

適用於小規模 CDM 專案的(簡化)減量方法

第 II 類- 提高能源效率專案

專案參與者需遵照適用於小規模 CDM 專案減量方法的一般準則，有關外加性的資料(附件 A 至 附錄 B)於下列網站提供：

<<http://cdm.unfccc.int/methodologies/SSCmethodologies/approved.html>>

II.H. 透過工廠設備之集中以提升能源效率**減量技術**

1. 本減量方法為工業設施(*industrial facility*)中的多項工廠公用設施(電力、加熱與冷卻系統)整合為單一公用設施(*utility*)之能源效率提升措施。此單一公用設施應為建置一氣電共生系統(*Combined Heat and Power Cogeneration, CHP*) 或一氣、電、冷三聯式供電系統(*Combined Cooling, Heat and Power Cogeneration, CCHP – tri-generation*)，以汰換一項或多項符合下列條件之設施：

(a) 既存公用設施

(b) 原本預計興建的設施(無專案活動的情況下)

2. 本減量方法適用條件如下：

(a) 該專案活動每年節能不超過 60GWh (相當於 180GWh_{th})。

(b) 該專案活動並非既存 CHP 或 CCHP 之替代。

(c) 在涉及 CCHP 系統的情況下，該專案活動應將蒸氣壓縮式冰水機(*vapour compression chillers*)中之化學冷媒，改為使用無全球暖化(*global warming potential, GWP*)及臭氧層破壞潛勢(*ozone depleting potential, ODP*)冷媒類型的冰水機。此轉換應屬自願性行為而非法律或法規強制要求。

(d) 若經鑑別，既存系統的持續使用為基線條件，則該既存系統應於專案活動起始日¹前已營運至少 3 年，以確保足夠的基線績效數據可引用。

3. 既存的冰水機、鍋爐、發電機組等設備仍可於該專案活動實施後繼續運轉，作為下列用途：(a) 當 CHP 或 CCHP 供應能力不足總能源需求量時，協助提供能源需求平衡。(b) 作為 CHP 或 CCHP 設施的備用。然唯有供冷、熱、電的新設 CHP 或 CCHP 系統得以取得減量額度。

4. 該工業設施得於專案活動實施後繼續與電網併聯(可輸出電力至電網)。針對輸出電力至電網之 CHP 或 CCHP 機組，考量傳送至電網之淨電力，僅“共生之電力”(“*cogenerated electricity*”，實際由汽電共生所產生的電力)可取得減量額度，

¹ 專案活動最早開始施行、興建或實際行動之日期(詳細定義見 CDM EB 41, 段落 67)。我國抵換專案起始日則應為抵換專案之減量措施已完成招標程序、已完成發包簽約或建造完成之日期(「行政院環境保護署溫室氣體先期專案暨抵換專案推動原則第二點第九款」)。

II.H. 透過工廠設備之集中以提升能源效率 (接續)

即 CHP 或 CCHP 機組總體燃料輸入效率(*overall fuel input efficiency*)²的年均值大於或等於 75%³時所產生的電力。若該效率小於 75%，則得由非汽電共生系統(*non-CHP*)或非汽電冷三聯式供電系統(*non-CCHP*)補足⁴。共生之電力認定如下：

- (a) 評估與衡量負載模式(有用熱需求, *useful heat demand*)確保發電機組是否在監測期間以全汽電共生模式(*full cogeneration mode*)下運轉。在全汽電共生模式下運轉之發電機組，應量測實際/有用熱($H_{CHP/CCHP}$)與汽電共生機組的電力輸出(*electrical power output*)。藉此取得之數據計算實際“電熱比(*power-to-heat ratio*)”(α_{actual}) 並依下公式認定“共生之電力”($E_{CHP/CCHP}$)：

$$E_{CHP/CCHP} = H_{CHP/CCHP} \times \alpha_{actual}$$

- (b) 針對 CCHP 系統可能無法直接量測進入吸收式冰水機(*absorption chiller*)的熱量，可量測吸收式冰水機的實際冷輸出(*cooling output*，如溫度和流量率等量測參數)估算有用熱當量(*equivalent useful heat*)。

5. 電熱比(α)之認定：

- (a) 針對試車中或運轉第一年的 CHP 或 CCHP 機組無法建立其量測數據，可使用全 CHP 或 CCHP 模式的電熱比設計值。
- (b) 如果無法得知 CHP 或 CCHP 的實際電熱比，則使用下表所指定的預設⁵電熱比：

機組類型	預設電熱比(α)
具廢熱回收之複循環燃氣渦輪機 (<i>combined cycle gas turbine</i>)	0.95
背壓式蒸汽渦輪機 (<i>steam backpressure turbine</i>)	0.45
凝汽抽汽式蒸汽渦輪機 (<i>steam condensing extraction turbine</i>)	0.45
具廢熱回收之氣渦輪機(<i>gas turbine</i>)	0.55
內燃機(<i>Internal combustion engine</i>)	0.75

² 總能源輸出(有用熱能+ 電力) / 燃料能源輸入。

³ 歐盟 2004/8/EC 汽電共生指令(*EU Cogen Directive*) “以有用熱需求推動內部能源市場汽電共生” 附件二(汽電共生電力計算)、2008/952/EC 指令 “2004/8/EC 附件二執行及應用指引”，以及 2000 年聯合國亞太經濟社會委員會(UNESCAP) “亞洲地區汽電共生作為污染防治與能源效率提升手段之指南”(編號：ST/ESCAP/2026)。

⁴ *non-CCHP* 電力係指當申報期間汽電共生機組之發電發生該情況：無相關熱能產出自汽電共生程序或部份產生的熱能無法視為有用熱。*non-CCHP* 可於下列案例產生電力：

- (a) 有效熱需求不足、無有效熱的產出或無熱能利用下之製程。
- (b) 有排熱設施(例如：蒸氣循環發電廠的冷凝元件及凝汽抽汽式蒸汽渦輪的複循環發電廠)之製程。

⁵ 歐盟 2004/8/EC 汽電共生指令(*EU Cogen Directive*) “以有用熱需求推動內部能源市場汽電共生” 附件二。

II.H. 透過工廠設備之集中以提升能源效率 (接續)

6. 針對供電、供冷或供給蒸氣/熱能/熱空氣至專案邊界內的另一個設施之情況，則其能源供應端和消費端之間的合約必須註明只有生產能源的設施可從替代的能源宣稱取得減量。

7. 為達到本減量方法目的，天然氣定義為主要含有甲烷及來自下列來源之氣體：(i)天然氣田(非伴生移棲氣， *non-associated gas*)；(ii) 油田中發現的伴生移棲氣(*associated gas*)。此氣體得與其他來源的氣體如：產生於生物消化槽的生物沼氣、煤田中的氣體及自固態化石燃料氣化的氣體等⁶混合至不超過總體積的 1%。

邊界

8. 專案邊界為施行 CHP 或 CCHP 系統之工業設施所在自然地理位置。此邊界包括消耗由該系統產生的能源之工業設施，以及受專案活動所影響之製程或設備。

基線

9. 下列基線排放估算的選項，取決於在沒有專案活動本將作為生產熱/蒸氣/熱空氣、電力及相關冷能之技術，應採用下列選項計算基線排放：

(a) 自電網輸入電力(若相關，包含蒸氣壓縮系統的冷卻負載(*cooling load*))及/或由化石燃料生產之蒸氣/熱。

(b) 自廠內自備(*captive*)發電廠(若相關，包含蒸氣壓縮系統的冷卻負載)之電力及/或由化石燃料生產之蒸氣/熱。

(c) (a)和(b)之綜合。

(d) 自化石燃料生產之蒸氣/熱及原本將透過併網(*grid-connected*)之電廠和電網額外的新發電來源所生產之電力(相對於專案活動下透過電網取得之電力)。

10. 合宜的基線情境須出自於下列情境之一：

(a) 既存系統之替換/補充(*supplementing*)：專案包含新系統之設置，以替換或補充既存電力供應(電網或現場發電)、冷卻(例如：冷凝器)及/或加熱系統(例如：鍋爐)之營運。在上述情況中基線情境定義為：

(i) 若計入期間消耗端設施之年度總能耗量(電力、冷卻與加熱)未增加超過基線值的 20%，則基線情境為既存系統的持續營運，並依歸納既存系統之特性採專案活動起始日前過去三年之數據建立基線排放。

(ii) 若計入期間，消耗端設施之年度總能耗量(電力、冷卻與加熱)確實增加超過基線值的 20%，則可適用下列兩選項之一：

⁶ 該限制規範原因為本減量方法並無提供生產其他種類氣體所造成之溫室氣體排放量估算法。涉及不符此定義之氣體的專案活動必須申請修正本減量方法。

II.H. 透過工廠設備之集中以提升能源效率 (接續)

- 若可透過「小規模 CDM 減量方法通則」中描述的相關程序，證實其最可能額外供給能源的基線情境與既存系統相同，則該系統可繼續作為基線排放認定用。
 - 若無法證實最可能額外供給能源的基線情境與既存系統相同，則應使用下面定義之基線參考設施方法(Baseline Reference Plant Approach)。
- (iii) 若不考慮基線或專案情境之年度總能耗量，且在沒有專案活動的情況下本將裝設新的且更有效率(相較於既存系統)的系統(例如：由於基線設備於計入期內的任一時間點已達可用壽齡)，則應採用以下基線參考設施方法。
- (b)原本預計將設置的系統之替換：該專案包含新系統之設置，以替換原本預計將設置且應用的電力、冷卻及/或加熱系統之營運。在上述情況應採用下面定義之基線參考設施方法認定基線情境。

基線參考設施方法

11. 在基線情境包含設置新冷卻及/或加熱系統及/或利用新電力來源的情況下，應定義一參考設施(reference plant)為基線情境。參考設施應基於與專案相同的工業區、國家或區域中，其相似的裝置容量、新加熱及冷卻系統和電力供給來源的常規，並須排除已屬於 CDM 專案活動的設施。在區域內沒有存在類似設施情況下，須就提供相同的服務(即相同或相似的發電、加熱及/或冷卻裝置容量)鑑別最具經濟效益、且技術可行並符合相關法律規範的技術與燃料類型。該技術的效率須以保守的方式選取，即當有多項具相似經濟效益的技術時，應選取效率最好的技術作為基線情境。此外，若有多項可能的燃料選擇，則應選取碳密集度最低的燃料。
12. 經鑑別每一項即將或本將被專案活動替代的設備，應進行評估以認定：
- (a) 依過去三年量測的相對貢獻比，認定該設備占相關能源類型的年總能輸出量(含電力、蒸氣/加熱/熱空氣或冷卻)之歷史相對貢獻。⁷
 - (b) 在專案活動替代自備設備(captive equipment)的情況，經認定的基線僅適用至該設備必須進行汰換或不再適合提供服務之時間點($DATE_{ServiceEnd}$)。超過此一時間點，則假設將被一新設備所汰換的設備，其同等於專案活動裝設之設備，即從該時間點起排放源的基線排放視為零。⁸

⁷ 在不只一個自備系統(captive system)產生單一特定能源(電力、蒸氣/加熱或冷卻)，以及一或多個系統遭專案活動替代的情況，應於基線與專案排放公式納入考量這些系統對總輸出的相對貢獻。舉例來說，如專案活動替代兩個鍋爐，其第一個鍋爐提供 2TJ 能量輸出，第二個鍋爐提供 8TJ 能量輸出，則各自貢獻比為 2/10 與 8/10。基線與專案排放計算應予以調整。

⁸ 舉例來說，若一可用壽齡至 2020 年的鍋爐 A 與一可用壽齡至 2015 年的電冰水機 B(electrical chiller)遭專案活動替代，則遭替代的鍋爐 A 其基線認定可適用至 2020 年，而遭替代的電冰水機其基線認定則適用至 2015 年。鍋爐 A 與電冰水機 B 各自 2020 年與 2015 年後的基線排放視為零。

II.H. 透過工廠設備之集中以提升能源效率 (接續)

(c) 剩餘/預期的設備壽齡將如下第 13 點說明。

13. 在無專案活動情況下的基線系統將於某一時間點進行汰換，即觸發一個新基線情境要求，該時間點應依循「設備剩餘壽齡認定工具」(“Tool to determine the remaining lifetime of the equipment”)保守的進行估計。專案活動應列為既存設備可用壽齡結束時可能的基線情境之一。

14. 基線排放 BE_y 依下式計算：

$$BE_y = BE_{grid, displ, y} + BE_{grid, exp\ ort, y} + BE_{capt, y} + BE_{BC, y} + BE_{BH, y} + BE_{LR, y} \quad (1)$$

$BE_{grid, displ, y}$ ：第 y 年被專案機組替代之電網電力，其相關的基線排放(tCO₂e/year)。

$BE_{grid, exp\ ort, y}$ ：第 y 年由專案機組輸出至電網之電力，其相關的基線排放(tCO₂e/year)。

$BE_{capt, y}$ ：第 y 年自備發電廠產生之電力，其相關的基線排放(tCO₂e/年)。

$BE_{BC, y}$ ：第 y 年產生的冷卻(例如：冰水)，其相關的基線排放(tCO₂e/年)。

$BE_{BH, y}$ ：第 y 年產生的加熱能(例如：蒸氣或熱空氣)，其相關的基線排放(tCO₂e/year)。

$BE_{LR, y}$ ：第 y 年冰水機物理性洩漏之冷媒，其相關的基線排放(tCO₂e/年)。

15. 在專案活動汰換自備電力發電廠及/或電網電力的情況，基線排放認定如下：

- (a) 若專案活動替代由電網獲取或原本將由電網獲取之電力，則基線排放包含連接電網之發電廠 CO₂ 排放。該基線排放($BE_{grid, displ, y}$) 比照 AMS-I.D 減量方法，如下式經專案活動替代電網之電量乘以電網排放係數計算：

$$BE_{grid, displ, y} = E_{grid, displ, y} \times EF_{grid, y} \quad (2)$$

$E_{grid, displ, y}$ ：第 y 年被專案替代之電網電量(MWh)。

$EF_{grid, y}$ ：依 AMS-I.D 減量方法計算之電網排放係數(tCO₂/MWh)。

- (b) 若專案活動替代先前由運轉自備發電廠之電力，則基線排放($BE_{capt, y}$)為專案活動替代自備發電廠的發電量乘以自備發電廠排放係數計算如下式：

$$BE_{capt, y} = \sum_i E_{capt, i, y} \times EF_{capt, i} \quad (3)$$

$E_{capt, i, y}$ ：第 y 年專案活動替代的自備發電廠 i 電量(MWh)。

$EF_{capt, i}$ ：自備發電廠 i 排放係數(tCO₂/MWh)。

II.H. 透過工廠設備之集中以提升能源效率 (接續)

16. 自備發電廠排放係數($EF_{capt, i}$)以該自備發電廠($SFC_{cap, i}$)的單位燃料消耗⁹(specific fuel consumption, 每單位電力輸出所需的熱量、質量或體積單位表示之燃料量)計算如下：

- (i) 針對替代早先以運轉既存自備發電廠電力的專案活動，其單位燃料消耗的建立須以過去最近三年的歷史效能數據為依據。
- (ii) 針對替代原將預計設置的自備發電廠電力的專案活動，其單位燃料消耗由至少兩家設備規格類似的製造商取得，並應採保守數值。
- (iii) 自備發電廠排放係數(EF_{capt})以自備發電廠 i 使用之燃料 j 排放係數($COEF_{ij}$)乘以 $SFC_{cap, i}$ 的乘積計算；為此一計算目的應引用「專案或洩漏之化石燃料燃燒 CO₂ 排放計算工具」(“Tool to calculate project or leakage CO₂ emissions from fossil fuel combustion”)中的式(2)、(3)及(4)。

$$EF_{capt, i} = \sum_j COEF_{i, j} \times SFC_{cap, i} \quad (4)$$

$EF_{capt, i}$ ：自備發電廠 i 排放係數(tCO₂/MWh_e)。

$SFC_{cap, i}$ ：自備發電廠單位燃料消耗率(以熱量、質量或體積單位表示之燃料量/MWh)。

$COEF_{ij}$ ：燃料類型 j 的 CO₂ 排放係數(tCO₂/以熱量、質量或體積單位表示之燃料量)

17. 在專案活動替代自備發電廠電力及電網電力的情況，其替代的電力之排放係數需反映自備發電廠及電網的排放強度。經替代之電力其排放係數($EF_{electricity}$)應依照自備發電廠發電量與電網電量之加權平均計算¹⁰。針對新設施則須採用該兩種電力來源間最為保守(最低)的排放係數。

18. 在專案活動輸出電力至電網的情況，基線排放可依下式計算：

$$BE_{grid, exp\ ort, y} = E_{grid, exp\ ort, y} \times EF_{grid, y} \quad (5)$$

$E_{grid, exp\ ort, y}$ ：第 y 年輸出至電網的淨發電量(MWh)。

19. 在專案活動替代自備產氣廠 (captive steam generation plant)的情況：

- (a) 基線排放以相當於無專案活動的情況下本將使用的燃料量(equivalent amount of fuel)計算如下式：

⁹ 在基線下自備發電廠涉及不止一種化石燃料的情況，應納入考量每一種化石燃料對應之輸出貢獻，並應調整基線排放公式。

¹⁰ 舉例來說，若基線年電力需求有 80%來自電網輸入，剩餘由自備發電廠提供，其加權平均排放係數($EF_{electricity}$)將為 $0.8EF_{grid} + 0.2 EF_{captive}$ 。

II.H. 透過工廠設備之集中以提升能源效率 (接續)

$$BE_{BH,y} = \sum_i EF_i \times \frac{S_{p,i,y}}{\eta_{CS}} \quad (6)$$

EF_i ：化石燃料 i 排放係數。

η_{CS} ：第 y 年經替代之產氣系統效率。

$S_{p,i,y}$ ：第 y 年專案活動提供之熱能(TJ)，按小時之質量流率與焓之量測數據。

(b) 自備產氣廠效率(η_{CS})認定如下：

(i) 若基線情境為一座或多座既存產氣機組，其效率的認定應以專案活動起始前既存產氣機組過去最近三年的效能數據為依據。在多座既存產氣機組的情況，納入考量每座產氣機組的歷史輸出與能耗，應以保守方式採用平均效能數據。

(ii) 若基線情境為原本預計將設置一座或多座產氣機組(即非既存產氣廠)，其效率的認定應依照「熱能或電能生產系統之基線效率認定工具」(“Tool to determine the baseline efficiency of thermal or electric energy generation systems”)。

(c) 與燃燒化石燃料有關的基線排放應依循「專案或洩漏之化石燃料燃燒 CO₂ 排放計算工具」(“Tool to calculate project or leakage CO₂ emissions from fossil fuel combustion”)之規定計算。

20. 與使用自備發電廠及/或電網電力以於專案邊界內生產冰水有關之基線排放，其認定如下：

$$BE_{BC,y} = EF_{ELEC,y} \times \sum_i \frac{C_{p,i,y}}{COP_{c,i}} \quad (7)$$

$BE_{BC,y}$ ：第 y 年專案活動生產冰水之基線排放(tCO₂e/年)。

$EF_{ELEC,y}$ ：電網電力排放係數，依 AMS-I.D 減量方法計算；及/或自備發電廠電力排放係數，依本減量方法式(4)計算(tCO₂e/MWh)。

$COP_{c,i}$ ：基線情境冰水機 i 之效能係數(MWh_{th}/MWh_e)。效能係數之定義為(冷卻輸出除以電力輸入)。

$C_{p,i,y}$ ：第 y 年基線情境的冰水機 i 冷卻輸出(MWh_{th}/年)。

(a) 線情境冰水機的效能係數(COP)認定如下：

(i) 若基線情境為一台或多台既存冰水機，則 COP 應以專案活動起始日前過去最近三年既存冰水機的效能數據為依據。在多台既存冰水機的情

II.H. 透過工廠設備之集中以提升能源效率 (接續)

況，應以保守的方式，納入考量每台冰水機的歷史輸出與用電，應以保守方式採用平均效能數據。

- (ii) 若基線情境為原本預計將設置一台或多台冰水機 (即非既存冰水機)，其 COP 之認定為專案所在之國家至少兩家販售冰水機供商業用途之製造商，其提供之最高 COP 滿載效能值(full load performance value)。

製造商一般不直接標示 COP 值，而是引用冰水機每千瓦(kW)電力輸入之冷媒噸位(in tonnage of refrigerant, TR)效能。1TR 相當於 24 小時內融化 1 噸(ton)冰所吸收之熱量，也相當於 3.513kW。

- (b) 每台基線情境冰水機 i 的冷卻輸出以量測之冰水總質量流率及冰水進水與出水溫度差計算如下式：

$$C_{p,i,y} = \frac{\sum_{h=1}^{8,760} m_{C,i,h} \times C_{\rho w,C} \times \Delta T_{C,i,h}}{3600} \quad (8)$$

$C_{p,i,y}$ ：第 y 年基線冰水機 i 的冷卻輸出(MWh_{th}/年)。

$m_{C,i,h}$ ：第 y 年 h 小時專案冰水機 i 產生的冰水質量流率(tonnes/hour)。

$C_{\rho w,C}$ ：水的比熱容(MJ/噸 °C) (4.2MJ/t°C)。

$\Delta T_{C,i,h}$ ：第 y 年 h 小時專案冰水機 i 冰水進水端及出水端溫度差(°C)。

- (c) 若電冰水機將持續運轉，符合下列所有情況時其冷媒物理上的洩漏將與排放有關：

1. 經替代的冷媒為京都議定書附件 A 所列之溫室氣體。
2. 經替代的冰水機為既存單元，非原本預計將設置的設備。

應以保守的方式選取洩漏率。

- (d) 依照下列關係，第 y 年基線冰水機洩漏冷媒之排放($BE_{LR,y}$)計算為經替代之冰水機歷史單位洩漏率 (SLR_C)乘以涉及的冷媒全球暖化潛勢(GWP_j)之函數：

$$BE_{LR,y} = SLR_C \times GWP_j$$

$BE_{LR,y}$ ：第 y 年冰水機冷媒洩漏之基線排放(tCO₂e/年)。

SLR_C ：經替代之冰水機的歷史單位洩漏率(噸/年)。

GWP_j ：基線冰水機之冷媒 j 的全球暖化潛勢

- (e) 經替代之冰水機的歷史單位洩漏率(SLR_C)應以至少過去三年的歷史填充記錄為依據。該值應與 2006 IPCC 國家溫室氣體清冊指引(guidelines for

II.H. 透過工廠設備之集中以提升能源效率 (接續)

national GHG inventories)第 3 冊第 7 章表 7.9.之預設值比較，並取兩值(即 IPCC 預設值及歷史填充記錄所得之洩漏率)最低者。

專案活動排放

21. 專案排放同等於專案邊界內 CHP 或 CCHP 系統、輔助設備，以及用於生產任何備用或補充電力、加熱或冷卻的系統(例如鍋爐、冰水機及自備發電廠)，其相關化石燃料燃燒和用電之排放。

專案排放認定如下：

(a) 專案燃料消耗包含用於輔助設備運轉之任何燃料。其排放量依照「化石燃料燃燒之專案或洩漏二氧化碳排放計算工具」(“Tool to calculate project or leakage CO₂ emissions from fossil fuel combustion”)進行計算。

(b) 專案用電，其包含用於輔助設備運轉之任何電力，依照「用電之基線、專案及/或洩漏排放計算工具」(“Tool to calculate baseline, project and/or leakage emissions from electricity consumption”)進行計算。

22. 在使用 CFC 冷媒之既存冰水機持續運轉的情況，如同本減量方法第 3 點所述，因既存冰水機的運轉產生逸散性冷媒洩漏的專案排放，需納入考量基線期間達成的冷卻負載，以及計入期間專案系統與既存冰水機達成的總冷卻負載，其基線與專案兩者之冷卻負載差。

23. 在使用電壓縮式冰水機做為備用冷凝系統之新設施的情況，則應納入考量運轉該設備之專案排放(逸散性冷媒洩漏)。

洩漏

24. 若進行替代的能源生產設備乃由另一活動端調過來，或既存設備轉移至另一活動端使用，則考慮洩漏。

25. 在導入 CCHP 系統的情況，若進行替代的冷媒為京都議定書附件 A 或氣候變遷綱要公約第 1 條第 5 項定義之溫室氣體，且並無進行破壞，必須納入考量貯放或使用於其他設備時產生之洩漏排放¹¹，並從減量中扣除。本減量方法所涵蓋的措施侷限於化學冷媒改為無全球暖化(global warming potential, GWP)及臭氧層破壞潛勢(ozone depleting potential, ODP)類型，該冷媒製造過程之洩漏不納入計算。

減量額度

26. 專案活動所達成的減量額度之計算為基線排放及專案排放與洩漏加總後，其兩者間的差異。

監測

27. 監測應包含：

¹¹ 應為 IPCC 第三次評估報告所接受之全球暖化潛勢，以用於計算未列入京都議定書附件 A 人為排放源二氧化碳排放當量。

II.H. 透過工廠設備之集中以提升能源效率 (接續)

(a) 文件化經替代之自備設備或原本將設置之設備的技術規格。

(b) 依照表 1 計量所有相關參數。

表 1. 應於計入期監測與紀錄下列參數

編號	參數	說明	單位	監測/紀錄頻率	觀測方法與程序
1	$E_{grid, displ, y}$	第 y 年被替代之電網電量	MWh/年	連續監測，按小時量測且至少每月紀錄	使用能量計進行量測，並依照「小規模 CDM 減量方法一般準則」相關段落進行校正。 若可行，量測結果應與賣/買電力記錄做交叉檢查(如帳單/收據)。
2	$E_{capt, y}$	第 y 年自備發電廠被替代的發電量	MWh/年	連續監測，按小時量測且至少每月紀錄	使用能量計進行量測，並依照「小規模 CDM 減量方法一般準則」相關段落進行校正。 若可行，量測結果應與賣/買電力記錄做交叉檢查(如帳單/收據)。
3	$EF_{grid, y}$	第 y 年電網 CO ₂ 排放係數	tCO ₂ /kWh	每年	電網排放係數應依照 AMS-I.D 減量方法規定認定
4	SLR_C	因設置 CHP 或 CCHP 廠 i 所替代之冰水機歷史單位洩漏率	噸/年	每年	由冰水機維護記錄或冷媒購買記錄取得數值。此數值應與 2006 IPCC 國家溫室氣體清冊第 3 冊第 7 張表 7.9.之預設值交叉檢查。

適用於小規模 CDM 專案的(簡化)減量方法

II.H. 透過工廠設備之集中以提升能源效率 (接續)

編號	參數	說明	單位	監測/紀錄頻率	觀測方法與程序
5	m	第 y 年 h 小時專案冰水機 i 產生的冰水質量流率	噸/小時	連續監測，按小時量測且至少每月紀錄	透過經校正之量表量測。 應依照「小規模 CDM 減量方法一般準則」相關段落進行校正。
6	ΔT	第 y 年 h 小時專案冰水機 i 進水端及出水端冰水溫度差	$^{\circ}\text{C}$	連續監測，按小時量測且至少每月紀錄	透過經校正之量表量測。 應依照「小規模 CDM 減量方法一般準則」相關段落進行校正。
7	$S_{p,y}$	第 y 年專案活動傳送的熱能	TJ/年	連續監測，按小時量測且至少每月紀錄	透過經校正之量表量測。 應依照「小規模 CDM 減量方法一般準則」相關段落進行校正。 熱生產設備產生的蒸氣/熱，以及進口端與任何回流冷凝水之總焓，其兩者之焓差，以認定產熱量。個別的焓值應以質量(或體積)流量、溫度來認定；若有過熱蒸氣則應考量壓力。得使用蒸氣表或適當的熱力學方程式作為計算溫度與壓力函數的焓值。 在設備生產熱空氣的情況，此數值以供應之熱空氣的焓值及進入專案設備的進口端

適用於小規模 CDM 專案的(簡化)減量方法

II.H. 透過工廠設備之集中以提升能源效率 (接續)

編號	參數	說明	單位	監測/紀錄頻率	觀測方法與程序
					(例如：空氣)之總焓值差表示。 在專案活動輸出熱能至其他設施的情況，應於接收端進行量測。
8	T	溫度	°C	連續監測，按小時量測且至少每月紀錄	透過經校正之量表量測。 應依照「小規模 CDM 減量方法一般準則」相關段落進行校正。 在流量與溫度已確認無法連續量測(例如：熱空氣輸出)的情況，其焓值可依據「小規模 CDM 專案活動的取樣與調查一般準則」(“General Guidelines For Sampling And Surveys For Small-Scale CDM Project Activities”)提供之程序，透過 90% 信賴水準及 10%準確度的取樣方式來認定。
9	P	壓力	kg/cm ²	連續監測，按小時量測且至少每月紀錄	透過經校正之量表量測。 應依照「小規模 CDM 減量方法一般準則」相關段落進行校正。 在流量與溫度已確認無法連續量測(例如：熱空氣輸出)的

II.H. 透過工廠設備之集中以提升能源效率 (接續)

編號	參數	說明	單位	監測/紀錄頻率	觀測方法與程序
					情況，其焓值可依據「小規模 CDM 專案活動的取樣與調查一般準則」(“General Guidelines For Sampling And Surveys For Small-Scale CDM Project Activities”)提供之程序，透過 90% 信賴水準及 10% 準確度的取樣方式來認定。
10		第 y 年化石燃料 j 之燃燒量	質量或體積單位	依照「專案或洩漏之化石燃料燃燒 CO ₂ 排放計算工具」	依照「專案或洩漏之化石燃料燃燒 CO ₂ 排放計算工具」
11		第 y 年電網電力用量	MWh/年	依照「用電之基線、專案及/或洩漏排放計算工具」	依照「用電之基線、專案及/或洩漏排放計算工具」
12	$EG_{grid, export, y}$	第 y 年供應至電網的淨電量	MWh/年	連續監測，按小時量測且至少每月紀錄	使用能量計進行量測且應依照「小規模 CDM 減量方法一般準則」相關段落進行校正。 若可行，量測結果應與賣/買電力記錄進行交叉檢查。 (例如：帳單/收據)
13		第 y 年持續在專案活動運轉之設備(例如：冰水機、加熱器及鍋爐)其化	MWh	依照「專案或洩漏之化石燃料燃燒 CO ₂ 排放計算工具」及「用電之基	依照「專案或洩漏之化石燃料燃燒 CO ₂ 排放計算工具」及「用電之基線、專案及/或洩漏排放計算工具」

II.H. 透過工廠設備之集中以提升能源效率 (接續)

編號	參數	說明	單位	監測/紀錄頻率	觀測方法與程序
		石燃料/電力使用量		線、專案及/或洩漏排放計算工具」	
14		第 y 年持續在專案活動運轉的既存冰水機，其冷卻輸出	MWh _{th} /年	連續監測，按小時量測且至少每月紀錄	透過經校正之量表量測。 應依照「小規模 CDM 減量方法一般準則」相關段落進行校正。

方案下的專案活動

28. 依循 ACM0009「煤炭或石油燃料改為天然氣的工業燃料替代整合減量方法」(“*Consolidated baseline and monitoring methodology for fuel switching from coal or petroleum fuel to natural gas*”)中洩漏一節之規範，應納入考量專案邊界外化石燃料開採、加工、液化、運輸、再氣化與配送產生的洩漏排放。在基線情形下之洩漏排放高於專案時的洩漏排放之情況，則洩漏排放為零。

II.H. 透過工廠設備之集中以提升能源效率 (接續)

本文件的歷史

版本	日期	更新情況
03	EB60，附件 23， 2011 年 4 月 15 日	涵蓋輸出電力至電網之專案，以及專案以前的設備之持續運轉
02	EB54，附件 12， 2010 年 3 月 28 日	加入新開發之專案活動並提供以採樣作法之熱能輸出監測的選項
01	EB 38，附件 8， 2008 年 3 月 14 日	最初版本