$1.6HP[ROR]+2.49HP[R]+9.66WP[ONS]+9.97WP[OFS]+13SP+2.53NP[ABWR]+2.53NP[PWR]+2.53NP[BWR]+7.4OF+0.637AGF+0.66NGF+0.84CGF+3.69UCF+3.92SCF+4.6CCF$$

!水資源損害最小(單位：1000000m³)

st

供電量)

$$HP[ROR]+HP[R]+WP[OFS]+WP[ONS]+SP+NP[ABWR]+NP[PWR]+NP[BWR]+OF+AGF+NGF+CGF+UCF+SCF+CCF \geq 15256.07$$

!2010~2028 年之累計台電系統供電量(單位：億度)

$$\begin{aligned} \text{尖峰負載} & 1.29HP[ROR]+2.01HP[R]+0.19WP[OFS]+0.25WP[ONS]+1.76SP+ \\ & 1.24NP[ABWR]+1.24NP[PWR]+1.24NP[BWR]+ \\ & 2.53OF+2.27AGF+2.27NGF+2.27CGF+1.58UCF+1.58SCF+1.58CCF \\ & \geq 25103.26 \end{aligned}$$

!2009~2028 年之累計台電系統尖峰負載(單位：萬瓩)

開發成本)

$$1.59UCF+1.59SCF+1.59CCF+3.18AGF+3.18NGF+3.18CGF+1.95OF+1.94NP[ABWR]+1.94NP[PWR]+1.94NP[BWR]+1.32HP[ROR]+1.32HP[R]+1.86WP[ONS]+5.56WP[OFS]+7.33SP \leq 42144.29$$

!總開發成本(億元)

自然限制)

$$NP[ABWR]+NP[PWR]+NP[BWR] \leq 3647.96$$

$$HP[ROR]+HP[R] \leq 3510.9$$

$$WP[ONS] \leq 1655.77$$

$$WP[OFS] \leq 923.74$$

$$SP \leq 1832.37$$

END

附錄七 供電量敏感度分析之電力結構計算

供電量-10%

單位：億度

	人體健康 損害最小	生態損害 最小	氣候變遷 損害最小	資源耗用 最小	水耗用 最小	多目標整合
HP[ROR]	0.00	0.00	0.00	0.00	432.57	86.51
HP[R]	3510.90	3510.90	3510.90	3510.90	0.00	2808.72
WP[ONS]	690.42	1655.77	1655.77	227.79	0.00	845.95
WP[OFS]	0.00	868.94	149.15	0.00	0.00	203.62
SP	0.00	0.00	1832.37	1832.37	0.00	732.95
NP[ABWR]	3647.96	0.00	0.00	0.00	0.00	729.59
NP[PWR]	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
NP[BWR]	0.00	0.00	3647.96	3647.96	0.00	1459.18
OF	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
AGF	5881.18	7694.85	4341.69	4511.44	13297.89	7145.41
NGF	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
CGF	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
UCF	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
SCF	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
CCF	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

供電量-5%

單位：億度

	人體健康 損害最小	生態損害 最小	氣候變遷 損害最小	資源耗用 最小	水耗用 最小	多目標整合
HP[ROR]	0.00	2246.66	0.00	0.00	1736.73	796.68
HP[R]	3510.90	1264.24	3510.90	3510.90	0.00	2359.39
WP[ONS]	1547.64	1655.77	1655.77	1085.01	0.00	1188.84
WP[OFS]	0.00	923.74	149.15	0.00	0.00	214.58
SP	0.00	0.00	1832.37	1832.37	0.00	732.95
NP[ABWR]	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
NP[PWR]	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
NP[BWR]	3647.96	0.00	3647.96	3647.96	0.00	2188.78
OF	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
AGF	5786.77	8402.86	4341.69	4417.03	12756.54	7140.98
NGF	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
CGF	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
UCF	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
SCF	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
CCF	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

供電量+5%

單位：億度

	人體健康 損害最小	生態損害 最小	氣候變遷 損害最小	資源耗用 最小	水耗用 最小	多目標整合
HP[ROR]	0.00	3510.90	1332.85	0.00	3510.90	1670.93
HP[R]	3510.90	0.00	2178.05	3510.90	0.00	1839.97
WP[ONS]	1655.77	1655.77	1655.77	1655.77	0.00	1324.62
WP[OFS]	923.74	923.74	923.74	923.74	0.00	738.99
SP	0.00	0.00	713.05	713.05	0.00	285.22
NP[ABWR]	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
NP[PWR]	0.00	1261.55	0.00	0.00	0.00	252.31
NP[BWR]	3647.96	0.00	3647.96	3647.96	1251.16	2439.01
OF	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
AGF	6280.50	8666.91	5567.45	5567.45	11256.81	7467.82
NGF	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
CGF	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
UCF	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
SCF	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
CCF	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

供電量+10%

單位：億度

	人體健康 損害最小	生態損害 最小	氣候變遷 損害最小	資源耗用 最小	水耗用 最小	多目標整合
HP[ROR]	0.00	3510.90	3510.90	0.00	3510.90	2106.54
HP[R]	3510.90	0.00	0.00	3510.90	0.00	1404.36
WP[ONS]	1655.77	1655.77	1655.77	1655.77	0.00	1324.62
WP[OFS]	923.74	923.74	923.74	923.74	0.00	738.99
SP	0.00	0.00	128.53	128.53	0.00	51.41
NP[ABWR]	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
NP[PWR]	0.00	3217.79	0.00	0.00	0.00	643.56
NP[BWR]	3647.96	0.00	3647.96	3647.96	3207.40	2830.26
OF	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
AGF	7043.31	7473.48	6914.78	6914.78	10063.38	7681.94
NGF	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
CGF	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
UCF	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
SCF	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
CCF	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00