

< ポジティブリスト No.● Ver.1 >

*** 小水力発電による系統電力の代替	
プロジェクト概要	系統電力の使用を、小水力発電設備から生成された電力で代替する、適格性条件1～4を全て満たすもの。
適格性条件	<p>条件1： 小水力発電設備によって生成された電力が、系統電力の使用を代替すること</p> <p>条件2： 使用する小水力発電設備については、設備規模が10,000kW以下、かつ下記のいずれかを対象とする。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 河川に設置する小水力発電設備 ・ 既存設備等に付加して設置される小水力発電設備
	<p>条件3： RPS法の対象となる小水力発電設備については、RPS法に基づく設備認定を受けること。</p>
	<p>条件4： プロジェクトの採算性がない、又は他の選択肢と比べて採算性が低いこと。 例えば、以下の条件のいずれかを満たすこと。</p> <p>(1) ①小水力電力利用経費 > ②系統電力購入経費</p> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px;"> <p><計算例></p> <p>① 小水力電力利用経費[円/MWh] = (減価償却費[円] + 年間維持管理費[円]) / 年間使用電力量[MWh] ※</p> <p>② 系統電力購入経費[円/MWh] = 系統電力購入単価[円/MWh]</p> <p>※法定耐用年数を基準とした減価償却費及び年間維持管理費を含む(詳細後述)</p> </div>
	<p>(2) ①小水力電力発電費用 > ②売電価格</p> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px;"> <p><計算例></p> <p>① 小水力電力発電費用[円/MWh] = (減価償却費[円] + 年間維持管理費[円]) / 年間売電電力量[MWh] ※</p> <p>② 販売先の電気事業者から提示された売電単価[円/MWh]</p> <p>※法定耐用年数を基準とした減価償却費及び年間維持管理費を含む(詳細後述)</p> </div>
	<p>(3) 投資回収年数が3年以上</p> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px;"> <p><計算例></p> $\text{投資回収年数} = \frac{\text{設備投資費用}}{(\text{年間系統電力購入削減額} + \text{年間売電収入}) - \text{年間維持管理費}}$ <p>※ 設備導入への補助金等や、他制度における電気以外の価値による収入(グリーン電力証書等)がある場合には、これも分母に加算すること。</p> </div>
備考	<p>①使用する小水力発電設備の設置・運用に関して、都道府県等の条例によって環境影響評価が義務付けられている場合には適切に対応し、また必要に応じて設置近隣の利害関係者との社会的合意を形成する必要がある。</p> <p>②取引されるオフセット・クレジット(J-VER)に相当する電力量が、他の制度における電気以外の価値(RPS法における新エネルギー等電気相当量や、グリーン電力証書など)と重複する場合には、これを控除すること。</p>

＜適格性基準の説明＞

条件 1：代替される電力

＜系統電力の代替＞

系統電力の使用を、小水力発電から生成する電力で代替するプロジェクトを対象とする。代替される電力が、小水力発電設備を設置している事業者以外の者が使用する電力であるか、小水力発電設備を設置している事業者が自家消費する電力であるかは問わない。

条件 2：対象設備について

＜10,000kW 以下の設備＞

RPS 法においては 1,000kW 以下の施設を対象としているが、1,000～10,000kW の設備は経済性の理由等によって対象外となっているものであり、これらを対象とすることによって経済的インセンティブを付与することができる可能性があることなどから、小水力発電設備の規模は、出力 10,000kW 以下のものを対象とする。

特に 1,000～10,000kW の設備で他者に電気を販売する事業の場合には、①当該電気価値の購入者、および②販売される電気の、環境に関わる付加価値の帰属先の 2 点が確認可能な文書を提出すること。

例えば、発電事業者と買電事業者間の売電契約書等において、電気価値ならびに環境に関わる付加価値が、発電事業者・買電事業者どちらに帰属するのかを明示(下記の例 1)すること。あるいは、電気価値ならびに環境に係わる付加価値の帰属先を明示する同意書等を別途作成すること。(下記の例 2)

【例 1】

電力売却契約書

2009 年×月×日

発電事業者：A 社水力発電事業部

買電事業者：B 電力株式会社

・
・

(環境に係わる付加価値の帰属)

第〇条

甲から乙に売却した電力は「電気事業者による新エネルギー等の利用に関する特別措置法」における新エネルギー等電気相当量を含まないものとする。

・
・

【例 2】

電気価値・環境に関わる付加価値の帰属に関する同意書

2009年×月×日

A 社〇〇水力発電所で発電され、B 社に売却される電気については、その電気に付随する環境に関わる付加価値は、A 社に帰属するものとする。

したがって、B 社に対する売電価格には環境に関わる付加価値分は含まれないものとする。

A 社水力発電事業部担当部長

●●●● (押印)

B 株式会社

□□□□ (押印)

＜河川、又は既設設備に付加して設置される設備＞

河川とは、河川法で指定する河川のみならず、沢などの社会通念上の河川も意味する。

既設設備に付加して設置される水力発電とは、既設ダムの維持放流設備、上下水道設備及び農工業用水路を利用した水力発電設備をいう。なお、上下水道設備及び農工業用水路における小水力発電は、これらの設備・用水路の新設時に併設されるものも対象とする。工場内の水循環設備を利用した水力発電については利用形態が多様であり、判断基準を定めるのに相当の時間を要することから当面は認証対象から外す。

条件 3：RPS 法における新エネルギー等電気相当量の減量の確保

＜RPS 法における認定及び届出＞

RPS 法の対象となりえる設備については、RPS 法における新エネルギー等電気相当量との重複を排除する観点から、RPS 法対象設備認定を受けることを条件とする。その上で、RPS 法口座に一旦新エネルギー等電気相当量を記録し、検証時に「新エネルギー等電気相当量の減量又は増量届出書」の写しを提出することにより、RPS 法における新エネルギー等電気相当量として使用されていないことを確認する。

条件 4：経済性評価

＜採算性がない又は低い＞

小水力発電事業の投資回収は長期にわたることが多いものの、プロジェクト事業者の経済メリット（収益）が大きい場合、制度の利用がなくともプロジェクトが実施される可能性がある。したがって、プロジェクトの経済性評価指標として、採算性が無い、又は他の選択肢と比較して低いことを条件とする。

具体的には、1) 小水力発電機によって発電された電力を使う場合の費用が、系統電力の購入費用を上回ること、2) 系統電力への売電を行う場合には、売電収入よりも発電費用が上回ること、又は 3) 新たな投資を必要とする場合には投資回収年数が3年以上であることなどを示す必要がある。

なお、経済性評価の際に算定する小水力発電の年間維持管理費用とは、主に人件費、維持管理のための修繕費、水利使用料、一般管理費等を含む。

補足：環境影響評価

小規模の水力発電は、一般的に建設時の環境（生態系、水質、景観など）に対する影響が小さく、また、水利権侵害等の影響に発展しにくい。環境影響評価法においては、2.25万 kW 未満の水力発電所についてはアセスメントの義務を負っておらず、また、地方公共団体の定める条例においても、1万 kW 未満の水力発電所についてアセスメントの義務を課しているのは1団体のみである。

ただし、環境影響評価も含め、小水力発電設備の立地に際して設置近隣の利害関係者との社会的合意を必要とする場合には、社会的合意に達していることを書面(利害関係者による受け入れ承諾書や確認書、同意書など)で報告すること。

補足：他制度との重複排除

RPS 法との重複の排除については、条件3によって担保する。グリーン電力証書との重複の排除については、申請時に他制度への申請がない旨を確認する。その他の制度においても、電気価値以外として認証されている価値がある場合には、これを控除すること。（東京都温室効果ガス排出総量削減義務と排出量取引制度における再エネクレジット、その他の環境付加価値として他制度で認証されている価値など）

なお、今後再生可能エネルギーの全量買取制度等に関する議論の進展によっては、本ポジティブリスト・方法論の内容、ならびに本プロジェクトの継続についても再度検討される可能性がある。

オフセット・クレジット(J-VER)の排出削減・吸収量の算定及びモニタリングに関する方法論(案)

JAM**** Ver.1 ー小水力発電による系統電力に関する方法論

1. 対象プロジェクト

本方法論は、ポジティブリスト No.****「小水力発電による系統電力の代替」(系統電力の使用を、小水力発電から生成された電力で代替する)と対応しており、当該ポジティブリストに記載されている適格性基準を全て満たすプロジェクトが対象である。

2. ベースラインシナリオ

- 従来通り系統電力が使用される。

3. 排出削減量の算定で考慮すべき温室効果ガス排出活動

	排出活動	温室効果ガス	説明
ベースライン 排出量	化石燃料の 使用等	CO ₂	小水力発電による電力の利用がなされなければ、等量の系統電力が利用され、これに伴うCO ₂ が排出される。
プロジェクト 排出量	化石燃料の 使用	CO ₂	小水力発電設備等の運営に必要な電力や化石燃料の消費に伴って、CO ₂ が排出される。

4. 排出削減量の算定

$$ER_{水,y} = BE_{水,y} - PE_{水,y}$$

$ER_{水,y}$ 年間の温室効果ガス排出削減量 (tCO₂/年)

$BE_{水,y}$ 小水力発電設備がなければ消費されていた電力の発電に伴う年間 CO₂ 排出量 (t-CO₂/年)

$PE_{水,y}$ プロジェクトの実施に伴って発生する年間 CO₂ 排出量 (tCO₂/年)

5. ベースライン排出量の算定

$$BE_{水,y} = (EG_{水,系,y} + EG_{水,自,y}) \times CEF_{系統電力}$$

$BE_{水,y}$ 小水力発電設備がなければ消費されていた電力の発電に伴う年間 CO₂ 排出量 (t-CO₂/年)

$EG_{水,系,y}$ 小水力発電設備から、電気事業者の系統へ供給される年間電力量 (MWh/年)

$EG_{水,自,y}$ 自家消費のための年間発電電力量 (MWh/年)

$CEF_{系統電力}$ 接続している系統電力の CO₂ 排出係数 (tCO₂/MWh)

系統電力の場合、CO₂ 排出係数のデフォルト値 (オフセット・クレジット (J-VER) 制度モニタリング方法ガイドライン 2.2「電気事業者から供給された電力の使用」参照) を利用すること。

※ 他制度において電気価値以外として認証されている価値がある場合には、これを控除すること。(RPS 法における新エネルギー等電気相当量、グリーン電力証書、東京都温室効果ガス排出総量削減義務と排出量取引制度における再エネクレジット、その他の環境付加価値として他制度で認証されている価値など)

6. プロジェクト排出量の算定

$$PE_{水,y} = PE_{運,電,y} + PE_{運,化,y}$$

$PE_{水,y}$ プロジェクトの実施に伴って発生する年間 CO₂ 排出量 (tCO₂/年)

$PE_{運,電,y}$ 小水力発電施設の運営のための系統電力の使用に伴って発生する年間 CO₂ 排出量 (tCO₂/年)

$PE_{運・化・y}$ 小水力発電施設の運営のための自家発電電力の使用に伴って発生する年間 CO2 排出量 (tCO2/年)

6.1. 小水力発電施設の運営に伴うプロジェクト排出量の算定

【小水力発電施設の運営に伴い、系統電力の使用がある場合】

系統電力消費による排出量の算定

$$PE_{運・電・y} = EC_{水・補・y} \times CEF_{系統電力}$$

$PE_{運・電・y}$ 小水力発電施設の運営のための系統電力の使用に伴って発生する年間 CO2 排出量 (tCO2/年)

$EC_{水・補・y}$ 発電補機・送電補機等による年間系統電力使用量 (MWh)

$CEF_{系統電力}$ 接続している系統電力の CO2 排出係数 (tCO2/MWh)
 系統電力の場合、CO2 排出係数のデフォルト値 (オフセット・クレジット (J-VER) 制度モニタリング方法ガイドライン 2.2 「電気事業者から供給された電力の使用」参照) を利用すること。

※ 発電補機：バックアップ用蓄電池、制御盤、ポンプ、ゲート開閉用機器等、小水力による発電のために必要となる機器を指す。

※ 発電補機の電力消費量算定については、以下のいずれかの方法によって行う。

- 1) 実測
- 2) 設備容量(仕様データ)×発電設備の稼働時間から算定する。
 (補機の稼働記録が入手不可能な場合には、発電設備の稼働時間による代替も認める。ただし、これは補機の稼働時間が発電設備の稼働時間を下回る場合に限られる)

※ 送電補機：変圧器等、送電のために必要となる機器のことを指す。

※ 送電補機の電力消費量算定については、以下のいずれかの方法によって行う。

- 1) 実測
- 2) 設備容量(仕様データ)×発電設備の稼働時間から算定する。
 (補機の稼働記録が入手不可能な場合には、発電設備の稼働時間による代替も認める。ただし、これは補機の稼働時間が発電設備の稼働時間を下回る場合に限られる)
- 3) デフォルト値の利用：総発電電力量の 3% とみなす。

【小水力発電施設の運営に伴い、自家発電から供給されるエネルギーの使用がある場合】

化石燃料消費による排出量の算定

$$PE_{運・化・y} = FC_{水・補・y} \times CV_{補・化・y} \times CEF_{補・化・y}$$

$PE_{運・化・y}$ 小水力発電施設の運営のための自家発電電力の使用に伴って発生する年間 CO2 排出量 (tCO2/年)

$FC_{水・補・y}$ 発電補機・送電補機等による年間化石燃料消費量 (重量単位/年 or 体積単位/年)

$CV_{補・化・y}$ 当該化石燃料の単位発熱量 (GJ/重量単位 or GJ/体積単位)

$CEF_{補・化・y}$ 当該化石燃料の CO2 排出係数 (tCO2/GJ)

※ 発熱量の表記方法には「高位発熱量¹⁾」と「低位発熱量²⁾」の 2 通りがある。排出削減量の算定に用いる単位発熱量、排出係数については、高位又は低位のいずれかで統一すること。

なお、換算が必要な場合には、以下の換算方法を用いること：

石炭、石油 : 低位発熱量 = 高位発熱量 × 0.95
 天然ガス : 低位発熱量 = 高位発熱量 × 0.90

¹⁾ 燃焼によって生成した水がすべて凝縮した場合の発熱量であって、水蒸気の凝縮の潜熱 (25℃で 2.44MJ/kg) を加算した値。

²⁾ 高位発熱量より水蒸気の凝縮潜熱を差し引いた値。

7. モニタリング(具体的なモニタリング方法及びここに掲げていないパラメータについては、別途作成される「オフセット・クレジット(J-VÉR)制度モニタリング方法ガイドライン(以下、MRG)」を参照のこと)

モニタリングが必要なパラメータ、その測定方法例と測定頻度は、下表のとおりである。計量器の校正頻度に関しては各メーカーの推奨に従うこと。

<電力供給量>

活動量

パラメータ	EG _{水,系,y} : 小水力発電設備から電気事業者の系統へ供給される年間電力量 (MWh/年)
	EG _{水,自,y} : 小水力発電設備から自家消費目的で発電される年間電力量 (MWh/年)
	EC _{水,補,y} : 発電補機・送電補機等による年間消費電力量 (MWh/年)
測定方法例	電気事業者からの伝票を使用する。または、計量器(電力量計等)を用いて測定する。 ただし、補機による電力消費量については、計量器による実測、又は仕様データと稼働時間による算定を行う。 なお、EG _{水,系,y} 及び EG _{水,自,y} の算定にあたって、利用する電気事業者からの伝票上、送電端での系統への供給量や受電端での電力消費量が把握できる場合には、EC _{水,補,y} を個別に把握する必要はない。
測定頻度	原則月 1 回以上
MRG 該当項	2.2 「電気事業者から供給された電力の使用」

<化石燃料>

活動量

パラメータ	FC _{水,補,y} : 発電補機による年間化石燃料消費量 (重量単位/年 or 体積単位/年)
測定方法例	納品書や計量器(重量計等)により把握する。
測定頻度	原則月 1 回以上
MRG 該当項	2.1 「燃料の使用」

化石燃料の単位発熱量

パラメータ	CV _{補,化} : 小水力発電設備の運営に伴って使用される化石燃料の単位発熱量 (GJ/重量単位 or GJ/体積単位)
測定方法例	デフォルト値又は供給会社等による成分分析結果を適用する。または、自ら JIS に基づき測定する。なお、高位発熱量を使用すること。なお、高位又は低位への換算が必要な場合には、以下の換算方法を用いること。 石炭、石油 : 低位発熱量 = 高位発熱量 × 0.95 天然ガス : 低位発熱量 = 高位発熱量 × 0.90
測定頻度	固体燃料の場合：100t 未満はデフォルト値を適用可能であり、必ずしも測定する必要はない。100t 以上は仕入れ単位毎に 1 回以上。 液体・気体燃料の場合：デフォルト値を適用可能であり、必ずしも測定する必要はない。都市ガスについては、供給会社による提供値を使用可能であり、自ら測定する必要はない。 (別紙 1 参照)
MRG 該当項	2.1 「燃料の使用」

CO₂ 排出係数

パラメータ	CEF _{運,化,y} : 発電補機の利用による化石燃料の CO ₂ 排出係数 (tCO ₂ /GJ)
測定方法例	デフォルト値又は供給会社等による成分分析結果を適用する。または、自ら JIS に基づき測定する。

	<p>なお、高位又は低位への換算が必要な場合には、以下の換算方法を用いること。</p> <p>石炭、石油 : 低位発熱量ベースの排出係数 = 高位発熱量ベースの排出係数 ÷ 0.95</p> <p>天然ガス : 低位発熱量ベースの排出係数 = 高位発熱量ベースの排出係数 ÷ 0.90</p>
測定頻度	<p>固体燃料の場合：100t 未満はデフォルト値を適用可能であり、必ずしも測定する必要はない。100t 以上は仕入れ単位毎に 1 回以上。</p> <p>液体・気体燃料の場合：デフォルト値を適用可能であり、必ずしも測定する必要はない。 (別紙 1 参照)</p>
MRG 該当項	2.1「燃料の使用」

なお、モニタリング方法ガイドラインに記載されていない独自手法またはデータを用いてモニタリングする場合は、その方法を採用する合理的根拠やデータの出典をモニタリングプランに提示しなければならない。

(参考 CDM 方法論)

**** *****

ACM0002 Consolidated methodology for grid-connected electricity generation from renewable sources

AMS I.D. Grid connected renewable electricity generation

(本方法論に関する FAQ)

Q1. 既存設備の改修/更新工事に伴う CO2 排出量は算定しなくてよいのでしょうか？

排出削減量の計算を簡素化するために、既存設備の改修/更新工事や新規設備の導入に伴う CO2 排出量は考慮する必要はありません。

Q2. 算定対象期間が 1 年でない場合にも、本方法論の算定式は適用できるのでしょうか？

本方法論では算定対象期間が 1 年の場合を例とした算定式を示していますが、算定対象期間に応じて適宜パラメータをあわせることが適切です。例えば、算定対象期間が半年の場合は、半年での発電量や補機電力消費等をモニタリングし、算定に用います。

Q3. 補機の使用に伴う CO2 排出は算定しなければならないのでしょうか。

補機の使用に伴う CO2 排出は算定をする必要があります。ただし、場合によってはデフォルト値を使用することも可能です。詳しくは方法論 6.1 項をご参照下さい。

別紙1:化石燃料の単位発熱量、排出係数のデフォルト値

燃料の種類	燃料形態	単位	単位発熱量 (GJ)	CO2 排出係数 (発熱量ベース) t-CO2/GJ
輸入原料炭	固体	t	29.0	0.0899
国産一般炭	固体	t	22.5	0.0913
輸入一般炭	固体	t	25.7	0.0906
輸入無煙炭	固体	t	26.9	0.0906
コークス	固体	t	29.4	0.1077
原油	液体	kl	38.2	0.0684
ガソリン	液体	kl	34.6	0.0671
ナフサ	液体	kl	33.6	0.0666
ジェット燃料	液体	kl	36.7	0.0671
灯油	液体	kl	36.7	0.0679
軽油	液体	kl	37.7	0.0687
A 重油	液体	kl	39.1	0.0693
B 重油	液体	kl	40.4	0.0705
C 重油	液体	kl	41.9	0.0717
潤滑油	液体	kl	40.2	0.0705
オイルコークス	固体	t	29.9	0.0930
LPG	気体	t	50.8	0.0599
天然ガス	気体	千 Nm3	43.5	0.0510
LNG	気体	t	54.6	0.0494
都市ガス	気体	千 Nm3	44.8	0.0507
コールタール	固体	t	37.3	0.0766
アスファルト	固体	t	40.9	0.0762
NGL・コンデンセート	液体	kl	35.3	0.0675
製油所ガス	気体	千 Nm3	44.9	0.0519
コークス炉ガス	気体	千 Nm3	21.1	0.0403
高炉ガス	気体	千 Nm3	3.41	0.0967
転炉ガス	気体	千 Nm3	8.41	0.1409

注1) 発熱量については、総合エネルギー統計エネルギー源別標準発熱量表（資源エネルギー庁）の値を適用。

注2) 炭素排出係数については、2006年に国連に提出された我が国の基準年の温室効果ガス排出量の算定にあたり、新しく設定された値を適用。

注3) ガスの使用量の計算の際には、温度・圧力補正を行う。

注4) 天然ガス（LNG除く）：国内で産出される天然ガスで、液化天然ガス（LNG）を除く。

注5) 上表の単位発熱量は高位発熱量で示されている。排出削減量の算定時には高位又は低位のいずれかで統一することが求められているが、低位で統一する場合には、以下の換算方法を用いること。

石炭、石油 : 低位発熱量 = 高位発熱量 × 0.95

天然ガス : 低位発熱量 = 高位発熱量 × 0.90

別添: ポジティブリスト及び方法論の改訂内容の詳細

Ver	改訂日	有効期限	主な改訂箇所
1			—