

卒業論文

火力発電の高効率化を考慮した
最適電源構成の研究

p.1~p.94 完

平成24年2月3日提出
指導教員 原 祥太郎 講師
100200 成田定治

目次

目次.....	1
図目次.....	4
表目次.....	6
第1章 序論.....	7
1.1. 研究背景.....	8
1.2. 研究目的.....	12
1.3. 本論文の構成.....	12
第2章 解析手法.....	13
2.1. 最適電源構成モデルの作成フロー.....	14
2.2. 線形計画法.....	15
2.3. 電源構成シナリオの作成.....	16
2.3.1. 対象期間.....	17
2.3.2. 地域分割.....	17
2.3.3. 電源種類.....	18
2.3.3.1. 従来型各種発電所の特徴.....	18
2.3.3.1.1. 水力発電（一般水力・揚水）.....	18
2.3.3.1.2. 一般水力発電.....	18
2.3.3.1.3. 揚水発電.....	18
2.3.3.2. 火力発電（石炭・LNG・重原油焚き汽力，ガスタービン複合，内燃力）.....	19
2.3.3.2.1. 汽力発電（火力）.....	19
2.3.3.2.2. ガスタービン複合発電.....	19
2.3.3.2.3. 内燃力発電.....	19
2.3.3.3. 原子力発電（原子力・取り巻く現状）.....	20
2.3.3.4. 高効率火力発電所の特徴.....	21
2.3.3.4.1. 石炭ガス化複合発電（IGCC）.....	21
2.3.3.4.2. 固体酸化物形燃料電池（SOFC）について.....	22
2.3.3.4.3. LNG コンベンショナル+SOFC 発電.....	24
2.3.3.4.4. トリプル複合発電（石炭ガス化，LNG）.....	25
2.3.3.5. 再生可能エネルギーの特徴.....	26
2.3.3.5.1. 太陽光発電（PV）.....	26
2.3.3.5.2. 風力発電.....	27
2.3.3.5.3. 地熱・バイオマス等その他再生可能エネルギーについて.....	27
2.3.4. 各種電源の導入シナリオ.....	28
2.3.4.1. 設備容量に関する前提.....	28

2.3.4.2. 原子力シナリオ	30
2.3.4.2.1. 2030 年想定	30
2.3.4.2.2. 2050 年想定	31
2.3.4.2.3. 原子力シナリオ一覧	31
2.3.4.3. 高効率火力導入シナリオ	32
2.3.4.3.1. 2030 年想定	32
2.3.4.3.2. 2050 年想定	32
2.3.4.3.3. 火力導入シナリオ一覧	33
2.3.4.4. 太陽光発電の全国モデル化	34
2.3.4.4.1. 浮島太陽光発電所発電実績の使用	34
2.3.4.4.2. 浮島太陽光発電所発電実績の全国への拡張	35
2.3.4.5. 風力発電・ガスコージェネレーションを始めとする分散電源について ...	37
2.3.4.6. 各シナリオの設備容量のまとめ	38
2.4. シナリオ・制約条件の関数化	41
2.4.1. パラメータの決定	42
2.4.1.1.1. 償却期間均等化年経費率	42
2.4.1.1.2. 各種費用（建設費，燃料費，運用費）	43
2.4.1.1.3. 出力変動率	43
2.4.1.1.4. 発電効率	43
2.4.1.1.5. 最低負荷	44
2.4.1.1.6. 定期点検減少率	44
2.4.1.1.7. CO2 排出係数	44
2.4.2. 最小化変数，評価関数，及び制約条件の決定	45
2.4.2.1. 最小化変数	45
2.4.2.2. 評価関数	46
2.4.2.3. 制約条件式	47
2.4.2.3.1. 電力需給バランス式	47
2.4.2.3.2. 設備容量制約	48
2.4.2.3.3. 出力変化率上限制約	48
2.4.2.3.4. 出力変化率下限制約	48
2.4.2.3.5. 揚水発電所の電力貯蔵バランス式	49
2.4.2.3.6. 揚水発電所の電力貯蔵可能量制約	49
2.4.2.3.7. 制約式に盛り込まなかった事項について	49
2.4.3. 想定需要曲線	50
2.4.3.1.1. 電力需要曲線のパターン	50
2.4.3.1.2. 各天候パターンに於ける電力需要曲線	51

2.4.3.1.3. 各日の天気割合について	52
2.4.3.1.4. 各天候パターンの年間当たり日数の一覧	53
2.5. 線形計画法による最適解の計算	54
第3章 解析結果	55
3.1. 日間最適電源構成の解析例	56
3.1.1. 高効率火力の有無の比較（夏期/晴れ/平日）	57
3.1.1.1. 2030年想定での比較	57
3.1.1.2. 2050年想定での比較	58
3.1.2. 原子力シナリオの比較（2030年想定・夏期/晴れ/平日）	60
3.1.3. 実質電力需要に対し太陽光発電電力が超える解析結果	61
3.2. 全シナリオの解析結果	63
3.2.1. 年間発電電力量	63
3.2.2. 各種年間総費用	65
3.2.2.1. 年間発電総費用	65
3.2.2.2. CO ₂ 対策費用を含む試算	67
3.2.3. 年間 CO ₂ 総排出量	68
3.2.4. 総費用・CO ₂ 排出量の結果一覧	70
第4章 考察	71
4.1. 高効率火力発電の導入の評価	72
4.1.1. 費用面での評価	72
4.1.2. CO ₂ 排出量での評価	73
4.1.2.1. 2030年について	73
4.1.2.2. 2050年について	74
第5章 結論	75
5.1. 結論	76
5.2. 今後の課題	77
文献目録	78
付録A GAMS プログラム	80
付録B 太陽光の発電容量の元になったデータ	89
謝辞	92

図目次

図 1	2030 年のエネルギー需給の姿（[3]より引用）	9
図 2	2010～2011 年全国の原子力発電所稼働率（[4]より作成）	9
図 3	震災前後の供給力比較（[5] [6]より作成）	10
図 4	太陽光発電導入計画（[7]より引用）	11
図 5	最適電源構成モデル作成フローイメージ	14
図 6	IGCC イメージ（[17]より引用）	21
図 7	SOFC イメージ（[20]より引用）	22
図 8	SOFC を利用した複合発電実証機（[22]より引用）	23
図 9	LNG コンベンショナル+SOFC 発電の構造（[20]より引用）	24
図 10	IGFC の構造（[20]より引用）	25
図 11	トリプル複合発電（LNG）の構造（[20]より引用）	25
図 12	浮島太陽光発電所の最大発電力（[23]より引用）	26
図 13	2030 年・2050 年の総設備容量の根拠（[3]より引用）	28
図 14	2030 年までの研究事例の為、2050 年迄延長して作成（[11]より引用）	30
図 15	浮島太陽光発電所（7000kW 級）発電曲線例（[23]に基づく）	34
図 16	全シナリオの発電源別設備容量（表 6 に基づく）	39
図 17	2030 年全 8 シナリオの発電源別新規建設分の設備容量（表 6 に基づく）	40
図 18	2050 年全 4 シナリオの発電源別新規建設分の設備容量（表 6 に基づく）	40
図 19	電力需要曲線	47
図 20	マストラン電源の発電電力	47
図 21	実質電力需要曲線	48
図 22	中間期の電力需要曲線	51
図 23	夏期の電力需要曲線	51
図 24	冬期の電力需要曲線	52
図 25	2030 年想定・高効率火力有り・夏期/晴れ/平日の解析結果	57
図 26	2030 年想定・従来型火力のみ・夏期/晴れ/平日の解析結果	57
図 27	2050 年想定・原子力シナリオ a・高効率火力有り・夏期/晴れ/平日の解析結果	58
図 28	図 27 の IGFC を石炭に、トリプル複合をガスタービン複合に入れ替えた図	59
図 29	2030 年想定・夏期/晴れ/平日の各原子力シナリオの解析結果	60
図 30	2050 年想定・原子力シナリオ a・高効率火力有り・冬期/晴れ/休日の解析結果	61
図 31	2050 年想定・原子力シナリオ d・高効率火力有り・中間期/晴れ/休日の解析結果	61
図 32	表 12 を基にした各シナリオ各燃料系別の年間総発電電力量棒グラフ	64
図 33	表 12 を基にした年間総発電費用棒グラフ	65
図 34	表 17 を基に計算した各電源の年間総 CO2 排出量棒グラフ	68

図 36	費用効果の考察（2030 年シナリオのみ抜粋）	72
図 37	CO2 排出量効果の考察（2030 年シナリオのみ抜粋）	73
図 38	CO2 排出量効果の考察（2050 年シナリオのみ抜粋）	74

表目次

表 1	原子力発電所の導入・稼働予定量（[2]より作成）	8
表 2	想定したシナリオ一覧	16
表 3	原子力シナリオ一覧	31
表 4	火力導入シナリオ一覧	33
表 5	2030 年導入予定設備容量 53GW の各月への換算	36
表 6	全シナリオの発電源別設備容量	38
表 7	各発電所諸元一覧	42
表 8	コスト等検証委員会報告書 [9]と本研究での対応	43
表 9	20 種の天候パターンの種別方法	50
表 10	各地区管区気象台の日別天気出現率（[30]より引用）	52
表 11	2010 年の各天候パターンの日数/年	53
表 12	各シナリオに於ける各電源の年間総発電電力量（億 kWh）	63
表 13	各シナリオ・各電源の年間総発電費用（兆円）	65
表 14	表 13 の内訳（燃料費・運転費・建設費）単位：億円（合計値のみ兆円）	66
表 15	CO2 対策費用を含めた各シナリオ・各電源の年間総発電費用（兆円）	67
表 16	各シナリオ・各電源の CO2 対策費用（兆円）	67
表 17	各シナリオに於ける各電源の年間総 CO2 排出量（CO2 千万トン）	68

第1章 序論

本章では，研究背景を概説し，本研究の目的を述べる．

1.1. 研究背景

日本のものづくりを支えている電気。我が国の高品位な工業製品の根元にあるのは、安定供給される高品質な電力供給の賜物であると言えるしかし、電力需要は天候にも大きく左右され、長期的に予測することは非常に困難である。ベース電源となる火力・原子力発電所の建設には多額の投資と長期間（環境アセスメントを含めると 10 年近く）を要し、建設後は 40 年以上の運転が見込まれる。こうした事情から、建設時点で最新鋭の技術を取り入れる必要がある。

エネルギー政策基本法にあるように、電力供給には市場原理の活用・環境への適合・安定供給の確保の 3E（Energy Security , Environment Protection , Economic Growth)の考え方が重要となる [1]。価格の安い石炭の増分は CO2 排出量増に繋がり、環境負荷の小さい LNG のみの使用は輸入先の政情不安で脅かされる。国ごとの実情に合わせ、多様性を持ちバランスの取れた電源構成が求められる。

1972 年のオイルショック後、日本は脱石油・省エネ化を推し進めてきた。中でも原子力発電は少ない燃料で長期間に渡り発電可能なことからエネルギー自給率を上げることが出来、CO2 排出量もほぼゼロ（ゼロエミッション電源）と見做されることから国を挙げて導入拡大を図ってきた。経済産業省が 2010 年 6 月に打ち出したエネルギー基本計画では、2030 年までに水力・原子力等の発電電力量の比率を約 70%とするという計画であった [2]。原子力の導入予定計画を表 1 に、2030 年の設備容量の導入予定の内訳を図 1 に示す。

年	原子力発電の開発	設備利用率
2008 年	54 基稼働	約 60%
2020 年	9 基の原子力発電所の新增設	約 85%
2030 年	少なくとも 14 基以上の原子力発電所の新增設	約 90%

表 1 原子力発電所の導入・稼働予定量 （ [2]より作成）

原子力の導入を促進し、設備利用率を大幅に向上する計画であった。

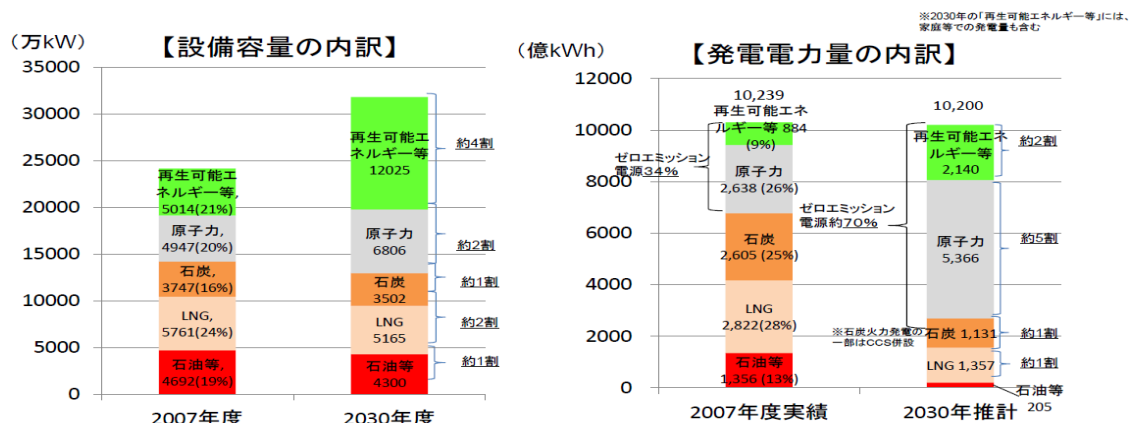


図 1 2030 年のエネルギー需給の姿 ([3]より引用)

原子力の導入予定量を増やし、発電電力量は 5 割に達する計画であった。

しかしながら、昨年 3 月に発生した東日本大震災と震災に伴う福島第一原子力発電所の一連の事故により、その見通しは非常に困難を伴っている。原子力発電所は安全に対する信頼性が失われた為近隣住民の理解が得られず、定期点検と共に順次停止しており、下記のグラフに示す様に稼働率は大きく落ち込んでいる [4]。図 2 に原子力の稼働率状況を、図 3 に原子力稼働率低下に伴う設備容量の低下を示す。この原子力発電所の稼働率の低下と火力発電所の被災により電力需要を充足出来なくなっており、各企業各家庭では大きな節電が求められている。震災後の本状況を鑑みて、従来の様な「与えられる」一方の電力でなく、スマートグリッドに代表される分散電源等、需要側にも調整力を持つことを求められるだろう。

日本の原子力発電所の平均設備利用率の推移

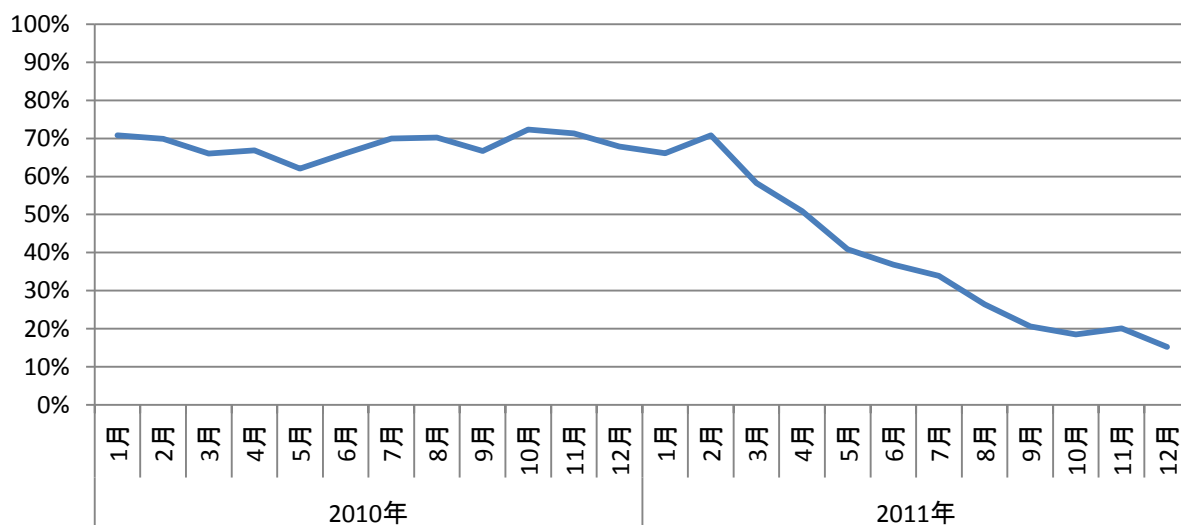


図 2 2010～2011 年全国の原子力発電所稼働率 ([4]より作成)

(図 2 について) 2012 年 1 月 14 日現在, 運転中は 5 基, 5,058MWe (全出力の 10.3%) となる. 東日本大震災を境目に, 徐々に稼働率が下がっている. 震災による緊急停止と, 定期点検後の再起動を行っていない為.

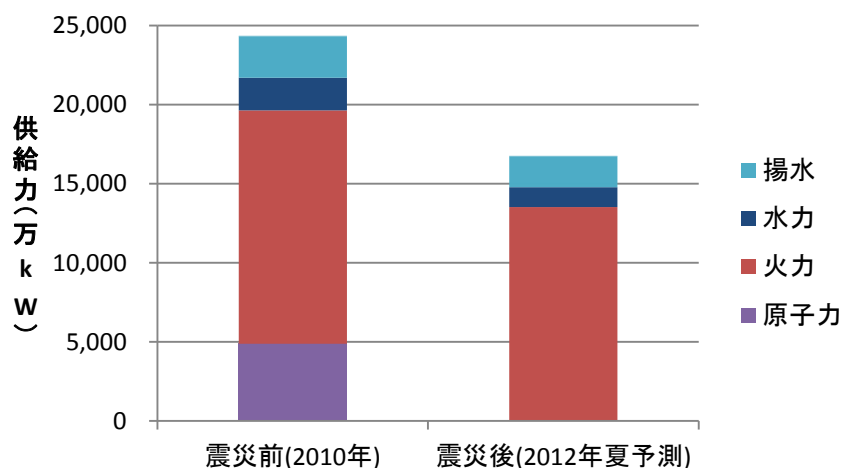


図 3 震災前後の供給力比較 ([5] [6]より作成)

2010 年データは「全設備容量」であり, 全設備が使用可能では無い. 供給量は 24,349 万 kW から 16,755 万 kW へと, 大きく低下している. 2010 年の最大需要は 17,954 万 kW であったことから約 10%の不足, 供給予備率 8%を含めれば約 18%の電力不足となり, 2011 年夏は節電が必須となった.

また, 再生可能エネルギーの導入も大きな目標が立てられている. 特に電源構成に大きな影響を与えるのが太陽光発電 (以下 PV) と風力発電である. 環境省が 2008 年に策定した低炭素社会づくり行動計画によると, PV 導入量を 2020 年に 10 倍の 1300 万 kW, 2030 年には 40 倍の 5300 万 kW と計画している [7]. 図 4 に太陽光の年度別導入目標を示す. また風力発電については, 資源エネルギー庁が 2008 年に作成した長期エネルギー需給見通しによると, 2020 年には約 491 万 kW (原油換算 200 万 kL), 2030 年には約 660 万 kW (原油換算 269 万 kL) としている [8].

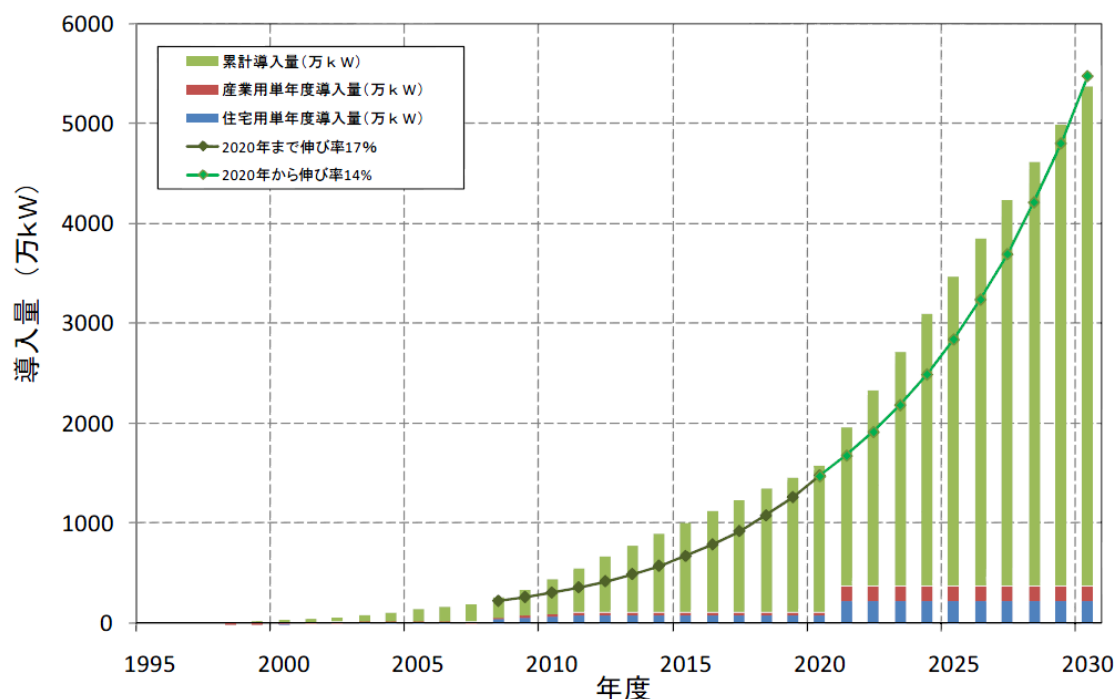


図 4 太陽光発電導入計画（[7]より引用）

2020 年に 10 倍の 1300 万 kW，2030 年には 40 倍の 5300 万 kW という太陽光導入計画。

2011 年 9 月に内閣府に設置されたコスト等検証委員会に於いて，同年 12 月 19 日結論となる報告書が提出された。原子力発電費用には事故発生リスク関連費も含み，火力発電には CO₂ 排出に関するコストも盛り込まれ，再生可能エネルギー等各種発電源の最新の状況が掲載されている [9]。また，先に述べたエネルギー基本計画の見直しを主眼に据えた総合資源エネルギー調査会基本問題委員会も 2011 年 10 月から始まっており，2012 年夏を目途に新しい計画の議論へと移る [10]。

こうして今後の電力需給の方向性へ注目が高まっている中，20 年・40 年後を見据えた際，どういった電源構成が適切であるかを検討することが重要となる。原子力発電の安全性を見直しが求められる中，より高効率な火力発電の導入により原子力発電の一部を補いつつ，再生可能エネルギーの大規模な導入が求められる。

1.2. 研究目的

本研究では，線形計画法を用いた 2030 年・2050 年の最適電源構成を予測した．特に以下の 2 点を明らかにすることを研究目的とする．

1. 荻本らの先行研究 [11] 等での火力発電の高効率化は，ボイラー内の高圧力化やガスタービンの高温化による効率の向上等，既存技術の延長線上でしか考慮されていない．そこで本研究では，発電効率が 10%以上向上可能な SOFC を利用した火力発電源の導入を想定したシナリオを新たに構築し，2030 年・2050 年の年間運用時の総費用・CO₂ 排出量への効果を定量的に検討する．
2. 荻本らの先行研究 [11] [12] に基づき原子力発電の稼働状況で分けたシナリオを構築した．原子力稼働率に応じた不足電力分は火力発電で補間する必要がある為，2030 年・2050 年の年間総費用・CO₂ 排出量への影響を定量的に検討する．

1.3. 本論文の構成

第 1 章「序論」では，研究背景を概説し，本研究の目的を述べる．

第 2 章「解析手法」では，最適電源構成を算出するための基礎理論として，モデルの作成のフロー，電源構成シナリオ，及び制約条件を概説する．

第 3 章「解析結果」では，数理計画法によって得られた最適電源構成による，総費用・総 CO₂ 排出量の検討を行う．

第 4 章「考察」では，第 3 章の結果を用いて，シナリオ毎の評価を行い，その結果を示す．

第 5 章「結論」では，本論文によって得られた結論と，今後の課題を示す．

第2章 解析手法

本章では，最適電源構成を算出するための基礎理論として，モデルの作成のフロー，電源構成シナリオ，及び制約条件を概説する．

2.1. 最適電源構成モデルの作成フロー

本研究では、藤井の構築した最適電源計画モデル [13] [14]を基に構築した。本モデルは与えられた電力需要に対し、日本全体の総発電費用を最小にする電源構成・運用方法を線形計画法により求めるものである。電源種別の運用特性や前述の 3E（経済性、安全性、環境性）を考慮した解析が可能である。

【最適電源構成モデル作成フロー】

1. 電源構成シナリオの作成
2. 制約条件の関数化
3. 制約条件下で数理計画法を用いた最適解（総発電費用の最小化）を計算

以下図 5 にモデルの解析のイメージを示す。

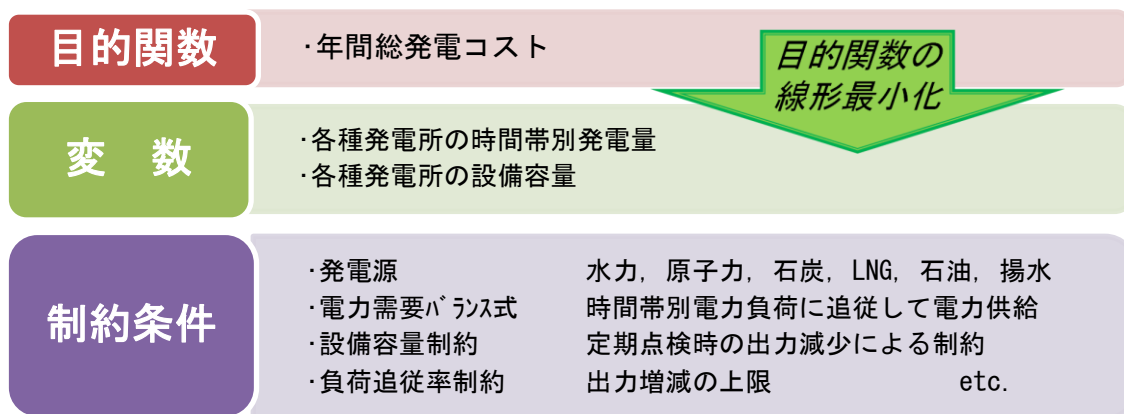


図 5 最適電源構成モデル作成フローイメージ

2.2. 線形計画法

線形計画法は問題の目的関数，及び制約条件がともに変数の一次式で表される問題の解法として利用される．問題を行列-ベクトル表示すると以下の形となる [13].

$$z = \mathbf{c} \mathbf{x} \rightarrow \min. \quad (1)$$

$$\mathbf{A} \mathbf{x} \geq \mathbf{b} \quad (2)$$

$$\mathbf{x} \geq 0 \quad (3)$$

(1)式：問題の目的が関数 z の最小化であることを示す．

(2)式：問題を解く上での制約条件を示す．

(3)式：各変数が正であることを示す．

線形計画法で最適電源構成モデルを解く場合，(1)式で総費用最小化を表現し，(2)で各種制約条件（需要=供給，単位時間あたり供給量 $\leq$ 設備量，など）を設定し，(3)式で各変数が非負であることを定義すればよい．

2.3. 電源構成シナリオの作成

電源構成シナリオの作成には，以下の 1～5 が必要となる．詳細は別途 2.3.1～2.3.6 に示す．

1. 対象期間：2030 年及び 2050 年（2 期間）
2. 地域分割：日本全国（北海道・東北・関東・北陸・中部・近畿・中国・四国・九州）
3. 電源種類：原子力，一般水力，風力及びガスコージェネレーション，太陽光，石炭火力，石炭ガス化(IGCC)，石炭ガストリプル複合(IGFC)，LNG 焚火力，ガスタービン複合，LNG 焚火力+SOFC，LNG トリプル複合，石油火力，揚水：計 13 種
4. 各種電源の導入シナリオ

シナリオ呼称	1a	1b	1c	1d	2a	2b	2c	2d	3a	3d	4a	4d
原子力シナリオ	a	b	c	d	a	b	c	d	a	d	a	d
原子力容量	56GW	38GW	23GW	0GW	56GW	38GW	23GW	0GW	78GW	0GW	78GW	0GW
火力シナリオ	高効率火力有				従来火力のみ				高効率火力有		従来火力のみ	
想定時間断面	2030年								2050年			

表 2 想定したシナリオ一覧

上記 12 個のシナリオを作成した．以下図表では 1a～4d の呼称を用いている。

2.3.1. 対象期間

コスト等検証委員会やエネルギー基本計画に多数既存検討のある 2030 年を主眼に解析を行い、2050 年は技術革新が更に進んだモデルとして構築した。

2.3.2. 地域分割

全国モデルとして取り扱った。全国モデル化については 2.3.3~2.3.6 各項目で詳細を説明する。

2.3.3. 電源種類

2.3.3.1. 従来型各種発電所の特徴

2.3.3.1.1. 水力発電(一般水力・揚水)

水力発電 [15]には運用上の分類で大きく分けて一般水力発電と揚水発電の 2 種類がある。一般水力発電のエネルギー源は雨や海水を蒸発させた太陽エネルギー、揚水発電のエネルギー源は原子力や火力(一定の出力での運用が求められる為、夜間に電力が余る)による電力、という違いがある。つまり一般水力発電は再生可能エネルギーであるが、揚水発電は蓄電池として捉えられる。

2.3.3.1.2. 一般水力発電

自流式水力発電とも呼称する。河川流量を直接発電に使用する流れ込み式、調整池により出力調整する調整池式、豊水期に貯水し渇水期に放流・発電する貯水池式等がある。それぞれに共通する特徴は以下の様に挙げられる。

- ・各季節/年毎に河川流量に差異があるため、発電出力が変動する。
- ・起動・停止および出力調整が容易できるため、負荷変動に対する即応性に優れる。
- ・日本国内の開発適地は残り僅かなことから、新たな開発は中小規模のものとなる。

一般水力は出力変動が可能であるが、ベース電源として用いられる現状から本研究では一定の出力で固定とした。

2.3.3.1.3. 揚水発電

揚水発電には貯水池式水力発電に揚水発電機を設置した混合揚水式と、自然流入量がほとんど無い純揚水発電がある。それぞれに共通する特徴は以下の様に挙げられる。

- ・調整池を上下に二つ持ち、需要の少ない夜間に下部調整池から上部調整池へ水を汲み上げ、需要の多い日中に発電する。総電力需要のうちピーク部分を賄う。
- ・汲み上げ・発電の過程で約 30%の電力損失があるため、一般水力と比較して高コストな発電になる。

従来は揚水時の消費電力が一定で、電力系統の負荷変動への追従が難しかったが、近年は揚水時/発電時の入/出力電力が調整できる可変速揚水発電の導入が進んでいる。本研究では全ての揚水発電が可変速揚水発電が可能なものと仮定した。

2.3.3.2. 火力発電(石炭・LNG・重原油焚き汽力, ガスタービン複合, 内燃力)

従来型火力発電は汽力, ガスタービン複合, 内燃の 3 種類が主となる [16].

2.3.3.2.1. 汽力発電(火力)

汽力発電は, 石炭・LNG・重原油等の燃焼熱で作った高温高压の蒸気により, 蒸気タービンに繋いだ発電機で発電する方式である. タービンやボイラーの材料の問題から, 600℃前後での熱エネルギーの利用となる. 石炭火力では再起動に時間を要することから, 夜間でも停止することなく運用する. 燃料別で次の様に運用されることが多い.

(a) ベース火力: 石炭火力

効率が高く燃料費が低いため, 高負荷高利用率で運転される.

(b) ミドル火力: LNG 火力

効率は高いが燃料費は中程度で, 一日の負荷曲線の変動部分を分担する.

(c) ピーク火力: 重原油火力

燃料費が高く, 夏期の負荷曲線のピーク部分のみを分担する.

2.3.3.2.2. ガスタービン複合発電

ガスタービン複合発電はコンバインドサイクル発電とも呼ばれ, ガスタービンと蒸気タービンを組み合わせた発電方式であり, 上記分類ではベース火力とミドル火力に位置付けされる. 最初に, 圧縮空気中で燃焼させた燃料から発生したガス圧力でガスタービンを回して発電する. 次に, ガスタービンの排ガスの余熱を用いて水を沸騰させ, 蒸気タービンによる発電を行う. 2 重に発電を行う為熱効率が高い他, 季節/時間的負荷変動に応じた運転が可能である.

2.3.3.2.3. 内燃力発電

内燃力発電とは, ガスタービンエンジンやレシプロエンジン (ディーゼルエンジンやガスエンジン) 等の内燃機関による火力発電である. 始動性が良く, 非常用電源としても用いられる他, 離島等小規模火力発電所で利用される. 前述の汽力・ガスタービン複合程大規模化出来ないことから発電効率は下がり, ディーゼル燃料の使用から燃費が高くなる.

火力に共通する特徴は以下の様に挙げられる.

- ・ 自然エネルギーと比べ, 常時定格出力での連続運転ができる.
- ・ 一般的に火力は水力に比べ, 建設期間が短く建設費が安い.
- ・ 構造上 CO₂ の排出からは逃れられず, 地球温暖化の面から見た環境負荷が大きい.

2.3.3.3. 原子力発電(原子力・取り巻く現状)

原子力発電 [16]は火力発電の一種であり、化石燃料の代わりにウラン 235 等の原子核分裂時に発生する熱エネルギーを用いる。日本で多く建設されているのは軽水炉で、沸騰水型原子炉 (BWR) と加圧水型原子炉 (PWR) の 2 形式が代表的である。運用時の CO₂ 排出量がほぼ無いことに加え、共通する特徴は以下の様に挙げられる。

- ・ 蒸気温度の制限から熱効率が低い

ボイラー蒸気が高温高圧であるほど熱効率は良くなり、石炭火力発電では 600℃超で運転され発電効率は 43%に達する。燃料被覆管の合金が 450℃以上の高温高圧下に耐えられないため、日本では安全性を考慮し蒸気温度 300℃前後の運用となり、30%程度の発電効率に留まる。

- ・ 負荷追従運転が困難

運転出力の増減は燃料被覆管の膨張収縮による亀裂発生に繋がり、放射性核分裂生成物の原子炉冷却水中への漏洩が懸念される。その為、原子力発電所は主にベース需要を受け持ち、日本に於いては不可変動しない運転を行っている。

- ・ 再起動に時間がかかる

軽水炉は低負荷で運転時、原子炉の制御に影響 (キセノンオーバーライド) するキセノン 135 が発生・蓄積しやすく、この間余剰反応度がないと再起動が難しい。

- ・ 大容量ユニットが多いので、その停止時には電力需給に与える影響が大きい。

大震災後の電力不足は、原子力の担う部分が大きかったことを如実に示している。

- ・ 事故時の放射性物質による被害の広さ

詳細は割愛するが、放射性物質による被害は国内のみならず全世界へと広がる。

2.3.3.4. 高効率火力発電所の特徴

2.3.3.4.1. 石炭ガス化複合発電(IGCC)

IGCC [17] [18]とは、石炭ガス化複合発電 (Integrated coal Gasification Combined Cycle) の略称である。石炭のガス化によりコンバインドサイクルとしての運用が可能となり、従来型の石炭火力より高効率となる。エネルギーセキュリティの面から将来的にも石炭を発電源から取り除くことは困難なため、本発電を用いることでCO₂ 排出量も減らすことが重要となる。従来では使用が困難であった褐炭等低炭度炭でも使用できる他、発電効率が約 50%に達する（従来型石炭火力の約 40%）ことが特筆される。

技術的には、従来のガスタービン複合発電に加え、石炭ガス化炉と不純物を取り除くガス精製設備が必要となる。商用機の約半分の規模の実証機（25 万 kW 級）が運転されており、2008 年夏には 3 か月連続運転に成功している。

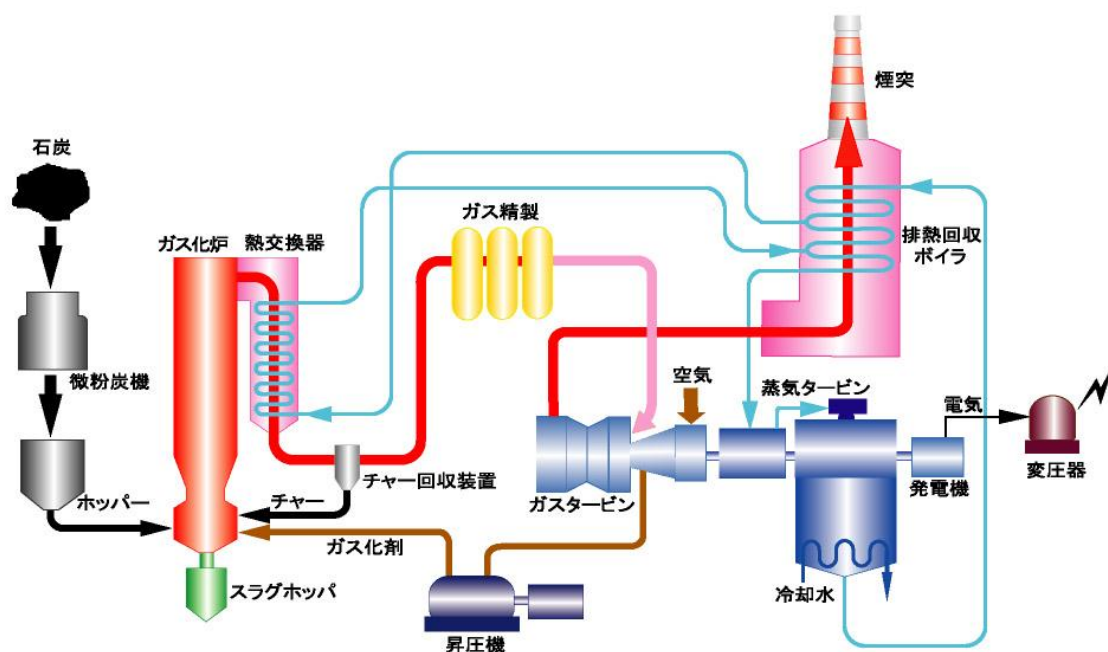


図 6 IGCC イメージ（[17]より引用）

従来のガスタービン複合に石炭ガス生成・精製設備が敷設されるものとなる。

2.3.3.4.2. 固体酸化物形燃料電池 (SOFC) について

SOFC：固体酸化物形燃料電池 (Solid Oxide Fuel Cell) [19]は，金属酸化物セラミックスで構成されたセルにより，700～1,000℃の高温で作動する燃料電池である。

PEFC：固体高分子形燃料電池 (Polymer Electrolyte (Membrane) Fuel Cell) と大きく異なる点を挙げる。

- ・ 使用燃料

水素だけではなく LNG や石炭ガスなども燃料として用いることが可能である。

PEFC では CO は触媒の過度な劣化に繋がる為 ppm オーダーにする必要があるが，

SOFC では寧ろ燃料として取り扱える為に，石炭ガス化ガスを直接燃料として使用できる。

- ・ 作動温度

SOFC は 1000℃近辺で作動することから，排出される未反応の燃料を含む高温排気 (800～900℃) を用いて，ガスタービン複合を組み合わせることが可能となる。

PEFC では約 80℃で作動することから，排熱は給湯等への利用は可能なものの，発電に利用することは難しい。

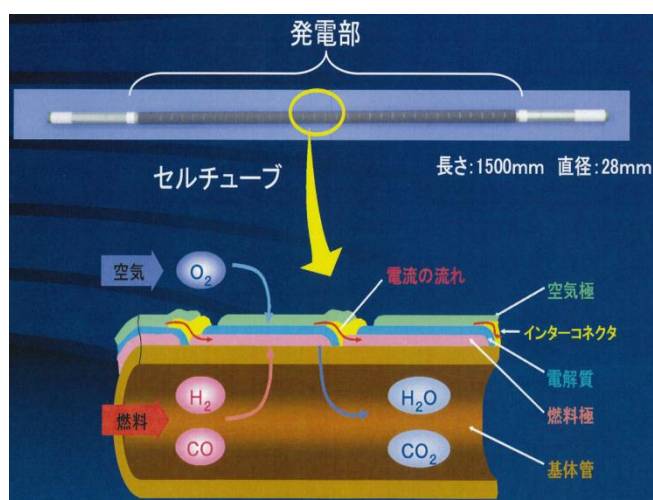


図 7 SOFC イメージ ([20]より引用)

水素のみならず，一酸化炭素も燃料として使用できる。

現時点では 1kW 級家庭用 SOFC コージェネレーションの販売が始まっているほか [21]，NEDO/三菱重工業の開発した 250 kW 級 SOFC-マイクロガスタービン複合発電実証機が 2012 年 9 月より稼働開始する予定であり，大規模発電へ SOFC の利用は実証段階にある。

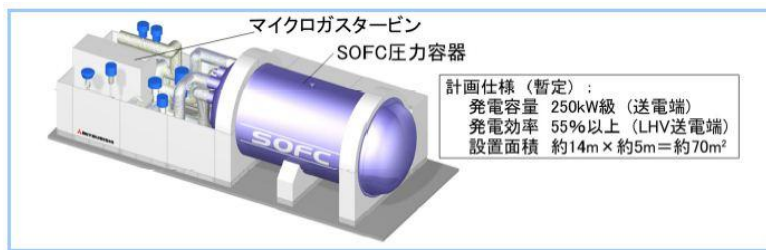


図13 250kW 級 SOFC-MGT 複合発電実証機計画

図 8 SOFC を利用した複合発電実証機 （ [22]より引用）

本実証機の様な形式から大規模設備へと発展する見込み [22].

2.3.3.4.3.LNG コンベンショナル+SOFC 発電

従来の LNG 焼き汽力に SOFC を組み合わせた複合発電. 発電効率は 55~60%に達する. 既存の LNG 焼き汽力に建て増すことで, 発電効率を上げることも可能となる. 図 9 にその構造概念を示す.

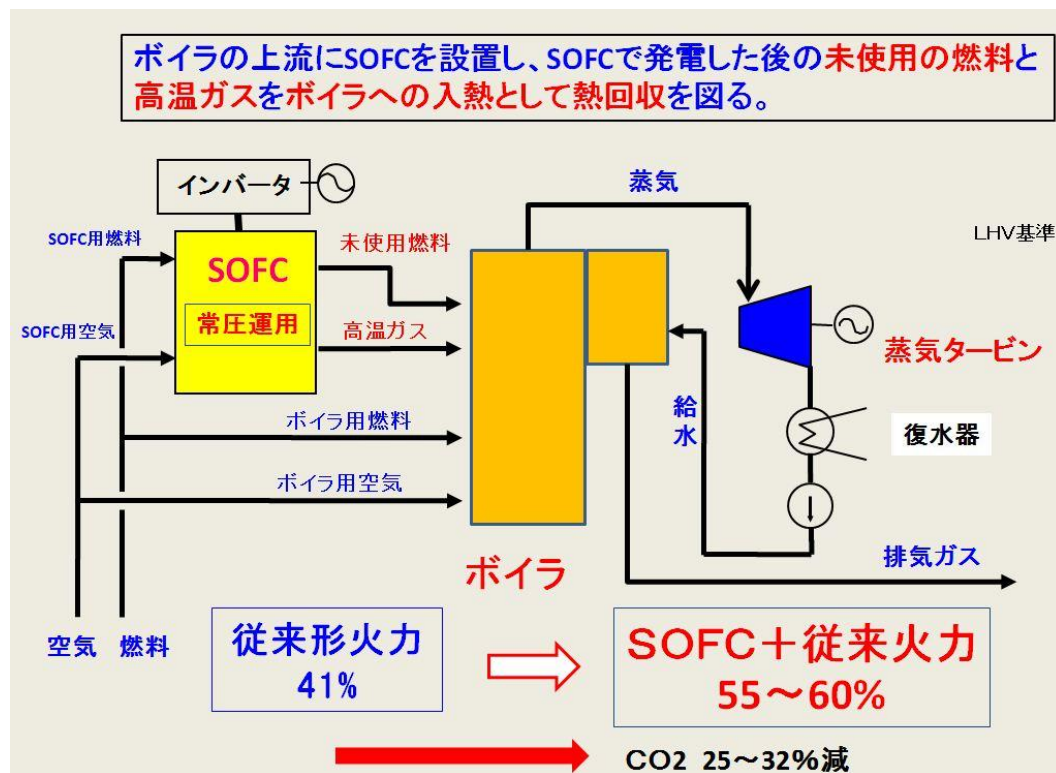


図 9 LNG コンベンショナル+SOFC 発電の構造 ([20]より引用)

2.3.3.4.4.トリプル複合発電(石炭ガス化, LNG)

石炭ガス化燃料電池複合発電 (IGFC)

IGFC とは石炭ガス化燃料電池複合発電 (Integrated Coal Gasification Fuel Cell Combined Cycle) のことで、前述の IGCC に SOFC を組み合わせたトリプル複合発電である。発電効率は 55%以上に達する。図 10 にその構造概念を示す。

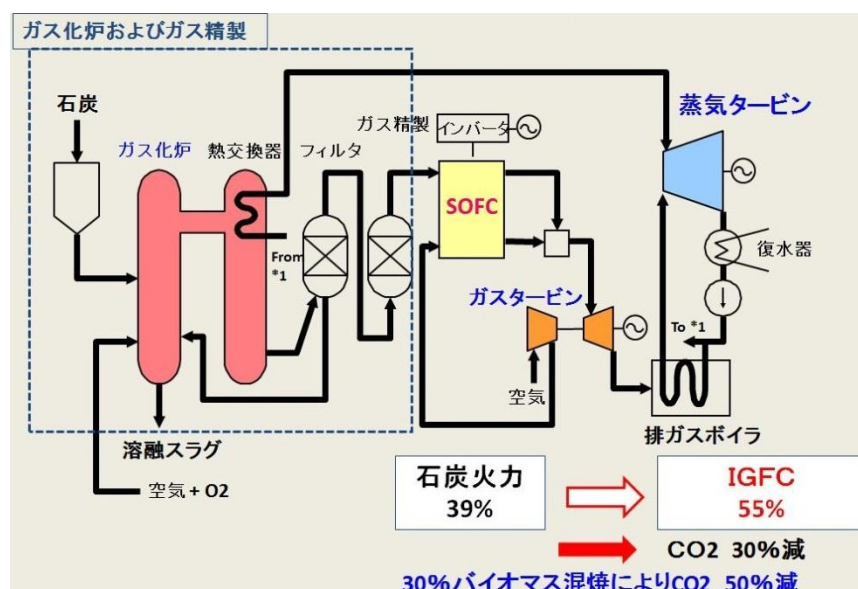


図 10 IGFC の構造 ([20]より引用)

トリプル複合発電 (LNG)

トリプル複合発電 (LNG) とは、従来のガスタービン複合に SOFC を組み合わせたトリプル複合発電である。発電効率は 65%以上に達する。既存のガスタービン複合に建て増すことで発電効率を上げることも可能となる。図 11 にその構造概念を示す。

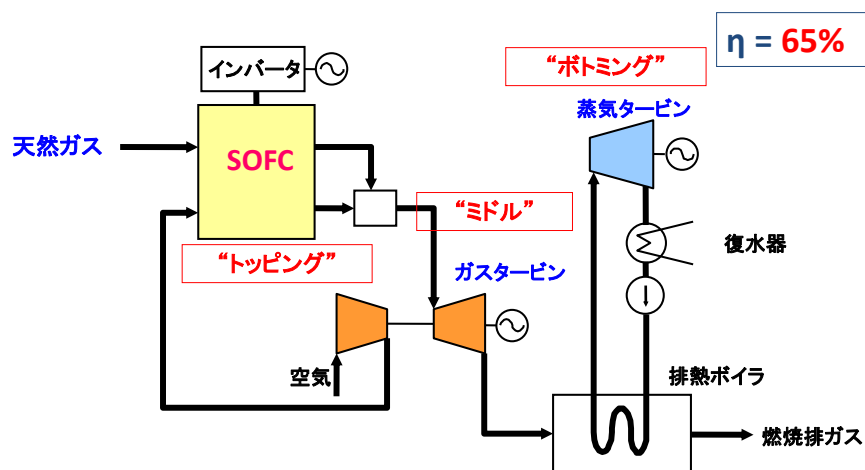


図 11 トリプル複合発電 (LNG) の構造 ([20]より引用)

2.3.3.5. 再生可能エネルギーの特徴

2.3.3.5.1. 太陽光発電 (PV)

太陽光発電 [16]は、光エネルギーを直接電力に変換（光起電力効果）する太陽電池を用いる発電である。前述の水力・原子力・火力と異なり、電力への変換過程で熱・蒸気・運動エネルギーなどを必要としない。特徴は以下の様に挙げられる。

【長所】

- ・原理的に可動部分が無く、発電時に CO2 等廃棄物や温排水が発生しない再生可能エネルギーである。
- ・需要地近接の建築物の屋根や壁面に設置可能なため、送電コストや損失を最小化できる。
- ・発電時化石燃料を必要としないのでエネルギー安全保障上有利になる他、エネルギー自給率が向上出来る。

【短所】

- ・kwh 当たりの建設費が高価（7.2 円/kWh）である。（水力・火力・原子力は 0.7～2.5 円/kWh）
普及に伴い低価格化が進んでいるが、導入促進に当たり売電補助を設ける国が多い。
- ・太陽電池パネルの単位面積当たりの出力（1kW/m²）は変わらないため、集中設置による発電効率が向上出来ない。
- ・夜間は発電せず、図 12 に示す様に、昼間でも日射量・温度等により発電量が大きく変動する。これは、大規模導入による平滑化効果により緩和され得る。

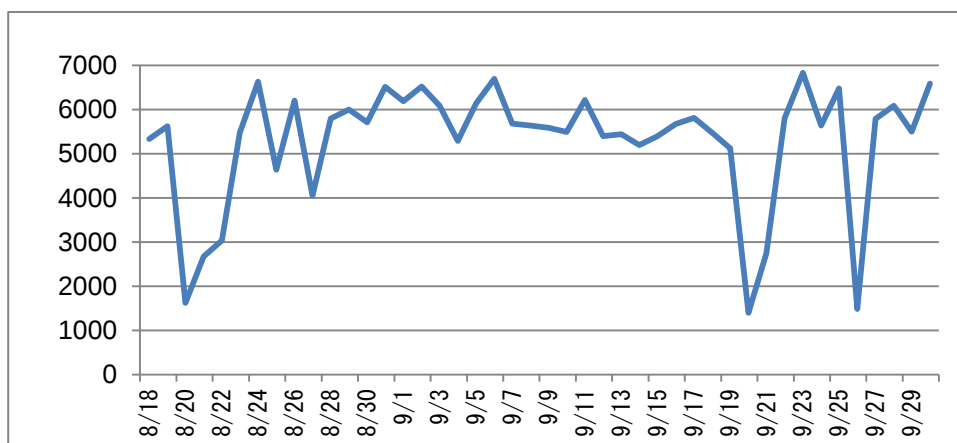


図 12 浮島太陽光発電所の最大発電力（[23]より引用）

2.3.3.5.2.風力発電

風力発電 [16]は、風の力により風車を回し、発電を行うものである。垂直軸型の風車も存在するが、発電用途で最も多く用いられているのは水平軸のプロペラ型である。1基当たりの出力は、家庭用・街灯用（ローター径 1m 前後）の数 kW 規模から、ウインドファーム用（ローター径 100m 以上）の 5MW を超えるものまで存在する。特徴は以下の様に挙げられる。

【長所】

- ・工期が短く（1基なら数か月、2MW*80期大規模なものでも1年半）、補修期間も短く出来、需要総量の変動に対応しやすい。
- ・風が吹けば夜間でも発電出来る。
- ・太陽光と共通するものとしては、環境負荷の小ささと、エネルギー安全保障上有利になることが挙げられる。

【短所】

- ・構造上ブレードが露出していることから、バードストライクや周囲への騒音被害を与える恐れがある。
- ・出力が昼夜問わず不随意に変動（変動幅は太陽光より大きい）する。大規模導入による平滑化効果が大きく発揮される。

欧米諸国に比べ導入が遅れているのは、台風に耐えうる風車の設置コストの増大の他、大量の風車の設置が出来かつ適度な風の吹く平地の確保が困難なことによる。

2.3.3.5.3.地熱・バイオマス等その他再生可能エネルギーについて

導入予測量が小さいことから、本研究では考慮に入れていない。

2.3.4. 各種電源の導入シナリオ

本研究では各電源の設備容量をシナリオごとに決定し、設備容量は最適化対象外とした。

2.3.4.1. 設備容量に関する前提

2030 年/2050 年の設備容量の内訳を決定するに当たり、全設備容量の基準を決める必要がある。本研究では、火力・原子力・水力・揚水の設備容量合計値を震災前 2030 年計画値約 245GW [2]とした。図 13 に設備容量に関する 2030 年計画値を示す。

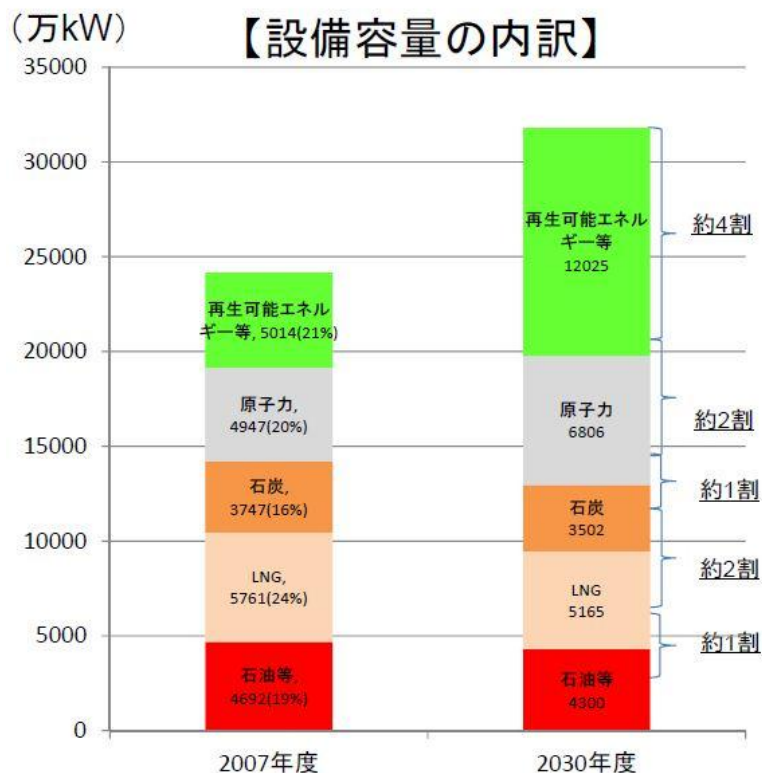


図 13 2030 年・2050 年の総設備容量の根拠（[3]より引用）

水力・揚水は開発余地の少なさから 2010 年値 [5]固定とし、石油火力は緊急時の使用目的で容量を保つ為 2030 年計画値 43GW [3]固定とし、その他計約 155GW の導入割合をシナリオごとに決定した。

太陽光については、2030 年は全国最大導入量計 53GW [7], 2050 年導入量 106GW (2030 年の倍) として想定した。風力については 2030 年全国最大導入量 10GW [2]を想定した。

以上設備容量の前提を式(4)(5)に表す.

$$\begin{aligned} & \text{各シナリオにおける総設備容量} \\ & = (\text{火力・原子力・水力・揚水 2030 年設備容量計画 : 245.6GW}) \\ & + (\text{PV の設備容量 : 2030 年 53GW or 2050 年 106GW}) \\ & + (\text{風力の設備容量 : 10GW}) \end{aligned} \quad (4)$$

$$\begin{aligned} & \text{2030 年設備容量計画 245.6GW} \\ & = \{(\text{2010 年水力設備容量 : 21GW}) \\ & + (\text{2010 年揚水設備容量 : 26.9GW}) + (\text{石油設備容量 : 43GW}) \\ & + (\text{各原子力シナリオにおける原子力設備容量} \\ & + \text{各火力シナリオにおける火力設備容量 : 計 154.7GW})\} \end{aligned} \quad (5)$$

2.3.4.2. 原子力シナリオ

原子力シナリオでは、原子力の今後の開発/廃止方針により設備容量を決定した。荻本の先行研究に基づき、本研究では4つのシナリオ（a:原子力開発継続，b:原子力開発継続・40年廃止，c:原子力開発中止・40年廃止，d:原子力5年内廃止）を想定した。図14は2030年までの設備容量比較の図を用い、2050年まで延長したものである。

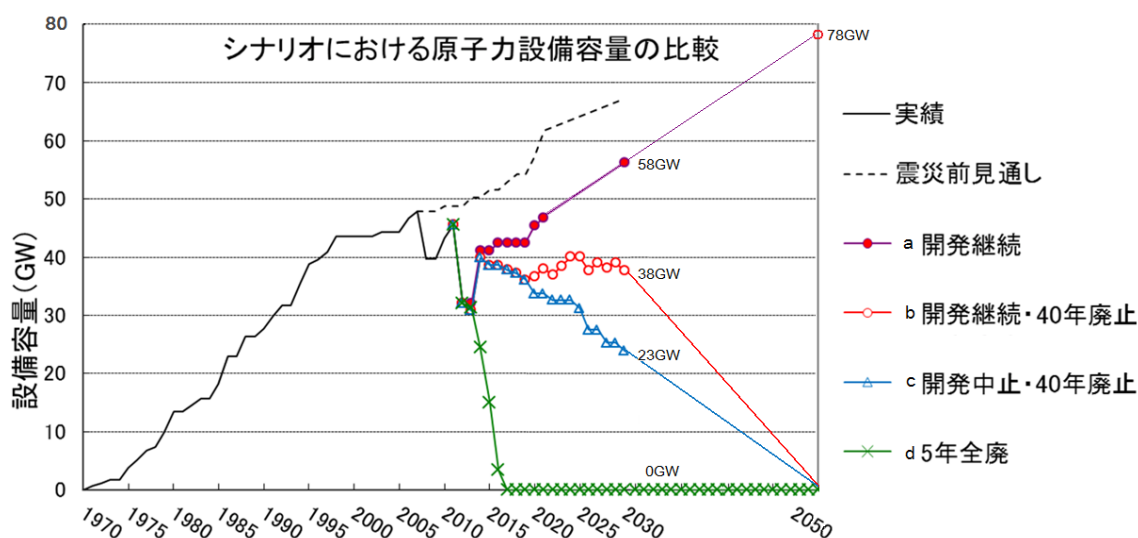


図 14 2030 年までの研究事例の為、2050 年迄延長して作成（[11] より引用）

2.3.4.2.1. 2030 年想定

原子力発電に関して4つのシナリオ（以下、原子力シナリオ a 等と呼称する）を想定した。

a 原子力開発継続（設備容量 56GW）

原子力の開発は一部遅れを見込むが継続。福島を除く原子力は今後も計画通り運用。

b 原子力開発継続・40 年廃止（設備容量 38GW）

原子力の開発は一部遅れを見込むが継続。福島を除く原子力は40年経過で順次廃止

c 原子力開発中止・40 年廃止（設備容量 23GW）

原子力は運開後40年で順次廃止。新規開発は着工済のみ。

d 原子力 5 年内廃止（設備容量 0GW）

原子力を5年で全廃する。

2.3.4.2.2.2050 年想定

上記 b, c, d は 2050 年時点において全て原子力廃止の状況になることから、2 つのシナリオを想定した。

a 原子力開発継続（設備容量 78GW）

原子力の開発は一部遅れを見込むが継続。福島を除く原子力は今後も計画通り運用。

※本シナリオ設備容量は 2030 年 a シナリオを直線的に伸ばした際の容量。

d 原子力廃止（設備容量 0kW）

2050 年時点で原子力を全廃する。

2.3.4.2.3.原子力シナリオ一覧

原子力シナリオを列挙すると以下の表 3 の形となる。

年	シナリオ名	原発設備容量 (GW)	補足
2030 年想定	a	56	震災前見通し（2010 年比設備 114%）
	b	38	原子力開発継続/40 年廃止（同 78%）
	c	23	原子力開発中止/40 年廃止（同 47%）
	d	0	5 年内廃止（同 0%）
2050 年想定	a	78	震災前見通し延長（2010 年比設備 159%）
	d	0	原子力廃止（同 0%）

表 3 原子力シナリオ一覧

2.3.4.3. 高効率火力導入シナリオ

「高効率火力が導入されている場合」と「従来型火力のみの場合」という大きく 2 つのシナリオを想定した。

2.3.4.3.1. 2030 年想定

高効率火力有り

2030 年時点で築 40 年以上の石炭焚き・LNG 焚き・ガスタービン複合をリプレイスする。原子力シナリオに従う減少分の設備容量を、IGCC・IGFC・ガスタービン複合、LNG 焚き+SOFC、LNG トリプル複合で補う形とする。補間分の各電源の導入割合を表 4 に示す。ただし、石炭焚きリプレイス分は全量を IGCC・IGFC にて、LNG 焚きリプレイス分は全量を LNG+SOFC にて、ガスタービン複合リプレイス分は全量をトリプル複合にて補うこととした。

従来型火力のみ

原子力シナリオに従う減少分の設備容量を、石炭焚きとガスタービン複合のみでリプレイスする。新設設備容量の比率は石炭焚き:ガスタービン複合=1:2 とした。

2.3.4.3.2. 2050 年想定

高効率火力有り

火力の全設備容量は 2030 年で必要とされている容量と同じであると仮定し、原子力シナリオに従う減少分の補間を含め、全火力が高効率火力(IGFC, LNG トリプル複合)にリプレイスされると想定。火力発電の全設備容量は 2030 年で必要とされている容量と同じであると仮定し、リプレイスの比率は IGFC: LNG トリプル複合=1:2 とした。

従来型火力のみ

火力発電の全設備容量は 2030 年で必要とされている容量と同じであると仮定し、原子力シナリオに従う減少分の補間を含め、リプレイスの比率は石炭焚き:ガスタービン複合=1:2 とした。ただし、本シナリオに関して電源最適化解析は行わず、前述の 2050 年高効率火力有りの解析結果を基に、IGFC→石炭に、LNG トリプル複合→ガスタービン複合に入れ替えたものとして、年間総費用・CO₂ 排出量を計算した。

2.3.4.3.3.火力導入シナリオ一覧

以上，火力導入シナリオを纏めると以下の表の形となる．

火力導入割合						
年	シナリオ名	石炭系:33%		LNG系:67%		
2030年 想定	1:高効率火力有り	IGCC	IGFC	ガスタービン複合	LNG焚き+SOFC	LNGトリプル複合
		11%	22%	33%	17%	17%
	2:従来型火力のみ	石炭焚き		ガスタービン複合		
2050年 想定	3:高効率火力有り	IGFC		LNGトリプル複合		
	4:従来型火力のみ	石炭焚き		ガスタービン複合		

表 4 火力導入シナリオ一覧

2.3.4.4. 太陽光発電の全国モデル化

2.3.4.4.1. 浮島太陽光発電所発電実績の使用

2011 年 8 月より稼働した東京電力管内の浮島太陽光発電所（7000kW 級）の実績データ [23]を使用した。解析時点では年間運用データが足りず、8 月 16 日（稼働開始日）～12 月 31 日の発電実績を年間モデルに採用するに当たり、各季節の代表発電パターンは下記から抽出した。

- ・ 中間期 ・ ・ ・ 11 年 10 月実績値を採用。
- ・ 夏 期 ・ ・ ・ 11 年 8 月実績値を採用。
- ・ 冬 期 ・ ・ ・ 11 年 12 月実績値を採用。

図 15 は各期抽出データ中、晴れの天候パターンのみを比較したものである。似た天気の日を平均化し、日間ベースの実際の発電と比べ安定した曲線としている。8 月の方が日射量が高いのに関わらず 10 月とほぼ同様の曲線を描いているのは、夏期の高温により太陽電池の発電効率が低下している為と考えられる。

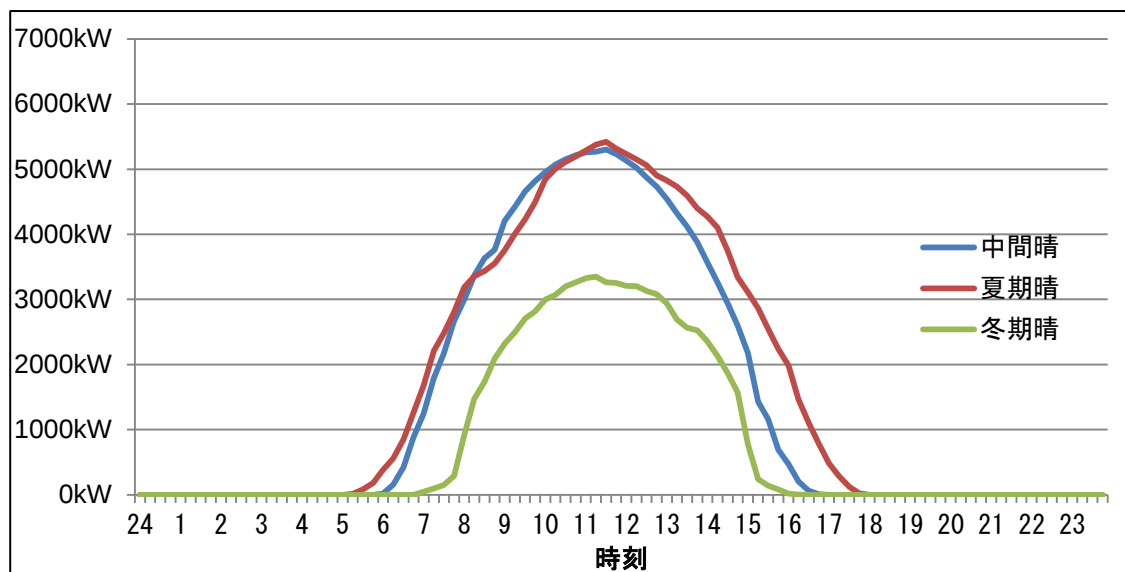


図 15 浮島太陽光発電所（7000kW 級）発電曲線例 （ [23]に基づく）

浮島太陽光発電所（神奈川県）発電実績の全国モデルへ拡張して使用した。地理的条件により同じ設備容量でも発電電力が異なるため、各都道府県の設備容量を決め、日射量に応じた発電量を求める必要がある。拡張の手法を次項で詳細を示す。

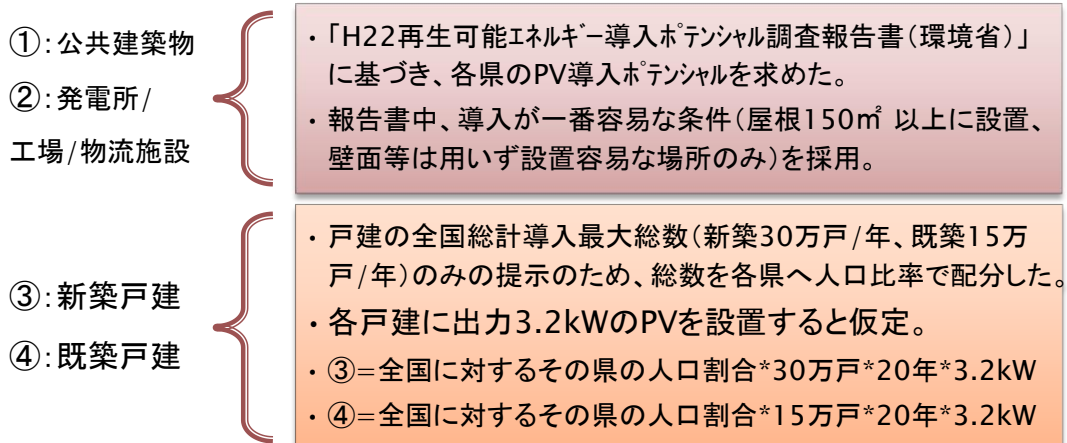
2.3.4.4.2.浮島太陽光発電所発電実績の全国への拡張

各都道府県の太陽光導入ポテンシャルの算出

太陽光パネルが設置可能な導入量（ポテンシャル）は、大きく 4 つの要素に分けられる [24].

- ①公共建築物 PV 導入ポテンシャル
- ②産業用建築物（発電所/工場/物流施設）PV 導入ポテンシャル
- ③新築戸建 PV 導入ポテンシャル
- ④既築戸建 PV 導入ポテンシャル

これらポテンシャルを以下の方式で各県導入量に換算した.



$$\begin{aligned}
 & 53\text{GW} \\
 & (\text{長期エネルギー需給見通しより}) = \sum_{\text{都道府県}}^{all} (\text{①} + \text{②} + \text{③} + \text{④}) \\
 & = \text{公共 } 10.4\text{GW} + \text{産業 } 13.9\text{GW} + \text{新築 } 19.1\text{GW} \\
 & \quad + \text{既築 } 9.6\text{GW}
 \end{aligned}
 \tag{6}$$

※県別容量は P89 付録 B 参照

日射量を基にした各月の実質的な設備容量への換算

全国約 840 地点過去 15 年統計より水平面全天日射量を推定した [25]. 東京を 1 とした場合の各都道府県各月の日射量の割合を求め, 上記に基づく実質設備容量へ換算した. 全国で 53GW の太陽光を導入した際, 各月において実質的に見込める設備容量 (東京換算) を以下の表 5 に示す. 定格出力に対し, -12% (1 月) から+16% (9 月) までの変動幅がみられる.

2030 年導入予定設備容量 53GW の各月への換算												
容量 (GW)	1 月	2 月	3 月	4 月	5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月
53.0	46.4	50.7	53.5	55.2	56.5	60.0	57.9	59.6	61.8	61.5	54.9	47.7

表 5 2030 年導入予定設備容量 53GW の各月への換算

2.3.4.5. 風力発電・ガスコージェネレーションを始めとする分散電源について

長期エネルギー需給見通しに基づき，風力発電はエネルギー基本計画より 10GW を想定した．陸上設置型風力発電の設備利用率を 20%（[9]P53 より）とすると最大 $10 \times 0.2 = 2\text{GW}$ ，ガスコージェネレーションの設備利用率を 50%（[9]P59 より）とすると最大 626 万 kW $[7] \times 0.5 = 3.1\text{GW}$ となる．

風力発電は日間運用中の出力変動が激しいことから，変動をガスコージェネレーションで補い“**3GW 定格出力の風力**”として仮定した．

2.3.4.6. 各シナリオの設備容量のまとめ

以上の各シナリオの設備容量を示す。表 6 にシナリオ毎総設備容量を、図 16 に表 6 に基づきシナリオ毎総設備容量を棒グラフ化したものを、図 17 に表 6 に基づき 2030 年想定シナリオ毎の新規建設分設備容量を棒グラフ化したもの、図 18 に表 6 に基づき 2050 年想定シナリオ毎の新規建設分設備容量を棒グラフ化したものを示す。

各シナリオにおける設備容量(既設・新規建設)[GW]								
シナリオ	水力 (既設)	揚水 (既設)	原子力 (既設)	原子力 (新規建設)	石炭火力 (既設)	石炭火力 (新規建設)	IGCC (新規建設)	IGFC (新規建設)
1a	21.0	26.9	48.9	7.2	27.9	0.0	2.1	4.3
1b	21.0	26.9	38.0	0.0	27.9	0.0	4.1	8.3
1c	21.0	26.9	23.0	0.0	27.9	0.0	5.8	11.6
1d	21.0	26.9	0.0	0.0	27.9	0.0	8.4	16.7
2a	21.0	26.9	48.9	7.2	27.9	6.4	0.0	0.0
2b	21.0	26.9	38.0	0.0	27.9	12.4	0.0	0.0
2c	21.0	26.9	23.0	0.0	27.9	17.4	0.0	0.0
2d	21.0	26.9	0.0	0.0	27.9	25.1	0.0	0.0
3a	21.0	26.9	48.9	29.3	0.0	0.0	0.0	25.5
3d	21.0	26.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	51.6
4a	21.0	26.9	48.9	29.3	0.0	25.5	0.0	0.0
4d	21.0	26.9	0.0	0.0	0.0	51.6	0.0	0.0
シナリオ	LNG 焚汽力 (既設)	ガスタービン 複合(既設)	ガスタービン 複合(新規)	LNG 焚き+ SOFC(新規)	LNGトリプル 複合(新規)	石油火力 (既設)	風力他 (新規建設)	太陽光 (新規建設)
1a	3.7	47.8	6.4	3.2	3.2	43.0	6.6	53.0
1b	3.7	47.8	12.4	6.2	6.2	43.0	6.6	53.0
1c	3.7	47.8	17.4	8.7	8.7	43.0	6.6	53.0
1d	3.7	47.8	25.1	12.5	12.5	43.0	6.6	53.0
2a	3.7	47.8	12.8	0.0	0.0	43.0	6.6	53.0
2b	3.7	47.8	24.8	0.0	0.0	43.0	6.6	53.0
2c	3.7	47.8	34.8	0.0	0.0	43.0	6.6	53.0
2d	3.7	47.8	50.1	0.0	0.0	43.0	6.6	53.0
3a	0.0	0.0	0.0	0.0	51.0	43.0	6.6	106.0
3d	0.0	0.0	0.0	0.0	103.1	43.0	6.6	106.0
4a	0.0	0.0	51.0	0.0	0.0	43.0	6.6	106.0
4d	0.0	0.0	103.1	0.0	0.0	43.0	6.6	106.0

表 6 全シナリオの発電源別設備容量

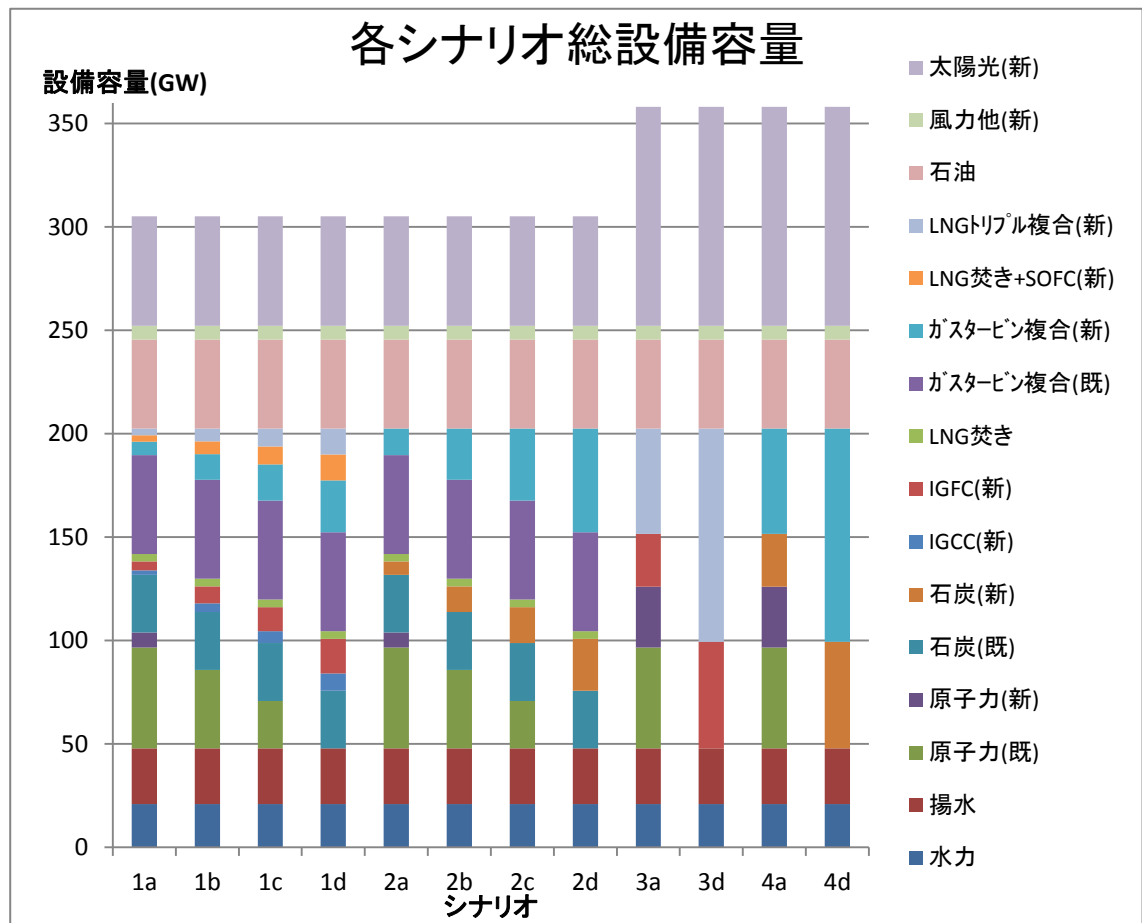


図 16 全シナリオの発電源別設備容量 (表 6 に基づく)

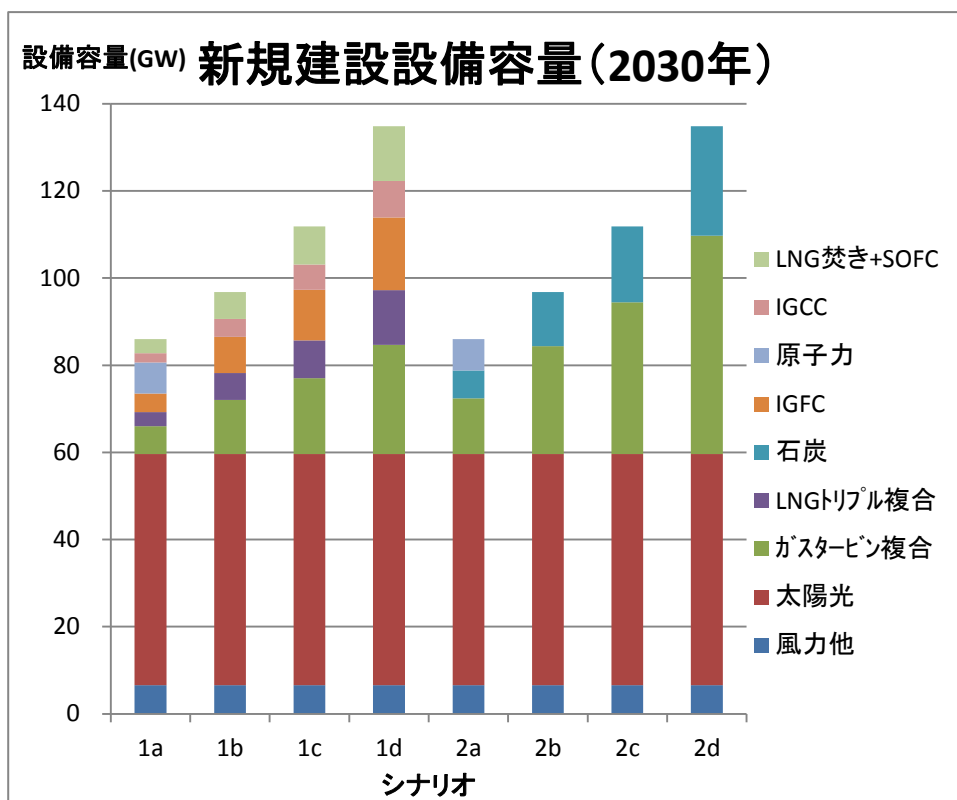


図 17 2030 年全 8 シナリオの発電源別新規建設分の設備容量 (表 6 に基づく)

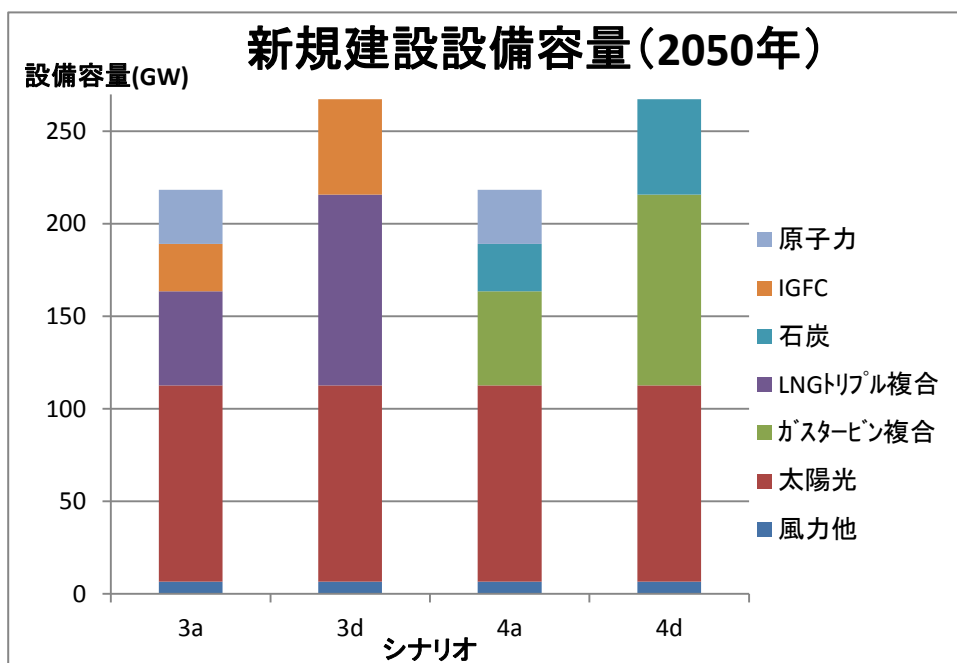


図 18 2050 年全 4 シナリオの発電源別新規建設分の設備容量 (表 6 に基づく)

2.4. シナリオ・制約条件の関数化

本研究のモデルでは、天候パターン 20 通りに分けた電力需要曲線から、マストラン電源発電量を差し引き、その実質電力需要曲線に対し日間総燃料費用最適化を行った。

マストラン電源は原子力（定格 70%）・一般水力（定格 45%）・風力他（3GW 固定）・太陽光（天候パターンによる）とし、最適化対象外とした。なお、シナリオにより余剰電力が生じる場合は太陽光、風力、一般水力、原子力の順で余剰分を廃棄するものとした。

上記モデルには、以下の 1～3 が必要となる。詳細は別途 2.4.1～2.4.2 に示す。

1. パラメータの決定

発電効率や償却期間均等化年経費率等、制約条件で必要となる各発電所のパラメータを決定した。

2. 最小化変数、評価関数、及び制約条件の決定

- ・最小化変数：最適化の評価対象となる変数。

実質電力需要に対する日間総燃料費用、第 i 種発電所の時間帯 t における発電電力、第 i 種発電所がシナリオに於いて使用する最大設備容量
時間帯 t における揚水発電所の揚水動力用の電力

- ・評価関数：対象期間の年間総燃料費用最小化

（期間中の割引率は 3% で現在価値換算）

- ・制約条件：電力需給バランス式，設備容量制約，出力変化率上限制約，出力変化率下限制約，揚水発電所の電力貯蔵バランス式，揚水発電所の電力貯蔵可能量制約

3. 想定需要曲線：2010 年度の 24 時間帯で構成されたモデル日需要曲線（年間 20 パターン，時間解像度は 15 分とした）

2.4.1. パラメータの決定

本解析で用いた発電源及び諸元を表 7 に示す。

既存電源	原子力	一般水力	揚水	石炭火力	LNG焚汽力	ガスタービン複合	石油火力
償却期間均等化年経費率	15.9%	10.1%	12.4%	15.2%	15.2%	15.2%	15.2%
建設費 kW/万円	35	85	20	23	19	12	19
燃料費 kWh/円	—	—	—	3.4	11.1	9.0	11.2
運用費 kWh/円	6.4	2.3	2.3	3.4	2.3	1.4	17.4
出力変動率	—	—	100%	45%	75%	90%	75%
発電効率	—	—	—	39%	39%	48%	40%
最低負荷	—	—	0%	30%	15%	20%	15%
定期点検減少率	30%	55%	17%	17%	17%	17%	17%
CO2放出係数 g-CO2/kWh	20	11	17	840	458	372	644
将来電源	IGCC	IGFC	LNG汽力+SOFC	トリプル複合	風力	太陽光	
償却期間均等化年経費率	15.2%	15.2%	15.2%	15.2%	13.9%	13.9%	
建設費 kW/万円	23	22	20	16	30	30	
燃料費 kWh/円	2.8	2.4	7.9	6.6	—	—	
運用費 kWh/円	3.4	3.4	1.4	1.4	2.3	2.7	
出力変動率	75%	100%	100%	100%	—	—	
発電効率	48%	55%	55%	65%	12%	別項	
最低負荷	30%	15%	15%	15%	—	—	
定期点検減少率	17%	17%	17%	17%	—	—	
CO2放出係数 g-CO2/kWh	683	596	325	275	25	38	

表 7 各発電所諸元一覧

2.4.1.1.1.償却期間均等化年経費率

物価水準に変動がないと仮定しても、将来の 10,000 円は今の 10,000 円に比べ価値が低いと考えられる。（年利子率 8%なら、今の 10,000 円と 1 年後の 10,800 円の価値が等しい。）異なる時点に発生するコストは単純には足し合わせることはできず、年間利子率を用いて価値の換算を行わなくてはならない。償却期間中の平均的な発電原価を算出するには、償却期間内の全時点で発生するコストを、発電所が稼動し始めた時点のコストに換算（現在価値換算）する必要がある。以下の式(7)に従い、償却期間均等化年経費率 g を決定した。

$$g = \frac{1-r}{N} - \frac{1-r}{N}(i+f)\left\{\frac{1}{i} - \frac{N}{(1+i)^N - 1}\right\} + i + f + m \quad (7)$$

- r : 残存価値率
- N : 償却期間（年）
- i : 年間利子率
- f : 固定資産税率
- m : 固定的運転費率（設備の補修費用等）

2.4.1.1.2.各種費用(建設費, 燃料費, 運用費)

コスト等検証委員会報告書に掲載された 2030 年における予想値を採用した。報告書と本研究での対応は表 8 に従い、燃料費、建設費、運用費を決定した。

本研究	コスト等検証委員会報告書
燃料費	燃料費
建設費	資本費
運用費	運転維持費
	政策経費
	事故リスク対応費用

表 8 コスト等検証委員会報告書 [9]と本研究での対応

ただし、コスト等検証委員会報告書にある CO2 対策費は本研究では盛り込んでいない為、試算値として算出した。

2.4.1.1.3.出力変動率

実際の出力変動率は、「3%/分」等と表記されるが、本研究の時間解像度は 15 分であることから 15 倍した値とした。尚、15 倍して 100%を超える場合 (7%/分*15=105%/15 分 等) は、100%とした。三菱重工業、東京電力への実際の運用情報に基づき決定した。

2.4.1.1.4.発電効率

HHV (高位発熱量) での効率とした。三菱重工業、東京電力への実際の運用情報に基づき決定した。

HHV について：燃料の持つ発熱量から、燃焼によって生じる水蒸気の潜熱を含む場合を HHV (高位発熱量)、含まない場合を LHV (低位発熱量) として発熱量を表す。

$$LHV = HHV - l \text{ (9h + w) / 1000 [kJ/kg]} \div 0.9 * HHV$$

l : 1g の水が蒸発するのに必要な熱量。

$$l[\text{J/g}] = 2500.8 - 2.3668 * T \text{ (T : 温度[°C])}$$

h : 燃料 1kg 中の水素分[kg]

w : 燃料 1kg 中の水分[kg]

2.4.1.1.5. 最低負荷

連続かつ安定して運用できる最小の負荷。三菱重工業、東京電力への実際の運用情報に基づき決定した。

2.4.1.1.6. 定期点検減少率

原子力・水力についてはコスト等検証委員会がそれぞれ 70%・45%運用を基本想定にしていることにより 30%・55%の定期点検減少率とし、火力全般に関しては三菱重工業への実際の運用情報に基づき決定した。

2.4.1.1.7. CO2 排出係数

火力全般は燃料の炭素含有率等から計算し、その他は東京電力サステナビリティレポートによる。

2.4.2. 最小化変数, 評価関数, 及び制約条件の決定

2.4.2.1. 最小化変数

最適化の対象となる変数（決定変数, 内生変数）は以下のようになる.

TC	: 実質電力需要に対する日間総燃料費用(億円/day)
$X_{i,t}$	: 第 i 種発電所の時間帯 t における発電電力 (GW)
K_i	: 第 i 種発電所がシナリオに於いて使用する最大設備容量(GW)
S_t	: 時間帯 t における揚水発電所の揚水動力用の電力 (GW)

2.4.2.2. 評価関数

日間総発電費用(億円/day)を目的関数とするとそれは次式のようになる.

$$TC = TC_{must} + \sum_{n=1}^9 \left(g_i \times P_{Fi} \times K_{newi} \div 365 + H \times \sum_{t=1}^{96} P_{Vi} \times X_{i,t} \right) \rightarrow \min \quad (8)$$

TC	: 実質電力需要に対する日間総燃料費用(億円/day)
TC_{must}	: マストラン電源に関する日間総燃料費用 (億円, 定数)
g_i	: 第 <i>i</i> 種発電所の償却期間均等化年経費率
P_{Fi}	: 第 <i>i</i> 種発電所の建設単価(円/kW)
K_{newi}	: 第 <i>i</i> 種発電所の 2010~2030 年に新設する設備容量(GW)
H	: 時間帯幅 (15 分=0.25 時間)
P_{Vi}	: 第 <i>i</i> 種発電所の発電電力量 1kWh 当りの燃料費(円/kWh)
$X_{i,t}$	: 第 <i>i</i> 種発電所の時間帯 <i>t</i> における発電電力 (GW)

ただし,

$i \in \{1: \text{石炭火力}, 2: \text{石炭ガス化(IGCC)}, 3: \text{石炭ガス化+高温固体燃料電池(IGFC)}, 4: \text{LNG 焚火力}, 5: \text{ガスタービンコンバインド}, 6: \text{LNG 焚火力+SOFC}, 7: \text{トリプルコンバインド}, 8: \text{石油火力}, 9: \text{揚水}\},$

$t \in \{1, 2, \dots, 96\}$ (時間解像度を 15 分としたため, $t: 60\text{min}/15\text{min} \times 24 = 96$)

$must \in \{\text{原子力 (定格 70\%)} \cdot \text{一般水力 (定格 45\%)} \cdot \text{風力他 (3GW 固定)} \cdot \text{太陽光 (天候パターンによる)}\}$

太陽光発電の大規模導入も同時に考慮し, 時間帯や天候による大きな出力変化・調整が必要となることから, 火力発電の出力変動率を現実的数値として盛り込むことが可能となる, 時間解像度 15 分としたモデルとした.

2.4.2.3. 制約条件式

2.4.2.3.1. 電力需給バランス式

前述にある様に，天候パターン 20 通りに分けた電力需要曲線から，マストラン電源発電量を差し引きいた電力需要を火力発電・揚水発電を用いて発電するものとした．

$$Load_t = \sum_{n=1}^9 X_{i,t} - S_t - X_{must,t} \quad (t = 1, 2, \dots, 96) \quad (9)$$

- $Load_t$: 時間帯 t における実質電力需要(GW)
 $X_{i,t}$: 第 i 種発電所の時間帯 t における発電電力 (GW)
 S_t : 時間帯 t における揚水発電所の揚水動力用の電力 (GW)
 $X_{must,t}$: マストラン電源の発電電力(GW)

以下に夏期・晴れ・平日の場合の実質需要曲線の例を示す．

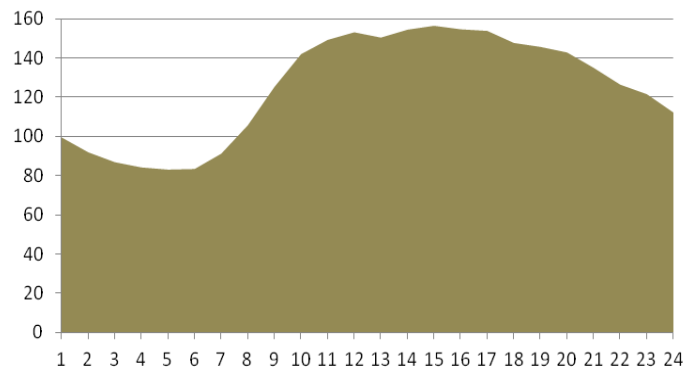


図 19 電力需要曲線

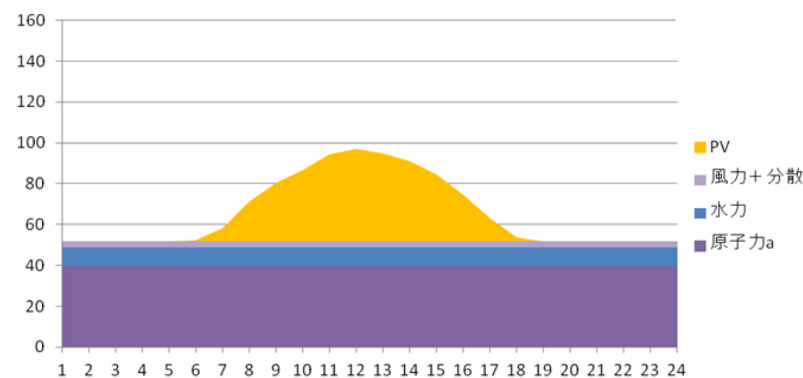


図 20 マストラン電源の発電電力

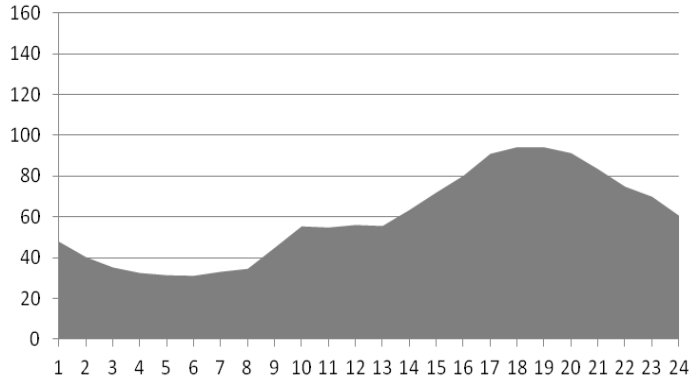


図 21 実質電力需要曲線

図 19 電力需要から図 20 のマストラン電源の供給量を差し引いた図 21 が解析対象の実質需要曲線となる。

2.4.2.3.2.設備容量制約

$$K_i \leq K_{const\ i} + K_{new\ i} \quad (10)$$

$$X_{i,t} \leq (1 - u_i) * K_i \quad (11)$$

$$min_i * K_i \leq X_{i,t} \quad (12)$$

K_i : 第 i 種発電所がシナリオに於いて使用する最大設備容量(GW)

$K_{const\ i}$: 第 i 種発電所の変化無の設備容量(GW)

$K_{new\ i}$: 第 i 種発電所の 2010~2030 年に新設する設備容量(GW)

$X_{i,t}$: 第 i 種発電所の時間帯 t における発電電力 (GW)

u_i : 第 i 種発電所の定期点検による出力低下率

min_i : 第 i 種発電所の最低負荷率

2.4.2.3.3.出力変化率上限制約

$$X_{i,t+1} \leq (1 + fol_i) * X_{i,t} \quad (i = 1, 2, \dots, 8)(t = 1, 2, \dots, 95) \quad (13)$$

$$X_{i,1} \leq (1 + fol_i) * X_{i,96} \quad (i = 1, 2, \dots, 8) \quad (14)$$

fol_i : 第 i 種発電所の出力変化率

2.4.2.3.4.出力変化率下限制約

$$X_{i,t+1} \geq (1 - fol_i) * X_{i,t} \quad (i = 1, 2, \dots, 8)(t = 1, 2, \dots, 95) \quad (15)$$

$$X_{i,1} \geq (1 - fol_i) * X_{i,96} \quad (i = 1, 2, \dots, 8) \quad (16)$$

2.4.2.3.5.揚水発電所の電力貯蔵バランス式

$$H * \sum_{t=1}^{96} X_{9,t} \leq Eff_{storage} * H * \sum_{t=1}^{96} S_t \quad (17)$$

$Eff_{storage}$: 揚水発電の電力貯蔵効率

H : 時間帯幅 (15 分=0.25 時間)

S_t : 時間帯 t における揚水発電所の揚水動力用の電力 (GW)

2.4.2.3.6.揚水発電所の電力貯蔵可能量制約

$$H * \sum_{t=1}^{96} S_t \leq M_{storage} * (1 - u_9) * K_9 \quad (18)$$

$M_{storage}$: 日間運用での単位設備容量当りの電力貯蔵可能量(kWh/kW)

2.4.2.3.7.制約式に盛り込まなかった事項について

燃料・運用費の総費用最小化問題である為、CO₂ 排出量・排出権取引等に関する制約は設けず、解析後の総発電電力量に対し CO₂ 排出量に換算した。また、各シナリオ中設備容量を固定とした為、供給予備力制約は盛り込んでいない。また、電力会社間の電力融通制約や LNG 消費量制約は想定していない。

2.4.3. 想定需要曲線

本研究における想定負荷曲線は 2010 年の一部地域の電力使用実績値を用い、年間電力需要の全国モデル化した。2030 年・2050 年における電力需要は 2010 年同様の約 9100 億 kWh と仮定した。

2.4.3.1.1. 電力需要曲線のパターン

一年間を 3（季節）*3（晴/曇/雨）*2（平/休）+2（冬の雪の平/休）=20 種の天候パターンに分け、代表電力需要曲線を作成した。電力使用実績データは東京電力 [26]、東北電力 [27]が公開している 2010 年データを採用した。各パターンの種別方法を表 9 に示す。

季節	3 通り (春期/冬期/中間期)	冬 期：1 月 1 日～3 月 20 日，11 月 16 日～12 月 31 日 中間期：3 月 21 日～5 月 31 日，10 月 1 日～11 月 15 日 夏 期：6 月 1 日～9 月 30 日
天気 [25]	4 通り (晴/曇/雨/雪)	東京電力管内各県（東京・神奈川・埼玉・茨城・栃木・群馬） 2010 年日毎の天候を集計。 天気「晴れ 若しくは 快晴」，「曇り 若しくは 薄曇り」， 「雨」が最大数一致した日を抽出し平均化。 「雪」については東北電力管内で同様に行った。
平/休日	2 通り	休日：121 日（内，祝日は 15 日+年末年始 3 日の計 18 日） 平日：244 日

表 9 20 種の天候パターンの種別方法

2.4.3.1.2.各天候パターンに於ける電力需要曲線

以上, 天候パターン 20 種の電力需要曲線を示す. 図 22 に中間期の電力需要曲線を, 図 23 に夏期の電力需要曲線を, 図 24 に冬期の電力需要曲線を示す.

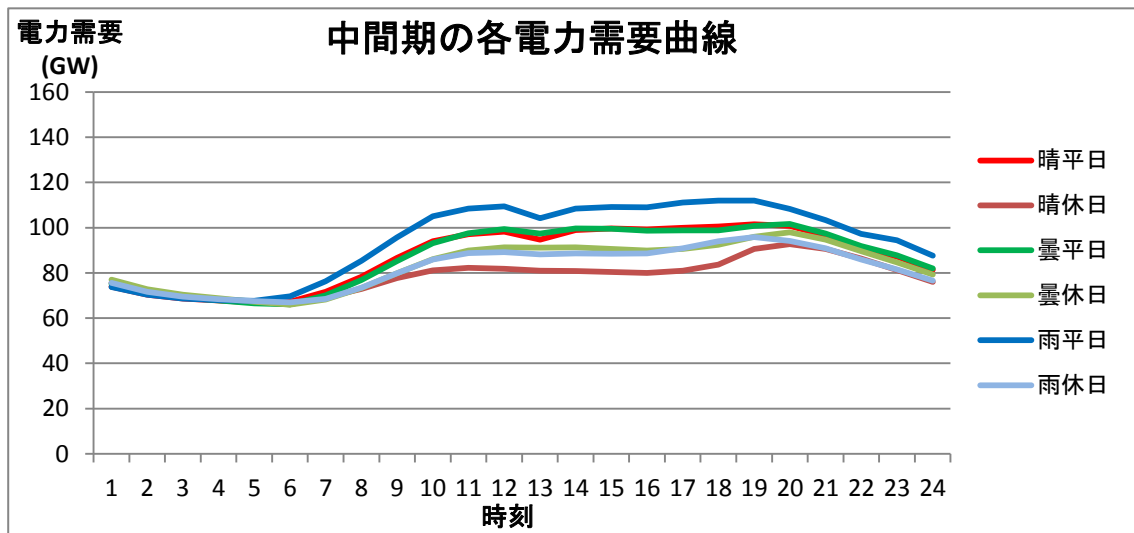


図 22 中間期の電力需要曲線

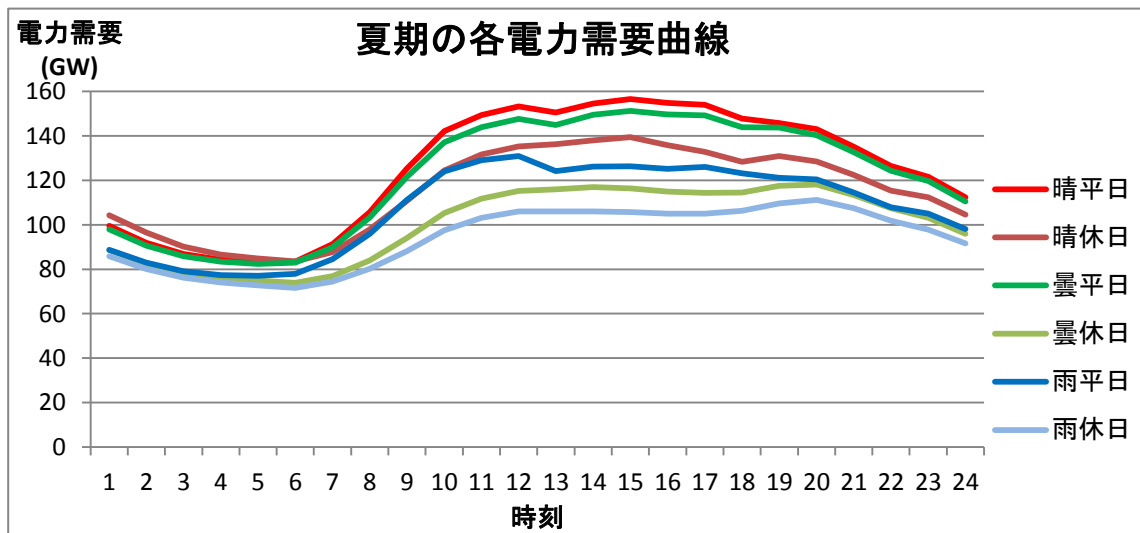


図 23 夏期の電力需要曲線

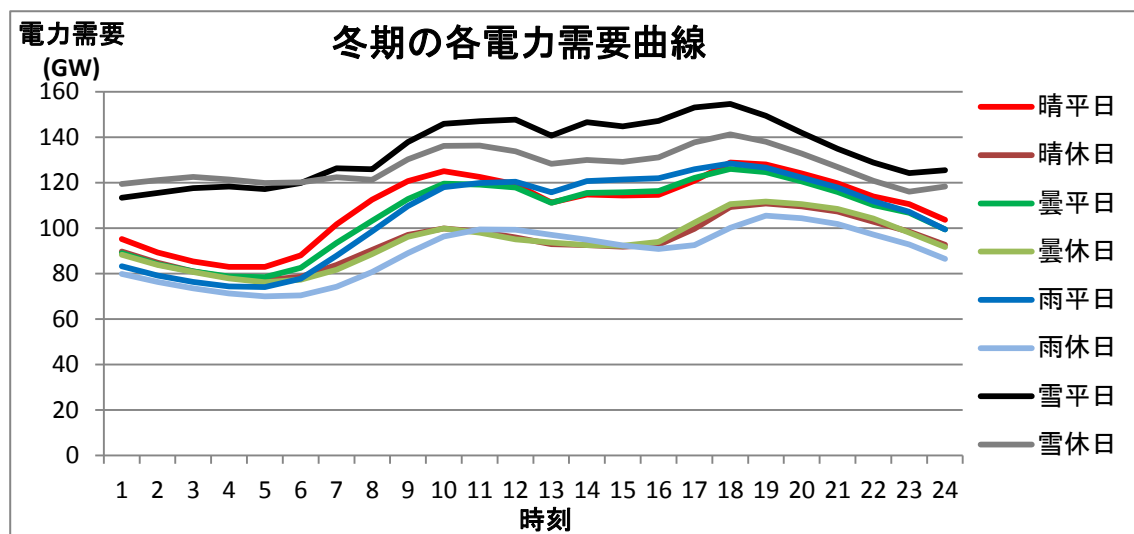


図 24 冬期の電力需要曲線

2.4.3.1.3.各日の天気割合について

各日の天気の割合は、各地区管区気象台の「日別天気出現率」 [28] [29] [30] [31] [32] [33]から 47 都道府県の天気の確率(1981 年~2010 年の統計)を平均化し、“全国の各日の天気の確率” をモデル化した。表 10 は気象台の天気の種別基準である。

天気	定義	優先順位
晴	日平均雲量 8.5 未満	4
曇	日平均雲量 8.5 以上	3
雨	日降水量 1.0 mm以上	2
雪	雪，霧雪，細氷，ふぶきを観測	1

表 10 各地区管区気象台の日別天気出現率 （ [30]より引用）

2.4.3.1.4.各天候パターンの年間当たり日数の一覧

以上，全国各日の天気の高確率に基づく，各天候パターンの日数/年を Table に示す．
2030 年・2050 年も表 11 と同じ日数の条件とした．

中間期	晴れ	平日	42日	夏期	晴れ	平日	36日	冬期	晴れ	平日	39日
		休日	20日			休日	17日			休日	21日
	曇り	平日	12日		曇り	平日	18日		曇り	平日	7日
		休日	6日			休日	9日			休日	4日
	雨	平日	24日		雨	平日	29日		雨	平日	16日
		休日	12日			休日	13日			休日	7日
								雨	平日	21日	
									休日	11日	

表 11 2010 年の各天候パターンの日数/年

2.5. 線形計画法による最適解の計算

本研究で取り扱う線形計画問題の規模は、シンプレックス表等を用いた手計算では対応出来ないため、汎用の最適化計算ソフト「GAMS(General Algebraic Modeling System：一般的代数的演算用モデル構築用プログラミング言語)」を用いてプログラミングを行い、解析した。実際のプログラムについては巻末附録 A (P80~) に示す。

解析結果は数値のみで算出なされるので、MicroSoft 社 Excel を使い、可視化・図示を行った。

第3章 解析結果

本章では，数理計画法によって得られた最適電源構成による，総費用・総 CO₂ 排出量の検討を行う．

3.1. 日間最適電源構成の解析例

本研究では、20 天候パターン*10 シナリオ（※）の計 200 通りの日間最適電源構成の解析を行った。200 通りの解析結果を記述することは難しいので、代表として以下の 3 例を 3.1.1~3.1.3 に示す。

1. 高効率火力の有無の比較（夏期/晴れ/平日）

2030 年、及び 2050 年の夏期/晴れ/平日（年間最大電力需要を取る）の解析結果を示す。設備容量は最大需要となる夏期の電力需要に応えられる様、計画される為である。

2. 原子力シナリオの比較（2030 年想定・夏期/晴れ/平日）

年間ベースでの比較検討は後述 P~P で示すが、日間運用ベースでの原子力シナリオ別の電源構成を示す。

3. 実質電力需要に対し太陽光発電電力が超える解析結果

2050 年の大規模太陽光導入の際、電力需要に対し太陽光発電電力が超える場合は余剰電力を廃棄せざるを得なくなる為である。

3.1.1. 高効率火力の有無の比較(夏期/晴れ/平日)

3.1.1.1. 2030 年想定での比較

2030 年想定・夏期/晴れ/平日（年間最大需要電力が生ずる）の同一原子力シナリオに於ける高効率火力の有無を比較する．図 25 は 2030 年想定・高効率火力有り・夏期/晴れ/平日の解析結果を，図 26 は 2030 年想定・従来型火力のみ・夏期/晴れ/平日の解析結果を示す．

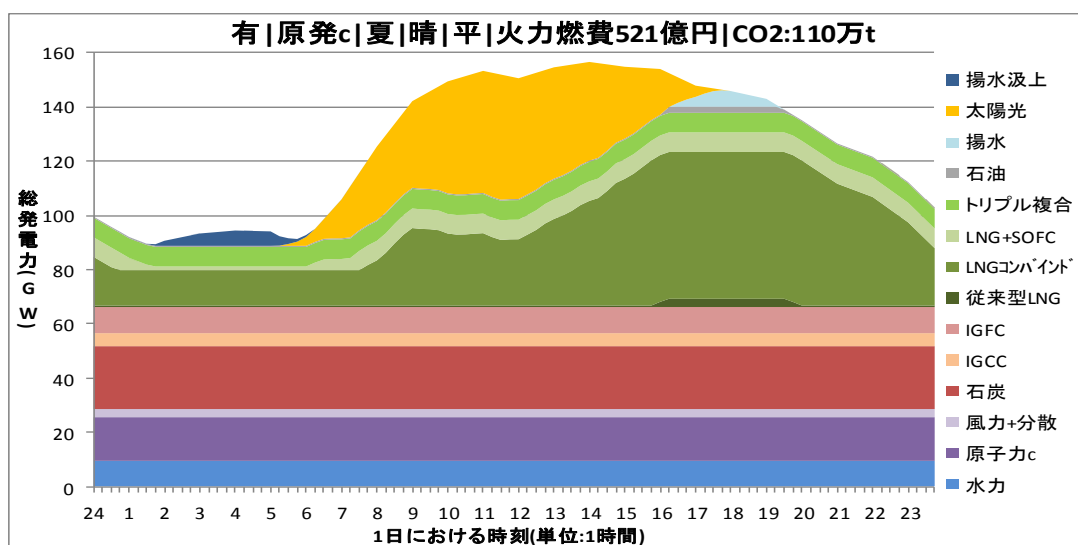


図 25 2030 年想定・高効率火力有り・夏期/晴れ/平日の解析結果

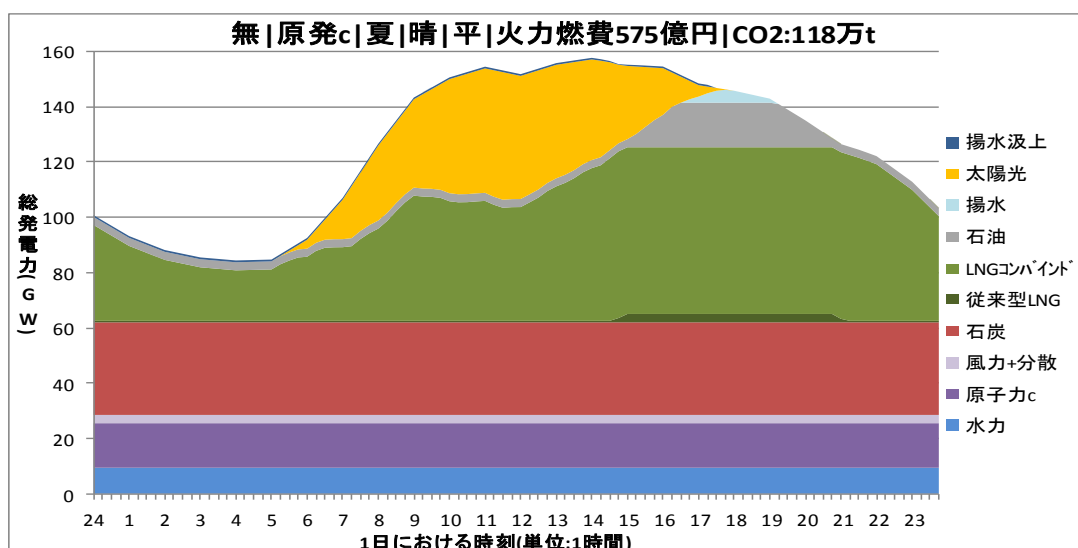


図 26 2030 年想定・従来型火力のみ・夏期/晴れ/平日の解析結果

実質電力需要ピーク時間帯である 15~21 時に注目すると，従来型のみの場合は石油と揚水でピーク部を担っているが，高効率火力有りの場合は LNG 焚き汽力+SOFC と LNG トリプル複合で更に補うことが可能となることがわかる．日間運用中では燃料費 521 億円/575 億円=約 10%，CO₂ は 110 万 t/118 万 t=約 7%削減が達成される．

3.1.1.2. 2050 年想定での比較

2050 年想定・原子力シナリオ a の比較を行う．図 27 は 2050 年想定・原子力シナリオ a・高効率火力有り・夏期/晴れ/平日の解析結果を，図 28 は図 27 の IGFC を石炭に，トリプル複合をガスタービン複合に入れ替えた図を示す．

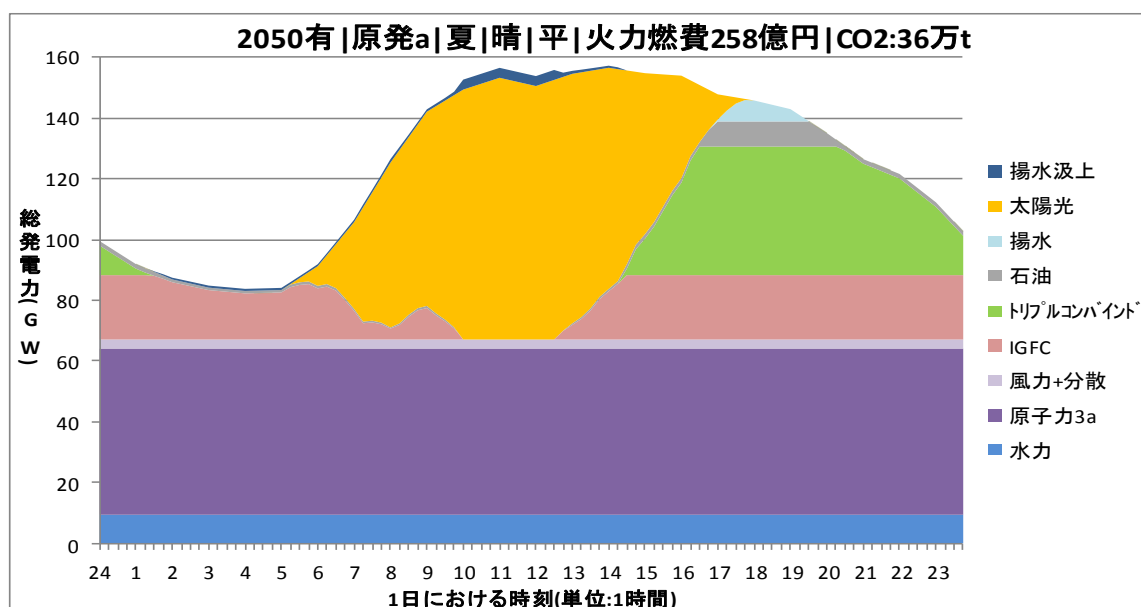


図 27 2050 年想定・原子力シナリオ a・高効率火力有り・夏期/晴れ/平日の解析結果

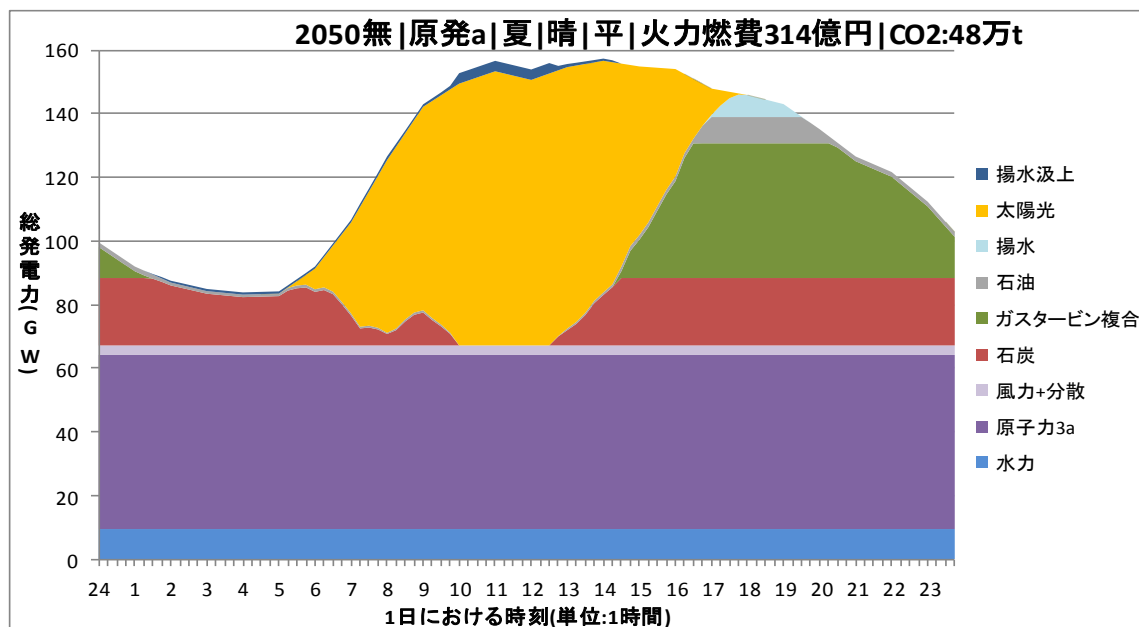


図 28 図 27 の IGFC を石炭に，トリプル複合をガスタービン複合に入れ替えた図

従来火力を高効率火力へ総入れ替することにより，日間運用で燃料費 258 億円/314 億円=約 20%，CO₂ は 36 万 t/48 万 t=約 25%削減されていることがわかる．また，2050 年想定では太陽光の 100GW 以上の導入を想定しているため，日射量の多い 10~12 時に実質需要が 0 になり，日暮の 18 時ごろにピーク需要に達する．その影響により，揚水発電の汲み上げの時間が通常夜間であったものが，軽負荷となる 10~12 時に汲み上げを行う形となっている．

3.1.2. 原子力シナリオの比較(2030 年想定・夏期/晴れ/平日)

図 29 に 2030 年想定・夏期/晴れ/平日の各原子力シナリオの解析結果を示す。燃料単価の安い石炭系がフルロードで運用されていることが、全グラフに共通している。原子力の容量減少に伴い高効率火力導入割合を増やすシナリオとしている為、15~21 時の石油発電（グレーの部分）が LNG 系の高効率火力に入れ替わっている。CO₂ 排出量について a の 87 万 t を基準として比較すると、b では 99 万 t/87 万 t=約 14%の増加、c では 110 万 t/87 万 t=約 26%の増加、b では 125 万 t/87 万 t=約 44%の増加となり、原子力が CO₂ 発生量削減に効果を示している。

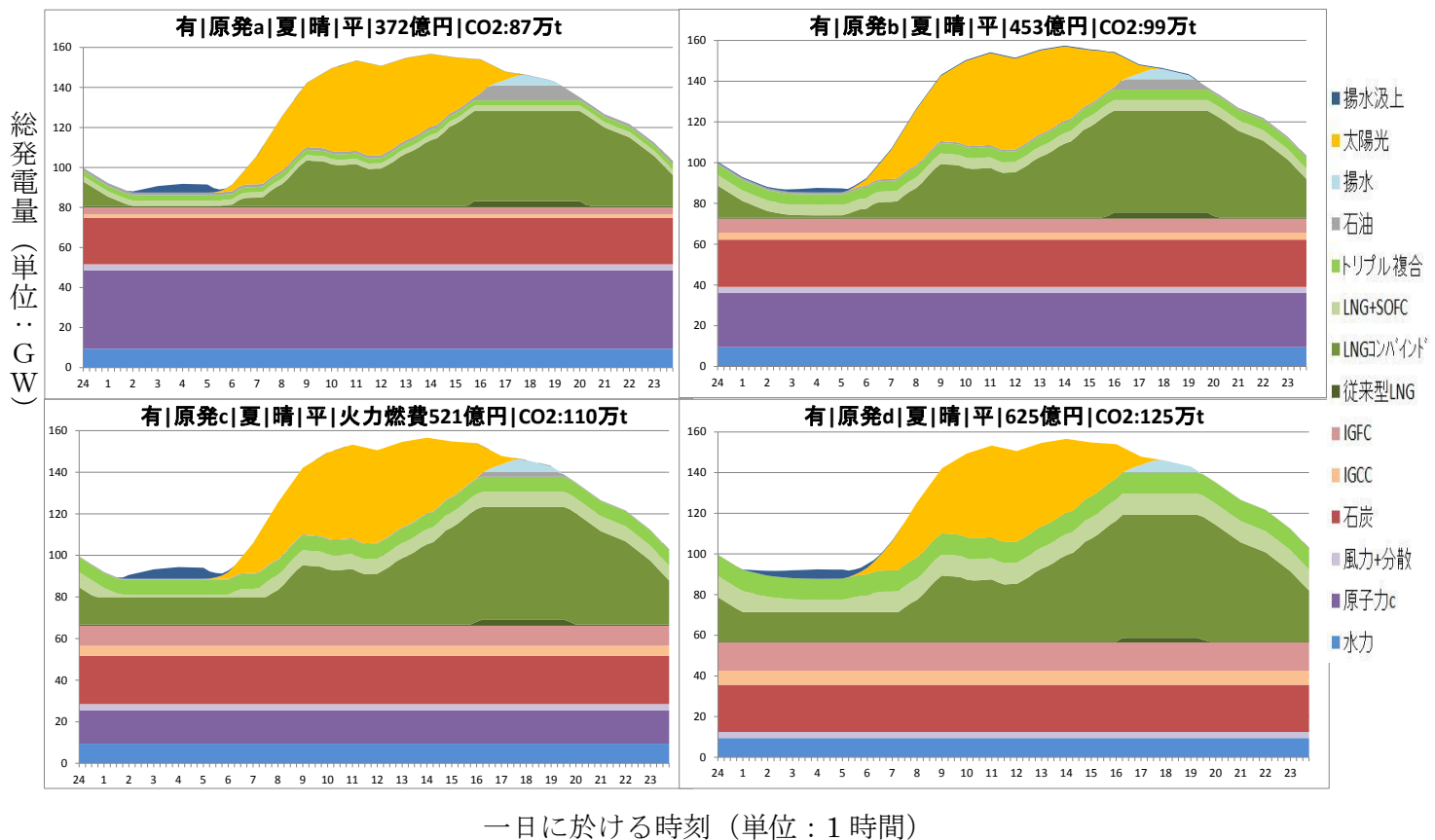


図 29 2030 年想定・夏期/晴れ/平日の各原子力シナリオの解析結果

左上：原子力シナリオ a, 右上：原子力シナリオ b,

左下：原子力シナリオ c, 下：原子力シナリオ d

3.1.3. 実質電力需要に対し太陽光発電電力が超える解析結果

2050 年想定について，太陽光の大規模導入の影響が顕著となる解析結果を示す．図 30 は 3a（原子力シナリオ a・高効率火力有り）の冬期/晴れ/休日，図 31 は 3d（原子力シナリオ d・高効率火力有り）の中間期/晴れ/休日で行った解析結果である．

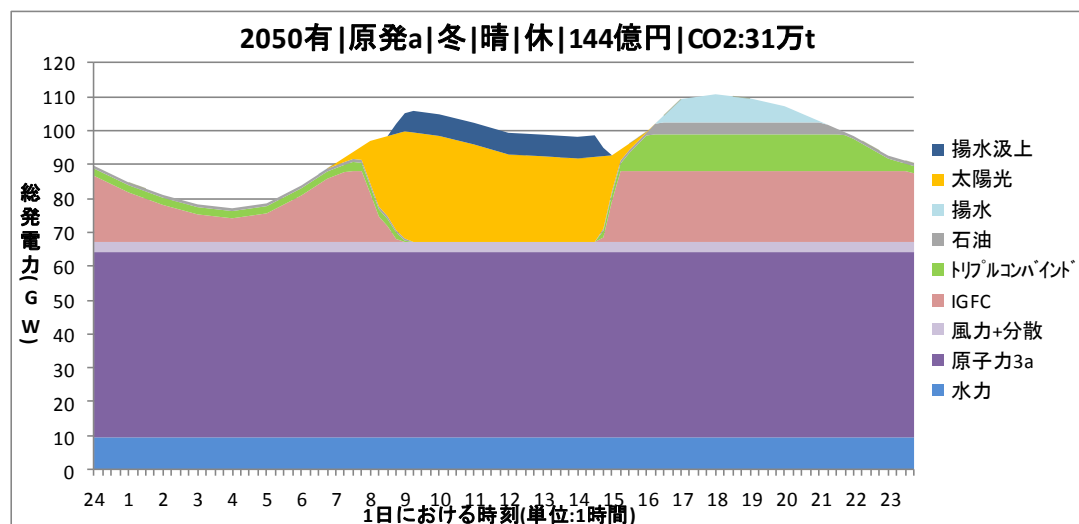


図 30 2050 年想定・原子力シナリオ a・高効率火力有り・冬期/晴れ/休日の解析結果

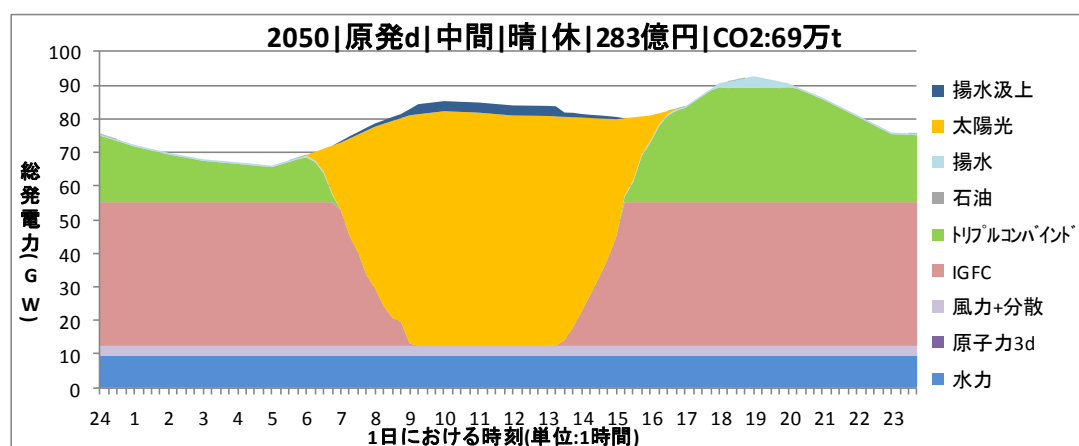


図 31 2050 年想定・原子力シナリオ d・高効率火力有り・中間期/晴れ/休日の解析結果

太陽光を 106GW 導入する 2050 年想定では、晴れの天候パターン時に 9~14 時の実質需要はほぼ 0 となり、太陽光の余剰電力の廃棄が多く行われている。廃棄を行わないためには、本研究では導入していない「経済揚水（マストラン電源の余剰電力を用いて汲み上げを行う）」を導入する必要がある。

また、9~14 時の 5 時間近くに渡り火力発電も完全停止させている。実際に火力を停止/起動及び低出力で運用する場合は発電効率の低下に繋がる為、事前の天候・需要予測を正確に行い、「発電機」単位での運用の有無を決定する必要がある。

3.2. 全シナリオの解析結果

各シナリオの年間総費用や年間総 CO2 排出量は、以下の手順で算出した。

1. 解析した各天候パターンに対応する表 12（2010 年の各天候パターンの日数/年）を掛け、各電源の年間総発電量を算出した。
2. 各電源の年間総発電量に対し、1kWh 当たり各種費用（建設費、燃料費、運用費）を掛け年間総運用費用を算出し、CO2 排出係数を掛け年間総 CO2 排出量を算出した。

3.2.1. 年間発電電力量

燃料費用最適化後の各種電源の年間総発電電力量を示す。表 13 は各シナリオに於ける各電源の年間総発電電力量を示し、図 32 は表 13 を基に燃料系で分けた棒グラフを示す。

年間総発電電力量(億kWh)									
シナリオ	水力	原子力	石炭系 合計	LNG系 合計	石油火力	揚水	太陽光	風力	合計
2010年	858	2882	2511	3522	753	0	40	26	10592
1a	826	3435	2204	1782	67	35	538	263	9151
1b	826	2331	2802	2312	48	36	538	263	9156
1c	826	1411	3254	2792	32	29	538	263	9146
1d	826	0	3825	3655	25	22	538	263	9155
2a	826	3435	2155	1833	66	40	534	263	9153
2b	826	2331	2783	2332	46	35	534	263	9151
2c	826	1411	3179	2822	76	26	534	263	9137
2d	826	0	3831	3629	17	14	533	263	9112
3a	826	4793	1280	1063	88	49	809	263	9171
3d	826	0	3613	3325	4	17	1059	263	9107
4a	826	4793	1280	1063	88	49	809	263	9171
4d	826	0	3613	3325	4	17	1059	263	9107
【石炭系・LNG系内訳】年間総発電電力量(億kWh)									
シナリオ	石炭 火力	IGCC	IGFC	石炭系 合計	LNG焚 汽力	ガスタービン 複合	LNG焚汽力 +SOFC	LNG トリプル複合	LNG系 合計
2010年	2511	0	0	2511	577	2945	0	0	3522
1a	1754	151	300	2204	26	1413	168	175	1782
1b	1908	298	596	2802	25	1614	322	351	2312
1c	1994	419	841	3254	21	1791	450	531	2792
1d	2004	606	1216	3825	20	2087	712	837	3655
2a	2155	0	0	2155	26	1807	0	0	1833
2b	2783	0	0	2783	25	2307	0	0	2332
2c	3179	0	0	3179	24	2798	0	0	2822
2d	3831	0	0	3831	19	3610	0	0	3629
3a	0	0	1280	1280	0	0	0	1063	1063
3d	0	0	3613	3613	0	0	0	3325	3325
4a	1280	0	0	1280	0	1063	0	0	1063
4d	3613	0	0	3613	0	3325	0	0	3325

表 13 各シナリオに於ける各電源の年間総発電電力量（億 kWh）

合計値に差が生じているのは、揚水発電の発電量の変化と端数処理による。

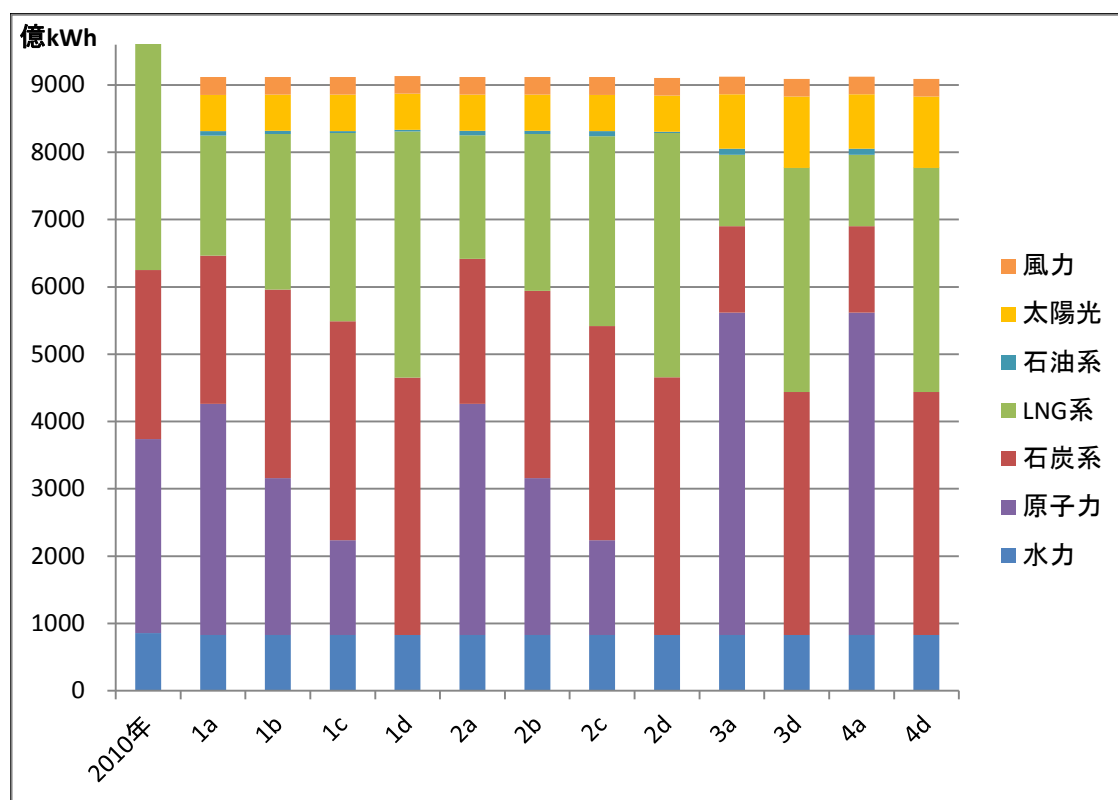


図 32 表 13 を基にした各シナリオ各燃料系別の年間総発電電力量棒グラフ

石炭系は石炭，IGCC，IGFC の発電電力量の合計値，LNG 系は LNG 焚火力，ガスタービン複合，LNG 焚火力+SOFC，LNG トリプル複合の発電電力量の合計値を示す。

図 16（設備容量を示す棒グラフ）における設備容量と，図 32 を比較する．太陽光の総設備容量は 2030 年想定：53GW/305GW $\approx$ 17%を，2050 年想定：106GW/358GW $\approx$ 30%を占めるが，総発電電力量については 2030 年想定：538 億 kWh/約 9100 億 kWh $\approx$ 約 6%，2050 年想定：最大 1059 億 kWh/約 9100 億 kWh $\approx$ 約 12%を占めるに過ぎない．太陽光の発電能力は日照量に左右され，夜間は完全に発電出来なくなる為である．太陽光の大規模導入を行う際も，天候や時刻に左右されない生活を送る為には，ベース電源となる火力は必要であることを示している．

また 106GW 導入時，年間最大 1076 億 kWh の発電量が見込めるが，3a では 809 億 kWh の発電しか使用出来ず約 25%，4a では 1059 億 kWh で 1.5%の電力量廃棄となった余剰電力を使用できていない．本研究では 2.4.2.3.1.電力需給バランス式 (式(9)) においてマストラン電源である太陽光発電量を電力需要から差し引いている為，余剰電力を揚水汲み上げへ活用する所謂「経済揚水」モデル化していない．より現実的な経済揚水を含むモデルにすることで，太陽光余剰電力を用い日中に揚水汲み上げを行い，夕方以降に発電することで，電力廃棄を少なくすることが可能である．

3.2.2. 各種年間総費用

3.2.2.1. 年間発電総費用

表 13（年間総発電量）を基に計算した各電源の年間総発電費用を表 14 に、また図 33 に表 14 を基にした各電源の年間総発電費用の棒グラフを示す。内訳は次頁表 15 に示す。

年間総発電費用(兆円) ※燃料費、運転維持費、政策経費、資本費の合計														
シナリオ	水力	原子力	石炭火力	IGCC	IGFC	LNG焚 汽力	ガスタービ ン 複合	LNG焚汽 力 +SOFC	LNG トリプル複合	石油 火力	揚水	太陽光	風力	合計 (兆円)
2010年	0.20	1.82	1.46	0.00	0.00	0.65	2.74	0.00	0.00	1.97	0.00	0.01	0.01	8.85
1a	0.19	2.39	1.07	0.12	0.22	0.03	1.47	0.20	0.17	0.18	0.01	0.53	0.23	6.81
1b	0.19	1.47	1.17	0.23	0.43	0.03	1.73	0.38	0.34	0.13	0.01	0.53	0.23	6.88
1c	0.19	0.89	1.22	0.33	0.61	0.03	1.95	0.54	0.51	0.09	0.01	0.53	0.23	7.12
1d	0.19	0.00	1.23	0.48	0.88	0.02	2.32	0.83	0.79	0.07	0.01	0.53	0.23	7.57
2a	0.19	2.39	1.44	0.00	0.00	0.03	1.92	0.00	0.00	0.18	0.01	0.53	0.23	6.92
2b	0.19	1.47	1.94	0.00	0.00	0.03	2.54	0.00	0.00	0.12	0.01	0.53	0.23	7.05
2c	0.19	0.89	2.27	0.00	0.00	0.03	3.12	0.00	0.00	0.20	0.01	0.53	0.23	7.47
2d	0.19	0.00	2.81	0.00	0.00	0.02	4.08	0.00	0.00	0.04	0.00	0.53	0.23	7.91
3a	0.19	4.23	0.00	0.00	0.62	0.00	0.00	0.00	0.81	0.23	0.01	0.80	0.23	7.12
3d	0.19	0.00	0.00	0.00	1.75	0.00	0.00	0.00	2.52	0.01	0.00	1.05	0.23	5.75
4a	0.19	4.23	0.79	0.00	0.00	0.00	1.06	0.00	0.00	0.23	0.01	0.80	0.23	7.55
4d	0.19	0.00	2.22	0.00	0.00	0.00	3.32	0.00	0.00	0.01	0.00	1.05	0.23	7.02

表 14 各シナリオ・各電源の年間総発電費用（兆円）

総費用に燃料費・建設費・運用費を含む。

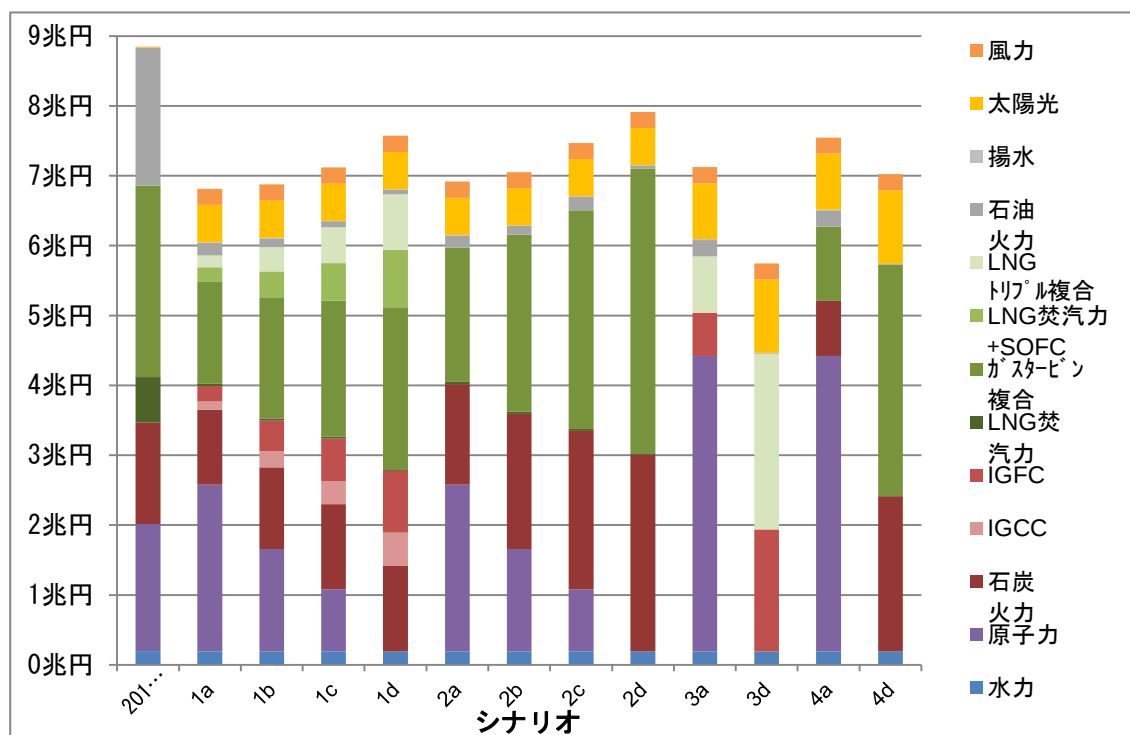


図 33 表 12 を基にした年間総発電費用棒グラフ

年間総発電 燃料費用(億円) 燃料費のみ														
シナ材	水力	原子力	石炭火力	IGCC	IGFC	LNG焚 汽力	ガスタービン 複合	LNG焚汽力 +SOFC	LNG トリプル複合	石油 火力	揚水	太陽光	風力	合計 (兆円)
2010年	0	4035	11300	0	0	6107	25327	0	0	#####	0	0	0	6.05
1a	0	4809	7934	553	961	297	13063	1353	1193	1257	0	0	0	3.14
1b	0	3263	8629	1096	1912	279	14923	2595	2397	890	0	0	0	3.60
1c	0	1975	9017	1539	2699	244	16553	3626	3623	601	0	0	0	3.99
1d	0	0	9062	2227	3899	223	19289	5741	5717	461	0	0	0	4.66
2a	0	4809	9749	0	0	298	16703	0	0	1240	0	0	0	3.28
2b	0	3263	12587	0	0	279	21329	0	0	865	0	0	0	3.83
2c	0	1975	14381	0	0	268	25865	0	0	1419	0	0	0	4.39
2d	0	0	17328	0	0	221	33366	0	0	314	0	0	0	5.12
3a	0	6711	0	0	4104	0	0	0	7254	1639	0	0	0	1.97
3d	0	0	0	0	11589	0	0	0	22699	72	0	0	0	3.44
4a	0	6711	5788	0	0	0	9823	0	0	1639	0	0	0	2.40
4d	0	0	16343	0	0	0	30739	0	0	72	0	0	0	4.72
年間総発電 運転費用(億円) 運転維持費、政策経費														
シナ材	水力	原子力	石炭火力	IGCC	IGFC	LNG焚 汽力	ガスタービン 複合	LNG焚汽力 +SOFC	LNG トリプル複合	石油 火力	揚水	太陽光	風力	合計 (兆円)
2010年	1973	14122	3264	0	0	404	2062	0	0	6024	0	108	59	2.80
1a	1901	16830	2807	241	479	18	989	117	122	538	81	1454	605	2.62
1b	1901	11421	3052	477	954	17	1130	225	246	381	83	1454	605	2.19
1c	1901	6912	3190	670	1346	15	1253	315	372	257	67	1454	605	1.84
1d	1901	0	3206	969	1945	14	1461	498	586	197	51	1454	605	1.29
2a	1901	16830	3449	0	0	18	1265	0	0	531	91	1443	605	2.61
2b	1901	11421	4452	0	0	17	1615	0	0	370	81	1443	605	2.19
2c	1901	6912	5087	0	0	16	1959	0	0	607	59	1443	605	1.86
2d	1901	0	6130	0	0	14	2527	0	0	134	31	1438	605	1.28
3a	1901	23487	0	0	2048	0	0	0	744	701	113	2184	605	3.18
3d	1901	0	0	0	5781	0	0	0	2328	31	38	2860	605	1.35
4a	1901	23487	2048	0	0	0	744	0	0	701	113	2184	605	3.18
4d	1901	0	5781	0	0	0	2328	0	0	31	38	2860	605	1.35
年間総発電 建設費用(兆円) 資本費(建設費)のみ														
シナ材	水力	原子力	石炭火力	IGCC	IGFC	LNG焚 汽力	ガスタービン 複合	LNG焚汽力 +SOFC	LNG トリプル複合	石油 火力	揚水	太陽光	風力	合計 (兆円)
2010年	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.00
1a	0	2230	0	398	761	0	623	519	415	0	0	3877	1709	1.05
1b	0	0	0	770	1474	0	1206	1005	804	0	0	3877	1709	1.08
1c	0	0	0	1081	2068	0	1692	1410	1128	0	0	3877	1709	1.30
1d	0	0	0	1557	2979	0	2437	2031	1625	0	0	3877	1709	1.62
2a	0	2230	1193	0	0	0	1245	0	0	0	0	3877	1709	1.03
2b	0	0	2311	0	0	0	2412	0	0	0	0	3877	1709	1.03
2c	0	0	3243	0	0	0	3384	0	0	0	0	3877	1709	1.22
2d	0	0	4671	0	0	0	4874	0	0	0	0	3877	1709	1.51
3a	0	12104	0	0	45	0	0	0	66	0	0	5825	1709	1.97
3d	0	0	0	0	92	0	0	0	134	0	0	7626	1709	0.96
4a	0	12104	48	0	0	0	50	0	0	0	0	5825	1709	1.97
4d	0	0	96	0	0	0	100	0	0	0	0	7626	1709	0.95

表 15 表 13 の内訳（燃料費・運転費・建設費）単位：億円（合計値のみ兆円）

図 33 から、2030 年の各シナリオにおいて、原子力の設備容量の低下と共に総費用が上昇していることが分かる。しかし 2050 年においては、原子力設備容量無しのシナリオ 3d・4d がシナリオ 3a・4a より費用が高くなっている。これは、新規建設増加分と運転費用の増加が燃料費の低減に比べ上回っている為と、太陽光により余剰電力が多分に生じるのに関わらず、余剰電力を利用する経済揚水のモデルを盛り込んでいない為と考えられる。

3.2.2.2. CO2 対策費用を含む試算

表 13（年間総発電量）を基にし、コスト等検証委員会の CO2 対策費用を導入した場合の試算を行った。表 16 で CO2 対策費用を含めた各電源の年間総発電費用を、表 17 で各電源の CO2 対策費用を示す。

シナリオ	水力	原子力	石炭火力	IGCC	IGFC	LNG 焚 汽力	ガスタービン 複合	LNG 焚汽 力 +SOFC	LNG トリプル複 合	石油 火力	揚水	太陽光	風力	合計 (兆円)
2010年	0.20	1.82	2.08	0.00	0.00	0.73	3.06	0.00	0.00	2.13	0.00	0.01	0.01	10.04
1a	0.19	2.39	1.72	0.16	0.30	0.04	1.66	0.22	0.19	0.20	0.01	0.53	0.23	7.84
1b	0.19	1.47	1.87	0.32	0.59	0.03	1.95	0.42	0.38	0.14	0.01	0.53	0.23	8.13
1c	0.19	0.89	1.95	0.45	0.83	0.03	2.20	0.59	0.57	0.10	0.01	0.53	0.23	8.56
1d	0.19	0.00	1.96	0.66	1.20	0.03	2.61	0.91	0.88	0.07	0.01	0.53	0.23	9.27
2a	0.19	2.39	2.23	0.00	0.00	0.04	2.17	0.00	0.00	0.20	0.01	0.53	0.23	7.98
2b	0.19	1.47	2.95	0.00	0.00	0.03	2.85	0.00	0.00	0.14	0.01	0.53	0.23	8.41
2c	0.19	0.89	3.44	0.00	0.00	0.03	3.51	0.00	0.00	0.22	0.01	0.53	0.23	9.05
2d	0.19	0.00	4.22	0.00	0.00	0.03	4.58	0.00	0.00	0.05	0.00	0.53	0.23	9.82
3a	0.19	4.23	0.00	0.00	0.95	0.00	0.00	0.00	0.91	0.26	0.01	0.80	0.23	7.59
3d	0.19	0.00	0.00	0.00	2.68	0.00	0.00	0.00	2.86	0.01	0.00	1.05	0.23	7.02
4a	0.19	4.23	1.26	0.00	0.00	0.00	1.21	0.00	0.00	0.26	0.01	0.80	0.23	8.19
4d	0.19	0.00	3.54	0.00	0.00	0.00	3.78	0.00	0.00	0.01	0.00	1.05	0.23	8.81

表 16 CO2 対策費用を含めた各シナリオ・各電源の年間総発電費用（兆円）

年間総発電 CO2 対策費用(億円) CO2 対策費用のみ														
シナリオ	水力	原子力	石炭火力	IGCC	IGFC	LNG 焚 汽力	ガスタービン 複合	LNG 焚汽 力 +SOFC	LNG トリプル複 合	石油 火力	揚水	太陽光	風力	合計 (兆円)
2010年	0	0	6278	0	0	781	3240	0	0	1581	0	0	0	1.19
1a	0	0	6423	448	778	44	1952	202	178	195	0	0	0	1.02
1b	0	0	6985	887	1548	42	2230	388	358	138	0	0	0	1.26
1c	0	0	7300	1246	2185	36	2473	542	541	93	0	0	0	1.44
1d	0	0	7336	1802	3156	33	2882	858	854	72	0	0	0	1.70
2a	0	0	7892	0	0	44	2496	0	0	192	0	0	0	1.06
2b	0	0	10189	0	0	42	3187	0	0	134	0	0	0	1.36
2c	0	0	11642	0	0	40	3865	0	0	220	0	0	0	1.58
2d	0	0	14027	0	0	33	4986	0	0	49	0	0	0	1.91
3a	0	0	0	0	3323	0	0	0	1084	254	0	0	0	0.47
3d	0	0	0	0	9381	0	0	0	3392	11	0	0	0	1.28
4a	0	0	4686	0	0	0	1468	0	0	254	0	0	0	0.64
4d	0	0	13230	0	0	0	4593	0	0	11	0	0	0	1.78

表 17 各シナリオ・各電源の CO2 対策費用（兆円）

コスト等検証委員会では CO2 対策費用は火力から発生する CO2 のみを考慮している。CO2 対策費用に 1~2 兆円が必要なことがわかる。また、原子力容量が減る（火力の割合が増える）に伴い、対策費用は増大する。

今回は燃料費のみの最小化のモデルとしたが、CO2 対策費用も含めたモデルとすればより環境負荷の小さな結果を算出できると考えられる。

3.2.3. 年間 CO2 総排出量

表 13（年間総発電量）を基に計算した各電源の年間総 CO2 排出量を表 18 に、図 34 に表 18 を基にした各電源の年間総 CO2 排出量の棒グラフを示す。

CO2総排出量(CO2千万トン)														
シナリオ	水力	原子力	石炭火力	IGCC	IGFC	LNG焚 汽力	ガスター ビン 複合	LNG焚汽力 +SOFC	LNG トリプル複合	石油 火力	揚水	太陽光	風力	合計
2010年	0.10	0.59	20.46	0.00	0.00	1.88	10.05	0.00	0.00	3.85	0.00	0.00	0.00	36.9
1a	0.09	0.69	14.74	1.03	1.78	0.12	5.26	0.54	0.48	0.43	0.01	0.20	0.07	25.4
1b	0.09	0.47	16.02	2.03	3.55	0.11	6.00	1.04	0.96	0.31	0.01	0.20	0.07	30.9
1c	0.09	0.28	16.75	2.86	5.01	0.10	6.66	1.46	1.46	0.21	0.00	0.20	0.07	35.1
1d	0.09	0.00	16.83	4.13	7.24	0.09	7.76	2.31	2.30	0.16	0.00	0.20	0.07	41.2
2a	0.09	0.69	18.11	0.00	0.00	0.12	6.72	0.00	0.00	0.43	0.01	0.20	0.07	26.4
2b	0.09	0.47	23.38	0.00	0.00	0.11	8.58	0.00	0.00	0.30	0.01	0.20	0.07	33.2
2c	0.09	0.28	26.71	0.00	0.00	0.11	10.41	0.00	0.00	0.49	0.00	0.20	0.07	38.4
2d	0.09	0.00	32.18	0.00	0.00	0.09	13.42	0.00	0.00	0.11	0.00	0.20	0.07	46.2
3a	0.09	0.96	0.00	0.00	7.62	0.00	0.00	0.00	2.92	0.56	0.01	0.31	0.07	12.5
3d	0.09	0.00	0.00	0.00	21.52	0.00	0.00	0.00	9.13	0.02	0.00	0.40	0.07	31.2
4a	0.09	0.96	10.75	0.00	0.00	0.00	3.95	0.00	0.00	0.56	0.01	0.31	0.07	16.7
4d	0.09	0.00	30.35	0.00	0.00	0.00	12.37	0.00	0.00	0.02	0.00	0.40	0.07	43.3

表 18 各シナリオに於ける各電源の年間総 CO2 排出量 (CO2 千万トン)

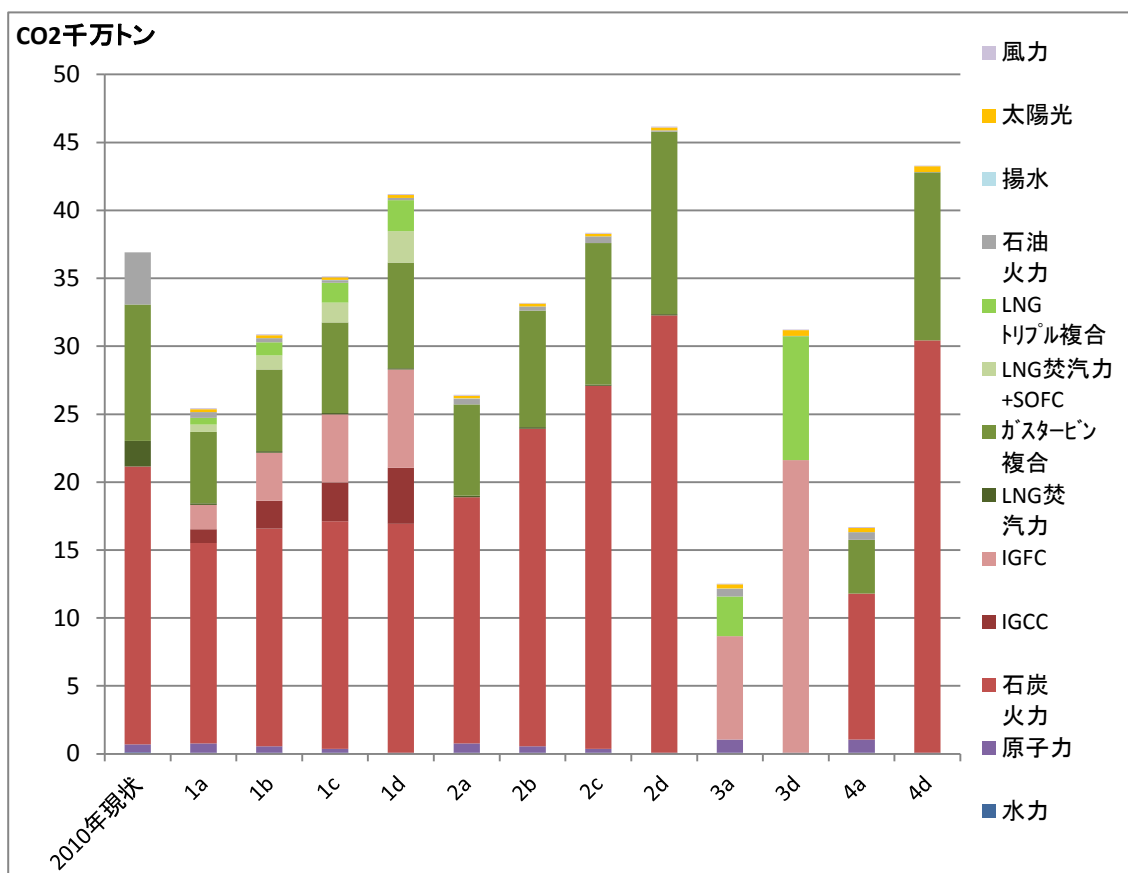


図 34 表 17 を基に計算した各電源の年間総 CO2 排出量棒グラフ

原子力の設備容量の減少に伴い、補間分に火力を導入していることから CO₂ 発生量が増加している。特に原子力を増強する a と全廃する d を比較すると、

- 1 (2030 年・高効率火力有) では 25.4CO₂ 千万トン→41.2 CO₂ 千万トンで 62%の増加,
- 2 (2030 年・従来火力のみ) では 26.4CO₂ 千万トン→46.2CO₂ 千万トンで 75%の増加,
- 3 (2030 年・高効率火力有) では 12.5CO₂ 千万トン→31.2CO₂ 千万トンで 149%の増加,
- 4 (2030 年・従来火力のみ) では 16.7CO₂ 千万トン→43.3CO₂ 千万トンで 159%の増加となり、その影響の大きさが見て取れる。

また、同一原子力シナリオ同士を比べることで、高効率火力導入による CO₂ 排出量削減効果も見られる。(従来火力のみ)－(高効率火力有り)の排出量の差分を取った。

2030 年想定で差分を取ると、26.4 CO₂ 千万トン→25.4 CO₂ 千万トンの 1 千万トンから、46.2CO₂ 千万トン→41.2CO₂ 千万トンの 5 千万トンまで削減効果が得られる。

2050 年想定で差分を取ると、16.7CO₂ 千万トン→12.5CO₂ 千万トンの 4 千 2 百万トンから、43.3CO₂ 千万トン→31.2CO₂ 千万トンの 1 兆 2 千万トンもの削減効果が得られる。

3.2.4. 総費用・CO2 排出量の結果一覧

以上，総発電費用・総 CO2 排出量を纏めたものを表 19 で示す．

原子力発電シナリオ		従来型火力で対応		高効率火力で対応		(従来型)-(高効率)の差分値	
		総発電費用	CO2発生量	総発電費用	CO2発生量	総発電費用	CO2発生量
		(火力燃料費)	(火力由来CO2)	(火力燃料費)	(火力由来CO2)	(火力燃料費)	(火力由来)
		兆円/年	CO2千万t/年	兆円/年	CO2千万t/年	千億円/年	CO2千万t/年
現状(2010年)		10.0	36.9	—	—	—	—
		(5.6)	(36.2)	—	—	—	—
2030年	a.56GW震災前 見通し	8.0	26.4	7.8	25.4	1.1	1.0
		(2.8)	(25.4)	(2.7)	(24.4)	(1.4)	(1.0)
	b.38GW計画済は 建設・40年廃止	8.4	33.2	8.1	30.9	1.8	2.3
		(3.5)	(32.4)	(3.3)	(30.0)	(2.3)	(2.3)
	c.23GW新設中止 ・40年廃止	9.0	38.4	8.6	35.1	3.5	3.2
		(4.2)	(37.7)	(3.8)	(34.5)	(4.0)	(3.2)
	d.0GW5年以内 廃止	9.8	46.2	9.3	41.2	3.4	5.0
		(5.1)	(45.8)	(4.7)	(40.8)	(4.6)	(5.0)
2050年	a.78GW震災前 見通し	7.5	16.7	7.1	12.5	4.2	4.2
		(1.7)	(15.3)	(1.3)	(11.1)	(4.3)	(4.2)
	b.c.d.0GW 廃止済み	7.0	43.3	5.7	31.2	12.8	12.1
		(4.7)	(42.7)	(3.4)	(30.7)	(12.8)	(12.1)

表 19 全シナリオの総費用・CO2 排出量を纏めた表

コスト等検証委員会の CO2 排出コストも含めたものになる。

表 19 の右端 2 列は従来型火力のみの場合の値から，高効率火力導入時の値を差し引いた数値である．原子力容量 1GW 分減少当たり CO2 増加量を計算すると

2030 年想定・従来型のみ : 283 万トン/原子力減少容量 GW

2030 年想定・高効率火力有 : 353 万トン/原子力減少容量 GW

2050 年想定・従来型のみ : 240 万トン/原子力減少容量 GW

2050 年想定・高効率火力有 : 341 万トン/原子力減少容量 GW

となる．高効率火力の導入により CO2 削減効果が顕著に現れる．

第4章 考察

本章では，第 3 章の結果を用いて，シナリオ毎の評価を行い，その結果を示す．

4.1. 高効率火力発電の導入の評価

4.1.1. 費用面での評価

下の図は 2030 年シナリオのみを抜粋し、火力のみ内訳を強調した。

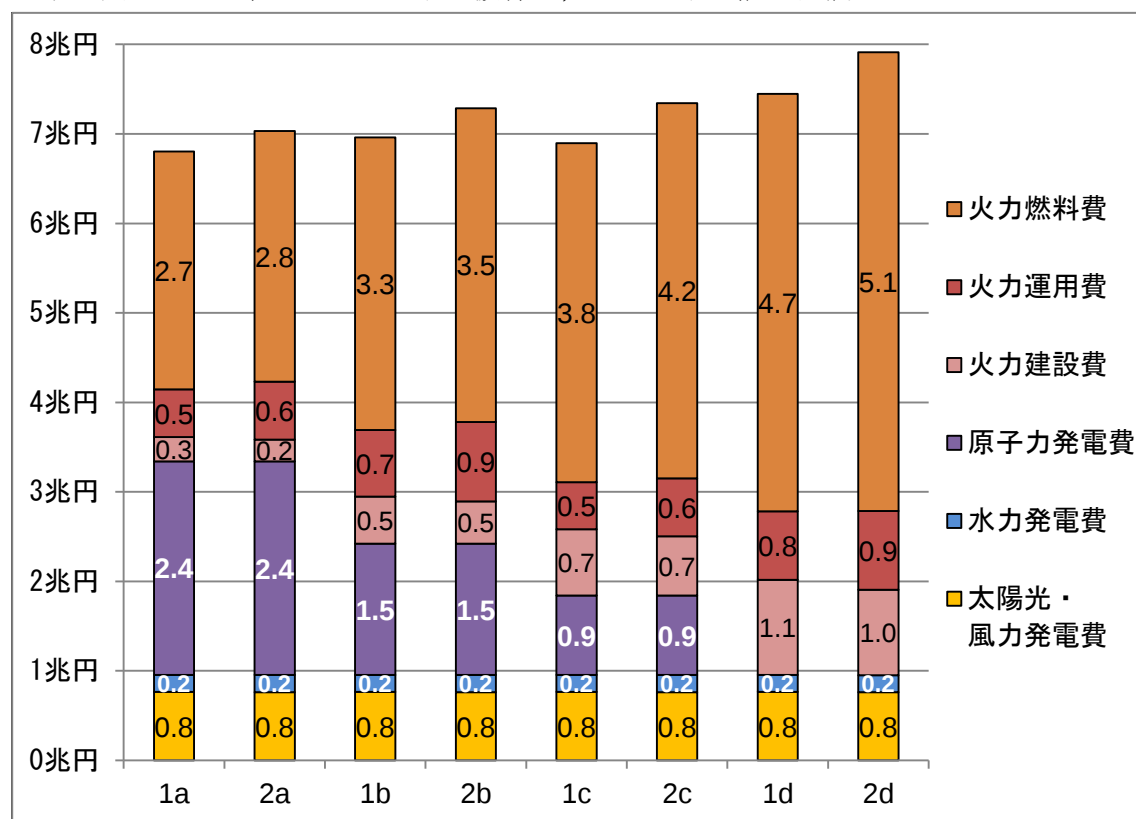


図 35 費用効果の考察（2030 年シナリオのみ抜粋）

図 35 より、原子力の設備減少と共に発電総費用が増大傾向にあることがわかる。特に、原子力の埋め合わせのための火力燃料費・建設費が大きく増加している。1a-1d の比較（原子力現行予定導入と全廃の比較）では、6 千億円もの差が、2a-2d では 9 千億円もの差が生じている。また、同一原子力シナリオ同士の比較でも、高効率火力の導入により 2 千億～5 千億円もの総費用削減が見込める。

4.1.2. CO2 排出量での評価

4.1.2.1. 2030 年について

下の図は 2030 年シナリオのみを抜粋した。

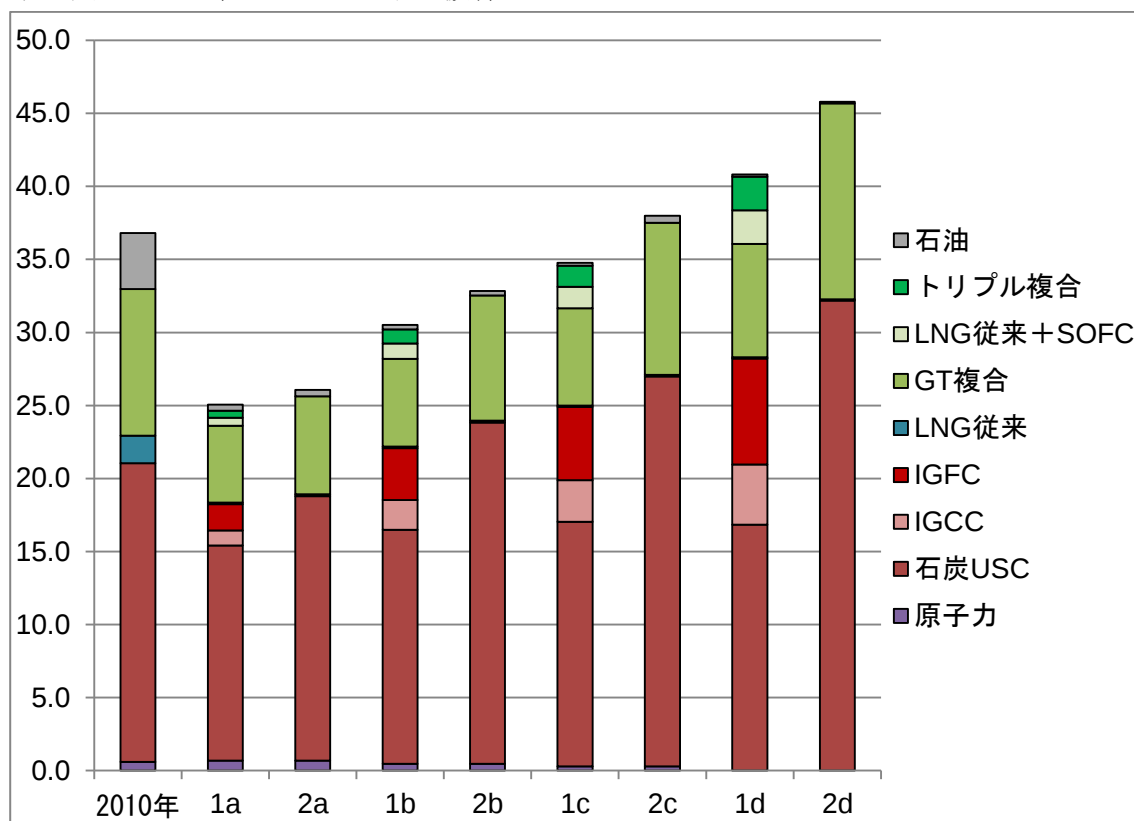


図 36 CO2 排出量効果の考察（2030 年シナリオのみ抜粋）

図 36 より、原子力の設備減少と共に CO2 排出量が増大することがわかる。特に石炭は発電時に多くの CO2 を排出する（原子力 0.02[kg-CO2/kWh]に対し、石炭系は 0.84~0.46[kg-CO2/kWh]であり 20~40 倍）為、その導入拡大に応じて排出量は大きく増えていく。

原子力を補う為の火力発電量の増加により、1a-1d の比較では約 1 億 5 千万トンもの差が、そして 2a-2d では約 2 億トンもの差が出ている。火力増強により原子力の欠ける分の補間は可能であるにせよ、この排出量の大幅な増加は看過できないと考えられる..

また、同一原子力シナリオ同士の比較でも、高効率火力の導入により 1~4 千万トンもの CO2 排出量の削減が達成され得る。

4.1.2.2. 2050 年について

下の図は 2050 年シナリオのみを抜粋した。

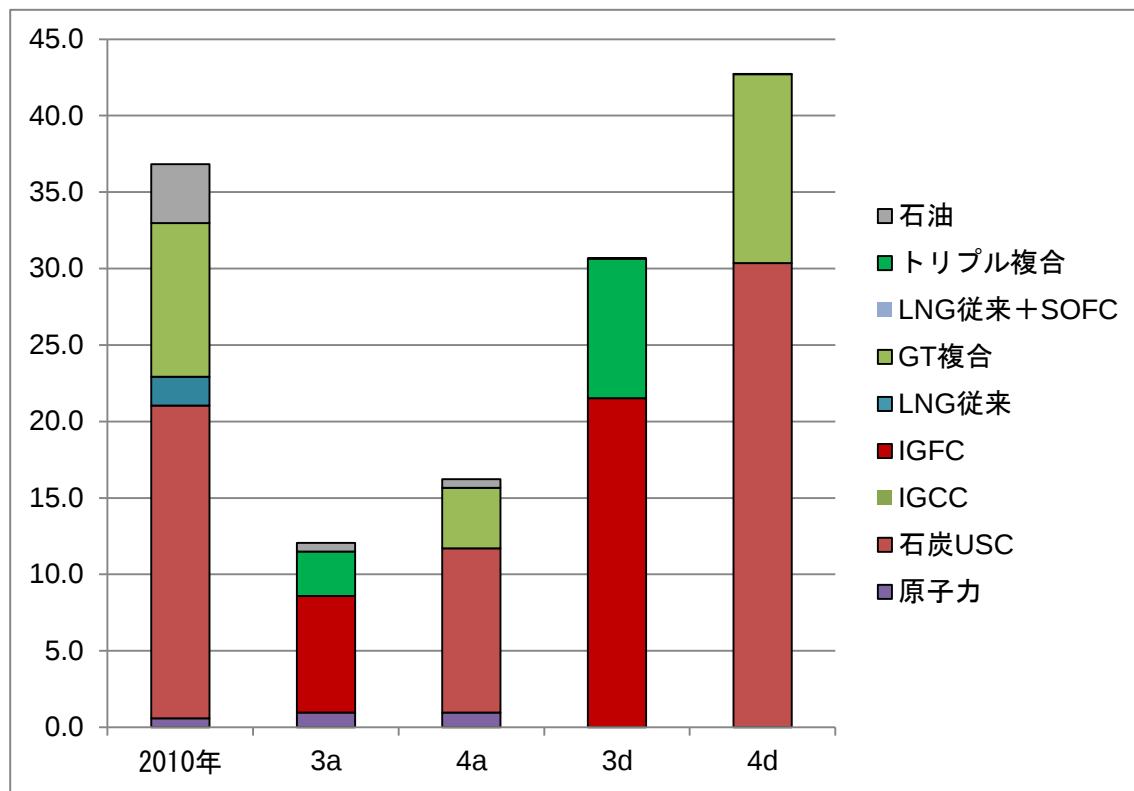


図 37 CO2 排出量効果の考察（2050 年シナリオのみ抜粋）

図 37 より、3a では 2010 年比約 1/3 の CO2 排出量となり、原子力発電と太陽光の増強が相まっている。また、原子力が全廃されるシナリオ d の場合、高効率火力を大規模に導入することで 2010 年比排出量の削減が達成されることがわかる。

全火力を高効率にした場合は 3 千万~1 億トンもの削減が可能であることが見て取れる。

第5章 結論

本章では，本論文によって得られた結論と，今後の課題を示す．

5.1. 結論

本研究では、線形計画法を用いて 2030 年・2050 年の最適電源構成を予測した。高効率火力導入を考慮した検討を行った結果、以下が明らかとなった。

1. 全国規模の高効率火力の導入による効果が定量的に示された。

2030 年想定シナリオでは新規建設費等増加費用も差し引いても 1 千 1 百億～3 千 5 百億円もの総費用削減が、1～5 千万トンの CO₂ 排出量の削減が可能になる。また、火力発電の燃料費に限って言えば 1 千 4 百億～4 千 600 億円もの費用削減が可能となる。

2050 年想定シナリオでは新規建設費等増加費用も差し引いても 4 千 2 百億～1 兆 2 千億円もの総費用削減が、4.2～12.8 千万トンの CO₂ 排出量の削減が可能になる。

2. 原子力発電の稼働状況による影響が定量的に示された。

2030 年想定シナリオでは稼働低下に合わせ最大 1 兆 8 千億円もの総費用増加、2 億トンの CO₂ 排出量増加となる。

2050 年想定シナリオでは、建設費・運用費により総費用増加は見られないが、燃料費では 3 兆円増加する他、3 億トンの CO₂ 排出量増加となる。

以上の結果から推察出来ること列挙する。

1. 本研究の想定に於いて、高効率火力を導入した際、費用面で損失となることは無かった。積極的な高効率火力の導入支援が望まれる。原子力への依存度低下が避けられない現状では不足分を火力に置き換えざるを得ず、その際電力会社各社がより大規模な設備投資が可能になる状況を作る必要があると考えられる。

2. 原子力への依存度を下げる際、大規模な節電が無い限り、CO₂ 排出量の増加から避けることは困難である。

2012 年 2 月現在の原子力稼働状況を本研究シナリオ 2d に近似した場合を考えると、図 35 より 46.2 CO₂ 千万トンの排出量となる。CO₂ 排出全てが火力であると仮定すると、京都議定書基準年 1990 年の排出量約 2 億 9 千万トン達成するためには、 $29/46.2 \div 63\%$ という 37%もの節電が必要になる。2010 年排出量 36.9 万トン維持としても、 $36.9/46.2 \div 80\%$ で 20%の節電が必要となる。

現状の生活様式を行う限り、原子力を撤廃した場合の経済成長と CO₂ 排出量削減の両立は難しく、再生可能エネルギーを現状計画以上に導入することと、生活スタイルの抜本的改革が求められるだろう。

5.2. 今後の課題

今後の課題として、本モデルの高度化として以下が考えられる。

1. 需要カーブが 2010 年準拠だったので、カーブ自体の変更・シナリオを考える。
経済産業省の長期エネルギー需要部会（2008）等にある、省エネルギーやスマートグリッド進展に応じた将来電力需要量を想定した解析を行う。
2. 風力の出力変動に対応できるかの検討を行う。
本研究では風力発電は 3GW 出力一定と仮定したが、本来の風力発電は出力変化が生じる。大規模に導入した場合の平滑化効果も盛り込み、風力発電の大規模導入の効果の検討をする。
3. 火力の起動停止問題、出力低下時の効率の低下を盛り込む。
本研究では発電効率は出力に応じることなく一定としているが、出力%に応じた効率を導入し、モデルを高度化する。
4. 時間解像度を 15 分から 5 分に上げる。
風力発電や太陽光発電の局所的出力変化に応ずることを考えると、更なる細かい時間間隔での解析が求められる。火力発電では一般的に 1 分あたり 3~7%の出力変化が可能であることから、より現実に即したモデルとなる。
5. 稼働率に応じた電源別 kWh 単価の線形化
本研究では各電源 kWh 単価を一定としたが、本来は稼働率により異なる。
発電単価の算出は、
$$(\text{発電方式 } i \text{ 発電単価}) = (\text{発電方式 } i \text{ に要した年間総コスト}) / (\text{発電方式 } i \text{ の年間発電電力量})$$

という式で求められることから、稼働率が高ければ発電単価は下がる。

文献目録

1. 経済産業省. 総合資源エネルギー調査会 総合部会. (オンライン)
http://www.meti.go.jp/committee/gizi_8/2.html.
2. ー. 新たなエネルギー基本計画の策定について. (オンライン) 平成 22 年 6 月 18 日.
<http://www.meti.go.jp/committee/summary/0004657/energy.html>.
3. 総合資源エネルギー調査会総合部会(第 2 回会合)・基本計画委員会(第 4 回会合)合同会合- 配付資料. (オンライン)
<http://www.meti.go.jp/committee/materials2/data/g100608aj.html>.
4. 日本原子力産業協会. 日本の原子力発電所の運転状況. (オンライン)
<http://www.jaif.or.jp/ja/news/2012/jp-npps-operation120114rev.pdf>.
5. 経済産業省. 「平成 22 年度電力供給計画の概要」表 2-3 発電設備構成の推移. (オンライン) <http://www.meti.go.jp/press/20100331011/20100331011.html>.
6. ー. 節電 - 電力消費をおさえるには -. (オンライン)
<http://www.meti.go.jp/setsuden/index.html>.
7. 環境省. 低炭素社会づくり行動計画. (オンライン) 平成 20 年 7 月 29 日.
http://www.env.go.jp/press/file_view.php?serial=11912&hou_id=10025.
8. 経済産業省. 長期エネルギー需給見通し. (オンライン) 平成 20 年 5 月 21 日.
<http://www.meti.go.jp/report/data/g80521aj.html>.
9. コスト等検証委員会. 第 8 回会議. (オンライン) 平成 23 年 12 月 19 日.
<http://www.npu.go.jp/policy/policy09/archive02.html>.
10. 総合資源エネルギー調査会基本問題委員会. 第 1 回会合・開催通知. (オンライン)
<http://www.enecho.meti.go.jp/info/committee/kihonmondai/index.htm>.
11. 荻本和彦, 片岡和人, 池上貴志. 「長期の電力需給計画における低炭素化実現の予備検討」エネルギー・資源学会 第 30 回研究発表会 20-2. 2011 年 6 月.
12. 荻本和彦, 岩船由美子. 「エネルギー需給の今後を考える ー震災からの回復, 供給セキュリティの観点を含めてー」. 出版地不明: 技術フォーラム「いま何をなすべきか ー東日本大震災からの復興のためにー」講演論旨集, 2011 年 4 月 25 日.
13. 藤井康正. 「新しい物質・エネルギー統合モデルの構築に向けて」. 出版地不明: 第 11 回 CEE シンポジウム 講演論旨集, 2011 年 10 月 7 日.
14. 藤井康正(脱温暖化 2050 プロジェクト). 都市エネルギー供給由来の二酸化炭素排出評価と変革による削減効果. 出版地不明: 脱温暖化社会に向けた中長期的政策オプションの多面的かつ総合的な評価・予測・立案手法の確立に関する総合研究プロジェクト, 平成 19 年 3 月.
15. 資源エネルギー庁. 水力のページ.
16. 電気事業連合会. (オンライン)

17. クリーンコールパワー研究所. IGCC (石炭ガス化複合発電) とは. (オンライン)
<http://www.ccpower.co.jp/igcc/about.html>.
18. 三菱重工技報 Vol.47 No.1 (2010) 低炭素社会特集. 三菱重工業(株). 2010 年年.
19. 茂田辺. 燃料電池の基礎マスター. 出版地不明 : 電気書院, 2009/01.
20. 橋本彰. 集中電源の機能向上について. 出版地不明 : 第 12 回 CEE シンポジウム講演論旨集, 2012 年 1 月 27 日.
21. 南條敦. 「分散電源の可能性 SOFC 開発状況」. 出版地不明 : 第 12 回 CEE シンポジウム講演論旨集, 2012 年 1 月 27 日.
22. 究極の高効率火力発電-SOFC(固体酸化物形燃料電池)トリプルコンバインドサイクルシステム. 三菱重工業(株). No.3, 出版地不明 : 三菱重工業技報 , 2011 年, 第 Vol.48 巻.
23. 東京電力. 太陽光発電 (メガソーラー) . (オンライン)
<http://www.tepco.co.jp/csr/megasolar/index-j.html>.
24. 環境省. H22 再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査報告書. (オンライン) 平成 23 年年 4 月. <http://www.env.go.jp/earth/report/h23-03/>.
25. 気象庁. 過去の気象データ検索. (オンライン)
<http://www.data.jma.go.jp/obd/stats/etrn/index.php>.
26. 東京電力. 過去の電力使用実績データのダウンロード. (オンライン)
<http://www.tepco.co.jp/forecast/html/download-j.html>.
27. 東北電力. 過去実績データのダウンロード. (オンライン)
<http://setsuden.tohoku-epco.co.jp/download.html>.
28. 札幌管区气象台. (オンライン)
<http://www.jma-net.go.jp/sapporo/observe/observe.html>.
29. 仙台管区气象台. (オンライン)
30. 東京管区气象台. (オンライン)
http://www.jma-net.go.jp/tokyo/sub_index/kansoku_data/tenki/link.html.
31. 大阪管区气象台. (オンライン)
<http://www.jma-net.go.jp/osaka/kikou/tenki2/syutugenritu.html>.
32. 福岡管区气象台. (オンライン)
http://www.jma-net.go.jp/fukuoka/chosa/tenki_syutugenritu.html.
33. 沖縄气象台. (オンライン)
<http://www.jma-net.go.jp/okinawa/menu/syokai/toukei/data/tenki936.html>.
34. 岩船由美子, 山地憲治. 「長期的な電源構成を考慮した民生部門における CO2 排出削減施策の総合的評価」. 出版地不明 : 電気学会論文誌 B, Vol.121, No.12, pp.1716-1725 (2001) .

付録 A GAMS プログラム

例として高効率火力有・原子力シナリオ a・中間期・晴れ・平日のプログラムを掲載する。input という外部 Excel ファイルを作成し、そのファイルからパラメータを読み込んでいる。

*1_a_mi-fi-we

*新火力有・原子力 a・中間期・晴れ・平日

Set

t 時刻 /1*96/

i 発電所の種類 1:水力, 2:原子力, 3:石炭, 4:IGCC, 5:IGFC, 6:LNG コンベンショナル, 7:GT コンバインド, 8:LNG+SOFC, 9:トリプル複合, 10:石油, 11:揚水

* 1:水力, 2:原子力 は別所で計算済み

/3_coal,4_IGCC,5_IGFC,6_LNG,7_GTcom,8_LNG+SO,9_tripl,10_oil,11_pump/;

Scalar res 供給予備(reserve)力 (8%, 課題より) /0.08/;

Scalar Eff 電力貯蔵効率 (65%, 課題より) /0.7/;

Scalar Msto 電力貯蔵可能量 (3kWh/kW, 課題より) /3/;

Scalar Pver 揚水発電の揚水時出力可変率制約 /0.5/;

Positive Variable

SLoad(t,i) 電力需要から PV の発電量を引いた電力

SLoadmax シナリオにおける最大需要電力(PV 他 Must run は差っ引いてある)

X(t,i) 第 i 種発電所の時間帯 t における発電電力

S(t) 時間帯 t における揚水用電力

Solar(t) 時間帯 t における PV の発電量

Renew(t) 時間帯 t における風力の発電量

g(i) 償却期間均等化年経費率

Pf(i) 建設単価(万円/kwh)

Pv(i) kWh 当り燃料費(円/kwh) (11 年 8 月現在)

Kalr(i) 第 i 種発電所の変化無の設備容量(G W)

Knew(i) 第 i 種発電所の 2010~2030 年に新設する設備容量(G W)

fol(i) 第 i 種発電所の出力変化率

min(i) 第 i 種発電所の最低負荷運転

u(i) 第 i 種発電所の定期点検による設備利用率

Variable

SumXi(t) 全ての発電所の時間帯 t における合計発電電力

K(i) 第 i 種発電所が、あるシナリオに於いて使う最大設備容量

SumXt(i) 第 i 種発電所の 1 日の発電量

TC 年間発電コスト;

Equation

EQ01(t) SumXi(t)の算出

EQ11(t,i) 電力需給バランス式

EQ21(t,i) 設備容量制約

EQ22(t) 揚水発電の設備容量制約

EQ31(i) あるシナリオにおいて使用する設備容量制約

EQ40001(i)	負荷追従率の上限制約 1	EQ40049(i)	負荷追従率の上限制約 49
EQ40002(i)	負荷追従率の上限制約 2	EQ40050(i)	負荷追従率の上限制約 50
EQ40003(i)	負荷追従率の上限制約 3	EQ40051(i)	負荷追従率の上限制約 51
EQ40004(i)	負荷追従率の上限制約 4	EQ40052(i)	負荷追従率の上限制約 52
EQ40005(i)	負荷追従率の上限制約 5	EQ40053(i)	負荷追従率の上限制約 53
EQ40006(i)	負荷追従率の上限制約 6	EQ40054(i)	負荷追従率の上限制約 54
EQ40007(i)	負荷追従率の上限制約 7	EQ40055(i)	負荷追従率の上限制約 55
EQ40008(i)	負荷追従率の上限制約 8	EQ40056(i)	負荷追従率の上限制約 56
EQ40009(i)	負荷追従率の上限制約 9	EQ40057(i)	負荷追従率の上限制約 57
EQ40010(i)	負荷追従率の上限制約 10	EQ40058(i)	負荷追従率の上限制約 58
EQ40011(i)	負荷追従率の上限制約 11	EQ40059(i)	負荷追従率の上限制約 59
EQ40012(i)	負荷追従率の上限制約 12	EQ40060(i)	負荷追従率の上限制約 60
EQ40013(i)	負荷追従率の上限制約 13	EQ40061(i)	負荷追従率の上限制約 61
EQ40014(i)	負荷追従率の上限制約 14	EQ40062(i)	負荷追従率の上限制約 62
EQ40015(i)	負荷追従率の上限制約 15	EQ40063(i)	負荷追従率の上限制約 63
EQ40016(i)	負荷追従率の上限制約 16	EQ40064(i)	負荷追従率の上限制約 64
EQ40017(i)	負荷追従率の上限制約 17	EQ40065(i)	負荷追従率の上限制約 65
EQ40018(i)	負荷追従率の上限制約 18	EQ40066(i)	負荷追従率の上限制約 66
EQ40019(i)	負荷追従率の上限制約 19	EQ40067(i)	負荷追従率の上限制約 67
EQ40020(i)	負荷追従率の上限制約 20	EQ40068(i)	負荷追従率の上限制約 68
EQ40021(i)	負荷追従率の上限制約 21	EQ40069(i)	負荷追従率の上限制約 69
EQ40022(i)	負荷追従率の上限制約 22	EQ40070(i)	負荷追従率の上限制約 70
EQ40023(i)	負荷追従率の上限制約 23	EQ40071(i)	負荷追従率の上限制約 71
EQ40024(i)	負荷追従率の上限制約 24	EQ40072(i)	負荷追従率の上限制約 72
EQ40025(i)	負荷追従率の上限制約 25	EQ40073(i)	負荷追従率の上限制約 73
EQ40026(i)	負荷追従率の上限制約 26	EQ40074(i)	負荷追従率の上限制約 74
EQ40027(i)	負荷追従率の上限制約 27	EQ40075(i)	負荷追従率の上限制約 75
EQ40028(i)	負荷追従率の上限制約 28	EQ40076(i)	負荷追従率の上限制約 76
EQ40029(i)	負荷追従率の上限制約 29	EQ40077(i)	負荷追従率の上限制約 77
EQ40030(i)	負荷追従率の上限制約 30	EQ40078(i)	負荷追従率の上限制約 78
EQ40031(i)	負荷追従率の上限制約 31	EQ40079(i)	負荷追従率の上限制約 79
EQ40032(i)	負荷追従率の上限制約 32	EQ40080(i)	負荷追従率の上限制約 80
EQ40033(i)	負荷追従率の上限制約 33	EQ40081(i)	負荷追従率の上限制約 81
EQ40034(i)	負荷追従率の上限制約 34	EQ40082(i)	負荷追従率の上限制約 82
EQ40035(i)	負荷追従率の上限制約 35	EQ40083(i)	負荷追従率の上限制約 83
EQ40036(i)	負荷追従率の上限制約 36	EQ40084(i)	負荷追従率の上限制約 84
EQ40037(i)	負荷追従率の上限制約 37	EQ40085(i)	負荷追従率の上限制約 85
EQ40038(i)	負荷追従率の上限制約 38	EQ40086(i)	負荷追従率の上限制約 86
EQ40039(i)	負荷追従率の上限制約 39	EQ40087(i)	負荷追従率の上限制約 87
EQ40040(i)	負荷追従率の上限制約 40	EQ40088(i)	負荷追従率の上限制約 88
EQ40041(i)	負荷追従率の上限制約 41	EQ40089(i)	負荷追従率の上限制約 89
EQ40042(i)	負荷追従率の上限制約 42	EQ40090(i)	負荷追従率の上限制約 90
EQ40043(i)	負荷追従率の上限制約 43	EQ40091(i)	負荷追従率の上限制約 91
EQ40044(i)	負荷追従率の上限制約 44	EQ40092(i)	負荷追従率の上限制約 92
EQ40045(i)	負荷追従率の上限制約 45	EQ40093(i)	負荷追従率の上限制約 93
EQ40046(i)	負荷追従率の上限制約 46	EQ40094(i)	負荷追従率の上限制約 94
EQ40047(i)	負荷追従率の上限制約 47	EQ40095(i)	負荷追従率の上限制約 95
EQ40048(i)	負荷追従率の上限制約 48	EQ40096(i)	負荷追従率の上限制約 96

EQ50001(i)	負荷追従率の下限制約 1	EQ50049(i)	負荷追従率の下限制約 49
EQ50002(i)	負荷追従率の下限制約 2	EQ50050(i)	負荷追従率の下限制約 50
EQ50003(i)	負荷追従率の下限制約 3	EQ50051(i)	負荷追従率の下限制約 51
EQ50004(i)	負荷追従率の下限制約 4	EQ50052(i)	負荷追従率の下限制約 52
EQ50005(i)	負荷追従率の下限制約 5	EQ50053(i)	負荷追従率の下限制約 53
EQ50006(i)	負荷追従率の下限制約 6	EQ50054(i)	負荷追従率の下限制約 54
EQ50007(i)	負荷追従率の下限制約 7	EQ50055(i)	負荷追従率の下限制約 55
EQ50008(i)	負荷追従率の下限制約 8	EQ50056(i)	負荷追従率の下限制約 56
EQ50009(i)	負荷追従率の下限制約 9	EQ50057(i)	負荷追従率の下限制約 57
EQ50010(i)	負荷追従率の下限制約 10	EQ50058(i)	負荷追従率の下限制約 58
EQ50011(i)	負荷追従率の下限制約 11	EQ50059(i)	負荷追従率の下限制約 59
EQ50012(i)	負荷追従率の下限制約 12	EQ50060(i)	負荷追従率の下限制約 60
EQ50013(i)	負荷追従率の下限制約 13	EQ50061(i)	負荷追従率の下限制約 61
EQ50014(i)	負荷追従率の下限制約 14	EQ50062(i)	負荷追従率の下限制約 62
EQ50015(i)	負荷追従率の下限制約 15	EQ50063(i)	負荷追従率の下限制約 63
EQ50016(i)	負荷追従率の下限制約 16	EQ50064(i)	負荷追従率の下限制約 64
EQ50017(i)	負荷追従率の下限制約 17	EQ50065(i)	負荷追従率の下限制約 65
EQ50018(i)	負荷追従率の下限制約 18	EQ50066(i)	負荷追従率の下限制約 66
EQ50019(i)	負荷追従率の下限制約 19	EQ50067(i)	負荷追従率の下限制約 67
EQ50020(i)	負荷追従率の下限制約 20	EQ50068(i)	負荷追従率の下限制約 68
EQ50021(i)	負荷追従率の下限制約 21	EQ50069(i)	負荷追従率の下限制約 69
EQ50022(i)	負荷追従率の下限制約 22	EQ50070(i)	負荷追従率の下限制約 70
EQ50023(i)	負荷追従率の下限制約 23	EQ50071(i)	負荷追従率の下限制約 71
EQ50024(i)	負荷追従率の下限制約 24	EQ50072(i)	負荷追従率の下限制約 72
EQ50025(i)	負荷追従率の下限制約 25	EQ50073(i)	負荷追従率の下限制約 73
EQ50026(i)	負荷追従率の下限制約 26	EQ50074(i)	負荷追従率の下限制約 74
EQ50027(i)	負荷追従率の下限制約 27	EQ50075(i)	負荷追従率の下限制約 75
EQ50028(i)	負荷追従率の下限制約 28	EQ50076(i)	負荷追従率の下限制約 76
EQ50029(i)	負荷追従率の下限制約 29	EQ50077(i)	負荷追従率の下限制約 77
EQ50030(i)	負荷追従率の下限制約 30	EQ50078(i)	負荷追従率の下限制約 78
EQ50031(i)	負荷追従率の下限制約 31	EQ50079(i)	負荷追従率の下限制約 79
EQ50032(i)	負荷追従率の下限制約 32	EQ50080(i)	負荷追従率の下限制約 80
EQ50033(i)	負荷追従率の下限制約 33	EQ50081(i)	負荷追従率の下限制約 81
EQ50034(i)	負荷追従率の下限制約 34	EQ50082(i)	負荷追従率の下限制約 82
EQ50035(i)	負荷追従率の下限制約 35	EQ50083(i)	負荷追従率の下限制約 83
EQ50036(i)	負荷追従率の下限制約 36	EQ50084(i)	負荷追従率の下限制約 84
EQ50037(i)	負荷追従率の下限制約 37	EQ50085(i)	負荷追従率の下限制約 85
EQ50038(i)	負荷追従率の下限制約 38	EQ50086(i)	負荷追従率の下限制約 86
EQ50039(i)	負荷追従率の下限制約 39	EQ50087(i)	負荷追従率の下限制約 87
EQ50040(i)	負荷追従率の下限制約 40	EQ50088(i)	負荷追従率の下限制約 88
EQ50041(i)	負荷追従率の下限制約 41	EQ50089(i)	負荷追従率の下限制約 89
EQ50042(i)	負荷追従率の下限制約 42	EQ50090(i)	負荷追従率の下限制約 90
EQ50043(i)	負荷追従率の下限制約 43	EQ50091(i)	負荷追従率の下限制約 91
EQ50044(i)	負荷追従率の下限制約 44	EQ50092(i)	負荷追従率の下限制約 92
EQ50045(i)	負荷追従率の下限制約 45	EQ50093(i)	負荷追従率の下限制約 93
EQ50046(i)	負荷追従率の下限制約 46	EQ50094(i)	負荷追従率の下限制約 94
EQ50047(i)	負荷追従率の下限制約 47	EQ50095(i)	負荷追従率の下限制約 95
EQ50048(i)	負荷追従率の下限制約 48	EQ50096(i)	負荷追従率の下限制約 96
EQ7	揚水発電の電力貯蔵バランス式		
EQ8	揚水発電の電力貯蔵可能量制約		
EQ9(t,i)	最低負荷運転制約		
OBJ01(i)	SumXt(i)の算出		
OBJ	目的関数（年間発電コスト）；		

EQ01(t)..	sum(i,X(t,i))	=e=	SumXi(t) ;
EQ11(t,i)..	SumXi(t)- S(t)	=e=	SLoad(t,i) ;
EQ31(i)..	Kalr(i) + Knew(i)	=g=	K(i);
EQ40001(i)..	X('1',i) !=		X('96',i) + K(i) * fol(i);
EQ40002(i)..	X('2',i) !=		X('1',i) + K(i) * fol(i);
EQ40003(i)..	X('3',i) !=		X('2',i) + K(i) * fol(i);
EQ40004(i)..	X('4',i) !=		X('3',i) + K(i) * fol(i);
EQ40005(i)..	X('5',i) !=		X('4',i) + K(i) * fol(i);
EQ40006(i)..	X('6',i) !=		X('5',i) + K(i) * fol(i);
EQ40007(i)..	X('7',i) !=		X('6',i) + K(i) * fol(i);
EQ40008(i)..	X('8',i) !=		X('7',i) + K(i) * fol(i);
EQ40009(i)..	X('9',i) !=		X('8',i) + K(i) * fol(i);
EQ40010(i)..	X('10',i) !=		X('9',i) + K(i) * fol(i);
EQ40011(i)..	X('11',i) !=		X('10',i) + K(i) * fol(i);
EQ40012(i)..	X('12',i) !=		X('11',i) + K(i) * fol(i);
EQ40013(i)..	X('13',i) !=		X('12',i) + K(i) * fol(i);
EQ40014(i)..	X('14',i) !=		X('13',i) + K(i) * fol(i);
EQ40015(i)..	X('15',i) !=		X('14',i) + K(i) * fol(i);
EQ40016(i)..	X('16',i) !=		X('15',i) + K(i) * fol(i);
EQ40017(i)..	X('17',i) !=		X('16',i) + K(i) * fol(i);
EQ40018(i)..	X('18',i) !=		X('17',i) + K(i) * fol(i);
EQ40019(i)..	X('19',i) !=		X('18',i) + K(i) * fol(i);
EQ40020(i)..	X('20',i) !=		X('19',i) + K(i) * fol(i);
EQ40021(i)..	X('21',i) !=		X('20',i) + K(i) * fol(i);
EQ40022(i)..	X('22',i) !=		X('21',i) + K(i) * fol(i);
EQ40023(i)..	X('23',i) !=		X('22',i) + K(i) * fol(i);
EQ40024(i)..	X('24',i) !=		X('23',i) + K(i) * fol(i);
EQ40025(i)..	X('25',i) !=		X('24',i) + K(i) * fol(i);
EQ40026(i)..	X('26',i) !=		X('25',i) + K(i) * fol(i);
EQ40027(i)..	X('27',i) !=		X('26',i) + K(i) * fol(i);
EQ40028(i)..	X('28',i) !=		X('27',i) + K(i) * fol(i);
EQ40029(i)..	X('29',i) !=		X('28',i) + K(i) * fol(i);
EQ40030(i)..	X('30',i) !=		X('29',i) + K(i) * fol(i);
EQ40031(i)..	X('31',i) !=		X('30',i) + K(i) * fol(i);
EQ40032(i)..	X('32',i) !=		X('31',i) + K(i) * fol(i);
EQ40033(i)..	X('33',i) !=		X('32',i) + K(i) * fol(i);
EQ40034(i)..	X('34',i) !=		X('33',i) + K(i) * fol(i);
EQ40035(i)..	X('35',i) !=		X('34',i) + K(i) * fol(i);
EQ40036(i)..	X('36',i) !=		X('35',i) + K(i) * fol(i);
EQ40037(i)..	X('37',i) !=		X('36',i) + K(i) * fol(i);
EQ40038(i)..	X('38',i) !=		X('37',i) + K(i) * fol(i);
EQ40039(i)..	X('39',i) !=		X('38',i) + K(i) * fol(i);
EQ40040(i)..	X('40',i) !=		X('39',i) + K(i) * fol(i);
EQ40041(i)..	X('41',i) !=		X('40',i) + K(i) * fol(i);
EQ40042(i)..	X('42',i) !=		X('41',i) + K(i) * fol(i);
EQ40043(i)..	X('43',i) !=		X('42',i) + K(i) * fol(i);
EQ40044(i)..	X('44',i) !=		X('43',i) + K(i) * fol(i);
EQ40045(i)..	X('45',i) !=		X('44',i) + K(i) * fol(i);
EQ40046(i)..	X('46',i) !=		X('45',i) + K(i) * fol(i);
EQ40047(i)..	X('47',i) !=		X('46',i) + K(i) * fol(i);
EQ40048(i)..	X('48',i) !=		X('47',i) + K(i) * fol(i);
EQ40049(i)..	X('49',i) !=		X('48',i) + K(i) * fol(i);
EQ40050(i)..	X('50',i) !=		X('49',i) + K(i) * fol(i);

EQ40051(i).. EQ40052(i).. EQ40053(i).. EQ40054(i).. EQ40055(i).. EQ40056(i).. EQ40057(i).. EQ40058(i).. EQ40059(i).. EQ40060(i).. EQ40061(i).. EQ40062(i).. EQ40063(i).. EQ40064(i).. EQ40065(i).. EQ40066(i).. EQ40067(i).. EQ40068(i).. EQ40069(i).. EQ40070(i).. EQ40071(i).. EQ40072(i).. EQ40073(i).. EQ40074(i).. EQ40075(i).. EQ40076(i).. EQ40077(i).. EQ40078(i).. EQ40079(i).. EQ40080(i).. EQ40081(i).. EQ40082(i).. EQ40083(i).. EQ40084(i).. EQ40085(i).. EQ40086(i).. EQ40087(i).. EQ40088(i).. EQ40089(i).. EQ40090(i).. EQ40091(i).. EQ40092(i).. EQ40093(i).. EQ40094(i).. EQ40095(i).. EQ40096(i).. EQ50001(i).. EQ50002(i).. EQ50003(i).. EQ50004(i).. EQ50005(i).. EQ50006(i).. EQ50007(i).. 	X('51',i) =l= X('52',i) =l= X('53',i) =l= X('54',i) =l= X('55',i) =l= X('56',i) =l= X('57',i) =l= X('58',i) =l= X('59',i) =l= X('60',i) =l= X('61',i) =l= X('62',i) =l= X('63',i) =l= X('64',i) =l= X('65',i) =l= X('66',i) =l= X('67',i) =l= X('68',i) =l= X('69',i) =l= X('70',i) =l= X('71',i) =l= X('72',i) =l= X('73',i) =l= X('74',i) =l= X('75',i) =l= X('76',i) =l= X('77',i) =l= X('78',i) =l= X('79',i) =l= X('80',i) =l= X('81',i) =l= X('82',i) =l= X('83',i) =l= X('84',i) =l= X('85',i) =l= X('86',i) =l= X('87',i) =l= X('88',i) =l= X('89',i) =l= X('90',i) =l= X('91',i) =l= X('92',i) =l= X('93',i) =l= X('94',i) =l= X('95',i) =l= X('96',i) =l= X('1',i) =g= X('2',i) =g= X('3',i) =g= X('4',i) =g= X('5',i) =g= X('6',i) =g= X('7',i) =g= 	X('50',i) + K(i) * fol(i); X('51',i) + K(i) * fol(i); X('52',i) + K(i) * fol(i); X('53',i) + K(i) * fol(i); X('54',i) + K(i) * fol(i); X('55',i) + K(i) * fol(i); X('56',i) + K(i) * fol(i); X('57',i) + K(i) * fol(i); X('58',i) + K(i) * fol(i); X('59',i) + K(i) * fol(i); X('60',i) + K(i) * fol(i); X('61',i) + K(i) * fol(i); X('62',i) + K(i) * fol(i); X('63',i) + K(i) * fol(i); X('64',i) + K(i) * fol(i); X('65',i) + K(i) * fol(i); X('66',i) + K(i) * fol(i); X('67',i) + K(i) * fol(i); X('68',i) + K(i) * fol(i); X('69',i) + K(i) * fol(i); X('70',i) + K(i) * fol(i); X('71',i) + K(i) * fol(i); X('72',i) + K(i) * fol(i); X('73',i) + K(i) * fol(i); X('74',i) + K(i) * fol(i); X('75',i) + K(i) * fol(i); X('76',i) + K(i) * fol(i); X('77',i) + K(i) * fol(i); X('78',i) + K(i) * fol(i); X('79',i) + K(i) * fol(i); X('80',i) + K(i) * fol(i); X('81',i) + K(i) * fol(i); X('82',i) + K(i) * fol(i); X('83',i) + K(i) * fol(i); X('84',i) + K(i) * fol(i); X('85',i) + K(i) * fol(i); X('86',i) + K(i) * fol(i); X('87',i) + K(i) * fol(i); X('88',i) + K(i) * fol(i); X('89',i) + K(i) * fol(i); X('90',i) + K(i) * fol(i); X('91',i) + K(i) * fol(i); X('92',i) + K(i) * fol(i); X('93',i) + K(i) * fol(i); X('94',i) + K(i) * fol(i); X('95',i) + K(i) * fol(i); X('96',i) - K(i) * fol(i); X('1',i) - K(i) * fol(i); X('2',i) - K(i) * fol(i); X('3',i) - K(i) * fol(i); X('4',i) - K(i) * fol(i); X('5',i) - K(i) * fol(i); X('6',i) - K(i) * fol(i);
--	--	--

EQ50008(i).. EQ50009(i).. EQ50010(i).. EQ50011(i).. EQ50012(i).. EQ50013(i).. EQ50014(i).. EQ50015(i).. EQ50016(i).. EQ50017(i).. EQ50018(i).. EQ50019(i).. EQ50020(i).. EQ50021(i).. EQ50022(i).. EQ50023(i).. EQ50024(i).. EQ50025(i).. EQ50026(i).. EQ50027(i).. EQ50028(i).. EQ50029(i).. EQ50030(i).. EQ50031(i).. EQ50032(i).. EQ50033(i).. EQ50034(i).. EQ50035(i).. EQ50036(i).. EQ50037(i).. EQ50038(i).. EQ50039(i).. EQ50040(i).. EQ50041(i).. EQ50042(i).. EQ50043(i).. EQ50044(i).. EQ50045(i).. EQ50046(i).. EQ50047(i).. EQ50048(i).. EQ50049(i).. EQ50050(i).. EQ50051(i).. EQ50052(i).. EQ50053(i).. EQ50054(i).. EQ50055(i).. EQ50056(i).. EQ50057(i).. EQ50058(i).. EQ50059(i).. EQ50060(i).. EQ50061(i).. 	X('8',i) =g= X('9',i) =g= X('10',i) =g= X('11',i) =g= X('12',i) =g= X('13',i) =g= X('14',i) =g= X('15',i) =g= X('16',i) =g= X('17',i) =g= X('18',i) =g= X('19',i) =g= X('20',i) =g= X('21',i) =g= X('22',i) =g= X('23',i) =g= X('24',i) =g= X('25',i) =g= X('26',i) =g= X('27',i) =g= X('28',i) =g= X('29',i) =g= X('30',i) =g= X('31',i) =g= X('32',i) =g= X('33',i) =g= X('34',i) =g= X('35',i) =g= X('36',i) =g= X('37',i) =g= X('38',i) =g= X('39',i) =g= X('40',i) =g= X('41',i) =g= X('42',i) =g= X('43',i) =g= X('44',i) =g= X('45',i) =g= X('46',i) =g= X('47',i) =g= X('48',i) =g= X('49',i) =g= X('50',i) =g= X('51',i) =g= X('52',i) =g= X('53',i) =g= X('54',i) =g= X('55',i) =g= X('56',i) =g= X('57',i) =g= X('58',i) =g= X('59',i) =g= X('60',i) =g= X('61',i) =g= 	X('7',i) - K(i) * fol(i); X('8',i) - K(i) * fol(i); X('9',i) - K(i) * fol(i); X('10',i) - K(i) * fol(i); X('11',i) - K(i) * fol(i); X('12',i) - K(i) * fol(i); X('13',i) - K(i) * fol(i); X('14',i) - K(i) * fol(i); X('15',i) - K(i) * fol(i); X('16',i) - K(i) * fol(i); X('17',i) - K(i) * fol(i); X('18',i) - K(i) * fol(i); X('19',i) - K(i) * fol(i); X('20',i) - K(i) * fol(i); X('21',i) - K(i) * fol(i); X('22',i) - K(i) * fol(i); X('23',i) - K(i) * fol(i); X('24',i) - K(i) * fol(i); X('25',i) - K(i) * fol(i); X('26',i) - K(i) * fol(i); X('27',i) - K(i) * fol(i); X('28',i) - K(i) * fol(i); X('29',i) - K(i) * fol(i); X('30',i) - K(i) * fol(i); X('31',i) - K(i) * fol(i); X('32',i) - K(i) * fol(i); X('33',i) - K(i) * fol(i); X('34',i) - K(i) * fol(i); X('35',i) - K(i) * fol(i); X('36',i) - K(i) * fol(i); X('37',i) - K(i) * fol(i); X('38',i) - K(i) * fol(i); X('39',i) - K(i) * fol(i); X('40',i) - K(i) * fol(i); X('41',i) - K(i) * fol(i); X('42',i) - K(i) * fol(i); X('43',i) - K(i) * fol(i); X('44',i) - K(i) * fol(i); X('45',i) - K(i) * fol(i); X('46',i) - K(i) * fol(i); X('47',i) - K(i) * fol(i); X('48',i) - K(i) * fol(i); X('49',i) - K(i) * fol(i); X('50',i) - K(i) * fol(i); X('51',i) - K(i) * fol(i); X('52',i) - K(i) * fol(i); X('53',i) - K(i) * fol(i); X('54',i) - K(i) * fol(i); X('55',i) - K(i) * fol(i); X('56',i) - K(i) * fol(i); X('57',i) - K(i) * fol(i); X('58',i) - K(i) * fol(i); X('59',i) - K(i) * fol(i); X('60',i) - K(i) * fol(i);
--	--	---

EQ50062(i).. EQ50063(i).. EQ50064(i).. EQ50065(i).. EQ50066(i).. EQ50067(i).. EQ50068(i).. EQ50069(i).. EQ50070(i).. EQ50071(i).. EQ50072(i).. EQ50073(i).. EQ50074(i).. EQ50075(i).. EQ50076(i).. EQ50077(i).. EQ50078(i).. EQ50079(i).. EQ50080(i).. EQ50081(i).. EQ50082(i).. EQ50083(i).. EQ50084(i).. EQ50085(i).. EQ50086(i).. EQ50087(i).. EQ50088(i).. EQ50089(i).. EQ50090(i).. EQ50091(i).. EQ50092(i).. EQ50093(i).. EQ50094(i).. EQ50095(i).. EQ50096(i).. 	X('62',i) =g= X('63',i) =g= X('64',i) =g= X('65',i) =g= X('66',i) =g= X('67',i) =g= X('68',i) =g= X('69',i) =g= X('70',i) =g= X('71',i) =g= X('72',i) =g= X('73',i) =g= X('74',i) =g= X('75',i) =g= X('76',i) =g= X('77',i) =g= X('78',i) =g= X('79',i) =g= X('80',i) =g= X('81',i) =g= X('82',i) =g= X('83',i) =g= X('84',i) =g= X('85',i) =g= X('86',i) =g= X('87',i) =g= X('88',i) =g= X('89',i) =g= X('90',i) =g= X('91',i) =g= X('92',i) =g= X('93',i) =g= X('94',i) =g= X('95',i) =g= X('96',i) =g= 	X('61',i) - K(i) * fol(i); X('62',i) - K(i) * fol(i); X('63',i) - K(i) * fol(i); X('64',i) - K(i) * fol(i); X('65',i) - K(i) * fol(i); X('66',i) - K(i) * fol(i); X('67',i) - K(i) * fol(i); X('68',i) - K(i) * fol(i); X('69',i) - K(i) * fol(i); X('70',i) - K(i) * fol(i); X('71',i) - K(i) * fol(i); X('72',i) - K(i) * fol(i); X('73',i) - K(i) * fol(i); X('74',i) - K(i) * fol(i); X('75',i) - K(i) * fol(i); X('76',i) - K(i) * fol(i); X('77',i) - K(i) * fol(i); X('78',i) - K(i) * fol(i); X('79',i) - K(i) * fol(i); X('80',i) - K(i) * fol(i); X('81',i) - K(i) * fol(i); X('82',i) - K(i) * fol(i); X('83',i) - K(i) * fol(i); X('84',i) - K(i) * fol(i); X('85',i) - K(i) * fol(i); X('86',i) - K(i) * fol(i); X('87',i) - K(i) * fol(i); X('88',i) - K(i) * fol(i); X('89',i) - K(i) * fol(i); X('90',i) - K(i) * fol(i); X('91',i) - K(i) * fol(i); X('92',i) - K(i) * fol(i); X('93',i) - K(i) * fol(i); X('94',i) - K(i) * fol(i); X('95',i) - K(i) * fol(i);
--	---	--

EQ9(t,i).. EQ21(t,i).. EQ22(t).. EQ7.. EQ8.. OBJ01(i).. OBJ.. 	min(i) * K(i) =l= X(t,i) ; X(t,i) =l= (1-u(i)) * K(i) ; S(t) =l= (1-u('11_pump')) * K('11_pump'); sum(t,X(t,'11_pump')) =l= Eff * sum(t,S(t)) ; sum(t,S(t)) =l= Msto * (1-u('11_pump')) * K('11_pump') ; sum(t,X(t,i)) =e= SumXt(i); TC =e= sum(i,g(i)*Pf(i)*Knew(i)+365*Pv(i)*SumXt(i)/10000) ;
---	--

Model
PPC /all/ ;

```

$CALL GDXXRW.EXE input.xlsx par=xlg rng=Para!B1:J2 Cdim=1
Parameter xlg(i);
$GDXIN input.gdx
$LOAD xlg
$GDXIN
g.FX(i) = xlg(i);

```

```

$CALL GDXXRW.EXE input.xlsx par=xlPf rng=Para!B3:J4 Cdim=1
Parameter xlPf(i);
$GDXIN input.gdx
$LOAD xlPf
$GDXIN
Pf.FX(i) = xlPf(i);

```

```

$CALL GDXXRW.EXE input.xlsx par=xlPv rng=Para!B5:J6 Cdim=1
Parameter xlPv(i);
$GDXIN input.gdx
$LOAD xlPv
$GDXIN
Pv.FX(i) = xlPv(i);

```

```

$CALL GDXXRW.EXE input.xlsx par=xlfol rng=Para!B7:J8 Cdim=1
Parameter xlfol(i);
$GDXIN input.gdx
$LOAD xlfol
$GDXIN
fol.FX(i) = xlfol(i);

```

```

$CALL GDXXRW.EXE input.xlsx par=xlu rng=Para!B13:J14 Cdim=1
Parameter xlu(i);
$GDXIN input.gdx
$LOAD xlu
$GDXIN
u.FX(i) = xlu(i);

```

```

$CALL GDXXRW.EXE input.xlsx par=xlKalr rng=Para!B15:J16 Cdim=1
Parameter xlKalr(i);
$GDXIN input.gdx
$LOAD xlKalr
$GDXIN
Kalr.FX(i) = xlKalr(i);

```

```

$CALL GDXXRW.EXE input.xlsx par=xlSLoad rng=aSLoad!K2:T98
Parameter xlSLoad(t,i);
$GDXIN input.gdx
$Load xlSLoad
$GDXIN
SLoad.FX(t,i) = xlSLoad(t,i);

```

```

$CALL GDXXRW.EXE input.xlsx par=xlsolar rng=Kotei!M3:N98 Rdim=1
Parameter xlSolar(t);
$GDXIN input.gdx
$LOAD xlSolar
$GDXIN
Solar.FX(t) = xlSolar(t);

```

```

$CALL GDXXRW.EXE input.xlsx par=xlmin rng=Para!B11:J12 Cdim=1
Parameter xlmin(i);
$GDXIN input.gdx
$LOAD xlmin
$GDXIN
min.FX(i) = xlmin(i);

```

```

$CALL GDXXRW.EXE input.xlsx par=xlKnew rng=Para!B17:J18 Cdim=1
Parameter xlKnew(i);
$GDXIN input.gdx
$LOAD xlKnew
$GDXIN
Knew.FX(i) = xlKnew(i);

```

Solve
 PPC minimizing TC using NLP ;

*エクセルへの出力
 * 1_a_mi-fi-we.xls が開いていたら、一度閉じる.
 \$call =xlstalk.exe -C 1_a_mi-fi-we.xlsx
 * cmd.txt に以下の内容を入力.

```

$onecho > cmd.txt
i=1_a_mi-fi-we.gdx o=1_a_mi-fi-we.xlsx epsout=0
var=X rng=1_a_mi-fi-we.xls!A1 rdim=1 cdim=1
var=Solar rng=1_a_mi-fi-we.xls!K26 rdim=1
var=S rng=1_a_mi-fi-we.xls!M33 rdim=1
var=TC rng=1_a_mi-fi-we.xls!O1 rdim=0
$offecho

```

```

execute_unload "1_a_mi-fi-we.gdx", X,Solar,S,TC ;
execute '=gdxxrw @cmd.txt';
execute 'shellexecute "1_a_mi-fi-we.xlsx"';

```

付録 B 太陽光の発電容量の元になったデータ

都道府県	公共系建築物		発電所/工場/物流施設		09人口割合	新築は30万戸/年		既築は15万戸/年	
	容量(万kW)	容量(GW)	容量(万kW)	容量(GW)		新築戸数/	容量(GW)	既築戸数/	容量(GW)
北海道	53.04	0.53	34.79	0.35	4.32	259200	0.8266	129600	0.4133
青森県	15.37	0.15	9.13	0.09	1.08	64800	0.2067	32400	0.1033
岩手県	14.41	0.14	14.02	0.14	1.05	63000	0.2009	31500	0.1005
宮城県	21.14	0.21	20.08	0.20	1.83	109800	0.3502	54900	0.1751
秋田県	12.03	0.12	10.2	0.10	0.86	51600	0.1646	25800	0.0823
山形県	12.12	0.12	14.43	0.14	0.92	55200	0.1760	27600	0.0880
福島県	19.35	0.19	32.52	0.33	1.60	96000	0.3062	48000	0.1531
茨城県	23.78	0.24	67.35	0.67	2.32	139200	0.4439	69600	0.2220
栃木県	17.41	0.17	44.68	0.45	1.57	94200	0.3004	47100	0.1502
群馬県	18.04	0.18	34.69	0.35	1.57	94200	0.3004	47100	0.1502
埼玉県	44.68	0.45	48.47	0.48	5.59	335400	1.0696	167700	0.5348
千葉県	41.49	0.41	54.92	0.55	4.81	288600	0.9204	144300	0.4602
東京都	91.02	0.91	20.92	0.21	10.09	605400	1.9307	302700	0.9653
神奈川県	50.58	0.51	69.33	0.69	7.01	420600	1.3413	210300	0.6707
新潟県	25.36	0.25	29.78	0.30	1.86	111600	0.3559	55800	0.1780
富山県	10.99	0.11	29.44	0.29	0.86	51600	0.1646	25800	0.0823
石川県	12.9	0.13	14.75	0.15	0.91	54600	0.1741	27300	0.0871
福井県	8.86	0.09	13.78	0.14	0.63	37800	0.1205	18900	0.0603
山梨県	9.04	0.09	10.77	0.11	0.68	40800	0.1301	20400	0.0651
長野県	21.33	0.21	26.19	0.26	1.69	101400	0.3234	50700	0.1617
岐阜県	18.76	0.19	35.34	0.35	1.64	98400	0.3138	49200	0.1569
静岡県	27.45	0.27	70.84	0.71	2.97	178200	0.5683	89100	0.2841
愛知県	52.99	0.53	140.13	1.40	5.82	349200	1.1136	174600	0.5568
三重県	16.76	0.17	41.39	0.41	1.47	88200	0.2813	44100	0.1406
滋賀県	12.09	0.12	37.71	0.38	1.10	66000	0.2105	33000	0.1052
京都府	22.64	0.23	17.64	0.18	2.06	123600	0.3942	61800	0.1971
大阪府	60.2	0.60	54.85	0.55	6.90	414000	1.3203	207000	0.6601
兵庫県	44.94	0.45	75.67	0.76	4.38	262800	0.8381	131400	0.4190
奈良県	12.55	0.13	7.4	0.07	1.10	66000	0.2105	33000	0.1052
和歌山県	9.1	0.09	13.85	0.14	0.79	47400	0.1512	23700	0.0756
鳥取県	6.12	0.06	5.47	0.05	0.46	27600	0.0880	13800	0.0440
島根県	8.22	0.08	7.68	0.08	0.56	33600	0.1072	16800	0.0536
岡山県	18.38	0.18	38.1	0.38	1.52	91200	0.2908	45600	0.1454
広島県	25.08	0.25	44.27	0.44	2.25	135000	0.4305	67500	0.2153
山口県	14.57	0.15	30.59	0.31	1.14	68400	0.2181	34200	0.1091
徳島県	7.3	0.07	7.7	0.08	0.62	37200	0.1186	18600	0.0593
香川県	8.47	0.08	13.94	0.14	0.78	46800	0.1492	23400	0.0746
愛媛県	13.37	0.13	19.2	0.19	1.13	67800	0.2162	33900	0.1081
高知県	7.65	0.08	3.39	0.03	0.60	36000	0.1148	18000	0.0574
福岡県	39.46	0.39	49.66	0.50	3.96	237600	0.7577	118800	0.3789
佐賀県	8.03	0.08	12.89	0.13	0.67	40200	0.1282	20100	0.0641
長崎県	15.01	0.15	10.19	0.10	1.12	67200	0.2143	33600	0.1072
熊本県	16.44	0.16	16.32	0.16	1.42	85200	0.2717	42600	0.1359
大分県	11.26	0.11	16.04	0.16	0.94	56400	0.1799	28200	0.0899
宮崎県	10.79	0.11	10.15	0.10	0.89	53400	0.1703	26700	0.0851
鹿児島県	16.78	0.17	8.52	0.09	1.34	80400	0.2564	40200	0.1282
沖縄県	12.09	0.12	2.32	0.02	1.08	64800	0.2067	32400	0.1033
合計	1,039.41	10.39	1,391.51	13.91	99.96	5997600	19.1269	2998800	9.5635

10年間平均・東京都を1として発電量の係数として換算												
月	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
全国	0.877	0.954	1.008	1.038	1.063	1.127	1.089	1.116	1.159	1.152	1.030	0.903
北海道	0.701	0.882	1.001	1.040	1.158	1.331	1.095	1.045	1.189	1.080	0.770	0.648
青森県	0.584	0.765	0.907	1.045	1.130	1.310	1.087	1.069	1.158	1.093	0.734	0.546
岩手県	0.751	0.922	0.982	1.039	1.082	1.242	1.005	1.003	1.069	1.069	0.898	0.711
宮城県	0.911	1.011	1.056	1.066	1.036	1.129	0.936	0.927	1.006	1.092	1.047	0.862
秋田県	0.450	0.670	0.848	1.026	1.115	1.324	1.054	1.129	1.213	1.126	0.707	0.443
山形県	0.568	0.762	0.895	1.024	1.089	1.296	1.069	1.111	1.131	1.031	0.743	0.509
福島県	0.873	0.979	1.018	1.040	1.073	1.176	1.033	1.038	1.065	1.057	0.956	0.804
茨城県	1.078	1.075	1.051	1.051	1.062	1.098	1.086	1.090	1.116	1.094	1.074	1.049
栃木県	1.080	1.121	1.085	1.050	1.055	1.068	1.005	1.009	1.064	1.105	1.116	1.067
群馬県	1.119	1.159	1.133	1.102	1.084	1.118	1.055	1.046	1.078	1.150	1.182	1.128
埼玉県	1.059	1.069	1.054	1.041	1.039	1.040	1.027	1.035	1.045	1.056	1.062	1.047
千葉県	1.011	1.000	1.008	1.015	1.028	1.049	1.097	1.099	1.096	1.047	1.009	1.013
東京都	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
神奈川県	0.992	0.987	0.998	1.013	1.011	1.040	1.067	1.114	1.083	1.049	1.012	1.023
新潟県	0.511	0.699	0.846	1.024	1.121	1.276	1.092	1.197	1.163	1.075	0.740	0.490
富山県	0.579	0.754	0.860	1.011	1.084	1.170	1.065	1.175	1.105	1.127	0.792	0.530
石川県	0.527	0.711	0.878	1.046	1.106	1.209	1.112	1.223	1.155	1.177	0.809	0.518
福井県	0.554	0.729	0.850	1.004	1.061	1.162	1.071	1.185	1.167	1.162	0.857	0.557
山梨県	1.114	1.154	1.161	1.132	1.123	1.194	1.167	1.193	1.197	1.178	1.185	1.115
長野県	1.048	1.143	1.152	1.174	1.213	1.307	1.236	1.271	1.268	1.265	1.184	1.018
岐阜県	0.896	1.012	1.065	1.075	1.085	1.183	1.100	1.160	1.212	1.223	1.095	0.901
静岡県	1.070	1.086	1.100	1.073	1.063	1.111	1.126	1.195	1.230	1.189	1.181	1.132
愛知県	1.006	1.077	1.117	1.091	1.077	1.132	1.112	1.172	1.232	1.230	1.185	1.043
三重県	0.941	1.014	1.066	1.066	1.053	1.123	1.115	1.166	1.215	1.192	1.169	1.019
滋賀県	0.710	0.820	0.920	1.000	1.043	1.124	1.070	1.138	1.182	1.174	0.994	0.775
京都府	0.748	0.809	0.907	0.990	1.036	1.106	1.037	1.088	1.144	1.175	1.008	0.819
大阪府	0.771	0.862	0.963	1.037	1.073	1.163	1.133	1.145	1.204	1.183	1.017	0.847
兵庫県	0.810	0.869	0.965	1.031	1.062	1.159	1.108	1.153	1.199	1.193	1.028	0.857
奈良県	0.689	0.807	0.918	0.993	1.036	1.111	1.080	1.128	1.169	1.144	0.991	0.779
和歌山県	0.821	0.937	1.035	1.052	1.076	1.159	1.188	1.206	1.268	1.218	1.077	0.888
鳥取県	0.585	0.699	0.874	1.024	1.090	1.218	1.091	1.186	1.156	1.194	0.909	0.649
島根県	0.549	0.719	0.908	1.074	1.144	1.275	1.143	1.222	1.213	1.249	0.924	0.590
岡山県	0.837	0.910	1.008	1.061	1.113	1.205	1.117	1.165	1.231	1.263	1.072	0.901
広島県	0.838	0.922	1.007	1.042	1.103	1.183	1.133	1.199	1.273	1.300	1.115	0.898
山口県	0.733	0.894	0.986	1.039	1.097	1.147	1.094	1.182	1.251	1.297	1.077	0.792
徳島県	0.907	0.967	1.038	1.073	1.084	1.178	1.194	1.233	1.249	1.214	1.087	0.958
香川県	0.832	0.935	1.032	1.086	1.123	1.234	1.206	1.227	1.252	1.238	1.046	0.867
愛媛県	0.800	0.940	1.027	1.055	1.090	1.160	1.188	1.232	1.284	1.264	1.077	0.838
高知県	1.048	1.093	1.091	1.070	1.051	1.123	1.178	1.220	1.301	1.317	1.239	1.143
福岡県	0.729	0.916	0.998	1.049	1.085	1.132	1.098	1.164	1.279	1.332	1.095	0.786
佐賀県	0.744	0.920	0.987	1.015	1.030	1.039	1.048	1.131	1.264	1.334	1.110	0.833
長崎県	0.704	0.907	1.006	1.046	1.066	1.082	1.116	1.202	1.324	1.373	1.107	0.804
熊本県	0.796	0.962	1.021	1.047	1.074	1.113	1.155	1.219	1.355	1.381	1.152	0.893
大分県	0.838	0.956	1.004	1.019	1.044	1.074	1.096	1.132	1.187	1.218	1.081	0.893
宮崎県	1.050	1.074	1.092	1.038	1.035	1.027	1.214	1.178	1.259	1.314	1.239	1.149
鹿児島県	0.831	0.980	1.020	1.014	1.030	1.027	1.215	1.223	1.336	1.388	1.200	0.952
沖縄	0.794	0.864	0.907	0.885	0.975	1.155	1.326	1.215	1.364	1.406	1.156	0.960

	2030年	2030年時のPVを東京に換算した発電容量											
	容量(GW)	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
	53.00	46.40	50.67	53.55	55.20	56.53	60.05	57.88	59.60	61.84	61.54	54.93	47.73
北海道	2.12	1.48	1.87	2.12	2.20	2.45	2.82	2.32	2.21	2.52	2.29	1.63	1.37
青森県	0.55	0.32	0.42	0.50	0.58	0.63	0.73	0.60	0.59	0.64	0.61	0.41	0.30
岩手県	0.59	0.44	0.54	0.58	0.61	0.63	0.73	0.59	0.59	0.63	0.63	0.53	0.42
宮城県	0.94	0.85	0.95	0.99	1.00	0.97	1.06	0.88	0.87	0.94	1.02	0.98	0.81
秋田県	0.47	0.21	0.31	0.40	0.48	0.52	0.62	0.49	0.53	0.57	0.53	0.33	0.21
山形県	0.53	0.30	0.40	0.47	0.54	0.58	0.69	0.57	0.59	0.60	0.55	0.39	0.27
福島県	0.98	0.85	0.96	1.00	1.02	1.05	1.15	1.01	1.02	1.04	1.03	0.94	0.79
茨城県	1.58	1.70	1.70	1.66	1.66	1.68	1.73	1.71	1.72	1.76	1.72	1.69	1.65
栃木県	1.07	1.16	1.20	1.16	1.13	1.13	1.14	1.08	1.08	1.14	1.18	1.20	1.14
群馬県	0.98	1.09	1.13	1.11	1.08	1.06	1.09	1.03	1.02	1.05	1.12	1.16	1.10
埼玉県	2.54	2.69	2.71	2.67	2.64	2.64	2.64	2.60	2.62	2.65	2.68	2.69	2.66
千葉県	2.34	2.37	2.35	2.36	2.38	2.41	2.46	2.57	2.58	2.57	2.45	2.37	2.38
東京都	4.02	4.02	4.02	4.02	4.02	4.02	4.02	4.02	4.02	4.02	4.02	4.02	4.02
神奈川県	3.21	3.18	3.17	3.21	3.25	3.25	3.34	3.43	3.58	3.48	3.37	3.25	3.28
新潟県	1.09	0.55	0.76	0.92	1.11	1.22	1.39	1.18	1.30	1.26	1.17	0.80	0.53
富山県	0.65	0.38	0.49	0.56	0.66	0.71	0.76	0.69	0.77	0.72	0.73	0.52	0.35
石川県	0.54	0.28	0.38	0.47	0.56	0.59	0.65	0.60	0.66	0.62	0.63	0.43	0.28
福井県	0.41	0.23	0.30	0.35	0.41	0.43	0.47	0.44	0.48	0.48	0.47	0.35	0.23
山梨県	0.39	0.44	0.45	0.46	0.44	0.44	0.47	0.46	0.47	0.47	0.46	0.47	0.44
長野県	0.96	1.01	1.10	1.11	1.13	1.16	1.25	1.19	1.22	1.22	1.22	1.14	0.98
岐阜県	1.01	0.91	1.02	1.08	1.09	1.10	1.20	1.11	1.17	1.23	1.24	1.11	0.91
静岡県	1.84	1.96	1.99	2.02	1.97	1.95	2.04	2.07	2.19	2.26	2.18	2.17	2.08
愛知県	3.60	3.62	3.88	4.02	3.93	3.88	4.08	4.01	4.22	4.44	4.43	4.27	3.76
三重県	1.00	0.94	1.02	1.07	1.07	1.06	1.13	1.12	1.17	1.22	1.20	1.17	1.02
滋賀県	0.81	0.58	0.67	0.75	0.81	0.85	0.91	0.87	0.93	0.96	0.95	0.81	0.63
京都府	0.99	0.74	0.80	0.90	0.98	1.03	1.10	1.03	1.08	1.14	1.17	1.00	0.81
大阪府	3.13	2.41	2.70	3.02	3.25	3.36	3.64	3.55	3.59	3.77	3.70	3.18	2.65
兵庫県	2.46	2.00	2.14	2.38	2.54	2.62	2.85	2.73	2.84	2.95	2.94	2.53	2.11
奈良県	0.52	0.35	0.42	0.47	0.51	0.53	0.57	0.56	0.58	0.60	0.59	0.51	0.40
和歌山県	0.46	0.37	0.43	0.47	0.48	0.49	0.53	0.54	0.55	0.58	0.56	0.49	0.41
鳥取県	0.25	0.15	0.17	0.22	0.25	0.27	0.30	0.27	0.29	0.29	0.30	0.23	0.16
島根県	0.32	0.18	0.23	0.29	0.34	0.37	0.41	0.37	0.39	0.39	0.40	0.30	0.19
岡山県	1.00	0.84	0.91	1.01	1.06	1.11	1.21	1.12	1.17	1.23	1.26	1.07	0.90
広島県	1.34	1.12	1.24	1.35	1.40	1.48	1.58	1.52	1.61	1.70	1.74	1.49	1.20
山口県	0.78	0.57	0.70	0.77	0.81	0.85	0.89	0.85	0.92	0.97	1.01	0.84	0.62
徳島県	0.33	0.30	0.32	0.34	0.35	0.36	0.39	0.39	0.40	0.41	0.40	0.36	0.31
香川県	0.45	0.37	0.42	0.46	0.49	0.50	0.55	0.54	0.55	0.56	0.55	0.47	0.39
愛媛県	0.65	0.52	0.61	0.67	0.69	0.71	0.75	0.77	0.80	0.83	0.82	0.70	0.54
高知県	0.28	0.30	0.31	0.31	0.30	0.30	0.32	0.33	0.34	0.37	0.37	0.35	0.32
福岡県	2.03	1.48	1.86	2.02	2.13	2.20	2.30	2.23	2.36	2.59	2.70	2.22	1.59
佐賀県	0.40	0.30	0.37	0.40	0.41	0.41	0.42	0.42	0.45	0.51	0.54	0.45	0.33
長崎県	0.57	0.40	0.52	0.58	0.60	0.61	0.62	0.64	0.69	0.76	0.79	0.63	0.46
熊本県	0.74	0.59	0.71	0.75	0.77	0.79	0.82	0.85	0.90	1.00	1.02	0.85	0.66
大分県	0.54	0.46	0.52	0.55	0.55	0.57	0.58	0.59	0.61	0.64	0.66	0.59	0.48
宮崎県	0.46	0.49	0.50	0.51	0.48	0.48	0.48	0.56	0.55	0.59	0.61	0.58	0.53
鹿児島県	0.64	0.53	0.62	0.65	0.65	0.66	0.65	0.77	0.78	0.85	0.88	0.77	0.61
沖縄	0.45	0.36	0.39	0.41	0.40	0.44	0.52	0.60	0.55	0.62	0.64	0.52	0.44

謝辞

酒井・泉研の先生方

本論文作成にあたり，一年間ご指導してくださった原先生に深く感謝いたします。ついつい脱線しがちな私に数えきれない程軌道修正をして下さり，先行研究の無い本研究をゴールに導いてくださり本当にありがとうございました。

また，進捗報告時などに的確な指摘やアドバイスを下さった酒井教授・泉准教授に深く感謝いたします。

生研の皆様

B4 で終わってしまうこの身ですが，皆様方により半年間非常に充実した研究を送ることが出来ました。

橋本彰特任教授には日頃目を掛けて頂き，研究の念入りなご指導のみならず，就職先の大先輩として様々なことを学ばせて頂きました。心よりお礼申し上げます。度々行われた研究後の飲みでのお話は，人生の糧となりました。

橋本研での研究活動をご一緒させて頂き，電力会社に於ける実際の電源運用について等，様々な知見をお聞かせくださいました桐山様，深く感謝いたします。日々の四方山話は研究生活のモチベーションの糧となりました。

橋本先生との打ち合わせの際，的確な指摘やアドバイスを下さった荻本和彦特任教授，岩船由美子准教授に深く感謝いたします。先生方の先行研究があって，私の研究を行うことが出来ました。荻本先生にはコスト等検証委員会での実際の体験談等を交え大変興味深いお話を聞かせて頂き，岩船先生からは解析ツールの GAMS の存在のご教授からモデル化の重要な要素を教えて頂きました。

金子祥三特任教授，藤井康正教授からも多くのご助言賜りまして，心より感謝申し上げます。金子先生からは火力の最前線のお話から社会での生き方までご教授頂き，藤井先生からは最適電源構成モデルの基礎を課題から学ばさせて頂き，またシンポジウムでの電撃質問にお答え頂き本当にありがとうございました。

金子研・橋本研の秘書の皆様にはいつも差し入れを頂き，ありがとうございました。今日はどんなお菓子が出てくるだろうか，日々非常に楽しみにしておりました。

またこちらが必要な情報を迅速に提供していただき，研究に協力して頂いた三菱重工業株式会社様，東京電力株式会社様に深く感謝いたします。

酒井・泉研の学生の皆様

研究室全体が明るく和やかな雰囲気であり，研究室に楽しく通うことができました。テーマの違う研究をする中，アドバイスをくださった木村さんを始めとする M1・M2 の先輩方に深く感謝いたします。

研究室の同期について、池田君にはいつも寛大な心と余裕さに圧倒され続けました。彼女さん可愛くて羨ましいです。ウトラヌソン君は教養学部時代からの付き合いで、まさか4年間一緒とは思ってもみませんでした。タイ旅行は楽しみにしております。栗山君はバナナの提供とコーラの美味しさを知らしめてくれました。エクセル組としてモチベーションを上げることが出来ました。興石君は EBSD お疲れ様です。労安研との往復でなかなか会いませんでしたが、卒論執筆時のアツい空気は忘れません。小林君は、研究室の癒しマスコットとして活躍してくれました。生活スタイルの真似は常人では難しい事でしょう。白井君はそのアウトドア性に驚きました。旅行の四方山話を聞いて、自分も触発されています。

本研究のデータの一部には弟の手も加わっています。正月に手伝ってくれて本当にありがとうございました。最後に、充実した学生生活、ならびに研究活動に打ち込める環境を頂き、温かく見守ってくれた両親に心から感謝します。

簡単ではありますが、以上をもって私の謝辞とさせていただきます。ありがとうございました。

以上

p.1~p.94 完

平成 24 年 2 月 3 日提出

100200 成田定治