

台灣電力股份有限公司儲能系統併聯技術要點

中華民國 109 年 3 月 6 日發布(系規處主辦)

一、為促進電能多元供給，並確保儲能系統併入台灣電力股份有限公司(以下簡稱本公司)電網後，仍可維持電力系統穩定，特訂定本要點。

二、本要點用詞，定義如下：

(一) 儲能系統(Energy Storage System, ESS)：能夠透過電池存儲能量及對本公司電網提供電能，主要包含下列三個部分：

1. 電池管理系統(Battery Management System, BMS)：控制、監視及優化儲能系統內電池的性能，可收集電池所有的資訊，如電壓、電流、溫度等，並將這些資訊區分為過電壓、低電壓、放電過電流、充電過電流、高溫充放電、低溫充放電、短路等；在發生異常情況時，可斷開電池與儲能系統間之連接。

2. 電力轉換系統(Power Conversion System, PCS)：搭配系統控制器接受能源管理系統監控，可提供能源管理、調度及改善電力品質功能。

3. 升壓併網設備：將電壓提升至可併網電壓等級所需之電力設備

(二) 設置者：儲能系統設置者。

(三) 責任分界點：設置者與台電公司之產權分界點。

(四) 電源線：儲能系統與台電公司系統連接之線路。

(五) 儲能系統容量：儲能系統交流側最大輸出容量。

(六) 充放電總容量：

1. 儲能系統設置於發電廠內，充放電總容量係包含儲能系統容量及發電廠內既設、興建中發電量。
 2. 儲能系統設置於用戶自設變電所內，充放電總容量係包含儲能系統容量及該用戶經常及備用電力。
 3. 儲能系統設置於發電廠或用戶自設變電所外，充放電總容量係指儲能系統容量。
 - (1) 100 瓩以上未滿 500 瓩者，得併接於三相四線 220 伏特/380 伏特之低壓系統。
 - (2) 100 瓩以上未滿 5,000 瓩者，得併接於 11.4 仟伏特之高壓系統；以專線併接於變電所主變壓器二次側者，則 100 瓩以上未滿 10,000 瓩者，得併接於 11.4 仟伏特之高壓系統。
 - (3) 100 瓩以上未滿 10,000 瓩者，得併接於 22.8 仟伏特之高壓系統；以專線併接於變電所主變壓器二次側者，則 100 瓩以上未滿 20,000 瓩者，得併接於 22.8 仟伏特之高壓系統。
 - (4) 20,000 瓩以上未滿 95,000 瓩者，得併接 69 仟伏特輸電系統。
 - (5) 95,000 瓩以上者，得併接於 161 仟伏特以上輸電系統。
 - (6) 特殊案例得個案檢討。
- (七) N-0 準則：發電機組、輸電線路、變壓器之任一設備，無檢修或事故停用情況下，輸電系統可正常運轉。

(八) N-1 準則：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。

(九) N-2 準則：輸電設備於以下所列任一計劃檢修或事故跳脫停用情況下，輸電系統仍可正常運轉：

1. N-0-2：同鐵塔任二回線或北、中、南、東各區域內任二部發電機組同時事故跳脫。
2. N-1-1：任一回線停用後，另一回線亦再發生事故跳脫。
3. N-1-G：任一回線停用後，另任一部最大發電機組再發生事故跳脫。
4. N-G-1：任一部最大發電機組停用後，另任一回線再發生事故跳脫。

(十) 配電系統：

1. 低壓系統：電壓等級 600 伏特以下之電力系統。
2. 高壓系統：電壓等級超過 600 伏特至 25 仟伏特以下之電力系統。

(十一) 輸電系統：電壓等級 69 仟伏特以上之電力系統。

三、本公司與設置者之責任分界點：

- (一) 儲能系統設置於發電廠或用戶計量電度表內，責任分界點與設置者相同；考量充放電總容量電源線 N-0 時不得超載，若有超載情形需由設置者自行提升電源線容量或提出改善因應方案。
- (二) 儲能系統設置於發電廠或用戶計量電度表外，責任分界點須與本公司協商；電源線應由設置者自行興建及維護，N-0 時不得超載，若有超載情

形需由設置者自行提升電源線容量或提出改善因應方案。

- (三) 儲能系統併接用戶內線之線路設計、施工應依經濟部發布之「用戶用電設備裝置規則」規定辦理。

四、電力系統保護協調之規劃、設計安裝規範，須依下列規定辦理：

(一) 保護協調應考慮之一般事項：

1. 併接於高壓系統以上儲能系統與本公司責任分界點之保護設備，由設置者配合本公司系統需求，自行規劃設計及安裝。
2. 儲能系統嚴禁產生非計畫性之單獨運轉，儲能系統與本公司責任分界點斷路器之保護協調，應於內部事故、本公司系統停電或設備發生故障時能解聯（倘連接儲能系統之線路裝有復閉電驛者，除已有計劃性啟用之線路外，其餘為顧及儲能系統安全，復閉電驛應予閉鎖），並在儲能系統設置者系統之線路側，設置線路無電壓之確認裝置。
3. 設置者應於儲能系統與本公司責任分界點間設置自動同步併聯及保護設備，其功能應包含可確認電力系統線路已斷電及可自動防止加壓於已斷電之電網之功能，並配合本公司系統作適當之標置。
4. 儲能系統併接於低壓系統者，應於計量電表或責任分界點附近安裝可見之隔離設備，以隔離儲能系統與本公司電網。該設備應具備可操作且在開啟狀態下可上鎖之功能。
5. 儲能系統應裝設高、低頻電驛(81H/81L)或等同功能以上之保護檢測設

備，高頻電驛跳脫設定值不得低於 64Hz，低頻電驛跳脫設定值不得高於 56Hz；併接於離島獨立系統者，其儲能系統高、低頻電驛設定應符合該地區之要求。

6. 責任分界點裝置之斷路器或其他遮斷設備，應經中央政府相關主管機關或其認可之檢驗機構檢驗合格，責任分界點係高壓以上者，其過電流保護設備，應採用中央政府相關主管機關或其認可之檢驗機構或經認可之原製造廠家，依有關標準試驗合格並附有試驗報告者，方得裝用。

(二) 儲能系統併接於本公司之配電系統者，其責任分界點或電源引接點至少應具有下列同等保護功能，其跳脫時間並應與本公司系統協調：

1. 相間過電流電驛(50/51):附瞬時及具極反時(Extremely Inverse)特性，三相個別獨立裝設者，三相須各裝置一具電驛。
2. 接地過電流電驛(50N/51N):附瞬時及具極反時特性，個別獨立安裝者應裝設一具。
3. 接地過電壓電驛(59Vo):附延時特性。
4. 低電壓電驛(27):附延時特性。
5. 過電壓電驛(59):附延時特性。
6. 相間方向性過電流電驛(67):應具極反時特性。
7. 逆送電力電驛(32):附延時特性，延時設定最大不得超過二秒，責任分

界點無逆送電力者應裝設，責任分界點有逆送電力者免裝。儲能系統併接於用戶之低壓內線系統，儲能系統容量不超過責任分界點主保護熔絲額定電流之百分之二十五，且裝設防止單獨運轉裝置者，視為具備防止逆送電力功能。

(三) 儲能系統併接於本公司之輸電系統者，其責任分界點或電源引接點至少應具有下列同等保護功能，其跳脫時間並應與本公司系統協調：

1. 相間過電流電驛(50/51):附瞬時及具正常反時型特性，三相個別獨立裝設者，應各裝置一具電驛。
2. 接地過電流電驛(50N/51N):附瞬時及具正常反時型特性，個別獨立安裝者應裝設一具。
3. 接地過電壓電驛(59Vo):附延時特性。
4. 低電壓電驛(27):附延時特性。
5. 過電壓電驛(59):附延時特性。
6. 相間方向性過電流電驛(67) (使用電力調節器者免裝):應具正常反時型特性。
7. 快速及後衛保護電驛：如系統保護需要時應裝設。
8. 匯流排電驛 (87B):
 - (1)69,000 伏特系統採用氣體絕緣開關(GIS)設備者應裝設。
 - (2)161,000 伏特系統以上者應裝設。但無設計匯流排且已有其它快

速保護電驛裝置涵蓋者免裝。

9. 逆送電力電驛(32)：附延時特性，責任分界點無逆送電力者應裝設，責任分界點有逆送電力者免裝。本公司以特高壓供電之用戶，其儲能系統併接於該用戶之低壓內線系統，儲能系統容量不超過責任分界點主斷路器相間過電流電驛始動電流或主保護熔絲額定電流之百分之二十五，且裝設防止單獨運轉裝置者，視為具備防止逆送電力功能。
10. 保護電驛用之比壓器/接地比壓器(PT/GPT)應裝於匯流排，若無設計匯流排者，保護電驛用之比壓器/接地比壓器(PT/GPT)應裝於線路側。
11. 儲能系統經特高壓系統與本公司設備併接者，在電源引出點應裝設隔離設備。

- (四) 保護電驛應考慮儲能系統與本公司系統連結之線路發生故障時，責任分界點之斷路器應快速自行跳脫(主保護電驛)，且不得恢復自動併聯。
- (五) 儲能系統之保護設備應請製造廠家提供符合國家標準(CNS)、國際電工學會(IEC)、美國國家標準協會(ANSI)、電機電子工程師協會(IEEE)、美國保險商實驗室(UL)或德國電氣工程師協會(VDE)等標準之保護設備證明文件資料。

五、電力系統影響規範：

(一) 系統電壓：

1. 儲能系統充放電時，系統正常運轉時電力系統電壓應保持在 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 0.9p. u. 至 1.05p. u. 之間。

2. 儲能系統充放電時，造成責任分界點電壓變動率，應在高低各百分之三以內。

(二) 電力潮流：

1. 輸電系統正常運轉時(N-0)，儲能系統充放電不得造成輸電線路超載，且超高壓變電所、一次變電所、一次配電變電所及二次變電所變壓器不超載。

2. 輸電系統 N-1 或 N-2 偶發事故時，儲能充放電：

- (1) 不得造成輸電線路載流量超出「輸電系統規劃準則」之事故規劃值，且線路終端設備額定電流不得超載。

- (2) 超高壓變電所變壓器超載在額定值 10%以內，其餘各電壓等級變電所之變壓器超載在 25%以內，經轉供或採取對策後，不得影響供電安全。

- (3) 如不符合前述規定，得以停用或降載等方式因應以維持供電安全。

(三) 故障電流：

1. 儲能充放電時送至台電公司系統之故障電流，不得造成既設、興建中或已核定之本公司或其他用戶斷路器之啟斷容量不足。但得以裝設限流電抗器或其他可有效抑低故障電流之技術性方式處理，或經協議

後由設置者負擔因更換斷路器而產生之一切費用。

2. 接地方式應與本公司之電網配合，所造成之過電壓，不得超過與電力系統連接之設備額定值，且不得干擾區域電力系統接地故障之保護協調。

(四) 系統暫態穩定度：其責任分界點電壓為 161 仟伏特以上，且所歸屬之變電所匯流排合計發電容量在 100,000 瓩以上者，不得使本公司系統暫態穩定度降至下述值以下：

1. 345 仟伏特系統三相故障臨界清除時間以 4.5 週波為標準。
2. 161 仟伏特系統三相故障臨界清除時間以 12 週波為標準，若無法達到 12 週波以上，則至少要達到 8 週波，且配置二套主保護電驛。

(五) 電壓閃爍：儲能充放電時，造成責任分界點電壓閃爍應符合本公司「電壓閃爍管制要點」規定。

(六) 諧波：諧波污染限制應依本公司「電力系統諧波管制暫行標準」規定辦理。

(七) 功率因數：儲能系統功率因數應具有百分之二十滯後至百分之二十超前運轉能力，並可依本公司需求配合調整。

(八) 故障持續運轉能力：於責任分界點額定電壓之百分之九十以上至百分之一百一十以下時，應能持續運轉，當責任分界點電壓偏離前述值時，應具備低電壓持續運轉能力(LVRT)及高電壓持續運轉能力(HVRT)。

1. 低電壓持續運轉能力(LVRT)：當電力系統發生故障造成責任分界點電壓驟降時，儲能系統於責任分界點電壓位於附圖一實線以上應持續運轉，電壓降低至 0p. u. 時，應持續運轉至少 0.15 秒。
2. 高電壓持續運轉能力(HVRT)：當電力系統發生故障造成責任分界點電壓驟升時，儲能系統於責任分界點電壓位於附圖二實線以下應持續運轉，電壓驟升至 1.2 p. u. 時，應持續運轉至少 0.25 秒；電壓驟升至 1.15p. u. 時，應持續運轉至少 0.75 秒。

(九) 直流注入：儲能系統責任分界點為配電系統時，不應注入超過額定輸出電流 0.5 % 的直流電流至本公司電網。

(十) 頻率控制基本要求：

1. 責任分界點頻率低於 59.5Hz 時，儲能系統不得運轉於充電狀態。
2. 責任分界點頻率高於 60.2Hz 時，儲能系統不得運轉於放電狀態。

六、調度與通訊：

(一) 調度通訊設施：

1. 儲能系統調度通訊設施之裝設，須依原所屬業別併聯技術要點及相關規定辦理。
2. 儲能系統參與輔助服務，與所屬調度中心應裝設專用電話，以因應突發事件或緊急處置時使用。

(二) 儲能系統於完工加入前，應依前項規定辦理完成並經試話良好後，方可

加入本公司電力系統。

(三) 儲能系統參與輔助服務時，應依本公司「儲能系統參與輔助服務即時運轉資料提供及傳送方式原則」規定辦理。

(四) 有下列情況之一者，本公司得以電話、傳真或書面通知設置者，將其系統與本公司電力系統解聯：

- 1、本公司與該設置者儲能系統相關之設備維修時。
- 2、本公司與該設置者儲能系統相關之設備因工作停電時。
- 3、設置者之儲能系統與本公司系統間之保護協調不周全時。
- 4、其他有影響供電安全之虞時。

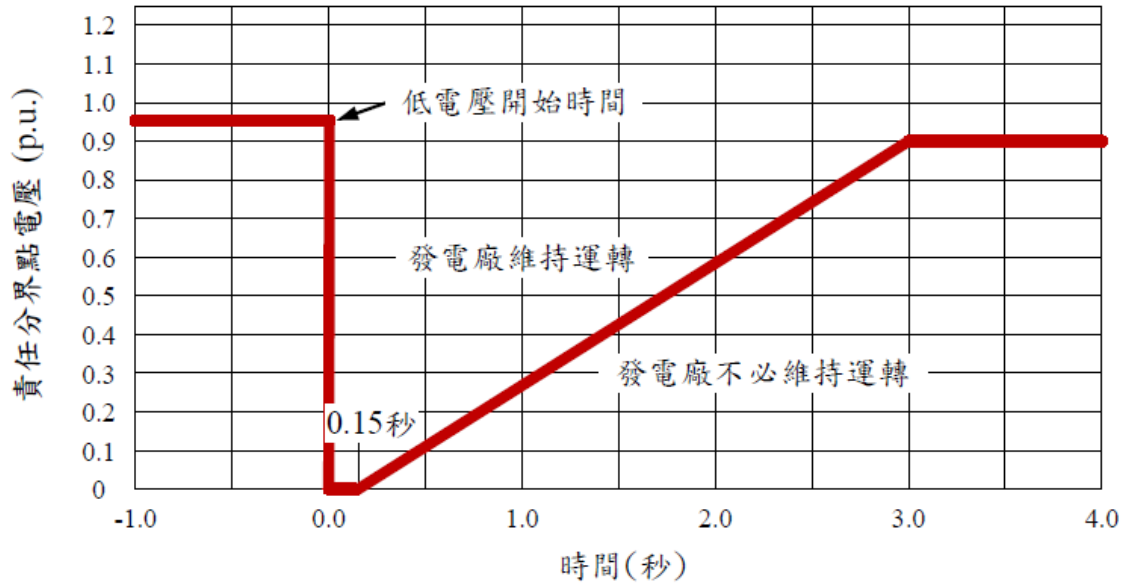
七、責任分界點為輸電系統且儲能系統容量 5,000 瓩以上者，需提送系統衝擊檢討報告送本公司審查，以充放電總容量進行檢討，相關檢討內容詳附件一。

八、責任分界點為配電系統且儲能系統容量 100 瓩以上者，需提送系統衝擊檢討報告予本公司審查，以充放電總容量進行檢討，相關檢討內容詳附件二。

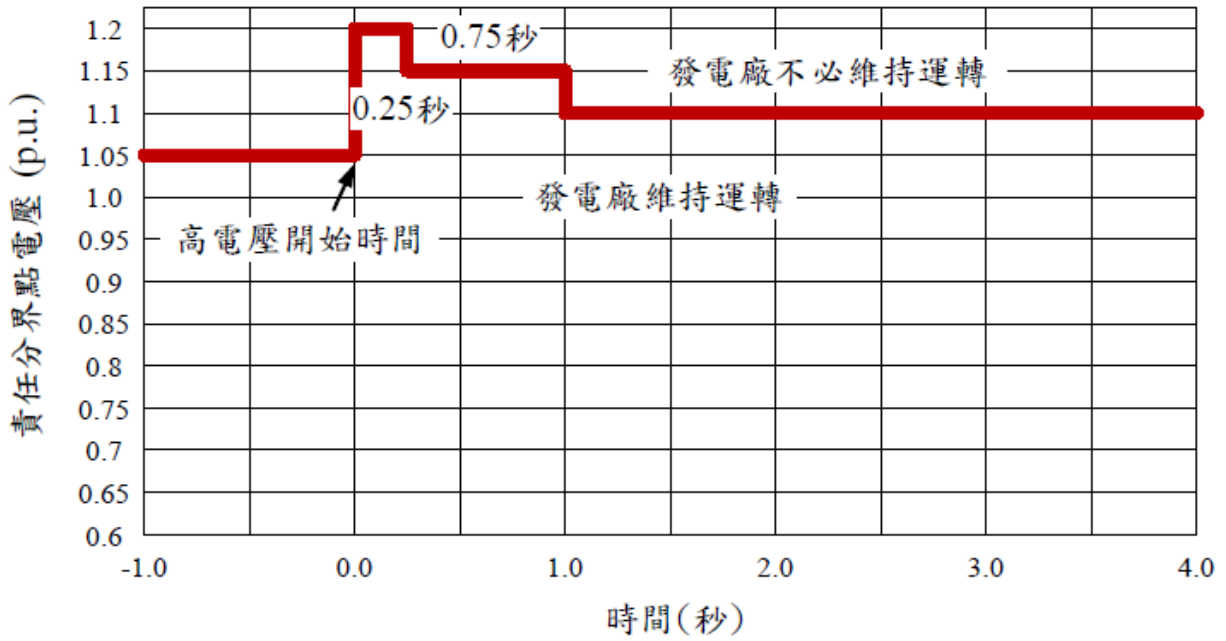
九、本公司基於供電技術或系統安全需要，得要求設置者提供足夠之證明資料及說明（含相關技術資料及檢討數據），在不影響系統安全與穩定度及其他用戶用電品質原則下，可由雙方個案協商，共同檢討其與本公司電力系統之引接及保護電驛等方式。

十、本要點未盡事宜，由本公司與設置者協商辦理。

十一、本要點自發布日實施。



附圖一：低電壓持續運轉能力示意圖



附圖二：高電壓持續運轉能力示意圖

儲能系統併接輸電系統衝擊檢討報告格式(輸電系統)

章節		圖表說明
封面		<p><案件名稱設備類型> 委託撰寫單位 報告完成日期</p>
目錄		
圖目錄		
表目錄		
第壹章 概述	一、計畫緣起	
	二、廠址	圖 1-1-1：開發場址示意圖
	三、商轉年月	
	四、機組型式、容量及數量	表 1-4-1：儲能設備資訊 (電池類型、DC/AC 側容量、充放電情形)
	五、與台電併聯方式	
第貳章 系統衝擊檢討基本資料	一、台電系統檢討資料	圖 2-1-1：台電提供資料函 圖 2-1-2：併接區域系統圖 圖 2-1-3：併接變電所單線圖(併變電所)/ 現勘紀錄函文(併線路) 表 2-1-1：併接區域短路電流 表 2-1-2：併接區域鄰近電源
	二、儲能系統資料	表 2-2-1：線路參數 (線路規格、長度、阻抗、容量、連接位置) 表 2-2-2：升壓變壓器參數 (電壓、容量、阻抗、接法) 圖 2-2-1：儲能系統單線圖
第參章 系統衝擊檢討	一、電力潮流 ^{*1}	圖 3-1-1：加入前尖載電力潮流 圖 3-1-2：加入前輕載電力潮流 圖 3-1-3：加入後尖載電力潮流 圖 3-1-4：加入後輕載電力潮流 表 3-1-1：N-1 事故說明 表 3-1-2：加入前尖載電壓 N-1 檢討 表 3-1-3：加入前輕載電壓 N-1 檢討 表 3-1-4：加入後尖載電壓 N-1 檢討 表 3-1-5：加入後輕載電壓 N-1 檢討 表 3-1-6：加入前尖載電力潮流 N-1 檢討 表 3-1-7：加入前輕載電力潮流 N-1 檢討 表 3-1-8：加入後尖載電力潮流 N-1 檢討 表 3-1-9：加入後輕載電力潮流 N-1 檢討
	二、故障電流	表 3-2-1：最大故障電流檢討

章節		圖表說明	
	三、暫態穩定度 ^{*2}	圖 3-3-1：大型發電機組轉子角度變化圖 圖 3-3-2：儲能出力變化圖 表 3-3-1：暫態穩定度分析事故說明 表 3-3-2：暫態穩定度分析結果	
	四、電力品質	(一)功率因數	表 3-6-1：虛功調節能力檢討
		(二)電壓變動	表 3-7-1：諧波檢討結果
		(三)電壓閃爍	
(四)諧波電流			
第肆章 結論與建議			

註 1：

1. 設置於發電廠內儲能系統需考慮放電情形。
2. 設置於用電戶內儲能系統需考慮充電情形。
3. 設置於計量電度表前須考慮充/放電情形。

註 2：

1. 儲能系統責任分界點為 161 仟伏特以上(含)系統，且充放電總容量大於 100,000 瓩需進行本項目檢討。
2. 併接於輸電系統儲能系統須檢附暫態分析模型。

儲能系統併聯配電系統衝擊檢討報告格式(配電系統)

章節		圖表說明 ^{**}
封面		<案件名稱設備類型> 撰寫單位 報告日期
目錄		
圖目錄		
表目錄		
第壹章 概述	一、計畫緣起	
	二、廠址	圖 1-1-1：開發場址示意圖
	三、商轉年月	
	四、機組型式、容量及數量	表 1-4-1：儲能設備資訊 (電池類型、充放電情形等)
	五、與台電併聯方式	
第貳章 基本資料 檢討	一、台電系統資料	圖 2-1-1：台電提供資料函 圖 2-1-2：併接區域饋線系統圖
	二、儲能系統資料	圖 2-2-1：儲能設備擺設區域配置圖 圖 2-2-2：儲能系統單線圖(儲能設備至責任分界點/併聯點之單線系統) 圖 2-2-3：昇位圖(儲能設備距責任分界點/併聯點之樓層/高度線路配置) 圖 2-2-4：計量設備裝置配置圖(表箱示意圖或 MOF 與電氣設備裝置)
第參章 系統衝擊 檢討	一、故障電流	表 3-1-1：故障電流檢討表
	二、電壓變動率	表 3-2-1：電壓變動率檢討分析表
	三、系統穩定度	
	四、功率因數	
	五、電壓閃爍	
	六、諧波管制	表 3-6-1：諧波檢討表
	七、調度與通訊	
第肆章 結論與建議		

備註：上表各章節圖表，由申請併網業者按圖表編號內容提供，並逐項列入系統衝擊檢討報告內，以供本公司進行審查作業。