

kW 級全鈦液流電池模組操作成本分析

胡譯心^{1*} 魏華洲² 鄒函文³ 林建宏⁴ 許寧逸⁵

摘要

本研究運用核研所國產自製kW 級全鈦液流電池模組實測數據，當作模擬計算模型基礎，針對不同的「能量(電解液)/功率(電池模組)」比，提出操作成本最適化分析，用以評估特定電流密度操作下之「最低操作總成本」(本篇總成本為電解液成本與電池模組成本之和)，以每單位「平均放電功率」的成本來表示(cost/kW_{av})。當「電解液成本/電池模組成本」值愈小時，電池在高電流密度下會有最低的操作成本。反之「電解液成本/電池模組成本」值愈大時，電池在會在較低的電流密度下會有最低的操作成本。

關鍵詞：全鈦液流電池，操作成本分析，能量/功率比

1. 前言

經濟部2018年能源轉型白皮書提到，目標「新及再生能源」在2025年達到累積設置容量27 GW，再生能源發電占比達到20%(經濟部，2018)。然而當再生能源使用率高愈高時，會有「鴨子危機」的發生，圖1即為著名的「加州鴨子曲線」(California Duck Curve)，此圖的曲線為美國加州「電力負載」扣除「變動性再生能源」(variable renewable energy)後的「淨負載」(net load)曲線，由圖1可看出大約中午的時候會有過度發電的風險，此時淨負載為一天中最低的時候；而在大約下午5點到晚上8點左右，發電公司需快速增加功率輸出，形成「鴨的脖子」輪廓，加州電力調度中心(CAISO, California Independent System Operator)預估2020年的加州春天於此3小時需增加大約13,000 MW

的功率(CAISO, 2016)。

透過儲能系統的建立，可以解決此鴨子曲線的問題(CAISO, 2016; Denholm *et al.*, 2015)，儲能技術主要分成物理性儲能及化學性儲能：常見的物理性儲能有抽蓄水力、壓縮空氣與飛輪儲能；化學性儲能則常見的有：鋰離子電池、鉛酸電池、鎳氫電池及氧化還原液流電池(Redox Flow Battery)。各種儲能技術各有其適合的應用領域，其中氧化還原液流電池具有功率設計靈活、安全、響應快、放電時間長與循環壽命長等優點，逐漸成為電網級化學儲能的研究發展重點，而全鈦液流電池為最具代表性的一種液流電池(馬振基等，2012)。

Schmidt等人於2017年利用經驗曲線來預測不同電能存儲技術的未來價格。將應用類別分為攜帶式(電子產品)、運輸(混合動力電動車、電動車)和固定式(住宅、公用事業)，發現

¹行政院原子能委員會核能研究所化學暨分析組 技術員

²行政院原子能委員會核能研究所化學暨分析組 研究員兼副組長

³行政院原子能委員會核能研究所化學暨分析組 助理研究員

⁴行政院原子能委員會核能研究所化學暨分析組 副工程師

⁵行政院原子能委員會核能研究所化學暨分析組 副研究員

*通訊作者電話: 03-4711400 #5374, E-mail: huyihsin@iner.gov.tw

收到日期: 2020年01月31日

修正日期: 2020年05月21日

接受日期: 2020年07月14日

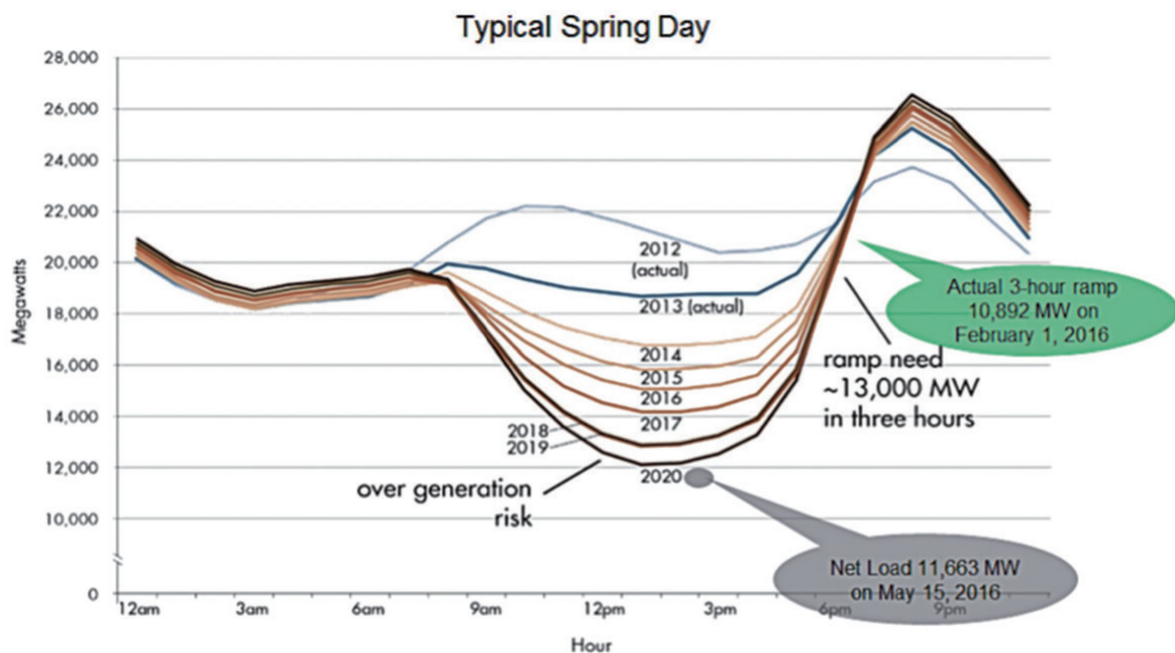


圖1 「加州鴨子曲線」(California Duck Curve) (CAISO, 2016)

指出無論採用哪種技術，一旦為每種技術安裝了1 TWh的容量，固定安裝系統(運用於住宅、公用事業)的資本成本就將達到 $340 \pm 60/\text{kWh}$ ，電池組(運用於混合動力電動車、電動車等運輸系統)的資本成本將達到 $175 \pm 25/\text{kWh}$ ，由此篇作者的分析模型，可看出應用於固定式儲能系統，全鈦液流電池的成本低於鋰離子電池(Schmidt *et al.*, 2017)。

Ha與Gallagher於2015年提出降低「材料以外」的成本是儲能系統最大的節省成本機會。作者建立了一個由下而上(Bottom-up)的模型，假設未來製造工廠的年產量可達100,000個電池模組，每個電池模組可提供20 kW的功率與100 kWh的電量為模擬基準(即年產量達2GW/10 GWh)，針對「扣除材料費後之單價」比較，全鈦液流電池(158美元/千瓦)比起封閉式鋰離子電池(237美元/千瓦)具有更低的「扣除材料費後之單價」，這是由於相比於封閉式電池，液流電池的設計和組裝過程更簡單，因此折舊、人工等間接費用較小。此外建立生產工廠的投資成本，全鈦液流電池工廠為600百萬美元，也比鋰離子電池(1,300百萬美元)低了大於50%的投資成本，但液流電池所面臨的挑戰是鋰離子電池

已經具有可觀的產量(Ha & Gallagher, 2015)。

全鈦液流電池(Vanadium Redox Flow Batteries, VRFB)具能量、功率獨立設計優勢，當能量/功率(E/P)值大於4小時，此時電池為能量型設計；能量/功率(E/P)值小於1小時，此時電池性能偏向功率型設計(Zhang *et al.*, 2018)。理論上液流電池可以任意擴大電解液儲槽，但要配置幾小時的發電量除了視使用需求之外，應該也要考慮其效益為何。目前大部分學術文獻都是針對特定的E/P設計下進行儲能電池系統成本分析，例如PNNL分別對於1 MW/0.25 MWh (E/P = 0.25)與1 MW/4 MWh (E/P=4)進行成本分析(Viswanathan *et al.*, 2014)；Noack等人針對10 kW/120 kWh (E/P = 12)的全鈦液流電池系統進行技術經濟模型的成本分析(Noack *et al.*, 2016)；而Ha與Gallagher則是針對2GW/10 GWh (E/P = 5)儲能系統進行成本分析(Ha & Gallagher, 2015)。因此本研究將針對不同的「能量(電解液)/功率(電池模組)」比，來進行探討，並提出操作成本最適化分析，用以評估特定電流密度操作下之「最低操作總成本」(本篇總成本為電解液成本與電池模組成本之和)，以每單位平均放電功率的成本來表示(cost/kWav)，用來當成

「能量(電解液)/功率(電池模組)」比的選擇與操作參考。

2. 實驗方法

本研究利用20 cells的核研所國產自製kW級全鈦液流電池模組(圖2)，分別配置正、負極電解液各15 L，在不同電流密度(100~200 mA/cm²)下進行定電流充、放電實驗，先定電流充電至1.6 V/cell，再定電流放電至0.7 V/cell，充放電曲線圖如圖3所示。

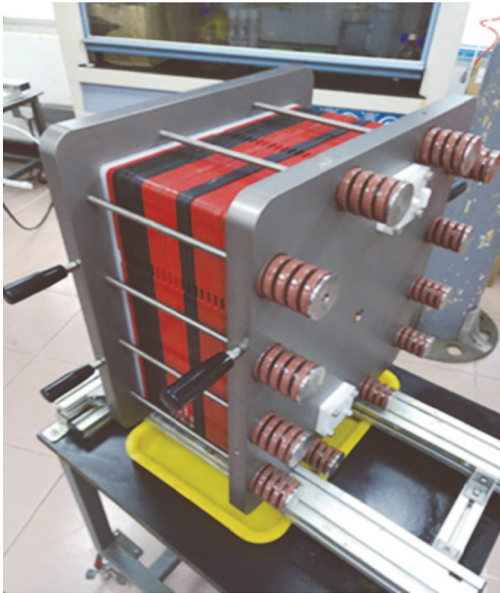


圖2 核研所國產自製kW級全鈦液流電池模組(20 cells)(本研究攝製)

2.1 放電曲線結果分析

由於此電池模組為20 cells，正、負極電解液各15 L，因此單位正極(或負極)電解液放電能量可以式(1)來計算。

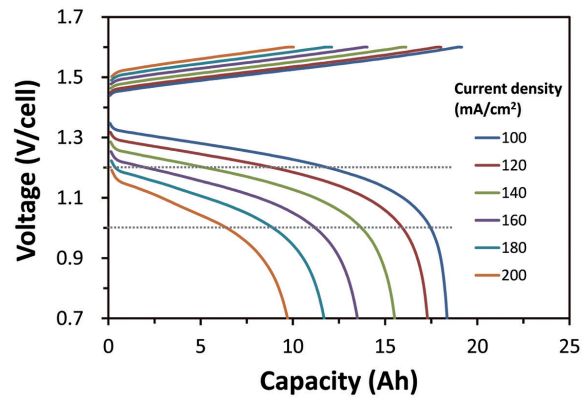


圖3 不同電流密度下之充放電曲線(本研究繪製)

$$\frac{\left(\int_0^{Ah_{\text{discharge}}} V_{\text{discharge}} dAh \right) \frac{Wh}{\text{cell}} \times (20) \text{ cells}}{(15) L} \quad \text{式(1)}$$

由圖的充放電曲線圖以式(1)來計算，其積分上限分別代入放電電壓至1.2、1.0與0.7 V/cell時所相對應的電容量(Ah)，即可得到於該截止電壓條件下的可放電能量(Wh/cell)，再將此值乘以20 cells，並除以正極(或負極)電解液體積數(15 L)，即可得到單位正極(或負極)電解液下之放電能量，其結果如表1所示。

在此我們假設將此系統，一樣使用相同的20 cells電池模組，但將電解液的量放大，假設放大至配置10度電的裝置容量，在理想放大情況下，則可利用表1的結果來計算所需的正極(或負極)電解液，其結果如表2與圖4所示。以180 mA/cm²電流密度、放電至1.0 V/cell時為例，在理想放大下，正、負極電解液各需761 L，才可放10度電，其計算過程如式所示。

$$\frac{(10,000) Wh}{(13.1) \frac{Wh}{L}} \approx 761 L \quad \text{式(2)}$$

表1 不同放電截止電壓下，單位正極(或負極)電解液下放電能量(本研究整理)

Current density	Unit: mA/cm ²		100	120	140	160	180	200
Discharge energy at different cut-off voltage	1.2 V/cell	Unit: Wh/L	20.1	14.8	8.6	3.3	0.5	None
	1.0 V/cell		28.5	25.3	21.2	16.9	13.1	9.1
	0.7 V/cell		29.6	27.1	23.5	19.8	16.6	13.3

None：在200 mA/cm²電流密度下，截止電位於1.2 V時，無法放電

表2 不同放電截止電壓下，利用式(2)計算達成10度電所需之正極(或負極)電解液(本研究整理)

Current density	Unit: mA/cm ²		100	120	140	160	180	200
The amount of electrolyte required to reach 10 kWh at different cut-off voltage	1.2 V/cell	Unit: L	498	674	1,159	3,074	19,231	1,098
	1.0 V/cell		351	395	471	591	761	
	0.7 V/cell		338	369	425	506	603	

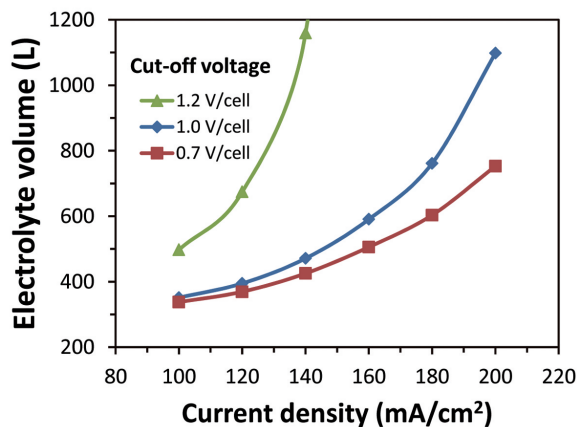


圖4 不同放電截止電壓下，達成10度電所需之正極(或負極)電解液(本研究繪製)

由結果可看出隨著電流密度的增加，所需電解液的量會指數增加，且當放電截止電壓愈高時，會增加的愈快速。

本研究電池模組的運轉模式為定電流下充電與放電，放電至電壓為0.7 V/cell時截止，因此起始放電的功率最高，隨著放電時間愈久，電壓逐漸下降，最終放電的功率也降至最低。

放電功率的計算如式(3)所示，計算的結果如表3所示。

$$(\text{Power}) W = (\text{surface area}) \text{ cm}^2 \times (\text{current}$$

$$\text{density}) \frac{\text{A}}{\text{cm}^2} \times (20) \text{ cell (discharge voltage)} \frac{\text{V}}{\text{cell}} \quad \text{式(3)}$$

以180 mA/cm²電流密度為例，此電池模組之放電起始電壓為1.22 V/cell，利用式(3)計算可得起始放電功率為2.83 kW，其計算過程如式(4)所示。

$$644 \text{ cm}^2 \times 0.18 \frac{\text{A}}{\text{cm}^2} \times 1.22 \frac{\text{V}}{\text{cell}} \times 20 \text{ cells} = 2,828 \text{ W} = 2.83 \text{ kW} \quad \text{式(4)}$$

不同放電截止電壓下，於截止電壓時之放電功率(此時也為最低放電功率)如表4所示。

由表1可知隨著電流密度的增加，放電能量會呈現指數衰退，而當放電截止電壓愈高時，衰退的情況愈顯著。當放電截止電壓1.2 V/cell下之放電能量隨著電流密度的增加，由20.1 Wh/L (100 mA/cm²下) 衰退至0.5 Wh/L (180 mA/cm²下)，衰退至只剩下2.49 %；相對於放電截止電壓1.0 V/cell，電流密度由100 mA/cm²增加至180 mA/cm²時衰退至剩下46.6 %至(28.1→13.1 Wh/L)；而放電截止電壓0.7 V/cell，電流密度由100 mA/cm²增加至180 mA/cm²時衰退至剩下56.1%至(29.6→16.6 Wh/L)。

表3 起始放電功率與終點放電功率(本研究整理)

Current density	Unit: mA/cm ²		100	120	140	160	180	200
Discharge power	initial	Unit: kW	1.74	2.04	2.32	2.58	2.83	3.07
	final		0.90	1.08	1.26	1.44	1.62	1.80

表4 不同放電截止電壓下，於截止電壓時之放電功率(本研究整理)

Current density	Unit: mA/cm ²		100	120	140	160	180	200
Discharge power at different cut-off voltage	1.2 V/cell	Unit: kW	1.55	1.85	2.16	2.47	2.78	2.58
	1.0 V/cell		1.29	1.55	1.80	2.06	2.32	

另由表2來看，放電截止電壓1.2 V/cell，電流密度180 mA/cm²下，達成10度電所需之正極(或負極)電解液需要高達19,231 L。綜合以上的評估，放電截止電壓至1.0 V/cell或0.7 V/cell的表現比較好。

但再由表3與表4看來，放電截止電壓至1.0 V/cell的放電功率比起放電截止電壓至0.7 V/cell的放電功率高出許多，因此接下來我們選定以放電截止電壓至1.0 V/cell，由平均放電功率當作操作成本計算的基準。

2.2 操作成本計算

計算假設如下：

- 1、假設一顆20 cell電池模組135萬，以每cell放電至1 V截止之平均放電功率(kW_{av})，計算電池模組的單位「平均放電功率(kW_{av})」成本(Stack cost/kW_{av})。
- 2、放電至1 V/cell時，發10度電所需的電解液量，以每升電解液350元，計算電解液的單位「平均放電功率(kW_{av})」成本(Electrolyte cost/kW_{av})。

電池模組的充放電曲線如圖3所示，計算單位放電功率的成本分析，以每cell放電至1 V截止之平均功率來計算，將圖3的放電曲線積分後除以放電時間，即可得到不同電流密度下的平均放電功率如圖5所示；再將10度電(10 kWh)

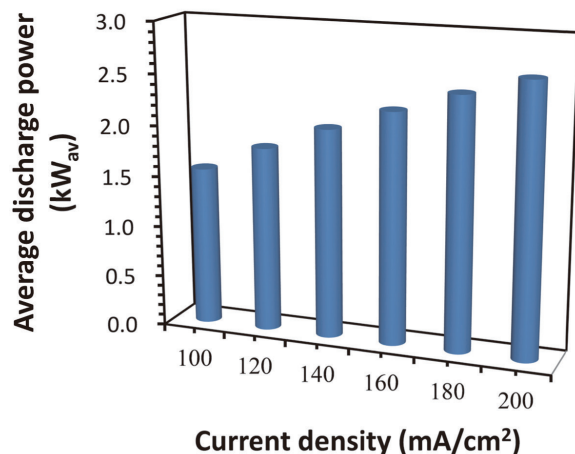


圖5 核研所國產自製kW級全鈳液流電池模組於不同電流密度下放電至1 V/cell之平均放電功率(本研究繪製)

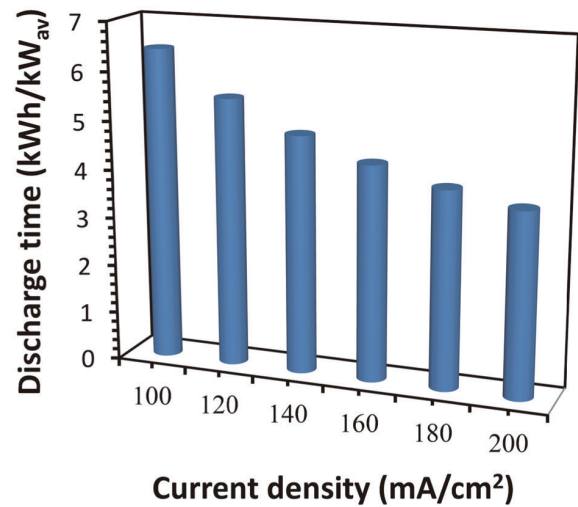


圖6 以核研所國產自製kW級全鈳液流電池模組配置10度電發量時，不同電流密度下的能量/功率比(本研究繪製)

Note：此圖的功率為不同電流密度下放電至1 V/cell之平均功率

除以圖5之「平均放電功率(kW_{av})」，即可得到此模型於不同電流密度下的「能量/功率比」(kWh/kW_{av})如圖6所示，在100、120、140、160、180與200 mA/cm²下分別為6.4、5.5、4.9、4.4、4.1與3.8小時。以電流密度180 mA/cm²為例，起始放電功率為2.83 kW，放電至1 V/cell時之功率則降至為2.32 kW，此段放電過程中的平均放電功率為2.46 kW_{av}，則單位平均放電功率的電池模組成本(Stack cost/kW_{av})為臺幣54.88萬，計算過程如式(5)所示。

$$\begin{aligned} \text{Stack cost/kW} &= \frac{1350 \text{ (NTD thousand)}}{2.46 \text{ (kW)}} \\ &= 548.8 \left(\frac{\text{NTD thousand}}{\text{kW}} \right) \text{式(5)} \end{aligned}$$

以上述條件計算出的成本對電流密度圖(如圖7所示)，可看出此電池模組於電流密度200 mA/cm²下操作時，具有最低操作成本。

此電池模組的效率表現如圖8所示，於100 mA/cm²電流密度下能量效率可達76.5%，而200 mA/cm²電流密度下能量效率為63.9%。以電池模組能量效率的觀點來看，在愈低的電流密度下操作其效率愈好。然而若以操作成本(電解

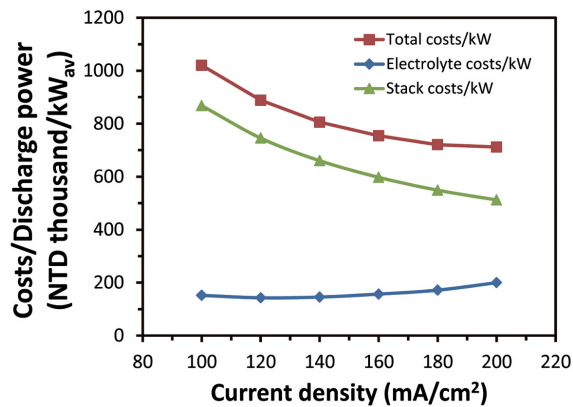


圖7 一顆20 cell電池模組135萬元、每升電解液350元之操作成本分析(本研究繪製)

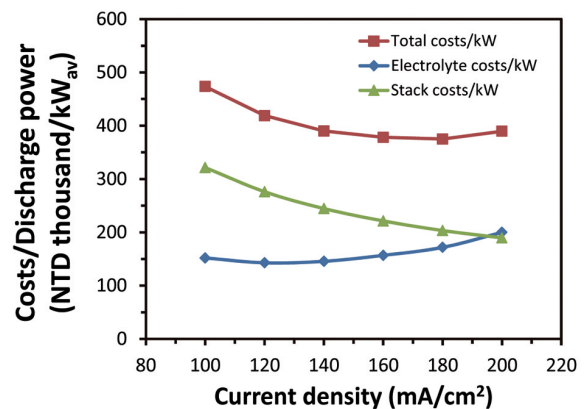


圖9 一顆20 cell電池模組50萬元、每升電解液350元之操作成本分析(本研究繪製)

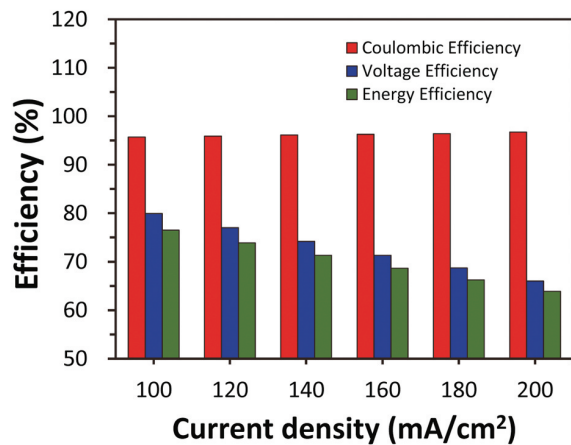


圖8 不同電流密度下之庫倫、電壓與能量效率圖(本研究繪製)

液成本與電池模組成本)的觀點來看,則此電池模組的最佳操作為200 mA/cm²電流密度下,其每單位平均放電功率下的總成本為71.19萬元(711.9 NTD thousand/ kW_{av}) ;而在100 mA/cm²電流密度下,每單位平均放電功率下的總成本達102.00萬元(1,020.0 NTD thousand/ kW),比起最佳操作成本高了43.3%。

為更進一步了解最佳操作成本,我們分別假設此電池模組經由工業化量產後可逐步降低成本,因此我們假設此20 cell電池模組的成本分別可降至50與30萬元,當電池模組的成本降至50萬元時,一樣以此電池模組來放10度電,則其操作成本如圖9所示,電池模組的最佳操作降為180 mA/cm²電流密度。同樣設計放10度電條件下,當電池模組的成本降至30萬元時,電池模組的最佳操作降至160 mA/cm²電流密度(如

圖10所示)。更極端一點,當電池模組的成本降至9千元時,電池模組的最佳操作降至120 mA/cm²電流密度(如圖11所示)。由圖11可知,當此電池模組設計成裝置容量為10度電時,此電池模組在120 mA/cm²電流密度時具有最低的電解

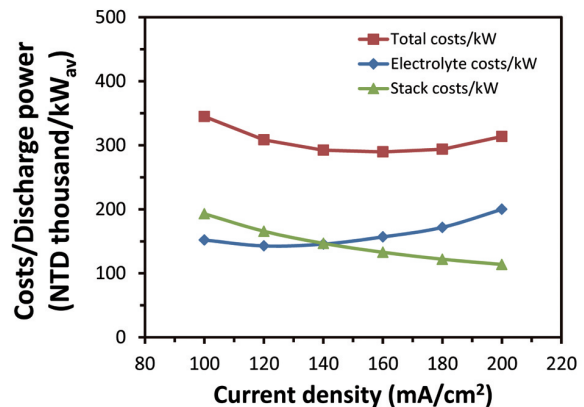


圖10 一顆20 cell電池模組30萬元、每升電解液350元之操作成本分析(本研究繪製)

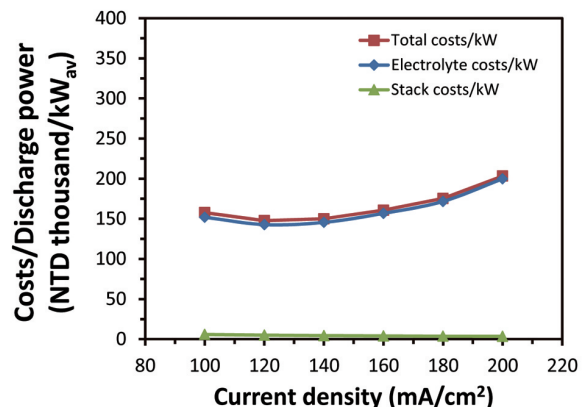


圖11 一顆20 cell電池模組9千元、每升電解液350元之操作成本分析(本研究繪製)

液成本，因此當電池模組的成本降至更低時，則總成本的曲線則會愈來愈接近電解液成本的曲線，此時的最佳操作條件仍為 120 mA/cm^2 電流密度，而不會更低了。

綜合上述的分析，我們可觀測到此電池模組的最佳操作區間落在電流密度 $120 \sim 200 \text{ mA/cm}^2$ 之間。當電解液的價格固定(每公升350元)，而電池模組的價格愈高時(最高為135萬元)，需要比較高的操作電流密度(200 mA/cm^2)才會達到最佳的操作成本；而當電池模組的價格愈低時，其最佳的操作電流密度則逐漸下降，但最低的操作電流密度不會低於 120 mA/cm^2 。

圖12為20 cells電池模組，配置10度電電量，其電池模組成本分別為110、60、30與10萬下之操作成本分析，分別是在200、180、160與 140 mA/cm^2 下為最佳化的操作條件。也就是當電解液成本/電池模組成本值愈小時，電池在高電流密度下會有最佳的操作成本。電解液成本/電池模組成本值愈大時，電池在會在較低的電流密度下會有最佳的操作成本。

以此電池模組配置10度電的電解液，無論電池模組如何降低製造成本，最佳的操作成本條件有一絕對極小值(120 mA/cm^2)，而當電池

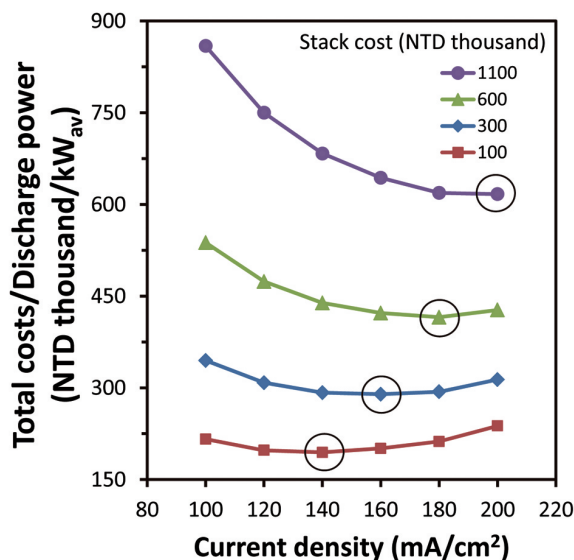


圖12 一顆20 cell電池模組，配置10度電電量，其電池模組成本分別為110、60、30與10萬下之操作成本分析(本研究繪製)

模組的成本愈高時，則需要在愈高的電流密度下操作才會有較佳的操作成本。將圖12進一步整理成圖13，圖13橫軸為電池模組的成本，圖中所列電流密度即為最佳操作條件下的電流密度值，再以此最低成本去計算電解液成本與電池成本的比值(圖13縱軸)。當電池模組成本分別為110、60、30與10萬時，配置10度電的電解液，電流密度分別在200、180、160與 140 mA/cm^2 下為最佳化的操作條件，此最佳操作條件下的「電池成本/電解液成本」比分別為0.5、0.7、1.2與3.0(如圖13)，「能量/功率」比則分別為3.8、4.1、4.4與4.9 hr(如圖6)，偏向於能量型的($E/P > 4\text{hr}$)儲能系統。

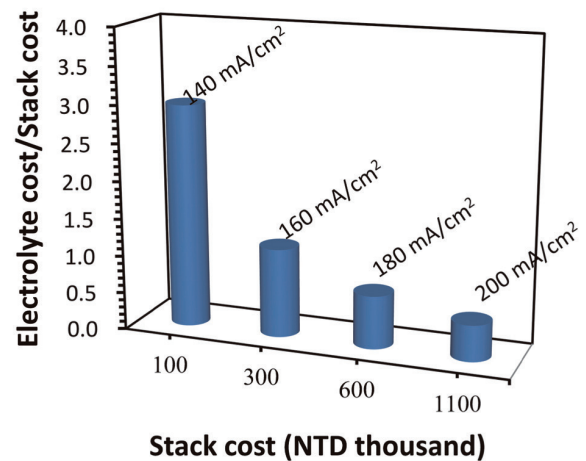


圖13 電池模組成本分別為110、60、30與10萬下，最佳操作電流密度下之「電池成本/電解液成本」比值(本研究繪製)

由另一個角度，假設此20 cells電池模組成本為50萬，分別配置不同設計的電量(30、20、10與5度電)，其操作成本分析如圖14所示，當電解液成本/電池模組成本值愈小時，電池在高電流密度下會有最佳的操作成本，此結論與圖12的結果一樣。以配置30度電的電解液系統為例，在 140 mA/cm^2 電流密度下具有最佳化的操作成本；而配置5度電的電解液系統，則需在在 200 mA/cm^2 電流密度下才具有最佳化的操作成本。

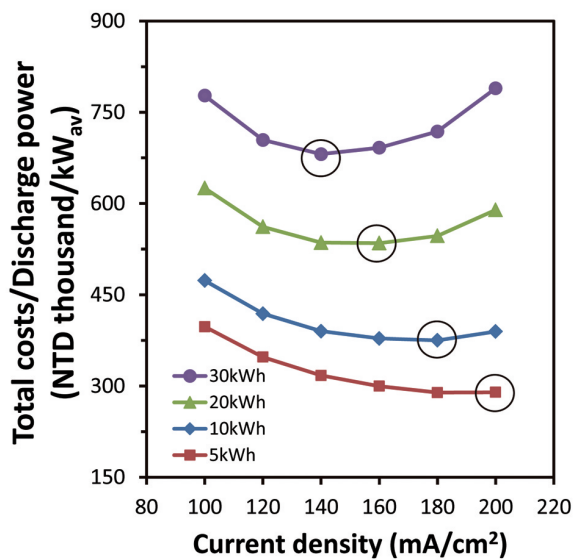


圖14 一顆20 cells電池模組成本為50萬，分別配置不同設計的電量(30、20、10與5度電)，其操作成本分析結果(本研究繪製)

3. 結 論

為加速液流電池技術的推廣與發展，建立大型商業系統之示範場域相當重要(Kear *et al.*, 2012)，本單位除努力建立示範場域之外，也積極進行全鈮液流電池效能提升之各項技術開發，若能開發更高功率密度(或是更高效能)之電池模組，在高電流密度操作下，可使用較小面積之電極與隔離膜來達到相同的放電功率，因此電池模組之成本會再進一步降低(Perry *et al.*, 2013)；唯本研究為求方便，直接假設電池模組經由工業化量產後可逐步降低成本來進行討論。本研究利用核研所國產自製kW級全鈮液流電池模組實驗的充放電曲線，去計算不同放電電流密度下的實際電容量值，進而計算出不同的電解液配置下會有不同的最適化操作成本，關鍵在於電解液成本與電池模組成本的比值，電解液成本/電池模組成本值愈小，電池在高電流密度下會有最佳的操作成本，當「電解液成本/電池模組成本」值為0.5時，於200 mA/cm²電流密度下操作最佳；當系統需配置較大的電解液、或電池成本下降…等，造成電解液成本/電池模組成本值逐漸變大，最佳的操作電流

密度會逐漸下降，最後會有一最小值，本分析模型下此最小電流密度為120 mA/cm²。此結論可用來當成儲能系統研發人員或產品開發工程師對於「能量(電解液)/功率(電池模組)」不同設計之參考基準與操作條件參考。

誌 謝

本文承蒙經濟部能源局計畫「液流電池系統及儲能綠能應用研發計畫(1/3)」(計畫編號108-D0114)支持，等此致上感謝之意。

參考文獻

- 馬振基、謝曉峰、江仁吉、蕭閔謙、楊士賢與張立，2012年。新型儲能電池—全鈮液流電池的原理與發展現況，化學，第七十卷第三期，237-246頁。
- 經濟部，2018年4月17日。能源轉型白皮書初稿。
- CAISO (California Independent System Operator), 2016. What the duck curve tells us about managing a green grid, https://www.caiso.com/Documents/FlexibleResourcesHelpRenewables_FastFacts.pdf.
- Denholm, P., M. O'Connell, G. Brinkman and J. Jorgenson, November 2015. Overgeneration from Solar Energy in California: A Field Guide to the Duck Chart, National Renewable Energy Laboratory, Technical Report NREL/TP-6A20-65023.
- Ha, S. and K. G. Gallagher, 2015. Estimating the system price of redox flow batteries for grid storage, *Journal of Power Sources*, 122, 122-132.
- Kear, G., A. A. Shah and F. C. Walsh, 2012. Development of the all-vanadium redox flow battery for energy storage: a review of

- technological, financial and policy aspects, *International Journal of Energy Research*, 36, 1105-1120.
- Noack, J., L. Wietschel, N. Roznyatovskaya, K. Pinkwart and J. Tiibke, 2016. Techno-Economic Modeling and Analysis of Redox Flow Battery Systems", *Energy*, 9, 627.
- Perry, M. L., R. M. Darling and R. Zaffou, 2013. High Power Density Redox Flow Battery Cells, *ECS Transactions*, 53(7), 7-16.
- Schmidt, O., A. Hawkes, A. Gambhir and I. Staffell, 2017. The future cost of electrical energy storage based on experience rates, *Nature Energy*, 2, 17110.
- Viswanathan, V., A. Crawford, D. Stephenson, S. Kim, W. Wang, B. Li, G. Coffey, E. Thomsen, G. Graff, P. Balducci, M. Kintner-Meyer and V. Sprenkle, 2014. Cost and performance model for redox flow batteries, *Journal of Power Sources*, 247, 1040-1051.
- Zhang, H., X. Li and J. Zhang, 2018. *Redox Flow Batteries—Fundamentals and Applications*, CRC Press Taylor & Francis, Boca Raton.

Operating Cost Analysis of kW-Class Vanadium Redox Flow Battery Module

Yi-Hsin Hu^{1*} Hwa-Jou Wei² Han-Wen Chou³
Chien-Hong Lin⁴ Ning-Yih Hsu⁵

ABSTRACT

In this study, the measured data of a homemade kW-class vanadium redox flow battery module was used as the basis for the simulation calculation model. For different “energy (electrolyte) / power (battery module)” ratios, the optimal cost of operation is proposed to evaluate the “minimum total operating cost” under specific current density operating, is expressed as the “cost per unit of average discharge power” (cost/kW_{av}). (The total cost is the sum of electrolyte cost and battery module cost). When the “electrolyte cost / battery module cost” value is small, the battery will have the lower operating cost at high current density. Conversely, the higher the “electrolyte cost / battery module cost” value, the lower the operating cost of the battery at lower current densities.

Keywords: Vanadium Redox Flow Battery, Operating Cost Analysis, Energy to Power Ratio.

¹Technician, Chemical Analysis Division, Institute of Nuclear Energy Research.

²Researcher & Deputy Division Director, Chemical Analysis Division, Institute of Nuclear Energy Research.

³Assistant Researcher, Chemical Analysis Division, Institute of Nuclear Energy Research.

⁴Associate Engineer, Chemical Analysis Division, Institute of Nuclear Energy Research.

⁵Associate Researcher, Chemical Analysis Division, Institute of Nuclear Energy Research.

* Corresponding Author, Phone: +886-3-4711400 #5374, E-mail: huyihsin@iner.gov.tw

Received Date: January 31, 2020

Revised Date: May 21, 2020

Accepted Date: July 14, 2020