

# 行政院原子能委員會 委託研究計畫研究報告

因應綠能併網機組升降載率分析與系統擾動抑低研究

**Analysis of Ramping Capability of Generators and Mitigation of  
System Disturbances Considering Integration of Renewable Energy**

計畫編號：107A011

受委託機關(構)：南臺科技大學電機工程學系

計畫主持人：許振廷 博士

聯絡電話：06-2533131-3326

E-mail address：cthsu@stust.edu.tw

協同主持人：陳朝順 博士、林嘉宏 博士、辜德典 博士

黃宏銘 博士

研究期程：中華民國 107 年 3 月至 107 年 12 月

研究經費：新臺幣陸拾陸萬元

核研所聯絡人員：姜政綸

報告日期：中華民國一〇七年十一月二十八日

## 目錄

目錄 .....	i
中文摘要 .....	1
英文摘要 .....	2
壹、計畫緣由與目的 .....	3
貳、研究方法與過程 .....	10
一、以 PSS <sup>®</sup> E 程式進行台電輸電系統之網路與模型建置 .....	10
(一) 國外 DG 運轉調度資料收集 .....	10
(二) 台電系統併聯規範研究 .....	11
(三) 台電系統研究 .....	11
(四) 再生能源發電特性研究與模型建立 .....	17
二、系統轉動慣量與備運轉容量 .....	20
(一) 系統轉動慣量 .....	20
(二) 備運轉容量 .....	23
三、太陽能光伏發電設置潛量推估與模擬分析情境設定 .....	25
(一) 太陽能光伏發電設置潛量推估 .....	25
(二) 穩態負載潮流分析與暫態穩定度分析情境說明 .....	28

參、主要發現與結論.....	34
一、不同運轉情境下之負載潮流分析.....	34
(一) 情境一.....	34
(二) 情境二.....	36
(三) 情境三.....	39
(四) 情境四.....	42
(五) 情境五.....	45
(六) 情境六.....	48
(七) 情境七.....	51
(八) 情境八.....	54
(九) 小結.....	58
二、不同運轉情境與發電機跳脫量之暫態穩定度分析.....	58
(一) 情境一.....	58
(二) 情境二.....	62
(三) 情境三.....	66
(四) 情境四.....	70
(五) 情境五.....	74
(六) 情境六.....	78

(七) 情境七 .....	82
(八) 情境八 .....	86
(九) 小結 .....	90
三、結論 .....	94
肆、參考文獻 .....	96
附錄 .....	98

## 中文摘要

為降低大量再生能源發電併聯對電網產生之衝擊影響，使國內電網能容納更多的再生能源，本計畫針對含高滲透再生能源發電之台電系統進行分析，以了解如何調度傳統發電機組。首先收集傳統發電機與再生能源發電運轉調度資料，然後以PSS<sup>®</sup>E程式進行台電輸電系統之網路與模型建置，接著在尖、離峰負載與不同再生能源發電佔比狀況下，執行傳統發電機組降載與關閉二種情境的負載潮流分析。最後執行大型發電機組跳脫後的暫態穩定度分析，檢視在不同系統慣量與備轉容量下之系統頻率響應。相關的分析結果，預期可做為高佔比再生能源併網後之發電機調度原則。

關鍵字: 再生能源發電、發電機調度、負載潮流分析、暫態穩定度分析

## **Abstract**

This project investigates the operating strategy of traditional generators due to a high penetration renewable energy power generation (REPG) connected to the power grid. Firstly, it is necessary to know the dispatch of traditional generators and REPGs. After that, this project selects the PSS<sup>®</sup>E software to set up the Taipower transmission system network with considering the models of the electric power components. With various loading and REPG, two scenarios of traditional generations operation modes of shut down and reduce power output are considered for the load flow analysis. Furthermore, this project also executes transient stability analysis by assuming the disturbance of large generator tripping. Then the system frequency is examined to know the system inertia and spinning reserve impact on the frequency. The research results of this project can provide the traditional generators operating strategy when the REPG penetration is getting higher.

**Keywords:** Renewable Energy Power Generation, Generator Dispatch, Load Flow Analysis, Transient Stability Analysis

## 壹、計畫緣由與目的

由於我國目前主要發電型式為火力發電與核能發電，前者主要使用石油、煤及天然氣等石化能源為燃料，這些燃料會排放大量的二氧化碳、氮氧化物及硫氧化物等溫室氣體，除了造成空氣的污染，更使得全球氣候發生極大的變化，1997 年在日本訂定之京都協議，即要求各主要工業國家降低溫室氣體的排放量，2004 年俄羅斯正式簽約後正式實施，以期可達成二氧化碳減量與控制的目標，目前預估在 2050 年時，要將全球 CO<sub>2</sub> 之排放量降低 480 億噸，這其中的關鍵技術包括碳捕獲與封存、核能發電、再生能源、提高發電效率及提高能源使用端效率。2015 年底在巴黎舉行的聯合國氣候變化綱要公約締約國大會(COP21)中，同意將溫升控制遠低於 2°C，並持續朝 1.5°C 努力。況且由於人類廣泛的使用這些石化能源，使其極可能在未來百年內相繼枯竭。核能則使用放射性化學物質鈾為燃料，由於一般民眾對核災的恐懼與後續核廢料的處理問題皆有相當的疑惑，因此政府已決定不再興建核能電廠且舊的核能電廠也不再延役。目前包含台灣在內的世界各國政府正在大力推廣以再生能源(renewable energy)及天然氣為燃料的發電系統，以降低對石化能源的依賴並減緩其對地球的環境衝擊。這其中包含以風力(wind power)、太陽能(solar energy)、生質能(biomass energy)、燃料電池(fuel cells)、小型水力(small hydro power)、地熱(geothermal power)及海浪(wave power)等不同發電模式，這些系統的使用能源通常有取之不盡、用之不竭的優點，而且無有害廢氣的產生，是種極為乾淨的能源，對整體環境的衝擊亦最小。

能源局於 2017 年公佈的能源發展目標為在 2025 年再生能源發電將成長至 27423MW，表 1.1 為各年再生能源發電裝置容量目標[1-2]。而風力(WG)與太陽光(photovoltaic; PV)發電更是我國政府未來將大力推廣之主要再生能源發電項目。民國 106 年底，國內風力發電機組總裝置容量 679MW，圖 1.1 所示為歷年裝置容量。由於陸域優良風場大部分開發殆盡，風力發電將朝向離岸發展，目標在 2025 年達到 4200MW。太陽光電初期由台電帶頭設置幾處大型系統，近期開發主力已移至民間，以達成「陽光屋頂百萬座」之目標。民國 106 年底國內已建置完成之太陽光電發電系統總裝置容量 1387MW，圖 1.2 所示為歷年裝置容量。陽光屋頂百萬座推展時程採用逐步擴大、先屋頂後地面策略，未來將隨著太陽光電發電成本逐年下降，每年推動容量逐年遞增，達到家家戶戶普及的設置目標，目標在 2025 年達到 20000MW。

表 1.1 各類再生能源發電裝置容量目標

再生能源種類		2015 (MW)	2020 (MW)	2025 (MW)
風力	離岸	0	520	3000
	陸域	647	814	1200
水力		2089	2100	2150
太陽光電		842	6500	20000
地熱		0	150	200
生質能		741	768	813
燃料電池		0	22.5	60
全部		4319	10875	27423

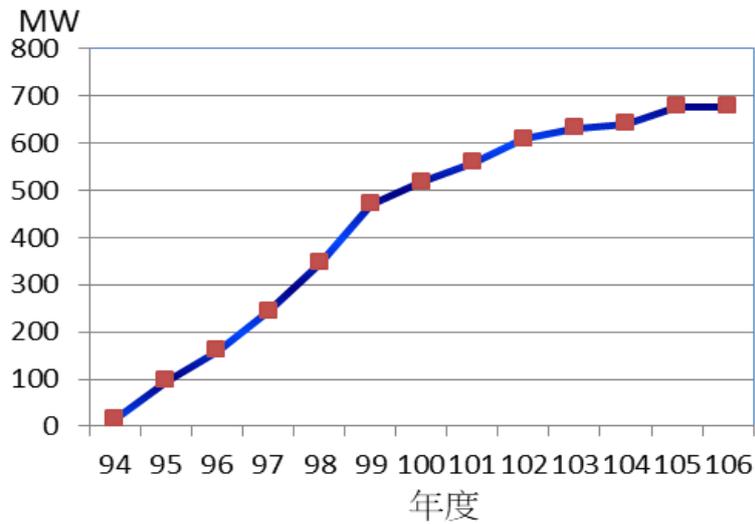


圖 1.1 我國歷年風機裝置容量

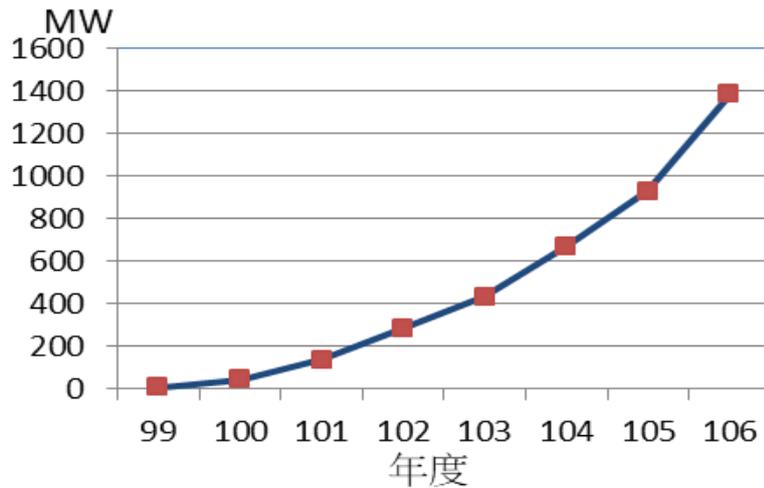


圖 1.2 我國歷年太陽光電裝置容量

不同於傳統之大型集中式發電機組，設置容量較小之再生能源發電系統將與電力公司之配電系統互相併聯，特別是太陽光發電系統，可稱為分散式發電(distributed generation, DG)系統[3]；對於較大型之風力發電廠與太陽光電廠，將會併聯至電力公司之輸電系統。因為 DG 較台電之大型發電廠更靠近負載，所以可減少電力公

司之輸電損失，若經適當的控制則可改善電力品質與供電可靠度，當 DG 裝置容量與數目增加至一定程度，相信對尖峰負載需求的供電能力有極大的幫助，如此將可大幅降低電力公司對發電廠及輸、配電網路的增建壓力。除此之外，更能因此而減少石化能源的使用，降低空氣污染的程度，有效的節能減碳，相信對國家整體能源的規劃會有莫大的助益。

然而，DG 併聯於將對電力系統造成影響，其衝擊程度會隨著 DG 佔比之增加而更加顯著，有可能危及整個電力系統的供電可靠度與供電品質[4-5]。為了避免 DG 併聯對電力系統產生影響，世界各國均有訂定相關併聯規範，台電公司亦在「再生能源發電系統併聯技術要點」[6]、「第一型及第二型再生能源發電設備併聯作業須知」[7]中，對併接發電設備總容量、負載潮流、故障電流、電壓變動、暫態穩定度、功率因數、諧波、電壓閃爍、三相不平衡、躉售電力、逆送電力、保護協調、調度與通訊等，訂定相關管制規範。其中規定發電設備併接於台電公司系統造成責任分界點電壓變動率，應維持在 $\pm 3\%$ 以內，而逆送電力至特高壓可達到變壓器裝置容量 80%。國內目前已經有大量的太陽光發電併接於配電系統，導至有許多饋線 DG 併聯之裝置容量已滿，無法再有新的 DG 可再併聯，近幾年中南部有許多太陽光電系統併聯，這現象尤其明顯。輸電部分，目前只有一些陸域風機的併聯，未來將有大量的離岸風機與許多大型的太陽光電會併入 69kV 以及 161kV 輸電系統，圖 1.3 為彰化外海離岸風電併網點規劃圖[1]，圖 1.4 為太陽光電併網規劃容量[2]。系統衝擊除了要符合「再生能源發電系統併聯技術要點」外，亦要考慮「輸電系統規劃準則」[8]，系統檢討 N-0

時，各匯流排電壓應保持在 0.95p.u.至 1.03p.u.之間，且輸電線路不得出現過載；系統檢討 N-1 或 N-2 偶發事故時，如不符合規定(發電機組、輸電線路、變壓器之任一設備，因檢修或事故停用情況下，輸電系統仍可正常運轉。)，得提出包含特殊保護設備或過載保護電驛等因應措施，以維持供電安全。



圖 1.3 彰化外海離岸風電併網點規劃



圖 1.4 太陽光電併網規劃

當系統太陽光發電佔比逐漸增加後，在白天時太陽光電系統發電量增加，導致電廠之電力需求量下降，然而在傍晚時太陽光電系統無發電，因此電廠之電力需求量急遽上升，白天與傍晚過後的電力需求差異，導致電力系統的電力需求曲線圖類似鴨子的形狀，故被稱為鴨子曲線，圖 1.5 為再生能源於加州之佔比在 2014 年達到 20% 與未來的電力需求圖[9-10]。此狀況將導致發電機組出力從午後爬升至晚上，台電公司發電機組能否應付此一狀況，值得做更深入研究。

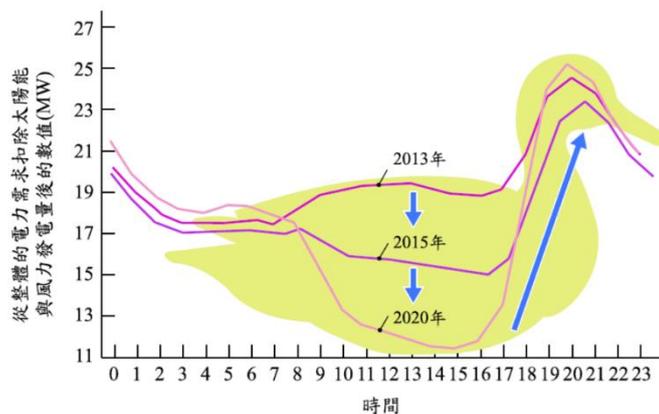


圖 1.5 美國加州電力需求圖

為了達成政府推廣再生能源發電的目標，實有需要在維持電力系統供電品質及供電可靠度的前提下，尋求可能的解決方法，以提高再生能源併網的滲透率。雖然可藉由配電電網加強方式如採用較大線徑之供電導線及較大容量之變壓器組，以降低 DG 發電所造成之電壓變動及電壓過高問題；輸電電網新設變電所、變壓器與輸電線路以避免線路出現 N-0、N-1 與 N-2 過載，但仍須考量電網加強之投資成本效益。除了上述的電網加強方法外，藉由 DG 智慧變流器進行實、虛功率之控制[11-15]，亦有其需求性與必要性。

為探討高佔比再生能源發電對台電系統發電機的運轉調度影

響，本計劃研究國內外傳統發電機與再生能源發電運轉調度法規，並建立再生能源發電模型建立，再配合對台電輸電系統與併聯規範的研究，以 PSS<sup>®</sup>E 程式[16]建置台電輸電系統之網路與模型。然後進行台電發電機組與再生能源發電於不同運轉情境下之負載潮流分析，最後執行不同發電機跳脫量之暫態穩定度分析，檢視在不同系統慣量與備轉容量下之系統頻率響應。相關的分析結果，可做為高佔比再生能源併網後之發電機調度原則。

## 貳、研究方法與過程

### 一、以 PSS<sup>®</sup>E 程式進行台電輸電系統之網路與模型建置

計畫首先執行以 PSS<sup>®</sup>E 程式進行台電輸電系統之網路與模型建置，包括國內外 DG 運轉調度資料收集、台電系統併聯規範研究、台電輸電系統研究、PSS<sup>®</sup>E 程式研究、再生能源發電特性研究與模型建立，達成後續可使用 PSS<sup>®</sup>E 程式進行台電系統不同佔比再生能源發電的穩態與暫態分析研究。

#### (一) 國外 DG 運轉調度資料收集

本計畫首先收集國外對 DG 併網的相關法規，以做為我國 DG 併網的運轉調度參考。許多國家均有制訂與 DG 併網相關的規定，例如美國有 IEEE Std. 1547 [17-18]與加州 Rule 21[19]等、德國有 VDE-AR-N 4105[20]、中國有光伏電站接入電網技術規定等、義大利的 CEI 0-21 等規範。這些規範說明併網 DG 如何進行實、虛功率控制來改善電力系統電壓與頻率，DG 可接受調度的範圍與所需交換的資訊等。加州 Rule 21 對 DG 功率因數有以下的規定：DG 生產者應按照下列要求在現場提供足夠的虛功率補償，以在額定輸出時，使智慧變流器的功率因數接近 1.0 或配電業者規定的功率因數。中國光伏電站接入電網技術規定「大型和中型光伏電站的功率因數應能夠在 0.98(超前)~0.98(落後)範圍內連續可調，有特殊要求時，可以與電網企業協商確定。在其虛功輸出範圍內，大型和中型光伏電站應具備根據併網點電壓水平調節虛功輸出，參與電網電壓調節的能力，其調節方式、參考電壓、電壓調差率等

參數應可由電網調度機構遠程設定」。

## (二) 台電系統併聯規範研究

再生能源併聯台電特高壓要依據台電「第一型及第二型再生能源發電設備併聯作業須知」，其中之電力潮流分析須符合台電「再生能源發電系統併聯技術要點」及「輸電系統規劃準則」。再生能源併網檢討，需依併聯電壓等級進行(1)系統檢討N-0時，各匯流排電壓應保持在0.95p.u.至1.03p.u.之間。發生事故後，系統穩態電壓變動範圍應維持在0.9 p.u.至1.05 p.u.之間。(2)系統檢討N-1或N-2偶發事故時，如不符合輸電系統規劃準則規定，得提出包含特殊保護設備或過載保護電驛等因應措施，以維持供電安全。

另外，併接於161kV以上電壓且總裝置容量大於100MW時，須執行暫態穩定度分析，以確保臨界故障清除時間不降至規定值以下。例如345 kV線路發生三相短路故障時，非故障端4週波清除，而故障端之臨界清除時間為4.5週波以上；匯流排三相短路故障之臨界清除時間為6週波以上(不考慮線路跳脫)。161kV線路發生三相短路故障時，非故障端7週波清除，而故障端之臨界清除時間為12週波以上；前目故障端之臨界清除時間如無法達到12週波以上，則至少要達到8週波，且配置二套主保護電驛。

## (三) 台電系統研究

本研究收集台電公司69kV以上之輸電系統資料，包括變壓器資料、線路資料(阻抗、長度、載流量等)、亦收集尖離峰之

系統架構、尖離峰之系統發電機與負載等資料。此外，台電系統傳統發電機組的模型與參數亦一併蒐集，包括發電機組、激磁系統與調速系統等，以供後續負載潮流分析與暫態穩定度分析使用。

本計畫考慮現有台電系統發電機組供電能力，並收集至2025年期間，台電機組的除役與新規劃機組排程，以供後續研究。至民國106年底，台電電力系統裝置容量為4,188.6萬瓩，其中核能有514.4萬瓩、抽蓄水力有260.2萬瓩、燃煤有1229.7萬瓩、燃油有257萬瓩、燃氣有1448.1萬瓩、再生能源有479.2萬瓩，如圖2.1與圖2.2所示[1]。

由於未來用電需求將持續成長，且106~117年間預計除役之大型火力及核能機組裝置容量達1475萬瓩，配合政府政策及考量現今內外環境條件，台電公司提出如圖2.3之長期電源開發的規劃(10610案-107年1月修正案)[1]，以提供社會多元發展所需之穩定電力。火力發電方面，計於106~117年間完成裝置容量約2011.1萬瓩的火力發電機組。其中執行中之林口更新#3、大林更新#1~#2、通霄更新#1~#3、深澳更新#1~#2、大潭#7~#9等計畫預計於106~115年間陸續加入運轉行列；規劃中計畫預計112~117年間完成興達更新、台中、協和更新、通霄更新#4~#5等燃氣計畫。

台電公司依據臺灣本島地理環境及輸變電系統供電轄區範圍，將供電區域劃分為北、中、南三區，如圖 2.4 所示[1]，各區域範圍如下：北部地區：係指新竹縣鳳山溪及花蓮縣清水斷崖以北地區，包含宜蘭、基隆、臺北與桃園等縣市。中部地

區：係指新竹縣鳳山溪及花蓮縣清水斷崖以南，濁水溪以北地區，包含新竹、苗栗、台中、彰化、南投等縣市。南部地區：係指濁水溪以南地區，包含雲林、嘉義、臺南、高雄與屏東等縣市。由於台電於所使用之 PSS<sup>®</sup>E 程式中，另將花蓮與台東地區規劃為東區，所以本計畫將台電供電區域劃分為北、中、南與東四區。表 2.1 為依據經濟成長率與其他因素所做的長期負載預測[21]。此外，亦須收集台電系統發電機組發電運轉能力，主要考量為各發電機組的最低輸出功率大小(Pmin)，如附錄所示。

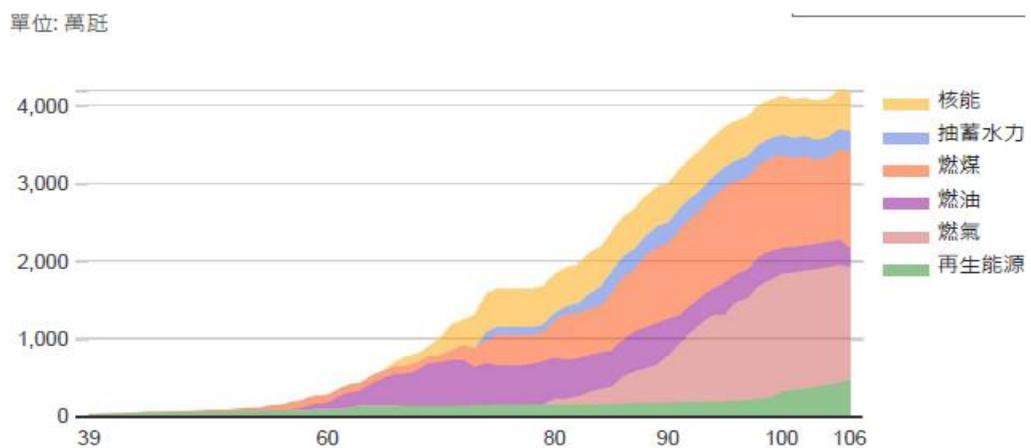


圖 2.1 我國歷年不同發電裝置容量曲線

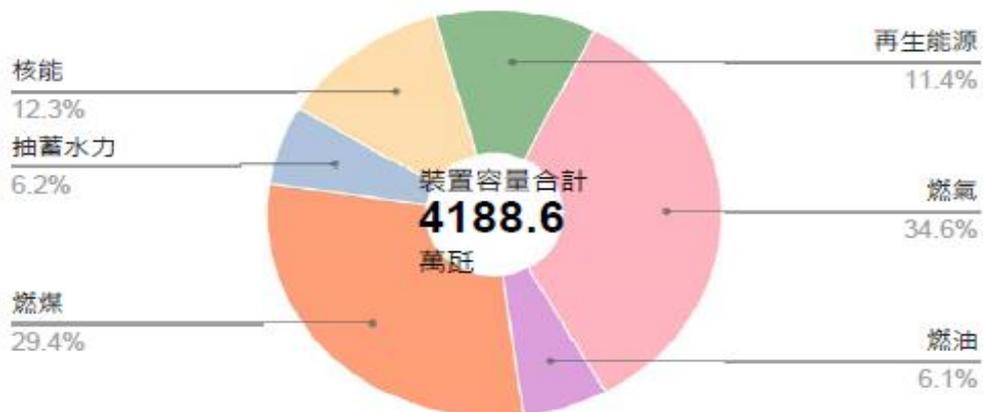


圖 2.2 民國 106 年台電系統不同發電裝置容量佔比

106~117 年大型火力、核能機組除役及新增情形  
(10610 案-107 年 1 月修正案)

機組類別：■ 燃煤 ■ 燃氣 ■ 燃油 ■ 核能  
括號內數字為裝置容量(萬瓩)



註：台中電廠增建燃氣機組計畫以112年併聯(GT1)發電，113年複循環1號機商轉做為趕工目標。

圖 2.3 台電公司長期電源開發規劃(10610 案-107 年 1 月修正案)

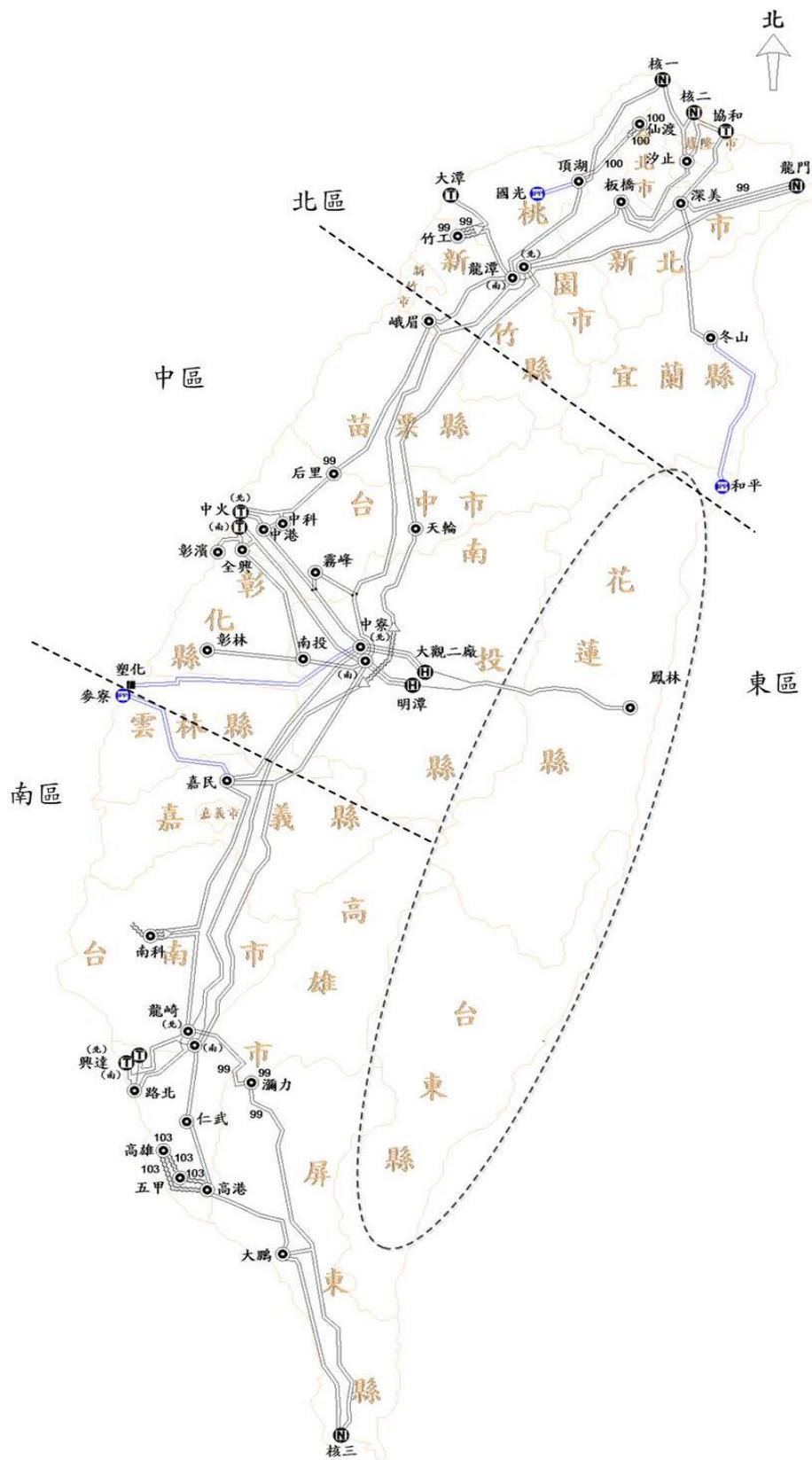


圖 2.4 臺灣本島 345kV 線路與區域示意圖

表 2.1 民國 104-118 年長期負載預測案(10408 案)

年 別	電燈用電		電力用電		用(售)電量		事業用電	需電量	
	億度	(%)	億度	(%)	億度	(%)	億度	億度	(%)
103	613.8	3.3	1,445.8	2.8	2,059.6	2.9	6.4	2,065.9	2.9
104	619.5	0.9	1,457.6	0.8	2,077.1	0.9	7.5	2,084.5	0.9
105	626.4	1.1	1,484.9	1.9	2,111.3	1.6	7.5	2,118.8	1.6
106	633.1	1.1	1,515.3	2.1	2,148.5	1.8	7.5	2,156.0	1.8
107	639.7	1.0	1,549.6	2.3	2,189.3	1.9	7.5	2,196.9	1.9
108	645.3	0.9	1,587.7	2.5	2,233.0	2.0	7.5	2,240.5	2.0
109	650.5	0.8	1,623.9	2.3	2,274.4	1.9	7.5	2,281.9	1.8
110	654.8	0.7	1,659.6	2.2	2,314.4	1.8	7.6	2,321.9	1.8
111	658.4	0.5	1,695.1	2.1	2,353.4	1.7	7.6	2,361.0	1.7
112	661.6	0.5	1,730.6	2.1	2,392.2	1.6	7.6	2,399.8	1.6
113	664.6	0.5	1,765.3	2.0	2,429.9	1.6	7.6	2,437.5	1.6
114	667.2	0.4	1,799.6	1.9	2,466.9	1.5	7.6	2,474.5	1.5
115	669.4	0.3	1,833.4	1.9	2,502.8	1.5	7.6	2,510.4	1.5
116	671.3	0.3	1,866.2	1.8	2,537.5	1.4	7.6	2,545.2	1.4
117	672.9	0.2	1,898.2	1.7	2,571.2	1.3	7.6	2,578.8	1.3
118	673.9	0.2	1,928.6	1.6	2,602.5	1.2	7.7	2,610.2	1.2
年平均成長率 (%)									
104-108		1.0		1.9		1.6			1.6
109-113		0.6		2.1		1.7			1.7
114-118		0.3		1.8		1.4			1.4
104-118		0.6		1.9		1.6			1.6

年 別	供電量		平均負載		尖峰負載		負載率	損失率
	億度	(%)	千瓩	(%)	千瓩	(%)	(%)	(%)
103	2,155.5	2.7	24,606.6	2.7	34,821.4	2.5	70.7	4.2
104	2,181.9	1.2	24,907.0	1.2	35,248.4	1.2	70.7	4.5
105	2,215.4	1.5	25,289.6	1.5	35,696.7	1.3	70.8	4.4
106	2,254.0	1.7	25,730.6	1.7	36,244.5	1.5	71.0	4.4
107	2,298.0	2.0	26,232.5	2.0	36,908.3	1.8	71.1	4.4
108	2,341.7	1.9	26,731.2	1.9	37,603.1	1.9	71.1	4.3
109	2,386.0	1.9	27,237.0	1.9	38,276.4	1.8	71.2	4.4
110	2,429.8	1.8	27,737.5	1.8	38,914.5	1.7	71.3	4.4
111	2,469.9	1.7	28,195.3	1.7	39,538.8	1.6	71.3	4.4
112	2,511.0	1.7	28,664.5	1.7	40,150.1	1.5	71.4	4.4
113	2,546.0	1.4	29,063.9	1.4	40,760.2	1.5	71.3	4.3
114	2,583.2	1.5	29,488.8	1.5	41,359.3	1.5	71.3	4.2
115	2,620.8	1.5	29,917.6	1.5	41,961.0	1.5	71.3	4.2
116	2,657.0	1.4	30,331.4	1.4	42,550.8	1.4	71.3	4.2
117	2,691.9	1.3	30,729.2	1.3	43,119.2	1.3	71.3	4.2
118	2,724.6	1.2	31,102.7	1.2	43,672.9	1.3	71.2	4.2
年平均成長率 (%)								
104-108		1.7		1.7		1.5		
109-113		1.7		1.7		1.6		
114-118		1.4		1.4		1.4		
104-118		1.6		1.6		1.5		

註：供電量、平均負載、負載率及損失率均不含抽蓄用電量，故數據與統計年報不同。

#### (四) 再生能源發電特性研究與模型建立

日照度是影響太陽光伏模組輸出功率最主要的因素，圖 2.5 為 PSS<sup>®</sup>E 程式所使用之太陽光伏模組示意圖[16]，其中 IRRAD module 為一線性之日照度/功率輸出特性，輸入變動之日照度即可顯示出太陽光伏發電間歇變化特性。PV 變流器之模型 PVGU1 與 PVEU1 之控制方塊圖[16]分別如圖 2.6 與圖 2.7 所示，其所對應之相關參數如表 2.2 與表 2.3 所示。

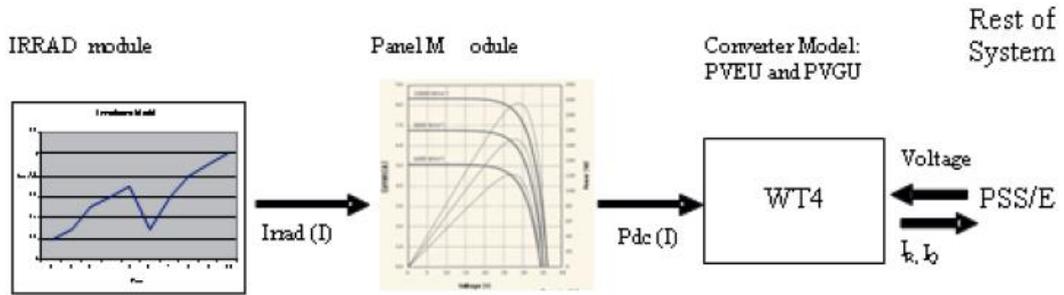


圖 2.5 PSS<sup>®</sup>E 太陽光伏發電模組示意圖

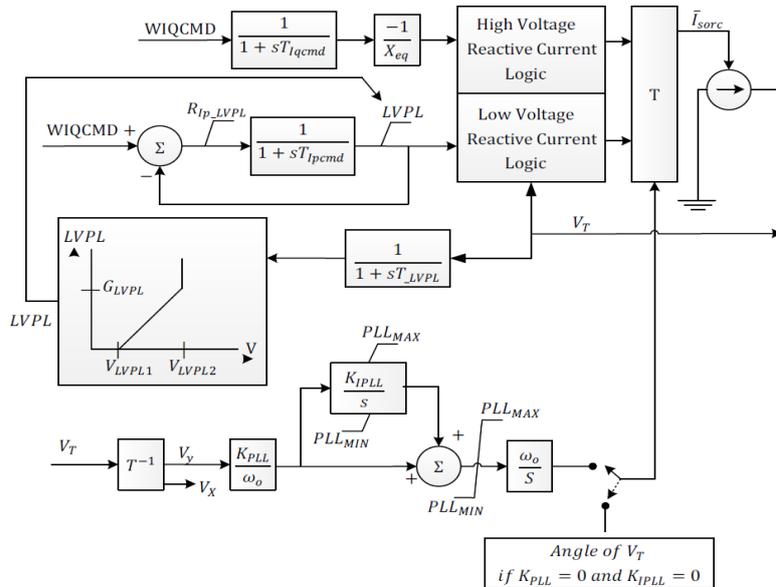


圖 2.6 PSS<sup>®</sup>E 內建 PVGU1 控制方塊圖

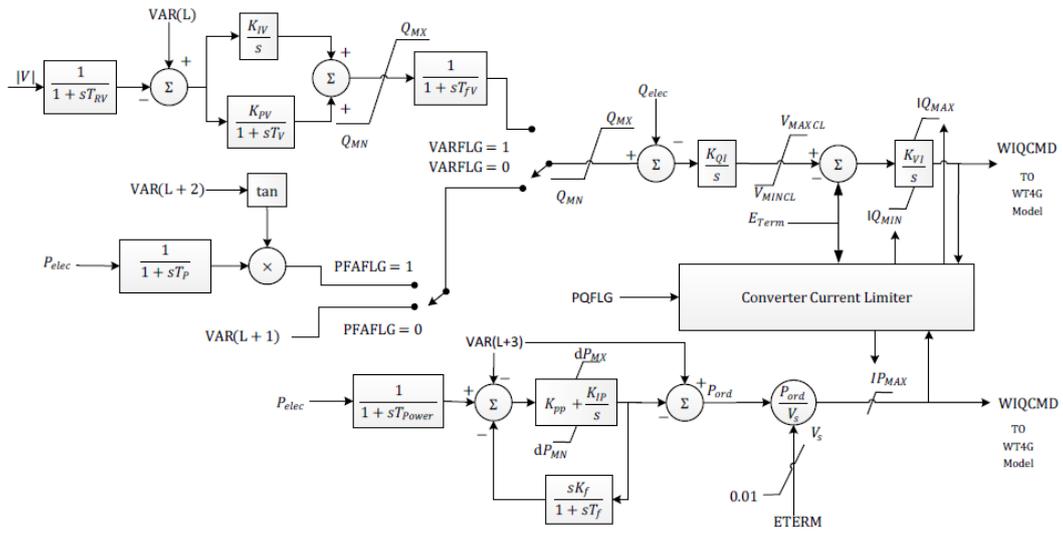


圖 2.7 PSS®E 內建 PVEU1 控制方塊圖

表 2.2 PSS<sup>®</sup>E PVGU1 模型參數

編號	參數解釋(Generator : PVGU1)	值
1	T <sub>Iqcmd</sub> : Converter time constant for Iqcmd (second)	0.02
2	T <sub>Ipcmd</sub> : Converter time constant for Ipcmd (second)	0.02
3	V <sub>LVPL1</sub> : Low Voltage Power Logic (LVPL), voltage 1 (pu)	0.4
4	V <sub>LVPL2</sub> : LVPL voltage 2 (pu)	0.9
5	G <sub>LVPL</sub> : LVPL gain	1.11
6	High Voltage Reactive Current (HVRC) logic : voltage (pu)	1.2
7	CURHVRCR : HVRC logic, current (pu)	2
8	R <sub>Ip_LVPL</sub> : Rate of active current change	2
9	T <sub>LVPL</sub> : Voltage sensor for LVPL (second)	0.02

表 2.3 PSS<sup>®</sup>E PVEU1 模型參數

編號	參數解釋(Electrical : PVEU1)	值
1	T <sub>fv</sub> : V-regulator filter	0.15
2	K <sub>PV</sub> : V-regulator proportional gain	18
3	K <sub>IV</sub> : V-regulator integrator gain	5
4	K <sub>PP</sub> : T-regulator proportional gain	0.05
5	K <sub>IP</sub> : T-regulator integrator gain	0.1
6	K <sub>f</sub> : Rate feedback gain	0
7	T <sub>f</sub> : Rate feedback time constant	0.08
8	Q <sub>MX</sub> : V-regulator max limit	0.47
9	Q <sub>MN</sub> : V-regulator min limit	-0.47
10	IP <sub>MAX</sub> : Max active current limit	1.1
11	T <sub>RV</sub> : V-sensor	0
12	dP <sub>MX</sub> : Max limit in power PI controller (pu)	0.5
13	dP <sub>MN</sub> : Min limit in power PI controller (pu)	-0.5
14	T <sub>POWER</sub> : Power filter time constant	0.05
15	K <sub>QI</sub> : MVAR/Volt gain	0.1
16	V <sub>MINCL</sub>	0.9
17	V <sub>MAXCL</sub>	1.1
18	K <sub>VI</sub> : Volt/MVAR gain	120
19	T <sub>V</sub> : Lag time constant in WindVar controller	0.05
20	T <sub>P</sub> : Pelec filter in fast PF controller	0.05
21	ImaxTD : Converter current limit	1.7
22	Iphl : Hard active current limit	1.11
23	Iqhl : Hard reactive current limit	1.11
24	P <sub>MAX</sub> of PV plant (MW)	---

## 二、系統轉動慣量與備運轉容量

### (一) 系統轉動慣量

電力系統若於正常穩定下運轉，頻率將維持在固定值，亦即系統總發電量必須等於系統負載量及損失總合。當系統發電量與負載量未達平衡時，系統頻率將會改變。發電量不足時，系統頻率會降低；發電量過剩時，系統頻率會增加。系統頻率由發電機轉子轉速決定，因此系統頻率控制攸關於發電機以及原動機轉速，轉速控制則由機組發電量以及負載決定[22-23]。同步機之轉子動態關係，以及轉動定律，可得式(2.1)：

$$J \frac{d^2 \delta_m}{dt^2} = T_m - T_e \quad (2.1)$$

其中

$J$ ：原動機與發電機之合成慣量(moment of inertia) ( $\text{kg}\cdot\text{m}^2$ )

$\delta_m$ ：轉子相對於定子參考軸之角速度(rad)

$T_m$ ：原動機組機械轉矩(N-m)

$T_e$ ：表示電磁轉矩(N-m)

依照基本動力學，電功率等於轉矩乘以角加速度，將式(2.1)

乘上 $\omega_m$ ，可得式(2.2)：

$$J \omega_m \frac{d^2 \delta_m}{dt^2} = P_m - P_e \quad (2.2)$$

其中

$\omega_m$ ：轉軸旋轉速度(rad/s)

$P_m$ ：輸入電機之轉軸功率(MW)

$P_e$ ：跨越氣隙之電氣功率(MW)

在同步運轉時，其 $J\omega_m$ 稱為慣量常數(inertia constant)，以符號 $M$ 表示，其與轉動質量之動能 $W_k$ 有關，如式(2.3)：

$$W_k = \frac{1}{2}J\omega_m^2 \quad (2.3)$$

$$= \frac{1}{2}M\omega_m \quad (2.4)$$

或

$$M = \frac{2W_k}{\omega_m} \quad (2.5)$$

其中

$M$ ：moment of inertia 慣量常數(kg-m<sup>2</sup>)

雖然  $M$  稱為慣量常數，但是當轉子轉速偏離同步時，它並不是一個定值。然而，系統在失去穩定前， $\omega_m$ 變化不大，故  $M$  可以同步速度計算而視為定值[23]，即：

$$M = \frac{2W_k}{\omega_{sm}} \quad (2.6)$$

其中

$\omega_{sm}$ ：固定值轉軸旋轉速度(rad/s)

將 $J\omega_m$ 以 $M$ 表示代入搖擺方程式，可寫成：

$$M \frac{d^2\delta_m}{dt^2} = P_m - P_e \quad (2.7)$$

以電力角 $\delta$ 表示可方便寫出搖擺方程式。假如 $p$ 代表同步電機的極數，則電力角 $\delta$ 與機械功率角 $\delta_m$ 之間的關係為：

$$\delta = \frac{p}{2}\delta_m \quad (2.8)$$

此外，

$$\omega = \frac{p}{2} \omega_m \quad (2.9)$$

將電力角帶入搖擺方程式：

$$\frac{2}{p} M \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_m - P_e \quad (2.10)$$

因為電力系統分析一般是以標么系統處理，所以搖擺方程式通常以標么來表示。以功率基準值 $S_{mach}$ 除以式(2.10)，並將式(2.6)之 $M$ 帶入，其結果為：

$$\frac{2}{p} \frac{2W_k}{\omega_{sm} S_{mach}} \frac{d^2 \delta}{dt^2} = \frac{P_m}{S_{mach}} - \frac{P_e}{S_{mach}} \quad (2.11)$$

其中

$S_{mach}$ ：電機三相額定以百萬伏安(MVA)表示

茲定義一個稱為 $H$ 常數( $H$  constant)或標么慣量常數(per unit inertia constant)的重要常數：

$$H = \frac{\text{額定轉速下以 MJ 表示之動能}}{\text{以 MVA 表示之發電機額定容量}} = \frac{W_k}{S_{mach}} \quad (2.12)$$

由於電力系統分析習慣上經常使用常數 $H$ 代替 $M$ 來計算，將式(2.3)帶入式(2.12)可得：

$$H = \frac{\frac{1}{2} J \omega_m^2}{S_{mach}} \quad (2.13)$$

將 $J \omega_m$ 以 $M$ 表示代入式(2.13)可得：

$$H = \frac{\frac{1}{2} M \omega_m}{S_{mach}} \quad (2.14)$$

若有  $n$  部發電機機組的電力系統，其系統等效慣量常數常數 $H_{sys}$ 可表示為：

$$H_{sys} = \frac{\sum_{i=1}^n (H_i \times S_i)}{\sum_{i=1}^n S_i} \quad (2.15)$$

其中

$H_i$ ：表示第  $n$  部發電機慣量常數(pu-s)

$S_i$ ：表示第  $n$  部發電機之額定容量(MVA)

$H$ 的單位是秒，取決於電機之大小及形式，其變化範圍為 1 到 10 秒。將式(2.12)代入式(2.11)可得：

$$\frac{2}{p} \frac{2H}{\omega_{sm}} \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_{m(pu)} - P_{e(pu)} \quad (2.16)$$

其中  $P_{m(pu)}$  及  $P_{e(pu)}$  分別表示機械功率及電功率之標么值，電器角速度與機械角速度的關係為  $\omega_{sm} = (2/p)\omega_s$ ，式(2.12)以電角速度表示為：

$$\frac{2H}{\omega_s} \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_{m(pu)} - P_{e(pu)} \quad (2.17)$$

若以頻率  $f_0$  來表示上式，並將下標  $pu$  刪除且已知所有的功率皆為標么值，以簡化符號表式法：

$$\frac{H}{\pi f_0} \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_m - P_e \quad (2.18)$$

## (二) 備運轉容量

備轉容量(operating reserve)即指當天實際可調度之發電容量裕度，亦即系統每天的供電餘裕，而備轉容量率(percent operating reserve)係用來衡量每日供電可靠度之指標，其值可以分別表示為

備轉容量=系統運轉淨尖峰供電能力-系統瞬時尖峰負載(瞬間

值) (2.19)

$$\text{備轉容量率} = (\text{備轉容量} \div \text{系統瞬時尖峰負載(瞬間值)}) \times 100\% \quad (2.20)$$

其中之系統運轉淨尖峰供電能力為扣除歲修(機組大修)、小修(機組檢修)及故障機組容量、火力機組環保限制、輔機故障、氣溫變化、水力考慮水位、水文、灌溉及溢流等之系統供電能力[1]。以圖2.8做說明，民國105年7月28日之系統運轉淨尖峰供電能力為37,422.2MW，系統瞬時尖峰負載(瞬時值)為36,199.1MW，故備轉容量為1223.1MW，而備轉容量率為3.38%。圖2.9為民國106度每日尖峰備轉容量曲線，於8月8日發生最低的備轉容量率為1.72%，此時之備轉容量為62.4萬瓩，而瞬時尖峰負載為3626.7萬瓩。

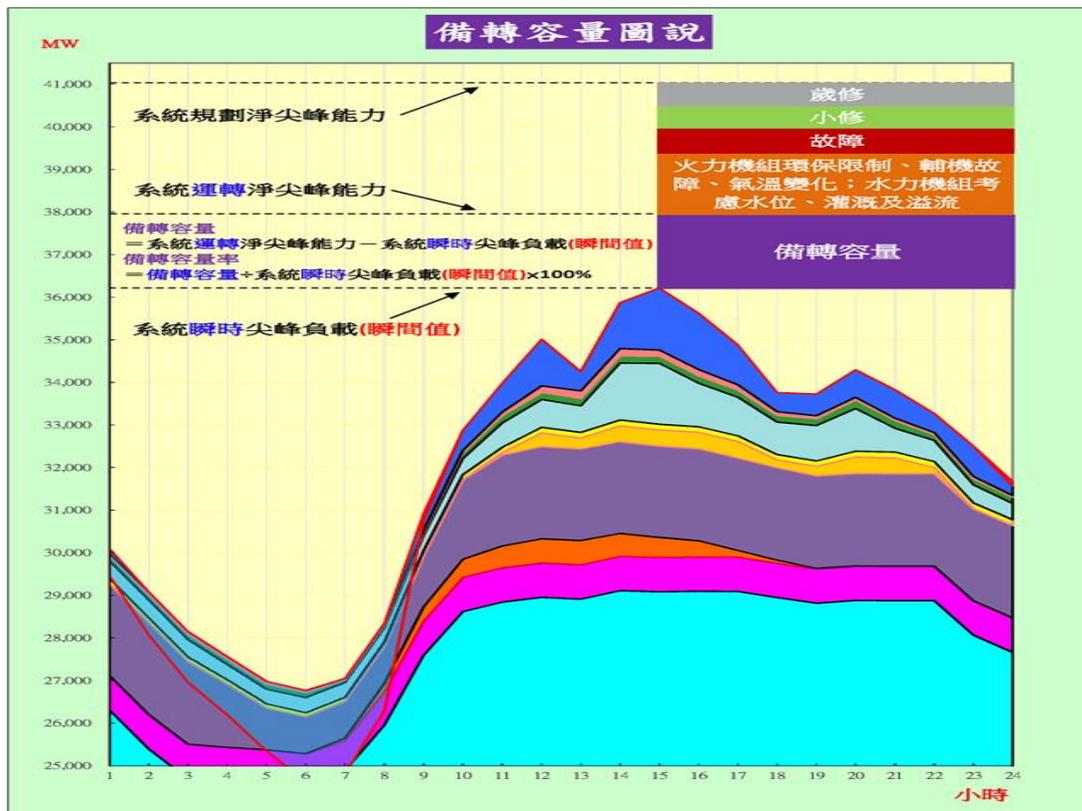


圖2.8 備轉容量圖說與範例

### ■ 106年度每日尖峰備轉容量曲線



圖2.9 民國106度每日尖峰備轉容量曲線

### 三、太陽能光伏發電設置潛量推估與模擬分析情境設定

為達成政府推廣再生能源之目標，未來將有大量的風機與許多大型的太陽光電會併入台電 69kV 以及 161kV 輸電系統。本計畫假設有大量 DG 依比例佈署於北部、中部、南部與東部地區，然後使用 PSS<sup>®</sup>E 程式進行模擬分析，探討在上述地區裝置不同容量 PV 時，進行尖、離之電力潮流分析，並檢視其結果。接著進行系統於尖、離峰運轉，配合不同的 PV 發電量時，大型發電廠跳脫對系統頻率的暫態響應分析，探討不同備轉容量以及所有發電機慣量常數乘以發電機容量之總和變化時，對系統頻率的影響。

#### (一) 太陽能光伏發電設置潛量推估

本計畫根據台電所規劃太陽能光伏發電場域之裝置容量，將政府在 2025 年時所規劃之 20GW 分配於全臺各縣市。本研究可作為未來台電系統輸電能力分析 & 綠能輔助服務能

力分析及穩定度分析評估等研究之依據。

本節介紹太陽能光伏發電系統於全臺的配置以及潛量推估，首先將太陽能光伏發電系統裝置地區分為屋頂型與地面型。屋頂型容量評估方式以 90~105 年新建建物地面層面積推估屋頂面積，推估可安裝量，以每公頃 1MW 建置，累加近 15 年各縣市政府核發建築物使照的地面層面積[24]0，並假設地面層面積能適用太陽能光伏發電系統安裝比例為 65%，統計後約 5.066GW。地面型容量評估方式為統計各縣市地面型規劃案，統計後約 9.44GW。再累加既有設置 1.07GW，補齊離 20GW 的缺口約 4.43 GW。再來收集台電已併網太陽能光伏發電系統裝置容量及區域，並針對未來大量地面型太陽能光伏發電系統可能規劃位置，以現有地面型各縣市佔比[25]，將裝置容量分別按比例投入各縣市，推導區域性太陽光電總裝置量，即為各縣市地面型的推估設置量。

由於台灣南部擁有較多的太陽能資源，因此假設台中以南縣市之太陽光伏發電系統潛量為苗栗以北及東部地區之 2 倍，其中，以雲林地區太陽光伏發電系統推估潛量最大為 4.04GW，國內各縣市太陽光電設置潛量推估如表 2.4 第三欄所示，第四欄至第七欄為假設太陽光伏發電系統發電量於 80%、60%、40%與 30%之狀況。據此可依北、中、南、東四個區域，將上表之各縣市太陽光伏發電潛量推估依區域區分，如表 2.5 所示[26]。

表 2.4 2025 年各縣市太陽光電設置潛量推估與不同發電量比例表

區域	2017 年 4 月 PV 裝置總量 (MWp)	2025 推估 潛量 (MWp)	80% 發電量 (MW)	60% 發電量 (MW)	40% 發電量 (MW)	30% 發電量 (MW)
基隆市	0.05	29.25	23.40	17.55	11.7	8.775
台北市	2.57	31.62	25.29	18.97	12.645	9.485
新北市	11.39	566.24	452.99	339.74	226.495	169.87
桃園市	23.06	1588.27	1270.61	952.96	635.305	476.48
新竹市	2.22	127.53	102.02	76.52	51.01	38.26
新竹縣	8.02	355.63	284.51	213.38	142.255	106.69
苗栗縣	7.53	257.81	206.25	154.69	103.125	77.345
台中市	63.55	868.03	694.42	520.82	347.21	260.41
彰化縣	138.11	2351.63	1881.31	1410.98	940.655	705.49
南投縣	21.9	116.56	93.25	69.94	46.625	34.97
雲林縣	223.55	4037.75	3230.20	2422.65	1615.1	1211.325
嘉義市	5.37	99.35	79.48	59.61	39.74	29.805
嘉義縣	98.05	1245.75	996.60	747.45	498.3	373.725
台南市	170.52	3019.98	2415.99	1811.99	1207.995	905.995
高雄市	133.64	1754.60	1403.68	1052.76	701.84	526.38
屏東縣	127.92	1600.18	1280.15	960.11	640.075	480.055
宜蘭縣	8.56	105.93	84.74	63.56	42.37	31.78
花蓮縣	0.68	610.33	488.27	366.20	244.135	183.1
台東縣	11.04	987.27	789.82	592.36	394.91	296.18
澎湖縣	9.28	182.53	146.02	109.52	73.01	54.76
金門縣	5.32	63.04	50.43	37.82	25.215	18.91
連江縣	0.01	0.70	0.56	0.42	0.28	0.21
合計	1072	20000	16000	12000	8000	6000

表 2.5 2025 年台灣本島太陽光電系統區域潛量推估

北部(MWp)	中部(MWp)	南部(MWp)	東部(MWp)	總合(MWp)
2830	3722	11940	1445	19936

## (二) 穩態負載潮流分析與暫態穩定度分析情境說明

依照 2025 年台電規劃之發電機機組，系統尖峰負載運轉時，發電機啟用數量共 321 部，最大發電量( $P_g^{\max}$ )為 51,817 MW，系統離峰負載運轉時，發電機啟用數量共 221 部，最大發電量( $P_g^{\max}$ )為 38,063 MW。2025 年台電發電機機組最大發電量以及各情境啟用機組和容量資料如附錄所示。

本計畫考慮於系統尖峰負載時段及離峰負載時段的運轉條件，配合太陽光伏發電不同發電量，然後根據發電機機組數目以及各發電機發電量之不同，設定出表 2.6 的八種模擬情境，各情境之說明如下：

情境一：系統尖峰負載狀態下，太陽光電發電量 80%，啟動的發電機組數量最多(284 部)，且各機組採用發電量下限( $P_g^{\min}$ )，備轉容量為 17,828 MW，系統等效慣性常數為 4.5519 pu-s。

情境二：系統尖峰負載狀態下，太陽光電發電量 80%，啟動的發電機組數量最少(233 部)，且各機組採用發電量上限( $P_g^{\max}$ )，備轉容量為 5,003 MW，系統等效慣性常數為 4.6178 pu-s。

情境三：系統尖峰負載狀態下，太陽光電發電量 40%，啟動的發電機組數量最多(288 部)，且各機組發電量為發電量上限( $P_g^{\max}$ )之 70% 至 80%，備轉容量為 11,208 MW，系統等效慣性常數為 4.5480 pu-s。

情境四：系統尖峰負載狀態下，太陽光電發電量 40%，啟動的發電機組數量最少(258 部)，且各機組發電量為發電量上限( $P_g^{\max}$ )之 90% 至 100%，備轉容量為 5,533 MW，系統等效慣性常數為 4.5109 pu-s。

情境五：系統離峰負載狀態下，太陽光電發電量 60%，啟動的發電機組數量最多(178 部)，且各機組採用發電量下限( $P_g^{\min}$ )，備轉容量為 17,353 MW，系統等效慣性常數為 4.4148 pu-s。

情境六：系統離峰負載狀態下，太陽光電發電量 60%，啟動的發電機組數量最少(154 部)，且各機組採用發電量上限( $P_g^{\max}$ )，備轉容量為 7,368 MW，系統等效慣性常數為 4.4462 pu-s。

情境七：系統離峰負載狀態下，太陽光電發電量 30%，啟動的發電機組數量最多(203 部)，且各機組發電量為發電量上限( $P_g^{\max}$ )之 50%至 60%，備轉容量為 18,288 MW，系統等效慣性常數為 4.5480 pu-s。

情境八：系統離峰負載狀態下，太陽光電發電量 30%，啟動的發電機組數量最少(190 部)，且各機組發電量為發電量上限( $P_g^{\max}$ )之 60%至 70%，備轉容量為 13,547 MW，系統等效慣性常數為 4.4116 pu-s。

各情境區域供需情形如表 2.7 與表 2.8 所示，其中括弧內數值表示佔總量之百分比。

表 2.6 負載潮流模擬情境

情境	負載狀態	發電機組數量	備轉容量 (MW)	系統等效慣量 (pu-s)
一	尖峰	284	17,828	4.5519
二	尖峰	233	5,003	4.6178
三	尖峰	288	11,208	4.5480
四	尖峰	258	5,533	4.5109
五	離峰	178	17,352	4.4148
六	離峰	154	7,368	4.4462
七	離峰	203	18,288	4.5480
八	離峰	190	13,547	4.4116

表 2.7 系統尖峰負載各情境區域供需表

區域	說明		2025 年原系統	情境一	情境二	情境三	情境四
北部	最大發電量	傳統機組	18670	15698	12276	15699	14990
	$P_g^{\max}$ (MW)	太陽能	0	2264		1132	
	發電量總和		18670 (36.03%)	17962 (31.55%)	14539 (33.06%)	16831 (33.57%)	16122 (36.42%)
	負載量(MW)		15245 (38.4%)				
	餘裕(MW)		3425	2717	-706	1586	877
中部	最大發電量	傳統機組	20434	14886	10949	16059	14422
	$P_g^{\max}$ (MW)	太陽能	0	2977		1489	
	發電量總和		20434 (38.8%)	17863 (31.38%)	13926 (31.63%)	17548 (35.00%)	15911 (35.94%)
	負載量(MW)		11784 (29.7%)				
	餘裕(MW)		8650	6080	2143	5764	4127
南部	最大發電量	傳統機組	12615	10303	4754	10303	6783
	$P_g^{\max}$ (MW)	太陽能	0	9552		4776	
	發電量總和		12615 (26.8%)	19855 (34.87%)	14306 (32.5%)	15079 (30.08%)	11559 (26.11%)
	負載量(MW)		12144 (30.6%)				
	餘裕(MW)		471	7711	2162	2935	-585
東部	最大發電量	傳統機組	97	97	97	97	97
	$P_g^{\max}$ (MW)	太陽能	0	1156		578	
	發電量總和		97 (0.21%)	1253 (2.2%)	1253 (2.85%)	675 (1.35%)	675 (1.53%)
	負載量(MW)		545 (1.4%)				
	餘裕(MW)		-448	708	708	130	130
總和	發電量(MW)		51816	56934	44025	50133	44267
	負載(MW)		39718				

表 2.8 系統離峰負載各情境區域供需表

區域	說明		2025 年原系統	情境五	情境六	情境七	情境八
北部	最大發電量	傳統機組	14149	7598	3835	13476	11396
	$P_g^{\max}$ (MW)	太陽能	0	1702		851	
	發電量總和		14149 (37.17%)	9299 (24.83%)	5536 (20.42%)	14327 (24.83%)	12247 (20.42%)
	負載量(MW)		8080 (38.4%)				
	餘裕(MW)		6069	1219	-2543	6247	4167
中部	最大發電量	傳統機組	20434	12526	7754	13783	11508
	$P_g^{\max}$ (MW)	太陽能	0	2233		1116	
	發電量總和		15692 (41.23%)	14759 (39.41%)	9987 (36.84%)	14899 (39.41%)	11751 (36.84%)
	負載量(MW)		6245 (30%)				
	餘裕(MW)		9447	8514	3741	8654	5506
南部	最大發電量	傳統機組	8222	5358	3552	4477	4056
	$P_g^{\max}$ (MW)	太陽能	0	7164		3582	
	發電量總和		8222 (21.6%)	12522 (33.44%)	10716 (39.53%)	8059 (33.44%)	7638 (39.53%)
	負載量(MW)		6436 (30.6%)				
	餘裕(MW)		1786	6085	4280	1623	1202
東部	最大發電量	傳統機組	0	0	0	0	0
	$P_g^{\max}$ (MW)	太陽能	0	867		434	
	發電量總和		0 (0%)	867 (2.32%)	867 (3.2%)	434 (2.32%)	434 (3.2%)
	負載量(MW)		289 (1.4%)				
	餘裕(MW)		-289	578	578	145	145
總和	發電量(MW)		3806	37447	27106	37719	32070
	負載(MW)		21051				

除了進行負載潮流的穩態分析外，本計畫亦探討高滲透率再生能源併網時的動態影響。在系統尖、離峰運轉，配合不同的 DG 發電量時，使用 PSS<sup>®</sup>E 程式進行發電機不同發電容量跳脫對系統頻率的暫態響應分析，分析事例如表 2.9 所示。

計畫模擬當台電系統發電機組跳脫事故發生時，系統於不同備轉容量以及所有發電機慣量常數乘以發電機容量之總和變化時，對系統頻率的影響。情境一之初始系統備轉容量為 17,828MW， $\sum_{i=1}^n(H_i \times S_i)$  為 231252；情境二之初始系統備轉容量為 5,003MW， $\sum_{i=1}^n(H_i \times S_i)$  為 155164；情境三之初始系統備轉容量為 11,208MW， $\sum_{i=1}^n(H_i \times S_i)$  為 238739；情境四之初始系統備轉容量為 5,533MW， $\sum_{i=1}^n(H_i \times S_i)$  為 207641；情境五之初始系統備轉容量為 7,368MW， $\sum_{i=1}^n(H_i \times S_i)$  為 75868；情境六之初始系統備轉容量為 10,626MW， $\sum_{i=1}^n(H_i \times S_i)$  為 91082；情境七之初始系統備轉容量為 18,288MW， $\sum_{i=1}^n(H_i \times S_i)$  為 179742；情境八之初始系統備轉容量為 9,546MW， $\sum_{i=1}^n(H_i \times S_i)$  為 147087。每個情境皆會執行發電機跳脫 1GW、2GW、3GW 與 4GW 的暫態穩定度分析，即會對應出新的備轉容量以及  $\sum_{i=1}^n(H_i \times S_i)$  數值。

表2.9 暫態響應分析事例

事例	情境	機組跳脫量	$\sum_{i=1}^n(H_i \times S_i)$	系統備轉容量 (MW)
1A	一	1 GW	222100	17,041
1B		2 GW	209452	15,975
1C		3 GW	197412	15,333
1D		4 GW	188033	14,504
2A	二	1 GW	150750	5,003
2B		2 GW	144821	5,003
2C		3 GW	138537	5,003
2D		4 GW	132564	5,003
3A	三	1 GW	231392	10,872
3B		2 GW	225889	10,205
3C		3 GW	216632	9,204
3D		4 GW	207757	7,870
4A	四	1 GW	202408	5,457
4B		2 GW	194699	5,306
4C		3 GW	190859	5,079
4D		4 GW	183667	4,778
5A	五	1 GW	69467	7,368
5B		2 GW	63462	7,368
5C		3 GW	57489	7,368
5D		4 GW	50856	7,368
6A	六	1 GW	82084	10,193
6B		2 GW	75446	9,803
6C		3 GW	66927	9,345
6D		4 GW	58747	8,922
7A	七	1 GW	170756	17,489
7B		2 GW	158256	15,922
7C		3 GW	147181	13,547
7D		4 GW	133662	10,270
8A	八	1 GW	137561	13,050
8B		2 GW	125522	12,799
8C		3 GW	120027	11,503
8D		4 GW	108082	9,546

## 參、主要發現與結論

### 一、不同運轉情境下之負載潮流分析

本章節依照台電 2025 年所規劃的電力系統，根據台電未來電力系統輸電網路及發電機電源系統容量擴充規劃，分析未來台灣本島電力系統加裝 19.94GWp 之太陽能光伏發電後，選定台電 161kV 變電所加裝太陽能光伏發電系統。以此為基礎，執行八種不同情境之台電系統電力潮流分析。

本章節之潮流分析，挑選了台灣北部、中部、以及南部地區幾個相較重要的 345kV 的匯流排，做為觀察電力流動的依據。南區經龍崎 E/S 與嘉民 E/S，共有六迴路輸電線與中部地區相連接。中區則經由天輪 E/S、中寮 E/S 與峨嵋 E/S，也有六迴路超高壓輸電線連接至北部的龍潭 E/S。

#### (一) 情境一

此情境為系統尖峰負載狀態下，太陽能光伏發電量為系統總裝置容量之 80% (16GW)，啟動的發電機組數量最多，且各機組採用發電量下限(見表附.1)。此情境北部發電量為 12,478 MW，中部發電量為 10,550 MW，南部發電量為 16,015 MW，東部發電量為 1,211 MW，總發電量為 40,254 MW。進行負載潮流分析後發現，各匯流排電壓維持在 0.9579 p.u. 至 1.0241 p.u. 之間，符合臺電公司 0.95 p.u. 至 1.03 p.u. 之電壓規範，匯流排最高電壓之部分匯流排列於表 3.1 中，匯流排最低電壓之部分匯流排列於表 3.2 中。圖 3.1 為簡化後之 345 kV 線路潮流圖，在加入高佔比之太陽能光伏發電系統後，由負載潮流圖可看出，有 3,951 MW 之電力由南部經由 5 條輸電線路

流向中部；亦有 2945 MW 之電力由中部經由 6 條輸電線路流向北部。在 N-0 正常情況下之 345 kV 輸電線路，沒有任何一條線路出現過載現象，輸電系統仍可正常運轉。

表 3.1 情境一電壓最高匯流排

Bus Name	Base kV	Voltage (pu)	Angle (deg)
大潭新 H1	161	1.0241	-40.14
大潭新 H2	161	1.0241	-40.14
大潭升壓站	161	1.024	-34.7
大潭三升壓站	161	1.024	-34.7
大潭二升壓站	161	1.024	-34.7
大用戶	161	1.024	-8.8
大潭乙 H	161	1.024	-34.7
大潭丙 H	161	1.024	-34.7
大林丙 H	161	1.024	-8.8
通霄乙 H	161	1.0239	-29.62

表 3.2 情境一電壓最低匯流排

Bus Name	Base kV	Voltage (pu)	Angle (deg)
台嘉 L	69	0.9579	17.52
嘉民北 H	161	0.9584	14.2
嘉民北 P/S_PV	161	0.9584	14.2
大用戶	161	0.9593	15.27
藍城 H	161	0.9664	-19.39
藍城 H_PV	161	0.9664	-19.39
埔里 H	161	0.9672	-19.39
中清 L	69	0.9698	-30.81
中港升壓站	69	0.9698	-30.81
松林 H	161	0.9724	-18.91

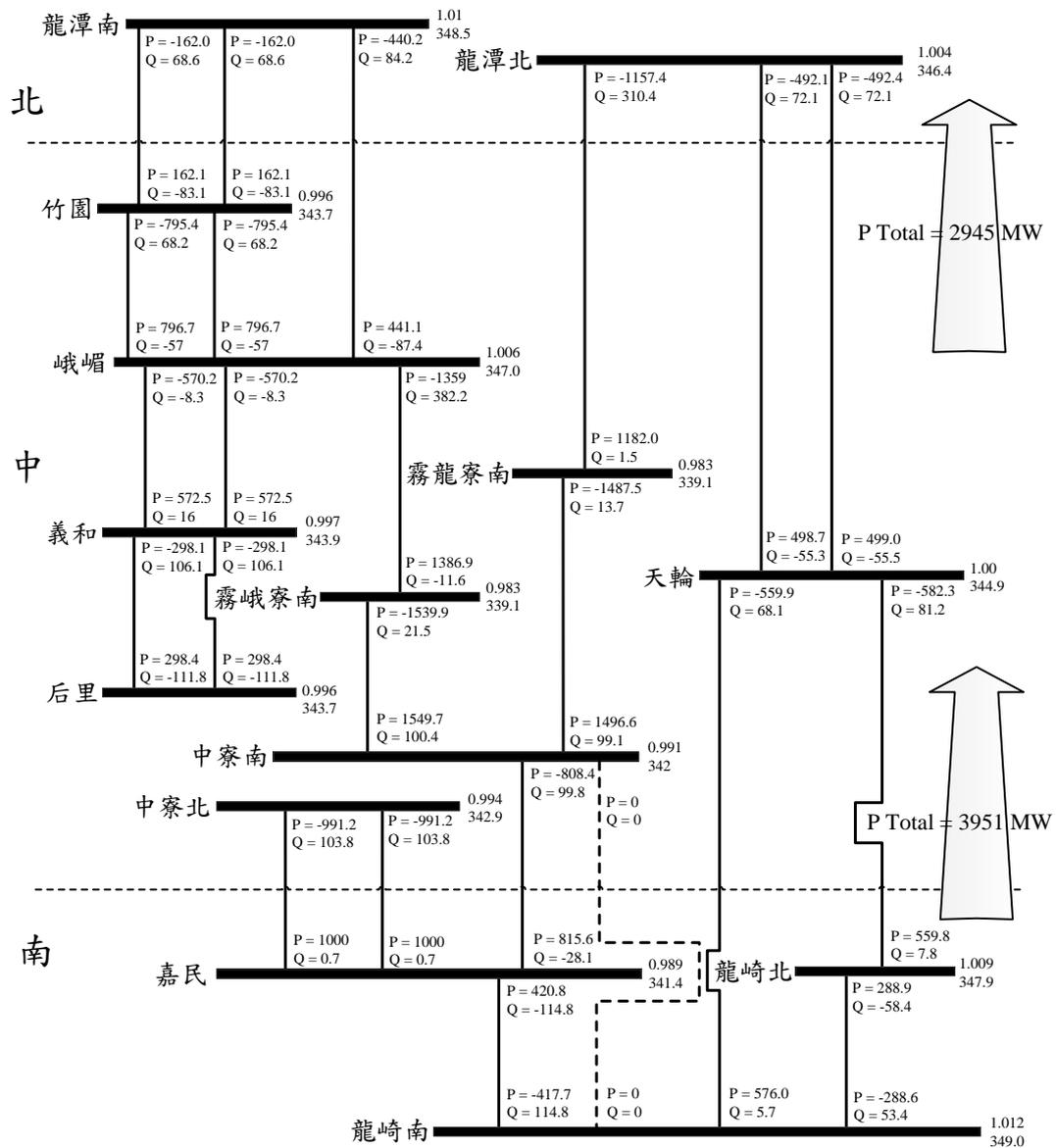


圖 3.1 情境一簡化之 345 kV 輸電線路負載潮流圖

(二) 情境二

此情境為系統尖峰負載狀態下，太陽能光伏發電量為系統總裝置容量之 80% (16 GW)，啟動的發電機組數量最少，且各機組採用發電量上限(見表附.1)。此情境北部發電量為 13,090 MW，中部發電量為 11,557 MW，南部發電量為 14,272

MW，東部發電量為 1,253 MW，總發電量為 40,171 MW。進行負載潮流分析後發現，各匯流排電壓維持在 0.9605 p.u.至 1.0259 p.u.之間，符合臺電公司 0.95 p.u.至 1.03 p.u.之電壓規範，匯流排最高電壓之部分匯流排列於表 3.3 中，匯流排最低電壓之部分匯流排列於表 3.4 中。圖 3.2 為簡化後之 345 kV 線路潮流圖，在加入高佔比之太陽能光伏發電系統後，由負載潮流圖可看出，有 2,783 MW 之電力由南部經由 5 條輸電線路流向中部；亦有 2,347 MW 之電力由中部經由 6 條輸電線路流向北部。在 N-0 正常情況下之 345 kV 輸電線路，沒有任何一條線路出現過載現象，輸電系統仍可正常運轉。

表 3.3 情境二電壓最高匯流排

Bus Name	Base kV	Voltage (pu)	Angle (deg)
龍澗 L	69	1.0226	7.99
東成 H	161	1.02	11.81
東成 H_PV	161	1.02	11.81
鹿野 H	161	1.0196	12.07
鹿野 H_PV	161	1.0196	12.07
豐里 H	161	1.0195	12.11
豐里 H_PV	161	1.0195	12.11
馬蘭 H	161	1.0194	12.1
馬蘭 H_PV	161	1.0194	12.1
知本 H	161	1.0178	11.05

表 3.4 情境二電壓最低匯流排

Bus Name	Base kV	Voltage (pu)	Angle (deg)
台嘉 L	69	0.9605	19.54
中清 L	69	0.9609	-22.35
中港升壓站	69	0.9609	-22.35
嘉民北 H	161	0.9609	16.22
嘉民北 P/S_PV	161	0.9609	16.22
大用戶	161	0.9619	17.29
蘆竹 L	69	0.9626	-36.42
蘆竹 L	69	0.9626	-36.42
銅中 L	69	0.9727	-26.02
大用戶	161	0.9823	-25.53

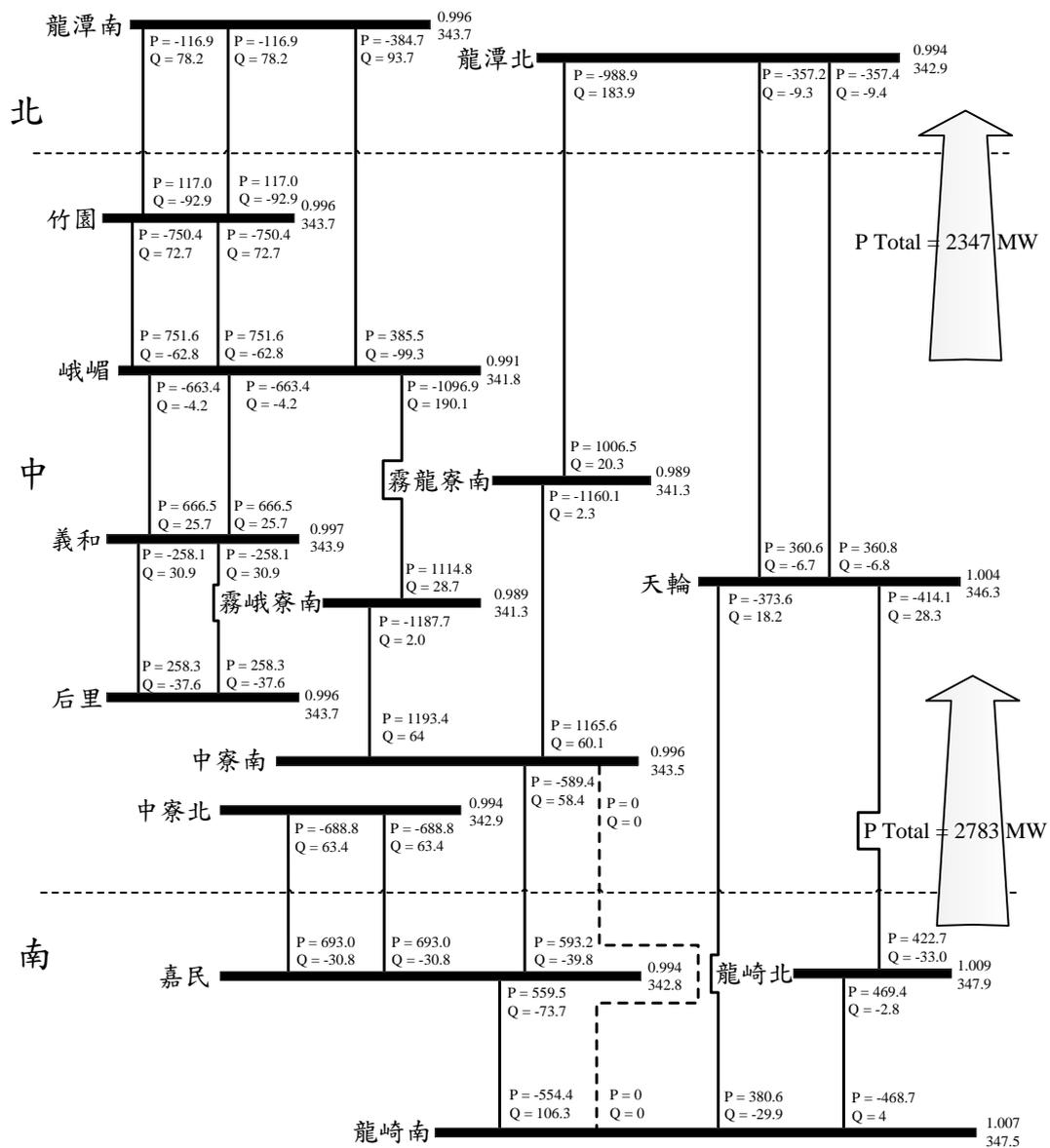


圖 3.2 情境二簡化之 345 kV 輸電線路負載潮流圖

### (三) 情境三

此情境為系統尖峰負載狀態下，太陽能光伏發電量為系統總裝置容量之 40% (8 GW)，啟動的發電機組數量最多，且各機組發電量為發電量上限( $P_g^{\max}$ )之 70% 至 80% (見表附.1)。此情境北部發電量為 12,976 MW，中部發電量為 13,116 MW，南部發電量為 13,365 MW，東部發電量為 651 MW，總

發電量為 40,108 MW。進行負載潮流分析後發現，各匯流排電壓維持在 0.9529 p.u.至 1.0266 p.u.之間，符合臺電公司 0.95 p.u.至 1.03 p.u.之電壓規範，匯流排最高電壓之部分匯流排列於表 3.5 中，匯流排最低電壓之部分匯流排列於表 3.6 中。圖 3.3 為簡化後之 345 kV 線路潮流圖，在加入高佔比之太陽能光伏發電系統後，由負載潮流圖可看出，有 596.9 MW 之電力由南部經由 5 條輸電線路流向中部；亦有 1,783.1 MW 之電力由中部經由 6 條輸電線路流向北部。在 N-0 正常情況下之 345 kV 輸電線路，沒有任何一條線路出現過載現象，輸電系統仍可正常運轉。

表 3.5 情境三電壓最高匯流排

Bus Name	Base kV	Voltage (pu)	Angle (deg)
東成 H	161.0	1.0266	0.58
東成 H_PV	161.0	1.0266	0.58
大用戶	161.0	1.0259	-0.19
玉里 H	161.0	1.0259	-0.19
玉里 H_PV	161.0	1.0259	-0.19
池上 H	161.0	1.0241	0.24
池上 H_PV	161.0	1.0241	0.24
南屏 H	161.0	1.0227	-7.20
南屏 H_PV	161.0	1.0227	-7.20
西屏 H	161.0	1.0227	-7.21

表 3.6 情境三電壓最低匯流排

Bus Name	Base kV	Voltage (pu)	Angle (deg)
陽明 H	161.0	0.9529	-22.22
陽明分歧	161.0	0.9530	-22.22
蘆竹 L	69.0	0.9556	-26.22
蘆竹 L	69.0	0.9556	-26.22
營盤 H	161.0	0.9571	-10.78
營盤 H_PV	161.0	0.9571	-10.78
山佳 H	161.0	0.9571	-10.77
山佳 H_PV	161.0	0.9571	-10.77
頭份 H	161.0	0.9572	-10.73
樹下 H	161.0	0.9574	-10.66

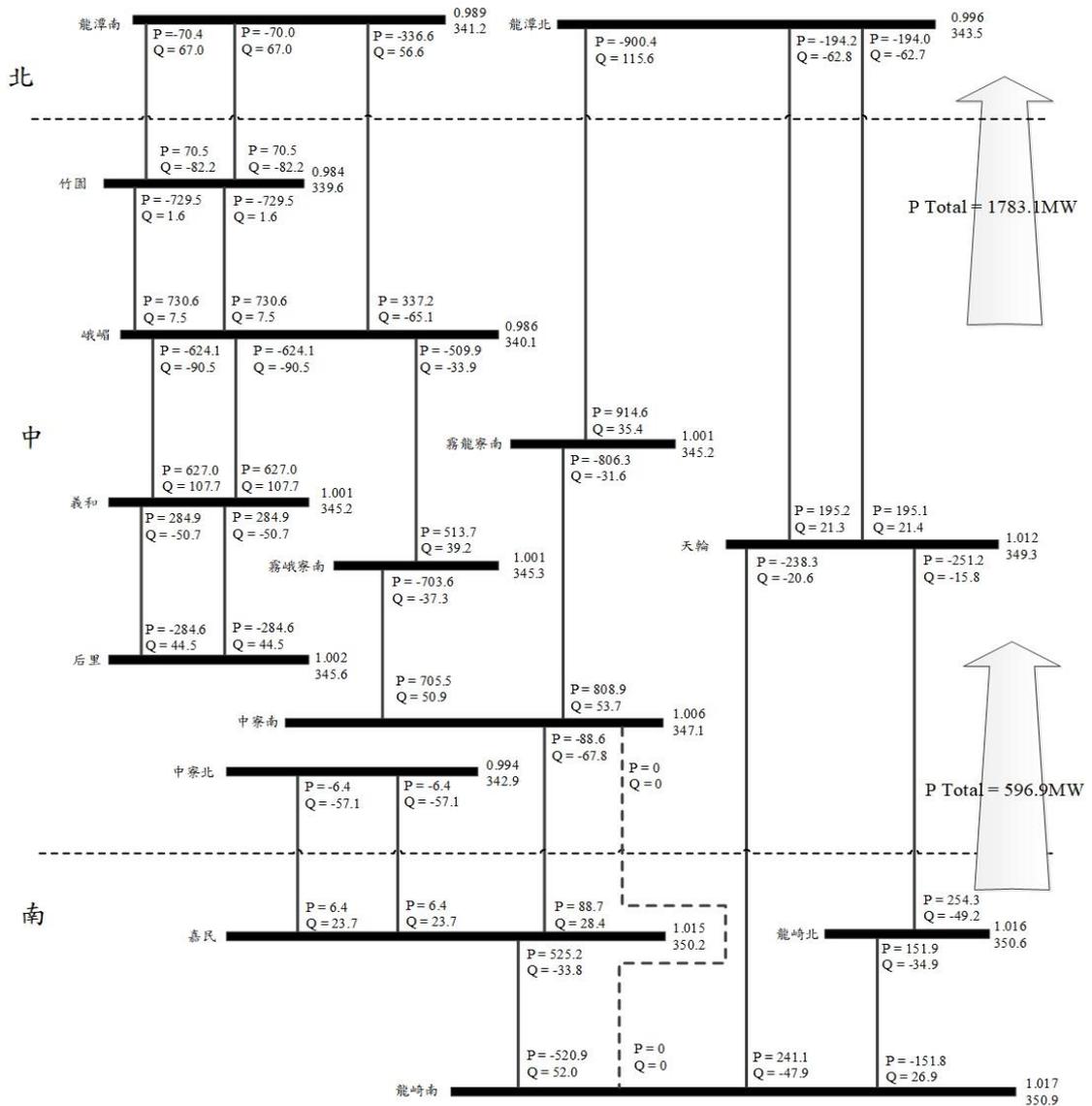


圖 3.3 情境三簡化之 345 kV 輸電線路負載潮流圖

#### (四) 情境四

此情境為系統尖峰負載狀態下，太陽能光伏發電量為系統總裝置容量之 40% (8GW)，啟動的發電機組數量最少，且各機組發電量為發電量上限( $P_g^{\max}$ ) 之 90% 至 100% (見表附.1)。此情境北部發電量為 14,224 MW，中部發電量為 13,350 MW，南部發電量為 11,861 MW，東部發電量為 669

MW，總發電量為 40,125 MW。進行負載潮流分析後發現，各匯流排電壓維持在 0.9616 p.u.至 1.0291 p.u.之間，符合臺電公司 0.95 p.u.至 1.03 p.u.之電壓規範，匯流排最高電壓之部分匯流排列於表 3.7 中，匯流排最低電壓之部分匯流排列於表 3.8 中。圖 3.4 為簡化後之 345 kV 線路潮流圖，在加入高佔比之太陽能光伏發電系統後，由負載潮流圖可看出，有 139.2 MW 之電力由南部經由 5 條輸電線路流向中部；亦有 1,195 MW 之電力由中部經由 6 條輸電線路流向北部。在 N-0 正常情況下之 345 kV 輸電線路，沒有任何一條線路出現過載現象，輸電系統仍可正常運轉。

表 3.7 情境四電壓最高匯流排

Bus Name	Base kV	Voltage (pu)	Angle (deg)
福海離岸	161.0	1.0291	4.53
王功升壓站	161.0	1.0291	4.53
漢寶 H	161.0	1.0291	4.53
大用戶	161.0	1.0291	4.53
漢堡 H_PV	161.0	1.0291	4.53
草港寶分	161.0	1.0266	5.81
草港福分	161.0	1.0264	5.76
草港 H	161.0	1.0263	5.79
草港 H_PV	161.0	1.0263	5.79
星元 H	161.0	1.0263	6.09

表 3.8 情境四電壓最低匯流排

Bus Name	Base kV	Voltage (pu)	Angle (deg)
蘆竹 L	69.0	0.9616	-28.99
蘆竹 L	69.0	0.9616	-28.99
中清 L	69.0	0.9696	-17.07
中港升壓站	69.0	0.9696	-17.07
勝安 H	161.0	0.9764	-3.15
勝安 H_PV	161.0	0.9764	-3.15
花蓮 H	161.0	0.9767	-3.16
澎湖 L	69.0	0.9773	0.46
尖山湖西 L	69.0	0.9773	0.46
澎湖 H	161.0	0.9776	4.65

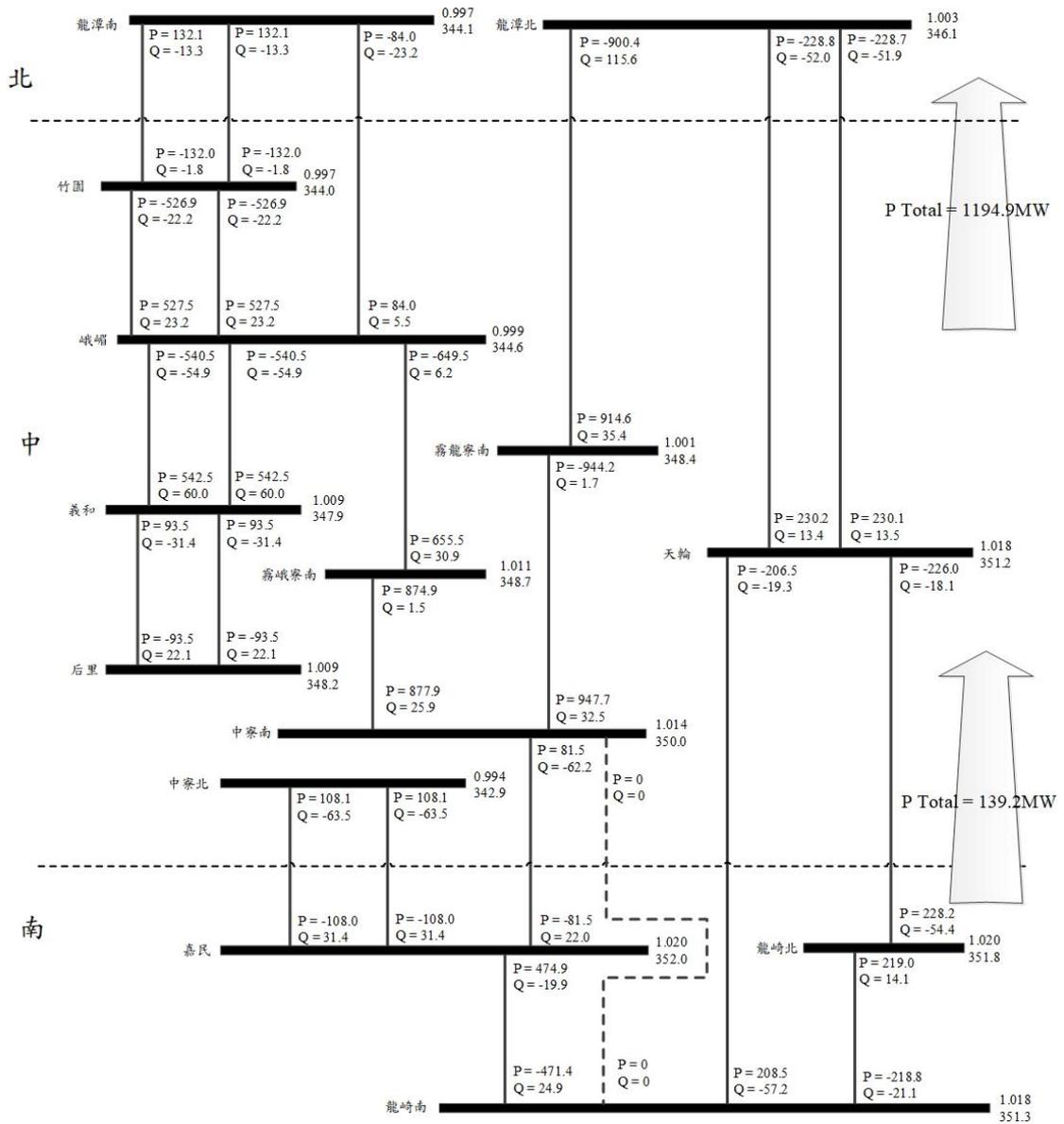


圖 3.4 情境四簡化之 345 kV 輸電線路負載潮流圖

### (五) 情境五

此情境為系統離峰負載狀態下，太陽能光伏發電量為系統總裝置容量之 60% (12 GW)，啟動的發電機組數量最多，且各機組採用發電量下限(見表附.2)。此情境北部發電量為 6,659 MW，中部發電量為 3,530 MW，南部發電量為 1,016 MW，東部發電量為 867 MW，總發電量為 21,218 MW。進行

負載潮流分析後發現，各匯流排電壓維持在 0.9544 p.u.至 1.0217 p.u.之間，符合臺電公司 0.95 p.u.至 1.03 p.u.之電壓規範，匯流排最高電壓之部分匯流排列於表 3.9 中，匯流排最低電壓之部分匯流排列於表 3.10 中。圖 3.5 為簡化後之 345 kV 線路潮流圖，在加入高佔比之太陽能光伏發電系統後，由負載潮流圖可看出，有 3,570 MW 之電力由南部經由 5 條輸電線路流向中部；亦有 1,628 MW 之電力由中部經由 6 條輸電線路流向北部。在 N-0 正常情況下之 345 kV 輸電線路，沒有任何一條線路出現過載現象，輸電系統仍可正常運轉。

表 3.9 情境五電壓最高匯流排

Bus Name	Base kV	Voltage (pu)	Angle (deg)
宋屋 H	161	1.0217	-31.67
大用戶	161	1.0216	-31.67
忠福 H	161	1.0213	-31.66
馬公 L	69	1.0211	12.65
興國 H	161	1.0211	-31.64
興國 H_PV	161	1.0211	-31.64
澎湖 L	69	1.02	12.66
尖山湖西 L	69	1.02	12.66
中大 H	161	1.0197	-31.59
澎湖 H	161	1.0195	14.63

表 3.10 情境五電壓最低匯流排

Bus Name	Base kV	Voltage (pu)	Angle (deg)
彰林 H	161	0.9544	-14.32
蘆竹 L	69	0.9573	-35.13
蘆竹 L	69	0.9573	-35.13
昌平 H	161	0.9578	-24.55
竹嶺 H	161	0.9579	-6.19
大城 H	161	0.9579	-13.92
大城 H_PV	161	0.9579	-13.92
彰離一期	161	0.958	-13.92
北嶺 H	161	0.9582	-6.19
竹嶺 H_PV	161	0.9582	-6.19

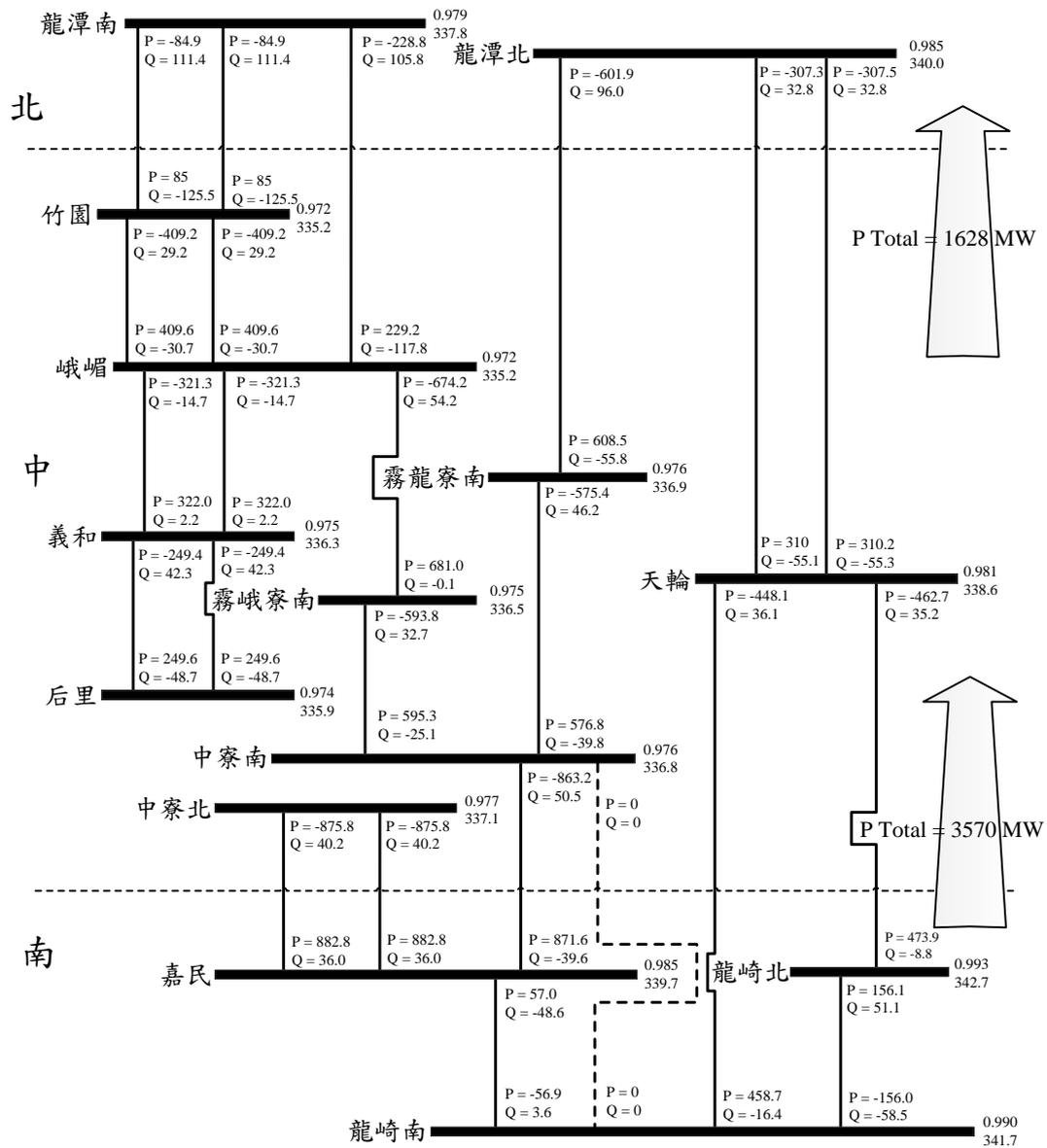


圖 3.5 情境五簡化之 345 kV 輸電線路負載潮流圖

(六) 情境六

此情境為系統離峰負載狀態下，太陽能光伏發電量為系統總裝置容量之 60% (12 GW)，啟動的發電機組數量最少，且各機組採用發電量上限(見表附.2)。此情境北部發電量為 6,010 MW，中部發電量為 3,498 MW，南部發電量為 11,052

MW，東部發電量為 867 MW，總發電量為 21,427 MW。進行負載潮流分析後發現，各匯流排電壓維持在 0.9587 p.u.至 1.0299 p.u.之間，符合臺電公司 0.95 p.u.至 1.03 p.u.之電壓規範，匯流排最高電壓之部分匯流排列於表 3.11 中，匯流排最低電壓之部分匯流排列於表 3.12 中。圖 3.6 為簡化後之 345 kV 線路潮流圖，在加入高佔比之太陽能光伏發電系統後，由負載潮流圖可看出，有 4249 MW 之電力由南部經由 5 條輸電線路流向中部；亦有 2,258 MW 之電力由中部經由 6 條輸電線路流向北部。在 N-0 正常情況下之 345 kV 輸電線路，沒有任何一條線路出現過載現象，輸電系統仍可正常運轉。

表 3.11 情境六電壓最高匯流排

Bus Name	Base kV	Voltage (pu)	Angle (deg)
宋屋 H	161	1.0299	-27.88
大用戶	161	1.0299	-27.88
忠福 H	161	1.0296	-27.87
興國 H	161	1.0294	-27.85
興國 H_PV	161	1.0294	-27.85
中大 H	161	1.0279	-27.8
大潭升壓站	161	1.0265	-27.65
大潭三升壓站	161	1.0265	-27.65
大潭二升壓站	161	1.0265	-27.65
大潭乙 H	161	1.0265	-27.65

表 3.12 情境六電壓最低匯流排

Bus Name	Base kV	Voltage (pu)	Angle (deg)
竹嶺 H	161	0.9587	-5.64
北嶺 H	161	0.9591	-5.64
竹嶺 H_PV	161	0.9591	-5.64
岡工 H	161	0.9592	-5.65
岡工 H_PV	161	0.9592	-5.65
大用戶	161	0.9592	-5.65
岡資 G	161	0.9592	-5.65
彰林 H	161	0.9594	-13.89
大用戶	161	0.9596	-5.65
路北 H	161	0.9597	-5.65

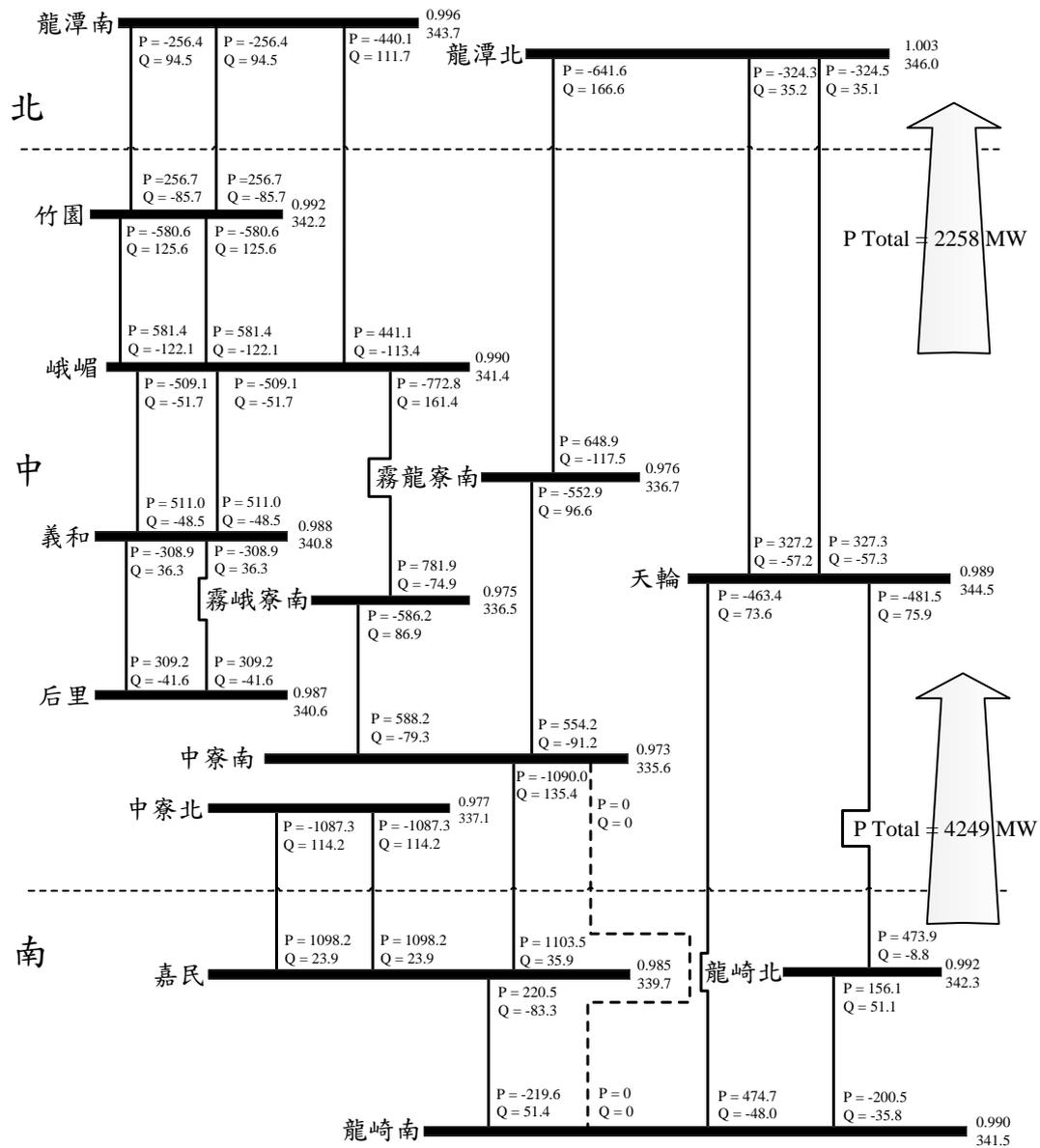


圖 3.6 情境六簡化之 345 kV 輸電線路負載潮流圖

(七) 情境七

此情境為系統離峰負載狀態下，太陽能光伏發電量為系統總裝置容量之 30% (6 GW)，啟動的發電機組數量最多，且各機組發電量為發電量上限( $P_g^{\max}$ )之 50% 至 60% (見表附.2)。此情境北部發電量為 9,304 MW，中部發電量為 4,778 MW，

南部發電量為 6,822 MW，東部發電量為 479 MW，總發電量為 21,383 MW。進行負載潮流分析後發現，各匯流排電壓維持在 0.9519 p.u.至 1.0268 p.u.之間，符合臺電公司 0.95 p.u.至 1.03 p.u.之電壓規範，匯流排最高電壓之部分匯流排列於表 3.13 中，匯流排最低電壓之部分匯流排列於表 3.14 中。圖 3.7 為簡化後之 345 kV 線路潮流圖，在加入高佔比之太陽能光伏發電系統後，由負載潮流圖可看出，有 479.7 MW 之電力由南部經由 5 條輸電線路流向中部；亦有 1,035.3 MW 之電力由北部經由 6 條輸電線路流向中部。在 N-0 正常情況下之 345 kV 輸電線路，沒有任何一條線路出現過載現象，輸電系統仍可正常運轉。

表 3.13 情境七電壓最高匯流排

Bus Name	Base kV	Voltage (pu)	Angle (deg)
糠榔 H	161.0	1.0268	-4.46
糠榔 H_PV	161.0	1.0268	-4.46
太鐵 H	161.0	1.0264	-4.50
太鐵 H_PV	161.0	1.0264	-4.50
大用戶	161.0	1.0262	-5.18
華卡分歧	161.0	1.0261	-5.10
北回 H	161.0	1.0257	-4.52
北回 H_PV	161.0	1.0257	-4.52
仁愛 H	161.0	1.0245	-4.51
仁愛 H_PV	161.0	1.0245	-4.51

表 3.14 情境七電壓最低匯流排

Bus Name	Base kV	Voltage (pu)	Angle (deg)
蘆竹 L	69.0	0.9519	-2.35
蘆竹 L	69.0	0.9519	-2.35
大用戶	161.0	0.9553	-2.94
大用戶	161.0	0.9553	-2.93
大用戶	161.0	0.9553	-2.94
大用戶	161.0	0.9554	-2.94
龍松 H	161.0	0.9554	-2.92
龍松 H_PV	161.0	0.9554	-2.92
大用戶	161.0	0.9554	-2.94
大用戶	161.0	0.9554	-2.94

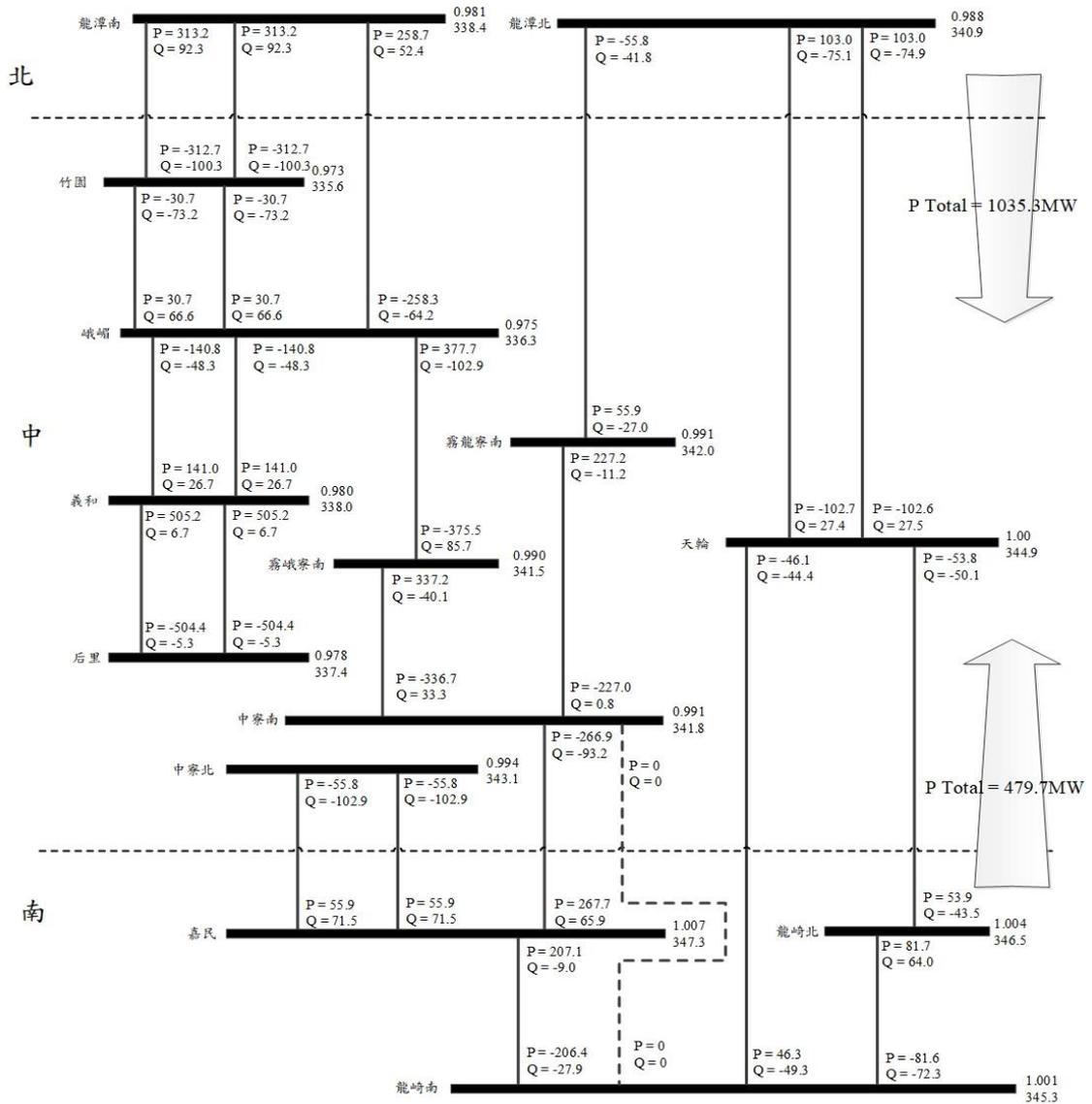


圖 3.7 情境七簡化之 345 kV 輸電線路負載潮流圖

(八) 情境八

此情境為系統尖峰負載狀態下，太陽能光伏發電量為系統總裝置容量之 30% (6GW)，啟動的發電機組數量最少，且各機組發電量為發電量上限( $P_g^{\max}$ )之 60%至 70% (見表附.2)。此情境北部發電量為 9,393 MW，中部發電量為 4,383 MW，南部發電量為 7,171 MW，東部發電量為 479 MW，總發電量

為 21,427 MW。進行負載潮流分析後發現，各匯流排電壓維持在 0.9562 p.u.至 1.0221 p.u.之間，符合臺電公司 0.95 p.u.至 1.03 p.u.之電壓規範，匯流排最高電壓之部分匯流排列於表 3.15 中，匯流排最低電壓之部分匯流排列於表 3.16 中。圖 3.8 為簡化後之 345 kV 線路潮流圖，在加入高佔比之太陽能光伏發電系統後，由負載潮流圖可看出，有 933.3 MW 之電力由南部經由 5 條輸電線路流向中部；亦有 1,097.8 MW 之電力由北部經由 6 條輸電線路流向中部。在 N-0 正常情況下之 345 kV 輸電線路，沒有任何一條線路出現過載現象，輸電系統仍可正常運轉。

表 3.15 情境八電壓最高匯流排

Bus Name	Base kV	Voltage (pu)	Angle (deg)
豐里 H	161.0	1.0221	1.48
豐里 H_PV	161.0	1.0221	1.48
馬蘭 H	161.0	1.0220	1.47
馬蘭 H_PV	161.0	1.0220	1.47
台東 H	161.0	1.0203	1.37
知本 H	161.0	1.0202	1.06
知本 H_PV	161.0	1.0202	1.06
知本 B2	161.0	1.0202	1.04
知本 B1	161.0	1.0202	1.04
府城 H	161.0	1.0173	-7.61

表 3.16 情境八電壓最低匯流排

Bus Name	Base kV	Voltage (pu)	Angle (deg)
龍潭南 5% 電抗	161.0	0.9562	5.20
龍潭南 5% 電抗	161.0	0.9590	5.20
龍潭北 5% 電抗	161.0	0.9597	-6.94
蘆竹 L	69.0	0.9612	0.14
蘆竹 L	69.0	0.9612	0.14
頂湖西 H	161.0	0.9617	-0.48
樂善 H	161.0	0.9619	-0.51
樂善 H_PV	161.0	0.9619	-0.51
大用戶	161.0	0.9619	-0.51
大用戶	161.0	0.9619	-0.51

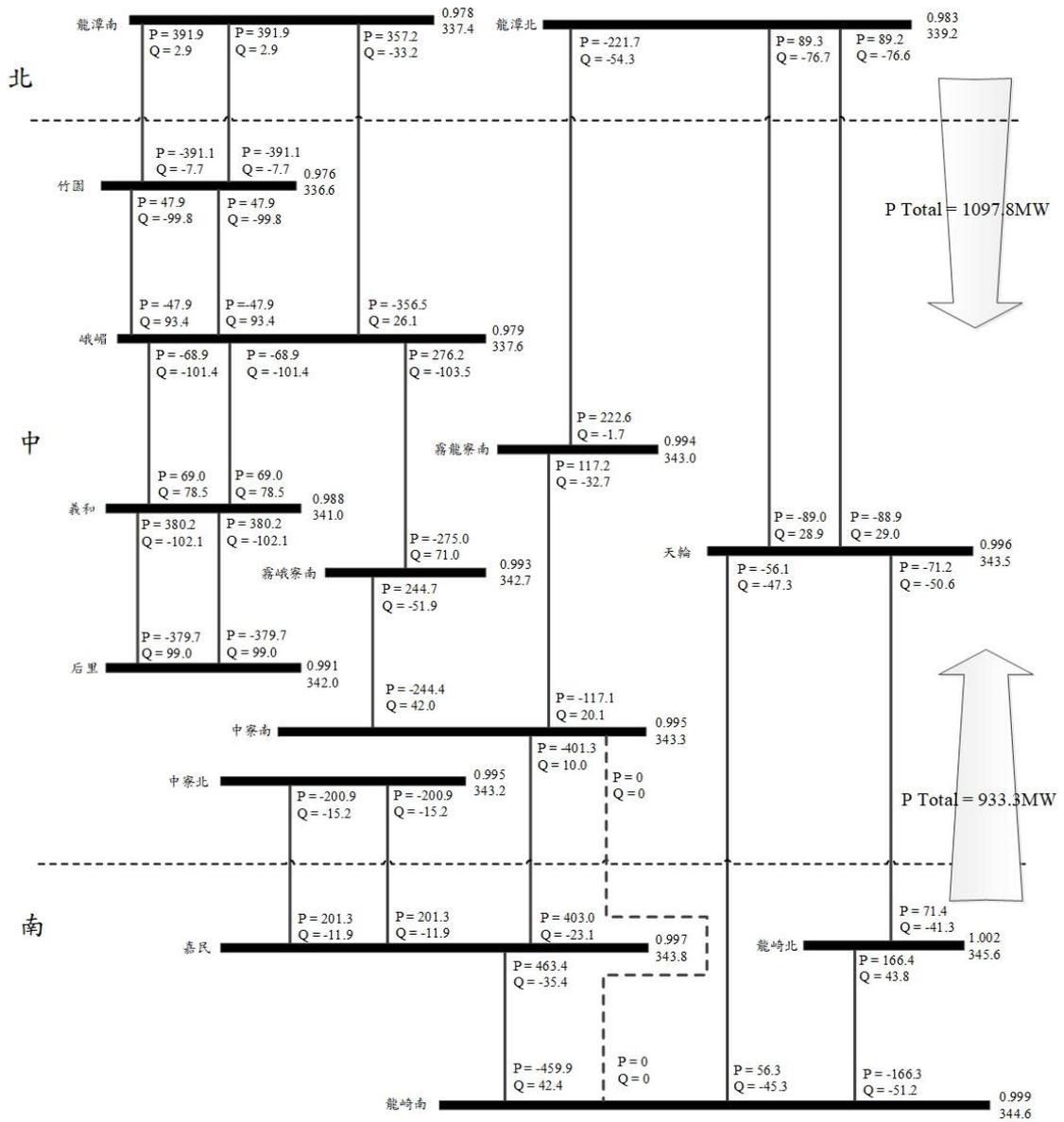


圖 3.8 情境八簡化之 345 kV 輸電線路負載潮流圖

## (九) 小結

根據前述電力潮流分析模擬結果可得知：本計畫以不同運轉調度方式所假設之八種情境，其穩態潮流分析系統電壓皆符合台電規範，而因應高佔比再生能源併網，加裝之太陽能光伏發電系統集中在中部和南部，導致電力南電北送的狀況越明顯。雖然本計畫之模擬皆無過載的案例發生，但仍建議台電應及早作加強電網規劃如增加輸電線路回路數，改接線路、增加主變、更換耐熱導體等措施。

## 二、不同運轉情境與發電機跳脫量之暫態穩定度分析

在上述八種負載潮流情境之下，模擬當台電系統發電機組跳脫 1GW、2GW、3GW 與 4GW 事故之暫態響應，以了解其對系統頻率之影響。

### (一) 情境一

#### 1. 情境 1A:跳脫 1GW 發電量

此事例為系統尖峰負載運轉狀態下，啟動的發電機組數量最多，且各機組採用發電量下限，於 1 秒時，將林口新#1、中火#1 及中火#2，共 3 部發電機跳脫，跳脫的發電量為 1.01 GW。此時發電機慣量常數乘以發電機容量之總和由 231,252 降為 222,100，系統備轉容量由未跳脫時的 17,828 MW 降為 17,041 MW。圖 3.9 為其系統頻率響應曲線圖，系統最低頻率為 59.84 Hz。

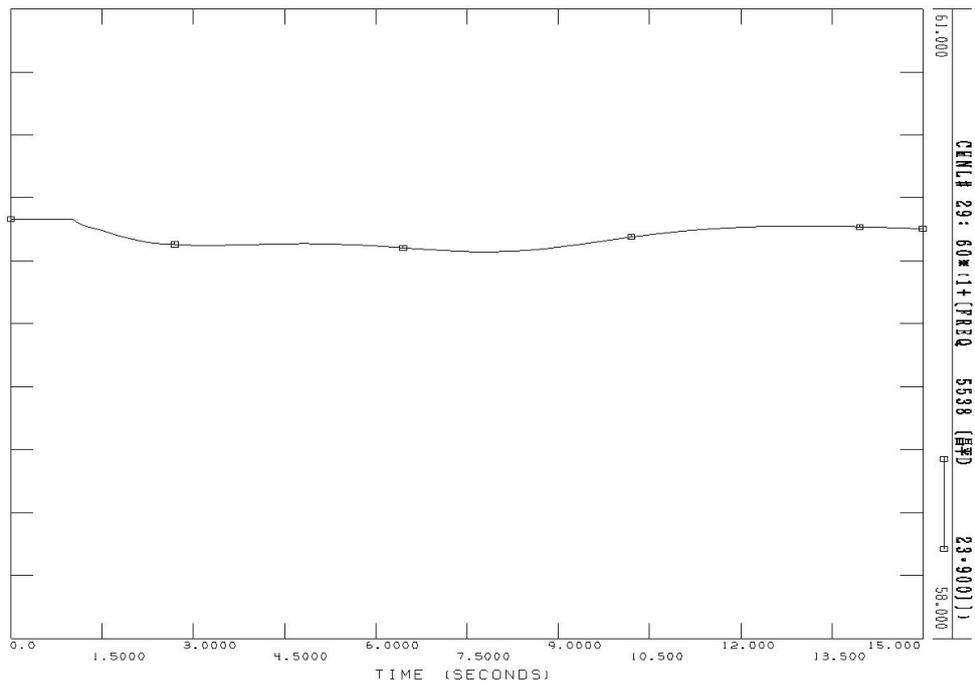


圖 3.9 事例 1A 之系統頻率響應

## 2. 情境 1B:跳脫 2GW 發電量

此事例為系統尖峰負載運轉狀態下，啟動的發電機組數量最多，且各機組採用發電量下限，於 1 秒時，將林口新 #1、中火#1、中火#2、台中新 G1 機組(共三台)及興達新 G1 機組(共三台)，共 9 部發電機跳脫，跳脫的發電量為 2 GW。此時發電機慣量常數乘以發電機容量之總和由 231,252 降為 209,452，系統備轉容量由未跳脫時的 17,828 MW 降為 15,975 MW。圖 3.10 為其系統頻率響應曲線圖，系統最低頻率為 59.65 Hz。

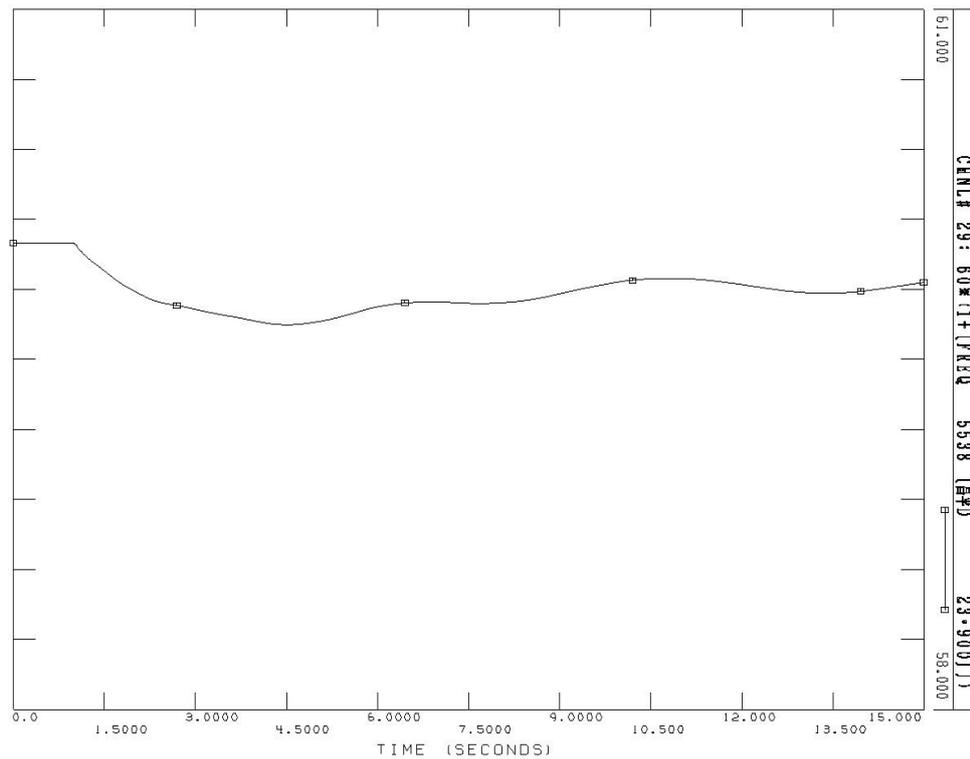


圖 3.10 事例 1B 之系統頻率響應

### 3. 情境 1C:跳脫 3GW 發電量

此事例為系統尖峰負載運轉狀態下，啟動的發電機組數量最多，且各機組採用發電量下限，於 1 秒時，將林口新 #1、中火#1、中火#2、台中新 G1 機組(共三台)、興達新 G1 機組(共三台)、大潭#1 機組(共四台)及通霄新 G1 機組(共三台)，共 16 部發電機跳脫，跳脫的發電量為 2.96 GW。此時發電機慣量常數乘以發電機容量之總和由 231,252 降為 197412，系統備轉容量由未跳脫時的 17,828 MW 降為 15,333 MW。圖 3.11 為其系統頻率響應曲線圖，系統最低頻率為 59.47 Hz。

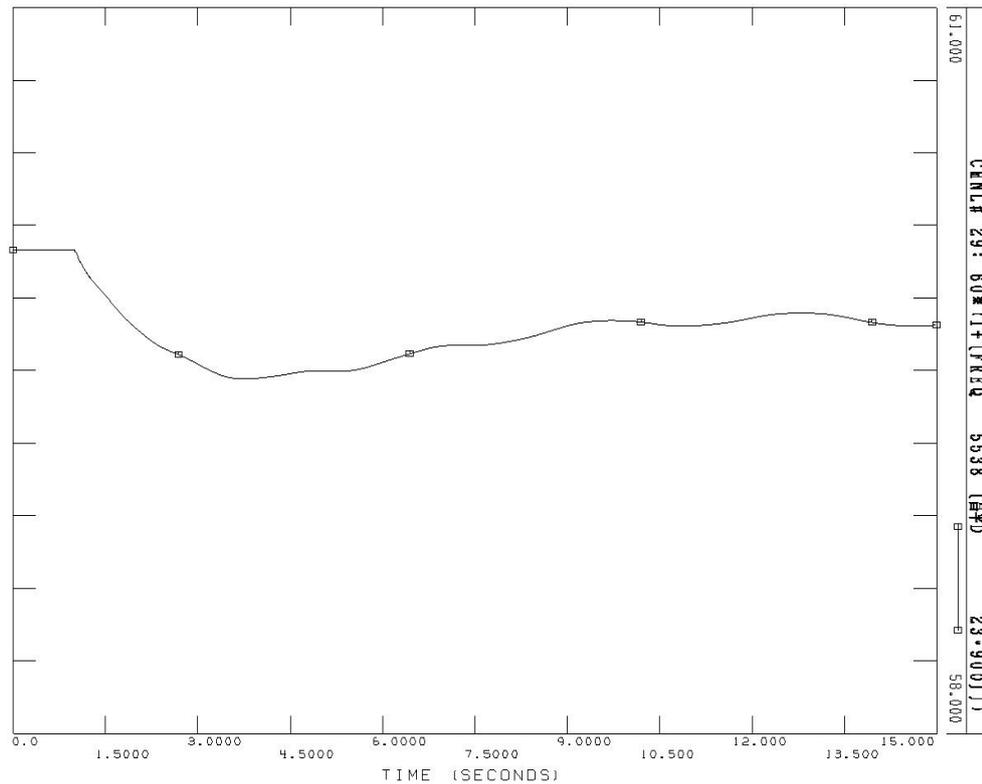


圖 3.11 事例 1C 之系統頻率響應

#### 4. 情境 1D:跳脫 4GW 發電量

此事例為系統尖峰負載運轉狀態下，啟動的發電機組數量最多，且各機組採用發電量下限於 1 秒時，將林口新#1、中火#1~中火#3、台中新 G1 機組(共三台)、興達新 G1 機組(共三台)、大潭#1 機組(共四台)、通霄新 G1 機組(共三台)、大潭#5 機組(共三台)、通霄 G6 機組(共三台)及南火 G1 機組(共三台)，共 26 部發電機跳脫，跳脫的發電量為 3.96 GW。此時發電機慣量常數乘以發電機容量之總和由 231,252 降為 188,033，系統備轉容量由未跳脫時的 17,828 MW 降為 14,504 MW。圖 3.12 為其系統頻率響應曲線圖，系統最低頻率為 59.22 Hz。

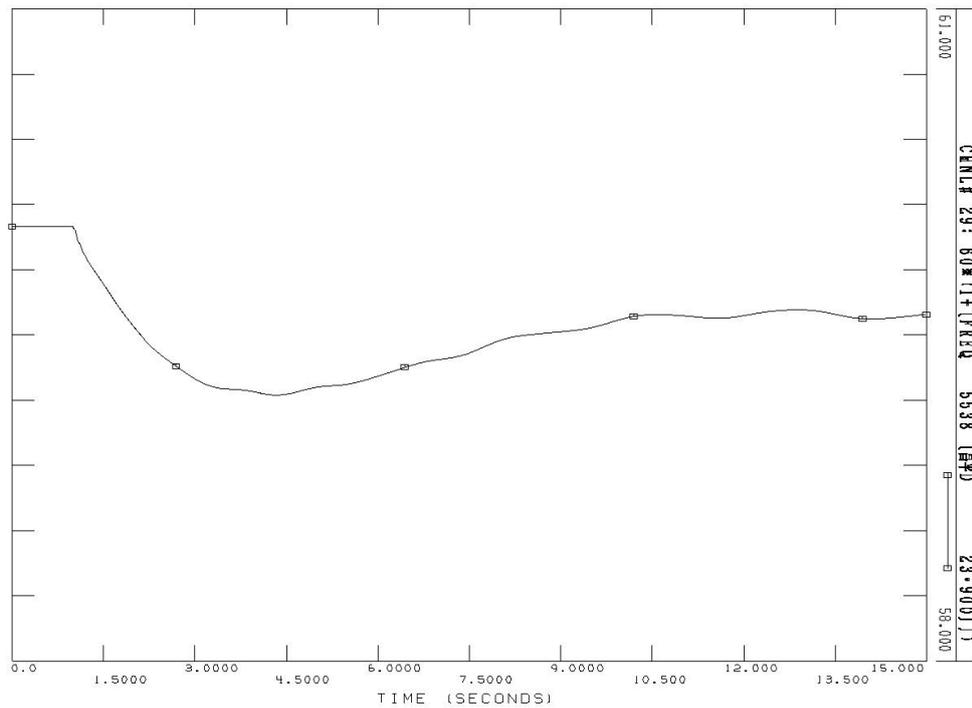


圖 3.12 事例 1D 之系統頻率響應

## (二) 情境二

### 1. 情境 2A:跳脫 1GW 發電量

此事例為，系統尖峰負載運轉狀態下，啟動的發電機組數量最少，且各機組採用發電量上限，於 1 秒時，將中火 #1 及中火 #2，共 2 部發電機跳脫，跳脫的發電量為 1.05 GW。此時發電機慣量常數乘以發電機容量之總和由 155,164 降至 150,750，系統備轉容量維持 5,003 MW。圖 3.13 為其系統頻率響應曲線圖，系統最低頻率為 59.67 Hz。

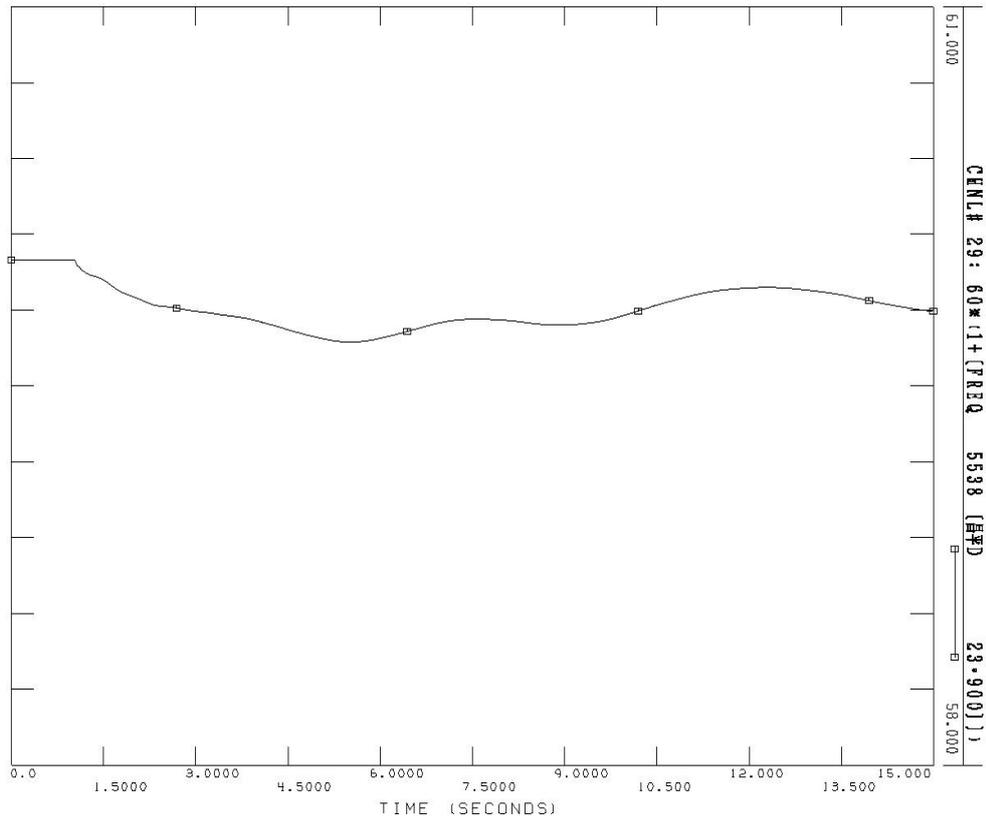


圖 3.13 事例 2A 之系統頻率響應

## 2. 情境 2B:跳脫 2GW 發電量

此事例為，系統尖峰負載運轉狀態下，啟動的發電機組數量最少，且各機組採用發電量上限，於 1 秒時，將中火 #1、中火 #2、大潭 #5 機組(共四台)及南火 G4，共 6 部發電機跳脫，跳脫的發電量為 2.03 GW。此時發電機慣量常數乘以發電機容量之總和由 155,164 降至 144,821，系統備轉容量維持 5,003 MW。圖 3.14 為其系統頻率響應曲線圖，系統最低頻率為 59.33 Hz。

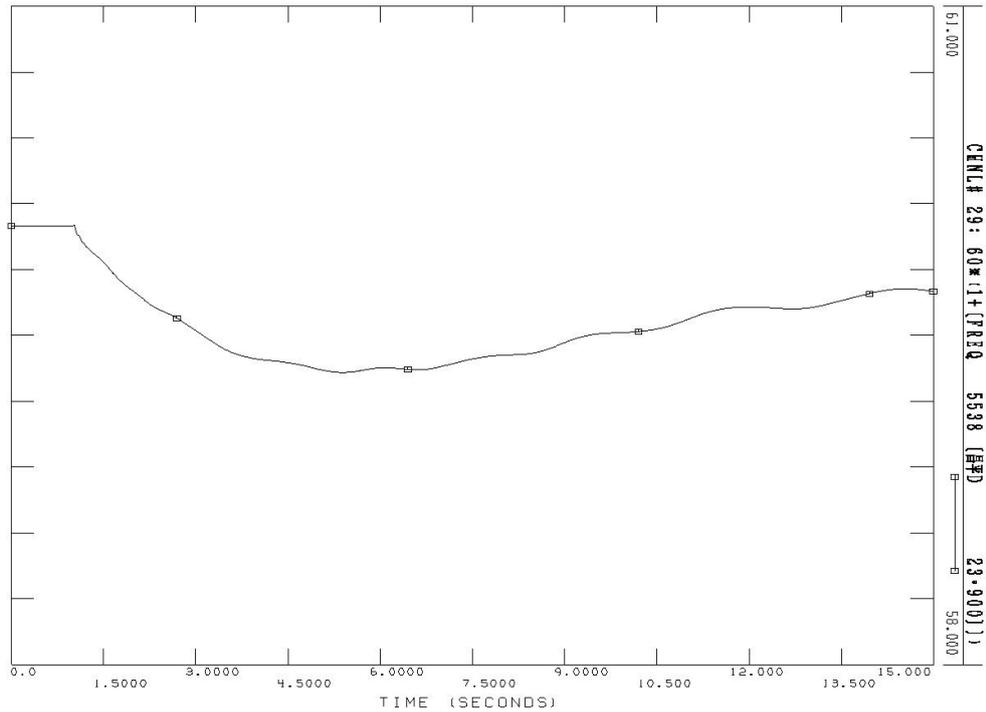


圖 3.14 事例 2B 之系統頻率響應

### 3. 情境 2C:跳脫 3GW 發電量

此事例為，系統尖峰負載運轉狀態下，啟動的發電機組數量最少，且各機組採用發電量上限，於 1 秒時，將中火 #1~中火 #3、大潭 #5 機組(共四台)、大潭 #7 機組(共二台)及南火 G4，共 9 部發電機跳脫，跳脫的發電量為 3.08 GW。此時發電機慣量常數乘以發電機容量之總和由 155,164 降至 138,537，系統備轉容量維持 5,003 MW。圖 3.15 為其系統頻率響應曲線圖，系統最低頻率為 58.62 Hz。

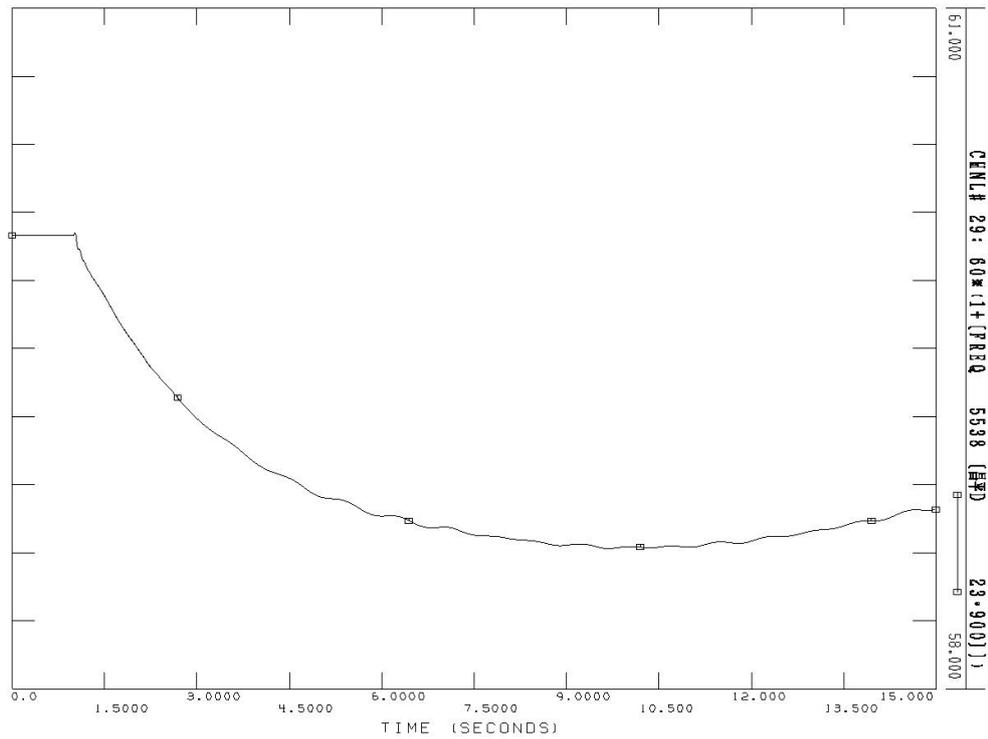


圖 3.15 事例 2C 之系統頻率響應

#### 4. 情境 2D:跳脫 4GW 發電量

此事例為於 1 秒時，將中火#1~中火#3、大潭#5 機組(共四台)、大潭#7 機組(共二台)、通霄新 G1 機組(共三台)及南火 G4，共 12 部發電機跳脫，跳脫的發電量為 3.96 GW。此時發電機慣量常數乘以發電機容量之總和由 155,164 降至 132,564，系統備轉容量維持 5,003 MW W。圖 5.16 為其系統頻率響應曲線圖，系統最低頻率為 57.3 Hz。

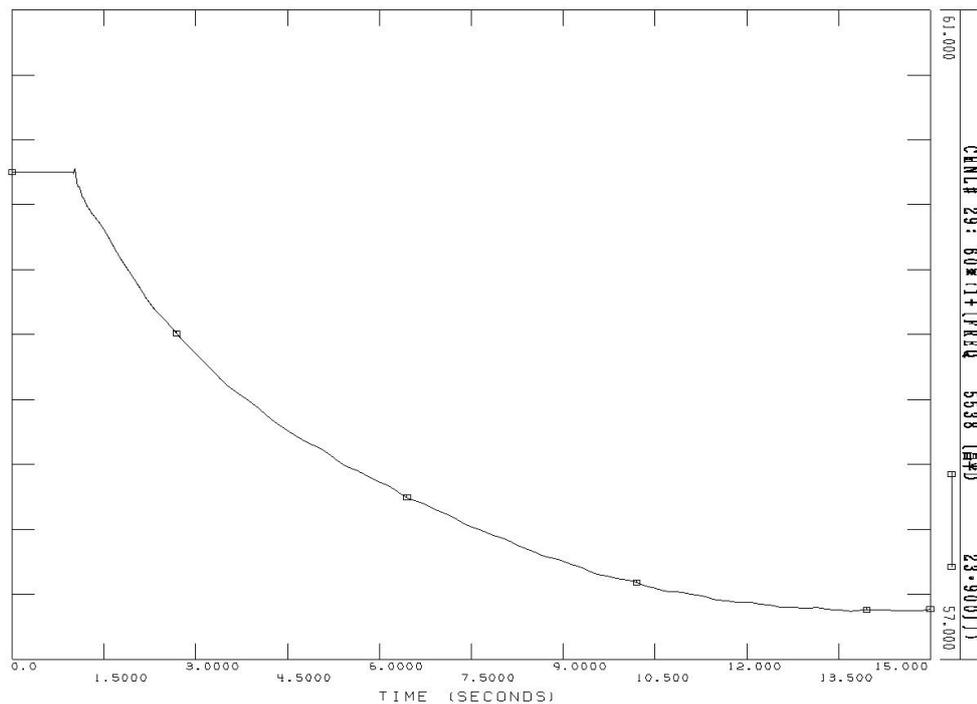


圖 3.16 事例 2D 之系統頻率響應

### (三) 情境三

#### 1. 情境 3A:跳脫 1GW 發電量

此事例為系統尖峰負載狀態下，太陽光電發電量 40%，啟動的發電機組數量最多，且各機組發電量為發電量上限( $P_g^{\max}$ ) 之 70%至 80%，於 1 秒時，將林口新#1、中火 #1 及德基 G1 機組，共 3 部發電機跳脫，跳脫的發電量為 1.008 GW。此時發電機慣量常數乘以發電機容量之總和由 238,739 降至 231,392，系統備轉容量由未跳脫時的 11,208 MW 降為 10,872 MW。圖 3.17 為其系統頻率響應曲線圖，系統最低頻率為 59.84 Hz。

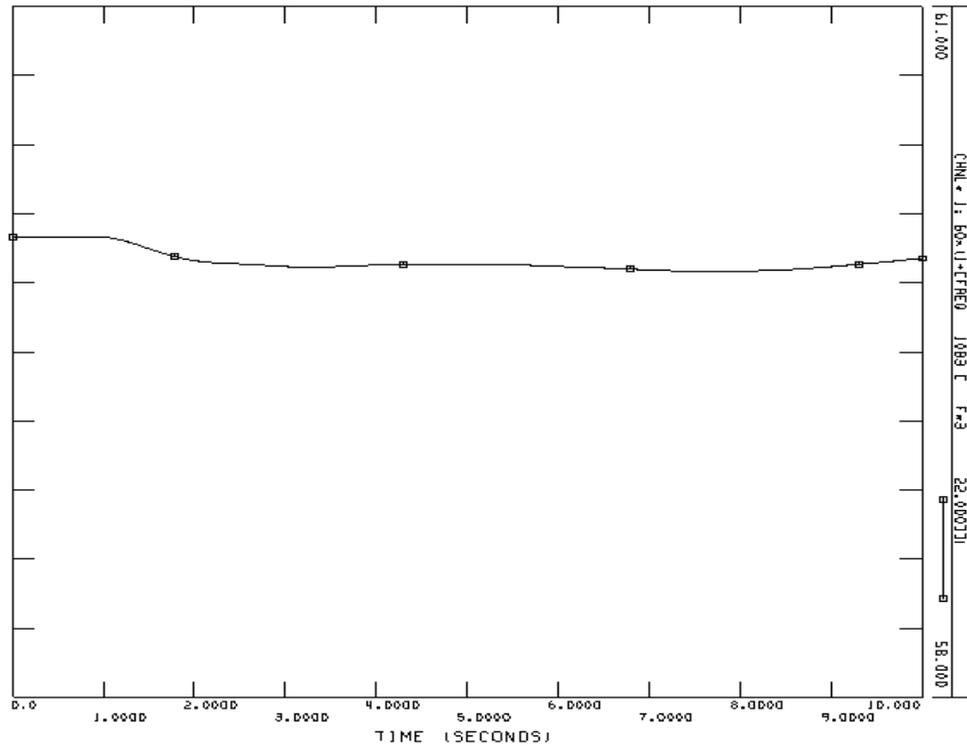


圖 3.17 事例 3A 之系統頻率響應

## 2. 情境 3B:跳脫 2GW 發電量

此事例為系統尖峰負載狀態下，太陽光電發電量 40%，啟動的發電機組數量最多，且各機組發電量為發電量上限( $P_g^{\max}$ ) 之 70% 至 80%，於 1 秒時，將林口新#1、中火#1、中火#2、明澤#1、新天輪 G5 及興達#4 機組，共 6 部發電機跳脫，跳脫的發電量為 2 GW。此時發電機慣量常數乘以發電機容量之總和由 238,738 降至 225,889，系統備轉容量由未跳脫時的 11,208 MW 降為 10,541 MW。圖 3.18 為其系統頻率響應曲線圖，系統最低頻率為 59.65 Hz。



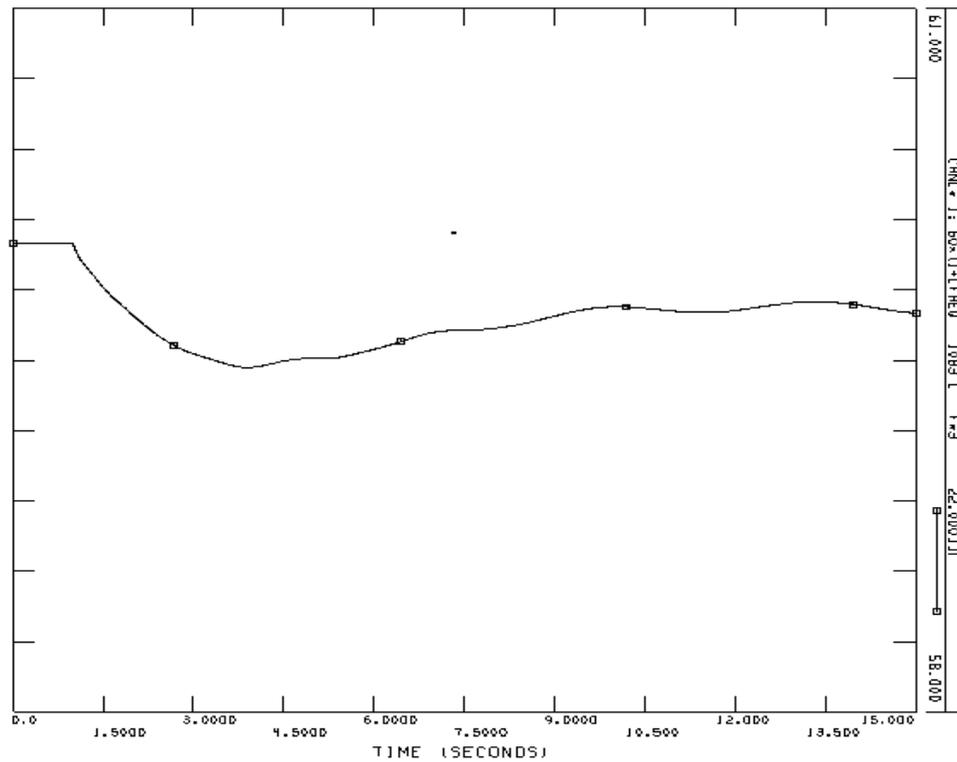


圖 3.19 事例 3C 之系統頻率響應

#### 4. 情境 3D:跳脫 4GW 發電量

此事例為系統尖峰負載狀態下，太陽光電發電量 40%，啟動的發電機組數量最多，且各機組發電量為發電量上限( $P_g^{\max}$ ) 之 70% 至 80%，於 1 秒時，將林口新#1、大潭#10 機組(共三部)、中火#1、中火#2、通霄新 G5 機組(共三台)、明潭#1、明潭#2、大觀一#4、大觀一#5、士林 G1、士林 G2、興達#4、大林新#2，共 17 部發電機跳脫，跳脫的發電量為 4.003 GW。此時發電機慣量常數乘以發電機容量之總和由 278,789 降至 207,757，系統備轉容量由未跳脫時的 11,208 MW 降為 9,874 MW。圖 3.20 為其系統頻率響應曲線圖，系統最低頻率為 59.27 Hz。

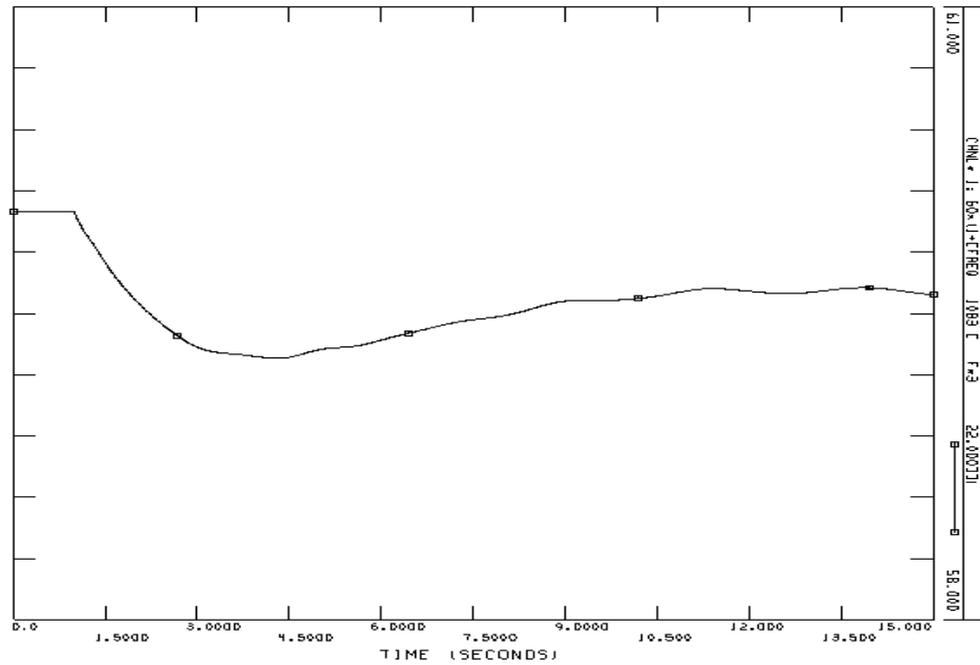


圖 3.20 事例 3D 之系統頻率響應

#### (四) 情境四

##### 1. 情境 4A:跳脫 1GW 發電量

此事例為系統尖峰負載狀態下，太陽光電發電量 40%，啟動的發電機組數量最少，且各機組發電量為發電量上限( $P_g^{\max}$ )之 90%至 100%，於 1 秒時，將深澳新#1 及中火 #1 機組，共 2 部發電機跳脫，跳脫的發電量為 1.012 GW。此時發電機慣量常數乘以發電機容量之總和由 207,641 降至 202,408，系統備轉容量由未跳脫時的 5,533 MW 降為 5,457 MW。圖 3.21 為其系統頻率響應曲線圖，系統最低頻率為 59.79 Hz。

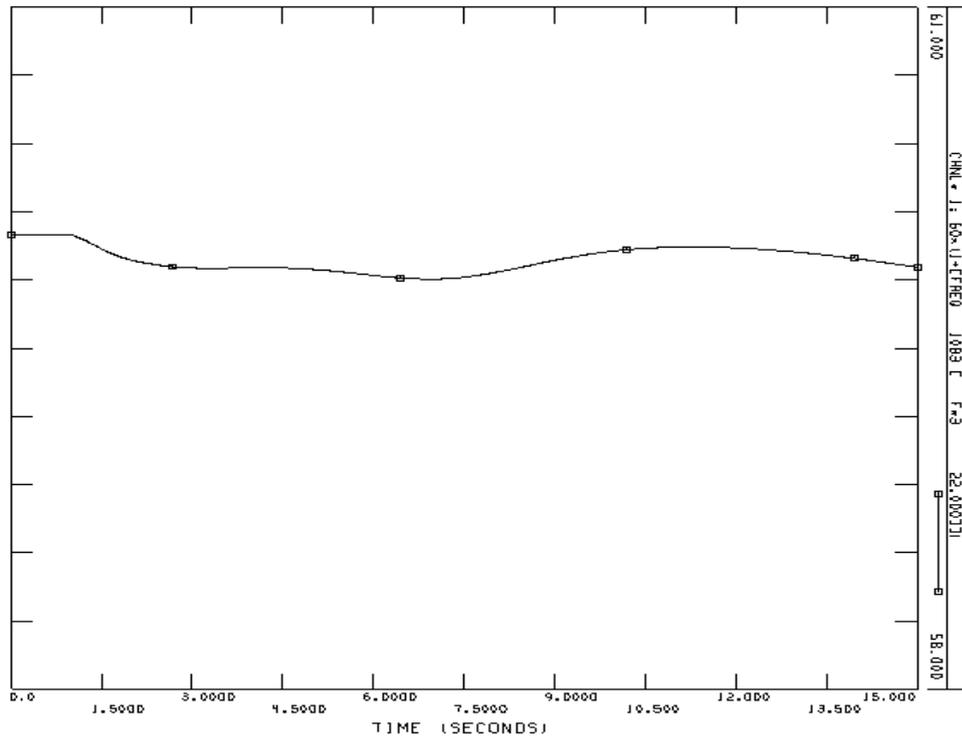


圖 3.21 事例 4A 之系統頻率響應

## 2. 情境 4B:跳脫 2GW 發電量

此事例為系統尖峰負載狀態下，太陽光電發電量 40%，啟動的發電機組數量最少，且各機組發電量為發電量上限( $P_g^{\max}$ )之 90%至 100%，於 1 秒時，將深澳新#1、中火#1、大潭#9 機組(共三部)、大觀二#4、大觀一#5、士林 G2，共 8 部發電機跳脫，跳脫的發電量為 2.01 GW。此時發電機慣量常數乘以發電機容量之總和由 207,641 降至 194,699，系統備轉容量由未跳脫時的 5,533 MW 降為 5,306 MW。圖 3.22 為其系統頻率響應曲線圖，系統最低頻率為 59.58 Hz。

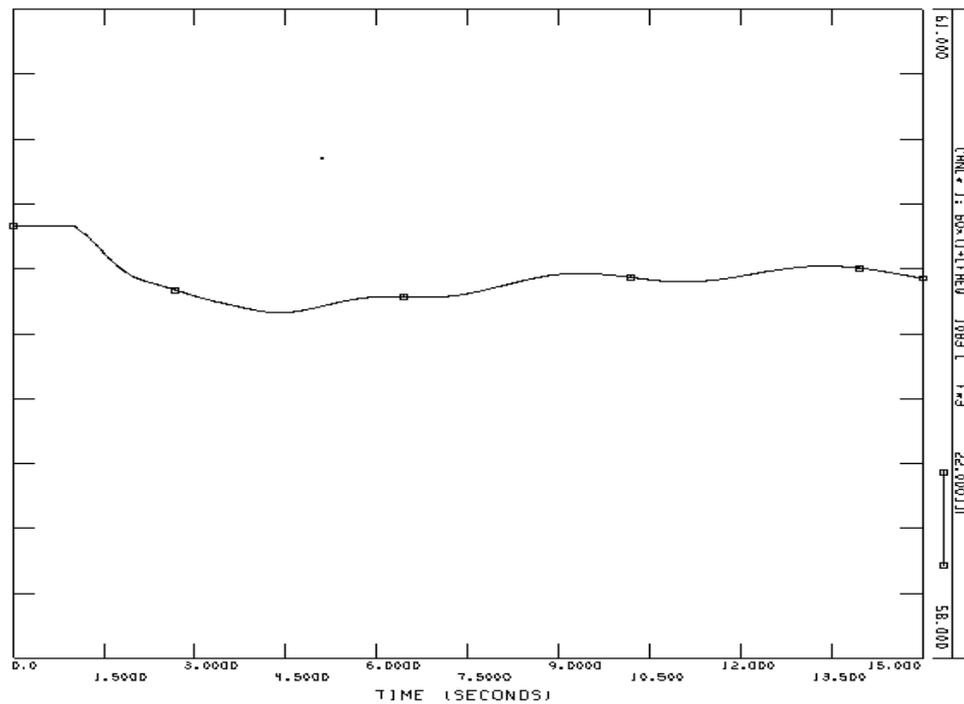


圖 3.22 事例 4B 之系統頻率響應

### 3. 情境 4C:跳脫 3GW 發電量

此事例為系統尖峰負載狀態下，太陽光電發電量 40%，啟動的發電機組數量最少，且各機組發電量為發電量上限( $P_g^{\max}$ )之 90%至 100%，於 1 秒時，將林口新#1、石門#2、中火#1、中火#2、基德 G3、大觀一#5、士林 G2、興達#4、大林新#2，共 9 部發電機跳脫，跳脫的發電量為 3.003 GW。此時發電機慣量常數乘以發電機容量之總和由 207,641 降至 190,859，系統備轉容量由未跳脫時的 5,533 MW 降為 5,079 MW。圖 3.23 為其系統頻率響應曲線圖，系統最低頻率為 59.29 Hz。

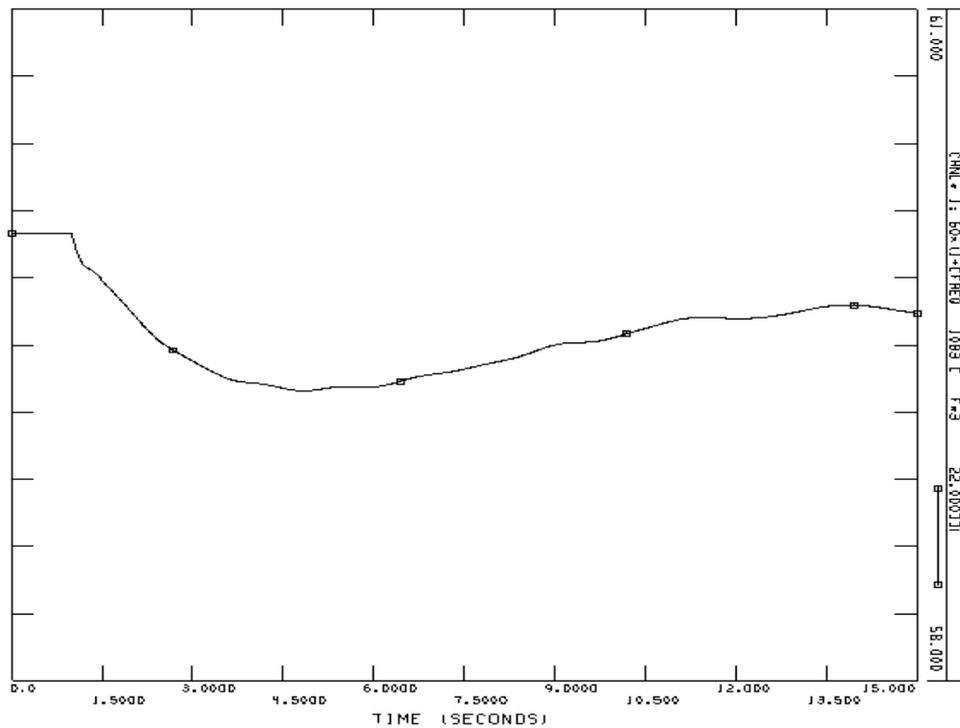


圖 3.23 事例 4C 之系統頻率響應

#### 4. 情境 4D:跳脫 4GW 發電量

此事例為系統尖峰負載狀態下，太陽光電發電量 40%，啟動的發電機組數量最少，且各機組發電量為發電量上限( $P_g^{\max}$ )之 90%至 100%，於 1 秒時，將林口新#1、中火#1、中火#2、通霄新 G3 機組(共三部)、士林 G2、馬鞍 G2、興達#4、大林新#2、南火 G4，共 11 部發電機跳脫，跳脫的發電量為 4.005 GW。此時發電機慣量常數乘以發電機容量之總和由 207,641 降至 183,667，系統備轉容量由未跳脫時的 5,533 MW 降為 4,778 MW。圖 3.24 為其系統頻率響應曲線圖，系統最低頻率為 58.89 Hz。

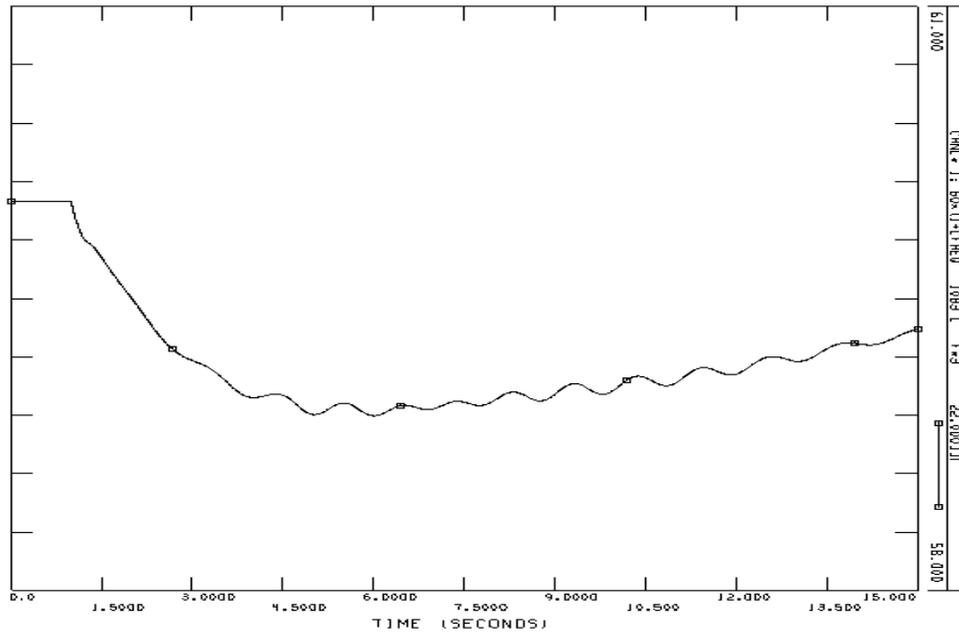


圖 3.24 事例 4D 之系統頻率響應

### (五) 情境五

#### 1. 情境 5A:跳脫 1GW 發電量

此事例為系統離峰負載狀態下，啟動的發電機組數量最多，且各機組採用發電量下限，於 1 秒時，將中火#1、中火#2、林口新#1 及台中新 G1 機組(共二台)，共 5 部發電機跳脫，跳脫的發電量為 1.04 GW。此時發電機慣量常數乘以發電機容量之總和由 131,386 降至 117,803，系統備轉容量由未跳脫時的 17,352 MW 降為 15,810 MW。圖 3.25 為其系統頻率響應曲線圖，系統最低頻率為 59.68 Hz。

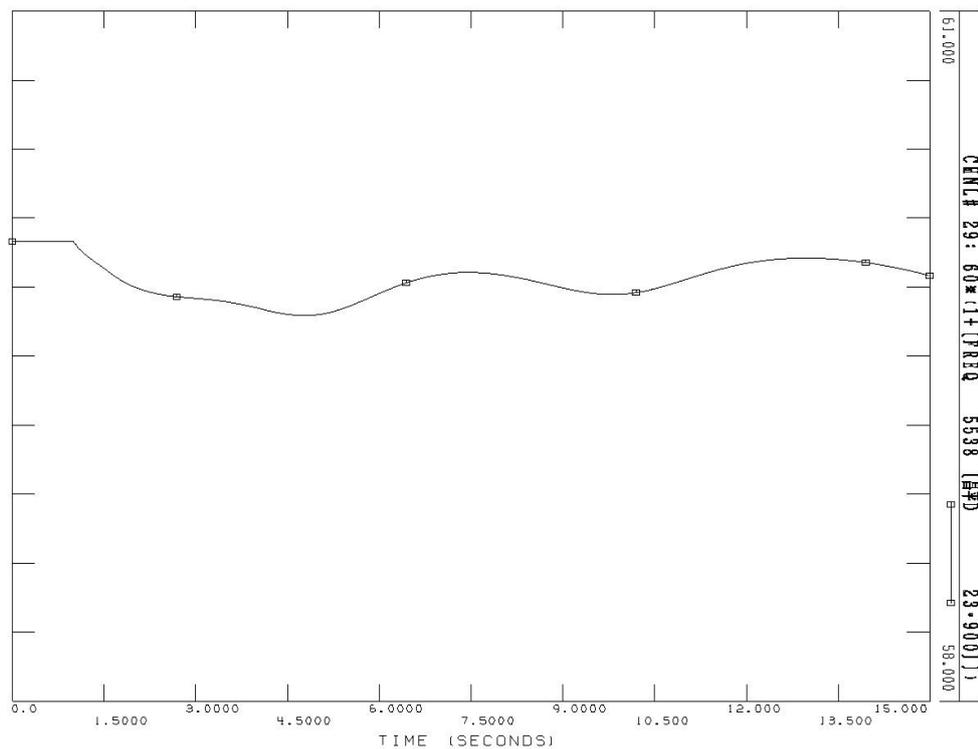


圖 3.25 事例 5A 之系統頻率響應

## 2. 情境 5B:跳脫 2GW 發電量

此事例為系統離峰負載狀態下，啟動的發電機組數量最多，且各機組採用發電量下限，於 1 秒時，將中火#1~中火#5、林口新#1、林口新#2及台中新 G1 機組(共二台)，共 9 部發電機跳脫，跳脫的發電量為 1.93 GW。此時發電機慣量常數乘以發電機容量之總和由 131,386 降至 106,444，系統備轉容量由未跳脫時的 17,352 MW 降為 14,415 MW。圖 3.26 為其系統頻率響應曲線圖，系統最低頻率為 59.3 Hz。

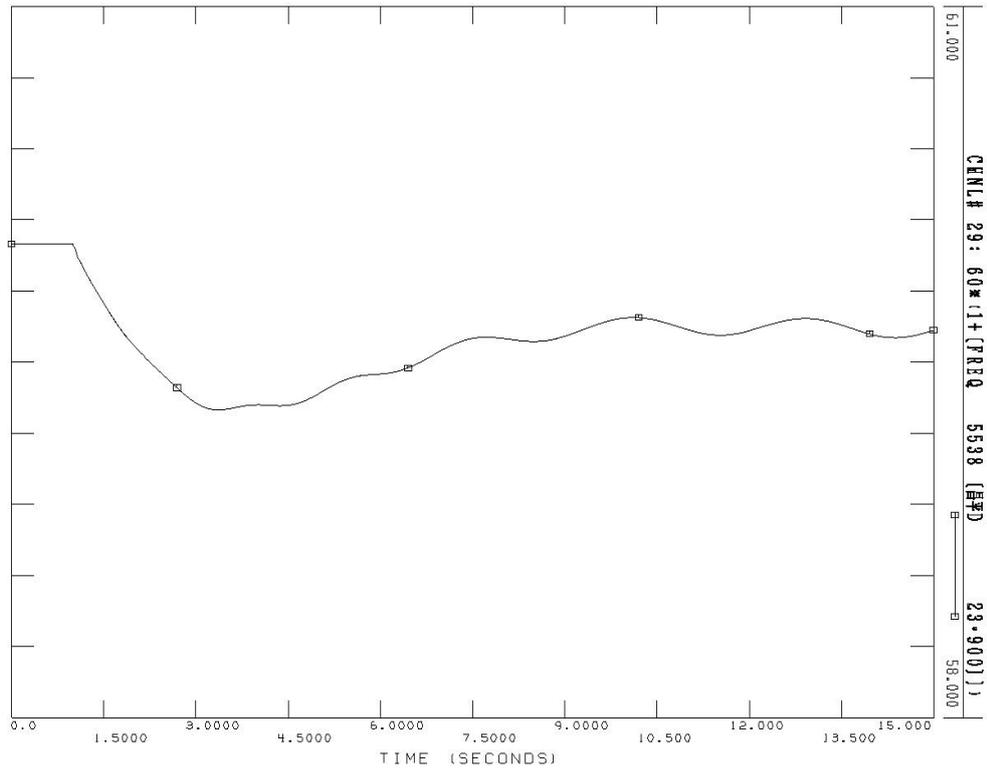


圖 3.26 事例 5B 之系統頻率響應

### 3. 情境 5C:跳脫 3GW 發電量

此事例為系統離峰負載狀態下，啟動的發電機組數量最多，且各機組採用發電量下限，於 1 秒時，將中火#1~中火#5、中火#6、林口新#1、林口新#2、台中新 G1 機組(共二台)、大林新#1 及興達新 G1 機組(共三台)，共 14 部發電機跳脫，跳脫的發電量為 2.98 GW。此時發電機慣量常數乘以發電機容量之總和由 131,386 降至 93,476，系統備轉容量由未跳脫時的 17,352 MW 降為 13,241 MW。圖 3.27 為其系統頻率響應曲線圖，系統最低頻率為 58.74 Hz。

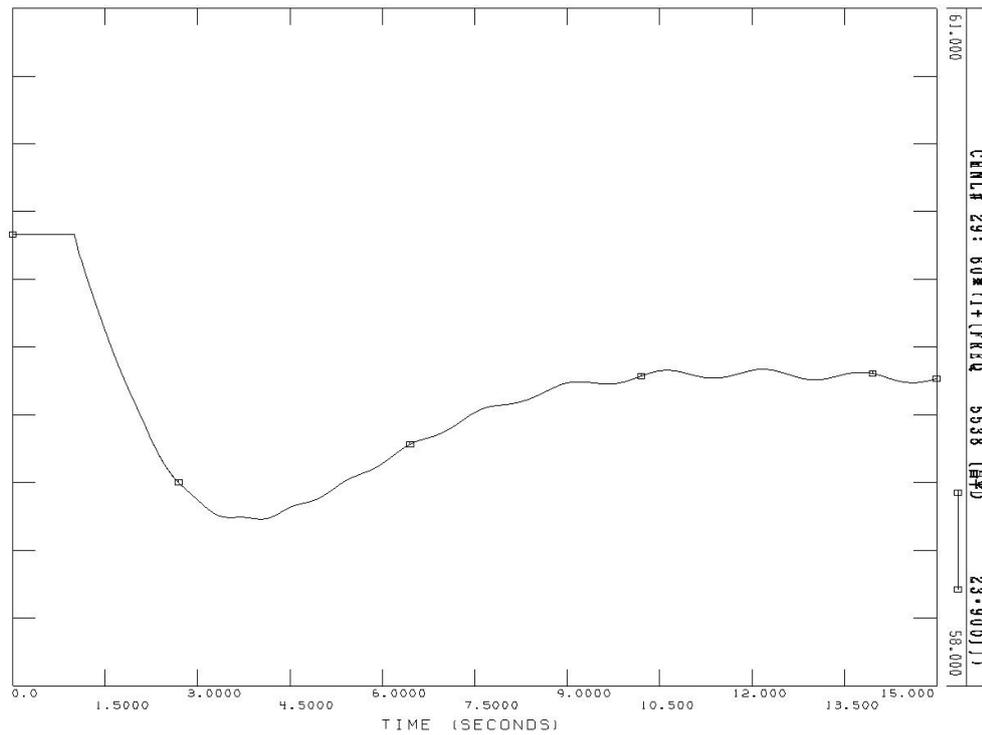


圖 3.27 事例 5C 之系統頻率響應

#### 4. 情境 5D:跳脫 4GW 發電量

此事例為系統離峰負載狀態下，啟動的發電機組數量最多，且各機組採用發電量下限，於 1 秒時，將中火#1~中火#7、林口新#1、林口新#2、林口新#3、台中新 G1 機組(共二台)、台中新 G2 機組(共二台)、大林新#1、興達新 G1 機組(共三台)及深澳新#1，共 19 部發電機跳脫，跳脫的發電量為 4.13 GW。此時發電機慣量常數乘以發電機容量之總和由 131,386 降至 79,075，系統備轉容量由未跳脫時的 17,352 MW 降為 11,777 MW。圖 3.28 為其系統頻率響應曲線圖，系統最低頻率為 57.46 Hz。

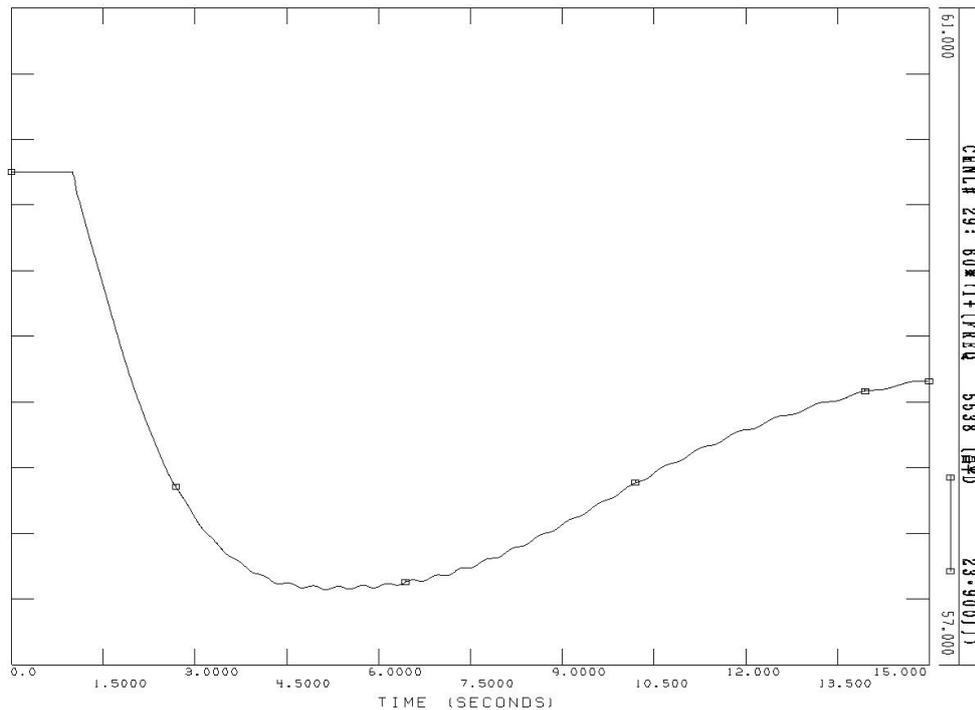


圖 3.28 事例 5D 之系統頻率響應

## (六) 情境六

### 1. 情境 6A:跳脫 1GW 發電量

此事例為系統離峰負載狀態下，啟動的發電機組數量最少，且各機組採用發電量上限，於1秒時，將中火#1及中火#2，共2部發電機跳脫，跳脫的發電量為1.05 GW。此時發電機慣量常數乘以發電機容量之總和由75,868降至69,467，系統備轉容量維持7,368 MW。圖3.29為其系統頻率響應曲線圖，系統最低頻率為59.16 Hz。

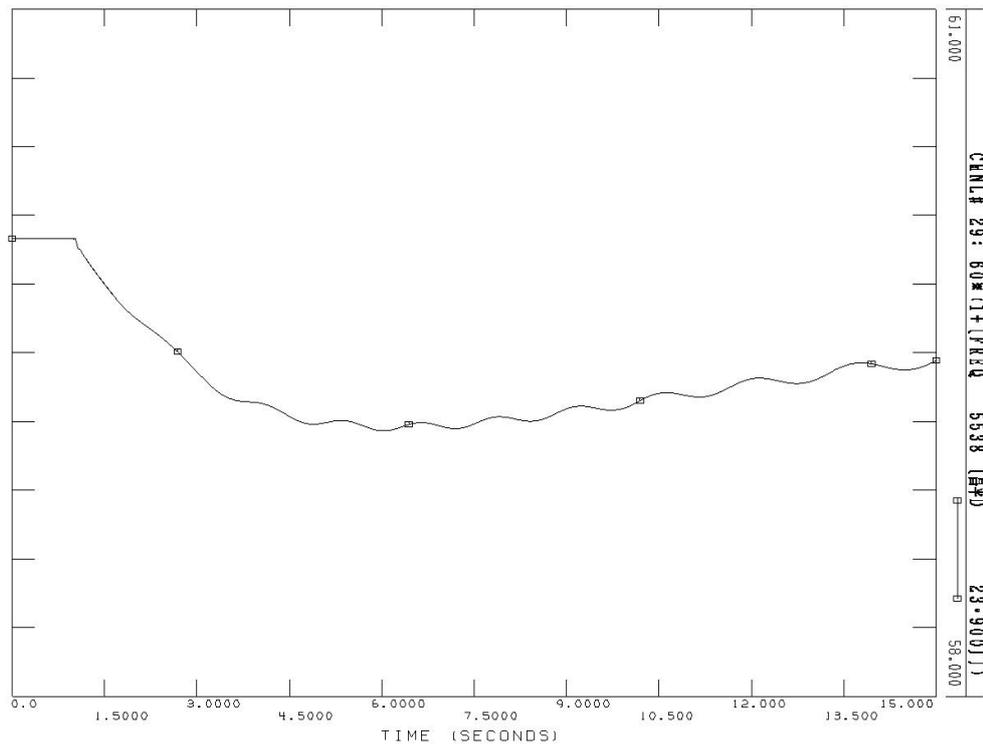


圖 3.29 事例 6A 之系統頻率響應

## 2. 情境 6B:跳脫 2GW 發電量

此事例為系統離峰負載狀態下，啟動的發電機組數量最少，且各機組採用發電量上限，於 1 秒時，將中火#1、中火#2、台中新 G1 機組(共二台)及南火 G4，共 5 部發電機跳脫，跳脫的發電量為 2.07 GW。此時發電機慣量常數乘以發電機容量之總和由 75,868 降至 63,462，系統備轉容量維持 7,368 MW。圖 3.30 為其系統頻率響應曲線圖，系統最低頻率為 56.5 Hz。

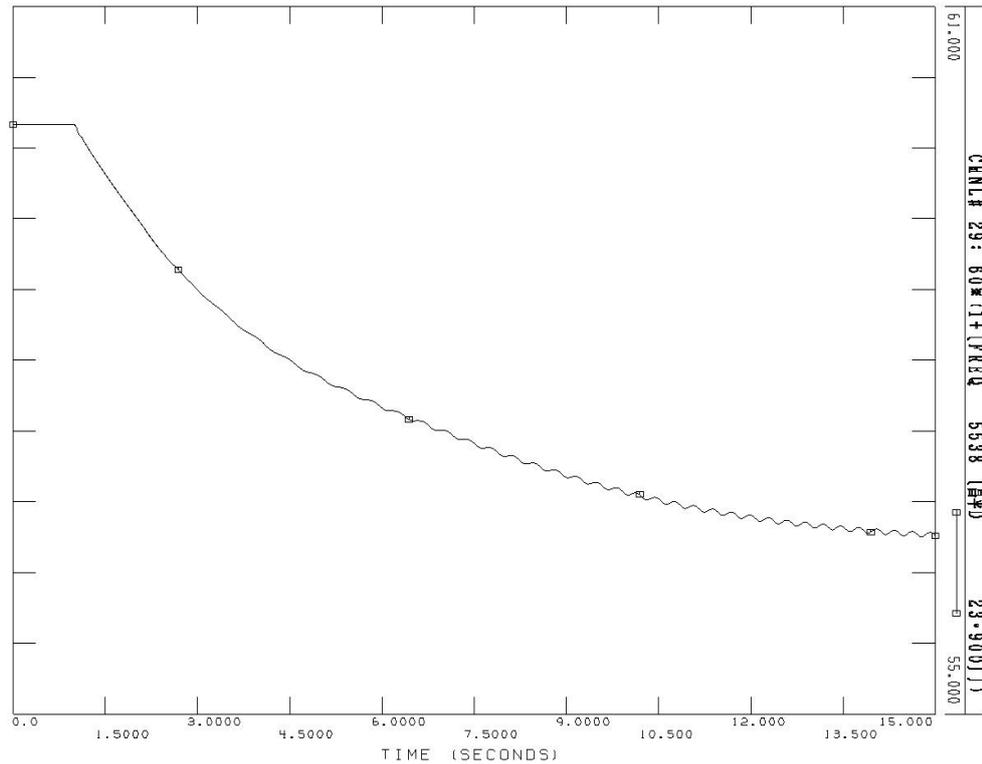


圖 3.30 事例 6B 之系統頻率響應

### 3. 情境 6C:跳脫 3GW 發電量

此事例為系統離峰負載狀態下，啟動的發電機組數量最少，且各機組採用發電量上限，於 1 秒時，將中火#1、中火#2、台中新 G1 機組(共二台)、南火 G4 及興達新 G1 機組(共三台)，共 5 部發電機跳脫，跳脫的發電量為 2.95 GW。此時發電機慣量常數乘以發電機容量之總和由 75,868 降至 57,489，系統備轉容量維持 7,368 MW。圖 3.31 為其系統頻率響應曲線圖，系統最低頻率為 49.77 Hz。

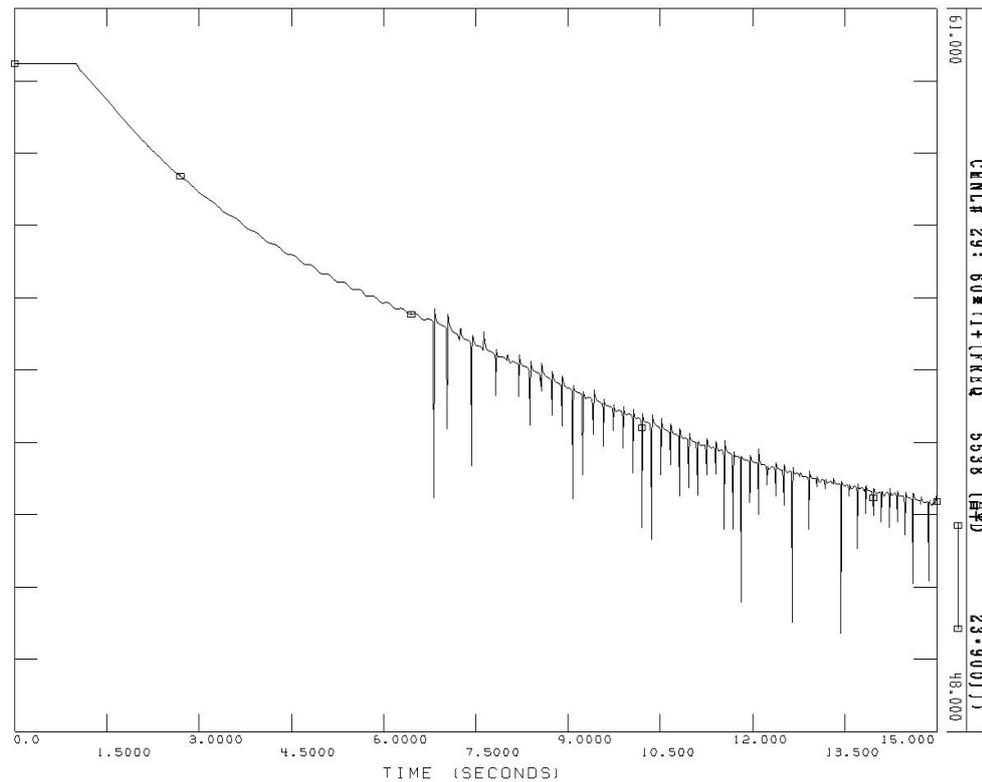


圖 3.31 事例 6C 之系統頻率響應

#### 4. 情境 6D:跳脫 4GW 發電量

此事例為系統離峰負載狀態下，啟動的發電機組數量最少，且各機組採用發電量上限，於 1 秒時，將中火#1、中火#2、林口新#1、台中新 G1 機組(共二台)、南火 G4 及興達新 G1 機組(共三台)及通霄新 G1-2，共 10 部發電機跳脫，跳脫的發電量為 4 GW。此時發電機慣量常數乘以發電機容量之總和由 75,868 降至 50,856，系統備轉容量維持 7,368 MW。圖 3.32 為其系統頻率響應曲線圖，系統最低頻率為 45.3 Hz。而此事例在接近 4 秒時系統已達到崩潰。

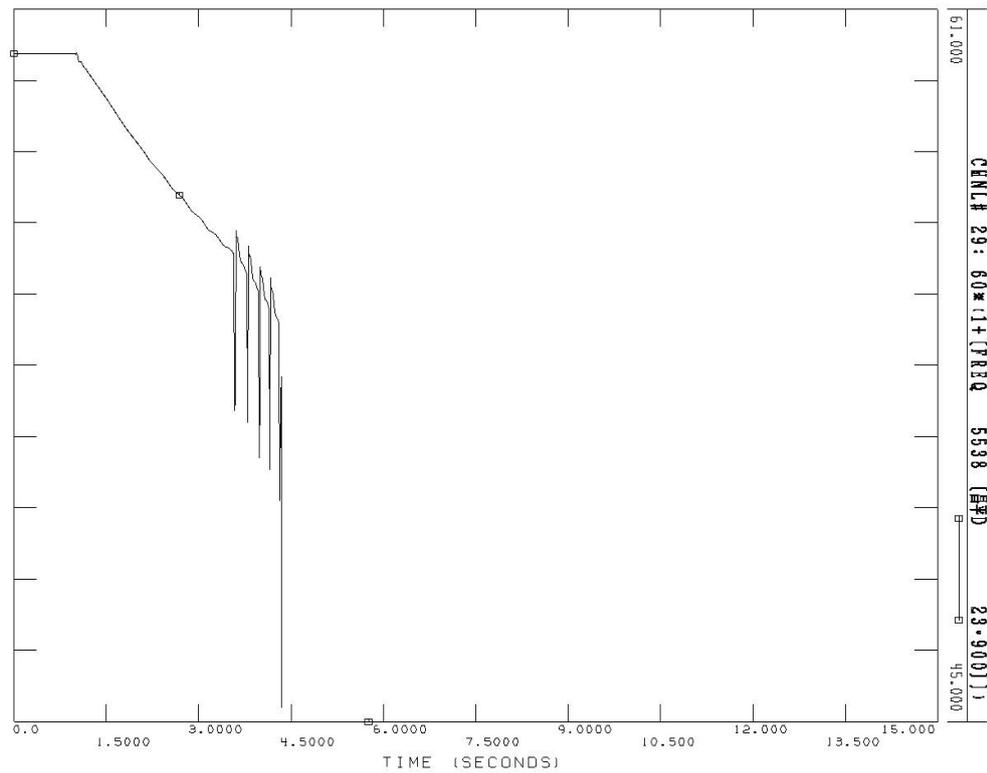


圖 3.32 事例 6D 之系統頻率響應

### (七) 情境七

#### 1. 情境 7A: 跳脫 1GW 發電量

此情境為系統離峰負載狀態下，太陽光電發電量 30%，啟動的發電機組數量最多，且各機組發電量為發電量上限( $P_g^{\max}$ ) 之 50% 至 60%，於 1 秒時，將林口新#3、中火#1，興達#4 共 3 部發電機跳脫，跳脫的發電量為 1.003 GW。此時發電機慣量常數乘以發電機容量之總和由 179,742 降至 170,756，系統備轉容量由未跳脫時的 18,288 MW 降為 17,489 MW。圖 3.33 為其系統頻率響應曲線圖，系統最低頻率為 59.8 Hz。

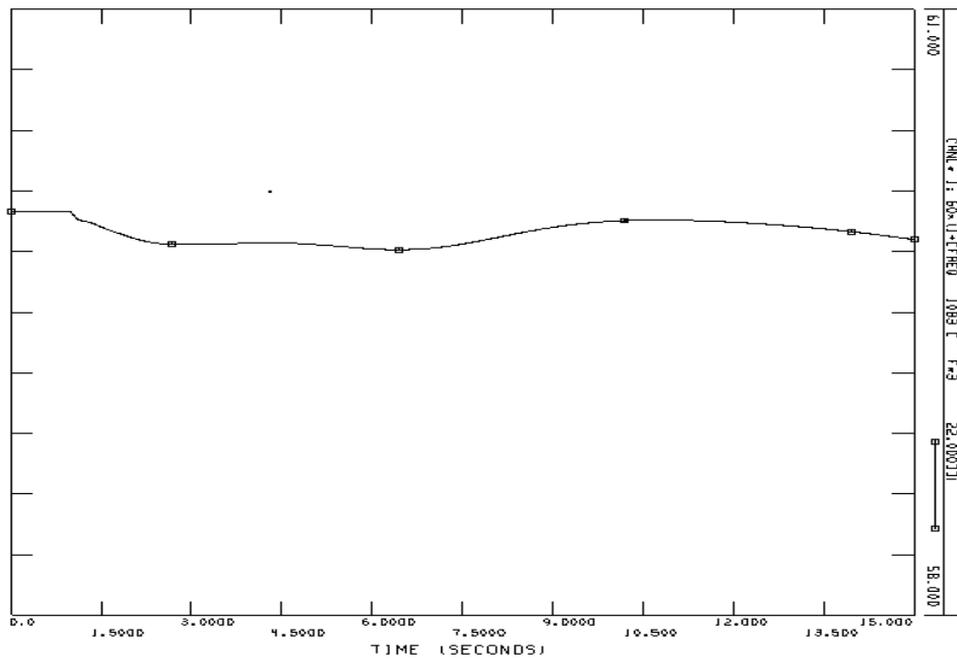


圖 3.33 事例 7A 之系統頻率響應

## 2. 情境 7B:跳脫 2GW 發電量

此情境為系統離峰負載狀態下，太陽光電發電量 30%，啟動的發電機組數量最多，且各機組發電量為發電量上限( $P_g^{\max}$ ) 之 50%至 60%，於 1 秒時，將林口新#3、大潭#10 機組(共三部)、中火#1、中火#2、大林新#2 及南火 G4，共 8 部發電機跳脫，跳脫的發電量為 2.009 GW。此時發電機慣量常數乘以發電機容量之總和由 179,742 降至 158,256，系統備轉容量由未跳脫時的 18,288 MW 降為 15,922 MW。圖 3.34 為其系統頻率響應曲線圖，系統最低頻率為 59.54 Hz。

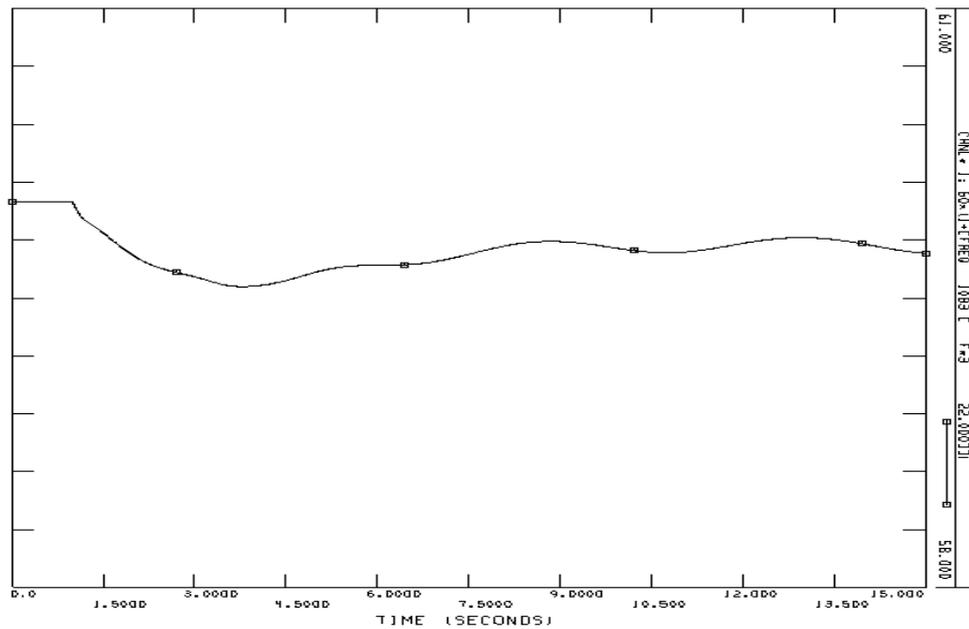


圖 3.34 事例 7B 之系統頻率響應

### 3. 情境 7C:跳脫 3GW 發電量

此情境為系統離峰負載狀態下，太陽光電發電量 30%，啟動的發電機組數量最多，且各機組發電量為發電量上限( $P_g^{\max}$ ) 之 50% 至 60%，於 1 秒時，將林口新#3、高原 G1 機組(共三部)、大潭#10 機組(共三部)、中火#1、中火#2、通霄新 G3(共三部)、大林新#2，共 13 部發電機跳脫，跳脫的發電量為 3 GW。此時發電機慣量常數乘以發電機容量之總和由 179,742 降至 147,181，系統備轉容量由未跳脫時的 18,288 MW 降為 13,547 MW。圖 3.35 為其系統頻率響應曲線圖，系統最低頻率為 59.31 Hz。

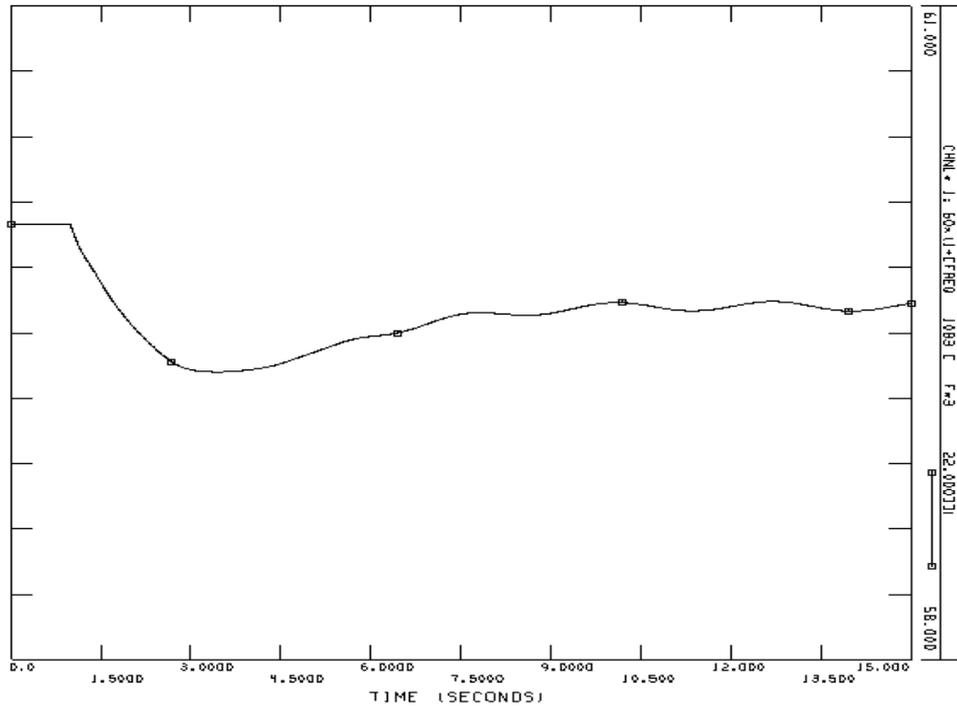


圖 3.35 事例 7C 之系統頻率響應

#### 4. 情境 7D:跳脫 4GW 發電量

此情境為系統離峰負載狀態下，太陽光電發電量 30%，啟動的發電機組數量最多，且各機組發電量為發電量上限( $P_g^{\max}$ ) 之 50%至 60%，於 1 秒時，將林口新#3、高原 G1 機組(共三台)、大潭#9 機組(共三部)、大潭#10 機組(共三部)、中火#1、中火#2、通霄新 G3(共三部)、興達新 G1(共三部)、大林新#2 及南火 G4，共 20 部發電機跳脫，跳脫的發電量為 4.001 GW。此時發電機慣量常數乘以發電機容量之總和由 179,742 降至 133,662，系統備轉容量由未跳脫時的 18,288 MW 降為 10,270 MW。圖 3.36 為其系統頻率響應曲線圖，系統最低頻率為 59.20 Hz。

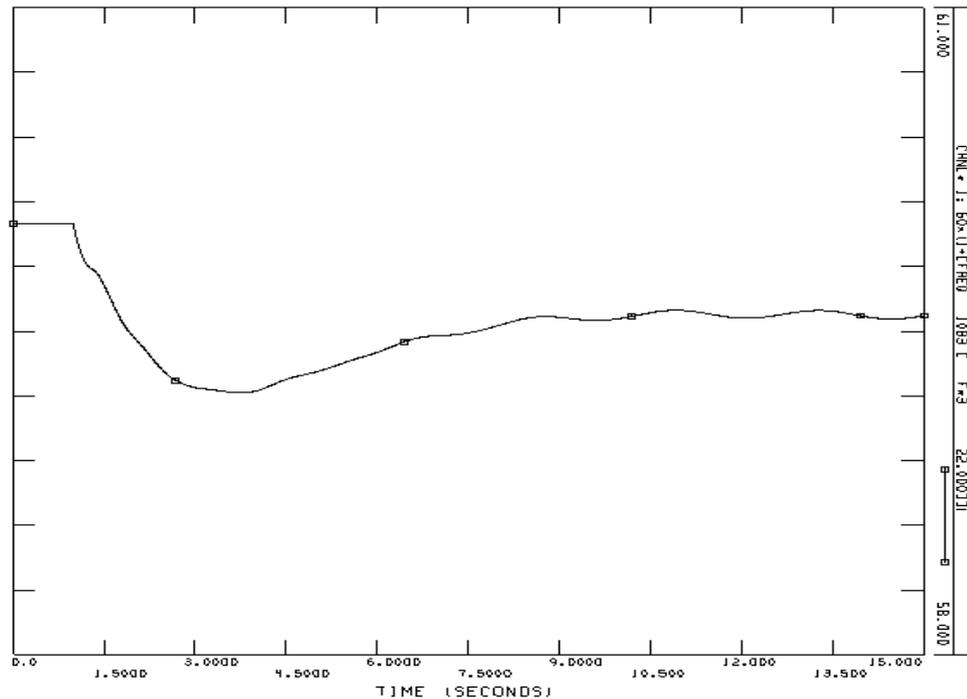


圖 3.36 事例 7D 之系統頻率響應

#### (八) 情境八

##### 1. 情境 8A:跳脫 1GW 發電量

此情境為系統尖峰負載狀態下，太陽光電發電量 30%，啟動的發電機組數量最少(190 部)，且各機組發電量為發電量上限( $P_g^{\max}$ ) 之 60%至 70%，於 1 秒時，將林口新#1、大林新#1，共 2 部發電機跳脫，跳脫的發電量為 1.007 GW。此時發電機慣量常數乘以發電機容量之總和由 146,698 降至 140,210，系統備轉容量由未跳脫時的 13,547 MW 降為 13,050 MW。圖 3.37 為其系統頻率響應曲線圖，系統最低頻率為 59.72 Hz。

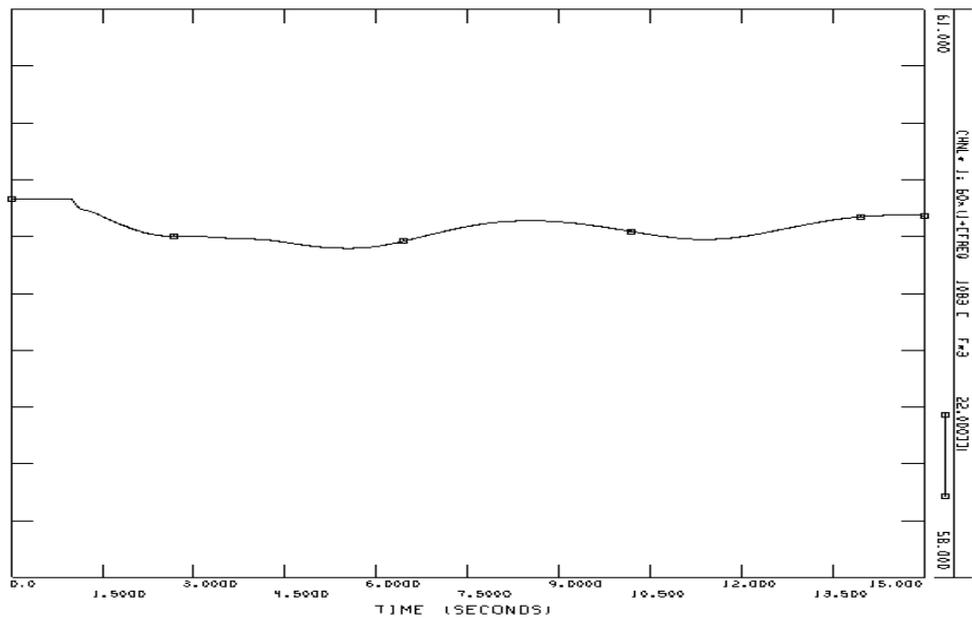


圖 3.37 事例 8A 之系統頻率響應

## 2. 情境 8B:跳脫 2GW 發電量

此情境為系統離峰負載狀態下，太陽光電發電量 30%，啟動的發電機組數量最少(190 部)，且各機組發電量為發電量上限( $P_g^{\max}$ ) 之 60% 至 70%，於 1 秒時，將林口新 #1、大潭#1 機組(共三部)、大潭#10 機組(共三部)及大林新 #1，共 8 部發電機跳脫，跳脫的發電量為 2 GW。此時發電機慣量常數乘以發電機容量之總和由 146,698 降至 132,958，系統備轉容量由未跳脫時的 13,547 MW 降為 12,799 MW。圖 3.38 為其系統頻率響應曲線圖，系統最低頻率為 59.43 Hz。

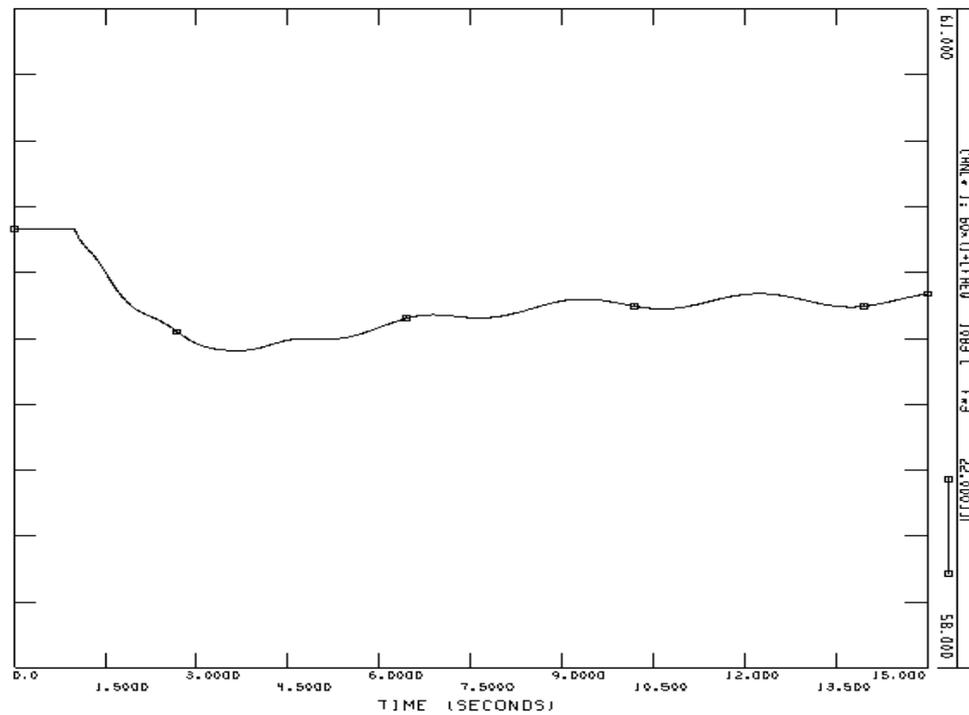


圖 3.38 事例 8B 之系統頻率響應

### 3. 情境 8C:跳脫 3GW 發電量

此情境為系統離峰負載狀態下，太陽光電發電量 30%，啟動的發電機組數量最少(190 部)，且各機組發電量為發電量上限( $P_g^{\max}$ ) 之 60%至 70%，於 1 秒時，將林口新#1、大潭#1 機組(共三部)、大潭#2 機組(共四部)、中火#1、中火#2、大林新#1 及南火 G4，共 12 部發電機跳脫，跳脫的發電量為 3.006 GW。此時發電機慣量常數乘以發電機容量之總和由 146,698 降至 124,250，系統備轉容量由未跳脫時的 13,547 MW 降為 11,503 MW。圖 3.39 為其系統頻率響應曲線圖，系統最低頻率為 59.13 Hz。

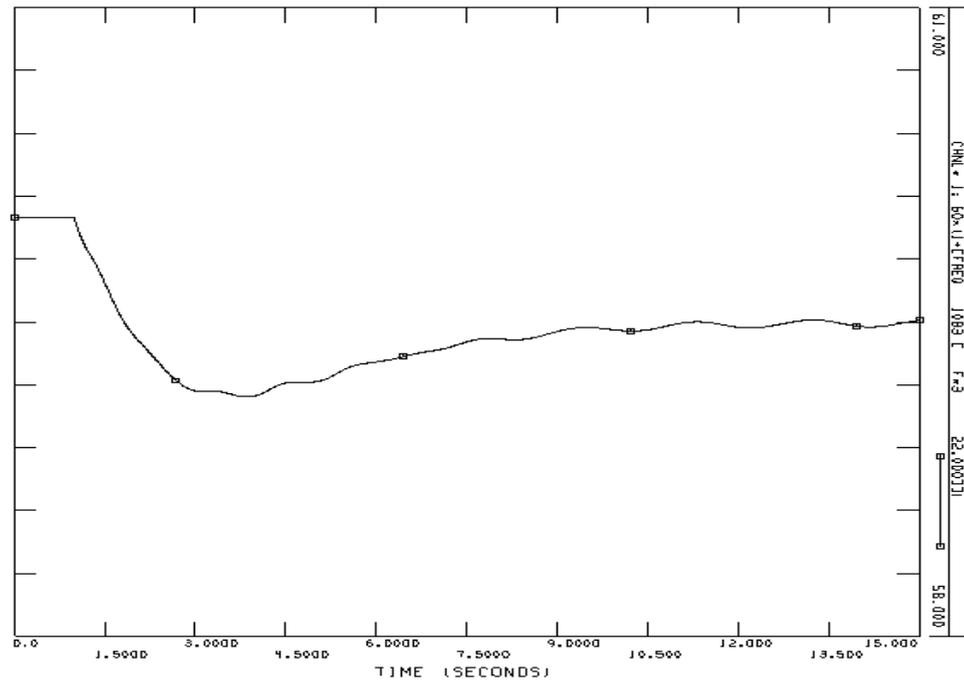


圖 3.39 事例 8C 之系統頻率響應

#### 4. 情境 8D:跳脫 4GW 發電量

此情境為系統離峰負載狀態下，太陽光電發電量 30%，啟動的發電機組數量最少(190 部)，且各機組發電量為發電量上限( $P_g^{\max}$ ) 之 60%至 70%，於 1 秒時，將林口新 #1、大潭#2 機組(共四部)、大潭#9 機組(共三部)、大潭#10 機組(共三部)、中火#1、中火#2、興達新 G1 機組(共三部)、大林新#1 及南火 G4，共 14 部發電機跳脫，跳脫的發電量為 3.99 GW。此時發電機慣量常數乘以發電機容量之總和由 146,698 降至 112,304，系統備轉容量由未跳脫時的 13,547 MW 降為 9,546 MW。圖 3.40 為其系統頻率響應曲線圖，系統最低頻率為 58.63 Hz。

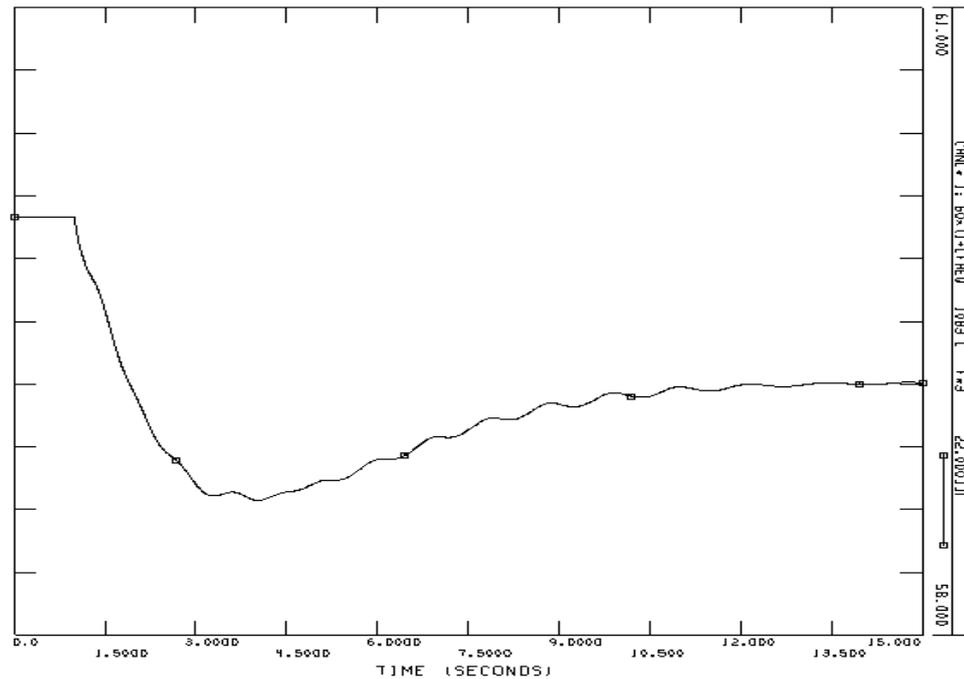


圖 3.40 事例 8D 之系統頻率響應

#### (九) 小結

表 3.17 為根據前述章節之不同運轉情境與不同發電機跳脫量之暫態模擬分析結果所統整之最低頻率表，此外，將系統尖峰負載運轉和離峰負載運轉各四個情境之最低頻率整理成圖 3.41 與圖 3.42。

從模擬結果可以看出，當發生發電機組跳脫之擾動時，系統頻率會下降，而下降之幅度會因為備轉容量和系統慣量之大小而有所影響。備轉容量越大，頻率下降越平穩；備轉容量越小，頻率下降速率越快。由情境一和情境四各跳 3GW 的事例可以看到，系統慣量差不多，但情境一備轉容量較大，所以頻率下降較小。再以系統慣量來看，情境二之備轉容量不變時，機組跳脫量愈大，其系統慣量愈小，系統頻率變化率也愈大。

系統尖峰負載運轉時，由於系統負載需求大，因此發電量也大，啟用的發電機機組數目較多，當發生發電機組跳脫之擾動時，系統頻率下降幅度較平穩，電力系統比較穩定；反之，在系統離峰負載運轉時，啟用的發電機組較少，當發生發電機組跳脫之相同擾動的情況下，系統頻率下降幅度較大。例如情境五之系統頻率變化率比情境一大。

當太陽光發電量較小時，需啟動較多傳統發電機，備轉容量與系統慣量也較大，所以系統頻率變化率也較小。例如情境二之系統頻率變化率比情境四大。

表 3.17 不同運轉情境與機組跳脫量之系統最低頻率表

事例	情境	機組跳脫量	$\sum_{i=1}^n (H_i \times S_i)$	系統備轉容量 (MW)	系統最低頻率 (Hz)
1A	一	1 GW	222100	17,041	59.84
1B		2 GW	209452	15,975	59.65
1C		3 GW	197412	15,333	59.47
1D		4 GW	188033	14,504	59.22
2A	二	1 GW	150750	5,003	59.67
2B		2 GW	144821	5,003	59.33
2C		3 GW	138537	5,003	58.62
2D		4 GW	132564	5,003	57.30
3A	三	1 GW	231392	10,872	59.84
3B		2 GW	225889	10,205	59.65
3C		3 GW	216632	9,204	59.46
3D		4 GW	207757	7,870	59.27
4A	四	1 GW	202408	5,457	59.79
4B		2 GW	194699	5,306	59.58
4C		3 GW	190859	5,079	59.29
4D		4 GW	183667	4,778	58.89
5A	五	1 GW	117803	15,810	59.68
5B		2 GW	106444	14,415	59.3
5C		3 GW	93476	13,241	58.74
5D		4 GW	79075	11,777	57.46
6A	六	1 GW	82084	7,368	59.16
6B		2 GW	75446	7,368	56.50
6C		3 GW	66927	7,368	49.77
6D		4 GW	58747	7,368	45.30
7A	七	1 GW	170756	17,489	59.80
7B		2 GW	158256	15,922	59.54
7C		3 GW	147181	13,547	59.31
7D		4 GW	133662	10,270	59.20
8A	八	1 GW	137561	13,050	59.72
8B		2 GW	125522	12,799	59.43
8C		3 GW	120027	11,503	59.13
8D		4 GW	108082	9,546	58.63

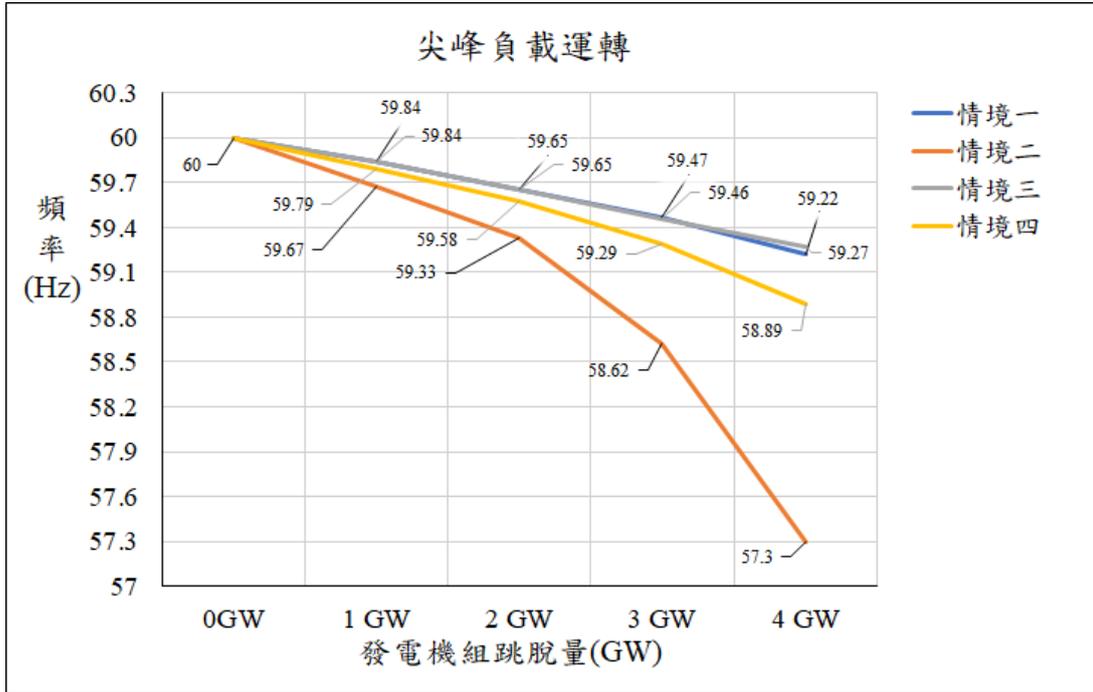


圖 3.41 系統尖峰負載運轉情境不同發電機跳脫量之系統最低頻率

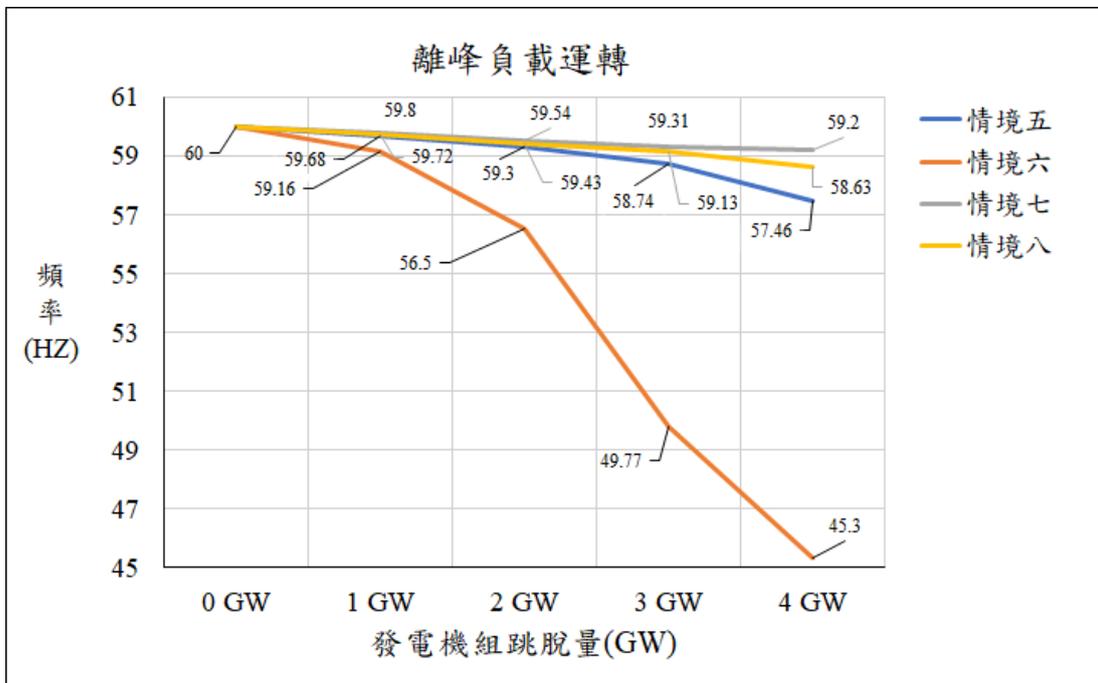


圖 3.42 系統負載運轉情境不同發電機跳脫量之系統最低頻率響應

### 三、結論

本計劃首先收集國外 DG 運轉調度資料與台電系統併聯規範，建立再生能源發電與傳統發電機模型，然後研究現行與 2025 年台電系統架構與特性，定義系統轉動慣量與備運轉容量，並進行 20GWp 之太陽光發電各縣市設置潛量推估，最後以 PSS<sup>®</sup>E 32.05 版電力模擬軟體來執行不同運轉調度情境與發電機跳脫量之負載潮流分析與暫態穩定度分析。

本計畫在系統尖峰及離峰負載的時段，配合太陽光發電不同發電量(16GW、12GW、8GW、6GW)，然後根據發電機機組數目以及各發電機發電量之不同，設定八種穩態運轉情境。模擬結果發現其穩態潮流分析系統電壓皆可符合台電規範，345kV 輸電線亦無過載的案例發生。但因加裝之太陽光發電系統集中在中部和南部，導致電力南電北送的狀況越明顯。雖然本計畫之模擬案例皆沒有出現線路過載，但仍建議台電應及早作加強電網規劃如增加輸電線路回路數，改接線路、增加主變、更換耐熱導體等措施。

以上述八種負載潮流情境作為初始狀況，模擬當台電系統發電機組跳脫 1GW、2GW、3GW 與 4GW 之事故，比較系統於不同備轉容量及系統慣量下，對系統頻率之影響。從模擬結果可以看出，備轉容量愈大，頻率下降量愈小，由情境一和情境四各跳 3GW 的事例可以看到，系統慣量差不多，但情境一備轉容量較大，所以頻率下降較小。再以系統慣量來看，情境二之備轉容量不變時，機組跳脫量愈大，其系統慣量愈小，系統頻率變化率也愈大。此外，當太陽光發電量較小時，需啟動較多傳統

發電機，備轉容量與系統慣量也較大，所以系統頻率變化率也較小。

## 肆、參考文獻

- [1] 台電公司網站, <http://www.taipower.com.tw/>。
- [2] 經濟部能源委員會網站, <http://www.moeaec.gov.tw/>。
- [3] S. Morozumi, "Distribution Technology Development and Demonstration Projects in Japan", Proceedings of the IEEE Power Engineering Society General Meeting, July, 2008.
- [4] N. Hatziargyriou, H. Asano, R. Iravani and C. Marnay, "MicroGrids ", IEEE Power & Energy Magazine, pp. 78-94, July, 2007.
- [5] W. Peng, S. Haddad and Y. Baghzouz "Improving Power Quality in Distribution Feeders with High Penetration Through Inverter Controls", Proc. of 24th International Conference on Electrical Distribution (CIRED), Lisbon(Portugal), May, 2012.
- [6] 台灣電力公司,「台灣電力股份有限公司台灣電力公司再生能源發電系統併聯技術要點」, 中華民國一〇五年。
- [7] 台灣電力公司,「台灣電力股份有限公司第一型及第二型再生能源發電設備併聯作業須知」, 中華民國一〇五年。
- [8] 台灣電力公司,「台灣電力股份有限公司輸電系統規劃準則」, 中華民國一〇四年。
- [9] CASIO (2013). What the Duck Curve Tells us about Managing a Green Grid. [https://www.caiso.com/Documents/FlexibleResourcesHelpRenewables\\_FastFacts.pdf](https://www.caiso.com/Documents/FlexibleResourcesHelpRenewables_FastFacts.pdf)
- [10] Denholm, P., M. O'Connell, G. Brinkman, J. Jorgenson (2015). Overgeneration from Solar Energy in California: A Field Guide to the Duck Chart. NREL/TP-6A20-65023
- [11] B. Seal, "Smart Inverter Field Experiences", EPRI Project 3002001247, Dec., 2013.
- [12] B. Seal, "Common Functions for Smart Inverters, Version 3", EPRI Project 3002002233, Feb., 2014.
- [13] J. Smith, "Grid Impacts of Distributed Generation with Advanced Inverter Functions", EPRI Project 3002001246, Dec., 2013.

- [14] R. J. Bravo, "DER Volt-VAr and Voltage Ride-Through Needs to Contain the Spread of FIDVR Events", Proceedings of the IEEE PES General Meeting, July, 2015.
- [15] M. A. Shuvra and B. H. Chowdhury "Integration of Solar Energy in Distribution System Through Smart Inverter Functionality", Proceedings of the North American Power Symposium, Oct., 2015.
- [16] Siemens PTI - Software Solution, PSS<sup>®</sup>E Version 32.05, Revised October 2010.
- [17] IEEE P1547.8: Recommended Practice for Establishing Methods and Procedures that Provide Supplemental Support for Implementation Strategies for Expanded Use of IEEE Standard 1547, IEEE, 2011.
- [18] IEEE 1547 Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems, 2013.
- [19] [https://www.energy.ca.gov/electricity\\_analysis/rule21/](https://www.energy.ca.gov/electricity_analysis/rule21/)
- [20] VDE-AR-N 4105: Power Generation Systems Connected to the Low-voltage Distribution Network, VDE, German, 2011.
- [21] 台灣電力公司企劃處，104年長期負載預測檢討報告暨修正案(10408案)，中華民國一〇四年八月。
- [22] 李清吟，汪以仁，吳元康，李尚懿，郭士綱，「微型電網系統故障時轉子轉動慣量與系統頻率暫態響應的關係研究」，中華民國第三十四屆電力工程研討會，台中市，台灣，中華民國102年12月。
- [23] Allen. J. Wood and Bruce. F. Wollenberg, Power Generation, Operation, and Control, Schenectady, New York, 1996.
- [24] 施政計畫業務統計及研究報告，主動公開資訊，政府資訊公開，中華民國過內政部營建署，<http://t.cn/RdJunxZ>。
- [25] 綠能屋頂，太陽光電單一服務窗口，經濟部能源局，中華年國107年2月，<http://t.cn/RdJ3vhV>。
- [26] 黃千華，「高佔比再生能源對台電系統運轉調度之影響」，中山大學碩士論文，中華民國一〇七年七月。

## 附錄

表附.1 2025 年台電規劃系統尖峰負載時段之台電發電機機組資料

Bus Name	Pmin (MW)	Pmax (MW)	情境一 (Pg) (MW)	情境二 (Pg) (MW)	情境三 (Pg) (MW)	情境四 (Pg) (MW)
協和新 G1-1	164.0	298.2	164.0	298.2	223.7	277.3
協和新 G1-2	164.0	298.2	164.0	OFF	223.7	277.3
協和新 ST1	156.0	283.8	156.0	283.8	212.9	263.9
深澳新#1	197.0	564.0	400.0	564.0	423	524.5
深澳新#2	197.0	564.0	OFF	OFF	OFF	699.4
林口新#1	265.0	752.0	500.0	600.0	564	699.4
林口新#2	265.0	752.0	500.0	600.0	564	277.3
林口新#3	265.0	752.0	500.0	OFF	564	OFF
高原 G1-1	195.0	397.6	210.0	397.5	298.2	369.7
高原 G1-2	195.0	397.6	210.0	397.5	298.2	369.7
高原 ST1	186.0	378.5	210.0	378.5	283.9	352.0
高原 G2-1	195.0	335.8	OFF	OFF	OFF	OFF
高原 G2-2	195.0	335.8	OFF	OFF	OFF	OFF
高原 ST2	186.0	319.6	OFF	OFF	OFF	OFF
大潭#1G1	74.0	151.5	120.0	150.0	113.6	140.9
大潭#1G2	74.0	151.5	120.0	150.0	113.6	140.9
大潭#1G3	74.0	151.5	120.0	150.0	113.6	140.9
大潭#2G1	74.0	151.5	120.0	OFF	113.6	140.9
大潭#2G2	74.0	151.5	120.0	OFF	113.6	140.9
大潭#2G3	74.0	151.5	120.0	OFF	113.6	140.9
大潭#3G1	114.0	233.4	OFF	OFF	OFF	217.1
大潭#3G2	114.0	233.4	OFF	OFF	OFF	217.1
大潭#4G1	114.0	233.4	OFF	OFF	OFF	217.1
大潭#4G2	114.0	233.4	OFF	OFF	OFF	217.1
大潭#5G1	114.0	233.4	160.0	233.4	175.1	217.1
大潭#5G2	114.0	233.4	160.0	233.4	175.1	217.1
大潭#6G1	114.0	233.4	160.0	233.4	175.1	217.1
大潭#6G2	114.0	233.4	160.0	233.4	175.1	217.1
大潭 ST1	132.0	270.7	160.0	270.0	203.0	251.8
大潭 ST2	132.0	270.7	160.0	OFF	203.0	251.8
大潭 ST3	117.0	241.3	OFF	OFF	OFF	224.4
大潭 ST4	117.0	241.3	OFF	OFF	OFF	224.4
大潭 ST5	117.0	241.3	140.0	241.3	181.0	224.4

大潭 ST6	117.0	241.3	140.0	241.3	181.0	224.4
大潭#7G1	127.0	262.4	150.0	262.4	196.8	244.0
大潭#7G2	127.0	262.4	150.0	OFF	196.8	244.0
大潭 ST7	121.0	249.8	121.0	249.8	187.4	232.3
大潭#8G1	127.0	262.4	127.0	262.4	196.8	244.0
大潭#8G2	127.0	262.4	127.0	OFF	196.8	244.0
大潭 ST8	121.0	249.8	121.0	249.8	187.4	232.3
大潭#9G1	127.0	262.4	127.0	262.4	196.8	244.0
大潭#9G2	127.0	262.4	127.0	OFF	196.8	244.0
大潭 ST9	121.0	249.8	121.0	249.8	187.4	232.3
大潭#10G1	127.0	262.4	127.0	262.4	196.8	OFF
大潭#10G2	127.0	262.4	127.0	OFF	196.8	OFF
大潭 ST10	121.0	249.8	121.0	249.8	187.4	OFF
碧海 G1	30.0	52.5	30.0	52.0	39.4	48.8
石門#1	12.0	22.5	10.0	10.0	16.9	20.9
石門#2	12.0	22.5	12.0	15.0	16.9	20.9
中火#1	183.0	525.0	257.3	525.0	393.8	488.3
中火#2	183.0	525.0	257.3	525.0	393.8	488.3
中火#3	187.0	537.9	263.6	537.9	403.4	500.2
中火#4	187.0	537.9	263.6	537.9	403.4	500.2
中火#5	183.0	525.0	257.3	525.0	393.8	488.3
中火#6	183.0	525.0	257.3	OFF	393.8	488.3
中火#7	183.0	525.0	257.3	OFF	393.8	488.3
中火#8	183.0	525.0	257.3	OFF	393.8	488.3
中火#9	183.0	525.0	OFF	OFF	393.8	488.3
中火#10	183.0	525.0	OFF	OFF	393.8	OFF
台中新 G1-1	138.0	397.6	198.8	397.6	OFF	OFF
台中新 G1-2	138.0	397.6	198.8	397.6	OFF	OFF
台中新 GT1	132.0	378.5	189.3	378.5	OFF	OFF
台中新 G2-1	138.0	397.6	198.8	OFF	OFF	OFF
台中新 G2-2	138.0	397.6	198.8	OFF	OFF	OFF
台中新 GT2	132.0	378.5	189.3	OFF	OFF	OFF
通霄 G6-1	48.0	106.0	53.0	OFF	79.5	OFF
通霄 G6-2	48.0	106.0	53.0	OFF	79.5	OFF
通霄 ST6	46.0	102.8	51.4	OFF	77.1	OFF
通霄新 G1-1	135.0	295.7	147.9	295.7	221.8	90.4
通霄新 G1-2	135.0	295.7	147.9	295.7	221.8	275.0
通霄新 ST1	128.0	282.0	141.0	282.0	211.5	262.3
通霄新 G2-1	135.0	295.7	147.9	295.7	221.8	275.0

通霄新 G2-2	135.0	295.7	147.9	295.7	221.8	275.0
通霄新 ST2	128.0	282.0	141.0	282.0	211.5	262.3
通霄新 G3-1	135.0	295.7	147.9	OFF	221.8	275.0
通霄新 G3-2	135.0	295.7	147.9	OFF	221.8	275.0
通霄新 ST3	128.0	282.0	141.0	OFF	211.5	262.3
通霄新 G4-1	135.0	298.2	OFF	OFF	221.8	OFF
通霄新 G4-2	135.0	298.2	OFF	OFF	221.8	OFF
通霄新 ST4	128.0	283.8	OFF	OFF	211.5	OFF
通霄新 G5-1	135.0	298.2	OFF	OFF	223.7	OFF
通霄新 G5-2	135.0	298.2	OFF	OFF	223.7	OFF
通霄新 ST5	128.0	283.8	OFF	OFF	212.9	OFF
通霄新 G6-1	135.0	298.2	OFF	OFF	OFF	OFF
通霄新 G6-2	135.0	298.2	OFF	OFF	OFF	OFF
通霄新 ST6	128.0	283.8	OFF	OFF	OFF	OFF
大觀二#1	135.0	236.7	OFF	OFF	177.5	220.1
大觀二#2	135.0	236.7	OFF	OFF	177.5	220.1
大觀二#3	135.0	236.7	OFF	OFF	177.5	220.1
大觀二#4	135.0	236.7	0.0	0.0	177.5	220.1
明潭#1	145.0	240.8	0.0	0.0	180.6	223.9
明潭#2	145.0	240.8	0.0	0.0	180.6	223.9
明潭#3	145.0	240.8	OFF	OFF	OFF	223.9
明潭#4	145.0	240.8	OFF	OFF	OFF	223.9
明潭#5	145.0	240.8	OFF	OFF	OFF	223.9
明潭#6	145.0	240.8	OFF	OFF	OFF	223.9
新天輪 G5	56.0	99.0	56.0	99.0	74.3	92.1
谷關 G1	25.0	45.0	22.5	22.5	33.8	41.9
谷關 G2	25.0	45.0	22.5	22.5	33.8	41.9
谷關 G3	25.0	45.0	22.5	22.5	33.8	41.9
谷關 G4	25.0	45.0	22.5	22.5	33.8	41.9
青山#1	52.0	92.0	52.0	60.0	69	85.6
青山#2	52.0	92.0	52.0	60.0	69	85.6
青山#3	52.0	92.0	OFF	OFF	OFF	OFF
青山#4	52.0	92.0	OFF	OFF	OFF	OFF
德基 G1	38.0	66.7	38.0	45.0	50.0	62.0
德基 G2	38.0	66.7	38.0	45.0	50.0	62.0
德基 G3	38.0	66.7	38.0	60.0	50.0	62.0
鉅工 G1	12.0	21.8	12.0	20.0	16.3	20.2
鉅工 G2	12.0	21.8	12.0	20.0	16.3	20.2
大觀一#1	12.0	21.0	12.0	20.0	15.8	19.5

大觀一#2	12.0	21.0	12.0	15.0	15.8	19.5
大觀一#3	12.0	21.0	12.0	15.0	15.8	19.5
大觀一#4	12.0	21.0	12.0	15.0	15.8	19.5
大觀一#5	12.0	21.0	12.0	15.0	15.8	19.5
萬大 G1-2	11.0	20.7	10.4	10.4	15.5	19.3
士林 G1	22.0	40.0	22.0	30.0	30	37.2
士林 G2	22.0	40.0	22.0	30.0	30	37.2
馬鞍 G1	38.0	66.8	30.0	30.0	50.1	62.1
馬鞍 G2	38.0	66.8	35.0	35.0	50.1	62.1
興達新 G1-1	136.0	298.2	136.0	298.2	223.7	277.3
興達新 G1-2	136.0	298.2	136.0	298.2	223.7	277.3
興達新 ST1	129.0	283.8	129.0	283.8	212.9	263.9
興達新 G2-1	136.0	298.2	136.0	OFF	223.7	OFF
興達新 G2-2	136.0	298.2	136.0	OFF	223.7	OFF
興達新 ST2	129.0	283.8	129.0	OFF	212.9	OFF
興達新 G3-1	136.0	298.2	OFF	OFF	OFF	OFF
興達新 G3-2	136.0	298.2	OFF	OFF	OFF	OFF
興達新 ST3	129.0	283.8	OFF	OFF	OFF	OFF
興達新 G4-1	136.0	298.2	OFF	OFF	OFF	OFF
興達新 G4-2	136.0	298.2	OFF	OFF	OFF	OFF
興達新 ST4	129.0	283.8	OFF	OFF	OFF	OFF
興達#3	183.0	525.0	183.0	415.1	366.1	470.2
興達#4	183.0	525.0	183.0	OFF	393.8	488.3
興達 G3-1	41.0	90.0	41.0	OFF	67.5	OFF
興達 3-23	41.0	90.0	41.0	OFF	67.5	OFF
興達 3-23	41.0	90.0	41.0	OFF	67.5	OFF
興達 ST3	71.0	157.0	71.0	OFF	117.8	OFF
興達 G4-1	40.0	88.2	40.0	OFF	66.2	OFF
興達 4-23	40.0	88.2	40.0	OFF	66.2	OFF
興達 4-23	40.0	88.2	40.0	OFF	66.2	OFF
興達 ST4	68.0	150.0	68.0	OFF	112.5	OFF
興達 G5-1	41.0	90.0	41.0	OFF	67.5	OFF
興達 5-23	41.0	90.0	41.0	OFF	67.5	OFF
興達 5-23	41.0	90.0	41.0	OFF	67.5	OFF
興達 ST5	71.0	157.0	71.0	OFF	117.8	OFF
大林#6	243.0	536.0	243.0	536.0	402	498.5
大林新#1	262.0	752.0	400.0	OFF	564	699.4
大林新#2	262.0	752.0	400.0	OFF	564	699.4
南火 G11	39.0	86.0	39.0	OFF	64.5	OFF

南火 G12	39.0	86.0	39.0	OFF	64.5	OFF
南火 ST1	46.0	101.0	46.0	OFF	75.8	OFF
南火 G21	39.0	86.0	39.0	OFF	64.5	OFF
南火 G22	39.0	86.0	39.0	OFF	64.5	OFF
南火 ST2	46.0	101.0	46.0	OFF	75.8	OFF
南火 G31	39.0	86.0	39.0	OFF	64.5	OFF
南火 G32	39.0	86.0	39.0	OFF	64.5	OFF
南火 ST3	46.0	101.0	46.0	OFF	75.8	OFF
南火 G4	112.0	248.0	112.0	248.0	186	230.6
龍澗 G	55.0	97.2	55.0	97.2	72.9	90.4

表附.2 2025 年台電規劃系統離峰負載時段之台電發電機機組資料

Bus Name	Pmin (MW)	Pmax (MW)	情境五 (Pg) (MW)	情境六 (Pg) (MW)	情境七 (Pg) (MW)	情境八 (Pg) (MW)
協和新 G1-1	164.0	298.2	164.0	298.2	167.0	199.8
協和新 G1-2	164.0	298.2	164.0	OFF	167.0	199.8
協和新 ST1	156.0	283.8	156.0	283.8	158.9	190.1
深澳新#1	190.0	564.0	300.0	OFF	315.8	317.0
深澳新#2	190.0	564.0	OFF	OFF	OFF	OFF
林口新#1	265.0	752.0	400.0	752.0	415.0	503.8
林口新#2	265.0	752.0	400.0	OFF	415.0	OFF
林口新#3	265.0	752.0	400.0	OFF	415.0	OFF
高原 G1-1	200	397.55	OFF	OFF	221.0	OFF
高原 G1-2	200	397.55	OFF	OFF	221.0	OFF
高原 ST1	200	378.5	OFF	OFF	211.0	OFF
高原 G2-1	195.0	335.8	OFF	OFF	OFF	OFF
高原 G2-2	195.0	335.8	OFF	OFF	OFF	OFF
高原 ST2	186.0	319.6	OFF	OFF	OFF	OFF
大潭#1G1	74.0	151.5	74.0	151.5	84.8	106.0
大潭#1G2	74.0	151.5	74.0	151.5	84.8	106.0
大潭#1G3	74.0	151.5	74.0	151.5	84.8	106.0
大潭#2G1	74.0	151.5	OFF	OFF	84.8	140.0
大潭#2G2	74.0	151.5	OFF	OFF	84.8	140.0
大潭#2G3	74.0	151.5	OFF	OFF	84.8	140.0
大潭#3G1	114.0	233.4	OFF	OFF	130.7	146.0
大潭#3G2	114.0	233.4	OFF	OFF	130.7	146.0
大潭#4G1	114.0	233.4	OFF	OFF	130.7	156.4
大潭#4G2	114.0	233.4	OFF	OFF	130.7	156.4
大潭#5G1	114.0	233.4	OFF	OFF	130.7	156.4
大潭#5G2	114.0	233.4	OFF	OFF	130.7	156.4
大潭#6G1	114.0	233.4	114.0	OFF	130.7	156.4
大潭#6G2	114.0	233.4	114.0	OFF	130.7	156.4
大潭 ST1	132.0	270.7	132.0	270.7	151.6	186.0
大潭 ST2	132.0	270.7	OFF	OFF	151.6	220.0
大潭 ST3	117.0	241.3	OFF	OFF	135.1	151.0
大潭 ST4	117.0	241.3	OFF	OFF	135.1	161.7
大潭 ST5	117.0	241.3	OFF	OFF	135.1	161.7
大潭 ST6	117.0	241.3	117.0	OFF	135.1	161.7

大潭#7G1	127.0	262.4	127.0	OFF	146.9	175.8
大潭#7G2	127.0	262.4	127.0	OFF	146.9	175.8
大潭 ST7	121.0	249.8	121.0	OFF	139.9	167.4
大潭#8G1	127.0	262.4	OFF	OFF	146.9	175.8
大潭#8G2	127.0	262.4	OFF	OFF	146.9	175.8
大潭 ST8	121.0	249.8	OFF	OFF	139.9	167.4
大潭#9G1	127.0	262.4	127.0	OFF	146.9	152.0
大潭#9G2	127.0	262.4	OFF	OFF	146.9	152.0
大潭 ST9	121.0	249.8	121.0	OFF	139.9	144.0
大潭#10G1	127.0	262.4	OFF	OFF	146.9	165.8
大潭#10G2	127.0	262.4	OFF	OFF	146.9	165.8
大潭 ST10	121.0	249.8	OFF	OFF	139.9	157.0
中火#1	183.0	525.0	183.0	525.0	300.0	351.8
中火#2	183.0	525.0	183.0	525.0	300.0	351.8
中火#3	187.0	537.9	187.0	OFF	301.2	360.4
中火#4	187.0	537.9	187.0	OFF	301.2	360.4
中火#5	183.0	525.0	183.0	OFF	294.0	351.8
中火#6	183.0	525.0	183.0	OFF	294.0	351.8
中火#7	183.0	525.0	183.0	OFF	294.0	351.8
中火#8	183.0	525.0	183.0	OFF	294.0	351.8
中火#9	183.0	525.0	183.0	OFF	294.0	351.8
中火#10	183.0	525.0	OFF	OFF	294.0	OFF
台中新 G1-1	138.0	397.6	138.0	397.6	OFF	OFF
台中新 GT1	132.0	378.5	132.0	378.5	OFF	OFF
台中新 G2-1	138.0	397.6	138.0	OFF	OFF	OFF
台中新 GT2	132.0	378.5	132.0	OFF	OFF	OFF
通霄新 G1-1	135.0	295.7	135.0	295.7	165.6	198.1
通霄新 G1-2	135.0	295.7	135.0	295.7	165.6	198.1
通霄新 ST1	128.0	282.0	128.0	282.0	157.9	188.9
通霄新 G2-1	135.0	295.7	135.0	OFF	165.6	220.0
通霄新 G2-2	135.0	295.7	OFF	OFF	165.6	220.0
通霄新 ST2	128	282	OFF	OFF	157.9	220.0
通霄新	135.0	295.7	OFF	OFF	162.0	OFF
通霄新 G3-2	135.0	295.7	OFF	OFF	162.0	OFF
通霄新 ST3	128.0	282.0	OFF	OFF	154.0	OFF
通霄新 G4-1	135.0	298.2	OFF	OFF	161.0	OFF
通霄新 G4-2	135.0	298.2	OFF	OFF	161.0	OFF
通霄新 ST4	128.0	283.8	OFF	OFF	153.3	OFF
通霄新 G5-1	135.0	298.2	OFF	OFF	OFF	OFF

通霄新 G5-2	135.0	298.2	OFF	OFF	OFF	OFF
通霄新 ST5	128.0	283.8	OFF	OFF	OFF	OFF
通霄新 G6-1	135.0	298.2	OFF	OFF	OFF	OFF
通霄新 G6-2	135.0	298.2	OFF	OFF	OFF	OFF
通霄新 ST6	128.0	283.8	OFF	OFF	OFF	OFF
大觀二#1	135.0	236.7	-236.7	-236.7	-236.7	-236.7
大觀二#2	135.0	236.7	-236.7	-236.7	-236.7	-236.7
大觀二#3	135.0	236.7	-236.7	-236.7	-236.7	-236.7
大觀二#4	135.0	236.7	-236.7	-236.7	-236.7	-236.7
明潭#1	145.0	240.8	-240.0	-240.8	-240.8	-240.8
明潭#2	145.0	240.8	-240.0	-240.8	-240.8	-240.8
明潭#3	145.0	240.8	-240.8	-240.8	-240.8	-240.8
明潭#4	145.0	240.8	-240.0	-240.8	-240.8	-240.8
明潭#5	145.0	240.8	-240.0	-240.8	-240.8	-240.8
明潭#6	145.0	240.8	-240.0	-240.8	-240.8	-240.8
興達新 G1-1	136.0	298.2	136.0	298.2	151.0	185.0
興達新 G1-2	136.0	298.2	136.0	298.2	151.0	185.0
興達新 ST1	129.0	283.8	129.0	283.8	145.0	176.0
興達新 G2-1	136.0	298.2	136.0	OFF	OFF	OFF
興達新 G2-2	136.0	298.2	136.0	OFF	OFF	OFF
興達新 ST2	129.0	283.8	129.0	OFF	OFF	OFF
興達新 G3-1	136.0	298.2	OFF	OFF	OFF	OFF
興達新 G3-2	136.0	298.2	OFF	OFF	OFF	OFF
興達新 ST3	129.0	283.8	OFF	OFF	OFF	OFF
興達新 G4-1	136.0	298.2	OFF	OFF	OFF	OFF
興達新 G4-2	136.0	298.2	OFF	OFF	OFF	OFF
興達新 ST4	129.0	283.8	OFF	OFF	OFF	OFF
興達#3	183.0	525.0	183.0	525.0	347.6	296.7
興達#4	183.0	525.0	183.0	OFF	294.0	OFF
大林新#1	262.0	752.0	400.0	OFF	421.1	503.8
大林新#2	262.0	752.0	OFF	OFF	421.1	OFF
南火 G4	112.0	248.0	112.0	248.0	120.0	OFF