

新潟県再エネ電力等移出地域評価モデル  
研究会報告

令和6年6月

# 目次

1	検討の概要	2
	(1) はじめに	2
	(2) 新潟県の現状	3
2	地方自治体の役割と課題	5
3	再エネ電力等移出地域評価モデル	8
	(1) 目的	8
	(2) 電力移出カウントモデルの概要	8
4	再エネ電力移出等に伴う削減寄与を評価する仕組み	10
	(1) 評価の仕組みその1（既存交付金制度を参考とした新交付金）	10
	(2) 評価の仕組みその2（CO <sub>2</sub> 削減価値に着目した評価の仕組み）	16
5	研究会提言	23
6	総括	25
	資料編	27
	(1) 再エネ電力に関する環境価値の証書等	27
	(2) 再エネ導入等の炭素削減価値を評価する取組・制度	28
	(3) CCUS等新たな技術を活用したCO <sub>2</sub> 削減の見通し	35
	新潟県再エネ電力等移出地域評価モデル研究会運営要綱	38
	研究会委員名簿（五十音順）	39
	研究会スケジュール	39

# 1 検討の概要

## (1) はじめに

2023年7月27日、アントニオ・グテーレス国連事務総長は記者会見で「地球温暖化の時代は終わった。地球沸騰化の時代が到来した<sup>1</sup>」と、危機感をあらわにした。

2024年1月には、EUの地球観測プログラム「コペルニクス」が、2023年の世界の平均気温が14.98℃と産業革命前から1.48度上昇し、記録の残る1850年以降、最も高かったと発表した<sup>2</sup>。

日本においても過去100年間で平均気温が1.35℃、新潟県内においても同0.9～1.7℃の上昇が観測されるとともに、地球温暖化を原因の1つとする気温上昇や豪雨など、気候変動の影響はますます顕在化しており<sup>3</sup>、それらへの対処・適応策とともに、温暖化を緩和する取組について、官民を挙げた一層の加速化が必要となっている。

国は、2050年までのカーボンニュートラル実現に向け、電源の脱炭素化等が鍵となるとし、再生可能エネルギーに関しては、S+3Eを大前提に、2050年における主力電源として最優先の原則の下で最大限の導入に取り組む<sup>4</sup>としている。また、削減しきれないCO<sub>2</sub>を地中に埋めるCCSはカーボンニュートラルの実現に不可欠とし、2050年時点で年間約1.2～2.4億tのCO<sub>2</sub>貯留を可能とすることを目安に、2030年までの事業開始に向けた事業環境を整備する<sup>5</sup>としている。これらを進めるに際し、地域資源の活用や関連施設の設置など、エネルギー消費量の多い大都市等と対比して地方が果たす役割はこれまで以上に大きくなるものと考えられる。

一方で、地方のこれまでの取組や今後見込まれる脱炭素化への貢献等に対し、そのCO<sub>2</sub>削減効果を評価する仕組みや、さらなる推進に向けた支援制度は十分ではないと考えられる。

そこで、新潟県から県外への再生可能エネルギー等の供給や将来見込まれるCCUS等によるCO<sub>2</sub>削減への寄与が日本全体のカーボンニュートラルの一層の加速化につながるよう適切に評価され、設備等立地地域のインセンティブとなる仕組みについて、「新潟県再エネ電力等移出地域評価モデル研究会」において議論を進めてきた。

研究会においては、国内外の参考事例や現状の交付金制度、炭素取引市場の動向等も踏まえつつ、新潟県として国への政策提言や制度改正要望を行うにあたっての一助となるよう、議論を重ねてきたものであり、本報告は、この研究会での検討の過程及び議論等を踏まえた新潟県への提言等について、とりまとめたものである。

---

<sup>1</sup> 国連本部での記者会見（2023年7月27日）

<sup>2</sup> Copernicus プレスリリース：<https://climate.copernicus.eu/copernicus-2023-hottest-year-record>（2024年1月9日）

<sup>3</sup> 新潟県：新潟県気候変動適応計画（2021年3月策定）、気候変動による新潟県への影響データ集（2023年度）（2024年3月）

<sup>4</sup> 第6次エネルギー基本計画（2021年10月策定）S+3Eとは安全性（Safety）を前提とした上で、エネルギーの安定供給（Energy Security）を第一とし、経済効率性の向上（Economic Efficiency）による低コストでのエネルギー供給を実現し、同時に、環境への適合（Environment）を図ることを指す

<sup>5</sup> CCS長期ロードマップ検討会最終とりまとめ（2023年5月）

## (2) 新潟県の現状

図1に都道府県別の発電量及び電力需要量の比較を、図2に新潟県の発電量と県外への送電量の推移を示す。新潟県は、総発電量が国内発電量の約5%を占め、また発電量の約6割を県外に送電するなど、国内有数の電力供給県であり、豊富な水資源を活用した水力発電の移出等を通じて、国内の安定的な電力の供給並びに温室効果ガス(GHG)削減にも貢献してきており、これまでも日本全体の脱炭素社会構築に重要な役割を担ってきている。

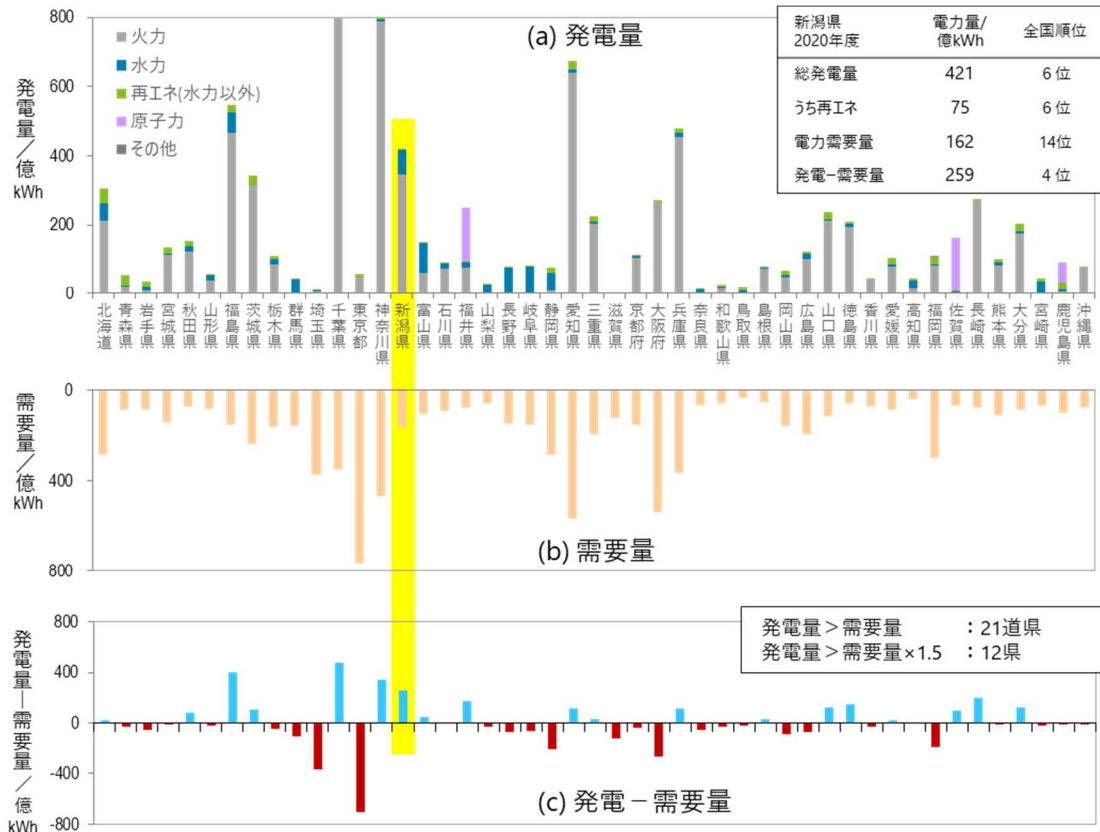


図1 都道府県別の発電量、電力需要量及びその差分（2020年度）

自家発電分を除く。発電量については電源構成も示した。

出典) 資源エネルギー庁：電力調査統計

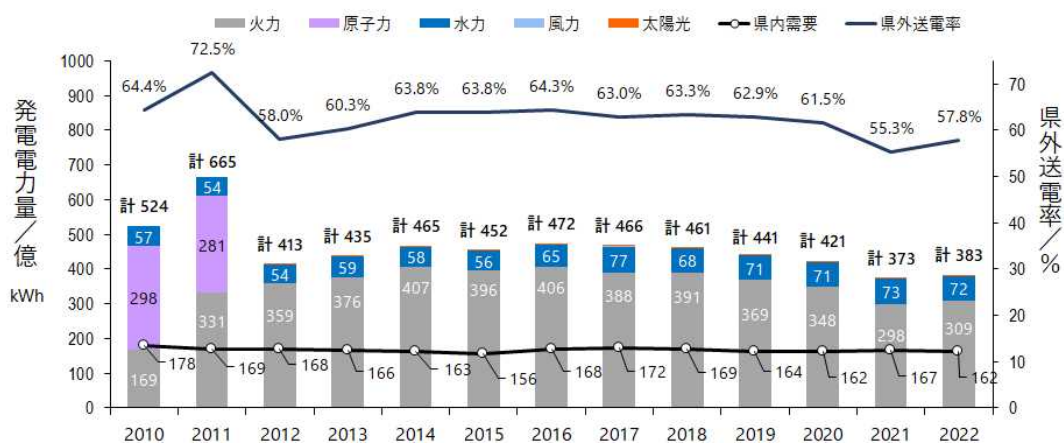


図2 新潟県の発電量と県外への送電率の推移

自家発電分を除く。県外送電比率の2015年度までの値は県外からの移入量を含む。

出典) (2019年度までの値) 新潟県：新潟県の電力概況

(2020年度以降の値) 資源エネルギー庁：電力調査統計

また、新潟県では、積雪が多く、冬期の暖房由来の GHG 排出量が多いことや、太陽光発電設備の設置が不利であることなど負の要因はあるものの、GHG 排出量については 2050 年までの実質ゼロ、及び 2030 年度に 2013 年度比 46%削減とすることを目標に掲げ、再生可能エネルギー・脱炭素燃料等の『創出』、『活用』、省エネ・省資源の取組による CO<sub>2</sub> の『削減』、森林吸収源対策や CCUS（炭素の回収、貯留、有効利用）などによる CO<sub>2</sub> の『吸収・貯留』を 4 つの柱とする取組を積極的に進めている<sup>6</sup>。今後の進展が期待される洋上風力発電など、再生可能エネルギー（以下、「再エネ」）由来電力等の導入見込み量も大きく（図 3）、引き続き低炭素／脱炭素の電力の供給を通じ、社会経済の発展、日本の温室効果ガス削減に貢献できる力を有している。

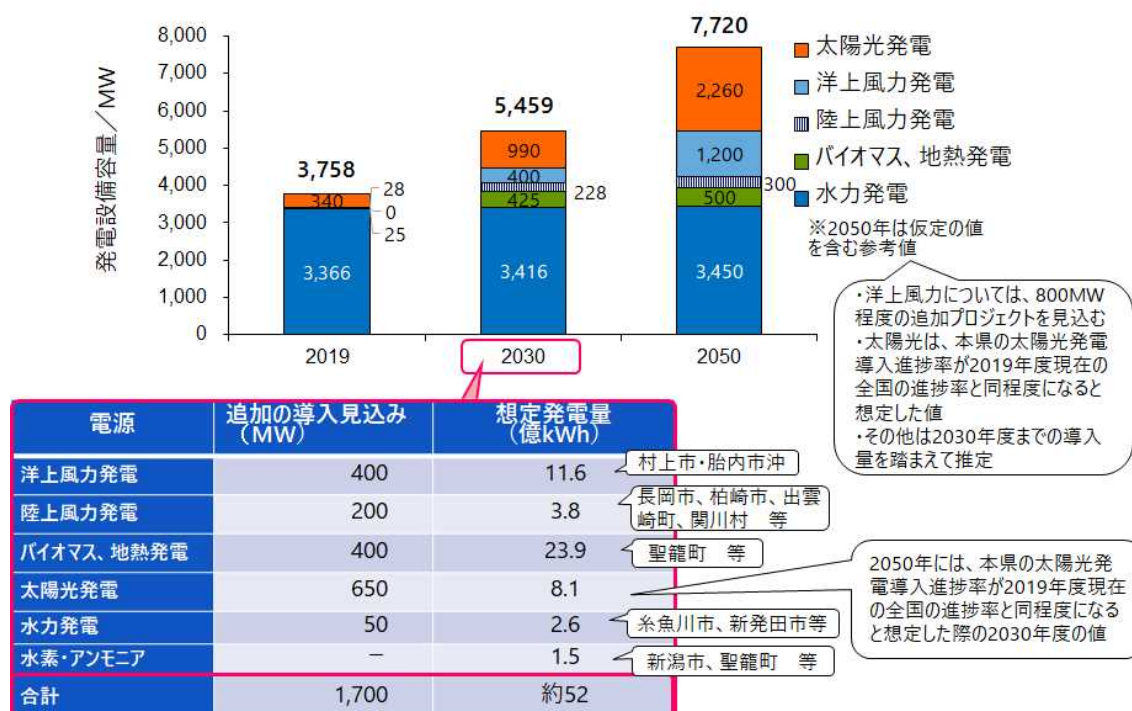


図 3 新潟県の再生可能エネルギー導入見込み量

出典) 新潟県：カーボンゼロの実現に向けた戦略（2021年3月）

さらに、新潟県では古くから原油・天然ガスの開発が行われており、天然ガス採掘・製造等に関するインフラ・技術をはじめ、港湾部にはエネルギー受入・貯蔵基地や大規模火力発電所が集積<sup>7</sup>しており、これらを活用することで、火力発電所の脱炭素化や CCUS 等 (CCS を含む) の推進など、脱炭素社会への転換に向け、大きな役割を果たすことが期待されている。

<sup>6</sup> 新潟県 2050 年脱炭素社会実現に向けた戦略（2022 年 3 月）

<sup>7</sup> 新潟県カーボンニュートラル拠点開発・基盤整備戦略（2023 年 3 月）

## 2 地方自治体の役割と課題

国全体としてカーボンニュートラルの達成を目指すにあたり、再エネ資源等が集中する地方・地域が担う役割や顕在化している課題等について整理した。

### ① 自治体の担う役割

国の掲げる 2050 年に向けた再エネ電力の最大限の導入に向け、再エネ資源等集中自治体が担うべき役割としては、発電施設をはじめとする様々な脱炭素関連設備の導入が、環境影響や地域住民の生活環境等に適切な配慮がなされた上で着実に進むよう、関係市町村や事業者等との連携を図りつつ、プロジェクトを適切にコーディネートすること<sup>8</sup>があげられる。地域の実情に合わせた手法・取組が求められることから、基礎自治体である市町村の役割とともに、自然資源は往々にして市町村界に跨って存在するため、広域自治体である都道府県の役割は大きいといえる。

また、再エネの地産地消等により、地域経済の活性化など財政的にも自立した地域循環型の社会形成にもつながることが期待される。

### ② 自治体が取組を進めるに際しての課題

近年、再エネの導入を巡りいくつかの課題が顕在化している。

まず、全国的には、2012 年の再エネ固定価格買取制度（FIT）開始以降、太陽光発電などの導入拡大が進んだ一方で、住民への説明等が不十分・景観への悪影響の発生・土砂崩れによる設備の崩落などを原因として地域におけるトラブルが増加している。結果として、再エネ発電設備設置に抑制的な条例の制定が増加して 2021 年度には 184 件（全国の自治体の約 1 割に相当）に達し、うち 130 件は、再エネ発電設備の設置を抑制する区域や禁止区域を規定しており、中には埼玉県川島町の条例のように、域内全域を抑制区域とする例も見られる<sup>9</sup>。また、陸上風力発電に関しては、2022 年以降、北海道・東北地方で環境や景観への影響を懸念する地元の反対が相次ぎ、導入計画段階での事業中止となる事例が生じている。事業の採算性を優先しすぎた事業者の責任もあることは確かであるが、他方で、新潟県では、県があらかじめ地域と事業者の間に入って協議会などを設立・運営し、積極的な情報共有などコミュニケーションを図ることで洋上風力発電の導入が円滑に促進されているという事例もある。特に大きなプロジェクトの場合、広域自治体による調整機能の果たす役割は大きいと考えられる。

もう 1 つの課題として、再エネ資源等集中自治体が再エネ導入等の見返りとして得る経済的な利益が不十分ではないかということがあげられる。現状、自治体が再エネ導入を通じて得られる収入は、特に太陽光の場合は「固定資産税と地代、若干の雇用」<sup>10</sup>が主である。条件を満たした場合には電源立地地域対策交付金が交付される場合があるが、後で考察するように、この交付金は太陽光や風力発電等が対象外となっている。また、2022 年度に創設された国の地域脱炭素移行・再エネ推進交付金では、自家消費型の屋根置き太陽光発電等を対象に、

---

<sup>8</sup> 馬上：公共研究 9(1), 190-206 (2013)

<sup>9</sup> 再生可能エネルギー発電設備の適正な導入及び管理のあり方に関する検討会：第 1 回検討会での経済産業省説明資料（2022 年 4 月 21 日）

<sup>10</sup> 竹内：京都大学院経済学研究科 再生可能エネルギー経済学講座ウェブコラム No.254（2021 年 7 月）

設備設置等に係る費用の一部を補助するものであるが、予算の制約や選定基準のハードルの高さなどもあり、多くの自治体が十分に利用できる制度となっていない。なお、今後導入が見込まれる洋上風力発電では、事業者による基金設置等が想定されているが、入札価格の低下もあり、事業経営を圧迫するとの見方もある<sup>10</sup>。

さらに、地域において脱炭素の取組を推進していく上で、より大きな課題となるのが、本研究の主題でもあるCO<sub>2</sub>削減価値の帰属の問題である。

新潟県を含む都道府県等は、地球温暖化対策推進法に基づき、自地域のGHG排出量を推計・公表しているが、その推計方法は、エネルギーの消費側での計上に基づく手法が主<sup>11</sup>であり、低炭素電力を発電し、他県等へ移出している場合、その移出電力の使用に伴うCO<sub>2</sub>の削減は消費側で計上されるため、発電した側の脱炭素への貢献が見えにくくなってしまっている。このことが移出地域の貢献に対する国民の認知や、理解促進の阻害要因となっており、再エネ発電施設が立地する地元住民にとっても、特に当該再エネが地消されずに他地域へ移出される場合に、環境への貢献という観点から意義やメリットを感じにくい状況を生み出しており、ともすれば自然資源の偏在する地方に「押し付けられた」施設建設への反対運動を助長する一因になっているのではないかと考えられる。

新潟県においても、図2(p4)に示したように、2030年・2050年に向けた再エネの導入に取り組んでいるが、それらの発電電力は県外へ移出され県外で使用される可能性もあり、新潟県のCO<sub>2</sub>削減に寄与しない事態も想定される。これは直近の洋上風力発電の入札結果からも想定されるものであり、図4に示すようにラウンド1及び新潟県村上・胎内沖を含むラウンド2の入札では、上限価格を大きく下回る価格で落札された（ジャケット式が想定される西海市江島沖を除く）<sup>12</sup>。特にFIP方式が導入されるラウンド2においては、電力の相対取引も可能であることから、特定の事業者（県外の大手等）に売電される可能性も想定される。

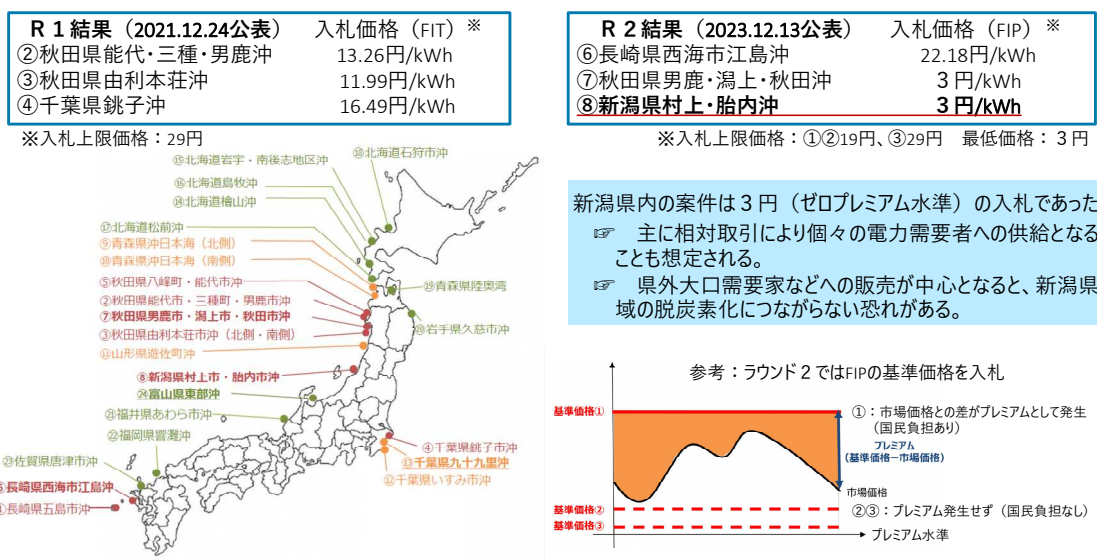


図4 洋上風力発電の入札結果（価格）

<sup>11</sup> 環境省：地方公共団体実行計画（区域施策編）策定・実施マニュアル（算定手法編）（2024年4月）

<sup>12</sup> 経済産業省及び国土交通省：プレスリリース（2021年12月24日、2023年12月23日）

また、この状況は炭素回収・貯留（CCS）事業でも当てはまる可能性がある。図5に示すように、新潟県の東新潟地域は、国によるCCS適地に選ばれており、国目標の約13%～25%にあたる約150万トン/年のCO<sub>2</sub>貯留が想定されている<sup>13</sup>。しかし、2024年5月に成立した「二酸化炭素貯留事業に関する法律（CCS事業法）」では、貯留地域による脱炭素への貢献を評価する仕組みについての規定はない。例えば、発電事業者が発電過程で排出されるCO<sub>2</sub>を掘削された層に貯留することでグリーン化された電気を他県に移出した場合に、新潟県としては「CO<sub>2</sub>を地域に貯留した価値」を享受できず、また自県の排出削減にもつながらないことが懸念される。

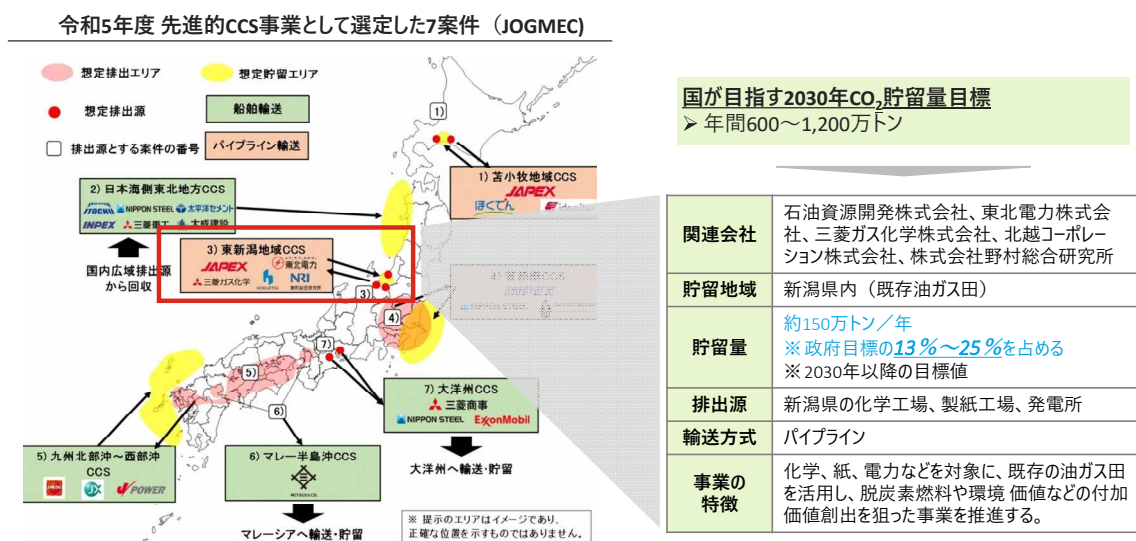


図5 CCSに関する国の政策（プロジェクト化候補地域）

CCSプロジェクトが可能と見込まれる地域は国内に少なく、また図1（p3）に示したとおり、自地域の総発電量よりも需要量が多い、すなわち電力を移入しなければならない都道府県は過半数の26あるため、日本全体の脱炭素実現に向けて、再エネ資源等集中自治体の役割は今後ますます大きくなる。上記課題の解決として、再エネ由来電力の導入・移出やCCSの実証・実装に取り組む地域の貢献が適切に評価され、公正さの観点からそれら成果に新たなインセンティブが付与されることが重要であると考えられる。

次章以降では、電力移出に伴うCO<sub>2</sub>削減効果を評価するためのカウントモデル及びインセンティブについて検討した結果を示す。

<sup>13</sup> 独立行政法人エネルギー・金属鉱物資源機構（JOGMEC）：プレスリリース（2023年6月13日）

### 3 再エネ電力等移出地域評価モデル

#### (1) 目的

研究会では、電力移出に伴う都道府県間のCO<sub>2</sub>排出量の増減を明らかにするために「電力移出カウントモデル」の構築を試みた。

検討に際し、汎用かつ簡便なモデルとするため、データは資源エネルギー庁の電力調査統計など、公表値を用いた。なお、再エネ由来電力の詳細なやり取りを把握するためには、欧州のGO (Guarantee of Origin) のようなトラッキングシステムが必要であるが、国内で利用可能な公開のシステムはないため、移出電力の電源構成などは仮定値を用いた。

#### (2) 電力移出カウントモデルの概要

他県等からの電力移入、発電県内の地産地消、他県等への移出の3ステップからなるカウントモデルを検討した。ステップの概要を図6に示す。各ステップにおいて利用可能なデータや推計方法の妥当性等を踏まえ、表1に示す計算パターンを採用した。計算式を次頁の式(1)～(4)に示す。

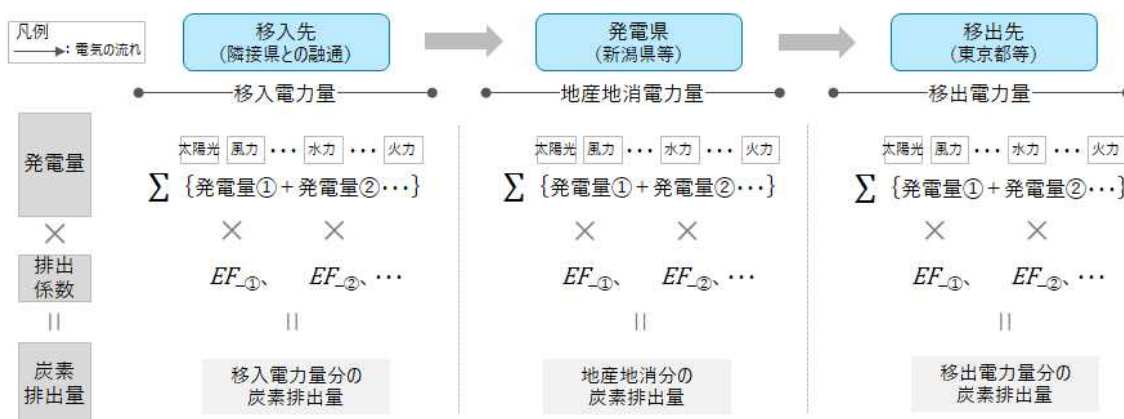


図6 電力移出カウントモデルのステップ

表1 電力移出カウントモデルにおける各ステップの計算パターン

ステップ	移入	地産地消	移出
採用したパターン	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 移入は考慮しない (移入量は無視できるものとして扱う)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 発電量・消費量は電力調査統計の都道府県別の値<sup>※2</sup>を使用</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 移出電力の電源内訳は発電構成と同じとする</li> </ul>
不採用のパターン	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 移入を考慮する<sup>※1</sup></li> </ul>	—	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 再エネ電力移出率を多く設定する</li> <li>・ 再エネ電力移出率を少なく設定する</li> </ul>

※1 2015年度までは県外からの受電量値を把握していた(新潟県電力概況)が、2016年度以降は東北電力(株)のデータが非開示となったため、不明となった

※2 発電量は電源種別に入手可能だが、消費(需要)量の電源内訳はデータなし

$$\text{移出電力量 [kWh]} = \text{県内発電量 [kWh]} - \text{県内電力需要量 [kWh]} \quad \dots(1)$$

新潟県産電力の CO<sub>2</sub> 排出係数(EF) [kg-CO<sub>2</sub>/kWh]

$$= \frac{\text{県内での発電に伴う CO}_2 \text{ 排出量 [kg]}}{\text{県内発電量 [kWh]}} \quad \dots(2)$$

(電源別の電力量\*から算定する場合)

※ 資源エネルギー庁「電力調査統計」のデータより

$$= \frac{\sum (\text{発電量}_{\text{電源別}} [\text{kWh}] \times \text{EF}_{\text{電源別}} [\text{kg-CO}_2/\text{kWh}])}{\text{県内発電量 [kWh]}} \quad \dots(3)$$

(発電所毎の CO<sub>2</sub> 排出量\*から算定する場合)

※ 環境省「SHK 制度」のデータより

$$= \frac{\sum (\text{CO}_2 \text{ 排出量}_{\text{発電所別}} [\text{kg}])}{\text{県内発電量 [kWh]}} \quad \dots(4)$$

結果を図 7 に示す。この電力移出カウントモデルに基づき、新潟県の 2020 年度の移出電力量は約 259 億 kWh、発電及び移出電力の CO<sub>2</sub> 排出係数は、0.342 kg-CO<sub>2</sub>/kWh と算定された。

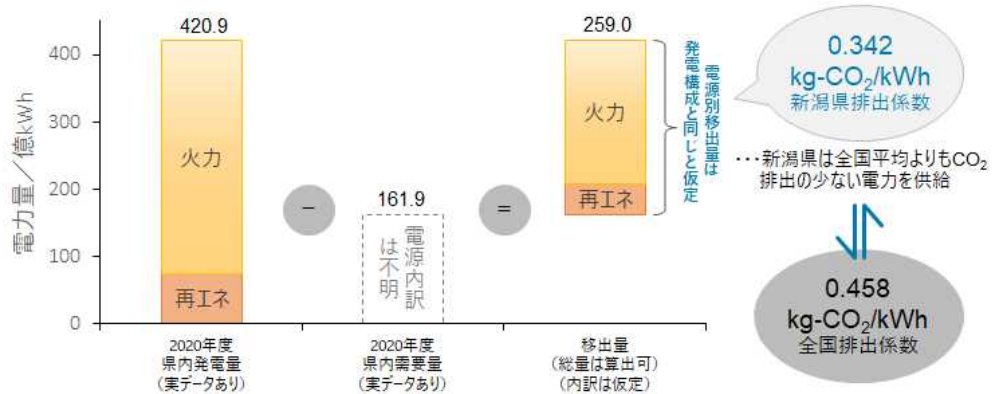


図 7 新潟県の移出電力量・排出係数の算定結果

ここでは、発電に伴う CO<sub>2</sub> 排出量は、地球温暖化対策推進法に基づく算定・報告・公表(SHK)制度の各発電所のデータ (2020 年度値) を用いて式(4)により算出したものであり、移出電力の電源構成は発電のそれと同じとする条件 (表 1 の採用パターン) により、移出電力の排出係数は発電時の排出係数と等値となっている。

得られた新潟県の CO<sub>2</sub> 排出係数は全国平均 (0.458 kg-CO<sub>2</sub>/kWh ; SHK 制度開示データより算出) よりも小さい値であることから、新潟県は移出電力によって移出先の都県での CO<sub>2</sub> の削減に寄与していると考えられた。

## 4 再エネ電力移出等に伴う削減寄与を評価する仕組み

以下、構築したカウントモデルを用いて、新潟県からの再エネ電力移出等に伴う CO<sub>2</sub>削減への寄与を評価する仕組みを検討した。

はじめに、電力の移出量に応じて算定される交付金である既存の「電力移出県等交付金」を参考に、当該制度では対象外の再エネ種等を対象とした新たな交付金制度の金額規模を試算した。次いで、移出電力の CO<sub>2</sub>削減寄与に着目した評価の仕組みを検討した。

### (1) 評価の仕組みその1（既存交付金制度を参考とした新交付金）

図8に国のエネルギー政策関連の予算であるエネルギー対策特別会計の全体像を示す。エネルギー対策特別会計は、電源開発促進税を財源とする電源開発促進勘定、石油石炭税を財源とするエネルギー需給勘定及び一般会計である原子力損害賠償支援勘定に区分経理され<sup>14</sup>、2023（令和5）年度の総額は1.6兆円となっている。なお、この年度から、GX経済移行債の発行収入がエネルギー需給勘定に計上された（0.5兆円）上で、一部が電源開発促進勘定に繰り入れられている。

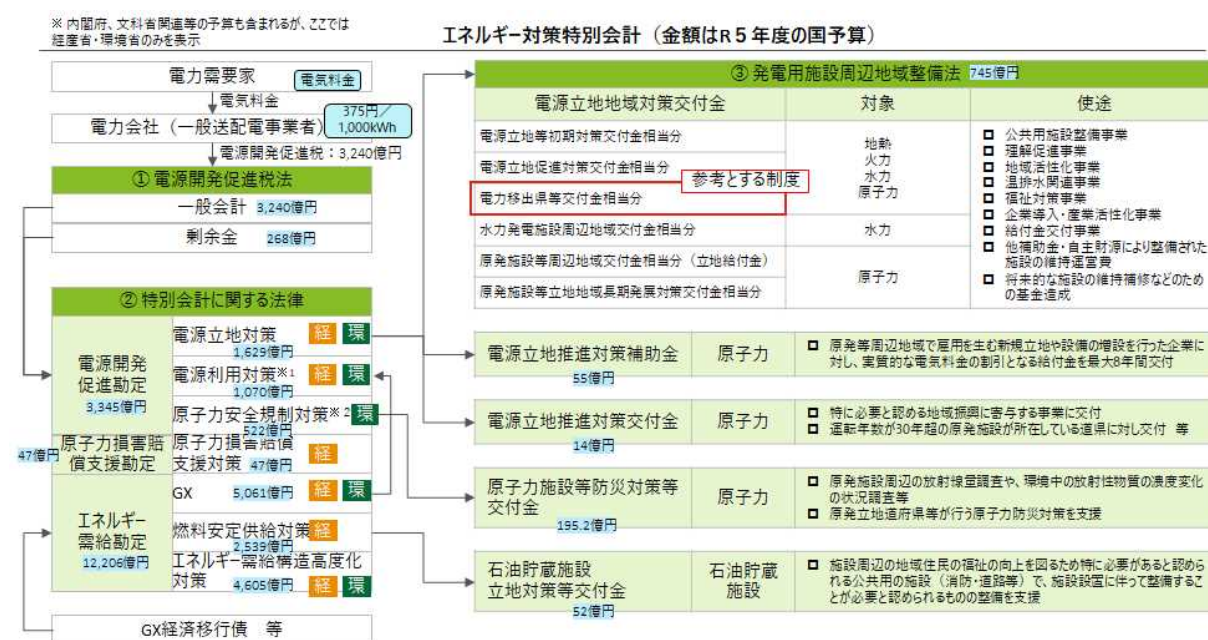


図8 エネルギー対策特別会計の全体像

電源開発促進税は、電力利用者の受益者負担の考え方にに基づき電気料金（託送料金）の一部として徴収されるもので、発電所の立地する地元の理解の向上に資することを目的とした電源立地地域対策交付金等にあてられる。

電源立地地域対策交付金は、発電用施設周辺地域整備法に基づき、電気の生産地域の医療・介護の充実、教育の向上、地元産品の開発・普及等に使用されており、このうちの1つに他道府県への電力移出量に応じて交付される電力移出県等交付金がある。これが電力移出に係る1つのインセンティブと呼べるものであり、本研究会での検討において参考とした制度である。

<sup>14</sup> 財務省「令和5年度版特別会計ガイドブック」

なお、現行の電源立地地域対策交付金制度では、再エネについては長期固定電源とされる水力及び地熱発電のみを対象としており<sup>15</sup>、風力発電や太陽光発電は自然変動電源と整理され、本交付金の対象外となっている。従って、現状では風力発電や太陽光発電の導入拡大を図るうえでのインセンティブたり得ないという課題がある。

また、もう1つの課題として、電源立地地域対策交付金の対象から、大規模な移出電源であっても自営電力と見なされるものは除外されている<sup>16</sup>ことが挙げられる。本県には、旧鉄道省の事業に端を発する東日本旅客鉄道（株）（以下、「JR 東日本」という）保有の3つの水力発電所が立地しており、3施設合計で年間約13億kWh<sup>17</sup>に達する電力が主に東京近郊を走る電車に供給され、都内の電車の走行などに必要な電力の約半分を賄う<sup>18</sup>とされているが、これは交付金の対象外となっている。

今後、脱炭素の実現に向けて新潟県が再エネの導入拡大を図るため、これらの課題を解消できるのであれば、再エネ導入の有力なインセンティブの候補となり得る。そこで、既存の交付金制度を参考に、風力発電、太陽光発電及び非電力会社の移出電力を対象とした新たな交付金「カーボンニュートラル推進地域対策交付金（仮称）」を創設した場合の金額規模を検討した。

ここで、既存の電力移出県等交付金の交付限度額の算定式は以下の式(5)、(6)のとおり<sup>19</sup>であり、道県内の発電量と消費量の差分に単価（27円/MWh）を乗じて算出される。

#### 電力移出県等交付金限度額

$$= (\text{道県内発電量} - \text{道県内電力消費量}) [\text{MWh}] \times 27 [\text{円/MWh}] \quad \dots(5)$$

※ ただし、発電量が消費量の1.5倍以上であること等の交付要件あり

※ 電力量等は交付年度の前々年度10月1日～前年度9月30日が対象

ここで、道県内発電量は以下のように算出する

#### 道県内発電量

$$= (\text{発電出力} \times \text{稼働日数} \times 24 \times c \times i \times f) \times \frac{1}{3} + (\text{発電量} \times i' \times f) \times \frac{2}{3} \quad \dots(6)$$

※ 各係数は表2参照

<sup>15</sup> 第208回国会 国土交通委員会第12号（2022年5月13日）谷田川委員答弁

<sup>16</sup> JR 東日本発電取水総合対策市民協議会：第21回協議会資料2（2024年3月18日）において、「自営電力施設に対し同法を適用する法改正は、極めて困難」とのJR 東日本の回答がある

<sup>17</sup> 資源エネルギー庁：電力調査統計

<sup>18</sup> 東日本旅客鉄道（株）：JR 東日本グループ 社会環境報告書2004より。なお、産経新聞デジタル（2021年6月5日）では、信濃川発電所の発電電力の99%以上は首都圏に送られるとの取材結果が掲載されている。

<sup>19</sup> 交付金交付規則第10条及び別表第7に基づく。詳細な道府県ごとの交付限度額は未公表のため、あくまで推定額となる

表2 電力移出県等交付金相当分相当分算定式のパラメータ ※原子力を除く

電源種		発電出力の項				発電量の項				
		出力	稼働時間	係数 $c$	係数 $i$	係数 $f$	発電量	係数 $i'$	係数 $f$	
水力	揚水	(kW)	365×24	0.08	1.3	運転中:1	(kWh)	2.0	建設中:1/2	
	その他			0.50						
地熱				0.51						
火力	LNG			0.85						
	石炭			0.85						0.9
	その他			0.51						

i) 2021 年度現在の新潟県の交付額の試算

新たに検討する「カーボンニュートラル推進地域対策交付金（仮称）」（以下、「新 CN 地域交付金」という）について、既存制度と同様に式(5)、(6)を用いて算定することとし、まず 2021 年度の交付額を試算した（発電出力・発電量等は 2019 年度時点のデータが対象となる）。

なお、既存制度は風力発電と太陽光発電を対象としておらず、これらの交付金額算定のための係数がないため、表3のように設定した。係数  $c$  は設備利用率に関する係数と推察されることから、国のエネルギー基本計画の参考資料<sup>20</sup>で示された風力及び太陽光発電の設備利用率の値を用いた。また係数  $i$  及び  $i'$  は既存交付金制度の水力発電の係数と同じとし、係数  $f$  は運転中の値である 1 とした。

非電力会社移出分である JR 東日本の水力発電分については、既存制度の係数をそのまま用いた。

表3 新 CN 地域交付金算定式のパラメータ

電源種		発電出力の項				発電量の項		
		出力	稼働時間	係数 $c$	係数 $i$	係数 $f$	発電量	係数 $i'$
風力	(kW)	365×24	陸上: 0.217	1.3	運転中:1	(kWh)	2.0	運転中:1
太陽光			洋上: 0.332					
			0.142					

※ 水力発電のパラメータは、既存「電力移出県等交付金」制度と同様

その他、推計にあたり以下の算定条件を設定した。

- 2021 年度分の交付金額を推計するにあたり、算定対象データとして 2019/10/1～2020/9/30 の電力量等を用いるべきであるが、概算のため、2019 年度値<sup>21</sup>を用いた（表 4）
- 非電力会社移出分については、JR 東日本の水力発電分を対象とした

<sup>20</sup> 総合エネルギー調査会 省エネルギー・新エネルギー分科会／電力・ガス事業分科会 再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会（第 26 回）事務局資料

<sup>21</sup> 資源エネルギー庁「電力調査統計」及び新潟県「電力概況」による

表4 新潟県の発電出力等実績（2019年度）

電源種*	発電出力/kW	発電量/kWh	需要量/kWh
火力	810.6万	368.7億	164.1億 (全電源の合計)
水力	285.6万	57.0億	
水力（非電力会社移出分）	44.9万	13.5億	
陸上風力	2.0万	0.3億	
太陽光	10.9万	1.5億	

※ 原子力発電は考察対象外とした。また、新潟県内には交付対象となる地熱発電所は存在しない

- 追加考慮した電力（非電力会社による移出分、風力、太陽光）については、簡素化のため全て移出したものとした
- 各発電所は全て通年稼働したものとした
- 風力、太陽光について、単価は他電源と同様に27円/kWhとした

以上により算定した結果を図9に示す。電力移出県等交付金の2021年度の新潟県全体の交付限度額は約9.9億円と推定された（うち火力が約8億円、水力が約2億円。原子力を除く）。これに対し、新CN地域交付金の交付額は、風力、太陽光発電分により計約840万円、また、非電力会社による移出分により約7,200万円と推定された。



図9 新潟県の電力移出に関する交付金の試算結果（2021年度現在）

- 既存の電力移出県等交付金の交付限度額
- 新CN地域交付金（風力・太陽光分）
- 新CN地域交付金（非電力会社による移出分）

ii) 2021年度における国全体の交付額の試算

対象を新潟県から日本全体に拡張し、新CN地域交付金を導入した場合に国全体で必要となる2021年度の交付金額を推計した。推計にあたり、以下の算定条件を設定した。

- 2021年度分の交付金額を推計するにあたり、算定対象データとして2019/10/1～2020/9/30の電力量等を用いるべきであるが、概算のため、2019年度値<sup>22</sup>を用いた（表5）

<sup>22</sup> 資源エネルギー庁「電力調査統計」及び新潟県「電力概況」による

表 5 全国の発電出力等実績 (2019 年度)

電源種*	発電出力/kW	発電量/kWh	需要量/kWh
火力 (バイオマス・廃棄物を除く)	16,876.0 万	6,961.6 億	8,360.4 億 (全電源の合計)
水力 (非電力会社移出分を含む)	4,963.5 万	843.0 億	
地熱	46.3 万	19.6 億	
風力	358.0 万	62.8 億	
太陽光	1,054.9 万	132.1 億	

※ 原子力発電は考察対象外とした。

- 発電出力・発電量のデータは、資源エネルギー庁「電力調査統計」記載の全電力を対象とした (すなわち、非電力会社による発電分を含む)
- 交付条件として、発電量が消費量の 1.5 倍以上、かつ誘導地域<sup>23</sup>の面積和が当該都道府県の総面積の 50%以上である必要があるが、簡素化のため後者の条件は除外した
- 各発電所は全て通年稼働したものとした
- 水力、火力発電について、表 2 に示すとおり、発電種別 (揚水・その他、LNG・石炭・その他) で算定式の係数が異なるが、簡素化のため、発電種別毎の全国合計発電量から加重平均を取り、算定した
- 風力・太陽光発電の算定係数は、表 3 のとおり
- 単価は 27 円/kWh とした
- この推計では、風力・太陽光を追加したことにより発電量が増加し、既存の火力・水力の想定移出量も影響を受けて交付金の変動が生じるが、その変動分は考慮しないものとした

以上の算定条件を基に算定した結果を図 10 に示す。既存の電力移出県等交付金相当分の 2021 年度全国合計金額 (原子力を除く) は約 97 億円と推定され、うち火力が約 89 億円、水力が約 7 億円、地熱が約 0.5 億円と推定された。これに対し、新 CN 地域交付金分は約 1.4 億円 (うち風力発電 0.4 億円、太陽光発電 1 億円) と試算された。



図 10 日本全体の電力移出に関する交付金相当分の試算結果 (2021 年度現在)

- (a) 既存の電力移出県等交付金  
(b) 新 CN 地域交付金

<sup>23</sup> 工業再配置促進法を廃止する法律の施行に伴う関係政令の整備等に関する政令第 1 条の規定による廃止前の工業再配置促進法施行令第 2 条に定める道県又はその区域内における同令別表第 3 に掲げる市町村の区域

iii) 2032 年度における新潟県の交付額の試算

続いて、2030 年度に想定される新潟県の電源構成を基に（2032 年度の）交付金額を推計した。推計にあたり、現在の算定ルールが同様に適用されるものとして以下の算定条件を設定した。

- 2032 年度分の交付金額を推計するにあたり、算定対象データの期間は 2030/10/1～2030/9/30 となるが、概算のため、2030 年度の推計値を用いた（表 6）
- 2030 年度の火力発電量は、国のエネルギー需給見通しに基づき減少するものとし、再エネ発電量は、新潟県の脱炭素戦略の導入見込み量を用いた。また、非電力会社による移出分は 2019 年度値と変わらないものとした

表 6 新潟県の発電出力等推定（2030 年度）

電源種*	発電出力/kW	発電量/kWh	需要量/kWh
火力	786.5 万	226.4 億	152.6 億 (全電源の合計)
水力（非電力会社移出分を含む）	341.6 万	76.2 億	
洋上風力	40.0 万	11.6 億	
陸上風力	22.8 万	4.4 億	
太陽光	99.0 万	12.5 億	

※ 原子力発電は考察対象外とした。また、地熱発電は 2030 年度導入量は 0 と想定した。

- 2030 年度の電力需要量は、2019 年度比 93%とし、需要電力及び移出電力の電源内訳は、2019・2030 年度ともに発電構成と同じとした。このため、2021 年度の交付金の内訳は図 9 のそれとは合致しない
- 各発電所は全て通年稼働するものとした
- 風力・太陽光発電の算定係数は、表 3 のとおり
- 単価は 27 円/kWh とした

以上の算定条件を基に算定した結果を図 11 に示す。電力移出県等交付金の 2032 年度の新潟県全体の交付限度額は、火力発電量が減少することによりやや減となる一方、新 CN 地域交付金を設けた場合の想定交付額は約 1.7 億円（うち風力が 0.4 億円、太陽光が 0.4 億円、水力が 0.7 億円）になるものと推計され、2021 年度と比較して倍増する結果となった。

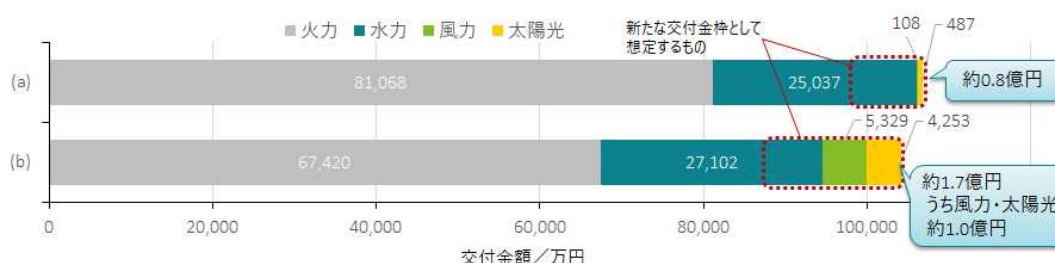


図 11 新潟県の電力移出県に関する交付金の試算結果（2021 年度現在及び将来推計）

- (a) 2021 年度  
(b) 2032 年度

この新 CN 地域交付金の財源としては、新たな電力料金への賦課金や GX 経済移行債等を活用することが考えられる。

また、今後、新たな交付金の対象として、現状は火力発電に含まれる水素/アンモニア混焼、バイオマス発電、CCS 付き火力発電等の脱炭素価値についても検討が必要と考えられるが、既存の交付金制度はあくまで移出電力量の多寡を評価するものであり、脱炭素への貢献を評価する仕組みになっていない。今後、脱炭素の観点から評価するための係数の導入などを検討する必要がある。

なお、新たな交付金の使途については、地域の脱炭素化を加速化させる観点から、再エネのさらなる創出や、安定的な供給体制の構築、エネルギー創出源である地域の自然資源や環境、社会生活を毀損することなく地域社会の発展に寄与する政策に活かされる必要がある。

## (2) 評価の仕組みその 2 (CO<sub>2</sub> 削減価値に着目した評価の仕組み)

前節では電力移出量を評価する既存制度の枠組みを流用した制度について検討したが、本節では、CO<sub>2</sub> 削減そのものに着目し、電力移出や CCS プロジェクト等に伴う国全体での排出削減寄与について、評価ができないか検討した。

### i) *Avoided Emissions* の考え方に基づく削減寄与量の算定

*Avoided Emissions* とは、「環境への負荷となるところを何らかの解決策によって回避された排出量<sup>24</sup>」と定義され、事業活動による社会全体の GHG 削減への貢献を企業の「課題解決力」として評価する、新たな価値軸である。

この考え方を適用し、前述した電力移出カウントモデルにより得られた排出係数を使って、電力移出に伴う他県での CO<sub>2</sub> 削減の寄与量<sup>25</sup>を検討した。算定方法を式(7)、(8)に示す。

$$\begin{aligned} & \text{CO}_2 \text{ 排出係数 (EF) が基準値より低い場合、} \\ & \text{CO}_2 \text{ 排出削減寄与量} = \text{移出電力量} \times \{EF_{\text{基準}} - EF_{\text{移出県等}}\} \quad \dots(7) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} & \text{CO}_2 \text{ 排出係数 (EF) が基準値以上の場合、} \\ & \text{CO}_2 \text{ 排出削減寄与量} = 0 \quad \dots(8) \end{aligned}$$

ここでは計算の簡便性のため、基準値を全国平均値とし、新潟県を含む電力移出道県の移出電力量、CO<sub>2</sub> 排出係数 (全国平均との差分)、削減寄与量を算定した結果を図 12 に示す。

2020 年度における新潟県の移出電力量は 259 億 kWh、削減寄与量は約 300 万 t-CO<sub>2</sub> でいずれも全国第 4 位の規模であった。これは、新潟県では水力発電量が多いことに加え、火力発電も LNG 発電が主体であり、石炭や石油に比べて単位発電量当たりの CO<sub>2</sub> 排出量が少ないことが背景にあると考えられる。

<sup>24</sup> WBCSD : Guidance on Avoided Emissions (2023) より。対策実施前後のライフサイクル GHG 排出量の差分を削減貢献量として定義。国際標準化の議論が行われており、2023 年の G7 サミットでも取り上げられた

<sup>25</sup> これは「他県において発電時に排出されるところを、新潟県から移出された (低炭素の) 電力の使用によって回避された CO<sub>2</sub> 排出量」と捉えることができる

都道府県	移出電力量 (億kWh)	CO <sub>2</sub> 排出係数 全国平均との差分 (kg-CO <sub>2</sub> /kWh)	CO <sub>2</sub> 排出削減寄与量 (万t-CO <sub>2</sub> )
北海道	25.4		8.7
秋田県	84.1	-0.211	0
福島県	397.0	-0.213	0
茨城県	104.5	-0.260	0
千葉県	477.2		271.3
神奈川県	340.7	0.091	311.4
新潟県	259.0	0.116	301.5
富山県	45.6	0.190	86.6
石川県	1.5	-0.217	0
福井県	174.8	0.204	355.8
愛知県	112.0	-0.064	0
三重県	30.7	0.072	22.1
兵庫県	114.5	0.036	41.4
島根県	31.2	-0.270	0
山口県	123.2	-0.085	0
徳島県	151.5	-0.302	0
愛媛県	20.0	-0.074	0
高知県	4.1	0.268	10.9
佐賀県	100.6	0.458	460.8
長崎県	199.0	-0.397	0
大分県	119.6	0.048	57.7

図 12 道県別 CO<sub>2</sub>削減寄与量 (全国平均との比較) (2020 年度)

図 12 では、LNG 火力発電量の多い県の削減寄与量が強くあらわれる結果となった。そこで、LNG の効果を差し引いて考えるために、各道県の排出係数と LNG 火力の排出係数 (0.376 kg-CO<sub>2</sub>/kWh<sup>26</sup>) との差分を基に算定した結果を図 13 (a) に示す。

都道府県	移出電力量 (億kWh)	LNG 排出係数との差分 (kg-CO <sub>2</sub> /kWh)	CO <sub>2</sub> 排出削減貢献量 (t-CO <sub>2</sub> )	再エネ電力による推定	
				移出再エネ電力量 (億kWh)	再エネ電力による CO <sub>2</sub> 排出削減寄与量 (万t-CO <sub>2</sub> )
北海道	25	-0.048	0	7.5 (30%)	34.4
秋田県	84	-0.293	0	16.6 (20%)	76.0
福島県	397	-0.295	0	59.3 (15%)	271.7
茨城県	104	-0.342	0	8.3 (8%)	38.1
千葉県	477	-0.025	0	6.4 (1%)	29.2
神奈川県	341	0.009	31.6	6.2 (2%)	28.2
新潟県	259	0.034	88.8	46.0 (18%)	210.8
富山県	46	0.108	49.1	26.6 (58%)	121.8
石川県	2	-0.299	0	0.3	1.5
福井県	175	0.121	212.3	14.1 (8%)	64.5
愛知県	112	-0.146	0	5.9 (5%)	26.8
三重県	31	-0.010	0	3.2 (10%)	14.4
兵庫県	115	-0.046	0	6.1 (5%)	27.8
島根県	31	-0.352	0	3.4 (11%)	15.8
山口県	123	-0.167	0	12.0 (10%)	55.1
徳島県	151	-0.384	0	11.4 (8%)	52.1
愛媛県	20	-0.156	0	4.9 (25%)	22.5
高知県	4	0.186	7.6	2.7 (66%)	12.3
佐賀県	101	0.376	378.2	4.6 (5%)	21.0
長崎県	199	-0.479	0	2.9 (1%)	13.1
大分県	120	-0.034	0	16.1 (13%)	73.6

図 13 道県別 CO<sub>2</sub>削減寄与量その 2 (2020 年度)  
(a) LNG 排出係数との比較 (b) 再エネ電力量による推定

<sup>26</sup> 電力中央研究所：日本における発電技術のライフサイクル CO<sub>2</sub>排出量総合評価 (2018 年 7 月) より、LNG 火力 (複合平均) の値を引用

この場合、電力移出による CO<sub>2</sub>削減の貢献県は、新潟県、神奈川県、富山県、福井県、高知県、佐賀県の6県のみとなり、新潟県の削減寄与量は約 89 万 t-CO<sub>2</sub>と第3位の規模であった。

また、図 13 (b)に、移出される再エネ電力量に着目した CO<sub>2</sub>削減寄与量の換算結果を示す。ここで、再エネ電力の削減寄与量は、再エネ電力の発電に伴う排出係数を 0 と見なし、全国平均の排出係数 0.458 kg-CO<sub>2</sub>/kWh との差分により算定した。また、この図では、CO<sub>2</sub>排出係数が全国平均よりも高い県についても寄与量を表示した。

この場合、新潟県の再エネ電力移出量の推定値 46 億 kWh より、削減寄与量は 211 万 t-CO<sub>2</sub>と算定され、福島県に次いで全国第2位の規模であった。

このように、電力移出カウントモデルを通して、新潟県は CO<sub>2</sub>排出のより少ない電力を移出することで日本全体の脱炭素に貢献していることが示された。

## ii) CO<sub>2</sub>排出量と削減寄与量の比較

新潟県の 2020 年度の温室効果ガス (GHG) 排出量は 2,247 万 t-CO<sub>2</sub> (速報値、森林吸収量を加味せず) であった。これは日本全体の排出量 11.6 億 t-CO<sub>2</sub> (確報値、森林吸収量を加味せず) の約 2% に相当する量である。

この排出量と、前項で算出した排出削減寄与量を合わせて図 14 に示す。

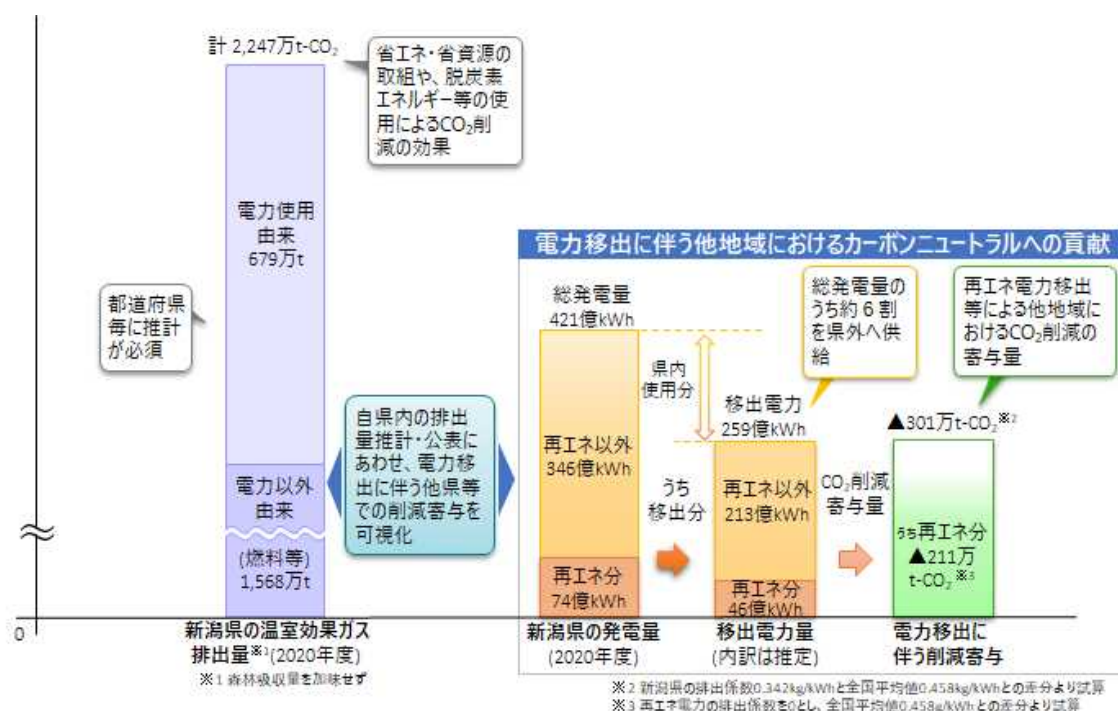


図 14 再エネ電力移出に伴う他地域での削減寄与の可視化

ここでは、再エネに限らず、新潟県からの「低炭素な」移出電力総量による削減寄与量 (約 300 万 t-CO<sub>2</sub>) との比較を示した。

GHG 排出量については、「2 地方自治体の役割と課題」でも述べたように、新潟県を含む都道府県等は、地球温暖化対策推進法に基づいて自地域の排出量を推計し、その削減を図る義

務を負っている<sup>27</sup>。また、国では「自治体排出量カルテ<sup>28</sup>」として、全国の自治体の排出量等データを推計して一覧で公表するとともに、各自治体に対し、カーボンニュートラルの達成に向けた着実な削減を強く促している<sup>29</sup>。

自治体における GHG 排出量推計方法は、自地域における化石エネルギー消費量の計上に基づく手法が主であり、その削減には、エネルギーの使用抑制や低炭素電力等の消費による効果が強く表れることになる。一方で、低炭素電力等の移出による（他地域での）削減寄与については具体的な算定・評価の仕組みがないため、現状では、当該エネルギーを創出・移出した地域の寄与として移出地域の GHG 排出量と比較、もしくは差し引きする試みは一般的に行われてきておらず、これまで政府統計のような形で公表されたデータはなかった。

そこで、図 14 のように、電力移出に伴う削減寄与を可視化し、自地域の排出量とあわせて示すことが 1 つの手法として考えられる。これにより電力移出地域の貢献の国民への周知が図られ、再エネ発電施設が立地する地元住民に向けても、特に当該再エネが他地域へ移出される場合であっても、立地の意義やメリットが感じられやすくなるなど、さらなる再エネ等の導入促進に向けた動機付けに資することが期待される。

一方で、図 12・13 等に示した削減寄与量は、移出電力の電源内訳に仮定を含む推定値である。現状、国内では、自治体が再エネ電力の移出入を正確に把握することは困難であり、本来は国が正確な電力の需給データを把握したうえで一律に算定し、自治体排出カルテや政府統計などにおいて公表することが望ましい。

### iii) 再エネ電力等の増大につながる CO<sub>2</sub>削減寄与量の評価方法の提案

可視化された電力移出地域の寄与量に対し、排出量との比較だけでなく、さらなる増加・取組の推進のインセンティブとなり得るより実利的な評価方法として、以下の 3 つを検討した。

- ① 電力移出に伴う削減寄与量を電力移出元の地域にも配分するなど、移出元地域の脱炭素目標達成のためにカウントする
- ② 削減量に応じ、地域脱炭素移行・再エネ推進交付金をはじめ各種支援制度の優先・優遇枠を創設する
- ③ 炭素削減価値が市場で売買されることを踏まえ、地域のさらなる脱炭素化の取組に資することを前提に、市場取引額の一定量を当該施設／資源の立地する地元配分する

①については、再エネ電力移出による削減寄与分の移出/移入地域での二重計上を避けるためのルールが必要である。寄与分を加味した調整後排出係数の導入等が想定されるが、移出により排出量が削減される地域がある一方で、移入側の地域では排出量の増加につながりかねないため、全国の自治体の合意を得られるようなルール設定が、特に現状では都道県側からの提

<sup>27</sup> 地球温暖化対策推進法第 21 条第 15 項

<sup>28</sup> 環境省ウェブサイト：[https://www.env.go.jp/policy/local\\_keikaku/tools/karte.html](https://www.env.go.jp/policy/local_keikaku/tools/karte.html)

<sup>29</sup> 例えば、環境省ウェブサイト：<https://www.env.go.jp/policy/zerocarbon.html> 等で各自治体のゼロカーボンシティ表明状況を示しているほか、地域脱炭素移行・再エネ推進交付金の交付についてはゼロカーボンシティの表明が交付要件となっている

案としては困難と想定される。また、発電地域側で単純に削減寄与量を排出量から差し引くことは、グリーンウォッシュと見なされかねないおそれもある。このため、客観的なデータ等が利用可能となるまでは、ii)で示した排出量との併記などにより、理解の醸成を図っていくべきと考えられる。

②については、環境省をはじめ所管省庁へ要望を続ける必要がある。

国が主体的に進める大規模プロジェクトのほかに、地方自治体は地域の実情に合わせた太陽光発電設備などの導入促進を進めているが、東京都などの一部を除く地方にとっては国の交付金・補助金等が欠かせない。国の支援メニューでは、屋根置き型太陽光発電設備や電気自動車の導入補助などがあるが、各自治体の自然環境や地理的条件等によってその優先順位・コストには地域差が生じる。県全体が豪雪地帯<sup>30</sup>である新潟県では、設備設置や運用で不利な面があり、他県等と同様に進めにくいという課題もある。新潟県による再エネ電力移出等を通じたCO<sub>2</sub>削減寄与を踏まえ、各種交付・補助制度において優先枠や優遇枠設置等の措置を求めていくことも重要と考えられる。

③については、まず市場規模を把握するために、電力移出カウントモデルで得られた削減寄与量をもとに、環境価値換算を試みた。

表7に国内外の市場で取引されている再エネ電力証書等の種類と価格を示す。このうち、再エネ由来のJ-クレジットを用いた試算結果を以下に示す。なお、J-クレジット制度にてクレジット認証されるためには「追加性」(当該プロジェクト実施により得られる、追加的なGHG排出削減量)が認められる必要があるが、本試算ではおよその規模感の把握を目的としていることから「追加性」は考慮していない。

表7 環境価値の算定において使用する単価

	非化石証書			グリーン電力証書	J-クレジット	GO	REC	I-REC	CCS (Alberta, CANADA)
	再エネ指定		指定なし						
	FIT 非化石証書	非 FIT 非化石証書							
価格決定方法	市場取引	市場取引、相対取引		相対取引				州省令	
環境価値単価 (円/kWh)	0.30	1.30	1.30	2.0~7.0	1.40	0.047~0.47	0.93	0.04~0.33	¥7,204/t-CO <sub>2</sub>
価格の設定根拠	オークション結果 <sup>※1</sup>			取引実績 <sup>※2</sup>	J-クレジット価格 <sup>※3</sup>	取引実績 <sup>※4</sup>	取引実績 <sup>※5</sup>	取引実績 <sup>※6</sup>	アルバータ州省令 <sup>※7</sup>

将来的なCO <sub>2</sub> 価値(2050年)	15.3 円/kWh <sup>※8</sup>
-------------------------------	--------------------------

※1 JPEX：ウェブ公開資料(2022年度第4回オークション、約定日は2023年5月末)

※2 環境省：気候変動時代に公的機関ができること(2020年6月)

※3 J-クレジット制度事務局：J-クレジット制度について(データ集)(2024年1月)より、3,246円/t-CO<sub>2</sub>に相当

※4 経産省：非化石価値取引市場について(2021年4月)より、2016年10月~2017年10月の価格約0.3~3 €/MWhをレート155.90€/円(2023年7月平均)で換算

※5 NREL：Status and Trends in the Voluntary Market(2021 data)より、2021年8月の価格6.6 \$/MWhをレート141.21円/\$ (2023年7月平均)で換算

<sup>30</sup> 豪雪地帯対策特別措置法に基づき全30市町村が豪雪地帯(うち18市町村が特別豪雪地帯)に指定

- ※6 自然エネルギー財団：電力証書が自然エネルギーを増やす（2022年4月）より、2021年の中国、インド、ブラジルの取引価格の幅
- ※7 Alberta州環境保護区大臣省令 Ministerial Order 62/2022（2022年12月21日）より、65.00CAD/t-CO<sub>2</sub>（2023年の価格）をレート110.84円/CAD（2024年3月5日）で換算
- ※8 IEA：WorldEnergyOutlook2021より、ネットゼロシナリオ（先進国）での価格250\$/t-CO<sub>2</sub>をレート141.21円/\$（2023年7月平均）、0.000434t-CO<sub>2</sub>/kWhで換算

前々項 i) で検討した *Avoided Emissions* の考え方に基づく新潟県の削減寄与量として、約 300 万 t-CO<sub>2</sub>（全国平均の排出係数との比較）、89 万 t-CO<sub>2</sub>（LNG 排出係数との比較）、211 万 t-CO<sub>2</sub>（再エネ量に着目した寄与）を考えた場合の試算結果を表 8 に示す。

新潟県の移出電力に付随する環境価値としては、それぞれ約 98 億円、約 29 億円、約 68 億円と推定された。

表 8 電力移出に伴う CO<sub>2</sub> 削減寄与の環境価値換算結果

都道府県	環境価値／百万円		
	移出電力全量 (全国平均との比較)	移出電力全量 (LNGとの比較)	再エネ電力量 (全国平均との比較)
北海道	283		1,115
秋田県			2,466
福島県			8,818
茨城県			1,237
千葉県	8,806		947
神奈川県	10,107	1,026	916
新潟県	9,788	2,884	6,842
富山県	2,810	1,594	3,954
石川県			48
福井県	11,549	6,890	2,094
愛知県			871
三重県	718		468
兵庫県	1,343		904
島根県			511
山口県			1,789
徳島県			1,691
愛媛県			731
高知県	355	246	399
佐賀県	14,956	12,275	681
長崎県			425
大分県	1,872		2,390

J-クレジットの再エネ由来クレジット単価（¥3,246/t-CO<sub>2</sub>）による換算結果

なお、これらの金額は、クレジットの取引市場における金額規模を示すものであり、その環境価値は現状ではクレジットの保有者に帰属するものとされる。しかし、「その電気から生まれる環境価値は誰のものか」という論点があり、「地域の資源」「地域の価値」と考えれば、開発事業者が利益の一部を地元へ還元すべきだという考えも成り立つ<sup>10</sup>。少なくとも、その一部は、自然資源（将来的な CO<sub>2</sub> 貯留を行う地下貯留層を含む）を有する地元へ還元することにより、それらの保全・維持管理を含め地域における脱炭素政策の一層の推進が図られる、との考え方にに基づき、新潟県へ還元するものとして金額を試算した。ここで想定するスキームを図 15 に示す。

このスキームでは、地域資源を活用した非化石証書やカーボン・クレジットが売買される際に、当該地域の都道府県に対して収益の一定量が配分され、配分を受けた都道府県は得られた収益を用いて更なる脱炭素の取組を推進させることを想定している。この収益配分としては、取引の都

度、環境価値購入者が当該都道府県に取引額の一部を納付する手法も考えられるが、むしろ取引額等を把握する国もしくは炭素市場運営機関が一括して当該都道府県に交付等することが効率的と考えられる。

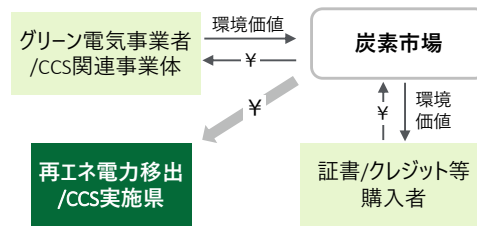


図 15 炭素市場を介したインセンティブ付与スキームのイメージ

図 15 のスキームに基づき、今後、新潟県において導入が見込まれる CCS、洋上風力発電、バイオマス発電を対象に、各貯留量及び発電量を金銭的な環境価値に換算した上で、新潟県への配分率を乗じることで、新潟県が得る金銭的価値を算出した（図 16）。

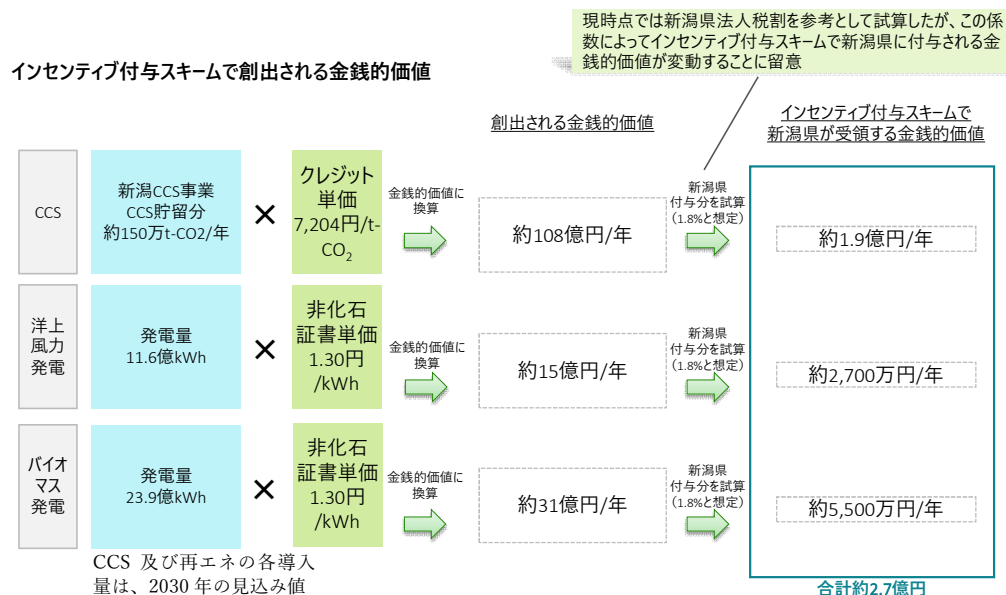


図 16 インセンティブ付与スキーム（図 15）で見込まれる金銭的価値

ここでは、CCS 及び再エネの導入見込み量は、2030 年度の想定値を用いた。また、CCS の環境価値は表 7 に示したカナダ・アルバータ州のクレジット制度（Alberta Emission Offset System）の単価：7,204 円/t-CO<sub>2</sub>を用いた。洋上風力発電及びバイオマス発電の環境価値は、表 7 に示した非 FIT 非化石証書（再エネ指定あり）の価格である 1.30 円/kWh を用い、今後導入予定の洋上風力発電及びバイオマス発電の環境価値については、既存電源の置換と見なせないものと考え、J-クレジット制度の再エネ由来クレジットの単価は用いなかった。また、新潟県への配分率については、適切と考えられる値が調査範囲の文献等から見出せなかったことから、新潟県の法人県民税の法人税割（2024 年 4 月 1 日時点）である 1.8%（軽減税率は適用せず）を採用した。以上の算定条件により推計した結果、このスキームで新潟県の得る金銭的価値は計約 2.7 億円と推計された。この内訳は、CCS が約 1.9 億円、洋上風力発電が約 0.27 億円、バイオマス発電が約 0.55 億円である。

## 5 研究会提言

本研究会では、国内有数の電力供給県であり、豊富な水資源を活用した水力発電や、今後の進展が期待される洋上風力発電など、再エネ由来電力等の導入量や将来の導入見込み量も大きい新潟県における電力移出県としての貢献に対する評価が十分ではないという課題等に対して、国全体のカーボンニュートラル達成に向け、地域の再エネ導入等を一層進めるため、地域の取組が評価され、インセンティブとなるような仕組みについて検討を進めた。

検討の結果、日本全体の脱炭素化を加速させるために、エネルギーの使用抑制や再エネ電力等の地産地消に加え、電力移出等を通じて他地域での炭素排出量削減に貢献する地域に対し、その寄与を適切に評価し、さらなる取組の推進に資するインセンティブを付与することは重要との観点から、以下のとおり提言として取りまとめた。この実現に向け、国に対しては電力移出県としての課題ならびにその根拠の明示、及び政策提言に取り組まれない。

### 提言概要

- 1 低炭素な電力の移出等に取り組む地域に対し、その炭素削減寄与を適切な評価方法に基づいて算定し、その結果を広く周知すること
- 2 低炭素な電力移出やその炭素削減の寄与に基づくインセンティブ制度を創設すること
  - (1) 電力移出県等交付金の対象外の再エネ電源を対象とした新たな交付金の創設
  - (2) 移出電力の炭素削減価値等に基づき、国の各種支援制度の優先・優遇枠の設定  
また、炭素価値取引市場等において、地域資源を活用した再エネ・脱炭素エネルギーや、CCSに由来する炭素削減価値が売買される際、その収益の一部相当分について、当該発電設備等が立地する地元へ配分する仕組みの構築
- 3 上記の実現に向け、市場の活力活用も含めて安定的な財源を速やかに構築すること  
あわせて、地方自治体の現状・課題も踏まえたより実効性の高い制度構築に向け、他地域や有識者の理解・賛同も得つつ、国への提言や実現への機運を高めていくことも必要である。

具体的な提言については以下のとおりである。

### 提言詳細

1. 電力移出に伴う炭素削減価値の適切な評価
  - (1) 電力移出等による炭素削減寄与量の算定と公表制度
    - ・ 電力移出等による他地域での炭素削減寄与量を国において算定し、各自治体の温室効果ガス排出量とともに広く公表すべきであり、このことにより再エネ電力移出地域の貢献が国民に周知され、地域の取組の評価につながるものと考えられる。
  - (2) 再エネ電力移出入量を把握するためのトラッキングシステム等の構築
    - ・ 1(1)の評価を定量的に行うため、国において地域間の再エネ電力の移出入量を把握するトラッキングシステム等を構築し、都道府県に対し、都道府県間の電源種別移出入量データを提供すべきである。
  - (3) 電力移出等による炭素削減寄与量と自地域の排出量との比較

- ・ 電力移出等による他地域での炭素削減寄与について、自地域の温室効果ガス排出量と比較して示すことなどにより、地元住民の理解醸成につながり、さらなる再エネ設備等の導入促進に向けた自治体の動機付けとなるものと考えられる。

(4) 将来の再エネ電力以外の脱炭素燃料や CCS による CO<sub>2</sub>削減効果について

- ・ 評価対象とする炭素削減効果は、再エネ電力に限らず、水素・アンモニア混焼や CCS 付きの火力発電などの脱炭素燃料、また CCS そのものによる CO<sub>2</sub>削減効果についても対象とすることが考えられる。

2. 低炭素電力移出や炭素削減価値に基づくインセンティブ制度の創設

(1) 電力移出に係る新たな交付金の創設

- ・ 既存の電力移出県等交付金制度では対象外の再エネ電力（風力、太陽光等）についても、他地域の移出分を新たな交付金として評価することが考えられ、その創設を国に求めるべきである。
- ・ この新たな交付金について、将来的には、現状では実証段階または建設準備中の水素・アンモニア混焼発電や検討中の CCS 付き火力発電などの脱炭素燃料由来電力、さらには再エネや CCS そのものによる炭素削減価値についても対象とすることが考えられる。また、炭素削減価値の単価・金額規模については、炭素価値取引市場における取引額を参考としつつ、炭素削減価値を評価するための新たな算定係数や、金額単価を国において検討し、導入するべきである。

(2) 電力の炭素削減価値の地元還元

- ・ 1(1)の電力移出等による他地域での削減寄与量をもとに、既存の国交付金や支援制度について、移出自治体に対する優先・優遇枠を創設することが考えられる。
- ・ また、この電力移出等による他地域での削減寄与量について、炭素市場における取引額等をもとに金銭的価値を算定し、国や炭素市場運営機関、または取引者により、再エネ資源等の移出元に一定量を還元する仕組みが考えられる。

3. 財源・その他

(1) 財源

- ・ 2の「新たな交付金」や「炭素削減価値の地元還元」に資するため、GX 経済移行債や現行の FIT 賦課金のような新たな賦課金、または炭素価値取引市場での収益など、脱炭素化の推進に資するための新たな財源の措置がなされるべきである。

(2) その他

- ・ 上記の提言内容の実現に向けては、国全体として脱炭素化の取組への理解が進むよう、低炭素電力を移出する他都道府県や有識者等の関係者と連携して国に働きかけることが重要である。
- ・ また、国への提案にあたっては、今後のプロジェクトや新技術の進展、また炭素取引市場の動向等を踏まえ、適切な内容となるよう都度見直しを図ることが必要である。

## 6 総括

地球温暖化の主な要因は人為的なエネルギー起源の温室効果ガス排出量の増加であり、2050年までの脱炭素社会への転換に向けたエネルギーの使用抑制や再エネ電力等の更なる創出・移行とその地産地消は、地域における政策としても重要性が高まっている。

国においては、「骨太の方針 2023」<sup>31</sup>において「人への投資、グリーン、経済安全保障など市場や競争に任せるだけでは過少投資となりやすい分野について、官が的を絞った公的支出を行い、これを呼び水として民間投資を拡大」「官と民が協働して社会課題を解決しながら、それを成長のエンジンとして持続的な成長に結び付けていく」と、経済の供給面において政府の役割を重視し、政府が政策全般に積極的に関与する姿勢を打ち出した<sup>32</sup>。

また、2050年カーボンニュートラルの達成には国と地方との協働・共創による取組は不可欠であるとし、「国・地方脱炭素実現会議」において「地域脱炭素・ロードマップ」<sup>33</sup>を策定し、地域脱炭素の取組を地域の成長戦略と位置づけ、特に地域再エネの導入拡大が鍵となるとし、地域の企業や地方自治体を中心となり、地域資源である豊富な再エネ等のポテンシャルを有効利用することで、地域の経済収支改善にもつながることが期待できるとしている。

これらの方針を基に地域においては、地域脱炭素の取組を進めているところであるが、自治体間のエネルギー移出入について、その実際を把握し、より一層政策の実効性を高めていくことが必要である。この観点から、本研究会においては、電力移出等を通じて他地域での炭素排出量削減に貢献する地域に対し、その寄与を適切に評価し、さらなる取組の推進に資するインセンティブを付与することについて、その実現を国に対して求めていく上での論点について検討を行い、提言として取り纏めを行った。この検討の過程においては、CO<sub>2</sub>削減評価のダブルカウントやグリーンウォッシュを回避する必要性等に留意すると共に、単に自地域への利益還元を謳うものではないことや経済合理性の観点からの検討等、客観的な評価につながるよう充分配慮し、議論を行ったものである。

環境貢献のあり方についての議論においては、都市と地方の間のさまざまな関係性とりわけエネルギー収支の観点からの考察は不可欠であり、エネルギー需要密度が高いものの再エネポテンシャルが低い大都市圏に対し、自然資本の偏在する（＝再エネポテンシャルの高い）地方の取組は重要な役割を担い得るものである。加えて、地球温暖化対策は昨今の世界の気象状況が表すとおり、全世界で取り組まなければならない喫緊の課題であるが、一方で、その実際が目に見えないことであり、政策効果の発露までには一定期間を要し、且つその効果検証のための評価の指標などについても、今後のさらなる検討が望まれるものである。また、排出権取引やクレジット制度など、さまざまな市場主義的なシステムが新たに加わるなかで、具体的な取組がどう課題解決に結びついているのかについても、議論は多岐にわたっていると考えられる。環境政策は、経済成長がもたらした地球規模の課題であるが、そ

<sup>31</sup> 経済財政運営と改革の基本方針 2023（2023年6月16日閣議決定）

<sup>32</sup> 石川：金融財政ビジネス、16-20、時事通信社（2023年7月24日号）

<sup>33</sup> 国・地方脱炭素実現会議：地域脱炭素ロードマップ（2021年6月9日 国・地方脱炭素実現会議）

の対応において現在の日本においては成長をもたらす財源を見込むことが難しいという状況にあるという点も鑑みながら、その道筋を探る必要がある。

本研究会での検討の間においても、例えば、国においては再エネ導入拡大のため地域間を結ぶ系統整備加速に向け、系統増強は各エリアが享受する裨益の度合いに応じ、各エリアの費用負担額が個別に決定される方法が採られることとされる等、需要量に応じた負担ルール設定の検討もなされている<sup>34</sup>。再生可能エネルギーの創出・供給における、地域間移出・移入状況を改めて整理、可視化することにより、経済の成長を支える健全な社会の発展の礎である地域資源、自然資源を維持させ、エネルギー資源として活用することに係る費用負担について、本研究会でも議論した環境価値を評価軸に加えることについての検討は、国において必要な議論であると思われる。

脱炭素化に向けては、再エネ電力の地産地消等とともに、再エネ資源等集中地域と消費側地域の相互理解・協働により、再エネ発電や CCS 実施施設設置等、大規模プロジェクトの円滑な導入を図ることが重要であり、自然資本の提供や施設設置などを担う地域の貢献を、特に脱炭素、環境貢献度という視点で可視化し適切に評価することは、取組の一層の加速化につながるものと考えられる。その結果として、国内の再エネ導入等がより活発化し、利用できるエネルギー量の増加や調達コストの低減につながれば、消費側の地域にも大きなメリットが生じることとなり、他都道府県の賛同も得つつ、日本全体の脱炭素化を推進することに大きな意義があるものとする。

本報告は、2023（R5）年度における議論に基づくものであり、今後の国際間での協議や、プロジェクトや新技術の進展、炭素取引市場の動向等を踏まえ、適時、見直しを図っていく必要があるものとする。カーボンニュートラルの実現に向け、地域における取組の一層の推進につながるよう、同様の立場の道県や国における議論がさらに進むことを期待する。

---

<sup>34</sup> 資源エネルギー庁：発電等設備の設置に伴う電力系統の増強及び事業者の費用負担等の在り方に関する指針（2023年4月）

## 資料編

### (1) 再エネ電力に関する環境価値の証書等

国内や欧米諸国における、再エネ電力等の環境価値に関する証書やクレジットの事例を調査した。結果を表 a-1、a-2 に示す。これらの環境価値はいずれも証書等を購入した需要家・電力小売事業者に帰属するものとされており、現状では価値の一部が国または自治体等に還元される事例はない。

### 調査結果

表 a-1 海外における再エネ電力証書の整理結果

	GO (Guarantee of Origin)	REC (Renewable Energy Certification)	I-REC (International Renewable Energy Certification)
概要	EU指令対象国の内、31カ国がAIBを構成し、加盟国間でのGOの取引および管理を実施。GOは証書で、電気と切り分けたりとされることある。また、AIBは欧州エネルギー証明システム(EPCS)を運用している。EPCSは、AIBで策定されたルールに基づいて、エネルギーの供給源等を特定するシステムの運用を行っており、EU加盟国はEPCSを活用して、個別にデータシートを作成している。	再エネ電力の発電に伴う環境価値を証明する証書。電力会社がRPS達成のために調達するほか、発電事業者と需要家間の取引や企業が再エネを調達する手段として北米中心に活用されている。	GOやRECに基づいて、北米及び欧州以外の先進国、発展途上国において再生可能エネルギー源に対する証書化・報告のために導入されている。証書の発行機関は、一般的には各国で証書の発行機関指定され、証書の発行を担っている。
運営主体	AIB (Association of Issuing Body)	州毎に開発、運用しており、現時点で10程度のシステムが併存	I-REC Standard
証書の対象	再生可能エネルギー由来の電気（各証書にて再生可能エネルギー由来の電気は必ずしも一致しない可能性がある）		
トラッキングの有無	あり		
トラッキング内容	固有の証書番号、設備稼働開始日、設備の種類、発行国・発行日、発行者、設備容量等	再エネ設備の場所・発電技術・設備の保有者・設備容量・運用開始年等	登録者名、発電設備名、発電期間開始日（年月日）、発電期間終了日（年月日）等
売り手	発電事業者		
購入者	小売電気事業者、需要家		
価格決定方法	相対取引がメイン		
価格	0.3€/MWh～3€/MWh	6.00 \$ /MWh (2021/8) 1.50 \$ /MWh (2020/12)	0.1～0.2円/kWh

表 a-2 国内における再エネ電力証書の整理結果

	非化石証書			グリーン電力証書	J-クレジット
	FIT化石証書 (再エネ指定)	非FIT化石証書 (再エネ指定あり)	非FIT非化石証書 (再エネ指定なし)		
概要	再生可能エネルギーや原子力など、非化石発電方式による電気の「非化石価値」を示す証書。発電事業者と小売電気事業者や需要家が証書を売買する場が、会員制の日本卸電力取引所（JEPX）に開設され、2018年から取引されている。FIT証書は再エネ価値取引市場で扱われ、非FIT証書は高度化法義務達成市場で扱われる。			発電事業者は、電力と証書を個別に販売する。需要家は証書のみを発電事業者から購入し電力は別途購入する（小売事業者や仲介事業者からの証書購入も可能）。	省エネルギー設備の導入や再生可能エネルギーの利用によるCO2等の排出削減量や、適切な森林管理によるCO2等の吸収量をクレジットとして国が認証する制度で、国が運営している
運営主体	日本卸電力取引所（JEPX）			日本自然エネルギー株式会社	経産省、環境省、農水省
証書の対象	FIT電源 (太陽光、風力、小水力、バイオマス、地熱等)	非FIT再エネ電源 (大型水力、卒FIT等)	非FIT非化石電源 (原子力等)	再生可能エネルギー由来の電気 (太陽光、風力、水力、地熱、バイオマス)	省エネ設備の導入、再生可能エネルギーの導入、適切な森林管理
トラッキングの有無	あり (2019年～)	あり (2021年～)	-	なし	
トラッキング内容	設備ID、電源種、発電設備名、設置者名、発電所所在地、発電出力、認定日、運転開始日又は予定日-				
売り手	費用負担調整機関（GIO）		発電事業者		発電事業者
購入者	小売電気事業者、需要家		小売電気事業者		小売電気事業者、需要家
価格決定方法	市場取引		市場取引、相対取引		相対取引
価格	0.4円/kWh (最低) 4.0円/kWh (最高)	0.6円/kWh (最低) 1.3円/kWh (最高)	2～7円/kWh		0.7～1.4円/kWh (第4回オークション以降/ 再エネ発電)

## (2) 再エネ導入等の炭素削減価値を評価する取組・制度

炭素排出削減に対する価値評価方法・インセンティブ付与の仕組みの検討のため、国内外の先進的な取組や各種制度、スキームの運用／活用実態・創出効果・成功要因・背景等を調査した（図 a-1）。

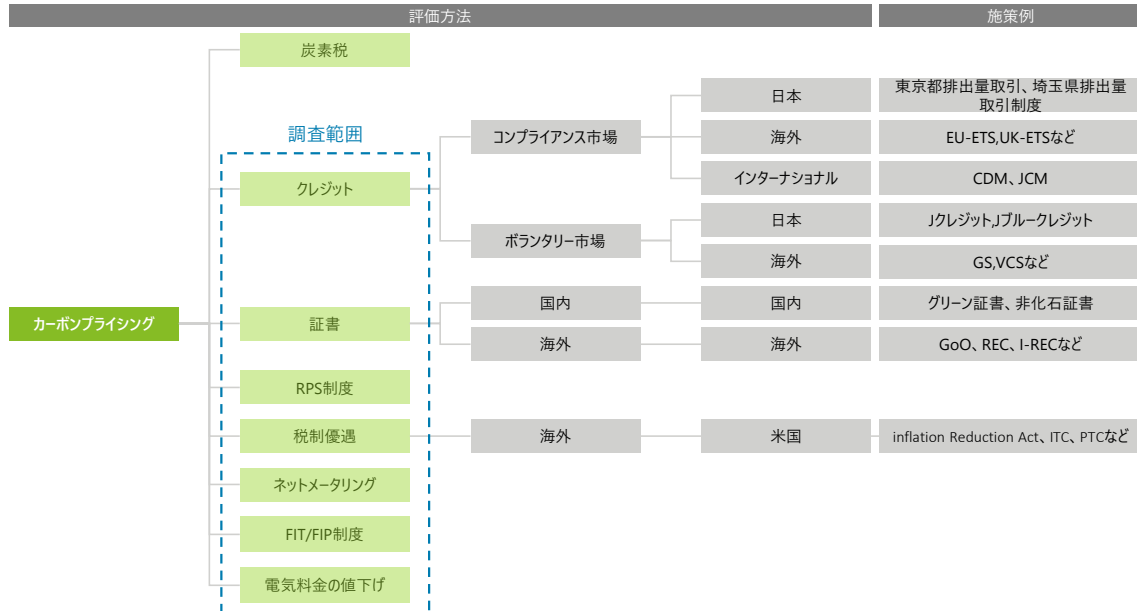


図 a-1 調査対象とする炭素削減価値評価方法

### 調査結果

#### ① クレジット

クレジットの種類は、排出量取引（以下、ETS）とカーボン・クレジットの大きく二つに分けられる。それぞれの特徴を表 a-3 に示す<sup>35</sup>。

表 a-3 排出量取引とカーボン・クレジットの概要比較

	排出量取引（ETS）	カーボン・クレジット
概要	国が企業ごとに排出量の上限（キャップ）を設定し、その排出枠を市場で取引（トレード）できる制度	対象プロジェクトにおいて、プロジェクトが実施されなかった場合の排出量及び炭素吸収・除去量の見通しと実際の排出量等の差分を、測定・報告・検証（MRV）を経て、国や企業等の間で取引できるように認証した制度
方式	キャップ&トレード方式	ベースライン&クレジット方式
対象事業者	制限あり	制限なし（誰でも参加可能）
法的拘束力	あり	なし
メリット・見込み効果	<ul style="list-style-type: none"> <li>罰則等があるため、確実にCO2排出量が削減される</li> <li>排出枠を下回った場合に排出枠の取引が可能であるため、排出削減インセンティブが働く</li> <li>有償割当の場合、排出量取引で得られた収入の一部が脱炭素に向けた取り組みに使用されるケースがあり（EUやカリフォルニア州）、経済の好循環を作ることができる</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>全体：効率的・効果的に社会全体のCO2が削減できる</li> <li>創出側：再エネ・省エネ等により削減したCO2をクレジットとして売却ができることから、再エネ・省エネ等に投資した資金を回収ができるため、財政的インセンティブがある</li> <li>購入側：業界特性上等により排出が困難な企業等がクレジットを購入することで脱炭素に貢献できる</li> </ul>
課題	<ul style="list-style-type: none"> <li>排出枠の割当次第で、事業者に過度な負担を強いることになる（特に有償割当の場合、事業者への負担が大きく、国際的な競争力を損なう恐れがある）</li> <li>※有償割当の場合、負担軽減のため何らかの措置を用意</li> <li>総排出量のカバーする領域によって国全体へのCO2削減インパクトが左右される</li> <li>制度運用が複雑であり、一定の行政コストがかかる</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>クレジットの取引量・価格が市場に委ねられている</li> <li>取引される炭素価格が安い場合、創出側インセンティブが薄くなる</li> <li>クレジットの種類が増えたために活用方法の整理ができていない</li> <li>カーボンクレジットはグリーンウォッシュであるとする主張があり、同主張の支持が高まった場合にはクレジット活用によるレピュテーションリスクの発生可能性がある</li> </ul>

<sup>35</sup> 経産省・環境省公開資料より作成

表 a-4 に各国の ETS の概況を示す<sup>36</sup>。対象事業者及び割当方法は国により異なるが、有償割当の場合には、ETS から得られる収入は気候変動対策に充てられる傾向にある。

表 a-4 各国の ETS 概況

	東京排出量取引制度	UK-ETS	EU-ETS	California Cap and Trade	China National ETS
対象国	日本	英国	EU + 4か国	米国 (カリフォルニア)	中国
開始時期	2010年	2021年	2005年	2013年	2021年
目的・位置づけ	2030年までに温室効果ガス排出量2005年比50%削減のための施策の一つ	依然として産業・電力・航空等のGHG排出が残るセクターの対応策	EU Green Deal実装のための主要施策として位置づけ	カーボンニュートラル目標達成の主要施策として位置づけ	重点施策の一つである気候変動ガバナンスの現代化の一環
対象事業者	産業・業務部門	航空・燃料により20MW以上のエネルギーを生成する企業 ※英国全体の約3割を占める	電力・資源エネルギー、製造業、航空 ※EU全体排出量の約4割を占める	発電・産業・交通・輸送事業・天然ガス・石油事業社 (流通含む)	発電部門 (産業セクターの自家発電設備等を含む) ※中国全体排出量の約4割を占め、世界最大
割当方法	無償割当	無償割当	有償割当 + 無償割当	有償割当 + 無償割当	無償割当
収入使途	無償割当のため収入なし	無償割当のため収入なし	収入の50%以上を気候変動対策に利用するよう義務付け	収入は温室効果ガス削減基金 (GGEF)へ拠出し、使途の優先項目を規定	無償割当のため収入なし

一例として、米国カリフォルニア州では余剰枠売却益を活用した脱炭素化の取組を実施している<sup>37,38</sup> (図 a-2)。

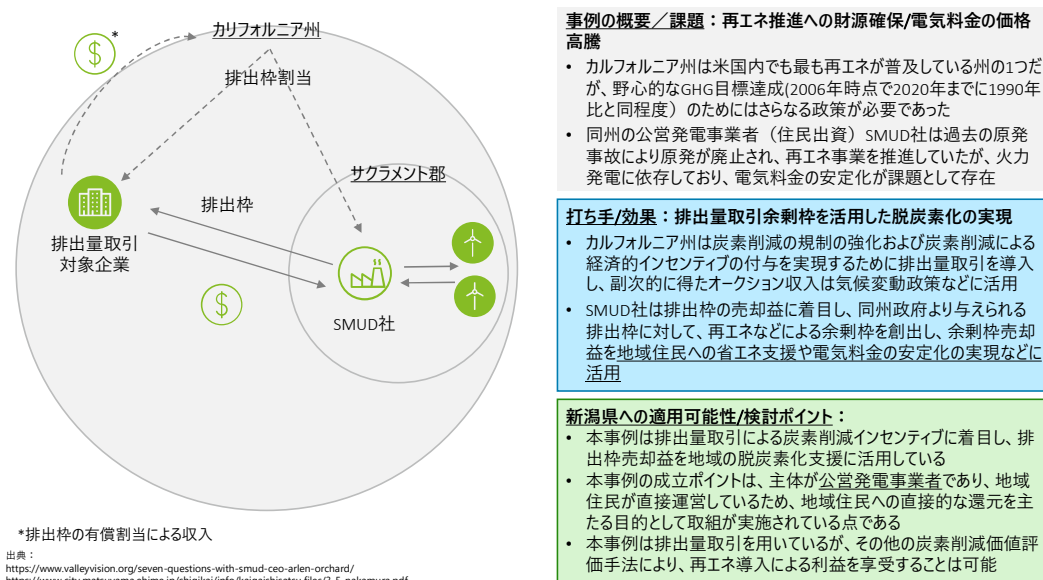


図 a-2 ETS の余剰枠売却益を活用した脱炭素化の実現事例 (米国)

<sup>36</sup> 各国政府 HP および経産省・環境省公開資料より作成

<sup>37</sup> カリフォルニア州サクラメントの市民組織 "Valley Vision" ウェブサイト：サクラメント電力公社 (SMUD) の CEO へのインタビュー記事 <https://www.valleyvision.org/seven-questions-with-smud-ceo-arlen-orchard/>

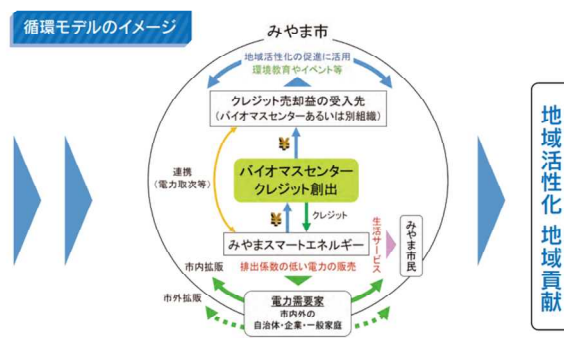
<sup>38</sup> 中村：平成 23 年度松山市海外視察報告、29-31 (2012)

表 a-5 に世界のボランティア・クレジット市場を示す<sup>39</sup>。国内と海外では再エネ発電由来のクレジットの扱いが異なり、国内では再エネ発電による CO<sub>2</sub> 排出量削減をカーボン・クレジットの対象とし、注目が集まっている一方で、海外では追加性がないことを理由に、Gold Standard などでは再エネ案件の対象を一部制限する事例がある。

表 a-5 世界のボランティア市場の概況

	Jクレジット	Jブルークレジット	Gold Standard	Verified Carbon Standard
対象国	日本	日本	世界	世界
目的・位置づけ	・国内クレジット制度の一本化により利便性を図り、排出削減・吸収源対策の促進を図るため ・地球温暖化対策計画において、分野横断的な施策として位置づけ	ブルーカーボン生態系のCO <sub>2</sub> 吸収源としての役割および沿岸・海洋での気候変動の適応・緩和への取組を促進するため	CDMやJ1プロジェクトを対象に、クレジット購入者に対してクレジットの質を保証するため	企業、団体、個人の自主的な炭素市場に一定の標準化をもたらし、取引される炭素削減量への信頼感を持たせ、購入者に対する透明性を高めるため
運用機関	経済産業省、環境省、農林水産省	JBE	WWF等	IETA、TCG、WBCSD等
クレジットの対象	省エネ設備の導入、再生可能エネルギーの導入、適切な森林管理	ブルーカーボン生態系の創出、生態系の回復・維持・劣化抑制、養殖、養殖以外の気候変動対策目的のプロジェクト	CDMおよびJ1を中心とした再エネおよび省エネ技術 ※2020年以降高中所得国・地域で行われるプロジェクトは対象外にするなど、再エネプロジェクトを制限	プロジェクトのスコープは限定せず、明示的に除外していない（VCS及びGHGに承認されたスコープであれば可） ※2020年以降、再エネ・省エネのプロジェクトスコープを一部制限
価格決定方法	相対取引	プロジェクトごとに異なる（総量配分方式、コンベンショナル方式、指定単価入札方式）	プロジェクトごとに異なる（Fairtrade carbon credit pricing modelによる算出）	VCUはVCSによって算定、VCUの価格は市場取引
メリット・効果	・創出側：クレジット売却益を用いてさらなる投資が可能、エネルギーコストの低減、温暖化対策へのPR ・購入側：クレジット購入による温暖化対策への貢献をPR、製品・サービスの差別化	・創出側：クレジット売却益による財政的支援の確保、地域関係者との関係構築 ・購入側：CO <sub>2</sub> 削減への貢献訴求、クレジット購入を通じてのCO <sub>2</sub> 削減への支	・質の高い保証によるレピュテーションリスクの低減 ・プロジェクトが持続可能な開発や気候変動防止に貢献していることをPR	・ボランティア市場では世界でも普及しているため、信頼性が高い ・一部の公的制度においてクレジット活用を認める事例がある（カリフォルニア州排出量取引制度など）
課題	・制度が複雑で扱いづらいとの意見 ・グリーン証書など類似の制度との違いがわかりにくい ・需要に対する供給の拡大が必要	・取引量が少ないうえに森林由来のクレジットなどと比較して価格が高額 ・我が国の温室効果ガス排出インベントリ範囲外	・質の高さゆえにプロジェクトのスコープが限定され、普及の障害になっている	・取引量が多いために価格が安い

カーボン・クレジットを活用して地域内の環境取組みを活性化させた事例として、福岡県みやま市の事例がある<sup>40</sup>（図 a-3）。



**事例の概要／課題：再エネ創出による環境価値からの増収**

- ・みやま市は再エネの普及やバイオマス産業都市構想を実現するために、未利用のバイオマス資源の活用に取り組み、市営ビジネスとしてバイオマスセンター「ルフラン」を建設、運営している
- ・再エネ発電やGHG排出量削減は実現できた一方で、当該取り組みによる環境価値創出効果の可視化・評価向上や、更なる環境取り組み実現には追加財源確保が必要であった

**打ち手/効果：クレジット売却による環境行動好循環の実現**

- ・みやま市はバイオマス発電分のJ-クレジットを創出・販売することで運営体として売却益を受領。また売却先にはみやま市が出資する地域新電力会社「みやまスマートエネルギー」が含まれており、クリーンなエネルギー供給モデルの確立を実現
- ・クレジットの地産地消で地域内の環境貢献のPR効果もたらすとともに、クレジット売却益を基金化し、地域活性化や環境教育などに活用することで、さらなる環境価値の創出につながる事ができる

**新潟県への適用可能性/検討ポイント：**

- ・クレジット発行事業体に出資することで、貴県は売却益を享受することが可能
- ・クレジットを創出する主体はクレジット認証を定期的に行う必要があり、認証費用や認証手続きにより金銭面や人材面において負荷が生じる
- ・クレジットは商品として、消費者から対価を支払ってもらうためには、創出された環境価値が認められる必要がある

図 a-3 J-クレジット創出と活用による地域循環事例（福岡県みやま市）

<sup>39</sup> Jクレジット・JBE・WWF・GS・VCSのウェブサイトおよび国土交通省・環境省・経産省公開資料より作成

<sup>40</sup> 九州経済産業局：J-クレジット創出・活用事例集（2021）

② 電力証書

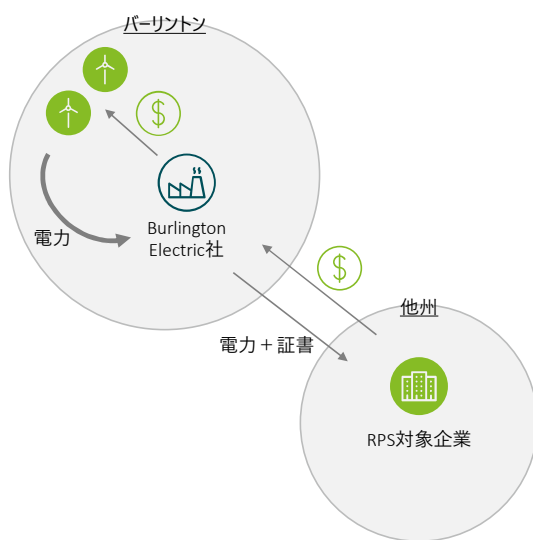
自然エネルギーの環境価値が見える化し、取引可能にしたものである（表 a-6）<sup>41</sup>。対象エネルギーは制度により異なり、原子力を自然エネルギーに含める国もある。

表 a-6 電力証書の概要

概要	目に見えない電力をどのように発電されたかを証明することで、環境価値を伴う電力として訴求できるようにした証書	
	自然エネルギー	+ 環境価値（証書） = 自然エネルギー電力
証書の対象	自然エネルギー（太陽光、風力、水力、バイオマスなど） ただし、対象エネルギーは国・証書により異なり、原子力を自然エネルギーに含める国もある ※オランダやオーストリアでは自然エネルギーだけでなく、すべての電力に電力証書の発行を義務付けている	
記載情報	エネルギー源、発電設備、発電量、発電開始日・終了日、発行日、識別番号など	
メリット	創出側：再エネへの投資を回収でき、さらなる投資に活用できる、地球温暖化対策に貢献できる 購入側：電力と切り離して購入できる、地球温暖化対策への貢献としてPR可能、再エネの普及に間接的に貢献可能	
デメリット	創出側：価格の低下により想定よりもリターンを回収できないリスクがある 購入側：レピュテーションリスクの可能性	
要件 (RE100より)	信用できる発電データ	静的なデータの第三者による検証、動的データの標準規格に適合したメーターによる独立した測定
	属性の集約	自然エネルギー由来の電力であることを証明するための必要なすべての属性を所有している
	独占的な所有権	自然エネルギーで発電した電力の属性を独占的に所有していることを証明できる
	独占的な使用权	自然エネルギーで発電した電力の属性が他者に使用されていない
	地理的な市場の範囲	同一の市場を形成する地域内で属性の供給・購入が行われている
	使用期間の制限	電力を発電した時期が証書を適用する電力の消費年に近い

出所:自然エネルギー財団およびRE100の公開資料より作成

電力証書を活用した事例として、米国にて証書クレジット（REC）売却益を活用して再エネ導入の拡大を実現した事例がある（図 a-4）<sup>42,43,44</sup>。



事例の概要／課題：再エネ導入拡大に伴う電気料金高騰の懸念

- 米国バーモント州バーリントンの再エネ比率は2004年時点で一定程度普及していたが（25%）、化石燃料に依存し続けるリスクを鑑み、再エネのさらなる導入を目標としていた
- 化石燃料発電比で再エネ発電コストは高額である点を踏まえ、電気料金高騰が懸念された

打ち手／効果：証書クレジット売却益を活用した再エネ導入拡大

- REC売却益により再エネ発電による増加分コストの補填を目指し、再エネ発電による炭素削減価値は証書クレジット（REC）として他州のRPS制度対象企業等に売却
- Burlington Electric社（公営電力会社）はRECでの獲得利益を太陽光や風力等再エネの導入拡大や域内省エネ開発に利用し、住民は再エネ導入による電力料金値上げを回避

新潟県への適用可能性/検討ポイント：

- 本事例は再エネ導入による電気料金高騰・不安定化に着眼し、価格抑制措置の財源としてRECを活用したものである  
成立ポイントとしては初期的な受益者は公営発電事業者であり、地域住民への直接的還元を主たる目的として当該取り組みが実施されている点である
- 再エネ発電コスト・証書取引額は多様な条件で変動するため、コストメリット検証を行ったうえで貴県への適用を検討する必要がある（再エネ導入コストが利益を大幅に上回った場合には再エネ導入インセンティブは働かないため、事業性の調査等が必要）

図 a-4 証書クレジット（REC）売却益を活用した再エネ導入拡大事例（米国）

<sup>41</sup> 自然エネルギー財団および RE100 の公開資料より作成

<sup>42</sup> <https://ilsr.org/burlington-vermont-voices-of-100-podcast/>

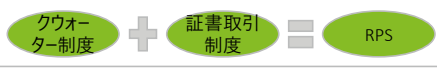
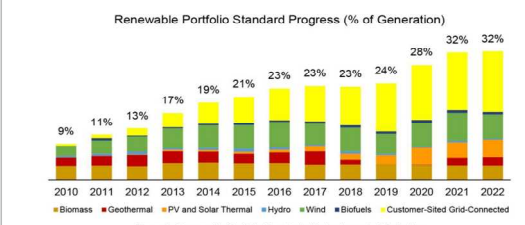
<sup>43</sup> <https://www.usgbc.org/articles/burlington-powered-renewable-energy-and-track-net-zero>

<sup>44</sup> <https://nextcity.org/urbanist-news/for-burlington-vermont-going-100-renewable-energy-was-just-the-start>

### ③ Renewables Portfolio Standard (RPS)

市場原理により再エネの普及・促進を図る施策の1つであり、クォーター制度と証書取引制度を併用した制度である（表 a-7）<sup>45</sup>。

表 a-7 Renewables Portfolio Standard (RPS) の概要と事例（米国ハワイ州）

事例（米国ハワイ州）	
概要	<p>市場原理により、再エネの普及・促進を図る施策の一つであり、クォーター制度と証書取引制度を併用した制度                      ※クォーター制度：政府が電力小売事業者に対して毎年一定割合以上の電気を再エネにするよう義務付ける                      ※証書取引制度：再エネで発電された電力を証書として取引に活用する制度</p> 
導入国	<p>米国の一部州、韓国など                      ※2003年から導入されたが、日本はFIT制度の導入に伴い2012年に廃止</p>
仕組み	<p>政府が電力会社に設定した目標に対し、電力会社は①自ら発電、②証書 + 電力購入、③証書のみ購入の選択肢を用いて、目標達成をすることが要求される</p>
メリット	<ul style="list-style-type: none"> <li>電力会社に数量目標を設定するため実効性が高い</li> <li>再エネ設備が効率的に導入される</li> <li>電力・証書取引を通じて社会全体の導入コストが低減される</li> </ul>
デメリット	<ul style="list-style-type: none"> <li>適切な導入目標を設定しない場合実効性が弱まる</li> <li>義務対象者にインセンティブを与えない場合（罰金、達成した場合には炭素税免除など）には機能しにくい</li> </ul>
	<p>制度概要：                      ✓ 目的：                      ・地域由来の再エネ発電の発展及び実現の促進によるエネルギー政策目標を達成するための手段                      ・伝統的に化石燃料に依存していた状況を改善するため                      ※電気料金が他州と比較しても高く、家庭への影響が大きいことも背景として考えらえる                      ✓ 目標：2045年までにRPSの設定基準を100%                      ✓ 対象：電力小売事業者</p> <p>効果：年々RPSの設定基準は上昇しており、再エネ比率も上昇している（2010年は約10%だったが、2023年現在は約30%と3倍増加）                      ※2022年にRPSの計算方法を売上ベースから発電量ベースに変更したため、2022年のRPSは低くなっている</p>  <p>Figure 2: Renewable Portfolio Standards Under Amended Definition</p>

出所: 日本エネルギー経済研究所資料およびハワイ州政府公益事業委員会のRPSアニュアルレポート2022より作成

### ④ 税額控除

再エネ導入を促進させるための税額控除の事例として、米国のインフレ削減法を調査した<sup>46</sup>（表 a-8）。

表 a-8 米国の税額控除制度（インフレ削減法）概要

制度名	インフレ削減法（Inflation Reduction Act）				
目的	エネルギー価格の高騰や物価の上昇による過度なインフレを防ぐと同時に、エネルギー安全保障や気候変動対策を迅速に促進するため				
特徴	・歳出全体の約8割が気候変動対策に充てられ、4割はクリーン電力に対する税控除 → バイデン大統領が2030年までに温室効果ガス排出量を2005年比50~52%削減を公約として掲げていたことが背景に考えられる				
具体的な内容	<ul style="list-style-type: none"> <li>太陽光パネル、風力タービン、バッテリーなどを製造するための設備投資</li> <li>化学、鉄鋼、セメントの工場などから出る大気汚染を削減するための設備導入</li> <li>2032年までに建設を開始した二酸化炭素回収・貯留技術（CCS）関連施設への既存の税額控除額の拡充</li> <li>家庭での太陽光発電設備設置などについて、購入額の30%まで税額控除</li> <li>EV中古車・新車購入者に対するそれぞれ最大4,000ドル、7,500ドルの税額控除 等</li> </ul>				
見込み効果	<ul style="list-style-type: none"> <li>同法とインフラ雇用投資法による気候変動政策により、2030年までに温室効果ガス排出量2005年比40%以上削減</li> <li>今後10年間の政府債務のうち、一定程度の削減</li> <li>グリーンエネルギー-経済の構築や雇用の促進、家庭におけるエネルギーコストの削減 等</li> </ul>				
	<p>※同法にはPTC/ITCの延長も含まれており、2025年より前に着工した事業に延長</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>生産額控除（PTC）</th> <th>投資額控除（ITC）</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td> <p>概要：                              ・再エネ電力の発電開始から10年間、発電量に対して一定の税額が控除される制度                              対象プロジェクト：                              ・太陽光・風力、バイオマス 等                              ※PTCとITCの併用はできず、どちらか一方のみ                              最大控除額：                              ・1MW以上のプロジェクトの場合、1KWh当たり2.6セント                              ・1MW以下のプロジェクトの場合、1KWh当たり2.75セント                              ※特定のプロジェクトにおいて上述に加えてボーナスクレジットあり                              条件：                              ・1MW以上のプロジェクトの場合、資金および見習いの条件を満たす必要があり、満たさない場合には1KWh当たり0.6セントの控除額</p> </td> <td> <p>概要：                              ・期間中に設置された設備のコストの一部を税額から控除する制度（一回のみ）                              対象プロジェクト：                              ・太陽光・風力、エネルギー貯蔵技術、マイクログリッド 等                              ※PTCとITCの併用はできず、どちらか一方のみ                              最大控除額：                              ・MWにかかわらず、最大30%                              ※特定のプロジェクトにおいて上述に加えてボーナスクレジットあり                              条件：                              ・1MW以上のプロジェクトの場合、資金および見習いの条件を満たす必要があり、満たさない場合には6%の控除額</p> </td> </tr> </tbody> </table>	生産額控除（PTC）	投資額控除（ITC）	<p>概要：                              ・再エネ電力の発電開始から10年間、発電量に対して一定の税額が控除される制度                              対象プロジェクト：                              ・太陽光・風力、バイオマス 等                              ※PTCとITCの併用はできず、どちらか一方のみ                              最大控除額：                              ・1MW以上のプロジェクトの場合、1KWh当たり2.6セント                              ・1MW以下のプロジェクトの場合、1KWh当たり2.75セント                              ※特定のプロジェクトにおいて上述に加えてボーナスクレジットあり                              条件：                              ・1MW以上のプロジェクトの場合、資金および見習いの条件を満たす必要があり、満たさない場合には1KWh当たり0.6セントの控除額</p>	<p>概要：                              ・期間中に設置された設備のコストの一部を税額から控除する制度（一回のみ）                              対象プロジェクト：                              ・太陽光・風力、エネルギー貯蔵技術、マイクログリッド 等                              ※PTCとITCの併用はできず、どちらか一方のみ                              最大控除額：                              ・MWにかかわらず、最大30%                              ※特定のプロジェクトにおいて上述に加えてボーナスクレジットあり                              条件：                              ・1MW以上のプロジェクトの場合、資金および見習いの条件を満たす必要があり、満たさない場合には6%の控除額</p>
生産額控除（PTC）	投資額控除（ITC）				
<p>概要：                              ・再エネ電力の発電開始から10年間、発電量に対して一定の税額が控除される制度                              対象プロジェクト：                              ・太陽光・風力、バイオマス 等                              ※PTCとITCの併用はできず、どちらか一方のみ                              最大控除額：                              ・1MW以上のプロジェクトの場合、1KWh当たり2.6セント                              ・1MW以下のプロジェクトの場合、1KWh当たり2.75セント                              ※特定のプロジェクトにおいて上述に加えてボーナスクレジットあり                              条件：                              ・1MW以上のプロジェクトの場合、資金および見習いの条件を満たす必要があり、満たさない場合には1KWh当たり0.6セントの控除額</p>	<p>概要：                              ・期間中に設置された設備のコストの一部を税額から控除する制度（一回のみ）                              対象プロジェクト：                              ・太陽光・風力、エネルギー貯蔵技術、マイクログリッド 等                              ※PTCとITCの併用はできず、どちらか一方のみ                              最大控除額：                              ・MWにかかわらず、最大30%                              ※特定のプロジェクトにおいて上述に加えてボーナスクレジットあり                              条件：                              ・1MW以上のプロジェクトの場合、資金および見習いの条件を満たす必要があり、満たさない場合には6%の控除額</p>				

<sup>45</sup> 日本エネルギー経済研究所資料より作成

<sup>46</sup> ジェトロ・ホワイトハウス・米国エネルギー省（DOE）および米国環境保護庁（EPA）報道資料より作成

⑤ ネットメータリング

家庭用太陽光発電で発電した電力量から電力消費量を差し引いて余剰電力量が発生した場合、その余剰電力をクレジットとして次の月に相殺して利用できる制度である（表 a-9）<sup>47</sup>。

表 a-9 ネットメータリング制度の概要と事例（米国カリフォルニア州）

概要	<p>家庭用太陽光発電で発電した電力量から使用した電力消費量を差し引いて余剰電力量が発生した場合、その余剰電力をクレジットとして次の月に相殺して利用できる制度 ※余剰電力の扱いは州によって異なる 太陽光発電の導入インセンティブの一つとして大きく貢献</p> <p>発電量 &gt; 消費量 の場合... クレジットが発生</p>	<p>概要： ✓ 位置づけ：分散型再生エネルギーへの直接投資を促すための重要な政策枠組みの一つ ✓ 対象：太陽光、風力、などを設置する需要家 ✓ 仕組み：発電量と消費量を毎月相殺し、12か月後に余剰分がある場合に、①小売電力料金で換算して返金を行うか、②再生エネルギー証書（REC）を発行することで需要家に還元を行う</p>
導入国	<p>米国の一部州 ※一部州では負担の関係から廃止する動きもある</p>	<p>効果： ✓ 100万戸以上で太陽光発電設備が導入 ✓ 屋根置き太陽光発電の導入量が年々増加 2023年5月31日時点で12500MW以上</p>
仕組み	<p>家庭での発電量が消費量を上回った場合、余剰電力を送電網に流すが、家庭での消費量が発電量を上回った場合には送電網から電力を供給する。そして、この差額分が電気料金として請求される</p>	<p>課題： ✓ 系統利用料の負担をめぐる需要家間の不公平 →NEM2.0において、ネットメータリング制度の参加者に系統接続費として一定の負担を課すことで対応</p> <p>✓ 電力価格の高騰、大規模火災への対応による負担の増加により、ネットメータリング制度参加者と非参加者との間の経済的格差が拡大 →NEM3.0において、 ①余剰買取分の評価額を現在よりも低くさせる ②時間帯料金を反映させる 等が決定</p>
メリット	<ul style="list-style-type: none"> <li>家庭の電気料金の支出を抑えることができる</li> <li>再生エネルギーの導入加速につながる</li> <li>設置作業の増加に伴う雇用の創出 等</li> </ul>	
デメリット	<ul style="list-style-type: none"> <li>電気料金支払い時に経済的不公平が発生 →自家消費が進むにつれ電力会社の販売する電力量が減少し、収入が減る一方、送電網等の固定費の維持のためには電気料金の値上げが必要になる。結果として、太陽光発電を所有しない電力需要家の負担が大きくなる</li> </ul>	

⑥ FIT/FIP 制度

FIT 制度（固定価格買取制度）は再生エネルギーで発電した電気を、電力会社が一定価格で一定期間買い取る制度であり<sup>48</sup>、FIP（Feed-in Premium）は再生エネルギー発電事業者に対して、卸電力市場での売電収入に一定のプレミアムを上乗せして交付する制度である（表 a-10）。

表 a-10 FIT/FIP 制度概要

概要	<p>再生エネルギーで発電した電気を、電力会社が一定の価格で一定期間買い取ることを国が約束する制度 ※電力会社が買い取る費用の一部を国民が賦課金として負担する</p> <p>電気料金 + 再生エネルギー賦課金 = 毎月の電気料金</p>	<p>再生エネルギー発電事業者に対して、発電した電力を卸電力市場において自ら販売した売電収入に加え、一定のプレミアムを上乗せして交付する制度 基準価格：設備投資等の費用を勘案して設定される価格 参照価格：市場価格等によって発電事業者が期待できる価格</p> <p>基準価格 + 参照価格 + プレミアム</p>
背景	<ul style="list-style-type: none"> <li>再生エネルギー導入を促進することで、地球温暖化対策ひいてはエネルギーセキュリティの向上に資するため</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>投資インセンティブを確保しつつも、電力市場の価格を意識した事業者の行動変容を図るため</li> </ul>
メリット	<ul style="list-style-type: none"> <li>安定的な売電収入が見込まれるため、再生エネルギー導入の促進につながり、再生エネルギー比率が上昇する</li> <li>地球温暖化の低減につながる</li> <li>再生エネルギー普及に伴い、設備費用・運転維持費用のコストダウン</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>FIT制度と比べて国民の負担が軽減される</li> <li>再生エネルギー投資のインセンティブが維持される</li> <li>蓄電池等の活用により、電力需給を意識しながら売電を行うことでFIT制度よりも収入の増加が見込める可能性がある</li> </ul>
デメリット	<ul style="list-style-type: none"> <li>FIT電源が増加するにつれて賦課金も増加するため、国民の負担が重くなる</li> <li>価格が一定により電力市場の需給を意識しないため、需要が供給を上回る際に発電ロスが発生</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>買取価格が下がり、売電収入が大幅に減少する可能性がある</li> <li>再生エネルギー導入が以前よりも進まなくなる可能性がある</li> </ul>

<sup>47</sup> 環境省・自然エネルギー財団・カリフォルニア州政府公開資料より作成

<sup>48</sup> 経産省公開資料より作成

FIT/FIP 制度を活用した事例として、ドイツにおける住民の協同組合・出資等による地域経済の自立的発展に結びついた事例を調査した（図 a-5）<sup>49,50</sup>。



Großbardorfのバイオガスプラント 出典 Main-Post GmbH オンライン記事（2022.5）

**参考情報**

- ・ドイツでは2000年の再生可能エネルギー法（EGG）制定により、配電事業者に固定価格での買取義務が導入され、また2004年の法改正で買取義務の上限を撤廃し、太陽光発電への投資が急増。
- ・ドイツのFITでは、送配電事業者による再生エネの優先買取、系統への優先接続、電力系統の拡張等の義務や20年間の固定価格買取保証等の特徴がある。
- ・バイオエネルギー村（Bioenergiedorf）やエネルギー自治体（Energiekommune）とは、再生エネ事業を行うだけでなく、再生エネ事業を通じて地域に付加価値をもたらす、地域経済の発展に寄与する事業を行う地域のことを指す。

**事例の概要／課題：域外エネルギーへの依存による資金流出**

- ・ドイツでは、再生可能エネルギー発電設備の設置費用の高騰や土地利用計画上の障害等により、再生エネ導入による収益性が見込めず、長年にわたってエネルギー輸入や化石燃料に依存してきた
- ・バイエルン州グロースバルドルフ村（人口939名（2022.1現在）、面積約17km<sup>2</sup>）はエネルギー自給ができず、電力・熱供給を地域外からの輸入で賄っており、エネルギーの購入費として域内の資金が流出していた

**打ち手/効果：FIT制度活用による再生エネ導入コストの軽減**

- ・ドイツは2000年にFIT制度を導入し、太陽光発電の高価買取と配電事業者の買取義務により、再生エネ投資リスクを軽減した。これにより、グロースバルドルフでは、住民の出資から生まれたエネルギー共同組合が余剰電力を販売する仕組みで、太陽光やバイオガス発電事業が展開
- ・グロースバルドルフのバイオガスプラント：2011年設立。周辺農家も出資して、トウモロコシや家畜糞尿を発酵させてできたメタンガスを燃焼させ、電気や熱を作り出している。
- ・余剰電力の売電収入等により、地域内の経済循環も改善

**再生エネ移出への適用可能性/検討ポイント**

- ・本事例は一定の需要保障により再生エネ投資促進×余剰電力の金銭的還元を実現したもの。利益享受者は住民であるため、都道府県が環境価値の利益を得るには、**共同組合に参加もしくは出資することが必要**
- ・FIT/FIP制度は、将来的にFIT/FIPがなくなることを想定されることから、FIT/FIPありきでの検討は中長期的にはリスクになるため、**他の利益享受方法を検討する必要がある**

図 a-5 FIT/共同組合主体の再生エネ電力移出による地域経済の活性化事例（独）

⑦ 電気料金の値下げ

英国及び米テキサス州における風力発電地域の電気料金軽減事例を調査した（図 a-6）<sup>51,52</sup>。



出典 iStock

**参考情報**

- ・当該法案は2023年5月に提出されたものであり、インセンティブ付与手段（例：発電設備の権利付与方法）等継続議論や変更が行われるものと推定する
- ・米テキサス州では洋上風力発電による夜間電力供給を地域向け無償化する取り組みを実施中。ただし当該取り組みはマイクログリッド内での実施内容であり、夜間は過剰供給となる点を踏まえての施策と推測される

**事例の概要／課題**

- ・英国のグリーン成長戦略（2017年策定）、グリーン産業革命計画（2020年策定）等国家目標・戦略実現には風力発電をはじめとした再生可能エネルギー導入及び導入・運用コストのピークアウトが必要不可欠である
- ・ただし英国では陸上風力発電が2015年から禁止される等、厳格な規制が引かれており、当該規制の緩和と共にホスト地域への直接的なインセンティブ付与の必要性をスナク首相が訴えてきた

**打ち手：地域へのメリット還元を主旨とする法案提出（Community benefits protocol）**

- ・当該法案では、陸上風力発電設備導入を採択した地域に対して、エネルギー開発・電力会社から経済的なインセンティブ付与を提供するものである
- ・経済的インセンティブの中には地域の電力価格割引、風力発電設備の権利付与、地域設備への出資・資金提供（例：EV充電設備）を含む

**再生エネ移出への適用可能性/検討ポイント：**

- ・当法案に先んじて英国政府は自治体へ陸上風力受け入れ検討に向けた障壁や必要インセンティブ調査を行っており、結果を踏まえた法案となっている
- ・陸上風力発電設備導入には民主的手段を用いた自治体による受け入れ意思決定がトリガーとなる。上記の通り陸上風力導入の規制緩和と並行した法案であり、別法案にて地域の意思尊重を担保する自治体・デバロッパー間討議指針を発行予定

図 a-6 陸上風力発電に伴う地元の電気料金軽減事例（英国・米国）

<sup>49</sup> 石倉：一橋経済学、7(1)、33-64（2013）

<sup>50</sup> 西林：一橋経済学、7(2)、191-213（2014）

<sup>51</sup> 英エネルギー安全保障・ネットゼロ省プレスリリース（2023年5月11日、デジタル配信）

<sup>52</sup> <https://www.sustainablebusiness.com/2015/11/free-electricity-in-texas-thanks-to-wind-energy-53055/>

### (3) CCUS 等新たな技術を活用した CO<sub>2</sub> 削減の見通し

新潟県の CCUS の活用によるメリット享受に向けた論点導出に資することを目的として、CCUS 等新技術の CO<sub>2</sub> 削減価値算定・評価方法、取引等の国内討議状況や先行地域の事例を調査した。CCS/CCUS 技術は単独実装（例：Sleipner プロジェクト）やエコシステム実装（例：Port of Rotterdam）など実装形態が多様であり、米国、欧州、豪州を中心に先進プロジェクト事例及び CO<sub>2</sub> 削減価値の算定、評価制度やロジック、成立要件を調査・整理し、新潟県で想定される実装モデルと突合した差分及びメリット享受に向けた制度要件を整理した。

図 a-7 に CCS 事業の流れ及びそれを取り巻くリスク・課題について示す<sup>53</sup>。CCS 事業は大気中、バイオマス施設、火力発電所等から分離・回収施設によって CO<sub>2</sub> が分離・回収された後、EOR（Enhanced oil recovery）装置に輸送される。EOR とは油層から原油を採取する際、水やガスを注入して圧力を高め、熱エネルギー等の使用により、人工的に排油を促進させる方法を指す。EOR 装置によって CO<sub>2</sub> は圧入され、地下貯留される。この時貯留された CCS 分だけカーボン・クレジットが発行され、それが収益源となる。このことから、CCS 事業による主な収益源はカーボン・クレジットであり、カーボン・クレジットからどの程度の利益を得られるかにより事業収益性が大きく左右されることになる。

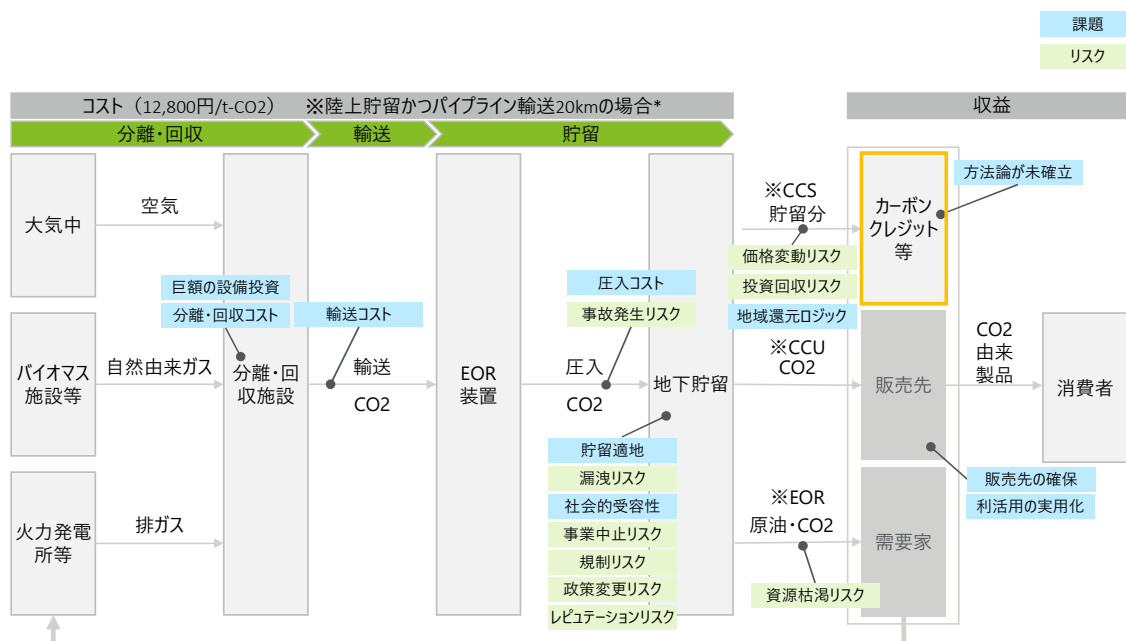


図 a-7 CCS 事業の流れ及びそれを取り巻くリスク・課題

<sup>53</sup> 資源エネルギー庁：第 3 回 CCS 事業コスト・実施スキーム検討ワーキンググループ資料

事業者側から見た CCS リスクとしては、以下の 4 つが挙げられる（表 a-11）<sup>54</sup>。

表 a-11 事業者視点での CCS のリスク

リスク	内容
CO2排出に対する価値の不十分さ	<ul style="list-style-type: none"> <li>将来的にCCSにかかる費用は多額となると予想されている               <ul style="list-style-type: none"> <li>パリ協定に沿って、排出量を効果的に削減するために、2020年までに40～80米ドル/t CO2、2030年までには50～100米ドル/t CO2が必要と推定されている</li> </ul> </li> </ul>
CCSバリューチェーンの相互依存性	<ul style="list-style-type: none"> <li>CCS施設は排出源、吸収源としてパイプラインによって成り立つ。そのため、いずれかが不足すると、ビジネスモデルが成立しなくなる（=相互依存性が高いビジネスモデル）               <ul style="list-style-type: none"> <li>例えば、工業原料であるCO2がなくなると、パイプラインおよび貯留施設の事業者は、顧客および収入も確保できなくなる</li> </ul> </li> </ul>
無制限の長期貯留責任	<ul style="list-style-type: none"> <li>貯留施設から漏洩が生じることは非常に稀であるが、漏洩リスクはゼロとは言えない。責任に制限がない場合、貯留施設の事業者は将来起こりうる漏洩の責任を負うことになる</li> </ul>
地域団体への理解醸成	<ul style="list-style-type: none"> <li>地域コミュニティや業界団体からの理解を得られなければ、事業継続が困難である 例) 地域コミュニティと漁業団体等</li> </ul>

これらリスクに対する各国政府による CCS プロジェクトのリスク低減策を図 a-7 に示す。主に炭素税免除、税控除/クレジット付与、そして補助金支給に分類され、主要国では税控除/クレジット付与及び補助金の支給を実施している。

国	プロジェクト例	政府からのサポート		
		炭素税免除	税控除/クレジット付与	補助金支給
米国	Illinois Industrial	—	○	○
カナダ	Quest	連邦炭素税のみ免除 △	○	○
ノルウェー	Longship	○	○	○

図 a-7 政府による CCS プロジェクトのリスク低減策

<sup>54</sup> Global CCS Institute：世界の CCS の動向 2020 年版（2020）

CCS に関する各種クレジットの取扱いを表 a-12 に示す。2010 年代半ばに CCS に関心の高い特定の国・地域（米カリフォルニア州、カナダ・アルバータ州等）で CCS クレジットの導入が始まり、2020 年代に入ってから、ボランタリー市場においても CCS のクレジット化に向けた方法論が開発されつつある<sup>55</sup>が、日本ではまだ検討は進んでいないものと考えられる。

表 a-12 各クレジットにおける CCS の取扱い

	America Carbon Registry (ACR)	Alberta Canada (AEOS)	ERF	Voluntary Carbon Standard (VCS)	Gold Standard (GS)
対象国・地域	米国	アルバータ州 (カナダ)	オーストラリア	世界	世界
種類	コンプライアンス・ボランタリー	コンプライアンス	コンプライアンス	ボランタリー	ボランタリー
開始時期	2015	2015	2021	2023～2024 (仮)	2023～2024 (仮)
対象事業	・CCS ・DAC ・CO2-EOR ※BECCSは対象外	・CCS ・CO2-EOR	CCS	・CCS ・DAC ・BECCS	・BECCS ※原文:バイオマス発酵
価格	-	CAD 65/t-CO2 年間CAD15/t-CO2 ずつ増加	\$ 38/t-CO2 (2023年1Q)	-	-
クレジット期間	プロジェクト開始より10 年間 (更新可能)	-	25年間	7年間 (更新可能、最 大42年間)	5年間 (更新可能、最 大30年間)
クレジットバッファ	保険or10% (任意)	・CCS : - ・EOR : プロジェクトに応じ て0～50%	3%	プロジェクトの非永続性リ スク評価に基づいて決定	プロジェクトの非永続性リ スク評価により決定 (A3.1.1)
報告期間	最低 5 年毎	-	サイト閉鎖までもしくは25 年間のいずれが短い期間	-	-
モニタリング期間	圧入終了から最短5年間	クレジット期間終了後最 短10年間	クレジット期間終了度、 最大会計年度で15年	貯留サイトの閉鎖及び閉 鎖後から最短10年間	貯留サイト閉鎖後最短 10年間 (A.5.3.6)
ICROA承認	Yes	No	Yes	-	Yes

以上の調査結果から、クレジット CCS 事業の成立条件として、CCS のクレジット化に向けた環境整備と CCS クレジットを高価格で購入する需要家の確保・維持の両側面を満たす必要があると考えられる (図 a-8)。

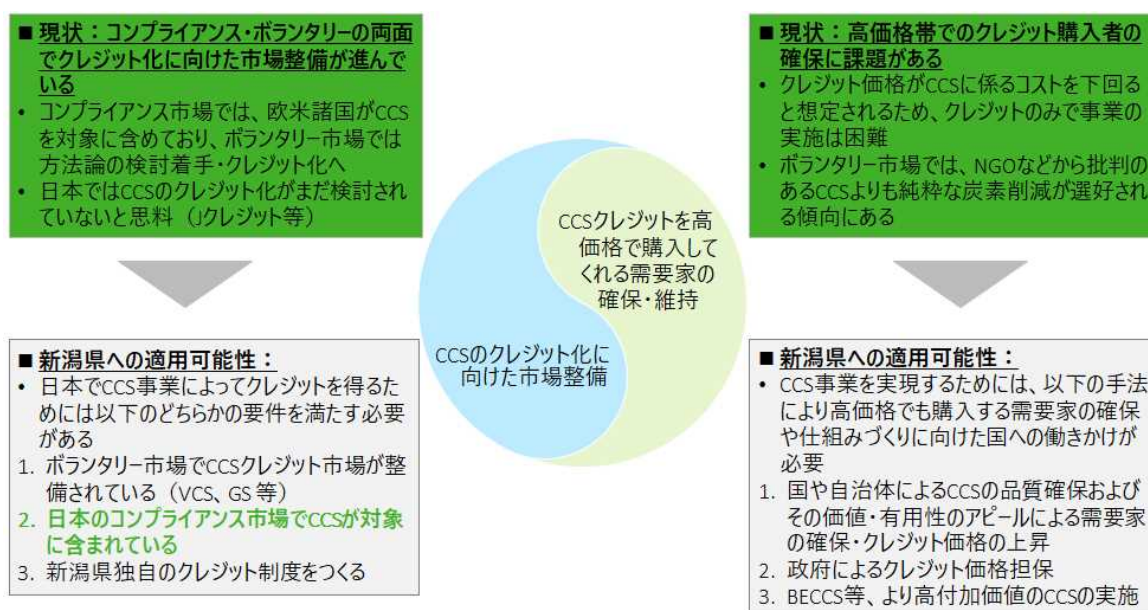


図 a-8 クレジットによる CCS 事業の成立条件

<sup>55</sup> JOGMEC : CCS クレジットハンドブック (2023)

## 新潟県再エネ電力等移出地域評価モデル研究会運営要綱

### (趣旨)

第1条 この要綱は、再生可能エネルギーの創出を推進する上で、電力移出地域における脱炭素価値創出に対する評価の在り方やモデルの構築、新たな価値創出へのインセンティブ等を検討するために新潟県が設置する新潟県再エネ電力等移出地域評価モデル研究会（以下「研究会」という。）の組織、運営その他必要な事項について定める。

### (研究会の業務)

第2条 研究会では、次に掲げる事項を検討・評価し、その結果を県に報告する。

- (1) 具体的な制度改善や財源確保につながるようなエビデンス（国内外の関連制度や本県からの再エネ電力等の移出状況等）の整理
- (2) 本県等の再生可能エネルギー等移出地域にとって望ましい評価の方向性や評価モデル
- (3) 地域における経済的なインセンティブ制度等
- (4) CCUS 等将来の脱炭素手法に関する評価

### (構成及び委員)

第3条 研究会は、県が委嘱する3人以上6人以内の委員により構成する。

- 2 委員の任期は、委嘱された日から令和6年3月31日までとする。

### (運営)

第4条 研究会は県が招集する。

- 2 研究会には座長を置き、委員の互選により選任する。
- 3 研究会は、5分の3以上の委員の出席をもって成立する。なお、座長への委任状の提出のあった欠席委員については、出席とみなす。
- 4 研究会における決定は、原則として、コンセンサス方式により行なう。
- 5 研究会は、必要に応じて、電磁的方法又は書面により開催することができる。

### (代理出席)

第5条 委員は、やむを得ない事情により研究会に出席できないときは、代理者を出席させることができる。

- 2 代理者は、委員と同一の機関に属する者で委員が指名する者とする。
- 3 第1項の代理者は、委員とみなす。

### (オブザーバー)

第6条 研究会には、オブザーバーを置くことができる。

- 2 座長は、必要に応じ、研究会にオブザーバーとして関係者を出席させ、意見等を求めることができる。

### (事務局)

第7条 研究会の事務局は、新潟県環境局環境政策課に置く。

(その他)

第8条 本要綱に定めるもののほか、研究会の運営に関し必要な事項は、研究会において定める。

(附則)

本要綱は、令和5年6月8日から施行する。

研究会委員名簿（五十音順）

氏名	所属・役職	備考
赤井 伸郎	大阪大学大学院 国際公共政策研究科 教授	座長
小川 顕正	新潟大学経済科学部 准教授	
小川 祐貴	株式会社 E-konzal 研究員	
杉山 正和	東京大学先端科学技術センター 教授	
鈴木 信太郎	KPMG あずさサステナビリティ株式会社 シニアアソシエイト	

研究会スケジュール

研究会を2回開催し、検討結果をとりまとめた。なお、検討にあたり、事前調査や資料作成、研究会の運営等は、県の委託先である有限責任監査法人トーマツが担った。

