

2.3. 石炭火力 CCS 優位性分析

2.3.1. はじめに一電源モデルによる電源ポートフォリオの分析

特に火力発電を対象とした CCS は、ある国、地域、或いは世界のエネルギー需給およびそれに係る政策と一体の技術であるため、気候変動対策技術としての位置づけや効果を評価するためには、エネルギーに関わるポートフォリオ全体を見通した分析が必要となる。このため、産業技術総合研究所においては、以前から開発している下図のようなモデル群を用いた CCS の評価を行っている。

本研究においては、将来の JCM への適用性を含めた検討を実施するため、電源計画モデル (ESPRIT) を用いた試解析を実施した。

下記のモデル群の詳細については、「革新的ゼロエミッション石炭ガス化発電プロジェクト/発電から CO₂ 貯留までのトータルシステムのフィジビリティ・スタディー/全体システム評価 (発電から CO₂ 貯留に至るトータルシステムの評価) 成果報告書 (平成 25 年 4 月) (第 6 章)」を参照されたい。

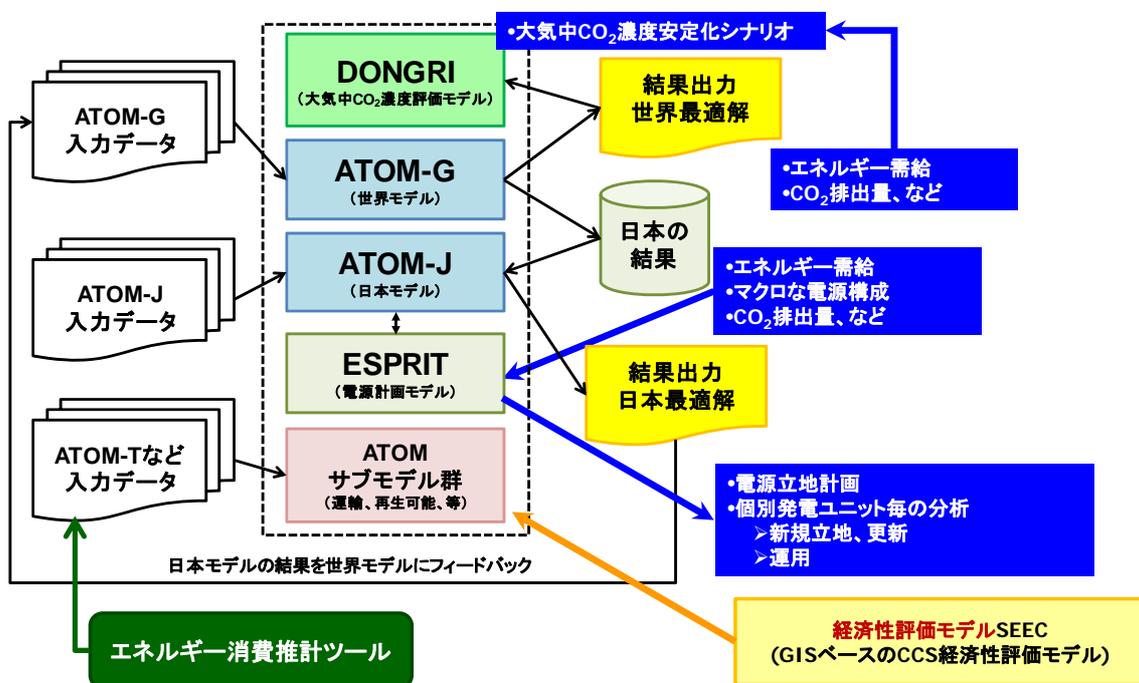


図 2-104 エネルギー需給影響評価モデル群の関係

2.3.2. 経済性評価モデルの改良

シャトルシップ輸送・貯留システムを使用した CCS について、経済性（コスト）を分析できるモデルを作成した。作成にあたっては、産業技術総合研究所が開発した、CCS における発電、分離・回収、輸送、圧入、モニタリング等のステージごとに経済性評価を行うことができるソフトウェアである経済性評価モデル（SEEC; Software for Economical Evaluation of CCS）を改良した。

2.3.2.1. SEEC による評価の考え方

SEEC による評価の基本的な考え方は、既存設備あるいは既存研究のデータを参照して評価のためのパラメータを入手し、評価対象となる CCS 設備の仕様や立地の条件を考慮してパラメータを調整し、評価対象の経済性評価を行うものである。設備の大きさについては、スケールファクターを設定して調節を行う。主要な評価結果は、発電コストおよび CO₂ の回収コスト・アボイデッドコストである。

SEEC は従来、船舶輸送と浅海域プラットフォームからの圧入の評価機能を有しているが、シャトルシップ輸送・貯留システムでは圧入設備（圧縮設備）を船舶に搭載しており、洋上設備は有人プラットフォームを必要としない。

上記の考え方をもとに、ステージごとに含まれる費用等を表 2-56 に整理する。

表 2-56 ステージごとに含まれる費用等

ステージ		従来（改良前） 船舶輸送	改良後 シャトルシップ輸送・貯留
発電		IGCC	同左
回収		化学吸収法	同左
輸送	設備	液化設備 一時貯留タンク(陸上) 船舶	液化設備 一時貯留タンク(陸上) 船舶（シャトルシップ） ピックアップブイ・FRP
	O&M	保守費 燃料費 人件費 港湾使用料	保守費 燃料費 人件費 港湾使用料 通信費
圧入	設備	圧入設備 坑井	坑井
	O&M	保守費（圧入設備・坑井） 動力費 人件費	保守費（坑井）
事前探査		地震探査ほか	同左
モニタリング		地震探査ほか	同左

2.3.2.2. 各ステージの改良

シャトルシップ輸送・貯留システムの導入により、輸送ステージと圧入ステージの計算機能をそれぞれ改良した。

2.3.2.2.1. 輸送

輸送ステージでは、船舶を IEAGHG(2004)[1]の 30,000t 船から NEDO/AIST(2013)[2]の 3,000t 船に変更した。NEDO/AIST(2013)[2]のうちケース 2-1(輸送量 505 万 t-CO₂/年、輸送距離 200km)を使用した。また、NEDO/AIST(2013)[2]では液化設備を検討範囲としていないため、液化設備は IEAGHG(2004)[1]を使用した。

計算機能の改良について、表 2-57 に示す。

表 2-57 輸送コスト計算機能の改良

	従来		改良後	
条件				
参考文献	IEAGHG(2004)		NEDO/AIST(2013)	
輸送量	6,205,000 t-CO2/年	3,214,000 t-CO2/年	5,050,000 t-CO2/年	3,214,000 t-CO2/年
距離	500km	500km	200km	200km
ローディングアーム	6基		6基	
リターンアーム	2基		—	
地上タンク	20,000t×4基		430t×63基	
船舶	30,000t×2隻		3,000t×14隻	
コスト				
【設備費】				
液化設備	80百万US\$	4,328百万円	IEAGHG(2004)	4,328百万円
ローディング/アンローディング	8百万US\$	433百万円	19,500百万円	12,305百万円
地上タンク	120百万US\$	6,493百万円		
船舶	116百万US\$	6,276百万円	36,512百万円	23,040百万円
ピックアップブイ・圧入ライザー	—	—	5,400百万円	3,408百万円
設備費合計		17,530百万円		43,081百万円
【O&M費】				
液化設備 O&M	45.5百万US\$	2,462百万円	IEAGHG(2004)	2,462百万円
ローディング/アンローディング O&M	2.0百万US\$	108百万円	下記保守費に含む	下記保守費に含む
タンク O&M	6.0百万US\$	325百万円	下記保守費に含む	下記保守費に含む
船舶動力費	—	—	15.3百万円	10百万円
船舶燃料費	1.8百万US\$	97百万円	1,680.6百万円	1,061百万円
運転員費	5.8百万US\$	314百万円	1,700.0百万円	1,073百万円
保険料			184.2百万円	116百万円
保守費			1,842.4百万円	1,163百万円
港湾使用料	14.2百万US\$	768百万円	11.5百万円	7百万円
通信費	—	—	9.6百万円	6百万円
O&M費合計		4,074百万円		5,897百万円

(参考) IEAGHG(2004)[1], NEDO/AIST(2013)[2]

2.3.2.2.2. 圧入

リグレートは、RIGZONE[4]が提供しているデータのうち「Semisub 1500'+ WD」の値(\$334,000)を使用する。

表 2-58 圧入コスト計算機能の改良

	従来		改良後	
条件				
参考文献	RITE(2007)			
CO2 処理量	134.3t-CO2/h	459 t-CO2/h		459 t-CO2/h
水深		100m		500m
貯留層深度		2,000m		2,000m
リグレート		\$160,000/日		\$334,000/日
坑井数		7 坑		7 坑
設備保守費		坑井×1%、圧入設備×3%		坑井×1%
コスト				
【設備費】				
圧入設備	1,228 百万円	4,349 百万円		船舶費に含む
坑井		6,384 百万円		10,386 百万円
設備費合計		10,734 百万円		10,386 百万円
【O&M 費】				
運転員費		62.5 百万円		船舶運転員費に含む
設備保守費		194.3 百万円		103.9 百万円
電力消費		1,239.3 百万円		船舶燃料費に含む
O&M 費合計		1,496 百万円		1,536 百万円

(参考) (財)地球環境産業技術研究機構(2007)[3], RIGZONE[4]

2.3.2.3. コスト分析結果

75 万 kW の新設石炭ガス化複合発電 (IGCC) をモデルとして、コスト分析を行った。前提条件は基本的に、コスト等検証委員会報告書(平成 23 年 12 月)[5]に従った。発電・回収のコストデータは NETL(2010)[6]に従った。

前提条件

表 2-59 コスト分析の前提

項目	IGCC
為替レート	85.74 円/US\$
割引率	3%
出力規模	75 万 kW
設備利用率	80%
稼働年数	40 年
熱効率	48%
所内率	6.2%
燃料発熱量	25.7MJ/kg
炭素排出係数	24.71g-C/MJ
燃料価格	10,884 円/t

(出典) コスト等検証委員会(2011)[5]

分析結果

コスト分析結果を表 2-60～表 2-62 と 図 2-105 に示す。また、参考として、改良前のモデルでの分析結果を図 2-106 に示す。

表 2-60 コスト計算結果（ステージごとのコスト）

	資本費	O&M(固定)	O&M(従量)	燃料費
	円/kW	円/kW/年	円/kWh/年	円/kWh/年
発電・回収	239,138	7,401	0.16	4.05
輸送	57,442	6,263	0.28	
事前探査	2,307			
圧入	13,848	138		
モニタリング		650		
合計	312,734	14,452	0.43	4.05

表 2-61 コスト計算結果（ステージごとの発電単価）

	発電単価 (CO2回収なし)	発電単価 (CO2回収あり)
	円/kWh	円/kWh
発電・回収	7.15	8.94
輸送		2.19
事前探査		0.03
圧入		0.22
モニタリング		0.11
合計	7.15	11.50

表 2-62 コスト計算結果（発電単価と回収／アボイデッドコスト）

発電単価(CO2回収なし)	7.15 円/kWh
発電単価(CO2回収あり)	11.50 円/kWh
CO2回収コスト	5,883 円/t-CO2
CO2アボイデッドコスト	7,289 円/t-CO2

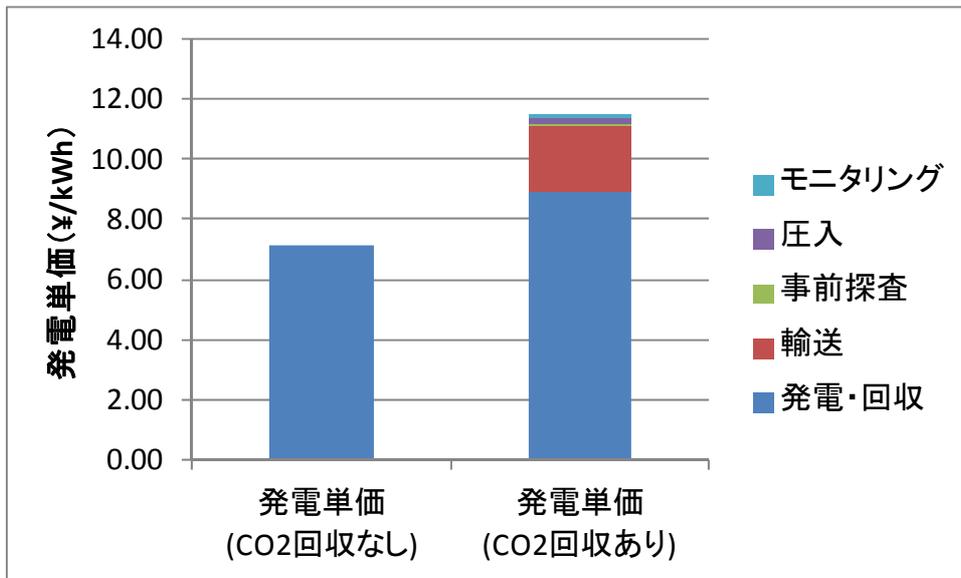
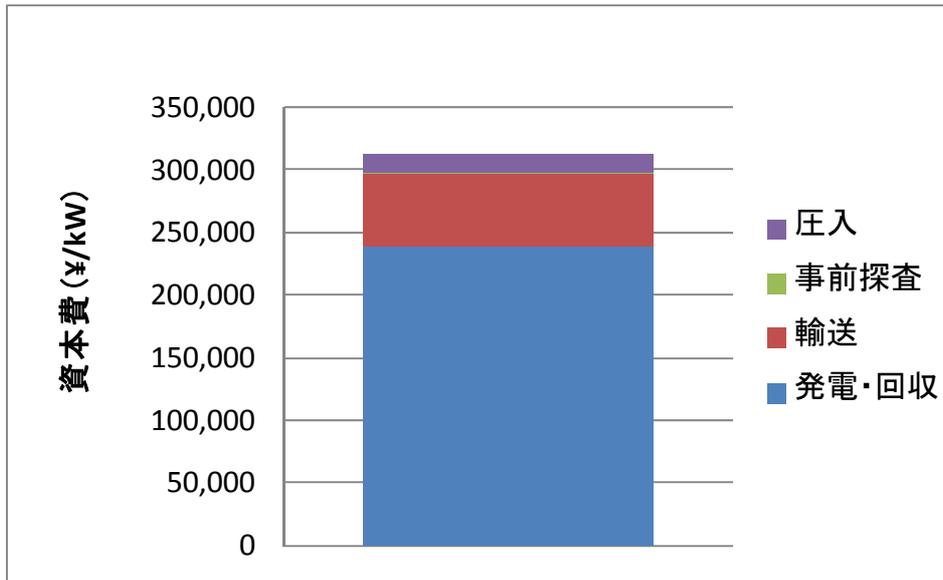


図 2-105 コスト計算結果 (資本費・発電単価)

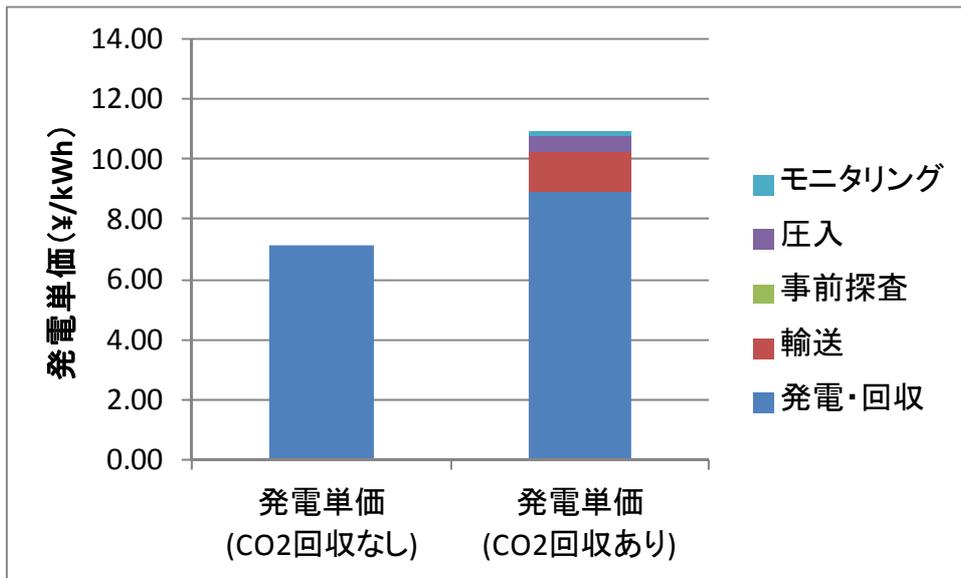
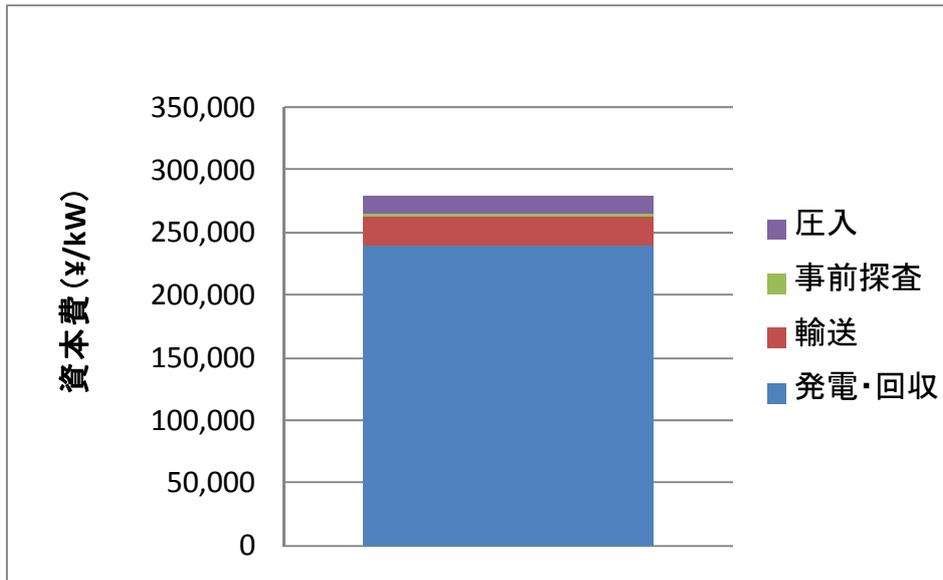


図 2-106 改良前モデルのコスト計算結果 (資本費・発電単価) (参考)

2.3.3. 多様なシナリオに対するパラメータの整備

我が国の長期的エネルギー需給構造に及ぼす CCS の影響分析を実施するため、下記のよ
うな需要および原子力を含む電力供給に係わるシナリオを想定し、必要な入力データを作
成した。

また、発電コストや燃料価格については、国家戦略室の「コスト等検証委員会」の想定
を、中長期のエネルギー施策については、中央環境審議会・2013 年以降の施策検討小委員
会・技術 WG の検討結果を参考に想定した。

電力需要および火力の燃料費は日本エネルギー需給モデル「ATOM-J」の計算結果を基に
設定した。

2.3.3.1. 電力需要

計算に用いた需要データについて示す。負荷曲線には 2010 年の電力各社の公開負荷デー
タを用いた。

(1) 需要電力量

需要電力量には 2012 年度の ATOM-J の試算結果を用いた。図 2-107、表 2-63 に 2030
年～2050 年の需要電力量の年推移を示す。

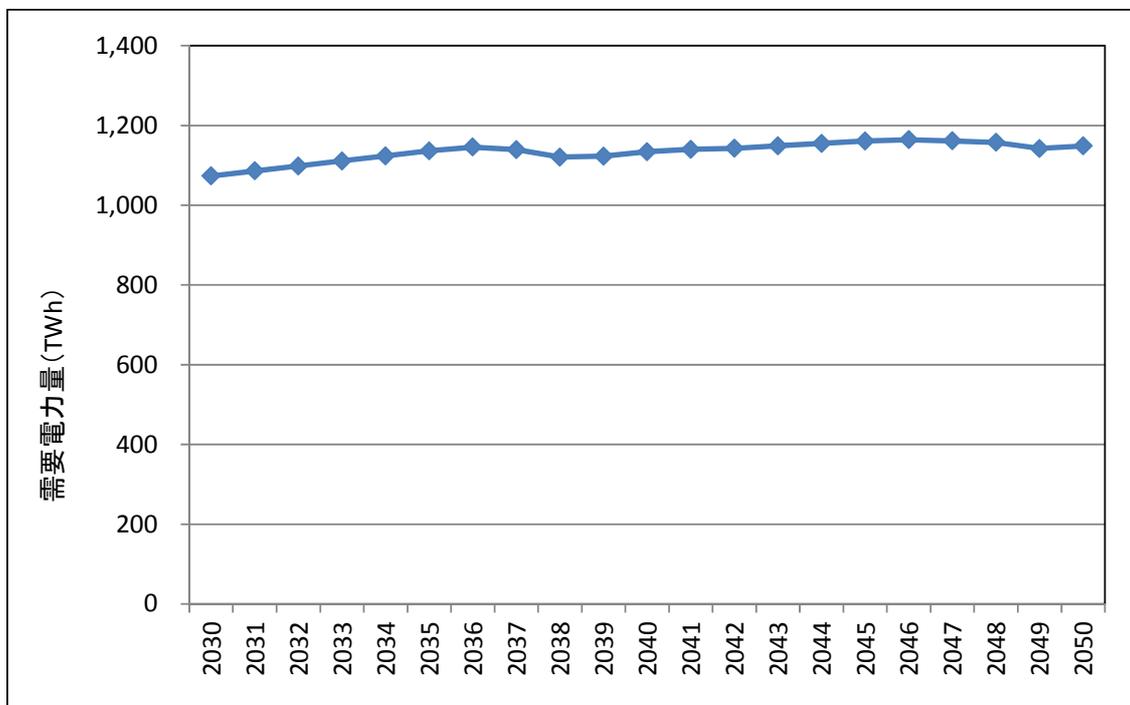


図 2-107 2030 年～2050 年の全国の需要電力量の推移

表 2-63 2030 年～2050 年の全国の需要電力量の推移（単位：TWh）

年	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	合計
2030	38	97	350	158	34	179	73	34	101	9	1,073
2031	38	98	354	160	34	181	74	35	102	9	1,086
2032	39	100	358	162	35	184	74	35	103	9	1,098
2033	39	101	362	164	35	186	75	36	105	9	1,111
2034	40	102	366	166	36	188	76	36	106	9	1,124
2035	40	103	370	167	36	190	77	36	107	9	1,136
2036	41	104	373	169	36	191	78	37	108	9	1,146
2037	40	103	371	168	36	190	77	37	107	9	1,139
2038	40	102	365	165	35	187	76	36	105	9	1,121
2039	40	102	366	165	36	188	76	36	106	9	1,123
2040	40	103	369	167	36	190	77	36	107	9	1,134
2041	40	103	371	168	36	191	77	37	107	9	1,140
2042	40	104	372	168	36	191	77	37	108	9	1,143
2043	41	104	374	169	36	192	78	37	108	9	1,149
2044	41	105	376	170	37	193	78	37	109	10	1,155
2045	41	105	378	171	37	194	79	37	109	10	1,161
2046	41	106	379	172	37	195	79	37	110	10	1,164
2047	41	105	378	171	37	194	79	37	109	10	1,161
2048	41	105	377	171	37	193	78	37	109	10	1,158
2049	40	104	372	168	36	191	77	37	108	9	1,142
2050	41	104	374	169	36	192	78	37	108	9	1,149

(2) 最大電力

最大電力は2030年の最大電力を需要電力量の伸びに合わせて相似の形で推移させている。

表 2-64 に 2030 年の各供給エリアの最大電力を示す。

表 2-64 2030 年の各供給エリアの最大電力

エリア	最大電力 (MW)
北海道	6,023
東北	16,477
東京	66,248
中部	29,473
北陸	6,014
関西	34,024
中国	12,771
四国	6,103
九州	18,324
沖縄	1,608

2.3.3.2. 原子力

(1) シナリオ設定

供給計画、エネルギー基本計画（2010年）をベースとし、下記の6つのシナリオを設定した。

表 2-65 シナリオ設定

No.	シナリオ名	原子力		火力	再生可能エネルギー	
		廃止	新設		PV	風力
1	供給計画＋エネルギー基本計画*	なし	2020年：＋9基 2030年：＋14基	供給計画(震災前)&エネルギー基本計画	2020年：28GW 2030年：53GW	2020年：6GW 2030年：10GW
2a	原子力開発政策維持A**	運開後40年	2020年：＋2基 2030年：＋8基	供給計画(震災後)総合特別事業計画 3a 予備率10%以上 4a 予備率0%以上	2020年：28GW 2030年：53GW	2020年：10.6GW 2030年：28GW
2b	原子力開発政策維持B**					
2c	原子力継続利用C***					
3a	原子力段階廃止(40年)					
4a	脱原子力5カ年	2016年で全て廃止	なし			

*：2011～2020年は供給計画、2030年はエネルギー基本計画（2010年）の設定に準拠

**：2013年以降は同じ

***：2030年時点で運転している原子力は2031年以降もそのまま維持される

対象年・対象地域[共通]： 2011～2030年、2050年 10地域（連系潮流固定）

○ シナリオ 1：供給計画＋エネルギー基本計画（2010年）

原子力は廃止なし。2020年までに9基を新設、2030年までに更に5基を新設

○ シナリオ 2a：原子力開発政策維持シナリオ A

今後も原子力の増設と延命政策は維持される。現在停止中のものは早期に復旧する。福島は廃止あるいは長期停止とするが、それ以外はシナリオ1とほぼ同じ。

- ・ 福島第一・第二：2011年で廃止あるいは長期停止

- ・ 既設の原子力は運開から 60 年経過で廃止
- ・ 浜岡：3～5：2011～2013 年まで停止
- ・ 柏崎 2～4・東通・女川・東海第二は 2013 年から再稼働
- ・ 新規：工事中は 1 年遅れ、未着工のものは 2 年遅れ（全て 4 月運開）
- ・ 2020 年までに 2 基、2030 年までにさらに 6 基
 - 2020 年まで：島根 3、大間
 - 2030 年まで：大間 2、東電東通 1、東北東通 2、美浜 4,5(1350x2)、川内 (1350)

○ シナリオ 2b：原子力開発政策維持シナリオ B

シナリオ 2a に対し、既設の原子力を運転開始後 40 年経過したものから順次廃止。

2020 年までに廃止： 美浜 2 (2012)、島根 1 (2013)、高浜 1 (2014)、
高浜 2・玄海 1 (2015)、美浜 3 (2016)、伊方 1 (2017)、
東海第二・大飯 (2018)、大飯 2 (2019)

計 12 基 871 万 kW

2030 年までに廃止： 泊 1、女川 1、柏崎 1、浜岡 3、敦賀 2、高浜 3・
4、島根 2、伊方 2、玄海 2、川内 1・2

計 12 基 993 万 kW

新設を除く 2030 年時点での残存ユニットは、

北海道：	泊 2
東北	： 東通東北 1(110), 女川 2,3
東京	： 柏崎 2,3,4,5,6,7
中部	： 浜岡 4,5
北陸	： 志賀 1,2
関西	： 大飯 3,4
中国	： なし
四国	： 伊方 3
九州	： 玄海 3,4

○ シナリオ 2c：原子力継続利用シナリオ（運転開始 40 年で廃止）

原子力は運転開始後 40 年経過したものから順次廃止。新規は着工済 2 基のみ。

1991 年以降に運開した電源は、廃止と同時に同容量の設備がリプレイスされる想定

とする。それにより、2030年以降の原子力の設備容量は一定で推移する。

- ・ 福島第一・第二、美浜1、敦賀1：2011年で廃止
- ・ 柏崎2～4、東通、女川、東海第二：2013年から再稼働
- ・ 新規運開：島根3（2013）、大間（2015） 計2基276万kW
- ・ 1990年までに運開した電源は運転後40年を経過で廃止
- ・ 1991年以降に運開した電源は運転後50年を経過で廃止

○ シナリオ3a：原子力段階廃止シナリオA（運転開始40年で廃止）

原子力は運転開始後40年経過したものから順次廃止。新規は着工済2基のみ

- ・ 福島第一・第二、美浜1、敦賀1：2011年で廃止
- ・ 柏崎2～4、東通、女川、東海第二：2013年から再稼働
- ・ 運転後40年を経過した原子力は廃止
- ・ 新規運開は着工済みの2基：島根3（2013）、大間（2015）

計2基276万kW

○ シナリオ4a：原子力5年廃止シナリオ

原子力は運転開始年次に応じて今後5年間で全て廃止。新規開発も全て中止。

○ 共通条件

- ・ 2011～2012年は、16ヶ月（13ヶ月運転+3ヶ月定期検査⁷）サイクルでの運用を想定し、個別に補修期間を設定（相互の電源のバランスにより±1ヶ月程度調整）。2013年以降は、年間の補修日を55日（利用率85%相当）としてモデル内で運用を最適化している。
- ・ 現在定期検査中の原子力の一部では運転再開の遅れに鑑み、現在定期検査中の原子力⁸の再開は7月中旬と想定した。（今後データ更新必要）

原子力の設備容量の差を示すと下記のようなになる。

⁷ 原子力の運転実績の一例では、過去10年平均で運転400日、定検80日となっていた。

⁸ 浜岡3、志賀1、志賀2、美浜1、高浜1、大飯3、玄海2、玄海3。ただし、定期検査以外で停止している電源の再開について、島根3は10月、敦賀1は2012年4月としている（シナリオ3・4除く）。

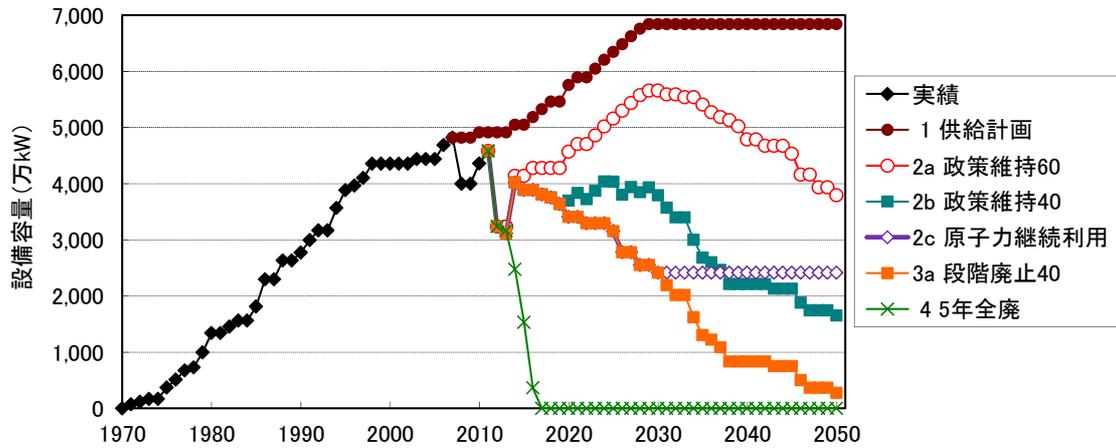


図 2-108 各シナリオの原子力の設備容量（2050年までの推移）

(2) 燃料費

原子力の燃料費は、コスト等検証委員会の想定値を用いた。

ESPRIT では熱量あたりの燃料費を使用するため、熱効率よりヒートレートを算出し、熱量あたりの燃料費に換算した。

熱効率は、火力・原子力設備要覧から算出した値（33%～34%程度）から、所内率（3%～4%程度）を引いた送電端効率として、30%と想定した。

発電単価：1.4(円/kWh)

熱効率：30%

ヒートレート = $860(\text{kcal/kWh}) \div 30(\%) \times 100 = 2886.67(\text{kcal/kWh})$

燃料費 = $\text{発電単価}(\text{円/kWh}) \div \text{ヒートレート}(\text{kcal/kWh}) \times 1000$

= $1.4(\text{円/kWh}) \div 2886.67(\text{kcal/kWh}) \times 1000$

= 0.49(円/Mcal)

2.3.3.3. 火力

(1) 耐用年数

火力発電所の耐用年数については、コスト等検証委員会の想定は40年であるが、今回は以下の設定とし、運転年数が耐用年数を経過した発電所は廃止とする。

石炭、LNG 火力 : 50年

石油 : 運転年数による廃止なし

(2) 燃料費

火力の燃料価格は ATOM-J で原子力シナリオを 2c に合わせた上で CO2 排出量に制約をかけた計算を行い、結果として出力されたシャドウプライスを使用した。

表 2-66 火力の燃料価格

年	石炭 (¥/t)	LNG (¥/t)	石油 (¥/kl)
2030	14,786	88,424	63,737
2040	15,326	98,057	65,542
2050	15,356	105,103	63,737

(3) 部分負荷効率

火力の部分負荷効率は、低炭素電力供給システムに関する研究会資料、日立資料「VGB Congress Power Plant 2011」から以下の通り想定した。

最低出力は LFC 調整のために定格の 5%を余力として残して運転されると想定し、設定値を設計上の最低出力+5%とした。

石炭	最低出力：55%	相対効率：94%
石油	最低出力：35%	相対効率：86%
ガス（生焚）	最低出力：35%	相対効率：86%
ガス（GTCC）	最低出力：55%	相対効率：89%

表 2-67 低炭素電力供給システムに関する研究会資料（抜粋）

<3. 火力発電・水力発電による太陽光パネルの出力変動対策>

火力発電所の出力変動幅・変化率について

タイプ	汽力発電方式						コンバインド発電方式		
	ドラム（35万kWクラス）			貫流（70万kWクラス）			1100℃級 （単軸15万kWクラス）	1300℃級以上 （単軸35万kWクラス）	
燃料種別	石油	LNG	石炭	石油	LNG	石炭	LNG	LNG	
ガバナフリー運転	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	
LFC調整力	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	
出力調整力	○	◎	○	◎	◎	○	単軸△ 系列◎	単軸○ 系列◎	
出力調整幅	30%~100%	20%~100%	30%~100%	15%~100%	15%~100%	30%~100%	単軸 80%~100% 系列 20%~100%	単軸 50%~100% 系列 20%~100%	
出力変化率	3%/分	3%/分	1%/分	5%/分	5%/分	3%/分	7%/分	10%/分	
起動時間 （時間）	WSS	20~30時間			30~40時間			12時間	
	DSS	3~5時間			5~10時間			1(並列0.5)時間	

※ 上記数値は代表例であり、プラント毎に仕様は異なる。

DSS（日々停止：Daily Start and Stop）：電力需要の低い夜間に発電プラントを停止し、翌日の朝方に起動する運用。

WSS（週末停止：Weekly Start and Stop）：電力需要の低い週末に発電プラントを停止し、週明けに起動する運用。

※WSSでの起動時間は発電プラントが冷機状態から起動した例

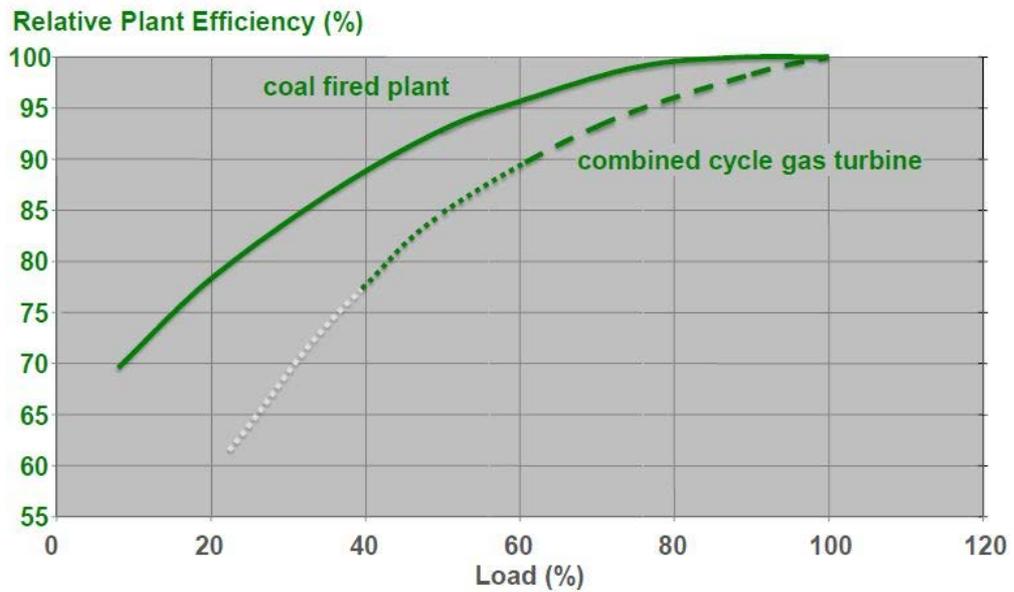


図 2-109 日立資料「VGB Congress Power Plant 2011」(抜粋)

(4) 2030 年までの火力電源シナリオ

- ・石炭火力、LNG 火力は運開から 50 年経過した電源は廃止（2031 年以降も継続）
- ・新設は電力各社の供給計画、プレスリリースに記載の電源に加えて、東京系統に新規石炭火力（100 万 kW×2 台、60 万 kW×1 台）を想定。

(5) 2050 年までの設定

2031 年～2050 年の 20 年間は 4 種の CCS 付き電源（IGCC、IGFC、NGCC、NGTC）を候補として、最適電源計画を実施した。なお、2031 年以降はこれらの候補電源以外に火力電源の新設は無く、運開から 50 年が経過した電源は廃止される。

2.3.3.4. 再生可能エネルギー

(1) 太陽光の導入量の設定

①各シナリオの想定

太陽光は設備利用率を 12%とし、シナリオごとに導入する設備容量を想定した。各シナリオにおける 2050 年までの導入量(GW)を図 2-110 に示す。

太陽光発電の毎時の発電量は、風力発電協会と東京大学の共同研究の結果に基づき、需要、PV と連動して 2010 年実績に基づく推定値[7]を使用した。

シナリオ 1	長期エネルギー需給見通し（再計算）、およびエネルギー基本計画(2010 年)の通り。 28GW@2020 年→53GW@2030 年
シナリオ 2a～4a	震災後の新エネルギー導入加速想定 設備費の計算のため、新築戸建て、既築戸建て、戸建て以外（集合住宅・公共施設・大型産業施設等）でそれぞれ導入を想定する。当初の導入量は戸建てが中心であるとして、徐々に戸建て以外の割合が増え、2030 年には戸建てと戸建て以外の年間導入量が同等となると想定する。 これらの想定により累積導入量の割合は、戸建てが 88%@2010→77%@2020→62%@2030 と低下していく。(2050 年に向けての想定は要確認) 2030 年までの導入量は、28GW@2020 年→53GW@2030 年→106GW@2050 年

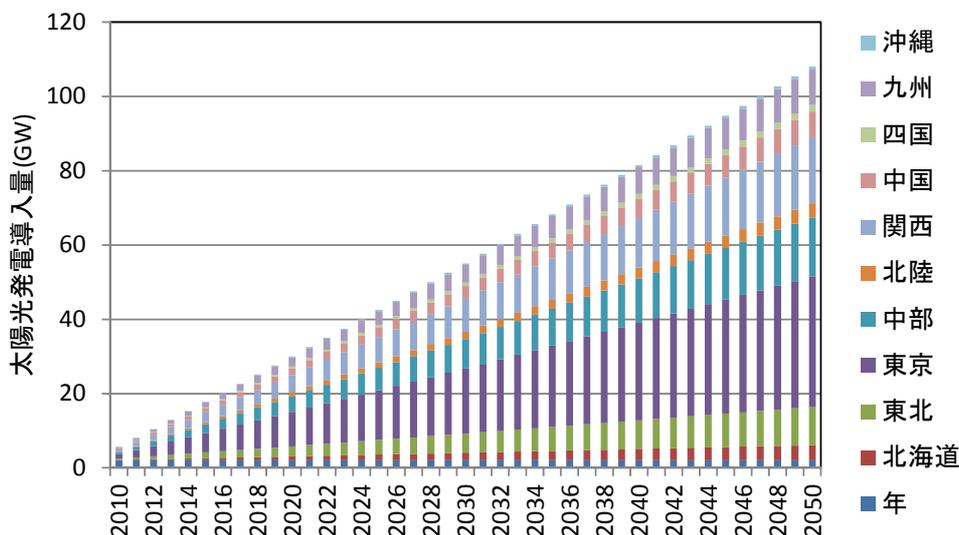


図 2-110 2050 年までの太陽光発電導入量の推移

②地域配分

2030年の太陽光発電の設備容量を表 2-68 に示す。

表 2-68 2030年の太陽光の導入容量 (MW)

系統	比率	設備容量	発電量
北海道	3.9%	2,054	2,159
東北	9.7%	5,129	5,391
東京	33.1%	17,544	18,442
中部	15.0%	7,934	8,341
北陸	3.6%	1,919	2,018
関西	16.8%	8,908	9,365
中国	6.5%	3,459	3,636
四国	1.6%	865	909
九州	9.0%	4,772	5,016
沖縄	0.8%	416	438
全国計	100.0%	53,000	55,714

(2) 風力の導入量

①各シナリオの想定

各シナリオにおける風力の導入量は風力発電協会および環境省の検討[8]を参考に設備容量を図 2-111 のように想定した。2030 年までに導入される風力は全て陸上・着床式洋上風力とし、設備利用率を 20%と想定した。陸上に導入可能な設備量には限りがあるため、今後、導入量が一定量を超える場合はそれ以降を浮体式洋上風力とすることが考えられる。

シナリオ 1	2010 改訂エネルギー基本計画 2020 年 6GW →2030 年 10GW →2050 年 40GW(陸上・着床)+10GW (洋上)
シナリオ 2~4a	新エネルギー導入加速(風力発電協会想定) <陸上・着床>2020 年 10.6GW →2030 年 28GW →2050 年 40GW 70TWh <浮体式洋上>20300GW →2050 年 10GW 26TWh

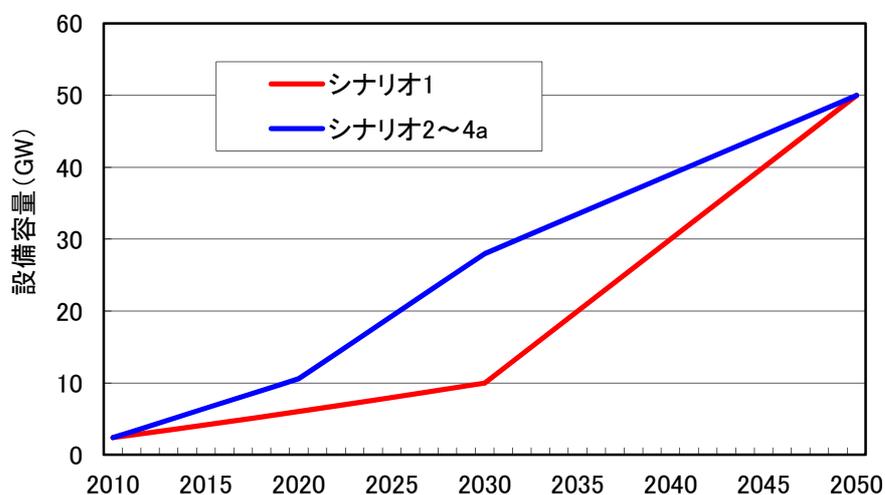


図 2-111 風力の導入量の推移

②地域配分

各系統への配分比率は、風力発電協会の東北に重点を置いた想定を使用した。表 2-69 に 2030 年における各系統への配分比率と導入量（設備容量、発電電力量）を示す。設備利用率は 20%とした。

風力発電の毎時の発電量パターンは、風力発電協会と東京大学の共同研究の結果[9]に基づき、需要、PV と連動して 2010 年実績に基づく推定値を使用した。

表 2-69 風力の各社への配分比率と導入量

【シナリオ 1】

陸上・着床式

系統	比率	2030 年		2050 年	
		MW	GW h	MW	GW h
北海道	6.3%	631	1,105	2,523	4,419
東北	32.4%	3,243	5,682	12,973	22,729
東京	3.6%	360	631	1,441	2,525
中部	3.6%	360	631	1,441	2,525
北陸	7.2%	721	1,263	2,883	5,051
関西	11.7%	1,171	2,052	4,685	8,208
中国	8.1%	811	1,421	3,243	5,682
四国	4.5%	450	789	1,802	3,157
九州	20.7%	2,072	3,630	8,288	14,521
沖縄	1.8%	180	316	721	1,263
全国計	100.0%	10,000	17,520	40,000	70,080

洋上浮体式（2050 年のみ）

系統	比率	2050 年	
		MW	GW h
北海道	3.5%	354	931
東北	9.1%	906	2,382
東京	32.6%	3,257	8,559
中部	14.7%	1,473	3,871
北陸	3.2%	317	832
関西	16.7%	1,671	4,391
中国	6.8%	677	1,780
四国	3.2%	321	843
九州	9.4%	941	2,474
沖縄	0.8%	83	217
全国計	100.0%	10,000	26,280

【シナリオ 2a-4a】

陸上・着床式

系統	比率	2030年		2050年	
		MW	GW h	MW	GW h
北海道	6.3%	1,766	3,094	2,523	4,419
東北	32.4%	9,081	15,910	12,973	22,729
東京	3.6%	1,009	1,768	1,441	2,525
中部	3.6%	1,009	1,768	1,441	2,525
北陸	7.2%	2,018	3,536	2,883	5,051
関西	11.7%	3,279	5,745	4,685	8,208
中国	8.1%	2,270	3,978	3,243	5,682
四国	4.5%	1,261	2,210	1,802	3,157
九州	20.7%	5,802	10,165	8,288	14,521
沖縄	1.8%	505	884	721	1,263
全国計	100.0%	28,000	49,056	40,000	70,080

洋上浮体式 (2050年のみ)

系統	比率	2050年ベース		2050年加速	
		MW	GW h	MW	GW h
北海道	3.5%	354	931	1,050	2,759
東北	9.1%	906	2,382	2,730	7,174
東京	32.6%	3,257	8,559	9,780	25,702
中部	14.7%	1,473	3,871	4,410	11,589
北陸	3.2%	317	832	960	2,523
関西	16.7%	1,671	4,391	5,010	13,166
中国	6.8%	677	1,780	2,040	5,361
四国	3.2%	321	843	960	2,523
九州	9.4%	941	2,474	2,820	7,411
沖縄	0.8%	83	217	240	631
全国計	100.0%	10,000	26,280	30,000	78,840

(3) その他の再生可能エネルギー

①各シナリオの想定

その他の再生可能エネルギー（水力、地熱、バイオマス）の導入量は各シナリオ共通とし、以下のように発電電力量を設定した。

表 2-70 その他の新エネルギー導入量 (GWh)

年	水力	地熱	バイオマス
2010	70,000	3,000	10,000
2030	90,000	17,000	30,000
2050	110,000	32,000	30,000

②地域配分

水力、地熱、バイオマスについて各シナリオにおける系統別の発電電力量 (GWh) を示す。水力と地熱は 2010 年時点の既設の設備に対して、増分を資源量比率で追加した。バイオマスは需要比で配分している。

表 2-71 その他の新エネルギーの系統別発電電力量 (GWh)

【水力】

系統	比率	2030年	2050年
北海道	6.4%	5,749	7,630
東北	18.3%	16,431	22,519
東京	18.3%	16,441	19,341
中部	14.3%	12,872	16,174
北陸	10.7%	9,619	12,046
関西	16.0%	14,431	14,847
中国	4.9%	4,408	5,255
四国	4.1%	3,683	4,530
九州	7.1%	6,360	7,652
沖縄	0.0%	0	0
全国計	100.0%	89,995	109,995

【地熱】

系統	比率	2030年	2050年
北海道	31.2%	5,291	10,946
東北	29.0%	4,928	8,588
東京	6.8%	1,156	2,385
中部	9.0%	1,533	3,185
北陸	5.0%	843	1,751
関西	0.3%	53	110
中国	0.6%	100	207
四国	0.6%	100	207
九州	17.5%	2,977	4,600
沖縄	0.0%	0	0
全国計	100.0%	16,980	31,980

【バイオマス】

系統	比率	2030年	2050年
北海道	3.5%	1,063	1,063
東北	9.1%	2,719	2,719
東京	32.6%	9,771	9,771
中部	14.7%	4,419	4,419
北陸	3.2%	950	950
関西	16.7%	5,012	5,012
中国	6.8%	2,032	2,032
四国	3.2%	962	962
九州	9.4%	2,824	2,824
沖縄	0.8%	248	248
全国計	100.0%	30,000	30,000

(4) 各シナリオの再生可能エネルギーの合計導入量

2030年および2050年における各シナリオの再生可能エネルギーの導入量（GWおよびTWh）を示す。ここで、表中の「その他」は水力、地熱、バイオマスの合計である。

①2030年

【シナリオ1】

表 2-72 再生可能エネルギーの合計導入容量（2030年、シナリオ1） GW

種別	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	全国計
PV	2.1	5.1	17.5	7.9	1.9	8.9	3.5	0.9	4.8	0.4	53.0
陸上・着床	0.6	3.2	0.4	0.4	0.7	1.2	0.8	0.5	2.1	0.2	10.0
洋上浮体	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
風力合計	0.6	3.2	0.4	0.4	0.7	1.2	0.8	0.5	2.1	0.2	10.0
PV+風力	2.7	8.4	17.9	8.3	2.6	10.1	4.3	1.3	6.8	0.6	63.0
その他	1.4	3.7	5.0	3.1	1.9	3.6	1.1	0.7	2.0	0.0	22.5
全合計	4.0	12.1	22.9	11.4	4.5	13.7	5.4	2.0	8.9	0.6	85.5

表 2-73 再生可能エネルギーの合計導入電力量（2030年、シナリオ1） TWh

種別	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	全国計
PV	2.2	5.4	18.4	8.3	2.0	9.4	3.6	0.9	5.0	0.4	55.7
陸上・着床	1.1	5.7	0.6	0.6	1.3	2.1	1.4	0.8	3.6	0.3	17.5
洋上浮体	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
風力合計	1.1	5.7	0.6	0.6	1.3	2.1	1.4	0.8	3.6	0.3	17.5
PV+風力	3.3	11.1	19.1	9.0	3.3	11.4	5.1	1.7	8.6	0.8	73.2
その他	12.1	24.1	27.4	18.8	11.4	19.5	6.5	4.7	12.2	0.2	137.0
全合計	15.4	35.2	46.4	27.8	14.7	30.9	11.6	6.4	20.8	1.0	210.2

【シナリオ2a-4a】

表 2-74 再生可能エネルギーの合計導入容量（2030年、シナリオ2a-4a） GW

種別	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	全国計
PV	2.1	5.1	17.5	7.9	1.9	8.9	3.5	0.9	4.8	0.4	53.0
陸上・着床	1.8	9.1	1.0	1.0	2.0	3.3	2.3	1.3	5.8	0.5	28.0
洋上浮体	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
風力合計	1.8	9.1	1.0	1.0	2.0	3.3	2.3	1.3	5.8	0.5	28.0
PV+風力	3.8	14.2	18.6	8.9	3.9	12.2	5.7	2.1	10.6	0.9	81.0
その他	1.4	3.7	5.0	3.1	1.9	3.6	1.1	0.7	2.0	0.0	22.5
全合計	5.2	18.0	23.5	12.0	5.8	15.8	6.9	2.8	12.6	0.9	103.5

表 2-75 再生可能エネルギーの合計導入電力量（2030年、シナリオ2a-4a） TWh

種別	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	全国計
PV	2.2	5.4	18.4	8.3	2.0	9.4	3.6	0.9	5.0	0.4	55.7
陸上・着床	3.1	15.9	1.8	1.8	3.5	5.7	4.0	2.2	10.2	0.9	49.1
洋上浮体	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
風力合計	3.1	15.9	1.8	1.8	3.5	5.7	4.0	2.2	10.2	0.9	49.1
PV+風力	5.3	21.3	20.2	10.1	5.6	15.1	7.6	3.1	15.2	1.3	104.8
その他	12.1	24.1	27.4	18.8	11.4	19.5	6.5	4.7	12.2	0.2	137.0
全合計	17.4	45.4	47.6	28.9	17.0	34.6	14.2	7.9	27.3	1.6	241.7

②2050年

2050年に向けては、2050年においてPV106GW(111TWh)、風力50GW(96TWh)で全需要の18%強の発電電力量を想定するシナリオを設定した。PV、風力以外の地熱、水力、バイオなどの導入量によって、30%以上を再生可能エネルギーにより供給できる状況を想定したことになる。

【シナリオ1、シナリオ2a-4a】

表 2-76 再生可能エネルギーの合計導入容量 (2050年、シナリオ1・2a-4a) GW

種別	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	全国計
PV	4.1	10.3	35.1	15.9	3.8	17.8	6.9	1.7	9.5	0.8	106.0
陸上・着床	2.5	13.0	1.4	1.4	2.9	4.7	3.2	1.8	8.3	0.7	40.0
洋上浮体	0.4	0.9	3.3	1.5	0.3	1.7	0.7	0.3	0.9	0.1	10.0
風力合計	2.9	13.9	4.7	2.9	3.2	6.4	3.9	2.1	9.2	0.8	50.0
PV+風力	7.0	24.1	39.8	18.8	7.0	24.2	10.8	3.9	18.8	1.6	156.0
その他	1.4	3.7	5.0	3.1	1.9	3.6	1.1	0.7	2.0	0.0	22.5
全合計	8.3	27.9	44.7	21.9	8.9	27.8	12.0	4.6	20.8	1.6	178.5

表 2-77 再生可能エネルギーの合計導入電力量 (2050年、シナリオ1・2a-4a) TWh

種別	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	全国計
PV	4.3	10.8	36.9	16.7	4.0	18.7	7.3	1.8	10.0	0.9	111.4
陸上・着床	4.4	22.7	2.5	2.5	5.1	8.2	5.7	3.2	14.5	1.3	70.1
洋上浮体	0.9	2.4	8.6	3.9	0.8	4.4	1.8	0.8	2.5	0.2	26.3
風力合計	5.4	25.1	11.1	6.4	5.9	12.6	7.5	4.0	17.0	1.5	96.4
PV+風力	9.7	35.9	48.0	23.1	9.9	31.3	14.7	5.8	27.0	2.4	207.8
その他	19.6	33.8	31.5	23.8	14.7	20.0	7.5	5.7	15.1	0.2	172.0
全合計	29.3	69.7	79.5	46.9	24.7	51.3	22.2	11.5	42.1	2.6	379.8

2.3.3.5. コージェネ

コージェネは電力需要ではなく、需要家の熱需要に追従して運転される（熱主運転である）と考えられることから、ESPRIT によるディスパッチの対象とせず、導入量と運用・発電パターンによって与えられる電力量を需要から自動的に差し引くことで影響を模擬する。

(1) 導入量

コージェネの導入は家庭用、業務産業用に対してそれぞれ導入量（発電電力量）を想定した。表 2-78 にそれぞれの導入量を示す。

表 2-78 コージェネの導入量（億 kWh）

年	家庭用	業務産業用	合計
2010	84	587	671
2030	100	700	800
2050	100	700	800

(2) 地域配分

コージェネの地域配分は家庭用、業務用、産業用それぞれについて以下の地域配分を用いた。

表 2-79 【家庭用】都道府県別の一般世帯の世帯人員（2005 年）

系統	配分
北海道	4.8%
東北	6.8%
東京	34.7%
中部	12.7%
北陸	3.8%
関西	16.6%
中国	5.9%
四国	3.2%
九州	10.4%
沖縄	1.0%
計	100.0%

表 2-80 【業務用】都道府県別の業務用建物施設の床面積の合計（2001年）

系統	配分
北海道	5.1%
東北	8.0%
東京	30.8%
中部	13.8%
北陸	5.1%
関西	15.6%
中国	6.2%
四国	3.4%
九州	10.8%
沖縄	1.1%
計	100.0%

表 2-81 【産業用】都道府県別の産業付加価値額の合計（2010年）

系統	配分
北海道	1.7%
東北	6.0%
東京	27.9%
中部	24.9%
北陸	4.7%
関西	17.5%
中国	7.0%
四国	2.9%
九州	7.3%
沖縄	0.2%
計	100.0%

(3) 運用・発電パターン

業務産業用のコジェネの運用・発電パターンは業務、および産業コジェネの平日、休日のパターンをそれぞれ単純合計して作成した。図 2-112 に 2030 年における産業、および業務のコジェネ導入時の運用・発電パターンを示す（出典：日本ガス協会[10]）。また、家庭用コジェネはパターンを想定することが難しいことから、出力一定とした。

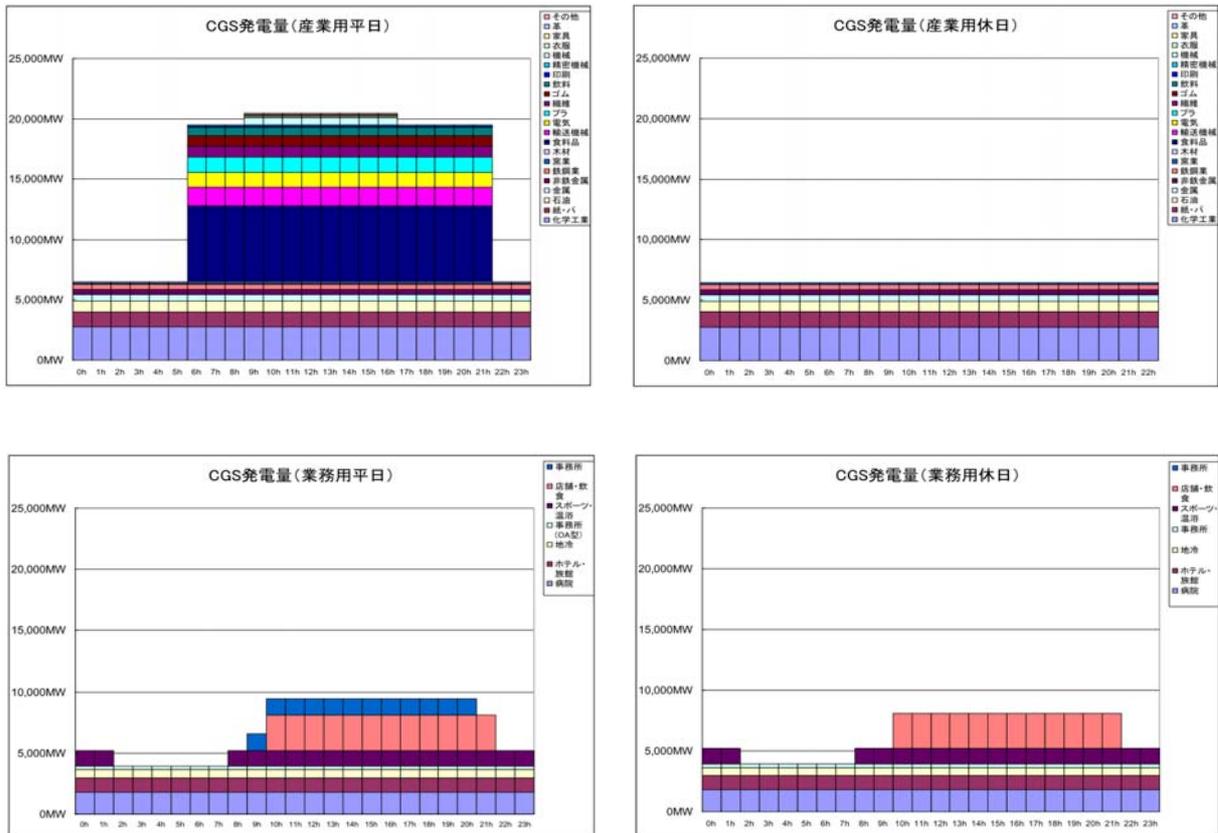


図 2-112 2030 年におけるコジェネ導入時の運用・発電パターン（上：産業、下：業務）

2.3.3.6. 能動化需要機器

将来の電力需要については、電気自動車、HP 給湯器、定置用バッテリーなどの大量導入が予想される。

これらの電力需要は、使用時間の調整が可能で、ダイナミックな電気料金と分散エネルギーマネジメント装置の導入などにより、能動化できる需要と考えられ、前日スケジューリングと当日の経済負荷配分による運用を想定した。

具体的には、太陽光発電の時刻別パターンが事前に分かっているという仮定のため、電気自動車、HP 給湯機等による需要調整は、太陽光発電を考慮して最も効率的に運転するものと考え、系統需要から太陽光発電を差し引いた際に発生するマイナス分を含めて（0に固定しない）需要調整を行い、調整後にマイナスが発生した場合に0に固定する。

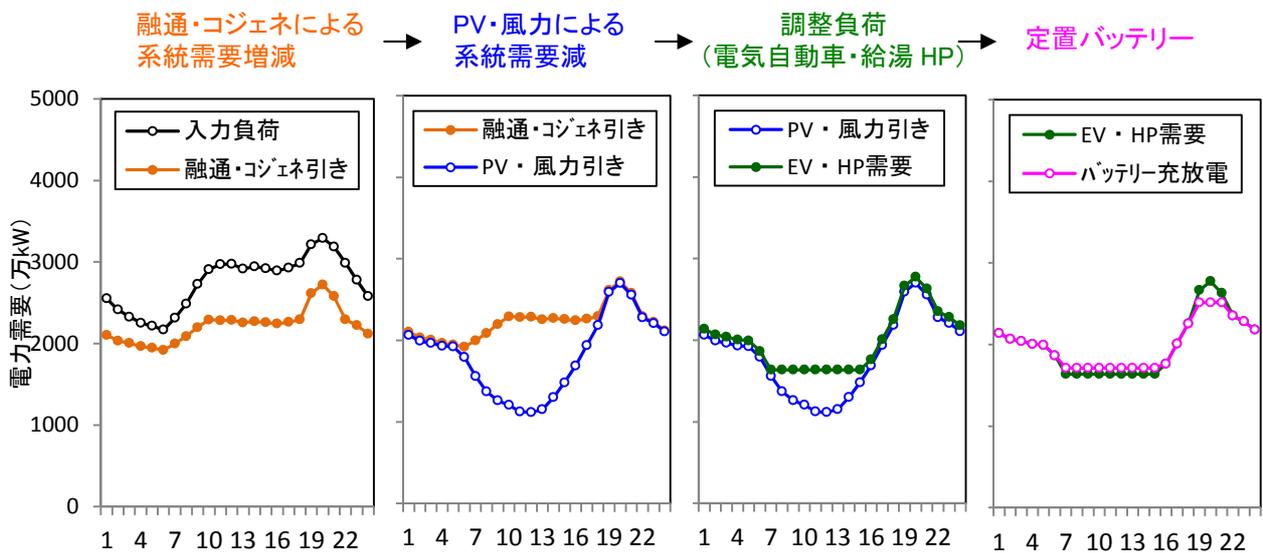


図 2-113 需要に対する PV・風力、能動化需要を反映した残余需要の作成イメージ

(1) 電気自動車

電気自動車の普及による需要の追加は、2020年で127億kWh(長期エネルギー需給見通し)、2030年で300億kWh(エネルギー基本計画(2010))、2050年で約1000億kWh(東大・荻本教授の想定)とした。

導入台数は、1台当たりの需要を年間約5000kWhと仮定すると、2020年に約250万台、2030年に約600万台、2050年に約2000万台となる。電力システム別の導入量は、長期エネルギー需給見通し(2008年)における電気自動車とHPの年間電力量(産総研想定)の比率で配分した。2030～2050年では、年間約70万台増加(寿命は10年、Net)すると考えられる。

表 2-82 電気自動車の導入想定

年	設置台数 (万台)	調整可能 容量 (万kW)	調整可能 電力量 (億kWh)	調整不可能 容量 (万kW)	調整不可能 電力量 (億kWh)	調整容量 合計 (万kW)	調整電力量 合計 (億kWh)
2020	250	0	0	145	127	145	127
2030	600	408	140	193	169	601	309
2050	2,000	1,870	640	411	360	2,281	1,000

電気自動車は、V2G (Vehicle to Grid : 電気自動車から電力系統への供給) を考慮せず、G2V (grid to vehicle : 電力系統から電気自動車への充電) のみ考慮する。

電気自動車の充電のための需要は、調整可能分と調整不可能分に分けて定義した。

調整可能分 : 前日スケジューリングを想定し、負荷の小さい時間帯から配置する

調整不可能分 : 24時間に均等に配置する

調整可能分は、2025年以降の導入分について可能とし、10年で全て調整可能な電気自動車に入れ替わるとする。2020～2024年については全て調整不可能分とし、2025～2034年までは、2024年以前設置分について調整不可能とした。

2025年以降の調整可能な電気自動車は、全体の20%が急速充電(6kWで0.5時間)、80%が普通充電(2kWで6時間)とする。急速充電分は調整不可能とし、普通充電分はその内8割が調整可能であるとした(全体の64%が調整可能、残りの36%が調整不可能な需要)。

電気自動車のうち、系統発電機と同様に dispatchable とする考え方もあるが、今回のG2Vでは全て調整可能とした。

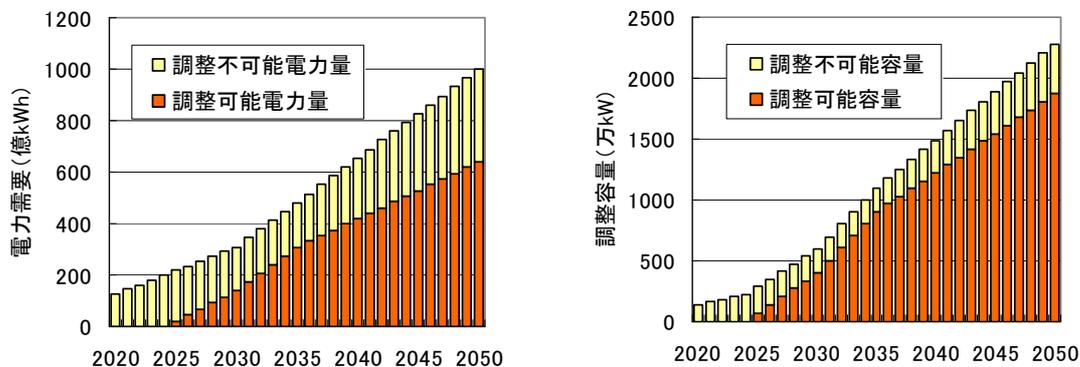


図 2-114 電気自動車による電力需要と調整容量の推移（調整可能/不可能分）

(2) HP 給湯機

HP 給湯機の需要は、2020 年で 90 億 kWh（長期エネルギー需給見通し）、2030 年で 100 億 kWh（エネルギー基本計画(2010)）とした。

2050 年については、2030 年のガス給湯需要が 100%HP 給湯に置き換わると考え、200 億 kWh とし、2030 年から 2050 年まで等しいペースで増加していくと想定した。電力システム別の導入量は、長期エネルギー需給見通し（2008 年）における電気自動車と HP の年間電力量（産総研想定）の比率で配分した。

設置台数は 2020 年 900 万台、2030 年 1000 万台、2050 年 2000 万台を想定。

1 台当たり 1kW とし、容量を 2020 年 900 万 kW、2030 年 1000 万 kW、2050 年 2000 万 kW とした。

表 2-83 HP 給湯器の導入想定(HP 給湯機は全て前日スケジューリング可)

年	設置台数 (万台)	家庭用		業務用		合計	
		調整容量 (万kW)	電力需要 (億kWh)	調整容量 (万kW)	電力需要 (億kWh)	調整容量 (万kW)	電力需要 (億kWh)
2020	900	163	16	737	74	901	90
2030	1,000	181	18	819	82	1,000	100
2050	2,000	362	36	1,638	164	2,000	200

2020 年以前の設置分については、2030 年まで能動化不可という想定を置いたが、本ケースで HP の設定を行なった期間は 2020～2050 年であるため、全て前日スケジューリング可能とした。

業務用と家庭用の比率は、18：82 となっている（長期エネルギー需給見通しの想定）。

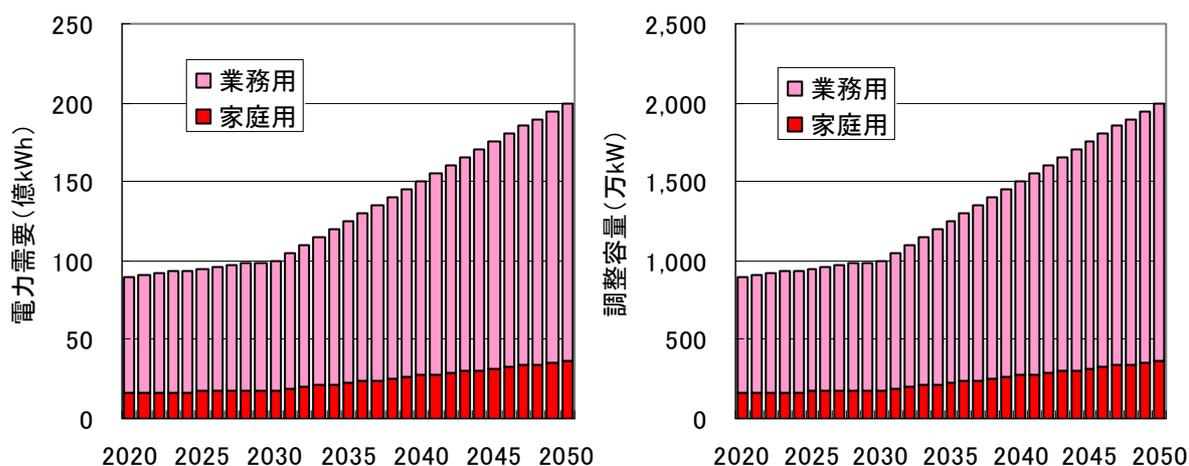


図 2-115 HP 給湯機による電力需要と調整容量の推移（業務用/家庭用）

(3) 定置バッテリー

定置バッテリーは出力容量 3kW、蓄電容量 6kWh(PV 出力の 2 時間分程度)をユニットとし、2019 年以降、65 万台 (=190 万 kW) /年の線形の導入を想定した。この結果 2030 年段階で 710 万台が設置される。その後 2050 年までは 15 万台 (=45 万 kW) /年の線形の導入を想定し 2050 年までに 30 年間で 1000 万台が設置される。電力システム別の導入量は、長期エネルギー需給見通し（2008 年）における電気自動車と HP の年間電力量（産総研想定）の比率で配分した。2030 年の導入量を表 2-85 に示す。

表 2-84 定置バッテリーの導入想定

年	設置台数 (万台)	前日スケジューリング		当日ディスパッチ		合計	
		調整容量 (万kW)	貯蔵容量 (万kWh)	調整容量 (万kW)	貯蔵容量 (万kWh)	調整容量 (万kW)	貯蔵容量 (万kWh)
2020	65	97	194	97	194	194	387
2030	710	1,065	2,129	1,065	2,129	2,129	4,258
2050	1,000	1,500	3,000	1,500	3,000	3,000	6,000

表 2-85 2030 年のバッテリー導入量

系統	前日スケジューリング		当日ディスパッチ		合計	
	調整容量 (万 kW)	貯蔵容量 (万 kWh)	調整容量 (万 kW)	貯蔵容量 (万 kWh)	調整容量 (万 kW)	貯蔵容量 (万 kWh)
北海道	47	9	47	9	94	19
東北	86	17	86	17	172	34
東京	405	81	405	81	810	162
中部	112	22	112	22	224	45
北陸	23	5	23	5	46	9
関西	175	35	175	35	351	70
中国	57	11	57	11	113	23
四国	31	6	31	6	61	12
九州	108	22	108	22	215	43
沖縄	21	4	21	4	43	9

定置バッテリーは、スケジューリング可能分とディスパッチ可能分に分けて考え、両者の比率を 50 : 50 とした。スケジューリング可能分は、蓄電池の負荷平準化モデル、ディスパッチ可能分は、揚水発電機と同じモデルとして定義し経済負荷配分の対象とする。

需給調整力は、ディスパッチ可能分のみ持つものとし、定格容量の 20%（スケジューリング可能分は需給調整力無し）とした。

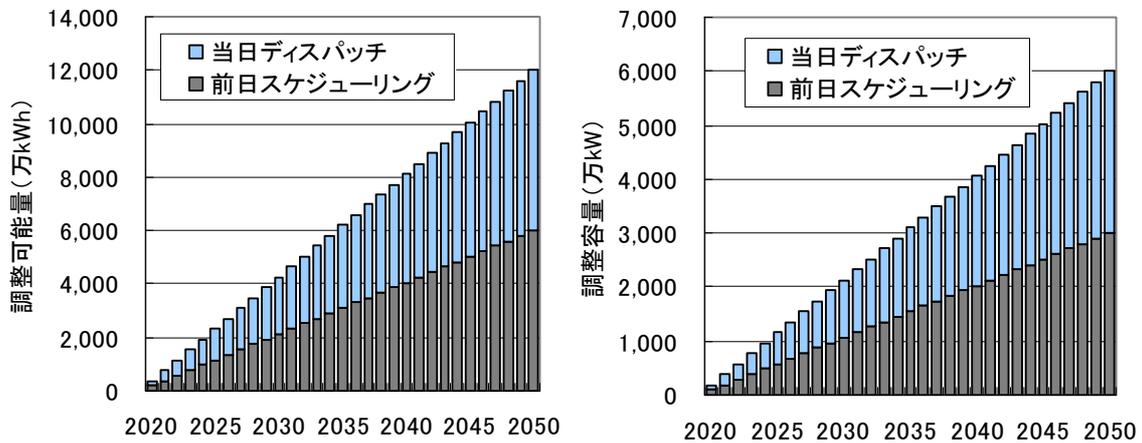


図 2-116 定置バッテリーによる調整可能量と調整容量の推移

2.3.3.7. CCS 付き候補電源

表 2-86 に CCS 付き電源の緒元を示す。

表 2-86 CCS 付き電源の緒元

項目 (単位)	IGCC	IGFC	NGCC	NGFC
運開可能年	2025 年	2040 年	すでに存在	2035 年
定格容量 (MW)	750	750	450	450
最低出力 (MW)	225	225	135	135
所内率 (%)	26.9	24.8	10.3	9.4
補修日数 (日)	73	73	73	73
送端効率 (%)	38.0	45.9	51.1	59.8
定格ヒートレート (kcal/kWh)	2263	1874	1683	1438
ベースヒートレート(kcal/kWh)	2712	2246	2530	2162
O&M 費・固定 (円/kW/月)	1008	1083	508	633
O&M 費・従量 (円/kWh)	0.39	0.39	0.16	0.16
資本費 (円/kW)	341,000	366,000	170,000	214,000

2.3.3.8. 需給調整力評価

将来、PVや風力発電などの出力の変動する再生可能エネルギー発電の増加によって需給変動が増加することに加え、原子力や石炭ガス化などの出力一定運転が望ましい電源が加わり、需給調整力の高い水力・火力発電の割合が減少することで、電力システム全体の需給調整力が不足する可能性がある。

そこで、本解析では通常のエconomic負荷配分による需給解析と併せて、電力システムにおける需給調整力を評価する解析を実施する。

(1) 需給調整力と調整力必要量

表 2-87 に電源、能動化需要の需給調整力のパラメータを示す。

①需給調整力

火力、原子力、水力とも、発電量の増加には、定格など(過負荷容量を含む場合もある)に対し上げ余力を持った運転点である必要がある。水力の場合は、運転点(揚水の揚水量の増加には、次項に述べる調整幅の制約がある)。

これに対し、発電量、放電量、揚水量、充電量の減少には、高速調整火力発電などバイパスバルブの使用、再生可能エネルギー発電の出力抑制を行うなど、いくつかの方法が考えられるが、高速調整分は、運用上は一定の下げ方向の調整幅で代表させることができると考えられる。低速の下げ方向の低速調整分は、ピーク運転部分についてはその分を、ベース運転部分については定格に対する一定値を想定することができる。なお、定置バッテリーはディスパッチ可能分(全体の導入量の50%、詳細は2.3.3.6(3)を参照)のみ需給調整力を持つものとする。

表 2-87 に電源、能動化需要の需給調整力のパラメータを示す。なお、揚水の最低出力の0内は最低動力の比率である。

表 2-87 電源、能動化需要の需給調整力のパラメータ

種別	最低出力(定格比)	揚水(充電)中	発電(放電)中	停止中
原子力	100%	—	無し	無し
石炭火力	55%	—	定格の±5%	無し
LNG火力 G T C C	55%	—	定格の±5%	無し
生焚	35%	—	無し	無し
石油火力	35%	—	定格の±5%	無し
水力 流込式	100%	—	無し	無し
貯水池式	30%	—	定格の±20%	無し
揚水 定速機	30% (100%)	無し	定格の±20%	無し
可変速機	30% (60%)	定格の±20%	定格の±20%	無し
定置バッテリー (ディスパッチ可能分)	—	容量の±20%	同左	同左

②需給調整力必要量

電源事故による需給変動や、PV と風力発電の出力変動に対応するために需給調整力、および出力変化速度が必要となる。そのため負荷、PV、風力を対象として系統全体の必要量（需給調整力必要量）を求める。また、各要素の変動率は個別に設定し、設定値を上げ方向、下げ方向それぞれの必要量とする（例えば、変動率 10%とした場合は 10%の調整幅を必要とする）。具体的な設定を行うには実績データによる変動の分析が必要である。

(a) 需給調整力必要量の算定

各時間において必要な調整力を以下の考え方で算出している。

必要調整力 = 負荷に対する必要調整力(+)PV に対する必要調整力(+)風力に対する必要調整力

(+) : ベクトル的に 90 度のアングルで足す

需給調整力必要量のパラメータ :

必要調整力 Load = 各時点の需要×変動率(%)

必要調整力 Wind = 風力の定格×変動率(%)

必要調整力 PV = 各時点の快晴時出力×変動率(%)

(快晴時出力 : 各月各時点の PV 発電量の最大値で代用)

$$[\text{需給調整力必要量}] = \sqrt{\text{必要調整力Load}^2 + \text{必要調整力Wind}^2 + \text{必要調整力PV}^2}$$

しかし、実際の PV、風力は当該時の出力が小さいほど変動の幅が小さくなることから、当該時出力がある一定以下の場合には必要調整力の計算に用いる変動率を小さくすることとした。PV、風力それぞれに対しての考え方を以下に示す。

(b) PV の変動率

太陽光発電の短時間(LFC 領域)変動は、「当該月、当該時刻の快晴時出力に対する変動率」で定義し、必要調整力は「当該月の当該時刻の最大発電量×変動率(=10%)」とし、抑制量に比例して必要量が減少するモデルとなっている。

この場合、曇り、あるいは雨の場合も大きな変動量となり、過大な短時間変動の想定となる。実際の短時間変動特性は図 2-118 に示すように、出力に対する率に見えるが、実際には昼間で薄曇り曇りの場合にたまに大きな変動が出る場合と、朝夕の晴れの場合の小さな変動を区別する必要がある。

従って、現時点では調整力必要量の計算に当該時出力を用いることとする。このとき、

必要調整力の計算は「必要調整力 PV=各時点の当該時出力×変動率(%)」で表される。図 2-117 に快晴時出力、および当該時出力を使用して計算した PV の必要調整力を示す。

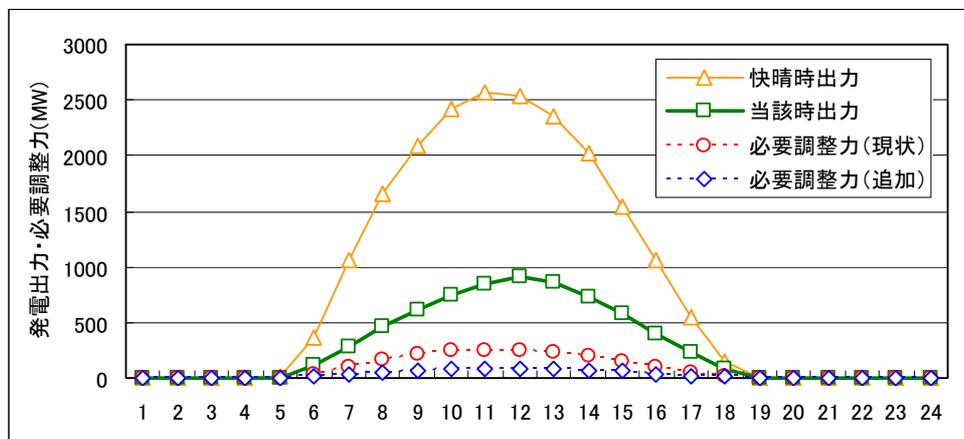


図 2-117 PV の必要調整力

太陽光発電は、晴天度によって、中間帯は変動率が大きく、快晴に近い領域では変動率が小さくなり、絶対値を小さくできる可能性がある。このため、今後、快晴に対する出力割合により快晴に近い領域では変動率を落とすようなモデル化について検討することが考えられる。

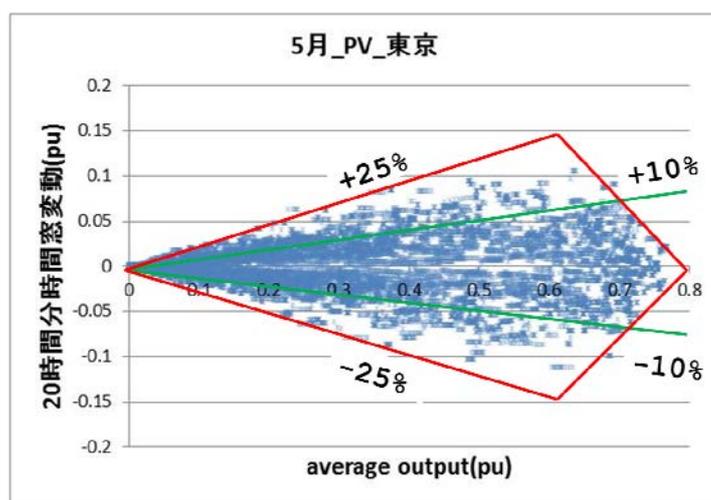


図 2-118 東京 2006 年 5 月の合計発電量の変動状況

(c) 風力の変動率

風力の発電出力の短時間変動は「定格容量に対する変動率」で定義し、必要調整力を、当該時刻の発電出力に関係なく「定格容量×変動率 (=10%)」とし、また、抑制があった場合は抑制量に比例して必要量が減少するというモデルとなっている。

このモデルでは、風力の出力が 0 の場合も定格の 10%の調整力が必要となり、低風速の期間では過大な要求となり、また、抑制率を 100%までに増加する場合に連続性がない。

これを改善するため、「風力の出力が設備容量の 0%の場合は変動率を 0%とし、x%より小さい場合は(x%,y%)と(0%,0%)を結ぶ線上にある」という算出方法に変更する。今回の計算では当該時出力が定格の 15%未満の場合にこの考えを適用することとした。その場合の変動率の推移のイメージを図 2-119 に示す。

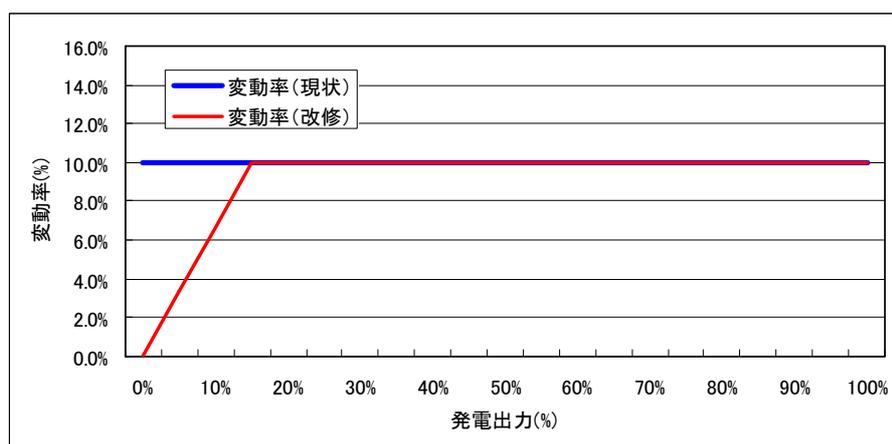


図 2-119 風力の該当時出力に対する変動率の推移

この特性の厳密な評価は、今後の時間粒度の高い風力発電データの分析が必要となる。参考として、図 2-120 に東北 2006 年 1 月の合計発電量の変動状況を示す。緑線は、出力 15%までは出力比例、それより出力が大きな領域は設備容量 10%の水平線を表す。このデータでは 10%を越えた領域にも一定程度の変動が見られるが、今後のウィンドファームの増加によるならし効果と、風力発電の出力上昇率制限制御などの適用で、10%程度に出来るとの想定でデータを設定する。

また、風力発電の変動は年間を通して一定ではなく、時期によって変化することが分かっている（夏季は変動が少ない等）。この状況を反映し過度な変動率となることを避けるために、今後、変動率を月別に指定できるモデルに変更することが考えられる。また、現在想定している将来の変動抑制制御の可能性などについて検討が進めば、その結果を反映す

ることも有効と考えられる。

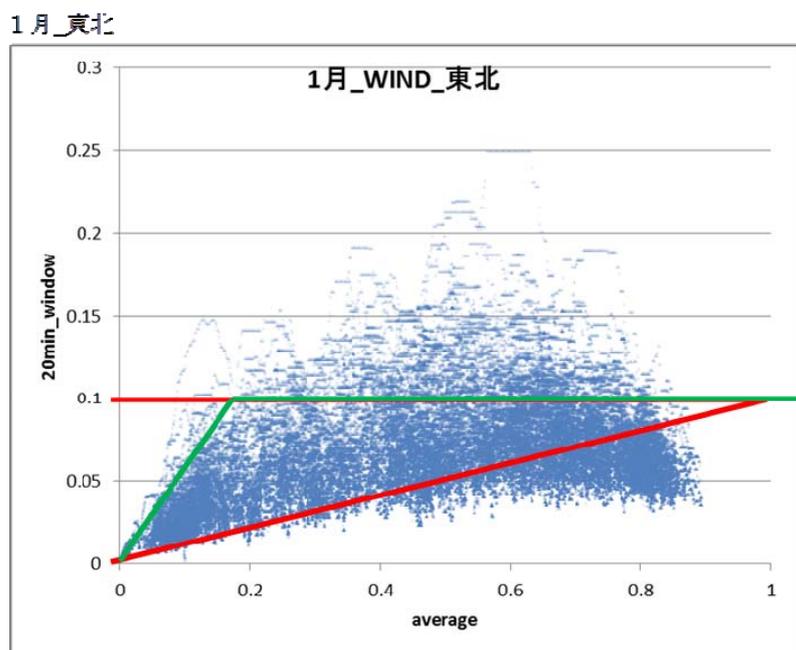


図 2-120 東北 2006 年 1 月の合計発電量の変動状況

(2) 調整力確保のための揚水活用

①調整力評価機能における揚水

従来の ESPRIT の揚水運用は、ピーク不足時の強制運用と、焚き増し、焚き減らしの組み合わせによる経済揚水であった。また、ESPRIT の調整力評価機能では、図 2-121 に示す様に、経済負荷配分 (ELD) の結果に揚水機の運転を Fix した状態で、需給調整力評価を行い、火力の追加起動および再生可能エネルギーの抑制を検討する考え方であった。このため、揚水機および将来の負荷配分可能なバッテリーなどの電力貯蔵装置が持つ貯蔵能力と需給調整力を再生可能エネルギーの発電量抑制の削減に最大限に活用する機能を以下のように整備した。

(以下、「揚水機および将来の負荷配分可能なバッテリーなどの電力貯蔵装置」を揚水、揚水発電などと読み替えて説明する。)

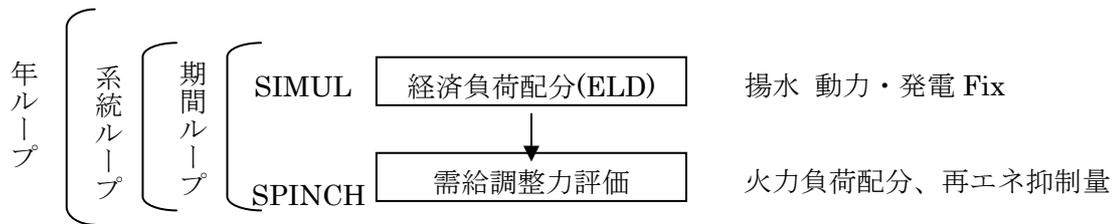


図 2-121 従来の ESPRIT の調整力評価機能

このため、図 2-122 に示すように調整力評価によって算定された火力負荷配分と再生可能エネルギー抑制量から、揚水機の追加稼働を検討し、揚水動力と揚水発電を追加し、需給調整力評価を実施し、発電機の運用と抑制量を決定することとした。

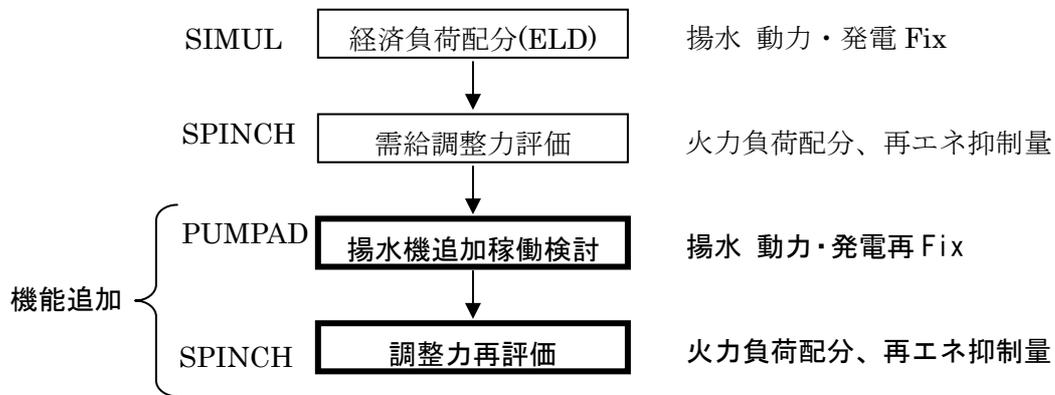


図 2-122 改修後の ESPRIT の調整力評価機能

②揚水機の追加稼働の考え方

揚水の追加稼働を検討する際の考え方を以下に示す。

- (a)各日において、揚水と発電をバランスさせる。
- (b)再生可能エネルギーの抑制回避を第一の目標とするため、経済負荷配分によって決まった揚水の運用は一度ゼロに戻す。
- (c)揚水追加稼働の原資は、再生可能エネルギーの抑制電力とする。
- (d)揚水の焚き減らし先は、石炭または LNG が発電している時刻とする。本機能の中では石油の発電を通常の発電とマストラン指定に色分けすることが出来ないため、焚き減らし先の対象としない。
- (e)1時に近い時刻から再生可能エネルギーの抑制量が発生している時刻を探し、揚水を行う。
- (f)揚水機の総合効率を乗じた電力量を24時に近い時刻から揚水発電を割り当て、石炭・LNGの焚き減らしを行う。
- (g)効率の良い揚水ユニットから順に追加発電の検討を行い、揚水原資である抑制量と焚き減らし先がなくなるまで揚水の追加稼働の検討を行う。
- (h)この需給条件にもとづき需給調整力を評価し、必要な風力、太陽光発電の抑制量を決定する。

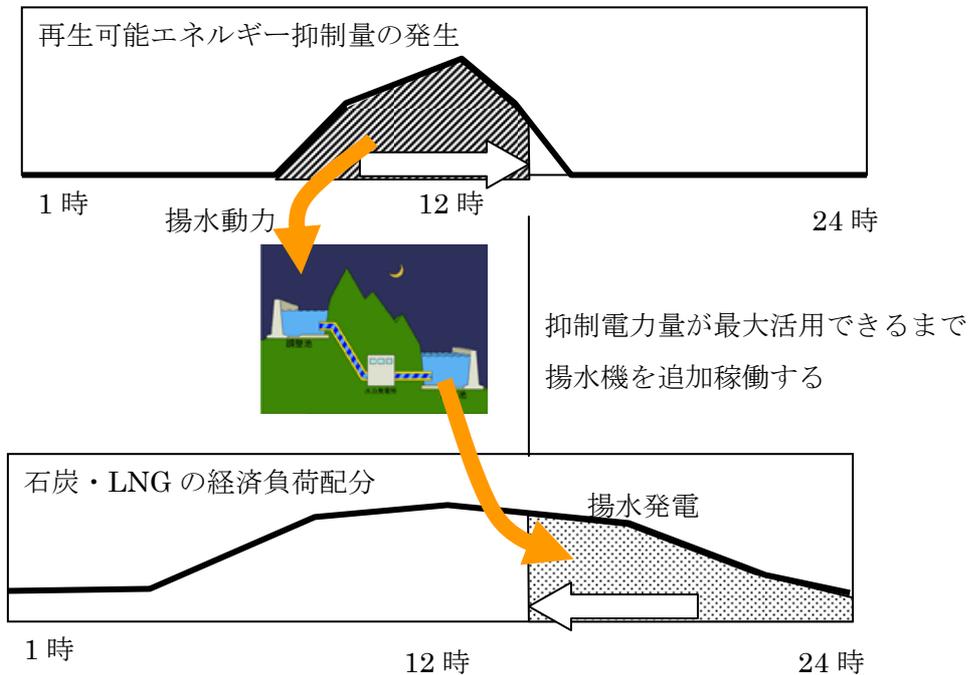


図 2-123 揚水機の追加稼働の考え方

揚水発電の運用では、週末の需要が小さい電力システムにおいては週末に上池を満杯に

してその後週末に向けて発電、揚水を繰り返し金曜夕方に上池の水位が最小となる週間運用を行うことがある。また、揚水発電の調整力を最大活用するために、朝、昼休み前後、夕方などの需要の変化の多い時間帯に集中して発電を行う運用も行われる。これらの運用の分析は、負荷持続曲線を基本とした需給解析ではなく、起動停止計画など時系列負荷曲線による需給解析により行う必要がある。

2.3.3.9. 設備の建設費

(1) 原子力・火力・風力⁹

電源種別ごとの kW あたりの建設費は以下の通り。() 内は償却期間)

年間費用は運転開始後、償却年数と割引率に基づく定額の資本回収係数に従い費用を計上する。割引率は 5%とする。

また、今回は建設費のみを考慮し、O&M 費その他諸税等は考慮していない。

- ・原子力 : 35 万円/kW (40 年)
- ・石炭火力 : 25 万円/kW (40 年)
- ・LNG 火力 : 15 万円/kW (40 年)
- ・風力 : 15 万円/kW (20 年)

(2) PV

太陽光発電の導入費用は、現状 36～46 万円/kW 程度から 2030 年に 12～22 万円/kW 程度まで年々低下していくと想定する。具体的には、新築戸建て、既築戸建て（新築戸建て +10 万円/kW）、戸建て以外（新築戸建て +5 万円/kW）で以下のように低下していくと想定する。

「平均」は当年度の導入量で加重平均した導入費用である。

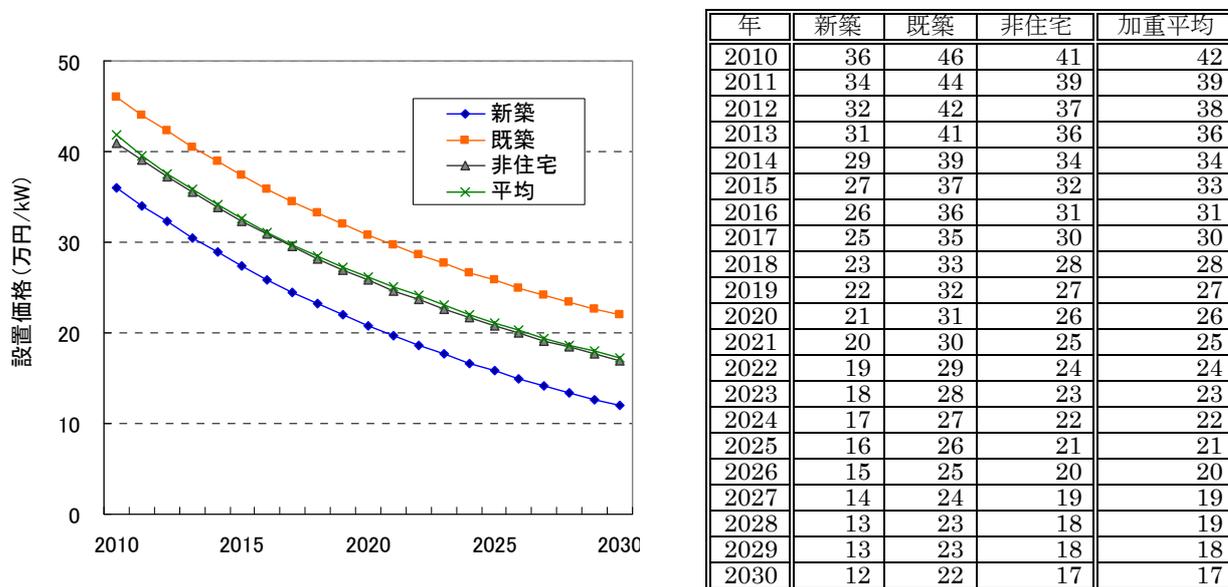


図 2-124 太陽光発電の導入コストの推移

⁹ コージェネ、地熱、水力、バイオマスの建設費は現在扱っていない。今後の解析で扱いを検討する。

2.3.3.10. 連系線の運用

連系線の運用は供給計画をベースに、各系統の原子力の設備量や再生可能エネルギーの導入量などを考慮して調整した。なお、月ごとの融通量のパターンは一定とし、電力量(kWh)は全ての時刻において融通電力(kW)が一定となるように設定した。

(1) 2030年の設定

2030年は現状の連系線容量の範囲内で融通量を調整した。

大間原子力の新設があるシナリオ(シナリオ1~3a)では、運開に伴って融通を追加している。

表 2-88 大間原子力の運開に伴う融通設定(MW)

系統	送電	受電
北海道	-39	0
東北	0	134
東京	0	500
中部	-163	0
北陸	-34	0
関西	-187	0
中国	-74	0
四国	-35	0
九州	-102	0
全国	-634	634

設定の例として、シナリオ3aの設定内容を表2-89に示す。

表 2-89 シナリオ3aにおける2030年までの各系統間の融通(MW)

系統	2020年		2030年	
	送電	受電	送電	受電
北海道	-239	0	-639	0
東北	-434	0	-2200	0
東京	0	1296	0	3462
中部	0	280	0	1080
北陸	-1300	0	-1600	0
関西	0	608	0	1434
中国	-74	0	-400	0
四国	-35	0	-35	0
九州	-102	0	-1102	0
全国計	-2184	2184	-5976	5976

また、全ての原子力が廃止となるシナリオ 4a では、各系統の供給力が大きく減ることから、他系統への融通は控えられると想定し、融通を全て 0 とした。

(2) 2050 年の設定

2050 年では再生可能エネルギーの増加に伴って連系線が増強されることを想定し、2030 年の設定に対して以下を追加した。

2050 年の融通の追加設定

- ・ 北本： 600MW 増設とし、東京への送電を +600MW
- ・ 東京－東北： 連系容量を 2 倍とし、送電を 2 倍にする (8800MW)
- ・ 北陸－中部： 連系容量を 2 倍とし、送電を 2 倍にする (1486MW)
- ・ 四国－関西： 送電を +1400MW
- ・ 九州－四国： 送電を +1400MW

2.3.3.11. CO2 ペナルティ

CO2 ペナルティは、為替を 100¥/\$として、2030 年時点の 0\$から 2050 年時点の 200\$まで、2 次曲線上で推移させた。

図 2-125、表 2-90 に 2030 年から 2050 年の CO2 ペナルティの推移を示す。

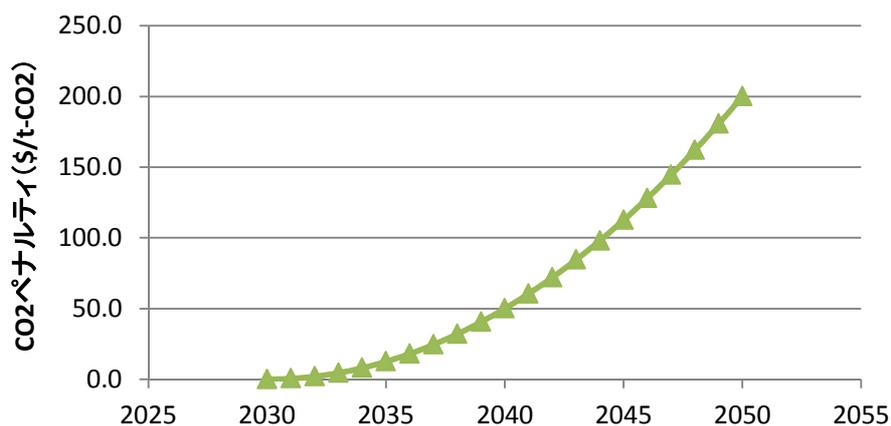


図 2-125 CO2 ペナルティの推移 (2030 年～2050 年)

表 2-90 CO2 ペナルティの推移 (2030 年～2050 年)

年	\$	円
2031	0.5	50
2032	2.0	200
2033	4.5	450
2034	8.0	800
2035	12.5	1,250
2036	18.0	1,800
2037	24.5	2,450
2038	32.0	3,200
2039	40.5	4,050
2040	50.0	5,000
2041	60.5	6,050
2042	72.0	7,200
2043	84.5	8,450
2044	98.0	9,800
2045	112.5	11,250
2046	128.0	12,800
2047	144.5	14,450
2048	162.0	16,200
2049	180.5	18,050
2050	200.0	20,000

2.3.4. 我が国を対象とした電力需給最適化分析

将来の電力需給における CCS の位置づけを評価するため、2.3.3.7 項に示す 4 種の CCS 付き電源 (IGCC、IGFC、NGCC、NGFC) を候補電源とした全国の系統を対象に ESPRIT の最適電源計画策定 (経済最適となる電源計画を策定する) 機能による計算を実施した。また、そこで決まった電源計画に基づいて電力需給シミュレーションを実施し、CCS を含めた我が国の長期的電力需給構造について分析した。原子力シナリオはシナリオ 2c、計算対象期間は 2031 年～2050 年とした。

2.3.4.1. 候補電源の導入台数

最適電源計画による全国の CCS 付き電源の導入台数を示す。

(1) 累計台数

最適電源計画によって導入された各エリアの CCS 付き電源の導入台数を表 2-91 に示す。結果の傾向は以下の通りである。

- CCS 付き石炭火力 (IGCC、IGFC) の導入台数が CCS 付き LNG 火力 (NGCC、NGFC) に比べて多い結果となった。
- CCS 付き石炭火力の中では IGCC よりも IGFC の導入台数が多かった。
- 北海道、中国では IGFC よりも IGCC の導入台数が多かった。

表 2-91 最適電源計画における各エリアの CCS 付き電源の累計導入台数

エリア	IGCC	IGFC	NGCC	NGFC	容量 (MW)
北海道	2	1	0	0	2,250
東北	3	20	0	3	18,600
東京	13	13	0	8	23,100
中部	2	15	0	1	13,200
北陸	0	4	0	1	3,450
関西	2	20	0	1	16,950
中国	7	5	0	0	9,000
四国	1	3	1	0	3,450
九州	5	13	0	1	13,950
沖縄	1	1	0	0	1,500
全国計	36	95	0	16	103,950
容量 (MW)	27,000	71,250	0	7,200	-

(2) 年推移

表 2-92 に最適電源計画における全国の CCS 付き電源の導入台数の年推移を示す。結果の傾向は以下の通りである。

- 2031 年～2039 年には主に IGCC が導入された。30 年台前半は CO2 ペナルティが安い
ため、IGCC、NGCC、NGFC の中で IGCC が最も経済的であるとして選択された。
- 2040 年になると IGFC が大量に導入される。
- 2040 年以降に IGCC が導入されるエリアは中部 (2046 年) と関西 (2043 年) である。
- 2040 年台後半には NGFC が導入される。これは CO2 ペナルティが上昇し、NGFC の
経済性が高くなったためと考えられる。
- 2031 年に導入された NGCC は四国エリアのものである。四国エリアは既設の設備に
効率の高い LNG が少なく、既設の LNG の代わりにピーク～ミドルの負荷で運用する
電源として NGCC が最良であると判断されたためと考えられる。

表 2-92 最適電源計画における全国の CCS 付き電源の導入台数の年推移

年	IGCC	IGFC	NGCC	NGFC
2031	16	0	1	0
2032	1	0	0	0
2033	6	0	0	0
2034	2	0	0	0
2035	2	0	0	0
2036	5	0	0	0
2037	1	0	0	0
2038	0	0	0	0
2039	1	0	0	0
2040	0	42	0	0
2041	0	11	0	0
2042	0	11	0	0
2043	1	11	0	0
2044	0	10	0	0
2045	0	6	0	7
2046	1	2	0	0
2047	0	1	0	0
2048	0	1	0	4
2049	0	0	0	2
2050	0	0	0	2
合計台数	36	95	1	15
容量(MW)	27,000	71,250	0	6,750

2.3.4.2. 設備構成

図 2-126 に全国の設備構成の年推移を示す。

- 電源計画に沿って年々 CCS 付き電源の設備容量が増加する。
- 既設の石炭火力、および LNG 火力は運開から 50 年が経過した設備を廃止しているため、設備容量が徐々に減少する。

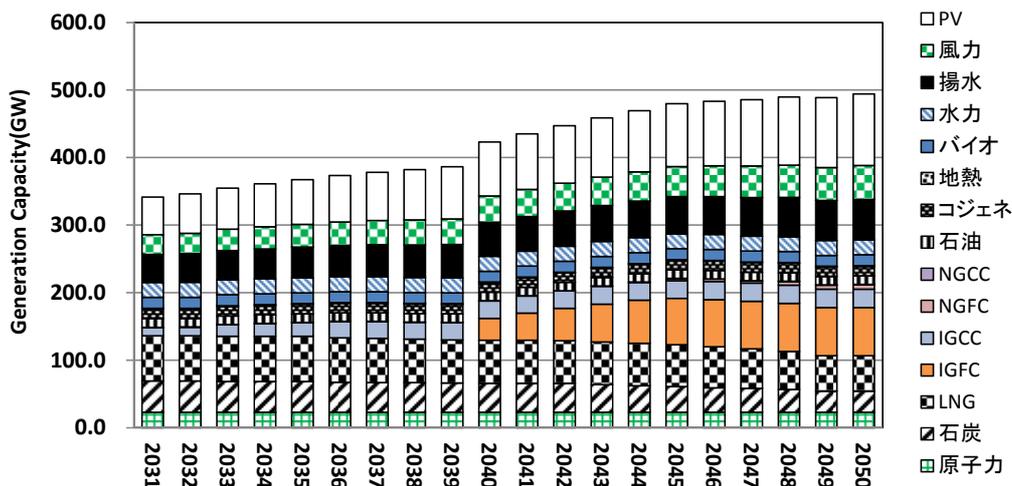


図 2-126 全国の設備構成の年推移

表 2-93 全国の設備構成の年推移 (単位: 万 kW)

YEAR	原子力	石油	石炭	バイオ	地熱	LNG	水力	揚水	風力	PV	コジェネ	IGCC	IGFC	NGCC	NGFC	合計
2031	2,303	1,310	4,652	1,619	97	6,671	2,207	4,161	2,910	5,565	1,414	1,200	0	45	0	34,154
2032	2,303	1,240	4,652	1,619	97	6,671	2,207	4,258	3,020	5,830	1,414	1,275	0	45	0	34,631
2033	2,303	1,240	4,582	1,619	97	6,671	2,207	4,354	3,130	6,095	1,414	1,725	0	45	0	35,483
2034	2,303	1,240	4,582	1,619	97	6,671	2,207	4,451	3,240	6,360	1,414	1,875	0	45	0	36,105
2035	2,303	1,240	4,582	1,619	97	6,671	2,207	4,548	3,350	6,625	1,414	2,025	0	45	0	36,727
2036	2,303	1,240	4,441	1,619	97	6,599	2,207	4,645	3,460	6,890	1,414	2,400	0	45	0	37,361
2037	2,303	1,240	4,391	1,619	97	6,571	2,207	4,742	3,570	7,155	1,414	2,475	0	45	0	37,829
2038	2,303	1,240	4,391	1,619	97	6,455	2,207	4,838	3,680	7,420	1,414	2,475	0	45	0	38,185
2039	2,303	1,240	4,321	1,619	97	6,412	2,207	4,935	3,790	7,685	1,414	2,550	0	45	0	38,619
2040	2,303	1,240	4,281	1,619	97	6,412	2,207	5,032	3,900	7,950	1,414	2,550	3,150	45	0	42,201
2041	2,303	1,240	4,281	1,619	97	6,412	2,207	5,129	4,010	8,215	1,414	2,550	3,975	45	0	43,498
2042	2,303	1,240	4,281	1,619	97	6,308	2,207	5,226	4,120	8,480	1,414	2,550	4,800	45	0	44,691
2043	2,303	1,240	4,091	1,619	97	6,308	2,207	5,322	4,230	8,745	1,414	2,625	5,625	45	0	45,872
2044	2,303	1,240	3,946	1,619	97	6,273	2,207	5,419	4,340	9,010	1,414	2,625	6,375	45	0	46,914
2045	2,303	1,240	3,830	1,619	97	6,195	2,207	5,516	4,450	9,275	1,414	2,625	6,825	45	315	47,956
2046	2,303	1,240	3,620	1,619	97	6,078	2,207	5,613	4,560	9,540	1,414	2,700	6,975	45	315	48,327
2047	2,303	1,240	3,550	1,619	97	5,829	2,207	5,710	4,670	9,805	1,414	2,700	7,050	45	315	48,554
2048	2,303	1,240	3,410	1,619	97	5,589	2,207	5,806	4,780	10,070	1,414	2,700	7,125	45	540	48,946
2049	2,303	1,240	3,140	1,619	97	5,254	2,207	5,903	4,890	10,335	1,414	2,700	7,125	45	585	48,858
2050	2,303	1,240	3,140	1,619	97	5,254	2,207	6,000	5,000	10,600	1,414	2,700	7,125	45	675	49,420

2.3.4.3. 発電電力量

図 2-127 に全国の発電電力量を示す。

- 設備の導入に合わせて CCS 付き電源の発電電力量が増加する。
- 2050 年には石炭を燃料とした既設石炭、IGCC、IGFC を合わせた発電電力量は全体の 47%を占める。
- 2047 年には既設 LNG の発電電力量が既設石炭の発電電力量を逆転する。

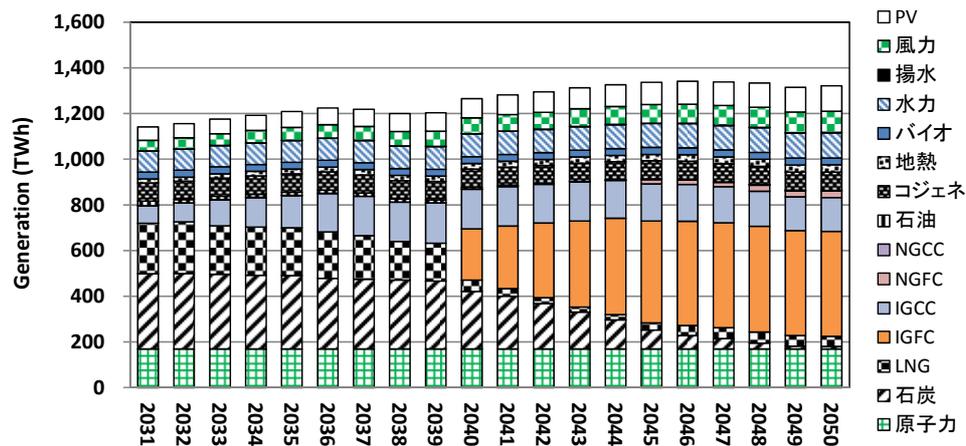


図 2-127 全国の発電電力量の年推移

表 2-94 全国の発電電力量の年推移 (単位：億 kWh)

YEAR	原子力	石油	石炭	バイオ	地熱	LNG	水力	揚水	風力	PV	コージェネ	IGCC	IGFC	NGCC	NGFC	合計
2031	1,714	192	3,281	300	178	2,211	910	9	468	585	800	768	0	5	0	11,420
2032	1,714	141	3,297	300	185	2,261	920	9	492	613	800	826	0	6	0	11,562
2033	1,714	139	3,257	300	193	2,128	930	8	515	641	800	1,137	0	6	0	11,767
2034	1,714	140	3,223	300	200	2,106	940	8	537	669	800	1,287	0	9	0	11,932
2035	1,714	138	3,206	300	208	2,091	950	9	562	696	800	1,408	0	10	0	12,091
2036	1,714	139	3,088	300	215	2,033	960	9	588	724	800	1,668	0	11	0	12,248
2037	1,714	139	3,044	300	223	1,907	970	9	610	752	800	1,716	0	9	0	12,192
2038	1,714	133	3,008	300	230	1,692	980	10	632	780	800	1,717	0	7	0	12,001
2039	1,714	132	2,962	300	238	1,657	990	10	658	808	800	1,766	0	4	0	12,036
2040	1,714	77	2,517	300	245	491	1,000	10	689	835	800	1,736	2,236	2	0	12,652
2041	1,714	56	2,300	300	253	335	1,010	11	715	863	800	1,726	2,738	2	0	12,821
2042	1,714	19	1,979	300	260	258	1,020	11	740	891	800	1,700	3,263	1	0	12,954
2043	1,714	11	1,611	300	268	217	1,030	12	765	919	800	1,716	3,768	0	0	13,130
2044	1,714	5	1,264	300	275	234	1,040	12	789	947	800	1,646	4,219	20	0	13,264
2045	1,714	2	827	300	283	305	1,049	12	813	975	800	1,617	4,460	20	195	13,372
2046	1,714	5	586	300	290	436	1,060	13	837	1,003	800	1,614	4,553	19	191	13,420
2047	1,714	6	444	300	298	475	1,069	13	860	1,030	800	1,581	4,591	19	186	13,384
2048	1,714	8	250	300	305	484	1,080	13	883	1,058	800	1,541	4,622	18	265	13,340
2049	1,713	9	122	300	313	459	1,090	14	905	1,086	800	1,475	4,590	15	262	13,152
2050	1,713	9	102	300	320	444	1,100	17	930	1,114	800	1,479	4,592	15	288	13,223

2.3.4.4. 火力の設備利用率

図 2-128、表 2-95 に全国の火力の設備利用率を示す。

- CO2 ペナルティの上昇に伴い、CCS の無い既設の火力の利用率は年々減少する。
- CCS 付き石炭の利用率は高い水準で推移するが、再エネの増加に伴って漸減する。
- NGFC は CCS 付き石炭火力の導入や再エネの増加に伴って徐々に利用率が減少する。
- 2044 年に NGCC の利用率が急増している。これは CO2 ペナルティの上昇によって 2044 年で NGCC と CCS 無しの石炭火力のコストが逆転するためである。

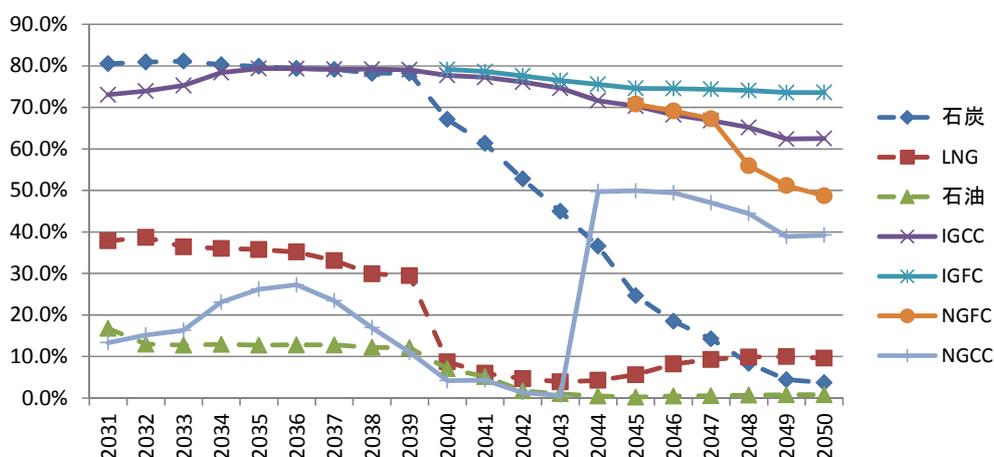


図 2-128 全国の火力の設備利用率の年推移

表 2-95 全国の火力の設備利用率の年推移

YEAR	石炭	LNG	石油	IGCC	IGFC	NGCC	NGFC
2031	80.5%	37.8%	16.8%	73.0%	-	13.3%	-
2032	80.9%	38.7%	13.0%	73.9%	-	15.2%	-
2033	81.1%	36.4%	12.7%	75.2%	-	16.3%	-
2034	80.3%	36.0%	12.9%	78.4%	-	23.1%	-
2035	79.9%	35.8%	12.7%	79.4%	-	26.2%	-
2036	79.4%	35.2%	12.8%	79.3%	-	27.3%	-
2037	79.1%	33.1%	12.8%	79.2%	-	23.4%	-
2038	78.2%	29.9%	12.2%	79.2%	-	17.0%	-
2039	78.2%	29.5%	12.1%	79.0%	-	11.0%	-
2040	67.1%	8.7%	7.1%	77.7%	79.1%	4.2%	-
2041	61.3%	6.0%	5.2%	77.2%	78.6%	4.3%	-
2042	52.8%	4.7%	1.7%	76.1%	77.6%	1.3%	-
2043	44.9%	3.9%	1.0%	74.6%	76.5%	0.7%	-
2044	36.6%	4.3%	0.5%	71.6%	75.5%	49.7%	-
2045	24.7%	5.6%	0.2%	70.3%	74.6%	49.9%	70.8%
2046	18.5%	8.2%	0.5%	68.2%	74.5%	49.4%	69.1%
2047	14.3%	9.3%	0.6%	66.8%	74.3%	47.1%	67.3%
2048	8.4%	9.9%	0.7%	65.2%	74.1%	44.4%	56.0%
2049	4.4%	10.0%	0.8%	62.4%	73.5%	38.9%	51.2%
2050	3.7%	9.6%	0.8%	62.5%	73.6%	39.2%	48.7%

2.3.4.5. 燃料費

図 2-129、表 2-96 に全国の燃料費の年推移を示す。

- 2040 年以降に導入される IGFC が主に LNG に替わって発電するため燃料費が減少する。
- 設備更新による効率上昇も燃料費削減の一因となっていると考えられる。

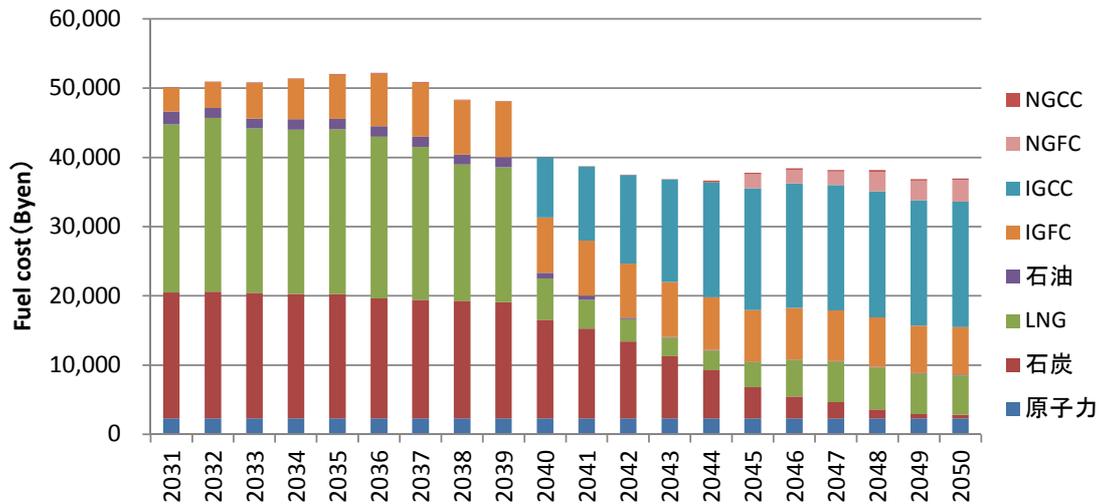


図 2-129 全国の燃料費の年推移

表 2-96 全国の燃料費の年推移 (単位：億円)

YEAR	原子力	石炭	LNG	石油	IGFC	IGCC	NGCC	NGFC	合計
2031	2,289	18,188	24,278	1,865	3,442	0	60	0	50,122
2032	2,289	18,333	25,093	1,440	3,710	0	68	0	50,933
2033	2,289	18,136	23,764	1,444	5,111	0	74	0	50,818
2034	2,289	17,995	23,717	1,510	5,797	0	105	0	51,414
2035	2,289	17,968	23,794	1,506	6,354	0	118	0	52,030
2036	2,289	17,346	23,368	1,526	7,552	0	124	0	52,204
2037	2,289	17,145	22,070	1,490	7,801	0	109	0	50,905
2038	2,289	16,997	19,704	1,429	7,829	0	82	0	48,330
2039	2,289	16,786	19,506	1,433	8,080	0	53	0	48,147
2040	2,289	14,247	5,958	815	7,989	8,745	21	0	40,064
2041	2,289	12,994	4,155	592	7,946	10,719	21	0	38,717
2042	2,289	11,124	3,201	212	7,839	12,798	7	0	37,469
2043	2,289	8,996	2,658	124	7,923	14,809	3	0	36,803
2044	2,289	6,989	2,837	63	7,617	16,605	239	0	36,639
2045	2,289	4,506	3,649	27	7,482	17,575	241	2,027	37,796
2046	2,289	3,152	5,284	64	7,473	17,945	240	1,994	38,441
2047	2,289	2,360	5,851	71	7,324	18,099	231	1,953	38,177
2048	2,289	1,310	6,039	85	7,144	18,228	220	2,840	38,154
2049	2,289	635	5,816	118	6,847	18,107	194	2,831	36,837
2050	2,289	530	5,683	114	6,862	18,118	197	3,140	36,933

2.3.4.6. CO2 排出量、回収量

図 2-130 に全国 CO2 排出量と回収量の年推移を示す。

- 2040 年以降に IGFC が導入され、高い利用率で運転することで CO2 回収量が大きく増加し、CO2 排出量が減少する。
- 2050 年には火力が分担する負荷のほとんどを CCS 付き電源が占めるため、CO2 回収率は約 85%と CCS の CO2 回収率の設定値（90%）に近い結果となった。

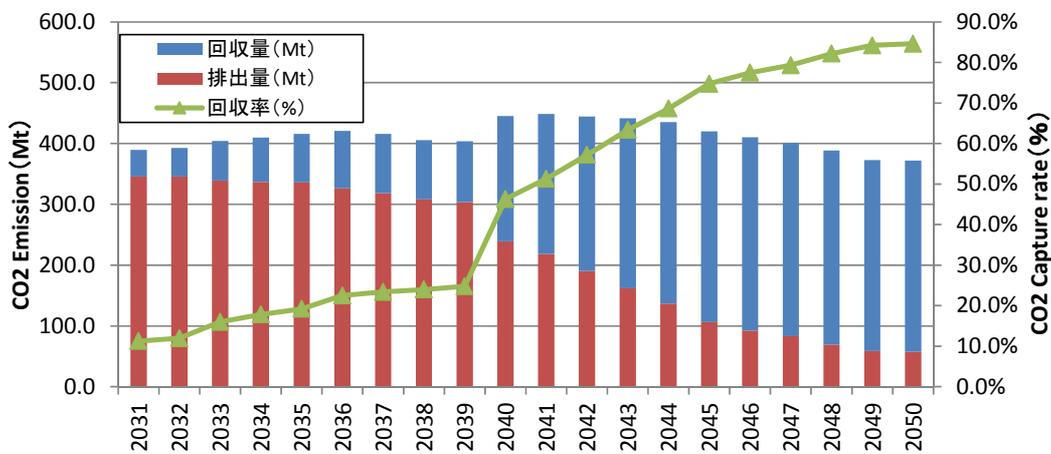


図 2-130 全国の CO2 排出量、回収量の年推移

表 2-97 全国の CO2 排出量、回収量の年推移

YEAR	発生量 (Mt)	回収量 (Mt)	排出量 (Mt)	回収率 (%)
2031	389.6	43.8	345.8	11.2%
2032	392.7	47.1	345.6	12.0%
2033	404.0	64.6	339.4	16.0%
2034	409.9	73.1	336.8	17.8%
2035	415.6	79.9	335.7	19.2%
2036	420.7	94.6	326.1	22.5%
2037	415.9	97.3	318.5	23.4%
2038	405.4	97.3	308.2	24.0%
2039	403.7	100.0	303.7	24.8%
2040	445.4	206.2	239.3	46.3%
2041	448.3	229.9	218.4	51.3%
2042	444.4	254.1	190.3	57.2%
2043	441.8	279.8	162.0	63.3%
2044	435.3	298.7	136.6	68.6%
2045	419.8	313.6	106.2	74.7%
2046	410.4	317.9	92.5	77.5%
2047	400.7	317.7	83.0	79.3%
2048	388.3	319.0	69.3	82.2%
2049	372.6	313.7	58.9	84.2%
2050	371.8	314.6	57.1	84.6%

2.3.4.7. 我が国を対象とした電力需給最適化分析のまとめ

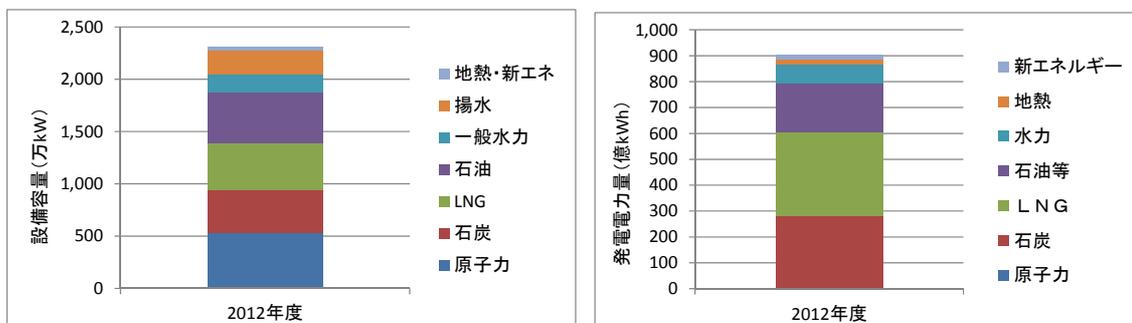
全国の系統を対象とした最適電源計画計算を実施し、その計画下における電力需給を分析した結果、下記のことが分かった。

- ① 今回の計算条件における最適電源計画では、IGCC、IGFC が数多く導入され、CCS 付き石炭火力が CCS 付き LNG 火力に比べて経済的に優位である結果となった。
- ② CO₂ ペナルティの上昇は対象期間の後半に大きくなるため、燃料費が高く、CO₂ 原単位の低い CCS 付き LNG 火力は CO₂ ペナルティが十分上昇してから導入される傾向である。
- ③ CCS 付き石炭火力が大量に導入されることによって、CO₂ 発生量は増加しているが、そのほとんどが CCS で回収されるため、CO₂ 排出量は大きく削減される。

2.3.5. 仮想 JCM 対象国の電源計画と CCS 影響分析

2.3.4 で示した最適電源計画では、4 種の候補電源のうち、IGCC、IGFC といった CCS 付き石炭火力が多く導入される結果となった。本項では、本事業の目的である JCM プロジェクトの評価におけるモデル群の適用可能性を評価するため、仮想 JCM 対象国として九州地域を選び、電源設備開発の重点が CCS 付き LNG 火力に移った電源計画における電力需給と、最適電源計画下における電力需給を比較し、電源計画の違いが電力需給に与える影響について分析した。

参考までに、九州系統と、本事業における JCM 可能性調査の対象としている各国の設備容量及び発電電力量とを比較して下記に示す（上図が九州電力の実績、下表が調査対象国と九州系統の比較）。



国・地域	設備容量合計 (MW)	発電電力量 (GWh)
インドネシア	39,899	182,384
マレーシア(半島部)	22,329	130,090
タイ	31,773	155,986
ベトナム	26,926	99,179
九州	23,130	90,302

本分析の評価対象となるケースの条件を下記に示す。

- (1) ベースケース : 全国系統を対象とした DP 計算 (2.3.4 項にて実施)
- (2) LNG ケース 1 : 九州系統を対象として石炭の導入台数上限を半分に固定した計算
- (3) LNG ケース 2 : 九州系統を対象として石炭の導入台数を 0 とした DP 計算

下記の評価指標によって電力需給を分析する。

- ・ 候補電源の導入台数
- ・ 発電電力量
- ・ 火力の設備利用率
- ・ 費用
- ・ CO₂ 排出量

2.3.5.1. 候補電源の導入台数

表 2-98 に各ケースにおける候補電源の導入台数を示す。

- LNG ケース 1 では、IGCC、IGFC の開発上限数を半分に設定したため、NGCC、NGFC の導入が増えた。LNG ケース 2 では、IGCC、IGFC の開発可能台数を 0 に設定したことで NGCC、NGFC のみが開発される。
- NGFC は 2035 年から開発可能と設定しているが、CCS 付き LNG 火力が多く導入される LNG ケース 1、LNG ケース 2 とともに計算期間の後半で導入されている。これは、LNG の燃料費が石炭に比べて割高であるため、CO₂ ペナルティの上昇によって既存の石炭火力よりも経済的に有利な状況になってから導入されたと考えられる。
- 電源計画に制約を与えることで、複数の異なる電源構成の系統を模擬できた。

表 2-98 各ケースにおける候補電源の導入台数

年	ベースケース				LNG ケース 1 (石炭半分)				LNG ケース 2 (石炭なし)			
	IGCC	IGFC	NGCC	NGFC	IGCC	IGFC	NGCC	NGFC	IGCC	IGFC	NGCC	NGFC
2031	3	0	0	0	3	0	0	0	0	0	3	0
2032	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0
2033	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2034	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0
2035	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2036	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
2037	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2038	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2039	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
2040	0	4	0	0	0	5	0	0	0	0	0	2
2041	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0
2042	0	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3
2043	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2044	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4
2045	0	1	0	0	0	0	0	3	0	0	0	3
2046	0	0	0	0	0	0	0	4	0	0	0	2
2047	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	4
2048	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1
2049	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1
2050	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0
合計	5	13	0	1	3	6	2	11	0	0	5	21
容量(MW)	13,950				12,600				11,700			

2.3.5.2. 発電電力量

図 2-131、表 2-99 に各ケースにおける発電電力量を示す。

- CCS 付き石炭火力が多く導入されたベースケースでは、2050 年の発電電力量の多くを CCS 付き石炭火力が占めている。
- 開発候補が CCS 付き LNG のみである LNG ケース 2 では、NGCC と NGFC の発電電力量の合計が 2050 年の発電電力量の多くを占める。
- LNG ケース 1 は CCS 付き石炭と CCS 付き LNG の発電電力量の比率がベースケースと LNG ケース 2 の中間程度となった。

【ベース】

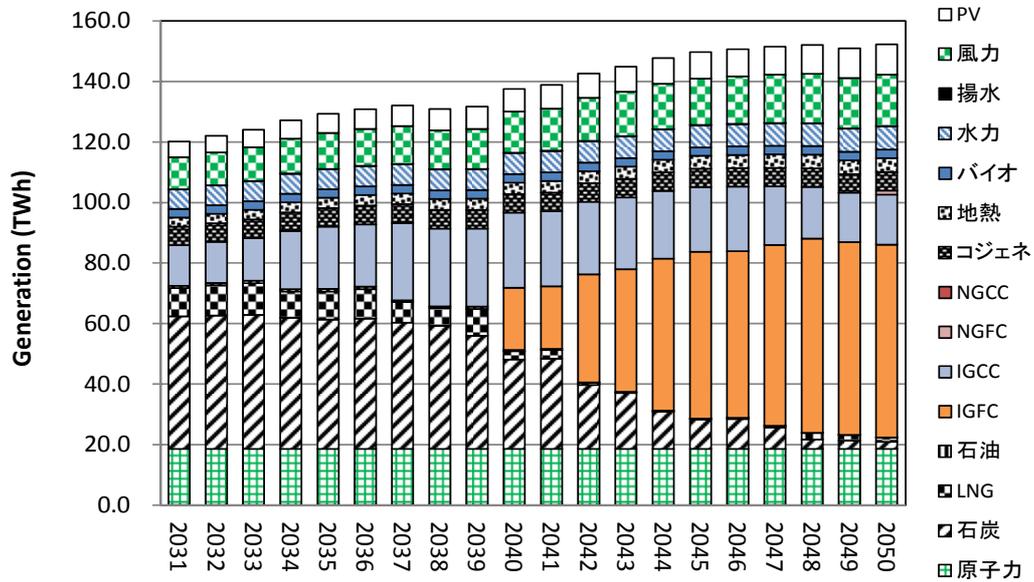
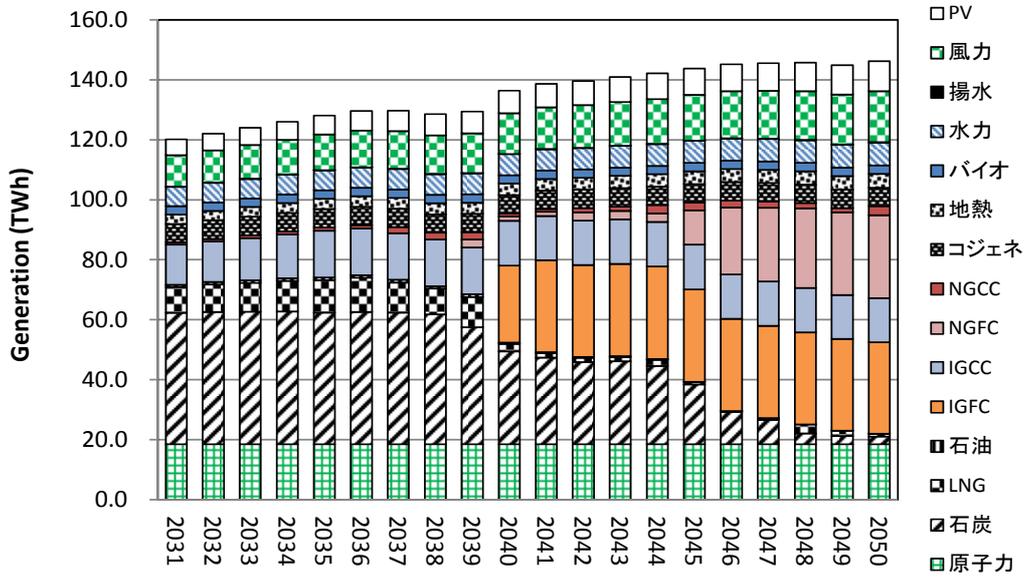


図 2-131 各ケースにおける発電電力量 (1/2)

【LNG1】



【LNG2】

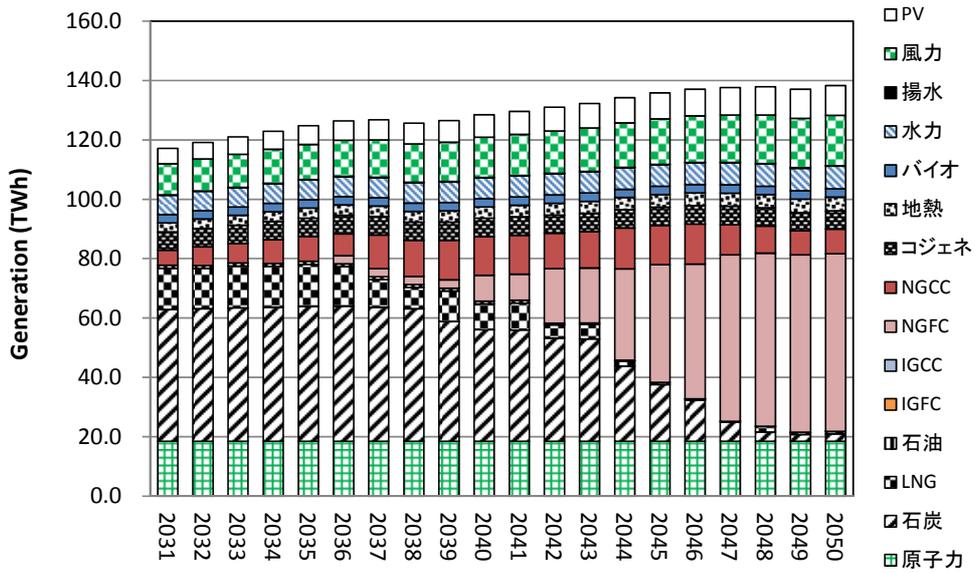


図 2-131 各ケースにおける発電電力量 (2/2)

表 2-99 各ケースにおける発電電力量（単位：億 kWh）（1/2）

【ベースケース】

年	原子力	石炭	LNG	石油	IGCC	IGFC	NGCC	NGFC	バイオ	地熱	水力	揚水	風力	PV	コジエネ	合計
2031	185	438	93	8	134	0	0	0	28	31	64	1	105	53	62	1,201
2032	185	441	99	8	136	0	0	0	28	32	65	1	108	55	62	1,220
2033	185	443	105	8	141	0	0	0	28	32	66	1	112	58	62	1,240
2034	185	434	86	8	192	0	0	0	28	33	66	1	115	60	62	1,271
2035	185	428	92	8	206	0	0	0	28	34	67	1	119	63	62	1,292
2036	185	431	97	9	206	0	0	0	28	35	67	1	122	65	62	1,308
2037	185	417	68	6	256	0	0	0	28	36	68	1	125	68	62	1,320
2038	185	407	58	6	257	0	0	0	28	36	69	1	129	70	62	1,308
2039	185	374	88	8	257	0	0	0	28	37	69	1	132	73	62	1,316
2040	185	296	28	3	247	206	0	0	28	38	70	1	136	75	62	1,375
2041	185	298	29	4	248	207	0	0	28	39	71	1	139	78	62	1,387
2042	185	212	8	1	240	356	0	0	28	40	71	1	142	80	62	1,426
2043	185	185	4	1	237	405	0	0	28	41	72	1	146	83	62	1,448
2044	185	123	3	1	223	503	0	0	28	41	73	1	149	85	62	1,476
2045	185	98	3	0	213	551	0	0	28	42	73	1	153	88	62	1,496
2046	185	99	4	0	213	550	0	0	28	43	74	1	156	90	62	1,506
2047	185	71	5	0	193	598	0	0	28	44	75	1	160	93	62	1,514
2048	185	31	21	0	171	642	0	0	28	45	75	1	163	95	62	1,520
2049	185	28	19	0	163	637	0	0	28	45	76	1	166	98	62	1,508
2050	185	24	13	0	165	637	0	13	28	46	77	1	170	100	62	1,522

【LNG ケース 1】

年	原子力	石炭	LNG	石油	IGCC	IGFC	NGCC	NGFC	バイオ	地熱	水力	揚水	風力	PV	コジエネ	合計
2031	185	438	87	8	133	0	8	0	28	31	64	1	105	53	62	1,202
2032	185	441	92	8	136	0	9	0	28	32	65	1	108	55	62	1,221
2033	185	442	96	8	141	0	10	0	28	32	66	1	112	58	62	1,240
2034	185	443	102	8	146	0	10	0	28	33	66	1	115	60	62	1,260
2035	185	439	108	9	155	0	11	0	28	34	67	1	119	63	62	1,281
2036	185	441	114	9	156	0	11	0	28	35	67	1	122	65	62	1,296
2037	185	439	100	9	155	0	21	0	28	36	68	1	125	68	62	1,297
2038	185	433	86	8	156	0	22	0	28	36	69	1	129	70	62	1,285
2039	185	390	101	9	156	0	24	27	28	37	69	1	132	73	62	1,295
2040	185	310	25	4	149	257	9	16	28	38	70	1	136	75	62	1,364
2041	185	289	15	3	147	307	9	15	28	39	71	1	139	78	62	1,387
2042	185	274	14	2	147	307	14	28	28	40	71	1	143	80	62	1,396
2043	185	277	15	3	148	308	15	28	28	41	72	1	146	83	62	1,409
2044	185	261	20	4	148	308	28	29	28	41	73	1	149	85	62	1,422
2045	185	199	8	1	149	308	27	114	28	42	73	1	153	88	62	1,438
2046	185	108	3	0	148	307	24	223	28	43	74	1	156	90	62	1,452
2047	185	82	5	0	149	307	21	245	28	44	75	1	160	93	62	1,456
2048	185	36	30	0	148	307	18	265	28	45	75	1	163	95	62	1,458
2049	185	28	18	0	147	306	15	275	28	45	76	1	166	98	62	1,449
2050	185	25	9	0	147	306	30	277	28	46	77	1	170	100	62	1,463

表 2-99 各ケースにおける発電電力量（単位：億 kWh）（2/2）

【LNG ケース 2】

年	原子力	石炭	LNG	石油	IGCC	IGFC	NGCC	NGFC	バイオ	地熱	水力	揚水	風力	PV	コージェネ	合計
2031	185	444	139	10	0	0	50	0	28	31	64	1	105	53	62	1,172
2032	185	447	135	10	0	0	64	0	28	32	65	1	108	55	62	1,191
2033	185	450	141	10	0	0	66	0	28	32	66	1	112	58	62	1,210
2034	185	451	137	10	0	0	80	0	28	33	66	1	115	60	62	1,229
2035	185	454	142	10	0	0	84	0	28	34	67	1	119	63	62	1,248
2036	185	455	133	10	0	0	74	28	28	35	67	1	122	65	62	1,264
2037	185	452	93	9	0	0	113	28	28	36	68	1	125	68	62	1,268
2038	185	447	72	9	0	0	121	27	28	36	69	1	129	70	62	1,257
2039	185	404	102	10	0	0	133	28	28	37	69	1	132	73	62	1,265
2040	185	376	87	10	0	0	131	86	28	38	70	1	136	75	62	1,284
2041	185	375	90	10	0	0	131	88	28	39	71	1	139	78	62	1,297
2042	185	348	44	5	0	0	119	184	28	40	71	1	143	80	62	1,310
2043	185	345	49	5	0	0	123	184	28	41	72	1	146	83	62	1,323
2044	185	254	16	3	0	0	137	307	28	41	73	1	149	85	62	1,342
2045	185	191	7	1	0	0	132	396	28	42	73	1	153	88	62	1,358
2046	185	138	5	0	0	0	135	454	28	43	74	1	156	90	62	1,371
2047	185	64	3	0	0	0	103	560	28	44	75	1	160	93	62	1,377
2048	185	32	18	0	0	0	91	583	28	45	75	1	163	95	62	1,379
2049	185	23	8	0	0	0	81	597	28	45	76	1	166	98	62	1,370
2050	185	25	9	0	0	0	82	598	28	46	77	1	170	100	62	1,383

2.3.5.3. 火力の設備利用率

図 2-132、表 2-100 に各ケースの火力の設備利用率を示す。LNG ケース 1,2 では CCS 付き石炭火力の代わりに導入された CCS 付き LNG 火力が高い利用率で運転する。LNG ケース 1 における CCS 付き LNG 火力は、2040 年に IGFC が導入されると一度利用率が下がるが、CO₂ ペナルティの上昇に伴って利用率が上がり、2044 年には NGCC、NGFC ともに CCS 無しの石炭火力の利用率を上回る。

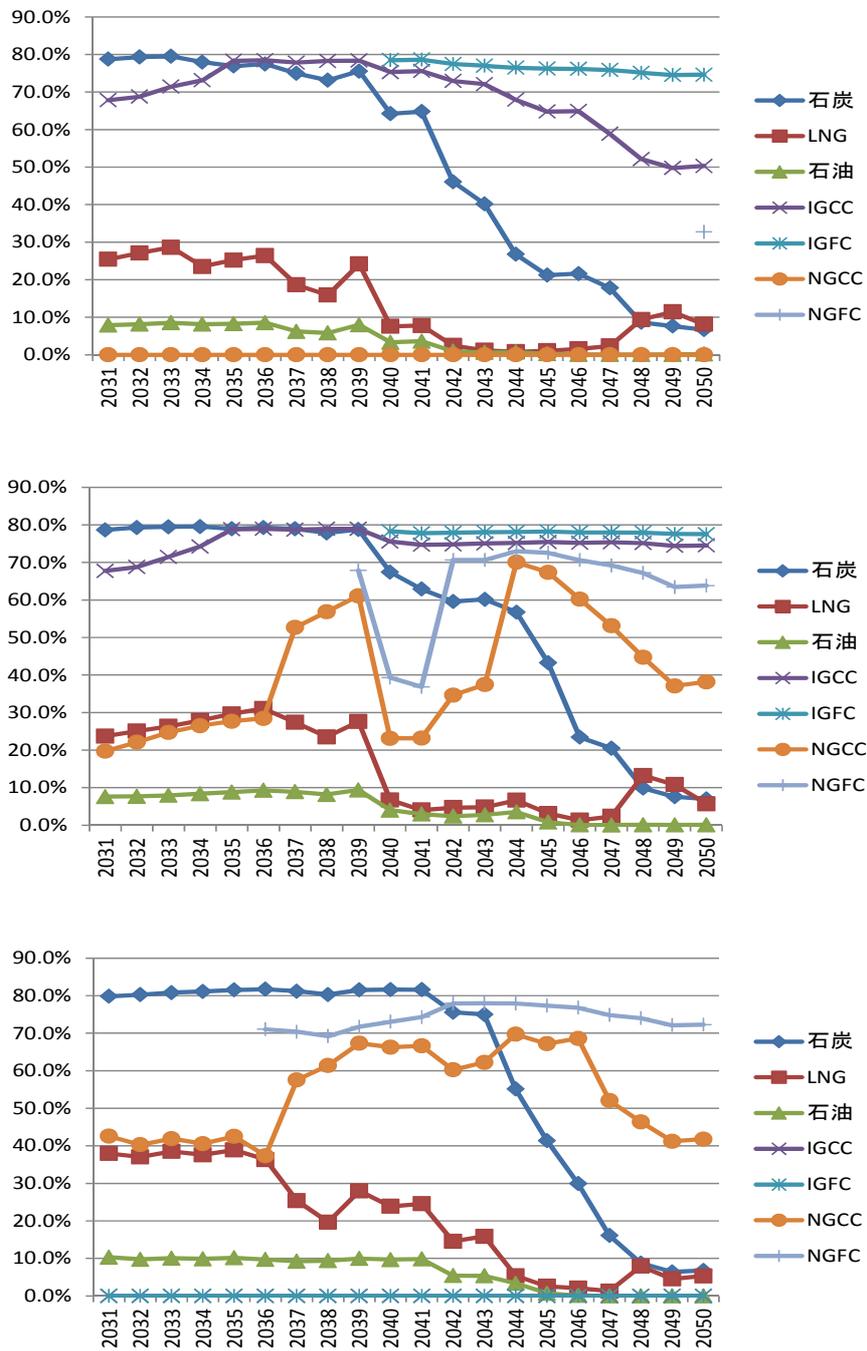


図 2-132 各ケースの火力の設備利用率（上：ベース、中：LNG1、下：LNG2）

表 2-100 各ケースの火力の設備利用率

【ベースケース】

年	石炭	LNG	石油	IGCC	IGFC	NGCC	NGFC
2031	78.8%	25.4%	7.9%	67.8%	-	0.0%	-
2032	79.3%	27.1%	8.2%	68.8%	-	0.0%	-
2033	79.5%	28.6%	8.5%	71.4%	-	0.0%	-
2034	78.0%	23.5%	8.1%	73.1%	-	0.0%	-
2035	76.9%	25.2%	8.3%	78.3%	-	0.0%	-
2036	77.5%	26.4%	8.5%	78.5%	-	0.0%	-
2037	74.9%	18.6%	6.2%	77.8%	-	0.0%	-
2038	73.1%	15.9%	5.8%	78.3%	-	0.0%	-
2039	75.5%	24.2%	8.0%	78.4%	-	0.0%	-
2040	64.2%	7.6%	3.3%	75.3%	78.5%	0.0%	-
2041	64.8%	7.8%	3.6%	75.6%	78.6%	0.0%	-
2042	46.1%	2.5%	1.0%	72.9%	77.5%	0.0%	-
2043	40.2%	1.2%	0.6%	72.1%	77.0%	0.0%	-
2044	26.8%	0.8%	0.7%	67.9%	76.5%	0.0%	-
2045	21.2%	1.1%	0.3%	64.8%	76.2%	0.0%	-
2046	21.6%	1.6%	0.1%	64.9%	76.2%	0.0%	-
2047	17.8%	2.3%	0.1%	58.9%	75.8%	0.0%	-
2048	8.7%	9.4%	0.1%	52.1%	75.1%	0.0%	-
2049	7.6%	11.4%	0.1%	49.7%	74.5%	0.0%	-
2050	6.7%	8.2%	0.2%	50.3%	74.6%	0.0%	32.7%

【LNG ケース 1】

年	石炭	LNG	石油	IGCC	IGFC	NGCC	NGFC
2031	78.7%	23.7%	7.6%	67.7%	-	19.7%	-
2032	79.3%	25.1%	7.7%	68.8%	-	22.1%	-
2033	79.5%	26.3%	8.0%	71.5%	-	24.7%	-
2034	79.5%	27.9%	8.3%	74.2%	-	26.5%	-
2035	78.9%	29.7%	8.8%	78.8%	-	27.7%	-
2036	79.3%	31.1%	9.3%	78.9%	-	28.4%	-
2037	78.9%	27.4%	8.9%	78.7%	-	52.7%	-
2038	77.8%	23.5%	8.2%	78.9%	-	56.8%	-
2039	78.8%	27.6%	9.4%	78.9%	-	61.1%	67.9%
2040	67.4%	6.7%	4.0%	75.5%	78.3%	23.1%	39.3%
2041	62.9%	4.0%	3.0%	74.7%	77.8%	23.2%	36.9%
2042	59.6%	4.7%	2.4%	74.8%	77.9%	34.6%	70.6%
2043	60.1%	4.8%	2.7%	75.1%	78.0%	37.4%	70.6%
2044	56.7%	6.6%	3.5%	75.2%	78.1%	70.0%	73.0%
2045	43.3%	3.1%	0.8%	75.4%	78.2%	67.4%	72.6%
2046	23.4%	1.3%	0.1%	75.2%	78.0%	60.2%	70.6%
2047	20.5%	2.3%	0.0%	75.4%	78.0%	53.1%	69.2%
2048	9.8%	13.2%	0.1%	75.1%	77.9%	44.7%	67.2%
2049	7.6%	10.8%	0.1%	74.4%	77.6%	37.1%	63.4%
2050	7.0%	5.7%	0.1%	74.5%	77.5%	38.2%	63.8%

【LNG ケース 2】

年	石炭	LNG	石油	IGCC	IGFC	NGCC	NGFC
2031	79.8%	37.9%	10.3%	-	-	42.6%	-
2032	80.3%	37.0%	9.8%	-	-	40.3%	-
2033	80.8%	38.5%	10.1%	-	-	41.9%	-
2034	81.1%	37.6%	9.9%	-	-	40.6%	-
2035	81.5%	38.9%	10.2%	-	-	42.5%	-
2036	81.7%	36.3%	9.7%	-	-	37.3%	71.1%
2037	81.2%	25.4%	9.3%	-	-	57.5%	70.4%
2038	80.3%	19.7%	9.4%	-	-	61.4%	69.2%
2039	81.5%	28.0%	10.0%	-	-	67.3%	71.7%
2040	81.6%	23.9%	9.7%	-	-	66.3%	73.1%
2041	81.6%	24.6%	9.8%	-	-	66.6%	74.3%
2042	75.6%	14.6%	5.4%	-	-	60.2%	77.9%
2043	75.0%	15.9%	5.4%	-	-	62.2%	78.0%
2044	55.1%	5.4%	3.4%	-	-	69.7%	77.9%
2045	41.4%	2.6%	0.7%	-	-	67.2%	77.3%
2046	29.9%	2.1%	0.1%	-	-	68.6%	76.8%
2047	16.1%	1.3%	0.0%	-	-	52.0%	74.8%
2048	8.8%	7.9%	0.0%	-	-	46.4%	74.0%
2049	6.4%	4.6%	0.0%	-	-	41.2%	72.1%
2050	6.8%	5.3%	0.0%	-	-	41.8%	72.3%

2.3.5.4. 費用

(1) 燃料費

図 2-133、表 2-101 に各ケースにおける総燃料費を示す。燃料費が高い CCS 付き LNG 火力の導入が多いケースほど、燃料費が高くなっている。特に LNG ケース 2 では IGCC、IGFC の導入が無い代わりに NGCC、NGFC が大量に導入されたため、石炭よりも割高なガスでの発電が多くなり、その結果、2050 年にはベースケースよりも年間で約 4 千億円の燃料費増、2031 年～2050 年の累計でも約 4 兆円の燃料費増となる。

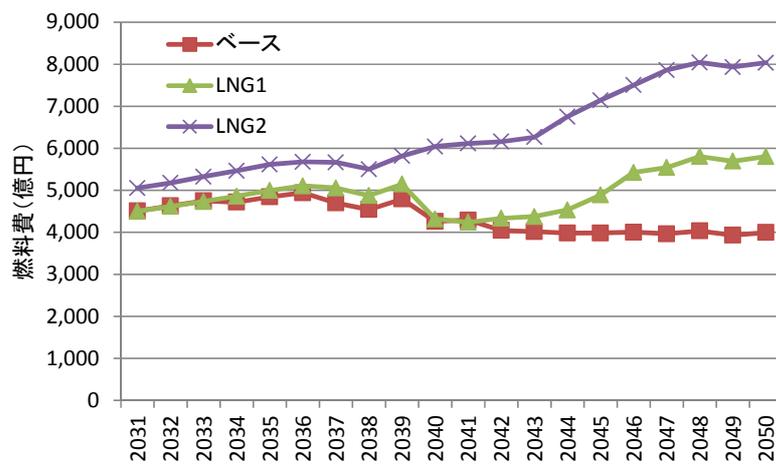


図 2-133 各ケースにおける総燃料費

表 2-101 各ケースにおける総燃料費（単位：億円）

年	ベース	LNG1	LNG2
2031	4,508	4,499	5,052
2032	4,629	4,616	5,177
2033	4,749	4,732	5,322
2034	4,715	4,857	5,460
2035	4,841	4,994	5,613
2036	4,941	5,102	5,677
2037	4,699	5,052	5,662
2038	4,540	4,875	5,500
2039	4,792	5,145	5,816
2040	4,259	4,317	6,039
2041	4,293	4,238	6,114
2042	4,045	4,332	6,158
2043	4,016	4,373	6,263
2044	3,982	4,530	6,750
2045	3,984	4,885	7,140
2046	4,003	5,424	7,501
2047	3,965	5,541	7,857
2048	4,032	5,804	8,039
2049	3,931	5,691	7,932
2050	3,995	5,801	8,035
累計	86,919	98,809	127,110

(2) 総費用

各ケースにおける総費用（燃料費、資本費、CO2 費）を図 2-134、表 2-102 に示す。2040 年までは各ケース間の費用に大きな開きはないが、2041 年以降になると開きが徐々に大きくなる。特に LNG ケース 2 は火力発電の多くをガスが占めているため、他の 2 ケースよりも燃料費が高く、2031 年～2050 年の累計費用ではベースケースよりも約 1.2 兆円増となる。

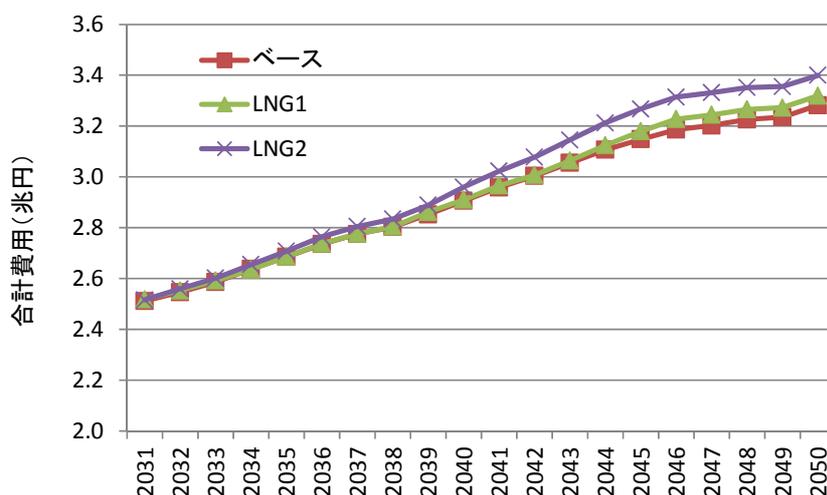


図 2-134 各ケースにおける年間総費用の推移

表 2-102 各ケースにおける年間総費用の推移 (単位: 億円)

年	ベース	LNG1	LNG2
2031	25,114	25,182	25,163
2032	25,464	25,528	25,596
2033	25,857	25,917	26,018
2034	26,375	26,359	26,554
2035	26,855	26,856	27,077
2036	27,359	27,375	27,644
2037	27,752	27,759	28,048
2038	28,027	28,039	28,343
2039	28,526	28,617	28,889
2040	29,058	29,103	29,600
2041	29,585	29,658	30,229
2042	30,037	30,073	30,778
2043	30,552	30,645	31,452
2044	31,066	31,246	32,124
2045	31,483	31,795	32,675
2046	31,863	32,278	33,139
2047	32,026	32,442	33,314
2048	32,258	32,657	33,515
2049	32,356	32,725	33,557
2050	32,816	33,190	33,998
累計	584,429	587,444	597,713

2.3.5.5. CO2 排出量

図 2-135、表 2-103 に各ケースにおける CO2 排出量を示す。

- 2050 年においては、CO2 原単位の低い CCS 付き LNG の導入が多いケースほど CO2 排出量が少ない。
- ベースケース、LNG ケース 1 では、LNG ケース 2 よりも早いタイミングで CO2 排出量が減少する。これは CO2 ペナルティが徐々に上がっていく条件下では CCS 付き LNG 火力は CO2 ペナルティの上昇を待って導入されるためである。
- 2031 年から 2050 年の CO2 排出量の累計では CCS 付き石炭火力が最も多く導入されるベースケースが最も少ない結果となった。

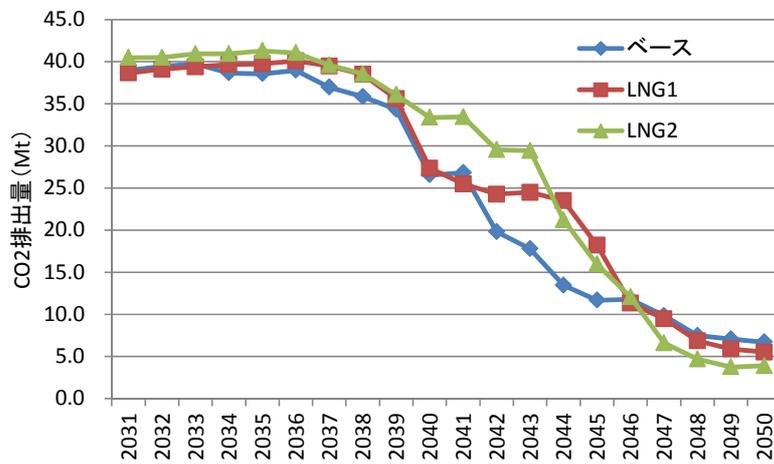


図 2-135 各ケースにおける CO2 排出量

表 2-103 各ケースにおける CO2 排出量 (単位 : Mt)

年	ベース	LNG1	LNG2
2031	38.9	38.6	40.5
2032	39.4	39.1	40.5
2033	39.7	39.4	40.9
2034	38.6	39.6	40.9
2035	38.5	39.7	41.3
2036	39.0	40.1	41.0
2037	36.9	39.5	39.6
2038	35.8	38.5	38.5
2039	34.3	35.6	36.1
2040	26.5	27.3	33.4
2041	26.8	25.5	33.4
2042	19.8	24.3	29.5
2043	17.8	24.5	29.4
2044	13.4	23.5	21.2
2045	11.7	18.2	15.9
2046	11.8	11.3	12.0
2047	9.8	9.5	6.6
2048	7.5	6.9	4.7
2049	7.1	5.9	3.7
2050	6.7	5.5	3.9
累計	500.2	532.5	553.1

2.3.5.6. 仮想 JCM 対象国に対する電力需給最適化分析のまとめ

九州系統を仮想 JCM 対象国と見なした上で、異なる電源計画下における電力需給を比較した結果、下記の事が分かった。

- ① 最適電源計画において、多く導入された CCS 付き石炭火力の開発数に上限を設けたことで、複数の異なる設備構成の将来の系統を模擬し、電力需給を比較することができた。
- ② 今回の計算条件のように CO₂ ペナルティが徐々に上がっていく条件下では、CCS 付き LNG 火力は CO₂ ペナルティの上昇を待ち、経済性が担保できるタイミングで導入されることが確認できた。
- ③ 2.3.4 で最適電源計画とされたベースケースが総費用（燃料費＋資本費＋CO₂ 費）において、設備開発の重点を LNG に置いた他の 2 ケースに勝ることを確認した。
- ④ CO₂ 排出量の累計では、CCS 付き石炭火力が最も多く導入されたベースケースが最も少ない結果となった。これは、今回の計算条件において経済的な CCS 付き石炭火力が早い段階で導入されたことで、CO₂ の回収が多くなったためである。
- ⑤ 今回の計算条件のように CO₂ ペナルティが徐々に上昇していく条件下では、CCS 付き石炭火力の導入は経済性、環境性（CO₂ 累計排出量）ともに有効であると考えられる。
- ⑥ JCM の可能性調査の結果を受けて、有望な国（または国々）の実情に沿った入力データ等を整備し、本事業で提案する CCS 技術の適用による影響分析を実施することは有効であろう。

2.3.6. 石炭火力 CCS 優位性分析の結論と今後の課題

ESPRIT を用いて CCS 付き電源を候補とした最適電源計画策定計算を実施することで、CCS 石炭火力を導入した場合の電力需給構造への影響、経済性、環境性、ひいては有効性を評価することができた。

さらに、特定の電源に開発上限数を設けるなど、電源計画に制約を与えることで、複数の異なる設備構成の系統を模擬し、それらの電力需給を比較することで CCS 付き石炭火力導入の価値を相対的に評価できた。

また、今後さらに精緻な分析を行うための課題として、下記の点が挙げられる。

(1) 最新の動向を踏まえたシナリオの想定

今回の計算では、将来の電力需給に関して特定のシナリオを想定し、計算を実施した。今後、エネルギー政策などの将来の電力需給に影響する動向は常に変化することが予想されることから、最新の動向を捉え、入力データや計算条件に反映することが必要と考えられる。また、これに伴って、ATOM シリーズ及び ESPRIT にも修正や機能追加などが必要となる可能性もある。

(2) 最新の ATOM-J 結果による計算条件の更新（需要、燃料価格、CO₂ ペナルティ）

今回、需要と燃料価格には特定の電力需給に関するシナリオを想定し、それを反映した ATOM-J の結果を使用した。また、CO₂ ペナルティについては 2030 年 0\$、2050 年 200\$ と設定し二次曲線で推移する条件を設定した。今後、(1)のシナリオの想定と併せて、これらの設定内容を最新の動向を反映した ATOM-J の結果に更新する必要があると考えられる。

(3) PV・風力発電の出力変動、発電予測

LFC 領域の需要変動、PV・風力発電の出力変動は、地域の需要特性、PV・風力発電の各地域内分布と気象特性にならし効果を含めた発電特性で決まる。

今回対象とした 2030 年など、将来におけるこれらの特性は、現在一部の実測や分析が開始されているが、十分な分析結果が得られた状況ではない。

今回の解析では、需要変動を毎時の値の 3%、発電量の変動は、太陽光発電は月別の毎時の最大出力の 10%、風力については設備容量の 10%と仮定した。

これらのパラメータは需給調整に関する解析結果に大きな影響を与えるため、今後、PV や風力発電などの出力変動特性、発電予測の調査・分析を行い、より現実的な設定による検討を行う必要がある。

(4) JCM 対象国のデータを用いた分析

本事業で実施した JCM の可能性調査の結果を受けて、有望な国（または国々）のエネルギー需給・電力需給構造を踏まえた上で、モデルの入力データ等を整備し、本事業で提案する CCS 技術の適用による影響分析を実施する。

2.3.7. 参考文献

- [1] IEAGHG(2004), Ship Transport of CO₂, Report PH4/30.
- [2] NEDO/AIST(2013), 革新的ゼロエミッション石炭ガス化発電プロジェクト/発電から CO₂ 貯留までのトータルシステムのフィジビリティ・スタディー/全体システム評価（発電から CO₂ 貯留に至るトータルシステムの評価）
- [3] (財)地球環境産業技術研究機構(2007), 平成 18 年度 二酸化炭素固定化・有効利用技術等対策事業 二酸化炭素地中貯留技術研究開発成果報告書.
- [4] RIGZONE, “Offshore Rig Day Rates”, <http://www.rigzone.com/data/dayrates/>
- [5] エネルギー・環境会議, “コスト等検証委員会報告書”, 2011 年 12 月 19 日.
- [6] NETL(2010), Cost and Performance Baseline for Fossil Energy Power Plants, Volume 1: Bituminous Coal and Natural Gas to Electricity, Final Report, Rev. 2.
- [7] 大関 崇, Joao Fonseca, 高島 工, 荻本 和彦. “太陽光発電システムの代表的な発電量データセットに関する検討”. 電気学会新エネルギー・環境メタボリズム社会・環境システム 合同研究会 “再生可能エネルギーのシステム技術”. FTE-11-029, MES-11-015 2011-11
- [8] 風力発電協会. “風力発電長期導入目標とロードマップ V3.2”. 2012-2-23
- [9] 荻本和彦, 池上貴志, 片岡和人, 斉藤哲夫. “電力需給解析のための全国風力発電量データの収集と分析”. 電気学会全国大会. 2012-3
- [10] 日本ガス協会. “2030 年におけるコージェネ導入時の発電量について” .