

4. 事業収支・CO2 削減効果の試算

前項までに検討した太陽光発電システムの検討結果と事業スキームを用いて、事業収支とCO2削減量を検討した。特に事業収支については、モデルケースの選定をするべく公表資料等をベースとした結果と、モデルケースに基づいた見積をベースとして算出した結果を導出した。

4.1 概算事業費算出(公表資料等ベース)

概算事業費の算出は、2.2(1)項で推計対象外としていた、夜間照明のための屋外照明設備や、エレベーターの電力需要についても考慮する必要があるため、はじめに、これらの電力需要について追加推計を行った。

その上で、公表資料等をベースとした各種料金単価(電気料金、設備導入コスト、メンテナンスコスト、更新コスト等)を設定し、概算事業費の算出を行った。この公表資料をベースとした概算事業費の算出は、各種図面等の作成のためのモデルを決定するためのものであり、のちにモデルに応じた概算事業費の算出も行った。

(1) 電力需要の追加推計 ※シミュレーション上対象外とした設備の電力需要の推計を含む

本項では、2.2項にて推計対象外とした集合住宅の電力需要について追加推計を行い、概算事業費の算出に必要な永黒団地の棟別全電力需要について整理した。

1) 電力需要の追加推計対象

電力需要の追加推計対象は以下の通りで、1-1号棟、1-2号棟で該当する電力需要設備について、永黒団地の基本設計上の配置図より室等別の面積を基準に、国立研究開発法人 建築研究所より公開されている「平成28年 省エネルギー基準に準拠したエネルギー消費性能の評価」を参考にして電力需要の追加推計を行った。

表 4-1 電力需要の追加推計対象

No.	室等名称	電力需要設備	No.	室等名称	電力需要設備
1	廊下	照明(屋外)	12	集会所	照明他
2	階段	照明(屋外)	13	駐車場	照明(屋外)
3	エレベーターホール	照明(屋外)	14	屋外	照明(屋外)
5		動力	15	ゴミ置き場	照明(屋外)

2) 追加推計対象の電力需要推計結果

a) 追加推計対象の電力需要推計結果(1-1号棟)

1-1号棟の電力需要のうち、追加推計対象とした電力需要の推計条件は表 4-2～表 4-3 の通りで、照明設備については 9.21MWh/年、昇降設備については 3.44MWh/年、合計 12.65MWh/年と推計された。

表 4-2 1-1号棟の電力需要の推計条件

階	室名	建物用途	室用途	室面積	照明器具仕様	
					定格消費電力	台数
—	—	—	—	m ²	W/台	台
1F	ゴミ置き場	共同住宅	屋外廊下	15	10	2
1F	屋外駐車場	共同住宅	屋外廊下	290	10	53
1F	屋外歩道-1-1	共同住宅	屋外廊下	130	10	24
1F	屋外階段-1-1	共同住宅	屋外廊下	18	10	6
1F	屋外廊下他-1-1	共同住宅	屋外廊下	76	10	14
2F	屋外階段-1-1	共同住宅	屋外廊下	18	10	6
2F	屋外廊下他-1-1	共同住宅	屋外廊下	76	10	14
3F	屋外階段-1-1	共同住宅	屋外廊下	18	10	6
3F	屋外廊下他-1-1	共同住宅	屋外廊下	76	10	14
4F	屋外階段-1-1	共同住宅	屋外廊下	18	10	6
4F	屋外廊下他-1-1	共同住宅	屋外廊下	76	10	14
5F	屋外階段-1-1	共同住宅	屋外廊下	18	10	6
5F	屋外廊下他-1-1	共同住宅	屋外廊下	76	10	14
6F	屋外階段-1-1	共同住宅	屋外廊下	18	10	6
6F	屋外廊下他-1-1	共同住宅	屋外廊下	76	10	14
7F	屋外階段-1-1	共同住宅	屋外廊下	18	10	6
7F	屋外廊下他-1-1	共同住宅	屋外廊下	76	10	14
8F	屋外階段-1-1	共同住宅	屋外廊下	18	10	6
8F	屋外廊下他-1-1	共同住宅	屋外廊下	76	10	14
9F	屋外階段-1-1	共同住宅	屋外廊下	18	10	6
9F	屋外廊下他-1-1	共同住宅	屋外廊下	76	10	14
1F	屋外スロープ	共同住宅	屋外廊下	44	10	14
1F	屋外階段-1-2	共同住宅	屋外廊下	36	10	11
1F	屋外廊下他-1-2	共同住宅	屋外廊下	28	10	6

2F	屋外階段-1-2	共同住宅	屋外廊下	36	10	11
2F	屋外廊下他-1-2	共同住宅	屋外廊下	28	10	6
3F	屋外階段-1-2	共同住宅	屋外廊下	36	10	11
3F	屋外廊下他-1-2	共同住宅	屋外廊下	28	10	6
4F	屋外階段-1-2	共同住宅	屋外廊下	36	10	11
4F	屋外廊下他-1-2	共同住宅	屋外廊下	28	10	6
5F	屋外階段-1-2	共同住宅	屋外廊下	36	10	11
5F	屋外廊下他-1-2	共同住宅	屋外廊下	28	10	6
6F	屋外階段-1-2	共同住宅	屋外廊下	36	10	11
6F	屋外廊下他-1-2	共同住宅	屋外廊下	28	10	6
7F	屋外階段-1-2	共同住宅	屋外廊下	36	10	11
7F	屋外廊下他-1-2	共同住宅	屋外廊下	28	10	6
8F	屋外階段-1-2	共同住宅	屋外廊下	36	10	11
8F	屋外廊下他-1-2	共同住宅	屋外廊下	28	10	6

※階高や天井高、屋外廊下他の室指数、照明器具の定格消費電力及び台数については建築物のエネルギー消費性能に関する技術情報のうち、標準入力方のサンプル「共同住宅共用部」を参考に設定した。なお、在室検知制御等の制御機能は照明に付きしないものとした。

表 4-3 エレベーター動力の推計条件

No.	項目	条件	根拠
1	建物用途	共同住宅	建築物のエネルギー消費性能に関する技術情報のうち、標準入力方のサンプル「共同住宅共用部」を参考に設定(①)
2	室用途	屋外廊下	上記①に同じ
3	台数	1台	永黒団地の基本計画等より設定
4	積載量	600kg	丸山団地の基本設計等より設定
5	速度	45m/min	丸山団地の基本設計等より設定
6	輸送能力係数	1.6	上記①に同じ
7	速度制御方式	VVVR (電力回生あり、ギアレス)	上記①に同じ

b) 追加推計対象の電力需要推計結果(1-2号棟)

1-2号棟の電力需要のうち、追加推計対象とした電力需要の推計条件は表4-4～表4-8の通りで、照明設備については8.88MWh/年(うち集会室:0.19MWh/年)、空調設備については3.37MWh/年、昇降設備については3.44MWh/年、合計15.69MWh/年と推計された。

表4-4 1-2号棟の電力需要(照明分)の推計条件

階	室名	建物用途	室用途	室面積	照明器具仕様	
					定格消費電力	台数
—	—	—	—	m ²	W/台	台
1F	1F 通路	共同住宅	屋内廊下	42	10	4
1F	集会室	共同住宅	集会室	56	10	22
1F	屋外駐車場	共同住宅	屋外廊下	720	10	72
1F	屋外駐輪場	共同住宅	屋外廊下	140	10	14
1F	屋外歩道-1-1	共同住宅	屋外廊下	172	10	34
1F	屋外廊下他-1-1	共同住宅	屋外廊下	74	10	15
2F	屋外廊下他-1-2	共同住宅	屋外廊下	74	10	15
3F	屋外廊下他-1-3	共同住宅	屋外廊下	74	10	15
4F	屋外廊下他-1-4	共同住宅	屋外廊下	74	10	15
5F	屋外廊下他-1-5	共同住宅	屋外廊下	74	10	15
6F	屋外廊下他-1-6	共同住宅	屋外廊下	74	10	15
7F	屋外廊下他-1-7	共同住宅	屋外廊下	74	10	15
8F	屋外廊下他-1-8	共同住宅	屋外廊下	74	10	15
1F	屋外階段-2-1	共同住宅	屋外廊下	18	10	4
1F	屋外廊下他-2-1	共同住宅	屋外廊下	62	10	12
2F	屋外階段-2-2	共同住宅	屋外廊下	18	10	4
2F	屋外廊下他-2-2	共同住宅	屋外廊下	62	10	12
3F	屋外階段-2-3	共同住宅	屋外廊下	18	10	4
3F	屋外廊下他-2-3	共同住宅	屋外廊下	62	10	12
4F	屋外階段-2-4	共同住宅	屋外廊下	18	10	4
4F	屋外廊下他-2-4	共同住宅	屋外廊下	62	10	12
5F	屋外階段-2-5	共同住宅	屋外廊下	18	10	4
5F	屋外廊下他-2-5	共同住宅	屋外廊下	62	10	12

※階高や天井高、屋外廊下他の室指数、照明器具の定格消費電力及び台数については建築物のエネルギー消費性能に関する技術情報のうち、標準入力方のサンプル「共同住宅共用部」を参考に設定した。なお、在室検知制御等の制御機能は照明に付きしないものとした。

表 4-5 1-2 号棟の電力需要(集会室の空調分)の推計条件:空調ゾーン

室の仕様							空調ゾーン		空調機群名称	
階	室名	建物用途	室用途	室面積	階高	天井高	階	空調ゾーン名	室負荷処理	外気負荷処理
-	-	-	-	m ²	m	m	-	-	-	-
1F	集会室	共同住宅	集会室	56	2.8	2.5	1F	集会室	PAC-1	PAC-1

※階高や天井高については建築物のエネルギー消費性能に関する技術情報のうち、標準入力方のサンプル「共同住宅共用部」を参考に設定した。

表 4-6 1-2 号棟の電力需要(集会室の空調分)の推計条件:熱源

熱源群名称	冷暖同時供給有無	台数制御	蓄熱システム		熱源機種	冷熱生成				温熱生成			
			運転モード	蓄熱容量		運転順位	台数	定格冷却能力	主機 定格消費エネルギー	運転順位	台数	定格加熱能力	主機 定格消費エネルギー
-	-	-	-	MJ	-	番	台	kW/台	kW/台	-	台	kW/台	kW/台
PAC-HS1	無	無			PAC (空冷式)	1	1	10	3	1	1	18	6

※熱源に関する各種条件については建築物のエネルギー消費性能に関する技術情報のうち、標準入力方のサンプル「共同住宅共用部」を参考に設定した。

表 4-7 1-2 号棟の電力需要(集会室の空調分)の推計条件:空調機

空調機群名称	台数	空調機タイプ	定格冷却能力	定格加熱能力	送風機定格消費電力		風量制御方式	取入れ停止の有無	予熱時外気制御の有無	外気冷房の有無	全熱交換機				熱源群名称	
					給気	外気					全熱交換機の有無	全熱交換機設計風量	全熱交換効率	機能の有無	自動換気切替	冷熱
-	台	-	kW/台	kW/台	kW/台	kW/台	-	-	-	-	m ³ /h	%	-	-	-	-
PAC-1	2	室内機	4	4	0.25		定風量制御	無	無	無					PAC-HS1	PAC-HS1
	2	全熱交ユニット				0.2	定風量制御	無	無	有	345	60	有			

※空調機に関する各種条件については建築物のエネルギー消費性能に関する技術情報のうち、標準入力方のサンプル「共同住宅共用部」を参考に設定した。

表 4-8 エレベーター動力の推計条件

No.	項目	条件	根拠
1	建物用途	共同住宅	建築物のエネルギー消費性能に関する技術情報のうち、標準入力方のサンプル「共同住宅共用部」を参考に設定(①)
2	室用途	屋外廊下	上記①に同じ
3	台数	1台	永黒団地の基本計画等より設定
4	積載量	600kg	丸山団地の基本設計等より設定
5	速度	45m/min	丸山団地の基本設計等より設定
6	輸送能力係数	1.6	上記①に同じ
7	速度制御方式	VVVR (電力回生あり、ギアレス)	上記①に同じ

c) 電力需要推計結果まとめ

2.2項で推計した電力需要と上記で整理した追加推計対象の電力需要について、以下の通り整理した。

表 4-9 電力需要推計結果まとめ

項目	電力需要, kWh/年		補足
	1-1号棟	1-2号棟	
専有部	181,084	194,440	—
共用部 (主に定常負荷:下記項目を除く)	15,768	15,768	2.2項で推計
共用部 (夜間照明・エレベータ・集会室)	12,650	15,690	追加推計対象として 本項で推計
合計	209,502	225,898	—

(2) 公表資料等をベースとした概算事業費算出

公表資料等をベースとした各種料金単価(電気料金、設備導入コスト、メンテナンスコスト、更新コスト等)などの基本的な算出条件や、概算事業費を算出する蓄電池容量、蓄電池容量別の均し効果や目的外使用料の設定値について整理したうえで、概算事業費を算出した。

1) 基本的な算出条件

公表資料等をベースとした各種料金単価(電気料金、設備導入コスト、メンテナンスコスト、更新コスト等)などの基本的な算出条件は以下の通り。

表 4-10 基本的な算出条件一覧 (カッコなし:1-1,2 号棟共通 カッコ外:1-1 号棟、カッコ内:1-2 号棟)

項目	数値等	単位	備考
事業期間	20	年	左記事業期間を踏まえた事業収支を算出
主要設備仕様等	-	-	-
太陽光発電設備	-	-	-
容量	59.4(79.2)	kW	屋根上への最大設置可能容量を設定
劣化率	0.5	%/年	設定値
蓄電池	-	kWh	後述参照
一括受電設備	260(270)	kW	需要情報を踏まえて設定
スマートメーター	72(73)	個	専有部+共用部を想定
電力需要関連要素	-	-	-
専有部	-	-	-
戸数	70	戸	(仮称)永黒団地集約建替に係る基本計画(北九州市提供)より設定
契約容量	30	A/戸	丸山団地市営住宅建設工事基本設計書(北九州市提供)より設定
入居率	90	%	入居率情報(北九州市提供)より設定
共用部	-	-	-
一般負荷	50	A	丸山団地市営住宅建設工事基本設計書(北九州市提供)より設定
集会所	30	A	専有部の容量と同値として設定
動力負荷	30	A	丸山団地市営住宅建設工事基本設計書(北九州市提供)より設定
電力需要(全体) 合計	209,502(225,898)	kWh/年	
電気料金	-	-	-
PPA 販売	25(24)	円/kWh	設定値
系統売電単価	7	円/kWh	PV 売電情報(北九州市提供)より設定
専有部	九州電力 従量電灯 B		-
共用部	-	-	-
一般負荷	九州電力 従量電灯 C	-	-
集会所	九州電力 従量電灯 B	-	-
動力負荷	九州電力 低圧電力	-	-

項目	数値等	単位	備考
一括受電時	-	-	-
電気料金メニュー	九州電力 業務用電力 A		-
デマンド	-	-	-
デマンド(専有部)	74(80)	kW	電力需要及び季節別時間別パターンより算出
デマンド(一般負荷)	2	kW	同上
デマンド(集会所)	- (3)	kW	容量(A)×100Vにより設定(1-2号棟のみ)
デマンド(動力負荷)	3	kW	容量(A)×100Vにより設定
均し効果・ピークカット効果	-	%	後述参照
燃料費調整単価	1.86	円/kWh	初年度各種電気料金に反映(次年度以降の変動は別途設定)
再エネ賦課金単価	3.45	円/kWh	同上
経年変動要素	-	-	-
電気料金値上率	0	%	事業期間内での九州電力の電気料金の値上げは想定しないこととした。 (事業期間内での燃料費調整単価や再エネ賦課金単価の変動は想定した。)
主要設備所有者	-	-	-
太陽光発電設備	事業者	-	-
蓄電池	市	-	-
一括受電設備	市	-	-
スマートメーター	事業者	-	-
主要設備イニシャルコスト	-	-	-
PPA 部門	-	-	-
太陽光発電設備	13.05	万円/kW	調達価格等算定委員会「R4年度以降の調達価格等に関する意見」より 2023年度の50kW以上250kW未満の設計費+工事費+設備費+接続費見込を参照
蓄電池	18.7	万円/kWh	経済産業省「定置用蓄電システム普及拡大検討会資料」を参照し 将来の価格低下を見込み、産業用蓄電システム(工事費含む)でなく、 家庭用蓄電システム(工事費含む)の価格水準を設定
一括受電部門	-	-	-
一括受電設備	1000	万円	民間事業者ヒアリングを踏まえ、設備費+工事費として設定
スマートメーター	3	万円/個	設定値
主要設備出資率(補助等)	-	-	-
太陽光発電設備	-	-	-
事業者	9.05	万円/kW	-
国	4	万円/kW	環境省補助 「PPA活用等による地域の再エネ主力化・レジリエンス強化促進事業」の活用を想定

項目	数値等	単位	備考
蓄電池	-	-	-
市	55	%	設定値(国庫補助の活用を想定)
国	45	%	同上
一括受電設備	-	-	-
市	55	%	設定値(国庫補助の活用を想定)
国	45	%	同上
スマートメーター	-	-	-
事業者	100	%	設定値(国庫補助の活用を想定)
市	0	%	同上
主要設備更新等コスト	-	-	-
PPA 部門	-	-	-
太陽光発電設備(PCS)	2.16	万円/kW	調達価格等算定委員会「R4年度以降の調達価格等に関する意見」より 2023年度の50kW以上250kW未満の工事費+設備費見込を参照し、設定
蓄電池(5年目,15年目)	1	万円/kWh	設定値
蓄電池(10年目)	3	万円/kWh	設定値
一括受電部門	-	-	-
一括受電設備	-	-	更新等コストは特に発生しないものと想定
スマートメーター	3	万円/個	当初導入時と同単価で10年目に更新を想定
主要設備更新コスト負担額・負担率	-	-	-
PPA 部門	-	-	-
太陽光発電設備(PCS)	-	-	-
事業者	100	%	設定値
蓄電池	-	-	-
事業者	0	%	設定値
一括受電部門	-	-	-
一括受電設備	-	-	-
市	55	%	設定値
国	45	%	設定値
スマートメーター	-	-	-
事業者	100	%	設定値
需要家への還元(電気料金単価低減)			
需要家への還元(電気料金単価低減)	0	千円/年	需要家への還元がない場合の事業収支を算出する

項目	数値等	単位	備考
目的外使用料	-	千円/年	後述参照
メンテナンス費	1	%	設定値(メンテナンス費=イニシャルコスト×メンテナンス単価)
電気料金集金業務費	0.2	千円/戸/年	設定値
保安管理費	-	-	-
PPA 部門	-	-	-
トランス容量	50	kVA	太陽光発電設備容量を踏まえて設定
容量単価	2	千円/kVA	保安管理費用(自前)を想定
一括受電部門	-	-	-
トランス容量	260(270)	kVA	集合住宅の電力負荷を踏まえて設定
容量単価	0.8	千円/kVA	保安管理費用(自前)を想定
保険料	0.1	%	設定値(保険料=イニシャルコスト×保険料率)
減価償却	-	-	-
減価償却方法	定額法	-	-
減価償却年数(事業者所有分のみ)	-	-	-
PV	17	年	法定耐用年数を参照
スマートメーター	10	年	法定耐用年数を参照
借入条件	-	-	-
自己資金比率	0	%	-
借入比率	100	%	-
自己資金	0	万円	-
借入期間(PV)	20	年	事業期間と同値で設定
借入期間(スマートメーター)	10	年	使用年数で設定
借入利率	2	%	一般的な借入利率を設定
税率設定	-	-	国、県、市の税率設定をそれぞれ参照した
CO2 削減効果(排出係数)	0.000365	t-CO2/kWh	九州電力 基礎排出係数 R2 年度

2) 概算事業費を算出する蓄電池容量の設定(蓄電池容量別 CO2 削減量の算出)

棟別に概算事業費を算出する蓄電池容量を設定するべく、余剰発生率1%未満となる蓄電池容量を基準に 20kWh ずつ減少させた場合の CO2 排出削減率の減少幅(減少幅が大きいほど CO2 排出削減に対する蓄電池容量の増減の寄与が大きいことを示す)を下記の通り整理した。

今回は CO2 排出削減率の減少幅が 2%及び 5%程度となる蓄電池容量について、概算事業費を算出する蓄電池容量として設定することとした。(CO2 排出削減率の減少幅が5%程度となる蓄電池容量は、レジリエンス性についても確保可能の見込)

表 4-11 蓄電池容量別 CO2 排出削減量等(1-1 号棟)

蓄電池容量	PV使用量	CO2 排出 削減量	(Bat.180kWh基準) CO2排出削減率	Bat.20kWh毎のCO2 排出削減率減少幅
kWh	kWh	t-CO2/年	%	%
180	60,534	22.09	100.0%	0.0%
160	60,066	21.92	99.2%	0.8%
140	59,387	21.68	98.1%	1.1%
120	58,478	21.34	96.6%	1.5%
100	57,257	20.90	94.6%	2.0%
80	55,520	20.26	91.7%	2.9%
60	53,025	19.35	87.6%	4.1%
40	49,851	18.20	82.4%	5.2%
20	45,678	16.67	75.5%	6.9%

表 4-12 蓄電池容量別 CO2 排出削減量等(1-2 号棟)

蓄電池容量	PV使用量	CO2 排出 削減量	(Bat.260kWh基準) CO2排出削減率	Bat.20kWh毎のCO2 排出削減率減少幅
kWh	kWh	t-CO2/年	%	%
260	79,808	29.13	100.0%	0.0%
240	79,407	28.98	99.5%	0.5%
220	78,795	28.76	98.7%	0.8%
200	77,993	28.47	97.7%	1.0%
180	76,999	28.10	96.5%	1.2%
160	75,652	27.61	94.8%	1.7%
140	73,970	27.00	92.7%	2.1%
120	71,879	26.24	90.1%	2.6%
100	69,211	25.26	86.7%	3.3%
80	66,072	24.12	82.8%	3.9%
60	62,301	22.74	78.1%	4.7%
40	58,015	21.18	72.7%	5.4%
20	53,174	19.41	66.6%	6.1%

3) 蓄電池容量別の電力需要の均し効果及びピークカット効果並びに目的外使用料の設定

蓄電池の導入による電力需要の均し効果とピークカット効果の合算値を 1-1 号棟、1-2 号棟共に最大 30%とし、CO2 排出削減率の減少幅が 2%及び 5%※程度となる蓄電池容量については下表のとおり設定した。

※CO2 排出削減率の減少幅が 5%程度となる蓄電池容量にてレジリエンス性も確保可能の見込

なお、太陽光発電設備の設置による集合住宅の屋根部分他(行政財産)の使用に伴う目的外使用料の設定値についても下表に合わせて示した。

表 4-13 設定した蓄電池容量別の算出条件

項目	単位	1-1号棟			1-2号棟			備考
		40	100	180	60	140	260	
蓄電池容量	kWh	40	100	180	60	140	260	
均し効果・ピークカット効果 (合算値)	%	20	26	30	21	27	30	設定値
目的外使用料	千円/年	325	390	476	437	523	653	設定値

4) 概算事業費算出結果

概算事業費の算出結果について、1-1 号棟は表 4-14、1-2 号棟は表 4-15 の通りで、市の目線では蓄電池容量が減少するにつれて負担額が小さくなる(事業化しやすくなる)傾向にあり、事業者の目線では蓄電池容量が一定以上の場合に、20 年目の累積 CF が大きくなる(事業者)傾向にあることが確認できた。

表 4-14 蓄電池容量別の概算事業費の検証結果まとめ(1-1号棟)

容量別パターン名		①	②	③
固定与条件				
太陽光発電設備容量	kWh	59.4	59.4	59.4
余剰電力販売単価	円/kWh	7.00	7.00	7.00
変動条件他				
蓄電池容量	kWh	180	100	40
市負担額 (イニシャル+更新コスト)				
Bat.分	千円	26,123	14,513	5,805
CB分	千円	5,500	5,500	5,500
市負担額 (メンテナンスコスト)				
Bat.分	千円/年	337	187	75
収支				
税引前IRR	-	13%	13%	11%
投資回収年数	年	9	9	11
20年目累積CF	千円	8,860	8,529	6,928
実質的な市負担額	千円	27,817	14,934	5,283

表 4-15 蓄電池容量別の概算事業費の検証結果まとめ(1-2号棟)

容量別パターン名				①	②	③
固定与条件						
太陽光発電設備容量	kW			79.2	79.2	79.2
余剰電力販売単価	円/kWh			7.00	7.00	7.00
変動条件他						
蓄電池容量	kWh			260	140	60
市負担額 (イニシャル+更新コスト)						
Bat.分			千円	37,733	20,318	8,708
CB分			千円	5,500	5,500	5,500
市負担額 (メンテナンスコスト)						
Bat.分			千円/年	486	262	112
収支						
税引前IRR			-	11%	11%	9%
投資回収年数			年	11	10	12
20年目累積CF			千円	9,150	9,634	7,351
実質的な市負担額			千円	38,551	19,239	6,365

4.2 CO2削減効果の試算

4.1項で概算事業費を算出した全6ケースについて、CO2削減効果等を試算した結果は表 4-17及び表 4-18の通りで、比較対象となる“事業を実施しない場合のCO2排出量”は、単純に下表の電力需要分を九州電力から供給を受けることで想定した。

表 4-16 電力需要推計結果まとめ(再掲)

項目	電力需要, kWh/年		補足
	1-1号棟	1-2号棟	
専有部	181,084	194,440	—
共用部 (主に定常負荷:下記項目を除く)	15,768	15,768	2.2項で推計
共用部 (夜間照明・エレベータ・集会室)	12,650	15,690	追加推計対象として 本項で推計
合計	209,502	225,898	—

表 4-17 蓄電池容量別の CO2 削減効果等(1-1 号棟)

容量別パターン名	①	②	③
固定与条件			
太陽光発電設備容量 kWh	59.4	59.4	59.4
基礎排出係数 (九州電力) [※] kg-CO2/kWh	0.365	0.365	0.365
変動条件他			
蓄電池容量 kWh	180	100	40
各種電力量 kWh			
集合住宅電力需要	209,502	209,502	209,502
発電量	63,004	63,004	63,004
集合住宅への供給量 (PV由来)	60,534	57,257	49,851
CO2削減関連			
実質的な市負担額 千円	27,817	14,934	5,283
CO2排出削減量 t-CO2/年	22.1	20.9	18.2
CO2排出削減単価 千円/t-CO2	62.9	35.7	14.5

※九州電力の R2 年度の基礎排出係数を参照

表 4-18 蓄電池容量別の CO2 削減効果等(1-2 号棟)

容量別パターン名	①	②	③
固定与条件			
太陽光発電設備容量 kW	79.2	79.2	79.2
基礎排出係数 (九州電力) [※] kg-CO2/kWh	0.365	0.365	0.365
変動条件他			
蓄電池容量 kWh	260	140	60
各種電力量 kWh			
集合住宅電力需要	225,898	225,898	225,898
発電量	84,006	84,006	84,006
集合住宅への供給量 (PV由来)	79,808	73,970	62,301
収支およびCO2削減			
実質的な市負担額 千円	38,551	19,239	6,365
CO2排出削減量 t-CO2/年	29.1	27.0	22.7
CO2排出削減単価 千円/t-CO2	66.2	35.6	14.0

※九州電力の R2 年度の基礎排出係数を参照

4.3 事業モデル(設備容量見直し後)の概算事業費及びCO2削減効果算出結果

4.1項までの概算事業費の算出結果及び4.2項で整理したCO2削減効果について、その経済性や環境性を考慮し、本事業では1-1号棟及び1-2号棟ともに②のケースについて、事業モデルとして選定することとした。

なお、事業モデル選定以降に集合住宅の基本設計が更新されたため、PV容量・蓄電池容量の縮小が必要となった。見直しに伴い、PV容量・蓄電池容量ともに縮小したとしても、前項までの検討結果に大きな変更は生じないことが把握できたことから、以下では、縮小後のケースを事業モデルとして概算事業費及びCO2削減効果を算出することとした。

<事業モデル選定以降のPV容量や蓄電池容量の変更の経緯について>

- 事業モデル選定以降に展開された“避雷針の位置取りが新たに反映された図面”に基づき、太陽光発電設備の配置を見直した(太陽光発電設備容量が事業モデル選定時に比べて縮小)
- 太陽光発電設備容量の変更に伴い、電力需要を踏まえた蓄電池容量を需給シミュレーションにより見直した(蓄電池容量が事業モデル選定時に比べて縮小)

1-1号棟	事業モデル選定時	事業モデル選定以降
太陽光発電設備容量	59.4kW	50.05kW
蓄電池容量	100kWh	80kWh

1-2号棟	事業モデル選定時	事業モデル選定以降
太陽光発電設備容量	79.20kW	68.75kW
蓄電池容量	140kWh	120kWh

(1) 概算事業費の導出に用いた容量単価の比較

4.2項までの公表資料をベースとした概算事業費及び見積をベースとした概算事業費の導出に用いた容量単価の比較結果は以下の通り。太陽光発電設備に関しては約10%増(事業者負担増)、蓄電池に関しては約15%減(市負担減)となった。

表 4-19 公表資料ベース及び見積ベースの概算事業費の算出条件の主な相違点

設備	公表資料ベース	見積ベース
太陽光発電設備※1	13.05 万円/kW	1-1号棟 14.61 万円/kW 1-2号棟 14.39 万円/kW
蓄電池※2	18.7 万円/kWh	1-1号棟 16.09 万円/kWh 1-2号棟 15.68 万円/kWh

※1:設計・工事・設備・接続費(配線工事費含む)

※2:設計・工事・設備費(配線工事費含む)