

# 内容梗概

家庭部門のエネルギー需要は、第一次石油危機(1973年)以降、生活水準の向上にともない、非常に高い伸び率を示してきた。2001年の家庭用エネルギー消費は1973年のそれと比較して2.2倍となっている[1]。こうした傾向は今後も続くものと予想されている。また、需要の伸び続けている家庭でのエネルギー消費の30%強を占めている給湯需要の伸びが著しい。

こうした家庭での増加する需要に対して、省エネをうたうC G Sや給湯用H Pの研究開発や市場投入が進んでいる。政府もこれらの機器に対し、2010年度H P給湯器520万台、ガスエンジンC G S34万kWなどの目標を掲げ、補助金の導入などを通して普及をもくろんでいる。しかし、こうした機器を家庭に導入する際には、家庭での負荷の不確実性が大きく影響し、効率的な運転が望めない可能性があり、不確実な需要において効率的な運転方法を検討することは、これらの機器の普及に対しても大きく影響してくる。

一方、京都議定書の発効に伴い、温室効果ガスの削減が義務付けられ、温室効果ガス、とりわけ二酸化炭素排出量の削減に対して様々な対策が練られている。その中でも、発電所のような大規模二酸化炭素発生源において二酸化炭素を回収、貯留してしまう技術の実験、研究が行われ、二酸化炭素排出量削減の手段として、日本のみならず世界中で注目を集めている。

そこで、本研究では、家庭においてC G S・給湯用H Pが大規模に導入され、需要の不確実性を加味しながら効率的な運転をした場合、系統の電力需要がどう変化し、そして系統側ではC G S・給湯用H Pの普及により変化した需要に対応し、さらに二酸化炭素排出量の削減を義務づけられ、二酸化炭素回収貯留設備の導入が進んだ場合、どういった電源計画をしていくのがよいのか検討することを目的としている。

本論文は第一章～第五章からなり、第一章は序論、第二章～第四章は本文、第五章で結論と今後の課題を述べるものとする。

第一章では研究の序論として現状を取り巻く背景を概観した後、本研究の意義を明確にした。

第二章では家庭における不確実な需要を生成することの出来るボトムアップシミュレーションモデルを構築する。このモデルでは、需用家の人員構成と各人の行動を決め、その行動に関連する機器の負荷を積み上げることによって詳細な日負荷曲線を得ることができる。また、現実の統計値等と比較して、その妥当性を検証する。

第三章では第二章で作成した需要を用いて、確率動的計画法によりC G S・給湯用H Pの運転方法を決定する手順を示し、その実例を示した。確定的な状況での運用を比較することで、従来の研究では無視されがちな不確実な需要における運用との差を明確に示した。

第四章では第三章で決定したC G S・給湯用H Pの運用により変化した系統電力需要を用い、さらにC G S・給湯用H Pの普及シナリオを加味し、九電力会社別に系統電力需要を与え、二酸化炭素排出量制約、二酸化炭素回収貯留設備の導入等を考慮して、2050年までの電源計画を行った。最後に、第五章にて本論文で得られる知見および今後の課題・展望を述べた。

# 目次

内容梗概	1
1. 1 研究背景	4
1. 2 本研究の目的	5
1. 3 問題点及び研究の新規性	5
1. 4 本論文の構成	7
2. 1 シミュレーションの方法	8
2. 2 季節依存性のない電気機器のモデリング	8
2. 3 季節依存性のある機器に関するモデリング	11
2. 4 ガス機器のモデリング	14
2. 5 需要の妥当性の検証	14
2. 6 シミュレーション結果	14
2. 6. 1 一軒の需要結果	14
2. 6. 2 地域による差	18
3. 1 概略	20
3. 2 シミュレーション手順	20
3. 2. 1 負荷量遷移数の導出	20
3. 2. 2 正規分布補間	22
3. 2. 3 負荷遷移確率	23
3. 2. 4 動作表の作成	24
3. 2. 5 動作決定	25
3. 3 遷移確率の検証	25
3. 4 動的計画法によるCGSの運用決定	26
3. 4. 1 CGSモデルの特徴	26
3. 4. 2 モデル仕様	26
3. 4. 3 モデルの定式化	27
3. 4. 4 シミュレーション結果	29
3. 4. 4. 1 床暖房なしの場合	29
3. 4. 4. 2 床暖房ありの場合	32
3. 5 動的計画法によるHPの運用決定	35
3. 5. 1 HPモデルの特徴	35
3. 5. 2 モデル仕様	36
3. 5. 3 COPについて	37
3. 5. 4 モデルの定式化	38
3. 5. 5 シミュレーション結果	39
3. 5. 5. 1 床暖房なしの場合	39
3. 5. 5. 2 床暖房ありの場合	43
3. 6 各ケースでの比較	46

4. 1 概略 .....	49
4. 2 C G S ・ H P の普及シナリオの検討 .....	49
4. 2. 1 シナリオの概略 .....	49
4. 2. 3 系統需要の変化 .....	50
4. 3 最適電源構成モデルについて .....	54
4. 3. 1. 概略 .....	54
4. 3. 2 制約式や設定条件 .....	54
4. 4 ケース設定 .....	62
4. 5 シミュレーション結果 .....	62
4. 5. 1 基準ケース計算結果 .....	62
4. 5. 2 各ケース間比較 .....	67
4. 5. 2. 1 基準ケースと C G S 基準ケース ・ H P 基準ケース間比較 .....	67
4. 5. 2. 2 参照ケースにおける二酸化炭素排出量制約ケース間比較 .....	69
4. 5. 2. 3 炭素税をかけた C G S ケース ・ H P ケース .....	71
4. 6 C G S ・ H P の設備費の検討 .....	74
4. 7 二酸化炭素排出原単位の検討 .....	75
4. 8 C G S ・ H P 給湯器の二酸化炭素排出量の評価 .....	76
第 5 章 結論と今後の課題 .....	78
補足 .....	81
謝辞 .....	83
参考文献 .....	84
発表実績 .....	86

# 第1章 序論

## 1. 1 研究背景

家庭部門のエネルギー需要は、第一次石油危機(1973年)以降、生活水準の向上にともない、非常に高い伸び率を示してきた。2001年の家庭用エネルギー消費は1973年のそれと比較して2.2倍となっている[1]。こうした傾向は今後も続くものと予想されている。また、需要の伸び続けている家庭でのエネルギー消費の30%強を占めている給湯需要の伸びが著しい。

そのような中、次世代の省エネルギー技術として、コージェネレーションシステム(以下、CGS)が注目を集めている。CGSとは、その名(Co-Generation System)が示すとおり、一つのエネルギー源から複数の形のエネルギーを生み出すシステムである。現在、一般にCGSと呼ぶ場合には石油・天然ガスを燃料として、エンジンまたはタービンで発電機を動かして電力を得、同時に発生する排熱を暖房・給湯などの熱源として供給するシステムの事を指す場合が多い。これまでにディーゼルエンジン、ガスエンジン、ガスタービン型CGSが実用化・市販されている。また、この他にも発電時に高温となる特性を活かした燃料電池型CGSがある。

大規模集中発電では燃料のエネルギーの約半分を電力に変換できるが、発電したエネルギーの約6%は送電の過程で失われる。一方、分散型発電で電力にできる割合は大規模集中発電より低く、天然ガスを使ったCGSでは20~25%程度となる[2]。だが送電に伴う損失がほとんどなく、排熱も利用できるため、エネルギー効率は70~85%となり、電力と熱を別個に得る従来のシステムに比べて格段にエネルギーの利用率が高まる。このため、CGSでは電力と熱を含めた総合エネルギー効率で25%程度の省エネルギー化が実現できるとされている。

これまでも、ディーゼルエンジンやガスタービンによる自家発電システムやこれらを利用したCGSは使用されてきたが、発電能力は数百kW~数千kW程度のものを中心とし、最も小さいものでも数十kW程度であった。これらのものは、主として大規模事業所の中でも総エネルギー需要に占める熱需要の割合が大きい業種を中心に導入されてきた。産業用では製紙工場、食品工場などに、民生用では病院、事務所、福祉施設、工場、レジャー施設、ホテル、ショッピングモール、大規模複合施設などである。これに対して、近年、数kWクラスの超小型CGS、いわゆるマイクロコージェネが開発・発売されつつある。特に、固体高分子形燃料電池(Polymer Electrolyte Fuel Cell: PEFC)やガスエンジン(Gas Engine: GE)による戸建住宅向けの数kWクラスマイクロCGSが注目されている。2002年3月には家庭用の1kWガスエンジンCGSが市販されている。また、2005年2月より1kWPEFCCGSがリース販売される。今後の高効率化、低コスト化によってマイクロコージェネが各家庭に広く浸透すれば、家庭部門における省エネルギー化を促進できる可能性がある。

また一方で、一般家庭で3割強のエネルギー消費を占める給湯用需要に対し、これまではガス給湯器により賄われてきたが、近年、電気を利用したヒートポンプ給湯器(以下ヒートポンプ)の市場投入が行われ、一般の家庭でも徐々に普及し始めている。さらにオール電化住宅の普及に伴い、こうした機器の注目はますます高まっている。

ヒートポンプ(Heat Pump 以下HP)は燃焼によって熱を取り出すのではなく、フロンや二酸化炭素などを利用した冷媒を介し、熱を移動させるために電気を利用するシステムで、すでに冷

蔵庫のように低温側を利用する場合や、暖房のように高温側を利用する場合など、様々な場面で多用されている。昨今商用化され普及している自然冷媒H P式電気給湯器では、冷媒にフロンや代替フロンではなくC O<sub>2</sub>を用いているため環境にやさしく、またC O P 4を超える高効率のものもあり（C O Pとは、（定格出力）÷（消費電力）で表される成績係数）、省エネルギー、低環境負荷の商品である。

政府としても、増え続ける家庭部門での最終エネルギー消費を削減するため、2010 年度H P 給湯器 520 万台、潜熱回収型給湯器 280 万台、ガスエンジンC G S 34 万 kW、燃料電池C G S 220 万 kW の目標を掲げており（C G Sについては家庭用以外も含む）[3]、各種補助金の配布等でこうした機器の普及を促している[4][5]。

一方で、京都議定書の発効に伴い、1990 年比 6%の温室効果ガスの削減が義務付けられた。そこで現在、日本のみならず、アメリカを中心とする様々な国で注目を集めている技術の一つに二酸化炭素の回収貯留技術がある。この技術は、省エネや自然エネルギーの使用などの二酸化炭素排出量を直接するためにエネルギー源そのものを変えたり、使用しないようにしたりするものではなく、エネルギー源としては従来から使用されている化石燃料をそのまま使用し、発電所のような大規模な二酸化炭素排出源から二酸化炭素を回収し、大気中に放出しないようにする技術である。ノルウェーでは世界初の商用規模の二酸化炭素地下貯留が行われている。1996 年秋よりガス田で生産される天然ガスから一日約 2800 t の二酸化炭素を分離し、年間 100 万 t の割合で海底下 1000mの砂岩層に圧入され、これまでに 700 万 t 以上の二酸化炭素が埋められている。日本でも平成 12 年より、新潟県長岡市で二酸化炭素の地中圧入実証試験を核としたプロジェクトを推進してきている。圧入運転は平成 15 年 7 月に開始され、平成 15 年度には 20 t C O<sub>2</sub>/日、平成 16 年度には 40 t C O<sub>2</sub>/日の圧入レートで、最終累積圧入量 10405.2 t C O<sub>2</sub>が地下約 1100mの帯水層内に注入された[6]。

## 1. 2. 本研究の目的

こうした背景を受け、エネルギー需要の増え続ける家庭における省エネのため、C G SやH P 給湯器が大規模に導入され、その一方でそうした家庭に電力を供給する発電所において、二酸化炭素排出量に制約が課され、二酸化炭素排出量削減の手段として二酸化炭素回収貯留設備の導入が進むとき、どのように発電し需要を賄い、二酸化炭素削減を達成していくのかを検討する。

## 1. 3 問題点及び研究の新規性

C G Sには

- 高いエネルギー利用効率による 1 次エネルギー削減効果と低い環境負荷
- 需要家のエネルギーコスト削減

H P 給湯器には

- 空気中の熱を集めることで消費電力の 3 倍近くの熱を利用できるため、化石燃料を燃やして熱を得る従来のシステムよりも低い環境負荷
- 需要家のエネルギーコスト削減

といった大きなメリットがあり、その運用に当たってはこれらのメリットを最大限に生かす必要

がある。しかし小規模な需要家、とりわけ一般家庭へのCGS・HPの導入あたって幾つかの問題点があり、これらのメリットを完全に活かすことは容易ではない。一般家庭へのCGS・HPの導入の際に問題となる主な事柄は以下の通りである。

#### ① 熱電比の問題

これまで、CGSの導入が進んできた業種は、業務用では飲食店、クリーニング店、ホテル、銭湯、旅館など、総エネルギー需要の中でも、温水需要に代表されるように熱需要の占める割合が大きい業種であった。現在市販されているCGS製品もエンジン方式の場合で熱電比は3：5程度であり、出力全体に占める熱の割合が大きい。さらに、ガスタービン方式の場合では2：5程度と、さらに熱の占める割合が大きくなる。このため、一定量以上の熱需要が無いとCGSの経済的な運転が困難であり、CGSの導入は難しい。このようにCGSの出力全体に占める熱の割合が大きいため、CGSの運用パターンは需要家の熱需要に大きく依存することになる。しかしながら、CGSの運用パターンは需要家の熱負荷のみに合わせて決定すればよい訳ではない。需要家の電力需要と熱需要の両方を考慮して適切な時刻に適切な時間だけ運転する必要があり、CGSの出力の熱電比も考慮した最適な運用法が必要となる。

#### ② 負荷変動の問題

工場、複合施設などの大規模需要家のように様々な種類の負荷が多数接続されており、電力・熱負荷曲線が比較的平準化されて急激な負荷変動が起こりにくい場合においては、需要家の日負荷曲線の推測及び運用パターンの決定が比較的容易である。しかし、一般家庭の場合は負荷として接続される機器数も少ないため負荷が激しく増減し、さらに負荷が短時間に集中し(特に、熱負荷)、負荷の集中する時刻も日々変化し一定でない。また、一般家庭の場合では、負荷曲線の形も居住者の家族構成、年齢層、ライフスタイルにより千差万別であり一般的な形は無い。このような需要家ではCGS・HPの効率的な運転は難しく、CGS・HPの持つメリットも十分に活かされない。

一般家庭でCGS・HPを運用する際には、以上のように大きく分けて2つの問題がある。とりわけ、後者は重要である。詳しい負荷の情報は、実際に計測を行えば得ることができるが、長期間にわたって計測を行うには、労力や費用がかかるという問題がある。そこで、計測を行わずに、シミュレーションによってこれらの情報を得ることが考えられ、1日の時刻別エネルギー需要(日負荷曲線)を得る1つの方法としてボトムアップシミュレーションモデルがある[7]。ボトムアップシミュレーションモデルとは世帯の中にある電気・ガス機器個々の時刻別需要をシミュレーションにより生成し、それらの和として世帯の需要を算出するシミュレーション型のモデルである。

また、ボイラ機器と異なり、CGS・HPは熱負荷に追従して運転を行うことは出来ない。そのため、熱負荷の訪れる時刻を予想した上で、予め熱を併設する蓄熱槽に蓄えておき、熱負荷が訪れたときに必要に応じて蓄熱槽から熱を供給する形になる。CGS・HPのメリットを活かす効率的な運転のためには、需要家の電力・熱機器使用傾向、機器の性能、電力・ガス価格を考慮した運用パターン決定法の作成が必要不可欠である。その手法として、時間的・空間的多段階の意志決定過程手法の一つである動的計画法の利用が考えられ、さらに、状態間移動確率から期待

値を求める確率動的計画法の活用が考えられ、先行研究で詳細な検討がなされている[8]。

C G SやHPが導入され、系統に与える影響を評価する試みはこれまでも行われてきているが、従来の研究では各家庭における需要の不確実性を加味していない。つまり、需要は何件分かまともめられ、平滑化されたものについてC G SやHPの運用を考え、その上で系統に与える評価を行っている。しかし、実際には都道府県が異なれば、家族構成が異なれば、つまり、需要が異なれば、C G SやHPの運用方法は変わり、その結果系統から購入する電力量、ガス量は異なりうる。本研究では、この点に留意し、ボトムアップシミュレーションにて 47 都道府県・20 の家族パターンについて需要を作成し、そのそれぞれについてC G SやHPの運用を決定してやることで、各家庭の不確実な負荷の下での運用決定まで含めた、系統電力需要・購入ガス量の変化を算出している。その結果を用いることで、C G S・HPの導入が電源構成の変化にどのような影響を与えるか、より詳細に検討することが可能になっている。

#### 1. 4 本論文の構成

以下、本研究の流れを示す。(図 1.

1)

まず、ボトムアップシミュレーションで 47 都道府県・20 家族構成パターン・3 季節・2 曜日別の 10 分間隔の電力・熱需要を作成する(第 2 章)。ここで作成した需要を用いて、確率動的計画法による C G S・HP の最適運用を決定し(第 3 章)、変化した系統電力需要、購入ガス量、さらには C G S や H P の普及シナリオを加味して系統電力需要を作成し、線形計画法による最適電源構成モデルを用いて、2050 年までの発電計画、さらには二酸化炭素排出量制約下での削減計画を決定する(第 4 章)。最後、第 5 章にて本研究で得られた見地ならびに今後の課題を述べる。

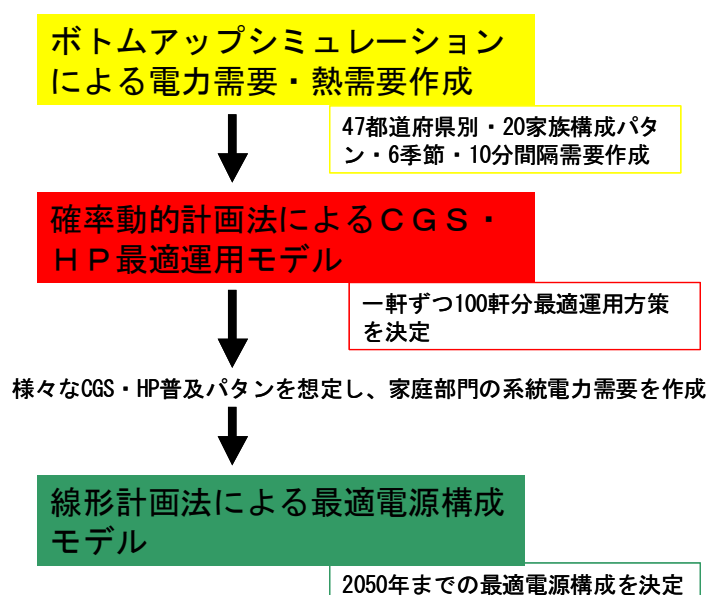


図 1. 1 全体の流れ

## 第2章 ボトムアップシミュレーションによる家庭におけるエネルギー需要の作成

### 2. 1 シミュレーションの方法

家庭における電力及び熱需要は不確実性を伴っている。そこで、世帯の中にある電気・ガス機器個々の時刻別需要をシミュレーションにより生成し、それらの和として世帯の需要を算出する。まず、各世帯の世帯構成員及び世帯に付属する電気・ガス機器を決定する。次に、NHK 国民生活時間調査[9]に基づき、1日毎に各世帯構成員の起床及び外出スケジュールをシミュレーションする。各世帯構成員の起床在宅スケジュールが決定された後、各世帯構成員の行動を電気・ガス機器と関連づけ、各時刻における電気・ガス機器の使用状況を決定し、時刻別消費エネルギーを算出する。

シミュレーションの各ステップは以下の通りである。

Step1：世帯構成員及び世帯に付属する電気・ガス機器のリストを作成する。

Step2：世帯構成員の起床在宅スケジュールを作成する。

Step3：各機器について起動停止スケジュールを生成する。

Step4：シミュレーション結果を日負荷曲線などにまとめる。

各ステップについて以下の節で説明を加える。

### 2. 2 季節依存性のない電気機器のモデリング

本節では季節依存性のない電気機器の各ステップについて述べる。

#### (1) 世帯とその生成

生活行動のパターンを類型化することにより世帯構成員を勤め人、家庭婦人、子供(10～19歳)、大学生、高齢者(70歳以上)の5種類に分類し、世帯種類の構成比を設定する[10]。構成比は都道府県別に異なるものとし、例えば東京では一人暮らしの割合が高い状況などを加味しながら模擬できる。表2. 2. 1に世帯構成を示す。モデルではこの世帯構成を外生的に与え、一様乱数により世帯を決定する。



表 2. 2. 1 世帯種類の設定

世帯種類	世帯構成員数			
	有職者	家庭婦人	学生	無職
1a	1	0	0	0
1b	0	0	1	0
1c	0	0	0	1
2a	2	0	0	0
2b	1	1	0	0
2c	1	0	1	0
3a	2	0	0	1
3b	1	1	0	1
3c	1	1	1	0
3d	1	1	1	0
3e	2	1	0	0
4a	3	1	0	0
4b	2	1	1	0
4c	1	1	2	0
4d	2	1	1	0
4e	1	1	2	0
4f	1	1	0	2
5a	2	1	2	0
5b	1	1	2	1
5c	1	1	2	1

## (2) 世帯に付属する電気機器とその生成

住宅で使用される電気機器の表現方法としてここでは行動分類、当該機器使用確率、動作時間、単位消費電力、待機時電力、利用回数限度、普及率の 7 つの属性を用いた。各属性について以下に詳しく述べる。

- I. 行動分類（睡眠、起床在宅（在宅しており起きている状態）、外出、炊事、洗濯、掃除、身のまわりの用事、テレビ、レコード・CD、ビデオ、PC（マスメディア接触で代用））：これらの分類は NHK 国民生活時間調査に基づくもので、特にエネルギー消費に関係の深い行動を取り上げている。各機器にこの行動の内の 1 つを割り当てることによって世帯構成員の行動と機器の使用を関連付けることができる。都道府県別に与えている。
- II. 当該機器使用確率：ある行動が行われている状況下での機器の条件付使用確率。世帯構成員がある行動をしているとき、関連する機器をある確率で使用することを示している。
- III. 動作時間（最小値、最大値）：機器の動作継続時間。代表的な動作継続時間（分）で表す。
- IV. 単位消費電力（最小値、最大値）：機器使用時の消費電力。代表的な消費電力（W）で表す。
- V. 待機時電力（最小値、最大値）：機器の待機時の消費電力。代表的な消費電力（W）で表す。
- VI. 利用回数限度：機器の 1 日最大使用可能回数。これは同一の機器が過度に使用されることを防ぐために用いる。例えば、炊飯器が 1 日に 100 回使用されるのは不自然である。
- VIII. 普及率[11]：該当機器の普及率。各世帯における機器の有無をシミュレートする際に用いる。都道府県別に与えている。

季節依存性のない機器として考慮する電気機器及びその属性を表 2. 2. 2 に示す。ただし、洗濯機と洗濯乾燥機（洗濯＋乾燥機機能）、洗濯乾燥機と衣類乾燥機（乾燥機機能のみ）は同時にはもてないものとした。

表 2. 2. 2 季節依存性のない電気機器とその属性

電気機器	行動分類	動作時間 (分)		単位消費電力 (W)		待機時電力 (W)		利用回数限度	当該機器使用確率例 (%)			
		Min	Max	Min	Max	Min	Max		睡眠後	起床後	外出後	帰宅後
照明 (世帯共通)	起床在宅	10	30	150	225	0	0	999	10	50	5	80
照明 (各個人)	起床在宅	5	10	100	150	0	0	999	10	30	5	60
電気炊飯器	炊事・掃除・洗濯	30	60	200	600	0	10	2	20	40	5	70
電子レンジ	炊事・掃除・洗濯	5	5	400	800	0	10	3	0	30	0	60
電気ポット	炊事・掃除・洗濯	15	20	800	1200	30	40	2	0	40	10	70
掃除機	炊事・掃除・洗濯	20	60	300	900	0	0	2	0	35	15	50
ドライヤー	身のまわりの用事	5	5	900	1500	0	0	1	0	40	0	70
洗濯機	炊事・掃除・洗濯	30	60	300	400	0	0	2	0	40	10	40
洗濯乾燥機	炊事・掃除・洗濯	60	180	200	1400	0	0	2	0	40	15	50
衣類乾燥機	炊事・掃除・洗濯	20	60	1300	1400	0	0	2	0	40	15	50
食器洗い乾燥機	炊事・掃除・洗濯	30	90	100	1100	0	0	2	0	20	5	50
温水便座機	身の回りの用事	10	15	800	1200	20	50	人数による	0	50	0	50
テレビ (1 台目)	テレビ	10	60	70	210	5	15	999	0	40	10	80
テレビ (2 台目)	テレビ	5	30	50	150	4	10	999	0	30	5	60
オーディオ機器	C D・テープ	30	90	30	100	5	20	999	10	40	5	80
ビデオ	ビデオ	20	90	150	250	10	20	999	5	20	10	70
パソコン	マスメディア接触	20	90	100	250	5	15	999	0	30	10	70

### (3) 世帯構成員の在宅起床スケジュール

住宅における電気機器の使用は世帯構成員の在宅起床スケジュール (何時から何時まで在宅し、起床しているか) に依存する。起床在宅スケジュールを以下の方法で生成する。

NHK 国民生活調査データより時刻別睡眠確率及び睡眠時間分布が得られ、これらのデータから時刻別起床確率及び起床時間分布を算出する。次に時刻  $\tau$  の起床開始確率を未知変数にとり、起床時間分布に基づくシミュレーション (ただし、正規分布、及び 1 日に 1 回の睡眠を仮定) により  $t > \tau$  の各  $t$  における時刻  $\tau$  に起床した世帯構成員の起床確率を求める。これらを全ての  $t$  (1 日) について合計することにより時刻別起床確率の暫定値が計算できる。そこで、未知変数を、暫定値と上記の時刻別起床確率データとの差の 2 乗和が最小になるように操作することにより、起床開始確率の推定値が得られる。

次に、外出開始確率が必要となるが、これも NHK 国民生活調査データから得られる時刻別在宅確率と在宅時間分布から、在宅開始確率と同様の考え方を適用して推定値を求める。

以上の起床開始確率と外出開始確率に基づいて各世帯構成員の起床在宅スケジュールをシミュレートすることができる。

### (4) 電気機器の起動停止スケジュール

機器起動確率を以下のように生成する。

$$(\text{機器起動確率}) = (\text{当該機器使用確率}) \times (\text{起床在宅下における時刻別分類別行動確率})$$

「起床在宅下における時刻別分類別行動確率」とは分類別行動を行っている世帯構成員の起床在宅している世帯構成員全体に占める割合で、NHK 国民生活調査よりデータが得られる。当該機器使用確率は実在しないので、妥当と考える想定値を使用する。機器の停止は、電気機器属性で設定した機器運転継続時間後に行う。

### (5) シミュレーションの実行

冬期 (2 月)、中間期 (5 月)、夏期 (8 月) のそれぞれ平日と休日、あわせて 6 パターンのシミュレーションを行った。それぞれの 10 分毎の各時点での機器起動確率を求め、それに単位消費電力を掛けることによってその機器の使用電力を求めた。その後、それらを積分することによって、

日負荷曲線を生成した。

## 2. 3 季節依存性のある機器に関するモデリング

住宅には機器の使用、消費電力等が気温に依存する機器が多く存在する。特に冷暖房機器は世帯全体の日負荷曲線を得るためには欠くことができない。そこで、いくつかの機器に注目し、測定結果を用いたモデリングを試みた。なお、本節では、モデルの基本的な部分については前述の季節依存性のない機器と同様であるため省略し、新たに考慮した部分についてのみ述べる。

### (1) 冷房機器としてのエアコン

簡単のため、居間で使用されているエアコンを対象に冷房需要についてモデル化を行う。エアコンには冷房時にエアコンと同様の動作をするクーラーも含めている。居間で使用されているエアコンについては、消費電力量が外気温と強い相関性があることがわかっている。実際の機器の使用に関しては外気温より室温の影響が強いと考えられるが、室温を用いたモデル化は室温自体をモデル化しなければならないため非常に困難である。そこで、室温ではなく外気温を用いてモデリングを行う。

エアコンを使用するかどうかの起動条件を外気温に従って確率的に決定することが考えられる。そこで、当該機器使用確率が外気温によって変化すると仮定する。世帯毎にエアコンを使用し始める温度 ( $T_a$ ) とエアコンを高い確率で使用する温度 ( $T_b$ ) の2つの温度を設定することにより、外気温による使用確率を決定する。さらに、時刻による使用確率として、時刻毎に使用確率を設定する。時刻による使用確率は世帯によって変化させず、一定であるとした。この2つの使用確率と外気温から当該機器使用確率を決定する。当該機器使用確率の算出は以下のように行う。

$$(\text{当該機器使用確率}) = (\text{外気温による使用確率}) \times (\text{時刻による使用確率})$$

$$P_{i,j} = \begin{cases} 0 & (T_j \leq T_{a,i}) \\ 100 \times \frac{T_j - T_{a,i}}{T_{b,i} - T_{a,i}} & (T_{a,i} < T_j < T_{b,i}) \\ 0 & (T_j \geq T_{b,i}) \end{cases}$$

$P_{i,j}$  : 世帯 i における時刻 j の使用確率 (%)

$T_{a,i}$  : 世帯 i のエアコンを使用し始める温度 (°C) ( $22 < T_{a,i} < 26$ )

$T_{b,i}$  : 世帯 i のエアコンを高い確率で使用する温度 (°C) ( $28 < T_{b,i} < 32$ )

$T_j$  : 時刻 j の外気温 (°C)

また、機器の属性は以下のように設定した。

稼動継続時間：起動と停止を繰り返すのはあまり現実的ではないと考えられるので、起動した後、30 分以上作動し続けるとした。

単位消費電力、待機電力：単位消費電力については、立ち上がり時と定常時において異なることがわかっているが、簡単のため消費電力は一定であると仮定した。代表値として、最大値 800[W]、最小値 200[W]とした。待機電力についても同様に、最大値 10[W]、最小値 0[W]とした。

その他の属性：行動分類については、機器の使用に関連する行動は特にないと思われるので、起床在宅であれば使用できるとした。さらに居間で使用される機器をモデル化するにあたり、起床在宅であれば居間に世帯構成員がいると仮定し、機器を使用できる状態であるとした。

## （2）暖房機器

前述の冷房機器としてのエアコンの場合と同様の考え方をを用いて暖房機器のモデリングを行う。対象機器として居間で使用されている暖房機器のうち、エアコン、電気ファンヒータ、電気ストーブ、こたつ、ホットカーペットを考慮する。ここで、エアコンは冷房機器としてもモデル化しているが、冷房時に使用するが暖房時には使用しないといった場合が考えられるので、冷房時のエアコンと区別して扱うことにした。また、電気ファンヒータと電気ストーブは使用方法、消費電力において同様と考えられるので、同一の機器（電気ヒータ）として扱う。また、床暖房の普及に伴い、エアコンではなく床暖房を導入する家庭も存在する。しかし、床暖房で得られる効用とエアコンで得られる効用は異なるため、これらを評価することは難しい。そこで、本研究では床暖房を導入する家庭はエアコンを一台までしか保有できず、床暖房を導入しない家庭はエアコンを 2 台まで保持できるものとし、代替関係を模擬した。

暖房機器の使用は室温に依存すると考えられるが、冷房機器としてのエアコンの場合と同様に機器の起動については外気温と相関があると仮定し、当該機器使用確率が外気温によって変化すると考える。

当該機器使用確率の算出方法としては、世帯毎に暖房機器を使用し始める温度（ $T_c$ ）と暖房機器を高い確率で使用する温度（ $T_d$ ）を設定し、これらの温度によって決まる使用確率と機器の種類毎に設定した時刻毎の使用確率を掛け合わせることで当該機器使用確率を算出する。

まず、外気温による使用確率は世帯毎に設定された  $T_c$  と  $T_d$  と、各時刻の外気温から算出する。 $T_c$  は 13 度から 18 度まで、 $T_d$  は 0 度から 5 度まで 1 度刻みで設定する。なお世帯毎に決定した温度は機器構成の影響はなく、どの機器においても同等であると仮定する。

次に、時刻による使用確率を設定する。これは暖房機器の特徴から機器の種類によって異なると考えられる。しかし、先に算出した使用確率が起床在宅下での使用確率ではないため、その確率をそのまま時刻による使用確率とできないので、1 日を睡眠後、起床後、外出後、帰宅後の 4 時間帯に分けて、各時間帯において妥当であると思われる値を使用確率として用いた。

また、各暖房機器の属性は以下のように設定した。

消費電力、待機電力：暖房機器における消費電力は起動時と定常時において異なり、モデル化が難しいと考えられる。そこで、消費電力は使用中一定であると仮定し、各暖房機器の消費電力の最小値、最大値を決定した。同様にして待機時電力についても、その最小値、最大値を決定した。普及率については統計データ[11]を用いた。その他の属性については基本的に冷房機器とし

てのエアコンと同様であり、行動分類については、起床在宅とした。動作時間については、起動と停止を繰り返すのはあまり現実的ではないと考えられるので、一定時間以上運転を続けることにした。

冷・暖房に用いる機器機器及びその属性を表 2. 3. 1 に示す。

表 2. 3. 1 冷・暖房機器とその属性

電気機器	行動分類	動作時間 (分)		単位消費電力 (W)		待機時電力 (W)		利用回数限度	当該機器使用確率例 (%)			
		Min	Max	Min	Max	Min	Max		睡眠後	起床後	外出後	帰宅後
エアコン (冷)	起床在宅	0	0	200	800	0	10		5	30	10	70
エアコン (暖)	起床在宅	0	0	400	1000	0	10		2	15	2	35
エアコン (暖) 2	起床在宅	20	90	250	750	0	8		2	15	1	25
電気ヒーター	起床在宅	0	0	300	700	0	0		2	15	2	35
ホットカーベット	起床在宅	0	0	100	450	0	0		2	20	2	35
こたつ	起床在宅	0	0	80	250	0	0		2	15	5	35
床暖房	起床在宅	90	420	2000	2500	0	500		0	3	1	10

### (3) 冷蔵庫

これまでの研究により、冷蔵庫の電力消費量は気温に依存していることが分かっている [5]。そこで、外気温を用いて電力消費量の変化をモデリングする。

冷蔵庫の年間電力使用量に占める 1 日あたり電力使用量の割合を需要比とすると、1 日平均外気温と需用比の相関は図 2. 3. 1 のようになり、強い相関関係がある。この相関を用いてモデリングを行う。

まず、機器属性の中の単位消費電力の代わりに、年間電力消費量を入力とする。最近の冷蔵庫のカタログ値が年間電力消費量で表記されていることから入力データとして不適切ではないと考えられる。次に、各世帯の冷蔵庫の年間電力消費量と入力として与える気温データから、時刻毎の電力消費量を計算する。実際の消費電力は時刻毎に変化しているので、ここに正規分布に従った乱数を掛ける。年間電力消費量は最大値 500[kWh]、最小値 200[kWh] とした。また、冷蔵庫の普及率は 100% とした。

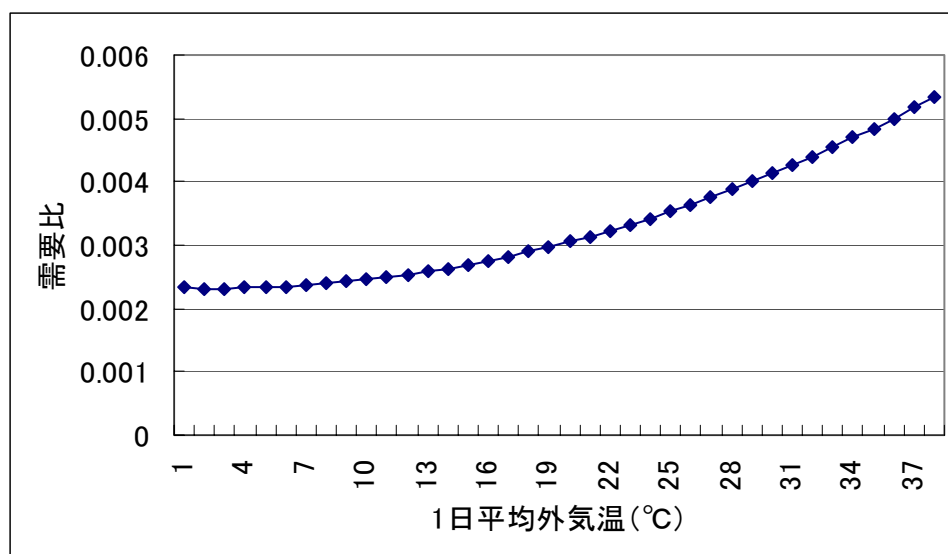


図 2. 3. 1 外気温と冷蔵庫の需用比の関係

## 2. 4 ガス機器のモデリング

給湯需要を調べるために、使用するガス機器として給湯器を想定する。給湯需要には、浴槽のお湯張りやシャワーからなる風呂での使用と、食器洗い等に分けられる。よって、給湯器は用途別に属性を持つものとした。また、季節による需要の変化は、給湯出力の関数に水温の変化を導入することによって表現した。なお、モデルの基本的な部分は電気機器と同様である。

動作時間・最大給湯出力・当該機器使用確率は用途ごとに設定した。普及率は100%とした。

給湯器の用途及びその属性を表2. 4に示す。

表2. 4. ガス給湯器の用途別属性

電気機器	行動分類	動作時間 (分)		単位消費電力 (W)		待機時電力 (W)		利用回数限度	当該機器使用確率例 (%)				普及率 (%)
		Min	Max	Min	Max	Min	Max		睡眠後	起床後	外出後	帰宅後	
風呂	身のまわり	0	0	0	30000	0	0	人数による	0	10	0	90	100
給湯器 (シャワー)	身のまわり	0	0	0	25000	0	0	人数による	0	40	5	70	100
給湯器 (食器洗い)	炊事・掃除・洗濯	0	0	0	12000	0	0	人数による	0	70	33	100	100

## 2. 5 需要の妥当性の検証

本研究では全国47都道府県分の需要を作成する。そこで使用する都道府県別に機器普及率・家族構成比・外気温・行動パターンを変更している。先行研究[8]でのボトムアップシミュレーションでは、大阪の堺の実測データとの整合性を図って、妥当性の検証を行っていたが、本研究でも各県ごとにシミュレーションにより作成した需要の整合性を図る必要がある。本研究では、実測データで行うような時刻別の負荷の整合性を図るは出来なかったため、各都道府県別の電灯電力量と本シミュレーションの結果得られる県別の電力量を比較することで積算電力量についての整合性を図った。

具体的には、本ボトムアップシミュレーションの結果得られる100軒分の結果から得られる平均需要に、都道府県別の住宅数を掛け合わせ、これを電灯電力需要の実測データ[12]と比較することで整合性を検証した。その際、ボトムアップシミュレーションには様々なパラメータが存在するが、時刻別の機器の使用確率が県別に異なるものとして、これを都道府県別にチューニングした。東京都を例にとると、2000年度の電灯電力量は27349[GWh]で、ボトムアップシミュレーションによる東京都の一軒あたりの年間電力消費量は5050[kWh]で、これに2000年度の東京都の世帯数5126765戸から、25890[GWh]となり、5%程度の誤差範囲になるので、このシミュレーションは十分に妥当性のあるものだといえる。また、チューニングの際には、実測データよりも小さく出るよう配慮した。これは、ボトムアップシミュレーションでは考慮されていない機器（電話・アイロン・金魚用酸素ポンプなど）の存在を考慮してのことである。

## 2. 6 シミュレーション結果

### 2. 6. 1 一軒の需要結果

実際に計算した東京の五人家族（有職者1人・家庭婦人1人・学生2人・無職1人）の結果を示す。上段に夏季平日の結果を、下段に冬季平日の結果を示す。

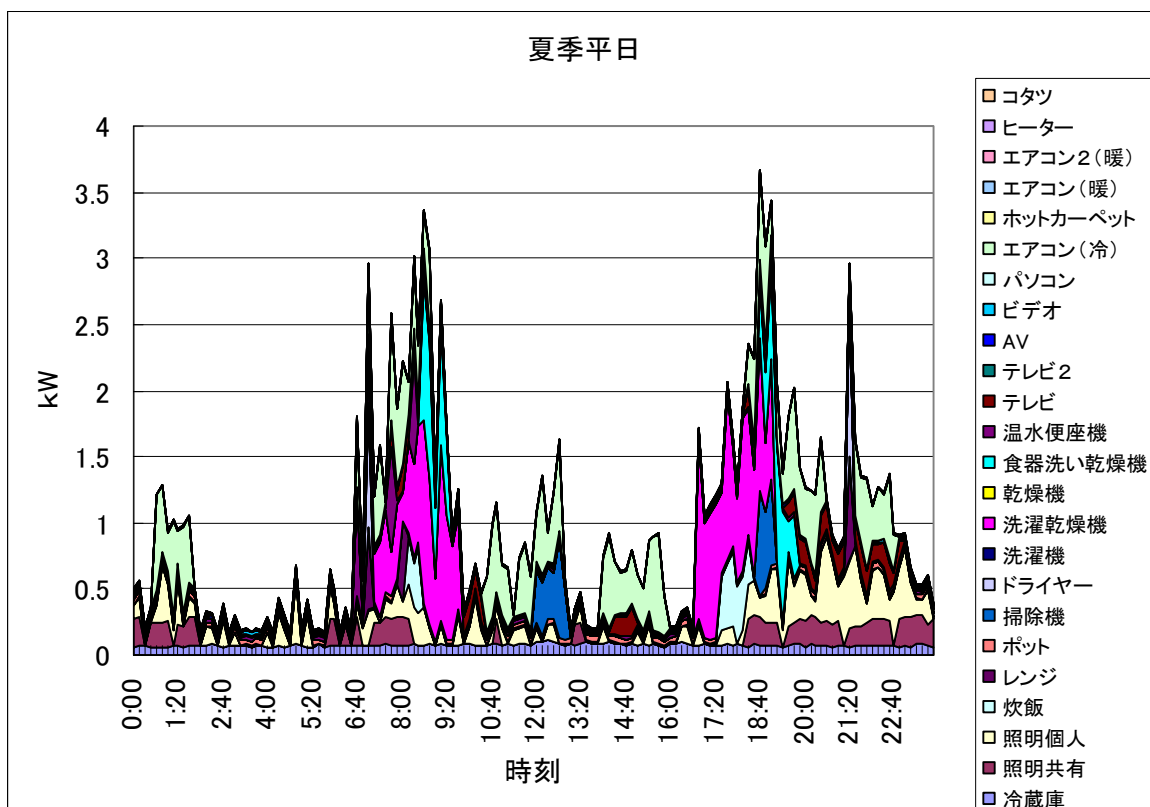


図 2. 6. 1 夏季平日の電力需要

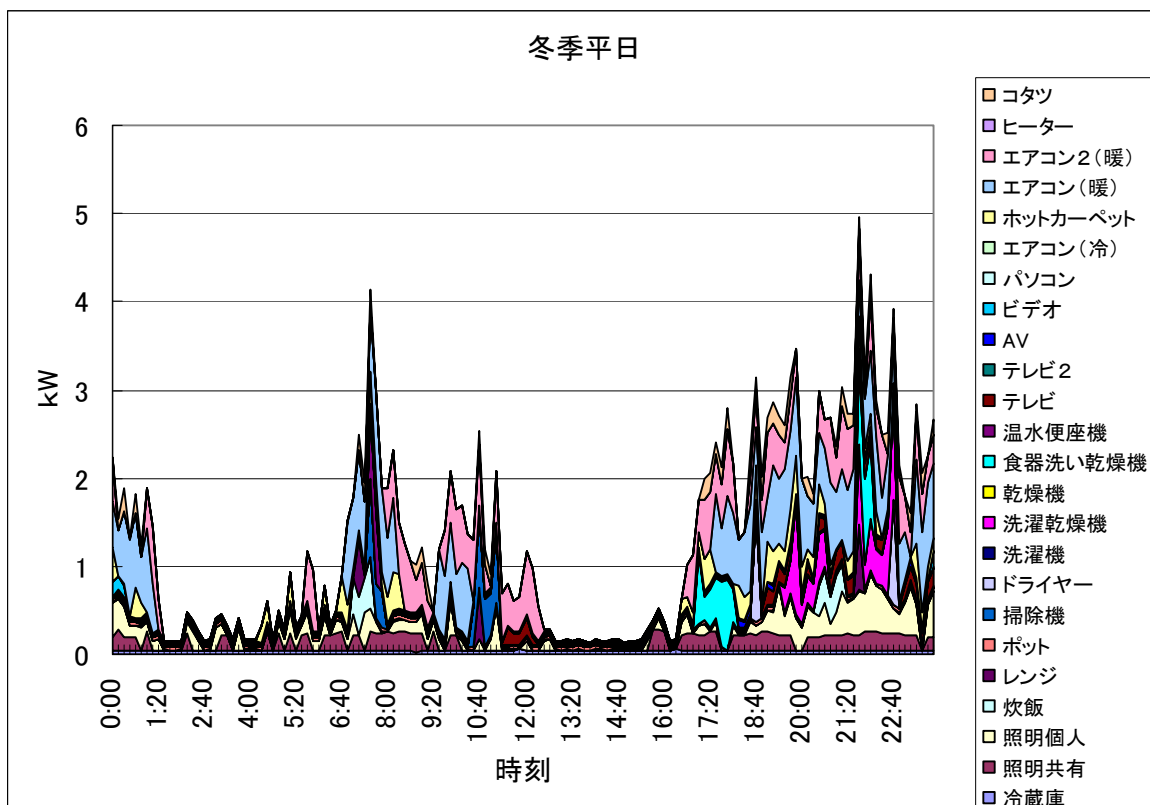


図 2. 6. 2 冬季平日の電力需要

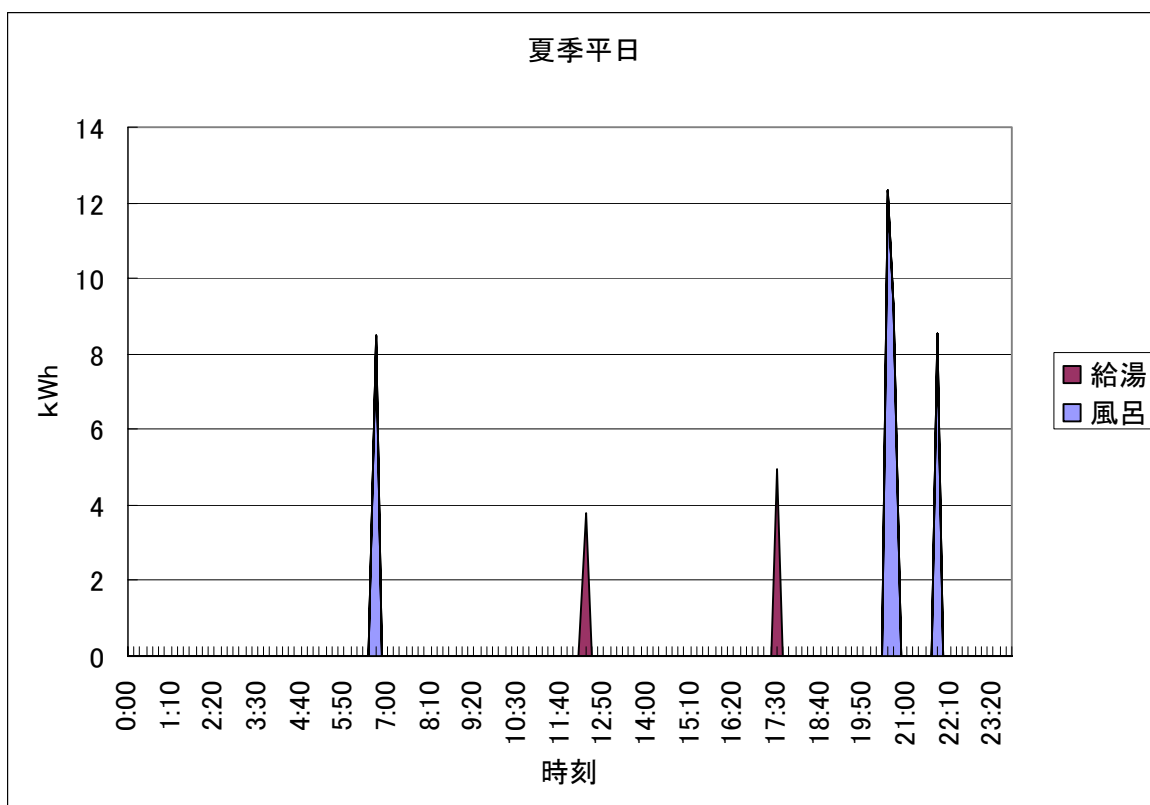


図 2. 6. 3 夏季平日の給湯需要

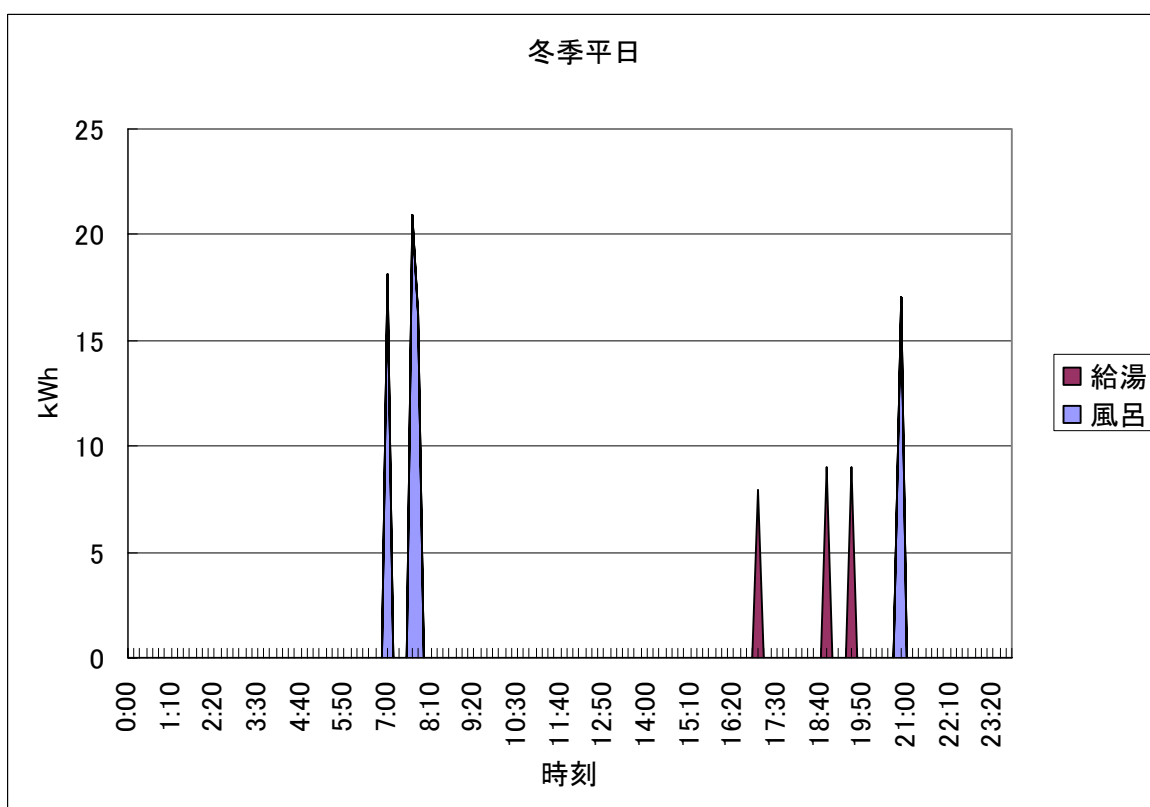


図 2. 6. 4 冬季平日給湯需要



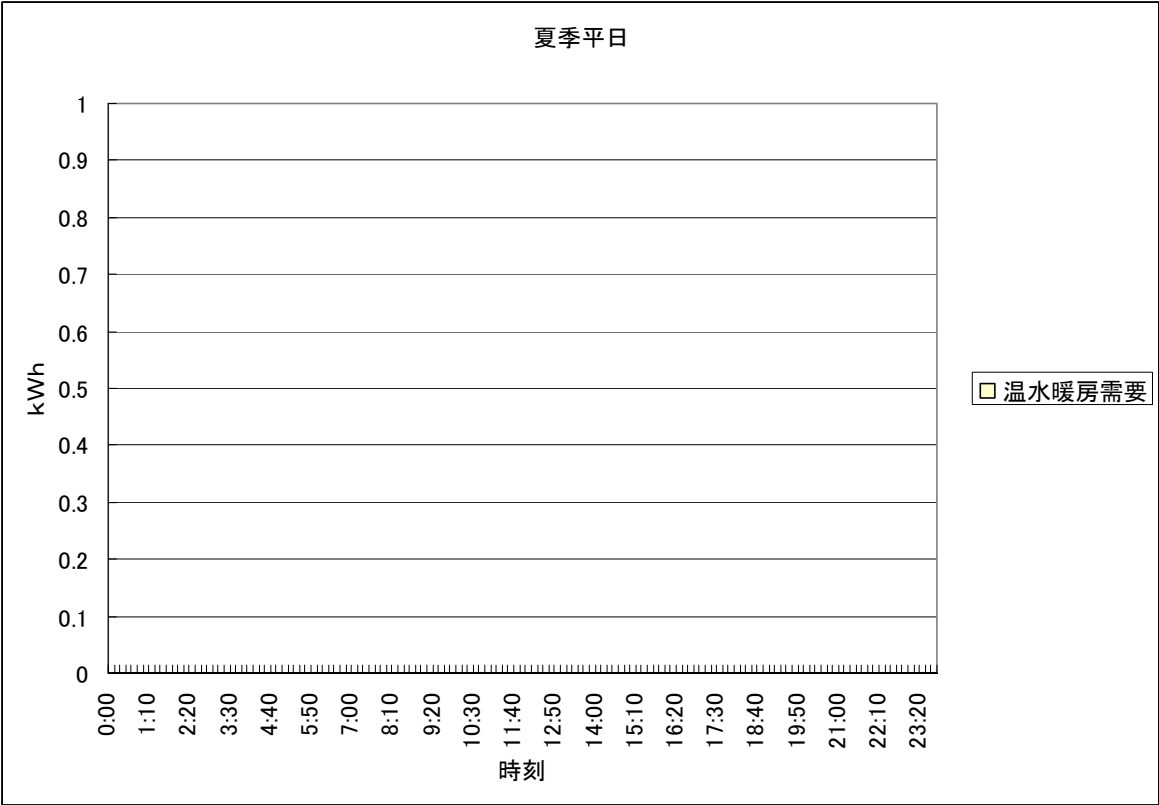


図 2. 6. 5 夏季平日の床暖房需要

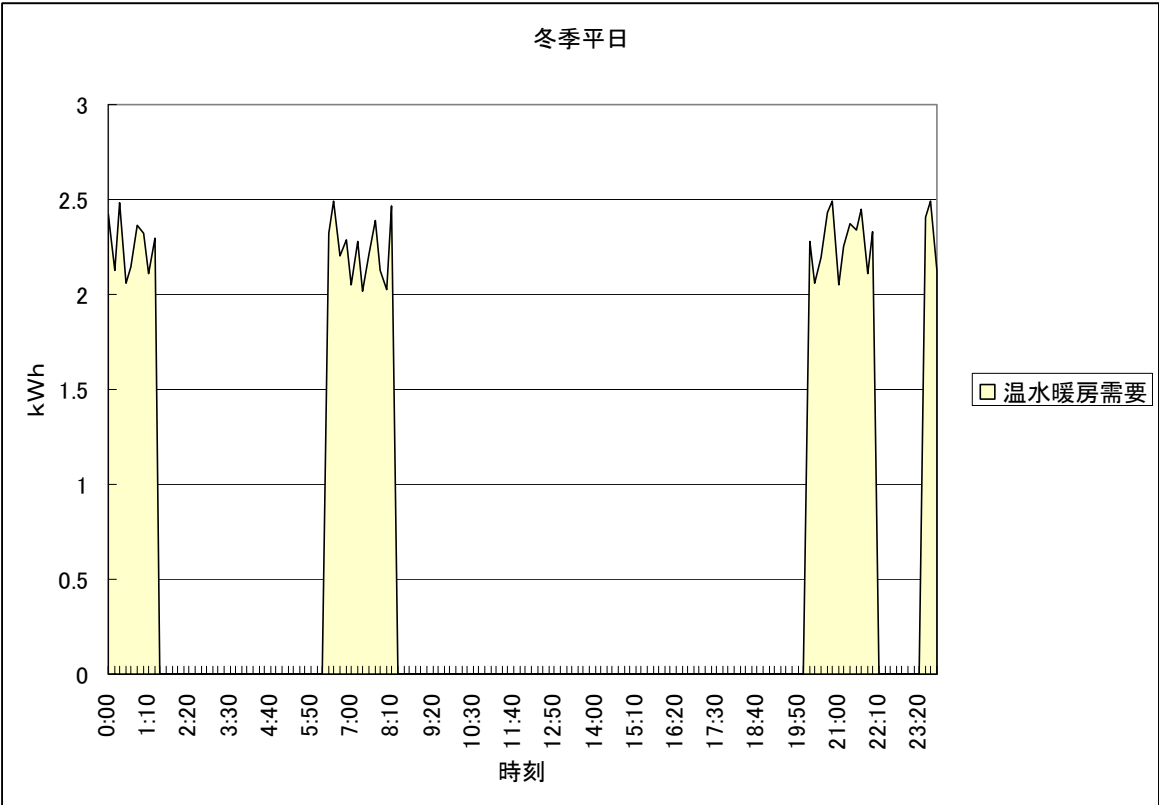


図 2. 6. 6 冬季平日の床暖房需要

例えば夏季の暑い時間帯には冷房を使い、冬季の寒い時間帯には暖房を使用する様子や、ドライヤーを短い時間に使用するような急峻なピークが存在するといった、実際の家庭での不確実な負荷を模擬できている。また、近年普及が進んでいる選択乾燥機を導入すると、一日の中で非常に大きな電力需要となって、電力需要に変化をもたらしている様子も模擬できる。

## 2. 6. 2 地域による差

前述のように、都道府県別に計算を行っているので、都道府県による差異が見られるのか、都道府県別に需要を作成することに意味があるのか検討した。検討した地域は青森・東京・鹿児島で、それぞれの地域の家庭 100 軒分を計算して、平均した需要を図 2. 6. 7 に示す。

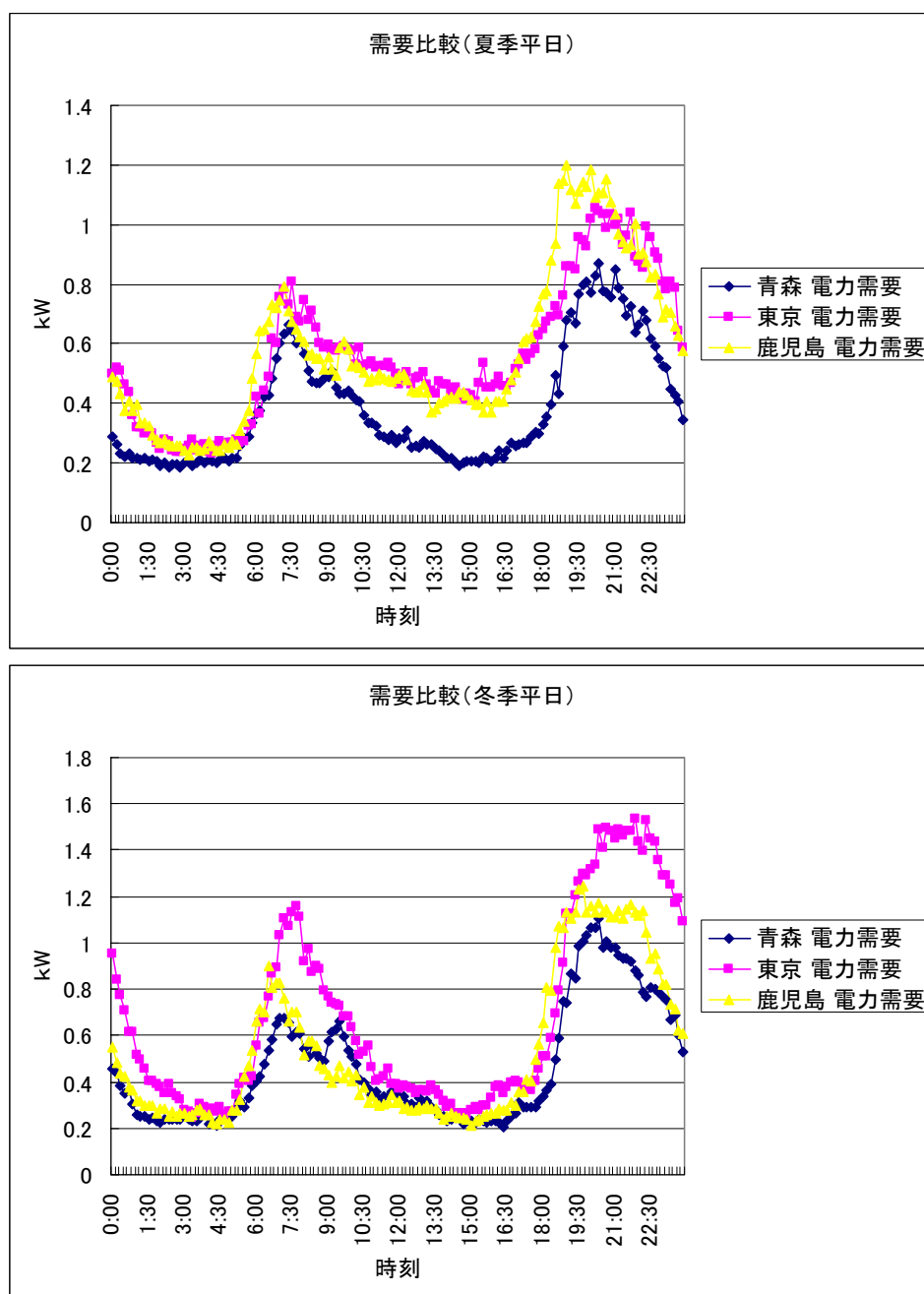


図 2. 6. 7 平均した電力需要の比較（上：夏季平日 下：冬季平日）

これを見ると、夏季には冷房需要の多い東京や鹿児島需要は高く、昼の需要が寒冷的な青森よりも2倍近くになっていることがわかる。冬季には暖房需要の増加により東京の需要が高く、温暖な鹿児島ではそれほど大きくない。寒冷的な青森でそれほど高くないのは、灯油による暖房を行っている家が多く、暖房機器の普及が進んでいないことが原因と考えられる。こうした地域での需要を考える際には灯油も含め評価する必要があるが、今回はあくまでも電気・ガス機器とCGS・HPの比較を行うため、考慮しなかった。この点については、今後の課題と言えよう。また、僅かではあるが鹿児島の需要の位相が進んでいたり、東京の需要の位相が遅れていたりしている。この点から、生活行動パターンの違いも加味できていることが確認できた。こうした点から、都道府県別に需要を作成することで、HPやCGSの導入に際し、より詳細な検討を行うことが可能になると考えられる。

## 第3章 動的計画法によるHP・CGSの運用決定

### 3.1 概略

一般家庭の給湯需要は、その発生時間や発生量は非常に変動しやすく、大規模な負荷が離散的に発生する。従来のガスボイラ給湯器等は、高出力であるので、このような急激な給湯負荷の変化に対して対応することができるが、家庭用のHP給湯器やCGSはその性質上、急激に発生する給湯負荷に応じた熱供給は困難なので、蓄熱層を導入し、予め運転を行いタンクに貯湯しておき、需要に備えるといった運転形態をとる。しかし、タンク内で蓄えた熱は時間がたつごとに失われてしまう上に、不確実な給湯需要に対しても必要なだけ蓄熱しておく必要がある。よって、需要に応じて最適な運転のスケジュールを決定する必要がある。したがって、未来に起こる需要を正確に知ることはできない状況で、現在に至るまでの需要から未来に起こる需要を予め推測し、それに基づいた最適な運転を行うのがもっとも効率的であると考えられる。そこで本研究ではHP給湯器・CGSの動作を、空間的あるいは時間的に多段階の最適問題を取り扱う手法である動的計画法を用いて決定することとする。HP給湯器・CGSは不確実な負荷のために予め決められた運用パターンを取るのではなく、時点毎に前時点での電力・熱需要から次時点での最適な動作を決定していく必要があるため、動的計画法が適している[13]。また、過去の時点間の状態遷移確率から期待値を求めることで、確率動的計画法の活用が考えられ、これを適用する。

### 3.2 シミュレーション手順

#### 3.2.1 負荷量遷移数の導出

ボトムアップシミュレーションにより作成した過去一定日数分の電力・熱負荷曲線から、各時間点間の負荷量遷移回数を求める。この時、負荷曲線を離散化し、状態を表現することにする。以下、冬季平日の電力負荷の場合を例示しながら、手順を示す。

実際にボトムアップシミュレーションで得られた10分間隔の負荷を図3.2.1に示す。これをHP給湯器・CGSの運転時間単位に併せて、平均化する。

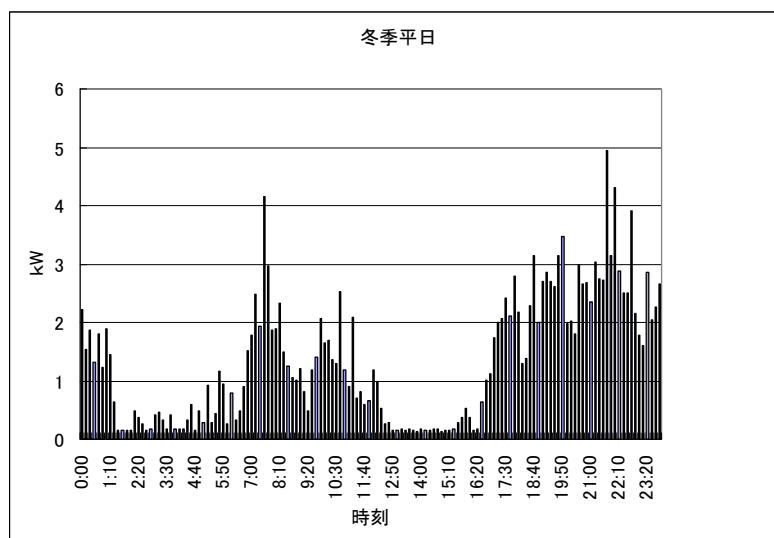


図3.2.1 冬季平日の電力負荷

これを HP・CGS の運転間隔にあわせて、平均化する。以後 CGS を例に説明するため、今回は CGS 運転の間隔にあわせ、60 分に平均する。

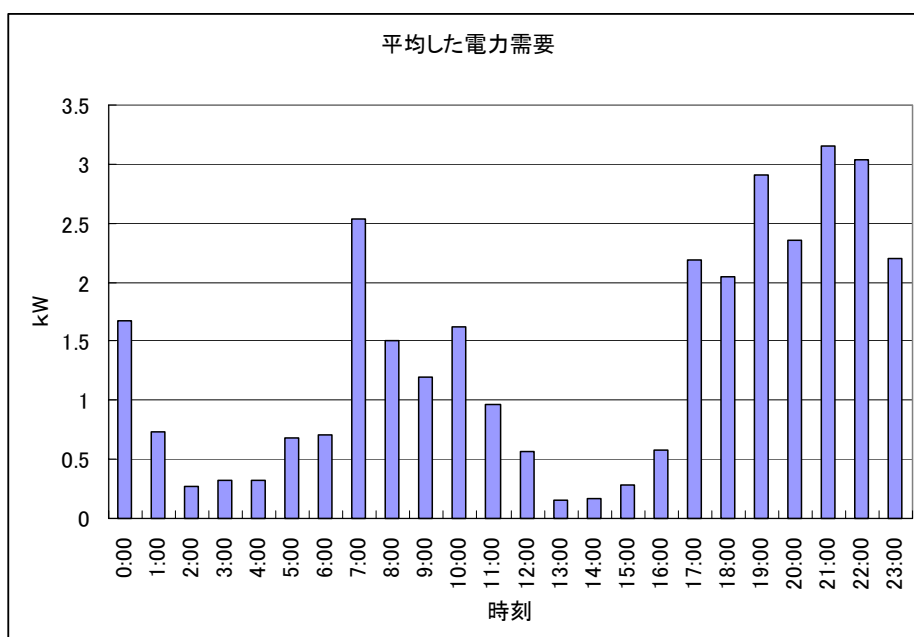


図 3. 2. 2 平均した後の電力需要

これをある間隔で離散化する。今回は  $\frac{3600}{8}$  で割り、あまりを切り捨てることで 0～7 の 8 段階に離散化した。

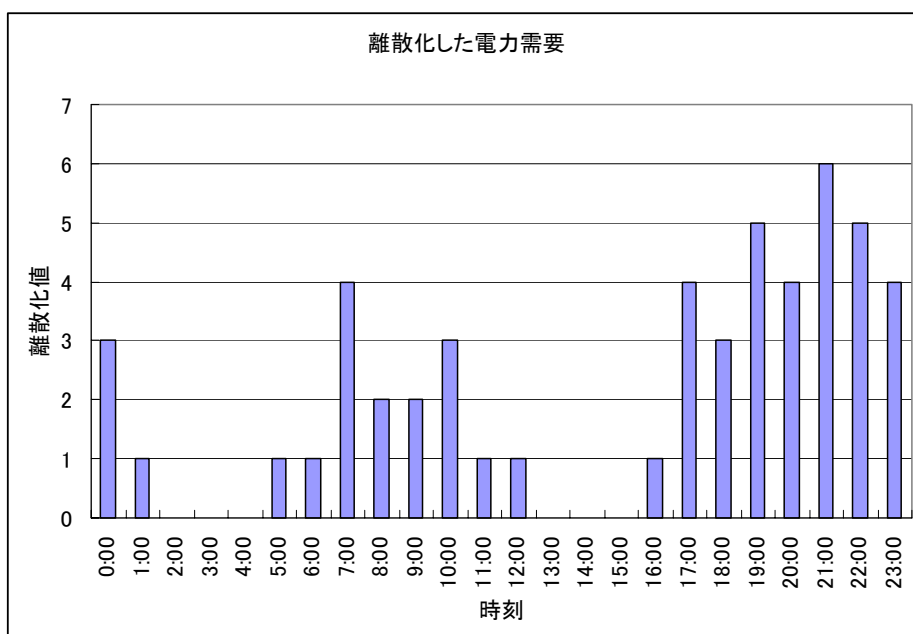


図 3. 2. 3 離散化した電力負荷曲線

この結果を用いて、負荷の遷移回数表を作成することが出来る。17 時 00 分の電力負荷量は 2188[W]、18 時 00 分の電力負荷量は 2045[W]である。このとき、17 時 00 分→18 時 00 分の電

力負荷量遷移回数は表3. 2. 1の通りとなる。過去1日分の電力負荷曲線から得られた電力負荷量遷移回数は17時00分台電力負荷の離散値4から18分00台電力負荷の離散値5へと遷移したのが1回、その他の電力負荷の遷移は0回となる。また、過去1日分の電力負荷曲線であるため、表3. 2. 1中の全負荷量遷移回数の合計は1となる。

表3. 2. 1 離散化後18時00分台→19時00分台の電力負荷量遷移回数表

		18:00台電力負荷離散化値							
		0	1	2	3	4	5	6	7
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	1	0	0	0	0
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	0	0	0	0	0	0	0	0	0

17:00台電力負荷値

### 3. 2. 2 正規分布補間

次に、短期間の過去日負荷曲線から負荷量遷移回数を求めた場合に於いても、より現実の再現性の高い負荷量遷移回数を得るため、ここで得られた負荷量遷移回数表を、適当な分散を持った正規分布で補間する。ここで、負荷  $n(De_T, De_{T+1})$  量遷移回数をとすると、補間後の負  $n'(De_T, De_{T+1})$  荷量遷移回数は以下の式で表される。

$$n'(De_T, De_{T+1}) = \sum_{All De'_T} \sum_{All De'_{T+1}} n(De'_T, De'_{T+1}) \times \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma} \exp \left\{ - \frac{\left( \frac{De(T) - De'(T)}{\Delta De} \right)^2 + \left( \frac{De(T+1) - De'(T+1)}{\Delta De} \right)^2}{2\sigma^2} \right\} \quad (3.2.1)$$

ただし、 $\Delta De$ は電力負荷量を離散化する際の刻み幅であり、 $\Delta De = \frac{3600}{8} [W]$ である。

ここで、 $\sigma=1.0$ として、正規分布により補間した後の負荷量遷移回数表を表3. 2. 2に示す。

表3. 2. 2 正規分布補間後

		18:00台電力負荷離散化値							
		0	1	2	3	4	5	6	7
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1	0	0	0	0.01	0.01	0.01	0	0	0
2	0	0	0.02	0.08	0.14	0.08	0.02	0	0
3	0.01	0.01	0.08	0.37	0.81	0.37	0.08	0	0
4	0.01	0.01	0.14	0.81	1	0.81	0.14	0	0
5	0.01	0.01	0.08	0.37	0.81	0.37	0.08	0	0
6	0	0	0.02	0.08	0.14	0.08	0.02	0	0
7	0	0	0	0.01	0.01	0.01	0	0	0

17:00台電力負荷値

表3. 2. 2において、18時00分電力負荷の離散値4から19時20分電力負荷離散値5と遷移遷移した回数が0.37回となり、他の近接した給湯負荷量遷移回数も同様に補間されている。負荷量遷移回数の正規分布補間のイメージを図3. 4に示す。図3. 2. 4中の黒矢印が実際に発生した負荷量遷移ベクトルとすると、その周辺の灰色のベクトルが補間により生じた負荷量遷移ベクトルである。このようにして近接・類似したベクトルを補間により発生させることで、短期間の過去日負荷曲線から長期間の過去日負荷曲線を取得した場合に相当する負荷遷移の情報を得ることが、正規分布補間の狙いである。

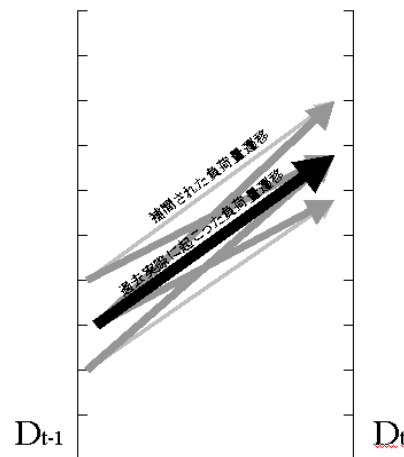


図3. 2. 4 補間イメージ

### 3. 2. 3 負荷遷移確率

次に、この負荷量遷移回数表(正規分布補間後)から、18時00分→19時00分時の給湯負荷量遷移確率を下式に従い導出する。

$$Pe_{T, De_T, De_{T+1}} = \frac{n'(De_T, De_{T+1})}{\sum_{All De_T} n'(De_T, De_{T+1})} \quad (3. 2. 2)$$

以上、求められた給湯負荷量遷移確率を表3. 2. 3に示す。

表3. 2. 3 電力負荷遷移確率

18:00台電力負荷離散化値								
	0	1	2	3	4	5	6	7
0	0.125	0.125	0.125	0.125	0.125	0.125	0.125	0.125
1	0	0	0.274	0.452	0.274	0	0	0
2	0	0.054	0.244	0.403	0.244	0.054	0	0
3	0.004	0.054	0.242	0.399	0.242	0.054	0.004	0
4	0.004	0.054	0.242	0.399	0.242	0.054	0.004	0
5	0.004	0.054	0.242	0.399	0.242	0.054	0.004	0
6	0	0.054	0.244	0.403	0.244	0.054	0	0
7	0	0	0.274	0.452	0.274	0	0	0

17:00台電力負荷値

表3. 2. 3より、17時00分台の電力負荷の離散値が4であるとき、18時00分時台の電力負荷の離散値が3である確率は0.399となる。なお、17時00分台の電力負荷の離散値が0の時に18時00分台の電力負荷の各離散値にいく確率が全て等しいのは、表3. 2. 2において補間後も17時00分台→18時00分台の負荷量遷移回数が0回であるである。この領域では過去の負荷量遷移に関する情報が乏しいため、t+1時点においては、全ての次時点負荷量 $De_{T+1}$ が全て等しい確率(0.125)で訪れるものとした。

以上のようにして電力負荷量遷移確率 $Pe(T, De_T, De_{T+1})$ が求められた。同様にして熱負荷量遷移確率 $Pe(T, Dh_T, Dh_{T+1})$ も求める。

### 3. 2. 4 動作表の作成

これまでに求めた遷移確率を用い、以下の漸化式に従いエネルギーコスト期待値 $Q$ を最小とする動作表を作成する。本研究では、先行研究で行われているように、HPでは熱負荷・タンク残湯量を、CGSでは電力負荷・熱負荷・タンク残湯量を状態数として持つものとした。先行研究ではこれらの状態数にさらに積算熱量を状態数として持つことの有意性を示しているが、本研究では47都道府県・20家族パターンについての計算を行うため、計算時間も考慮して、積算熱量については加味しなかった。この点についての考察は後述する。

$$Q_T(S_T, Dh_T) = \min \left( C(S_T, Dh_T, a_T) + \sum_{i=0}^{AllDh_{T+1}} Ph_{T, Dh_T, Dh_{T+1}} Q_{T+1} \right) \quad (3.2.3)$$

$$Q_T(S_T, De_T, Dh_T) = \min \left( C(S_T, De_T, Dh_T, a_T) + \sum_{i=0}^{AllDe_{T+1}} \sum_{j=0}^{AllDh_{T+1}} Pe_{T, De_T, De_{T+1}} Ph_{T, Dh_T, Dh_{T+1}} Q_{T+1} \right) \quad (3.2.4)$$

式で用いている変数は以下の通り。

表3. 2. 4 変数とその説明

変数	説明
T	離散化後時間ステップ
C <sub>T</sub>	時点Tにおける総コスト
De <sub>T</sub>	時点Tにおける電力負荷量[Wh] 8段階に離散化、範囲: $0 \leq De_T \leq 7$
Dh <sub>T</sub>	時点Tにおける熱負荷量[kWh] 8段階に離散化、範囲: $0 \leq Dh_T \leq 7$
S <sub>T</sub>	時点Tにおけるタンク内残湯量[Wh](熱量換算) 8段階に離散化、範囲: $0 \leq S_T \leq 7$
Pe <sub>(T, De<sub>T</sub>, De<sub>T+1</sub>)</sub>	時点Tにおける電力負荷量がDe <sub>T</sub> のとき、時点T+1の電力負荷量がDe <sub>T+1</sub> へ遷移する確率
Ph <sub>(T, Dh<sub>T</sub>, Dh<sub>T+1</sub>)</sub>	時点Tにおける熱負荷量がDh <sub>T</sub> のとき、時点T+1の熱負荷量がDh <sub>T+1</sub> へ遷移する確率

機器の動作は現在時点での現在時点での蓄熱槽内湯量(=前時点終了時の蓄熱槽内湯量)、前時点での(電力)・熱負荷量、前時点での動作により決まる。作成されたCGSの場合の動作表の例を表3. 4に示す。

表3. 2. 5より、17時00分台の電力負荷離散値が4、熱負荷離散値が4、蓄熱槽内熱量離散値が2、18時台のCGS動作が「停止」であったときの、19時20分台の最適なCGS動作は「運転」となる。同様にして、モデル内ではこの動作表を0時00分台から23時00分台までの各時点で作成する。

表3. 2. 5 18時00分時台 CGS動作表

(17時00分台 電力負荷離散値=4, 17時00分台CGS動作「停止」)

18:00台熱負荷量								
	Dh=0	Dh=1	Dh=2	Dh=3	Dh=4	Dh=5	Dh=6	Dh=7
残0	運転	運転	運転	運転	運転	運転	運転	運転
残1	運転	運転	運転	運転	運転	運転	運転	運転
残2	運転	運転	運転	運転	運転	運転	運転	運転
残3	停止	停止	停止	運転	運転	運転	運転	運転
残4	停止	停止	停止	運転	運転	運転	運転	運転
残5	停止	停止	停止	停止	停止	停止	停止	停止
残6	停止	停止	停止	停止	停止	停止	停止	停止
残7	停止	停止	停止	停止	停止	停止	停止	停止

タンク残湯量



### 3. 2. 5 動作決定

各時点で前時点での電力負荷量・熱負荷量、現在の蓄熱槽内残湯量、前時点での動作状態から、作成された動作表を参照して動作を選択していく。

### 3. 3 遷移確率の検証

先行研究では積算熱負荷量を状態数としてもつことで、効率的な動作決定を行えることとなっている。本研究では 47 都道府県・20 家族パターン・3 季節・2 曜日分の計算を行うため、計算時間を考慮して出来る限り状態数を少なくしたいため、積算熱量の導入は考慮しなかった。しかし、現状のように、現時点での状態を前時点の状態から推察する方法が果たして一番効率的なのか検証する必要がある。そこで、電力負荷・熱負荷についての相関関係を調べることで、相関の高い情報を利用し、不要な状態数を減らし、計算時間の短縮を図った。

現在は電力負荷・熱負荷ともに前状態からの遷移確率を利用しているが、他の例えば前時点での熱負荷から現時点の電力負荷を予想するといったような場合の方が、相関が高く、効率的な運転に繋がる可能性がある。表 3. 3. 1 に一時点前の電力・熱負荷と現時点の電力・熱負荷の相関係数を示す。

表 3. 3. 1 一時点前の負荷との相関関係

	床暖房無し一軒	床暖房有り一軒
電気T-1-電気T	0.900602329	0.807389236
電気T-1-熱T	0.284235464	0.402556389
熱T-1-熱T	0.284354708	0.349765233
熱T-1-電気T	0.216386766	0.344986734

これによると、従来の方法、つまり、電力負荷なら一時点前の電力負荷を、熱負荷なら一時点前の熱負荷との相関が高く、この情報を用いたほうが、効率的な運転に繋がると考えられる。そこで、図 3. 3. 1 に何時点前の電力負荷—電力負荷、熱負荷—熱負荷の相関が高いのかを示す。

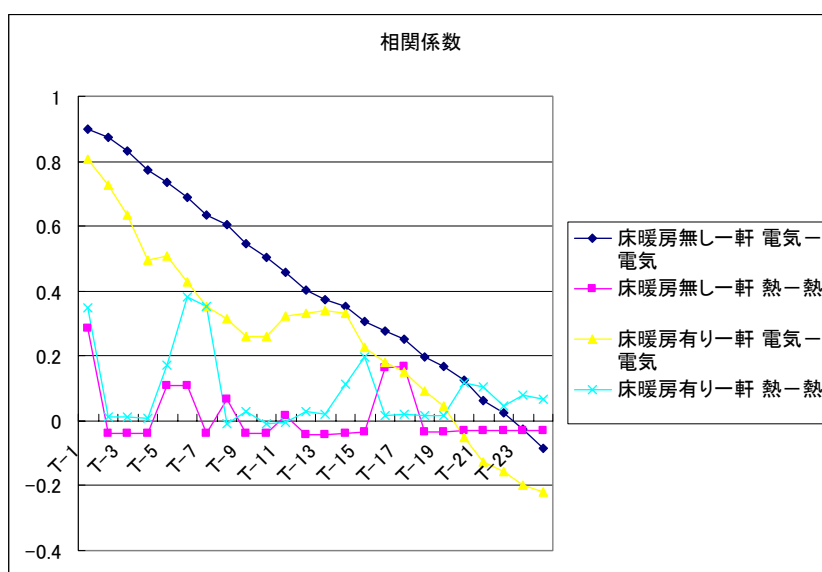


図 3. 3. 1 数時点前との相関関係

これによると、やはり従来の方法、つまり、直前の情報を用いたほうが相関が高く、効果的な運用に繋がると考えられる。そこで、本研究でも従来どおりの方法、つまり一時点前の電力・熱負荷と現時点での電力・熱負荷の関係を用いることとした。

### 3. 4 動的計画法によるCGSの運用決定

#### 3. 4. 1 CGSモデルの特徴

評価モデル内でのエネルギー供給の概念図を図3. 4. 1に示す[14]。CGSを考える場合、特に給湯需要では大規模な負荷が離散的に発生することが問題となる。現在、一般的に用いられているガス給湯器やボイラの場合には、このような急激な給湯負荷の変動に対して比較的よく対応できる。しかし、ガスエンジンを原動力とするCGSの場合、機器の特性から、このような急激に発生する給湯負荷に応じた熱供給は困難なので、蓄熱槽の導入を想定し、マイクロコージェネが運転していない時間帯にも温水の供給ができるものとした。その上で、ガスボイラを補助熱源として併せて設置する。また、蓄熱槽では、マイクロコージェネからの回収熱が70℃の温水として蓄熱されると想定して蓄熱量を算定した。暖房負荷はマイクロコージェネからの廃熱とヒートポンプエアコンで賄われるものと想定した。なお、厨房で消費されるガスコンロ等のエネルギーは、すべて都市ガスで供給されると想定し、モデルから省いてある。

電力負荷・熱負荷には、第2章で得られた10分単位のエネルギー日負荷曲線を用いた。

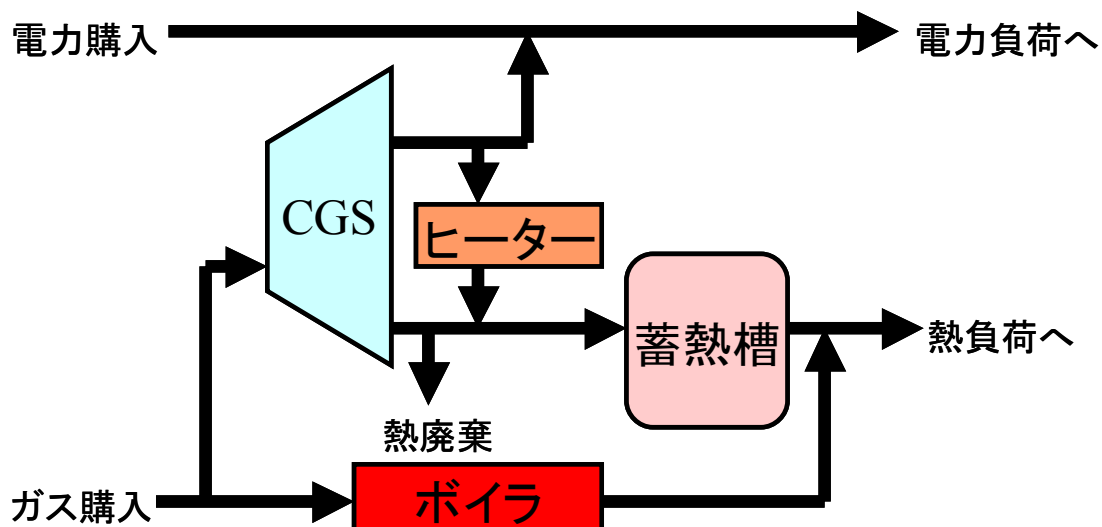


図3. 4. 1 CGSモデル構成図

#### 3. 4. 2 モデル仕様

CGSモデルの主な仕様を示す。

- ① CGSの発電量のみで需要家の電力需要を満たせない場合は、電力系統側から不足分の電力を購入するものとし、常に需要家の電力需要を満たす。
- ② CGSの運転時に需要家で消費しきれず、余剰となった熱は蓄熱槽に蓄える。
- ③ CGSの運転時に需要家で消費しきれず余剰となった電力は全てヒーターを通じて熱に変換し、蓄熱槽内の湯の加熱に用いる。

- ④ 蓄熱槽内に十分な熱が無く、熱需要を満足することの出来ない場合はC G Sに併設する補助ボイラを運転し、不足分の熱を供給する。
- ⑤ C G Sの動作は運転(100%出力)と停止(0%出力)の 2 状態のみ。ただし、停止状態からの立ち上がりでは暖機運転を想定して排熱出力が低下するものとする。
- ⑥ 本モデルでは蓄熱槽内湯量は、熱量[Wh]で表す。実際の製品では、蓄熱槽内の湯の温度は約70[°C]であり、成層貯湯を行うことで所望の温度の湯を得ているが、本モデルでは年間を通じて元水温を一律 60[°C]上昇させるものとし、蓄熱槽容量は 300[l]として換算した熱量を蓄熱槽容量とした。

以下、表 3. 4. 1 に本モデルにおける C G S の性能を載せる。

表 3. 4. 1 モデル中の C G S 仕様

項目	仕様	備考
発電出力	1000[W]	
廃熱出力	3250[W]	
効率(発電)	20[%]	都市ガス13A低位発熱量(9900[kcal/m <sup>3</sup> ])基準
効率(廃熱)	65[%]	都市ガス13A低位発熱量(9900[kcal/m <sup>3</sup> ])基準
総合熱効率	85[%]	都市ガス13A低位発熱量(9900[kcal/m <sup>3</sup> ])基準
暖機運転時廃熱出力減少率	50[%]	エンジンが停止状態から運転状態に変化した時の熱出力減少率(暖機運転時間は10分間)
最大ガス消費量	0.4343[m <sup>3</sup> /h]	1時間連続動作時のガス消費量
貯湯タンク容量	20000[Wh]	タンク容量を300[l]とし、元水温を一律60[°C]上昇させるものとする。
補助ボイラ熱効率	80[%]	都市ガス13A低位発熱量(9900[kcal/m <sup>3</sup> ])基準
ヒーター熱効率	98[%]	余剰電力を熱変換する際のヒーター熱効率
タンク保温効率	99.9[%/5min]	電気温水器の保温効率を参考に決定・5分ごとにタンク内熱量が0.1[%]づつ減少

都道府県別に計算するため、電気料金・ガス料金は地域により異なる。本モデルで使用した料金設定は以下の通り。ここでは各電力会社の地域別の料金を設定した。C G Sを使う家庭ではガス使用量の増加が想定されるため、価格設定が安くなっている。

表 3. 4. 2 電力・ガス料金[15][16]

	北海道電力	東北電力	東京電力	北陸電力	中部電力	関西電力	中国電力	四国電力	九州電力
電気料金[円/kWh]	22	21	21	21	20	19	21	20	20
CGSガス料金[円/m <sup>3</sup> ]	78	94	92	94	96	82	78	78	67
従来ガス料金[円/m <sup>3</sup> ]	176	114	112	115	118	119	179	134	176

また、従来の C G S が無い構成を比較ケースとして設定した。このケースでは、電力負荷を系統からの電力、熱負荷をガス給湯器（効率 80%）でまかなうと想定した。

### 3. 4. 3 モデルの定式化

モデル内のエネルギー需給を定式化した。モデルでは、冬期(2月)、中間期(5月)、夏期(8月)のそれぞれ平日と休日の計 6 パターンで 1 日のエネルギー需給を定式化し、C G S の評価を行っている。定式化に用いた添字、変数、定数を以下に示す。

表 3. 4. 3 各定数の値

定数名	説明	設定値
Ecost	電力単価[円/kWh]	地域別
Gcost	ガス単価[円/m <sup>3</sup> ]	地域別
Gheat	都市ガス13A低位発熱量[kcal/m <sup>3</sup> ]	9900
Beff	ボイラ熱効率	0.95
Heff	ヒータ熱効率	0.98
Tloss	貯湯タンク放熱率	0.999
Eout	CGS電力出力[W]	1000
Hout	CGS熱出力[W]	3250
Gcon	CGSガス消費量[m <sup>3</sup> /h]	0.4343
Pdown	CGS暖機運転時出力減少率	0.5

表 3. 4. 4 変数とその説明

変数	説明
t	時間ステップ。1日を24時間を10分間隔144個の時間ステップ(0 ≤ t ≤ 143)に分割
de <sub>t</sub>	時点tにおける電力負荷量[Wh] 範囲:0[Wh] ≤ de <sub>t</sub> ≤ 3600[Wh]
dh <sub>t</sub>	時点tにおける熱負荷量[kWh] 範囲:0[Wh] ≤ dh <sub>t</sub> ≤ 36000[Wh]
s <sub>t</sub>	時点tにおけるタンク内残湯量[Wh](熱量換算) 範囲:0[Wh] ≤ s <sub>t</sub> ≤ 20000[Wh]
a <sub>t</sub>	時点tにおけるCGSの動作(運転または停止の2状態 0:停止 1:運転)
BuyElec <sub>t</sub>	時点tにおける電力購入量[Wh]。但し、BuyElec <sub>t</sub> ≥ 0である
OverElec <sub>t</sub>	時点tにおける余剰電力量[Wh]。但し、OverElec <sub>t</sub> ≥ 0である
C <sub>t</sub>	時点tにおける総コスト
BoilOut <sub>t</sub>	時点tにおける補助ボイラ熱出力量[Wh]。但し、BoilOut <sub>t</sub> ≥ 0である

時点  $t$  のランニングコスト  $C_t$  は、電力購入費用とガス購入費用の合計であり、下式の通りとなる。

$$C_t = \text{BuyElec}_t \times \text{Ecost} + \text{BuyGas}_t \times \text{Gcost} \quad (3.4.1)$$

電力購入量  $\text{BuyElec}_t$  は、電力需要をCGSからの電力出力で賄っても足りない分で、系統から買ってくる。

$$\text{BuyElec}_t = de_t - Eout \times a_t \quad \text{但し、} \text{BuyElec}_t \geq 0 \quad (3.4.2)$$

余剰電力量  $\text{OverElec}_t$  は、CGSからの電力出力が  $t$  時点での電力需要よりも大きい場合にヒーターにまわる電力である。

$$\text{OverElec}_t = Eout \times a_t - de_t \quad \text{但し、} \text{OverElec}_t \geq 0 \quad (3.4.3)$$

ガス購入量は、CGSでのガス消費量と補助ボイラのガス消費量の和である。

$$\text{BuyGas}_t = Gcon \times a_t + \frac{\text{BoilOut}_t}{Gheat} \quad (3.4.4)$$

補助ボイラ  $\text{BoilOut}_t$  は、熱負荷量からCGS排熱量とCGS余剰電力、蓄熱槽内湯量を差し引いた分である。蓄熱槽内に十分な湯量があり需要家の熱負荷を満たせる場合、補助ボイラは動作せず、 $\text{BoilOut}_t$  は0である。

前時点でCGSが運転状態にあるとき、即ち  $a_t = 1$  のときは

$$\text{BoilOut}_t = dh_t - Hout_t \times a_t - \text{OverElec}_t - S_t \quad \text{但し、} \text{BoilOut}_t \geq 0 \quad (3.4.5)$$

となる。

また、前時点でCGSが停止している場合、即ち $a_t = 0$ のとき、 $t$ 時点ではHPは暖機運転を行うため、

$$BoilOut_t = dh_t - P_{down} \times Hout_t \times a_t - OverElec_t - S_t \quad \text{但し、} \quad BoilOut_t \geq 0 \quad (3.4.6)$$

となり、CGSの動作状態が停止→運転と変化した直後の10分間のCGS排熱出力が半分となるものとした。なお、電力出力の暖機運転に伴う出力減少はないものとする。CGSの暖機運転を考慮することで、CGSを頻繁に起動・停止した場合にエネルギーコストが上昇することになる。よって、CGSの経済的な運転のためにはなるべくCGSを連続動作させたほうが望ましいことになる。

次時点蓄熱槽内湯量は、現在の蓄熱槽内湯量にCGS排熱と余剰電力からのヒーター発電量を加え、熱負荷分を差し引いた残りとなる。

$$S_{t+1} = S_t \times Tloss + Hout_t \times a_t + OverElec_t \times Heff - dh_t \quad \text{但し、} \quad S_{t+1} \geq 0 \quad (3.4.7)$$

### 3.4.4 シミュレーション結果

床暖房の有無により、熱需要が大きく変化し、運用もまた大きく異なる可能性が考えられる。そこで、前章で床暖房がある場合とない場合で需要を作成し、各々について別々にシミュレーションを行っていくものとする。以下、例として全て東京の需要を想定した運用結果を示す。

#### 3.4.4.1 床暖房なしの場合

まず、5人家族（労働者1人・家庭婦人1人・学生1人・無職2人）の冬季平日の3日分の運用結果を図3.4.1に載せる。3日間共にいえることは、電力需要の多い時間帯、朝07:00頃と夜19:00頃にCGSを運転している。これはCGSでは排熱出力のほうが大きいものの、電力需要がCGSの運転を大きく左右することを意味する。後に最適運用ケースとの比較をするが、CGSを動作する時間帯はほぼ同じで、CGSの運転は電力需要に大きく影響して決めたほうがよいことになる。

CGSの導入されていない家庭（電力需要は系統電力で、熱需要はガスボイラーで賄う）との運転コスト、購入電力量、購入ガス量の比較を表3.4.1に示す。運転コストを見ると、地域により得にはならない地域が見られる。これは、電力需要に追従してCGSの運転を決定しているため、ある程度電力需要が望める時間帯には常にCGSを動かすことを選択することになる結果、排熱を有効に利用できていないことが原因として考えられる。また、地域によりガス料金が大きく異なることも起因していると考えられる。購入電力量はCGSを運転することで減少し、この減少分が後に最適電源構成モデルで外生的に与える需要に影響してくる。当然、購入ガス量は増加し、ここで増加する二酸化炭素排出量も含めて電源構成モデルでの二酸化炭素排出量を検討する必要がある。

次にこうして一軒一軒の需要が不確実な状態で、確率動的計画法により運用を決定してから20の家族パターンにつき5軒分ずつ、計100軒分の計算を行って、その後に都道府県による家族パターンの違いを加味して加え合わせ、平均したもの（動的計画ケース）と、先に需要を平均して

しまつて、需要の不確実性をなくし、その上で、CGSの運用を考えた場合（最適運用ケース）との比較を図3. 4. 2に示す。今回、動的計画ケースでは2日目の状態のものを平均した。これは、初日にタンク容量が0であることの影響をなくすための措置である。従来のこうした電源構成まで考える研究では、最適運用ケースに見られるような、負荷の不確実性を無くした上でCGSの運用を考え、そこで得られた系統電力需要を用いるが、本研究では、負荷が不確実な元での運用を決定し、系統電力需要を算出している点が新しい。CGSの運転ではそれほど大きな差は見られなかったが、不確実な負荷に対する運用を考えることで、運用に大きな変化が起こりうる。図を見ると、前述のように運用自体にそれほど大きな差はみられないものの、最適運用ケースほど細かく需要に合わせた運転は出来ない。

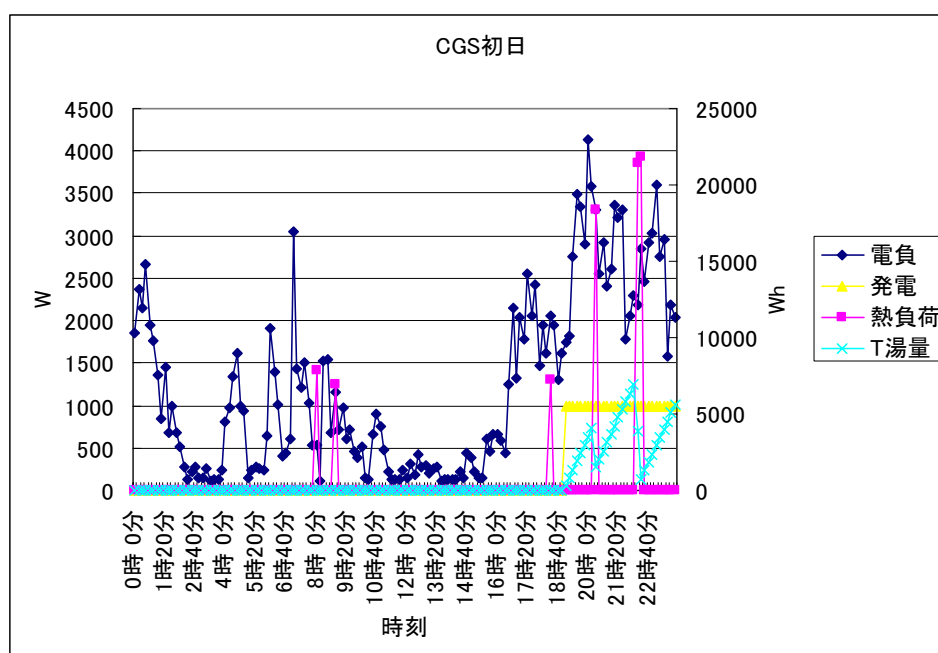


図3. 4. 1. 1 三日分のCGSの運転の様子（初日）

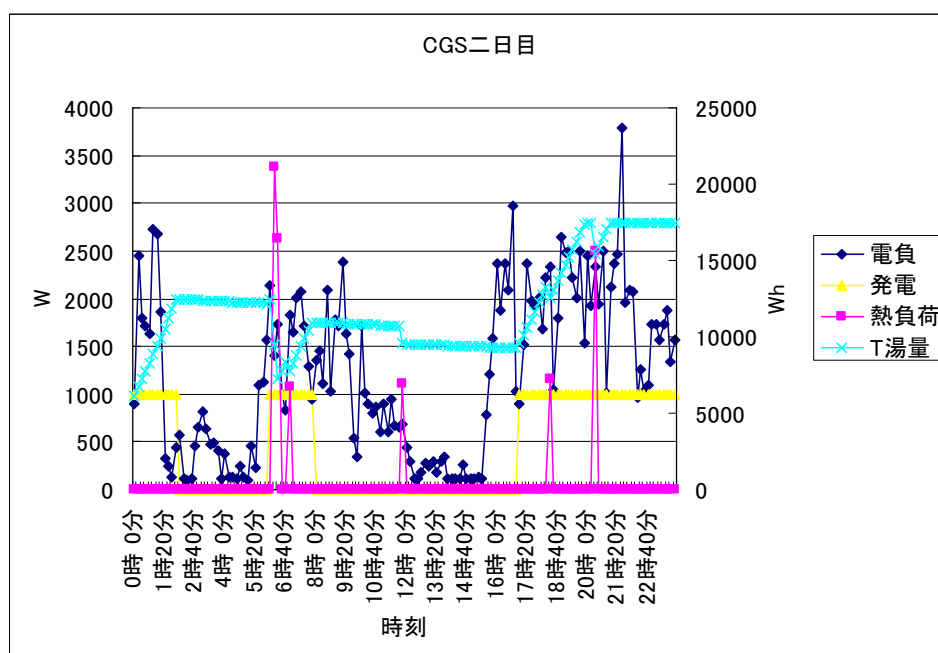


図3. 4. 1. 2 三日分のCGSの運転の様子（二日目）

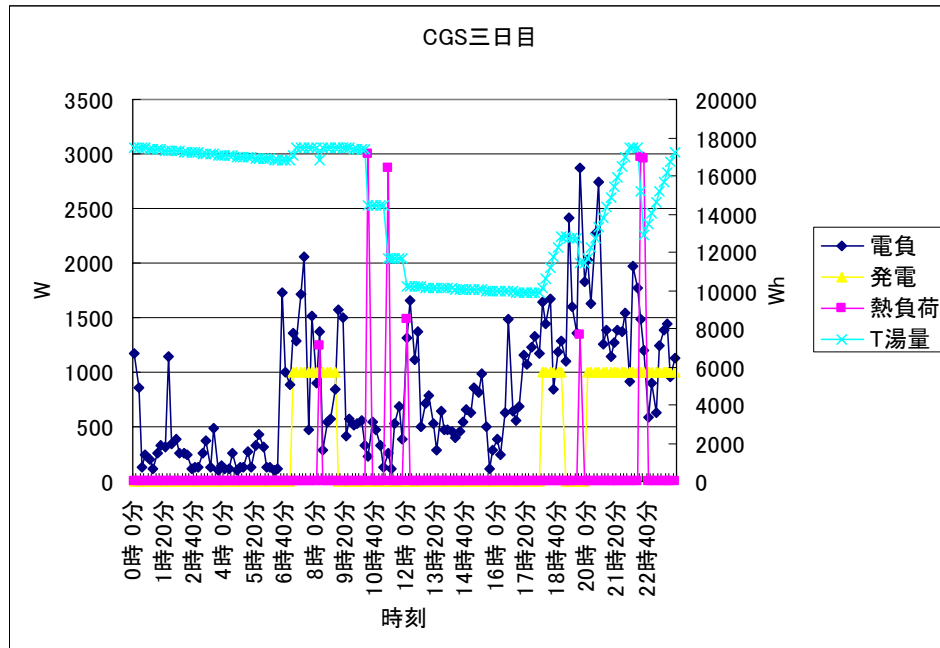


図 3. 4. 1. 2 三日分のCGSの運転の様子（三日目）

表 3. 4. 1 CGSの有無による比較

床暖房なし	運転コスト[円/日]			購入電力量[Wh]			購入ガス量[m3]		
	CGSあり	CGSなし	比	CGSあり	CGSなし	比	CGSあり	CGSなし	比
青森	372.0039	409.1855	0.909133	10445.31	13304.32	0.785107	1.623967363	1.134747512	1.431126612
東京	446.6345	445.2085	1.003203	12672.93	17041.4	0.743655	1.961999076	0.773417419	2.536791941
鹿児島	305.333	389.512	0.783886	8310.247	12315.41	0.674785	2.076548376	0.812231943	2.556595309

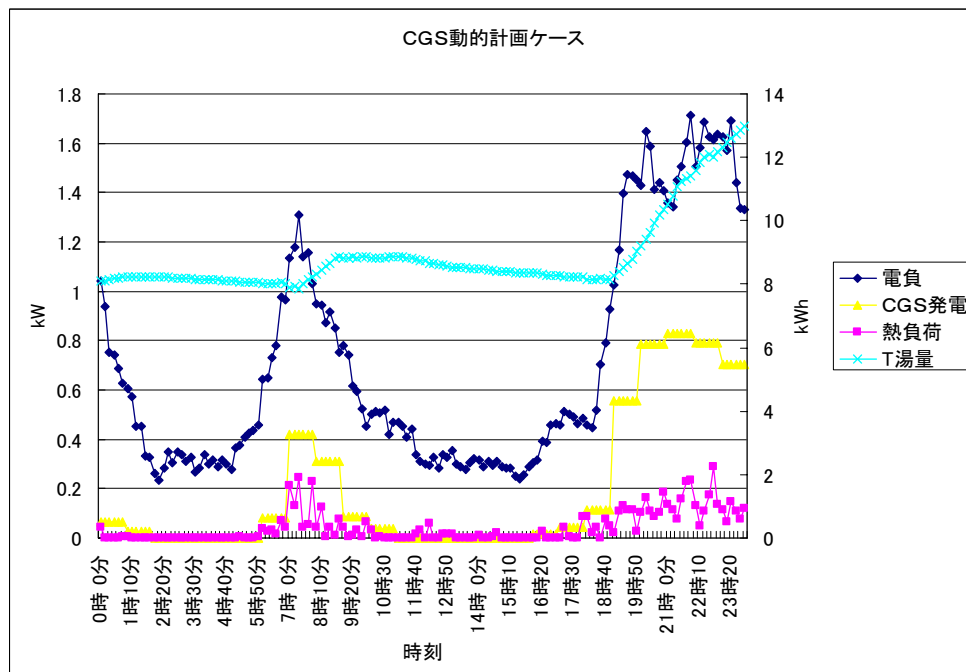


図 3. 4. 2. 1 動的計画ケースの運用パターン

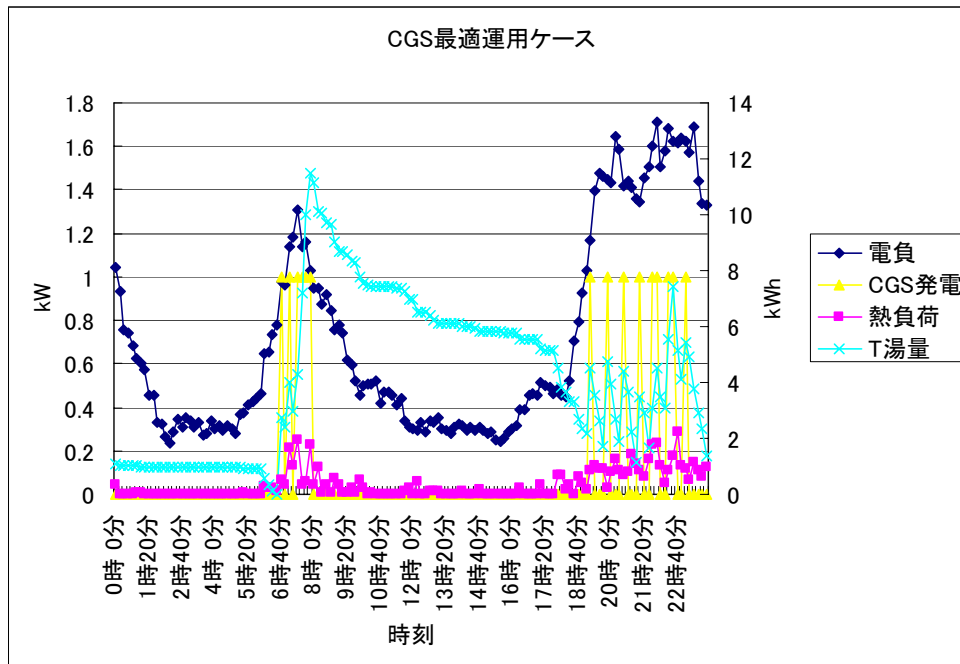


図 3. 4. 2. 2 最適運用ケースの運用パターン

最適運用ケースと動的計画ケースとの運用コスト、購入電力量、購入ガス量の比較を表 3. 4. 2 に示す。運転コストは地域によって 15%～20%以上差が見られ、不確実な需要に備える本研究での運用決定法により、従来の確定的な負荷下での運用決定方法よりも 2 割弱のコスト増を見込む必要があることを意味する。購入電力量は地域によって差が見られる。青森では購入電力量が最適運用ケースに比べ、増加している。青森の需要の特徴として、電力需要が他地域より少なく、熱需要が多い点があげられる。前述のように、CGS の運用決定に際し、電力需要が大きく寄与していることを考えると、電力需要の小さい青森では CGS がそれほど動かない運用パターンをとり、その分購入電力量が増加していると考えられる。他の 2 地域については、逆に購入電力量が減少している。つまり、これらの地域では CGS を動かせる、電力需要の比較的多い時間帯には積極的に動かしていることがわかる。購入ガス量については当然購入電力量と逆の関係になり、CGS を多く使っている東京、鹿児島では大幅な増加となるが、青森ではさほどの増加にはならない。

表 3. 4. 2 最適運用ケースと動的計画ケースの比較

床暖房なし	運転コスト[円/日]			購入電力量[Wh]			購入ガス量[m3]		
	CGSあり	LP	比	CGSあり	LP	比	CGSあり	LP	比
青森	372.0039	319.9451	1.162712	10445.31	9637.656	1.083802	1.623967363	1.232733333	1.317371178
東京	446.6345	382.7703	1.166847	12672.93	14541.4	0.871507	1.961999076	0.977273	2.007626401
鹿児島	305.333	253.0999	1.206373	8310.247	9648.738	0.861278	2.076548376	0.896533333	2.316197624

### 3. 4. 4. 2 床暖房ありの場合

床暖房無しの場合と同様に 5 人家族（労働者 1 人・家庭婦人 1 人・学生 1 人・無職 2 人）の冬季平日の 3 日分の運用結果を図 3. 4. 3 に載せる。床暖房の有無により運用に大きな差は見られない。主に昼と夜に CGS を運転する様子がわかる。



C G S の導入されていない家庭との比較を表 3. 4. 3 に示す。床暖房の導入により、熱需要が増加し、地域によらず運用コストは得になる。家庭に C G S を入れる際には床暖房と併せて導入するほうが C G S の運用コストは得になることがわかる。逆に言えば、あまり熱需要の大きくない家庭では C G S を入れるインセンティブは小さいと言える。購入電力量は床暖房の有無によらずほぼ同程度の購入量の削減になるが、購入ガス量が大幅に減少する。床暖房が無い場合に有効に使えていなかった排熱の有効利用が進んだ結果と言える。

次に床暖房なしの場合と同様に、最適運用ケースと動的計画ケースとの運用パターンの比較を図 3. 4. 4 に示す。同様に動的計画ケースでは 2 日目の状態で平均をしている。床暖房の有無によらず、C G S を運用している時間帯に大きく違いは見られない。表 3. 4. 4 に運用コスト、購入電力量、購入ガス量の比較を示す。運転コストは地域により 15%～20% 得になる。購入電力量、購入ガス量を見ると、電力はどの地域も最適運用ケースより多く購入し、ガスは地域により異なる結果となった。これは、床暖房の導入により、熱負荷が増加し、増加した熱負荷も加味しながら、電力需要、熱需要どちらも最適に賄いながら運転を決定できる最適運用ケースでは、必要最低限の電力・ガス購入量で済むことに起因すると考えられる。また、床暖房無しの場合と同様に、青森のように電力需要が少なく、熱需要の多い地域では、C G S を動かす時間が短くなり、購入電力量の大幅な増加が見られる。

表 3. 4. 3 C G S の有無による比較

床暖房あり	運転コスト[円/日]			購入電力量[Wh]			購入ガス量[m3]		
	CGSあり	CGSなし	比	CGSあり	CGSなし	比	CGSあり	CGSなし	比
青森	461.9271	550.0471	0.839796	10289.53	13499.29	0.762228	2.6153995	2.338982471	1.118178324
東京	502.2137	573.899	0.875091	12819.98	16982.73	0.754884	2.532553019	1.944000824	1.302753058
鹿児島	347.2959	578.7316	0.600098	8751.342	13536.06	0.646521	2.571192156	1.749956153	1.469289474

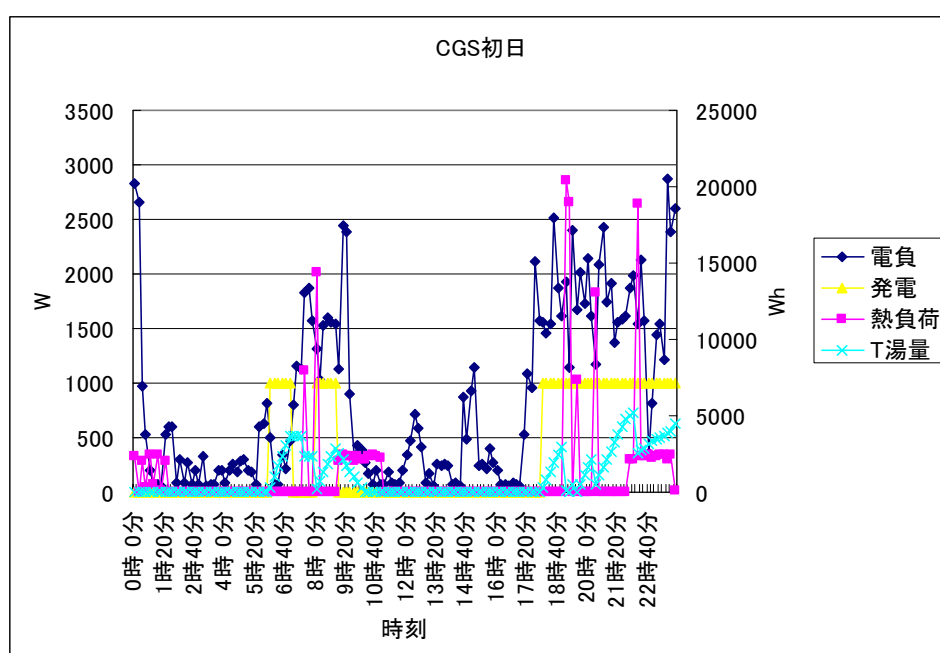


図 3. 4. 3. 1 三日分の C G S の運転の様子 (初日)

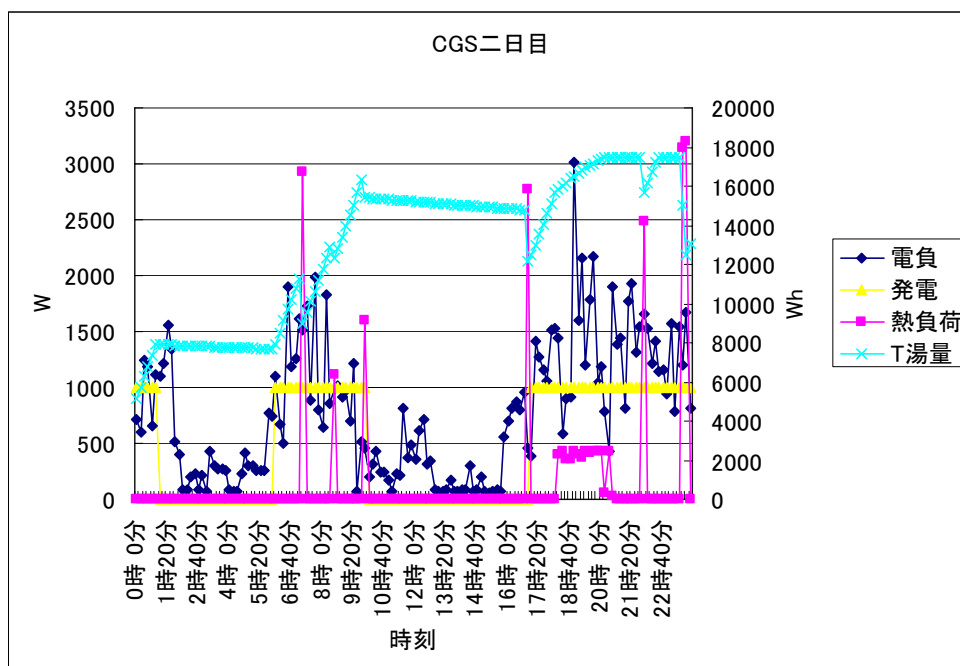


図 3. 4. 3. 2 三日分のCGSの運転の様子（二日目）

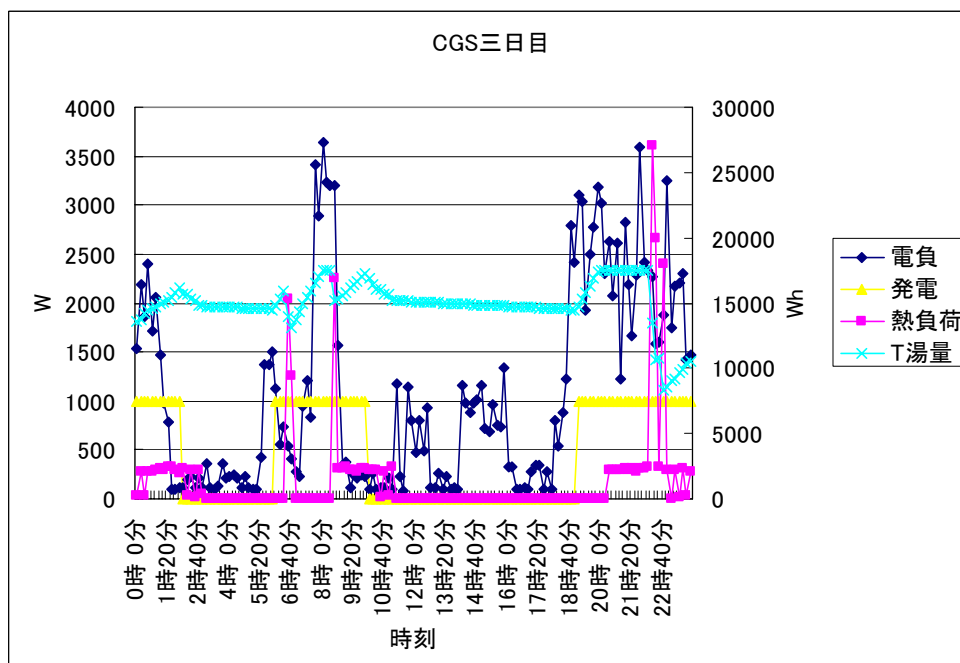


図 3. 4. 3. 2 三日分のCGSの運転の様子（三日目）

表 3. 4. 4 最適運用ケースと動的計画ケースの比較

床暖房あり	運転コスト[円/日]			購入電力量[Wh]			購入ガス量[m3]		
	CGSあり	LP	比	CGSあり	LP	比	CGSあり	LP	比
青森	461.9271	404.7768	1.14119	10289.53	6488.794	1.585739	2.6153995	2.641502167	0.990118249
東京	502.2137	419.1253	1.198242	12819.98	10816.06	1.185272	2.532553019	2.073233333	1.221547511
鹿児島	347.2959	291.4692	1.191535	8751.342	8036.056	1.08901	2.571192156	1.853993833	1.386839649

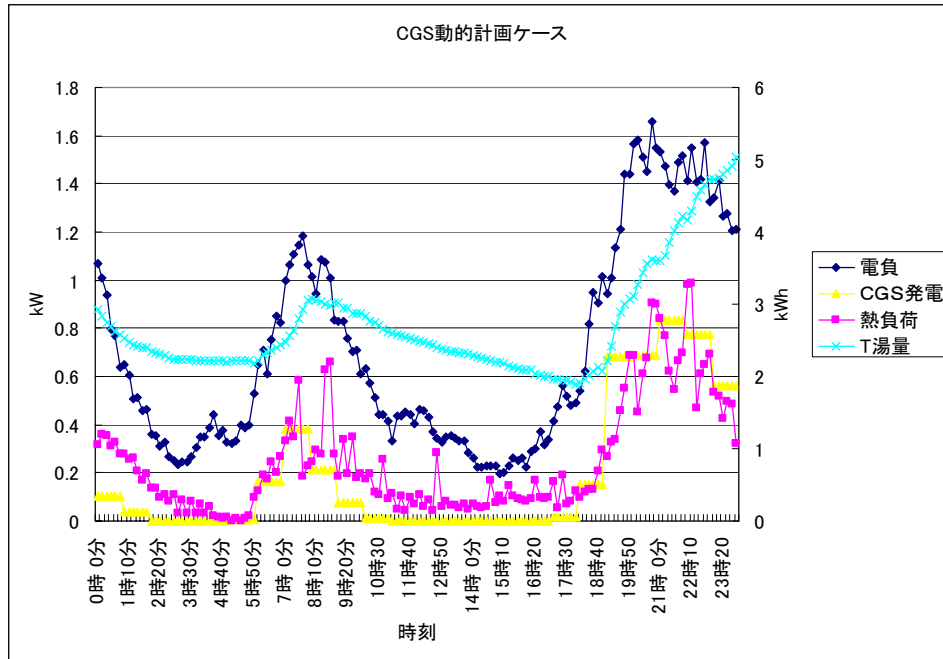


図3. 4. 4. 1 動的計画ケースの運用パターン

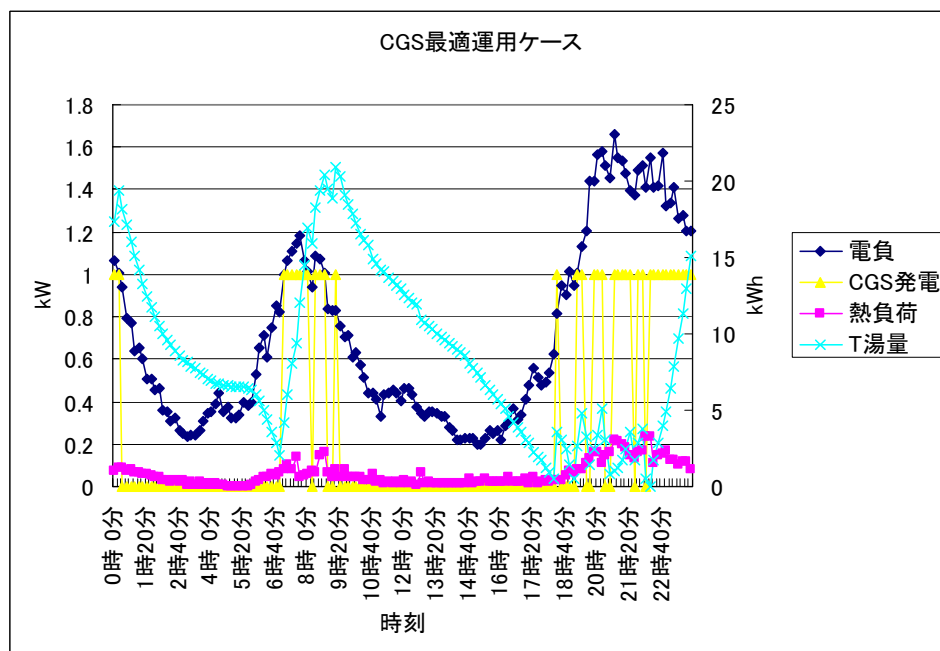


図3. 4. 4. 2 最適運用ケースの運用パターン

### 3. 5 動的計画法によるHPの運用決定

#### 3. 5. 1 HPモデルの特徴

評価モデル内でのエネルギー供給の概念図を図3. 5. 1に示す。HPを考える場合にもCGSと同様に、特に給湯需要で大規模な負荷が離散的に発生することが問題となる。そこで急速な負荷に対応するため蓄熱層の導入を想定し、HPの運転していない時間帯にも温水の供給ができるものとした。

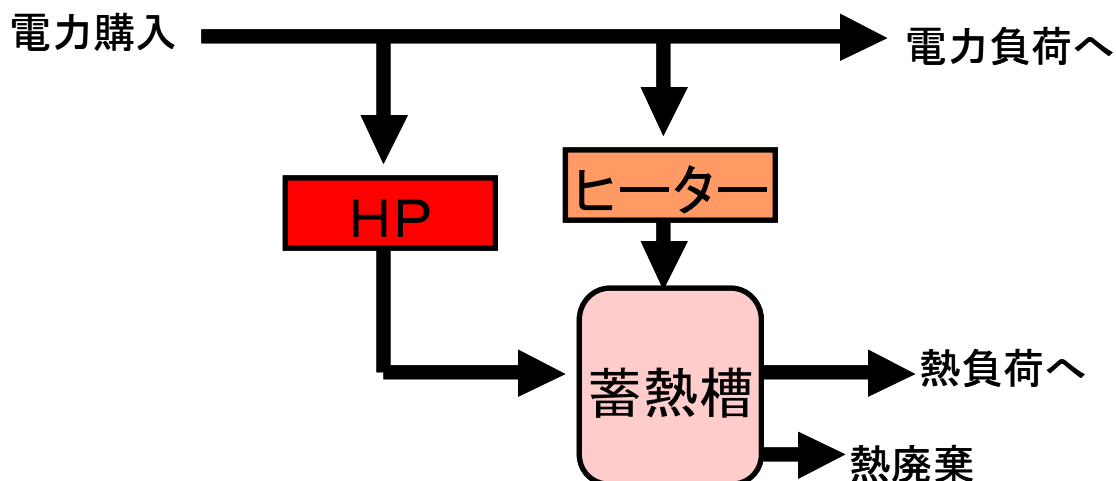


図 3. 5. 1 HPモデル構成図

### 3. 5. 2 モデル仕様

HPモデルの主な仕様を以下に示す[17]。

- ① HPで消費した電力のCOP倍の熱量を得るものとする。
- ② HPで得た熱で作成された湯は需要が発生するまでタンクで蓄えておくこととする。
- ③ 蓄熱槽でまかないきれない熱負荷に対しては、出力無限大のヒーターで需要をまかなえるものとした。
- ④ 蓄熱槽内湯量は、熱量[Wh]で表す。実際の製品では、蓄熱槽内の湯度は約 70[°C]であり、成層貯湯を行うことで所望の温度の湯を得ているが、本モデルでは年間を通じて元水温を一律 60[°C]上昇させるものとし、蓄熱槽容量は 370[ℓ]として換算した熱量を蓄熱槽容量とした。
- ⑤ HPの動作は運転(100%出力)と停止(0%出力)の 2 状態のみ。ただし、停止状態からの立ち上がりでは暖機運転を想定して出力が低下するものとする。

以下、表 3. 5. 1 に本モデルにおけるHPの性能を載せる。

表 3. 5. 1 モデル中のHP仕様

項目	仕様	備考
出力	4500[W]	
COP	4(定格)	外気温に依存して変化
暖機運転時廃熱出力減少率	50[%]	エンジンが停止状態から運転状態に変化した時の熱出力減少率(暖機運転時間は10分間)
貯湯タンク容量	25800[Wh]	タンク容量を370[ℓ]とし、元水温を一律60[°C]上昇させるものとする。
ヒーター熱効率	98[%]	不足した熱需要をまかなうためのヒーター熱効率
タンク保温効率	99.9[%/5min]	電気温水器の保温効率を参考に決定・5分ごとにタンク内熱量が0.1[%]づつ減少

C G S と同様に都道府県別に電気・ガス料金を設定する。電力会社ごとに夜間電力量を安くするプランが提供されており、HP 給湯器の導入に際し、お湯を貯めるのに安い夜間電力を使うことが考えられる。夜間電力は 23 : 00～07 : 00、昼間電力は 07 : 00～23 : 00 で適用される。

表 3. 5. 2 電気・ガス料金[15][16]

	北海道電力	東北電力	東京電力	北陸電力	中部電力	関西電力	中国電力	四国電力	九州電力
電気料金夜[円/kWh]	6	6	6	7	8	7	7	7	7
電気料金昼[円/kWh]	27	25	26	26	25	26	26	26	25
従来電気料金[円/kWh]	22	21	21	21	20	19	21	20	20
ガス料金[円/m <sup>3</sup> ]	176	114	112	115	118	119	179	134	176

また、従来のHPがない構成を比較ケースとして設定した。このケースでは、電力負荷を系統からの電力、熱負荷をガス給湯器（効率 80%）でまかなうと想定した。

### 3. 5. 3 COPについて

本研究では、COPが外気温に依存して変化し、必要となる電力量が変化して、4500[W]の出力となることとした。実際のHPでは 4500[W]の出力自体の低下も考えられるが、簡単のため必要となる電力量が変化することとした。

COPの外気温依存については先行研究[18]により示されており、今回はその結果を利用する。現在販売されているHP給湯器のCOPは 4～4.5（定格）であり、先行研究で用いられている 2.79 よりも大きく進歩している。そこでこの点を加味して、改めて使用した外気温とCOPの関係を図 3. 5. 2 に示す。

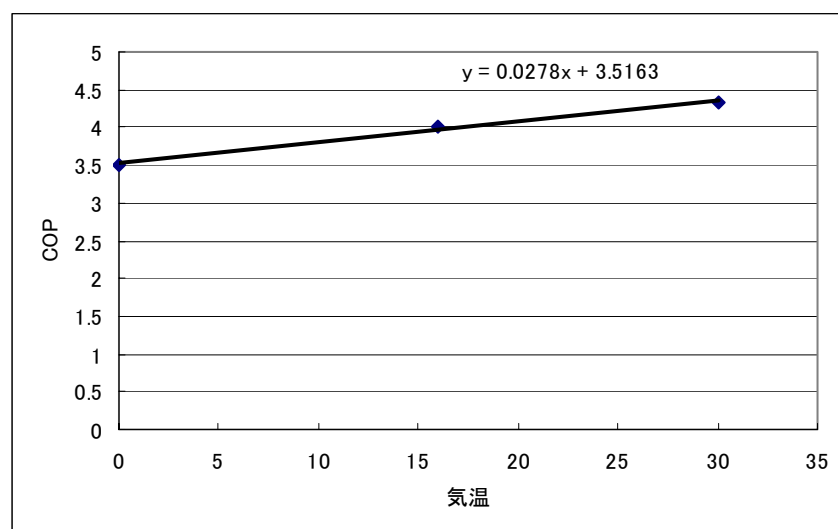


図 3. 5. 2 外気温とCOPの関係

図中にある外気温とCOPの外気温の一次近似式を用い、第 2 章で電力・熱需要を作成した際に使用した気温 30 日分の平均気温を外気温として与え、COPを算出した。これを用いて計算したCOPの例を図 3. 5. 3 に示す。季節・地域・時間帯によりCOPが異なり、外気温の低い地域・時間帯でCOPが低下する。

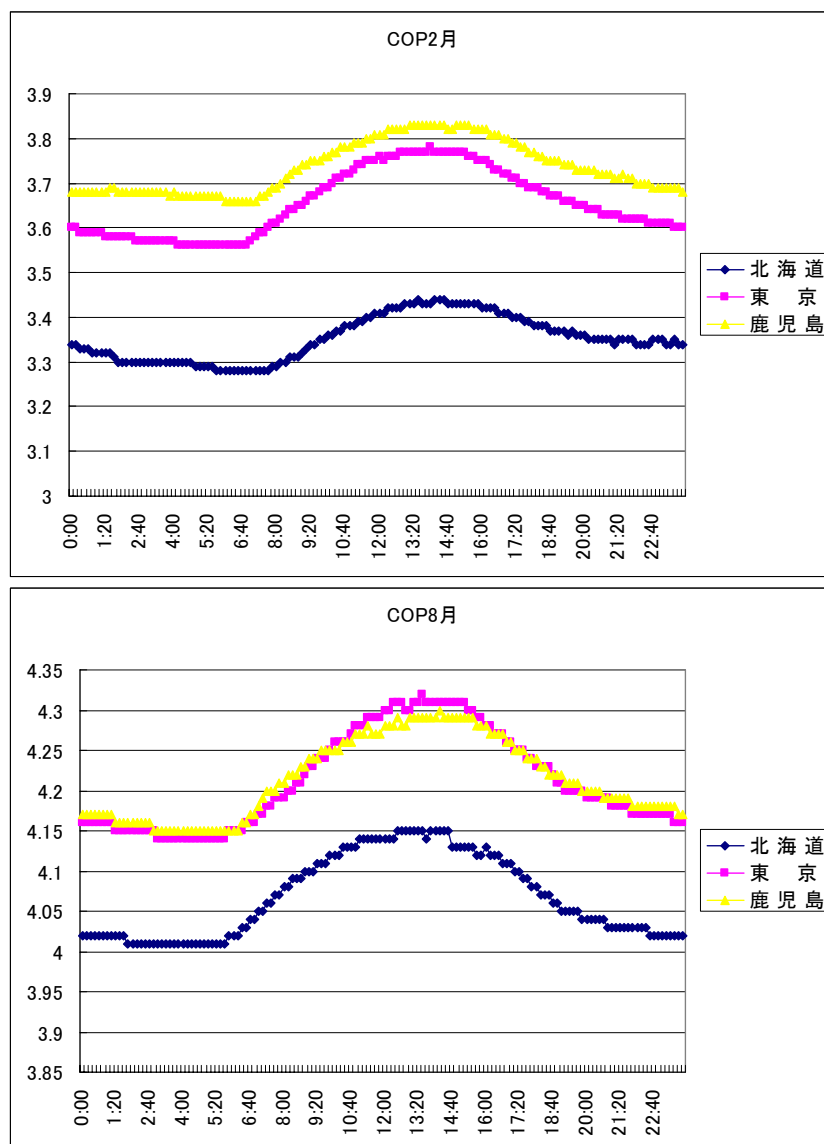


図3. 5. 3 北海道・東京・鹿児島のCOP（上：2月 下：8月）

### 3. 5. 4 モデルの定式化

モデル内のエネルギー需給を定式化した。モデルでは、冬期(2月)、中間期(5月)、夏期(8月)のそれぞれ平日と休日の計6パターンで1日のエネルギー需給を定式化し、HPの評価を行っている。定式化に用いた添字、変数、定数を以下に示す。

表3. 5. 3 各定数の値

定数名	説明	設定値
EcostD	昼間電力単価[円/kWh]	地域別
EcostN	夜間電力単価[円/kWh]	地域別
Gcost	ガス単価[円/m <sup>3</sup> ]	地域別
Heff	ヒータ熱効率	0.98
Tloss	貯湯タンク放熱率	0.999
COP	外気温に依存する(後述)	外気温
HPout	HP給湯器の出力[W]	4500
Pdown	HP暖機運転時出力減少率	0.5

表 3. 5. 4 変数とその説明

変数	説明
$t$	時間ステップ。1日を24時間を10分間隔144個の時間ステップ( $0 \leq t \leq 143$ )に分割
$de_t$	時点 $t$ における電力負荷量[Wh] 範囲: $0[\text{Wh}] \leq de_t \leq 3600[\text{Wh}]$
$dh_t$	時点 $t$ における熱負荷量[kWh] 範囲: $0[\text{Wh}] \leq dh_t \leq 36000[\text{Wh}]$
$S_t$	時点 $t$ におけるタンク内残湯量[Wh](熱量換算) 範囲: $0[\text{Wh}] \leq S_t \leq 25800[\text{Wh}]$
$a_t$	時点 $t$ におけるHPの動作(運転または停止の2状態 0:停止 1:運転)
$BuyElec_t$	時点 $t$ における電力購入量[Wh]。但し、 $BuyElec_t \geq 0$ である
$C_t$	時点 $t$ における総コスト
$HeaterOut_t$	時点 $t$ における補助ヒーター熱出力量[Wh]。但し、 $HeaterOut_t \geq 0$ である

時点 $t$ のランニングコスト $C_t$ は、電力購入費用である。

$$C_t = BuyElec_t \times Ecost \quad (3.5.1)$$

電力購入量 $BuyElec_t$ は、電力需要用、HP用、そして熱負荷を補いきれないとき使用するヒーター用の3つが含まれる。

$$BuyElec_t = de_t + \frac{HPout}{COP} \times a_t + \frac{HeaterOut_t}{Heff} \quad \text{但し、} BuyElec_t \geq 0 \quad (3.5.2)$$

補助ヒーター $HeaterOut_t$ は、熱負荷量からHP出力、蓄熱槽内湯量を差し引いた分である。蓄熱槽内に十分な湯量があり需要家の熱負荷を満たせる場合、補助ヒーターは動作せず、 $HeaterOut_t$ は0である。

前時点でHPが運転状態にあるとき、即ち $a_t = 1$ のときは

$$HeaterOut_t = dh_t - HPout_t \times a_t - S_t \quad \text{但し、} HeaterOut_t \geq 0 \quad (3.5.3)$$

となる。

また、前時点でHPが停止している場合、即ち $a_t = 0$ のとき、 $t$ 時点ではHPは暖機運転を行うため、

$$HeaterOut_t = dh_t - Pdown \times HPout_t \times a_t - S_t \quad \text{但し、} HeaterOut_t \geq 0 \quad (3.5.4)$$

となり、HPの動作状態が停止→運転と変化した直後の10分間のHPの出力が半分となるものとした。HPの暖機運転を考慮することで、HPを頻繁に起動・停止した場合にエネルギーコストが上昇することになる。よって、HPの経済的な運転のためにはなるべくHPを連続動作させたほうが望ましいことになる。

次時点蓄熱槽内湯量は、現在の蓄熱槽内湯量にHP出力を加え、熱負荷分を差し引いた残りとなる。

$$S_{t+1} = S_t \times Tloss + HPout_t \times a_t - dh_t \quad \text{但し、} S_{t+1} \geq 0 \quad (3.5.5)$$

### 3. 5. 5 シミュレーション結果

#### 3. 5. 5. 1 床暖房なしの場合

CGSと同様に、東京の二月平日、五人家族の三日分の計算結果を図3. 5. 1に示す。初日にすぐさまHPを動かし、湯を貯めて、その後はある程度湯量が減ると運転をし、湯量を満タン

に保とうとする運用をする。こうすることで、COP倍の熱量を有効に利用し、不確実な熱需要に対応していると考えられる。したがって、夜間の安い電力に限らずHPを運用していることになるので、夜間電力でお湯を貯めて置く従来の運用方法とは全く異なった運転を選択していることになる。負荷が不確実になることで、運用が変わり、その結果系統電力需要にも大きく影響を及ぼしうる。

HPの入っている家庭と入っていない家庭（電力は系統から購入し、熱負荷はガスボイラーで賄う）との運転コスト、購入電力量の比較を表3. 5. 1に示す。地域によらず、運転コストは20%ほど得になり、購入電力量も20%ほど増加している。増加した電力が系統電力需要に影響を及ぼすが、逆にガスを購入しなくなることで、家庭で排出される二酸化炭素が減少し、その分も加味して電源構成モデルでは計算を行う。

最適運用ケースとの運用の比較を図3. 5. 2に示す。前述のように、最適運用ケースではHPを朝方の夜間電力料金適用時間に必要だけ運転をする様子が伺えるのに対し、動的計画ケースでは、不確実な需要に対応するために常にタンクを満タンに保とうとする運用パターンとなる。運用コスト、購入電力量の比較を表3. 5. 2に示す。運用コストは地域により20%~30%の増加になるが、購入電力量については地域により最適運用ケースよりも減少する地域が見られた。これは、最適運用ケースでの計算はコスト最小を目的関数としているため、ヒーターを動かすより、COP倍の熱量を得られるHPを動かすことで熱需要を賄おうとし、部分負荷運転を行えないため、必要以上の電力購入量となっていることを意味する。地域により需要もちろん異なるが、COP、電力価格設定が異なることも起因していると考えられる。

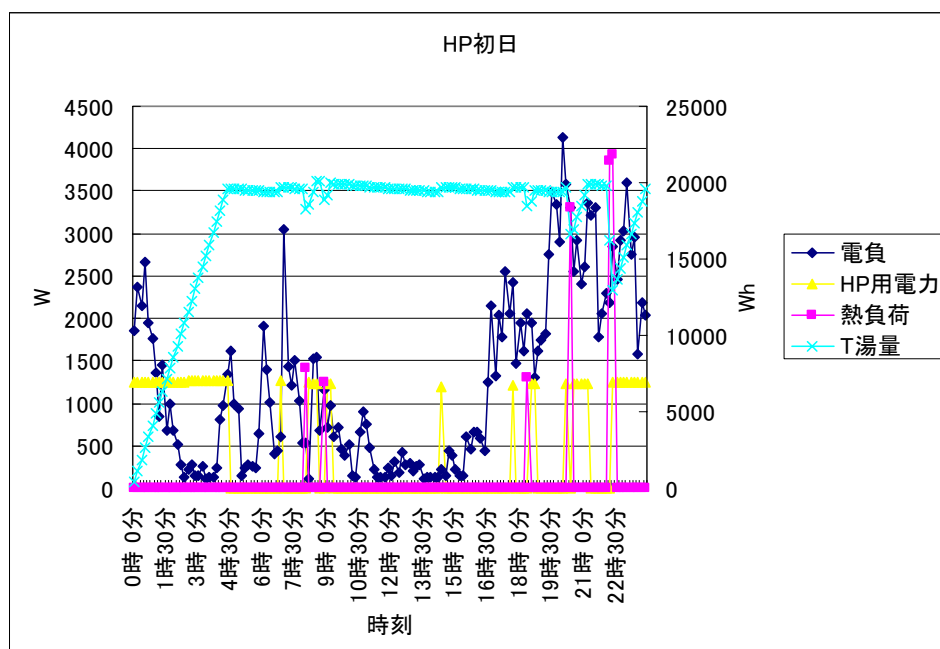


図3. 5. 1. 1 三日分のHPの運転の様子（初日）



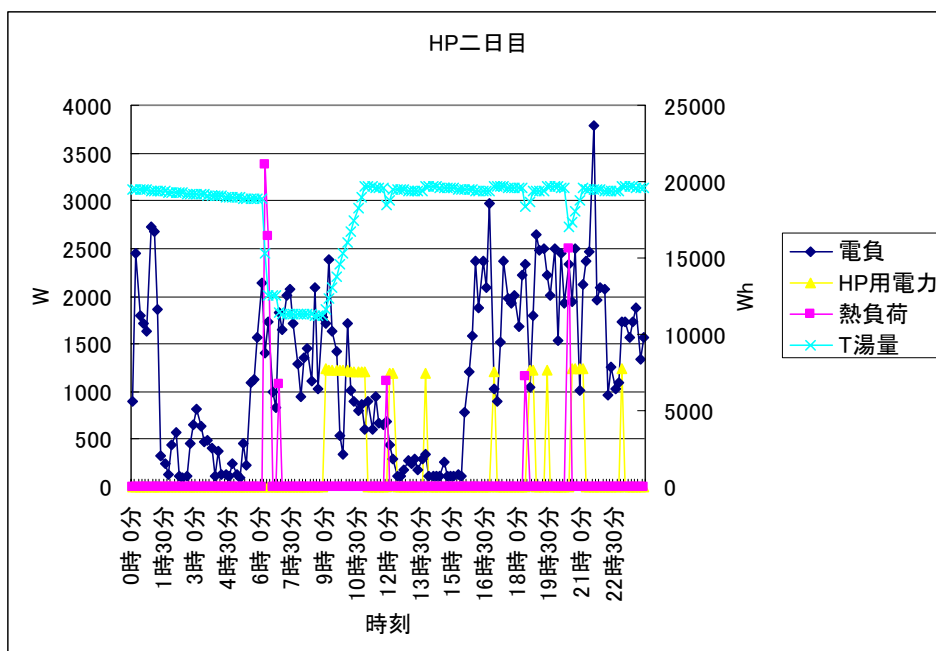


図 3. 5. 1. 2 三日分のHPの運転の様子（二日目）

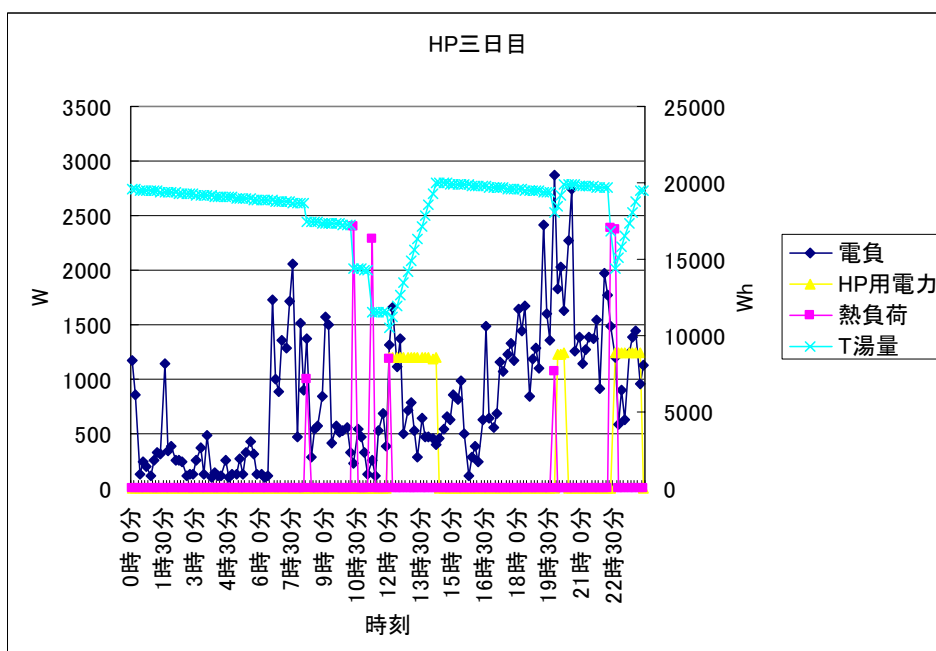


図 3. 5. 1. 3 三日分のHPの運転の様子（三日目）

表 3. 5. 1 HPの有無による比較

床暖房なし	運転コスト[円/日]			購入電力量[Wh]			購入ガス量[m3]	
	HPあり	HPなし	比	HPあり	HPなし	比	HPあり	HPなし
青森	335.4076	408.752	0.820565	16411.25	13304.32	1.233527	0	1.134747661
東京	397.4667	444.4921	0.894204	19441.6	17041.4	1.140846	0	0.77341752
鹿児島	307.3206	389.2609	0.789498	14936.4	12315.41	1.212823	0	0.81223205

表 3. 5. 2 最適運用ケースと動的計画ケースの比較

床暖房なし	運転コスト[円/日]			購入電力量[Wh]		
	HPあり	LP	比	HPあり	LP	比
青森	335.4076	254.8044	1.316334	16411.25	16999.98	0.965369
東京	397.4667	330.5084	1.202592	19441.6	19352.98	1.00458
鹿児島	307.3206	232.2126	1.323445	14936.4	14771.07	1.011193

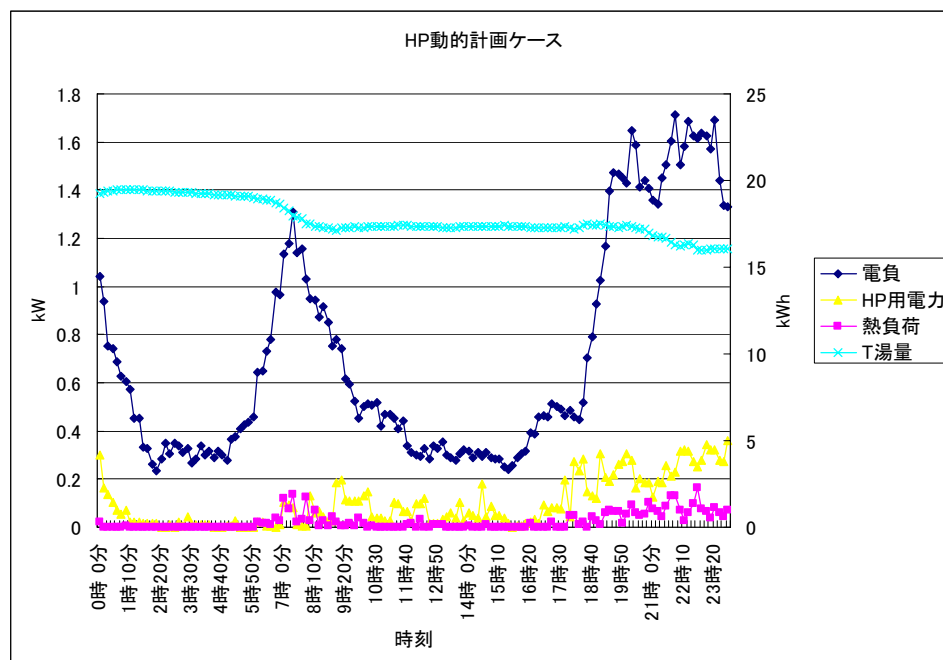


図 3. 5. 2. 1 動的計画ケースの運用パターン

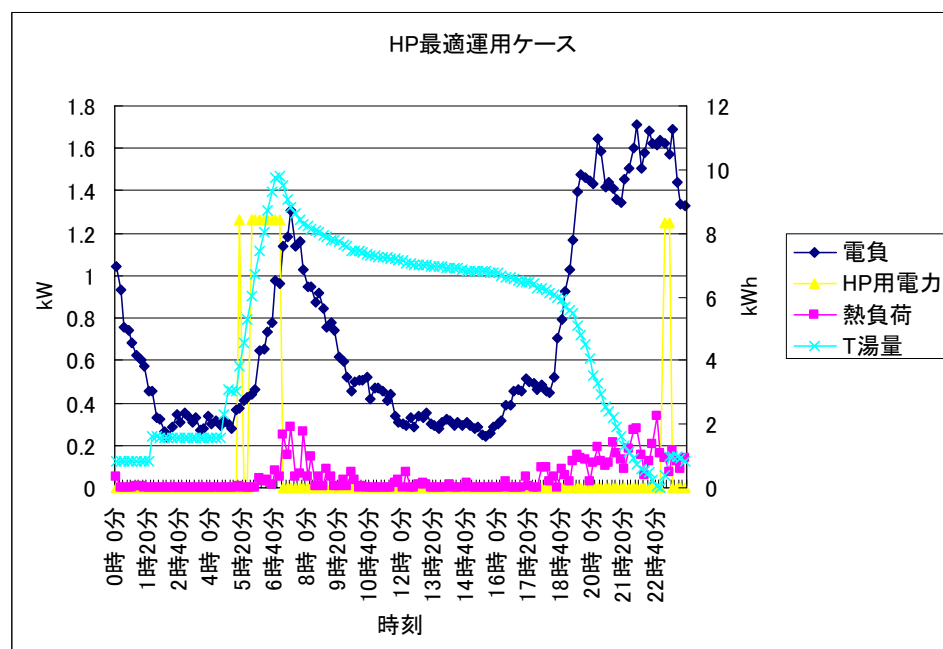


図 3. 5. 2. 2 最適運用ケースの運用パターン

### 3. 5. 5. 2 床暖房ありの場合

床暖房無しの場合と同様に、東京の2月平日の5人家族の三日分の運用の様子を図3. 5. 3に示す。やはり、同様にある程度タンク湯量が減ったらHPを運転し、タンク湯量を満タンに保つ様子が伺える。HPの入っている家庭と入っていない家庭との運転コスト、購入電力量の比較を表3. 5. 3に示す。運転コストは20%~35%の得になり、床暖房無しの場合と比較して、熱需要が増えることで運転コスト的には得になることがわかる。C G Sの場合と同様に、床暖房等で熱需要が増加するとHPの導入に対するインセンティブがより得られることになる。購入電力量はHPの入っていない家庭に比べ、35%~55%の増加となり、大きく増加する。床暖房無しの場合よりも増加率が高く、今後HPの普及と共に床暖房の普及が進む場合には系統電力に与える影響は大きくなると考えられる。

次に、最適運用ケースとの運用の比較を図3. 5. 4に示す。床暖房なしの同様に、最適運用ケースでは、夜間の安い電力を利用して効率よくHPを動かしているのに対し、動的計画ケースではタンク湯量を常に多めに保とうとする結果、運用に大きく差が出てくる。運転コスト、購入電力量の比較を表3. 5. 4に示す。これを見ると、動的計画ケースでは運転コストは40%~55%程度の増加となる一方で、購入電力量はさほど違いが見られない。HPが動作している時間はさほど変わらないものの、最適運用ケースでは最適なタイミングで最適な分だけ運転しているためコストが大きく異なる結果となった。床暖房無しの場合と同様に、地域によっては最適運用ケースのほうが購入電力量が多い地域も見られるが、床暖房無しのケースと同様の理由によるものと考えられる。

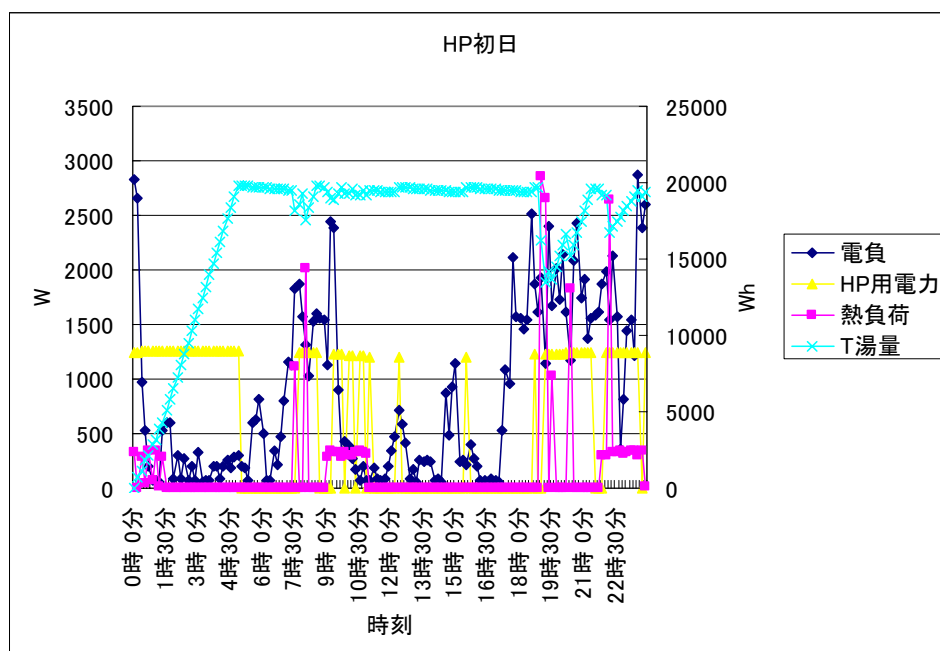


図3. 5. 3. 1 三日分のHPの運転の様子（初日）

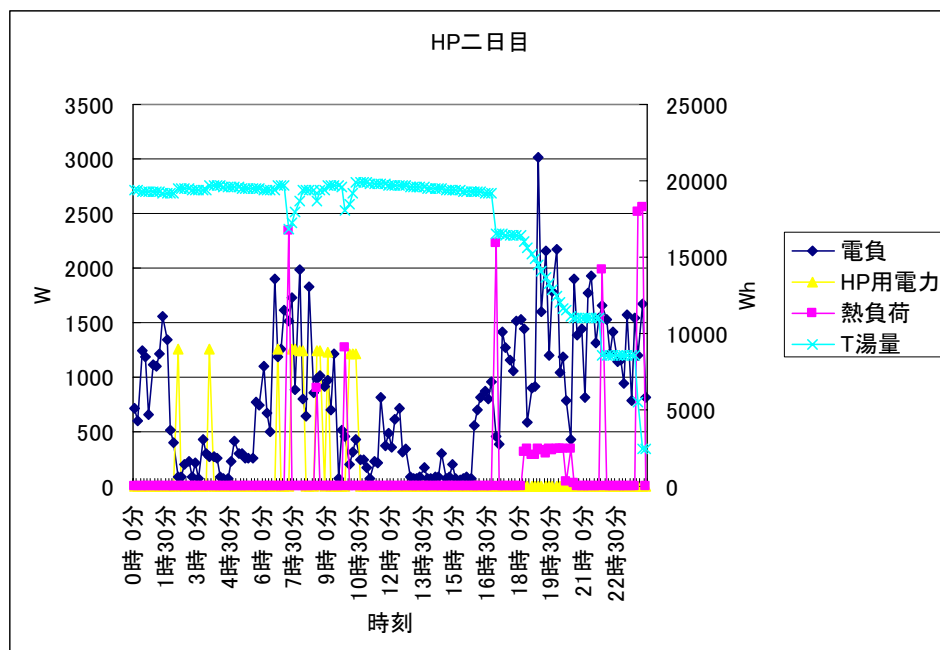


図 3. 5. 3. 2 三日分のHPの運転の様子（二日目）

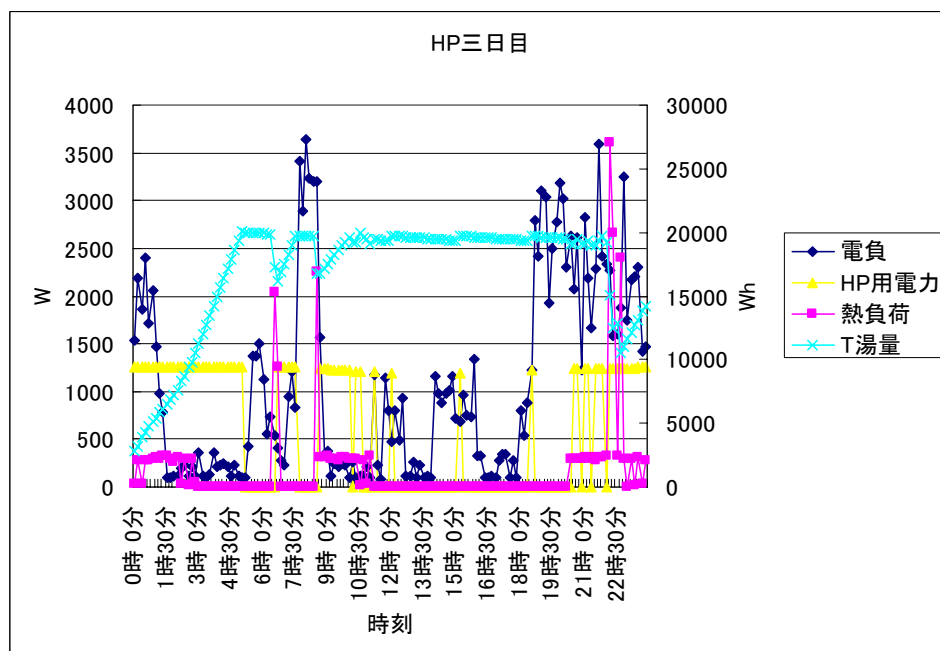


図 3. 5. 3. 3 三日分のHPの運転の様子（三日目）

表 3. 5. 3 HPの有無による比較

床暖房あり	運転コスト[円/日]			購入電力量[Wh]			購入ガス量[m3]	
	HPあり	HPなし	比	HPあり	HPなし	比	HPあり	HPなし
青森	445.4534	594.5641	0.74921	22099.29	14322.13	1.543017	0	2.577188404
東京	457.9028	574.3654	0.797233	22879.98	16982.73	1.34725	0	1.944001078
鹿児島	367.6666	578.7134	0.635317	18347.49	13536.06	1.355453	0	1.749956382

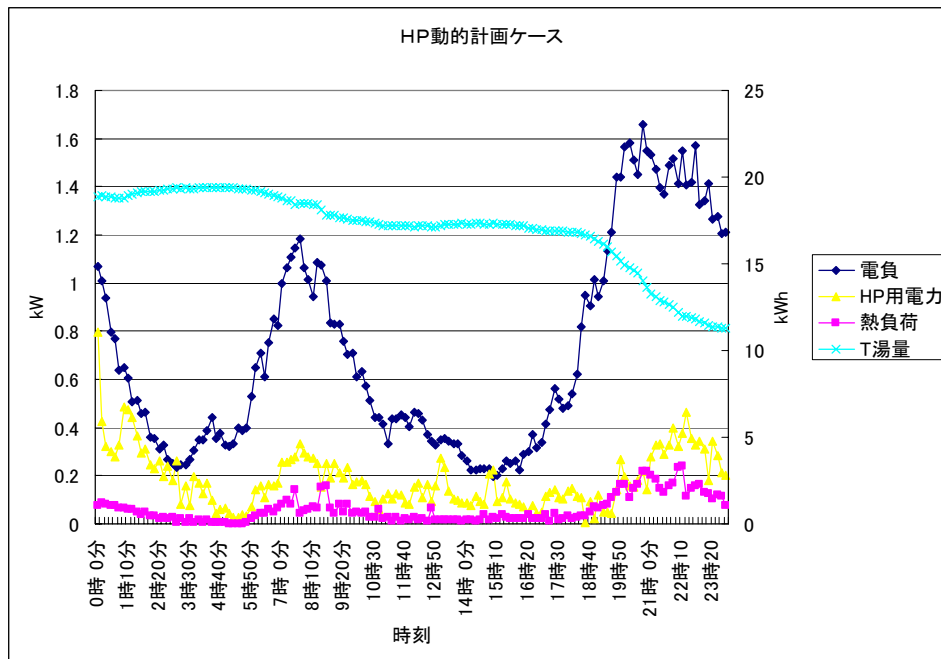


図 3. 5. 4. 1 動的計画ケースの運用パターン

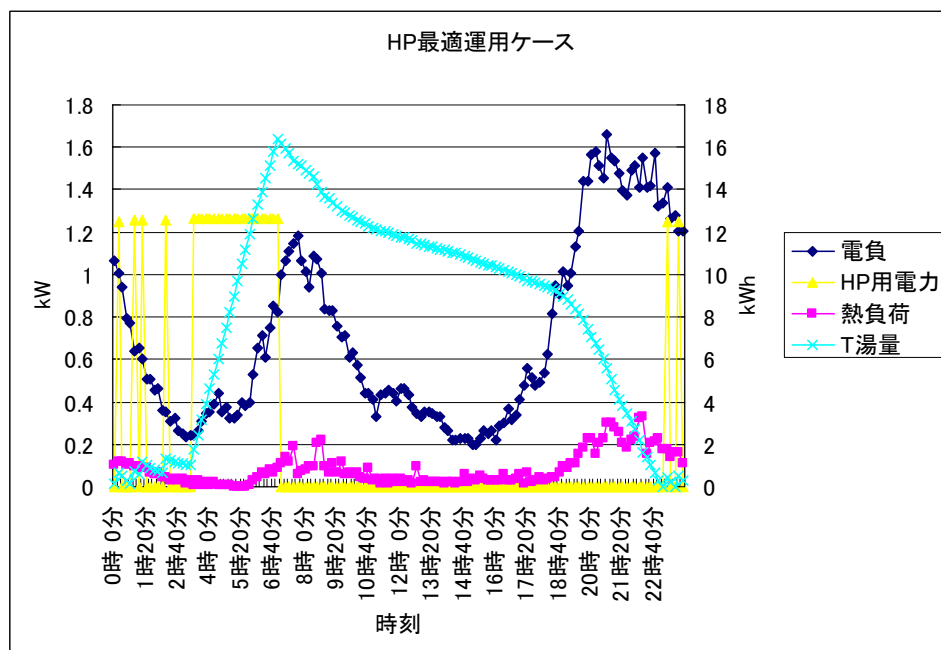


図 3. 5. 4. 2 最適運用ケースの運用パターン

表 3. 5. 4 最適運用ケースと動的計画ケースの比較

床暖房あり	運転コスト[円/日]			購入電力量[Wh]		
	HPあり	LP	比	HPあり	LP	比
青森	445.4534	282.2363	1.578299	22099.29	22301.33	0.990941
東京	457.9028	330.2264	1.386633	22879.98	22866.36	1.000596
鹿児島	367.6666	261.6457	1.405208	18347.49	18846.66	0.973514

### 3. 6 各ケースでの比較

C G SやHPは省エネをうたっている機器ではあるが、家庭における不確実な需要においても従来のガスボイラを用いるシステムよりも省エネが達成されているのか、これまで計算してきたC G S・H Pの結果を利用して、一次エネルギー換算して比較した。一次エネルギー換算値は表3. 6. 1 [19]を用い、9電力地域ごとに地域別の結果を、図3. 6. 1に床暖房あり、図3. 6. 2に床暖房無しを載せる。これを見ると、熱負荷の多い冬季にはいずれの機器も一次エネルギーの削減に繋がる。しかし、H Pでは常に一次エネルギー削減に繋がるのに対し、C G Sでは熱負荷の少ない床暖房無しのケース、特に夏期では軒並み一次エネルギーの増加に繋がる結果となった。前章でも見てきたように、C G Sではある程度熱需要が望める状況でなければ、排熱を有効に利用できないため、それが反映される形となった。年間削減量を図3. 6. 3に示す。やはり温暖な九州などでは一次エネルギーの増加につながり、有効な省エネ手段とは言いがたい。逆にH Pでは地域によらず一次エネルギーの削減効果があり、しかもC G Sの削減効果よりも大きい。不確実な需要においてはH P給湯器の普及が省エネに繋がる結果となった。

表 3. 6. 1 一次エネルギー換算値

電力(kWh)	10.255	MJ
ガス(m <sup>3</sup> )	41.607	MJ

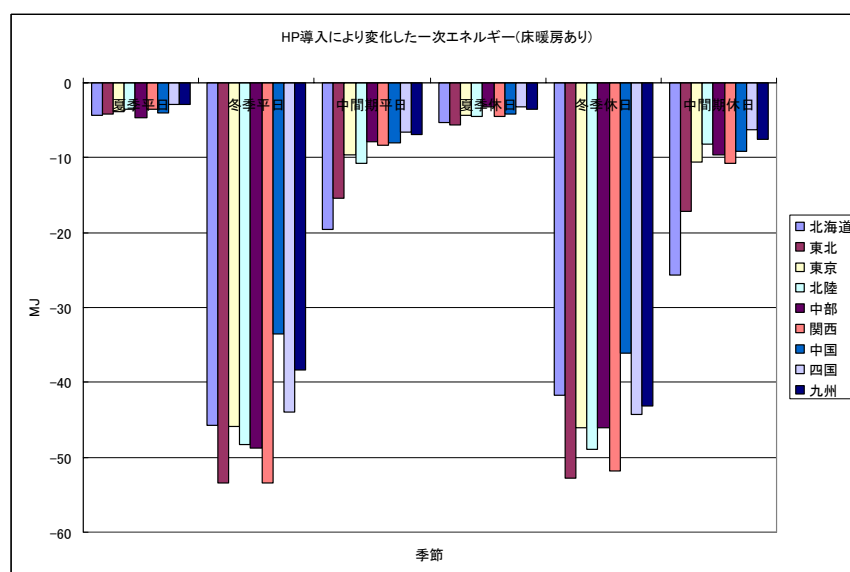


図 3. 6. 1. 1 H P導入時の一台あたり一次エネルギー変化量(床暖房有り)(単位: MJ)

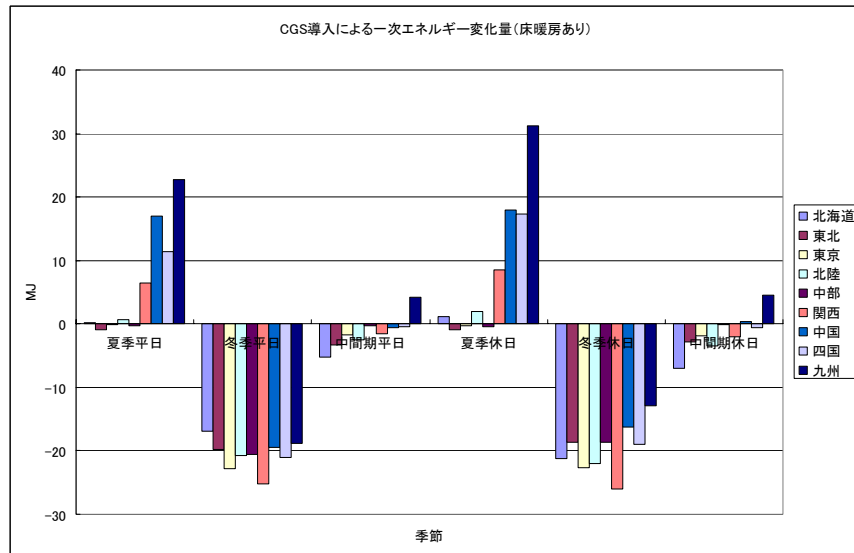


図3. 6. 1. 2 CGS導入時の一台あたり一次エネルギー変化量(床暖房有り)(単位: MJ)

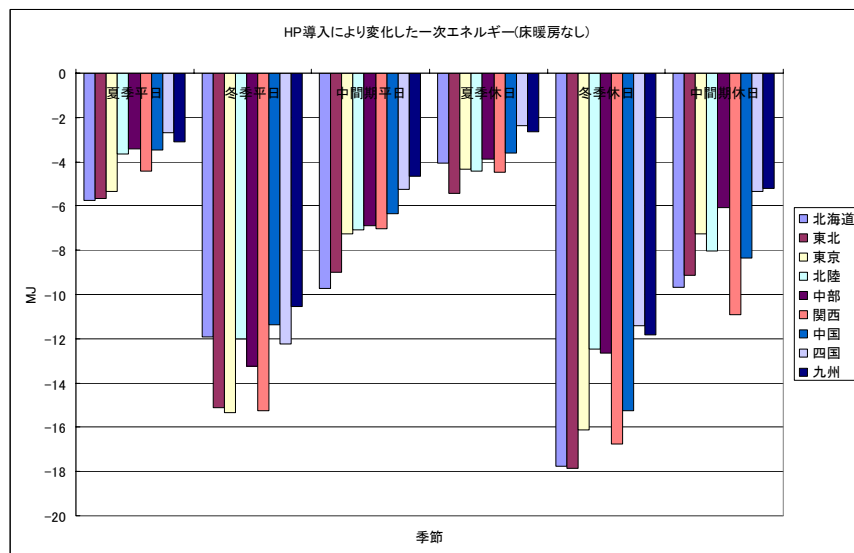


図3. 6. 2. 1 HP導入時の一台あたり一次エネルギー変化量(床暖房なし)(単位: MJ)

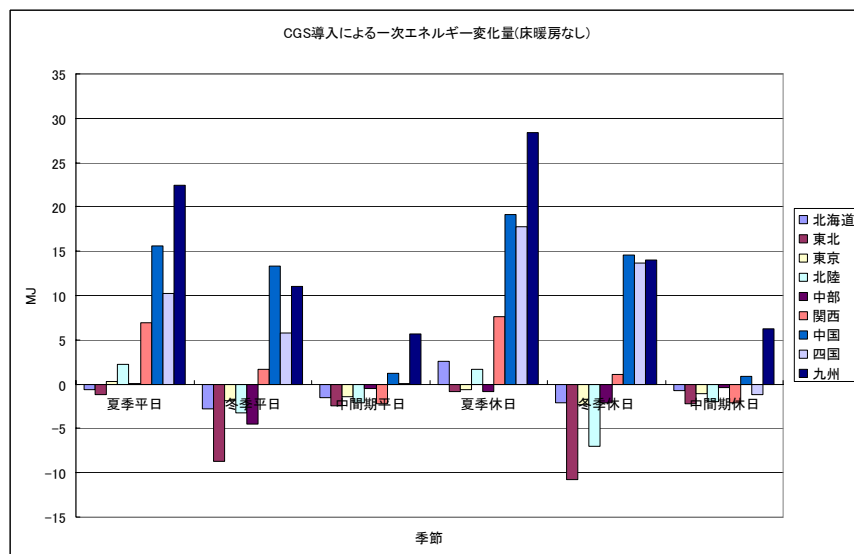


図3. 6. 2. 2 CGS導入時の一台あたり一次エネルギー変化量(床暖房なし)(単位: MJ)

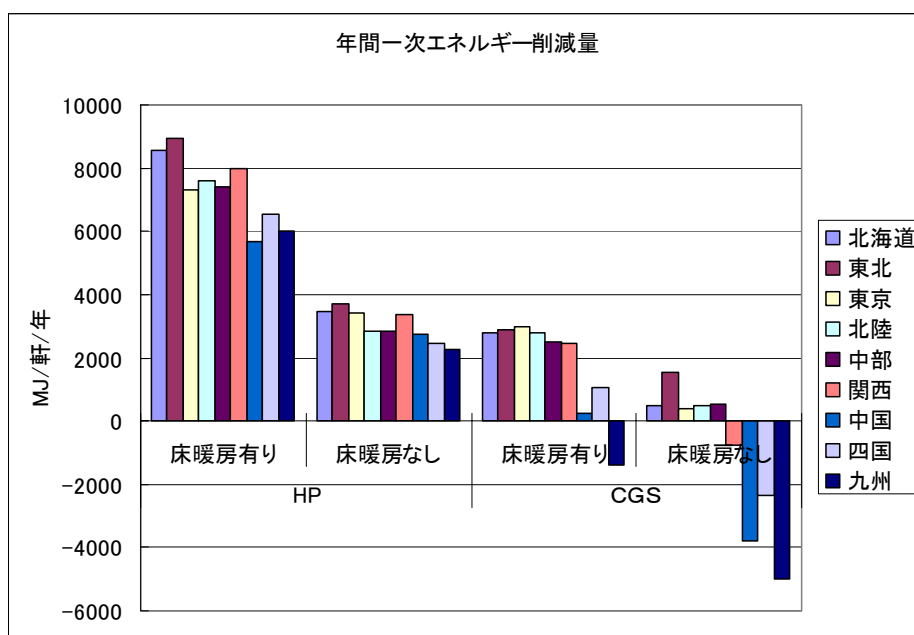


図 3. 6. 3 一台あたり年間一次エネルギー削減量 (単位: MJ)

次に、従来のガスボイラの家庭よりも一年あたりの運転コストをいくら安くすることが出来ているのかを図 3. 6. 4 に示す。一次エネルギーでは増加してしまう CGS でも運転コストでは得になる。これは CGS 料金の設定があるためで、ガスボイラ式の家庭で適用されるガス料金よりも大幅に安い設定をしている九州では一次エネルギーでは大幅な増加になるものの、運転コストでは大幅な得になる。

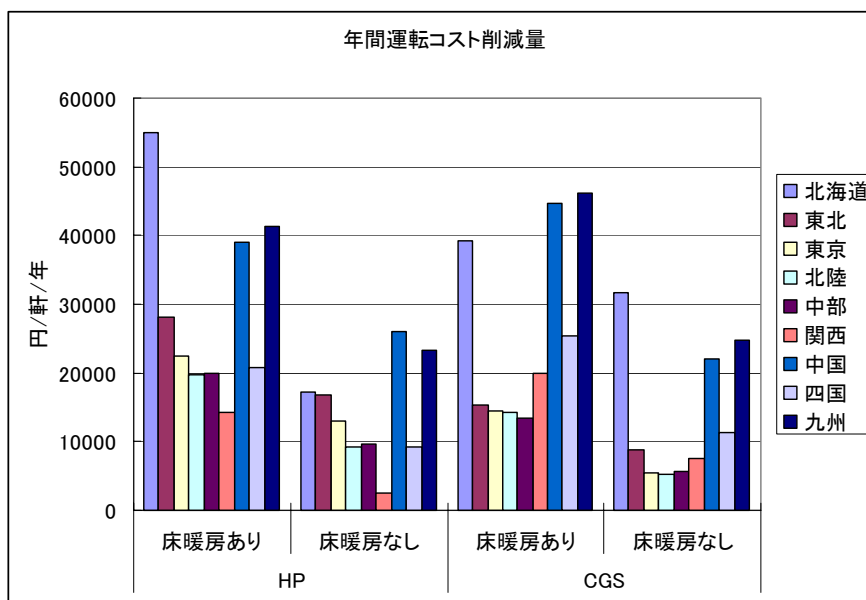


図 3. 6. 4 一年あたりの削減運転コスト (単位: 円)



## 第4章 線形計画法による日本の中期最適電源構成モデル

### 4. 1 概略

家庭部門にCGS・HPの導入が進むと、系統電力需要の変化が起こり、将来的にこれらの機器が大規模にされた場合に系統運用にも影響を及ぼしうる。そこで、2050年までのCGS・HPの普及シナリオを検討し、それを考慮した上で電力需要がどう変化するのか検討し、検討した系統需要を用いて2050年までの最適電源構成を求める。

また、京都議定書の発効にともない、温室効果ガス排出量を1990年比6%の削減が義務付けられた。こうした動きに合わせ、様々な業種で、様々な手段で削減が模索されており、火力発電所のような大規模二酸化炭素発生源もその一つである。こうした火力発電所で注目を集めている技術として二酸化炭素の回収貯留技術がある。発生した二酸化炭素を様々な方法でその他の気体から分離し、地中や海洋に貯留することで空気に触れさせないようにし、二酸化炭素排出量の削減、二酸化炭素濃度の安定に寄与する技術である。本研究では京都議定書をにらみ、二酸化炭素排出量に制約がかかった場合に、こうした技術の導入も進むことも考慮して、2050年までの最適電源構成の検討を行っている。

### 4. 2 CGS・HPの普及シナリオの検討

#### 4. 2. 1 シナリオの概略

CGS・HPが将来どの程度導入されるかについてシナリオを設定し、そのシナリオに基づいてCGS・HPが導入され、その結果系統電力需要が変化するものとする。本研究では以下の三つの場合について考えるものとする。

- ① CGS・HPが普及しないケース
- ② CGSが2050年に100%普及するケース（図4. 2. 1. 1）
- ③ HPが2050年に100%普及するケース（図4. 2. 1. 2）

2005年においては普及率0とし、2050年まで比例して増加し、2050年には100%の一戸建ての家庭で導入されるものとした。今回一戸建てに限ったのは、想定した需要及びCGS・HPの運用は一戸建てのものであり、例えば集合住宅のようなところではある程度まとまった需要を対象にCGS・HPの運用を考える必要があり、今回計算した結果とは異なった結果が得られることが予想され、系統に与える影響も当然異なってくるものと考えられるので、対象から外している。100%普及ケースに限った理由は後述する。

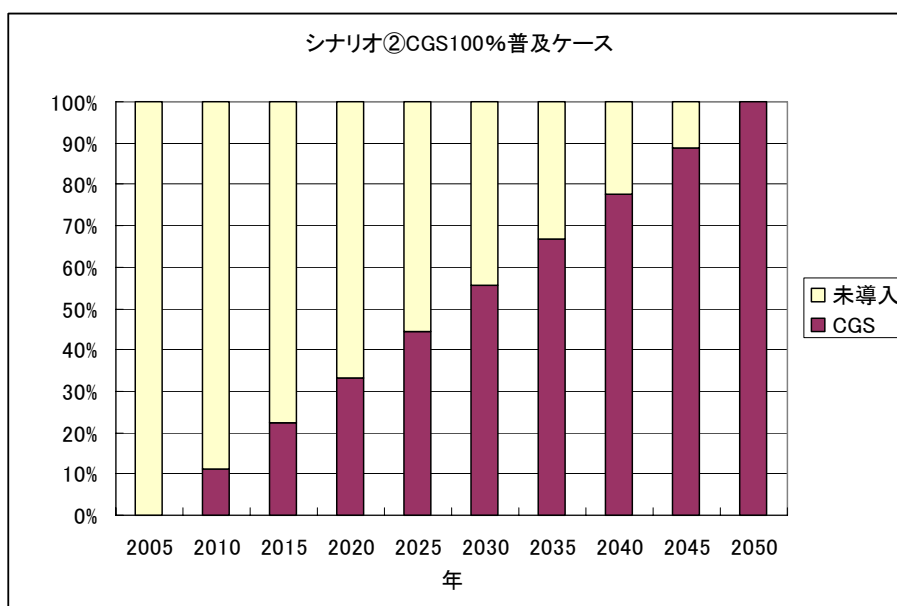


図 4. 2. 1. 1 シナリオ②の普及パターン

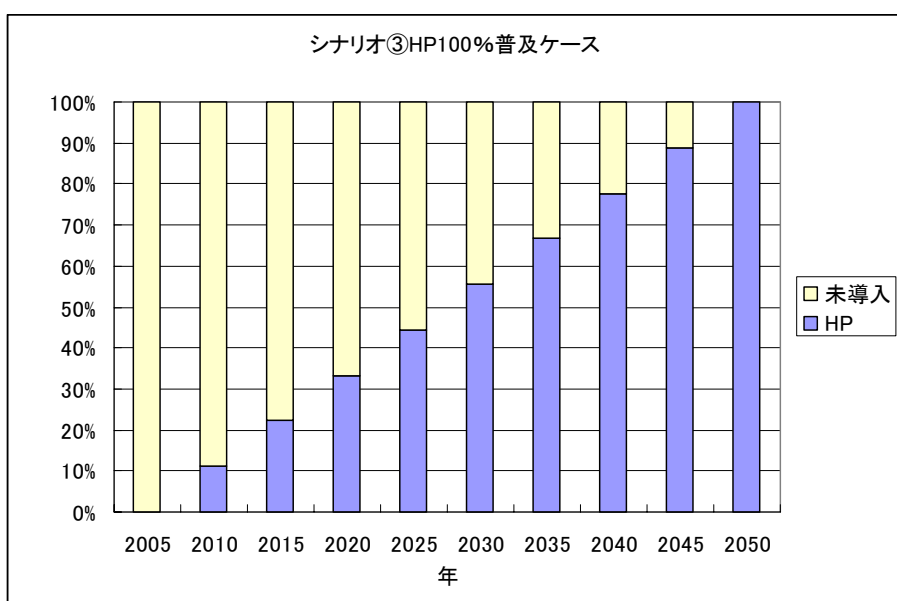


図 4. 2. 1. 2 シナリオ③の普及パターン

#### 4. 2. 3 系統需要の変化

前章で仮定したシナリオを基に、最適電源構成モデルに使う需要を作成する。まず、3 章で検討したCGS・HPが導入されることで変化する一軒当たりの電力量について東京を例に図 4. 2. 2 に示す。HPでは系統電力需要が増加し、CGSでは減少する。前章で、床暖房の有無で場合分けをしてCGS・HPの運用を考え、それぞれで変化する電力需要を算出してあるが、ここでは床暖房の普及率は全地域 5%で 2050 年まで変わらないものと仮定し、5%の割合で混合し、作成した。

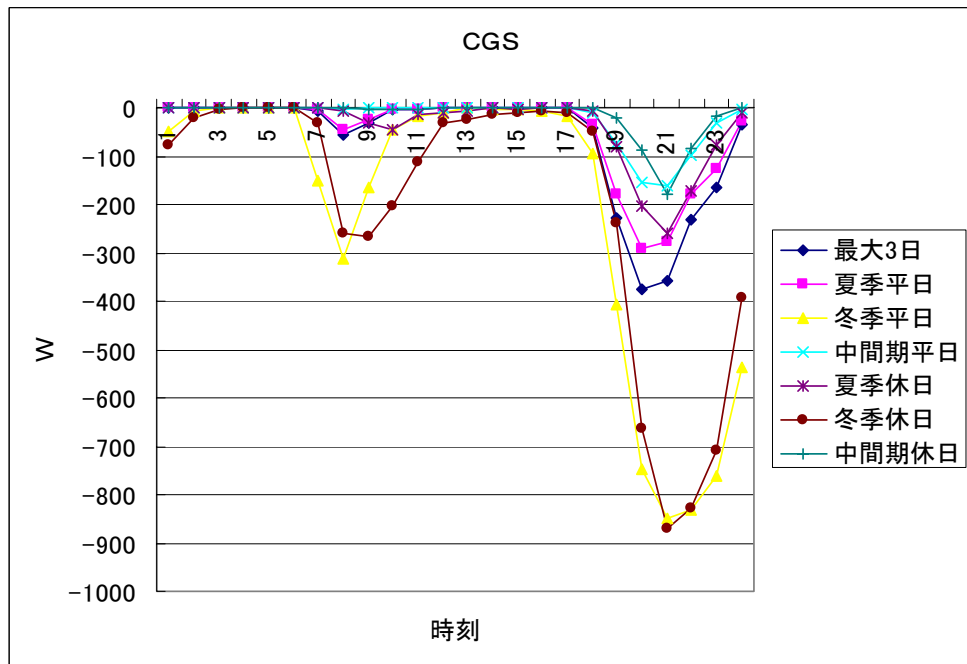


図4. 2. 2. 1 CGSの導入により変化する系統電力需要（床暖房5%普及時）

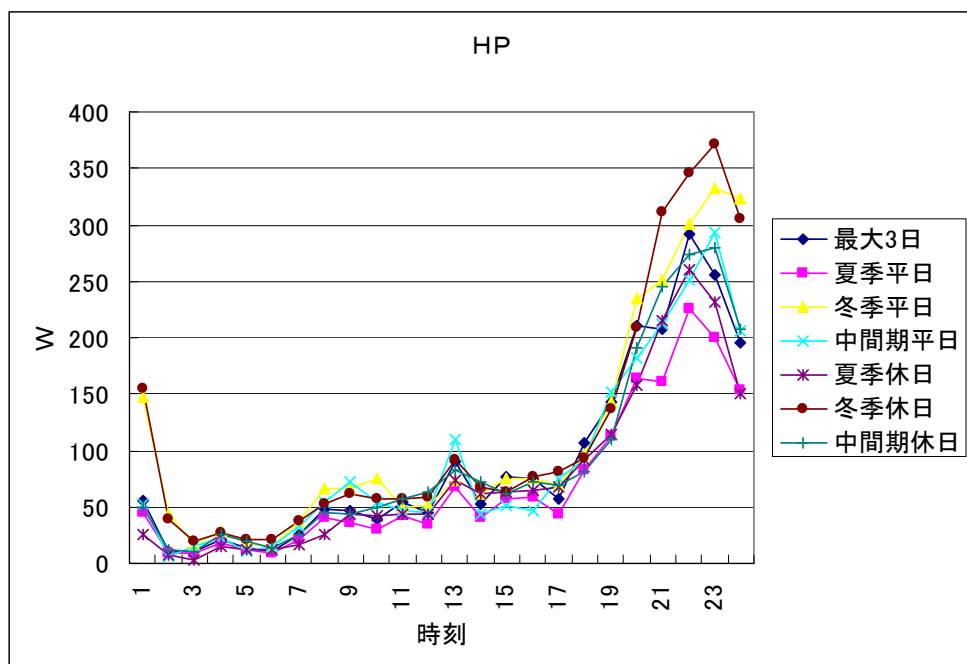


図4. 2. 2. 2 HPの導入により変化する系統電力需要（床暖房5%普及時）

さらに、2050年までの世帯数の変化予想は日本の世帯数の将来推計[20]を基に図4. 2. 3のように仮定した。人口減少の影響を受け、2010年をピークに緩やかに減少していく。

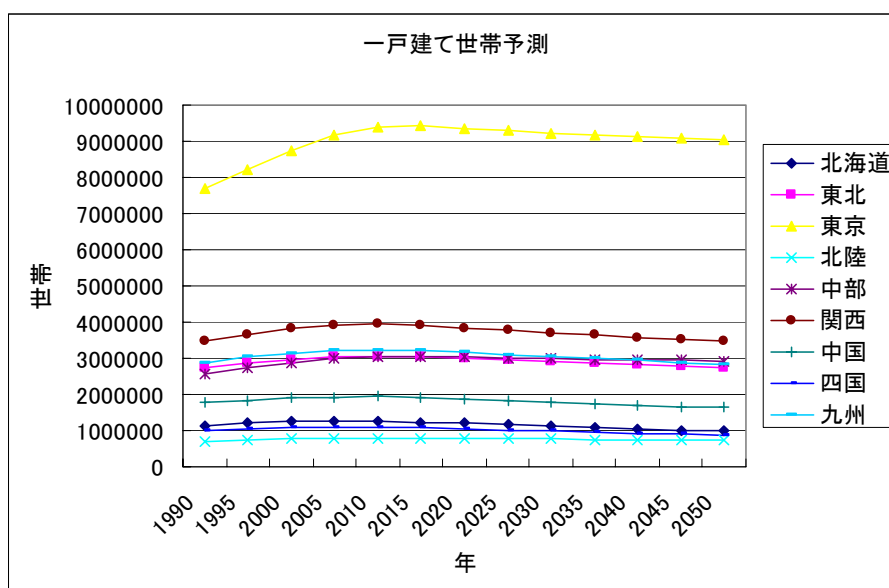


図 4. 2. 3 一戸建て世帯数の変化予測

系統電力需要の将来的な伸びの予想を 2030 年のエネルギー需給展望[21]を参考に図 4. 2. 4 のように仮定する。2010 年までは年 1.1%、2020 年までは年 1.2%、2030 年までは年 0.4%、それ以後 2050 年までは年 0.2%と仮定した。

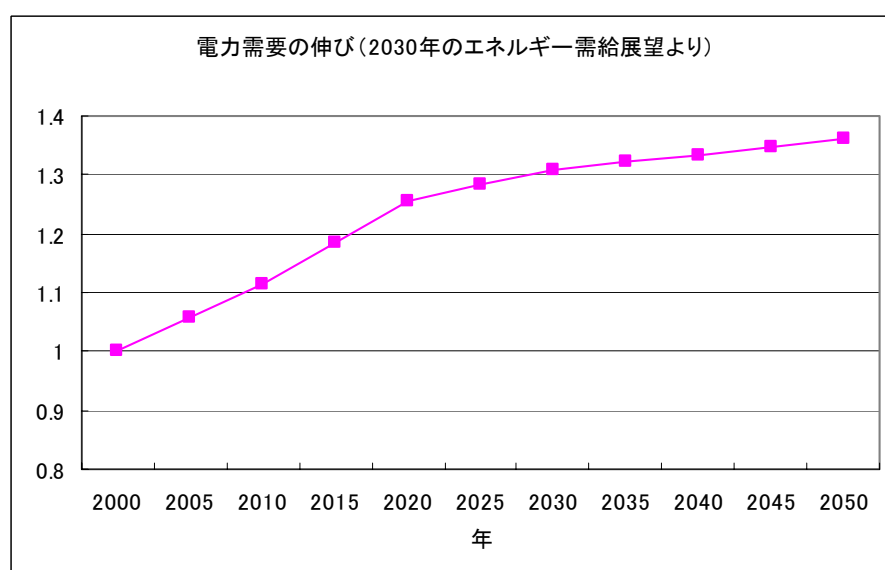


図 4. 2. 4 電力需要の将来の伸び率予想

これらを用い、系統電力需要を作成する。産業や運輸といった他部門の需要は前述の電力需要の伸び率以外には変化しないものとし、CGS・HPが全く導入されない場合の需要に、CGS・HPそれぞれの需要の変化分に一戸建て住宅数予想を掛け合わせたものを加えることにした。それにより作成した需要を、東京を例に 2050 年の電力需要を、図 4. 2. 5 にシナリオ①（以後、参照ケース）[21]、図 4. 2. 6 にシナリオ②（以後、CGS ケース）、図 4. 2. 7 にシナリオ③（以後、HP ケース）に図示する。これにより、例えば CGS ケースの 22:00 台の需要は約

8GWの削減に繋がる。しかし、一戸建てに限定したため、2050 年 100%普及するシナリオであっても、CGS・HPの機器の導入効果は限定的で、大きく需要を変える事は出来なかった。ここにシナリオを極端な 100%普及ケースに限った理由がある。100%普及以外のシナリオを考えるには集合住宅に導入することも加味し、全住宅ベースでの導入を議論する必要がある。

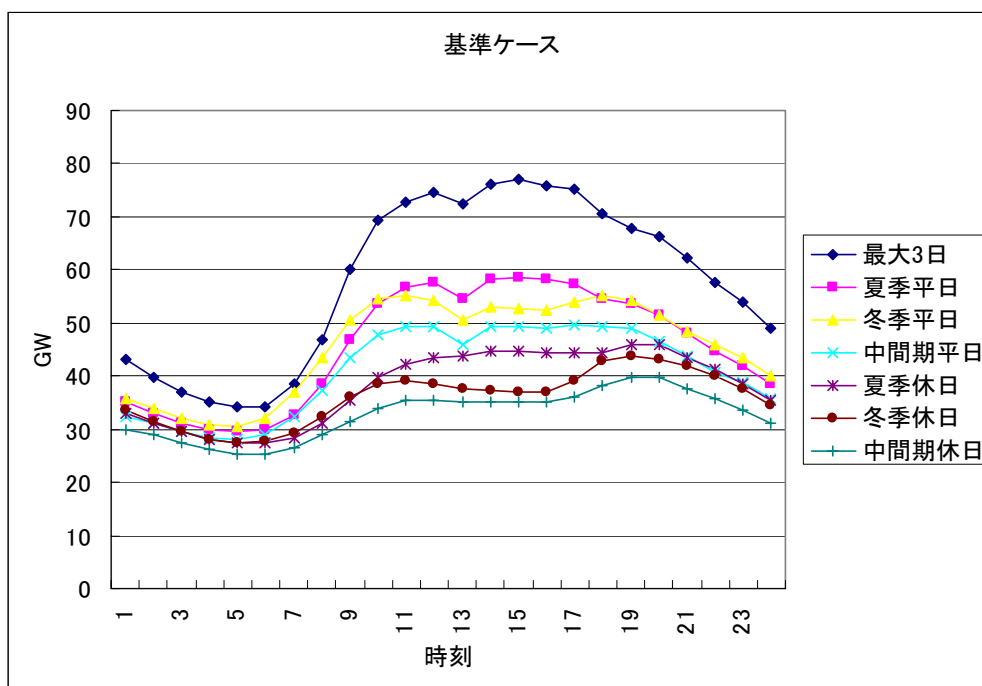


図4. 2. 5 2050 年基準ケースの東京の電力需要

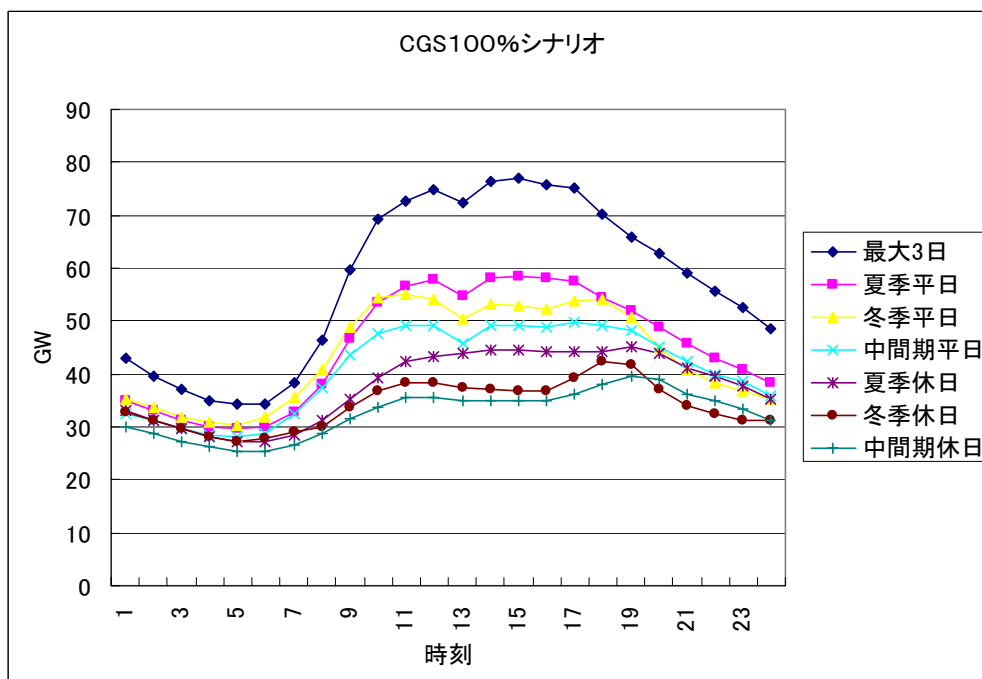


図4. 2. 6 2050 年CGS ケースの東京の電力需要

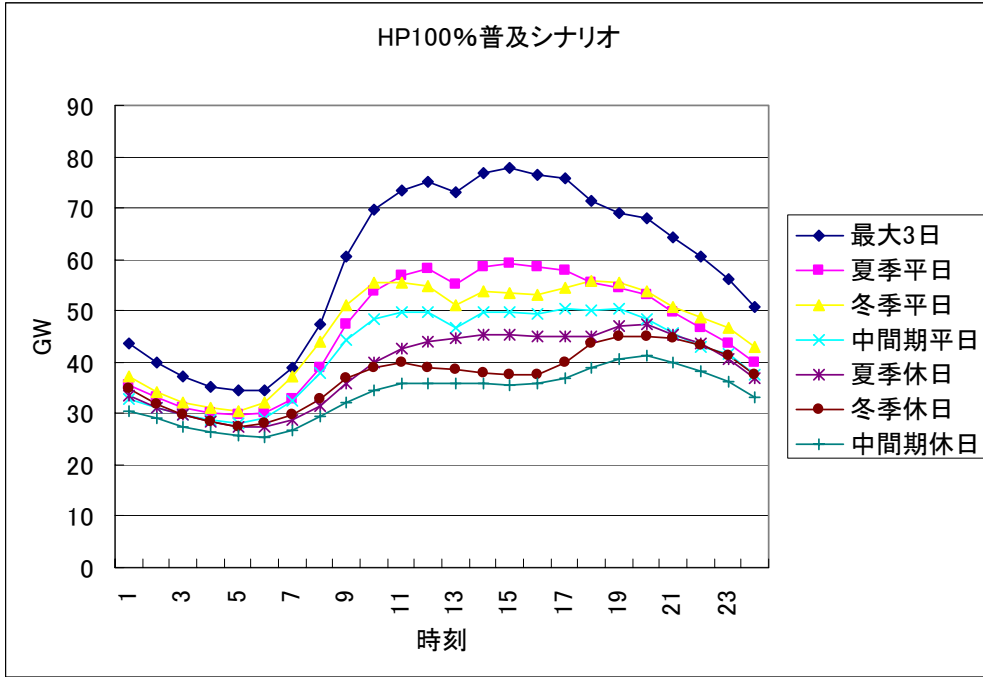


図 4. 2. 7 2050 年HP ケースの東京の電力需要

### 4. 3 最適電源構成モデルについて

#### 4. 3. 1. 概略

各種の技術的条件などの下、外生的に与えられた将来にわたる需要を満たす電気事業者の総発電費用(電源設備の設備費と燃料費の和)および二酸化炭素回収貯留に要した総費用(回収設備の設備費と貯留費の和)の計画期間内の最小化を通じて、電源設備量や設備の運用、回収設備量や貯留方法を決定する。総発電費用としては、沖縄をのぞく電気事業者の総費用とする。

計画期間内のコスト最小化を行うことは、電気事業者が各年にコストが最小化されるように電源計画を行うのではなく、ある程度の将来を見通して電気事業者が現在から将来までのコストを最小化するように電源計画を策定することに相当する。

このモデルを用いれば、電力需要シナリオ、燃料価格シナリオなどを与えれば、計画期間における電源構成、運用パターン、コスト、CO<sub>2</sub>排出量を決定することが可能である。

#### 4. 3. 2 制約式や設定条件

以下、各種制約式を載せる。

目的関数

$$\begin{aligned}
 TC = & \sum_t^{nt} disc \sum_i^{plt} (Fix_{t,r,i} + Fuel_{t,r,i} + CFix_{t,r,i} + CFuel_{t,r,i}) \\
 & + \sum_t^{nt} disc \sum_{c_i}^{seq} (TFix_{t,c_i} + TFuel_{t,c_i} + SFuel_{t,c_i})
 \end{aligned} \tag{4.3.1}$$

発電設備固定費

$$Fix_{t,r,i} = a_i \sum_r^R \gamma_i \cdot YSUM_{r,i,t} \quad (4.3.2)$$

発電設備可変費

$$Fuel_{t,r,i} = b_{i,t} \sum_s^{ptn} days_s \sum_r^R \sum_h^{hr} X_{t,r,i,s,h} \quad (4.3.3)$$

回収設備固定費

$$CFix_{t,r,i} = cc_i \sum_r^R c\gamma_i \cdot CYSUM_{r,i,t} \quad (4.3.4)$$

回収設備可変費

$$CFuel_{t,r,i} = c_i \sum_s^{ptn} days_s \sum_r^R \sum_h^{hr} CX_{t,r,i,s,h} \quad (4.3.5)$$

貯留設備固定費

$$TFix_{t,c_i} = tc_{c_i} \sum_r^R \sum_k^R t\gamma_{plt} PIPE_{r,k,t,c_i} \cdot Dist_{r,k} \quad (4.3.6)$$

貯留設備可変費

$$TFuel_{t,c_i} = ttc_{c_i} \sum_r^R \sum_k^R \sum_s^{ptn} days_s \cdot ECX_{t,r,k,c_i,s} \cdot Dist_{r,k} \quad (4.3.7)$$

貯留費用

$$SFuel_{t,c_i} = sc_{c_i} \sum_s^{ptn} days_s \sum_r^R \left( \sum_k^R ECX_{t,r,k,c_i,s} + CC_{t,r,c_i,s} \right) \quad (4.3.8)$$

需給バランス

$$\sum_i^{plt} X_{t,r,i,s,h} - ST_{t,r,s,h} + \sum_k^R EX_{t,k,r,ptn,hr} - \sum_k^R EX_{t,r,k,s,h} = D_{t,r,s,h} + PCO_{2r,t,s,h} \quad (4.3.9)$$

発電設備容量変化

$$YSUM_{t,r,i} = YSUM_{t-1,r,i} + YN_{t,r,i} + YPLAN_{r,i,t} - YN_{t-TL_i,r,i} \quad (4.3.10)$$

供給予備力制約

$$\sum_r^R \sum_i^{plt} FAC_{i,s} \cdot (1 - \alpha_i) \cdot YSUM_{t,r,i} \geq (1 + \delta) \left( \sum_r^R D_{t,r,s,h} + PCO_{2r,t,s,h} \right) \quad (4.3.11)$$

負荷追従制約

$$EX_{t,r,i,s,h+1} \leq (1 + efup_i) EX_{t,r,i,s,h} \quad (4.3.12)$$

$$EX_{t,r,i,s,h+1} \geq (1 - efdown_i) EX_{t,r,i,s,h} \quad (4.3.13)$$

天然ガス使用量上限

$$\sum_s^{ptn} days_s \sum_r^R \sum_h^{hr} (\beta_{LNG} \cdot X_{t,r,i=4,s,h} + \beta_{LNGCC} \cdot X_{t,r,i=5,s,h}) \leq LNGMAX_t \quad (4.3.14)$$

揚水発電所の電力貯蔵制約

$$ST_{t,r,s,h} \leq \sum_{i \neq 7}^{plt} X_{t,r,i,s,h} \quad (4.3.15)$$

揚水発電所の電力貯蔵バランス

$$\sum_h^{hr} X_{t,r,i=7,s,h} = \eta_{pump} \sum_h^{hr} ST_{t,r,s,h} \quad (4.3.16)$$

電力融通量上限

$$EX_{t,r,s,h} \leq EU_{r,s} \quad (4.3.17)$$

電力融通負荷追従制約

$$EX_{t,r,i,s,h+1} \leq (1 + efup_i) EX_{t,r,i,s,h} \quad (4.3.18)$$

$$EX_{t,r,i,s,h+1} \geq (1 - efdown_i) EX_{t,r,i,s,h} \quad (4.3.19)$$

原子力発電所設備容量上限

$$\sum_r^R YSUM_{t,r,i=1} \leq NUCUP \quad (4.3.20)$$

揚水発電所設備容量上限

$$\sum_r^R YSUM_{t,r,i=7} \leq PUMPCUP \quad (4.3.21)$$



石油火力発電所

$$\sum_r^R YSUM_{t,r,i=6} \leq \sum_r^R YSUM_{t=1,r,i=7} \quad (4.3.22)$$

二酸化炭素回収設備容量変化

$$CK_{t,r,i} = CK_{t-1,r,i} + YNCK_{t,r,i} - YNCK_{t-TL_i,r,i} \quad (4.3.23)$$

脱炭上限

$$X_{t,r,i,s,h} \times carbon_i \div cff_i \times cup_i > CX_{t,r,i,s,h} \quad (4.3.24)$$

二酸化炭素回収量上限

$$CYSUM_{t,r,i} > CX_{t,r,i,s,h} \quad (4.3.25)$$

二酸化炭素回収量

$$ACO_{2r,t,i} = \sum_s^{ptn} \sum_h^{hr} CX_{t,r,i,s,h} \cdot days_s \quad (4.3.26)$$

二酸化炭素排出量制約

$$\sum_i^{plt} \sum_r^R ECO_{2r,t,i} - \sum_i^{plt} \sum_r^R ACO_{2r,t,i} = CO_2 Limit_t \quad (4.3.27)$$

発電所二酸化炭素排出量

$$ECO_{2r,t,i} = \sum_s^{ptn} \sum_h^{hr} X_{t,r,i,s,h} \cdot carb_i \cdot days_s \div cff_i \div eff_i \div (1 - \alpha_i) \quad (4.3.28)$$

二酸化炭素輸送設備容量変化

$$PIPE_{t,r,k,ci} = PIPE_{t-1,r,k,ci} + YNPIPE_{t,r,k,ci} - YNPIPE_{t-TL_i,r,k,ci} \quad (4.3.29)$$

回収二酸化炭素バランス

$$\sum_i^{plt} \sum_h^{hr} CX_{t,r,i,s,h} = \sum_k^R \sum_{ci}^{seq} ECX_{t,r,k,ci,s} + \sum_{ci}^{seq} CC_{t,r,ci,s} \quad (4.3.30)$$

二酸化炭素輸送量制約

$$ECX_{t,r,k,ci,s} \leq PIPE_{t,r,k,ci} \quad (4.3.31)$$

二酸化炭素貯留容量制約

$$\sum_t^{nt} \sum_s^{ptn} CC_{t,r,ci,s} \cdot days_s \cdot T + \sum_t^{nt} \sum_s^{ptn} \sum_k^R ECX_{t,r,k,ci,s} \cdot days_s \cdot T \leq SEQ_{r,ci} \quad (4.3.32)$$

二酸化炭素回収貯留用電力

$$PCO_{2r,t,s,h} = \sum_i^{plt} cpr_i \cdot CX_{t,r,i,s,h} + \sum_{ci}^{seq} CC_{t,r,ci,s} \cdot pseq_{ci} + \sum_k^R \sum_{ci}^{seq} ECX_{t,r,k,ci} \cdot pseq_{ci} \quad (4.3.33)$$

さらに変数・定数の説明を以下に載せる。

表 4. 3. 1 モデルの大きさ

	説明
T	一期間の年数(=5)
n <sub>T</sub>	シミュレーション期間数(=11)
plt	発電所の種類(=7) (1:原子力 2:石炭 3:IGCC 4:LNG 5:LNG複合 6:石油 7:揚水)
ptn	季節(=7) (1:夏最大三日 2:夏平日 3:冬平日 4:中間平日 5:夏休日 6:冬休日 7:中間休日)
hr	一日の時間(=24)
R	地域(=9) (1:北海道 2:東北 3:東京 4:北陸 5:中部 6:関西 7:中国 8:四国 9:九州)
seq	貯留方法の種類(=4) (1:帯水層 2:ガス田・油田 3:海洋帯水層 4:海洋貯留)

表 4. 3. 2 定数とその説明

	説明		説明
disc	割引率(=0.05)	eff <sub>plt</sub>	発電端熱効率
δ	供給予備力(=0.05)	carb <sub>plt</sub>	二酸化炭素排出原単位
NUCUP	原子力発電所設備容量上限(=65)	c <sub>plt</sub>	二酸化炭素回収費
PUMPCUP	揚水発電所設備容量上限(=45)	cc <sub>plt</sub>	二酸化炭素回収設備建設費
η <sub>pump</sub>	揚水ポンプ効率(=0.86)	cγ <sub>plt</sub>	二酸化炭素回収設備年経費率
efup	送電に関する負荷追従下限(=0.95)	cpr <sub>plt</sub>	二酸化炭素回収用電力
efdown	送電に関する負荷追従上限(=1.05)	cup <sub>plt</sub>	二酸化炭素回収上限
		SEQ <sub>r,seq</sub>	二酸化炭素貯留容量
a <sub>plt</sub>	建設費	Dist <sub>R,R</sub>	2地域間距離
b <sub>nt,plt</sub>	燃料費	tc <sub>seq</sub>	二酸化炭素輸送用設備建設費
days <sub>ptn</sub>	季節内日数	ttc <sub>seq</sub>	二酸化炭素輸送費
d <sub>nt,R,hr,ptn</sub>	電力需要	tγ <sub>seq</sub>	二酸化炭素輸送用設備年経費率
fdown <sub>plt</sub>	電力負荷追従下限制約率	sc <sub>seq</sub>	二酸化炭素貯留費
fup <sub>plt</sub>	電力負荷追従上限制約率	pseq <sub>seq</sub>	二酸化炭素注入と圧縮及び液化用電力
FAC <sub>ptn,plt</sub>	電源利用率	CO <sub>2</sub> Limit <sub>t</sub>	二酸化炭素排出量制約
YPLAN <sub>R,nt,plt</sub>	建設予定設備容量	β <sub>LNG</sub>	キロワットあたりのLNG消費量
TL <sub>plt</sub>	発電所の寿命	β <sub>LNGCC</sub>	キロワットあたりのLNG消費量
α <sub>plt</sub>	所内率	LNGMAX <sub>t</sub>	天然ガス使用量上限
γ <sub>plt</sub>	年経費率		
cff <sub>plt</sub>	燃料発熱量		

表 4. 3. 3 変数とその説明

	説明
t	シミュレーション期間
i	発電所の種類
s	季節
h	一日の時間
r,k	地域
ci	貯留方法
$X_{t,r,i,s,h}$	t期間のr地域のi発電所の季節s・時刻hでの発電量
$ST_{t,r,s,h}$	t期間のr地域の揚水発電所の季節s・時刻hでの発電量
$YSUM_{t,r,i}$	t期間のr地域のi発電所での設備容量
$YN_{t,r,i}$	t期間のr地域のi発電所での新設設備容量
$EX_{t,r,k,s,h}$	t期間のr地域からk地域への季節s・時刻hでの送電量
$CK_{t,r,i}$	t期間のr地域のi発電所への二酸化炭素回収設備容量
$YNCK_{t,r,i}$	t期間のr地域のi発電所への新設二酸化炭素回収設備容量
$CX_{t,r,i,s,h}$	t期間のr地域のi発電所の季節s・時刻hでの二酸化炭素回収量
$ECX_{t,r,k,ci,s}$	t期間のr地域からk地域のci貯留設備への季節sでの二酸化炭素輸送量
$CC_{t,r,ci,s}$	t期間のr地域でのci貯留設備への季節sでの二酸化炭素貯留量
$PIPE_{t,r,k,ci}$	t期間のr地域からk地域のci貯留設備への二酸化炭素輸送設備容量
$YNPIPE_{t,r,k,ci}$	t期間のr地域からk地域のci貯留設備への新設二酸化炭素輸送設備容量

以下、使用したデータを載せる。[21][22][23][24][25]

表 4. 3. 4 発電設備に関する諸データ

	原子力	石炭	IGCC	LNG	LNG複合	石油	揚水
建設単価[千円/kW]	338	308	308	208	208	287	196
年経費率[%]	9.09	9.05	9.05	9.05	9.05	9.05	5.14
耐用年数[年]	40	40	40	40	40	60	50
発電端効率[%]	100	37.8	48	38.6	46.5	39	100
所内率[%]	4.5	7	7	4.5	3	5	0.5
負荷追従率上限[%]	100	120	110	130	130	130	$\infty$
負荷追従率下限[%]	100	80	90	70	70	70	0
燃料発熱量		6200 [kcal/kg]	6200 [kcal/kg]	13000 [kcal/kg]	13000 [kcal/kg]	9800 [kcal/l]	
CO <sub>2</sub> 排出原単位		0.61752 [kg-C/kg]	0.61752 [kg-C/kg]	0.7462 [kg-C/kg]	0.7462 [kg-C/kg]	0.78792 [kg-C/l]	

表 4. 3. 5 各電源の設備利用率

発電設備利用率	原子力	石炭	IGCC	LNG	LNG複合	石油	揚水
夏季最大三日	1	0.857	0.931	0.916	0.931	0.901	0.951
夏季平日	0.937	0.79	0.872	0.891	0.872	0.871	0.871
冬季平日	0.932	0.845	0.809	0.803	0.809	0.782	0.782
中間期平日	0.833	0.633	0.811	0.713	0.811	0.715	0.715
夏季休日	0.949	0.8	0.884	0.893	0.884	0.876	0.876
冬季休日	0.916	0.857	0.796	0.813	0.796	0.791	0.791
中間期休日	0.825	0.619	0.817	0.704	0.817	0.714	0.714

表 4. 3. 6 燃料費

燃料費	原子力 [円/kWh]	石炭 [円/kg]	IGCC [円/kg]	LNG [円/kg]	LNG複合 [円/kg]	石油 [円/l]
2005	1.7	4.62	4.62	26.95	26.95	19.25
2010	1.7	4.87	4.87	22.4	22.4	16.5
2015	1.7	5	5	23.85	23.85	18.1
2020	1.7	5.13	5.13	25.3	25.3	19.7
2025	1.7	5.315	5.315	25.65	25.65	21.25
2030	1.7	5.5	5.5	26	26	22.8
2035	1.7	5.7	5.7	26.35	26.35	24.35
2040	1.7	5.9	5.9	26.7	26.7	25.9
2045	1.7	6.1	6.1	27.05	27.05	27.45
2050	1.7	6.3	6.3	27.4	27.4	29
2055	1.7	6.45	6.45	27.75	27.75	30.55

表 4. 3. 7 設備容量

既設電源容量[kW]	原子力	石炭	IGCC	LNG	LNG複合	石油	揚水
1950	0	0	0	0	0	0	2.34
1955	0	0	0	0	0	0	0
1960	0	0	0	0	0	265	29.2
1965	0	1116	0	4392	0	1990	485
1970	697	1775	0	6840	0	4934	2833.5
1975	4415	1256	0	6350	0	21036	2500
1980	9674	1175	0	7375	0	6549.15	2574
1985	9569	3625	0	2600	1090	6876.6	3625
1990	6959	2700	0	4000	2585	2450	1800
1995	9711	7000	0	3982	3039	290	5680
2000	3892	9402	0	1959	13504	980.818	4532
2005	825	6553	0	665.8	2960	580	0
計	45742	34602	0	38163.8	23178	45951.57	24061.04

表 4. 3. 8 建設計画済み設備容量

計画済み電源容量[kW]	原子力	石炭	IGCC	LNG	LNG複合	石油	揚水
2005	2480	2000	0	0	805	0	0
2010	2829.2	2350	0	0	3285	0	4680
2015	12180	2000	0	0	8203	5400	2340
2020	2758	1000	0	7.7	2960	0	0
2025	0	0	0	400	1440	0	1300
計	20247.2	7350	0	407.7	16693	5400	8320

表 4. 3. 9 二酸化炭素回収設備に関する諸データ

	石炭	IGCC	LNG	LNG複合
脱炭設備建設費[億円/(t-C/h)]	1.77	1.77	3.38	3.38
脱炭設備年経費率[%]	12	12	12	12
設備寿命[年]	30	30	30	30
脱炭率上限[%]	90	90	90	90
回収用動力[kWh/t-C]	792	792	927	927

表 4. 3. 1 0 LNG 使用量制約条件

	LNG年間消費量上限
2005	2716
2010	3085
2020以降	$\infty$

表 4. 3. 1 1 二酸化炭素貯留容量

CO <sub>2</sub> 貯留容量[Mt-C]	帯水層	ガス・油田	海洋帯水層	海洋
北海道	36.27273	0	38.7272727	$\infty$
東北	57.81818	500.18182	90.5454546	$\infty$
東京	0.545455	41.727273	0	$\infty$
北陸	0.545455	0	0	$\infty$
中部	0	0	0	$\infty$
関西	0	0	0	$\infty$
中国	0	0	0	$\infty$
四国	0	0	0	$\infty$
九州	0	0	0	$\infty$

表 4. 3. 1 2 二酸化炭素貯留に関する諸データ

	帯水層	ガス・油田	海洋帯水層	海洋
CO <sub>2</sub> 輸送用設備[円/km/t-C/day]	2217	2217	2217	1059
CO <sub>2</sub> 輸送費用[円/km/t-C]	1.075	1.075	1.075	0.81
年経費率	0.12	0.12	0.12	0.12
設備寿命	30	30	30	30
CO <sub>2</sub> 貯留費用[円/t-C]	10000	5750	10000	4087.5
CO <sub>2</sub> 圧縮・液化及び注入電力[kWh/t-C]	469	469	469	1001

一般水力に関しては先行研究を参考に、2010 年までは 0.87% で、2010 年以降は 0.5% で成長するものとした。地熱に関しては 0% の増加と仮定した[22]。

基準ケースにおける二酸化炭素排出量制約は以下の図 4. 3. 1 のようにかけた。CGS・HP 導入ケースには基準ケースで計算した際の二酸化炭素シャドープライスを炭素税として目的関数に加えることで二酸化炭素排出量の制約と同等の結果を得ることとした。これは、CGS や HP の普及に伴い、家庭で排出される二酸化炭素の変化量を制約として縛り付けるのではなく、電力需要の変化によって二酸化炭素排出量はどう変化するかをみるためである。

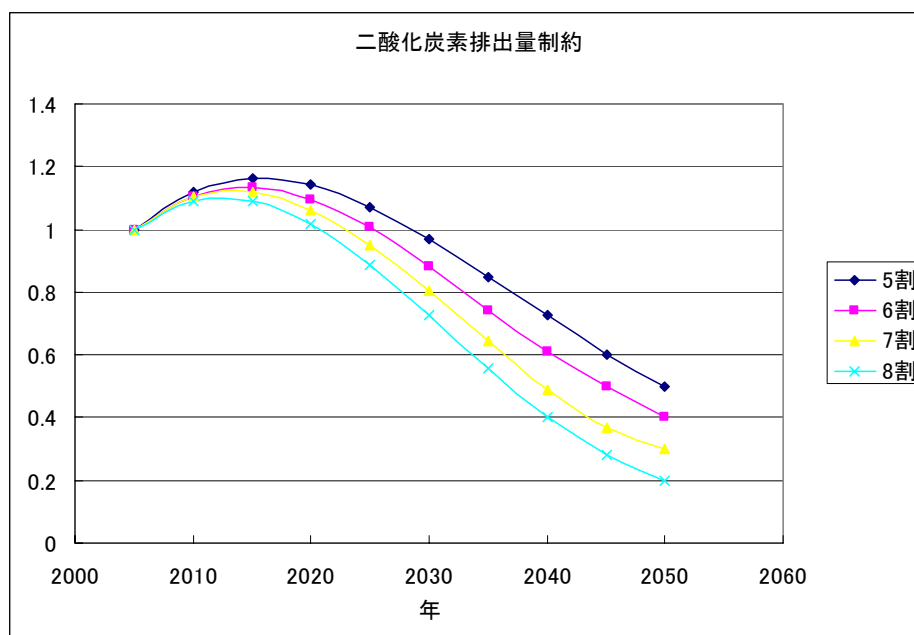


図 4. 3. 1 基準ケースにおける二酸化炭素排出量制約

#### 4. 4 ケース設定

今回計算を行ったケースを以下の表 4. 4. 1 に示す。二酸化炭素排出量制約を変えたパターンのみを計算したが、CGSやHPの普及シナリオや床暖房の普及率を変えることにより、様々な計算が可能である。

2050 年までの結果を得るために、11 期間、2055 年まで計算を行い、終端効果を除いている。

表 4. 4. 1 設定ケース名

二酸化炭素排出量制約	参照ケース	CGSケース	HPケース
制約なし	基準ケース	CGS基準ケース	HP基準ケース
5割	5割ケース	CGS5割ケース	HP5割ケース
6割	6割ケース	CGS6割ケース	HP6割ケース
7割	7割ケース	CGS7割ケース	HP7割ケース
8割	8割ケース	CGS8割ケース	HP8割ケース

#### 4. 5 シミュレーション結果

##### 4. 5. 1 基準ケース計算結果

基準ケースでの計算結果を示す。図 4. 5. 1 に総発電電力量を示す。燃料費の安さ、発電効率の高さから、LNG複合がその比率を大きく伸ばす。原子力は徐々に現在よりもその比率を減らしていく。原子力と共に石炭もその比率を低下させており、後の図に示すが、LNG複合がベース電源をまかなう様子が観察された。今回は燃料費がさほど上昇しない条件で計算を行ったことで、LNG複合に非常に有利な結果となった。LNG価格が上昇するようなケースで計算を行うと、2035 年頃に IGCC がベース電源として導入が進む様子が得られており（補足参照）、今後の LNG 価格の動向如何では、かなり異なった結果が得られることが予想される。図 4. 5. 2 に設備容量の変化を示す。設備容量も総発電電力量と同様に LNG 複合の比率が高まっていき、

原子力・石炭が低下していく。

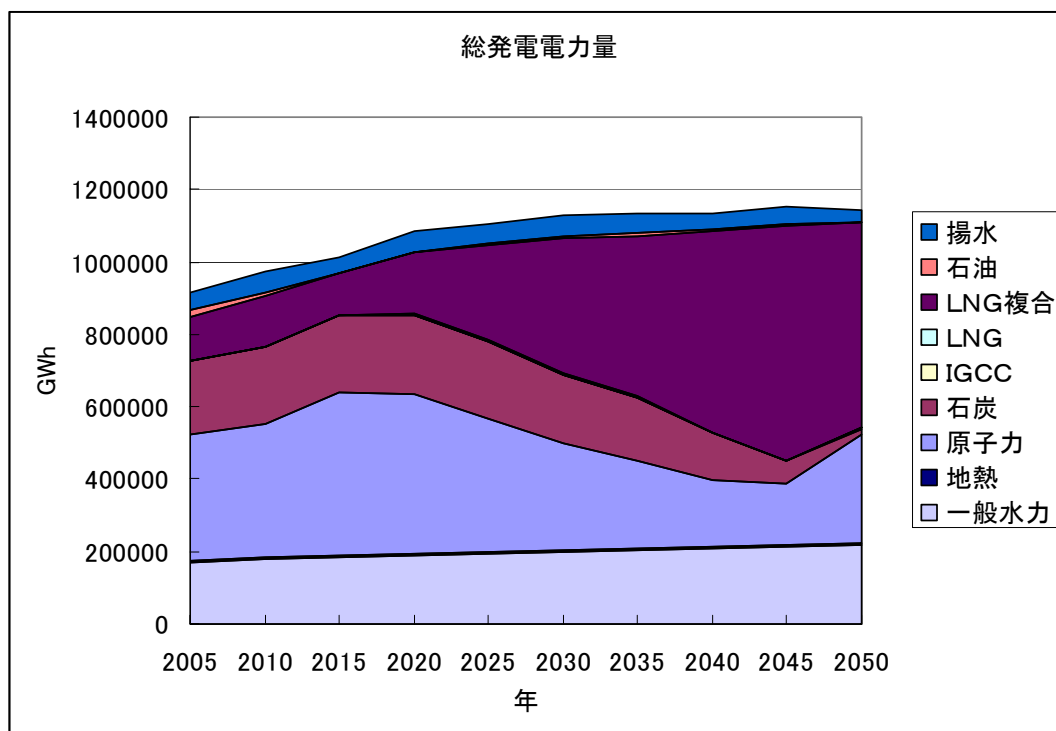


図 4. 5. 1 総発電電力量（日本全体）

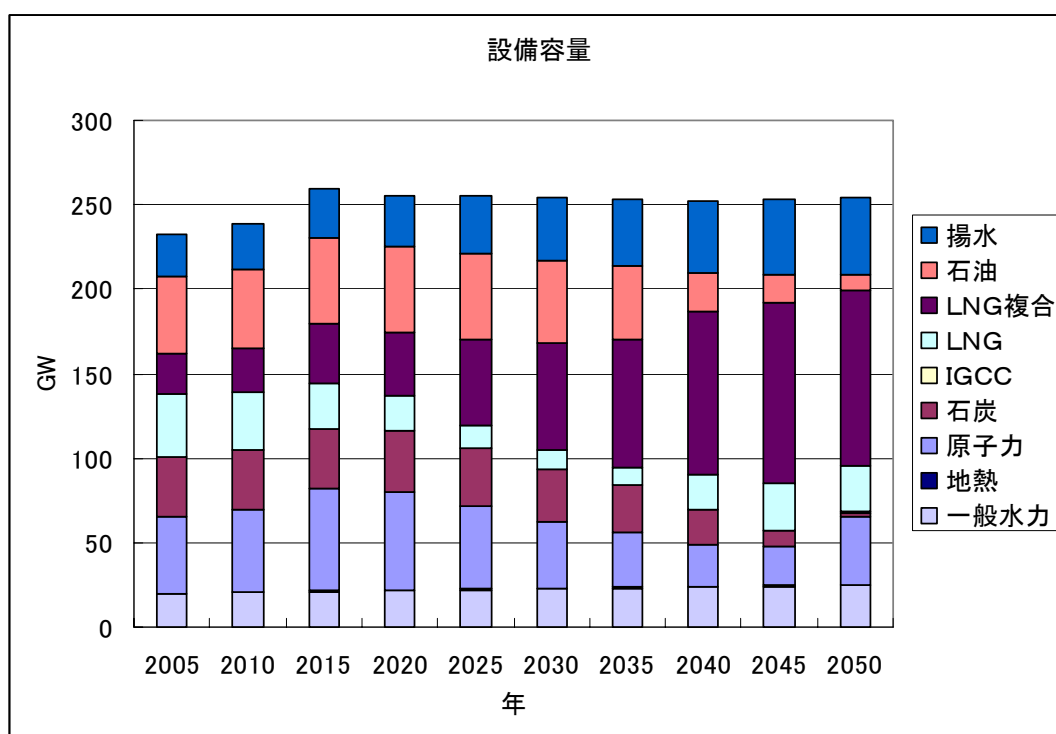


図 4. 5. 2 設備容量変化（日本全体）

次に地域別時刻別の発電の様子を示す。図4. 5. 3に9地域の2005年時、夏季最大三日の発電の様子を示す。主に原子力・石炭・一般水力がベース電源をまかない、石油やLNG、揚水でピーク電源をまかなっている。地域間で融通が可能になっているので、地域によっては大幅に電力を他地域から受電して需要をまかなっている地域も見られる。

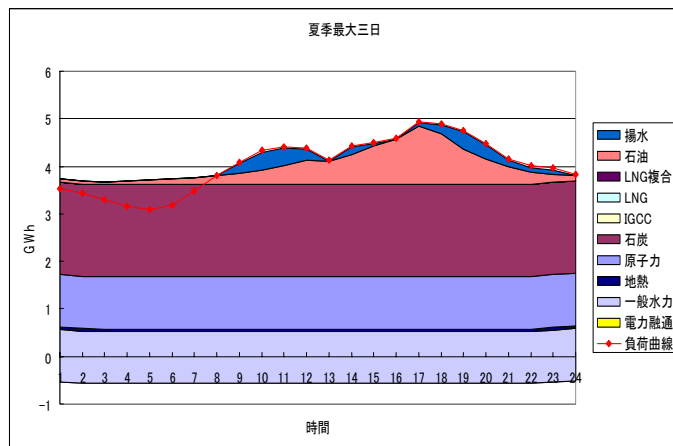


図4. 5. 3. 1 北海道の発電の様子

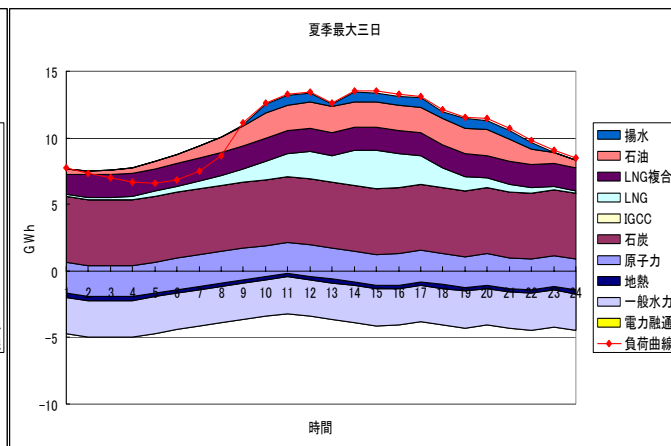


図4. 5. 3. 2 東北の発電の様子

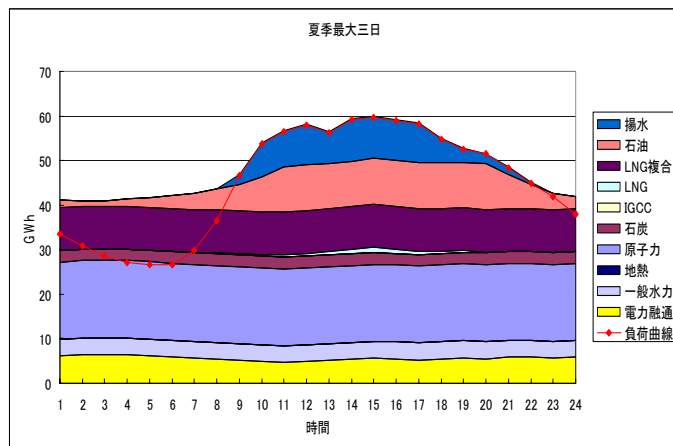


図4. 5. 3. 3 東京の発電の様子

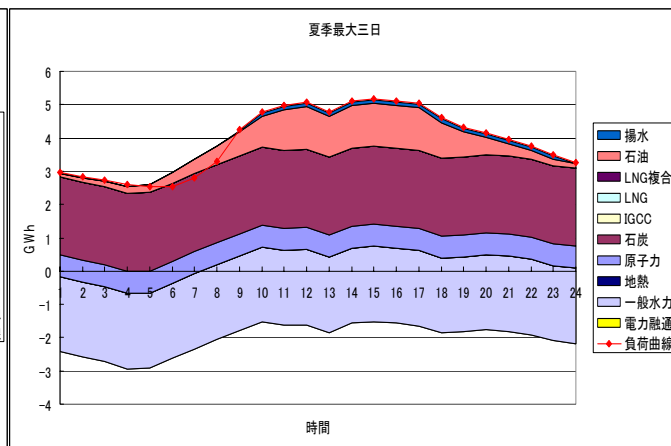


図4. 5. 3. 4 北陸の発電の様子

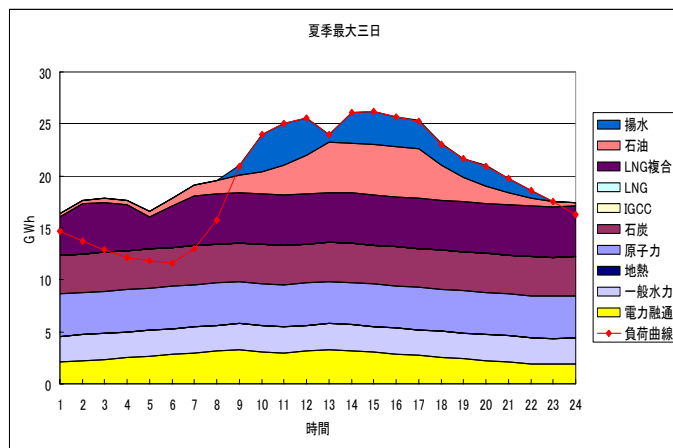


図4. 5. 3. 5 中部の発電の様子

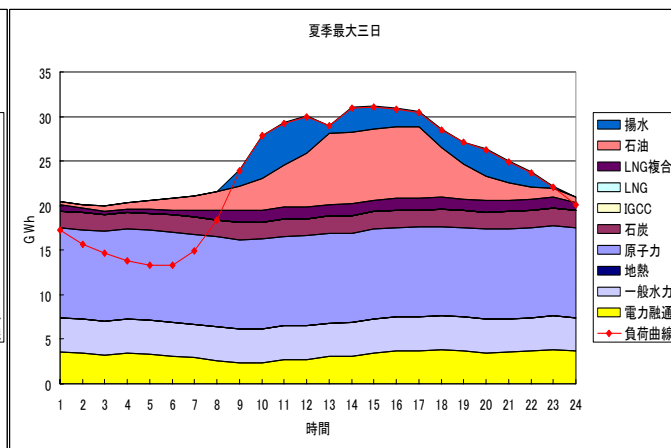


図4. 5. 3. 6 関西の発電の様子



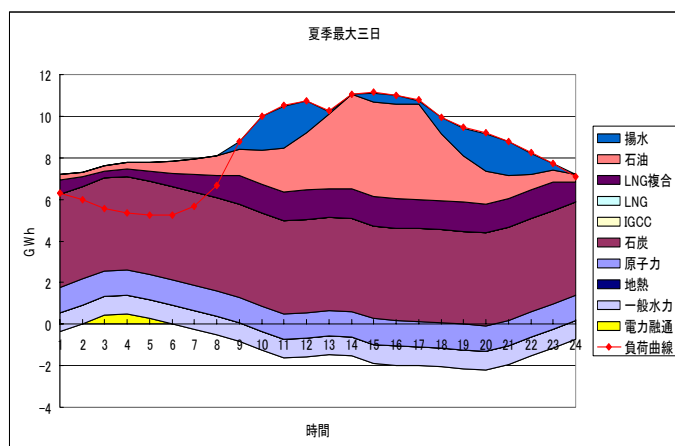


図 4. 5. 3. 7 中国の発電の様子

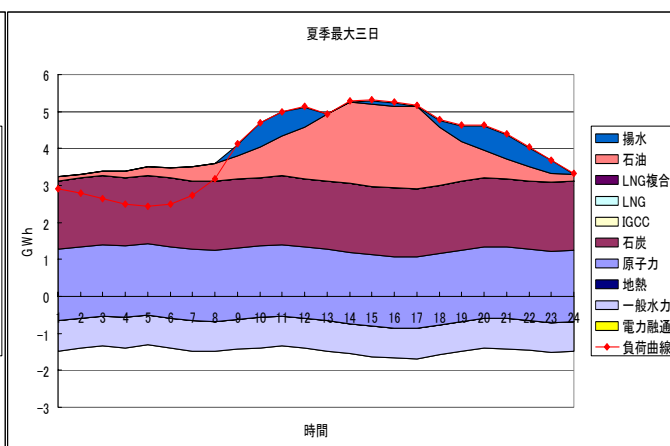


図 4. 5. 3. 8 四国の発電の様子

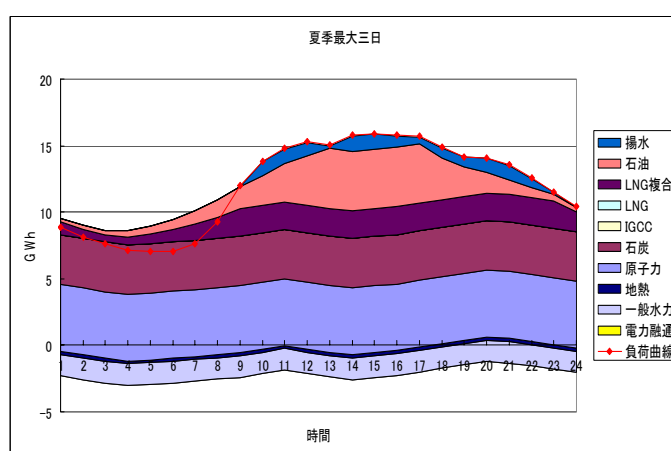


図 4. 5. 3. 9 九州の発電の様子

次に図 4. 5. 4 に 2050 年の発電の様子を示す。総発電電力量のところで述べたように、LNG 複合がベース電源となり、需要をまかなう。石油火力はほとんど使用されなくなり、LNG が主流となっていく。

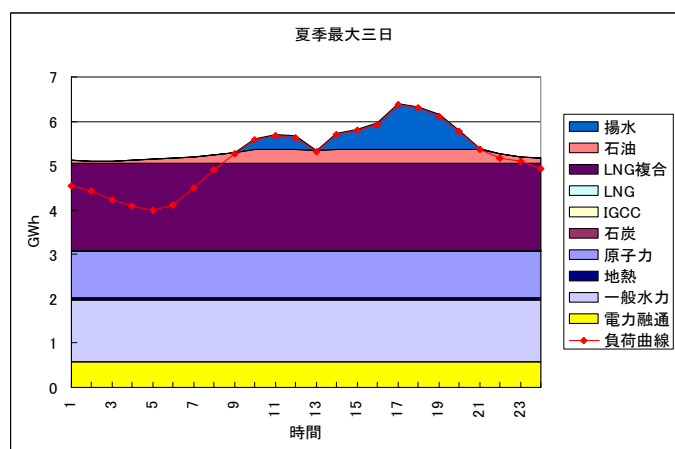


図 4. 5. 4. 1 北海道の発電の様子

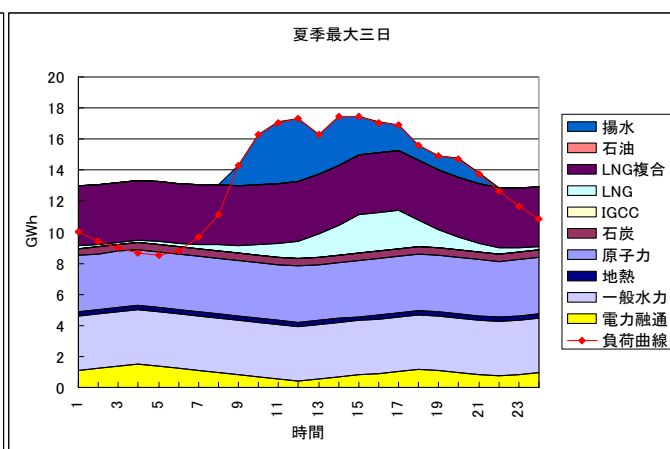


図 4. 5. 4. 2 東北の発電の様子

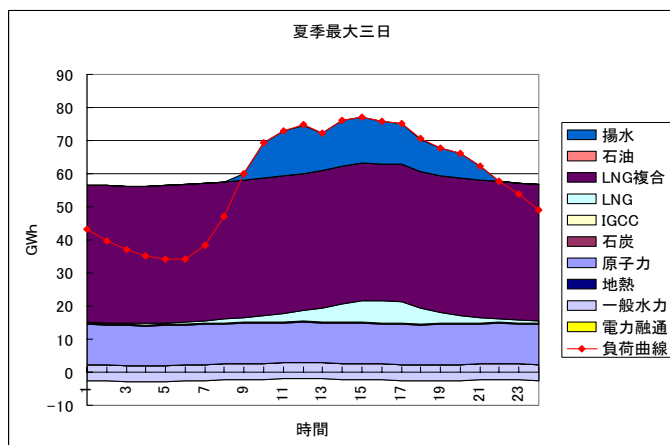


図4.5.4.3 東京の発電の様子

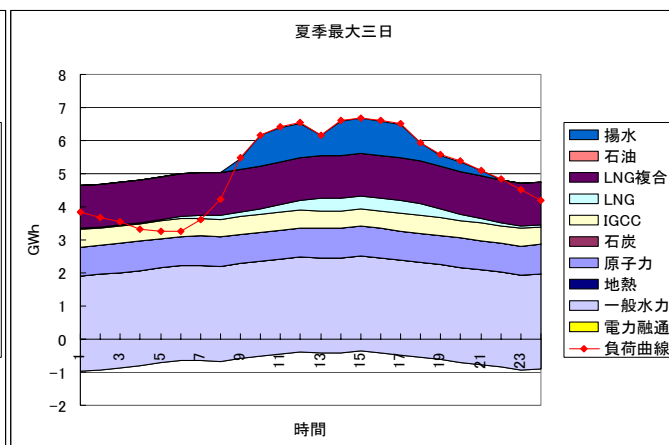


図4.5.4.4 北陸の発電の様子

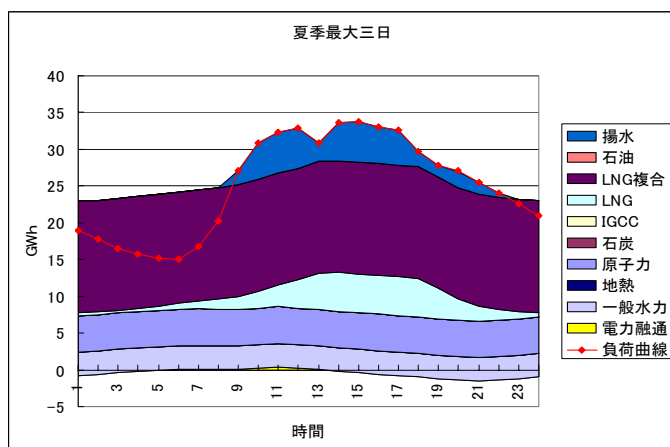


図4.5.4.5 中部の発電の様子

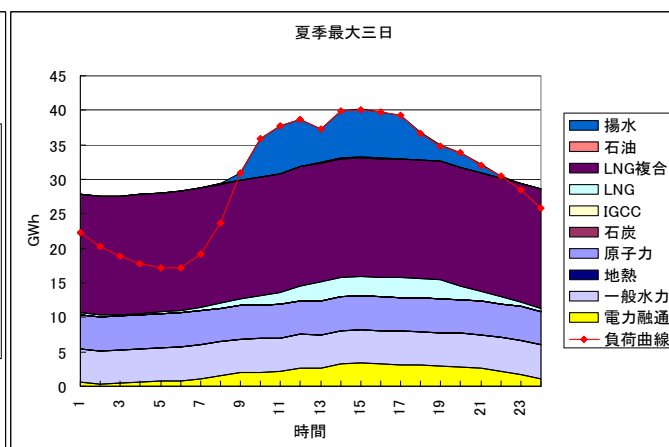


図4.5.4.6 関西の発電の様子

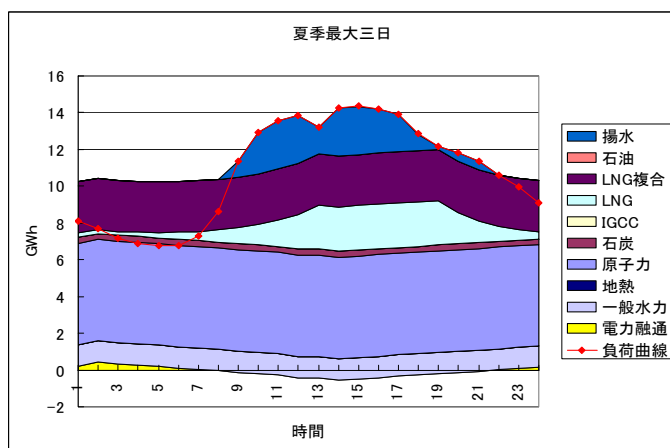


図4.5.4.7 中国の発電の様子

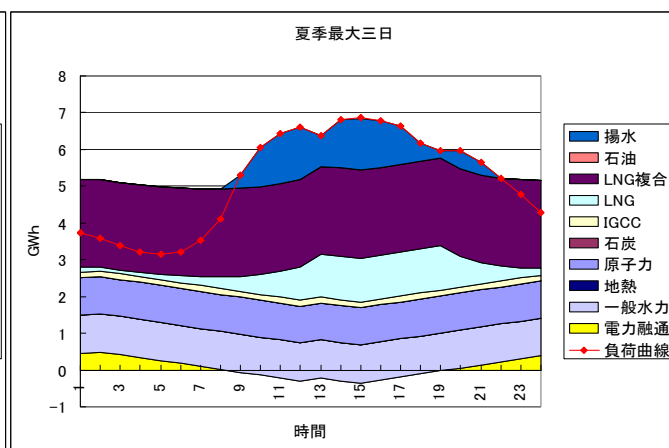


図4.5.4.8 四国の発電の様子

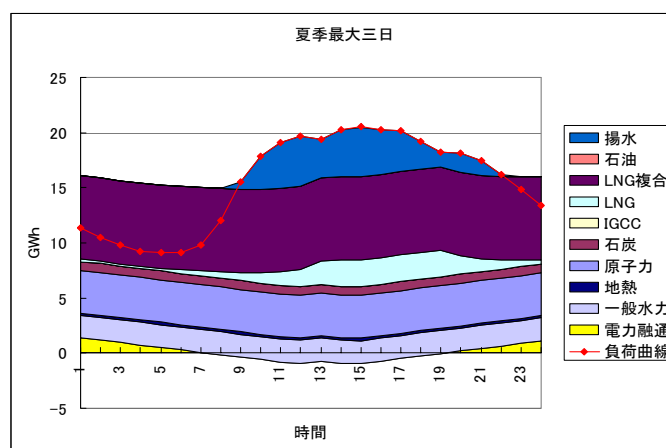


図 4. 5. 4. 9 九州の発電の様子

このときの二酸化炭素排出量を図 4. 5. 5 に示す。ベース電源が石炭から LNG 複合に変わるように、二酸化炭素排出量も同じようにシフトする。

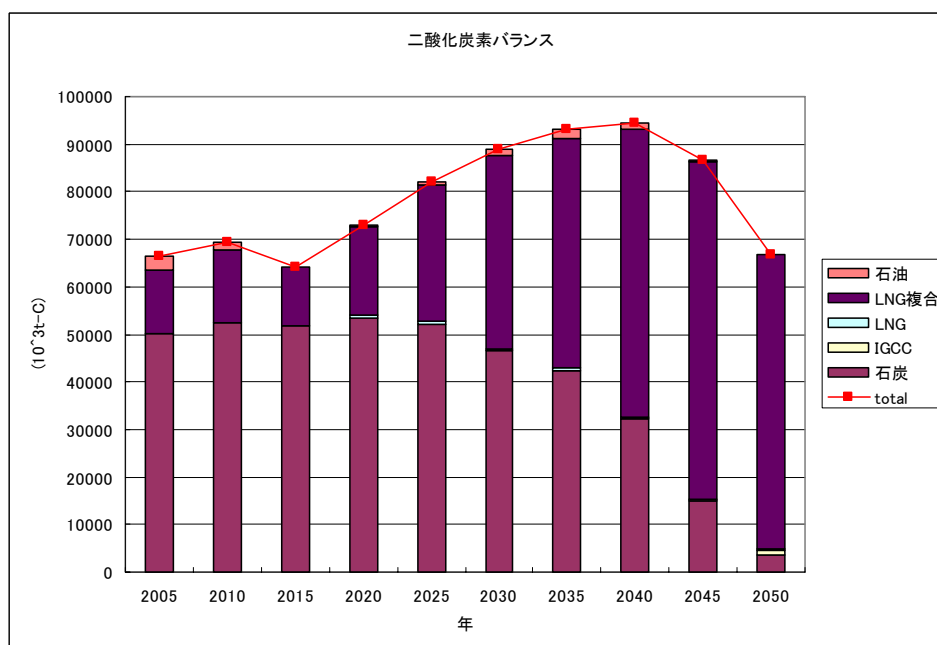


図 4. 5. 5 二酸化炭素排出量（日本全体）

## 4. 5. 2 各ケース間比較

### 4. 5. 2. 1 基準ケースとCGS基準ケース・HP基準ケース間比較

まず、CGS基準ケース・HP基準ケースの総発電電力量の様子を図 4. 5. 6 に図示する。これを見ると、ほとんど基準ケースと差が見られず、LNG 複合が大きくその比率を伸ばす。後述する二酸化炭素排出量制約ケースでも、CGS・HPの普及ケースと普及しないケースとで大きく変化する様子は見られない。そこで、基準ケースとの差分を図示することでCGS・HPの普及により、どの電源に影響が出るのかを明確に示す。

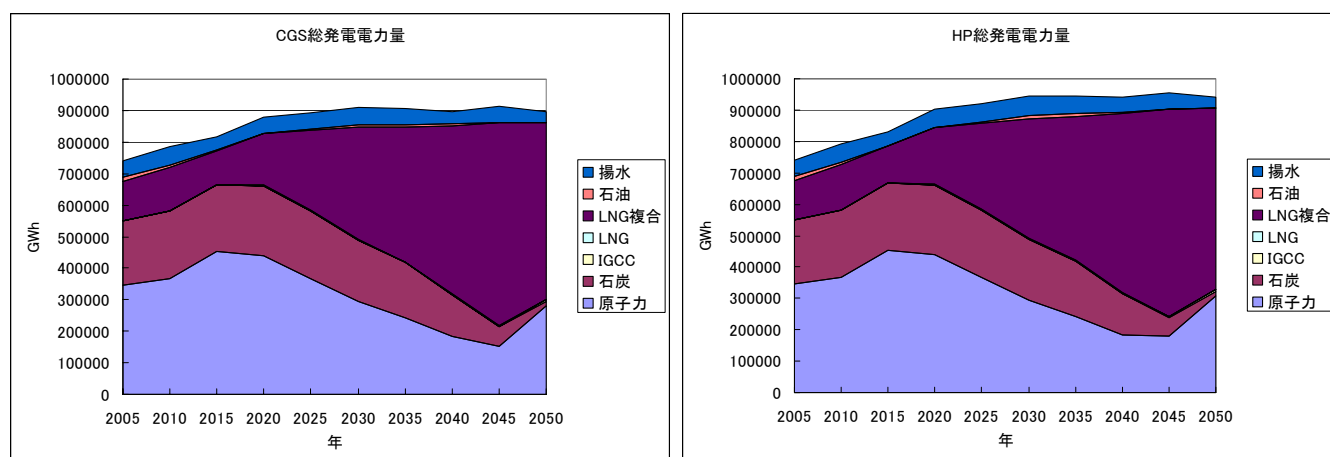


図4. 5. 6 CGS基準ケース（左）・HP基準ケース（右）の総発電電力量

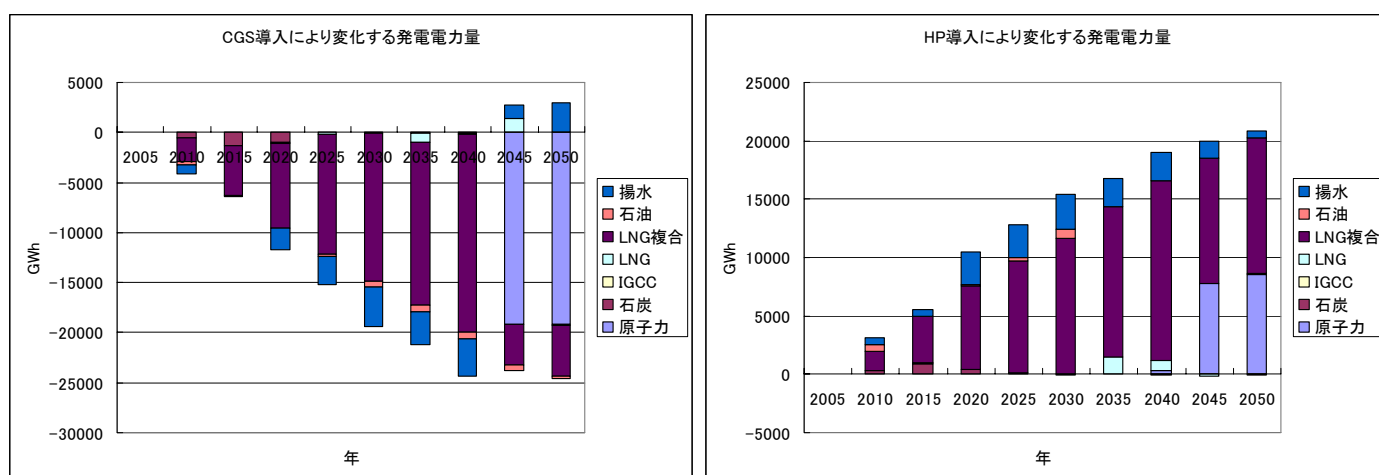


図4. 5. 7 CGS（左）・HP（右）の導入により変化する総発電電力量

これを見ると、CGSでは、2050年の大規模導入時にはCGSの普及により減少した電力需要分を、原子力発電による発電量を大きく減らして対応している。HPにおいては、増加した電力需要分を原子力・LNG複合でまかなう。原子力、LNG複合いずれの電源も、2050年の発電ではベースの需要をまかなう電源となっている（後述）ことから、HP・CGSの普及においてはベース電源における変化が期待される。LNG価格の上昇するシナリオで計算を行うと、IGCCの普及が進むが、この場合でもベース電源を構成するIGCCの発電電力量を変化させて、CGS・HPの普及による電力需要の変化に対応している（補足参照）。

次に、2050年の夏季最大三日の東京の発電の様子を図4. 5. 8に示す。基準ケースの場合と比べ、発電の様子はほとんど変わらないものの、揚水発電の様子が異なり、CGSでは、需要の減少した20時台の揚水発電電力量が減少、HPでは増加した20時台の揚水発電電力量が増加している。つまり、総発電電力量の変化からわかるように、増減した原子力・LNG複合火力の電力でベース需要をまかない、夜間電力を利用して揚水の運用方法を変えることで日負荷の変化に対応していることがわかる。

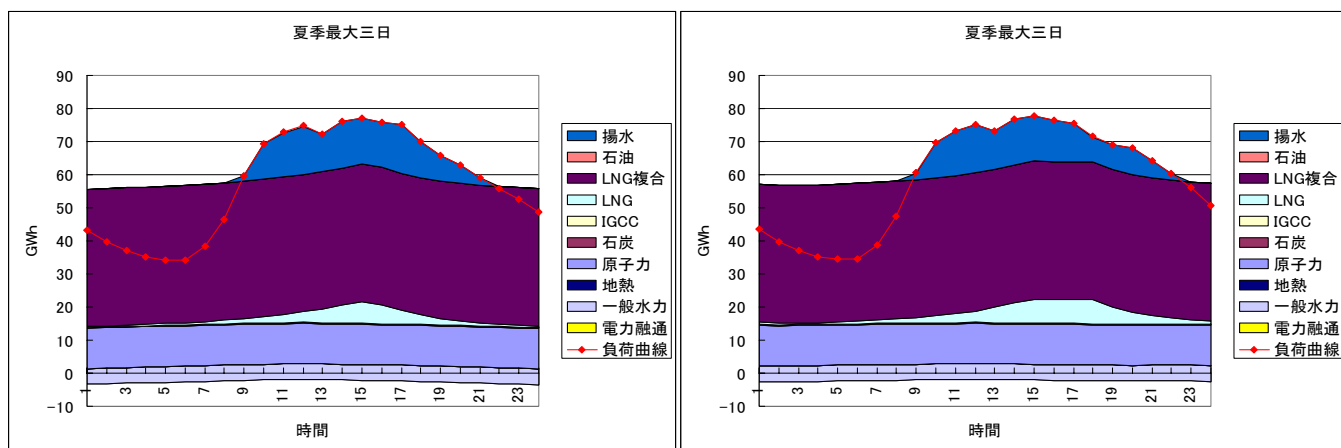


図4. 5. 8 2050年東京夏季最大三日発電構成(左:CGS基準ケース 右:HP基準ケース)

#### 4. 5. 2. 2 参照ケースにおける二酸化炭素排出量制約ケース間比較

参照ケースで二酸化炭素排出量制約をかけた場合の総発電電力量の様子を図4. 5. 9に図示する。

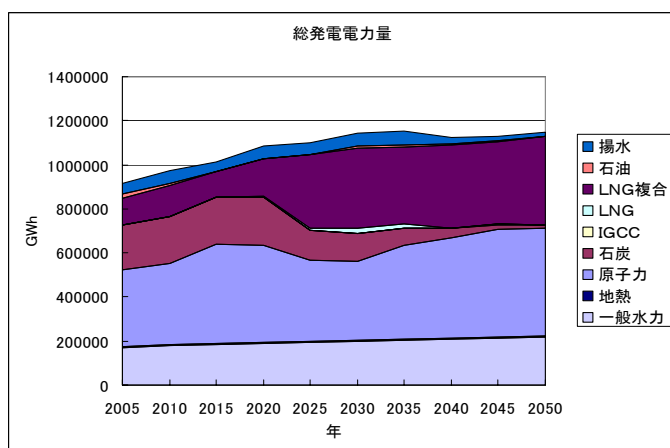


図4. 5. 9. 1 総発電電力量(5割ケース)

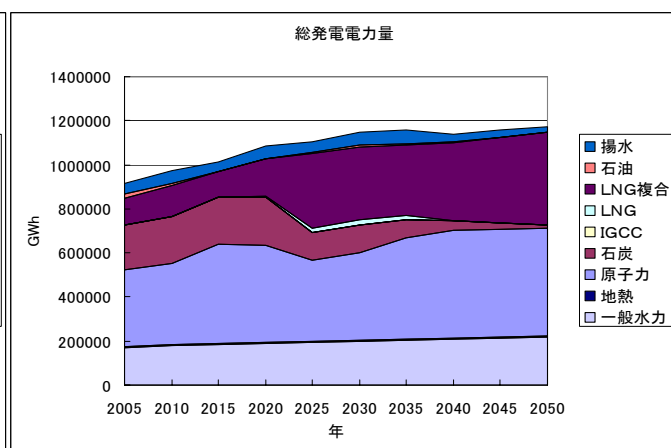


図4. 5. 9. 2 総発電電力量(6割ケース)

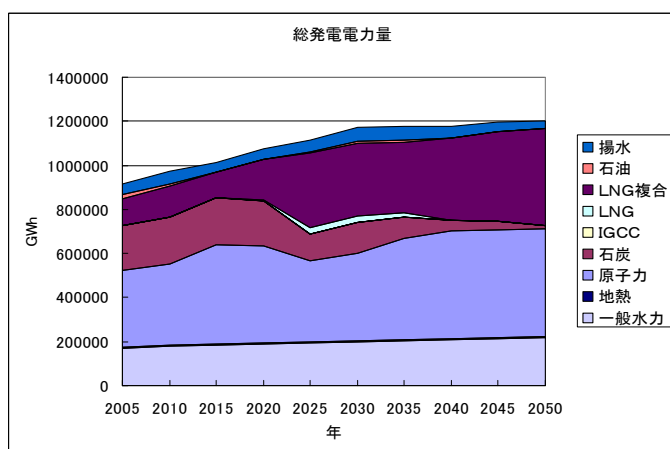


図4. 5. 9. 3 総発電電力量(7割ケース)

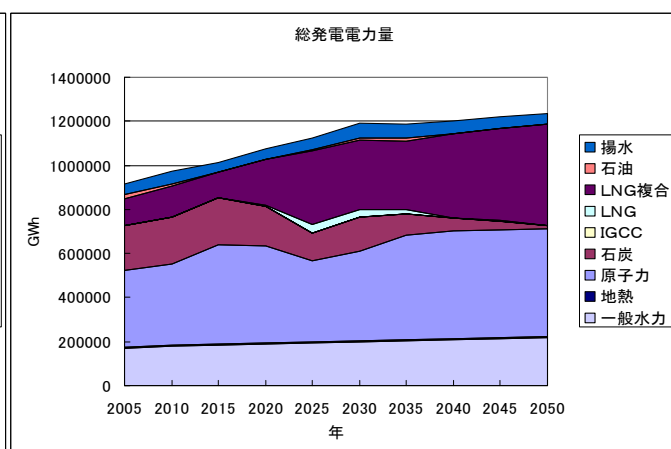


図4. 5. 9. 4 総発電電力量(8割ケース)

これを見ると、基準ケースと比較して原子力がその割合を大きく伸ばしている。やはり、二酸

化炭素排出量制約がかかると、二酸化炭素を排出しない原子力が有効になってくる。制約が厳しくなることで回収貯留用の電力をLNG複合でまかなう量が増えるだけで、発電の様子に大きな違いは見られない。

次にそれぞれのケースでの二酸化炭素バランスを図示する。

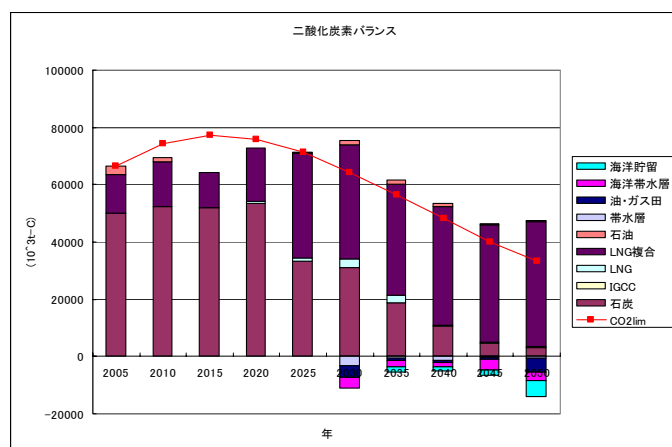


図4. 5. 10. 1 CO<sub>2</sub>バランス (5割ケース)

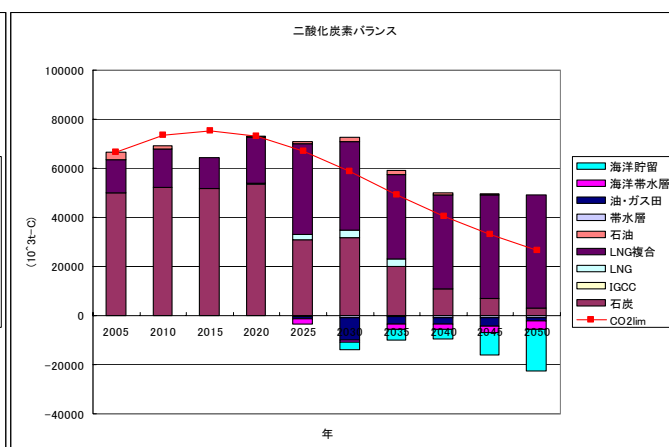


図4. 5. 10. 2 CO<sub>2</sub>バランス (6割ケース)

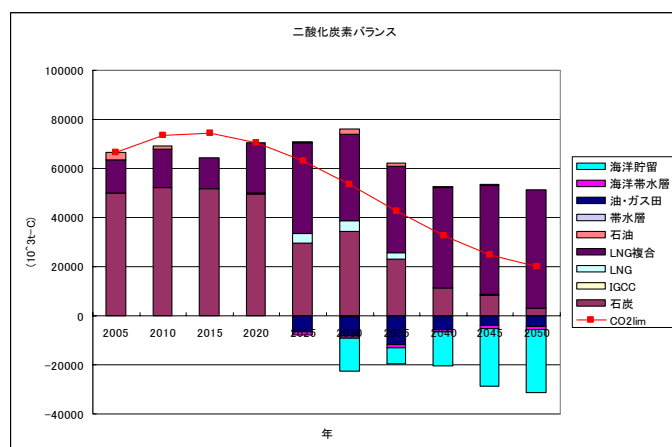


図4. 5. 10. 3 CO<sub>2</sub>バランス (7割ケース)

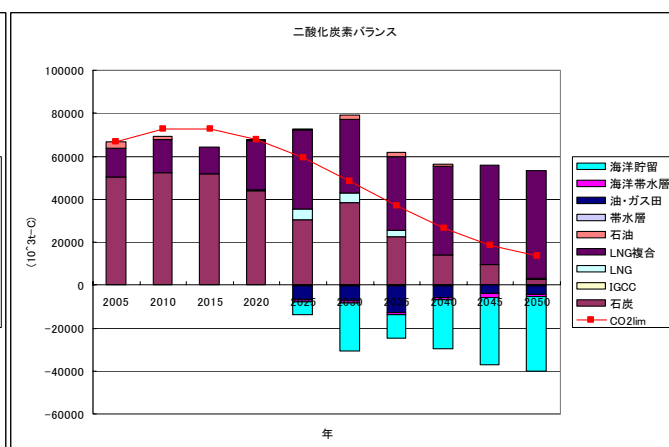


図4. 5. 10. 4 CO<sub>2</sub>バランス (8割ケース)

二酸化炭素は主にLNG複合から排出されるものを回収する。貯留方法は制約の軽い状況では容量が足りるために油・ガス田、帯水層、海洋帯水層を選択するが、制約がきつくなるとそれでは容量が足りなくなるため海洋貯留を選択する。海洋貯留は環境に与える影響が未知数のため、その実現性に疑問が残る。つまり、二酸化炭素排出量制約が厳しい条件で、海洋貯留が不可能となった場合、日本周辺の貯留容量では制約を実現するのは厳しく、海外での貯留を考える必要が出てくる。しかしながら、本研究で用いたデータよりも帯水層などの貯留可能容量の見直しが進んでおり、再度海洋貯留の是非を含め、貯留方法については検討する必要がある。

二酸化炭素排出量制約下での二酸化炭素シャドープライスを図4. 5. 11に図示する。全体として、2035年まで増加を続け、その後減少に転じる。これは、基準ケースにおいてLNG価格の上昇により、原子力の比率が徐々に増加することに伴い、二酸化炭素排出量は2035年をピーク

に減少に転じていることが原因と考えられる。

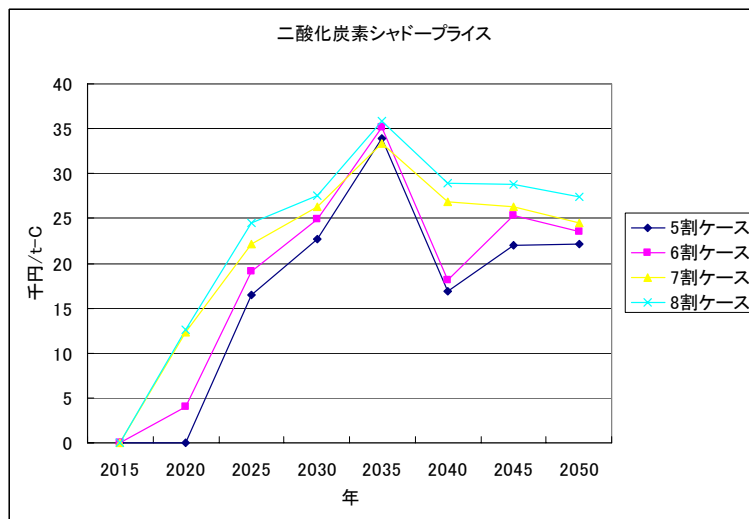


図4. 5. 1 1 二酸化炭素シャドープライス

#### 4. 5. 2. 3 炭素税をかけたCGSケース・HPケース

前章で得られた二酸化炭素排出量制約かにおける二酸化炭素シャドープライスを炭素税として目的関数(4.3.1)に組み込み、CGSケース、HPケースの計算を行った。こうすることで、二酸化炭素排出量制約に近い条件下で、CGSやHPの普及による需要の変化を加味して計算を行うことが出来る。この条件のもとに計算を行った結果を示していく。

総発電電力量は前述の通り、参照ケースとさほど変化が見られないので、参照ケースからの変化分を図4. 5. 1 2に載せる。排出量制約が無い状態では原子力発電・LNG複合で調整していたが、二酸化炭素排出量制約下では、原子力は最大限稼働させ、調整はLNG複合で行っている。制約が厳しくなると揚水による調整も増加している。

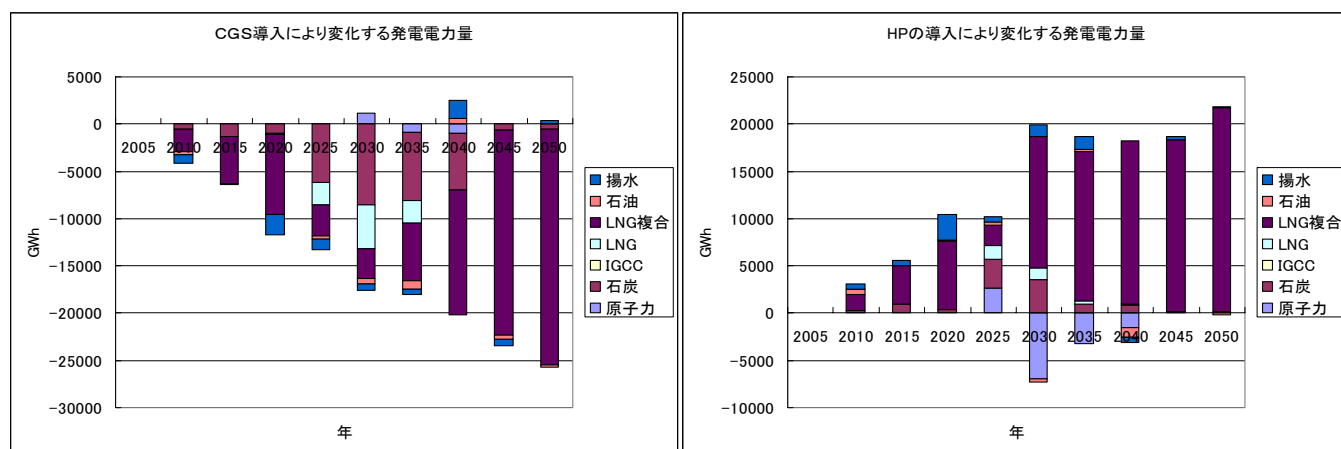


図4. 5. 1 1. 1 CGS (左)・HP (右) 導入により変化する電力量 (5割削減ケース)

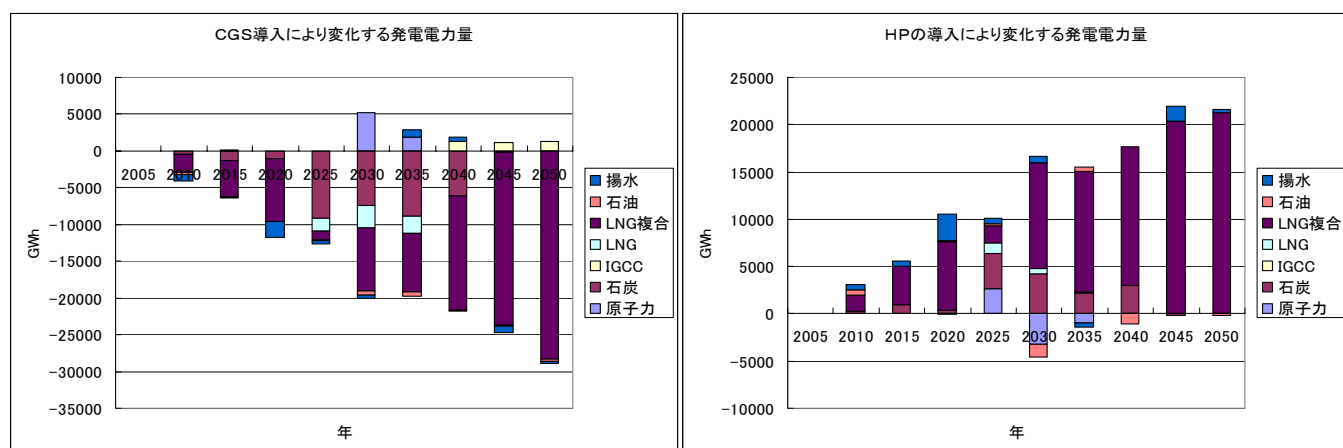


図4. 5. 1 2. 2 CGS（左）・HP（右）導入により変化する電力量（6割削減ケース）

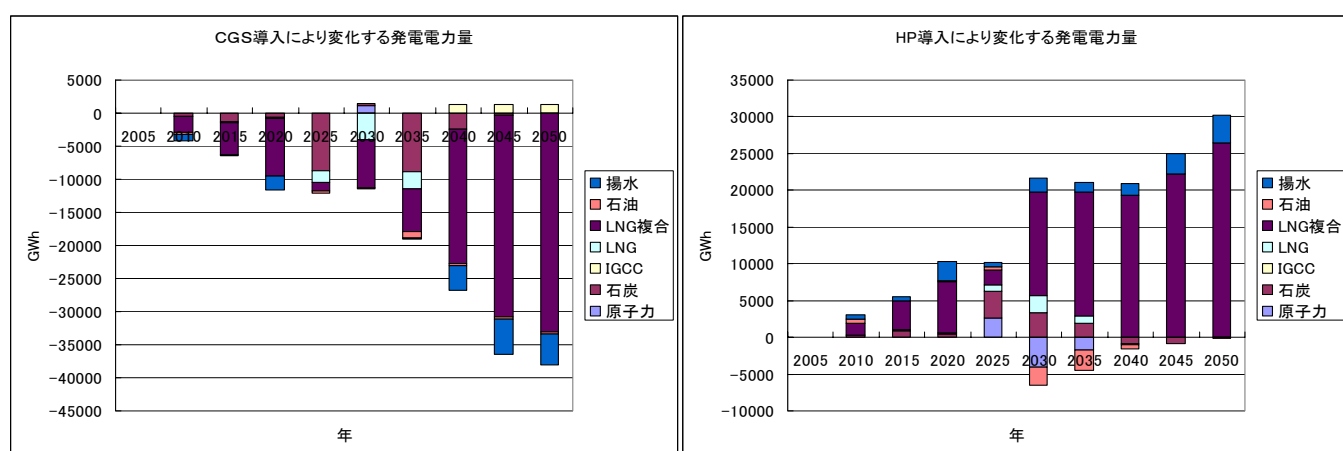


図4. 5. 1 2. 3 CGS（左）・HP（右）導入により変化する電力量（7割削減ケース）

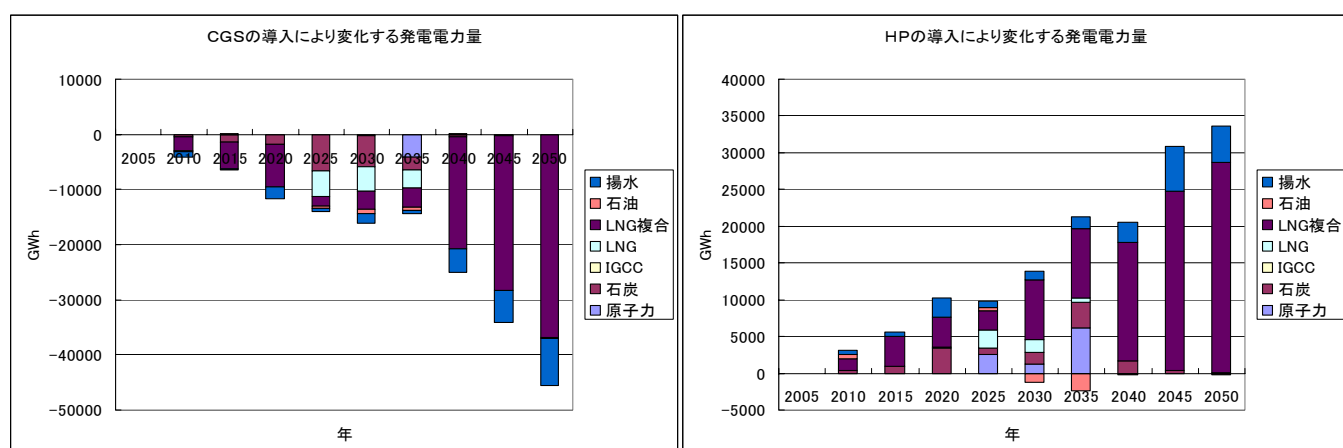


図4. 5. 1 2. 4 CGS（左）・HP（右）導入により変化する電力量（8割削減ケース）

それぞれの制約下での二酸化炭素バランスを図4. 5. 1 3に示す。ここではCGSの普及により家庭で排出されるようになった二酸化炭素排出量、HPの普及により家庭で排出されなくなった二酸化炭素量も併せて載せる。これを見るとCGSの普及による家庭での二酸化炭素排出量はさほど大きくは無いが、HPの普及による家庭での二酸化炭素排出量の削減量はかなり大きい



ことがわかる。全体として、正味の二酸化炭素排出量（図中の total 曲線）はHP ケースのほうが排出量を削減することになる結果となった。

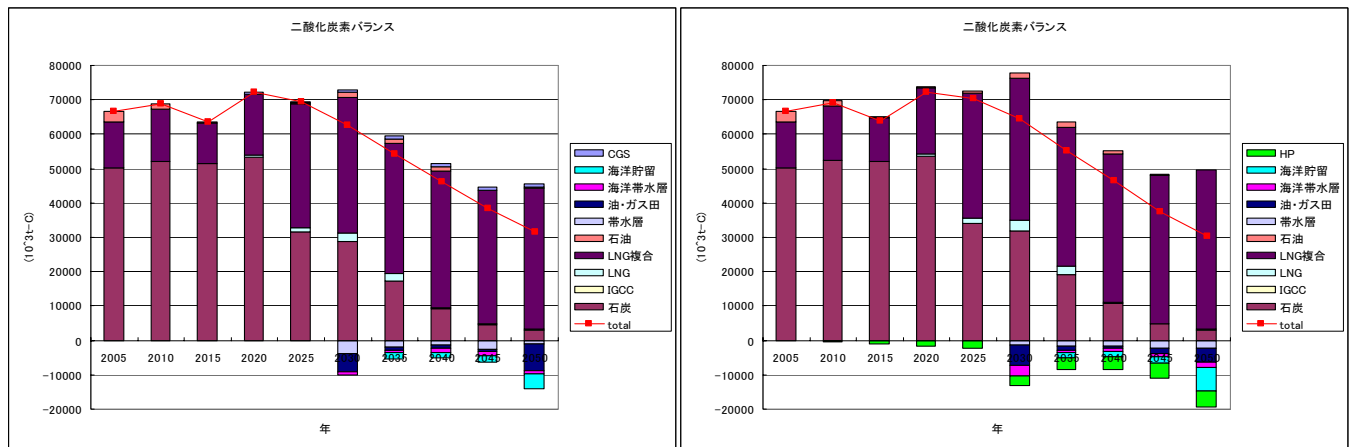


図4. 5. 13. 1 二酸化炭素バランス (左 : CGS5割ケース 右 : HP5割ケース)

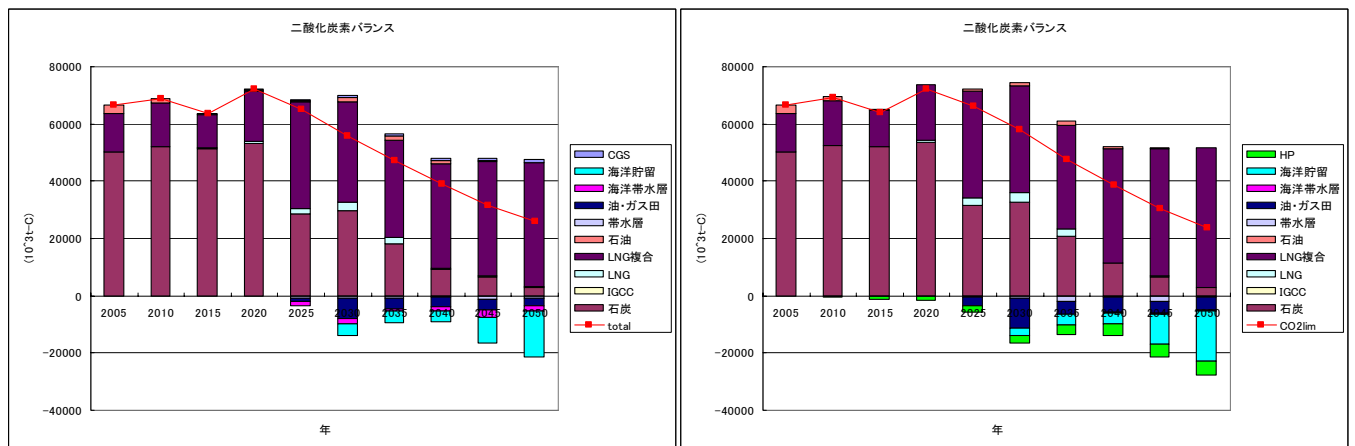


図4. 5. 13. 2 二酸化炭素バランス (左 : CGS6割ケース 右 : HP6割ケース)

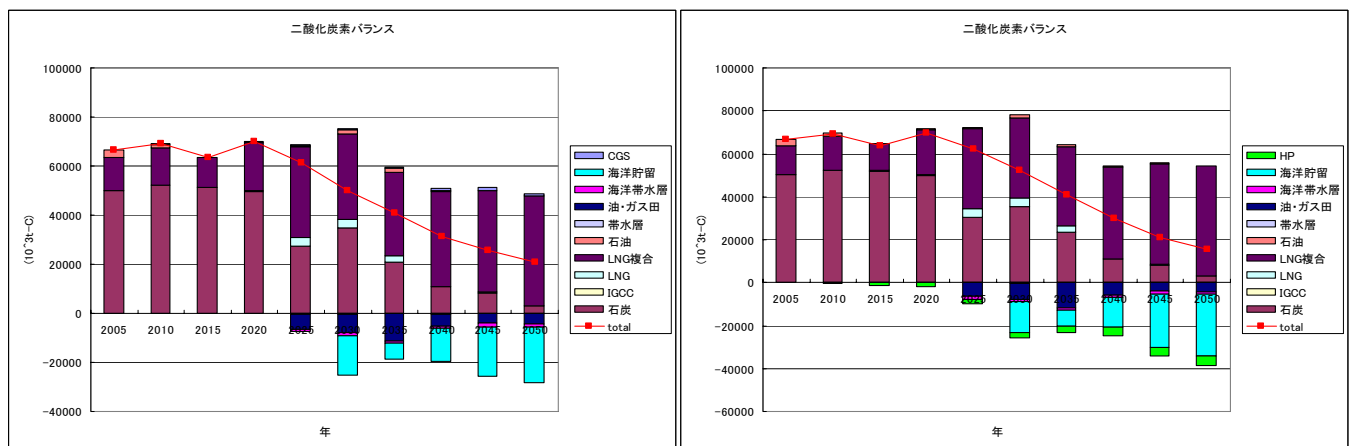


図4. 5. 13. 3 二酸化炭素バランス (左 : CGS7割ケース 右 : HP7割ケース)

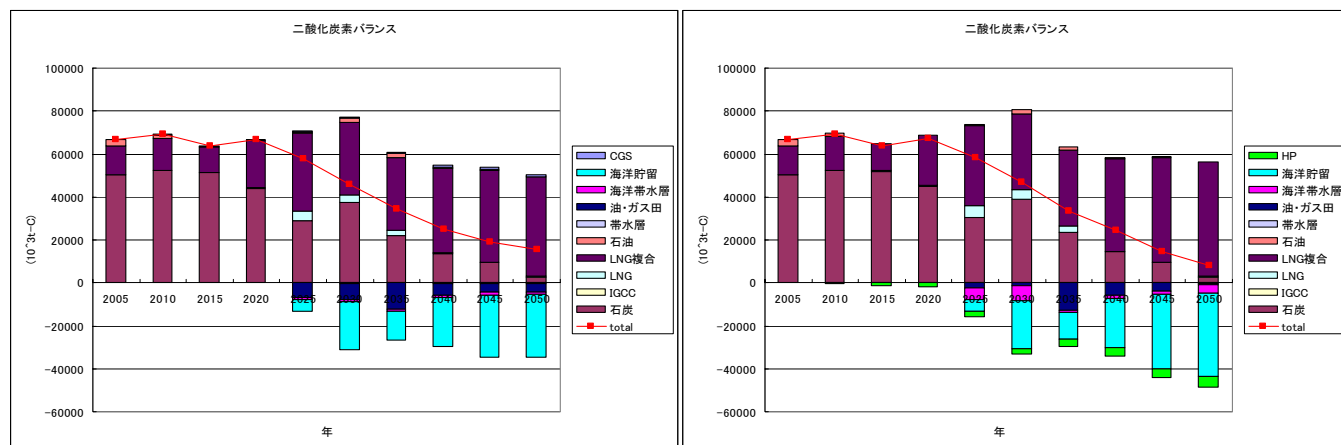


図4. 5. 13. 4 二酸化炭素バランス (左：CGS8割ケース 右：HP8割ケース)

#### 4. 6 CGS・HPの設備費の検討

現在のCGS・HP価格は一台あたり70万円程度[3]であり、導入には補助金が拠出されるものの、補助金無しでの導入は、高価なイニシャルコストがネックとなり導入が進まない。これがいくらになれば導入のインセンティブが得られるのかを、計算を行ったケースについて検討した。

まず、電源計画問題における参照ケースのトータルコストとCGSケース、HPケースそれぞれの差額を算出する。これはCGS・HPの普及による、発電部門におけるコスト変化にあたる。CGSでは系統需要が減少するためトータルコストの減少が予想され、HPでは系統需要が増加するためトータルコストの増加が予想される。

次に、CGS・HPの普及による電力需要の変化量に対応して送配電コストを算出した。電源計画問題においては送配電コストが加味されていない。しかし、実際には送配電コストが家庭電力料金の約5割を占め、電力料金に大きく影響を及ぼしている。そこで、kWhあたり10円を想定して送配電コストを見積もることにした。CGSでは電力需要の減少により送配電コストも減少、HPでは増加する。

次に家庭におけるガス代の差額を算出する。CGSでは使用ガス量が増加するものの、割安なCGS用ガス料金の適用が受けられ、従来のガスボイラを使用する家庭よりもガス代が得になる可能性がある。HPでは給湯用ガスを使用しなくなるので従来のガスボイラを使用する家庭よりも安くなる。

さらに、各家庭で排出される二酸化炭素に炭素税を導入する。CGSを導入する家庭では従来のガスボイラの家庭よりも多く二酸化炭素を排出するため、炭素税の分のコストが上乘せられ、HPでは給湯用には二酸化炭素を排出しなくなるので炭素税の分のコストが削減される。

これらの値を用いて、割引率、利子率ともに5%、CGS・HP耐用年数20年で計算すると、以下の表4. 6. 1、図4. 6. 2になる。これによると、一台あたりの価格はCGSでは8万円～12万円、HPは42万円程度であればトータルコストで得になり、導入に対するインセンティブが与えられる結果となった。CGSでは第3章でも示したように、熱負荷の大きい家庭での導入に限らないと、現状ではかなり苦しい。どちらの機器にせよ、現在の70万円という価格設定から更なる技術革新、コスト削減をする必要がある。

表4. 6. 1 一台あたりのCGS・HP価格の検討

電源計画TC差額[百万円]	CGS	HP
制約なし	-699493.9	1034212.1
5割	-1061186.217	1293771.783
6割	-1111069.187	1329168.413
7割	-1169766.191	1370398.509
8割	-1197206.169	1382883.231
送配電コスト[百万円]	-1770927.222	1415866.564
ガス代[百万円]	1179774.676	-8045601.52
家庭における炭素税[百万円]	112473.3341	-504228.0062
トータル変化額[百万円]		
制約なし	-1178173.112	-6099750.862
5割	-1539865.429	-5840191.179
6割	-1589748.399	-5804794.549
7割	-1648445.403	-5763564.453
8割	-1675885.38	-5751079.731
一台あたり価格[円/台]		
制約なし	82758.86027	428467.1108
5割	112401.6507	426301.6214
6割	116042.8314	423717.8634
7割	120327.3877	420708.2947
8割	122330.3541	419796.9791

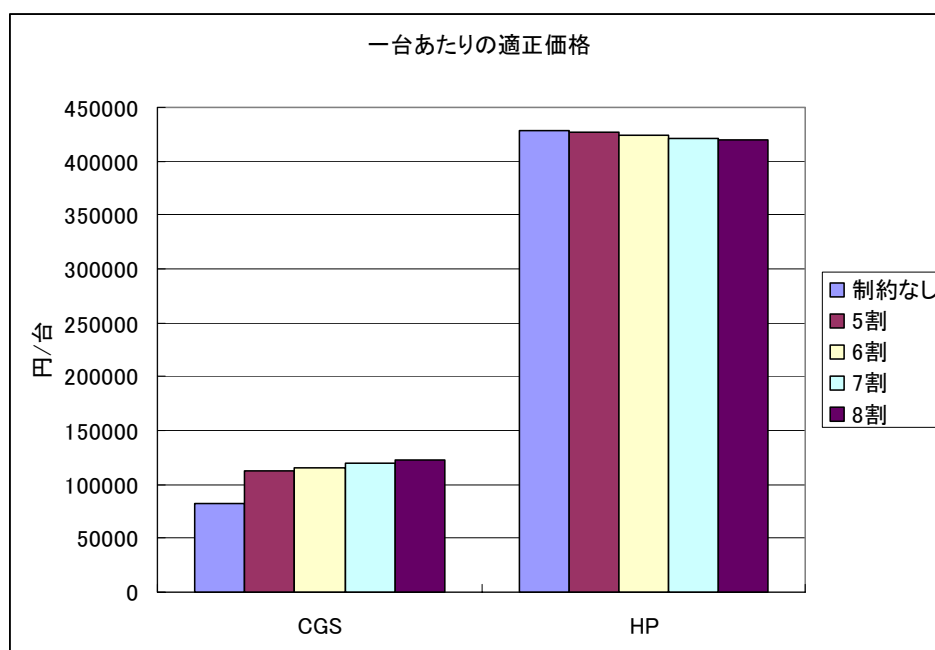


図4. 6. 1 CGS・HPの適正価格

#### 4. 7 二酸化炭素排出原単位の検討

CGS・HPの普及により排出原単位がどう変化するか検討した。

排出原単位の計算方法は、参照ケースとCGSケース・HPケースの電源からの二酸化炭素排出量の差を分子に、総電力需要量の差を分母に用いることで、系統側の運用はブラックボックスとして、あくまで需要端での排出原単位を、将来の設備容量の変化まで含めた排出原単位を算出

することになる。こうして算出した 2050 年までの全期間内排出原単位を図 4. 7. 1 に示す。現在の需要端での排出原単位は全電源平均で 0.101[kg-C/kWh]、火力平均で 0.18[kg-C/kWh] [26] であり、CGS の評価をする際にどちらを用いるかで、電力会社、ガス会社の主張は異なっている。今回の計算結果では、二酸化炭素排出量制約が無い場合にはどちらも全電源平均より低下する。これは、二酸化炭素排出量制約が無い場合には、原子力の発電電力量を変化させて、CGS・HP の普及に対応しているためで、電力会社、ガス会社の主張とは異なる結果となった。二酸化炭素排出量制約がかかると、制約無しのケース、現在の全電源平均の原単位に比べ、原単位は増加する。これは、二酸化炭素排出量制約がかかることで、原子力の発電量で調整することはなくなり、LNG 複合火力による調整量が多くなるためと考えられる。さらに、制約が厳しくなると、原単位は低下するが、これは火力発電所に回収設備のついた機器の普及による影響が大きいと考えられる。

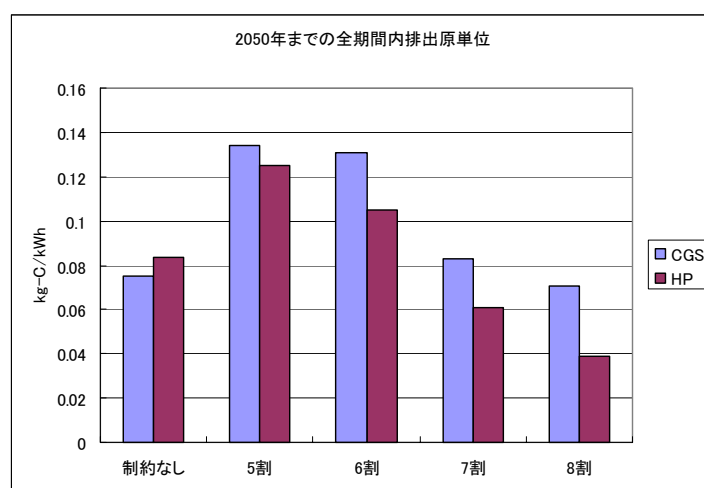


図 4. 7. 1 2050 年までの全期間内排出原単位

#### 4. 8 CGS・HP 給湯器の二酸化炭素排出量の評価

前章で計算した原単位の結果および都市ガスの二酸化炭素排出原単位 0.6422[kg-C/m³] [19] を用いて、各家庭での二酸化炭素排出量はどうか検討した。結果を図 4. 8. 1 に示す。CGS ではガス会社が主張するように、火力平均を用いると二酸化炭素排出量の削減につながるが、今回の計算結果を用いると、熱負荷の多い地域によっては削減になるものの、あまり大きな効果は見られずに、むしろ増加する傾向が得られた。今回は床暖房の普及率を 5% に設定している点などにより熱負荷が少ないため、CGS には不利な結果が得られた。HP ではおおむね二酸化炭素排出量の削減につながり、火力平均を用いても十分な効果が得られる。

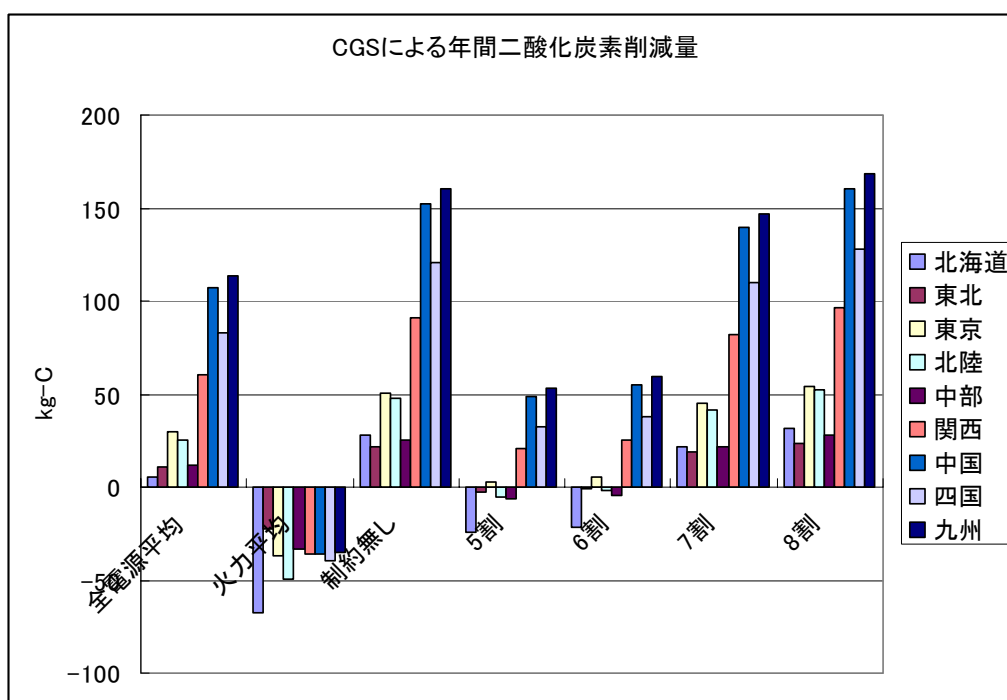


図 4. 8. 1 CGSによる二酸化炭素年間削減量

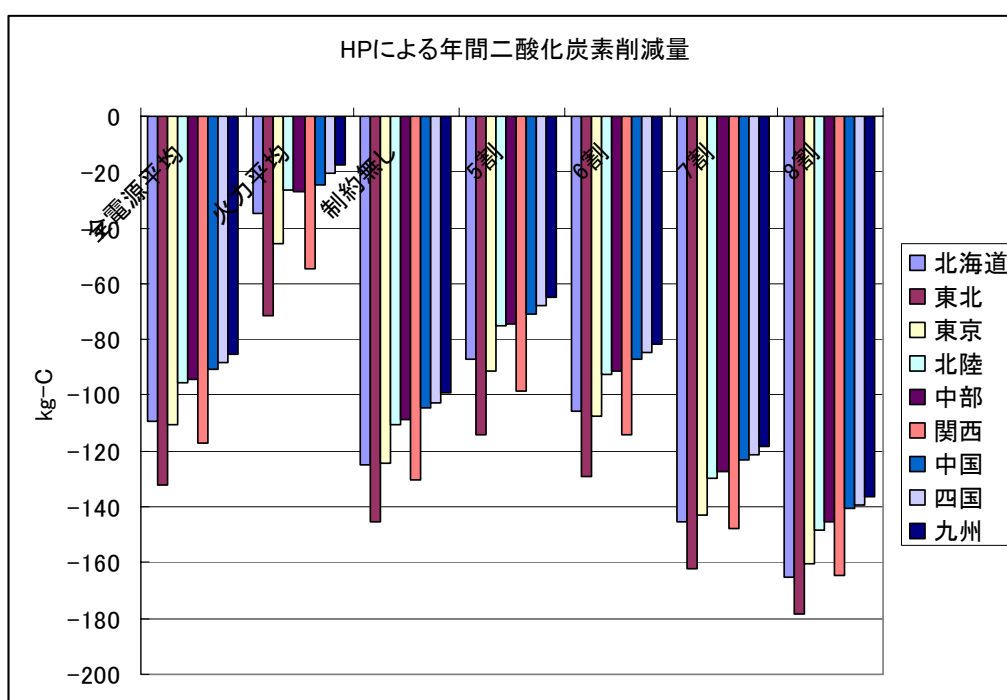


図 4. 8. 2 HPによる二酸化炭素年間削減量

## 第5章 結論と今後の課題

本研究により得られた知見は以下の通りである。

### 確率動的計画法によるCGS・HPの最適運用決定について

- ・ 不確実な需要下における確率動的計画法を利用したCGSの運用決定は、電力需要に追従して運転を行うため、排熱を有効に利用することが出来ずに運転コストは得にならない地域も見られる。CGSの導入により、従来のガスボイラを保有する家庭よりも系統への電力需要は20%～35%程度の削減に、購入ガス量は40%～150%程度の増加に繋がる。床暖房の導入により熱需要が増加すると、15%～40%程度の運転コストの削減につながる。CGSの導入には床暖房の併設などによる熱需要の増加が望ましい。
- ・ 需要が確定的な状態での最適な運用との比較を考えると、運転コストは15%～20%程度の増加、購入電力量は0～13%程度の削減、購入ガス量は30%～130%程度の増加となる。床暖房を加味すると、購入電力量、ガス購入量に大きな差が見られ、10%～60%程度の増加、0～40%程度の増加となる。
- ・ 不確実な需要下における確率動的計画法を利用したHPの運用決定は、従来提案されているような、夜間電力を最大限利用した運用とは異なり、貯湯量がある程度減少したらHPを動かし満タンの状態にする運用となる。その上で、地域によって異なるものの、従来のガスボイラを保有する家庭よりも、運転コストは10%～20%程度の削減、購入電力量は15%～25%程度の増加となる。床暖房の導入により熱需要の増加を考えると、運転コストは20%～35%の削減、購入電力量は35%～55%の増加となる。
- ・ 需要が確定的な状態での最適な運用との比較を考えると、購入電力量はほとんど差がないものの、夜間電力に限らず利用するため、運転コストは20%～30%程度の増加に繋がる。床暖房の導入を加味すると、やはり購入電力量は変わらないものの、運転コストは40%～60%程度の増加となる。
- ・ 一次エネルギーの観点では、HPでは床暖房ありの家庭で、年間5500～9000[MJ]、床暖房無しでは2000～4000[MJ]の削減に繋がるが、CGSでは熱負荷の小さい地域では排熱を有効に使用できずに増加に繋がる地域も見られる。
- ・ 運転コストはCGS・HPいずれのケースも得になり、年間数千円～地域によっては4万円近い削減につながる。

### 線形計画法による最適電源構成モデルについて

- ・ CGS・HPの大規模導入により変化する系統電力需要はベース電源をまかなう原子力・LNG複合の発電電力量を変化させることで対応する。二酸化炭素排出量に制約がかかると、二酸化炭素を排出しない原子力は可能な限り運転をし、LNG複合の発電量の変化で対応する。

- ・ 排出される二酸化炭素は、二酸化炭素排出量制約が厳しくなるとともに、主に油・ガス田、帯水層、海洋帯水層、海洋の順に選択され、貯留されていく。
- ・ C G S・H Pの一台あたりの適正価格はC G Sで 8 万円～12 万円、H Pで 42 万円～48 万円で、現在の 70 万円という価格での普及は難しく、更なる技術革新、コストダウンが普及の大きな鍵となる。
- ・ C G S・H Pに対し、二酸化炭素排出原単位は従来主張されている全電源平均や火力平均とは異なる結果が得られた。二酸化炭素排出量制約がないときには原子力発電により変化する電力需要をまかなうため全電源平均よりも低い値となり、制約がかかるとL N G複合によりまかなうため増加するが、制約が厳しくなると、回収設備付きのL N G複合による調整となり、低下する。
- ・ 電源計画の未得られた排出原単位を使用すると、各家庭における二酸化炭素排出量はC G Sでは火力平均では削減につながるものの、熱負荷が少ない地域ではむしろ増加する結果となった。H Pではどの地域でも削減につながり、二酸化炭素排出量の面でもC G Sよりも有利な結果となった。

## 今後の課題

今後の課題として、以下の点が考えられる。

- ・ ボトムアップシミュレーションにおいて、2005 年時の生活パターンが 2050 年まで変わらないことを前提としている。しかし、様々な機器の開発により、生活パターン自体が変化することが考えられる。現状でも見られる例として、食器洗い洗濯機の普及により従来の給湯需要が減少し、逆に電力需要が増加する。食器洗い洗濯機は一日分の使用した食器をまとめて一回で運転することが多く、食事のたびに給湯器を使うことがなくなる。
- ・ 床暖房とエアコンなどの暖房機器との代替関係の考察が不十分である。床暖房とエアコンでは効用が異なるため、直接比較することが難しいが、何らかの方法で代替関係を表す必要があり、本モデルでは床暖房はエアコン一台と等価として計算を行った。これは如何せん大雑把な代替関係であり、詳細な検討を施す必要がある。
- ・ C G S・H Pの確率動的計画法において、シミュレーション終了時の湯量が評価されていないため、タンクを満タンにして終えるのと空にして終えるのが同等として扱われている。タンクに貯湯してある湯を正しく評価して動作表を作成しなおす必要がある。
- ・ 従来システムとの比較において、電力需要は系統から、熱需要はガスボイラでまかなう家庭を想定した。しかし、北海道などの寒冷な地域では、暖房に灯油を使うことが多く[27]、灯油ガスボイラを持つ家との比較をする必要がある。
- ・ C G S・H Pの導入を一戸建て住宅に限ったため、あまり系統電力需要に大きな影響が見られなかった。C G SやH Pの導入を集合住宅にする際には負荷が平滑化され、その運用も変わるため、今回は加味しなかったが、むしろ負荷が平滑化されることで、効果的にこれらの機器を使える可能性があり、加味する必要がある。
- ・ 電源構成モデルでは二酸化炭素貯留に関して、詳細な検討をする必要がある。油・ガス田

や帯水層の貯留容量の変化や海洋貯留の是非を含め、根本的な見直しが必要である。



## 補足

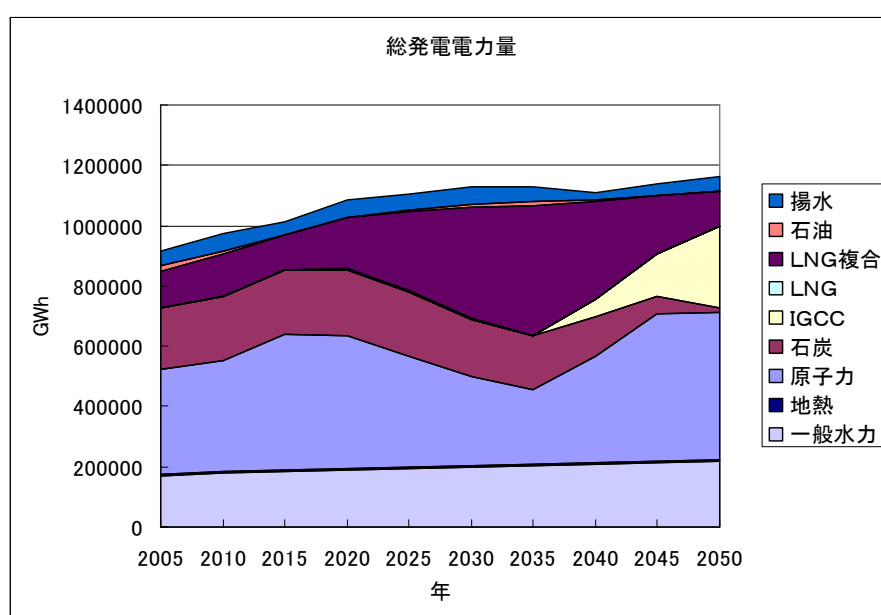
### 最適電源構成モデルLNG価格上昇シナリオ

本文中では、2030年のエネルギー見通し[20]のデータを参考にLNG価格を設定していたが、資源の逼迫等によりLNG価格の上昇を仮定したとき、どうなるのかをここに示す（LNG上昇シナリオ）。設定した価格は表Aの通りで、LNGの価格上昇幅がエネルギー見通しデータよりも大きい。

表A LNG上昇シナリオのときの燃料費

燃料費	原子力 [円/kWh]	石炭 [円/kg]	IGCC [円/kg]	LNG [円/kg]	LNG複合 [円/kg]	石油 [円/l]
2005	1.7	4.62	4.62	26.95	26.95	19.25
2010	1.7	4.87	4.87	22.4	22.4	16.5
2015	1.7	5	5	23.85	23.85	18.1
2020	1.7	5.13	5.13	25.3	25.3	19.7
2025	1.7	5.315	5.315	27	27	21.25
2030	1.7	5.5	5.5	30	30	22.8
2035	1.7	5.7	5.7	33	33	24.35
2040	1.7	5.9	5.9	36	36	25.9
2045	1.7	6.1	6.1	39	39	27.45
2050	1.7	6.3	6.3	42	42	29
2055	1.7	6.45	6.45	45	45	30.55

このときの基準ケースの総発電電力量を図Aに示す。IGCCが2035年頃から普及し、2050年には原子力に次ぐ発電電力量となる。



図A 総発電電力量（日本全体）

このときの東京の 2050 年の夏季最大三日の発電の様子を図 B に示す。I G C C がベース電源として導入され、L N G 複合はミドル火力としての意味合いが強くなる。

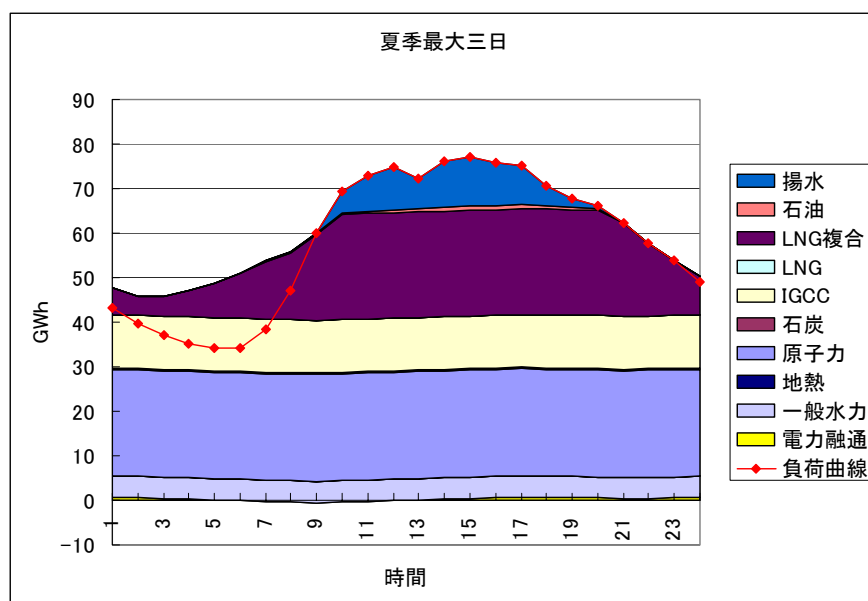


図 B 2050 年の夏季最大三日の発電の様子

C G S ケース・H P ケースでも同様の結果が得られ、基準ケースの総発電電力量との差を見ることで、C G S・H P の普及によりどの電源で調整を行うのかを図 C に示す。普及の進む 2050 年時には I G C C の変化が大きい。つまり、C G S・H P の普及によりベース電源を構成する I G C C が大きく変化することで、変化する需要に対応している。

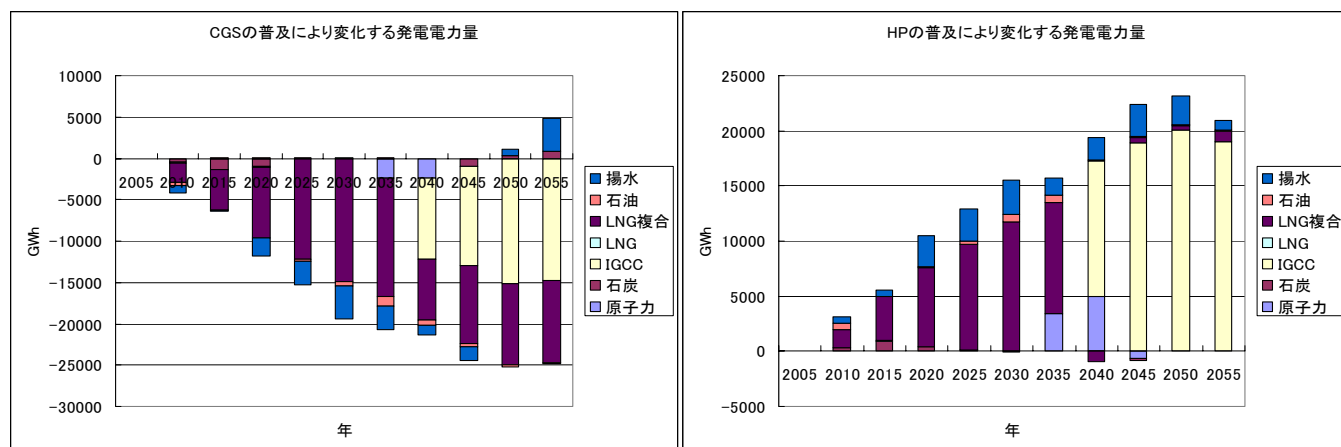


図 C 基準ケースとの総発電電力量の差（左：C G S 右：H P）

# 謝辞

本研究を進めるにあたり、数多くの方々からアドバイス、御指導を賜りました。この場を借りて厚く御礼申します。

ご多忙の中、辛抱強く私の研究の動向を見守って頂き、研究の進捗状況に応じてその都度叱咤激励と、適切な軌道修正をして頂きました山地憲治教授に心より感謝いたします。本研究をこのような形をもって修士論文とすることができたのは快適な研究環境を提供してくださった他、研究室ミーティングにおいて数々の助言を賜りましたお陰であります。

研究を進めるにあたって非常に具体的で適切なアドバイスをして頂いた藤井康正助教授に心より感謝いたします。常日頃から私の研究に関して有益と思われる情報を次々と提供して頂きました上、研究の行き先が見えない時には懇切丁寧に相談に乗っていただき、漠然とした問題から具体的な課題へと落とし込み、研究の方向性をつけて頂きました。

研究を進める際に計算機を含めた研究環境の整備など、幅広く研究のサポートをして頂いた林武人助手に厚く御礼申し上げます。研究生活の面においても多大なお心遣いをして頂いたことを心より感謝いたします。

助手の竹下貴之さんには、研究はもちろん、生活や仕事に関する数々の有益なアドバイスを頂きました。心より感謝いたします。

研究室ミーティングに参加し、数々の有益なご助言を下さいました、電力中央研究所の山本博巳先生、西尾健一郎さんに深く御礼申し上げます。

同輩の篠原雄一郎君、丹羽弘善君、渡辺裕美子さんには、研究に関して熱く議論するだけでなく、学生生活を通して時に楽しく、時に苦しさを分かち合いながら、切磋琢磨してきた最高の仲間であったと、心から感謝しております。

修士一年生の大平晃三君、都留大和君、永富悠君、両沢光一君、横山直規君、学部4年生の高崎勝之助さん、江原貴志君、尾山昌太郎君、甲斐寛君、奈良雅文君、松屋賢一君には、様々な角度から学生生活をサポートしていただきました。本当にありがとうございました。

また秘書の松方恵美様、岩本留理子様には研究活動及び生活全般にわたって、暖かく研究のサポートをして頂いたことはいまでもありません。心より御礼申し上げます。

最後に、長い学生生活を経済面、精神面で支え、私の身勝手な行動に対しても暖かく応援してくれた家族、いつもくだらない冗談を言い合い、日々の大学生活をより豊かなものにした友人に心より感謝し、謝辞といたします。

平成 17 年 2 月  
戸張 智貴

## 参考文献

- [1]EDMC「エネルギー・経済統計要覧」(財)省エネルギーセンター (2002)
- [2]エネルギー活用辞典編集委員会  
「エネルギー活用辞典」(株)産業調査会 辞典出版センター
- [3]西尾健一郎 他  
「ヒートポンプ給湯器や燃料電池C G Sなど家庭用エネルギー機器の技術選択分析」  
第24回エネルギー資源学会研究発表会
- [4]日本コージェネレーションセンターホームページ  
<http://www.cgc-japan.com/japanese/examine/exa12.html>
- [5]ヒートポンプ蓄熱センターホームページ <http://www.hptc.j.or.jp/ecocute/>
- [6]末包哲也 「CO<sub>2</sub>貯留技術の動向 1」地中(帯水層)貯留技術  
エネルギー資源学会学会誌 第26巻第六号(通巻154号)
- [7]辻毅一郎 他  
「関西文化学術都市における住宅用エネルギー消費の計測調査報告書(第Ⅱ部)」  
日本学術振興会 (2001)
- [8]室園晃徳  
「住宅における需要の不確実性を考慮したコージェネレーションシステムの  
最適運用戦略の検討」 東京大学大学院新領域創成科学研究科 修士論文 (2004)
- [9]NHK放送文化研究所「国民生活時間調査」日本放送出版協会 (2001)
- [10]総務省統計局統計センター「国勢調査」(2002)
- [11]総務省統計局資料 「平成16年全国消費実態調査」
- [12]電気事業連合会統計委員会編 「電気事業便覧平成13年版」 日本電気協会(2002)
- [13]鍋島一郎「動的計画法」森北出版(1968)
- [14]大阪ガスホームページ Eco-Will 商品説明ページ  
<http://www.g-life.jp/html/scene/cogeneration/ecowill/index.html>
- [15]東京電力ホームページ他  
<http://www.tepco.co.jp/e-rates/custom/gokatei/juuryou/index-j.html>  
<http://www.chuden.co.jp/tetsuduki/home/basic/dentou.html> 他
- [16]大阪ガスホームページ他  
<http://www.osakagas.co.jp/gasrate/menu/gaiyo.htm>  
<http://home.tokyo-gas.co.jp/userguide/ryo-kin/index.html> 他
- [17]森崎大介 「確率動的計画法を用いた家庭用ヒートポンプ給湯器の最適運用」  
東京大学工学部電気工学科 卒業論文 (2004)
- [18]野口勝義 「家庭用給湯におけるC G SとH P給湯器の技術間競合分析」  
東京大学工学部電気工学科 卒業論文 (2003)
- [19]IBEC 住宅建築省エネルギーハンドブック 2002

- [20] 国立社会保障・人口問題研究所  
「日本の世帯数の将来推計（都道府県別推計）」（2005年8月推計）
- [21] 総合資源エネルギー調査会需給部会 「2030年のエネルギー需給展望」
- [22] 小宮山涼一 「エネルギー市場自由化の下でのオンサイト電源導入可能性評価」  
東京大学大学院工学系研究科 博士論文（2002）
- [23] 経済産業省資源エネルギー庁電力・ガス事業部会編 「平成14年度電力需給の概要 52」
- [24] 経済産業省資源エネルギー庁電力・ガス事業部会編 「平成16年度電源開発の概要 49」
- [25] エンジニアリング振興石油開発環境安全センター  
「CO<sub>2</sub>地中貯留技術調査 平成5年度報告書」（1994）
- [26] 電気事業連合会ホームページ  
<http://www.fepc.or.jp/thumbail/env-report/warming01.html>
- [27] 住環境研究所ホームページ  
<http://www.eccj.or.jp/databook/2000/22-2.html>

## 発表実績

- [1] 「CO<sub>2</sub>排出量制約下での日本における最適電源構成の中期見通し」  
平成 17 年電気学会全国大会（2004 年 3 月）
- [2] 「家庭用 CGS・給湯用 HP の大規模導入時が日本のエネルギー需給・CO<sub>2</sub>排出量に及ぼす影響の評価」 第 22 回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス（2006 年 1 月）
- [3] 「負荷の不確実性を加味した家庭用 CGS・給湯用 HP の運用が日本のエネルギー需給・CO<sub>2</sub>排出量に与える影響評価」 平成 18 年電気学会全国大会（2006 年 3 月予定）