

令和5年度

文部科学省 国家課題対応型研究開発推進事業

原子力システム研究開発事業

脱炭素化・レジリエンス強化に資する分散型
小型モジュラー炉を活用したエネルギーシス
テムの統合シミュレーション手法開発

成果報告書

令和6年3月

国立大学法人東京大学

本報告書は、文部科学省の原子力システム研究開発事業による委託業務として、国立大学法人東京大学が実施した令和 2 年度「脱炭素化・レジリエンス強化に資する分散型小型モジュラー炉を活用したエネルギーシステムの統合シミュレーション手法開発」の成果を取りまとめたものです。

目次

| | |
|--|--------|
| 概略 | viii |
| 1. はじめに | 1-1 |
| 2. 業務計画 | |
| 2.1 全体計画 | 2.1-1 |
| 2.2 令和5年度の成果の目標及び業務の実施方法 | 2.2-1 |
| 3. 業務の実施内容及び成果 | |
| 3.1 電力レジリエンス分析ツールの開発 | 3.1-1 |
| 3.1.1 電力需給モデルの開発【R2-R5】 | 3.1-1 |
| 3.1.2 電力需給モデルによる数値シミュレーション分析【R2-R5】 | 3.1-7 |
| 3.2 エネルギー需給分析モデルの開発（再委託先：日本エネルギー経済研究所） | 3.2-1 |
| 3.2.1 エネルギーシステム評価枠組の検討【R2】 | 3.2-1 |
| 3.2.2 エネルギー需給分析モデル構築・特性データベース整備【R3-R5】 | 3.2-7 |
| 3.3 原子カシステム導入戦略分析用原子カシステム技術の評価 （再委託先：原子力機構） | 3.3-1 |
| 3.3.1 原子カシステムの燃料サイクル諸量の評価【R2-R5】 | 3.3-1 |
| 3.3.2 原子カシステムの新規導入地点に係るサイト影響の評価【R2-R5】 | 3.3-18 |
| 3.3.3 原子カシステムの負荷追従性能の評価【R2-R5】 | 3.3-35 |
| 3.3.4 原子カシステム技術評価結果のレビュー【R2-R5】 | 3.3-48 |
| 3.4 多目的利用システムモデルの開発（再委託先：日揮グローバル） | 3.4-1 |
| 3.4.1 水素サプライチェーンシステム・CO ₂ 再資源化システム 特性データベースの構築に資する情報収集 | 3.4-1 |
| 3.5 対象とする原子カシステム技術の評価（再委託先：三菱重工業） | 3.5-1 |
| 3.5.1 原子カシステム導入戦略分析ツールのインプット条件の評価【R2-R5】 | 3.5-1 |
| 3.6 研究推進【R2-R5】 | 3.6-1 |
| 4. 結言 | 4-1 |

表一覧

| | | |
|-----------------|---------------------------------|---------|
| 表 3. 1. 1-1 | 電力需給モデルの前提条件(SMR を新たに考慮) | 3. 1-1 |
| 表 3. 1. 2-1 | CO ₂ 制約に関する計算シナリオの設定 | 3. 1-10 |
| 表 3. 1. 2-2 | 計算シナリオの設定 | 3. 1-11 |
| 表 3. 1. 2-3 | 小型モジュラー炉(SMR)の建設コストの設定 | 3. 1-11 |
| 表 3. 1. 2-4 | ダイヤモンドレスポンス(DR)に関するケース設定 | 3. 1-13 |
| 表 3. 2. 1-1 | CCU 技術の特性データベース | 3. 2-2 |
| 表 3. 2. 1-2 | 分析ケース一覧 | 3. 2-3 |
| 表 3. 2. 2-1 | 各ケースにおける想定 | 3. 2-8 |
| 表 3. 2. 2-2 | 追加ケースにおける想定 | 3. 2-10 |
| 表 3. 2. 2-3 | 実装した高温ガス炉および関連設備 | 3. 2-13 |
| 表 3. 2. 2-4 | 用途別高温ガス炉の想定 | 3. 2-14 |
| 表 3. 2. 2-5 | 各炉型のコスト想定(令和5年度) | 3. 2-22 |
| 表 3. 2. 2-6 | 水素・アンモニア輸入価格の想定(令和5年度) | 3. 2-24 |
| 表 3. 3. 1. 2-1 | 炉心寸法 | 3. 3-6 |
| 表 3. 3. 1. 2-2 | 燃料部諸元 | 3. 3-6 |
| 表 3. 3. 1. 2-3 | 設計諸元 | 3. 3-6 |
| 表 3. 3. 1. 2-4 | 高温ガス炉の設備内訳とコスト補正法 | 3. 3-13 |
| 表 3. 3. 1. 2-5 | 設備毎のスケーリングファクター | 3. 3-13 |
| 表 3. 3. 1. 2-6 | 分散型 SMR のコスト評価 | 3. 3-14 |
| 表 3. 3. 1. 2-7 | 稼働率変化に対するコスト感度(円/kWh) | 3. 3-14 |
| 表 3. 3. 1. 2-8 | スケーリングファクターに対するコスト感度(円/kWh) | 3. 3-14 |
| 表 3. 3. 1. 2-9 | 革新技術による建設費削減効果に対するコスト感度(円/kWh) | 3. 3-15 |
| 表 3. 3. 1. 2-10 | 内陸立地によるコスト感度(円/kWh) | 3. 3-15 |
| 表 3. 3. 1. 2-11 | 固有安全性の有無によるコスト感度(円/kWh) | 3. 3-15 |
| 表 3. 3. 1. 2-12 | マスバランス評価用の諸元 | 3. 3-17 |
| 表 3. 3. 1. 2-13 | マスバランス評価結果 | 3. 3-17 |
| 表 3. 3. 2. 2-1 | 浮体式免震プラント検討の基本条件 | 3. 3-25 |
| 表 3. 3. 2. 2-2 | 浮体式免震プラント検討の基本構造 | 3. 3-26 |
| 表 3. 3. 2. 2-3 | 浮体型 SMR 導入に関するコスト削減の着目点 | 3. 3-26 |
| 表 3. 3. 2. 2-4 | 建屋建設コスト概略比較 | 3. 3-26 |
| 表 3. 3. 3. 2-1 | SMR プラントの負荷追従性能 | 3. 3-44 |
| 表 3. 4. 1-1 | メタン熱分解の標準的な製品製造量、原料供給量 | 3. 4-2 |
| 表 3. 4. 1-2 | メタン熱分解の製品当たりの設備費、ユーティリティ使用量等 | 3. 4-2 |
| 表 3. 4. 1-3 | メタネーションの標準的な製品製造量、原料供給量 | 3. 4-2 |
| 表 3. 4. 1-4 | メタネーションの製品当たりの設備費、ユーティリティ使用量等 | 3. 4-2 |
| 表 3. 4. 1-5 | FT 軽油の標準的な製品製造量、原料供給量 | 3. 4-3 |
| 表 3. 4. 1-6 | FT 軽油の製品当たりの設備費、ユーティリティ使用量等 | 3. 4-3 |

| | | |
|------------|--------------------------------|--------|
| 表 3.4.1-7 | MTG ガソリンの標準的な製品製造量、原料供給量 | 3.4-3 |
| 表 3.4.1-8 | MTG ガソリンの製品当たりの設備費、ユーティリティ使用量等 | 3.4-3 |
| 表 3.4.1-9 | 蓄電池システム導入・交換費用 | 3.4-5 |
| 表 3.4.1-10 | LFP 電池の充放電効率と自己放電率 | 3.4-9 |
| 表 3.4.1-11 | シミュレーション条件 | 3.4-13 |
| 表 3.4.1-12 | 欧州バッテリー規制概要 | 3.4-26 |
| 表 3.4.1-13 | 国内外における蓄電池リサイクル・リユース事例 | 3.4-27 |

図一覧

| | | |
|------------|--|--------|
| 図 2.1-1 | 本業務の年次計画及び担当機関名 | 2.1-2 |
| 図 3.1.1-1 | 1月1ヶ月間1時間値での洋上風力発電の発電出力パターン | 3.1-2 |
| 図 3.1.1-2 | 電力系統ネットワークモデル(383ノード、472本の送電線) | 3.1-3 |
| 図 3.1.1-3 | 日本の電力系統図 | 3.1-3 |
| 図 3.1.1-4 | 電源設備容量の分布 | 3.1-4 |
| 図 3.1.2-1 | 電力需給運用(日本全体、5月) | 3.1-8 |
| 図 3.1.2-2 | 電源構成(発電量、設備量) | 3.1-10 |
| 図 3.1.2-3 | 電源構成(発電量) | 3.1-15 |
| 図 3.1.2-4 | 発電量(原子力) | 3.1-15 |
| 図 3.1.2-5 | 設備容量(軽水炉 SMR、高温ガス炉 SMR、高速炉 SMR) | 3.1-16 |
| 図 3.1.2-6 | 設備容量の変化量(軽水炉 SMR、高温ガス炉 SMR、高速炉 SMR) | 3.1-17 |
| 図 3.1.2-7 | 地点別発電量(基準ケース) | 3.1-17 |
| 図 3.1.2-8 | 1年間の電力需給運用と自然変動電源の出力挙動の推移 | 3.1-18 |
| 図 3.1.2-9 | 1年間の電力需給運用と原子力発電の出力挙動の推移 | 3.1-19 |
| 図 3.1.2-10 | 原子力発電(大型炉)の発電持続曲線 | 3.1-20 |
| 図 3.1.2-11 | 5月の電力需給運用と原子力発電出力の推移[縦軸:GW][基準ケース] | 3.1-21 |
| 図 3.1.2-12 | 5月の電力需給運用と原子力発電出力の推移[縦軸:GW][技術進展] | 3.1-21 |
| 図 3.1.2-13 | 5月の電力需給運用と原子力発電出力の推移[縦軸:GW][蓄電池コスト低下] | 3.1-22 |
| 図 3.1.2-14 | 5月の電力需給運用と原子力発電出力の推移[縦軸:GW][再エネ最大活用] | 3.1-22 |
| 図 3.1.2-15 | 5月の電力需給運用と原子力発電出力の推移[縦軸:GW][再エネ活用+蓄電池低下] | 3.1-23 |
| 図 3.1.2-16 | 5月の電力需給運用と原子力発電出力の推移[縦軸:GW][負荷追従率低下] | 3.1-23 |
| 図 3.1.2-17 | 5月の電力需給運用と原子力発電出力の推移[縦軸:GW][SMRコスト2倍増] | 3.1-24 |
| 図 3.1.2-18 | 5月の電力需給運用と原子力発電出力の推移[縦軸:GW][SMRコスト3倍増] | 3.1-24 |

| | | |
|------------|---|--------|
| | | 3.1-24 |
| 図 3.1.2-19 | 5月の電力需給運用と原子力発電出力の推移[縦軸:GW][SMRコスト4倍増]・ | |
| | | 3.1-25 |
| 図 3.1.2-20 | 5月の電力需給運用と原子力発電出力の推移[縦軸:GW][SMRコスト5倍増]・ | |
| | | 3.1-25 |
| 図 3.1.2-21 | 5月の電力需給運用と原子力発電出力の推移[縦軸:GW][DR10%導入]・ | 3.1-26 |
| 図 3.1.2-22 | 5月の電力需給運用と原子力発電出力の推移[縦軸:GW][DR20%導入]・ | 3.1-26 |
| 図 3.1.2-23 | 5月の電力需給運用と原子力発電出力の推移[縦軸:GW][DR30%導入]・ | 3.1-27 |
| 図 3.1.2-24 | 5月の電力需給運用と原子力発電出力の推移[縦軸:GW][電力需要減少]・ | 3.1-27 |
| 図 3.1.2-25 | 5月の電力需給運用と原子力発電出力の推移[縦軸:GW][電力需要増加]・ | 3.1-28 |
| 図 3.1.2-26 | 系統用蓄電池導入容量・ | 3.1-28 |
| 図 3.1.2-27 | 1年間の電力需給運用の推移[縦軸:GW][再エネ活用+蓄電コスト低下]・ | 3.1-29 |
| 図 3.1.2-28 | 1年間の電力需給運用の推移[縦軸:GW][SMRコスト5倍増]・ | 3.1-30 |
| 図 3.1.2-29 | 1年間の電力需給運用の推移[縦軸:GW][DR30%]・ | 3.1-31 |
| 図 3.1.2-30 | 1年間の電力需給運用の推移[縦軸:GW][電力需要減少]・ | 3.1-32 |
| 図 3.1.2-31 | 1年間の電力需給運用の推移[縦軸:GW][電力需要増加]・ | 3.1-33 |
| 図 3.2.1-1 | エネルギーシステムモデルの概念図・ | 3.2-1 |
| 図 3.2.1-2 | 2050年までの発電量構成の推移・ | 3.2-3 |
| 図 3.2.1-3 | 部門別CO ₂ 排出量の推移・ | 3.2-3 |
| 図 3.2.1-4 | CCUS技術によるCO ₂ の発生・消費バランス・ | 3.2-4 |
| 図 3.2.1-5 | 各検討ケースにおける2050年の発電量構成・ | 3.2-5 |
| 図 3.2.1-6 | ネットゼロ制約下での高速炉の価値(2050年)・ | 3.2-5 |
| 図 3.2.1-7 | 各検討ケースにおける水素の需給バランス(2050年)・ | 3.2-6 |
| 図 3.2.1-8 | 高温ガス炉由来の水素の価値(2050年)・ | 3.2-6 |
| 図 3.2.2-1 | 各ケースにおける電源構成(2050年)・ | 3.2-9 |
| 図 3.2.2-2 | 各ケースにおける新設炉の費用と価値・ | 3.2-10 |
| 図 3.2.2-3 | 各ケースにおける水素需給量・ | 3.2-10 |
| 図 3.2.2-4 | 追加ケースにおける電源構成(2050年)・ | 3.2-12 |
| 図 3.2.2-5 | 追加ケースにおける新設炉の費用と価値・ | 3.2-12 |
| 図 3.2.2-6 | エチレンプラントブロックフロー図・ | 3.2-15 |
| 図 3.2.2-7 | パルプ化工程フロー図・ | 3.2-16 |
| 図 3.2.2-8 | 各ケースにおける電源構成・ | 3.2-18 |
| 図 3.2.2-9 | 各ケースにおける水素製造量および消費量・ | 3.2-19 |
| 図 3.2.2-10 | 石油化学用エネルギー需要・ | 3.2-20 |
| 図 3.2.2-11 | 製紙・パルプ用エネルギー需要・ | 3.2-20 |
| 図 3.2.2-12 | 各ケースにおける高温ガス炉の年間コストおよび経済的価値・ | 3.2-20 |
| 図 3.2.2-13 | 標準および再エネ低位ケースの電源構成(2050年)・ | 3.2-22 |
| 図 3.2.2-14 | 標準および再エネ低位ケースの水素製造量(2050年)・ | 3.2-23 |
| 図 3.2.2-15 | 水素・アンモニア輸入価格0.5倍および同2倍ケースの電源構成(2050年)・ | 3.2-24 |

| | | |
|-----------------|--|---------|
| 図 3. 2. 2-16 | 水素・アンモニア輸入価格 0.5 倍および同 2 倍ケースの水素製造量 (2050 年) | 3. 2-24 |
| 図 3. 2. 2-17 | 再エネコスト低位かつ水素・アンモニア輸入価格 0.5 倍および同 2 倍ケースの 電源構成 (2050 年) | 3. 2-25 |
| 図 3. 2. 2-18 | 再エネコスト低位かつ水素・アンモニア輸入価格 0.5 倍および同 2 倍ケースの 水素製造量 (2050 年) | 3. 2-25 |
| 図 3. 2. 2-19 | 新設炉上限設定ケースの電源構成 (2050 年) | 3. 2-26 |
| 図 3. 2. 2-20 | 新設炉上限設定ケースの水素製造量 (2050 年) | 3. 2-26 |
| 図 3. 2. 2-21 | 高温ガス炉上限設定ケース (派生) の電源構成 (2050 年) | 3. 2-27 |
| 図 3. 2. 2-22 | 高温ガス炉上限設定ケース (派生) の水素製造量 (2050 年) | 3. 2-28 |
| 図 3. 2. 2-23 | 時系列コスト低減ケースの電源構成 (2040 年、2050 年) | 3. 2-29 |
| 図 3. 2. 2-24 | 時系列コスト低減ケースの水素製造量 (2040 年、2050 年) | 3. 2-29 |
| 図 3. 2. 2-25 | 建設費標準ケースにおける各炉型のコストと価値 (2050 年) | 3. 2-30 |
| 図 3. 2. 2-26 | 建設費低位ケースにおける各炉型のコストと価値 (2050 年) | 3. 2-31 |
| 図 3. 2. 2-27 | 炉型別上限設定ケースにおける各炉型のコストと価値 (2050 年) | 3. 2-31 |
| 図 3. 2. 2-28 | 高温ガス炉上限設定ケースにおける各炉型のコストと価値 (2050 年) | 3. 2-32 |
| 図 3. 3. 1. 2-1 | 貯水プール評価モデル | 3. 3-3 |
| 図 3. 3. 1. 2-2 | 熱ロス対策を考慮した構造の解析モデル | 3. 3-4 |
| 図 3. 3. 1. 2-3 | 熱ロス対策を考慮した構造の UL0HS 時の各構造の温度 | 3. 3-4 |
| 図 3. 3. 1. 2-4 | 炉心体系と温度条件 | 3. 3-7 |
| 図 3. 3. 1. 2-5 | サイクルと臨界性 | 3. 3-7 |
| 図 3. 3. 1. 2-6 | サイクルと Pu 供給量 | 3. 3-7 |
| 図 3. 3. 1. 2-7 | サイクルと Pu 割合 | 3. 3-7 |
| 図 3. 3. 1. 2-8 | サイクルと MA 発生量 | 3. 3-7 |
| 図 3. 3. 1. 2-9 | 商用高温ガス炉規模 (600 MWt) 炉心の比較 | 3. 3-9 |
| 図 3. 3. 1. 2-10 | MOX 高温ガス炉を基にした解析モデル | 3. 3-10 |
| 図 3. 3. 1. 2-11 | 通常運転時の燃料縮小角度による燃料温度低減効果 (例) | 3. 3-10 |
| 図 3. 3. 1. 2-12 | 減圧事故時の燃料炉容器温度挙動予測モデル概念図 | 3. 3-10 |
| 図 3. 3. 1. 2-13 | UL0HS 時の燃料炉容器温度挙動予測結果 | 3. 3-11 |
| 図 3. 3. 1. 2-14 | サイクルと MA 添加量 | 3. 3-12 |
| 図 3. 3. 1. 2-15 | 標準炉の発電コスト原価 | 3. 3-16 |
| 図 3. 3. 1. 2-16 | 革新炉の発電コスト原価 | 3. 3-16 |
| 図 3. 3. 2. 2-1 | 浮体式免震型高温ガス炉 (GTHTR300C) プラント 基本構造 | 3. 3-26 |
| 図 3. 3. 2. 2-2 | プラントレイアウト基本概念のアイデア | 3. 3-26 |
| 図 3. 3. 2. 2-3 | 安定性評価のモデル模式図 | 3. 3-26 |
| 図 3. 3. 2. 2-4 | 入力加速度と長辺方向モデル応答加速度比の時刻歴波形比較 | 3. 3-27 |
| 図 3. 3. 2. 2-5 | 入力加速度と長辺方向モデル応答加速度の応答スペクトル比較 | 3. 3-28 |
| 図 3. 3. 2. 2-6 | 長辺方向モデルの応答変位 | 3. 3-29 |
| 図 3. 3. 2. 2-7 | 入力加速度と短辺方向モデル応答加速度の時刻歴波形比較 | 3. 3-30 |
| 図 3. 3. 2. 2-8 | 入力加速度と短辺方向モデル応答加速度の応答スペクトル比較 | 3. 3-31 |

| | | |
|--------------|---|--------|
| 図 3.3.2.2-9 | 短辺方向モデルの応答変位 | 3.3-32 |
| 図 3.3.2.2-10 | 原子力施設の建設コストと基準地震動 (PGA) の関係 | 3.3-33 |
| 図 3.3.2.2-11 | 浮体免震と工場製作導入によるコスト低減効果 | 3.3-33 |
| 図 3.3.3.1-1 | 電力需給・周波数シミュレーション用評価モデルの構成 | 3.3-35 |
| 図 3.3.3.1-2 | SMR モデルの対象範囲 | 3.3-36 |
| 図 3.3.3.1-3 | 電力需給・周波数シミュレーションモデル | 3.3-39 |
| 図 3.3.3.1-4 | 改良 SMR プラントモデルと詳細 SMR プラントモデル 計算結果の比較 | 3.3-41 |
| 図 3.3.3.2-1 | SMR プラントの系統構成 | 3.3-43 |
| 図 3.3.3.2-2 | 電力需給・周波数シミュレーションに用いた 電力需要及び電気出力曲線 | 3.3-45 |
| 図 3.3.3.2-3 | 地域要求量、LFC 指令値及び SMR プラント電気出力の計算結果 | 3.3-46 |
| 図 3.3.3.2-4 | 原子炉内温度、原子炉出力及び電力系統周波数の計算結果 | 3.3-46 |
| 図 3.4.1-1 | 2020 年度の蓄電池導入コストのまとめ | 3.4-5 |
| 図 3.4.1-2 | 蓄電池導入時コストの内訳 | 3.4-6 |
| 図 3.4.1-3 | 蓄電池導入時コストの低下率の予想 | 3.4-7 |
| 図 3.4.1-4 | 2020 年度の蓄電池 O&M コストのまとめ | 3.4-8 |
| 図 3.4.1-5 | LFP 電池のサイクル試験結果 | 3.4-9 |
| 図 3.4.1-6 | 地域別の ΔkW の調整力価格 (年平均値) | 3.4-10 |
| 図 3.4.1-7 | ブロック別の ΔkW の調整力価格 (年平均) | 3.4-10 |
| 図 3.4.1-8 | 取引時間に対する卸電力取引市場の価格 | 3.4-11 |
| 図 3.4.1-9 | シミュレーションアルゴリズム | 3.4-12 |
| 図 3.4.1-10 | 入札シナリオの違いによる蓄電池の経済性と蓄電池の寿命の図 | 3.4-14 |
| 図 3.4.1-11 | 調整力価格とアービトラージの売り上げ比較図 | 3.4-15 |
| 図 3.4.1-12 | 地域ブロック別に見た蓄電池の経済性検討結果 | 3.4-15 |
| 図 3.4.1-13 | 電力価格の変動による不確かさ検討結果 | 3.4-16 |
| 図 3.4.1-14 | 蓄電池世界市場の推移 | 3.4-17 |
| 図 3.4.1-15 | 電気自動車のバッテリーパックコスト見通し | 3.4-18 |
| 図 3.4.1-16 | 電力規模別の蓄電システム (4 時間率のリチウムイオン電池) の コスト見通し | 3.4-19 |
| 図 3.4.1-17 | 長周期蓄電システム (4 時間率、8 時間率のリチウムイオン電池) の コスト見通し | 3.4-20 |
| 図 3.4.1-18 | 蓄電池のライフサイクル | 3.4-21 |
| 図 3.4.1-19 | リチウムイオン電池製造コスト内訳 | 3.4-21 |
| 図 3.4.1-20 | 蓄電池原料資源に対する需要量 | 3.4-22 |
| 図 3.4.1-21 | 世界の蓄電池需要予測 | 3.4-22 |
| 図 3.4.1-22 | 車載用蓄電池の主な課題 | 3.4-23 |
| 図 3.4.1-23 | EV 車の使用済み・中古輸出車登録台数 | 3.4-23 |
| 図 3.4.1-24 | 国内使用済み EV 車用蓄電池の流通フロー | 3.4-24 |

図 3.4.1-25 日本の蓄電池リサイクル・リユース市場規模と予測 3.4-24

図 3.4.1-26 北米 (NA) ・ 欧米 (EU) の蓄電池リサイクル・リユース市場規模と予測 . 3.4-25

略語一覧

| | |
|---|----------------------------|
| CCU : Carbon Capture and Utilization | (CO ₂ 再資源化システム) |
| CFD : Computational Fluid Dynamics | (数値流体力学) |
| CPF : Coated-Particle Fuel | (被覆燃料粒子) |
| DFS-SMR : Design-standardized, Factory-built, Site-independent SMR | (設計標準化、工場製造、サイト独立型 SMR) |
| EDC : Economic Dispatch Control | (経済負荷配分制御) |
| ESOM : Energy System Optimization Model | (エネルギーシステム最適化モデル) |
| FAA : Federal Aviation Administration | (アメリカ連邦航空局) |
| FDM : Finite Difference Method | (有限差分法) |
| GV : Guard Vessel | (ガードベッセル) |
| HIM : Heat Insulation Material | (低融点熱遮蔽材) |
| HTGR : High Temperature Gas-cooled Reactor | (高温ガス炉) |
| LFC : Load Frequency Control | (負荷周波数制御) |
| MA : Minor Actinide | (マイナーアクチノイド) |
| MOX : Mixed Oxide | (混合酸化化合物) |
| NRC : Nuclear Regulatory Commission | (アメリカ合衆国原子力規制委員会) |
| OS : Outer Shield | (アウターシールド) |
| RV : Reactor Vessel | (原子炉容器) |
| SFR : Sodium Fast Reactor | (ナトリウム冷却高速炉) |
| SMR : Small Modular Reactor | (小型モジュラー炉) |
| ULOF : Unprotected Loss Of Flow | (流量喪失時の炉停止失敗事象) |
| UTOP : Unprotected Transient Over Power | (出力上昇時の炉停止失敗事象) |
| ULOHS : Unprotected Loss of Heat Sink | (除熱源喪失時原子炉停止機能喪失事) |

概略

近年の自然災害の激甚化や、再生可能エネルギー主力電源化、非効率石炭火力のフェードアウトの政府方針等を踏まえれば、脱炭素化及び電力レジリエンス強化は喫緊の課題となっている。小型モジュラー炉（SMR）は安全性や機動性に優れるのみならず、水素製造等の多目的利用が可能で分散配置に適することから、我が国が抱えるエネルギー問題解決への貢献が期待される。一方で、SMR を含めたエネルギー供給事業への投資の好循環を創出するには予見可能性を高めるため、エネルギーシステムの将来像を示すことが必要である。また、経済産業省の NEXIP 事業の下で SMR 開発を進める原子力プラントメーカーは、実用化ロードマップの構築に際して、社会ニーズに適合するため SMR に要求される具体的な要求事項の明確化を希望している。これらの産業界及び社会のニーズに応えるため、本研究では、我が国の CO₂ 排出量削減や、再生可能エネルギー拡大などエネルギー市場の将来シナリオを踏まえた上で、電力レジリエンス強化やエネルギー安定供給確保を考慮し、大型原子炉や早期実用化が可能な小型軽水炉、水素製造が可能で機動性に優れた高温ガス炉、燃料の安定供給性に優れた小型高速炉を組み合わせた最適導入シナリオを導出可能な統合シミュレーション手法を開発し、エネルギーシステム高度化に資する導入可能な SMR の概念設計と課題抽出を目的とする。

4 ヶ年計画の 4 年目である令和 5 年度は、以下を実施した。

(1) 電力レジリエンス分析ツールの開発

① SMR を考慮した電力需給モデルの開発

SMR ならびに CCUS 技術を組み込んだ詳細な地理的・時間的解像度を有する電力需給モデルの技術コスト等のパラメータのアップデートを行い、多角的評価に向けたモデル整備を完了する。

② 電力需給モデルによる数値シミュレーション分析

SMR ならびに CCUS 技術を組み込んだ電力需給モデルを用いて、技術データや CO₂ 制約に関する複数シナリオの下で、数値シミュレーションを実施し、SMR の導入可能性を多角的観点から検討する。

(2) エネルギー需給分析モデルの開発（再委託先：日本エネルギー経済研究所）

① エネルギー需給分析モデル構築・特性データベース整備

令和 4 年度までに作成したエネルギー需給分析モデル及び特性データベースを用い、必要に応じてそれに改良を加えつつ、エネルギー政策に係る国内外の最新の動向を踏まえた試算の実施・結果のとりまとめを行う。これにより、将来のエネルギーミックスの中での原子力、特に SMR の導入効果を定量化し、開発モデルの有効性を検証する。

(3) 原子力システム導入戦略分析用原子力システム技術の評価（再委託先：原子力機構）

① 原子力システムの燃料サイクル諸量の評価

エネルギー需給分析に必要となる、原子力システムの各炉型の発電容量及び発電原価を評価するために、核燃料需給バランス及び使用済燃料の諸量を検討した。小型高速増殖炉設計について、固有安全成立対策の反映及び高転換型 MOX 高温ガス炉におけるマチリサイクルによる Pu

の消費に伴い発生する MA を受け入れるための設計検討を行い、諸量評価コードを完成させ、そのサイクルにおけるマスバランスを諸量評価コードにより再現する。また、(1)及び(2)から得られる最適化された条件を成立させるための原子燃料サイクル及びコストを提示する。

②原子カシステムの新規導入地点に係るサイト影響の評価

地震時建屋安定性評価に資する技術的課題の整理結果を基に、浮体免震を適用した建屋の揺動・スロッシング評価を実施し、新規立地に係る浮体免震建屋導入に当たってのコスト面影響や規制上安全要求の検討を実施する。

③原子カシステムの負荷追従性能の評価

(1)の検討結果に基づき、再エネが大量導入された電力系統における SMR の負荷追従運転性能を評価する。

④原子カシステム技術評価結果のレビュー

原子カシステム導入戦略分析ツールのインプットとなる原子カシステム技術に関する専門家委員会を開催し、原子カシステム技術評価の検討結果についてレビューする。

(4) 多目的利用システムモデルの開発（再委託先：日揮グローバル）

①水素サプライチェーンシステム・CO₂再資源化システム特性データベースの構築に資する情報収集

CO₂再資源化システムの種々のプロセスについて、プラント建設費や運転の所要ユーティリティー等の特性データを収集しデータベースを構築する。

また、蓄電池の充放電による劣化性能を考慮した特性データを収集しデータベースを構築する。

(5) 対象とする原子カシステム技術の評価（再委託先：三菱重工）

①原子カシステム導入戦略分析ツールのインプット条件の評価

原子カプラントメーカーの知見に基づき、原子カシステム導入戦略分析ツールのインプット条件として用いる原子カシステム技術の工学的成立性について評価する。

(6) 研究推進

研究代表者の下で各研究項目間における連携を密にして研究を進めるため、研究代表者と再委託先との間での研究打ち合わせを合計 10 回行った。

以上、4 カ年計画の 4 年目として当該年度の業務項目を実施し、所期の目標を達成した。

1. はじめに

我が国ではエネルギー政策の基本である 3E（安定供給、経済効率性、環境性）+ S（安全性）と電力レジリエンスの確保を前提としつつ、2050 年までのカーボンニュートラルを達成する[1-1]としている。近年の自然災害の激甚化や、再生可能エネルギー主力電源化、非効率石炭火力のフェードアウトの政府方針等を踏まえれば、脱炭素化及び電力レジリエンス強化は喫緊の課題となっている。小型モジュラー炉（SMR）は安全性や機動性に優れるのみならず、水素製造等の多目的利用が可能で分散配置に適することから、我が国が抱えるエネルギー問題解決への貢献が期待される。一方で、SMR を含めたエネルギー供給事業への投資の好循環を創出するには予見可能性を高めるため、エネルギーシステムの将来像を示すことが必要である。また、経済産業省の NEXIP 事業の下で SMR 開発を進める原子力プラントメーカーは、実用化ロードマップの構築に際して、社会ニーズに適合するため SMR に要求される具体的な要求事項の明確化を希望している。これらの産業界及び社会のニーズに応えるため、本研究では、我が国の CO₂ 排出量削減や、再生可能エネルギー拡大などエネルギー市場の将来シナリオを踏まえた上で、電力レジリエンス強化やエネルギー安定供給確保を考慮し、大型原子炉や早期実用化が可能な小型軽水炉、水素製造が可能で機動性に優れた高温ガス炉、燃料の安定供給性に優れた小型高速炉を組み合わせた最適導入シナリオを導出可能な統合シミュレーション手法を開発し、エネルギーシステム高度化に資する導入可能な SMR の概念設計と課題抽出を目的とする。SMR の活用がエネルギーシステムにもたらす価値を定量化できる手法はこれまで提案されておらず、これを具現化するシミュレーション手法の構築は、革新性や独創性に富んだ先端的研究である。

本報告書では、第 2 章に本業務の業務計画、第 3 章に本業務の令和 2 年度～令和 4 年度の成果の概要ならびに令和 5 年度における成果をそれぞれ述べるとともに、第 4 章にまとめを述べる。

参考文献

[1-1] 2050 年カーボンニュートラル に伴うグリーン成長戦略、令和 3 年 6 月 18 日。

2. 業務計画

2.1 全体計画

本業務の全体計画図を図 2.1-1 に示す。研究開発項目を以下に示す。

(1) 電力レジリエンス分析ツールの開発

①SMR を考慮した電力需給モデルの開発

SMR ならびに CCUS 技術を組み込んだ詳細な地理的・時間的解像度を有する電力需給モデルを開発し、そして、前提条件や計算結果のデータの入出力システムの整備を実施する。

②電力需給モデルによる数値シミュレーション分析

SMR ならびに CCUS 技術を組み込んだ電力需給モデルを用いて、技術の将来シナリオ等を踏まえた数値シミュレーションを実施し、SMR の導入可能性を経済合理性の観点から検討する。

(2) エネルギー需給分析モデルの開発（再委託先：日本エネルギー経済研究所）

①エネルギーシステム評価枠組の検討

将来のエネルギーシステムにおける新型原子炉システムや水素利用技術、CO₂ 再資源化技術の役割を評価することを目的に、発電部門と非電力部門（最終需要部門）を統合して評価可能なエネルギーシステム評価枠組みの検討を行う。この目的に資するモデルを構築し、将来の社会ニーズへの適合のために各技術に求められる要件や、エネルギーシステムの将来像を包括的に分析する。

②エネルギー需給分析モデル構築・特性データベース整備

新型原子炉システムや水素利用技術、CO₂ 再資源化技術等を含む多様なエネルギー技術を、柔軟かつそれらの技術的・経済的特性を十分に考慮しながら評価することを目的とし、モデル利用のための技術データベースを整備する。各技術の詳細評価結果に基づき整備データを適宜更新しながら、様々な将来社会シナリオ下での、最適エネルギー技術選択分析を実施し、各技術に期待される役割や価値の定量的な評価、導入に向けた課題等を整理する。

(3) 原子力システム導入戦略分析用原子力システム技術の評価（再委託先：原子力機構）

①原子力システムの燃料サイクル諸量の評価

エネルギー需給分析に必要となる、原子力システムの各炉型の発電容量を評価するために、核燃料需給バランス及び使用済燃料の諸量を検討する。また、原子力システム導入戦略分析用の SMR 発電原価を検討する。

②原子力システムの新規導入地点に係るサイト影響の評価

電力レジリエンス分析における原子力システムの新規導入地点に係るサイト影響を緩和するため、地震絶縁システムについて代表的な地震波を用いて原子力システムの地震応答評価を行い、技術的成立性を検討する。

③原子カシステムの負荷追従性能の評価

電力レジリエンス分析のインプットとなる原子カシステムの負荷追従性能（最低出力、負荷追従率、発電効率など）を検討する。また、電力レジリエンス分析で算定された SMR の出力曲線を満足可能な SMR プラント運転制御方式を検討する。

④原子カシステム技術評価結果のレビュー

原子カシステム導入戦略分析ツールのインプットとなる原子カシステム技術に関する専門家委員会を開催し、原子カシステム技術評価結果について検討する。

(4) 多目的利用システムモデルの開発（再委託先：日揮グローバル）

①水素サプライチェーンシステム・CO₂再資源化システム特性データベースの構築に資する情報収集

水素サプライチェーンシステム及び CO₂ 再資源化システムのプラント建設費や運転の所要ユーティリティ、新規プロセスについては導入可能時期等の特性データの収集と特性データベースを構築する。

(5) 対象とする原子カシステム技術の評価（再委託先：三菱重工）

①原子カシステム導入戦略分析ツールのインプット条件の評価

原子カプラントメーカーの知見に基づき、原子カシステム導入戦略分析ツールのインプット条件として用いる原子カシステム技術の工学的成立性について評価する。

(6) 研究推進

研究代表者の下で各研究項目間における連携を密にして研究を進める。

| 項目 | 年度 | | | |
|---|-----------------|------------------|--------------------|-------------------|
| | 令和2年度 | 令和3年度 | 令和4年度 | 令和5年度 |
| (1) 電力レジリエンス分析ツールの開発 | | | | |
| ① SMRを考慮した電力需給モデルの開発 | プロトタイプ開発 | 小型炉モデル化の検討 | CCUS技術モデル化の検討 | 小型炉導入評価のまとめ |
| ② 電力需給モデルによる数値シミュレーション分析 | 予備的シミュレーション | 小型炉の予備的シミュレーション | CCUS技術の予備的シミュレーション | 総合的シミュレーション |
| (2) エネルギー需給分析モデルの開発 (再委託先：日本エネルギー経済研究所) | | | | |
| ① エネルギーシステム評価枠組の検討 | エネルギーシステム評価枠組検討 | | | |
| ② エネルギー需給分析モデル構築・特性データベース整備 | | モデル構築、特性データベース整備 | エネルギー需給分析 | SMR導入効果の定量化、とりまとめ |
| (3) 原子カシステム導入戦略分析用原子カシステム技術の評価 (再委託先：原子力機構) | | | | |
| ① 原子カシステムの燃料サイクル諸量の評価 | 評価モデル整備 | 燃料サイクル技術仕様の検討 | 技術性能の評価 | 燃料サイクル諸量評価まとめ |
| ② 原子カシステムの新規導入地点に係るサイト影響の評価 | 評価モデル整備 | サイトの安全技術仕様の検討 | 技術性能の評価 | サイト影響の評価まとめ |
| ③ 原子カシステムの負荷追従性能の評価 | 計算環境整備 | 負荷追従技術仕様の検討 | 技術性能の評価 | 負荷追従性能の評価まとめ |
| ④ 原子カシステム技術評価結果のレビュー | 専門家委員会開催 | 専門家委員会開催 | 専門家委員会開催 | 専門家委員会開催 |
| (4) 多目的利用システムモデルの開発 (再委託先：日揮) | | | | |
| ① 水素サプライチェーンシステム・CO ₂ 再資源化システム特性データベース構築に資する情報収集 | 情報収集 | データベース構築 | データベース改良 | データベース構築まとめ |
| (5) 対象とする原子カシステム技術の評価 (再委託先：三菱重工) | | | | |
| ① 原子カシステム導入戦略分析ツールのインプット条件の評価 | 技術評価 | 技術評価 | 技術評価 | 技術評価 |
| (6) 研究推進 | | | | |
| | 推進会議 | 推進会議 | 推進会議 | 推進会議 |
| | まとめ・評価 | まとめ・評価 | まとめ・評価 | まとめ・評価 |

図 2.1-1 本業務の年次計画及び担当機関名

2.2 令和5年度の成果の目標及び業務の実施方法

令和5年度の計画の概要は以下のとおりである。

(1) 電力レジリエンス分析ツールの開発

①SMRを考慮した電力需給モデルの開発

SMRならびにCCUS技術を組み込んだ詳細な地理的・時間的解像度を有する電力需給モデルの技術コスト等のパラメータのアップデートを行い、多角的評価に向けたモデル整備を完了する。

②電力需給モデルによる数値シミュレーション分析

SMRならびにCCUS技術を組み込んだ電力需給モデルを用いて、技術データやCO₂制約に関する複数シナリオの下で、数値シミュレーションを実施し、SMRの導入可能性を多角的観点から検討する。

(2) エネルギー需給分析モデルの開発（再委託先：日本エネルギー経済研究所）

①エネルギー需給分析モデル構築・特性データベース整備

令和4年度までに作成したエネルギー需給分析モデル及び特性データベースを用い、必要に応じてそれに改良を加えつつ、エネルギー政策に係る国内外の最新の動向を踏まえた試算の実施・結果のとりまとめを行う。これにより、将来のエネルギーミックスの中での原子力、特にSMRの導入効果を定量化し、開発モデルの有効性を検証する。

(3) 原子力システム導入戦略分析用原子力システム技術の評価（再委託先：原子力機構）

①原子力システムの燃料サイクル諸量の評価

小型高速増殖炉設計について、固有安全成立対策の反映及び高転換型MOX高温ガス炉におけるマチリサイクルによるPuの消費に伴い発生するMAを受け入れるための設計検討を行い、諸量評価コードを完成させ、そのサイクルにおけるマスバランスを諸量評価コードにより再現する。また、(1)及び(2)から得られる最適化された条件を成立させるための原子燃料サイクル及びコストを提示する。

②原子力システムの新規導入地点に係るサイト影響の評価

地震時建屋安定性評価に資する技術的課題の整理結果を基に、浮体免震を適用した建屋の揺動・スロッシング評価を実施し、新規立地に係る浮体免震建屋導入に当たってのコスト面影響や規制上安全要求の検討を実施する。

③原子力システムの負荷追従性能の評価

(1)の検討結果に基づき、再エネが大量導入された電力系統におけるSMRの負荷追従運転性能を評価する。

④原子力システム技術評価結果のレビュー

原子力システム導入戦略分析ツールのインプットとなる原子力システム技術に関する専門家

委員会を開催し、原子力システム技術評価の検討結果についてレビューする。

(4) 多目的利用システムモデルの開発（再委託先：日揮グローバル）

① 水素サプライチェーンシステム・CO₂ 再資源化システム特性データベースの構築に資する情報収集

CO₂ 再資源化システムの種々のプロセスについて、プラント建設費や運転の所要ユーティリティー等の特性データを収集しデータベースを構築する。

また、蓄電池の充放電による劣化性能を考慮した特性データを収集しデータベースを構築する。

(5) 対象とする原子力システム技術の評価（再委託先：三菱重工）

① 原子力システム導入戦略分析ツールのインプット条件の評価

原子力プラントメーカーの知見に基づき、原子力システム導入戦略分析ツールのインプット条件として用いる原子力システム技術の工学的成立性について評価する。

(6) 研究推進

研究代表者の下で各研究項目間における連携を密にして研究を進める。

3. 業務の実施内容及び成果

3.1 電力レジリエンス分析ツールの開発

3.1.1 電力需給モデルの開発【R2-R5】

【3.1.1 小括】

軽水炉 SMR、高温ガス炉 SMR、高速炉 SMR を考慮した最適化型電力需給モデルを構築した。年間 8,760 時間にて送電線制約を考慮し、日本全体の電力システム総コスト最小化により、設備投資や技術間のコスト競合も踏まえた技術選択を総合的に考慮した上にて、経済合理的な観点から SMR の最適導入量と最適出力配分に関する評価を可能とした。自然変動電源(太陽光、陸上風力、洋上風力)、系統用蓄電池やディマンドレスポンス(DR)といった SMR と競合しうる技術も考慮の上にて数値シミュレーションを可能とした。

【R2】

令和 2 年度は、SMR を考慮した簡易的な電力需給モデルの開発を実施し、大型炉と同等の性能を有する SMR を組み込んだ詳細な地理的・時間的解像度を有する電力需給モデルのプロトタイプを開発した。軽水炉型の SMR を電力需給モデルにて予備的に考慮するため、諸文献を踏まえ、軽水炉型 SMR の建設コストを 50 万円/kW とし(表 3.1.1-1)、大型炉と同水準の建設コストを仮定してモデルにて考慮した(大型軽水炉の建設コストは政府資料より 37 万円/kW と想定)。負荷追従率や最低出力値、設備利用率に関する入力データは大型軽水炉と同じ数値を適用した。

表 3.1.1-1 電力需給モデルの前提条件(SMR を新たに考慮)

| | LNGCC | Oil | LNG ST | Coal | Nuclear | SMR |
|----------------------------------|---------------|----------------|---------|-------|---------|------|
| Unit Construction Cost [kYen/kW] | 120 | 200 | 170 | 250 | 370 | 500 |
| Life Time [year] | 40 | 40 | 40 | 40 | 40 | 40 |
| Annual O&M Cost Rate | 0.023 | 0.028 | 0.036 | 0.033 | 0.04 | 0.04 |
| Efficiency | 0.52 | 0.39 | 0.39 | 0.42 | 1 | 1 |
| Own Consumption Rate | 0.02 | 0.048 | 0.04 | 0.064 | 0.04 | 0.04 |
| Maximum Increase Rate of Output | 0.44 | 0.44 | 0.44 | 0.26 | 0.02 | 0.02 |
| Maximum Decrease Rate of Output | 0.31 | 0.31 | 0.31 | 0.31 | 0.02 | 0.02 |
| Minimum Output Level | 0.3 | 0.3 | 0.3 | 0.3 | 0.53 | 0.53 |
| Seasonal Peak Availability | 0.95 | 0.95 | 0.95 | 0.9 | 0.9 | 0.9 |
| Annual Average Availability | 0.8 | 0.8 | 0.8 | 0.55 | 0.8 | 0.8 |
| Share of Daily Start and Stop | 0.5 | 0.7 | 0.3 | 0 | 0 | 0 |
| | Wind(onshore) | Wind(offshore) | PV | | | |
| Unit Construction Cost [kYen/kW] | 252 | 374 | 230 | | | |
| Life Time [year] | 25 | 25 | 25 | | | |
| Annual O&M Cost Rate | 0.01 | 0.01 | 0.01 | | | |
| | Hydro | Geothermal | Biomass | | | |
| Unit Construction Cost [kYen/kW] | 640 | 790 | 398 | | | |
| Life Time [year] | 60 | 50 | 30 | | | |
| Annual O&M Cost Rate | 0.01 | 0.01 | 0.01 | | | |
| Maximum Increase Rate of Output | 0.5 | 0.3 | 0.3 | | | |
| Maximum Decrease Rate of Output | 0.5 | 0.3 | 0.3 | | | |

(出所) 令和 2 年度文部科学省 国家課題対応型研究開発推進事業 原子力システム研究開発事業 「脱炭素化・レジリエンス強化に資する分散型小型モジュラー炉を活用したエネルギーシステムの統合シミュレーション手法開発」 成果報告書(令和 2 年度)

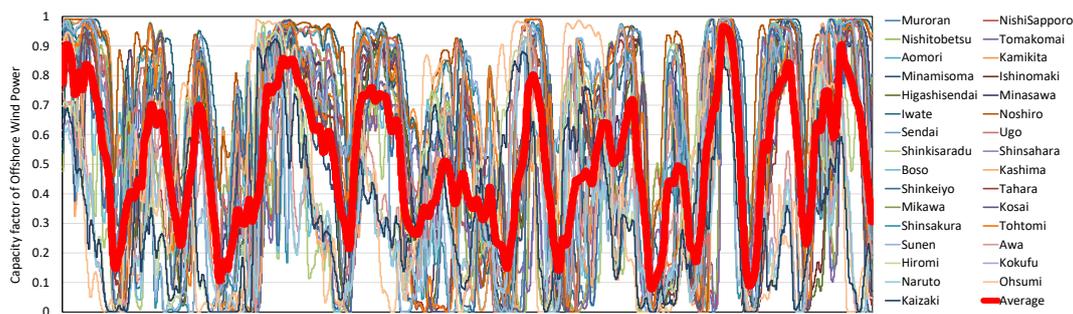


図 3. 1. 1-1 1 月 1 ヶ月間 1 時間値での洋上風力発電の発電出力パターン

(出所) 令和 2 年度文部科学省 国家課題対応型研究開発推進事業原子力システム研究開発事業「脱炭素化・レジリエンス強化に資する分散型小型モジュラー炉を活用したエネルギーシステムの統合シミュレーション手法開発」成果報告書(令和 2 年度)

また、SMR は石炭火力発電所の立地地点に新規建設可能と仮定し、総ノード数 383 地点のうち、39 地点に軽水炉型 SMR を建設可能と想定した。また各地点において、1 基 10 万 kW の SMR が 10 基を上限に建設可能と仮定した。また太陽光発電や風力発電等の再生可能エネルギーは、官公庁等の再エネポテンシャルを踏まえて、総発電量の約 4 割を占める水準で設定している。原子力(大型炉)は総発電量の約 2 割になる設備容量を設定した。また内外での洋上風力発電への関心が高まっていることを踏まえ、電力需給モデルにおいて新たに洋上風力発電を考慮した(図 3. 1. 1-1)。電力需給モデルの系統ネットワークを拡張すると共に、気象観測データベースを元に 1 時間値での洋上風力発電の発電出力パターンを 1 年間 8760 時間にて電力需給モデルで考慮した。

【R3】

令和 3 年度は、軽水炉 SMR を考慮した詳細な地理的・時間的解像度(383 ノード、472 本の送電線、年間 8,760 時間)を有する電力需給モデルを開発した(図 3. 1. 1-2、図 3. 1. 1-3、図 3. 1. 1-4)。電力需給モデルにおいて、時々刻々の電力需給運用に加え、電源設備容量等への投資も同時に分析可能とした。制約条件は同時同量制約、設備容量制約、供給予備力制約、負荷追従制約、最低出力制約、電力貯蔵制約、送電制約、電源の定期点検制約、SNSP 制約、バッテリーの C レート制約、火力 DSS 運転制約、CO₂ 制約等を考慮する。目的関数を系統全体の年間総発電費用(資本費[電源、電力貯蔵技術等]、燃料費[化石燃料、輸入水素])とし、その最小化により、設備投資も踏まえたメリットオーダーに基づき経済合理的な観点から需給運用を分析可能とした。

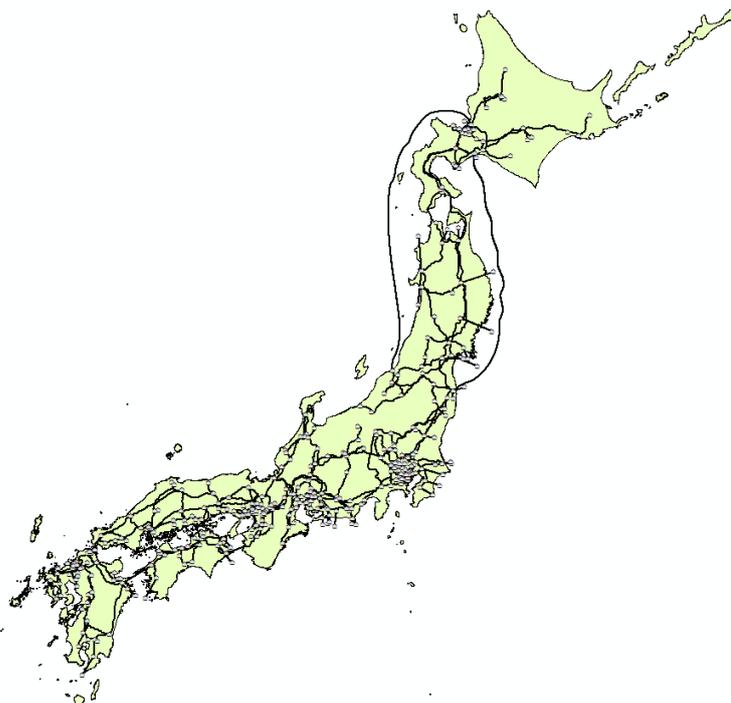


図 3.1.1-2 電力系統ネットワークモデル(383 ノード、472 本の送電線)

(出所) 令和 3 年度文部科学省 国家課題対応型研究開発推進事業原子力システム研究開発事業
「脱炭素化・レジリエンス強化に資する分散型小型モジュラー炉を活用したエネルギーシステムの統合シミュレーション手法開発」成果報告書(令和 3 年度)

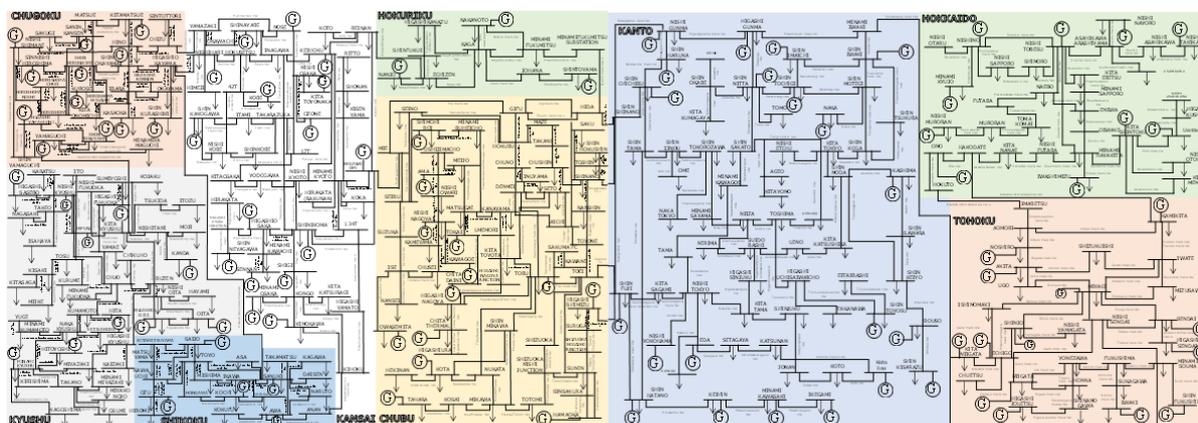


図 3.1.1-3 日本の電力系統図

(出所) 令和 3 年度文部科学省 国家課題対応型研究開発推進事業原子力システム研究開発事業
「脱炭素化・レジリエンス強化に資する分散型小型モジュラー炉を活用したエネルギーシステムの統合シミュレーション手法開発」成果報告書(令和 3 年度)

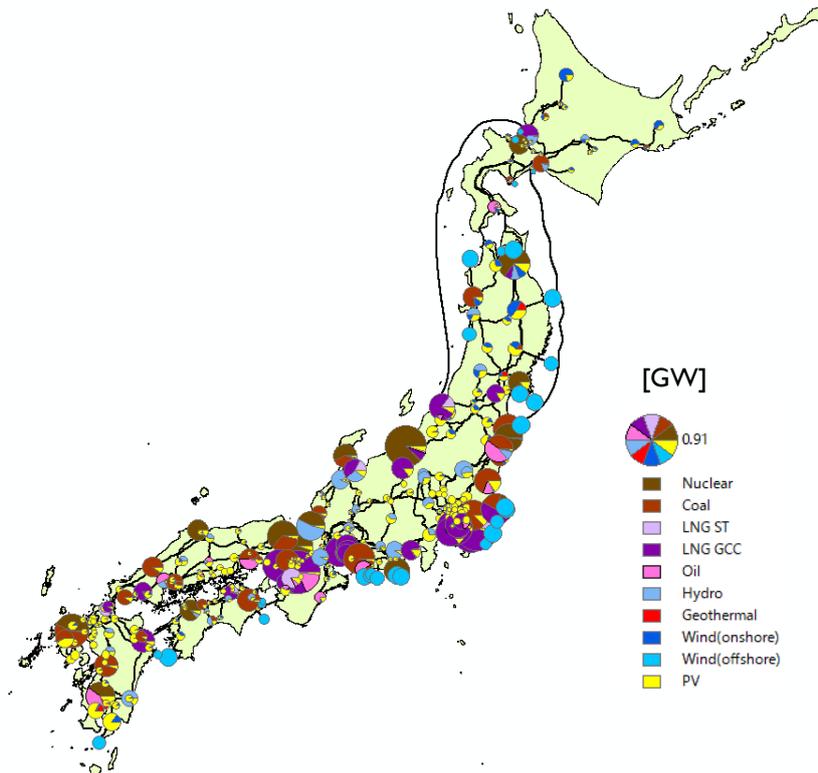


図 3.1.1-4 電源設備容量の分布

(出所) 令和 3 年度文部科学省 国家課題対応型研究開発推進事業原子力システム研究開発事業「脱炭素化・レジリエンス強化に資する分散型小型モジュラー炉を活用したエネルギーシステムの統合シミュレーション手法開発」成果報告書(令和 3 年度)

軽水炉 SMR(小型軽水炉)を電力需給モデルにて考慮するため、軽水炉 SMR の建設コストを 50 万円/kW と仮定し、軽水炉 SMR は従来の大型炉に比べて負荷追従性能に優れているとされることから、負荷追従率や最低出力値、設備利用率に関する入力データは天然ガス複合火力と同様の数値を適用した(負荷追従率：44%増/時間・31%減/時間、最低出力：定格出力の 30%)。また、軽水炉 SMR は石炭火力発電所の立地地点に新規建設可能と仮定し、総ノード数 383 地点のうち、39 地点に軽水炉 SMR を建設可能と想定した。各地点において、1 ユニット 5 万 kW の軽水炉 SMR が建設可能と仮定し、日本全体で約 20GW の軽水炉 SMR が建設可能とし、さらに、日本の原子力発電比率の目標値を踏まえ(原子力発電比率 20%~22%)、日本の大型炉、軽水炉 SMR を合わせた原子力発電量の上限を約 2 千億 kWh で制約した(総発電量の 20%程度)。

原子力(大型炉)に関しては、60 年運転での 2050 年値として、計 23.7GW の設備容量を外生値として想定した(大型炉の新增設・リプレースは想定しない)。またエネルギー政策の動向を踏まえ、洋上風力発電に加えて、CCS 付石炭火力、CCS 付 LNG 火力、水素混焼 LNG 火力、アンモニア混焼石炭火力を新たにモデルに追加した。よって、モデルで考慮する発電技術は、原子力(大型炉、軽水炉 SMR)、火力(LNG 複合、LNG 汽力、石油、石炭、LNG-CCUS、石炭-CCUS、LNG-水素混焼、石炭-アンモニア混焼)、一般水力、地熱、バイオマス、陸上風力、洋上風力、太陽光、揚水式水力、NAS 電池、Li-ion 電池を考慮した。SMR に関しては、軽水炉 SMR に加えて、高温ガス炉(HTGR)に関しても予備的に、モデル化を行った。高温ガス炉の発電効率は 50%、負荷追従率(電力)と最低

出力(電力)は天然ガス複合火力と同様とし、水素製造に関しては、燃料(天然ガス)の代替効果を考慮し、燃料コスト削減効果、燃料 CO₂ 削減効果をモデルに組み込んだ。また、電力需給モデルの系統ネットワークの情報の更新や拡張を行った。再生可能エネルギー等の電源導入ポテンシャルを踏まえた電力系統計画を進めることが政策方針として示され、それらを踏まえた地域間連系線(北本連系線、相馬双葉幹線、周波数変換所、北海道-東京間高圧直流送電[HVDC]等)の拡張計画を考慮し、系統の規模は 383 ノードと 475 本での送電線の潮流制約を考慮可能とした。

【R4】

令和 4 年度は、軽水炉 SMR に加えて、高温ガス炉 SMR に CCUS 技術を考慮することで、高温ガス炉 SMR からの燃料供給の可能性を総合的に分析可能とした詳細な地理的・時間的解像度を有する電力需給モデルを開発した。具体的には、電力のみならず、高温ガス炉からの水素供給とその水素を基にした合成ガス製造(メタネーション)を考慮した電力需給モデルを開発し、電力部門と燃料供給部門のセクターカップリングを踏まえた分析が可能な数値シミュレーション基盤を整備した。高温ガス炉の水素を燃料として直接供給するオプションも想定されうるが、メタネーションを通じて都市ガスを人工的に合成できれば、既存の都市ガスパイプラインの利用により、新たなインフラ建設コストを抑制した燃料供給の可能性を踏まえ、本研究では、高温ガス炉で生産された水素は全量、メタネーション技術を通じて都市ガスに転換され、供給されると想定した。また、高温ガス炉の前提条件に関しては、軽水炉 SMR と同様に建設コストを 50 万円/kW と仮定し、従来の大型炉に比べて負荷追従性能に優れているとされることから、負荷追従率と最低出力に関する入力データは日本原子力研究開発機構による分析値を適用した。立地点に関しては、高温ガス炉も軽水炉 SMR と同じく、石炭火力発電所の立地地点に新規建設可能と仮定し、総ノード数 383 地点のうち、39 地点に建設可能と想定し、その際、目的関数である電力システム総コスト最小化を通じて、SMR 立地可能地点においてコスト競争をつうじて、軽水炉 SMR、高温ガス炉がモデル内で選択されるものとした。CCUS 技術データに関しては日揮グローバル社の調査データを利用して設定し、各時間帯での電力需給運用、電源設備容量等への投資に加えて、燃料供給部門(都市ガス供給部門)の分析を可能とした。また、近年の動向を踏まえ、デマンドレスポンス(DR)を考慮に入れた電力需給モデルを開発し、DR 進展が、SMR を考慮に入れた電力需給や電力システムコストに与える影響をマクロ的視点にて予備的に分析可能な基盤を整備した。

【R5】

令和 5 年度は、高速炉 SMR を新たに考慮し、軽水炉 SMR、高温ガス炉 SMR、高速炉 SMR、CCUS 技術の全ての技術を考慮した電力需給モデルを構築し、多様なケース設定の下で、SMR の導入可能性を客観的に分析した。

電力需給モデルは、線形計画法を応用し、目的関数を系統全体の年間総発電費用(資本費[電源、電力貯蔵技術等]、燃料費[化石燃料、輸入水素])とし、制約条件は同時同量制約、設備容量制約、供給予備力制約、負荷追従制約、最低出力制約、電力貯蔵制約、送電制約、電源の定期点検制約、SNSP 制約、バッテリーの C レート制約、火力 DSS 運転制約、CO₂ 制約等を考慮しており、令和 5 年度はこの分析枠組みの中で、高速炉 SMR を、JAEA 推定の諸データを踏まえて新たに考慮した。電力系統ネットワークの送電容量制約は令和 4 年度での最新の電力系統拡張計画を踏まえた送電

容量制約を考慮している。

高温ガス炉の熱出力に関しては、令和 4 年度を踏襲し、高温ガス炉で生産された水素は全量、メタネーション技術を通じて都市ガスに転換され、供給されると想定し、ガスパイプラインの建設コストをモデル内では考慮しないこととした。また、モデルでは燃料供給部門を考慮し、合成ガスの都市ガス燃料代替に伴う都市ガス供給コストの削減効果を目的関数で考慮し、同じく、合成ガスの都市ガス燃料代替に伴う都市ガス由来の CO₂ 削減効果を制約条件に追加し、高温ガス炉によるクリーン燃料供給による効果を明示的に考慮している。

立地点に関しては、高速炉 SMR も軽水炉 SMR、高温ガス炉 SMR と同じく、石炭火力発電所の立地地点に新規建設可能と仮定し、総ノード数 383 地点のうち、39 地点に建設可能と想定し、その際、目的関数である電力システム総コスト最小化を通じて、SMR 立地可能地点においてコスト競合をつうじて、軽水炉 SMR、高温ガス炉 SMR、高速炉 SMR がモデル内で内生的に技術選択されるものとした。これにより、モデルで考慮している電源と電力貯蔵技術は、原子力(大型炉)、軽水炉 SMR、高温ガス炉 SMR、高速炉 SMR、火力(LNG 複合、LNG 汽力、石油、石炭、LNG-CCUS、石炭-CCUS、LNG-水素混焼、石炭-アンモニア混焼)、一般水力、地熱、バイオマス、陸上風力、洋上風力、太陽光、揚水式水力、NAS 電池、Li-ion 電池となる。原子力に関する制約に関しては、日本の原子力発電比率の 2030 年度目標値を踏まえ(原子力発電比率 20%~22%)、日本の大型炉、SMR を合わせた原子力発電量の上限を約 2 千億 kWh で制約している(総発電量の 20%程度)。CCUS 技術データに関しては日揮グローバル社の調査データを利用して設定した。各時間帯での電力需給運用、電源設備容量等への投資に加えて、燃料供給部門(都市ガス供給部門)の分析を可能とした。日本全体の基幹送電線から成る年間 8,760 時間での分析が可能な電力需給モデルの中で、SMR、CCUS 技術をモデル化して、システム総コスト最小化により、設備投資、燃料供給、技術間のコスト競合も考慮した上にて、メリットオーダーに基づき経済合理的な観点から SMR の技術選択の評価を可能とした。また、最新の電力系統拡張計画を踏まえて、電力需給モデル内で考慮している送電線容量(北本連系線等)を更新した。

また、ディマンドレスポンス(DR、電力需要の柔軟性)を考慮に入れて分析を行った。現在、再エネ大量導入を実現するオプションの一つとして、電気自動車やヒートポンプ技術など分散型エネルギー資源(DER: Distributed Energy Resource)など需要側資源の能動的制御等を通じたディマンドレスポンス(DR)の電力システムでの活用への関心が高まっている。SMR の一般的な特徴として、負荷追従性能を背景とした調整機能が挙げられるが、ディマンドレスポンス普及により、その調整力の活用の機会にも影響を与える可能性もあり、SMR の調整力と DR の導入可能性を中立的に評価する必要がある。再エネ大量導入には、調整力を有する電源や送電線などへの大規模投資が必要になるが、特に DR の場合、需要側資源の活用を通じて電力需要の柔軟性を高めることができれば、それらの電力インフラ投資を抑制し、より経済的な再エネ導入実現が可能になることも考えられる。その点で、初期投資を要する SMR よりも経済優位性があるともいえる。そこで電力需給モデルにおいて、ディマンドレスポンスを考慮し、DR 進展が、調整力を有する SMR との技術競合の可能性をマクロ的視点にて分析可能とした。ディマンドレスポンスは、基準となる各時点、各ノードの電力負荷の水準に、上限制約と下限制約を与え、加えて、各ノードの年間電力需要総量は DR 前後で不変とする制約を与えた上で、最適化を行い、各時点、各ノードでの最適な DR 導入量(上げ DR、下げ DR)の水準を決定できるようにしている。

以上より、SMR ならびに CCUS 技術を組み込んだ詳細な地理的・時間的解像度を有する電力需給モデルの技術コスト等のパラメータのアップデートを行い、多角的評価に向けたモデル整備を完了した。

3.1.2 電力需給モデルによる数値シミュレーション分析【R2-R5】

【3.1.2 小括】

SMR を考慮した最適化型電力需給モデルを用いて複数シナリオでの数値シミュレーションを実施した。電源ミックスで自然変動電源の電力比率が拡大すると、電力系統において調整力に対するニーズが高まる。その中で、負荷追従性能が相対的に低い既存の大型原子炉の設備利用率が低下するため、再エネ大量導入時には負荷追従性能の低い原子力発電の利用に制約がかかる可能性がある。一方、負荷追従性能の高い SMR では、再エネ出力増加時に柔軟な出力調整が経済合理的な運転として選択され、再エネ大量導入時の電力系統の調整力確保に貢献する。しかし、SMR の建設コストが上昇した場合、調整力を有する SMR の導入が選択されなくなるため、SMR の経済性の確保が重要な課題であると考えられる。

【R2】

令和 2 年度は、構築した簡易電力需給モデルを利用して、予備的な数値シミュレーションを行った。CO₂制約なし、CO₂制約あり(CO₂制約なしケースの排出量を基準に 8 割削減)の 2 ケースにて分析の結果、CO₂制約なしケースでは、石炭火力や天然ガス複合発電といった火力発電への一定の依存度が存在する一方で、CO₂制約ありのケースでは、石炭火力発電量はほぼゼロとなり、それを補完する形で SMR が導入され、電力部門の CO₂排出が 8 割削減される結果となった。想定した前提条件の下では、SMR を競争力のあるコスト水準で想定した結果、SMR は CO₂排出削減に貢献する経済合理的オプションとなることが示唆され、モデルでの技術選択が機能していることを確認した。また、電力需給運用の結果では、SMR は、負荷追従性能を考慮しなかった結果、大型炉と同様にベースロード運転を行い、再エネ大量導入下において、電力安定供給に貢献する結果となった。また、電力レジリエンスの評価指標として、非同期電源(太陽光、風力等)の比率、すなわち、SNSP 比(System Non-Synchronous Penetration)を試算した。諸外国では、SNSP 比が 50%未満であれば電力系統の安定性(レジリエンス)を維持可能であると判断し、それを上回る場合は、SNSP 比を 50%未満とするため、再エネ発電の出力抑制が行われている。自然変動電源(VRE)比率が SNSP 比に与える影響を試算した結果、VRE 比率が高まるにつれて、年平均 SNSP 比が上昇していることが分かり、電力レジリエンスの有効な評価指標となりうることを確認した。

【R3】

令和 3 年度は、軽水炉 SMR を考慮した詳細な地理的・時間的解像度を有する電力需給モデルを利用した数値シミュレーションを行い、複数シナリオの下で、再生可能エネルギー大量導入時の軽水炉 SMR の挙動を分析した。軽水炉 SMR を考慮に入れて、複数シナリオの下で分析を実施した。SMR の有無、SMR コスト、水素価格、再生可能エネルギー出力抑制、SMR 負荷追従率の要因に関して、9 つのシナリオを想定した。まず SMR のコストに関しては、基準値 50 万円/kW に対して、30 万円/kW まで低下したケースを分析した。競合燃料として、水素に関しても基準値の価格 20 円

/Nm³に対して、10 円/Nm³まで低下するケースを想定した。再生可能エネルギーの出力に関しても、出力抑制を想定するケースと、出力抑制を想定せず、再生可能エネルギー電力を系統にて最大限活用する再エネ出力抑制を想定しないケースにて分析した。また、SMR など新型炉の特徴として負荷追従性能が挙げられるが、基準ケースとして天然ガス複合火力と同水準の負荷追従性能を想定したが、負荷追従性能が石炭火力と同水準まで低下するケースでも分析を行った。なお、全てのシナリオにおいて、カーボンニュートラル制約(CO₂ 排出量ゼロ)を考慮した。各ケースにおける電源構成、原子力の発電量、設備容量に関する数値シミュレーション結果を行った結果、軽水炉 SMR はカーボンニュートラル実現、再生可能エネルギー大量導入と調和する経済合理性のある技術オプションとして位置付けられること、軽水炉 SMR コスト低減は導入拡大に作用すること、再生可能エネルギーの出力抑制に関する政策に依存せず、軽水炉 SMR コスト低減はその導入拡大に作用すること、負荷追従性能は軽水炉 SMR 導入量に影響を与える重要な因子となる可能性があること、などの示唆をえることができた。また大型炉の観点から見た場合、再生可能エネルギー大量導入時において、大型炉では原子力発電活用に限界が現れる可能性が示唆として得られた。

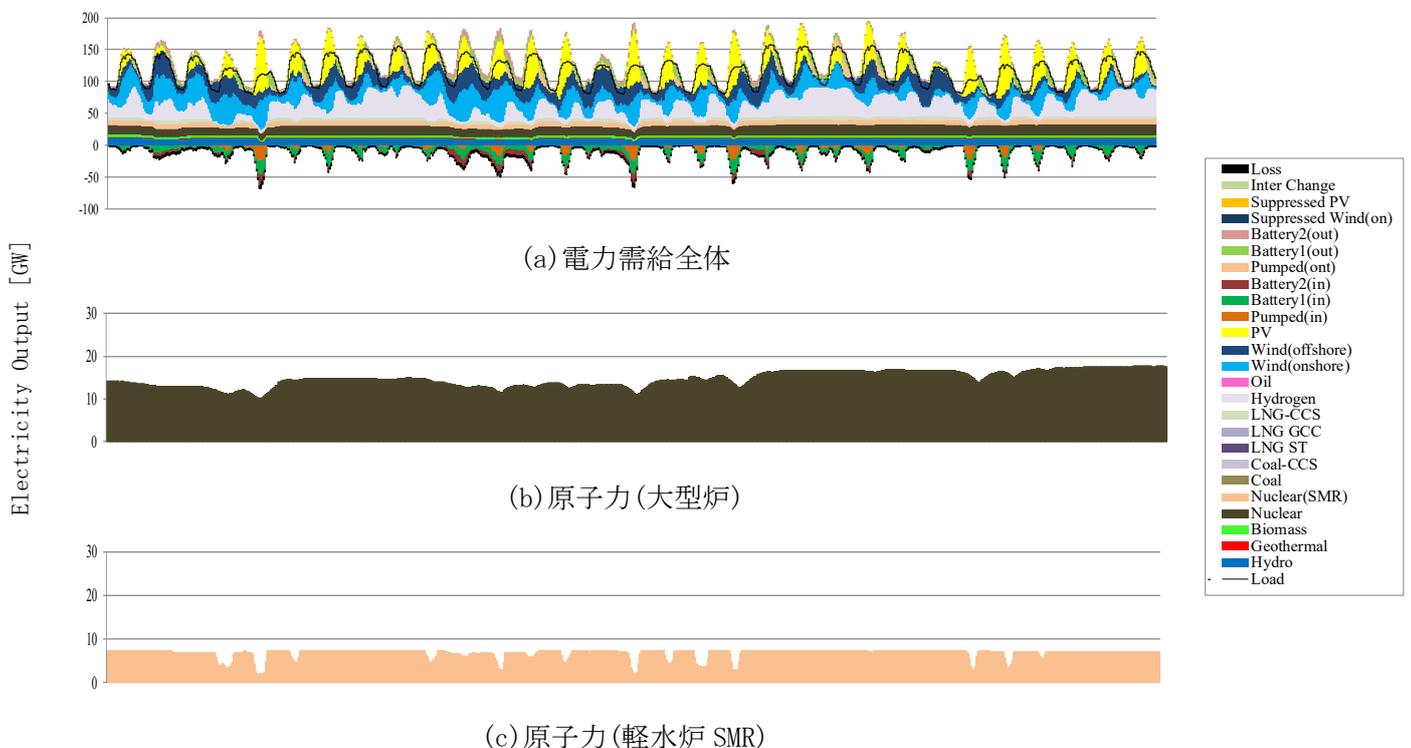


図 3.1.2-1 電力需給運用(日本全体、5月)

(出所)令和3年度「文部科学省 国家課題対応型研究開発推進事業原子力システム研究開発事業 脱炭素化・レジリエンス強化に資する分散型小型モジュラー炉を活用したエネルギーシステムの統合シミュレーション手法開発」成果報告書(令和3年度)

また電力需給運用の観点からは、カーボンニュートラル制約により、電力システムにおける再生可能エネルギー電力比率が大きく拡大し、特に出力変動を伴う太陽光発電、陸上風力発電、洋上風力発電の比率が拡大することから、需給の調整に対するニーズが系統において高まる。その中で、大型炉の場合は短周期の負荷追従能力がそれ程高くないため、再エネの長周期の変動に対して緩やかな調整運転が行われる一方、長周期、短周期での負荷追従性能に優れた軽水炉 SMR の

場合は、太陽光発電や風力発電の出力増加時に柔軟に出力が調整され、太陽光発電増加時に短時間で出力を低下させることにより、電力系統の調整力確保に大きく貢献していることが示された(図 3.1.2-1)。軽水炉 SMR に加えて、予備的に、高温ガス炉を考慮し、カーボンニュートラル制約の下で、分析を行った。高温ガス炉は、原子炉高温熱出力を発電に加え、水素製造に利用可能とした。なお、高温ガス炉で製造された水素は、燃料を代替すると仮定し、燃料のコスト削減効果を目的関数で考慮するとともに(燃料費削減効果を考慮)、燃料消費に伴う CO₂削減効果を CO₂制約式において考慮した。高温ガス炉、軽水炉 SMR の双方をモデルで考慮し、高温ガス炉、軽水炉 SMR の石炭火力立地地点での導入量上限値をそれぞれ日本全体で 12GW と仮定の上、カーボンニュートラル制約の下で分析を行った結果、軽水炉 SMR、高温ガス炉の双方ともに、最適化により導入されることから、カーボンニュートラル実現に向けた経済合理的オプションとして貢献しうることが示された。

【R4】

令和 4 年度は、高温ガス炉ならびに CCUS 技術を考慮した詳細な地理的・時間的解像度を有する電力需給モデルを利用した数値シミュレーションを行い、複数シナリオの下で、開発した電力需給モデルを利用して、再生可能エネルギー大量導入時の SMR(軽水炉 SMR、高温ガス炉 SMR+CCUS 技術)の挙動を詳細に分析した。CO₂ 排出量制約にてケース設定を行い、CO₂ 制約を設定しない基準ケース、CO₂ 排出量の上限を 200g-CO₂/kWh(英国と同水準)、100g-CO₂/kWh、50g-CO₂/kWh(フランスと同水準)、0g-CO₂/kWh(カーボンニュートラル)で制約するケースを設定して分析した(表 3.1.2-1)。CO₂ 制約の無い基準ケースでは、大半を石炭火力に依存するが、CO₂ 制約が厳しくなるにつれ、石炭火力抑制、SMR(軽水炉 SMR、高温ガス炉 SMR)、LNG 複合、LNG-水素混焼、風力発電の導入拡大が進展し、さらにカーボンニュートラルに近づくにつれ、水素発電、LNG-CCUS、太陽光や風力、SMR(軽水炉 SMR、高温ガス炉)、バッテリーの導入拡大が進展する。カーボンニュートラル実現時(0g-CO₂/kWh)には、再エネ電力比率は 53%に達する結果となり、再エネ大量導入が求められる結果となった(図 3.1.2-2)。また、原子力導入量に関する結果を見ると、CO₂ 制約がカーボンニュートラル実現に向けて厳しくなるにつれて、再エネ導入量の拡大とともに、高温ガス炉の導入量が軽水炉 SMR を上回る結果となった。また、カーボンニュートラル実現時の地点別の原子力導入量を見ると、再エネ導入比率の大きい北海道地域や東北地域での SMR 導入は、高温ガス炉が大部分であることから、再エネ大量導入地域では高温ガス炉 SMR が再エネとの親和性が高いと考えられる。電源構成に占める風力発電、太陽光発電の比率が高まる場合、それらの出力変動に対する需給調整のニーズが高まる。その際、SMR(小型軽水炉)、HTGR(高温ガス炉)のいずれも調整力としての機能に優れる電源であるが、再エネ出力増加の際、電気出力を抑制することで、SMR へは直接的に経済性を低下させる要因になるが、HTGR は熱出力の余力で水素製造を行い、天然ガスを代替する手段があるため、経済性の低下が緩和される。そのため、再エネ比率の高い北海道や東北地域では HTGR を中心に選択される傾向となった。また、ダイヤモンドレスポンスを考慮に入れた電力需給モデルによる分析を行い、DR の導入規模の拡大につれて、再エネ大量導入時に調整力の役割を担う水素発電、ならびに、揚水や系統用蓄電池の充放電量が減少し、太陽光発電の出力抑制量も減少する一方、風力発電や太陽光発電の導入量が増加する傾向が確認できる。このため、電力需要の柔軟性の向上は、調整力への投資の低減、再エネの導入拡大や有効利用に

貢献する可能性があると考えられる。DR 導入により、再エネ調整力への投資抑制効果が働き、システム全体のコストが低下する。例えば、脱炭素化実現ならびに再エネ導入時に調整力の役割を担う水素発電や蓄電池の導入量および投資が DR 導入により低減し、コスト抑制に貢献する可能性が示された。

表 3.1.2-1 CO₂ 制約に関する計算シナリオの設定

| Case | CO ₂ Regulation |
|------|----------------------------|
| Base | No |
| 200g | 200g-CO ₂ /kWh |
| 100g | 100g-CO ₂ /kWh |
| 50g | 50g-CO ₂ /kWh |
| CN | 0g-CO ₂ /kWh |

(出所) 令和 4 年度文部科学省 国家課題対応型研究開発推進事業原子力システム研究開発事業「脱炭素化・レジリエンス強化に資する分散型小型モジュラー炉を活用したエネルギーシステムの統合シミュレーション手法開発」成果報告書(令和 4 年度)

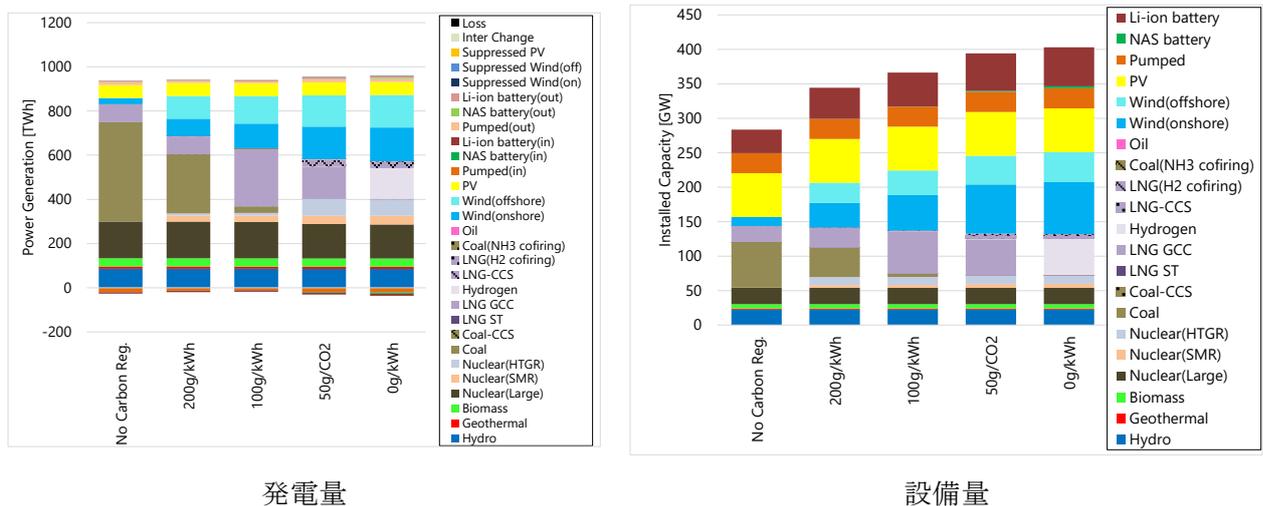


図 3.1.2-2 電源構成(発電量、設備量)

(出所) 令和 4 年度文部科学省 国家課題対応型研究開発推進事業原子力システム研究開発事業「脱炭素化・レジリエンス強化に資する分散型小型モジュラー炉を活用したエネルギーシステムの統合シミュレーション手法開発」成果報告書(令和 4 年度)

【R5】

令和 5 年度は、SMR を総合的に考慮した詳細な地理的・時間的解像度を有する電力需給モデルを利用した数値シミュレーションを行い、太陽光発電、陸上風力発電、洋上風力発電などの自然変動電源、系統用蓄電池(短周期対応蓄電池、長周期対応蓄電池)、ダイヤモンドレスポンス(DR)、クリーン燃料火力(水素専焼火力、水素混焼火力)、CCUS(CCS 付火力発電)など競合する技術を可能な限り考慮の上、SMR の導入可能性を評価した。SMR の事業性にも影響を与えうる数多くのシナリオの下で、開発した電力需給モデルを利用して、再生可能エネルギー大量導入時の SMR の挙動と技術選択の可能性を客観的に分析した。

(1)SMR と他の競合技術に関する多様なシナリオによる分析

軽水炉 SMR を考慮に入れて、計 16 シナリオに及ぶ複数シナリオの下で分析を実施した(表 3.1.2-2)。SMR コスト、蓄電池価格、再生可能エネルギー出力抑制、SMR 負荷追従率、CO₂ 制約、ダイヤモンドレスポンス(DR)、電力需要量の要因に関して、シナリオを想定した。

表 3.1.2-2 計算シナリオの設定

| | | SMR コスト | 蓄電池 価格 | 再エネ 出力抑制 | 負荷 追従率 | CO2制約 | DR | 電力需要 |
|--------|------------------|------------|-----------|-------------|-----------|-------|----|------|
| シナリオ1 | CO2制約無 | 基準 | 基準 | 有 | 基準 | 無 | 無 | 基準 |
| シナリオ2 | 基準 | 基準 | 基準 | 有 | 基準 | ネットゼロ | 無 | 基準 |
| シナリオ3 | SMRコスト低下(技術進展) | 低下 | 基準 | 有 | 基準 | ネットゼロ | 無 | 基準 |
| シナリオ4 | 蓄電池コスト低下 | 基準 | 低下 | 有 | 基準 | ネットゼロ | 無 | 基準 |
| シナリオ5 | 再エネ最大活用 | 基準 | 基準 | 無 | 基準 | ネットゼロ | 無 | 基準 |
| シナリオ6 | 再エネ最大活用+蓄電池コスト低下 | 基準 | 低下 | 無 | 基準 | ネットゼロ | 無 | 基準 |
| シナリオ7 | 負荷追従率低下 | 基準 | 基準 | 有 | 低下 | ネットゼロ | 無 | 基準 |
| シナリオ8 | SMRコスト上昇(2倍増) | 上昇 | 基準 | 有 | 基準 | ネットゼロ | 無 | 基準 |
| シナリオ9 | SMRコスト上昇(3倍増) | 上昇 | 基準 | 有 | 基準 | ネットゼロ | 無 | 基準 |
| シナリオ10 | SMRコスト上昇(4倍増) | 上昇 | 基準 | 有 | 基準 | ネットゼロ | 無 | 基準 |
| シナリオ11 | SMRコスト上昇(5倍増) | 上昇 | 基準 | 有 | 基準 | ネットゼロ | 無 | 基準 |
| シナリオ12 | DR10%導入 | 基準 | 基準 | 有 | 基準 | ネットゼロ | 有 | 基準 |
| シナリオ13 | DR20%導入 | 基準 | 基準 | 有 | 基準 | ネットゼロ | 有 | 基準 |
| シナリオ14 | DR30%導入 | 基準 | 基準 | 有 | 基準 | ネットゼロ | 有 | 基準 |
| シナリオ15 | 電力需要減少(3割低下) | 基準 | 基準 | 有 | 基準 | ネットゼロ | 無 | 減少 |
| シナリオ16 | 電力需要増加(3割増加) | 基準 | 基準 | 有 | 基準 | ネットゼロ | 無 | 増加 |

表 3.1.2-3 小型モジュール炉(SMR)の建設コストの設定

| | シナリオ2 基準 | シナリオ8 コスト2倍 | シナリオ9 コスト3倍 | シナリオ10 コスト4倍 | シナリオ11 コスト5倍 | シナリオ3 低下(技術進展) |
|----------|-------------|----------------|----------------|-----------------|-----------------|-------------------|
| [千円/kW] | | | | | | |
| 軽水炉SMR | 296 | 591 | 887 | 1,182 | 1,478 | 296 |
| 高速炉SMR | 484 | 968 | 1,452 | 1,936 | 2,420 | 242 |
| 高温ガス炉SMR | 518 | 1,037 | 1,555 | 2,073 | 2,592 | 259 |

まず SMR のコストに関しては、基準値に対して低下するケース(高温ガス炉、高速炉のコスト低下)、ならびに、2 倍~5 倍まで SMR コストが高騰するケースを分析した(表 3.1.2-3)。基準ケースでの SMR のコストは、技術進展を見込んだ JAEA による推計を踏まえて設定し、軽水炉 SMR、高速炉 SMR、高温ガス炉 SMR のコストをそれぞれ約 30 万円/kW、約 48 万円/kW、約 52 万円/kW として設定し、軽水炉 SMR のコストが SMR の中で最も安く、高温ガス炉 SMR が最も高いものとして設定する(表 3.1.2-3)。競合技術として、系統用蓄電池に関しても基準値の価格に対して、1 万円/kWh まで低下するケースを想定する。再生可能エネルギーの出力に関しても、出力抑制を想定するケースと、出力抑制を想定せず、再生可能エネルギー電力を系統にて最大限活用する再エネ出力抑制を想定しないケースにて分析した。さらに、蓄電池コスト低下の条件で、エネ出力抑制を想定しないケース、すなわち、再エネ電力を最大活用するケースにて分析した。また、SMR など

新型炉の特徴として負荷追従性能が挙げられるが、基準ケースとして天然ガス複合火力と同水準の負荷追従性能を想定したが、負荷追従性能が大型炉と同水準まで低下するケースでも分析を行った。また SMR 全般の特徴として、調整力の機能を有する点が挙げられるが、DR もより低コストで調整力を提供することが可能であるため、SMR と競合する可能性があるため、DR の有無に関しても、SMR 導入量に与える影響を分析する。そして、電力需要量の水準によっても技術選択に影響がある可能性があり、電力需要量の増減が与える影響について分析する。以上より、これらの要因の組合せから成る計 16 シナリオに関して分析を行った(表 3.1.2-2)。

シナリオ 1 は CO₂ 制約を課さないケース、シナリオ 2 は基準ケース、シナリオ 3 は SMR コスト低下ケース、シナリオ 4 は系統用蓄電池価格低下ケース、シナリオ 5 は再エネ出力抑制を許容しないケース、シナリオ 6 は系統用蓄電池価格低下のもとで再エネ出力抑制を許容しないケース、シナリオ 7 は SMR の負荷追従性能が低下するケース、シナリオ 8 からシナリオ 11 は SMR コストが基準コストに比べて、2 倍～5 倍まで高騰するケース、シナリオ 12 からシナリオ 14 はダイヤモンドレスポンス (DR) が電力需要の 10%～30% の比率で拡大するケース、シナリオ 15 は電力需要量が基準ケースに比べて 3 割減少するケース、シナリオ 16 は電力需要量が基準ケースに比べて 3 割増加するケースである。シナリオ 1 を除く全てのシナリオにおいて、カーボンニュートラル制約 (CO₂ 排出量ゼロ) を考慮している。各シナリオの分析の視点として、シナリオ 1 では CO₂ 制約の無い状況での SMR のコスト競争力、シナリオ 3 では高温ガス炉 SMR、高速炉 SMR のコスト低下がそれらの導入量に与える影響、シナリオ 4～シナリオ 6 は、SMR と調整力で競合しうる系統用蓄電池のコスト低下や、再エネ利用最大化の政策が SMR 導入に与える影響、シナリオ 7 は SMR がベースロード運転する場合のその導入量への影響を分析することを目的としている。シナリオ 8 からシナリオ 11 は、欧米等において大型炉の建設コストが上昇したことから、SMR の建設コスト上昇が起きた場合のその技術選択に与える影響、シナリオ 12 からシナリオ 14 は SMR と調整力で競合するダイヤモンドレスポンス (DR) 普及が SMR 導入に与える影響、シナリオ 15 と 16 は電力需要量が SMR の技術選択に及ぼす影響の分析を主眼としている。

SMR のコストに関しては、SMR 普及時の技術進展を織り込んだ JAEA による推計を踏まえ、基準ケースでは、軽水炉 SMR、高速炉 SMR、高温ガス炉 SMR のコストをそれぞれ 30 万円/kW、48 万円/kW、52 万円/kW として設定し、軽水炉 SMR のコストが SMR の中で最も安く、次いで高速炉 SMR が安く、高温ガス炉 SMR が最も高いケースを基準ケースとして設定する(表 3.1.2-3)。SMR のコストに関しては、欧米の大型炉にて見られたようなコスト高騰の可能性を踏まえ、基準ケースに比べて 2 倍から 5 倍まで高騰するケースを想定する。軽水炉 SMR の場合、30 万円/kW から 59 万円/kW、89 万円/kW、118 万円/kW、148 万円/kW まで高騰、高速炉 SMR の場合、48 万円/kW から 97 万円/kW、145 万円/kW、194 万円/kW、242 万円/kW まで高騰、高温ガス炉 SMR の場合、52 万円/kW から 104 万円/kW、156 万円/kW、207 万円/kW、259 万円/kW まで高騰するケースを想定し、SMR の技術選択に与える影響を分析する。また、技術進展により、高速炉 SMR、高温ガス炉 SMR のコストが低下するケースを想定し、SMR コスト低下ケースでは、軽水炉 SMR、高速炉 SMR、高温ガス炉 SMR のコストをそれぞれ 30 万円/kW、24 万円/kW、26 万円/kW として設定し、高速炉 SMR、高温ガス炉 SMR のコストが軽水炉 SMR を下回る水準まで低下するケースを想定する(表 3.1.2-3)。

また、各時点、各ノードでの DR の許容水準に関して、ケース設定を行う。各ノードの各時点の電力需要に対して上限制約、下限制約を課し、上限値は各時点の電力需要に増加率を乗じ、下

限値は減少率を乗じることで設定する。なお、増加率と減少率は年間 8,760 時間を通じて一定とし、需要の増加率、減少率に関して±10%～±30 %にてケース設定を行う(表 3.1.2-4)。各時点、各ノードの電力需要が最大 30 %で変動することを許容する制約条件の下で最適化を行う。近年の再エネの普及拡大に伴い、電力需要(再エネ出力変動を除いた残余需要)の変動への対策、すなわち、調整力の確保が重要になっているが、その中で、初期投資の水準が低い既設の需要側資源の活用や需要家の行動変容によるデマンドレスポンス(DR)の活用が期待されており、今後の DR の普及の水準により、調整力の機能を有する SMR の導入量にも影響を与えることが想定される。ただし、DR の将来の普及量にも不確実性を伴うことから、電力需要に対する DR の普及量の幅として 10%から 30%までを想定した。

表 3.1.2-4 デマンドレスポンス(DR)に関するケース設定

| Case | Hourly Level of Demand Response (DR) |
|--------|--------------------------------------|
| DR±10% | Upper limit: +10%, Lower limit: -10% |
| DR±20% | Upper limit: +20%, Lower limit: -20% |
| DR±30% | Upper limit: +30%, Lower limit: -30% |

また電力需要量に関しても増加、減少に影響に関して分析する。電力需要増加ケースの背景としては、脱炭素化の進展による電力化の進展が挙げられる。カーボンニュートラルに向けた方策では、エネルギー需要側での電力化と電力供給の脱炭素化を進めて全体の CO₂ 削減をはかることがモデル分析で試算されており、将来に向けて電力需要が増加する可能性が挙げられるとともに、社会の情報化進展によりデータセンターなど情報産業での電力需要増加、将来においては電気自動車の普及拡大や水電気分解による水素製造など、新たな技術の展開に伴う電力需要増加の可能性も指摘されていることも踏まえ、電力需要が増加するケースについて分析する。一方、省エネ技術の進展や、多様な脱炭素、省エネ技術の進展や海外からの水素輸入などクリーン燃料の輸入などにより、電力化が進まず、電力消費が減少する可能性もあることから、電力需要が減少するケースについても分析する。

各ケースにおける電源構成(図 3.1.2-3)、原子力の発電量(図 3.1.2-4)、設備容量(軽水炉 SMR、高温ガス炉 SMR、高速炉 SMR) (図 3.1.2-5)、設備容量の変化量[基準ケースからの増減](軽水炉 SMR、高温ガス炉 SMR、高速炉 SMR) (図 3.1.2-6)に関する数値シミュレーション結果を示す。CO₂ 制約の無いケースでは、電力供給の大半を石炭火力に依存するが、カーボンニュートラル制約では、石炭火力抑制、SMR(軽水炉 SMR、高速炉 SMR、高温ガス炉 SMR)、風力発電、水素発電、バッテリーの導入拡大が進展する。CO₂ 制約が存在しないケース(CO₂ 制約無)では、SMR の中でも経済性の高い軽水炉 SMR が導入され、今回のコスト設定の下では、CO₂ 制約ない場合でも軽水炉 SMR はコスト競争力を有する結果となった(図 3.1.2-4、図 3.1.2-5)。また、基準ケースでは、軽水炉 SMR、高温ガス炉 SMR、高速炉 SMR が導入されることから、全ての SMR はカーボンニュートラル実現、再生可能エネルギー大量導入と調和する経済合理性のある技術オプションとして位置付けられると考えられる(図 3.1.2-5)。SMR コスト低下ケースでは、高速炉 SMR のコスト低下を反映して、高速炉 SMR 導入量が増加することから、SMR コスト低減は導入拡大に作用する(図 3.1.2-5、図 3.1.2-6)。蓄電池コスト低下、再エネ活用(再エネ出力抑制の禁止)、蓄電池コスト低下+再エネ活用ケースでは、これらのケースは SMR 導入に不利に作用する条件となり、SMR 導入が減少するが、減少量は軽微であることから、蓄電池のコスト低下時等においても、脱炭素化実現、再エ

ネ大量導入時に SMR は経済合理性の高いオプションになると考えられる。大量に導入された再エネと蓄電池により、SMR を部分的に代替し得ると考えられるが、再エネ大量導入に起因する余剰電力が発生する頻度(時間)は限定的であること、時間容量の大きい蓄電池導入はコストが高くなることなどから、SMR を大幅に代替することは見られなかった。SMR 負荷追従性能低下ケースでは、基準ケースに比べて軽水炉 SMR 等の導入量が減少することから、負荷追従性能は軽水炉 SMR 導入量に影響を与える重要な要因となる可能性が示唆されていると考えられ、再エネとの共存の上で負荷追従機能は大切になると考えられ、次世代炉の多くが負荷追従性能の具備が計画されていることから、整合的な結果が得られていると考えられる。SMR 建設コストが上昇するケースでは、上昇幅が拡大するにつれて SMR 導入量が大きく減少する。SMR コストが 2 倍に上昇した場合(軽水炉 SMR : 59 万円/kW、高速炉 SMR : 97 万円/kW、高温ガス炉 SMR : 104 万円/kW)、軽水炉 SMR 導入量はほとんど影響を受けないが、建設コストが約 100 万円に達する高速炉 SMR の導入量は大きく減少し、高温ガス炉 SMR は水素供給が可能であることから導入量は大きく変化しない(図 3.1.2-5、図 3.1.2-6)。SMR コストが 3 倍に上昇した場合には(軽水炉 SMR : 89 万円/kW、高速炉 SMR : 145 万円/kW、高温ガス炉 SMR : 156 万円/kW)、軽水炉 SMR も導入量が減少し始め、建設コストが約 150 万円に達する高速炉 SMR や高温ガス炉 SMR はほとんど導入されなくなる(図 3.1.2-5、図 3.1.2-6)。SMR コスト 4 倍(軽水炉 SMR : 118 万円/kW、高速炉 SMR : 194 万円/kW、高温ガス炉 SMR : 207 万円/kW)、5 倍(軽水炉 SMR : 148 万円/kW、高速炉 SMR : 242 万円/kW、高温ガス炉 SMR : 259 万円/kW)に上昇する場合には、軽水炉 SMR 導入量の減少が進み、SMR コストが 5 倍まで上昇した場合(軽水炉 SMR : 148 万円/kW)、軽水炉 SMR 導入量は基準ケースに比べてほぼ半減する。海外での新設炉(大型炉)の中には、建設コストが 100 万円/kW を超える事例が報告されており、SMR は大型炉よりも建設コストが高額になる可能性が指摘されていることもあり、SMR 導入の条件として、コスト抑制は重要な課題になると考えられる。ただし、軽水炉 SMR コストが基準値の 5 倍の約 150 万円/kW まで上昇した場合においても、軽水炉 SMR 導入量はゼロにはならず、脱炭素化、再エネ大量導入時の電力需給運用に貢献する(図 3.1.2-5)。カーボンニュートラル制約時の軽水炉 SMR の潜在的な経済的価値は約 150 万円/kW を上回ると推定される。

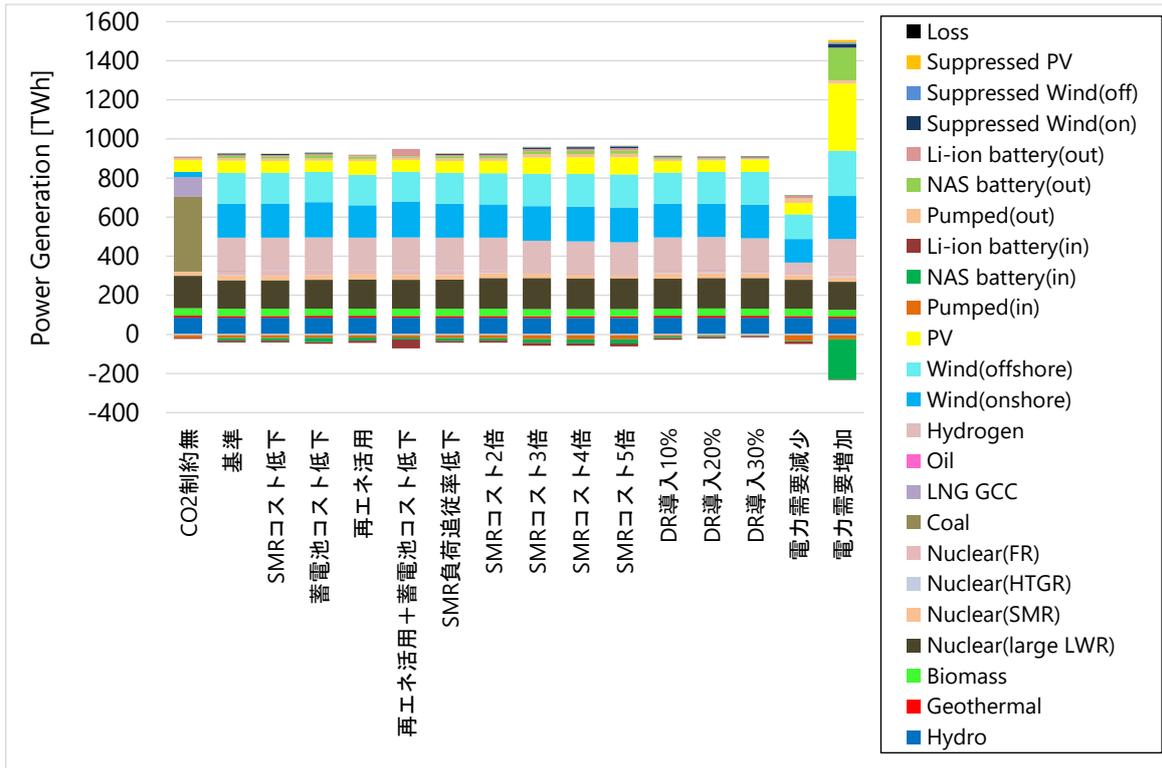


図 3. 1. 2-3 電源構成(発電量)

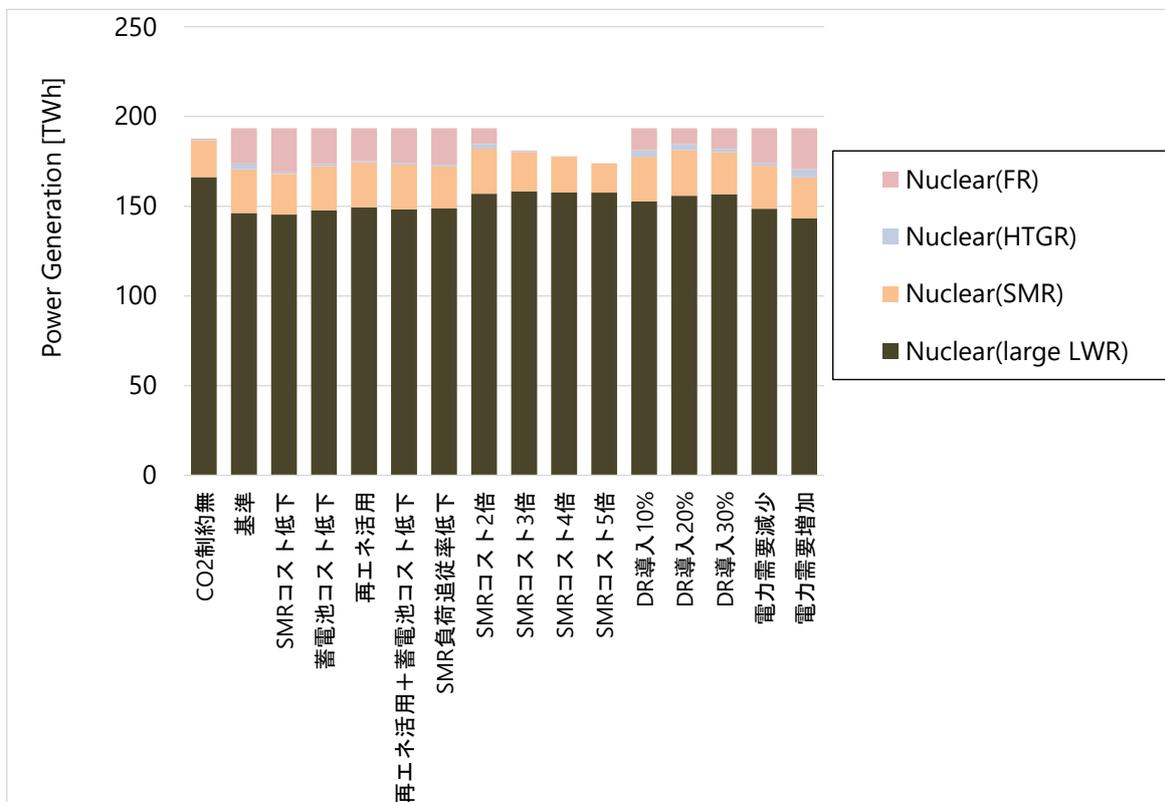


図 3. 1. 2-4 発電量(原子力)

また、再エネの出力変動に対する調整力としての機能が期待されるデマンドレスポンス (DR) の導入規模の拡大につれて、同じく調整力としての機能を有する SMR 導入量も減少する。DR 導入 10% ケースでは、SMR の中でコストが相対的に高い高速炉 SMR の導入量がはじめに減少する。デマンドレスポンス (DR) の導入がさらに進んだ DR 導入 20% ケースでは、高速炉 SMR 導入量はほぼ半減し、高温ガス炉 SMR 導入量も減少し始め、DR 導入 30% ケースでは、軽水炉 SMR 導入量も減少に転じ、炉心熱出力と発電出力間の柔軟な制御を通じて調整力を提供する高温ガス炉 SMR 導入量がさらに減少する (図 3. 1. 2-5、図 3. 1. 2-6)。このため、電力需要の柔軟性の向上は、調整力を有する SMR への投資の低減に作用する可能性があるといえる。そして電力需要が減少するケースでは、SMR 導入量には変化がほぼ見られないことから、需要減少の影響は小さいと考えられる一方、電力需要が増加した場合は、高速炉 SMR 導入量が増加することから、需要拡大に対する供給力強化の中で SMR が選択される経済性を有する可能性があるとの示唆が得られた。

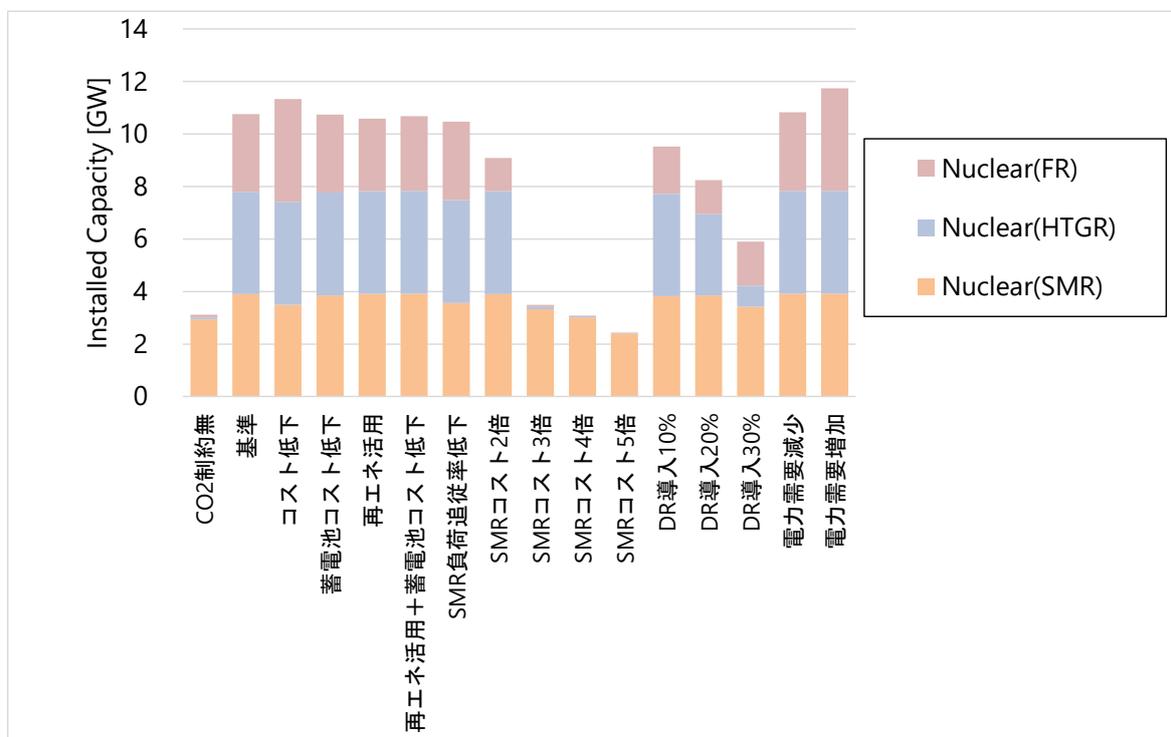


図 3. 1. 2-5 設備容量(軽水炉 SMR、高温ガス炉 SMR、高速炉 SMR)

また、基準ケースにおける地点別の発電構成を見ると (図 3. 1. 2-7)、各地域において SMR ならびに風力発電が導入され、加えて、東北、関東、中部、関西、中国、九州地域などで太陽光発電も導入され、再生可能エネルギーが活用される。また、自然変動電源の出力変動に対するクリーンな調整力として、水素発電が関東、中部、関西、中国、九州などにおいて導入され、需給バランス維持に貢献する。風力発電が大量導入される北海道や東北地域においては、蓄電池が導入されると共に、電力需要の大きい関東地域へ電力輸送が行われ、東日本の電力脱炭素化に貢献する。関東地域などにおいては、導入量の大きい既設の揚水式水力発電が他の技術と共に、自然変動電源の調整力として活用される。

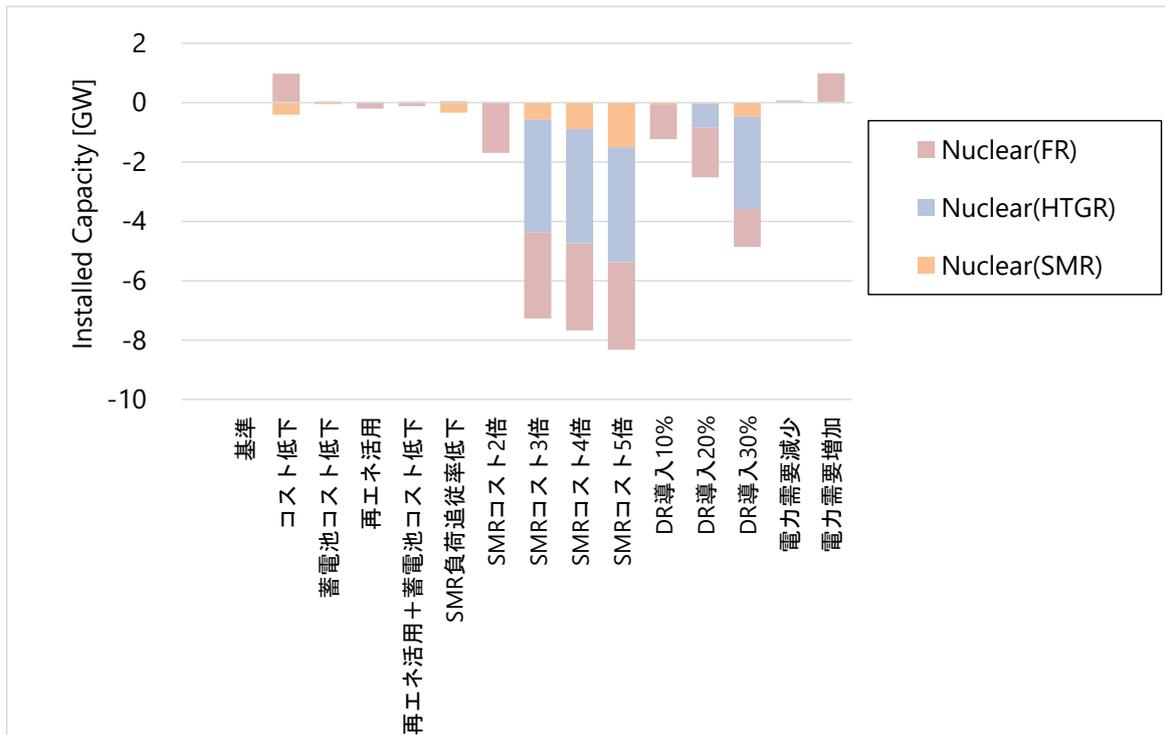


図 3. 1. 2-6 設備容量の変化量（軽水炉 SMR、高温ガス炉 SMR、高速炉 SMR）[基準ケースからの増減]

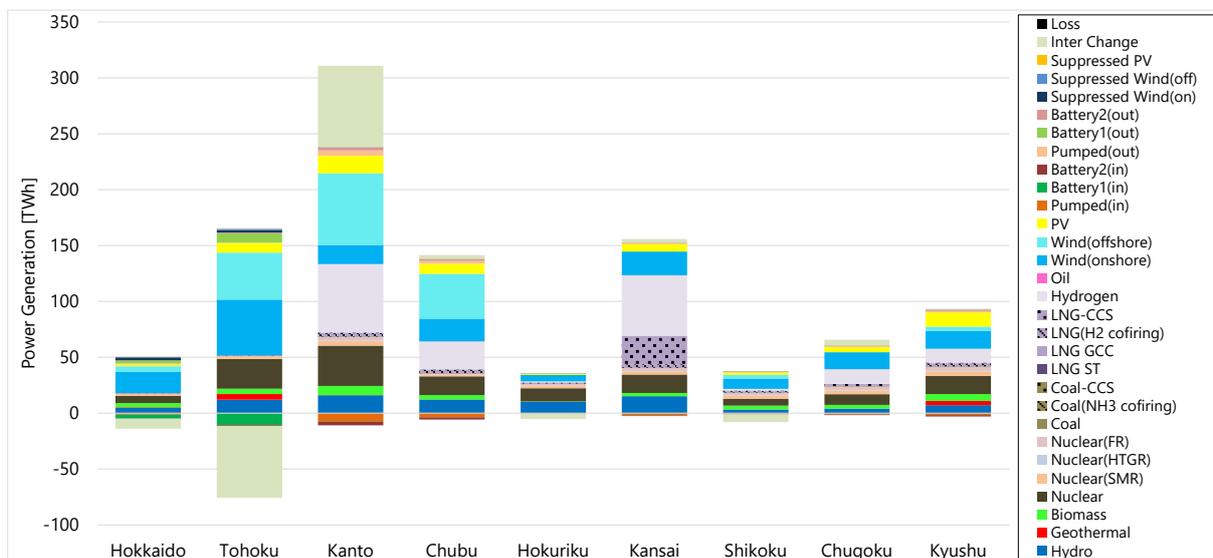


図 3. 1. 2-7 地点別発電量(基準ケース)

図 3. 1. 2-8 に基準ケースにおける 1 年間の日本の電力需給運用、太陽光発電、陸上風力発電、洋上風力発電の運転パターン、自然変動電源比率の推移を示す(図 3. 1. 2-8)。時々刻々の発電量に占める自然変動電源比率は、特に電源構成全体に占める風力発電比率が相対的に大きいことから、冬季から春季にかけての期間において高い水準にあることがわかる。また、日本の電力需給運用、大型炉の運転パターン、軽水炉 SMR、高速炉 SMR、高温ガス炉 SMR の運転パターンを示す(図 3. 1. 2-9)。自然変動電源比率の高い冬季から春季にかけての期間に、大型炉、軽水炉 SMR、

高速炉 SMR、高温ガス炉 SMR による調整運転により、需給バランスが維持される結果となった。カーボンニュートラル制約により、電力システムにおける再生可能エネルギー電力比率が大きく拡大し、特に出力変動を伴う太陽光発電、陸上風力発電、洋上風力発電の比率が冬季から春季に拡大することから、その期間において調整力確保の必要性が高まる。その中で、大型炉の場合は短周期の負荷追従能力が高くないため、再エネの長周期の季節間変動に対して、緩やかな出力抑制を主とした調整運転が行われる。一方、長周期、短周期での負荷追従性能に優れる軽水炉 SMR や高速炉 SMR の場合は、太陽光発電や風力発電の出力増加時に柔軟に出力が調整され、太陽光発電等出力増加時に短時間で出力を低下させることで、電力システムの調整力確保に貢献していることが示されている。軽水炉 SMR や高速炉 SMR は短時間での出力調整が可能であるため、再エネ出力減少時は設備容量上限近くまで出力増加、再エネ出力増加時は最低出力近くまで出力減少することが可能であり、大型炉とは異なり、再エネ大量導入時の設備利用率の減少を抑制しうる。また、高温ガス炉に関しては、冬季から春季等の期間に再エネが電力供給の大部分を占める中では、SMR の中でコストが相対的に高いため、基本的には炉心の高温熱出力による水素製造が主として行われ、部分的に再エネ出力変動に合わせて高温ガス炉 SMR の電気出力も柔軟に調整される。電気出力が抑制される際、原子炉高温熱出力の余力で水素が製造される。再エネ大量導入時においても電気出力、水素製造の双方を実施することで、高温ガス炉設備が最大限活用される。

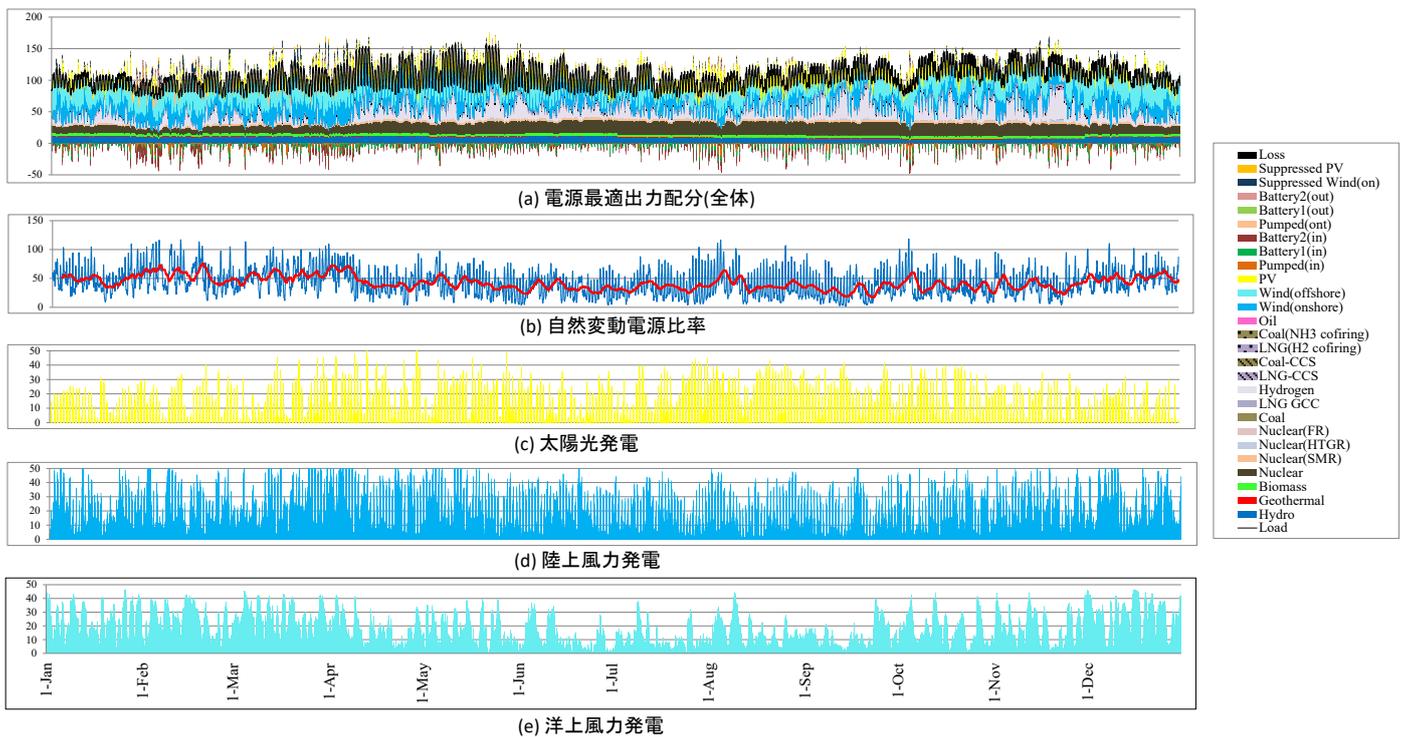


図 3.1.2-8 1 年間の電力需給運用と自然変動電源の出力挙動の推移[縦軸:GW][基準ケース]

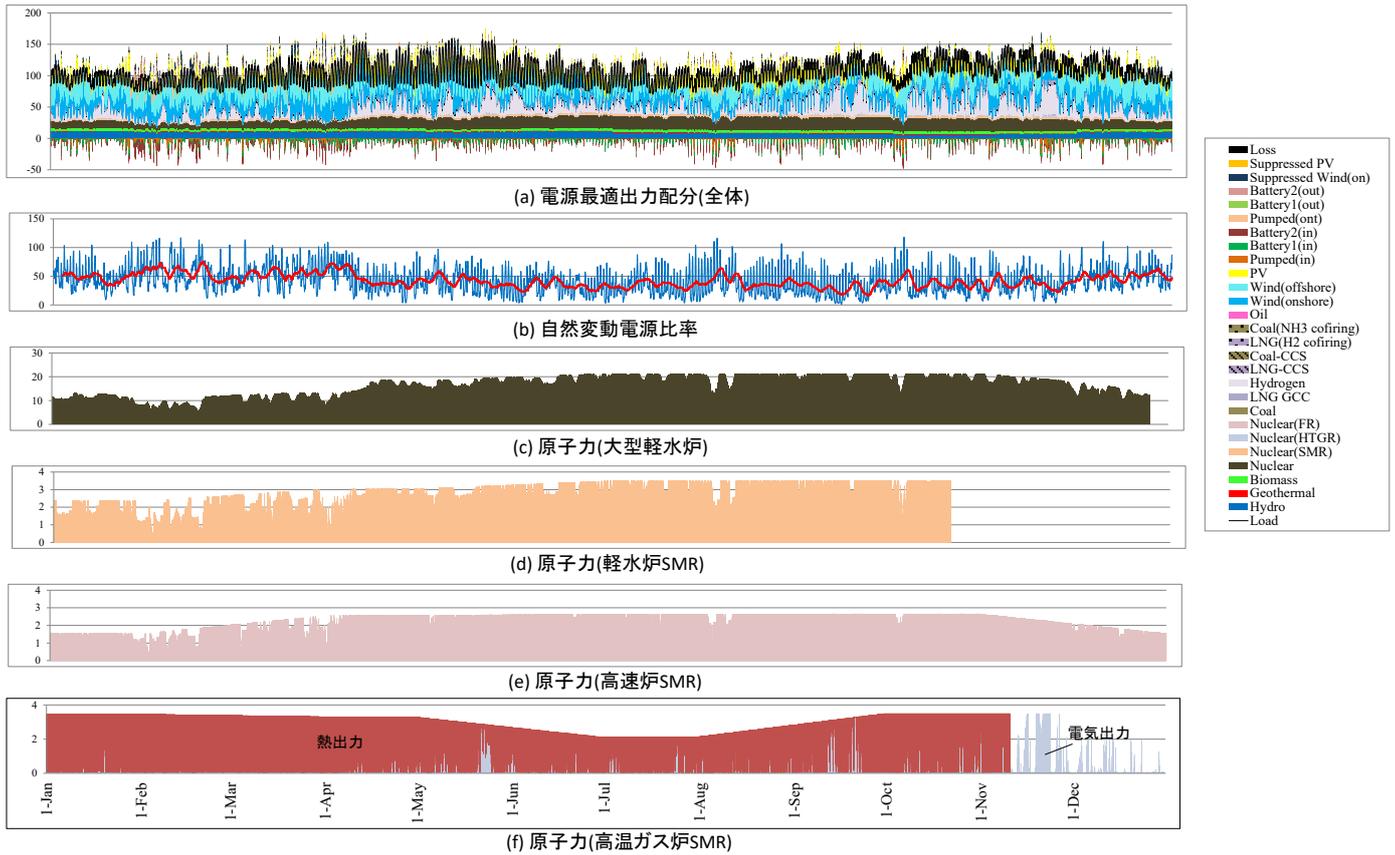


図 3.1.2-9 1年間の電力需給運用と原子力発電の出力挙動の推移[縦軸:GW][基準ケース]

図 3.1.2-10 には、原子力大型炉の発電量持続曲線(年間発電量を大きい順番にて並べた曲線)を示す。CO₂ 制約の無いケースでは、再エネ導入量は限定的となることから、大型炉はベースロード運転を行い、年間の設備利用率は上限値である 80%に達する。一方、カーボンニュートラル制約が課される基準ケースでは、再エネ大量導入に伴い、大型炉の発電出力は CO₂ 制約の無いケースに比べて抑制され、年間稼働率は 70%へ大きく低下することから、再エネ大量導入時には大型炉の発電量の維持が困難になる可能性があることが示唆される結果となった。稼働率は電源建設や運転維持に係る投資判断に影響を与える要因であることから、再エネ大量導入を見据えた技術開発が重要になると考えられる。再エネ大量導入時には調整機能の低い電源の出力が抑制される可能性があることが示唆されていると考えられ、既存の軽水炉などの大型炉の場合、再エネ大量導入時には、その特徴であるベースロード運転の限界が顕在化する可能性が考えられる。

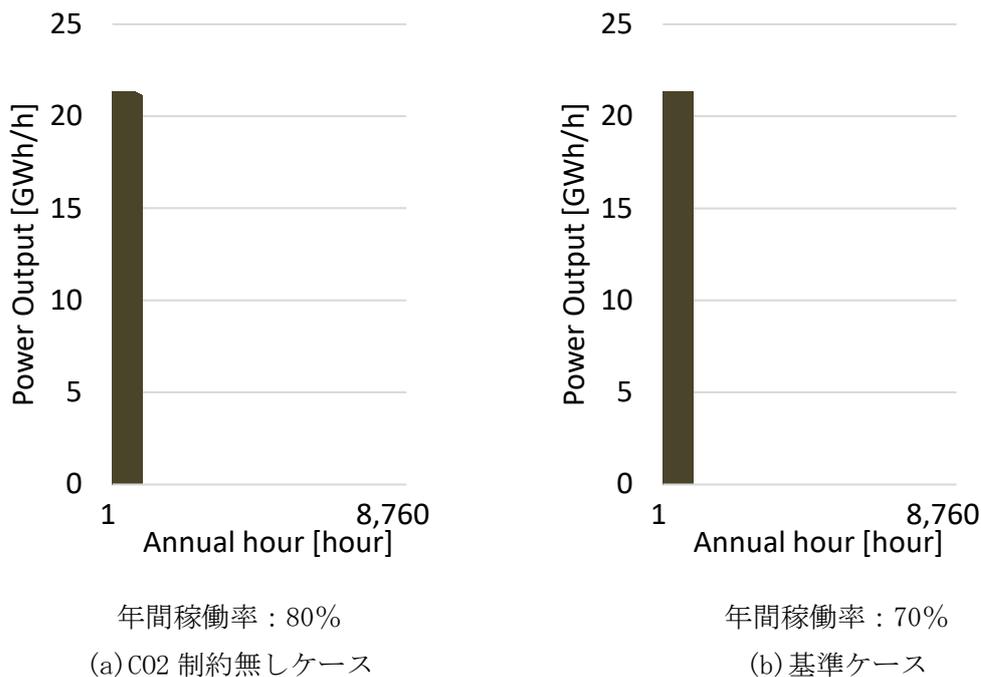


図 3. 1. 2-10 原子力発電(大型炉)の発電持続曲線

図 3. 1. 2-11 には、基準ケースにおける 5 月の日本の電力需給運用、大型炉、軽水炉 SMR、高温ガス炉 SMR の運転パターンを示す(図 3. 1. 2-11)。カーボンニュートラル制約により、出力変動を伴う太陽光発電、陸上風力発電、洋上風力発電の比率が拡大する中で、原子力以外の技術に着目すると、水素発電や電力貯蔵技術の充放電により需給バランスが維持される結果となる。モデルは電力システム総コスト最小化を目的関数としているため、基本的な出力調整の傾向としては、限界費用がゼロである自然変動電源の出力増加時においては、可変費の相対的に高いクリーン火力である水素発電出力が最初に減少し、さらに電力需要を上回る出力は既設の揚水式水力など電力貯蔵装置により充電され、さらなる余剰出力が発生する場合は、自然変動電源の出力抑制が行われる。5 月においては、再エネ電力比率が期間内を通じて高水準にある中、高温ガス炉 SMR は熱出力フル運転の状態、太陽光や風力発電出力増加時は電気出力を柔軟に抑制する一方で、熱出力を水素製造に利用することで、高稼働運転を実現していることがわかる。発電のみ行う軽水炉 SMR、高速炉 SMR の運転を見ると、電力需要が小さくなる休日に出力抑制が部分的に行われるが、再エネ出力増加時に限定的に出力抑制運転が行われ、その他の期間はベースロード運転を実施することにより経済性を高める運用が選択される。5 月全体を見ると、高温ガス炉が経済性のある出力調整運転が可能のため、主として再エネ出力変動に対応するための調整力を電力システムに提供し、軽水炉 SMR、高速炉 SMR は大型炉と同様にベースロード運転が基本的に選択され、再エネ出力増加時に系統運用上、調整力へのニーズが大きく高まる状況の際に調整運転が行われる。

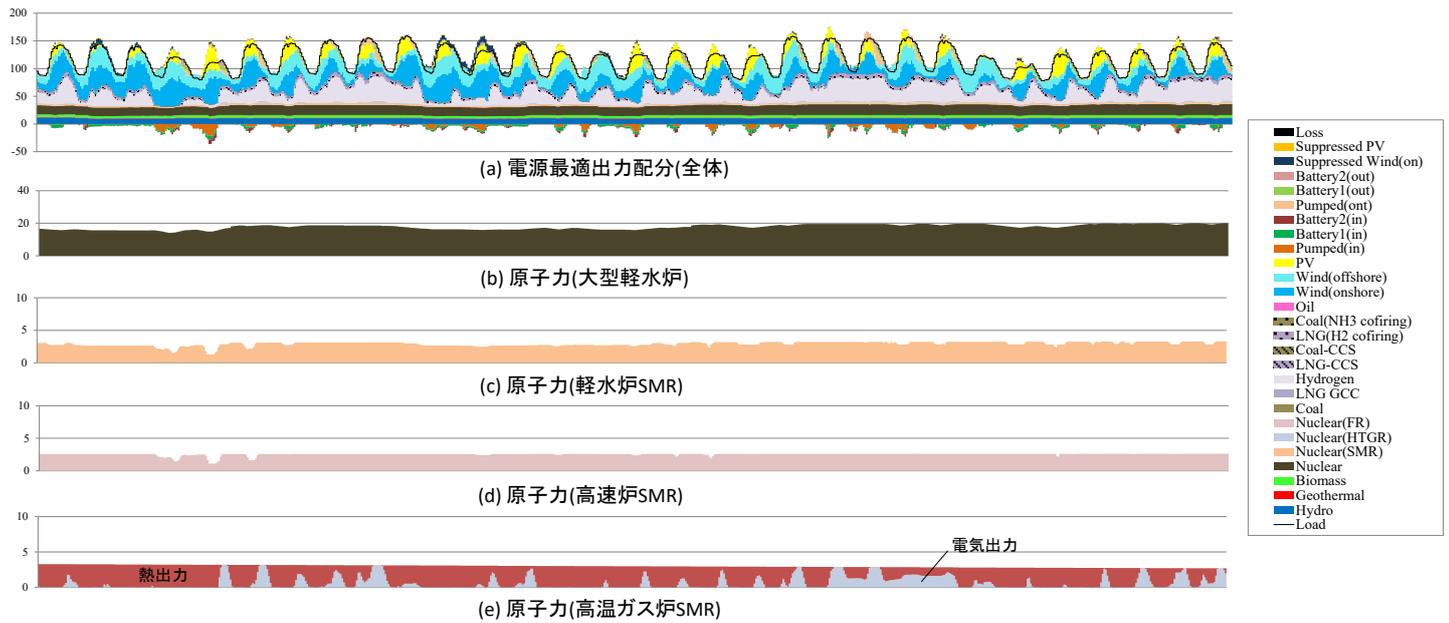


図 3. 1. 2-11 5月の電力需給運用と原子力発電出力の推移[縦軸:GW][基準ケース]

図 3. 1. 2-12～図 3. 1. 2-25 には、各ケースの5月の日本の電力需給運用、大型炉、軽水炉 SMR、高温ガス炉 SMR の運転パターンを示す。各ケース共に、基本的な傾向は基準ケースと同様である一方、負荷追従率低下ケースでは SMR によるベースロード運転での需給運用への貢献、SMR コスト上昇時は SMR の需給運用への貢献度の低下、ディマンドレスポンス (DR) 普及拡大時での SMR の調整力での活用機会の減少等が確認できる。SMR の運用は他の技術との経済的競合の影響を受ける可能性が示唆される結果となった。

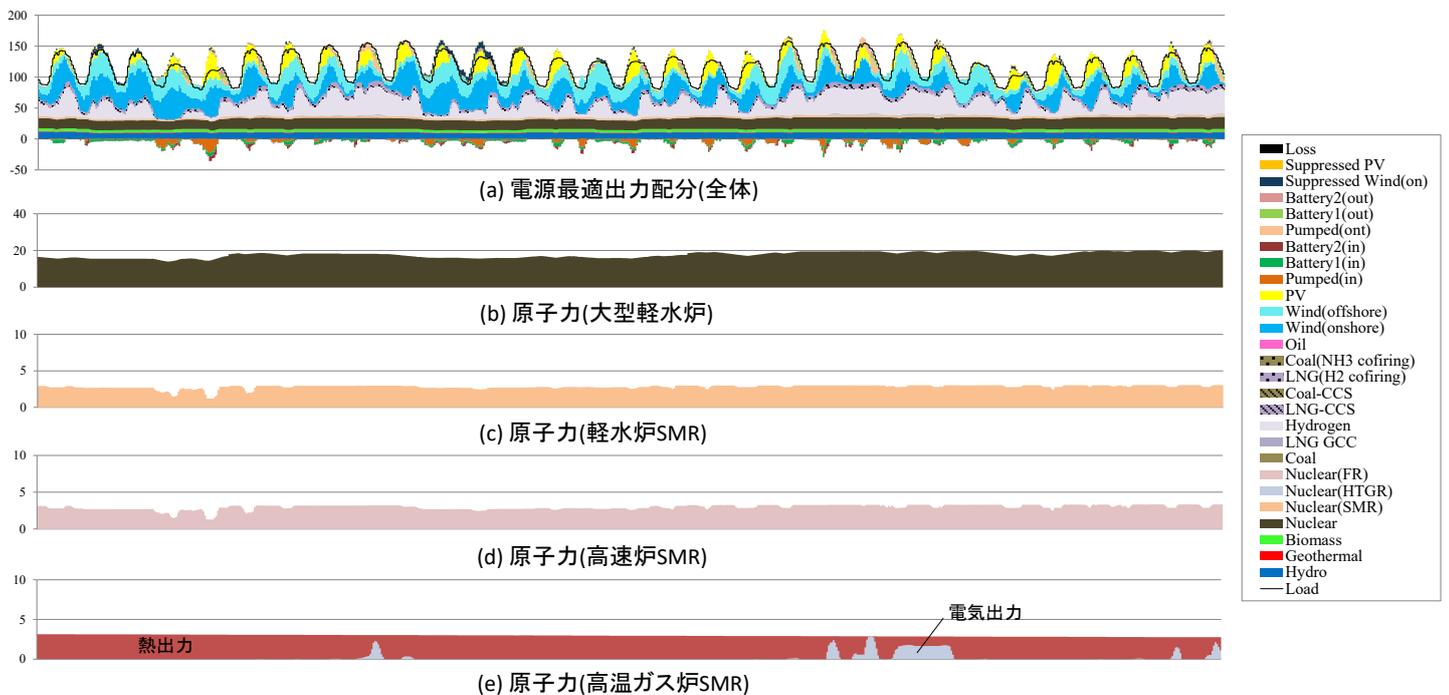


図 3. 1. 2-12 5月の電力需給運用と原子力発電出力の推移[縦軸:GW][技術進展]

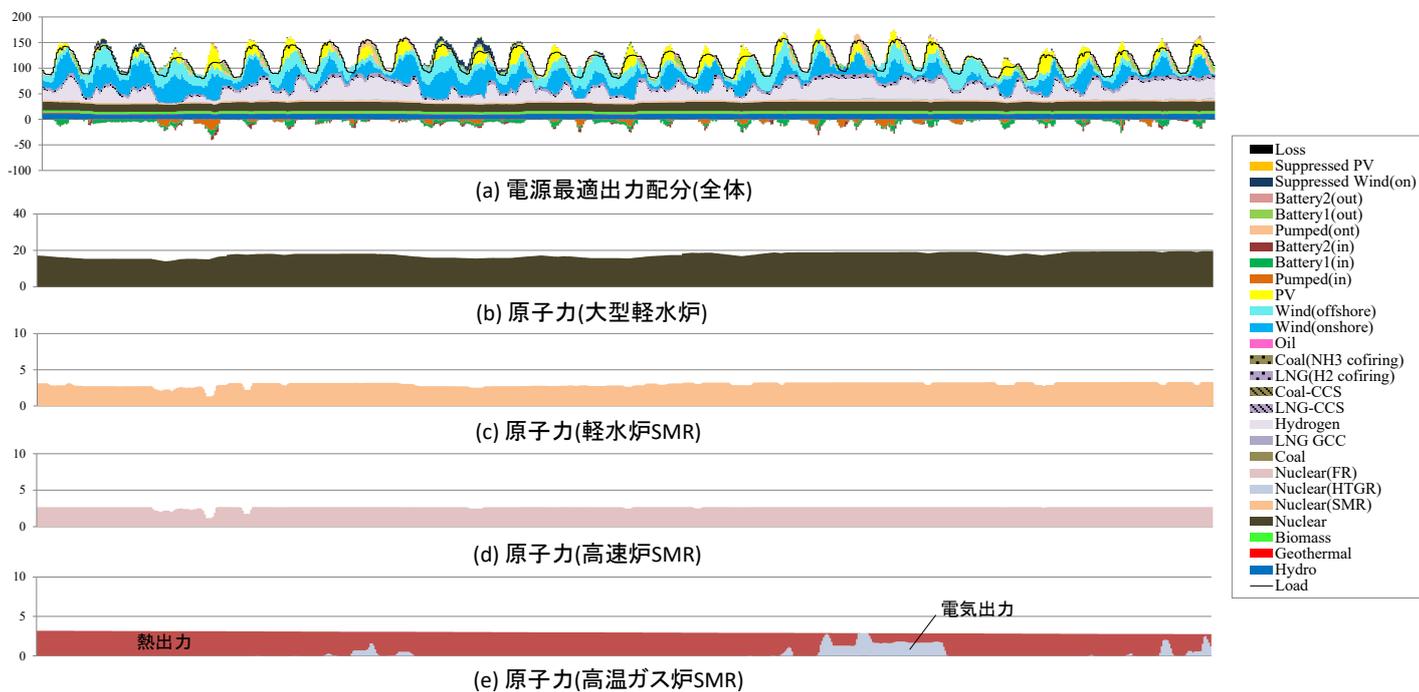


図 3. 1. 2-13 5月の電力需給運用と原子力発電出力の推移[縦軸:GW][蓄電池コスト低下]

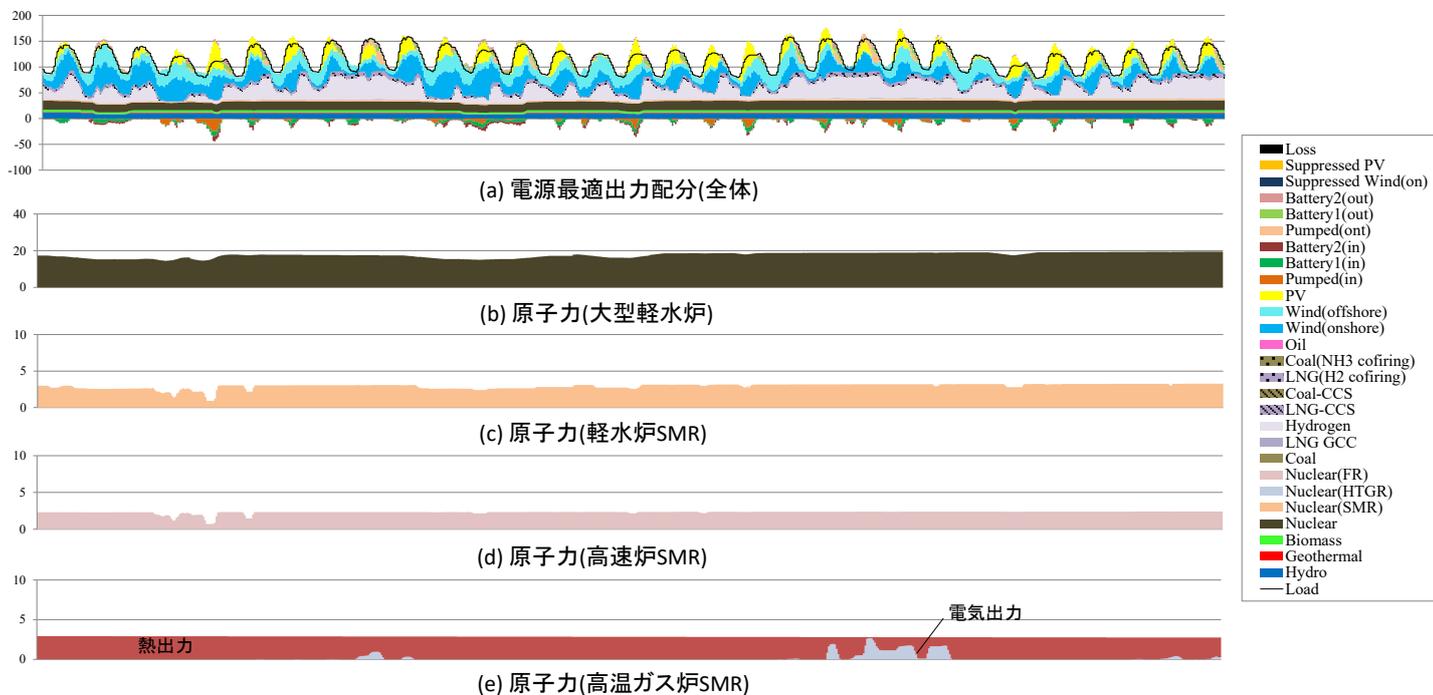


図 3. 1. 2-14 5月の電力需給運用と原子力発電出力の推移[縦軸:GW][再エネ最大活用]

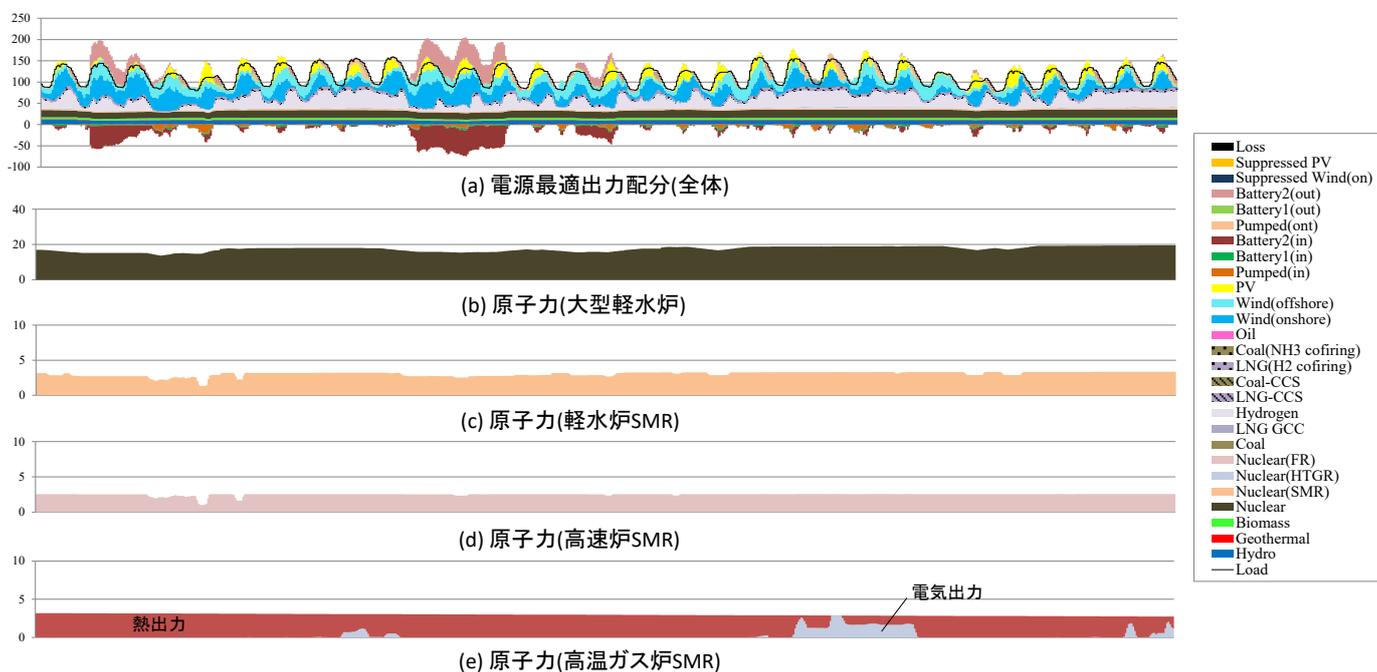


図 3. 1. 2-15 5月の電力需給運用と原子力発電出力の推移[縦軸:GW][再エネ活用+蓄電池低下]

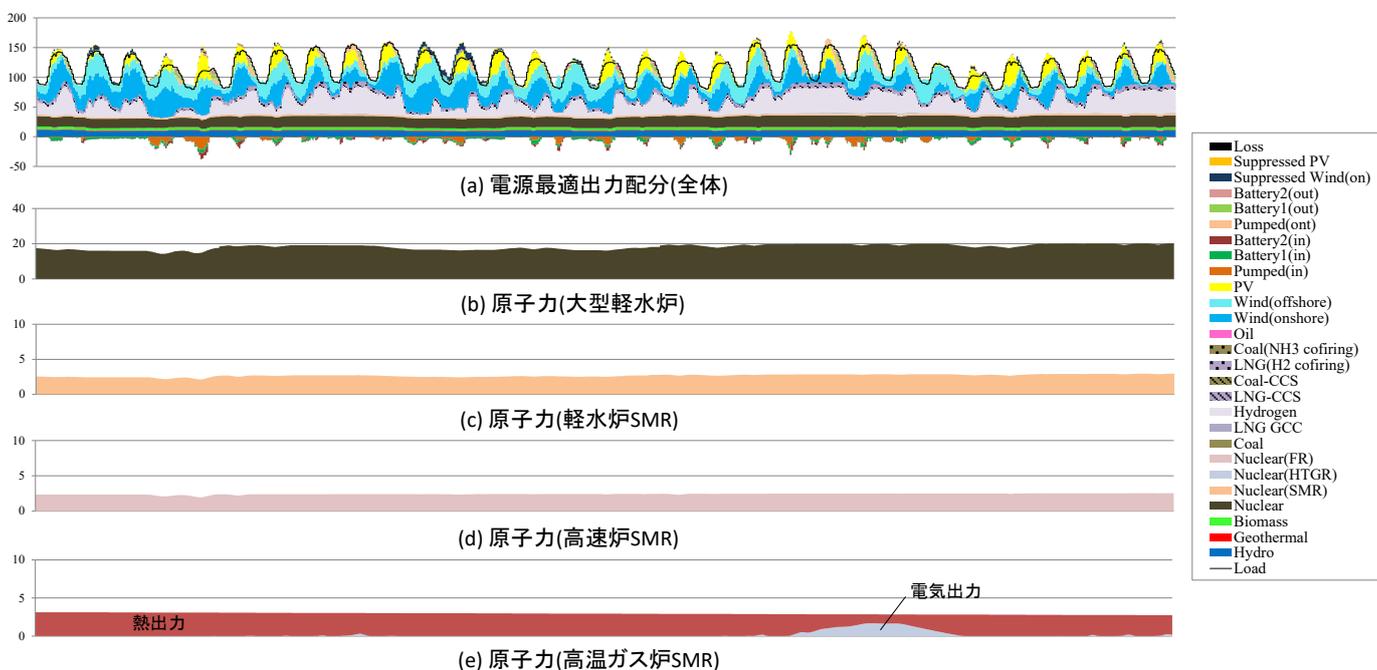


図 3. 1. 2-16 5月の電力需給運用と原子力発電出力の推移[縦軸:GW][負荷追従率低下]

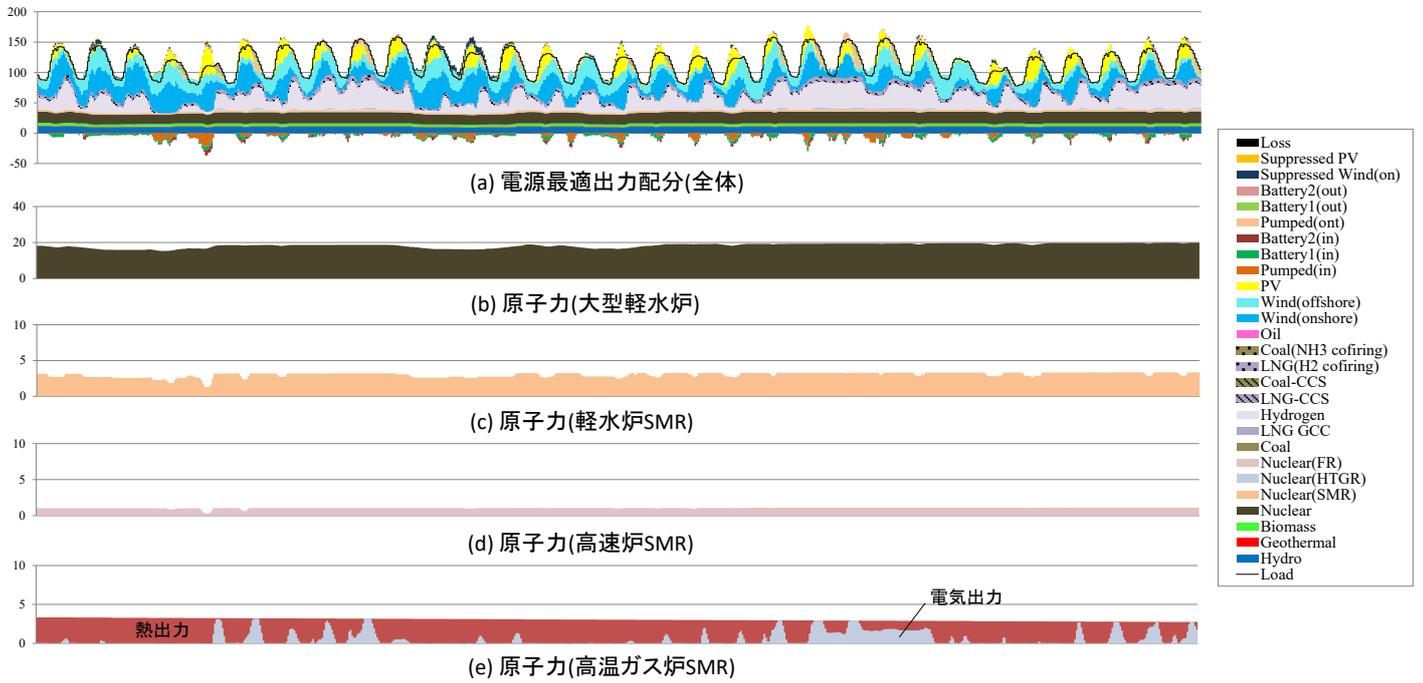


図 3.1.2-17 5月の電力需給運用と原子力発電出力の推移[縦軸:GW] [SMR コスト 2 倍増]

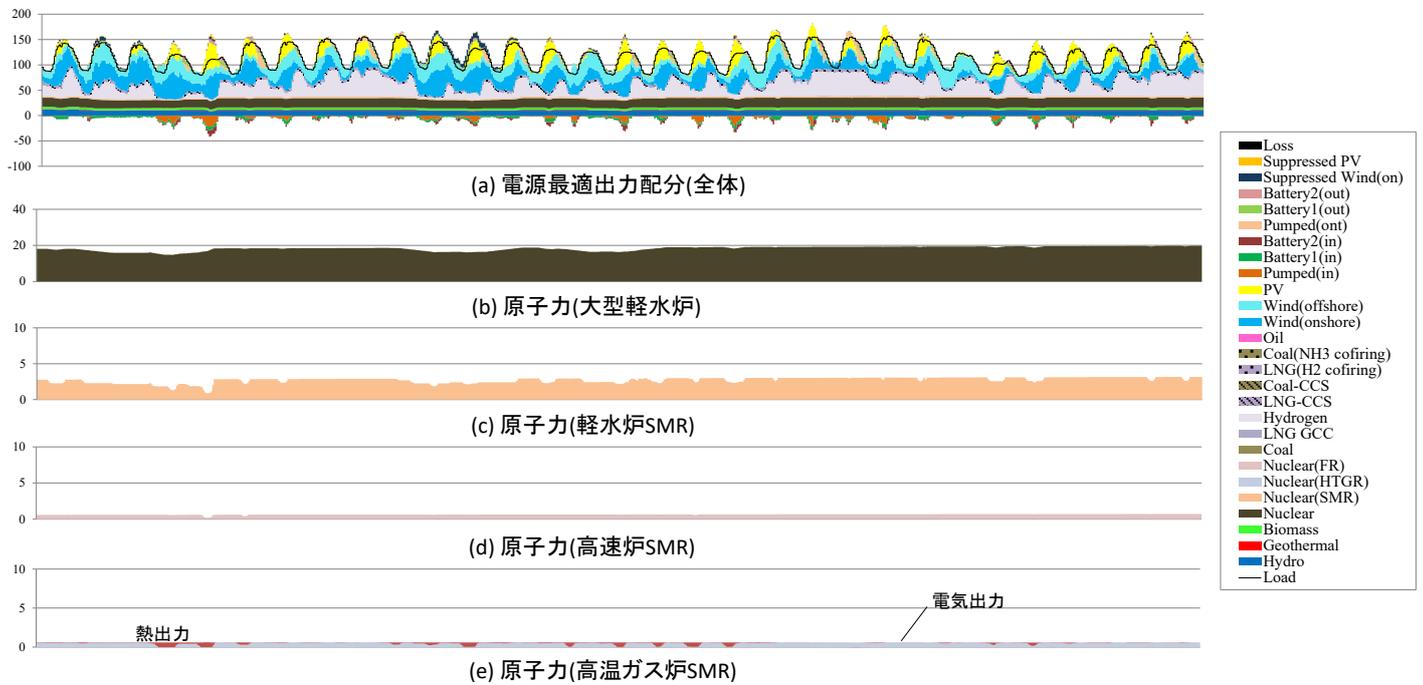


図 3.1.2-18 5月の電力需給運用と原子力発電出力の推移[縦軸:GW] [SMR コスト 3 倍増]

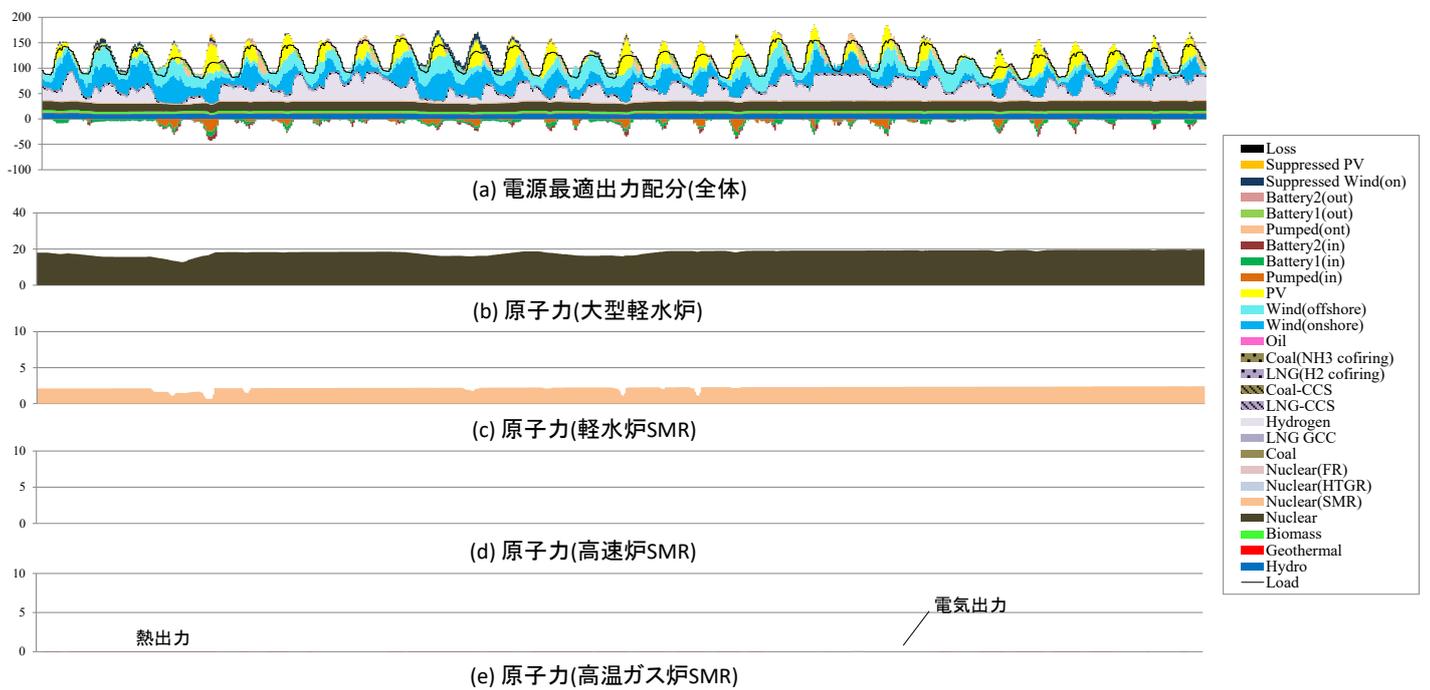


図 3.1.2-19 5月の電力需給運用と原子力発電出力の推移[縦軸:GW] [SMR コスト 4 倍増]

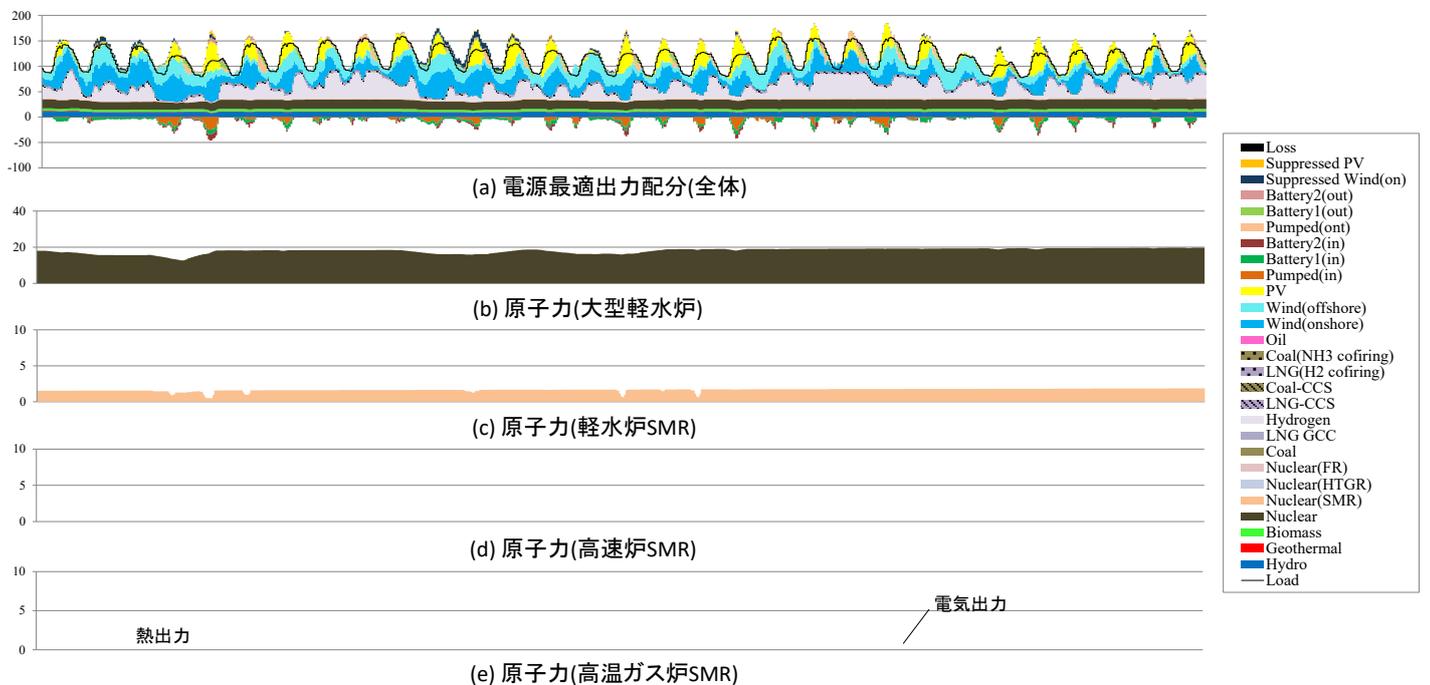


図 3.1.2-20 5月の電力需給運用と原子力発電出力の推移[縦軸:GW] [SMR コスト 5 倍増]

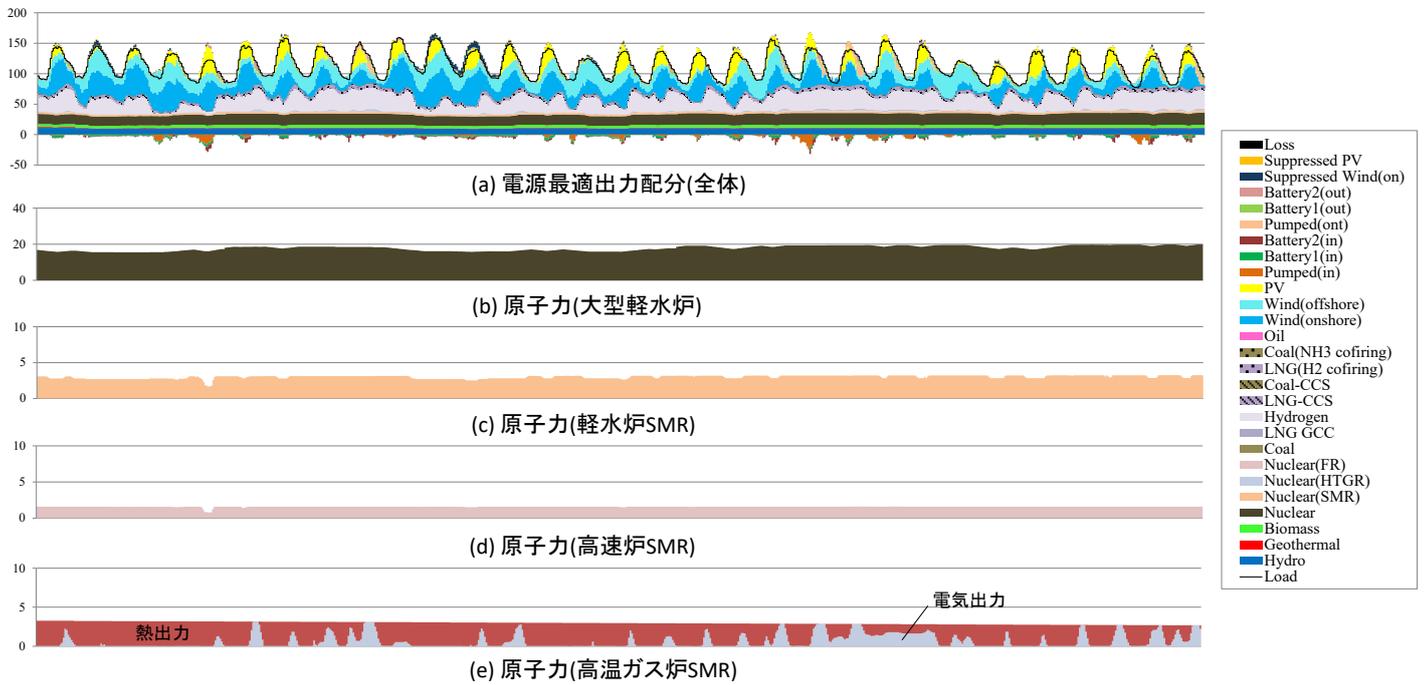


図 3. 1. 2-21 5月の電力需給運用と原子力発電出力の推移[縦軸:GW] [DR10%導入]

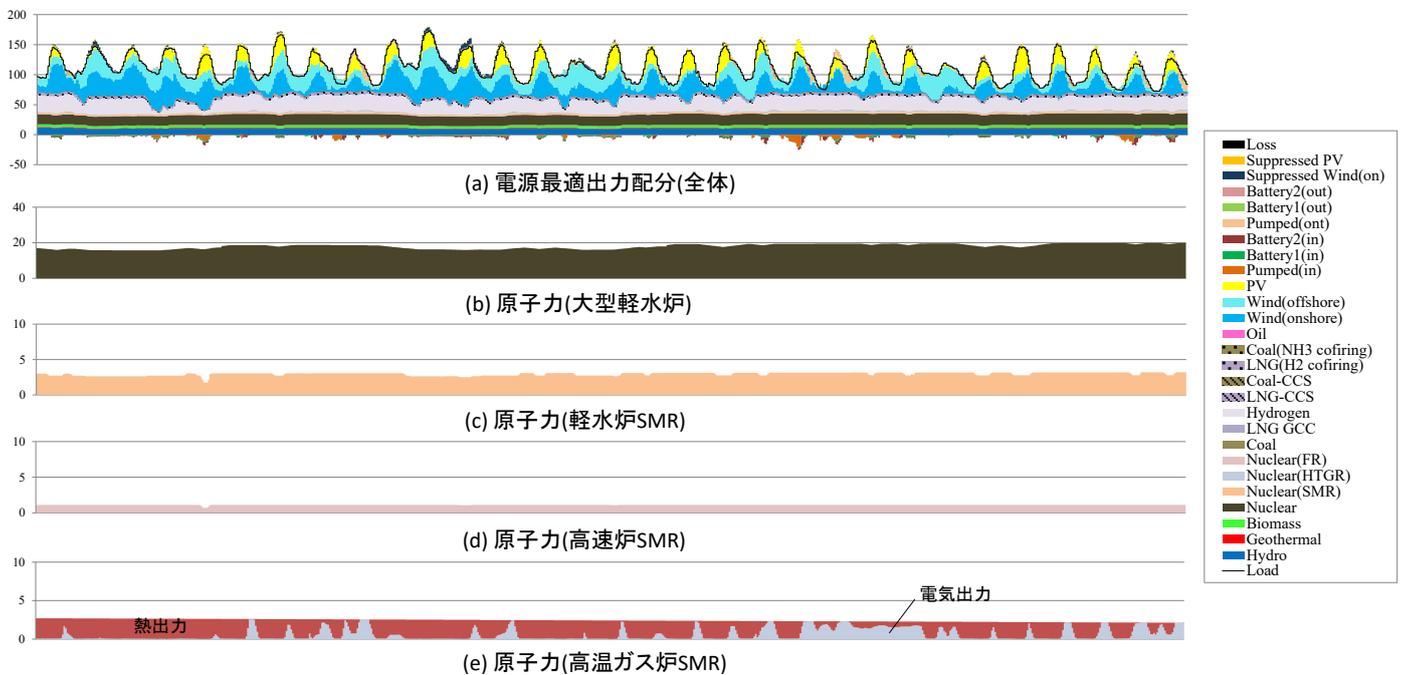


図 3. 1. 2-22 5月の電力需給運用と原子力発電出力の推移[縦軸:GW] [DR20%導入]

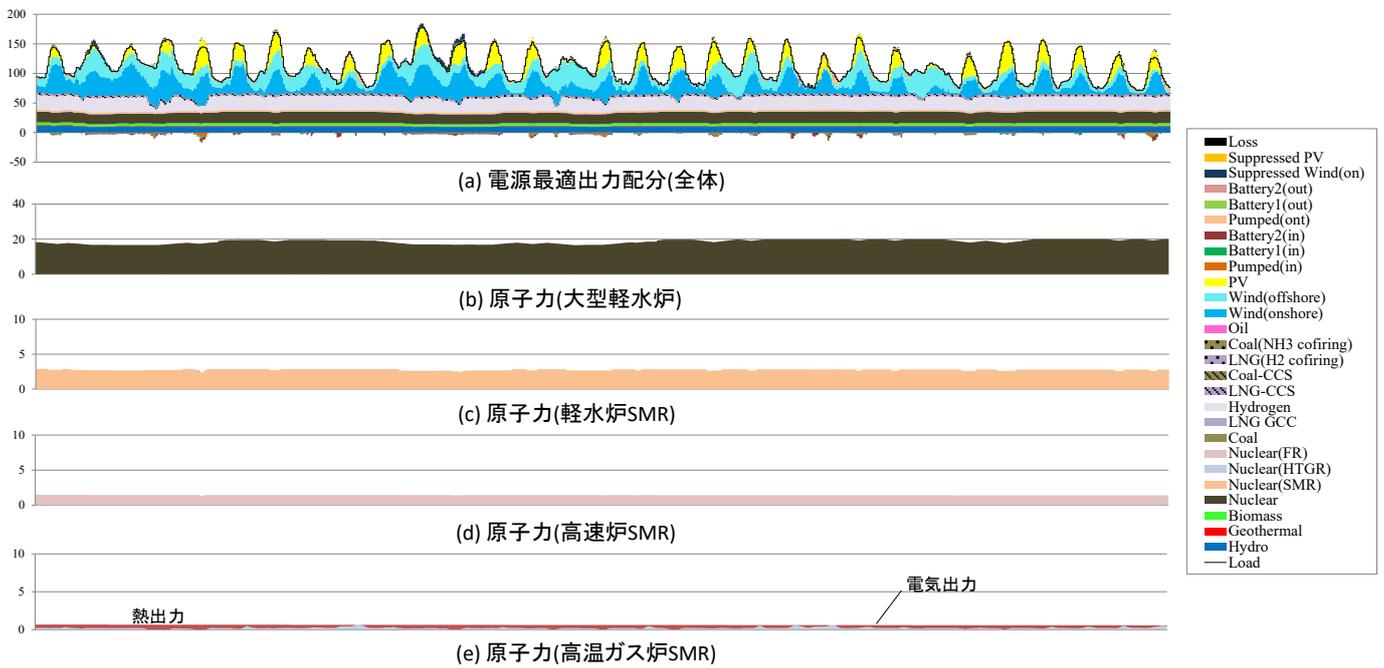


図 3. 1. 2-23 5月の電力需給運用と原子力発電出力の推移[縦軸:GW][DR30%導入]

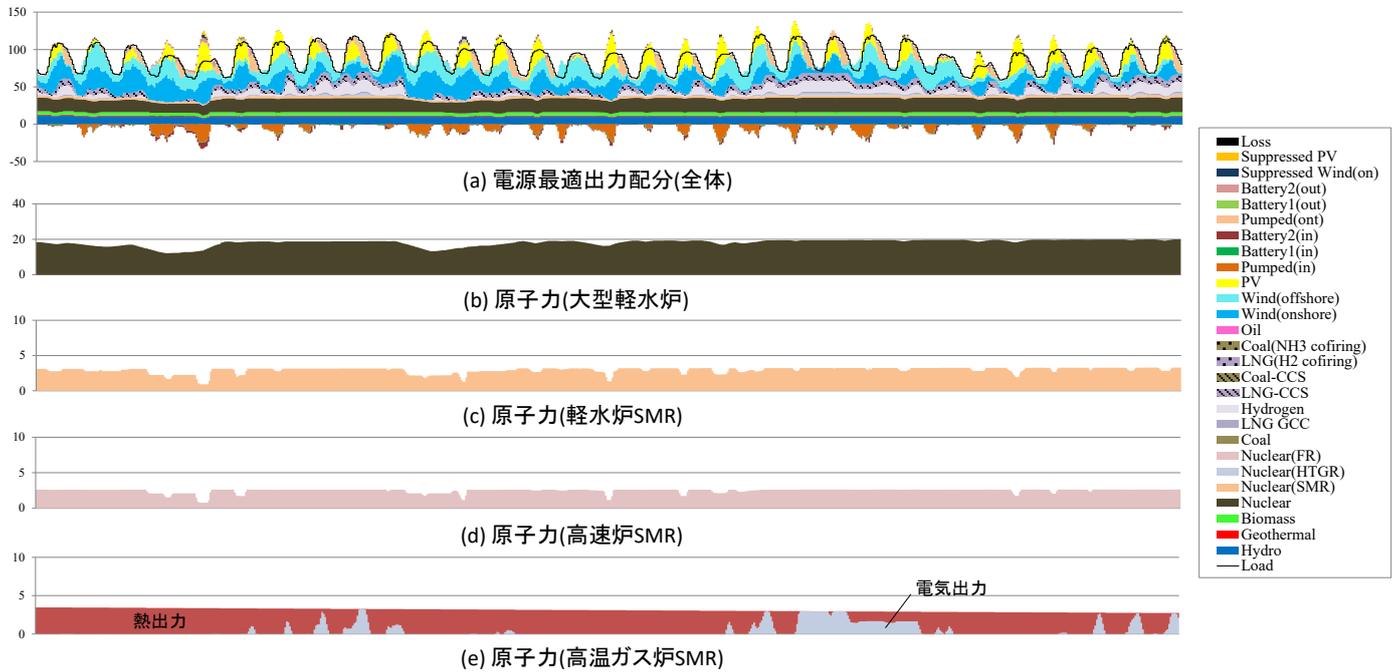


図 3. 1. 2-24 5月の電力需給運用と原子力発電出力の推移[縦軸:GW][電力需要減少]

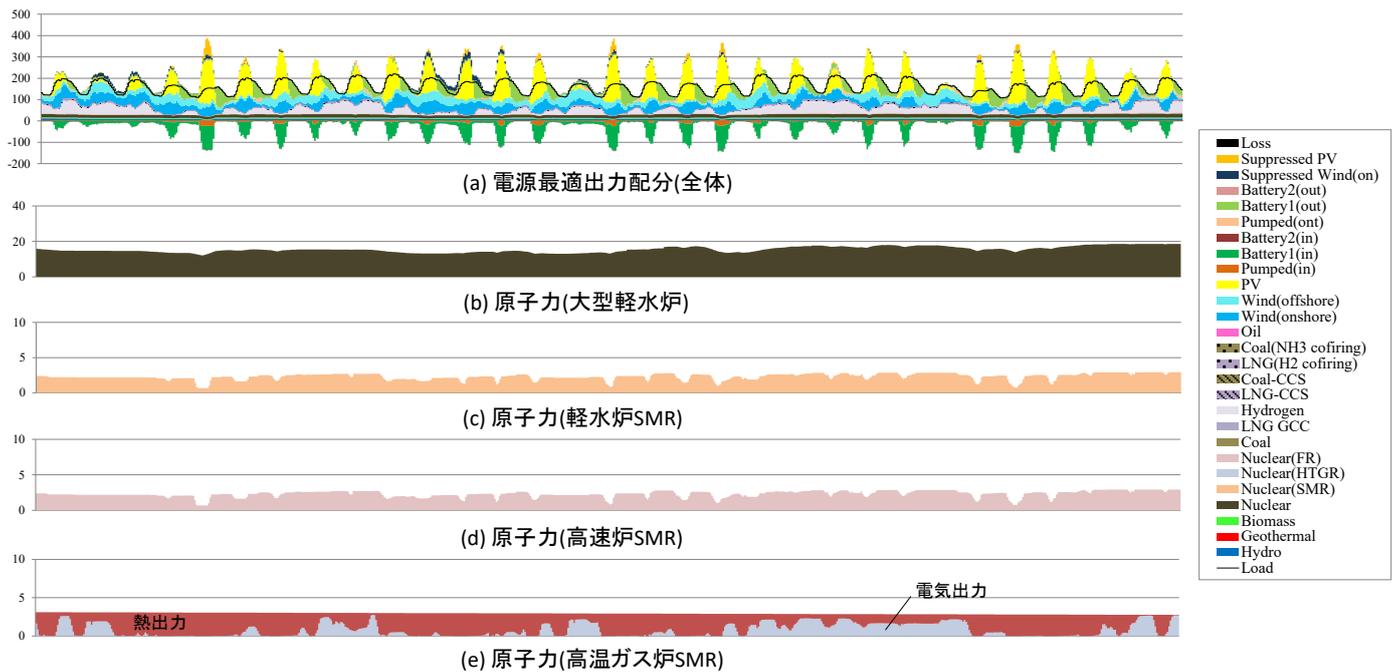


図 3. 1. 2-25 5月の電力需給運用と原子力発電出力の推移[縦軸:GW][電力需要増加]

また、SMR と調整力の活用において潜在的に競合し得る系統用蓄電池導入量を比較すると(図 3. 1. 2-26)、蓄電池コスト低下ケースや、再エネ最大活用ケース等において 1 億 kWh 以上の系統用蓄電池が導入され(現在の揚水式水力の導入量は推定 2 億 kWh 以上)、活用される。また、SMR コスト増加により調整力としての系統用蓄電池が経済的に SMR よりも有利になり、導入が増加する傾向が見られた。

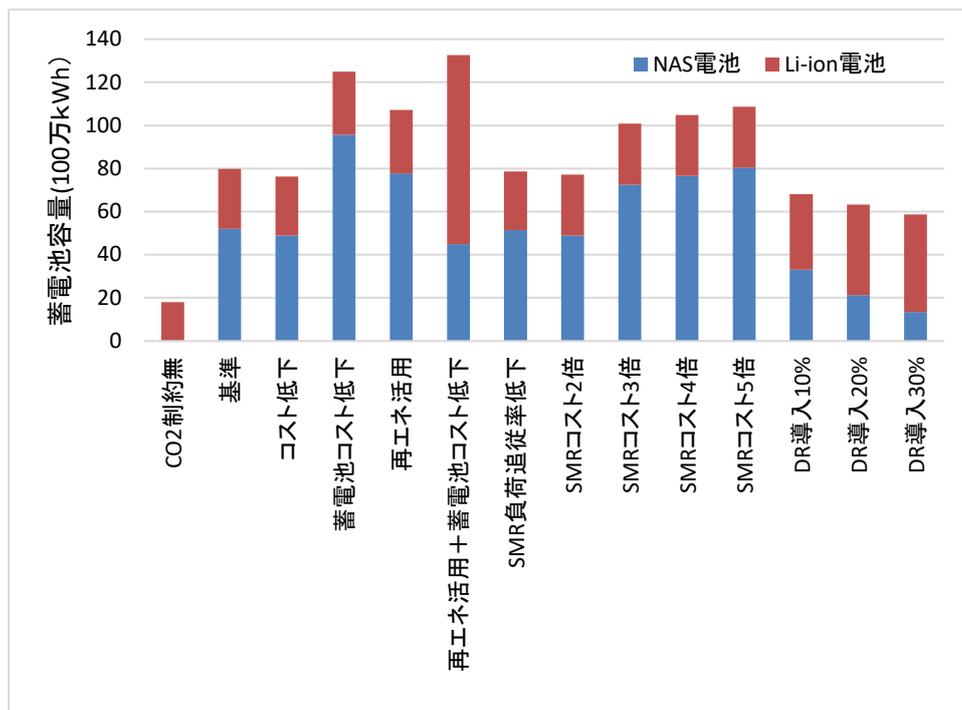
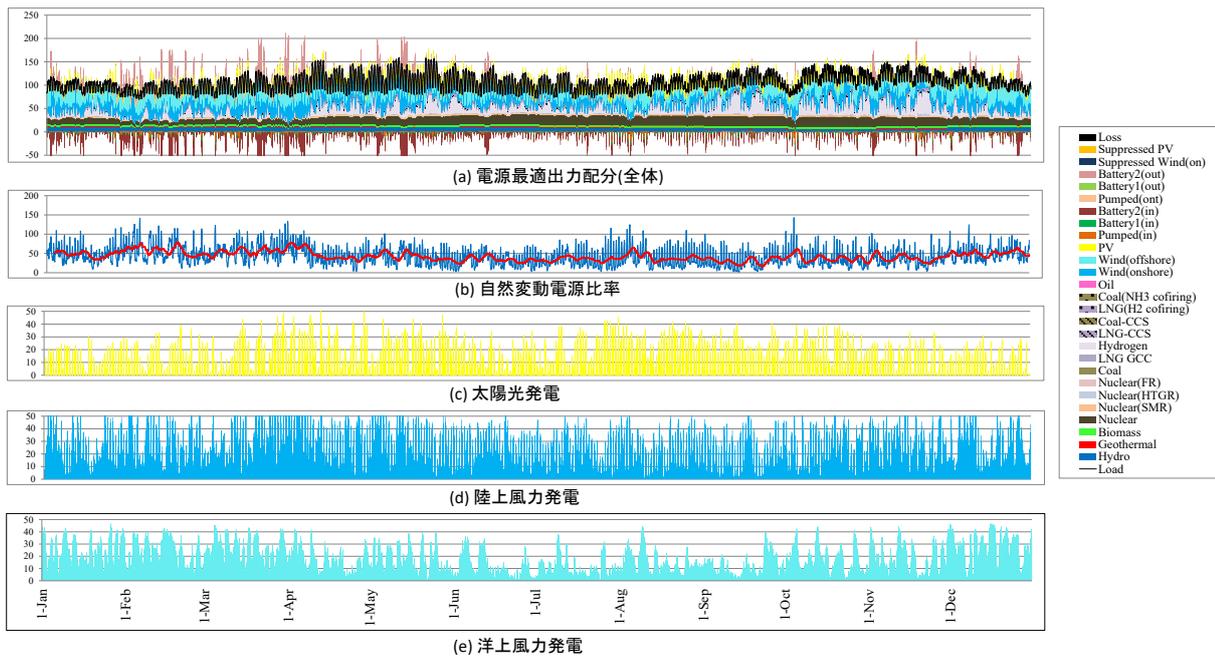
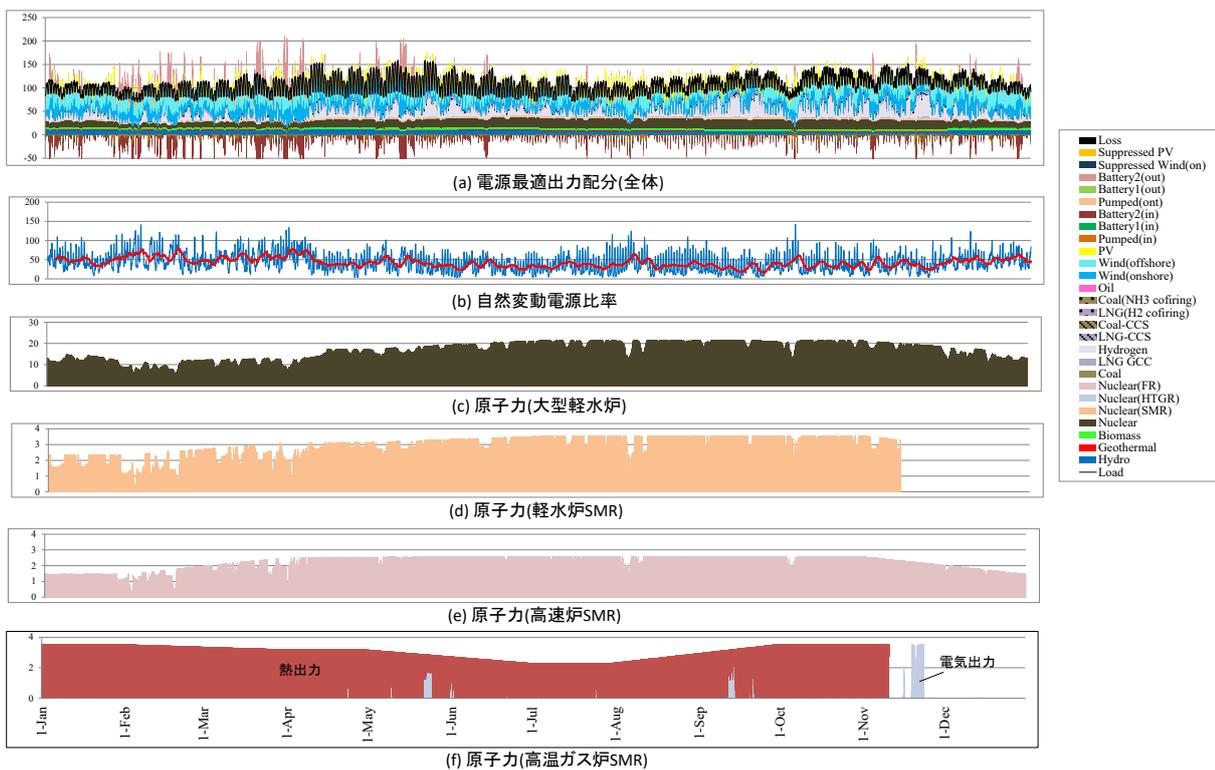


図 3. 1. 2-26 系統用蓄電池導入容量

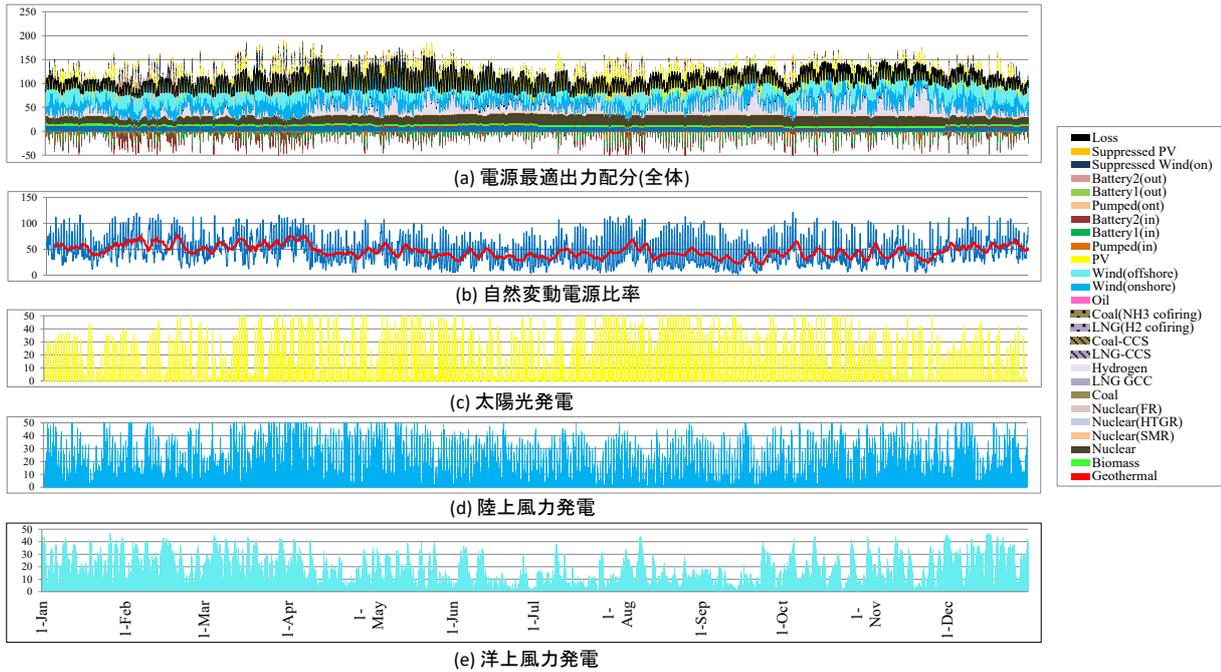


(a) 自然変動電源

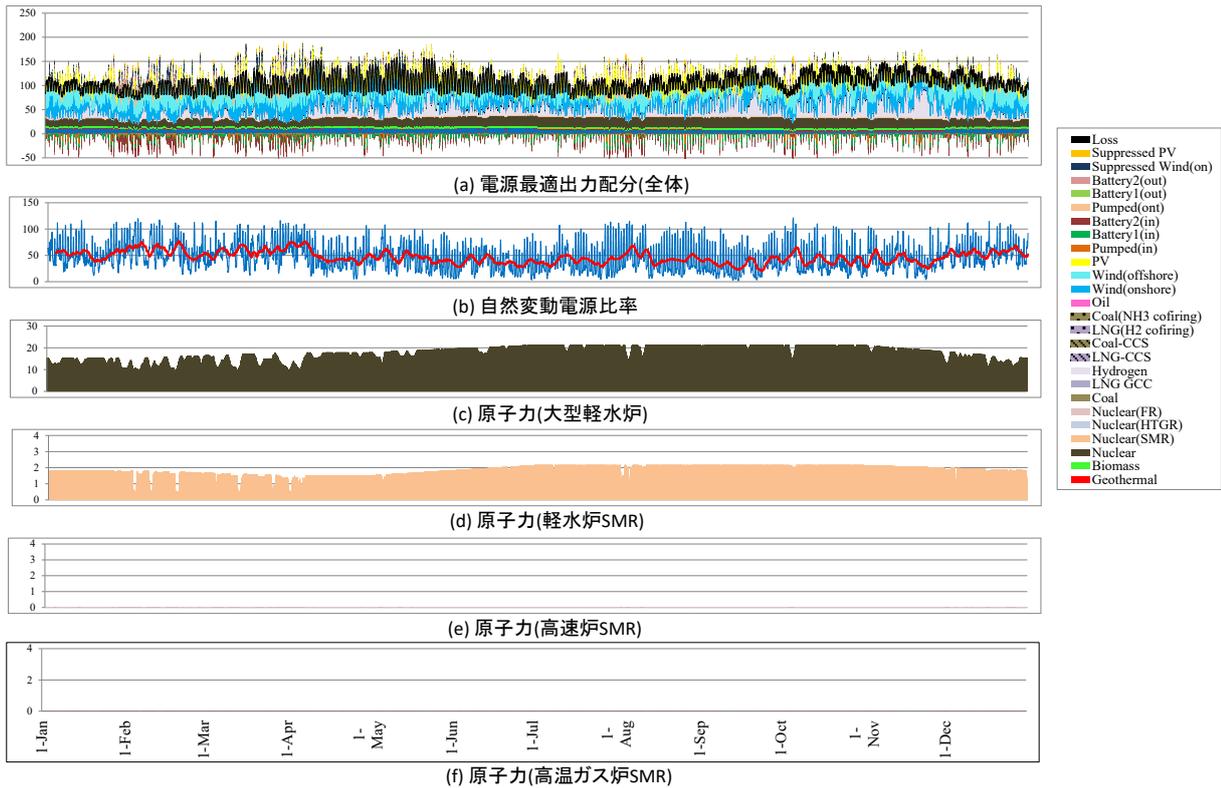


(b) 原子力発電

図 3.1.2-27 1年間の電力需給運用の推移[縦軸:GW][再エネ活用+蓄電池コスト低下]

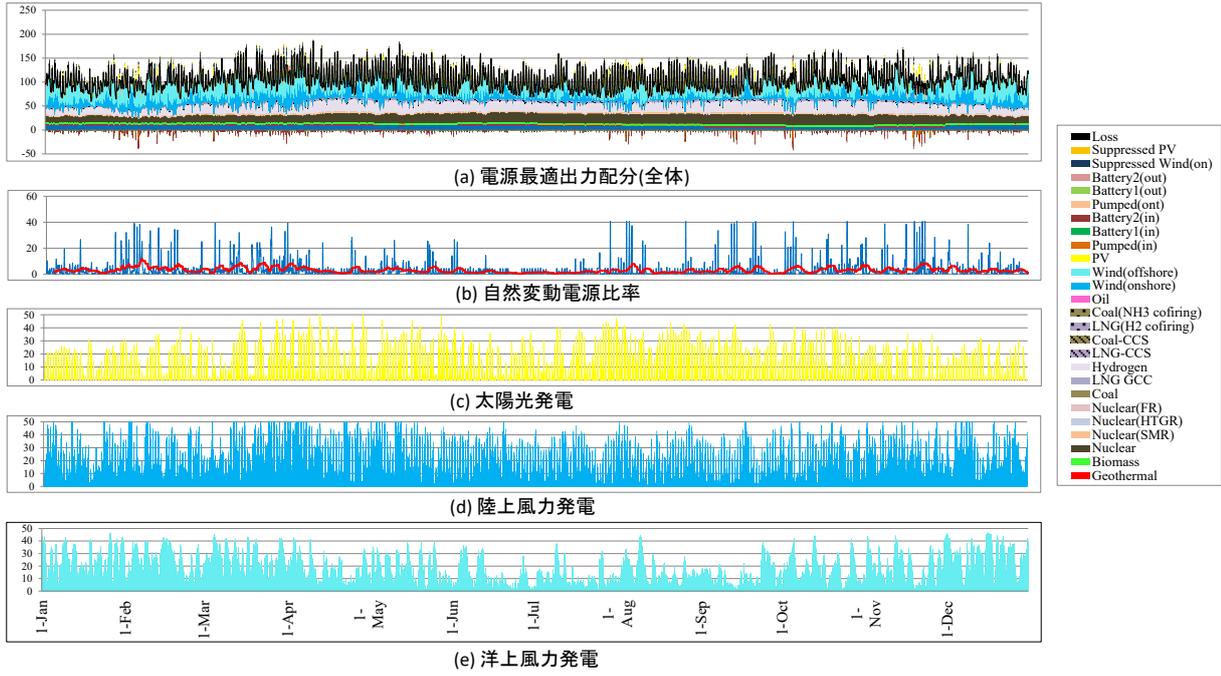


(a) 自然変動電源

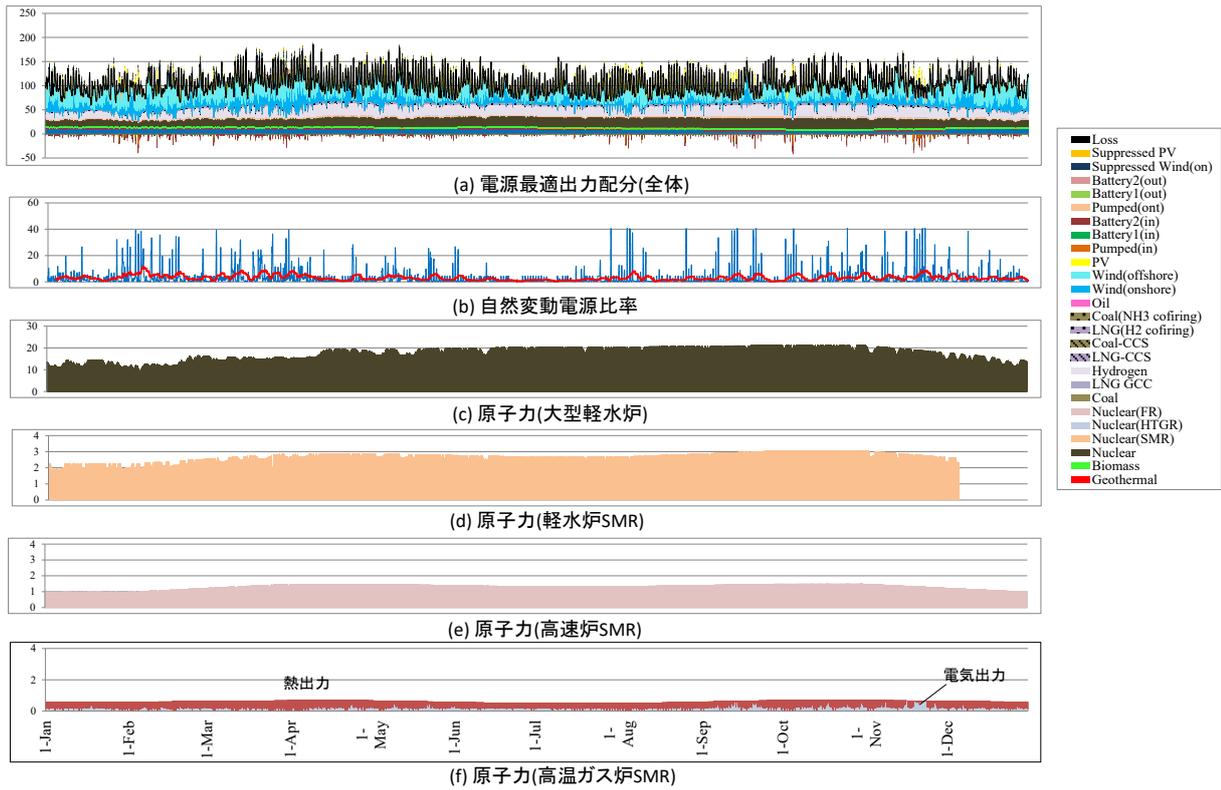


(b) 原子力発電

図 3.1.2-28 1年間の電力需給運用の推移[縦軸:GW][SMR コスト5倍増]

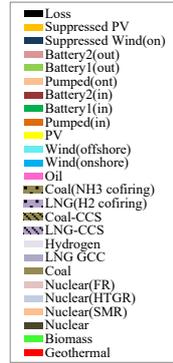
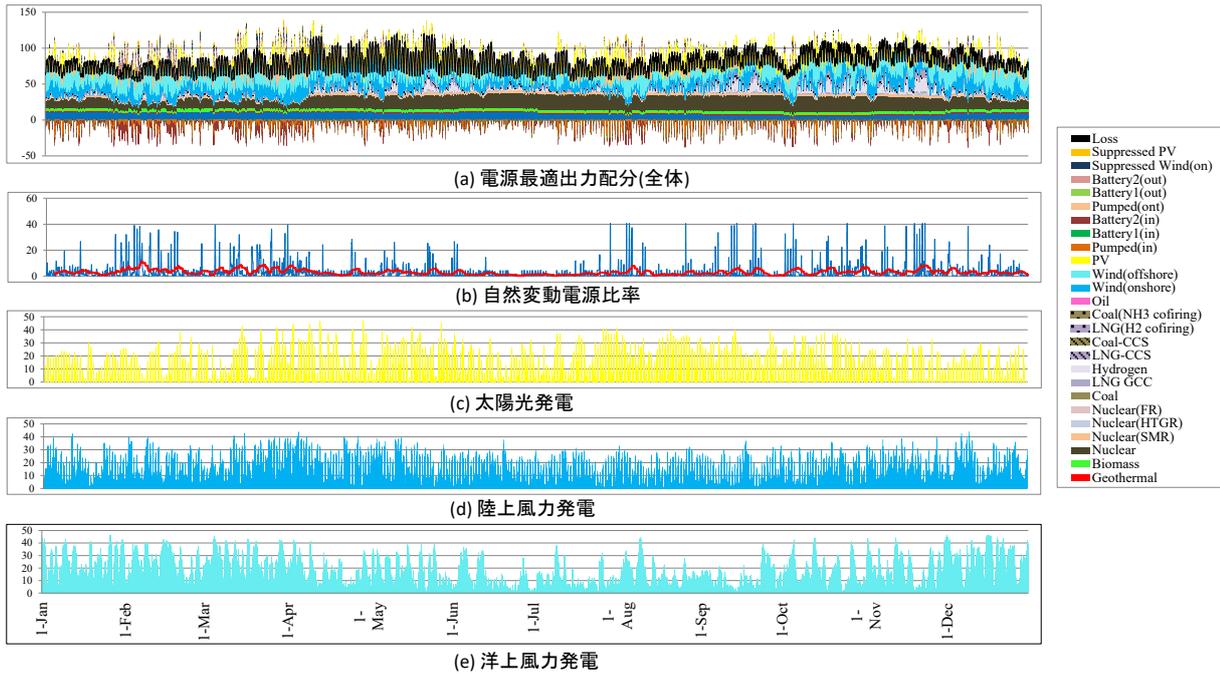


(a) 自然変動電源

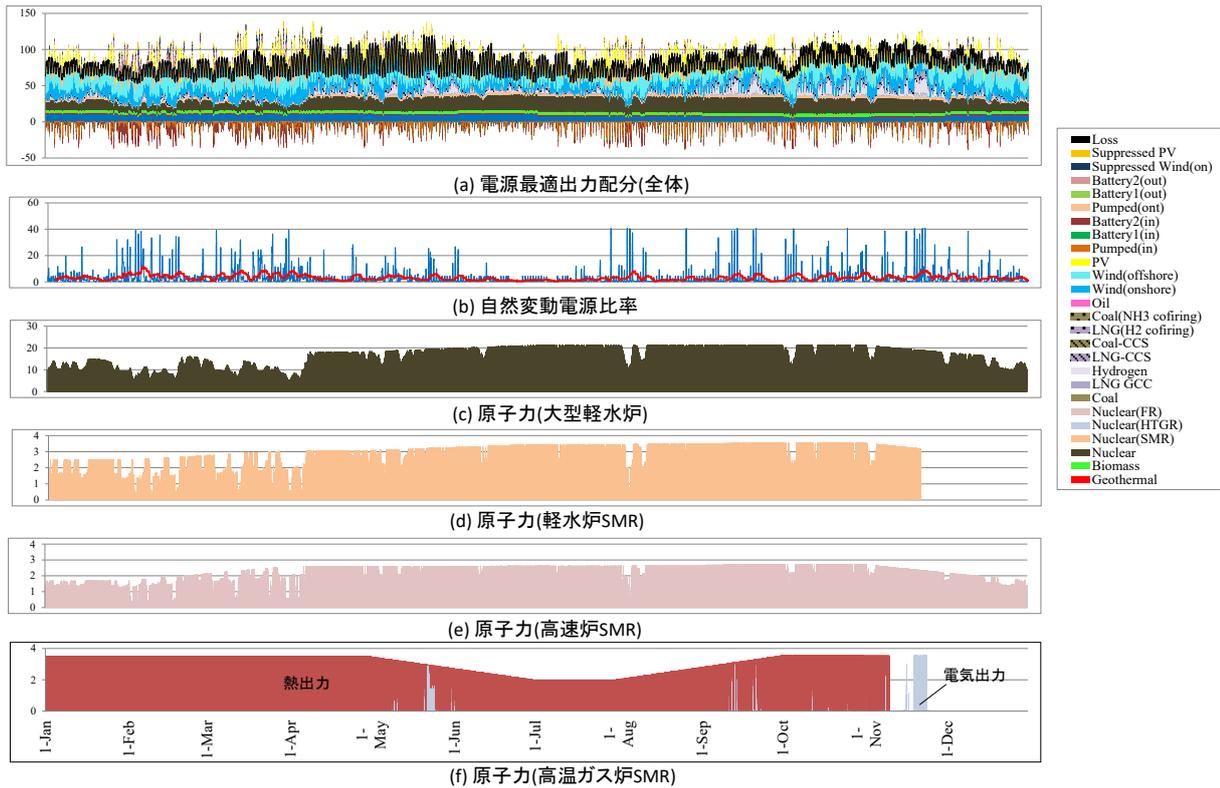


(b) 原子力発電

図 3. 1. 2-29 1年間の電力需給運用の推移[縦軸:GW] [DR30%]

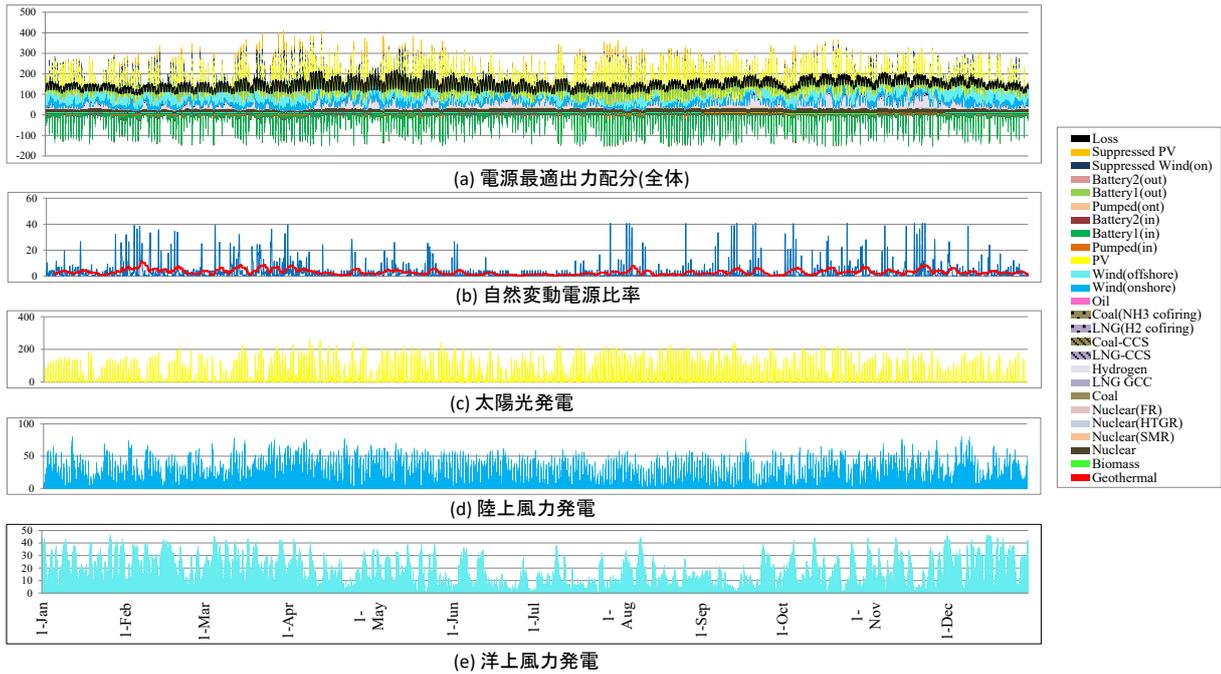


(a) 自然変動電源

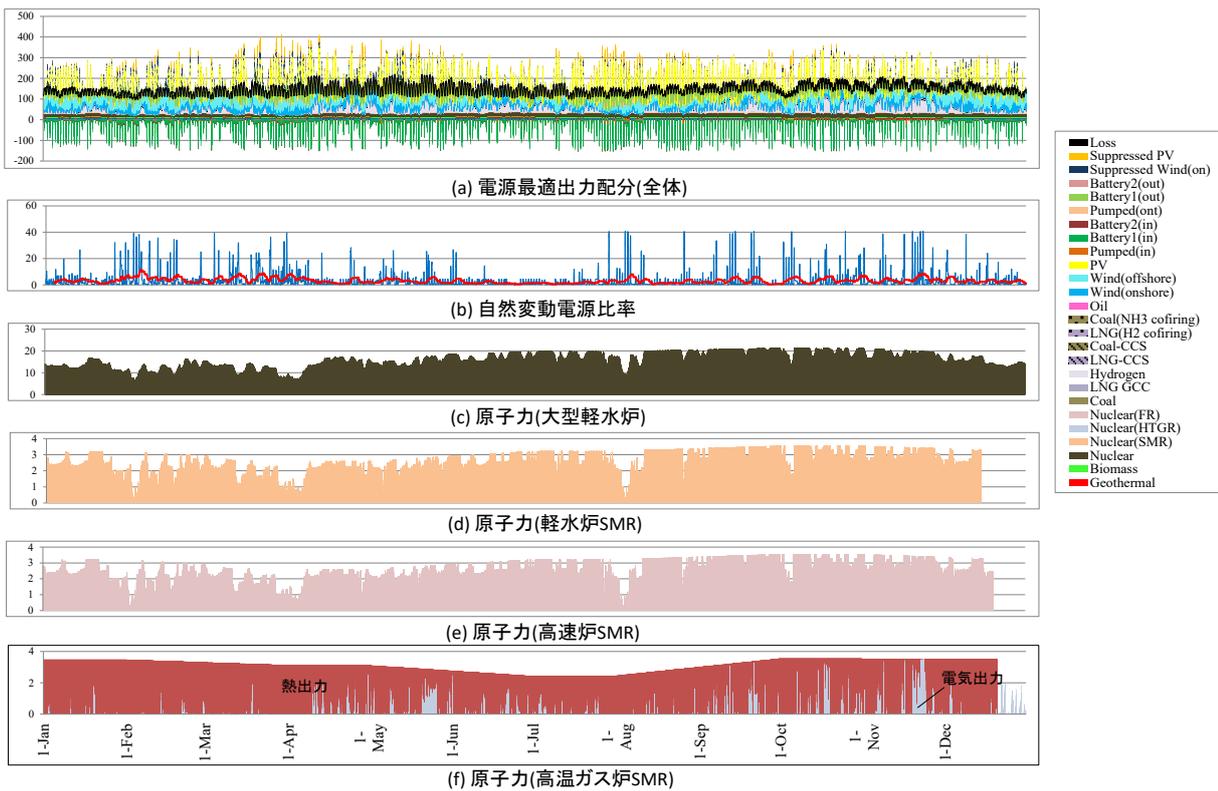


(b) 原子力発電

図 3.1.2-30 1年間の電力需給運用の推移[縦軸:GW][電力需要減少]



(a) 自然変動電源



(b) 原子力発電

図 3.1.2-31 1年間の電力需給運用の推移[縦軸:GW][電力需要増加]

図 3.1.2-27～図 3.1.2-31 には、SMR の運転に影響を与えると考えられるいくつかのケースでの1年間の日本の電力需給運用、太陽光発電、陸上風力発電、洋上風力発電、原子力発電の運転パターン等を示す。再エネ活用+蓄電池コスト低下ケースでは、再エネが電力システムにおいて

最大限活用されることから、SMR の調整力機能へのニーズが高まると考えられる一方、SMR コスト 5 倍増のケースでは、SMR の中でもコストの相対的に高い高速炉 SMR や高温ガス炉 SMR は年間を通じて運転が行われることはなく、導入量はほぼゼロとなる一方、建設コストが 100 万円/kW 以上の水準となる軽水炉 SMR はカーボンニュートラル制約の下では導入され、調整力ならびにベースロード電源として活用される。また、DR30%普及ケースでは、デマンドレスポンス(DR)が経済優位性のある資源として、再エネ出力調整に主として活用されることから、SMR への調整力としてのニーズが低下し、SMR は年間を通じて、緩やかな出力調整を伴うベースロード運転を行うことが分かる。電力需要減少ケースでは、需要減少で自然変動電源比率が電力システムにおいて高まることから、調整力のニーズが高まり、SMR が年間を通じて調整力として活用される機会が増加する。電力需要増加ケースでは、カーボンニュートラル制約を充足するため、さらに大量の自然変動電源が導入されることから、システム全体の出力変動が増加することから、SMR の調整力としてのニーズが高まり、SMR の調整力として活用される機会が増加する。

以上より、SMR ならびに CCUS 技術を組み込んだ電力需給モデルを用いて、技術データや CO2 制約に関する複数シナリオの下で、数値シミュレーションを実施し、SMR の導入可能性を多角的観点から検討した。

3.2 エネルギー需給分析モデルの開発（再委託先：日本エネルギー経済研究所）

3.2.1 エネルギーシステム評価枠組の検討【R2】

【3.2.1 小括】

本研究で用いたエネルギーシステム最適化モデルについて、小型モジュール炉（SMR）、水素、炭素回収・利用（CCU）といった新たな技術を加えた場合でも破綻のない結果を算出し得ることを実証した。また、高速炉や高温ガス炉を採用した SMR について、暫定的な想定を用いて同モデル内で最適化計算を行った結果、これら新技術が将来の脱炭素エネルギーシステムに導入され、CO₂削減コストの低減に重要な役割を果たし得ることが示唆された。

【R2】

本研究ではその趣旨に則り、小型モジュール炉（Small Modular Reactor, SMR）や第4世代炉といった新型炉のほか、水素サプライチェーンシステムや CO₂ 再資源化システム（Carbon Capture and Utilization, CCU）を含むエネルギーシステムの評価枠組みとして、日本を対象とするエネルギーシステム最適化モデルを構築した。このモデルは日本エネルギー経済研究所が東京大学藤井・小宮山研究室と共同で開発した最適化モデルを土台として改良や構築を行い、さらに、分析に必要な技術の追加と情報の精緻化を施したものである。

このモデルでは、エネルギー技術が相互に関連して、エネルギー源が供給部門から転換部門や送配部門を経由して最終需要を充足するまでのフローを、工学的制約やエネルギーバランス等を考慮しながら、エネルギーシステム全体にわたって網羅的に表現する [3.2.1-1]。図 3.2.1-1 に示すように、エネルギーシステムを構成する様々なエネルギーキャリアやエネルギー技術を考慮した上で、例えばカーボンニュートラルの実現といった特定の条件下における、最適なエネルギー技術構成やエネルギー需給構造、特定の脱炭素技術の導入量、CO₂ 削減対策によるシステムコストの変化（発電コストや投資額、CO₂ 限界削減費用）等を分析することができる。なお、今回構築したモデルは日本全国を五つの地域に分割し、各地域間で電力や水素などの地域間輸送を実際を送電容量などに基づいて考慮することとしているが、今後、この設定を変更することでアメリカや ASEAN など国外を対象とした分析を行うこともできる。

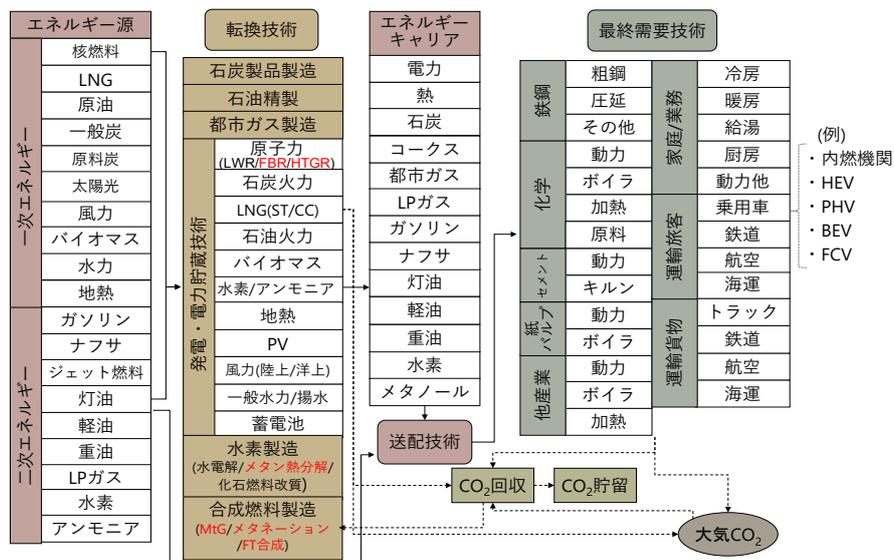


図 3.2.1-1 エネルギーシステムモデルの概念図

本研究では、最大で年間 365 日・1 時間間隔（年間 8,760 時間刻み）の高時間解像度で電力部門を表現し、またエネルギーシステムを構成する技術として、脱炭素やレジリエンス強化での貢献が期待される、SMR（軽水炉、高速炉、高温ガス炉）や水素製造（特に高温ガス炉を活用するもの）、CCU 技術（メタノールのガソリンへの変換（MtG）、メタネーション、FT 合成）を評価対象に追加したモデルを構築した。これにより、将来の主力電源化が目指されている変動性再生可能エネルギー発電の日間・日内での出力変動を考慮することができるため、他のモデルを使用する場合と比較して、電力需給バランス確保のための蓄電池あるいは余剰電力活用技術の必要性や、システムコストへの影響などを、より適切に評価できる。また、負荷追従の高い原子炉をモデル内に加えることで、その電力需給調整上の特性を踏まえ、市場価値を評価することができる。本研究では第一に、構築したモデルによる試算結果の妥当性を評価するため、試験的に構築したモデルを利用して、2050 年に日本のエネルギー起源 CO₂ 排出量をゼロとするための最適エネルギー技術構成を試算した。それにあたっては、SMR や水素サプライチェーンシステム、CO₂ 再資源化システムといった、脱炭素化やエネルギー安全保障強化のため将来的に必要となる可能性がある技術をモデル内に組み込むため、これらの技術に関する特性データベースを構築した。その例として、CCU 技術に関するものを表 3.2.1-1 に示す。なお、この段階で SMR も利用可能な技術としてモデルに組み込んでいるが、その建設費やエネルギー出力量といったデータは仮の値を採用している。これらの詳細な検討は次項にて行う。

表 3.2.1-1 CCU 技術の特性データベース

| | 主生成物 | 資本費 (百万円/生成物-PJ/年) | 固定運転維持費 (百万円/PJ/年) | 稼働年数 | 投入 (PJ, MtCO ₂) | 産出 (PJ) |
|---------|------|-----------------------|-----------------------|------|---|-----------------------|
| MtG-1 | ガソリン | 2,766 | 277 | 30 | CO ₂ : 0.086 水素: 1.43 電力: 0.255 天然ガス: 0.374 | ガソリン: 1 LPG: 0.074 |
| MtG-2 | ガソリン | 2,766 | 277 | 30 | CO ₂ : 0.086 水素: 1.8 電力: 0.255 | ガソリン: 1 LPG: 0.074 |
| メタネーション | メタン | 601 | 240 | 30 | CO ₂ : 0.055 水素: 1.21 電力: 0.029 | メタン: 1 |
| FT合成-1 | 軽油 | 2,581 | 258 | 30 | CO ₂ : 0.091 水素: 1.49 電力: 0.093 天然ガス: 0.076 | 軽油: 1 |
| FT合成-2 | 軽油 | 2,581 | 258 | 30 | CO ₂ : 0.091 水素: 1.562 電力: 0.093 | 軽油: 1 |
| メタン熱分解 | 水素 | 592 | 233 | 30 | メタン: 1.81 電力: 0.39 | 水素: 1 |

構築したモデルの挙動を検証するため、表 3.2.1-2 に示すような複数のケースを想定したうえで試算を実施した。ケース間の相違点は 2050 年のエネルギー起源 CO₂ 排出削減率や、SMR の利用に関する制約、CO₂ の貯留ポテンシャル、高温ガス炉の稼働パターン（発電または水素製造）であり、これらの違いによるエネルギーミックスや核技術の価値、CO₂ 削減費用の変化などを分析した。

表 3. 2. 1-2 分析ケース一覧

| ケース名 | CO2削減率 2050年 | 新型炉(FBR/HTGR)制約 | CO2貯留上限 2050年 | 高温ガス炉運転パターン |
|-----------|-----------------|-----------------|------------------|-------------|
| Ref1 | ▲100% | 制約なし | 91MtCO2/年 | 発電 |
| Ref2 | ▲100% | 制約なし | 273MtCO2/年 | 発電 |
| Base | ▲100% | 各15GWe上限 | 91MtCO2/年 | 発電 |
| 高CCS | ▲100% | 各15GWe上限 | 273MtCO2/年 | 発電 |
| 無SMR | ▲100% | 導入ゼロ | 91MtCO2/年 | 稼働なし |
| 無SMR_高CCS | ▲100% | 導入ゼロ | 273MtCO2/年 | 稼働なし |
| Base_H2 | ▲100% | 各15GWe上限 | 91MtCO2/年 | 水素 |
| 高CCS_H2 | ▲100% | 各15GWe上限 | 273MtCO2/年 | 水素 |
| Base80 | ▲80% | 各15GWe上限 | 91MtCO2/年 | 発電 |
| Base80_H2 | ▲80% | 各15GWe上限 | 91MtCO2/年 | 水素 |

註：CO₂貯留上限の標準設定である 91MtCO₂/年は、参考文献[3. 2. 1-2]を基に設定した。高位シナリオである 273MtCO₂/年は、標準設定の 3 倍と仮定した。

上記の分析ケースのうち、Base ケースからは主に以下のような示唆を得た。

- 2050 年にエネルギーシステムのカーボンニュートラルを実現するためには、電力部門は完全に脱炭素化し、かつ最終部門の大幅な電化促進が必要となる。高速炉および高温ガス炉 SMR はゼロエミッションかつ安価な電源として、変動性再エネ電源や水素・アンモニア火力等と並び 2050 年の電力供給を担う（図 3. 2. 1-2）。
- 産業部門や運輸部門の一部は、化石燃料から電力への燃料転換が困難であり、当該部門からの CO₂排出を相殺してカーボンニュートラルを達成するためには、BECCS 等のネガティブエミッション技術の導入が不可欠である。また、CCU 技術に関しても、CO₂ 排出量節減や脱炭素代替燃料供給等の観点から、投入 CO₂ で 5000 万トン超に相当する規模の導入が期待される（図 3. 2. 1-3、図 3. 2. 1-4）。

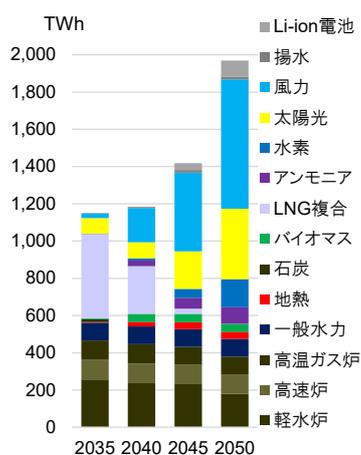


図 3. 2. 1-2 2050 年までの電源構成の推移

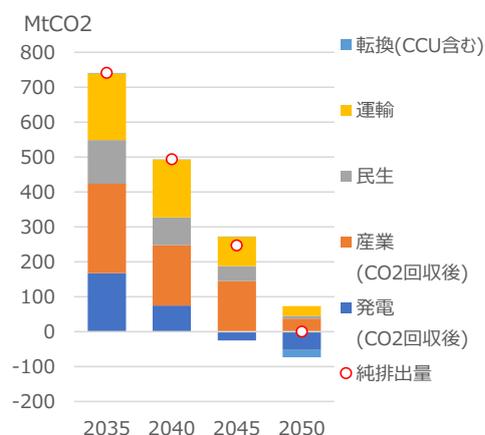


図 3. 2. 1-3 部門別 CO₂ 排出量の推移

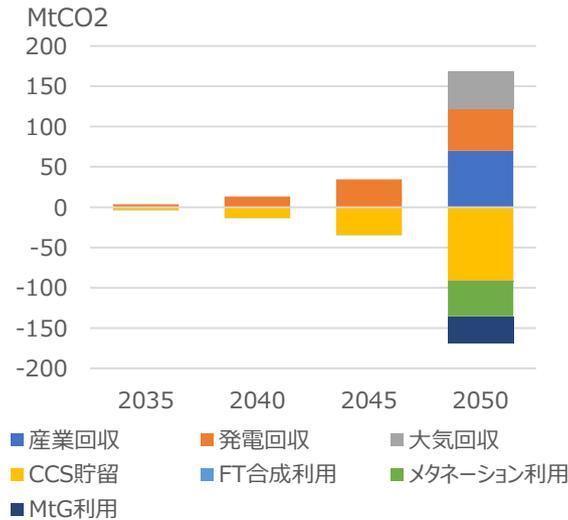


図 3.2.1-4 CCUS 技術による CO₂ の発生・消費バランス

また、Base ケース以外の試算結果からは、主に以下のような示唆が得られた。

- 2050 年の CO₂ 削減率が 100%の場合と 80%の場合の双方で、電力部門のゼロエミッション化は不可欠であり、安価かつゼロエミッションな電源として SMR の利用は経済合理性を持つ。SMR の利用が制限される場合には、変動性再エネや水素火力といった、相対的に発電コストの高い電源の発電量を増加させる必要が生じる。また、CO₂ 貯留可能量の変化は、最終部門で求められる電化促進の程度の変化を通じて、発電量構成を変化させる (図 3.2.1-5)
- SMR の導入量が制約されているケースについて、設備量制約式のシャドウプライスから各種 SMR の価値を算定すると、例えば高速炉の場合は、ケース設定により変動するものの、概ね 60～80 万円/kW となった。これを下回る資本費で高速炉を建設することができれば、高速炉の追加はエネルギーシステム総コストの低下に貢献することになる (図 3.2.1-6)。(シャドウプライスについては後述)
- 水素や CCU 技術も、CO₂ の大幅な削減のためには導入が不可欠である。水素の需要量は特に CO₂ 貯留可能量に依存して変化し、貯留による排出量削減が制限される場合には、メタン熱分解による水素製造や、MtG、メタネーション、FT 合成等の CCU 技術の導入による代替燃料の利用が、特に最終需要部門の CO₂ 削減のために重要となる (図 3.2.1-7)。
- 高温ガス炉 SMR による水素製造も、エネルギーシステム脱炭素化の重要なオプションとなる。同技術による水素製造を考慮した各ケースについて、設備量制約式のシャドウプライスを基に評価すると、同技術由来の水素は、想定した製造コストを上回る価値を有することが示唆された。このことは、高温ガス炉 SMR の資本コストが、今年度の試算で想定したコストよりも高価であったとしても、その導入および稼働による水素供給が、エネルギーシステムの脱炭素化に要するコストを引き下げる効果を持つことを示している (図 3.2.1-8)。

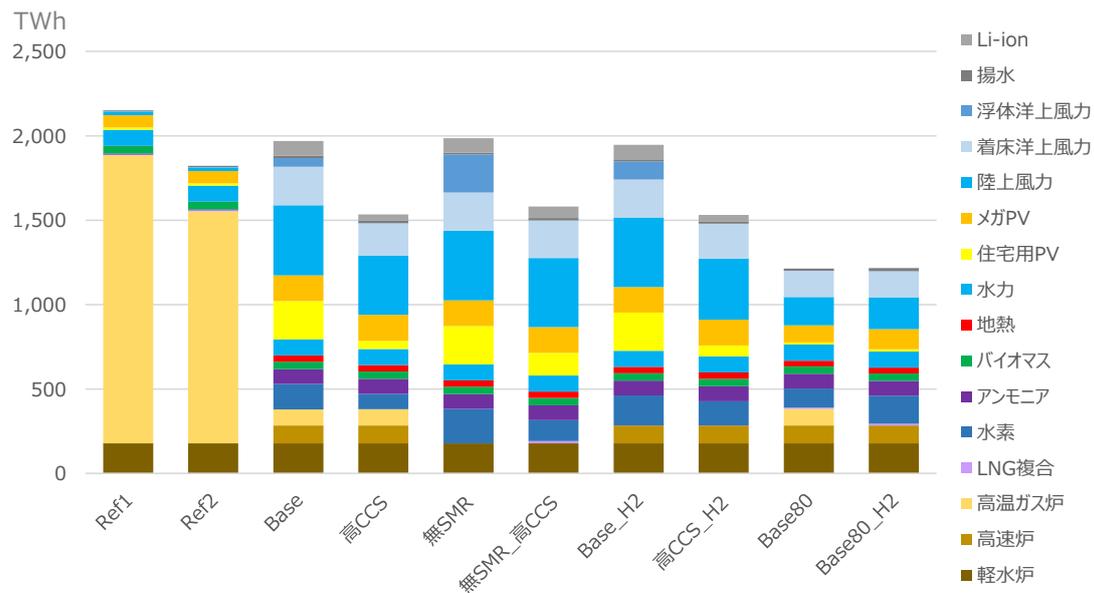


図 3. 2. 1-5 各検討ケースにおける 2050 年の発電量構成

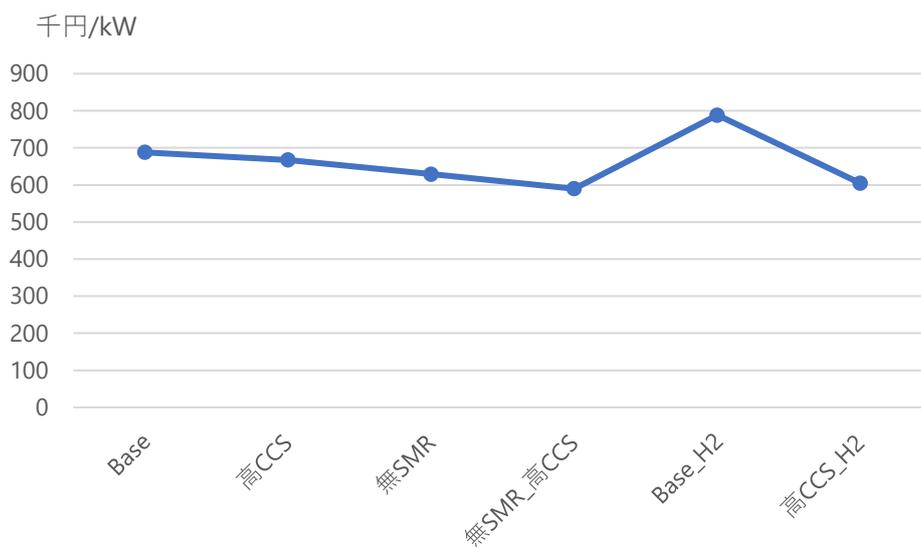


図 3. 2. 1-6 ネットゼロ制約下での高速炉 SMR の価値 (2050 年)

注：ここでいう「価値」は、設定した高速炉 SMR の資本コストに、設備量制約式のシャドウプライスを加えて算出したもの。

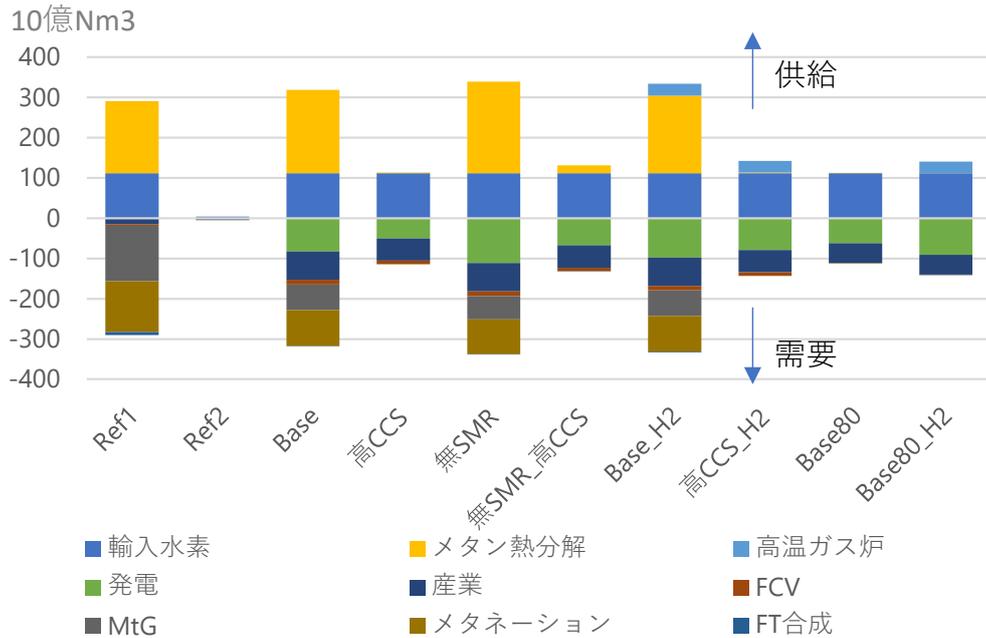


図 3. 2. 1-7 各検討ケースにおける水素の需給バランス (2050 年)

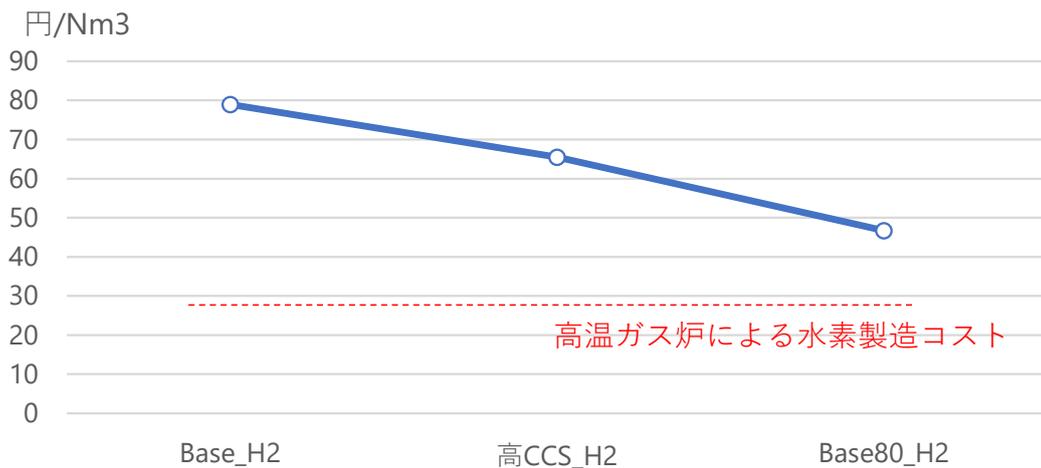


図 3. 2. 1-8 高温ガス炉由来の水素の価値 (2050 年)

以上のように、令和2年度の検討では、SMR、水素利用、CCUといった新たな技術を加えた場合でも今回構築したモデルは破綻のない結果を算出し得ることが実証された。また、高速炉や高温ガス炉を採用したSMRについては暫定的な想定を使用したものの、将来の脱炭素エネルギーシステムの実現においては導入が期待され、CO₂削減コストの低減に重要な役割を果たし得ることが示唆された。この結果を踏まえ、令和3年度以降はモデルに含まれる各技術のデータベースを改良しつつ、特に新型炉を始めとする各技術が有する価値を、主に経済的合理性の観点から精緻に分析することとした。

参考文献

[3.2.1-1] 大槻貴司, 「IEEJ-NE_Japan モデルの概要と特徴」, 第17回 IEEJ エネルギーウェビ

ナー，2021年10月。

(https://eneken.ieej.or.jp/report_detail.php?article_info__id=9854)

[3.2.1-2] 秋元圭吾，佐野史典，「パリ協定2℃目標から見た我が国の2050年排出削減目標に関する分析」，エネルギー・資源学会論文誌，38(1)，pp.1-9，(2017)。

3.2.2 エネルギー需給分析モデル構築・特性データベース整備【R3-R5】

【3.2.2小括】

モデルの基本的な有効性が示されたことを受け、同モデルに軽水炉型、高速炉型、高温ガス炉型 SMR の機能を追加したうえで、様々な条件を変動させて感度分析を行った。特に高温ガス炉型 SMR については、水素製造や産業用熱供給も（経済合理的である限り）モデル内で活用可能とした。その結果、想定通りの建設費が実現すれば、各種新型炉は経済合理的な低炭素電源として導入され得ることが示唆された。また、各ケースにおいて新型炉が生産する電力や熱の経済的価値を計算し、それをコストと比較することが可能であることも実証した。

(1) 前提条件の精緻化および高温ガス炉の用途拡張【R3】

上記の通り、令和2年度における検討によってモデルの拡張可能性が示されたことを踏まえ、令和3年度は主に公開文献の調査を通じてエネルギー転換部門・産業部門・運輸部門・民生部門の技術データを整備したうえで、同モデルを用いて新たな分析を行った。特に、本研究では従来の発電以外の用途における原子力利用の価値を明らかにすることに重点を置き、その観点から高温ガス炉 SMR による水素製造が（経済合理的である限り）モデル内で実行可能となるよう機能を拡張した。各国で開発が進められている第4世代炉のなかでも、高温ガス炉は1,000℃近くの超高温の熱エネルギーを供給することが可能で、その熱エネルギーを産業部門や、熱化学法（ISプロセス）による水素製造に活用することが期待される[3.2.2-1]ことから、本研究では水素製造のオプションの一つとして追加した。それにあたり、高温ガス炉 SMR は「発電のみ、発電と水素製造の併用（コジェネ）、水素製造のみ」という3通りの可能性を想定した。なお、新型炉の建設費や燃料費といったコストデータは、令和3年度時点での日本原子力研究開発機構（JAEA）による評価結果と整合するよう算定した。ただし、本モデルは設備自体に係る費用と、電力システムを含めたエネルギーシステム内で発生する費用を扱うモデルであることから、令和3年度における検討では基本的に、コストデータの内訳のうち「社会的費用」に相当する部分は控除してモデルを構築した。

このように改良したモデルを用いて分析を行うにあたっては新たなケース群を設定し、2050年時点の日本のエネルギーシステムを対象として試算を行った。いずれのケースにも共通する主な想定は以下の通りである。

- ①電力部門におけるCO₂排出はゼロとする。
- ②2021年時点での国内既設炉は合計25.5GWが残存している。
- ③原子炉の新設については、リファレンス（Ref）ケースのみ0GWとし、それ以外は25.5GWを上限とする（導入する炉型はケースによって異なる）。
- ④原子力発電の設備利用率は既設炉・新設炉ともに80%とする。
- ⑤再生可能エネルギーの導入量上限は、尾羽 et al.（2019）[3.2.2-2]が推計した各電源の導

入ポテンシャルである太陽光 364 GW、陸上風力 23 GW、洋上風力 406 GW とする。

- ⑥必要に応じて太陽光および風力発電の出力抑制を実施する。
- ⑦蓄電設備（リチウムイオン電池）の費用は NREL（2019）[3.2.2-3]による推計の中位（Mid）ケースと同等とする。
- ⑧国内における CCS は年間 100 Mt-CO₂ まで可能とする。

これらを共通の想定としたうえで、ケース間で新設する原子炉の炉型や輸入水素およびアンモニアの利用可否を個別に設定し、合計で八つのケースを作成した。各ケースにおける主な想定をまとめると、表 3.2.2-1 の通りとなる。

表 3.2.2-1 各ケースにおける想定

| ケース名 | CO ₂ 削減率 2050年 | 追加導入原子炉タイプ /運転パターン | 輸入水素・輸入アンモニア 利用可能量上限 |
|--------------|------------------------------|-----------------------|-------------------------|
| Ref | ▲100% | 追加無し | 合計50Mtoe |
| LWR | | 軽水炉 | |
| FR | | 高速炉SMR | |
| HTGR_e | | 高温ガス炉SMR/電力 | |
| HTGR_e&h | | 高温ガス炉SMR/電力水素併産 | |
| HTGR_h | | 高温ガス炉SMR/水素 | |
| FR_h2low | | 高速炉SMR | 0Mtoe |
| HTGR_e_h2low | | 高温ガス炉SMR/電力 | |

各ケースの想定において、2050年の日本のエネルギーシステムが経済的に最適となる電源構成を算出すると、図 3.2.2-1 の通りとなる。ケース間で発電量の差こそあるものの、いずれのケースにおいても新設炉は上記の②で設定した上限まで導入される。このことから、2050年時点で新型炉の導入費用が想定通りに低減していた場合、これらの炉は他電源に対して経済的競争力を持ち得ることが示唆される。また、原子炉の新設ができない場合や輸入水素の利用が抑制される場合には、変動型再生可能エネルギー（特に洋上風力発電）の発電量が大幅に増加している。

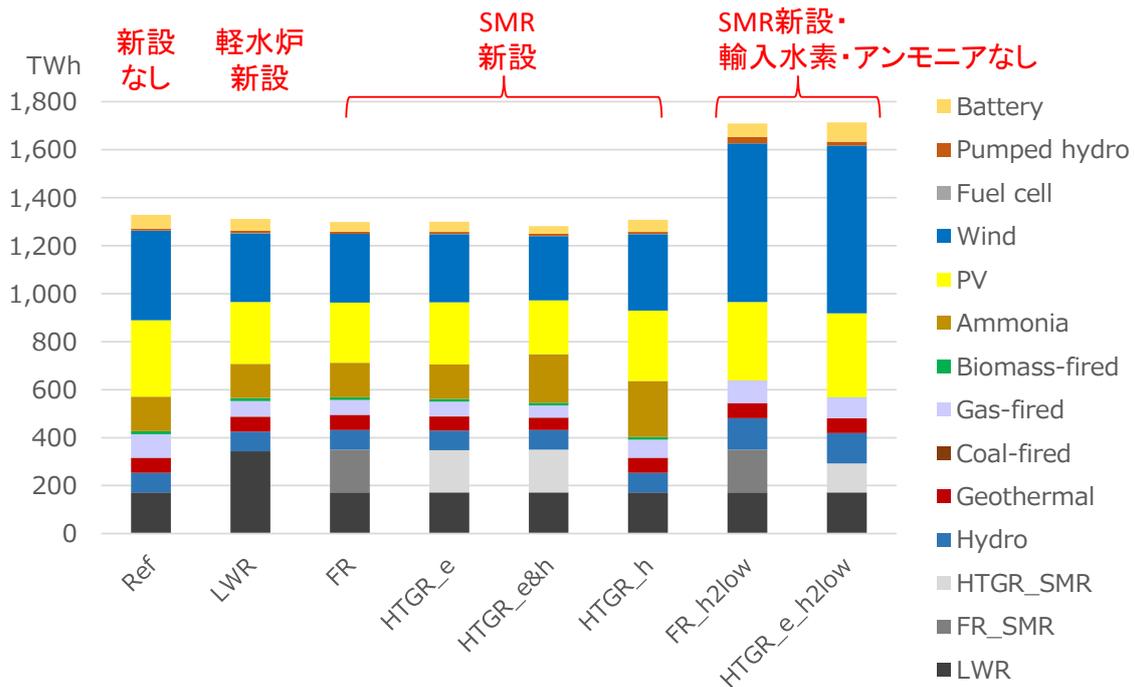


図 3.2.2-1 各ケースにおける電源構成 (2050 年)

このとき、各ケースにおける新設炉（原子炉の新設がない Ref ケースを除く）の年間で生じる費用と経済的価値を比較すると、図 3.2.2-2 の通りとなる。ここでいう費用は 1 年あたりに換算した建設費と運転維持費、そして燃料費の合計であり、価値は新設炉によって発電された電力の市場価格と、最適化の制約を緩めて当該炉の設備容量を別の手段で用意する場合に増加する費用（すなわち、当該炉の存在によって系統全体の費用低減にどれだけ貢献したか。シャドウプライスとも呼ばれる）を合計したものである。また、高温ガス炉 SMR による水素製造を行うケース（HTGR_e&h および HTGR_h）では製造した水素の市場価値も加算する。図 3.2.2-2 から分かるように、いずれのケースにおいても価値が費用を上回っているため、事業者にとっては当該炉を導入するインセンティブがあるといえる。特に、輸入水素を使用できない（ゼロエミッション火力も使用できない）ケースでは、前述の通り洋上風力発電をはじめとした変動型再生可能エネルギーの導入量が増加するため、気象条件により電力価格が急騰する時間帯が発生する。そのような時間帯にも発電可能な原子力発電の価値は、さらに増加することが期待される。ただし、（水素のみ製造する HTGR-h を除いて）いずれのケースにおいても価値の大部分は発電した電力によって生じており、設備容量による価値はごく僅かにしか生じていない点には注意が必要である。このことは、いかに発電コストを低く抑え、電力市場価格が高騰する時間帯に発電するかが、新型炉の経済的価値を大きく左右することを意味している。

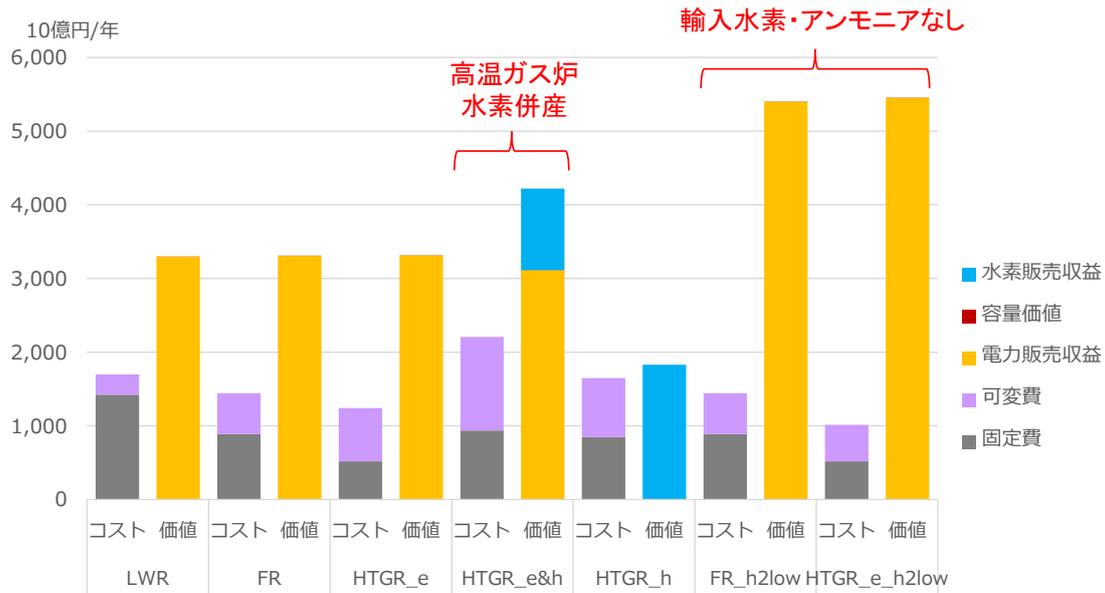


図 3.2.2-2 各ケースにおける新設炉の費用と価値

また、各ケースにおける水素需給量とその内訳は図 3.2.2-3 の通りとなっている。国内でのメタン改質やバイオマス改質による水素製造より、国外からの輸入水素の方が安価であるため、輸入水素が使用できないケース（FR_h2low および HTGR_e_h2low）以外では輸入水素が主力となるが、HTGR_e&h および HTGR_h では高温ガス炉 SMR によって製造された水素が輸入水素を代替して使用される。したがって、高温ガス炉 SMR による水素製造は輸入水素以上の経済的競争力を有することになる。

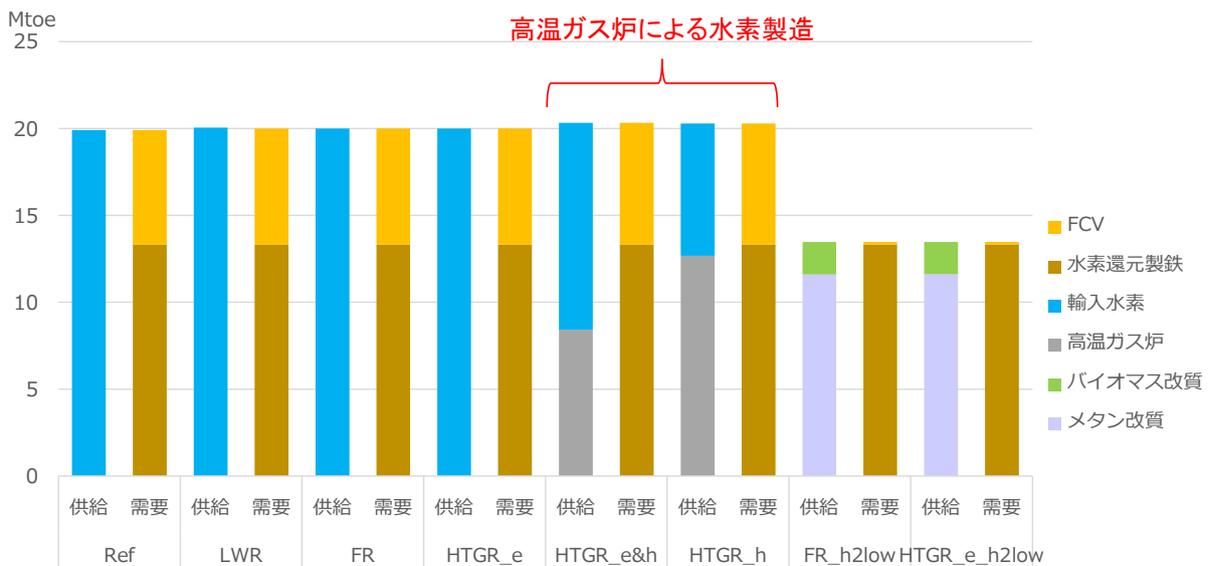


図 3.2.2-3 各ケースにおける水素需給量

さらに、各種想定や条件を変更した場合における新型炉導入状況に対する影響を検討するため、

上記のケース群のうち高温ガス炉 SMR 導入ケース (HTGR-e) を基準として、追加的な分析を実施した。設定したケースと、変更された想定をまとめると表 3.2.2-2 の通りとなる。なお、「HTGR_e_highcost3」ケースでは高温ガス炉 SMR の総費用が想定より大幅に増加した場合の影響を検証するため、建設期間および建設費が予定を大幅に超過した事例として知られる、アメリカのボーグル 3、4 号機の建設費を参考とした。この試算を実施した令和 3 年度時点でボーグル両機は建設中であり、建設費は合計で約 280 億ドルとされていたため、HTGR_e_highcost3 でもこれと同等の建設費としたが、後に建設費が合計で約 300 億ドルを超過したとの見方も出てきているため、最大限の費用増を想定したとはいえなくなった点に注意が必要である。また、前述の通り令和 3 年度における検討では基本的に原子力発電に係る費用から社会的費用を控除しているが、HTGR_e_highcost3 では総費用の大幅な増加を想定するため、社会的費用も毎年発生する費用の一部として加算した。

表 3.2.2-2 追加ケースにおける想定

| ケース名 | 基準ケース (HTGR_e) から変更された想定 |
|-----------------------|---|
| HTGR_e_highcost_1 | 高温ガス炉の燃料供給において、基準ケースで想定されていたほどのスケールメリットを得られず、燃料費が増加する場合 |
| HTGR_e_highcost_2 | 上記に加え、高温ガス炉の建設費および運転維持費が従来型炉と同等となる場合 |
| HTGR_e_highcost_3 | アメリカで大幅な建設遅延を生じさせたボーグル 3、4 号機と同等の建設費を想定し、かつ社会的費用も発電コストに算入する場合 |
| HTGR_e_no_curtailment | 太陽光および風力発電の出力抑制を実施しない場合 |
| HTGR_e_low_capfactor | 原子力発電の設備利用率が既設炉・新設炉ともに 70%まで低下する場合 |
| HTGR_e_low_battery | 蓄電設備のコストが、NREL (2019)による推計の低位 (Low) ケースまで低下する場合 |

これらの想定下で最大の経済合理性が実現される電源構成を算出すると、図 3.2.2-4 の通りとなる。高温ガス炉 SMR のコストが増加するケースについて着目すると、HTGR_e_highcost_1 においては基準ケースと同等の導入量となり、HTGR_e_highcost_2 でも少量が導入される。これに対して、HTGR_e_highcost_3 では高温ガス炉 SMR の導入量がゼロとなる。このことから、ボーグル 3、4 号機ほどの建設遅延とコスト増加は原子力事業にとって致命的な影響をもたらすといえる。その他の追加ケースに関しては、HTGR_e_low_capfactor において、設備利用率の低下に応じて発電量が若干低下するものの、高温ガス炉 SMR の導入量に大きな変化は見られない。

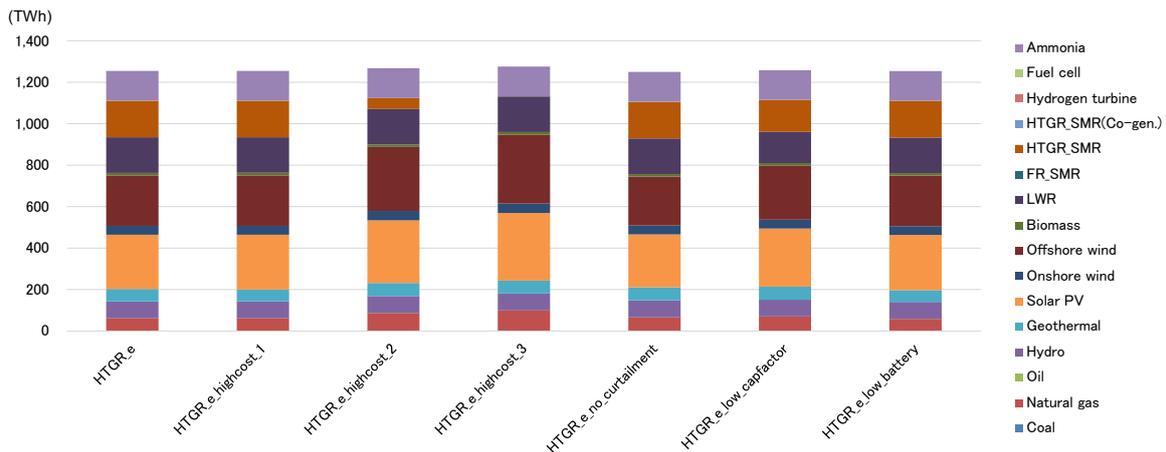


図 3. 2. 2-4 追加ケースにおける電源構成 (2050 年)

また、図 3. 2. 2-2 と同様に、各追加ケースにおける高温ガス炉 SMR の経済的価値を算出すると、図 3. 2. 2-5 の通りとなる。多くのケースでは基準とした HTGR_e と同様に、高温ガス炉 SMR の価値が費用を大きく上回っており、新規導入のインセンティブが発生する状態となっているが、高温ガス炉 SMR の建設費、運転維持費、燃料費がいずれも増加する HTGR_e_highcost_2 では両者が均衡する水準まで価値が下落している。また、HTGR_e_highcost_3 では高温ガス炉 SMR が一切導入されなくなるため、費用・価値ともにゼロとなっている。

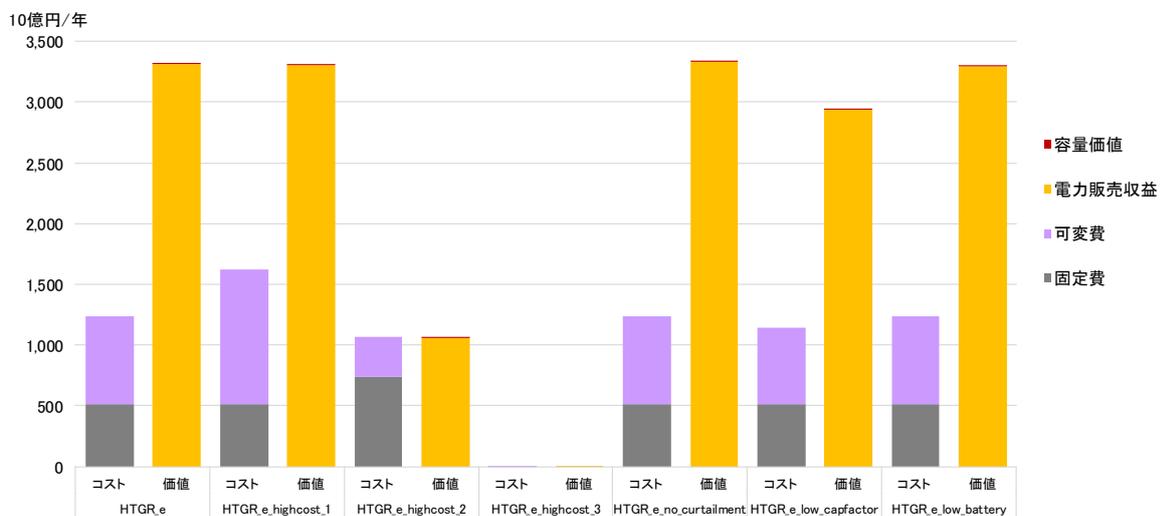


図 3. 2. 2-5 追加ケースにおける新設炉の費用と価値

以上より、令和 3 年度における検討結果からは、多くのケースにおいて新型炉の導入は経済合理性を有し、日本の将来のエネルギーミックスに貢献し得るものの、想定以上のコスト高や建設遅延が生じた場合にはその限りでないことが明らかとなった。また、蓄電池のコストや出力抑制の有無といった条件の変化は新型炉の導入量に大きな影響を与えづらいとの結果も得ることができた。したがって、日本において新型炉の開発および導入を進めていくにあたっては、安全性の確保が大前提ではあるものの、特に費用の低減に重点を置いて取組みを進めていくことが重要になるといえる。また、本研究における検討では、原子力による電力供給が必要となるときに（設備利

用率上限の範囲内で) いつでも稼働させられることを前提としている。これに対して現在の日本では、再稼働の遅れや再稼働後の追加的な規制対応、あるいは訴訟といった要因により、原子力発電所の計画的な運転が困難な状況となっている。上記のような試算結果が現実のものとなるためには、そういった事業環境の改善も不可欠であろう。

(2) エネルギーモデル内での高温ガス炉多目的利用の実装および精緻化【R4】

令和4年度の本研究では令和3年度までに作成したエネルギー需給分析モデルおよびデータベースを用い、必要に応じてそれに改良を加えつつ、エネルギー政策に係る国内外の最新の動向を踏まえた試算を実施し、エネルギー需給構成を推計した。これにより、将来のエネルギーミックスの中で原子力、特に SMR が持つ役割や経済的価値を明らかにした。その分析にあたっては発電のみならず、水素製造や産業部門への熱供給といった、新たな形での原子力利用もモデル内に組み込むこととした。こうした目的意識に鑑み令和4年度では、SMR の中でも超高温 (900 °C以上) の熱エネルギー供給が可能で、エネルギーの多目的利用に向けた開発が特に盛んな高温ガス炉の導入を想定し、各種検討を進めた。高温ガス炉 SMR のモデル化に必要なデータについては、これまでの本研究において JAEA より提供されたものを活用した。

①高温ガス炉

深谷 et al. (2018) [3.2.2-1] で検討されている通り、高温ガス炉は用途に応じて発電を主目的としたものから熱供給専用のものまで、様々な仕様での導入が可能とされている。本研究ではそういった目的に応じた高温ガス炉の導入を模擬することを主要な目的とした。本研究で導入を想定し、モデル内に実装した高温ガス炉の種類は以下の表 3.2.2-3 の通りである。なお、高温ガス炉の導入が期待される用途としては製鉄業もあげられるが、本研究では明示的に製鉄用の高温ガス炉を実装するのではなく、高温ガス炉 (表 3.2.2-3 中の B および C) によって製造された水素が (経済合理的である限り) 鉄鋼の直接還元用に用いられるものとしている。

表 3.2.2-3 実装した高温ガス炉および関連設備

| 導入する設備と用途 | 主な想定内容 |
|------------------|---|
| A.高温ガス炉(発電用) | ・全国規模の系統に接続し、電力供給を行う。 |
| B.高温ガス炉(コジェネ用) | ・発電と水素製造のコジェネレーションを可能とする。 ・電力は全国規模の系統に供給する。 ・直接水素を製造するのではなく、水素製造用の高温熱を後述の水素製造設備に供給する。(モデル上は別の設備として扱う) ・電力の需要状況に応じ、発電専用モードとコジェネモードを使い分ける。 |
| C.高温ガス炉(水素製造用) | ・水素製造用の高温熱供給を専門に行い、発電は行わない。 ・コジェネ用と同様に、水素製造用の高温熱を水素製造設備に供給する。 |
| D.高温ガス炉(石油化学用) | ・石油化学工場向けの高温熱供給を専門に行い、発電は行わない。 ・生産された熱エネルギーは石油化学以外の用途には用いない。 |
| E.高温ガス炉(石油精製用) | ・石油精製設備向けの熱供給を行い、同時に発電も行う。 ・生産された熱エネルギーは石油精製以外の用途には用いない。 ・発電された電気は用途を限定しない。 |
| F.高温ガス炉(製紙・パルプ用) | ・製紙・パルプ工場向けの熱供給を行い、同時に発電も行う。 ・生産された熱エネルギーは製紙・パルプ以外の用途には用いない。 ・発電された電気は用途を限定しない。 |
| G.水素製造設備 | ・コジェネ用、水素製造用の高温ガス炉から高温熱供給を受け、ISプロセスを用いて水素製造を行う。 ・製造された水素は用途を限定しない。 |

複数種の高温ガス炉を本モデルに実装するうえで、表 3.2.2-3 中の想定 (A~F) に応じて高温ガス炉の熱出力がいずれの用途にどれだけ供給されるかは特に重要となる。本研究では、発電のみに利用される A (発電用) については標準的な炉 (JAEA の高温ガス炉、GTHTTR300C を想定) 1 基あたりの熱出力 600 MWth のうち、正味の発電量を 302 MW とした。B (コージェネ用) についても、発電専用モードでの運転時には同じ出力となるが、水素併給を行う運転時には発電量を 202 MW まで落とし、水素供給に 170 MWth の熱エネルギーを回すものとした (技術上の制約から、コージェネ用原子炉で水素製造のみを行う運転は想定しない)。E (石油精製用) と F (製紙・パルプ用) も電力と熱の併給を行うが、その比率については深谷ほか(2018)を参照した。すなわち、E については熱利用を強化した GTHTTR200C-II の導入を想定して熱供給 343 MWth、電力供給 103 MW とし、F については必要とされる温度が比較的 low、高温ガス炉の排熱で充分であることから GTHTTR300HTW の導入を想定して廃熱供給 354 MWth、電力供給 264 MW とした。なお、D の石油化学については 950℃以上の高温熱供給を行えることが重要で、電力需要は相対的に大きくないことから、高温熱供給専門の高温ガス炉 GTHTTR300HeatII の導入を想定した。

高温ガス炉の資本費、運転維持費、燃料費は、JAEA による推計結果に準拠し、それぞれ 0.8 円/kWh、0.9 円/kWh、4.1 円/kWh を基本としたが、資本費については表 3.2.2-3 中の想定 (A~F) に応じて必要となる設備の構成は異なるため、個別に算出した。A (発電用) については特段の追加設備は必要とならないため、発電量あたりの資本費 0.8 円/kWh に相当する 1,678 億円/GW を採用したのに対して、必要に応じて水素供給も行う B (コージェネ用) の場合、G の水素製造設備に高温熱を供給するための設備として中間熱交換器 (IHx) が必要になるため、その費用を推計し加算して 1,732 億円/GW とした。他方で C (水素製造用) と D (石油化学用) は供給先こそ異なるものの、いずれも熱供給のみを用途としており、発電設備は不要となるため、その費用を差し引き 1,046 億円/Mtoe/y (年間供給熱量あたりの金額) とした。なお、差し引くべき発電用設備の資本費が全体に占める割合については、武井 et al. (2006) [3.2.2-4] を参考とした。E (石油精製用) と F (製紙・パルプ用) については、熱と電力を併給するという点で B と類似した設備構成を想定 (排熱供給のみの F については IHx を想定せず) したが、これらの炉は発電出力が低いため、発電設備容量あたりの資本費単価は高くなり、E は 5,240 億円/GW、F は 2,060 億円/GW とした。以上を踏まえ、高温ガス炉の主要な想定をまとめると、表 3.2.2-4 の通りとなる。ただし、この表中の想定は令和 4 年度時点での JAEA の諸量評価の結果数値に基づく数値であり、令和 5 年度は異なるコスト想定を置いていることに留意されたい。

表 3.2.2-4 用途別高温ガス炉の想定

| | 1基あたりのエネルギー出力 | 資本費 |
|-----------|--|----------------|
| A.発電用 | 電力302MW | 1,678億円/GW |
| B.コージェネ用 | 発電モード時: 電力302MW コージェネモード時: 電力202MW、熱170MWth | 1,732億円/GW |
| C.水素製造用 | 熱600MWth | 1,046億円/Mtoe/y |
| D.石油化学用 | 熱600MWth | 1,046億円/Mtoe/y |
| E.石油精製用 | 電力103MW、熱343MWth | 5,240億円/GW |
| F.製紙・パルプ用 | 電力264MW、熱354MWth | 2,060億円/GW |

②水素製造設備

本モデルでは水素製造設備をモデル上で高温ガス炉から分離させ、別個の設備として設定した。

これにより各設備の資本費の推計や投入物・産出物の想定が明確化され、モデルの精緻化につながったほか、将来的には異なる特性を持った水素製造設備を複数種モデル上に実装し、一定条件下で互いに競合させる分析も可能となる。

高温ガス炉による高温熱供給を活用できる水素製造方法としては、ヨウ素 (I) と硫黄 (S) を組み合わせて水を熱分解する IS プロセスを想定した。水素製造設備の資本費については、岩月ほか(2014) [3.2.2-5]で製造量 85,400 Nm³/h の設備を 177 億円と想定していることから、この値を本モデルに適合する形に換算し、863 億円/Mtoe/y と設定した。年間の運転維持費率も、同資料に基づいて設定している。

③産業部門

高温ガス炉から供給される熱を用いる産業部門について、主な想定は以下の通りとした。

1) 石油化学

石油化学プラント（エチレンプラント）では図 3.2.2-6 の通り、ナフサと水蒸気の混合物を加熱炉で 900℃ 近くの高温に熱することでこれを分解し、各種石油化学製品を抽出している。

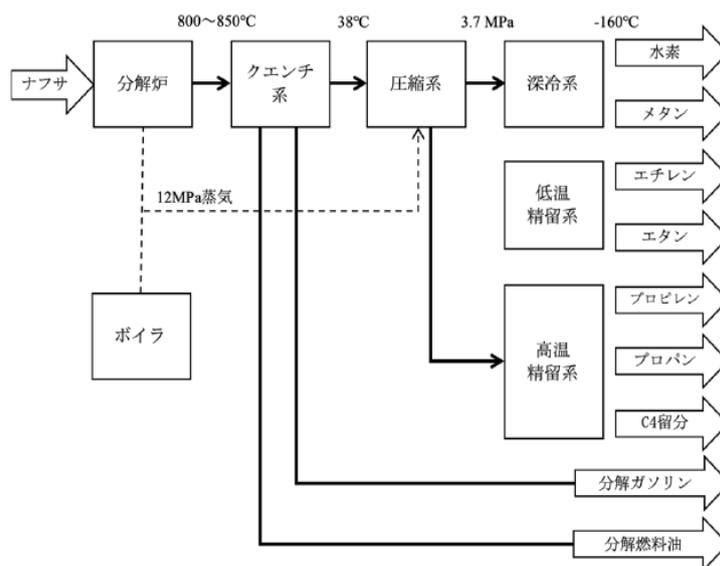


図 3.2.2-6 エチレンプラントブロックフロー図

出典：田原(2019) [3.2.2-6]

この工程では原料となるナフサは代替できないものの、水蒸気を発生させるボイラーと、ナフサ・水蒸気混合物を加熱するための分解炉に熱エネルギー需要があり、高温ガス炉から 950℃ の水蒸気を供給することで、両者のエネルギー需要を一度に代替できる。また、高温ガス炉の出口において既に 950℃ の高温状態となっていることから、供給を受けるエチレンプラント側では加熱のための設備が不要になると考えられるため、高温ガス炉の熱を利用するエチレンプラントは加熱プロセスに化石燃料を利用する従来型のプラントより建設費を大幅に抑制できる（換言するならば、加熱用機材に係る費用を高温ガス炉側で負担する）と想定した。

なお、熱は電力や水素とは異なり長距離の輸送は困難であることから、エチレンプラント用の

高温ガス炉で生産された熱（水蒸気）は他の施設や用途に回すことができず、当該プラントのみで消費できるものとした。これは以下の石油精製や製紙・パルプ工業においても同様である。

2) 石油精製

石油精製における化石燃料需要の大部分は原料として利用される原油であり、これは原理上代替不可能である。しかし、石油精製にも加熱プロセスが必要（ただし、石油化学よりは低い温度帯）であり、これは高温ガス炉による熱供給で代替することができる。資源エネルギー庁の総合エネルギー統計（2020年度詳細表）より、原油投入量を1としたときの原油以外のエネルギー投入量（蒸気供給などに用いられる）はおよそ0.025と推計できるため、本モデルにおいてもこの比率で投入エネルギーが高温ガス炉から供給された熱によって代替されるものとした。

3) 製紙・パルプ

製紙・パルプ業においてはエチレンプラントにおける加熱炉ほど高温の熱エネルギー需要は発生しないが、図3.2.2-7中の「蒸解釜」において蒸気という形で熱エネルギーを必要としており、これが高温ガス炉から供給できる可能性があると期待される。石油化学の項でも述べた通り、高温ガス炉出口の時点で必要な温度に達していれば、パルプ工場においてボイラーを設置する必要がなくなると考えられるため、高温ガス炉をパルプ化に用いる場合にはボイラーに相当する資本費が低減されると想定した。

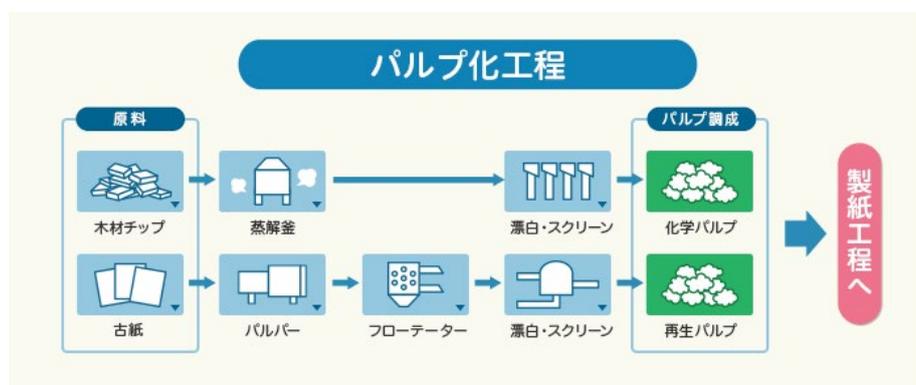


図 3.2.2-7 パルプ化工程フロー図

出典：日本製紙グループウェブサイト[3.2.2-7]

なお、高温ガス炉による代替の可能性はあるものの、製紙・パルプ工業のエネルギー需要規模は石油化学工業などと比べると小規模であることには留意すべきであろう。産業部門の熱需要を検討した深谷ほか(2018)においても日本国内における導入候補地として、製紙・パルプ工業の盛んな富士市があげられているのみである。

④モデルによる試算結果

上記の通り、エネルギーの供給側（発電および水素製造）と需要側（産業部門）に高温ガス炉SMRの利用を想定した項目をモデル内に実装した。実際にこれらを運用するにあたっては、日本の原子力を含むエネルギー政策や社会状況など、様々な要因によって導入量に制約が生じる可能

性が高い。そこで、本研究では高温ガス炉 SMR の導入上限に様々な制約を設けたうえで、最適となる 2050 年のエネルギーミックスを試算した。制約条件の設定は以下の通りである。なお、全てのケースに共通の条件として、温室効果ガスの排出量を実質ゼロにすること、および計 25.5 GW の軽水炉が既設炉として残存することとしている。

ケース①：全ての高温ガス炉 SMR に導入上限を設けない

ケース②：A（発電用）のみ 25.5 GW（2050 年における日本全体での合計値、以下同様）の上限を設け、それ以外の導入量はゼロとする

ケース③：B（コージェネ用）のみ 25.5 GW の上限を設け、それ以外の導入量はゼロとする

ケース④：C（水素製造用）のみ 38.2 Mtoe/y（発電出力 25.5 GW に相当）の上限を設け、それ以外の導入量はゼロとする

ケース⑤：産業部門での利用を想定する D、E、F（石油化学用、石油精製用、製紙・パルプ用）に、それぞれ各地域での需要規模（深谷ほか(2018)に準拠）に応じた導入量の上限を設け、A、B、C の導入量はゼロとする

以上の各ケースにおける電源構成は図 3.2.2-8 の通りである。本モデルの想定では高温ガス炉 SMR が他電源に対して経済的競争力で優位となったため、上限を設けないケース①においては特に A（発電用）の高温ガス炉 SMR が大量に導入される結果となった。この場合は総発電量が他のケースと比較して 2 割程度多くなることから、安価な電力供給によって電力需要自体が引き上げられたことがうかがえる。さらにケース①では B（コージェネ用）も導入された。ただし、こちらについては発電モードでの運転はほぼ見られず、コージェネモードでの運転が主体となった。これは、コージェネ用の炉を発電モードで運転するよりも、必要な量まで発電用の炉を導入した方が経済的であるためと考えられる。また、グラフ上では判読が難しいが、このケース①では産業用高温ガス炉も導入されており、E（石油精製用）は 3 TWh、F（製紙・パルプ用）は 25 TWh 発電している（D（石油化学用）は熱供給専用であるため、発電量はゼロ）。このことから、産業用の高温ガス炉は電源構成全体に占めるインパクトは限定的であるものの、既存の化石燃料を用いたプロセスに対する競争力は十分に持ち得ることが示唆される。

A（発電用）および B（コージェネ用）に導入上限を設け、それら以外は導入しないとしたケース②および③では、それぞれの炉が上限量まで導入される結果となった。上限を設けなかったケース①において大量導入されたことを踏まえれば、この結果は極めて妥当といえる。ただし、A の導入量がゼロとなるケース③においても、B が発電モードで運転されることはほぼなく、コージェネモードでの運転が主体となったことは、原子力による水素製造の可能性を検討するうえで、重要な結果として指摘できる。C（水素製造用）のみ導入可としたケース④では、当然のことながら高温ガス炉による発電量はゼロとなった。この場合、ケース②や③と比較すると太陽光およびアンモニアによる発電量が増加しており、必要な電力供給が賄われた。

D、E、F（石油化学用、石油精製用、製紙・パルプ用）のみ導入されるとしたケース⑤においても、ケース①と同様に電源構成全体に対するインパクトは限られる。この場合、E（石油精製用）は 0.1 TWh、F（製紙・パルプ用）は 2.0 TWh となった。導入された設備容量をみると、F については上限まで導入されているが、E は上限を下回る結果となった。ケース①にも共通するが、

石油精製における代替可能なエネルギー需要の割合が非常に小さいことや、2050年の日本における石油製品需要規模が、こうした結果の原因になっているものと考えられる。

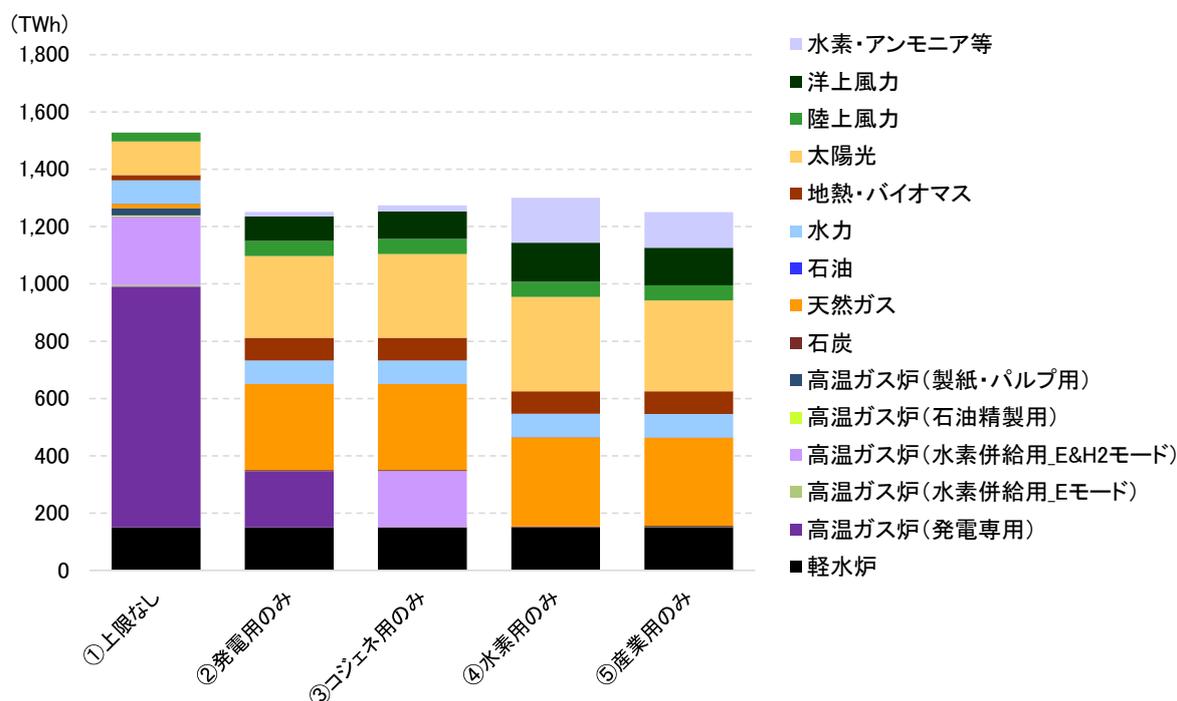


図 3.2.2-8 各ケースにおける電源構成

ケース①～⑤における水素製造量および消費量とその内訳は図 3.2.2-9 の通りである。高温ガス炉の導入量に上限を設けないケース①では、水素製造量の全てが高温ガス炉の熱供給による IS プロセスによって賄われる結果となった。このとき、使用される高温ガス炉は全て B (コジェネ用) で、C (水素製造用) は導入されなかった。これは水素需要を満たすことを重視して水素製造専用の炉を導入するよりも、電力需要と水素需要の両方に対応した方が、エネルギーシステム全体の最適化に対する貢献が大きいことを意味している。ケース③においても B が導入され、ほぼ全ての運転時間がコジェネモードとなるため相応の水素が製造されるが、この場合は B に導入上限が設定されているため、需要量の全てを賄うことはできず、不足分は輸入によって賄われる。ケース④では C (水素製造用) の高温ガス炉が導入され、他のケースより多くの水素が IS プロセスによって製造された。また、この場合は高温ガス炉が安価な水素供給源となったことにより、水素需要自体がケース①の 2 倍程度まで引き上げられた。ただし、C の導入量は設定した上限値には届かず、また需要量の全てを満たすにも至らない。また、B、C が導入されないケース②および⑤では水素需要の全量が輸入によって賄われる。本モデルの想定では、総じて輸入水素の経済的競争力が高く、従来的な国内での供給方法では対抗できないが、高温ガス炉に水素製造を導入することで輸入量の大部分を代替することができ、エネルギー自給率の向上に資する結果となった。需要側に目を向けると、いずれのケースにおいても製鉄が主要な用途となり、供給量が増えるケースにおいては石油化学 (燃焼およびボイラー) や運輸でも消費されるようになった。

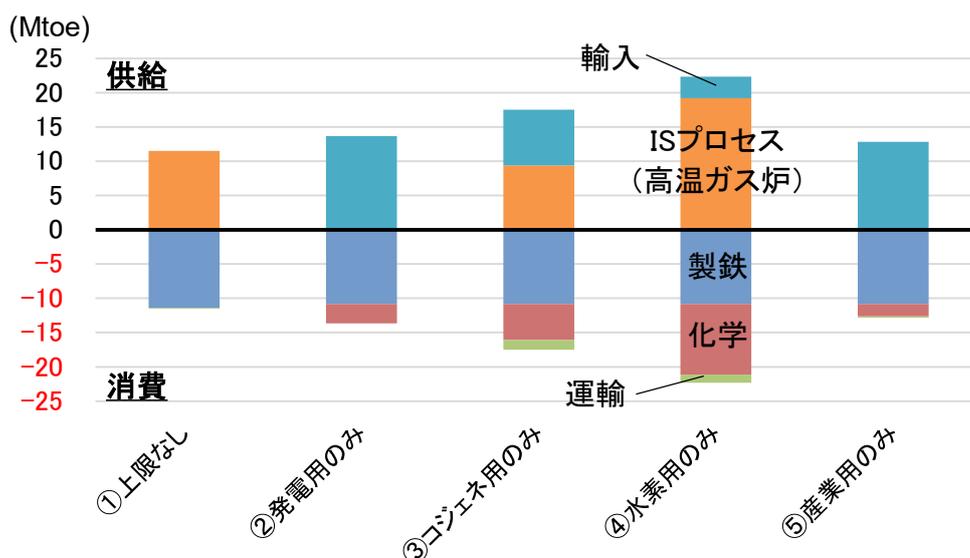


図 3.2.2-9 各ケースにおける水素製造量および消費量

産業部門における高温ガス炉の熱供給先とした石油化学工業および製紙・パルプ工業のエネルギー消費量とその内訳は図 3.2.2-10 および図 3.2.2-11 の通りである。なお、各産業におけるエネルギー需要は生産物の量に応じて外生的に設定しているため、合計値は全てのケースにおいて等しくなっている。

産業用高温ガス炉の導入を想定しているのがケース①および⑤のみであるため、原子力の熱エネルギーが利用されるのは必然的にこの 2 ケースのみとなる。上限を設けないケース①では石油化学工業の全エネルギー需要（原料用および電力を除く）が高温ガス炉によって賅われ、製紙・パルプ工業においても、副生物である黒液以外の全量が原子力によって賅われる結果となった。なお、黒液は全てのケースにおいて利用可能量上限まで優先的に利用される。各地域における需要規模（石油化学工場および製紙・パルプ工場の規模）に応じて上限を設けたケース⑤においても、石油化学では約 4 割が高温ガス炉によって賅われるのに対して、製紙・パルプでは 5%程度となった。ただしこれは、一定規模以上の需要が見込める富士市のみを導入候補地とし、それに応じた値を導入上限とした結果である。今後、製紙・パルプ工業における高温ガス炉の導入可能性を精査することで、この値は見直される可能性がある。

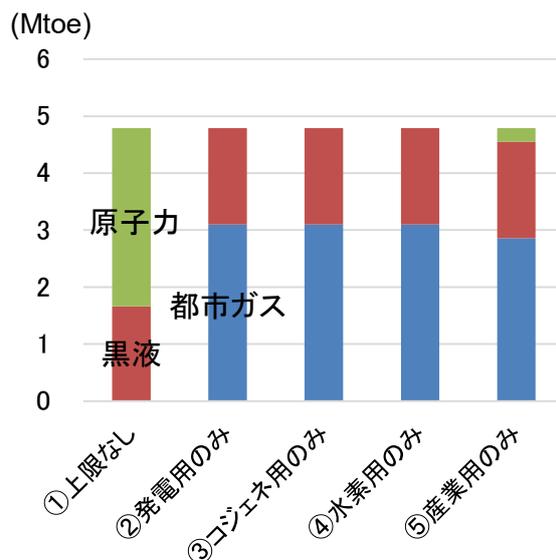
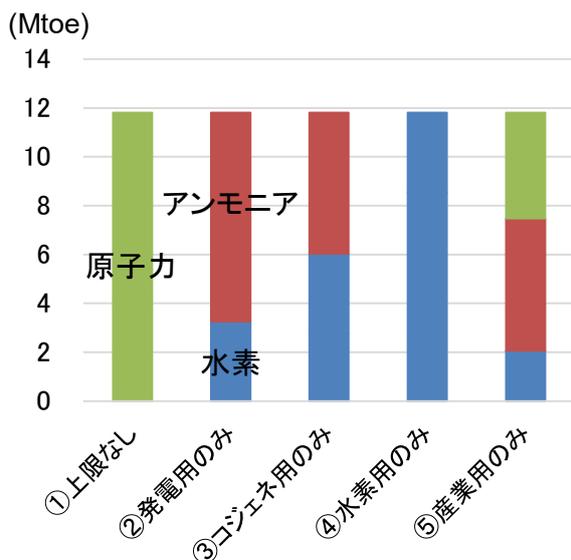


図 3.2.2-10 石油化学用エネルギー需要

図 3.2.2-11 製紙・パルプ用エネルギー需要

最後に、各ケースにおける高温ガス炉の導入量と稼働量から年間の費用を計算し、発電した電力や産業用・水素製造用に供給した熱が生み出した経済的価値（前項と同様に、シャドウプライスを用いて計算）との比較を試みた。その結果を図 3.2.2-12 に示す。

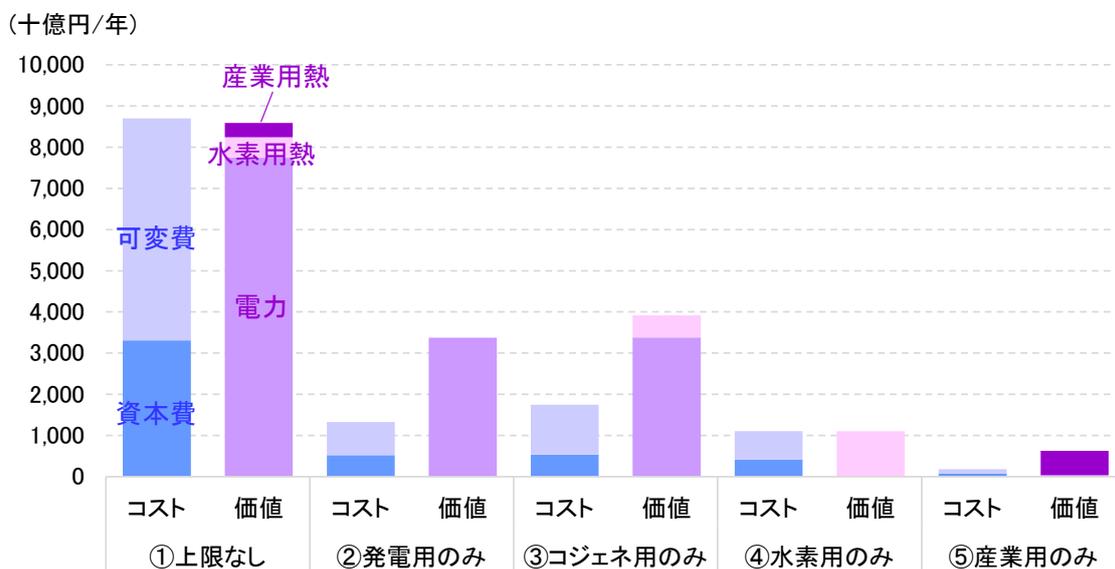


図 3.2.2-12 各ケースにおける高温ガス炉の年間コストおよび経済的価値

原理上、設備の導入量に制約がなければコストと価値が等しい水準となるまで導入されることになるため、上限を設けていないケース①および、上限量まで導入されなかったケース④では、コストと価値がほぼ等しい水準となった。それ以外のケースでは価値がコストを大きく上回った。このことは、事業者にとって高温ガス炉を導入するインセンティブがあることを意味している。特にケース⑤では前述の通り、電源構成に占める高温ガス炉の発電量という観点ではインパクトが小さいものの、コストと価値の比較では価値の方が約 3 倍となった。このことは、産業部門に

における高温ガス炉の導入を検討するうえで重要な情報となり得る。

以上より、令和4年度の本研究では高温ガス炉 SMR の多目的利用に焦点を当て、精緻化したモデルによる計算の結果、矛盾なく回答が導き出されることを確認した。また、本モデルが採用した前提条件に基づく限り、いずれの用途についても高温ガス炉が経済的競争力を持ち得ることも示された。

(3) モデル改良と感度分析【R5】

令和5年度の本研究では、より高度な分析が行えるようモデルに追加した新型炉関連の設定を改良するとともに、より現実性の高い新型炉のコスト想定を用い、様々な条件下で全体最適となるエネルギーミックスや水素需給の姿を試算した。

①モデルの改良

モデルの改良については特に高温ガス炉 SMR の導入量設定方法に関わる部分に変更を加えた。前述の通り、令和4年度の本研究では複数種類の高温ガス炉 SMR をモデル内に組み込んだが、そのうち発電を行うもの（表 3.2.2-4 における「A 発電用」「B コージェネ用」「E 石油精製用」「F 製紙・パルプ用」）については他の原子炉と同様に発電出力（GW）を導入単位としていたのに対し、水素製造用や産業用の熱供給を行うもの（表 3.2.2-4 における「C 水素製造用」「D 石油化学用」）は年間の熱供給量（Mtoe/y）を導入単位としていたため、相互に加算できない状態であった。この状態では高温ガス炉の導入量に上限制約を設ける際、合計値での制約が不可能であったため、令和5年度の本研究でこの状態の解消を試みた。具体的には、最終的に設備から出力される電力や熱ではなく、原子炉の熱出力（Gwth）を導入単位とすることで、加算可能な状態とした。各高温ガス炉の供給端における電力および熱出力を原子炉の発熱量に変換するにあたっては、表 3.2.2-4 にまとめた出力比を使用している。

また、令和4年度時点で使用したコスト想定では、各種新型炉（軽水炉 SMR、高速炉 SMR、高温ガス炉 SMR）の中で高温ガス炉が最も安価となっていたが、この点についても再検討を行った。無論、将来的には建設を重ねることによる習熟効果や、革新的な建設方法によるコスト低減は十分に期待できるが、標準的なケースにおいては、従来型技術の直接的な延長線上にある軽水炉 SMR が最も安価となることが、より自然な想定といえる。そこで、令和5年度には JAEA と協議のうえ、各種新型炉のコスト想定について見直しを行った。結果として、本研究では以下の表 3.2.2-5 の通り各炉型の建設費を想定した。ただし、前述の通り本モデルにおいて高温ガス炉は原子炉熱出力を導入単位にしているため、下表の発電出力あたりの単価を原子炉熱出力あたりの単価に換算してモデルに組み込んでいる。また、燃料費についても JAEA の評価結果に準拠しており、軽水炉 SMR は 3.3 円/kWh、高速炉 SMR は 2.3 円/kWh、高温ガス炉 SMR は 3.1 円/kWh とした。さらに、令和4年度以前の本研究では一部のケースを除いて原子力の社会的費用を想定に含めていなかったが、以下の試算では全てのケースでこれを想定に含めている。

表 3.2.2-5 各炉型のコスト想定 (令和5年度)

| | (円/kW) | | |
|-------|---------|---------|----------|
| | 軽水炉SMR | 高速炉SMR | 高温ガス炉SMR |
| 標準コスト | 296,000 | 484,000 | 518,000 |
| 低位コスト | 296,000 | 242,000 | 259,000 |

注：表中の値は百の桁で四捨五入している。

②感度分析

以上の通りモデルの見直しを行ったうえで、想定を様々に変更して最適化計算を行い、感度分析を実施した。本研究で追加した新型炉や水素製造設備以外は従来のモデルの想定を用いつつ新型炉のコストを変化させた場合（「標準ケース」）と、太陽光および風力発電に係るコストが想定より安価になった想定で、同様に新型炉のコストを変化させた場合（「再エネコスト低位ケース」）の試算結果として、2050年時点における電源構成を以下の図 3.2.2-13 に、水素製造量の内訳を図 3.2.2-14 に示す。ケース名末尾の「1」は表 3.2.2-5 中の「標準コスト」に相当し、「2」および「3」は新型炉全てについて「標準コスト」時の建設費をそれぞれ2倍、3倍にしたことを意味する（以下同様）。なお、この感度分析では条件を少しずつ変更したことによる原子力導入量への影響を確認することを主な目的としているため、産業用高温ガス炉以外の新設炉には導入量上限を設けていない（特に記載ない限り、以下同様。また、産業用高温ガス炉には前項と同様に、各産業の需要規模に応じた上限を設定している）。

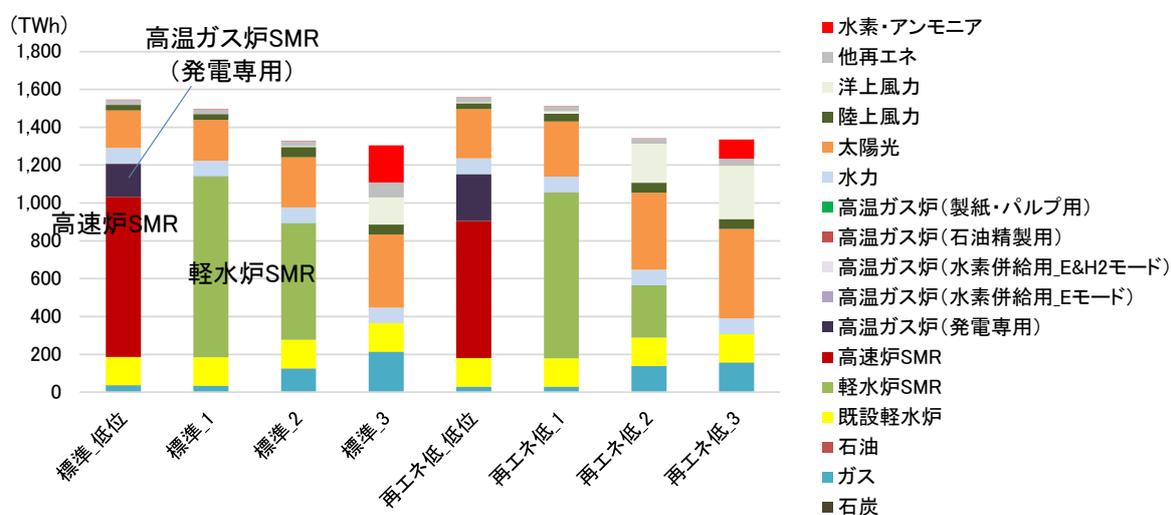


図 3.2.2-13 標準および再エネ低位ケースの電源構成 (2050年)

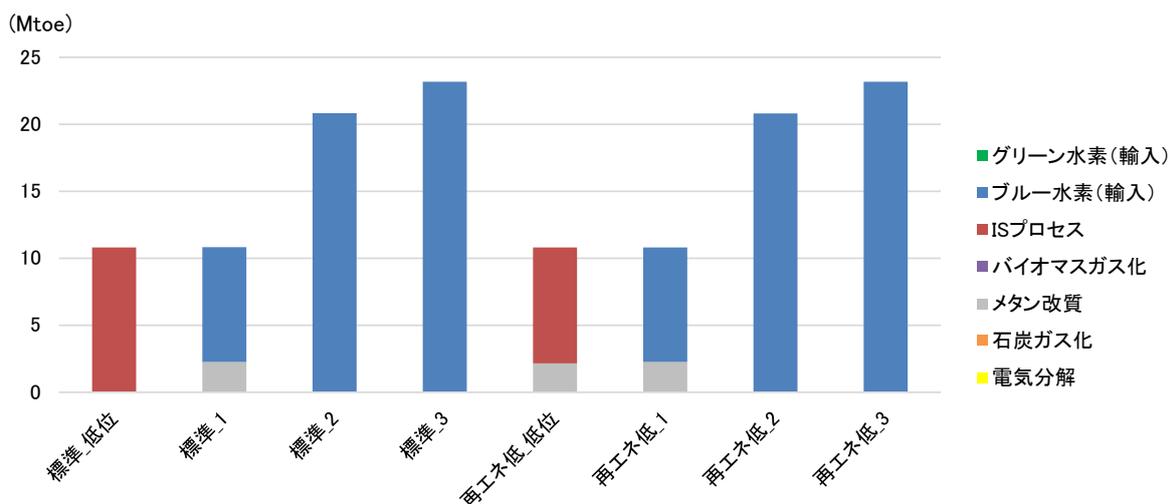


図 3.2.2-14 標準および再エネ低位ケースの水素製造量 (2050年)

令和4年度までの検討結果と大きく異なる点として、標準的なコスト想定では軽水炉 SMR が新型炉のなかで最も安価であるため、新設炉は全て軽水炉 SMR となることが指摘できる。これらの建設費を2倍にした場合、特に再エネコスト低位ケースで新設炉の導入量が大幅に減少し、建設費を3倍以上にすると新設炉は一切導入されない。

高速炉 SMR と高温ガス炉 SMR のコストが低減するケース（図中の「標準_低位」および「再エネ低_低位」）では、これらの炉型が軽水炉 SMR を代替する。これは標準ケースでも再エネコスト低位ケースでも同様である。建設費単価においては高速炉 SMR の方が安価であるが、新設炉のすべてが高速炉 SMR とはならず、高温ガス炉 SMR も一定程度導入された。これは両者の間で資本費と変動費の比率が異なることが主な要因と考えられる。

新型炉建設費が低位のケースにおいて、発電用途で導入された高温ガス炉は全て発電専用のものであり、水素とのコジェネが可能な高温ガス炉は導入されなかった。しかし、この場合は水素製造のみを行う高温ガス炉が導入され、水素製造の大部分を担うこととなる。

高温ガス炉による水素製造やコジェネがどれほどの競争力を有するかは、競合相手となる水素製造技術の状態に大きな影響を受ける。また、図 3.2.2-14 に示される通り、高温ガス炉の建設費を低位としない限り、水素供給の大部分はブルー水素の輸入に依存することになる。しかし、実際に世界で取引されるエネルギー資源の価格は国際情勢や世界的な需要動向など、様々な要因で大きく変動し、場合によっては想定通りに輸入することが困難となることも考えられる。そこで、標準ケースを基準として、輸入される水素およびアンモニアの価格を2倍にするケースと、それとの比較用に0.5倍とするケースを想定し、それぞれ新型炉建設費を前出の試算と同様に低位から3倍まで変動させた。各ケースにおける2050年時点での水素・アンモニア価格は表3.2.2-6にまとめたとおりとなる。また、電源構成の試算結果を図3.2.2-15に、水素製造量の試算結果を3.2.2-16に示す。

水素価格を0.5倍とした場合、新型炉建設費が低位となる場合でも高温ガス炉による水素製造は行われず、全てのケースで輸入ブルー水素が水素需要を全て担うこととなる。また、水素需要自体も他のケースより大幅に拡大する。それに加えて原子炉建設費が2倍および3倍となる場合、発電部門でもアンモニア発電が大量に導入され、このとき新設炉は炉型を問わず全く建設されな

くなる。逆に水素価格を2倍とすると、新型炉の建設価格が低位とならないケース（「水素2倍_1」）でも水素製造用の高温ガス炉による水素製造が一定量まで行われる。

表 3.2.2-6 水素・アンモニア輸入価格の想定（令和5年度）

| | (億円/Mtoe) | | | |
|------|-----------|--------|----------|-----------|
| | ブルー水素 | グリーン水素 | ブルーアンモニア | グリーンアンモニア |
| 0.5倍 | 624 | 711 | 505 | 592 |
| 標準 | 1,248 | 1,421 | 1,009 | 1,183 |
| 2倍 | 2,496 | 2,843 | 2,019 | 2,366 |

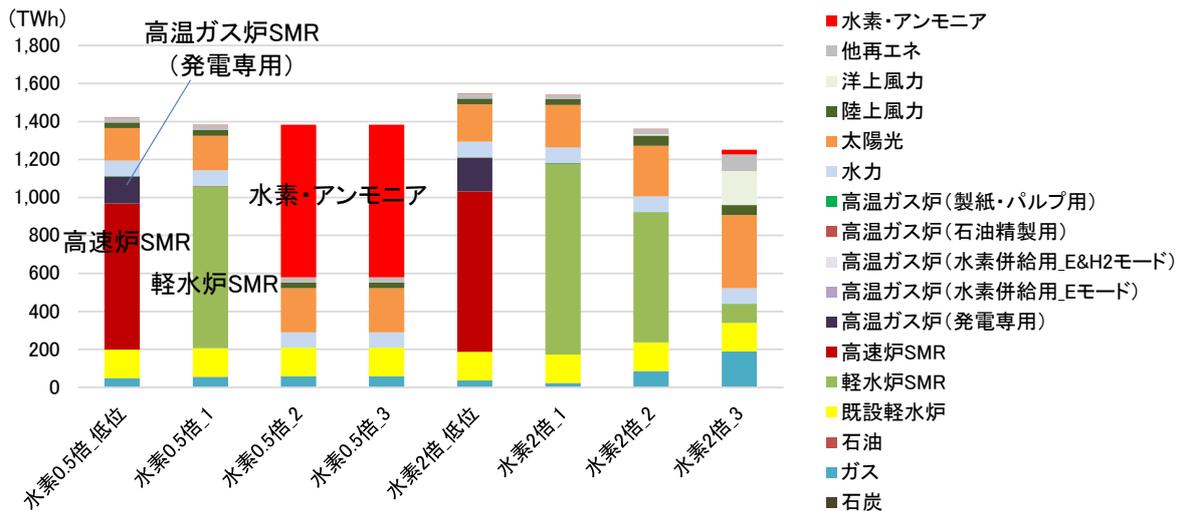


図 3.2.2-15 水素・アンモニア輸入価格 0.5 倍および同 2 倍ケースの電源構成（2050 年）

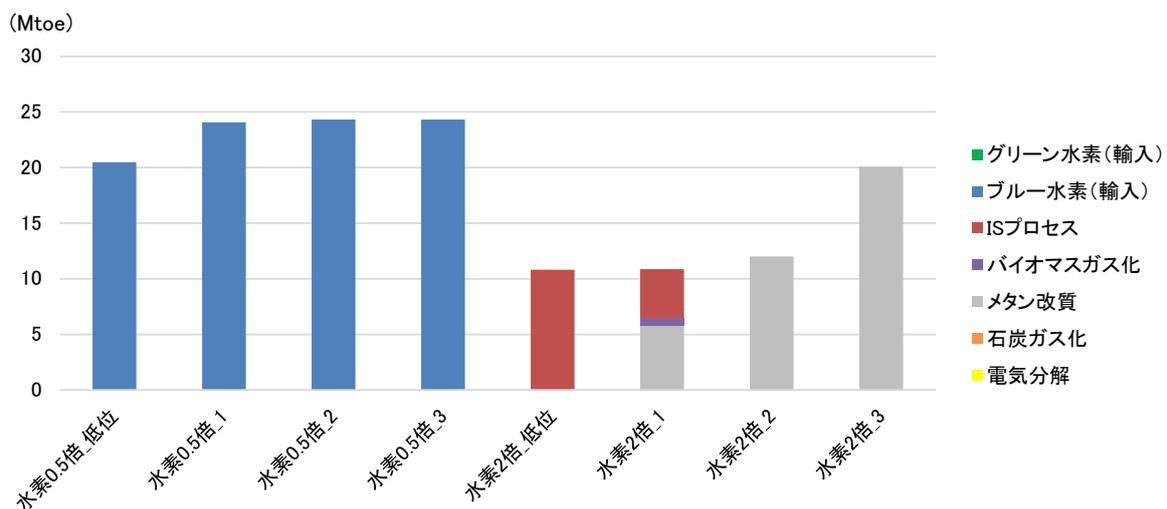


図 3.2.2-16 水素・アンモニア輸入価格 0.5 倍および同 2 倍ケースの水素製造量（2050 年）

なお、前出の再エネコスト低位ケースに対して、同様に水素価格を 0.5 倍および 2 倍とした場合、電源構成および水素製造量は以下の図 3.2.2-17、図 3.2.2-18 の通りとなる。再エネコストが標準の場合と比較すると、概して太陽光発電の導入量が（水素価格 2 倍の場合は洋上風力も）増加するが、新設炉の導入傾向に大幅な違いは見られない。

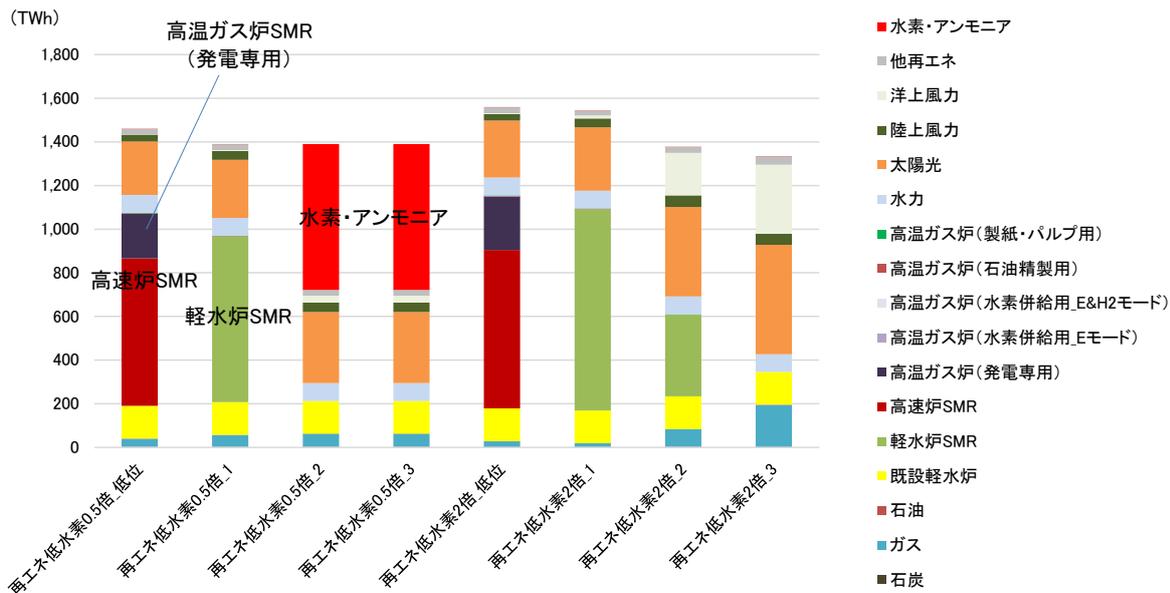


図 3.2.2-17 再エネコスト低位かつ水素・アンモニア輸入価格 0.5 倍および同 2 倍ケースの電源構成 (2050 年)

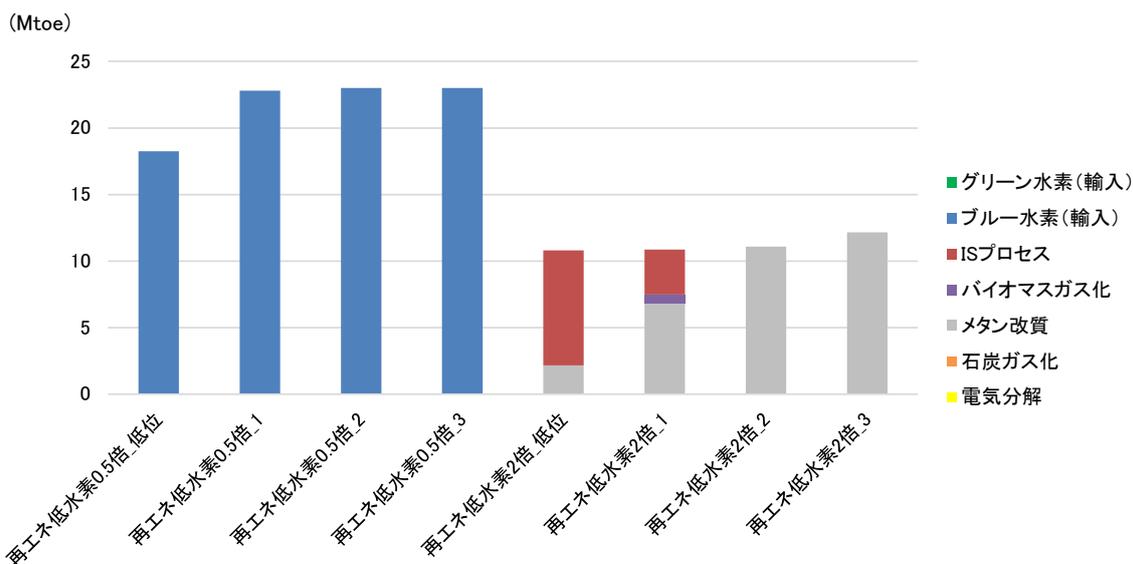


図 3.2.2-18 再エネコスト低位かつ水素・アンモニア輸入価格 0.5 倍および同 2 倍ケースの水素製造量 (2050 年)

以上の試算ではいずれのケースにおいても、(産業用高温ガス炉を除き) 新設炉には導入量の上限を設定していない。しかし、実際には原子力発電所の新設には立地地域の合意、政策的判断、規制要件など、様々な要因から経済合理性のみに基づいて導入量が決定されないことが想定される。そこで、新設炉の導入に上限を設けるケースも検討する。上限は令和 4 年度以前の本研究における検討と同様に発電出力で 25.5 GW (地域間の配分も令和 4 年度以前の本研究と同様) を基本とし、軽水炉 SMR および高速炉 SMR にはこの値をそのまま適用する。高温ガス炉については、前述の通り原子炉熱出力を基準として導入量の計算を行うようモデルを改良したため、「発電用」「コジェネ用」「水素製造用」の 3 種類の合計導入量が発電出力 25.5 GW に相当する規模となる

よう設定した。なお、産業用高温ガス炉については上記の各ケースと同様に、各産業の需要規模に応じた上限を設定している。また、上限を設定したもの以外の炉型は導入量をゼロとした。このときの各ケースにおける電源構成および水素製造量は以下の図 3.2.2-19、図 3.2.2-20 の通りである。電源構成をみると、いずれのケースにおいても各新型炉が導入上限まで新設される結果となった。特に、高速炉 SMR と高温ガス炉 SMR については、建設費が標準的な水準となるケースと低減が進むケースの両方で試算を行ったが、電源構成に変化は見られなかった。また、高温ガス炉はいずれのケースにおいても発電用の炉のみが導入され、コージェネ用や水素製造用の炉は導入されなかった。そして水素製造量をみると、全てのケースにおいて輸入ブルー水素で全量をまかなう結果となった。

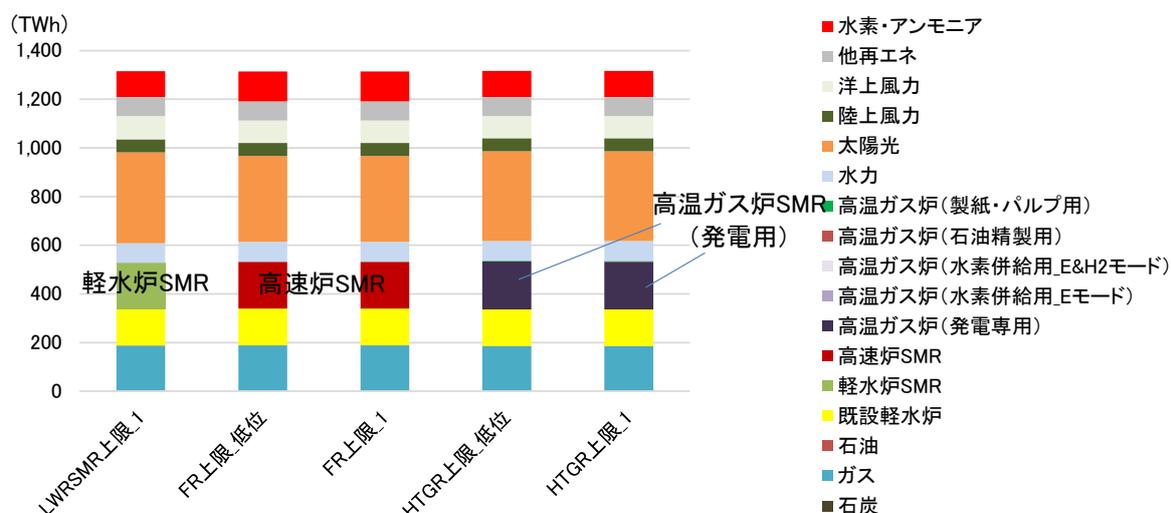


図 3.2.2-19 新設炉上限設定ケースの電源構成 (2050 年)

注：軽水炉 SMR は表 3.2.2-5 の通り「標準コスト」と「低位コスト」が同値であり、「LWRSMR 上限_低位」は「LWRSMR 上限_1」と全く同じ想定となるため省略。(以下同様)

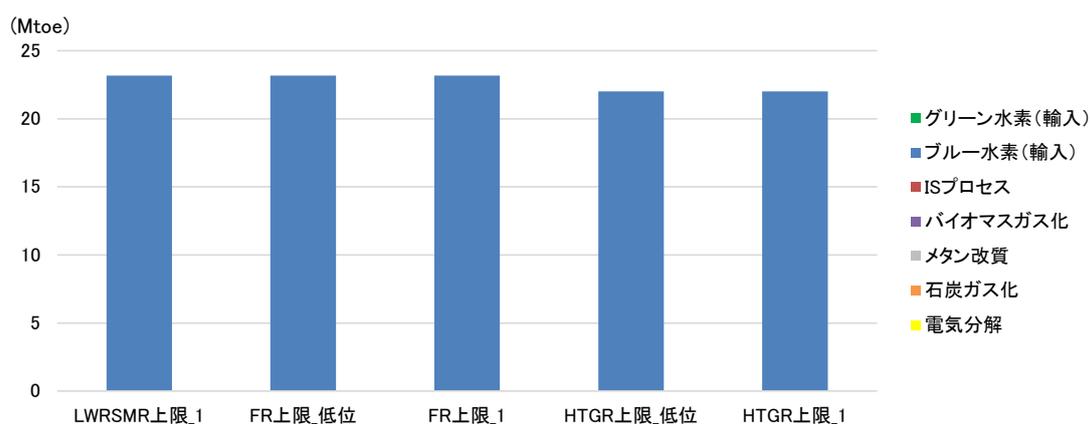


図 3.2.2-20 新設炉上限設定ケースの水素製造量 (2050 年)

上記のように高温ガス炉の導入量に上限を設定し、各用途の炉型が互いに競合する想定下において、コージェネ用や水素製造用が発電用に対して競争力を持ち得る条件を確認するため、同様に高温ガス炉の導入量に上限を設定し、他の水素製造技術に制約を設けたケースも想定した。第一

に、安価な水素製造技術として期待されるメタン改質について、カーボンニュートラルの制約下では排出される炭素を回収する技術とセットで導入する必要があり、技術的な不確実性に加え、日本国内では貯留可能量も課題となる可能性があることから、これを使用不可能と想定する。また、前述の通り水素・アンモニアの輸入価格は大きく変動する可能性があるため、これが標準ケースの2倍や3倍となることも想定する。高温ガス炉の導入量に上限を設定しつつ、これらの想定を適用した各ケースにおける電源構成および水素製造量は以下の図 3.2.2-21、図 3.2.2-22 の通りとなる。図 3.2.2-22 の通り、水素価格が2倍以上となるケースにおいては、水素需要自体が大幅に低減されたうえで、高温ガス炉による水素製造が選択されており、水素価格3倍では全量が高温ガス炉による供給となる。この場合においても、水素製造用の高温ガス炉が選択され、コージェネ用高温ガス炉は導入されない。また、各種高温ガス炉の合計導入量に上限制約を設けている関係上、水素製造用炉の導入量が増えるにしたがって、図 3.2.2-21 の通り発電用炉の導入量が減少する。なお、これらの結果に対して、高温ガス炉の建設費の差（標準ケースか低位ケースか）による大きな影響は認められない。

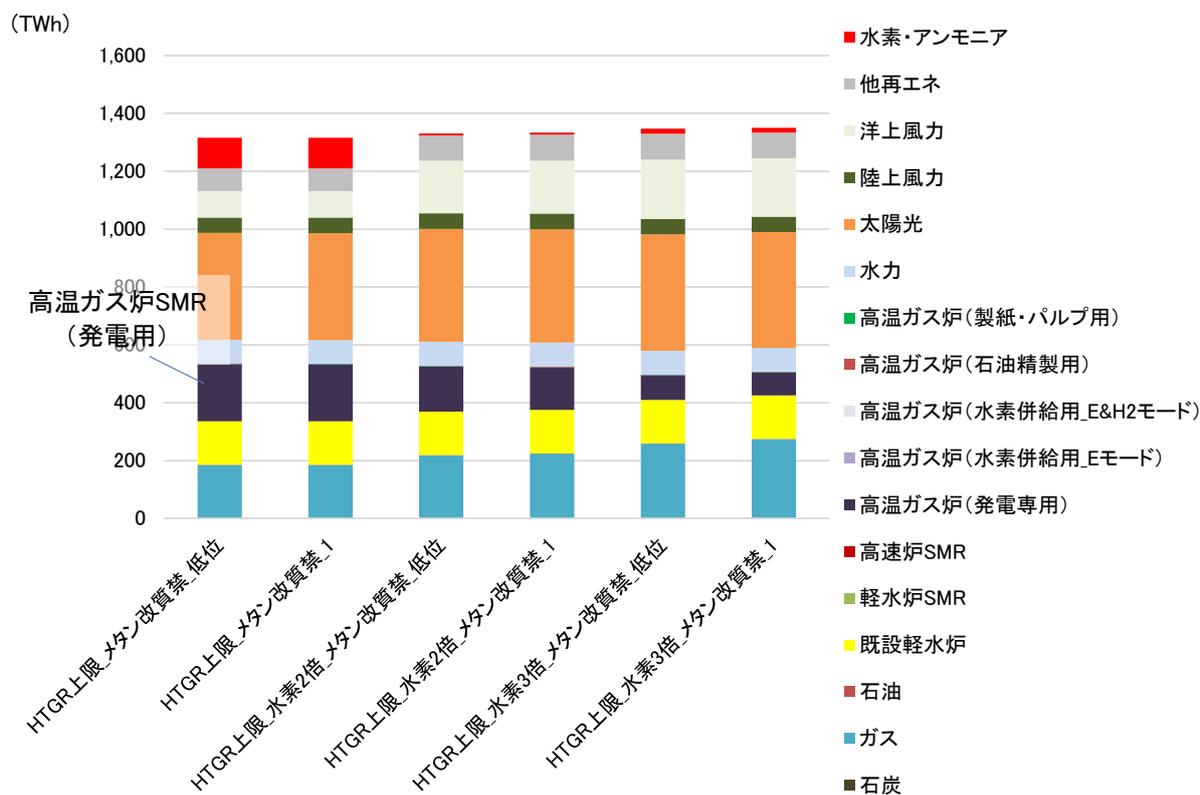


図 3.2.2-21 高温ガス炉上限設定ケース（派生）の電源構成（2050年）

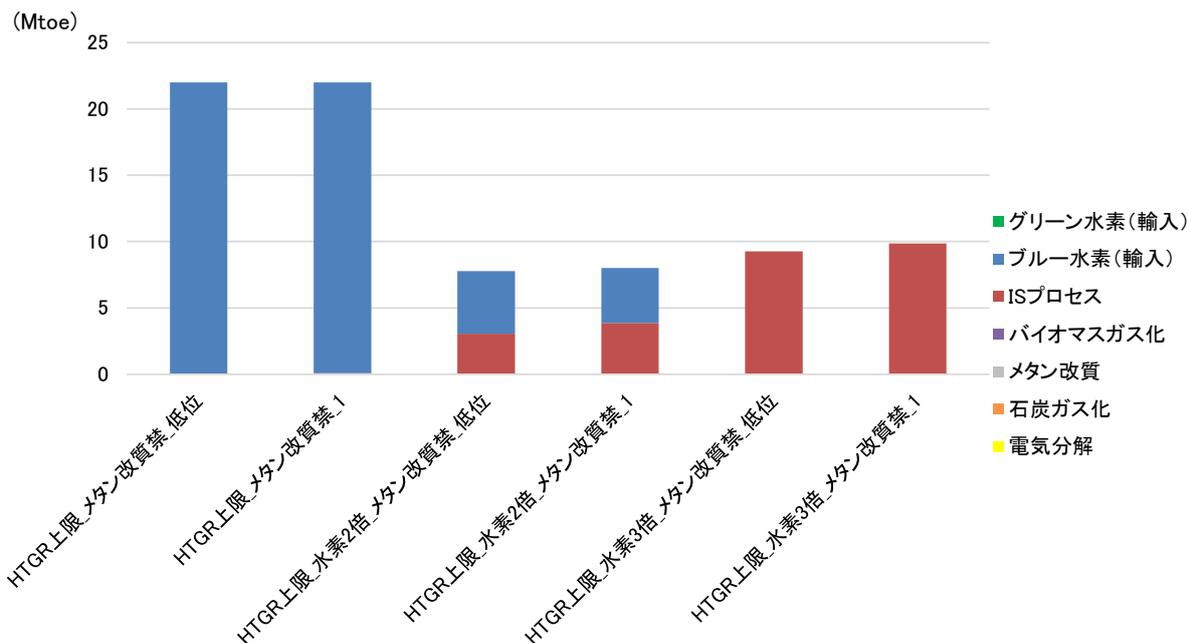


図 3.2.2-22 高温ガス炉上限設定ケース（派生）の水素製造量（2050年）

ここまで実施した試算では 2050 年を単年として捉え、この時点での建設費をはじめとした想定に基づいて電源構成や水素製造量を算出してきた。しかし、実際には開発当初は高価な新型炉が時間の経過とともに、習熟効果や革新的な建設技術の開発によって安価になっていくことが想定される。そこで、ここでは各種新型炉の建設費が段階的に低減されていくケースを想定する。それにあたっては、前掲の表 3.2.2-5 にある「標準コスト」を低減前のコスト、「低位コスト」を低減後のコストとして用いる。ただし、軽水炉 SMR はどちらも同じ値なので、より高位の数値を JAEA による推計に基づいて設定する。また、本研究での検討対象としている軽水炉 SMR、高速炉 SMR、高温ガス炉 SMR のうち、軽水炉 SMR は現行炉である大型軽水炉の延長線上の技術を用いているといえることから、高速炉 SMR や高温ガス炉 SMR より早期にコスト低減が進むと考えられる。このことから、軽水炉 SMR のみ 2040 年にコスト低減（「標準コスト」から「低位コスト」への移行）が実現し、高速炉 SMR と高温ガス炉 SMR は 2050 年に低減されるものとする。上記の想定に基づいて、ここまで検討してきた各ケースを対象として経年によるコスト低減を導入し、それらの 2040 年および 2050 年時点における電源構成と水素製造量内訳を計算すると、以下の図 3.2.2-23、図 3.2.2-24 の通りとなった。電源構成をみると、いずれのケースにおいても、2040 年の時点では最も安価な軽水炉 SMR のみが導入され、2050 年にはコスト低減が進んだ高速炉 SMR が追加的に導入される結果となった。高温ガス炉 SMR は発電用途には導入されない結果となったが、輸入水素価格が標準の 0.5 倍となるケースを除き、水素製造用の高温ガス炉 SMR が 2050 年時点で導入され、需要量の過半を供給することとなる。

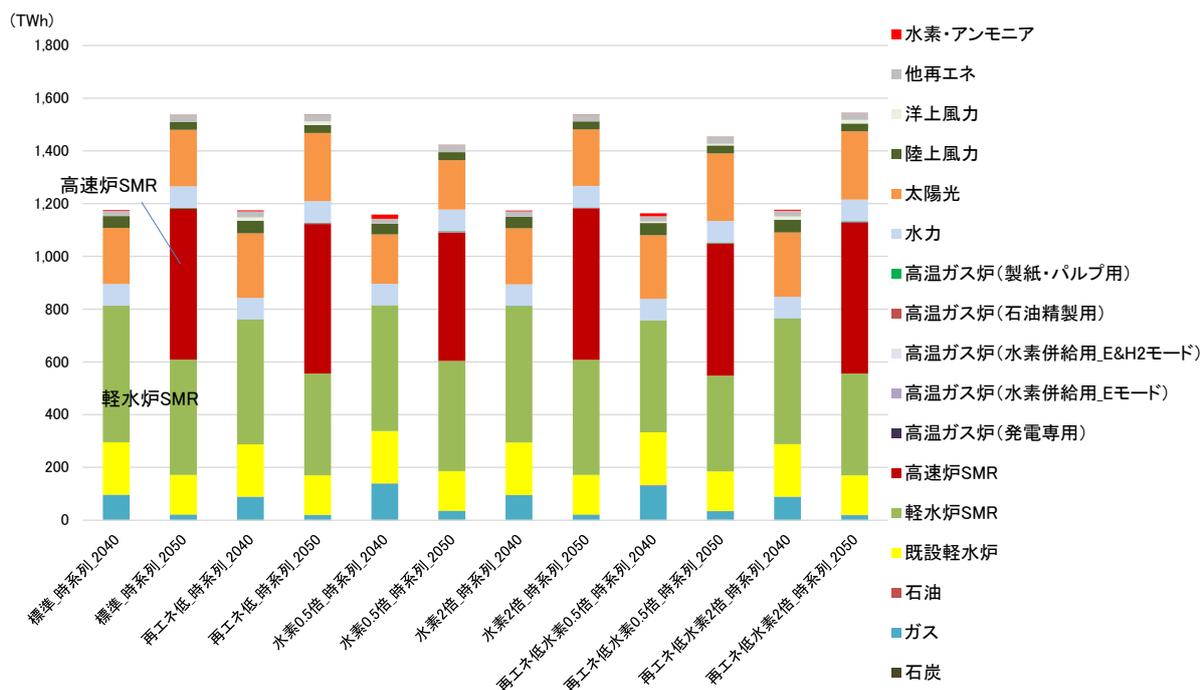


図 3. 2. 2-23 時系列コスト低減ケースの電源構成 (2040 年、2050 年)

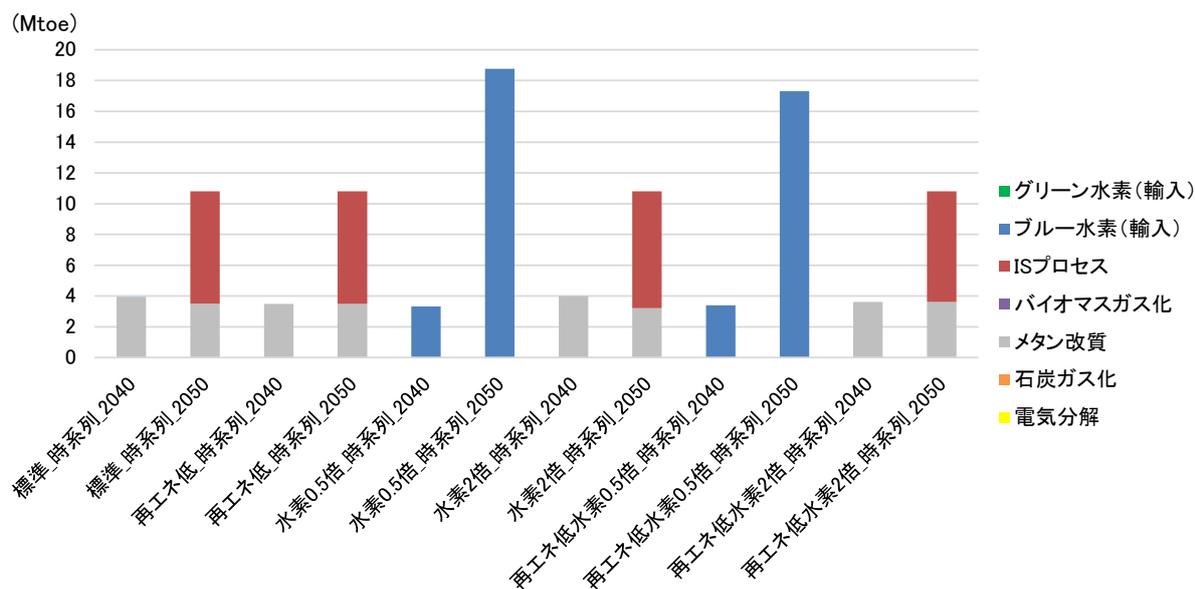


図 3. 2. 2-24 時系列コスト低減ケースの水素製造量 (2040 年、2050 年)

以上が、本研究で構築したモデルを用いて、各種想定を様々に変化させた際の最適な電源構成および水素製造量内訳に関する感度分析の結果である。総じて、想定通りの原子炉建設コストが将来的に実現すれば、経済合理的な低炭素電源として新設炉の導入が期待でき、高速炉や高温ガス炉を採用した SMR も、革新的な製造技術などによるコスト低減が実現することで、導入の可能性があることが示唆された。また、高温ガス炉については発電用のみならず、水素製造用や産業用（後者については産業規模に応じて少量）も導入され得ることが示された。ただし、本研究で行った試算では、全てのケースにおいて発電と水素製造を同時に可能なコジェネ用高温ガス炉が

導入されず、発電には発電専用炉が、水素製造には水素製造専用炉が用いられる結果となった。これは、用途に応じてそれに特化した炉を導入した方が高効率となることを示唆している一方で、コージェネ用高温ガス炉の機器構成や利用方法などの想定が十分にモデル上で模擬されていなかった可能性も否定できない。こうした原子力技術の新しい形の利用方法と、そのモデル上での実装方法について、さらなる検討を進めていく必要がある。

③新型炉が有する経済価値

前述の通り、各ケースにおける電力や熱のシャドウプライスを用いることで、各種新型炉（軽水炉 SMR、高速炉 SMR、高温ガス炉 SMR）が発電した電力や水素製造用に供給した熱の経済的価値を算出することができる。これを、新型炉や運転にかかる年間費用と比較する。

②で想定した各ケースのうち、新型炉の導入量に上限を設けず、高速炉 SMR と高温ガス炉 SMR の建設費を標準的な水準としたケースにおける各炉型のコストと価値を図示すると、図 3.2.2-25 の通りとなる。（前項の分析と同様に、ケース名末尾の「1」は表 3.2.2-5 中の「標準コスト」を採用したことを意味する）。これらのケースでは導入される新型炉がほぼ全て軽水炉 SMR であり、したがって同炉型が価値およびコストの大部分を占める。また、シャドウプライスを用いて価値を計算している関係上、産業用高温ガス炉（化学用、石油精製用、製紙・パルプ用）以外は導入量に上限制約を設けていないこれらのケースでは、コストと価値がほぼ等しくなるまで軽水炉 SMR が導入される。これに対して、産業用高温ガス炉では価値の方がコストを一定程度上回る結果となった。産業用高温ガス炉の中では化学産業用（熱供給用）の高温ガス炉が比較的大きなコストおよび価値を有している。

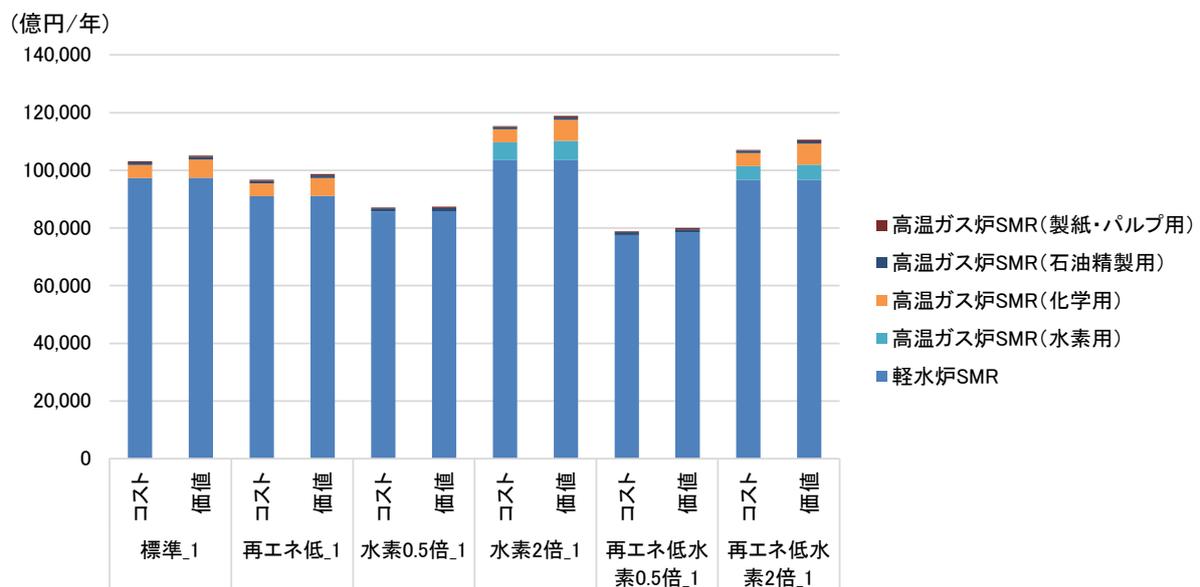


図 3.2.2-25 建設費標準ケースにおける各炉型のコストと価値（2050年）

同じケース群に対して、高速炉 SMR と高温ガス炉 SMR の建設費を低位とした場合の、各炉型のコストと価値を図示すると図 3.2.2-26 の通りとなる。前述の通り、これらのケースでは高速炉と高温ガス炉が併用されるため、これらが価値の大部分を占める。これらのケースでも産業用高

温ガス炉以外は上限制約を設けていないため、価値とコストが近い水準になるまで新型炉が導入されている。

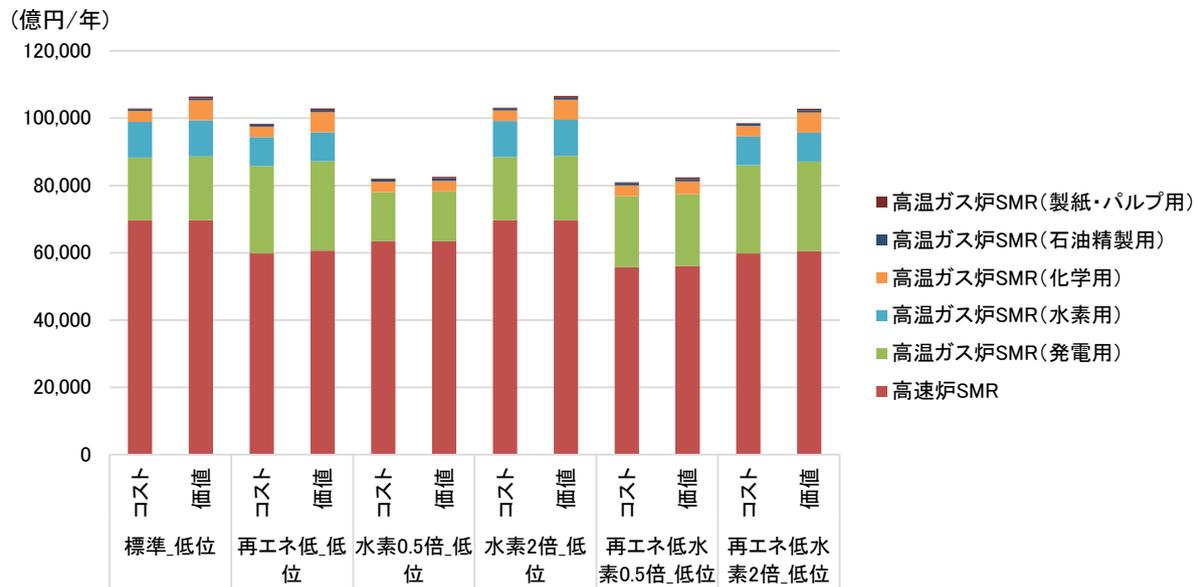


図 3.2.2-26 建設費低位ケースにおける各炉型のコストと価値 (2050年)

他方で、各々の新型炉に導入上限を設けるケースでコストと価値を計算すると、図 3.2.2-27 の通り、価値がコストを大きく上回る結果となる。このことは、本研究で想定した程度の建設費を実現できれば、いずれの炉型も事業者にとって建設するインセンティブが働くことを意味している。特に、高速炉や高温ガス炉を低位コストで建設できた場合、価値とコストの差は大きくなる。新型炉開発において、コストを安価に抑えることの重要性を示唆しているといえよう。

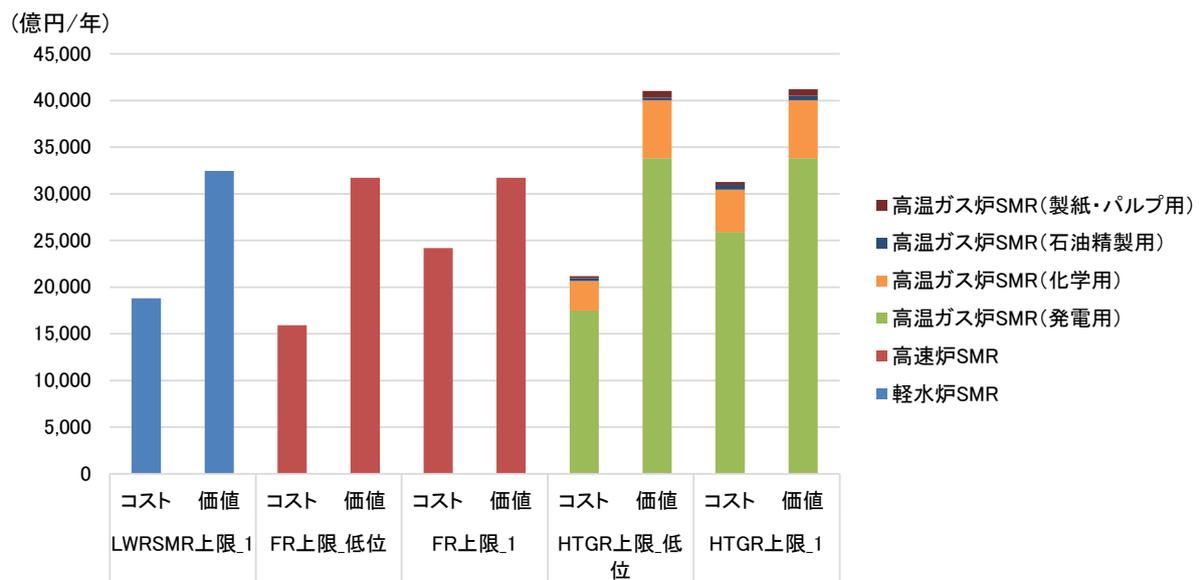


図 3.2.2-27 炉型別上限設定ケースにおける各炉型のコストと価値 (2050年)

高温ガス炉 SMR に焦点を当て、国内でのメタン改質が不可能となり、かつ水素やアンモニアの輸入価格が最大で3倍まで増加することを想定したケースで同様の計算を行った結果は図3.2.2-28の通りである。この場合でも価値がコストを大きく上回る。特に水素価格が3倍となるケースでは価値全体に占める水素の比重が半分近くとなる。水素価格が標準のケースでは高温ガス炉による水素製造は選択されず、発電用高温ガス炉のみが導入されるが、資源価格動向の不確実性を考えると、将来のオプションとして水素製造技術を確認しておくことも有用であることが、この結果から示唆される。

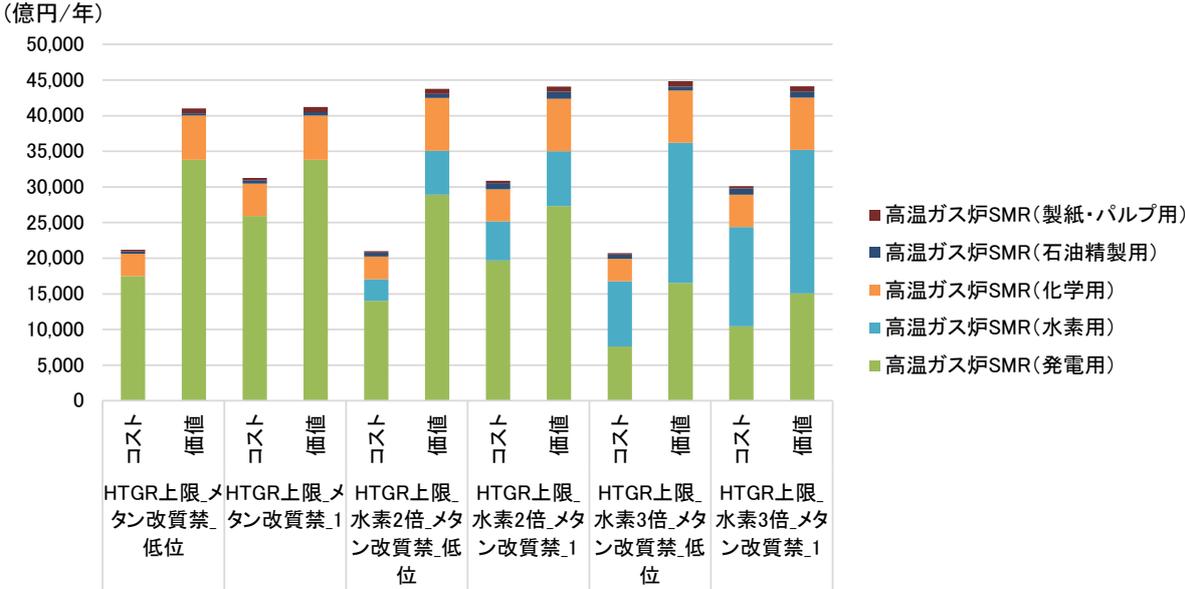


図 3.2.2-28 高温ガス炉上限設定ケースにおける各炉型のコストと価値 (2050年)

以上が本研究で構築したモデルによる、各種新型炉のコストおよび価値に関する試算結果である。このように、令和5年度は令和4年度までに作成したエネルギー需給分析モデル及び特性データベースを用い、必要に応じてそれに改良を加えつつ、エネルギー政策に係る国内外の最新の動向を踏まえた試算の実施・結果のとりまとめを行った。これにより、将来のエネルギーミックスの中での原子力、特にSMRの導入効果を定量化し、開発モデルの有効性を検証した。また、新型炉が供給する電力や熱の価値を計算し、コストとの比較が可能であることを実証することができた。ただし、それら産出物には含まれない価値（容量価値や他地域への送電価値など）が正しく把握されていない可能性があり、より一層の精緻化が今後の課題となる。

参考文献

[3.2.2-1] 深谷裕司, 笠原清司, 水田直紀, 稲葉良知, 柴田大受, 西原哲夫, 「高温ガス炉導入検討のための需要調査及び熱バランスの検討」, JAEA-Research 2018-004 (2018).

[3.2.2-2] 尾羽秀晃, 大槻貴司, 川上恭章, 下郡けい, 松尾雄司, 水野有智, 森本壮一, 「2050年ネットゼロ排出に向けた最適技術選択評価」日本エネルギー経済研究所, 2019. (<https://eneken.ieej.or.jp/data/9828.pdf>)

[3.2.2-3] Cole, Wesley and Frazier, A. Will, Cost Projections for Utility-Scale Battery

Storage, National Renewable Energy Laboratory (NREL) (U. S.), NREL/TP-6A20-73222 (2019).

- [3. 2. 2-4] 武井正信、小杉山真一、毛利智聡、片西昌司、國富一彦「高温ガス炉ガスタービン発電システム (GTHT300) の経済性評価」『日本原子力学会和文論文誌』Vol. 5, No. 2, p. 109-117 (2006).
- [3. 2. 2-5] 岩月仁、笠原清司、久保真治、稲垣嘉之、國富一彦、小川益郎「高温ガス炉 IS プロセス水素製造システムの経済性評価」JAEA-Review 2014-037 (2014).
- [3. 2. 2-6] 田原隆康「プラントの種類と圧力設備」『WE-COM (溶接技術者交流会) マガジン』第 33 号 (2019).
- [3. 2. 2-7] <https://www.nipponpapergroup.com/knowledge/chip/factory7.html>

3.3 原子カシステム導入戦略分析用原子カシステム技術の評価（再委託先：原子力機構）

3.3.1 原子カシステムの燃料サイクル諸量の評価【R2～R5】

【3.3.1 小括】

再エネ調和に資するため持続的な燃料供給や安全性の向上が可能な様々な革新炉を柔軟な設備容量比で実現する必要があった。持続性の観点から小型高速炉（SFR）により増殖した Pu を用い多用途高温ガス炉（HTGR）を運転するものとした。そのため、高増殖 SFR および高転換型 MOX-HTGR の設計及びサイクルスキームの検討を行った。その結果、SFR について高増殖比 1.69 を達成し、高転換型 MOX-HTGR にて供給 Pu をマルチリサイクルにより完全消費することにより、SFR : HTGR=1:1 を実現する設計を達成できた。なお、HTGR で発生したマイナーアクチノイド（MA）は SFR で燃焼させることができる。また、UO₂ の排除、水ヒートシンクにより ULOUS の排除を可能する SFR 設計により、固有安全性成立を確認した。HTGR 設計においても 3D プリンティング燃料炉心を採用し、核・安全設計の成立を確認した。加えて、諸量評価コードを完成させ、上記のサイクルスキームにおけるマスバランスの成立性を確認した。また、電力レジリエンス分析ツールの開発、エネルギー需給分析モデルの開発から得られる最適化された条件を成立させるための原子燃料サイクル、コスト及び諸量の評価・提示した。

3.3.1.1 令和4年度までの実施内容・成果の概要

令和2年度は、再エネ調和の観点から、SFR:HTGR=1:1 の設備容量の目標を満たすための現状把握及び課題の設定を行った。また、電気出力換算で軽水炉の最盛期の 50 GWe の 6 倍の 300 GWe 相当であること、そして、資源的独立及び持続可能を目指すために、ウラン(U)資源に頼らず高速炉で増殖したプルトニウム(Pu)を用いた MOX 高温ガス炉を運転するのが望ましいとの目標であった。当初は、この目的で MOX 燃料高温ガス炉 GTHTR300C-MOX が設計されたが、増殖比 1.2 の高速増殖炉サイクルの実用化戦略調査研究フェーズ II で検討された導入期炉心との設備容量比は SFR : HTGR=1:0.03 にしかならないとの評価が得られていた。また、社会受容の観点から有害度の低減が求められていた。その目標を達成する方策として、以下のような方策につき検討した。

- ・高速炉における増殖比の向上（増殖比目標 1.8）
- ・高温ガス炉による多重リサイクル構築による供給 Pu の完全消費
- ・高温ガス炉の高転換化
- ・廃棄物の環境負荷低減

なお、高増殖比高速炉の増殖比目標 1.8 は物理的に実現可能であると思われる値として設定した。また、高温ガス炉の設備容量比を最大化するための、多重リサイクルを行うための最適化スキームを提案した。

併せて、分散型 SMR システムのサイクル諸量評価を行うための目標の設定及び、エネルギー需給分析モデルの開発のインプットとするために、現時点における軽水炉、高速炉、高温ガス炉の発電原価を調査し、分散型 SMR システムの特徴を考慮して各原価の推定を行った。

令和3年度は、核燃料需給バランス及び使用済燃料の諸量を時間変化に応じて評価できる過渡評価システムとして整備した。また、令和2年度に実施した経済性評価に対し、最新の発電コスト検証ワーキンググループの評価に基づく値の更新並びに感度評価、及び SMR 核燃料サイクルの最適化に必要となる高増殖比高速炉と高転換 MOX 燃料高温ガス炉の設計検討を行った。高増殖比高速炉設計としては、増殖比 1.69 にとどまった。高転換 MOX 燃料高温ガス炉の設計検討では、

マルチリサイクル組成を用いない線形反応度モデルによる臨界性評価からの概算により、高転換領域設計と増殖領域設計の2つの設計において、設備容量比は $SFR : HTGR = 1 : 1.12$ 及び、 $SFR : HTGR = 1 : 5.98$ となり、目標である $SFR : HTGR = 1 : 1$ を達成できる見込みを得た。

令和4年度は、核燃料需給バランス及び使用済燃料の主要核種の燃焼もしくは崩壊による組成変化を考慮して諸量特性を評価できるシステムを整備するとともに、高増殖比達成技術を採用した高速炉炉心に対して過渡解析を実施して安全性に関する性能評価を行った。高増殖比高速炉設計の固有炉停止の設計を確認し、一方で、令和4年度に設計した高転換 MOX 燃料高温ガス炉の高転換領域設計に対し、マルチリサイクルによる組成変化を考慮した設計では、 $SFR : HTGR = 1 : 0.69$ となり、増殖領域設計の必要性が分かった。

なお、令和2年度から4年度までの高速増殖炉炉心設計検討は、別途行われた三菱重工からの工学的成立性についてのレビューの結果を参考に進めた。

3.3.1.2 令和5年度の実施内容および成果

令和5年度は、高増殖比高速炉設計について、固有安全成立対策の反映及び高転換型 MOX 高温ガス炉におけるマルチリサイクルによる Pu の消費に伴い発生するマイナーアクチノイド(MA)を受け入れるための設計検討を行い、諸量評価コードを完成させ、そのサイクルにおけるマスバランスを諸量評価コードにより再現した。また、電力レジリエンス分析ツールの開発、エネルギー需給分析モデルの開発から得られる最適化された条件を成立させるための原子燃料サイクル及びコストを提示した。具体的には、以下のとおりである。

(1) 高増殖比高速炉設計に対する固有安全対策の反映

浮体式小型高速炉(200 MWe 級の小型ナトリウム冷却高速炉)を対象に、最外層を水ヒートシンクとする原子炉外面冷却による固有除熱(除熱源喪失時原子炉停止機能喪失事象(以降、ULOHS と称す)の排除)が成立する可能性を追求するため、水ヒートシンクによる原子炉外面冷却の構造概念を提示し、除熱能力の検討及び伝熱解析を実施した。第3.5節に示したように、その結果について三菱重工からの工学的成立性についてのレビュー結果を参考に固有除熱の成立性を確認した。

主な成果として、定格運転時(ナトリウム温度 500°C)における建屋外への放熱量は 2.37 MWt であることから定格時出力約 500 MWt の内、熱ロス率は 0.48% であった。ULOHS 時においては、定格運転時の熱ロスを防ぎつつ効果的に除熱できるような構造が必要となる。そこで、ガードベッセル(GV)－アウターシールド(OS)の間の中央に低融点熱遮蔽材(HIM)を設けかつ事故時に HIM 層が温度上昇した際に融点を超えて溶け落ちることで HIM 層が除去される機構を考えた。これにより、定常運転時は熱遮蔽によって熱ロスを抑えることができ、事故時は HIM 層の除去により除熱量を大きくできる。HIM 層の材料は、アルミニウム合金とした。アルミニウム合金(融点： 480.0°C)は定格運転時の HIM 層の温度(約 310.9°C)と ULOHS 開始時から原子炉容器(RV)温度が制限温度を超える時間における HIM 層の温度(約 527.0°C)の範囲に融点があるものを選定した。また、熱遮蔽効果を高くするため、その輻射率は 0.2 とした。設定した評価モデルを図 3.3.1.2-1 に、解析モデルを図 3.3.1.2-2 に示す。

定格運転時の温度を初期温度として解析した ULOHS 時における各構造物の温度の時間変化を図

3.3.1.2-3 に示す。熱ロス対策を考慮した構造では各構造物の最大温度 AC(炉心)、Na 及び RV の制限温度を満足する結果となった。熱ロス防止対策構造機構を採用した構造における定常計算より、定格運転時における建屋外への放熱量は 0.93 MWt であることから熱ロスは 0.19 %となり、本対策前と比べて十分低下する結果となった。定格運転時の OS からの入熱量 0.93 MWt に対し、水面からの熱伝達による放熱及び蒸発潜熱は、0.509 MWt 及び 0.421 MWt でつり合い、外気温 14.3 °C 条件下では、平衡温度が 19.5 °C となった。ULOHS 時は OS からの最大瞬間入熱量 7.89 MWt を用いて計算した場合、平衡温度が 43.1 °C となった。

本検討の結果、200 MWe 級の高速炉を対象とした ULOHS における固有除熱が成立する原子炉構造仕様を暫定した。今回設定した熱ロス対策については、今後構造等を具体化するとともに、R&D 等で検証が必要である。また、熱ロスによるプラント運転効率を評価するとともに、さらなる有効な熱ロス対策を検討する必要がある。

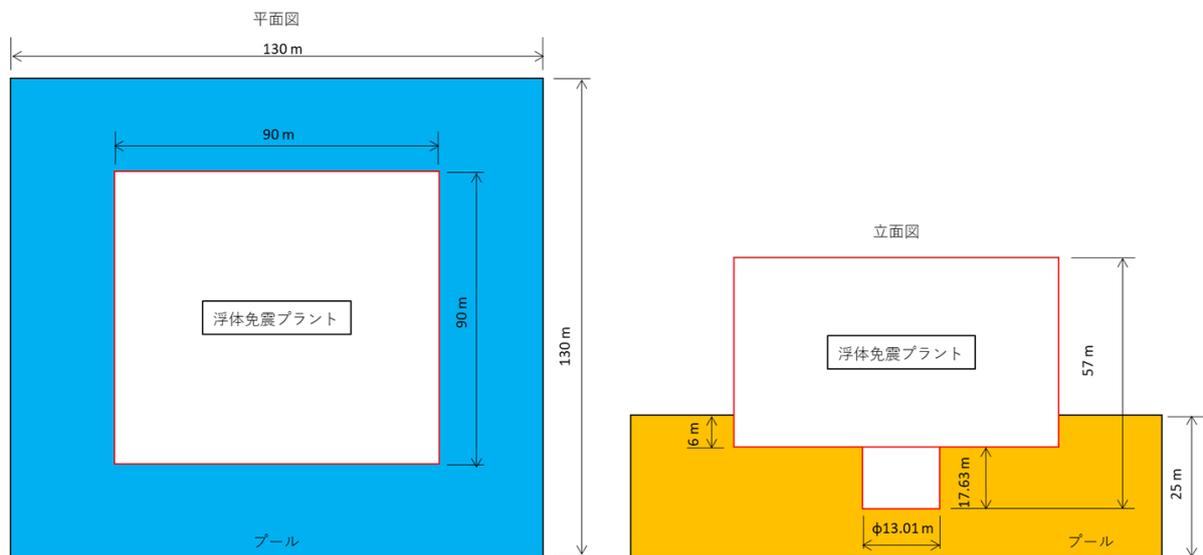
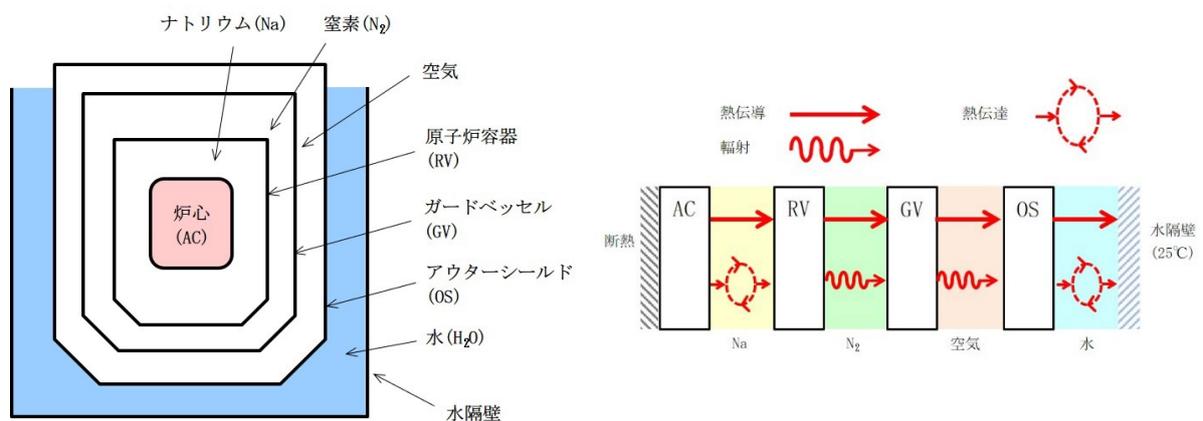


図 3.3.1.2-1 貯水プール評価モデル



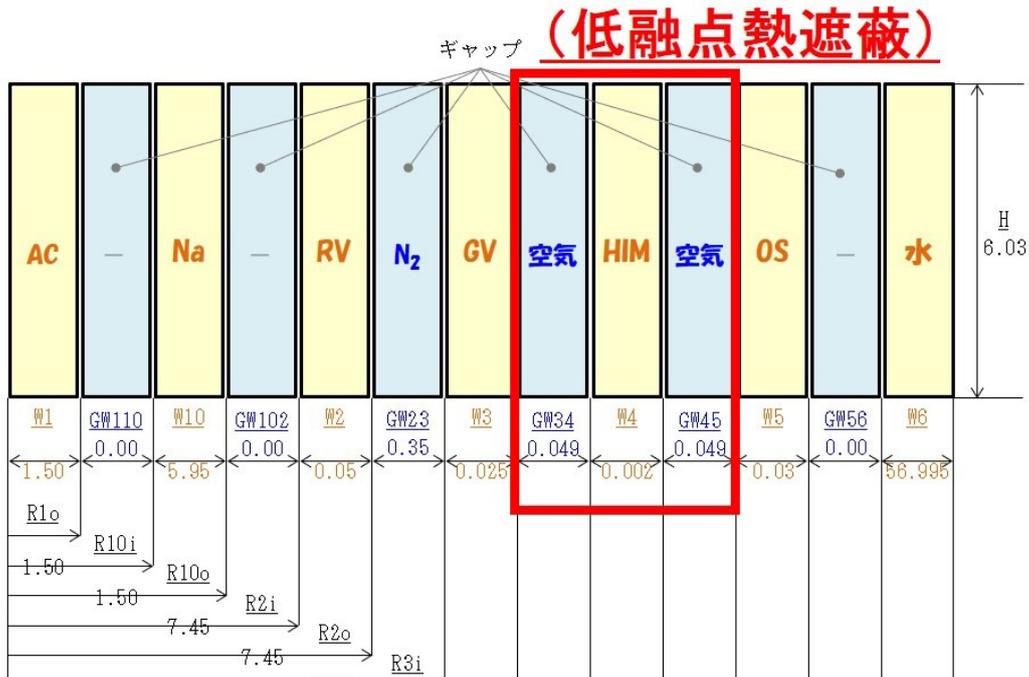


図 3.3.1.2-2 熱ロス対策を考慮した構造の解析モデル

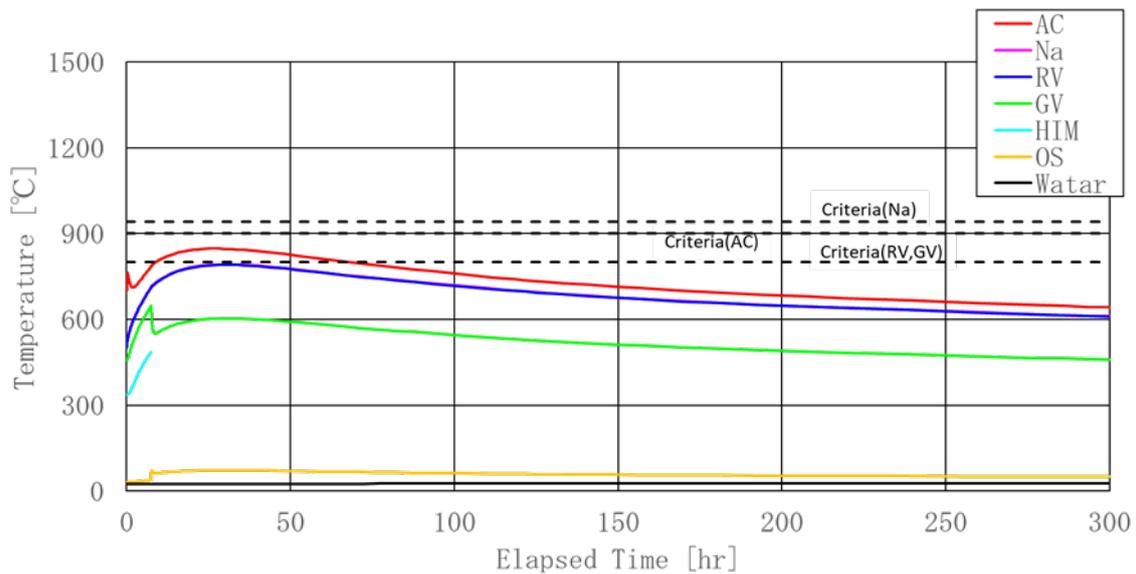


図 3.3.1.2-3 熱ロス対策を考慮した構造の ULOHS 時の各構造の温度

(2) MOX 高温ガス炉の再設計

① 3D プリンティング燃料炉心の核設計

コスト低減及び、製造性が難しく固有の安全性を実現できる炉心構成を成立させる燃料要素を製造するために、三次元(3D)プリンティング燃料炉心の設計を行った。また、その冷却方法に関しては革新的な熱流力設計を行っており、その詳細は次節の安全設計で述べる。その革新的な熱流力設計とコスト低減の要請により、燃料領域が令和 4 年度設計より半減し、燃料密度が倍増したことにより、自然と設計領域が令和 4 年度設計によるところの高転換領域から増殖領域に移行

し、目標である $SFR : HTGR = 1 : 1$ の達成を確認した。その設計の詳細を以下に示す。

図 3.3.1.2-4 に炉心体系と温度条件、表 3.3.1.2-1 に炉心寸法を示す。この体系で 600 MWt の熱出力を得るため、GTHTR300 をベースとした、令和 4 年度までの設計と比較すると、燃料部の体積は 40 %程度しかない。そのため、十分な燃料インベントリを確保するためには、被覆燃料粒子の中の燃料核の体積率が大きな設計を採用する必要がある。そのため、高速増殖炉サイクルの実用化戦略調査研究フェーズ II で検討されていたヘリウムガス冷却高速炉のブロック燃料体概念炉心の被覆燃料粒子の設計[3.3.1.2-1]を参考とした。ただし、被覆燃料粒子は対高温を想定した窒化チタン(TiN)被覆層を持つ燃料であるため、燃料温度を低減できる革新的熱流力設計を採用する本炉心で採用する必要はない。そのため、あくまでも核特性を評価するための暫定的な燃料条件の設定であり、最終的には、この燃料インベントリ条件を満たす被覆燃料粒子設計がなされるべきである。表 3.3.1.2-2 に燃料部諸元を示す。被覆燃料粒子充填率に関しては、3D プリンティング燃料技術を用いれば、最高で 60 %の充填率が得られると見込んでいる。これは、3D プリンティングにおいて、被覆燃料粒子 1 個レベルで配置を操作し焼結させるためである。一方で、上記の被覆燃料粒子設計を用いたことで、燃料インベントリは充填率 50 %で十分に得られることが分かった。最終的な燃料設計においては、被覆燃料粒子設計とこの充填率 10 %の余裕を考慮した最適化が行われるべきである。この条件下において、核分裂性プルトニウム(Pu)富化度を令和 4 年設計の 40.5 %から 20 %まで半減させることができた。増殖比を上げるためには、一般的にスペクトルを硬くすることが意識されるが、それ以前に、Pu の割合が大きければ、その分²³⁸U からの転換よりも Pu の消費が多くなってしまうため、Pu 富化度を下げることが高転換設計の方針となる。結果を表 3.3.1.2-3 に示す。本評価では、1 バッチ炉心燃焼計算と線形反応度モデルによる推定、取り出し組成から次のサイクルの新燃料組成を評価し、次にサイクルの計算を行うことで、マルチサイクルによる組成変化を模擬している。その際の臨界性の確認を図 3.3.1.2-5 に示す。図 3.3.1.2-6 に Pu の供給量を示す。2 年 1 サイクルで 1 バッチ分の燃料交換となるが、その分を 1 年相当に換算した量として与えている。Pu の供給量自体は、1 サイクルでほぼ、平衡状態となっているが、図 3.3.1.2-7、図 3.3.1.2-8 に示す Pu の割合や MA の割合は平衡状態を得るのに 30 サイクル程度かかった。結果として、 $SFR : HTGR = 1 : 1.01$ を達成している。一方で、燃料インベントリ増加の結果から、取り出し燃焼度は 45 GWd/t に低下している。また、次のサイクルの Pu 富化度が 34 wt%となり、日米再処理交渉による制限の 50 wt%以下となった。

表 3.3.1.2-1 炉心寸法

| 項目 | 設計値 |
|---------|---------|
| 炉心高さ | 8.4 m |
| 内側反射体外径 | 3.758 m |
| 燃料部内径 | 4.0 m |
| 燃料部外径 | 4.78 m |
| 外側反射体外径 | 6.0 m |
| 固定反射体内径 | 6.476 m |

| | |
|---------|---------|
| 固定反射体外径 | 7.536 m |
| 圧力容器内径 | 7.676 m |
| 圧力容器外径 | 8.008 m |

表 3.3.1.2-2 燃料部諸元

| 項目 | 設計値 |
|---------|-----------|
| 流路率 | 37.5 vol% |
| 被覆粒子充填率 | 50 % |
| Pu 富化度 | 21 wt% |
| Puf 富化度 | 20 wt% |
| 被覆燃料粒子径 | 1.0 mm |
| 燃料核径 | 0.86 mm |

表 3.3.1.2-3 設計諸元

| 項目 | 令和4年度設計 | 3D造形燃料炉心 |
|--------------------------------|---------|----------|
| SFRのPuf供給量 (t/基・年) | 0.142 | 0.142 |
| HTGR燃料インベントリ (t) | 37 | 79 |
| Puf富化度 (wt%) | 40.5 | 20.0 |
| 炉心出力密度 (W/cc) | 5.4 | 12.9 |
| サイクル長 (年) | 2 | 2 |
| バッチ数 (-) | 8 | 8 |
| Puf残存比 (-) | 0.85 | 0.86 |
| Puf必要量 (t/基・年) | 0.84 | 0.14 |
| 取り出し燃焼度 (GWd/t) | 86 | 45 |
| 次サイクルのPu富化度 (wt%) | 59 | 34 |
| HTGR導入基数 (基/基 _{SFR}) | 0.69 | 1.04 |

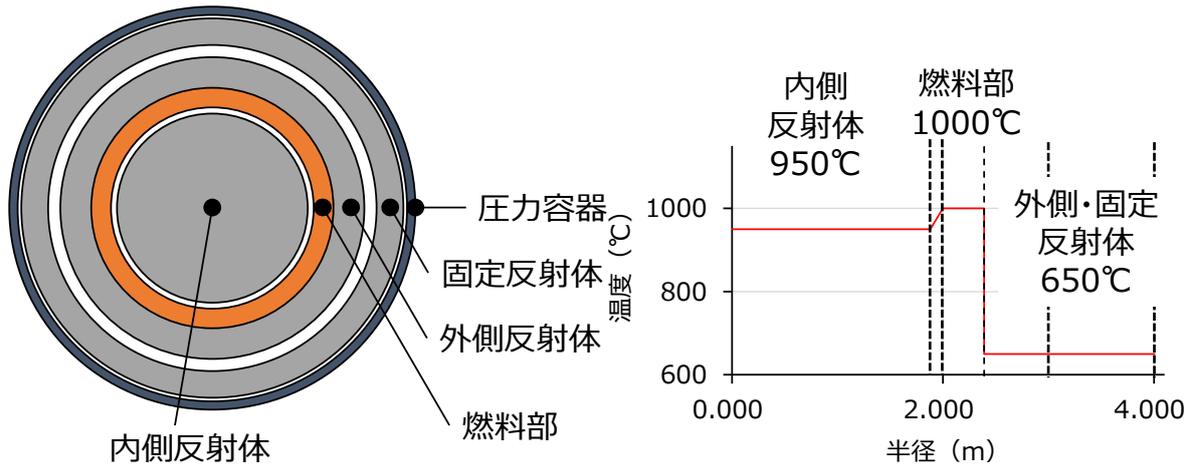


図 3.3.1.2-4 炉心体系と温度条件

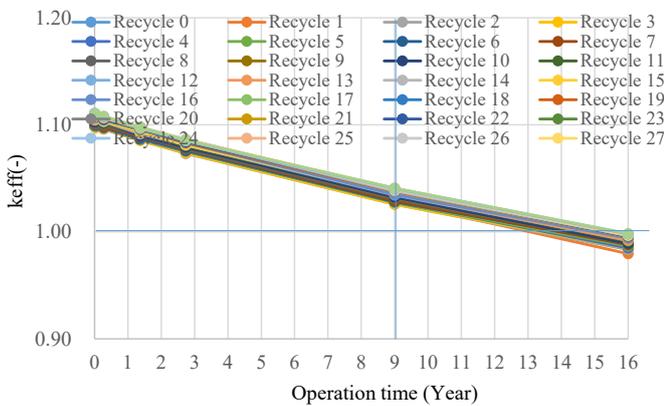


図 3.3.1.2-5 サイクルと臨界性

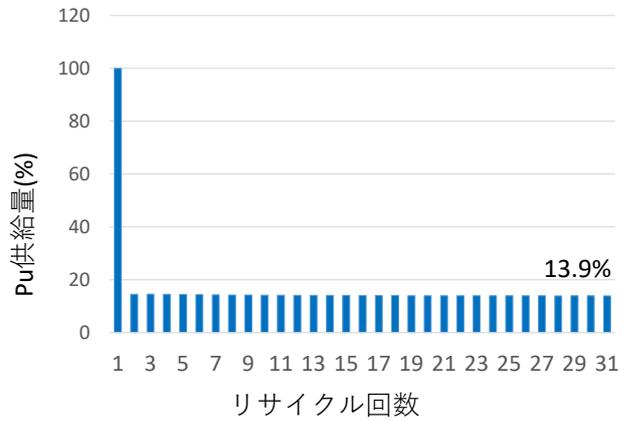


図 3.3.1.2-6 サイクルと Pu 供給量

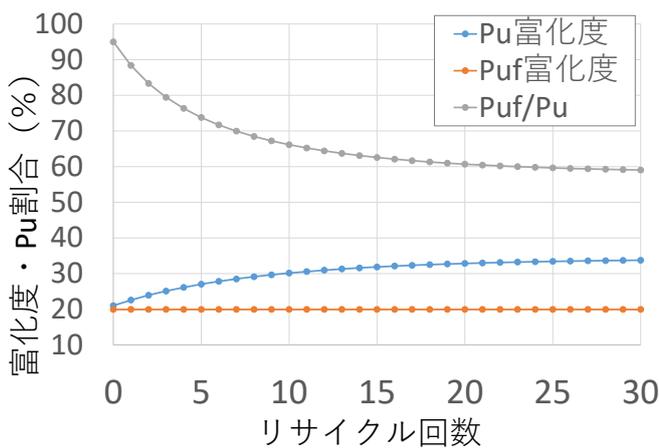


図 3.3.1.2-7 サイクルと Pu 割合

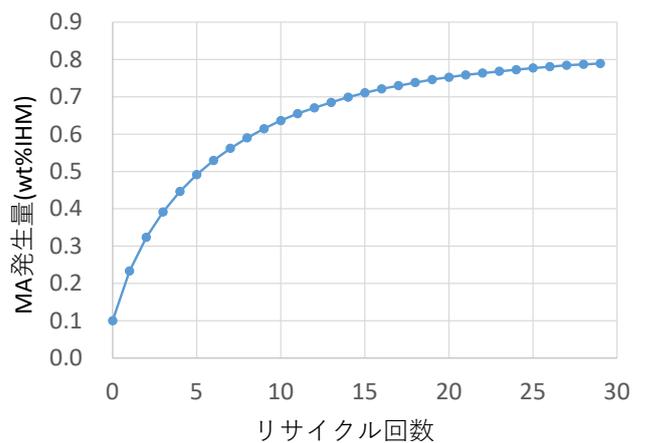


図 3.3.1.2-8 サイクルと MA 発生量

② 3D プリンティング燃料炉心の安全設計

高温ガス炉は、被覆燃料粒子の上限温度を保障するために低出力密度の設計が採用されており、その結果、原子炉熱出力が 600 MW に制限される。そのため、出力密度の向上を可能とする除熱

性能に優れた炉心構造の概念の確立が必要である。平行型流路と比較して縮小型流路では伝熱特性が向上すると指摘されている。3Dプリンティングによる自由な造形による燃料製造概念を活用し、縮小型流路を採用して出力密度を2倍としたMOX高温ガス炉燃料体を提案する。図3.3.1.2-9に商用高温ガス炉規模(600 MWt)における従来炉心(GTHTR300)と提案した3Dプリンティング燃料炉心の規模比較を示す。

本研究では、3Dプリンティング技術を活用することで提案炉心を対象に、以下の3項目を達成することを目標とし、その成立性を確認した。

- ① CFP 充填率2倍：高転換型MOX高温ガス炉における燃料インベントリの増加に対応するため、3Dプリンティング技術により被覆燃料粒子(CPF)充填率を従来比2倍(60 vol%)とする
- ② 出力密度2倍：冷却材縮小型流路により、炉心出力密度を2倍に増加し、燃料製造コストの半減可能性を示す。
- ③ 固有除熱成立：浮体免震構造を活用した炉室外面冷却による固有除熱の成立見通し

まず、①CFP充填率2倍の達成のため、高温ガス炉の黒鉛・炭化ケイ素(SiC)等のセラミックスの造形が可能な3Dプリンティング手法の各種手法を調査し、粒子プロッタ(配列機)によるCFPの整列埋込が可能なスラリー敷設式光造形方式を採用する方針とした。加えて、CFPの整列配置による同径球の最密充填(74 vol%)が可能な3D造形・焼結手法を提案し、光造形3Dプリンティング手法により、球形状材料の規則充填が可能であることを確認した。従来のCFP充填率は、30 vol%程度であり、最密充填(74 vol%)が可能な3D造形・焼結手法によれば、CFP充填率2倍の60 vol%は十分な成立性を見込むことができる。

次に、②出力密度2倍とするため、冷却材縮小型流路による炉心温度の検討結果を示す。Siemens社の汎用数値流体計算プログラム「STAR-CCM+ 2021.1」を採用し、Reynolds平均Navier-Stokes乱流モデルのRealizable $k-\epsilon$ 2層モデルによる軸対称定常解析を実施した。MOX高温ガス炉を基にした解析モデルを図3.3.1.2-10に示す。通常運転時の燃料縮小角度による燃料温度低減効果に関する解析例を図3.3.1.2-11に示す。第一に、従来炉心で1130℃程度の炉心温度になる条件において、冷却材流路の縮小により1080℃程度未満となり、燃料温度の低減が確認された。これは、熱的に厳しくなる出口側で流速が増大し、熱の輸送性能が向上したことが一因であると考えられる。第二に、燃料形状の縮小度 θ_F による燃料温度の低減が確認された。これは、 θ_F を鋭角にするほど入口側から出口側にかけて燃料の径方向厚さが薄くなり、熱抵抗が低減することが一因であると考えられる。第三に、縮小度 θ_F 調節により、燃料温度の平坦化が凡そ達成された。これは、冷却材流路の縮小による流速の増大と縮小度 θ_F の鋭角化により、燃料温度を平坦とするバランスにおける燃料からの熱通過率を達成し得ることを示している。したがって、従来提案されていた濃縮度の調整なしに形状の単純な変化のみで燃料温度の低減が達成可能であることを明らかにした。同様の解析結果から、出力密度を向上しても通常運転時の燃料温度クライテリアを満足した上で、出力密度を2倍とする炉心成立性にめどをつけることができた。

最後に、③固有除熱の成立性についての検討結果を以下に示す。浮体式高温ガス炉を対象に、最外層を水ヒートシンクとする原子炉外面冷却により、冷却系が停止した場合でも除熱が可能となり得る。固有除熱(ULOHSの排除)が成立する可能性を追求するため、水ヒートシンクによる原

子炉外面冷却の構造や除熱能力の検討及び伝熱解析を実施し、固有安全小型炉としての固有除熱の成立性を確認した。ULOHS 時の水ヒートシンクによる除熱能力の検討のために実施した 1 次元伝熱解析モデルの概念図を図 3.3.1.2-12 に示す。MOX 炉心においても高温ガス炉炉心設計の特徴である固有安全性により、ULOHS 時には制御棒の挿入を行うことなく炉心の出力はほぼゼロに低減する。しかしながら、炉心内の崩壊熱は引き続き発生するため、この熱量を除去するための機能を有する必要がある。炉心から発生した崩壊熱は、構造要素として黒鉛製の外側炉心反射体、固定反射体を経て、炉心と同様に温度制限を有する炉容器に到達する。さらに、炉容器の外側には炉室と最終ヒートシンクである水プールが接する構造である。各構造要素間にはギャップが存在するが、ギャップ間の熱移動は熱伝導および放射のみによって発生するモデルとした。各構造要素の内外径をパラメータとして、ULOHS 時の燃料・炉容器・炉室温度の過渡的挙動をサーベイし、ULOHS 時のいかなる経過時間においても各構成要素の制限温度を超過しないパターンの計算結果を図 3.3.1.2-13 に示す。この結果によれば、従来の GTHTR300 と同等の 4 m の炉容器半径かつ②で提示した従来の 2 倍超の出力密度 13.28 MW/m^3 (GTHTR300 は 5.4 MW/m^3) において、水プールによる外面冷却のみによって炉心および炉容器の制限温度である $1600 \text{ }^\circ\text{C}$ および $538 \text{ }^\circ\text{C}$ を超過せず、ULOHS 事象が静定することを示すことができた。炉心および炉容器の制限温度は、FP 閉じ込め性能の保証[3.3.1.2-2]、および ASME 供用状態 D：不安定性、修理および除去の必要性が生じるほどの損傷を伴う変形を許容する不可状態[3.3.1.2-3]から設定した。以上の結果から、浮体免震構造を活用した炉室外面冷却による固有除熱の成立見通しを得ることができた。

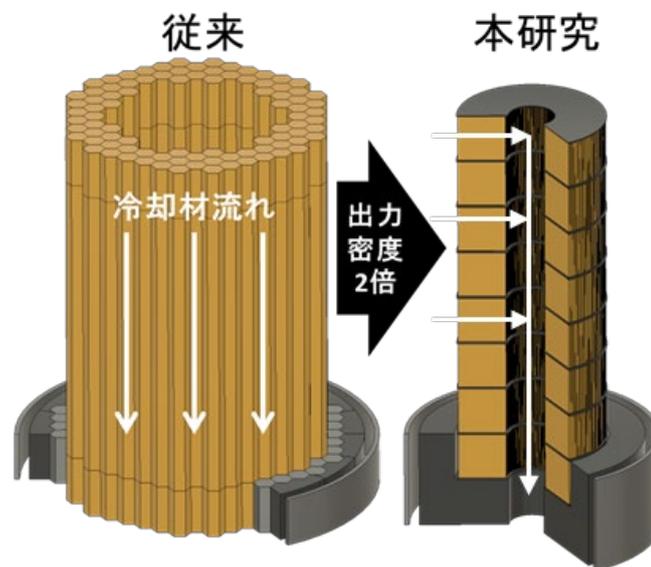


図 3.3.1.2-9 商用高温ガス炉規模 (600 MWt) 炉心の比較

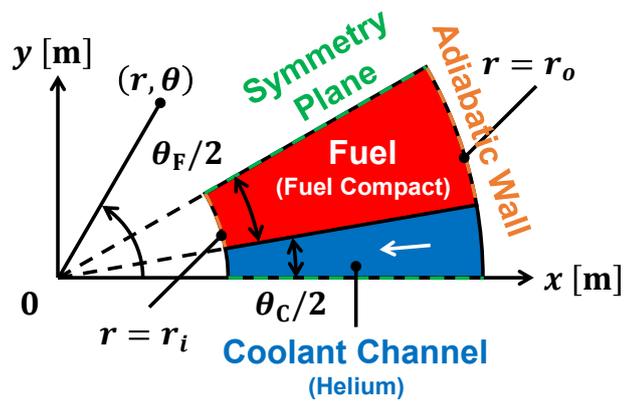


図 3. 3. 1. 2-10 MOX 高温ガス炉を基にした解析モデル

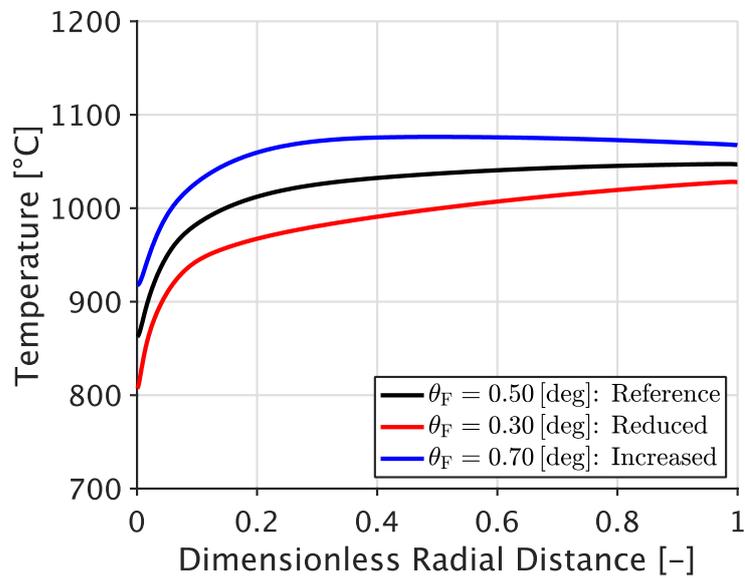


図 3. 3. 1. 2-11 通常運転時の燃料縮小角度による燃料温度低減効果(例)

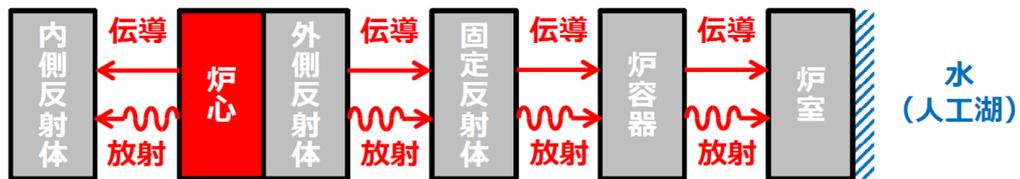


図 3. 3. 1. 2-12 減圧事故時の燃料炉容器温度挙動予測モデル概念図

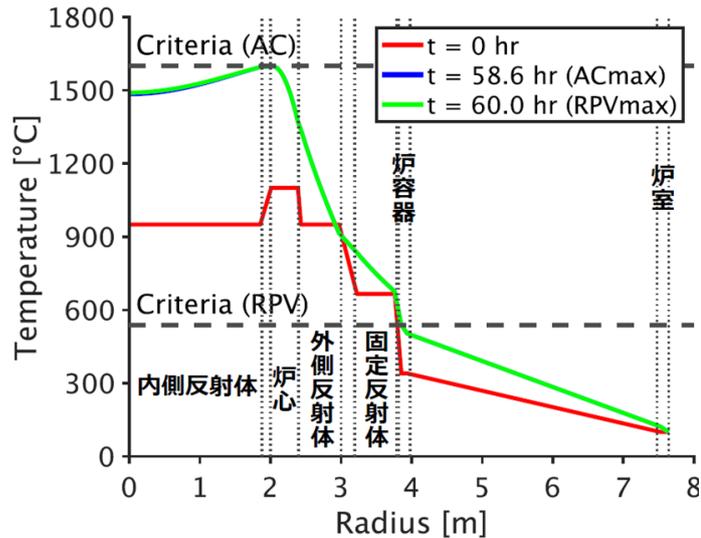


図 3.3.1.2-13 ULHS 時の燃料炉容器温度挙動予測結果

(3) 提案サイクルの評価

① マスバランス分析

令和 4 年度に評価した通り、SFR(300 MWe)の Puf 供給量は 0.142 t/基・年であり、提案サイクルでは、高転換型 MOX-HTGR によるマルチリサイクルにより、0.140 t/基・年の Pu 供給でサイクルの維持が可能である。また、高転換型 MOX-HTGR からの MA 供給量は、平衡量 0.8 wt%であることから、35 kg/基・年である。SFR の炉心部の燃料インベントリに対しては、1.0 wt%程度である。SFR 自体の MA 平衡量が 0.4 %程度である。最終的な平衡量は、SFR 自体の MA 平衡量 0.4 %と当該サイクルで添加された MA 1.0 %及び前サイクルで添加された MA の燃え残りとなる。この燃え残りの MA がどの程度蓄積されるかによって、核的成立性、技術的成立性が問題となる。ここでは、その判断材料となる MA の蓄積量を評価する。

評価法としては、炉心部のみに MA を添加するとし、59.6 GWd/t の燃焼を行い、再処理・燃料製造までの期間を 4 年と想定した。再処理により得られた Pu, MA に対し、母材となる劣化ウラン、高温ガス炉からの MA を添加、再び燃焼を行うサイクルを繰り返した。図 3.3.1.2-14 にその結果を示す。最初の燃料では、SFR の MA の平衡量と高温ガス炉から供給された MA がそのまま添加量となっているが、次のサイクルからは、燃え残りの MA が徐々に蓄積し、最終的には、1.9wt%で平衡状態に至っている。また、平衡量 5wt%に至るための添加量は 2.8wt%であった。なお、評価には、ORIGEN コードを用い、ORLIBJ40[3.3.1.2-4]の 600 MWe 金属燃料高速炉の内部炉心用に作成された 600MMTICJ40 を用いた。

また、この結果を本研究で開発した諸量評価コードでマスバランスの成立性を確認した。今回は、定常モード解析であるのと、利便性と精度を考え諸量評価コードの燃焼ルーチンは使わず、炉型ごとに外部の解析結果による初期組成と燃焼組成を与え解析を実施した。本解析では、HTGR 及び SFR の組成につき設計で得られた組成を用いている。SFR の MA 受け入れ可能性については、設計コードで行うのが困難であり、ORIGEN で代用した。しかし、本解析は、マスバランスの成立を設計で確認したものを諸量評価コードに移したにすぎず、効果は(4)②の評価に現れる。

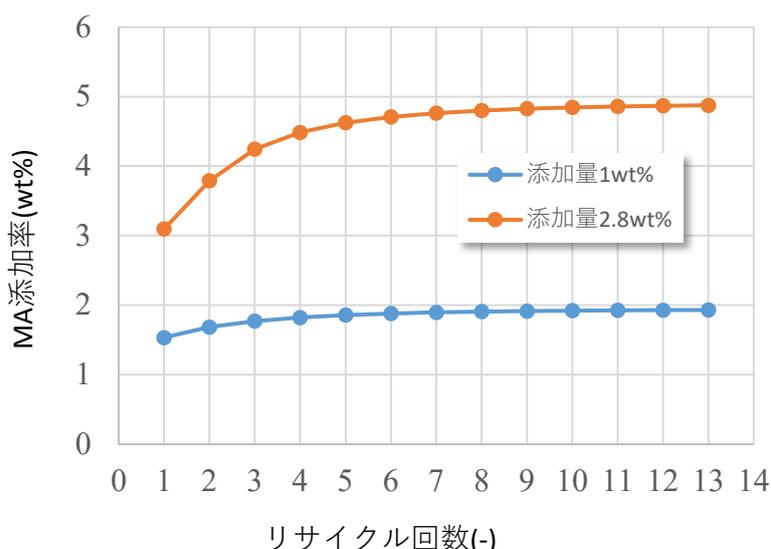


図 3.3.1.2-14 サイクルと MA 添加量

② 高増殖比高速炉における MA の受け入れ

高速増殖炉における MA の受け入れに関しては、高速増殖炉サイクルの実用化戦略調査研究 フェーズ II において、実施されている。当該研究では、軽水炉のリプレースとして高速増殖炉の導入を検討しており、軽水炉使用済燃料から得られる Pu、MA を受け入れつつ、Pu を増殖し、新規の高速増殖炉の導入を目指す。その過程で高速増殖炉の MA 添加量が最大で 5 wt% になることが予測され、その MA 添加量に対して、炉心の成立性だけでなく、再処理、燃料製造の成立性検討まで行われ、5 %の受け入れが可能であるとの結論[3.3.1.2-5]に至っている。そのため、提案サイクルでは、高速炉の MA 添加率は 2 %であるため、工学的にも十分に成立するといえる。

(4) レジリエンス最適化サイクルの評価

① コストの再評価

コスト評価に関しては、3Dプリンティング採用による燃料製造コスト低減の効果及び、高温ガス炉のプラント内原子炉基数低減による建屋のコスト効果について検討した。

3Dプリンティング採用による燃料製造コスト低減の効果については、高速炉の燃料ペレット製造工程において、従来法から3Dプリンティングによる製造法において、設備費が約1/5、維持費が約1/2になる見込みが得られており、保守的に評価して燃料製造コストは半減するものと設定した。また、3Dプリンタは独立したモジュールであり、導入規模はほぼ、プリンタの基数のみで決定されるため、小規模の燃料製造プラントを建設・稼働してもそのコストに対するスケール効果は発生しない。また、令和4年度までの評価と同様、浮体免震機構及び3Dプリンティング技術を压力容器等の炉心構造に用い建設費を半減できると想定している。これらの革新技術をもちいた原子炉を革新炉と呼び、これらのコスト減を考慮しない現行技術に基づいたものを標準炉と呼び、コスト評価はこの2ケースについて行うものとする。

高温ガス炉のプラント内原子炉基数低減による建屋のコスト効果については、これまで、GTHTR300 という高温ガス炉の商用炉概念を用いてきた。この概念では、一つの建屋に 275 MWe の高温ガス炉を 4 基格納することにより、1.1 GWe の軽水炉 1 基と同等の発電量用を得ることができる設計であり、4 基の原子炉で設備を共用することによるコスト低減の効果が期待できる設計である。

表 3.3.1.2-4 には、高温ガス炉の設備内訳とコスト補正法を示す。同一プラントから原子炉を 4 基から 1 基に減らした際、原子炉 1 基あたりの設備が変わらないものは、変更なし、4 基共用で使っているもので 1 基相当に規模を縮小できないものは、4 倍、規模を縮小できるものについては、スケール効果に従ってコストを増大させている。スケール効果に用いるスケーリングファクターは、表 3.3.1.2-5 に示す設備毎のスケーリングファクター[3.3.1.2-6]を用いた。

再評価されたコストは、図 3.3.1.2-15 及び図 3.3.1.2-16 に示す。また、稼働率、スケール効果、革新技術採用による建設費削減効果、内陸立地、固有安全に関するコストの感度をそれぞれ、表 3.3.1.2-6 から表 3.3.1.2-11 に示す。標準炉と革新炉の導入時期に関しては、SMR-LWR については、標準炉は 2030 年からの導入を想定し、革新炉は 2040 年からの導入を想定する。SMR-FBR 及び MOX-HTGR に関しては、標準炉 2040 年からの導入を想定し、革新炉 2050 からの導入を想定するものとした。

表 3.3.1.2-4 高温ガス炉の設備内訳とコスト補正法

| 項 目 | 値 | 項 目 | 値 |
|--------------|-----------------|-------------|-----------------|
| 原子炉 | | 動力変換設備 | |
| 圧力容器 | 変更なし | タービン及び圧縮機 | 変更なし |
| 炉内構造物 | 変更なし | 発電機 | 変更なし |
| 反応度制御系 | 変更なし | 動力変換部格納容器 | 変更なし |
| 原子炉停止系 | 変更なし | 熱交換器 | 変更なし |
| 炉容器冷却設備 | スケール効果 (BOP 相当) | 熱交換器格納容器 | 変更なし |
| 燃料取扱設備 | スケール効果 (BOP 相当) | 高温配管 | 変更なし |
| 燃料貯蔵設備 | 変更なし | | |
| 放射性廃棄物取扱設備 | スケール効果 (BOP 相当) | 原子炉補助系 | |
| | | ヘリウム純化系 | スケール効果 (BOP 相当) |
| 電気設備、制御・計測設備 | | ヘリウム貯蔵・供給設備 | 4 倍 |
| 電気設備 | スケール効果 (電気設備相当) | 水冷却系 | スケール効果 (BOP 相当) |
| 制御・計測設備 | スケール効果 (電気設備相当) | 放射線管理設備 | スケール効果 (BOP 相当) |
| | | 換気空調設備 | スケール効果 (BOP 相当) |
| 建屋 | スケール効果 (BOP 相当) | その他の設備 | スケール効果 (BOP 相当) |

表 3.3.1.2-5 設備毎のスケーリングファクター

| 項 目 | スケーリングファクター |
|---------|-------------|
| 構造 | 0.2 |
| 核熱蒸気供給系 | 0.3 |
| BOP | 0.4 |
| タービン設備 | 0.75 |
| 電気設備 | 0.37 |
| その他 | 0.2 |

表 3.3.1.2-6 分散型 SMR のコスト評価※

| 標準炉 | 発電原価(円/kWh) | 建設費(円/kWe) |
|----------|-------------|------------|
| SMR LWR | 11.2 | 5.91E+05 |
| SMR FBR | 9.8 | 4.84E+05 |
| MOX-HTGR | 10.5 | 5.18E+05 |
| 革新炉 | 発電原価(円/kWh) | 建設費(円/kWe) |
| SMR LWR | 8.0 | 2.96E+05 |
| SMR FBR | 6.8 | 2.42E+05 |
| MOX-HTGR | 7.5 | 2.59E+05 |

※コスト評価における導入時期の想定 (年):
 SMR-LWR: 標準炉 2030~, 革新炉 2040~
 SMR-FBR & MOX-HTGR: 標準炉 2040~, 革新炉 2050~

表 3.3.1.2-7 稼働率変化に対するコスト感度(円/kWh)

| 標準炉 | 基準 90% | 80% | 70% |
|----------|--------|------|------|
| SMR LWR | 11.2 | 12.0 | 13.1 |
| SMR FBR | 9.8 | 10.6 | 11.5 |
| MOX-HTGR | 10.5 | 11.2 | 12.2 |
| 革新炉 | 基準 90% | 80% | 70% |
| SMR LWR | 8.0 | 8.4 | 8.9 |
| SMR FBR | 6.8 | 7.2 | 7.7 |
| MOX-HTGR | 7.5 | 7.9 | 8.4 |

表 3.3.1.2-8 スケーリングファクターに対するコスト感度(円/kWh)

| 標準炉 | 基準 0.6 乗 | 0.5 乗 | 0.4 乗 |
|----------|----------|-------|-------|
| SMR LWR | 11.2 | 11.9 | 12.8 |
| SMR FBR | 9.8 | 10.3 | 10.9 |
| MOX-HTGR | 10.5 | 11.1 | 11.9 |
| 革新炉 | 基準 0.6 乗 | 0.5 乗 | 0.4 乗 |
| SMR LWR | 8.0 | 8.7 | 9.6 |
| SMR FBR | 6.8 | 7.3 | 7.8 |
| MOX-HTGR | 7.5 | 8.2 | 9.0 |

表 3.3.1.2-9 革新技术による建設費削減効果に対するコスト感度(円/kWh)

| 標準炉 | 50% | 25% | 基準 0% |
|----------|--------|-----|-------|
| SMR LWR | 8.0 | 9.6 | 11.2 |
| SMR FBR | 6.8 | 8.3 | 9.8 |
| MOX-HTGR | 7.5 | 9.0 | 10.5 |
| 革新炉 | 基準 50% | 25% | 0% |
| SMR LWR | 8.0 | 9.6 | 11.2 |
| SMR FBR | 6.8 | 8.3 | 9.8 |
| MOX-HTGR | 7.5 | 9.0 | 10.5 |

表 3.3.1.2-10 内陸立地によるコスト感度(円/kWh)

| 標準炉 | 基準(海岸立地) | コスト増 |
|----------|----------|-------|
| SMR LWR | 11.2 | 0.032 |
| SMR FBR | 9.8 | 0.030 |
| MOX-HTGR | 10.5 | 0.030 |
| 革新炉 | 基準(海岸立地) | コスト増 |
| SMR LWR | 8.0 | 0.016 |
| SMR FBR | 6.8 | 0.015 |
| MOX-HTGR | 7.5 | 0.014 |

表 3.3.1.2-11 固有安全性の有無によるコスト感度(円/kWh)

| 標準炉 | 基準(固有安全) | 固有安全無し |
|----------|----------|--------|
| SMR LWR | 11.2 | 11.8 |
| SMR FBR | 9.8 | 10.4 |
| MOX-HTGR | 10.5 | 11.1 |
| 革新炉 | 基準(固有安全) | 固有安全無し |
| SMR LWR | 8.0 | 8.6 |
| SMR FBR | 6.8 | 7.4 |
| MOX-HTGR | 7.5 | 8.1 |

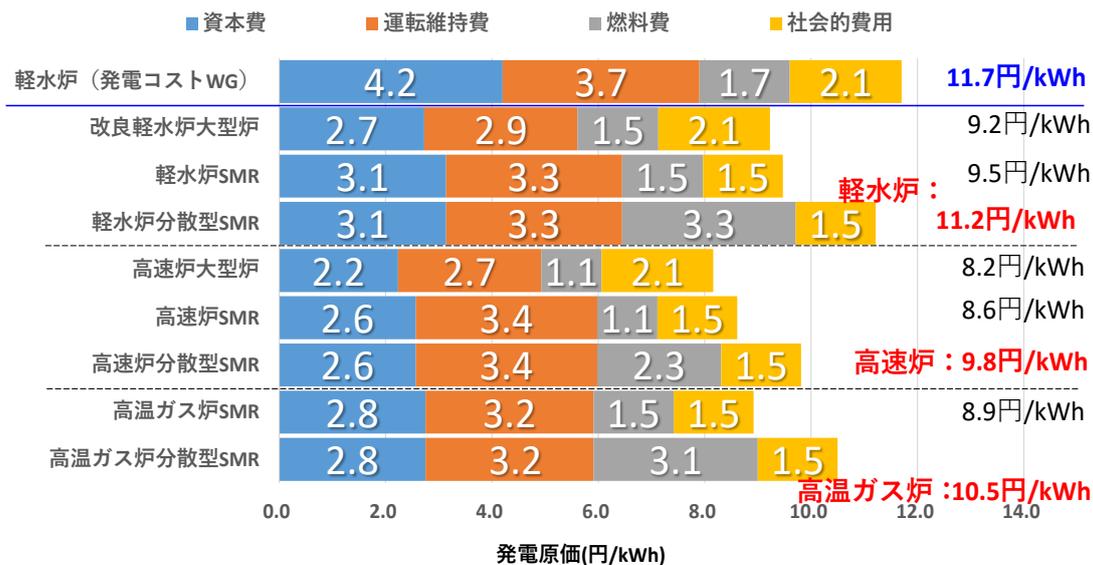


図 3.3.1.2-15 標準炉の発電コスト原価

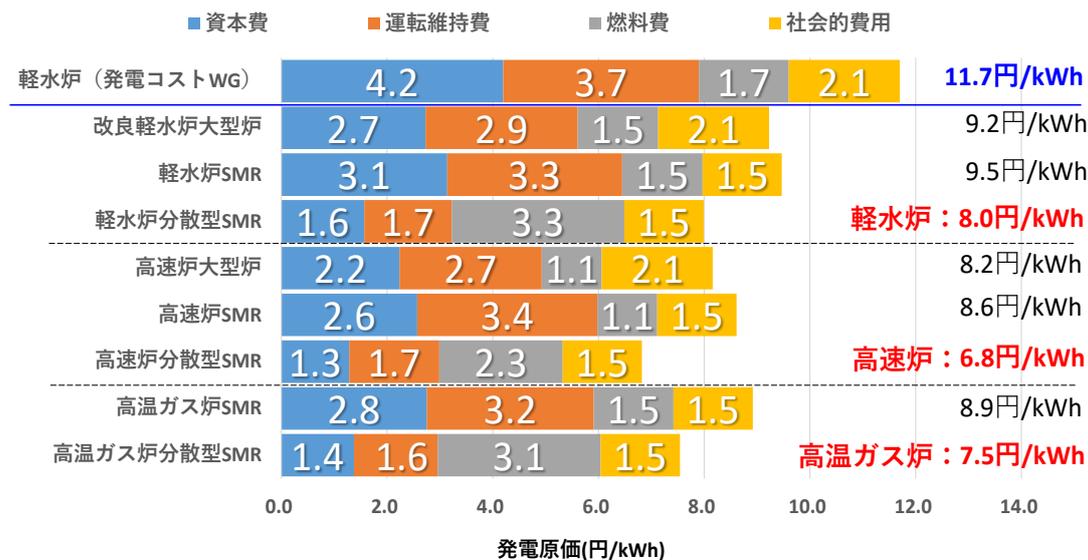


図 3.3.1.2-16 革新炉の発電コスト原価

② マスバランス成立性評価

電力系統モデルによる数値シミュレーション分析により、レジリエンスに対し最適化された核燃料サイクルシナリオの構築が可能である。核燃料バランスに関しては、基本的に成立するため、最適化の制約にはならない。一方で、資源の消費量、MAの収支等に特徴が発生する。

そこで、レジリエンス評価の結果をもとに、各炉型の導入設備容量を含む主要諸元を表 3.3.1.2-12 に示す。同様に、マスバランスの評価結果を表 3.3.1.2-13 に示す。高速炉の導入規模がウラン炉心の設備容量の10%未満であることから、天然ウランの消費を相殺する効果はほとんど見られない。むしろ、高速炉と高温ガス炉1:1を想定して設計したものの、高温ガス炉の基数が多くなったため、不足分はU燃料高温ガス炉を導入している。ウラン炉心から供給される

Pu が余っており、それを不足分として MOX 燃料高温ガス炉に供給できそうであるが、MOX 燃料高温ガス炉には質の高いブランケット由来の Pu が必要なため、軽水炉の Pu を受け入れることはできない。そのため、軽水炉を多く随伴する場合の高速炉設計は、内部転換比で 1 近辺残りをブランケット部で賄う設計から、内部転換比を犠牲にしてでもブランケット部の転換比の上昇を目的とした、軽水炉 Pu を質の良いブランケット Pu に転換する、Pu の質を上げる設計に切り替えた方が合理的であると考えられる。MA については、括弧に入った値が高温ガス炉からの MA の受け入れのみを考えた設計であるが、図 3.3.1.2-14 示したように、MA を 2.8 wt%相当まで外部から受け入れ可能であるが、評価結果のものは、2.6 wt%であり、軽水炉、U燃料高温ガス炉からの MA も含め、すべて受け入れが可能であるとの結論が得られた。その他、使用済燃料、ガラス固化体の発生量も評価している。

なお、この解析は本研究で開発した諸量評価コードを用いており、(3)①で記載した説明と同様に、外部の解析で得られた燃焼組成を用いている。なお、今度の評価には、新たに大型軽水炉と軽水炉が追加され、これらを燃焼特性は同じとして大型 PWR として代表させている。この評価には、ORIGEN コードを用い、ORLIBJ40[3.3.1.2-4]の PWR 用に作成された PWR47J40.LIB を用いている。

表 3.3.1.2-12 マスバランス評価用の諸元

| | 出力(MWe/基) | 導入基数(-) | 設備容量(GWe) | 設備利用率(%) | 熱効率(%) |
|--------------|-----------|---------|-----------|----------|--------|
| 大型軽水炉(PWR) | 1200 | 25 | 30.0 | 72 | 34.6 |
| 軽水炉 SMR(PWR) | 77 | 15 | 1.2 | 77 | 30.8 |
| 高速炉 SMR | 300 | 12 | 3.6 | 76 | 39.2 |
| 高温ガス炉 SMR | 275 | 15 | 4.1 | 80 | 45.8 |

表 3.3.1.2-13 マスバランス評価結果

| | 消費天然 ウラン量 (t/y) | 劣化 ウラ ン発 生量 (t/y) | 劣化 ウラ ン消 費量 (t/y) | Pu Puf 供 給量 (t/y) | Pu 消費 量 (t/y) | MA 発 生量 (t/y) | MA 消費量 (t/y) | 使用済 燃料発 生量 (t/y) | ガラス固化体 (canister/y) |
|----------------|-----------------------|-------------------------------|-------------------------------|----------------------------|------------------------|---------------------|-----------------|---------------------------|------------------------|
| 大型軽水炉(PWR) | 4515 | 4008 | - | 3.72 | - | 0.64 | - | 506.7 | 456.0 |
| 軽水炉 SMR(PWR) | 209 | 185 | - | 0.17 | - | 0.03 | - | 23.4 | 21.1 |
| 高速炉 SMR | - | - | 4.2 | 1.69 | - | - | 1.10 (0.42) | 184.7 | 51.0 |
| 高温ガス炉 SMR(MOX) | - | - | 2.1 | - | 1.68 | 0.42 | - | 46.8 | 42.1 |
| 高温ガス炉 SMR(U) | 122 | 117 | - | 0.04 | - | 0.01 | - | 4.4 | 10.5 |
| 合計 | 4845 | 4311 | 6.3 | 5.63 | 1.68 | 1.10 (0.42) | | 766.0 | 580.7 |
| 収支 | 4845 | 4304 | - | 3.95 | - | 0.00 | - | 766.0 | 580.7 |

参考文献：

- [3.3.1.2-1] 次世代原子力システム研究開発部門、原子力基礎工学研究部門、“高速増殖炉サイクルの実用化戦略調査研究 フェーズ II 技術検討書 —(1)原子炉プラントシステム—”，JAEA-Research 2006-042，(2006).
- [3.3.1.2-2] H. Satake, ” Design of High Temperature Engineering Test Reactor (HTTR)” , JAERI 1332, (1994).
- [3.3.1.2-3] ASME Boiler and Pressure Vessel Code, Section III, NCA, ASME, (2021).
- [3.3.1.2-4] 奥村啓介、他、“JENDL-4.0 に基づく ORIGEN2 用断面積ライブラリセット；ORLIBJ40”，JAEA-Data/Code 2012-032，(2013).
- [3.3.1.2-5] 次世代原子力システム研究開発部門、FBR 燃料サイクルユニット、FBR サイクル統括ユニット、“高速増殖炉サイクルの実用化戦略調査研究 フェーズ II 技術検討書 —(2)燃料サイクルシステム—”，JAEA-Research 2006-043，(2006).
- [3.3.1.2-6] OECD/NEA, “Reduction of Capital Costs of Nuclear Power Plants”, OECD Publications, (2000).

3.3.2 原子力システムの新規導入地点に係るサイト影響の評価【R2～R5】

電力レジリエンス分析における原子力システムの新規導入地点に係るサイト影響を緩和するため、地震絶縁システムについて代表的な地震波を用いて原子力システムの地震応答評価を行い、技術的成立性を検討した。以下に具体的な実施内容及び成果を示す。

【3.3.2 小括】

電力レジリエンス分析における原子力システムの新規導入地点に係るサイト影響を緩和するため、エアキャビティとオフィスによる浮体型免震構造を付与した SMR プラントに対する安定性評価に資するため、2011 年 3 月 11 日発生した東北地方太平洋沖地震における那珂湊の観測波を用いた地震応答解析を実施し、水平方向変位は最大で 80cm 程度、鉛直方向変位は最大で 15 cm 程度という高い安定性を有する評価を得た。また、実際にプラントレイアウトを検討し、物量評価を実施した結果、概略比較ではあるが、SMR 級の原子力発電プラントにおいては、免震プラントと比較して浮体免震プラントでは 20 %程度のコストに抑えられる見込みであるが示唆されるともに、プラントレイアウトにおける課題についても抽出した。

3.3.2.1 令和 4 年度までの実施内容・成果の概要

令和 3 年度及び令和 4 年度において、SMR の原子炉建屋に浮体型免震構造を付与する際の浮体式免震プラントの安定性評価と物量評価を実施した。

浮体の揺動評価においては、2011 年 3 月 11 日に発生した東北地方太平洋沖地震における那珂湊の観測波を入力波として解析した結果、水平方向変位は最大で 2.0 m 程度、鉛直方向変位は最大で 15 cm 程度であった。

また、地震強国である日本において、新規に原子力発電所を立地する観点においては厳しい地震動にも耐えうる原子炉建屋等を設計する必要がある。基準地震動が大きくなればなるほど建設コストが高くなる傾向となるが、免震機構を採用することでコストの増加を抑えられる可能性がある。昨今の日本においては基準地震動が大きく設定されていることから、大型炉に限らず SMR

においても免震機構を導入することはコスト削減に有効であると考えられる。

そこで、浮体免震構造を原子力発電プラントに導入するにあたり、従来の耐震構造や立地に依存するようなコストの低減目標についてコスト削減の着目点と建屋建設コストの概略評価を実施した。浮体型免震 SMR においては、従来の耐震設計ではなく免震設計を前提として設計を行うこととしているため、人工地盤等の打設や耐震構造建屋による物量を低減できると考えられ、コスト削減目標を 10 %程度と設定した。また、立地に依存しない原子炉建屋を指向しているため、原子炉建屋の標準化とそれに伴う規制対応の軽減が期待できるため、コスト削減目標を 10～20 %程度とした。さらに、設計標準化することにより、建屋の製作を工場製作とすることができ、品質や管理の効率化が図れるとともに、現地での工期を短縮できる可能性がある。その部分のコスト削減効果として、工場製作で 10～20 %程度、工期短縮で 10～20 %程度期待できると考えられる。これらを総合して、従来の耐震建屋プラントより 30～50 %のコスト削減を目標とし、コスト削減の一例として、原子炉建屋建設コストを免震プラントと浮体免震プラントの概略比較を実施した。その結果、概略比較ではあるが、SMR 級の原子力発電プラントにおいては、免震プラントと比較して浮体免震プラントでは 20 %程度のコストに抑えられる見込みであることが示された。

3.3.2.2 令和 5 年度の実施内容および成果

(1) 浮体式原子炉プラントにおけるレイアウトの検討

SMR の原子炉建屋に浮体型免震構造を付与する際の浮体式免震プラントの基本構造の設計及びプラントレイアウトの概念検討を行った。検討に当たっては、浮体式免震プラントの基本構造を表 3.3.2.2-1 に示す条件及び以下の観点を検討し設計した。

- ・原子炉外面冷却の構造に基づく規制上安全要件の一つである事故時固有除熱については、3.3.1.2 節「(1)高増殖比高速炉設計に対する固有安全対策の反映」及び「(2)MOX 高温ガス炉の再設計」の「② 3D プリンティング燃料炉心の安全設計」において、それぞれ浮体式小型高速炉及び浮体式高温ガス炉の UL0HS 解析から成立性を示している。その観点から、原子炉、熱交換器、ガスタービン等の重量機器を浮体式免震プラントの水面下となる下方に配置し、水面下の壁面からプール水への放熱が行える構造(必要に応じ冷却パネル設置)とする。
- ・寸法短縮・軽量化を通じた SMR 設備・建屋の配置合理化の観点で、水面下の建屋の幅を狭くし、放熱し易くすると同時に、建屋物量を合理化できる構造とする。

上記を考慮した、浮体式免震プラント基本構造を表 3.3.2.2-2 及び図 3.3.2.2-1 に示す。なお、空気室の体積、空気室底面積については、浮体式プラントの免震性能を計算した上で決定する必要がある。

また、経済性や安全性向上の観点から設計・保守上重要となる以下の事項を考慮し、プラントレイアウトの概念を検討した。図 3.3.2.2-2 にプラントレイアウト概念のアイデアを示す。

- ・実規模浮体免震プラントに対する設計と立地の基本条件の観点では、浮体式免震プラントにとってプール水(位)の供給・維持は必要不可欠なものとなり、また規制上安全要件の一つとなりうるため、プール水の水量調整に可能な貯水用の人工湖(Reservoir Lake)を設ける。また、この人工湖(Reservoir Lake)は、河川もしくは運河より水を供給・排水できるようにする。
- ・原子炉と浮体構造を有すプラントの建設・保守等の観点では、浮体式免震プラントの建設に

については、各機器、構造体を製造するメーカーにおいて行われることを前提とし、各地で製造された浮体式プラントは、海上輸送され、プラントサイトまで運河を遡って搬入できるものとする。

- ・ 該当 SMR 用浮体構造に対する建設性、保守性、経済性の観点では、プラントサイトが海に近い立地である場合、各製造メーカーの工場及び建造ドックにおいて浮体式免震プラントを製造し、海上輸送、運河を遡上することでサイトにプラントを据え付けることができる。
- ・ 浮体式免震プラントの保守については、サイトにメンテナンス用ドックを運河によって接続しておき、浮体式プラントをメンテナンス用ドックまで運河を通して移動させ、メンテナンスを実施する。メンテナンス用ドックは天候によって作業が左右されないように、ドーム状の屋根を設ける。なお、この屋根については、その構造強度を十分なものとすることで、強風時の浮体式免震プラントの揺動・漂流の防止、更に規制上安全要件の一つである航空機衝突に対する防護設備とすることができる。航空機衝突対策の観点では、サイト内の浮体式免震プラント配置場所の全てに屋根を設けることも考えられる。
- ・ 各製造メーカー、建造ドックにおけるプラントの製造は、従来の原子力発電所サイトにおける建設よりも品質面及び経済面で有利に働くと考えられる。なお、海から離れたサイトで、建造ドックを建設した上でプラントを製造する場合は、二つの面の有利性はやや失われるが、建造ドックをそのまま浮体式プラントのプールとすることで合理化を図れると考えられる。

(2) 浮体式原子炉プラントにおける安定性評価

前項(1)で検討したプラントレイアウト概念に対して、現状原子力発電所や火力発電所が立地されているサイトに近いところで観測された地震動を用いて、地震絶縁システムを適用した原子炉建屋モデル(2Dモデル)へ、上記サイトの内の1種類の地震動を入力条件とした地震応答解析をFLOW-3Dで実施し、その安定性を評価・比較した。地震応答解析においては、地震時における水面の揺動(スロッシング現象)に対しての建屋安定性の評価を実施し、地震時の原子炉プラント建屋及び設備への影響がどの程度か検討を行った。

原子炉建屋(浮体式建屋)の安定性を評価するため、地震動応答解析を実施した。地震応答解析には、米国 Flow Science 社を開発元とする FLOW-3D® ver. 12(以下、FLOW-3D)を用いた。FLOW-3DはFDM(Finite Difference Method;有限差分法)に基づいて非定常流れを解く汎用3次元熱流体解析ソフトウェアであり、特に自由表面や二相流体界面を高速かつ高精度に取り扱うことができる点に特徴がある[3.3.2.2-1]。この特徴は、FLOW-3D独自のFAVOR™(Fractional Area Volume Obstacle Representation)法によって実現されており、複雑な形状を有する浮体の揺動解析、安定性解析で多数の実績を有する。浮体式建屋の安定性を評価するためには、浮体免震構造として地震動に対する弾性効果を狙ったエアキャビティ、及び振動の減衰効果を狙ったエアキャビティ内へのオリフィス付き仕切り板をモデル化する必要がある。ここでは、FLOW-3Dを用いたエアキャビティとオリフィスのモデル化について説明する。なお、オリフィスモデルはFLOW-3D標準機能ではなく、カスタマイズ版を使用している。

・エアキャビティモデル

浮体が地震動によって揺動した場合、エアキャビティ内の空気に状態変化が生じる。今回はこの状態変化を、エアキャビティ内の空気が可逆的な断熱変化を受ける理想気体として近

似し、(式 3.3.2.2-1)に示すポアソンの式でモデル化した。

$$PV^\gamma = \text{const.} \quad (\text{式 3.3.2.2-1})$$

ここで、 P は圧力、 V は体積、指数 γ は比熱比である。比熱比 γ は通常の気体では 1.2~1.8 の範囲にあり、今回は空気として 1.4 を設定した[3.3.2.2-2]。なお、このモデルは解析に用いた FLOW-3D の標準機能に断熱気泡モデルとして実装されている。FLOW-3D の断熱気泡モデルでは、エアキャビティのようなボイド領域を特定し、特定されたボイド領域の各々の体積から(式 3.3.2.2-1)のポアソン式に基づいてボイド領域内の圧力を評価し、流体解析と連成させている。

・オリフィスモデル

振動の減衰効果を狙った浮体免震構造として、エアキャビティ内へのオリフィス付き仕切り板の設置を検討した。オリフィスでの圧力損失によってエネルギーを散逸させることで、振動の減衰効果が期待される。この効果を CFD 解析でモデル化する方法として、オリフィス形状を浮体式建屋の 3 次元モデルに追加し、空気も流体として CFD で解くことが考えられる。しかし、浮体式建屋の大きさに対し、オリフィスの寸法が極めて小さいことから、計算時間の増大が推測される。この問題を回避するために、オリフィスの形状を直接取り扱わずにモデル化する方針とした。オリフィスでの圧力損失による振動の減衰効果を評価可能なモデルとして、鉄道や自動車に適用されている空気ばねのモデルがある[3.3.2.2-2]。このモデルは、オリフィス付き仕切り板を隔てた 2 つの空気室の圧力をポアソン式(「エアキャビティモデル」と同様)で評価し、2 つの空気室の圧力差と質量流量の関係を以下の(式 3.3.2.2-2)でモデル化するものである。

$$Q_m = C_{or}A_{or}\sqrt{2\rho_0|P_1 - P_2|} \quad (\text{式 3.3.2.2-2})$$

ここで、 Q_m はオリフィスを通過する気体の質量流量[kg/s]、 ρ_0 は気体密度[kg/m³]、 $P_{1,2}$ は空気室内の圧力[Pa]、 A_{or} はオリフィス断面積[m²]、 C_{or} は流量係数[-]である。なお、このオリフィスモデルは、地震動応答解析に使用する FLOW-3D の標準機能にはないため、類似の標準機能(バルブモデル)をカスタマイズしたものである。

解析対象の浮体式建屋と貯水プールの寸法、及び重量は、前項(1)にて検討した浮体式免震型高温ガス炉の基本構造(図 3.3.2.2-1)を想定したものである。すべての解析は水平方向、上下方向の 2 次元とし、長辺方向モデル、短辺方向モデルの 2 種類のモデルで実行した。長辺方向モデルの模式図を図 3.3.2.2-3(a)に、短辺方向モデルの模式図を図 3.3.2.2-3(b)にそれぞれ示す。今回検討した基本構造は図 3.3.2.2-1 に示したとおり、浮体構造部が建屋の周囲に配置された構造となっていることから直接 2 次元モデル化は困難である。そこで長辺方向モデルは、図 3.3.2.2-3(a)に示すように水面下の建屋を除いて 2 次元モデル化した。短辺方向モデルは図 3.3.2.2-3(b)に示すとおり、浮体構造部だけでなく水面下建屋にもエアキャビティを設置し、2 次元モデルとした。ここで、短辺方向モデルのエアキャビティ幅 $L_C = 16 \text{ m}$ と 28 m の 2 種類のモデルで解析を実施した。解析に用いたメッシュの基本サイズ

を 0.25 m とし、エアキャビティを上下方向に隔てるオリフィス付き仕切り板周辺のみメッシュサイズを 0.10 m とした。これはオリフィス付き仕切り板の厚みが 0.5 m と解析モデルのなかで最も小さい寸法であり、エアキャビティの体積評価誤差を低減するための対応である。総メッシュ数は長辺方向モデルで 171,600 メッシュ、短辺方向モデルで 124,800 メッシュとなった。

上記のモデルを用いて浮体式建屋の安定性評価として、浮体の揺動状況、応答加速度を評価した。地震応答解析で入力する地震波条件としては、東北地方太平洋沖地震(2011年)において那珂湊地区で観測された地震波を用いた。

・長辺方向モデル

浮体式建屋の免震性能を評価するため、解析結果から浮体の入力地震波(加速度)に対する応答加速度を抽出した。図 3.3.2.2-4(a)に水平方向の入力加速度と応答加速度の比較図を、(b)に鉛直方向の入力加速度と応答加速度の比較図をそれぞれ示す。これらの比較図では、入力加速度(青色線)と比較して、応答加速度(橙色線)が小さくなる、または長周期化していれば免震性能を有することを意味している。図 3.3.2.2-4 より水平方向、鉛直方向のいずれも入力加速度より応答加速度が小さくなるか、周期が長周期化していることがわかった。さらに、入力地震波と浮体の応答加速度スペクトルによる確認をした結果、図 3.3.2.2-5 に示すように、(a)水平方向、(b)鉛直方向ともに、1.0 Hz 以上の高周波成分において入力加速度より浮体の応答加速度が低くなっていることがわかる。また、応答加速度スペクトルのピーク位置は、入力加速度スペクトルのピーク位置より低周波側にシフトしており、応答が長周期化していることがわかる。したがって、今回検討した浮体式建屋の長辺方向モデルにおいては、水平方向、鉛直方向ともに免震効果を有することが確認された。

浮体の揺動状況を浮体重心の初期位置を基準とした相対変位の時刻歴で確認した。図 3.3.2.2-6(a)水平方向の浮体応答変位より、水平方向の変位は最大で 0.8 m 程度であった。図 3.3.2.2-6(b)鉛直方向の浮体応答変位より、鉛直方向の変位は最大で 0.13 m 程度であった。

・短辺方向モデル

短辺方向モデルについても同様に、入力加速度と浮体式建屋の応答加速度を比較した。結果として時刻歴の比較を図 3.3.2.2-7 に、スペクトルの比較を図 3.3.2.2-8 にそれぞれ示す。図 3.3.2.2-7、及び図 3.3.2.2-8 より、(a)水平方向、(b)鉛直方向ともに応答加速度は入力加速度より小さくなっていることがわかる。また、図 3.3.2.2-8 においてスペクトルのピークが低周波側に現れていることから、応答が長周期化することがわかった。よって、エアキャビティ幅 $L_c = 28$ m のケースでは短辺方向モデルも水平方向、鉛直方向ともに免震効果を有することが確認された。

図 3.3.2.2-9(a)水平方向の浮体応答変位より、水平方向の変位は最大で 0.5 m 程度であった。また、図 3.3.2.2-9(b)鉛直方向の浮体の応答変位より、鉛直方向の変位は最大で 0.05 m 程度であった。

(3) 設計・建設上重要となる事項を考慮したコストの影響評価

地震強国である日本において、新規に原子力発電所を立地する観点においては厳しい地震動に

も耐えうる原子炉建屋等を設計する必要がある。文献[3.3.2.2-3]によれば、基準地震動が大きくなればなるほど建設コストが高くなる傾向であるが、免震機構を採用することでコストの増加を抑えられるとしている(図 3.3.2.2-10)。昨今の日本においては基準地震動が大きく設定されていることから、大型炉に限らず SMR においても免震機構を導入することはコスト削減に有効であると考えられる。さらに、文献[3.3.2.2-4]によれば、従来の立地方式に比べ浮体免震方式がコスト削減に寄与すること、工場製作基数が増加することでコスト低減が図れると示されている(図 3.3.2.2-11)。

そこで、浮体免震構造を原子力発電プラントに導入するにあたり、従来の耐震構造や立地に依存するようなコストの低減目標についてコスト削減の着目点と建屋建設コストの概略評価を実施した。表 3.3.2.2-3 に本検討で着目するコスト削減の着目点を示す。浮体型免震 SMR においては、従来の耐震設計ではなく免震設計を前提として設計を行うこととしているため、人工地盤等の打設や耐震構造建屋による物量を低減できると考えられ、図 3.3.2.2-11 を参考にコスト削減目標を 10 %程度と設定した。また、立地に依存しない原子炉建屋を指向しているため、原子炉建屋の標準化とそれに伴う規制対応の軽減が期待できるため、図 3.3.2.2-11 を参考にコスト削減目標を 10~20 %程度とした。さらに、設計標準化することにより、建屋の製作を工場製作とすることができ、品質や管理の効率化が図れるとともに、現地での工期を短縮できる可能性がある。その部分のコスト削減効果として、工場製作で 10~20 %程度、工期短縮で 10~20 %程度期待できると考えられる。これらを総合して、従来の耐震建屋プラントより 30~50 %のコスト削減を目標とする。

コスト削減の一例として、原子炉建屋建設コストを免震プラントと浮体免震プラントの概略比較を実施した。評価対象原子炉は高温ガス炉ガスタービン発電システム実証プラント(GTHTR300)の 1 ユニットとした。浮体免震プラントにおいては建屋物量削減のため、コンクリート量をできる限り減らすべく S 鋼板での製作を仮定した。また、地盤工事としては浮体免震プラントにおいては岩盤までの掘削が不要であるとし、免震機構としては 3 次元免震装置の導入と浮体免震構造の導入で比較を行った。

原子炉建屋建設コストの概略比較結果を表 3.3.2.2-4 に示す。概略比較ではあるが、SMR 級の原子力発電プラントにおいては、免震プラントと比較して浮体免震プラントでは 20 %程度のコストに抑えられる見込みであることが示された。

建設コスト減要因としては、

- ▶ 浮体免震による地震力低減効果が大きく、建屋壁(耐震壁)及び機器物量(耐震容器)を小さくできる
- ▶ 浮体免震構造と貯水プールで構成され、形状が容易であるため、従来免震より安価となる
- ▶ 貯水プールを利用した冷却方式が適用でき、安全系が簡素化できるため、建設コストが比較的小さくなる
- ▶ 地震条件がサイトに依らないため、プラント全体の設計は標準化できる
- ▶ 工場製作で工程・品質の管理が効率化できるため、基数の増加や建設工期の短縮によるコスト削減ができる

などが挙げられる。一方、建設コスト増要因としては、

▶ 貯水プールの掘削量が比較的大きいため、その工事費用は大きくなるが挙げられる。この評価については、今後においてはより詳細な評価を実施するため、土木工事等ゼネコン等の共同で比較検討を実施する必要があると考えられる。

(4) まとめ

以上、地震時建屋安定性評価に資する技術的課題の整理結果を基に、浮体免震を適用した建屋の揺動・スロッシング評価を実施し、新規立地に係る浮体免震建屋導入に当たってのコスト面影響や規制上安全要求の検討を実施した。

表 3.3.2.2-1 浮体式免震プラント検討の基本条件

| 項 目 | | 設計条件 |
|--------|------------------------|--------------------------------|
| 空気室条件 | 空気室個数 | 10か所 |
| | 空気室中心位置 | 浮体が安定する位置 |
| | 空気室容積 | 10000 (～40000) m ³ |
| 搭載物条件 | 搭載物質量 | 37,000 Ton |
| | 搭載物長さ | 95 m |
| | 搭載物幅 | 30 m |
| | 搭載物高さ | 90 m |
| | 慣性モーメント I _x | 88,200,000 Ton-m ² |
| | 慣性モーメント I _y | 110,000,000 Ton-m ² |
| | 慣性モーメント I _z | 185,000,000 Ton-m ² |
| | 重心位置 X,Y,Z * | 47.5, 15.0, 34.0 m |
| | 搭載物底-水面間距離 | 約40 m |
| 浮体設計条件 | 浮体長さ | 制約なし |
| | 浮体幅 | 制約なし |
| | 浮体喫水 | 制約なし |
| | 最大傾斜角 | 1 deg 以下 |
| 環境条件 | 10分平均風速 | 40 m/s ** |
| | べき指数 | 0.11 |
| | その他考慮すべき外力 | 今後の課題 (航空機衝突等) |

* 図 4.1-1 中の X,Y,Z 座標軸参照

** NEDO の極値風速マップにおける大洗地域での値を、海上 10 m 高さに補正した値

表 3.3.2.2-2 浮体式免震プラント検討の基本構造

| 項目 | 設計値 | 備考 |
|----------|---------------|----------------------------------|
| 浮体排水量 | 190,300 Ton | |
| 浮体喫水 | 40 m | |
| TOTAL KG | 31.25 m | 浮体・建屋・バラスト等すべてを合わせた総重心（建屋底からの距離） |
| 浮体長さ | 125 m | |
| 浮体幅 | 80 m | |
| 概算 HSW | 約 25,900 Ton | 浮体の概算の鋼材重量 |
| 要求バラスト量 | 約 125,000 Ton | |
| バラスト重心高さ | 33 m | |
| 浮体傾斜角 | 0.82 deg | |
| GMT | 12 m | メタセンター重心間の距離 |

表 3.3.2.2-3 浮体型 SMR 導入に関するコスト削減の着目点

| SMRコスト低減の着目点 | 達成目標 |
|----------------------|--------|
| 免震による人工地盤・建屋等耐震構造簡略化 | 10% |
| サイトに依存しない設計標準化、規制認証 | 10~20% |
| 建屋工場製作による品質・管理効率化 | 10~20% |
| 建設工期の短縮 | 10~20% |

表 3.3.2.2-4 建屋建設コスト概略比較

| | GTHTTR 300 1 Unit | GTHTTR 300 1 Unit (Floating) | [Target] Floating NPP 1 Unit |
|----------------|-----------------------------------|------------------------------------|------------------------------------|
| 建屋物量 | 100 % SC鋼板 + SCコンクリート | 100 % SC鋼板 + SCコンクリート | 12.5 % S鋼板 |
| 機器物量 | 100 % | 100 % | 100 % |
| 地盤工事 (掘削作業) | 100 % 土壌掘削 + 岩盤掘削 + 護岸工事 | 36 % 土壌掘削 + プール壁工事 | 21 % 土壌掘削 + プール壁工事 |
| 免震機構 | 100 % (3D免震装置) | 67.5 % (浮体構造物) | 12.5 % (浮体構造物) |
| 計 | 100 % | 72 % | 22 % |

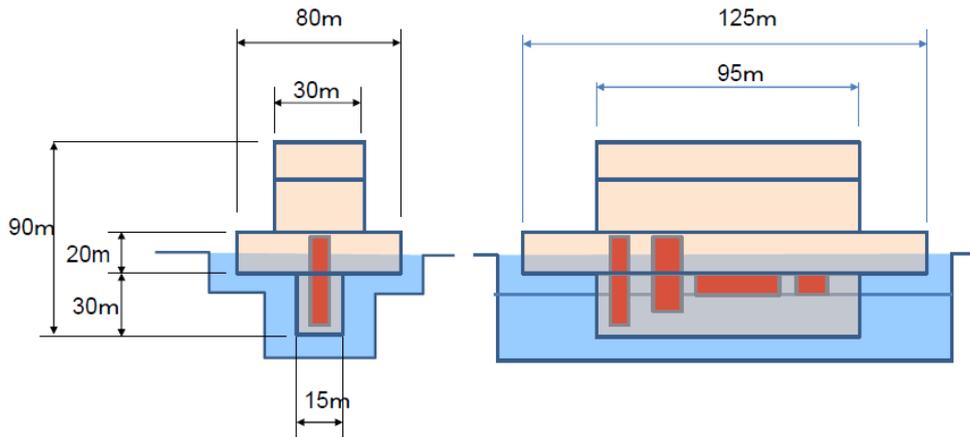


図 3.3.2.2-1 浮体式免震型高温ガス炉(GTHTR300C)プラント 基本構造

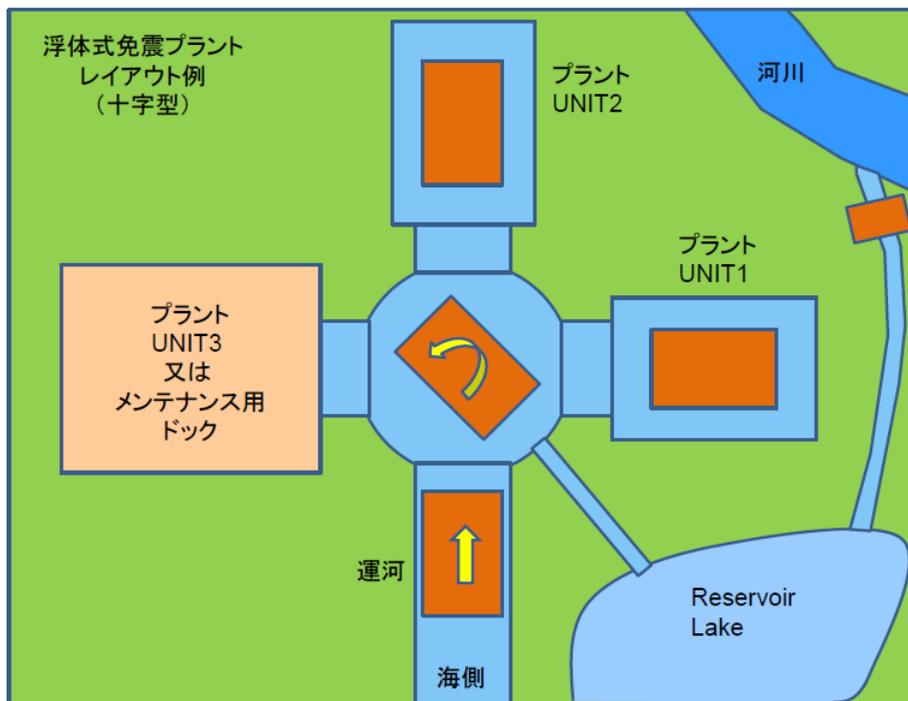
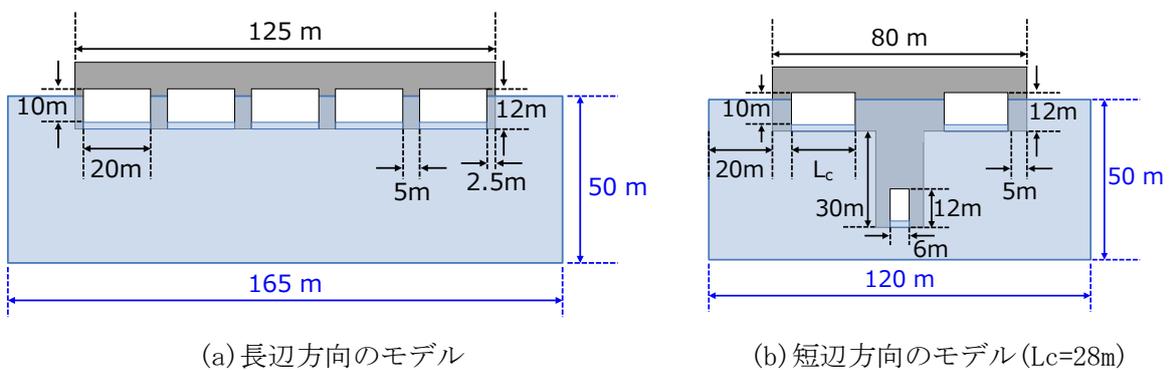


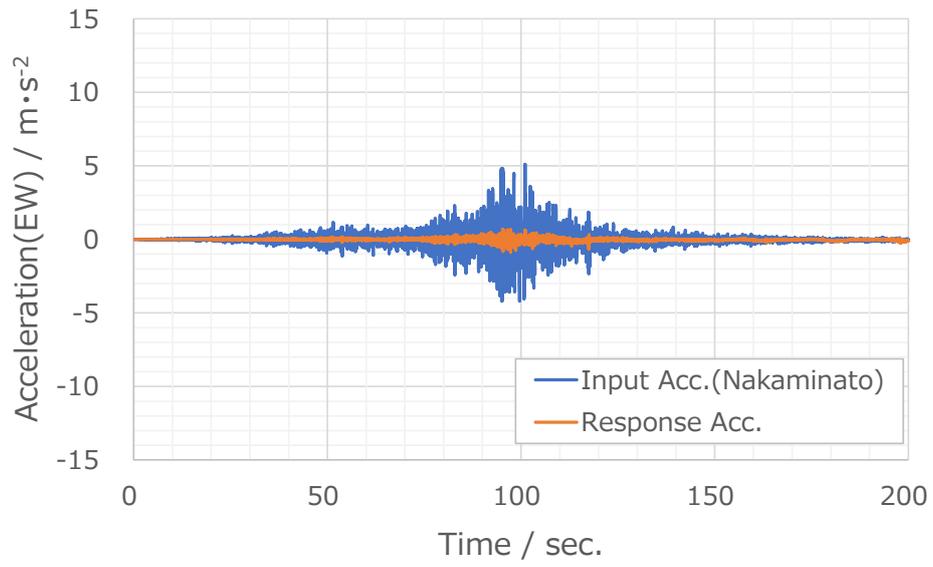
図 3.3.2.2-2 プラントレイアウト基本概念のアイデア



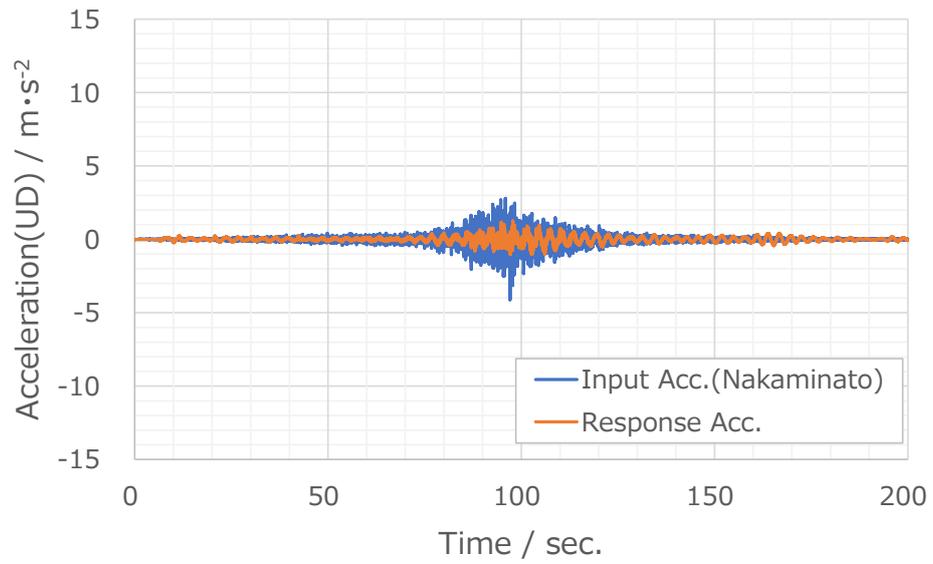
(a) 長辺方向のモデル

(b) 短辺方向のモデル ($L_c=28\text{m}$)

図 3.3.2.2-3 安定性評価のモデル模式図

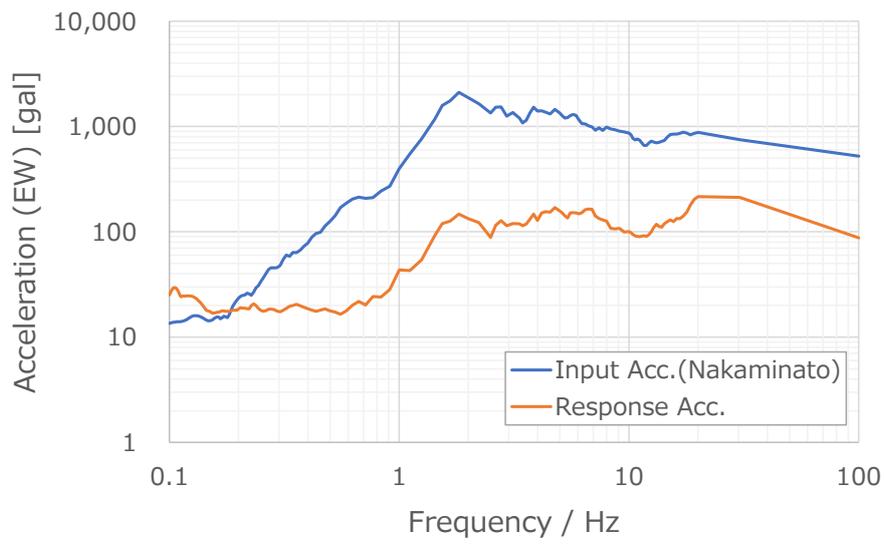


(a) 水平方向(EW)

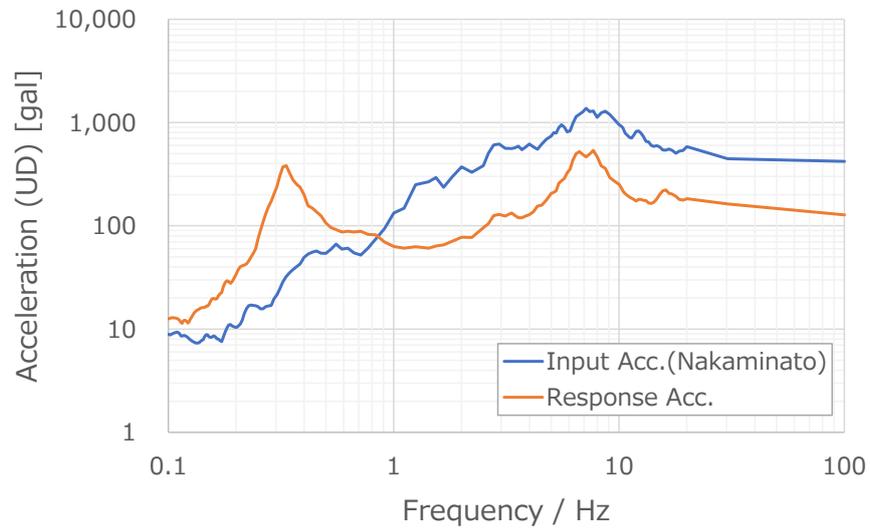


(b) 鉛直方向(UD)

図 3. 3. 2. 2-4 入力加速度と長辺方向モデル応答加速度比の時刻歴波形比較

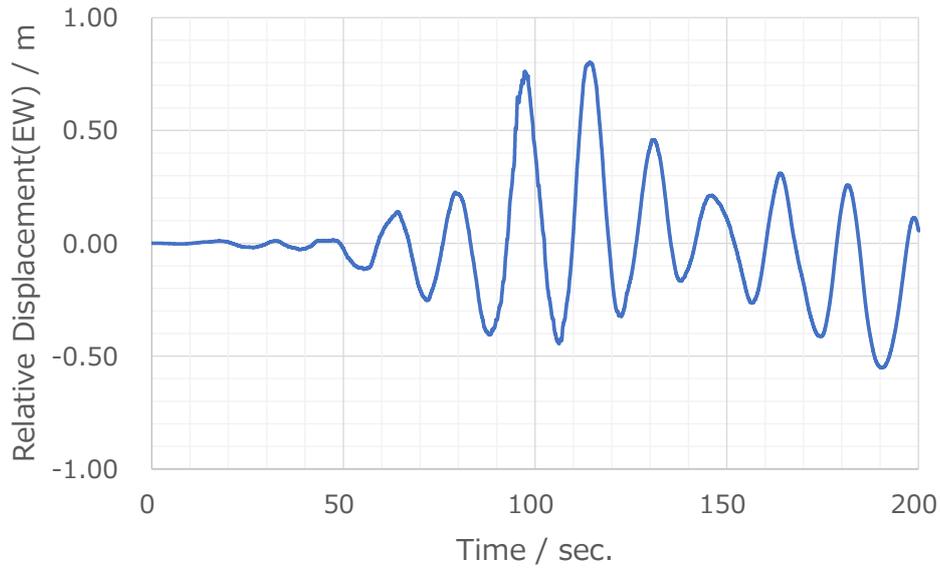


(a) 水平方向 (EW)

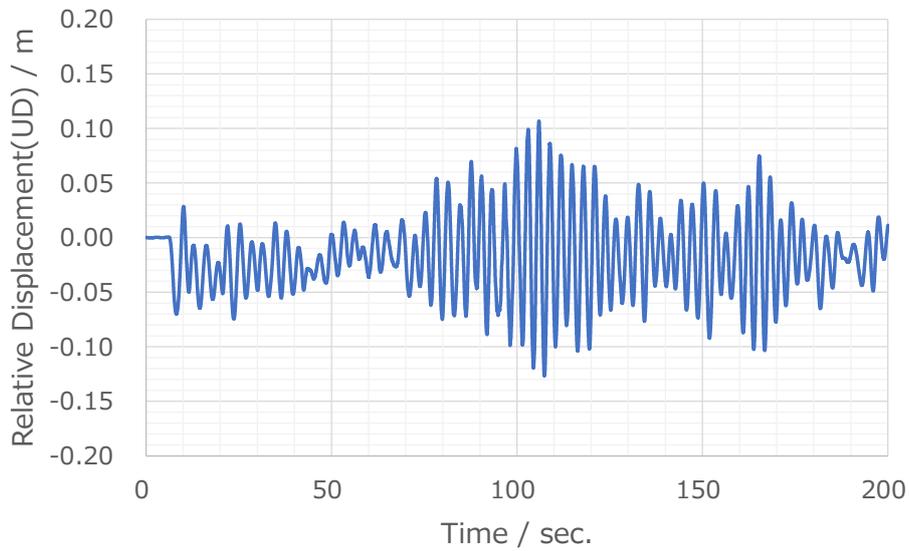


(b) 鉛直方向 (UD)

図 3. 3. 2. 2-5 入力加速度と長辺方向モデル応答加速度の応答スペクトル比較

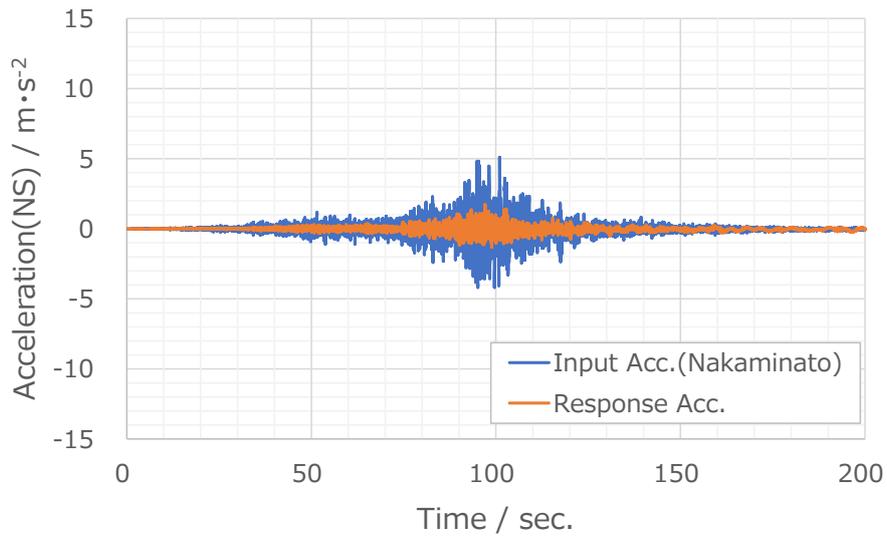


(a) 重心の初期位置を 0 とした水平方向相対変位 (EW)

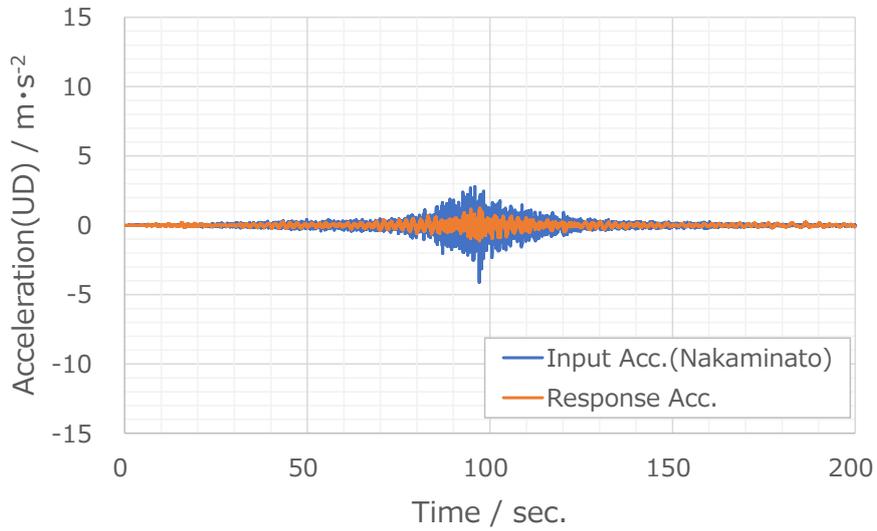


(b) 重心の初期位置を 0 とした鉛直方向相対変位 (UD)

図 3.3.2.2-6 長辺方向モデルの応答変位

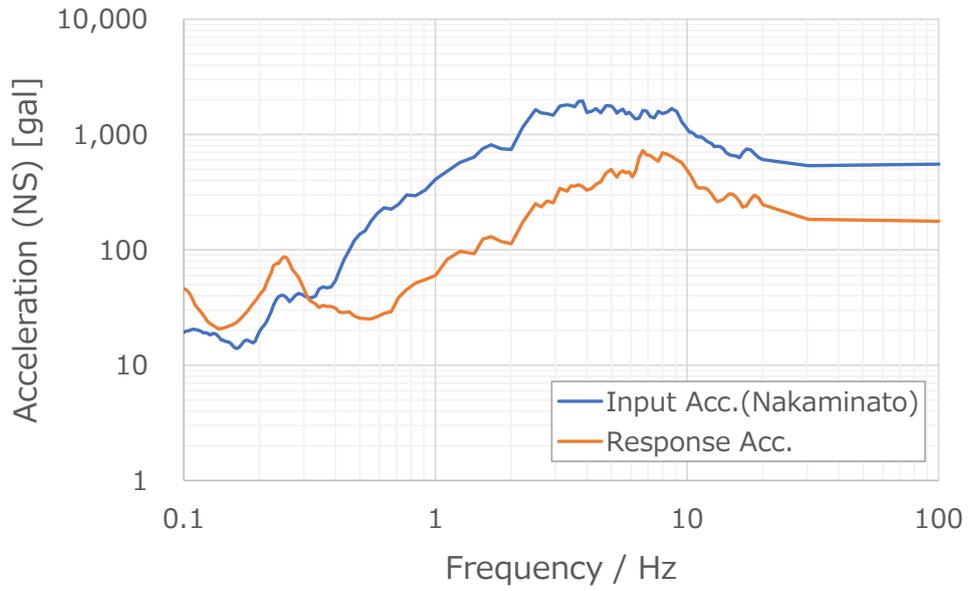


(a) 水平方向(NS)

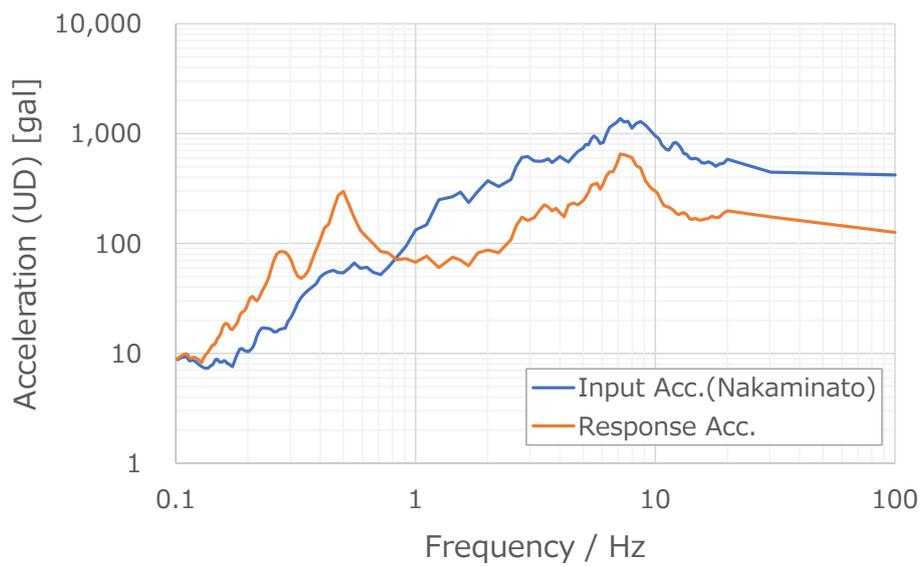


(b) 鉛直方向(UD)

図 3.3.2.2-7 入力加速度と短辺方向モデル応答加速度の時刻歴波形比較

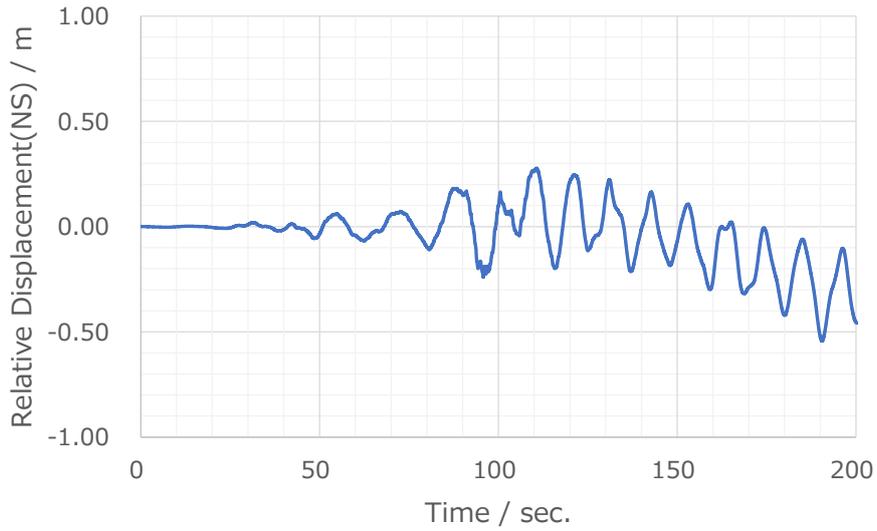


(a) 水平方向(NS)

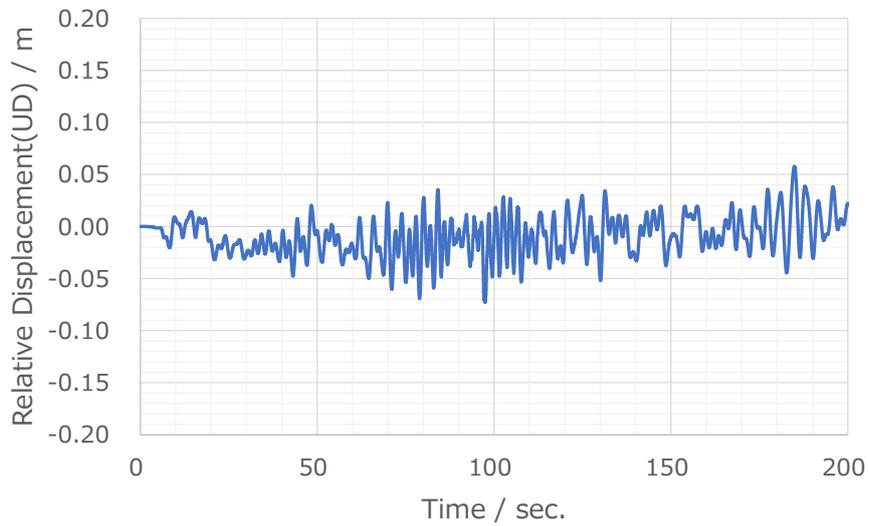


(b) 鉛直方向(UD)

図 3.3.2.2-8 入力加速度と短辺方向モデル応答加速度の応答スペクトル比較



(a) 重心の初期位置を 0 とした水平方向相対変位 (NS)



(b) 重心の初期位置を 0 とした鉛直方向相対変位 (UD)

図 3.3.2.2-9 短辺方向モデルの応答変位

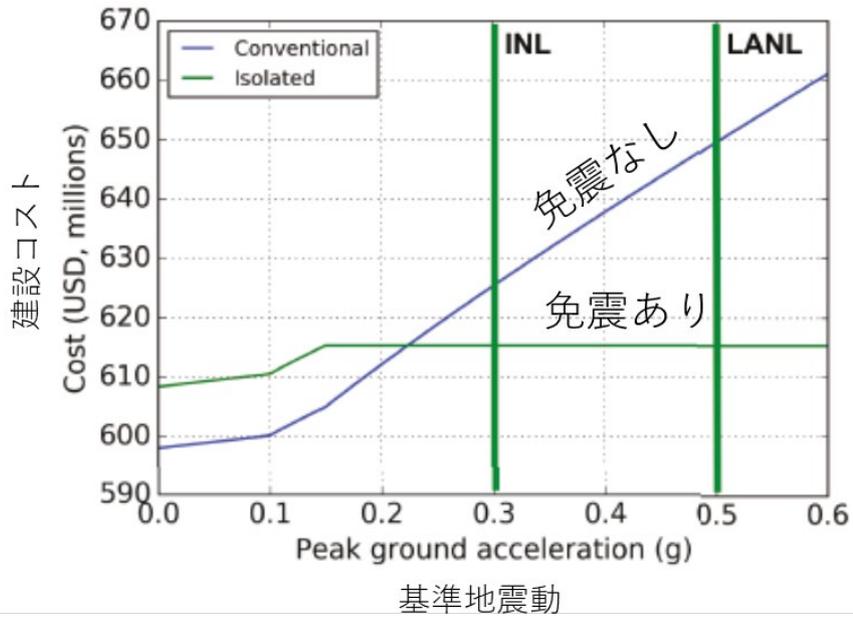


図 3.3.2.2-10 原子力施設の建設コストと基準地震動 (PGA) の関係 [3.3.2.2-3]

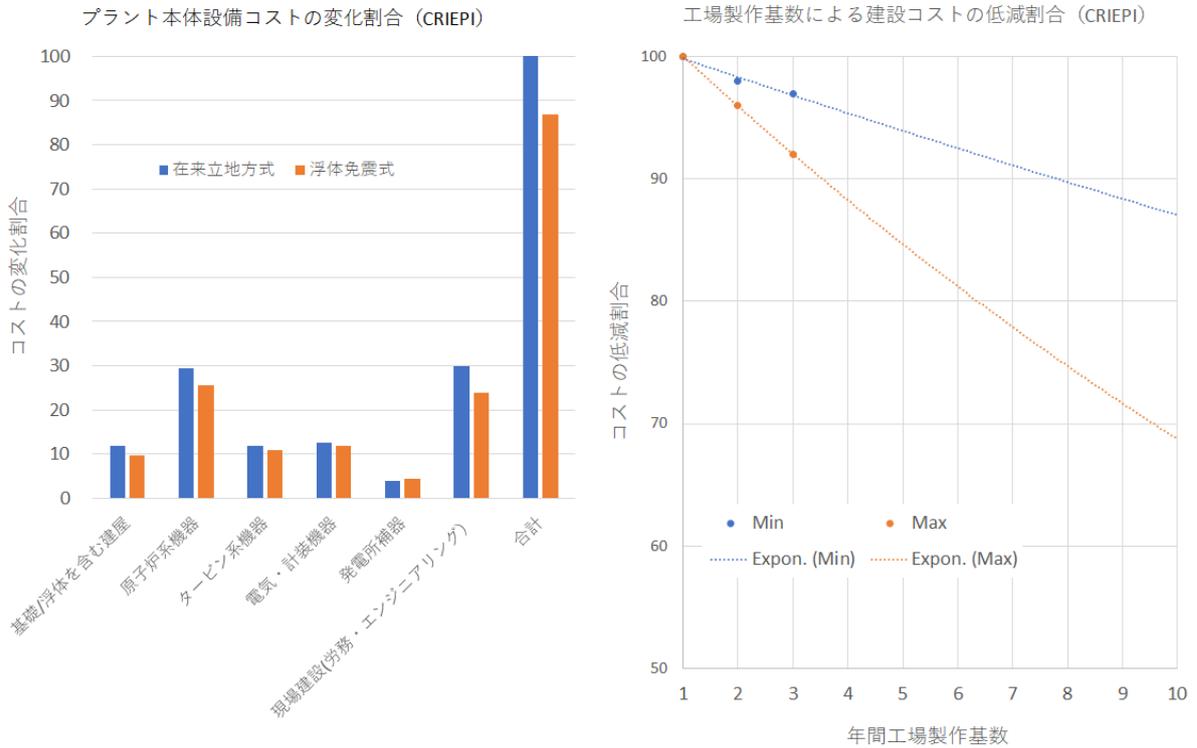


図 3.3.2.2-11 浮体免震と工場製作導入によるコスト低減効果 [3.3.2.2-4]

参考文献:

- [3.3.2.2-1] 株式会社フローサイエンスジャパン Web サイト
<https://www.flow3d.co.jp/products/flow-3d/index.htm>
- [3.3.2.2-2] 浅見敏彦、横田泰孝、伊勢智彦、本田逸郎、坂本博哉、「オリフィス付き空気ばねの非線形特性解析と実験による検証」、日本機械学会論文集、77 巻 777 号、p.1674 (2011)
- [3.3.2.2-3] Idaho National Laboratory, Characterizing the Benefits of Seismic Isolation for Nuclear Structures: A Framework for Risk-Based Decision Making, INL/EXT-16-40122, November 2016.
- [3.3.2.2-4] 財団法人電力中央研究所「電力中央研究所報告 浮揚式原子力発電所の動揺特性とプラント成立性評価 総合報告:U44」平成 14 年 12 月

3.3.3 原子力システムの負荷追従性能の評価【R2～R5】

電力レジリエンス分析のインプットとなる原子力システム(SMR プラント)の負荷追従性能(最低出力、負荷追従率、発電効率など)を検討した。また、電力レジリエンス分析で算定された SMR プラントの出力曲線を満足可能な SMR プラント運転制御方式を検討した。

【3.3.3 小括】

本検討では、RELAP5 用に開発された詳細 SMR プラントモデルを用いた負荷追従運転のシミュレーション結果を用いて電力レジリエンス分析のインプットとなる原子力システム(SMR プラント)の負荷追従性能を検討し、最低出力、負荷追従率及び部分負荷時の発電効率を算定した。また、電力レジリエンス分析で算定された再エネが大量導入された電源構成比率を有する電力系統において、SMR プラントの負荷追従運転が有効な調整力を供給可能であることを示すため、SMR プラントの動特性評価モデルと電力需給・周波数シミュレーション用の電気学会標準解析モデル(AGC30 モデル)を結合した電力需給・周波数シミュレーションモデルを新たに開発し、当該モデルが SMR 調整力による電力系統安定化の有効性評価に適用できることを確認した。加えて、当該モデルを用いて、再エネが大量導入された電力系統において、SMR プラントが LFC 対象機として電力系統の安定化に有効であること明らかにした。

3.3.3.1 令和 4 年度までの実施内容・成果の概要

(1) 電力需給・周波数シミュレーション用の SMR プラントモデルの整備

電力系統での SMR プラント運転制御方式の検討に使用する評価モデルは、沖縄を除く日本全国を対象とした系統規模や周波数制御の時間領域におけるシミュレーションが可能であることやシミュレーション結果の妥当性を客観的に判断できること、開発を合理的に進めることができることから、電力需給・周波数シミュレーションに広く用いられている電気学会標準解析モデル(AGC30 モデル)[3.3.3.1-1]をベースとして採用した。図 3.3.3.1-1 に電力需給シミュレーション用評価モデルの構成を示す。AGC30 モデルには、電力需要や自然変動電源の出力予測値、連系線計画潮流、発電機の運転条件に基づき各発電プラントの発電計画を評価可能なツールが整備されているが、本研究では、電力レジリエンス分析で得られた時系列データを入力データとして採用する。また、電力需要や電源構成比率についても電力レジリエンス分析の検討結果を使用する。また、AGC30 モデルでは原子力発電プラントがベースロード電源として位置づけられ、評価モデ

ルが整備されていないことから、原子力システムの評価モデルの開発方針を検討した。

通常、電力需給・周波数シミュレーションでは、経済負荷配分制御 (EDC) 評価モデルにおいて需要予測値と発電計画から EDC 総配分量を計算し、これを燃料費等の経済性に係るパラメータが最適となるよう各 EDC 対象機の出力値を配分する演算を行うが、本研究では、電力レジリエンス分析において電力コスト等が最適となる電力需給計画が算定されている。そこで、EDC 対象機については新たに評価モデルを構築せず、電力レジリエンス分析で得られた各発電プラント運転曲線の時系列データを EDC 指令値として用いる。一方、負荷周波数制御 (LFC) 対象機となる高温ガス炉については、プラントの応動特性の考慮が必要なため評価モデルを開発することとした。

本評価では、発電機回転速度の変化や中央給電指令所による LFC 指令値に対するプラント制御動作と原子力ガスタービン発電プラントである高温ガス炉システム電気出力の時間的变化、並びに、電力系統との相互影響を考慮することが重要であることから、SMR プラントモデルは、タービン・ガバナモデルのみではなく、プラント制御系及び原子炉系をモデル化対象とする。

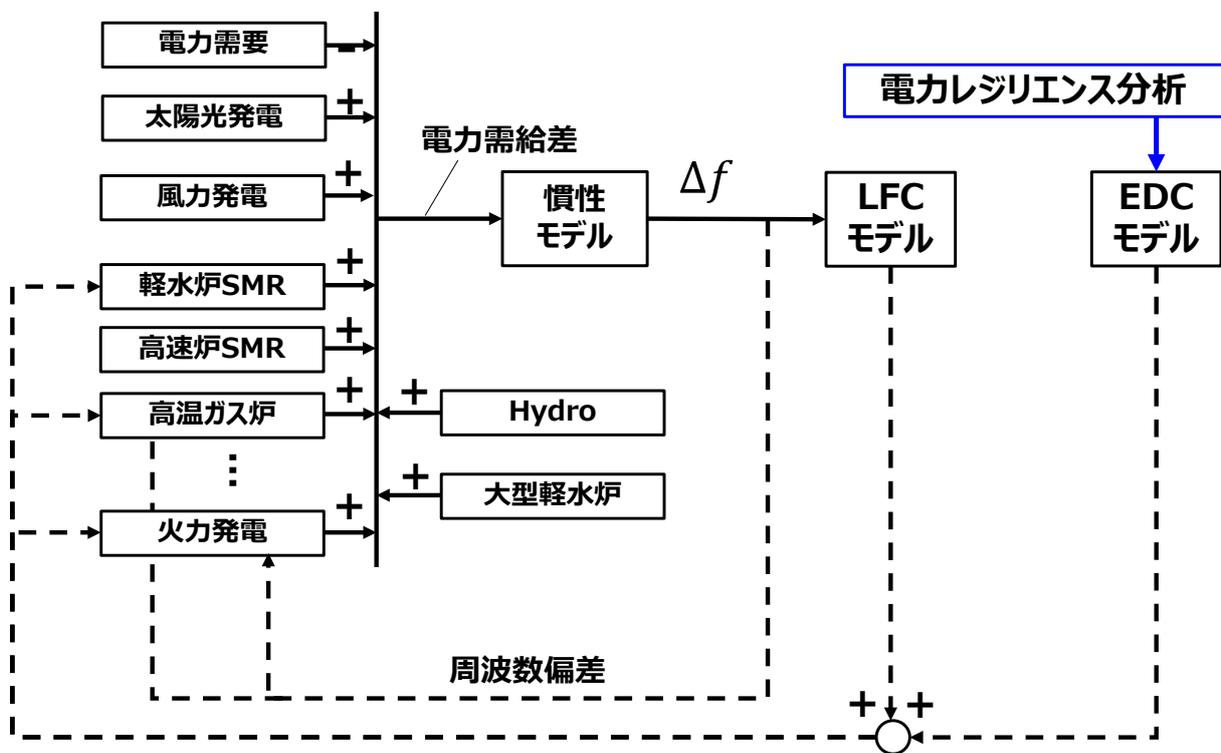


図 3.3.3.1-1 電力需給・周波数シミュレーション用評価モデルの構成

本評価では、発電機回転速度の変化や中央給電指令所による LFC 指令値に対するプラント制御動作と原子力ガスタービン発電プラントである SMR プラント電気出力の時間的变化、並びに、電力系統との相互影響を考慮することが重要であることから、SMR プラントモデルは、原動機(ガスタービン)や调速機(ガバナ)モデルのみではなく、原子炉、熱交換器及びプラント制御系をモデル化対象とした。図 3.3.3.1-2 に SMR モデルのモデル化対象範囲を示す。

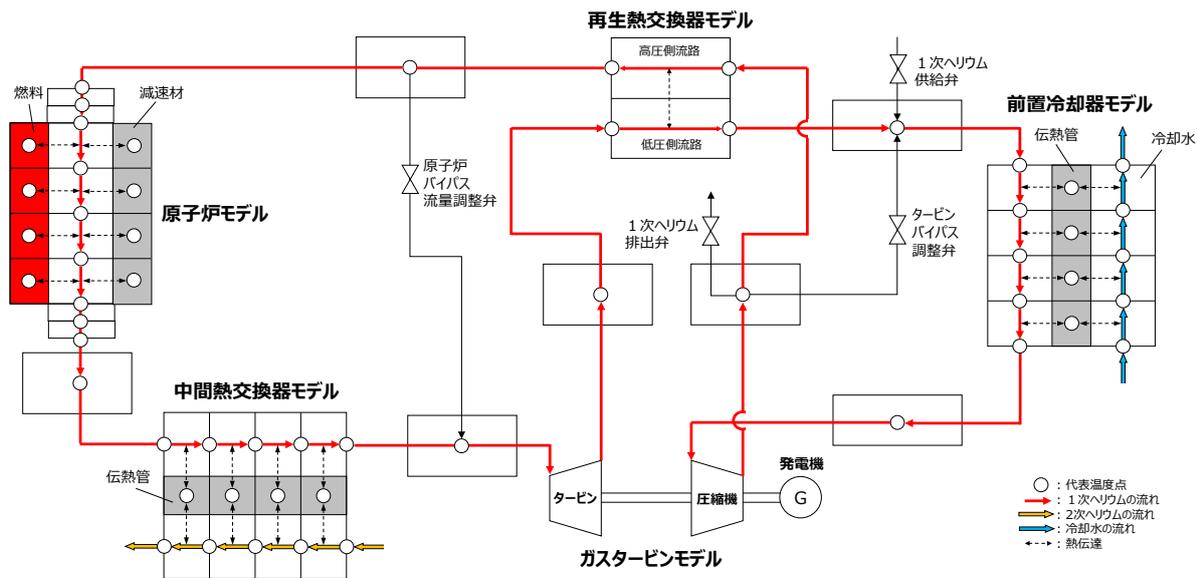


図 3.3.3.1-2 SMR モデルの対象範囲

整備した SMR プラントモデルは以下のモデルから構成される。

① 原子炉モデル

原子炉は炉心を燃料チャンネル 1 本で代表した単チャンネルモデルを採用し、燃料要素、冷却材流路及び燃料冷却材流路近傍の燃料ブロック(減速材)をモデル化した。核分裂反応による燃料要素での熱発生量評価には、新たに構築した 1 点炉原子炉動特性方程式を用いた評価モデルを用いた。反応度フィードバックは、ドップラ温度フィードバック及び減速材温度フィードバックを考慮し、燃料要素及び減速材の体積平均温度に基づく評価モデルとした。また、原子炉出口温度制御系で計算された制御棒反応度を 1 点炉原子炉動特性方程式での反応度計算において考慮した。出力即発中性子寿命、実効遅発中性子割合、燃料温度係数、減速材温度係数及び出力分布には、原子力機構設計の実用高温ガス炉の核設計結果での値を用いた。

炉心熱計算は、MATLAB/Simulink 上で使用可能な拡張ライブラリである Simscape のパイプコンポーネントを用いてモデル化を図ったが、既存の Simscape パイプコンポーネントは、1 つの固体との熱交換しか考慮できないことから、1 つの固体との熱交換を可能とするよう新たにモデルを構築した。

② 熱交換器モデル

中間熱交換器、再生熱交換器及び前置冷却器を Simscape の熱交換器コンポーネントを用いてモデル化した。中堅熱交換器の 2 次ヘリウム及び前置冷却熱の冷却水については、入口に温度、流量及び圧力境界を設定した。熱伝達率は、原子力機構設計の実用高温ガス炉の機器設計で用いた評価式に基づき、ヌッセルト数をプラントル数とレイノルズ数のテーブルとして入力した。出力即発中性子寿命、実効遅発中性子割合、燃料温度係数、減速材温度係数及び出力分布には、原子力機構設計の実用高温ガス炉の機器設計結果での値を用いた。

③ ガスタービンモデル

ガスタービンは単一の回転軸に接続されたタービン、圧縮機及び発電機から構成され、回転軸の特性をタービン、圧縮機及び発電機の軸トルクを考慮した以下の角運動量保存式によりモデル化した。

$$\sum I_i \frac{d\omega}{dt} = \sum \tau_i \quad (\text{式 3.3.3.1-1})$$

$$\tau_i = \frac{W_i}{\omega} \quad (\text{式 3.3.3.1-2})$$

$$W_t = -\eta_t \frac{P_{ti}}{\rho_{ti}} G_t \left(\frac{\kappa}{\kappa - 1} \right) \left\{ \left(\frac{P_{to}}{P_{ti}} \right)^{\frac{\kappa-1}{\kappa}} - 1 \right\} \quad (\text{式 3.3.3.1-3})$$

$$W_c = -\frac{1}{\eta_c} \frac{P_{ci}}{\rho_{ci}} G_c \left(\frac{\kappa}{\kappa - 1} \right) \left\{ \left(\frac{P_{co}}{P_{ci}} \right)^{\frac{\kappa-1}{\kappa}} - 1 \right\} \quad (\text{式 3.3.3.1-4})$$

G_t : タービンヘリウム流量 [kg/s]

G_c : 圧縮機ヘリウム流量 [kg/s]

W_i : タービン及び圧縮機仕事 [W]

η_c : 圧縮機効率

η_t : タービン効率

P_{ci} : 圧縮機入口圧力 [Pa]

P_{co} : 圧縮機出口圧力 [Pa]

P_{ti} : タービン入口圧力 [Pa]

P_{to} : タービン出口圧力 [Pa]

T_{ti} : タービン入口温度 [K]

T_{to} : タービン出口温度 [K]

T_{ci} : 圧縮機入口温度 [K]

T_{co} : 圧縮機出口温度 [K]

ρ_{ci} : 圧縮機入口密度 [kg/m³]

ρ_{ti} : タービン入口密度 [kg/m³]

τ_i : 軸トルク [N m]

I_i : 慣性モーメント [kg m²]

ω : 回転数 [rad/s]

κ : ヘリウム比熱比

タービン仕事の評価に用いるタービン効率及び圧力比は、以下式で評価する。

$$\eta_t = f\left(\frac{U}{C_0}\right) \quad (\text{式 3.3.3.1-5})$$

$$PR_t = \left(1 - \frac{C_0^2 Z}{2g \frac{\kappa}{\kappa-1} RT_{ti}}\right)^{\frac{\kappa}{1-\kappa}} \quad (\text{式 3.3.3.1-6})$$

$$C_0 = \frac{\pi D_m \frac{N}{60}}{\left(\frac{\phi}{0.208}\right)^{\frac{-1}{1.25}}} \quad (\text{式 3.3.3.1-7})$$

$$\frac{U}{C_0} = \left(\frac{\phi}{0.208}\right)^{\frac{-1}{1.25}} \quad (\text{式 3.3.3.1-8})$$

$$\phi = \frac{\frac{G_t \sqrt{T_{ti}}}{P_{ti_kgm2}}}{\frac{N}{\sqrt{T_{ti}}} \frac{\pi D_m}{60} A_m \frac{1}{R}} \quad (\text{式 3.3.3.1-9})$$

A_m : タービン入口環状面積 [m²]

C_0 : 総理論速度 [m/s]

D_m : タービン平均直径 [m]

N : ガスタービン回転数 [rpm]

PR_t : タービン圧力比

P_{ti_kgm2} : タービン入口圧力 [kg/m²]

R : 気体定数 [m/K]

U : タービン平均周速 [m/s]

Z : タービン段数

圧縮機仕事の評価に用いる圧縮機効率及び圧力比は、設計情報に基づき設定される特性曲線により評価する。

④ プラント制御系モデル

MATLAB/Simulink を用いて、以下の制御系について原子力機構設計の実用高温ガス炉の制御ブロック図に基づきモデル化を行った。

1) 原子炉出口温度制御系

原子炉出口温度の設定値を入力として、設定値と原子炉出口ヘリウム温度の偏差をもとに制御棒位置を調整する。

2) タービンバイパス調整弁制御系

ガスタービン回転数の設定値を入力として、設定値とガスタービン回転数との偏差をもとにタービンバイパス調整弁の開度を調整する。

3) 1次ヘリウム圧力制御系

ガスタービン出力の設定値を入力として、設定値と1次ヘリウム圧力との偏差をもとに1次ヘリウム供給弁及び排出弁の開度を調整する。

4) 原子炉バイパス調整弁制御系

タービン入口温度の設定値を入力として、設定値とタービン入口のヘリウム温度との偏差をもとに原子炉バイパス流量調整弁の開度を設定する。

(2) SMR プラントモデルと電力系統シミュレーションモデルの接続

図 3.3.3.1-3 に統合した電力需給シミュレーションモデルを示す。

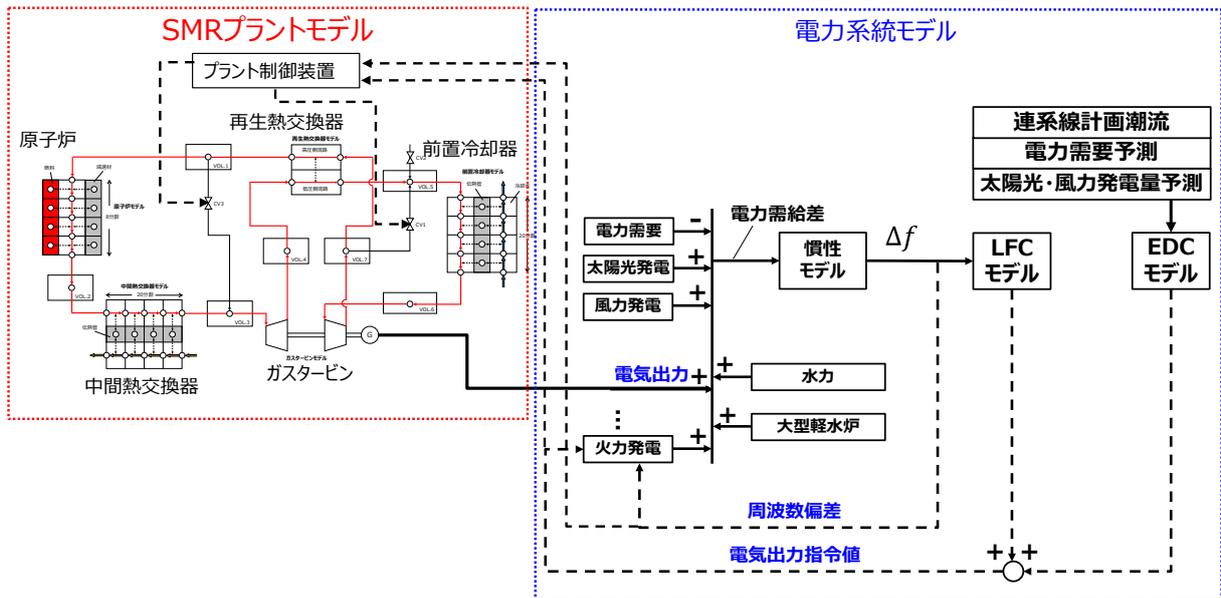


図 3.3.3.1-3 電力需給・周波数シミュレーションモデル

AGC30 モデルは、全てのプラントモデルが LFC や EDC に基づく出力指令値及び電力系統の周波数偏差を受取り、タービン出力(発電機出力)を電力系統モデルに出力するモデルとして実装されている。それに習い、SMR プラントモデルと電力系統モデルとの入出力項目は他プラントモデルと同一とした。なお、SMR プラントモデルは原子炉熱出力 600 MWt のプラント設計情報に基づきモデル化しており、電力需給シミュレーション上での SMR プラントの設備容量を任意に模擬可能とするため、SMR プラントモデルと電力系統モデル間での出力指令値及びタービン出力は、設備容量と定格出力のスケール比を入力データで設定可能とした。SMR プラントモデルへ入力された出力指令値は、1次冷却設備の圧力制御系において目標値として入力する。また、電力系統周波数偏差は、SMR プラントモデルのガスタービンモデルに入力する。令和3年度に整備を完了した SMR プラントモデルのガスタービンモデルは、ガスタービンローターの角運動量保存式における発電機負荷を入力とし、ガスタービン回転数を出力としていた。一方、電力需給シミュレーションモデルへの組み込みに当たっては、前述のとおり、周波数偏差を入力とし、タービン出力を出力とする。また、SMR プラントモデルが定常状態を得るための計算が必要なのに対し、電力系統は計算開始直後から過渡計算を行う仕様である。そのため、計算開始後、SMR プラントモデルで定

常状態が得られる時間、外乱を与えない条件での計算(ヌル・トランジェント計算)を行い、その後、SMR プラントモデルと電力系統モデルを接続した状態で計算を行う仕様とした。

具体的には、SMR プラントモデルのガスタービンモデルに関し、周波数偏差を入力とし、タービン出力を出力とする改良を行った。具体的には、ガスタービンローターの角運動量保存式を以下式でモデル化した[3.3.3.1-2]。

$$(I_{tur} + I_{com} + I_{gen}) \frac{\partial \omega}{\partial t} = \Gamma_{tur} + \Gamma_{com} - \Gamma_{gen} \quad (\text{式 3.3.3.1-10})$$

$$\frac{\partial \phi}{\partial t} = \omega - \omega_s \quad (\text{式 3.3.3.1-11})$$

$$\Gamma_{gen} = C_0 \sin \phi \cdot \frac{\omega_{ref}}{\omega} \quad (\text{式 3.3.3.1-12})$$

Γ_i : 軸トルク [N m]

ϕ : 揺動角 [N m]

I_i : 慣性モーメント [kg m²]

ω : 回転数 [rad/s]

上記モデルを用いて、以下手順で計算を行う仕様とした。

- ① AGC モデルで計算した電力系統の周波数を回転数に単位変換
- ② 回転数の計算結果を用いて(式 3.3.3.1-11)により揺動角を計算
- ③ 揺動角と(式 3.3.3.1-12)を用いて発電機トルクを計算
- ④ 計算した発電トルクをプラント動特性モデルのガスタービン角運動量保存式の(式 3.3.3.1-10)を用いて、ガスタービン回転数を計算
- ⑤ ガスタービン回転数の設定値と計算値の差に応じて、SMR プラントモデルのタービン調整弁制御系により回転数が調整され、タービン出力が変動
- ⑥ プラント動特性モデルの発電機出力を AGC モデルへインプット

改良した SMR プラントモデルの妥当性を確認するため、定格状態を対象に、当該モデルの計算結果とプラント過渡挙動評価用として開発された詳細 SMR プラントモデルの計算結果を比較した結果を図 3.3.3.1-4 に示す。計算結果に示すとおり、両者の 1 次冷却設備内の温度及び圧力分布挙動はよく一致しており、改良した SMR プラントモデルの妥当性が確認された。

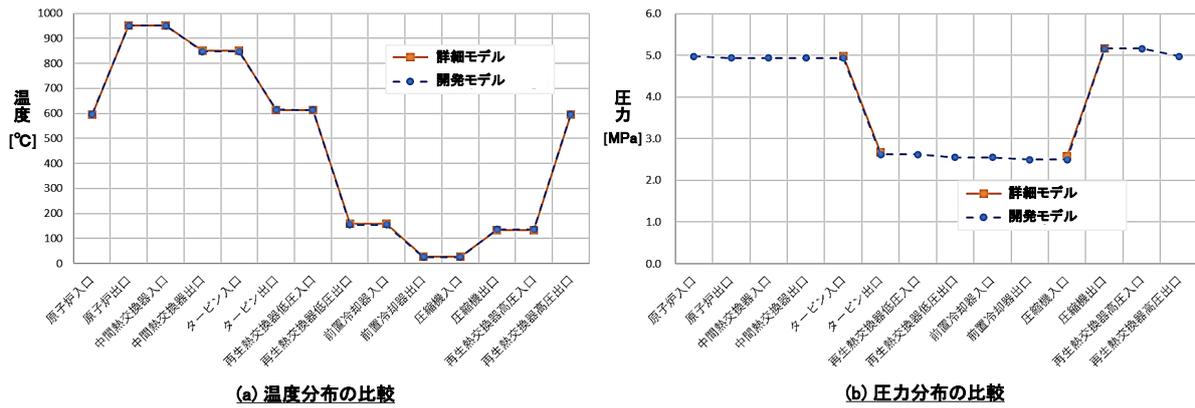


図 3.3.3.1-4 改良 SMR プラントモデルと詳細 SMR プラントモデル計算結果の比較

また、前述のヌル・トランジェント計算を行うため、SMR プラントモデルに以下の条件設定を行った。

計算開始後 t_{on} 秒後まで一定質量流量とし、それ以降は基本構成式で評価する。

$$\begin{cases} \begin{matrix} G_{ti} = 324 \\ G_{ci} = 324, \\ \vdots \end{matrix} & t < t_{on} \\ \begin{matrix} G_{ti} * \Delta H_t = |W_t| \\ G_{ci} * \Delta H_c = |W_c| \end{matrix} & t \geq t_{on} \end{cases} \quad (\text{式 3.3.3.1-13})$$

G_{ti} : タービン入口流量 [kg/s]

G_{ci} : 圧縮機入口流量 [kg/s]

ΔH_t : タービンエンタルピ [J/kg]

ΔH_c : 圧縮機エンタルピ [J/kg]

W_t : タービン仕事 [W]

W_c : 圧縮機仕事 [W]

計算開始後 t_{on} 秒後までタービン仕事はゼロとし、さらに t_{ss} 秒後までは定常一定値、それ以降は基本構成式で評価する。圧縮機や発電機も同じとした。

$$W_t = \begin{cases} 0, & t < t_{on} \\ W_t (\text{定常一定値}), & t_{on} \leq t < t_{ss} \\ W_t (\text{計算値}), & t \geq t_{ss} \end{cases} \quad (\text{式 3.3.3.1-14})$$

計算開始後 t_{on} 秒後までタービン熱効率は 1 とし、さらに t_{ss} 秒後までは定常一定値、それ以降はテーブル参照で評価する。圧縮機も同じとした。

$$\eta_t = \begin{cases} 1, & t < t_{on} \\ \eta_t \text{ (定常一定値)}, & t_{on} \leq t < t_{ss} \\ \eta_t \text{ (テーブル参照値)}, & t \geq t_{on} \end{cases} \quad (\text{式 3.3.3.1-15})$$

η_t : タービン仕事 [W]

W_c : 圧縮機仕事 [W]

3.3.3.2 令和5年度の実施内容および成果

3.1の検討結果に基づき、再エネが大量導入された電力系統におけるSMRの負荷追従運転性能を評価した。

(1) SMRプラントの負荷追従性能の検討

電力レジリエンス分析のインプットとなるSMRプラントの負荷追従性能評価では、SMRプラントの負荷追従運転によるプロセス量の変化が運転上重要なパラメータである燃料や機器温度へ与える影響の評価が要求される。そこで、プラント過渡挙動評価に広く用いられているRELAP5用開発された詳細SMRプラントモデルを用いた負荷追従運転のシミュレーション結果を基に検討した。

本研究で対象とするSMRプラントの系統構成を図3.3.3.2-1に示す。LFCが対象とする数分から20分程度の時間領域において、追加設備なしに、炉内構造物を蓄熱体として活用することで高い発電効率を維持したまま調整力を提供することを提案している[3.3.3.2-1]。具体的には、要求される電気出力に対応してあらかじめ定めた冷却材圧力の目標値を参照し、インベントリ制御弁を用いて冷却材インベントリを調整することで冷却材流量を変化させてガスタービン動力、即ち、電気出力を調整する。このとき、ガスタービン動力変化により生じる冷却材熱収支のアンバランスが、冷却材流量変化に伴う炉心と冷却材間の熱伝達による熱移動量の増減により補完される。

これまでの詳細SMRプラントモデルを用いたシミュレーションでは、以下の負荷追従性能があることが示されている[3.3.3.2-1][3.3.3.2-2]。

- 原子炉出力を一定に維持したまま熱電比を変化させた±5%/minの出力変化率での負荷追従運転
- 原子炉構造物を熱貯蔵として活用した原子炉出力を一定に維持したままでの±20%/minの周期的な出力変動に対応した負荷追従運転
- タービン回転数制御弁を用いた原子炉出力を一定に維持したままでの±20%/secの出力変動に対応した負荷追従運転

また、詳細SMRプラントモデルを用いてSMRプラントの最低出力を評価した。その結果、原子炉出力を一定に維持したまま、水素製造施設の所要電力を含む所内電力として必要な程度まで発電設備による電気出力が低減可能であること、すなわち、正味の最低出力0MWeが可能であることを示した。一方、このとき、ガスタービン運転点が設計点から外れるため、発電効率は38%程度まで低下する。

以上の検討結果から、SMR プラントの負荷追従性能は表 3.3.3.2-1 のとおりとなった。

表 3.3.3.2-1 SMR プラントの負荷追従性能

| | |
|----------|---------|
| EDC 制御性能 | 5%/min |
| LFC 制御性能 | 20%/min |
| GF 制御性能 | 20%/sec |
| 最低出力（正味） | 0MWe |

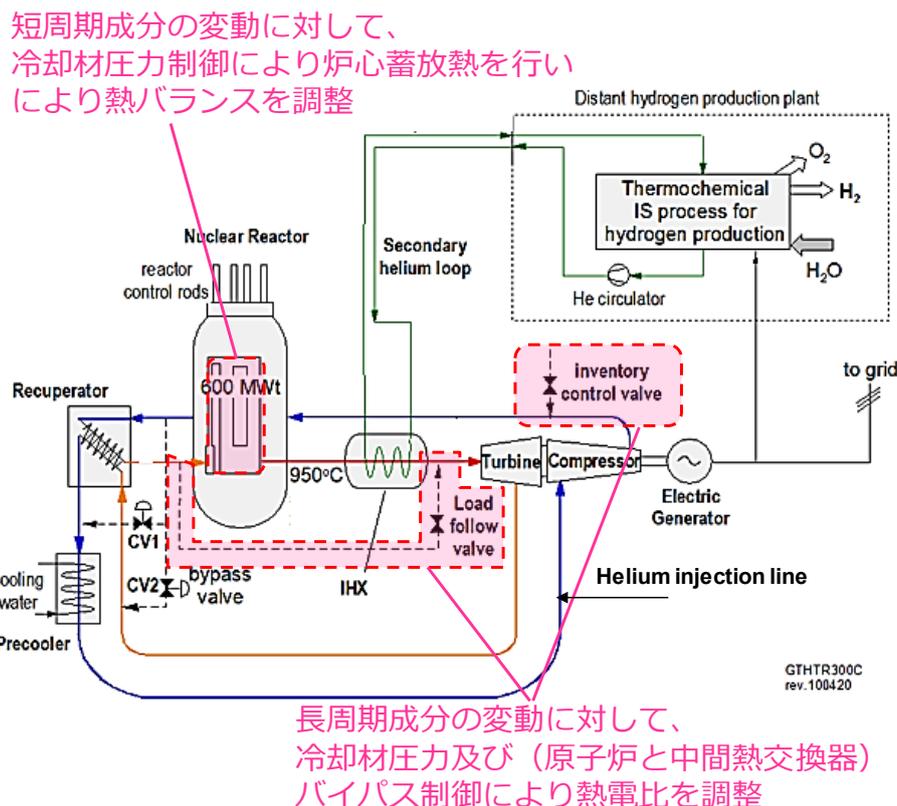


図 3.3.3.2-1 SMR プラントの系統構成

(2) SMR プラントの負荷追従運転制御シミュレーション

SMR プラントの調整力が提案した運転制御方式により電力系統安定化に有効であることを確認するため、前項で整備した電力需給・周波数シミュレーションモデルを用いて、再生可能エネルギーが大量導入された電力系統を対象としたシミュレーションを行った。具体的には、軽負荷期（10月10日）の日中を対象に、長周期成分は、東京大学の電力需給モデルで算定した電力需要、各発電所の電気出力曲線等のデータを用いた。電力需要の短周期成分は、(式 3.3.3.2-1)に示した三角関数の重ね合わせにより作成した人工的な時系列データ[3.3.3.2-3]を用いた。

$$P_{DS} = K \sum_{T=1}^{7200} S(T) \sin\left(\frac{2\pi t}{T} + \theta\right) \quad (\text{式 3.3.3.2-1})$$

$$\theta = 2\pi \times rand$$

T : 変動周期 [s]

$S(T) = T \times rand$: 周期 T の変動の大きさ

$rand$: 0~1 の間の一様乱数

K : 短周期変動全体の標準偏差を調整する係数

また、風力発電の電気出力曲線の短周期成は、以下式で算定した有色雑音特性を持った時系列データ [3.3.3.2-4] を用いた。

$$f_n(v) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma} \exp\left\{-\frac{(x-\mu)^2}{2\sigma^2}\right\} \quad (\text{式 3.3.3.2-2})$$

σ : 風速の変化の大きさ

μ : 設置地域内の平均風速

図 3.3.3.2-2 に計算に用いた電力需要及び電気出力曲線を示す。地域要求量、LFC 指令値及び SMR プラントの電気出力、原子炉出力及び電力系統周波数の計算結果を図 3.3.3.2-3 及び図 3.3.3.2-4 に示す。

系統定数、電力需要、電力系統周波数及び連系線潮流偏差に基づき計算された地域要求量がゼロとなるよう、各 LFC 対象機に出力変化速度に応じて調整必用量を配分し、前回 LFC 指令値に配分量を加えた値を新たな出力値として指令する。計算結果に示すとおり、LFC 指令値に基づき、SMR プラントのプラント制御装置が電気出力を増減させている。このとき、原子炉内の燃料及び減速材の平均温度変動は僅かであり、結果として原子炉出力の挙動は緩慢に変化する。このとき、電力系統の周波変動は ± 0.2 Hz 以内に抑制された。SMR プラントが LFC 対象機として LNG 火力と同等の性能を有することが確認された。

以上から、整備した電力需給・周波数シミュレーション手法が SMR 調整力による電力系統安定化の有効性評価に適用できること並びに再生可能エネルギーが大量導入された電力系統において、SMR プラントが LFC 対象機として電力系統の安定化に有効であることが明らかになった。

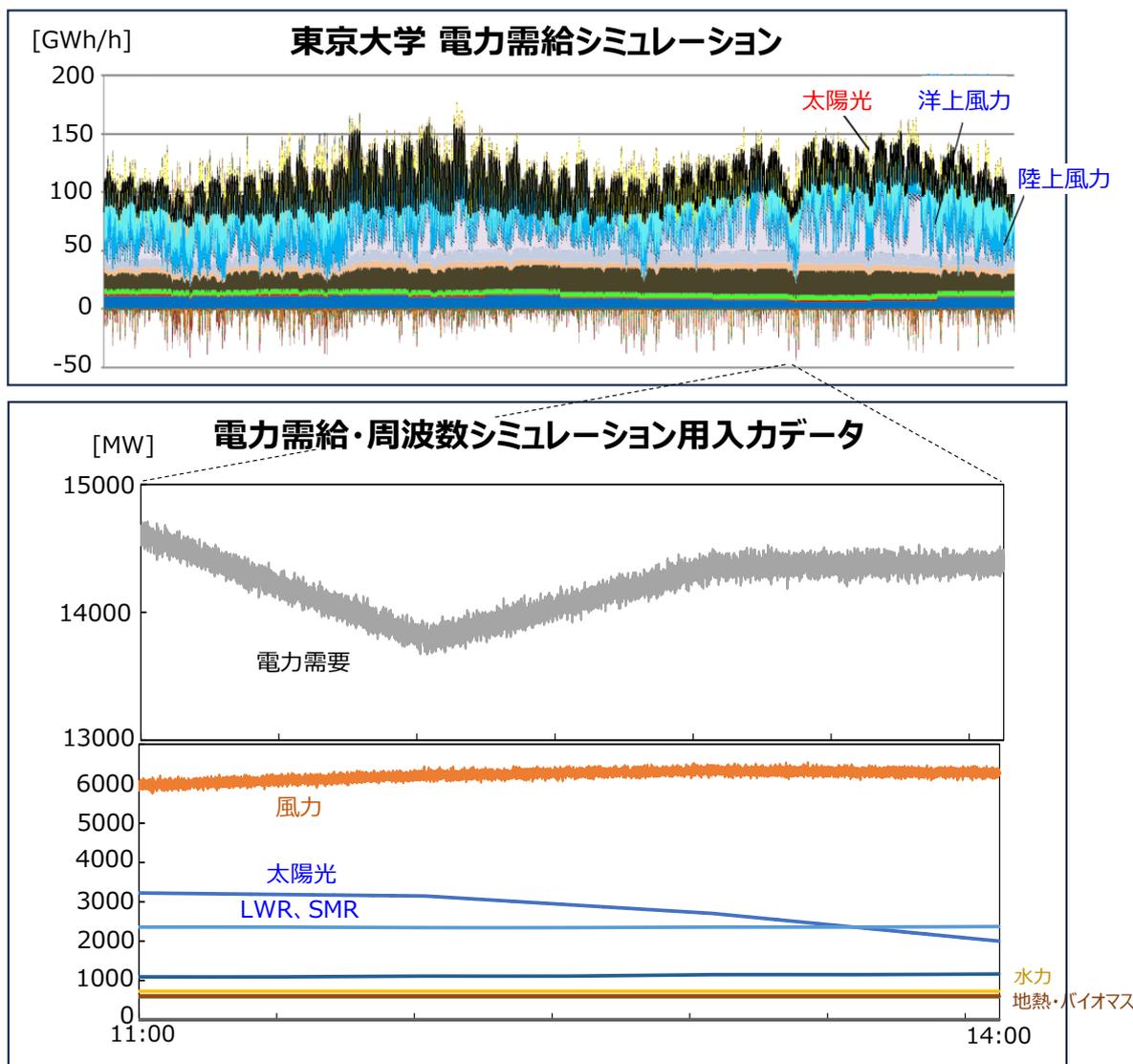


図 3. 3. 3. 2-2 電力需給・周波数シミュレーションに用いた電力需要及び電気出力曲線

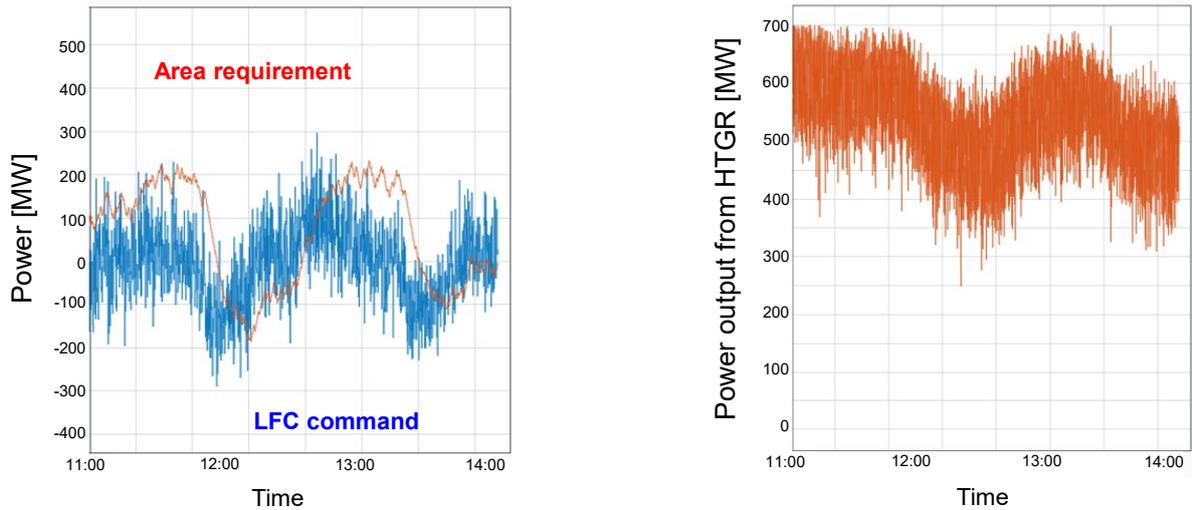


図 3.3.3.2-3 地域要求量、LFC 指令値及び SMR プラント電気出力の計算結果

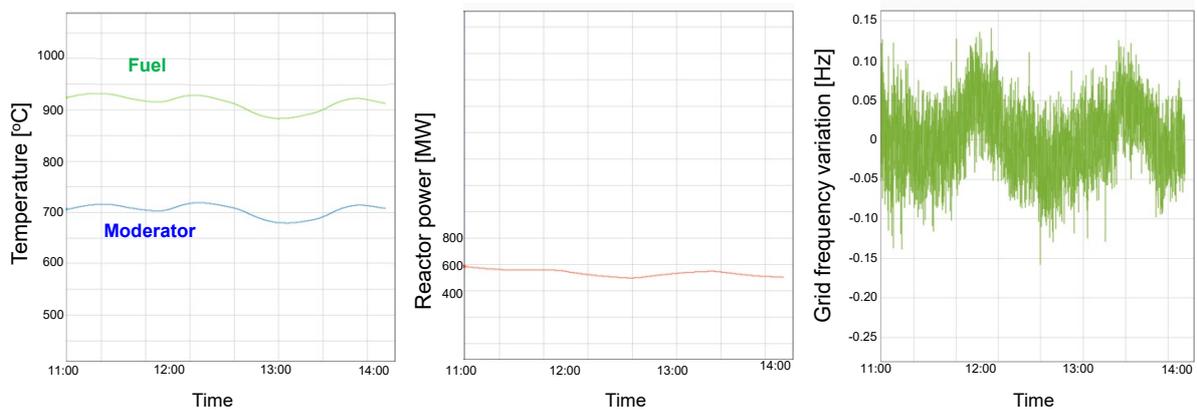


図 3.3.3.2-4 原子炉内温度、原子炉出力及び電力系統周波数の計算結果

参考文献：

- [3.3.3.1-1] 電気学会 電力・エネルギー部門 電力系統技術委員会, 電力需給・周波数シミュレーションの標準解析モデル, 電気学会技術報告 第 1386 号 (2016).
- [3.3.3.1-2] M. Saez et. al., Nuc. Eng. and Des., “Analysis of the turbine deblading in an HTGR with the CATHARE code,” 236, 574-586 (2006).
- [3.3.3.2-1] H. Sato et al., Study of an HTGR and Renewable Energy Hybrid System for Grid Stability, Nucl. Eng. Des., 343, 178-186 (2019).
- [3.3.3.2-2] X. L. Yan, et al., Evaluation of high temperature gas reactor for demanding cogeneration load follow, J. Nucl. Sci. Technol., 49(1), 121-131 (2012).
- [3.3.3.2-3] 天野ほか, 同期化力係数を用いない需給制御シミュレーション連系系統モデル, 平成 27 年電気学会全国大会講演会論文集, 6, 151 (2015).
- [3.3.3.2-4] 七原ほか, 時系列データを用いた電力系統の特性同定手法 -小規模単独系統の周波数変動特性の同定-, 電学論 B, 124(1), 22-31 (2004).

3.3.4 原子力システム技術評価結果のレビュー【R2～R5】

【3.3.4 小括】

原子力システム技術に関する専門家委員会を設置し、海外委員を含めた国際委員会及び国内委員会を開催し、技術評価の研究計画および検討結果についての議論を行った。また委員会では SMR の商用配備に向けたあり得べきライセンス枠組みについて議論され、それについての報告書をまとめた。

3.3.4.1 令和4年度までの実施内容・成果の概要

令和2年度に原子力システム導入戦略分析ツールのインプットとなる原子力システム技術に関する専門家委員会を設置し、以降、各年度において専門家委員会を開催した。専門家委員会では原子力システム技術評価の研究計画(令和2年度)及び検討結果(令和3及び4年度)についてレビューし、多数の有益な意見を得た。

3.3.4.2 令和5年度の実施内容および成果

原子力システム技術評価を目的に6名の専門家を委嘱し、2回の会合を開催し、設計標準化、工場製造、サイト独立型 SMR (DFS-SMR) の商用配備のためのライセンス枠組みの提案について検討し、ライセンス枠組みの概要に関する報告書の草案を作成するとともに、原子力システム技術評価の検討結果についてレビューした。

第1回委員会(令和5年10月24～26日)では、DFS-SMR のライセンス枠組みの概要に関する報告書の草案を提示し、米国 NRC、米国 FAA 及び原子力規制委員会の既存の枠組みと SDF-SMR ライセンス枠組み草案との間のギャップについて議論された。委員より、原子炉ベンダーによる工場での SMR 製造および起動試験と運転に必要な許可とライセンスを誰が取得するのか、および燃料を SMR に装填する場所について、提案された配備シナリオに潜在的な問題があると指摘があった。委員会の場で報告書草案の最初のレビューを完了し、その後の各委員による推敲を経て、委員会報告書 [3.3.4.2-1] を完成させた。

第2回委員会(令和6年3月26日)では、原子力システム技術評価の検討結果について審議を行った。負荷追従性能評価はどのような範囲・基準で成立性を判断しているのか示されると良い、高温ガス炉において固有除熱の概念でコストが下がるのであれば魅力的である等、多数の有益な意見を頂いた。また、今後の展開に係る留意点として、シミュレーションツールの妥当性、SMR と浮体免震技術との組合せにおける制御棒挿入性への影響、浮体免震プール水への排熱の除熱方法の確認・検討が課題といった示唆を頂いた。

参考文献:

[3.3.4.2-1] Nuclear System Technology Review Committee, A Proposed Regulatory Framework for Small Modular Reactors, JAEA-Review 2024-018 (2024) Accepted for publication.

3.4 多目的利用システムモデルの開発（再委託先：日揮グローバル）

3.4.1 水素サプライチェーンシステムおよび CO₂ 再資源化システム特性データベースの構築に資する情報収集【R2-R5】

【3.4.1 小括】

水素サプライチェーンシステム及び CO₂ 再資源化システム特性データの収集において、新規技術のプロセスに焦点を当て、メタン熱分解、メタネーション、FT 軽油、MTG ガソリンの各プロセスの特性データを取得した。これにより、プロセスごとの製品製造量、原料供給量、副生成物の生成量、設備費、ユーティリティ使用量、運転費などが明らかになった。蓄電池導入の経済性評価では、リン酸鉄リチウムイオン電池（LFP）とニッケルマンガンカドミウムリチウムイオン電池（NMC）の比較を行い、LFP が優位であることが確認された。シミュレーションにより、需給調整市場及び卸電力市場におけるアービトラージの効果を考慮し、蓄電池の経済性を評価した。調整力価格が 5 円/kW 以上のシナリオでは最も経済性が高く、LFP の寿命が延びることが確認された。以上より、蓄電池の導入が経済的に有利である地域と条件を明確に示した。

3.4.1.1 水素サプライチェーンシステムおよび CO₂ 再資源化システム特性データの収集【R2】

水素サプライチェーンシステム及び CO₂ 再資源化システムのためのプロセスとして以下の 4 つのプロセスを対象とした。水素サプライチェーンにおいては既存のプロセスの特性データは既にデータベースに構築済みとのことから新規技術のみを対象とした。各プロセスの概要を以下に示す。

<水素サプライチェーンシステム>

①メタン熱分解：

メタンの熱分解による水素および炭素の製造プロセス

<CO₂再資源化システム>

②メタネーション：

水素と二酸化炭素を原料としたメタン（都市ガス燃料）製造プロセス

③FT 軽油：

水素と二酸化炭素を原料とし、二酸化炭素の逆シフト反応の経路による FT 合成による液体炭化水素（軽油）製造プロセス

④MTG ガソリン：

水素と二酸化炭素を原料とし、メタノールを経由した芳香族合成による液体炭化水素（ガソリン）製造プロセス

特性データは、製品製造量、原料供給量、副生成物の生成量、製品重量あたりの設備費、ユーティリティ（電力、加熱量（炉）、加熱量（STM））、その他運転費から成る。加熱量については、燃料の燃焼による比較的高温の加熱（例えば 500℃以上）を「炉」、スチーム等による加熱

を「STM」と分けて記載した。加熱量（STM）の値がマイナスになっているケースは、相当する熱量が発生する（外部に供給可）ことを示している。

①メタン熱分解

メタン熱分解の特性データ一覧を表 3.4.3.4.1-1 および表 3.4.1-2 に示す。

メタン熱分解は炭素製造を目的とした小規模な実用段階及び水素製造も含めた新規技術の実証段階にあり、大規模装置の導入可能時期は 2030 年頃と推察される。

表 3.4.1-1 メタン熱分解の標準的な製品製造量、原料供給量

| 製品製造量 [ton/年] | 原料 CH ₄ [ton/年] | 副生炭素 [ton/年] |
|------------------|-------------------------------|-----------------|
| 223,000 | 972,000 | 731,000 |

表 3.4.1-2 メタン熱分解の製品当たりの設備費、ユーティリティ使用量等

| 設備費 [¥/(ton/年)] | 電力 [kWh/ton-製品] | 加熱量(炉) [kWh/ton-製品] | 加熱量(STM) [kWh/ton-製品] | その他運転費 [¥/ton/年] |
|--------------------|--------------------|------------------------|--------------------------|---------------------|
| 71,000 | 13,000 | 0 | 0 | 28,000 |

②メタネーション

メタネーションの特性データ一覧を表 3.4.1-3 および表 3.4.1-4 に示す。

CO₂ を原料としたメタネーションは小規模な実用段階及び大型化に向けた実証段階にあり、大規模装置の導入可能時期は 2030 年頃と推察される。

表 3.4.1-3 メタネーションの標準的な製品製造量、原料供給量

| 製品製造量 [ton/年] | 原料 CO ₂ [ton/年] | 原料 H ₂ [ton/年] | 副生水 [ton/年] |
|------------------|-------------------------------|------------------------------|----------------|
| 665,000 | 1,826,000 | 334,000 | 1,495,000 |

表 3.4.1-4 メタネーションの製品当たりの設備費、ユーティリティ使用量等

| 設備費 [¥/(ton/年)] | 電力 [kWh/ton-製品] | 加熱量(炉) [kWh/ton-製品] | 加熱量(STM) [kWh/ton-製品] | その他運転費 [¥/ton/年] |
|--------------------|--------------------|------------------------|--------------------------|---------------------|
| 30,000 | 400 | 0 | -2,400 | 12,000 |

③FT 軽油

FT 軽油の特性データ一覧を表 3.4.1-5.4.1-5 および表 3.4.1-6 に示す。

原料の CO₂ を CO に変換する CO₂ の逆シフト反応は実用段階にあるが大規模装置の実績はまだ無い。FT 合成は大規模装置の実績があり、合わせて考えて大規模装置の導入可能時期は 2025 年頃とする。

表 3.4.1-5 FT 軽油の標準的な製品製造量、原料供給量

| 製品製造量 [ton/年] | 原料 CO ₂ [ton/年] | 原料 H ₂ [ton/年] | 副生水 [ton/年] | 副生 C5-C14※ [ton/年] |
|------------------|-------------------------------|------------------------------|----------------|-----------------------|
| 2,184,000 | 8,458,000 | 1,153,000 | 7,055,000 | 687,000 |

※：軽油以外の液体燃料の意

表 3.4.1-6 FT 軽油の製品当たりの設備費、ユーティリティ使用量等

| 設備費 [¥/(ton/年)] | 電力 [kWh/ton-製品] | 加熱量(炉) [kWh/ton-製品] | 加熱量(STM) [kWh/ton-製品] | その他運転費 [¥/ton/年] |
|--------------------|--------------------|------------------------|--------------------------|---------------------|
| 110,000 | 1,100 | 900 | -3,000 | 11,000 |

④MTG ガソリン

MTG ガソリンの特性データ一覧を表 3.4.1-7 および表 3.4.1-8 に示す。

CO₂ と水素からのメタノール合成は実証段階にあるが大規模装置の実績はまだ無い。MTG 合成は大規模装置の実績があり、合わせて考えて大規模装置の導入可能時期は 2025 年頃とする。

表 3.4.1-7 MTG ガソリンの標準的な製品製造量、原料供給量

| 製品製造量 [ton/年] | 原料 CO ₂ [ton/年] | 原料 H ₂ [ton/年] | 副生水 [ton/年] | 副生 LPG※ [ton/年] |
|------------------|-------------------------------|------------------------------|----------------|--------------------|
| 649,000 | 2,382,000 | 326,000 | 1,918,000 | 44,000 |

※：LPG 相当のガス燃料の意

表 3.4.1-8 MTG ガソリンの製品当たりの設備費、ユーティリティ使用量等

| 設備費 [¥/(ton/年)] | 電力 [kWh/ton-製品] | 加熱量(炉) [kWh/ton-製品] | 加熱量(STM) [kWh/ton-製品] | その他運転費 [¥/ton/年] |
|--------------------|--------------------|------------------------|--------------------------|---------------------|
| 117,000 | 3,000 | 0 | 4,400 | 12,000 |

3.4.1.2 蓄電池導入における経済性の評価

【R3-R4】

脱炭素化・レジリエンス強化に資する分散型小型モジュラー炉を活用したエネルギーシステムの統合シミュレーション用の蓄電池コストの検討を行った。蓄電池コストの検討では、充放電による蓄電池の劣化をシミュレーションし、その劣化度合い・ランニングコストを加味した蓄電池の経済性データを作成した。R3 年度の検討では電池種類を、リン酸鉄リチウムイオン（LFP）電池およびニッケルマンガンカドミウムリチウムイオン（NMC）電池の 2 種類とした。しかしながら、電池の導入コストおよび電池の劣化速度の遅さのいずれも LFP が優位であったため、R4 年度からは LFP に焦点をあてて、データを収集した。収集を試みたデータは下記の通りである。

- 2022 年時点の蓄電池導入コスト（複数文献より収集）
- 蓄電池量産化に伴う、将来の CAPEX のコストダウン予想値
- 現在の O&M コスト及び蓄電池量産化による将来の O&M コストの予想値

また、蓄電池の劣化を加えた経済性シミュレーションを実施し、任意のタイミングで充放電可能な電池のメリットを活かすために、需給調整市場の 3 次調整力における調整力として蓄電池を利用し、その入札容量に比例した利益を上げられるとした。また、卸電力市場のデータも考慮し、電力需要が低い夜間や日中の電力価格が安い時間帯に電力を購入し、需要・電力価格ともに高い夕方などの時間帯に売電するアービトラージの効果も付加したシミュレーションを実施した。この結果を基に電池の経済性の評価を行った。

【R5】

令和 5 年度は、前年度までに実施したシミュレーションの感度解析を行い、シミュレーションケースの増加・不確実さの解析などを実施した。以下に、実施内容の詳細を示す。

(1) 使用データ

(a) 蓄電池導入コスト (CAPEX)

参考文献[3.4.1-6]～参考文献[3.4.1-14]によれば、2020 年時点での蓄電池の導入コストは 300\$/kWh～400\$/kWh 程度である（図 3.4.1-1 参照）。NREL(参考文献[3.4.1-1])ではこれらの導入コストの内訳（図 3.4.1-2 参照）を示している。これらのデータから、下表のようにシミュレーションに使用する電池の導入及び交換費用を算出した。

表 3.4.1-9 蓄電池システム導入・交換費用

| | 導入費用 (\$/kWh) | 交換費用 (\$/kWh) |
|--------------|---------------|-----------------------|
| バッテリー価格 | 215 | 215 |
| 設備費 | 59 | - |
| インストール・利益・税金 | 95 | 75(バッテリー価格と設備費の按分で計算) |
| 合計 | 369 | 290 |

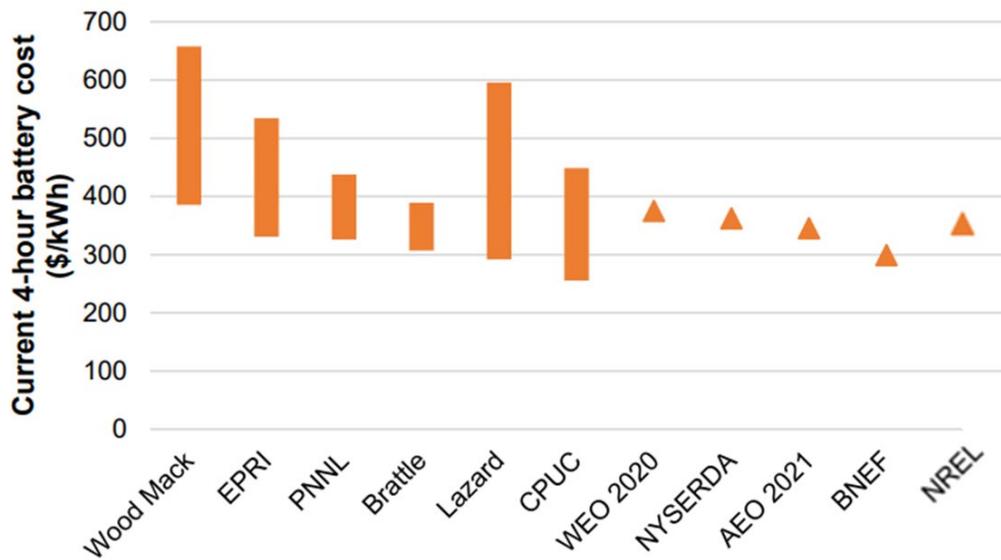


図 3.4.1-1 2020 年度の蓄電池導入コストのまとめ
4 時間で放電するバッテリー (C レート 1/4) を参考にした。

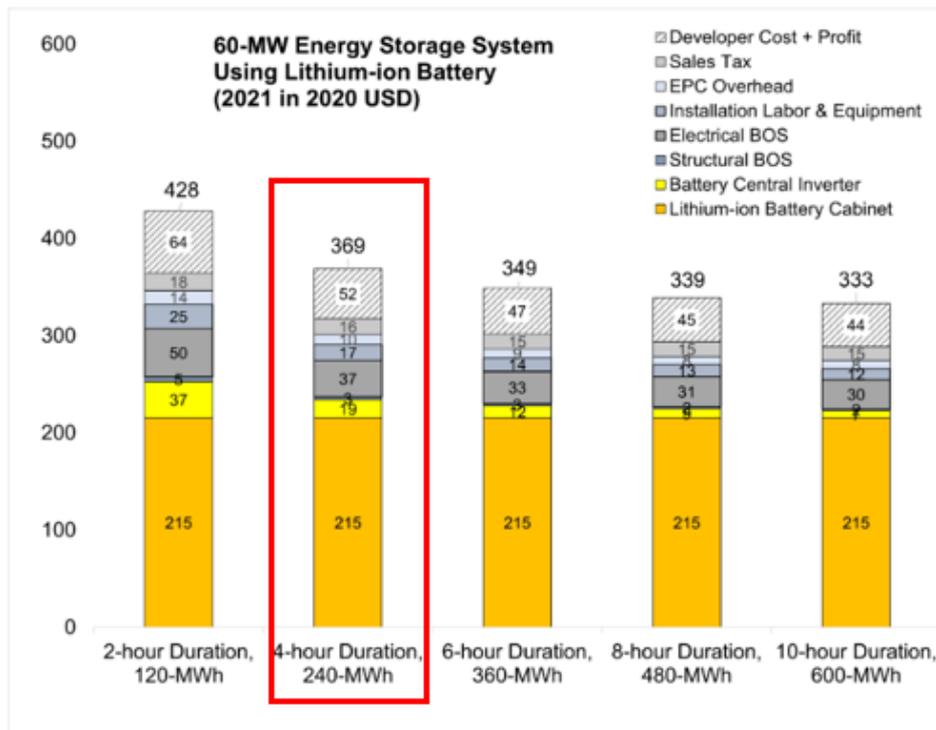


図 3. 4. 1-2 蓄電池導入時コストの内訳
(赤枠はCレートが1/4の電池を示す。)

Utility-Scale Battery Storage | Electricity | 2022 | ATB | NREL

また、蓄電池は今後、量産化が進むことが予想されている。量産化が進めば、蓄電池の導入コストも低下する。これらの導入コストの低下率が参考文献[3. 4. 1-3]および参考文献[3. 4. 1-17]で検討されている。ここで検討されているシナリオは以下のとおりである。

- Low：保守的なシナリオ。2030年でコストは下げ止めとなる。
- Mid：価格予想値の中央値で統計を取ったシナリオ。2030年に約30%コストダウンに成功し、2030年から2050年でさらに25%価格が下がる。
- High：先進的なシナリオ。2030年までに約60%コストダウンに成功し、2030年から2050年でさらに40%価格が下がる。

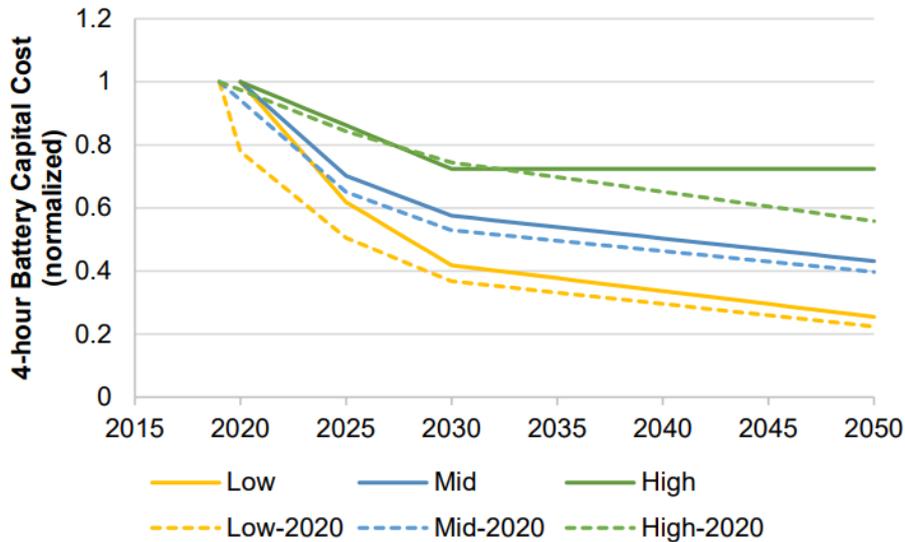


図 3.4.1-3 蓄電池導入時コストの低下率の予想
(実線：[3.4.1-3]、破線[3.4.1-17])

本検討では、2020年時点の価格設定を用いたシミュレーションを実施するが、将来的な導入を考慮したシミュレーションを実施する場合は、本項目が参考になると考えられる。

(b) O&Mによる蓄電池のランニングコスト

蓄電池のO&M (Operation and Maintenance) のコストを図3.4.1-4に示す。O&Mコストは文献によってかなり差があるが、これは劣化によるバッテリーの交換費用や設備の不具合の修理をO&Mコストに含むかどうかの違いである(図3.4.1-4の右ほど手厚いサポートを受けられる)。また、蓄電池の保守対象期間は15~20年としている場合が多い。

手厚い保守を受けると、蓄電池の導入コストの10%弱がO&Mコストで発生し、経済性が悪化する可能性があるため、本件等においては、O&Mコストは導入費用の2.5%(参考文献[3.4.1-5]を参照)が年間にかかると仮定した。ただし、このコストでは1日1サイクル以上の蓄電池の動作を行う場合には、劣化を防ぐことは難しいとされているため、本検討では蓄電池の劣化速度を調査し、それらをシミュレーションに組み込む方針とした。

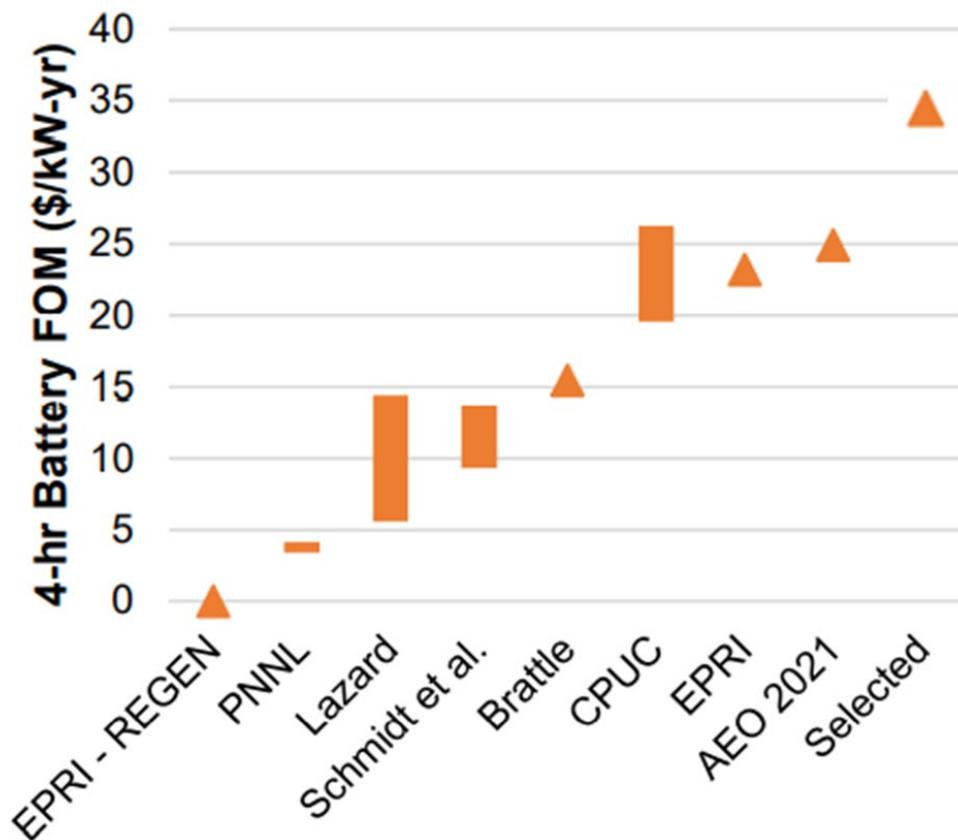


図 3.4.1-4 2020 年度の蓄電池 O&M コストのまとめ

(c) 放電深度による蓄電池劣化度合い

調整力として蓄電池を用いた場合、SOC (State of Charge、満充電の状態から放電量を引いた残りの容量) に応じた蓄電池 SOH(State of Health、劣化時の満充電容量)が減少していく。

これらの減少具合は、電池種類や電池メーカーによって異なるものであるが、本調査では、「国立研究開発法人科学技術振興機構低炭素社会戦略センター、リチウムイオン電池の劣化挙動調査」に記載されているサイクル試験結果のデータを利用した。

本検討ではCレートは1と仮定した。また、これらのグラフは数値データではなく、グラフからの読み取り値として使用したため、多少の誤差が生じている点とグラフ範囲外の値は外挿して使用した点には注意が必要である。

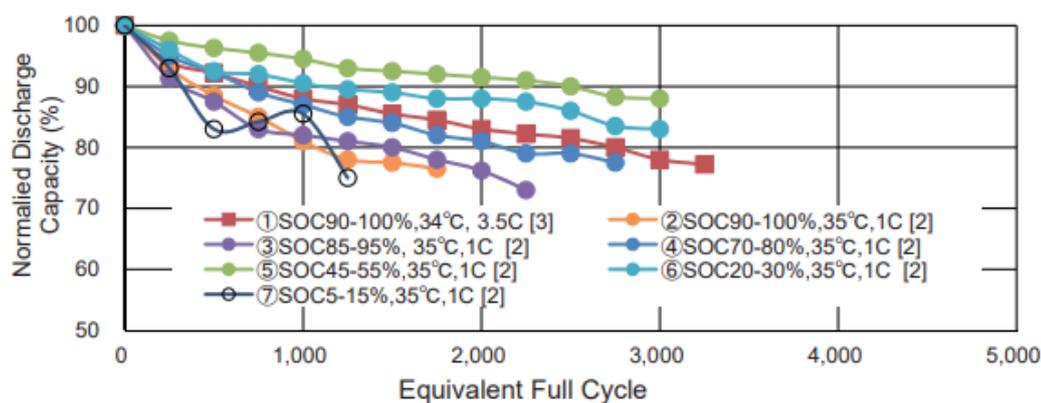


図 3.4.1-5 LFP 電池のサイクル試験結果[3.4.1-2]

(d) 充放電効率と自己放電率

充放電効率と自己放電率は表 3.4.1-10 に示す通り、設定した。

表 3.4.1-10 LFP 電池の充放電効率と自己放電率

| | 値 | 出展 |
|-------|-----|---|
| 充放電効率 | 90% | 秘密情報のため、数値のみの掲載とする |
| 自己放電率 | 1% | https://www.cotac.co.jp/battery/ |

(e) 3次調整力②の入札容量及び落札価格

本調査では蓄電池の活用として、需給調整市場の3次調整力②市場を仮定した。これらの募集量及び落札価格などの取引情報は、「送配電網協議会のHP上に公開されている取引実績」のデータを用いた。これらのデータは地域別に公開されており、その年平均値を図3.4.1-6にまとめる。これらのデータから、北海道・中部地区などでは調整力の価格が高いため、蓄電池の導入は効果的であることがわかる。また、調整力価格は電力需要が多い夕方が最も高くなるために、蓄電池を用いて、これらの時間帯に放電を行うことで経済性を高めることが可能であることもわかる。

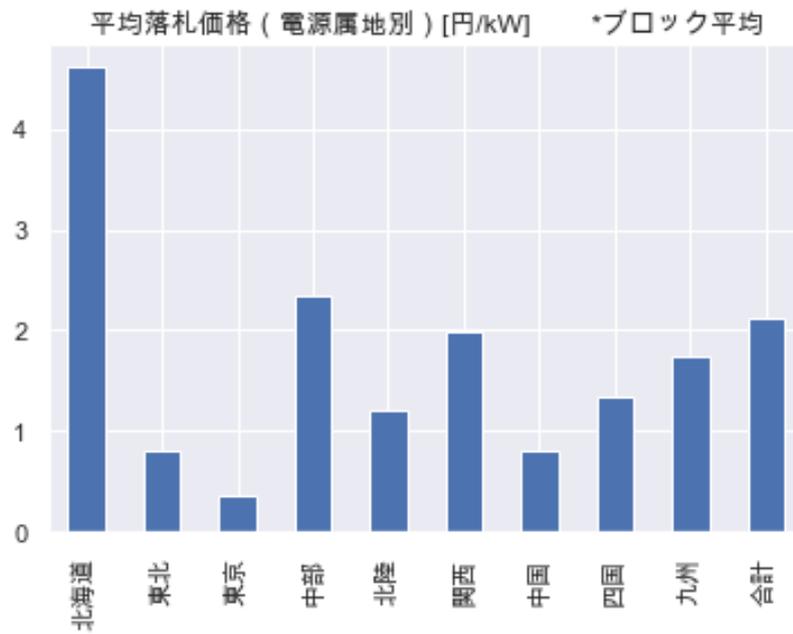


図 3.4.1-6 地域別の ΔkW の調整力価格 (年平均値)

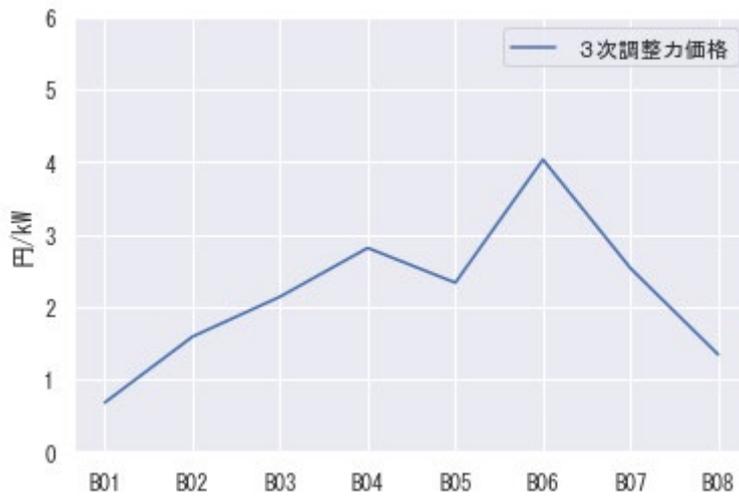


図 3.4.1-7 ブロック別の ΔkW の調整力価格 (年平均値)
 B01 は 00:00-03:00 時として、以下 3 時間毎に B02, B03... と続く

(f) 卸電力取引市場の価格データ

本検討でのシミュレーションでは、需給調整力市場に加えて卸電力取引市場でのアービトラージも経済性に考慮する。そのため、2022年4月から2023年2月までの卸電力取引市場のデータを取得し、傾向の分析を行った。

卸電力取引市場の価格を取引時間別に平均したデータを図 3.4.1-8 に示す。卸電力価格も、調整力と同様に夕方が最も電力価格が高騰していることがわかる。そのため、夕方に電力を販売することができれば、蓄電池の経済性はさらにあがることが期待される。



図 3.4.1-8 取引時間に対する卸電力取引市場の価格

(2) 蓄電池劣化アルゴリズムの検討

電池の劣化スピードは需給調整市場への参加シナリオによるところが大きい。図 3.4.1-5 に示したように電池の劣化は放電深度と放電回数に依存しているため、市場への参加回数を増やすほど電池劣化のスピードは速い。

本検討では図 3.4.1-9 に示すようなシナリオ（アルゴリズム）で、電池の劣化と系統への放電量（需給調整市場への売却量）を検討した。なお、本シナリオの蓄電池において、数十年分の劣化を計算しているが、市場に関する情報は 2022 年のデータを、2 年目以降は繰り返して使用している。

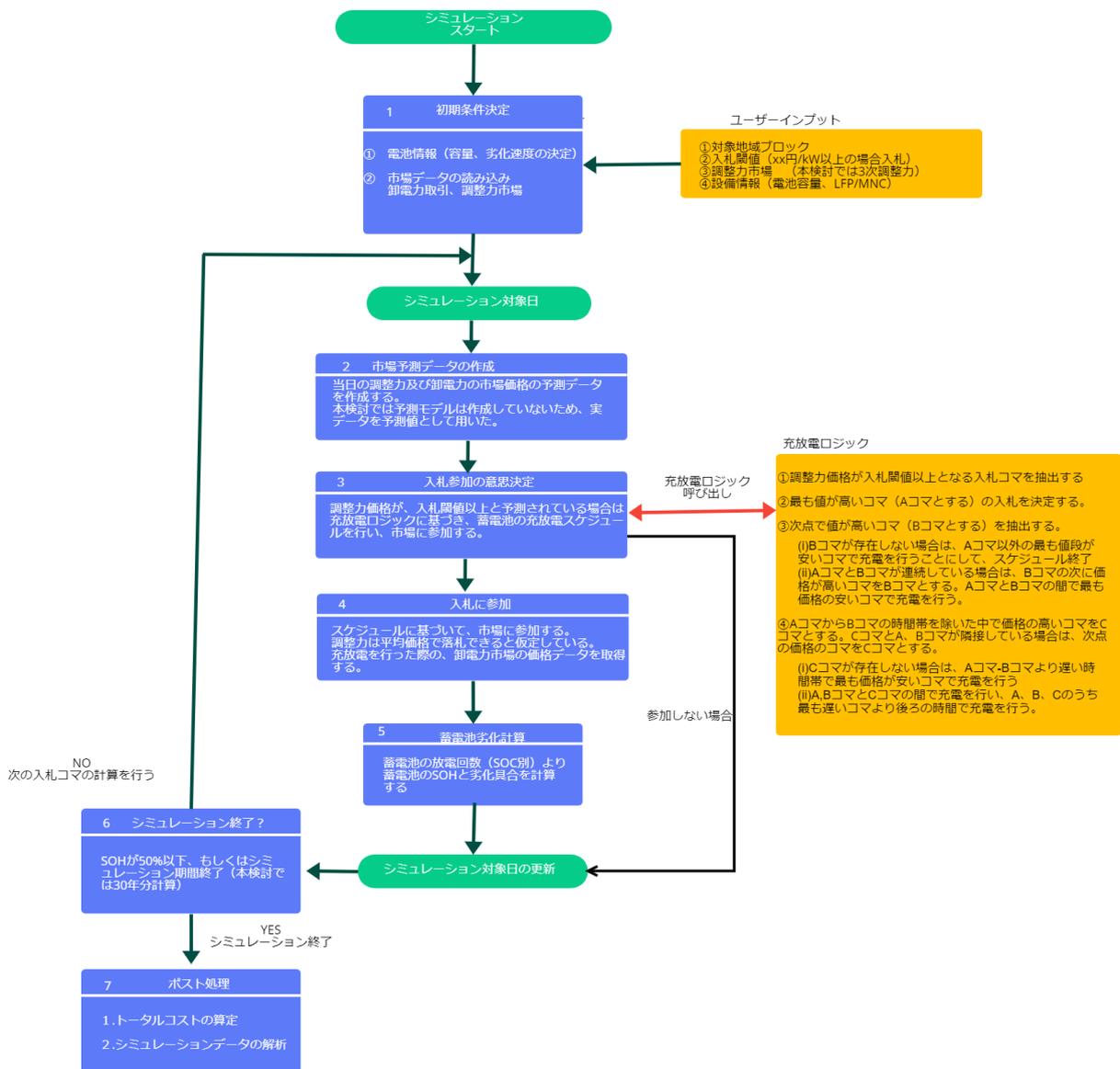


図 3.4.1-9 シミュレーションアルゴリズム

(3) シミュレーションの実施

前節までに記載したデータ及びアルゴリズムを用いて、蓄電池のコスト評価のシミュレーションを行った。実施したコスト評価の前提条件及び仮定を表 3.4.1-11 にまとめる。

表 3.4.1-11 シミュレーション条件

| 条件 | 説明 |
|-----------------|--|
| 参加市場 | 需給調整市場 3 次② 卸電力取引市場 |
| 設置場所 | 北海道、東北、東京、中部、関西、北陸、中国、九州のいずれかをパラメータとして扱う |
| 入札条件 | xx 円/kWh 以上の価格のときに入札に参加する。xx 円は計算のパラメータとした。 入札した場合は平均落札価格で落札できると仮定した。 |
| 落札容量 | 蓄電池の余力の 90%を上限に入札する。 蓄電池がフル充電されていないブロックでは入札に参加せずに、フル充電するまでは待機時間とした。 |
| 蓄電池導入費用 (CAPEX) | 蓄電池の導入における EPC コストは、以下とする。 LFP : 369\$/kWh→408708 円/kWh (2023 年 2 月 9 日のレート) |
| 蓄電池維持コスト (OPEX) | 1211 円/kWh-year 蓄電池の導入費用の 2.5%と仮定した。 |
| 蓄電池の容量 | 10MWh と仮定した。 |
| 蓄電池交換時期 | SOH が 0.5 になった時点で蓄電池の寿命とみなし、シミュレーションを終了している。 |
| C レート | 0.25 (フル充電から 4 時間ですべて放電可能) |
| 充放電効率 | 充放電効率 90% |
| 自己放電率 | 1%/月 |
| 蓄電池の劣化速度 | 「国立研究開発法人科学技術振興機構低炭素社会戦略センター、リチウムイオン電池の劣化挙動調査」のサイクル試験データを使用した。また、データがないサイクル回数及び SOC についてはこれらのデータを外挿して使用した。 |
| ΔkW の調整力価格 | 落札価格は市場ブロック (3 時間) ごとの全国平均値を使用した。2 年目以降のシミュレーションは 2021 年と同じ募集量、落札価格とした。 |
| 卸電力取引市場 | 価格は市場ブロック (30 分値) 毎に 3 時間単位 (ΔkW と同じ時間帯に丸めた) で平均化した、2022 年の 1 年間のデータを使用した。2 年目以降のシミュレーションは 2022 年と同じ募集量、落札価格とした。 |

(4) 検討結果

シミュレーションによる蓄電池の予想耐用年数及び経済性を以降に記載する。

(a) 入札シナリオの検討

本検討では、調整力市場価格への入札参加は kW 価格が x x 円以上とするような閾値を設定し、その閾値をパラメータスタディすることで、どのような入札シナリオが効果的で、どの程度の蓄電池の寿命があるのかを調査した。計算結果を図 3.4.1-10 に示す。この計算では閾値を 1, 3, 5, 10, 30 円の 5 パターンの結果を示す。この図から、閾値を 5 円とした場合が、最も蓄電池の寿命及び経済性が高くなることがわかった。

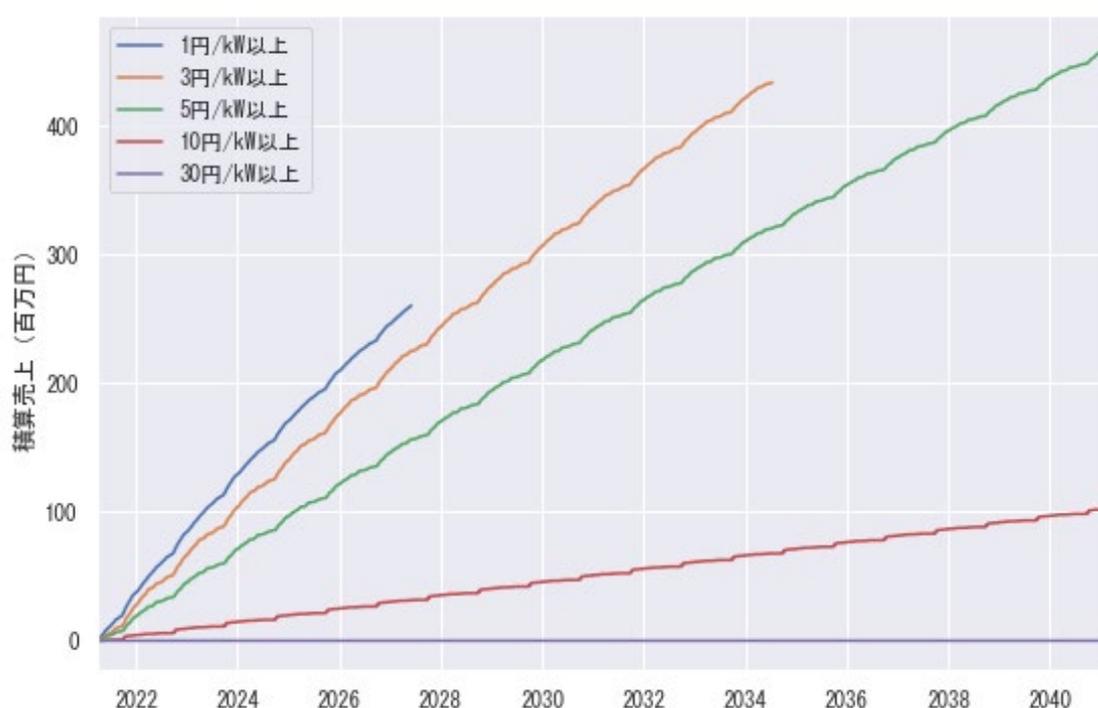


図 3.4.1-10 入札シナリオの違いによる蓄電池の経済性と蓄電池の寿命の図

- ※1 途中で線が切れているのは、充放電回数が多いため、蓄電池のバッテリー劣化を示す。
- ※2 本計算は調整力価格のみでアービトラージの効果はいれていない

(b) アービトラージの検討

卸電力取引市場の時間帯による電力価格の差から生み出される売り上げを加えたシミュレーション（アービトラージシミュレーション）の結果を図 3.4.1-11 に示す。西日本など太陽光発電の割合が比較的大きい地域では、太陽光が発電の有無による卸売電力価格の変動が大きいため、アービトラージによる蓄電池の制御は効果的であることが分かった。

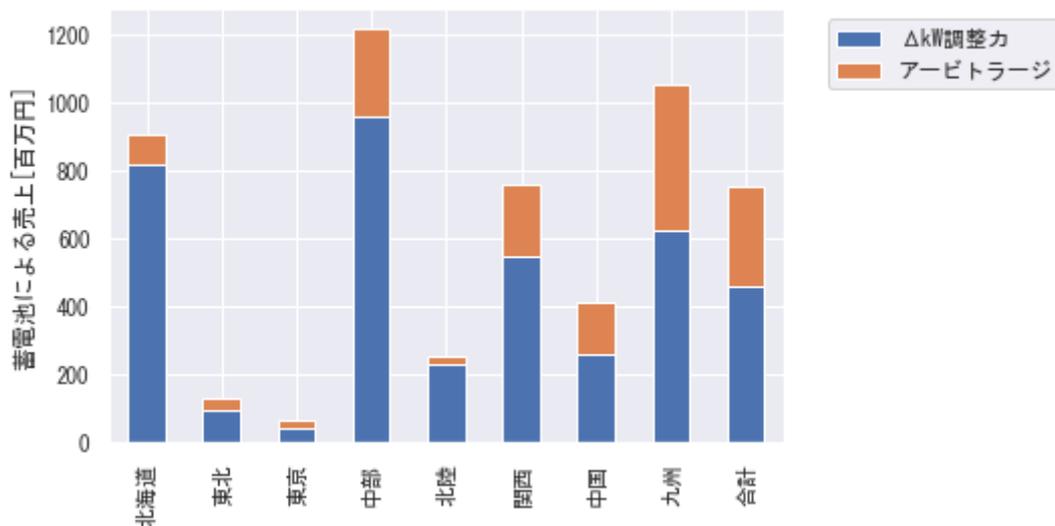


図 3.4.1-11 調整力価格とアービトラージの売り上げ比較図

※1 入札シナリオは調整力価格が 5 円/kW 以上のシナリオとした。

(c) 蓄電池の経済性検討

シミュレーションによる蓄電池の経済性検討結果を図 3.4.1-12 に示す。図から調整力価格が高い地域または、卸売電力価格の変動が大きい地域では、蓄電池の経済性は成立している。一方、調整力価格が低い地域では、電力の需給調整に合わせて充放電可能な蓄電池の強みが活きづらいため、経済性は低いという結果となった。

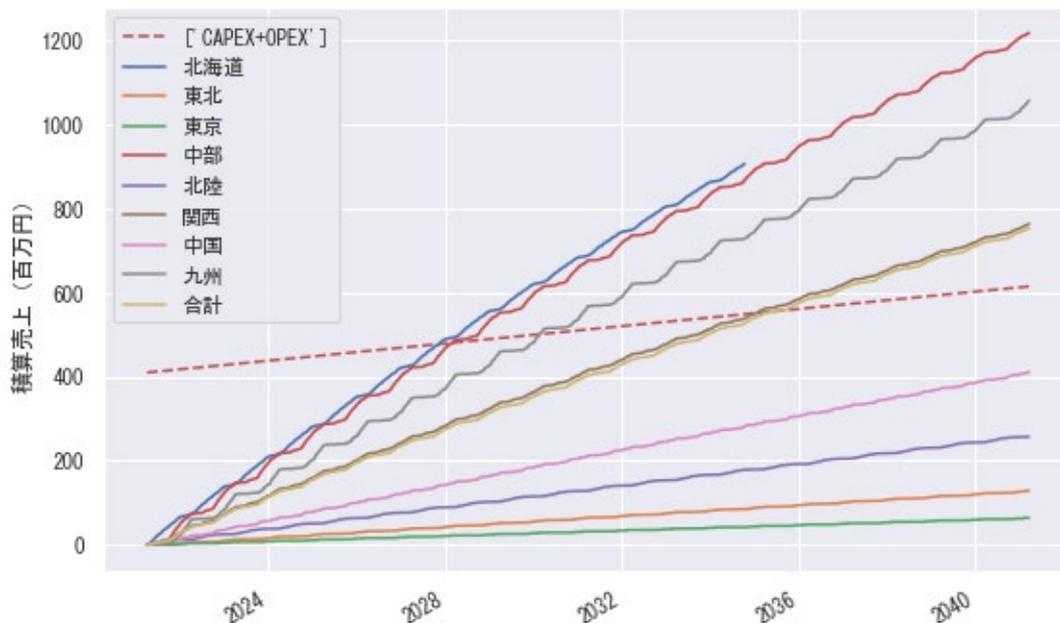


図 3.4.1-12 地域ブロック別に見た蓄電池の経済性検討結果

※1 入札シナリオは調整力価格が 5 円/kW 以上のシナリオとした。

(d) 電力価格の変動による不確実さ

昨今のインフレ傾向により電気料金の相場も今後変動していくことが予想される。そこで、電力価格に対する不確実さを解析し、電気料金の変動の蓄電池経済性への影響を試算した。

電気代は毎年-3%~3%の変動があるとした。その電気料金の変動を不確実さとして感度解析を実施した。この解析結果を図 3. 4. 1-13 に示す。

この結果より、電気料金が上昇していけば、現時点でも蓄電池導入の経済性が成立する可能性があがるが、電気料金が横ばいもしくは値下げとなると経済性目的で蓄電池を導入するには地域や使用用途での条件が付く場合が多いと推定される結果となった。

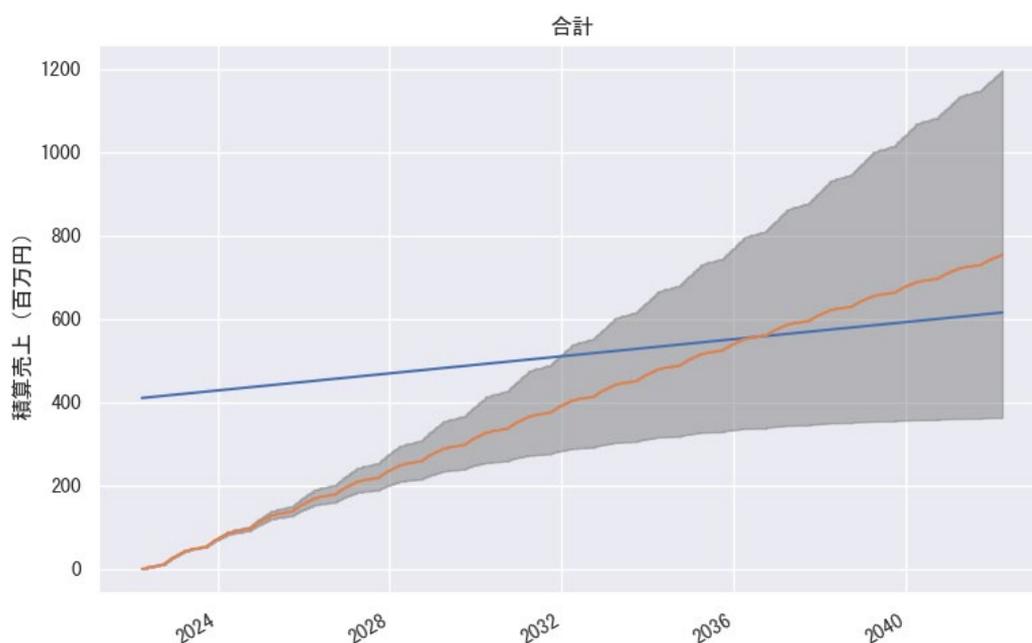


図 3. 4. 1-13 電力価格の変動による不確実さ検討結果

(5) 考察と課題

下記の検討を実施した。

- 蓄電池の種類、劣化速度、導入コストなどを文献から調査した
- 調査結果を用いて、蓄電池経済性シミュレーションを実施した。蓄電池を導入して、3次調整力に売買を行うことで、再エネ依存率が高く、調整力の価値が高い地域などでは蓄電池の経済性は成立しているという試算結果となった。

課題は以下である。

- 調整力市場はまだ成熟していない市場であるため、価格の変動率が大きいと思われる。継続的なデータの取得により、経年的な変化も組み込んで調査していく必要がある。
- 蓄電池自体が高価であるため導入しても経済性メリットが得られない場合がある。経済性メリットを受けるためには、蓄電池の市場動向や補助金などにより、蓄電池のコスト低下の手法を調査する必要があるため、次節で蓄電池市場の調査を行った。

3.4.1.3 将来における蓄電池の市場予測

【R5】

令和5年度は、蓄電池市場の推移や将来的な蓄電池の市場価格に関する見通しについて整理した。

蓄電池の世界市場は車載用、定置用、小型民生用の全てのタイプにおいて拡大する見通しであり、当面はEV市場の拡大に伴い、車載用電池市場が急拡大すると予想されている。また、定置用については、カーボンニュートラル実現に向けた再生可能エネルギー導入量の増加に伴い導入量が増加すると考えられており、2050年に向けて定置用蓄電池の市場も成長すると見込まれている。小型民生用電池についても、スマートフォンやウェアラブル端末の需要増加に伴い、引き続き市場が拡大していくと予想されている。

蓄電池世界市場の推移（容量ベース、世界）

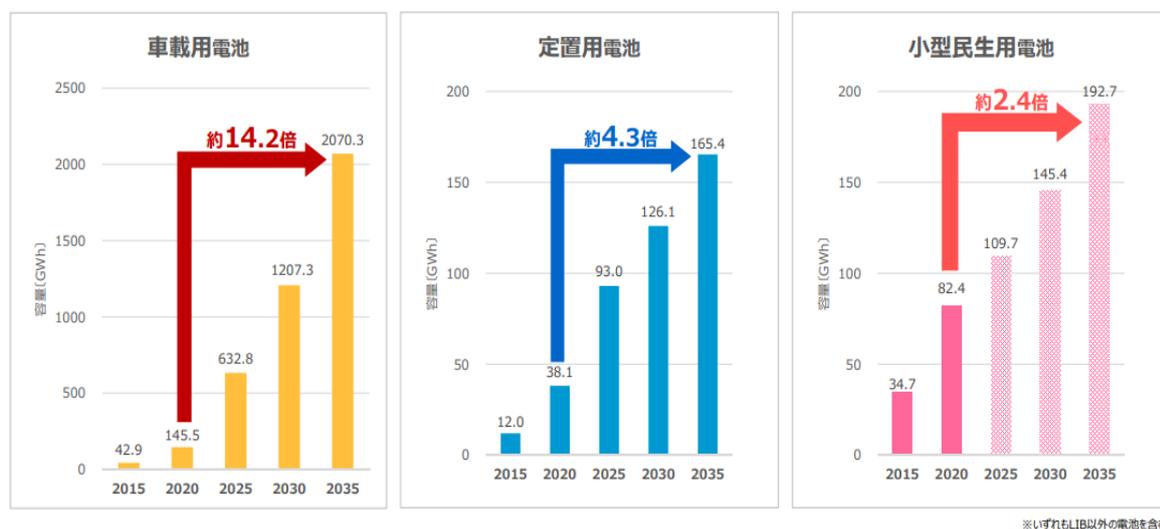


図 3.4.1-14 蓄電池世界市場の推移 [参考文献 3.4.1-18 より引用]

我が国では、2021年に策定された「グリーン成長戦略」において、注力すべき14の重要分野の一つとして自動車・蓄電池産業を位置付けている。本戦略の中で、2035年までに乗用車の新車販売で電動車100%を実現するという目標を掲げており、電動化促進に向けて国内の車載用蓄電池の製造能力を100GWhまで高めるとともに、車載用バッテリーパック価格を電気自動車とガソリン車の経済性が同等となる価格（1万円/kWh以下）にまで低減する目標を設定している。

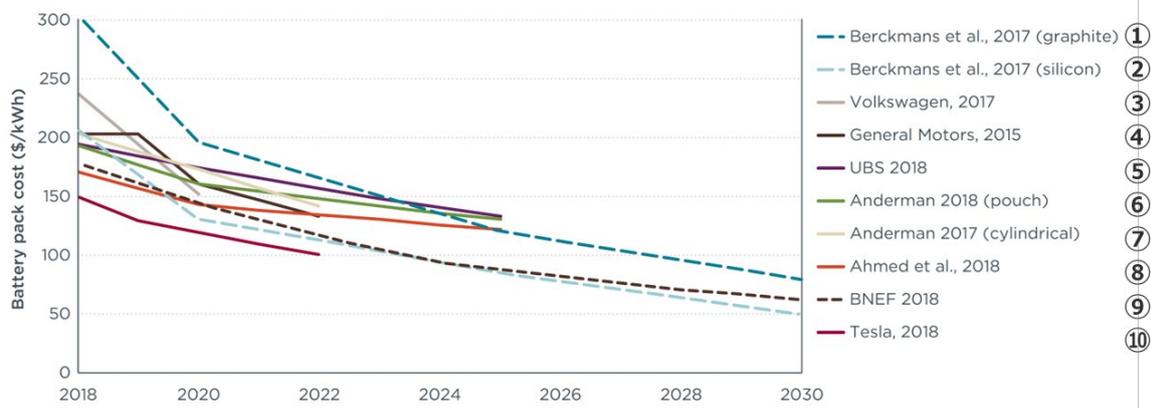
また、本戦略における家庭用、業務・産業用蓄電池の2030年までの累積導入量目標は24GWhであり、太陽光併設型の家庭用蓄電システムの目標価格は7万円/kWh以下（工事費込み）、工場等の業務・産業部門に導入される蓄電システムの目標価格は6万円/kWh（工事費込み）と設定している。参考文献[3.4.1-19]によると、2022年度時点の家庭用の蓄電システム価格は13.9万円/kWh（工事費込み）、業務・産業用の蓄電システム価格は14.9万円/kWhであるため、本戦略の目標価格を達成するためには、約20～30%程度蓄電池価格を低下させる必要があり、この目標達成に向けた取り組みが進められることで蓄電池の市場価格も低下すると考えられる。

前述したような蓄電池の将来性を見据え、各研究機関等で蓄電池の市場価格に関する見通しを立てている。以降にタイプ別の蓄電池の将来的な市場価格予想に関する各文献の報告内容を示す。

参考文献[3.4.1-20]によると、電気自動車のバッテリーパックの価格は2020年では120-200 \$/kWhであるが、2030年には50-80 \$/kWhまで下がり、2020年比で約60%減少すると予測している(図3.4.1-15)。

バッテリーパックの価格は使用している材料によっても異なり、Berckmans et al. (2017)では、NMC(リチウムニッケルコバルトマンガン酸化物)をアノード材料とする電池において、カソード材料として一般的に使用されているグラファイトではなく、貯蔵容量が大きく、高エネルギー密度であるシリコンを用いることでバッテリーパックの価格が下がり、2030年には50 \$/kWhにまで低減すると予測している。

このような高機能材料もしくは安価な材料への代替や量産化が進むことで、バッテリーパックの価格低減が加速化すると考えられている。



| | 報告書種類 | リチウムイオン電池種類 | | |
|---|-----------|-------------|---------|--------|
| | | 形状 | アノード材料※ | カソード材料 |
| ① | テクニカルレポート | パウチ型 | NMC622 | グラファイト |
| ② | テクニカルレポート | パウチ型 | NMC811 | シリコン |
| ③ | メーカー公表資料 | — | — | — |
| ④ | メーカー公表資料 | — | NMC622 | — |
| ⑤ | テクニカルレポート | パウチ型 | NMC622 | グラファイト |
| ⑥ | テクニカルレポート | パウチ型 | NMC811 | グラファイト |
| ⑦ | テクニカルレポート | 円柱型 | NCA | — |
| ⑧ | テクニカルレポート | パウチ型 | NMC622 | グラファイト |
| ⑨ | BNEFレポート | — | — | — |
| ⑩ | メーカー公表資料 | — | — | — |

※NMC: リチウムニッケルコバルトマンガン酸化物 (数値はニッケル塩、コバルト塩、マンガン塩の比率を指す)
 NCA: リチウムニッケルコバルトアルミネート

図 3.4.1-15 電気自動車のバッテリーパックコスト見通し [参考文献 3.4.1-20]
 (グラフ系列横に記載している番号は表の番号と対応)

また、参考文献[3.4.1-21]では、電力規模別に2019年から2029年までの定置用蓄電システムのコストを予想している(図3.4.1-16)。なお、一般的に0.01MWの蓄電池は住宅用、0.1~1MWの蓄電池は業務・産業用、10~100MWの蓄電池は電力システムの調整用として使用されることが多い。

電力規模で比較すると、規模が大きいほどkWhあたりのシステム設置コストが安価となり、系統用([2019年コスト]100MW; 392\$/kWh、10MW;430.6\$/kWh)と住宅用蓄電池([2019年コスト]0.01MW;850.3\$/kWh)では今後も倍以上の価格差があると予想されている。また、2029年のコスト減少率(2020年度比)については電力規模が大きいほど減少率が大きく、系統用では約27%、業務・産業用では約22%、住宅用では約13%コストが減少すると示されている。

本文献で示している蓄電池のコスト低減は、今後製造費や材料費が削減されていくことで可能と考えられている。また、従来の液系電池よりも高エネルギー密度であり、液体を内部に閉じ込める必要がなく構造の簡素化が図れる全固体電池のような高機能蓄電池の研究開発が進むことによっても蓄電システムの将来的な資本コストが低下すると期待されている。

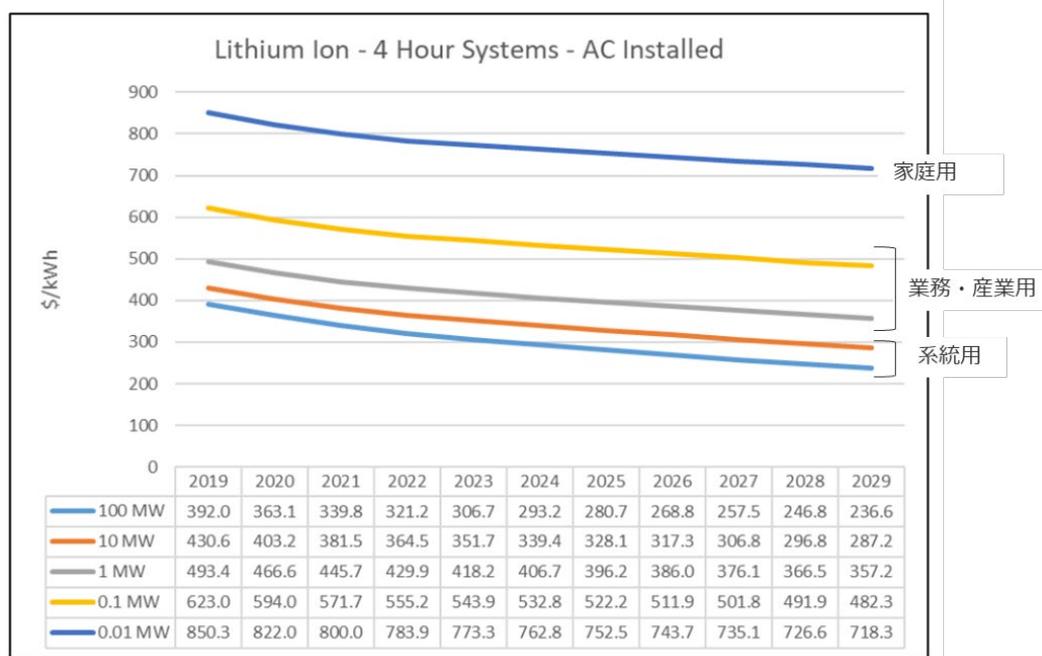


図 3.4.1-16 電力規模別の蓄電システム(4時間率のリチウムイオン電池)のコスト見通し
[参考文献3.4.1-21より一部改変]

系統用蓄電システムコストについては、電力分野を専門とするシンクタンク・コンサルティング会社であるAurora社がイギリスにおける長時間率(4時間率以上)の系統用蓄電システムコストを分析し、シナリオ別に見通しを立てている。

同社の調査によると、100GW規模の蓄電システムについて、2020年時点のコスト水準は4時間率のシステムで882GBP/kW(220GBP/kWh)、8時間率のシステムで1,275GBP/kW(159GBP/kWh)となっており、2030年は4時間率システムで612GBP/kW(153GBP/kWh)、8時間率システムで692GBP/kW(86GBP/kWh)となると予測している。この結果、2030年にかけて4時間率システムでは31%、8時間率システムでは46%価格が低下すると予測している。また、蓄電システム価格は2030年に向けて大きく減少し、それ以降は横ばいとなる見込みである。

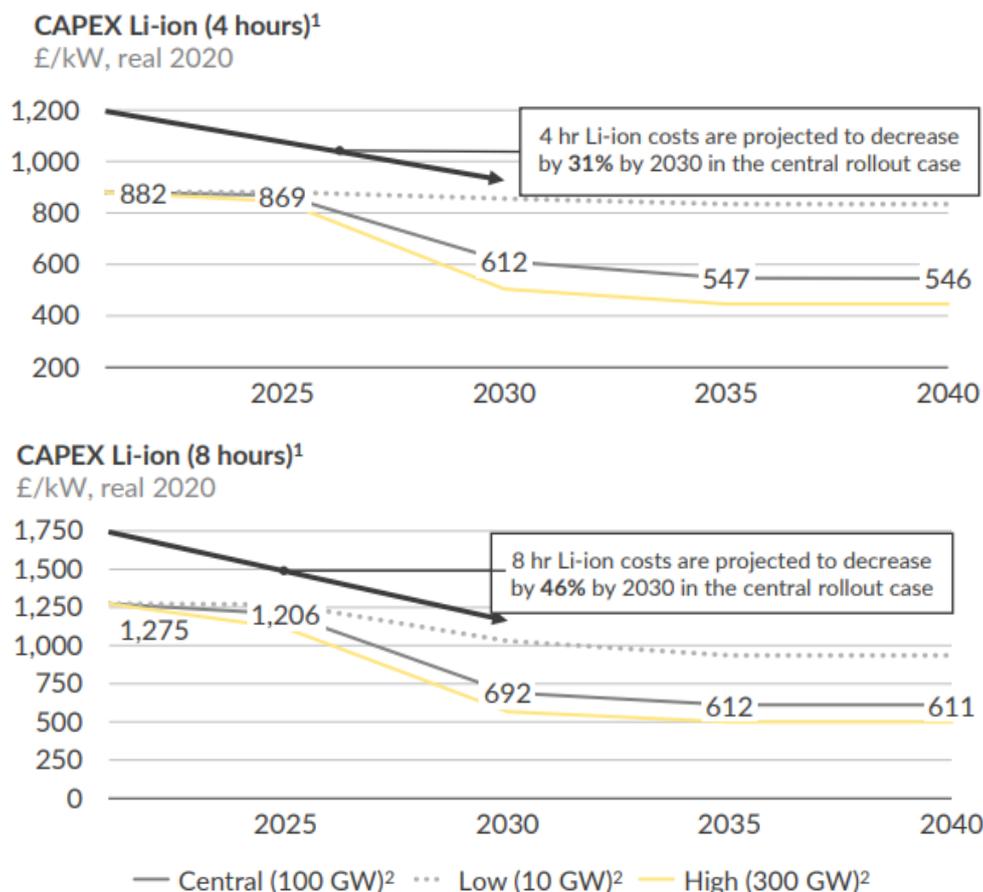


図 3. 4. 1-17 長周期蓄電システム（4 時間率、8 時間率のリチウムイオン電池）のコスト見通し
[参考文献 3. 4. 1-22 より引用]

以上の調査結果より、蓄電池の市場規模は今後拡大し、量産化や技術革新、材料費低減が進むことで 2030 年に向けて蓄電池の価格が下がっていくことが予想される。

蓄電池のタイプ別に見ると、当面は EV 市場の拡大に伴い車載用電池市場が急拡大すると考えられており、車載用バッテリーパックの価格については 2030 年に 50-80 \$ /kWh まで下がり、2020 年比で約 60% 減少すると予測されている。

一方、定置用蓄電システムについては、電力規模によって価格が大きく異なるが、2030 年頃には 2020 年比で 10~30% 程度価格が減少すると予測されている。定置用蓄電システムの中でも系統用蓄電システムは電力規模が大きいため電力量あたりの価格が安価であり、2030 年頃には 200-250 \$ /kWh となり、2020 年比で約 30% 程度価格が減少すると見込まれている。

(1) 蓄電池のリユース・リサイクルに係る経済性

本項では蓄電池のリユース・リサイクルに係る国内外の政策や経済性に関する調査結果を整理した。

蓄電池のライフサイクルは、資源採掘から始まり、各種部品・材料の製造、電池としての組立を経て、蓄電池として使用することとなる。使用した後、回収・解体した蓄電池は、蓄電池の劣化状況等に応じてリユースあるいはリサイクルに振り分ける。リサイクルでは材料や原料に分解・精製し、これらを原料として、部品・材料を製造する（図 3. 4. 1-18）。

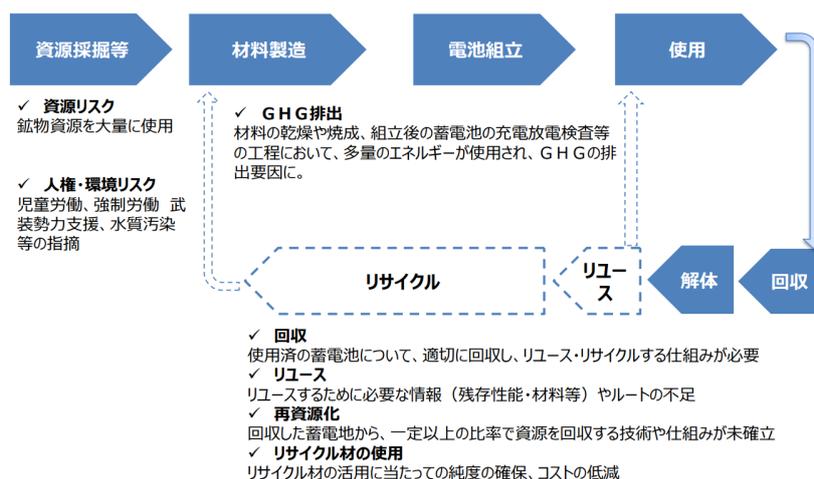


図 3. 4. 1-18 蓄電池のライフサイクル[参考文献 3. 4. 1-23 より引用]

蓄電池で用いている資源は主にリチウムやコバルトといった世界的に遍在している資源を利用しており、資源採掘に関するコストは車載用蓄電池の約 10%を占めている（図 3. 4. 1-19）。資源に対する需要は、2040 年にはリチウムで約 12 倍、コバルトで約 6 倍増加するとの見込みもあり（図 3. 4. 1-20）、将来的には資源量の減少に伴う高コスト化のリスクがあるといえる。また、資源採掘上のリスクとして資源の枯渇や強制労働等の人権リスク、掘削等に伴い発生する環境汚染リスクも想定できる。



出典：経済産業省、NREL資料を基にNEDO技術戦略研究センター作成（2022）

図 3. 4. 1-19 リチウムイオン電池製造コスト内訳[参考文献 3. 4. 1-24 より引用]



図 3. 4. 1-20 蓄電池原料資源に対する需要量[参考文献 3. 4. 1-25 より引用]

他方、蓄電池の需要は 2019 年時点では 230 GWh 相当であるところ、2050 年には約 47 倍の約 10,000 GWh 程度の需要に達すると見込まれている（図 3. 4. 1-21）。蓄電池の用途としては車載用が大半を占めており、モビリティ部門の脱炭素化といった文脈もあり将来的にも需要が拡大する見込みである。

蓄電池のコストは軽減傾向にあるものの、依然として EV 車の約 1/3 程度を占めている（図 3. 4. 1-22）。これは蓄電池の経年劣化により容量・出力低下が発生することから、車載用蓄電池は出力低下を見越して余分の容量・出力となる蓄電池を搭載しているためであり、このような設計方針も蓄電池の高コスト化や資源枯渇リスクの要因といえる。

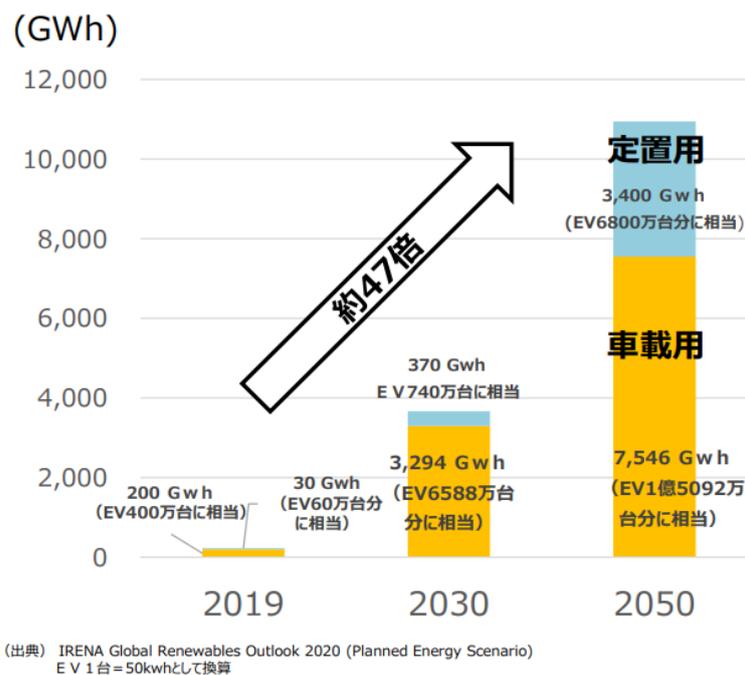


図 3. 4. 1-21 世界の蓄電池需要予測[参考文献 3. 4. 1-23 より引用]

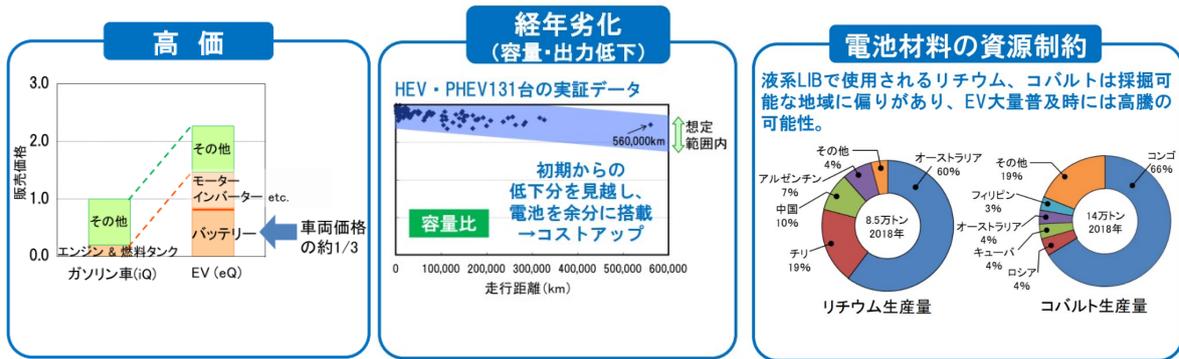
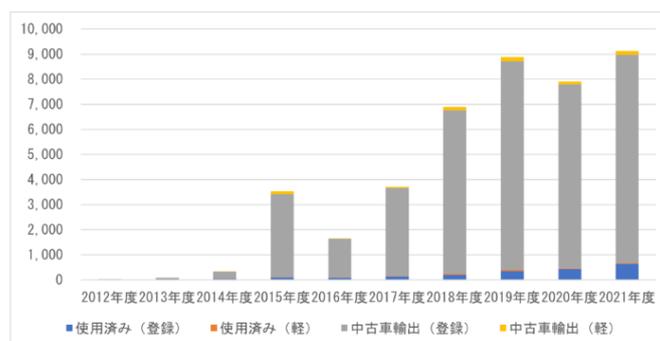


図 3. 4. 1-22 車載用蓄電池の主な課題[参考文献 3. 4. 1-23 より引用]

このように蓄電池の高コスト化の要因でもあり、種々のリスクを伴う資源採掘工程を省くことができる蓄電池のリサイクル・リユースは、将来的な蓄電池の需要に対する安価かつ安定的な供給手段ともいえる。蓄電池のリサイクル・リユースにあたっては、使用後の蓄電池を回収し、適切な事業者等に流通することが重要である。

我が国においては、使用済みの電気自動車は約 1,000 台/年発生している（図 3. 4. 1-23）。この使用済み電気自動車の蓄電池は自動車リサイクル法により解体事業者が取り外すこととなっている。解体事業者が取り外した蓄電池は、国内外の中古販売事業者、資源回収業者に販売され、最終的には国内外のリユース等向けとして出荷される。出荷先の割合は、国内外リユース向け出荷が合計 51%、国内での中間処理が 40%、資源として海外に出荷される場合が約 5%である（図 3. 4. 1-24）。ただし、リユース後の用途や取引価格、中間処理以降の再利用や廃棄処理方法等については現状では把握ができておらず、今後我が国では流通実態の詳細把握を実施することとしている。

電気自動車の使用済み自動車台数と中古車輸出台数の推移（単位：台）



出典：自動車リサイクル促進センター『自動車リサイクルデータBook 2021年版』より

図 3. 4. 1-23 EV 車の使用済み・中古輸出車登録台数

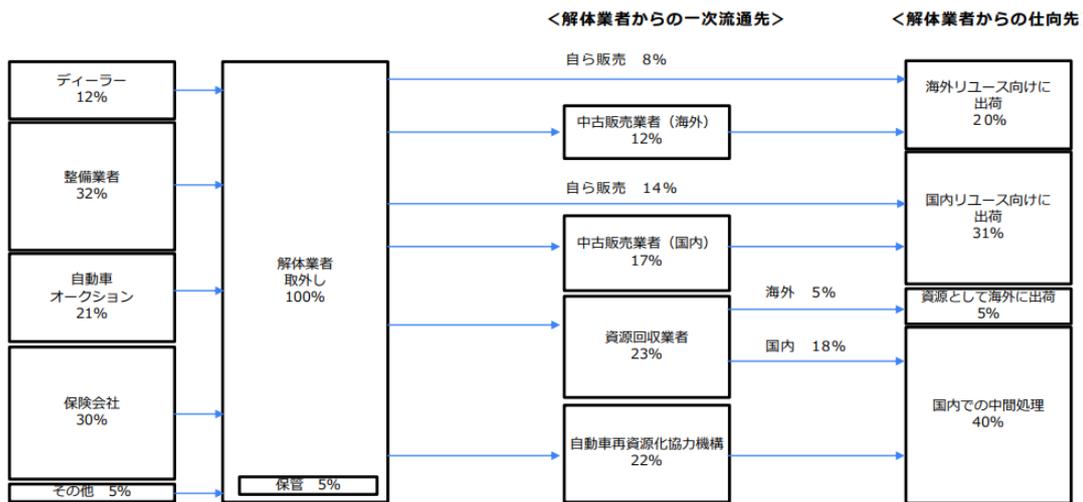


図 3. 4. 1-24 国内使用済み EV 車用蓄電池の流通フロー[参考文献 3. 4. 1-26 より引用]

蓄電池リサイクル・リユースの市場規模は国内外で拡大傾向とされている。我が国では、2019 年度時点で 3 億円であり、2025 年度には 25 億円程度に成長すると予測されている（図 3. 4. 1-25）。他方、北米・欧州では 2021 年度にそれぞれ約 109、639 億円の市場規模であるとの報告がある。将来予測では、北米では 2028 年に約 371 億円、欧州では約 4,222 億円との予想である。なお、北米、欧州の市場予測から年平均成長率を算出すると、北米では 2031 年に約 448 億円となる（図 3. 4. 1-26）。

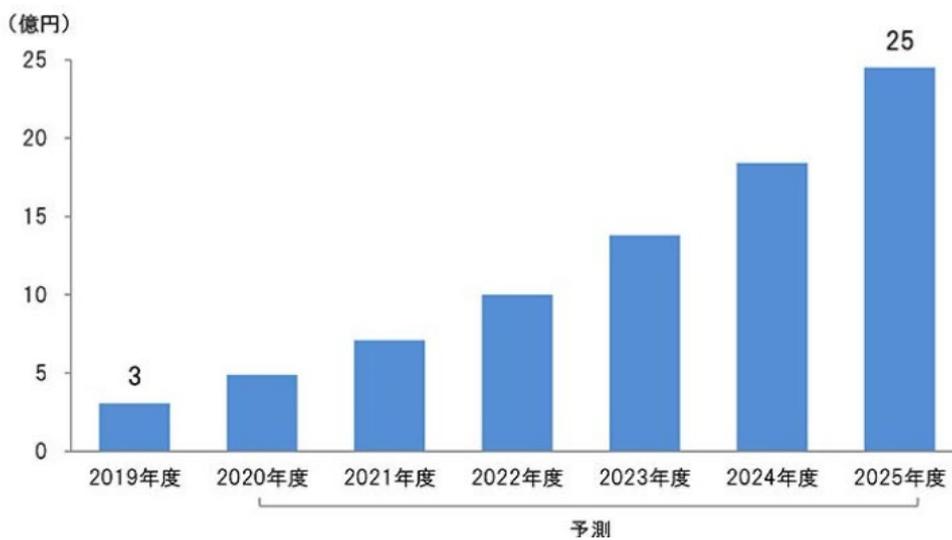


図 3. 4. 1-25 日本の蓄電池リサイクル・リユース市場規模と予測[参考文献 3. 4. 1-27 より引用]

| | | |
|----|--|--|
| 北米 | 2021年： 77.85 USD million/y(約 109億円/年) 2028年： 265.08 USD million/y(約 371億円/年) | North America Lithium Ion Battery Recycling Market 2021-2028. Fortune Business Insights(2022). |
| EU | 2021年： 456.2 USD million/y(約 639億円/年) 2031年： 3015.5 USD million/y(約4,222億円/年) | Europe Lithium-ion Battery Recycling Market Analysis, Research Dive(2023). |

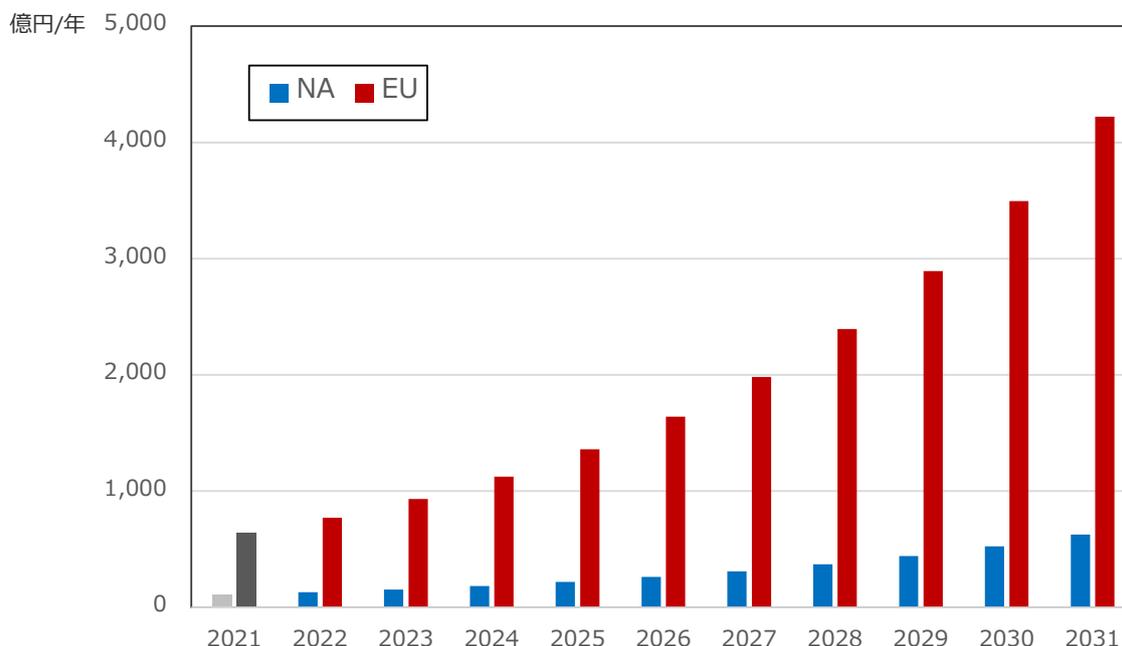


図 3.4.1-26 北米 (NA) ・ 欧州 (EU) の蓄電池リサイクル・リユース市場規模と予測

[参考文献 3.4.1-28, 29]

欧州では 2023 年、バッテリー規則を策定した。これは 2006 年のバッテリー指令を改正した内容であり、資源循環（サーキュラーエコノミー）等の達成を推進することを念頭に入れている。このため、蓄電池のライフサイクル全体を持続可能なものとするといった視点から、主に表 3.4.1-12 に示した回収率や再生材利用率の達成義務を掲げている。この他、バッテリーの原材料やカーボンフットプリント等の情報を個々のバッテリーと紐づけて記録することによりバッテリーのサプライチェーンにおける透明性を高める、といった追跡性（トレーサビリティ）に関する取り組みも掲げている。

欧州では再生可能エネルギーの導入拡大を進めているといった背景もあり、バッテリー規制に基づく資源循環の促進も注力していることから、蓄電池のリサイクル・リユースに関する市場規模も比較的大規模となっているといえる。

他方、我が国では欧州のような再生率等に関する目標は掲げていないが、経済産業省において開催した「蓄電池産業戦略検討官民協議会（2023 年）」にて、欧州におけるトレーサビリティ等の取組に留意したリサイクル基盤の構築やリユース市場の活性化、使用済み電離の回収力強化といった取り組みを今後の実施事項として挙げている。

表 3.4.1-12 欧州バッテリー規制概要[参考文献参考文献 3.4.1-30]

| | |
|---------------|---|
| 対象 | <ul style="list-style-type: none"> ・ ポータブルバッテリー ・ 産業用バッテリー ・ 始動/照明/点火用バッテリー ・ 電気自動車（車載用）バッテリー ・ 軽量輸送手段（自転車等）バッテリー |
| 回収率 達成義務 | <ul style="list-style-type: none"> ・ ポータルバッテリー 2023 年末まで 45%、2027 年末まで 63%、2030 年末まで 73% ・ 軽量輸送手段（自転車等）バッテリー 2028 年末まで 51%、2031 年末まで 61% |
| 再資源化率 達成義務 | <ul style="list-style-type: none"> ・ リチウム 2027 年末まで 50%、2031 年末まで 80% ・ コバルト 2027 年末まで 90%、2031 年末まで 95% ・ 銅 2027 年末まで 90%、2031 年末まで 95% ・ 鉛 2027 年末まで 90%、2031 年末まで 95% ・ ニッケル 2027 年末まで 90%、2031 年末まで 95% |
| リサイクル効率 | <ul style="list-style-type: none"> ・ ニッケル・カドミウム電池 2025 年までに 80% ・ その他の電池 2025 年までに 50% |
| 再生材使用率 | <ul style="list-style-type: none"> ・ コバルト 16%、鉛 85%、リチウムとニッケル 6% <ul style="list-style-type: none"> ➤ 容量が 2 キロワット時 (kWh) を超える産業用、EV 用、始動/照明/点火用バッテリーのバッテリー3 種類（2031 年 8 月 18 日以降） ・ コバルト 26%、鉛 85%、リチウム 12%、ニッケル 15% <ul style="list-style-type: none"> ➤ 容量が 2 キロワット時 (kWh) を超える産業用、EV 用、始動/照明/点火用バッテリー、軽量輸送手段用 4 種類（2036 年 8 月 18 日以降） ➤ メーカーに再生材使用率の証明を義務付け |

蓄電池のリサイクル・リユースについては既に国内外の事業者等が精力的にサービスを開発・展開している（表 3.4.1-13）。国内では日産自動車株式会社と住友商事株式会社が共同で設立したフォーアールエナジー株式会社が車載用蓄電池を他用途にリユースする事業を展開している。

日産自動車株式会社は早期から EV 車を展開している自動車メーカーであり、電池の劣化による中古車の低水準化の対策として、再生蓄電池との有償交換を実施している。当該有償交換は 2018 年時点で約 30 万円（24 kWh 用）、同規模の新品蓄電池では約 65 万円であり約 35 万円のコスト削減としている。

この他、変圧器や産業設備への給電システム設計を展開する株式会社ダイヘンでは、EV 車の使用済み蓄電池を用いた太陽電池システムを販売しており、新品蓄電池よりも 30% のコスト削減としている。我が国の蓄電池リサイクルについては、グリーンイノベーション基金事業において蓄電池中の材料を分離・精製する技術の開発を進めている。

国外ではリユース事業を広く展開する BRUNP 社や、蓄電池中からコバルト等を抽出する技術を有する Umicore 社等、いくつかの事業展開事例がある。こうした国内外の事例を踏まえると、現行ではリユースが主に進められており、リサイクルについては技術的な実証を進めている段階であるといえる。特に、分離・精製した原料から部材等を製造する際には、欧州のバッテリー規制が示しているようなトレーサビリティのシステムを確立することで、蓄電池のライフサイクルに関する透明性を担保する必要があるといえる。

表 3.4.1-13 国内外における蓄電池リサイクル・リユース事例

| | リユース | リサイクル |
|-----------|--|---|
| 国内 | 豊田自動車・日産 （4R エネルギー、住商との JV、伊藤忠商事、富士電機） HEV リーフなどの車載用蓄電池を集めて、再エネと接続 電力販売を行う系統用蓄電池と販売、商業施設などの バックアップ電源としてリユースするビジネスを展開 →バックアップ電源・VPP リソースとして 2 次販売が殆ど | リサイクル技術の開発 グリーンイノベーション基金事業/次世代蓄電池の開発 （事業規模約 2,132 億円、支援規模：上限 1,205 億 円） レアメタル回収技術の高度化研究 乾式処理（1）や湿 式処理（2）、ダイレクトリサイクル（3）など、多様 なアプローチでリサイクル技術を高度化。（1）熱処 理による金属分離（2）水溶液中処理による金属分離 （3）回収した材料を金属ごとに分離することなく、 直接電池材料に戻す技術 |
| 海外 | 事例 ・ BRUNP 社（中国）：CATL（電池メーカー）傘下企業。 デジタル製品用電池および動力電池の回収処理・カス ケードリユース、自動車回収・解体、重要部品の再製 造、ハイエンド電池材料および自動車重要材料の生産、 商業界循環サービスソリューションを提供 | 事例 ・ Umicore 社（ベルギー）：高温冶金法と湿式冶金法 とを組み合わせて、コバルトやニッケル、銅の抽出 と合わせ、スラグからリチウムとレアメタルを回収 |

(2) 考察と課題

下記の検討を実施した。

- 蓄電池価格と O&M 費用を調査し、整理を行った。また、文献から蓄電池の将来予想価格を調査した。
- 卸電力取引市場によるアービトラージの効果まで、含めた蓄電池の経済性シミュレーションを実施して、その結果をまとめた。

以下の考察が考えられる。

- 蓄電池の価格(CAPEX+OPEX)は 2020 年度のデータを使用しているため、将来的にはさらに低下する見通しである。そのため、さらに蓄電池の経済性が上がる可能性ある。
- 市場価格の将来性は不透明であるため、その分の不確実さは蓄電池導入のリスクとして残っている。

上記の課題は、市場価格の将来性分析などを実施することで解決できる可能性がある。

3.4.1.4 まとめ【R5】

以上、CO₂ 再資源化システムの種々のプロセスについて、プラント建設費や運転の所要ユーティリティー等の特性データを収集し、データベースを構築した。また、蓄電池の充放電による劣化性能を考慮した特性データを収集しデータベースを構築した。

参考文献:

- [3.4.1-1] NREL, Utility-Scale Battery Storage,
https://atb.nrel.gov/electricity/2021/utility-scale_battery_storage
- [3.4.1-2] 国立研究開発法人科学技術振興機構低炭素社会戦略センター、リチウムイオン電池の劣化挙動調査、令和 2 年 3 月
- [3.4.1-3] 経済産業省電力・ガス取引監視委員会、需給調整市場の監視及び価格規律のあり方について、令和元年 12 月
- [3.4.1-4] Cole, Wesley, Frazier, A. Will, and Augustine, Chad. Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage: 2021 Update. United States: N. p., 2021.
- [3.4.1-5] BNEF. 2019. “Long-Term Energy Storage Outlook.”
<https://www.bnef.com/core/insights/21113>.
2020a. “Energy Storage System Costs Survey.”
2020b. “Long-Term Energy Storage Outlook.”
- [3.4.1-6] CPUC. 2020. “Inputs & Assumptions: 2019-2020 Integrated Resource Planning.”
- [3.4.1-7] EIA. 2021. “Annual Energy Outlook 2021.” Energy Information Administration.
- [3.4.1-8] EPRI. 2020a. “Battery Energy Storage Lifecycle Cost Assessment Summary: 2020.” 3002020048. Palo Alto, CA: Electric Power Research Institute.
- [3.4.1-9] Lazard. 2020. “Lazard’s Levelized Cost of Storage Analysis—Version 6.0.”
- [3.4.1-10] Hledik, Ryan, Judy Chang, Roger Lueken, Johannes Pfeifenberger, John Imon

- Pedtke, and Jeremy Vollen. 2018. “The Economic Potential for Energy Storage in Nevada,” October, 92.
- [3.4.1-11] Mongird, Kendall, Vilayanur Viswanathan, Jan Alam, Charlie Vartanian, Vincent Sprenkle, and Richard Baxter. 2020. “2020 Grid Energy Storage Technology Cost and Performance Assessment.”
- [3.4.1-12] NIPSCO. 2018. “NIPSCO Integrated Resource Plan 2018: Appendix A.” Northern Indiana Public Service Company LLC.
- [3.4.1-13] NYSERDA. 2018. “New York State Energy Storage Roadmap.” New York State Energy Research and Development Authority.
- [3.4.1-14] Puget Sound Energy. 2017. “2017 PSE Integrated Resource Plan.”
- [3.4.1-15] Schmidt, Oliver, Sylvain Melchior, Adam Hawkes, and Iain Staffell. 2019. “Projecting the Future Levelized Cost of Electricity Storage Technologies.” Joule, January.
<https://doi.org/10.1016/j.joule.2018.12.008>.
- [3.4.1-16] Wood Mackenzie & ESA. 2020. “U. S. Energy Storage Monitor: Q4 2020.”
- [3.4.1-17] Cole, Wesley, and Will A. Frazier. 2019. “Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage.” Technical Report NREL/TP-6A20-73222.
“Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage: 2020 Update.” Technical Report NREL/TP-6A20-75385. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory.
- [3.4.1-18] 経済産業省、蓄電池産業の現状と課題について、令和3年11月
- [3.4.1-19] 三菱総合研究所、定置用蓄電システムの普及拡大策の検討に向けた調査報告書、令和5年3月
- [3.4.1-20] Nic Lutsey and Michael Nicholas. 2019. “Update on electric vehicle costs in the United States through 2030” ICCT WORKING PAPER 2019-06
- [3.4.1-21] Sandia National Laboratories. 2021. “2019 Energy Storage Pricing Survey”
- [3.4.1-22] Aurora. 2022. “Long duration electricity storage in GB”
- [3.4.1-23] 経済産業省第一回蓄電池のサステナビリティに関する研究会、令和4年2月
- [3.4.1-24] 国立研究開発法人 新エネルギー・産業技術総合開発機構 (NEDO) 技術戦略研究センター (TSC), TSC トレンド再生可能エネルギー時代における資源獲得競争, 令和4年
- [3.4.1-25] 経済産業省第一回蓄電池産業戦略検討官民協議会、令和3年1月
- [3.4.1-26] 経済産業省第三回蓄電池のサステナビリティに関する研究会、令和4年7月
- [3.4.1-27] 株式会社日本能率協会総合研究所プレスリリース、令和2年12月3日
- [3.4.1-28] Fortune Business Insights, North America Lithium Ion Battery Recycling Market 2021-2028, 2022.
- [3.4.1-29] Europe Lithium-ion Battery Recycling Market Analysis, Research Dive, 2023.
- [3.4.1-30] 日本貿易振興協会 (ジェトロ) 、EU バッテリー規則とドイツを中心としたバッテリー生産・リサイクルの動き、令和5年11月

3.5 対象とする原子カシステム技術の評価（再委託先：三菱重工）

3.5.1 原子カシステム導入戦略分析ツールのインプット条件の評価【R2-R5】

【3.5.1 小括】

原子力プラントメーカーの知見に基づき、固有の安全特性として異常時の受動的炉停止及び固有除熱が可能な小型ナトリウム冷却高速炉の工学的成立性について見通しを確認するとともに課題を抽出した。また、評価対象となる小型高速増殖炉設計の原子炉出力や増殖比については、エネルギー需給分析や諸量評価に反映した。

(1) 高速炉炉心の工学的成立性評価【R2-R4】

SMR 最適導入戦略に適合する高速増殖炉炉心調査で検討された炉心の安全性に対する成立性概略検討を実施し、研究目標に対する課題を抽出した。以下に具体的な実施内容及び成果を示す。

① 工学的成立性評価の前提条件【R2】

JAEA で検討された 30 万 kWe 高増殖金属燃料炉心の炉心設計検討について、工学的成立性の観点及び技術開発課題の抽出の観点でレビューを行った。ここで、レビューの前提条件となる当該炉心の設計方針は以下の通りである。

- ・過去に検討された大型高増殖金属燃料炉心を出発点とし、この炉心にブランケット燃料を設置することで更なる高増殖比（目標 1.8）を目指しつつ、炉出力を 30 万 kWe とする。
- ・反応度フィードバックによる受動的炉停止の達成を目指す。SASS（Self-Actuated Shut-down System：磁性体の温度がキュリー点を超えると電磁石の保持力が急激に低下する物理現象を利用し、制御棒を自然落下させる受動的システム）等のデバイスは導入しない。
- ・受動的炉停止の成立性については過渡解析を実施して達成の可否を確認する

② 小型高速炉設計の工学的成立性に関する課題抽出【R2】

JAEA で検討された 30 万 kWe 高増殖金属燃料炉心の炉心設計検討について、①に示す前提条件のもとレビューを行い、主要な課題として以下を抽出した。

- ・遮蔽体の材質については見直す必要がある（Zr-H 遮蔽体はシビアアクシデント時の水素発生防止の観点から避けるべきと考える）。
- ・燃料ピン本数を 331 本とする場合は技術開発課題の対象となり、更なる R&D が必要となる（現状の限界は 271 本）。
- ・高増殖を目的に燃料合金の Zr 含有率を 3wt%と低めに設定しているが、実現性の観点を踏まえて必要に応じて見直す必要がある。
- ・最大線出力（300W/cm 程度以下）は過去検討を参照した暫定値であるため、今後の検討により精査していく必要がある。

- ・炉心出入口温度は過去検討を参照した暫定値であるが、高増殖化を踏まえると見直す余地がある。
- ・ボイド反応度/ドップラ係数比は、過去検討を参照した暫定値であるが、これら反応度の妥当性については、受動的炉停止の成立性評価（過渡解析）を行って確認する必要がある。現状の“ボイド反応度 5\$程度”は受動的炉停止の達成を目指すには大きく、低減して行く必要があると考えられる。
- ・Na ボンドとし上部ガスプレナムを採用する場合、燃料要素全長が許容範囲に収まるか確認する必要がある。

令和 3 年度以降にこれらの課題を踏まえた炉心設計の進捗をフォローすると共に、別途行われる過渡解析の結果等も鑑みつつ、原子力システム技術の工学的成立性についての評価を進めてゆく。なお、今後の過渡解析を想定した注意事項等の検討を行った。主要な点を以下に記す。

- ・金属燃料炉心の固有安全性を高める場合、 ϕ オーダーの反応度も有意になり得るため、結果として、炉心変形に寄与する工作物に対して高い製作精度が要求されることになる。また、炉心変形反応度に関する V&V が非常に重要となる。
- ・受動的炉停止の成立性を判断する際には、代表的な炉停止失敗事象である ULOF (Unprotected Loss Of Flow : 流量喪失時の炉停止失敗事象) のみでなく、幅広い起因事象を考慮した方がよい。特に金属燃料は燃料溶融防止の判断基準までの裕度が小さいため、制御棒誤引き抜きにより燃料最高温度が高くなる UTOP (Unprotected Transient Over Power : 出力上昇時の炉停止失敗事象) に注意を要する。
- ・炉心変形反応度は必ずしも負とならないことに注意を要する。例えば ULQHS (Unprotected Loss Of Heat Sink : 徐熱喪失時の炉停止失敗事象) では、起因事象により炉心入口温度が大幅に上昇することで、制御棒・炉心相対変位反応度が正となり、過渡が厳しくなる可能性がある。

③ プラント動特性試解析に関する課題抽出【R3】

JAEA にて令和 3 年度前半までに検討された 30 万 kWe 高増殖金属燃料炉心を対象とした ULQF-ATWS 時のプラント動特性試解析についてレビューを行い、主要な提言事項として以下を抽出した。

- ・受動的炉停止の成立性を効率的に検討するためには、以下のステップで進めることが望ましい。
 - ◇ 静的な反応度バランス計算を実施し、成立のため要件の見通しを得る。
 - ◇ 動特性解析でその妥当性を確認する。
- ・受動的炉停止の成立性を判断する際には、ULQF のみでなく、UTOP や ULQHS も考慮すべきであるとする。
- ・成立性の判断基準の明確化が必要とする。実施された解析結果図には被覆管温度上限値が 830℃との記載があるが、金属燃料の場合、温度上昇に伴い燃料と被覆管との共晶反応が進み、被覆管の減肉が進むことが問題となり、被覆管の減肉

を考慮した CDF により被覆管破損を判断するのが適切と考える。なお、温度で判断する場合は、PRISM や VTR を参考に判断基準を設定する方法が考えられる。

- ・本評価で考慮している不確かさの考え方について確認が必要だと考える。本評価を DEC と位置づける場合には、DBA のような保守的な条件ではなく、最確評価が基本になると思慮する。すなわち、評価ピンはノミナルホットチャンネルとし、反応度等の不確かさも合理化すべきと考える。
- ・不確かさの大きい炉心湾曲反応度をパラメータスタディの対象にするという観点も重要と考える。
- ・流量半減時間を大幅に長く見積もることについては、その実現性が設計上の課題となり得ることに留意する必要がある（流量半減時間延伸のための電源供給の信頼性確保（安全系としての設計）、慣性力保持のための方策（回転体質量増加等））。

④ 変更された小型高速炉設計の工学的成立性に関する課題抽出【R3】

令和 2 年度からの JAEA における設計の主な変更は以下の通りであった。

- ・ピンバンドル数を 271 本と減少させ、集合体数を増加させている。この結果、構造材体積割合が増加し増殖比は低下したが、問題のない範囲である。
- ・ブランケットを太径とし、劣化ウランの装荷量を増加させている。
- ・3次元炉心体系計算として制御棒配置、燃料交換パターン等も検討している。
- ・ナトリウムボイド反応度の低減のため、炉心高さを 80cm から 70cm に減少し、炉心部取出平均燃焼度を 60GWd/t まで低下させている。これらにより、ナトリウムボイド反応度が 4\$台半ばまで低下した。
- ・UTOP 想定 of 静的反応度バランス評価に用いる制御棒誤引抜反応度は、過去の検討結果を参考に暫定で与えている。これは事故時投入反応度に比べると小さい値であり、今後精査する必要がある。
- ・ナトリウムボイド反応度が三菱で別途検討している炉心と比較しやや高めとなっているが、JAEA にて静的反応度バランス評価及び過渡解析並びにパラメータサーベイを行い、炉心成立性を見通しを得ている。

上記の 30 万 kWe 高増殖金属燃料炉心の炉心設計検討についてレビューを行い、主要な提言事項として以下を抽出した。

- ・低燃焼度段階で照射スエリングによる燃料の軸伸びが発生し、運転寿命中は延びた状態であることが考えられるため、軸長が伸びている状態を基本状態とする扱いとした方が良く考えられる。
- ・設計合理化としては、誤引抜反応度抑制の観点から、制御棒を減らすのではなく B-10 濃縮度を下げる等の選択が適切と考えられる。
- ・燃料の軸伸びは、制御棒の相対的な挿入に繋がるため、その影響を将来的に考慮した方が良く考えられる。
- ・燃料スタック長が 150cm であり、ガスプレナム長さの評価を含め、集合体軸長が気になる。今後、燃料健全性評価を行い確認する必要があると考えられる。

- ・誤引抜反応度が 1\$ 程度と大きく、UTOP での受動的炉停止を目指すのであれば対策が必要となる。例えばロッドストップ（物理的に制御棒引抜量を抑制する機構）の導入が考えられる。

また、JAEA にて検討された 30 万 kWe 高増殖金属燃料炉心を対象とした静的反応度バランス計算についてレビューを行い、主要な提言事項として以下を抽出した。

- ・ULOF については、静的反応度バランスの観点では、 -10ϕ 程度の炉心湾曲反応度が挿入されれば、出口温度約 650°C で静定する結果が得られている。過渡時に P/F が大きくなった場合に全反応度が低下するだけの炉心湾曲反応度が挿入されるかについては、過渡解析で確認が必要と考えられる。
- ・UTOP については、制御棒誤引き抜き反応度を 25ϕ 程度の想定とし、炉心湾曲反応度の効果で静定する結果が得られている。ただし、別資料（LF21-008：高増殖金属燃料炉心設計データ）によれば、制御棒誤引き抜き反応度は 1\$ 程度との情報もある。1\$ を想定した場合成立は難しいため、制御棒誤引き抜き反応度を低減する工夫（ロッドストップの導入等）が必要と考えられる。
- ・ULOHS については、静的反応度バランス上は問題ない結果が得られている。
- ・この炉心では、炉心湾曲反応度に期待できない場合（炉心湾曲反応度を考慮しない計算を行った場合）、出力と温度が上昇し続けることになる（ULOF と UTOP で静定時の出口温度が高くなると、全反応度は大きくなっていく）。そのため、炉心湾曲反応度の成立性や V&V に大きく依存した炉心概念であると言える。開発ターゲットが 2050 年代であることを踏まえると、ハードルが高い技術であると言える。
- ・現状未考慮の、燃料上部ガスプレナム部のナトリウムプレナム効果（冷却材温度フィードバック効果）を考慮すると、若干の緩和効果が期待できる可能性がある。今後、これらの課題を踏まえた炉心設計の進捗及びプラント動特性解析の進捗をフォローすると共に、原子力システム技術の工学的成立性についての評価を進めてゆく。

⑤ 安全性を高めた小型高速炉設計の工学的成立性評価【R4】

JAEA で実施した 30 万 kWe 高増殖金属燃料炉心における ATWS 時の動特性解析結果について、炉心設計の観点からレビューを行い、主要な提言事項として各 ATWS 事象について以下を抽出した。

1) ULOF：流量減少時緊急炉停止失敗事故

リファレンス設計での流量半減時間 5 秒程度ではナトリウムボイド反応度の低減による成立は困難であり、現状の評価ではリファレンスの 4 倍（約 22 秒）程度まで流量半減時間を延長させる必要がある。留意点としては、流量半減時間の延長に際しては、確実にその時間を確保することを担保する必要があり、その実現性が設計上の課題となり得ることに注意する必要がある。

具体的には以下の設計対策が必要である

- ・流量半減時間延長のための電源供給の信頼性確保

- (安全系並の信頼性を確保できる電源系の設計)
- ・慣性力保持のための方策 (回転体質量増加等)
- (なお、設計基準内事象でのスクラム時熱過渡影響への留意が必要)

2) UTOP : 制御棒誤引抜時緊急炉停止失敗事象

ナトリウムボイド反応度の低減だけで成立性を見通すのは困難であるため、正の反応度投入制限との組み合わせが必要である。ロッドストップの導入により成立の見通しを得ている。但し、ロッドストップによる反応度投入量の制限については、炉心運用等も踏まえて検討する必要があると考えられる。また、ロッドストップの設定回数が頻繁になる可能性もあり、ロッドストップの信頼性確保のためヒューマンエラーも考慮した対策が併せて必要となる。

3) ULOHS: 除熱喪失時緊急炉停止失敗事象

大きな負の反応度が入る炉心支持板の熱膨張による反応度温度時定数が成立性に大きく影響する。当該温度時定数の設定によっては、ナトリウムボイド反応度の低減が必要となる可能性がある。ULOHS の場合には炉心損傷の状態になるまでの時間余裕が他の ATWS 事象と比較して大きい、当該温度時定数がどの程度となるかについて実証データに基づいて定量的に把握しておく必要がある。また、当該温度時定数は構造の薄肉化等の熱伝導を促進する工夫により、一定の改善は可能であると考えられる。

4) ULOF、UTOP、ULOHS の共通課題

本検討で仮定した構造材の反応度フィードバックモデルに関する検証が十分に行われていないという状況が確認されたことを踏まえ、研究開発（不確かさの把握を含む）の推進が重要課題といえる。安全成立性の観点から特に反応度フィードバックに係る以下の項目が課題である。

a) 炉心湾曲反応度

本検討で仮定されている反応度フィードバックモデルは経験的に言えば、炉心湾曲（出力/流量比 (P/F) 増加による炉心の径方向の変形）による負の反応度を過大評価する傾向がある。既往研究での計算例を参考に、P/F と炉心湾曲反応度の関係を外部入力で与えるといったモデル化が現状取りうる一案と考えられる。また、炉心湾曲反応度は特に不確かさが大きく、かつ感度の大きいパラメータである。炉心湾曲反応度投入に期待できない場合は固有炉停止成立性が見通せない可能性があり、今後検討が必要な事項と考えられる。

b) 炉心支持板膨張反応度

支持板の温度応答時定数が重要なパラメータとなっている。この値は不確かさが大きく、設計によっては大きな値になる（数百秒）ので、何らかの形で考慮す

る必要があると考えられる。

c) **制御棒軸伸び反応度及び原子炉容器温度反応時定数**

炉心出口温度上昇に伴う制御棒駆動軸（CRDL）の軸伸びによる負の反応度に期待するものであるが、いずれ炉上部プレナム等の温度が上昇すると原子炉容器の温度が上昇し、その軸伸びにより正の反応度が投入されることに注意する必要がある。これらは、設計の工夫により安全裕度を向上させる手段になり得る。一方で当該反応度時定数によっては固有炉停止が成立しなくなる可能性もあり、注意が必要と考える。

d) **燃料温度反応度（燃料の軸方向膨張反応度）**

燃料ペレットと被覆管との固着状況が重要なパラメータになる可能性があるため温度係数に反映している。燃料の被覆管の固着の有無は、一例でみた今回の ULOF 解析では大きな影響は見られなかったが、状況によって結果が厳しくなると考えられるため、注意が必要である。

その他、上記の ATWS 時の動特性解析における初期条件等に係る留意事項について以下にまとめた。

- ・ 現炉心設計については詳細な流配の検討は行われていないため、出力が平坦化されている内側炉心の方が現実的な評価対象となると考え、本評価では内側炉心を代表してホットスポットを設定している。今後設計を進める上で外側炉心にホットスポットが出ないように注意する必要がある。
- ・ 現炉心設計については定格時ヒートバランスを設定する際、もんじゅのヒートバランスを用い、炉出力で内外挿して定めている。しかし、定格時ヒートバランスはプラント設計における最も基本的な仕様の一つであるため、今後検討を進める上で、基本となる解析条件についてはプラント設計情報に基づき設定することを推奨する。
- ・ 金属燃料の場合、温度上昇に伴い燃料と被覆管との共晶反応が進み、被覆管の減肉が進むことが問題となるため、今後、被覆管の減肉を考慮した CDF のモデル化も検討事項の一つとして推奨される。

3.5.2 小型高速炉の固有徐熱の設計レビュー【R5】

3.3.1.2(1)において検討された SMR 最適導入戦略に適合する安全性を高めるための固有徐熱特性検討の結果を受け、提示された SMR の構造概念に対し、固有安全性を含めた固有徐熱の工学的安全成立性について概略検討を行い、研究目標に対する課題を抽出した。

(1) 「小型高速炉の固有徐熱の設計評価」の成果

簡易な一次元モデルを用いた伝熱評価により、浮体下部に設置された FBR 原子炉構

造が ULOHS 時に除熱源となる周囲のプール水中に熱を放出することにより構造健全性を維持できることが示された。また、ULOHS 時の除熱メカニズムは、定格運転時に熱ロスを生じさせるため、その対策を提案している。

以上の成果により研究を次のステップに進める価値があることが示されたが、簡易評価のため評価の精度が不足していることは明らかであり、具体的にどのような技術的課題があるか以下に検討した。

(2) 技術的課題の抽出

① 簡易評価の課題

本評価においては、「図 3.3.1.2-2 熱ロス対策を考慮した構造の解析モデル」に示されるように炉心 (AC) から水プールの水までの伝熱を一次元で簡易にモデル化し、各部位の温度を求めている。

以下に、当該検討が簡易評価であることにより生じる課題を挙げる。

- ・当該検討では、炉心から水プールまでの伝熱系を一次元でモデル化し、定常及び非定常の伝熱解析を行っている。特に炉心及び炉容器 (RV) 内は構造が複雑であり、かつナトリウムの流れが伝熱に重要な役割を果たすため、それらが適切にモデル化できていないことにより、径方向の一次元伝熱解析結果が実際と大きく乖離してしまう可能性がある。簡易評価では炉内は熱伝導のみで熱が伝わるとしてモデル化をしているため (燃料-ナトリウム間は除く)、その保守性、妥当性は今後吟味する必要がある。また、そのような局所的な伝熱特性の差異は、燃料から炉容器壁までの温度分布に大きな影響を及ぼすだけでなく外部の構造の温度分布及び総伝熱量にも影響を及ぼし、全体の温度バランスが変る可能性がある。
- ・上述のように炉心及び原子炉容器内は構造が複雑であるため、必然的に温度分布が生じる。このため、炉内で熱が逃げにくい部位等は局所的に高温となり、構造健全性が維持できない箇所が生じることが予想される。
- ・上述の課題に加え、一次元のモデル化であるためモデル上下端の境界条件は断熱となり、高さ方向に逃げる熱が考慮されていない。原子炉容器に加え、ガードベッセル (GV) やアウターシールド (OS) において高さ方向に熱が逃げるため、径方向の温度バランスが変る可能性がある。
- ・RV、GV 及び OS 間の伝熱は、構造間の輻射とガスの熱伝導を考慮しているが、前者による伝熱が支配的である。このため、本体系では各面の輻射率が伝熱を支配している。本検討では部材表面の輻射率を 0.6 と中間的な値に定めているが、表面処理によりそれを変化させることが可能である。より熱を外に逃がすための最適な輻射率を設定し、構造の成立性をより高めることが可能であると考えられる。
- ・水プールの容量やその外部への伝熱条件は暫定されている。OS とプール水の伝熱は熱伝達支配となるが、OS 近傍並びにプール全体の流況は不明であり、それが伝熱に大きな影響を及ぼす可能性がある。また、外部への熱流出は壁への伝

熱、水面からの蒸発を考慮しているが、それらを実際の流動等と結びつけて正確に評価する必要がある。

② 設計の詳細化における課題

現状、原子炉や浮体について詳細な構造設計は行われていないため、評価に大きな影響を及ぼすであろう寸法等の諸量には根拠が乏しいものもある。上で挙げた課題の多くは設計依存であるため、構造設計の進捗後に伝熱を再評価することが必要となる。

同様に、水プールの設計も十分に行われていないが、プールの容量、原子炉構造直下の堀込部の大きさ、外部からの冷却水の取り入れ等は評価結果に大きな影響を与えるため、浮体及び水プールの設計進捗に応じモデルを改定し伝熱の再評価を行う必要がある。

尚、ULOHS 時の必要除熱量を確保するため原子炉容器径を当初設計より若干大きくする必要があり、述べられているが、これについては設計を行う過程で、全体の伝熱やコストのバランスを見ながら変更方針を決定する必要がある。

③ 熱ロス対策の課題

定格運転時の熱ロス対策として、複数の材料を熱遮蔽に用いる検討が行われている。そして、厚さ 2mm のアルミニウム合金の板を GV-0S 間に挿入することで熱ロスを大きく低減させることが示された。このとき、評価上伝熱の決定に支配的な因子は 0.2 とした輻射率であり、これにより水側への伝熱が抑制されている。このため、材料は必ずしもアルミニウム合金である必要はなく、表面を適切に処理した輻射率の低い板を挿入すればよい。また、空気雰囲気中に設置することから酸化等により輻射率が大きくならないような配慮が必要である。

また、今回の検討においては、事故時の対策構造の脱落については具体的な言及はなく、当該構造が高温になった場合自動的にかつ確実に脱落する構造を検討する必要がある。さらに、水プールへの積極的な除熱が必要となるような事象以外の場合は、脱落することなく確実に RV を保温することが求められる。

(3) まとめ

「小型高速炉の固有徐熱の設計評価」の検討成果に対し、評価の課題をまとめた。当該検討では簡易評価により固有除熱実現の見通しを得たが、将来設計の進捗に合わせ評価を詳細化していく必要がある。また、熱ロス対策については、事故時に確実に機能する構造を考案する必要がある。

3.6 研究推進【R2-R5】

研究代表者の下で各研究項目間における連携を密にして研究を進めるため、研究代表者と再委託先との間での研究打ち合わせを令和2年度は合計3回、令和3年度は合計9回、令和4年度は合計8回、令和5年度は合計10回行った。

また、令和2年度から令和5年度の間、学会等における口頭・ポスター発表は合計16件、学会誌・雑誌等における論文掲載は合計8件である。

【R5】

研究代表者の下で各研究項目間における連携を密にして研究を進めるため、研究代表者と再委託先との間での研究打ち合わせを合計10回行った。以下に打合せ概要を示す。

第1回打合せ：2023年4月26日 10:00～11:00、オンライン、業務の進捗報告及び意見交換

第2回打合せ：2023年6月28日 10:00～11:00、オンライン、業務の進捗報告及び意見交換

第3回打合せ：2023年7月27日 10:00～11:00、オンライン、業務の進捗報告及び意見交換

第4回打合せ：2023年9月20日 10:00～11:00、オンライン、業務の進捗報告及び意見交換

第5回打合せ：2023年10月18日 10:00～11:00、オンライン、業務の進捗報告及び意見交換

第6回打合せ：2023年11月29日 10:00～11:00、オンライン、業務の進捗報告及び意見交換

第7回打合せ：2023年12月27日 10:00～11:00、オンライン、業務の進捗報告及び意見交換

第8回打合せ：2024年1月31日 10:00～11:00、オンライン、業務の進捗報告及び意見交換

第9回打合せ：2024年3月22日 10:00～10:30、オンライン、業務の進捗報告及び意見交換（東大、エネ経研、JGC 個別打合せ）

第10回打合せ：2024年4月1日 13:30～14:00、オンライン、業務の進捗報告及び意見交換（東大、原子力機構、三菱重工業個別打合せ）

4. 結言

本研究では、「脱炭素化・レジリエンス強化に資する分散型小型モジュラー炉を活用したエネルギーシステムの統合シミュレーション手法開発」として、我が国の CO2 排出量削減や、再生可能エネルギー大量導入などエネルギー市場の将来シナリオを踏まえた上で、電力レジリエンス強化やエネルギー安定供給確保を考慮し、大型原子炉や早期実用化が可能な小型軽水炉、水素製造が可能で機動性に優れた高温ガス炉、燃料の安定供給性に優れた小型高速炉を組み合わせた最適導入シナリオを導出可能な統合シミュレーション手法を開発した。

電力レジリエンス分析ツールの開発では、軽水炉 SMR、高温ガス炉 SMR、高速炉 SMR を考慮し、さらに年間 8,760 時間にて送電線制約ならびに技術間のコスト競合も考慮した最適化型電力需給モデルを構築し、経済合理的な観点から SMR の最適導入量と最適出力配分に関する数値シミュレーションの結果、再エネ大量導入時では、負荷追従性能の低い大型原子炉の稼働率が低下するため、その利用に制約がかかる可能性がある一方、負荷追従性能の高い SMR は、想定通りの建設費で建設できれば、柔軟な出力調整が可能な技術オプションとして選択される可能性が示唆される結果を得た。またエネルギー全体を分析可能なエネルギーシステム最適化モデルにおいて、SMR、水素、CCU(炭素回収・利用)といった新たな技術を考慮してモデルの更新を行い、分析の結果、想定通りの建設費が実現すれば、例えば高温ガス炉 SMR は水素製造や産業用熱供給源として導入される可能性があるなど、各種新型炉は経済合理的な低炭素電源として導入され得ることが示唆された。また、上記のモデル構築や分析に際して、別途、SMR や CCUS 技術、系統用蓄電池等に関する技術情報や分析結果をとりまとめ、活用した。SMR のコストに関しては、原子燃料サイクルなど諸量評価を踏まえて算出してモデル分析に活用し、SMR の新規導入地点に係るサイト影響を緩和する浮体型免震構造のコストへの影響も考慮した。また、最適化型電力需給モデルでは評価していない短時間での電力需給バランス維持への SMR の貢献を別途、電力需給・周波数シミュレーションにより評価を行い、SMR プラントが再エネ大量導入時に周波数調整力として電力システムの安定化に有効であること明らかにした。また、原子力プラントメーカーの知見を踏まえ、固有の安全特性として異常時の受動的炉停止及び固有除熱が可能な小型ナトリウム冷却高速炉の工学的成立性について見通しを確認するとともに課題を抽出し、小型高速増殖炉設計の原子炉出力や増殖比については、モデル分析に反映した。さらに、SMR の技術面の評価に関しては、内外の専門家と議論を行いながら進めた。そして、CCUS 技術(メタン熱分解、メタネーション、FT 軽油、MTG ガソリンなど)の特性データ(設備費、ユーティリティ使用量、運転費など)や系統用蓄電池の経済性に関連する技術パラメータを取得し、モデル分析に活用した。以上より、SMR や CCUS 技術、系統用蓄電池の技術パラメータや技術評価を踏まえ、SMR 最適導入シナリオを導出可能な統合シミュレーション手法を開発した。

今後の展開や課題として、電力レジリエンス分析ツールの開発に関しては、軽水炉 SMR、高温ガス炉 SMR、高速炉 SMR を電力システムにおいてその挙動を統合的に詳細に分析可能なツールを完成し、当初の目的を達成できた一方、将来の電力システムを展望した場合、Grid Edge Technology の普及の可能性など、需要家側に近い技術の普及進展が、SMR の導入可能性に影響を与える可能性も考えられる。本研究では主に基幹系統といった上流側の電力システムのみを分析対象としているが、今後の課題として、ローカル系統や配電系統など電力の下流システムを考慮に入れた拡張版電力需給モデルを開発し、需要端技術の影響を考慮した SMR 導入可能性評価を行う必要などが挙げられる。

エネルギー需給分析モデルの開発に関しては、各種新型炉が想定された条件下ではそれぞれ十分な競

争力を持ち得ることが示された一方で、高温ガス炉 SMR については、全てのケースにおいてコジェネ（発電および水素製造）用高温ガス炉が使用されない結果となった。但し、現状のモデルではモデル化されていない費用と価値、例えば地内連系線を十分に考慮できていないことによる過度な単純化などが存する可能性があり、それを踏まえたより精緻なモデル化が望まれる。さらに、今後多様な新型炉技術の開発が進むことが見通され、その最新の状況を反映し、適時、適切にモデル化するためのフレームワークの改良は引き続き重要な課題である。

原子力システム導入戦略分析用原子力システム技術の評価に関しては、今後は、本研究で開発した手法により示された分散型 SMR 導入シナリオの実現に向けて、SMR に要求される性能を満足するための枢要技術であり、3D プリント燃料技術や浮体式免震技術を確立するとともに、SMR の規制枠組みの構築を含む総合エネルギーシステムの実証が必要である。

多目的利用システムモデルの開発に関しては、卸電力取引市場価格の将来展望が不透明であるために、この不確実さが蓄電池導入のリスクとして残存することが課題であり、市場価格の将来性分析などを今後実施することによって解決できる可能性がある点が挙げられる。

対象とする原子力システム技術の評価に関しては、小型ナトリウム冷却高速炉(SMR)最適導入戦略に適合する固有の安全特性（異常時の受動的炉停止及び固有除熱）を達成するために提示された炉心設計及び除熱構造概念に対して工学的成立性の観点から抽出した課題については、将来設計の進捗に合わせて検討及び解決することによって、その実現を目指していく必要がある。

4 カ年計画の 4 年目である令和 5 年度の受託研究を以下のとおり実施した。

(1) 電力レジリエンス分析ツールの開発

①SMR を考慮した電力需給モデルの開発

SMR ならびに CCUS 技術を組み込んだ詳細な地理的・時間的解像度を有する電力需給モデルの技術コスト等のパラメータのアップデートを行い、多角的評価に向けたモデル整備を完了した。

②電力需給モデルによる数値シミュレーション分析

SMR ならびに CCUS 技術を組み込んだ電力需給モデルを用いて、技術データや CO2 制約に関する複数シナリオの下で、数値シミュレーションを実施し、SMR の導入可能性を多角的観点から検討した。

(2) エネルギー需給分析モデルの開発（再委託先：日本エネルギー経済研究所）

①エネルギー需給分析モデル構築・特性データベース整備

令和 4 年度までに作成したエネルギー需給分析モデル及び特性データベースを用い、必要に応じてそれに改良を加えつつ、エネルギー政策に係る国内外の最新の動向を踏まえた試算の実施・結果のとりまとめを行う。これにより、将来のエネルギーミックスの中での原子力、特に SMR の導入効果を定量化し、開発モデルの有効性を検証した。

(3) 原子力システム導入戦略分析用原子力システム技術の評価（再委託先：原子力機構）

①原子力システムの燃料サイクル諸量の評価

小型高速増殖炉設計について、固有安全成立対策の反映及び高転換型 MOX 高温ガス炉におけるマチリサイクルによる Pu の消費に伴い発生する MA を受け入れるための設計検討を行い、諸量評価コードを完成させ、そのサイクルにおけるマスバランスを諸量評価コードにより再現する。また、(1)及び(2)から得られる最適化された条件を成立させるための原子燃料サイクル及びコストを提示した。

②原子カシステムの新規導入地点に係るサイト影響の評価

地震時建屋安定性評価に資する技術的課題の整理結果を基に、浮体免震を適用した建屋の揺動・スロッシング評価を実施し、新規立地に係る浮体免震建屋導入に当たってのコスト面影響や規制上安全要求の検討を実施した。

③原子カシステムの負荷追従性能の評価

(1)の検討結果に基づき、再エネが大量導入された電力系統における SMR の負荷追従運転性能を評価した。

④原子カシステム技術評価結果のレビュー

原子カシステム導入戦略分析ツールのインプットとなる原子カシステム技術に関する専門家委員会を開催し、原子カシステム技術評価の検討結果についてレビューした。

(4)多目的利用システムモデルの開発（再委託先：日揮グローバル）

①水素サプライチェーンシステム・CO₂再資源化システム特性データベースの構築に資する情報収集

CO₂再資源化システムの種々のプロセスについて、プラント建設費や運転の所要ユーティリティー等の特性データを収集しデータベースを構築した。

また、蓄電池の充放電による劣化性能を考慮した特性データを収集しデータベースを構築した。

(5)対象とする原子カシステム技術の評価（再委託先：三菱重工）

①原子カシステム導入戦略分析ツールのインプット条件の評価

原子カプラントメーカーの知見に基づき、原子カシステム導入戦略分析ツールのインプット条件として用いる原子カシステム技術の工学的成立性について評価した。

(6)研究推進

研究代表者の下で各研究項目間における連携を密にして研究を進めるため、研究代表者と再委託先との間での研究打ち合わせを合計 10 回行った。

以上、4 カ年計画の 4 年目として当該年度の業務項目を実施し、所期の目標を達成した。

