

水素・燃料電池戦略ロードマップの達成に向けた対応状況

2019年6月25日

資源エネルギー庁
新エネルギーシステム課
水素・燃料電池戦略室

- ① 国際的な水素サプライチェーンの開発等
- ② 国内再生可能エネルギー由来水素の利用拡大
- ③ 電力分野での利用
- ④ モビリティ分野での利用
- ⑤ 産業プロセス・熱利用での水素活用の可能性
- ⑥ 燃料電池技術活用

低コストな水素調達・供給の実現（水素供給コスト）

<ロードマップ>

- 水素コスト(プラント引渡しコスト)については、2030年頃に30円/Nm3程度、将来的に20円/Nm3程度まで水素コストを低減することを目標としつつ、LNG価格の推移を考慮して環境価値を含めて従来エネルギーと遜色のない水準まで低減させていくことを目指す。例えば、LNG価格が10ドル/MMBtu(CIF価格)であれば、環境価値を考慮せずに熱量等価で水素価格に換算すると13.3円/Nm3となる。(水素コスト30円/Nm3、20円/Nm3、13.3円/Nm3は、発電単価換算ではそれぞれ、17円/kWh、12円/kWh、8.7円/kWh。)

<アクションプラン>

- 水素コスト低減に向けた基盤技術開発を継続して実施し、要素技術の必要スペック及びコスト目標の達成を目指す(要素技術のスペック目標については後掲)。
- 2025年頃に、将来の商用水素サプライチェーンの本格導入に向けて、日本向けLNG輸入価格を念頭に、水素サプライチェーンの環境価値を含めたコストを化石燃料並みまで低減させていく計画の実現可能性の検討及び評価を実施し、事業実施判断を行う。

■ ロードマップ達成に向けた対応状況

現状の国内水素ステーションにおける水素コストは100円/Nm3程度。これを仮に水素発電に用いるとして発電単価換算すると、52円/kWh程度となる。

ロードマップ上の水素コスト(30円/Nm3、20円/Nm3、13.3円/Nm3)はプラント引渡し時点のものであり、現状の100円/Nm3は水素ステーションにおける販売価格。発電単価の換算にあたっては、ロードマップと同様に送電端効率及びHHVを採用した(水素発熱量:142.90MJ/kg)。

1. 解決すべき課題

- ①水素コスト低減に向けた基盤技術開発(後述P4~8参照)。

2. スケジュール

- ①2030年頃:水素コスト30円/Nm3。
- ②それ以降:水素コスト20円/Nm3→13.3円/Nm3(LNG価格が10ドル/MMBtuの場合かつ環境価値を考慮せず)。

国際的な水素サプライチェーン開発（水素製造）

<ロードマップ>

- 褐炭のガス化による水素製造のコストについて、ガス化炉の効率向上等により現状数百円/Nm³であるところ、12円/Nm³を目指す。（2022年度頃）

<アクションプラン>

- 褐炭のガス化炉の大型化・高効率化に向けた研究開発

■ ロードマップ達成に向けた対応状況

2020年から実証事業により褐炭ガス化炉が運開予定。運開時点でのコストは数百円/Nm³（推計値）。コストダウンのため、ガス化炉の大型化・高効率化に向けた研究開発を行っていく。

褐炭ガス化炉については2019年9月に着工し、2020年2月には運転開始予定（2トン/日）。

1. 解決すべき課題

- ① 褐炭ガス化の技術開発。
- ② 商用化規模のガス化炉の運用のためには、水分を多く含む褐炭を効率的に乾燥させる技術開発及び大型のASU（空気分離装置）の開発も必要。
- ③ 更なるコストダウン。

2. スケジュール

- ①（褐炭の乾燥技術）2021年を目途に最適な乾燥システムについて、フィールド試験を踏まえた検討を実施。

3. 海外の現状

- ① 海外において褐炭から水素を製造している事例はなし。
- ② 日本を始め世界各地で石炭ガス化炉が稼働している。

国際的な水素サプライチェーン開発（貯蔵・輸送：液化水素①）

<ロードマップ>

- 地上用液化水素タンク容量について、現状数千m³であるところ、5万m³を製造可能な要素技術の開発を目指す。（2022年度頃）
- 水素液化原単位について、現状13.6kWh/kgであるところ、6.0kWh/kgを目指す。（2022年度頃）

<アクションプラン>

- 液化水素貯蔵タンクの大型化研究開発
- 水素液化効率の向上に向けた研究開発

■ ロードマップ達成に向けた対応状況

現時点で日本最大の液化水素タンクは540m³（種子島）。2020年度に実証事業により2500m³のタンクが運開予定（神戸）。

地上用液化水素タンクは使用量、揚荷基地併設の場合は運搬船のタンク容量で決定。NEDO事業では液化水素運搬船のタンク容量に合わせ2500m³とした。なお、タンクの大型化による真空二重断熱構造の健全性について確認予定。

1. 解決すべき課題

- ① 液化水素浸漬条件下での材料耐性の把握。
- ② 貫通部などの複雑形状部への応力集中抑制と変位吸収機構の付与など。

2. スケジュール

- ① 2019～2020: 構造材料の水素雰囲気、低温での材料特性把握及び構造解析による基本構造の決定を行う。
- ② 2021～2022: 供試体の製作及び変形挙動等の解析との照合、断熱構造決定と5万m³級貯槽の施工要領確認をそれぞれ実施する。

3. 海外の現状

- ① 米国では3300m³のタンクが稼働中（NASA）。4700m³のタンクの建造が計画されている（NASA）。

国際的な水素サプライチェーン開発（貯蔵・輸送：液化水素②）

<ロードマップ>

- 地上用液化水素タンク容量について、現状数千m³であるところ、5万m³を製造可能な要素技術の開発を目指す。（2022年度頃）
- 水素液化原単位について、現状13.6kWh/kgであるところ、6.0kWh/kgを目指す。（2022年度頃）

<アクションプラン>

- 液化水素貯蔵タンクの大型化研究開発
- 水素液化効率の向上に向けた研究開発

■ ロードマップ達成に向けた対応状況

論文で報告されている現状値は5トン/日規模で13.6kWh/kgだが、冷却用タービン等の要素技術開発により、国内メーカーはこれを10%以上引き下げる技術水準を達成した。

〔現状の数値は5トン/日のものであり、商用化に向けては50～150トン/日機においても効率化を達成する必要がある。〕

1. 解決すべき課題

- ①天然ガス液化と同様に、複数の冷媒を用いる新プロセスの開発など。

2. スケジュール

- ①50～150トン/日機の商用時（2030年頃を想定）までにプロセスの改良を実現する。

3. 海外の現状

- ①ドイツLinde社は50～150トン/日機で6kWh/kgの達成が可能との見通しを発表している。

（26th International Cryogenic Engineering Conference, 2016）

- ②2020年初頭に米国でLinde社、Air Liquide社、Air Product社がそれぞれ30トン/日の液化機を稼働予定。

国際的な水素サプライチェーン開発（貯蔵・輸送：有機ハイドライド）

<ロードマップ>

- 2030年度以降の有機ハイドライドによる水素供給コストの更なる低減に向けて、現状トルエンのロス率1.4%であるところ半減を目指す（左記のロス率は、トルエン消費量／水素チェーンのトルエン流量の百分率）。

<アクションプラン>

- 2030年度以降の商用有機ハイドライド水素サプライチェーンの更なる低コスト化の実現に向けて、必要となる基盤技術開発を継続して実施する。

■ ロードマップ達成に向けた対応状況

現状のトルエンロス率1.4%。2025年までにロス率の半減を達成することを目指している。

有機ハイドライドによる水素供給は水素をトルエンと化学反応させ（水素化反応）、MCHとして輸送・貯蔵し、水素利用時に化学反応により再度トルエンと水素に分ける（脱水素反応）。この際、脱水素反応後のトルエンは再度水素化工程で用いられるが、一連の工程の中でロスが生じてしまう。ロスが生じる主原因は、水素化/脱水素工程で不純物*が生成されることによる。

*トルエンとMCHが重合した2環化合物、メチル基が脱離したベンゼンなど

1. 解決すべき課題

- ①ロス率の原因の一つは不純物の生成であり、不純物の生成量は触媒の性能による。
ロス率を低減するためには不純物生成量を1/3に低減する水素化/脱水素触媒の開発が必要。

2. スケジュール

- ①2025年までに上記課題を解決する触媒を開発することを目指す。

3. 海外の現状

- ①ドイツHydrogenious社がジベンゾトルエンによるLOHC技術*を小規模（300Nm³/h程度まで）にて実用化している。

* 水素をジベンゾトルエンと化学反応させ、ペルヒドロジベンゾトルエン（液体）として輸送・貯蔵する技術。

国際的な水素サプライチェーン開発（CO2排出量）

<ロードマップ>

- 水素サプライチェーンの構築に当たっては、欧州の取組を参考に水素の製造段階で天然ガス由来水素と比較してCO2排出量60%減を当面の2030年度までのベンチマークとし、将来的には資源採掘から消費までのCO2排出量実質ゼロを目指す。

<アクションプラン>

- サプライチェーン全体を通じたCO2排出量の低減に向けた研究開発を実施する。

■ ロードマップ達成に向けた対応状況

- ① 現段階の褐炭ガス化+CCSプロジェクトの水素製造時CO2排出量は、0.1kg-CO2/Nm3-H2未満(*1) と試算される。

参考：水素の製造段階で天然ガス由来水素と比較してCO2排出量60%減は0.39kg-CO2/Nm3-H2に相当する(*2)。

- ② 製造を含むチェーン全体のCO2排出量(見込み)については、前提条件により幅があるが、現在開発中の技術を用いて、将来一定規模・条件のサプライチェーンを構築したと仮定して計算すると 0.5kg-CO2/Nm3-H2前後(経済産業省調べ)と見込まれ、更なる削減が必要である。

水素製造段階においては、褐炭ガス化プロセスの高効率化に係る研究開発を実施するとともに、CCS技術の実用化を目指している。褐炭ガス化プロジェクトのCO2排出量については、水力発電由来の電力使用や、大規模CCSの実施を前提として算定している。また、サプライチェーン全体を通じたCO2排出量の低減に向けては、輸送・貯蔵、利用の各段階の高効率化を目指した研究開発を実施していく。

*1:川崎重工業株式会社(平成22年～23年度成果報告書独立行政法人新エネルギー・産業技術総合開発機構委託事業)「国際連携クリーンコール技術開発プロジェクト クリーンコール技術に関する基盤的国際共同研究 低品位炭期限の炭素フリー燃料による将来エネルギーシステム(水素チェーンモデル)に実現可能性に関する研究調査」(2012.4)。

*2:第9回CO2フリー水素ワーキンググループ「事務局提出資料」(2017.8.8)をもとに換算(熱量:LHV)。

1. 解決すべき課題

- ① 水素製造時でのCCS技術との併用。
- ② 輸送・貯蔵、利用の各段階の高効率化。

2. スケジュール

- ① 2020年頃:CCS技術の実用化を目指す。
- ② ※各工程の高効率化への取り組みスケジュールについては、他のスライド参照。

- ① 国際的な水素サプライチェーンの開発
- ② **国内再生可能エネルギー由来水素の利用拡大**
- ③ 電力分野での利用
- ④ モビリティ分野での利用
- ⑤ 産業プロセス・熱利用での水素活用の可能性
- ⑥ 燃料電池技術活用

国内再生可能エネルギー由来水素の利用拡大（アルカリ形水電解装置）

<ロードマップ>

- 水電解装置システムコスト5万円/kWを目指すことに加え、アルカリ形水電解装置について、エネルギー消費量等以下の目標値(表1)を実現することを目指す。

<アクションプラン>

- 水電解技術については、現行のNEDOプロジェクトの成果を踏まえて、電流密度や効率、耐久性のさらなる向上に資する技術開発を行う。
- 電流密度や効率、耐久性のさらなる向上に資するため、セル劣化等反応メカニズムの解明や耐久性評価手法の検討・標準化を行い、技術開発にフィードバックする。
- 再生可能エネルギー発電量予測、電力需給調整、水素需要など様々な情報をもとに、最適にシステムを運用する技術開発を行う。

■ ロードマップ達成に向けた対応状況

現状の水電解装置システムコストは12万円/kW。その他のスペックの現状値は表1の通り。

(表1 アルカリ形水電解装置の現状と目標値)

項目	単位	2018年度末	ロードマップの目標値		海外の現状	
			2020年	2030年		
システム	エネルギー消費量	kWh/Nm ³	<u>5.0</u>	4.5	4.3	4.6
	設備コスト	万円/Nm ³ /h (万円/kW)	<u>60</u> <u>(12)</u>	34.8 (7.8)	22.3 (5.2)	- (5.5-15.4)
	メンテナンスコスト	円/(Nm ³ /h)/年	<u>24,000</u>	7,200	4,500	8,900
スタック	劣化率	%/1000時間	<u>2020年目標達成見込</u>	0.12	0.10	0.13
	電流密度	A/cm ²	<u>0.6</u>	0.7	0.8	0.5
	触媒でのコバルト使用量	mg/W	<u>2020年目標達成見込</u>	3.4	0.7	7.3

※前提条件: 水素純度99.9%、水素圧力0.1MPa、量産ベース(100,000 – 200,000 Nm³/h)

1. 解決すべき課題

- ① 電解効率の向上、スタック触媒でのニッケル使用量の低減による設備コスト、メンテナンスコストの削減等。

2. 海外の現状

- ① 水電解装置システムコストは5.5–15.4万円/kW。その他のスペックは表1の通り。

国内再生可能エネルギー由来水素の利用拡大（PEM形水電解装置）

<ロードマップ>

- 水電解装置システムコスト5万円/kWを目指すことに加え、PEM形水電解装置について、エネルギー消費量等以下の目標値(表1)を実現することを目指す。

<アクションプラン>

- 水電解技術については、現行のNEDOプロジェクトの成果を踏まえて、電流密度や効率、耐久性のさらなる向上に資する技術開発を行う。
- 電流密度や効率、耐久性のさらなる向上に資するため、セル劣化等反応メカニズムの解明や耐久性評価手法の検討・標準化を行い、技術開発にフィードバックする。
- 再生可能エネルギー発電量予測、電力需給調整、水素需要など様々な情報をもとに、最適にシステムを運用する技術開発を行う。

■ ロードマップ達成に向けた対応状況

現状の水電解装置システムコスト25万円/kW。その他のスペックの現状値は表1の通り。

(表1 PEM形水電解装置の現状と目標値)

	項目	単位	2018年度末	ロードマップの目標値		海外の現状
				2020年	2030年	
システム	エネルギー消費量	kWh/Nm ³	<u>5.0(カタログ値)</u>	4.9	4.5	5.2
	設備コスト	万円/Nm ³ /h (万円/kW)	<u>125(カタログ値)</u> <u>(25)(カタログ値)</u>	57.5 (11.7)	29.0 (6.5)	- (12.1-19.8)
	メンテナンスコスト	円/(Nm ³ /h)/年	<u>2020年目標未達見込</u>	11,400	5,900	16,200
スタック	劣化率	%/1000時間	<u>2020年目標未達見込</u>	0.19	0.12	0.25
	電流密度	A/cm ²	<u>1.0 - 2.0</u>	2.2	2.5	2.0
	触媒貴金属量(PGM)	mg/W	<u>0.5 - 1.5 (達成)</u>	2.7	0.4	5.0
	触媒貴金属量(白金)	mg/W	<u>0.2 - 0.5 (達成)</u>	0.7	0.1	1.0
その他	ホットスタート	秒	<u>1 - 2 (達成)</u>	2	1	10
	コールドスタート	秒	<u>ホットスタートと同様(1-2) (達成)</u>	30	10	120
	設置面積	m ² /MW	<u>30(カタログ値) (達成)</u>	100	45	48

1. 解決すべき課題

- ①膜・電極接合体の高効率化、スタックの高耐久化、水電解装置簡素化による設備コスト、メンテナンスコストの削減等。

2. 海外の現状

- ①水電解装置システムコストは12.1-19.8万円/kW。その他のスペックは表1の通り。

- ① 国際的な水素サプライチェーンの開発
- ② 国内再生可能エネルギー由来水素の利用拡大
- ③ **電力分野での利用**
- ④ モビリティ分野での利用
- ⑤ 産業プロセス・熱利用での水素活用の可能性
- ⑥ 燃料電池技術活用

水素の電力分野での利用（水素発電の導入①）

<ロードマップ>

- 2030年頃の水素発電の商用化を目指して、技術の確立及び水素コストの低減に向けた取組を行っていく。
- 2020年頃に既設火力発電設備における水素混焼発電導入のために必要な条件を明確化する。
- さらに、将来的には、水素の調達コスト低減の見通しを見極めた上で、水素専焼発電の実現に必要な要素技術の確立を目指す。

<アクションプラン>

- 水素混焼発電導入の条件明確化のため、既設火力発電設備への水素混焼発電を想定し、水素供給システムや限界混焼率、事業性等についてのFS調査を2019年度までに実施する。
- 水素の調達コスト低減の見通しを見極めた上で、低NO_x燃焼器の開発や燃焼振動対策、冷却技術の開発など、将来的な水素専焼発電の実現に必要な技術開発を行う。

■ ロードマップ達成に向けた対応状況

2018年から2019年まで既設火力発電設備への水素混焼発電導入を想定したFeasibility Studyを実施中。

現時点までのFSの結果は次のとおり。

①限界混焼率:9.3vol%(水素流量変動がなければ11.1vol%)であれば天然ガス焚きと同程度の発電性能。

*あくまで今回の調査事業で検討対象としたGTCC固有の数値。

②環境性能:GT出口NO_x濃度は、天然ガス焚きと比較し、10%程度増加する。

1. 解決すべき課題

①具体的な水素供給システムの設計、水素の限界混焼率、各種規制、事業性などの条件の明確化。

2. スケジュール

①2018年度:既設火力発電設備での限界水素混焼率を調査するとともに、水素供給システムを設計した。

②2019年度:2018年度の検討結果を踏まえ、技術的課題を抽出するとともに、水素混焼発電の事業性を評価予定。

3. 海外の現状

①イタリアEnel社において、12MW(GE製)ガスタービンにて水素混焼(80%)を実施した。

水素の電力分野での利用（水素発電の導入②）

<ロードマップ>

- 2030年頃の水素発電の商用化を目指して、技術の確立及び水素コストの低減に向けた取組を行っていく。
- 2020年頃に既設火力発電設備における水素混焼発電導入のために必要な条件を明確化する。
- さらに、将来的には、水素の調達コスト低減の見通しを見極めた上で、水素専焼発電の実現に必要な要素技術の確立を目指す。

<アクションプラン>

- 水素混焼発電導入の条件明確化のため、既設火力発電設備への水素混焼発電を想定し、水素供給システムや限界混焼率、事業性等についてのFS調査を2019年度までに実施する。
- 水素の調達コスト低減の見通しを見極めた上で、低NO_x燃焼器の開発や燃焼振動対策、冷却技術の開発など、将来的な水素専焼発電の実現に必要な技術開発を行う。

■ ロードマップ達成に向けた対応状況【水素混焼発電の高効率化】

- ①1MW級 : 水素100%~0%までフレキシブルに対応可能な燃焼器の技術開発・実証運転完了。
2018年4月世界初の水素100%燃焼による街区への電熱供給を達成。
- ②500MW級: 混焼燃焼器の技術開発・実証運転完了。水素20%による混焼試験に成功。

①1MW級: 混焼発電に使用する燃焼器については、水素の燃焼特性に対応するために、ウェット方式を採用。ウェット方式とは、NO_xの発生を抑制するために燃焼器の高温部分に水及び蒸気を噴射する方式であるが、この方式で水素専焼を実施した場合には、水噴射を行う分、効率が下がるという側面がある。

②500MW級: 混焼発電に使用する燃焼器については、水素の燃焼特性に対応するために、予混合方式を採用。予混合方式とは、NO_xの発生を抑制するために空気と燃料の予混合炎を燃焼させる方式であるが、現在の混焼燃焼器では、逆火防止等に課題がある。水素専焼のためには、NO_x値の抑制と逆火防止等を両立する新型燃焼器の開発が必要。

1. スケジュール

- ①2015~2018年度: 燃焼器の設計・実証運転完了。

水素の電力分野での利用（水素発電の導入③）

<ロードマップ>

- 2020年頃に既設火力発電設備における水素混焼発電導入のために必要な条件を明確化する。
- さらに、将来的には、水素の調達コスト低減の見通しを見極めた上で、水素専焼発電の実現に必要な要素技術の確立を目指す。

<アクションプラン>

- 水素混焼発電導入の条件明確化のため、既設火力発電設備への水素混焼発電を想定し、水素供給システムや限界混焼率、事業性等についてのFS調査を2019年度までに実施する。
- 水素の調達コスト低減の見通しを見極めた上で、低NOx燃焼器の開発や燃焼振動対策、冷却技術の開発など、将来的な水素専焼発電の実現に必要な技術開発を行う。

■ ロードマップ達成に向けた対応状況

水素専焼発電に対応した水噴射を用いないドライ方式については、逆火の発生なく、NOx値が50ppm未滿となる燃焼器の一部の基本設計を完了。

既設火力発電設備における水素混焼発電技術については、既に混焼率20%を達成しているが、専焼発電のためには専用の燃焼器等の技術開発が必要。専焼器については、1/30サイズのモデルバーナを製作、1,800℃の燃焼試験に成功。

1. 解決すべき課題

- ①水素専焼燃焼器の燃焼試験により、NOxや逆火、燃焼振動、燃焼器のメタル温度の検証が必要である。

2. スケジュール

- ①2020年代まで: 実燃焼器設計(実装配置、バーナ壁面温度最適化、燃焼振動予測)、実燃焼器試験に向けた研究開発。

3. 海外の現状

- ①高温ドライ低NOx燃焼器を用いたGTCC水素専焼発電の実証はまだ実施されていない。
- ②オランダMagnum Projectにおいて、2025年より、水素専焼発電の実証開始予定。

水素の電力分野での利用（水素キャリアの脱水素反応の高効率化・低コスト化①）

<ロードマップ>

- 有機ハイドライドやアンモニアから脱水素反応により水素を取り出して水素発電を行う場合、排熱等の利用により脱水素反応を高効率化・低コスト化することが重要であることから、ガスタービンコンバインドサイクル（GTCC）で発生する熱の一部を脱水素反応に活用する。（2030年頃の水素発電の商用化を目指して）
- アンモニアの脱水素反応については、2020年度までにシステム構成条件を確立させる。

<アクションプラン>

- 有機ハイドライドやアンモニアからの脱水素反応に排熱を利用し、プロセスの高効率化・低コスト化を図る技術の開発を行う。アンモニアについては、実圧環境下における燃焼器及び触媒の耐久性評価を2020年度までに行う。

■ ロードマップ達成に向けた対応状況【有機ハイドライド】

現行のシステムにおける総合エネルギー効率は50%～70%。発電利用時にGT、SOFC排熱等の脱水素熱源への利用により、高効率化・低コスト化を目指していく。

エネルギー効率は、分母を製品製造までに消費したエネルギー（水素エネルギーを含む）とし、分子を製品水素のエネルギーとした比率のパーセンテージ。輸送距離等により効率は変動。有機ハイドライドから脱水素反応より水素を取り出す際には、吸熱反応となり、熱源を要する。将来的に水素発電を行う際に、発電施設（GT、SOFC等、発電時に排熱する設備）からの排熱を利用することで、脱水素プロセスの高効率化、低コスト化を目指す。

1. 解決すべき課題

- ①GT、SOFC排熱等の脱水素熱源への利用技術の開発。

2. スケジュール

- ①2030年：GT、SOFC排熱等の脱水素熱源への利用技術の開発を目指す。
- ②2050年：更にコストを低減する発電システムと脱水素ユニット一体型の大型分散発電システムの開発を目指す。

3. 海外の現状

- ①ドイツHydrogenious社が実用化しているLOHC技術はキャリア種の観点から小規模向け（300Nm³/h程度まで）であり、大規模適用は困難と推定されるほか、水素価格は90円/Nm³（0.75€/Nm³）と発表されている。

水素の電力分野での利用（水素キャリアの脱水素反応の高効率化・低コスト化②）

<ロードマップ>

- 有機ハイドライドやアンモニアから脱水素反応により水素を取り出して水素発電を行う場合、排熱等の利用により脱水素反応を高効率化・低コスト化することが重要であることから、ガスタービンコンバインドサイクル（GTCC）で発生する熱の一部を脱水素反応に活用する。（2030年頃の水素発電の商用化を目指して）
- アンモニアの脱水素反応については、2020年度までにシステム構成条件を確立させる。

<アクションプラン>

- 有機ハイドライドやアンモニアからの脱水素反応に排熱を利用し、プロセスの高効率化・低コスト化を図る技術の開発を行う。アンモニアについては、実圧環境下における燃焼器及び触媒の耐久性評価を2020年度までに行う。

■ ロードマップ達成に向けた対応状況【アンモニア】

現状、アンモニアから水素を取り出して発電するためには、膨大な反応熱を投入して脱水素・精製させた上で発電設備まで水素を輸送する必要があるが、発電設備の排熱を利用することにより外部からの熱の投入量を大幅に削減し精製工程が省略できるシステムの研究開発を実施中。

GT排熱を回収してアンモニアを水素と窒素に分解することで、水素を分離・精製することなくGTCCの燃料とすることが可能となる（プロセスの高効率化・低コスト化につながる）。水素コスト（2030年時点、アンモニア分解＋水素精製、水素製造から国内輸送までのコスト）：37 円/Nm³-H₂(*)のところ、開発中の技術を確立することで、熱源及び水素精製装置コストを削減することを可能とし、30 円/Nm³-H₂まで低下させることを目標としている。

1. 解決すべき課題

*水野他(エネルギー・資源学会)「国際水素エネルギーキャリアチェーンの経済性分析」(2017年)

- ① 目標達成のためには、システム構成、アンモニア分解装置、燃焼器等の検討が必要である。

2. スケジュール

- ① 2019～20年度で基礎的な検討を行い、本システムの構成条件を確立する。

3. 海外の現状

- ① アンモニアを熱分解してGTCCに利用するシステムは、若干の特許出願や小規模な試験の事例があるもののほとんど検討されていない。

水素の電力分野での利用（水素コージェネレーションシステム）

<ロードマップ>

- 水素コージェネレーションシステムの技術の確立に向けては、水噴射を行わずNOxを抑制する技術を開発し、2020年度までに発電効率27%（1MW級、発電端効率、LHV）、NOx35ppm（O₂-16%換算）を達成することを目指す。

<アクションプラン>

- 水素コージェネレーションシステムの発電効率の向上のため、水噴射を行わずにNOxを抑制する技術の開発を2020年度までに行う。

■ ロードマップ達成に向けた対応状況

現状、水噴射を行わないドライ方式（1MW級）については試作燃焼器を開発済み。また、実燃焼器について開発・実証事業を実施予定（2019～2020）。

試作燃焼器においては、発電効率の向上と環境性能の両立を達成済み。

※現状の同機種（1MW級、ドライ方式）の天然ガス焚きによる性能：発電効率約27%、NOx35ppm。

1. 解決すべき課題

- ①現状、実燃焼器の開発及び実GTへの実装による実証運転が必要。

2. スケジュール

- ①2020年度末までに1MW級の実GTでのドライ方式の実証運転を完了。その後改良等を実施し2020年代半ばから1MW級を市場投入。

3. 海外の現状

- ①イタリアEnel社において、12MW(GE製)ガスタービンにて水素混焼(80%)を実施した。

- ① 国際的な水素サプライチェーンの開発
- ② 国内再生可能エネルギー由来水素の利用拡大
- ③ 電力分野での利用
- ④ モビリティ分野での利用**
- ⑤ 産業プロセス・熱利用での水素活用の可能性
- ⑥ 燃料電池技術活用

モビリティ・水素ステーションの台数・箇所数

<ロードマップ>

- 水素ステーションについて、官民一体となって2020年度までに160箇所、2025年度までに320箇所を整備し、2020年代後半までに水素ステーション事業の自立化を目指す。
- 燃料電池自動車について、2020年までに4万台程度、2025年までに20万台程度、2030年までに80万台程度の普及を目指す。
- 燃料電池バスについては、2020年度までに100台、2030年度までに1,200台の導入を目指す。現在は首都圏を中心に普及しているが、目標達成に向け、普及地域を全国に拡大させる。
- 燃料電池フォークリフトについては、2020年度までに500台程度、2030年度までに1万台程度の導入を目指す。既に普及が進んでいる北米市場などの海外市場への展開を目指す。

■ ロードマップ達成に向けた対応状況

水素ステーションは概ね目標通り進捗。各燃料電池自動車等は更なる普及が必要。

	2018年度末	目標 (~2020)	目標 (~2025)	目標 (~2030)
水素ステーション	103箇所 (64.4%)	160箇所	320箇所	—
燃料電池自動車	3,056台 (7.6%)	4万台	20万台	80万台
燃料電池バス	18台 (18.0%)	100台	—	1,200台
燃料電池フォークリフト	160台 (32.0%)	500台	—	10,000台

() 内は2020年目標に対する達成率。

モビリティ分野での利用（燃料電池自動車：車両価格）

<ロードマップ>

- 燃料電池自動車の車両価格については、2025年頃に同車格のハイブリッド車と同等の価格競争力を有する価格を目指す。具体的には、現在、燃料電池自動車とハイブリッド車の価格差は300万円前後となっているが、販売台数が増加しつつある電気自動車とハイブリッド車の価格差は70万円程度であることを踏まえ、2025年頃には官民で技術開発や普及促進策などに取り組むことにより、同車格の燃料電池自動車とハイブリッド車の実質的な価格差を70万円程度の水準にまで引き下げることを目指す。これに向けて、2020年頃の同車格の燃料電池自動車とハイブリッド車の価格差は180万円以下の水準とすることを目指す。

<アクションプラン>

- 自動車会社は協調領域の技術情報や課題を共有し、大学や研究機関、関係企業が解決策を提案していくなど、産学官が連携した多層的な技術開発の体制を構築していく。

■ ロードマップ達成に向けた対応状況

現在の燃料電池車とハイブリッド車の価格差は300万円前後。

トヨタ自動車「ミライ」の車両価格は約760万円（税込）。（クラウンハイブリッド約500万円～）

本田技研工業「クラリティフューエルセル」は約770万円（税込）。（アコードハイブリッド約385万円～）

1. 解決すべき課題

- ①性能・耐久性・信頼性の向上。
- ②コスト削減技術、量産技術の確立。
- ③事業性の成立。

2. スケジュール

- ①2020年以降に次期モデルの投入を検討中。

3. 海外の現状

- ①トヨタ自動車「MIRAI」は米国での車両価格\$58,500（税抜）。
- ②韓国現代自動車「NEXO」は米国での車両価格\$58,300（税抜）。

モビリティ分野での利用（燃料電池自動車：車種展開）

<ロードマップ>

- 消費者の嗜好の多様性を踏まえ、2025年にSUVやミニバンなどのボリュームゾーン向けの燃料電池自動車の投入を目指し、車種展開を通じた販売拡大・コスト低減を図る。

<アクションプラン>

- 自動車会社は協調領域の技術情報や課題を共有し、大学や研究機関、関係企業が解決策を提案していくなど、産学官が連携した多層的な技術開発の体制を構築していく。

■ ロードマップ達成に向けた対応状況

日本市場では現時点で国内自動車メーカー2社よりそれぞれセダン1車種が販売されている。

燃料電池自動車はトヨタ自動車、本田技研工業よりそれぞれ1車種ずつ販売されている。
トヨタ自動車は世界初の量産FCVとして「ミライ」を2014年12月に発売。
本田技研工業はFCVとしては初の5人乗り「クラリティフューエルセル」を2016年3月に発売。
今後の時期モデル投入に向けて、研究開発を実施。

1. 解決すべき課題

- ①性能・耐久性・信頼性の向上。
- ②コスト削減技術、量産技術の確立。
- ③事業性の成立。

2. スケジュール

- ①2020年以降に次期モデルの投入を検討中。

3. 海外の現状

- ①韓国現代自動車は「NEXO」(SUVタイプ)を2018年に発売開始。
- ②ドイツMercedes BenzはプラグインFCV「GLC F-CELL」(SUVタイプ)を2018年に発売開始。

モビリティ分野での利用（燃料電池自動車：FCシステム）

<ロードマップ>

- 燃料電池自動車の主要な要素技術である燃料電池システム及び水素貯蔵システムについて、技術開発の目標とするスペック及びコスト水準を以下の通りとする。

<アクションプラン>

- 燃料電池システムについては、①電解質膜に関して、薄膜化させつつ、クロスリーク（燃料極の水素や空気極の酸素が電解質膜を通過すること）を防止し、耐久性も維持・向上させる技術開発等を行うとともに、②触媒として使用されている貴金属に関して、触媒としての性能や耐久性を維持・向上させつつ、使用量の低減や他の触媒への代替を図る技術開発（コアシェル触媒の量産技術の確立、ナノワイヤー・ナノシート等といった新構造触媒の活用等）を行う。

■ ロードマップ達成に向けた対応状況

現在のFCシステムのスペックは最大出力密度3.1kW/L、コストは約2万円/kW^{※1}と推計。

燃料電池システムの生産設備拡充の実施や、技術研究によりFCスタックを小型化する技術確立。ロードマップ達成に向け、技術課題を発信し、ニーズとシーズのマッチング検討などを開始している。

1. 解決すべき課題

- ①耐久性向上に向けた電解質膜の耐久性向上。
- ②白金（Pt）使用量の低減化や代替触媒の高性能化など。

2. スケジュール

- ①2020年以降の次期モデル投入に向けて、引き続き生産設備・拡充、技術革新に取り組む。

スペック目標	現在	2020年頃	2025年頃	2030年頃
最大出力密度	<u>3.1kW/L</u>	4.0kW/L	5.0kW/L	6.0kW/L
耐久性	<u>乗用車15年</u>	乗用車15年以上	乗用車15年以上 商用車15年	乗用車15年以上 商用車15年以上
貴金属使用量	—	—	—	0.1g/kW
コスト・価格水準	現在	2020年頃	2025年頃	2030年頃
FCシステム (内、スタック)	<u>約2万円/kW^{※1}</u>	<0.8万円/kW (<0.5万円/kW)	<0.5万円/kW (<0.3万円/kW)	<0.4万円/kW (<0.2万円/kW)

3. 海外の現状

- ①今後、調査。

※1：米国DOE資料等より資源エネルギー庁推計。

モビリティ分野での利用（燃料電池自動車：貯蔵システム）

<ロードマップ>

- 燃料電池自動車の主要な要素技術である燃料電池システム及び水素貯蔵システムについて、技術開発の目標とするスペック及びコスト水準を以下の通りとする。

<アクションプラン>

- 水素貯蔵システムについては、車載水素タンクの大きなコストを占める炭素繊維の使用量低減、効率的な巻き付け等に関する技術開発を行う。

■ ロードマップ達成に向けた対応状況

現時点で貯蔵量5kg相当の水素貯蔵システムは約70万円※1と推計。

燃料電池システムと同様に高圧水素貯蔵システムの生産設備拡充などを実施。
ロードマップ達成に向け、技術課題を発信し、ニーズとシーズのマッチング検討などを開始している。

1. 解決すべき課題

- ①カーボンファイバー、ライナー材の低コスト化。
- ②低コスト高速硬化樹脂の開発など。

2. スケジュール

- ①2020年以降の時期モデル投入に向けて、引き続き生産設備・拡充、技術進化に取り組む。

スペック目標	現在	2020年頃	2025年頃	2030年頃
航続距離	700km	⇒	⇒	800km
耐久性	乗用車15年	乗用車15年以上	乗用車15年以上 商用車15年	乗用車15年以上 商用車15年以上
水素貯蔵システム (貯蔵量5kg相当の場合)	5.7wt%	6wt%	—	—
コスト・価格水準	現在	2020年頃	2025年頃	2030年頃
水素貯蔵システム (貯蔵量5kg相当の場合)	約70万円※1	30～50万円	<30万円	10～20万円

3. 海外の現状

- ①今後、調査。

※1：米国DOE資料等より資源エネルギー庁推計。

水素ステーションの整備費

<ロードマップ>

- 水素ステーションの整備費について、2020年頃までに導入初期との比較で半減(2.3億円)し、2025年頃までに導入初期との比較で大幅削減(2.0億円)することを目指し、要素技術毎に下表のとおりコスト目標を定める。

<アクションプラン>

- 水素ステーションの建設費削減に向けた技術開発・規制見直しの推進。

■ ロードマップ達成に向けた対応状況

技術開発や規制の見直しにより、建設費は、建設当初の4.60億円から3.10億円まで低減。

	圧縮機	蓄圧器	プレクーラー	ディスペンサー	その他工事費	建設費計
導入初期	1.40億円	0.50億円	0.30億円	0.60億円	1.80億円	4.60億円
<u>2018年(実績値)</u> 【平均値】	<u>0.60億円</u>	<u>0.70億円</u> ※3	<u>0.20億円</u>	<u>0.20億円</u>	<u>1.40億円</u>	<u>3.10億円</u>
2018年(実績値) 【ベストプラクティス】※今後調査	—	—	—	—	—	—
2020年(目標値)	—	—	—	—	—	2.30億円
2025年(目標値)	0.50億円	0.10億円	0.10億円	0.20億円	1.10億円	2.00億円

※1 実績値は、補助金実績額(2018年度)より試算(固定式オフサイト・300Nm³/h)。
なお、補助金支給対象とならない各種設備費(キャノピー、障壁等)が存在することに留意。

※2 2025年のコスト目標については、一定の出荷数等を確保するといった前提条件あり。

※3 蓄圧器については、運営費を含めたトータルコスト削減の観点から、長寿命・高価格なタンク種類の導入により、コストが増加。

1. 解決すべき課題

- ① 機器間のインターフェース及び制御仕様等の業界標準化に向けた検討を進めている。
- ② 低コスト材料の使用可能化や、リスクアセスメントの再実施による技術基準(必要設備)の見直しに向けた検討を進めている。
- ③ 安全確保を前提に、新たな規制見直しによるコスト削減を進めていく。
- ④ 低コストで高耐久かつ信頼性が高い機器の開発を実施する。

2. 海外の現状

- ① 事業者責任に基づき安価な材料が使用可能であり、2.4などの低い設計係数を用いた機器の設置・使用が容易である。
- ② 水素ステーションの建設に当たって求められる安全対策が日本と比べて少ない。

水素ステーションの運営費

<ロードマップ>

- 水素ステーションの運営費について、2020年頃までに導入初期との比較で半減(2.3千万円)し、2025年頃までに導入初期との比較で大幅削減(1.5千万円)することを目指す。

<アクションプラン>

- 水素ステーションの運営費削減に向けた技術開発・規制見直しの推進。

■ ロードマップ達成に向けた対応状況

技術開発や規制の見直しにより、運営費は、建設当初の年間4~5千万円から3.2千万円まで低減。

	導入初期	<u>2017年(実績値)</u> 【 <u>平均値</u> 】	2017(実績値) 【 <u>ベストプラクティス</u> 】 ※今後調査	2020年(目標値)	2025年(目標値)
運営費(年)	4~5千万円	<u>3.2千万円</u>	—	2.3千万円	1.5千万円

※実績値は、補助金実績額(2017年度)より試算(固定式オフサイト・300Nm³/h)。
なお、補助金支給対象とならない土地代等が存在することに留意。

1. 解決すべき課題

- ① 保安監督者の複数ステーションの兼任及び遠隔監視による水素ステーションの無人運転に向けた検討を進めている。
- ② リスクアセスメントの再実施による技術基準(必要設備)の見直しによる検査・補修費削減に向けた検討を進めている。
- ③ ホースの長寿命化や、新たな充填技術の開発による省電力化(冷却温度の緩和)に向けた開発を進めている。
- ④ 水素の品質検査項目の削減、計量器検定期間の延長(2年周期→3~5年周期)に向けた検討を行っている。
- ⑤ 安価な計量器検査手法を開発を実施する。
- ⑥ 安全確保を前提に、新たな規制見直しによるコスト削減を進めていく。
- ⑦ 低コストで高耐久かつ信頼性が高い機器の開発を実施する。

2. 海外の現状

- ① 海外の水素ステーションの大半が遠隔監視により無人で運用されており、その分の人件費が低減されている。
- ② 日本においては年に1度の法定保安検査が義務付けられているが、海外においては事業者の自主検査のみ。

水素ステーションの各機器の標準化・規格化

<ロードマップ>

- 標準化・規格化については、水素ステーションの各機器の仕様や制御方法を統一するため、2020年度までに各機器についての業界統一規格を策定することを目指す。

<アクションプラン>

- 標準化・規格化については、2020年度までの水素ステーションの各機器の仕様や制御方法を統一するための業界統一規格の策定に向け、検討を進める。

■ ロードマップ達成に向けた対応状況

2020年度までの業界統一規格の策定に向け、業界関係者が参集して議論を開始しており、規格(ガイドライン)のたたき台をとりまとめ済。

- ①ST運営事業者を中心とした分科会やエンジニアリング会社や機器メーカーを中心とした分科会を発足させ、業界統一規格（標準化ガイドライン）策定に向けた議論を2018年6月より開始した。
- ②商用水素STにおける水素の実需要データやシミュレーション結果に基づき、充填能力を指標とする大・中・小規模の3種類のカテゴリーを設定（標準化）した。
なお、中規模カテゴリーには、FCV普及拡大時における充填能力増強を可能とすべく、拡張性のある構成も設定した。
- ③上記のカテゴリー毎の水素ST整備費を試算し、コスト低減効果の検討を開始した。
- ④標準化すべき項目を抽出し、設計圧力や配管取合口径等、6項目について標準化案を取りまとめた。

1. 解決すべき課題

- ①上記分科会において更なる標準化項目の抽出・取り纏めを継続して行うとともに、水素供給方式に関わる部分についても議論を開始し、結論を得る。
- ②理想とするST構成を検討し、現状と技術的なギャップが生じる項目については、エンジニアリング検討等を実施した上で、標準化案を取り纏める。

2. スケジュール

- ①得られた結論を取り纏め、2020年度末までに業界統一規格（標準化ガイドライン）を策定する。
- ②策定したガイドラインのうち、海外との協調が可能な部分については、ISO等において国際標準化することを目指す。

3. 海外の現状

- ①現在、ISO国際規格(TC197:水素技術)においては、水素ST構成機器の安全性や性能に関する規格及びその試験法等を定めている。
- ②他方で、機器間のインタフェースや制御方法等の統一規格を策定するような動きは未だみられない。

その他のモビリティ（バス）

<ロードマップ>

- 燃料電池スタックや燃料電池自動車の性能向上にあわせて、燃料電池バスも車両価格低減を行っていく。 2023～24年頃には車両価格を半額程度にまで低減させ、電動バス等の競合と比較して十分に競争力のあるゼロエミッション車とすることを目指し、2030年頃にはビジネスとして十分に自立可能な価格水準とすることを目指す。

<アクションプラン>

- 車両価格の低減、ランニングコスト等の低減のための技術開発を行う。



■ ロードマップ達成に向けた対応状況

燃料電池バスを東京都等に18台導入。現在の車両価格は1億500万円。

燃料電池バスを東京都交通局17台※、京急バス1台導入。

※うち2台は愛知県内で6月より運行開始。

1. 解決すべき課題

- ①性能・耐久性・信頼性の向上。
- ②コスト削減技術、量産技術の確立。
- ③オペレーションコストの削減。

2. 海外の現状

- ①トヨタ自動車は、ポルトガルのバス製造会社カエタノ・バス社へ燃料電池システムを供給予定。
- ②中国では既に約270台が普及。トヨタ自動車が中国へ燃料電池コースター導入を検討中。

その他のモビリティ（トラック）

<ロードマップ>

- 燃料電池トラックについては、国内メーカーは、小型トラックの実証事業を着実に実施するとともに、大型トラックについては、近距離（200km程度・高圧ガスタンク）、長距離（500km程度・液体水素タンク）それぞれの技術開発や課題の整理を進め、2020年度中に具体的なアクションプランを作成する。

<アクションプラン>

- 車両価格の低減、ランニングコスト等の低減のための技術開発を行う。



■ ロードマップ達成に向けた対応状況

小型燃料電池トラックの実証事業を開始。また、大型トラックについては、技術開発や課題の整理を進め、2020年の具体的なアクションプランの作成についての検討を進めている。

コンビニエンスストアの配送トラックを燃料電池化した小型燃料電池トラックを2019年4月より2台導入し、実証事業を開始した。

1. 解決すべき課題

- ① 実証結果を踏まえた燃料電池トラック実使用性の課題、及び改善点の洗い出し。

2. 海外の現状

- ① 米国にて、北米トヨタ自動車¹がヘビーデューティトラックの実証を2017年4月より実施中。
- ② 米国Nikola社²が、2020年からAnheuser Busch等へ800台以上の燃料電池トラックを導入していく予定。
- ③ 現代自動車は、欧州で2025年にかけて燃料電池トラック1,600台の燃料電池トラックを導入予定。

その他のモビリティ（船舶）

<ロードマップ>

- 水素燃料電池船については、船舶分野における水素利用拡大に向けた指針の策定等を2020年を目途に進める。

■ ロードマップ達成に向けた対応状況

水素燃料電池船における技術的観点からの指針原案を作成した。

水素燃料電池船の関連動向や普及初期に導入が見込まれる船型を想定し燃料タンクの構造や燃料配管などの概略仕様等を調査・整理し、技術的観点からの指針原案を作成した。

1. スケジュール

- ①水素供給体制や経済性も踏まえつつ、船舶分野における水素利用拡大に向けた指針を精緻化し、2020年を目途に策定する。

2. 海外の現状

- ①トヨタモーター・ヨーロッパが、燃料電池実験船Energy Observerへの支援拡大を発表。2020年の東京寄港を目指す。
- ②米国Red and White Fleetがサンフランシスコ湾で燃料電池フェリーを導入することを発表。
- ③ベルギーCMB社では、水素/軽油混焼エンジンを適用した海上シャトル船を運航開始。
- ④欧州では、水素ガスエンジンを活用した”HyMethShip”プロジェクトにおいてGHG排出ゼロに向けた研究を実施中。
- ⑤現代重工が、水素燃料推進システムの開発を開始した。

- ① 国際的な水素サプライチェーンの開発
- ② 国内再生可能エネルギー由来水素の利用拡大
- ③ 電力分野での利用
- ④ モビリティ分野での利用
- ⑤ **産業プロセス・熱利用での水素活用の可能性**
- ⑥ 燃料電池技術活用

産業プロセス・熱利用での水素活用の可能性

<ロードマップ>

- 産業プロセスごとにCO₂フリー水素が代替し得る既存の燃料・原料の種別（化石燃料や、CCSを伴わない化石資源由来の水素）及びそのコストは異なることから、経済合理性確保の見通しが得られたプロセスから順次CO₂フリー水素の利用を検討する。

<アクションプラン>

- 各産業プロセスにおけるCO₂フリー水素の利用について、純度や受入方法、電化の困難性などの技術的な要件や経済合理性を持つための価格条件を精査し、ポテンシャルを評価する調査を実施する。

■ ロードマップ達成に向けた対応状況

現時点ではCO₂フリー水素は利用されていない。

なお、経済的に代替可能な水素コストは産業によって異なるが、7.7～30円/Nm³と試算。

産業プロセス		原料	使用量(万t/年)	水素換算 (億Nm ³ /年)	経済的に代替可能な 水素コスト (円/Nm ³)
鉄鋼		石炭 (製鉄工程の還元剤)	5,400	1,300	<u>7.7</u> (原料炭2万円/tの場合)
石油精製※		LPG	170	52	<u>20-30</u>
化学	アンモニア製造事業	オイルコークス 廃プラスチック	不明	16.4	<u>不明</u>
	エチレンプラント事業等	ナフサ・LNG・LPG	不明	不明	<u>不明</u>

※大手石油精製会社からのヒアリング結果を基に、資源エネルギー庁で全国の使用量を概算。

1. 海外の現状

- ①(鉄鋼) EUのHORIZON2020等の支援を受けて異業種コンソーシアムによる複数のプロジェクトが進行中。
- ②(石油精製) オランダのRotterdam製油所で再エネ水素利用についてFS中。ドイツのシェルが欧州政府の支援を受け、再エネ電気をういた電気分解水素の導入計画を検討中。

- ① 国際的な水素サプライチェーンの開発
- ② 国内再生可能エネルギー由来水素の利用拡大
- ③ 電力分野での利用
- ④ モビリティ分野での利用
- ⑤ 産業プロセス・熱利用での水素活用の可能性
- ⑥ **燃料電池技術活用**

燃料電池技術活用（家庭用燃料電池：PEFC）

<ロードマップ>

- 2020年頃までに、PEFC(固体高分子形燃料電池)型標準機については80万円、SOFC(固体酸化物形燃料電池)型標準機については100万円の価格を実現(投資回収年数を7~8年に短縮)した上で、その後の自立的普及を図る。それ以降もユーザーメリットの向上に資する取組を進め、2030年頃までに投資回収年数を5年に短縮することを目指す。

<アクションプラン>

- エネファームの価格低減に向けた技術開発に取り組むとともに、システムの小型化、簡素化に取り組む。

■ ロードマップ達成に向けた対応状況

2019年3月末時点でイニシャルコストは約93万円(機器コスト約75万円、工事費約18万円※)であり、投資回収年数は約9.7年。

※既築住宅等も考慮した価格。

1. 解決すべき課題

- ①機器コストについては、高性能触媒の研究開発を進め、白金(Pt)使用量を低減や、部品の見直し等によりコストを低減した。
- ②工事費については、機器の軽量化や小型化、試運転短縮等によりコストを低減した。
- ③設置性向上のため、奥行500mm設置を実現(別置型)し、設置可能物件が増加した。
- ④機器コストについては、将来的には総合効率(熱回収効率)の高さを利用した熱源機を必要としない(回収熱のみで成立する)システム開発や海外市場を視野に入れた数量効果増等によりコスト低減を目指す。
- ⑤工事費については、100V出力2線接続による電気工事の低減を目指す。

2. 海外の現状

- ①ドイツでは、2014年よりフィスマン社が家庭用向けの定置用燃料電池を販売している。

燃料電池技術活用（家庭用燃料電池：SOFC）

<ロードマップ>

- 2020年頃までに、PEFC(固体高分子形燃料電池)型標準機については80万円、SOFC(固体酸化物形燃料電池)型標準機については100万円の価格を実現(投資回収年数を7~8年に短縮)した上で、その後の自立的普及を図る。それ以降もユーザーメリットの向上に資する取組を進め、2030年頃までに投資回収年数を5年に短縮することを目指す。

<アクションプラン>

- エネファームの価格低減に向けた技術開発に取り組むとともに、システムの小型化、簡素化に取り組む。

■ ロードマップ達成に向けた対応状況

2019年3月末時点でイニシャルコストは約118万円(機器コスト約101万円、工事費約17万円※)であり、投資回収年数は約10.4年。

※既築住宅等も考慮した価格。

1. 解決すべき課題

- ①機器コストについては、熱マネジメントの研究開発や、貯湯タンクを発電ユニットに内蔵等によりコストを低減した。
- ②工事費については、簡易基礎の使用率向上や試運転時間の短縮等により、約1万円/台のコストを削減した。
- ③機器コストについては、セル性能向上によるセル枚数削減や小型化によるコストダウンを目指す。
- ④工事費については、電気工事における100V出力2線接続の実現や、機器の小型化による1人施工を可能とすることで工事費の約3万円の低減を目指す。

2. 海外の現状

- ①今後調査。

燃料電池技術活用（業務・産業用燃料電池（低圧向け））

<ロードマップ>

- 業務・産業用燃料電池のシステム価格及び発電コストについて以下の目標の達成を目指し、排熱利用も含めた早期のグリッドパリティの実現を目指す。機器価格及び設置工事費等を含む。
 - ・低圧向け(数kW～数十kW級) : 2025年頃 システム価格 50万円/kW、発電コスト 25円/kWh
 - ・高圧向け(数十kW～数百kW級) : 2025年頃 システム価格 30万円/kW、発電コスト 17円/kWh
- セルスタック等の技術開発を進め、2025年頃に55%超(送電端効率、LHV)の発電効率を目指す。また、現状9万時間程度の耐久性については、2025年頃までに13万時間を見通すことを目指す。
- その先の次世代の業務・産業用燃料電池として、発電効率65%超(送電端効率、LHV)の実現を目指す。

<アクションプラン>

- イニシャルコストの低減及び耐久性向上に向けた技術開発に取り組む。

■ ロードマップ達成に向けた対応状況

2019年3月末時点でシステム価格(工事費約50万円込み)は約180万円/kW※。

発電コストは、50円/kWh程度。発電効率(送電端効率、LHV)は、現状48～52%。

※機器コスト、工事費、耐久性、ベストプラクティスについては、今後調査。

1. 解決すべき課題

- ①機器コストについては、システムの排熱利用方式の改善や、システムの補機類等を見直すことによるシステムの小型化、材料費の低減等に取り組んでいる。
- ②工事費については、標準配置化の整備やワンパッケージ化等に取り組んでいる。
- ③機器コストについては、セルスタックの効率・耐久性向上等の技術開発や量産効果によるコスト低減を目指す。
- ④補機コストについては、部品点数、加工費の削減等に取り組みコスト低減を目指す。
- ⑤工事費については、小型化や試運転時間工程の短縮等に取り組みコスト低減を目指す。
- ⑥メンテナンスを1方向からの作業を可能とすることにより、設置性の向上を図る。

2. 海外の現状

- ①今後調査。

	2019年3月末	2025年
発電効率 (送電端、LHV)	48～52%	55%超
システム価格	約180万円/kW	50万円/kW
発電コスト	50円/kWh程度	25円/kWh

燃料電池技術活用（業務・産業用燃料電池（高圧向け））

<ロードマップ>

- 業務・産業用燃料電池のシステム価格及び発電コストについて以下の目標の達成を目指し、排熱利用も含めた早期のグリッドパリティの実現を目指す。機器価格及び設置工事費等を含む。
 - ・低圧向け(数kW～数十kW級) :2025年頃 システム価格 50万円/kW、発電コスト 25円/kWh
 - ・高圧向け(数十kW～数百kW級):2025年頃 システム価格 30万円/kW、発電コスト 17円/kWh
- セルスタック等の技術開発を進め、2025年頃に55%超(送電端効率、LHV)の発電効率を目指す。また、現状9万時間程度の耐久性については、2025年頃までに13万時間を見通すことを目指す。
- その先の次世代の業務・産業用燃料電池として、発電効率65%超(送電端効率、LHV)の実現を目指す。

<アクションプラン>

- イニシャルコストの低減及び耐久性向上に向けた技術開発に取り組む。

■ ロードマップ達成に向けた対応状況

2019年3月末時点でシステム価格(工事費を含む)は約170万円/kW※。

発電コストは、40円/kWh程度。発電効率(送電端効率、LHV)は、現状50～55%。

※機器コスト、工事費、耐久性、ベストプラクティスについては、今後調査。

1. 解決すべき課題

- ①機器コストについては、セルスタックの出力向上によるkW単価コストの低減に取り組んでいる。
- ②補機コストについては、系統や機器の簡素化、構成仕様の見直し等に取り組んでいる。
- ③機器コストについては、セルスタックの性能向上に取り組み、kW単価の低減を行い、全体コストの低減を目指す。
- ④補機コストについては、市場拡大(確保)に伴う量産効果による価格低減も目指す。

2. 海外の現状

- ①Bloom Energyが、モノジェネ機として米国を中心に数MW規模の導入実績がある。(例:Google、Apple等)

	2019年3月末	2025年
発電効率 (送電端、LHV)	50～55%	55%超
システム価格	約170万円/kW	30万円/kW
発電コスト	40円/kWh程度	17円/kWh