

**令和 4 年度質の高いエネルギーインフラの
海外展開に向けた事業実施可能性調査事業委託費**

**インドネシア国・既設肥料工場を活用した
燃料グリーンアンモニア製造事業化調査事業**

最終報告書

2023 年 2 月

TOYO Engineering Corporation



Revision History

Rev	Issue Date	Description	Prepared	Checked	Approved
0	28 Feb. 2023	First issue	H. Yoshida A. Okazaki	S. Hirose	S. Kawada

Table of Contents

1	本事業の目的.....	5
1.1	背景	5
1.2	目的	5
1.3	調査項目	6
2	Scope A: PIM-2 におけるグリーンアンモニア製造計画	9
2.1	再生可能エネルギー	9
2.1.1	インドネシアの再エネを巡る状況把握.....	9
2.1.2	利用可能な再エネ容量	13
2.1.3	グリーン電力証書	14
2.1.4	再エネ変動への対応	15
2.2	グリーンアンモニア	16
2.2.1	グリーンアンモニア生産容量決定手法	16
2.2.2	グリーンアンモニア生産容量	17
2.3	水電解装置	17

2.3.1	水電解装置のタイプ	17
2.3.2	比較検討	19
2.4	水電解装置、及び既設 PIM2 設備改造計画	21
2.4.1	プロセス概要、及びブロックフロー図	21
2.4.2	必要エリア	21
2.4.3	初期安全性検討	22
2.4.4	助成制度の活用可能性	22
2.4.5	CO2 削減効果	22
2.5	アンモニア証書	23
2.5.1	アンモニア証書	23
2.5.2	アンモニア証書取得手順	23
3	Scope B: 複数拠点対象マスタープランの立案	24
3.1	候補拠点の選定	24
3.1.1	候補拠点の評価	24
3.2	Green Ammonia for Selected Existing Plants	24
3.2.1	Operation Data	24

3.3 スワッピングコンセプト	24
-----------------------	----

1 本事業の目的

1.1 背景

近年、世界中で温暖化ガス（Greenhouse Gases, GHG）の排出を実質ゼロにする「カーボンニュートラル」の気運が非常に高まっており、脱炭素化技術、及び早期のグリーン製品開発・市場醸成など期待されている。インドネシアも同様の目的を掲げている国の一つであり、2060 年に GHG 排出を実質ゼロにするカーボンニュートラル目標を掲げ、2022 年に二酸化炭素排出に課税する炭素税の導入、また、G20 ビジネスサミットではグリーン化に向けた取り組みの紹介、同国が保有している豊富な再生可能エネルギー源を利用してグリーン経済を構築していくことなどを明言し、積極的な展開を試みている。

このような国策を受け、インドネシア共和国 肥料公社（Pupuk Indonesia Holding Company、以下「PIHC」）はグリーン化への転換を掲げ、同時に現状のアンモニア・肥料生産の枠組みを超え、将来的にはクリーンエネルギー供給を担うことを目標に掲げている。

1.2 目的

本調査事業（以後、「本業務」）では、PIHC 傘下の既設アンモニア工場において、次世代グリーン燃料として CO₂ 削減効果が期待されるグリーンアンモニアを製造・供給する事業（以下、「本事業」）の実現可能性を調査すること、また、事業実現可能性の調査と合わせ、燃料アンモニアバリューチェーンの早期社会実装に寄与する手法を検討・提案することを目指している。

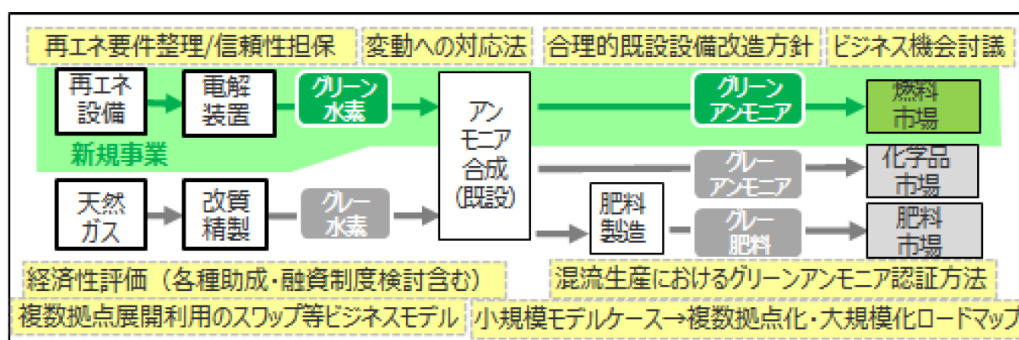


図 1.2-1. 既設肥料工場活用によるグリーンアンモニア製造

本事業が実現すれば、現在、既設アンモニアプラントに導入されている天然ガス由来の水素が、再生可能エネルギー（以下、「再エネ」）由来の水素に転換されることになり、アンモニア製造工程における CO₂ 削減と併せ、既設設備の活用による設備投資額抑制及び燃料アンモニア製造・供給体制の早期確立等の効果が期待される。

また、本事業スキームで生産されるアンモニアは、既設設備を利用して生産されることから、天然ガス由来のアンモニア（以下、「グレーアンモニア」）と再エネ由来のアンモニア（以下、「グリ

ーンアンモニア」）が同時に生産されることになる。混流生産されるアンモニアはそのままでは識別できないため、グリーンアンモニア証書を取得することは、グリーンアンモニアのバリューチェーン構築のために非常に重要となる。

1.3 調査項目

本業務を実施するにあたり、下記 2 点を中心に検討を実施する。

- Scope A : モデルケース設備計画の立案
- Scope B : 複数拠点対象マスタープランの立案

Scope A : モデルケース設備計画の立案

PIHC 傘下の既設肥料工場に Pupuk Iskandar Muda 2 号機（以下、「PIM2」）があり、同設備の保守創業は Pupuk Inkandar Muda 社（以下、「PIM」）が担っている。同設備をモデルケースとして、PIHC/PIM から既存設備情報や周辺情報を得ることで設備計画（新設、及び既設改造）を立案する。また、本設備検討を通じて、グリーンアンモニア証書を取得するための課題・要件を整理する。



図 1.3-1 : PIHC 傘下肥料工場所在地と PIM2 号機

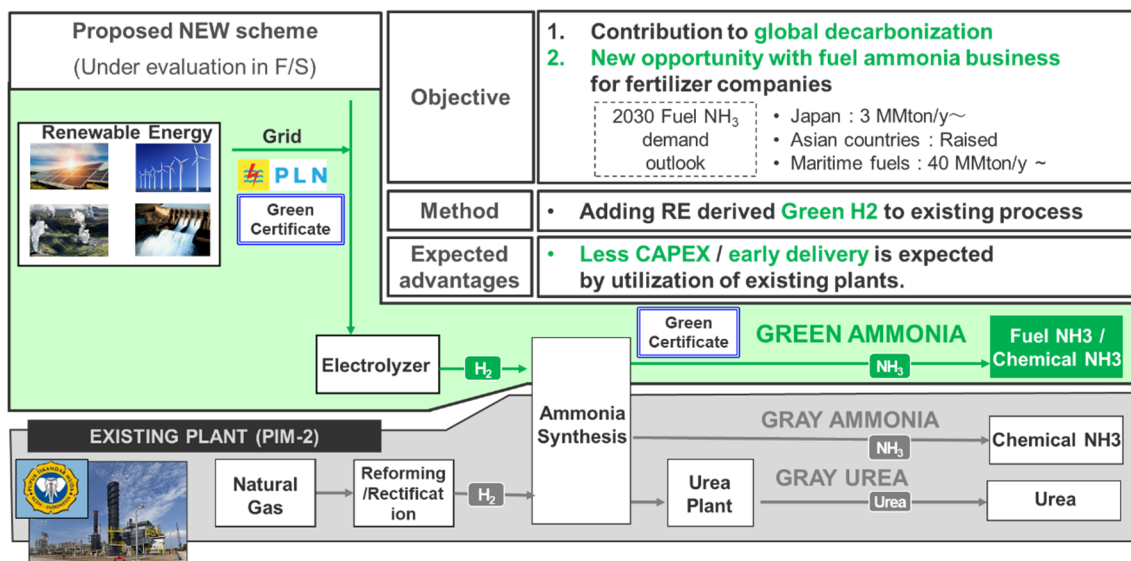


図 1.3-2 : Scope A コンセプト (モデルケースにおけるグリーンアンモニア製造)

Scope B : 複数拠点対象マスタープランの立案

Scope A での検討結果をベースに、PIHC 傘下の他のアンモニア・肥料工場を評価し、これらを対象とした事業展開の実現可能性を検証し、マスタープランを作成する。その際、各拠点間でグレーアンモニアとグリーンアンモニアを疑似的にスワップし、物流効率化の実現可能性を合わせて検討する。この疑似的なスワップが実現可能である場合は、当社が保有する DX-Plant の適用可能性も合わせて検討する。

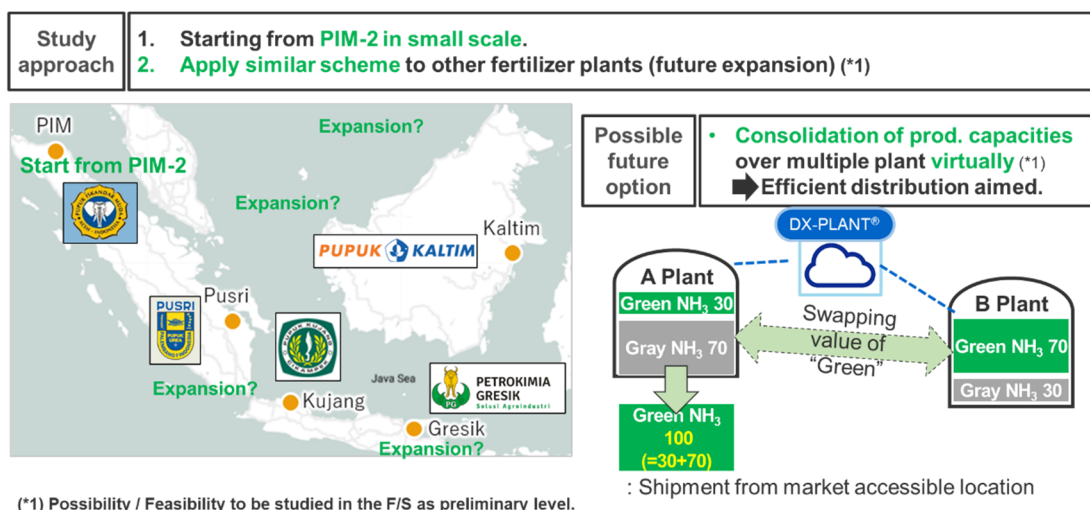


図 1.3-3 Scope B コンセプト (複数拠点間の疑似的なスワップ構想)

この2つのスコープを実施する中で、グリーンアンモニア製造事業を実現するための主要課題となる以下の項目について調査・検討することとする。各項目をどちらのスコープで検討するかは表 1.3-1 にて取りまとめた。

表 1.3-1 本事業実現のための主要課題、及び対応表

課題	Scope A	Scope B
① グリーン水素製造要件を満たす再エネ源の選定	○	○
② ①の再エネ電力がグリーン電力であることの担保	○	○
③ 再エネの変動への対応方法	○	○
④ (①～③を踏まえた) 技術的・経済的に合理性のある既設設備改造計画	○	○
⑤ モデルケース設備の目的の設定・生産能力の決定	○	
⑥ 運転時の安定性・安全性の確認	○	
⑦ 既設アンモニア生産の一部として、グレーアンモニアと、混流生産される場合のグリーンアンモニアの製造量算定手法・認証手法	○	○
⑧ 経済性の評価 (各種助成制度の活用可能性の検討を含む)、及び期待される CO2 削減効果	○	○
⑨ 複数拠点で製造した製品 (燃料グリーンアンモニア) の拠点間スワップ・ビジネスモデルの提案		○
⑩ 将来的な市場や技術開発動向を見据えた、小規模モデルケース⇒複数拠点・大規模化への段階的展開ロードマップ提案		○

2 Scope A: PIM-2 におけるグリーンアンモニア製造計画

2.1 再生可能エネルギー

グリーン水素製造要件を満たす再エネ源の評価を実施した。一般的に再エネ源として想定されるのは下記 2 種類であり、各々特色がある。

- 再エネ直結ケース

本事業専用（或いは他案件との兼用）の再生可能エネルギー設備を利用し、直接再エネ由来電力を受領するケース。全量再エネ由来の電力であることが確保される一方、再エネ特有の生成電力量の変動を設備側で許容する必要があり、蓄電池や追加の貯蔵設備が必要となる場合がある。

- ナショナル・グリッド経由ケース

再生可能エネルギー設備がナショナル・グリッドに接続されており、再エネ由来の電力と石炭火力などによる従来型電力の双方がグリッドに接続されているケース。再エネ特有の電力変動がなくなるため、安定的に電力を受領することができる一方、使用している電力が再エネ由来電力なのか、従来型電力なのかの判別が出来ない。グリーン製品の製造に使用する場合は、グリーン電力であるという証書が必要となる。

2.1.1 インドネシアの再エネを巡る状況把握

本業務用の電源の評価にあたり、まずはインドネシアにおける再エネ電力の状況に関してまとめる。

RUPTL(発電計画)によると、2011 年から 2020 年に、全国で 55.4GW の電源開発が行われている。2010 年時点の想定では 85GW まで増設する計画となっていたことを考えると、実際の稼働は想定を下回っている状況であり、また、増設された発電設備においても内訳としては石炭火力が 35.6GW となっており、まだ化石燃料を使用した従来型の発電が主流な状況と言える。他方、再エネ電源も着実に増加しており、水力発電を除き、2012 年～2021 年で設備容量として 2 倍弱の増加となっている。（図 2.1.1-1、及び図 2.1.1-2 参照）

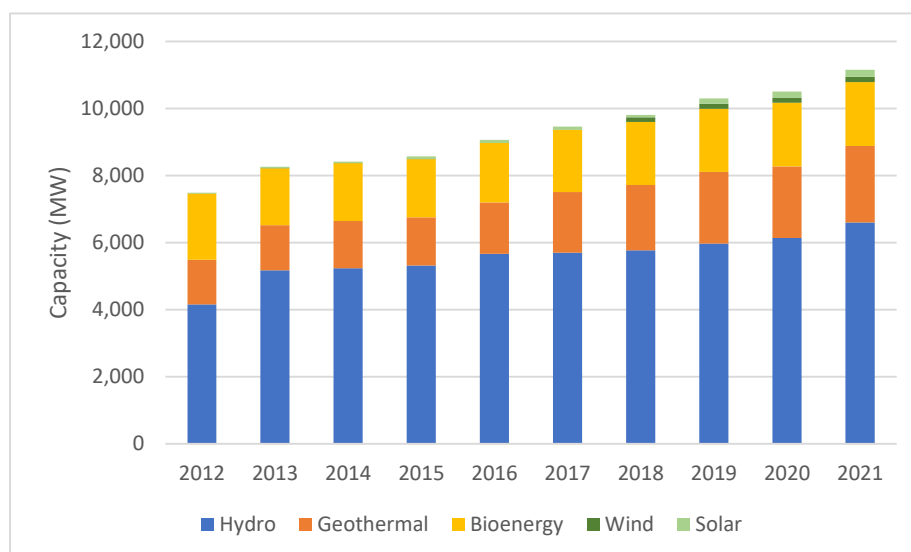


図 2.1.1-1 インドネシアにおける再エネ電源設備容量 推移

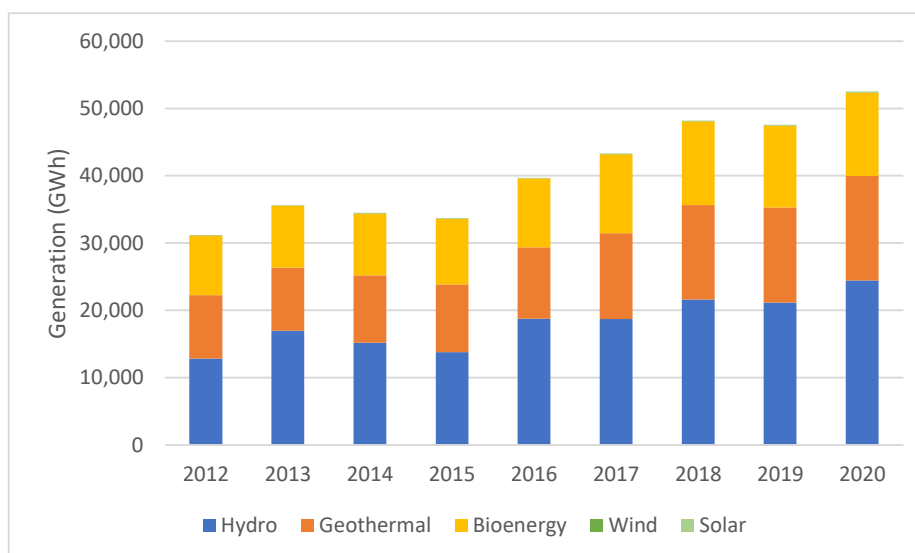


図 2.1.1-2 インドネシアにおける再エネ電源の発電電力量 推移

(出典: IRENA, 2022, created from Renewable Energy Statistics)

PLN/PURTL は、2021～2030 年の計画再エネ設備容量を 21GW 増加することとしており、2012～2021 年の実績値（3.6 GW）と比べると約 6 倍の成長率を計画していることから、今後更に再エネ電源が拡大していくものと考えられる。また、国際機関 IRENA はインドネシアの将来像として、太陽光を中心（容量ベースで 80%）とした再エネ増加を展望している。（表 2.1.1-1、及び図 2.1.1-3 参照）

表 2.1.1-1 PLN/PURTL による再エネの計画設備容量

Tabel 3.2 Rencana Pengembangan Pembangkit EBT (MW)

No	Pembangkit - EBT	Satuan	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Jumlah
1	PLTP	MW	136	108	190	141	870	290	123	450	240	808	3.355
2	PLTA	MW	400	53	132	87	2.478	327	456	1.611	1.778	1.950	9.272
3	PLTM	MW	144	154	277	289	189	43	-	2	13	6	1.118
4	PLT Surya	MWp	60	287	1.308	624	1.631	127	148	165	172	157	4.680
5	PLT Bayu	MW	-	2	33	337	155	70	-	-	-	-	597
6	PLT Biomasa / Sampah	MW	12	43	88	191	221	20	-	15	-	-	590
7	PLT EBT Base	MW	-	-	-	-	-	100	265	215	280	150	1.010
8	PLT EBT Peaker	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	300	300
Jumlah			752	648	2.028	1.670	5.544	978	991	2.458	2.484	3.370	20.923

(注記： 上表の略称に関しては、表 2.1.1-2 参照のこと。)

(出典) PLN, 2021, RUPTL 2021-2030

表 2.1.1-2 インドネシアにおける再エネ種別と特色

Abbreviation	Meaning	Description
PLTS	太陽光発電	シリコン半導体に光が当たると電気が発生する現象を利用し、太陽電池(半導体素子)を用いて太陽の光エネルギーを直接電気に変換する発電方法。
PLTB	風力発電	風力発電は、風力発電を電気に変換する。送電設備のない遠隔地の電源、また非常用電源として使用されることもある。
PLTA <10MW	小規模水力発電	10MW 以下の小水力発電。代表的な特徴は、安定供給、長期稼働、低炭素であり、「ミニハイドロ」と呼ばれることもある。
PLTM <1MW	マイクロ水力発電	1MW 以下のマイクロ水力発電を使用した発電。
PLTBm	バイオマス発電	動植物由来の発電形式の総称。生物資源を燃焼/ガス化して発電に利用。
PLTBg	バイオガス発電	動植物由来の発電形式の総称。生物資源をガス化して発電に利用。

Abbreviation	Meaning	Description
PLTSa	廃棄物発電	廃棄物を利用した発電形式
PLTP	地熱発電	地熱発電を利用した発電。枯渇の心配がなく、長期的に供給可能であることが特徴。他の再エネに比べて安定的に電力生成が可能。
PLTA Laut	海水力発電	波力発電、海洋熱エネルギー変換発電、潮力発電、海洋濃度差発電などの海水力を利用した発電。

Figure 44 Power capacity growth by scenario, 2018-2050

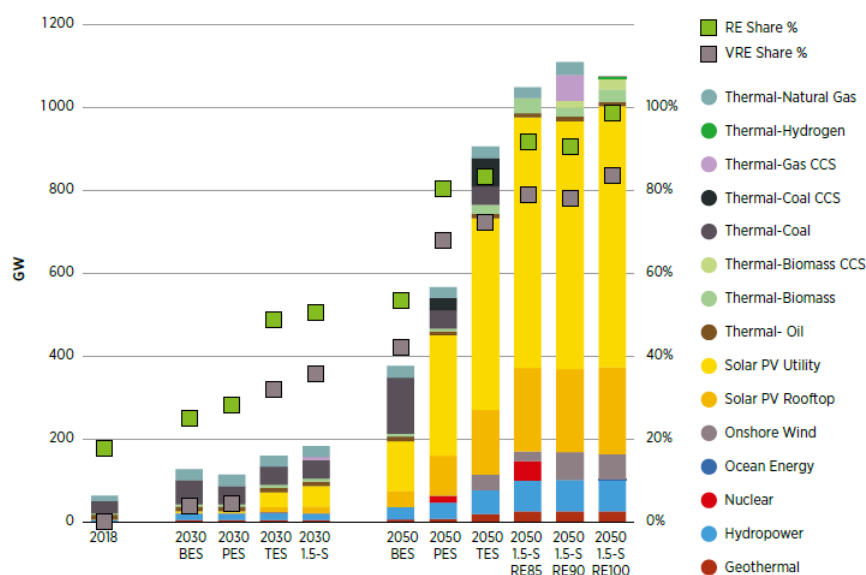


図 2.1.1-3 IRENA による、インドネシアでの再エネ成長予測
(出典) IRENA, 2022, Indonesia Energy Transition Outlook

上記のように徐々に再エネ由来の電源が増加している、或いは増加が想定される状況ではあるが、再エネを購入するという観点では選択肢は多くない。尚、現状、インドネシアにおいて再エネ電源はインドネシアの電力公社である Perusahaan Listrik Negara (Persero)（以下、「PLN」）が独占的に管理している状況である。

他にも下記のような再エネ電源もあるが、適用が困難、或いは十分な再エネ容量確保が難しい実情を考えると、本事業においては PLN から再エネ電源を購入することを基軸とすることが最も現実的と考える。（詳細は、Attachment 2.1-1 三菱総合研究所 報告書参照）

他の再エネ電力

- コーポレート PPA：インドネシアでは現状は実施されていない。
- 自家発電：自社敷地や屋上太陽光は可能だが、自己託送は実施されていない。
- ✓ MEMR の規則 1/2015 及び 11/2021 で系統の共同利用が規定されているが、託送に関する技術的なガイドラインや料金体系がないため実施された例はない模様。

2.1.2 利用可能な再エネ容量

PIM2 が立地しているインドネシア・スマトラ島における、PIM2 近辺の再エネ電源の場所、及び設備容量を図 2.1.2-1、及び図 2.1.2-2 に示す。北スマトラでは、2022 年時点で 219MW の再エネ電源が稼働しており、また、2030 年までには 1000MW を超える再エネ電源の建設が予定されている。また、スマトラ島全域においてナショナル・グリッド網が整備されており、PLN から再エネ電源を安定的に受領するための要件は揃っていると考えている。

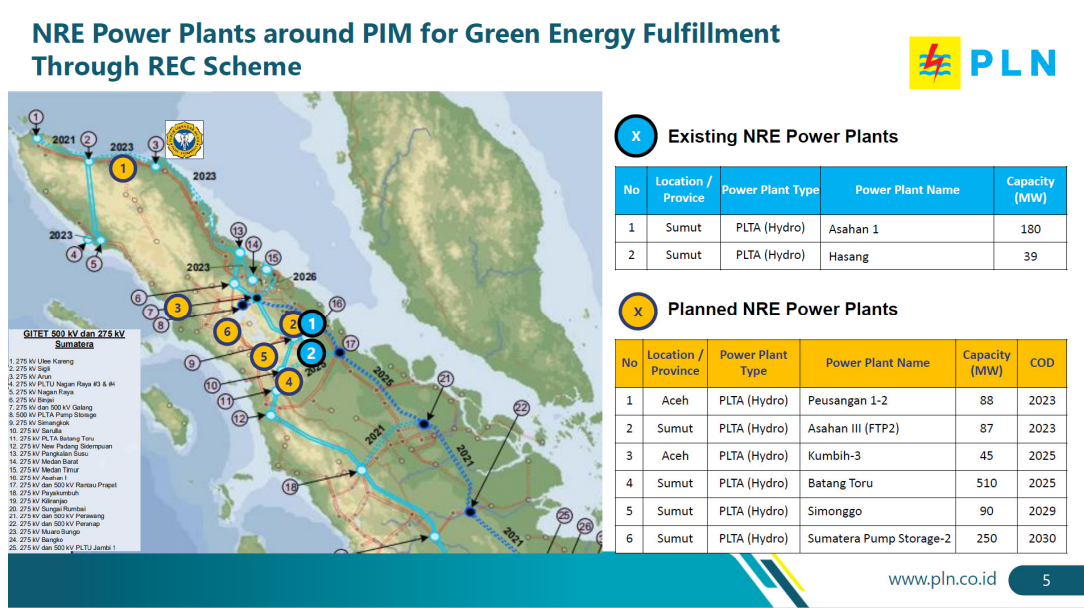


図 2.1.2-1 北スマトラにおける再エネ電源の場所と設備容量

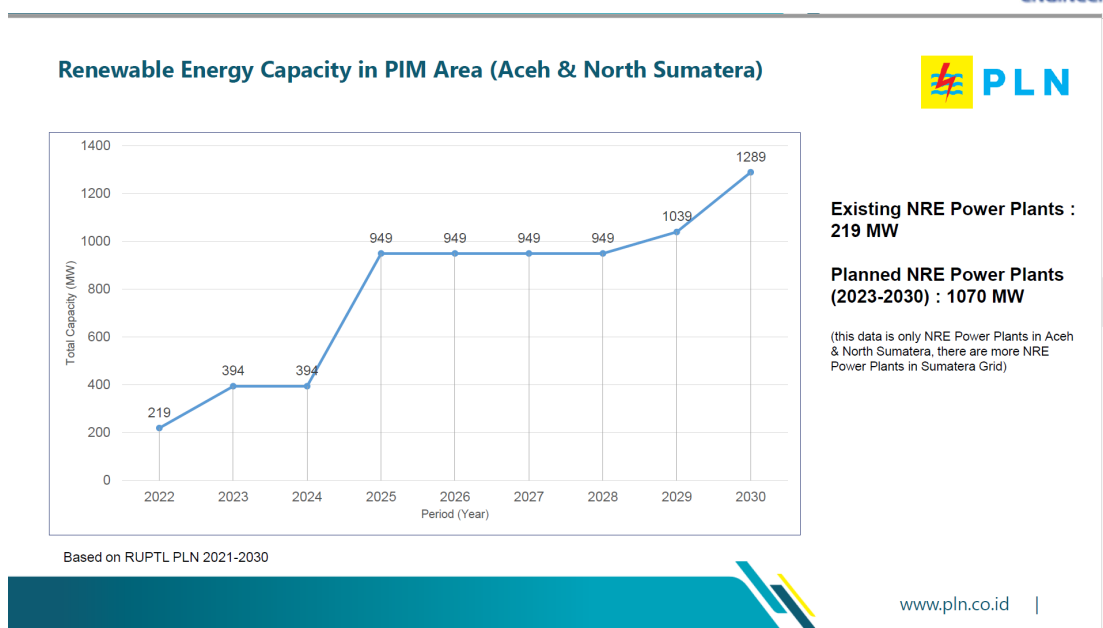


図 2.1.2-2 北スマトラ（PIM2 近傍）における再エネ設備容量計画

2.1.3 グリーン電力証書

PLN からの電力購入における条件を確認し、国際的に許容されるグリーン証書が発行可能かどうかを確認することを目的として、PIHC/PIM を通じて、PLN に引合書を提出した。

PLN より受領した見積書では、主要条件は下記のようにになっている。

- 本事業の設備容量 40 MW を 20 年間安定供給は可能
- 再エネ証書は 35,000 IDR/MWh で提供可能（Stamp Fee / VAT11%は別途必要）
- 再エネ電源はジャワ島の地熱発電（設備容量 140 MW）、北スラウェシ島の地熱発電（設備容量 80 MW）、南スラウェシ島の水力発電（設備容量 130 MW）のいずれかから供給
（ただし、スマトラ島ナショナル・グリッドからの供給も可能）
- グリーン電力証書は図 2.1.3-1 のサンプルと同種のフォームで提出

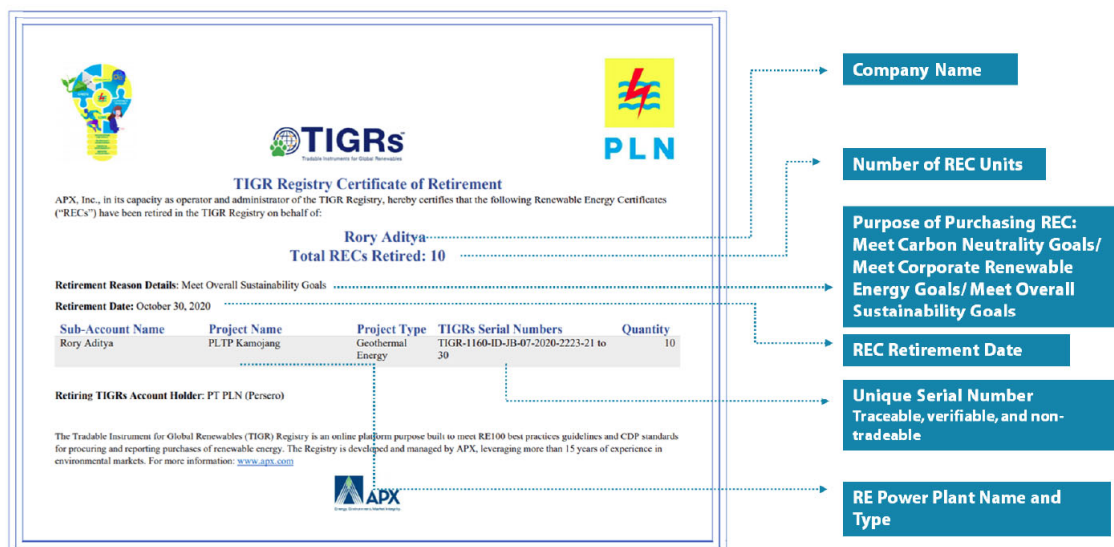


図 2.1.3-1 PLN から発行されるグリーン証書サンプル

内容を確認し、下記を PIHC/PIM/PLN/当社間で協議し、合意された。証書には特定可能、且つ追跡可能な特定 ID が含まれており、国際的にも認められる証書になっていると考えている。

- GHG プロトコルに準拠しており、追跡システムが存在（SBT にも利用可能）
- スマトラ島内でも 40MW をまかなう十分な容量を保持している。
- CO2 クレジットとの同時発行は行わない。
- 再エネ電源は、PIM2と同じ島内に存在し、物理的に繋がっているナショナル・グリッドに接続されていることが望ましいため、スマトラ島内の再エネ電源に変更する

2.1.4 再エネ変動への対応

図 2.1.4-1 で例示している通り、再エネ電源に直接接続するケース（特に太陽光発電・風力発電のケース）においては、再エネ変動への対応は設備を安定的に運転するために非常に重要な要素となる。特に下流にある化学品プラント設備（本事業においてはアンモニア設備・尿素設備）は瞬間的な変動へは対応できないケースが多々あるため十分な検討が必要となる。

本事業の設備構成で考えると、一般的には下記のような対応が必要となる。

- 再エネ電源と水素製造装置（水電解装置）の間に蓄電池など電力のバッファを設けて、蓄電池以降の設備への電力供給量を一定とする
- 水素製造装置と既設アンモニア設備の間に、水素貯蔵設備をバッファとして設けて、電力減少時、すなわち製造水素量が少ない場合は貯蔵されていた水素から下流設備に水素を送ることで、下流設備（既設アンモニア設備）には

一定量の水素が送られるようにコントロールする。

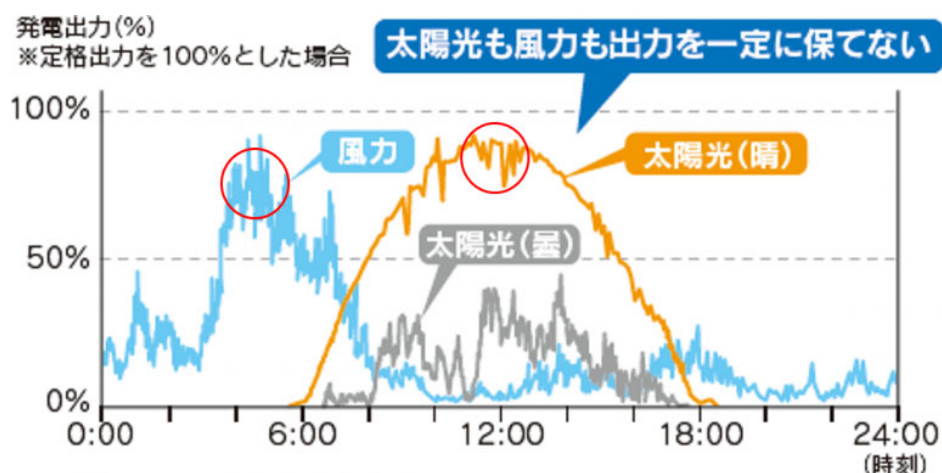


図 2.1.4-1 変動制再生可能エネルギーにおける電力変動
(出典：九州電力ホームページ)

本事業ではナショナル・グリッドに接続されることから常時一定の電力を継続的に受電することができるため、本章で懸念している再エネ変動による本事業への影響は無いと考える。

2.2 グリーンアンモニア

2.2.1 グリーンアンモニア生産容量決定手法

既設アンモニア設備 PIM2 において、どの程度の量のグリーンアンモニアが生産可能かを決定するために下記 3 つの観点から検討を実施した。

- 再エネ供給量
- PIM2 における最新の運転状況
- 既設設備 (Secondary Reformer、二次改質器) に追加で窒素が導入されるため、既設設備への影響度

再エネ供給可能量

PIHC/PIM2 構想 (図 2.2.1-1 参照) には、グリーンアンモニア製造のための再エネ容量として 40MW と明記されているため、再エネ 40MW から生産される水素が既設設備に供給可能かを確認することとする。

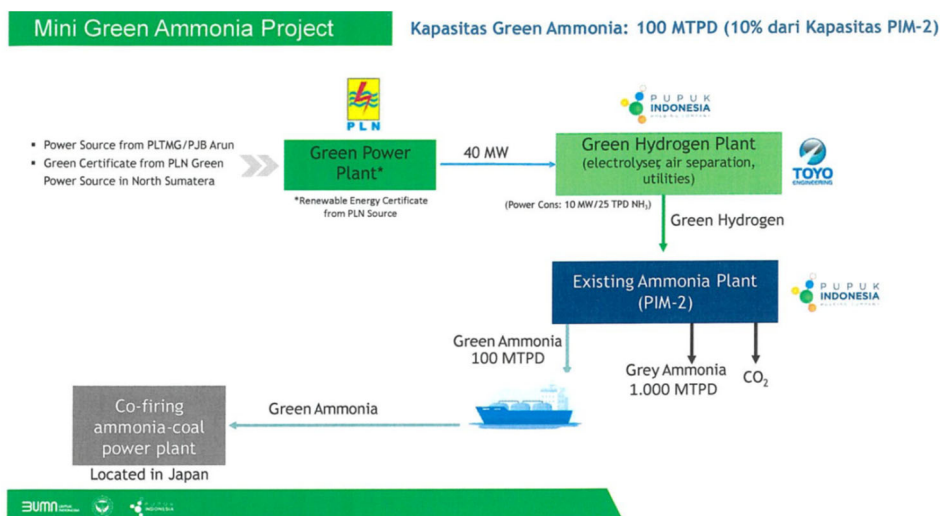


図 2.2.1-1 PIHC/PIM 構想

既設設備への影響度

アンモニアプラントでは、通常、合成ガス圧縮機の入口で水素と窒素の比率が 3:1 に調整される。本業務では、再生可能エネルギーを利用して、新たに設置される電気分解装置（以下、「水電解装置」）からグリーン水素を生成することが可能となる。それに対応する窒素は、アンモニア設備に導入された空気から得られることとなり、既設通常運転に比べて多く空気が導入されることとなる。既存施設に対する影響を評価するため、既設の運転状況を確認した。

2.2.2 グリーンアンモニア生産容量

グリーンアンモニアの生産能力は、2.2.1 章記載手法に基づいて確認した。結論として、8,000 Nm³/h のグリーン水素は PIM2 既存施設に導入することが可能であり、それに対応して約 100 MTPD のアンモニアを製造することができることが確認された。

2.3 水電解装置

2.3.1 水電解装置のタイプ

現在、水電解装置のタイプとして以下 3 種類が存在する。各々の簡単な特徴を下記にまとめる。

- アルカリ水電解装置（Alkaline Electrolysis Cell（以下、「AEC」））
- 固体高分子型水電解装置（Polymer Electrolyte Membrane（以下、「PEM」））

- 固体酸化物形水電解セル（Solid Electrolysis Cell（以下、「SOEC」））

AEC

- KOH/NaOH などの液体電解質溶液
- 水電解装置の構成要素であるセル(Cell)は、アノード（陽極）、カソード（陰極）、膜にて構成されている。
- 水酸基（OH⁻）は、カソード側で発生した H₂ ガスと、アノード発生する O₂ ガスとともに、カソードからアノードに電解質を移動する。

PEM

- 固体高分子電解質を用いたプロトン交換膜。
- セルスタックに電流を流すと、水は水素と酸素に分裂し、プロトン(H⁺)は膜を通過してカソード側に H₂ ガスを形成する。

SOEC

- 固体酸化物電解槽は、電解質として固体セラミック材料を使用。
- 外部回路からの電子は、カソード（陰極）で水と結合して水素ガスを形成し、イオンを負電荷に帯電させる。その後、酸素は固体セラミック膜を通過し、アノード（陽極）で反応して酸素ガスを形成し、外部回路用の電子を生成する。

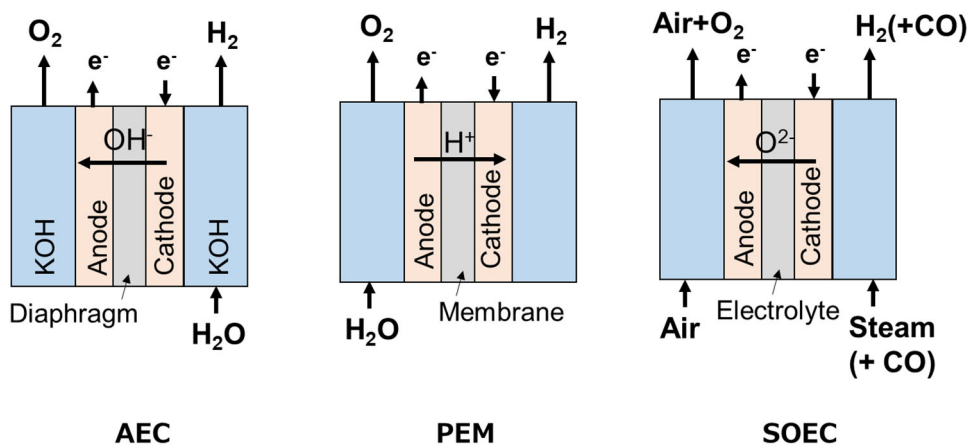


図 2.3.1-1 水電解装置のタイプ

上記 3 つの水電解装置タイプの比較を表 2.3.1-1 にまとめる。一般的に、AEC の設備投資額（以下、「CAPEX」）は他のタイプよりも安価となり、且つ技術成熟度は高いと言える。しかし、電解効率と CAPEX が改善する可能性は限られている。また、AEC タイプと PEM タイプは既に商業実績があることも特色として挙げられる。

SOECはAECやPEMよりも効率的になる可能性がある一方、まだデモンストレーション段階にあることが大きな特徴と言える。

表 2.3.1-1 水電解装置における主要要素の比較

	AEC	PEM	SOEC
Commercial Status	Mature	Commercial, rapid growth	Demonstration
Capital Cost	Low (Low cost material, Ni, Fe, KOH)	Moderate (Noble metal like Pt, but falling fast)	High (Expected to drop)
Efficiency (Electrical)	- 70%	Approaching AEC, expected to - 80%	Expected to 80 - 90%, but needs heat input
Stack life (hours)	75,000 (as of 2020) 80,000 (2050)	57,000 (as of 2020) 75,000 (2050)	48,000 (as of 2020) 70,000 (2050)
Temperature (degC)	Low (<100)	Low (<100, up to 200)	High 500 - 1000
Pressure (barG)	Low (near ATM) Can operate up to 30*1	High (< 30 barg) Can operate up to 70	Low Can operate up to 10
Strengths	Low cost material	Responsibility to power grid fluctuation, sub second response	High Efficiency Potential Integration with high temperature industry

2.3.2 比較検討

本業務では、AEC および PEM タイプを、サプライヤー情報、公開情報、および当社の経験に基づいて評価する。近年、水電解装置サプライヤーの数は急速に拡大している。本事業の要件を満たすことが可能なサプライヤー候補を選定するために、図 2.3.2-1 に記載している 2 段階の評価を行った。

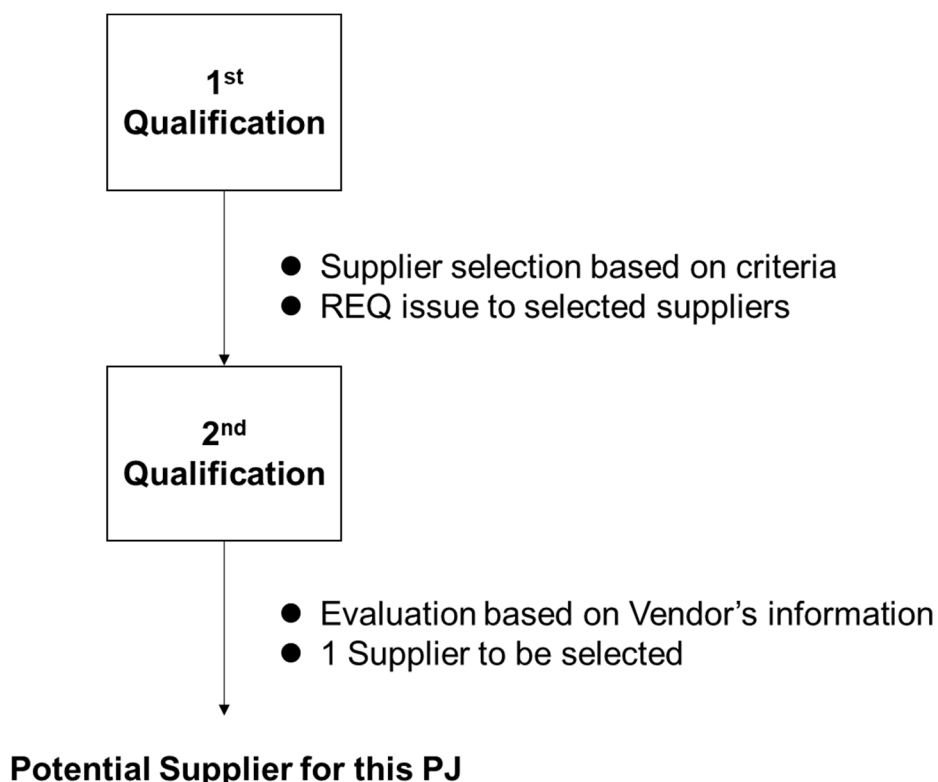


図 2.3.2-1 水電解装置サプライヤー選定の評価手順

1st Qualification（1次評価）

1次評価（以下、「1st Qualification」）の目的は、見積もりを取るサプライヤーを決定することである。以下の基準で評価することで3社に絞り込んだ。近年の技術的性能向上、メンテナンス、アンモニア触媒の不純物制限、信頼性を考慮し、PIHC、PIMと協議した結果、以下の基準にて1st Qualificationを実施することで合意した。

<1st Qualification 評価基準>

- セル当たりの水素発生容量（H2 production rate / one stack）
- 水素純度（H2 Purity）
- 脱塩水仕様（Demineralized Water Quality）
- 電力消費量（Power Consumption）
- 商業実績（Track Record）
- 原産国（Country of Origin）

2nd Qualification（2次評価）

Request for Quotation（見積依頼書。以下「RFQ」）は1st Qualificationで選ばれた3社のサプライヤーに発行された。RFQフォーマットはサプライヤーから必要情

報を取得するために作成されている。

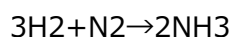
サプライヤーの情報に基づいて、技術的および商業的観点から比較し、各々の項目に対して定量評価を行っている。定量評価の際、各評価項目に対して重み係数（Weight Factor（WF））を付けており、電解槽の性能、設備コスト、寿命、メンテナンスコストなど評価上重要である点には高いWFを与えて評価を試みた。しかし、世界的なカーボンニュートラルの拡大に伴い水電解装置の需要も急増しているため、同一条件での情報入手が非常に困難であった。従い、評価項目を可能な限り同一条件で評価するために、適用範囲や受入情報など、一部当社の知見をもとに調整している。

そのため、本事業の次の段階において、より精度の高い見積を入手し再評価する必要がある。

2.4 水電解装置、及び既設 PIM2 設備改造計画

2.4.1 プロセス概要、及びブロックフロー図

既存のアンモニアプラントでは、天然ガスを蒸気で一次改質器（Primary Reformer）に導入し、改質部で水素を製造している。窒素は、空気圧縮機によって圧縮された空気から得られる。アンモニア合成ループの入口では、水素と窒素の比率が 3:1 に調整される。この合成ガスは合成ガス圧縮機で加圧され、アンモニアコンバーターに導入される。コンバーターでは、水素と窒素は次の発熱反応に従ってアンモニアに変換される。



グリーンアンモニアを製造するために、まずは再エネ電気による水の電気分解により、新しく設置された水電解装置によってグリーン水素を生成する。水素と酸素の 2 種類のガスが生成される。酸素は安全な場所に通気され、水素はグリーン水素の純度を満たすために後処理設備に送られ、水電解装置から生成されたグリーン水素は水素コンプレッサーによって圧縮されて、既設アンモニア設備に送られる。

2.4.2 必要エリア

本事業の候補地の現場確認を 2022 年 9 月 14~15 日に PIHC、PIM、当社の 3 社にて実施した。PIM2 サイト周辺に本事業用の新規設備用エリアが確保されており、また、既存施設との接続箇所の位置、接続配管の敷設エリアとなる既設設備周辺の

空きスペースを確認した。

新規の水電解装置、及び付帯設備は全て新設設備用エリア内に設置される。

現地視察では、主要配管の実際の接続位置を確認した。

2.4.3 初期安全性検討

初期の安全性検討として、既存のアンモニア施設と連動する新しい水素施設について、Hazard Identification Study (以下、「HAZID」)を実施した。HAZID 結果を基に PIHC / PIM と討議し、討議後に受領した追加項目を含め、推奨項目 (Recommended Item) が特定されている。これらの推奨項目は、各々適切な担当者 (客先 / コントラクター等) に割り当てられ、次フェーズで最新の情報を元に検討されるものとする。

2.4.4 助成制度の活用可能性

PIHC/PIM とは本事業の実現化に向けて協議を継続していくことを予定しており、助成制度の活用は継続して検討していくこととする。

2.4.5 CO2 削減効果

本事業により、これまで天然ガス由来で製造していた水素を再エネ由来で製造することで GHG の削減が見込まれる。しかし、PIM2 既設アンモニア設備は天然ガス由来の電力を利用していることから、グリーンアンモニア製造時にも二酸化炭素が発生する。また、運転時に発生する二酸化炭素が負荷変動により増減することも考慮して、二酸化炭素発生量を評価する必要がある。

尚、実際の CO2 削減効果の検証は、グリーンアンモニアの証書を発行する認証機関 (Certification Agency) により行われる必要がある。測定方法、測定手法などの詳細は、本認証機関との協議の上、現実的、且つ効果的な手法を設定する必要がある。(2.6 章参照のこと)

2.5 アンモニア証書

2.5.1 アンモニア証書

2.5.4 章に記載の通り、本事業では利用する既設設備が二酸化炭素を排出し、その量は運転負荷により増減する。この前提の元、認証機関の1つである TUV Rheinland と協議をした。

TUV Rheinland の独自規格である H2.2.21 での規定によると、製造される水素はその製造方法により下記の5つに分類され、製造されるアンモニアも同規定に従うものと考えられる。

- Green Hydrogen :
再エネのみからなる電力で製造された水素
- Blue Hydrogen :
水素製造時に複製される CO2 を地中貯留した水素
- Turquoise Hydrogen :
メタンの加熱分解によって製造された水素
- RED II (Renewable Energy Directive (Version II)) Conformal Hydrogen :
欧州のベンチマーク(94 g-CO2/MJ)の 70%以上減などを満たした条件下で製造された水素
- Carbon Neutral Hydrogen :
炭素クレジットによるオフセットによりカーボンニュートラルを達成した水素

2.5.2 アンモニア証書取得手順

カーボンニュートラルアンモニア証書を取得するためのステップは下図のようになる。まずは、カーボンニュートラルアンモニア証書を取得する大前提として、供給される電源が再エネ由来であることの証明（グリーン電力証書）が必要となる。グリーン電力証書を取得後、認証機関によるアセスメントを実施し、二酸化炭素削減量が規定された Assessment Report が発行されることとなる。

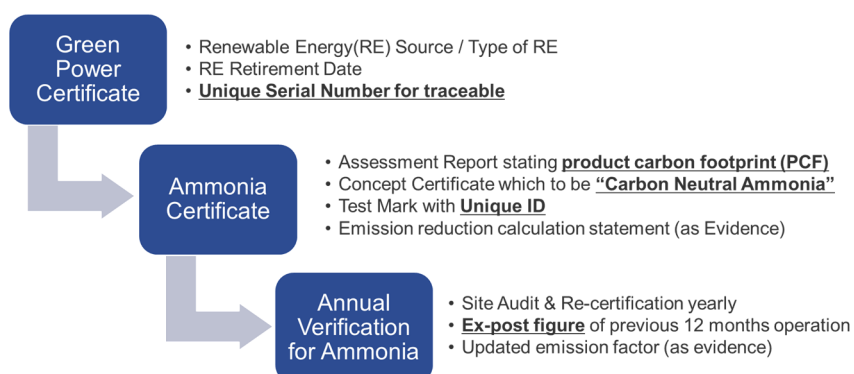


図 2.6.2-1 グリーン証書取得スキーム

3 Scope B: 複数拠点対象マスタープランの立案

3.1 候補拠点の選定

3.1.1 候補拠点の評価

候補拠点の評価に当たり、下記を大前提として、評価基準を決定している。

- 既設アンモニア設備に余剰能力があること
- 追加設備投資が不要、或いは他と比較して少ないこと

本前提をベースに PIHC/PIM と協議し、下記 4 つの評価基準を設けることとした。

- i. 既設アンモニア設備の余剰能力があること
- ii. 近隣（島内）に再エネ由来の発電所があること
- iii. 既設設備の近隣までナショナル・グリッドが来ていること、或いは既にナショナル・グリッドと接続されていること
- iv. 払出港に接岸できる船サイズが十分である事（船体容量、及び払出港の深さ）

3.2 Green Ammonia for Selected Existing Plants

3.2.1 Operation Data

各拠点のグリーンアンモニア容量を確定させるために、各拠点における設計条件、現在の運転条件を確認した。

- A. PIM: PIM1, PIM2
- B. PUSRI: PSP
- C. KUJANG PKC 1A, 1B
- D. GRESIK: PKG 1A, 1B
- E. KALTIM: PKT

3.3 スワッピングコンセプト

地域間における融通(スワッピング)に関しては、限定的な適用となる見込みである。

- 再エネ証書はプロジェクト境界「内部」にて評価される一方、炭素クレジットはプロジェクト境界「外部」での評価となり、両者の成り立ちは本質的に異なる。
 - ✓ 再エネ証書のほうが地域的に完結していることを求められる。
- 「グリーン属性」が再エネ属性である場合、現状の規格では認証が困難。
 - ✓ GHG Protocol、及び現状のルールやイニシアティブでは、「どこの事業所が」

「どこから調達したか」が問われる。

- ✓ 特にサイト A / B の Gird 系統が異なる（物理的に接続されていない）場合に課題となり得るものであり、調達者が異なる場合に課題となる。
- ✓ 証書の場合、サイト A が B に証書費用を支払い、サイト B が輸出する製品のグリーンプレミアムを享受する選択肢はあるが、認証機関とのすり合わせと新たな認証スキームの構築が必須となる。

一方、本スワッピングコンセプトを適用する場合は、以下の点に留意する必要がある。

- グリーン属性（再エネ属性）の地域間融通を認めるような規格を新たに設けることが考えられる。
 - ✓ このような規格が国際的に認知されるかどうかは別途確認が必要となる。各国で適用されている基準に照らし合わせて、カーボנקレジットでオフセットされた製品がカーボンニュートラル製品として認められるかは確認・協議が必要である。
- 二重計上、発行の可能性がないことが認められる。
 - ✓ 個別サイトでグリーン属性に関する検証を受けている。
 - ✓ グリーン属性を移転するサイト、取得するサイトのそれぞれがその旨を明らかにする。
 - ✓ グリーン属性を移転、取得した製品量が同量であり、グリーン属性そのものの口座も移転されていることが示される。
 - ✓ 部分的に移転する場合は二重計上がなかったことに事後的にも認証を受ける。

Attachment 2.1-1

三菱総合研究所 最終報告書

東洋エンジニアリング株式会社 御中

インドネシア グリーンアンモニア支援業務

報告書

MRI 三菱総合研究所

2022年12月

サステナビリティ本部

目次

調査の目的	3
インドネシアの再エネを巡る状況把握	4
グリーンアンモニア・水素を巡る状況把握	20
グリーン水素・アンモニアに関する排出削減量算定のあり方検討	34
地域間の融通のあり方検討	53
現地企業ご説明資料	63
PLNとの意見交換	79
I-RECヒアリング	83
認証機関ヒアリング	87
欧州再エネ指令（RED）改訂の動向把握	93
ご連絡先	104

はじめに

調査の目的

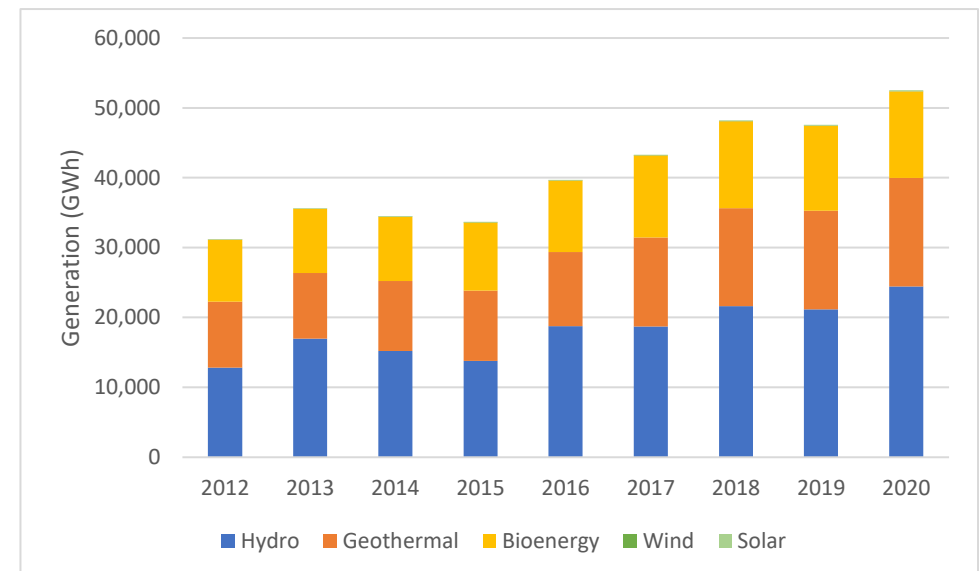
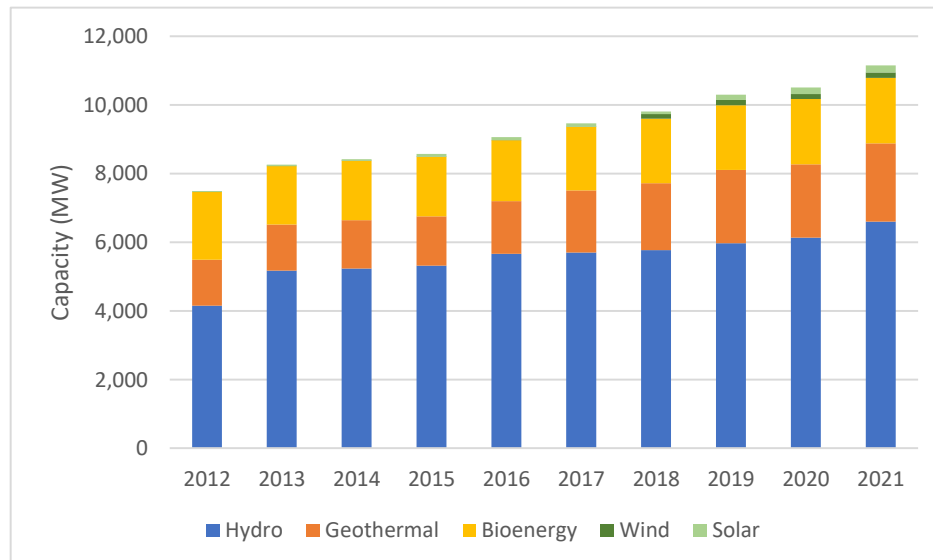
- 東洋エンジニアリング株式会社(以下、貴社とする)によるインドネシアにおけるグリーンアンモニアFS事業を支援する。
- 具体的には下記について検討を行う。
- A. グリーン(再エネ起源)アンモニア関連の要件の整理(①基準等の整理、②再エネ要件整理、③地域間スワップの可能性整理、④MRV論点の検討)
- B. インドネシアにおける再エネ電力等調達要件の整理
- C. 国際的な環境価値の移転に関する整理(①クレジット制度を踏まえた整理、パリ協定第6条の検討結果、②グリーン認証を巡る世界情勢のとりまとめ)

	貴社仕様との対応			貴社報告書との対応		
	A	B	C	グリーン水素に 用いる再エネ電 力の選定	グリーンアンモ ニアの製造算定手 法、認証手法	拠点間スワップ・ ビジネスモデル の提案
インドネシアの再エネを巡る状況把握	②	○		○		
グリーンアンモニア・水素を巡る状況把握	①			○		
グリーン水素・アンモニアに関する排出削減算定のあり方検討	④		①②		○	
地域間の融通のあり方検討	③		①			○
現地企業ご説明資料	④			○		
PLNとの意見交換	②	○		○		
I-RECヒアリング	②	○		○		
認証機関ヒアリング	①				○	
欧州再エネ指令(RED)改訂の動向把握	②	○		○	○	

インドネシアの再エネを巡る状況把握

これまでの再エネ導入量

- RUPTL(電源計画)によれば、2011-2020年に全国で55.4GWの開発
 - うち石炭火力35.6GW、Java-Bali系統では総計35.6GW、石炭22.6GW
 - 2010年時点での系統は30GW→2020年には85GW程度を想定
- 実際の稼働は想定を下回る。
 - 水力以外の再エネ設備容量は2012～2021年に2倍弱の増加
 - 地熱は計画ではJava-Bali系統で2900MW(出所RUPTL 2011-2020)→実際は全国で900MWの追加設備



左:設備容量、右 発電電力量の推移(出所 IRENA, 2022, Renewable Energy Statisticsより作成)

PLNの再エネ証書

- 現状ではPLNの再エネ証書(REC)は下記の発電所から発行されている。

発電所	種類	立地	設備容量	REC販売可能量 (2022/11/30時点)
Lahendong	地熱	スラウェシ(北部)	80MW	15,321MWh
Kamojang	地熱	ジャワ	140MW	553,084MWh
Bakaru	水力	スラウェシ(南部)	130MW	784,577MWh

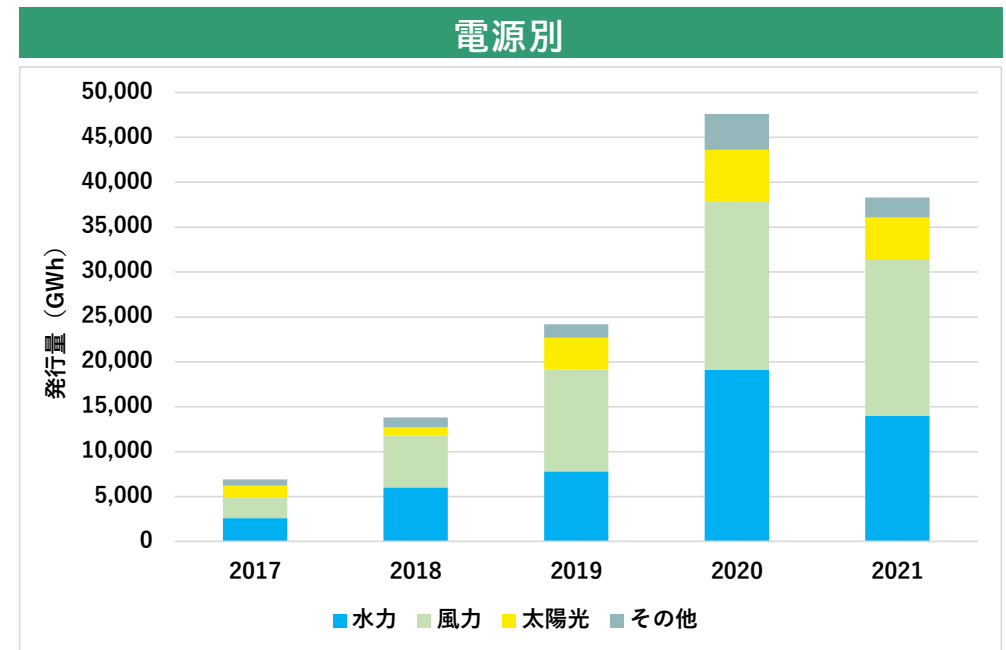
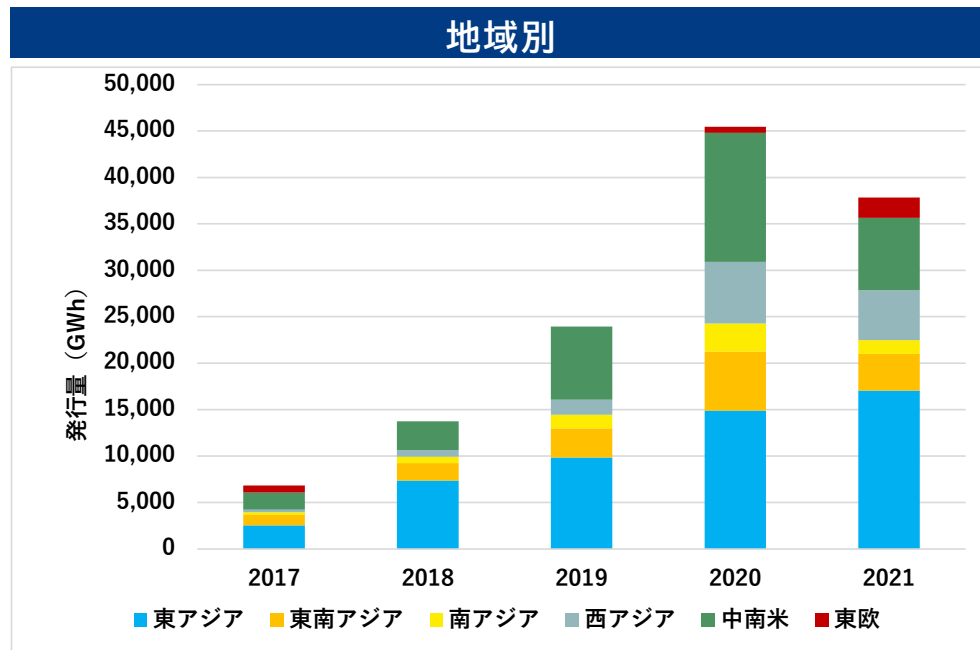
- 販売可能量とは、現状で購入可能な数量。Lahendongの量が少ないのは既に購入されている可能性を示している。
- Lahendong、Kamojang両発電所の一部のユニットはCDMプロジェクトとして登録されており、過去にクレジットを発行したことがある(RECとは重複しない)。Bakaru発電所はCDM登録、提案の経歴はない。なおインドネシアにおいて登録された地熱発電所は13件、水力発電所は20件存在する。

出所) Dekarbon Nusantara Unggul, 2022(外注先)報告書。CDMプロジェクトの登録状況についてはIGES CDMデータベース2022年10月版による。

I-REC Standard(1)

● International REC Standard (I-REC)

- 国家、国営電力とは別個の再エネ証書制度(本拠オランダ)。
- トラッキングが可能であり、SBTi等に適用可能。
- 途上国等、全国的な再エネ証書が存在しない/制限された地域において利用されている。
- 発行量は年間50,000GWh近く(2021年度非FIT証書(再エネ指定)の1.5倍程度だが、欧州原産地証明(GO)の1/10以下)



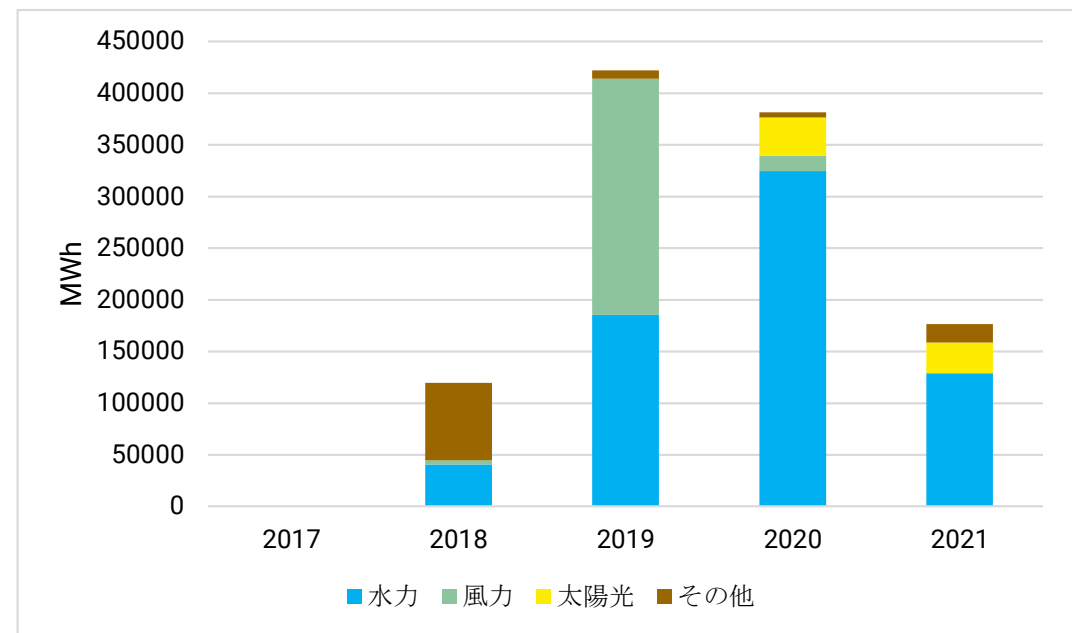
出所) I-RECデータより作成

I-REC Standard(2)

● インドネシアとI-REC

- インドネシアのI-REC発行量は4年間で約1,100GWh(世界発行量の2%程度)
- 水力、風力が主体(IPP)
- 2020年8月にPLNは発電事業者のI-REC販売の停止を要請、紛糾した。
- →インドネシアでは利用しないことが無難と想定される。

インドネシアのI-REC発行量。2021年までの累計発行量は世界全体の1%未満(1,100GWh)



出所) I-RECデータより作成

その他の再エネ電力

- コーポレートPPA:インドネシアでは現状は実施されていない。
 - ただし、Amazon等の働きかけで今後変わる/特例が設けられる可能性がある(後述)。
- 自家発電:自社敷地や屋上太陽光は可能だが、自己託送は実施されていない。
 - MEMRの規則1/2015及び11/2021で系統の共同利用が規定されているが、託送に関する技術的なガイドラインや料金体系がないため実施された例はない模様。
- 今後の論点:現状実施されていなくとも、2030年に向けてはどうか。
 - 検討している/実施に向かいつつある兆候もある。

再エネ電源開発の予測

- 2021～2030年の計画再エネ設備容量増加は21GW:2012～2021年の実績値(3.6GW)の約6倍
- 特に太陽光、水力の大幅な増加が計画されている
- 併せて石炭火力の早期停止に関する法制度も整備されつつあるが、電力需要の充足が課題

Tabel 3.2 Rencana Pengembangan Pembangkit EBT (MW)

No	Pembangkit - EBT	Satuan	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Jumlah
1	PLTP	MW	136	108	190	141	870	290	123	450	240	808	3.355
2	PLTA	MW	400	53	132	87	2.478	327	456	1.611	1.778	1.950	9.272
3	PLTM	MW	144	154	277	289	189	43	-	2	13	6	1.118
4	PLT Surya	MWp	60	287	1.308	624	1.631	127	148	165	172	157	4.680
5	PLT Bayu	MW	-	2	33	337	155	70	-	-	-	-	597
6	PLT Biomasa/ Sampah	MW	12	43	88	191	221	20	-	15	-	-	590
7	PLT EBT Base	MW	-	-	-	-	-	100	265	215	280	150	1.010
8	PLT EBT Peaker	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	300	300
Jumlah		MW	752	648	2.028	1.670	5.544	978	991	2.458	2.484	3.370	20.923

1:地熱、2:水力、3:小規模水力、4:太陽光、5:風力、6:バイオマス・廃棄物、7/8は発電方式不明

出所) PLN, 2021, RUPTL 2021-2030

インドネシアのパリ協定約束(NDC)の概要と再エネ

- 一次エネルギーミックスに占める新・再生可能エネルギーの比率を2025年までに25%、2050年までに31%とする。
(大統領規則22/2017)
- NDCにおける2030年の再エネは下記の通り。
 - BAUとして、ほぼ無対策が想定されており、エネルギー起源CO2排出量は2010年～2030年で3.7倍に増加。
 - RUPTLの野心的な拡張は「無条件/支援なし」に分類されている。従ってRUPTLを満たしていない範囲において追加的
と見なされない可能性がある。
 - 条件についてはavailability of international support for finance, technology transfer and
development and capacity buildingと記載されているが具体像はない。

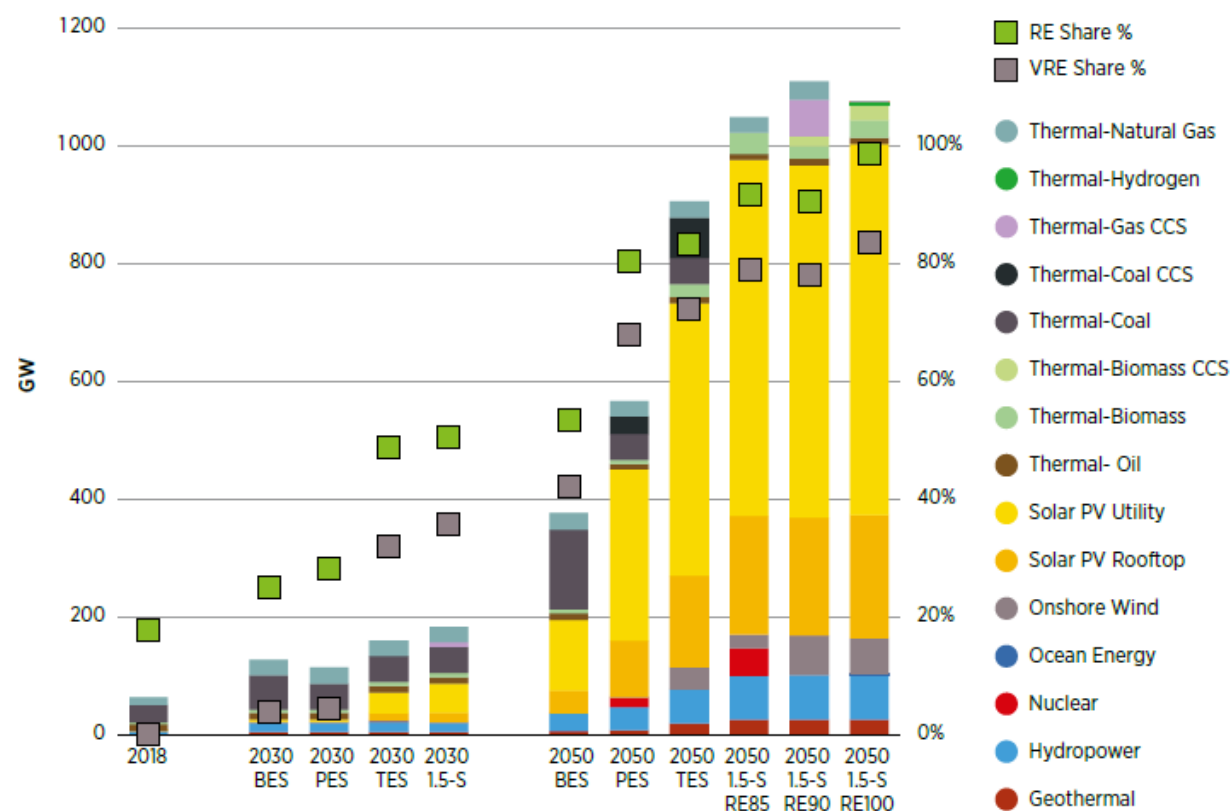
項目	2010年	2030年		
		BAU	無条件で実施する 対策	海外支援等を条件 として実施する対策
排出量(全体)	1,334	2,869	1,953(-31.89%)	1,632(-43.20%)
排出量(エネルギー)	453.2	1,669	1,311(-12.5%)	1,223(-15.5%)
電力に占める再エネ(RUPTL)		2010年以降追加なし	20,923MW	さらなる追加
屋上太陽光		プログラムなし	15,483MW	
バイオ燃料		40万kl FAME	1,800万kl FAME	
バイオマス、バイオガス利用		直接利用なし	333,776BOE	

出所) Republic of Indonesia, 2022, Enhanced Nationally Determined Contribution

再エネ電源開発の予測

- 国際機関IRENAはインドネシアの将来像として、太陽光を中心とした再エネの増加を展望
- 容量ベースで80%が太陽光発電
- 太陽光発電総容量の約6割（400GW）がスマトラに所在

Figure 44 Power capacity growth by scenario, 2018-2050



出所)IRENA, 2022, Indonesia Energy Transition Outlook

再エネのニーズ インドネシアとSBTi(1)

- インドネシアにおいても環境イニシアティブへの賛同に伴う再エネ(証書等)へのニーズは高まっている。特にScience-based targets initiative(SBTi)は世界中に進展。
- 特に製造業(機械等)、第三次産業にとってScope 2排出は重要。
- SBTiは排出削減目標の策定、達成を求めている。達成に際して炭素クレジットを用いることは出来ないが、再エネ証書は(トラッキング属性がある等GHGプロトコルの基準を満たせば)利用可能。



SBTiに基づく目標を策定または目標策定にコミットした企業は年々倍増の規模で増加。

出所) SBTi Progress Report 2021(赤枠の追加は株式会社三菱総合研究所追加 SBTiウェブサイトより)
<https://sciencebasedtargets.org/companies-taking-action> より把握。閲覧日: 2022年11月15日、12月15日)

再エネのニーズ インドネシアとSBTi (2)

- SBTiにコミットしている多国籍企業でインドネシアに工場等を有する企業は、それら施設分も対象に含めた目標設定、達成が必要。
- インドネシアに本拠を置く企業自らが目標を設定することが近年増加。
- 現在19社がSBTi目標策定にコミット。うち14社がネットゼロ目標にコミット(12月時点)
- 2021年は3社、10月中旬では13社がコミット(うち8社がネットゼロ)であった。

- Alpha Indo Nusa
- APP Sinar Mas
- Asia Pacific Rayon
- Dynapack Asia
- GoTo
- Navahita Karana PT
- PT Austindo Nusantara Jaya Tbk
- PT Ecogreen Oleochemicals
- PT Indesso Aroma
- PT Kahatex
- PT Pan Brothers Tbk
- PT Prima Seiat Seiahtera
- PT Semen Indoensia (Persero) Tbk.
- PT Karya Indah Multigana
- PT Lawangmas Primapack Indonesia
- PT Parkland World Indonesia
- PT Sugar Labinta
- PT United Can
- Waterroom Bali

SBTiにコミットしたインドネシア企業(2022年11月15日現在:太字下線はネットゼロ目標へのコミット)

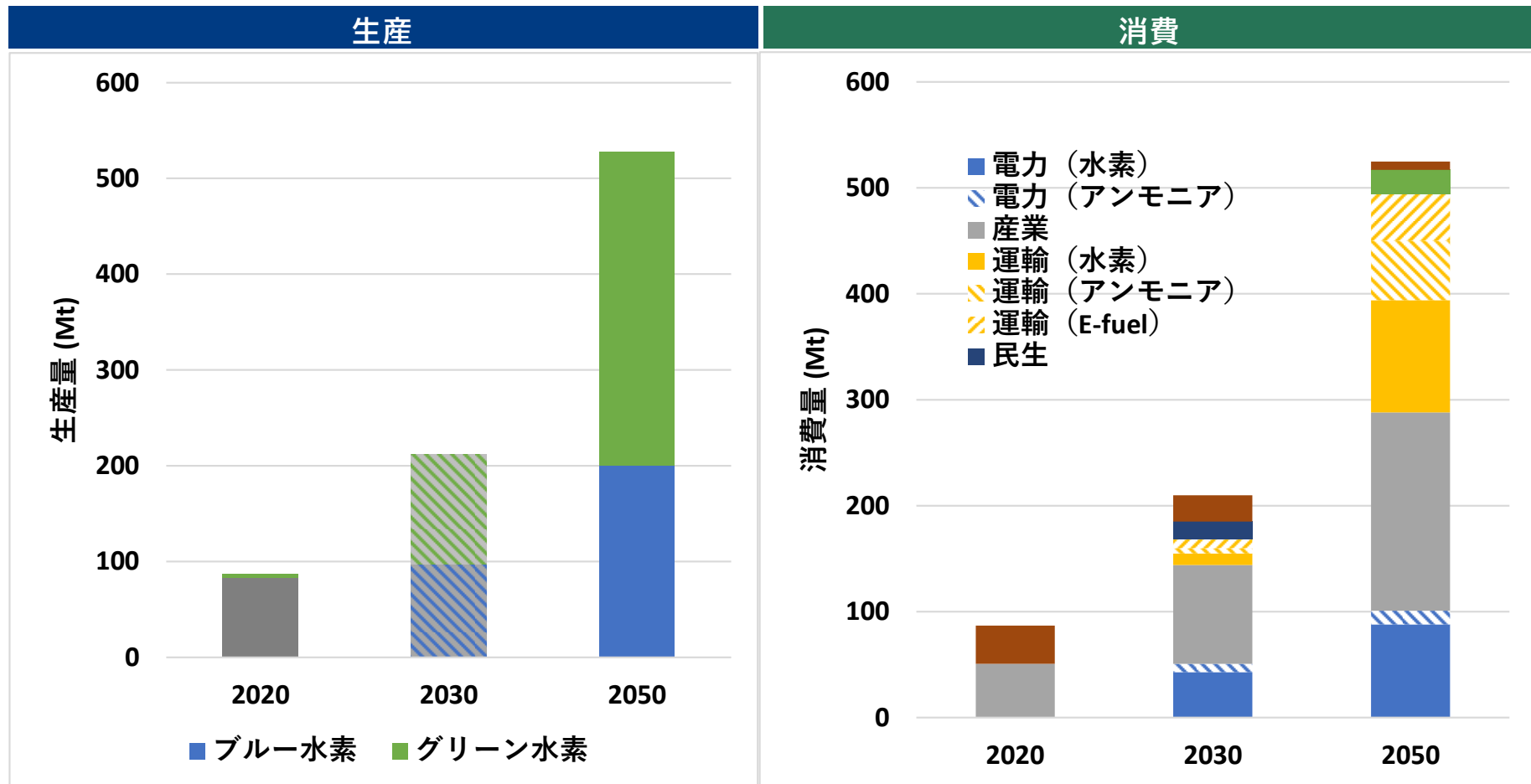
出所) SBTi ウェブサイト

(<https://sciencebasedtargets.org/companies-taking-action> 閲覧日 2022年12月9日)

グリーンアンモニア・水素を巡る状況把握

ネットゼロと水素

- 水素はネットゼロ目標の達成に不可欠のエネルギーと見られている。
- 水素キャリアとしてアンモニアは有望視されている。



注: E-fuelは再生可能エネルギー等を原料とする合成燃料
出所) World Energy Outlook 2021より株式会社三菱総合研究所作成

インドネシアのパリ協定約束(NDC)に見るアンモニア

- インドネシアのNDCにおけるアンモニアに関する記載は以下の通り。
- 基本的には天然ガス改質プロセスの効率化を想定している。
- 水素に関する記載はない。

	2030年BAU	2030年 無条件で実施する 対策(CM1)	2030年 海外支援等を条件 として実施する対策(CM2)
アンモニア設備更新 (revitalization)	改善なし (45GJ/t-NH ₃)	3件の新設により老朽施設代 替(2015～2020年に実施 済み) (40GJ/t-NH ₃)	さらなる建設* (35GJ/t-NH ₃)
アンモニア設備更新 (revamping)	なし	数か所の更新	さらなる更新
CO ₂ 利用	なし	炭酸ナトリウム製造用の回収	さらなる回収

出所)Enhanced Nationally Determined Contribution of Indonesiaより作成。「海外支援等の条件」には、資金、技術移転、能力育成が含まれる(詳細は不明)。

- 以上より、インドネシアのアンモニア生産は顕著な対策を想定していないことがわかる(これはクレジットの国外移転の観点からは望ましい)。

*インドネシアのアンモニア製造施設のいくつかは原単位が33～25GJ/NH₃であると記載されている。またIEAによればBATは28GJ/t-NH₃との記載がある。
出所)Republic of Indonesia, 2022, Enhanced Nationally Determined Contribution

なおインドネシアのアンモニア生産量は2020年に約590万トンで、世界の4%。中国、ロシア、米国、インドに次ぐ規模(USGS)

グリーンアンモニア認証の現状概要(1)

- グリーンアンモニアの認証については、現在各スキームにて策定中。現状、検討されている基準等(適格性要件、MRV方法等)に関する整理を行う。注目すべき認証スキームの構築主体は以下の3つ。

	CFAA (クリーン燃料アンモニア協会)	AEA (Ammonia Energy Association)	TÜV Rheinland
概要	■ 産官学連携のプラットフォーム。 ■ CO2フリーアンモニアのバリューチェーン構築を目指し、技術開発/評価、経済性評価、政策提言、国際連携を実施。	■ アンモニアのバリューチェーン上の幅広い企業からなる組織。世界的に調和されたアンモニア認証スキームの構築を促進することを目指す。	■ 20億ユーロの年間収益があるドイツの試験・認証サービスプロバイダー。
認証基準についての状況	■ クリーンアンモニアについての基準を策定中(次ページ参照)。	■ 低炭素アンモニア認証スキームの基準を策定中(次ページ参照)。	■ 2022年4月、オマーンで計画されているグリーンアンモニアプロジェクトにおいて、世界初のグリーン水素及びグリーンアンモニア証書を付与。(ただし認証自体は自社のカーボンニュートラル水素基準*に照らした付与のみ)。 ■ プロジェクトは300MWの電解槽と500MWの太陽光発電からなる。

注)正式名称は“TUV RHEINLAND Standard H2.21 Carbon-Neutral Hydrogen”

出所)AEA(2021)“DISCUSSION PAPER LOW-CARBON AMMONIA CERTIFICATION,” <https://dev.ammoniaenergy.org/wp-content/uploads/2021/10/AEA-Low-Carbon-Ammonia-Certification-Discussion-Paper.pdf> (閲覧日:2022年8月9日)

クリーン燃料アンモニア協会 <https://greenammonia.org/> (閲覧日:2022年8月9日)

AEA(2022)“Oman mega-project receives green certification,” <https://www.ammoniaenergy.org/articles/oman-mega-project-receives-green-certification/> (閲覧日:2022年8月9日)よりMRI作成

グリーンアンモニア認証の現状概要(2)CFAAとAEAの基準の素案

- 現状で発表されている素案の概要は下記のとおり。

項目	CFAAのクリーンアンモニア定義案 (2022年7月公表)	AEAの低炭素アンモニア認証案 (2021年10月公表)
算定境界 (スコープ)	■ 下記の2ステップを検討。 ➢ 【Step1】Gate-to-Gate(プロダクションサイトのみ) ➢ 【Step2】Well-to-Gateへの拡張を検討(ただしWellの生データの取得が課題) ■ Scope1,2が対象(CI算定ガイドラインに従う)	■ ①Well-to-gateを必須とするが、オプションとして②Well-to-tankと③Well-to-wheelも示されている。 ➢ ①Well-to-gate:Scope1, 2+Scope3(上流) ➢ ②Well-to-tank:①+Scope3(下流) ➢ ③Well-to-wheel:②+Scope3(最終消費)
閾値	■ 下記のとおり、相対値と絶対値による閾値を設定。 ➢ 【相対値】天然ガスSMRプロセスをベースとした場合を排出量の基準とし、60%以上削減 ➢ 【絶対値】0.84t-CO₂e/t-NH₃以下	■ 現在検討中 ■ 今後の検討予定 1. デザインフェーズ(2021年10月～2022年9月):最初のコンサルテーションは2021年末に締め切られたが、現在も受付中。 2. スキーム開始(2022年11月) 3. 確立フェーズ(2022年12月～2023年11月):最初のパイロットプロジェクトのポートフォリオの登録、妥当性評価と認証の発行を実施。 4. オペレーションフェーズ(2024年以降)
その他	■ 政府支援対象のブルーアンモニアから検討着手(あくまで民間側の案として政府に提出するもの) ■ オフセットの手段について調査中 ■ AEAにおいても、方法論に関して議論中	—

出所)AEA(2022) <https://www.ammoniaenergy.org/certification/> (閲覧日:2022年8月9日)

クリーン燃料アンモニア協会 <https://greenammonia.org/> (閲覧日:2022年8月9日)

2022年10月13日実施のCFAA殿へのヒアリング結果よりMRI作成

グリーン水素認証の現状概要(1)認証スキーム

- アンモニア製造で用いられるグリーン水素については、認証スキームが既に存在する。CertifHyと、IPHEの概要および水素認証に関わる要件については下記のとおり。

	CertifHy	IPHE (水素経済のための国際パートナーシップ)
概要	■ 2015年より、欧州の水素産業界が中心となり、グリーン水素・低炭素水素の定義および原産地証明(GO)スキーム構築を開始。	■ 国際的に相互合意される技術的手法の開発が目的。 ■ IPHEメンバーとして日本やEU、米国など22か国が参加。 ■ 2021年10月に水素製造時のGHG排出量評価に関する算定方法ガイドラインを公表。
対象	■ 欧州内水素製造事業	■ ISO標準化や各国での方法論・認証制度の参考資料という位置付け。
GHG算定範囲	■ Well-to-Gate(原料採掘～製品製造)	■ Well-to-Gate(原料採掘～製品製造)
基準値・閾値	■ 低炭素水素:天然ガス改質による水素製造時のCO₂排出量(91.6g-CO₂/MJ)をベンチマークとし、60%以上低いもの(36.4g-CO₂/MJ)。 ■ グリーン水素:上記基準を満たし、再エネ由来エネルギーによる製造。	■ 基準値・閾値の設定はしない方針 (※各国の責任の下で実施すべきという考え)。

出所) CertifHy ウェブサイト<https://www.certifhy.eu/project-description/certifhy-1.html> (閲覧日:2022年8月9日)

IPHE(2021), "Methodology for Determining the Greenhouse Gas Emissions Associated With the Production of Hydrogen" <https://www.iphe.net/iphe-working-paper-methodology-doc-oct-2021> (閲覧日:2022年8月9日)よりMRI作成

グリーン水素認証の現状概要(2)認証の事例①

- 2022年に入り、水素／アンモニアのグリーン認証が始動。グリーンアンモニアでは、世界的肥料メーカーのYara社がオーストラリア産業界の独自規格に基づき、プレ認証を獲得。

国	案件名	対象プラント	参加企業	規格	認証機関	認証年月
オーストラリア	Yuri Project	Yara Pilbara 肥料(アンモニア)工場	- Yara - Engie	Zero Carbon Certification Scheme(Pre-certification)	Bureau Veritas	2022年9月
(参考サイト)	https://www.yara.com/news-and-media/news/archive/news-2022/yara-at-the-forefront-of-clean-ammonia-in-australia/					
オマーン	—	Green Hydrogen & Chemicals SPC 社のグリーン水素プラント	- Scatec - ACME Group	TÜV Rheinland Standard H2.21 Carbon-Neutral Hydrogen	TÜV Rheinland	2022年4月
(参考サイト)	https://www.ammoniaenergy.org/articles/oman-mega-project-receives-green-certification/					
オランダ	HyXchange hydrogen exchange Initiative	ロッテルダム港水素ハブ	ロッテルダム港公社等	オランダ Guarantee of Origin(pilot)	Vertogas B.V.	2022年5月
(参考サイト)	https://www.portofrotterdam.com/en/news-and-press-releases/minister-jetten-receives-first-certificate-for-green-hydrogen-from-hydrogen https://www.offshore-energy.biz/europes-first-green-hydrogen-certificates-issued-in-the-netherlands/					

グリーン水素認証の現状概要(3) 認証の事例① CertifHyのパイロット認証

● CertifHyでは4件のパイロット認証を実施。

国・地域	用途等	参加企業	規格	認証機関*	認証年月*
オランダ	食塩電解用水素プラント	- Air Products - Nouron	CertifHy (pilot)	—	2019年
(参考サイト)	https://www.certifhy.eu/sin-categoria/air-products-delivers-first-certifhy-green-hydrogen-to-h2mobility-deutschland-and-transport-for-london/ https://www.airproducts.co.uk/company/news-center/2019/02/0207-air-products-launches-european-project-to-certify-renewable-hydrogen-uk				
フランス	バイオメタンを原料としたSMRとCCS	Air Liquide	CertifHy (pilot)	—	2019年
(参考サイト)	https://www.ammoniaenergy.org/wp-content/uploads/2021/11/Ana-Angel-HINICIO-CertifHy AEA-Conference-2021.pdf				
ベルギー	フォークリフト、建機、乗用車の燃料利用	Coluruyt Group	CertifHy (pilot)	—	2019年
(参考サイト)	同上				
ドイツ	ガスグリッドへの供給/メタネーション	Uniper	CertifHy (pilot)	—	2019年
(参考サイト)	同上				

* 認証機関はCertifHyのメンバーに参加しているTUV Sudと推察される。

なお、他のグリーン水素案件の認証の詳細は不明(Fertiberia/Iberdrola等) これは100MWの太陽光発電と5MW/20MWhの蓄電池で年産720t-H₂及びアンモニア合成を行うというもので、所要電力量量的には再エネで水素を生産することは十分可能。欧州は再エネ推進に積極的であり、カーボנקレジットの採用に消極的であることから、これは再エネ属性について何らかの認証が行われるものと想定される。

グリーン水素/アンモニア認証の認証規格の比較

- グリーンアンモニアを認証している認証規格の規格文書はまだ公開されていない。
- 尚、グリーンアンモニアのプレ認証を発行したZero Carbon Certificationの規格概要の文書において、アンモニア合成部分における再エネ電力と燃料の使用の混合を想定している記載は見られない。

認証規格	認証対象	規格概要	規格文書の公開
Zero Carbon Certification Scheme(豪州)	再エネ水素 (ブルー水素は認証の対象外)	・ 投入再エネ比率に応じた再エネ水素の部分的な認証が可能かは 不明	ー(スキーム構築はCertifHyに基づく。グリーンアンモニアの認証についての詳細は不明)。
	グリーンアンモニア	・ アンモニア合成部分において、投入エネルギーに応じたグリーンアンモニア認証が可能かは 不明	
TÜV Rheinland Standard H2.21 Carbon-Neutral Hydrogen	CN水素	・ 投入再エネ比率に応じた再エネ水素の部分的な認証が 可能	○
	グリーンアンモニア	・ アンモニア合成部分において、投入再エネ比率に応じたグリーンアンモニア認証が可能かは 不明	ー
オランダ Guarantee of Origin(pilot)	グリーン水素	・ HyXchange pilotの認証事例ではCertifHyに従う	ー(確認できず)
TÜV SÜD	グリーン水素	・ 投入再エネ比率に応じた再エネ水素の部分的な認証が 可能	○
	グリーンアンモニア	・ アンモニア合成部分において、投入再エネ比率に応じたグリーンアンモニア認証が可能かは 不明	ー
CertifHy	低炭素水素(非再エネ) 再エネ水素	・ 投入再エネ比率に応じた再エネ水素の部分的な認証が 可能	○

出所) TÜV Rheinland(2022)<https://www.tuv.com/japan/jp/>
TÜV SÜD (2021)“TÜV SÜD Standard CMS 70”<https://www.tuvsud.com/en/-/media/global/pdf-files/brochures-and-infosheets/tuvsud-cms70-standard-greenhydrogen-certification.pdf>
CertifHy(2022)<https://www.certifyhy.eu/>
Hydrogen Australia“Overview of Zero Carbon Certification”Scheme[https://www.hopgoodganim.com.au/content/Document/overview_of_the_zero_carbon_certification_scheme\(23383308.1\).pdf](https://www.hopgoodganim.com.au/content/Document/overview_of_the_zero_carbon_certification_scheme(23383308.1).pdf)
HyXchange(2022)“Results from the Dutch Hydrogen certificate pilot: advancing the trade of clean hydrogen”https://mrijp.sharepoint.com/sites/o365Group_003086/Shared%20Documents/General/220913-HyXchange-GO-pilot-report-final.pdf(以上 閲覧日:2022年12月9日)よりMRI作成

グリーン水素認証の現状概要(2)認証の事例③豪州の事例

- 2020年12年、the Smart Energy Council of Australia (SEC)の下部組織である Hydrogen Australiaは、再エネ由来の水素、アンモニア、鉱物、並びに他の生物由来製品のためのNational Zero Carbon Certification Scheme (ZCCS)の開発を発表。ZCCSは産業界主導の再エネ由来水素のトラッキングスキームである。SECとドイツ・エネルギー庁 (Dena) 共同開発した。
- キャンベラのオーストラリア発の公共水素充填ステーションである「ActewAGL」が第1号認証案件(2021年4月)。
- Bristol Springs Greenグリーン水素プロジェクトがPre-certification取得(2022年9月)。
- Yara社のグリーンアンモニアプロジェクトがPre-certification取得(2022年9月)。

ZCCS参加パートナー

◆ 設立パートナー

- ・ Australian Capital Territory (ACT) Government
- ・ Ammonia Energy Association
- ・ CWP Global
- ・ Energy Web
- ・ Evoenergy
- ・ Star Scientific
- ・ UN COP26 High Level Champions
- ・ ACT Renewable Hydrogen Cluster
- ・ Western Australian Government to join in July 2021

◆ アドバイザー

- ・ German Energy Agency (dena)
- ・ Australian National University

Yara社のプロジェクト情報

- ・ YURI Green Ammonia PJ is expected to be the second ZCCS certified project.

プロジェクト名	YURI Green Ammonia PJ
場所	Murujuga (Burrup Peninsula), Western Australia
参加企業	Engie Renewables Australia , Yara Pilbara Fertilizers
太陽	太陽光由来の電力を使い再エネ水素・アンモニアを製造。 海外市場への輸出を想定 (Phase 0では0.10MW の電解装置で年間 625 tonsの水素を生産)
初期投資費用	AUD3.69百万 (ARENA補助金* by AUD0.995百万)
時期	2020年1月、ARENA支援事業としてFS開始。

Note) ARENA: Australian Renewable Energy Agency

Source) Smart Energy Council “ZCCS” <https://smartenergy.org.au/zero-carbon-certification-scheme/>, ARENA “Yara Pilbara Renewable Ammonia Feasibility Study” <https://arena.gov.au/projects/yara-pilbara-renewable-ammonia-feasibility-study/> (閲覧日: 2022年11月25日)

認証機関の取り組み(1)TUV Rheinland社①

- ドイツの認証機関大手TUV Rheinland社は、世界初の「グリーンアンモニア」認証を実施(オマーン)
- 太陽光発電を用いた水素-アンモニア施設(建設中)
- なお、中東、欧州、南米で類似の認証活動を展開している模様
- グリーン水素に関する独自の規格を作成。
- 水素に関しては、ISO14067規格に則りCrade to Xのどの段階でも可能
- 以上に基づき5つのラベルを設けている。

分類	要件
Green Hydrogen	再エネのみかならなる電力で電解されている。
Blue Hydrogen	水素製造時に副生されるCO2は地中貯留される。
Turquoise Hydrogen	メタンの加熱分解によって水素を製造する(副生するのは炭素単体でありCO2に転換されない)
RED II Coformal Hydrogen	水素のカーボンフットプリントとして、EUのベンチマーク(94g-CO2/MJ)の70%以上減とし、追加性、再エネ起源(証書を用いる場合は時間的、地理的な一致が求められる)
Carbon Neutral Hydrogen	炭素クレジットによるオフセットを含むカーボンニュートラルの達成。 (クレジットに関してはISOの関連規格に適合し、世界的に認められているもの)

- アンモニアに関しては、水素に関するラベルを準用する。
- 水素製造以降の工程が再エネ起源かどうかについて検討する必要がある。ここが再エネ起源でないと、アンモニア合成のエネルギー消費が量的に小さくともグリーンアンモニアとして認証されない可能性。

認証機関の取り組み(2) TUV SUD社

- ドイツの認証機関TUV SUD社もまた、グリーン水素に関する包括的な規格を策定
- 水素のカーボンフットプリント算出に関する規格を策定した。アンモニアは未対応。
- グリーン属性のある水素とそうでない水素との按分も可能。

TUV SUDの規格CMS.70の概要

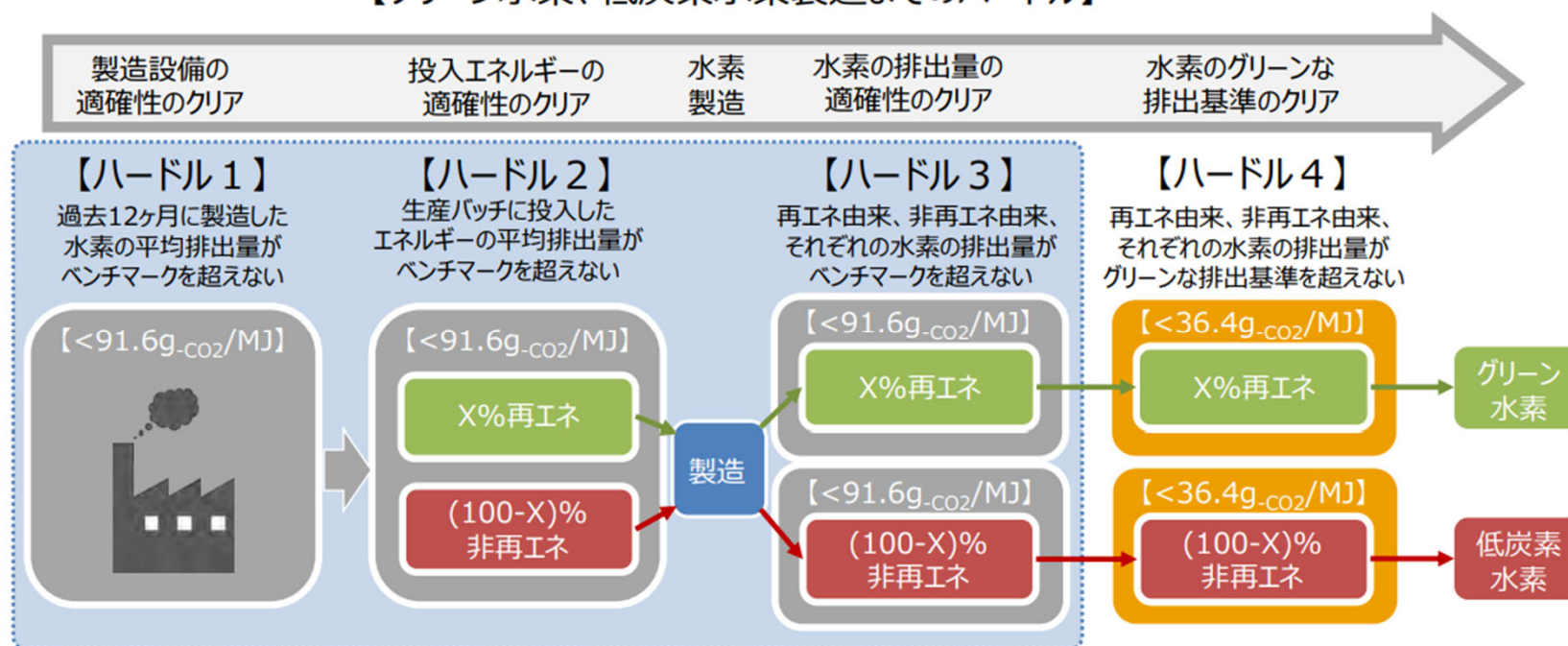
項目	概要
対象	● 再エネを用いた水素製造(電解に限らず、バイオメタンの改質、バイオマスのガス化も該当。世界中に適用可能) ● Annex V REDIIのバイオ燃料リファレンス値の70%減(28.2g-CO₂/MJ-H₂)。水素はロス分を含まず、市場に供給される分に限定。水素プラントが既存の場合、水素のCO₂原単位は91g-CO₂/MJ-H₂未満であるべき。
燃料・原料	● 再エネ電力はオンサイト自家発電以外には原産地証明付き証書(EUでは域内法規制に該当:風力と太陽光はゼロ排出)。 ● バイオガス、バイオメタンは国家の再生可能ガス登録簿等で照合可能なこと。
混合生産	● 再生可能・非再生可能資源が混合される場合、認証された水素は再生可能資源の比率で按分される。 ● クロール・アルカリプロセスの副生水素の場合も按分可能。
期間	● 最大12か月間とし、その間でグリーン水素の販売量と生産量が等量である必要がある。
境界	● 製造、プロセス(昇圧、液化、貯蔵施設、オンサイトのエネルギー供給施設含む)。バイオメタン等の原燃料製造、水素プラントの製造、水素の消費者への供給は除く。なおアンモニアは対象外。 ● 充填施設までの排出を含め、さらに厳しい基準のGreenHydrogen+規格も存在。
サイクル	● システム、プロセス等を検査するcertification auditと、2回の年次のsurveillance audit、認証期限3か月前に実施するre-certification auditで認証サイクルを構成。
その他	● 水素部門で力量のある監査人が必要。

出所)TUV SUD Standard CMS 70

【参考】CertifHyが設ける水素認証のハードル

- CertifHy は、グリーン水素および低炭素水素の認証に対し、排出量に関する4つのハードルを設けている。製造源に応じて、グリーン水素(再エネ由来)、低炭素水素(非再エネ由来)に分類される。
- ハードル1～3に関しては製造の「適格性」としてのハードルであり、これらをクリアしなければそもそも該当の製造設備においてグリーン水素、低炭素水素の製造を認められない。

【グリーン水素、低炭素水素製造までのハードル】



※適確性の基準：クリアしなければ、そもそもグリーン水素、低炭素水素の製造を認められない。

グリーン水素・アンモニアに関する排出削減量算定の あり方検討

ISO14064-2に見る排出削減量の定量化手法の概要

- 特にGHG の排出量の削減又は吸収量の増加を目的とするプロジェクトにおけるパフォーマンスのモニタリング, 定量化及び報告のための原則及び要求事項。(序文)
- GHG の排出量の削減又は吸収量の増加は, プロジェクトに適切なGHG の排出源, 吸収源及び貯蔵庫からのGHG の排出量及び／又は吸収量と, **ベースラインシナリオ**に適切なそれらとの差分として定量化しなければならない(5.8).
- ベースラインシナリオ: 提案されたGHG プロジェクトがなかった場合に起きていたであろう状況を最もよく表す仮説的な基準となるケース。ベースラインシナリオの時間軸は, GHG プロジェクトの時間軸に一致する。(2.19)→**例:「対策前」「対策後」の単純な比較は不適切。**
- 既存の, かつ, 代替的なプロジェクトの種類, 活動及び技術で, そのプロジェクトと同等の種類及び水準の製品又はサービスの活動を提供するもの。(5.3)→**サービス等価の原則**。例: 稼働している工場を閉鎖することによって排出削減を計上することは出来ない。
- 測定の単位としてトンを使用し、かつ、適したGWPを使用してそれぞれの種類のGHGの量をCO₂e トンに換算しなければならない(5.8)。
- 定量化がGHG の排出量の削減又は吸収量の増加の過大評価とならないことを確実にする仮定及び数値を選択しなければならない(5.7)。→**保守性の原則**

既存スキームに見る算定方法論の主要な要素

CDM方法論の構成要素	
項目	概要
Scope	● 当該方法論が適用されるプロジェクトについて示す。
Applicability	● 当該方法論が適用される条件について示す(この条件を外れると算定の前提が成り立たない等の状況が想定される。妥当性確認の要素は通常含まれない)
Normative references	● 参考とした他の既存方法論、提案方法論について記載。
Definitions	● 用語の定義(定義すべき用語については特に規定はないが、専門用語あるいは通常と異なって用いられる用語が記載される)
Project boundary	● ベースライン算定手法。プロジェクト境界、排出源及び対象GHG、ベースラインシナリオの特定方法
Selection of the baseline scenario and demonstration of additionality	● 追加性の検証方法(CDM等がなかりせばプロジェクトは実施されず、ベースラインシナリオとなっていたことを立証する手法)
Project emissions	● プロジェクト排出量の算出(実測の場合が多い)
Baseline emissions	● ベースライン排出量(特定したベースラインシナリオについて、サービスの等価性、保守性を考慮に入れて算出)
Leakage	● リークエージ(プロジェクト境界外の排出量。例:公共交通の導入による道路混雑緩和がもたらす交通需要の誘発)
Emission reductions	● 排出削減量(ベースライン排出量ープロジェクト排出量ーリークエージで算出)
Data and parameters not monitored	● モニタリングしないデータ、変数等(GWP、定位発熱量等、所与とするもの)
Monitoring methodology	● モニタリング方法論(モニタリングすべきパラメータ、モニタリング手法、頻度、等)

JCM方法論の構成要素	
項目	概要
Terms and definitions	● 用語の定義(定義すべき用語については特に規定はないが、専門用語あるいは通常と異なって用いられる用語が記載される)
Summary of the methodology	● 方法論について概略的に説明
Eligibility criteria	● 当該方法論が適用される条件について示す(CDMと異なり、追加性など妥当性確認の要素も含まれる)
Emission sources and GHG types	● プロジェクトにおいて想定する排出源、対象GHGについて記載。
Establishment and calculation of reference emissions	● プロジェクトと対比される「リファレンス」状況における排出量を算出する。ここでリファレンスはベースラインに近い概念であるが、恣意的に保守的な排出を算出する。
Calculation of project emissions	● プロジェクト排出量の算出(実測の場合が多い)
Calculation of emission reductions	● 排出削減量(ベースライン排出量ープロジェクト排出量で算出) リークエージは通常考慮されないか、プロジェクト排出量と一体化される。
Data and parameters fixed ex ante	● モニタリングしないデータ、変数等(GWP、定位発熱量等、所与とするもの)
Monitoring spreadsheet	● モニタリング、算定手法について、スプレッドシート形式で別途提供される。

注: 方法論により若干構成要素と対応が異なる。

グリーン水素・アンモニアに関する排出削減量算定方法論の要素

- 前ページより、算定方法論の主要な要素は以下の通り。
- このうち「対象スコープ」は所与とし、「適格性要件」はスキームに依存するので、「ベースライン排出量」「プロジェクト排出量」「モニタリング」について検討する。

項目	概要	備考
対象スコープ	● 再エネ起源の水素・アンモニアの製造により、(本来であれば製造されたはずの)天然ガス改質起源の水素・アンモニアを代替する。	● 再エネ起源の水素・アンモニアの製造により、(混焼先の)石炭を代替、というシナリオも検討可能だが、対象国が異なることと、事業者の観点からは用途を特定できない。
適格性要件(妥当性/追加性の要件含む)	● 再エネ電力(自家発電、PPA、証書)を用いること。 ● 天然ガス改質による製造が当該国で主流であること。	● 再エネ証書の妥当性について、証書利用が新たな再エネ発電所の新設につながるかどうか、地域的に整合しているか、等の課題がある。 ● なお、電力、燃料に起因する排出をプロジェクト排出として計上するのであれば、再エネ電力を用いることは必須の条件ではない(ただし妥当性/追加性の要素として含むことも考えられる)。
ベースライン排出量 (JCMではリファレンス排出量)	● 天然ガス改質起源の水素・アンモニアを代替するとの前提に基づき、プロジェクト実施後の水素/アンモニア製造量(モニタリング)と所与のベースライン原単位を乗じた値とする。 ● 詳細は次頁以降に記載。	● プロジェクト実施後の水素/アンモニア製造量により算出することでサービス等価性が保たれる。 ● ベースライン原単位は保守性の原則に則ることが求められる(例:過去の実績のうち低めの値、保守的である(小さい)ことが知られているデフォルト値)。 ● 新規施設の場合でも使えるようにデフォルト値を設定し、利用可能とすることが望ましい(インセンティブの歪曲を防ぐため、デフォルト値は保守的とすべき)。
プロジェクト排出量	● プロジェクト設備における電力(再エネ以外)、燃料消費量の実測により算出される。 ● 詳細は次頁以降に記載。	● アンモニア合成は発熱反応であるため、燃料消費量を計上することがプロジェクト排出量を過大に推計する(排出削減量を過小に推計する)ことになる。このこと自体は保守的であるが、過度に保守的であるかは要検討。またアンモニア合成時に再エネ電力を用いる場合は問題とはならない。
モニタリング	● モニタリングすべきパラメータについて、必要に応じモニタリング手法も記載する。 ● 詳細は次頁以降に記載。	● 本手法のように、プロジェクトの本来業務の一環として行われるモニタリングであれば大きな問題はないが、それ以外の場合に課題となる(例:埋立地からメタンを回収してフレアするプロジェクトにおいて、メタン回収は埋立地の本来業務とは無関係)。

算定方法論の構成

- 全体の構成：方法論の標準形

- $ER_p = RE_p - PE_p$
- ここで、

ER_p	=	期間 p の排出削減量(t-CO ₂)
RE_p	=	期間 p のリファレンス(≡ベースライン)排出量(t-CO ₂)
PE_p	=	期間 p のプロジェクト排出量(t-CO ₂)

- 上記は施設単位であるが、グリーンアンモニア製造量で除して、製品CFP当たりの算出とすることも考えられる。
- プロジェクト境界外の排出(リーケージ)を考慮することもあるが、今回は考慮しないことを想定。
- ベースラインにおけるリーケージ：天然ガス採掘時排出(無視することで保守的となる)
- プロジェクトにおけるリーケージ：証書利用による他者の証書利用機会収奪(今回は証書活用を前提とするため、想定しない)

リファレンス(ベースライン)排出量の考え方

- リファレンス排出量: プロジェクト排出量と対比される排出量
- CDM等における「ベースライン(プロジェクトなかりせば)」排出量と近い概念だが、意図的な保守性が導入されることが多い。
- $RE_p = Q_{H2,p} \times EF_{H2,RE}$

- ここで、

RE_p	=	期間 p のリファレンス(≒ベースライン)排出量(t-CO ₂)
$Q_{H2,p}$	=	期間 p の水素製造量(重量または体積:実測)
$EF_{H2,RE}$	=	ベースラインにおける水素製造の排出原単位(t-CO ₂ /重量または体積: 下記参照)

- ベースライン原単位(この場合は $EF_{H2,RE}$)は方法論における最重要パラメータ
- 望ましい属性: 保守性(過大評価しない)、簡便さ(詳細な測定、他者のデータを必要としない)
- 在来施設の過去データ(過去3年間の年間最低値等)、デフォルト値(新規施設や、過去データが存在しない場合に活用。在来施設の過去データより保守的とすることが望ましい)
- なお、アンモニアについても同様の算定手法を採用することが可能($Q_{H2,p}$ 、 $EF_{H2,RE} \rightarrow Q_{NH3,p}$ 、 $EF_{NH3,RE}$)

* 燃料電池実用化推進協議会(FCCJ), 2018, CO₂フリー水素ワーキング資料 **Hydrogen Council, 2021, Hydrogen decarbonization pathways(1700kmのパイプラインによるガス輸送を想定)

ベースラインにおける水素製造の排出原単位($EF_{H2,RE}$)

- 既往の文献における水素製造(SMR)の排出原単位は下記のとおり。

文献・出所	年	製造プロセス	算定範囲	排出原単位 (tCO ₂ /tH ₂)
Mann et al	2000	SMR	Cradle to grave	13.7
Edwards	2014	SMR	Well to tank	10.92
経済産業省	2018	SMR	Well to gate	11.44
Gorski et al	2021	SMR	Well to gate	9.78
EU排出量取引制度	2021	SMR	Well to gateと想定	6.84※
米国45V	2022	SMR	Well to gate	9.4
CertifHy	2022	SMR	Well to tank	10.92

※2021年-2025年のベンチマークとなる値

出所) ScienceDirect(2022)“Methane Steam Reforming” <https://www.sciencedirect.com/topics/engineering/methane-steam-reforming>
 Bloomberg Tax(2022)“Sec. 45V. Credit For Production Of Clean Hydrogen.” https://irc.bloombergtax.com/public/uscode/doc/irc/section_45v
 EC(2021)“Update of benchmark values for the years 2021 – 2025 of phase 4 of the EU ETS” https://climate.ec.europa.eu/system/files/2021-10/policy_ets_allowances_bm_curve_factsheets_en.pdf
 CertifHy(2022)“Certification Schemes,” <https://www.certifhy.eu/go-labels/>
 経済産業省(2018)「FCCJからのCO₂フリー水素の定義の提案」https://www.meti.go.jp/committee/kenkyukai/energy/suiso_nenryodenchi/co2free/pdf/012_02_00.pdf (以上閲覧日:2022年11月10日)

プロジェクト排出量

● プロジェクト排出量

- グリーン電力と系統電力による電解を想定。基本的には実測が可能。

- $PE_p = EC_{grid,p} \times EF_{grid} + \sum_i (FC_{i,p} \times EF_i)$

● ここで、

PE_p	=	期間 p のプロジェクト排出量(t-CO ₂)
$EC_{grid,p}$	=	期間 p の系統電力消費量(MWh:実測)
EF_{grid}	=	系統電力のCO ₂ 排出原単位(t-CO ₂ /MWh:次頁参照)
$FC_{i,p}$	=	期間 p の燃料 i の消費量(重量または体積:実測)
EF_i	=	燃料 i のCO ₂ 排出原単位(t-CO ₂ /重量または体積:→①サプライヤーのデータ、②当該国データ、③IPCCデフォルト値)

系統電力のCO₂原単位(1)概要

- 系統電力のCO₂排出原単位(EF_{grid})の算定方法として考えられるのは以下。
- 1. Combined margin(CM)法
 - CDMで開発され、多くのクレジットスキームのデフォルトとなっている。
 - Operating margin(OM:調整電源に相当)、Build margin(BM:直近の電源≡電源開発動向)の平均値をとる。
 - 詳細な算定方法はCDM TOOL07 “Methodological tool: Tool to calculate the emission factor for an electricity system”参照
 - インドネシアでも以前はグリッド単位で計算・公表していた(スマトラの公表値は0.94t-CO₂/MWh:次頁参照≡石炭火力の原単位とほぼ同等)。
 - OMが0.77、BMが1.12(発電効率30%の石炭火力に相当する)
- 2. JCM法
 - それぞれの電源について最も原単位の低い技術水準の発電所の数値を当てはめる。
 - CDMに比べ非常に低いのが特徴。最新のものはスマトラ系統では0.458t-CO₂/MWh(JCM提案方法論PM037に基づく**)

*IGES, 2022, List of Grid Emission Factors

**Electricity generation by a biomass power plant (2020年12月提案)

系統電力のCO₂原単位(2)JCMでの算定結果

- JCMでは、インドネシアについては各地の系統CO₂原単位を現地JCM事務局が算定。

No	Nama Grid	Provinsi	Total Pembangkit	OM (ton CO ₂ /MWh)	BM (ton CO ₂ /MWh)	Faktor Emisi (ton CO ₂ /MWh)			
						CM Ex=Post		CM Ex-Ante	
						OM=0,5 BM=0,5	OM=0,75 BM=0,25	OM=0,5 BM=0,5	OM=0,75 BM=0,25
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)
119	Siberut	Sumatera Barat	12	0,71	0,68	0,70	0,70	0,77	0,82
120	Siberut Utara	Sumatera Barat	5	0,71	0,71	0,71	0,71	0,78	0,82
121	Sipora	Sumatera Barat	7	0,67	0,67	0,67	0,67	0,74	0,77
122	Sorong	Papua Barat	11	0,56	0,55	0,56	0,56	0,60	0,62
123	Sulselbar	Sulawesi Selatan	137	0,73	1,17	0,95	0,84	0,95	0,84
		Sulawesi Barat							
124	Sulutgo	Sulawesi Utara	73	0,67	0,90	0,78	0,73	0,78	0,72
		Gorontalo							
125	Sumatera	Aceh	463	0,77	1,12	0,94	0,86	0,93	0,84
		Bengkulu							
		Jambi							
		Lampung							
		Riau							
		Sumatera Barat							
		Sumatera Selatan							
		Sumatera Utara							
126	Sumbawa	Nusa Tenggara Barat	23	0,69	0,71	0,70	0,70	0,70	0,70
127	Sungai Guntung (Riau)	Riau	6	0,58	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
128	Tagulandang	Sulawesi Utara	8	0,55	0,55	0,55	0,55	N/A	N/A
129	Tahuna (Sangihe)	Sulawesi Utara	16	0,58	0,58	0,58	0,58	N/A	N/A
130	Tambelan (Kepri)	Kepulauan Riau	5	0,65	0,65	0,65	0,65	N/A	N/A
131	Taniwel (Seram Barat)	Maluku	11	0,58	0,58	0,58	0,58	0,61	0,62
132	Tanjung Balai Karimun	Kepulauan Riau	29	1,19	0,49	0,84	1,01	0,87	1,07
133	Tanjung Batu	Kepulauan Riau	20	0,51	0,50	0,50	0,51	N/A	N/A
134	Tanjung Samak (Riau)	Riau	10	0,56	0,56	0,56	0,56	0,60	0,62

出所)インドネシアJCM事務局資料(https://gatrik.esdm.go.id/assets/uploads/download_index/files/96d7c-nilai-fe-grk-sistem-ketenagalistrikan-tahun-2019.pdf 閲覧日:2022年11月17日)

モニタリング項目

- モニタリング、検証対象項目は算定方法論に依存するが、基本的には下記と想定される。
- いずれも水素・アンモニア製造に関する本来業務と整合したものであり、大きな問題は想定されない。

項目	パラメータ	モニタリング/ 所与	プロジェクトの 認定時	プロジェクトの 検証時	備考
リファレンス 排出量	期間 p の水素製造量($Q_{H2,p}$)	モニタリング	モニタリング手法の妥当性について方法論と照合	製造記録との照合	
	ベースラインにおける水素製造の排出原単位($EF_{H2,RE}$)	所与	数値の妥当性について方法論と照合	算定結果のチェック	値が小さいほど保守的。
プロジェクト 排出量	期間 p の系統電力消費量($EC_{grid,p}$)	モニタリング	モニタリング手法の妥当性について方法論と照合	電力消費記録との照合	- プロジェクト設備についてのみの電力消費量が記録されていることが望ましい。電解装置のような大規模なものであれば可能だが、それ以外のものについて、不可能な場合は定格消費量×8760hr等で代用可能とすべき。 - 電力計を使う場合は、現地の法制度で校正が必要とされているかを確認する必要がある。
	系統電力のCO2排出原単位(EF_{grid})	所与	数値の妥当性について方法論と照合	算定結果のチェック	原単位のについてはJCM事務局等による設定が想定される。
	期間 p の燃料 i の消費量($FC_{i,p}$)	モニタリング	モニタリング手法の妥当性について方法論と照合	燃料消費記録との照合	プロジェクト設備についてのみの燃料消費量が記録されていることが望ましい。不可能な場合は定格消費量×8760hr等で代用可能とすべき。
	燃料 i のCO2排出原単位(EF_i)	モニタリング	モニタリング手法の妥当性について方法論と照合	燃料サプライヤーのデータ	一般的に燃料のCO2原単位は、「重量または体積あたりの熱量原単位」「熱量原単位当たりCO2原単位」に分けられるが、前者はサプライヤーのデータとして入手可能であるが後者は困難と想定される。(国家またはIPCC2006ガイドライン等)
		所与	数値の妥当性について方法論と照合	算定結果のチェック	

アンモニアへの拡張

- リファレンス排出量の算出において、算定式を下記とすることが考えられる。

$$RE_p = Q_{H2,p} \times EF_{NH3,RE}$$

- ここで、

RE_p	=	期間 p のリファレンス(≡ベースライン)排出量(t-CO ₂)
$Q_{H2,p}$	=	期間 p の水素製造量(重量または体積:実測)
$EF_{NH3,RE}$	=	ベースラインにおけるアンモニア製造の排出原単位(t-CO ₂ /重量または体積)

- $EF_{NH3,RE}$ に利用可能な数値はインドネシアのパリ協定約束(NDC)に記載されている数値切と考えられる。
- 現状:45GJ/t-NH₃ ÷ 2.5t-CO₂/t-NH₃
- 将来:35GJ/t-NH₃ ÷ 2.0t-CO₂/t-NH₃ → こちらのほうがより保守的と想定される。
- なお、プロジェクト排出量の算定式は水素と同様。

算定の例

- グリーン水素製造量：年間5,000t-H₂ ($8,000\text{Nm}^3/\text{hr} \times 89.29\text{g}/\text{m}^3 \times 7000\text{hr}/\text{yr}$)
- → グリーンアンモニア製造量：28,333t-NH₃ ($5,000 \times 17/3$)

- ベースライン排出量：28,333 $\times$ 2.0 = 56,666t-CO₂
- プロジェクト排出量：
 - 全て再エネで賄う場合：ゼロ（燃料消費含まず）
 - 再エネ以外の電力で賄う場合：40MW $\times$ 7,000h = 280,000MWhの電力を消費すると想定（ $\div 5\text{kWh}/\text{m}^3$ ）すると、排出削減と見なされるためには電力CO₂原単位が0.2t-CO₂/MWhである必要がある。
 - 即ち、電解アンモニアの製造により在来手法を代替するようなプロジェクトでは、使用する電力が系統電力（保守的に算出して0.94t-CO₂/MWh）だけでなく、高効率天然ガス火力（ $\div 0.35\text{t-CO}_2/\text{MWh}$ ）程度であっても排出削減とはみなされない可能性がある。

既存のクレジットスキームにおける関連方法論・プロジェクト

- クレジットスキームには、CDMやJCMのような公的なスキーム、及びVCSやGold Standardのようなボランタリースキーム等、様々なものが存在する。
- しかし、グリーン水素に関するものは今までほとんど存在していない。現状ではCDMと米国カリフォルニア州の低炭素燃料規制(LCFS)において、水素を活用するプロジェクトに関する方法論が最近提案されている。

スキーム	概要	水素の扱い等
CDM(大規模)	● 提案大規模方法論(NM0381)で、再エネを用いた水電解による水素により、在来方法(中国において用いられている石炭ガス化)を代替する方法論が提案されている。	● 当初提案に再エネ調達手段として証書も含まれていたが、新規再エネ施設の増加につながらないとの指摘を受け削除されている。
CDM(小規模)	● 提案小規模方法論(SSC-NM0107)で、水素燃料電池トラックによる内燃機関代替が提案されている。	● 水素を再エネ起源とする場合、ベースラインでは建設が想定できない場合に限定される(再エネ設備と水素製造設備が一体化して建設される場合を例にあげているが、これに限定されない)。
LCFS (米国加州の低炭素燃料規制)	● 当該規制では、基準達成のための柔軟措置としてプロジェクトベースのクレジット活用を認めている。 ● 製油所投資、DAC等の他に、「再生可能水素製油所」に関する算定方法論が認められている。	● 製油所がガソリンとディーゼルを製造する際に、再生可能水素を使用することでクレジット生成可能。 ● 再生可能水素は、再生可能天然ガス(RNG)の水蒸気メタン改質、または再エネ電力を用いた電気分解による製造。 ● 但し、2022年11月現在で申請案件はない状況。

出所) CDM提案方法論ウェブサイト(<https://cdm.unfccc.int/methodologies/PAmethodologies/pnm/pending>)、CARB, “LCFS Credit Generation Opportunities (<https://ww2.arb.ca.gov/our-work/programs/low-carbon-fuel-standard/lcfs-credit-generation-opportunities>) 閲覧日: 2022年11月17日)

(参考)パリ協定第6条に関するCOP決定

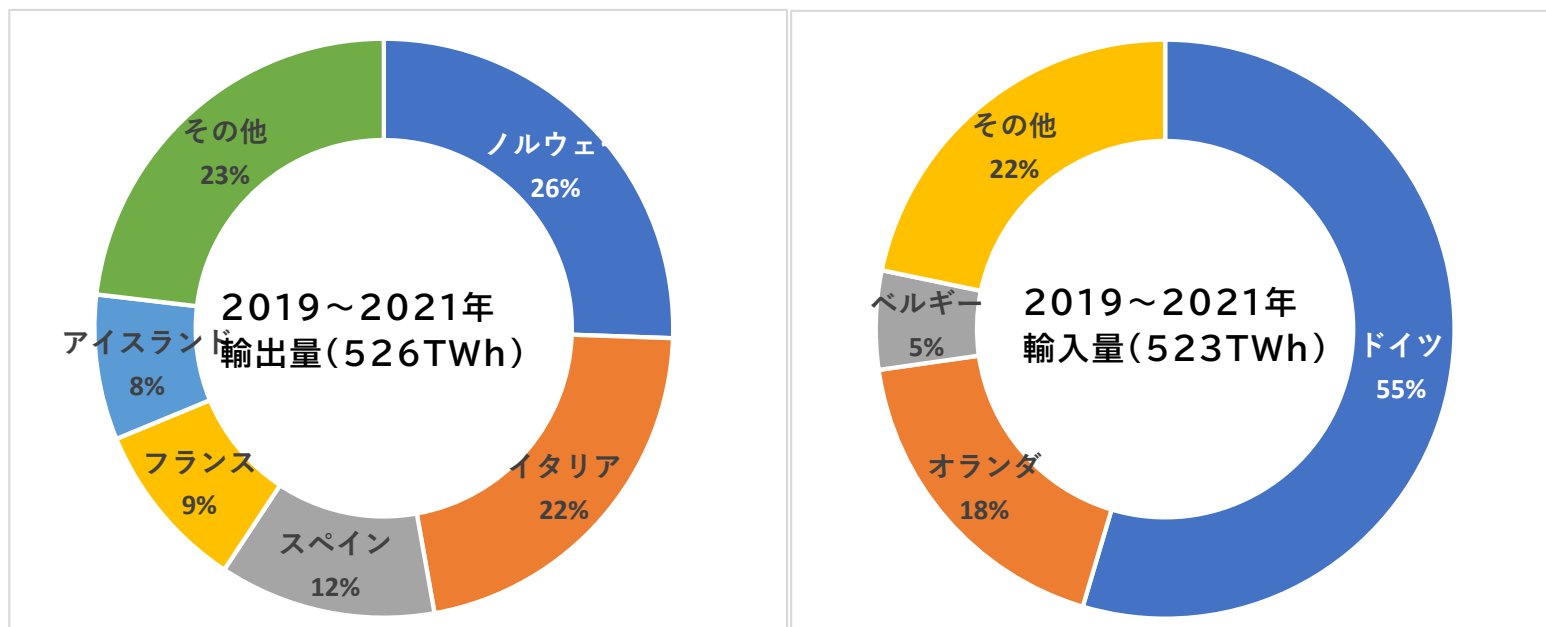
- COP26(2021年グラスゴー)、COP27(2022年シャルムエルシェイク)において、パリ協定第6条関連の検討が進捗。
- 主にCDMからの移行(クレジット、プロジェクト)といった直近で求められる実務面での進展があったが、大きな課題であるクレジット創出・移転国目標との相当調整のあり方、及び対象プロジェクトについては進展が見られていない。

条項	概要	COP26、27決定	課題
第6条2項	JCMを含む自由度の高いメカニズム	● 手数料が義務化されないことは決定。国際移転クレジット(ITMOs)のトラッキング、中央計上・報告プラットフォーム(CARP)の要件について合意。 ● NDC内外に関わらず相当調整を実施することは決定しているが、調整の方法については未定。	● 対象プロジェクトに関する制約はないが、相当調整のあり方が未定。
第6条4項	CDMの後継的存在のメカニズム	● クレジット期間(5年)、手数料(5%)、正味での排出削減義務(2%)について決定。 ● CDMからのプロジェクト及びクレジット移転について、実務的な規定が進捗。 ● 対象プロジェクトについて未定。	● 一部プロジェクト(特に森林保護、CCS)について対象に含めるか未定。 ● 相当調整を行うため、第6条2項と同様の課題が存在。

欧州再エネ指令(RED)改訂の動向把握

欧州における再エネ証書制度

- EU及び英国、ノルウェー等で共通の原産地証明(Guarantee of Origin:GO)証書が利用されている。
- EU再エネ指令に基づく再エネに対する電源(発電方法、期間、発電所所在地、設備容量、運開日)について証明(加盟国ごとの裁量で他の種類の電源への発行も可能)。
- 北欧等の(在来の)水力等から発行した証書をドイツが利用するという図式が続き、改革について検討が進められている。



欧州再エネ指令(Renewable Energy Directive:RED)

指令	概要
2009年	● 電力の原産地証明(GO)について記載
2018年改訂 (通称RED2)	● GOの範囲をガス(再エネ起源水素等:バイオガスは対象外)、冷温熱に拡大。Renewable fuel of non-biological origin(RFNBOとする。 ● RFNBOのGHG削減率を70%と設定。
2021年改訂案 (通称RED3)	● 欧州のカーボンニュートラルへ向けた2030年の計画Fit-for-55の一環として検討。 ● GOについては、時間単位でのマッチングも俎上に載っている。

RED3:再エネ証書(GO)の発行対象拡大

- 現在策定中の再エネ指令(Renewable Energy Directive)の改訂版(RED3)では、**国などから補助金を受けている自然エネルギー由来の電力もGOの対象に加えることを義務化する方針**。補助金の適用に関係なく、自然エネルギーで発電した電力の環境価値をGOで網羅的に把握できるようにすることを目指している。
- ただし、欧州理事会は、これに反対している。補助金を受けている電力に対するGOの発行を、加盟国が拒否できる権利を維持すべきだと主張している模様。

Article19の変更案

- *Article 1(8) amends Article 19(2) and (8) REDII to **remove Member States' ability not to issue guarantees of origin to a producer that receives financial support**, linking to the changes related to power purchase agreements in Article 15.*

(RED2本文での該当箇所) ※文中の取り消し線はRED3での提案

- *[Article19] To that end, Member States shall ensure that a guarantee of origin is issued in response to a request from a producer of energy from renewable sources, **unless Member States decide, for the purposes of accounting for the market value of the guarantee of origin, not to issue such a guarantee of origin to a producer that receives financial support from a support scheme.** Member States may arrange for guarantees of origin to be issued for energy from non- renewable sources. …(以下略)*

出所)RECS international, 2021, Guarantees of origin in the Fit for 55 package Accelerate the energy transition by growing consumer demand for renewable energy等

RED3: 非再エネ由来電力に対するGO発行の維持

- 現在策定中のRED3では、現行RED2同様、加盟国は、再エネ由来のみならず、**非再エネ由来の電力に対しても、GOを発行できるような体制を整えることは引き続き可能とする方針。**
- 非再エネ電力へのGOの発行は、Full Disclosure scheme(電力の需要家に対してすべての消費電力の原産地証明を求めるスキーム)の実施に必要。現状では、Full Disclosure schemeを導入しているのはオーストリアとオランダのみであるが、導入されれば、再エネ由来電力を消費したい者だけでなく、電力消費者全員が原産地証明を取得することが必要となり、再エネ属性を持つ電力の選択がより促される可能性がある。

(RED2本文での該当箇所) ※文中の取り消し線はRED3での提案

- *[Article 19] To that end, Member States shall ensure that a guarantee of origin is issued in response to a request from a producer of energy from renewable sources, ~~unless Member States decide, for the purposes of accounting for the market value of the guarantee of origin, not to issue such a guarantee of origin to a producer that receives financial support from a support scheme.~~ Member States may arrange for guarantees of origin to be issued for energy from non-renewable sources. ... (以下略)*

RED3:PPAsの利用に対するGOを用いた支援

- 現在策定中のRED3では、加盟国に対して、「**再エネのPPAにおいては、再エネの購入者に対して、関連するGO証書を確実に移転できる**」ようにすることを提案している。
- 現状では、補助金の支援を得て再エネを生産・販売している発電事業者に対してはGOを発行していない国や、GOは発行するけれども国内のオークションでGOを販売するためにGOを保持している加盟国は、これに対応しなければならない。

Article15の変更案

(RED3本文での提案の該当箇所)

- *[Article15] Member States shall ensure that those agreements are not subject to disproportionate or discriminatory procedures or charges, and **that any associated guarantees of origin can be transferred to the buyer of the renewable energy under the renewable power purchase agreement.***

(参考)EECSで発行・取引するGOの情報の粒度

- 発電に利用するエネルギー源については、自然エネルギー、化石燃料、原子力、合成ガス、排熱の5種類に分けたうえで、最大4段階の粒度で記載する。
- 発電設備のタイプについては、最大3段階の粒度で選択できる。
- 2019年12月2日に発効された“EECS Rules Fact Sheet 5 TYPES OF ENERGY INPUTS AND TECHNOLOGIES”が最新版。

エネルギー源の記載情報の粒度

Level 1 Code	Description	Level 2 Code	Description	Level 3 Code	Description	Level 4 Code	Description	Full code	CO2 Kg/GJ ¹
00	Unspecified	00	Unspecified	00	Unspecified	00	Unspecified	F0000000	0.0
01	Renewable	00	Unspecified	00	Unspecified	00	Unspecified	F0100000	0.0
		01	Solid	00	Unspecified	00	Unspecified	F0101000	0.0
				01	Municipal waste	01	Biogenic	F0101010	0.0
				02	Industrial and commercial waste	01	Biogenic	F0101020	0.0
				03	Wood	00	Unspecified	F0101030	0.0
						01	Forestry products	F0101030	0.0
						02	Forestry by-products & waste	F0101030	0.0
						03	Saw products, by-products and waste	F0101030	0.0
				04	Animal fats	00	Unspecified	F0101040	0.0
				05	Biomass from agriculture	00	Unspecified	F0101050	0.0
						01	Agricultural products	F0101050	0.0
						02	Agricultural by-products & waste	F0101050	0.0
		02	Liquid	00	Unspecified	00	Unspecified	F0102000	0.0
				01	Municipal biodegradable waste	00	Unspecified	F0102010	0.0
				02	Black liquor	00	Unspecified	F0102020	0.0
				03	Pure plant oil	00	Unspecified	F0102030	0.0
						01	Rapeseed (Brassica napus L.)	F0102030	0.0
						02	Sunflower (Helianthus annuus L.)	F0102030	0.0
						03	Oil palm (Elaeis guineensis Jacq.)	F0102030	0.0
						04	Coconut (Cocos nucifera L.)	F0102030	0.0
						05	Jatropha	F0102030	0.0
				04	Waste plant oil	00	Unspecified	F0102040	0.0
				05	Refined vegetable oil	00	Unspecified	F0102050	0.0
						01	Biodiesel (mono-alkyl ester)	F0102050	0.0
						02	Biogasoline (C6-C12 hydrocarbon)	F0102050	0.0
		03	Gaseous	00	Unspecified	00	Unspecified	F0103000	0.0

発電設備の記載情報の粒度

TECHNOLOGY CODES FOR PRODUCTION OF ELECTRICITY: TXXXXXX

Level 1 Code	Description	Level 2 Code	Description	Level 3 Code	Description	Full code
01	Solar	00	Unspecified	00	Unspecified	T010000
		01	Photovoltaic	00	Unspecified	T010100
				01	Classic silicon	T010101
				02	Thin film	T010102
		02	Concentration	00	Unspecified	T010200
02	Wind	00	Unspecified	00	Unspecified	T020000
				01	Onshore	T020001
				02	Offshore	T020002
03	Hydro-electric head installations	00	Unspecified	00	Unspecified	T030000
		01	Run-of-river head installation	00	Unspecified	T030100
		02	Storage head installation	00	Unspecified	T030200
		03	Pure pumped storage head installation	00	Unspecified	T030300
		04	Mixed pumped storage head	00	Unspecified	T030400
04	Marine	00	Unspecified	00	Unspecified	T040000
		01	Tidal	00	Unspecified	T040100
				01	Onshore	T040101
				02	Offshore	T040102
		02	Wave	00	Unspecified	T040200
				01	Onshore	T040201
				02	Offshore	T040202
		03	Currents	00	Unspecified	T040300
		04	Pressure	00	Unspecified	T040400

EU RED3指令改訂の動向

- 2022年9月14日、欧州議会はREDII指令の改訂案を採択。その文書に関して、2021年7月に欧州委員会が提出したREDII指令改訂案からの主な変更点は下記のとおり。
- Recital 13:「Innovative technologiesは、より高度な空間的および時間的なGOの粒度(granularity)を確保することが出来る。加盟国はこうした分野でのdigital innovationを促進するために、GOのスキームにおけるadditional size granularityを導入すべきである」との文言が追加された。
- Article 27 paragraph 3: RFNBOを生産するために使用される再エネ電力についての要件はRED II指令で既に言及されているが、新たな要件が追加された(**時間的相関・地理的相関**については次頁参照)。

時間的相関

- 時間的相関:「製造する燃料が100%RFNBOとして認められるためには、PPAを通じて購入した再エネ電力と、燃料製造のためにグリッドから調達した電力量のバランスが、四半期ベースで達成されなければならない。そして、2030年1月1日以降は、そのバランスが月or四半期or1年ベースで達成されなければならない。」

時間的相関に該当するRED2改訂案の記載

(b) the balance between the renewable electricity purchased through one or several power purchase agreements and the amount of electricity taken from the grid to produce the fuel shall be achieved on a quarterly basis in order for the production to be fully qualified as renewable fuel of non-biological origin.

From 1 January 2030, the balance between the renewable electricity purchased through one or several power purchase agreements and the amount of electricity taken from the grid to produce the fuel shall be

achieved either on a monthly, quarterly or yearly basis in order for the production to be fully qualified as renewable fuel of non-biological origin. The temporal correlation shall depend on an assessment carried out by the Commission. This requirement shall apply to all existing plants, including the ones commissioned before 2030.

- なお、時間的相関については、2022年5月に欧州委員会が発表した委任規則案で示されていた内容(再エネ発電と電力消費に対して月ベースのmatchingを求め、2027年1月1日以降は時間ベースでのmatchingを求めるもの)と比較して、寛容なものになっている。

出所)European Parliament(2022)“Parliament backs boost for renewables use and energy savings”<https://www.europarl.europa.eu/news/en/press-room/20220909IPR40134/parliament-backs-boost-for-renewables-use-and-energy-savings>(閲覧日:2022年11月9日)

Shearman & Sterling(2022)“A STEP TOWARDS REMOVING THE RED-TAPE FOR EUROPE’S GREEN HYDROGEN SECTOR”<https://www.shearman.com/en/perspectives/2022/09/step-towards-removing-red-tape-for-europes-green-hydrogen-sector>(閲覧日:2022年11月9日)

地理的相関

- 地理的相関:「電気分解を行う地点は下記の少なくとも一つの条件を満たさなければならない。」
- Renewable PPAのもとで再エネ電力を発電する施設(=発電地点)が、電気分解装置(≡消費地点)と同じ国もしくは近隣国に位置していること
- Renewable PPAのもとで再エネ電力を発電する施設(=発電地点)が、電気分解装置(≡消費地点)が位置する国に隣接したoffshore bidding zoneあるいは近隣国に位置していること

地理的相関に該当するRED2改訂案の記載

With regard to the location of the electrolyser, at least one of the following conditions shall be fulfilled:

- (a) the installation generating renewable electricity under the renewables power purchase agreement is located in the same country as the electrolyser or in a neighbouring country; or*
- (b) the installation generating renewable electricity under the renewables power purchase agreement is located in an offshore bidding zone adjacent to the country where the electrolyser is located or in a neighbouring country.*

RED改訂の今後

- 2022年9月14日に欧州議会が採択したRED2改訂案について、RFNBOが製造される際の地理的・時間的・相関に関する事項についても記載がなされている。その中で、欧州委員会が5月に発表した委任規則案(Delegated Act)と比較して、時間的相関に対する要件が緩和されている。時間的相関については当初の欧州委員会による厳格な要求よりも、緩和されたものになる可能性が高い。
- 具体的には、2030年まではPPA購入とグリッド購入のバランスが、四半期ベースで、それ以降は、月ベースor四半期ベースor年ベースで求められる内容になると予想される。
- 一部では、今回の欧州議会の決定に対して不満を抱くステークホルダーも存在する。業界団体であるSolarPower Europeは、しっかりと規制を作らなければ、グリーン水素のプロジェクトの採算性が悪化してしまうと警告する。

未来を問い続け、変革を先駆ける

MRI 三菱総合研究所

二次利用未承諾リスト

質の高いエネルギーインフラの海外展開に向けた事業実施可能性調査事業委託費（我が国企業によるインフラ海外展開促進調査）

インドネシア国・既設肥料工場を活用した燃料グリーンアンモニア製造事業化調査事業

東洋エンジニアリング株式会社

[illegible]