



中央研究院環境變遷研究中心
Research Center for Environmental Changes, Academia Sinica

2050
NET-ZERO
Taiwan Can Do It!

淨零之路
臺灣的雙贏策略

附錄

Roads to Net-zero
A Win-win Strategy for Taiwan

台灣深度減碳

溫室氣體減量邊際成本曲線

陳筆 · 王麗文 · 莊惠婷

摘要

本報告針對排碳影響重大的部門，包括電力部門、公路運輸部門、住宅部門以及服務業部門，利用技術資訊調查、本土實質條件資料、和專家諮詢，以「由下而上的專家評估法」(bottom-up expert-based method)來推估未來 20 年(2020、2025、2030、2035 年)各種減碳技術在台灣的減量潛力和成本，建立臺灣未來 20 年的溫室氣體減量邊際成本曲線(減量技術供給曲線)，為減碳政策提供事實基礎。研究執行期間為 2017 年至 2018 年，因此各部門簡介與歷史資料依各部門研究完成時間呈現至 2015 年、2016 年或 2017 年。

電力部門的減碳技術潛力包括下列各種手段：(a) 電力消費部門的能源效率提升，(b) 再生能源發電，(c) 核能發電，(d) 燃氣發電替代燃煤發電，(e) 火力電廠的碳捕捉與封存。再生能源技術包括風力發電、太陽光電、慣常水力、生質能、地熱和海洋能等。公路運輸部門的減碳技術潛力包括純電動車代替內燃機汽車和內燃機效率之提升。

公路運輸部門的減碳技術潛力包括純電動車代替內燃機汽車和內燃機效率之提升。住宅部門減碳主要有新建建築導入節能冷氣、新建建築節能外殼以及以 LED 燈(管)代替省電燈泡以及螢光燈管(T5/T8)三種減碳手段。服務業部門減碳主要計算為空調冰水機汰舊換新、新建建築節能外殼以及新建建築導入照明控制三種減碳手段。

本報告將考察重大部門的減碳技術潛力及其減碳技術成本，第一章說明減碳技術潛力與減碳成本的定義，第二章探討電力部門的減碳技術潛力及其減碳技術成本，第三章探討公路運輸部門，第四章探討住宅部門，第五章探討服務業部門，第六章說明實現技術潛力的挑戰。



目錄

摘要	i
目錄	ii
表目錄	vi
圖目錄	xvi
第一章 減量「技術潛力」與減量成本的定義	1
1.1 研究目的	1
1.2 研究方法	2
1.3 參考文獻	10
第二章 電力部門	12
2.1 電力部門簡介	12
2.1.1 範疇與定義	14
2.1.2 歷史排放	16
2.2 電力部門基準情境排放預估	20
2.2.1 排放成長假設	20
2.2.2 溫室氣體排放量推估	26
2.3 電力部門減量潛力與成本	28
2.3.1 離岸風力	29
2.3.2 太陽光電 (PV)	44
2.3.3 再生能源的間歇性輔助服務成本	69
2.3.4 其他減量措施	74
2.4 電力部門減量成本曲線	85
2.4.1 電力部門燃料配比與發電成本	85
2.4.2 與政策目標的比較	89
2.4.3 電力部門減量成本曲線	91
2.5 敏感度分析	99



2.6 小結	101
2.7 參考文獻	104
附錄 2.1：火力及核能發電機組預計的除役時間.....	106
附錄 2.2：國內離岸風力成本資料依照DECC(2016)分類方式	111
致謝	113
第三章 公路運輸部門	114
3.1 公路運輸部門簡介	114
3.1.1 範疇與定義.....	115
3.1.2 排放量計算邏輯與歷史排放.....	123
3.2 公路運輸部門基準情境排放預估.....	133
3.2.1 基準情境參數.....	133
3.2.2 公路運輸部門的基準情境排放量.....	169
3.3 公路運輸部門減量技術與成本	171
3.3.1 公路運輸部門減量技術一覽.....	171
3.3.2 不同技術車種的減量情境銷售滲透率.....	172
3.3.3 減量成本.....	189
3.3.4 其他的減量技術.....	209
3.3.5 減量成本曲線.....	210
3.3.6 與現行政策比較.....	215
3.3.7 電力的需求.....	217
3.4 敏感度分析	217
3.5 總結	219
3.6 參考文獻	221
附錄 3.1 各車種車型燃料密集度與排放量計算彙整表（2015 年）	223
致謝	229
第四章 住宅部門	230
4.1 住宅部門簡介	230
4.1.1 範疇與定義.....	230



4.1.2 能源消費狀況.....	231
4.1.3 歷史排放.....	232
4.2 住宅部門基準情境排放預估	233
4.2.1 排放成長假設.....	233
4.2.2 基準情境排放量估算.....	242
4.3 住宅部門減量措施與成本.....	243
4.3.1 住宅部門減量措施一覽.....	243
4.3.2 住宅部門減量措施一：新建建築導入節能冷氣.....	243
4.3.3 住宅部門減量措施二：新建建築節能外殼.....	253
4.3.4 住宅部門減量措施三：以LED燈泡（管）替代省電燈泡以及螢光燈管	262
4.4 住宅部門減量成本曲線.....	274
4.5 敏感度分析	277
4.6 總結	278
4.7 參考文獻	279
第五章 服務業部門	281
5.1 服務業部門簡介	281
5.1.1 範疇與定義.....	281
5.1.2 能源消費狀況.....	282
5.1.3 歷史排放.....	283
5.2 服務業部門基準情境排放預估	284
5.2.1 排放成長假設.....	284
5.2.2 基準情境排放預估.....	290
5.3.1 服務業部門減量措施一覽.....	290
5.3.2 服務業部門減量措施一：空調冰水機汰舊換新.....	290
5.3.3 服務業部門減量措施二：新建建築節能外殼.....	298
5.3.4 服務業部門減量措施三：新建建築導入照明控制.....	309
5.4 服務業部門減量成本曲線.....	318
5.5 敏感度分析	321



5.6 總結	323
5.7 參考文獻	324
致謝	325
第六章 實現減碳技術潛力的挑戰	326

表目錄

表 1.2.1 「技術潛力」的意義與推估	5
表 1.2.2 各部門的減碳手段	9
表 2.1.1 台灣電業的歷史簡介	12
表 2.1.2 台灣電力的歷史結構	13
表 2.1.1.1 能源產品單位熱值表	15
表 2.1.1.2 各類能源的二氧化碳排放係數表	16
表 2.1.2.1 電力部門二氧化碳歷史排放量	17
表 2.1.2.2 能源產品單位熱值表	18
表 2.1.2.3 碳排放係數表	19
表 2.1.2.4 電力部門溫室氣體排放係數之比較	20
表 2.2.1.1 全國供電量預測成長率	20
表 2.2.1.2 電力部門未來所需發電量預測值	21
表 2.2.1.3 2016 年及未來設定的平均發電容量因數	23
表 2.2.1.4 電力部門發電裝置容量的歷史數據及BAU設定	24
表 2.2.1.5 電力部門毛發電量的歷史數據及BAU設定	25
表 2.2.2.1 燃煤、燃油和燃氣機組的發電效率及其未來推估（不含汽電共生）	27
表 2.2.2.2 電力部門溫室氣體排放推估	28
表 2.3.1.1 NREL（Arent <i>et al.</i> , 2012）估算出的台灣離岸風力潛能及容量因數	30
表 2.3.1.2 台灣離岸風力未來裝置容量的推估值	33
表 2.3.1.3 台灣離岸風力未來容量因數的推估值	35
表 2.3.1.4 台灣離岸風力未來的年發電量預估值	35
表 2.3.1.5 國外對 2015 年離岸風力投資成本的估算	38
表 2.3.1.6 本土化離岸風力發電投資成本	39
表 2.3.1.7 國外對 2015 年離岸風力運維成本的估算	41

表 2.3.1.8 離岸風力未來建造成本的變化率及未來投資成本的推估值	43
表 2.3.2.1 2011~2016 年每年核發建築物使用與拆除執照及新增屋頂面積推估	47
表 2.3.2.2 2016~2035 年全國的屋頂面積推估	47
表 2.3.2.3 2016~2035 年屋頂可裝設太陽光電的面積及潛能推估	49
表 2.3.2.4 太陽光電可利用面積與潛能	54
表 2.3.2.5 太陽光電每年新增加的裝置容量推估值	55
表 2.3.2.6 太陽光電未來累計的裝置容量推估值	55
表 2.3.2.7 台灣太陽光電未來的年發電量推估值	58
表 2.3.2.8 國外對 2015 年太陽光電投資成本的估算	60
表 2.3.2.9 台灣太陽光電未來投資成本變化率與成本推估	67
表 2.3.2.10 太陽光電未來運維成本推估值	69
表 2.3.3.1 太陽光電、離岸風力與陸域風力的日發電量與儲能需求	71
表 2.3.3.2 太陽光電與風力的新增儲電量、電池成本與間歇性成本	74
表 2.3.4.1 核能發電減碳情境的參數設定	76
表 2.3.4.2 陸域風力減碳情境的參數設定	80
表 2.3.4.3 慣常水力減碳情境的參數設定	81
表 2.3.4.4 傳統淺層地熱減碳情境的參數設定	82
表 2.3.4.5 增強型地熱減碳情境的參數設定	82
表 2.3.4.6 新建CCS燃煤電廠減碳情境的參數設定	83
表 2.3.4.7 改建CCS燃煤電廠減碳情境的參數設定	84
表 2.3.4.8 改建CCS燃氣電廠減碳情境的參數設定	84
表 2.4.1.1 電力部門減量情境各種發電技術的裝置容量及其占比	86
表 2.4.1.2 電力部門減量情境各種發電技術的發電量及其占比	87
表 2.4.1.3 電力部門減量情境下各種發電技術的單位發電成本	88
表 2.4.2.1 本研究 2025 年減量情境發電量占比與政府目標的比較	90
表 2.4.2.2 本研究 2025 年減量情境裝置容量與發電量和政府目標的比較	91

表 2.4.3.1 電力部門基準與減量情境的二氧化碳排放量	92
表 2.4.3.2 電力部門基準與減量情境的碳排放係數	92
表 2.4.3.3 電力部門減量情境一的減量潛力與成本	94
表 2.4.3.4 電力部門不同減量情境的減量潛力及其占比與減量成本	95
表 2.5.1 電力部門折現率敏感度分析總體結果比較（不含電力需求減少）	100
表 2.6.1 離岸風力、太陽光電與核能的減量情境假設與減量潛力表	102
表 2.6.2 電力部門基準與減量情境一的二氧化碳排放量	103
表 3.1.1 國內能源消費量（按部門別）	114
表 3.1.2 國內各類運輸能源消費量	115
表 3.1.1.1 車種分配比例	117
表 3.1.1.2 機動車輛登記數（2015 年）	118
表 3.1.1.3 本報告車輛定義與交通部車輛定義對照表（2015 年）	118
表 3.1.1.4 交通部各車種在本報告各車種中的佔比（2015 年）	119
表 3.1.1.5 機動車輛登記數按使用燃料分（2015 年）	120
表 3.1.1.6 本報告車輛登記數按使用燃料分與交通部資料對照表（2015 年）	121
表 3.1.2.1 交通部機動車輛登記數（2015 年）	124
表 3.1.2.2 各種車型總車輛數（2015 年）	125
表 3.1.2.3 交通部機動車輛年平均行駛距離（2015 年）	125
表 3.1.2.4 各種車型年平均行駛距離（2015 年）	126
表 3.1.2.5 交通部機動車輛燃油效率值（2015 年）	127
表 3.1.2.6 汽油內燃機小型車的燃油密集度計算資料	128
表 3.1.2.7 各種車型的燃油密集度（2015 年）	128
表 3.1.2.8 各種燃料別的碳排放係數	129
表 3.1.2.9 各種車型的直接排放量計算（2015 年）	130
表 3.1.2.10 各種車型的間接排放量計算（2015 年）	132
表 3.1.2.11 各種車型的總排放量計算（2015 年）	133

表 3.2.1.1 各種車型的新車銷售量推估依據	135
表 3.2.1.2 各種車型新車銷售量推估	136
表 3.2.1.3 各種車型的平均壽命	137
表 3.2.1.4 歷年交通部機動車輛年平均行駛距離	138
表 3.2.1.5 歷年各種車型的年平均行駛距離	139
表 3.2.1.6 各種車型的年平均行駛距離	140
表 3.2.1.7 歷年機動車輛燃油效率	140
表 3.2.1.8 各種車型的燃料密集度現況（2015 年）	141
表 3.2.1.9 各種車型的電力密集度	144
表 3.2.1.10 全球前兩大銷量插電式汽油油電混合車（2012—2015 年）	144
表 3.2.1.11 各用電車輛電力佔能源消耗之百分比	145
表 3.2.1.12 傳動系統分類	146
表 3.2.1.13 汽油內燃機小型車燃料密集度改善的分級	147
表 3.2.1.14 柴油內燃機小型車燃料密集度改善的分級	148
表 3.2.1.15 中大型車燃料密集度改善的分級	148
表 3.2.1.16 大客車燃料密集度改善的分級	149
表 3.2.1.17 兩輪車燃料密集度改善的分級	149
表 3.2.1.18 燃油密集度改善分級	150
表 3.2.1.19 小型車歷史存量滲透率	152
表 3.2.1.20 中型車登記數依技術與燃料分類（2012）	153
表 3.2.1.21 當年度掛牌中型車依技術與燃料分類	154
表 3.2.1.22 中型車歷史存量滲透率	154
表 3.2.1.23 大型車歷史存量滲透率	155
表 3.2.1.24 大客車登記數依技術與燃料分類（2012）	155
表 3.2.1.25 大客車歷史存量滲透率	156
表 3.2.1.26 兩輪車登記數依技術與燃料分類（2012）	156

表 3.2.1.27	兩輪車歷史存量滲透率	156
表 3.2.1.28	當年度領牌小型車依技術與燃料分類	158
表 3.2.1.29	各年內燃機汽車中各群組的銷售分配比例	160
表 3.2.1.30	小型車的歷史與基準情境銷售滲透率	161
表 3.2.1.31	當年度領牌中型車依技術與燃料分類	162
表 3.2.1.32	當年度領牌大型車依技術與燃料分類	163
表 3.2.1.33	中型車的歷史與基準情境銷售滲透率	164
表 3.2.1.34	大型車的歷史與基準情境銷售滲透率	165
表 3.2.1.35	當年度領牌大客車依技術與燃料分類	166
表 3.2.1.36	大客車的歷史與基準情境銷售滲透率	167
表 3.2.1.37	當年度領牌兩輪車依技術與燃料分類	167
表 3.2.1.38	兩輪車的歷史與基準情境銷售滲透率	168
表 3.2.1.39	各種燃料別的碳排放係數	169
表 3.2.2.1	歷史排放以及基準情境排放估算	171
表 3.3.1.1	公路運輸部門各減量方法分類	171
表 3.3.2.1	電動小型車當年銷售滲透率推估	176
表 3.3.2.2	小型車的減量情境銷售滲透率	177
表 3.3.2.3	電動中大型車當年銷售滲透率	179
表 3.3.2.4	中型車的減量情境銷售滲透率	180
表 3.3.2.5	大型車的減量情境銷售滲透率	181
表 3.3.2.6	各種技術之大客車的減量情境銷售滲透率	183
表 3.3.2.7	各種技術之兩輪車的減量情境銷售滲透率	188
表 3.3.3.1	鋰電池價格推估	192
表 3.3.3.2	各年電動小型車平均價格	193
表 3.3.3.3	小型車各技術車種的代表車款與價格	195
表 3.3.3.4	各種技術小型車相對於汽油內燃機（群組 0）價差（2011－2015）	195



表 3.3.3.5 各種技術小型車的價格	196
表 3.3.3.6 各種技術小型車相對於典型汽油內燃機（群組 0）價差	196
表 3.3.3.7 電動中型車價格	198
表 3.3.3.8 各種技術中型車相對於典型汽油內燃機（群組 0）的價差	199
表 3.3.3.9 電動大型車價格	201
表 3.3.3.10 各種技術大型車相對於典型柴油內燃機（群組 0）的價差.....	202
表 3.3.3.11 電動大客車價格	203
表 3.3.3.12 電動大客車相對於典型柴油內燃機價差	204
表 3.3.3.13 電動兩輪車價格	206
表 3.3.3.14 汽油/電動兩輪車價格以及價差	208
表 3.3.3.15 汽柴油歷史價格與推估價格	209
表 3.3.3.16 電力價格推估	209
表 3.3.5.1 公路運輸部門減量成本曲線潛力及成本	211
表 3.4.1 公路運輸部門敏感度分析：折現率	218
表 3.5.1 公路運輸部門減量情境排放估算	219
表 3.5.2 公路運輸部門歷史排放以及基準情境排放估算	220
表 3.5.3 減量情境與基準情境排放量相比的差額與減幅	220
表 4.1.1.1 住宅部門最終使用設備之定義	231
表 4.1.2.1 住宅部門歷史能源消費量	231
表 4.1.2.2 住宅部門能源使用比例	232
表 4.1.3.1 住宅部門歷史排放推估	233
表 4.2.1.1 住宅部門年度人均能源消費推計	235
表 4.2.1.2 國發會人口推計-中推計	236
表 4.2.1.3 2014 年住宅部門最終使用設備能源消費量（台綜院推估）	237
表 4.2.1.4 台綜院用電比例依台電設備分類調整	239
表 4.2.1.5 2014 年住宅部門最終使用設備能源消費量推估	239

表 4.2.1.6 2014 年住宅部門最終使用設備能源消費佔比	240
表 4.2.1.7 住宅部門能源單位轉換係數	240
表 4.2.1.8 住宅部門能源消費量推估	241
表 4.2.1.9 2015~2035 住宅部門最終使用設備能源消費量	241
表 4.2.1.10 燃油/天然氣/電力碳排放係數	242
表 4.2.2.1 歷史排放以及基準情境排放量估算	242
表 4.3.2.1 窗(壁)型冷氣機能源效率分級基準表.....	243
表 4.3.2.2 新建建築冷氣機存量	245
表 4.3.2.3 歷年分離式冷氣各等級市占率	246
表 4.3.2.4 歷年箱型式冷氣各等級市占率	247
表 4.3.2.5 新建建築節能冷氣基準情境滲透率	247
表 4.3.2.6 新建建築節能冷氣減量情境境滲透率	247
表 4.3.2.7 住宅部門當期新建樓地板面積推估	248
表 2.3.2.8 住宅拆除率推估	249
表 4.3.2.9 基準情境發電量與節電量之電力碳排放係數	251
表 4.3.2.10 2015 - 2035 電價推估	252
表 4.3.3.1 空調設備減量措施「新建建築節能外殼」所面對之用電量.....	254
表 4.3.3.2 住宅部門總樓地板面積歷史值及推估值	255
表 4.3.3.3 住宅部門當期新建樓地板面積推估	255
表 4.3.3.4 住宅拆除率推估	257
表 4.3.3.5 住宅部門新建建築採用節能外殼基準情境滲透率	258
表 4.3.3.6 住宅部門新建建築採用節能外殼減量情境下滲透率	258
表 4.3.3.7 基準情境發電量與節電量之電力碳排放係數	259
表 4.3.3.8 節能外殼建材新增平均單位面積成本	261
表 4.3.3.9 節能外殼新增資出成本	261
表 4.3.3.10 2015 - 2035 電價推估	262

表 4.3.4.1 2015~2035 LED燈具發光效率	264
表 4.3.4.2 「以LED燈泡（管）替代省電燈泡以及螢光燈管」所面對之用電量....	264
表 4.3.4.3 2009、2016-2035 年各燈具用電佔住宅照明用電比例	265
表 4.3.4.4 2035 年總發光量計算	266
表 4.3.4.5 2015 年~2035 年總發光量計算	266
表 4.3.4.6 LED燈基準情境滲透率.....	267
表 4.3.4.7 省電燈泡基準情境滲透率	267
表 4.3.4.8 螢光燈管基準情境滲透率	268
表 4.3.4.9 LED取代省電燈泡以及螢光燈管比例.....	269
表 4.3.4.10 LED減量情境滲透率.....	270
表 4.3.4.11 基準情境發電量與節電量之電力碳排放係數.....	271
表 4.3.4.12 2015 - 2035 電價推估	272
表 4.3.4.13 住宅每年點燈時數推	273
表 4.3.4.14 住宅每年點燈時數推估	273
表 4.4.1 住宅部門減量成本曲線潛力及成本	274
表 4.5.1 住宅部門敏感度分析：折現率	277
表 5.1.1.1 服務業部門範疇：《能源平衡表》與《中華民國行業標準分類》	281
表 5.1.1.2 服務業部門最終使用設備之定義	282
表 5.1.2.1 服務業部門歷史能源消費量	282
表 5.1.2.2 服務業能源使用比例	283
表 5.1.3.1 服務業部門歷史排放推估	284
表 5.2.1.1 2017 年服務業部門總能源消費量	285
表 5.2.1.2 台綜院最終設備用電比例依本報告設備分類調整	286
表 5.2.1.3 台綜院最終設備用天然氣及油品比例依本報告設備分類調整.....	287
表 5.2.1.4 2014 年服務業部門最終使用設備能源消費佔比	288
表 5.2.1.5 服務業能源單位轉換係數	288

表 5.2.1.6 2015~2035 服務業最終使用設備能源消費量	289
表 5.2.1.7 燃油/天然氣/電力碳排放係數	289
表 5.2.2.1 服務業基準情境溫室氣體排放量推計	290
表 5.3.1.1 服務部門減碳手段	290
表 5.3.2.1 空調系統冰水主機能源效率標準	291
表 5.3.2.2 使用冰水機汰舊換新面對之用電量	293
表 5.3.2.3 基準情境滲透率推估	294
表 5.3.2.4 節能冰水機基準情境滲透率推估	294
表 5.3.2.5 冰水機減量情境滲透率推估	295
表 5.3.2.6 基準情境發電量與節電量之電力碳排放係數	296
表 5.3.2.7 2015 - 2035 電價推估	297
表 5.3.3.1 空調設備減量措施「新建建築節能外殼」所面對之用電量	299
表 5.3.3.2 〈建築技術規則〉符合本研究服務業範疇類別	300
表 5.3.3.3 2007~2017 年服務業樓地板面積	301
表 5.3.3.4 服務業總樓地板面積推估	302
表 5.3.3.5 服務業當期新建樓地板面積與既有建築面積推估	302
表 5.3.3.6 2011-2017 年各年拆除樓地板面積	303
表 5.3.3.7 服務業部門新建建築採用節能外殼基準情境滲透率	304
表 5.3.3.8 新建築節能外殼減量情境滲透率	305
表 5.3.3.9 基準情境發電量與節電量之電力碳排放係數	305
表 5.3.3.10 節能外殼建材新增平均單位面積成本	307
表 5.3.3.11 節能外殼新增資出成本	308
表 5.3.3.12 2015 - 2035 電價推估	308
表 5.3.4.1 照明節能控制類別說明	309
表 5.3.4.2 照明設備減量措施「新建建築導入照明控制」所面對之用電量	310
表 5.3.4.3 〈建築技術規則〉符合本研究服務業範疇類別	312



表 5.3.4.4 2007~2017 年服務業樓地板面積	313
表 5.3.4.5 服務業總樓地板面積推估	313
表 5.3.4.6 服務業當期新建樓地板面積與既有建築面積推估	314
表 5.3.4.7 2011-2017 年各年拆除樓地板面積	315
表 5.3.4.8 基準情境發電量與節電量之電力碳排放係數	317
表 5.3.4.9 2015 - 2035 電價推估	318
表 5.4.1 服務業部門減量成本曲線潛力及成本	319
表 5.5.1 服務業部門敏感度分析：折現率	322

圖目錄

圖 1.2.1 溫室氣體減量成本曲線（以 2035 年為假想例子）	3
圖 1.2.2 「技術潛力」與其他潛力的關係	4
圖 2.2.1.1 歷史平均發電容量因數；(a)非再生能源發電；(b)再生能源發電	22
圖 2.2.1.2 電力部門發電裝置容量的歷史數據及BAU設定	25
圖 2.2.1.3 電力部門毛發電量的歷史數據及BAU設定	26
圖 2.2.2.1 不同燃料平均發電效率的歷史趨勢	27
圖 2.3.1.1 英國 32 個離岸風場的建造時間與風場大小的關係	32
圖 2.3.1.2 再生能源減碳成本邏輯圖	35
圖 2.3.1.3 電廠發電成本邏輯圖	36
圖 2.3.1.4 全球離岸風力投資成本與商轉日期及風場大小的關係	38
圖 2.4.3.1 電力部門基準情境與減量情境一的CO ₂ 排放量	92
圖 2.4.3.2 電力部門減量情境一（有核能）在 2020 年的減量成本曲線	97
圖 2.4.3.3 電力部門減量情境一（有核能）在 2025 年的減量成本曲線	97
圖 2.4.3.4 電力部門減量情境一（有核能）在 2030 年的減量成本曲線	98
圖 2.4.3.5 電力部門減量情境一（有核能）在 2035 年的減量成本曲線	99
圖 2.5.1 2035 年不同折現率發電成本之比較	100
圖 3.1.1.1 公路運輸部門各車種類別與定義對照圖	117
圖 3.1.2.1 公路運輸部門能源消費來源	123
圖 3.2.1.1 車輛存量計算	134
圖 3.3.5.1 公路運輸部門 2020 年減量成本曲線	213
圖 3.3.5.2 公路運輸部門 2025 年減量成本曲線	214
圖 3.3.5.3 公路運輸部門 2030 年減量成本曲線	214
圖 3.3.5.4 公路運輸部門 2035 年減量成本曲線	215



圖 3.5.1 公路運輸部門基準情境與減量情境的二氧化碳排放量	220
圖 4.2.1.1 住宅部門溫室氣體排放量推估邏輯樹	234
圖 4.2.1.2 1998 – 2017 住宅部門能源消費量	234
圖 4.2.1.3 住宅部門人均能源消費量迴歸推估	235
圖 4.3.2.1 電力碳排放係數圖示	250
圖 4.3.3.1 電力碳排放係數圖示	259
圖 4.3.4.1 電力碳排放係數圖示	270
圖 4.4.1 住宅部門 2020 年減量成本曲線	275
圖 4.4.2 住宅部門 2025 年減量成本曲線	275
圖 4.4.3 住宅部門 2030 年減量成本曲線	276
圖 4.4.4 住宅部門 2035 年減量成本曲線	276
圖 5.3.2.1 電力碳排放係數圖示	295
圖 5.3.3.1 電力碳排放係數圖示	305
圖 5.3.4.1 電力碳排放係數圖示	317
圖 5.4.1 服務業部門 2020 年減量成本曲線	319
圖 5.4.2 服務業部門 2025 年減量成本曲線	320
圖 5.4.3 服務業部門 2030 年減量成本曲線	320
圖 5.4.4 服務業部門 2035 年減量成本曲線	321
圖 6.1 減碳的技術潛力不會自動實現	327



第一章 減量「技術潛力」與減量成本的定義

1.1 研究目的

本報告的目的是建立臺灣未來20年的溫室氣體減量邊際成本曲線（減量技術供給曲線），以「由下而上的專家評估法」（**bottom-up expert-based method**）來推估未來20年（2020、2025、2030、2035年）各種減碳技術在臺灣的減量潛力和成本。

減量目標能否達成，決定於減量目標的經濟可行性，關鍵因素之一是減碳成本的大小。減碳的主要途徑包括行為面 and 技術面。行為面的途徑是改變我們的生活方式或直接減少我們的生產消費量（隨手關燈、少開車、改乘大眾運輸工具），藉此降低能源消費。技術面途徑則是在不必然減少經濟活動量的條件下，採用新進的節能減碳技術。一般而言，涵蓋能源部門與多產業部門的「由上而下」(**top-down**)總體計量經濟模型或可計算一般均衡模型（**CGE**），可以建立碳稅或「碳總量管制搭配排碳權交易」（**cap and trade**）等全面性政策工具與能源消費及一般生產消費活動的因果關係，故可估計減碳政策的一般均衡行為效果，估算行為面的減量成本，包含整體減量成本和各產業部門的成本分擔（**Mercure et al., 2014**；黃宗煌等人，2001）。

「由下而上的專家評估法」(**bottom-up expert-based cost curve models**)則專注於各類個別技術的減碳潛力和減碳成本，而可考察技術面的減碳潛力及直接成本（中華經濟研究院，2011，2012；劉子衡，2011a,b；葛復光，2017；**Loulou et al., 2004, 2016**）。**Bottom-up**模型雖然通常不考慮行為效果和一般均衡效果，但有幾個重要功能：第一，基於社會政治的現實和經濟現實，政府若要推動減碳，至少在短期內常須採取一些比較局部性的減碳手段，僅針對承受力較強的部門、或減碳成本較便宜的活動，採取減碳行動（例如：綠能補助、綠能配比、電動車補助，等等）。傳統的**top-down**模型較少評估個別減碳技術的減量潛力及其成本（例如：電動車的減量潛力有多大，電動車的減量成本是多少），較難對個別的減碳手段提供明確的指引作用，**Bottom-up**模型則對這類局部性的減碳手段有政策指引作用（**Jaccard, 2009**；**Rivers and Jaccard, 2005**）。此外，政府或許認為，從動態的角度而言，對個別技術給予扶持推動有助於提增新技術的市場滲透率，因而幫助消費者降低關於新技術的訊息成本、瞭解新技術的成敗率；這時政府便需要關於各種技術之減碳潛力及成本的知識。

第二，政府若要採取比較全面性的排碳總量管制（**cap and trade**），而且以「標竿法則」（**benchmark rule**）來辦理期初的碳權分配，則個別技術的減碳潛力和減碳

成本評估也有指引碳權分配的功能。(碳權分配的「標竿法則」：排放源在目標年的免費許可排放量 = 排放源所屬部門的經濟活動量 × 該活動在目標年的碳排放密集度。)

第三，由於傳統的 top-down 模型較少涵蓋個別減碳技術的細節，而 bottom-up 模型則建立減碳技術及其直接成本的資料庫，bottom-up 和 top-down 模型（總體計量經濟模型或 CGE 模型）的分析結果可以互相補充，對減碳效果同時提出總體面和個體面的分析。

過去已有研究嘗試建立台灣的溫室氣體減量成本曲線，例如中華經濟研究院（2011，2012）。但當前的綠能技術演進快速，減碳潛力及減碳成本的推估必須追上技術的發展和成本的演變。本報告針對排碳影響重大的部門，利用技術資訊調查、本土實質條件資料、和專家諮詢，翻新減碳技術之潛力與成本的估算。建立技術潛力與成本的資料庫，一方面與總體模型互相補充，另一方面為減碳政策提供事實基礎。

1.2 研究方法 減量成本曲線

人為的溫室氣體排放量是由下列四個因素所決定的：經濟活動量（例如粗鋼生產量）、能源密集度（例如生產一單位粗鋼的平均能源消費量）、能源的碳排放係數（每單位能源消費所產生的溫室氣體排放）、製程的碳排放係數（每單位經濟活動量所產生的非燃料燃燒排放）。也就是：

$$\text{溫室氣體排放量} = \text{經濟活動量} \times \text{能源密集度} \times \text{能源的碳排放係數} + \text{經濟活動量} \times \text{製程排放係數}$$

「由下而上的專家評估法」利用減量技術的工程資料，來推估各種減量技術的節能潛力或減碳潛力。並利用減量技術的財務資料，估算減量技術的直接花費。個別技術的減量潛力是此一減碳技術應用到極致時，相對於基準情境所可減少的碳排放量，也就是：

$$\text{個別技術的減量潛力} = \text{缺乏或少量應用此一技術的基準情境排碳量} \\ - \text{大量應用此一技術的減量情境排碳量}$$

此減量潛力的主要來源是：(1) 相對於傳統技術，最佳可行節能減碳技術的節能減碳改進幅度；(2) 最佳可行減碳技術之滲透率(相對於基準情境)的額外增加。兩者共同使得整個部門的能源密集度或排放碳係數變小。

個別技術的單位減量成本是相較於基準情境下的減碳活動花費，此一技術減少一公噸碳排放的平均成本增加額，也就是：

$$\text{個別技術的減量成本} = \frac{[\text{減量情境的技術成本}] - [\text{基準情境的技術成本}]}{[\text{基準情境的碳排放量}] - [\text{減量情境的碳排放量}]}$$

把各種技術依其單位減量成本之高低排列，就構成了某一年度的邊際減量成本曲線。(圖 1.2.1 中長條在橫軸上的寬度代表每個技術的減量潛力，長條在縱軸上的高度代表每個個別技術的單位減量成本)。

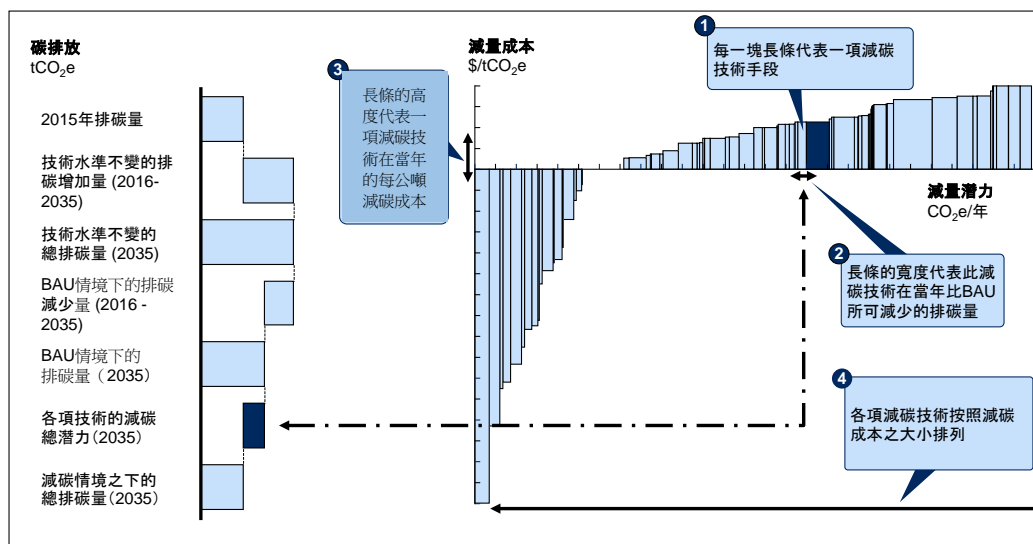


圖 1.2.1 溫室氣體減量成本曲線 (以 2035 年為假想例子)

「技術潛力」的定義

減量成本曲線所估計的個別技術的減量潛力專指「技術潛力」(technical potential)。IPCC (2007) 把減量的潛力分成四類：市場潛力、經濟潛力、技術潛力、物理潛力。「市場潛力」(market potential) 是在市場條件下，從私人角度看來有利可圖的減碳量，其成本的計算以私人成本和私人折現率為基礎。當節能減碳的技術很昂貴時，減碳的市場潛力很小。「經濟潛力」(economic potential) 則是從社會成本和社會效益的角度來看，社會淨效益不小於零的減碳潛力。有些從私人角度看來無利可圖的減碳技術，從社會角度看其淨效益卻是正的。假定每公噸排碳量所造成的社會損害是 40 美元，市場上的私人可能不願意付費來減碳，但從社會淨效益的角度

來看，減碳技術的經濟潛力卻是邊際減碳成本上升到每公噸減碳量 40 美元的減碳水準。「技術潛力」則是已被證明在技術上可行的減碳手段之減碳潛力，其中有些技術的成本可能很高，超過達到經濟潛力的邊際減碳成本，因此技術潛力必然不小於經濟潛力。「物理潛力」(physical potential) 則是尚未被證明在技術上實際可行、但理論上可行的潛力，其上限相當不確定，也依賴新科技術的發展。

除了 IPCC 所提到的四種減碳潛力，現實上社會政治的因素也會影響減碳潛力。社會政治因素所反映的是多元社會中各種社群的利益主張和利益衝突，而對各種減碳手段（例如核能發電、風力發電）有正反不同的立場，具體表現在公民運動、環評、社區或各級政府對不同減碳技術的好惡、政府對減碳技術國產化的要求，等等。在社會政治因素限制之下的減碳潛力，必然小於技術潛力，也可能（但不必然）小於經濟潛力或市場潛力（圖 1.2.2）。

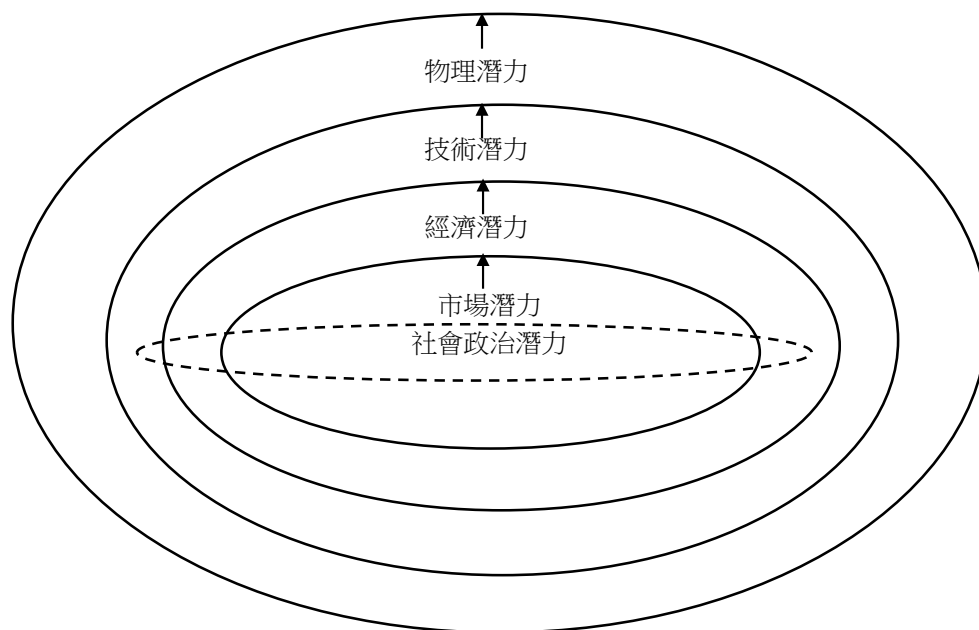


圖 1.2.2 「技術潛力」與其他潛力的關係

由於排碳所造成的社會損害程度的不確定性較高，減碳的經濟潛力目前還難有定論。社會/政治潛力也因為影響因素複雜，難以劃定，本報告對減碳潛力的估計乃集中在減碳的技術潛力。技術潛力由「技術成熟度」和「成熟技術的滲透率」這兩項因素所共同決定。技術成熟度是指最佳可行技術的上限，例如，相較於內燃機汽車，純電動車的最大單位減碳程度。成熟技術的滲透率則受限於資源條件，包括：(1) 供應鏈的限制：例如，太陽光電模組的安裝量受限於太陽光電模組的產能；鋼鐵業

的高爐頂部煤氣循環實施率受限於高爐廢氣量與汽電共生的實施率。(2) 汰舊換新的限制：例如，傳統冷氣的正常壽命尚未終止時，不強制更換為節能冷氣。(3) 其他的實際限制：例如，不在地震斷層帶設置風力發電機組，不在即將退役的電廠加裝「碳捕捉與碳封存」(CCS) 設備 (表 1.2.1)。

表 1.2.1 「技術潛力」的意義與推估

技術成熟度	成熟技術之滲透率的決定因素
<ul style="list-style-type: none"> 最佳可行技術的上限：例如，相較於省電燈泡，LED 燈具的最大單位節電幅度 	<ul style="list-style-type: none"> 供應鏈的限制：例如，國內外廠商的產能是否可充分供應太陽能電板 汰舊換新的限制：例如，既有的燃煤機組壽命尚未終止前，不以其他燃料機組取代之(除非將舊機組的提前退役當作減量措施) 其他的實際限制：例如，太陽能電板的安裝面積或安裝場所的限制
<p>減量措施的「技術潛力」，不受特定減碳成本水準之高低的限制，也不受社會政治、環境影響評估等因素限制。但「技術潛力」不包含產業結構改變或消費生產行為改變的節能減碳潛力。</p>	

由於技術潛力可以超越經濟潛力和市場潛力，故其潛力範圍不受特定的（私人或社會）減碳成本水準的約束。技術潛力雖然也不受社會政治因素或政府政策的限制，但由於技術滲透率受限於一些實際的資源約束，有時候某些約束該算是資源的限制、還是社會政治因素，可能無法清楚界定。例如，離岸風機的裝設要避開航道，對此我們看做是資源限制；而另一方面，若有地方社區反對 CCS 管線的鋪設，則算是社會政治因素的問題，不構成資源的限制。對於一般的環評限制，我們也劃歸為社會政治因素。但是，若某些特定的濕地不得鋪設太陽能電板、或國家公園不得增設水力發電廠，則該算是社會政治因素的限制，還是資源的限制，其界線就比較模糊。最後，即使減碳技術沒有大幅的演進，人們也可藉由行為與生活模式的調整來減碳，減碳的技術潛力不包含這些（在技術條件不變的情況下）消費生產行為改變或產業結構改變的節能減碳潛力。

社會觀點的減量成本

由於本報告估計的減量技術潛力不是只考慮私人成本的「市場潛力」，故在推估減量的技術潛力及其成本時，所考慮的減量成本是「社會觀點」的直接技術成本，而非「私人觀點」的成本。社會觀點成本的特點有二：(1) 折現率是「社會折現率」，不必然等於市場利率；(2) 從整個社會的觀點看，因採用技術而付的租稅，只是資



源移轉，不應納入社會成本；若因採用（國產或國外）技術而得到政府補貼所少付的價格，也只是資源移轉，應加回社會成本中。

社會折現率是決策者如何評價在不同時點所發生的成本效益的問題，代表當代人對自身福利和後代子孫福利的相對評價，其高低對減碳成本的估計值有很大的影響。折現率越高，現在的減碳投資支出分攤到往後各年的年金化成本就越大（而且事後各年實現的效益折現值就越小）。

如果我們要使從現在起的所有世代之福利總和最大，那麼社會折現率的決定原則¹是：

社會折現率=時間偏好率+長期消費成長率×福利的消費彈性

也就是：為了使各代人的福利總和極大，社會的投資報酬率必須等於消費增長對後代人福利的貢獻加上當代人對後代福利的折扣率（時間偏好率）。

在成本效益分析的文獻中，通常有兩種設定社會折現率的途徑（Arrow et al., 1996, 2014）。一是「實然」的途徑（descriptive approach），二是「應然」（規範性）的途徑（normative approach）。「實然」的途徑認為折現所反映的是減碳所耗費的機會成本，故以市場利率（通常是短期政府債券利率）來設定社會折現率；因此時間偏好率和福利之消費彈性的設定必須根據人的實際行為來推斷。但「實然」的途徑有下列的問題：（1）市場價格經常忽略某些資源的使用代價；污染者不做污染防治，就顯示他們對污染防治的投資報酬率不滿意，如果我們以市場利率來代表社會折現率，就忽略了污染的成本。（2）後代人無法在今日的資本市場對各類（污染性和非污染性）投資計畫提出他們的評價。所以，從社會福祉的角度來看，市場利率不必然能代表（代際的）社會折現率。（3）要使市場利率和能使所有世代之福利總和極大的社會折現率互相一致，我們必須假定市場交易的結果總是處在最適經濟成長的軌道上。

規範性的「應然」途徑則從倫理的角度來決定時間偏好率和福利的消費彈性。時間偏好率代表我們在今天對於未來（或後代人）福利的相對評價，由於未來是不確定的，人壽隨時可能終止，人不必然能享受目前投資在將來的收益，故而人對未

¹ Ramsey, F. P. (1928). "A Mathematical Theory of Saving". *Economic Journal*. 38 (152): 543–559.



來的價值似乎有給予折扣的傾向，而對其投資索求「風險貼水」（較高的折現率）。但是從社會整體福祉的角度來看，這卻不見得是個問題：個人壽終之後，其在生前投資的身後效益，會被社會的其他成員所承接，所以就社會整體而言，沒有「享用不到投資收益」的風險。因此，從倫理的角度來看，我們沒有理由對後代人的福利給予折扣；時間偏好率應當設定為零。若是考慮後代滅絕的可能性，則時間偏好率可以訂為每一年人類絕種的機率〔Stern（2007）把這個機率和時間偏好率設為 0.1%〕。

福利的消費彈性一方面代表個人的（邊際）效用因為消費增加而遞減的程度（個人如何在不同的時間點分配其消費水準以使其終生的總效用最大），另一方面又代表社會對於不同世代的福利因消費之增長而增加所給予的折扣程度，表現了「社會」對代際資源分配「平等性」的要求程度。消費彈性愈大表示「社會」愈不同意讓窮世代補貼富裕世代，而對富裕世代之消費的福利增額給予愈多的折扣。消費彈性若大於 1，表示消費水準每增加 1%，其對窮世代的價值高過其對富裕世代的價值。例如，當消費彈性等於 2 時，則富世代應當減省 20% 的消費水準以使窮世代的消費水準增加 10%。消費彈性若等於 1，表示消費水準每增加 1%，其對窮世代的價值等於其對富裕世代的價值。

社會折現率設定的另一個問題是，長期消費成長率可能是事前難以確定的。考慮到這個問題，Gollier（2008）證明，如果關於消費成長的不確定性衝擊彼此在各個時間點有正的相關性，而且人的效用函數屬於「相對風險趨避程度」固定不變的形態（CRRA），則基於預防未來風險的考慮，使各代人的福利總和極大的折現率必須是逐年遞減的，我們要把未來世代福祉的權重加大（這是英法兩國公共政策評估的折現率設定方式）。

本報告的減碳評估只考慮未來 20 年的技術潛力，在這不算太長的時間內，折現率通常設為固定值。我們將以「應然」原則和「實然」原則結合的方式來訂定社會折現率：一方面以規範性的「應然」原則來設定時間偏好率和福利的消費彈性，另一方面則以可觀察的市場行為來「檢驗」以「應然」原則所得出的結果，以避免兩者差距過大，而產生（例如儲蓄率必須極高的）奇特倫理涵義（Weitzman, 2007）。

根據上述的原則，我們把決定社會折現率高低的各個參數設定如下：（1）時間偏好率：我們沒有任何倫理依據來對後代人的福利打折，但考慮到人類滅絕的可能

性，本報告乃依據Stern(2007)而把每一年人類絕種的機率以及時間偏好率訂為 0.1%。

(2) 長期消費成長率：長期均衡狀態 (steady state) 下的消費成長率是客觀的參數，已開發國家的經驗顯示，這約是 2%。另外，根據總經濟預測機構 IHS Global Insight 對於臺灣總體經濟的預測，未來 20 年臺灣 GDP 的平均成長率大約也是 2%，因此本報告把長期消費成長率訂為 2%。(2) 福利的消費彈性：福利的消費彈性一方面代表我們社會對於代際資源分配「平等性」的倫理立場，另一方面也是邊際效用因為消費增加而遞減的程度。邊際效用無法直接觀察，但藉由觀察人們在風險性決策和跨時性消費決策中所顯現的行為，較晚近的經濟學文獻推測，一般而言邊際效用的消費彈性是在 1-2 之間 (Arrow et al., 1996; Groom and Maddison, 2013)。本報告依此選取中間值，而將福利的消費彈性訂為 1.5。根據這些參數設定值，社會折現率於是為 3.1% (為求簡化起見，實際運算時本報告只取 3%)：

$3.1\% (\text{社會折現率}) = 0.1\% (\text{時間偏好率}) + 2\% (\text{長期消費成長率}) \times 1.5 (\text{福利的消費彈性})$

如前述，折現率的大小可以顯著影響資本支出的年金化數值，而且在社會折現率的設定中，福利的消費彈性的爭論和變異最大，本報告於是針對社會折現率及福利的消費彈性做敏感度分析，而在上述的基準折現率之外，另外設定較低和較高的福利消費彈性值：0.5 和 2.5，於是得出另外兩個較低和較高的社會折現率值 (略去小數點後之數值)：1% 和 5%。

減碳的技術手段

本報告將考察電力部門、公路運輸部門、住宅部門以及服務業部門的減碳技術潛力及其減碳技術成本，第二章探討電力部門，第三章探討公路運輸部門，第四章探討住宅部門，第五章探討服務業部門，第六章說明實現技術潛力的挑戰，預定考察的減碳手段如下表 1.2.2 所示：

表 1.2.2 各部門的減碳手段

部門	減碳技術手段
電力	<ul style="list-style-type: none"> • 風力發電 • 太陽能發電 • 其他綠能發電
公路運輸	<ul style="list-style-type: none"> • 電動車 • 內燃機效率提升 • 其他
住宅	<ul style="list-style-type: none"> • 新建建築導入節能冷氣 • 新建建築節能外殼 • 以 LED 替代省電燈泡以及 T5/T8 螢光燈管
服務業	<ul style="list-style-type: none"> • 空調冰水主機汰舊換新 • 新建建築節能外殼 • 新建建築導入照明控制

1.3 參考文獻

- 中華經濟研究院 (2011),《台灣溫室氣體減量進程與綠能產業發展政策之基礎研究》(1/2), 國家科學委員會補助研究計畫。
- 中華經濟研究院、台灣經濟研究院 (2012),《台灣溫室氣體減量進程與綠能產業發展政策之基礎研究》(2/2), 國家科學委員會補助研究計畫。
- 黃宗煌、李秉正、林幸樺、徐世勳 (2001),〈溫室氣體減量策略之經濟影響評估: TAIGEM-D 模型之應用〉,《自由中國之工業》, 91 卷, 12 期, 1-30。
- 葛復光 (2017),〈國家能源供需規劃與國家管制目標檢視〉, 簡報檔。
- 劉子衙 (2011a),〈工研院CO₂減量成本曲線-評估方式及關鍵參數說明〉, 簡報檔。
- 劉子衙 (2011b),〈工研院CO₂減量成本曲線-部門別所有減量技術之綜合報告〉, 簡報檔。
- Arrow, K. J., W. R. Cline, K. G. Maler, M. Munasinghe, R. Squitieri, and J. E. Stiglitz (1996). "Intertemporal Equity, Discounting, and Economic Efficiency," pp. 125-44 in IPCC (ed.), *Climate Change 1995: Economic and Social Dimensions of Climate Change*. Cambridge, UK, New York and Melbourne: Cambridge University Press.
- Arrow, Kenneth J., Maureen L. Cropper, Christian Gollier, Ben Groom, Geoffrey M. Heal, Richard G. Newell, William D. Nordhaus, Robert S. Pindyck, William A. Pizer, Paul R. Portney, Thomas Sterner, Richard S. J. Tol, and Martin L. Weitzman (2014). "Should Governments Use a Declining Discount Rate in Project Analysis?." *Review of Environmental Economics and Policy*, 8(2): 145-163.
- Gollier, C. (2008). "Discounting with Fat-tailed Economic Growth." *Journal of Risk and Uncertainty*, 37(2-3), 171-186.
- Groom, Ben, and David Maddison (2013). "Non-identical Quadruplets: Four New Estimates of the Elasticity of Marginal Utility for the UK." *Grantham Research Institute on Climate Change Economics and the Environment*.
- Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), 2007, *Fourth Assessment Report: Climate Change 2007, Working Group III: Mitigation of Climate Change*, 2.4.3.1 [Mitigation] Definitions. IPCC.
- Jaccard, Mark (2009). "Combining Top Down and Bottom Up in Energy Economy Models." Chapter 13, *International Handbook on the Economics of Energy*.
- Loulou, Richard, Gary Goldstein, and Ken Noble (2004). *Documentation for the MARKAL Family of Models. Energy Technology Systems Analysis Programme*.
- Loulou, Richard, Gary Goldstein, Amit Kanudia, Antti Lettila, and Uwe Remme (2016).



*Documentation for the TIMES Models: Part I. IEA: Energy Technology Systems
Analysis Programme.*

Mercure, J. F., H. Pollitt, U. Chewpreecha, P. Salas, A.M. Foley, P.B. Holden, and N. R. Edwards (2014). "The Dynamics of Technology Diffusion and the Impacts of Climate Policy Instruments in the Decarbonisation of the Global Electricity Sector." *Energy Policy*, 73, 686-700.

Rivers, Nic, and Mark Jaccard (2005). "Combining Top-down and Bottom-up Approaches to Energy-economy Modeling Using Discrete Choice Methods." *The Energy Journal*, 26(1): 83-106.

Stern, Nicholas. 2007. *The Economics of Climate Change: The Stern Review*. Cambridge University Press.

Weitzman, Martin L. (2007). "A Review of the Stern Review on the Economics of Climate Change." *Journal of Economic Literature*, 45(3).

第二章 電力部門

2.1 電力部門簡介

電力部門發電所排放溫室氣體數量的多寡，主要由電力需求量與發電燃料結構來決定。由於經濟的成長和能源需求的增加，台灣的毛發電量從 2005 年約 227.4 TWh（十億度）增加至 2015 年約 258.2 TWh；裝置容量從 2005 年的 43.2 GW（百萬瓩）增加到 2010 年的 48.9 GW，2015 年則略降為 48.7 GW^[1]（表 2.1.1）。台灣的電力部門依據發電結構與購售電合約，分為綜合電業、民營電廠與汽電共生等三類（台灣電力公司，2016）；綜合電業所占毛發電量及裝置容量約為台灣電力系統的 6~7 成，民營電廠和汽電共生廠則各占 1~2 成。

台灣發電的燃料結構以燃燒煤、油與天然氣的火力發電為主（表 2.1.2），電力部門發電的溫室氣體排放，主要來自火力發電廠燃燒化石燃料。從 2005、2010 與 2015 三個年度的台灣電力結構資料，可發現火力發電的毛發電量及裝置容量約占台灣電力 7~8 成，核能約 1~2 成，再生能源僅占不到 1 成的比例。

表 2.1.1 台灣電業的歷史簡介

項目	家數 ^[2]			毛發電量						裝置容量						
				十億度 (TWh)			百分比 (%)			百萬瓩 (GW)			百分比 (%)			
年度	2005	2010	2015	2005	2010	2015	2005	2010	2015	2005	2010	2015	2005	2010	2015	
電力事業	綜合電業	1	1	1	147.4	165.0	175.7	64.8	66.8	68.0	28.9	32.9	31.7	66.9	67.4	65.1
	民營電廠	10	16	27	37.6	41.5	43.2	16.5	16.8	16.7	7.2	8.0	8.9	16.8	16.4	18.3
	汽電共生	94	93	84	42.5	40.6	39.3	18.7	16.4	15.2	7.0	7.9	8.1	16.3	16.2	16.6
總計	105	110	112	227.4	247.1	258.2	100	100	100	43.2	48.9	48.7	100	100	100	

資料來源：經濟部能源局(2017a)，〈105 年能源統計年報〉；經濟部能源局(2011, 2016a)，〈能源局年報〉。

^[1] 2015 年裝置容量略降的主要原因是台電林口發電廠除役減少 0.9 GW，以及大林火力發電廠 1、2 號機組除役減少 0.6 GW 所致。

^[2] 民營電廠家數於 2005 年有火力發電廠 8 家、水力發電廠 2 家；2010 年火力與水力發電廠分別增加為 9 和 3 家，風力發電廠有 4 家；到了 2015 年，火力與水力發電廠數目不變，風力發電廠增為 9 家，並增加 6 家太陽能發電廠。此處汽電共生家數指的是國內合格汽電共生業者數目。

表 2.1.2 台灣電力的歷史結構

燃料別	毛發電量						裝置容量					
	十億度 (TWh)			百分比 (%)			百萬瓩 (GW)			百分比 (%)		
	2005	2010	2015	2005	2010	2015	2005	2010	2015	2005	2010	2015
燃煤發電	122.1	123.3	115.8	53.7	49.9	44.9	17.0	18.0	16.8	39.5	36.8	34.5
燃氣發電	39.0	61.1	81.2	17.1	24.7	31.5	11.2	15.7	16.0	25.9	32.2	32.8
燃油發電	15.3	9.5	11.3	6.7	3.8	4.4	4.6	4.2	3.9	10.7	8.6	7.9
核能發電	40.0	41.6	36.5	17.6	16.8	14.1	5.1	5.1	5.1	11.9	10.5	10.6
抽蓄水力	3.8	3.1	3.0	1.7	1.2	1.2	2.6	2.6	2.6	6.0	5.3	5.3
慣常水力	4.0	4.2	4.5	1.8	1.7	1.7	1.9	2.0	2.1	4.4	4.1	4.3
風力發電	0.1	1.0	1.5	0.0	0.4	0.6	0.0	0.5	0.6	0.0	1.0	1.3
太陽光電	0.0	0.0	0.9	0.0	0.0	0.3	0.0	0.0	0.8	0.0	0.0	1.7
生質能發電	0.3	0.3	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.2
廢棄物發電	2.9	3.0	3.3	1.3	1.2	1.3	0.6	0.6	0.6	1.3	1.3	1.3
再生能源	4.1	5.2	6.9	1.8	2.1	2.7	1.9	2.5	3.6	4.5	5.1	7.3
火力	176.3	193.8	208.3	77.5	78.4	80.7	32.8	37.9	36.7	76.0	77.6	75.3
總計	227.4	247.1	258.2	100	100	100	43.1	48.9	48.7	100	100	100

資料來源：經濟部能源局 (2017b)，〈106 年能源統計月報〉。

台灣的淨溫室氣體排放量^[3]從 1990 年的 114 百萬公噸二氧化碳當量 (MtCO₂e) 逐步增加到 2015 年的 263 MtCO₂e，溫室氣體種類以二氧化碳為主，其餘為甲烷、氧化亞氮及含氟氣體；以 2015 年為例，台灣的淨二氧化碳排放量^[4]約 250 MtCO₂e，就占了淨溫室氣體排放量的 95%。電力部門發電所直接排放的二氧化碳在 1990 年為 39.5 MtCO₂e，約占台灣淨二氧化碳排放量的 39%，到了 2015 年增為 150 MtCO₂e，占比則增為 60% (行政院環保署，2017a)。

發電廠本身的電力需求並不高，所有發電廠的總廠用電量占有所有毛發電量的比例不超過 6%，絕大多數的發電量都是為了提供工業、住宅及服務業等電力消費部門的需求。但由於電力部門發電所直接排放的二氧化碳占台灣淨二氧化碳排放量的比例很高，因此其減量措施將大大影響台灣的溫室氣體排放量。電力部門發電的減量措施主要可由降低電力需求與改善發電結構兩大部分來進行。

^[3] 淨溫室氣體排放量為能源部門、工業製程及產品使用部門、農業部門及廢棄物部門的溫室氣體排放量加總後，扣除土地利用、土地利用變化及林業部門的二氧化碳移除量計算而得。

^[4] 淨二氧化碳排放量為能源部門、工業製程及產品使用部門、農業部門及廢棄物部門的二氧化碳排放量加總後，扣除土地利用、土地利用變化及林業部門的二氧化碳移除量計算而得。

2.1.1 範疇與定義

電力部門的二氧化碳排放量主要有兩種計算方法，一種為推算歷史排放量時，因為有實際的各種燃料耗用量，可直接利用各燃料的耗用量、單位熱值與排碳係數算出二氧化碳排放量；另一種為估算未來的排放量時，因為缺乏未來各種燃料的耗用量，可根據推估的未來火力電廠發電效率與發電量，計算出二氧化碳排放量。以下將分別詳述計算方法與公式：

方法一：電力部門的二氧化碳歷史排放量計算公式

$$E_{\text{Power}} = \sum_{i=1}^n (F_i \times H_i \times C_i) \quad (1)$$

E_{Power} ：電力部門的二氧化碳年排放量，單位為kgCO₂e

F_i ：發電廠各種燃料的耗用量，單位參考表 2.1.1.1。

H_i ：各燃料的單位熱值(參考表 2.1.1.1)，單位為 kcal。

C_i ：各燃料的二氧化碳排放係數(參考表 2.1.1.2 欄D)，單位為kgCO₂e/kcal。

各燃料的耗用量與熱值可由能源局的〈能源統計年報〉查得，各燃料的CO₂排放係數則採用IPCC 2006年數值（環保署，2017b）。

方法二：電力部門的二氧化碳未來排放量計算公式

$$E_{\text{power}} = \sum_{i=1}^3 \{P_i \times [(C_i \div 277.8) \div A_i]\} \quad (2)$$

P_i ：不同燃料電廠的發電量，單位為MWh。

A_i ：不同燃料電廠的發電效率(%)。

C_i ：各燃料的二氧化碳排放係數(參考表 2.1.1.2 欄C)，單位為kgCO₂e/TJ。

公式(2)中的 E_{power} 意義與公式(1)相同，但因核能與太陽光電、風力、慣常水力、地熱、海洋能等再生能源發電時，不會排放二氧化碳，為簡化未來的排放估算，公式(2)中的燃料種類僅限燃料煤、燃料油與液化天然氣三種發電業主要使用的化石燃料。公式(2)中的 $[(C_i \div 277.8) \div A_i]$ 則為不同燃料電廠的碳排放係數，單位為kgCO₂e/MWh。不同燃料電廠的發電量，可從估算的未來需電量及不同情境的發電結構求得；不同燃料電廠的發電效率，則視各燃料電廠未來的發展趨勢，先設定新

建燃料電廠的發電效率，求出新建燃料電廠的碳排放係數，加上已知舊燃料電廠的發電效率與碳排放係數，再根據新舊燃料電廠的發電量占比，即可計算出當年度加權平均的燃料電廠發電效率及碳排放係數。

表 2.1.1.1 能源產品單位熱值表^[5]

能源產品	單位	熱值 (kcal)	公升油當量 (9000 kcal/l)	變更時間 (西元年)
煙煤－燃料煤（發電業）	kg	5,700	0.6333	2012
亞煙煤（發電業）	kg	4,900	0.5444	2012
焦爐氣	m ³	4,200	0.4667	
高爐氣	m ³	777	0.0863	2006
轉爐氣	m ³	1,869	0.2077	2006
煉油氣	m ³	9,000	1.0000	1993
柴油	l	8,400	0.9333	2004
燃料油	l	9,600	1.0667	—
石油焦	kg	8,200	0.9111	
天然氣（自產）	m ³	8000	0.8889	2008
液化天然氣（進口）	m ³	9,000	1	2008

資料來源：經濟部能源局（2017a），〈105 年能源統計年報〉。

^[5] 部分能源產品單位熱值在 2012 年做過變更（平衡表改版說明，資料來源：http://web3.moeaboe.gov.tw/ECW/populace/content/SubMenu.aspx?menu_id=141），將其中的煤炭熱值內涵調整為淨熱值，因此煙煤－燃料煤的熱值從 2012 年之前的 6,400 降為 5,700 kcal/kg，亞煙煤則從 5,900 降為 4,900 kcal/kg。

表 2.1.1.2 各類能源的二氧化碳排放係數表^[6]

燃料別	A	B	$C=A \times B \times (44/12) \times 1000$	$D=C \times 4.1868 \times 10^{-9}$
	IPCC 2006 年 C 排放係數	碳氧化因子	IPCC 2006 年 CO ₂ 排放係數	IPCC 2006 年 CO ₂ 排放係數
	kgC/GJ		kgCO ₂ e/TJ	kgCO ₂ e/kcal
燃料煤	25.8	1	94,600	3.96E-04
次煙煤(發電業)	26.2	1	96,100	4.02E-04
焦爐氣	12.1	1	44,400	1.86E-04
高爐氣	70.8	1	260,000	1.09E-03
轉爐氣	—	—	182,000	7.62E-04
煉油氣	15.7	1	57,600	2.41E-04
柴油	20.2	1	74,100	3.10E-04
蒸餘油(燃料油)	21.1	1	77,400	3.24E-04
石油焦	26.6	1	97,500	4.08E-04
天然氣(自產)	15.3	1	56,100	2.35E-04
液化天然氣(進口)	—	—	56,100	2.35E-04
一般廢棄物	25.0	1	91,700	3.84E-04

資料來源：環保署(2017b)，〈溫室氣體排放係數管理表 6.0.3 版〉。

2.1.2 歷史排放

電力部門的二氧化碳排放量依據方法一，計算結果如表 2.1.2.1 所示，可發現電力部門的二氧化碳排放量在 2000、2005、2010 和 2015 年四個年度呈現逐年增加的趨勢，但從 2000 年到 2005 年的增加幅度較大，2005 年之後的增加幅度較小；其值與行政院環保署〈2017 年國家溫室氣體排放清冊報告〉資料(2017a) 差異不大。

電力部門的二氧化碳排放係數可根據上述計算得到的二氧化碳排放量，以及《105 年能源統計年報》(2017a) 中各年的毛發電量，根據下列公式計算：

$$K_{\text{power}} = E_{\text{power}} \div P_{\text{gross}} \quad (3)$$

^[6] 各類能源排放係數在 IPCC 2006 年中的原始單位為公斤碳/十億焦耳 (kgC/GJ)，可依下述公式將單位轉為 kgCO₂e/TJ：

$$\frac{\text{kgCO}_2\text{e}}{\text{TJ}} = \frac{\text{kgC}}{\text{GJ}} \times \text{碳氧化因子} \times \frac{44}{12} \times 1000 \quad (\text{即表中的 } C = A \times B \times \frac{44}{12} \times 1000)$$

再利用 1 TJ=238.8 Gcal (或 1 kcal=4.1868×10⁻⁹ TJ) 的熱值換算，將單位 kgCO₂e/TJ 轉換為 kgCO₂e/kcal (即表中的 D=C×4.1868×10⁻⁹)。

K_{power} ：電力部門的二氧化碳排放係數，單位為公斤二氧化碳/度（ $kgCO_2/KWh$ ）

E_{power} ：電力部門的二氧化碳排放量，單位為百萬公噸二氧化碳（ $MtCO_2$ ）

P_{gross} ：電力部門的毛發電量，單位為十億度（ TWh ）

計算結果(表 2.1.2.1)顯示電力排放係數在 2005 到 2015 年間呈現逐年降低的趨勢，從 2005 年的每度電排放 0.584 公斤二氧化碳降到 2015 年的 0.556 公斤，其值近似於能源局〈105 年能源統計年報〉的資料（2017a）。

表 2.1.2.1 電力部門二氧化碳歷史排放量

年度	毛發電量 ¹ (十億度)	電力排放係數 (公斤二氧化碳/度)		二氧化碳排放量 (百萬公噸二氧化碳)	
		本研究團隊 ²	能源局資料 ¹	本研究團隊 ²	環保署資料 ³
2000	184.8	0.567	—	104.86	108.11
2005	227.4	0.584	0.559	132.78	138.49
2010	247.1	0.565	0.535	139.57	145.90
2015	258.2	0.556	0.528	143.47	149.95

資料來源：1.經濟部能源局〈105 年能源統計年報〉（2017a）；

2.本研究團隊根據能源局〈105 年能源統計年報〉（2017a）的燃料耗用量計算求得；

3 行政院環保署〈2017 年國家溫室氣體排放清冊報告〉資料（2017a）。

由於在估算未來電力部門的二氧化碳排放量時，使用的是方法二的公式（2），我們也利用方法二來計算電力部門的歷史排放量，以檢測方法二計算結果與方法一的差異。

依據經濟部能源局〈106 年能源統計月報〉（2017b）中各燃料電廠的毛發電量（表 2.1.2），以及本研究團隊計算出的各燃料電廠的歷史年均發電效率，利用公式（2）可求得電力部門的二氧化碳排放量（ E_{power} ），如下式：

$$E_{power} = \sum_{i=1}^3 \{P_i \times [(C_i \div 277.8) \div A_i]\}$$

各燃料電廠的歷史年均發電效率，可根據〈105 年能源統計年報〉（2017a）中的電廠發電燃料耗用量、經過單位換算的能源產品單位熱值表（表 2.1.2.2，欄 C）與表 2.1.2 中各燃料的毛發電量來估算，推估公式如下：

$$\text{年均發電效率}_{\text{各燃料}} (\%) = \frac{\text{毛發電量}_{\text{各燃料}}}{\text{應發電量}_{\text{各燃料}}} \times 100 \quad (4)$$

其中應發電量_{各燃料}是指不考慮各電廠的發電效率，僅根據各燃料耗用量與其相對應的單位熱值推估而得的發電量，計算方式如下：

$$\text{應發電量}_{\text{燃煤}} = \text{耗用量}_{\text{燃料煤}} \times \text{單位熱值}_{\text{燃料煤}} + \text{耗用量}_{\text{亞煙煤}} \times \text{單位熱值}_{\text{亞煙煤}}$$

$$\text{應發電量}_{\text{燃油}} = \text{耗用量}_{\text{柴油}} \times \text{單位熱值}_{\text{柴油}} + \text{耗用量}_{\text{燃料油}} \times \text{單位熱值}_{\text{燃料油}}$$

$$\text{應發電量}_{\text{燃氣}} = \text{耗用量}_{\text{天然氣}} \times \text{單位熱值}_{\text{天然氣}} + \text{耗用量}_{\text{液化天然氣}} \times \text{單位熱值}_{\text{液化天然氣}}$$

計算出各燃料的年均發電效率如表 2.1.2.3 所示。

表 2.1.2.2 能源產品單位熱值表^[7]

能源產品		A		B		C = B × 1.163 × 10 ⁻⁶	
		熱值	單位	熱值	單位	熱值	單位
燃煤	煙煤—燃料煤	5700	kcal/kg	5.7	Gcal/ton	6.63E-06	TWh/ton
	亞煙煤	4900	kcal/kg	4.9	Gcal/ton	5.70E-06	TWh/ton
燃油	柴油	8400	kcal/l	8.4	Gcal/kl	9.77E-06	TWh/kl
	燃料油	9600	kcal/l	9.6	Gcal/kl	1.12E-05	TWh/kl
燃氣	天然氣	8000	kcal/m ³	8.0	Gcal/10 ³ m ³	9.30E-06	TWh/10 ³ m ³
	液化天然氣	9000	kcal/m ³	9.0	Gcal/10 ³ m ³	1.05E-05	TWh/10 ³ m ³

資料來源：經濟部能源局《105年能源統計年報》（2017a）；本研究團隊使用的單位轉換。

接著根據IPCC 2006年各燃料發電的CO₂排放係數（表 2.1.2.3），利用燃料的應發電量做為權重比例，算出各燃料的年均CO₂排放係數，公式如下：

$$\text{年均CO}_2\text{排放係數}_{\text{燃煤}} = \frac{(\text{應發電量}_{\text{燃料煤}} \times \text{CO}_2\text{排放係數}_{\text{燃料煤}} + \text{應發電量}_{\text{亞煙煤}} \times \text{CO}_2\text{排放係數}_{\text{亞煙煤}})}{(\text{應發電量}_{\text{燃料煤}} + \text{應發電量}_{\text{亞煙煤}})}$$

$$\text{年均CO}_2\text{排放係數}_{\text{燃油}} = \frac{(\text{應發電量}_{\text{柴油}} \times \text{CO}_2\text{排放係數}_{\text{柴油}} + \text{應發電量}_{\text{燃料油}} \times \text{CO}_2\text{排放係數}_{\text{燃料油}})}{(\text{應發電量}_{\text{柴油}} + \text{應發電量}_{\text{燃料油}})}$$

^[7] 利用 1 Gcal = 1.163 × 10⁻³ GWh = 1.163 × 10⁻⁶ TWh 的熱值換算，將單位 Gcal 轉換為 TWh（即表中的 C = B × 1.163 × 10⁻⁶）。

由於燃氣發電中天然氣與液化天然氣的CO₂排放係數相等，因此不需另算平均排放係數，而電廠的燃煤與燃油發電主要以燃料煤與燃料油為大宗，且燃料煤與亞煙煤、柴油與燃料油間的CO₂排放係數差異很小，因此依上述公式計算所得之燃煤與燃油的平均CO₂排放係數分別為 0.34 與 0.28 tCO₂e/MWh，與IPCC 2006 排放係數中燃料煤和燃料油的排放係數一致。

表 2.1.2.3 碳排放係數表^[8]

燃料別		IPCC CO ₂ 排放係數	單位換算後 排放係數	平均發電效率(%)			平均碳排放係數 (tCO ₂ e/MWh)		
		tCO ₂ e/TJ	tCO ₂ e/MWh	2005	2010	2015	2005	2010	2015
燃煤	燃料煤	94.6	0.34	40.90	41.06	40.62	0.85	0.85	0.88
	亞煙煤	96.1	0.35						
燃油	柴油	74.1	0.27	34.74	27.88	33.46	0.82	1.04	0.84
	燃料油	77.4	0.28						
燃氣	液化天然氣	56.1	0.20	49.06	50.19	50.55	0.41	0.40	0.40
年均總碳排放係數							0.584	0.565	0.556

資料來源：環保署（2017b）〈溫室氣體排放係數管理表 6.0.3 版〉；本研究團隊分析。

最後將上述燃煤、燃油與燃氣的年均CO₂排放係數(或直接用IPCC2006燃料煤、燃料油與液化天然氣的CO₂排放係數)除以各燃料的平均發電效率，即可推算出各燃料電廠的平均碳排放係數；計算結果如表 2.1.2.3 所示，除 2010 年的燃油碳排放係數特別大以外，各燃料的平均碳排放係數都以燃煤為最大，其值約為燃氣的兩倍。

將經濟部能源局(106 年能源統計月報)(2017b)中各燃料的毛發電量(表 2.1.2)與表 2.1.2.3 中各燃料的平均碳排放係數代入公式(2)，可算出電力部門的二氧化碳年排放量，在 2000、2005、2010 與 2015 年的排放量分別為 104.8、132.8、139.5 與 143.4 百萬公噸；將此排放量代入公式(3)中，即可求出方法二的年均電力排放係數(表 2.1.2.4)，其值與方法一算出的值一致，也近似經濟部能源局《2015 能源統計年報》中的資料(計算方式與本研究略有不同，詳細計算公式請參閱能源局網頁上公布的 104 年我國電力排放係數檔案 [9])。

^[8] IPCC CO₂ 排放係數的單位 tCO₂e/TJ，可利用 1 TJ = 0.2778 GWh = 277.8 MWh 的熱值換算，將單位轉換為 tCO₂e/MWh。

^[9] 資料來源：http://www.moeaboe.gov.tw/ECW/populace/content/SubMenu.aspx?menu_id=114

表 2.1.2.4 電力部門溫室氣體排放係數之比較

年度		2000	2005	2010	2015	單位
本研究	方法一	0.567	0.584	0.565	0.556	kgCO ₂ e/KWh
	方法二	0.567	0.584	0.565	0.556	或
2015 能源統計年報		-	0.559	0.535	0.528	tCO ₂ e/MWh

電力排放係數在 2010 與 2015 年呈現逐漸下降的趨勢，主要是因為政府能源政策與台灣電力結構改變所造成；從表 2.1.2 可發現，火力發電中二氧化碳排放係數較大的燃煤發電比例從 2005 年的 53.7 % 降為 2015 年的 44.6%，排放係數較小的燃氣發電則從 2005 年的 17.1% 增為 2015 年的 31.4%，因而導致電力排放係數下降。

2.2 電力部門基準情境排放預估

2.2.1 排放成長假設

對於電力部門溫室氣體排放量的計算方法，本研究團隊依供電量、廠用電量及線路耗損率^[10] 預估未來發電量及其溫室氣體排放量；而發電量需求成長、電力結構的改變及發電效率等因素為溫室氣體變化的主要動力。依據能源局《103 年全國長期負載預測與電源開發規劃摘要報告》的 2014~2033 年供電量預測，另外我們假設 2034 與 2035 年的成長率為 1.0 %，則 2017 ~ 2035 年預估供電量的年平均成長率為 1.2 %（表 2.2.1.1）。

表 2.2.1.1 全國供電量預測成長率

年度	2016	2017(f)	2018(f)	2019(f)	2020(f)	2021(f)	2022(f)	2023(f)	2024(f)	2025(f)
成長率	2.3	2.1	1.5	1.6	1.7	1.5	1.2	1.2	1.0	0.9
年度	2026(f)	2027(f)	2028(f)	2029(f)	2030(f)	2031(f)	2032(f)	2033(f)	2034(f)	2035(f)
成長率	1.0	1.1	1.0	1.0	0.9	1.2	1.1	1.1	1.0	1.0

資料來源：經濟部能源局（2014）；本研究團隊設定。

本研究利用能源局預測的供電量成長率和 2016 年的全國毛發電量，推算出 2017 至 2035 年預測的供電量（即毛發電量，表 2.2.1.2），毛發電量將從 2016 年的 264.1 TWh（十億度）成長至 2035 年的 332.2 TWh。假設電廠用電量比例及線路耗損率自 2016 年後維持不變，利用 2016 年實際線損率 3.34 % 及實際廠用電量與供電量比值 7.20 %

能源局計算的我國電力排放係數

$$\begin{aligned}
 & \text{(綜合電業 GHG 排放量)}_{\text{扣除廠用電量之 GHG 排放量}} + \sum \text{民營電廠 GHG 排放量}_{\text{扣除廠用電量之 GHG 排放量}} \\
 = & \sum \text{汽電共生業 GHG 排放量}_{\text{扣除廠用電與自用電量之 GHG 排放量}} - \text{線損之 GHG 排放量} \div \text{銷售電量} \\
 ^{[10]} \text{線路耗損率} = & (\text{供電量} - \text{需電量}) \div \text{供電量} \times 100
 \end{aligned}$$

(此處的廠用電量指的是能源部門自用電量)，根據下列公式估算出 2017 至 2035 年的線損量與廠用電量，並據以推算出需電量與總用電量：

$$\text{線損量} = \text{毛發電量} \times 3.34\% \quad ; \quad \text{廠用電量} = \text{毛發電量} \times 7.20\%$$

$$\text{需電量} = \text{供電量} - \text{線損量} \quad ; \quad \text{總用電量} = \text{需電量} - \text{廠用電量}$$

表 2.2.1.2 電力部門未來所需發電量預測值

單位：TWh (十億度)

項目\年度	2016	2020(f)	2025(f)	2030(f)	2035(f)
毛發電量	264.1	282.7	299.6	314.8	332.2
線損量	8.8	9.4	10.0	10.5	11.1
需電量	255.3	273.3	289.6	304.3	321.1
廠用電量	19.0	20.4	21.6	22.7	23.9
總用電量	236.3	253.0	268.0	281.6	297.2

資料來源：經濟部能源局能源統計月報 (2017)；本研究分析。

電力部門的毛發電量已根據能源局長期負載預測資料計算求出 (表 2.2.1.2)，而其發電結構之詳細分類方式可由裝置容量及發電容量因數推估求得。歷史平均發電容量因數可根據下列公式計算：

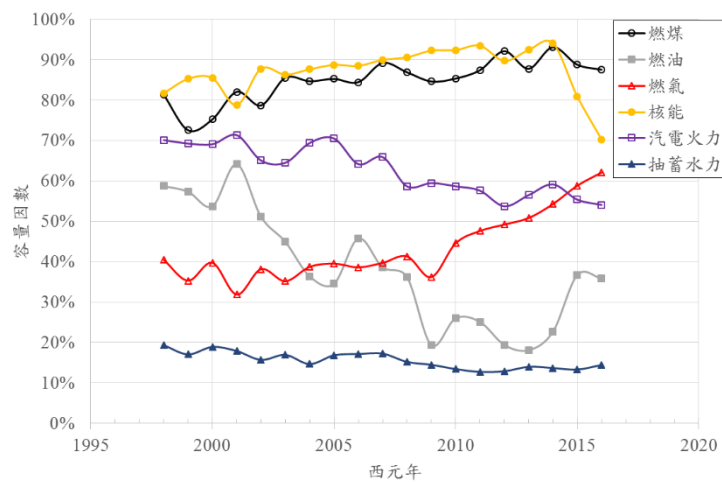
$$\text{平均發電容量因數} (\%) = \text{毛發電量} / (\text{裝置容量} * 365 * 24) * 100\% \quad (5)$$

各能源別的歷史平均發電容量因數如圖 2.2.1.1 所示，參考此歷史資料的變化趨勢，設定基準情境中未來各發電技術的容量因數如下 (表 2.2.1.3)：

1. 核能發電：因核一廠一號機從 2014 年 12 月開始停機，核二廠二號機從 2016 年 4 月開始停機，至今尚未決定何時恢復發電，使核能發電的容量因數從 2014 年的 94% 降到 2016 年的 70%；由於核能發電的容量因數從 2008 年開始都高於 90%，因此本研究設定核能發電除役前的容量因數為 90%。
2. 燃煤發電：容量因數變化介於 73~93% 間，有逐年遞增的趨勢，但從 2015 年開始略為下降；燃煤發電的未來容量因數原則上採用 2016 年的 87.53%，但會配合基準情境的設定條件，考慮其他發電技術的發電量後，微調燃煤發電的容量因數，以期滿足當年度所需的毛發電量。

3. 燃油發電：容量因數從 1998 年的 60% 左右逐漸降到低於 20%，於 2015 和 2016 年才又增為 36% 左右。在 2005 年之前的汽力機組及複循環機組有使用燃油發電的情況，2005 年開始汽力機組大幅降低燃油使用量，複循環機組則除大潭電廠一和二號機組仍有使用燃油外，全部改為燃氣發電。由於燃油發電的裝置容量以台灣本島的汽輪機與氣渦輪機組為主，在 2015 年分別占了燃油發電裝置容量的 83% 與 8%，剩餘的 9% 才是採用柴油機發電的外島發電廠。基準情境中台灣本島燃油發電的汽輪機與氣渦輪機組將在 2025 年完全除役，因此取 2005 ~ 2016 年間燃油發電容量因數的平均值 29.86% 作為 2016~2025 年間燃油發電的容量因數；由於 2025 年之後燃油發電僅剩外島發電廠，而外島發電廠的容量因數在 2005 年開始降為 30% 左右且變化不大，因此取 2005 ~ 2016 年間外島發電廠容量因數的平均值 30.18% 作為 2026~2035 年間燃油發電的容量因數。

(a)



(b)

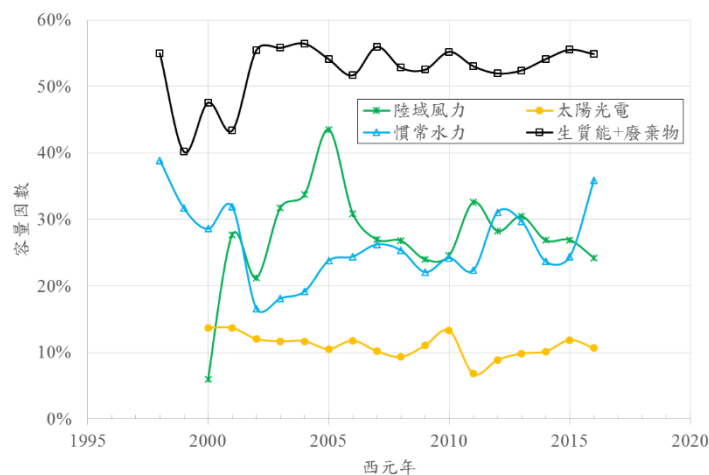


圖 2.2.1.1 歷史平均發電容量因數；(a)非再生能源發電；(b)再生能源發電

4. 燃氣發電：容量因數於 1998-2009 年間維持在 31.9 ~ 41.3%，2010 年開始因應「國家節能減碳總計畫」推動能源供應面之淨源政策（2016g），而逐年增加到 2016 年的 62.09%；由於基準情境設定天然氣裝置容量維持 2016 年狀況，燃氣發電的未來容量因數將採用 2016 年的值，如此可使燃氣發電量維持於 2016 年狀況。
5. 汽電共生的火力發電：容量因數從 1998 年的 70% 左右降到 2008 年後低於 60%，抽蓄水力則在 10% 到 20% 間變化；由於這兩者的裝置容量都維持在 2016 年的狀況，且近十年的容量因數變化不大，因此其未來的容量因數將採用 2016 年的值。
6. 陸域風力：容量因數變化幅度較大，從 2000 年的低於 10% 到 2005 年的高於 40%；由於風機的裝設由最佳風場區域開始逐漸往次佳場域開發，加上風力大小的不確定性，因此扣除 2000 年的低值，取 2001 年至 2016 年的平均值作為其未來的容量因數。

表 2.2.1.3 2016 年及未來設定的平均發電容量因數

燃料別\年度	2016	2020(f)	2025(f)	2030(f)	2035(f)
煤	87.53%	88.70%	88.37%	90.01%	89.30%
天然氣	62.09%	62.09%	62.09%	62.09%	62.09%
油	35.89%	29.86%	29.86%	30.18%	30.18%
核能	70.26%	90.00%	90.00%	90.00%	90.00%
陸域風力	24.23%	28.79%	28.79%	28.79%	28.79%
太陽光電	10.68%	11.01%	11.01%	11.01%	11.01%
抽蓄水力	14.45%	14.45%	14.45%	14.45%	14.45%
慣常水力	35.85%	26.23%	26.23%	26.23%	26.23%
生質能+廢棄物	54.88%	54.88%	54.88%	54.88%	54.88%
汽電共生火力	54.07%	54.07%	54.07%	54.07%	54.07%

資料來源：本研究團隊依據經濟部能源局〈能源統計月報〉資料推估。

7. 太陽光電：容量因數在 6.8 ~ 13.7 % 之間變化，由於太陽光電板的裝設由最佳日照區域開始，故容量因數最高值出現在 2000 與 2001 年；最低值發生在 2011 年，當年的太陽光電裝置容量成長率最高，較前一年增加 4.35 倍；由於裝置容量的增加速率、設置地區、可發電日數與時間的不確定性，因此取 2000 至 2016 年的平均值作為其未來的容量因數。

8. 慣常水力：容量因數在 1998~2016 年期間的變化範圍介於 16.6 ~ 38.9 % 之間，低值發生在 2002 和 2003 年的乾旱；由於每年的水情狀況不同造成容量因數的變化，因此取 1998 至 2016 年間的平均值作為其未來的容量因數。
9. 生質能與廢棄物：容量因數在 1998 ~ 2016 年期間的變化範圍介於 40 ~ 56 % 之間，從 2002 年開始都大於 50 %，且因廢棄物發電的裝置容量與發電量占比高達八成以上，使生質能與廢棄物的容量因數變化趨勢近似廢棄物的變化。由於生質能與廢棄物的裝置容量維持在 2016 年的狀況，且 2002 年後的容量因數變化不大，因此其未來的容量因數將採用 2016 年的值。

根據以上基準情境及容量因數的設定條件，配合預期的毛發電量成長假設，即可推估基準情境下電力部門未來 20 年的發電裝置容量（表 2.2.1.4，圖 2.2.1.2），並據以計算出發電結構的詳細分類情況（圖 2.2.1.3，表 2.2.1.5）。

表 2.2.1.4 電力部門發電裝置容量的歷史數據及 BAU 設定

項目	裝置容量(GW)					裝置容量占比(%)				
	2016	2020(f)	2025(f)	2030(f)	2035(f)	2016	2020(f)	2025(f)	2030(f)	2035(f)
燃料別\年度	2016	2020(f)	2025(f)	2030(f)	2035(f)	2016	2020(f)	2025(f)	2030(f)	2035(f)
煤	11.50	14.70	21.30	23.00	25.40	23.0	29.2	41.1	43.2	45.6
天然氣	15.25	15.60	15.53	15.31	15.31	30.5	31.0	30.0	28.7	27.5
油	3.32	1.43	0.31	0.30	0.29	6.7	2.8	0.6	0.6	0.5
核能	5.14	3.87	0.00	0.00	0.00	10.3	7.7	0.0	0.0	0.0
陸域風力	0.68	0.68	0.68	0.68	0.68	1.4	1.4	1.3	1.3	1.2
太陽光電	1.21	1.21	1.21	1.21	1.21	2.4	2.4	2.3	2.3	2.2
抽蓄水力	2.60	2.60	2.60	2.60	2.60	5.2	5.2	5.0	4.9	4.7
慣常水力	2.09	2.09	2.09	2.09	2.09	4.2	4.2	4.0	3.9	3.8
生質能+廢棄物	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74	1.5	1.5	1.4	1.4	1.3
汽電共生火力	7.37	7.37	7.37	7.37	7.37	14.8	14.7	14.2	13.8	13.2
總和	49.90	50.29	51.83	53.30	55.69	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0

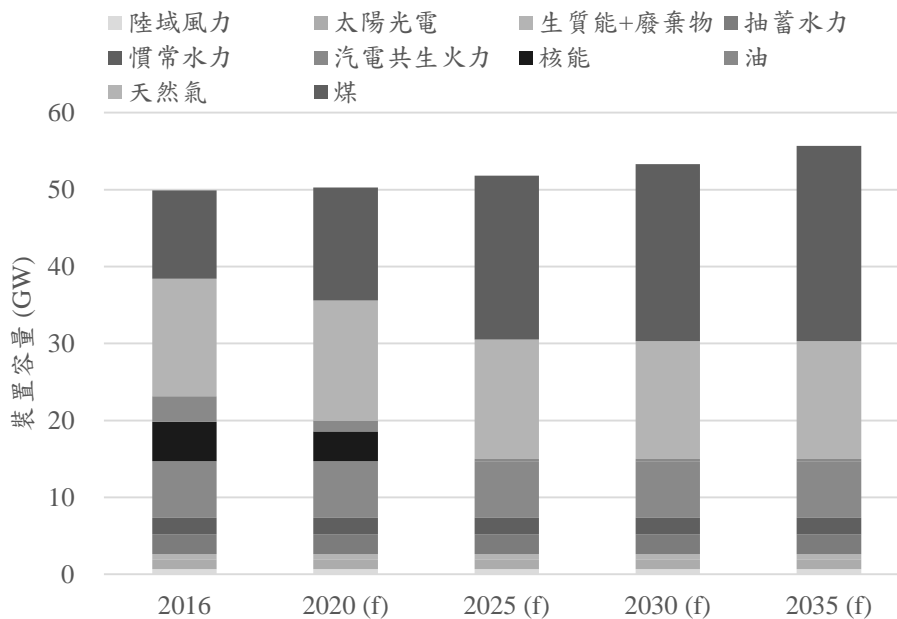


圖 2.2.1.2 電力部門發電裝置容量的歷史數據及 BAU 設定

表 2.2.1.5 電力部門毛發電量的歷史數據及 BAU 設定

燃料別	毛發電量 (TWh)					毛發電量占比 (%)				
	2016	2020(f)	2025(f)	2030(f)	2035(f)	2016	2020(f)	2025(f)	2030(f)	2035(f)
煤	88.18	114.22	164.89	181.35	198.70	33.4	40.4	55.0	57.6	59.8
天然氣	82.92	84.82	84.48	83.26	83.26	31.4	30.0	28.2	26.4	25.1
油	10.45	3.75	0.80	0.78	0.77	4.0	1.3	0.3	0.2	0.2
核能	31.66	30.53	0.00	0.00	0.00	12.0	10.8	0.0	0.0	0.0
陸域風力	1.45	1.72	1.72	1.72	1.72	0.5	0.6	0.6	0.5	0.5
太陽光電	1.13	1.17	1.17	1.17	1.17	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
抽蓄水力	3.29	3.29	3.29	3.29	3.29	1.2	1.2	1.1	1.0	1.0
慣常水力	6.56	4.80	4.80	4.80	4.80	2.5	1.7	1.6	1.5	1.4
生質能+廢棄物	3.56	3.56	3.56	3.56	3.56	1.3	1.3	1.2	1.1	1.1
汽電共生火力	34.90	34.90	34.90	34.90	34.90	13.2	12.3	11.6	11.1	10.5
總發電量	264.10	282.76	299.60	314.83	332.17	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0

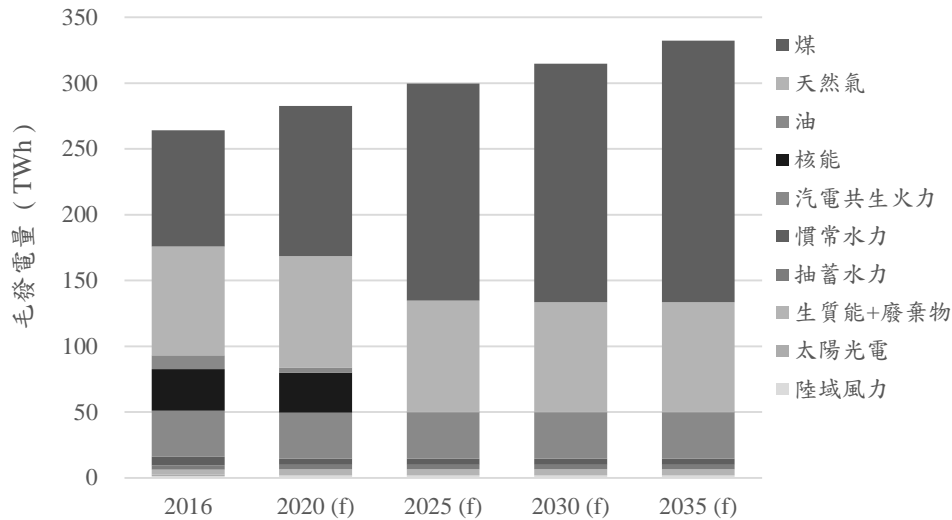


圖 2.2.1.3 電力部門毛發電量的歷史數據及 BAU 設定

2.2.2 溫室氣體排放量推估

溫室氣體排放量所需要的公式重寫如下：

$$\text{基準情境CO}_2\text{排放} = \sum_i (\text{發電量}_{\text{燃料}_i} \div \text{發電效率}_{\text{燃料}_i} \times \text{碳排放係數}_{\text{燃料}_i}) \quad (6)$$

根據公式算出各燃料的發電效率歷史資料（圖 2.2.2.1），燃氣的發電效率最好，從 1997 年的 40.05% 遞增到 2014 年的 50.76%；燃煤次之，發電效率介於 41.3~45.06% 之間，由於從 1999 年開始才有民營電廠，1997 和 1998 年只有台電和汽電共生廠提供用電，而發電效率高於 50% 的汽電共生發電量為台電的六分之一，使 1997 和 1998 年燃煤的發電效率高於其他年分；燃油的發電效率最差，且因為含有中載及尖載調度用的機組，因此發電效率的變化幾乎同步於發電機組運轉的容量因數，容量因數越低發電效率越差，發電效率最低可達 29.72%。

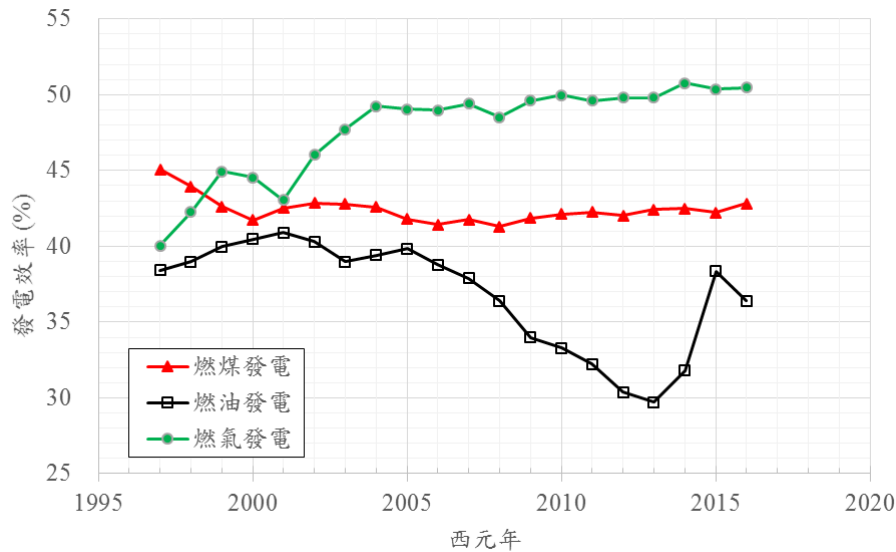


圖 2.2.2.1 不同燃料平均發電效率的歷史趨勢

未來各燃料的發電效率，由新舊電廠不同的發電效率及其裝置容量所占比例計算而得（表 2.2.2.1），其中既有舊電廠的發電效率採用 2015 年各燃料的平均值（不含汽電共生），分別為燃煤 39.65%、燃氣 49% 和燃油 39.67%；新增電廠燃煤與燃氣機組的發電效率採用經濟部能源局〈103 年全國長期負載預測與電源開發規劃〉中的數據，燃煤機組除林口與大林機組效率分別為 44.9% 及 45.6% 外，其餘皆為 45.8%，燃氣複循環機組除通霄的效率為 62.07% 外，其餘皆為 63%。燃油機組發電效率採用 2015 年各燃油電廠的發電效率，以其裝置容量所占比例取權重計算而得；由於台灣本島燃油電廠有 62% 在 2017~2020 年除役，其餘 38% 油發電效率作為 2020 和 2025 年的燃油機組效率，2030 和 2035 年則採用 2015 年外島燃油機組的平均效率。

表 2.2.2.1 燃煤、燃油和燃氣機組的發電效率及其未來推估（不含汽電共生）

	2010	2015	2020(f)	2025(f)	2030(f)	2035(f)
燃煤	39.91%	40.04%	41.17%	42.85%	43.34%	44.07%
燃油	36.19%	36.87%	37.14%	37.14%	41.00%	41.00%
燃氣	49.21%	49.10%	51.12%	52.55%	54.40%	59.30%

根據公式 (6)、表 2.2.1.5 的毛發電量、表 2.2.2.1 的發電效率及 IPCC2006 的碳排放係數（表 2.1.2.3，欄 B），可算出電力部門不含汽電共生的二氧化碳排放量。由於基準情境假設汽電共生裝置容量維持在 2016 年的狀態，其未來 20 年的毛發電量也都維持在 2016 年的大小，因此利用 2016 年汽電共生發電所使用各燃料的數量，

計算其排放的二氧化碳總量為 22.01 MtCO₂e，加入上述不含汽電共生的二氧化碳排放量，即可推估電力部門基準情境下未來 20 年的二氧化碳排放量（表 2.2.2.2）。

表 2.2.2.2 電力部門溫室氣體排放推估

	2010	2015	2020(f)	2025(f)	2030(f)	2035(f)
毛發電量 (TWh)	247.06	258.17	282.76	299.60	314.83	332.17
電力部門平均碳排放係數 (tCO ₂ e/MWh)	0.584	0.576	0.539	0.620	0.621	0.614
溫室氣體排放量 (MtCO ₂ e)	144.40	148.63	152.35	185.62	195.43	203.92

推估結果顯示，電力部門溫室氣體的排放量將從 2015 年的 148.63 MtCO₂e 增加至 2035 年的 203.92 MtCO₂e，增幅可達 52%。將表 2.2.2.2 中的溫室氣體排放量除以毛發電量，即可求出電力部門的平均碳排放係數；推估出來的碳排放係數將從 2015 年的 0.576 提高至 2035 年的 0.614 kgCO₂e/kWh。

2.3 電力部門減量潛力與成本

電力部門的發電量主要是為了其他部門的需求，因此若想減少電力部門的溫室氣體排放量，一方面可從電力需求面著手，降低其他部門的電力需求量；另一方面可從電力供給面著手，降低電廠發電所排放的溫室氣體數量。本章節是從電力供給面來進行電力部門的減量潛力估算。電力供給面的溫室氣體減量方法有：改變發電的燃料結構，以再生能源與核能取代化石燃料發電；燃氣發電替代燃煤發電；利用碳捕捉與封存（carbon capture and storage；CCS）技術，將發電所排放的溫室氣體收集儲存。

再生能源技術包括風力發電、太陽光電、慣常水力、生質能、地熱和海洋能源等。由於台灣地狹人稠，慣常水力與陸域風力設置的優良場址多已開發；地熱發電還處在初步階段；海洋能源中適合台灣發展的波浪及洋流發電技術尚未成熟。過去的研究，例如中華經濟研究院（2011）、中華經濟研究院與台灣經濟研究院（2012）、工業技術研究院（2014）都曾經估算過各種再生能源技術的發電潛能，但因當時離岸風力與太陽光電的技術前景和滲透潛力較不明朗，因此對這兩種再生能源的潛力估計較低。這幾年離岸風力和太陽光電的快速發展，減碳潛力及成本已有明顯變化，我們將集中探討這兩項技術成熟但滲透率偏低的再生能源潛力，更新其減碳潛力及成本的推估。



2.3.1 離岸風力

臺灣西部海域被國際工程顧問公司 4C Offshore 評定為全世界最優良的海上風場，但在離岸風電開發初期，由於國內並無參考案例，缺乏相關海事工程經驗，國內廠商從 2012 年 6 月開始申請程序，2015 年 8 月完成海上海氣象觀測站的架設，2016 年 6 月開始風機的相關施工，2017 年 4 月才有兩架示範風機的商轉（裝置容量共 8MW）。

目前全世界離岸風力累積的裝置容量已超過 14GW（International Renewable Energy Agency, IRENA, 2017），89% 裝設在歐洲，10.5% 裝設在中國，美國在 2016 年開始才有 29MW 的離岸風機商轉。由於歐洲已有超過 20 年的累積經驗，我們將參考歐洲的經驗與資料，評估台灣離岸風力的減碳潛力與成本。

以下將分別從台灣離岸風力的潛力大小、每年可發電的時數（容量因數）、每年的發電量、減碳成本邏輯與成本推估等面向來說明離岸風力的估算設定。

2.3.1.1 潛力大小

技術潛力由「技術成熟度」和「成熟技術的滲透率」這兩項因素所共同決定。「技術成熟度」是指最佳可行技術的上限，例如，每架離岸風機的最大裝置容量目前為 8MW。「成熟技術的滲透率」則受限於資源條件，包括：（1）可裝設地點的限制：如風速、水深、領海及排除地震斷層帶等裝設面積的限制。（2）供應鏈的限制：例如，風機及其水下基礎的供應是否足夠。（3）其他的實際限制：例如，施工船隊、港口和海氣象條件等將影響離岸風機的建造速度。資源條件還包括汰舊換新的限制：例如，發電機組的正常壽命尚未終止時，不更換為新的機組。

台灣離岸風力的開發潛能有多少？以下將從「技術成熟度」和「成熟技術的滲透率」這兩項因素來說明。

1. 技術成熟度

以每架風機的最大裝置容量而言，我們從 IRENA（2016）的報告中得知其對未來離岸風機的推估，在 2015、2016、2020、2030 與 2045 年分別會有 6 MW、8 MW、10 MW、15 MW 與 20 MW 的大型風機問世，但大量製造與裝設則需再經過一點時間，因此我們假定台灣所裝設的每架風機裝置容量，在 2016~2020 年期間為 6 MW，2021~2025 為 8 MW，2026~2030 為 10 MW，2031~2035 年為 15 MW。

2. 成熟技術的滲透率

成熟技術的滲透率受限於資源條件，包括：(1) 可裝設地點的限制，(2) 供應鏈的限制，(3) 其他的實際限制：例如建造速度的限制。以下將分別說明各項資源限制條件。

(1) 可裝設地點的限制

可裝設離岸風機的地點需考慮其風場大小、水深、領海及排除地震斷層帶等裝設面積的限制，目前對台灣離岸風場的估計有美國再生能源實驗室 (National renewable energy laboratory, NREL) 與台灣工研院兩個來源。NREL (Arent *et al.*, 2012) 利用 NOAA 多衛星混合海風資料 (NOAA's Blended Sea Winds) 的 10 米高風速，外插計算出風機輪轂高度 90 米處的風速；再採用 0 ~ 1000 米水深資料、扣除保護區面積資料、擴大到離岸 100 海浬處的經濟海域，且考慮民眾對視覺干擾的反抗，排除離岸 5 海浬內的面積，但不排除航道面積；以葉片直徑 8 倍的距離架設風機，約每平方公里設置 5MW 的方式估算全球離岸風力潛能；同時以 IEC Class I composite 3.5 MW 風機的電能轉換曲線將衛星觀測到的風速轉為年電力輸出量，並據以估算出年平均的容量因數。NREL 推估出台灣的離岸風力潛能及容量因數如表 2.3.1.1 所示，水深 0~60 米內合計有 113.8GW 的風力潛能，60~1000 米內更有高達 538.48GW 的潛能。

表 2.3.1.1 NREL (Arent *et al.*, 2012) 估算出的台灣離岸風力潛能及容量因數

水深	0-30m		30-60m			60-1,000m				總計
	>46%	合計	42-46%	>46%	合計	38-42%	42-46%	>46%	合計	
GW	44.74	44.74	0.1	68.96	69.06	0.18	39.4	498.9	538.48	652.28

工研院 (2015) 以地理資訊系統 (geographic information systems, GIS) 軟體進行區域範圍界定，估算台灣西部海域 12 海浬領海內的離岸風力潛能，採用 Siemens SWT-3.0 額定容量 3MW 風機 (葉片直徑 100 公尺)，以葉片直徑 4 倍乘 10 倍的距離架設風機，約每平方公里設置 7.5MW，推估在水深 5~20 米、20~50 米和 50~100 米內的最大潛力分別為 10.5、41.5 和 90GW，總計 142 GW。再利用中尺度數值天氣預報系統 (the weather research and forecasting model, WRF) 資料，找出海平面上方 10 公尺高度平均風速大於 8m/s 的區域，若加上此風速條件，則可開發潛能分別降為 9、29.5 和 54GW，總計 92.5GW。進一步再加上軍事管制、生態保護、海底纜線、油氣管線、港口航道、河口區、泊錨區、已核定開發海域、海洋棄置區及政府態度

等排除條件，則可開發潛能再分別降為 3、24 和 43GW，總計 70GW。最後加上經濟效益、地質條件、航運安全、漁業衝突、生態影響、雷達干擾、其他利用等考量因子，則水深 5~20 米可開發潛能降為 1.2GW，至於水深 20~50 米和 50~100 米區域則直接以上述 24 和 43GW 取 20% 的開發率來估算，風力潛能分別降為 5 和 9GW，總計水深 5~100 米處的風力潛能約為 15.2 GW。

由於 NREL (Arent *et al.*, 2012) 的估計包括離岸 100 海哩處的經濟海域，超過台灣海峽中線的領海限制，且水深 60~1000 米內的區域大多在台灣東部海域，考慮台灣東部海域近岸水深變化大，且黑潮的高流速會影響離岸風機的設置，再加上颱風侵台路徑大多由東部登陸，因此 NREL (Arent *et al.*, 2012) 的潛能估計較高。反觀工研院估算的範圍只有台灣西部領海區域，且考慮生態保護、政府態度與經濟效益等社會政治與經濟潛力的影響，其潛能估計會低於技術潛力的考量。因為我們無法將工研院估算中非技術潛力的條件區分出來，對於台灣西部海域 5~50 米的離岸風力技術潛力將採用 6.2~27GW 的範圍，50~100 米的技术潛力則採用 9~43GW，合計共有 15.2~70GW 的技術潛力。

(2) 供應鏈的限制

觀察全世界離岸風機最近 10 年的裝置容量，每年新增加量在 2012 年開始超過 1GW，2013 年當年的新增量就超過 2GW，2015 和 2016 年達到最高峰 2.8 GW (IRENA, 2017)。由於亞洲各國和美國積極發展離岸風電 (IRENA, 2016)，預料未來離岸風機的產能會因需求的增加而擴大，不至於對台灣的離岸風電發展造成限制。

(3) 其他的實際限制：建造速度的限制

建造一個風場需要花費多少時間？我們分析英國 2000~2017 年運轉的 32 個風場^[11] (圖 2.3.1.1)，發現在風場開始施工後，大部分在 2 年內完成建造並商轉，平均時間約 1.4 年，中位數為 1.0 和 1.2 年。雖然台灣最初的兩架示範風機從 2012 年開始申請程序，花了近 5 年的時間才完成建置與商轉，但從實際的風機開始裝設到商轉也只花了約 10 個月的時間。考慮風場開發前期的地質調查、海氣象站的實際觀測、風場規劃、風機訂購與製作的時間，如果以 3 年作為一個離岸風場的整體建置時間，則從 2020 年開始，台灣每年都將會有新離岸風場完成建置。

[11] 資料來源：Renewable Energy Planning Database, REPD, <https://data.gov.uk/dataset/repd>。

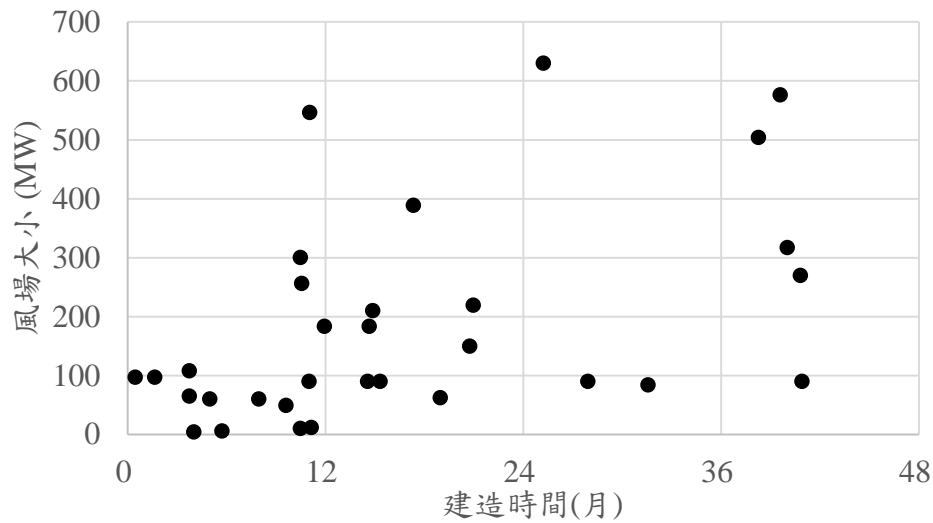


圖 2.3.1.1 英國 32 個離岸風場的建造時間與風場大小的關係

影響離岸風場建造速度的因素包含施工船隊、港口和海氣象等條件。胡斯遠和呂威賢（2010）評估台灣若使用 3 艘風力機安裝船，則每年可裝設 90 架離岸風機。林倬寬、廖學瑞與連永順（2015）推估台灣每年若建造 60 架離岸風機，則至少需要 2 席離岸風電專用碼頭。考慮目前台中港已規劃 5A、5B 與 106 號碼頭為離岸風電專用碼頭，加上高雄興達港也規劃為離岸風機水下基礎建設專用碼頭，以此 4 座碼頭搭配 4 艘風力機安裝船，則每年約可裝設 120 架離岸風機。

至於每架離岸風機的裝置容量，我們參考IRENA（2016）報告中未來離岸風機大小的推估，假定台灣在 2016~2020、2021~2025、2026~2030 與 2031~2035 年期間所裝設的每架風機，裝置容量分別為 6 MW、8 MW、10 MW 與 15 MW，若每年可裝設 120 架風機，則上述 4 個時段每年可裝設的離岸風機裝置容量分別可達 0.72GW、0.96GW、1.2GW 與 1.8GW（表 2.3.1.2）。假設一個離岸風場的整體建置時間為 3 年，則台灣從 2020 年開始每年可完成 120 架離岸風機的建造，累計的離岸風機裝置容量到 2035 年時可達 20.53GW^[12]（表 2.3.1.2）。

我們參考世界各國每年新增加的離岸風力裝置容量，最大與次大值都出現在德國，分別為 2015 年的 1.90GW 和 2016 年的 1.17GW；接著是英國在 2012 年的 1.16GW

^[12] 水深大於 50 米的離岸風場需採用漂浮式離岸風機，由於台灣西岸水深 5-50 米可裝設離岸風機的潛力為 6.2-27GW，而 2035 年時累積的離岸風機裝置容量還在水深 5-50 米的潛力範圍內，因此本報告不考慮漂浮式離岸風機的潛力。

和中國在 2016 年的 0.92GW(IRENA, 2017)。由這些國際的歷史資料來看，表 2.3.1.2 中我們所推估台灣未來到 2035 年每年新增加的離岸風力裝置容量並不算過分高估。

表 2.3.1.2 台灣離岸風力未來裝置容量的推估值

年度	2017	2020(f)	2025(f)	2030(f)	2035(f)
每年新增裝置容量 (GW)	0.01	0.72	0.96	1.20	1.80
累計裝置容量 (GW)	0.01	0.73	5.53	11.53	20.53

2.3.1.2 容量因數

年發電量的大小可由裝置容量及容量因數計算求得，如下式：

$$\text{年發電量 (度)} = \text{裝置容量 (千瓦)} * \text{容量因數 (\%)} * 8760 \text{ (小時/年)}$$

有了未來 20 年離岸風力的裝置容量推估，還需要未來的容量因數，才能計算離岸風力未來的發電量。

離岸風機發電的容量因數主要受到地區性的風場狀況、氣候變化、風機的逐年改良發展與風機可用率等因素的影響。台灣由於兩架示範風機的運轉時間尚未滿一年，資料無法完整反映整年的情況，本研究團隊將參考國內外的文獻資料來決定目前及未來 2020 至 2035 年間離岸風力的容量因數。

1. 國外資料

(1) 歷史及現況

根據 IRENA (2017) 離岸風電 2007~2015 年的資料，在大量新增裝置容量的當年或其後一年，容量因數會有較大的變動。其中累積裝置容量前五大國家的資料顯示，英國的容量因數大致上呈現逐年增加的趨勢，大小介於 21~39% 之間；德國容量因數的波動變化最大，介於 7~32% 之間；中國、丹麥和荷蘭的容量因數則分別介於 17~33%、22~46% 和 30~40% 之間。

(2) 未來預估

IRENA (2016) 報告分析全球在 2001 和 2015 年裝設的離岸風場資料，預測在 2015 到 2030 年間的容量因數可從 46% 增加至 50%，到了 2045 年則增加為 52%；期間離岸風機的平均裝設水深從 2015 年的 25 米增加到 2045 年的 40 米，風場離岸距



離從 2015 年的 40 公里增加到 2045 年的 70 公里，單架風機的裝置容量從 5MW 增為 14MW，風場大小從 300MW 增加為 1,500MW。

英國 Department of Energy and Climate Change (DECC) 2016 年的報告中，分析英國境內 12 個資料完整具代表性的風場（包含已商轉、建構中與計畫開發三種不同的發展階段），將風場大小平均並分為低（606MW）、中（844MW）、高（1,085MW）三種等級，考慮風機、基礎、電纜與變電站的學習率、風場離岸距離、風機建置水深與風場建置時間等因素，預測低、中與高三種等級風場在 2016~2030 年間的容量因數固定不變，分別為 42%、47.6%與 52.1%。

2. 國內資料

工研院綠能所呂學德等人（2015）的報告，指出台灣離岸風場發電時數每年可達 3,300 到 3,400 小時，換算成容量因數約介於 37.7-38.8% 之間。經濟部能源局在 2017 與 2018 年度「再生能源電能躉購費率計算公式使用參數」中^[13]，考慮國內海氣象觀測塔的測風資訊未滿一年，估算出的年售電量 3,474 度/瓩非實際運轉案例；由於澎湖陸域風場的位置就在台灣海峽中，可作為離岸風場發電量的參考，因此將澎湖風場新建工程概估年售電量（約 3,756 度/瓩）與 2002~2015 年的平均年發電量（3,622 度/瓩）平均後（約 3,689 度/瓩），再與國內海氣象觀測塔的估算值（3,474 度/瓩）平均，求得平均值（3,600 度/瓩）作為年售電量，換算成容量因數約為 41.1%。

3. 推估結果

由於近岸區陸地的遮蔽效應，風況可能不如離岸較遠的外海；加上風機裝置容量未來的開發趨勢為大型化，葉片直徑將因而增加，風機轉軸高度也將提高，因為近海面的摩擦力會降低風速，風機轉軸高度越高處的風力也越大；所以我們決定採用 IRENA（2016）報告中的增加率，在 2015~2030 年間的容量因數平均每五年增加 1.3%，2030~2045 年間的容量因數平均每 5 年增加 0.7%。

台灣 2016 年離岸風機的容量因數原則採用上述國內資料的平均值 40%；而要到 2020 年才能完成首座示範風場的併聯商轉，因此 2020 年的容量因數仍沿用 2016 年的值，2020 至 2035 年的容量因數才參考 IRENA（2016）的變化率；預估台灣地區 2020 至 2035 年的容量因數如表 2.3.1.3。

^[13] 資料來源：經濟部能源局網頁>活動專區>再生能源發展條例>躉購費率會議資料>審定會>106 年度第 3 次會議>會議紀錄附件
(https://www.moeaboe.gov.tw/ECW/renewable/content/ContentLink.aspx?menu_id=778)。

表 2.3.1.3 台灣離岸風力未來容量因數的推估值

年度	2020(f)	2025(f)	2030(f)	2035(f)
容量因數	40%	41.3%	42.6%	43.3%

2.3.1.3 發電量

根據前兩節所推估的裝置容量（表 2.3.1.2）與容量因數（表 2.3.1.3），如果所有離岸風力裝置容量都使用來發電，且容量因數為推估的數值，則離岸風力未來的發電量將如表 2.3.1.4 所示，在 2020 年的年發電量為 2,558 百萬度（GWh），到了 2035 年增加為 75,561 百萬度。

表 2.3.1.4 台灣離岸風力未來的年發電量預估值

年度	2020(f)	2025(f)	2030(f)	2035(f)
年發電量（GWh/yr）	2,558	19,650	41,699	75,561

2.3.1.4 再生能源減碳成本邏輯

本報告中再生能源的減碳成本邏輯如圖 2.3.1.2 所示，先計算出再生能源發電所額外增加的單位發電量成本，同時計算出再生能源單位發電量所能替代火力發電排放的CO₂數量，將此額外增加的成本除以所減少排放的CO₂數量，即可得到使用各種再生能源的單位減碳成本。

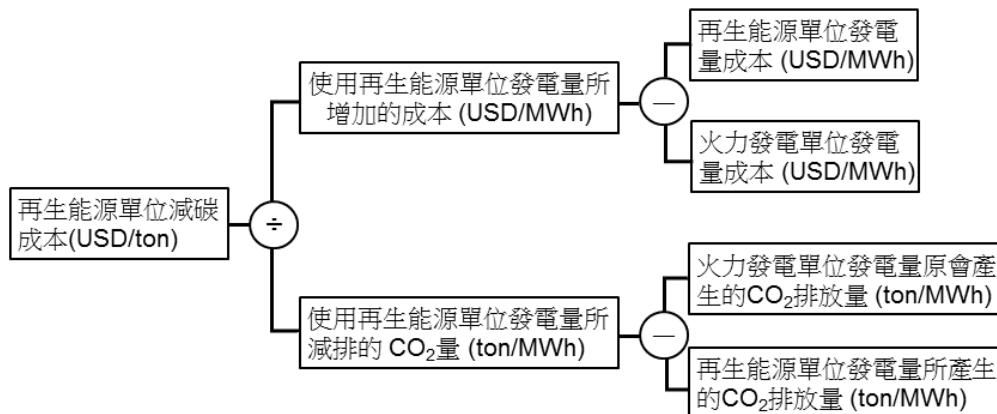


圖 2.3.1.2 再生能源減碳成本邏輯圖

發電成本包含投資成本支出與營運成本支出兩大類，太陽光電與風力等間歇性再生能源則還有額外的電網成本和間歇性輔助服務成本（圖 2.3.1.3）。投資成本分為開發前置作業（資料蒐集、地質調查及分析規劃等費用）、建造（發電機組及工程費用）及基礎建設（變電站及電網連結等相關設施）三個部分。每年投資成本支出為

建廠期間的投資成本，攤提到電廠運轉年限各年所需支付的成本，可由投資成本現值、發電時數（容量因數）、電廠的壽命及年利率計算而得（圖 2.3.1.3）。

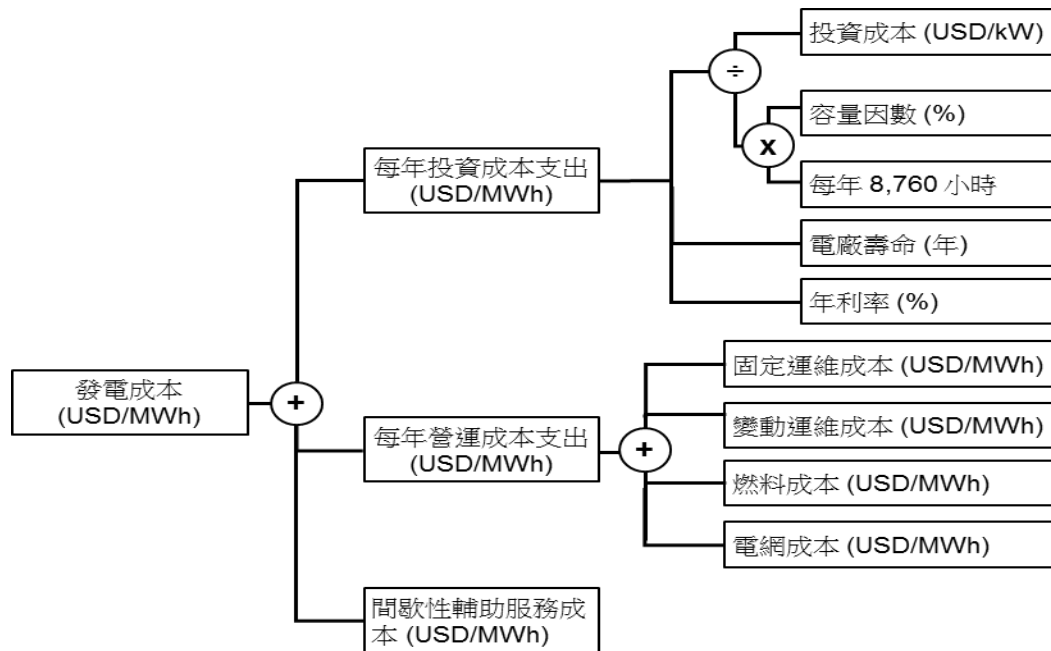


圖 2.3.1.3 電廠發電成本邏輯圖

每年營運成本支出包含固定運維成本、變動運維成本與燃料成本。固定運維成本為發電機組每年固定營運與維修所需支付的費用。變動運維成本為每年非固定性營運與維修所需支付的費用。燃料成本為火力電廠、汽電共生電廠與核電廠所需支付的成本，太陽光電與離岸風力等再生能源不需使用燃料，因此無燃料成本。

太陽光電與風力等再生能源則還有額外的電網成本和間歇性輔助服務成本。額外的電網成本是為配合再生能源的發展，需加強或新建電網的投資成本^[14]。再生能源發電業者分攤的電網投資成本和連結到台電電網前的電力基礎建設費用都包含在再生能源發電業的投資成本內。

間歇性輔助服務成本為因應太陽光電與離岸風力等再生能源的間歇性發電特性，在發電量高峰或低峰時，需要利用儲能電池或燃油、燃氣與水力發電等可調度性電廠來補充電力，以維持電力系統的穩定。可調度性電廠需配合電力調度升降載，會

^[14] 根據〈台灣再生能源發展條例〉第 8 條：「前項併聯技術上合適者，以其成本負擔經濟合理者為限；在既有線路外，其加強電力網之成本，由電業及再生能源發電設備設置者分攤。再生能源發電設備及電力網連接之線路，由再生能源發電設備設置者自行興建及維護；所需費用，由再生能源發電設備設置者負擔。」



降低發電機組燃料的發電效率，增加單位發電量成本。為簡化間歇性輔助服務成本的估算，本報告中只採用儲能電池來估算太陽光電與離岸風力的間歇性輔助服務成本。

2.3.1.5 成本推估

發電成本包含投資成本與運維成本兩大類，離岸風力和太陽光電等間歇性再生能源，還需額外的電網成本和間歇性輔助服務成本（圖 2.3.1.3），額外的電網成本已包含在再生能源發電業的投資成本內，間歇性輔助服務成本將在 2.3.3 節一併說明。台灣的離岸風力處於開發初期，缺乏施工經驗與技術，反觀全世界離岸風力發電裝置容量約 9 成都在歐洲，歐洲離岸風力發展已有超過 20 年的經驗，因此我們將參考國外實際的資料及國內有限的資料來推估離岸風電現在及未來 20 年的成本。

1. 歷史及現在的成本

在 2016 年底全世界累積的離岸風力裝置容量以英國最多，約占全球的 37%（IRENA，2017）。參考英國 DECC（2016）的報告，離岸風場的成本分為建置階段的投資成本（capital cost）和建置完成後的運維成本（operation and maintenance cost）兩大項。投資成本區分為開發前置作業（pre-development）、建造（construction）與基礎建設（infrastructure）三個部分，排除土地成本與建造期間的利率成本。開發前置作業包含申請許可成本（pre-licencing cost）、風場設計、管理與公共調查費用（regulatory and public equity cost）等；建造成本包含風力發電機（turbine）、基座及其安裝費用；基礎建設則包含陸上變電站、電網連結及相關電力基礎設施。運維成本則分為固定運維、變動運維、保險與電網成本四個部分。

以下將分別說明我們對投資成本與運維成本所採用的資料及估算方式。

(1) 投資成本

a 國外的資料

DECC（2016）將英國部分風場大小平均並分為低（606MW）、中（844MW）與高（1,085MW）三種等級，其投資成本在 2015 年分別為每瓩（KW）2,456、2,879 與 3,365 英鎊（或 3,329、3,902 與 4,561 美元^[15]）。

美國能源部（Department of Energy，DOE）2017 年的報告則顯示，有關全球離岸風力計畫的投資成本如圖 2.3.1.4 所示，從西元 2000 到 2017 年離岸風場的投資成

^[15] 本報告中的匯率換算皆參考中央銀行公布的「我國與主要貿易對手通貨之匯率年資料」，以 2016 年的平均匯率來計算：1 英鎊=1.3555 美元；1 美元=32.318 元台幣。

本變化介於 1,500 到 8,000 美元/瓩之間，加權平均的投資成本約介於 1,500 到 6,300 美元/瓩之間；2015 年的投資成本變化則主要集中在 5,000 到 7,000 美元/瓩之間，加權平均的投資成本約為 6,000 美元/瓩左右。

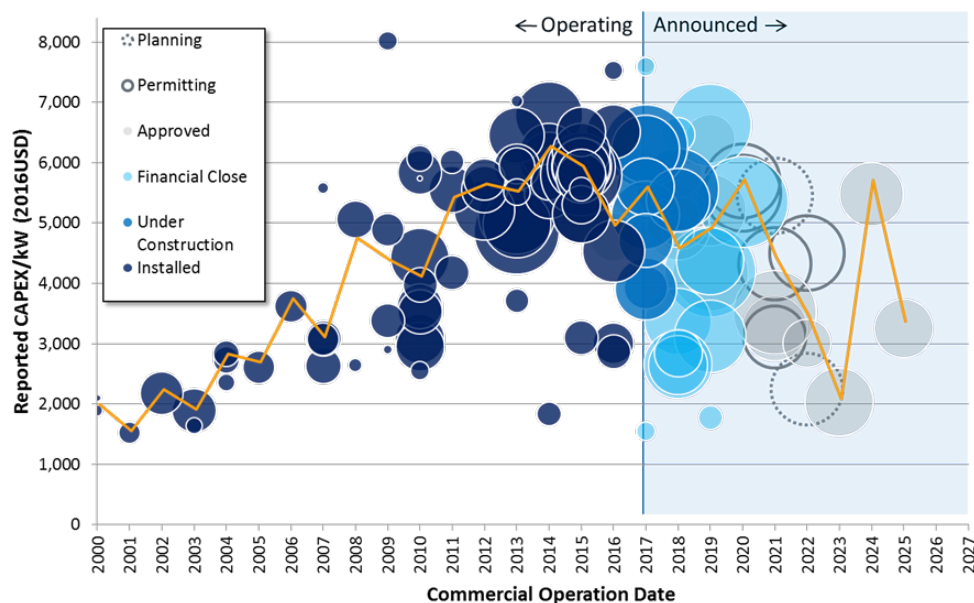
美國國家再生能源實驗室（National Renewable Energy Laboratory; NREL）2017 年的報告，利用其自有的模式，輸入歐洲建置離岸風場的資料，評估在 2015 年於美國北大西洋沿岸特定地點建置固定式（fixed- bottom）與漂浮式（floating）離岸風場的均化成本，計算出投資成本分別為 4,615 與 6,647 美元/瓩。

IRENA（2016）的報告中，分析全球在 2015 年裝設的離岸風場資料，投資成本為 4,800 美元/瓩。將上述四種國外資料摘要如表 2.3.1.5。

表 2.3.1.5 國外對 2015 年離岸風力投資成本的估算

單位：美元/瓩

	DECC (2016)			NREL (2017)		DOE (2017)	IRENA (2016)
	606MW	844MW	1,085MW	固定式	漂浮式		
投資成本	3,329	3,902	4,561	4,615	6,647	6,000	4,800



資料來源：DOE（2017），橘色實線為各年加權平均的投資成本。

圖 2.3.1.4 全球離岸風力投資成本與商轉日期及風場大小的關係

b 國內的資料

我們所蒐集國內關於離岸風力投資成本的資料有四個來源。首先，已架設完成並於 2017 年商轉的兩架離岸示範風機裝置容量共有 8MW，據我們與業者的訪談^[16]，了解實際成本大約花了 40 億台幣，若全部直接換算為期初投資成本，約為新台幣 500,000 元/瓩。如此高的期初投資成本主因如下：一、台灣的海氣象環境惡劣、多颱風及地震，每年只有半年的時間（4 到 9 月）適合海上施工作業；二、缺乏相關海事工程船機、港口、碼頭及施工經驗與技術；離岸風場基樁、海纜與風機等的架設都需要特殊的工作船，業者租用歐洲的工作船開了一百多天到台灣來，裝設了兩架風機後就離開，成本因而大幅提高；三、部分花費是為整個風場開發的前置作業，但全部以兩架示範風機 8MW 來計算，造成單位投資成本比較高。四、實際成本還包含漁業補償金與地方政府回饋金，此部分的成本不屬於技術潛力的範圍。

其次是李文揚等人（2015）的報告，他們透過與永傳、上緯及台電三家國內示範離岸風電業者的訪談，基於業者在 2013-2014 年時預估的成本資料，推算出本土化離岸風電的投資成本，我們將其估算出的投資成本依照 DECC（2016）的分類方式，區分為前置作業、建造與基礎建設三個部分^[17]（如表 2.3.1.6）：若為兩部示範機組，且裝置容量共 8MW，估算期初投資成本約為新台幣 300,352 元/瓩；若擴大為 120MW 示範風場，則期初投資成本降為新台幣 189,201 元/瓩。由於李文揚等人（2015）的投資成本估算包含漁業補償金與地方政府回饋金等非技術潛力的範圍，因此會大於技術潛力的成本。

表 2.3.1.6 本土化離岸風力發電投資成本

單位：新台幣億元

	2 部示範機組 ⁽¹⁾		120MW 示範風場 ⁽¹⁾		108MW 示範風場 ⁽²⁾	
	費用	占比	費用	占比	費用	占比
前置作業	3.15	13.1%	34.09	15.0%	29.06	14.2%
建造	18.74	78.0%	189.41	83.4%	166.09	81.2%
基礎建設	2.15	8.9%	3.53	1.6%	9.43	4.6%
合計（投資成本）	24.04	100.0%	227.03	100.0%	204.59	100.0%
單位投資成本(元/瓩)	300,352	100.0%	189,201	100.0%	189,431	100.0%

資料來源：本研究團隊整理自（1）李文揚等人（2015）及（2）台電（2017）資料。

[16] 受訪專家與廠商名單請見文末「致謝」節。

[17] 詳細區分方式請詳見附錄 2.2。



台電也積極在發展離岸風電，參考其 2017 年 7 月修正第三版的「離岸風力發電第一期計畫海岸利用管理說明書」，整理其「投資總額估計表」中的資料，將其成本依照 DECC (2016) 的方式分類^[17]，則 108MW 示範風場的期初投資成本約為新台幣 189,431 元/瓩 (表 2.3.1.6)。

經濟部能源局 2018 年度「再生能源電能躉購費率計算公式使用參數」中^[18]，離岸風力發電的期初投資成本設定為 175,000 元台幣/瓩。此設定是根據下列幾項資料與步驟推估而得：一、國內 2 架離岸風機的海關設備進口成本 64,050 元台幣/瓩，及 3 筆國際離岸固定式風力機組成本結構占比資料^[19]的平均值 37.66%，推估期初投資成本約 170,074 元台幣/瓩；二、蒐集英國 2010-2017 年離岸風電期初投資成本資料 13 筆，平均為 175,324 元台幣/瓩；三、將前兩筆資料平均後，再考慮 2018 年的國際成本降幅 1.79%；四、加計漁業補償成本 1,407 元台幣/瓩及除役成本 4,000 元台幣/瓩。

c 本報告採用的投資成本

將上述台灣離岸風力期初投資成本換算為美元，則兩架運轉中的示範風機實際投資成本約為 15,471 美元/瓩，李文揚等人 (2015) 的風場投資成本估算為 5,854 美元/瓩，台電 (2017) 的風場投資成本約為 5,861 美元/瓩，2018 年度「再生能源電能躉購費率計算公式使用參數」中的風場投資成本為 5,415 美元/瓩，若參考國外的離岸風力投資成本 (表 2.3.1.5)，可看出李文揚等人 (2015)、台電 (2017) 與 2018 年度「再生能源電能躉購費率計算公式使用參數」的估算結果比 NREL (2017) 漂浮式離岸風場與 DOE (2017) 有關全球離岸風力計畫的投資成本低，比 DECC (2016)、IRENA (2016) 與 NREL (2017) 固定式離岸風場高，但都落在全球離岸風場常見的價格範圍內 (圖 2.3.1.4)；兩架示範風機的實際投資成本則遠遠高於全球。

由於兩架示範風機的情況特殊，而實際風場開發的規模經濟可以降低投資單位成本，且國內離岸風場的投資成本還包含海上與陸上電網的建置，2018 年度「再生能源電能躉購費率計算公式使用參數」中的投資成本設定，除參考包含陸上電網基礎建設的英國離岸風力投資成本資料，採用國內離岸風機進口成本及漁業補償成本，經由國外風力機組成本結構占比與國際成本降幅來推估台灣的投資成本，因此本研

^[18] 資料來源：經濟部能源局〈107 年度再生能源電能躉購費率審定會第 3 次會議紀錄附件〉 (https://www.moeaboe.gov.tw/ECW/renewable/content/ContentLink.aspx?menu_id=778)。

^[19] 3 筆資料分別來自美國國家再生能源實驗室 (NREL, 2017)、國際能源總署 (IRENA, 2016) 與麥肯錫管理顧問公司 (McKinsey & Company, 2016) 的報告，經調整為風力機組占 (未含漁業補償成本及除役成本) 設置成本比例。

究團隊決定根據其設定值 175,000 元台幣/瓩，扣除非技術成本的漁業補償成本 1,407 元台幣/瓩，採用 173,593 元新台幣/瓩。

(2) 運維成本

本報告所使用的減量成本模型，其運維成本包含固定運維、變動運維與燃料成本。離岸風力不需要燃料，因此沒有燃料成本。由於國內目前只有兩架示範風機運轉中，尚無風場規模的實際案例，運維成本的推估值一般並未細分出固定與變動運維成本的比例，目前也無法找出適合台灣的區別方式，因此本報告將不對推估所得的運維成本再作細分。以下將就國內外的離岸風力運維成本分別說明。

a. 國外的資料

整理國外對 2015 年離岸風力運維成本的估算如表 2.3.1.7，DECC (2016) 報告中 2015 年底 (606MW)、中 (844MW) 與高 (1,085MW) 三種等級離岸風場的運維成本分別為 84、117 與 152 英鎊/瓩 (或分別為 114、159 與 206 美元/瓩)，各為投資成本的 3.42%、4.06% 與 4.52%。NREL (2017) 評估在 2015 年於美國北大西洋沿岸特定地點，建置固定式 (fixed-bottom) 與漂浮式 (floating) 離岸風場的運維成本分別為 179 與 138 美元/瓩，各為投資成本的 3.88% 與 2.08%。IRENA (2016) 的報告中，分析全球在 2015 年裝設的離岸風場資料，運維成本為 135 美元/瓩，約為投資成本的 2.81%。

表 2.3.1.7 國外對 2015 年離岸風力運維成本的估算

單位：美元/瓩

	DECC (2016)			NREL (2017)		IRENA (2016)
	606MW	844MW	1,085MW	固定式	漂浮式	
運維成本	114	159	206	179	138	135
運維占比	3.42%	4.06%	4.52%	3.88%	2.08%	2.81%

b. 國內的資料

李文揚等人 (2015) 的報告，運維成本取投資成本的 5%，若為兩部示範機組，運維成本為新台幣 15,018 元/瓩 (465 美元/瓩)；若擴大為 120MW 示範風場，則降為新台幣 9,460 元/瓩 (293 美元/瓩)。

經濟部能源局「再生能源電能躉購費率計算公式使用參數」中，2016 與 2017 年度離岸風力的運維成本都設為 5,844 元台幣/瓩 (約 181 美元/瓩)，各為期初投資成本的 3.24% 與 3.22%；2018 年度的運維成本蒐集自 2014-2016 年國外均化後的運



維資料 8 筆，能源局剔除 2 筆極端值後，採用剩餘 6 筆資料的平均值 5,735 元台幣/ 呎 (約 177 美元/呎)，為期初投資成本的 3.28%。

c. 本報告採用的成本

分析國內的資料，李文揚等人 (2015) 的運維成本遠高於國外 (表 2.3.1.7)，取投資成本占比 5% 的方式也比國外高；2016-2018 年「再生能源電能躉購費率計算公式使用參數」中的運維成本係參考國外的資料，占投資成本比例介於 3.22%-3.28% 之間。國內目前只有兩架示範風機運轉中，尚無風場規模的實際案例，只能參考國外實際的運維成本資料，決定採用 2018 年度「再生能源電能躉購費率計算公式使用參數」中的運維成本 5,735 元/呎，約占本研究所採用投資成本的 3.30%。

2. 未來成本的推估

由於台灣的離岸風力發電處於初期發展階段，且海上與陸上電網的建造都包含在投資成本內，考量英國離岸風場的成本估算有包含陸上電力基礎建設，因此本研究團隊將參考英國的預測值來推估台灣未來 20 年離岸風場建置的成本變化率。以下將分別說明未來投資成本及運維成本的推估方式。

(1) 投資成本的未來變化

投資成本分為前置作業、建造與基礎建設三個部分 (DECC, 2016)，英國對未來離岸風電的投資成本變化率考慮三個基本假定：一、假定前置作業與基礎建設成本固定不變；二、風力發電機與基座的成本變化有一個學習率^[22] (learning rate: 11%)，此學習率參考自全球離岸風機建置的相關文獻報導，將使投資成本逐年降低；三、考慮風場水深與離岸距離將逐年增加，風機基座、電網連結與海上變電站的成本及其安裝費用也將因而增加。整體而言，投資成本的變化率是逐年降低的；以英國中等大小的風場 (844MW) 為例，2015、2020、2025 與 2030 年的投資成本分別為每千瓦 2,879、2,696、2,535 與 2,432 英鎊，主要是因為建造成本逐年降低的關係。建造成本每 5 年的變化率分別為 -7.68%、-7.35% 與 -5.13%。

由於 DECC (2016) 的資料缺乏 2030~2035 年間的投資成本變化率，我們參考 IRENA (2016) 的報告，這份報告分析全球在 2001 和 2015 年裝設的離岸風場資料，預期投資成本將從 2015 年的 4,800 美元/呎逐漸降低，到 2030 與 2045 年分別降為 3,750 與 3,400 美元/呎；若只考慮其建造成本部分，則 2015~2030 與 2030~2045 年期間平均每 5 年的建造成本變化率分別為 -8.2% 和 -3.53%，可看出 2030~2045 年期

^[22] 學習率是指全球裝置容量每增加一倍，資金成本的下滑速率。

間的變化率明顯趨緩，可能是技術發展漸趨成熟及優勢風場逐漸開發完成所致。根據上述的變化率，我們決定採用 DECC（2016）報告中 2030 年變化率數值的一半（-2.56%），作為 2035 年的建造成本變化率（表 2.3.1.8）。

根據 DECC（2016）中等風場的建造部分占比為投資成本的 82.35%，及本研究採用的離岸風電期初投資成本 173,593 元新台幣/瓩，先計算出前置作業、建造及基礎建設成本後，依照表 2.3.1.8 的建造成本變化率，求出 2020 到 2035 年的建造成本，基礎建設及前置作業成本則維持不變，最後將三者相加即可估算出離岸風場 2020 到 2035 年的期初投資成本（表 2.3.1.8），若換算成美元則分別為 5,232、4,917、4,714 與 4,617 美元/瓩。

表 2.3.1.8 離岸風力未來建造成本的變化率及未來投資成本的推估值

單位：新台幣元/瓩

年分	2018	2020(f)	2025(f)	2030(f)	2035(f)
建造成本變化率	—	-7.68% ⁽¹⁾	-7.35% ⁽¹⁾	-5.13% ⁽¹⁾	-2.56%
前置作業	7,537 ⁽²⁾	7,537	7,537	7,537	7,537
建造	142,962 ⁽²⁾	138,467	128,283	121,705	118,584
基礎建設	23,093 ⁽²⁾	23,093	23,093	23,093	23,093
合計（投資成本）	173,593	169,098	158,914	152,335	149,215

說明：（1）DECC（2016）中等風場的建造成本變化率。

（2）將 2018 年的投資成本根據 DECC（2016）中等風場的比例推算出前置作業、建造與基礎建設的成本。

資料來源：本研究團隊根據 DECC（2016）的資料推算而得。

（2）運維成本的未來變化

英國 DECC（2016）報告將運維成本區分為固定運維、變動運維、保險與離岸電網成本四個部分，在未來運維成本的推估上，主要的變化來自於固定運維，變動運維和電網成本維持不變，保險成本則是取投資成本的 0.12%。由於國內運維成本的推估值一般並未細分出固定與變動運維成本的比例，且電網成本已包含在投資成本中，我們決定採用 DECC（2016）運維成本主要變化的來源—固定運維每 5 年的變化率，在 2015~2020 年的遞減率為 6.01%，2021~2025 年遞減率趨緩只剩 1.15%，到了 2026~2030 年固定運維的變化率轉為遞增 1.2%，這是因為隨著風場開發的進展，水深與離岸距離增加所致。由於 DECC（2016）的資料缺乏 2030~2035 年間的運維成本變化率，我們假定其遞增率維持 1.2%（表 2.3.1.9）。

表 2.3.1.9 離岸風力運維成本變化率及運維成本的推估值

年分	2020(f)	2025(f)	2030(f)	2035(f)
運維成本變化率	-6.01% ⁽¹⁾	-1.15% ⁽¹⁾	1.20% ⁽¹⁾	1.20%
運維成本（新台幣/瓩）	5,595	5,530	5,596	5,663

說明：(1) DECC (2016) 中等風場的固定運維成本變化率。

資料來源：本研究團隊參考 DECC (2016) 的資料推算而得。

根據我們所採用 2018 年離岸風力發電的運維成本每千瓦新台幣 5,735 元，按照表 2.3.1.9 的變化率即可估算出離岸風場未來到 2035 年的運維成本，若換算成美元則分別為 173、171、173 與 175 美元/瓩，約占投資成本的 3.31~3.8%。

2.3.2 太陽光電 (PV)

臺灣從 2000 年開始有太陽光電（民營電廠），2000 年底的太陽光電裝置容量為 0.1MW，但一直到 2010 年推動躉購費率後，太陽光電累積的裝置量才有明顯的增加，從 2009 年的 9.5MW 增加到 2010 年的 22MW，到 2016 年底時累積的裝置容量達 1,210.3MW（經濟部能源局，2016d）。

根據 IRENA (2017) 的世界各國太陽光電裝置容量的資料，全球的太陽光電以歐洲、亞洲和北美洲為主要裝設地區。2015 年以前歐洲是全世界太陽光電裝設量最大的區域，在 2007~2014 年期間裝置容量的全球占比介於 51.42~75.31% 之間，尤其德國、義大利與英國的累積裝置容量分居歐洲前三大。亞洲在 2011 年以前的最大裝置量在日本，中國從 2012 年開始超越日本，2015 年開始超越德國，成為全世界裝置容量最大的國家。尤其 2016 年，中國在一年內新增 34.25GW 的裝置容量，讓亞洲首度超越歐洲成為全世界最大太陽光電裝置容量的地區。在 2016 年底全世界太陽光電累積的裝置容量已接近 296GW，其中有 26.3% 裝設在中國，14.1% 裝設在日本，13.9% 裝設在德國，11.7% 裝設在美國。

我們將參考國內外的經驗與資料，評估台灣太陽光電的減碳潛力與成本。以下分別從台灣太陽光電的潛力大小、每年可發電的時數（容量因數）、每年的發電量、減碳成本邏輯與成本推估等面向來說明太陽光電的估算設定。

2.3.2.1 潛力大小

技術潛力由「技術成熟度」和「成熟技術的滲透率」這兩項因素所共同決定。「技術成熟度」是指最佳可行技術的上限，例如，單多晶矽模組是目前技術成熟且市場



常見的太陽光電模組。「成熟技術的滲透率」則受限於資源條件，包括：(1) 可裝設地點的限制：如日照充足地點可裝設面積的大小。(2) 供應鏈的限制：例如，太陽光電模組、變流器及支架等的供應是否足夠。(3) 其他的實際限制：例如天氣與系統安裝勞動力條件等將影響太陽光電的建造速度。資源條件還包括汰舊換新的限制：例如，發電機組的正常壽命尚未終止時，不更換為新的機組。

台灣太陽光電的開發潛能有多少？以下將從「技術成熟度」和「成熟技術的滲透率」這兩項因素來說明。

(1) 技術成熟度

- 固定式太陽光電系統
- 追日型太陽光電系統（有單軸與雙軸兩種型式）

(2) 成熟技術的滲透率

成熟技術的滲透率受限於資源條件，包括：(1) 可裝設地點的限制，(2) 供應鏈的限制，(3) 其他的實際限制：例如建造速度的限制。以下將分別說明各項資源限制條件。

1. 可裝設地點的限制

太陽光電的潛力大小由其可裝設地點的面積大小來決定，一般而言，裝設 1KW 的太陽光電需要 3 坪的面積（約 10 平方公尺）^[23]。可裝設地點區分成屋頂型、地面型與水面型三種不同類型，以下分別說明各類型可裝設面積大小的推估。

(1) 屋頂型

要估算 2016 到 2035 年可裝設太陽光電的屋頂面積有多少，必須先推算全國在 2016 到 2035 年的屋頂面積，扣除無法裝設太陽光電的屋頂面積，例如預計或已裝設太陽能熱水器、電熱水器、水塔、違建及其他設施的屋頂面積與遮蔭區域等，即可推估出可裝設太陽光電系統的屋頂面積。以下將依序說明各種面積的估算方式。

a 全國在 2016 到 2035 年的屋頂面積

估算全國在 2016 到 2035 年的屋頂面積時，需先推算出 2016 年全國的屋頂面積，再估算未來到 2035 年每年淨增加的屋頂面積，從 2016 年開始逐年累加，即可求得全國在 2017 到 2035 年的屋頂推估面積。

2016 年全國的屋頂面積

估算全國在 2016 年的屋頂面積時，受限於蒐集到的資料，可利用下列公式間接推算：

^[23] 資料來源：太陽光電 2 年推動計畫網頁 (<https://www.mrpv.org.tw/常見問題/系統設置/>)。

全國屋頂面積_{2016 年底}

$$= \text{累計的屋頂面積}_{2010 \text{ 年底}} + \sum_{2011 \text{ 年}}^{2016 \text{ 年}} \text{每年新增的屋頂面積} \quad (2.3.2.1)$$

2010 年底全國累計的屋頂面積估算，根據行政院主計總處 2012 年 9 月編印的《99 年人口及住宅普查》資料，得知台閩地區在 2010 年時的住宅宅數約為 8,074,529 宅，平均每宅面積為 119.7 平方公尺。若能查知住宅面積占所有建築物的比例及每棟建築的樓層數，則可依下式推估 2010 年底全國累計的屋頂面積：

累計的屋頂面積_{2010 年底}

$$= \text{住宅宅數}_{2010 \text{ 年底}} \times \text{平均每宅面積} \div \text{住宅面積占所有建築物的比例} \\ \div \text{平均每棟建築的樓層數} \quad (2.3.2.2)$$

為查知住宅面積占所有建築物的比例及每棟建築的樓層數，分析內政部營建署《101 年營建統計年報》的資料，發現 2006~2010 年每年「淨新建」（新建-拆除）的住宅面積占所有「淨新建」建築物的比例介於 44.0~57.3% 之間，平均為 50.4%，且 2006~2010 年每年每棟新建建築的平均樓層數介於 3.99~4.43 之間，平均為 4.14 層。我們依此分析結果，假定《99 年人口及住宅普查》資料中的住宅面積占所有建築物面積的 50.4%，且每棟建築的平均樓層數為 4 層，代入上式（2.3.2.2）即可推算出 2010 年底全國累計的屋頂面積約為 47,943 萬平方公尺。

關於 2011~2016 年每年新增的屋頂面積估算，內政部營建署《105 年營建統計年報》中有 2011~2016 年每年核發建築物建造及拆除執照統計資料，假設每年新建與拆除建築物的平均樓層數一樣，則可推估 2011~2016 年每年新增加的屋頂面積（表 2.3.2.1），計算方式如下：

每年新增加屋頂面積

$$= (\text{每年新建樓地板面積} - \text{每年拆除樓地板面積}) \div \text{每年新建建築物平均樓層數}$$

其中每年新建建築物平均樓層數的算法如下：

$$\text{每年新建建築物平均樓層數} = \text{總樓地板面積} \div \text{地面層面積}$$

表 2.3.2.1 2011~2016 年每年核發建築物使用與拆除執照及新增屋頂面積推估
面積單位:平方公尺 (m²)

年度	核發建築物使用執照統計			拆除執照	每年新增加
	地面層面積 (A)	總樓地板面積 (B)	平均層數 ⁽¹⁾ (C)	總樓地板面積 (D)	的屋頂面積 ⁽²⁾ (E)
2011	7,443,386	25,885,034	3	2,379,930	6,759,024
2012	7,562,671	27,761,024	4	2,208,117	6,961,135
2013	7,741,929	28,771,809	4	2,424,531	7,089,535
2014	8,250,513	31,718,120	4	2,071,815	7,711,593
2015	8,667,344	32,868,462	4	1,770,692	8,200,416
2016	7,408,426	29,988,350	4	1,843,675	6,952,958

說明：(1) (C) = (B) / (A)。

(2) (E) = [(B) - (D)] / (C)。

資料來源：內政部營建署《105 年營建統計年報》；本研究團隊估算。

將表 2.3.2.1 中 2011~2016 年每年新增的屋頂面積加總，共計有 4,367 萬平方公尺，代入公式 (2.3.2.1)，即可推估得到 2016 年底全國的屋頂面積，約有 52,310 萬平方公尺。

未來到 2035 年每年淨增加的屋頂面積

將表 2.3.2.1 中每年新增的屋頂面積平均，求出 2011~2016 年平均的屋頂增加面積約為 728 萬平方公尺。根據國家發展委員會 103 年「中華民國人口推計（103 至 150 年）數據—中推計」推估結果，我國人口數預估至 2021 年達最高峰後開始減少。參考人口的變化趨勢，假設未來到 2021 年每年的屋頂面積都增加 728 萬平方公尺，2022~2035 年的屋頂面積則不再增加，都維持在 2021 年的面積大小。

未來到 2035 年的屋頂面積

根據 2016 年底的屋頂面積（52,310 萬平方公尺）、未來到 2021 年每年新增的屋頂面積（728 萬平方公尺）及 2022~2035 年屋頂面積不再增加的假設，推估未來到 2035 年全國的屋頂面積如表 2.3.2.2，在 2021 年屋頂面積增加為 55,950 萬平方公尺，之後就維持不變直到 2035 年。

表 2.3.2.2 2016~2035 年全國的屋頂面積推估

單位：萬平方公尺

年度	2016	2020	2025	2030	2035
全國屋頂面積	52,310	55,222	55,950	55,950	55,950



b 無法裝設太陽光電的屋頂面積

無法裝設太陽光電的屋頂面積包括：預計或已裝設太陽能熱水器、電熱水器、水塔、違建及自然通風器等設施的屋頂面積與遮蔭區域等。參考中經院與台經院（2012）的報告，以太陽能熱水器替代高能耗燃氣熱水器與電熱水器，若每台太陽能熱水器的集熱面積為兩片集熱板的大小（ 3.82 m^2 ），則到 2030 年太陽能熱水器的集熱面積約 1,596 萬平方公尺，加計太陽能熱水器儲水桶占用的空間，所需的屋頂面積約 2,190 萬平方公尺。另外，根據內政部戶政司 2017 年底的家戶人口數統計資料^[24]，參考三久太陽能熱水器廠商的裝設面積需求資料^[25]，以太陽能熱水系統的面積需求，估算未來到 2035 年所有家戶熱水器安裝所需的屋頂面積約 2,697 萬平方公尺^[26]，占全國屋頂面積的 4.8~5.2%。

以上兩種估算法都只考慮家戶住宅使用的熱水器數量，未包含工廠、辦公大樓等工商業用太陽能熱水器的安裝面積。除了熱水器會占用屋頂面積外，水塔、違建、屋頂自然通風器等設施也會減少屋頂的可用面積，再考慮水塔、違建、女兒牆與鄰近高樓大廈的遮蔭區域，本研究保守假定無法裝設太陽光電的屋頂面積約占全國屋頂面積的一半，此假定與馬維揚、辛華煜與郭成聰（2014）報告^[27]中的推估方式類似。

c 未來可裝設太陽光電系統的屋頂面積及潛力

排除無法裝設太陽光電的屋頂面積，則未來可裝設太陽光電的屋頂面積係由全國屋頂面積（表 2.3.2.2）取 50% 求得，到 2035 年可用來裝設太陽光電系統的全國屋頂面積約為 27,975 萬平方公尺（如表 2.3.2.3 所示）。若以每 10 平方公尺設置 1 千瓦太陽光電系統來計算，則到 2035 年可設置太陽光電系統的潛能約 28.0 GW（表 2.3.2.3）。

^[24] 內政部戶政司網頁>熱門主題服務>人口政策及統計資料>人口統計資料庫>人口統計資料>縣市戶數結構（<https://www.ris.gov.tw/346>）。

^[25] 三久太陽能熱水器網頁>產品介紹>TOP-128 系列>型錄下載（<http://www.suncue.com/solar/PDF/suncue%20solar.pdf>）。

^[26] 未來到 2035 年所有家戶熱水器安裝並不會全部採用太陽能熱水器，因此所估算出的面積可視為預留裝設太陽能熱水器的屋頂面積上限值。

^[27] 資料來源：能源資訊平台>能源簡析>台灣太陽能蘊藏量之計算與評估（<http://eip.iner.gov.tw/msn.aspx?datatype=YW5hbHlzaXM=&id=NTg=>）。

表 2.3.2.3 2016~2035 年屋頂可裝設太陽光電的面積及潛能推估

單位：萬平方公尺；GW

年度	2016	2020	2025	2030	2035
可裝設太陽光電的屋頂面積	26,155	27,611	27,975	27,975	27,975
太陽光電潛能	26.2	27.6	28.0	28.0	28.0

說明：可裝設太陽光電的屋頂面積係按表 2.3.2.2 推估出的全國屋頂面積取 50% 求得；太陽光電潛能則以每 10 平方公尺設置 1 千瓦來計算。

本研究所推估 2030 年的太陽光電屋頂裝設潛力（28GW）比中經院與台經院（2012）的推估（3.47GW）高，主要差異來自於全國屋頂面積大小及屋頂面積的利用率。本研究團隊估算的全國屋頂面積在 2035 年為 560 平方公里，利用率為 50%；中經院與台經院（2012）採用的全國頂樓面積約 289 平方公里，是根據行政院主計處 2001 年的普查資料推估的結果，頂樓利用率取 40%，設置率為 30%，相當於只取 12% 的全國頂樓面積來裝設太陽光電，因此其推估的潛力低於本研究。

（2）地面型

地面型的裝設地點可分為公路、鐵路等公共道路設施、農業用地中的長期休閒地、鹽業用地、水產養殖地與掩埋場等不同類型，以下分別說明各類型可裝設面積與潛力的推估。

a 公共道路設施

公路、鐵路與軌道設施等公共運輸建設，可以利用道路兩旁裝設太陽能板發電，假定高速公路與快速道路兩旁可鋪設 4 公尺寬的太陽能板，台鐵與高鐵兩旁鋪設 3 公尺寬的太陽能板，則 2017 年公路與鐵路兩旁可裝設的面積估計如下：

高速公路兩旁可裝設的面積

全台灣國道高速公路的里程有多長？參考交通部高速公路局網頁資料 [28] 可知在 2017 年底約為 1,058 公里，扣除掉高速公路途中所經過的隧道長度約 79 公里 [29]，則剩餘可裝設太陽能板的長度約 979 公里；高速公路兩旁以裝設 4 公尺寬的太陽能板來估算，則可裝設的面積如下：

$$979 \text{ (公里)} \times (4 \div 1000) \text{ (公里)} \times 2 = 7.832 \text{ (平方公里)}$$

[28] 交通部高速公路局首頁>行車指南>國道地圖>交流道、服務區里程一覽表 (<https://www.freeway.gov.tw/Publish.aspx?cnid=1906>)。

[29] 交通部高速公路局首頁>行車指南>國道地圖>隧道里程查詢 (<https://www.freeway.gov.tw/Publish.aspx?cnid=1290>)。

假設未來到 2035 年高速公路的長度不變，則高速公路兩旁可裝設的面積維持不變，約 7.832 平方公里。

快速道路兩旁可裝設的面積

全台灣快速道路的里程有多長?參考交通部公路總局網頁資料^[30]可知約有 683 公里，兩旁以裝設 4 公尺寬的太陽能板來估算，則可裝設的面積如下：

$$683 \text{ (公里)} \times (4 \div 1000) \text{ (公里)} \times 2 = 5.464 \text{ (平方公里)}$$

假設未來到 2035 年快速道路的長度不變，則快速道路兩旁可裝設的面積維持不變，約 5.464 平方公里。

鐵路兩旁可裝設的面積

台灣的鐵路與高速鐵路長度可從交通部網頁^[31]查詢，分別為 1,065 與 345 公里，兩旁以裝設 3 公尺寬的太陽能板來估算，則可裝設的面積如下：

$$(1,065 + 345) \text{ (公里)} \times (3 \div 1000) \text{ (公里)} \times 2 = 8.46 \text{ (平方公里)}$$

假設未來到 2035 年鐵路的長度不變，則鐵路兩旁可裝設的面積維持不變，約 8.46 平方公里。

目前政府提出前瞻基礎建設中的軌道建設，包含高鐵臺鐵連結成網、臺鐵升級及改善東部服務、鐵路立體化、都市推捷運及中南部觀光鐵路等。高鐵臺鐵連結成網的計畫，包含評估高鐵延伸至屏東的可行性，可能會增加高鐵的長度與高鐵兩旁可裝設太陽光電的面積，但新建高鐵的用地可能徵收長期休閒地與水產養殖地等，則反而減少這些用地的太陽光電裝設面積。鐵路立體化將減少目前可裝設太陽光電的鐵路兩旁面積，都市推捷運也多為高架或地下化，但立體化的鐵路與高架化的捷運兩旁也可以裝設太陽光電，只是目前不易評估其面積大小。由於前瞻軌道建設對

^[30] 交通部公路總局首頁>公路工程>快速公路>通車情形與速限統計表
(https://www.thb.gov.tw/sites/ch/modules/expressway/expressway_speedlimit?node=5df5744a-9adf-4e8e-a633-43f6a9ff712d) 和交通部公路總局首頁>公路工程>省道>省道公路里程
(<https://www.thb.gov.tw/file.ashx?id=3bb989c9-d221-4839-82f1-9a6be3f4e413>)。

^[31] 交通部首頁>交通統計>主要國家交通統計比較
(<https://www.motc.gov.tw/ch/home.jsp?id=60&parentpath=0%2C6&mcustomize=statistics401.jsp>)。



太陽光電裝設面積大小的影響有正有負，淨效果的推估較為困難，本研究暫時忽略其影響。

公共道路設施可裝設太陽光電的面積與潛力

2017 年公路與鐵路兩旁可裝設的面積共計約 21.756 平方公里，考慮公路交流道與鐵路隧道無法裝設太陽光電，假設可設置太陽光電的面積占比為 70%（利用率），若以每 1 平方公里設置 0.1 GW 太陽光電系統來計算，則到 2035 年可設置太陽光電的潛能約 1.523 GW（表 2.3.2.4）。

b 長期休閒地

農耕土地係指不論種植與否，可栽培作物之耕地。台灣的農耕土地面積有耕作地與長期休閒地兩種類別。耕作地分短期與長期耕作地，短期耕作地包括水稻、水稻以外的短期作物與短期休閒地。長期休閒地指耕地長期荒蕪，未種植作物之土地（行政院農委會，2017）。

台灣的農耕土地面積從 2007 年的 825,947 公頃逐年遞減到 2016 年的 794,003 公頃，其中的耕作地面積也從 2007 年的 780,182 公頃遞減到 2016 年的 745,625 公頃，而長期休閒地則先從 2007 年的 45,765 公頃逐年增加到 2011 年的 52,939 公頃，再連降兩年到 2013 年的 48,679 公頃，2014 年增加為 50,999 公頃，又連降兩年到 2016 年的 48,378 公頃（行政院農委會，2017）。2016 年的耕作地面積占農耕土地面積的 94%，長期休閒地則占 6%。

長期休閒地從 2010 年到 2016 年期間以 2016 年的面積最小，本研究假設長期休閒地的面積從 2016 年開始後維持不變，則未來到 2035 年可裝設地面型太陽光電的長期休閒地面積約有 48,378 公頃（約 483.78 平方公里）。假設可設置太陽光電的面積占比為 70%（利用率），若以每 1 平方公里設置 0.1 GW 太陽光電系統來計算，則到 2035 年可設置太陽光電的潛能約 33.86 GW（表 2.3.2.4）。

c 鹽業用地

台灣的曬鹽業早期由國家獨占經營^[32]，因勞動成本偏高，無法與低廉的進口曬鹽競爭，台鹽在 2002 年全面廢曬，將 5,243 公頃土地繳回國有財產署^[33]，若排除布

^[32] 資料來源：七股鹽山網頁>認識鹽山>鹽業史
(<http://cigu.tybio.com.tw/webc/html/about/index.aspx?kind=8>)。



袋鹽田濕地（722 公頃）與七股鹽田濕地（3697 公頃）後^[34]，其潛在可設置太陽光電的面積約有 824 公頃（8.24 平方公里）。

另外，根據經濟部能源局《太陽光電二年推動計畫》上的資料^[35]，國有財產署管理的國有鹽業用地，排除濕地後（所排除的濕地面積包含環保團體建議的非保護區面積），約有 803 公頃可用來裝設太陽光電。

上述兩個資料的差異不大，本研究採用 824 公頃作為未來到 2035 年潛在可設置太陽光電的鹽業用地面積。假設可設置太陽光電的面積占比為 70%（利用率），若以每 1 平方公里設置 0.1 GW 太陽光電系統來計算，則到 2035 年可設置太陽光電的潛能約 0.58 GW（表 2.3.2.4）。

d 水產養殖地

台灣內陸養殖分為鹹水魚塭養殖、淡水漁塭養殖、箱網養殖與其他養殖四種類型。其中的箱網養殖為「利用水庫、湖沼設置箱網，以養殖水產生物之作業」，其他養殖是「利用灌溉用等之池、埤、湖、沼、水庫等養殖水產生物之作業」^[36]。由於箱網養殖和其他養殖所涵蓋的面積與水面型太陽光電的裝設地點重覆，在此只計算鹹水魚塭養殖與淡水漁塭養殖兩種面積作為水產養殖面積。

鹹水與淡水漁塭合計的養殖面積從 2010 年的 36,254 公頃逐年遞減到 2016 年的 31,491 公頃^[37]，本報告以 2016 年的資料 31,491 公頃（314.91 平方公里），作為未來到 2035 年水產養殖地可裝設太陽光電的面積。

假設可設置太陽光電的面積占比為 70%（利用率），若以每 1 平方公里設置 0.1 GW 太陽光電系統來計算，則到 2035 年可設置太陽光電的潛能約 22.04GW（表 2.3.2.4）。

^[33] 資料來源：蕭俊興（2008），〈廢曬鹽田再開發方案之研究－以國土綜合開發計畫觀點入手〉，中山大學經濟所碩士論文。

^[34] 資料來源：國家重要濕地保育計畫網頁>政府資訊>政策與預算>國家重要濕地電子公報（105 年第一期）（<http://wetland-tw.tcd.gov.tw/WetLandWeb/policy.php>）。

^[35] 資料來源：行政院網頁>新聞與公告>本院新聞>105-09-08 林揆：設立單一窗口全力推動太陽光電布建>經濟部太陽光電 2 年推動計畫.pdf（<https://www.ey.gov.tw/Page/9277F759E41CCD91/ca9df3bb-45fb-410b-be39-b3ba75fb3940>）。

^[36] 行政院農委會漁業署〈105 年漁業統計年報〉的〈附錄二：統計項目定義〉。

^[37] 資料來源：〈105 年農業統計年報〉。

e 掩埋場

已停用、封閉或復育狀態的掩埋場可利用來裝設太陽光電，面積大小則採用 2016 年行政院第 3514 次會議，經濟部能源局《太陽光電二年推動計畫》上的資料，其面積約有 933.8 公頃（9.34 平方公里）。

至 2016 年底，未封閉之衛生掩埋場尚有 87 座（106 年環境保護統計年報），因焚化廠及各項資源回收再利用的推動，衛生掩埋比率由 1998 年的 62.25% 持續下降至 2016 年的 1.04%，延長衛生掩埋場的使用壽命。雖然未來陸續會有掩埋場停用、封閉或復育，但本研究目前尚未將其面積加計進來。

假設可設置太陽光電的面積占比為 70%（利用率），若以每 1 平方公里設置 0.1 GW 太陽光電系統來計算，則到 2035 年掩埋場可設置地面型太陽光電的潛能約 0.65GW（表 2.3.2.4）。

加總公共道路設施、長期休閒地、鹽業用地、水產養殖地與掩埋場等可設置地面型太陽光電的潛能共約 58.66 GW（表 2.3.2.4）。

（3）水面型

水域空間包含水庫、埤塘與滯洪池等，可利用來裝設固定或漂浮式水面型太陽光電。水庫面積的大小採用經濟部水利署 2016 年底的統計資料，水庫滿水位面積共約 11,231 公頃，考慮台灣枯水期時水庫蓄水量大幅降低，常使水庫底部裸露甚至形成草原，將影響漂浮式水面型太陽光電的設置及發電；在不妨礙水庫原定用途的情形下，參考 2016 年經濟部能源局《太陽光電二年推動計畫》上的資料，採用 8% 的水庫滿水位面積作為可供設置太陽光電的面積（利用率），若以每 1 平方公里設置 0.1 GW 太陽光電系統來計算，則水庫可設置水面型太陽光電的潛能約 0.9 GW（表 2.3.2.4）。

台灣埤塘的數量在 2007 年時有 984 口，2011 年時降為 835 口後維持不變到 2015 年，2016 年時再降為 826 口（105 年農業統計年報）；其中的桃園與石門農田水利會在 2016 年時有 682 口埤塘，屏東與嘉南農田水利會則各有 76 與 29 口埤塘。已知列入國家級濕地的桃園與嘉南埤圳分別有 1120 與 195 公頃，但查無所有埤塘面積的統計資料。參考 2016 年經濟部能源局《太陽光電二年推動計畫》上的資料，水域設施可設置太陽光電的面積包含水庫（8%）、滯洪池（40%）與埤塘（40%）等約 2,721

公頃（272.1 平方公里），據此推算出埤塘與滯洪池的面積共約 4,556 公頃。假設可設置太陽光電的面積占比為 40%（利用率），若以每 1 平方公里設置 0.1 GW 太陽光電系統來計算，則埤塘與滯洪池可設置水面型太陽光電的潛能約 1.82 GW，合計水面型太陽光電的潛能共約 2.72GW（表 2.3.2.4）。

表 2.3.2.4 太陽光電可利用面積與潛能

土地類型		內容說明	面積 (km ²)	利用 率	潛能 (GW)
屋 頂 型	建築屋頂 ¹	全國頂樓面積	560	50%	27.98
	公共道路設施	高速公路 ² 與快速道路 ³ 兩旁鋪設 4 公尺寬的太陽能板；鐵路 ⁴ 兩旁鋪設 3 公尺寬的太陽能板	22	70%	1.52
地 面 型	長期休閒地 ⁵	指耕地長期荒蕪，未種植作物之土地	484	70%	33.86
	鹽業用地 ⁶	國有財產署管理的國有鹽業用地，排除保護區濕地	8	70%	0.58
	水產養殖地 ⁷	指鹹水與淡水魚塭合計的養殖面積	315	70%	22.04
	掩埋場 ⁸	垃圾掩埋場處於停用、封閉或復育狀態	9	70%	0.65
	地面型合計			838	70%
水 面 型	水庫 ⁹	台灣本島與離島水庫的滿水位面積	112	8%	0.90
	埤塘與滯洪池 ¹⁰	包含 2016 年時的 826 口埤塘與滯洪池	46	40%	1.82
	水面型合計			158	—
總計（屋頂+地面型+水面型）			1,555	—	89.36

說明：表格中除建築屋頂估算到 2035 年外，其餘資料都為現有資訊，假定這些現有資料未來到 2035 年的變化不大。

資料來源：1.本報告根據內政部營建署《105 年營建統計年報》與行政院主計總處《99 年人口及住宅普查》資料估算。2.交通部高速公路局網頁。3.交通部公路總局網頁。4.交通部網頁。5.行政院農委會（2017）。6.本報告根據蕭俊興（2008）與國家重要濕地電子公報（105 年第一期）資料估算。7.《105 年農業統計年報》。8. 2016 年經濟部能源局《太陽光電二年推動計畫》。9.經濟部水利署《105 年水利統計》。10.本報告根據 2016 年經濟部能源局《太陽光電二年推動計畫》估算。

根據以上說明，本研究團隊推估屋頂型、地面型與水面型三種可利用來裝設太陽光電的潛力合計約 89 GW。

2. 供應鏈的限制

觀察全世界太陽光電最近 10 年的裝置容量，每年新增加量在 2011 年開始超過 30GW，2015 年新增近 48GW，2016 年更達到最高峰約 71GW（IRENA，2017）。台灣的太陽光電規模不大，因此供應鏈不會造成限制。

3. 其他的實際限制：建造速度的限制

有關太陽光電的建造速度，DECC（2016）報告中裝置容量 1-5MW 屋頂型的建造速度介於 2.4~7.2 個月，裝置容量 1-5MW 地面型的建造速度介於 2.4~6 個月，裝置容量大於 5MW 的建造速度則介於 2.4~6 個月。在台灣以設置 10KW 太陽光電的發電設備為例，當完成系統設計與材料準備後，系統安裝工程約需 2 週^[37]。

建造速度的限制需考慮供應鏈與人力的影響，在供應鏈沒問題的情況下，我們從建造技術人力來推估太陽光電的建造速度。台灣從 2016 年開始有太陽光電設置技術人員的乙級證照檢定，在 2016 和 2017 年分別有 126 和 182 人通過檢定，而台灣太陽光電的裝置容量在 2016 和 2017 年分別有 360.8MW 與 522.6MW 的新增量。以此技術人員的增加速度，我們假定從 2017 年開始到 2022 年，每年新增加的太陽光電裝置容量以 0.5GW 的倍數增加，之後則維持每年 3GW 的增加速度（表 2.3.2.5），則在 2020、2025、2030 與 2035 年可裝設的太陽光電裝置容量分別可達 6.24GW、20.74GW、35.74GW 與 50.74GW（表 2.3.2.6）。

表 2.3.2.5 太陽光電每年新增加的裝置容量推估值

單位：GW

年度	2016	2017(f)	2018(f)	2019(f)	2020(f)	2021(f)	2022(f)	2023(f)~2035(f)
裝置容量	0.4	0.5	1.0	1.5	2.0	2.5	3	3

表 2.3.2.6 太陽光電未來累計的裝置容量推估值

單位：GW

年度	2015	2020(f)	2025(f)	2030(f)	2035(f)
累計裝置容量 (GW)	0.84	6.24	20.74	35.74	50.74

參考人口數與台灣接近的國家，在 2007~2016 年期間，英國每年新增加的太陽光電裝置容量最大值為 3.8GW、澳洲為 1.04GW、荷蘭為 0.47GW、以色列為 0.25GW

^[37] 資料來源：太陽光電 2 年推動計畫網頁（<https://www.mrpv.org.tw/常見問題/系統設置/>）。



(IRENA, 2017)。由這些國際的歷史資料來看，表 2.3.2.5 中我們所推估台灣未來到 2035 年每年新增加的太陽光電裝置容量並不算過分高估。

2.3.2.2 容量因數

年發電量的大小可由裝置容量及容量因數計算求得，有了未來 20 年太陽光電的裝置容量推估值（表 2.3.2.6），還需要未來的容量因數，才能計算太陽光電未來的發電量。

太陽光電發電的容量因數主要受到地區性的日照狀況、氣候變化、太陽光電模組的逐年改良發展與可用率等因素的影響。雖然台灣的太陽光電裝設已有 18 年的歷史紀錄，但一直到 2010 年開始裝置容量才有明顯的增加，2016 年底累積的裝置容量為 1.21GW（經濟部能源局，2016d）。由於本報告假設從 2017-2035 年每年新增加的太陽光電裝置容量約有 0.5~3GW（參考表 2.3.2.5），在這樣大量的新增裝置容量情況下，容量因數會是多少？本研究團隊將參考國內外的資料來決定 2015 至 2035 年間太陽光電的容量因數。

1. 國外資料

(1) 歷史及現況

根據 IRENA（2017）世界各國太陽光電裝置容量與發電量的資料，全球平均每年太陽光電的容量因數在 2007~2015 年期間介於 9.7~13.0% 之間。太陽光電裝置容量以歐洲、亞洲和北美洲為主要裝設地區，在 2007~2015 年期間，歐洲每年的容量因數介於 8.1~12.6%，亞洲介於 9.7~12.8%，北美洲則高於全球的值，介於 12.6~16.6%，非洲介於 11.2~20% 之間，但非洲裝置容量的全球占比在 2007~2015 年期間都未超過 1%。

為找出太陽光電裝置容量有類似本報告假設的增加速度之國家，參考其容量因數的變化情況，根據 IRENA（2017）的世界各國太陽光電的資料，日本在 2009~2012 年期間，每年新增加的太陽光電裝置容量分別為 483、991、1,296 與 1,718MW，其容量因數在這四年期間維持在 13.0% 不變。印度的緯度與台灣相近，在 2011~2015 年期間，每年新增加的太陽光電裝置容量分別為 528、716、1,041、1,051 與 2,126 MW，其容量因數在這五年期間維持在 17.1~17.2% 之間，變化不大。韓國在 2013~2015 年期間，每年新增加的太陽光電裝置容量分別為 508、1,014 與 1,134 MW，其容量因數分別為 12.5%、11.8% 與 12.6%。美國在 2009~2012 年期間，每年新增加的太陽



光電裝置容量分別為 468、1,296、2,262 與 2,969MW，其容量因數在這四年期間分別為 13.8%、13.3%、12.6 與 13.4%。

(2) 未來預估

英國 DECC(2016)的報告中，設定低、中與高三種等級的容量因數分別為 10.1%、11.1%與 14.6%，不同等級容量因數的太陽光電在 2020~2030 年間的容量因數則維持固定不變。

2. 國內資料

根據能源局〈105 年能源統計年報〉的資料，台灣太陽光電的容量因數年平均價值從 2000 與 2001 年的 13.7 % 逐年遞減到 2005 年的 10.54%，2006 到 2016 年的變化則介於 6.8 ~ 13.26 % 之間，從 2000~2016 年的平均值為 11.01%。容量因數最高值出現在 2000 與 2001 年，當時為太陽光電發展初期，裝設量少，2000 與 2001 年每年都只裝設 0.1MW。最低值發生在 2011 年，當年新增的太陽光電裝置容量為 95.9MW，成長率最高（由於每個月都有新增加的裝置容量，太陽光電的年發電量並非由當年底累積的裝置容量發電 12 個月所產生，如果裝置容量在當年度的後半年大量增加，利用〈能源統計年報〉年發電量與裝置容量資料計算出的容量因數就可能有明顯降低的情況）。

如果改用能源局 2016 與 2017 年 12 月的〈能源統計月報〉資料，可計算出台灣 2015~2017 年太陽光電逐月的容量因數，三年的變化介於 8.0 ~ 21.3 % 之間，根據逐月的資料取年平均價值，算出台灣在 2015~2017 年太陽光電的容量因數分別為 14.5%、13.1%與 13.7%，比利用〈105 年能源統計年報〉資料計算出 2015 和 2016 年的容量因數 11.87%與 10.68%高。

3. 推估結果

由於資料的限制，在評估世界各國太陽光電的容量因數時，也是利用年發電量與年底累積裝置容量來計算。根據能源局〈105 年能源統計年報〉資料計算出的 2000~2016 年容量因數平均值為 11.01%，與 2015 和 2016 年的容量因數 11.87%與 10.68%差異不大，為避免短期因素的波動影響，本研究採用 2000~2016 年容量因數的平均值 11.01%，作為台灣現有舊太陽光電的容量因數。

未來太陽光電模組技術的進步與追日型太陽光電的成本降低，雖可讓裝置容量大小相同的太陽光電發電量比以前增加，進而提高容量因數，但本研究推估到 2035 年台灣累積的太陽光電裝置容量為 50.74GW，遠大於 2016 年底的 1.21GW，當日照條件優勢區域裝設完畢之後，次優及較差區域的裝設將降低容量因數；因此對於未來 2020 至 2035 年的容量因數，我們參考太陽光電裝置容量歷史增加速度類似本報告假設的國家，日本與美國在 2009~2012 年、印度在 2011~2015 年、韓國在 2013~2015 年期間有類似的裝置容量增加量，當時日本與印度的容量因數維持不變，韓國與美國則變化不大，與 DECC (2016) 預估未來到 2030 年太陽光電容量因數維持不變的方式一致，將台灣 2020 至 2035 年太陽光電的容量因數設定為歷史平均值 11.01%，且維持固定不變。

2.3.2.3 發電量

根據前面所推估的裝置容量 (表 2.3.2.6) 與容量因數 (11.01%)，如果所有太陽光電的裝置容量都使用來發電，且容量因數為推估的數值，則太陽光電未來的發電量將如表 2.3.2.7 所示，在 2020 年的年發電量為 5,910 百萬度 (GWh)，到了 2035 年增加為 48,830 百萬度。

表 2.3.2.7 台灣太陽光電未來的年發電量推估值

年度	2020(f)	2025(f)	2030(f)	2035(f)
年發電量 (GWh/yr)	5,910	19,895	34,362	48,830

說明：年發電量係利用表 2.3.2.6 的裝置容量與容量因數 11.01% 推算。

2.3.2.4 減碳成本邏輯

本報告中再生能源的減碳成本邏輯如圖 2.3.1.2 所示，先計算出再生能源發電所額外增加的單位發電量成本，同時計算出再生能源單位發電量所能替代火力發電排放的 CO₂ 數量，將此額外增加的成本除以所減少排放的 CO₂ 數量，即可得到使用各種再生能源的單位減碳成本。

發電成本包含投資成本支出與營運成本支出兩大類，太陽光電的間歇性發電特性則還有額外的電網成本和間歇性輔助服務成本 (圖 2.3.1.3)。投資成本分為開發前置作業 (申請許可、設計發展及管理報告等費用)、建造 (發電模組、支架及機電工程等費用) 及基礎建設 (變電站及電網連結等相關設施) 三個部分。每年投資成本支出為建廠期間的投資成本，攤提到電廠運轉年限各年所需支付的成本，可由投資成本現值、發電時數 (容量因數)、電廠的壽命及年利率計算而得 (圖 2.3.1.3)。



每年營運成本支出包含固定運維成本、變動運維成本與燃料成本。固定運維成本為發電機組每年固定營運與維修所需支付的費用。變動運維成本為每年非固定性營運與維修所需支付的費用。燃料成本為火力電廠、汽電共生電廠與核電廠所需支付的成本，太陽光電不需使用燃料，因此無燃料成本。

太陽光電還需額外的電網成本和間歇性輔助服務成本。額外的電網成本是為配合再生能源的發展，需加強或新建電網的投資成本。再生能源發電業者分攤的電網投資成本和連結到台電電網前的電力基礎建設費用都包含在再生能源發電業的投資成本內。

間歇性輔助服務成本為因應太陽光電的間歇性發電特性，需要利用儲能電池或可調度性電廠來補充電力，以維持電力系統的穩定。

2.3.2.5 成本推估

發電成本包含投資成本與運維成本兩大類，太陽光電還需額外的電網成本和間歇性輔助服務成本（圖 2.3.1.3），額外的電網成本已包含在再生能源發電業的投資成本內，間歇性輔助服務成本將在 2.3.3 節一併說明。台灣的太陽光電已有 18 年的經驗，早期只以裝置容量大小來區別電力收購費率，後來細分為屋頂型與地面型兩種型態，2017 年開始才再細分為屋頂型、地面型與水面型三種型態。美國（NREL，2016）的太陽光電成本以裝置容量大小來區別，英國（DECC，2016）則分為屋頂型、地面型與大型三種型態。本研究用來計算減量成本時的太陽光電成本並未細分成不同型態，因此我們將參考國內外不同型態太陽光電的資料，根據各種型態的占比取權重來推估太陽光電 2015~2035 年的成本。

1. 歷史及現在的成本

太陽光電的成本分為投資成本和運維成本。投資成本區分為開發前置作業、建造與基礎建設三個部分。運維成本分為固定運維、變動運維與燃料成本三個部分。以下將分別說明我們對投資成本與運維成本所採用的資料及估算方式。

(1) 投資成本

a 國外的資料

DECC（2016）根據太陽光電的裝置容量大小與裝設地點，將英國太陽光電分為大於 5,000KW、1,000-5,000KW 地面型與 1,000-5,000KW 屋頂型三種類別。在 2015 年，大於 5,000KW 太陽光電的投資成本介於 784~1,067 英鎊/瓩（1,063~1,446 美元/

瓦)，其中的開發前置作業占投資成本的比例為 8.2%，建造部分的占比為 89.0%，基礎建設的占比為 2.8%；1,000-5,000KW 地面型的投資成本介於 866~1,156 英鎊/瓦（1,174~1,567 美元/瓦），開發前置作業占投資成本的比例為 5.9%，建造部分的占比為 87.9%，基礎建設的占比為 6.2%；1,000-5,000KW 屋頂型的投資成本介於 844~1,071 英鎊/瓦（1,144~1,452 美元/瓦），開發前置作業占投資成本的比例為 1.6%，建造部分的占比為 92.6%，基礎建設的占比為 5.7%（表 2.3.2.8）。

英國太陽光電投資成本的主要支出為建造部分，占比在 9 成左右。建造部分的支出主要是太陽光電模組、支架與電網連結，其中太陽光電模組占建造成本的 45%。電力基礎建設的成本，1,000-5,000KW 地面型太陽光電為 62 英鎊/瓦（84 美元/瓦），1,000-5,000KW 屋頂型太陽光電為 54 英鎊/瓦（73 美元/瓦），同樣裝置容量的地面型太陽光電電力基礎建設成本比屋頂型貴。

美國國家再生能源實驗室（NREL，2016）將美國已併網分散型太陽光電區分為小於 10KW、10-100KW、100-1,000KW 與 1,000-10,000KW 四種類別，估計其平均投資成本分別為 3,897、3,463、2,493 與 2,205 美元/瓦；利用四種類別的平均值加/減其相對應的標準偏差值，可推算小於 10KW 的太陽光電投資成本介於 3,008~4,786 美元/瓦，10-100KW 的投資成本介於 2,516~4,410 美元/瓦，100-1000KW 的投資成本介於 1,719~3,267 美元/瓦，1,000-10,000KW 的投資成本介於 1,331~2,719 美元/瓦（表 2.3.2.8）。

表 2.3.2.8 國外對 2015 年太陽光電投資成本的估算

資料來源	太陽光電分類	投資成本（美元/瓦）		
		低值	中間值	高值
DECC (2016)	>5,000KW	1,063	1,220	1,446
	1,000-5,000KW 地面型	1,174	1,365	1,567
	1,000-5,000KW 屋頂型	1,144	1,269	1,452
NREL (2016)	<10KW	3,008	3,897	4,786
	10-100KW	2,516	3,463	4,410
	100-1000KW	1,719	2,493	3,267
	1,000-10,000KW	1,331	2,025	2,719



b 國內的資料

我們所蒐集國內關於太陽光電投資成本的資料有兩個來源。首先，陳琨城與黃世昌（2014）將太陽光電的投資成本區分為關鍵設備、支架費用、機電工程費、監測系統工程、電氣簽證費用、其他費用與規費等七個部分。關鍵設備包含太陽能模組與逆變器；支架費用包含鋁合金支架與結構技師簽證；機電工程費包含機電管線材、高壓盤體設備與系統安裝勞務；監測系統工程包含軟體撰寫與電腦等硬體；電氣簽證費用包含系統衝擊分析與電氣技師簽證；其他費用包含系統設計、搬運及吊掛、清潔及垃圾清運、工程保險費、利潤及管理費、稅額；規費包含高壓審查費與線路補助費。太陽光電的裝置容量區分為 9.5KW、27KW、98KW、248KW 與 497KW 五種類別，推估出 9.5KW 的投資成本為新台幣 71,383 元/瓩（約 2,209 美元/瓩）、27KW 的投資成本為新台幣 59,000 元/瓩（約 1,826 美元/瓩）、98KW 的投資成本為新台幣 54,307 元/瓩（約 1,680 美元/瓩）、248KW 的投資成本為新台幣 56,014 元/瓩（約 1,733 美元/瓩）、497KW 的投資成本為新台幣 50,219 元/瓩（約 1,554 美元/瓩）。在 9.5KW~497KW 五種裝置容量類別下，關鍵設備（太陽能模組與逆變器）在投資成本中的占比介於 42.7%~52.9% 之間。

經濟部能源局 2015 年度「再生能源電能躉購費率計算公式使用參數」中，太陽光電發電的期初投資成本分為上下半年共二期，每一期細分出屋頂型與地面型兩種型態，屋頂型更區別出 1-20KW、20-100KW、100-500KW 與大於 500KW 四種裝置容量等級。將 2015 年度太陽光電的期初投資成本上下半年兩期平均，則屋頂型 1-20KW 的投資成本為新台幣 92,000 元/瓩（約 2,847 美元/瓩），20-100KW 的投資成本為新台幣 76,900 元/瓩（約 2,380 美元/瓩），100-500KW 的投資成本為新台幣 71,900 元/瓩（約 2,225 美元/瓩），大於 500KW 的投資成本為新台幣 69,650 元/瓩（約 2,155 美元/瓩）；地面型的投資成本為新台幣 65,500 元/瓩（約 2,027 美元/瓩）。

2018 年度「再生能源電能躉購費率計算公式使用參數」中，太陽光電發電的期初投資成本分為屋頂型、地面型與水面型三種型態，將 2018 年度太陽光電的期初投資成本上下半年兩期平均，則屋頂型 1-20KW 的投資成本為新台幣 57,450 元/瓩（約 1,778 美元/瓩），20-100KW 的投資成本為新台幣 51,050 元/瓩（約 1,580 美元/瓩），100-500KW 的投資成本為新台幣 47,500 元/瓩（約 1,470 美元/瓩），大於 500KW 的投資成本為新台幣 46,150 元/瓩（約 1,428 美元/瓩）；地面型的投資成本為新台幣 51,500 元/瓩（約 1,594 美元/瓩），水面型的投資成本為新台幣 57,500 元/瓩（約 1,779 美元/瓩）。



c 本報告採用的投資成本

太陽光電的投資成本因為學習率的效應逐年遞減中，從國內太陽光電的投資成本資料來看，經濟部能源局 2018 年度的太陽光電投資成本明顯比 2015 年的投資成本降低很多。以經濟部能源局 2015 年度的太陽光電投資成本與其他資料作比較，比陳琨城與黃世昌（2014）的估算高，也比英國 2015 年太陽光電投資成本高，低於美國 2015 年太陽光電的投資成本（表 2.3.2.8）。太陽光電的裝設多採用當地的勞力，雖然台灣的勞力成本較低，但因台灣太陽光電的投資成本包含併網成本（如引接線工程費、加強電網費、線路補助費等），本研究決定採用台灣在地的資料。

根據能源局 2015 年度的太陽光電投資成本估算時，屋頂型取 20-100KW 的投資成本 2,380 美元/瓩、地面型 2,027 美元/瓩，由於台灣已裝設的太陽光電 95% 為屋頂型，將這兩個資料加權平均，計算出 2015 年度太陽光電的投資成本為 2,362 美元/瓩。根據能源局 2018 年度的太陽光電投資成本估算時，屋頂型取 20-100KW 的投資成本 1,580 美元/瓩、地面型 1,594 美元/瓩、水面型 1,779 美元/瓩，假定三種型態太陽光電每年新增的裝置容量大小一樣，取這三個資料的簡單平均值，計算出 2018 年度的太陽光電投資成本為 1,651 美元/瓩。

根據前一段的投資成本估算結果，比較 2015 和 2018 年的資料可知太陽光電的投資成本下降很快。本研究採用 2015 年度 2,362 美元/瓩作為太陽光電的歷史投資成本^[38]，在推估未來 2020~2035 年的太陽光電投資成本時，採用最新的資料，以能源局 2018 年度三種型態的太陽光電投資成本（屋頂型 1,580 美元/瓩、地面型 1,594 美元/瓩與水面型 1,779 美元/瓩）作為基準開始估算。

(2) 運維成本

運維成本分為固定運維、變動運維與燃料成本三個部分；太陽光電沒有燃料成本，國內的運維成本並未細分出固定與變動運維成本的比例，目前也無較好的區別方式，因此本報告將不對推估所得的運維成本再作區分。以下就國內外的太陽光電運維成本分別說明。

^[38] 本研究在計算減量成本曲線時，需輸入 2010 與 2015 年的歷史成本，用以估算汰舊換新的成本差異。由於太陽光電的壽命設定為 25 年，2010 年以前裝設的太陽光電數量很少可以忽略，2010 年以後裝設的太陽光電到 2035 年時尚未除役，不會有汰舊換新的情況。

a. 國外的資料

整理國外對 2015 年太陽光電運維成本的估算，DECC (2016) 根據太陽光電的裝置容量大小與裝設地點，將英國太陽光電分為大於 5,000KW、1,000-5,000KW 地面型與 1,000-5,000KW 屋頂型三種類別。在 2015 年，大於 5,000KW 太陽光電的運維成本介於 9~14 英鎊/瓩 (12~19 美元/瓩)，1,000-5,000KW 地面型的運維成本介於 8~18 英鎊/瓩 (11~24 美元/瓩)，1,000-5,000KW 屋頂型的運維成本介於 9~24 英鎊/瓩 (12~33 美元/瓩)，若以運維成本的中間值來計算，各分別為投資成本的 1.11%、1.19% 與 1.71%。

美國國家再生能源實驗室 (NREL, 2016) 將美國已併網分散型太陽光電區分為小於 10KW、10-100KW、100-1000KW 與 1,000-10,000KW 四種類別，估計其平均運維成本分別為 21、19、19 與 16 美元/瓩-年；利用四種類別的平均值加/減其相對應的標準偏差值，可推算小於 10KW 的太陽光電運維成本介於 1~41 美元/瓩-年，10-100KW 的運維成本介於 1~37 美元/瓩-年，100-1000KW 的運維成本介於 4~34 美元/瓩-年，1,000-10,000KW 的運維成本介於 7~25 美元/瓩-年。

b. 國內的資料

我們蒐集國內關於太陽光電運維成本的資料有兩個來源。首先，陳琨城與黃世昌 (2014) 將太陽光電的運維成本區分為模組表面清洗維護費、定期的機電巡檢保養、設備檢修更換費用與出差油資費費四個部分，推估出 9.5KW 的運維成本為新台幣 661 元/瓩-年 (約 20 美元/瓩-年)、27KW 的運維成本為新台幣 266 元/瓩-年 (約 8 美元/瓩-年)、98KW 的運維成本為新台幣 213 元/瓩-年 (約 7 美元/瓩-年)、248KW 的運維成本為新台幣 143 元/瓩-年 (約 4 美元/瓩-年)、497KW 的運維成本為新台幣 118 元/瓩-年 (約 4 美元/瓩-年)。

經濟部能源局「再生能源電能躉購費率計算公式使用參數」中，2015 年度太陽光電分為屋頂型與地面型兩種型態，其運維成本不分類型全部採用投資成本的 1%，將 2015 年度太陽光電的期初投資成本上下半年兩期平均，取運維成本的占比，則屋頂型 1-20KW 的運維成本為新台幣 920 元/瓩 (約 28 美元/瓩)，20-100KW 為新台幣 769 元/瓩 (約 24 美元/瓩)，100-500KW 為新台幣 719 元/瓩 (約 22 美元/瓩)，大於 500KW 的運維成本為新台幣 697 元/瓩 (約 22 美元/瓩)；地面型的運維成本為新台幣 655 元/瓩 (約 20 美元/瓩)。

2018 年度「再生能源電能躉購費率計算公式使用參數」中，太陽光電分為屋頂型、地面型與水面型三種型態，屋頂型的運維成本平均為其投資成本的 3.41%、地面型為 2.33%、水面型為 2.09%，將 2018 年度太陽光電的期初投資成本上下半年兩期平均，取三種運維成本的占比，則屋頂型 1-20KW 的運維成本為新台幣 2,286 元/瓩（約 71 美元/瓩），20-100KW 為新台幣 1,689 元/瓩（約 52 美元/瓩），100-500KW 為新台幣 1,486 元/瓩（約 46 美元/瓩），大於 500KW 的運維成本為新台幣 1,486 元/瓩（約 46 美元/瓩）；地面型與水面型的運維成本都是新台幣 1,200 元/瓩（約 37 美元/瓩）。

c. 本報告採用的成本

根據國內的資料，2015 年度「再生能源電能躉購費率計算公式使用參數」中的運維成本比陳琨城與黃世昌（2014）的估算高，也比前述美國 2015 年太陽光電平均運維成本高，落在英美兩國 2015 年太陽光電運維成本的變化範圍內。比較 2015 與 2018 年度「再生能源電能躉購費率計算公式使用參數」中的運維成本，2018 年度的運維成本比 2015 年度高出許多，原因是從 2016 年起，開始將太陽光電發電壽命期間需更換兩次的逆變器（inverter）費用從投資成本扣除，以更換逆變器的每年平均費用計入運維成本當中。由於本研究的太陽光電投資成本已採用「再生能源電能躉購費率計算公式使用參數」中的資料，運維成本也將採用相對應的同一資料來源。

根據能源局 2015 年度的太陽光電運維成本估算時，屋頂型取 20-100KW 的運維成本 24 美元/瓩、地面型 20 美元/瓩，由於台灣已裝設的太陽光電 95% 為屋頂型，將這兩個資料加權平均後計算出 2015 年度太陽光電的運維成本為 24 美元/瓩。根據能源局 2018 年度的太陽光電運維成本估算時，屋頂型取 20-100KW 的運維成本 52 美元/瓩、地面型 37 美元/瓩、水面型 37 美元/瓩，假定三種型態太陽光電每年新增的裝置容量大小一樣，取這三個資料的簡單平均值可得到 2018 年度的太陽光電運維成本為 42 美元/瓩。

根據前一段的運維成本估算結果，2018 年度的太陽光電運維成本約為 2015 年度的 1.8 倍，因為 2018 年度已將逆變器更換兩次的每年平均攤提費用加入運維成本。本研究採用 2015 年度 24 美元/瓩作為太陽光電的歷史運維成本^[39]，在推估未來

^[39] 本研究在計算減量成本曲線時，需輸入 2010 與 2015 年的歷史成本，用以估算汰舊換新的成本差異。由於太陽光電的壽命設定為 25 年，2010 年以前裝設的太陽光電數量很少可以忽略，2010 年以後裝設的太陽光電到 2035 年時尚未除役，不會有汰舊換新的情況。



2020~2035 年的太陽光電運維成本時，將以最新的 2018 年度太陽光電運維成本作為基準開始估算，屋頂型取 20-100KW 的運維成本 52 美元/瓩，地面型與水面型則都是 37 美元/瓩。

2. 未來成本的推估

台灣太陽光電的裝設從 2011 年開始才有明顯的成長，2016 年底的累計裝置容量只有 1.2GW，且太陽光電分散型電力所需額外的電網成本已包含在投資成本內。考量英國太陽光電的成長也從 2011 年開始，2016 年底累計的裝置容量已達 11.3GW，且投資成本包含電力基礎建設，因此本研究團隊將參考英國的成本變化率來推算台灣未來 20 年太陽光電的建置成本。以下將分別說明未來投資成本及運維成本的推估方式。

(1) 投資成本的未來變化

在推估台灣未來 2020~2035 年的太陽光電投資成本時，本研究以能源局 2018 年度三種型態的太陽光電投資成本作為基準開始估算，屋頂型的投資成本採用新台幣 51,050 元/瓩（約 1,580 美元/瓩），地面型為新台幣 51,500 元/瓩（約 1,594 美元/瓩），水面型為新台幣 57,500 元/瓩（約 1,779 美元/瓩）。

投資成本分為前置作業、建造與基礎建設三個部分（DECC，2016），英國對未來太陽光電的投資成本變化率考慮三個基本假定：一、假定前置作業與基礎建設成本固定不變；二、太陽光電模組的成本變化有一個學習率（learning rate；-18%），此學習率參考自全球太陽光電建置的相關文獻報導，將使投資成本逐年降低。由於英國太陽光電未來投資成本的變化主要來自建造部分，而建造在投資成本的佔比高達 9 成，使建造與投資成本每五年的變化率差異不大（建造成本的變化率略高於投資成本），本研究將直接採用投資成本每五年的變化率來推估台灣未來 2020~2035 年的太陽光電投資成本。

英國 1-5MW 屋頂型太陽光電在 2015、2020、2025 與 2030 年的投資成本中間值分別為每瓩 936、750、701 與 668 英鎊，投資成本每五年的變化率分別為 -19.87%、-6.53% 與 -4.71%。1-5MW 地面型太陽光電在 2015、2020、2025 與 2030 年的投資成本中間值分別為每瓩 1,007、816、767 與 733 英鎊，投資成本每五年的變化率分別為 -18.97%、-6.00% 與 -4.43%（表 2.3.2.9）。由於英國（DECC，2016）的資料沒

有水面型太陽光電，考慮台灣水面型太陽光電的電網連結成本與地面型相似，本研究採用地面型的變化率來估算水面型太陽光電未來的投資成本。

英國的資料缺乏 2030~2035 年間的投資成本變化率，本研究採用其 2030 年變化率的一半來進行估算（表 2.3.2.9）。估算出的結果如表 2.3.2.9 所示，屋頂型投資成本從 2020 年的新台幣 46,721 元/瓩（約 1,446 美元/瓩）逐漸降低到 2035 年的新台幣 40,633 元/瓩（約 1,257 美元/瓩）；地面型投資成本從 2020 年的新台幣 47,345 元/瓩（約 1,465 美元/瓩）逐漸降低到 2035 年的新台幣 41,586 元/瓩（約 1,287 美元/瓩）；水面型投資成本從 2020 年的新台幣 52,861 元/瓩（約 1,636 美元/瓩）逐漸降低到 2035 年的新台幣 46,431 元/瓩（約 1,437 美元/瓩）。

表 2.3.2.9 台灣太陽光電未來投資成本變化率與成本推估

投資成本單位：新台幣元/瓩

項目	型態	2018	2020(f)	2025(f)	2030(f)	2035(f)
每五年變化率	屋頂型 ⁽¹⁾	—	-19.87%	-6.53%	-4.71%	-2.35%
	地面型 ⁽¹⁾	—	-18.97%	-6.00%	-4.43%	-2.22%
投資成本	屋頂型	51,050	46,721	43,668	41,613	40,633
	地面型	51,500	47,345	44,502	42,529	41,586
	水面型 ⁽²⁾	57,500	52,861	49,686	47,484	46,431
	平均 ⁽³⁾	53,350	48,975	44,085	42,071	41,110

說明：(1) DECC (2016) 太陽光電的投資成本變化率，2035 年的變化率取 2030 年的一半大小。

(2) 水面型太陽光電的投資成本變化率採用 DECC (2016) 地面型太陽光電的投資成本變化率。

(3) 2018 與 2020 年為屋頂型、地面型與水面型三種成本的平均值，其餘為屋頂型與地面型兩種成本的平均值。

資料來源：DECC (2016)；本研究團隊的推算結果。

根據表 2.3.2.4 太陽光電的潛能（屋頂型有 27.98GW、地面型有 58.66GW、水面型有 2.72GW）及表 2.3.2.5 太陽光電每年新增加的裝置容量推估值（2017~2021 年分別為 0.5、1.0、1.5、2.0 與 2.5GW，2022~2035 年則每年都是 3.0GW），假定每年新增的裝置容量平均由屋頂型、地面型與水面型三種型態的太陽光電來裝設，則 2017~2021 年此三種型態太陽光電每年新增的裝置容量分別為 0.17、0.33、0.50、0.67 與 0.83GW，2022~2035 年則每年都是 1.0GW；但因水面型太陽光電的潛能只有 2.72GW，依 2017~2021 年的裝設速度，到 2022 年時水面型太陽光電的潛能只剩 0.19GW，在 2022 年時即可裝設完畢，從 2023 年開始只剩屋頂型與地面型兩種型態可以裝設，因此 2023~2035 年屋頂型與地面型太陽光電每年新增的裝置容量都是 1.5GW。根據以上三種型態太陽光電的潛能與裝設速度，在 2020 年取屋頂型、地面型與水面型三種型態太陽光電成本的平均值，2025、2030 與 2035 年則取屋頂型與地面型兩種型態太陽光電的成本平均，求出在 2020、2025、2030 與 2035 年太陽光電的平均成本分別為新台幣 48,975、44,085、42,071 與 41,110 元/瓩（分別約 1,515、1,364、1,302 與 1,272 美元/瓩；表 2.3.2.9）。

(2) 運維成本的未來變化

在推估台灣未來 2020~2035 年的太陽光電運維成本時，本研究以能源局 2018 年度三種型態的太陽光電運維成本作為基準開始估算，屋頂型的運維成本採用新台幣 1,689 元/瓩(約 52 美元/瓩)，地面型與水面型則都是 1,200 元/瓩(約 37 美元/瓩)。

英國 DECC (2016) 將太陽光電的運維成本區分為固定運維、變動運維、保險與電網成本四個部分。未來 2020~2030 年的運維成本變化主要來自固定運維成本；變動運維成本僅屋頂型太陽光電有此項成本，約占屋頂型運維成本 2 成，屋頂型變動運維變化率的大小與固定運維一樣；保險固定取投資成本的 0.14%，電網成本則維持不變。由於台灣太陽光電的電網成本已包含在投資成本中，運維成本並未作細項區分，本研究將採用 DECC (2016) 固定運維的變化率來估算台灣太陽光電未來的運維成本。

英國 (DECC, 2016) 1-5MW 屋頂型太陽光電在 2015、2020、2025 與 2030 年的固定運維成本中間值分別為每瓩 7.6、6.3、5.9 與 5.6 英鎊，固定運維成本每五年的變化率分別為 -16.79%、-6.44% 與 -5.24%。1-5MW 地面型太陽光電在 2015、2020、2025 與 2030 年的固定運維成本中間值分別為每瓩 9.6、8.0、7.5 與 7.1 英鎊，固定運維成本每五年的變化率分別為 -16.80%、-6.44% 與 -5.22%。由於英國屋頂型與地面型固定運維成本每五年的變化率差異不大，本研究採用 -16.8%、-6.4% 與 -5.2% 來估算台灣 2020、2025 與 2030 年屋頂型、地面型與水面型太陽光電的運維成本 (表 2.3.2.10)。

英國 (DECC, 2016) 資料缺乏 2030~2035 年間的固定運維成本變化率，本研究採用其 2030 年的變化率來進行估算 (表 2.3.2.10)。估算出的結果如表 2.3.2.10 所示，屋頂型運維成本從 2020 年的新台幣 1,569 元/瓩(約 49 美元/瓩)逐漸降低到 2035 年的新台幣 1,320 元/瓩(約 41 美元/瓩)；地面型與水面型運維成本大小一樣，從 2020 年的新台幣 1,115 元/瓩(約 34 美元/瓩)逐漸降低到 2035 年的新台幣 938 元/瓩(約 29 美元/瓩)。

表 2.3.2.10 太陽光電未來運維成本推估值

運維成本單位：新台幣元/瓩

項目	型態	2018	2020(f)	2025(f)	2030(f)	2035(f)
每五年變化率 ⁽¹⁾		-16.8%	-16.8%	-6.4%	-5.2%	-5.2%
運維成本	屋頂型	1,689	1,569	1,469	1,392	1,320
	地面型	1,200	1,115	1,044	989	938
	水面型	1,200	1,115	1,044	989	938
	平均 ⁽²⁾	1,363	1,266	1,256	1,191	1,129

說明：(1) DECC (2016) 太陽光電的固定運維成本變化率，2035 年的變化率本研究採用 DECC (2016) 2030 年的值。

(2) 2018 與 2020 年為屋頂型、地面型與水面型三種運維成本的平均值，其餘為屋頂型與地面型兩種運維成本的平均值。

資料來源：DECC (2016)；本研究團隊的推算結果。

根據表 2.3.2.4 太陽光電的潛能（屋頂型有 27.98GW、地面型有 58.66GW、水面型有 2.72GW）及表 2.3.2.5 太陽光電每年新增加的裝置容量推估值（2017~2021 年分別為 0.5、1.0、1.5、2.0 與 2.5GW，2022~2035 年則每年都是 3.0GW），假定每年新增的裝置容量平均由屋頂型、地面型與水面型三種型態的太陽光電來裝設，則到 2022 年時水面型太陽光電即可裝設完畢，從 2023 年開始只剩屋頂型與地面型兩種型態可以裝設。根據以上三種型態太陽光電的潛能與裝設速度，在 2020 年取屋頂型、地面型與水面型三種型態太陽光電運維成本的平均值，2025、2030 與 2035 年則取屋頂型與地面型兩種型態太陽光電的運維成本平均，求出在 2020、2025、2030 與 2035 年太陽光電的平均運維成本分別為新台幣 1,266、1,256、1,191 與 1,129/瓩（分別約 39、39、37 與 35 美元/瓩；表 2.3.2.10），約占投資成本的 2.59%、2.85%、2.83% 與 2.75%。

2.3.3 再生能源的間歇性輔助服務成本

間歇性輔助服務成本為因應風力發電與太陽光電的間歇性發電特性，在發電量高峰或低峰時，需要利用儲能電池或燃油、燃氣與水力發電等可調度性電廠來補充電力，以維持電力系統的穩定。可調度性電廠需配合電力調度升降載，會降低發電機組燃料的發電效率，增加單位發電量成本。為簡化間歇性輔助服務成本的估算，本報告中只採用儲能電池來估算風力發電與太陽光電的間歇性輔助服務成本。



依據美國能源部的報告 (DOE, 2012)，要消除電網因風力及太陽能併網的電力瞬間變化，需高反應速率的儲能裝置，大小為併網再生能源裝置容量的 8~15%^[40]。日本自 2014 年開始以變電站裝設儲能設備，驗證儲能設備的技術及在電網扮演的功能，其在北海道的案例已有初步驗證成效，於 2017 年 3 月招募風電公司提供 1GW 風電及 150MW/600MWh(4 小時)儲能設備，儲能設備約為風電裝置容量的 15%^[41]。本研究減量情境離岸風力與太陽光電在 2020~2035 年的日發電量，可由前面兩節表 2.3.1.4 離岸風力未來推估的年發電量、表 2.3.2.7 太陽光電未來推估的年發電量除以 365 天求得(如表 2.3.3.1)，陸域風力的日發電量則利用裝置容量(2020 年為 0.87GW、2025~2035 年都是 1.2GW)，乘上容量因數 28.79%與 24 小時計算求得(如表 2.3.3.1)。太陽光電的日發電量從 2020 年的 16.49 GWh (占當年平均日發電量的 2.1%)，增加到 2035 年的 134.08GWh (占當年平均日發電量的 14.7%)；離岸風力的日發電量從 2020 年的 7.01 GWh (占當年平均日發電量的 0.9%)，增加到 2035 年的 209.46 GWh (占當年平均日發電量的 23%)；陸域風力的日發電量從 2020 年的 6.01 GWh (占當年平均日發電量的 0.8%)，增加到 2025 年的 8.29 GWh(占當年平均日發電量的 1.0%)，之後到 2035 年都維持不變；三種發電技術的日發電量合計從 2020 年的 29.51GWh (占當年平均日發電量的 3.81%)，增加到 2035 年的 351.82GWh (占當年平均日發電量的 38.66%)。

儲能需求如果取太陽光電、離岸風力與陸域風力日發電量的 15%，則三種發電技術各自所需的儲能量如表 2.3.3.1 所示，三種發電技術的儲能需求合計從 2020 年的 4.43GWh (占當年平均日發電量的 0.57%)，增加到 2035 年的 52.77GWh (占當年平均日發電量的 5.8%)。

^[40] 美國三個州訂下的儲能容量政策目標，麻州在 2025 年訂定為尖峰負載的 5% (約 600 MW)；加州在 2020 年訂定為尖峰負載的 2% (約 1,325 MW)；奧勒岡州在 2020 年訂定為尖峰負載的 1% (約 5MW)。

^[41] 資料來源：經濟部前瞻基礎建設計畫—綠能建設「區域性儲能設備技術示範驗證計畫」，106 年 7 月。

表 2.3.3.1 太陽光電、離岸風力與陸域風力的日發電量與儲能需求

	發電技術	2020(f)	2025(f)	2030(f)	2035(f)
日發電量 (GWh/day)	太陽光電	16.49	54.8	94.44	134.08
	離岸風力	7.01	54.59	115.93	209.46
	陸域風力	6.01	8.29	8.29	8.29
	合計	29.51	117.68	218.66	351.82
儲能需求 (GWh)	太陽光電	2.47	8.22	14.17	20.11
	離岸風力	1.05	8.19	17.39	31.42
	陸域風力	0.90	1.24	1.24	1.24
	合計	4.43	17.65	32.80	52.77

資料來源：

1. 離岸風力與太陽光電的日發電量是利用表 2.3.1.4 離岸風力與表 2.3.2.7 太陽光電未來推估的年發電量除以 365 天求得，陸域風力的日發電量則利用裝置容量（2020 年為 0.87GW、2025~2035 年都是 1.2GW），乘上容量因數 28.79%與 24 小時計算求得。
2. 儲能需求取太陽光電、離岸風力與陸域風力日發電量的 15%。

如果只採用儲能鋰電池來估算風力發電與太陽光電的間歇性輔助服務成本^[42]，可根據下式來計算：

$$P = \frac{PV}{\sum_{t=1}^{t=n} \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

P：再生能源發電所需負擔的間歇性成本；單位為 USD/MWh

PV：為輔助再生能源間歇性發電問題所做的儲能投資現值；單位為 USD

t：時間，單位為年

n：儲能電池的壽齡

E_t：再生能源每年的發電量；單位為MWh

r：折現率，採用 3%

根據 Arthur D Little（2017）的預測，鋰電池成本在 2020 年約 \$200 USD/KWh、2025 年約 \$120 USD/KWh、2030 年約 \$110 USD/KWh、2035 年約 \$100 USD/KWh；

^[42] 儲能方式有抽蓄水力、電池、壓縮空氣與飛輪等。台灣目前既有的明潭及大觀抽蓄水力裝置容量共約 2.6GW，1998~2016 年的平均容量因數為 14.45%，依此估算出每日可儲存的發電量約為 9.02GWh。抽蓄水力是傳統用電尖峰時支援的備用電力，本研究先不考慮抽蓄水力的儲能量，單純以鋰電池來估算太陽光電與風力額外的儲能需求與成本。

鋰電池的可使用壽命介於 5~15 年 (Chen *et al.*, 2009)，本研究取其可使用壽命的中間值，假設鋰電池的壽命為 10 年，並假設 2035 年後的鋰電池成本都保持為 \$100 USD/KWh 不變，以太陽光電為例來說明間歇性輔助服務成本的計算方式。假設從 2020 年開始為支援太陽光電的間歇性發電，以太陽光電日發電量的 15% 搭配建置儲能電池，根據 2020 年太陽光電累積總裝置容量的日發電量 (16.49 GWh; 表 2.3.3.1)，算出所需的儲電量為 2.47GWh (=2.47*10⁶ KWh)，如果以 2020 年的鋰電池價格計算，則 2.47GWh 的鋰電池成本現值為 494.7 百萬美元 (=2.47*10⁶ KWh* 200 USD/KWh)，此電池可支援 2020 年太陽光電累積總裝置容量發電的間歇輔助使用十年，電池將在 2029 年除役，2030 年需重置 2.47GWh 的儲能電池。假設 2020 年太陽光電累積總裝置容量的年發電量與儲能電池的儲電量都不會隨時間衰減，則太陽光電在 2020 年的間歇性輔助服務成本 (P₂₀₂₀) 計算如下：

$$\begin{aligned}
 P_{2020} &= \frac{\text{太陽光電日發電量}_{2020\text{年}} \times 15\% \times \text{電池成本}_{2020\text{年}}}{\sum_{t=1}^{10} \frac{\text{太陽光電年發電量}_{2020\text{年}}}{(1+3\%)^t}} \\
 &= \frac{\text{太陽光電日發電量}_{2020\text{年}} \times 15\% \times \text{電池成本}_{2020\text{年}}}{\text{太陽光電年發電量}_{2020\text{年}} \times \sum_{t=1}^{10} (1.03)^{-t}} \\
 &= \frac{15\% \times \text{電池成本}_{2020\text{年}}}{365 \times \sum_{t=1}^{10} (1.03)^{-t}} = \frac{15\% \times 200 \text{ USD/KWh}}{365 \times 8.53} = 9.64 \text{ USD/MWh}
 \end{aligned}$$

假設從 2021 年開始每年新增加的太陽光電裝置容量都會搭配儲能電池的建置，以新增太陽光電日發電量的 15% 為儲電量；為簡化說明，本研究忽略每年新增的儲電需求，以每五年計算一次新增太陽光電的儲電需求來估算間歇性發電成本。2025 年太陽光電所需的總儲電量為 8.22GWh (表 2.3.3.1)，其中的 2.47 GWh 已在 2020 年建置完成並開始使用，因此 2025 年只需新增 5.75GWh 的儲能電池 (表 2.3.3.2)，新增的電池可支援 2025 年新增太陽光電裝置容量發電的間歇輔助使用十年，電池將在 2034 年除役，2035 年需重置 5.75GWh 的儲能電池。假設 2025 年新增太陽光電裝置容量的年發電量與新增儲能電池的儲電量都不會隨時間衰減，則新增的間歇性輔助服務成本 (P_{2025 新增}) 計算如下：

$$\begin{aligned}
 P_{2025 \text{ 新增}} &= \frac{\text{太陽光電日發電量}_{2025 \text{ 年新增}} \times 15\% \times \text{電池成本}_{2025 \text{ 年}}}{\sum_{t=1}^{t=10} \frac{\text{太陽光電年發電量}_{2025 \text{ 年新增}}}{(1+3\%)^t}} \\
 &= \frac{\text{太陽光電日發電量}_{2025 \text{ 年新增}} \times 15\% \times \text{電池成本}_{2025 \text{ 年}}}{\text{太陽光電年發電量}_{2025 \text{ 年新增}} \times \sum_{t=1}^{t=10} (1.03)^{-t}} \\
 &= \frac{15\% \times \text{電池成本}_{2025 \text{ 年}}}{365 \times \sum_{t=1}^{t=10} (1.03)^{-t}} = \frac{15\% \times 120 \text{ USD/KWh}}{365 \times 8.53} = 5.78 \text{ USD/MWh}
 \end{aligned}$$

根據已建與新增電池儲電量在 2025 年所需總儲電量中的占比，加權平均計算出 2025 年的間歇性輔助服務成本（ P_{2025} ）如下：

$$\begin{aligned}
 P_{2025} &= P_{2020} \times \frac{C_{2020 \text{ 已建}}}{C_{2025}} + P_{2025 \text{ 新增}} \times \frac{C_{2025 \text{ 新增}}}{C_{2025}} \\
 &= 9.64 \times \frac{2.47}{8.22} + 5.78 \times \frac{5.75}{8.22} = 6.94
 \end{aligned}$$

$C_{2020 \text{ 已建}}$ ：2020 年已建的儲電量（2.47 GWh）

$C_{2025 \text{ 新增}}$ ：2025 年新增的儲電量（5.75 GWh）

C_{2025} ：2025 年所需的總儲電量（8.22 GWh）

表 2.3.3.2 太陽光電與風力的新增儲電量、電池成本與間歇性成本

		2020	2025	2030	2035
太陽 光電	新增儲電量(GWh)	2.47	5.75	8.42 ⁽¹⁾	11.69 ⁽²⁾
	電池成本(MUSD)	494.7	689.7	926.1	1,169.3
	間歇性成本 (USD/MWh)	9.64	6.94	5.49	5.02
離岸 風力	新增儲電量(GWh)	1.05	7.17	10.51 ⁽¹⁾	21.49 ⁽²⁾
	電池成本(MUSD)	210.2	860.5	1,156.3	2,149.1
	間歇性成本 (USD/MWh)	9.64	6.30	5.59	5.07
陸域 風力	新增儲電量(GWh)	0.90	0.34	0.90 ⁽¹⁾	0.34 ⁽²⁾
	電池成本(MUSD)	180.3	41.0	99.2	34.2
	間歇性成本 (USD/MWh)	9.64	8.58	5.43	5.17

說明：(1) 2030 年新增儲電量包含 2030 年新建與 2020 年電池除役後重建的儲電量。

(2) 2035 年新增儲電量包含 2035 年新建與 2025 年電池除役後重建的儲電量。

依此計算方式可推估出太陽光電、離岸風力與陸域風力三種發電技術需負擔的間歇性輔助服務成本（表 2.3.3.2），這些推估值（每五年計算一次）與根據每年新增儲電需求詳細計算的結果差異不大^[43]。受到鋰電池成本隨時間遞減與新舊電池儲電量占當年度總儲電量比例的影響，太陽光電的間歇性輔助服務成本從 2020 年的 9.64 USD/MWh，逐漸遞減到 2035 年的 5.02 USD/MWh；離岸風力從 2020 年的 9.64 USD/MWh，逐漸遞減到 2035 年的 5.07 USD/MWh；陸域風力從 2020 年的 9.64 USD/MWh，逐漸遞減到 2035 年的 5.17 USD/MWh。

2.3.4 其他減量措施

其他的減量技術，除了核能和燃氣替代燃煤發電之外，發展較為遲緩，先前的研究—例如中華經濟研究院（2011）、中華經濟研究院與台灣經濟研究院（2012）—對這些減量措施的預估與現在的發展情況差異不大，因此本研究有關其他減量措施的設定，除核能和燃氣替代燃煤發電更新設定外，採用中華經濟研究院與台灣經濟

^[43] 如果按照每年新增加的太陽光電裝置容量，取其 15% 的日發電量作為儲能電池的裝設量，再根據每年新增加的儲電量逐年估算，太陽光電的間歇性輔助服務成本將從 2020 年的 10.71 USD/MWh，逐漸遞減到 2035 年的 5.20 USD/MWh；離岸風力將從 2020 年的 9.66 USD/MWh，逐漸遞減到 2035 年的 5.16 USD/MWh；陸域風力則從 2020 年的 11.41 USD/MWh，逐漸遞減到 2035 年的 5.35 USD/MWh



研究院（2012）的推估值，包括陸域風力、慣常水力、地熱、碳捕捉與封存、生質能專燒、生質能與燃煤電廠共燃、海洋能等。以下分別說明本研究的其他減量措施設定。

2.3.4.1 核能

台灣的能源政策希望到 2025 年時達到非核家園的目標，但本研究的目的是在探討台灣的溫室氣體減量技術潛力和技術成本，核能發電是一種溫室氣體減量技術，能減少溫室氣體排放，本研究於是從舊核能電廠正常除役但核四商轉的情境設定，來探討核能的減量潛力。

在舊核能電廠正常除役下，假設核四於 2020 年商轉，容量因數採用基準情境的 90%，則 2020~2035 年新增核能發電的裝置容量為 2.7 GW，發電量為 21.29 TWh（表 2.3.4.1）。

未來成本推估

核四廠一號機在 2014 年 7 月底完成試運轉與安檢工作，截至當年 9 月底一號機的總進度為 95.82%，二號機為 91.51%^[44]，累計到 2014 年底已投資的成本為 2,838 億 3,700 萬元，整體工程進度為 93.76%^[45]，這些已完成的建置成本都屬沉沒成本。

核四商轉所需的新增成本包含從封存狀態重啟續建的投資成本和運維成本。若單純以 2014 年整體工程進度 93.76% 的投資成本 2,838 億 3,700 萬元台幣來估算，核四重啟續建工程的投資成本至少需要約 189 億元台幣（約 5.85 億美元），相當於 216.5 USD/kW。

根據 2018 年 11 月 29 日的報導^[46]，核四 1 號機若從封存狀態中重新啟用，只要再投資 30 億元台幣，2 年內就可運轉；2 號機再花 300 億，3 年內亦可完成；合計只需再投資 330 億元台幣即可重啟運轉。其他報導則指出核四完工仍需台幣 688 億元到 788 億元^[47]。

^[44] 資料來源：行政院原子能委員會核能管制處〈103 年 9 月龍門核能電廠建廠管制現況報告〉。

^[45] 資料來源：台電網頁〈103 年度業務計畫及預算概要〉

（<https://www.taipower.com.tw/upload/109/2017110917475764815.pdf>）。

^[46] 資料來源：<https://www.chinatimes.com/realtimenews/20181129002780-260405>

^[47] 資料來源：<https://money.udn.com/money/story/7307/3507822>

若根據美國Watts Bar 核電廠 2 號機（裝置容量為 1,165MW）完成 80% 後停建 19 年，續建的花費 61 億美元來估算（於 2016 年 10 月商轉）^[48]，核四廠一號機（裝置容量為 1,350 MW）剩餘 4.18%的續建成本粗估約需 14.77 億美元^[49]，二號機剩餘 8.49%的續建成本約需 30.01 億美元，則 2020 年核四商轉所需的投資成本共約 44.78 億美元（約 1,447 億台幣），相當於 1,658.5 USD/kW。

綜合上述的資料，我們決定採取折衷的價格，以台幣 500 億元作為核四重啟的成本，相當於 15.47 億美元，單位投資成本為 573.01 USD/kW。運維成本採用中華經濟研究院與台灣經濟研究院（2012）的推估值，2020 至 2035 年核能發電的運維成本為 14 USD/MWh（表 2.3.4.1）。

表 2.3.4.1 核能發電減碳情境的參數設定

	2020(f)	2025(f)	2030(f)	2035(f)
裝置容量 (GW)	2.70	2.70	2.70	2.70
容量因數	90%	90%	90%	90%
發電量 (TWh)	21.29	21.29	21.29	21.29
投資成本 (USD/kW)	573.01	0	0	0
運維成本 (USD/MWh)	14	14	14	14
燃料成本 (USD/MWh)	13.14	13.14	13.14	13.14

資料來源：運維成本採用中華經濟研究院與台灣經濟研究院（2012）的推估值，其餘皆為本研究推估值。

核燃料成本（包含前端及後端營運成本）的支出，根據台電〈107 年電價費率檢討方案〉的資料，在 2015 年為 0.3161 NTD/KWh（約 9.78 USD/MWh）；2016 年的核燃料成本增加為 0.448 NTD/KWh（約 13.86 USD/MWh），主要是因為將核燃料乾式貯存場由露天式改採室內貯存方式設計，估算並於當年度補列核燃料後端營運成本，加上全數認列核一廠一號機爐心中尚未攤銷的核燃料淨值所致；2017 年核燃料成本則降為 0.4247 NTD/KWh（約 13.14 USD/MWh）。由於台灣以簽訂長期契約的方式向國外購買原料鈾，在國外將原料鈾經過轉化與濃縮後，製成核燃料，再運回台灣存放使用，國際上鈾燃料價格的波動不會立刻對國內核燃料成本造成影響，影

^[48] 資料來源：Wikipedia (https://en.wikipedia.org/wiki/Watts_Bar_Nuclear_Plant)。

^[49] 估算方式： $61 \div 20\% \div 1165 \times 1350 \times 4.18\% = 14.77$ ；參考美國 Watts Bar 核電廠資料來粗估核四的重啟續建費用，估算結果可能比單純核電廠建置的技術成本高，但因我們無法在全世界中找到類似核四的案例，也無法將 Watts Bar 核電廠資料中非技術成本的社會經濟費用區分出來，僅以此粗估值來計算核四發電成本。



響時間會向後延 5 至 10 年。排除核一廠核燃料認列的影響，本研究採用 2017 年的核燃料成本 13.14 USD/MWh 作為所有核能電廠的未來燃料成本（表 2.3.4.1）。

本研究所推估出的核四發電成本看來頗低，可由三方面來說明：

- 一、核四 93.76% 已完成部分的建置成本屬沉沒成本，這些過去投入的資本（2,838 億元台幣）不是未來要付出的額外投資成本，我們只需考慮未完成工程所需額外付出的投資成本。
- 二、大氣中二氧化碳濃度的增加，將導致全球暖化與極端氣候頻率增加的風險；為避免二氧化碳增加所造成的風險，有各種減碳技術的研發與推廣，但部分減碳技術的運用也存在風險。本研究只考慮技術成本，並未包含核電運轉與核廢料處置地點的輻射外洩與污染等核能風險代價。
- 三、核電的運維成本包含核能發電的後端營運費用，用來支付核電廠運轉 40 年產生的廢棄物處理費用，但這些費用是否足夠，目前並不清楚。台灣的人口密集、颱風、水災、地震與高海嘯風險等環境特性，大幅增加核能風險的社會與經濟成本，加上核廢料的末端處理問題，核能發電的實際成本可能大於本研究所計算的技術成本。

2.3.4.2 燃氣替代燃煤發電

燃煤發電的碳排放係數為燃氣發電的兩倍多，將燃煤發電改為燃氣發電也是一種減碳手段。燃氣電廠可透過三種方式增加發電量來替代燃煤發電：（1）提高新建燃氣電廠的容量因數，增加的發電量可避免新建燃煤電廠；（2）新建燃氣電廠替代新建燃煤電廠；（3）降低舊燃煤電廠的發電量（容量因數），由提高舊燃氣電廠的發電量取代。另外，汽電共生的鍋爐可使用煤、油和天然氣等不同的燃料，目前所使用的燃料以煤為主，若是將汽電共生的燃料改為天然氣，也是另一種燃氣替代燃煤的方式。

國內目前僅有永安和台中兩個天然氣接收站，現有接收站卸收碼頭與天然氣儲槽的數量有限，無法提供額外的天然氣來取代燃煤發電。在 2020 年，台中天然氣接收站擴建港口與天然氣儲槽所能增加的每年 150 萬噸天然氣供應量，已足夠供應基準情境下新增加的天然氣使用量；減量情境之下如果電力需求部門的用電量減少，並採用乾淨能源兩種手段，則天然氣的供應量也足夠；但若要再採用燃氣代替燃煤



的減碳手段，光是上述三種燃氣電廠替代燃煤發電的減碳方式，天然氣的供應量就不夠，更無法進行汽電共生改燃天然氣的減碳方式。到了 2025 年，進一步擴建或新建天然氣接收站在工程上是可能的，可提供足量的天然氣。

在減量情境下，2020、2030 和 2035 年的新建燃煤電廠已完全被乾淨能源取代，燃氣電廠的替代燃煤發電手段僅剩上述的方式（3）有作用；2025 年因新建燃煤電廠未完全被乾淨能源取代，上述的三種燃氣電廠替代燃煤發電的方式都有作用。在 2020 年，受限於天然氣接收站的產能，我們規定燃氣替代燃煤方式（3）舊燃氣電廠的容量因數只能從 62% 提高到 68%，2030 和 2035 年則可將舊燃氣電廠的容量因數極大值都提高為 90%，以取代舊燃煤電廠的發電量。2025 年天然氣已可足量供應，且燃氣電廠三種替代燃煤的減碳方式都可採用，可將新和舊燃氣電廠的容量因數極大值都提高為 90%，並將舊燃煤電廠的容量因數極小值降低為 50%。

以 2025 年為例來說明，燃氣電廠替代燃煤發電的方式（1）可取代 0.59TWh 的新建燃煤電廠，方式（2）可取代 7.32TWh 的新建燃煤電廠，方式（3）可取代 28.27TWh 的舊燃煤電廠發電量，使累積新建燃煤和舊燃煤電廠的發電量分別降低為 0.00 和 45.65TWh，累積新建燃氣和舊燃氣電廠的發電量則分別增加為 17.00 和 91.16TWh。燃氣替代燃煤方式（1）、（2）和（3）所需增加的天然氣使用量分別約 7、85 和 417 萬噸/年，三種方式合計約需 508 萬噸/年，比 2020 年增加 407 萬噸/年，增加的需求量主要來自方式（3）提高舊燃氣電廠的發電量。由於電力部門不管是基準情境或減量情境都需要新建或擴建天然氣接收站，且舊燃氣電廠的額外天然氣需求量不亞於新建燃氣電廠，我們因而將新增天然氣接收站的投資成本年均化，加入所有新與舊燃氣電廠的變動運維成本中。

在減量情境下，採用燃氣電廠代替燃煤發電的減碳手段後（不含汽電共生），2025 年電力部門的總天然氣需求量增加 300 萬噸/年，加上 2020 年新增的 150 萬噸/年，共需增加 450 萬噸/年天然氣供應量；若參考觀塘 600 萬噸/年供應量的投資成本 60,083,562 千元台幣（約 1,859,136,147 美元），新增 450 萬噸/年供應量天然氣接收站的設置成本，估計約需 1,394,352,110 美元；假設天然氣接收站至少可使用 50 年，將設置成本分攤給 2011-2060 年減量情境下的所有燃氣電廠發電量（不含汽電共生），其中 2015、2020、2025、2030 和 2035 年的燃氣電廠發電量分別為 82.92、86.47、108.16、82.98 和 42.11 TWh，2031-2060 年的燃氣電廠發電量都設為 2030 年的 42.11TWh，則年均化的成本為 0.80 USD/MWh；加入所有新與舊燃氣電廠的變動運

維成本中，使變動運維成本從原本的 3.67 USD/MWh 增加為 4.47 USD/MWh。計算方式如下：

$$P = \frac{PV}{\sum_{t=1}^{t=n} \frac{E_t}{(1+r)^t}} = \frac{1,394,352,110 \text{ USD}}{\sum_{t=1}^{t=50} \frac{E_t}{(1+3\%)^t}} = \frac{1,394,352,110 \text{ USD}}{1738.8 \text{ TWh} \times 10^6} = 0.80 \frac{\text{USD}}{\text{MWh}}$$

P：年均化成本（USD/MWh）
E_t：使用年限內各年的發電量（MWh）
n：使用年限（年）
PV：投資成本現值（USD）
r：利率

汽電共生受限於天然氣接收站新建或擴建的時程，至少要到 2025 年才有額外的天然氣可供轉換燃料使用。如果 2025-2035 年汽電共生使用的燃料全為天然氣，則其碳排放係數將從原來燃煤的 0.885 tCO₂e/MWh 降為燃氣的 0.316 tCO₂e /MWh，汽電共生每年 34.9TWh 發電量的碳排放將從燃煤的 30.9 MtCO₂e 降為燃氣的 11.03 MtCO₂e，可減少 19.87 MtCO₂e 排放量。汽電共生的發電效率在改變燃料時若維持 44.02% 不變，則每年 34.9TWh 發電量的天然氣消耗量約 574 萬噸。參考觀塘 600 萬噸/年供應量的投資成本 60,083,562 千元台幣（約 1,859,136,147 美元），且天然氣接收站至少可使用 50 年來攤提，則年均投資成本約為 2.07 USD/MWh。因汽電共生至少要到 2025 年才能完全改燃天然氣，我們決定將所需新增天然氣接收站的成本加入汽電共生的投資成本中；考慮汽電共生的壽齡為 40 年，利用年均投資成本 2.07 USD/MWh 回推，可估算汽電共生的投資成本約為 226.68 USD/KW。

2.3.4.3 陸域風力

本研究關於陸域風力的設定如表 2.3.4.2 所示，容量因數採用基準情境中 2001-2016 年台灣陸域風力容量因數的平均值 28.79%，其餘參考中華經濟研究院與台灣經濟研究院（2012）的推估值，但因其預估的潛力比較樂觀，我們將其推估值往後遞延五年，即其 2015 年的設定為本研究的 2020 年設定，以此類推。

表 2.3.4.2 陸域風力減碳情境的參數設定

	2020(f)	2025(f)	2030(f)	2035(f)
裝置容量 (GW)	0.87	1.2	1.2	1.2
容量因數	28.79%	28.79%	28.79%	28.79%
發電量 (TWh)	2.19	3.03	3.03	3.03
投資成本 (NTD/kW)	57,199	55,309	55,309	55,309
運維成本 (NTD/kW)	1,293	1,250	1,250	1,250

資料來源：容量因數與發電量為本研究推估值，其餘皆採用中華經濟研究院與台灣經濟研究院（2012）的推估值，但因其預估的潛力比較樂觀，故將其推估值往後遞延五年。

裝置容量在 2025 年達到 1.2GW 後維持不變，投資和運維成本也在 2025 年後不再改變。根據中華經濟研究院與台灣經濟研究院（2012）的估計^[50]，投資成本在 2020 年為 1,907 USD/kW，2025-2035 年都為 1,844 USD/kW；運維成本在 2020 年為 43.1 USD/kW，2025-2035 年都為 41.7 USD/kW。

2.3.4.4 慣常水力

慣常水力分為水庫式、調整池式及川流式三種，根據台電〈105 年統計年報〉的資料，台灣技術可行慣常水力蘊藏量為 5.05 GW，其中的 2.09 GW 為已開發慣常水力，尚未開發的慣常水力含水庫式 0.59 GW、調整池式 1.31 GW 與川流式 1.06 GW。

本研究關於慣常水力的減碳情境設定如表 2.3.4.3 所示，容量因數採用基準情境中 1998-2016 年台灣慣常水力容量因數的平均值 26.23%，其餘延用中華經濟研究院與台灣經濟研究院（2012）的設定值。裝置容量在 2020 年為 2.11GW，2025 年達到 2.5 GW 後就不再增加；投資成本在 2020 年為 2,282 USD/kW，2025 年為 2,289 USD/kW，2030 年為 2,297 USD/kW，2035 年則維持為 2,297 USD/kW；運維成本在 2020 年為 104.7 USD/kW，2025 年為 105.0 USD/kW，2030 年為 105.2 USD/kW，2035 年則維持為 105.2 USD/kW。

^[50] 中華經濟研究院與台灣經濟研究院（2012）使用的匯率為 1 美元兌換 30 元台幣。

表 2.3.4.3 慣常水力減碳情境的參數設定

	2020(f)	2025(f)	2030(f)	2035(f)
裝置容量 (GW)	2.11	2.50	2.50	2.50
容量因數	26.23%	26.23%	26.23%	26.23%
發電量 (TWh)	4.85	5.74	5.74	5.74
投資成本 (NTD/kW)	68,451	68,676	68,909	68,909
運維成本 (NTD/kW)	3,142	3,149	3,156	3,156

資料來源：容量因數與發電量為本研究推估值，其餘採用中華經濟研究院與台灣經濟研究院(2012)的推估值，裝置容量在 2025 年後維持不變，2035 年的投資和運維成本則維持為 2030 年的值。

2.3.4.5 地熱

地熱可分為「傳統淺層地熱」和「增強型地熱系統」兩種，傳統淺層地熱是藉由原本存在地下的熱水或蒸汽以自然湧出方式將熱能帶到地表，增強型地熱系統則是以外力把地表水打到地層內，靠地熱加熱後再將熱能帶出來利用。

本研究關於地熱的設定參考中華經濟研究院與台灣經濟研究院(2012)的推估值，但將其推估值往後遞延五年；傳統淺層地熱的減碳情境設定如表 2.3.4.4 所示，增強型地熱系統的減碳情境設定如表 2.3.4.5 所示。

根據中華經濟研究院與台灣經濟研究院(2012)的估計，傳統淺層地熱的投資成本在 2020 年為 5,110 USD/kW，2025 年為 5,006 USD/kW，2030 年為 4,867 USD/kW，2035 年為 4,736 USD/kW；運維成本在 2020 年為 256 USD/kW，2025 年為 250 USD/kW，2030 年為 243 USD/kW，2035 年為 237 USD/kW。

增強型地熱系統的投資成本在 2020 年為 11,275 USD/kW，2025 年為 7,418 USD/kW，2030 年為 7,268 USD/kW，2035 年為 7,065 USD/kW；運維成本在 2020 年為 564 USD/kW，2025 年為 371 USD/kW，2030 年為 363 USD/kW，2035 年為 353 USD/kW。

表 2.3.4.4 傳統淺層地熱減碳情境的參數設定

	2020(f)	2025(f)	2030(f)	2035(f)
裝置容量 (MW)	4	66	115	150
容量因數	92%	92%	92%	92%
發電量 (TWh)	0.03	0.53	0.93	1.21
投資成本 (NTD/kW)	153,293	150,185	146,004	142,091
運維成本 (NTD/kW)	7,665	7,509	7,300	7,105

資料來源：中華經濟研究院與台灣經濟研究院（2012），但將其推估值往後遞延五年。

表 2.3.4.5 增強型地熱減碳情境的參數設定

	2020(f)	2025(f)	2030(f)	2035(f)
裝置容量 (MW)	0	0	35	50
容量因數	92%	92%	92%	92%
發電量 (TWh)	0	0	0.28	0.40
投資成本 (NTD/kW)	338,250	222,537	218,026	211,956
運維成本 (NTD/kW)	16,913	11,127	10,901	10,598

資料來源：中華經濟研究院與台灣經濟研究院（2012），但將其推估值往後遞延五年。

2.3.4.6 碳捕獲與封存

碳捕獲與封存（Carbon Capture and Storage, CCS）技術主要分為捕獲與封存兩個部分。碳捕獲是利用低溫法、薄膜分離、吸收、吸附或生物固定等技術，將發電所產生的二氧化碳分離並捕獲。碳封存的方式與地點包含了採用生物固定技術的生物封存、將二氧化碳與礦石進行碳化的礦化封存、將二氧化碳注入地質表面下的地下鹽水層、舊油氣田或是深層煤層等地下的地質封存及海洋封存等技術。

碳捕獲與封存（CCS）在電力的減碳應用上可從兩方面進行，一是新建含 CCS 設備的火力電廠，二是改建 2010 年之後建造（或在 2035 年時所剩年限仍大於 15 年）的火力電廠，加裝 CCS 設備。本研究新建 CCS 火力電廠的設定，僅針對燃煤電廠，未考慮燃氣與燃油電廠，因為在基準情境設定時，未來電力需求的增加由新建燃煤電廠補足，燃氣電廠與外島的燃油電廠裝置容量維持在 2016 年的大小不變，台灣本島的燃油電廠則正常除役後不再增設。新建 CCS 燃煤電廠設定值參考中華經濟研究院與台灣經濟研究院（2012）的推估值，但因其預估的潛力比較樂觀，故將其推估值往後遞延五年，如表 2.3.4.6 所示。假設 2025 年才有新建好的 CCS 燃煤電

廠，之後以每年新建 0.5GW 的速度增加，則到 2035 年新建 CCS 燃煤電廠的裝置容量可達 5.5GW。

表 2.3.4.6 新建 CCS 燃煤電廠減碳情境的參數設定

	2020(f)	2025(f)	2030(f)	2035(f)
裝置容量 (GW)	0	0.5	3.0	5.5
容量因數	85%	85%	85%	85%
發電效率	29%	30%	31%	32%
投資成本 (NTD /kW)	109,088	100,500	90,000	79,500
固定運維成本 (NTD /kW)	502.5	502.5	502.5	502.5
變動運維成本 (NTD /MWh)	67.5	67.5	67.5	67.5
運輸與儲存成本 (NTD /tCO _{2e})	765	765	765	855

資料來源：中華經濟研究院與台灣經濟研究院（2012），但將其推估值往後遞延五年。

根據中華經濟研究院與台灣經濟研究院（2012）的估計，新建 CCS 燃煤電廠的投資成本在 2020 年為 3,636 USD/kW，2025 年為 3,350 USD/kW，2030 年為 3,000 USD/kW，2035 年為 2,650 USD/kW；固定運維成本都是 16.75 USD/kW；變動運維成本都是 2.25 USD/MWh；運輸與儲存成本在 2020-2030 年都是 25.5 USD/tCO_{2e}，2035 年增加為 28.5 USD/tCO_{2e}。

改建 CCS 舊火力電廠只考慮燃煤和燃氣電廠，因為燃油電廠正常除役後，基準情境下的裝置容量在 2025-2035 年只剩約 0.3GW，為總裝置容量的 0.6%，占比很小。改建 CCS 燃煤與燃氣電廠設定值參考中華經濟研究院與台灣經濟研究院（2012）的推估值，但將其值往後遞延五年，如表 2.3.4.7 和表 2.3.4.8 所示。假設 2030 年才有改建好的 CCS 燃煤與燃氣電廠，推估到 2035 年時可改建 2015 年之後建造，且無 CCS 的燃煤電廠 40% 與燃氣電廠 10%。

根據中華經濟研究院與台灣經濟研究院（2012）的估計，改建 CCS 燃煤電廠的投資成本在 2020 年為 4,546 USD/kW，2025 年為 4,188 USD/kW，2030 年為 3,751 USD/kW，2035 年為 3,313 USD/kW；改建 CCS 燃氣電廠的投資成本在 2020 年為 2,110 USD/kW，2025 年為 2,054 USD/kW，2030 年為 2,037 USD/kW，2035 年為 2,020 USD/kW。改建 CCS 燃煤與燃氣電廠的固定運維、變動運維及運輸與儲存成本的設定原則上和新建 CCS 燃煤電廠一致。

表 2.3.4.7 改建 CCS 燃煤電廠減碳情境的參數設定

	2020(f)	2025(f)	2030(f)	2035(f)
燃煤電廠改建 CCS 比例	0%	0%	20%	40%
發電效率	25.5%	27%	28.5%	30%
投資成本 (NTD /kW)	136,380	125,640	112,530	99,390

資料來源：中華經濟研究院與台灣經濟研究院（2012），但將其推估值往後遞延五年。

表 2.3.4.8 改建 CCS 燃氣電廠減碳情境的參數設定

	2020(f)	2025(f)	2030(f)	2035(f)
燃氣電廠改建 CCS 比例	0%	0%	5%	10%
發電效率	37.5%	40%	42.5%	45%
投資成本 (NTD /kW)	63,300	61,620	61,110	60,600

資料來源：中華經濟研究院與台灣經濟研究院（2012），但將其推估值往後遞延五年。

2.3.4.7 生質能專燒、生質能與燃煤電廠共燃、海洋能

生質能專燒、生質能與燃煤電廠共燃及海洋能的設定，參考中華經濟研究院與台灣經濟研究院（2012）的推估值，但因其預估的潛力比較樂觀，本研究使用其推估值時，將其值往後遞延五年。

生質能專燒的裝置容量以燃燒廢棄物發電的焚化爐來估算，推估在 2020、2025 和 2030 年分別可達 0.85GW、0.93GW 和 1.37 GW，2035 年維持在 1.37 GW；容量因數使用本研究在基準情境中的設定，從 2020-2035 年都設為 55%；發電效率都設為 30%；投資成本在 2020 年為 2,579 USD/kW，2025 年為 2,542 USD/kW，2030 年為 2,528 USD/kW，2035 年為 2,513 USD/kW；固定運維成本在 2020 年為 90.27 USD/kW，2025 年為 88.97 USD/kW，2030 年為 88.47 USD/kW，2035 年為 87.97 USD/Kw；變動運維成本在 2020 年為 12.12 USD/MWh，2025 年為 11.94 USD/MWh，2030 年為 11.88 USD/MWh，2035 年為 11.81 USD/MWh；生質燃料是由垃圾轉化成熱值較高的固態廢棄物衍生燃料（RDF），其成本為每公噸 1,590 元台幣，以每公斤 4,870 千卡的熱值計算，則可換算成 281 NTD/MWh 或 8.69 USD/MWh。

生質能與燃煤電廠共燃是將 RDF 投入燃煤鍋爐中取代部分燃料煤，以達到二氧化碳減排的目的。由於本研究已有生質能專燒的減碳手段，為避免 RDF 供應不足，



生質能與燃煤電廠共燃以小規模改造部分燃煤電廠的進料系統，使其可共燃 5% RDF 的方式進行。此減量手段推估從 2025 年開始可改建 10% 的舊燃煤電廠，2030 和 2035 年分別可達成累計改建 15% 和 20% 的舊燃煤電廠，使其可混燒 5% 的 RDF，改建成本以 50 USD/kW 計算。新建燃煤電廠則以 15% 的比例設置生質能共燃系統，額外增加的成本為 9 USD/kW。

海洋能發電包括溫差發電、波浪發電、洋流發電、潮汐發電及鹽差發電，台灣的海洋能潛力較大者為洋流發電，但因技術尚未成熟，在未來 20 年的潛力有限，本研究採用中華經濟研究院與台灣經濟研究院（2012）的海洋能設定，並假設到 2025 年海洋能才開始運轉發電。海洋能的裝置容量推估在 2025、2030 和 2035 年分別可達 0.01GW、0.07GW 和 0.21GW；容量因數在 2025-2035 年都設為 30%；投資成本在 2020 年為 5,880 USD/kW，2025 年為 4,360 USD/kW，2030 年為 3,460 USD/kW，2035 年為 3,230 USD/kW；運維成本在 2020 年為 198 USD/kW，2025 年為 147 USD/kW，2030 年為 117 USD/kW，2035 年為 112 USD/Kw。

2.4 電力部門減量成本曲線

2.4.1 電力部門燃料配比與發電成本

若讓離岸風力與太陽光電的潛力達到上限，而且舊核能電廠正常除役，但核四商轉，並假設所有減量手段與減量情境設定都能實現，則減量情境下各種發電技術的裝置容量及其占比如表 2.4.1.1 所示。火力發電的裝置容量占比從 2020 年的 62.9% 降低到 2035 年的 19.9%；再生能源的裝置容量占比從 2020 年的 20.1% 增加到 2035 年的 75.0%，其中離岸風力與太陽光電兩者合計的裝置容量占比從 2020 年的 13.0% 增加到 2035 年的 69.6%；核能發電的裝置容量占比從 2020 年的 12.2% 降低到 2035 年的 2.6%。

表 2.4.1.1 電力部門減量情境各種發電技術的裝置容量及其占比

發電技術	裝置容量 (GW)				裝置容量占比 (%)			
	2020(F)	2025(F)	2030(F)	2035(F)	2020(F)	2025(F)	2030(F)	2035(F)
燃煤	10.48	9.59	4.26	0.50	19.5%	14.1%	5.0%	0.5%
燃氣	14.64	14.16	11.90	6.43	27.2%	20.8%	14.0%	6.3%
燃油	1.31	0.26	0.13	0.03	2.4%	0.4%	0.2%	0.0%
汽電共生	7.37	7.37	7.37	7.37	13.7%	10.8%	8.7%	7.2%
太陽光電	6.24	20.74	35.74	50.74	11.6%	30.4%	42.1%	49.6%
離岸風力	0.73	5.53	11.53	20.53	1.4%	8.1%	13.6%	20.0%
陸域風力	0.87	1.20	1.20	1.20	1.6%	1.8%	1.4%	1.2%
舊核能	3.87	—	—	—	7.2%	—	—	—
核四商轉	2.70	2.70	2.70	2.70	5.0%	4.0%	3.2%	2.6%
抽蓄水力	2.60	2.60	2.60	2.60	4.8%	3.8%	3.1%	2.5%
慣常水力	2.11	2.50	2.50	2.50	3.9%	3.7%	2.9%	2.4%
淺層地熱	0.00	0.07	0.12	0.15	0.0%	0.1%	0.1%	0.1%
增強型地熱	—	—	0.04	0.05	—	—	0.0%	0.0%
海洋能	—	0.01	0.07	0.21	—	0.0%	0.1%	0.2%
生質能專燒	0.85	0.93	1.37	1.37	1.6%	1.4%	1.6%	1.3%
生質能與燃煤電廠共燃	—	0.05	0.03	0.01	—	0.1%	0.0%	0.0%
新建燃煤 CCS	—	0.50	3.00	5.50	—	0.7%	3.5%	5.4%
改建燃煤 CCS	—	—	0.12	0.24	—	—	0.1%	0.2%
改建燃氣 CCS	—	—	0.13	0.27	—	—	0.2%	0.3%
總計	53.77	68.21	84.80	102.40	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%

說明：1. 「—」表示在該年度尚未有該項發電技術商轉或該發電技術已除役。

2. 汽電共生使用的燃料在 2020 年為煤，其餘各年為氣。

減量情境下各種發電技術的發電量及其占比如表 2.4.1.2 所示，火力發電的發電量占比從 2020 年的 74.1% 降低到 2035 年的 41.9%；再生能源的發電量占比從 2020 年的 7.9% 增加到 2035 年的 49.6%，其中離岸風力與太陽光電兩者合計的發電量占比從 2020 年的 3.2% 增加到 2035 年的 43.0%；核能的發電量占比從 2020 年的 16.8% 降低到 2035 年的 7.4%。

表 2.4.1.2 電力部門減量情境各種發電技術的發電量及其占比

發電技術	發電量 (TWh)				發電量占比 (%)			
	2020(F)	2025(F)	2030(F)	2035(F)	2020(F)	2025(F)	2030(F)	2035(F)
燃煤	73.49	45.42	18.67	2.21	27.4%	16.7%	6.7%	0.8%
燃氣	86.47	108.16	82.13	40.34	32.2%	39.7%	29.4%	13.9%
燃油	4.12	0.83	0.42	0.10	1.5%	0.3%	0.2%	0.0%
汽電共生	34.90	34.90	34.90	34.90	13.0%	12.8%	12.5%	12.1%
太陽光電	5.91	19.90	34.38	48.85	2.2%	7.3%	12.3%	16.9%
離岸風力	2.56	19.65	41.70	75.56	1.0%	7.2%	14.9%	26.1%
陸域風力	1.88	2.73	2.91	2.97	0.7%	1.0%	1.0%	1.0%
舊核能	23.83	—	—	—	8.9%	—	—	—
核四商轉	21.29	21.29	21.29	21.29	7.9%	7.8%	7.6%	7.4%
抽蓄水力	3.29	3.29	3.29	3.29	1.2%	1.2%	1.2%	1.1%
慣常水力	6.62	7.51	7.51	7.51	2.5%	2.8%	2.7%	2.6%
淺層地熱	0.03	0.53	0.93	1.21	0.0%	0.2%	0.3%	0.4%
增強型地熱	—	—	0.28	0.40	—	—	0.1%	0.1%
海洋能	—	0.03	0.18	0.55	—	0.0%	0.1%	0.2%
生質能專燒	4.08	4.45	6.58	6.58	1.5%	1.6%	2.4%	2.3%
生質能與燃煤電廠共燃	—	0.23	0.15	0.03	—	0.1%	0.1%	0.0%
新建燃煤 CCS	—	3.72	22.34	40.95	—	1.4%	8.0%	14.1%
改建燃煤 CCS	—	—	0.53	1.05	—	—	0.2%	0.4%
改建燃氣 CCS	—	—	0.85	1.76	—	—	0.3%	0.6%
總發電量	268.47	272.64	279.03	289.57	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%

說明：1. 「—」表示在該年度尚未有該項發電技術商轉或該發電技術已除役。

2. 汽電共生使用的燃料在 2020 年為煤，其餘各年為氣。

表 2.4.1.3 電力部門減量情境下各種發電技術的單位發電成本

單位：USD/MWh

發電技術	2020(F)	2025(F)	2030(F)	2035(F)
燃煤	112.6	120.2	122.6	125.8
燃氣	160.1	158.8	161.9	161.3
燃油	120.3	138.5	149.7	161.0
汽電共生	121.1	166.6	170.2	172.1
太陽光電	234.9	218.8	210.8	205.8
離岸風力	234.6	228.1	221.6	216.4
陸域風力	158.6	156.1	151.6	149.8
舊核能	106.0	—	—	—
核四商轉	98.1	98.1	98.1	98.1
抽蓄水力	75.0	75.0	75.0	75.0
慣常水力	132.2	134.7	134.7	134.7
淺層地熱	155.7	139.4	138.4	137.6
增強型地熱	—	—	167.0	166.4
海洋能	—	271.6	232.2	213.5
生質能專燒	159.1	159.0	158.4	158.4
生質能與燃煤電廠共燃	—	115.2	117.2	123.6
新建燃煤 CCS	—	164.1	161.9	161.8
改建燃煤 CCS	—	—	211.5	214.5
改建燃氣 CCS	—	—	203.6	203.9
平均發電成本	132.3	156.3	168.6	178.3

說明：1.「—」表示在該年度尚未有該項發電技術商轉或該發電技術已除役。

2.汽電共生的發電成本根據其使用的燃料，在 2020 年使用煤，其餘各年使用天然氣，因此 2020 年的成本比其餘各年便宜。

本研究減量情境下各種發電技術的單位發電成本如表 2.4.1.3 所示。由於燃煤與燃氣的燃料價格預測值逐年上漲，燃煤的燃料價格從 2020 年每噸 80.50 美元 (USD/ton) 增加到 2035 年的 97.19 USD/ton，燃氣的燃料價格從 2020 年每 10.55 美元 (USD/mmbtu^[51]) 增加到 2035 年的 11.5 USD/mmbtu (World Energy Outlook, 2017)，使燃煤的單位發電成本從 2020 年約 112.6 USD/MWh (約 3.64 元台幣/度) 增加到

^[51] mmbtu(million metric British thermal units)是能量單位，隨天然氣品質不同，1Mcf (一千立方英尺)的天然氣燃燒後可產生 1.01~1.07mmbtu 不等的能量。

2035 年的 125.8 USD/MWh (約 4.06 元台幣/度)，燃氣的單位發電成本從 2020 年約 160.1 USD/MWh (約 5.17 元台幣/度) 增加到 2035 年的 161.3 USD/MWh (約 5.21 元台幣/度)。離岸風力與太陽光電的單位發電成本比傳統發電技術高，但不需使用燃料，單位發電成本隨著技術的進步與學習率的影響逐年降低；離岸風力從 2020 年約 234.6 USD/MWh (約 7.58 元台幣/度) 降低到 2035 年的 216.4 USD/MWh (約 6.99 元台幣/度)，太陽光電從 2020 年約 234.9 USD/MWh (約 7.58 元台幣/度) 降低到 2035 年的 205.8 USD/MWh (約 6.65 元台幣/度)。核四的發電成本因為不包含過去已投入的資本，且在 2020 年完成建置，運維成本與燃料成本不隨時間改變，加上本研究只考慮技術成本，未全面設算核能風險的社會與經濟成本，所以核四的發電成本在 2020~2035 年都低於火力發電，都是 98.1 USD/MWh (約 3.17 元台幣/度)。電力部門總發電成本的加權平均值從 2020 年約 132.3 USD/MWh (約 4.28 元台幣/度) 增加到 2035 年的 178.3 USD/MWh (約 5.76 元台幣/度)，主要是單位發電成本高的離岸風力與太陽光電發電量占比大幅增加，使這兩個發電技術的權重增加所致。

2.4.2 與政策目標的比較

政府的能源政策希望到 2025 年時達到非核家園的目標，政府規劃再生能源發電比例提高到 20%，燃氣發電提高到 50%，燃煤發電降低到 30% (能源政策專案報告，2018)。本報告前述的減量情境設定為舊核能電廠正常除役但核四商轉 (情境一)，我們也另外考慮舊核能電廠正常除役且核四封存的減量情境 (情境二)，兩種減量情境在 2025 年各種燃料發電的占比與政府目標的比較如表 2.4.2.1。

情境一發電量與政府目標的差異，除了減量手段以再生能源優先外，還採用核四、舊燃煤電廠提早除役、燃煤轉燃氣、生質能與煤共燃、新建燃煤 CCS、改建燃煤 CCS 和改建燃氣 CCS 等手段減碳。我們將再生能源的潛力最大化，先取代新建中和預計新建的燃煤電廠及預計新建的燃氣電廠 (保留新建中的燃氣電廠)，有剩餘的再取代提早除役的燃煤與燃油電廠 (燃氣電廠不提早除役)。接著進行燃煤轉燃氣的減量手段，除將汽電共生所使用的燃料從煤完全改為天然氣之外，還有三種燃煤轉燃氣的方式：方式 (1) 提高新建燃氣電廠的容量因數和方式 (2) 新建燃氣電廠，兩者所增加的燃氣發電量可避免新建燃煤電廠；方式 (3) 提高舊燃氣電廠的容量因數，增加的發電量可取代舊燃煤電廠的發電量，降低舊燃煤電廠的容量因數。因此情境一的燃煤發電量占比小於政府目標，燃氣占比大於政府目標，兩者的合計占比 (70.5%) 小於政府目標 (80%)。情境二與情境一的差異主要是沒有核四，核四的

發電量主要由燃煤與燃氣發電補足，因此情境二的燃煤與燃氣發電量合計占比（78.2%）高於有核能的情境一，但仍小於政府目標（80%）。

表 2.4.2.1 本研究 2025 年減量情境發電量占比與政府目標的比較

發電技術	本研究減量情境		政府目標
	情境一	情境二	
燃煤	18.0%	22.5%	30%
燃氣	52.5%	55.7%	50%
再生能源	20.2%	20.2%	20%
燃油	0.3%	0.3%	—
抽蓄水力	1.2%	1.2%	—
核四商轉	7.8%	—	—

說明：

1. 情境一為舊核能電廠正常除役但核四商轉。
2. 情境二為舊核能電廠正常除役且核四封存。
3. 燃煤包含所有使用煤的發電技術，如表 2.4.1.2 中的燃煤、新建燃煤 CCS 與改建燃煤 CCS；燃氣則包含汽電共生。
4. 再生能源包含太陽光電、離岸風力、陸域風力、慣常水力、地熱、海洋能、生質能和生質能與煤共燃，太陽光電與離岸風力合計占再生能源的 71.9%。

資料來源：本研究；能源政策專案報告（2018）。

本研究兩種情境再生能源的發電量占比，在 2025 年都略大於政府的目標，顯示若只考慮技術潛力（包含建造速度），政府 2025 年再生能源的發電目標是有可能達到的。兩種減量情境在 2025 年的裝置容量與發電量潛力推估與政府目標的比較如表 2.4.2.2 所示，本研究太陽光電、陸域風力與生質能的裝置容量潛力推估值大於或等於政府規劃量，但發電量卻都小於政府規劃的目標。根據能源局《風力發電 4 年推動計畫》中的再生能源發電量，比對其相對應的裝置容量大小，可知政府目標中太陽光電、陸域風力、生質能與離岸風力所使用的容量因數都大於本研究，慣常水力與地熱的容量因數則都小於本研究。因為能源局《風力發電 4 年推動計畫》中只有 2020 和 2025 年的再生能源發電量與裝置容量，我們不清楚其推估值的資料來源，本研究需要各類再生能源 2020-2035 年的容量因數，設定方式採用歷史資料或根據國際發展趨勢（如離岸風力），容量因數的設定可能太過樂觀或過於保守，為求資料的一致性，我們仍延用本研究原來的設定。

表 2.4.2.2 本研究 2025 年減量情境裝置容量與發電量和政府目標的比較

發電技術	裝置容量 (GW)			發電量 (TWh)		
	情境一	情境二	政府目標	情境一	情境二	政府目標
燃煤	9.59	11.19	—	45.42	57.66	—
燃氣	21.53	23.08	—	143.06	151.97	—
燃油	0.26	0.29	—	0.83	0.90	—
太陽光電	20.74	20.74	20.00	19.90	19.90	25.00
離岸風力	5.53	5.53	3.00	19.65	19.65	11.10
陸域風力	1.20	1.20	1.20	2.73	2.73	2.90
核四商轉	2.70	0.00	—	21.29	—	—
抽蓄水力	2.60	2.60	—	3.29	3.29	—
慣常水力	2.50	2.50	2.15	7.51	7.51	4.80
淺層地熱	0.07	0.07	0.20	0.53	0.53	1.30
海洋能	0.01	0.01	—	0.03	0.03	—
生質能專燒	0.93	0.93	0.81	4.45	4.45	5.90
生質能與燃煤電廠共燃	0.05	0.06	—	0.23	0.30	—
新建燃煤 CCS	0.50	0.50	—	3.72	3.72	—
燃料電池	0.0	0.0	0.06	0.0	0.00	0.50

說明：汽電共生使用的燃料在 2025 年為天然氣，所以表格中的燃氣包含汽電共生。
資料來源：本研究、能源局《風力發電 4 年推動計畫》。

2.4.3 電力部門減量成本曲線

在舊核能電廠正常除役但核四商轉的減量情境一條件下，未來電力部門的二氧化碳排放量可從 2020 年的 130.8 百萬噸二氧化碳 (MtCO₂e) 降到 2035 年的 33.0 MtCO₂e (表 2.4.3.1)；若與基準情境電力部門的二氧化碳排放量比較，則在 2020 年減量情境一的二氧化碳排放量減幅為基準情境的 16.4%，2035 年的減幅更可高達基準情境的 82.3% (圖 2.4.3.1)。電力的碳排放係數在減量情境一 (有核能) 的條件下明顯降低 (表 2.4.3.2)，從 2020 年的每度電排放 0.49 公斤二氧化碳 (kgCO₂e/kWh) 降到 2035 年的 0.11 kgCO₂e/kWh。

相較之下，在舊核能電廠正常除役且核四不商轉的減量情境二條件下 (無核能)，因核四不商轉的發電量缺口主要由燃煤與燃氣發電補足，情境二未來的二氧化碳排放量都比情境一大 (表 2.4.3.1)，二氧化碳排放量的減幅都比情境一小，電力的碳排放係數雖比基準情境明顯降低 (表 2.4.3.2)，但都比情境一大。

表 2.4.3.1 電力部門基準與減量情境的二氧化碳排放量

單位：MtCO₂e

項目	2020(F)	2025(F)	2030(F)	2035(F)
基準情境	156.43	176.68	181.16	185.99
減量情境一	130.82	93.27	62.00	33.00
減量情境二	147.89	106.55	73.34	43.58
減量情境一減幅	16.37%	47.21%	65.77%	82.26%
減量情境二減幅	5.46%	39.69%	59.52%	76.57%

說明：情境一為舊核能電廠正常除役但核四商轉（有核能）。

情境二為舊核能電廠正常除役且核四封存（無核能）。

表 2.4.3.2 電力部門基準與減量情境的碳排放係數

單位：kgCO₂e/kWh

項目	2020(F)	2025(F)	2030(F)	2035(F)
基準情境	0.58	0.65	0.65	0.64
減量情境一	0.49	0.34	0.22	0.11
減量情境二	0.55	0.39	0.26	0.15

說明：情境一為舊核能電廠正常除役但核四商轉（有核能）。

情境二為舊核能電廠正常除役且核四封存（無核能）。

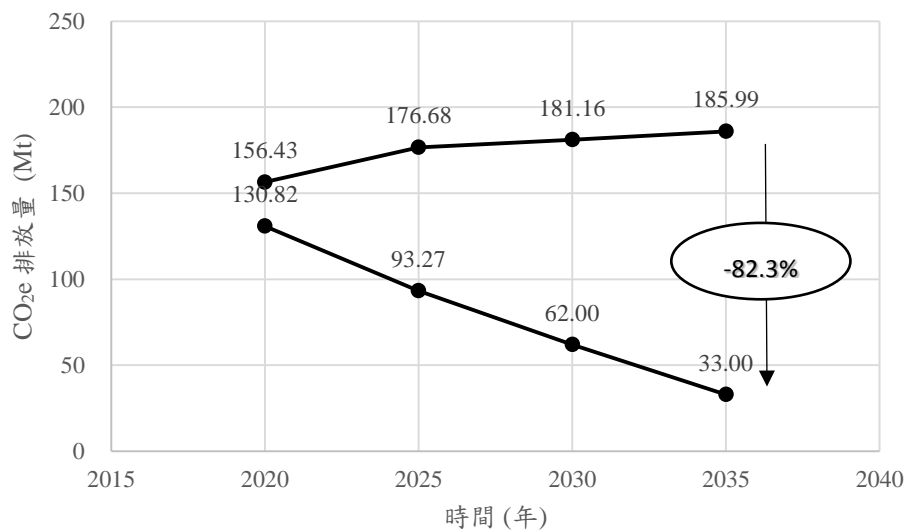


圖 2.4.3.1 電力部門基準情境與減量情境一的CO₂排放量



電力部門減量情境一(有核能)的減碳潛力與成本(相對於基準情境)如表 2.4.3.3 所示，減碳潛力從 2020 年的 25.6 MtCO₂e/yr 增加到 2035 年的 153.0 MtCO₂e/yr；各種減量手段加權平均的減量成本，從 2020 年的 36.3 美元/噸二氧化碳(USD/ tCO₂e) 增加到 2035 年的 96.7 USD/ tCO₂e，相當於每噸二氧化碳減量成本從 2020 年的台幣 1,174 元增加到 2035 年的 3,126 元，增幅為 2020 年的 1.7 倍。核四商轉的減量成本為負值，從 2020 年的-20.5 美元(約台幣-664 元)降低到 2035 年的-31.8 美元(約台幣-1,028 元)，這是因為核四的發電成本不包含過去已投入的資本，且本研究只考慮技術成本，未全面設算核能風險的社會與經濟成本，使核四的發電成本低於其所替代的火力發電成本所致。

表 2.4.3.3 電力部門減量情境一的減量潛力與成本

減量手段	減量潛力 (MtCO ₂ e/yr)				單位減量成本 (USD/ tCO ₂ e)			
	2020(F)	2025(F)	2030(F)	2035(F)	2020(F)	2025(F)	2030(F)	2035(F)
電力需求減少	10.48	19.17	24.60	28.31	—	—	—	—
太陽光電	3.65	13.39	24.03	32.40	155.62	141.51	128.01	123.05
離岸風力	1.95	13.98	30.26	51.17	158.38	157.69	144.53	140.08
陸域風力	0.33	0.91	1.04	1.05	54.78	50.36	47.75	45.23
核四商轉	16.24	15.48	15.40	15.32	-20.54	-27.63	-29.80	-31.82
慣常水力	0.04	0.68	0.66	0.65	37.23	52.32	50.51	48.70
淺層地熱	0.02	0.38	0.67	0.82	54.98	33.39	29.85	24.34
增強型地熱	—	—	0.21	0.27	—	—	68.38	65.87
海洋能	—	0.02	0.14	0.37	—	220.05	156.68	135.22
生質能專燒	0.39	0.64	2.23	2.03	58.84	57.21	55.26	52.65
生質能與燃煤電廠共燃	—	0.19	0.12	0.03	—	15.41	35.17	186.52
新建燃煤 CCS	—	2.20	14.02	22.99	—	81.89	72.95	70.84
改建燃煤 CCS	—	—	0.38	0.76	—	—	123.41	125.55
改建燃氣 CCS	—	—	0.25	0.52	—	—	177.90	174.56
燃氣替代燃煤方法(1)	0.00	0.25	0.29	0.33	0.00	63.19	66.81	67.54
燃氣替代燃煤方法(2)	0.00	3.13	3.28	3.35	0.00	76.46	80.12	80.88
燃氣替代燃煤方法(3)	2.97	12.29	6.31	1.07	115.20	112.58	117.51	118.81
汽電共生改燃氣	—	19.87	19.87	19.87	—	75.33	79.92	81.41
合計/平均(含電力需求減少)	36.09	102.58	143.76	181.31	—	—	—	—
合計/平均(不含電力需求減少)	25.6	83.4	119.2	153.0	36.3	85.4	92.2	96.7

說明：

1. 情境一為舊核能電廠正常除役但核四商轉。
2. 「—」表示在該年度尚未有該項發電技術商轉、該技術不商轉或無資料。
3. 電力需求減少的減量潛力為電力需求部門用電量減少，避免新建燃煤與燃氣電廠所減少的碳排放量，僅供參考，不列入電力部門的減量潛力與成本計算。

減量情境二（無核能）的減碳潛力從 2020 年的 8.5 MtCO₂e/yr 增加到 2035 年的 142.4 MtCO₂e/yr(表 2.4.3.4); 各種減量手段加權平均的減量成本, 從 2020 年的 132.1

USD/ tCO₂e降低到 2030 年的 110.4 USD/ tCO₂e，2035 年再增加為 111.2 USD/ tCO₂e（表 2.4.3.4）；相當於每噸二氧化碳減量成本從 2020 年的台幣 4,268 元降低到 2030 年的 3,569 元，再增加為 2035 年的 3,595 元；2035 年的減量成本比 2020 年減少 15.8%。

表 2.4.3.4 電力部門不同減量情境的減量潛力及其占比與減量成本

減量情境	減量技術	減量潛力 (MtCO ₂ e/yr)				減量潛力占比 (%)			
		2020(F)	2025(F)	2030(F)	2035(F)	2020(F)	2025(F)	2030(F)	2035(F)
情境一	離岸風力與太陽光電	5.60	27.37	54.29	83.56	22%	33%	46%	55%
	核能	16.24	15.48	15.40	15.32	63%	19%	13%	10%
	燃氣替代燃煤	2.97	35.54	29.75	24.62	12%	43%	25%	16%
	新建與改建火力電廠的 CCS		2.20	14.65	24.27	0%	3%	12%	16%
	其他減量技術	0.80	2.82	5.07	5.22	3%	3%	4%	3%
	總計	25.61	83.41	119.15	152.99	100%	100%	100%	100%
情境二	離岸風力與太陽光電	5.38	26.72	53.61	82.78	63%	38%	50%	58%
	燃氣替代燃煤	2.35	38.47	33.83	28.68	28%	55%	31%	20%
	新建與改建火力電廠的 CCS		2.12	15.30	25.68	0%	3%	14%	18%
	其他減量技術	0.80	2.83	5.07	5.27	9%	4%	5%	4%
	總計	8.54	70.14	107.82	142.41	100%	100%	100%	100%
單位減量成本 (USD/ tCO ₂ e)		2020(F)	2025(F)	2030(F)	2035(F)				
情境一（有核能）		36.3	85.4	92.2	96.7				
情境二（無核能）		132.1	110.9	110.4	111.2				

說明：1. 情境一為舊核能電廠正常除役但核四商轉；情境二為舊核能電廠正常除役且核四封存。

2. 燃氣替代燃煤包含燃氣替代燃煤方法 (1) ~ (3) 和汽電共生改燃氣。

情境二（無核能）的減量潛力比情境一（有核能）小，減量成本比情境一大，尤其在再生能源減量技術尚未大量實施的 2020 年，情境二的減碳潛力主要是以單位減量成本較昂貴的離岸風力與太陽光電和燃氣替代燃煤為主，分別占 63% 和 28%；情境一的減碳潛力則以單位減量成本為負值的核能為主，占 63%，其次才是離岸風



力與太陽光電（22%）和燃氣替代燃煤（12%）；不同減量技術的減量潛力占比，使 2020 年情境二的單位減量成本比情境一貴 95.8 USD/tCO_{2e}。2025~2035 年兩種情境的離岸風力與太陽光電減量潛力占比都逐年增加，但除核能外，情境二各種減量技術在各年的減量潛力占比都大於情境一，使情境二的減量成本都大於情境一，且因情境一核能的減量潛力占比逐年降低，使兩種情境各年的單位減量成本差異逐漸縮小。

此外，在 2020~2035 年情境一（有核能）的離岸風力與太陽光電減量潛力都略比情境二（無核能）大，主要是我們所使用的減量成本曲線模型，會根據減量技術的成本排序，先使用便宜的減量技術，且減量技術的發電量會優先取代新建燃煤與燃氣的發電量，以避免新建燃煤與燃氣電廠的方式來減碳，取代完新建燃煤與燃氣電廠後，有剩餘的發電量再取代提早除役的燃煤與燃油電廠發電量。情境一因核能的單位減量成本較低，優先替代掉新建燃煤與燃氣電廠的發電量，離岸風力與太陽光電的單位減量成本較高，排序較後面，可替代的新建燃煤與燃氣電廠的發電量因而比無核能的情境二略低，所替代的提早除役舊電廠的發電量則比情境二略增；因新建電廠的發電效率比提早除役的舊電廠高，碳排放係數比舊電廠低，使情境一離岸風力與太陽光電的減碳潛能比情境二大。

以減量情境一（有核能）為例，未來到 2035 年間本研究的減量成本曲線如圖 2.4.3.2~圖 2.4.3.5 所示。在 2020 年時，因部分減量技術尚未成熟或大量實施，且受限於天然氣接收站的產能，減量手段主要為核四商轉、太陽光電、燃氣替代燃煤方法（3）與離岸風力，這四種技術的減量潛力分別占電力部門總潛力(不含電力需求減少)25.61 MtCO_{2e}/yr的 63.4%、14.2%、11.6%與 7.6%，合計共占 96.9%；單位減量成本以核能的-20.5 USD/tCO_{2e}最低，離岸風力、太陽光電和燃氣替代燃煤方法（3）的單位減量成本則為較昂貴的前三名，分別為 158.4、155.6 和 115.2 USD/tCO_{2e}，2020 年加權平均值的單位減量成本為 36.3 USD/tCO_{2e}。

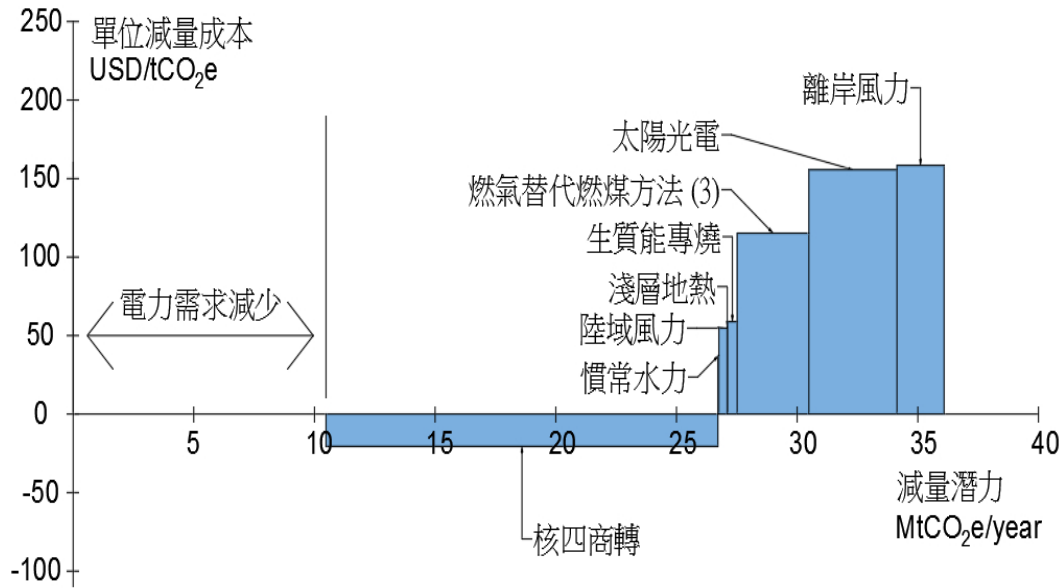


圖 2.4.3.2 電力部門減量情境一（有核能）在 2020 年的減量成本曲線

2025 年時，天然氣接收站的產能已足夠供應所有燃氣替代燃煤的減量手段，減量潛力較大的減量技術分別為汽電共生改燃氣（約占電力總減量潛力的 24%）、核能（約 19%）、離岸風力（約 17%）、太陽光電（約 16%）、燃氣替代燃煤方法（3）（約 15%），這五項技術合計約占電力總減量潛力的 90%；其次則為燃氣替代燃煤方法（2）和新建燃煤 CCS，減量潛力分別約占電力總減量潛力的 4% 與 3%；其他的陸域風力、慣常水力、生質能專燒、淺層地熱等減量技術的減量潛力，合計占不到電力總減量潛力的 4%；推估電力部門在 2025 年的總減量潛力約為 83.4 MtCO₂e/yr（不含電力需求減少）。單位減量成本較高的離岸風力、太陽光電、燃氣替代燃煤方法（3）與汽電共生改燃氣，因其減量潛力的占比也比較大，使 2025 年加權平均的單位減量成本大幅提高為 85.4 USD/tCO₂e。

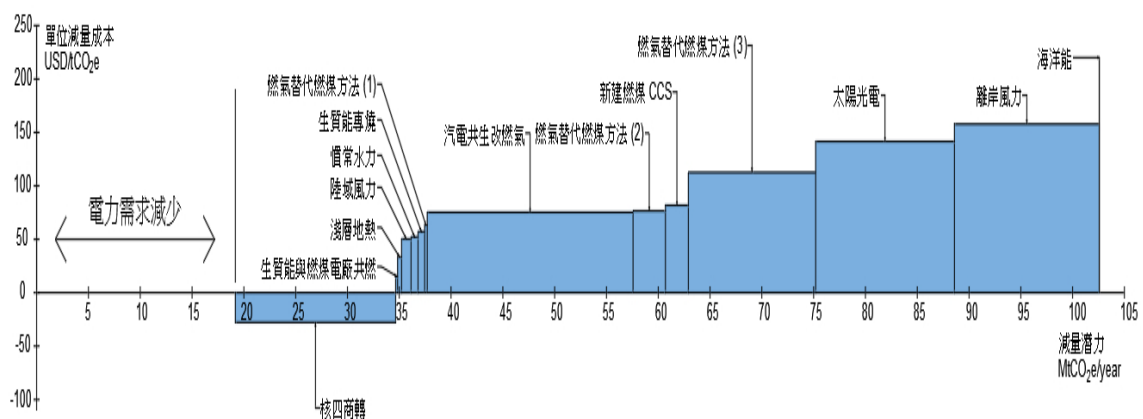


圖 2.4.3.3 電力部門減量情境一（有核能）在 2025 年的減量成本曲線

2030 年因各種發電技術成熟，假設所有減碳技術都會積極展開，減量潛力較大的技術有離岸風力（約占電力總減量潛力的 25%）、太陽光電（約 20%）、汽電共生改燃氣（約 17%）、核能（約 13%）、新建燃煤 CCS（約 12%），這五項技術合計約占電力總減量潛力的 87%；其次為燃氣替代燃煤方法（3）和（2）與生質能專燒，減量潛力分別約占電力總減量潛力的 5%、3%與 2%；其他技術的減量潛力合計約占電力總減量潛力的 3%；推估電力部門 2030 年合計的減量潛力為 119.2 MtCO₂e/yr（不含電力需求減少）。單位減量成本較高的離岸風力、太陽光電、汽電共生改燃氣與新建燃煤 CCS，因其減量潛力的占比較大，使 2030 年加權平均的單位減量成本提高為 92.2 USD /tCO₂e。

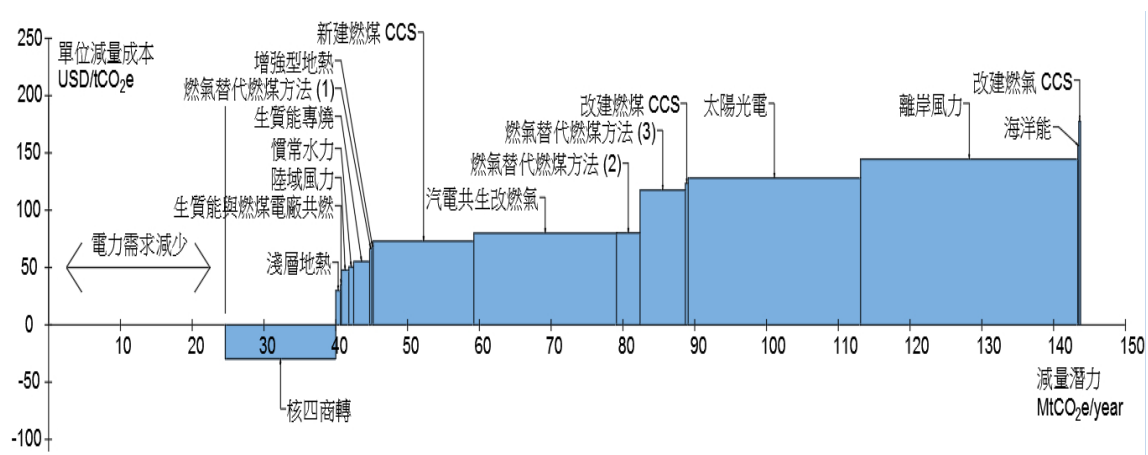


圖 2.4.3.4 電力部門減量情境一（有核能）在 2030 年的減量成本曲線

2035 年離岸風力、太陽光電與新建燃煤 CCS 電廠的裝設量持續增加，推估電力部門合計的減量潛力約 153.0 MtCO₂e/yr（不含電力需求減少），減量潛力較大的技術有離岸風力（約占電力總減量潛力的 33%）、太陽光電（約 21%）、新建燃煤 CCS（約 15%）、汽電共生改燃氣（約 13%）、核能（約 10%），這五項技術合計約占電力總減量潛力的 93%；其次為燃氣替代燃煤方法（2）、生質能專燒與燃氣替代燃煤方法（3），減量潛力分別約占電力總減量潛力的 2.2%、1.3%與 0.7%；其他技術的減量潛力合計約占電力總減量潛力的 3%。單位減量成本較高的離岸風力、太陽光電、汽電共生改燃氣與新建燃煤 CCS，因其減量潛力的占比較大，使 2035 年加權平均的單位減量成本提高為 96.7 USD/tCO₂e。

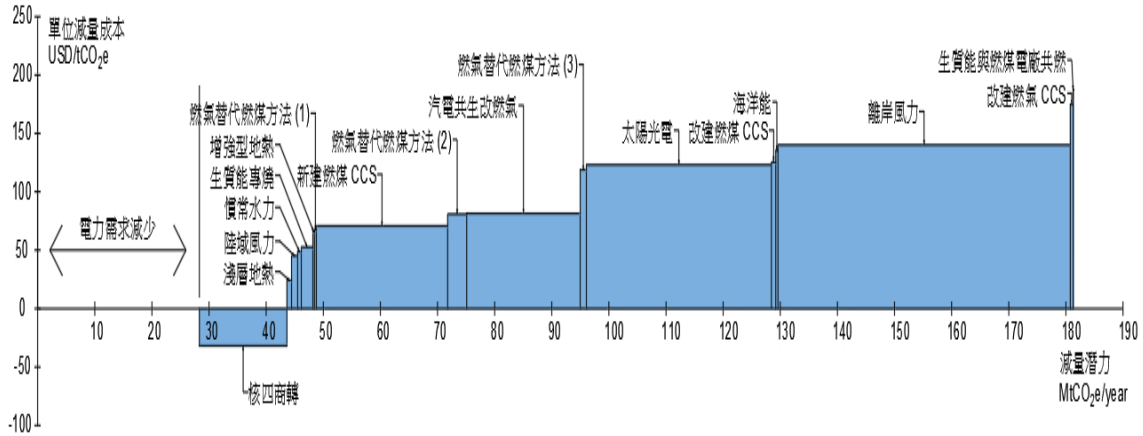


圖 2.4.3.5 電力部門減量情境一（有核能）在 2035 年的減量成本曲線

減碳的主要途徑包括技術面和行為面。技術面途徑是在不必然減少經濟活動量的條件下，採用新進的節能減碳技術；行為面的途徑是改變我們的生活方式或直接減少我們的生產消費量（少開車、改乘大眾運輸工具），藉此降低能源消費。減量成本曲線為減碳技術面的供給潛能，故減量成本曲線所推算出來的供給面減量潛力不必然會自動實現，會因為社會、經濟、政策等因素，而有實現的障礙和挑戰。本報告不包含消費行為和生產模式調整的潛力，如考量消費行為面和生產模式調整的話，減碳潛力會更大。

2.5 敏感度分析

本研究執行折現率的敏感度測試，將折現率由原本的 3%，調高至 5% 及調低至 1%，觀察不同折現率對減量潛力與單位減量成本的影響。由表 2.5.1 的結果可觀察到當折現率由 1% 增加到 5% 時，減量潛力不受影響，各年的加權平均單位減量成本則隨著折現率而增加。年金化後的資本成本隨著折現率提高（調低）而增加（減少），以 2035 年為例，電力部門在折現率 3% 時，單位減量成本為 96.7 USD/tCO₂e；當折現率提高到 5%，單位減量成本會提高到 110.6 USD/tCO₂e；當折現率調低到 1%，單位減量成本會減少到 84.2 USD/tCO₂e。

表 2.5.1 電力部門折現率敏感度分析總體結果比較（不含電力需求減少）

單位：減量潛力 (MtCO₂e)；減量成本 (USD/tCO₂e)

折現率	2020		2025		2030		2035	
	減量潛力	單位減量成本	減量潛力	單位減量成本	減量潛力	單位減量成本	減量潛力	單位減量成本
1%	25.6	30.2	83.4	79.2	119.2	82.2	153.0	84.2
3%	25.6	36.3	83.4	85.4	119.2	92.2	153.0	96.7
5%	25.6	43.1	83.4	92.2	119.2	103.2	153.0	110.6

造成單位減量成本改變的主要原因為發電成本的改變，圖 2.5.1 為 2035 年折現率 1%、3% 及 5% 時各種發電技術的發電成本比較圖。由圖可明顯看出，折現率較高時，各種發電技術的發電成本都比較高，但由於減量技術發電成本隨折現率增加的幅度比傳統化石燃料高，使折現率較高時的整體減量成本比折現率較低時的整體減量成本高，在減量潛力不隨折現率改變的情況下，導致折現率較高時的單位減量成本也會比較高。在折現率 1% 的情況下，電力部門的平均發電成本約為 169 USD/MWh，3% 時約為 178 USD/MWh，5% 時約為 188 USD/MWh，整體發電成本也隨折現率的增加而增加。

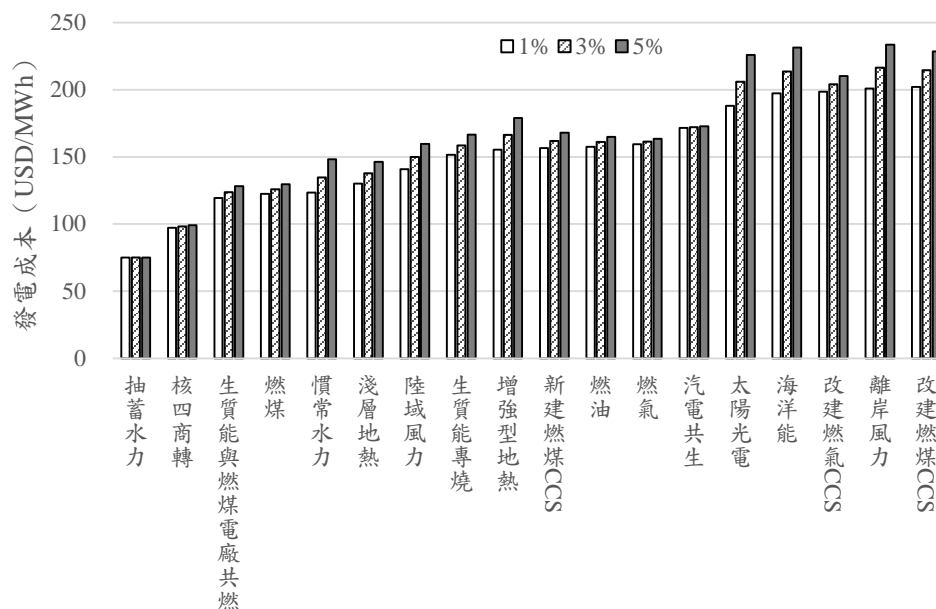


圖 2.5.1 2035 年不同折現率發電成本之比較



2.6 小結

電力部門的減碳技術潛力包括下列各種手段：(a) 電力消費部門的能源效率提升，(b) 再生能源發電，(c) 核能發電，(d) 燃氣發電替代燃煤發電，(e) 火力電廠的碳捕捉與封存。再生能源技術包括風力發電、太陽光電、慣常水力、生質能、地熱和海洋能等。

評估減量情境一（有核能）的結果是，從技術潛力的角度來看，到 2035 年時離岸風力和太陽光電的裝置容量可分別有 20.53 GW 與 50.74 GW 的潛力。與此對應的發電量是 75.56 TWh 與 48.85 TWh，分別達總發電量的 26.1% 與 16.9%，兩者合計占 43%。若離岸風力和太陽光電所取代的發電量來自火力電廠，則其二氧化碳的減量潛力分別為 51.17 和 32.40 百萬噸/年，共計 83.56 百萬噸/年，占電力總減碳潛力（不含電力消費部門的能源效率提升）的 54.62%，可使 2035 年電力的二氧化碳排放量從電力基準情境的 186 百萬噸降為 102.4 百萬噸，降幅達 44.9%；2035 年離岸風力和太陽光電的減碳成本分別為 140 USD/tCO₂e 與 123 USD/tCO₂e（見下表），兩者的投資總額合計約占 2017 年 GDP 的 1.93%。

如果考慮核能的減碳潛力，我們以舊核能電廠正常除役但核四商轉的裝置容量來計算；在 2035 年，其裝置容量 2.7GW 占所有電力裝置的 2.6%，發電量 21.29TWh 占電力的 7.4%，減碳潛力為 15.32 百萬噸/年，占電力總減碳潛力的 10%，相對於 2035 年電力基準情境的二氧化碳排放量，降幅可達 8.2%。單位減碳成本為 -31.82 USD/tCO₂e（見下表）。

燃煤發電的碳排放係數為燃氣發電的兩倍多，以燃氣發電來取代燃煤發電也是一種減碳手段。燃氣電廠可透過三種方式增加發電量來替代燃煤發電，(1) 提高新建燃氣電廠的容量因數，增加的發電量可避免新建燃煤電廠；(2) 新建燃氣電廠替代新建燃煤電廠；(3) 降低舊燃煤電廠的發電量（容量因數），由提高舊燃氣電廠的發電量取代。另外，汽電共生的鍋爐可使用煤、油和天然氣等不同的燃料，目前所使用的燃料以煤為主，若是將汽電共生的燃料改為天然氣，也是另一種燃氣替代燃煤的方式。考慮天然氣接收站的新建與擴建潛力，要到 2025 年才有足量的天然氣可同時供應上述所有燃氣替代燃煤的減碳方式。受限於 2020 年的天然氣供應量，燃氣替代燃煤的減碳方式僅採用方式 (3)，2025-2035 年則可最大化實施所有燃氣替代燃煤的減碳手段。評估的結果是方式 (1) 在 2025-2035 年的減碳量平均為 0.29 百萬噸/年，減量成本平均為 65.85 USD/tCO₂e；方式 (2) 的減碳量平均為 3.26 百萬噸/年，

減量成本平均為 79.15 USD/tCO₂e；方式（3）的減碳量變化較大，在 2020-2035 年的減碳量介於 1.07-12.29 百萬噸/年，減量成本平均為 116.03 USD/tCO₂e；汽電共生改燃氣後的減碳量為 19.87 百萬噸/年，2025-2035 年的減量成本平均為 78.89 USD/tCO₂e；四種燃氣替代燃煤的減碳潛力合計在 2035 年可達 24.62 百萬噸/年，占電力總減碳潛力的 16.1%，相對於 2035 年電力基準情境的 186 百萬噸二氧化碳排放量，降幅可達 13.2%。

表 2.6.1 離岸風力、太陽光電與核能的減量情境假設與減量潛力表

發電技術	項目	2020(F)		2025(F)		2030(F)		2035(F)	
		大小	占比	大小	占比	大小	占比	大小	占比
離岸風力	裝置容量 (GW)	0.73	1.4%	5.53	8.1%	11.53	13.6%	20.53	20.0%
	發電量 (TWh)	2.56	1.0%	19.65	7.2%	41.70	14.9%	75.56	26.1%
	減碳量 (MtCO ₂ e/yr)	1.95	7.6%	13.98	16.8%	30.26	25.4%	51.17	33.4%
	減量成本 (USD/tCO ₂ e)	158.38	—	157.69	—	144.53	—	140.08	—
太陽光電	裝置容量 (GW)	6.24	11.6%	20.74	30.4%	35.74	42.1%	50.74	49.6%
	發電量 (TWh)	5.91	2.2%	19.90	7.3%	34.38	12.3%	48.85	16.9%
	減碳量 (MtCO ₂ e/yr)	3.65	14.2%	13.39	16.1%	24.03	20.2%	32.40	21.2%
	減量成本 (USD/tCO ₂ e)	155.62	—	141.51	—	128.01	—	123.05	—
核能	裝置容量 (GW)	2.70	5.0%	2.70	4.0%	2.70	3.2%	2.70	2.6%
	發電量 (TWh)	21.29	7.9%	21.29	7.8%	21.29	7.6%	21.29	7.4%
	減碳量 (MtCO ₂ e/yr)	16.24	63.4%	15.48	18.6%	15.40	12.9%	15.32	10.0%
	減量成本 (USD/tCO ₂ e)	-20.54	—	-27.63	—	-29.80	—	-31.82	—

說明：裝置容量、發電量與減碳量的占比，指的是占有所有發電技術的比例；另外還有其他減碳手段未列在表格中，包含燃氣替代燃煤發電、火力電廠的碳捕捉與封存（CCS）、生質能專燒、生質能與煤共燃、地熱、陸域風力、慣常水力和海洋能，因此表格中的占比總和會低於 100%。

碳捕獲與封存（CCS）在電力的減碳應用上可從兩方面進行，一是新建含 CCS 設備的火力電廠，二是改建 2010 年之後建造的火力電廠，加裝 CCS 設備。本研究假設新建 CCS 燃煤電廠從 2025 年開始每年裝設 500MW，在 2035 年的潛力可達 5.5GW，發電量為 40.95TWh，占總發電量的 14.1%，減碳潛力可達 2,299 萬噸/年；改建燃煤和燃氣電廠的 CCS 在 2035 年的潛力分別可達 0.24GW 和 0.27GW，發電量分別為 1.05TWh 和 1.76TWh，各占總發電量的 0.4% 和 0.6%，減碳潛力分別為 76 萬噸/年和 52 萬噸/年；合計新建與改建火力電廠的 CCS 在 2035 年的減碳潛力可達 2,427 萬噸/年，占電力總減碳潛力的 15.9%，可讓電力部門的二氧化碳排放量比基準情境減少

13%，平均單位減碳成本為 74.78 USD/tCO₂e。

另外還有生質能專燒、生質能與煤共燃、地熱、陸域風力、慣常水力、海洋能等減量手段，在 2035 年的裝置容量合計有 5.49GW 的潛能，發電量共 19.27TWh，占總發電量的 6.7%，減碳潛力合計約 522 萬噸/年，占電力總減碳潛力的 3.4%，可讓電力部門的二氧化碳排放量比基準情境減少 2.8%，平均單位減碳成本為 53.53 USD/tCO₂e。

電力部門減量技術的應用與資料更新結果，基準情境下的二氧化碳排放量將從 2020 年的 156.43 MtCO₂e 逐漸增加到 2035 年的 185.99 MtCO₂e（表 2.6.2）；若實施減量情境一（有核能），則二氧化碳排放量將從 2020 年的 130.82 MtCO₂e 逐漸減少到 2035 年的 33.00 MtCO₂e。在 2020 年的減量潛力為 25.61 MtCO₂e，與基準情境相比可減少 16.37 % 的二氧化碳排放量，平均單位減量成本為 36.32 USD/tCO₂e。在 2035 年的減量潛力可以達到 152.99 MtCO₂e，與基準情境相比可減少 82.26 % 的二氧化碳排放量，平均單位減量成本為 96.73 USD/tCO₂e。

表 2.6.2 電力部門基準與減量情境一的二氧化碳排放量

單位：排放量（MtCO₂e）；單位減量成本（USD/tCO₂e）

電力部門	2020(F)	2025(F)	2030(F)	2035(F)
基準情境排放量	156.43	176.68	181.16	185.99
減量情境一排放量	130.82	93.27	62.00	33.00
減量情境一減量潛力	25.61	83.41	119.15	152.99
減量情境一減幅	16.37%	47.21%	65.77%	82.26%
平均單位減量成本	36.32	85.43	92.17	96.73

說明：減量情境一為舊核能電廠正常除役但核四商轉（有核能）。



2.7 參考文獻

- 台灣電力公司 (2016),《105 年長期電源開發方案》,台北:台灣電力公司。
- 行政院 (2018),《能源政策專案報告》,台北:行政院。
- 行政院環保署 (2017a),《2017 年中華民國國家溫室氣體排放清冊報告》,台北:行政院環保署。
- 行政院環保署 (2017b),《溫室氣體排放係數管理表 6.0.3 版》,台北:行政院環保署。
- 行政院農委會 (2017),《105 年農業統計年報》,台北:行政院農委會。
- 經濟部能源局 (2011),《99 年年報》,台北:經濟部能源局。
- 經濟部能源局 (2014),《103 年全國長期負載預測與電源開發規劃摘要報告》,台北:經濟部能源局。
- 經濟部能源局 (2016a),《104 年年報》,台北:經濟部能源局。
- 經濟部能源局 (2016b),《我國燃料燃燒二氧化碳排放統計》,台北:經濟部能源局。
- 經濟部能源局 (2016c),《2016 年能源產業技術白皮書》,台北:經濟部能源局。
- 經濟部能源局 (2016d),《2016 年能源統計手冊》,台北:經濟部能源局。
- 經濟部能源局 (2017a),《105 年能源統計年報》,台北:經濟部能源局。
- 經濟部能源局 (2017b),《106 年能源統計月報》,台北:經濟部能源局。
- 胡斯遠、呂威賢 (2010),《台灣離岸風電供應鏈建置策略規劃》,2010 台灣風能學術研討會,台灣澎湖,2010 年 12 月 17 日。
- 林倣寬、廖學瑞、連永順 (2015),《離岸風電專用碼頭規劃研究》,第 37 屆海洋工程研討會,台灣台中,2015 年 11 月。
- 李文揚、楊澄珊、左峻德 (2015),《我國發展離岸風電成本效益分析與融資體系建置之研究》,2015 台灣風能學術研討會暨 NEP-II 離岸風力及海洋能源主軸中心成果發表會,台灣台北,2015 年 12 月 8 日。
- 呂學德、何無忌、呂威賢、胡哲魁、陳美蘭、連永順 (2015),《台灣離岸風力潛能與優選離岸區塊場址研究》,中華民國第三十六屆電力工程研討會,台灣桃園市,2015 年 12 月 12-13 日。
- 台灣電力公司 (2017),《離岸風力發電第一期計畫海岸利用管理說明書》(修正 3 版),台北:台灣電力公司。
- 中華經濟研究院 (2011),《台灣溫室氣體減量進程與綠能產業發展政策之基礎研究》(1/2),國家科學委員會補助研究計畫。
- 中華經濟研究院、台灣經濟研究院 (2012),《台灣溫室氣體減量進程與綠能產業發展政策之基礎研究》(2/2),國家科學委員會補助研究計畫。
- 朱証達、吳振廷、郭瑾璋、洪明龍 (2014),〈整合臺灣能源供需情境模擬之溫室氣



- 體減量成本分析》，《台灣能源期刊》，1 卷，5 期，551-573。
- Arent, D., P. Sullivan, D. Heimiller, A. Lopez, K. Eurek, J. Badger, H. E. Jørgensen, M. Kelly, L. Clarke, and P. Luckow (2012). *Improved offshore wind resource assessment in global climate stabilization scenarios*. National Renewable Energy Laboratory (NREL), U.S.A.
- Chen, H., T. N. Cong, W. Yang, C. Tan, Y. Li, Y. Ding (2009). Progress in electrical energy storage system: A critical review. *Progress in Natural Science*, 19, 291-312.
- Department of Energy and Climate Change (2016). *Review of renewable electricity generation cost and technical assumptions*. UK.
- International Renewable Energy Agency (2016). *Innovation outlook: offshore wind*. Abu Dhabi.
- International Renewable Energy Agency (2017). *Renewable energy statistics 2017*. Abu Dhabi.
- Lovering, J. R., A. Yip, and T. Nordhaus (2016). Historical construction costs of global nuclear power reactors. *Energy Policy*, 91, p371-382.
- Musial, W., P. Beiter, P. Schwabe, T. Tian, T. Stehly, and P. Spitsen (2017). *2016 offshore wind technologies market report*. Department of Energy (DOE), U.S.A.
- National Renewable Energy Laboratory (2016). *Distributed generation renewable energy estimate of costs*. 〈<https://www.nrel.gov/analysis/tech-lcoe-re-cost-est.html>〉

附錄 2.1：火力及核能發電機組預計的除役時間

發電機組	廠別	裝置容量	商轉日期	台電除役 運轉壽齡 規劃(年)	預計除役	燃料 種類
		(瓩)			日期	
複循環	通霄氣渦輪	172,500	民國 69.8	30	106/11	天然氣
複循環	通霄氣渦輪	172,500	民國 69.10	30	106/11	天然氣
複循環	通霄氣渦輪	162,000	民國 69.11	30	106/11	天然氣
複循環	通霄汽輪機	172,000	民國 71.9	30	106/11	天然氣
複循環	通霄汽輪機	84,800	民國 71.9	30	106/11	天然氣
汽力廠	大林	500,000	民國 64.10	40	107	天然氣
複循環	通霄氣渦輪	172,000	民國 80.2	30	109	天然氣
複循環	通霄氣渦輪	86,000	民國 80.2	30	109	天然氣
複循環	通霄氣渦輪	86,000	民國 80.1	30	109	天然氣
複循環	通霄氣渦輪	86,000	民國 80.5	30	109	天然氣
複循環	通霄氣渦輪	86,000	民國 80.5	30	109	天然氣
複循環	通霄汽輪機	128,000	民國 81.3	30	109	天然氣
複循環	通霄汽輪機	128,000	民國 81.5	30	109	天然氣
複循環	南部氣渦輪	178,800	民國 82.6	30	112/6	天然氣
複循環	南部氣渦輪	178,800	民國 82.7	30	112/7	天然氣
複循環	興達氣渦輪	90,830	民國 86.4	30	113/10	天然氣
複循環	興達氣渦輪	181,660	民國 86.5	30	113/10	天然氣
複循環	興達氣渦輪	90,830	民國 86.5	30	113/10	天然氣
複循環	興達氣渦輪	181,660	民國 86.6	30	113/10	天然氣
複循環	興達汽輪機	172,700	民國 87.4	30	113/10	天然氣
複循環	興達汽輪機	172,700	民國 87.5	30	113/10	天然氣
複循環	南部氣渦輪	178,800	民國 84.4	30	114/4	天然氣
複循環	南部汽輪機	110,000	民國 84.9	30	114/9	天然氣
複循環	南部汽輪機	110,000	民國 84.11	30	114/11	天然氣
複循環	興達氣渦輪	90,830	民國 86.4	30	115/7	天然氣
複循環	興達氣渦輪	90,830	民國 86.5	30	115/7	天然氣
複循環	興達氣渦輪	181,660	民國 86.6	30	115/7	天然氣
複循環	興達氣渦輪	181,660	民國 86.6	30	115/7	天然氣
複循環	興達氣渦輪	272,490	民國 86.8	30	115/7	天然氣
複循環	興達汽輪機	172,700	民國 87.6	30	115/7	天然氣
複循環	興達汽輪機	172,700	民國 87.8	30	115/7	天然氣
複循環	興達汽輪機	172,700	民國 88.1	30	115/7	天然氣
複循環	南部汽輪機	110,000	民國 85.9	30	115/9	天然氣



複循環	通霄氣渦輪	212,000	民國 88.1	30	118/1	天然氣
複循環	通霄汽輪機	109,200	民國 89.5	30	119/5	天然氣
複循環-民營	海湖氣渦輪	283,200	民國 89.7	30	119/7	天然氣
複循環-民營	海湖汽輪機	166,800	民國 89.7	30	119/7	天然氣
複循環-民營	海湖氣渦輪	283,200	民國 90.10	30	120/10	天然氣
複循環-民營	海湖汽輪機	166,800	民國 90.10	30	120/10	天然氣
複循環-民營	新桃氣渦輪	443,700	民國 91.3	30	121/3	天然氣
複循環-民營	新桃汽輪機	156,300	民國 91.3	30	121/3	天然氣
複循環	南部氣渦輪	159,000	民國 92.6	30	122/6	天然氣
複循環	南部汽輪機	92,400	民國 92.6	30	122/6	天然氣
複循環-民營	國光氣渦輪	320,000	民國 92.11	30	122/11	天然氣
複循環-民營	國光汽輪機	160,000	民國 92.11	30	122/11	天然氣
複循環-民營	嘉惠氣渦輪	431,700	民國 92.12	30	122/12	天然氣
複循環-民營	嘉惠汽輪機	238,300	民國 92.12	30	122/12	天然氣
複循環-民營	豐德氣渦輪	621,816	民國 93.3	30	123/3	天然氣
複循環-民營	豐德汽輪機	358,184	民國 93.3	30	123/3	天然氣
複循環-民營	星彰氣渦輪	310,908	民國 93.3	30	123/3	天然氣
複循環-民營	星彰汽輪機	179,092	民國 93.3	30	123/3	天然氣
汽力廠	大林	550,000	民國 83.9	40	123/9	天然氣
複循環	大潭氣渦輪	460,500	民國 94.12	30	124/12	天然氣
複循環	大潭氣渦輪	460,500	民國 94.12	30	124/12	天然氣
複循環	大潭汽輪機	282,200	民國 95.8	30	125/8	天然氣
複循環	大潭汽輪機	282,200	民國 95.12	30	125/12	天然氣
複循環	大潭汽輪機	256,900	民國 96.7	30	126/7	天然氣
複循環	大潭汽輪機	256,900	民國 96.7	30	126/7	天然氣
複循環	大潭氣渦輪	467,800	民國 96.11	30	126/11	天然氣
複循環	大潭氣渦輪	467,800	民國 96.11	30	126/11	天然氣
複循環	大潭氣渦輪	467,800	民國 97.7	30	127/7	天然氣
複循環	大潭汽輪機	256,900	民國 97.7	30	127/7	天然氣
複循環	大潭氣渦輪	467,800	民國 98.1	30	128/1	天然氣
複循環	大潭汽輪機	256,900	民國 98.1	30	128/1	天然氣
複循環-民營	星元氣渦輪	310,908	民國 98.6	30	128/6	天然氣
複循環-民營	星元汽輪機	179,092	民國 98.6	30	128/6	天然氣
汽力廠	興達	500,000	民國 71.9	40	113/10	煤
汽力廠	興達	500,000	民國 72.12	40	113/10	煤
汽力廠	興達	550,000	民國 74.6	40	116/1	煤
汽力廠	興達	550,000	民國 75.4	40	116/1	煤



汽力廠	台中	550,000	民國 80.3	40	120/3	煤
汽力廠	台中	550,000	民國 80.8	40	120/8	煤
汽力廠	台中	550,000	民國 81.6	40	121/6	煤
汽力廠	台中	550,000	民國 81.10	40	121/10	煤
汽力廠	台中	550,000	民國 85.3	40	125/3	煤
汽力廠	台中	550,000	民國 85.5	40	125/5	煤
汽力廠	台中	550,000	民國 85.10	40	125/10	煤
汽力廠	台中	550,000	民國 86.6	40	126/6	煤
汽力廠-民營	麥寮	600,000	民國 88.6	40	128/6	煤
汽力廠-民營	麥寮	600,000	民國 88.9	40	128/9	煤
汽力廠-民營	麥寮	600,000	民國 89.9	40	129/9	煤
汽力廠-民營	和平	648,550	民國 91.6	40	131/6	煤
汽力廠-民營	和平	648,550	民國 91.9	40	131/9	煤
汽力廠	台中	550,000	民國 94.8	40	134/8	煤
汽力廠	台中	550,000	民國 95.6	40	135/6	煤
汽力廠	協和	500,000	民國 66.1	40	106/1	重油
汽力廠	大林	375,000	民國 61.12	40	106/10	重油
汽力廠	大林	375,000	民國 62.10	40	106/10	重油
汽力廠	協和	500,000	民國 66.12	40	106/12	重油
台電柴油機	琉球	2,000	民國 67	40	107	超級柴油
台電氣渦輪	台中	70,000	民國 79.5	20	109	輕柴油
台電氣渦輪	台中	70,000	民國 79.6	20	109	輕柴油
台電柴油機	澎湖虎井	300	民國 69.5	40	109	超級柴油
台電柴油機	綠島	1,000	民國 70	40	110	柴油
台電柴油機	馬祖東莒	576	民國 70.1	40	110	特級柴油
台電柴油機	金門	3,168	民國 71.7	40	111/7	輕柴油
台電柴油機	金門	3,168	民國 71.7	40	111/7	輕柴油
台電柴油機	馬祖南竿	1,080	民國 71.7	40	111	油
台電柴油機	馬祖東引	288	民國 71.9	40	111	特級柴油
汽力廠	協和	500,000	民國 69.3	40	114/3	重油
台電柴油機	馬祖北竿	540	民國 74.7	40	114	油
汽力廠	協和	500,000	民國 74.8	40	114/8	重油
台電氣渦輪	台中	70,000	民國 79.5	20	114	輕柴油
台電氣渦輪	台中	70,000	民國 79.6	20	114	輕柴油
台電柴油機	馬祖南竿	1,540	民國 78.8	40	118	油
台電柴油機	金門	3,512	民國 78.11	40	118/11	輕柴油
台電柴油機	澎湖虎井	300	民國 79.5	40	119	超級柴油



台電柴油機	馬祖東引	3,080	民國 79.8	40	119	特級柴油
台電柴油機	馬祖北竿	1,080	民國 80.8	40	120	油
台電柴油機	金門	1,540	民國 80.11	40	120/11	輕柴油
台電柴油機	金門	1,540	民國 80.11	40	120/11	輕柴油
台電柴油機	金門	3,488	民國 82.5	40	122/5	輕柴油
台電柴油機	金門	3,488	民國 82.5	40	122/5	輕柴油
台電柴油機	金門	3,488	民國 82.5	40	122/5	輕柴油
台電柴油機	馬祖南竿	1,540	民國 82.7	40	122	油
台電柴油機	蘭嶼	1,000	民國 82.10	40	122	柴油
台電柴油機	馬祖西莒	540	民國 83.6	40	123	特級柴油
台電柴油機	馬祖東引	1,540	民國 83.7	40	123	特級柴油
台電柴油機	馬祖北竿	1,080	民國 83.12	40	123	油
台電柴油機	馬祖東莒	600	民國 84.1	40	124	特級柴油
台電柴油機	馬祖南竿	1,500	民國 85.11	40	125	油
台電柴油機	馬祖東莒	720	民國 86.12	40	126	特級柴油
台電柴油機	馬祖西莒	720	民國 86.12	40	126	特級柴油
台電柴油機	綠島	2,000	民國 87.3	40	127	柴油
台電柴油機	澎湖七美	1,000	民國 87.7	40	127	超級柴油
台電柴油機	馬祖南竿	2,500	民國 87.8	40	127	油
台電柴油機	澎湖望安	1,000	民國 87.9	40	127	超級柴油
台電柴油機	馬祖南竿	2,500	民國 89.5	40	129	油
台電柴油機	金門	7,900	民國 89.7	40	129/7	重油
台電柴油機	金門	7,900	民國 89.7	40	129/7	重油
台電柴油機	金門	7,900	民國 89.9	40	129/9	重油
台電柴油機	金門	7,900	民國 89.10	40	129/10	重油
台電柴油機	馬祖西莒	1,000	民國 89.10	40	129	特級柴油
台電柴油機	澎湖(尖山)	20,886	民國 89.11	40	129/11	重油
台電柴油機	澎湖(尖山)	10,443	民國 89.12	40	129/12	重油
台電柴油機	澎湖(尖山)	10,443	民國 90.2	40	130/2	重油
台電柴油機	馬祖北竿	1,500	民國 90.5	40	130	油
台電柴油機	澎湖七美	1,000	民國 90.7	40	130	超級柴油
台電柴油機	澎湖望安	1,000	民國 90.10	40	130	超級柴油
台電柴油機	馬祖東引	1,500	民國 90.12	40	130	特級柴油
台電柴油機	金門	1,000	民國 91.1	40	131/1	輕柴油
台電柴油機	金門	1,000	民國 91.2	40	131/2	輕柴油
台電柴油機	澎湖(尖山)	11,000	民國 91.5	40	131/5	重油
台電柴油機	澎湖(尖山)	11,000	民國 91.6	40	131/6	重油



台電柴油機	綠島	1,500	民國 91.6	40	131	柴油
台電柴油機	綠島	1,500	民國 91.7	40	131	柴油
台電柴油機	澎湖(尖山)	22,000	民國 91.8	40	131/8	重油
台電柴油機	澎湖(尖山)	22,000	民國 91.11	40	131/11	重油
台電柴油機	澎湖(尖山)	22,000	民國 92.1	40	132/1	重油
台電柴油機	金門	8,250	民國 92.1	40	132/1	重油
台電柴油機	金門	8,250	民國 92.3	40	132/3	重油
台電柴油機	金門	8,250	民國 92.3	40	132/3	重油
台電柴油機	蘭嶼	2,000	民國 92.7	40	132	柴油
台電柴油機	馬祖西莒	3,000	民國 92.10	40	132	特級柴油
台電柴油機	金門	8,250	民國 93.2	40	133/2	重油
台電柴油機	澎湖七美	1,000	民國 94.8	40	134	超級柴油
台電柴油機	澎湖七美	1,000	民國 95.6	40	135	超級柴油
台電柴油機	金門	1,000	民國 95.8	40	135/8	輕柴油
台電柴油機	琉球	1,000	民國 96	40	136	超級柴油
台電柴油機	澎湖望安	1,000	民國 97.10	40	137	超級柴油
台電柴油機	琉球	1,500	民國 97	40	137	超級柴油
台電柴油機	澎湖望安	1,000	民國 98.5	40	138	超級柴油
台電柴油機	馬祖	15,400	民國 99.3	40	139/3	重油
台電柴油機	綠島	4,000	民國 99.8	40	139	柴油
台電柴油機	蘭嶼	1,500	民國 101.2	40	141	柴油
台電柴油機	蘭嶼	1,500	民國 101.11	40	141	柴油
核能	核一廠	636,000	民國 67.12	40	107/12	
核能	核一廠	636,000	民國 68.7	40	108/7	
核能	核二廠	985,000	民國 70.12	40	110/12	
核能	核二廠	985,000	民國 72.3	40	112/3	
核能	核三廠	951,000	民國 73.7	40	113/7	
核能	核三廠	951,000	民國 74.5	40	114/5	

備註：部分發電機組在運轉壽齡規劃屆滿時並不會立刻除役，其預計的除役時間資料來源為台灣電力公司 105 年長期電源開發方案

附錄 2.2：國內離岸風力成本資料依照 DECC(2016)分類方式

李文揚等人（2015）的報告中，離岸風力成本的分類項目包括風力機、基座、海纜、安裝、財務成本、工程準備金、保險、陸上變電站、風場開發與設計及其他，若要依照 DECC（2016）的分類項目分成建造、基礎建設與開發前置作業，則可將風力機、基座、海纜、安裝、財務成本、工程準備金與保險歸納為建造，陸上變電站歸納為基礎建設，風場開發與設計及其他歸納為開發前置作業（如下表一）。

表一 本土化離岸風力發電投資成本

單位：新台幣億元

分類項目 ⁽¹⁾	DECC (2016) 分類項目	2 部示範機組(8MW)			120MW 示範風場		
		費用	占比	占比	費用	占比	占比
風力機	建造	6.97	29.0%	78.0%	73.71	32.5%	83.4%
基座		2.64	11.0%		34.95	15.4%	
海纜		2.53	10.5%		12.3	5.4%	
安裝		3.39	14.1%		30.51	13.4%	
財務成本		0.74	3.1%		9.67	4.3%	
工程準備金		2.12	8.8%		24.1	10.6%	
保險		0.35	1.5%		4.17	1.8%	
陸上變電站	基礎建設	2.15	8.9%	8.9%	3.53	1.6%	1.6%
風場開發與設計	開發前置作業	2.46	10.2%	13.1%	16.52	7.3%	15.0%
其他		0.69	2.9%		17.57	7.7%	
期初投資成本合計		24.04	100.0%		227.04	100.0%	
期初投資單位成本(元/kW)；A		300,352	—		189,201	—	
年營運與維護(元/kW)；B	B/A(%) ⁽²⁾	15,027	5.0%		9,460	5.0%	

說明：(1)此分類項目為李文揚等人（2015）報告中的分類。

(2) B/A(%) 為年營運與維護 (B) 占期初投資成本 (A) 的比例。

資料來源：整理自李文揚等人（2015）的資料。

台電 2017 年 7 月修正第三版的「離岸風力發電第一期計畫海岸利用管理說明書」，其中的「投資總額估計表」將離岸風力的成本分為直接工程成本、間接工程成本、工程預備費、物價調整費、施工期間利息與促進電力發展營運協助金；直接工程成本又細分為土地收購（電氣室及運維中心等用地）、土建準備工程、土建主體工程、機電設備與其他配合工作；更詳細的分類如下表二。若將其成本依照 DECC（2016）的方式分類，則重新分類的方式如表二所示。

表二 台電 2017 年 7 月離岸風力發電投資成本與分類項目

項 目	成本 (台幣千元)	重新分類項目 ⁽¹⁾
1. 直接工程成本		
1.1 土地收購	81,000	C
1.2 準備工程	79,800	A
1.3 土建主體工程		
(1)基礎結構製造	3,137,000	B
(2)基礎結構海上施工費	1,150,300	B
(3)船具動復員費(打樁施工)	131,800	B
(4)辦公房舍及附屬建築物	124,800	C
1.4 機電設備		
(1)風力機組(含塔架)設備費	6,369,300	B
(2)海上電纜材料費	685,458	B
(3)風機塔內電氣工料費	198,000	B
(4)陸上連接站	1,300	C
(5)33kV 陸上電纜	482,100	C
(6)161kV 陸上電纜	30,200	C
(7)電氣室電氣設施	223,900	C
(8)海上電纜施工	488,800	B
(9)風機(含塔架)施工費	1,089,000	B
(10)船具動復員費(風機海纜施工)	187,800	B
1.5 其他配合工作	95,700	A
2.間接工程成本	2,534,000	A
3.工程預備費	1,310,063	B
4. 物價調整費	1,201,248	B
5. 施工期間利息	661,042	B
6. 促進電力發展營運協助金	196,016	A

說明：(1) A 為開發前置作業、B 為建造、C 為基礎建設。

致謝

我們向以下專家（按姓名筆劃序）致謝，感謝他們在本研究過程中所提供的知識和資訊。但本報告的結果並不代表各專家的立場。

姓名	機構
王天佑	財團法人中興工程顧問社
李弘道	上緯新能源股份有限公司
邱逢琛	國立臺灣大學工程科學及海洋工程學系
吳緯峻	台灣電力股份有限公司
侯仁義	財團法人臺灣綜合研究院
洪紹平	台灣電力股份有限公司
張銘城	EY Climate Change and Sustainability Services (CCaSS)
董崴	台灣電力股份有限公司
黃聖元	財團法人中華經濟研究院
溫麗琪	財團法人中華經濟研究院
劉兆歡	哥本哈根基礎建設基金（Copenhagen Infrastructure Partners）
葛復光	行政院原子能委員會核能研究所
楊智凱	荷蘭貿易暨投資辦事處

第三章 公路運輸部門

3.1 公路運輸部門簡介

交通運輸是台灣能源消費的重要一環，2015 年運輸部門的能源消費量是 13,688 千公秉油當量，占國內總能源總消費的 11.9%。表 3.1.1 是台灣 2000—2015 年來各部門別與國內總能源消費的數據。運輸部門能源消費占國內總能源消費的比率，分別為 14.5%、13.2%、11.7%及 11.9%。

表 3.1.1 國內能源消費量（按部門別）

單位：千公秉油當量（10³ KLOE）；%

	2000 年	2005 年	2010 年	2015 年
能源部門自用 Energy Sector Own Use	7,951 (9.2%)	8,955 (8.5%)	8,068 (7.1%)	7,582 (6.6%)
工業部門 Industrial	34,532 (39.9%)	39,173 (37.2%)	42,421 (37.3%)	42,656 (37.1%)
運輸部門 Transportation	12,535 (14.5%)	13,911 (13.2%)	13,327 (11.7%)	13,688 (11.9%)
農業部門 Agricultural	1,391 (1.6%)	1,527 (1.5%)	944 (0.8%)	1,050 (1%)
服務業部門 Service	9,867 (11.4%)	12,216 (11.6%)	12,493 (11%)	12,693 (11%)
住宅部門 Residential	10,744 (12.4%)	12,265 (11.7%)	12,234 (10.8%)	12,298 (10.7%)
非能源消費 Non-Energy Use	9,464 (11%)	17,210 (16.3%)	24,231 (21.3%)	25,062 (21.8%)
國內總能源消費	86,486 (100%)	105,256 (100%)	113,717 (100%)	115,029 (100%)

資料來源：能源局《2015 能源統計年報》。

國內運輸部門由公路運輸、國內航空、國內鐵路，與國內水運所組成，表 3.1.2 是台灣 2000—2015 年來每五年國內運輸部門各類別的能源消費的數據。根據 2015 年的數據，公路運輸能源消費是 13,120.3 千公秉油當量占國內運輸部門能源消費的 94.85%，占國內總能源消費的 11.4%。因此大多數討論交通運輸節能的作為時，以公路運輸的節能減碳手段作為研究主題。

表 3.1.2 國內各類運輸能源消費量

單位：千公秉油當量（10³ KLOE）；%

年別	國內總能源消費	國內運輸部門能源消費	公路運輸	國內航空	國內鐵路	國內水運
2000	86,486	12,535.5 (100%)	11,617.6 (92.68%)	335.2 (2.67%)	154.1 (1.23%)	428.6 (3.42%)
2005	105,256	13,911.2 (100%)	13,139.2 (94.45%)	219.9 (1.58%)	157.6 (1.13%)	394.5 (2.84%)
2010	113,717	13,326.7 (100%)	12,643.9 (94.88%)	85.7 (0.64%)	295.9 (2.22%)	301.2 (2.26%)
2015	115,029	13,688.1 (100%)	13,120.3 (94.85%)	95.9 (0.70%)	329.1 (2.40%)	142.7 (1.04%)

資料來源：能源局《2015 能源統計年報》。

公路運輸部門近年來燃燒燃料排放量約為 35 MtCO₂e 左右占台灣燃燒燃料排放量（近年來約為 250 MtCO₂e 左右）的 10—15% 左右。本報告計算的公路運輸部門 2010 年和 2015 年排放量分別為 36.76 MtCO₂e 和 32.37 MtCO₂e。根據環保署（2017）《2017 年中華民國國家溫室氣體排放清冊報告》，2010 年和 2015 年燃料燃燒排放量分別為 249.43 MtCO₂e 和 253.92 MtCO₂e，公路運輸部門年排放量占台灣年排放量分別為 15% 和 13%。

本報告推估公路運輸部門 2035 年基準情境排放量為 25.53 MtCO₂e，與 2010 年公路運輸部門歷史排放量（36.76 MtCO₂e）相比差額為 11.06 MtCO₂e，減幅達 30%，主要因為內燃機效率改善。公路運輸部門的減量技術共分為內燃機效率提升、電動車系統選擇與燃料替換，本報告著重在電動車系統選擇以及內燃機效率提升兩大類減量手段。經由計算，公路運輸部門 2035 年減量情境排放量為 21.62 MtCO₂e，與 2035 年基準情境排放量相比減量潛力為 4.08 MtCO₂e，減幅為 15.88%。主要減量來源為以電動四輪車與電動兩輪車取代傳統內燃機汽/機車，2035 年總減量潛力達 3.38 MtCO₂e。

3.1.1 範疇與定義

本報告將公路運輸部門的交通工具分為五種，分別為小型車（light duty vehicles, LDV）、中型車（medium duty vehicles, MDV）、大型車（heavy duty vehicles, HDV）、大客車（bus），以及兩輪車（two-wheelers）。各車種定義如下：

- 小型車（LDV）：指總重在 3.5 噸以下、9 人座以下的客車或商用車。
- 中型車（MDV）：指總重在 16 噸以下的載貨卡車。
- 大型車（HDV）：指總重在 16 噸以上的載貨卡車。



- 大客車 (bus)：指市區公車、客運公車和遊覽車等客車。
- 兩輪車 (two-wheelers)：包括重型 (大於 50 c.c.) 及輕型 (50 c.c.以下) 機器腳踏車。

依據交通部公路監理統計名詞定義，車重是指車輛為載客貨及駕駛人之空車重量。載重是指車輛允許載運客貨之重量。總重是指車重與載重之全部重量。本報告以總重作為分類依據。另外，本報告公路運輸部門交通工具分類方式與計算邏輯採用中華經濟研究院和台灣經濟研究院在 2012 年的《台灣溫室氣體減量進程與綠能產業發展政策之基礎研究 (2/2)》中公路運輸部門中交通工具的分類方式。

本報告車種定義與交通部車輛統計數據的分類方式有所差異，從大類而言，交通部統計數據將車種分為小客車 (自用及營業用)、小貨車 (自用及營業用)、大客車 (自用、遊覽車、市區公車與公路客運)、大貨車 (自用及營業用)、特種車、機器腳踏車 (重型、輕型)。而本報告則將公路運輸工具分為小型車、中型車、大型車、大客車及兩輪車等五類。由於本報告的車輛種類定義與交通部統計資料的分類方式不同，為了按照本報告的分類來計算如車輛行駛距離及燃料密集度等參數，必須得歸類出交通部分類之各種車型在本報告定義之各種車型中的佔比。

根據公路總局嘉義區監理所提供之 2010—2016 年間依噸位區分之各年新增掛牌車輛數資料，歸類出本報告的小型車由 100% 的小客車與 59% 的特種車所組成，中型車由 100% 的小貨車、67% 的大貨車以及 31% 的特種車所組成，大型車由 33% 的大貨車以及 10% 的特種車所組成，大客車則為 100% 大客車組成，兩輪車則為 100% 機器腳踏車組成。圖 3.1.1.1 為公路運輸部門各車種類別與定義說對照圖，以及交通部分類的各車種在本報告定義的各種車型中的分配比例如表 3.1.1.1 所示。

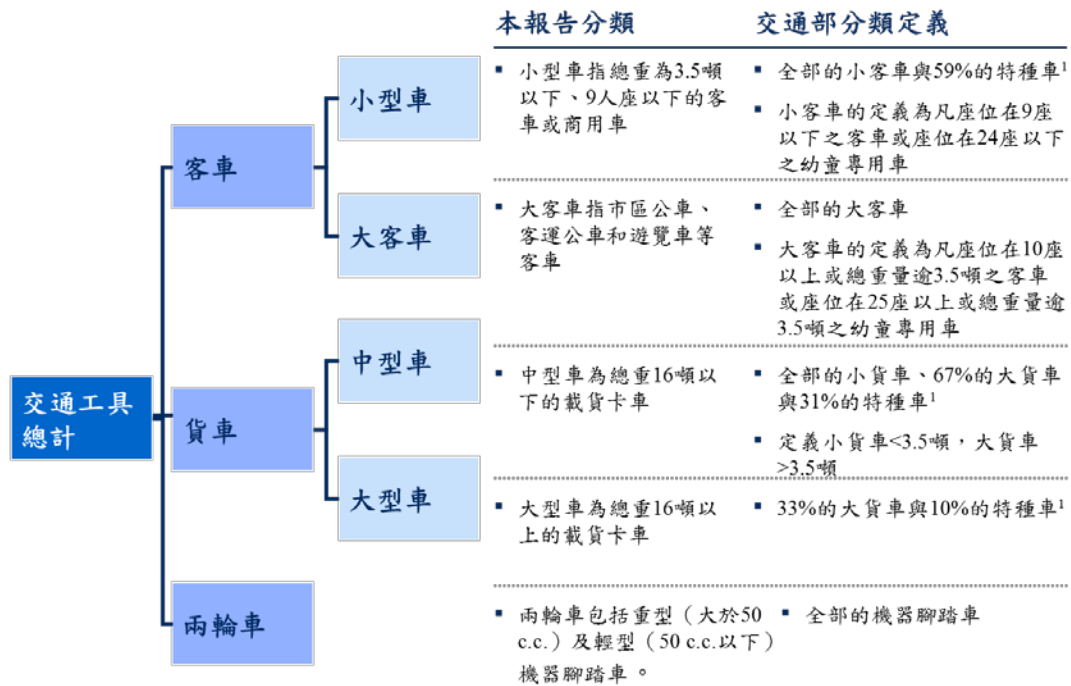


圖 3.1.1.1 公路運輸部門各車種類別與定義對照圖

表 3.1.1.1 車種分配比例

		交通部分類					
		小客車	小貨車	大貨車	大客車	特種車*	機器腳踏車
本報告分類	小型車	100%	—	—	—	59%	—
	中型車	—	100%	67%	—	31%	—
	大型車	—	—	33%	—	10%	—
	大客車	—	—	—	100%	—	—
	兩輪車	—	—	—	—	—	100%

說明：特種車指有特種設備供專門用途而異於一般汽車之車輛，包括吊車、救濟車、消防車、救護車、警備車、憲警巡邏車、工程車、教練車、殘障用特製車、灑水車、郵車、垃圾車、清掃車、水肥車、囚車、殯儀館運靈車及經交通部核定之其他車輛。

資料來源：本研究團隊分析公路總局嘉義區監理所提供「2010—2016年間各年新增掛牌車輛數按噸位別分」所歸納。

經由交通部統計查詢網得「2015年機動車輛登記數」，如表 3.1.1.2 所示，再依表 3.1.1.1 「車種分配比例」把交通部統計之各類車輛登記數歸納入本報告各車種車型（表 3.1.1.3）。

表 3.1.1.2 機動車輛登記數 (2015 年)

單位：輛

年底別	汽 車													機 器 腳 踏 車
	小 客 車			小 貨 車			大 貨 車			大 客 車			特 種 車	
	小計	自用	營業	小計	自用	營業	小計	自用	營業	小計	自用	營業		
2015	6,573,746	6,365,190	208,556	903,739	866,616	37,123	165,695	94,866	70,829	33,890	1,647	32,243	62,074	13,661,719

資料來源：交通部統計查詢網「2015 年機動車輛登記數」，

<http://stat.motc.gov.tw/mocdb/stmain.jsp?sys=100>。

表 3.1.1.3 本報告車輛定義與交通部車輛定義對照表 (2015 年)

單位：輛

		交通部分類					
		小客車	小貨車	大貨車	大客車	特種車	機器腳踏車
本 報 告 分 類	小型車	6,573,746	—	—	—	36,624	—
		(100%)	—	—	—	(59%)	—
	中型車	—	903,739	111,016	—	19,243	—
		—	(100%)	(67%)	—	(31%)	—
	大型車	—	—	54,679	—	6,207	—
		—	—	(33%)	—	(10%)	—
	大客車	—	—	—	33,890	—	—
		—	—	—	(100%)	—	—
	兩輪車	—	—	—	—	—	13,661,719
		—	—	—	—	—	(100%)
小計	6,573,746 (100%)	903,739 (100%)	165,695 (100%)	33,890 (100%)	62,074 (100%)	13,661,719 (100%)	

資料來源：本研究團隊分析交通部統計查詢網「2015 年機動車輛登記數」與表 3.1.1.1「車種分配比例」所整理。

根據本報告定義之小型車、中型車、大型車、大客車和兩輪車，計算各車種車型的年平均行駛距離，利用表 3.1.1.3 的資料，歸納出 2015 年交通部各車種在本報告各車種中的占比 (表 3.1.1.4)，為了瞭解各車種在使用不同燃料的登記車輛數以及計算各車種車型的燃料密集度，因此由交通部統計查詢網取得「2015 年機動車輛登記數按使用燃料分」的統計資料 (表 3.1.1.5)，再依表 3.1.1.1「車種分配比例」資料，歸納出把交通部統計之各類車輛登記數按使用燃料分歸納入本報告定義之各車種車型按使用燃料分 (表 3.1.1.6)。

根據上述分類，推估 2015 年的二氧化碳排放量、未來趨勢以及從 2016 年到 2035 年各個減量技術的潛力與成本。

表 3.1.1.4 交通部各車種在本報告各車種中的佔比（2015 年）

單位：輛

		交通部分類						合計
		小客車	小貨車	大貨車	大客車	特種車	機器腳踏車	
本 報 告 分 類	小型車	6,573,746	—	—	—	36,624	—	6,610,370 (100%)
		(99.45%)	—	—	—	(0.55%)	—	
	中型車	—	903,739	111,016	—	19,243	—	1,033,998 (100%)
		—	(87.4%)	(10.74%)	—	(1.86%)	—	
	大型車	—	—	54,679	—	6,207	—	60,886 (100%)
		—	—	(89.81%)	—	(10.19%)	—	
	大客車	—	—	—	33,890	—	—	33,890 (100%)
		—	—	—	(100%)	—	—	
兩輪車	—	—	—	—	—	13,661,719	13,661,719 (100%)	
	—	—	—	—	—	(100%)		

資料來源：利用表 3.1.1.3 資料，整理出 2015 年交通部各車種在本報告各車種中的佔比。



表 3.1.1.5 機動車輛登記數按使用燃料分 (2015 年)

單位：輛

	汽 車														機器腳踏車
	小客車			小貨車			大貨車			大客車				特種車	
	小計	自用	營業	小計	自用	營業	小計	自用	營業	小計	自用	遊覽車	營業 (不含遊覽車)		
能源別總計	6,573,746	6,365,190	208,556	903,739	866,616	37,123	165,695	94,866	70,829	33,890	1,647	16,743	15,500	62,074	13,661,719
汽油	6,268,846	6,104,493	164,353	594,733	580,636	14,097	51	50	1	101	98	2	1	30,404	13,609,692
柴油	213,183	194,208	18,975	308,957	285,948	23,009	165,625	94,809	70,816	33,423	1,545	16,703	15,175	31,545	3
電能	478	240	238	16	5	11	0	0	0	168	4	38	126	2	52,010
汽油、液化石油氣	18,117	4,061	14,056	24	22	2	0	0	0	0	0	0	0	75	14
汽油、電能	72,910	62,058	10,852	4	3	1	0	0	0	0	0	0	0	45	0
柴油、電能	212	130	82	5	2	3	19	7	12	198	0	0	198	3	0

資料來源：交通部統計查詢網「2015年機動車輛登記數按使用燃料分」，<http://stat.motc.gov.tw/mocdb/stmain.jsp?sys=100>。



表 3.1.1.6 本報告車輛登記數按使用燃料分與交通部資料對照表（2015 年）

單位：輛

		交通部分類											總和	
		小客車		小貨車		大貨車		大客車			特種車	機器腳踏車		
		自用	營業	自用	營業	自用	營業	自用	遊覽車	營業(不含遊覽車)				
本報告分類	小型車	能源別總計	6,365,190	208,556	—	—	—	—	—	—	—	36,624	—	6,610,370
		汽油	6,104,493	164,353	—	—	—	—	—	—	—	17,938	—	
		柴油	194,208	18,975	—	—	—	—	—	—	—	18,612	—	
		電能	240	238	—	—	—	—	—	—	—	1	—	
		汽油、液化石油氣	4,061	14,056	—	—	—	—	—	—	—	44	—	
		汽油、電能	62,058	10,852	—	—	—	—	—	—	—	27	—	
		柴油、電能	130	82	—	—	—	—	—	—	—	2	—	
	中型車	能源別總計	—	—	866,616	37,123	63,560	47,455	—	—	—	19,243	—	1,033,998
		汽油	—	—	580,636	14,097	34	1	—	—	—	9,425	—	
		柴油	—	—	285,948	23,009	63,522	47,447	—	—	—	9,779	—	
		電能	—	—	5	11	0	0	—	—	—	1	—	
		汽油、液化石油氣	—	—	22	2	0	0	—	—	—	23	—	
		汽油、電能	—	—	3	1	0	0	—	—	—	14	—	
		柴油、電能	—	—	2	3	5	8	—	—	—	1	—	



			小客車		小貨車		大貨車		大客車			特種車	機器腳踏車	總和
			自用	營業	自用	營業	自用	營業	自用	遊覽車	營業(不含遊覽車)			
本 報 告 分 類	大型車	能源別總計	—	—	—	—	31,306	23,374	—	—	—	6,207	—	60,886
		汽油	—	—	—	—	17	0	—	—	—	3,040	—	
		柴油	—	—	—	—	31,287	23,369	—	—	—	3,155	—	
		電能	—	—	—	—	0	0	—	—	—	0	—	
		汽油、液化石油氣	—	—	—	—	0	0	—	—	—	8	—	
		汽油、電能	—	—	—	—	0	0	—	—	—	5	—	
		柴油、電能	—	—	—	—	2	4	—	—	—	0	—	
	大客車	能源別總計	—	—	—	—	—	—	1,647	16,743	15,500	—	—	33,890
		汽油	—	—	—	—	—	—	98	2	1	—	—	
		柴油	—	—	—	—	—	—	1,545	16,703	15,175	—	—	
		電能	—	—	—	—	—	—	4	38	126	—	—	
		柴油、電能	—	—	—	—	—	—	0	0	198	—	—	
	兩輪車	能源別總計	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	13,661,719	13,661,719
		汽油	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	13,609,692	
		柴油	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	3	
		電能	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	52,010	
		汽油、液化石油氣	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	14	

資料來源：根據交通部統計查詢網「2015年機動車輛登記數按使用燃料分」與表3.1.1.1「車種分配比例」所整理。

3.1.2 排放量計算邏輯與歷史排放

公路運輸部門總排放量是由小型車、中型車、大型車、大客車和兩輪車行駛排放量的總和。小型車與兩輪車多半為私人擁有，中型車及大型車則一般為工商行號所有。大客車是指都市地區及跨城市的通勤公車，以及公司為商業目的而擁有的大客車。各種車型的年排放量等於車輛數乘以每車每年平均行駛距離，再乘以燃料密集度和每單位消耗燃料的排放量。計算邏輯如下：

公路運輸總排放量 (MtCO₂e) = Σ*i* (車種*i*的總排放量)

車種*i*的總排放量 (MtCO₂e) = Σ (燃料別*j*的總車輛數 (百萬輛) × 燃料別*j*的年平均行駛距離 (公里/輛) × 燃料別*j*的燃料密集度 (公升/100 公里) × 燃料別*j*的排放係數 (kgCO₂e/公升))

公路運輸部門的排放僅含行駛中的燃料燃燒排放 (油箱到車輪)。這些排放可以依不同車種的排放源來分類。公路運輸部門的總燃料消費量為各種車型在不同燃料使用之加總，等於為車輛數 (百萬輛) 乘以每車年均駕駛距離 (公里/輛)，再乘以燃料密集度，示意如圖 3.1.2.1：

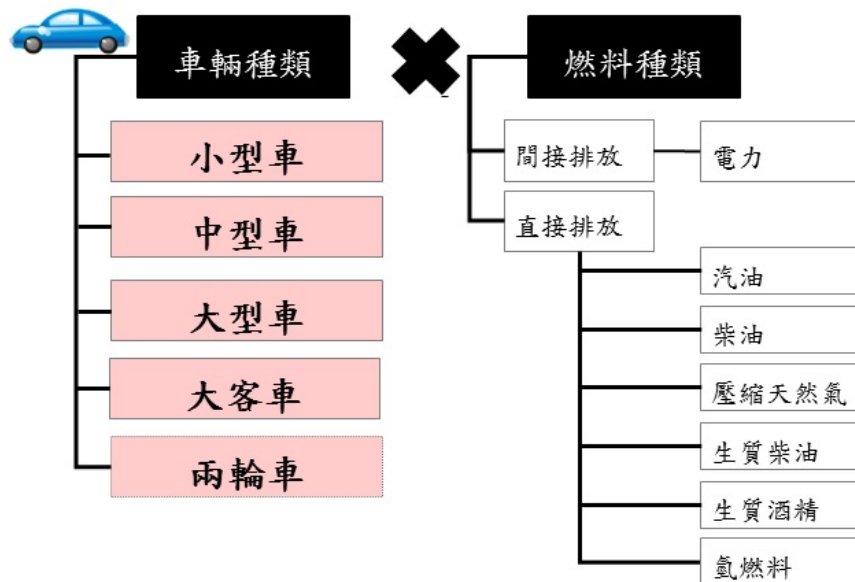


圖 3.1.2.1 公路運輸部門能源消費來源

排放係數指的是每單位燃料使用所排放的溫室氣體之二氧化碳當量。排放可分為間接排放及直接排放兩類，間接排放所指的是電力的使用，直接排放則包括了汽油、柴油、壓縮天然氣、生質柴油及生質酒精料等不同燃料的使用（圖 3.1.2.1），各種燃料均採不同排放係數計算。

以下計算 2015 年各類型車種總車輛數、車輛年均行駛距離、燃料密集度以及各種燃料的排放係數，以計算出各類型車種的各年排放量。

A. 各種車型總車輛數

總車輛數統計資料由交通部統計查詢「車輛登記數」得到 2015 年的小客車、小貨車、大客車、大貨車、特種車與機器腳踏車的總車輛數統計資料（表 3.1.2.1）。

表 3.1.2.1 交通部機動車輛登記數（2015 年）

單位：輛

	小客車			小貨車			大貨車			大客車				特種車	機器腳踏車
	小計	自用	營業	小計	自用	營業	小計	自用	營業	小計	自用	遊覽車	營業		
2015	6,573,746	6,365,190	208,556	903,739	866,616	37,123	165,695	94,866	70,829	33,890	1,647	16,743	15,500	62,074	13,661,719

資料來源：交通部統計查詢網「機動車輛登記數」，<http://stat.motc.gov.tw/mocdb/stmain.jsp?sys=100>。

經由上述交通部統計資料與表 3.1.1.2「車種分配比例」計算出各種車型總車輛數如表 3.1.2.2 所示。以 2015 年小型車為例：

2015 年小型車總車輛數

$$= \sum (\text{交通部各類車種登記數} \times \text{車種分配比例})$$

$$= \text{小客車總車輛數} \times \text{小型車在小客車的車種分配比例}$$

$$+ \text{特種車種車輛數} \times \text{小型車在特種車的車種分配比例}$$

$$= 6,573,746 (\text{輛}) \times 100\% + 62,074 (\text{輛}) \times 59\%$$

$$= 6,610,370 (\text{輛})$$

表 3.1.2.2 各種車型總車輛數 (2015 年)

單位：輛

	小型車	中型車	大型車	大客車	兩輪車
2015	6,610,370	1,033,998	60,887	33,890	13,661,719

資料來源：本研究團隊分析交通部統計查詢網「機動車輛登記數」與表 3.1.1.2「車種分配比例」所計算。

B. 各種車型年平均行駛距離

由交通部《交通統計要覽》「附錄 4-汽車延車公里統計按使用燃料分」取得各種車型的年平均行駛距離統計資料，該資料中有小客車、小貨車、大客車、大貨車、特種車的每車每年平均行駛里程按使用燃料分，而機器腳踏車每車年平均行駛里程資料則由交通部運輸研究所「運輸部門節能減碳策略評估整合資訊平台」之「年均行駛里程」資料所得，交通部汽/機車年平均行駛距離資料如表 3.1.2.3 所示。

表 3.1.2.3 交通部機動車輛年平均行駛距離 (2015 年)

單位：公里

燃料別	小客車 ⁽¹⁾			小貨車 ⁽¹⁾			大貨車 ⁽¹⁾			大客車 ⁽¹⁾			特種車 ⁽¹⁾	機器腳踏車 ⁽²⁾
	小計	自用	營業	小計	自用	營業	小計	自用	營業	小計	自用	營業		
總計	13,140	12,535	31,631	13,723	13,308	23,400	30,875	22,346	42,298	56,277	20,265	58,117	13,418	2,930
汽油	12,894	12,424	30,323	12,046	11,901	18,018	10,712	10,484	22,108	9,066	8,082	41,231	13,739	—
柴油	16,571	14,946	33,202	16,951	16,166	26,707	30,882	22,353	42,300	56,573	21,052	58,295	13,103	—
電能	16,094	13,231	18,981	6,147	5,972	6,227	—	—	—	39,274	14,702	39,873	12,602	—

資料來源：

- (1) 交通部《交通統計要覽》「附錄 4-汽車延車公里統計按使用燃料分」。
- (2) 交通部運輸研究所「運輸運輸部門節能減碳策略評估整合資訊平台」之「年均行駛里程」，在資訊平台當中並未對機器腳踏車使用不同的燃料別的年均行駛距離做統計。

各車種車型的年平均行駛距離是該車型所包含的各子類別車輛之年平均行駛距離的加權平均值，權數是交通部各子類別車輛在本報告該車型中的佔比(表 3.1.1.4)，經計算，各種車型的年平均行駛距離結果如表 3.1.2.4 所示。以 2015 年小型車年平均行駛距離為例：

2015 年小型車年平均行駛距離

$$\begin{aligned}
 &= \sum (\text{各子類別車輛年均行駛距離} \times \text{子類別車種比例}) \\
 &= (\text{小客車年均行駛距離} \times (\text{小型車中小客車的車輛數}/\text{小型車總車輛數})) \\
 &+ (\text{特種車年均行駛距離} \times (\text{小型車中特種車的車輛數}/\text{小型車總車輛數})) \\
 &= 13,140 (\text{公里}) \times 99.45\% + 13,418 (\text{公里}) \times 0.55\% \\
 &= 13,142 (\text{公里/公升})
 \end{aligned}$$

表 3.1.2.4 各種車型年平均行駛距離 (2015 年)

單位：公里

	小型車	中型車	大型車	大客車	兩輪車
2015	13,142	15,559	29,094	56,277	2,930

資料來源：本研究團隊分析交通部《交通統計要覽》與交通部運輸研究所「運輸部門節能減碳策略整合資訊平台」之年平均行駛距離資料，與各子類別車種佔比(表 3.1.1.4)所計算。

C. 各種車型的燃料密集度

「燃料密集度」為車輛行駛每公里所需的燃料量，依車輛技術系統的差異而分成燃油密集度與電力密集度。

燃油密集度

依據交通部運輸研究所「運輸部門節能減碳策略評估整合資訊平台」蒐集到 2015 年小客車、小貨車、大貨車、大客車、機器腳踏車的燃油效率數據，由於無 2015 年特種車的燃油效率數據，本報告依交通部運輸研究所 2011 年《運輸部門能源與溫室氣體資料之建構與盤查機制之建立（3/3）－建立運輸能源效率指標與運輸成長預測模式》中所提供的 2008 年特種車的燃油效率數據來代表 2015 年特種車燃油效率值（表 3.1.2.5）。

表 3.1.2.5 交通部機動車輛燃油效率值（2015 年）

單位：公里/公升

	小客車 (汽油) ⁽¹⁾		小客車 (柴油) ⁽¹⁾		小貨車 (汽油) ⁽¹⁾		小貨車 (柴油) ⁽¹⁾		大客車 ⁽¹⁾			大貨車 ⁽¹⁾		特種 車 ⁽²⁾	機器腳 踏車 ⁽¹⁾
	自用	營業	自用	營業	自用	營業	自用	營業	自用	遊覽車	營業	自用	營業		
2015	10.69	9.23	12.61	11.04	8.27	7.44	8.10	7.79	3.29	3.30	2.79	3.08	2.93	3.02	22.1

資料來源：

- (1) 交通部運輸研究所「運輸部門節能減碳策略評估整合資訊平台」之燃油效率。
- (2) 交通部運輸研究所 2011 年之《運輸部門能源與溫室氣體資料之建構與盤查機制之建立(3/3)－建立運輸能源效率指標與運輸成長預測模式》中所提供的 2008 年特種車的燃油效率。

燃油效率取倒數即為燃油密集度，本報告各種車型的燃油密集度是該車型所包含的各子類別車輛之燃油密集度的加權平均值，權數是該車型各子類別年總行駛距離在該車型年總行駛距離的占比。以 2015 年汽油內燃機小型車的燃油密集度為例，先計算 2015 年汽油內燃機小型車中各子類別的權數，再將小型車各子類別的燃油密集度與權數進行加權平均，計算資料與結果如表 3.1.2.6 所示。

小客車自用在汽油內燃機小型車之權數

$$= (\text{小客車自用的年總行駛距離} / \text{汽油內燃機小型車年總行駛距離}) \times 100\%$$

$$= (\text{小客車自用的車輛} \times \text{小客車自用的年平均行駛距離} / \sum (\text{各子類別車輛} \times \text{各子類別年平均行駛距離})) \times 100\%$$

$$= ((6,104,493 \times 12,424) / ((6,104,493 \times 12,424) + (164,353 \times 30,323) + (17,938 \times 13,739))) \times 100\%$$

$$= 93.55\%$$

2015 年汽油內燃機小型車的燃油密集度

$$\begin{aligned}
 &= \Sigma (\text{各子類別的燃油密集度} \times \text{各子類別的權數}) \\
 &= ((9.35 \times 93.55\%) + (10.83 \times 6.15\%) + (33.11 \times 0.3\%)) \\
 &= 9.52 \text{ (公升/100 公里)}
 \end{aligned}$$

表 3.1.2.6 汽油內燃機小型車的燃油密集度計算資料

	汽油內燃機小型車		
	小客車自用	小客車營業	特種車
各子類別車輛 (輛)	6,104,493	164,353	17,938
各子類別平年均行駛距離 (公里/輛)	12,424	30,323	13,739
權數 (%)	93.55%	6.15%	0.3%
各子類別燃油效率 (公里/公升)	10.69	9.23	3.02
各子類別燃油密集度 (公升/100 公里)	9.35	10.83	33.11
燃油密集度 (公升/100 公里)	9.52		

資料來源：本研究團隊分析交通部統計查詢網「機動車輛登記數按使用燃料分」（表 3.1.1.5）、交通部《交通統計要覽》與交通部運輸研究所「運輸部門節能減碳策略整合資訊平台」之年平均行駛距離（表 3.1.2.3）以及交通部運輸研究所「運輸部門節能減碳策略評估整合資訊平台」與交通部運輸研究所（2011）《運輸部門能源與溫室氣體資料之建構與盤查機制之建立（3/3）－建立運輸能源效率指標與運輸成長預測模式》之燃油效率（表 3.1.2.5）等資料所計算。

2015 年柴油內燃機小型車、汽油內燃機中型車、柴油內燃機中型車、柴油內燃機大客車與汽油兩輪車的燃油密集度依上述方式依此類推，結果如表 3.1.2.7。各種車型詳細燃油密集度計算請參閱附錄 3.1。

表 3.1.2.7 各種車型的燃油密集度（2015 年）

單位：公升/100 公里

汽油內燃機小型車	9.52	柴油內燃機大型車	33.43
柴油內燃機小型車	9.74	柴油內燃機大客車	32.9
汽油內燃機中型車	12.51	汽油內燃機兩輪車	4.52
柴油內燃機中型車	20.9		

資料來源：本研究團隊分析交通部運輸研究所「運輸部門節能減碳策略整合資訊平台」及交通部運輸研究所 2011 年之《運輸部門能源與溫室氣體資料之建構與盤查機制之建立（3/3）－建立運輸能源效率指標與運輸成長預測模式》之燃油效率，再由各子類別車輛之燃油密集度加權平均所計算。

D. 各種燃料的碳排放係數

公路運輸部門的排放僅包括行駛中的燃料燃燒的排放(油箱到車輪 tank-to-wheel)。採用行政院環保署在 2017 年 1 月 17 日所公布之〈溫室氣體排放係數管理表〉(6.0.3 版本)數據，其中移動源燃料油之液化天然氣 (LNG) 為 2.1139 KgCO₂e/M³，經由液化天然氣 1 M³=1.672 L單位轉換後如表 3.1.2.8 所示。

表 3.1.2.8 各種燃料別的碳排放係數

單位：KgCO₂e/L

燃料別	數值
車用汽油 (Motor Gasoline)	2.2631
柴油 (Gas/Diesel Oil)	2.6060
液化石油 (LPG)	1.7529
液化天然氣 (LNG)	3.5344

資料來源：行政院環保署國家溫室氣體登陸平台 2017 年 1 月 17 日〈溫室氣體排放係數管理表〉(6.0.3 版本)。

<http://ghgregistry.epa.gov.tw/Tool/tools.aspx>。

E. 各種車型的排放量

如前述，各種車型的排放量等於車輛數乘以每車每年平均行駛距離，再乘以燃料密集度和每單位消耗燃料的排放量。公路運輸部門排放量計算邏輯重寫如下：

公路運輸總排放量 (MtCO₂e) = Σ*i* (車種*i*的總排放量)

車種*i*的總排放量 (MtCO₂e) = Σ (燃料別*j*的總車輛數 (百萬輛) × 燃料別*j*的年平均行駛距離 (公里/輛) × 燃料別*j*的燃料密集度 (公升/100 公里) × 燃料別*j*的排放係數 (kgCO₂e /公升))

2015 年各種車型的直接排放量計算說明

- ◆ 2015 小型車 = 2015 汽油內燃機小型車 + 2015 柴油內燃機小型車

$$= (6,286,784 \text{ [輛]} \times 12,896 \text{ [公里]} \times 9.52 \text{ [公升/100 公里]} \times 2.2631 \text{ [KgCO}_2\text{e/L]}) + (231,795 \text{ [輛]} \times 16,292 \text{ [公里]} \times 9.74 \text{ [公升/100 公里]} \times 2.6060 \text{ [KgCO}_2\text{e/L]}) = 17.46 + 0.96 = 18.42 \text{ [MtCO}_2\text{e]}$$
- ◆ 2015 中型車 = 2015 汽油內燃機中型車 + 2015 柴油內燃機中型車

$$= (604,158 \text{ [輛]} \times 12,072 \text{ [公里]} \times 12.51 \text{ [公升/100 公里]} \times 2.2631 \text{ [KgCO}_2\text{e/L]}) + (429,705 \text{ [輛]} \times 20,461 \text{ [公里]} \times 20.9 \text{ [公升/100 公里]} \times 2.6060 \text{ [KgCO}_2\text{e/L]}) = 2.07 + 4.79 = 6.86 \text{ [MtCO}_2\text{e]}$$
- ◆ 2015 大型車 = 2015 柴油內燃機大型車

$$= 57,811 \text{ [輛]} \times 29,911 \text{ [公里]} \times 33.43 \text{ [公升/100 公里]} \times 2.6060 \text{ [KgCO}_2\text{e/L]} = 1.51 \text{ [MtCO}_2\text{e]}$$
- ◆ 2015 大客車 = 2015 柴油內燃機大客車

$$= 33,423 \text{ [輛]} \times 56,573 \text{ [公里]} \times 32.9 \text{ [公升/100 公里]} \times 2.6060 \text{ [KgCO}_2\text{e/L]} = 1.62 \text{ [MtCO}_2\text{e]}$$
- ◆ 2015 兩輪車 = 2015 汽油內燃機兩輪車

$$= 13,609,692 \text{ [輛]} \times 97\%^{[1]} \times 2,930 \text{ [公里]} \times 4.52 \text{ [公升/100 公里]} \times 2.2631 \text{ [KgCO}_2\text{e/L]} = 3.96 \text{ [MtCO}_2\text{e]}$$

2015 年各種車型的直接排放量結果如表 3.1.2.9，詳細各種車型的年耗油量與排放量計算請參閱附錄 3.1。

表 3.1.2.9 各種車型的直接排放量計算（2015 年）

單位：MtCO₂e

年底別	小型車	中型車	大型車	大客車	兩輪車	合計
2015	18.42	6.86	1.51	1.62	3.96	32.37

資料來源：本研究團隊分析交通部統計查詢網「機動車輛登記數按使用燃料分」（表 3.1.1.5）、交通部《交通統計要覽》與交通部運輸研究所「運輸部門節能減碳策略整合資訊平台」之年均行駛距離（表 3.1.2.3）、各種車型之燃油密集度（表 3.1.2.7）以及各種燃料別的碳排放係數（表 3.1.2.8）等資料所計算。

根據交通部運輸研究所「運輸部門節能減碳策略整合資訊平台」中「運輸部門歷年二氧化碳排放量推估表」，2015 年公路運輸部門總排放量為 35.026 MtCO₂e，比

^[1]交通部統計部（2017）《105 年機車使用狀況調查報告》顯示我國機車使用率約為 97%，故計算 2015 年兩輪車的排放量時，兩輪車車輛數需再乘上使用率 97%。



本報告的 32.37 MtCO₂e 還大許多。針對此差異進行分析，因交通部運輸研究所「運輸部門節能減碳策略整合資訊平台」計算的各種交通工具年耗油量有以能源平衡表調整值^[2]進行調整，使各種交通工具的年耗油量與能源平衡表相同，因為能源平衡表中公路運輸部門耗油量大於計算值，導致公路運輸部門總排放量增加，當不進行能源平衡表調整後「運輸部門節能減碳策略整合資訊平台」所計算出的 2015 年排放量為 32.08 MtCO₂e，比本報告所計算排放量（32.37 MtCO₂e）還小。本報告排放量包含特種車的排放量，不包含液化石油氣（LPG）的排放量，「運輸部門節能減碳策略整合資訊平台」的排放量包含液化石油氣（LPG）車的排放量，不包含特種車的排放量。特種車與LPG車的排放量分別為 0.64 MtCO₂e 以及 0.12 MtCO₂e。分別去除特種車與LPG車的排放量後「運輸部門節能減碳策略整合資訊平台」的排放量為 31.96 MtCO₂e，本報告的排放量為 31.73 MtCO₂e，兩種計算的差距縮減至 0.23 MtCO₂e。

「運輸部門節能減碳策略整合資訊平台」使用的總車輛數不像本報告將各種車型的總車輛數按使用燃料別區分逐一去拆解，「運輸部門節能減碳策略整合資訊平台」大貨車、大客車以及機車的總車輛數為總合值（將使用不同燃料的車輛一併加總，並劃分出使用不同燃料的車輛數），所以「運輸部門節能減碳策略整合資訊平台」的總車輛數用法較不精確。再來，「運輸部門節能減碳策略整合資訊平台」營業大客車以及遊覽車的年平均行駛距離比本報告的年平均行駛距離大。原因是兩者取得的資料來源不同，「運輸部門節能減碳策略整合資訊平台」的年平均行駛距離資料是根據交通部《遊覽車營運狀況調查報告》以及《台灣地區市區/公路汽車客運營運概況》的年平均行駛距離，本報告的年平均行駛距離資料是根據交通部《交通統計要覽》年均延車公里按使用燃料區分。綜合上述，公路運輸部門 2015 年排放量差異原因是使用不同燃料的車輛數不相同以及大客車的年平均行駛距離數據來源不同，導致「運輸部門節能減碳策略整合資訊平台」的排放量比本報告的排放量大 0.23 MtCO₂e。

[2]能源平衡表調整值：公路運輸總耗油量/公路運輸各種交通工具的總耗油量推估。

2015 年各種車型的間接排放量計算說明

根據表 3.1.1.5，2015 年車輛登記數按使用燃料分，2015 年有 478 台電動小客車、168 台電動大客車及 52,010 台電動機器腳踏車^[3]，上述三種交通工具剛好分類到本報告的小型車、大客車以及兩輪車，在計算年總排放量時須加入電動交通工具所產生之間接碳排放量，間接排放的計算公式如下：

車種*i*的間接排放量 (MtCO₂e) = (車種*i*使用電的總車輛數 (百萬輛) × 車種*i*使用電的年平均行駛距離 (公里/輛) × 車種*i*的電力密集度 (公里/kWh) × 電力碳排放係數 (tCO₂e /MWh))

小型車、大客車、兩輪車的間接排放量計算結果如下表 3.1.2.10。

表 3.1.2.10 各種車型的間接排放量計算 (2015 年)

	小型車	大客車	兩輪車
總車輛數 (輛) ⁽¹⁾	478	168	52,010
年平均行駛距離 (公里/輛) ⁽²⁾	16,094	39,274	2,930
電力密集度 (kWh/公里) ⁽³⁾	0.186	1	0.03
電力排放係數 (tCO ₂ e /MWh) ⁽⁴⁾	0.528		
排放量 (MtCO ₂ e)	0.0007	0.003	0.002

資料來源：

- (1) 交通部統計查詢網「機動車輛登記數按使用燃料分」(表 3.1.1.5)。
- (2) 交通部《交通統計要覽》與交通部運輸研究所「運輸部門節能減碳策略整合資訊平台」之年均行駛距離(表 3.1.2.3)。
- (3) 電力密集度參考 3.2.1.3 節各種車型之電力密集度(表 3.2.1.19)。
- (4) 電力排放係數參考能源局《2016 能源統計年報》的 2015 年電力排放係數。

2015 年各種車型的總排放量為直接排放與間接排放的總和，2015 年各種車型的總排放量為 32.37 MtCO₂e，詳細各種車型的總排放量結果如表 3.1.2.11 所示。2015 年公路運輸部門的間接排放量很小，對於總排放量影響不大，原因是電動交通工具的數量太少，產生的間接排放量少。

^[3]表 3.1.1.5 中還有電動小貨車以及電動特種車，因數量很少(電動小貨車 24 台、電動特種車 2 台)所以在此段沒將電動小貨車以及電動特種車所產生的間接碳排放量納入計算。

表 3.1.2.11 各種車型的總排放量計算（2015 年）

單位：MtCO₂e

年底別	小型車	中型車	大型車	大客車	兩輪車	合計
2015	18.42	6.86	1.51	1.62	3.96	32.37

資料來源：本研究團隊將表 3.1.2.8 直接排放量結果與表 3.1.2.10 間接排放量結果相加所得。

3.2 公路運輸部門基準情境排放預估

3.2.1 基準情境參數

依據排放量計算邏輯，計算基準情境排放量所需要之參數包括：(1) 各種車型在各年的總車輛數，(2) 各種車型的年平均行駛距離，(3) 各種車型的燃料密集度，(4) 各種燃料的碳排放係數，以下針對各項參數之定義及計算說明。

3.2.1.1 總車輛數

各年行駛車輛數的計算邏輯為：

$$\text{各年車輛存量} = (\text{2010 年車輛存量} - \text{累積舊車報廢數}) + (\text{2011 年起新車銷售量} - \text{累積新車報廢數})$$

定義 2010 年以前購置的汽車為舊車，2011 年以後購置的為新車。「2010 年車輛存量」取自 2010 年交通部統計查詢網的「車輛登記數」，「新車銷售量」為 2011 年以後銷售的車輛數，使用交通部統計查詢網的「車齡一年以下機動車輛登記數」作為當年銷售量；「存量報廢數」為基準年 2010 年以前的車輛存量至當期的報廢數，計算邏輯是以車輛平均壽命，計算出每年度淘汰量，「新車報廢數」則為 2011 年起新售車輛至當期的報廢數。其概念以圖 3.2.1.1 示說明：

2011-2015	2016-2020	2021-2025	2026-2030	2031-2035
2010年以前既有的車存量				
+				
2011-2015銷售量				
+				
	2016-2020銷售量			
+				
		2021-2025銷售量		
+				
			2026-2030銷售量	
+				
				2031-2035銷售量
=車輛存量				

圖 3.2.1.1 車輛存量計算

各總車輛數參數之實際內容說明如下：

新車銷售量

預估 2016—2035 年基準情境排放需要 2011—2035 年各年車輛銷售量。以交通部統計查詢網的「車齡一年以下機動車輛登記數」為當年度車輛銷售量。2006 年至 2015 年間小型車銷售量複合成長率為 1.70%，依此成長率推算 2017—2024 年各年的小型車銷售量。小型車中絕大多數為自用小客車，根據國發會 2016 年《中華民國 105 年至 150 年人口推計》，台灣人口在 2024 年將達巔峰，假設小型車銷售量在 2024 年亦達巔峰，所以 2025 年至 2035 年間小型車銷售量保持 2024 年小型車的銷售量。2007 年至 2015 年間中型車銷售量複合年成長率 1.27%，依此成長率推算 2017—2035 年各年中型車銷售量。1999 年至 2015 年間大型車銷售複合年成長率 0.19%，依此成長率推算 2017—2035 年各年大型車之銷售量。

大客車分為自用、營業（公車與客運車）與遊覽車，回顧歷史，營業大客車與遊覽車銷量變化起伏無顯著趨勢，但於 2010、2011、2012 近三年銷量特高。分析其原因，遊覽車在近年的大幅增長與觀光服務增長有關，近年來國外旅客來台觀光自由行型態有逐年增加的趨勢，假定遊覽車未來銷量維持於 2016 年水準不變，營業大客車因政府政策鼓勵汰換以及推動臺灣 EASY GO，執行臺灣好行景點接駁旅遊服務計畫造成近年高銷量，考量未來鄉鎮間交通的接駁以及觀光景點接駁的需求，以 2006—2015 年營業大客車的歷史銷量複合年成長率 0.87% 來推算 2017—2024 年營業大客車銷量。根據國發會 2016 年《中華民國 105 年至 150 年人口推計》，台灣人口

在 2024 年達巔峰，假設營業大客車銷量於 2024 年達巔峰，所以 2025－2035 年大客車銷售量維持 2024 年大客車的銷售量。歷年自用大客車銷售數量很少，假設自用大客車未來年銷量推估維持於 2016 年的水準不變。根據車輛工業同業公會，2016 年兩輪車銷售量為 788,017 輛^[4]，兩輪車使用族群主要為中青年人口，根據國發會 2016 年《中華民國 105 年至 150 年人口推計》，2017－2035 年各年間 15－64 歲的年底人口數之各年成長率，依此成長率推算 2017－2035 年各年間兩輪車的銷售量。

各車型銷售量推估假設，整理如表 3.2.1.1。

表 3.2.1.1 各種車型的新車銷售量推估依據

	假設說明
小型車	以 2006 年至 2015 年的歷史複合年成長率 1.70%，推算 2017－2024 年各年小型車銷售量。根據國發會（2016），我國人口於 2024 年達人口最高峰，假設車輛銷量在 2024 年至 2035 年持平。
中型車 大型車	未來如無重大的政策變化，中型車新車銷售輛以 2007 年至 2015 年中型車銷售複合年成長率 1.27%，推算 2017－2035 年各年中型車銷售量。大型車新車銷售量以 1999 年至 2015 年大型車銷售複合年成長率 0.19%，推算 2017－2035 年各年大型車銷售量。
大客車	大客車細分為自用大客車、營業大客車與遊覽車。自用大客車與遊覽車銷量維持於 2016 年水準。以 2006－2015 年營業大客車歷史複合成長率 0.87%，推算 2017－2024 年營業大客車銷量。根據國發會（2016），台灣人口在 2024 年達巔峰，假設營業大客車銷量成長在 2024 年至 2035 年持平。
兩輪車	使用族群主要為中青年人口，根據國發會（2016），2016－2035 年 15－64 歲的年底人口數之各年成長率，推算 2016－2035 年各年兩輪車銷售量。

資料來源：交通部統計查詢網之「車齡一年以下機動車輛登記數」，台灣區車輛工業同業公會「台灣機車產銷統計表」，國發會（2016）《中華民國 105 年至 150 年人口推計》。

依據前述對未來各種車型新車銷售量的推估，把 2011－2035 年之各種車型新車銷售量以五年為一期統整如表 3.2.1.2 所示。

^[4]車輛工業同業公會「台灣機車產銷統計表」，<http://www.ttvma.org.tw/cht/industrial-survey.php>。

表 3.2.1.2 各種車型新車銷售量推估

單位：輛

	小型車	中型車	大型車	大客車	兩輪車
2011—2015	1,602,138	115,910	9,072	13,270	3,233,463
2016—2020	1,807,212	187,370	9,113	11,194	3,894,382
2021—2025	1,958,954	199,609	9,200	11,439	3,728,614
2026—2030	1,998,502	212,646	9,288	11,502	3,529,627
2031—2035	1,998,502	226,535	9,376	11,502	3,345,313

資料來源：本研究團隊依據交通部統計查詢網之「車齡一年以下機動車輛登記數」、台灣區車輛工業同業公會之「台灣機車產銷統計表」、國發會（2016）《中華民國 105 年至 150 年人口推計》等資料與各項假設所計算。

車輛報廢數

車輛報廢數包括「舊車報廢數」與「新車報廢數」。以車輛平均壽命推估 2010 年以前的舊車報廢數。舉例而言，若車輛壽命為 18 年，則 2010 年以前的舊車從 2011 年起，每年以 2010 年舊車存量的 1/18 報廢，10 年後就有 10/18 報廢。2011 年以後的新車，則依其購入年度到壽命滿時報廢。

以 2020 年的舊車（壽命 18 年）累積報廢數為例：

2020 年累積舊車報廢數

= 2010 年舊車存量 ÷ 車輛壽命（18 年）×（2020 年—2010 年）

= 2010 年舊車存量 ×（10/18）

以新車（壽命 18 年）在 2030 年的累積報廢數為例：

新車在 2030 年的累積報廢量

= 2011 年新車購置量 + 2012 年新車購置量

車輛平均壽命決定了各年度之車輛報廢數，整理公路總局嘉義區監理所提供「2006—2016 年各年間報廢車齡資料」，計算出 2006 年至 2016 年車輛平均壽命，發現小型車、中型車及大型車的平均壽命均有增加的趨勢，考量未來台灣經濟發展穩定成長下以及根據市場研究機構 IHS Markit，2015 年和 2016 年美國汽車平均壽命分別為 11.5^[5]和 11.6 年^[6]，推估小型車、中型車及大型車的平均壽命在未來有下降

^[5]IHS Markit (2015/7/29)

<http://news.ihsmarket.com/press-release/automotive/average-age-light-vehicles-us-rises-slightly-2015-15-years-ihs-reports>.

^[6]IHS Markit (2016/11/22)

<http://news.ihsmarket.com/press-release/automotive/vehicles-getting-older-average-age-light-cars-and-trucks-us-rises-again-2016>.

的可能，假設 2016—2035 年小型車、中型車及大型車的平均壽命與 2006—2016 年小型車、中型車及大型車的平均壽命相同。2006—2016 年年間大客車的平均壽命呈現不規則跳動，由於無明顯的變化趨勢，假設 2016—2035 年大客車的平均壽命與 2006—2016 年大客車的平均壽命相同。兩輪車的平均壽命在 2006—2013 年持續增加，2013 年兩輪車的平均壽命達最大值 21.8 年，2013 年以後兩輪車的平均壽命逐年遞減，分析原因，2013 年政府補助民眾汰換二行程機車，導致當年報廢車數量遽增，由其是 16 年以上的兩輪車，考量「汰換二行程機車及新購電動二輪車補助辦法」的推動以及考量未來兩輪車的平均壽命有下降的可能，假設 2016—2035 年兩輪車的平均壽命與 2006—2016 年兩輪車的平均壽命相同。2016—2035 年各種車型的平均壽命由表 3.2.1.3 所示。

表 3.2.1.3 各種車型的平均壽命

單位：年

	小型車	中型車	大型車	大客車	兩輪車
平均壽命	16.79	17.58	18.74	14.41	16.18

資料來源：分析自公路總局嘉義區監理所「2006—2016 年各年間報廢車齡資料」所歸納。

3.2.1.2 車輛年平均行駛距離

計算排放量時需要行駛距離歷史數據和預估數據。各種車型的年平均行駛距離統計資料由交通部《交通統計要覽》「附錄 3-汽車延車公里統計按使用燃料分」資料有大客車、大貨車、小客車、小貨車、特種車的每車每年平均行駛里程按使用燃料分，而機器腳踏車每年每車平均行駛里程則由交通部運輸研究所「運輸部門節能減碳策略評估整合資訊平台」之「年均行駛里程」資料所得，交通部汽/機車年平均行駛距離資料如表表 3.2.1.4 所示。

表 3.2.1.4 歷年交通部機動車輛年平均行駛距離

單位：公里

年別	大客車 ⁽¹⁾			大貨車 ⁽¹⁾			小客車 ⁽¹⁾			小貨車 ⁽¹⁾			特種車 ⁽¹⁾	機器腳踏車 ⁽²⁾
	小計	自用	營業	小計	自用	營業	小計	自用	營業	小計	自用	營業		
2006	100,748	31,638	110,866	55,924	41,559	75,866	18,759	17,894	52,634	23,383	22,976	38,946	—	3,869
2007	92,841	28,097	102,120	53,080	38,018	74,760	16,824	15,964	50,072	20,456	19,934	38,522	—	4,068
2008	83,824	25,566	92,158	47,931	33,322	70,098	15,549	14,678	48,877	18,846	18,209	38,821	—	4,068
2009	75,568	23,658	82,839	43,127	30,257	63,431	14,751	13,980	44,582	16,556	15,905	36,716	—	3,739
2010	80,547	23,991	88,659	44,398	30,960	66,102	15,192	14,400	45,378	17,042	16,067	37,779	—	3,739
2011	65,502	23,304	71,275	40,002	24,879	64,246	13,896	12,986	45,069	13,976	13,118	37,076	—	3,607
2012	49,407	19,155	51,233	30,659	22,057	41,934	13,152	12,602	30,977	14,358	13,832	27,458	14,431	3,607
2013	52,061	19,444	53,881	31,394	23,034	42,486	13,133	12,564	31,212	14,001	13,567	24,704	13,985	3,607
2014	56,368	20,296	58,284	31,318	22,617	42,966	13,149	12,554	31,532	13,806	13,426	22,956	13,843	2,930
2015	56,277	20,265	58,117	30,875	22,346	42,298	13,140	12,535	31,631	13,723	13,308	23,400	13,418	2,930

資料來源：

- (1) 交通部《交通統計要覽》「附錄 3-汽車延車公里統計按使用燃料分」，2012 年起才將特種車延車公里納入統計資料。
- (2) 交通部運輸研究所「運輸部門節能減碳策略評估整合資訊平台」之「年行駛里程」。

由表 3.2.1.4 觀察到各種車型之年平均行駛距離逐年往下遞減，分析原因，近來年政府鼓勵民眾使用大眾運輸工具（如高鐵與捷運），使得公路大客車、小客車及機器腳踏車年平均行駛距離下降。根據交通部統計查詢網「2005—2016 年各年公路汽車貨運量」，2008 年公路汽車貨運量明顯下降，原因是 2008 年汽油價格上漲，隨後油價下降貨運量上升，由此可知大貨車與小貨車的年平均行駛距離數值下降與汽車貨運（經濟活動）以及汽油價格有關。

各種車型的年平均行駛距離是該型車所包含的各子類別車輛之年平均行駛距離的加權平均值，權數是各子類別車輛佔在該型車中的佔比（表 3.1.2.4）。與各年子類別車種佔比計算後的各種車型之年平均行駛距離彙整如表 3.1.2.5 所示，因 2012 年起交通部《交通統計要覽》「附錄 3-汽車延車公里統計按使用燃料分」才納入特種車延車公里資料，計算 2010—2011 年小型車、中型車以及大型車之年平均行駛距離時，特種車的年均行駛距離資料以 2012 年特種車年平均行駛距離值做計算。結果顯示，各種車型年平均行駛距離均有漸漸遞減之趨勢，假設 2015 年的年平均行駛距離，作為小型車、中型車、大型車，大客車在 2016—2035 年的年平均行駛距離推估值，如表 3.1.2.6 所示。

表 3.2.1.5 歷年各種車型的年平均行駛距離

單位：公里

	小型車	中型車	大型車	大客車	兩輪車
2010	15,188	20,087	41,797	80,547	3,739
2011	13,899	16,922	37,840	65,502	3,607
2012	13,159	16,140	28,993	49,407	3,739
2013	13,138	15,884	29,612	52,061	3,607
2014	13,153	15,688	29,530	56,368	2,930
2015	13,142	15,559	29,094	56,277	2,930

資料來源：根據交通部《交通統計要覽》與交通部運輸研究所「運輸部門節能減碳策略整合資訊平台」之年平均行駛距離資料，與各子類別車種佔比（表 3.1.1.4）所計算。

表 3.2.1.6 各種車型的年平均行駛距離

單位：千公里

	小型車	中型車	大型車	大客車	兩輪車
2010	15.19	20.09	41.80	80.55	3.74
2011–2015	13.30	16.04	31.01	55.92	3.36
2016–2035	13.14	15.56	29.09	56.28	2.93

資料來源：根據表 3.1.2.5 歷年各種車型的年平均行駛距離所整理。

3.2.1.3 燃料密集度

「燃料密集度」為行駛每公里所需的燃料，依車輛技術系統的差異而分成燃油密集度與電力密集度。

燃油密集度

根據交通部運輸研究所「運輸部門節能減碳策略評估整合資訊平台」，2005–2015 年間年燃油效率的數據（表 3.2.1.7）。

表 3.2.1.7 歷年機動車輛燃油效率

單位：公里/公升

年份	小客車 (汽油) ⁽¹⁾		小客車 (柴油) ⁽¹⁾		小貨車 (汽油) ⁽¹⁾		小貨車 (柴油) ⁽¹⁾		大客車 ⁽¹⁾			大貨車 ⁽¹⁾		特種車 ⁽²⁾	機器腳踏車 ⁽¹⁾
	自用	營業	自用	營業	自用	營業	自用	營業	自用	遊覽車	營業	自用	營業		
2005	9.80	8.55	11.37	10.98	8.31	7.81	7.48	6.73	3.08	2.98	2.77	2.48	2.36	3.01	21.7
2006	9.94	8.55	11.53	10.98	8.31	7.77	7.54	6.83	3.07	2.98	2.76	2.39	2.28	3.01	21.7
2007	9.94	8.21	11.53	10.98	8.30	7.73	7.60	6.94	3.09	3.02	2.78	2.38	2.27	3.01	22.0
2008	10.25	8.21	11.89	10.98	8.30	7.70	7.66	7.04	3.06	3.02	2.76	2.33	2.21	3.02	22.0
2009	10.25	7.66	11.89	10.98	8.29	7.66	7.72	7.15	3.03	3.30	2.74	2.20	2.09	—	22.4
2010	10.31	7.66	11.97	10.98	8.29	7.62	7.79	7.26	3.10	3.30	2.81	2.29	2.18	—	22.4
2011	10.31	8.28	11.97	8.94	8.28	7.59	7.85	7.36	3.19	3.40	2.81	2.01	1.92	—	22.3
2012	10.25	8.28	12.10	8.94	8.28	7.55	7.91	7.47	3.18	3.40	2.78	2.34	2.22	—	22.3
2013	10.25	7.97	12.10	11.33	8.28	7.51	7.97	7.58	3.27	3.30	2.81	2.87	2.73	—	22.3
2014	10.69	7.97	12.61	11.33	8.27	7.48	8.03	7.68	3.31	3.30	2.81	3.13	2.98	—	22.1
2015	10.69	8.69	12.61	11.04	8.27	7.44	8.10	7.79	3.29	3.30	2.79	3.08	2.93	—	22.1

資料來源：

- (1) 交通部運輸研究所「運輸部門節能減碳策略評估整合資訊平台」之燃油效率。
- (2) 運輸研究所（2011）《運輸部門能源與溫室氣體資料之建構與盤查機制之建立（3/3）—建立運輸能源效率指標與運輸成長預測模式》中所提供的 2008 年以前特種車的燃油效率。

歷年各車種的燃油效率有逐年提升的現象，本報告以 2015 年各種車型的燃料效率值來計算各車種當前的典型燃油密集度，因無 2008 年後特種車的燃油效率，所以使用 2008 年特種車燃油效率值代表 2015 年特種車燃料效率值。本報告的各種車型的燃油密集度是該車型所包含的各子類別車輛之燃油密集度的加權平均值，權數是該車型各子類別年總行駛距離在該車型年總行駛距離的占比。經由上述方式，計算出各車種當前的典型燃油密集度（表 3.2.1.8），當前燃油密集度詳細計算過程請見第 3.1.2 節 C 段。

由於台灣目前並無壓縮天然氣小型車燃油料密集度的本土數據，所以參考美國能源部節能資訊網（Fuel Economy）所提供之 Honda 天然氣車 Civic 作為壓縮天然氣小型車的代表，2015 年 Honda Civic Natural Gas 的燃油效率值為 31 MPG^[7]，其中 1 MPG = 0.425 km/l，故燃油密集度為 7.59 l/100 km。

表 3.2.1.8 各種車型的燃料密集度現況（2015 年）

單位：公升/100 公里

汽油內燃機小型車 ⁽¹⁾	9.52
柴油內燃機小型車 ⁽¹⁾	9.74
壓縮天然氣小型車 ⁽²⁾	7.59
汽油內燃機中型車 ⁽¹⁾	12.51
柴油內燃機中型車 ⁽¹⁾	20.9
柴油內燃機大型車 ⁽¹⁾	33.43
柴油內燃機大客車 ⁽¹⁾	32.9
汽油內燃機兩輪車 ⁽¹⁾	4.52

資料來源：

- (1) 根據交通部運輸研究所「運輸部門節能減碳策略評估整合資訊平台」2015 年燃油效率值以及交通部運輸研究所（2011）《運輸部門能源與溫室氣體資料之建構與盤查機制之建立（3/3）－建立運輸能源效率指標與運輸成長預測模式》，2008 年的特種車燃油效率值，經由加權平均後計算出本報告車種之燃料密集度。
- (2) 美國能源部節能資訊網“2015 年 Honda Civic Natural Gas”

燃油密集度可因技術進步而降低，下一小節（3.2.1.4 節）將說明燃油密集度降低的潛能。

[7]Fuel Economy “2015 Honda Civic Natural Gas” <http://www.fueleconomy.gov/feg/Find.do?action=sbs&id=35886>.



電力密集度

電力密集度是車輛行進每公里所需的單位電力 (kWh)。電動小型車的電力密集度根據美國能源部節能資訊網 2011 – 2016 年 Nissan Leaf 的電力密集度，由 34 kWh/100 mi 降至 30 kWh/100 mi^[8]，等於 0.211 kWh/km 到 0.186 kWh/km，顯示電力密集度持續下降，表示電動小型車技術正逐漸進步，假設 2016 年 Nissan Leaf 的電力密集 0.186 kWh/km 為 2016 – 2035 年電動小型車的電力密集度。

電動中型車在台灣尚未普遍，訪談廠商^[9]表示該公司預計生產 3.5 噸電動輕型卡車其電力密集度為 0.4 kWh/km，以及日本 Mitsubishi Fuso Truck and Bus Corporation (MFTBC) 子公司 Daimler Trucks 汽車公司在 2016 年法蘭克福車展終推出量產版 Fuso eCanter 並從 2017 年起投入營運，該電動輕型卡車總重量達 7.5 噸，電池容量為 70 kWh，根據車身、負載和使用情況下其行駛距離達 100 公里左右，Fuso eCanter 的電力密集度為 0.7 kWh/km^[10]。中型車定義為 16 噸以下載貨卡車，總重量範圍很廣，當噸數越重時所需電量大，電力密集度也越大，由上述兩家電動輕型卡車規格可知總重越重的輕型卡車其電力密集度越大，電動中型車之電力密集度分別為 0.4 kWh/km 與 0.7 kWh/km，因不清楚台灣中型車中各車輛的總重量分配比例情形，因此以直觀數學方式將取兩車款電動中型車的電力密集度平均值 0.55 kWh/km 當作 2016 – 2035 年電動中型車的電力密集度。

電動大型車在全世界尚未普遍，於 2017 年 10 月日本 Daimler Trucks 汽車公司在東京車展上推出電動重型卡車概念車 E-FUSO Vision One，該電動重型卡車概念車總重量達 23 噸，搭配 300 kWh 的電池而行駛距離可達 350 公里，故 E-FUSO Vision One 的電力密集度為 0.85 kWh/km^[11]，同時 Tesla 汽車公司在 2017 年 11 月推出電動重型卡車概念車 Tesla Semi，由 Tesla 官網知 Tesla Semi 的總重量約為 8 萬磅 (約 36 公噸)，電力密集度為 2 kWh/mile (1.25 kWh/km)，行駛距離範圍為 300 – 500 miles (480 – 800 km)^[12]。大型車定義為 16 噸以上載貨卡車，與中型車相同大型車總重量範圍

^[8]<https://www.fueleconomy.gov/feg/PowerSearch.do?action=noform&path=1&year1=2011&year2=2016&make=Nissan&baseModel=Leaf&srctype=yymm>.

^[9] 受訪專家與廠商名單請見「致謝」節。

^[10] <https://www.daimler.com/products/trucks/fuso/ecanter.html>.

^[11] http://media.daimler.com/marsMediaSite/en/instance/ko.xhtml?oid=30010405&ls=L3N1YXJjaHJlc3VsdC9zZWZyY2hyZXN1bHQueGh0bWw_c2VhcmNoU3RyaW5nPURhaW1sZXIrVHJlY2tzK2xhdW5jaGVzK0UtR1VTTythbmQrK2FsbC1lbGVjdHJpYytoZWZyY2hUeXBIPWRldGFpbGVkImJvcmlcnM9dHJlZSZeZXN1bHRJbmZvVHlwZUlkPTQwNjI2JnZpZXdUeXBIPWxpc3Qmc29ydERlZmluaXRpb249UFVCTEITSEVEX0FULTImdGh1bWJTY2FsZUluZGV4PTAmcm93Q291bnRzSW5kZXg9NQ!!&rs=0.

^[12] <https://www.tesla.com/semi/>.



很廣，當噸數越重其耗電量越大其電力密集度也越大，從E-FUSO Vision One和Tesla Semi電動重型卡車規格可以知道總重越重的重型卡車越耗電，E-FUSO Vision One和Tesla Semi電動大型車之電力密集度分別為 0.85 kWh/km與 1.25 kWh/km，因為不清楚台灣大型車中各種總重量分配比例情形，因此以直觀數學方式將兩車款的電力密集度取平均值 1.05 kWh/km當作 2016–2035 年電動大型車的電力密集度。

台灣第一台掛牌電動大客車出現於 2010 年底，根據交通部運輸研究所（2016）《電動大客車營運績效管理資訊平台先期研究》，2012–2014 年實際運行之電動大客車用電效率分別為 1.6 kWh/km、1.4 kWh/km及 1.3 kWh/km，電力密集度逐年進步。經與專家以及廠商^[13]訪談，目前電動大客車的電力密集度大體上來說平均為 1 kWh/km，我們相信電動大客車技術正逐漸進步，假設 2016–2035 年電動大客車的電力密集度為 1 kWh/km。

電動兩輪車的電力密集度根據Hwang（2010）“Taiwan Renewable and Sustainable Energy Reviews”，2008 年電動兩輪車電力密集度為 0.03 kWh/km。根據工研院曾郁茜（2017）《臺灣電動機車產業現況及未來發展商機》，台灣市售前 2 大電動機車廠商為睿能公司（Gogoro）以及中華汽車，在 2016 年市售佔比分別為 63%以及 23%，我們參考中華emoving系列與睿能Gogoro系列的電動兩輪車規格，目前市售電動兩輪車平均電力密集度為 0.025 kWh/km^[14]，與Hwang（2010）所述電動兩輪車的電力密集度 0.03 kWh/km相差不多，經拜訪相關電動機車廠商^[15]，電動兩輪車的電力密集度約在 0.025 kWh/km左右，我們假設 2016–2035 年電動兩輪車的電力密集度為 0.025 kWh/km。

根據美國能源部節能資訊網，2012–2015 年Totota Prius Plug-in Hybrid的電力密集度 29 kWh/100 mi（0.18 kWh/km）^[16]，假設 2016–2035 年插電式油電混合小型車的電力密集度與 2015 年 Totota Prius Plug-in Hybrid的電力密集相同為 0.18 kWh/km。各種用電車的耗電密集度如表 3.2.1.9 所示。

^[13] 受訪專家與廠商名單請見「致謝」節。

^[14] 電動兩輪車的電力密集度 0.025 kWh/km 為平均值，此值是根據中華 emoving 與睿能 Gogoro 兩種系列的電動兩輪車規格來計算，詳細各車型的電動兩輪車電力密集度請參閱中華汽車公司網站，<http://www.e-moving.com.tw/specific.html>，以及睿能公司網站，<https://www.gogoro.com/tw/>。

^[15] 受訪專家與廠商名單請見「致謝」節。

^[16] <http://www.fueleconomy.gov/feg/Find.do?action=sbs&id=32484&id=33335&id=34516&id=35598>.

表 3.2.1.9 各種車型的電力密集度

單位：kWh/km

用電車輛	2016–2035
電動小型車 ⁽¹⁾	0.186
電動中型車 ⁽²⁾	0.4
電動大型車 ⁽³⁾	0.85
電動大客車 ⁽⁴⁾	1.00
電動兩輪車 ⁽⁵⁾	0.025
插電式油電混合小型車 ⁽¹⁾	0.18

資料來源：本研究團隊分析

- (1) 美國能源部節能資訊網。
- (2) Daimler Trucks 汽車公司的 Fuso eCanter 車款資訊。
- (3) Daimler Trucks 汽車公司的 E-FUSO Vision One 車款資訊和 Tesla 汽車公司的 Tesla Semi 車款資訊。
- (4) 交通部運輸研究所 (2016)《電動大客車營運績效管理資訊平台先期研究》。
- (5) Hwang (2010)，曾郁茜 (2017) 以及 emoving 與 Gogoro 電動機車規格。並與相關專家與廠商訪談後判斷各種車型的電力密集度。

為了分別計算化石燃料燃燒的排碳和用電的排碳，必須計算電力和化石能源在插電式混合動力車總能耗中的分配比例。其計算方法是：利用 2012–2015 年全球銷量前兩名的插電式汽油油電混合車款（表 3.2.1.10），以其當年銷量為權數，計算出加權平均的電力續航力里程（40.4 km），除以每單次用車之平均行駛里程。

表 3.2.1.10 全球前兩大銷量插電式汽油油電混合車（2012–2015 年）

品牌	當年銷量	續航力
Chevrolet Volt ⁽¹⁾	87,708 台	60 公里（37 英里）
Toyota Prius Plug-in Hybrid ⁽²⁾	75,046 台	18 公里（11 英里）

資料來源：

- (1) Wikipedia, “Chevrolet Volt,” https://en.wikipedia.org/wiki/Chevrolet_Volt.
- (2) Wikipedia, “Toyota Prius Plugin Hybrid,” https://en.wikipedia.org/wiki/Toyota_Prius_Plug-in_Hybrid.

假設一般駕駛人 2012—2015 年平均開車出門 251 次（根據 2012—2015 年行政院人事行政總處公布的政府行政機關辦公日曆表，扣除假日、節日的上班日總數為 251 天），而 2012—2015 年小型車年均行駛距離為 13,148 公里（表 3.2.1.5），將 13,148 公里除以 251 次，等於每單次用車之平均行駛里程為 52.38 公里。將加權續航力里程數除以平均行駛里程，便可得出平均電力佔插電式混合動力車的燃料比例為 77%（40.4 km / 52.38 km）。我們假定插電式混合動力車的燃料比例在各年不變（表 3.2.1.11）。

表 3.2.1.11 各用電車輛電力佔能源消耗之百分比

用電車輛	2016-2035
插電式汽油油電混合小型車	77%
電動小型車	100%
電動中型車	100%
電動大型車	100%
電動大客車	100%
電動兩輪車	100%

資料來源：本研究團隊分析表 3.2.1.10 所算出的加權續航力里程數，及藉由表 3.2.1.5 資料所算出的每單次用車之平均行駛里程等資料所計算。

3.2.1.4 燃料密集度改善分級

燃料效率改善的潛能，汽油車及柴油車的燃料效率的改善潛能不完全相同。可改善的技術內容包括傳動及非傳動系統技術。而燃油效率改善的途徑包含內燃機效率提升與其他傳動系統選擇。內燃機分為汽油與柴油內燃機，其他傳動系統的選擇包括油電混合車（Hybrid Electric Vehicle, HEV）、插電式油電混合車（Plug-in Hybrid Electric Vehicle, PHEV）、電動車（Electric Vehicle, EV）、燃料電池車（Fuel Cell Electric Vehicle, FCEV）以及壓縮天然氣車（Compressed Natural Gas，簡稱 CNG），內容說明如表 3.2.1.12：

表 3.2.1.12 傳動系統分類

	說明
傳統內燃機改善	針對汽油與柴油的內燃機效率改善，包含非傳動系統及傳動系統的技術改變。每項技術改變將使車輛成本有所增加。
油電混合車	擁有傳統內燃機以及電動引擎。電動引擎的電源為電池，電能由車輛運轉（如剎車）產生。減碳潛力來自於該車輛以電能而非傳動內燃機所產生能量移動的比例。
插電式油電混合車	與油電混合車同，有傳統內燃機以及電動引擎。但此電動引擎的電源來自於外在的充電。減碳潛力與電力的溫室氣體排放係數有密切關聯，也受以電能移動的比例影響。
電動車	沒有內燃機，不需要化石燃料，僅以電動引擎運轉。減量潛力受到電力溫室氣體排放係數影響。龐大的電池蓄能為主要成本來源。
氫燃料車	利用氫氣和空氣中的氧在催化劑的作用下，在燃料電池中經由電化學反應產生的電能，作為主要動力源驅動的汽車。減量潛力受到生成氫氣的溫室氣體排放係數。基礎設施（加氫站）的缺乏將是發展燃料電池車最大的阻礙。
壓縮天然氣車	以內燃機運轉，然而內燃機能量來源為壓縮天然氣而非汽油和柴油。減量潛力來自於壓縮天然氣相對於汽油或柴油較低的排放係數。

資料來源：本研究團隊參考中經院和台經院（2012）《台灣溫室氣體減量進程與綠能產業發展政策之基礎研究（2/2）》，以及 McKinsey（2011）“The role of Battery Electric Vehicles, Plug-in Hybrids and Fuel Cell Electric Vehicles”。

根據中華經濟研究院和台灣經濟研究院（2012）《台灣溫室氣體減量進程與綠能產業發展政策之基礎研究（2/2）》，針對內燃機燃料密集改善分級資料將內燃機燃油效率的改善分為四級。這些技術有「代工廠商以整體系統設計出發」、「不同技術發展部分互相獨立、部分互相重疊、部分相輔相成，有很高機率以組合方式發展」、「節省成本將促成組合式改善」三大特性，並符合美國加州環境保護署的分析。各種燃料技術項群組內容如表 3.2.1.13 到 3.2.1.17 所示。

表 3.2.1.13 汽油內燃機小型車燃料密集度改善的分級

			傳動	非傳動
汽油內燃機小型車	群組 1	■	<ul style="list-style-type: none"> ■ 可變動氣門控制 ■ 發動機 (Engine) 摩擦力減少 (溫和) 	<ul style="list-style-type: none"> ■ 低滾動阻力輪胎 ■ 胎壓控制系統 ■ 輕微 (mild) 重量減低 (1.5%)
	群組 2	■	<ul style="list-style-type: none"> ■ 中級 (medium) 排氣量降低 (“縮小體積”) ■ 最佳化齒輪箱比例 (Optimized gearbox ratio) 	<ul style="list-style-type: none"> ■ 群組 1 加上以下項目 ■ 中級 (medium) 重量減低 (3.6%) ■ 輔助裝置電氣化 ■ 改善氣動效率 ■ 引擎自動啟閉系統
	群組 3	■	<ul style="list-style-type: none"> ■ 排氣量大量 (strong) 降低 (“縮小體積”) ■ 發動機 (Engine) 摩擦力降低 (大量) ■ 最佳化齒輪箱比例 	<ul style="list-style-type: none"> ■ 群組 2 加上以下項目 ■ 胎壓控制系統 ■ 大量 (Strong) 重量減低 (9%) ■ 電子輔助轉向 ■ 空調調整 ■ 改善氣動效率 ■ 引擎自動啟閉系統和再生煞車 (系統)
	群組 4	■	<ul style="list-style-type: none"> ■ 缸內直噴 (均質的) ■ 可變動壓縮比 ■ 最佳化變速箱 (包含雙離合器、前導齒輪箱) 	<ul style="list-style-type: none"> ■ 群組 3
汽油油電混合車	■	<ul style="list-style-type: none"> ■ 油電混合車經由車輛行駛運轉來充電 (非外部充電) 	<ul style="list-style-type: none"> ■ 群組 3 	
插電式汽油油電混合車	■	<ul style="list-style-type: none"> ■ 使用連接車輛和電網的外部充電電池 	<ul style="list-style-type: none"> ■ 群組 3 	
電動車	■	<ul style="list-style-type: none"> ■ 使用由電網重複充電之電池的電動引擎 		
氫燃料車	■	<ul style="list-style-type: none"> ■ 使用氫氣通過燃料電池系統，由電化學反應產生的電能進而啟動引擎 		
天然氣車	◆	<ul style="list-style-type: none"> ◆ 以壓縮天然氣做燃料的改進內燃機來運轉 		

表 3.2.1.14 柴油內燃機小型車燃料密集度改善的分級

		傳動	非傳動
柴油內燃機小型車	群組 1	<ul style="list-style-type: none"> ◆ 扭力為主推進 ◆ 發動機 (Engine) 磨擦力減少 	<ul style="list-style-type: none"> ◆ 低滾動阻力輪胎 ◆ 胎壓控制系統 ◆ 輕微 (mild) 重量減低 (1.5%)
	群組 2	<ul style="list-style-type: none"> ◆ 壓電噴油嘴 ◆ 提高噴射壓力 ◆ 中度縮減 	<ul style="list-style-type: none"> ◆ 群組 D1 加上以下項目 ◆ 中級 (medium) 重量減低 (3.6%) ◆ 輔助裝置電氣化 ◆ 改善氣動效率 ◆ 引擎自動啟閉系統
	群組 3	<ul style="list-style-type: none"> ◆ 排氣量大量 (strong) 降低 (代替中度“縮小體積”) 	<ul style="list-style-type: none"> ◆ 群組 2 加上以下項目 ◆ 胎壓控制系統 ◆ 大量 (Strong) 重量減低 (9%) ◆ 電子輔助轉向 ◆ 空調調整 ◆ 改善氣動效率 ◆ 引擎自動啟閉系統和再生煞車 (系統)
	群組 4	<ul style="list-style-type: none"> ◆ 停缸 	<ul style="list-style-type: none"> ◆ 群組 3
柴油油電混合車	<ul style="list-style-type: none"> ◆ 油電混合車經由車輛行駛運轉來充電 (非外部充電) 	<ul style="list-style-type: none"> ◆ 群組 3 	
插電式柴油油電混合車	<ul style="list-style-type: none"> ◆ 使用連接車輛和電網的外部充電電池 	<ul style="list-style-type: none"> ◆ 群組 3 	

表 3.2.1.15 中大型車燃料密集度改善的分級

中大型車	技術內容
群組 1	<ul style="list-style-type: none"> ■ 滾動阻力降低
群組 2	<ul style="list-style-type: none"> ■ 滾動阻力降低 ■ 改善氣動效率
群組 3	<ul style="list-style-type: none"> ■ 滾動阻力降低 ■ 傳統內燃機改善 (mild)
群組 4	<ul style="list-style-type: none"> ■ 滾動阻力降低 ■ 改善氣動效率 ■ 傳統內燃機改善 (mild)
油電混合車	<ul style="list-style-type: none"> ■ 完全混合動力技術，油電混合車經由車輛行駛運轉來充電 (非外部充電)
電動車	<ul style="list-style-type: none"> ■ 使用由電網重複充電之電池的電動引擎
氫燃料車	<ul style="list-style-type: none"> ■ 使用氫氣通過燃料電池系統，由電化學反應產生的電能進而啟動引擎

表 3.2.1.16 大客車燃料密集度改善的分級

大客車	技術內容
油電混合大客車	■ 完全混合動力技術，油電混合大客車車經由車輛行駛運轉來充電（非外部充電）
電動大客車	■ 使用由電網重複充電之電池的電動引擎
氫燃料大客車	■ 電力來源為蓄電池，並透過車上燃料電池發電，透過電力讓馬達驅動車輛之大客車（燃料電池並非蓄電裝置而為發電裝置，主要結構是一層合成電極膜，藉由氫和負極接觸後釋放出電子，產生電能；剩下的氫離子則到正極與空氣中的氧結合，變成水蒸汽）

表 3.2.1.17 兩輪車燃料密集度改善的分級

兩輪車	技術內容
電動兩輪車	■ 使用由電網重複充電之電池的電動引擎，目前充電方式分為交換電池式以及充電式

上一小節（3.2.1.3 節）推算的各種車型燃料密集度技術現況（表 3.2.1.8）是目前典型的內燃機技術，表 3.2.1.13 到表 3.2.1.17 的四個群組則為比目前典型燃油效率更好的技術。參考中華經濟研究院和台灣經濟研究院（2012）《台灣溫室氣體減量進程與綠能產業發展政策之基礎研究（2/2）》以及訪談專家^[17]所彙整出小型車、中型車、大型車以及大客車燃油密集度改善分級，如表.2.1.18 所示。

本報告以群組 0 代表當前典型燃油密集度，小型車中各群組相對於群組 0 燃料密集度改善程度列於表 2.2.1.18。將群組 0 的燃料密集度扣掉某一群組的改善程度後，即為該群組車輛之燃料密集度。例如：現有技術汽油內燃機小型車（群組 0）的燃料密集度是 9.52，而汽油內燃機小型車群組 3 相對於群組 0 的改善程度為 22%，則群組 3 的燃料密集度為： $9.52 \times (1-22\%) = 7.43$ （公升/100 公里）。

^[17] 受訪專家與廠商名單請見「致謝」節。

表 3.2.1.18 燃油密集度改善分級

2016－2035 年減量技術		汽油車	柴油車
內燃機小型車現有典型技術（群組 0）		0%	0%
內燃機小型車	群組 1	8%	8%
	群組 2	15%	13%
	群組 3	22%	18%
	群組 4	27%	25%
油電混合小型車		37%	35%
插電式油電混合小型車		37%	35%
內燃機中型車現有典型技術（群組 0）		0%	0%
內燃機中型車	群組 1	3%	3%
	群組 2	4%	4%
	群組 3	9%	9%
	群組 4	10%	10%
油電混合中型車		21%	21%
內燃機大型車現有典型技術（群組 0）		/	0%
內燃機大型車	群組 1		3%
	群組 2		6%
	群組 3		8%
	群組 4		11%
油電混合大型車			12%
內燃機大客車現有典型技術（群組 0）		/	0%
油電混合大客車			46%

資料來源：本研究團隊參考中經院和台經院（2012）《台灣溫室氣體減量進程與綠能產業發展政策之基礎研究（2/2）》以及與專家訪談所彙整。

3.2.1.5 不同技術各種車型的歷史存量滲透率與基準情境銷售滲透率

新車和舊車的車種不僅會有當前典型的內燃機技術（群組 0），也有燃油效率高的車種（群組 1－4）。因此，推算歷史存量和新車銷售量的同時，也必須推算不同技術群組汽車佔歷史存量和新車銷量的滲透比率。依時期可區分成：（1）歷史存量滲透率：2010 年以前，各技術車種既有存量佔車輛總存量的比例；（2）歷史銷售滲透率：2011－2015 年期間，各技術車種銷售量佔同期車輛銷售總量之比例；（3）基準情境銷售滲透率：2016－2035 年各技術車種銷售量佔同期車輛銷售總量之比例。

群組 0 表示本報告各種車型目前典型的內燃機技術即為 2015 年各種車型的內燃機燃油密集度，本報告假設 2010 年以前內燃機技術之平均燃油密集度皆為群組 0 的水準。

歷史存量滲透率

根據交通部統計查詢網「機動車輛登記數按使用燃料分」(資料時間為 2012/12)，再依表 3.1.1.1「車種分配比例」資料，歸納出本報告定義之各車種車型按使用燃料分，使用反推法推估 2010 年以前各技術車輛之存量滲透率(表 3.2.1.19)。

小型車

- ◆ 電動小型車：

至 2012 年 12 月底為止電動小型車登記數僅有 298 台，根據公路總局嘉義區監理所提供之「2011 年機動車輛新增掛牌車輛數按使用燃料分」與交通部統計查詢網「2012 年機動車輛新增掛牌車輛數按使用燃料分」資料所示，2011 年與 2012 年電動小型車新增掛牌數分別為 25 台與 223 台，由於小型車平均壽命約 16 年，故假設 2011 年與 2012 年並無電動小型車報廢情況下，可計算得 2010 年底電動小型車登記數為 50 台，故 2010 年以前電動小型車佔小型車總存量接近 0%。

- ◆ 插電式汽油/柴油油電混合小型車：

台灣首批插電式汽油油電混合車是 Mitsubishi Outlander PHEV，而 Mitsubishi Outlander PHEV 於 2014 年 12 月初首批來台上市，同月底 Mitsubishi Outlander PHEV 在國內共銷售 10 台^[18]，推論 2010 年以前插電式汽油油電混合小型車佔小型車總存量是 0%，亦表示插電式柴油油電混合小型車的歷史存量也為 0%

- ◆ 汽油油電混合小型車：

至 2012 年底止汽油油電混合車車輛登記數為 30,528 台，根據公路總局嘉義區監理所提供之「2011 年機動車輛新增掛牌車輛數按使用燃料分」與交通部統計查詢網「2012 年機動車輛新增掛牌車輛數按使用燃料分」資料所示，2011 年與 2012 年電動車新增掛牌數分別為 4,296 台與 17,639 台，由於小型車平均壽命約 16 年，假設 2011 年 2012 年並無汽油油電混合車報廢，2010 年底汽油油電混合車車輛登記數約為 8,593 台，佔 2010 年小型車總存量为 0% (8,593 台/5,833,221 台)。

^[18]U-car 車壇新聞，〈2014 年 12 月份臺灣汽車市場銷售報告〉，2015 年 1 月 5 日
<http://news.u-car.com.tw/article/25196>。

- ◆ 柴油油電混合小型車：
至 2012 年 12 月底柴油油電混合車的存量為 0 台，所以 2010 年的歷史存量滲透率 0%。
- ◆ 柴油內燃機小型車：
至 2012 年底止柴油內燃機小型車登記數為 153,778 台，根據公路總局嘉義區監理所提供之「2011 年機動車輛新增掛牌車輛數按使用燃料分」與交通部統計查詢網「2012 年機動車輛新增掛牌車輛數按使用燃料分」資料所示，2011 年與 2012 年電動車新增掛牌數分別為 17,613 台與 20,719 台，台灣於 2004 年 1 月 1 日開放柴油內燃機小型車進口且小型車平均報廢車齡約 16 年，假設 2011 年 2012 年並無柴油內燃機小型車報廢，2010 年底柴油內燃機小型車登記數為 115,446 台，佔 2010 年小型車總存量約為 2%（115,446 台/5,833,221 台）。
- ◆ 汽油內燃機小型車：
扣除以上各技術車種後，即為汽油內燃機小型車車輛佔 2010 年小型車總存量為 98%。

表 3.2.1.19 小型車歷史存量滲透率

2010 年以前購置的歷史存量		汽油車	柴油車
現有典型技術的內燃機小型車（群組 0）		98%	2%
內燃機小型車	群組 1	0%	0%
	群組 2	0%	0%
	群組 3	0%	0%
	群組 4	0%	0%
油電混合小型車		0%	0%
插電式油電混合小型車		0%	0%
電動小型車		0%	
合計		98%	2%

資料來源：根據「2012 年機動車輛登記數按使用燃料分」、公路總局嘉義區監理所提供之「2011 年機動車輛新增掛牌車輛數按使用燃料分」以及交通部統計查詢網「2012 年機動車輛新增掛牌車輛數按使用燃料分」資料與依表 3.1.1.1「車種分配比例」資料所計算。

中大型車

根據「2012 年機動車輛登記數按使用燃料分」資料所示，2012 年汽油中型車與柴油中型車佔中型車總數的比例，分別為 58% 和 42%（表 3.2.1.20）。因為中型車技術演變較慢、比例變化細微。同時 2011 年與 2012 年領牌的汽油中型車（視為當年銷售的中型車）在中型車總領牌數的比例只有 54%（表 3.2.1.21），低於 2012 年汽油中型車歷史存量（58%）。本報告推測 2010 以前的汽油中型車歷史存量為 60%，柴油中型車歷史存量為 40%（表 3.2.1.22）

表 3.2.1.20 中型車登記數依技術與燃料分類（2012）

單位：輛；%

	技術分類	內燃機		油電混合車		電動 車	總計
	燃料分類	汽油	柴油	汽油/電	柴油/電	電能	
2012	汽	578,310	—	11	—	—	989,139 (100%)
	58%	58%	—	0%	—	—	
	柴	—	410,802	—	—	—	
	42%	—	42%	—	0%	—	
	電能	—	—	—	—	16	
	0%	—	—	—	—	0%	

資料來源：根據交通部統計查詢網「2012 年機動車輛登記數按使用燃料分」與依表 3.1.1.1「車種分配比例」資料所歸納。

表 3.2.1.21 當年度掛牌中型車依技術與燃料分類

單位：輛；%

	技術分類	內燃機		油電混合車		電動車	總計
	燃料分類	汽油	柴油	汽油/電	柴油/電	電能	
2011	汽	24,685	—	—	—	—	46,068 (100%)
	54%	54%	—	0%	—	—	
	柴	—	21,383	—	—	—	
	46%	—	46%	—	0%	—	
	電能	—	—	—	—	—	
	0%	—	—	—	—	0%	
2012	汽	18,605	—	4	—	—	34,404 (100%)
	54%	54%	—	0%	—	—	
	柴	—	15,783	—	—	—	
	46%	—	46%	—	0%	—	
	電能	—	—	—	—	12	
	0%	—	—	—	—	0%	

資料來源：根據公路總局嘉義區監理所提供之「2011年機動車輛新增掛牌車輛數按使用燃料分」、交通部統計查詢網「2012年機動車輛新增掛牌車輛數按使用燃料分」與表 3.1.1.1 車種分配比例所歸納。

表 3.2.1.22 中型車歷史存量滲透率

2010 年以前購置的存量		汽油車	柴油車
現有典型技術的內燃機中型車 (群組 0)		60%	40%
內燃機中型車	群組 1	0%	0%
	群組 2	0%	0%
	群組 3	0%	0%
	群組 4	0%	0%
油電混合中型車		0%	0%
電動中型車		0%	
合計		60%	40%

資料來源：根據表 3.2.1.20 以及表 3.2.1.21 所推論。

大型車部分主要由大貨車所組成所使用之燃料大部分為柴油，所以 2010 年歷史存量 100% 為現有典型技術的內燃機大型車 (群組 0)，如表 3.2.1.23 所示。

表 3.2.1.23 大型車歷史存量滲透率

2010 年以前購置的存量		柴油車
現有典型技術的內燃機大型車（群組 0）		100%
內燃機大型車	群組 1	0%
	群組 2	0%
	群組 3	0%
	群組 4	0%
油電混合大型車		0%
電動大型車		0%
合計		100%

資料來源：根據交通部統計查詢網「2012 年機動車輛登記數按使用燃料分」與表 3.1.1.1「車種分配比例」資料所歸納。

大客車與兩輪車

根據「2012 年機動車輛登記數按使用燃料分」，2012 年大客車登記數依技術與燃料分類如表 2.2.1.24 所示，2012 年電動大客車登記數僅有 34 台，在 2012 年歷史存量為 0.11%，因台灣第一台掛牌電動大客車出現於 2010 年底，推論 2010 年以前電動大客車的歷史存量為 0%。2012 年柴油油電混合大客車有 190 台，歷史存量為 0.61%，因台灣第一台柴油油電混合大客車出現於 2009 年，推論 2010 年以前柴油油電混合大客車佔大客車總存量為 0%，故 2010 年以前購置的大客車 100% 為柴油大客車（表 2.2.1.25）。

表 3.2.1.24 大客車登記數依技術與燃料分類（2012）

單位：輛；%

	技術分類	內燃機		油電混合車		電動車	總計
	燃料分類	汽油	柴油	汽油/電	柴油/電	電能	
2012	汽	136	—	—	—	—	31,098 (100%)
	0.44%	0.44%	—	—	—	—	
	柴	—	30,738	—	190	—	
	99.45%	—	98.84%	—	0.61%	—	
	電能	—	—	—	—	34	
	0.11%	—	—	—	—	0.11%	

資料來源：根據交通部統計查詢網「2012 年機動車輛登記數按使用燃料分」資料所歸納。

表 3.2.1.25 大客車歷史存量滲透率

2010 以前購置的存量	柴油車
現有典型技術的內燃機大客車（群組 0）	100%
柴油油電混合大客車	0%
電動大客車	0%
合計	100%

資料來源：根據表 3.2.1.24 所推論。

至於兩輪車，根據「2012 年機動車輛登記數按使用燃料分」資料所示，2012 年汽油兩輪車與電動兩輪車佔兩輪車總數的比例，分別為 99.79% 和 0.21%（表 3.2.1.26），本報告推測 2010 以前的兩輪車 100% 為汽油兩輪車（表 3.2.1.27）。

表 3.2.1.26 兩輪車登記數依技術與燃料分類（2012）

	技術分類	內燃機		電動車	總計
	燃料分類	汽油	柴油	電能	
2012	汽	15,107,716			15,139,627 (100%)
	100%	99.79%			
	柴		9		
	0%		0%		
	電能			31,902	
	0%			0.21%	

資料來源：根據交通部統計查詢網「2012 年機動車輛登記數按使用燃料分」所歸納。

表 3.2.1.27 兩輪車歷史存量滲透率

2005 以前購置的存量	汽油車
現有典型技術的兩輪車	100%
電動兩輪車	0%
合計	100%

資料來源：根據表 3.2.1.26 所推論。



歷史銷售滲透率、基準情境銷售滲透率

本報告所定義的新車和舊車的車種，不僅會有當前典型的內燃機技術(群組0)，也有燃油效率高的車種(群組1-4)。因此，在推算新車銷售量的同時，也必須推算不同技術群組汽車佔新車銷量的滲透比率。依時期可區分成：(1) 歷史銷售滲透率：2011-2015年期間，各技術車種銷售量佔同期車輛銷售總量之比例。(2) 基準情境銷售滲透率：2016-2035年各技術車種銷售量佔同期車輛銷售總量之比例。其中2011-2016年數據採用當年實際值，2017年以後藉由各種依據進行假設。以下進行各車種2011-2015年的歷史銷售滲透率以及2016-2035年基準情境銷售滲透率。

小型車

◆2011-2015年的歷史銷售滲透率

分析公路總局嘉義區監理所提供之「2011年機動車輛新增掛牌車輛數按使用燃料分」以及交通部統計查詢網「機動車輛新增掛牌車輛數按使用燃料分」資料再與表3.1.1.1車種分配比例，可得2011-2016年各年間小型車依技術與使用燃料分類(表3.2.1.28)，資料中的燃氣車使用燃料為液化石油氣(LPG)，且LPG的新車銷售量較少約個位數台故在此不列出。由於交通部資料將油電混合車與插電式油電混合車歸為同一類別，無法清楚區分油電混合車與插電式油電混合車的銷售量，因台灣首批插電式汽油油電混合車是Mitsubishi Outlander PHEV，而此款插電式油電混合車於2014年12月初首批來台上市，故目前台灣行駛中的插電式油電混合車的數量甚少，在此假定此類別皆為油電混合車。

表 3.2.1.28 當年度領牌小型車依技術與燃料分類

單位：輛；%

小型車	技術分類	內燃機		油電混合/插電式		電動車	總計
	燃料分類	汽油	柴油	汽油/電	柴油/電	電能	
2011	汽	339,610	—	4,322	—	—	362,132
	95%	94%	—	1%	—	—	
	柴	—	18,160	—	—	—	100%
	5%	—	5%	—	0%	—	
	電能	—	—	—	—	41	
0%	—	—	—	—	0%	0%	
2012	汽	286,608	—	17,639	—	—	355,691
	94%	88%	—	5%	—	—	
	柴	—	20,719	—	—	—	100%
	6%	—	6%	—	0%	—	
	電能	—	—	—	—	223	
0%	—	—	—	—	0%	0%	
2013	汽	304,248	—	16,899	—	—	343,332
	94%	89%	—	5%	—	—	
	柴	—	22,043	—	—	43	100%
	6%	—	6%	—	0%	—	
	電能	—	—	—	—	100	
0%	—	—	—	—	0%	0%	
2014	汽	335,841	—	17,647	—	—	384,675
	92%	87%	—	5%	—	—	
	柴	—	31,017	—	—	116	100%
	8%	—	8%	—	0%	—	
	電能	—	—	—	—	54	
0%	—	—	—	—	0%	0%	
2015	汽	339,133	—	8,292	—	—	381,082
	91%	89%	—	2%	—	—	
	柴	—	33,568	—	—	33	100%
	9%	—	9%	—	0%	—	
	電能	—	—	—	—	57	
0%	—	—	—	—	0%	0%	
平均	汽	89%	—	4%	—	—	100%
	93%		—	—	—	—	
	柴	—	7%	—	0%	—	100%
	7%	—	—	—	—	—	
	電能	—	—	—	—	0%	
0%	—	—	—	—	0%	0%	

小型車	技術分類	內燃機		油電混合/插電式		電動車	總計
	燃料分類	汽油	柴油	汽油/電	柴油/電	電能	
2016	汽	357,894	—	8,422	—	—	395,730
	93%	90%	—	2%	—	—	
	柴	—	29,390	—	2	—	100%
	7%	—	7%	—	0%	—	
	電能	—	—	—	—	22	
0%	—	—	—	—	0%	—	

資料來源：本研究團隊根據公路總局嘉義區監理所提供之「2011年機動車輛新增掛牌車輛數按使用燃料分」以及交通部統計查詢網「2012—2016年機動車輛新增掛牌車輛數按使用燃料分」再與表 3.1.1.1 車種分配比例所歸納。

將 2011 年到 2015 年這五年各種技術小型車總銷售量除以總小型車銷售量算出 2011—2015 年小型車的「歷史銷售滲透率」，舉例來說，2011—2015 年電動小型車總銷售量 475 台，而 2011—2015 年小型車總銷量為 1,806,912 台，故 2011—2015 年電動小型車的歷史銷售滲透率約為 0% (475 台/1,806,912 台)，依此類推 2011—2015 年汽油油電混合小型車的歷史銷售滲透率為 4%，其餘各種技術小型車在 2011—2015 年的歷史銷售滲透率如表 3.2.1.28 所示。

◆2016—2035 年基準情境銷售滲透率

電動車的應用需要幾個條件，包括：(1) 電動車的功能和續航力可充分替代一般的小型汽油車，(2) 便利的充電設施。在「自然發展」的情況下，電動車要達到這些目標不容易，故假定在基準情境中 2016—2035 年電動小型車的銷售滲透率接維持 2011—2015 年的歷史銷售滲透率 0%。插電式汽/柴油油電混合小型車在過去的銷售滲透率為 0%，就電力續航力和充電設施而言，插電式汽/柴油油電混合小型車面對的問題和電動車相似，故假定 2016—2035 年插電式汽/柴油油電混合小型車在基準情境下銷售滲透率保持 0%。2011—2015 年汽油油電混合小型車的歷史銷售滲透率為 4%，在自然發展的情況下，因消費者在考量到成本下並不一定會選擇較省油的汽油油電混合車，且可由表 3.2.1.28 中觀察出 2015 年以及 2016 年汽油油電混合車銷售滲透率較 2012 年以及 2013 年低，表示汽油油電混合車銷售量有逐年下降之情形，故假定 2016—2035 年基準情境下汽油油電混合車銷售滲透率為 0%。

柴油油電混合小型車在過去的銷售滲透率為 0%，且近年銷售滲透率並無明顯增加的狀況下，本報告讓 2016—2035 年柴油油電混合小型車在基準情境下銷售滲透率保持 0%。2011—2016 年柴油小型車的歷史銷售滲透率約在 5—9% 左右，並無明顯

改變，顯示柴油小型車的銷售滲透率大致穩定，且 2011—2015 年柴油小型車的歷史銷售滲透率為 7%，故本報告假定基準情境下 2016 年以後柴油小型車的銷售滲透率維持 7%。扣除上述各種技術小型車的銷售滲透其餘的小型車為汽油小型車的銷售滲透率為 93%。

內燃機小型車依不同燃料密集度改善程度將內燃機燃油密集度區分為 4 個群組，在 2011—2015 年間汽油/柴油內燃機小型車的歷史銷售滲透率皆屬於群組 0。目前各國車廠發展主要著重於電動車技術發展，對於內燃機技術以及內燃機未來市場趨向的著墨較少，故本報告為了預測未來內燃機小型車各群組發展情形，經由與相關專家^[19]討論後，本報告 2016—2035 年內燃機小型車各群組的銷售分配比例採簡單且直觀的方式進行預測，假設在 2016—2020 年間群組 1 與群組 2 在汽油內燃機小型車中銷售比例各佔 50%，在 2021—2025 年因技術的進步，所以汽油內燃機小型車的銷售量中群組 2 佔 75%，群組 3 佔 25%，依此假設在 2026—2030 年汽油內燃機小型車的銷售量中群組 2 佔 25%，群組 3 佔 75%，在 2031—2035 年汽油內燃機小型車的銷售量中群組 3 佔 80%，群組 4 佔 20%，如表 3.2.1.29 所示。

表 3.2.1.29 各年間內燃機汽車中各群組的銷售分配比例

技術內容		2016—2020	2021—2025	2026—2030	2031—2035
內燃機汽車	群組 1	50%			
	群組 2	50%	75%	25%	
	群組 3		25%	75%	80%
	群組 4				20%

資料來源：本研究團隊與專家討論再根據現實汽車發展狀況所推論。

將 2011—2015 年內燃機小型車的銷售滲透率乘上各年間內燃機汽車中各群組的銷售分配比例，即該年間各群組之銷售滲透率。例如：2016—2020 年汽油內燃機小型車的銷售滲透率為 93%，而群組 1 在 2016—2020 年的銷售分配比例為 50%，則群組 1 在 2016—2020 年的銷售滲透率為： $93\% \times 50\% = 46.5\%$ ，依此類推，各種技術之小型車的歷史與基準情境銷售滲透率如表 3.2.1.30 表示。

^[19] 受訪專家與廠商名單請見「致謝」節。

表 3.2.1.30 小型車的歷史與基準情境銷售滲透率

技術內容		2011－2015	2016－2020	2021－2025	2026－2030	2031－2035
現有典型技術的汽油內燃機（群組 0）		89%	0%	0%	0%	0%
汽油內燃機	群組 1	0%	47% ⁽¹⁾	0%	0%	0%
	群組 2	0%	46% ⁽¹⁾	70%	23%	0%
	群組 3	0%	0%	23%	70%	74%
	群組 4	0%	0%	0%	0%	19%
汽油油電混合車		4%	0%	0%	0%	0%
插電式汽油油電混合車		0%	0%	0%	0%	0%
小計		93%	93%	93%	93%	93%
現有典型技術的柴油內燃機（群組 0）		7%	0%	0%	0%	0%
柴油內燃機	群組 1	0%	4% ⁽²⁾	0%	0%	0%
	群組 2	0%	3% ⁽²⁾	5%	2%	0%
	群組 3	0%	0%	2%	5%	6%
	群組 4	0%	0%	0%	0%	1%
柴油油電混合車		0%	0%	0%	0%	0%
插電式柴油油電混合車		0%	0%	0%	0%	0%
小計		7%	7%	7%	7%	7%
電動車		0%	0%	0%	0%	0%
總計		100%	100%	100%	100%	100%

說明：

（1）由於汽油內燃機小型車在 2016－2020 年間銷售總滲透率為 93%，再乘上各群組的銷售分配比例後，汽油內燃機群組 1 和群組 2 銷售滲透率各為 46.5%，因為此方法為粗略預估所以基有效位數取到個位數，故在自然情況發展下 2016－2020 年間基準情境下汽油內燃機群組 1 和群組 2 的銷售滲透率分別為 47% 和 46%。

（2）依此類推，2016－2020 年間基準情境下柴油內燃機群組 1 和群組 2 的銷售滲透率分別為 4% 和 3%。

資料來源：本研究團隊根據表 3.2.1.28 各年當年度領牌小型車依技術與燃料分類以及表 3.2.1.29 各年間內燃機汽車中各群組的銷售分配比例所計算。

中大型車

◆2011－2015 年的歷史銷售滲透率

分析公路總局嘉義區監理所提供「2011 年機動車輛新增掛牌車輛數按使用燃料分」以及交通部統計查詢網「機動車輛新增掛牌車輛數按使用燃料分」資料再與表 3.1.1.1 車種分配比例，可得 2011－2016 年各年間中型車依技術與使用燃料分類，將 2011 年到 2015 年這五年各種技術中型車總銷售量除以總中型車銷售量算出 2011－2015 年中型車的「歷史銷售滲透率」，舉例來說，2011－2015 年汽油內燃機中型車歷史銷售滲透率為 55%，柴油內燃機中型車歷史銷售滲透率為 45%，而電動中型車

車歷史滲透率為 0% (表 3.2.1.31)。

表 3.2.1.31 當年度領牌中型車依技術與燃料分類

單位：輛；%

中型車	技術分類	內燃機		油電混合/插電式		電動車	總計
	燃料分類	汽油	柴油	汽油/電	柴油/電	電能	
2011	汽	24,685	—	—	—	—	46,068
	54%	54%	—	0%	—	—	
	柴	—	21,383	—	—	—	100%
	46%	—	46%	—	0%	—	
	電能	—	—	—	—	—	
0%	—	—	—	—	0%	—	
2012	汽	18,605	—	4	—	—	34,404
	54%	54%	—	0%	—	—	
	柴	—	15,783	—	—	—	100%
	46%	—	46%	—	0%	—	
	電能	—	—	—	—	12	
0%	—	—	—	—	0%	—	
2013	汽	17,893	—	5	—	—	30,288
	59%	59%	—	0%	—	—	
	柴	—	12,384	—	1	—	100%
	41%	—	41%	—	0%	—	
	電能	—	—	—	—	5	
0%	—	—	—	—	0%	—	
2014	汽	18,497	—	6	—	—	33,680
	55%	55%	—	0%	—	—	
	柴	—	15,170	—	7	—	100%
	45%	—	45%	—	0%	—	
	電能	—	—	—	—	—	
0%	—	—	—	—	0%	—	
2015	汽	18,212	—	2	—	—	34,506
	53%	53%	—	0%	—	—	
	柴	—	16,281	—	11	—	100%
	47%	—	47%	—	0%	—	
	電能	—	—	—	—	—	
0%	—	—	—	—	0%	—	

中型車	技術分類	內燃機		油電混合/插電式		電動車	總計
	燃料分類	汽油	柴油	汽油/電	柴油/電	電能	
平均	汽 55%	55%	—	0%	—	—	100%
	柴 45%	—	45%	—	0%	—	
	電能 0%	—	—	—	—	0%	
2016	汽 58%	22,560 58%	—	2 0%	—	—	39,131
	柴 42%	—	16,559 42%	—	10 0%	—	
	電能 0%	—	—	—	—	—	100%
						0%	

資料來源：根據公路總局嘉義區監理所提供之「2011年機動車輛新增掛牌車輛數按使用燃料分」以及交通部統計查詢網「2012—2016年機動車輛新增掛牌車輛數按使用燃料分」再與表 3.1.1.1 車種分配比例所歸納。

依相同方式，得 2011—2016 年各年間大型車依技術與使用燃料分類，如表 3.2.1.32 所示，其中 2011—2016 年間每年領牌大型車為內燃機系統的比例皆為 100%，故 2011—2015 年柴油內燃機大型車的歷史銷售滲透率為 100%。

表 3.2.1.32 當年度領牌大型車依技術與燃料分類

單位：輛；%

大型車	柴油內燃機	柴油油電混合	電能	總計
2011	4,211 (100%)	— (0%)	— (0%)	4,211 (100%)
2012	2,102 (100%)	— (0%)	— (0%)	2,102 (100%)
2013	1,706 (100%)	— (0%)	— (0%)	1,706 (100%)
2014	1,831 (100%)	3 (0%)	— (0%)	1,834 (100%)
2015	2,140 (100%)	3 (0%)	— (0%)	2,143 (100%)
平均	100%	0%	0%	100%
2016	1,956 (100%)	5 (0%)	— (0%)	1,961 (100%)

資料來源：根據公路總局嘉義區監理所提供之「2011年機動車輛新增掛牌車輛數按使用燃料分」以及交通部統計查詢網「2012—2016年機動車輛新增掛牌車輛數按使用燃料分」再與表 3.1.1.1 車種分配比例所歸納。

◆2016—2035 年基準情境銷售滲透率

電動中型車與電動小型車應用需要的條件相同，皆受充電設施的影響，故中型電動車要達到銷售不容易，故本報告假定在基準情境中 2016–2035 年電動中型車的銷售滲透率皆維持 2011–2015 年電動中型車的歷史銷售滲透率 0%。由表 3.2.1.31 可觀察到柴油油電混合中型車在各年歷史銷售量皆不多約 10 台左右，所以假定在基準情境下 2016–2035 年以後每年柴油油電混合車銷售滲透率與 2011–2015 年的歷史銷售滲透率相同為 0%。

根據交通部運輸研究所「運輸部門節能減碳策略評估整合資訊平台」，小貨車與大貨車之燃油效率值自 2005 年至 2015 年燃油效率少見提升，顯示以產業用車為主的中型車和大型車的內燃機技術，幾十年來變化不大，雖然中大型車內燃機技術在近 10 年變化不大，但我們相信未來中大型車依然會持續進步。而內燃機中型車與內燃機小型車裡內燃機技術的演進有類似的情狀，因目前各國車廠發展主要著重於電動車技術發展，對於內燃機技術以及內燃機未來市場趨向的著墨較少，所以中型車內燃機各群組未來 20 年銷售趨勢與小型車預測方法相同，將 2011–2015 年內燃機中型車的銷售滲透率乘上各年間內燃機汽車中各群組的銷售分配比例（表 3.2.1.29），舉例來說，2016–2020 年汽油內燃機中型車的銷售滲透率為 55%，而群組 1 在 2016–2020 年的銷售分配比例為 50%，則群組 1 在 2016–2020 年的銷售滲透率為： $55\% \times 50\% = 27.5\%$ ，依此類推，各種技術之中型車的歷史與基準情境銷售滲透率如表 3.2.1.33 表示

表 3.2.1.33 中型車的歷史與基準情境銷售滲透率

技術內容		2011– 2015	2016– 2020	2021– 2025	2026– 2030	2031– 2035
現有典型技術的汽油內燃機（群組 0）		55%	0%	0%	0%	0%
汽油內燃機	群組 1	0%	28% ⁽¹⁾	0%	0%	0%
	群組 2	0%	27% ⁽¹⁾	41%	14%	0%
	群組 3	0%	0%	14%	41%	44%
	群組 4	0%	0%	0%	0%	11%
小計		55%	55%	55%	55%	55%
現有典型技術的柴油內燃機（群組 0）		45%	0%	0%	0%	0%
柴油內燃機	群組 1	0%	23% ⁽²⁾	0%	0%	0%
	群組 2	0%	22% ⁽²⁾	34%	11%	0%
	群組 3	0%	0%	11%	34%	36%
	群組 4	0%	0%	0%	0%	9%
小計		45%	45%	45%	45%	45%
電動車		0%	0%	0%	0%	0%

總計	100%	100%	100%	100%	100%
----	------	------	------	------	------

說明：

- (1) 由於汽油內燃機中型車在 2016—2020 年間銷售總滲透率為 55%，再乘上各群組的銷售分配比例後，汽油內燃機群組 1 和群組 2 銷售滲透率各為 27.5%，因為此方法為粗略預估所以有效位數取到個位數，故在自然情況發展下 2016—2020 年間基準情境下汽油內燃機群組 1 和群組 2 的銷售滲透率分別為 28% 和 27%。
- (2) 依此類推，2016—2020 年間基準情境下柴油內燃機群組 1 和群組 2 的銷售滲透率分別為 23% 和 22%。

資料來源：根據表 3.2.1.31 的各年當年度領牌中型車依技術與燃料分類以及表 3.2.1.29 各年間內燃機汽車中各群組的銷售分配比例所計算。

假定大型車在基準情境下的技術演變型態與中型車類似，所以大型車內燃機各群組未來 20 年銷售趨勢同中型車預測方法相同，將 2011—2015 年內燃機大型車的銷售滲透率乘上各年間內燃機汽車中各群組的銷售分配比例（表 3.2.1.29），可得各種技術之大型車的歷史與基準情境銷售滲透率，如表 3.2.1.34 所示。

表 3.2.1.34 大型車的歷史與基準情境銷售滲透率

技術內容		2011— 2015	2016— 2020	2021— 2025	2026— 2030	2031— 2035
現有典型技術的柴油內燃機（群組 0）		100%	0%	0%	0%	0%
柴油內燃機	群組 1	0%	50%	0%	0%	0%
	群組 2	0%	50%	75%	25%	0%
	群組 3	0%	0%	25%	75%	80%
	群組 4	0%	0%	0%	0%	20%
小計		100%	100%	100%	100%	100%
電動車		0%	0%	0%	0%	0%
總計		100%	100%	100%	100%	100%

資料來源：根據表 3.2.1.32 當年度領牌大型車依技術與燃料分類以及表 3.2.1.29 各年間內燃機汽車中各群組的銷售分配比例所計算出 2011—2035 年的基準情境銷售滲透率。

大客車

◆2011—2015 年的歷史銷售滲透率

內燃機大客車僅使用柴油，分析公路總局嘉義區監理所提供之「2011 年機動車輛新增掛牌車輛數按使用燃料分」以及交通部統計查詢網「機動車輛新增掛牌車輛數按使用燃料分」資料，可得 2011—2016 年各年間大客車依技術與使用燃料分類，將 2011 年到 2015 年這五年各種技術大客車總銷售量除以總大客車銷售量算出 2011—2015 年中型車的「歷史銷售滲透率」，故求得 2011—2015 年電動大客車歷史滲透

率 1%，柴油油電混合大客車歷史滲透率 1%，剩餘為柴油大客車其歷史滲透率為 98%（表 3.2.1.35）。

表 3.2.1.35 當年度領牌大客車依技術與燃料分類

單位：輛；%

大客車	柴油內燃機	柴油油電混合大客車	電動大客車	總計
2011	3,858	96	5	3,959
	97%	2%	0%	100%
2012	3,943	4	29	3,976
	99%	0%	1%	100%
2013	2,908	—	52	2,960
	98%	0%	2%	100%
2014	3,405	8	57	3,470
	98%	0%	2%	100%
2015	2,791	—	56	2,847
	98%	0%	2%	100%
平均	98%	1%	1%	100%
2016	2,488	—	88	2,576
	97%	0%	3%	100%

資料來源：根據公路總局嘉義區監理所提供之「2011 年機動車輛新增掛牌車輛數按使用燃料分」以及交通部統計查詢網「2012—2016 年機動車輛新增掛牌車輛數按使用燃料分」等資料所整理。

◆2016—2035 年基準情境銷售滲透率

關於柴油油電混合大客車，從 2009 年台灣首度出現柴油油電混合大客車後，從 2014 年 5 月底至 2017 年 11 月底柴油油電混合大客車登記數皆為 198 台^[20]，可知柴油油電混合大客車僅在推出的前一兩年的銷售量比較好，且由表 2.2.1.35 知至 2012 年起柴油油電混合大客車銷售逐漸下降，甚至到 2015 年與 2016 年柴油油電混合大客車的銷售量為 0 台的情況，分析其原因，由於電動大客車的充電站設置方面並不像電動小型車的充電站設置方面困難，且因市區大客車班次路線固定，可自行安排充電時間，而大客車業者皆有大客車停放場地故在架設電動大客車充電樁的位置相較電動小型車充電樁的位置方便簡單，且使用柴油車會產生含氮懸浮微粒對人體健康有疑且會產生區域性污染，所以大客車業者在考量省油以及健康與環保的情況下，

^[20]2014 年 5 月底至 2017 年 11 月底柴油油電混合大客車登記數，由交通部統計查詢網「機動車輛新增掛牌車輛數按使用燃料分」查詢，<http://stat.motc.gov.tw/mocdb/stmain.jsp?sys=100>。

可能直接由電動大客車來取代柴油大客車而不考慮柴油油電混合大客車，故我們假定柴油油電混合大客車在基準情境之下，往後每年柴油油電混合大客車的銷售滲透率與 2016 年的相同為 0%，且由表 3.2.1.35 中可看出電動大客車銷量逐年成長，故假設在基準情境之下電動大客車銷售滲透率與 2016 年的相同為 3%，扣掉上述各種大客車的銷售滲透率後，即為純柴油內燃機大客車的銷售滲透率為 97%，結果整理如表 3.2.1.36 所示。

表 3.2.1.36 大客車的歷史與基準情境銷售滲透率

技術內容	2011－2015	2016－2020	2021－2025	2026－2030	2031－2035
現有典型技術的柴油內燃機大客車	98%	97%	97%	97%	97%
柴油油電混合大客車	1%	0%	0%	0%	0%
電動大客車	1%	3%	3%	3%	3%
總計	100%	100%	100%	100%	100%

資料來源：根據表 3.2.1.35 各年當年度領牌大客車依技術與燃料分類所推論出 2016－2035 年的基準情境銷售滲透率。

兩輪車

◆2011－2015 年的歷史銷售滲透率

現有典型的兩輪車僅使用汽油，本報告分析公路總局嘉義區監理所提供之「2011 年機動車輛新增掛牌車輛數按使用燃料分」以及交通部統計查詢網「機動車輛新增掛牌車輛數按使用燃料分」資料，可得 2011－2016 年各年間兩輪車依技術與使用燃料分類，將 2011 年到 2015 年這五年各種技術兩輪車總銷售量除以總兩輪車銷售量算出 2011－2015 年兩輪車的「歷史銷售滲透率」，故求得 2011－2015 年電動兩輪車歷史滲透率 1%，汽油兩輪車歷史滲透率 99%（表 3.2.1.37）。

表 3.2.1.37 當年度領牌兩輪車依技術與燃料分類

單位：輛；%

兩輪車	現有典型技術的兩輪車	電動兩輪車	總計
2011	643,318	7,567	650,885
	99%	1%	100%
2012	616,268	8,450	624,718
	99%	1%	100%
2013	660,769	7,160	667,929
	99%	1%	100%

2014	660,548	5,077	665,625
	99%	1%	100%
2015	695,156	11,048	706,204
	98%	2%	100%
平均	99%	1%	100%
2016	831,498	20,915	852,413
	98%	2%	100%

資料來源：根據公路總局嘉義區監理所提供之「2011年機動車輛新增掛牌車輛數按使用燃料分」、交通部統計查詢網「2011—2016年機動車輛新增掛牌車輛數按使用燃料分」所計算。

◆2016—2035年基準情境銷售滲透率

關於各種技術的兩輪車在2016—2035年的基準情境銷售滲透率，由於目前汽油兩輪車技術有分為二行程引擎及四行程引擎兩種，其中二行程引擎最大的缺點在於它的排氣高污染，因為進氣跟排氣要同時進行，廢氣中有可能會含有未燃燒的燃料，造成浪費燃油及空氣污染，而二行程引擎的動力系統是倚靠額外添加的噴合油或預混潤滑油來進行引擎機件的潤滑，由於這類潤滑物質通常都比較難完全燃燒，因此也容易產生較嚴重的廢氣污染。考量到二行程兩輪車有高污染性且電動兩輪車的充電站設置相較小型車的充電站設置簡單，所以假設2016—2035年的電動兩輪車銷售滲透率與2016年電動兩輪車銷售滲透率相同為2%。扣除電動兩輪車的銷售滲透佔比之後，其餘即為汽油兩輪車的銷售滲透率98%（表3.2.1.38）。

表 3.2.1.38 兩輪車的歷史與基準情境銷售滲透率

技術內容	2011—2015	2016—2020	2021—2025	2026—2030	2031—2035
現有典型技術的汽油內燃機兩輪車	99%	98%	98%	98%	98%
電動兩輪車	1%	2%	2%	2%	2%
總計	100%	100%	100%	100%	100%

資料來源：2016—2035年的基準情境銷售滲透率是本研究團隊利用表3.2.1.37資料推估而得。

2.2.1.6 各種燃料的碳排放係數

公路運輸部門的排放僅包括行駛中的燃料燃燒的排放(油箱到車輪 tank-to-wheel)。採用行政院環保署在2017年2月所公布之〈溫室氣體排放係數管理表〉(6.0.3版本)數據，其中移動源燃料油之液化天然氣(LNG)為2.1139 KgCO₂e/M³，

經由液化天然氣 $1 \text{ M}^3=1.672 \text{ L}$ 單位轉換後如表 3.2.1.39 所示。

表 3.2.1.39 各種燃料別的碳排放係數

單位：KgCO₂e/L

燃料別	數值
車用汽油(Motor Gasoline)	2.2631
柴油(Gas/Diesel Oil)	2.6060
液化石油(LPG)	1.7529
液化天然氣(LNG)	3.5344

資料來源：行政院環保署國家溫室氣體登陸平台 2017 年 1 月 17 日〈溫室氣體排放係數管理表〉(6.0.3 版本)。 <http://ghgregistry.epa.gov.tw/Tool/tools.aspx>。

3.2.2 公路運輸部門的基準情境排放量

各種車型的年排放量等於車輛數乘以每車每年平均行駛距離，再乘以燃料密集度和每單位消耗燃料的排放量。公式如下：

公路運輸總排放量 (MtCO₂e) = Σi (車種*i*的總排放量)

車種*i*的總排放量 (MtCO₂e) = Σ (燃料別*j*的總車輛數 (百萬輛) × 燃料別*j*的年平均行駛距離 (公里/輛) × 燃料別*j*的燃料密集度 (公升/100 公里) × 燃料別*j*的排放係數 (kgCO₂e /公升))

經由 3.2.1 節基準情境參數說明，計算出公路運輸部門的歷史排放量與基準情境排放量，計算步驟如下說明：

1. 藉由新車銷售量推估以及車輛平均壽命，算出各車種的總車輛數 (詳細說明請見第 3.2.1.1 節)。
2. 藉由交通部《交通統計要覽》以及交通部運輸研究所「運輸部門節能減碳策略整合資訊平台」所提供之延車公里統計數據，求得各車種的平均行駛距離 (詳細說明請見第 3.2.1.2 節)。
3. 依據交通部運輸研究所「運輸部門節能減碳策略評估整合資訊平台」所提供之燃油效率，經加權平均後求得各車種燃料密集度。並藉由美國能源部節能資訊網、汽車公司以及論文報告所提供之電力密集度，求得各車種的電力密集度 (詳



細說明請見第 3.2.1.3 節)。

4. 依據中華經濟研究院和台灣經濟研究院在 2012 年《台灣溫室氣體減量進程與綠能產業發展政策之基礎研究(2/2)》報告中針對內燃機燃料密集改善分級資料，將內燃機燃油效率的改善分為四級，並藉由拜訪專家求得各車種燃料密集度改善分級程度（詳細說明請見第 3.2.1.4 節）。
5. 本報告所定義的新車和舊車的車種，不僅會有當前典型的內燃機技術(群組 0)，也有燃油效率高的車種(群組 1-4)。因此，在推算歷史存量和新車銷售量的同時，也必須推算不同技術群組汽車佔歷史存量和新車銷量的滲透比率。依時期可區分成，歷史存量滲透率：2010 年以前，各技術車種既有存量佔車輛總存量的比例。歷史銷售滲透率：2011-2015 年期間，各技術車種銷售量佔同期車輛銷售總量之比例。基準情境銷售滲透率：2016-2035 年各技術車種銷售量佔同期車輛銷售總量之比例。藉由 2011-2016 年車輛存量與銷售量數據分別求出歷史存量滲透率、歷史銷售滲透率以及基準情境銷售滲透率（詳細說明請見第 3.2.1.5 節）。
6. 公路運輸部門的排放僅包括行駛中的燃料燃燒的排放(油箱到車輪 tank-to-wheel)。採用行政院環保署在 2017 年 1 月 17 日所公布之〈溫室氣體排放係數管理表〉(6.0.3 版本)數據，可得各種燃料別的碳排放係數（詳細說明請見第 3.2.1.6 節）。
7. 藉由公路運輸部門計算邏輯分別計算出 2010-2035 年的歷史二氧化碳排放量以及基準情境下二氧化碳排放量。而二氧化碳排放量又分為直接排放與間接排放，直接排放為燃油使用的排放量，間接排放為電力使用的排放量。

藉由上述步驟計算出公路運輸部門 2010 年的歷史二氧化碳排放量為 36.76 MtCO₂e，而 2015 年至 2035 年的基準情境排放量如表 3.2.2.1 所示，由表知 2010 年至 2035 年基準情境總排放量預期將從 36.76 MtCO₂e 降到 25.70 MtCO₂e，排放量下降量為 11.06 MtCO₂e，與 2010 年的基準情境排放量相比降幅為 30%。基準情境排放量下降的原因為內燃機系統改善。由於目前各國車廠發展主要著重於電動車技術發展，對於內燃機技術以及內燃機未來市場趨向的著墨較少，故本報告在預測基準情境下未來內燃機小型車各群組發展情形時，讓內燃機各群組呈現逐年滲透之假設，

把內燃機技術進化的比例表放在這邊技術分四種，也把關鍵數字給出來，導致基準情境下排放量可減少 11.06 MtCO₂e。

表 3.2.2.1 歷史排放以及基準情境排放估算

單位：MtCO₂e

	2010	2015	2020	2025	2030	2035
直接排放	36.76	32.37	27.00	25.87	25.56	25.64
間接排放	0	0	0.02	0.04	0.05	0.05
總共	36.76	32.37	27.02	25.91	25.61	25.70

資料來源：根據前文推估的總車輛數、年平均行駛距離、燃料密集度以及碳排放係數所計算。

3.3 公路運輸部門減量技術與成本

3.3.1 公路運輸部門減量技術一覽

公路運輸部門車輛行駛的減量技術分成三大類：(1) 內燃機效率提升；(2) 其他傳動系統選擇；(3) 燃料替換。另外燃料替換（生質酒精以及生質柴油）的減碳技術說明將於 3.3.4 小節另作說明，本報告公路運輸部門的減碳手段集中在內燃機效率提升和其他傳動系統中電動車的減碳技術，各減量技術整理如表 3.3.1.1 所示。

表 3.3.1.1 公路運輸部門各減量方法分類

主要分類	次分類	子分類
其他傳動系統選擇	小型車	電動小型車
	中型車	電動中型車
	大型車	電動大型車
	大客車	電動大客車
	兩輪車	電動兩輪車
內燃機效率提升	小型車	汽油內燃機小型車改善
		柴油內燃機小型車改善
	中型車	汽油內燃機中型車改善
		柴油內燃機中型車改善
	大型車	柴油內燃機大型車改善

因插電式油電混合車與油電混合車屬於電動車發展的過渡產品，且插電式油電混合車發展的條件與電動車相同，需要有完整的充電系統建置，故當充電系統可以充足供應車子充電下，即不考慮插電式油電混合車作為過渡時期的減碳手段，而且全球包括法國、英國等許多歐洲國家相繼宣布預計從 2025 年或 2040 年全面禁售或



禁用汽柴油車^[21]，且台灣於 2017 年 12 月宣布 2035 年禁售燃油機車以及 2040 年要禁售燃油汽車^[22]，顯示禁售燃油車為國際未來趨勢，所以本報告減碳手段主要考量電動車的發展並不考量插電式油電混合車與油電混合車。

根據公路運輸計算邏輯重寫如下：

公路運輸總排放量 (MtCO₂e) = Σ*i* (車種*i*的總排放量)

車種*i*的總排放量 (MtCO₂e) = Σ (燃料別*j*的總車輛數 (百萬輛) × 燃料別*j*的年平均行駛距離 (公里/輛) × 燃料別*j*的燃料密集度 (公升/100 公里) × 燃料別*j*的排放係數 (kgCO₂e/公升))

因此，計算減量情境排放量所需要參數包括：(1)各種車型在各年總車輛數，(2)各種車型的年平均行駛距離，(3)各種車型的燃料密集度，(4)各種燃料的碳排放係數。各年的總車輛數和年平均行駛距離已在基準情境推算，假定減量情境的各年總車輛數和年平均行駛距離與基準情境的相同 (因為經濟活動量相同)。各種燃料的碳排放係數也無基準情境和減量情境之差別。因此，減量情境排碳量和基準情境排碳量不同的主要因素，就在於燃料密集度的差別。

影響各情境平均燃料密集度的因素有二。第一是不同的技術車種的燃料密集度的差異，這是 3.2.1.4 節中的表 3.2.1.12 所說明的。第二是不同技術車種的滲透率的差異。各技術車種在歷史存量中的分配比例以及 2011 – 2015 年歷史銷售滲透率已在 3.2.1.5 節中說明，並無基準情境和減量情境的差別。因此，使減量情境排放量與基準情境排放量有所不同的最關鍵原因是 2016 – 2035 年間不同技術車種的新車在減量情境的銷售滲透率和其在基準情境的銷售滲透率有所不同。

3.3.2 不同技術車種的減量情境銷售滲透率

「減量情境銷售滲透率」定義為不同技術車型銷售量潛力在各種車型銷售量中所佔的比率。下文以不同種車型的分類，分別說明各技術車型的銷售滲透率。本報告減量情境先考量電動車取代燃油汽車的銷售滲透率，再考量剩餘未被電動車取代

^[21]由 CNN 報導所知英國與法國於 2040 年禁售汽油車與柴油車，挪威於 2025 年起所有新的乘用車和貨車都應是零排放車輛，印度表示道 2030 年起該國所出售的每輛汽車都應該由電力供應。
<http://money.cnn.com/2017/09/11/autos/countries-banning-diesel-gas-cars/index.html>。

^[22]聯合報，〈賴揆拍板 2040 年禁售燃油汽車〉，2017 年 12 月 22 日
<https://udn.com/news/story/11565/2888916>。

的新銷售汽車的內燃機效率持續提升。

小型車

電動小型車

電動小型車的發展需考量以下限制因子：(1) 技術成熟度限制，例如：國內外是否有能力製造電動汽車。(2) 供應鏈的限制，例如：國內外廠商是否可充分供應電動汽車。(3) 汰舊換新的限制，例如：既有的內燃機汽車壽命尚未終止前，不以其他傳動系統汽車取代。(4) 其他的實際限制，例如：充電基礎設施建置的場地及建置時間限制。

- 技術成熟度限制：國內外廠商均可生產電動小型車。
- 汰舊換新的限制：不考慮提前汰換汽/柴油內燃機小型車。
- 其他的實際限制，充電基礎設施建置的場地及建置時間限制：

因絕大多數的電動小型車進行充電的地方為家中的車庫或是家中附近的停車場，故本報告充電基礎設施的建置數量以住宅裝設多少支充電樁進行推估，而住宅安裝充電樁的數量包含舊住宅裝設充電樁的數量以及新建住宅裝設充電樁的數量。

住宅裝設充電樁的計算邏輯為：

住宅裝設充電樁數（支）=（舊住宅裝設充電樁的數量（支）+新建住宅裝設充電樁的數量（支））

定義 2016 年以前建置完成的住宅為舊住宅，2017 年以後建置的為新建住宅。「2016 年住宅存量」取自內政部營建署的《民國 105 年第 4 季住宅資訊統計彙報》的「住宅存量」；因目前國內沒有新建住宅數量的統計資料，而建築建造執照包含建築物之新建及增建，則推估「新建住宅數量」使用內政部營建署《營建統計年報》的「核發建築建造執照統計—按用途別分」中「住宅類」作為當年新建住宅數量。由於充電樁的建置需要考量充電樁裝設的空間配置、電網建置所帶來的配線問題以及建築物之契約容量等因數，所以舊住宅以及新建住宅每棟可裝設的充電樁數量亦不同。

住宅每年裝設充電樁數可以下列公式表達：

$$\text{住宅裝設充電樁數 (支)} = (\text{舊住宅的棟數 (棟)} \times \text{舊住宅每棟可裝設的充電樁數量 (支/棟)}) + (\text{新建住宅的棟數 (棟)} \times \text{新建住宅每棟可裝設的充電樁數量 (支/棟)})$$

以下為推導說明：

1. 舊住宅的棟數

根據內政部營建署的《民國 105 年第 4 季住宅資訊統計彙報》的「住宅存量」，2016 年底全台住宅存量為 8,602,802（宅數），住宅資訊統計資料是全台住宅的宅數（即全台住宅的戶數），並非住宅的棟數，2006—2016 年歷史建造執照的件數與戶數比值平均為 4.57，考量 2006 年以前住宅型態多以單棟單戶，所以 2006 年以前建造執照的件數與戶數的比值應更低，綜合考量，取建造執照的件數與戶數比值為 4 來換算 2016 年全台住宅的棟數，得 2016 年底全台有 2,150,701（8,602,802/4 = 2,150,701）棟的舊住宅。

2. 新建住宅的棟數

預估 2017—2035 年新建住宅的棟數需要 2006—2016 年各年新建住宅的棟數。依內政部營建署《營建統計年報》「核發建築建造執照統計—按用途別分」的「住宅類」之件數，作為當年新建住宅的棟數。由 2006 年至 2016 年之間全台住宅類核發建築建造執照統計資料發現 2006 年到 2016 年來住宅類核發的建造執照呈不規則跳動，平均每年核發 20,329 件的建造執照，但自 2013 年起核發的建造執照有逐年下降的趨勢，2016 年時僅核發 15,494 件的建造執照，故考量未來台灣經濟發展穩定成長下，本報告以 2016 年核發的建造執照件數（15,494 件）代表 2017—2035 年每年核發建築建造執照的件數，故自 2017 年起至 2035 年總共新建 294,386（15,494 ×（2035-2016）= 294,386）棟的新住宅。

3. 舊/新建住宅每棟可裝設的充電樁數量

由於充電樁的建置需要考量充電樁裝設的空間配置、電網建置所帶來的配線問題以及建築物之契約容量等因數，所以舊住宅以及新建住宅每年每棟可裝設的充電樁數量亦不同。由於舊住宅裝設充電樁較困難，所以裝設的速度較慢，保守假設至 2035 年止 50%的舊住宅每棟可裝設 1 支充電樁。目前缺乏針對台灣住宅地區裝設充

電樁的研究報告與文獻，但 2006－2016 年歷史建造執照的件數與戶數比值平均為 4.57，表示平均每棟住宅約有 4.57 戶^[23]，如果新建住宅每棟裝設 10 支充電樁有其難度，但每棟裝設 1 支充電樁又太保守，則在考量建造執照的件數與戶數比值以及新建住宅每棟可裝設多少支充電樁不確定性之下，本報告取新建住宅每棟裝設 5 支充電樁來計算，故假設 2017－2035 年間總共有 50% 的新建住宅每棟可裝設 5 支充電樁。

4. 住宅裝設充電樁數推估

截至 2035 年止，住宅裝設充電樁數量為 1,811,316 支，計算過程如下所示。

$$\begin{aligned}
 & \text{住宅裝設充電樁數 (支)} \\
 &= (\text{舊住宅的棟數 (棟)} \times \text{舊住宅每棟可裝設的充電樁數量 (支/棟)}) + (\text{新建住宅的棟數 (棟)} \times \text{新建住宅每棟可裝設的充電樁數量 (支/棟)}) \\
 &= 2,150,701 \text{ (支)} \times 50\% \times 1 \text{ (支/棟)} + 294,386 \text{ (支)} \times 50\% \times 5 \text{ (支/棟)} \\
 &= 1,811,316 \text{ (支)}
 \end{aligned}$$

計算完 2035 年的充電樁數量後，為了瞭解充電樁數量是否能提供小型車進行充電的需求，進行以下驗證。利用每天需要充電的電動小型車輛數除以每天可提供充電的充電樁數量，計算出每天每支充電樁需要充幾台電動小型車。以 Tesla Model S 為例，因車速會影響續航里程，當車速越快越耗電，續航里程越短，反之，如車速慢，續航里程變長，故假設平均車速為 100 km/hr 下其續航力為 460－600 公里^[24]，Tesla 壁掛式家用充電樁每小時充 40-70 公里^[25]，當耗完電後充滿一次電時間為 6－15 小時左右，假設極端的情形每次耗完電後才進行一次進充電的話，每天每支充電樁能提供 1－4 台 Tesla Model S 進行充電。

根據 3.2.1.1 節總車輛數計算，2035 年小型車總車輛數為 6,623,633 輛，假設 2035 年所有小型車皆為電動小型車且一般駕駛人每 5 天需充一次電的情況下，每天有 1,324,726 台電動小型車需要充電 ($6,623,633/5 = 1,324,726$)。將每天需要充電的電動小型車數量 1,324,726 輛除以每天可提供充電的充電樁數量 1,811,316，便可得出平

^[23]建造執照中包含全台的集合式住宅以及透天厝，且南北部住宅建造的形式亦不相同，在北部多以集合式住宅為主，而在東部或南部等地區多以透天厝為主，故無法區分營建署建造執照中住宅的詳細分類，所以以件數與戶數比值代表全台每棟住宅約有多少戶數。

^[24]https://www.tesla.com/zh_TW/models.

^[25]https://www.tesla.com/sites/default/files/downloads/zh_TW/charging-wall-conenctor-overview_taiwan.jpg.

均每支充電樁每天需供充電的電動小型車車輛數約為 0.7，表示 2035 年時每支充電樁每天僅需供應 0.7 台電動小型車進行充電，此值小於上段所得的每支 Telsa 壁掛式家用充電樁每天能提供 1—4 台 Tesla Model S 進行充電，故結果顯示電動小型車發展不受充電基礎設施建置的場地及建置時間限制影響。

● 供應鏈限制：

電動小型車產能考慮全球銷售市場狀況，故供應鏈限制受全球電動車銷售情形影響。根據美國Morgan Stanley(2017)在*Electric Vehicles On the Charge*報告表示 2050 年全球電動小型車的銷售滲透率高達 80%，電動小型車存量佔比為 57%。同時，彭博新能源財經（Bloomberg New Energy Finance, BNEF）在*Electric Vehicle Outlook 2017* 中給出 2040 年全球電動小型車銷售滲透率可達 54%，存量佔比為 33%。本報告將Morgan Stanley（2017）和BNEF（2017）兩份報告中針對電動小型車滲透率進行簡單平均，得出各年全球電動小型車銷售滲透率，根據國際貨幣基金（International Monetary Fund, IMF）資料顯示 2016 年台灣GDP在全球排行第 34 名^[26]，屬於高收入組所得在全球排名，但目前台灣充電基礎設施尚未完善，故假設 2016—2020 年台灣電動小型車銷售滲透率依全球趨勢，而在 2020 年後充電基礎設施建置普及下，2021—2035 年台灣電動小型車銷售滲透率趨勢比全球趨勢快 5 年。依上述所述，將電動小型車當年銷售滲透率彙整為表 3.3.2.1 所示。

表 3.3.2.1 電動小型車當年銷售滲透率推估

	2020	2025	2030	2035	2040	2050
Morgan Stanley	3%	9%	16%	36%	64%	80%
BNEF	3%	8%	24%	43%	54%	—
平均	3%	9%	20%	40%	59%	—
本報告假設 ⁽¹⁾	3%	20%	40%	59%	—	—

說明：假設 2016—2020 年台灣電動小型車銷售滲透率依全球趨勢，2021—2035 年台灣電動小型車銷售滲透率趨勢比全球趨勢快 5 年。

資料來源：本研究團隊分析 Morgan Stanley(2017)，BNEF(2017)以及 IMF(2017)資料所假設。

藉由假設的當年電動小型車銷售滲透率，計算出 2016—2020 年、2021—2025 年、2026—2030 年及 2031—2035 年減量情境下電動小型車平均銷售滲透率，分別為 1%、6%、30%以及 50%（表 3.3.2.2）。在 2025 年以及 2030 年電動小型車存量佔比分別為 2%，6%，與 Morgan Stanley（2017）的報告顯示電動車銷售主要為西歐國

^[26]國際貨幣基金，<http://www.imf.org/external/pubs/ft/weo/2017/01/weodata/index.aspx>。

家以及中國，西歐國家在 2025 年、2030 年以及 2040 年電動小型車存量占比分別為 2%、6% 和 35%，中國在 2025 年、2030 年以及 2040 年電動小型車存量占比分別為 6%、15% 和 44%，結果顯示本報告減量情境下電動小型車存量占比並無比西歐國家或中國大，表示與本報告電動小型車銷售滲透率假設合理。

汽油內燃機小型車與柴油內燃機小型車

考量電動車取代燃油汽車的銷售滲透率後，剩餘未被電動車取代的新銷售汽車的內燃機效率持續提升。故扣除以上電動小型車的銷售滲透率，即為汽油內燃機小型車和柴油內燃機小型車的銷售滲透率的合，而除電動小型車的銷售滲透率後汽油內燃機小型車和柴油內燃機小型車減量情境下各別銷售佔比維持 2011—2015 年汽油和柴油的比例 93:7，故汽油內燃機小型車減量情境銷售滲透率分別為 93%、92%、87%、65% 以及 46%，而柴油內燃機小型車減量情境銷售滲透率分別為 7%、7%、7%、5% 以及 4%，如表 3.3.2.2 所示。

目前各國車廠發展主要著重於電動車技術發展，對於內燃機技術以及內燃機未來市場趨向的著墨較少，故減量情境內燃機小型車各群組演進趨勢與基準情境內燃機小型車各群組演進趨勢預測方法相同，將各年內燃機小型車的銷售滲透率乘上各年間內燃機汽車中各群組的銷售分配比例（表 2.2.1.29），舉例來說，2016—2020 年汽油內燃機小型車的銷售滲透率為 92%，而群組 1 在 2016—2020 年的銷售分配比例為 50%，則群組 1 在 2016—2020 年的銷售滲透率為： $92\% \times (50\%) = 46\%$ ，依此類推，各種技術之小型車的減量情境銷售滲透率如表 3.3.2.2 表示。

表 3.3.2.2 小型車的減量情境銷售滲透率

技術內容		2011— 2015	2016— 2020	2021— 2025	2026— 2030	2031— 2035
現有典型技術的汽油內燃機（群組 0）		89%	0%	0%	0%	0%
汽油內燃機	群組 1	0%	46%	0%	0%	0%
	群組 2	0%	46%	65%	16%	0%
	群組 3	0%	0%	22%	49%	37%
	群組 4	0%	0%	0%	0%	9%
汽油油電混合車		4%	0%	0%	0%	0%
插電式汽油油電混合車		0%	0%	0%	0%	0%
小計		93%	92%	87%	65%	46%
現有典型技術的柴油內燃機（群組 0）		7%	0%	0%	0%	0%
柴油內燃機	群組 1	0%	4% ⁽¹⁾	0%	0%	0%
	群組 2	0%	3% ⁽¹⁾	5%	1%	0%

	群組 3	0%	0%	2%	4%	3%
	群組 4	0%	0%	0%	0%	1%
柴油油電混合車		0%	0%	0%	0%	0%
插電式柴油油電混合車		0%	0%	0%	0%	0%
小計		7%	7%	7%	5%	4%
電動車		0%	1%	6%	30%	50%
總計		100%	100%	100%	100%	100%

說明：由於柴油內燃機小型車在 2016－2020 年間銷售總滲透率為 7%，再乘上各群組的銷售分配比例後，汽油內燃機群組 1 和群組 2 銷售滲透率各為 3.5%，因為此方法為粗略預估所以減量情境下銷售滲透率有效位數取到個位數，故在自然情況發展下 2016－2020 年間減量情境下柴油內燃機群組 1 和群組 2 的銷售滲透率分別為 4% 和 3%。

資料來源：本研究團隊根據充電基礎設施建置的場地及建置時間限制以及供應鏈限制下，計算本研究各種技術之小型車減量情境的銷售滲透率。

中大型車

電動中大型車

減量措施之潛力受到技術成熟度、供應鏈、汰舊換新及其他實際限制等因素控制，下列將說明上述四項因子是否影響「使用電動中型車」以及「使用電動大型車」之減量潛力。

- 技術成熟度限制：電動中型車在台灣尚未普遍，藉由訪談廠商^[27]表示該公司預計生產 3.5 噸電動輕型卡車，且日本 MFTBC 子公司 Daimler Trucks 汽車公司在 2016 年法蘭克福車展終推出量產版 Fuso eCanter，並從 2017 年起投入營運^[28]，代表生產電動中型車是可實行的減碳技術。電動大型車在全世界尚未普遍，於 2017 年 10 月日本 Daimler Trucks 汽車公司在東京車展上推出電動重型卡車概念車 E-FUSO Vision One^[29]，同時 Tesla 汽車公司在 2017 年 11 月推出電動重型卡車概念車 Tesla Semi^[30]，代表生產電動大型車是可實行的減碳技術。
- 汰舊換新的限制：不考慮提前汰換汽/柴油內燃機中型車以及柴油內燃機大型車。

^[27] 受訪專家與廠商名單請見「致謝」節。

^[28] <https://www.daimler.com/products/trucks/fuso/ecanter.html>.

^[29] http://media.daimler.com/marsMediaSite/en/instance/ko.xhtml?oid=30010405&ls=L3N1YXJjaHJlc3VsdC9zZWYy2hyZXN1bHQeGh0bWw_c2VhcmNoU3RyaW5nPURhaW1sZXIrVHJlY2tzK2xhdW5jaGVzK0UtRlVTTythbmQrK2FsbC1lbGVjdHJpYytoZWYy2eS1kdXR5K3RydWNRK1Zpc2lvbitPb mUmc2VhcmNoSWQ9MSZzZWYy2hUeXBIPWRldGFpbGVkKmJvcmlcnM9dHJlZS5yZXN1bHRJbMzVvVHlwZUlkPTQwNjI2JnZpZXdUeXBIPWxpc3Qmc29ydERlZmluaXRpb249UFVCTEITSEVEX0FULTImdGh1bWJTY2FsZUluZGV4PTAmcm93Q291bnRzSW5kZXg9NQ!!&rs=0.

^[30] <https://www.tesla.com/semi/>.

- 其他實際限制，充電基礎設施建置的場地及建置時間限制：中大型車主要是物流車，為物流公司所擁有，行駛路線、行駛里程與時間由物流公司所安排，故在中大型物流車皆有固定的停放地點，其充電時間不像電動小型車侷限在夜間在家的時間，中大型車充電時間可以藉由物流公司進行分配，所以電動中大型車不受充電基礎設施建置的場地及建置時間限制。
- 供應鏈限制：由於電動中型車於 2017 年才有車商開始投入營運，電動大型車於 2017 年才出現電動大型車的概念車，表示電動中大型車在 2017 年時屬於技術可行但未量產階段，因此目前國際上尚未有研究單位對於電動中大型車未來銷售量情形發表相關的研究結果，皆還再進行研究中。但由於全球許多國家相繼宣布 2035 年左右全面禁售或禁用汽柴油車^[31]，電動車技術未來將越來越成熟，對於電動中大型車量產上越來越有利，推測全球電動中大型車供應鏈速度較全球電動小型車供應鏈速度慢五年，因台灣GDP在全球屬於高收入組所得組，所以假設台灣電動中大型車供應鏈速度較全球中大型車供應鏈速度快五年，故台灣電動中大型車供應鏈速度為全球小型車供應鏈速度，電動中大型車當年銷售滲透率彙整為表 3.3.2.3 所示。

表 3.3.2.3 電動中大型車當年銷售滲透率

	2020	2025	2030	2035
本報告假設 ⁽¹⁾	3%	9%	20%	40%

說明：假設台灣電動中大型車供應鏈速度為全球小型車供應鏈速度。

資料來源：根據表 2.3.2.1 資料所假設。

藉由假設的當年電動中大型車銷售滲透率下，計算出 2016—2020 年、2021—2025 年、2026—2030 年及 2031—2035 年減量情境下電動中大型車銷售滲透率，分別為 1%、5%、15% 以及 30%（表 3.3.2.4 及表 3.3.2.5）。

傳統內燃機汽油中型車與傳統內燃機柴油中型車

扣除以上電動中型車的銷售滲透率，即為汽油內燃機中型車和柴油內燃機中型車的銷售滲透率的合，而汽油內燃機中型車和柴油內燃機中型車減量情境下各別銷售佔比維持 2011—2015 年汽油和柴油的比例 55：45，故扣除電動中型車的銷售滲透率後，並依其比例，汽油內燃機中型車減量情境銷售滲透率分別為 55%、55%、

^[31]由 CNN 報導所知英國與法國於 2040 年禁售汽油車與柴油車，挪威於 2025 年起所有新的乘用車和貨車都應是零排放車輛，印度表示道 2030 年起該國所出售的每輛汽車都應該由電力供應。

52%、47%以及 39%，而柴油內燃機中型車減量情境銷售滲透率分別為 45%、44%、43%、38%以及 31%。

而減量情境內燃機中型車各群組演進趨勢與基準情境內燃機中型車各群組演進趨勢預測方法相同，將各年內燃機中型車的銷售滲透率乘上各年間內燃機汽車中各群組的銷售分配比例（表 3.2.1.29），舉例來說，2016－2020 年汽油內燃機中型車的銷售滲透率為 55%，而群組 1 在 2016－2020 年的銷售分配比例為 50%，則群組 1 在 2016－2020 年的銷售滲透率為： $55\% \times (50\%) = 27.5\%$ ，依此類推，各種技術之中型車的減量情境銷售滲透率如表 3.3.2.4 表示。

表 3.3.2.4 中型車的減量情境銷售滲透率

技術內容		2011－ 2015	2016－ 2020	2021－ 2025	2026－ 2030	2031－ 2035
現有典型技術的汽油內燃機（群組 0）		55%	0%	0%	0%	0%
汽油內燃機	群組 1	0%	28% ⁽¹⁾	0%	0%	0%
	群組 2	0%	27% ⁽¹⁾	39%	12%	0%
	群組 3	0%	0%	13%	35%	30%
	群組 4	0%	0%	0%	0%	8%
小計		55%	55%	52%	47%	38%
現有典型技術的柴油內燃機（群組 0）		45%	0%	0%	0%	0%
柴油內燃機	群組 1	0%	22%	0%	0%	0%
	群組 2	0%	22%	32%	10%	0%
	群組 3	0%	0%	10%	29%	25%
	群組 4	0%	0%	0%	0%	6%
小計		45%	44%	42%	39%	31%
電動車		0%	1%	6%	14%	31%
總計		100%	100%	100%	100%	100%

說明：由於柴油內燃機中型車在 2016－2020 年間銷售總滲透率為 55%，再乘上各群組的銷售分配比例後，汽油內燃機群組 1 和群組 2 銷售滲透率各為 27.5%，因為此方法為粗略預估所以減量情境下銷售滲透率有效位數取到個位數，故在自然情況發展下 2016－2020 年間減量情境下柴油內燃機群組 1 和群組 2 的銷售滲透率分別為 28%和 27%。

資料來源：根據技術成熟度、供應鏈、汰舊換新及其他實際限制等因素下，計算出各種技術之中型車減量情境的銷售滲透率。

傳統內燃機柴油大型車

扣除以上電動大型車的銷售滲透率，即為柴油內燃機大型車的銷售滲透率，故柴油內燃機大型車減量情境銷售滲透率分別為 100%、99%、95%、85%以及 70%。假定大型車在減量情境下的技術演變型態與中型車類似，所以大型車內燃機各群組未來 20 年銷售趨勢同中型車預測方法相同，將 2011—2015 年內燃機大型車的銷售滲透率乘上各年間內燃機汽車中各群組的銷售分配比例（表 3.2.1.29），舉例來說，2016—2020 年汽油內燃機大型車的銷售滲透率為 99%，而群組 1 在 2016—2020 年的銷售分配比例為 50%，則群組 1 在 2016—2020 年的銷售滲透率為： $99\% \times (50\%) = 49.5\%$ ，依此類推，各種技術之大型車的減量情境銷售滲透率如表 3.3.2.5 表示。

表 3.3.2.5 大型車的減量情境銷售滲透率

技術內容		2011— 2015	2016— 2020	2021— 2025	2026— 2030	2031— 2035
現有典型技術的柴油 內燃機(群組 0)		100%	0%	0%	0%	0%
柴油 內燃 機	群組 1	0%	50% ⁽¹⁾	0%	0%	0%
	群組 2	0%	49% ⁽¹⁾	70%	21%	0%
	群組 3	0%	0%	24%	64%	55%
	群組 4	0%	0%	0%	0%	14%
小計		0%	99%	94%	85%	69%
電動車		0%	1%	6%	15%	31%
總計		100%	100%	100%	100%	100%

說明：由於柴油內燃機大型車在 2016—2020 年間銷售總滲透率為 99%，再乘上各群組的銷售分配比例後，汽油內燃機群組 1 和群組 2 銷售滲透率各為 49.5%，因為此方法為粗略預估所以減量情境下銷售滲透率有效位數取到個位數，故在自然情況發展下 2016—2020 年間減量情境下柴油內燃機群組 1 和群組 2 的銷售滲透率分別為 50%和 49%。

資料來源：根據技術成熟度、供應鏈、汰舊換新及其他實際限制等因素下，計算出各種技術之大型車減量情境的銷售滲透率。

大客車

電動大客車

減量措施之潛力受到技術成熟度、供應鏈、汰舊換新及其他實際限制等因素控制，下列將說明上述四項因子是否影響「使用電動大客車」之減量潛力。

- 技術成熟度限制：國內外廠商均可生產電動大客車，因大客車由自用大客車、遊覽車與營業用大客車所組成，營業用大客車又分為市區大客車以及公路大客車。依據各類型大客車的運作情形來判斷是否適合使用電動大客車，說明如下，



營業大客車分為市區大客車以及公路大客車，市區大客車行駛距離短且路線固定，所以適合以電力作能源。公路大客車雖然行駛距離較長但路線固定，且目前電池技術越來越成熟，單次充滿電可行駛里程越來越大，根據 2017 年 9 月新聞報導中顯示美國汽車公司 Proterra 所製造的 Catalyst E2 Max2 電動大客車單次充電續航力約 1,760 公里^[32]，故公路大客車亦適合以電力作能源。同理，雖然自用大客車與遊覽車行駛距離以及路線不固定，亦為可實行的減碳技術。

- 汰舊換新的限制：不考慮提前汰換柴油內燃機大客車。由交通統計查詢網所得 2016 年路上行駛的柴油內燃機營業用大客車約有 1 萬 5 千輛（市區公車與公路公車存量比例約為 2:1），根據本報告第 3.2.1.1 節所計算的大客車平均壽命為 14.4 歲，所以目前行駛的營業用柴油內燃機大客車可在 2030 年左右全數汰換，可達中央預定 2030 年市區公車全面電動化^[33]。
- 其他實際限制，充電基礎設施建置的場地及建置時間限制：市區以及公路電動大客車因路線固定且皆有固定的停放地點，其充電時間可藉由公車公司調度使其充電時間彈性，不像電動小型車侷限在夜間且須在住家附近充電，所以電動大客車不受充電基礎設施建置的場地及建置時間限制。但因自用大客車與遊覽車行駛距離以及路線不固定，例如遊覽車為觀光旅行所使用，經常行駛里程很遠，且不一定為當天能來回，所以充電時間與位置不意掌握，充電站該如何建置是一大問題，所以本報告認為電動自用大客車與電動遊覽車受充電基礎設施建置位置的限制，表示潛力還是不足。
- 供應鏈限制：國內外皆有供應市區電動大客車，為可實行的減碳技術，假設於 2017 年起市區大客車銷售車輛皆以電力為動力。但因公路大客車需要行駛里程遠的電動大客車，例如美國汽車公司 Proterra 於今年才發表生產的 Catalyst E2 Max2 此類電動公路大客車，其發展速度較市區電動大客車慢，考量現實生產力的情形下假設公路電動大客車於 2021 年起可供應國內所需的公路電動大客車的數量，故 2021 年起公路大客車銷售車輛皆以電力為動力。

配合上述四點限制，可推估出 2015－2035 年電動大客車的減量情境銷售滲透率，如表 3.3.2.6 所示。

^[32]<https://www.theverge.com/2017/9/19/16333996/proterras-big-electric-bus-can-go-1102-miles-on-on-e-charge>.

^[33]<http://www.chinatimes.com/newspapers/20180105000367-260208>.

傳統內燃機柴油大客車

扣除以上電動大客車以及柴油油電混合大客車的銷售滲透率，即為柴油內燃機大客車的銷售滲透率，故柴油內燃機大客車減量情境銷售滲透率分別為 98%、80%、50%、50% 以及 50%。各種技術之大客車的減量情境銷售滲透率如表 3.3.2.6 表示。

表 3.3.2.6 各種技術之大客車的減量情境銷售滲透率

技術內容	2011— 2015	2016— 2020	2021— 2025	2026— 2030	2031— 2035
現有典型技術的柴油內燃機大客車	98%	80%	50%	50%	50%
柴油油電混合大客車	1%	0%	0%	0%	0%
電動大客車	1%	20%	50%	50%	50%
燃料電池大客車	0%	0%	0%	0%	0%
總計	100%	100%	100%	100%	100%

資料來源：根據充電基礎設施建置的場地及建置時間限制以及供應鏈限制下，計算出各種技術之大客車減量情境的銷售滲透率。

兩輪車

電動兩輪車

減量措施之潛力受到技術成熟度、供應鏈、汰舊換新及其他實際限制等因素控制，下列將說明上述四項因子是否影響「使用電動兩輪車」之減量潛力。

- 技術成熟度限制：

國內廠商均可生產換電式或充電式電動兩輪車。觀察全球電動兩輪車能源補充方式，目前以充電式占大多數，為貼合兩輪車機動性高的特性，漸漸有廠商推出換電式電動兩輪車以滿足特定客戶需求，所以因應充電與換電模式之電動兩輪車分別具有不同特性與需求族群，故本報告假設充電與換電並行模式。

- 汰舊換新的限制：不考慮提前汰換汽油內燃機兩輪車。

- 其他的實際限制，換電式或充電式基礎設施建置的場地及建置時間限制：

台灣使用兩輪車的數量很大，由交通部統計處《105 年機車使用狀況調查報告》可知平均每戶擁用有 2.2 輛兩輪車，因為兩輪車機動性較高、方便進行其他活動，所以兩輪車主要作用為通勤（學），目前台灣電動兩輪車採行方式為充電與換電模式並行，故本報告將充電基礎設施建置數量分成兩部分進行計算，一為充電式的充電基礎設施，二為換電式的充電基礎設施，充電基礎設施安裝數量的計算邏輯如下表



示。充電設施的計算邏輯為：

$$\text{充電設施數量 (個)} = (\text{充電式的充電基礎設施數量 (個)}) + (\text{換電式的充電基礎設施數量 (個)})$$

其中充電式的充電基礎設施主要是利用充電樁進行充電，故以下將充電式的充電基礎設施簡稱為充電式充電樁，而充電式充電樁主要進行充電的地方為家中的車庫或是住家附近的停車場，故充電式充電樁裝設數量以住宅裝設多少個充電式充電樁進行推估，而住宅安裝充電式充電樁的數量包含舊住宅裝設充電式充電樁的數量以及新建住宅裝設充電式充電樁的數量。目前換電式電動兩輪車以睿能（Gogoro）公司所生產的電動兩輪車為代表，其換電模式是以電池組交換的方式進行電動兩輪車充電，故以下將換電式的充電基礎設施簡稱為換電式電池組，而換電式電池組主要是因其隨時隨地換了就走特性，為符合其特性，本報告換電式電池組裝設數量包含現有加油站裝設換電式電池組的數量、現有全台超商裝設換電式電池組的數量以及新建辦公與服務建築物裝設換電式電池組的數量等三方便進行假設。經由上述假設，充電設施數量可以下列公式表達：

$$\text{充電設施數量 (個)} = (\text{舊住宅裝設充電式充電樁的數量 (個)} + \text{新建住宅裝設充電式充電樁的數量 (個)}) + (\text{現有加油站裝設換電式電池組的數量 (個)} + \text{現有全台超商裝設換電式電池組的數量 (個)} + \text{新建辦公與服務建築物裝設換電式電池組的數量 (個)})$$

充電式充電樁部分，定義 2016 年以前建置完成的住宅為舊住宅，2017 年以後建置的為新建住宅。「2016 年住宅存量」取自內政部營建署的《民國 105 年第 4 季住宅資訊統計彙報》的「住宅存量」；因目前國內沒有新建住宅數量的統計資料，而建築建造執照包含建築物之新建及增建，則推估「新建住宅數量」使用內政部營建署《營建統計年報》的「核發建築建造執照統計—按用途別分」中「住宅類」作為當年新建住宅數量。由於充電式充電樁的建置需要考量充電式充電樁裝設的空間配置、電網建置所帶來的配線問題以及建築物之契約容量等因數，所以舊住宅以及新建住宅每棟可裝設的充電式充電樁數量亦不同。

換電式電池組部分，定義 2016 年以前建置完成的加油站以及超商為現有存量，「現有加油站存量」取自經濟部能源局的《各縣市汽油加油站汽油銷售統計月資料》

的「加油站數」，「現有超商存量」取經濟部商業司「公司及分公司基本資料查詢」，超商存量以國內四大超商（統一、全家、萊爾富、OK）的店數量作為代表^[34]；因目前國內沒有新建辦公與服務數量的統計資料，而建築執造包含建築物之新建及增建，則推估「新建辦公與服務數量」使用內政部營建署《營建統計年報》的「核發建築建造執照統計－按用途別分」中「辦公與服務類」作為當年新建辦公與服務數量。由於每處加油站、超商以及新建辦公與服務建築物並非僅能裝設一組換電式電池組，故須將所有可提供建置換電式電池組的位置乘上一處電池交換站可裝設的換電式電池組數量。所以充電設施數量可再由下列公式表達：

$$\begin{aligned} \text{充電設施數量 (個)} = & \{ (\text{舊住宅的棟數 (棟)} \times \text{舊住宅每棟可裝設的充電式充} \\ & \text{電樁數量 (個/棟)}) + (\text{新建住宅的棟數 (棟)} \times \text{新建住宅每棟可裝設的充電式} \\ & \text{充電樁數量 (支/棟)}) \} + \{ (\text{現有加油站的存量 (處)} + \text{現有超商的存量 (處)} \\ & + \text{新建辦公與服務建築物的數量 (處)}) \times (\text{一處電池交換站可裝設的換電式電} \\ & \text{池組數量 (個/處)}) \} \end{aligned}$$

以下為推導說明：

1. 舊住宅的棟數以及新建住宅的棟數

電動兩輪車推算舊住宅的棟數與新建住宅的棟數與電動小型車的數量一樣，故由此可知 2016 年底全台有 2,150,701 棟的舊住宅以及自 2017 年起至 2035 年總共新建 294,386 棟的新住宅。詳細計算說明請見第 XX 頁。

2. 舊/新建住宅每棟可裝設的充電式充電樁數量

而舊/新建住宅每棟可裝設的充電式充電樁數量亦與電動小型車的假設條件相同，假設至 2035 年止 50% 的舊住宅每棟可裝設 1 個充電式充電樁，以及假設 2017－2035 年間總共有 50% 的新建住宅每棟可裝設 5 個充電式充電樁。

3. 現有加油站存量

由經濟部能源局的《各縣市汽油加油站汽油銷售統計月資料》的「加油站數」可得 2016 年底全台加油站的存量為 2,486 處。

^[34]<https://gcis.nat.gov.tw/pub/cmpy/cmpyInfoListAction.do>.

4. 現有超商存量

由經濟部商業司「公司及分公司基本資料查詢」，可得 2016 年底全台四大便利商店門市數共為 16,051 處。

5. 新建辦公與服務建築物的數量

預估 2017—2035 年新建辦公與服務建築物的數量需要 2006—2016 年各年新建辦公與服務建築物的數量。本報告以內政部營建署《營建統計年報》的「核發建築建造執照統計—按用途別分」中「辦公與服務類」之件數，作為當年新建辦公與服務建築物的數量。由 2006 年至 2016 年之間全台辦公與服務類核發建築建造執照統計資料發現 2006 年和 2007 年數量極大，故剔除 2006 年和 2007 年之數值後，平均每年核發 1,240 件的建造執照，與 2016 年所核發的 1,111 件的建造執照數量差距不遠，故以 2008 年到 2016 年平均核發的建造執照件數（1,240 件）代表 2017—2035 年每年核發建築建造執照的件數，故自 2017 年起至 2035 年總共新建 23,560（ $1,240 \times (2035-2016) = 23,560$ ）處的新建辦公與服務建築物。

6. 一處電池交換站可裝設的換電式電池組數量

藉由訪談電動兩輪車廠商^[35]表示該公司在考量安全性目前一座電池交換站最多可容納 19 組換電式電池組。

7. 充電設施數量推估

截至 2035 年止，住宅裝設充電樁數量為 2,611,158 支，計算過程如下所示。

$$\begin{aligned} \text{充電設施數量 (個)} &= [(\text{舊住宅的棟數 (棟)} \times \text{舊住宅每棟可裝設的充電式充電樁數量 (個/棟)}) + (\text{新建住宅的棟數 (棟)} \times \text{新建住宅每棟可裝設的充電式充電樁數量 (支/棟)})] + [(\text{現有加油站的存量 (處)} + \text{現有超商的存量 (處)} \\ &+ \text{新建辦公與服務建築物的數量 (處)}) \times (\text{一處電池交換站可裝設的換電式電池組數量 (個/處)})] \\ &= [2,150,701 (\text{個}) \times 50\% \times 1 (\text{個/棟}) + 294,386 (\text{個}) \times 50\% \times 5 (\text{個/棟})] + \\ &[(2,486 (\text{處}) + 16,051 (\text{處}) + 23,560 (\text{處})) \times (19 (\text{個/處}))] \\ &= 2,611,158 (\text{個}) \end{aligned}$$

^[35] 受訪專家與廠商名單請見「致謝」節。



計算完 2035 年的充電設施數量後，為了瞭解充電設施數量是否能提供電動兩輪車進行充電的需求，故進行以下驗證，驗證方法是：利用每天需要充電的電動兩輪車輛數除以每天可提供充電的充電設施數量，計算出每天每個充電設施需要充幾台電動兩輪車。以 Gogoro 1 系列為例，因車速會影響續航里程，當車速越快越耗電，續航里程越短，反之，如車速慢，續航里程變長，故假設平均車速為 40 km/hr 下其續航力為 100 公里^[36]，Gogoro 家用充電座最大功率標準版是 525W，Plus 版則是 1,050W^[37]，當耗完電後充滿一次電時間標準版為 6—8 小時，Plus 版則為 3—4 小時，假設以標準版為例每次耗完全部的電後才進行一次進充電的話，每天每個充電設施能提供 3—4 台 Gogoro 1 系列進行充電。

由 3.2.1.1 節總車輛數計算中，可得 2035 年兩輪車總車輛數為 11,526,072 輛，假設 2035 年所有兩輪車皆為電動兩輪車且一般駕駛人每 5 天需充/換一次電的情況下，每天有 2,305,214 台電動兩輪車需要充/換電 ($11,526,072/5=2,305,214$)。將每天需要充電的電動小型車數量 2,305,214 輛除以每天可提供的充電設施量 2,611,158，便可得出平均每個充電設施每天需供充電的電動兩輪車車輛數約為 0.9，表示 2035 年時每個充電設施每天需供應 0.9 台電動兩輪車進行充電或換電，此值小於上段每個標準版 Gogoro 家用充電座每天能提供 3—4 台 Gogoro 1 系列進行充電，故結果顯示電動兩輪車發展不受充電基礎設施建置的場地及建置時間限制影響。

- 供應鏈限制：

因電動兩輪車主要由國內車廠所生產，故供應鏈限制受國內廠商對電動兩輪車未來銷售狀況所影響，近兩年電動兩輪車銷售量大幅成長，短短兩年銷售 3 萬 2 千台左右，根據經濟日報（2017/07/19）報導，經濟部擬訂電動機車推動五年計畫，政策目標是五年後電動兩輪車銷售量六倍成長，目標設定第五年開始每年銷售達 20 萬輛^[38]。故減量情境電動兩輪車銷售量推算將分成兩階段進行。

以下為各階段推導說明：

- (1) 由交通部統計查詢網的「機動車輛新增掛牌車輛數按使用燃料分」得 2012—2016 年各年電動兩輪車新增掛牌數車輛，即 2012—2016 年當年度電動

^[36]<https://www.gogoro.com/tw/smartscooter/specs/1-series/>.

^[37]<http://wwwilliam328tw.pixnet.net/blog/post/340946637-%5B%E6%A9%9F%E8%BB%8A%5D%5B%E9%96%8B%E7%AE%B1%5D-gogoro-gocha%E2%80%A6>.

^[38]經濟日報，〈經部補助電動機車 大加碼〉，2017 年 7 月 19 日。
<https://money.udn.com/money/story/5648/2591434>。

兩輪車銷售量，而 2012—2016 年之間電動兩輪車銷售歷史複合成長率為 25.43%，我們以此成長率推算 2017—2022 年各年間電動兩輪車銷售量，可得 2017—2022 年累計銷售量達 29.8 萬輛。

- (2) 而隨著國內環保法規日益嚴苛、關鍵零組件技術逐漸成熟使成本降低、能源基礎設施逐漸完備等因素，本報告預測國內外廠商經由 2017—2022 年這六年的時間，其電動兩輪車的產能與技術有顯著的提升，故假設 2023 年電動兩輪車銷售量已達 20 萬輛，並且 2035 年電動兩輪車占總兩輪車銷售的 100%。本報告以此兩個年度銷售量的假設，往回推算 2023—2035 年複合成長率為 10.38%，我們以此複合成長率推算 2023—2035 年各年間電動兩輪車銷售量。

經由上述兩階段假設可推估出 2015—2035 年電動兩輪車的減量情境銷售滲透率，分別為 1%、4%、22%、47%、81%，如表 3.3.2.7 所示。

傳統內燃機汽油兩輪車

扣除以上電動兩輪車的銷售滲透率，即為汽油內燃機兩輪車的銷售滲透率，故汽油內燃機兩輪車減量情境銷售滲透率分別為 99%、96%、78%、53%以及 19%。各種技術之兩輪車的減量情境銷售滲透率如表 3.3.2.7 表示。

表 3.3.2.7 各種技術之兩輪車的減量情境銷售滲透率

技術內容	2011— 2015	2016— 2020	2021— 2025	2026— 2030	2031— 2035
現有典型技術的汽油內燃機兩輪車	99%	96%	78%	53%	19%
電動兩輪車	1%	4%	22%	47%	81%
總計	100%	100%	100%	100%	100%

資料來源：根據充電基礎設施建置的場地及建置時間限制以及供應鏈限制下，計算出各種技術之兩輪車減量情境的銷售滲透率。



3.3.3 減量成本

公路運輸部門的減量成本分為資本成本與營運成本。

1. 資本成本：

即是使用減碳技術所導致的固定設備支出（相對於基準情境支出的增加額）。而資本成本的增加額是各種技術車種總車輛數的變動量乘上各種技術車種相對於典型車種的價差。計算邏輯如下：

資本成本增加額 = 各種技術車種車輛數的變動量 × 各種技術車種相對於典型車種的價差

本報告的減碳成本是社會成本，當以電動車取代傳統燃油汽車時除電動車與燃油汽車的車體價差外，須加入電動車充電設施安裝費以及使用電池時額外的成本，如電池更換費與使用替代交通工具費用。

- 各種技術車種車輛數的變動量：

基準情境和減量情境各種技術車種車輛數的差額。各技術車種在 2010 以前歷史存量中的分配比例以及 2011—2015 年歷史銷售滲透率已在 2.2.1.5 節中說明，並無基準情境和減量情境的差別。因此，總車輛數的變動量最關鍵原因是 2016—2035 年間不同技術車種在減量情境的銷售滲透率以及在基準情境的銷售滲透率的不同。（詳細減量情境銷售滲透率與基準情境銷售滲透率推估，請見 3.3.2 節與 3.2.1.5 節。）

- 相對於典型車種的價差：

即是使用不同技術車種取代典型車種所導致的價差，本報告是以內燃機（群組 0）代表現有典型車種。3.3.4.1 節所算的是不同減碳技術車種相對於現有典型（群組 0）的價差。

本報告減碳手段主要為電動車取代傳統內燃機汽車，在計算電動車與典型車種的價差時須加入充電設施安裝費以及使用電池時額外的成本。根據 Arthur D Little (2017) *Battery Electric Vehicles vs. Internal Combustion Engine Vehicles* 研究報告^[39]，電動車相較內燃機汽車需要增加的充電設施安裝費、電池更換費以及使用替代交通

^[39] Arthur D Little (2017) 研究報告成本分類有真實車體價格 (true vehicle cost, TVC)、燃料價格 (fuel—gasoline/electricity)、保險費 (insurance)、資金 (financing)、州稅 (state fees)、保養與維修費 (maintenance and repairs)、家用充電安裝費 (home charging installation)、電池更換費 (battery replacement) 以及使用替代交通工具的費用 (alternative transportation) 等。

工具費。其中，替代交通工具的費用是假設消費者不管選用內燃機汽車或是電動車時皆能擁有相同的行駛里程來滿足相同的行為模式，但目前電動車因續航力不足以及充電設施不普及等問題，所以電動車需要使用替代交通工具（如：租車、巴士、火車或飛機）來進行長途旅途〔使用替代交通工具費用類似電力部門使用再生能源發電（如：風力或太陽能）時所需的間歇發電成本〕。由上可知，電動車的資本成本是車體成本、充電設施安裝費、電池更換費以及使用替代交通工具費的加總。根據 Nykvist and Nilsson（2015）“Rapidly falling costs of battery packs for electric vehicles” 論文，車體成本為電池成本和其餘零件費用所組成。電動車價格的計算邏輯為：

$$\begin{aligned}
 & \text{電動車價格（美元）} \\
 &= \text{車體成本（美元）} + \text{充電設施安裝費（美元）} + \text{電池更換費（美元）} + \text{使用替代交通工具費（美元）} \\
 &= (\text{電池價格（美元）} + \text{其餘零件費用（美元）}) + \text{充電設施安裝費（美元）} + \text{電池更換費（美元）} + \text{使用替代交通工具費（美元）}
 \end{aligned}$$

2. 營運成本：

營運成本即是使用減碳技術後的營運支出增加額，是各種燃料消費變動量乘上各種燃料的價格。計算邏輯如下：

$$\text{營運成本增加額} = \text{各種燃料消費變動量} \times \text{各種燃料價格}$$

燃料消費變動量是基準情境和減量情境燃料使用量的差額，主要受基準情境和減量情境中不同技術車種的銷售滲透率影響。營運成本本來包含非燃料成本和燃料成本，非燃料成本就使用不同技術車種的維護費，由於無明確來源說明加油站的維護營運費以及充電設施的維護營運費，本報告假設加油站的維護營運費以及充電設施的維護營運費相同。所以電動車作為減碳手段時並無額外的非燃料的營運成本增加額。燃料成本即是公路運輸部門各種交通工具使用燃料的費用，燃料包含汽油、柴油與電力。由 3.3.4.2 節說明各種燃料的價格。



3.3.3.1 資本成本

由前述可知，資本成本增加額 = 各種技術車種車輛數的變動量 × 各種技術車種相對於典型車種的價差。故使用不同減碳技術車種所產生的額外成本，所以需計算不同減量技術車輛的價格與當前典型內燃機（群組0）車輛價格的差異。其中，電動車的資本成本還包含充電設施安裝費、電池更換費以及使用替代交通工具費。以下針對各種車型進行說明。

小型車

電動小型車

茲將電動小型車計算邏輯重寫如下，電動小型車價格 = (電池價格 + 其餘零件費用) + 充電設施安裝費 + 電池更換費 + 使用替代交通工具費。電池價格加上其餘零件費用即為車體成本。2011—2015 年電動小型車的平均車體成本以 2015 年 Nissan Leaf 做代表，價格取自加州車輛查詢網的建議零售價格 (manufacturer's suggested retail price, MSRP)^[40]。根據 Arthur D Little (2017) 報告，2015 年電動小型車的車體成本為 29,164 美元，與 2015 年 Nissan Leaf 價格 (29,010 美元) 差距不大，說明以 2015 年 Nissan Leaf 作為 2011—2015 年電動小型車的代表車款合宜。根據 Nykvist and Nilsson (2015)，電池價格占車體成本的 25%，故電動小型車電池價格為 7,252 美元 (29,010 × 25%)，其餘零件費用為 21,758 美元 (29,010 - 7,252)。充電設施安裝費、電池更換費和使用替代交通工具的費用取自 Arthur D Little (2017)，可知 2015 年充電設施安裝費為 1,225 美元、電池更換費為 2,195 美元以及使用替代交通工具的費用為 10,486 美元，將上述費用加總可得 2011—2015 年電動小型車平均價格為 42,916 美元。

接下來計算 2016—2035 年電動小型車各部份價格的未來變化。推導說明如下：

1. 電池價格

許多文獻針對電動車內鋰電池未來的價格進行預測。根據 Nykvist and Nilsson (2015)，2015 年、2020 年、2025 年、2030 年電池價格分別為 400 美元/kWh、200 美元/kWh、160 美元/kWh、150 美元/kWh。根據 Nykvist and Nilsson (2015)，當電池價格為 \$150 美元/kWh 時電動車是具有商業化的價值。根據 Arthur D Little (2017)，2015 年、2020 年、2025 年、2030 年、2035 年電池價格分別為 300 美元/kWh、200 美元/kWh、120 美元/kWh、110 美元/kWh、100 美元/kWh。根據 Morgan Stanley (2017)，2015 年、2020 年、2025 年、2030 年電池價格分

^[40]<http://www.automotive.com/>.

別為 250 美元/kWh、180 美元/kWh、110 美元/kWh、80 美元/kWh。上述電池成本預測彙整如表 2.3.3.1 所示。由表可知 Morgan Stanley (2017) 對於電池價格預測較為樂觀，電池價格下降很快，Nykvist and Nilsson (2015) 相較保守，而 Arthur D Little (2017) 相對中立。所以本報告電池價格預測參考 Arthur D Little (2017) 的電池價格變化趨勢，藉由電池價格的價差，可計算出當期鋰電池價格與前期鋰電池價格的下降率，分別為 33.3%、40%、8.3%、9.1%，藉由鋰電池價格的下降率推算出未來 20 年電動小型車的電池價格。

表 3.3.3.1 鋰電池價格推估

單位：美元/kWh

	2015	2020	2025	2030	2035
Nykvist and Nilsson (2015)	400	200	160	150	—
Arthur D Little (2017)	300	200	120	110	100
Morgan Stanley (2017)	250	180	110	80	—

資料來源：Nykvist and Nilsson (2015) 和 Arthur D Little (2017) 以及 Morgan Stanley (2017)。

2. 其餘零件費用

電動小型車車體成本扣除電池價格後可得電動小型車其餘零件費用為 21,758 美元，因目前沒有針對電動小型車其餘零件費用未來成本變化做預測，故假設 2016—2035 年電動小型車的其餘零件費用維持 2011—2015 年的電動小型車的其餘零件費用。

3. 充電設施安裝費

由於台灣電動車尚在起步，並無詳細本土充電設施安裝費用，故本報告取自 Arthur D Little (2017) 2015 年電動車的充電設施安裝費 1,225 美元，以及 2025 年電動車的充電設施安裝費預測值 1,000 美元，藉由這兩年充電設施安裝費計算出 2015—2025 年複合成長率為 -2.01%。以此複合成長率，再推算 2016—2035 年電動小型車各年充電設施安裝費。

4. 電池更換費

電池更換費與充電設施安裝費用相似，取自 Arthur D Little (2017) 所提供 2015 年 2,195 美元和 2025 年電動車的電池更換費預測值 2,795 美元，計算出 2015—2025 年電池更換費的複合成長率為 2.45%。以此成長率，推算 2016—2025 年電動小型車各年電池更換費。考量未來電池技術越來越進步且成本也越來越便

宜，我們假設 2026—2035 年電池更換費維持 2025 年電池更換費用 2,795 美元。

5. 使用替代交通工具費

使用替代交通工具費隨著電池技術的進步，電動車續航力提升，使用替代交通工具的費用逐年下降。根據 Arthur D Little (2017)，2015 年電動小型車平均一年總里程中有 27% 的總里程需要使用內燃機汽車，隨著電動小型車續航力提升以及充電站普及設置的情形下，2025 年電動小型車平均一年總里程中僅 11% 的總里程需要使用內燃機汽車。根據 Arthur D Little (2017)，2015 年使用替代交通工具費為 10,486 美元和 2025 年使用替代交通工具費預測值為 1,655 美元，計算出 2015—2025 年使用替代交通工具費的複合成長率為 -16.86%。以此成長率，再推算 2016—2035 年電動小型車各年使用替代交通工具費。

6. 將上述 5 項成本：電池價格、其餘零件費用、充電設施安裝費、電池更換費和使用替代交通工具費相加，得 2016—2035 年各年電動小型車的價格，由表 3.3.3.2 所示。

表 3.3.3.2 各年電動小型車平均價格

單位：美元

	2011— 2015	2016— 2020	2021— 2025	2026— 2030	2031— 2035
電池價格 ⁽¹⁾	7,252	4,834	2,901	2,659	2,418
其餘零件費用 ⁽¹⁾	21,758	21,758	21,758	21,758	21,758
充電設施安裝費	1,225	1,107	1,000	904	816
電池更換費	2,195	2,477	2,795	2,795	2,795
使用替代交通工具費	10,486	4,166	1,655	657	261
總計	42,916	34,342	30,109	28,773	28,048

說明：電池價格+其餘零件費用=車體成本。

資料來源：本研究團隊根據美國加州車輛標價 (<http://www.automotive.com/>)、Arthur D Little (2017)、Nykqvist and Nilsson (2015) 所以計算。

由表 3.3.3.2 可知電動小型車內各細項成本除電池更換費用外，其餘皆逐年下降，所以本段說明電池更換費變化趨勢與其他細項成本趨勢不同的原因。根據美國 The Boston Consulting Group (2010) 在 *Batteries for Electric Cars* 報告表示，由於電動車行駛時車內的高溫以及過度充電放電都會使電池老化，但不清楚這些影素影響電池老化的快慢，所以 The Boston Consulting Group (2010) 指出電動車製造商會使用壽命較短的電池進行製造，而使電動車在使用 5—7 年時進行電池更換。另外，Arthur

D Little (2017) 表示電動車的電池可支持電動車生命周期裡 2/3 的里程，其後的 1/3 里程需要進行電池更換，且 Arthur D Little (2017) 報告預測電動車的電池更換費以及維護修理費用逐年上升，分析其原因，隨著電動車性能（裝備）越來越好，電池充放電的頻率變快，導致電池更快達到電池的循環壽命^[41]，使電動車壽命終止前需更換電池 1—2 次。所以本報告電動小型車的電池更換費從 2015 年 2,195 美元上升至 2025 年 2,795 美元。另外，電池價格與電池更換費皆表示電動小型車裡的電池使用成本，將電池價格與電池更換費相加可得 2015—2035 年電池使用成本分別為 9,447 美元、7,311 美元、5,696 美元、5,454 美元以及 5,213 美元，佔電動小型車總成本比例分別為 22.01%、21.29%、18.92%、18.96% 以及 18.59%，可知電池使用成本以及佔總成本的比例都逐年下降，且於 2025 年後平緩，此現象與電動車中電池價格變化的趨勢相呼應。

汽油內燃機小型車與柴油內燃機小型車

在計算不同技術的車輛價差時，假定可互相替代的車種所提供的服務功能彼此近似。本報告對內燃機小型車選擇普受歡迎的代表車款，然後選取功能近似，可替代的技術車種來比價。本報告使用同一來源的加州車輛查詢網的建議零售價格來進行比價。並以 2015 年的建議零售價格做為 2011—2015 年的平均價格，各種技術小型車的各代表車款整理如表 3.3.3.3。由 Arthur D Little (2017) 報告可知 2015 年內燃機小型車的車體成本為 17,146 美元，與本報告所選之 2015 年 Ford Focus 價格 17,170 美元，差距不大，表示本報告汽油內燃機（群組 0）小型車的代表車款選擇合宜。

表 3.3.3.3 可知柴油內燃機小型車（群組 0）的價格為 17,995 美元，與汽油內燃機小型車（群組 0）價格相差 825 美元，柴油內燃機小型車相對汽油內燃機小型車的車款較少，因無法找尋各柴油內燃機群組適合地代表車款，所以假設各種柴油小型車技術的價差與汽油小型車的技术價差一樣。舉例來說，汽油內燃機（群組 1）與汽油內燃機（群組 0）價格差距為 380 美元，故柴油內燃機（群組 1）與柴油內燃機（群組 0）的價格差距一樣，故柴油內燃機（群組 1）與汽油內燃機（群組 0）的價差為 1,205 美元（825+380）。依此類推，得各種柴油內燃機技術小型車的價差與 2011—2015 平均價格（表 3.3.3.4）。

^[41]循環壽命即鋰電池可完全充放電的次數，一般三元鋰電池充放電循環壽命能達到 600-2,000 次，其充放電循環壽命主要還是受材料、技術的影響較大，隨著三元鋰電池技術的越來越成熟，部分三元鋰電池也可達到 2000 次以上的充放電循環壽命。

表 3.3.3.3 小型車各技術車種的代表車款與價格

單位：美元

技術內容	車款	價格	價差
汽油內燃機（群組 0）	2015 年 Ford Focus	17,170	—
汽油內燃機（群組 1）	2015 年 Toyota Corolla L	17,550	380
汽油內燃機（群組 2）	2015 年 Toyota Corolla LE	18,565	1,395
汽油內燃機（群組 3）	2015 年 Honda CR-Z	20,795	3,625
汽油內燃機（群組 4）	2015 年 Toyota Camry	22,970	5,800
柴油內燃機（群組 0）	2015 年 Volkswagen Golf	17,995	825
汽油油電混合車	2015 年 Toyota Prius	24,200	7,030

資料來源：本研究團隊選取功能近似，可替代的技術車種來比價，車價由加州車輛查詢網所得建議零售價格 <http://www.automotive.com/>。

表 3.3.3.4 各種技術小型車相對於汽油內燃機（群組 0）價差（2011—2015）

單位：美元

技術內容	代表車款	2011—2015	價差	
現有典型技術的汽油內燃機（群組 0）	Ford Focus	17,170	—	
汽油內燃機	群組 1	Toyota Corolla L	17,550	380
	群組 2	Toyota Corolla LE	18,565	1,395
	群組 3	Honda CR-Z	20,795	3,625
	群組 4	Toyota Camry	22,970	5,800
汽油油電混合車	Toyota Prius	24,200	7,030	
現有典型技術的柴油內燃機（群組 0）	Volkswagen Golf	17,995	825	
柴油內燃機	群組 1		18,375	1,205
	群組 2		19,390	2,220
	群組 3		21,620	4,450
	群組 4		23,795	6,625
電動車	Nissan Leaf	42,916	25,746	

說明：表格內所算之價差皆是相對於現有典型技術的汽油內燃機（群組 0）的價格差異。其中柴油內燃機（群組 1）與現有典型技術的柴油內燃機（群組 0）的價差為 380 美元（ $1,205 - 825 = 380$ ）。

資料來源：根據加州車輛查詢網的建議零售價格與 Arthur D Little（2017）所計算。

在 3.2.1.4 節將內燃機燃油密集度改善分為四級，並藉由銷售滲透率的方式讓四種內燃機群組的小型車隨著年度的變化持續增加高燃油效率群組的銷售滲透率。因目前車廠發展著重在電動車，對於未來內燃機技術成本下降率並無相關報告說明，所以假設 2016—2035 年汽/柴油內燃機小型車價格與 2011—2015 的平均價格相同。綜合上述，各種技術小型車的價格彙整如表 3.3.3.5 所示。

為瞭解小型車使用不同的減碳技術取代現有典型汽油內燃機（群組 0）車種所導致的資本成本資加額，本報告藉由表 3.3.4.5 各種技術小型車的價格，計算各種技術小型車取代現有典型汽油內燃機（群組 0）小型車的價差，如表 3.3.3.6 所示。

表 3.3.3.5 各種技術小型車的價格

單位：美元

技術內容		2011— 2015	2016— 2020	2021— 2025	2026— 2030	2031— 2035
現有典型技術的汽油內燃機（群組 0）		17,170				
汽油內燃機	群組 1	17,550				
	群組 2	18,565				
	群組 3	20,795				
	群組 4	22,970				
汽油油電混合車		24,200				
現有典型技術的柴油內燃機（群組 0）		17,995				
柴油內燃機	群組 1	18,375				
	群組 2	19,390				
	群組 3	21,620				
	群組 4	23,795				
電動車		42,916	34,342	30,109	28,773	28,048

資料來源：根據 Arthur D Little（2017）、Nykvist and Nilsson（2015）以及美國加州車輛標價（<http://www.automotive.com/>）所以計算。

表 3.3.3.6 各種技術小型車相對於典型汽油內燃機（群組 0）價差

單位：美元

技術內容		2011— 2015	2016— 2020	2021— 2025	2026— 2030	2031— 2035
現有典型技術的汽油內燃機（群組 0）		—				
汽油內燃機	群組 1	380				
	群組 2	1,395				
	群組 3	3,625				
	群組 4	5,800				
汽油油電混合車		7,030				
現有典型技術的柴油內燃機（群組 0）		825				
柴油內燃機	群組 1	1,205				
	群組 2	2,220				
	群組 3	4,450				
	群組 4	6,625				
電動車		25,746	17,172	12,939	11,603	10,878

資料來源：根據表 3.3.4.5 的資料計算而得。



中型車

電動中型車

電動中型車成本計算邏輯與電動小型車成本計算邏輯相同，故電動中型車價格計算邏輯重寫如下，電動中型車價格＝（電池價格＋其餘零件費用）＋充電設施安裝費＋電池更換費＋使用替代交通工具費。電動中型車的車體成本參考 Arthur D Little（2017）電動中型電動車的車體成本，Arthur D Little（2017）定義的中型車總重與本報告相同，皆為 16 噸以下的車子，雖然 Arthur D Little（2017）中型車定義並不完全與本報告中型車定義完全相同，但在沒有更理想中型車車體成本來源下，本報告採用 Arthur D Little（2017）所提供之中型車成本資料，2015 年電動中型車車體成本為 37,865 美元。

以下推論電動中型車各部份價格推導說明：

1. 電池價格

電動中型車電池價格占車體成本的百分比與與電動小型車為 25%，所以電動中型車電池價格為 9,466 美元。而電動中型車的電池價格變化與電動小型車相同，參考 Arthur D Little（2017）鋰電池價格的下降率，分別為 33.3%、40%、8.3%、9.1%，推算出 2016—2035 年電動中型車的電池價格。

2. 其餘零件費用

電動中型車車體成本（37,865 美元）扣除電池價格（9,466 美元）後可得電動中型車其餘零件費用為 28,399 美元，假設 2016—2035 年電動中型車的其餘零件費用維持不變。

3. 充電設施安裝費

根據 Arthur D Little（2017），2015 年電動小型車與電動中型車的充電設施安裝費相同皆為 1,225 美元，2025 年充電設施安裝費的預測值也與電動小型車相同為 1,000 美元。計算出 2015—2025 年充電設施安裝費用的複合成長率為 -2.01%，以此成長率推算 2016—2035 年電動中型車各年充電設施安裝費用。

4. 電池更換費

根據 Arthur D Little（2017），2015 年電動中型車的電池更換費為 3,244 美元，2025 年電動中型車電池更換費預測值為 3,745 美元。計算出 2015—2025 年電池更換費的複合成長率為 1.45%，以此成長率推算 2016—2025 年電動中型車各年

電池更換費。考量未來電池技術越來越進步且成本也越來越便宜，我們假設 2026–2035 年電池更換費維持 2025 年電池更換費用 3,745 美元。

5. 使用替代交通工具費

根據 Arthur D Little (2017)，2015 年電動中型車使用替代交通工具費 12,070 美元，並且 Arthur D Little (2017) 預測 2025 年電動中型車的使用替代交通工具費下降至 1,903 美元。可得 2015–2025 年使用替代交通工具費的複合成長率為 -16.87%，以此成長率推算 2016–2035 年電動中型車各年使用替代交通工具費。

6. 將上述 5 項成本：電池價格、其餘零件費用、充電設施安裝費、電池更換費和使用替代交通工具的費用相加，得 2011–2015 年電動中型車價格為 54,404 美元，以及 2016–2035 年電動中型車價格，由表 3.3.3.7 所示。

表 3.3.3.7 電動中型車價格

單位：美元

	2011– 2015	2016– 2020	2021– 2025	2026– 2030	2031– 2035
電池價格 ⁽¹⁾	9,466	6,311	3,787	3,471	3,155
其餘零件費用 ⁽¹⁾	28,399	28,399	28,399	28,399	28,399
充電設施安裝費	1,225	1,107	1,000	904	816
電池更換費	3,244	3,486	3,745	3,745	3,745
使用替代交通工具的費用	12,070	4,793	1,903	756	300
總計	54,404	44,096	38,833	37,275	36,415

說明：電池價格+其餘零件費用=車體價格。

資料來源：根據 Arthur D Little (2017) 提供之電動中型車成本資訊與電池價格變化所計算。

將表 3.3.3.7 裡電池價格與電池更換費相加可得電動中型車裡的電池使用成本的變化，電池使用成本分別為 12,710 美元、9,797 美元、7,532 美元、7,216 美元以及 6,900 美元，佔總成本的比例分別為 23.36%、22.22%、19.40%、18.36% 以及 18.95%，可知電池使用成本以及佔總成本的比例皆逐年下降，在 2025 年以後平緩，此變化與電池價格相呼應。

各種減碳技術中型車與典型汽油內燃機中型車的價差

為瞭解不同技術中型車取代典型汽油內燃機（群組 0）中型車所產生的資本成本增加額，故需要計算出各種技術中型車相對於典型汽油內燃機（群組 0）的價差。以前一些文獻已有研究，我們判斷未來價差與目前狀況差距不大，所以本報告參考中經院和台經院在 2012 年《台灣溫室氣體減量進程與綠能產業發展政策之基礎研究（2/2）》報告中之各群組間的價差，故不同內燃機中型車群組間之價格差異如表 3.3.3.8。並藉由表 3.3.3.7 各年電動中型車價格扣除 Arthur D Little(2017)報告中 2015 年現有典型技術的汽油內燃機（群組 0）中型車價格 19,114 美元，可得各年電動中型車與現有典型技術的汽油內燃機（群組 0）中型車的差價。舉例來說，2011－2015 年電動中型車平均價格為 54,404 美元扣除典型技術的汽油內燃機（群組 0）中型車價格 19,114 美元，得 2011－2015 電動中型車相對典型技術的汽油內燃機（群組 0）中型車的價差為 35,290 元，依此類推，電動中型車相對典型技術的汽油內燃機（群組 0）中型車的價差彙整於表 3.3.3.8。

表 3.3.3.8 各種技術中型車相對於典型汽油內燃機（群組 0）的價差

單位：美元

技術內容		2011－ 2015	2016－ 2020	2021－ 2025	2026－ 2030	2031－ 2035
現有典型技術的汽油內燃機（群組 0）		—				
汽油內燃機	群組 1	388				
	群組 2	570				
	群組 3	2,330				
	群組 4	2,511				
現有典型技術的柴油內燃機（群組 0）		—				
柴油內燃機	群組 1	388				
	群組 2	570				
	群組 3	2,330				
	群組 4	2,511				
電動車		35,290	24,982	19,719	18,161	17,301

資料來源：參考中經院和台經院在 2012 年《台灣溫室氣體減量進程與綠能產業發展政策之基礎研究（2/2）》的內燃機群組間的價差，並利用表 3.3.3.7 各年電動中型車的價格扣除汽油內燃機（群組 0）的價格所計算而得。

大型車

電動大型車

電動大型車計算邏輯重寫如下，電動大型車價格＝（電池價格＋其餘零件費用）＋充電設施安裝費＋電池更換費。由於全球電動大型車尚未普遍，所以電動大型車價



格的資料不多，我們參考Tesla汽車公司所發表的 8 級重型卡車^[42] Tesla Semi 電動大型車作為本報告電動大型車的代表車款，從Tesla汽車公司官網中可知Tesla Semi價格為 15 萬美元，以此作為電動大型車的車體價格。由於大型車主要是貨運車，行駛路線與充電時間可安排，間歇性小，我們忽略電動大型車的使用替代交通工具費。

以下推論電動大型車各部份價格推導說明：

1. 電池價格

電動大型車電池價格占車體價格的比例與電動小型車相同，假設電動大型車電池價格占整車成本的 25%，故電池價格為 37,500 美元。而電池價格未來的變化參考 Arthur D Little (2017) 鋰電池成本下降率，分別為 33.3%、40%、8.3%、9.1%，計算出 2016—2035 年電動大型車的電池價格。

2. 其餘零件費用

電動大型車車體價格 (150,000 美元) 扣除電池價格 (37,500 美元) 後其餘零件費用為 112,500 美元，假設 2016—2035 年電動大型車的其餘零件費用維持不變。

3. 充電設施安裝費：

假設電動大型車充電安裝費與電動大客車相同，為 NT\$240,000 元，相當 7,430 美元。目前無電動大型車的充電設施安裝費未來預測，我們假設 2016—2035 年電動大型車的充電設施安裝費隨著電池價格下降，故推算出 2016—2035 年電動大型車的充電設施安裝費。

4. 電池更換費：

參考 2015 年電動小型車與電動中型車成本可知電池更換費用約為電池價格的 1/3，所以電池更換費為 12,500 美元。由前述可知，電動小型車的電池更換費複合成長率為 2.45%，以及電動中型車的電池更換費複合成長率為 1.45%，因為電池更換費隨車型以及功能性的不同，電池更換費的複合成長率會有所不同，由於大型車與中型車功能性相近皆為載貨卡車，且目前無電動大型車的電池更換費預測，故假設電動大型車的電池更換費的複合成長率與電動中型車相同為 1.45%，以此成長率推算 2016—2025 年電動大型車各年電池更換費。考量未來

^[42]美國卡車的分級規則。在美國卡車分類是根據車輛的車輛總重量等級分類。該等級範圍一共有 8 個等級，其中 1~3 級為輕型卡車，4~8 級為中型卡車，7~8 級為重型卡車。資料來源：.wikipedia, “Truck classification,” https://en.wikipedia.org/wiki/Truck_classification。

電池技術越來越進步且成本也越來越便宜，我們假設 2026—2035 年電池更換費維持 2025 年電池更換費用 14,435 美元。

5. 將上述 4 項成本：電池價格、其餘零件費用、充電設施安裝費和電池更換費相加，得 2011—2015 年電動大型車價格為 169,930 美元，以及 2016—2035 年電動大型車價格，於表 3.3.3.9 所示。

表 3.3.3.9 電動大型車價格

單位：美元

	2011—2015	2016—2020	2021—2025	2026—2030	2031—2035
電池價格 ⁽¹⁾	37,500	25,000	15,000	13,750	12,500
其餘零件費用 ⁽¹⁾	112,500	112,500	112,500	112,500	112,500
充電設施安裝費用	7,430	4,953	2,972	2,724	2,477
電池更換費	12,500	13,433	14,435	14,435	14,435
總計	169,930	155,886	144,907	143,410	141,912

說明：電池價格+其餘零件費用=車體價格。

資料來源：根據 Tesla Semi 價格，並參考 Arthur D Little (2017)資料計算。

將表 3.3.3.9 中電池價格與電池更換費相加可得 2015—2035 年電動大型車裡電池使用成本分別為 50,000 美元、38,433 美元、29,435 美元、28,185 美元以及 26,935 美元，佔電動中型車總成本的比例分別為 29.42%、24.65%、20.31%、19.65%以及 18.98%，可知電池使用成本以及佔總成本的比例皆逐年下降，並於 2025 年後平緩，此變化與電池價格相呼應。

柴油大型車

由美國商業卡車貿易網 (commercial truck trader) ^[43]可得與Tesla Semi類似的 8 型重型卡車的代表車款為 2018 年Volvo VNL64300，其價格為 84,900 美元。依此價格代表 2016—2020 年現有典型技術的柴油內燃機大型車的平均價格。假設 2011—2035 年現有典型技術的柴油內燃機 (群組 0) 大型車價格不變。

各種減碳技術大型車與典型柴油內燃機大型車的價差

如前述計算小型車與中型車相同，為瞭解不同技術大型車取代典型柴油內燃機 (群組 0) 大型車所產生的資本成本增加額，需要計算出各種技術大型車相對於典

^[43]<https://www.commercialtrucktrader.com/>.

型柴油內燃機(群組 0)的價差。根據表 3.3.3.9 各年電動大型車價格扣除 2016—2020 年現有典型技術的柴油內燃機(群組 0)大型車的價格 84,900 美元，可得各年電動大型車與現有典型技術的柴油內燃機(群組 0)大型車的價差，舉例來說，2011—2015 電動大型車價格為 150,000 美元扣除現有典型技術的柴油內燃機(群組 0)大型車的價格 84,900 美元，得 2011—2015 價差為 65,100 元，依此類推，電動大型車與現有典型技術的柴油內燃機(群組 0)大型車的價差彙整於表 3.3.4.10。再參考中經院和台經院在 2012 年《台灣溫室氣體減量進程與綠能產業發展政策之基礎研究(2/2)》報告中之大型車各群組的價差。可得各種技術大型車相對於典型柴油內燃機(群組 0)的價差，如表 3.3.3.10。

表 3.3.3.10 各種技術大型車相對於典型柴油內燃機(群組 0)的價差

單位：美元

技術內容		2011— 2015	2016— 2020	2021— 2025	2026— 2030	2031— 2035
現有典型技術的柴油內燃機(群組 0)		—				
柴油內燃機	群組 1	562				
	群組 2	936				
	群組 3	3,370				
	群組 4	3,744				
電動車		85,030	70,986	60,007	58,510	57,012

資料來源：參考中經院和台經院(2012)《台灣溫室氣體減量進程與綠能產業發展政策之基礎研究(2/2)》中柴油內燃機大型車各群組的價差，以及本報告所計算之電動大型車價格(表 3.3.4.9)相對於 Volvo VNL64300 的價格差異所彙整。

大客車

電動大客車

電動大客車計算邏輯重寫如下，電動大客車價格=(電池價格+其餘零件費用)+充電設施安裝費+電池更換費。根據拜訪廠商^[44]，電動大客車車體價格為 NT\$7,000,000。電動大客車主要是取代市區公車與公路客運，行駛路線單純且充電時間可安排，所以其間歇性小，故電動大客車的使用替代交通工具費用可忽略。

以下推論電動大客車各部份價格未來的變化推導說明：

1. 電池價格：

電池價格占車體價格的比例與電動小型車相同為 25%，電池價格為 NT\$1,750,000。參考 Arthur D Little(2017)鋰電池成本的下降率，分別為 33.3%、40%、8.3%、9.1%，推算出 2016—2035 年電動大客車的電池價格。

^[44]受訪專家與廠商名單請詳見「致謝」節。

2. 其餘零件費用：
電動大客車車體價格（NT\$7,000,000）扣除電池價格（NT\$1,750,000）後其餘零件費用為 NT\$5,250,000，假設 2016—2035 年電動大客車的其餘零件費用維持不變。
3. 充電設施安裝費：
充電設施安裝費分為內線與外線，外線為台電的施工費用，每 kW 固定收費 NT\$2,200，內線包含簡單的雨遮跟高壓線路、電表等，每 kW 約 NT\$1,800。以 60kW 的充電設施來算，每一部充電設施的建置費用約為 NT\$240,000，所以電動大客車充電設施安裝費用為 NT\$240,000。由於目前無電動大客車的充電設施安裝費預測，假設 2016—2035 年電動大客車的充電設施安裝費隨著電池成本下降變化，推算出 2020—2035 年電動大客車的充電設施安裝費用。
4. 電池更換費：
由於目前無電動大客車電池更換費的研究報告，假設電動大客車電池更換費的比例與電動大型車相同，為電池價格的 1/3，故電池更換費為 NT\$583,333。假設電動大客車的電池更換費的複合成長率與電動大型車相同為 1.45%，以此成長率推算 2016—2025 年電動大客車各年電池更換費。考量未來電池技術越來越進步且成本也越來越便宜，我們假設 2026—2035 年電池更換費維持 2025 年電池更換費用 673,655 新台幣。
5. 將上述 4 項成本：電池價格、其餘零件費用、充電設施安裝費和電池更換費相加，得 2011—2015 年電動大客車價格為 NT\$7,823,333，以及 2016—2035 年電動大客車價格，由表 3.3.3.11 所示。

表 3.3.3.11 電動大客車價格

單位：新台幣

	2011—2015	2016—2020	2021—2025	2026—2030	2031—2035
電池價格 ⁽¹⁾	1,750,000	1,166,667	700,000	641,667	583,333
其餘零件費用 ⁽¹⁾	5,250,000	5,250,000	5,250,000	5,250,000	5,250,000
充電設施安裝費用	240,000	160,000	96,000	88,000	80,000
電池更換費	583,333	626,869	673,655	673,655	673,655
電動大型車價格	7,823,333	7,203,536	6,719,655	6,653,321	6,586,988

說明：電池價格+其餘零件費用=車體價格。

資料來源：藉由廠商專家提供的價格，並參考 Arthur D Little (2017) 資料所計算。

將表 3.3.3.11 中電池價格與電池更換費相加可得 2015－2035 年電動大客車中電池使用成本分別為 2,333,333 新台幣、1,793,536 新台幣、1,373,655 新台幣、1,315,322 新台幣以及 1,256,988 新台幣，佔總成本的比例分別為 29.83%、24.90%、20.44%、19.77% 以及 19.08%，可知電池使用成本以及佔總成本的比例皆逐年下降，在 2025 年以後平緩，此變化與電池價格相呼應。

柴油大客車

藉由拜訪廠商所得^[45]一般不含補助之低地板柴油大客車價格為 NT\$450 萬－NT\$500 萬。本報告 2011－2015 年柴油大客車成本取中間值 NT\$475 萬。假設 2016－2035 年柴油大客車價格與 2011－2015 年的柴油大客車相同。

電動大客車與典型柴油內燃機大客車的價差

如前述計算其他車種相同，為瞭解電動大客車取代典型柴油內燃機（群組 0）大客車所產生的資本成本增加額，需要計算出電動大客車相對於典型柴油內燃機（群組 0）的價差。將表 3.3.3.11 電動大客車各年價格與典型柴油內燃機（群組 0）大客車價格 NT\$475 萬相減可得 2011－2035 年電動大客車與柴油大客車的價差（表 3.3.3.12）。由表 3.3.3.12 可知 2031－2035 年電動大客車與柴油大客車價差為 NT\$1,836,988，以 2016 年 1 美元可兌換 32.3 新台幣換算，可得 2031－2035 年電動大客車與柴油大客車價差為 56,873 美元。

表 3.3.3.12 電動大客車相對於典型柴油內燃機價差

單位：新台幣

各減量技術	2011－2015	2016－2020	2021－2025	2026－2030	2031－2035
現有典型技術的柴油內燃機大客車	—	—	—	—	—
電動大客車	3,073,333	2,453,536	1,969,655	1,903,321	1,836,988

資料來源：本研究團隊將表 3.3.3.11 電動大客車各年價格與典型柴油內燃機（群組 0）大客車價格 NT\$475 萬相減所得。

^[45] 受訪專家與廠商名單請詳見「致謝」節。

兩輪車

電動兩輪車

電動兩輪車計算邏輯重寫如下，電動兩輪車價格=(電池價格+其餘零件費用)+充電設施安裝費+電池更換費。電動兩輪車以 Gogoro 所生產的電動兩輪車為代表，Gogoro 銷售的電動兩輪車有許多款式，主要為 Gogoro1 系列和 Gogoro2 系列，將此兩系列取平均後得電動兩輪車價格約 NT\$95,000。其餘零件費用為 NT\$63,333。由於換電式電動兩輪車換電快速，而充電式兩輪車充電時間也相對小型車快，所以需要使用替代交通工具少，故忽略電動兩輪車使用替代交通工具費用。

以下推論電動兩輪車各部份價格未來的變化推導說明：

1. 電池價格

藉由訪問廠商^[46]得知電動兩輪車電池價格佔整車的 1/3，所以電動兩輪車的電池成本為 NT\$31,667 (NT\$95,000 × (1/3))。根據 Arthur D Little (2017) 鋰電池成本的下降率，推算出 2016—2035 年電動兩輪車的電池價格。

2. 其餘零件費用

電動兩輪車車體價格 (NT\$95,000) 扣除電池價格 (NT\$31,667) 後，其餘零件費用為 NT\$63,333，假設 2016—2035 年電動兩輪車的其餘零件費用維持 2011—2015 年的其餘零件費用。

3. 充電設施安裝費：

由於電動兩輪車目前有充電式與換電式兩種形式的充電方式，而各種充電設施安裝費不同且平均壽命難以估計，所以本報告採用電動小型車充電設施安裝費為車體成本的 3%，計算電動兩輪車充電設施安裝費，電動兩輪車充電設施安裝費為 NT\$2,850 (NT\$95,000 × 3%)。因目前無電動兩輪車的充電設施安裝費預測，假設 2016—2035 年電動兩輪車的充電設施安裝費用隨著電池成本下降變化，推算出 2016—2035 年電動兩輪的充電設施安裝費用。

4. 電池更換費：

因目前電動兩輪車有充電式和換電式，充電的方式不同，所以無清楚電池更換費的資料，故假設電動兩輪車電池更換費與電動小型車相同為電池價格的 1/3，

^[46] 受訪專家與廠商名單請詳見「致謝」節。

所以電池更換費為 NT\$10,556。假設電動兩輪車的電池更換費複合成長率與電動小型車相同 2.45%，以此成長率推算 2016—2025 年電動兩輪車各年電池更換費。並假設 2026—2035 年電池更換費維持 2025 年電池更換費用 13,446 新台幣。

- 將上述 4 項成本：電池價格、其餘零件費用、充電設施安裝費和電池更換費相加，得 2011—2015 年電動兩輪車價格為 NT\$108,406，以及 2016—2035 年電動兩輪車價格，由表 3.3.3.13 所示。

表 3.3.3.13 電動兩輪車價格

單位：新台幣

	2011—2015	2016—2020	2021—2025	2026—2030	2031—2035
電池價格 ⁽¹⁾	31,667	21,111	12,667	11,611	10,556
其餘零件費用 ⁽¹⁾	63,333	63,333	63,333	63,333	63,333
充電設施安裝費用	2,850	1,900	1,140	1,045	950
電池更換費	10,556	11,914	13,446	13,446	13,446
電動兩輪車價格	108,406	98,258	90,586	89,436	88,285

說明：電池價格+其餘零件費用=車體價格。

資料來源：根據 Gogoro 電動兩輪車平均售價並訪問專家後，並參考 Arthur D Little (2017) 資料所計算。

將表 3.3.3.13 中電池價格與電池更換費相加可得 2015—2035 年電動兩輪車之電池使用成本分別為 42,223 新台幣、33,025 新台幣、26,113 新台幣、25,057 新台幣以及 24,002 新台幣，佔總成本的比例分別為 38.95%、33.61%、28.83%、28.02% 以及 27.19%，可知電池使用成本以及佔總成本的比例皆逐年下降，在 2025 年以後平緩，此變化與電池價格相呼應。另外，由於電動兩輪車體積相較電動四輪車小，所以電池使用成本佔總成本的比例比其他電動四輪車大。

另外，目前電動兩輪車技術分為充電式以及交換式兩種，本報告的重點是減量的技術潛力，但充電式和換電式電動兩輪車的實際發展會因政策標準與市場等因素，而有不同的發展速度。本報告著重在技術潛力，所以在電動兩輪車減量技術潛力計算時，都有考量充電式與換電式基礎設施建置的場地及建置時間限制，而計算出充電式和換電式電動兩輪車的總銷售潛力。由於兩種電動兩輪車價格存有差異，目前充電式電動兩輪車的技術和性能相似於 50 c.c. 和 100 c.c. 汽油兩輪車，換電式電動兩輪車的技術與性能相似於 125 c.c. 汽油兩輪車。電動兩輪車減量成本計算是以使用電

動兩輪車技術取代典型汽油兩輪車所導致的價差來計算減量成本，因目前台灣汽油兩輪車銷售主要為 125 c.c.汽油兩輪車，所以在考量電動兩輪車取代 125 c.c.汽油兩輪車情形以及目前電動兩輪車本土數據下，本報告電動兩輪車車體價格是以交換式電動兩輪車 Gogoro 的車體平均價格，來計算取代汽油兩輪車所產生之價差。若未來充電式電動兩輪車可取代 125 c.c.汽油兩輪車，其價差預估也與換電式電動兩輪車取代 125 c.c.汽油兩輪車時差不多。

汽油兩輪車

根據車輛工業同業公會所提供台灣國產機車產銷機種別資料，2017 年國內汽車機車銷售以 125 c.c.為主，前三名廠牌為光陽（211,537 台）、台灣山葉（138,915 台）和三陽（108,711 台）。125 c.c.代表車款的售價分別是光陽 GP125 售價為 NT\$47,600^[47]、台灣山葉勁豪 125 售價為 NT\$61,800^[48]以及三陽迪爵 125 售價為 NT\$66,500^[49]。由此可知，125 c.c.的機車價格範圍很廣，考量實際汽油機車價格以及與訪問機車銷售商^[50]，本報告汽油機車價格取 NT\$60,000 作為 2011—2015 年現有典型技術的汽油兩輪車價格。假設 2016—2035 年汽油兩輪車價格與 2011—2035 年的汽油兩輪車相同，如表 3.3.3.13 所示。

電動兩輪車與典型汽油內燃機兩輪車的價差

為瞭解電動兩輪車取代典型汽油內燃機兩輪車所產生的資本成本增加額，需要計算出電動兩輪車相對於典型汽油內燃機的價差。將表 3.3.4.12 各年電動兩輪車價格扣除現有典型技術的汽油兩輪車價格，得電動兩輪車相對於典型汽油兩輪車的價差，如表 3.3.3.14 所示。2031—2035 年電動兩輪車與汽油兩輪車價差為 NT\$28,286，以 2016 年 1 USD 兌換 NT\$32.3 換算，2031—2035 年電動兩輪車與汽油兩輪車價差為 876 美元。

^[47]Ettoday 新聞雲，〈125 機車 4 萬 2 有找！光陽舊換新再出招 還送丟車賠車〉，2017 年 7 月 10 日，<https://speed.ettoday.net/news/963778>。

^[48]台灣山葉官網資訊，https://www.yamaha-motor.com.tw/motor/motor_AXISZ.aspx#sales。

^[49]三陽官網資訊，<http://tw.sym-global.com/newsin.php?op=showone&nid=296>。

^[50]受訪專家與廠商名單請詳見「致謝」節。

表 3.3.3.14 汽油/電動兩輪車價格以及價差

單位：新台幣

技術內容	2011— 2015	2016— 2020	2021— 2025	2026— 2030	2031— 2035
現有典型技術的汽油兩輪車	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000
電動兩輪車	108,406	98,258	90,586	91,166	91,967
價差 ⁽¹⁾	48,406	38,258	30,586	29,436	28,286

說明：價差為電動兩輪車相對現有典型技術的汽油兩輪車的車價差異。

資料來源：本研究團隊分析車輛工業同業公會的台灣國產機車產銷機種別資料以及光陽、台灣山葉和三陽等三家車廠 125 c.c.代表車款的售價，並與廠商討論後所推論的汽油兩輪車價格，以及表 3.3.4.12 電動兩輪車價格所彙整。計算出電動兩輪車相對汽油兩輪車的價差。

3.3.3.2 營運成本：燃料價格

即使用減碳技術後的營運支出增加額。而營運成本的增加額是各種燃料消費變動量乘上各種燃料的價格。計算邏輯重寫如下，營運成本增加額 = 各種燃料消費變動量 × 各種燃料價格。營運成本包含非燃料成本和燃料成本，非燃料成本就電動車來說即是充電設施的費用，而本報告將充電設施的費用歸於資本成本中計算。公路運輸部門使用的燃料共有：汽油、柴油與電力。燃料消費變動量是基準情境和減量情境燃料使用量的差額，以下說明各種燃料價格。

汽、柴油價格

台灣的汽油有98、95、92無鉛汽油，由中經院和台經院在2012年《台灣溫室氣體減量進程與綠能產業發展政策之基礎研究（2/2）》研究內容顯示2010年92無鉛汽油站汽油總銷售的22%、95無鉛汽油占73%、而98無鉛汽油占5%，表示公路運輸部門汽油使用主要為95無鉛汽油，故本報告以95無鉛汽油代表汽油價格。由經濟部能源局2016年的《能源統計手冊》中歷年油價一覽表可知2016年95無鉛汽油價格為26.4 NT\$/公升，以及2015年柴油價格為22.6 NT\$/公升。

假設未來國內汽油和柴油價格的變動，與原油價格波動一致，則根據IEA的World Energy Outlook（2017）對2025年和2040年原油價格的基準預測，分別為97 \$/barre 和136 \$/barre，可推估未來的汽油和柴油價格。再以2016年1美元可兌換32.3新台幣來計算^[51]，結果如表3.3.3.15所示。

^[51]根據中華民國中央銀行全球資訊網中〈我國與主要貿易對手通貨對美元之匯率〉所提供之 2016 年匯率，2016 年 1 美元可兌換 32.3 新台幣。

表 3.3.3.15 汽柴油歷史價格與推估價格

單位：美元/公升

期間	2016	2020	2025	2030	2035
汽油單位成本	0.82	0.89	1.00	1.12	1.25
柴油單位成本	0.70	0.77	0.86	0.96	1.07

資料來源：根據能源局（2016）《能源統計手冊》的汽柴油2016年歷史價格，並依據與IEA（2017）World Energy Outlook原油價格預測趨勢計算出汽柴油未來各年推估價格。

電力的價格

由於減碳手段主要為電力系統取代傳統燃油系統，故營運成本需考慮電力價格。參考台電公司《105年統計年報》可得2015年平均電價為2.9331元/度，本報告預估電價未來20年每年均成長1%，自2015年開始推估至2035年平均電價可達3.58元，再以2016年1美元可兌換32.3新台幣來換算後，可得2035年平均電價為0.11美元（表3.3.3.16）。

表 3.3.3.16 電力價格推估

單位：美元

	2015	2020	2025	2030	2035
電價	0.09	0.1	0.1	0.11	0.11

資料來源：根據台電公司《105年統計年報》並預估電價未來20年每年均成長1%所計算。

3.3.4 其他的減量技術

如前述，公路運輸部門車輛行駛的減量技術分成三大類：（1）內燃機效率提升；（2）其他傳動系統選擇；（3）燃料替換。本報告減量手段著重於內燃機效率提升和電動車的減碳技術。本節說明其他的減量技術的潛力與成本。除內燃機效率提升與電動車減量手段外，燃料替換也是重要的減量技術，燃料替換是使用生質燃料添入化石燃料中以取代部分的化石燃料，生質燃料分為生質酒精及生質柴油，以下說明生質酒精與生質柴油添入化石燃料的技術潛力與成本。

生質酒精與生質柴油添入化石燃料

燃料替換技術包含生質酒精添加入汽油以及生質柴油添加入柴油，國內生質燃料替換減量潛力已有估計，根據中經院和台經院在2012年《台灣溫室氣體減量進程與綠能產業發展政策之基礎研究（2/2）》，國內的生質燃料替的減量潛力不大。但國

外進口生質燃料替換的潛力則可以很大，但生質燃料替換技術的減量潛力一直有些爭論，可能比想像的要低，主要原因是生產生質燃料作物所導致的間接影響，如較高的生質燃料作物價格可能會鼓勵農民清理林地或糧食作物以種植更多生質燃料的原料，這種情形將會比使用化石燃料對環境更不友善^[52]。另外，目前的第一代生質燃料主要以糧食作物為原料，其價格昂貴，且未來生質燃料的價格可能會高於化石燃料，所以為了使生質燃料技術可持續發展，勢必要降低生質燃料價格，而降低生質燃料價格須要進一步提高生產鏈、尋求新的或更強大的微生物來簡化生物質轉化為燃料的過程，雖然新的微生物技術為生質燃料帶來希望，但要達成商業規模依然是個重大的挑戰^[53]。因此，生質燃料添入化石燃料對土地的使用有潛在的影響，且目前對於燃料替換的減量潛力有所爭論。由於生質燃料的減量潛力有上述的爭論，所以我們不考慮國外進口，以國內生產為主，而台灣本土生產的生質燃料替換的減量潛力近幾年沒有太大變化，所以參考中經院和台經院（2012）《台灣溫室氣體減量進程與綠能產業發展政策之基礎研究（2/2）》之燃料替換的潛力與成本資料。

3.3.5 減量成本曲線

本節在展示減量技術的技術潛力，而不論減量成本是高或是低。本報告減量手段著重於內燃機效率提升和電動車的減碳技術，經計算後公路運輸部門各減量技術潛力與成本彙整如表2.3.5.1所示，公路運輸部門的減量潛力在2020、2025、2030及2035年分別為0.19 MtCO₂e/年、0.63 MtCO₂e/年、1.78 MtCO₂e/年及3.54 MtCO₂e/年。

^[52]MIT Technology Review (2011/5/20) “Do Biofuels Reduce Greenhouse Gases?”, <https://www.technologyreview.com/s/538876/at-a-crossroads-biofuels-seek-a-new-path-forward/>.

^[53]MIT Technology Review (2015/6/29) “ At a Crossroads, Biofuels Seek a New Path Forward”, <https://www.technologyreview.com/s/538876/at-a-crossroads-biofuels-seek-a-new-path-forward/>.

表 3.3.5.1 公路運輸部門減量成本曲線潛力及成本

單位：減量潛力MtCO₂e/year；單位減量成本USD/tCO₂e；總減量成本MUSD

	2020		2025		2030		2035	
	減量潛力	單位減量成本	減量潛力	單位減量成本	減量潛力	單位減量成本	減量潛力	單位減量成本
電動小型車	0.02	548.79	0.11	111.87	0.57	-214.68	1.34	-448.93
電動中型車	0.00	230.40	0.02	-82.26	0.08	-264.85	0.21	-416.12
電動大型車	0.00	23.66	0.00	-155.36	0.02	-264.83	0.04	-364.71
電動大客車	0.02	-184.33	0.09	-359.24	0.18	-440.07	0.24	-528.58
電動兩輪車	0.04	-61.57	0.28	-160.75	0.77	-223.07	1.54	-281.66
小計：電動車	0.09	32.97	0.51	-133.36	1.62	-246.22	3.38	-375.26
汽油內燃機小型車改善	0.09	-2.83	0.10	-35.14	0.13	322.09	0.13	268.87
汽油內燃機中型車改善	0.00	-79.02	0.00	130.08	0.01	84.98	0.01	33.70
柴油內燃機小型車改善	0.01	152.7	0.01	121.72	0.01	582.80	0.01	491.40
柴油內燃機中型車改善	0.00	-121.72	0.01	-19.85	0.01	-53.90	0.01	-91.51
柴油內燃機大型車改善	0.00	-232.58	0.00	-258.79	0.00	-290.41	0.00	-66.66
小計：內燃機效率改善	0.11	-1.67	0.12	-23.24	0.16	283.02	0.17	235.91
減量潛力合計	0.19	—	0.63	—	1.78	—	3.54	—
單位減量平均成本	—	13.93	—	-112.94	—	-197.48	—	-346.80
	2020		2025		2030		2035	
總減量成本	2.69		-71.22		-351.76		-1,229	

2020—2035年電動車的減量技術潛力分別為0.09 MtCO₂e/年、0.51 MtCO₂e/年、1.62 MtCO₂e/年及3.38 MtCO₂e/年。在2020年時電動車取代內燃機車的數量不多，所以2020年電動車的減量潛力較小僅0.09 MtCO₂e，但隨著電動車充電基礎設施越來越普及與電動車產能增加下，2020年後電動車銷售潛力越來越大，電動車各年的存量（即路上行駛的電動車）可能也越來越多，使得2020年後電動車的減量潛力也越來越大。當使用電動車時需要額外增加用電量，2035年因使用電動車使公路運輸部門額外增加6.34 TWh的用電量，並額外增加4.68 MtCO₂e的間接排放（本報告另於3.3.6節說明以純電動車取代內燃機車減量手段下額外增加的用電量情形，以及公路運輸部門增加用電量情形對於台灣電力結構的影響），扣除電動車產生的間接排放量後得電動車各年減量淨潛力，如上所示。舉例來說，2035年電動車取代內燃機車減量手段的減量淨潛力可達3.38 MtCO₂e/年。2020—2035年以純電動車取代內燃機車減量手段的單位減量成本分別為32.97 USD/tCO₂e、-133.36 USD/tCO₂e、-246.22 USD/tCO₂e及-375.26 USD/tCO₂e。電動車的單位減量成本越來越便宜，原因是電動

車的電池技術的進步且電池價格下降。隨著電池技術越來越成熟，電動車的續航力越來越遠，當使用電動車時所需花費的使用替代交通工具費用亦隨之減少，根據表 3.3.3.2，2015 年電動小型車使用替代交通工具費為 10,486 美元下降至 2035 年的 261 美元，降幅高達 95%，表示 2035 年電動小型車的續航力已接近汽油小型車的性能，所以電動小型車的使用替代交通工具費下降許多。隨著廠商對電池技術投入越多與電池量產也越來越大時，電池價格也越來越便宜，根據 Arthur D Little (2017)，2015 年鋰電池價格從 300 美元/kWh 下降至 2035 年的 100 美元/kWh，降幅達 67%。因電池性能的提升與價格的降低，使公路運輸部門中以純電動車取代內燃機車減量手段的單位減量成本越來越便宜。

本報告將內燃機燃油效率的提升分為四級，分別為群組 0 代表當前典型燃油密集度（即燃油效率最差的群組），以及比目前典型燃油效率（群組 0）更好的技術群組 1 到 4。其中，群組 4 表示技術上所能達到的最好燃油效率。隨著各群組每年銷售潛力的不同，各群組的減量潛力與成本亦不相同，而表 3.3.5.1 中內燃機效率改善的減量潛力與單位減量成本值，是不同車型裡各種群組內燃機改善的加權平均值。以汽油內燃機小型車為例，2020 年汽油內燃機效率改善因為以群組 2 作為減量手段，其減量潛力為 0.09 MtCO₂e/年以及單位成本為 -2.83 USD/tCO₂e。在 2025 年時汽油內燃機效率改善，分別由群組 2 所產生的減量潛力 0.02 MtCO₂e/年、單位成本為 -1,278 USD/tCO₂e，以及群組 3 所產生的減量潛力 0.07 MtCO₂e/年、單位成本為 367.89 USD/tCO₂e 所構成。各群組單位減量成本隨著時間逐年下降（如：2020 年群組 2 單位成本為 -2.83 USD/tCO₂e 下降至 2025 年的 -1,278 USD/tCO₂e），但是使用燃油效率越好的車（如群組 3）不但會使減量潛力上升，同時也會使減量成本提升。例如 2025 年群組 3 所產生的減量潛力 0.07 MtCO₂e/年、單位成本為 367.89 USD/tCO₂e，不管減量潛力或成本皆大於群組 2（群組 2 的減量潛力 0.02 MtCO₂e/年和單位成本 -1,278 USD/tCO₂e）。而 2025 年因為群組 2 的單位減量成本很低，所以 2025 年汽油內燃機小型車改善單位成本經加權平均後為 -35.14 USD/tCO₂e，使得 2025 年內燃機燃油效率改善的單位成本相對 2020 年低。在 2030 年，汽油內燃機效率改善是由使用群組 3 作為減量手段，其減量潛力為 0.13 MtCO₂e/年以及單位成本為 322.09 USD/tCO₂e。如上述，使用燃油效率越好的車會使減量潛力上升，同時也會使減量成本提升，所以在 2030 年時僅有群組 3 作為減量手段時汽油內燃機小型車改善減量潛力相對 2025 年上升 0.04 MtCO₂e/年，而單位成本會相對 2025 年上升許多。2035 年的減量潛力由組群 3 和群組 4 所組成，因為本報告先考量電動車取代燃油汽車的銷售滲透率後，剩餘的才考量內燃機效率持續提升，所以內燃機燃油效率提升的減量潛力進

步空間所限，使得 2035 年汽油內燃機效率改善減量潛力與 2030 年相同為 0.13 MtCO₂e/年，且因為群組 3 的單位成本下降下，使得 2035 年單位燃料成本比 2030 年低。由於內燃機效率改善是由 4 種不同燃油效率群組所組成，所以不同車種的內燃機燃油效率改善減量手段的單位成本變化並不一定是單一趨勢（越來越高或越來越低），皆由當年度不同車種中各群組的車輛數以及不同車種各群組的車體成本高低所影響。

如前述，本報告減量技術著重在內燃機效率改善（分別有汽油與柴油）以及電動四輪車與電動兩輪車取代傳統內燃機汽/機車。除內燃機效率改善以及電動車選擇兩大類減量技術外，還包含燃料替換減量手段，燃料替換減量手段我們參考中經院和台經院（2012）《台灣溫室氣體減量進程與綠能產業發展政策之基礎研究（2/2）》報告。經本報告計算，燃料替換－生質酒精添加在2020、2025、2030及2035年減量潛力分別為0.21、0.43、0.68及0.68 MtCO₂e/年，單位減量成本分別為0.85、-91.56、-136.57及-192.66 USD/tCO₂e。燃料替換－生質柴油添加在2020、2025、2030及2035年減量潛力分別為0.08、0.06、0.05及0.17 MtCO₂e/年，減量總成本分別為132.7、93.67、15.81及-54.89 USD/tCO₂e。

綜合上述，2020、2025、2030以及2035各年度，按照每年內成本高低排列的減量技術及成本於圖3.3.5.1到圖3.3.5.4分別呈現。

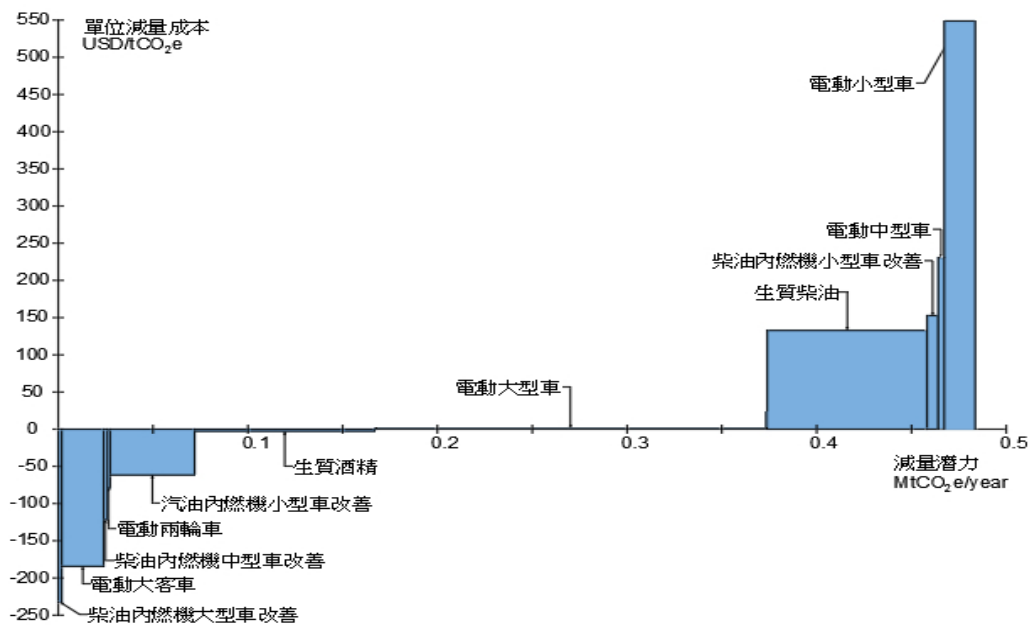


圖 3.3.5.1 公路運輸部門 2020 年減量成本曲線

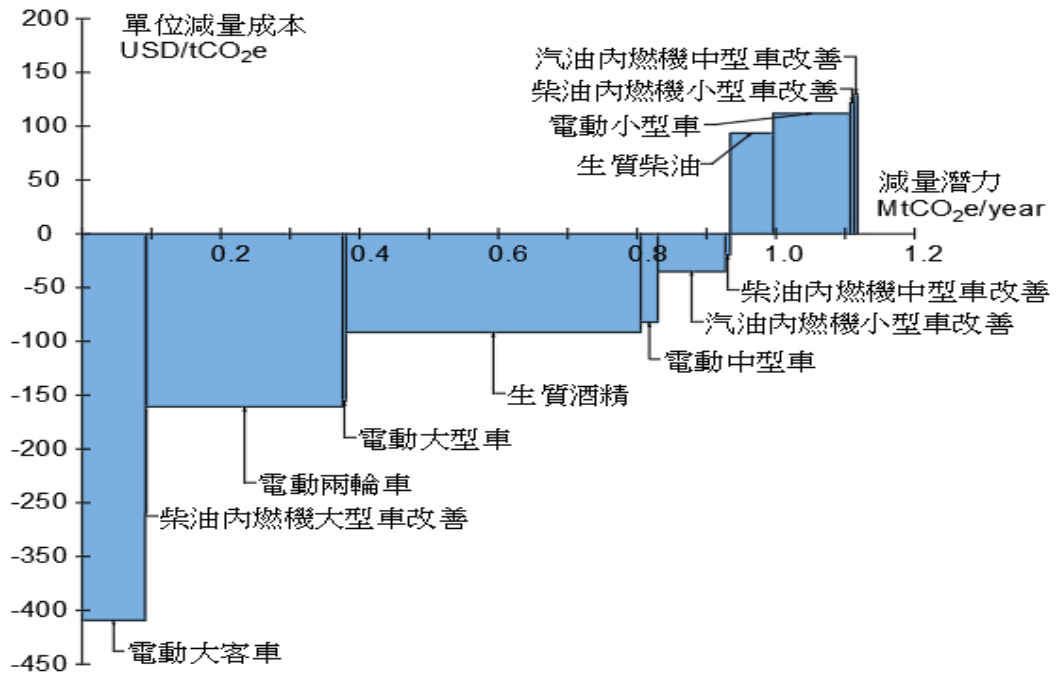


圖 3.3.5.2 公路運輸部門 2025 年減量成本曲線

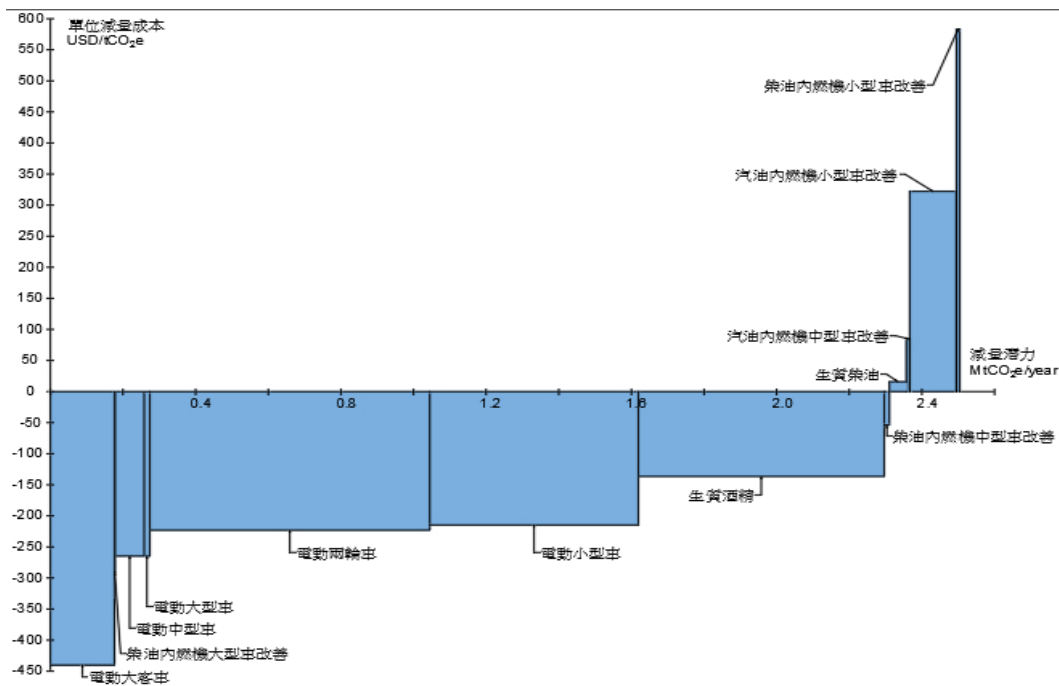


圖 3.3.5.3 公路運輸部門 2030 年減量成本曲線

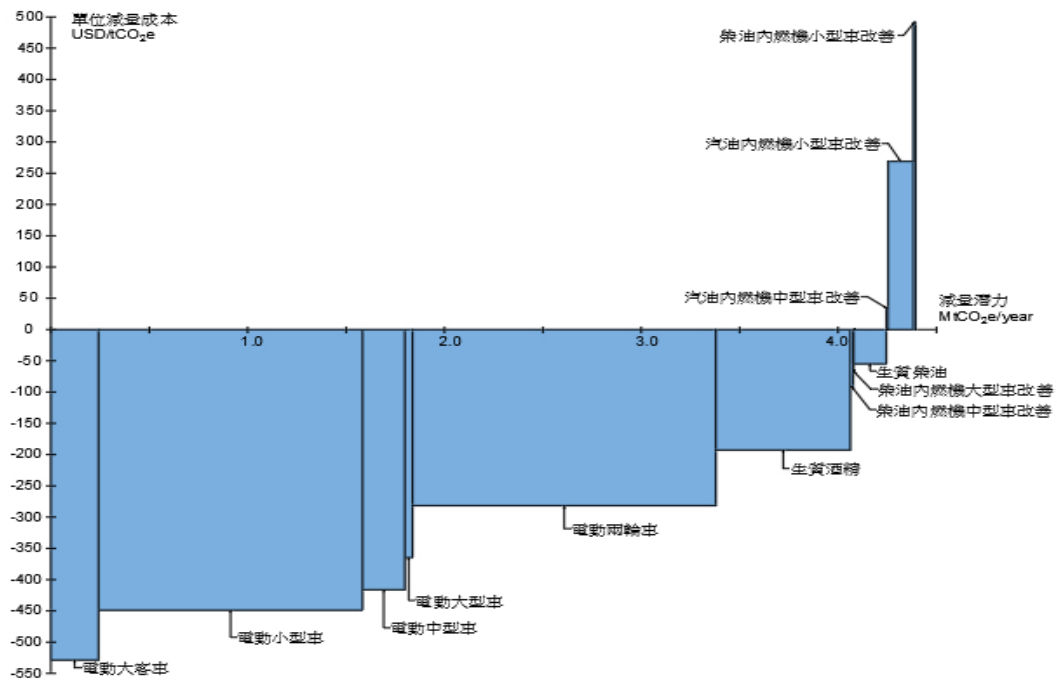


圖 3.3.5.4 公路運輸部門 2035 年減量成本曲線

3.3.6 與現行政策比較

本報告的重點是減量的技術潛力，但減量手段的技術潛力會因為社會、經濟、政策等因素，使得實現上有困難與障礙。目前政府和產業評估社會、經濟、政策角度等因素下訂定一些目標，例如：行政院於 2017 年 12 月宣布 2030 年公務車與公車全面電動化、2035 年台灣將禁售燃油機車、2040 年禁售燃油汽車。經濟部 2018 年起推動 5 年電動兩輪車發展方案，預計投入 70 億元發展台灣電動兩輪車市場，目標為 2023 年起每年銷售電動兩輪車達 20 萬輛，且經濟部與業界溝通後，目前電動兩輪車採換電與充電並行方式。經濟部也規劃未來 5 年將協助建立 3,310 座電動兩輪車車充換電站，同時，跨部會協調電動四輪車與電動兩輪車推動配套，例如：2018 年起發放電動兩輪車專屬牌號、電動四輪車與電動兩輪車專屬停車位、停車優惠、內政部建築法規定停車空間預留充電管線、以及環保署修訂空污法針對 10 年以上老舊機車提高污染排放標準，未來將加嚴平均污染油耗要求引導機車產業發展電動兩輪車等。

以下說明本報告的技術潛力與政府政策目標的「差別」，電動四輪車與電動兩輪車發展潛力主要受充電基礎設施的數量以及產能供應鏈的限制。本報告考量電動兩輪車充電基礎設施建置^[54]的可行性，如果 2035 年全台現有兩輪車皆為電動兩輪車

^[54]電動兩輪車分為充電式與換電式兩種充電模式，經濟部為加速電動兩輪車發展，持續訂定充電式與換電式的標準規格，充電式標準已有國際快充規格，然而，換電式標準仍未確定。根據數



的話，充電基礎設施就技術上是可行的。再就電動兩輪車產能供應鏈的限制下，本報告計算的電動兩輪車 2035 年銷售滲透率可達 100%，與政策所訂目標 2035 年禁售燃油機車相同，表示政府電動兩輪車目標就技術上而言可行。再來，考量電動小型車充電基礎設施建置的可行性，假設新建住宅每棟可裝設 5 支充電樁，舊住宅每棟可裝設 1 支充電樁下，如果 2035 年全台現有小型車皆為電動車的話，充電基礎設施就技術上是可行的。但電動小型車考量產能供應鏈限制下，本報告電動小型車在 2035 年銷售滲透率為 60%，小於政府 2040 年禁售燃油汽車的目標，主要是根據美國 Morgan Stanley (2017)，2050 年全球小型車的銷售滲透率為 80%，若要在 2040 年禁售燃油車，小型車銷售接近 100% 為電動車則電動小型車的供應鏈或許會面臨挑戰。

國內有許多公路運輸部門減量成本曲線相關研究，根據中經院和台經院(2012)，2030 年電動四輪車和電動兩輪車的總減量技術潛力為 0.43 MtCO₂e/年，我們所估算 2030 年和 2035 年電動四輪車和電動兩輪車的總減量技術潛力分別為 1.62 MtCO₂e/年和 3.38 MtCO₂e/年，比中經院和台經院(2012)的總減量潛力大許多，原因是目前電動車電池技術越來越成熟使得電池成本越來越便宜，且各國因為政策以及原油產量減少的關係大力推動電動車的發展，使得全球汽車廠商投入電動車的研發並且電動車基礎設施也越來越普及，使得電動車產能與銷售量持續上升。

根據核能所(2017)《我國能源供需結構階段性發展策略規劃(2-1)/我國能源風險評估系統化研究能力之建立》，2030 年電動小型車減量潛力約為 0.25 MtCO₂e/年，減量成本為 1,000 新台幣/tCO₂e。本報告 2030 年電動小型車減量潛力為 0.57 MtCO₂e/年，減量成本為 -214.68 USD/tCO₂e(約為 -6,500 新台幣/tCO₂e)。核能所(2017)與本報告所計算的 2030 年電動小型車減量潛力差距約兩倍。核能所(2017)電動小型車單位減量成本約 1,000 新台幣/tCO₂e 為正值，我們所計算的減量成本是 -6,500 新台幣/tCO₂e 為負值，兩者電動小型車的單位減量成本差距很大，主要的原因是於電池成本，核能所(2017)電動小型車的車體成本參考 2015 年納智捷售價，電池成本是以國內鋰電池價格，採用租賃方式每年 100,000 新台幣，假設電動小型車壽命與汽油小型車相同約 17 年，核能所(2017)電動小型車的電池成本為 1,700,000 新台

位時代(2018/01/31)，Gogoro 將做開放系統平台，未來其他車廠使用 Gogoro 電池、換電系統以及電控系統所製造的電動兩輪車，都會獲得 Gogoro 的電池交換系統專利授權，不需另收權利金，期許 Gogoro 來扮演電動機車「安卓(Android)平台」的角色。但仍有電動兩輪車公司持不同意見，根據數位時代(2018/03/22)，光陽發表「Ionex 車能網」，推出「充、換兩用式」方案，擁有電池充電、車身充電、交換電池等三種不同模式。所以電動兩輪車換電標準規格制訂會是電動兩輪車發展的考量因素。



幣。本報告電動小型車車體成本參考 2015 年 Nissan Leaf 價格，電池是買斷的，約為車體成本的 25%，所以電池成本為 7,252 美元（約 217,560 新台幣），由此可知核能所（2017）電池成本比本報告電池成本高出 7 倍以上。由於沒有核能所（2017）實際假設數據，所以僅推測我們報告與核能所（2017）的減量潛力與單位減量成本的差距原因，核能所（2017）電動車發展可能考量國內車廠電動車以及電池發展的進度，所以電動車產能較小，電池成本較高，以致於電動車減量潛力小，成本很高，但本報告是以全球電動車產能作依據，只要技術上可行，亦可以大量引進國外電動車以及使用國外的電池。使得本報告電動車減量技術不管在減量潛力與單位成本都相較核能所（2017）樂觀。

3.3.7 電力的需求

本節討論電動車取代傳統燃油車的數量逐漸增加時對於台灣電力負荷的影響，2020—2035 年公路運輸部門減量情境相對基準情境額外增加用電量分別為 0.2 TWh、0.95 TWh、3.06 TWh 以及 6.34 TWh，而 2020—2035 年毛發電量分別為 282.8 TWh、299.6 TWh、314.8 TWh、332.2 TWh，額外增加用電量占台灣毛發電量分別為 0.07%、0.3%、0.97% 以及 1.92%，從數據上看來對台灣的平均電力負荷影響不大。但根據 Morgan Stanley（2017），2030 年時英國電動車占總車輛的 10%，假設尖峰時以 1 kw 速度進行充電，尖峰時電力需求會增加 5%。2040 年時英國電動車占總車輛的 30%，一樣以 1 kw 速度在尖峰時進行充電，尖峰時電力需求會增加至 20%。假如尖峰時充電速度提高為 2.4 kw 時，2040 年英國尖峰時電力需求增加高達 50%，所以電動車的存量大小與充電速度大小對於尖峰用電需求影響很大。為解決這問題，需要儲能系統以及智慧電錶來支應，成本上就需要考量額外增加的電力負載費用，這會使得電動車的減量成本提高，但由於缺乏額外增加的電力負載費用的數據，所以本報告暫不考慮。

3.4 敏感度分析

本報告從調整折現率，觀察減量潛力與減量成本的變化。將折現率由原本的 3% 提高至 5%，以及調低至 1%。年金化後的資本成本隨著折現率提高（調低）而增加（減少）。以 2035 年為例，公路運輸部門在折現率 3% 時單位減量成本為 -346.80 USD/tCO₂e。當折現率提高到 5%，單位成本會提高到 -265.14 USD/tCO₂e。當折現率調低到 1%，單位成本會減少到 -421.84 USD/tCO₂e（表 3.4.1）。

表 3.4.1 公路運輸部門敏感度分析：折現率

單位：減量潛力MtCO₂e/year；單位減量成本USD/tCO₂e；總減量成本MUSD

	折現率	2020		2025		2030		2035	
		減量潛力	單位減量成本	減量潛力	單位減量成本	減量潛力	單位減量成本	減量潛力	單位減量成本
電動小型車	1%	0.02	337.68	0.11	-54.78	0.57	-350.28	1.34	-565.77
	3%	0.02	548.79	0.11	111.87	0.57	-214.68	1.34	-448.93
	5%	0.02	778.67	0.11	293.35	0.57	-67.01	1.34	-321.69
電動中型車	1%	0.00	63.04	0.02	-210.66	0.08	-375.28	0.21	-514.66
	3%	0.00	230.40	0.02	-82.26	0.08	-264.85	0.21	-416.12
	5%	0.00	413.30	0.02	58.04	0.08	-144.17	0.21	-308.45
電動大型車	1%	0.00	-94.86	0.00	-253.79	0.02	-352.32	0.04	-445.12
	3%	0.00	23.66	0.00	-155.36	0.02	-264.83	0.04	-364.71
	5%	0.00	153.81	0.00	-47.27	0.01	-168.75	0.04	-276.40
電動大客車	1%	0.02	-273.96	0.09	-425.56	0.18	-496.66	0.24	-577.39
	3%	0.02	-184.33	0.09	-359.24	0.18	-440.07	0.24	-528.58
	5%	0.02	-87.77	0.09	-287.81	0.18	-379.12	0.24	-476.02
電動兩輪車	1%	0.04	-108.81	0.28	-199.64	0.77	-259.75	1.54	-317.62
	3%	0.04	-61.57	0.28	-160.75	0.77	-223.07	1.54	-281.66
	5%	0.01	-10.28	0.28	-118.51	0.77	-183.24	1.54	-242.60
小計： 電動車	1%	0.09	-56.60	0.51	-209.70	1.62	-324.33	3.38	-448.76
	3%	0.09	32.97	0.51	-133.36	1.62	-246.22	3.38	-375.26
	5%	0.09	134.67	0.51	-50.65	1.62	-161.26	3.38	-295.29
汽油內燃機 小型車改善	1%	0.09	-55.53	0.10	-89.00	0.13	207.14	0.13	154.51
	3%	0.09	-2.83	0.10	-35.14	0.13	322.09	0.13	268.87
	5%	0.09	54.35	0.10	23.52	0.13	447.27	0.13	393.40
汽油內燃機 中型車改善	1%	0.00	-121.47	0.00	48.08	0.01	3.17	0.01	-47.81
	3%	0.00	-79.02	0.00	130.08	0.01	84.98	0.01	33.70
	5%	0.00	-32.63	0.00	219.74	0.01	174.38	0.01	122.77
柴油內燃機 小型車改善	1%	0.01	89.26	0.01	58.46	0.01	444.19	0.01	360.97
	3%	0.01	152.7	0.01	121.72	0.01	582.80	0.01	491.40
	5%	0.01	221.78	0.01	190.61	0.01	733.75	0.01	633.43
柴油內燃機 中型車改善	1%	0.00	-144.16	0.01	-63.12	0.01	-97.06	0.01	-134.67
	3%	0.00	-121.72	0.01	-19.85	0.01	-53.90	0.01	-91.51
	5%	0.00	-97.21	0.01	27.43	0.01	-6.74	0.01	-44.34
柴油內燃機 大型車改善	1%	0.00	-237.73	0.00	-264.54	0.00	-296.45	0.00	-116.25
	3%	0.00	-232.58	0.00	-258.79	0.00	-290.41	0.00	-66.66
	5%	0.00	-226.92	0.00	-252.48	0.00	-283.78	0.00	-12.20
小計：內燃 機效率改善	1%	0.11	-53.22	0.12	-77.29	0.16	176.24	0.16	129.24
	3%	0.11	-1.67	0.12	-23.24	0.16	283.02	0.17	235.91
	5%	0.11	54.47	0.12	35.65	0.16	399.33	0.16	352.29
減量潛力 合計	1%	0.19		0.63		1.78		3.54	
	3%	0.19	-	0.63	-	1.78	-	3.54	-
	5%	0.19		0.63		1.78		3.54	
單位減量 平均成本	1%		-56.60		-184.96		-278.23		-421.84
	3%		13.93		-112.94		-197.48		-346.80
	5%		90.60		-34.65		-109.63		-265.14

總減量成本	1%	-10.91	-116.64	-495.59	-1,495
	3%	2.69	-71.22	-351.76	-1,229
	5%	17.47	-21.85	-195.28	-939.77

3.5 總結

本報告考量電動車與內燃機效率改善兩大類減量手段的技術成熟度、汰舊換新的限制、供應鏈限制以及充電基礎設施建置的場地及建置時間限制等因素，假設出電動車與內燃機效率改善等各項參數，並根據中經院和台經院（2012）燃料替換數據，計算出公路運輸部門二氧化碳總排放量。如前述，公路運輸部門排放量計算邏輯是，公路運輸總排放量（MtCO₂e）=Σ*i*（車種*i*的總排放量）。而車種*i*的總排放量

（MtCO₂e）=Σ（燃料別*j*的總車輛數（百萬輛）×燃料別*j*的年平均行駛距離（公里/輛）×燃料別*j*的燃料密集度（公升/100 公里）×燃料別*j*的排放係數（kgCO₂e /公升））。

公路運輸部門歷史排放以及基準情境排放估算結果重寫如下表 2.5.2。我們預估公路運輸部門在 2035 年基準情境的排放量為 25.70 MtCO₂e，比起 2010 年的基準情境的排放量 36.76 MtCO₂e 下降了 11.06 MtCO₂e，與 2010 年基準情境排放量相比減幅可達 30%，原因為內燃機系統改善。本報告減量情境下，考量內燃機效率提升（汽油和柴油）、電動車取代傳統燃油車以及燃料替換（生質酒精與生質柴油）後，2020－2035 年公路運輸部門減碳情境排放量結果由表 3.5.1 所示^[55]

表 3.5.1 公路運輸部門減量情境排放估算

單位：MtCO₂e

	2020	2025	2030	2035
直接排放	26.46	24.15	20.91	16.89
間接排放	0.18	0.79	2.39	4.73
總共	26.65	24.94	23.31	21.62

^[55]各減量手段在減量情境下並非皆為正向的減量手段，亦有負向的減量手段，例如 2035 年汽油內燃機汽小型車群組 1 和群組 2 減量潛力分別為-0.01 MtCO₂e/年和-0.09 MtCO₂e/年。

表 3.5.2 公路運輸部門歷史排放以及基準情境排放估算

單位：MtCO₂e

	2010	2015	2020	2025	2030	2035
直接排放	36.76	32.37	27.00	25.87	25.56	25.64
間接排放	0	0	0.02	0.04	0.05	0.05
總共	36.76	32.37	27.02	25.91	25.61	25.70

根據基準情境排放量與減量情境排放量可得與基準情境排放量相比的差額，以及差額與基準情境排放量相比的減幅，如表 3.5.3 所示。可知以電動車代替傳統燃油車、內燃機效率提升以及燃料替換有 408 萬噸CO₂e/年的減碳技術潛力（已扣除純電動車所造成的電力部門額外碳排放量之後），與基準情境相比可減少接近 15%的二氧化碳排放量。

表 3.5.3 減量情境與基準情境排放量相比的差額與減幅

單位：MtCO₂e

	2020	2025	2030	2035
與基準情境排放量相比的差額	0.38	0.97	2.30	4.08
差額與基準情境排放量相比的減幅	1.40%	3.74%	9.00%	15.88%

資料來源：本研究團隊根據表 3.5.1 和表 3.5.2 可算出公路運輸部門減量情境排放量與與基準情境排放輛相比的差額與減幅。

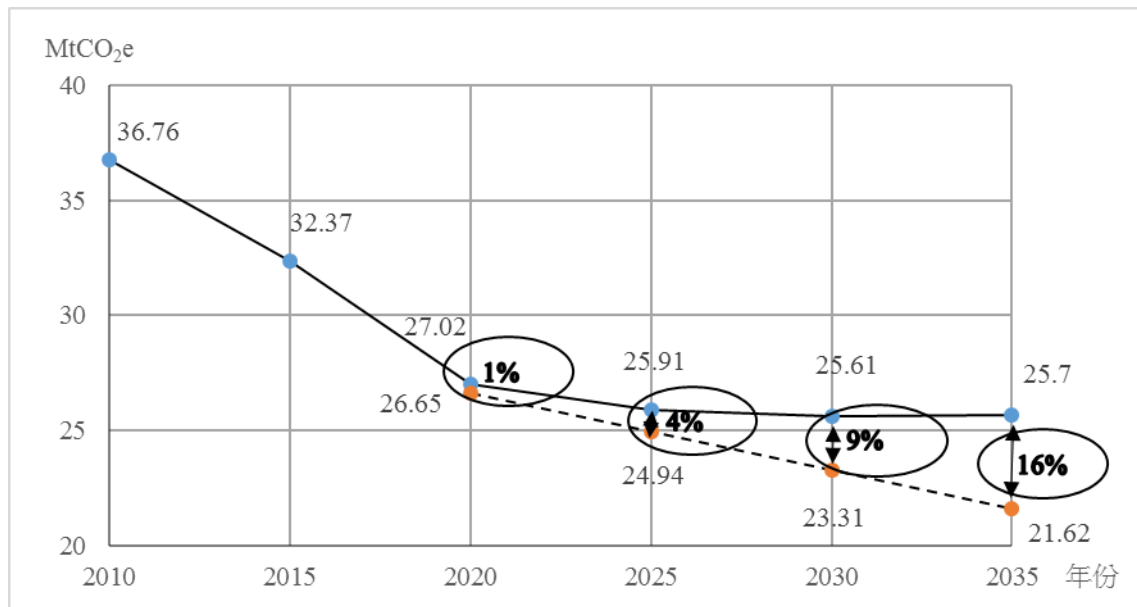


圖 3.5.1 公路運輸部門基準情境與減量情境的二氧化碳排放量



3.6 參考文獻

三陽公司網站，<http://tw.sym-global.com/newsin.php?op=showone&nid=296>。

公路總局嘉義區監理所，「各年新增掛牌車輛數按噸位別分」、「各年間報廢車齡資料」、「機動車輛新增掛牌車輛數按使用燃料分」。

內政部營建署（2016），《民國 105 年第 4 季住宅資訊統計彙報》，網址：

<https://pip.moi.gov.tw/V2/E/SCRE0103.aspx>。

內政部營建署（2008—2016），《營建統計年報》，網址：

<https://www.cpami.gov.tw/%E6%94%BF%E5%BA%9C%E8%B3%87%E8%A8%8A%E5%85%AC%E9%96%8B/%E4%B8%BB%E5%8B%95%E5%85%AC%E9%96%8B%E8%B3%87%E8%A8%8A/%E6%96%BD%E6%94%BF%E8%A8%88%E7%95%AB%E6%A5%AD%E5%8B%99%E7%B5%B1%E8%A8%88%E5%8F%8A%E7%A0%94%E7%A9%B6%E5%A0%B1%E5%91%8A/%E7%87%9F%E5%BB%BA%E7%B5%B1%E8%A8%88%E8%B3%87%E8%A8%8A/7302-%E7%87%9F%E5%BB%BA%E7%B5%B1%E8%A8%88%E5%B9%B4%E5%A0%B1.html>。

中華經濟研究院和台灣經濟研究院（2012），《台灣溫室氣體減量進程與綠能產業發展政策之基礎研究（2/2）》，國家科學委員會補助研究計畫。

中華汽車公司網站，網址：<http://www.e-moving.com.tw/specific.html>。

台灣區車輛工業同業公會，「台灣機車產銷統計表」，網址：

<http://www.ttvma.org.tw/cht/information.php>。

台灣電力公司（2016），《105 年統計年報》，網址：

<http://www.taipower.com.tw/tc/page.aspx?mid=43&cid=29&cchk=34db42ba-62b1-4684-9fc8-59881779ac23>。

台灣山葉公司網站，網址：

https://www.yamaha-motor.com.tw/motor/motor_AXISZ.aspx#sales。

加州車輛查詢網，網址：<http://www.automotive.com/>。

交通部統計查詢網，「機動車輛登記數」、「機動車輛登記數按使用燃料分」、「車齡一年以下機動車輛登記數」、「公路汽車貨運量」、「機動車輛新增掛牌車輛數按使用燃料分」，網址：<http://stat.motc.gov.tw/mocdb/stmain.jsp?sys=100>。

交通部運輸研究所「運輸部門節能減碳策略整合資訊平台」，「運輸部門歷年二氧化碳排放量推估」、「年平均行駛距離」、「燃油效率」，網址：

<http://dsstransport.iot.gov.tw/WebPage/KnowlQueryModule/RegulationsClass/pagGlobalRegulation.aspx>。

交通部統計處，《105 年機車使用狀況調查報告》，網址：



<https://www.motc.gov.tw/ch/home.jsp?id=56&parentpath=0,6>。

交通部 (2011-2015), 《交通統計要覽》, 網址 :

<https://www.motc.gov.tw/ch/home.jsp?id=59&parentpath=0,6>。

交通部運輸研究所 (2011), 《運輸部門能源與溫室氣體資料之建構與盤查機制之建立 (3/3) - 建立運輸能源效率指標與運輸成長預測模式》。

交通部運輸研究所 (2016), 《電動大客車營運績效管理資訊平台先期研究》。

行政院環保署國家溫室氣體登陸平台 (2017), 〈溫室氣體排放係數管理表〉 (6.0.3 版本), 網址 : <https://ghgregistry.epa.gov.tw/Tool/tools.aspx?Type=1>。

美國能源部節能資訊網 (Fuel Economy),

<https://www.fueleconomy.gov/feg/findacar.shtml>。

特斯拉 (Tesla) 公司網站, 網址 : <https://www.tesla.com/>。

曾郁茜 (2017), 《臺灣電動機車產業現況及未來發展商機》, 工研院 IEK 智慧車輛部。

葛復光 (2017), 〈國家能源供需規劃與國家管制目標檢視〉, 簡報檔。

睿能 (Gogoro) 公司網站, 網址 : <https://www.gogoro.com/tw/>。

經濟部能源局 (2015), 《能源統計年報》, 網址 :

https://www.moeaboe.gov.tw/ecw/populace/content/ContentLink.aspx?menu_id=378。

經濟部能源局 (2016), 《各縣市汽油加油站汽油銷售統計月資料》, 網址 :

https://www.moeaboe.gov.tw/ecw/populace/content/wfrmStatistics.aspx?type=2&menu_id=1300。

Arthur D Little (2017). Battery Electric Vehicles vs. Internal Combustion Engine Vehicles.

Bloomberg New Energy Finance (2017). Electric Vehicle Outlook 2017.

Hwang, J. J. (2010). "Sustainable transport strategy for promoting zero-emission electric scooters in Taiwan," Renewable and Sustainable Energy Reviews, 14, 1390-1399.

McKinsey (2011). "The role of Battery Electric Vehicles, Plug-in Hybrids and Fuel Cell Electric Vehicles."

Morgan Stanley (2017). Electric Vehicles On the Charge.

Nykvist, B., Nilsson, M. (2015). "Rapidly falling costs of battery packs for electric vehicles," Nature Climate Change, 8, 329-332.

Wikipedia, "Chevrolet Volt," https://en.wikipedia.org/wiki/Chevrolet_Volt.

Wikipedia, "Toyota Prius Plugin Hybrid,"

https://en.wikipedia.org/wiki/Toyota_Prius_Plug-in_Hybrid.



附錄 3.1 各車種車型燃料密集度與排放量計算彙整表 (2015 年)

	汽油內燃機小型車			柴油內燃機小型車		
	小客自用	小客營業	特種車	小客自用	小客營業	特種車
a 各子類別車輛 (輛)	6,104,493	164,353	17,938	194,208	18,975	18,612
A 總車輛 (輛) $A = \sum a_i$	6,286,784			231,795		
b 各子類別年均行駛距離 (km)	12,424	30,323	13,739	14,946	33,202	13,103
c 各子類別年總行駛距離 (km) $c = a * b$	75,842,221,032	4,983,676,019	246,450,182	2,902,632,768	630,007,950	243,873,036
C 年總行駛距離 (km) $C = \sum c_i$	81,072,347,233			3,776,513,754		
B 年均行駛距離(km) $B = C/A$	12,896			16,292		
d 各子類別燃油效率(km/l)	10.69	9.23	3.02	12.61	11.04	3.02
e 各子類別燃油密集度(l/100 km) $e = 100/d$	9.35	10.83	33.11	7.93	9.06	33.11
f_i 權數(%) $f_i = (\text{各子類別車輛數} * \text{各子類別年均行駛距離}) / (\text{年總行駛距離}) = (a_i * b_i) / C$	93.55%	6.15%	0.30%	76.86%	16.68%	6.46%
D 燃油效率 (km/l) $D = 1/\sum (\text{各子類別燃油效率取倒數} * \text{權數}) = 1/\sum ((1/e_i) * f_i)$	10.51			10.26		



E燃油密集度 (l/100 km) $E = \sum (\text{各子類別燃料密集度} * \text{權數}) = \sum (e_i * f_i)$	9.52			9.74		
g各子類別油耗量推估 (kl) $g = (a * b / d) * 10^{-3}$	7,094,689	539,943	81,606	230,185	57,066	80,753
G各子類別加總之油耗量推估 (kl) $G = \sum g_i$	7,716,238			368,004		
H總耗油量推估 (kl) $H = (A * B * E) * 10^{-5}$	7,716,238			368,004		
k排放係數 (kgCO ₂ e/l)	2.2631			2.606		
m各子類別排放量 (MtCO ₂ e) $m = g * k * 10^{-6}$	16.06	1.22	0.18	0.60	0.15	0.21
M各子類別加總之排放量 (MtCO ₂ e) $M = \sum m_i$	17.46			0.96		
N總排放量 (MtCO ₂ e) $N = H * k * 10^{-6}$	17.46			0.96		

資料來源：由 a 交通部統計查詢網「機動車輛登記數按使用燃料分」(表 3.1.1.5)；b 交通部《交通統計要覽》與交通部運輸研究所「輸部門節能減碳策略整合資訊平台」之年均行駛距離 (表 3.1.2.3)；d 交通部運輸研究所「運輸部門節能減碳策略評估整合資訊平台」與交通部運輸研究所 (2011)《運輸部門能源與溫室氣體資料之建構與盤查機制之建立 (3/3) - 建立運輸能源效率指標與運輸成長預測模式》之燃油效率 (表 3.1.2.5) 等資料所計算，得出各種車型之燃油密集度與排放量。



附錄 3.1 各車種車型燃料密集度與排放量計算彙整表 (2015 年) (續一)

	汽油內燃機中型車			柴油內燃機中型車				
	小貨自用	小貨營業	特種車	小貨自用	小貨營業	大貨自用	大貨營業	特種車
a 各子類別車輛 (輛)	580,636	14,097	9,425	285,948	23,009	63,522	47,447	9,779
A 總車輛 (輛) $A = \sum a_i$	604,158			429,705				
b 各子類別年均行駛距離 (km)	11,901	18,018	13,739	16,166	26,707	22,353	42,300	13,103
c 各子類別年總行駛距離 (km) $c = a * b$	6,910,149,036	253,999,746	129,490,075	4,622,635,368	614,501,363	1,419,907,266	2,007,008,100	128,134,237
C 年總行駛距離 (km) $C = \sum c_i$	7,293,638,857			8,792,186,334				
B 年均行駛距離(km) $B = C/A$	12,072			20,461				
d 各子類別燃油效率(km/l)	8.27	7.44	3.02	8.10	7.79	3.08	2.93	3.02
e 各子類別燃油密集度(l/100 km) $e = 100/d$	12.09	13.44	33.11	12.35	12.84	32.47	34.13	33.11
f_i 權數(%) $f_i = (\text{各子類別車輛數} * \text{各子類別年均行駛距離}) / (\text{年總行駛距離}) = (a_i * b_i) / C$	94.74%	3.48%	1.78%	52.58%	6.99%	16.15%	22.83%	1.46%
D 燃油效率 (km/l) $D = 1/\sum (\text{各子類別燃油效率取倒數} * \text{權數}) = 1/\sum ((1/e_i) * f_i)$	7.99			4.78				



E 燃油密集度 (l/100 km) $E = \sum (各子類別燃料密集度 * 權數)$ $= \sum (e_i * f_i)$	12.51			20.90				
g 各子類別油耗量推估 (kl) $g = (a * b / d) * 10^{-3}$	835,568	34,140	42,878	570,696	78,883	461,009	684,986	42,429
G 各子類別加總之油耗量推估 (kl) $G = \sum g_i$	912,585			1,838,002				
H 總耗油量推估 (kl) $H = (A * B * E) * 10^{-5}$	912,585			1,838,002				
k 排放係數 (kgCO ₂ e/l)	2.2631			2.606				
m 各子類別排放量 (MtCO ₂ e) $m = g * k * 10^{-6}$	1.89	0.08	0.10	1.49	0.21	1.20	1.79	0.11
M 各子類別加總之排放量 (MtCO ₂ e) $M = \sum m_i$	2.07			4.79				
N 總排放量 (MtCO ₂ e) $N = H * k * 10^{-6}$	2.07			4.79				

資料來源：由 a 交通部統計查詢網「機動車輛登記數按使用燃料分」(表 3.1.1.5)；b 交通部《交通統計要覽》與交通部運輸研究所「輸部門節能減碳策略整合資訊平台」之年均行駛距離(表 3.1.2.3)；d 交通部運輸研究所「運輸部門節能減碳策略評估整合資訊平台」與交通部運輸研究所(2011)《運輸部門能源與溫室氣體資料之建構與盤查機制之建立(3/3)-建立運輸能源效率指標與運輸成長預測模式》之燃油效率(表 3.1.2.5)等資料所計算，得出各種車型之燃油密集度與排放量。



附錄 3.1 本報告各車種車型燃料密集度與排放量計算彙整表 (2015 年) (續二)

	柴油內燃機大型車			柴油內燃機大客車			汽油內燃機 兩輪車
	大貨自用	大貨營用	特種車	大客自用	遊覽車	營業(不含遊覽車)	
a 各子類別車輛 (輛)	31,287	23,369	3,155	1,545	16,703	15,175	13,201,401
A 總車輛 (輛) $A = \sum a_i$	57,811			33,423			13,201,401
b 各子類別年均行駛距離 (km)	22,353	42,300	13,103	21,052	58,295		2,930
c 各子類別年總行駛距離 (km) $c = a * b$	699,358,311	988,508,700	41,339,965	32,525,340	973,701,385	884,626,625	38,680,105,633
C 年總行駛距離 (km) $C = \sum c_i$	1,729,206,976			1,890,853,350			38,680,105,633
B 年均行駛距離(km)B $B = C/A$	29,911			56,573			2,930
d 各子類別燃油效率(km/l)	3.08	2.93	3.02	3.29	3.30	2.79	22.10
e 各子類別燃油密集度(l/100 km) $e = 100/d$	32.47	34.13	33.11	30.40	30.30	35.84	4.52
f_i 權數(%) $f_i = (\text{各子類別車輛數} * \text{各子類別年均行駛距離}) / (\text{年總行駛距離}) = (a_i * b_i) / C$	40.44%	57.17%	2.39%	1.72%	51.50%	46.78%	100%
D 燃油效率 (km/l) $D = 1/\sum (\text{各子類別燃油效率取倒數} * \text{權數}) = 1/\sum ((1/e_i) * f_i)$	2.99			3.04			22.10

E 燃油密集度 (l/100 km) E=Σ (各子類別燃料密集度*權數) =Σ (e _i *f _i)	33.43			32.90			4.52
g各子類別油耗量推估 (kl) g = (a*b/d) *10 ⁻³	227,064	337,375	13,689	9,886	295,061	317,070	1,750,231
G各子類別加總之油耗量推估 (kl) G = Σg _i	578,128			622,018			1,750,231
H總耗油量推估 (kl) H = (A*B*E) *10 ⁻⁵	578,128			622,018			1,750,231
k排放係數 (kgCO ₂ e/l)	2.606			2.606			2.2631
m各子類別排放量 (MtCO ₂ e) m = g*k*10 ⁻⁶	0.59	0.88	0.04	0.03	0.77	0.83	3.96
M各子類別加總之排放量 (MtCO ₂ e) M = Σm _i	1.51			1.62			3.96
N總排放量 (MtCO ₂ e) N = H*k*10 ⁻⁶	1.51			1.62			3.96

資料來源：由 a 交通部統計查詢網「機動車輛登記數按使用燃料分」(表 3.1.1.5)；b 交通部《交通統計要覽》與交通部運輸研究所「輸部門節能減碳策略整合資訊平台」之年均行駛距離 (表 3.1.2.3)；d 交通部運輸研究所「運輸部門節能減碳策略評估整合資訊平台」與交通部運輸研究所 (2011)《運輸部門能源與溫室氣體資料之建構與盤查機制之建立 (3/3) -建立運輸能源效率指標與運輸成長預測模式》之燃油效率 (表 3.1.2.5) 等資料所計算，得出各種車型之燃油密集度與排放量。

致謝

我們向以下專家（按姓名筆劃序）致謝，感謝他們在本研究過程中所提供的知識和資訊。但本報告的結果並不代表各專家的立場。

姓名	機構
卞鐘石	浩宇管理顧問有限公司
王傳賢	財團法人車輛測試中心
林士賢	華創車電技術中心股份有限公司
馬震偉	潤泰全球股份有限公司
張銘城	EY Climate Change and Sustainability Services (CCaSS)
黃梁傑	財團法人車輛測試中心
黃聖元	財團法人中華經濟研究院
溫麗琪	財團法人中華經濟研究院
楊智凱	荷蘭貿易暨投資辦事處
鄭正大	中華汽車工業股份有限公司
盧志嘉	華德動能科技股份有限公司



第四章 住宅部門

4.1 住宅部門簡介

我國住宅部門 2015 年溫室氣體排放量為 30.87 百萬公噸二氧化碳當量，約佔全國總排放量 11%。住宅部門排放源來自全國住家，主要來自其能源消費行為，其中以電力之佔比最高，2015 年電力使用之間接排放佔此部門總排放之 83%，例：使用冰箱、電腦、手機等生活作息皆與電力息息相關；其餘 17%則為直接排放，主要來自對天然氣與液化石油氣的需求，用於烹調與熱水。

住宅部門燃料需求分為電力、天然氣、液化石油氣以及太陽熱能，耗用能源的最終使用設備分為熱水、空調、照明、家電、電子品與其他用途等 6 類。從最終使用設備面進行減碳，可從熱水、空調、照明、家電、電子品等 5 方面提出減量措施。本報告住宅部門減量措施，主要為新建建築導入節能冷氣、新建建築節能外殼以及以 LED 燈(管)代替省電燈泡以及螢光燈管 (T5/T8)，計算這三種減碳措施在未來 20 年的減碳潛力與減碳成本。其他最終設備減量措施的減碳潛力與成本分析，本報告以中華經濟研究院 (2012) 報告做為參考依據。

4.1.1 範疇與定義

本報告將住宅部門燃料需求分為電力、燃氣、燃油以及太陽熱能。最終使用設備則分為熱水、空調、照明、家電、電子品及其他用途，分類細項則參照台電 (2016) 《102 年度家用電器普及狀況調查》與台綜院 (2015) 《104 年度能源供需關聯知識庫整合加值應用與住商部門能源消費調查》，其最終使用設備分類對照如表 4.1.1.1 所示。

表 4.1.1.1 住宅部門最終使用設備之定義

	內容項目	說明
能源別	電力	購自台電之非營業用表燈用電
	天然氣	烹調與熱水所需之天然氣
	液化石油氣	烹調與熱水所需之液化石油氣
	太陽熱能	太陽能熱水器所用之太陽熱能
最終使用設備	減量成本模型設備分類	設備分類說明
	熱水	燃氣熱水器、熱泵熱水器及太陽能熱水器
	空調	冷氣、暖氣
	照明	包含各式照明光源（白熾燈、省電燈泡、LED 燈、螢光燈管等）
	家電	電冰箱、飲水機、電熱水瓶、洗衣機、電風扇、電鍋電子鍋
	電子品	電腦、電視機、手機平板充電器、插電電話、行動電源、音響、錄放影機
	其他用途	加壓抽水馬達、插電式淨水器、微波爐、除濕機、抽油煙機、電烤箱、一般吸塵器、家用電梯、電捲門、電磁爐、烘碗機、監視器、乾衣烘衣機、多功能事務機、果菜機果汁機、洗碗機、電動門、空氣清淨機、按摩椅、烘被機、滅蚊燈、印表機、吸塵器機器人、電暖器、電熱毯、收銀機、傳真機、影印機

資料來源：根據台電（2016）與台綜院（2015）所彙整。

4.1.2 能源消費狀況

根據《2017 能源平衡表》，2010 年住宅部門能源消費量為 6,396 公秉油當量，至 2017 年為 6,593 公秉油當量（表 4.1.2.1）。

表 4.1.2.1 住宅部門歷史能源消費量

單位：千公秉油當量

年份	能源消費量
2010	6,396
2015	6,359
2016	6,622
2017	6,593

資料來源：能源局《2017 能源平衡表》。

住宅部門所使用能源類別依使用比例由高至低分為電力、液化石油氣、天然氣與太陽熱能，煤是完全沒有使用。電力使用比例最高（約 68%左右），液化石油氣（約 20%左右）與天然氣（約 10%左右）於 2010 年至 2017 年有些微減少趨勢，太陽熱能消耗量變化不大，使用比例不變，接近 2%左右（表 4.1.2.2）。

表 4.1.2.2 住宅部門能源使用比例

單位：千公秉油當量

	煤	液化石油氣	天然氣	電力	太陽熱能	合計
2010	0 (0.00%)	1,318 (21%)	816 (13%)	4,152 (65%)	111 (2%)	6,396 (100%)
2015	0 (0.00%)	1,250 (20%)	708 (11%)	4,291 (67%)	110 (2%)	6,359 (100%)
2016	0 (0.00%)	1,263 (19%)	726 (11%)	4,525 (68%)	109 (2%)	6,622 (100%)
2017	0 (0.00%)	1,212 (18%)	719 (11%)	4,552 (69%)	110 (2%)	6,593 (100%)

資料來源：能源局《2017 能源平衡表》。

4.1.3 歷史排放

溫室氣體排放量以下列公式說明，2010 年和 2015 年年的總排放量分別為 30.45 MtCO₂e 和 30.87 MtCO₂e（表 4.1.3.1）。

溫室氣體排放量 (MtCO₂e) = 直接排放 (MtCO₂e) + 間接排放 (MtCO₂e)

直接排放 (MtCO₂e)

= 燃油消費量 (TWh) × 燃油碳排放係數 (tCO₂e/MWh)

+ 燃氣消費量 (TWh) × 燃氣碳排放係數 (tCO₂e/MWh)

間接排放 (MtCO₂e) = 電力消費量 (TWh) × 電力碳排放係數 (tCO₂e/MWh)

燃油消費量、天然氣消費量與電力消費量參考表 4.1.2.2。住宅部門用油主要是使用液化石油氣，但本報告模式是將住宅部門與服務業部門共同運算，所以在燃油碳排放係數需考量服務業部門用油種類，而服務業部門用油主要是使用燃料油，故燃油碳排放係數取液化石油氣碳排放係數與燃料油碳排放係數之平均值^[1]。根據行政院環保署在 2017 年 1 月 17 日所公布之〈溫室氣體排放係數管理表〉(6.0.3 版本)，液化石油氣碳排放係數為 0.23 tCO₂e/MWh、燃料油碳排放係數為 0.28 tCO₂e/MWh，故燃油碳排放係數為 0.25 tCO₂e/MWh，而天然氣碳排放係數為 0.20 tCO₂e/MWh。電力碳排放係數參考中央研究院《深度減碳，邁向永續社會》研究計畫的「台灣電力部門的減碳技術潛力」報告(2018 年)的計算，2010 年及 2015 年分別為 0.584 tCO₂e/MWh 及 0.576 tCO₂e/MWh。

^[1] 住宅部門主要用油為液化石油氣，服務業部門主要用油為燃料油。

本報告所計算的 2015 年溫室氣體排放量是 30.87 MtCO₂e，與能源局《2017 能源統計年報》2015 年結果（27.9 MtCO₂e）稍有不同，主要差異來自於本報告電力碳排放係數的計算包含能源部門自用。太陽熱能在使用過程中不會有溫室氣體排放，因此溫室氣體排放計算不需考慮太陽熱能之使用。

表 4.1.3.1 住宅部門歷史排放推估

單位：MtCO₂e

年度	直接排放	間接排放	總排放
2010	5.09	25.36	30.45
2015	5.01	25.57	30.87

資料來源：本研究團隊將表 4.1.2.2 住宅部門不同燃料的消費量乘上所屬燃料的碳排放係數後，將不同燃料的排放量加總所得。

4.2 住宅部門基準情境排放預估

4.2.1 排放成長假設

2016 年－2035 年住宅部門溫室氣體排放量推估邏輯如下：

- 溫室氣體排放量 (MtCO₂e)
=最終使用設備能源消費量 (MWh) × 碳排放係數 (tCO₂e/MWh)
- 最終使用設備能源消費量 (MWh)
=人均能源消費量 (KLOE/人) × 人口推估 (人) × 最終使用設備能源消費佔住宅部門能源消費總量比例 (%)

2016 年至 2035 年人均能源消費量是以 1998 至 2017 年住宅部門的人均能源消費量作簡單迴歸推估；2018 年至 2035 年人口推估參考國家發展委員會（2016）《中華民國 105 年至 150 年人口推計》；最終使用設備能源消費佔住宅部門能源消費總量比例，根據台綜院（2015），所調查的 2014 年住宅部門最終使用設備之能源消費調查計算分配比例，並視為 2016~2035 年的分配比例，最後可得到最終使用設備的能源消費量。輸入參數邏輯說明可見圖 4.2.1.1，並於下節對住宅部門所需各輸入參數一一說明。

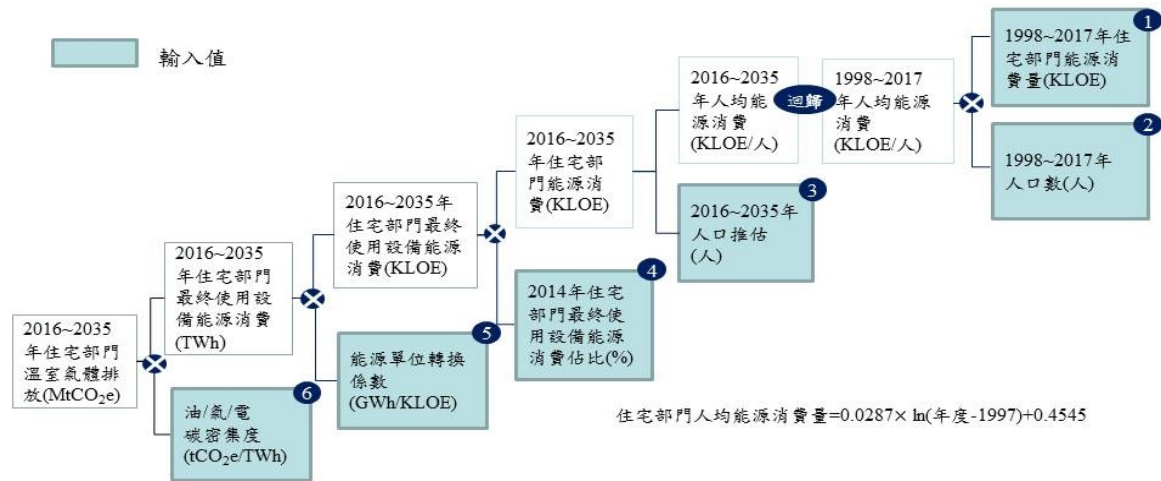
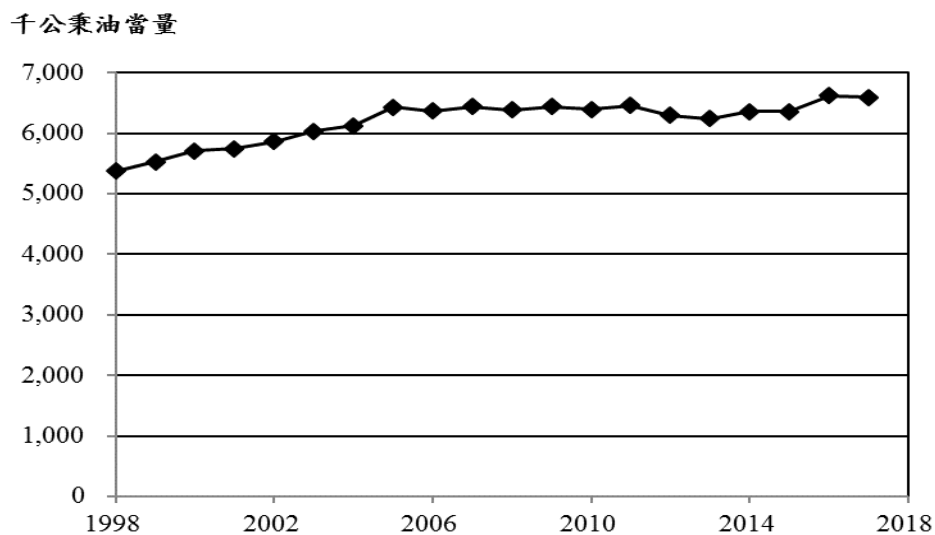


圖 4.2.1.1 住宅部門溫室氣體排放量推估邏輯樹

輸入參數 1：1998－2017 年住宅部門能源消費量

住宅部門能源消費量取自能源局《2017 能源統計年報》，1998 年為 5,373 千公秉油當量，至 2017 年增加到 6,593 千公秉油當量。



資料來源：能源局《2017 能源平衡表》。

圖 4.2.1.2 1998－2017 住宅部門能源消費量

輸入參數 2：1998－2017 年人口數

根據內政部戶政司全球資訊網^[2]，台灣人口數自 1998 年 21,929 千人增加至 2017 年底人口數為 23,571 千人。

[2] 內政部戶政司全球資訊網，
<https://www.ris.gov.tw/346.jsessionid=49620EA8AA1567029E4A26AB6B5EB607>。

1998－2017 年人均能源消費量

為推估 2018 年至 2035 年住宅部門人均能源消費量，取 1998 年至 2017 年共 20 年的人均能源消費量歷史值作簡單迴歸^[3]（圖 4.2.1.3）。其中，人均能源消費量歷史值的計算方法是以 1998－2017 年住宅部門能源消費量^[4]，除以同一時間的人口數^[5]。2017 年人均能源消費量為 0.28 公秉油當量/人，以迴歸推估至 2035 年人均能源消費量，結果彙整至表 4.2.1.1 所示。

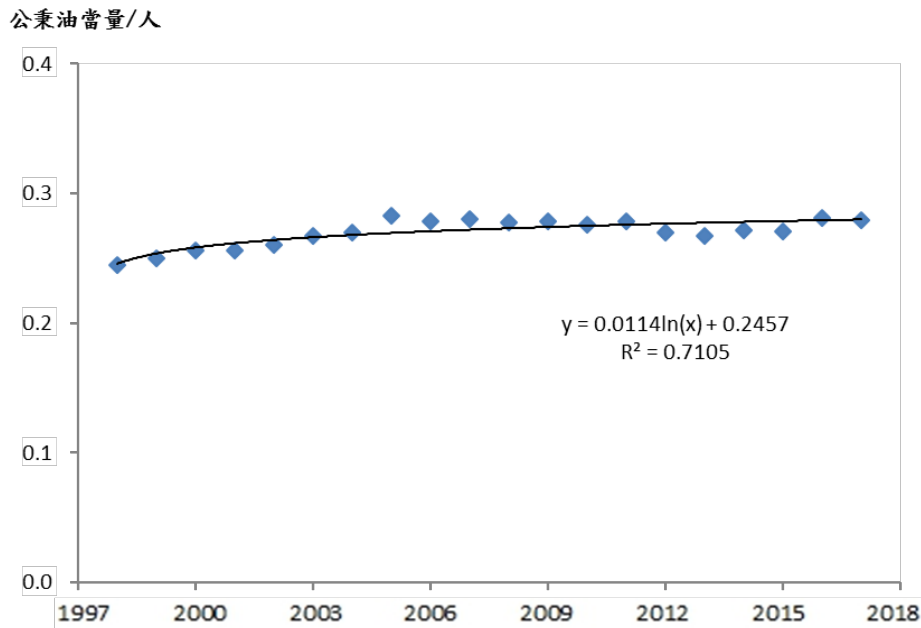


圖 4.2.1.3 住宅部門人均能源消費量迴歸推估

表 4.2.1.1 住宅部門年度人均能源消費推計

單位：公秉油當量/人

年度	住宅部門各年度人均能源消費量
1998	0.25
2015	0.27
2017	0.28
2020	0.28
2025	0.28
2030	0.29
2035	0.29

資料來源：本研究團隊以 1998－2017 年的人均能源消費量歷史作簡單迴歸，再以迴歸推估 2018 年至 2035 年人均能源消費量。

^[3] 取 1998 年至 2017 年之人均能源消費量歷史值進行迴歸，住宅部門人均能源需求=0.0114*ln(年度-1997)+0.2457。

^[4] 1998－2017 年住宅部門能源消費量取自《2017 能源平衡表》。

^[5] 1998－2017 年人口數取自內政部戶政司全球資訊網，

<https://www.ris.gov.tw/346;jsessionid=49620EA8AA1567029E4A26AB6B5EB607>。

根據表 4.2.1.1，1998 年人均能源消費量為 0.25 公秉油當量/人，緩慢成長至 2017 年的 0.28 公秉油當量/人，1998—2017 期間每年的平均成長率為 0.66%。本報告自 2017 年開始推估，至 2035 年為 0.29 公秉油當量/人，2017—2035 期間每年的平均成長率為 0.14%，平均成長率與 1998—2017 歷史趨勢相比是趨緩的。

輸入參數 3：2016~2035 人口推估

2018~2035 年人口推估參考國家發展委員會（2016）《中華民國 105 年至 150 年人口推計》之中推計情境，至 2035 年為 23,203 千人，數據如表 4.2.1.2。其中，根據國發會（2016）《中華民國 105 年至 150 年人口推計》，台灣人口在 2024 年將達巔峰，所以至 2024 年後台灣人口逐漸下降。

表 4.2.1.2 國發會人口推計-中推計
單位：千人

年度	人口數
2015	23,492
2017	23,571
2020	23,698
2025	23,734
2030	23,587
2035	23,203

資料來源：國家發展委員會
（2016）《中華民國 105 年至 150 年人口推計》。

輸入參數 4：2014 年住宅部門最終使用設備能源消費佔比

台綜院（2015）調查 2014 年住宅部門各最終使用設備的能源（石油氣、天然氣、電力、太陽熱能）消費量（表 4.2.1.3），其研究範疇完整，涵括了主要的家用耗能設備，可代表整體住宅部門的能源消費情形。

表 4.2.1.3 2014 年住宅部門最終使用設備能源消費量（台綜院推估）

單位：千公秉油當量（10³ KLOE）

台綜院分類	液化石油氣	天然氣	電力	太陽熱能	合計
暖氣	0	0	126 (1.2%)	0	126
冷氣	0	0	2,121 (20.7%)	0	2,121
熱水	462 (45.6%)	363 (47%)	1,343 (13.1%)	29 (100%)	2,198
烹調	548 (54.2%)	409 (53%)	946 (9.3%)	0	1,904
照明	0	0	1,452 (14.2%)	0	1,452
冷藏冰箱	0	0	75 (0.7%)	0	75
冷凍冰箱	0	0	116 (1.1%)	0	116
綜合冰箱	0	0	1,287 (12.6%)	0	1,287
洗碗機	0	0	24 (0.2%)	0	24
洗衣機	0	0	226 (2.2%)	0	226
乾衣機	0	0	18 (0.2%)	0	18
電視/家庭娛樂	0	0	549 (5.4%)	0	549
電腦/資通訊設備	0	0	640 (6.3%)	0	640
其他電器	0	0	1,305 (12.8%)	0	1,305
合計	1,010 (100%)	772 (100%)	10,228 (100%)	29 (100%)	12,041

資料來源：台綜院（2015）

台綜院（2015）對 2014 年住宅部門進行抽樣調查後，再推估整體住宅部門的能源消費量為 12,041 千公秉油當量，與《2017 能源平衡表》6,363 千公秉油當量差距很大，原因是我國能源統計年報於 2017 年起將電力統計方法調整^[6]，台綜院（2015）與《2017 能源平衡表》中 2014 年能源消費量因此而不同，但以原始單位統計的 2014 年住宅部門各能源消費量是相同的。故將台綜院（2015）調查之最終使用設備能源

^[6] 根據 2017 能源平衡表改版內涵說明，電力熱值調整：依循聯合國「國際能源統計編製建議 (International Recommendations for Energy Statistics, IRES)」，電力單位熱值由「邊際替代法（依單位發電能源投入推算）」，調整為「物理熱值法（依電力物理熱值 860 千卡/度估算）」。



消費量轉為最終使用設備的能源消費佔比，再乘上《2017 能源平衡表》住宅部門能源總消費量得到最終使用設備能源消費量，因此台綜院調查的能源消費量與《2017 能源平衡表》不同但不影響推估邏輯。

將台綜院(2015)調查之最終使用設備能源消費量轉為能源消費佔比(表 4.2.1.4)，但台綜院設備分類未將「電視/家庭娛樂」、「電腦/通訊設備」、「其他電器」細分，而台電(2016)《102 年度家用電器普及狀況調查》所調查的用電設備多達 54 項，因此利用台電資料拆解「電視/家庭娛樂」、「電腦/資通訊設備」、「其他電器」之用電比例，然後將最終用電設備整併為「空調」、「熱水」、「照明」、「家電」、「電子品」、「其他用途」。

台綜院所調查的用電比例扣除「空調」、「熱水」、「照明」後為 50.8%，再參考台電(2016)對表燈住宅用戶的用電調查分為「家電」、「電子品」、「其他用途」，家電包含電冰箱、飲水機、電熱水瓶、洗衣機、電風扇、電鍋電子鍋，佔住宅用電 38.6%、電子品包含電腦、電視機、手機平板充電器、插電電話、行動電源、音響、錄放影機，佔住宅用電 6.4%、其他電器包含加壓抽水馬達、插電式淨水器、微波爐、除濕機、抽油煙機、電烤箱、一般吸塵器、家用電梯、電捲門、電磁爐、烘碗機、監視器、乾衣烘衣機、多功能事務機、果菜機果汁機、洗碗機、電動門、空氣清淨機、按摩椅、烘被機、滅蚊燈、印表機、吸塵器機器人、電暖器、電熱毯、收銀機、傳真機、影印機，佔住宅用電 5.8% (表 4.2.1.4)。

表 4.2.1.4 台綜院用電比例依台電設備分類調整

台綜院用電比例		台電設備分類
暖氣	1.2%	
冷氣	20.7%	
熱水	13.1%	
照明	14.2%	
烹調	50.8%	1. 家電（電冰箱、飲水機、電熱水瓶、洗衣機、電風扇、電鍋電子鍋）38.6% 2. 電子品（電腦、電視機、手機平板充電器、插電電話、行動電源、音響、錄放影機）6.4% 3. 其他電器（加壓抽水馬達、插電式淨水器、微波爐、除濕機、抽油煙機、電烤箱、一般吸塵器、家用電梯、電捲門、電磁爐、烘碗機、監視器、乾衣烘衣機、多功能事務機、果菜機果汁機、洗碗機、電動門、空氣清淨機、按摩椅、烘被機、滅蚊燈、印表機、吸塵器機器人、電暖器、電熱毯、收銀機、傳真機、影印機）5.8%
冷藏冰箱		
冷凍冰箱		
綜合冰箱		
洗衣機		
洗碗機		
乾衣機		
電視/家庭娛樂		
電腦/資通訊設備		
其他電器		
總和	100%	

資料來源：台電（2016）；台綜院（2015）

根據《2017 能源平衡表》，2014 年住宅部門能源消費量為 6,363 公秉油當量並以此值為基礎，利用台綜院（2015）調查 2014 年最終使用設備的能源消費佔比（表 4.2.1.3），其中用電設備經台電（2016）調查調整（表 4.2.1.4），可推估 2014 年各最終使用設備之能源消費量，如表 4.2.1.5。

表 4.2.1.5 2014 年住宅部門最終使用設備能源消費量推估

單位：千公秉油當量（10³ KLOE）

	液化石油氣	天然氣	電力	太陽熱能	合計
熱水	553	329	567	127	1,575
空調	0	0	948	0	948
照明	0	0	614	0	614
家電	0	0	1,627	0	1,627
電子品	0	0	273	0	273
其他用途	656	371	299	0	1,326
合計	1,209	700	4,327	127	6,363

資料來源：利用台綜院（2015）調查的 2014 年最終使用設備的能源消費佔比與台電（2016）調查的用電設備比例作調整，計算出 2014 年各最終使用設備之能源消費量。

以公秉油當量為單位所推估 2014 年最終使用設備能源消費量（表 4.2.1.5）轉換為最終使用設備能源消費佔比，如表 4.2.1.6。假設 2015 年至 2035 年各最終使用設備使用能源比例皆與 2014 年情形相同。

表 4.2.1.6 2014 年住宅部門最終使用設備能源消費佔比

能源別	液化石油氣	天然氣	電力	太陽熱能	合計
熱水	8.68%	5.17%	8.91%	2%	24.76%
空調	0%	0.00%	14.89%	0%	14.89%
照明	0%	0.00%	9.66%	0%	9.66%
家電	0%	0.00%	25.57%	0%	25.57%
電子品	0%	0.00%	4.28%	0%	4.28%
其它用途	10.32%	5.83%	4.69%	0%	20.84%
合計	19%	11%	68%	2%	100%

輸入參數 5：能源單位轉換係數

輸入參數 1 之住宅能源消費量是以公秉油當量（KLOE）為單位，而本報告減量成本模型的能源消費量單位是以電力（GWh）為單位，因此須經單位轉換以利後續計算。住宅部門使用到的能源轉換係數有液化石油氣、天然氣與電力，分別於下段說明，並整理在表 4.2.1.7。

液化石油氣、天然氣及電力之能源單位轉換係數參考自《能源統計年報》中「能源產品單位熱值表」，每 1 度電所產生的熱值相當於 0.0956 公升油當量的油或氣投入（0.0956 LOE/kWh），換算得 0.01046 GWh/KLOE。

表 4.2.1.7 住宅部門能源單位轉換係數

單位：GWh/KLOE

	液化石油氣	天然氣	電力
單位轉換係數	0.010460	0.010460	0.010460

資料來源：本研究團隊參考《能源統計年報》中「能源產品單位熱值表」所換算。

2015~2035 住宅部門最終使用設備能源消費量

透過上述輸入參數 1 至輸入參數 5 之處理可得到 2015~2035 住宅部門最終使用設備能源消費量，處理過程以下列公式說明：

- 住宅部門能源消費量（GWh）（表 4.2.1.8）
=人均能源消費量（KLOE/人）×人口數（人）×能源單位轉換係數（GWh/KLOE）
- 住宅部門最終使用設備能源消費量（GWh）（表 4.2.1.9）
=住宅部門能源消費量（GWh）×住宅部門最終使用設備能源消費佔比（%）

表 4.2.1.8 住宅部門能源消費量推估

年度	住宅部門 人均能源消費量 (公秉油當量/人)(a)	人口數 (千人) (b)	住宅部門能源消費量 (10^3 KLOE) (c)=(a)×(b)	住宅部門能源消費量 (GWh) (d)=(c)×能源單位轉換係數
2015	0.27	23,492	6,359	66,515
2020	0.28	23,698	6,670	69,766
2025	0.28	23,734	6,733	70,429
2030	0.29	23,587	6,736	70,455
2035	0.29	23,203	6,663	69,698

表 4.2.1.9 2015~2035 住宅部門最終使用設備能源消費量

單位：GWh

能源別	最終使用設備	2015	2020	2025	2030	2035
電力	熱水	5,925	6,215	6,274	6,276	6,209
	空調	9,905	10,390	10,488	10,492	10,379
	照明	6,423	6,737	6,801	6,803	6,730
	家電	17,006	17,838	18,007	18,014	17,820
	電子品	2,849	2,989	3,017	3,018	2,986
	其他用途	3,121	3,273	3,305	3,306	3,270
液化 石油氣	熱水	5,776	6,058	6,116	6,118	6,052
	其他用途	6,862	7,197	7,266	7,268	7,190
天然氣	熱水	3,437	3,605	3,639	3,641	3,602
	其他用途	3,880	4,069	4,108	4,109	4,065
太陽熱能	熱水	1,330	1,395	1,409	1,409	1,394
合計		66,515	69,766	70,429	70,455	69,698

輸入參數 6：燃油/燃氣/電力碳排放係數

如前段計算歷史排放量可知，住宅部門用油主要是液化石油氣液，服務業部門為燃料油，而本報告模式將住宅部門與服務業部門共同運算，所以燃油碳排放係數需考量住商部門與服務業部門用油種類，燃油碳排放係數取液化石油氣碳排放係數與燃料油碳排放係數之平均值。根據行政院環保署(2017)〈溫室氣體排放係數管理表〉(6.0.3 版本)，液化石油氣碳排放係數為 0.23 tCO₂e/MWh、燃料油碳排放係數為 0.28 tCO₂e/MWh，故燃油碳排放係數為 0.25 tCO₂e/MWh。天然氣碳排放係數為 0.20 tCO₂e/MWh。電力碳排放係數則由中央研究院《深度減碳，邁向永續社會》研究計畫的「台灣電力部門的減碳技術潛力」報告(2018 年)得到(表 4.2.1.10)。

表 4.2.1.10 燃油/天然氣/電力碳排放係數

單位：tCO₂e/MWh

	2020	2025	2030	2035
燃油碳排放係數	0.25	0.25	0.25	0.25
天然氣碳排放係數	0.20	0.20	0.20	0.20
電力碳排放係數	0.539	0.620	0.621	0.614

資料來源：行政院環保署（2017）〈溫室氣體排放係數管理表〉（6.0.3 版本）以及中央研究院《深度減碳，邁向永續社會》研究計畫的「台灣電力部門的減碳技術潛力」報告（2018 年）所計算的電力排放係數。

4.2.2 基準情境排放量估算

如前述，2016 年－2035 年住宅部門溫室氣體排放量推估邏輯重寫如下：

- 溫室氣體排放量（MtCO₂e）
=最終使用設備能源消費量（MWh）× 碳排放係數（tCO₂e/MWh）

而太陽熱能在使用過程中不會有溫室氣體排放，因此溫室氣體排放計算不須考慮太陽熱能使用。經由 4.2.1 排放成長假設說明，計算出住宅部門的歷史排放量與基準情境排放量，2015 年至 2035 年的基準情境排放量如表 4.2.2.1 所示。

表 4.2.2.1 歷史排放以及基準情境排放量估算

單位：MtCO₂e

年度	2010	2015	2020	2025	2030	2035
直接排放	5.09	5.01	4.90	4.95	4.95	4.90
間接排放	25.36	25.57	25.57	29.69	29.69	29.10
總排放	30.45	30.87	30.47	34.64	34.64	34.00

基準情境碳排放量從 2015 年起緩慢的成長，原因是住宅部門人均能源消費量的成長，預估可從 2015 年的每人每年消費 0.27 公秉油當量成長到 2035 年每人每年消費 0.29 公秉油當量，使 2020 年-2030 年碳排放量成長。但於 2035 年碳排放量下降，分析其原因，根據國發會（2016）《中華民國 105 年至 150 年人口推計》，台灣人口於 2024 年達人口最高峰，至 2024 年以後人口數量逐漸下降，所以當 2030 年和 2035 年人均消費量不變但成口數下降的情形下（參考表 4.2.1.8），使得 2035 年住宅部門基準情境碳排放量比 2030 年些微下降。

4.3 住宅部門減量措施與成本

4.3.1 住宅部門減量措施一覽

住宅部門燃料需求分為電力、天然氣、液化石油氣以及太陽熱能，耗用能源的最終使用設備分為熱水、空調、照明、家電、電子品與其他用途等 6 類。從最終使用設備面進行減碳，可從熱水、空調、照明、家電、電子品等 5 方面提出減量措施。本報告住宅部門減量措施，主要為新建建築導入節能冷氣、新建建築節能外殼以及以 LED 燈(管)代替省電燈泡以及螢光燈管 (T5/T8)，計算這三種減碳措施在未來 20 年的減碳潛力與減碳成本。其他最終設備減量措施的減碳潛力與成本分析，本報告以中華經濟研究院 (2012) 報告做為參考依據。

表 4.3.1.1 住宅部門減量措施

最終使用設備	能源別	減量措施
空調	電力	新建建築導入節能冷氣
	電力	新建建築節能外殼
照明	電力	以 LED 燈泡(管)代替省電燈泡以及螢光燈管 (T5/T8)

4.3.2 住宅部門減量措施一：新建建築導入節能冷氣

4.3.2.1 措施內涵

本措施以節能冷氣機替代新建建築之高能耗冷氣機，以減少二氧化碳排放。本報告定義節能冷氣機符合經濟部能源局 2012 年所修正之〈窗(壁)型及箱型冷氣機能源耗用量與其能源效率分級標示事項、方法及檢查方式〉1-3 級標準，而非節能冷氣機符合該標準 4-5 級 (參照表 4.3.2.1)。

表 4.3.2.1 窗(壁)型冷氣機能源效率分級基準表

機種	冷氣能力分類 (kW)	能源效率比 ² (W/W)				
		5 級	4 級	3 級	2 級	1 級
各等級基準						
單體式	2.2 以下	低於 2.95	2.95 以上，低於 3.10	3.10 以上，低於 3.25	3.25 以上，低於 3.40	3.40 以上
	高於 2.2，4.0 以下					
	高於 4.0，7.1 以下					
	高於 7.1，10.0 以下					
分離式	4.0 以下	低於 3.45	3.45 以上，低於 3.69	3.69 以上，低於 3.93	3.93 以上，低於 4.17	4.17 以上
	高於 4.0，7.1 以下	低於 3.20	3.20 以上，低於 3.42	3.42 以上，低於 3.65	3.65 以上，低於 3.87	3.87 以上
	高於 7.1	低於 3.15	3.15 以上，低於 3.37	3.37 以上，低於 3.59	3.59 以上，低於 3.81	3.81 以上

註：

(1) 上表適用範圍為消耗電功率 3kW 以下之單體式窗(壁)型冷氣機及分離式窗(壁)型冷氣機。且冷氣機多半以分離式為主。

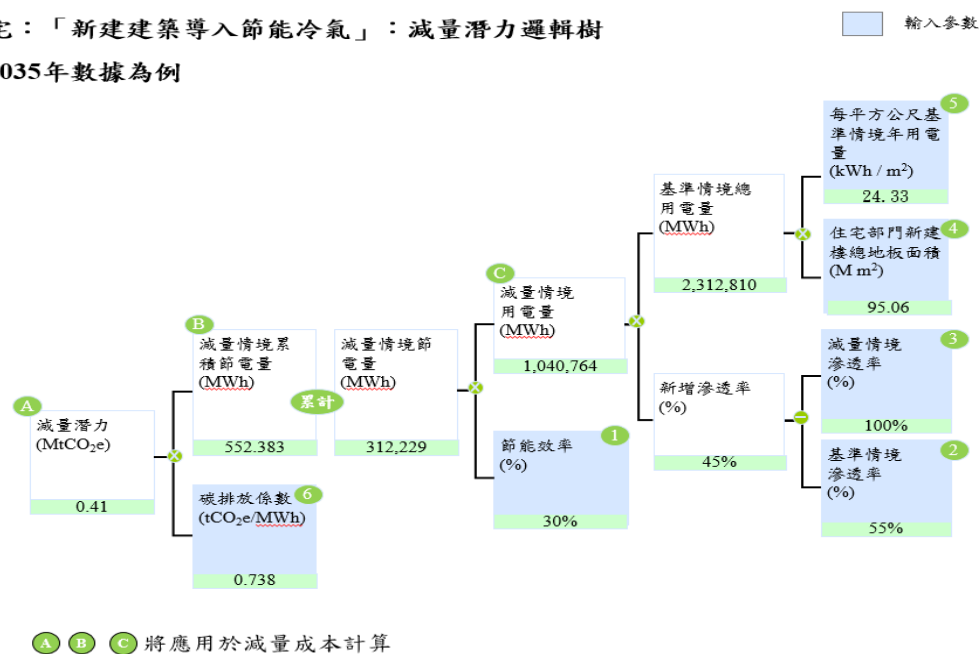
(2) 能源效率比(簡稱 EER)是指額定冷氣能力(W)除以額定冷氣能力之消耗電功率(W)。即冷氣產生多少冷房能力，所需耗用之電力，若冷房能力相同，但所耗電力愈少，EER 值則愈高。

資料來源：能源局（2012）修正之〈窗(壁)型及箱型冷氣機能源耗用量與其能源效率分級標示事項、方法及檢查方式〉。

4.3.2.2 減量潛力

減量潛力是透過減量措施可減少的碳排放量，以累積節電量與電力碳排放係數乘積得到，節電量是能源消費量與節能率之乘積。

住宅：「新建建築導入節能冷氣」：減量潛力邏輯樹
以2035年數據為例



新建建築導入節能冷氣的減量潛力主要受 6 項輸入參數影響，分別為節電率、基準情境滲透率、減量情境滲透率、住宅部門新建總樓地板面積、每平方公尺基準情境用電量、碳排放係數，以下對各輸入參數加以說明。

輸入參數 1：節電率

本報告定義節能冷氣機為符合經濟部能源局（2012）修正之〈窗(壁)型及箱型冷氣機能源耗用量與其能源效率分級標示事項、方法及檢查方式〉 1-3 級標準者，而非節能冷氣機符合該標準 4-5 級（參照表 4.3.2.1）。根據經濟部能源局能源效率分級標示管理系統網站^[7]可查詢截至 2019 年 6 月 13 日前各家品牌登記在案的冷氣型

^[7] 經濟部能源局能源效率分級標示管理系統網站，<https://ranking.energylabel.org.tw/>。

號的產品效率資料，知 1 級冷氣共有 4,085 款、2 級冷氣共有 327 款及 3 級冷氣共 115 款，節能冷氣共有 4,528 款，占總登錄款數比例為 57%。而 4 級冷氣共有 566 款及 5 級冷氣共有 2,864 款，非節能冷氣共有款 3,430 款，占總登錄款數比例為 43%。其中聲寶公司的各級冷氣型號分佈比例與全台分佈相似，本報告假設全台各級冷氣機平均年耗電量與聲寶公司各級冷氣機平均年耗電量相同（資料母數為 131 種冷氣機），得節能冷氣機平均年用電量為 974 度，非節能冷氣機平均年用電量 1,353 度。計算出節能率為 28%，本報告取 30% 節能率做接下來計算。節能率計算邏輯如下：

$$\begin{aligned} & \text{節能率} \\ &= 100\% - (\text{節能冷氣機平均年用電量} \div \text{非節能冷氣機平均年用電量}) \times 100\% \\ &= 100\% - 974 \div 1,353 = 28\% \end{aligned}$$

輸入參數 2：基準情境滲透率

$$\begin{aligned} & \text{新建建築冷氣機存量 (台)} \\ &= \text{新建建築戶數} / 100 \times \text{每百戶冷氣機數} \\ &= (\text{新建建築樓地板面積} / \text{每戶樓地板面積}) / 100 \times \text{每百戶冷氣機數} \end{aligned}$$

本報告定義新建樓地板面積定義為 2010 年後建造的樓地板面積，新建樓地板面積詳細計算於參數 4 說明。「每戶樓地板面積」取自內政部不動產資訊平台〈住宅資訊統計彙報〉，2015 年每戶樓地板面積為 145.17 m² (43.99 坪/戶)，假設 2016-2035 年每戶面積維持 2015 年不變。「每百戶冷氣機」取自台電綜合研究所《102 年度家用電器普及狀況調查》，每百戶冷氣機數量為 260.7 台，假設 2015-2035 年每百戶冷氣機數量與 2013 年相同為每百戶有 260.7 台冷氣機。新建建築冷氣機存量如表 4.3.2.2 所示。

表 4.3.2.11 新建建築冷氣機存量

	2015	2020	2025	2030	2035
新建樓地板面積 (Mm ²)	145.27	287.01	412.81	525.59	620.65
每戶樓地板面積(m ²)	145.17	145.17	145.17	145.17	145.17
新建建築冷氣機存量 (千台)	2,608	5,154	7,413	9,439	1,1,146

資料來源：內政部不動產資訊平台〈住宅資訊統計彙報〉，台電綜合研究所《102 年度家用電器普及狀況調查》。

基準情境滲透率定義為基準情境下具有節能潛力冷氣機數量佔冷氣機存量之比例。因目前並無針對節能冷氣機數量作普遍性的調查，本報告假設各級冷氣的銷售比例為新建建築節能冷氣基準情境滲透率。

根據臺灣能源期刊（2017）《強制性能源效率分級政策的成效—以冷氣機產品為例》，知 2010-2016 年分離式冷氣以及箱型式冷氣各等級市占率變化（表 4.3.2.3 及表 4.3.2.4）。由表 4.2.2.3 知 2010-2016 年因政府節能冷氣補助措施的帶動下，使分離式節能冷氣市占率高達 91%。箱型式冷氣基本上，與分離式冷氣變化相一致，於 2016 年箱型式節冷氣市占率 81%，且此篇報告提到 2016 年市面上銷售的機型以分離式為主，約占 83%，單體式則僅占 17%。可計算出 2016 年節能冷氣市占率約為 89%（91%*83%+81%*17%），非節能冷氣市占率為 11%。但造成 2016 年節能冷氣高市占率原因之一可能來自政府的補助，政府補助目的為提升民眾使用高效率冷氣的意願，來減少空調用電量，所以 2016 年節能冷氣市占率 89%有一部分或許是減碳情境下節能冷氣之滲透率。本報告將 2016 年節能冷氣市占率打 6 折做為新建建築節能冷氣基準情境滲透率約 54%左右。因前述參數 1 說明中提到節能冷氣占總登錄款數比例為 57%，非節能冷氣占總登錄款數比例為 43%，即在無政府補助下民眾購買到節能冷氣的機率為 57%，此比例與打 6 折後之新建建築節能冷氣基準情境滲透率相似。故本報告取 2016 年新建建築節能冷氣基準情境滲透率 55%做計算，並假設 2017-2035 年新建建築節能冷氣基準情境滲透率維持 2016 年不變（表 4.3.2.5）。

表 4.3.2.12 歷年分離式冷氣各等級市占率

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
5 級	52.6%	22.1%	2.4%	0.3%	0.1%	0%	2.7%
4 級	20.2%	35.1%	33.2%	29.5%	25.9%	18.1%	6.4%
3 級	9.5%	7.9%	7.7%	7%	5.9%	5.6%	3.2%
2 級	8.9%	19.1%	31.8%	31.8%	32.1%	30.4%	29.9%
1 級	8.7%	15.8%	24.9%	31.3%	36%	46%	57.7%
非節能冷氣	72.8%	57.2%	35.6%	29.8%	26%	18.1%	9.1%
節能冷氣	17.2%	42.8%	64.4%	69.2%	74%	81.9%	90.9%

資料來源：根據臺灣能源期刊（2017）《強制性能源效率分級政策的成效—以冷氣機產品為例》資料，並計算各年節能冷氣與非節能冷氣市占率。

表 4.3.2.13 歷年箱型式冷氣各等級市占率

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
5 級	88%	62.6%	1.9%	0.4%	0.3%	0%	6.5%
4 級	2.4%	8.1%	6%	4.6%	5.1%	6.6%	12.4%
3 級	4.9%	4.8%	6.9%	8.1%	9.2%	11.8%	6.1%
2 級	0.3%	15.9%	64.6%	59.2%	50.9%	56.2%	42.2%
1 級	4.6%	8.6%	20.7%	27.7%	34.5%	25.5%	32.8%
非節能冷氣	91.2%	70.7%	7.9%	5%	5.4%	6.6%	18.9%
節能冷氣	18.8%	29.3%	91.1%	95%	94.6%	93.4%	81.1%

資料來源：根據臺灣能源期刊（2017）《強制性能源效率分級政策的成效—以冷氣機產品為例》資料，並計算各年節能冷氣與非節能冷氣市占率。

表 4.3.2.14 新建建築節能冷氣基準情境滲透率

	2015	2020	2025	2030	2035
基準情境滲透率(%)	55%	55%	55%	55%	55%

輸入參數 3：減量情境滲透率

減量措施之潛力受到技術成熟度、供應鏈、汰舊換新及其他的實際限制等因素控制，下列將依序說明上述四項因子是否影響「新建建築導入節能冷氣」之減量潛力。

- 技術成熟度限制：國內外廠商均可生產節能冷氣機。
- 供應鏈限制：國內賣場皆有供應各種國內外品牌。
- 汰舊換新限制：汰舊換新均選擇節能冷氣機。
- 其他的實際限制：節能冷氣機與將舊冷氣機尺寸無太大差異。

減量措施為不受技術成熟度限制、供應鏈限制、汰舊換新限制及其他的實際限制，本報告假設至 2020 年起新建建築導入節能冷氣的減量情境滲透率為 100%（表 4.3.2.6）。

表 4.3.2.15 新建建築節能冷氣減量情境境滲透率

	2020	2025	2030	2035
減量情境滲透率 (%)	100%	100%	100%	100%

輸入參數 4：住宅部門新建總樓地板面積

當期新建樓地板面積=當期新建樓地板面積累計-前期新建樓地板面積累計

新建樓地板面積=住宅部門總樓地板面積-既有建築樓地板面積

住宅部門總樓地板面積將於下一新建建築節能外殼參數 3 說明。既有建築定義為 2010 年之前（含）興建完工的建物，超過 2010 年完工者視為新建物，2010 年住宅部門總樓地板面積為 1,014.54 百萬平方公尺（表 4.3.2.7）視為既有建築樓地板面積。

建物會因老舊損壞以及安全考量而拆除，住宅部門每年建築拆除率為 1.75%（後續說明），則 2015 年留存的面積為 956.73 (=1,014.54×(1-1.17%)⁵) 百萬平方公尺，以此邏輯推導出 2035 年既有建築為 756.58 百萬平方公尺。完成既有建築樓地板面積推估後，將總樓地板面積扣除既有建築樓地板面積可得新建總樓地板面積（表 4.3.2.7）。

表 4.3.2.16 住宅部門當期新建樓地板面積推估

單位：百萬平方公尺

從 2010 年開始推	2010	2015	2020	2025	2030	2035
住宅部門總樓地板面積 (a)	1,014.54	1,102.00	1,189.21	1,263.60	1,327.90	1,377.23
每年拆除率 (b)	1.17%					
既有建築樓地板面積 (c) = 1,014.54 × (1-(b)) ⁿ⁻²⁰¹⁰ n 為 2015 年~2035 年	1,014.54	956.73	902.21	850.79	802.31	756.58
住宅部門新建總樓地板面積 (d) = (a) - (c)	0.00	145.27	287.01	412.81	525.59	620.65
當期新建樓地板面積 (d) 每五年增加量)	—	145.27	141.74	125.80	112.78	95.06

資料來源：本研究團隊根據下一節新建建築節能外殼參數 3 可得住宅部門總樓地板面積，並以 1.17% 拆除率計算每年既有建築物樓地板面積，求得住宅部門新建樓地板面積以及每五年新建樓地板面積。

住宅部門拆除率推估說明

根據營建署〈營建統計年報〉「拆除執照」的「住宅」類別，2006-2015 年住宅部門拆除樓地板面積平均為 0.45 百萬平方公尺/年，拆除率為 0.049%，拆除率十分的小。根據內政部不動產資訊平台〈住宅資訊統計彙報〉，2015 年底住宅總存量為 8,493,852 宅，2015 年年底屋齡 30 年以上住宅存量為 3,687,736 宅^[8]，屋齡 30 年以上住宅佔 2015 年住宅總存量的 43.42%，顯示台灣住宅屋齡普遍老舊，所以考量住宅老舊損毀以及安全問題，本報告加速住宅的拆除率，並以屋齡 30 年以上住宅為主要拆除目標。故取屋齡 30 年住宅佔全台住宅比例換算為樓地板面積，由於人均居住面積逐年上升，表示新建住宅樓地板面積大於既有住宅樓地板面積，所以屋齡 30 年以上住宅總地板面積佔所有住宅總樓地板面積比例會小於 43.42%，推估約在 30~40%左右，由於無法取得更精確數字，故取中間值 35%表示屋齡 30 年以上住宅總地板面積佔所有住宅總樓地板面積比例。依此比例可求得截至 2015 年年底屋齡 30 年以上總樓地板面積為 385.7 百萬平方公尺，以 30 年拆完來計算，可得拆除率為 1.17%。詳細資料請見表 4.3.2.8。

表 2.3.2.17 住宅拆除率推估

單位：百萬平方公尺

2015 年底住宅總存量 (宅) (a) ⁽¹⁾	8,493,852
2015 年年底屋齡 30 年以上住宅存量 (宅) (b) ⁽²⁾	3,687,736
屋齡 30 年以上住宅佔住宅總存量比例 (c=b/a*100%)	43.42%
屋齡 30 年以上住宅總地板面積佔所有住宅總樓地板面積比例 (d)	35%
2015 年底住宅總樓地板面積 (e) ⁽³⁾	1,102
屋齡 30 年以上總樓地板面積 (f=d*e)	385.7
拆除率 (以 30 年拆完屋齡 30 年以上住宅) (g= (f/30) /e)	1.17%

資料來源：

- (1) 內政部不動產資訊平台〈住宅資訊統計彙報〉
- (2) 台灣雲端網 <http://cloud.5pa.com.tw/index.html>
- (3) 由表 4.3.2.7 可知 2015 年住宅部門總樓地板面積

輸入參數 5：每平方公尺基準情境用電量

本報告定義參數 5 每平方公尺基準情境用電量，是被取代的非節能冷氣每平方公尺基準情境用電量，以下提出三項假設，以利估算每平方公尺基準情境用電量

1. 假設非節能冷氣 2015-2035 年每台冷氣年用電量維持不變

每台冷氣機年用電量取自參數 1 節能率中說明，本報告 2019 年 6 月 13 日市調

^[8] 資料來源：台灣雲端網 <http://cloud.5pa.com.tw/index.html>。

131 種冷氣得節能冷氣機平均年用電量為 974 度，非節能冷氣機平均年用電量 1,353 度，因為是取代非節能冷氣，故每台冷氣平均用電量為 1,353 度（1.35 MWh）。假設 2015-2035 年每台冷氣年用電量維持不 1.35 MWh。

2. 假設 2015-2035 年每戶面積維持不變

「每戶樓地板面積」取自內政部不動產資訊平台〈住宅資訊統計彙報〉，2015 年每戶樓地板面積為 145.17 m²，假設 2016-2035 年每戶面積維持 2015 年不變。

3. 假設 2015-2035 每戶冷氣機數量不變

「每百戶冷氣機」取自台電綜合研究所〈102 年度家用電器普及狀況調查〉，每百戶冷氣機數量為 260.7 台，假設 2015-2035 年每百戶冷氣機數量與 2013 年相同為每百戶有 260.7 台冷氣機。

基準情境每平方公尺年用電量

$$\begin{aligned}
 &= \text{每戶冷氣機用電量} / \text{每戶面積} \\
 &= \text{每台冷氣年用電量} \times \text{每戶冷氣機數量} / \text{每戶面積} \\
 &= 1,353 \text{ (kWh/台)} \times 2.61 \text{ (台)} / 145.17 \text{ (m}^2\text{)} \\
 &= 24.33 \text{ (kWh/m}^2\text{)}
 \end{aligned}$$

輸入參數 6：碳排放係數

各部門採取減量措施後的節電量可能改變電力部門發電結構，假定電力部門減少煤、燃氣及燃油的使用，但核能、水力的發電量不改變，則由電力需求部門節電可減少的碳排放量（減量潛力），其碳排放係數為：電力部門減少煤、燃氣及燃油使用而減少的溫室氣體排放量除以節電量。

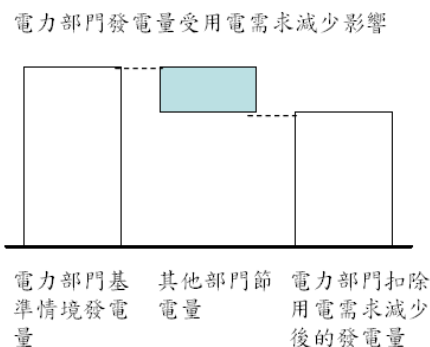


圖 4.3.2.1 電力碳排放係數圖示

減少使用的燃料大部份為煤，而煤的碳排放係數較燃氣、燃油高，因此節電量所對應的碳排放係數會比電力部門基準情境所用的高，依中央研究院《深度減碳，邁向永續社會》研究計畫的「台灣電力部門的減碳技術潛力」報告（2018年）推估，節電量的碳排放係數在2020年為0.816 MtCO₂e/TWh；2025年為0.790 MtCO₂e/TWh；2030年為0.763 MtCO₂e/TWh；2035年為0.738 MtCO₂e/TWh（表4.3.2.9）。

表 4.3.2.18 基準情境發電量與節電量之電力碳排放係數

單位：tCO₂e/MWh

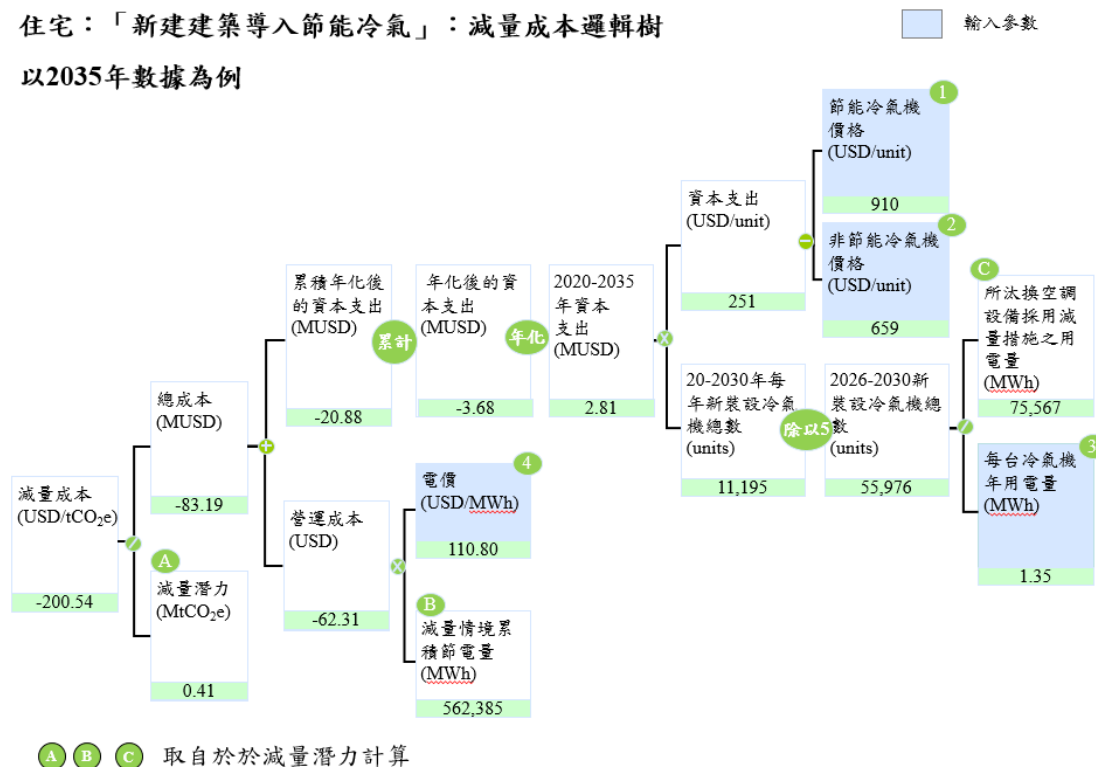
	2020	2025	2030	2035
電力部門基準情境發電量所對應的碳排放係數	0.580	0.650	0.650	0.640
減量潛力之節電量所對應的碳排放係數	0.816	0.790	0.763	0.738

資料來源：中央研究院《深度減碳，邁向永續社會》研究計畫的「台灣電力部門的減碳技術潛力」報告（2018年）。

4.3.2.3 減量成本

減量成本是評估每減少一噸二氧化碳當量的排放所需要的成本，總成本主要是由資本支出及營運成本所構成。資本支出為減量情境、基準情境單位成本差值與每年裝設冷氣機總數之乘積，營運成本由於在採行減量手段期間可以減少用電量，因此營運成本為負值。

住宅：「新建建築導入節能冷氣」：減量成本邏輯樹
以2035年數據為例



輸入參數 1&2：節能及非節能冷氣機價格

目前並無針對節能及非節能冷氣機價格作普遍性的調查，假設 2015-2035 年冷氣機價格不變，且市場調查之冷氣機具有代表性。

本報告定義節能冷氣機符合經濟部能源局（2012）修正之〈窗(壁)型及箱型冷氣機能源耗用量與其能源效率分級標示事項、方法及檢查方式〉1-3 級標準，而非節能冷氣機符合該標準 4-5 級。根據消費者文教基金會 2018 年 4 月的調查市面上 75 種冷氣機，節能冷氣機平均售價 29,394 元，非節能冷氣機平均售價 21,294 元。以 2016 年 1 美元可兌換 32.3 新台幣來換算後，節能冷氣機平均售價 910 元，非節能冷氣機平均售價 659 元。

輸入參數 3：每台冷氣機年用電量

2019 年 6 月 13 日市調 131 種冷氣得節能冷氣機平均年用電量為 974 度，非節能冷氣機平均年用電量 1,353 度，因為是取代非節能冷氣，故每台冷氣平均用電量為 1,353 度（1.35 MWh）。假設 2015-2035 年每台冷氣年用電量維持不 1.35 MWh。

輸入參數 4：電價

參考台電公司《105年統計年報》可得2015年平均電價為2.9331元/度，本報告預估電價未來20年每年均成長1%，自2015年開始推估至2035年平均電價可達3.58元，再以2016年1美元可兌換32.3新台幣來換算後，可得2035年平均電價為0.11美元（表 4.3.2.10）。

表 4.3.2.19 2015 - 2035 電價推估

單位：美元

	2015	2020	2025	2030	2035
電價	0.09	0.1	0.1	0.11	0.11

資料來源：根據台電公司《105年統計年報》並預估電價未來20年每年均成長1%所計算。

4.3.3 住宅部門減量措施二：新建建築節能外殼

4.3.3.1 措施內涵

針對新建建築透過良好的外殼構造設計，降低日射傳導至室內的熱量，以減少空調設備的使用。外殼的節能設計範疇包含窗戶（隔熱玻璃）、外牆（隔熱建材）、屋頂（隔熱建材）。

4.3.3.2 減量潛力

減量潛力是評估透過減量措施可減少的碳排放量，以累積節電量與電力碳排放係數乘積所得到，節電量是單位面積的節電量與採取減量措施的新建樓地板面積之乘積：

- 單位面積節電量：空調設備單位面積用電量為基準情境空調設備用電量除以住宅部門總樓地板面積，再與與節能率乘積即可得到單位面積節電量。
- 採取減量措施的新建樓地板面積：住宅當期新建樓地板面積與採取減量措施的新增滲透率乘積得到。

減量潛力主要受 7 項輸入參數影響，分別為節能率、基準情境空調設備用電量、住宅部門總樓地板面積、住宅當期新建樓地板面積、新建建築節能外殼基準情境滲透率、新建建築節能外殼減量情境滲透率、電力碳排放係數，以下對各輸入參數加以說明。

輸入參數 1：節能率

由於台灣獲得綠建築標章之規範較現行法令〈建築技術規則〉嚴格，本報告定義新建建築節能外殼之隔熱標準須至少符合內政部建研所公佈的〈綠建築標章〉合格級水準，根據〈綠建築解說與評估手冊〉（2015），建築物外殼節能可降低空調設備的單位面積用電量 20%。

$$\text{建築外殼節能效率評估 } EEV = \frac{\text{建築外殼耗能指標 } EV \left(\text{KWh/m}^2 \cdot \text{yr} \right)}{\text{建築外殼耗能基準 } EV_C \left(\text{KWh/m}^2 \cdot \text{yr} \right)} \leq 80\%$$

輸入參數 2：基準情境空調設備用電量

住宅部門空調設備用電量在 2015 年為 10.14TWh，在基準情境下至 2035 年估計達 10.70TWh（表 4.3.3.1）。

住宅部門於空調部分有 2 項減量措施，依減量成本由低至高作為執行的順序，

分別為「新建建築導入節能冷氣」、「新建建築節能外殼」。基準情境空調設備用電量是每項減量措施執行前所面對的用電量，要考量先前減量措施的節電量，以下列公式說明：

$$\begin{aligned} & \text{基準情境空調設備用電量 (TWh)} \\ & = \text{減量措施執行前所面對的用電量 (TWh)} \\ & = \text{空調設備總用電量 (TWh)} - \text{先前執行減量措施的節電量 (TWh)} \end{aligned}$$

「新建建築節能外殼」為空調類第二項執行的節能措施，以 2035 年數據為例，先前執行的減量措施「新建建築導入節能冷氣」可節電 5.52TWh，因此 2035 年「新建建築節能外殼」所面對的基準情境用電量為 5.18TWh，其各年用電量如表 4.3.3.1 所示。

表 4.3.3.1 空調設備減量措施「新建建築節能外殼」所面對之用電量

單位：TWh

		2020	2025	2030	2035
基準情境空調設備用電量		10.65	10.77	10.80	10.70
減量措施 節電量	新建建築導入 節能冷氣	1.82	3.37	4.58	5.52
「新建建築節能外殼」減量措施 所面對之用電量		8.83	7.4	6.22	5.18

輸入參數 3：住宅部門總樓地板面積

2017 年至 2035 年住宅總樓地板面積的推估採用人均居住面積和人口數來進行推估。住宅部門樓地板面積的計算邏輯為：

$$\text{住宅部門總樓地板面積 (百萬平方公尺)} = \text{人均居住面積 (平方公尺/人)} \times \text{人口數 (百萬人)}$$

人均居住面積^[9]取自內政部不動產資訊平台〈住宅資訊統計彙報〉，2005 年-2015 年的人口居住面積由 40.79 m²/人 (約 12.34 坪/人) 增加到 46.91 m²/人 (約 14.19 坪/人)，可得 2005 年到 2015 年每年平均增加速度為 0.61 m²/人，依此成長率推算 2017-2035 年間各年的人均居住面積。2017-2035 年人口數推估值取自國發會 2016

^[9] 人均居住面積定義為平均每人所享用的住宅坪數。公式為：平均每戶建坪/平均每戶人數，其中建坪是根據權狀坪數面積所計算。

年《中華民國 105 年至 150 年人口推計》數據。將人均居住面積與人口數相乘可得 2035 年住宅部門總樓地板面積為 1,377.2 百萬平方公尺（表 4.3.3.2）。

國發會（2016）推估台灣人口數在 2024 年達巔峰，人口減少會降低人們對住宅的需求，住宅增加幅度可能趨緩，但人口減少並不會馬上影響人均居住面積的減少，故本報告 2024 年後的人均居住面積依然持續增加，所以住宅部門總樓地板面積依然持續成長，但這期間之每年總樓地面積成長率是趨緩現象。

表 4.3.3.2 住宅部門總樓地板面積歷史值及推估值

單位：百萬平方公尺

	2005	2010	2015	2016	2020	2025	2030	2035
人均居住面積 (坪/人)	12.34	13.25	14.19	14.44	15.18	16.11	17.03	17.96
人均居住面積 (平方公尺/人)	40.79	43.80	46.91	47.74	50.18	53.24	56.30	59.36
人口數 (百萬人)	22.77	23.16	23.49	23.54	23.70	23.73	23.59	23.20
住宅部門總樓 地板面積 ⁽¹⁾	928.89	1,014.5	1,102.0	1,123.7	1,189.2	1,263.6	1,327.9	1,377.2

說明：住宅部門總樓地板面積=人均居住面積×人口數。

資料來源：本研究團隊依據內政部不動產資訊平台〈住宅資訊統計彙報〉以及國發會（2016）《中華民國 105 年至 150 年人口推計》推估 2017-2035 年的人均居住面積以及人口數，再將人均居住面積與人口數相乘可得住宅部門總樓地板面積。

輸入參數 4：住宅當期新建樓地板面積

當期新建樓地板面積=當期新建樓地板面積累計-前期新建樓地板面積累計

新建樓地板面積=住宅部門總樓地板面積-既有建築樓地板面積

住宅部門總樓地板面積已於輸入參數 3 說明。既有建築定義為 2010 年之前(含)興建完工的建物，超過 2010 年完工者視為新建物，2010 年住宅部門總樓地板面積為 1,014.54 百萬平方公尺（表 4.3.3.2）視為既有建築樓地板面積。

建物會因老舊損壞以及安全考量而拆除，住宅部門每年建築拆除率為 1.75%（後續說明），則 2015 年留存的面積為 956.73 (=1,014.54×(1-1.17%)⁵) 百萬平方公尺，以此邏輯推導出 2035 年既有建築為 756.58 百萬平方公尺。完成既有建築樓地板面積推估後，將總樓地板面積扣除既有建築樓地板面積可得新建總樓地板面積（表 4.3.3.3）。

表 4.3.3.3 住宅部門當期新建樓地板面積推估

單位：百萬平方公尺

從 2010 年開始推	2010	2015	2020	2025	2030	2035
住宅部門總樓地板面積 (a)	1,014.54	1,102.00	1,189.21	1,263.60	1,327.90	1,377.23
每年拆除率 (b)	1.17%					
既有建築樓地板面積 (c) = 1,014.54 × (1-(b)) ⁿ⁻²⁰¹⁰ n為 2015 年~2035 年	1,014.54	956.73	902.21	850.79	802.31	756.58
住宅部門新建總樓地板面積 (d) = (a) - (c)	0.00	145.27	287.01	412.81	525.59	620.65
當期新建樓地板面積 (d) 每五年增加量)	—	145.27	141.74	125.80	112.78	95.06

資料來源：本研究團隊根據表 2.3.3.2 可得住宅部門總樓地板面積，並以 1.17% 拆除率計算每年既有建築物樓地板面積，求得住宅部門新建樓地板面積以及每五年新建樓地板面積。

住宅部門拆除率推估說明

根據營建署〈營建統計年報〉「拆除執照」的「住宅」類別，2006-2015 年住宅部門拆除樓地板面積平均為 0.45 百萬平方公尺/年，拆除率為 0.049%，拆除率十分的小。根據內政部不動產資訊平台〈住宅資訊統計彙報〉，2015 年底住宅總存量為 8,493,852 宅，2015 年年底屋齡 30 年以上住宅存量為 3,687,736 宅^[10]，屋齡 30 年以上住宅佔 2015 年住宅總存量的 43.42%，顯示台灣住宅屋齡普遍老舊，所以考量住宅老舊損毀以及安全問題，本報告加速住宅的拆除率，並以屋齡 30 年以上住宅為主要拆除目標。故取屋齡 30 年住宅佔全台住宅比例換算為樓地板面積，由於人均居住面積逐年上升，表示新建住宅樓地板面積大於既有住宅樓地板面積，所以屋齡 30 年以上住宅總地板面積佔所有住宅總樓地板面積比例會小於 43.42%，推估約在 30~40% 左右，由於無法取得更精確數字，故取中間值 35% 表示屋齡 30 年以上住宅總地板面積佔所有住宅總樓地板面積比例。依此比例可求得截至 2015 年年底屋齡 30 年以上總樓地板面積為 385.7 百萬平方公尺，以 30 年拆完來計算，可得拆除率為 1.17%。詳細資料請見表 4.3.3.4。

^[10] 資料來源：台灣雲端網 <http://cloud.5pa.com.tw/index.html>。

表 4.3.3.4 住宅拆除率推估

單位：百萬平方公尺

2015 年底住宅總存量 (宅) (a) ⁽¹⁾	8,493,852
2015 年年底屋齡 30 年以上住宅存量 (宅) (b) ⁽²⁾	3,687,736
屋齡 30 年以上住宅占住宅總存量比例 (c=b/a*100%)	43.42%
屋齡 30 年以上住宅總地板面積占所有住宅總樓地板面積比例 (d)	35%
2015 年底住宅總樓地板面積 (e) ⁽³⁾	1,102
屋齡 30 年以上總樓地板面積 (f=d*e)	385.7
拆除率 (以 30 年拆完屋齡 30 年以上住宅) (g= (f/30) /e)	1.17%

資料來源：

- (1) 內政部不動產資訊平台〈住宅資訊統計彙報〉
- (2) 台灣雲端網 <http://cloud.5pa.com.tw/index.html>
- (3) 由表 4.3.3.2 可知 2015 年住宅部門總樓地板面積

輸入參數 5：新建建築節能外殼基準情境滲透率

新建建築節能外殼滲透率定義為有採用節能外殼的新建建築樓地板面積佔新建總樓地板面積比例，採用節能外殼標準需至少符合〈綠建築標章〉合格級水準。

2011 年至 2015 年取得〈綠建築標章〉合格級以上的住宅樓地板面積共計 9.60 百萬平方公尺 (台灣建築中心〈綠建築標章-核可案件公告〉統計至 108 年 2 月)。由於內政部於 2012 年發布「加強綠建築推動計畫」經費補助及管考執行要點，本報告推測此執行要點有加速 2011-2015 年新建建築節能外殼滲透率之情形，所以本報告取 2011 年至 2015 年住宅新建建築節能外殼樓地板面積的 50%作為基準情境 2011-2015 年新建建築節能外殼樓地板面積，為 4.8 百萬平方公尺。以此面積為 2011-2015 年住宅新建樓地板面積的存量，假定 2016 年至 2035 年每年平均成長率假定等於 2016 年至 2035 年住宅新建樓地板每年平均成長率 7.53%，採用節能外殼之面積推導至 2035 年，可得 2035 年綠建築合格級以上面積累計為 20.5 百萬平方公尺。

當期住宅新建樓地板面積取自輸入參數 4(表 4.3.3.3)，即可推得 2016 年至 2035 年住宅部門當期新建建築採用節能外殼基準情境滲透率 (表 4.3.3.5)。

表 4.3.3.5 住宅部門新建建築採用節能外殼基準情境滲透率

單位：百萬平方公尺

	2015	2020	2025	2030	2035
當期住宅新建樓地板面積 (a)	145.27	141.74	125.80	112.78	95.06
住宅新建建築面積每年成長率 (b)	7.53%				
綠建築合格級以上面積累計 (c)	4.80	6.90	9.92	14.26	20.50
當期綠建築合格級以上面積 ((d) 每五年增加量)	—	2.10	3.02	4.34	6.24
當期滲透率 (d) ÷ (a)	—	1.5%	2.4%	3.8%	6.6%

資料來源：本研究團隊根據新建建築面積每年成長率與台灣建築中心〈綠建築標章-核可案件公告〉(統計至 108 年 2 月)住宅建築合格級以上面積，算出當期新建建築採用節能外殼基準情境滲透率。

輸入參數 6：新建建築節能外殼減量情境滲透率

減量潛力受下列四項技術限制，可作為減量情境滲透率上限：

- 最佳可行技術的成熟度：台灣獲得綠建築標章之新建建築，從合格級到鑽石級已有多起施作案例，結合台灣環境在地化，技術已相當成熟，因此不構成限制。
- 供應鏈限制：若規劃設計得宜，事先考量方位及日射角度等等，則不須在外殼上增添太多額外工程，並假設與一般建築工程所需人力及工期是一致，因此不構成限制。
- 汰舊換新限制：新建建築不存在汰舊換新問題，因此不受此限制。
- 其他實際的限制：其他實際的限制適用於所有新建建築，節能建築大體不受額外的限制。

節能新建建築不受上述 4 項技術限制影響，因此可假定自 2020 年節能建築滲透率即為 100% (表 4.3.3.6)。

表 4.3.3.6 住宅部門新建建築採用節能外殼減量情境下滲透率

	2020	2025	2030	2035
減量情境滲透率	100%	100%	100%	100%

輸入參數 7：電力碳排放係數

各部門採取減量措施後的節電量可能改變電力部門發電結構，假定電力部門減少煤、燃氣及燃油的使用，但核能、水力的發電量不改變，則由電力需求部門節電可減少的碳排放量 (減量潛力)，其碳排放係數為：電力部門減少煤、燃氣及燃油使用而減少的溫室氣體排放量除以節電量。

電力部門發電量受用電需求減少影響

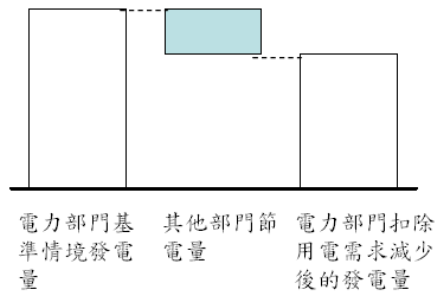


圖 4.3.3.1 電力碳排放係數圖示

減少使用的燃料大部份為煤，而煤的碳排放係數較燃氣、燃油高，因此節電量所對應的碳排放係數會比電力部門基準情境所用的高，依中央研究院《深度減碳，邁向永續社會》研究計畫的「台灣電力部門的減碳技術潛力」報告（2018 年）推估，節電量的碳排放係數在 2020 年為 0.816 MtCO₂e/TWh；2025 年為 0.790 MtCO₂e/TWh；2030 年為 0.763 MtCO₂e/TWh；2035 年為 0.738 MtCO₂e/TWh（表 4.3.3.7）。

表 4.3.3.7 基準情境發電量與節電量之電力碳排放係數

單位：tCO₂e/MWh

	2020	2025	2030	2035
電力部門基準情境發電量所對應的碳排放係數	0.580	0.650	0.650	0.640
減量潛力之節電量所對應的碳排放係數	0.816	0.790	0.763	0.738

資料來源：中央研究院《深度減碳，邁向永續社會》研究計畫的「台灣電力部門的減碳技術潛力」報告（2018 年）。

4.3.3.3 減量成本

單位減量成本是評估每減少一噸二氧化碳當量的排放所需要的成本，總成本是由累積年金化後的資本支出與營運成本所構成。

- 資本支出

採用節能外殼所需增加的單位面積資本支出與採用減量措施的樓地板面積之乘積，經年金化處理並將各期累積，則為累積年金化後的資本支出

- 營運成本：

減量措施實行期間可以減少用電量，電費的節省使得營運成本是負值。

減量成本主要受 2 項輸入參數影響，分別為採用採用節能外殼新增單位樓地板面積資本支出、電價。以下對各項輸入參數加以說明。

輸入參數 1：採用節能外殼新增單位樓地板面積資本支出

本報告節能外殼新增單位樓地板面積成本由窗戶、外牆（除去窗戶）及屋頂三種材料所組成，以下說明三種材料之平均單位面積成本。根據美國能源部（U.S. Department of Energy）（2014）年報告〈Windows and Building Envelope Research and Development: Roadmap for Emerging Technologies〉，提供2015-2020年住宅部門窗戶、外牆以及屋頂三種材料的技術發展以及平均單位面積成本變化。

1. 窗戶：2015年住宅部門使用R-7^[11]隔熱玻璃之平均單位面積成本為 107.64 USD/m²（10 USD/ft²），2020年隔熱玻璃技術進步至R-10，比R-7少產生70%（ $(7/10) * 100\%$ ）的熱能，平均單位面積成本維持 107.64 USD/m²，2025年維持使用R-10隔熱玻璃，其平均單位面積成本下降至 64.58 USD/m²（6 USD/ft²），本報告假設2021-2035年住宅部門隔熱玻璃平均單位面積成本維持2020年。
2. 外牆：2015年住宅部門使用R-6外牆隔熱材料之平均單位面積成本為 5.38 USD/m²（0.5 USD/ft²），2020年外牆隔熱材料技術進步至R-8，比R-6少產生75%（ $(6/8) * 100\%$ ）的熱能，平均單位面積成本下降至 3.77 USD/m²（0.35 USD/ft²），2025年外牆隔熱材料持續進步至R-12，比R-8少產生67%（ $(8/12) * 100\%$ ）的熱能，平均單位面積成本下降至 2.69 USD/m²（0.25 USD/ft²），本報告假設2021-2035年住宅部門外牆隔熱材料平均單位面積成本維持2020年。
3. 屋頂：2015年住宅部門使用R-25屋頂隔熱材料之平均單位面積成本為 107.64 USD/m²（10 USD/ft²），2020年屋頂隔熱材料技術進步至R-35，比R-25少產生71%（ $(25/35) * 100\%$ ）的熱能，平均單位面積成本下降至 32.29 USD/m²（3 USD/ft²），2025年隔熱材料持續進步至R-50，比R-35少產生70%（ $(35/50) * 100\%$ ）的熱能，平均單位面積成本下降至 10.76 USD/m²（1 USD/ft²），本報告假設2021-2035年住宅部門屋頂隔熱材料平均單位面積成本維持2020年。

依據前述對窗戶、外牆與屋頂2015—2035年之平均單位面積成本統整如表4.3.3.8所示。

^[11] R-x 是量度材料的熱導率，受材料厚度及材料熱導係數有關，單位為[ft²*. F*hr/Btu]，由單位可知 R-x 表示材料單位面積在單位時間欲增加單位溫度時所產生的熱能，所 x 值越大表示相同面積與相同時間及相同增加問度下產生更少的熱能，故 X 值越大表示該材料更加熱絕緣，。BTU 為英制熱能單位，類似公制的焦耳(J)。

表 4.3.3.8 節能外殼建材新增平均單位面積成本

	USD/m ²				
	2015	2020	2025	2030	2035
窗戶	107.64	107.64	64.58	64.58	64.58
外牆	5.38	3.77	2.69	2.69	2.6
屋頂	107.64	32.29	10.76	10.76	10.76

資料來源：根據美國能源部（2014）〈Windows and Building Envelope Research and Development: Roadmap for Emerging Technologies〉，提供 2015-2020 年服務業部門窗戶、外牆以及屋頂三種材料的技術發展以及平均單位面積成本變化，並假設 2021-2035 年服務業部門三種材料平均單位面積成本維持 2020 年。

從表 4.3.3.8 知窗戶、外牆及屋頂三種建材新增平均單位成本，皆下來將瞭解各別建材占節能外殼之權數。根據《營建統計年報》-「歷年核發建築物使用執照統計-按土地使用分區別分」，得住宅部門 2011-2017 年屋頂面積占總樓地板面積比例平均為 16.6%。並依據綠建築九大評估指標，建議住家開窗率最好在 25% 以下。以下分別由窗戶、外牆及屋頂三種建材求節能外殼新增資出成本：

1. 窗戶：外牆面積佔外殼面積的 83.4% (=1-16.6%)，並考慮住宅開窗率約 25%，則 2035 年單位外殼面積成本調整為 13.47 美元/m² (=64.58×83.4%×25%)。
2. 外牆：外牆面積佔外殼面積的 83.4%，並考慮住宅開窗率約 25%，則 2035 年單位外殼面積成本調整為 1.68 美元/m² (=2.69×83.4%×(1-25%))。
3. 屋頂：屋頂面積佔外殼面積的 16.6%，則 2035 年單位外殼面積成本為 1.79 美元/m² (=10.76×16.6%)。

節能外殼新增資出成本即玻璃、外牆與屋頂單位外殼面積成本加總為 16.94 美元/m² (表 4.3.3.9)。

表 4.3.3.9 節能外殼新增資出成本

	USD/m ²				
	2015	2020	2025	2030	2035
窗戶	22.44	22.44	13.47	13.47	64.58
外牆	3.37	2.36	1.68	1.68	1.68
屋頂	17.87	5.36	1.79	1.79	1.79
合計	43.69	30.16	16.94	16.94	16.94

資料來源：依表 4.3.3.8 知 2015-2035 年窗戶、外牆及屋頂三種建材新增平均單位成本，分別乘上窗戶、外牆、屋頂佔總外殼面積比例，計算出節能外殼新增資出成本。

輸入參數 2：電價

參考台電公司《105年統計年報》可得2015年平均電價為2.9331元/度，本報告預估電價未來20年每年均成長1%，自2015年開始推估至2035年平均電價可達3.58元，再以2016年1美元可兌換32.3新台幣來換算後，可得2035年平均電價為0.11美元（表4.3.3.10）。

表 4.3.3.10 2015 - 2035 電價推估

單位：美元

	2015	2020	2025	2030	2035
電價	0.09	0.1	0.1	0.11	0.11

資料來源：本研究團隊根據台電公司《105年統計年報》並預估電價未來20年每年均成長1%所計算。

4.3.4 住宅部門減量措施三：以 LED 燈泡（管）替代省電燈泡以及螢光燈管

4.3.4.1 措施內涵

LED 燈具發光效率比省電燈泡以及螢光燈管高，由於水俣公約禁止製造含汞物品，擬環保署要規定 2020 年全面停售螢光燈管，經濟部也與地方縣市共同推行住商節電行動，希望未來燈具發光效率要達 100lm/W 以上。而 LED 燈泡（管）即可替代省電燈泡也可以代替螢光燈管，來減少照明的能源使用。

4.3.4.2 減量潛力

減量潛力是評估透過減量措施可減少的碳排放量，以節電量與電力碳排放係數乘積所得到，節電量是燈泡單位節電量與採取減量措施的發光量之乘積。

- 燈泡(管)單位節電量：燈具發光效率為使用 1W 電力可產生多少發光量，改為倒數可表示為 1 單位發光量需耗用多少 W 電力。以省電燈泡燈具發光效率倒數扣除 LED 燈泡燈具發光效率倒數，即表示同樣一單位發光量下，LED 燈泡比起省電燈泡可少用的電力。
- 採取減量措施的發光量
住宅部門照明設備總發光量與 LED 燈泡新增滲透率乘積即可得到。LED 燈新增滲透率表示 LED 燈泡替代省電燈泡的量加上 LED 燈泡替代螢光燈管的量，為省電燈泡基準情境滲透率與 LED 燈泡取代省電燈泡比例的乘積加上螢光燈管基準情境滲透率與 LED 燈泡取代螢光燈管比例的乘積。



減量潛力主要受 8 項輸入參數影響，分別為省電燈泡(螢光燈管)發光效率、LED 燈泡發光效率、住宅照明設備總發光量、LED 基準情境滲透率、省電燈泡(螢光等管)基準情境滲透率、LED 取代省電燈泡(省電燈管)比例、LED 減量情境滲透率、電力碳排放係數，以下對各輸入參數加以說明。

輸入參數 1&2：省電燈泡、螢光燈管以及LED燈泡發光效率

發光效率是使用 1W 電力可產生多少發光量，數字愈高表示發光效率愈高。以下分別說明省電燈泡、螢光燈管以及 LED 三種燈具發光效率。

- 省電燈泡

根據DOE (2014) 〈LED bulb efficiency expected to continue improving as cost declines〉，2015-2040 年省電燈泡發光效率為 70-75 lm/W，經訪問專家^[12]，認為省電燈泡發光效率可提升至 75 lm/W，之後突破空間不大，因此假設 2015 年 - 2035 年省電燈泡發光效率皆顧定為 75 lm/W。

- 螢光燈管 (T5/T8)

根據劉子衙(2011)〈工研院減量成本曲線—部門別所有減量技術之綜合報告〉，T5 發光效率為 60-75 lm/W、T8 發光效率為 45-60 lm/W，經訪問專家^[12]瞭解認為目前T5 和T8 螢光燈管發光效率分別為 85-95 lm/W以及 55-65 lm/W，之後突破空間不大，本報告考量劉子衙(2011)數據教老以及螢光燈管的技術進步，因此採用訪問專家之建議假設 2015 年 - 2035 年T5 和T8 螢光燈管發光效率分別為 95 lm/W和 65 lm/W。

- LED 燈泡(管)

LED燈具發光效率隨著近年來技術的進步而大幅提升，根據DOE (2014) 〈LED bulb efficiency expected to continue improving as cost declines〉，LED燈泡在預估在 2015 年為 95 lm/W，在 2035 年發光效率可達 200 lm/W。根據專家^[12]表示各種型態的LED燈發光效率範圍為 100-140 lm/W，最大可達到 150 lm/W 左右，壽命約 15,000-20,000 小時之間，以一個家庭燈具年平均使用 2500 小時，LED燈壽命約 6-8 年左右。價格約為 4 USD/支約 120 元新台幣/支。專家表示 LED燈技術上可達 200 lm/W但目前國際LED的發展趨向追求解決LED的缺點提升產品品質，LED的發光效率短期內將不再有突破性的大幅成長，所以本報

^[12] 受訪專家與廠商名單請見「致謝」節。

^[12] 受訪專家與廠商名單請見「致謝」節。

告假設 2020-2035 年LED發光效率固定為 150 lm/W。

表 4.3.4.1 2015~2035 LED 燈具發光效率

單位：lm/W

	2015	2020	2025	2030	2035
燈具發光效率	95	150	150	150	150

資料來源：DOE (2014)以及專家訪問

輸入參數 3：住宅照明設備總發光量

燈具發光量=燈具發光效率×燈具用電佔住宅照明用電比例×照明設備用電量

省電燈泡、螢光燈管與 LED 燈具發光效率已於輸入參數 1 與輸入參數 2 說明，以下依序說明燈具用電佔住宅照明用電比例與照明設備用電量。

● 照明設備用電量

住宅部門照明設備用電量已於 4.2 節說明，2020 年為 6.74TWh，在基準情境下 2035 年推估值為 6.73TWh（表 4.3.4.2）。

表 4.3.4.2 「以 LED 燈泡（管）替代省電燈泡以及螢光燈管」所面對之用電量

單位：TWh

	2020	2025	2030	2035
「以 LED 燈泡（管）替代省電燈泡以及螢光燈管」減量措施所面對之用電量	6.74	6.80	6.80	6.73

● 燈具用電佔住宅照明用電比例

個別燈具用電佔住宅照明用電比例=個別燈具用電量÷所有燈具用電量

本報告對住宅部門所列燈具為燈泡（白熾燈、CFL、LED 燈泡）與螢光燈管（T5 與 T8）2 類，以下分別說明燈泡用電與燈管用電佔住宅照明用電比例。

● 燈泡用電佔住宅照明用電比例

台電綜合研究所（2009）「全面淘汰白熾燈泡政策對台灣用電影響之研究」調查 2009 年住宅燈具使用情形，燈泡（白熾燈、CFL、LED 燈泡）佔住宅照明用電比例約 55.61%、螢光燈管（T5 與 T8）佔住宅照明用電比例為 44.39%。臺灣能源期刊（2017）「我國住宅部門電力使用研究」2014-2016 年住宅燈具使用情形，以 2016 年為例燈泡（白熾燈、CFL、LED 燈泡）佔住宅照明用電比例約 60.12%、螢光燈管（T5

與 T8) 佔住宅照明用電比例為 39.88%，2009 年及 2014-2016 年住宅照明用電比例 (表 4.3.4.3)。根據台電綜合研究所 (2009) 及臺灣能源期刊 (2017)，2009-2016 年 LED 用電比例每年約成長 0.5 個百分點 $((3.86-0.19)/7=0.52\%)$ ，以 2016 年為基準每年成長 0.5 個百分點推估 2017-2035 年 LED 用電比例。自 2012 年全面禁止生產銷售白熾燈泡。本報告假設燈泡與燈管比例維持 2016 年，且假設白熾燈在 2020 年皆會被 CFL 與 LED 取代，因此 2020-2035 年各燈具用電佔住宅照明用電比例為表 4.3.4.3)

● 燈管用電佔住宅照明用電比例

在燈管部分，〈我國住宅部門電力使用研究〉(2017) 調查 2016 年住宅螢光燈管用電約佔照明用電 39.88%，然而未將螢光燈管細分為 T5 與 T8。光電科技工業協進會 (2008) 調查國內住宅使用螢光燈有 8 成為 T8，2 成為 T5。假定維持此比例，則 2016 年 T5 用電佔住宅照明用電 7.98% (=39.88%×20%)、T8 為 31.9% (=39.88%×80%)。依此類推 2017-2035 年 T5 和 T5 用電佔住宅照明用電比例。

表 4.3.4.3 2009、2016-2035 年各燈具用電佔住宅照明用電比例

	2009	2015	2016	2020	2025	2030	2035
CFL	37.73%	48.43%	51.19%	54.26%	51.76%	49.26%	46.76%
LED	0.19%	4.29%	3.86%	5.86%	8.36%	10.86%	13.36%
白熾燈	14.39%	4.07	5.07%	0%	0%	0%	0%
T5	8.89%	8.64%	7.98%	7.98%	7.98%	7.98%	7.98%
T8	35.5%	34.57%	31.9	31.9	31.9	31.9	31.9

資料來源：根據台電綜合研究所 (2009)「全面淘汰白熾燈泡政策對台灣用電影響之研究」與臺灣能源期刊(2017)「我國住宅部門電力使用研究」歷史值，推估 2017-2035 年各燈具用電佔住宅照明用電比例。

● 住宅照明設備總發光量

燈具發光量=燈具發光效率×燈具用電佔住宅照明用電比例×照明設備用電量

經以上處理後以上述公式可得各燈具發光量，將其加總為照明設備總發光量。以計算 LED 燈泡 2035 年發光量為例，LED 燈具發光效率為 150lm/W、LED 用電佔住宅照明用電比例為 13.36%、照明設備用電量為 6.73TWh，可得 LED 發光量為 134.91Tlmh，以同樣方式計算 2035 年各類燈具之發光量，加總後總發光量為 561.47Tlmh (表 4.3.4.4)，同樣邏輯可得 2015 年至 2035 的總發光量 (表 4.3.4.5)。

表 4.3.4.4 2035 年總發光量計算

燈具分類	發光量(Tlmh) (a)=(b) ×(c) ×(d)	燈具發光效率 (lm/W)(b)	燈具用電佔住宅照 明用電比例(c)	照明設備用電量 (TWh)(d)
CFL	236.03	75	46.76%	6.73
LED	134.91	150	13.36%	
白熾燈	0.00	20	0.00%	
T5	50.99	95	7.98%	
T8	139.55	65	31.90%	
合計	561.47	-	100.00%	

表 4.3.4.5 2015 年~2035 年總發光量計算

單位：Tlmh

	2015	2020	2025	2030	2035
CFL	217.72	274.15	264.00	251.35	236.03
LED	26.17	59.25	85.31	110.86	134.91
白熾燈	5.22	0.00	0.00	0.00	0.00
T5	52.74	51.04	51.52	51.54	50.99
T8	144.33	139.69	141.01	141.07	139.55
合計	446.19	524.13	541.86	554.81	561.47

輸入參數 4：LED 基準情境滲透率

$$\begin{aligned} \text{LED 燈滲透率} &= \text{LED 燈發光量} \div \text{照明設備總發光量} \\ &= (\text{LED 燈具發光效率} \times \text{LED 用電佔住宅照明用電比例} \times \text{照明設備用電量}) \\ &\quad \div \text{照明設備總發光量} \end{aligned}$$

LED 燈具發光效率、LED 用電佔住宅照明用電比例、照明設備用電量、照明設備總發光量皆已在輸入參數 2 與 3 說明。以 2035 年為例，LED 燈發光效率為 150lm/W、LED 用電佔住宅照明用電比例為 13.36%、照明設備用電量 6.73TWh，可推得 LED 燈泡發光量 134.91Tlmh，佔照明設備總發光量（561.47Tlmh）24.03%，此為 2035 年 LED 燈基準情境滲透率(表 4.3.4.6)。

表 4.3.4.6 LED 燈基準情境滲透率

	2015	2020	2025	2030	2035
LED 燈具發光效率(lm/W) (a)	95	150	150	150	150
LED 用電佔住宅照明用電比例(b)	4.29%	5.86%	8.36%	10.86%	13.36%
住宅照明設備總用電量(TWh) (c)	6.42	6.74	6.80	6.80	6.73
LED 發光量(Tlmh) (d) = (a) × (b) × (c)	26.17	59.25	85.31	110.86	134.91
住宅照明設備總發光量 (Tlmh) (e)	446.19	524.13	541.86	554.81	561.47
LED 基準情境滲透率 f= d ÷ e	5.87%	11.30%	15.74%	19.98%	24.03%

輸入參數 5：省電燈泡與螢光燈管基準情境滲透率

● 省電燈泡基準情境滲透率

省電燈泡滲透率=省電燈泡發光量÷照明設備總發光量

= (省電燈泡發光效率×省電燈泡用電佔住宅照明用電比例×照明設備用電量) ÷
照明設備總發光量

省電燈泡發光效率、省電燈泡用電佔住宅照明用電比例、照明設備用電量、照明設備總發光量皆已在輸入參數 1 與 3 說明。以 2035 年為例，省電燈泡發光效率為 75lm/W、省電燈泡用電佔住宅用電為 46.76%、照明設備用電量 6.73TWh，可推得省電燈泡發光量 236.03Tlmh，佔照明設備總發光量（561.47Tlmh）42.04%，此為 2035 年省電燈泡基準情境滲透率(表 4.3.4.7)。

表 4.3.4.7 省電燈泡基準情境滲透率

	2015	2020	2025	2030	2035
省電燈泡發光效率(lm/W) (a)	70	75	75	75	75
省電燈泡用電佔住宅照明用電比例 (b)	48.43%	54.26%	49.26%	49.26%	46.76%
住宅照明設備總用電量 (TWh) (c)	6.42	6.74	6.80	6.80	6.73
省電燈泡發光量(Tlmh) (d) = (a) × (b) × (c)	217.72	274.15	251.25	251.35	236.03
住宅照明設備總發光量 (Tlmh) (e)	446.19	524.13	541.86	554.81	561.47
省電燈泡基準情境滲透率 f= d ÷ e	48.80%	52.31%	46.37%	45.30%	42.04%

● 螢光燈管(T5 及 T8)基準情境滲透率

螢光燈管滲透率=螢光燈管發光量÷照明設備總發光量

=(T5 螢光燈管發光量+T8 螢光燈管發光量)÷照明設備總發光量

$$= ((T5 \text{ 螢光燈管發光效率} \times T5 \text{ 螢光燈管用電佔住宅照明用電比例} \times \text{照明設備用電量}) + (T8 \text{ 螢光燈管發光效率} \times T8 \text{ 螢光燈管用電佔住宅照明用電比例} \times \text{照明設備用電量})) \div \text{照明設備總發光量}$$

螢光燈管(T5 及 T8)發光效率、螢光燈管(T5 及 T8)用電佔住宅照明用電比例、照明設備用電量、照明設備總發光量皆已在輸入參數 1 與 3 說明。以 2035 年為例，T5 發光效率為 95lm/W、T5 用電佔住宅用電為 7.98%，T8 發光效率為 65lm/W、T8 用電佔住宅用電為 31.90%，照明設備用電量 6.73TWh，可推得 T5 螢光燈管發光量 50.99 Tlmh、T5 螢光燈管發光量 139.55 Tlmh，共 190.54 Tlmh，佔照明設備總發光量 (561.47Tlmh) 33.94%，此為 2035 年螢光燈管基準情境滲透率(表 4.3.4.8)。

表 4.3.4.8 螢光燈管基準情境滲透率

	2015	2020	2025	2030	2035
T5 螢光燈管發光效率(lm/W) (a ₁)	95	95	95	95	95
T5 螢光燈管用電佔住宅照明用電比例 (b ₁)	8.64%	7.98%	7.98%	7.98%	7.98%
T8 螢光燈管發光效率(lm/W) (a ₂)	65	65	65	65	65
T8 螢光燈管用電佔住宅照明用電比例 (b ₂)	34.57%	31.90%	31.90%	31.90%	31.90%
住宅照明設備總用電量 (TWh) (c)	6.42	6.74	6.80	6.80	6.73
T5 螢光燈管發光量(Tlmh) (d ₁) = (a ₁) × (b ₁) × (c)	52.74	51.04	51.52	51.54	50.99
T8 螢光燈管發光量(Tlmh) (d ₂) = (a ₂) × (b ₂) × (c)	144.33	139.69	141.01	141.07	139.55
住宅照明設備總發光量 (Tlmh) (e)	446.19	524.13	541.86	554.81	561.47
T5/T8 螢光燈管基準情境滲透率 f= (d ₁ +d ₂) ÷ e	44.17%	36.39%	35.53%	34.72%	33.94%

輸入參數 6：LED 取代省電燈泡以及螢光燈管比例

減量潛力考慮下列四項技術限制，可作為 LED 取代省電燈泡比例的上限。

- LED 燈泡最佳可行技術的成熟度：2019 年 6 月 13 日市調顯示目前 LED 燈具發光效率已高於省電燈泡以及 T5/T8 螢光燈管，因而不構成限制。
- LED 燈泡供應鏈限制：國內賣場可輕易購買國內外廠商製造的 LED 燈泡，因此不構成障礙。

- 省電燈泡汰舊換新限制：本研究不考慮省電燈泡壽命終止前提前汰換，僅當省電燈泡損壞而必須汰換時才更換為 LED 燈泡，因此省電燈泡以及螢光燈管的平均壽命影響 LED 燈泡可取代省電燈泡的比例。
- 其他實際的限制：LED 光對人體健康的影響目前研究仍然不足，本研究暫不考慮。

考慮省電燈泡汰舊換新限制，省電燈泡平均壽命約 3,000~5,000 小時（CFL 標榜壽命約 6,000~10,000 小時，但會有 50% CFL 在此時間內損壞（B50），因此取 50% 壽命為平均壽命），而住宅部門每年點燈時數平均 1,234 小時（於 2.3.4.X 減量成本之輸入參數 6 說明），約可使用 2~4 年，假定使用 4 年，若 2017 年起開始以 LED 燈泡取代需汰換的省電燈泡，每年汰換 1/4，預計 2020 年可將現有的省電燈泡全面更換為 LED 燈泡，自 2020 年起 LED 燈泡取代省電燈泡的比例為 100% (表 4.3.4.9)。

考慮螢光燈管汰舊換新限制，T8 螢光燈管平均壽命約 3,750~5,000 小時（CFL 標榜壽命約 7,500~10,000 小時，但會有 50% CFL 在此時間內損壞（B50），因此取 50% 壽命為平均壽命）而住宅部門每年點燈時數平均 1,234 小時（於 2.3.4.X 減量成本之輸入參數 6 說明），約可使用 2~4 年，假定使用 4 年，若 2017 年起開始以 LED 燈泡取代需汰換的省電燈泡，每年汰換 1/4，預計 2020 年可將現有的 T8 螢光燈管全面更換為 LED 燈管。T5 螢光燈管平均壽命約 6,500~9,000 小時（CFL 標榜壽命約 13,000~18,000 小時，但會有 50% CFL 在此時間內損壞（B50），因此取 50% 壽命為平均壽命）而住宅部門每年點燈時數平均 1,234 小時（於 2.3.4.X 減量成本之輸入參數 6 說明），約可使用 5~7 年，假定使用 6 年，若 2017 年起開始以 LED 燈泡取代需汰換的省電燈泡，每年汰換 1/6，預計到 2022 年才可將現有的省電燈泡全面更換為 LED 燈泡，但 T5 螢光燈管數量不多，本報告假設自 2020 年起 LED 燈管取代 T5/T8 螢光燈泡的比例為 100% (表 4.3.4.9)。

表 4.3.4.9 LED 取代省電燈泡以及螢光燈管比例

	2015	2020	2025	2030	2035
住宅	0%	100%	100%	100%	100%

輸入參數 7：LED減量情境滲透率

LED 減量情境滲透率

$$= \text{LED 基準情境滲透率} + (\text{LED 取代省電燈泡比例} \times \text{省電燈泡基準情境滲透率}) + (\text{LED 取代螢光燈管比例} \times \text{螢光燈管基準情境滲透率})$$

LED 基準情境滲透率、省電燈泡基準情境滲透率、LED 取代省電燈泡比例已於輸入參數 4、輸入參數 5、輸入參數 6 說明，得到 LED 減量情境滲透率如表 4.3.4.10。

表 4.3.4.10 LED 減量情境滲透率

	2015	2020	2025	2030	2035
LED 基準情境滲透率 (a)	6.17%	11.30%	15.74%	19.98%	24.03%
LED 取代省電燈泡比例 (b)	0%	100%	100%	100%	100%
省電燈泡基準情境滲透率 (c)	52.28%	52.31%	46.37%	45.30%	42.04%
螢光燈管基準情境滲透率 (d)	44.17%	36.39%	35.53%	34.72%	33.94%
LED 減量情境滲透率 (e) = (a) + (b) × ((c) + (d))	6.17%	100%	100%	100%	100%

輸入參數 8：電力碳排放係數

各部門採取減量措施後的節電量可能改變電力部門發電結構，假定電力部門減少煤、燃氣及燃油的使用，但核能、水力的發電量不改變，則由電力需求部門節電可減少的碳排放量（減量潛力），其碳排放係數為：電力部門減少煤、燃氣及燃油使用而減少的溫室氣體排放量除以節電量。

電力部門發電量受用電需求減少影響

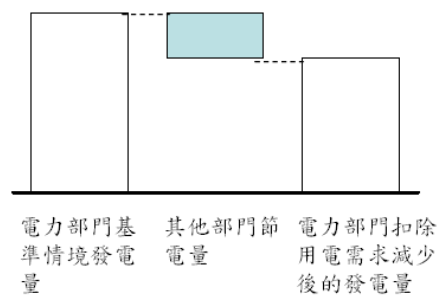


圖 4.3.4.1 電力碳排放係數圖示

減少使用的燃料大部份為煤，而煤的碳排放係數較燃氣、燃油高，因此節電量所對應的碳排放係數會比電力部門基準情境所用的高，依中央研究院《深度減碳，邁向永續社會》研究計畫的「台灣電力部門的減碳技術潛力」報告（2018 年）推估節電量的碳排放係數在 2020 年為 0.816 MtCO₂e/TWh；2025 年為 0.790 MtCO₂e/TWh；

2030 年為 0.763 MtCO₂e/TWh；2035 年為 0.738 MtCO₂e/TWh（表 4.3.4.11）。

表 4.3.4.11 基準情境發電量與節電量之電力碳排放係數

單位：tCO₂e/MWh

	2020	2025	2030	2035
電力部門基準情境發電量所對應的碳排放係數	0.580	0.650	0.650	0.640
減量潛力之節電量所對應的碳排放係數	0.816	0.790	0.763	0.738

資料來源：中央研究院《深度減碳，邁向永續社會》研究計畫的「台灣電力部門的減碳技術潛力」報告（2018 年）。

4.3.4.3 減量成本

單位減量成本是每減少一噸二氧化碳當量的排放所需要的成本，總成本由 LED 燈泡與省電燈泡累積年金化後的資本支出差異與營運成本所構成。LED 取代螢光燈管減量成本計算邏輯亦相同。以下以 LED 取代省電燈泡說明計算減碳成本之邏輯。

- 資本支出差異：

資本支出差異是住宅需要汰換的省電燈泡原以省電燈泡更換，若改以 LED 燈泡替代，考量 LED 燈泡與省電燈泡這兩種不同技術有不同的發光量，在維持相同的發光量下（在此為 LED 燈泡當年新增發光量，表示省電燈泡被 LED 燈泡替換的發光量，評估方式為住宅照明設備總發光量乘以 LED 燈泡新增滲透率），住宅所需更換的省電燈泡數量（LED 燈泡當年新增發光量除以省電燈泡使用一年的發光量）與替換的 LED 燈泡數量（LED 燈泡當年新增發光量除以 LED 燈泡使用一年的發光量）也會不同，因此數量及售價的差異而有兩者之間資本支出差異，作為減量措施新增的資本支出。

- 營運成本：

減量措施實行期間可以減少用電量，電費的節省使得營運成本是負值。

減量成本主要受 6 項輸入參數影響，分別為 LED 燈泡售價、省電燈泡售價/螢光燈管售價、電價、LED 燈泡發光量、省電燈泡發光量/螢光燈管發光量、住宅每年點燈時數。以下對各項輸入參數加以說明。

輸入參數 1：LED 燈泡/管售價

根據專家表示各種型態（燈泡型、T5 型、T8 型）的價格約為 4 USD/支約 120 元新台幣/支。雖然 LED 發光效率的成長並無突破性成長，但持續在解決 LED 的缺點

提升產品品質，所以 LED 成本上維持固定 4 USD/支。

輸入參數 2：省電燈泡及螢光燈管售價

根據專家表示 CFL 售價約為 3 USD/支，之後發光效率突破空間不大，因此 2020～2035 年省電燈泡售價維持在 3 USD/支。而 T5 螢光燈管售價約 70-80 元新台幣/支、T8 螢光燈管售價約 40-50 元新台幣/支，之後發光效率突破空間不大，因此 2020～2035 年螢光燈管售價維持 1.5 USD/支。

輸入參數 3：電價

參考台電公司《105年統計年報》可得2015年平均電價為2.9331元/度，本報告預估電價未來20年每年均成長1%，自2015年開始推估至2035年平均電價可達3.58元，再以2016年1美元可兌換32.3新台幣來換算後，可得2035年平均電價為0.11美元（表 4.3.4.12）。

表 4.3.4.12 2015 - 2035 電價推估

單位：美元

	2015	2020	2025	2030	2035
電價	0.09	0.1	0.1	0.11	0.11

資料來源：本研究團隊根據台電公司《105年統計年報》並預估電價未來20年每年均成長1%所計算。

輸入參數 4：LED燈泡發光量

一般照明常用 10 W 的 LED 燈泡替代 20 W 省電燈泡，2015 年 LED 燈泡發光效率為 95 lm/W，則發光量為 950 lm。

輸入參數 5：省電燈泡發光量

一般照明常用 10 W 的 LED 燈泡替代 20 W 省電燈泡，2015 年省電燈泡發光效率為 70lm/W，則發光量為 1,400 lm。

輸入參數 6：住宅每年點燈時數

取自中經院（2012），各起居空間依平日或假日而有不同的使用時數，綠基會提供數據為 3,340 小時，但並未對起居空間使用情形作一了解，而蘇梓靖（2008）瞭解各起居空間使用隨平假日而有不同情形來探討各起居空間的使用時數（表 4.3.4.13）。

表 4.3.4.13 住宅每年點燈時數推

	住家每年點燈時數 (單位：小時)	計算方法
綠基會	3,340	• (260 日*8 小時)+(105 日* 12 小時)
蘇梓靖 (2008)	客廳：2,347.3 飯廳：1,720.7 廚房：1,047 主臥室：865.75 第一型臥室：1,154.65 第二型臥室：1,154.65 浴廁空間：502.6 生活(工作)陽台空間：718 其他空間：573	<ul style="list-style-type: none"> • 客廳：(252 日*6.3 小時) + (107 日*7.1 小時) • 飯廳：(240 日*4.9 小時) + (107 日*4.9 小時) + (12 日*1.7 小時) • 廚房：(240 日*3 小時) + (107 日*3 小時) + (12 日*0.5 小時) • 主臥室：(252 日*2.65 小時) + (107 日*1.85 小時) • 第一型臥室(備有桌上型電腦)：(252 日*2.65 小時) + (107 日*4.55 小時) • 第二型臥室(備有音響設備)：(252 日*2.65 小時)+(107 日*4.55 小時) • 浴廁空間：359 日*1.4 小時 • 生活(工作)陽台空間：359 日*2 小時 • 其他空間(和室、書房)：(252 日*1 小時) + (107 日*3 小時)

資料來源：中經院(2012)及蘇梓靖(2008)。

假設客廳、飯廳、主臥、一型臥、二型臥等常用空間安裝 4 顆燈泡；浴廁、陽台、其他等短暫停留空間安裝 1 顆燈泡，共計 25 個燈泡。各起居空間權重=個別起居空間的燈泡數量÷住家總燈泡數，以蘇梓靖(2008)各起居空間在平假日之不同的使用時數與權重乘積，可得住宅每年點燈時數平均為 1,234 小時(表 4.3.4.14)。

表 4.3.4.14 住宅每年點燈時數推估

起居空間	平日			假日		
	每年點燈時數(a)	權重(b)	加權每年點燈時數(c)=(a)×(b)	每年點燈時數(d)	權重(e)	加權每年點燈時數(f)=(d)×(e)
客廳	1,588	4/25=16%	254.02	759.7	4/25=16%	121.55
飯廳	1,176	4/25=16%	188.16	181.9	4/25=16%	29.10
廚房	720	2/25=8%	57.60	53.5	2/25=8%	4.28
主臥	668	4/25=16%	106.85	53.5	4/25=16%	31.67
一型臥	668	4/25=16%	106.85	197.95	4/25=16%	77.90
二型臥	668	4/25=16%	106.85	486.85	4/25=16%	77.90
浴廁	502.6	1/25=4%	14.11	486.85	1/25=4%	5.99
陽台	718	1/25=4%	20.16	107	1/25=4%	8.56
其他	573	1/25=4%	10.18	321	1/25=4%	12.84
合計	5,991	25/25=100%	864.67	2,594.75	25/25=100%	369.79
每年點燈時數				864.67+369.79=1,234.46		

資料來源：中經院(2012)及蘇梓靖(2008)。

4.4 住宅部門減量成本曲線

本節在展示減量技術的技術潛力，而不論減量成本是高或是低。住宅部門減碳手段可從熱水、空調、照明、家電、電子品等 5 方面提出減量措施。本報告住宅部門減量措施，主要為新建建築導入節能冷氣、新建建築節能外殼以及以LED燈(管)代替省電燈泡以及螢光燈管(T5/T8)，其他最終設備減量措施的減碳潛力與成本分析，本報告以中華經濟研究院（2012）報告做為參考依據。經計算後住宅部門建建築導入節能冷氣、新建建築節能外殼以及以LED燈(管)代替省電燈泡以及螢光燈管(T5/T8)減量技術潛力與成本彙整如表 4.4.1 所示，住宅部門的減量潛力在 2020、2025、2030 及 2035 年分別為 0.82 MtCO₂e/年、1.44 MtCO₂e/年、1.89 MtCO₂e/年及 2.21 MtCO₂e/年。

表 4.4.1 住宅部門減量成本曲線潛力及成本

單位：減量潛力MtCO₂e/year；單位減量成本USD/tCO₂e；總減量成本MUSD

	2020		2025		2030		2035	
	減量潛力	單位減量成本	減量潛力	單位減量成本	減量潛力	單位減量成本	減量潛力	單位減量成本
建建築導入節能冷氣	0.15	-162.49	0.27	-173.86	0.35	-186.79	0.41	-200.54
新建建築節能外殼	0.26	477.67	0.45	404.40	0.59	403.96	0.70	424.29
以 LED 燈(管)代替省電燈泡以及螢光燈管(T5/T8)	3.26	-126.22	3.10	-137.29	2.96	-146.93	2.80	-157.04
減量潛力合計	3.67	—	3.82	—	3.91	—	3.91	—
單位減量平均成本	—	-84.92	—	-75.82	—	-66.61	—	-57.62
	2020		2025		2030		2035	
總減量成本	-311.63		-289.37		-260.23		-225.09	

綜合上述，2020、2025、2030以及2035各年度，按照每年內成本高低排列的減量技術及成本於圖4.4.1到圖4.4.4分別呈現。

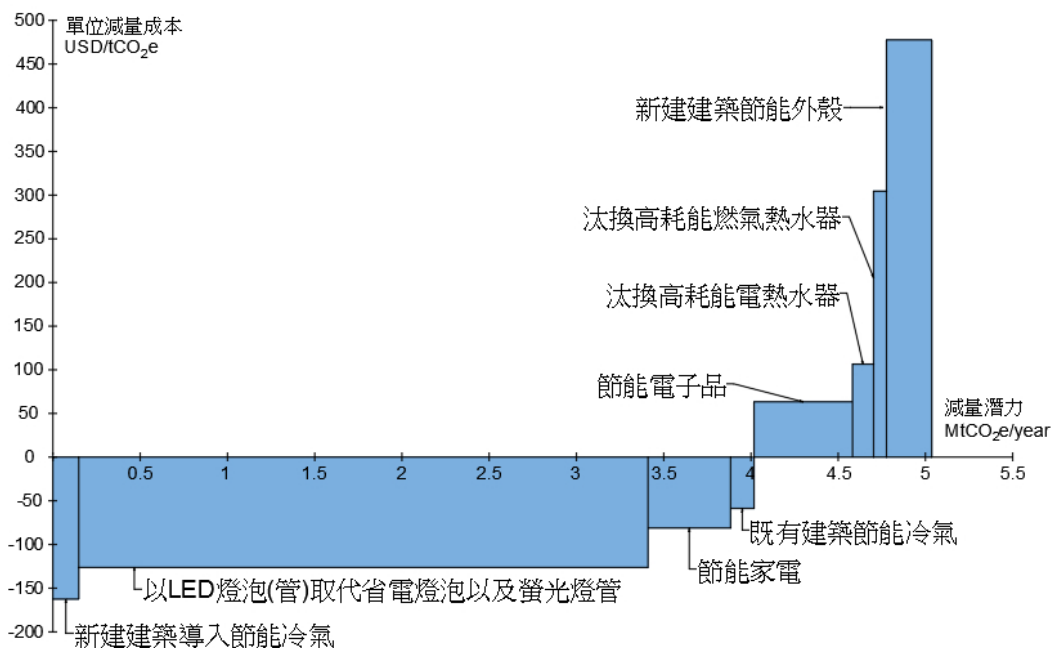


圖 4.4.1 住宅部門 2020 年減量成本曲線

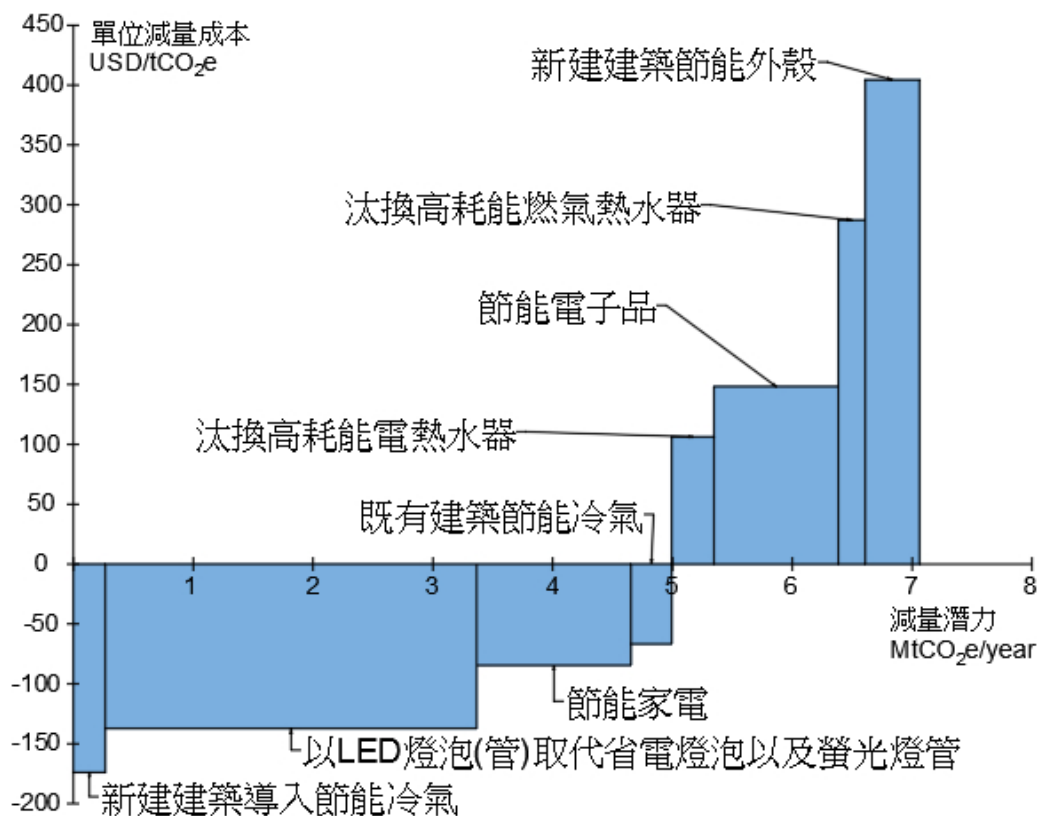


圖 4.4.2 住宅部門 2025 年減量成本曲線

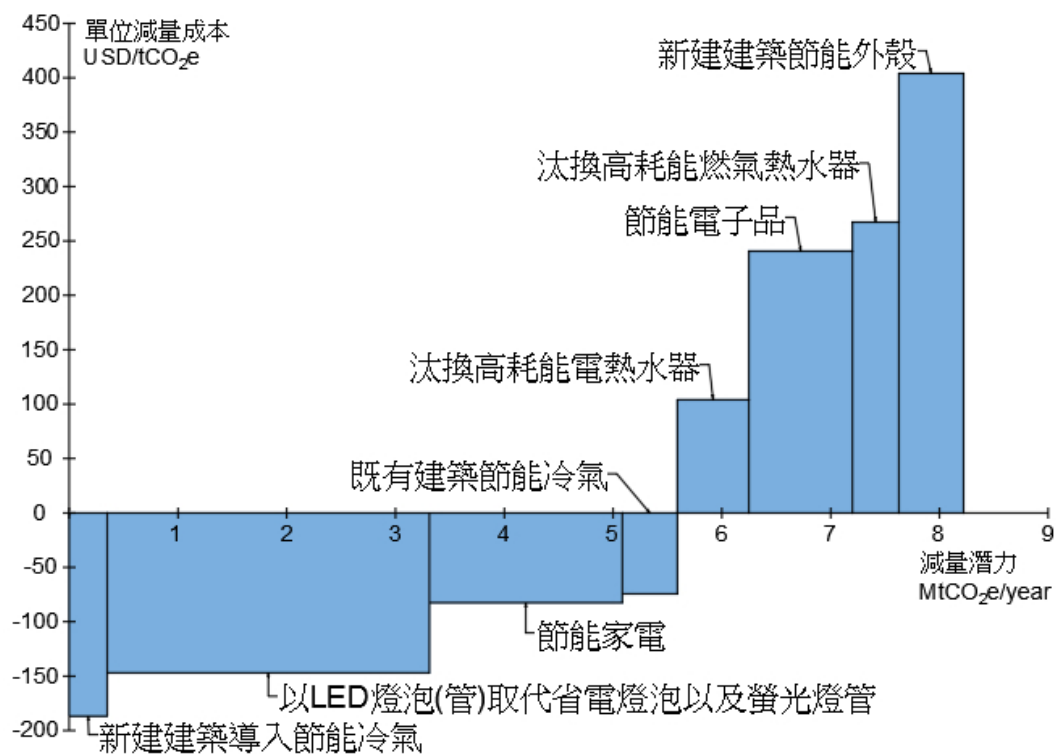


圖 4.4.3 住宅部門 2030 年減量成本曲線

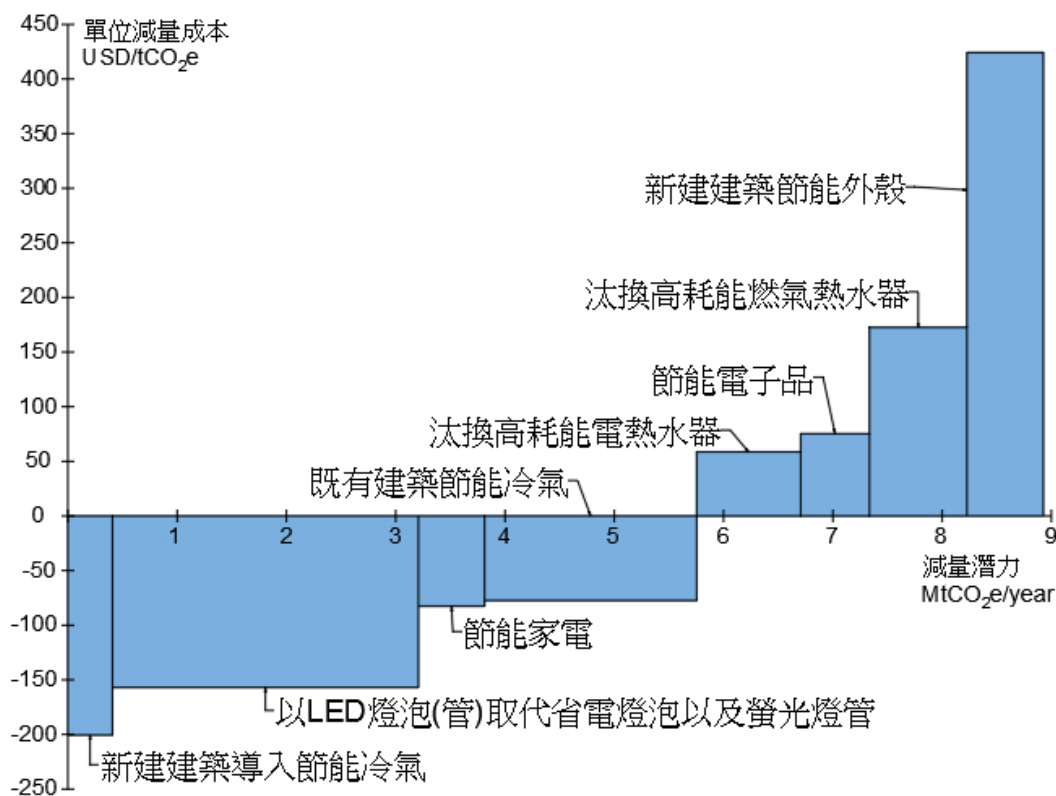


圖 4.4.4 住宅部門 2035 年減量成本曲線

4.5 敏感度分析

本報告從調整折現率，觀察減量潛力與減量成本的變化。將折現率由原本的 3% 提高至 5%，以及調低至 1%。年金化後的資本成本隨著折現率提高（調低）而增加（減少）。以 2035 年為例，住宅部門在折現率 3% 時單位減量成本為 -57.62 USD/tCO₂e。當折現率提高到 5%，單位成本會提高到 -10.90 USD/tCO₂e。當折現率調低到 1%，單位成本會減少到 -96.72 USD/tCO₂e（表 4.5.1）。

表 4.5.1 住宅部門敏感度分析：折現率

單位：減量潛力MtCO₂e/year；單位減量成本USD/tCO₂e；總減量成本MUSD

	折現率	2020		2025		2030		2035	
		減量潛力	單位減量成本	減量潛力	單位減量成本	減量潛力	單位減量成本	減量潛力	單位減量成本
建建築導入 節能冷氣	1%	0.15	-171.31	0.27	-182.96	0.35	-196.21	0.41	-210.29
	3%	0.15	-162.49	0.27	-173.86	0.35	-186.79	0.41	-200.54
	5%	0.15	-154.51	0.27	-165.61	0.35	-178.23	0.41	-191.65
新建建築節 能外殼	1%	0.26	265.78	0.45	215.90	0.59	212.32	0.70	221.66
	3%	0.26	477.67	0.45	404.40	0.59	403.96	0.70	424.29
	5%	0.26	731.69	0.45	630.40	0.59	633.71	0.70	667.21
以 LED 燈(管) 代替省電燈 泡以及螢光 燈管(T5/T8)	1%	3.26	-128.57	3.10	-139.74	2.96	-149.45	2.80	-159.62
	3%	3.26	-126.22	3.10	-137.29	2.96	-146.93	2.80	-157.04
	5%	3.26	-123.24	3.10	-134.18	2.96	-143.73	2.80	-153.76
減量潛力 合計	1%	3.67	—	3.82	—	3.91	—	3.91	—
	3%	3.67	—	3.82	—	3.91	—	3.91	—
	5%	3.67	—	3.82	—	3.91	—	3.91	—
單位減量 平均成本	1%	—	-102.37	—	-100.73	—	-98.55	—	-96.72
	3%	—	-84.92	—	-75.82	—	-66.61	—	-57.62
	5%	—	-63.96	—	-46.00	—	-28.45	—	-10.90
總減量成本	1%	-375.65		-384.44		-384.97		-377.85	
	3%	-311.63		-289.37		-260.23		-225.09	
	5%	-234.71		-175.57		-111.12		-42.60	



4.6 總結

住宅部門減碳主要計算為新建建築導入節能冷氣、新建建築節能外殼以及以LED燈(管)代替省電燈泡以及螢光燈管(T5/T8)三種減碳手段，其他最終設備減量措施的減碳潛力與成本分析，參考中華經濟研究院(2012)數據。若以新建建築導入節能冷氣，其二氧化碳的減量淨潛力在2025和2035年分別為0.27百萬噸CO₂e/年和0.41百萬噸CO₂e/年。若剩餘未被新建建築導入節能冷氣所取代的空調用電，將以新建建築節能外殼做為減碳手段，則其二氧化碳的減量潛力在2025和2035年分別約是0.45百萬噸CO₂e/年和0.7百萬噸CO₂e/年。而照明設備部分本報告計算LED燈(管)代替省電燈泡以及螢光燈管(T5/T8)，則其二氧化碳的減量潛力在2025和2035年分別約是3.10百萬噸CO₂e/年和2.80百萬噸CO₂e/年。綜合而言，2025年和2035年住宅部門三種減量技術潛力分別約是3.82百萬噸CO₂e/年和3.91百萬噸CO₂e/年，單位減量成本分別約是-84.92美元/噸CO₂e左右和-57.62美元/噸CO₂e左右。

若住宅部門再加上熱水、家電、電子品等最終使用設備方面等減碳手段，則在住宅部門在2025年和2035年分別可有接近7.06百萬噸CO₂e/年及8.93百萬噸CO₂e/年的減碳技術潛力，單位減量成本分別約是-23.34美元/噸CO₂e左右和-18.83美元/噸CO₂e左右。

住宅部門導入物聯網減碳技術可將冷氣、照明、家電、電子品進行控制，住宅部門有進一步的減碳潛力，但因目前物聯網技術尚未成熟，且商業模式不成熟，20年內對住宅部門減碳效果影響不大。但本報告相信20年後約2035年時物聯網減碳技術對住宅部門減碳效果上有影響。



4.7 參考文獻

內政部戶政司全球資

訊，<https://www.ris.gov.tw/346;jsessionid=49620EA8AA1567029E4A26AB6B5EB607>。

內政部不動產資訊平台〈住宅資訊統計彙報〉

內政部營建署（2008—2017），〈營建統計年報〉，網址：

<https://www.cpami.gov.tw/%E6%94%BF%E5%BA%9C%E8%B3%87%E8%A8%8A%E5%85%AC%E9%96%8B/%E4%B8%BB%E5%8B%95%E5%85%AC%E9%96%8B%E8%B3%87%E8%A8%8A/%E6%96%BD%E6%94%BF%E8%A8%88%E7%95%AB%E6%A5%AD%E5%8B%99%E7%B5%B1%E8%A8%88%E5%8F%8A%E7%A0%94%E7%A9%B6%E5%A0%B1%E5%91%8A/%E7%87%9F%E5%BB%BA%E7%B5%B1%E8%A8%88%E8%B3%87%E8%A8%8A/7302-%E7%87%9F%E5%BB%BA%E7%B5%B1%E8%A8%88%E5%B9%B4%E5%A0%B1.html>。

中華經濟研究院和台灣經濟研究院（2012），《台灣溫室氣體減量進程與綠能產業發展政策之基礎研究（2/2）》，國家科學委員會補助研究計畫。

台電綜合研究（2016）《102 年度家用電器普及狀況調查》。

台電綜合研究所（2009）《全面淘汰白熾燈泡政策對台灣用電影響之研究》。

台灣綜合研究院（2015）《104 年度能源供需關聯知識庫整合加值應用與住商部門能源消費調查》。

台灣雲端網，<http://cloud.5pa.com.tw/index.html>。

行政院環保署國家溫室氣體登陸平台（2017），〈溫室氣體排放係數管理表〉（6.0.3 版本），網址：<https://ghgregistry.epa.gov.tw/Tool/tools.aspx?Type=1>。

陳筆、王麗文（2018），「台灣電力部門的減碳技術潛力」，中央研究院《深度減碳，邁向永續社會》研究計畫報告。

經濟部能源局（2018）《2017 能源平衡表》。

經濟部能源局（2018）《2017 能源統計年報》。

經濟部能源局（2012）修正〈窗(壁)型及箱型冷氣機能源耗用量與其能源效率分級標示事項、方法及檢查方式〉。

經濟部能源局能源效率分級標示管理系統網站，<https://ranking.energylabel.org.tw/>。

國家發展委員會（2016）《中華民國 105 年至 150 年人口推計》。

劉子衙（2011）《工研院減量成本曲線一部門別所有減量技術之綜合報告》。

臺灣能源期刊（2017）《強制性能源效率分級政策的成效—以冷氣機產品為例》。

臺灣能源期刊（2017）《我國住宅部門電力使用研究》。



美國能源部 (U.S. Department of Energy) (2014) 〈 Windows and Building Envelope
Research and Development: Roadmap for Emerging Technologies 〉

美國能源部 (U.S. Department of Energy) (2014) 〈 LED bulb efficiency expected to
continue improving as cost declines 〉

第五章 服務業部門

5.1 服務業部門簡介

我國服務業部門 2015 年溫室氣體排放量為 30.96 百萬公噸二氧化碳當量，約佔全國總排放量 11%。服務業部門的溫室氣體排放量均來自能源使用，其中以電力之佔比最高，2015 年電力使用之間接排放佔此部門總排放之 88%，其餘 12%則為直接排放，所以「節電」為此部門減量成功與否的重要關鍵。

服務業部門燃料需求分為電力、燃油、燃氣以及太陽熱能，耗用能源的最終使用設備分為熱水、空調、照明、冷凍冷藏設備、插座設備與其他用途等 6 類。從最終使用設備面進行減碳，可從熱水、空調、照明、冷凍冷藏設備、插座設備提出等 5 方面提出減量措施。本報告服務業部門減量措施，主要為空調冰水主機汰舊換新、新建建築節能外殼以及新建建築導入照明控制，計算這三種減碳措施在未來 20 年的減碳潛力與減碳成本。其他最終設備減量措施的減碳潛力與成本分析，本報告以中華經濟研究院（2012）報告做為參考依據。

5.1.1 範疇與定義

本研究所定義服務業部門能源需求歷史數據與範疇係來自《能源平衡表》中之第 84-93 列，這些部門別皆可對應至主計處《中華民國行業標準分類》。表 5.1.1.1 為本研究服務業部門範疇在經濟部能源局《能源平衡表》及行政院主計處《中華民國行業標準分類》之對照表。

表 5.1.1.1 服務業部門範疇：《能源平衡表》與《中華民國行業標準分類》

能源平衡表		中華民國行業標準分類
列	業別	中分類
84	批發及零售業	45, 46, 47
85	住宿及餐飲業	55, 56
86	運輸服務業	52
87	倉儲業	53
88	通信業	54, 61
89	金融保險及不動產業	64, 65, 66, 67, 68
90	工商服務業	62, 69, 70, 71, 73, 74, 77, 78, 79, 80, 81, 82
91	社會服務及個人服務業	37, 38, 39, 58, 59, 60, 63, 72, 75, 76, 85, 86, 87, 88, 90, 91, 92, 93, 94, 95, 96
92	公共行政業	83, 84
93	其他	n/a

資料來源：《2017 能源平衡表》；《中華民國行業標準分類》第十版

本報告將服務業部門燃料需求分為電力、燃油、燃氣以及太陽熱能，耗用能源的最終使用設備分為熱水、空調、照明、冷凍冷藏設備、插座設備與其他用途等 6 類，能源別與最終使用設備之說明如表 5.1.1.2。

表 5.1.1.2 服務業部門最終使用設備之定義

	內容項目	說明
能源別	電力	購自台電之營業用表燈用電
	燃氣	烹調與熱水所需之天然氣
	燃油	熱水、及其他用途所需之石油產品 (包含液化石油氣)
	太陽熱能	太陽能熱水器所用之太陽熱能
最終使用設備	減量成本模型設備分類	設備分類說明
	熱水	燃氣熱水器、電熱水器及太陽能熱水器
	空調	冷氣、暖氣
	照明	包含各式照明光源 (白熾燈、省電燈泡、螢光燈管等)
	冷凍冷藏設備	冰箱
	插座設備	電扇、電暖器、錄放影機、音響、電視、飲水機、電熱水瓶、電腦、印表機、影印機、多功能事務機、WIFI、手機平板充電器、插電電話、行動電源
	其他用途	其他用電設備(電鍋、微波爐、傳真機、電烤箱、吸塵器、抽油煙機、除濕機、加壓抽水馬達、電捲門、洗/烘碗機、洗衣機、乾衣機、電動門、電磁爐、果汁機、監視器、烘被機、收銀機、空氣清淨機瓦斯爐、滅蚊燈、電熱毯、按摩椅、吸塵器機器人、跑步機)、送排風設備、給污水設備、電(扶)梯設備

資料來源：根據台綜院 (2015) 以及台電 (2016) 所彙整。

5.1.2 能源消費狀況

根據《2017 能源統計年報》，2010 年服務業部門能源消費量為 6,017 公秉油當量，至 2017 年為 6,107 公秉油當量 (表 5.1.2.1)，能源消費緩步上升。

表 5.1.2.1 服務業部門歷史能源消費量

單位：千公秉油當量

年份	2010	2015	2016	2017
能源消費量	6,017	6,041	6,044	6,106

資料來源：能源局《2017 能源統計年報》。

服務業部門所使用能源類別依使用比例由高至低分為電力、燃油、燃氣與太陽熱能，煤是完全沒有使用。電力使用比例將近七成，且 2010 年至 2017 年電力使用有增加趨勢，燃油於 2010 年至 2017 年有減少趨勢，燃氣使用變化不大，太陽熱能使用比例相當低（表 5.1.2.2）。

表 5.1.2.2 服務業能源使用比例

單位：千公秉油當量

	煤	原油及石油產品	天然氣	電力	太陽熱能	合計
2010	0 (0.00%)	1,150 (19.12%)	476 (7.91%)	4,388 (72.92%)	3 (0.06%)	6,017 (100%)
2015	0 (0.00%)	1,071 (17.73%)	460 (7.62%)	4,506 (74.60%)	3 (0.06%)	6,041 (100%)
2016	0 (0.00%)	980 (16.22%)	475 (7.86%)	4,585 (75.87%)	3 (0.06%)	6,044 (100%)
2017	0 (0.00%)	998 (16.35%)	485 (7.95%)	4,619 (75.65%)	3 (0.06%)	6,106 (100%)

資料來源：能源局《2017 能源統計年報》。

5.1.3 歷史排放

溫室氣體排放量以下列公式說明，2010 年和 2015 年年的總排放量分別為 30.85 MtCO₂e 和 30.96 MtCO₂e（表 5.1.3.1）。

溫室氣體排放量（MtCO₂e）= 直接排放（MtCO₂e）+ 間接排放（MtCO₂e）

直接排放（MtCO₂e）

= 燃油消費量（TWh）× 燃油碳排放係數（tCO₂e/MWh）

+ 燃氣消費量（TWh）× 燃氣碳排放係數（tCO₂e/MWh）

間接排放（MtCO₂e）= 電力消費量（TWh）× 電力碳排放係數（tCO₂e/MWh）

燃油消費量、燃氣消費量與電力消費量參考表 3.1.2.2。服務業部門油品使用總類有：液化石油氣、專用汽油、航空燃油、煤油、柴油及燃料油，主要為燃料油。但本報告模式是將服務業部門與住宅部門共同運算，所以在燃油碳排放係數需考量住宅部門用油種類，而住宅部門用油主要是使用液化石油氣，故燃油碳排放係數取液化石油氣碳排放係數與燃料油碳排放係數之平均值^[1]。根據行政院環保署在 2017

^[1] 服務業部門主要用油為燃料油，其餘分別為液化石油氣、專用汽油、航空燃油、煤油及柴油，住宅部門主要用油為液化石油氣。

年 1 月 17 日所公布之〈溫室氣體排放係數管理表〉(6.0.3 版本)，液化石油氣碳排放係數為 0.23 tCO₂e/MWh、燃料油碳排放係數為 0.28 tCO₂e/MWh，故燃油碳排放係數為 0.25 tCO₂e/MWh，而天然氣碳排放係數為 0.20 tCO₂e/MWh。電力碳排放係數參考中央研究院《深度減碳，邁向永續社會》研究計畫的「台灣電力部門的減碳技術潛力」報告(2018 年)計算，2010 年及 2015 年分別為 0.584 tCO₂e/MWh 及 0.576 tCO₂e/MWh。

本報告所計算的 2015 年溫室氣體排放量是 30.96 MtCO₂e，與能源局《2017 能源統計年報》2015 年結果(28.6 MtCO₂e) 稍有不同，主要差異來自於本報告電力碳排放係數的計算包含能源部門自用。太陽熱能在使用過程中不會有溫室氣體排放，因此溫室氣體排放計算不需考慮太陽熱能之使用。

表 5.1.3.1 服務業部門歷史排放推估

年度	單位：MtCO ₂ e		
	直接排放	間接排放	總排放
2010	4.05	26.80	30.85
2015	3.81	27.15	30.96

資料來源：將表 5.1.2.2 服務業部門不同燃料的消費量乘上所屬燃料的碳排放係數後，將不同燃料的排放量加總所得。

5.2 服務業部門基準情境排放預估

5.2.1 排放成長假設

2018 年－2035 年服務業部門溫室氣體排放量推估邏輯如下：

- 溫室氣體排放量 (MtCO₂e)
=最終使用設備能源消費量 (MWh) × 碳排放係數 (tCO₂e/MWh)
- 最終使用設備能源消費量 (MWh)
=服務業能源消費量 (KLOE) ×(1+成長率(%)) ×最終使用設備能源消費佔服務業能源消費比例 (%)

服務業能源消費量取 2017 年〈能源平衡表〉數據作為基年；服務業能源消費量成長率是以每一推估時間點前五年能源消費量年複合成長率來推估。最終使用設備能源消費佔服務業能源消費比例利用台綜院(2015)〈104 年度能源供需關聯知識

庫整合加值應用與住商部門能源消費調查分析〉，從服務業最終使用設備之能源消費調查計算分配比例，並視為本研究 2016~2035 年的分配比例，最後可得到最終使用設備的能源消費量。輸入參數邏輯說明可見圖 3.2.1.1，並於下節對服務業部門所需各輸入參數一一說明。

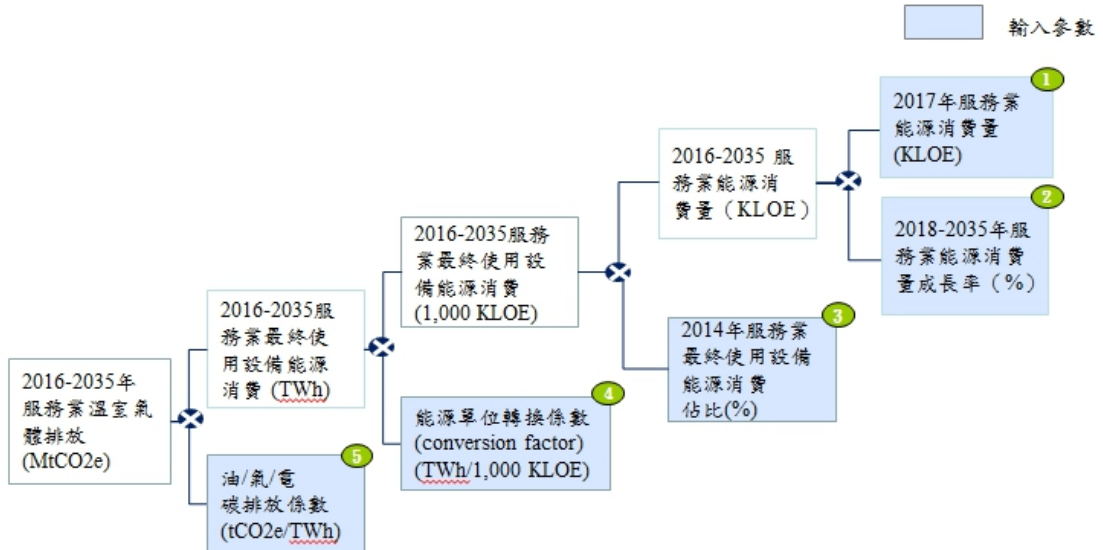


圖 5.2.1.1 服務業部門溫室氣體排放量推估邏輯樹

輸入參數 1：2017 年服務業能源消費量

從〈能源平衡表〉取得服務業部門總能源消費量，2017 年共計 6,106 千公秉油當量。本研究取原油及石油產品、天然氣、電力等 3 種能源消費量來推估溫室氣體排放量，太陽熱能在使用過程中不會排放溫室氣體，因此不在本研究能源消費量後續推估的討論範圍。

表 5.2.1.1 2017 年服務業部門總能源消費量

單位：千公秉油當量

	原油及石油產品	天然氣	電力	太陽熱能	總計
2017	998	485	4,619	3	6,106

輸入參數 2：2018~2035 服務業能源消費量成長率

本報告服務業能源消費量成長率推估方法，是以每一個時間點前五年的能源消費量成長率推估而來，以下列公式說明：

$$\text{成長率}_{t-1 \sim t} = (\text{能源消費量}_{t-1} / \text{能源消費量}_{t-6})^{1/5} - 1$$

例如推估 2018 年能源消費量，其成長率是取 2012 年至 2017 年的年複合成長率，

以下列公式表示處理方式：

$$\begin{aligned} & \text{能源消費量}_{2018} \\ & = \text{能源消費量}_{2017} \times (1 + \text{成長率}_{2017\sim 2018}) \\ & = \text{能源消費量}_{2017} \times (1 + ((\text{能源消費量}_{2017} / \text{能源消費量}_{2012})^{1/5} - 1)) \\ & = \text{能源消費量}_{2017} \times (\text{能源消費量}_{2017} / \text{能源消費量}_{2012})^{1/5} \end{aligned}$$

輸入參數 3：最終使用設備能源消費佔比

最終使用設備能源消費佔服務業能源消費比例參考台綜院（2015）〈104 年度能源供需關聯知識庫整合加值應用與住商部門能源消費調查分析〉，台綜院（2015）對 2014 年服務業部門進行抽樣調查，將以燃料別為分析主軸，區分為電力、天然氣以及油品三類，以下說明三種燃料別的最終使用設備能源消費佔比：

- 電力：

本報告將使用電力的最終使用設備分類為：熱水、空調、照明、冷凍冷藏、插座設備以及其他用途共 6 類。但台綜院（2015）使用電力的最終使用設備分類有：空調設備、照明設備、事務設備、冷凍冷藏設備、送排風設備、給水污水設備、電梯設備以及其他設備共 8 類，故本報告重新調整台綜院用電設備的分類（表 5.2.1.2）。其中台綜院（2015）的空調設備、照明設備、事務設備以及冷凍冷藏設備定義與本報告的空調、照明、插座設備以及冷凍冷藏相同，因此可知空調、照明、插座及冷凍冷藏在服務業部門電力使用佔比分別為 40.3%、11.8%、11.1%及 19.5%，詳細瞭解台綜院（2015），發現其他設備使用電力的主要設備為鍋爐以熱水器等熱水相關設備，本報告假設台綜院（2015）用電其他設備與本報告熱水相同（6.1%）。其餘送排風設備、給水污水設備、電梯設備就歸類到本報告其他用途裡（11.3%）。

表 5.2.1.2 台綜院最終設備用電比例依本報告設備分類調整

台綜院分類	用電比例 (%)	本報告分類	用電比例 (%)
空調設備	40.3	空調	40.3
照明設備	11.8	照明	11.8
事務設備	11.1	插座設備	11.1
冷凍冷藏設備	19.5	冷凍冷藏	19.5
送排風設備	3.1	其他用途	11.3
給水污水設備	3.9		
電梯設備	4.3		
其他設備	6.1	熱水	6.1

資料來源：本報告參考台綜院（2015）〈104 年度能源供需關聯知識庫整合加值應用與住商部門能源消費調查分析〉調整分類。

- 天然氣：天然氣最終分類相較電力單純，根據台綜院（2015），使用天然氣的最終使用設備分類為鍋爐及熱泵設備、電梯設備以及其他設備。台綜院（2015）鍋爐及熱泵設備歸納為本報告熱水設備（68.2%），其餘兩項歸納於本報告其他用途（32.8%）。結果如表 5.2.1.3 所示。
- 油品：據台綜院（2015），使用油品的最終使用設備分類為鍋爐及熱泵設備、電梯設備、給水污水設備以及其他設備。台綜院（2015）鍋爐及熱泵設備歸納為本報告熱水設備（86.4%），其餘三項歸納於本報告其他用途（13.6%）。結果如表 5.2.1.3 所示。

表 5.2.1.3 台綜院最終設備用天然氣及油品比例依本報告設備分類調整

台綜院分類	鍋爐及熱泵設備	電梯設備	其他設備	X
用天然氣比例	68.2	0.2	31.6	
本報告分類	熱水	其他用途		
用天然氣比例	68.2	31.8		
台綜院分類	鍋爐及熱泵設備	電梯設備	給水污水設備	其他設備
用油品比例	86.4	0.1	0.4	13.1
本報告分類	熱水	其他用途		
用油品比例	86.4	13.6		

資料來源：參考台綜院（2015）〈104 年度能源供需關聯知識庫整合加值應用與住商部門能源消費調查分析〉然後另行調整分類。

根據《2017 能源平衡表》，2014 年服務業部門能源消費量為 5,966 公秉油當量並以此值為基礎，利用台綜院（2015）調查 2014 年電力、天然氣及油品各燃料別最終使用設備的能源消費佔比（表 5.2.1.2 及表 5.2.1.3），可推估 2014 年各最終使用設備之能源消費量。以公秉油當量為單位所推估 2014 年服務業最終使用設備之能源消費調查計算分配比例，如表 5.2.1.4。假設 2015 年至 2035 年服務業各燃料最終使用設備使用能源比例皆與 2014 年情形相同。

表 5.2.1.4 2014 年服務業部門最終使用設備能源消費佔比

能源別	最終使用設備	2014
燃油	熱水(LPG)	15.3%
	其它用途	2.4%
燃氣	熱水	5.2%
	其它用途	2.4%
電力	熱水	4.5%
	空調	30.1%
	照明	8.8%
	冷凍冷藏設備	14.5%
	插座設備	8.3%
	其它用途	8.4%
合 計		100.0%

輸入參數 4：能源單位轉換係數

輸入參數 1 之服務業能源消費量是以公秉油當量 (KLOE) 為單位，而本報告減量成本模型的能源消費量單位是以電力 (GWh) 為單位，因此須經單位轉換以利後續計算。服務業部門使用到的能源轉換係數有原油及石油產品、天然氣與電力，分別於下段說明，並整理在表 5.2.1.5。

原油及石油產品、天然氣及電力之能源單位轉換係數參考自《能源統計年報》中「能源產品單位熱值表」，每 1 度電所產生的熱值相當於 0.0956 公升油當量的油或氣投入 (0.0956 LOE/kWh)，換算得 0.01046 GWh/KLOE。

表 5.2.1.5 服務業能源單位轉換係數

單位：GWh/KLOE

	原油及石油產品	天然氣	電力
單位轉換係數	0.010460	0.010460	0.010460

資料來源：本研究團隊參考《能源統計年報》中「能源產品單位熱值表」所換算。

2015~2035 服務業最終使用設備能源消費量

透過上述輸入參數 1 至輸入參數 4 之處理可得到 2015~2035 服務業最終使用設備能源消費量，處理過程以下列公式說明：

$$\begin{aligned} & \text{服務業最終使用設備能源消費量 (GWh)} \\ &= \text{服務業能源消費量 (GWh)} \times \text{服務業最終使用設備能源消費佔比 (\%)} \\ & \times \text{能源單位轉換係數 (GWh/KLOE)} \end{aligned}$$

從上述公式可得服務業最終使用設備能源消費量，如表 5.2.1.6 所示。

表 5.2.1.6 2015~2035 服務業最終使用設備能源消費量

單位：GWh

能源別	最終使用	2015	2020	2025	2030	2035
燃油	熱水(LPG)	9,678	9,298	9,737	10,202	10,689
	其它用途	1,523	1,464	1,533	1,606	1,683
燃氣	熱水	3,285	3,568	3,737	3,915	4,102
	其它用途	1,532	1,664	1,742	1,826	1,913
電力	熱水	2,860	3,022	3,164	3,316	3,474
	空調	18,980	20,053	21,000	22,002	23,053
	照明	5,566	5,881	6,159	6,453	6,761
	冷凍冷藏設備	9,187	9,706	10,164	10,650	11,158
	插座設備	5,227	5,523	5,783	6,059	6,349
	其它用途	5,317	5,618	5,883	6,164	6,459
合 計		63,156	63,156	65,797	68,903	72,192

輸入參數 5：燃油/燃氣/電力碳排放係數

如前段計算歷史排放量可知，服務業部門主要用油為燃料油，其餘分別為液化石油氣、專用汽油、航空燃油、煤油及柴油，住宅部門主要用油為液化石油氣。而本報告模式將服務業部門與住宅部門共同運算，所以燃油碳排放係數需考量服務業部門與住宅部門用油種類，燃油碳排係數取服務業主要用油燃料油碳排放係數以及住宅主要用油液化石油氣碳排放係數之平均值。根據行政院環保署（2017）〈溫室氣體排放係數管理表〉（6.0.3 版本），燃料油碳排放係數為 0.28 tCO₂e/MWh、液化石油氣碳排放係數為 0.23 tCO₂e/MWh，故燃油碳排放係數為 0.25 tCO₂e/MWh。天然氣碳排放係數為 0.20 tCO₂e/MWh。電力碳排放係數則由中央研究院《深度減碳，邁向永續社會》研究計畫的「台灣電力部門的減碳技術潛力」報告（2018 年）得到（表 5.2.1.7）。

表 5.2.1.7 燃油/天然氣/電力碳排放係數

單位：tCO₂e/MWh

	2020	2025	2030	2035
燃油碳排放係數	0.25	0.25	0.25	0.25
天然氣碳排放係數	0.20	0.20	0.20	0.20
電力碳排放係數	0.539	0.620	0.621	0.614

資料來源：行政院環保署（2017）〈溫室氣體排放係數管理表〉（6.0.3 版本）以及中央研究院《深度減碳，邁向永續社會》研究計畫的「台灣電力部門的減碳技術潛力」

報告（2018 年）所計算的電力排放係數。

5.2.2 基準情境排放預估

能源消費量與能源碳排放係數乘積，即可得到服務業溫室氣體排放量，而太陽熱能在使用過程中不會有溫室氣體排放，因此溫室氣體排放計算不須考慮太陽熱能使用。本研究推估至 2035 年溫室氣體總排放量達 36.73 MtCO₂e（表 5.2.2.1）。

表 5.2.2.1 服務業基準情境溫室氣體排放量推計

單位：MtCO₂e

年度	2010	2015	2020	2025	2030	2035
直接排放	4.05	3.81	3.78	3.96	4.15	4.34
間接排放	26.8	27.15	26.84	32.34	33.93	35.15
總排放	30.85	30.95	30.62	36.29	38.08	39.50

5.3 服務業部門減量措施與成本

5.3.1 服務業部門減量措施一覽

服務業部門燃料需求分為電力、燃油、燃氣以及太陽熱能，耗用能源的最終使用設備分為熱水、空調、照明、冷凍冷藏設備、插座設備與其他用途等 6 類。從最終使用設備面進行減碳，可從熱水、空調、照明、冷凍冷藏設備、插座設備提出等 5 方面提出減量措施。本報告服務業部門減量措施，主要為空調冰水主機汰舊換新、新建建築節能外殼以及新建建築導入照明控制，計算這三種減碳措施在未來 20 年的減碳潛力與減碳成本。其他最終設備減量措施的減碳潛力與成本分析，本報告以中華經濟研究院（2012）報告做為參考依據。表 5.3.1.1 為服務部門減碳手段。

表 5.3.1.1 服務部門減碳手段

最終使用設備	能源別	減量措施
空調	電力	空調冰水機汰舊換新
	電力	新建建築節能外殼
照明	電力	新建建築導入照明控制

5.3.2 服務業部門減量措施一：空調冰水機汰舊換新

5.3.2.1 措施內涵

本措施以節能冰水機汰換高能耗冰水機，以減少二氧化碳排放。根據經濟部能源局之公告：2005 年後出產之冰水機須符合經濟部能源局〈空調系統能源效率標準第二階段〉之規範，表 5.3.2.1 為經濟部能源局 2005 年公布之〈空調系統能源效率

標準第二階段)，冷凍噸(Refrigeration ton, RT) 為冷房能力之單位，一冷凍噸表示一小時可移除 3,024 kcal 之熱量。能源效率比值 (EER) 為製冷能力 (kcal/h) / 功率 (W)、性能係數 (Coefficient of Performance, COP) 為冷卻能力 (W) / 冷卻消耗功率 (W)=1.163EER，兩者均可表示單位耗能可移除的熱量。根據綠基會《2018 年非生產性質行業能源查核年報》，提升冰水機效率可提升節能潛力 30-47%。

表 5.3.2.1 空調系統冰水主機能源效率標準

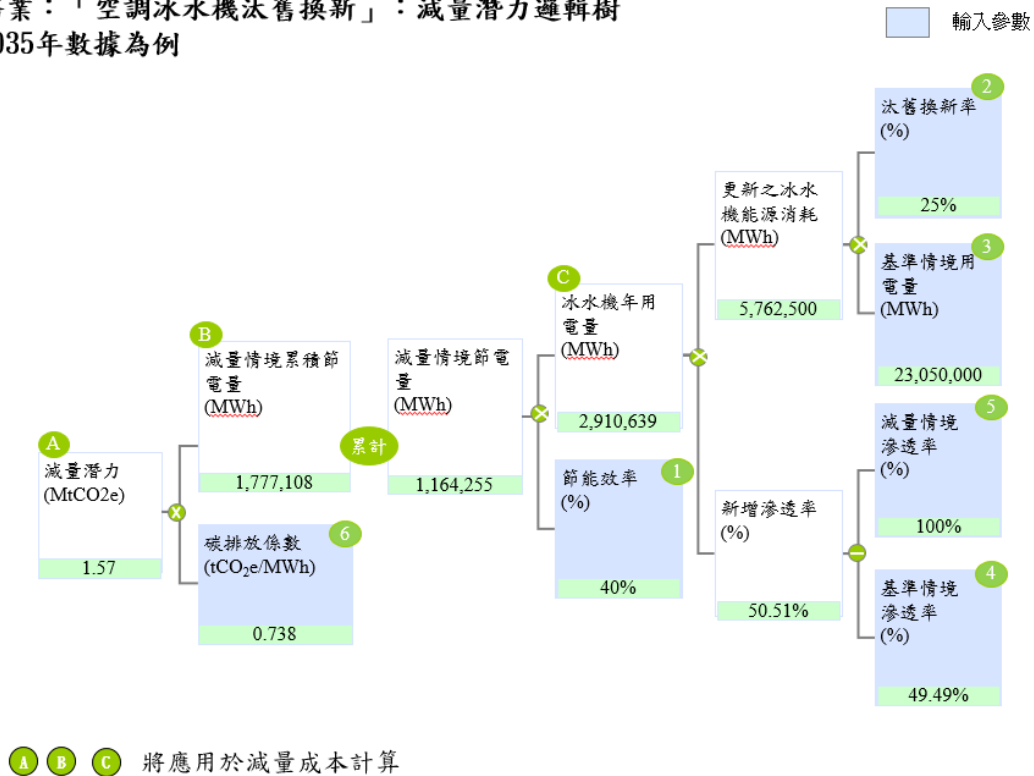
型式		冷凍能力等級	能源效率比值 (EER) kcal/h·W	性能係數 (COP)
水冷式	容積式 壓縮機	< 150 RT	3.83	4.45
		≥ 150 RT ≤ 500 RT	4.21	4.90
		> 500 RT	4.73	5.50
	離心式 壓縮機	< 150 RT	4.30	5.00
		≥ 150 RT < 300 RT	4.77	5.55
		≥ 300 RT	5.25	6.10
氣冷式	全機種		2.40	2.79

資料來源：經濟部能源局 (2005) 〈空調系統能源效率標準第二階段〉。

5.3.2.2 減量潛力

減量潛力是透過減量措施可減少的碳排放量，以累積節電量與電力碳排放係數乘積得到，節電量之計算是減量情境能源消費量與節能效率之乘積。

服務業：「空調冰水機汰舊換新」：減量潛力邏輯樹
以2035年數據為例



冰水機汰舊換新的減量潛力主要受 6 項輸入參數影響，分別為節能率、汰舊換新率、基準情境用電量、基準情境滲透率、減量情境滲透率、碳排放係數，以下對各輸入參數加以說明。

輸入參數 1：節能率

綠基會 (2018)《2018 年非生產性質行業能源查核年報》指出：提升冰水機效率可提升節能潛力 30-47%。冰水機汰舊換新之節能效率參考綠基會(2018)《2018 年非生產性質行業能源查核年報》之數據並取其中間值，假設節能率為 40%。

輸入參數 2：汰舊換新率

汰舊換新率之意義為一年內汰換冰水機之百分比，根據工業技術研究院綠能與環境研究所 (2017)〈臺灣能源工程模型：住服部門〉，冰水機之壽命為 20 年。本研究假設冰水機壽命為 20 年，則一年內汰換冰水機百分比為既有存量的 1/20。

汰舊換新率

$$= \text{每年汰換冰水機比例} \times \text{五年 (一期)}$$

$$= 1/20 \times 100\% \times 5$$

$$= 25\%$$

輸入參數 3：基準情境用電量

服務業的空調部份有 3 項減量措施，依減量成本由低至高作為執行的順序，分別為「冰水機汰舊換新」、「新建建築節能外殼設計」。採行減量措施的節電量可降低空調部份的電力消費量，每項減量措施所面對的電力消費量是扣除先前減量措施所節電量的剩餘總用電量。

基準情境空調設備用電量 (TWh)

=減量措施執行前所面對的用電量 (TWh)

=空調設備總用電量 (TWh) - 先前執行減量措施的節電量 (TWh)

「冰水機汰舊換新」為空調類第一項執行的節能措施，此前沒有執行減量措施的節電量，所以基準情境空調設備用電量等於空調設備總用電量，基準情境空調設備用電量在 2035 年是 23.07TWh，其各年用電量如表 5.3.2.2 所示。

表 5.3.2.2 使用冰水機汰舊換新面對之用電量

單位：TWh

	2020	2025	2030	2035
「空調冰水機汰舊換新」減量措施面對之用電量	20.05	21.00	22.00	23.05

輸入參數 4：基準情境滲透率

本報告對基準情境滲透率定義為：基準情境下節能冰水機佔冰水機存量之比例。目前並無針對節能冰水機數量作普遍性的調查，參考中經院（2012）資料，並提出 3 項假設以利估算：

1. 假設 2005 年前節能冰水機存量為 0。
2. 假設 2015 年冰水機存量為 122,250 台。
3. 假設 2005-2035 年冰水機存量增加量每年 450 台。
4. 根據中經院（2012），2005-2010 年節能冰水機佔新銷售冰水機之比例為 34%，2011-2035 年節能冰水機佔新銷售冰水機比例為 60%。但 2011-2035 年節能冰水機佔新銷售冰水機比例高原因之一可能來自政府的補助，政府補助目的為提升廠商更換冰水主機時選用高效率冰水主機的意願，來減少空調用電量，所以 2011-2035 節能冰水機佔新銷售冰水機比例為 60%有一部分或許是減碳情境下節能冷氣之滲透率。本報告將 2011-2035 年節能冰水機佔新銷售冰水機比例固定在 2005-2010 年節能冰水機佔新銷售冰水機之比例 34%。

表 5.3.2.3 基準情境滲透率推估

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
存量 (台) (a)	117,300	117,750	118,200	118,650	119,100	119,550	120,000
新增量 (台) (b)	450						
汰換量 (台) (c) = (a) ₂₀₀₄ × 1/20	-	5,865	5,865	5,865	5,865	5,865	5,865
銷售量(台) (d) = (b) + (c)	-	6,315	6,315	6,315	6,315	6,315	6,315
節能冰水機存量(台) (e) = Σ(d) × 34%	0	2,147	4,294	6,441	8,588	10,736	12,883
滲透率 (%) (f) = (e) / (a)	0	1.82	3.63	5.43	7.21	8.98	10.74

2015-2035 年節能冰水機基準情境滲透率如表 5.3.2.4。

表 5.3.2.4 節能冰水機基準情境滲透率推估

	2015	2020	2025	2030	2035
冰水機存量 (台) (a)	122,250	124,500	126,750	129,000	131,250
節能冰水機基準情境存 量 (台) (b)	23,618	34,354	44,944	54,953	64,961
基準情境滲透率(%) (c) = (b) ÷ (a) × 100%	19.32	27.59	35.46	42.6	49.49

輸入參數 5：減量情境滲透率

本報告對減量情境滲透率定義為：減量情境下節能冰水機佔冰水機存量之比例。

目前並無針對節能冰水機數量作普遍性的調查，故提出 4 項假設以利估算：

1. 冰水機存量如輸入參數 4 推估。
2. 假設每年汰換冰水機數量為總存量之 1/20。
3. 減量情境下，假設 2015-2035 年節能冰水機佔新銷售冰水機之比例為 100%。
4. 減量措施之技術潛力受到技術成熟度、供應鏈、存貨周轉及自然環境等限制，下列依序說明這四項因子是否限制「空調冰水機汰舊換新」之減量潛力。
 - 技術成熟度限制：經濟部能源局於 2005 年發佈〈空調系統能源效率標準第二階段〉，規範製造廠商 2005 年後生產之冰水機運作效率應符合該標準，顯示冰水機製造廠商已有能力製造具有節能潛力之冰水機，不受技術成熟度限制。

- 供應鏈限制：國內及國外之廠商可供應各式冰水機。
- 汰舊換新限制：「空調冰水機汰舊換新」減量措施以冰水機壽命作為汰換冰水機之標準，不考慮汰換未達使用年限之冰水機。
- 其他的實際限制：節能冰水機與非節能冰水機之機器大小無太大改變。

減量情境滲透率

$$= \text{減量情境節能冰水機存量} \div \text{冰水機存量} \times 100\%$$

2015-2035 年數據請參照表 5.3.2.5。

表 5.3.2.5 冰水機減量情境滲透率推估

	2015	2020	2025	2030	2035
冰水機存量 (台) (a)	122,250	124,500	126,750	129,000	131,250
節能冰水機基準情境存量 (台) (b)	26,618	55,193	86,341	115,778	13,1250
基準情境滲透率(%) (c) = (b) ÷ (a) × 100%	19.32	44.33	68.12	89.75	100

輸入參數 6：碳排放係數

各部門採取減量措施後的節電量可能改變電力部門發電結構，假定電力部門減少煤、燃氣及燃油的使用，但核能、水力的發電量不改變，則由電力需求部門節電可減少的碳排放量（減量潛力），其碳排放係數為：電力部門減少煤、燃氣及燃油使用而減少的溫室氣體排放量除以節電量。

電力部門發電量受用電需求減少影響

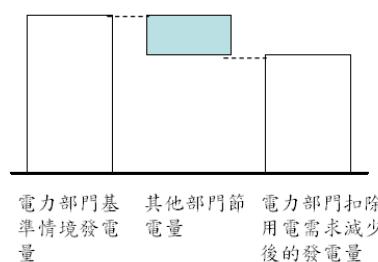


圖 5.3.2.1 電力碳排放係數圖示

減少使用的燃料大部份為煤，而煤的碳排放係數較燃氣、燃油高，因此節電量所對應的碳排放係數會比電力部門基準情境所用的高，依中央研究院《深度減碳，邁向永續社會》研究計畫的「台灣電力部門的減碳技術潛力」報告（2018 年）推估，

節電量的碳排放係數在 2020 年為 0.816 MtCO₂e/TWh；2025 年為 0.790 MtCO₂e/TWh；2030 年為 0.763 MtCO₂e/TWh；2035 年為 0.738 MtCO₂e/TWh（表 5.3.3.6）。

表 5.3.2.6 基準情境發電量與節電量之電力碳排放係數

單位：tCO₂e/MWh

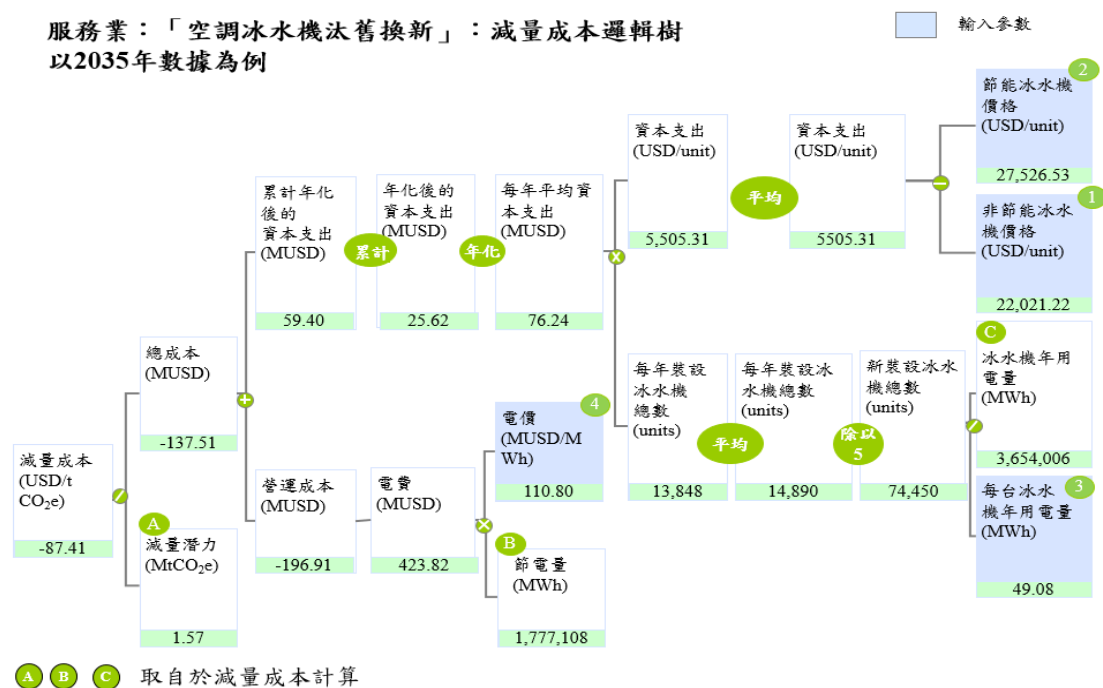
	2020	2025	2030	2035
電力部門基準情境發電量所對應的碳排放係數	0.580	0.650	0.650	0.640
減量潛力之節電量所對應的碳排放係數	0.816	0.790	0.763	0.738

資料來源：中央研究院《深度減碳，邁向永續社會》研究計畫的「台灣電力部門的減碳技術潛力」報告（2018 年）。

5.3.2.3 減量成本

減量成本是評估每減少一噸二氧化碳當量的排放所需要的成本，總成本主要是由資本支出及營運成本所構成。資本支出為節能冰水機與非節能冰水機單位成本差值與每年裝設冰水機總數之乘積，營運成本由於在採行減量手段期間可以減少用電量，因此營運成本為負值。

服務業：「空調冰水機汰舊換新」：減量成本邏輯樹以 2035 年數據為例



空調冰水機汰舊換新主要受到 4 項輸入參數影響，分別為節能冰水機價格、非節能冰水機價格、非節能冰水機年用電量及電價，以下對各輸入參數加以說明。

輸入參數 1&2：節能及非節能冰水機價格

本報告定義節能冰水機符合經濟部能源局〈空調系統能源效率標準第二階段〉之規範。根據中經院（2012），市面上 50-200 冷凍噸之冰水機銷售量最大，以 100 冷凍噸之冰水機價格作為代表。假設在冰水機規格相同之前提下，節能冰水機比非節能冰水機價格高出 25%。100 冷凍噸節能冰水機實質價格為 870,994.40 元 (27,526.53 美元)，100 冷凍噸之非節能冰水機實質價格為 696,795.52 元 (22,021.22 美元)。

輸入參數 3：非節能冰水機年用電量

非節能冰水機年用電量

$$= \text{冰水機年用電量} \div \text{冰水機存量}$$

空調設備包括窗型、箱型冷氣機及中央空調，中央空調佔空調設備用電量 50%，根據經濟部工業局（2009）〈冰水主機效率提升技術彙編〉，冰水主機用電量佔中央空調用電量 60%。假設 2015-2035 年非節能冰水機年用電量不變。

非節能冰水機年用電量

$$= \text{「空調冰水機汰舊換新」面對之用電量} \times \text{冰水機佔空調用電比例} / \text{冰水機存量}$$

$$= 20 \text{ (TWh)} \times 50\% \times 60\% \div 122,250$$

$$= 49.08 \text{ (MWh)}$$

輸入參數 4：電價

參考台電公司《105年統計年報》可得2015年平均電價為2.9331元/度，本報告預估電價未來20年每年均成長1%，自2015年開始推估至2035年平均電價可達3.58元，再以2016年1美元可兌換32.3新台幣來換算後，可得2035年平均電價為0.11美元（表 5.3.2.7）。

表 5.3.2.7 2015 - 2035 電價推估

單位：美元

	2015	2020	2025	2030	2035
電價	0.09	0.1	0.1	0.11	0.11

資料來源：本研究團隊根據台電公司《105年統計年報》並預估電價未來20年每年均成長1%所計算。

5.3.3 服務業部門減量措施二：新建建築節能外殼

5.3.3.1 措施內涵

針對新建建築透過良好的外殼構造設計，降低日射傳導至室內的熱量，以減少空調設備的使用。外殼的節能設計範疇包含窗戶（隔熱玻璃）、外牆（隔熱建材）、屋頂（隔熱建材）。

5.3.3.2 減量潛力

減量潛力是評估透過減量措施可減少的碳排放量，以累積節電量與節電量的碳排放係數乘積所得到，節電量是單位面積的節電量與採取減量措施的新建樓地板面積之乘積：

- 單位面積節電量：空調設備單位面積用電量為基準情境空調設備用電量除以服務業部門總樓地板面積，再與與節能率乘積即可得到單位面積節電量。
- 採取減量措施的新建樓地板面積：服務業當期新建樓地板面積與採取減量措施的新增滲透率乘積得到。

減量潛力主要受 7 項輸入參數影響，分別為節能率、基準情境空調設備用電量、服務業總樓地板面積、服務業當期新建樓地板面積、新建建築節能外殼基準情境滲透率、新建建築節能外殼減量情境滲透率、電力碳排放係數，以下對各輸入參數加以說明。

輸入參數 1：節能率

由於台灣獲得綠建築標章之規範較現行法令〈建築技術規則〉嚴格，本報告定義新建建築節能外殼之隔熱標準須至少符合內政部建研所公佈的〈綠建築標章〉合格級水準，根據〈綠建築解說與評估手冊〉（2015），建築物外殼節能可降低空調設備的單位面積用電量 20%。

$$\text{建築外殼節能效率評估 } EEV = \frac{\text{建築外殼耗能指標 } EV \text{ (KWh/m}^2\text{*yr)}}{\text{建築外殼耗能基準 } EV_c \text{ (KWh/m}^2\text{*yr)}} \leq 80\%$$

輸入參數 2：基準情境空調設備用電量

服務業部門空調設備用電量在 2015 年為 20.43TWh，在基準情境下至 2035 年估計達 23.07TWh（表 5.3.3.1）。

基準情境空調設備用電量 (TWh)

=減量措施執行前所面對的用電量 (TWh)

=空調設備總用電量 (TWh) - 先前執行減量措施的節電量 (TWh)

「新建建築節能外殼」為空調類第二項執行的節能措施，以 2035 年數據為例，先前執行的減量措施「空調冰水主機汰舊換新」可節電 $XXTWh$ ，因此 2035 年「新建建築節能外殼」所面對的基準情境用電量為 $XXXTWh$ ，其各年用電量如表 5.3.3.1 所示。

表 5.3.3.1 空調設備減量措施「新建建築節能外殼」所面對之用電量

單位：TWh

		2020	2025	2030	2035
基準情境空調設備用電量		20.05	21.00	22.00	23.05
減量措施 節電量	空調冰水主機 汰舊換新	0.19	0.53	1.11	1.78
「新建建築節能外殼」減量措施 所面對之用電量		19.86	20.47	20.89	21.27

輸入參數 3：服務業總樓地板面積

本報告服務業總樓地板面積在此分 2006 年歷史值、2007-2017 年歷史值推估以及 2018-2035 年推估這三段時期說明：

2006 年服務業總樓地板面積歷史值

根據《95 年工商及服務業普查》，2006 年服務業部門樓地板面積為 174.89 百萬平方公尺，由於《95 年工商及服務業普查》^[2]之服務業部門未包含公共行政樓地板面積，且目前也無普查性的統計數據，在此以公共行政單位樓地板面積耗電量 (energy use intensity, EUI) 來求出公共行政樓地板面積。

公共行政單位樓地板面積耗電量 (EUI) (kWh/m².yr)

=公共行政用電量 (kWh) / 公共行政樓地板面積 (m²)

EUI取自台灣綠色生產力基金會《2006 非製造業能源查核年報》，中央政府機關與地方政府機關之EUI平均值為 136.66(kWh/m².yr)，在此作為公共行政EUI。

^[2] 〈工商及服務業普查〉之服務業部門包含：批發及零售業、運輸及倉儲業、住宿及餐飲業、資訊及通訊傳播業、金融及保險業、不動產業、專業、科學及技術服務業、支援服務業、強制性社會安全、教育服務業、醫療保健及社會工作服務業、藝術娛樂及休閒服務業、其他服務業，共 13 種行業別。

2006 年公共行政用電量取自〈能源平衡表〉之「公共行政業」(第 92 列)，其值為 5,140 TWh，可計算出 2006 年公共行政樓地板面積為 37.61 百萬平方公尺。將公共行政樓地板面積加上《95 年工商及服務業普查》2006 年服務業部門樓地板面積後，得 2006 年服務業總樓地板面積為 212.5 百萬平方公尺。

2007~2017 年服務業總樓地板面積歷史值

由於最新的《100 年工商及服務業普查》並無服務業部門樓地板面積數據，本報告以 2006 年服務業總樓地板面積 212.5 百萬平方公尺為基準推估 2007~2017 年服務業總樓地板面積歷史值，各年服務業總樓地板面積計算邏輯為：

當年總樓地板面積存量

=前一年總樓地板面積存量+當年新建樓地板面積-當年拆除樓地板面積

例如，2007 年總樓地板面積存量

=總樓地板面積存量₂₀₀₆ + 新建樓地板面積₂₀₀₇ - 拆除樓地板面積₂₀₀₇

各年新建樓地板面積取自營建署〈營建統計年報〉之「使用執照」。營建署〈營建統計年報〉之「使用執照」依〈建築技術規則〉分為 10 類建物使用型態：公共集會類、商業類、休閒文教類、宗教殯葬類、衛生福利更生類、辦公服務類、其他類、住宿類、工業類、危險物品類，其中住宿類、工業類、危險物品類與〈工商及服務業普查〉之服務業部門定義不一致，其餘七類則作為本研究服務業範疇，如表 5.3.3.2 所示。

表 5.3.3.2 〈建築技術規則〉符合本研究服務業範疇類別

-公共集會類：集會表演、運輸場所
-商業類：娛樂場所、商場百貨、餐飲場所、旅館
-休閒文教類：健身休閒、文教設施、校舍、補教托育
-宗教殯葬類
-衛生福利更生類：醫療照護、社會福利、兒童福利、戒護場所
-辦公服務類：金融證券、辦公場所、店鋪診所
-其他類

各年拆除樓地板面積取自營建署〈營建統計年報〉的「拆除執照」，然而「拆除執照」僅分「住宅」與「其他」兩項，本報告對「拆除執照」循「使用執照」分類模式（依〈建築技術規則〉分為 10 類建物使用型態）分類，以取得「拆除執照」中

合於本研究服務業範疇的拆除面積。

「拆除執照」中的「住宅」對應「使用執照」的住宿類；「拆除執照」中的「其他」對應「使用執照」的公共集會類、商業類、休閒文教類、宗教殯葬類、衛生福利更生類、辦公服務類、其他類、工業類、危險物品類等 9 類，而前 7 類為本研究服務業範疇（扣除工業類、危險物品類），取「使用執照」樓地板面積數據得到這 7 類佔上述 9 類使用型態的各年占比，作為各年服務業在「拆除執照」的「其他」所佔的比例，即可算出各年拆除執照拆除樓地板面積。

依各年服務業總樓地板面積計算邏輯，得 2007 年~2017 年服務業總樓地板面積（表 5.3.3.3）。

表 5.3.3.3 2007~2017 年服務業樓地板面積

單位：百萬平方公尺

	2006	2007	2010	2015	2016	2017
新建樓地板面積 (a)	9.37	7.65	6.07	7.99	6.39	7.04
拆除樓地板面積 (b)	0.81	1.09	1.13	0.78	0.79	0.87
淨增加樓地板面積 (c) = (a) - (b)	8.56	6.56	4.93	7.21	5.59	6.17
服務業總樓地板面積 ¹ (d) = 前一年總樓地板 面積存量 + (c)	212.50	219.06	238.70	269.83	275.42	281.59

註：2006 年服務業總樓地板面積為 212.5 百萬平方公尺。

資料來源：根據營建署〈營建統計年報〉之「使用執照」與「拆除執照」，分別得新建樓地板面積以及拆除樓地板面積後，計算出 2007~2017 年服務業樓地板面積。

2018~2035 年服務業總樓地板面積推估

根據表 5.3.3.3 可計算出 2006~2017 年服務業的總樓地板面積成長率為 2.59%。近 5 年台灣經濟成長率約 3% 左右^[3]，而服務業 GDP 約占台灣 GDP 60-70% 左右，雖然未來人口成長會下降進一步使台灣經濟成長率下降，但服務業部門成長率未來有進一步擴張可能，所以未來服務業經濟成長率維持 3%。因服務業總樓地板面積成長變化與服務業經濟成長有關，所以本報告假設 2018~2035 年服務業的總樓地板面積成長率為 3%。以 3% 成長率從 2017 年起推估 2018~2035 年服務業總樓地板面積，得 2035 年服務業樓地板面積推估值為 479.39 百萬平方公尺。各年服務業總樓地板面積歷史值以及推估值如表 5.3.3.4 所示。

^[3] 行政院主計處所發布的台灣經濟成長率，2013 年 2.2%、2014 年 4.02%、2015 年 0.81%、2016 年 1.51%、2017 年 3.08%。 <https://www.dgbas.gov.tw/point.asp?index=1>

表 5.3.3.4 服務業總樓地板面積推估

單位：百萬平方公尺

	2006	2010	2015	2020	2025	2030	2035
服務業總樓地板面積	212.50	238.70	269.83	307.70	356.71	413.52	479.39

資料來源：以 2017 年為基底年(總樓地板面積為 281.59 百萬平方公尺)，並以 3% 成長率推估 2018~2035 年服務業總樓地板面積。

輸入參數 4：服務業當期新建樓地板面積

當期新建樓地板面積=當期新建樓地板面積累計-前期新建總樓地板面積累計
 新建總樓地板面積=服務業總樓地板面積-既有建築樓地板面積

服務業總樓地板面積已於輸入參數 3 說明。既有建築定義為 2010 年之前(含)興建完工的建物，超過 2010 年完工者視為新建物，2010 年服務業總樓地板面積為 238.70 百萬平方公尺視為既有建築樓地板面積。

既有建築因老舊損壞而拆除，服務業每年建築拆除速度為 1.0 百萬平方公尺/年(後續說明)，則 2015 年留存的面積為 233.70 (=238.70- (1*(2015-2010))) 百萬平方公尺，以此邏輯推導出 2035 年既有建築為 213.70 百萬平方公尺。完成既有建築樓地板面積推估後，將總樓地板面積扣除既有建築樓地板面積可得新建總樓地板面積，而各期之新增量即為當期新建樓地板面積(表 5.3.3.5)。

表 5.3.3.5 服務業當期新建樓地板面積與既有建築面積推估

單位：百萬平方公尺

	2010	2015	2020	2025	2030	2035
服務業總樓地板面積 (a)	238.70	269.83	307.70	356.71	413.52	479.39
每年建築拆除面積速度 (b)	1.0 (百萬平方公尺/年)					
既有建築樓地板面積 (c)=238.70-((b)*(n-2010)) n 為 2010 年：2035 年	238.70	233.70	228.70	223.70	218.70	213.70
服務業新建總樓地板面積 (d) = (a) - (c)	0.00	36.12	79.00	133.01	194.82	265.68
當期新建樓地板面積 ((d) 每五年增加量)	-	36.12	42.87	54.01	61.81	70.86

服務業拆除面積推估說明

既有建築定義為 2010 年之前（含）興建完工的建物，以 2011 年至 2017 年拆除面積來推導每年拆除面積。服務業拆除樓地板面積取自營建署〈營建統計年報〉的「拆除執照」。「拆除執照」說明重寫如下，「拆除執照」中的「住宅」對應「使用執照」的住宿類；「拆除執照」中的「其他」對應「使用執照」的公共集會類、商業類、休閒文教類、宗教殯葬類、衛生福利更生類、辦公服務類、其他類、工業類、危險物品類等 9 類，而前 7 類為本研究服務業範疇（扣除工業類、危險物品類），取「使用執照」樓地板面積數據得到這 7 類佔上述 9 類使用型態的各年占比，作為各年服務業在「拆除執照」的「其他」所佔的比例，即可算出各年拆除執照拆除樓地板面積（表 5.3.3.6）。

由表 5.3.3.6 知 2011-2017 年每年拆除樓地板面積平均為 0.92 百萬平方公尺，取服務業建築拆除面積速度為 1.0 百萬平方公尺/年，代表 2010 年以前的既有建築須花費 239 年才能拆完。

表 5.3.3.6 2011-2017 年各年拆除樓地板面積

單位：百萬平方公尺

	拆除樓地板面積		
	其他類 (a)	服務業在其他類之占比 (b)	服務業 (c) = (a) × (b)
2011	1.95	51.4%	1.00
2012	1.75	57.2%	1.00
2013	1.86	56.1%	1.04
2014	1.52	60.7%	0.92
2015	1.34	58.7%	0.78
2016	1.51	52.8%	0.79
2017	1.64	53.3%	0.87
	平均		0.92

資料來源：本研究團隊根據營建署〈營建統計年報〉的「拆除執照」所計算。

輸入參數 5：新建建築節能外殼基準情境滲透率

新建建築節能外殼滲透率定義為有採用節能外殼的新建建築樓地板面積佔新建總樓地板面積比例，採用節能外殼標準需至少符合〈綠建築標章〉合格級水準。

2011 年至 2015 年取得〈綠建築標章〉合格級以上的住宅樓地板面積共計 8.27 百萬平方公尺（台灣建築中心〈綠建築標章-核可案件公告〉統計至 108 年 2 月）。由於內政部於 2012 年發布「加強綠建築推動計畫」經費補助及管考執行要點，本報告推測此執行要點有加速 2011-2015 年新建建築節能外殼滲透率之情形，所以本報告取 2011 年至 2015 年住宅新建建築節能外殼樓地板面積的 50%作為基準情境

2011-2015 年新建建築節能外殼樓地板面積，為 4.14 百萬平方公尺。以此面積為 2011-2015 年住宅新建樓地板面積的存量，假定 2016 年至 2035 年每年平均成長率假定等於 2016 年至 2035 年住宅新建樓地板每年平均成長率 10.49%，取成長率 10% 作為以下計算，採用節能外殼之面積推導至 2035 年可得 2035 年綠建築合格級以上面積累計為 27.8 百萬平方公尺。

服務業當期新建總樓地板面積取自輸入參數 4 (表 5.3.3.5)，即可推得 2016 年至 2035 年服務業部門新建建築採用節能外殼基準情境滲透率 (表 5.3.3.7)。

表 5.3.3.7 服務業部門新建建築採用節能外殼基準情境滲透率

單位：百萬平方公尺

	2015	2020	2025	2030	2035
當期新建總樓地板面積 (a)	36.12	42.87	54.01	61.81	70.86
服務業新建建築面積每年成長率 (b)	10.0%				
綠建築合格級以上面積累計 (c)	4.14	6.66	10.73	17.27	27.82
當期綠建築合格級以上面積 ((d) 每五年增加量)	—	2.52	4.07	6.55	10.55
滲透率 (d) ÷ (a)	—	5.9%	7.5%	10.6%	14.9%

資料來源：本研究團隊根據新建建築面積每年成長率與台灣建築中心〈綠建築標章-核可案件公告〉(統計至 108 年 2 月)住宅建築合格級以上面積，算出當期新建建築採用節能外殼基準情境滲透率。

輸入參數 6：新建建築節能外殼減量情境滲透率

減量潛力受下列四項技術限制，可作為減量情境滲透率上限：

- 最佳可行技術的成熟度：台灣獲得綠建築標章之新建建築，從合格級到鑽石級已有多起施作案例，結合台灣環境在地化，技術已相當成熟，因此不構成限制。
- 供應鏈限制：若規劃設計得宜，事先考量方位及日射角度等等，則不須在外殼上增添太多額外工程，並假設與一般建築工程所需人力及工期是一致，因此不構成限制。
- 汰舊換新限制：新建建築不存在汰舊換新問題，因此不受此限制。
- 其他實際的限制：其他實際的限制適用於所有新建建築，節能建築大體不受額外的限制。

新建建築不受上述 4 項技術限制影響，因此可假定自 2020 年節能建築滲透率即為 100% (表 5.3.3.8)。

表 5.3.3.8 新建築節能外殼減量情境滲透率

	2020	2025	2030	2035
減量情境滲透率 (%)	100	100	100	100

輸入參數 7：電力碳排放係數

各部門採取減量措施後的節電量可能改變電力部門發電結構，假定電力部門減少煤、燃氣及燃油的使用，但核能、水力的發電量不改變，則由電力需求部門節電可減少的碳排放量（減量潛力），其碳排放係數為：電力部門減少煤、燃氣及燃油使用而減少的溫室氣體排放量除以節電量。

電力部門發電量受用電需求減少影響

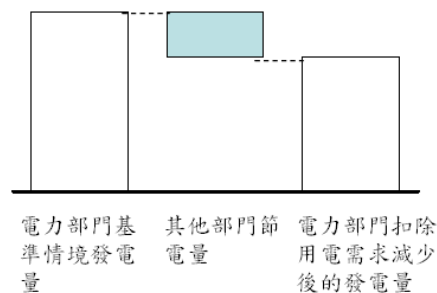


圖 5.3.3.1 電力碳排放係數圖示

減少使用的燃料大部份為煤，而煤的碳排放係數較燃氣、燃油高，因此節電量所對應的碳排放係數會比電力部門基準情境所用的高，依中央研究院《深度減碳，邁向永續社會》研究計畫的「台灣電力部門的減碳技術潛力」報告（2018 年）推估，節電量的碳排放係數在 2020 年為 0.816 MtCO₂e/TWh；2025 年為 0.790 MtCO₂e/TWh；2030 年為 0.763 MtCO₂e/TWh；2035 年為 0.738 MtCO₂e/TWh（表 5.3.3.9）。

表 5.3.3.9 基準情境發電量與節電量之電力碳排放係數

單位：tCO₂e/MWh

	2020	2025	2030	2035
電力部門基準情境發電量所對應的碳排放係數	0.580	0.650	0.650	0.640
減量潛力之節電量所對應的碳排放係數	0.816	0.790	0.763	0.738

資料來源：根據中央研究院《深度減碳，邁向永續社會》研究計畫的「台灣電力部門的減碳技術潛力」報告（2018 年）所計算。



5.3.3.3 減量成本

單位減量成本是評估每減少一噸二氧化碳當量的排放所需要的成本，總成本是由累積年金化後的資本支出與營運成本所構成。

- 資本支出
採用節能外殼所需增加的單位面積資本支出與採用減量措施的樓地板面積之乘積，經年金化處理並將各期累積，則為累積年金化後的資本支出。
- 營運成本：
減量措施實行期間可以減少用電量，電費的節省使得營運成本是負值。

減量成本主要受 2 項輸入參數影響，分別為採用節能外殼新增單位樓地板面積資本支出、電價。以下對各項輸入參數加以說明。

輸入參數 1：採用節能外殼新增單位樓地板面積資本支出

本報告節能外殼新增單位樓地板面積成本由窗戶、外牆（除去窗戶）及屋頂三種材料所組成，以下說明三種材料之平均單位面積成本。根據美國能源部（U.S. Department of Energy）（2014）年報告〈Windows and Building Envelope Research and Development: Roadmap for Emerging Technologies〉，提供 2015-2020 年服務業部門窗戶、外牆以及屋頂三種材料的技術發展以及平均單位面積成本變化。

4. 窗戶：2015 年服務業部門使用R-5^[4]隔熱玻璃之平均單位面積成本為 86.11 USD/m²(8 USD/ft²)，2020 年隔熱玻璃技術進步至R-7，比R-5 少產生 71%((5/7) *100%) 的熱能，平均單位面積成本維持 86.11 USD/m²，2025 年維持使用R-7 隔熱玻璃，其平均單位面積成本下降至 32.29 USD/m² (3 USD/ft²)，本報告假設 2021-2035 年服務業部門隔熱玻璃平均單位面積成本維持 2020 年。
5. 外牆：2015 年服務業部門使用R-6 外牆隔熱材料之平均單位面積成本為 5.38 USD/m²(0.5 USD/ft²)，2020 年外牆隔熱材料技術進步至R-8，比R-6 少產生 75% ((6/8)*100%) 的熱能，平均單位面積成本下降至 3.77 USD/m²(0.35 USD/ft²)，2025 年外牆隔熱材料持續進步至R-12，比R-8 少產生 67% ((8/12) *100%) 的

^[4] R-x 是量度材料的熱導率，受材料厚度及材料熱導係數有關，單位為[ft2* .F*hr/Btu]，由單位可知 R-x 表示材料單位面積在單位時間欲增加單位溫度時所產生的熱能，所 x 值越大表示相同面積與相同時間及相同增加問度下產生更少的熱能，故 X 值越大表示該材料更加熱絕緣，。BTU 為英制熱能單位，類似公制的焦耳(J)。

熱能，平均單位面積成本下降至 2.69 USD/m² (0.25 USD/ft²)，本報告假設 2021-2035 年服務業部門外牆隔熱材料平均單位面積成本維持 2020 年。

- 屋頂：2015 年服務業部門使用 R-25 屋頂隔熱材料之平均單位面積成本為 107.64 USD/m² (10 USD/ft²)，2020 年屋頂隔熱材料技術進步至 R-35，比 R-25 少產生 71% ((25/35) * 100%) 的熱能，平均單位面積成本下降至 32.29 USD/m² (3 USD/ft²)，2025 年隔熱材料持續進步至 R-50，比 R-35 少產生 70% ((35/50) * 100%) 的熱能，平均單位面積成本下降至 10.76 USD/m² (1 USD/ft²)，本報告假設 2021-2035 年服務業部門屋頂隔熱材料平均單位面積成本維持 2020 年。

依據前述對窗戶、外牆與屋頂 2015 – 2035 年之平均單位面積成本統整如表 5.3.3.10 所示。

表 5.3.3.10 節能外殼建材新增平均單位面積成本

	USD/m ²				
	2015	2020	2025	2030	2035
窗戶	86.11	86.11	32.29	32.29	32.29
外牆	5.38	3.77	2.69	2.69	2.6
屋頂	107.64	32.29	10.76	10.76	10.76

資料來源：根據美國能源部 (2014) 〈Windows and Building Envelope Research and Development: Roadmap for Emerging Technologies〉，提供 2015-2020 年服務業部門窗戶、外牆以及屋頂三種材料的技術發展以及平均單位面積成本變化，並假設 2021-2035 年服務業部門三種材料平均單位面積成本維持 2020 年。

從表 5.3.3.10 知窗戶、外牆及屋頂三種建材新增平均單位成本，皆下來將瞭解各別建材占節能外殼之權數。根據《營建統計年報》-「歷年核發建築物使用執照統計-按土地使用分區別分」中「商業區」、「行政區」及「文教區」的使用執照，得服務業部門 2011-2017 年屋頂面積占總樓地板面積比例平均為 12.4%。綠建築九大評估指標建議服務業開窗率最好在 35% 以下，但考量到目前實際服務業開窗率情形，本報告服務業部門開窗率假設為 40%。皆下來分別由窗戶、外牆及屋頂三種建材求節能外殼新增資出成本：

- 窗戶：外牆面積佔外殼面積的 87.6% (=1-12.4%)，並考慮服務業開窗率 40%，則 2035 年單位外殼面積成本調整為 11.32 美元/m² (=32.29×87.6%×40%)。
- 外牆：外牆面積佔外殼面積的 87.6%，考慮服務業開窗率 40%，則 2035 年單位外殼面積成本調整為 1.41 美元/m² (=2.69×87.6%×(1-40%))。

6. 屋頂：屋頂面積佔外殼面積的 12.4%，則 2035 年單位外殼面積成本為 1.33 美元/m² (=10.76×12.4%)。

表 5.3.3.11 節能外殼新增資出成本

	USD/m ²				
	2015	2020	2025	2030	2035
窗戶	30.17	30.17	11.32	11.32	11.32
外牆	2.83	1.98	1.41	1.41	1.41
屋頂	13.35	4.00	1.33	1.33	1.33
合計	46.35	36.16	14.06	14.06	14.06

資料來源：依表 3.3.3.10 知 2015-2035 年窗戶、外牆及屋頂三種建材新增平均單位成本，分別乘上窗戶、外牆、屋頂佔總外殼面積比例，計算出節能外殼新增資出成本。

輸入參數 2：電價

參考台電公司《105年統計年報》可得2015年平均電價為2.9331元/度，本報告預估電價未來20年每年均成長1%，自2015年開始推估至2035年平均電價可達3.58元，再以2016年1美元可兌換32.3新台幣來換算後，可得2035年平均電價為0.11美元（表 5.3.3.12）。

表 5.3.3.12 2015 - 2035 電價推估

	單位：美元				
	2015	2020	2025	2030	2035
電價	0.09	0.1	0.1	0.11	0.11

資料來源：本研究團隊根據台電公司《105年統計年報》並預估電價未來20年每年均成長1%所計算。

5.3.4 服務業部門減量措施三：新建建築導入照明控制

5.3.4.1 措施內涵

針對不同場所之用電使用模式，利用整體群控式照明控制系統搭配各類照明節能控制開關，以減少不必要的能源使用。照明控制系統設備大致分類如下：

表 5.3.4.1 照明節能控制類別說明

照明節能控制開關設備類別	適用範圍	
時序控制器 (timer)	針對指定空間依預定時間開啟、關閉燈具或調整亮度。 例：可設定辦公室照明設備於上班時段開啟、下班時間及午休時間部分關閉	
晝光感知器或附亮度感知器	建築內臨窗區域依晝光供給程度調整光度，並有遲緩設計而不會因一時烏雲遮日而頻頻調整。適用於辦公大樓及商場靠窗區域、採光井等等	
熱感知器開關	間歇使用空間或出入較不頻繁的走道，感應到人體溫度時開啟光源，當偵測範圍內無感應到人員活動超過設定時間才會關閉電源。適用於辦公大樓的小型會議室、會客室、茶水間、影印間及廁所等等	
附加感知器之自主控制型燈具	較少人進出之場所。例：機房	
整體群控式照明控制系統	可調光照明系統	透過情境設定來調整一區域所有光源的時序控制、晝光感應、亮度調整等等。例：會議室從會議模式轉換為簡報模式
	照明中央監控系統	利用監控設備連線各樓層空間的照明設備，可遠端控制各迴路開關、時序設定等等，並可監控用電情形並記錄以供分析。通常配合消防、電力、空調、給排水、門禁等等系統組成。
	二線式照明控制系統	容許多迴路同時控制。例：辦公室可關閉部分區域照明，也可在總開關處關閉部分區域，或是群組模式全部關閉。所有開關及迴路可重新組合，由控制面板重新設定修改。例：展覽場可依展區大小來提供所需的照明
	客房鑰匙 Key Control 系統	針對旅館的客房以鑰匙感應卡來開啟電源開關，當旅客離開客房時，一取走鑰匙電源就自動關閉

資料來源：綠基會（2008）及綠基會（2016）；本研究整理

5.3.4.2 減量潛力

減量潛力是評估透過減量措施可減少的碳排放量，以累積節電量與電力碳排放係數乘積所得，節電量是單位面積的節電量與採取減量措施的面積之乘積。

- 單位面積節電量：空調設備單位面積用電量為基準情境空調設備用電量除以服務業部門總樓地板面積，再與與節能率乘積即可得到單位面積節電量。
- 採取減量措施的既有樓地板面積：服務業當期新建樓地板面積與新建建築採取減量措施的新增滲透率乘積得到。

減量潛力主要受 7 項投入參數影響，分別為節能率、基準情境照明設備用電量、服務業總樓地板面積、既有建築樓地板面積、既有建築採用照明控制基準情境滲透率、既有建築採用照明控制減量情境滲透率、電力碳排放係數，以下對各投入參數加以說明。

輸入參數 1：節能率

本報告不細分個別照明控制設備，綠基會（2016）指出採用整體群控式照明控制系統來加以監控管理，可節約照明用電 30%。此數據落在表 3.3.3.1 所提的節電效果之間，假設經濟活動量不變，可將此節約照明用電量比例，做為本報告節能率。

輸入參數 2：基準情境照明設備用電量

服務業部門照明設備用電量在 2020 年為 5.88TWh，在基準情境下至 2035 年估計達 6.76TWh（表 5.3.4.2）。

基準情境照明設備用電量（TWh）

=減量措施執行前所面對的用電量（TWh）

=照明設備總用電量（TWh）-先前執行減量措施的節電量（TWh）

「新建建築導入照明控制」為照明類第一項執行的節能措施，此前沒有執行減量措施的節電量，所以基準情境照明設備用電量等於照明設備總用電量，基準情境照明設備用電量在 2035 年是 6.76TWh，其各年用電量如表 5.3.4.2 所示。

表 5.3.4.2 照明設備減量措施「新建建築導入照明控制」所面對之用電量

單位：TWh

	2020	2025	2030	2035
「新建建築導入照明控制」減量措施所面對之用電量	5.88	6.16	6.45	6.76

輸入參數 3：服務業總樓地板面積

本報告服務業總樓地板面積在此分 2006 年歷史值、2007-2017 年歷史值推估以及 2018-2035 年推估這三段時期說明：

2006 年服務業總樓地板面積歷史值

根據《95 年工商及服務業普查》，2006 年服務業部門樓地板面積為 174.89 百萬平方公尺，由於《95 年工商及服務業普查》^[5]之服務業部門未包含公共行政樓地板面積，且目前也無普查性的統計數據，在此以公共行政單位樓地板面積耗電量（energy use intensity, EUI）來求出公共行政樓地板面積。

$$\begin{aligned} & \text{公共行政單位樓地板面積耗電量 (EUI) (kWh/m}^2\text{.yr)} \\ & = \text{公共行政用電量 (kWh)} / \text{公共行政樓地板面積 (m}^2\text{)} \end{aligned}$$

EUI取自台灣綠色生產力基金會《2006 非製造業能源查核年報》，中央政府機關與地方政府機關之EUI平均值為 136.66(kWh/m².yr)，在此作為公共行政EUI。2006 年公共行政用電量取自〈能源平衡表〉之「公共行政業」(第 92 列)，其值為 5,140 TWh，可計算出 2006 年公共行政樓地板面積為 37.61 百萬平方公尺。將公共行政樓地板面積加上《95 年工商及服務業普查》2006 年服務業部門樓地板面積後，得 2006 年服務業總樓地板面積為 212.5 百萬平方公尺。

2007~2017 年服務業總樓地板面積歷史值

由於最新的《100 年工商及服務業普查》並無服務業部門樓地板面積數據，本報告以 2006 年服務業總樓地板面積 212.5 百萬平方公尺為基準推估 2007~2017 年服務業總樓地板面積歷史值，各年服務業總樓地板面積計算邏輯為：

$$\begin{aligned} & \text{當年總樓地板面積存量} \\ & = \text{前一年總樓地板面積存量} + \text{當年新建樓地板面積} - \text{當年拆除樓地板面積} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} & \text{例如，2007 年總樓地板面積存量} \\ & = \text{總樓地板面積存量}_{2006} + \text{新建樓地板面積}_{2007} - \text{拆除樓地板面積}_{2007} \end{aligned}$$

各年新建樓地板面積取自營建署〈營建統計年報〉之「使用執照」。營建署〈營建統計年報〉之「使用執照」依〈建築技術規則〉分為 10 類建物使用型態：公共集會類、商業類、休閒文教類、宗教殯葬類、衛生福利更生類、辦公服務類、

^[5] 〈工商及服務業普查〉之服務業部門包含：批發及零售業、運輸及倉儲業、住宿及餐飲業、資訊及通訊傳播業、金融及保險業、不動產業、專業、科學及技術服務業、支援服務業、強制性社會安全、教育服務業、醫療保健及社會工作服務業、藝術娛樂及休閒服務業、其他服務業，共 13 種行業別。

其他類、住宿類、工業類、危險物品類，其中住宿類、工業類、危險物品類與〈工商及服務業普查〉之服務業部門定義不一致，其餘七類則作為本研究服務業範疇，如表 5.3.4.3 所示。

表 5.3.4.3 〈建築技術規則〉符合本研究服務業範疇類別

- | |
|------------------------------|
| -公共集會類：集會表演、運輸場所 |
| -商業類：娛樂場所、商場百貨、餐飲場所、旅館 |
| -休閒文教類：健身休閒、文教設施、校舍、補教托育 |
| -宗教殯葬類 |
| -衛生福利更生類：醫療照護、社會福利、兒童福利、戒護場所 |
| -辦公服務類：金融證券、辦公場所、店鋪診所 |
| -其他類 |

各年拆除樓地板面積取自營建署〈營建統計年報〉的「拆除執照」，然而「拆除執照」僅分「住宅」與「其他」兩項，本報告對「拆除執照」循「使用執照」分類模式（依〈建築技術規則〉分為 10 類建物使用型態）分類，以取得「拆除執照」中合於本研究服務業範疇的拆除面積。

「拆除執照」中的「住宅」對應「使用執照」的住宿類；「拆除執照」中的「其他」對應「使用執照」的公共集會類、商業類、休閒文教類、宗教殯葬類、衛生福利更生類、辦公服務類、其他類、工業類、危險物品類等 9 類，而前 7 類為本研究服務業範疇（扣除工業類、危險物品類），取「使用執照」樓地板面積數據得到這 7 類佔上述 9 類使用型態的各年占比，作為各年服務業在「拆除執照」的「其他」所佔的比例，即可算出各年拆除執照拆除樓地板面積。

依各年服務業總樓地板面積計算邏輯，得 2007 年~2017 年服務業總樓地板面積（表 5.3.4.4）。

表 5.3.4.4 2007~2017 年服務業樓地板面積

單位：百萬平方公尺

	2006	2007	2010	2015	2016	2017
新建樓地板面積 (a)	9.37	7.65	6.07	7.99	6.39	7.04
拆除樓地板面積 (b)	0.81	1.09	1.13	0.78	0.79	0.87
淨增加樓地板面積 (c) = (a) - (b)	8.56	6.56	4.93	7.21	5.59	6.17
服務業總樓地板面積 ¹ (d) = 前一年總樓地板 面積存量 + (c)	212.50	219.06	238.70	269.83	275.42	281.59

註：2006 年服務業總樓地板面積為 212.5 百萬平方公尺。

資料來源：根據營建署〈營建統計年報〉之「使用執照」與「拆除執照」，分別得新建樓地板面積以及拆除樓地板面積後，計算出 2007~2017 年服務業樓地板面積。

2018~2035 年服務業總樓地板面積推估

根據表 3.3.4.4 可計算出 2006~2017 年服務業的總樓地板面積成長率為 2.59%。近 5 年台灣經濟成長率約 3% 左右^[6]，而服務業 GDP 約占台灣 GDP 60-70% 左右，雖然未來人口成長會下降進一步使台灣經濟成長率下降，但服務業部門成長率未來有進一步擴張可能，所以未來服務業經濟成長率維持 3%。因服務業總樓地板面積成長變化與服務業經濟成長有關，所以本報告假設 2018~2035 年服務業的總樓地板面積成長率為 3%。以 3% 成長率從 2017 年起推估 2018~2035 年服務業總樓地板面積，得 2035 年服務業樓地板面積推估值為 479.39 百萬平方公尺。各年服務業總樓地板面積歷史值以及推估值如表 5.3.4.5 所示。

表 5.3.4.5 服務業總樓地板面積推估

單位：百萬平方公尺

	2006	2010	2015	2020	2025	2030	2035
服務業總樓地板面積	212.50	238.70	269.83	307.70	356.71	413.52	479.39

資料來源：以 2017 年為基底年(總樓地板面積為 281.59 百萬平方公尺)，並以 3% 成長率推估 2018~2035 年服務業總樓地板面積。

[6] 行政院主計處經濟成長率，2013 年 2.2%、2014 年 4.02%、2015 年 0.81%、2016 年 1.51%、2017 年 3.08%。 <https://www.dgbas.gov.tw/point.asp?index=1>

輸入參數 4：服務業當期新建樓地板面積

當期新建樓地板面積=當期新建樓地板面積累計-前期新建總樓地板面積累計
 新建總樓地板面積=服務業總樓地板面積-既有建築樓地板面積

服務業總樓地板面積已於輸入參數 3 說明。既有建築定義為 2010 年之前(含)興建完工的建物，超過 2010 年完工者視為新建物，2010 年服務業總樓地板面積為 238.70 百萬平方公尺視為既有建築樓地板面積。

既有建築因老舊損壞而拆除，服務業每年建築拆除速度為 1.0 百萬平方公尺/年(後續說明)，則 2015 年留存的面積為 233.70 (=238.70- (1* (2015-2010))) 百萬平方公尺，以此邏輯推導出 2035 年既有建築為 213.70 百萬平方公尺。完成既有建築樓地板面積推估後，將總樓地板面積扣除既有建築樓地板面積可得新建總樓地板面積，而各期之新增量即為當期新建樓地板面積(表 5.3.4.6)。

表 5.3.4.6 服務業當期新建樓地板面積與既有建築面積推估

單位：百萬平方公尺

	2010	2015	2020	2025	2030	2035
服務業總樓地板面積 (a)	238.70	269.83	307.70	356.71	413.52	479.39
每年建築拆除面積速度 (b)	1.0 (百萬平方公尺/年)					
既有建築樓地板面積 (c)=238.70-((b)*(n-2010)) n 為 2010 年：2035 年	238.70	233.70	228.70	223.70	218.70	213.70
服務業新建總樓地板面積 (d) = (a) - (c)	0.00	36.12	79.00	133.01	194.82	265.68
當期新建樓地板面積 ((d) 每五年增加量)	-	36.12	42.87	54.01	61.81	70.86

服務業拆除面積推估說明

既有建築定義為 2010 年之前(含)興建完工的建物，以 2011 年至 2017 年拆除面積來推導每年拆除面積。服務業拆除樓地板面積取自營建署〈營建統計年報〉的「拆除執照」。「拆除執照」說明重寫如下，「拆除執照」中的「住宅」對應「使用執照」的住宿類；「拆除執照」中的「其他」對應「使用執照」的公共集會類、商業類、休閒文教類、宗教殯葬類、衛生福利更生類、辦公服務類、其他類、工業類、危險物品類等 9 類，而前 7 類為本研究服務業範疇(扣除工業類、危險物品類)，取

「使用執照」樓地板面積數據得到這 7 類佔上述 9 類使用型態的各年占比，作為各年服務業在「拆除執照」的「其他」所佔的比例，即可算出各年拆除執照拆除樓地板面積（表 5.3.4.7）。

由表 5.3.3.6 知 2011-2017 年每年拆除樓地板面積平均為 0.92 百萬平方公尺，取服務業建築拆除面積速度為 1.0 百萬平方公尺/年，代表 2010 年以前的既有建築須花費 239 年才能拆完。

表 5.3.4.7 2011-2017 年各年拆除樓地板面積

單位：百萬平方公尺

	拆除樓地板面積		
	其他類 (a)	服務業在其他類之占比 (b)	服務業 (c) = (a) × (b)
2011	1.95	51.4%	1.00
2012	1.75	57.2%	1.00
2013	1.86	56.1%	1.04
2014	1.52	60.7%	0.92
2015	1.34	58.7%	0.78
2016	1.51	52.8%	0.79
2017	1.64	53.3%	0.87
平均			0.92

資料來源：本研究團隊根據營建署〈營建統計年報〉的「拆除執照」所計算。

輸入參數 5：新建建築採用照明控制基準情境滲透率

新建建築採用照明控制滲透率定義為採用整體群控式照明控制設備之新建建築樓地板面積佔服務業新建建築樓地板面積比例，此比例為（1）服務業新建建築採用照明控制的數量比例（安裝照明控制的機率），以及（2）採用照明控制時之影響總樓地板面積的比例（照明控制技術的功能性）之乘積。

本報告假設基準情境新建建築採用照明控制的數量比例為 50%，由於服務業部門包含零售業、旅館、商業辦公大樓及教育休閒類，在以上這些行業別內有些地方是無法使用照明控制的，如逃生樓梯、飯店走廊等地方，所以本報告假設等採用照明控制影響之總樓地板面積比例為 60%，，所以新建建築採用照明控制基準情境滲透率 30%（50%*60%）。



輸入參數 6：新建建築採用照明控制減量情境滲透率

如前述，新建建築採用照明控制滲透率為新建建築採用照明控制的數量比例(安裝照明控制的機率)乘以採用照明控制時之影響總樓地板面積的比例(照明控制的功能性)。本報告假設減量情境和基準情境在照明控制技術的功能性是一致，所以採用照明控制影響之總樓地板面積比例維持 60%。

新建建築採用照明控制的數量比例受下列四項技術限制，可了解現行推動照明控制系統可能面對的阻力，作為減量情境滲透率上限：

- 最佳可行技術的成熟度：照明控制系統設備技術發展成熟，從手動操控到無線遙控皆有發展，因此不受此限制。
- 供應鏈限制：新建建築在規劃設計可納入考量，進行水電工程時加以安裝，因此並無此限制。
- 汰舊換新的限制：新建建築不存在汰舊換新問題，因此不受此限制。
- 其他實際的限制：新建建築無此限制。

照明控制技術成熟，新建建築若在設計階段將照明控制系統納入考量，在水電工程進行可同時安裝，則自 2020 起開始所有新建建築皆可安裝，新建建築採用照明控制的數量比例可達 100%。故新建建築採用照明控制減量情境滲透率為 60% (100%*60%)。

$$\begin{aligned} \text{新增滲透率} &= \text{減量情境滲透率} - \text{基準情境滲透率} \\ &= 60\% - 30\% = 30\% \end{aligned}$$

由上式可知 2020 年起，新建建築採用照明控制新增滲透率為 30%。

輸入參數 7：電力碳排放係數

各部門採取減量措施後的節電量可能改變電力部門發電結構，假定電力部門減少煤、燃氣及燃油的使用，但核能、水力的發電量不改變，則由電力需求部門節電可減少的碳排放量(減量潛力)，其碳排放係數為：電力部門減少煤、燃氣及燃油使用而減少的溫室氣體排放量除以節電量。

電力部門發電量受用電需求減少影響

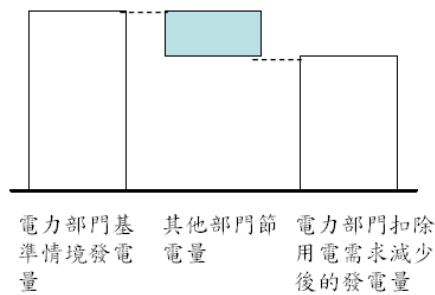


圖 5.3.4.1 電力碳排放係數圖示

減少使用的燃料大部份為煤，而煤的碳排放係數較燃氣、燃油高，因此節電量所對應的碳排放係數會比電力部門基準情境所用的高，依中央研究院《深度減碳，邁向永續社會》研究計畫的「台灣電力部門的減碳技術潛力」報告（2018 年）推估節電量的碳排放係數在 2020 年為 0.816 MtCO₂e/TWh；2025 年為 0.790 MtCO₂e/TWh；2030 年為 0.763 MtCO₂e/TWh；2035 年為 0.738 MtCO₂e/TWh（表 5.3.4.8）。

表 5.3.4.8 基準情境發電量與節電量之電力碳排放係數

單位：tCO₂e/MWh

	2020	2025	2030	2035
電力部門基準情境發電量所對應的碳排放係數	0.580	0.650	0.650	0.640
減量潛力之節電量所對應的碳排放係數	0.816	0.790	0.763	0.738

資料來源：中央研究院《深度減碳，邁向永續社會》研究計畫的「台灣電力部門的減碳技術潛力」報告（2018 年）。

5.3.4.3 減量成本

單位減量成本是每減少一噸二氧化碳當量的排放所需要的成本，總成本主要是由累積年金化後的資本支出及營運成本所構成。

- 資本支出：

新裝設照明控制設備所增加的成本（以單位面積造價表示）與當期裝設照明控制的新建樓地板面積之乘積，經年金化處理並將各期累積，則為累積年金化後的資本支出。

- 營運成本：

減量措施實行期間可以減少用電量，電費的節省使得營運成本是負值。

減量成本主要受 2 項輸入參數影響，分別為採用照明控制新增單位面積成本、電價。以下對各項輸入參數加以說明。

輸入參數 1：採用照明控制新增單位面積成本

安裝照明控制系統是以安裝迴路的數量來計價，每種迴路規格可連接的燈具數量皆不一樣，而各類型場所單位面積所安裝燈具數量不同，單位面積所需要的迴路數量也不同。目前無單位面積安裝燈具的數量統計，無法估算所需迴路數量，因此引用中經院（2012）報告資料，新建建築採用照明控制新增單位面積成本為 5.12 美元/m²。

輸入參數 2：電價

參考台電公司《105年統計年報》可得2015年平均電價為2.9331元/度，本報告預估電價未來20年每年均成長1%，自2015年開始推估至2035年平均電價可達3.58元，再以2016年1美元可兌換32.3新台幣來換算後，可得2035年平均電價為0.11美元（表 5.3.4.9）。

表 5.3.4.9 2015 - 2035 電價推估

單位：美元

	2015	2020	2025	2030	2035
電價	0.09	0.1	0.1	0.11	0.11

資料來源：本研究團隊根據台電公司《105年統計年報》並預估電價未來20年每年均成長1%所計算。

5.4 服務業部門減量成本曲線

本節在展示減量技術的技術潛力，而不論減量成本是高或是低。服務業部門減碳手段可從熱水、空調、照明、冷凍冷藏設備、插座設備與其他用途等 6 方面提出減量措施。本報告服務業部門減量措施，主要為空調冰水主機汰舊換新、新建建築節能外殼以及新建建築導入照明控制，其他最終設備減量措施的減碳潛力與成本分析，本報告以中華經濟研究院（2012）報告做為參考依據。經計算後服務業部門空調冰水主機汰舊換新、新建建築節能外殼以及新建建築導入照明控制減量技術潛力與成本彙整如表 5.4.1 所示，服務業部門的減量潛力在 2020、2025、2030 及 2035 年分別為 0.80 MtCO₂e/年、1.75 MtCO₂e/年、2.87 MtCO₂e/年及 4.02 MtCO₂e/年。

表 5.4.1 服務業部門減量成本曲線潛力及成本

單位：減量潛力MtCO₂e/year；單位減量成本USD/tCO₂e；總減量成本MUSD

	2020		2025		2030		2035	
	減量潛力	單位減量成本	減量潛力	單位減量成本	減量潛力	單位減量成本	減量潛力	單位減量成本
空調冰水機汰舊換新	0.17	-75.99	0.50	-77.93	1.01	-82.24	1.57	-87.41
新建建築節能外殼	0.55	29.72	1.09	-13.01	1.62	-29.21	2.12	-38.51
新建建築 導入照明控制	0.08	-73.43	0.17	-68.57	0.25	-68.73	0.33	-70.17
減量潛力合計	0.80	—	1.75	—	2.87	—	4.02	—
單位減量平均成本	—	-2.91	—	-36.78	—	-51.27	—	-60.26
	2020		2025		2030		2035	
總減量成本	-2.33		-64.49		-147.30		-242.26	

綜合上述，2020、2025、2030以及2035各年度，按照每年內成本高低排列的減量技術及成本於圖5.4.1到圖5.4.4分別呈現。

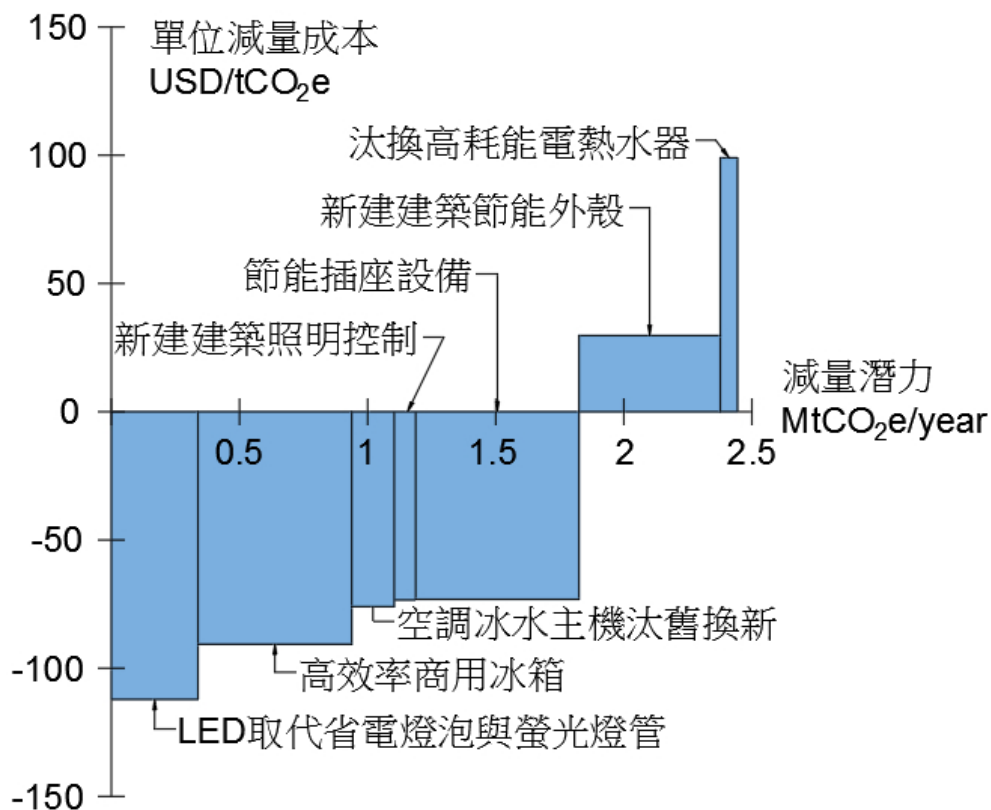


圖 5.4.1 服務業部門 2020 年減量成本曲線

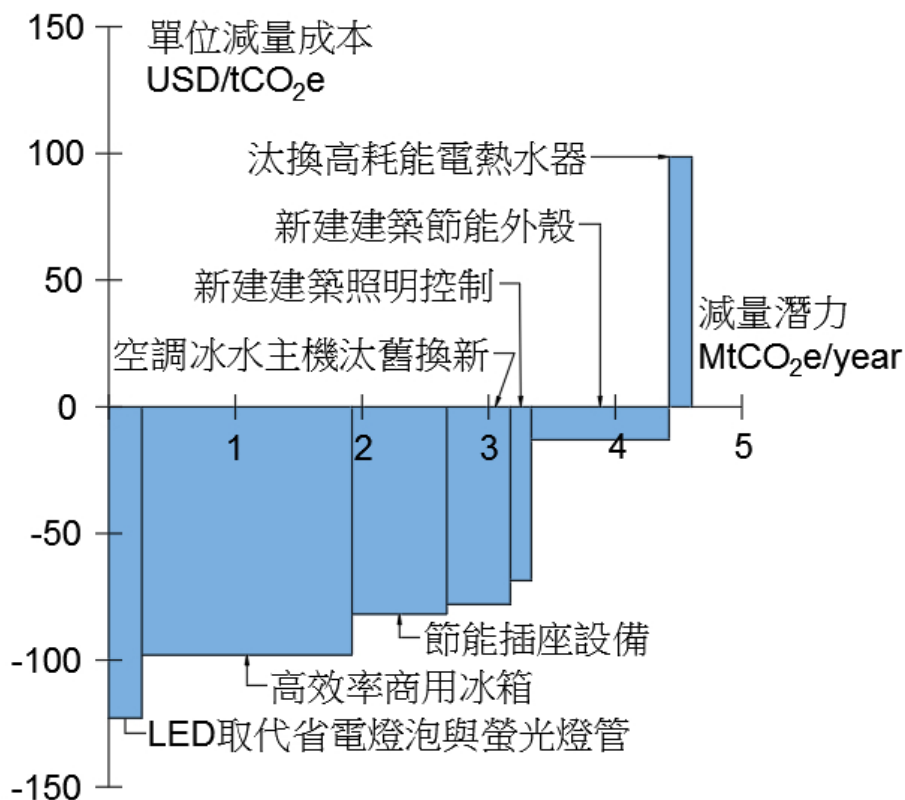


圖 5.4.2 服務業部門 2025 年減量成本曲線

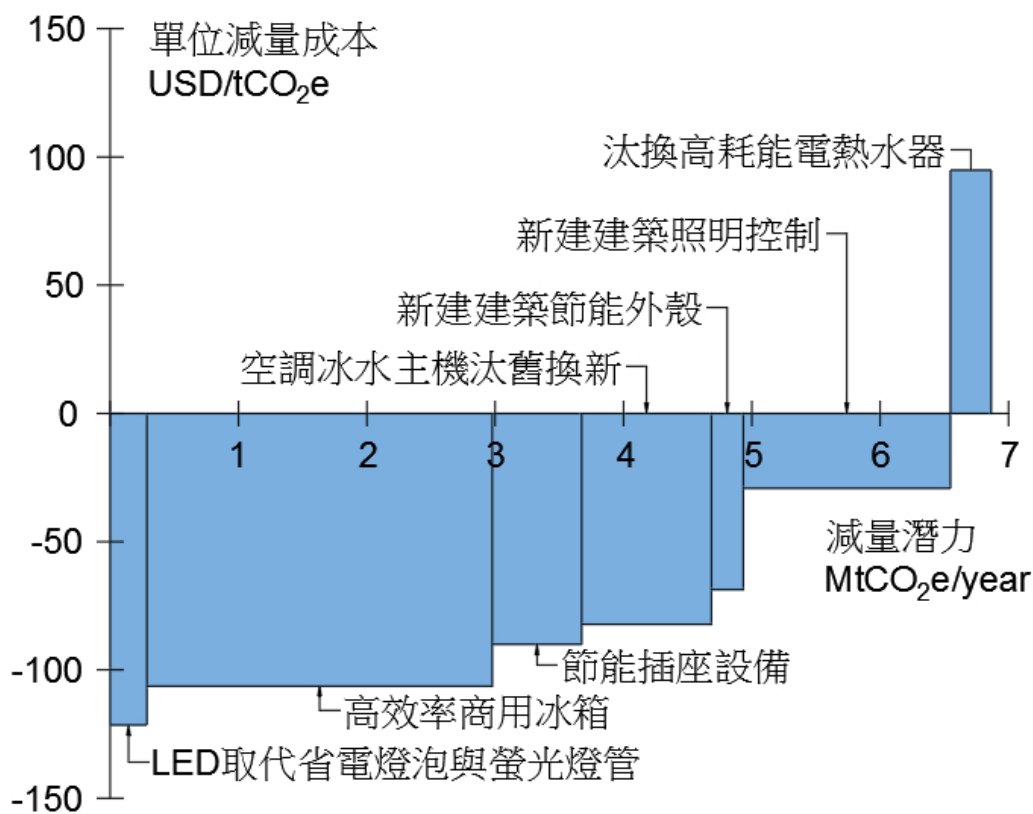


圖 5.4.3 服務業部門 2030 年減量成本曲線

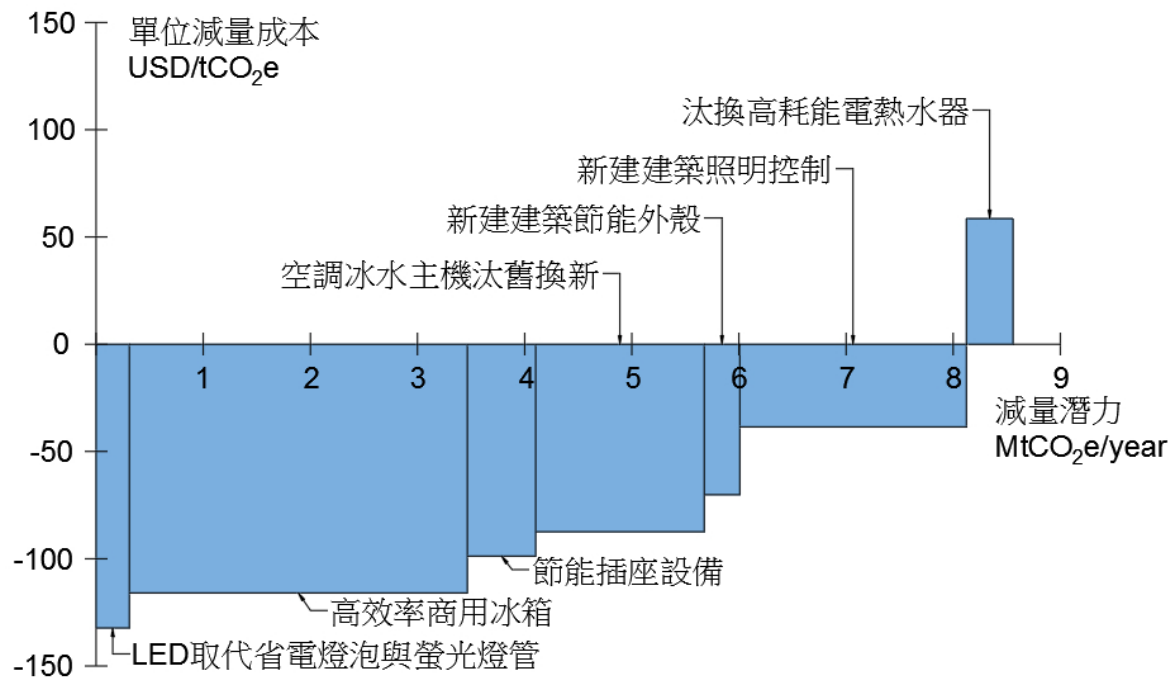


圖 5.4.4 服務業部門 2035 年減量成本曲線

5.5 敏感度分析

本報告從調整折現率，觀察減量潛力與減量成本的變化。將折現率由原本的3%提高至5%，以及調低至1%。年金化後的資本成本隨著折現率提高（調低）而增加（減少）。以2035年為例，服務業部門在折現率3%時單位減量成本為-60.26 USD/tCO₂e。當折現率提高到5%，單位成本會提高到-36.23 USD/tCO₂e。當折現率調低到1%，單位成本會減少到-80.58 USD/tCO₂e（表5.5.1）。

表 5.5.1 服務業部門敏感度分析：折現率

單位：減量潛力MtCO₂e/year；單位減量成本USD/tCO₂e；總減量成本MUSD

	折現率	2020		2025		2030		2035	
		減量潛力	單位減量成本	減量潛力	單位減量成本	減量潛力	單位減量成本	減量潛力	單位減量成本
空調冰水機汰舊換新	1%	0.17	-79.66	0.50	-82.99	1.01	-88.11	1.57	-94.04
	3%	0.17	-75.99	0.50	-77.93	1.01	-82.24	1.57	-87.41
	5%	0.17	-71.94	0.50	-72.34	1.01	-75.76	1.57	-80.10
新建建築節能外殼	1%	0.55	-16.46	1.09	-47.20	1.62	-60.75	2.12	-70.12
	3%	0.55	29.72	1.09	-13.01	1.62	-29.21	2.12	-38.51
	5%	0.55	85.03	1.09	27.94	1.62	8.57	2.12	-0.65
新建建築導入照明控制	1%	0.08	-79.07	0.17	-77.75	0.25	-80.03	0.33	-83.40
	3%	0.08	-73.43	0.17	-68.57	0.25	-68.73	0.33	-70.17
	5%	0.08	-66.98	0.17	-58.07	0.25	-55.82	0.33	-55.04
減量潛力合計	1%	0.80	—	1.75	—	2.87	—	4.02	—
	3%	0.80		1.75		2.87		4.02	
	5%	0.80		1.75		2.87		4.02	
單位減量平均成本	1%	—	-36.07	—	-60.30	—	-72.04	—	-80.58
	3%		-2.91		-36.78		-51.27		-60.26
	5%		36.70		-8.79		-26.63		-36.23
總減量成本	1%	-28.86		-105.74		-206.98		-323.94	
	3%	-2.33		-64.49		-147.30		-242.26	
	5%	29.36		-15.41		-76.53		-145.64	

5.6 總結

服務業部門減碳主要計算為空調冰水主機汰舊換新、新建建築節能外殼以及新建建築導入照明控制三種減碳手段，其他最終設備減量措施的減碳潛力與成本分析，參考中華經濟研究院（2012）數據。若以空調冰水主機汰舊換新，其二氧化碳的減量淨潛力在2025和2035年分別為0.50百萬噸CO₂e/年和1.57百萬噸CO₂e/年。若剩餘未被空調冰水主機汰舊換新所取代的空調用電，將以新建建築節能外殼做為減碳手段，則其二氧化碳的減量潛力在2025和2035年分別約是1.09百萬噸CO₂e/年和2.12百萬噸CO₂e/年。而照明設備部分本報告計算新建建築照明控制，則其二氧化碳的減量潛力在2025和2035年分別約是0.17百萬噸CO₂e/年和0.33百萬噸CO₂e/年。綜合而言，2025年和2035年服務業部門三種減量技術潛力分別約是1.75百萬噸CO₂e/年和4.02百萬噸CO₂e/年，單位減量成本分別約是-36.78美元/噸CO₂e左右和-60.26美元/噸CO₂e左右。

若服務業部門再加上熱水、冷凍冷藏、插座設備等最終使用設備方面等減碳手段，則在服務業部門在2025年和2035年分別可有接近4.61百萬噸CO₂e/年及8.56百萬噸CO₂e/年的減碳技術潛力，單位減量成本分別約是-65.71美元/噸CO₂e左右和-80.20美元/噸CO₂e左右。

服務業部門導入物聯網減碳技術可將冷氣、照明、插座、商用冰箱進行控制，服務業部門有進一步的減碳潛力，但因目前物聯網技術尚未成熟，且商業模式不成熟，15年內對服務業部門減碳效果影響不大。但本報告相信15年後約2030年物聯網減碳技術對服務業部門減碳效果上有影響。



5.7 參考文獻

- 工業技術研究院綠能與環境研究所（2017），〈臺灣能源工程模型：住服部門〉。
- 中華經濟研究院和台灣經濟研究院（2012），《台灣溫室氣體減量進程與綠能產業發展政策之基礎研究（2/2）》，國家科學委員會補助研究計畫。
- 內政部營建署（2008－2017），《營建統計年報》。
- 內政部營建署，〈建築技術規則〉，網址：
<http://w3.cpami.gov.tw/law/law/lawe-2/b-rule.htm>。
- 內政部建築研究所（2015），〈綠建築解說與評估手冊 2015 年版〉。
- 台電台電綜合研究（2016）《102 年度家用電器普及狀況調查》。
- 台灣綜合研究院（2015）〈104 年度能源供需關聯知識庫整合加值應用與住商部門能源消費調查分析〉。
- 行政院主計處，《95 年工商及服務業普查》。
- 行政院主計處，《100 年工商及服務業普查》。
- 行政院主計處《中華民國行業標準分類》第十版。
- 行政院環保署國家溫室氣體登陸平台（2017），〈溫室氣體排放係數管理表〉（6.0.3 版本），網址：<https://ghgregistry.epa.gov.tw/Tool/tools.aspx?Type=1>。
- 陳筆、王麗文（2018），「台灣電力部門的減碳技術潛力」，中央研究院《深度減碳，邁向永續社會》研究計畫報告。
- 經濟部工業局（2009），〈冰水主機效率提升技術彙編〉。
- 經濟部能源局（2017），《能源平衡表》。
- 經濟部能源局（2005），〈空調系統能源效率標準第二階段〉。
- 財團法人台灣綠色生產力基金會（2006-2018），《年非生產性質行業能源查核年報》
- 美國能源部（U.S. Department of Energy）（2014），〈Windows and Building Envelope Research and Development: Roadmap for Emerging Technologies〉。

致謝

我們向以下專家（按姓名筆劃序）致謝，感謝他們在本研究過程中所提供的知識和資訊。但本報告的結果並不代表各專家的立場。

姓名	機構
卞鐘石	浩宇管理顧問有限公司
李麗玲	工研院綠能所智慧節能系統技術組
馬震偉	潤泰全球股份有限公司
侯仁義	財團法人臺灣綜合研究院
張銘城	EY Climate Change and Sustainability Services (CCaSS)
溫麗琪	財團法人中華經濟研究院
葛復光	行政院原子能委員會核能研究所
楊智凱	荷蘭貿易暨投資辦事處
謝坤炳	空間新象室內裝修設計工程有限公司



第六章 實現減碳技術潛力的挑戰

如前面各章所示，把各種技術的最大可能減碳潛力和各種技術的單位減碳成本（每減少一公噸二氧化碳所需的費用）組合起來，可以得到各部門的減碳成本曲線。這是減碳技術的供給潛力（在任何一個水準的單位減碳成本之下，有多少額外的最大減碳技術潛力），而不是人們對減碳技術的需求。因此，上面所估計的減碳技術潛力不是對可實現減碳量的預測。這些減碳技術的潛力可否實現，決定於三個因素：減碳技術自身的風險、減碳的成本、政策。

替代技術的風險

深度減碳的主要理由是要避開全球暖化所可帶來的極端風險。但是各種減碳技術本身也可能對生態環境或社會經濟造成一些風險。雖然這大多不是全球性的風險，但對於地方社區、甚或整個台灣仍然可能有很一些負面衝擊。上面關於技術成本的估計並不考慮這些技術的可能風險（例如核能的風險、離案風力對於生態環境的潛在衝擊）。地方社區或各個社會團體對於這些風險的擔憂有時會是實現技術潛力的一個挑戰。

減碳的技術成本

即使僅看技術成本，許多減碳的技術還是頗昂貴，市場投資人不見得會主動採用，單位減碳成本大於零的技術很難自動實現。甚至是單位減碳成本小於零而對於整個社會有淨效益的減碳技術，在短期內也不必然會自動實現。原因是，當我們推估技術潛力時，不考慮社會政治經濟因素的干擾，因此，減碳的技術成本只是工程的成本，而不包括這些技術本身的風險和社會政治利益衝突協調的成本（例如，太陽光電的推廣涉及土地、屋頂、水面使用權的整合）。而且，減碳技術成本的估計通常是從社會的觀點來衡量的，而不是基於市場投資人的觀點。面對替代技術的投資風險，市場投資人常要求很高的折現率，因此，有些就社會觀點而言是負的成本，就私人觀點而言可能是正的。

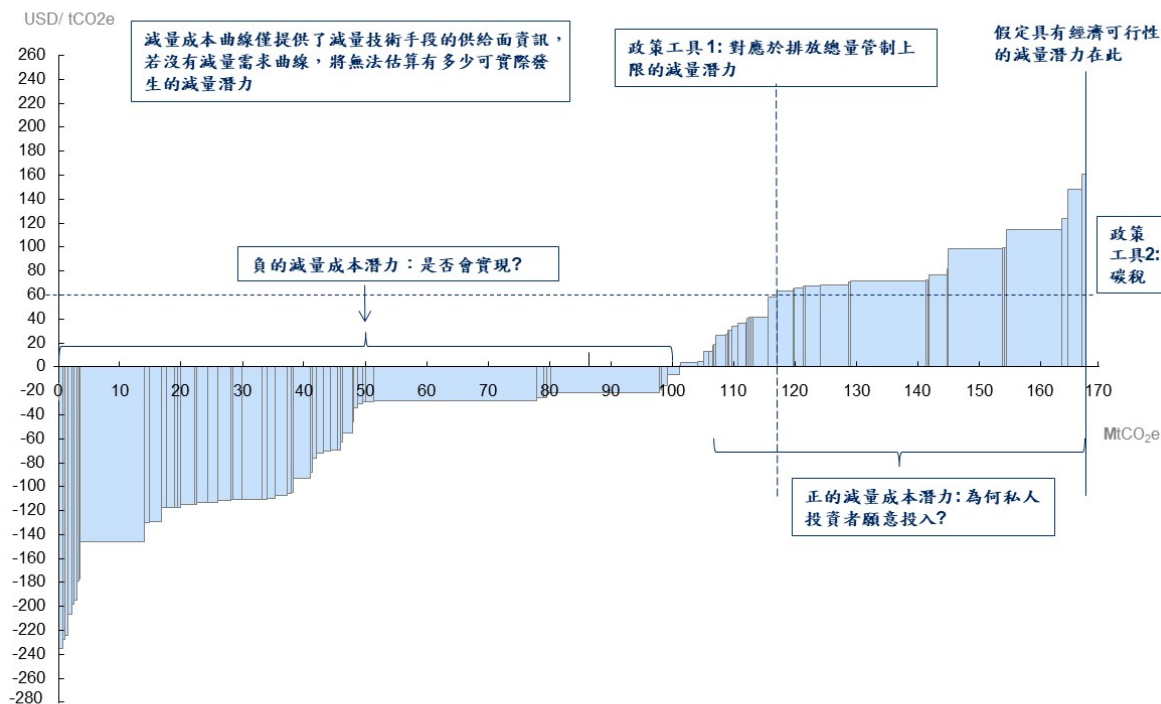
減碳技術需求的創造

若要實現減碳技術的潛力，多少必須藉助人為的方式來創造減量需求。課徵碳稅或排碳總量管制都是人為創造減碳技術需求、幫助減碳的技術潛力實現的方法。假定政府課徵碳稅，則單位減碳成本在單位碳稅額度以下的減碳技術變得相對便宜，



就可能藉由碳稅之助而實現其潛力。排碳總量管制也有類似的效果。^[2]

減碳的技術潛力不會自動實現



說明：圖中的數據都是假想值

圖 6.1 減碳的技術潛力不會自動實現

^[2] 由於碳稅和碳總量管制等機制既可協助某些減碳技術實現其潛力，也可能促成消費模式和產業結構的調整，而調整各類商品的生產量與消費量。因此，嚴格而言，在有碳稅情境下的減碳成本曲線和無碳稅情境下的減碳成本曲線會不相同。



中央研究院環境變遷研究中心

Research Center for Environmental Changes, Academia Sinica

2050 **NET-ZERO** *Taiwan Can Do It!*

雙贏的2050淨零排放，在積極的策略下，
臺灣做得到！