

J-クレジット制度 プロジェクト計画書 (プログラム型排出削減プロジェクト用)

プロジェクトの名称: 岐阜県における太陽光発電設備導入によるCO₂削減プロジェクト

プログラム型 運営・管理者名	岐阜県
-------------------	-----

妥当性確認申請日 2023 年 9 月 8 日
プロジェクト登録申請日 2023 年 12 月 7 日

1 プログラム型運営・管理者及び削減活動の実施者の情報

1.1 プログラム型運営・管理者

プログラム型運営・管理者名	(フリガナ) ギフケン			
	岐阜県			
住所	郵便番号	都道府県	市区町村	市区町村以降の住所
	500-8570	岐阜県	岐阜市	藪田南2丁目1番地1

1.2 削減活動を実施する会員をとりまとめる団体、組織、委員会名等

団体、組織、委員会名等	(フリガナ) 「セイリュウノクニギフ」タイヨウコウクラブ			
	「清流の国ぎふ」太陽光クラブ			
削減活動を実施する事業所名	排出削減活動リスト参照			
代表者住所	郵便番号	都道府県	市区町村	市区町村以降の住所
	500-8570	岐阜県	岐阜市	藪田南2丁目1番地1

1.3 J-クレジット保有者

※1

保有者氏名	(フリガナ) ギフケン			
	岐阜県			
住所	郵便番号	都道府県	市区町村	市区町村以降の住所
	500-8570	岐阜県	岐阜市	藪田南2丁目1番地1

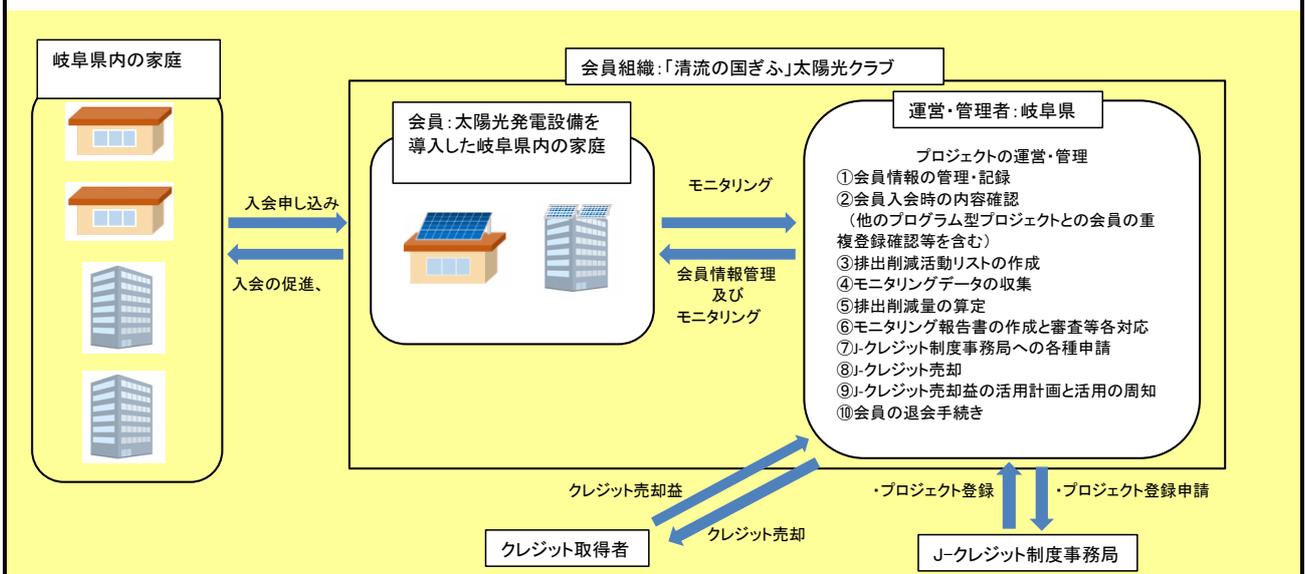
※1 J-クレジット保有者が決まっている場合は記入すること。

2 プログラム型プロジェクトの概要

2.1 プロジェクトの目的及び概要

プロジェクト名	岐阜県における太陽光発電設備導入によるCO ₂ 削減プロジェクト		
プロジェクト番号			
適用する方法論	方法論番号	EN-R-002	Ver. 3.0
	方法論名称	太陽光発電設備の導入	
主要排出量の算定に用いる活動量のモニタリング項目 (単位も記載すること)	太陽光発電設備による発電量(kWh/年)及び売電量(kWh/年)をモニタリングする。		
更新プロジェクト/新設プロジェクト※1	<input type="radio"/>	更新プロジェクトのみを対象とする	
	<input type="radio"/>	新設プロジェクトのみを対象とする	
	<input type="radio"/>	更新プロジェクトと新設プロジェクトの双方を対象とする	
各削減活動への更新/新設プロジェクトの適用の考え方(「更新プロジェクトと新設プロジェクトの双方を対象とする」場合のみ記載)※2			
プロジェクト対象	家庭及び事業所		
概要(削減方法)	岐阜県内の家庭及び事業所に太陽光発電設備を導入して発電電力の自家消費を推進し、系統電力からの電力使用量を代替することで、CO ₂ 排出量を削減する。		
対象とする地域	岐阜県		
クレジット収益の配分/活用計画	クレジット売却益は岐阜県が「脱炭素社会ぎふ」の実現に寄与する事業に活用する。		

(プロジェクト全体の概念図)

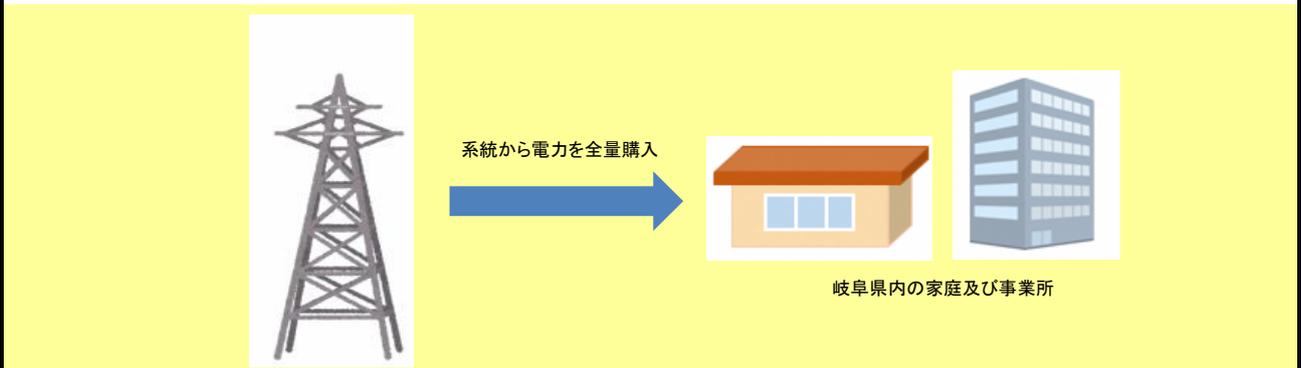


※1 ベースラインとして標準的な機器を想定する場合、「新設プロジェクト」となる。

※2 更新プロジェクトを適用する削減活動の内容と新設プロジェクトを適用する削減活動の内容の切り分けを説明すること。

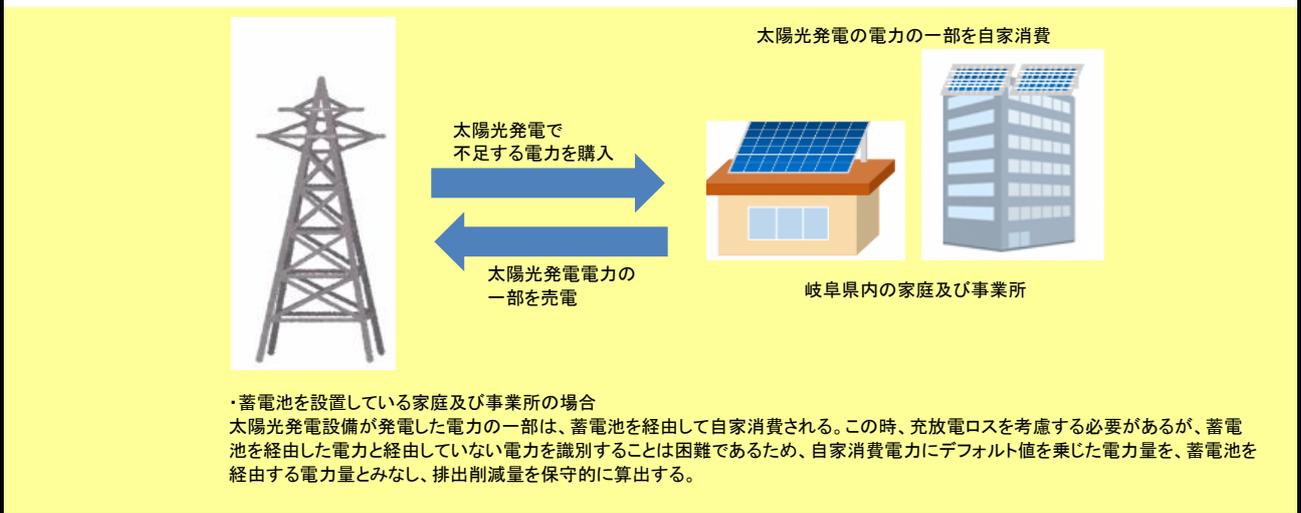
2.2 プロジェクト実施前後の状況

(削減活動実施前の概要図※1):



※1プログラム型運営・管理者による実施前設備(新設プロジェクトの場合にはベースラインとして想定する標準的機器)に関する情報の収集方法は8 設備情報の収集・確認方法に記載すること。

(削減活動実施後の概要図 ※2):



※2プログラム型運営・管理者による実施後設備に関する情報の収集方法は8設備情報の収集・確認方法に記載すること。

2.3 各削減活動の方法論の適用条件への適合 ※1

方法論の適用条件について適合している理由を下記に記入してください。

条件1	新規に設置された太陽光発電設備、又は追加的な設備投資を実施した設置済みの太陽光発電設備を対象とするため条件を満たす。
条件2	発電した電力から他社に提供した電力を除いた自家消費量のみを対象としているため条件を満たす。
条件3	太陽光発電設備で発電した電力は従来電力会社から購入していた系統電力の代替として使用されるため条件を満たす。
条件4	入会届により、環境社会配慮を行い持続可能性が確保されていることを確認するため条件を満たす。
条件5	
条件6	

※1 対象とする削減活動が方法論の適用条件に適合することを判断するために、運営・管理者が実施する手続を記載すること。

3 プログラム型プロジェクトの運営・管理

3.1 運営・管理方法

<p>運営・管理体制 ※1</p>	<p><プロジェクト実施に係る体制> 本プロジェクトを実施するにあたり、事務局を岐阜県環境生活部脱炭素社会推進課に設置し、プロジェクトの運営や会員の管理を行う。 また、会員との連絡窓口を設置し、必要に応じて連絡等を行う。設備の運営・管理は、設備保有者である会員が行う。</p> <p><管理体制> 1.事務局 岐阜県環境生活部脱炭素社会推進課</p> <p>2.運営責任者 岐阜県環境生活部脱炭素社会推進課 課長 ・担当業務 ① 事業推進状況管理 ② モニタリング担当者の収集及び記録したモニタリングデータの確認を行い、保管する。</p> <p>3.運営管理担当者 岐阜県環境生活部脱炭素社会推進課 温暖化・気候変動対策係担当者 ・担当業務 ①会員情報の管理・記録 ②会員入会時の内容確認 (他のプログラム型プロジェクトとの会員の重複登録確認等を含む) ③排出削減活動リストの作成 ④モニタリングデータの収集 ⑤排出削減量の算定 ⑥モニタリング報告書の作成と審査等各対応 ⑦J-クレジット制度事務局への各種申請 ⑧J-クレジット売却 ⑨J-クレジット売却益の活用計画と活用の周知 ⑩会員の退会手続き</p> <p><体制図> 2.1 (プロジェクト全体の概念図)を参照</p>
<p>削減活動の実施者との合意の方法 /内容 ※2</p>	<p>当会は、岐阜県内で太陽光発電設備を設置する家庭及び事業所を対象とする。</p> <p><合意の内容> ①「清流の国ぎふ」太陽光クラブへの参加 ② J-クレジット制度への参加 ③ 設備情報や発電量等の情報について、本プロジェクトの実施にあたり、運営・管理者である岐阜県が、J-クレジットのために使用すること。 ④ 登録・認証申請やクレジットの利用方法について、運営・管理者である岐阜県へ委託すること。 ⑤ J-クレジット売却益を岐阜県が「脱炭素社会ぎふ」の実現に寄与する事業に活用すること。 ⑥ 他の類似制度及びJ-クレジット制度の他のプロジェクトに登録していないこと。 ⑦ 太陽光発電設備利用によって得られるCO2排出量の削減効果による環境価値=J-クレジットを、運営・管理者である岐阜県に譲渡すること。また、その結果として「太陽光発電により温室効果ガスを削減した」ことを。会員が主張できなくなること。 また、蓄電池及び自家用発電機の有無についても、入会届及びモニタリング報告により確認する。</p>
<p>削減活動の実施者からの情報収集・管理方法 ※2</p>	<p><会員の入会申請時> 入会を希望する家庭及び事業所から、入会届により情報を収集する。メール、WEB上の申請フォーム、郵送にて必要情報を収集し、入会が認められた会員の情報は排出削減活動リストに記入する。収集した情報は紙媒体と電子媒体両方で管理・保管する。</p> <p><モニタリングデータ収集時> (家庭の場合) 年1回、サンプリング手法によりモニタリングを実施する会員を選定し、対象者からモニタリングデータを収集する。メール、WEB上の申請フォーム、郵送にて必要情報を収集し、排出削減活動リストに記入する。</p> <p>(事務所等の場合) 年1回、各会員の発電電力量及び売電量を、メール、WEB上の申請フォーム、郵送によりモニタリングを行い、そのデータを紙媒体と電子媒体両方で保管・管理する。</p>

※1 運営・管理者の実施体制が把握できる体制図及び事務局機能について記載すること。

※2 削減活動の実施者全員とのクレジットの収益の処分方法に関する合意の方法及び情報収集・管理方法について記載すること。

3.2 対象とする削減活動が満たすべき要件に適合していることの確認方法

日本国内で実施されること	「清流の国ぎふ」太陽光クラブ」の会員は岐阜県内で太陽光発電設備を設置している家庭及び事業所であるため、日本国内での実施である。設置場所の住所は入会届にて把握する。
入会申込日の2年前の日以降に実施されたものであること※1	入会届により、プロジェクト実施日(=設備稼働開始日)が入会申込日の2年前の日以降であることを確認する。設備稼働開始日は契約書にて把握する。
追加性を有すること ※2	(家庭の場合) 家庭部門における太陽光発電設備の導入については、追加性の評価は不要である。 (事業所の場合) 岐阜県は、会員が設置した太陽光発電設備について、設備への投資情報(総投資額・補助金額)、太陽光発電設備による年間予想発電力量、プロジェクト実施前直近の1年間の電力購入単価、売電収入をもとに、投資回収年数が3年以上であり、追加性を有することを確認する。具体的には総投資額を請求書又は領収書等、補助金額は補助金額確定通知書等、年間予想発電量は発電量シミュレーション、プロジェクト実施前直近の1年間の電力単価と売電収入は電力会社からの請求書にて把握する。
本制度で承認された方法論に基づいて実施されること	入会届により以下を確認する。 【条件1:太陽光発電設備を設置すること】 契約書、工事完了届等を収集し確認する。 【条件2:原則として、太陽光発電設備で発電した電力の全部又は一部を、自家消費すること】 契約書、工事図面等により、確認する。 【条件3:太陽光発電設備で発電した電力が系統電力を代替すること】 契約書、検針票等で系統電力を代替するものであることを確認する。 【条件4:プロジェクト実施にあたり、環境社会配慮を行い持続可能性を確保すること】 入会届により、環境社会配慮を行い持続可能性が確保されていることを確認する。
削減活動の二重登録がないこと	(J-クレジット制度の他のプロジェクト) 二重登録の禁止を入会届の運営規約に明記し、入会届により二重登録していないことを確認する。また、定期的に排出削減活動リストを更新し、J-クレジット制度事務局に二重登録の有無の確認を依頼する。 (他の類似制度) 二重登録の禁止を入会届の運営規約に明記し、入会届により二重登録していないことを確認する。
取りまとめる削減活動全てに共通する属性として、実施規程(プロジェクト実施者向け)2.2.9の定めるもののいずれかに該当すること※3	該当する属性 b. 運営・管理者又はその構成者が実施する削減活動 該当する属性に関する説明 県補助金受給者の事業所及び県補助金受給者でない事業所・家庭を対象とし、県が任意団体を設置し、削減活動を取りまとめるため、属性bに該当する。
全ての削減活動に適用される方法論、及び主要排出量の算定に用いる活動量のモニタリング項目が共通であること※4	方法論が共通であること 太陽光発電設備を設置した家庭及び事業所を対象とするため、全ての削減活動にEN-R-002を適用する。 モニタリング項目が共通であること 全ての会員において、プロジェクト実施後の太陽光発電設備による発電電力量、及びプロジェクト実施後の太陽光発電設備の発電電力量のうち、他社に供給した電力量=売電電力量(余剰電力買取量)をモニタリングするため、主要排出量の算定に用いる活動量のモニタリング項目は共通である。

※1 「実施された」日とは、温室効果ガス排出量の削減をもたらす活動が実質的に開始された日(例えば、設備の導入を伴うプロジェクトの場合、設備が最初に稼働した日)を意味し、「入会申込日」とは、削減活動実績報告リストに記載された入会申込日を意味する。国内クレジット制度又はオフセット・クレジット(J-VER)制度から移行したプログラム型プロジェクトの場合、2013年3月31日までに入会済みの削減活動(旧制度からの継続削減活動)については、当該要件を満たす必要はない。

※2 追加性評価の方法は「9 追加性の評価」に記載すること。

※3 実施規程(プロジェクト実施者向け)2.2.9の定める属性は次の通り。

- a. 家庭部門における削減活動
- b. 運営・管理者又はその構成者が実施する削減活動
- c. 運営・管理者により燃料若しくは電力の供給を受ける者における当該燃料若しくは電力に係る削減活動、設備の供給を受ける者における当該設備を用いた削減活動、又は方法論の付記に定める物資又はサービス等の供給を受ける者における当該物資又はサービス等に係る削減活動
- d. 欠項
- e. 国又は地方公共団体を財源とする同一の補助金の受給者における当該補助金に係る削減活動
- f. 情報通信技術(ICT)を活用した情報収集・管理システムを用い、主要排出量の算定に用いる活動量を自動的に収集・管理することができる削減活動

※4 2つ以上の方法論を組み合わせて実施する場合、その組み合わせも共通であることが必要である。主要排出量の算定に用いる活動量のモニタリング項目は、同一方法論においても複数から選択できる場合があるが(例えば方法論EN-S-001では燃料使用量、温水・熱媒油使用量、蒸気使用量、又は生成熱量から選択可)、これも全ての削減活動について共通(2つ以上の方法論を組み合わせて実施する場合は各方法論に対応するモニタリング項目の組み合わせが共通)であることが必要である。燃料の種類(例えば方法論EN-R-001における木質ペレット、木質チップ、薪等)やモニタリング方法の分類(例えば活動量のモニタリング方法の分類A, B, C)が異なる排出削減活動は、それらの属性毎に整理して管理されなければならない。例えばモニタリング報告書に添付する削減活動実績報告リストは属性毎に作成することが必要である。

4 排出削減計画

4.1 プログラム型プロジェクトの全体計画(活動数)

認証対象期間 ※1	2024年1月31日 ~ 2032年3月31日		8.2年
削減活動数	年度	新規会員数	累計会員数
	2013年度	件 (累計	0 件)
	2014年度	件 (累計	0 件)
	2015年度	件 (累計	0 件)
	2016年度	件 (累計	0 件)
	2017年度	件 (累計	0 件)
	2018年度	件 (累計	0 件)
	2019年度	件 (累計	0 件)
	2020年度	件 (累計	0 件)
	2021年度	件 (累計	0 件)
	2022年度	件 (累計	0 件)
	2023年度	88 件 (累計	88 件)
	2024年度	8 件 (累計	96 件)
	2025年度	8 件 (累計	104 件)
	2026年度	8 件 (累計	112 件)
	2027年度	8 件 (累計	120 件)
	2028年度	8 件 (累計	128 件)
	2029年度	8 件 (累計	136 件)
	2030年度	8 件 (累計	144 件)
	2031年度	8 件 (累計	64 件)
	2032年度	件 (累計	56 件)
	2033年度	件 (累計	48 件)
	2034年度	件 (累計	40 件)
	2035年度	件 (累計	32 件)
	2036年度	件 (累計	24 件)
	2037年度	件 (累計	16 件)
	2038年度	件 (累計	8 件)
	2039年度	件 (累計	0 件)
	2040年度	件 (累計	0 件)
	2041年度	件 (累計	0 件)
	2042年度	件 (累計	0 件)
	2043年度	件 (累計	0 件)
2044年度	件 (累計	0 件)	
2045年度	件 (累計	0 件)	
2046年度	件 (累計	0 件)	
2047年度	件 (累計	0 件)	
2048年度	件 (累計	0 件)	
2049年度	件 (累計	0 件)	
2050年度	件 (累計	0 件)	

※1 認証対象期間の開始日には当該日付が最も早い会員の日付を、認証対象期間の終了日には当該日付が最も遅い会員の日付をそれぞれ記載し、その期間をプロジェクト全体の認証対象期間とする。その結果として、プロジェクト全体の認証対象期間が8年間を超えてもかまわない。なお、各会員の認証対象期間は、プロジェクト登録の申請予定日若しくはモニタリングが可能となる予定日のいずれか遅い日から、同日より8年を経過する日までの間で設定すること。

4 排出削減計画

4.1 プログラム型プロジェクトの全体計画(排出削減量)

認証対象期間 ※1	2024年1月31日		～	2032年3月31日		8.2年	
排出削減計画 ※2	年度	ベースライン 排出量の総量		プロジェクト 実施後排出量の総量		排出削減量の総量	
	2013年度	0.0	t-CO2	0.0	t-CO2	0.0	t-CO2
	2014年度	0.0	t-CO2	0.0	t-CO2	0.0	t-CO2
	2015年度	0.0	t-CO2	0.0	t-CO2	0.0	t-CO2
	2016年度	0.0	t-CO2	0.0	t-CO2	0.0	t-CO2
	2017年度	0.0	t-CO2	0.0	t-CO2	0.0	t-CO2
	2018年度	0.0	t-CO2	0.0	t-CO2	0.0	t-CO2
	2019年度	0.0	t-CO2	0.0	t-CO2	0.0	t-CO2
	2020年度	0.0	t-CO2	0.0	t-CO2	0.0	t-CO2
	2021年度	0.0	t-CO2	0.0	t-CO2	0.0	t-CO2
	2022年度	0.0	t-CO2	0.0	t-CO2	0.0	t-CO2
	2023年度	32.3	t-CO2	3.0	t-CO2	29.0	t-CO2
	2024年度	211.6	t-CO2	19.6	t-CO2	192.0	t-CO2
	2025年度	229.3	t-CO2	21.2	t-CO2	208.0	t-CO2
	2026年度	246.9	t-CO2	22.8	t-CO2	224.0	t-CO2
	2027年度	264.5	t-CO2	24.4	t-CO2	240.0	t-CO2
	2028年度	282.2	t-CO2	26.1	t-CO2	256.0	t-CO2
	2029年度	299.8	t-CO2	27.7	t-CO2	272.0	t-CO2
	2030年度	317.4	t-CO2	29.3	t-CO2	288.0	t-CO2
	2031年度	141.1	t-CO2	13.0	t-CO2	128.0	t-CO2
	2032年度	0.0	t-CO2	0.0	t-CO2	0.0	t-CO2
	2033年度	0.0	t-CO2	0.0	t-CO2	0.0	t-CO2
	2034年度	0.0	t-CO2	0.0	t-CO2	0.0	t-CO2
	2035年度	0.0	t-CO2	0.0	t-CO2	0.0	t-CO2
	2036年度	0.0	t-CO2	0.0	t-CO2	0.0	t-CO2
	2037年度	0.0	t-CO2	0.0	t-CO2	0.0	t-CO2
	2038年度	0.0	t-CO2	0.0	t-CO2	0.0	t-CO2
	2039年度	0.0	t-CO2	0.0	t-CO2	0.0	t-CO2
	2040年度	0.0	t-CO2	0.0	t-CO2	0.0	t-CO2
	2041年度	0.0	t-CO2	0.0	t-CO2	0.0	t-CO2
	2042年度	0.0	t-CO2	0.0	t-CO2	0.0	t-CO2
	2043年度	0.0	t-CO2	0.0	t-CO2	0.0	t-CO2
	2044年度	0.0	t-CO2	0.0	t-CO2	0.0	t-CO2
2045年度	0.0	t-CO2	0.0	t-CO2	0.0	t-CO2	
2046年度	0.0	t-CO2	0.0	t-CO2	0.0	t-CO2	
2047年度	0.0	t-CO2	0.0	t-CO2	0.0	t-CO2	
2048年度	0.0	t-CO2	0.0	t-CO2	0.0	t-CO2	
2049年度	0.0	t-CO2	0.0	t-CO2	0.0	t-CO2	
2050年度	0.0	t-CO2	0.0	t-CO2	0.0	t-CO2	
合計	2,025.1	t-CO2	187.1	t-CO2	1,837.0	t-CO2	

※2 排出削減量の算定方法については、「10排出削減量の算定方法」に記載すること。また、算定結果については排出削減活動リストに示すこと。

5 モニタリング・算定方法

5.1 モニタリング・算定を実施する排出活動

モニタリング・算定を実施する排出活動の確認方法 ※1	○	全削減活動においてモニタリング・算定を実施する排出活動を統一する。
		その他
	(その他を選択した場合は、以下に確認方法をご記入ください。)	
	(補足説明) 付随的排出活動の「蓄電池の使用」について、プロジェクトの一部の会員が蓄電池を導入する可能性があるため、導入した会員についてのみ当該排出活動のモニタリング及び算定を実施する。	
上記確認方法の妥当性に関する説明 ※2	<ul style="list-style-type: none"> ・入会届により蓄電池の有無を確認し、蓄電池を所有する会員と所有しない会員を区別する。 ・全会員についてパワーコンディショナーの利用に伴う付随的排出量を、デフォルト値から算定する。 	

※1 統一しない場合(その他を選択した場合)には、どのようにモニタリング・算定を実施する排出活動を特定するかについて記載すること。なお、サンプリング(5.2参照)を用いたモニタリングを実施する場合には、全削減活動においてモニタリング・算定を実施する排出活動を統一すること

※2 特に付随的な排出活動について、モニタリングを実施する排出活動を特定する方法や判断根拠について記載すること。

5.2 サンプリングの利用

サンプリングの利用	○	サンプリングを利用する
		サンプリングを利用しない
	①適用するサンプル抽出法	層化無作為抽出法
	②サンプリングの目的	<p>本プロジェクトでは、家庭部門の参加者をのべ72件(2023年度時点)と見込んでおり、これら全てをモニタリングの対象とすることは、実務及び経済性の観点から効率的ではないと考えられる。また、サンプリングを利用する対象が家庭的に限られるため、会員間のばらつきが小さく、サンプリング手法が採取しやすい。以上のことから、本プロジェクト(家庭部門)のモニタリングではサンプリング手法を適用する。</p> <p>なお、事業所部門はサンプリングをしない。</p>
	③収集データ及び実測対象	<p>収集するデータは発電量累積値と売電量累積値である。</p> <p>実測対象は、モニター表示器、パワーコンディショナーの表示器又は、電力会社発行の証明書の表示値である。これらのデータは、プリント、画像電子データ、又はコピーにより収集し、確認する。</p>

④母集団の構成・リスト及びその特性	<p>本プロジェクトのサンプリングにおける母集団は、実績報告対象となる全ての家庭である。</p> <p><母集団のリスト> 母集団は、以下の2つの階層に分けて管理する。 A:蓄電池なしの家庭 B:蓄電池ありの家庭 母集団のリストは排出削減活動リストで管理する。</p> <p><母集団の特性> サンプリング対象の会員は、太陽光発電設備を導入した家庭であり、「清流の国ぎふ」太陽光クラブの運営規約に同意した家庭に限られる。 そのうち、 Aの階層は太陽光発電設備のみを設置している家庭 Bの階層は太陽光発電設備と蓄電池を設置している家庭とする。 自家消費量に差異が生じると考えられる蓄電池の有無で母集団を分類することにより、各構成員の発電量(自家消費量)のばらつきは一定の範囲に限定されている。</p>
⑤適用したサンプル抽出法と当該抽出法の利用が妥当であることの合理的な説明	<p>本プロジェクトでは、サンプル抽出方法に層化無作為抽出法を採用する。</p>
⑥サンプル数(評価式を含む)	<p>サンプル数は、以下の式から算出される必要サンプル数以上を確保する。</p> $n \geq \frac{N}{\left(\frac{CI}{2k}\right)^2 \frac{N-1}{s^2} + 1}$ <p>n: 必要サンプル数 N: 全母集団数 k: 正規分布の棄却限界値(90%信頼区間を想定し、1.65) CI: 標本誤差(90%信頼区間で標本誤差±10%を想定し、0.2) s: 母集団の分散の推定値(分布を0~1の範囲に規格化すると、s=0.5のとき二項分布は最大値をとる。)</p> $n_A = \left(\frac{N_A}{N_A + N_B}\right) \times n \quad n_B = \left(\frac{N_B}{N_A + N_B}\right) \times n$ <p>n_A: 階層Aの必要サンプル数 N_A: 階層Aの成員数 n_B: 階層Bの必要サンプル数 N_B: 階層Bの成員数</p>

サンプリング計画
 (「利用する」を選択し
 た場合のみ記載)
 ※1

<p>⑦データ収集・管理・分析方法及び非 標本誤差への対応方法</p>	<p><データ収集> プリントされた画像は郵送で、画像電子データはメール又はWeb上の申請フォームで事務局へ集約し把握する。</p> <p><データ管理・分析> 本プロジェクトの運営・管理者である岐阜県が責任を持ってデータの管理・分析を行う。</p> <p><非標本誤差への対応方法> モニター表示値の誤解、あるいは行為による指定外のデータ、調査又は回答の拒否等のデータは除外する。 ダブルチェック体制により、集計作業等の誤りを排除する。</p>
	<p><スケジュール> 本プロジェクトは年に1回モニタリング報告を実施する予定であり、データの収集はモニタリング報告のタイミングで実施する予定である。</p> <p><対応者> 各モニタリング報告期間におけるサンプリングの母集団は、報告期間内に本プログラムに参加している全ての家庭となる。</p> <p><サンプル抽出手順> 上記⑤の通り実施する。</p> <p><サンプリングから全体への反映方法> ①原単位サンプル平均値の算定 サンプリング対象者の太陽光発電設備の公称最大出力、計測日数、発電量累積値及び売電量累積値をもとに、モニタリング報告における発電量、売電量の原単位サンプル平均値を下記のように算定する。 ・ELGpv: 一日当たり単位公称最大出力あたりの発電量サンプル平均値(kwh/kw/日)</p> $ELG_{pv} = \frac{\sum_{i=1}^n \left(\frac{EL_{pv,i}}{D_{pv,i} \cdot d_{pv,i}} \right)}{n}$ <p>ELpv,i: サンプル会員iの発電量計測値(kwh) Dpv,i: サンプル会員iの公称最大出力(kwh) dpv,i: サンプル会員iの発電量計測日数(kwh) n: サンプリング数</p>

⑧実施方法(スケジュールと対応者等)

ELG_{pvr}: 一日あたり単位公称最大出力あたりの売電
 サンプル平均値(kwh/kw/日)

$$ELG_{pvr} = \frac{\sum_{i=1}^n \left(\frac{EL_{pvr,i}}{D_{pv,i} \cdot d_{pvr,i}} \right)}{n}$$

EL_{pvr,i}: サンプル会員iの売電計測値(kwh)
 D_{pv,i}: サンプル会員iの公称最大出力(kwh)
 d_{pvr,i}: サンプル会員iの売電計測日数(日)
 n: サンプル数

②モニタリング報告値の算定

上記により算出した原単位サンプル平均値: ELG_{pvr}
 ELG_{pvr}をもとに、各会員の認証申請期間の発電量、売電量を以下の手順で算定する。これにより算定された各会員の発電量、売電量より排出削減量を求め、全体の排出削減量を算定する。

・発電量

会員mの認証申請期間の発電量(kwh)
 = ELG_{pvr} × D_{pv,m} × d_m
 (発電量原単位サンプル平均(kwh/kw/日) × 会員mの公称最大出力(kw) × 会員mの認証申請日数(日))

・売電量

会員mの認証申請期間の売電量(kwh)
 = ELG_{pvr} × D_{pv,m} × d_m
 (売電量原単位サンプル平均(kwh/kw/日) × 会員mの公称最大出力(kw) × 会員mの認証申請日数(日))

2年目以降も同様に原単位サンプル平均値を求め、各会員の発電量、売電量を求め、求めた値より排出削減量を算定する。

※1 モニタリング・算定規程(排出削減プロジェクト用)の「2.7サンプリングを適用する場合の取扱い」で定める基準に従うこと。

6 データ管理

データの品質を確保するための仕組みとして、データ収集・集計等体制の整備と個別データの信頼性の向上について以下に記載する。詳細については、J-クレジット制度実施規程(プロジェクト実施者向け)「2.4」を参照のこと。

6.1 モニタリング体制

データ管理責任者 ※1	岐阜県環境生活部脱炭素社会推進課 課長
モニタリング担当者 ※1	岐阜県環境生活部脱炭素社会推進課 係長

※1 担当者の組織、役職名を記載すること(個人名は不要)。原則として、それぞれ別の担当者をおくこと。

6.2 モニタリングデータの収集・記録・保管

各削減活動におけるモニタリングデータの取得方法 ※1	<p>(家庭の場合) サンプリングにより抽出された各会員は、年に1回、モニタリングデータ(発電量累積値、売電量累積値)を提出する。なお、根拠書類は、モニター表示器、パワーコンディショナーの表示器又は電力会社発行の明細書の表示値とする。蓄電池ありの会員については、全会員、入会時に蓄電池の型番を報告する。また、事後的に蓄電池を設置した場合においても、蓄電池の型番を報告する。</p> <p>(事業所の場合) 各会員は、年に1回、モニタリングデータ(発電量累積値、売電量累積値)を提出する。なお、根拠書類は、モニター表示器、パワーコンディショナーの表示器又は電力会社発行の明細書の表示値とする。蓄電池ありの会員については、全会員、入会時に蓄電池の型番を報告する。また、事後的に蓄電池を設置した場合においても、蓄電池の型番を報告する。</p>		
各削減活動のモニタリングデータの収集方法 ※1	岐阜県は、モニタリングデータを年1回、メール、郵送、Web上の申請フォームにて、電子データをプリントしたもの、画像電子データをコピーにより収集し確認する。		
モニタリングデータの記録・保管方法 ※1	岐阜県は、各種データについてデータ管理者を定め、収集したデータは排出削減活動リストに整理・記録し、紙と電子データで保管する。		
データ保存期間 ※2	認証対象期間終了後	5	年間

※1 認証対象期間において複数の担当者がモニタリングを行う場合には、全ての責任者が適切にモニタリングデータの収集・記録・管理を行うための仕組みも併せて記載すること。

※2 原則として、認証対象期間終了後2年間とする。

7 特記事項

7.1 排出量の削減に影響を与える可能性のあるリスクの特定について ※1

排出量の削減に影響を与える可能性のあるリスクがあるか		有
	○	無
(「有」の場合にはリスク要因を以下に記入)		

※1 プロジェクト排出量が増加し、ベースライン排出量を上回る可能性のあるリスクも含む。

7.2 ダブルカウントの防止措置について

類似制度へプロジェクトを登録しているか。		登録している
	○	登録していない
(「登録している」場合には以下を記入)		
類似制度名:		
類似制度での認証予定期間: ~		

7.3 法令等の義務の有無について

プロジェクトの実施は、法令等の義務履行によるものではないか。		法令等の義務履行によるものである。
	○	法令等の義務履行によるものではない。

8 設備情報の収集・確認方法

8.1 削減活動実施前の設備

①更新の場合

注) 運営・管理を行う上で必要性があれば、収集情報については適宜追加すること。全削減活動について同一の想定値などを用いる場合は、想定値を用いることができる根拠も併せて示すこと。

項目	収集・確認方法
メーカー	該当しない
型番	該当しない
機器製造番号	該当しない
出力	該当しない
導入日	該当しない
稼働開始日	該当しない
法定耐用年数	該当しない
効率	該当しない
燃料	該当しない
用途	該当しない

②新設の場合

注) 方法論の要求事項に沿って標準的な設備の設定について記載すること

--

8.2 削減活動実施後の設備

注) 運営・管理を行う上で必要性があれば、収集情報については適宜追加すること。
 全削減活動について同一の想定値などを用いる場合は、想定値を用いることができる根拠も併せて示すこと。

項目		収集・確認方法
太陽光発電設備 パネル出力		入会届により確認
ハ ワ ー コ ン デ ィ シ ヨ ナ ー	メーカー	入会届により確認
	型式	
	台数	
	機器固有番号 (製造番号)	
蓄 電 池	設置の有無	入会届及びモニタリング報告の報告フォーム及び設備変更に関する事後報告により確認
	メーカー	
	型式	
	容量	
	充電効率	入会届により確認。確認できない場合は、デフォルト値を使用。
導入日	発電開始日を把握するため不要	
稼働開始日	契約書により確認	
売電開始日	電力供給会社からの明細書により確認。	
法定耐用年数	太陽光発電:17年 蓄電池:6年	
効率	太陽光発電設備:該当なし	
燃料	該当なし	
用途	系統電力の代替	

9 追加性の評価

9.1 追加性の評価方法

注)投資回収年数の算定式などを記載すること

(家庭の場合) 方法論の規程に従い、追加性の評価は不要
(事業所の場合) 導入する設備の投資回収年数が3年以上であること
$\text{投資回数年数} = \frac{\text{純投資額}}{\text{ベースラインのランニングコスト総額} - \text{プロジェクト実施後のランニングコスト総額}}$ $= \frac{\text{総投資額} - \text{補助金額}}{\text{ベースラインの電力消費量} \times \text{電力単価} - \text{プロジェクト実施後の電力消費量} \times \text{電力単価} + \text{売電量} \times \text{売電単価}}$

9.2 追加性評価に必要な情報の入手方法

注)(1)の評価に必要な情報の入手方法について記載すること

全削減活動について同一の想定値などを用いる場合は、想定値を用いることができる根拠も併せて示すこと

項目	入手方法
総投資額(円)	太陽光発電設備の設置に係る契約書により確認する。
補助金額(円)	補助金額確定通知書等により確認する。
ベースラインの電力消費量(kwh)	概算収支表により、導入する太陽光発電設備による自家消費量を推計する。
ベースラインの電力単価(円/kwh)	原則として、会員における太陽光発電設備導入前1年間の電気代明細等を確認する。
プロジェクト実施後の電力消費量(kwh)	自家消費量: 電力会社発行の明細書にて確認する。 パワーコンディショナーの電力消費量 プロジェクト実施後の自家消費量推計値 × デフォルト値0.02kwh/kwhより推計する。 蓄電池における充放電ロス量: プロジェクト実施後の自家消費量推計値 × 蓄電池の経由率 × 充放電効率により推計する。
プロジェクト実施後の電力単価(円/kwh)	太陽光発電設備による発電電力を自家消費とするため、プロジェクト実施後の電力単価はゼロとする。
売電量(kwh)	電力会社からの明細書より推計する。
売電単価(円/kwh)	当該年度のFIT制度の調達単価(売電単価)より推計する。

10 排出削減量の算定方法

10.1 排出削減量

【会員が家庭かつ蓄電池を設置している場合】

$$ER_{1a} = EM_{BL,1a} - EM_{PJ,1a} \quad (\text{式 } 1)$$

記号	定義	単位	数値 ※4
ER_{1a}	排出削減量 ※1	kg-CO2/年	1,332
$EM_{BL,1a}$	ベースライン排出量※2	kg-CO2/年	1,562.6
$EM_{PJ,1a}$	プロジェクト実施後排出量 ※3	kg-CO2/年	230.2

【会員が家庭かつ蓄電池を設置していない場合】

$$ER_{1b} = EM_{BL,1b} - EM_{PJ,1b} \quad (\text{式 } 1)$$

記号	定義	単位	数値 ※4
ER_{1b}	排出削減量 ※1	kg-CO2/年	729
$EM_{BL,1b}$	ベースライン排出量※2	kg-CO2/年	781.3
$EM_{PJ,1b}$	プロジェクト実施後排出量 ※3	kg-CO2/年	52.1

【会員が事業所等かつ蓄電池を設置している場合】

$$ER_{2a} = EM_{BL,2a} - EM_{PJ,2a} \quad (\text{式 } 1)$$

記号	定義	単位	数値 ※4
ER_{2a}	排出削減量 ※1	kg-CO2/年	3,606
$EM_{BL,2a}$	ベースライン排出量※2	kg-CO2/年	4,725.1
$EM_{PJ,2a}$	プロジェクト実施後排出量 ※3	kg-CO2/年	1,118.3

【会員が事業所等かつ蓄電池を設置していない場合】

$$ER_{2b} = EM_{BL,2b} - EM_{PJ,2b} \quad (\text{式 } 1)$$

記号	定義	単位	数値 ※4
ER_{2b}	排出削減量 ※1	kg-CO2/年	2,142
$EM_{BL,2b}$	ベースライン排出量※2	kg-CO2/年	2,362.6
$EM_{PJ,2b}$	プロジェクト実施後排出量 ※3	kg-CO2/年	220.5

※1 プログラム型排出削減プロジェクトに参加する削減活動のうちの1つの削減活動について、具体的な数値を記載すること。

※2 10.5のベースライン排出量で算定した全ての排出量の総和を記載すること。

※3 10.3のプロジェクト実施後排出量で算定した全ての排出量の総和を記載すること。

※4 10.2～10.5まで入力後、自動計算されます。

10.2 排出削減量の算定で考慮する付随的な排出活動

(1) ベースラインの付随的な排出活動

注) 方法論の<排出削減量の算定で考慮すべき温室効果ガス排出活動>に規定される全ての付随的な排出活動について記載すること。付随的な排出活動について、算定を行う場合には、10.5に算定方法を示すこと。

(考え方) 本プロジェクトで適用する方法論では、ベースラインの付随的な排出活動は規定されていないため、付随的な排出活動は評価しない。

排出活動	温室効果ガスの種類	排出量 (tCO2/年)	モニタリング・算定方法
			排出量の算定を行う。
			排出量の算定を行わない。
排出量合計値※1		0.0	

※1 行を追加して記入した場合には、合計の参照範囲を確認すること。

(2)プロジェクト実施後の付随的な排出活動

注)方法論の<排出削減量の算定で考慮すべき温室効果ガス排出活動>に規定される全ての付随的な排出活動について記載すること。

また、10.1で算定した排出削減量と比較して付随的な排出活動の影響度を評価し、排出削減事業における付随的な排出活動のモニタリング・算定方法を定めること。

ただし、モニタリングを省略する複数の付随的な排出活動の影響度の合計を5%以上としてはならない(影響度の合計が5%未満となるようにモニタリングを省略する付随的な排出活動を調整しなければならない)。

【会員が家庭の場合】

(考え方)	<p>①電力制御装置等の使用 パワーコンディショナーは系統電力を使用することが一般的であるため、付随的な排出活動として、パワーコンディショナー利用に伴う排出量の影響を算定する。 (ICT機器の設置により、モニタリングを行う場合) ICT機器は系統電力を使用することが一般的であり、付随的な排出活動として、ICT機器利用に伴う排出量の影響を算定する。</p> <p>②蓄電池の利用 太陽光発電設備で発電した電力が蓄電池を経由して消費される場合、充放電によるロスに伴うため、蓄電池を設置している会員においては、付随的な排出活動として蓄電池の利用に伴う排出量の影響を算定する。</p>
-------	---

【会員が事業所の場合】

(考え方)	<p>①電力制御装置等の使用 パワーコンディショナーは系統電力を使用することが一般的であるため、付随的な排出活動として、パワーコンディショナー利用に伴う排出量の影響を算定する。 (ICT機器の設置により、モニタリングを行う場合) ICT機器は系統電力を使用することが一般的であり、付随的な排出活動として、ICT機器利用に伴う排出量の影響を算定する。</p> <p>②蓄電池の利用 太陽光発電設備で発電した電力が蓄電池を経由して消費される場合、充放電によるロスに伴うため、蓄電池を設置している会員においては、付随的な排出活動として蓄電池の利用に伴う排出量の影響を算定する。</p>
-------	---

【会員が家庭の場合】

排出活動	温室効果ガスの種類	排出量 (kg-CO2/年)	影響度 (%) ※1	モニタリング・算定方法 ※2
電力制御装置の使用 【蓄電池を設置している場合】	CO2	52.1	3.910300901	○ 排出量の算定を行う。
				排出量の算定を行う。ただし、排出量のモニタリングを省略し、影響度により排出量を評価する。
				排出量の算定を省略する。
電力制御装置の使用 【蓄電池を設置していない場合】	CO2	52.1	7.144747325	○ 排出量の算定を行う。
				排出量の算定を行う。ただし、排出量のモニタリングを省略し、影響度により排出量を評価する。
				排出量の算定を省略する。

蓄電池の使用 【蓄電池を設置している場合】	CO2	178.1	13.37322908	○ 排出量の算定を行う。
				排出量の算定を行う。ただし、排出量のモニタリングを省略し、影響度により排出量を評価する。
				排出量の算定を省略する。
合計 ※3 【蓄電池を設置している場合】		230.2	17.3	
合計 ※4 【蓄電池を設置していない場合】		52.1	7.1	

【会員が事業所の場合】

排出活動	温室効果ガスの種類	排出量 (kg-CO2/年)	影響度 (%) ※1	モニタリング・算定方法 ※2
電力制御装置の使用 【蓄電池を設置している場合】	CO2	220.5	6.114995008	○ 排出量の算定を行う。
				排出量の算定を行う。ただし、排出量のモニタリングを省略し、影響度により排出量を評価する。
				排出量の算定を省略する。
電力制御装置の使用 【蓄電池を設置していない場合】	CO2	220.5	10.29443137	○ 排出量の算定を行う。
				排出量の算定を行う。ただし、排出量のモニタリングを省略し、影響度により排出量を評価する。
				排出量の算定を省略する。
蓄電池の使用 【蓄電池を設置している場合】	CO2	897.8	24.89676539	○ 排出量の算定を行う。
				排出量の算定を行う。ただし、排出量のモニタリングを省略し、影響度により排出量を評価する。
				排出量の算定を省略する。
合計 ※3 【蓄電池を設置している場合】		1118.3	31.0	
合計 ※4 【蓄電池を設置していない場合】		220.5	10.3	

※1 10.1で算定した排出削減量(ER)に対する比率(%)を記載すること。

※2 方法論で規定された方法から選択すること。

※3 行を追加して記入した場合には、合計の参照範囲を確認すること。

10.3 プロジェクト実施後排出量

注) 排出削減方法論の「3. 事業実施後排出量の算定」に定める評価式に沿って排出量の評価方法を記載すること。また、方法論に示す各項目ごとの評価式を記載した上で、各パラメータの定義及び想定値を表中に記載すること。

【会員が家庭かつ蓄電池を設置している場合】

$$EM_{PJ,1a} = EM_{PJ,M} + EM_{PJ,S,1a} \quad (\text{式 } 2)$$

記号	定義	単位	想定値
$EM_{PJ,1a}$	プロジェクト実施後排出量	kg-CO2/年	230.2
$EM_{PJ,M}$	プロジェクト実施後の主要排出量	kg-CO2/年	0.0
$EM_{PJ,S,1a}$	プロジェクト実施後の付随的な排出量	kg-CO2/年	230.2

【会員が家庭かつ蓄電池を設置していない場合】

$$EM_{PJ,1b} = EM_{PJ,M} + EM_{PJ,S,1b} \quad (\text{式 } 2)$$

記号	定義	単位	想定値
$EM_{PJ,1b}$	プロジェクト実施後排出量	kg-CO2/年	52.1
$EM_{PJ,M}$	プロジェクト実施後の主要排出量	kg-CO2/年	0.0
$EM_{PJ,S,1b}$	プロジェクト実施後の付随的な排出量	kg-CO2/年	52.1

【会員が事業所等かつ蓄電池を設置している場合】

$$EM_{PJ,2a} = EM_{PJ,M} + EM_{PJ,S,2a} \quad (\text{式 } 2)$$

記号	定義	単位	想定値
$EM_{PJ,2a}$	プロジェクト実施後排出量	kg-CO2/年	1,118.3
$EM_{PJ,M}$	プロジェクト実施後の主要排出量	kg-CO2/年	0.0
$EM_{PJ,S,2a}$	プロジェクト実施後の付随的な排出量	kg-CO2/年	1,118.3

【会員が事業所等かつ蓄電池を設置していない場合】

$$EM_{PJ,2b} = EM_{PJ,M} + EM_{PJ,S,2b} \quad (\text{式 } 2)$$

記号	定義	単位	想定値
$EM_{PJ,2b}$	プロジェクト実施後排出量	kg-CO2/年	220.5
$EM_{PJ,M}$	プロジェクト実施後の主要排出量	kg-CO2/年	0.0
$EM_{PJ,S,2b}$	プロジェクト実施後の付随的な排出量	kg-CO2/年	220.5

(1) 主要排出活動

(考え方)※1 太陽光発電設備の導入ではプロジェクト実施後の主要排出量は0kg-CO2/年である。

$$EM_{PJ,M} = 0 \quad (\text{式 } 3)$$

記号	定義	単位	想定値
$EM_{PJ,M}$	プロジェクト実施後の主要排出量	kg-CO2/年	0.0

※1 方法論に記載された算定方法のうち、使用する算定方法を明記すること。

(2) 付随的な排出活動

注) 10.2(2)において、影響度が1%以上であった付随的な排出活動に全てについて記載する。
1%未満のものについては、算定根拠を添付資料などにおいて説明すること。

(2) - 1 プロジェクト実施後の付随的な排出量の算定方法の場合分け

【会員が家庭かつ蓄電池を設置している場合】

$$EM_{PJ,S,1a} = EM_{PJ,S,control,1} + EM_{PJ,S,battery,1} \quad (\text{式 } 4)$$

記号	定義	単位	想定値
$EM_{PJ,S,1a}$	プロジェクト実施後の付随的な排出量	kg-CO2/年	230.2
$EM_{PJ,S,control,1}$	電力制御装置(パワーコンディショナー又は日射計等)の使用によるプロジェクト実施後排出量	kg-CO2/年	52.1
$EM_{PJ,S,battery,1}$	蓄電池の使用によるプロジェクト実施後排出量	kg-CO2/年	178.1

【会員が家庭かつ蓄電池を設置していない場合】

$$EM_{PJ,S,1b} = EM_{PJ,S,control,1} \quad (\text{式 } 4)$$

記号	定義	単位	想定値
$EM_{PJ,S,1b}$	プロジェクト実施後の付随的な排出量	kg-CO2/年	52.1
$EM_{PJ,S,control,1}$	電力制御装置(パワーコンディショナー又は日射計等)の使用によるプロジェクト実施後排出量	kg-CO2/年	52.1

【会員が事業所等かつ蓄電池を設置している場合】

$$EM_{PJ,S,2a} = EM_{PJ,S,control,2} + EM_{PJ,S,battery,2} \quad (\text{式 } 4)$$

記号	定義	単位	想定値
$EM_{PJ,S,2a}$	プロジェクト実施後の付随的な排出量	kg-CO2/年	1,118.3
$EM_{PJ,S,control,2}$	電力制御装置(パワーコンディショナー又は日射計等)の使用によるプロジェクト実施後排出量	kg-CO2/年	220.5
$EM_{PJ,S,battery,2}$	蓄電池の使用によるプロジェクト実施後排出量	kg-CO2/年	897.8

【会員が事業所等かつ蓄電池を設置していない場合】

$$EM_{PJ,S,2b} = EM_{PJ,S,control,2} \quad (\text{式 } 4)$$

記号	定義	単位	想定値
$EM_{PJ,S,2b}$	プロジェクト実施後の付随的な排出量	kg-CO2/年	220.5
$EM_{PJ,S,control,2}$	電力制御装置(パワーコンディショナー又は日射計等)の使用によるプロジェクト実施後排出量	kg-CO2/年	220.5

(2) - 2 各付随的な排出活動の排出量の算定方法

a) 電力制御装置(パワーコンディショナー又は日射計等)の使用によるプロジェクト実施後排出量

【会員が家庭の場合】

$$EM_{PJ,S,control,1} = EL_{PJ,control,1} \times CEF_{electricity,t,1} \quad (\text{式 } 5)$$

記号	定義	単位	想定値
$EM_{PJ,S,control,1}$	電力制御装置(パワーコンディショナー又は日射計等)の使用によるプロジェクト実施後排出量	kg-CO2/年	52.1
$EL_{PJ,control,1}$	プロジェクト実施後の電力制御装置(パワーコンディショナー又は日射計等)における電力使用量	kWh/年	120.0
$CEF_{electricity,t,1}$	電力のCO2排出係数	kg-CO2/年	0.434

【会員が事業所場合】

$$EM_{PJ,S,control,2} = EL_{PJ,control,2} \times CEF_{electricity,t,1} \quad (\text{式 } 4)$$

記号	定義	単位	想定値
$EM_{PJ,S,control,2}$	電力制御装置(パワーコンディショナー又は日射計等)の使用によるプロジェクト実施後排出量	kg-CO2/年	220.5
$EL_{PJ,control,2}$	プロジェクト実施後の電力制御装置(パワーコンディショナー又は日射計等)における電力使用量	kWh/年	508.1
$CEF_{electricity,t,1}$	電力のCO2排出係数	kg-CO2/年	0.434

b) 蓄電池の使用によるプロジェクト実施後排出量

【会員が家庭の場合】

$$EM_{PJ,S,battery,1} = EL_{PJ,battery,1} \times CEF_{electricity,t,1} \quad (\text{式 } 5)$$

記号	定義	単位	想定値
$EM_{PJ,S,battery,1}$	蓄電池の使用によるプロジェクト実施後排出量	kg-CO2/年	178.1
$EL_{PJ,battery,1}$	プロジェクト実施後の蓄電池における充放電ロス量	kWh/年	410.4
$CEF_{electricity,t,1}$	電力のCO2排出係数	kg-CO2/年	0.434

【会員が事業所場合】

$$EM_{PJ,S,battery,2} = EL_{PJ,battery,2} \times CEF_{electricity,t,1} \quad (\text{式 } 4)$$

記号	定義	単位	想定値
$EM_{PJ,S,battery,2}$	蓄電池の使用によるプロジェクト実施後排出量	kg-CO2/年	897.8
$EL_{PJ,battery,2}$	プロジェクト実施後の蓄電池における充放電ロス量	kWh/年	2,068.6
$CEF_{electricity,t,1}$	電力のCO2排出係数	kg-CO2/年	0.434

10.4 ベースライン排出量の考え方

注) 排出削減方法論の「4. ベースライン排出量の考え方」を参照し、本プロジェクトにおけるベースライン排出量の考え方及びベースライン活動量の算定式を選択して引用記載すること。また、ベースライン活動量については、方法論に示す各項目ごとの評価式を記載した上で、各パラメータの定義及び想定値を表中に記載すること。

(1) ベースライン排出量の考え方

本方法論におけるベースライン排出量は、プロジェクト実施後に自家消費した電力量を、プロジェクト実施後の太陽光発電設備からではなく、ベースラインの系統電力等から得る場合に想定されるCO2排出量である。

(2) ベースライン活動量(発電電力量、蒸気の供給量又は製品の生産量等)の算定式

注) 方法論に算定式の記載がないものについては、本項目の記載は不要とする。

【会員が家庭かつ蓄電池を設置している場合】

$$EL_{BL,1a} = EL_{PJ,1a} = EL_{pv,1} - EL_{pvr,1a} \quad (\text{式 } 7)$$

記号	定義	単位	想定値
$EL_{BL,1a}$	ベースラインの系統電力使用量	kWh/年	3,600.4
$EL_{PJ,1a}$	プロジェクト実施後の太陽光発電設備による発電電力量のうち自家消費した電力量	kWh/年	3,600.4
$EL_{pv,1}$	プロジェクト実施後の太陽光発電設備による発電電力量	kWh/年	6,000.6
$EL_{pvr,1a}$	プロジェクト実施後の太陽光発電設備による発電電力量のうち他者に提供した電力量	kWh/年	2,400.2

【会員が家庭かつ蓄電池を設置していない場合】

$$EL_{BL,1b} = EL_{PJ,1b} = EL_{pv,1} - EL_{pvr,1b} \quad (\text{式 } 7)$$

記号	定義	単位	想定値
$EL_{BL,1b}$	ベースラインの系統電力使用量	kWh/年	1,800.2
$EL_{PJ,1b}$	プロジェクト実施後の太陽光発電設備による発電電力量のうち自家消費した電力量	kWh/年	1,800.2
$EL_{pv,1}$	プロジェクト実施後の太陽光発電設備による発電電力量	kWh/年	6,000.6
$EL_{pvr,1b}$	プロジェクト実施後の太陽光発電設備による発電電力量のうち他者に提供した電力量	kWh/年	4,200.4

【会員が事業所かつ蓄電池を設置している場合】

$$EL_{BL,2a} = EL_{PJ,2a} = EL_{pv,2} - EL_{pvr,2a} \quad (\text{式 } 7)$$

記号	定義	単位	想定値
$EL_{BL,2a}$	ベースラインの系統電力使用量	kWh/年	10,887.4
$EL_{PJ,2a}$	プロジェクト実施後の太陽光発電設備による発電電力量のうち自家消費した電力量	kWh/年	10,887.4
$EL_{pv,2}$	プロジェクト実施後の太陽光発電設備による発電電力量	kWh/年	25,404.0
$EL_{pvr,2a}$	プロジェクト実施後の太陽光発電設備による発電電力量のうち他者に提供した電力量	kWh/年	14,516.6

【会員が事業所かつ蓄電池を設置していない場合】

$$EL_{BL,2b} = EL_{PJ,2b} = EL_{pv,2} - EL_{pvr,2b} \quad (\text{式 } 7)$$

記号	定義	単位	想定値
$EL_{BL,2b}$	ベースラインの系統電力使用量	kWh/年	5,443.7
$EL_{PJ,2b}$	プロジェクト実施後の太陽光発電設備による発電電力量のうち自家消費した電力量	kWh/年	5,443.7
$EL_{pv,2}$	プロジェクト実施後の太陽光発電設備による発電電力量	kWh/年	25,404.0
$EL_{pvr,2b}$	プロジェクト実施後の太陽光発電設備による発電電力量のうち他者に提供した電力量	kWh/年	19,960.3

10.5 ベースライン排出量

注) 方法論の「5. ベースライン排出量の算定」に定める評価式に沿って排出量の評価方法を記載すること。また、方法論に示す各項目ごとの評価式を記載した上で、各パラメータの定義及び想定値を表中に記載すること。

(1) 主要排出活動

【会員が家庭かつ蓄電池を設置している場合】

$$EM_{BL,1a} = EL_{BL,1a} \times CEF_{electricity,t,1} \quad (\text{式 } 8)$$

記号	定義	単位	想定値
$EM_{BL,1a}$	ベースラインの主要排出量	kg-CO ₂ /年	1,562.6
$EL_{BL,1a}$	ベースラインの系統電力使用量	kWh/年	3,600.4
$CEF_{electricity,t,1}$	電力のCO ₂ 排出係数	kg-CO ₂ /年	0.434

【会員が家庭かつ蓄電池を設置していない場合】

$$EM_{BL,1b} = EL_{BL,1b} \times CEF_{electricity,t,1} \quad (\text{式 } 8)$$

記号	定義	単位	想定値
$EM_{BL,1b}$	ベースラインの主要排出量	kg-CO2/年	781.3
$EL_{BL,1b}$	ベースラインの系統電力使用量	kWh/年	1,800.2
$CEF_{electricity,t,1}$	電力のCO2排出係数	kg-CO2/年	0.434

【会員が事業所かつ蓄電池を設置している場合】

$$EM_{BL,2a} = EL_{BL,2a} \times CEF_{electricity,t,1} \quad (\text{式 } 8)$$

記号	定義	単位	想定値
$EM_{BL,2a}$	ベースラインの主要排出量	kg-CO2/年	4,725.1
$EL_{BL,2a}$	ベースラインの系統電力使用量	kWh/年	10,887.4
$CEF_{electricity,t,1}$	電力のCO2排出係数	kg-CO2/年	0.434

【会員が事業所かつ蓄電池を設置していない場合】

$$EM_{BL,2b} = EL_{BL,2b} \times CEF_{electricity,t,1} \quad (\text{式 } 8)$$

記号	定義	単位	想定値
$EM_{BL,2b}$	ベースラインの主要排出量	kg-CO2/年	2,362.6
$EL_{BL,2b}$	ベースラインの系統電力使用量	kWh/年	5,443.7
$CEF_{electricity,t,1}$	電力のCO2排出係数	kg-CO2/年	0.434

(2) 付随的な排出活動

注) 10.2(1)において、算定することとした付随的な排出活動に全てについて記載する。

(式)			
記号	定義	単位	想定値

10.6 自家用発電機による電力のCO2排出係数

プロジェクト実施前後において自家用発電機による発電電力を用いる場合は、以下の式により算出した電力のCO2排出係数を用いる。(ただし、再生可能エネルギー発電設備によるもの及びコージェネレーションは除く。)

$$CEF_{\text{electricity,t,2}} = \frac{F_{\text{gene}} \times HV_{\text{gene,fuel}}}{EL_{\text{gene}}} \times CEF_{\text{gene,fuel}} \quad (\text{式 9})$$

記号	定義	単位	想定値
$CEF_{\text{electricity,t,2}}$	電力のCO2排出係数	kg-CO2/年	-
F_{gene}	自家用発電機に投入される燃料使用量	t/年,kL/年,Nm ³ /年等	-
$HV_{\text{gene,fuel}}$	自家用発電機に投入される燃料の単位発熱量	GJ/t,GJ/kL,GJ/Nm ³ 等	-
EL_{gene}	自家用発電機の発電電力	kWh/年	-
$CEF_{\text{gene,fuel}}$	自家用発電機に投入される燃料のCO2排出係数	tCO2/GJ	-

11 モニタリング計画

注) 複数のモニタリング方法を用いるモニタリング項目については、想定される手法を全て記載すること。

(1) 活動量(燃料消費量、生成熱量、生産量等)

モニタリング項目			モニタリング方法			プロジェクト計画での想定		備考
記号	定義	単位	分類 ※1	概要	頻度	想定値	根拠	
EL _{pvr.1}	【会員が家庭の場合】 プロジェクト実施後の太陽光発電設備による発電電力量	kWh/年	B	特定計量器もしくは業界規格によって検定がなされているモニター表示器、パワーコンディショナーの表示器による測定を行う。	年毎	6000.6	以下の式から算定: 発電電力量(kwh/年) =太陽光発電設備の容量(kw) × 24(h/年) × 365(日/年) × 設備利用率(%)	【想定値の算定にあたって】 ・太陽光発電設備の容量(kw): 導入が想定される設備より5.0kW ・設備利用率(%): 資源エネルギー庁調達価格等算定委員会資料より13.7%(住宅用)
			C	特定計量器でなく、また、業界標準規格によって検定がされていないモニター表示器、パワーコンディショナーの表示器による測定を行い、表示値からモニタリング算定規定のデフォルト値10%の誤差率を差し引くことにより保守的に算定	年毎	5400.5		
EL _{pvr.2}	【会員が事業所等の場合】 プロジェクト実施後の太陽光発電設備による発電電力量	kWh/年	B	特定計量器もしくは業界規格によって検定がなされているモニター表示器、パワーコンディショナーの表示器による測定を行う。	年毎	25404.0	以下の式から算定: 発電電力量(kwh/年) =太陽光発電設備の容量(kw) × 24(h/年) × 365(日/年) × 設備利用率(%)	【想定値の算定にあたって】 ・太陽光発電設備の容量(kw): 導入が想定される設備より20.0kW ・設備利用率(%): 資源エネルギー庁調達価格等算定委員会資料より14.5%(事業用・屋根設置)
			C	特定計量器でなく、また、業界標準規格によって検定がされていないモニター表示器、パワーコンディショナーの表示器による測定を行い、表示値からモニタリング算定規定のデフォルト値10%の誤差率を差し引くことにより保守的に算定	年毎	22863.6		
EL _{pvr.1a}	【会員が家庭かつ蓄電池を設置している場合】 プロジェクト実施後の太陽光発電設備の発電電力量のうち他者に提供した電力量	kWh/年	A	電力会社発行の明細書から算定を行う。	年毎	2400.2	以下の式から算定: 他社に提供した電力量(kwh/年)=発電電力量(kwh/年) × [(100%-自家消費率(%))/100(%)]	【想定値の算定にあたって】 ・年間発電電力量(kw/年): ELPV ・自家消費率(%): J-クレジット事務局試算値より60%(第19回運営委員会配布資料参照)
EL _{pvr.1b}	【会員が家庭かつ蓄電池を設置していない場合】 プロジェクト実施後の太陽光発電設備の発電電力量のうち他者に提供した電力量	kWh/年	A	電力会社発行の明細書から算定を行う。	年毎	4200.4	以下の式から算定: 他社に提供した電力量(kwh/年)=発電電力量(kwh/年) × [(100%-自家消費率(%))/100(%)]	【想定値の算定にあたって】 ・年間発電電力量(kw/年): ELPV ・自家消費率(%): J-クレジット事務局想定値より30%(第19回運営委員会配布資料P47左図参照)
EL _{pvr.2a}	【会員が事業所かつ蓄電池を設置している場合】 プロジェクト実施後の太陽光発電設備の発電電力量のうち他者に提供した電力量	kWh/年	A	電力会社発行の明細書から算定を行う。	年毎	14516.6	以下の式から算定: 他社に提供した電力量(kwh/年)=発電電力量(kwh/年)-[発電電力量(kwh/年) × (平日の自家消費率(%) × 5日/100(%) × 7日)]	【想定値の算定にあたって】 ・年間発電電力量(kw/年): ELPV ・平日の自家消費率(%): J-クレジット事務局試算値より60%(第19回運営委員会配布資料参照) ・休日の自家消費率(%): 0%

<p>EL_{pvr.2b}</p>	<p>【会員が事業所かつ蓄電池を設置していない場合】 プロジェクト実施後の太陽光発電設備の発電電力量のうち他者に提供した電力量</p>	<p>kWh/年</p>	<p>A</p>	<p>電力会社発行の明細書から算定を行う。</p>	<p>年毎</p>	<p>19960.3</p>	<p>以下の式から算定: 他社に提供した電力量(kwh/年)=発電電力量(kwh/年)-[発電電力量(kwh/年)×(平日の自家消費率(%)×5日/100(%)×7日)]</p>	<p>【想定値の算定にあたって】 ・年間発電電力量(kw/年):ELPV ・自家消費率(%):J-クレジット事務局想定値より30%(第19回運営委員会配布資料P47左図参照) ・休日の自家消費率(%):0%</p>
----------------------------	---	--------------	----------	---------------------------	-----------	----------------	---	---

EL-PJ.control.1	【会員が家庭の場合】 プロジェクト実施後の電力制御装置(パワーコンディショナー又は日射計等)における電力使用量	kWh/年	C	(パワーコンディショナー) 発電電力量とデフォルト値から概算する。 (ICT機器を設置する場合) 機器の定格容量より概算する。	年毎	120.0	以下の式から算定: PCSの電力使用量(kwh) =発電電力量(kwh/年)×0.02 ※0.02は方法論EN-R-002のデフォルト値	ICT機器を導入する場合: ICT機器の電力使用量(kwh/年) =機器の定格容量×24(h/日)×365(日/年) ICT機器を導入する可能性は低いため、想定値算定からは除外する。
EL-PJ.control.2	【会員が事業所の場合】 プロジェクト実施後の電力制御装置(パワーコンディショナー又は日射計等)における電力使用量	kWh/年	C	(パワーコンディショナー) 発電電力量とデフォルト値から概算する。 (ICT機器を設置する場合) 機器の定格容量より概算する。	年毎	508.1	以下の式から算定: PCSの電力使用量(kwh) =発電電力量(kwh/年)×0.02 ※0.02は方法論EN-R-002のデフォルト値	ICT機器を導入する場合: ICT機器の電力使用量(kwh/年) =機器の定格容量×24(h/日)×365(日/年) ICT機器を導入する可能性は低いため、想定値算定からは除外する。
EL-PJ.battery.1	【会員が家庭の場合】 プロジェクト実施後の蓄電池における充放電ロス量	kWh/年	C	自家消費した電力量、蓄電池経由率のデフォルト値、及び蓄電池の充放電効率を使用して概算する。	検証申請時	410.4	以下の式から想定地を算定: 充放電ロス量(kwh/年) =自家消費電力量(kwh/年)×蓄電池経由率(%) / 100(%) × (1-充電効率(%) / 100(%) × 放電効率(%) / 100(%)	・自家消費電力量(kwh/年):ELPV-ELPVr ・蓄電池経由率(%):方法論EN-R-002のデフォルト値(蓄電池容量が4kwh未満の場合)より60% ・充電効率および放電効率は、入会書類にて確認。確認できない場合、方法論のデフォルト値よりいずれも90.0%を適用する。
EL-PJ.battery.2	【会員が事業所の場合】 プロジェクト実施後の蓄電池における充放電ロス量	kWh/年	C	自家消費した電力量、蓄電池経由率のデフォルト値、及び蓄電池の充放電効率を使用して概算する。	検証申請時	2068.6	以下の式から想定地を算定: 充放電ロス量(kwh/年) =自家消費電力量(kwh/年)×蓄電池経由率(%) / 100(%) × (1-充電効率(%) / 100(%) × 放電効率(%) / 100(%)	・自家消費電力量(kwh/年):ELPV-ELPVr ・蓄電池経由率:100% ・充電効率および放電効率は、入会書類にて確認。確認できない場合、方法論のデフォルト値よりいずれも90.0%を適用する。
F _{gene}	自家用発電機に投入される燃料使用量	t/年,kL/年,Nm3/年等	A	燃料供給会社発行の明細書から算定を行う。	年毎	-	-	・自家用発電機を用いる会員数はゼロ又は僅少であると想定されるため、プロジェクト計画書での想定は行わない。
ELgene	自家用発電機の発電電力量	kWh/年	B	特定計量器もしくは業界規格によって検定がなされているモニター表示器、パワーコンディショナーの表示器による測定を行う。	年毎	-	-	・自家用発電機を用いる会員数はゼロ又は僅少であると想定されるため、プロジェクト計画書での想定は行わない。
			C	特定計量器でなく、また、業界標準規格によって検定がされていないモニター表示器、パワーコンディショナーの表示器による測定を行い、表示値を誤差率で補正する。	年毎	-	-	

※1 モニタリング・算定規程に沿って、分類A・B・Cのいずれかの方法を選択すること。
 分類B(計量器)を用いる場合には、12.1において計量器やモニタリングポイントの説明を行うこと。
 分類C(概算等)を用いる場合には、12.2において概算・推定方法の詳細について説明すること。

(2)係数(単位発熱量、排出係数、エネルギー消費効率、物性値等)

モニタリング項目			モニタリング方法			プロジェクト計画での想定		備考
記号	定義	単位	分類 ※1	概要	頻度	想定値	根拠	
CEF _{electricity,t,l}	電力のCO2排出係数	kg-CO2/kWh	Ⅲ	デフォルト値 【全電源排出係数】	年	0.434	デフォルト値	モニタリング・算定規定デフォルト値 2021年度全電源
HV _{gene,fuel}	自家発電機に投入される燃料の単位熱量	GJ/t,GJ/kL,GJ/Nm3等	Ⅲ	デフォルト値	年	-	-	・自家発電機を用いる会員数はゼロ又は僅少であると想定されるため、プロジェクト計画書の想定は行わない。
CEF _{gene,fuel}	自家発電機に投入される燃料のCO2排出係数	tCO2/GJ	Ⅲ	デフォルト値	年	-	-	・自家発電機を用いる会員数はゼロ又は僅少であると想定されるため、プロジェクト計画書の想定は行わない。

※1 モニタリング・算定規程に沿って、分類Ⅰ・Ⅱ・Ⅲのいずれかの方法を選択すること。
 分類Ⅰ(実測)を用いる場合には、9.2において実測方法の説明を行うこと。
 分類Ⅱ(第三者提供値)を用いる場合には、提供事業者名を概要欄に記載すること。

(3) モニタリングデータの収集方法

注) 各削減活動におけるモニタリングデータを運営・管理者が収集する方法をフロー図等を用いて説明すること。
 収集するデータの形態(書類、写真、電子データなど)や実施予定時期についても分かるように記載すること。
 なお、必ずしも個別項目ごとに図を作成する必要はなく、一つの図で全てのモニタリングポイントを示してもよい。
 複数の図を作成する場合は、記入枠を必要に応じてコピーすること。



12 モニタリング方法および係数の実測方法に関する説明

12.1 計量器を用いたモニタリング(分類B)に関する説明

注) 11.(1)においてモニタリング分類B(計量器)を使用する場合の計量器について説明すること。

(1)計量器の概要

①特定計量器の場合

モニタリング項目	計量器の種類	モニタリングポイント※1	検定の有効期限

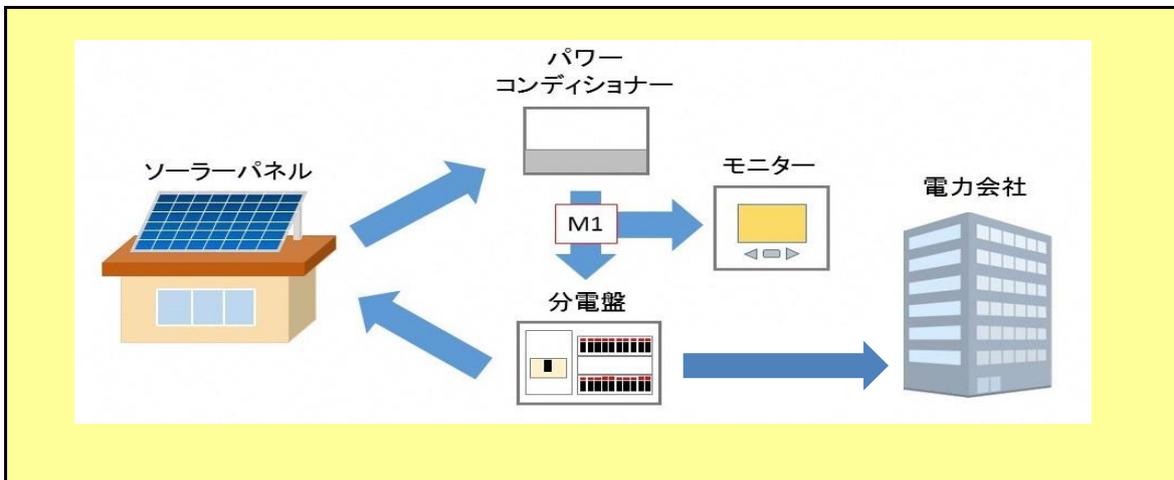
②特定計量器以外の計量器の場合

モニタリング項目	計量器の種類	モニタリングポイント※1	計量器の校正方法の説明
EL _{PV1} , EL _{PV2} プロジェクト実施後の太陽光発電設備による発電電力量	パワーコンディショナーの電力量計	M1	岐阜県が各会員から各項目の計測に係る機器情報を入手し、製造者が出荷検査を適切に行っていることを確認する。

※1 モニタリングポイントは(2)と整合する番号を記載すること。

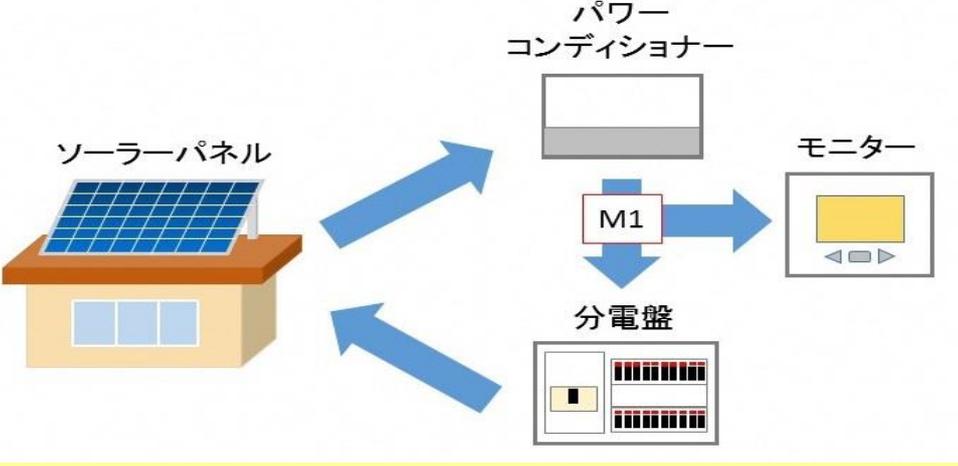
(2)モニタリングポイント

注) 計量器によるモニタリングポイントを図示すること。必ずしも個別項目ごとに図を作成する必要はなく、一つの図で全てのモニタリングポイントを示してもよい。複数の図を作成する場合は、記入枠を必要に応じてコピーすること。



12.2 概算等に基づくモニタリング方法(分類C)に関する説明

注) 11(1)においてモニタリング分類Cを使用する場合の概算・推定方法の詳細について説明すること。また、計量器による計測値に基づく推定を行う場合には、モニタリングポイントも併せて示すこと。

モニタリング項目	EL _{PV1} , EL _{PV2}	プロジェクト実施後の太陽光発電設備による発電電力量
<p>(推定・概算方法)</p> <p>特定計量器以外の電力量計や業界標準の出荷校正を受けていない電力量計を用いて発電電力量をモニタリングする場合には、以下の式により算定を行う。</p> <p>発電電力量(kWh/年)=発電電力量計測値(kWh/年)×「環境価値を譲渡する容量(kWh)」/公称最大出力(kWh)×(100(%)−計測誤差率(%))/100(%)</p> <ul style="list-style-type: none"> ・発電電力量計測値(kWh/年) モニタリングポイントM1にてパワーコンディショナー又はモニター表示器による表示値より値を確認する。 ・なお、発電電力量計測値には、入会届の「環境価値を譲渡する出力」の欄に記載した容量を分子、公称最大出力を分母とした値を乗じて、県へ譲渡した環境価値に相当する発電電力量を按分する。 ・計測誤差率(%) モニタリング算定規定のデフォルト値10%を採用する。誤差率を差し引くことにより活動量が小さくなるため、より保守的な算定となる。 <p>(モニタリングポイント)</p> 		

モニタリング項目	EL _{PJ,control,1} EL _{PJ,control,2}	プロジェクト実施後の電力制御装置(パワーコンディショナー又は日射計等)における電力使用量
<p>(推定・概算方法)</p> <p>以下の式より算定する。</p> <p>電力使用量(kWh/年)=プロジェクト実施後の対象設備における発電電力量(kWh/年)×0.02(kWh/kWh)</p> <ul style="list-style-type: none"> ・プロジェクト実施後の対象設備における発電電力量(kWh/年)=EL_{pv1},EL_{pv2} ・0.02(kWh/kWh):方法論EN-R-002のデフォルト値を使用する。 		

モニタリング項目	EL _{PJ,battery1} EL _{PJ,battery2}	プロジェクト実施後の蓄電池における充放電ロス量
<p>(推定・概算方法) 以下の式より算定する。</p> <p>充放電ロス量(kWh/年) = 自家消費電力量(kWh/年) × 蓄電池経由率(%) × (1 - 充電効率(%) / 100(%) × 放電効率(%) / 100(%))</p> <ul style="list-style-type: none"> ・発電電力量のうち自家消費した電力量(kWh/年) = EL_{pv} - EL_{pvr} ・蓄電池経由率デフォルト値(家庭の場合): 方法論EN-R-002のデフォルト値を使用する。 蓄電池容量が4kWh以下の場合 → 60% 4kWhより大きい場合 → 70% ・蓄電池経由率(事業所の場合): 100.0%とする。 ・充電効率(%), 放電効率(%): 入会届により確認。確認できない場合、方法論のデフォルト値を使用する。(方法論のデフォルト値: 充電効率、放電効率いずれも90.0%を使用する。) 		

12.3 係数(単位発熱量、排出係数、効率等)の実測方法に関する説明

注) 11(2)において分類 I に該当する方法でモニタリングを実施することとした項目について、実測方法の説明を行うこと。なお、実測の中で活動量の計測が必要となる場合(例えば効率の計測)には、活動量の計測区分(分類A～分類C)に準じた説明を行うこと。

モニタリング項目		
This area is intentionally left blank for monitoring details		