

数理計画法を用いた

電力システムの需給計画に関する研究

七原 俊也

②

数理計画法を用いた

電力システムの需給計画に関する研究

七原 俊也

目次

1. 緒言	1
2. 線形計画法モデルによる揚水式水力の電源構成比率に関する検討	5
2. 1 はじめに	5
2. 2 評価モデル	6
2. 2. 1 概要	6
2. 2. 2 定式化	6
2. 3 基本ケースに対する想定条件	12
2. 4 基本ケースの検討結果	13
2. 5 感度解析ケースの検討結果	14
2. 6 むすび	17
3. 線形計画法モデルによるコンバインドサイクル発電・揚水式水力の 出力潜在化に関する検討	39
3. 1 はじめに	39
3. 2 コンバインドサイクル・ガスタービン発電のモデル化と検討	40
3. 2. 1 モデリングの変更点	40
3. 2. 2 計算の前提条件	43
3. 2. 3 計算例	43
3. 3 揚水式水力の出力潜在化の簡易考慮方法	44
3. 3. 1 揚水式水力の出力潜在化	44
3. 3. 2 出力潜在化を考慮したモデル化	45
3. 3. 3 試算結果	47
3. 4 むすび	47
4. 線形計画法モデルによる負荷平準化の電源計画に及ぼす影響の検討	57
4. 1 はじめに	57
4. 2 検討の概要	57
4. 3 基本想定条件のもとでの計算結果	58
4. 4 各種負荷平準化方策の効果	59
4. 5 むすび	63
5. モンテカルロシミュレーション法による揚水池容量の検討	77
5. 1 はじめに	77
5. 2 シミュレーションモデル	77
5. 3 試算結果	82

5. 4	むすび	84
付録5. 1	火力ユニットの信頼性特性	85
付録5. II	深夜率の推移	85
6.	動的計画法による圧縮空気エネルギー貯蔵発電の最適運用方式	99
6. 1	はじめに	99
6. 2	ACC-CAESプラントの概念設計の概要	99
6. 3	モデリングと最適化手法	100
6. 4	試算例における想定条件	103
6. 5	ACC-CAESの運用パターンの試算結果	103
6. 6	需給運用からみたCAESの電力貯蔵効率	104
6. 7	むすび	107
7.	数理計画手法を用いた需給計画手法	117
7. 1	はじめに	117
7. 2	非線形計画法等を用いた需給計画手法	118
7. 3	ラグランジュ緩和法による火力機並解列手法	121
7. 4	分枝限定法を用いた火力・原子力ユニットの定期補修計画手法	125
7. 5	むすび	127
8.	結言	149
	参考文献	153
	発表論文	156

第 1 章

緒言

第1章 緒言

電力需給のバランスを図ることは、電力システムの計画・運用・制御におけるもっとも基本的な課題の1つである。その維持のために、長期的（電源計画）には想定需要を満たすために必要な電源等の開発を行い、中期的（需給計画・運用）には稼働可能な発電ユニット群を的確に組み合わせて運転し、短期的（需給制御）には時々刻々変化する需要に追従して発電ユニット群の出力を調整している。

電力需給に関わる周辺環境は、近年、大きく変化している。すなわち中長期的な電力需給を対象とする需給計画、電源計画では、下記のような変化が顕著となっている。

- ・電力需要については、空調需要の増大などに伴い、夏季の需要が増加し、年負荷率が低下傾向にある。また空調需要の増大に伴い、需要の気温感応度が増したため、最大電力の伸び率等の不確実性が増している。
- ・電源設備の立地に関しては制約が増えてきている。また原子力やLNG火力などの従来と異なる運用制約を有する電源や揚水式水力の電源構成比率が高まるなど、電源構成の内訳に変化が見られる。さらにはLNGコンバインドサイクル発電など新種電源も増えてきている。
- ・規制緩和に伴い、卸発電市場が導入されており、今後は小売自由化も導入される計画である。海外でも種々の形でさらなる規制緩和が議論・導入されている。

このような状況にあって、需給計画・電源計画では、種々の電源の特徴を的確に織り込んだ従来以上の詳しさを要する検討や、不確実な需要への対応など従来と異なる視点からの検討などが必要となってきている。また需給バランス維持のための選択肢として、デマンドサイドでの負荷平準化、IPP（独立系発電事業者：Independent Power Producer）など従来はほとんど考慮されていなかった要因についての検討の重要性も増している。

一方、需給計画・電源計画は、需給バランスを維持するなど種々の制約条件のもとで、最も経済的な電源の運用パターンや開発パターンを求める問題となるため、数学的には数理計画問題として定式化される。しかし同問題は、火力ユニットの並解列状況や補修停止など多くの整数変数を含む上に、電力システムの大規模化にともない、制約条件の錯綜化、問題の大規模化が避けられない。またそこでは、河川出水に依存して変化する一般水力の発電出力などの確率事象に加え、将来の景気動向などに左右される需要変動のような不確実性の影響を的確に取り入れる必要が増している。これらにより、需給計画・電源計画問題は、種々のタイプの制約条件が課せられた大規模な混合整数計画問題であり、しかも確率変動、不確実性等の影響も考慮すべききわめて厄介な最適化問題となる。

混合整数計画問題については手法の進歩も著しく[1]、また計算機の性能向上も著しいが、上記の需給計画・電源計画問題については、それらをもってしても的確な最適化は容易ではない。このような状況にあっては、最適化手法の改良のみならず、工学的センスを駆使し問題を局限化・単純化し、それら単純化した問題を適宜、組み合わせることにより検討目的を達することも重要な課題となっている。すなわち、対象とする問題

について考慮すべき要因を整理することにより、真に必要な要因だけを取り入れた最適化問題を構築し、その問題に適した数値計画法を適用することが重要となる。

需給計画および電源計画の基本的な計算論理については、これまで長年にわたり種々の研究が行われ、水力機および火力機の負荷分担など基本的な手法は概ね確立されていると考えることができる[2]。しかし、従来の手法およびそれを用いた検討は、下記の点で不十分である。

まず第一に、電源開発の選択肢が増している中で、それらの特性を適切に考慮しつつ、関連要因の不確実性に配慮した電源計画の検討は十分に行われていない。すなわち新規開発電源として原子力、石炭火力、揚水式水力など多様な電源が対象となってきているが、これらはそれぞれ固有の運用制約を有しているため、電源計画の中での需給運用面からの検討の重要性が増している。電源をどのように組み合わせるべきかという、いわゆる「ベストミックス」の問題は従来からも検討されてきた[3]が、石油危機等を経て前提とすべき燃料費等の条件が大きく変化するとともに、上述のように電源開発計画の検討に際しても需給運用をある程度、詳細に考慮する必要が生じているなど、それを取りまく環境には変化が見られる。特にピーク電源の中心として開発が進められつつある揚水式水力は、昼間負荷を夜間にシフトする運用上の特徴を有しているため、需給運用面からも詳細な検討を要する電源である。また電源計画の解析については、前提条件の不確実性が避けられないため、それへの配慮も不可欠である。

第二に、新種の供給力等の評価の問題がある。このような新種電源としては、最近新たに多数台導入されてきたコンバインドサイクル発電以外にも、現在、開発が進められている圧縮空気エネルギー貯蔵発電など、種々の新しい発電方式や電力貯蔵方式がある。これらの新種電源については、たとえば

- ・ガスタービンを構成要素とするコンバインドサイクル発電などの発電方式は夏季に出力が大きく低下するなど、需給運用面から見て従来の火力発電と異なる特徴を有している。
- ・圧縮空気エネルギー貯蔵発電については、発電時に貯蔵されていた空気以外に燃料を要するという従来型電源に見られない特徴を有しているため、その有効性の評価にあたっては需給運用面からの検討が不可欠となっている。

などの特徴がある。これらの電源の評価にあたっては、これらの特徴を的確にモデリングし、電源計画・需給計画の視点から検討する必要が生じている。なお電源ではないが、種々の負荷平準化方策の効果の評価も同種の課題である。

第三に、大規模な最適化問題となる需給計画問題の効率的な解法の開発が重要である。すなわち発電ユニットの補修計画問題や火力ユニットの起動停止計画問題は、制約条件が錯綜した大規模な組合せ最適化問題として定式化される。これらの最適化は、適合した数値計画法を利用することは当然としても、問題の特徴をうまく利用した解法を開発する必要がある。

本研究では、上記に応えるために、数値計画法を選択・適用し、下記の手法の開発をするとともに、対象とする問題の基本的な性質を明らかとするためモデル系統での検討を行った。

○第2章：線形計画法モデルによる揚水式水力の電源構成比率に関する検討

揚水式水力はピーク電源ないしは供給予備力対応電源の中心として開発が進められているが、その役割の評価にあたっては、ベース電源の設備利用率の向上、ピーク火力の発電抑制などを助案し、他の電源と組み合わせた総合的な運用を考慮した需給計画（電源計画）の面からの検討が求められていた。本章では、需給運用をある程度綿密に考慮し、しかも各種要因に対する感度解析が容易である線形計画法による解析手法を開発し、ベース電源の容量、化石燃料価格、年負荷率などの各種の不確実な要因が揚水開発に与える影響について検討する。

○第3章：線形計画法モデルによるコンバインドサイクル発電・揚水式水力の出力潜在化に関する検討

近年、LNG火力については改良型コンバインドサイクル発電（ACC）が開発の主流となってきたが、同方式ではガスタービン発電を用いているため夏季に出力が低下するという特徴を有している。また揚水式水力では、貯水池容量に比し発電所出力を大きく設計するケースが増えてきており、季節別の負荷曲線の違いが揚水運用に与える影響の分析が重要な課題となってきた。このため本章では、これらを前章で述べた線形計画法を用いた最適電源計画手法に組み入れ、それらの影響を明らかにする。

○第4章：線形計画法モデルによる負荷平準化の電源計画に及ぼす影響の検討

夏季の空調需要の増大等に起因し年負荷率は低下傾向にあり、設備投資の低減、設備の利用率の向上などのために負荷平準化が大きな課題となっている。海外では、負荷平準化の電源計画に及ぼす影響については、統合資源計画(Integrated Resource Planning) [4]などの一環として検討されているが、わが国では、定量的な評価例はほとんど見あたらない。そこで本章では、前章までに述べた最適電源構成手法を利用し、太陽光発電、電気自動車、スーパーヒートポンプ、水蓄熱空調が導入された場合の影響を電源計画の観点から明らかにする。

○第5章：モンテカルロシミュレーション法による揚水池容量の検討

ピーク電源の中心である揚水式水力発電所の所要貯水池容量は、それがどのように運転されるか、すなわちピーク負荷の持続時間の長さや、深夜や週末にどの程度の揚水運転を確保できるかなどに依存するが、揚水式水力の運転形態は、電力システムの需給の逼迫度、負荷パターン、電源構成、揚水式水力の運用の考え方など種々の要因に大きく影響されるため、これらを考慮した上で池容量について検討することが重要である。本章では、所要池容量の検討のための、モンテカルロ法による揚水式水力の運用シミュレーション手法を開発し、供給信頼度指標を用い、所要池容量が負荷パターン、電源構成、揚水式水力の運用形態などにどのように影響を受けるかについて検討する。

○第6章：動的計画法による圧縮空気エネルギー貯蔵発電の最適運用方式

新しい電力貯蔵方式の一つである圧縮空気エネルギー貯蔵発電(CAES)は、主に既存技術の組合せで実現可能なため、他の新型電力貯蔵設備に比較して早期の実用化が期待できる有望な新しい発電方式である。しかしCAESは、発電時に、軽負荷時に貯槽に蓄えた空気以外に燃料を要するなど、他の電力貯蔵設備とは大きく異なった特性を有しているため、その得失を他の電力貯蔵設備との比較で評価することはきわめて困難である。こ

れに応えるため、本章では、動的計画法を用いたその最適運用計画手法を提案し、揚水式水力との比較でCAESの得失について検討する。

○第7章：数理計画手法を用いた需給計画手法

需給計画手法は電力システムの基本的な解析手法の1つであるが、種々のタイプの制約条件が課せられた大規模な混合整数計画問題として定式化されるため、的確な最適化は困難である。本章では、このような大規模かつ複雑な需給計画のために新たに開発した手法として、火力発電ユニット等の基本的な需給運用シミュレーション手法の改良、ラグランジュ緩和法による火力ユニットの並解列計画手法、および分枝限定法に基づく火力・原子力ユニットの補修計画手法について述べる。

第2章

線形計画法モデルによる揚水式水力の 電源構成比率に関する検討

2. 線形計画モデルによる揚水式水力の電源構成比率に関する検討

2.1 はじめに

揚水式水力はピーク電源の中心として開発が進められている。また将来は、研究開発が進められている新型二次電池や超電導エネルギー貯蔵などの新しい電力貯蔵方式も実用化されることが期待される¹⁾。

揚水式水力（以下、電力貯蔵装置も含めるものとする）は、電源計画・需給計画の面からは次のような特徴を有している。

- ① 重負荷時に発電運転を行うとともに、軽負荷時には動力運転を行うことにより、負荷平準化を行う。
- ② 原子力・火力等と比べ、建設単価が安く、耐用年数が長いため、固定費が安いことが多い²⁾。一方、可変費については、揚水総合効率が70%程度とロスがあるため、他の電源に比べ高いことが多い。
- ③ 負荷変動に対する追従性が高く、需給の変動に応じた融通に富む電源運用が可能である。

これらの特徴を活かし、揚水式水力はピーク負荷対応および供給予備力対応として利用されている。

しかし揚水式水力の役割を需給計画（電源計画）の面から定量的に評価することは容易でない。これは1つには、ベース電源の設備利用率の向上、ピーク火力の発電抑制などを考慮し、他の電源と組み合わせた総合的な運用を考慮し検討する必要があるためである。揚水式水力の電源構成比率について、これまで参考文献1から3のような検討がなされてきた。しかしこれらの検討は、需給運用の模擬が簡略的である、想定条件の見直しが必要であるなどとともに、前提条件の変化に対する十分な検討が行われていないため、揚水開発について十分な知見を与えているとは言い難い。また新規設備を指定し需給シミュレーションを行うことにより、将来の電源運用を予想し、揚水式水力の開発の経済性を検討する方法も広く採用されているが、その場合、前提条件が変化した時の揚水式水力の適正開発量への影響などについて、一般的な特徴を導くことは困難である。

このため本章では、需給運用をある程度綿密に考慮し、しかも各種要因に対する感度解析が容易である解析手法を開発し、揚水開発について電源計画の面から検討した結果を述べる。そこでは特に各種の要因が揚水式水力の適正構成比率にどのような影響を及ぼすかに焦点を当てることとする。そこでは第一に2.2節で、このために開発した揚水式水力の運用に特に主眼をおいた線形計画モデルについて記す。同モデルでは、揚水式水力の日間・週間運用を考慮し年間の経費（固定費および可変費）からみて最適な電源構成と運用を探索するものである。次に2.3節、2.4節で基本的な想定条件と、それに対

¹⁾ 二次電池などの電力貯蔵設備も全系からみた場合、揚水式水力と同様の役割を果たす。このため、以下の揚水式水力についての議論の多くは、各種の電力貯蔵設備にも適用することができる。

²⁾ ただし単純サイクルガスタービン発電などピーク電源に適した一部の電源にはこれは当てはまらないこともある。

する解析結果を述べ、2.5節でその結果をもとにベース電源の容量、化石燃料価格、年負荷率などの要因に対する感度解析の結果を示す。これらの検討を通じ電源計画の面からみた、揚水開発について考察する。

2. 2 評価モデル

2. 2. 1 概要

開発した手法の特徴は下記の通りである。なお図2.1に評価モデルの概要を示す。

- ① 想定対象とする年度断面に対する線形計画法モデル（LPモデル）である。
- ② 電源開発、電源の補修停止計画および運用計画の三者を総合的に扱い、電源構成を最適化する。
- ③ 年間の需給運用は下記の代表時点に対し、日負荷持続曲線を想定し検討する。
 - ・年間：四季（春・夏・秋・冬）
 - ・週間：代表曜日（平日、土曜、日曜など）
 - ・日間：たとえば6時間帯／日
- ④ 電源は、電源種別ごとにまとめて扱い、個別の発電ユニットは考慮していない。電源種別としては原子力、石炭火力、LNG火力、石油火力、揚水式水力などを対象としている。なお一般水力・地熱については、出力を予め負荷曲線から差し引いている。
- ⑤ 総電源設備容量は、年最大電力に供給予備力、発電所内動力、発電ユニットの補修停止出力、濁水による一般水力の供給力低下を加えたものとなる。なお電源の補修停止計画も計算結果であるため、一般には総電源設備容量は計算結果ごとに異なる。
- ⑥ 揚水式水力は、需給変動に応じて、日間運用および週間運用を行うものとしたが、週末には翌週に備え上部貯水池の水位を満水位とするものとしている。また混合揚水の自流分を考慮することもできる。

2. 2. 2 定式化

下記に定式化の詳細を示す。

I. 添字

- (1) i : 電源種別
 - $i = 1$: 原子力
 - $i = 2$: 石炭火力
 - $i = 3$: LNG火力
 - $i = 4$: 石油火力
 - $i = 5$: 揚水式水力
- (2) m : 季節
 - $m = 1$: 春
 - $m = 2$: 夏
 - $m = 3$: 秋
 - $m = 4$: 冬

(3) n : 曜日種別

$n = 1$: 平日

$n = 2$: 土曜日

$n = 3$: 日曜日

(4) 日負荷持続曲線時間帯

$t = 1$: 深夜時間帯

.....

$t = 6$: ピーク時間帯

(5) 日負荷持続曲線負荷帯

$j = 1$: 最低負荷帯

.....

$j = 6$: ピーク負荷帯

II. 変数および定数

下記のうち、英小文字および Δ から始まるものは変数、英大文字ないしは Δ 以外のギリシャ文字から始まるものは定数である。

なお下記の量はすべて送電端値とした。また下記のうち変数については、電源開発量 Δx のように上下限値を与えて、その範囲内で計算を行なっている場合もある¹⁾。

ACF_i : i 電源の年経費率 [p u] ($i = 1 \sim 5$)

$Aave_i$: i 電源の年設備利用率 (指定値) [p u] ($i = 1 \sim 5$)

$Amin_i$: i 電源の各季の設備利用率の下限 [p u] ($i = 1 \sim 5$)

$Amax_i$: i 電源の各季の設備利用率の上限 [p u] ($i = 1 \sim 5$)

C_i : i 電源の建設単価 [円/k W] ($i = 1 \sim 5$)

D_t : 日負荷持続曲線の t 時間帯の時間数 [h] ($t = 1 \sim 5$)

F_i : i 電源の燃料単価 [円/kg, 円/l] ($i = 1 \sim 5$)

$FCmin_i$: i 電源の季間の燃料消費量の下限 [kg, l] ($i = 1 \sim 5$)

$FCmax_i$: i 電源の季間の燃料消費量の上限 [kg, l] ($i = 1 \sim 5$)

H_i : i 電源の年間補修率 [p u] ($i = 1 \sim 5$)

$Hmin_i$: i 電源の各季節における補修停止率の下限 [p u] ($i = 1 \sim 5$)

$Hmax_i$: i 電源の各季節における補修停止率の上限 [p u] ($i = 1 \sim 5$)

HR_i : i 電源の熱消費率 [kcal/k Wh] ($i = 1 \sim 5$)

$Pbot_m$: m 季の日負荷曲線の深夜最低需要 [MW] ($m = 1 \sim 4$)

$Peak_m$: m 季の日負荷曲線の日最大需要 [MW] ($m = 1 \sim 4$)

P_{nm} : m 季 n 日タイプの t 時間帯の需要 [MW]

($m = 1 \sim 4, n = 1 \sim 3, t = 1 \sim 6$)

R : 既設揚水式水力の池容量 [MWh]

RC : 新設揚水式水力の池容量 (発電継続時間) [h]

¹⁾ 線形計画法の用語を用いれば、バウンド制約のこと。

- s_{im} : i 電源の m 季におけるバランス停止量 [MW] ($i = 1 \sim 5, m = 1 \sim 4$)
 T_{jt} : 日負荷持続曲線の j 負荷帯の継続時間数 [h] ($t = 1 \sim 6$)
 u_{imn} : m 季 n 日タイプの t 時間帯における揚水式水力の発電出力 [MW]
 ($m = 1 \sim 4, n = 1 \sim 3, t = 1 \sim 6$)
 v_{imn} : m 季 n 日タイプの t 時間帯における揚水式水力の動力負荷 [MW]
 ($m = 1 \sim 5, n = 1 \sim 3, t = 1 \sim 6$)
 W_m : n 日タイプの m 季における出現頻度 ($m = 1 \sim 4, n = 1 \sim 3$)
 X_i : i 電源の既設電源容量 [MW] ($i = 1 \sim 5$)
 y_{imn} : m 季 n 日タイプの j 負荷帯における i 電源の負荷分担 (図 2.2 参照)
 ($i = 1 \sim 5, m = 1 \sim 4, n = 1 \sim 3, j = 1 \sim 6$)
 z_{im} : m 季における i 電源の補修停止容量 [MW] ($i = 1 \sim 5, m = 1 \sim 4$)
 β : 揚水式水力の池容量の日間使用率 [pu]
 γ_i : i 電源の最低出力/最大出力 [pu] ($i = 1 \sim 5$)
 δ_m : 確保すべき供給予備力 [pu] ($m = 1 \sim 4$)
 Δr : 新設揚水式水力の池容量 [MWh]
 Δx_i : i 電源の新設電源容量 [MW] ($i = 1 \sim 5$)
 ϵ : 確保すべき運転予備率 [pu]
 ζ : 揚水式水力の最大動力/最大発電電力 [pu]
 η : 揚水式水力の総合効率 [pu]
 λ_i : i 電源用燃料の発熱量 [kcal/kg, kcal/l] ($i = 1 \sim 5$)
 μ_{in} : i 電源の n 日での (週末) 停止可能率 (平日並列容量に対する比) [pu]
 ($i = 1 \sim 5, n = 1 \sim 3$)

Ⅲ. 定式化

(1) 最大電力バランス

各季のピーク需要を、所要供給予備力を持って、充足する条件。

$$\sum_{i=1}^5 (X_i + \Delta x_i - z_{im}) \geq (1 + \delta_m) \text{Peak}_m \quad (2.1)$$

$m = 1 \sim 4$

(2) 深夜時の kW バランス

深夜低負荷時にも需給バランスが保たれる (言い換えれば余剰を吸収できる) 条件。

$$\sum_{i=1}^5 \gamma_i (1 - \mu_{in}) (X_i + \Delta x_i - s_{im} - z_{im}) \leq P_{\text{bot}_m} + X_c + \Delta x_c \quad (2.2)$$

$m = 1 \sim 4, n = 1 \sim 3$

(3) 補修・バランス停止容量の限界

停止容量に関する当然の制約条件。

$$s_{im} + z_{im} \leq X_i + \Delta x_i \quad (2.3)$$

$i = 1 \sim 5, m = 1 \sim 4$

(4) 電源の補修停止

(4-1) 補修停止容量

決められた補修量を確保するための条件。

$$\sum_{i=1}^5 z_{i,m} = H_i (X_i + \Delta x_i) \quad (2.4)$$

$i = 1 \sim 5$

(4-2) 補修停止容量の上下限

各季の補修量の上下限を与える条件。

$$H_{\min} (X_i + \Delta x_i) \leq z_{i,m} \leq H_{\max} (X_i + \Delta x_i) \quad (2.5)$$

$i = 1 \sim 5, m = 1 \sim 4$

(5) 日負荷曲線ごとの時間帯別 kW バランス

発電出力を日負荷持続曲線と合致させる条件。これは電力量バランスを計算する際の中心的な制約条件である。なおここに図2.2に示す負荷帯の考え方をういているが、これは計算効率の向上を目指したものである[4]。

$$\sum_{i=1}^5 \sum_{m=1}^4 y_{i,m} + u_{i,m} = P_{i,m} + v_{i,m} \quad (2.6)$$

$$m = 1 \sim 4, n = 1 \sim 3, t = 1 \sim 6$$

(6) 揚水式水力以外の電源への配分 kW の限界

(6-1) 下限

各日タイプでの解列の可能性とプラント最低出力を考慮した、深夜帯出力に関する制約条件。

$$\gamma_i (1 - \mu_{i,m}) (X_i + \Delta x_i - s_{i,m} - z_{i,m}) \leq y_{i,m} \quad (2.7)$$

$i = 1 \sim 4, m = 1 \sim 4, n = 1 \sim 3$

(6-2) 上限

出力が設備から定まる上限を超えないという制約条件。

$$(X_i + \Delta x_i - s_{i,m} - z_{i,m}) \geq \sum_{i=1}^5 y_{i,m} \quad (2.8)$$

$$i = 1 \sim 5, m = 1 \sim 4, n = 1 \sim 3$$

(7) 揚水式水力への配分 kW の限界

(7-1) 発電出力

発電出力が設備から定まる上限値を超えないという制約条件。

$$u_{i,m} \leq X_i + \Delta x_i \quad (2.9)$$

$$m = 1 \sim 4, n = 1 \sim 3, t = 1 \sim 6$$

(7-2) 揚水動力

揚水動力が設備から定まる上限値を超えないという制約条件。

$$v_{im} \leq \zeta (X_i + \Delta x_i) \quad (2.10)$$

$$m = 1 \sim 4, n = 1 \sim 3, t = 1 \sim 6$$

(8) 揚水式水力の運用

(8-1) 週間運用

揚水式水力を週間運用する条件 (図2.3参照)。

$$\sum_{m=1}^3 W_m \sum_{i=1}^6 D_i (u_{im} - \eta v_{im}) = 0.0 \quad (2.11)$$

$$m = 1 \sim 4$$

(8-2) 日間運用の限界

揚水式水力の1日間で貯水量変化の上下限を与える条件。

$$-\beta (R + \Delta r) \leq \sum_{i=1}^6 D_i (u_{im} - \eta v_{im}) \leq \beta (R + \Delta r) \quad (2.12)$$

$$m = 1 \sim 4, n = 1 \sim 3$$

(9) 設備利用率制約

硬直化電源を模擬するための制約条件である。

(9-1) 年利用率制約

年間の設備利用率を指定値とする条件。なお下式で、等号の代わりに、不等号や制約なしのいずれかを選択することもできる

$$\sum_{m=1}^4 \sum_{n=1}^3 W_m \sum_{i=1}^6 y_{im} T_i = 8760 \cdot Aave, (X_i + \Delta x_i) \quad (2.13)$$

$$i = 1 \sim 4$$

(9-2) 各季の上下限

各季の設備利用率に上下限を与える条件。

$$\begin{aligned} 24 \sum_{m=1}^3 W_m Amin_i (X_i + \Delta x_i) &\leq \sum_{m=1}^3 W_m \sum_{i=1}^6 y_{im} T_i \\ &\leq 24 \sum_{m=1}^3 W_m Amax_i (X_i + \Delta x_i) \end{aligned} \quad (2.14)$$

$$i = 1 \sim 5, m = 1 \sim 4$$

(10) 燃料制約

各季の燃料消費量に制約を与える条件。

$$\begin{aligned} FCmin_i \cdot \lambda_i / 4 &\leq \sum_{m=1}^3 W_m \sum_{i=1}^6 T_i HR_i y_{im} \\ &\leq FCmax_i \cdot \lambda_i / 4 \end{aligned} \quad (2.15)$$

$$i = 1 \sim 5, m = 1 \sim 4$$

(1 1) 池水位の制約

日間に貯水量がゼロとまらない条件。

$$\sum_{i=1}^6 D_i u_{i,m} \leq R + \Delta r \quad (2.16)$$

$$m = 1 \sim 4, n = 1 \sim 3$$

(1 2) 揚水式水力の池容量

新設揚水式水力の池容量を規定する条件。

$$\Delta r = RC \Delta x_6 \quad (2.17)$$

(1 3) 負荷配分上の制約

本項に示す条件は、計算結果が物理的に見て奇妙な負荷配分となることを防止するためのものである。

(1 3-1) 週間の負荷配分

各電源の平日の負荷の方が土曜・休日の負荷より大きいという条件。

$$\sum_{i=1}^6 y_{i,m} \geq \sum_{i=1}^6 y_{i,m+1} \quad (2.18)$$

$$i = 1 \sim 5, m = 1 \sim 4, n = 1 \sim 2$$

(1 3-2) 揚水式水力の発電運転

ピーク時間帯の方が、揚水式水力の発電電力が大きいという条件。

$$u_{i,m} \geq u_{i,m+1} \quad (2.19)$$

$$m = 1 \sim 4, n = 1 \sim 3, t = 1 \sim 5$$

(1 3-3) 揚水式水力の動力運転

深夜時間帯の方が、揚水式水力の動力負荷が大きいという条件。

$$v_{i,m} \leq v_{i,m+1} \quad (2.20)$$

$$m = 1 \sim 4, n = 1 \sim 3, t = 1 \sim 5$$

(1 4) 目的関数

目的関数は、下式に示す新設電源の固定費と新設・既設電源の可変費の和とした。

$$\begin{aligned} \text{OBJ} = & \sum_{i=1}^6 (C_i \cdot \text{ACF}_i \cdot \Delta x_i) \\ & + \sum_{m=1}^4 \sum_{n=1}^3 W_m \sum_{i=1}^6 F_i y_{i,m} T_i \text{HR}_i / \lambda_i \end{aligned} \quad (2.21)$$

2. 3 基本ケースに対する想定条件

下記の条件に対し、揚水開発の経済性を検討した。ここに以下の条件は基本的な想定条件であり、前述のように、この条件をベースにした種々の感度解析を実施した。なお下記の条件は、需要想定等は電気事業審議会需給部会の中間報告（平成2年6月）[5]の2010年度断面に準拠している。

a. 想定需要

電気事業審議会需給部会の中間報告に従い、年最大電力（送電端値）は20,210万kWとした。一方、将来の負荷曲線については、エアコン需要の増大など負荷率の低下要因と、負荷平準化方策の導入などの負荷率の向上要因とがあり、その想定はきわめて難しい。このため、ここでは負荷パターンとして、比較的的平均的な気象条件であった昭和61年度の実績値（9社計、発電受端）を用いた。同年の年負荷率は59%であるが、負荷パターン、年負荷率の動向については不透明であるため、本章の検討では年負荷率はパラメータとして変化させている。なお一般水力、地熱、分散型電源については、その設備容量、発電パターンを所与とし、その出力は負荷曲線より予め差し引いている。図2.4に想定した負荷曲線の一例を示す。

b. 電源の扱い

① 原子力

原子力は一定出力で運転されるものとした。検討年度断面における電源容量と設備利用率は、参考文献5に従い、それぞれ7,200万kW、75%とした。なお基本的には、負荷追従運転は行わないこととした。

② 石炭火力

設備容量や発電電力量についての制約を考慮していない。なお最低出力は最大出力の30%とした。

③ LNG火力

設備容量については制約を考えていないが、LNGの輸入に関わる制約（take-or-pay）に因る運用の硬直性を考慮するために、年間を通じ設備利用率を一定（43.3%[5]）とした。最低出力（起動停止を考慮した値）は最大出力の15%とした。

④ 石油火力

設備の新設がないものとし、設備容量を4,020万kW[5]とした。なお最低出力は10%とした。

⑤ 揚水式水力

開発量は変数とした。ここに揚水総合効率は70%、池容量は10時間とし、週間運用を行うこととしている。

なお表2.1に各種電源の経済性関係諸元を、表2.2に最低出力関係の諸元を示す。また各電源の設備利用率発電コストの関係を図2.5に示す。ここに建設単価と年経費率は平

成元年度運開ベース¹⁾、燃料費は平成2年度の値²⁾、補修日数は昭和63年度の値³⁾である。

2. 4 基本ケースの検討結果

基本ケースの解析結果として、各電源の設備容量、発電電力量、設備利用率を表2.3に、揚水式水力の開発量を変化させた場合の発電コストとの関係を図2.6に、揚水式水力の開発量の変化と他の電源の設備容量と設備利用率の関係を図2.7に示す。なおここに揚水式水力の設備利用率についても、他の電源と同様に、

$$\text{年間発電電力量} / (\text{8760時間} \times \text{定格出力})$$

と定義している。

本ケースに対する解析結果をまとめると下記の通りである。

- ① 発電コストが最小となる揚水式水力の電源構成比率⁴⁾は12%程度である。ただし、その曲線は最小値周辺で相当に平坦な形状を呈している。
- ② 揚水式水力の電源構成比率が増すにつれて燃料費(可変費)が減少している。これは揚水式水力の開発に伴い、燃料費の高いLNG火力の開発・運転が抑制されたことによっている⁵⁾。
- ③ 揚水式水力の電源構成比率が増すと、固定費が減少し、ある限度を越えると増加に転ずる。ここに固定費が減少するのは、揚水式水力の固定費が他の電源に比べ安い(表2.1参照)ためである。一方、増加に転ずるのは、揚水式水力の開発が進んだ場合、揚水資源を供給する電源(石炭火力)とペアで開発することが経済的となるためと考えられる。
- ④ 揚水式水力の電源構成比率が小さい場合に、原子力の設備利用率が補修停止を考慮した上限値である75%を若干下回っている。これは想定条件のもとで、軽負荷時に各電源を最低出力まで絞っても、供給力が需要を上回る状況が生じている⁶⁾ためである。揚水式水力の開発量が少ない場合は、余剰電力の吸収ができにくい場合もある。

¹⁾ ここで想定した建設単価以外に、電源の標準的な建設単価のデータとしては資源エネルギー庁による「電源別耐用発電原価試算」[6]の値がある。同試算の最新の値は平成4年運開電源の値(後述の表3.1参照)であるが、石炭火力を除けば表2.1と表3.1の建設単価は同程度の値であること、電源の建設単価はサイトの条件などに大きく異なることを考慮し、本検討では平成元年度運開ベースの建設単価のデータを利用した。

²⁾ この燃料単価は最近の燃料単価の5割り増し程度であり、将来の燃料費の価格上昇を考慮した条件と考えることができる。

³⁾ 原子力の補修日数は、実績値によるものではなく、設備利用率の上限値が75%となるように逆算して定めた。

⁴⁾ 以下、揚水式水力の電源容量を総電源容量で除した値を揚水構成比率と呼ぶ。

⁵⁾ 石炭火力の燃料費3.5円/kWhを、揚水総合効率70%で除した揚水式水力の等価的なピーク時の燃料費は5.0円/kWhとなり、LNG火力および石油火力の燃料費より安い(表2.1参照)。この場合、石炭火力による揚水資源が相当景得られるため、このような状況が起こっている。ただし燃料費が増大するか否かは、燃料単価、電源構成などの想定条件に左右される点には注意が必要である

⁶⁾ いわゆる「余剰電力」が生じている。

2. 5 感度解析ケースの検討結果

2. 3節に述べた種々の前提条件の今後についてはきわめて不確定である。このため、次の7つのパラメータを変化させた感度解析を行った。

- ① 原子力の設備容量
- ② 石炭火力の設備容量
- ③ 化石燃料価格
- ④ 揚水式水力の建設単価
- ⑤ 年負荷率
- ⑥ 石炭火力の設備利用率の上限値
- ⑦ 各種電源の補修期間

(1) 原子力の設備容量に対する感度

原子力容量の変化に対する電源構成、揚水式水力の電源構成および発電電力量に占めるシェア、および各電源の設備利用率の変化を図2.8に示す。

- ① 原子力の容量の増加に伴い、揚水式水力の設備構成比率が増加している。一方、石炭火力の電源構成比率は原子力の増大と対応して低下し、LNG火力の電源構成比率はほぼ一定で推移している。これは原子力と石炭火力とが、ベース電源として競合することを表わしている。
- ② 原子力の電源構成比率が30%を超えると、石炭火力の利用率が急激に低下するとともに、揚水式水力は電源容量と併せて発電電力量も著しく増大している。これは原子力による揚水源資が増大したことを表わしている。

(2) 石炭火力の設備容量の変化

石炭火力容量の変化に対する電源構成、揚水式水力の電源構成および発電電力量に占めるシェア、および各電源の設備利用率の変化を図2.9に示す。

- ① 石炭火力の設備容量を変えると、揚水式水力の設備構成比率には、ごくわずかの増加は見られるものの、ほぼ一定で推移している。一方、原子力の設備容量を一定としていることもあり、石炭火力の容量増加に伴い、LNG火力の容量が減少している。
- ② 石炭火力の設備利用率は、その容量増に伴い、低下している。これは石炭火力が、ベース負荷だけでなく、ミドル負荷も分担するようになるためである。なお石炭火力の増大に伴い、揚水式水力の設備利用率が増加、石油火力の設備利用率が減少しているのは、石炭源資による経済揚水が成立しているためと考えられる。すなわち、表2.2で石油火力の燃料費は9.3円/kWhであり、石炭火力の燃料費3.5円/kWhを揚水総合効率70%で除した値(5.0円/kWh)を上回るため、石炭源資の揚水発電が石油火力よりも経済的となったためと考えられる。

(3) 化石燃料価格の変化

1973年および1979年の石油危機の例を挙げるまでもなく、化石燃料価格の将来予測はきわめて困難である。そのためここでは化石燃料価格について、石油系燃料(石油およびLNG)の燃料費の上昇倍率を0.75倍から3倍まで変化させた。ここに石炭の燃料費の増

減は、過去の推移を見ても石油系燃料ほど大きくないことを考慮し、その上昇倍率を石油系燃料の半分とした。化石燃料価格の変化に対する電源構成および各電源の設備利用率の変化を図2.10に示す。

- ① 化石燃料価格の上昇・低下に伴い、石炭火力およびLNG火力の経済的な優劣関係に変化が生ずる。しかし計算結果を見ると、電源構成比率の変化は、基準条件より両者の間の燃料費格差が小さくなった時にだけ見られる。言い換えれば、基本想定条件は、既に、燃料費の油炭格差がかなり大きい条件となっている。
- ② 揚水式水力の電源構成比率については、化石燃料価格の変動にともない若干の変化が見られるものの、変化は小さい。
- ③ 化石燃料価格の変動にともなう設備利用率の変化は全般に、あまり大きくない。石炭火力の増大に対応し、その設備利用率は多少低下している。

(4) 揚水式水力の建設単価

揚水式水力の開発地点等の条件によりその建設単価は異なる。このためその限界建設費を求めること等を目的に、揚水式水力の建設単価に対する感度解析を行った。ここに、深夜軽負荷時の需給バランスに大きな影響を及ぼす要因として負荷追従運転の有無があるため、ここではそれが有る場合および無い場合の両ケースについて検討を行った。揚水式水力の建設単価の変化に対する揚水構成比率の変化を図2.11に、原子力の負荷追従運転を考えない場合の電源構成および各電源の設備利用率の変化を図2.12に示す。

- ① 揚水式水力の建設単価の上昇に伴い、揚水式水力の電源構成比率は低下する。原子力の負荷追従運転がある場合には、揚水式水力の建設単価30万円/kWhがその開発の限界建設費（ブレイクイーブンコスト）となっている。これはこの場合、揚水式水力とLNG火力の年経費（固定費）が同程度となり¹¹、揚水開発のメリットがなくなるためである。
- ② 設備利用率については、揚水構成比率が増大すると、石炭火力の設備利用率が上昇する以外には一般的な傾向は見られない。
- ③ 揚水式水力の電源構成比率は、原子力負荷追従運転を想定しない場合（基本条件）にそうでない場合に比べ1%程度高くなっている。これは計算条件のもとで軽負荷時に余剰対応揚水が行われていることを示している。

(5) 年負荷率の変化

本項では、年最大電力を一定に保ち、年負荷率を変化させた場合の影響について検討する。今後の年負荷率の変化については種々の見通しがあるが、それに伴う負荷パターンの変化の様相については定説がない。そのため本節では、図2.13に示す方法で、年負荷持続曲線が全般的に変化するものとして、年負荷率を変化させた。年負荷率の変化に

¹¹ 表2.2によれば揚水式水力の固定費（年経費）は揚水建設費を300[千円/kWh]とすれば

$$33[\text{千円/kWh年}] = 300[\text{千円/kWh}] \times 10.95[\%]$$

となるが、競合対象であるLNG火力に対しては固定費（年経費）は

$$33[\text{千円/kWh年}] = 218[\text{千円/kWh}] \times 14.93[\%]$$

と同程度となる（表2.1参照）。

対する電源構成および各電源の設備利用率の変化を図2.14に示す。

- ① 年負荷率の上昇に伴う各電源の設備構成比率は、石炭火力については上昇、LNG火力および揚水式水力については低下している。これは石炭火力がベース電源、LNG火力がミドル電源、揚水式水力がピーク電源としての役割を果たしていることから考えて妥当な結果である。
- ② 年負荷率の上昇に伴い、石炭火力の容量が増加するが、併せてその設備利用率も上昇している。一方、年負荷率の向上に伴い揚水式水力については容量は減少するが、設備利用率はやや増大している。これも工学的に妥当な結果である。

(6) 石炭火力の設備利用率の上限の変化

石炭火力について、将来、地球温暖化抑制のため二酸化炭素排出規制が実施に移されれば、他の電源に比べその影響を大きく受ける可能性がある。このため本節では、石炭火力の設備利用率に上限値を設け、それを変化させたケースの検討を行った。石炭火力の設備利用率上限値の変化に対する電源構成および各電源の設備利用率の変化を図2.15に示す。

- ① 石炭火力の設備利用率の上限値が40%程度以下となると、石炭火力に代わってLNG火力が開発されている。これは設備利用率を低く抑えた場合、石炭火力開発が経済的でなくなることを表している。なお揚水式水力の電源構成比率は、石炭火力の設備利用率の上限値の増大に伴い、わずかながら増加している。これは安価な揚水水源資が増大することによると考えられる。
- ② 設備利用率からの観点から見ると、石炭火力の設備利用率の上限値が70%程度の場合に揚水式水力の設備利用率が上昇している。これはこの値程度から安価な揚水水源資が増大していることを示唆している。なお石炭火力の設備利用率の上限値の変化にともない、石油火力の設備利用率が大きく変動している。

(7) 原子力・火力の補修日数の変化

原子力・火力の補修日数の変化に対する電源構成および各電源の設備利用率の変化を図2.16に示す。ここに原子力については基本条件では91日である補修日数を110日に、火力については基本条件では50日である補修日数を37日にした場合の影響について検討している。

- ① 電源構成への影響はあまり大きくないが、原子力の補修期間が伸びた場合、石炭火力の電源構成比率がやや増加、揚水式水力の電源構成比率がやや減少している。これは、補修日数の増加は実際に運転される原子力の供給能力の減少をもたらすことを考えれば妥当な結果である。なお火力補修日数の減少の影響はほとんど見られない。
- ② 原子力の補修期間が伸びた場合、石炭火力および揚水式水力の設備利用率はやや増加している。この理由は上記と同じである。また火力補修日数が減少した場合には、ピーク負荷を分担している石油火力・揚水式水力の設備利用率がやや低下している。

(8) まとめ

感度解析の結果を表2.4にまとめる。

2. 6 むすび

本章では、電源構成上の揚水式水力（電力貯蔵設備）の役割の評価のために、線形計画法モデルを開発し、パラメトリック分析を行った。これによりベース電源との組合せや、負荷率の変化に対応する揚水式水力の役割の変化を明らかにすることができた。すなわち、最経済となる揚水式水力の電源構成比率は種々の要因に左右されるものの、上記の結果を大胆に要約すると下記の通りである。

- ① 発電コストが最小となる揚水式水力の電源構成比率は、計算した範囲では、10%～15%程度である。なお計算結果においては、揚水式水力は、基本的に、固定費が他の電源に比べ小さいことから導入されることが多かったが、軽負荷時の余剰電力対応のために導入される場合もあった。
- ② 上記の最適揚水構成比率は、原子力の電源構成比率や電力需要の負荷率などの要因に大きな影響を受ける。

ただし、上記の解析結果については、次の点に注意する必要がある。

- 本章に示す結果は、揚水式水力の費用・便益を、負荷平準化を目指すピーク電源としての経済性の観点から評価したものである。しかし揚水式水力の便益としては、これ以外にも運転予備力の確保や調相機運転の実施等による信頼度向上がある。後者についての費用・便益分析はきわめて難しい課題であるが、残された課題である。
- 国際的な原油需給の変化や為替相場などの変動による化石燃料価格の変動は大きく、これに伴い電源間の経済的競合関係も大きく変化する。本節でも化石燃料価格の1つの変化パターンに対する感度解析の結果を示したが、変化パターンには無限のパターンがあり、これまでの経験から見ても、その想定により計算結果も変化する。特にベース電源の燃料費とピーク電源の燃料費の相対関係が計算結果に相当の影響を及ぼす点には、留意が必要である。
- 本章に述べた結果は各種電力貯蔵方式の評価にも適用できる。しかし本検討は需給計画面に絞った評価であるため、各種の新しい電力貯蔵設備を評価する場合には、需要値近接設置の効果の評価（二次電池など）、きわめて迅速な即応能力の評価（超電導エネルギー貯蔵など）を併せて考慮する必要がある。なお圧縮空気貯蔵エネルギー貯蔵については、需給運用特性が異なるため、本評価の結果はそのままは適用できない。

なお第3章では、本章に示した手法を改良し、揚水式水力以外のピーク電源の検討、各種の新種電源の検討、負荷平準化の効果の検討、揚水式水力の出力潜在化の検討組み込みなどについて検討する。

1. 需要データ

- ・最近の実績をもとに日負荷曲線を作成
- ・年間12カ月を4代表月に集約
- ・一般水力・地熱はあらかじめ差し引き

2. 電源データ

- ・既存設備の容量
- ・建設単価
- ・燃料単価
- ・電源種別：原子力、石炭、LNG、石油火力、揚水式水力

3. 運用データ

- ・供給予備率
- ・電源の最低負荷
- ・DSS可能性
- ・電源補修日数
- ・燃料消費量制約 など

(評価モデル)

線形計画法により下記の制約を考慮し最適化

[制約条件]

- ・年最大電力バランス
- ・週間・日間の需給バランス
- ・電源の定期補修計画
- ・電源の最低負荷制約
- ・電源の設備利用率制約
- ・電源開発量上下限
- ・揚水池運用 など

[目的関数]

新設電源の固定費
+ 既設・新設電源の燃料費

入力

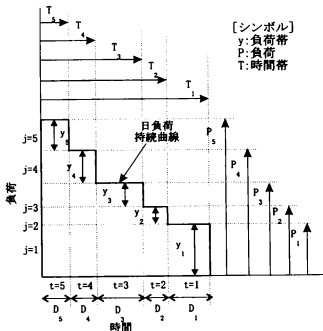
出力

- ・電源新設置
種別ごとの開発量
年間の固定費

- ・電源運用
種別ごとの
発電電力量
設備利用率
日間運用パターン
年間の固定費

- ・電源の補修計画

図2.1 評価モデルの概要



(注)本図では、簡単のため、数字 m, n は省略し、 t および l の最大値は5とした。また揚水式水力の発電・動力運転は図示しなかった。

図2.2 日負荷曲線の時間帯 (t) と負荷帯 (l) の関係

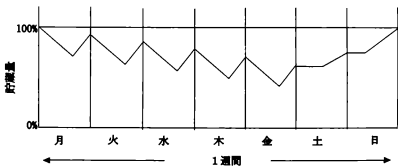
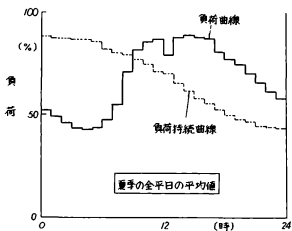
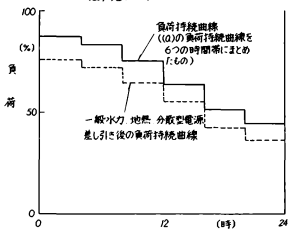


図2.3 揚水池の週間運用



(a) 元データ



(b) 計算に用いた負荷曲線

図2.4 想定した負荷曲線 (夏季・平日)

表2.1 想定した電源の経済性諸元

	建設単価 [万円/kW]	年経費率 [%]	燃料費 [円/kWh]	補修日数 [日]
原子力	29.4	16.22	2.2	91 ¹⁾
石炭火力	25.4	15.76	3.5	50
LNG火力	21.8	14.93	6.4	50
石油火力	21.3	15.30	9.3	50
揚水式水力	16.6	10.95	---	0

- (注) 1. 原子力の設備利用率は、電気事業審議会中間報告を考慮し、75%を上限とした。
 2. 原子力については夏季補修もあるものとした。一方、火力については、夏季補修は仮定していない。

表2.2 想定した電源の最低出力関連諸元

	最低負荷 [%]	DSS機 [%]	WSS機 [%]
原子力	100	0	0
石炭火力	40	0	20
LNG火力	25	20	40
石油火力	25	40	60

- (注) DSS : Daily Start-up and Shut-down
 WSS : Weekly Start-up and Shut-down

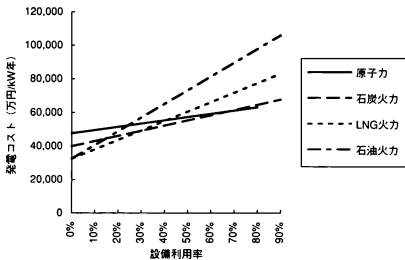


図2.5 想定した電源のスクリーニングカーブ

表2.3 基本ケースの計算結果

	設備容量率 [%]	発電電力量率 [%]	設備利用率 [%]
原子力	28	43	75
石炭火力	19	28	73
LNG火力	13	11	43
石油火力	15	3	11
揚水式水力	12	2	9
一般水力等	13	13	48
合計	100	100	——

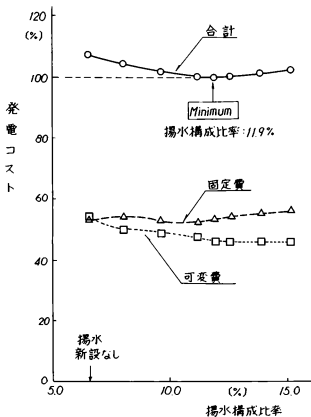
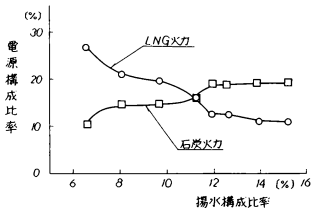
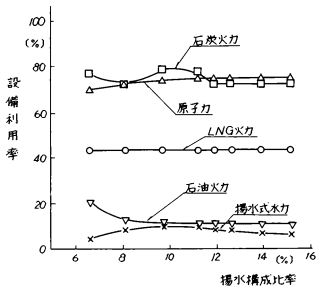


図2.6 揚水式水力開発と発電コスト (基本ケース)

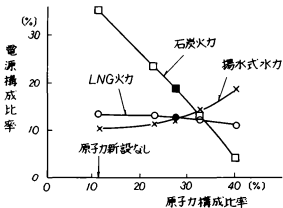


(a) 電源構成比率

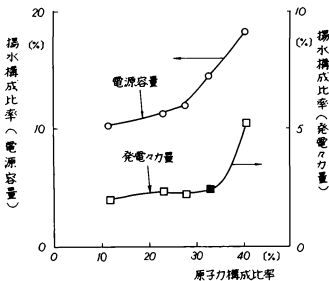


(c) 設備利用率

図2.7 揚水式水力開発と電源構成・設備利用率 (基本ケース)



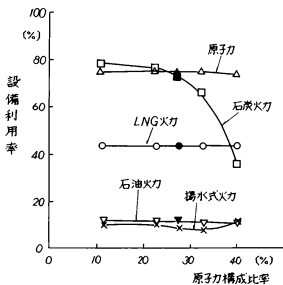
(a) 電源構成比率



(b) 揚水発電の占める割合

図2.8-1 原子力容量の変化と電源構成・設備利用率の変化

(注) 塗りつぶしたシンボルは基本ケースに対する結果を表わす。



(C) 設備利用率

図2.8-2 原子力容量の変化と電源構成・設備利用率の変化

(注) 塗りつぶしたシンボルは基本ケースに対する結果を表わす。

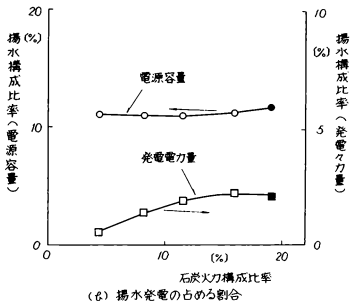
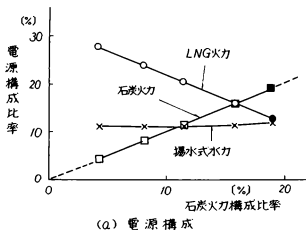


図2.9-1 石炭火力容量の変化と電源構成・設備利用率の変化
 (注) 塗りつぶしたシンボルは基本ケースに対する結果を表す。

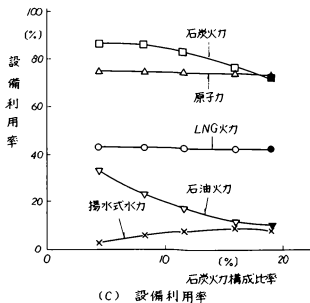
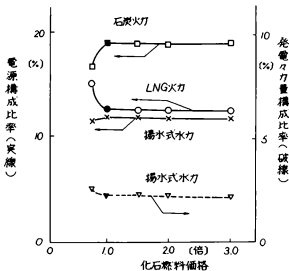
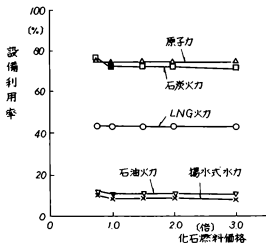


図2.9-2 石炭火力容量の変化と電源構成・設備利用率の変化
 (注) 塗りつぶしたシンボルは基本ケースに対する結果を表わす。



(a) 電源構成



(c) 設備利用率

図2.10 化石燃料価格の変化と電源構成・設備利用率の変化

(注) 塗りつぶしたシンボルは基本ケースに対する結果を表わす。

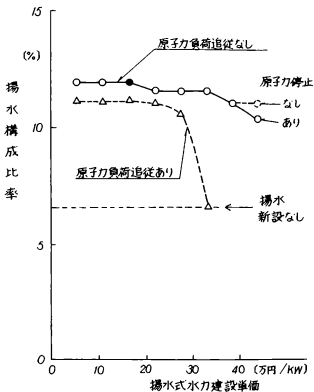
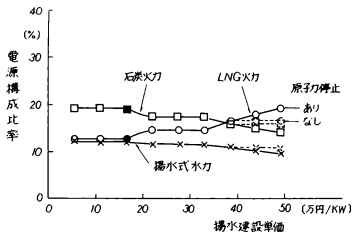
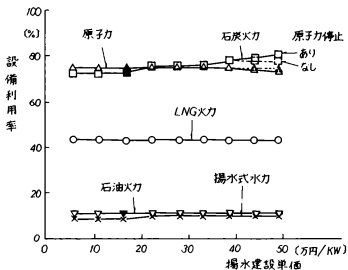


図2.11 揚水式水力の建設単価の変化と揚水構成比率

(注) 塗りつぶしたシンボルは基本ケースに対する結果を表わす。



(a) 電源構成比率



(b) 設備利用率

図2.12 揚水式水力の建設単価の変化と電源構成・設備利用率
(原子力の負荷追従なしの場合)

(注) 塗りつぶしたシンボルは基本ケースに対する結果を表す。

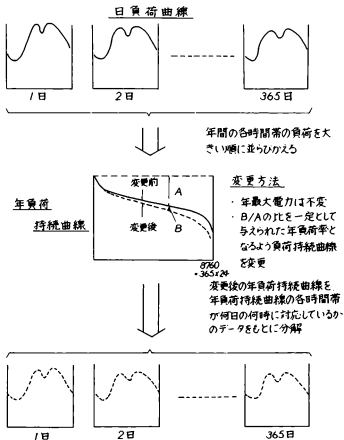
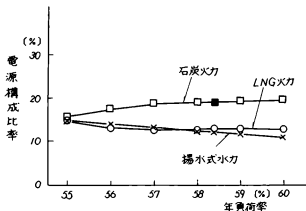
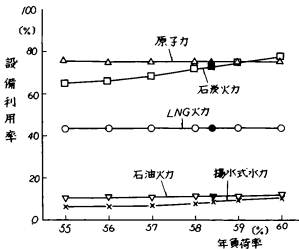


図2.13 年負荷率変更の方法



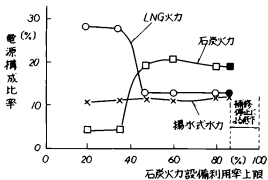
(a) 電源構成比率



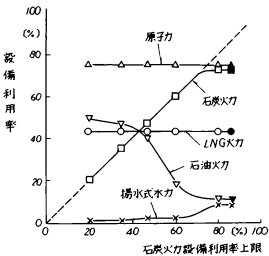
(c) 設備利用率

図2.14 年負荷率の変化と電源構成・設備利用率の変化

(注) 塗りつぶしたシンボルは基本ケースに対する結果を表わす。



(a) 電源構成比率



(b) 設備利用率

図2.15 石炭火力利用率上限の変化と電源構成・設備利用率の変化

(注) 塗りつぶしたシンボルは基本ケースに対する結果を表わす。

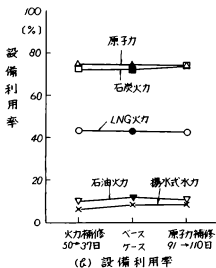
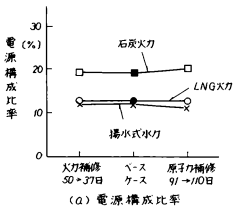









図2.16 電源の補修日数の変化と電源構成・設備利用率の変化
 (注) 塗りつぶしたシンボルは基本ケースに対する結果を表わす。

表2.4 感度解析の結果のまとめ

変化させたパラメータ	パラメータの変化巾 (ベースケースの値)	最経済揚水構成比	揚水構成比の変化	備 考
原子力の電源構成比率	12~41% (28%)	10.2~18.3%		
石炭火力の電源構成比率	4~19% (19%)	11.1~11.9%		原子力の電源構成比率 は一定と仮定
化石燃料価格	0.75~3.0倍 (1.0倍)	11.5~11.9%		石炭の変動は、石油等 の半分と仮定
揚水建設単価	55~300千円/kW (166千円/kW)	11.9~6.6%		揚水構成比6.6%は 新設なしに対応
年 負 荷 率	55~60% (58.4%)	14.7~10.9%		
石炭火力の 設備利用率上限	20~86% (86%)	10.7~11.9%		
原子力負荷追従の 有無	有り → なし (なし)	11.9~11.1%		

第3章

線形計画法モデルによる
コンバインドサイクル発電・
揚水式水力の出力潜在化に関する検討

3. 線形計画法モデルによるコンバインドサイクル発電・揚水式水力の出力潜在化に関する検討

3. 1 はじめに

第2章では、線形計画法を用いた最適電源計画手法を用い、種々の外的要因が揚水式水力の開発に与える影響について検討を行った結果を述べた。しかし同モデルを用いれば、上記の揚水式水力開発への各種外的要因の影響評価以外についての検討も可能となる。本章では、その例として、改良型コンバインドサイクル発電 (Advanced Combined Cycle, ACC) および揚水式水力の出力潜在化についての検討手法を開発した結果と計算結果の一例を述べる。

第一の検討対象とした改良型コンバインドサイクル発電 (ACC) は、東北電力(株)の東新潟3号系列や東京電力(株)富津1号系列以来、LNG焚きの事業用発電設備の主流として開発が進められているが、その出力特性には汽力発電とは異なる点がある。すなわち同電源では、ガスタービン入口温度により異なるものの、たとえばタービン入口温度1,500℃級の設備では50% (高位発熱量ベース) など汽力発電を上回る熱効率が期待できる。しかし反面、作動流体として大気が用いられるため、性能が外気温度と大気圧に左右され、気温が高いときほど最大出力が低下する特性を有している。外気温度の上昇に伴い出力が低下することは、ほとんどの電気事業において年最大電力が夏季に発生し、しかも需要の気温感応度が大きいことを考えると、需給計画におよぼす影響が大きく、その影響の解明が重要である。

また、第二の検討対象である揚水式水力の出力潜在化は、年負荷率の低下や電源構成の変化などに起因し、年間の最大電力バランスの様相が変わりつつあるために重要度が増している問題である。すなわち空調需要の増加に起因し、夏季の最大電力が他の季節に比し大きく伸びているが、他方、上記のACCのように夏季の供給力が他の季節に比べ低下する供給力も現れてきている。このような状況では、夏季を含む各季節の最大電力にどのように対応するか、すなわち年間の最大電力バランスが重要な検討課題となる。

一方、ピーク電源の候補の1つである揚水式水力については、新設発電所で貯水池容量が小さくなる傾向があり、その分担すべき負荷パターンは池容量 (言い換えれば発電継続時間) および負荷曲線の両者により制約を受ける。このため、季節別の負荷曲線の違いに配慮しつつ需給運用からみて揚水式水力の供給能力としてどの程度を見込めるか、すなわちその出力潜在化について詳しく検討する必要がある。

本章では、これらの供給力について、前章に述べた線形計画モデルにこれらの解析機能を追加し、その電源計画からみた特徴を検討した結果について述べる。まず3.2節では、ACCのモデル化と解析結果の一例を述べる。ついで3.3節では揚水式水力の出力潜在化の線形計画法モデルへの簡易な組み入れ方と解析結果の一例についても述べる。なおこれらの検討において、試算は基本的に共通の条件のもとで行った。このため試算条件については3.2節にまとめて記す。

3. 2 コンバインドサイクル・ガスタービン発電のモデル化と検討

3. 2. 1 モデリングの変更点

改良型コンバインドサイクル発電（ACC）などガスタービンを利用した発電方式は、作動流体として大気を利用するため、発電出力や効率等が外気温度と大気圧に左右される（図3.1参照）[1,2]。これは各季節の需給バランスに影響を及ぼすため、前章に述べた線形計画法によるモデル化で、需給バランスに関わる下記の制約式を手直しした。なお下記では、2.2節の定式化からの変更点のみを記すので、他の部分の定式化等については2.2節を参照されたい。

I. 添字

(1) i : 電源種別

$i = 1$: 原子力

$i = 2$: 石炭火力

$i = 3$: LNG火力（従来型）

$i = 4$: LNG-ACC

$i = 5$: 石油火力

$i = 6$: 揚水式水力

(2) n : 曜日種別

上述のように、季節別の最大電力バランスに注目することから、最大3日平均日を追加した。

$n = 1$: 最大3日平均日

$n = 2$: 平日

$n = 3$: 土曜日

$n = 4$: 日曜日

II. 変数および定数

$DR_{i,m}$: i 電源の m 季における出力低下（LNG-ACCの出力低下を考慮するため）[PU]
($i = 1 \sim 6, m = 1 \sim 4$)

$HR_{i,m}$: i 電源の m 季における熱消費率 [kcal/kWh]
($i = 1 \sim 6, m = 1 \sim 4$)

III. 定式化

以下で、括弧内の番号は2.2節での番号に対応している。なお2.2節では電源種別の添字 i の範囲は5までであったが、本節ではLNG-ACCが加わるため6までとなり、曜日種別については最大3日平均日を加えたため5までとなる。これに伴っても2.2節の定式化に変更が生ずるが、以下では添字 i, n の変更だけに起因する変更については省略した。

(1) 最大電力バランス ((2.1)式に対応)

各季のピーク需要を十分な供給予備力を持って充足する条件にLNG-ACCの夏季の最大出力低下を織り込んだ。

$$\sum_{i=1}^6 k_{in} DR_{in} (X_i + \Delta x_i - z_{in}) \geq (1 + \delta_{in}) \text{Peak}_i \quad (3.1)$$

$$m = 1 \sim 4$$

(2) 深夜時のkWバランス ((2.2)式に対応)

$$\sum_{i=1}^6 \gamma_i (1 - \mu_{in}) k_{in} DR_{in} (X_i + \Delta x_i - s_{in} - z_{in}) \leq \text{Pbot}_i + X_i + \Delta x_i \quad (3.2)$$

$$m = 1 \sim 4, n = 1 \sim 4$$

(6) 揚水式水力以外の電源への配分kWの限界

LNG-ACCの夏季の最大出力低下を織り込んだ。

(6-1) 下限#1 ((2.7)式に対応)

$$\gamma_i (1 - \mu_{in}) k_{in} DR_{in} (X_i + \Delta x_i - s_{in} - z_{in}) \leq y_{i,m} \quad (3.3)$$

$$i = 1 \sim 6, m = 1 \sim 4, n = 1 \sim 4$$

(6-2) 上限 ((2.8)式に対応)

$$k_{in} DR_{in} (X_i + \Delta x_i - s_{in} - z_{in}) \geq \sum_{i=1}^6 y_{i,m} \quad (3.4)$$

$$i = 1 \sim 6, m = 1 \sim 4, n = 1 \sim 4$$

(9) 設備利用率制約

硬直化電源を模擬するための制約条件である。熱消費率が季節により変化することを考慮した点の変更点である。なおLNGの輸入総量が制約を受けるものと考え、従来型LNG汽力とLNG-ACCにまとめて設備利用率に制約が課せられるとして扱った。

(9-1) 年利用率制約 ((2.13)式に対応)

年間の設備利用率を指定値とする条件。

$$\sum_{i=1}^6 \sum_{n=1}^4 W_{in} \sum_{i=1}^6 y_{i,m} T_i = 8760 \cdot A_{ave} (X_i + \Delta x_i) \quad (3.5)$$

$$i = 1 \sim 6 (i \neq 3, 4)$$

$$\sum_{i=1}^6 \sum_{n=1}^4 W_{in} \sum_{i=1}^6 \sum_{i=3}^4 y_{i,m} T_i = 8760 \sum_{i=3}^4 A_{ave} (X_i + \Delta x_i) \quad (3.6)$$

$$i = 3, 4$$

(9-2) 各季の上下限 ((2.14)式に対応)

各季の設備利用率に上下限を与える条件。

$$\begin{aligned}
2.4 \sum_{n=1}^4 W_m \text{Amin}_i (X_i + \Delta x_i) &\leq \sum_{n=1}^4 W_m \sum_{j=1}^6 y_{j,m} T_j \\
&\leq 2.4 \sum_{n=1}^4 W_m \text{Amax}_i (X_i + \Delta x_i) \quad (3.7) \\
i &= 1 \sim 6 \quad (i \neq 3, 4), \quad m = 1 \sim 4
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
2.4 \sum_{n=1}^4 W_m \sum_{j=3}^4 \text{Amin}_j (X_j + \Delta x_j) &\leq \sum_{n=1}^4 W_m \sum_{j=1}^6 \sum_{m=1}^4 y_{j,m} T_j \\
&\leq 2.4 \sum_{n=1}^4 W_m \sum_{j=3}^4 \text{Amax}_j (X_j + \Delta x_j) \quad (3.8) \\
i &= 3 \sim 4, \quad m = 1 \sim 4
\end{aligned}$$

(10) 燃料制約 ((2.15)式に対応)

各季の燃料消費量に制約を与える条件。なお定式化の変更点は、従来型LNG汽力とLNG-ACCをまとめて扱った点と熱消費率を季節により変化させた点である。

$$\begin{aligned}
\text{FCmin}_i \cdot \lambda_i / 4 &\leq \sum_{n=1}^4 W_m \sum_{j=1}^6 T_j \text{HR}_{i,j} y_{j,m} \\
&\leq \text{FCmax}_i \cdot \lambda_i / 4 \quad (3.9) \\
i &= 1 \sim 6 \quad (i \neq 3, 4), \quad m = 1 \sim 4
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
\sum_{j=3}^4 \text{FCmin}_j \cdot \lambda_j / 4 &\leq \sum_{n=1}^4 W_m \sum_{j=1}^6 T_j \sum_{m=1}^4 \text{HR}_{i,j} y_{j,m} \\
&\leq \sum_{j=3}^4 \text{FCmax}_j \cdot \lambda_j / 4 \quad (3.10) \\
i &= 1 \sim 6, \quad m = 1 \sim 4
\end{aligned}$$

(14) 目的関数 ((2.21)式に対応)

熱消費率を季節により変化させた点が変更点である。

$$\begin{aligned}
\text{OBJ} &= \sum_{i=1}^6 (C_i \cdot \text{ACF}_i \cdot \Delta x_i) \\
&+ \sum_{n=1}^4 \sum_{m=1}^4 W_m \sum_{j=1}^6 F_j y_{j,m} T_j \text{HR}_{i,j} / \lambda_i \quad (3.11)
\end{aligned}$$

3. 2. 2 計算の前提条件

下記の想定条件に対して、検討を行った。

(1) 想定条件の基本的な考え

電気事業審議会需給部会中間報告(平成6年6月)[3]の2000年断面を初期断面とし、2030年頃の電源構成を検討対象とした。なお2010年を対象とした第2章とは異なり、2030年を対象としたのはLNG-ACCの容量などの面で選択の自由度が広がることを考慮したものである。

(2) 想定需要

検討対象とした年度の年最大電力は3億kW、年負荷率は57%¹⁾とした。なお負荷曲線は比較的、気象条件が平均的な昭和61年度の9社計の負荷曲線をもとに、負荷率を調整し想定した。また計算モデルへ入力した負荷曲線は、上述の負荷曲線から一般水力、地熱、分散型電源の出力をあらかじめ差し引いた曲線である。

(3) 電源の想定条件

電源の主要な諸元は表3.1に示す通りである。ここに揚水式水力以外の電源の建設単価は参考文献4の値に従い、燃料費の上昇についても同文献の想定をもとに設定した。図3.2に想定条件のもとでの電源のスクリーニングカーブを示す。なおLNG-ACCの最大出力は夏季に10%低下するものとした²⁾。

3. 2. 3 計算例

LNG-ACCの夏季における最大出力の低下が計算結果にどのような影響を及ぼすかを明らかにするため、出力低下を考慮した場合と、仮想的にそれを零とした場合とに対し、年間の需給バランスおよびLNG-ACCの限界建設単価の検討を行った。

(1) 年間の需給バランスの検討

LNG-ACCの最大電力を1,500万kWとし、その最大出力低下を考慮した場合と、仮想的にそれを零とした場合とに対し、上記モデルで年最大電力バランスを計算した結果を図3.3に示す。同図では各季節に対し、一般水力を除いた供給力と需要(最大電力)について

$$\begin{aligned} \text{電源容量} = & \text{最大電力(ピーク需要)} + \text{供給予備力} \\ & + \text{所内動力} + \text{LNG-ACCの最大出力低下} + \text{補修停止出力} \end{aligned} \quad (3.12)$$

の関係を示している。

一般に、LNG-ACCの出力低下は夏季の供給力を減らすこととなるため、それを考慮した場合の計算結果は考慮しない場合に比べ、需給バランスを維持するために必要な総電源容量が増加し、夏季の補修停止出力が変化するなどが予想される。前者については、図3.3では、夏季のLNG-ACCの最大出力低下は384万kWであり、それに対応してLNG-ACCの最大出力低下を考慮した場合には電源設備が409万kW増大している。一方、後

¹⁾ この年負荷率は参考文献3の2000年度および2010年度の想定値に等しい。すなわち2010年以降、年負荷率は一定と想定したことになる。

²⁾ 実際にはLNG-ACCの系列最大出力は各輪の最大出力の合計値以下とすることもあるが、本検討ではLNG-ACCの系列最大出力を各輪の最大出力の合計とする。

者については、夏季補修はいずれの場合も夏季補修の下限值となっているため、2つの計算結果ではほとんど差が見られない。

LNG-ACCの夏季の最大出力低下に伴い、総電源容量が増加したにも関わらず、夏季補修出力が変化しなかったため、夏季以外の季節の需給バランスは緩和傾向を呈する。図3.4にLNG-ACCの夏季の最大出力低下を考慮した場合と考慮しなかった場合の供給予備力を対照して示す。同図によれば、夏季以外の季節には最大出力低下を考慮する場合には、そうでない場合に比べ、夏季以外の季節に供給予備力の大きくなっていることが分かる。

(2) LNG-ACCの限界建設単価

LNG-ACCの設備容量を最適化の対象とし、その建設単価を19万円/kWから25万円/kWまで変化させた場合の結果を図3.5に示す。同図にはLNG-ACCの最大出力低下を考慮した場合と、仮想的にそれを零とした場合の結果を示している。同図によれば、LNG-ACCの限界建設費は夏季出力低下を考慮していない場合には23万円/kW程度であるが、考慮した場合にはそれは21万円/kW程度と約1割低下している⁷。これはLNG-ACCの最大出力が夏季に低下することを反映したものである。なお建設単価を安く想定した場合、夏季の最大出力の低下を考慮した時のLNG-ACCの開発量が、考慮していない場合の開発量を上回っている。これは夏季の最大出力低下を考慮した場合、同じ供給予備力を確保するために必要な総電源容量が増大し、それに伴いLNG-ACCの開発量も増大したためである。

3. 3 揚水式水力の出力潜在化の簡易考慮方法

3. 3. 1 揚水式水力の出力潜在化

揚水式水力は、貯水池容量から定まる発電継続時間しか発電ができないこと、軽負荷時に発電電力量に対応した揚水動力運転を行う必要があることから、需給運用上で制約を受ける。要求される発電継続時間に比べ貯水池容量が十分でない場合や、軽負荷時に揚水動力運転を行うための発電余力（揚水源資）が確保できない場合には、揚水式水力の供給能力はその設備上の最大出力を下回ることとなる。図3.6に示すように、このような状況を出力が潜在化していると呼び、その場合に期待できる供給力を有効出力、設備の最大出力から有効出力を減じたものを潜在出力と呼ぶ。

揚水式水力の出力潜在化は、揚水式水力の電源構成比率が高くなるにつれ問題となる可能性が高まる。すなわち揚水式電力の設備容量が増すと、①ピーク負荷だけでなくミドル負荷まで分担するようになり発電継続時間が長くなる、②揚水式水力以外の発電設備の容量が減少するため軽負荷時の揚水源資の確保が困難となる。ため、出力潜在化が問題となる可能性が増す。前節で述べたように、夏季需要の増大、LNG-ACCの増加など

⁷ 本検討では、火力についても設備容量で8%以上の設備の夏季補修が行われると仮定した。これも一因となり、夏季以外の季節の供給予備力が夏季に比べ大きくなっている。

⁸ この場合、限界建設費の変化幅がLNG-ACCの夏季出力低下の変化幅とほぼ等しくなっているが、これら2つの変化幅の大きさの大小は燃料価格の想定などによるため、2つの変化幅が同程度であることは一般的な特徴ではない。

は、夏季の需給バランスが他の季節以上に厳しさを増す原因となる。これはピーク供給力が従来以上に必要となることを示唆しており、このような季節別の需給バランスに配慮しつつ上記の揚水式水力の出力潜在化について検討することが重要となっている。

上記で述べた線形計画法モデルでは、この出力潜在化についての配慮は十分ではない。すなわち出力潜在化が問題となるのは、需給が厳しい最大3日断面であるが、上記のモデルでの同日タイプにおける需給状況では通常10%程度の供給予備力が確保される。これは、言い換えれば、1割程度の電源は出力配分にあたり常に負荷を分担しないことを表わしている。供給予備力はピーク電源である揚水式水力が分担することが多いが、上記のように供給予備力を分担する揚水式水力はモデル上ではほとんど運転されないため、貯水池容量の限界（つまり発電継続時間や揚水源資の確保）が問題となる可能性はきわめて小さい。このため、揚水式水力についてはモデル解析の際には、上記のような出力潜在化が問題となる状況が生ずることはまれである。

第2章のモデル化に即して述べれば、(2.1)式の最大電力バランスでは、ピーク需要のみを対象とし、日負荷パターンを考慮していないため、発電継続時間や揚水源資の確保など上述の出力潜在化に関わる要因の検討は行われない。一方、(2.6)式の電力量バランスでは、各時間帯の需要はピーク需要より小さいため十分な供給予備力が確保される場合が多く、特に夏季以外では需給にゆとりがある場合が多い。これらによりモデル上は揚水式水力の稼働の必要性が低く、揚水源資の確保などの問題は見過ごされることが多い。

3.3.2 出力潜在化を考慮したモデル化

本モデルでは、図3.7に示すように仮想的な日負荷パターンを想定し、それに対し負荷配分を行うことにより、揚水式水力の出力潜在化を簡略的に考慮した。同日負荷パターンは、日最大電力は最大3日需要に所要供給予備力を加えた値であり、負荷曲線の形状は典型的な形状を入力データとして与えた¹⁾。この仮想的な日負荷パターンに対し、揚水動力量と揚水発電量が1日間でバランスすることとして、揚水式水力の有効出力を求めた。つまり揚水式水力がフル稼働せざるをえない条件を意図的に作成し、貯水池は日間運用されるものとして、その有効出力をもとに供給予備力を確保できるか否かを検討することとした。

すなわちここでは、最大電力バランス検討の際の有効出力を評価するために、仮想的な日負荷パターンを導入している。一方、電力量バランスを検討する際には、この仮想日負荷パターンの生起確率を零としているため、影響を及ぼすことはない。

揚水式水力の出力潜在化を考慮するための、前章に述べた線形計画法によるモデルの変更点は次の通りである。なお下記では、2.2節および3.2節の定式化からの変更点のみを記すので、必要に応じそれら章節を参照されたい。

1. 添字

- (1) n : 曜日種別

¹⁾ 以下の計算例では、最大3日平均日の負荷曲線を用いた。

- n = 1 : 最大3日平均日
- n = 2 : 平日
- n = 3 : 土曜日
- n = 4 : 日曜日
- n = 5 : 潜在化検討用日断面

II. 定式化

以下で、括弧内の番号は2.2節および3.2節での番号に対応している。なお制約によって、日タイプnの変化範囲を変え、仮想日を計算に含めている場合といない場合がある点には注意が必要である¹⁾。

(5) 日負荷曲線ごとの時間帯別kWバランス ((2.6)式に対応)

仮想日負荷パターンについても発電量を日負荷持続曲線と合致させる。

$$\sum_{m=1}^5 \sum_{t=1}^6 y_{i,m} + u_{i,m} = P_{i,m} + v_{i,m} \quad (3.13)$$

$$m = 1 \sim 4, n = 1 \sim 5, t = 1 \sim 6$$

(6) 揚水式水力以外の電源への配分kWの限界

下式のように、仮想日については、需給バランス停止量 $s_{i,m}$ を考慮していない((3.3)、(3.4)式参照)点には注意が必要である。

(6-1) 下限#1 ((2.7)、(3.3)式に対応)

$$y_{i,m} (1 - \mu_{i,m}) k_{i,m} DR_{i,m} (X_i + \Delta x_i - z_{i,m}) \leq y_{i,m} \quad (3.14)$$

$$i = 1 \sim 4, m = 1 \sim 4, n = 5$$

(6-2) 上限 ((2.8)、(3.4)式に対応)

$$k_{i,m} DR_{i,m} (X_i + \Delta x_i - z_{i,m}) \geq \sum_{j=1}^6 y_{j,m} \quad (3.15)$$

$$i = 1 \sim 6, m = 1 \sim 4, n = 5$$

(8) 揚水式水力の運用

(8-2) 日間運用の限界 ((2.11)、(2.12)式に対応)

仮想日については、揚水式水力の日間運用を想定した。

$$\sum_{m=1}^6 D_m (u_{i,m} - \eta v_{i,m}) = 0 \quad (3.16)$$

$$m = 1 \sim 4, n = 5$$

(11) 池水位の制約 ((2.16)式に対応)

仮想日についても日間の最低池水位が零とならない条件を課した。

¹⁾ たとえば定式化には変化がないため本節には記していないが、火力の設備利用率制約 (3.5)、(3.6)式では、日タイプnの変化範囲は1から4 (すなわち仮想日n=5は対象外) としている。

$$\sum_{i=1}^6 D_i u_{i,m} \leq R + \Delta r \quad (3.17)$$

$$m = 1 \sim 4, n = 1 \sim 5$$

(13) 負荷配分上の制約

下記は仮想日についても考慮した。

(13-2) 揚水式水力の発電運転時 ((2.19)式に対応)

$$u_{i,m} \geq u_{i,i,m} \quad (3.18)$$

$$m = 1 \sim 4, n = 1 \sim 5, t = 1 \sim 5$$

(13-3) 揚水式水力の動力運転時 ((2.20)式に対応)

$$v_{i,m} \leq v_{i,i,m} \quad (3.19)$$

$$m = 1 \sim 4, n = 1 \sim 5, t = 1 \sim 5$$

3.3.3 試算結果

揚水式水力の開発量を変化させた場合の発電コスト（固定費と燃料費の和）の変化を図3.8に示す。同図には出力潜在化を考慮した場合としない場合における結果を対照して示している。また揚水式水力の有効電力の変化を図3.9に示す。

(1) 出力潜在化を考慮しない場合の揚水式水力の最適電源容量は8,622万kW（電源構成比率で23%程度）であるが、揚水式水力の出力潜在化を考慮した場合、この値は6,026万kW（電源構成比率で16%程度）まで低下する（図3.8参照）。このように出力潜在化を考慮するか否かにより揚水式水力の最適電源構成比率が低くなる場合がある点には注意が必要である。なお第2章に述べたように、揚水式水力の開発量は競合対象となる電源の諸元の想定により大きく変化する点にも注意が必要である。

(2) 上記の出力潜在化を考慮した場合の揚水式水力の最適電源容量6,026万kW（電源構成比率で16%程度）は、夏季に出力潜在化が始まる限界と概ね一致している（図3.9参照）。なお夏季以外の季節では、揚水式水力の容量が4,000万kW（電源構成比率は約10%）程度以上で出力潜在化が見られる。これは夏季以外の季節では夏季に比べて需要の昼夜間格差が小さいため、揚水式水力の容量が増えた場合、深夜軽負荷時に昼間のピークをまかなうに足る揚水動力運転を実施できない（すなわち揚水資源が不足する）ためである。

(3) 揚水式水力の設備容量と有効出力の関係を見ると、始めのうちは両者が一致しているが、ある出力から飽和が起こり、最終的には設備容量を増やしてもまったく有効出力が増大しなくなる（図3.9参照）。各々の状況に対応する仮想日負荷パターンにおける揚水式水力の分担負荷のイメージは、図3.10に示す通りである。

3.4 むすび

本章は、コンバインドサイクル発電および揚水式水力の出力潜在化について、その発電特性を線形計画法による最適電源構成モデルに簡略的に織り込み、それらの影響について試算を通じ検討した。各々について得られた結果の概要と今後の課題等を記せば下

記の通りである。

(1) コンバインドサイクル発電

コンバインドサイクル発電の出力が季節により変化することを線形計画法による最適電源構成モデルに組み入れる手法を示した。同手法により、LNG-ACCが導入された場合の年間の需給バランスについて検討するとともに、その限界建設費について解析した。

なおコンバインドサイクル発電と同様に夏季に出力が低下する単純サイクルガスタービン発電が近年、IPPとして開発の検討対象となるケースも見られるが、これを取り入れた解析も上記と同様の定式化で可能となる。また最近では、液体空気をを用いたコンバインドサイクル発電の夏季出力の増加方式など、従来の方式とはまったく異なる特性を有する新しい供給力の提案もなされている。これらの新しい発電方式のモデルへの組み入れと、その電源計画への影響の解明は残された課題である。

(2) 揚水式水力の出力潜在化

最適電源構成モデルに揚水式水力の出力潜在化を組み入れる手法を提案した。同手法は揚水式水力の運用として日間運用を仮定した比較的、簡略的な手法であるが、試算例は出力潜在化を考慮するか否かが最適揚水構成比率の計算結果に大きな影響を及ぼすことがあることを示唆しており、同要因を組み入れることの重要性が明らかとなった。

ここでは日間運用を想定し揚水式水力の出力潜在化について検討を行ったが、さらに詳細検討のためには週間運用を行った場合の影響等を明らかとすること、供給予備力に関わる検討となるため信頼度面に配慮することなどが必要である。このための詳細手法の開発結果については第5章で述べる。

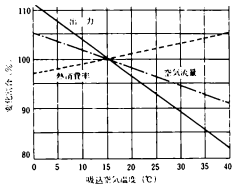


図3.1 外気温度とガスタービンの出力・発電効率の例¹⁾

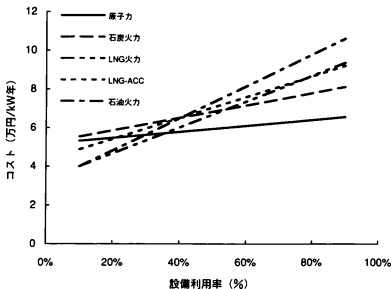


図3.2 想定条件に対する電源のスクリーニングカーブ

表3.1 想定した電源の主要諸元

	原子力	石炭汽力	LNG汽力	LNG ACC	石油汽力	揚水式水力
送電端熱効率 (%)	---	37%	38%	47%	38%	70% (貯蔵効率)
所内率 (%)	4%	8%	4%	2%	4%	0%
既設設備の容量 (万kW)	4510万kW	3260万kW	3850万kW	2310万kW	5340万kW	2470万kW
建設単価 (万円/kW)	31万円/kW	30万円/kW	20万円/kW	25万円/kW	19万円/kW	20万円/kW
年経費率 (%)	16%	16%	16%	17%	16%	11%
燃料単価 (円/1kcal)	1.8円/1kWh	1.6円/1kcal	3.4円/1kcal		4.2円/1kcal	---
補修日数 (日)	90日	40日	40日	30日	40日	0日
夏季補修	設備の15%以上	設備の8%以上ないしは0%以上	設備の8%以上ないしは0%以上	設備の8%以上ないしは0%以上	設備の8%以上ないしは0%以上	--
その他、 備考等	基本ケースでは、 新設量を7000万 kWに固定	新設量は最適化の 対象。	新設量は最適化の 対象。燃料硬直化 考慮せず(ACCも 同様)。	新設量は最適化の 対象(指定の場合 有り)。夏季に 10%の出力低下。	新設量は最適化の 対象(ただし結果 的に調整は帯)。	新設量は最適化の 対象。

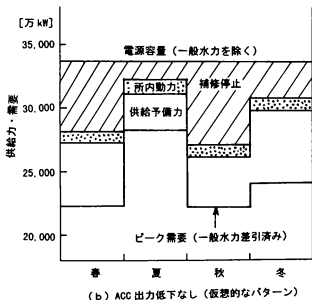
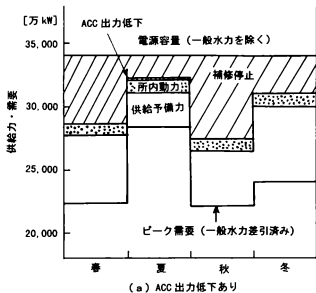


図3.3 LNG-ACCの夏季出力低下の考慮の有無と年最大電力バランス

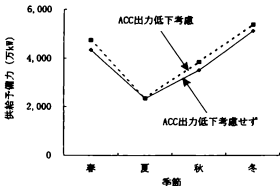


図3.4 LNG-ACCの夏季の出力低下の考慮の有無と供給予備力

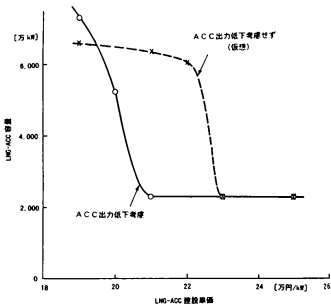


図3.5 LNG-ACCの建設単価とその最適設備容量

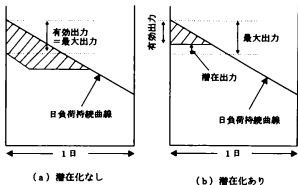


図3.6 出力潜在化

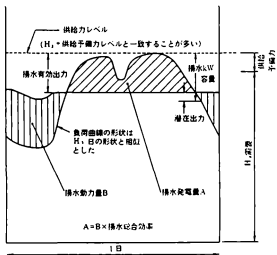


図3.7 揚水式水力の出力潜在化の簡略的な考慮方法

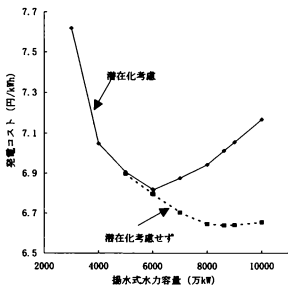


図3.8 揚水式水力の電源容量と発電コスト（固定費と燃料費の和）

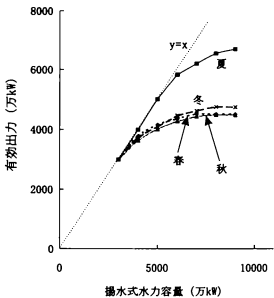


図3.9 揚水式水力の電源容量と有効電力の変化

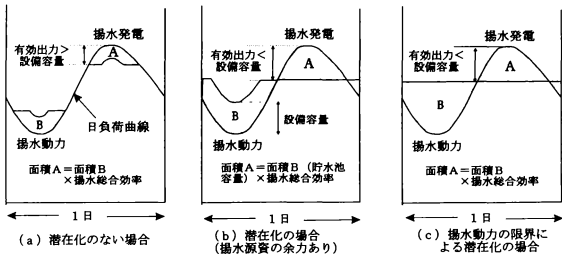


図3.10 揚水式水力容量の増加と仮想日負荷パターンにおけるその分担負荷の変化

第4章

線形計画法モデルによる負荷平準化の電源計画に
及ぼす影響の検討

4. 線形計画法モデルによる負荷平準化の電源計画に及ぼす影響の検討

4.1 はじめに

夏季の空調需要の増大等に起因し年負荷率は低下傾向にあり、電気事業にとって負荷平準化が大きな課題の1つとなっている。これは負荷平準化を達成できれば、設備投資の低減、設備の利用率の向上などを通じコスト低減が見込まれるためである。

一方、米国では統合資源計画 (Integrated Resource Planning, IRP) や最小費用計画 (Least Cost Planning, LCP) の考え方が取り入れられており、そこではデマンドサイドマネージメント (DSM) などのデマンドサイドのオプションを電源開発などの供給サイドのオプションと同時に評価するとされている[1,2]。供給サイドのオプションと需要サイドのオプションを同時に評価することについては、その容量 (kW) の大きさに違いがあること、需要サイドのオプションはまず配電レベルや特別高圧送配電線レベルに影響をおよぼすことなどにより、困難な点がある。しかし、わが国では、最も基本的な電源計画レベルからの検討さえ、ほとんど行われていない。すなわち、蓄熱に関する検討例がある[3]などを除けば、その定量的な評価についてはこれまでの検討例も少なく、明らかでない点が多い。

そこで本章では、負荷平準化に寄与する技術として、太陽光発電、電気自動車、スーパーヒートポンプ、氷蓄熱空調が導入された場合の影響を、電源計画の観点から検討した。ここでは年最大電力の低減に起因する電源新設量の低減、負荷平準化に因る電源構成の変化、これらに因る各種電源の設備利用率の変化等を予測・分析し、電源計画の観点から負荷平準化の経済的影響を評価している。

本章では、まず4.2節で、前章までに述べてきた手法を用い負荷平準化の効果を評価する手法を提案するとともに、解析の主要な前提条件について述べる。次いで4.3節では、負荷平準化方策の導入を考えない場合の計算結果を示す。4.4節では、太陽光発電、電気自動車、スーパーヒートポンプ、氷蓄熱空調が導入された場合の影響を評価する。

4.2 検討の概要

下記の手順により、各種の負荷平準化方策が電源計画におよぼす影響を検討した。ここに負荷平準化方策としては、図4.1に示す各種の負荷平準化パターンの代表として

- 電気自動車—深夜負荷の増大
- 太陽光発電—ピークカット
- 氷蓄熱空調—負荷シフト
- スーパーヒートポンプ—省エネルギー¹⁾

の4つを取り上げた。これらは図4.1に示すDSMの典型的な負荷変化のパターンに対応している[4]。ここに太陽光発電を負荷平準化方策の1つとして取り上げたのは、これに

¹⁾ 図4.1によればスーパーヒートポンプはピークカットとも位置づけることもできるが、夏季に、家庭用では1日24時間とも、業務用では8時から24時までと、ともに長時間にわたり需要の減少をもたらしていることから、ここでは省エネルギーとして位置づけた。

についてはマイナスの負荷と考えたためである。

なお電気自動車の充電パターンとしては、日負荷パターンへの適合度の異なる2種類のパターンを想定した。またヒートポンプとしては、ピーク時間帯の異なる業務用および家庭用の2種類の用途を想定した。これらの負荷平準化方策の日負荷パターンを図4.2に、想定した負荷平準化を行う前の最大3日の日負荷曲線の例を図4.3に示す。なお本章の計算における想定条件は、負荷平準化パターンを除いて、基本的に第3.2節に記した条件と同様であり、年最大電力は3億kWである。

各種の負荷平準化方策が電源計画に及ぼす影響の評価は下記の手順により行っている。

(1) 平準化後の負荷曲線の想定

各負荷平準化方策による負荷曲線(24時間帯)の変化を想定し、第3章で用いたものと同じ負荷曲線に対し、それらの影響を考慮した負荷曲線を求めた。ここに各負荷平準化方策の導入量は変化させているが、簡単のため、各平準化方策の負荷パターンについては、その導入量が変化しても同一と仮定している。

(2) 負荷曲線の集約化

上記で得た負荷曲線を、4季・5日パターンの6時間帯からなる日負荷曲線に集約する。

(3) 最適電源構成モデルによる電源計画への影響評価

まず負荷平準化方策を考慮しない負荷曲線群に対し、第2章、第3章で述べた線形計画法による最適電源構成手法を適用し、最適電源構成などを求める(以下、これをベースケースと呼ぶ)。次いで、上記の負荷平準化方策を考慮した負荷曲線群に対し、最適電源構成などを求める。

(4) 負荷平準化の効果の評価

負荷平準化方策の影響評価は主に次の2つの指標により検討した。下記のいずれの指標を用いるかは、各項で述べるように各負荷平準化方策の特徴を勘案し決定している。

負荷平準化方策1kW当りのコスト増減[万円/kW]

$$= \text{電源計画のコスト増減} / \text{負荷平準化方策による電力(kW)の増減} \quad (4.1)$$

負荷平準化方策1kWh当りのコスト増減[円/kWh]

$$= \text{電源計画のコスト増減} / \text{負荷平準化方策による需要電力量の増減} \quad (4.2)$$

なお上式で需要の増減量については付、iが必要である。すなわち氷蓄熱空調については、ピーク負荷を深夜軽負荷時にシフトする方式であることを考慮し、需要電力量の増減量としてはピーク時の需要電力量の減少量のみを対象として、対応する軽負荷時の需要増は無視している。また負荷平準化方策による電力(kW)の増減は、太陽光発電以外については、各負荷平準化方策の年最大電力を表わすものとしている。なお太陽光発電については、負荷平準化方策による電力(kW)は太陽電池のピーク電力(kW)としている。

4.3 基本想定条件のもとでの計算結果

表4.11に上記のベースケースのもとでの計算結果を示す。その特徴を挙げれば、次の

¹¹ ここでの増減量はすべてベースケースの計算値からの増減量とした。

通りである。

- ① 開発の対象となっているのは、原子力、石炭火力、LNG火力、および揚水式水力である。なおLNG-ACCが開発対象にならないのは、経済性がLNG火力と接近しており、夏期の出力低下が不利に働いたためと考えられる。なお想定データに対する原子力、火力のスクリーニングカーブは図3.2に示す通りである。
- ② ベース電源である原子力と石炭火力の電源構成比率の合計は43%程度である。この条件のもとで、石炭火力は軽負荷時に一部、出力を絞って運転されているため、負荷平準化により燃料費の安い石炭火力の設備利用率向上が見込める点には注意が必要である¹⁾。
- ③ 揚水式水力の電源構成比率は16%程度とやや高めである。また上記のように石炭火力による安価な揚水水源資が確保できるため、揚水式水力の設備利用率は10%に達している。

4.4 各種負荷平準化方策の効果

上述のように、負荷パターンを各種の負荷平準化方策に従い変化させた場合に対し電源計画におよぼす影響を検討した。

(1) 太陽光発電

太陽光発電の導入量を変化させた場合の、太陽光発電1kW当たりの経費節減額の変化を図4.4に、電源構成の変化を図4.5に示す。

- ① 太陽光発電の容量が増えると、太陽光発電を1kW導入したことにより期待できる電源計画のコスト低減額は小さくなる。特に太陽光発電3,000万kW_e(年最大電力の約10%)程度以上となると、その減少は顕著となる。これは太陽光発電の容量がこの程度となると、夏季のピークが昼間2時頃から夕方(点灯ピーク時)にシフトするためである。
- ② 図4.4によれば、太陽光発電の導入に伴う経費減は、ピーク電力の低減による固定費の減と、昼間の発電電力量の減に伴う燃料費の減に分けて考えることができる。すなわち太陽光発電3,000万kW_e以上では、点灯ピーク時には太陽光発電がピーク削減に寄与しないことが原因し、太陽光発電1kW当たりの固定費の節減額は一旦減少傾向を示す(すなわち固定費は増大している)。さらに太陽光発電容量が4,000万kW_e(年最大電力の約13%)以上になると、③項で後述するように、固定費の高い石炭火力に代わりミドル電源であり固定費が安いLNG火力が開発されるようになるため、太陽光発電1kW当たりの固定費の節減額は増大(すなわち固定費は減少)している。一方、燃料費はほぼ一定で推移し、太陽光発電が4,000万kW_eを超すと減少する。ここに、ほぼ一定で推移しているというのは、太陽光発電の導入に伴い発電抑制の行われた火力発電の燃料構成比率がこのゾーンではほぼ一定であることを表している。また太陽光発電が4,000万kW_eを超えた場合の燃料費節減額が小さくなるのは、石炭火力に代わりLNG

¹⁾ 石炭火力の補修停止日数は40日とした(表3.1参照)が、これによる年設備利用率の低下は11%であるのに、表4.1で石炭火力の設備利用率は85%であることから、軽負荷時に石炭火力の出力の絞られていることが分かる。

火力が開発されるという電源構成の変化に起因する。

- ③ 図4.5によれば、太陽光発電の導入に伴い、石炭火力の電源構成比率は始めはほぼ一定で推移し、太陽光発電の容量が4,000万kWを超えると減少に転ずる。これは太陽光発電の導入量がある限界量を超えるとピーク低減・負荷率改善に寄与しなくなるためである。一方、ミドル負荷を分担するLNG火力の設備容量は石炭火力と反対の様相を呈する。なお、太陽光発電の容量増大にともない、揚水式水力の比率は低下する。これらは上述の負荷曲線の変化の様相から見ても妥当である。
- ④ 太陽光発電1kW当たりの固定費の節減は2万円/kWh程度と、揚水式水力の固定費を想定した場合の節減額1.1万円/kWh¹⁾より大きい。これは太陽光発電の分担負荷がピーク負荷帯からミドル負荷帯におよぶため揚水式水力だけを競合電源とするには問題があること、LNG火力の発電電力量の減少による燃料費の低減など燃料費メリットが期待できることによる。

(2) 電気自動車

電気自動車については、23時に一斉に充電を開始する場合(23時一斉充電制御)と、充電開始の時刻に巾を持たせできるだけ負荷平準化に寄与するように制御した場合(充電開始時刻制御)の2つのケースについて検討を行った。電気自動車の導入量を変化させた場合の両ケースにおける電気自動車1kWh当たりの経費増加額の変化を図4.6に、経費増加額の内訳を図4.7に、電源構成の変化を図4.8に示す²⁾。なお電気自動車はピークを低減するわけでないため、図4.6には経費増加額として電気自動車用の需要1kWh当りのコストを示した。

- ① 図4.6によれば、23時一斉充電制御と充電開始時刻制御を比較すると、後者の方がよりの確な平準化が可能となるため、需要電力量1kWhあたりの発電コストの増大の程度が小さくなっている。すなわち電気自動車充電1kWh当たりの経費増は、前者で6円/kWh、後者で8円/kWh程度と、充電パターンの違いによりコストは3割程度の差が現れている。
- ② 電気自動車の導入量とそれによる単位導入量当たりの経費増の間には、明確な飽和は見られず、多少ではあるが、漸増傾向を呈する。これはこの場合の経費増は、負荷平準化に伴う固定費の高い火力の増設による固定費増と、深夜の火力の焼き増しによる燃料費増によるものであり、いずれも深夜負荷が増えるに従い徐々に増えると考えられるためである。
- ③ 電気自動車1kWh当たりの経費の変化の内訳(図4.7参照)を見ると、均等充電

¹⁾ 表3.1の揚水式水力の建設単価×年経費率に、想定した太陽光発電のピーク負荷への寄与度の約50%を乗じた値。

²⁾ これらの図で横軸値(万kW)は23時一斉充電時の電気自動車用負荷のピークを表わしている。横軸の1,000万kW(年最大電力の約3%)に対応する年間の電気自動車の需要電力量は121億kWhであり、これは1992年度に約8.6%程度の自動車電気が電気自動車に代わった場合の需要に相当する[5]。なお図4.2から予想されるように、充電開始時刻制御時のピーク負荷は一斉充電時のピーク負荷より小さいが、比較を容易とするため、充電開始時刻制御に対しても図4.6~図4.8の横軸は電気自動車用の需要電力量が等しくなる23時一斉充電時のピーク電力の値を示している。

ケースでは導入量が増えても固定費および燃料費の節減額はほぼ一定で推移（正確には固定費はごくわずかに増大、燃料費はやや増大）している。一方、一斉充電ケースには、電気自動車の導入量が3,000kWh程度までは、固定費、燃料費の節減額ともほぼ一定で推移しているが、導入量が3,000～4,000kWh（年最大電力の約10～13%）の領域では固定費の減少、燃料費の増大傾向が顕著である。これは、図4.8に示すように、この値を境に、ベース電源（石炭火力）に比べ固定費が安く燃料費が高いミドル電源（LNG火力）の開発量が増えたことによっている。

- ④ 電気自動車の導入量が増えても、総電源容量はほぼ一定で推移する。図4.6によれば、充電開始時刻制御の場合には、一斉充電制御の場合に比べ、電源構成比率の変化は小さく、その内訳は電気自動車の導入量の増大につれ、石炭火力比率がわずかに増大、揚水式水力比率がわずかに減少、LNG火力比率はほぼ一定となっている。一方、23時一斉充電制御の場合には、石炭火力比率は増大、LNG火力比率はわずかに低下のち増大に転じ、揚水式水力比率は継続して低下している。これも上述の負荷パターンの変化を反映したものである。
- ⑤ ④で述べたように、電源構成の最適化を行っているため、両ケースで電源構成が異なっている。この影響度合いを明らかにするために、図4.6には、充電パターンは均等充電とするが、電源構成については一斉充電時と同じとした場合の経費増加額をあわせて示している。同図によれば、その場合、電源構成の最適化を図った場合に比べ、約1円/kWhの経費増になっている。すなわち①に述べた均等充電時のコスト減の約半分は、電源構成の最適化（すなわちベース電源の増大など）によっていることが分かる。

(3) スーパーヒートポンプ

スーパーヒートポンプ（SHP）は、家庭用および業務用に導入される場合を想定した。ここにその負荷パターンへの影響については、SHPの効率が従来型ヒートポンプ等を上回るため、負荷が等価的に減少するものと扱い、その等価的な減少が電源計画に与える影響について検討している。なお図4.2より明らかなように業務用と家庭用の負荷曲線の違いに起因し、両者ではSHPの運転パターンのピークが発生する時間帯が異なっている点には注意が必要である。また両者とも春秋季にはあまり利用されないこと、業務用に比べ家庭用の方が利用率が高いことにも注意が必要である。

両者について導入量を変化させた場合の、需要電力量1kWh当たりの経費節減額の変化を図4.9に、経費節減額の内訳を図4.10に、電源構成の変化を図4.11に示す。なお業務用と家庭用ではSHPの利用率が異なることを考慮し、経費節減額としてはSHPによる需要電力量の減少1kWh当たりのコストで比較した。

- ① 家庭用の場合、システムのピーク時と当該需要家のピーク時が異なるため、SHPの導入により昼間の負荷が減少する以上に、点灯時の負荷が減る。このため、家庭用SHPの導入はピーク電力の大きさを抑制するものの、需要のピーク継続時間も短くする傾向もある。
- ② 図4.10によれば、導入量が小さい時、業務用SHP1kWhに対する経費減は25円/kWh程度、

家庭用に対する経費減は19%/kWh程度と、業務用の方が大きい。これは家庭用の場合、系統のピーク時と当該需要家のピーク時が異なるため、系統負荷の低減への寄与が小さいためである。

- ③ 図4.9で導入量の増大に伴う低減額の飽和の様相を見ると、まず導入量が小さい場合の、すなわち飽和が起こる前の経費節減額については、業務用SHPの方が家庭用SHPより大きい。一方、導入量が増えた場合の効果の飽和による節減額の減少の絶対額については両者とも同程度であるが、上記により、飽和前の経費節減額に対する比率で見ると、家庭用SHPの方が業務用SHPより飽和による節減の程度の低下が著しい。これは図4.10に見られるように、家庭用SHPの方がピーク低減への寄与が小さく、固定費の節減額の飽和が顕著なためである。
- ④ 図4.11によれば、業務用SHPが導入されるにつれ、LNG火力比率は増大し、石炭火力比率および揚水式水力比率は低下している。図4.3に見られるように、業務用SHPと言えども、年最大電力の現われる夏季の負荷を減らすと同時に、昼間の負荷とともに夜間の負荷も減らすことから、SHPの導入に伴い、ミドル電源であるLNG火力の容量が増大し、ベース電源である石炭火力の容量およびピーク電源である揚水式水力の容量が減少しているためと考えられる。一方、家庭用SHPの場合は、揚水式水力比率が、SHPの増大につれ増加する場合もある点が、業務用SHPと異なっている。これは、家庭用SHPの負荷パターンのピークは夜10時頃に現れ、平日の負荷ピーク時間帯と異なっていることに起因すると考えられる。

(4) 水蓄熱空調

水蓄熱空調は昼間の負荷を低減し、夜間の負荷を増やす点で、まさに負荷平準化にあたる。水蓄熱空調についての考察は次の通りである。なお水蓄熱空調設備1kW当たりの経費節減額の変化を図4.12に、経費節減額の内訳を図4.13に、電源構成の変化を図4.14に示す。

- ① 水蓄熱空調の容量が1,500万kW（年最大電力の約5%）程度になると、図4.2のような負荷平準化パターンを想定するとき、負荷平準化による費用低減効果は低下してくる（図4.12参照）。これは、夏季最大3日のピークが昼間2時頃から5時頃にシフトする容量に対応しており、導入量がこの程度となると想定した負荷平準化パターンが適切さを欠くようになることに起因している。
- ② 図4.13によれば、水蓄熱空調の導入による経費減は、主に固定費の節減としてもたらされることが分かる。水蓄熱空調は昼間の負荷を低減し、夜間の負荷を増やす点で、まさに負荷平準化にあたるが、昼間負荷の低減が見られなくなると、その効果は著しく低下する。なお図4.14によれば、経費の変化の様相は、他の負荷平準化技術に比べ、複雑である。これは、基本的には、水蓄熱空調が昼間の負荷を減らし、夜間の負荷を増やすため、上記の複数の検討例を組み合わせたような特性を呈するためと考えられる。
- ③ 図4.14によれば、水蓄熱空調の容量が増えるにつれ、LNG火力構成比率および揚水式水力比率は低下、石炭火力比率は増大している。ただし水蓄熱空調の容量が2,000

万kW程度以上では、この傾向は飽和する。すなわちこの領域は、負荷平準化が効果的に図られない領域であることがうかがわれる。

4. 5 むすび

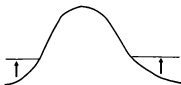
本章では、負荷平準化の電源計画におよぼす影響の評価手法を提案し、負荷平準化に寄与する技術として太陽光発電、電気自動車、スーパーヒートポンプ、水蓄熱空調が導入された場合の影響について検討した。そして解析結果を需要機器の需要電力量1kWh当たりの経費節減額などについて定量的な検討を行った。得られた主要な知見は次の通りである。

- (1) 負荷平準化方策の方策の電源計画に及ぼす効果は、ピーク低減による固定費への効果と需要電力量の増減に伴う燃料費の増減とに分けて考えることができる。
- (2) 各種機器による負荷平準化レベルはその導入量がある限度を超えると、想定した負荷パターンが全系の負荷パターンから見ても適切さを欠くようになり（具体的には、年最大電力が他の時点にシフトするなど）その効果は飽和する。
- (3) 電気自動車の充電パターンの例に見られるように、ピーク低減には寄与しない負荷平準化方策であっても、負荷平準化への寄与度の違いが負荷平準化技術の経済性に相当の影響を及ぼす場合があることには注意が必要である。

本章の検討では、いくつかの負荷平準化方策についてその負荷平準化パターンを固定し、その影響の評価を行ったが、他の負荷平準化方策についての検討や負荷平準化パターンを変化させた場合の検討は、今後に残された課題である。また統合資源計画に見られるような、供給サイドのオプションと需要サイドのオプションという性格の異なるオプションをあわせて的確に評価する方法の開発も残された課題である。



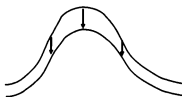
(a) ピークカット



(b) ボトムアップ



(c) 負荷シフト



(d) 省エネルギー

図4.1 DSMの典型的なパターン

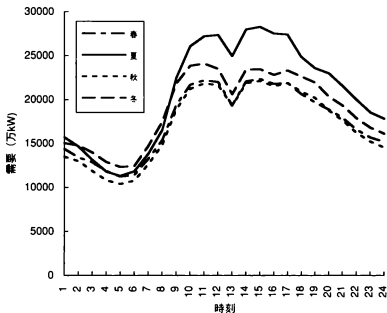
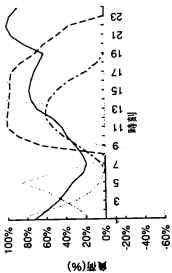
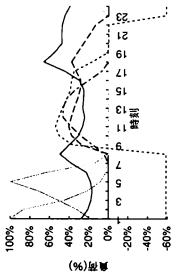


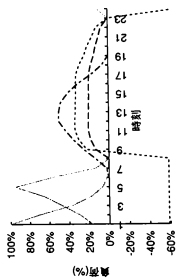
図4.2 想定した負荷平準化方策の日負荷パターン
 (注) 最大3日。一般水力等差引済



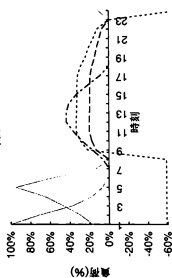
(a) 春



(b) 夏



(c) 秋



(d) 冬



図4.3 想定した日負荷曲線の例
(注) 各々の年間の最大値で正規化

表4.1 基本条件のもとでの計算結果

	設備容量 (万kW)	発電電力量 (億kWh)	設備利用率 (%)
原子力	9718	6410	75.30
石炭火力	6187	4610	85.05
LNG火力	4842	1412	33.29
LNG-ACC	2933	1472	57.28
石油火力	5340	429	9.17
揚水式水力	6027	540	10.24
一般水力	2080	800	43.91
合計	37128	14901	-----

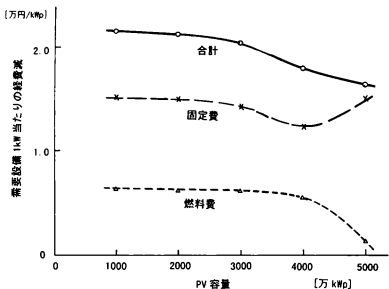


図4.4 太陽光発電の導入量を変化させた場合の太陽光発電1kW当たりの経費節減額の変化

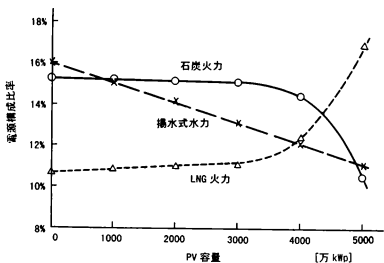


図4.5 太陽光発電の導入量を変化させた場合の電源構成の変化

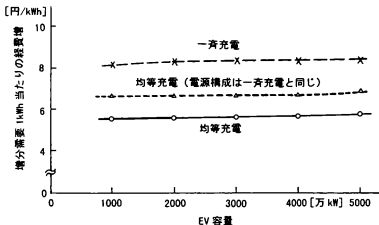


図4.6 電気自動車の導入量を変化させた場合の電気自動車1kWh当たりの経費増加額の変化

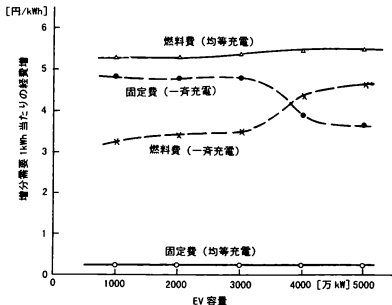


図4.7 電気自動車の導入量を変化させた場合の経費増加額の内訳の変化

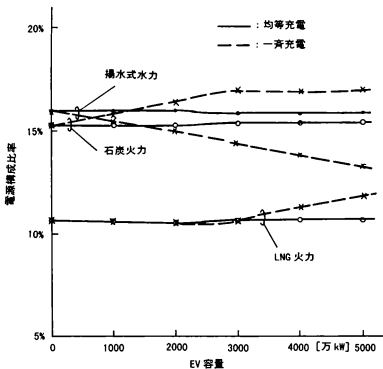


図4.8 電気自動車の導入量を変化させた場合の電源構成の変化

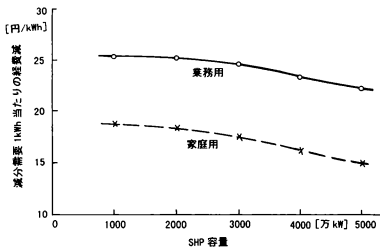
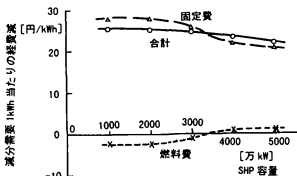
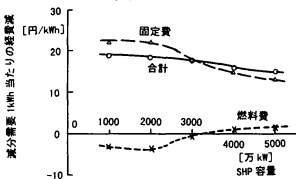


図4.9 スーパーヒートポンプ容量を変化させた場合の需要電力量1kWh当たりの経費節減額の変化



(a) 業務用



(b) 家庭用

図4.10 スーパーヒートポンプ容量を変化させた場合の経費節減額の内訳の変化

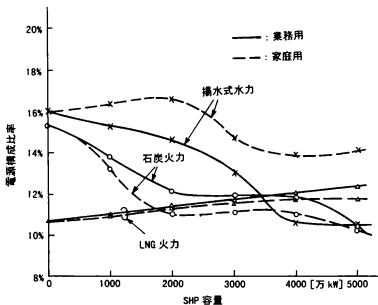


図4.11 スーパーヒートポンプ容量を変化させた場合の電源構成の変化

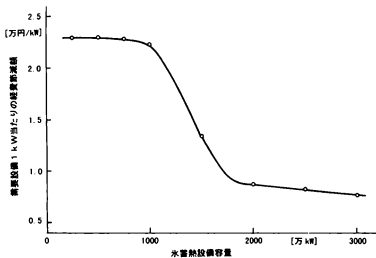


図4.12 氷蓄熱空調設備1kW当たりの経費節減額の変化

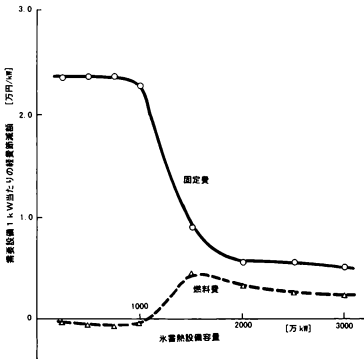


図4.13 水蓄熱空調設備1kW当たりの経費節減額の内訳の変化

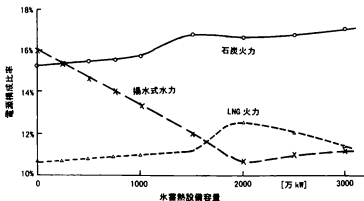


図4.14 水蓄熱空調設備1kW当たりの電源構成の変化

第5章

モンテカルロシミュレーション法による 揚水池容量の検討

5. モンテカルロシミュレーション法による揚水池容量の検討

5. 1 はじめに

わが国では多数の揚水式水力発電所がピーク電源として運転されており、その容量（一般電気事業用）は1990年に2,228万kW、電源構成比率で11.1%に達している。揚水式水力は応答が速いこと、他の電源に比べ建設単価が安いことなど、ピーク電源に適した特性を有している。しかし、電源計画の観点から、その効果を的確に把握すること、またその所要特性を明らかとすることは、需給運用についての詳細な検討が必要となるため、困難な課題の1つである。

本章では、揚水式水力の必要とされる貯水池容量（以下、所要池容量と呼ぶ）について検討する。所要池容量は、基本的には、揚水式水力がどのように運転されるか、すなわちピーク負荷の持続時間の長さや、深夜や週末にどの程度の揚水資源を確保できるかなどに依存する。ここに揚水式水力の運転形態は、電力システムの需給の逼迫度、負荷パターン、電源構成、揚水式水力の運用の考え方など種々の要因に大きく影響されるため、これらの所要池容量への感度を明らかとすることが重要である。

これまで、電源計画の観点からの揚水式水力の導入メリットや所要性能についての検討としては、参考文献1から3などによる検討がある。参考文献1および2では、経済性の観点から、揚水式水力の設備容量から池容量までを最適化している。同文献では、池容量については、信頼度指標をその関数として算定し、停電コストを含めコスト最小化を図ることにより、最適値を計算している。その検討手法は総合的ではあるが、関連する要因が池容量にどのような影響を与えるかは十分に明らかとされていない。言い換えれば、揚水式水力の最経済パラメータを求めることに労力を費やしているが、揚水式水力の将来の運用形態について詳細な検討を行っているわけではない。また参考文献3では、日間運用と週間運用による違い、各種の関連要因の影響等が十分に明らかとされていない。

本章では、まず5.2節で、所要池容量の検討のための、モンテカルロ法による揚水式水力の運用シミュレーション手法について述べる。そこでは電力システムの日間および週間運用について検討を行っている。ここにモンテカルロ法によるシミュレーションによったのは、それによれば電力システムの詳細な時系列を考慮したシミュレーションを行いうること[4]-[6]を考慮したものである。信頼度評価にあたっては、確率的変動として発電ユニットの計画外停止、需要の変動、出水の変動の3つを考慮し、供給信頼度の指標としては見込み不足日数(loss-of-load-expectation, LOLE[7])を用いた。次いで5.3節では、開発した手法をモデル系統へ適用し、開発した手法の機能の検証を図るとともに、揚水池容量が負荷パターン、電源構成、揚水式水力の運用形態などの要因によってどのような影響を受けるかについて検討している。

5. 2 シミュレーションモデル

本節では、開発した週間および日間運用モデルについて、週間運用モデルを中心に述

べる。図5. 1に週間運用モデルのフローチャートを示す¹⁾。検討期間は、週間モデルに対しては月曜から日曜の1週間、日間運用モデルに対しては平日の1日間である。ここに1日は、揚水式水力の水位の初期値の設定を容易とするため、深夜軽負荷時間帯が終了した早朝から翌日の早朝までの24時間としており、通常の意味での1日とは異なる。なお週末は負荷が小さく見込み不足日数への寄与も小さいため、日間モデルによる計算は平日だけを対象としている。

(1) 発電プラントモデル

a) 火力・原子力モデル

火力・原子力モデルでは、各発電ユニットの状態を運転可能および計画外停止中の2つの状態で表現した。

週間モデルでは、図5. 2に示すような1週間の発電ユニット群の状態について試行パターンを作成する。ここに各日のユニットの状態を疑似乱数を用いて想定しており、1日内では状態は変化しないものとした。これは1日内での状態の変化を考えると、揚水式水力の運用の扱いが困難となるためである²⁾。同図に示すように、試行パターンの作成は下記の3つのステップからなっている。すなわち初期状態、運転継続時間、計画外停止継続時間の決定の3つである。ここに初期状態とは、月曜日の早朝の状態を指す。

火力ユニットの実績データの分析結果によれば、運転継続時間は指数分布、計画外停止継続時間は対数正規分布で近似できる(付録5. 1参照)。このため本モデルでも、これらの確率密度分布を用いた。まず運転継続時間については、下式(指数分布)の分布

$$f_{\text{on}}(t) = \lambda \exp(-\lambda t) \quad (5.1)$$

に従う確率変数はマルコフ的であるため、初期状態からの運転継続時間もまた元の指数分布に従う。一方、計画外停止継続時間については、下記の対数正規分布

$$f_{\text{off}}(t) = \log e \times \exp[-(\log t - \mu)^2 / 2\sigma^2] / \sqrt{2\pi} \sigma t \quad (5.2)$$

ではマルコフ性が成立しない。しかし条件付確率の考え方によれば、初期状態から引き続いて計画外停止に留まる時間は下式の分布関数に従うことが分かる。

$$u(t) = t f_{\text{off}}(t) / \int_0^{\infty} r f_{\text{off}}(r) dr \quad (5.3)$$

¹⁾ 日間運用モデルのフローも同様である

²⁾ 本手法では、揚水式水力の運用パターンは火力・原子力ユニットの1日内の運転可能性を所与として決定した。これにより、揚水式水力の運用は、重要な条件が既知であるとの前提にたった運用、いわば「神様運用」となる。しかし予測誤差の存在を織り込む手法は十分には確立されていないことも考慮し、本検討ではモデルを単純化するためにこのような神様運用を仮定した。

一方、発電ユニットの初期状態は、二項分布から求めた。ここに二項分布における計
画外停止率 r は次の通りである。

$$r = \text{MTTR} / (\text{MTBF} + \text{MTTR}) \quad (5.4)$$

ここに MTBF: 平均運転継続時間

MTTR: 平均計画外停止継続時間

なお日間運用モデルにおける火力・原子力ユニットの状態は二項分布に従うものとして扱った。

b) 揚水式水力モデル

揚水式水力は必要なときに限り発電運転されるもの、すなわち発電運転は他の供給力
だけでは需給バランスを維持できない場合に行われるものとした。言い換えれば、昼夜
間の燃料比較差による発電（経済揚水）等は考慮していない。一方、動力運転は揚水源
資が得られる時には、できるだけ早く貯水池水位を回復するように運転するものとした。
すなわち、揚水式水力は、供給信頼度をできるだけ高めるように運用されるものとして扱
った。

本モデルでは貯水池水位の時間変化を考慮し、池水位が最低水位に達した場合、揚水
式水力の供給能力を零とした（図 5. 3 参照）。この供給能力の低下は「出力潜在化」
（図 5. 4 参照）[3]による供給能力低下と考えることができ、その低下は見込み不足
日数の増大をもたらす。出力潜在化は貯水量が零となることによりもたらされるが、そ
の原因としては、ピーク時に揚水式水力が分担すべき負荷の継続時間が池容量を上回る
場合と、深夜や週末などの軽負荷時に十分な揚水源資を確保できない場合の2つが考え
られる。これらは両者とも負荷パターンと密接な関係があるが、特に後者の揚水源資の
確保の可能性は電源構成とも関連が深い。

本モデルでは、揚水式水力は1ユニットにまとめて扱った。等価ユニットの容量(kW)
と池容量(kWh)は、それぞれ全ユニットの合計値である。以下では、池容量は、池容量
(kWh)を容量(kW)で除した発電継続時間で表わすこととする。ここに池容量とは、上部
貯水池と下部貯水池の容量の小さい方の値を指す。

なお日間運用モデルでの揚水式水力の扱いは、対象期間が異なることを除けば、週間
運用モデルと同じである。

c) 一般水力モデル

一般水力は、わが国における水力発電（自流水力）の供給力評価の代表的な手法
[8]に準じて、1ユニットにまとめて扱った。また1日単位での出水変動を考慮してい
る。出水変動は週間および日間の両モデルで考慮した。ただし週間モデルでも、対象と
する各日の出水の間の相関は考慮していない¹⁾。

(2) 需要モデル

¹⁾ 相関をモデルに組み込むことは困難ではないが、一般水力の電源構成比率があまり高くないこと、所
要データが一般的には入手できないことにより、このように扱った。

本項では、日間運用および週間運用モデルでの需要の扱いについて述べる。なおここに需要としては文献[8]の方法に従い、特定の1ヶ月の需要を対象としている。

a) 日間運用モデル[8]

日間運用モデルの需要モデルは、見込み不足日数の算定のためにわが国で広く用いられている扱いによった。すなわち需要モデルでは、図5.5に示すように、週日に対する日最大電力(1時間値)の持続曲線と需要の予測誤差を考慮するための需要変動を考慮している。週日の日最大電力の持続曲線は直線とし、需要変動は正規分布で近似している。シミュレーションにあたっては、負荷持続曲線を表わす直線は一様分布により取り扱うことができるので、一様乱数に正規乱数を加えることにより需要の大きさに対応する乱数を得た。すなわち日最大電力の確率分布は、一様分布と正規分布の畳み込み積分(convolution)となる。

揚水式水力の運用の検討に際しては、日負荷曲線が必要である。負荷曲線の想定の際、ここでは週日の日最低電力が一定との仮定をおいた。これは週日において、日最低電力は日最大電力ほど変動しないこと(付録5.Ⅱ参照)¹⁾を考慮したためである。日負荷曲線は、日最大電力および日最低電力を固定し、当該月の平日の平均的な日負荷曲線を比例的に調整することにより求めた。

b) 週間運用モデル

週間運用モデルでは、下記の3ステップにより、1ヶ月間の日負荷曲線群を求めた。

- ① 週最大電力の想定
- ② 週内の変動を加え各日の日最大電力の想定
- ③ 各日の日負荷曲線の想定

第3ステップの負荷曲線の想定は日間運用モデルと同様であるため、以下では上に第1ステップおよび第2ステップについて説明する。

週間運用モデルと日間運用モデルの結果を比較するためには、両モデルにおける日最大電力の確率分布が同一である(ないしは似通っている)必要がある。上述の第2ステップによれば、日最大電力は週最大電力に毎日の需要変動を加えることにより想定している。これは確率分布の観点からは、週最大電力と週内の変動の確率密度関数の畳み込み積分(convolution)を行うことに対応する。一方、本検討では、1週間内の日最大電力の変動の分布は実績値をもとに人力とした。日間運用モデルとの対応の観点からは、日間運用モデルで一様分布と正規分布の畳み込みとして得られた確率分布から、この週内の需要変動の影響を除けば、週最大電力の確率分布が得られることとなる(図5.6参照)。しかしこれは確率密度分布関数の畳み込み積分の逆演算を行うこととなり、数学

¹⁾ 月曜日の最低負荷は、一般に、火曜日から金曜日の最低負荷より小さいことが多い。しかし上述のように、本検討での1日は早朝から翌日の早朝に至る1日間としているため、月曜日の最低負荷は、本検討ではモデリングの上からは日曜日に含まれることとなるため、それへの特段の配慮は不要である。

的に不可能である¹⁾。

このために以下の近似を導入した。本近似では、週間運用モデルと日間運用モデルで、供給力不足が生じやすい需要が大きい領域での確率分布が似通った形状となるように工夫している。まず日間運用モデルでの持続曲線に対応する確率密度分布関数（1様分布）を下式で表わす。

$$f(x) = \begin{cases} 1/(L_{\max}-L_{\min}) & L_{\min} < x < L_{\max} \\ 0 & x < L_{\min}, L_{\max} < x \end{cases} \quad (5.5)$$

また週間の需要変動の分布を下式で表わす。

$$g(x) = p \Sigma \delta(x-a_i) \quad (5.6)$$

ここに $\delta(x)$: ディラックのデルタ関数

週最大電力の確率密度分布関数を $h(x)$ とする時、それを下式ですべての x に対して等号が成立するようにできれば良いが、上述のように一般にこの関係が厳密に成立するように関数 $h(x)$ を決めることはできない。

$$f(x) \neq p \Sigma h(x-a_i) \quad (5.7)$$

このため以下の工夫を導入する。まず以下の議論を簡単とするために、週内の負荷の変動レベル a_i について次の条件を仮定する。

$$\begin{aligned} a_1 &> a_2 > a_3 > \dots \\ \Delta &= a_1 - a_2 = a_2 - a_3 = \dots \end{aligned}$$

ここで確率密度分布関数 $h(x)$ を下式により近似する（図5.7参照）。

$$1) \quad L_{\max} - \Delta < x < L_{\max} : \quad h(x-a_1) = f(x)/p \quad (5.8)$$

$$2) \quad L_{\max} - 2\Delta < x < L_{\max} - \Delta : \quad h(x-a_2) = f(x)/p - h(x) \quad (5.9)$$

なお $x < L_{\max} - 2\Delta$ に対する $h(x-a_i)$ は(5.9)式と同様に求めていく。

上記により求めた関数 $h(x)$ は積分しても1となるとは限らない。このため、あわせて下記の条件を導入した。

¹⁾ 確率密度分布関数は、(1)全定義域で正である、(2)全定義域にわたって積分すれば1とならなければならないという性質を有する。一般にはこれを満たすように週最大電力の確率密度分布関数を求めることはできない。

$$h(x) = 0 \quad (x < X_{na})$$

$$\text{ここに } \int h(x)dx=1$$

なお全領域にわたって関数 $h(x)$ を積分しても1に達しない場合は、需要の小さい領域で対応する量だけ $h(x)$ を増加させることとした。

上記から求めた関数 $h(x)$ は、需要の大きい領域から定めているので、需要の大きい領域ほど(5.7)式の良好な近似となっている。この近似の精度については、次節で検討する。

以上により、1週間内の週日の日最大電力が定まるが、平日5日のうち、どの日にいづれの日最大電力が現われるかはランダムとし、一様乱数を用い求めた。なお週末（土曜朝～月曜早朝）の負荷曲線については確率的な変動は考慮していない。

(3) 信頼度評価

見込み不足日数 (LOLE) は、わが国の標準的な方法[8]の方法に従い、1ヶ月単位で計算した。

見込み不足日数は発電ユニットの計画外停止などによる供給能力低下、需要変動、出水変動の3つによるが、供給能力低下には発電ユニットの計画外停止に起因する分と、揚水式水力の出力潜在化による分がある。これに対応し、本章では、見込み不足日数も発電ユニットの計画外停止による分（すなわち揚水式水力の出力潜在化を考慮しない場合の値）と、揚水式水力の出力潜在化による分とに分け、以下では、主に後者の指標を用いて揚水式水力の池容量について検討する。なお池容量の検討については、経済性の面からの検討も必要であるが、このような確率変動を考慮した解析はきわめて厄介となるため、ここでは信頼性面のみに焦点を絞った検討を行う。

5. 3 試算結果

開発した手法の妥当性を検証するために、同手法をモデル系統に適用した。計算の主要な想定条件は次の通りである。なお本検討は、ある年度断面に対して揚水式水力の運用パターンを検討するものであるため、系統規模のいかんは検討結果にあまり影響を及ぼさない¹⁾。

- ① 各季節の代表的な月（夏：8月、冬季：1月、春季：4月、秋季：10月）に対し検討を行う。
- ② モデル系統の電源設備容量は3,000万kWとする。
- ③ 想定した負荷パターンは、昭和61年度の9社計の負荷曲線であり、その年負荷率は59%である。図5.8に同系統の四季の週日における代表的な日負荷曲線を示す。
- ④ 揚水式水力について、揚水総合効率は70%、最大発電電力と最大揚水動力は同一と

¹⁾ 火力・原子力ユニット数が異なると、需給バランスが厳しくなる需給断面の発生頻度は影響を受ける。このため正確に言えば、系統規模が異なれば、計算の結果として得られる供給信頼度レベルも変わる。しかし供給信頼度レベルが変化しても、後に図5.9～5.12で議論する曲線の形状にはあまり影響を及ぼさないため、その影響は本質的ではない。

した。

- ⑤ 電源の計画外停止率は、火力が2.3%、原子力が2.5%、水力が0%とした。
- ⑥ シミュレーションの試行数は2,000とした。

以下では、さまざまな要因が所要池容量におよぼす影響を検討する。なおここに供給能力、すなわち供給力の構成や供給予備力の大きさは、発電ユニットの補修停止や出水の季節変動などにより、季節ごとに異なっている。

(1) 季節と池容量

各季節の代表的な月(夏:8月、冬季:1月、春季:4月、秋季:10月)に対し、週間運用モデルを用いて池容量と見込み不足日数の関係を計算した結果を図5.9に示す。同図によれば、池容量が増えるとともに見込み不足日数は低下しているが、やがて飽和することが分かる。秋季以外の季節では、飽和点は明確であるが、この飽和点は揚水式水力の出力潜在化が発生しなくなるために必要な池容量(以下、これを所要池容量と呼ぶ)を表わす。所要池容量は、夏季に6時間程度と最も小さく、秋季に12時間以上と最大となっている。季節による違いの原因、および秋季に飽和点が明確でない原因については後ほど考察する。

見込み不足日数の飽和レベルは発電ユニットの計画外停止のみに起因する値となるため、図5.9で飽和レベルを上回る分が揚水式水力の出力潜在化による見込み不足日数と考えることができる。たとえば池容量が6時間程度の場合、夏季以外の季節には、出力潜在化による見込み不足日数が計画外停止による見込み不足日数と同程度の大きさに達している点には注意が必要である(図5.9の縦軸は対数日盛りである)。また発電ユニットの計画外停止による見込み不足日数は、季節による需給バランスの差異により、夏季および冬季に比べ、春季および秋季に小さくなっている点にも注意が必要である。

(2) 揚水式水力の電源構成比率と揚水池容量

図5.10は、週間運用モデルを用い、揚水式水力の電源構成比率の影響を検討した結果を示す。同図には、揚水式水力の電源構成比率として10%および15%の場合の結果を示している。同図によれば、電源構成比率の影響は季節によって相当に異なることが分かる。たとえば、揚水構成比率が10%から15%に増えた時、夏季の所要池容量は6時間から8時間に増えるだけであるが、春季には8時間から12時間と大きく増える。

前章に述べたように、所要池容量は日間のピーク継続時間と揚水源資の確保の可能性により定まる。ここにピーク継続時間は、揚水式水力の電源構成比率が高くなれば、ピーク負荷からミドル負荷まで分担することになるため多少増加するが、図5.8からも予想されるようにこれはあまり大きくない。上記の計算結果に対しては、夏季の6時間から8時間への増加はこれによる。一方、春季の所要池容量の増大は、図5.8に示す日負荷曲線だけでは説明できないため、揚水源資の不足に起因していることが予測される。

揚水源資の確保の可能性は、日最大電力および日最小電力の季節変動と関係が深い。まず最大電力については、最大電力バランスを維持するように供給力の計画が策定されているため、一般に総供給能力の大きさはその季節の最大電力の大きさと連動している。しかし日最小電力は、夏季、冬季にやや増大するものの、年間であまり変化しない(付

録5. II参照)。このため春秋のような最大電力の小さな季節には昼夜間の需要格差が小さく、確保できる揚水源資は他の季節に比べ小さくなる。これにより、これらの季節には、揚水源資不足による出力潜在化が発生する可能性が増大する。なおこれらの季節に十分な供給予備力があれば、出力潜在化があっても見込み不足日数レベルとして所要レベルを確保できる可能性があるが、需給バランスが逼迫した場合は通常、春秋にも供給予備力が低下する。これを考慮すると、揚水源資を確保できるか否かが、揚水式水力の電源構成比率の上限を与える可能性がある。

(3) 週間運用と日間運用

夏季および春季に対し週間運用モデルと日間運用モデルの結果を図5. 11で比較する。同図(a)は揚水構成比率10%に対する検討、同図(b)は揚水構成比率15%に対する検討の結果を示す。図中で、実線は週間運用モデルの結果を、2本の点線は次の2つの条件に対する日間運用モデルの結果を表わす。

- ① No.1: 1日の終わりの池水位は満水位
- ② No.2: 1日の終わりの池水位に制約無し

ここに1日の始めの池水位はともに満水位としている。

夏季に対しては、日間運用モデルの2つの曲線は一致しており、週間運用モデルの曲線もほぼそれに重なっている。この結果は、夏季には、日間で深夜に十分な揚水源資を確保できるため、日間運用がほとんどであることを表わしている。また週間運用モデルと日間運用モデルの結果が概ね一致していることは、週間運用モデルにおける需要モデルの妥当性を表わしている。

春季に対する結果は、夏季に対する結果と大きく異なっている。ただし揚水構成比率が10%の場合には、春季の曲線群の様相は夏季の曲線群の様相とあまり違ってない。すなわちその場合、春季には、日間運用モデルの結果No.1とNo.2の間にわずかなギャップがある点だけが主たる相違点である。しかし揚水構成比率が15%の場合には、日間運用モデルNo.1の結果はNo.2のそれと大きく異なっている。これはこの場合、週日の深夜だけでは十分な揚水源資が確保できないことを表わしている。図5. 11(b)によれば、週間運用モデルの計算結果は2本の日間運用モデルの曲線の間に位置している。これはこの場合、揚水式水力の週間運用が必要となっていることを表わしている。また同図で、春季に見込み不足日数の曲線に飽和レベルが見られないことは、この場合、揚水式水力の出力潜在化を抑制するための所要池容量が非常に大きくなることを表わしている¹⁾。

5. 4 むすび

本章では、電力システムの信頼性の観点から揚水式水力の所要池容量について検討する手法を提案した。

開発した手法はモンテカルロ・シミュレーション手法であり、週間運用モデルと日間運用モデルとがある。同モデルは、火力・原子力ユニット、揚水式水力、および一般水

¹⁾ 確率的に考えるとき、需給バランス上、大きな池容量を必要とする確率はあまり大きくない。どの程度の確率まで許容しうるかはポリシーの問題であるため、ここでは議論の対象としていない。

力を対象とした供給力モデルと、需要モデルとからなっている。供給力モデルについては、実績特性に基づく火力・原子力ユニットの統計的な取り扱い、池水位の逐時変化を考慮した揚水式水力の取り扱いに特徴がある。一方、需要モデルについては、週間運用モデルと日間運用モデルの整合性を確保するように工夫した。

開発したモデルを用いて試算を行った。ここでは揚水式水力の出力潜在化を抑制するために必要となる貯水池容量を検討した。所要池容量は、季節によって異なり、揚水式水力の電源構成比率により大きな影響を受けることを明らかとした。

なお本章では所要池容量について信頼性面からの検討結果を示したが、これ以外に経済性や、運転予備力等の面からの検討も必要である。これらは残された課題である。

付録 5. 1 火力ユニットの信頼性特性

図5.A-1および図5.A-2に火力ユニットの運転継続時間と停止継続時間の実績値を示す[8]。同図によれば、運転継続時間の分布は指数分布で、停止継続時間の分布は対数正規分布で良好に近似できることが分かる。近似式は下記となる。

$$f_w(t) = 0.0012 \exp(-0.0012t) \quad (5.A.1)$$

$$f_{sw}(t) = \log e \exp\{-[\log t - 0.69]^2 / 20.60\} / 0.60\sqrt{2\pi}t \quad (5.A.2)$$

なお火力ユニットの計画外停止率は2.0～2.5%程度とされている[8]。

付録 5. 2 深夜率の推移

図5.A-3に平日における日最大電力および日最低電力の季節変動の例[9]を示す。また図5.A-4に日負荷率および深夜率（＝日最低電力／日最大電力）の年度推移の例を示す。これらの図により、日最低電力の特徴について日最大電力と対照して述べれば下記の通りである。

- ・日最低電力は、夏季、冬季に若干増大する¹⁾ものの、年間で概ね一定である。なお日最低電力についても、日最大電力と同様に、1週間周期での変動があり、特異日（年末年始、お盆、ゴールデンウィーク）における低下が顕著である。
- ・1週間に注目すると、週末にあたる日曜の朝早くと、月曜の朝早くに発生する日最小電力が、他の日の日最小電力より小さい。
- ・深夜率（＝日最低電力／日最大電力）には、年次的に見ても、大きな変化は見られない。

¹⁾ これは深夜にも空調需要が増加していることの反映かと推察される。

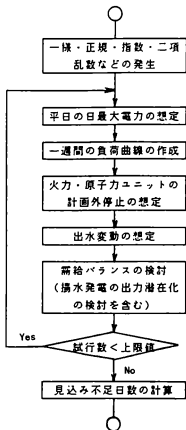


図5.1 開発した手法の流れ

	週						
	月	火	水	木	金	土	日
#1							
#2				停止中			
#3							
#4							
⋮							
⋮							
⋮							
⋮							
#N							

二項分布

運転可能日数：指数分布
 停止日数：対数正規分布

に従う

図5.2 火力・原子カユニットの運転状態パターン

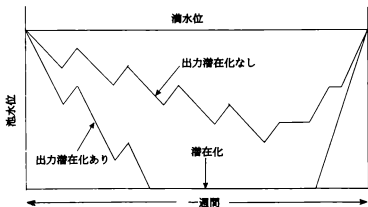


図5.3 池水位の時間変動

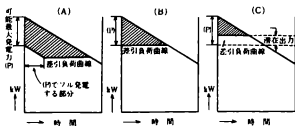


図5.4 有効出力と潜在出力

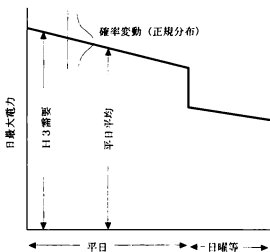


図5.5 見込み不足日数計算のための需要 (1ヶ月) の考え方

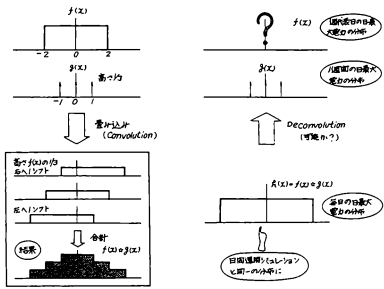
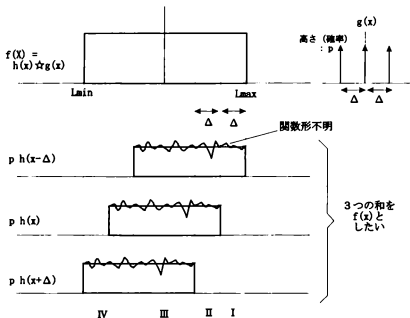


図5.6 週間運用モデルと日間運用モデルの需要の整合性



領域 I : $h(x-\Delta) = f(x) / p$

領域 II : $h(x-\Delta) = f(x) / (p - h(x))$

領域 III : $h(x-\Delta) = f(x) / (p - h(x) - h(x+\Delta))$

領域 IV : 一般には $f(x) \neq h(x) \star g(x)$
 (負荷の大きな領域で $f(x)$ と $h(x) \star g(x)$ が合致していれば良いと割り切る)

図5.7 過ピーク需要の確率分布の近似の考え方

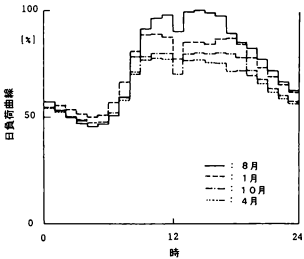


図5.8 平日の日負荷曲線の例

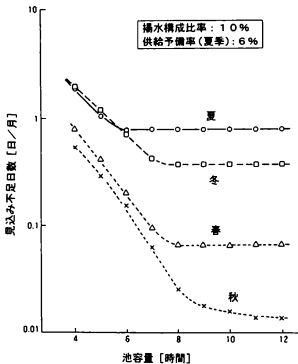


図5.9 季節別に見た池容量と見込み不足日数の関係

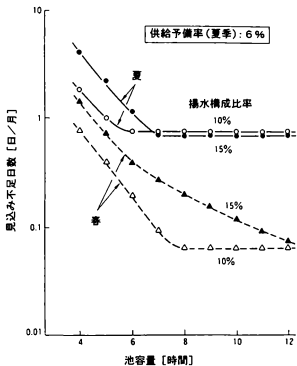
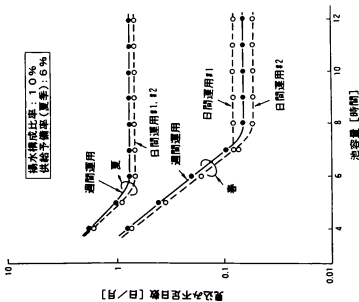
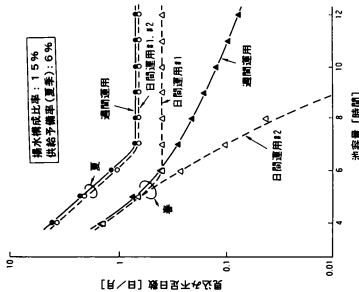


図5.10 揚水構成比率の変化と池容量と見込み不足日数の関係



(a) 揚水構成比率：1.0%



(b) 揚水構成比率：1.5%

図5.11 日間運用と週間運用の比較

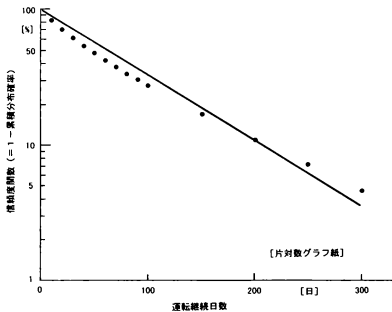


図5A.1 運転継続日数の指数分布への適合

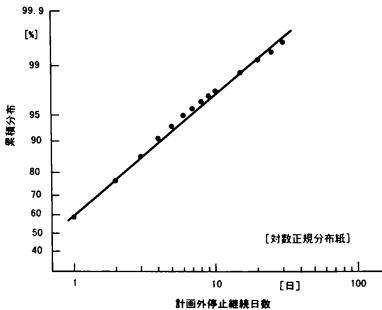


図5A.2 計画外停止継続日数の対数正規分布への適合

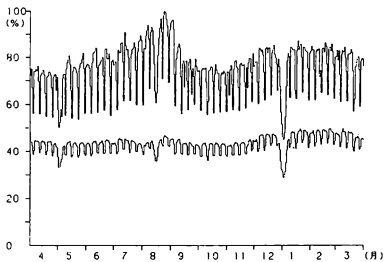
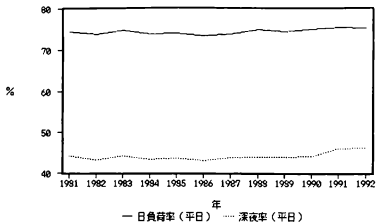
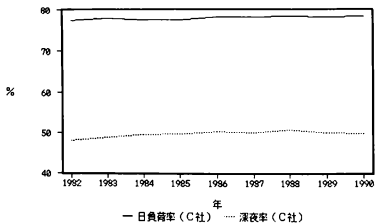


図5A.3 日最大電力と日最低電力の季節変動(9社計、発受電端)



(a) 8月 (C社)



(b) 12月 (C社)

図5A.4 日負荷率と深夜率の推移 (発受電端)

第6章

動的計画法による圧縮空気エネルギー貯蔵発電の 最適運用方式

6. 動的計画法による圧縮空気エネルギー貯蔵発電の最適運用方式

6. 1 はじめに

空調需要の増加等により負荷率は低下傾向にあるため、負荷平準化は電気事業にとって重要な課題の一つとなっている。電力貯蔵技術は、負荷率の低下に伴い重要度を増しており、既に実用化技術である揚水式水力に加え、種々の新型の電力貯蔵技術について研究開発が行われている。このような新型の電力貯蔵技術には、電池電力貯蔵、超電導エネルギー貯蔵 (SMES)、フライホイール、圧縮空気エネルギー貯蔵など種々の形式がある。

これらのうち圧縮空気エネルギー貯蔵発電 (Compressed Air Energy Storage, CAES) は、主に既存技術の組合せで実現可能なため、他の新型電力貯蔵設備に比較して早期の実用化が期待できる電力貯蔵方式である。同方式については、たとえば米国では、マッキントッシュ発電所が1991年に運開しており[1]、わが国でも砂川にパイロットプラントが建設されるとともに、同技術の種々の側面について研究が行われてきた[2]。

最近、従来型CAESにおける単純サイクルガスタービンの代わりに改良型コンバインドサイクル発電 (Advanced Combined Cycle, ACC) を用いたACC-CAESの概念設計の提案があった[3]。これはCAESの発電効率の向上のために有効であるとともに、既設火力のリパワーリングにも適用できる可能性があり有望な技術と考えられる。

しかしCAESは、発電時に、軽負荷時に貯槽に蓄えた空気以外に燃料を要するなど、他の電力貯蔵設備とは大きく異なった特性をもっている。加えて、ACC-CAESは、貯槽部分を切り離して運転すれば、ACCとしても運転できるという特徴を有している。ACCは汽力タービン発電より熱効率が高いため、ACC-CAESのACC運転は需給運用にも大きな影響を及ぼす可能性がある。

このようにACC-CAESは他の電力貯蔵設備とは大きく異なる特性を有しているため、他の電力貯蔵設備との比較でその得失の評価を行うことは容易でない。すなわち、たとえば、ACC-CAESの最適運用パターンはどのようなになるかや、ACC-CAESのエネルギー効率は他の電力貯蔵設備に比べてどうかなどは、ACC-CAESの得失の評価にあたっての重要な論点であるが、これらはこれまで十分に明らかにされていない。これらを明らかとするためには、ACC-CAESを含む電力システムの需給運用を検討することが不可欠である。

本章では、他の電力貯蔵設備と比較した場合のACC-CAESの得失について、電力システムの需給運用の観点から検討した結果を記す。まず6.2節ではACC-CAESの概念設計の結果を概説し、6.3節ではACC-CAESの需給運用上のモデル化および動的計画法を用いたその最適化アルゴリズムについて述べる。6.4節および6.5節では、試算例を通じて、その最適運用パターンについて検討する。続いて6.6節ではACC-CAESの需給運用面から見た実効的な効率について検討する。

6. 2 ACC-CAESプラントの概念設計の概要[3]

図6.1にACC-CAESプラントの一例を示す。同図で破線に囲まれた部分はACC-CAESプラ

ントに固有の部分である。すなわち低圧軸の機器は基本的に既存のACCプラントの機器（GE社のG型ガスタービン）であるが、破線に囲まれた高圧軸の機器はACC-CAES固有の機器である。このプラントの特長は、既存のACC機器を最大限利用することにより、従来型CAESプラントより高い効率を達成する点にある。一方、高圧軸の機器は、低圧軸のコンプレッサの出口圧力が15atm程度と低いため、貯蔵空気の圧力を上げ、貯槽の体積を縮小するために導入されている。

ACC-CAESプラントでは、図6.1の破線部分を利用しないことにより、ACCとしての運転も可能である。表6.1にACC-CAESプラントの主要性能を、参考文献3に示されたもう1つの設計例とともに示す。両設計はユニット容量等の点で異なっているが、下記のマクロ的な需給運用の面からはそれらの差異はあまり大きくないため、以下では需給運用シミュレーションについては表6.1のシステムGに対する結果についてのみ述べることにする。

表6.1 概念設計におけるACC-CAESの主要パラメータ[3]

内容	システムA	システムG
ACC運転時のACC-CAESの発電出力(MW)	245	400
CAES運転時のACC-CAESの発電出力(MW)	442	829
電力貯蔵時の動力(MW)	153	366
ACC運転時のACC-CAESの燃料消費量(MW) (注)	473	769
CAES運転時のACC-CAESの燃料消費量(MW) (注)	671	1208
CAES運転の運転継続時間(h)	7.6	7.6
電力貯蔵の運転継続時間(h)	8.0	8.0
貯槽圧力(MPa)	3.0	6.0

(注) 燃料の発熱量は単位換算の手間を省くためすべてMWで示した。

(1MW=860×10³kcal/h)

6.3 モデリングと最適化手法

ACC-CAESの需給運用特性は他の電源（電力貯蔵設備を含む）と大きく異なるため、ACC-CAESを含む電力システムの需給運用計画手法を新たに開発した。また、比較のため、揚水式水力を含む同様の需給運用計画手法も開発した。

A. ACC-CAESのモデリング

ACC-CAESプラントの運転モードとして、次に4つを考慮した。

- 貯蔵モード：貯槽に圧縮空気を貯蔵するモード
- CAES発電モード：圧縮空気をうい発電を行うモード
- ACC発電モード：圧縮空気を使うことなく発電を行うモード

○予備力モード

なおACC発電モードでは、ガスタービン出力の相当部分がコンプレッサの駆動のために用いられるため、同モードにおける最大出力はCAES発電モードにおける最大出力をかなり下回る点には注意が必要である。

ACC-CAESのモデル化の際の主要な仮定は次の通りである。

- ① ACC-CAESプラントは総合して扱うが、上記の4つのモードを想定したため、各モードに対応した4種の等価発電プラントの組合せとして扱う。なおACC-CAESとしては多数ユニットが有るものとし、以下に述べる例外を除いては、上記の4つの運転モードが同時に存在することも可能とした。
- ② CAES発電モードおよびACC発電モードに対し、異なる熱消費率を想定した。また表6.1からも明らかなように、両モードの最大電力は異なる値とした。
- ③ モデルの簡略化のために、モード切り替えに要する時間は無視した¹⁾。
- ④ 昼休みの全系の負荷の低下に対応するための、昼休み時間帯(12時~13時)におけるACC発電モードでの運転は実施しないものとした。ただし前後の時間帯で、ACC発電モードでの運転が行われる場合は、この限りではない。これはACC-CAESプラントで過度の起動停止を避けるために導入した仮定である。
- ⑤ 一部のACC-CAESプラントが貯蔵モードで運転されている場合には、他のプラントがCAES発電モードやACC発電モードで運転されることはないものと仮定した²⁾。これはACC-CAESが1ユニットの場合には当然であるが、多数のユニットがある場合には、理論的には、その可能性は否定できない。ただし貯蔵モードとCAES発電モードによる運転が同時に行われることは、揚水式水力の運用実態等から見て一般的ではない。一方、貯蔵モードとACC発電モードが共存することは考えられはするものの、その場合には一部のACC-CAESは単なるACCとして運転されることとなり、ここでの電力貯蔵設備としての検討の趣旨からははずれるため、そのような場合は無視することとした。

B. 他の電源のモデリング

本検討の目的は、新しい電力貯蔵方式の便益を評価することであるため、ここでの運用計画のモデリングは簡略的なものとした³⁾。

すなわち、まず、ACC-CAESを除く電源はすべて電源種別毎に等価1機にまとめて扱った。考慮した電源種別は、原子力、石炭火力、LNG火力、LNG ACC、石油火力およびACC-CAESである。揚水式水力の運用を検討するモデルでは、ACC-CAESの代わりに揚水式水力を組み入れている。

また電力貯蔵設備以外の電源の負荷配分は、各電源の最大出力および最低出力の制約

¹⁾ モード切り替えには相当の時間を要する可能性はあるが、これを考慮した検討は今後の課題である。

²⁾ 貯蔵モードと他のモードの共存を今回開発した最適化手法に織り込むことは、手法面から困難でもある。

³⁾ これら簡略化した点について精度を上げること、すなわち火力・原子力をユニット別に考慮すること、優先順位法でない負荷配分を行うことは、手法面からは可能である。

を考慮し優先順位法により定めた。ここに優先順位は燃料費の安い順としている。また各電源の起動停止特性は、この最低出力を調整することにより、モデルに織り込んだ。なおLNGの燃料制約などの運用制約も考慮していない。

C. 最適化の手法

ACC-CAESを含む電力システムの需給運用計画の最適化には、動的計画法 (Dynamic Programming, DP) を用いた。動的計画法の状態遷移図は図6.2に示すとおりであり、段は1日内の各時刻、状態は貯槽内に蓄えられた圧縮空気の状態である。目的関数は総燃料費であり、需給バランスの維持、電源の最大出力・最小出力、貯槽の容量などについての制約を考慮している。

本手法では次の方程式を順次解くことにより最適化を図っている。

$$f(s_{k+1}) = \min [f(s_{k+1}) + C(s_{k+1} \rightarrow s_k)] \quad (6.1)$$

ここに $f(s_k)$ は状態 s_k に至る最適パスの累積コスト、 $C(s_{k+1} \rightarrow s_k)$ は状態 s_{k+1} から状態 s_k をつなぐパスに対応するコストである。

パスに対応するコスト $C(s_{k+1} \rightarrow s_k)$ の評価は、圧縮空気の量の増減に応じ、次の3つによった。

a) 圧縮空気が増加する場合 ($s_{k+1} < s_k$)

この場合、少なくとも一部のACC-CAESプラントは、貯蔵モードで運転されている。貯槽内空気の増加により、ACC-CAESへの入力電力を求めることができる。なお上述のように、本モデルでは、一部のACC-CAESプラントが貯蔵モードで運転されている場合には、他のプラントがCAES発電モードやACC発電モードで運転されることはないものとしている。

b) 圧縮空気が減少する場合 ($s_{k+1} > s_k$)

この場合、少なくとも一部のACC-CAESプラントは、CAES発電モードで運転されている。貯槽内空気の減少により、CAES発電モードにあるACC-CAESの発電電力を求めることができる。なおCAES発電モードにないACC-CAESプラントは、ACCモードで運転できるものとした。ここにACCモデルで運転しうるACC-CAESプラントの最大容量 $P_{max, ACC}$ は、下式により求めている。

$$P_{max, ACC} = \gamma (P_{rated, CAES} - P_{CAES}) \quad (6.2)$$

$P_{rated, CAES}$ はACC-CAESプラントの定格出力 (CAES発電モード) の和、 P_{CAES} はパスにより定まるCAESの出力、 γ はACC-CAESプラントのACC発電モードにおける最大出力とCAES発電モードにおける最大出力の比である。

c) 圧縮空気の量が変化しない場合 ($s_{k+1} = s_k$)

この場合、すべてのACC-CAESプラントは、ACC発電モードないしは予備力モードで運転されているものとした。

動的計画法の最適パスをたどることにより、CAES発電モードおよび貯蔵モードにおけるACC-CAESの出力が定まる。また上記のb) およびc) では、ACC発電モードにあるACC-CAESへの負荷配分を定める必要があるが、これは(6.2)式から定まる最大出力の範

四内で他の火力発電と同様に優先順位法により求めた。なお揚水式水力の最適運用も同様に動的計画法により定めている。

6. 4 試算例における想定条件

(1) 負荷曲線

夏季の高需要日の日負荷曲線に対し、検討を行った。ここに同負荷パターンの日負荷率は74.4%である。なお日間運用の検討は、朝の8時から翌日の8時までの24時間を対象とした。ここに通常の暦日と異なり午前8時を起点としたのは、同時間帯には、貯蔵内空気の貯蔵が終了していると考えたためである。

(2) 電源構成

想定した電源構成は、基本的に、電気事業審議会中間報告（平成6年6月）[4]の2010年の電源構成である。その電源構成を表6.2に示す。ここに発電ユニットの補修停止は考慮しておらず、供給予備率は10%としている。

ACC-CAESおよび揚水式水力の設備容量については、ともに電源構成比率が11%の場合の検討を行った。ここにACC-CAESの電源構成比率とは、CAES発電モード時の最大出力に対する値を指す。

(3) 電源の特性

電源に関する主要な想定条件を表6.3に示す。本検討では燃料価格については基本想定条件のほかに油炭の燃料格差が狭まった条件を想定した。同表にはその条件に対する燃料費も併せ示している。ここに基本想定条件のもとでの燃料価格の想定は資源エネルギー庁試算値[5]による。なおACC-CAESのCAES発電モードにおける熱消費率は、空気圧縮・貯蔵のためのエネルギーを考慮しない値である。

(4) その他

表6.4に、ACC-CAESの種々のモードにおける最大出力、貯槽の大きさ等に対する想定諸元と、対応する揚水式水力の想定諸元を示す。ここに、貯槽はACC-CAESプラントを8時間だけ最大出力で貯蔵モード運転することにより、空気量が上限値に達するとしたが、日間の圧縮空気の漏洩率を5%としたため、同プラントのCAES発電モードでの最大出力での運転継続時間は7.6時間となる。またこれに対応し、揚水式水力の最大出力での運転継続時間も7.6時間とした。

なお貯槽内の空気および上部貯水池の貯水量とも、計算の初期断面（朝8時）には上限にあるものとし、1日の運用の後、再び上限値に戻るものとした。

6. 5 ACC-CAESの運用パターンの試算結果

(1) ACC-CAESの運転パターン

基本想定条件に対するACC-CAESおよび揚水式水力を含む電力システムの日間運用パターンを図6.3に示す。上記の条件のもとでは、貯蔵源資（揚水源資）は主に石炭火力により供給されるため、貯蔵源資の増し燃料費は、ピーク時間帯における増分燃料費（石油価格の燃料費）の5割と大きくそれを下回る。このように増分燃料費の昼夜間格差が

大きいため、電力貯蔵設備の運転が経済的となり、ともにエネルギー貯蔵機能をフルに活用した運転形態となっている。

両図より、ACC-CAESと揚水式水力の運転パターンの違いを挙げれば、次の通りである。

- ピーク時間帯には、ACC-CAESは最大出力（一定値）でCAES発電モードで運転されている。一方、揚水式水力は、ピーク需要をカットするように運用されている。
- オフピーク時間帯においては、ACC発電モードにおけるACC-CAESの熱消費率は汽力発電より優れているため、ACC-CAESのACCモードでの運転が広い時間帯で見られる。揚水式水力の場合は、対応する負荷は、LNG火力および石油火力が分担する。
- 夜間時には、ACC-CAESによる負荷増は、揚水式水力による負荷増より小さい。これはACC-CAESがCAES発電モードで発電する時、併せて燃料を用いることに起因している。この結果は、揚水式水力がピーク電源であるのに対し、ACC-CAESはピーク電源ならびにミドル電源として利用される可能性があることを示唆している。

（2）燃料価格の変化の影響

昼夜間の燃料費格差の大小は需給運用パターンに相当の影響をおよぼすことが予想されるため、燃料費格差が小さい場合に対しても検討を行った。想定した燃料価格は表6.3（b）に示している。

図6.4に、上記の燃料費格差が狭まった場合の、ACC-CAESおよび揚水式水力を含む電力システムの日間の運用パターンを示す。これらの図におけるACC-CAESのCAES発電モードでの発電電力量や揚水式水力の発電電力量は、図6.3の対応する発電電力量に比べ、それぞれ12%、4%程度と相当に小さい。これは、図6.4では電力貯蔵・発電の経済性が低下し、ACC-CAESのCAES発電モードでの運転は、他の供給力だけではピーク時の需給バランス維持ができない場合、ないしは深夜時の電源の最低出力の合計が必要を上回る場合に限られるためである。ただしACC-CAESのACC発電モードでの運転は、燃料費格差が小さくなったにも関わらず、ピーク時ならびにオフピーク時に行われている点には留意が必要である。

ピーク時間帯だけに着目すれば、ACC-CAESのCAES発電モードでの出力は、揚水式水力の分担負荷とはやや異なっている。すなわち揚水式水力は他の電源の分担負荷を平準化するように運転されているが、CAES発電モードにあるACC-CAES以外の電源の分担する負荷には凹凸が見られる。さらに詳しく見れば、ACC-CAESのACCモードでの運転出力がピーク時間帯に低下している。これは、一部のACC-CAESがCAES発電モードで運転されている場合、ACC発電モードで運転できるACC-CAESの最大電力が変化することに起因している。つまりCAES発電モードで運転されるACC-CAESが多いほど、ACCモードで運転できるACC-CAESの最大出力は減少するというACC-CAES特有の特性に因っている。

6.6 需給運用からみたCAESの電力貯蔵効率

ACC-CAESは、前節での検討より明らかとなったように、ACCと電力貯蔵設備の性格を併せ有する。このため図6.5に示すように、需給運用の観点からは、その運転パターンを、ピーク時にだけACC対応分に電力貯蔵対応分が付加されると考えると分かりやすい。

本節では、ACC-CAESの運転パターンを等価的にACC対応分と電力貯蔵対応分に分離した時の、電力貯蔵対応分の運転についての経済性・効率を検討する。

(1) 電力貯蔵対応分運転のコストと効率

CAES運転時によるACC運転時からの出力増の発電単価 ΔC は次式で表わすことができる。下式の右辺で、第1項は燃料消費の増加を表わす項、第2項は空気貯蔵のための発電電力増による分を表わす。ここに第1項に示す燃料消費量の増加のある点が、CAESと他の電力貯蔵方式とで根本的に異なる点である。

$$(P_c - P_a) \Delta C = (H_c - H_a) f_g + P_a \lambda_a t_c / t_a \quad (6.3)$$

ここに P_c : CAES運転時のACC-CAESの出力(kW)

P_a : ACC運転時のACC-CAESの出力(kW)

P : 電力貯蔵時の動力(kW)

H_c : CAES運転時のACC-CAESの燃料消費量(kW)

H_a : ACC運転時のACC-CAESの燃料消費量(kW)

t_c : CAES運転の運転継続時間(h)

t_a : 電力貯蔵の運転継続時間(h)

f_g : ガスの燃料単価(円/kWh)

λ_a : 貯蔵動力の焚き増し燃料単価

上式をもとに、揚水式水力の揚水総合効率[6]のアナロジーで考えれば、ACC-CAESの電力貯蔵対応分の実効的な貯蔵効率 η_{eff} は下式で定義できよう。

$$\Delta C = \lambda_a / \eta_{eff} \quad (6.4)$$

(6.3)式より上式の実効的な貯蔵効率 η_{eff} を求めると次式の通りである。

$$\eta_{eff} = \left\{ (H_c - H_a) / (P_c - P_a) \cdot f_g / \lambda_a + t_c / t_a \cdot P_a / (P_c - P_a) \right\}^{-1} \quad (6.5)$$

表6.5 概念設計をもとに求めた電力貯蔵対応分のコストと実効効率

(注) 各項の右欄の数値は、燃料価格 f_g を1.7円/kWh、深夜の増分燃料費 λ_a

3.0円/kWhを仮定した場合の値。

	システム A		システム G	
ΔC	$1.005 f_g + 0.818 \lambda_a$	4.16	$1.023 f_g + 0.898 \lambda_a$	4.43
η_{eff}	$(0.818 + 1.005 f_g / \lambda_a)^{-1}$	72.1%	$(0.898 + 1.023 f_g / \lambda_a)^{-1}$	67.7%
電力貯蔵効率 η_p	72.1%		62.9%	

参考文献3の2種類の概念設計(諸元は表6.1に示す)に対し、(6.4)、(6.5)式を計算した結果を表6.5に示す。なお表6.5には燃料価格 f_g を1.7円/kWh、深夜の増分燃料費 λ_a は3.0円/kWh¹⁾で計算した値も併せて示している。同表で発電単価 ΔC について、燃

¹⁾ これは表5.2の基本想定条件に対する値である(貯蔵源資としては石炭火力を想定)。

料価格 f_c に対する係数と、深夜の増分燃料費 λ_n に対する係数はほぼ同程度であることは、発電コスト ΔC に対する燃料価格の影響がかなり大きいことを示唆している。

また燃料価格 f_c および深夜の増分燃料費 λ_n を変化させた場合の増分単価 ΔC および実効貯蔵効率 η_{eff} を図6.6に示す。同図には揚水総合効率を70%とした場合の特性も示している。同図(b)によれば、CAES運転のために燃料を必要とするため、CAESの実効的な貯蔵効率を表すカーブが右上がりになっていること、すなわち深夜の増分燃料費が高いほど、実効的な貯蔵効率が高くなるのが分かる。一例として、石油火力の発電価格が6[円/kWh]の場合に、CAESの電力貯蔵対応分と石油火力との競合を検討する。まず揚水式水力の総合効率を70%とすると、経済揚水が成立する限界の深夜時の増分燃料費は4.2[円/kWh]である。一方、図6.7によれば、燃料価格 f_c を1.7[円/kWh]とする時、CAES運転の経済性は深夜時の増分燃料費が4.8[円/kWh]程度まで成立する。すなわちこの場合、深夜の増分燃料費が約2割増になるまで、揚水式水力に比べ、CAES発電運転が経済的となるのが分かる。

(2) プラントパラメータとしての電力貯蔵効率との関係

上記(6.5)式の実効的な電力貯蔵効率は、LNG価格と軽負荷時の増分燃料費の比をパラメータとして含んでおり、設計パラメータだけでは定めることができない。このため参考文献3では、設計パラメータだけから算定できる効率として、下式の電力貯蔵効率 η_c を定義している。ここに、同式の分子は空気貯蔵時の投入電力量、分母はCAES発電時の発電電力量からCAES発電時投入燃料発熱量に発電プラントの平均的な熱効率を乗じた量を減じた値を表わす。

$$\eta_c = (P_c t_c - H_c \eta_0 t_c) / (P_c t_c) \quad (6.6)$$

ここに η_0 : 発電プラントの一般的な発電効率

この電力貯蔵効率 η_c と上記の電力貯蔵対応分発電の増分単価 ΔC の関係を求めるために、(6.6)式から P_c を求め、(6.3)式に代入すると次式が得られる。

$$\begin{aligned} \Delta C &= \lambda_n / \eta_{eff} \\ &= \lambda_n / \eta_c \\ &\quad + \lambda_n / \eta_0 \cdot (P_c - H_c \eta_0) / (P_c - P_0) \\ &\quad + (f_c - \lambda_n \eta_0 / \eta_c) (H_c - H_0) / (P_c - P_0) \end{aligned} \quad (6.7)$$

上式で第1項は(6.4)式と同じであり、揚水式水力のアナロジーからの理解が容易である。第2項は、発電効率 η_0 としてACC発電時の発電効率を与えれば零となる。また第3項はCAES運転時とACC運転時の燃料消費量の違いに起因する項であり、

$$f_c / \eta_0 = \lambda_n / \eta_c \quad (6.8)$$

の時に零となる。(6.8)式の左辺は天然ガスを用いた効率 η_0 の発電プラントの燃料費、右辺は効率 η_c で電力貯蔵した場合の電力貯蔵設備の発電単価(可変費)を表わす。このように(6.7)式の第3項が零となるには、燃料費格差がある特定の値である必要があるが、これは一般には期待しがたい。

このように参考文献3の電力貯蔵効率と実効的な効率には差があることは避けられず、表6.6に示す計算結果もこれを裏付けている。また電力貯蔵効率 η_c と上記の実効的な貯

歳効率との差は、表6.5によれば、2つの概念設計例で、(6.7)式の第2項と第3項の補正項の大きさの違いに起因し、その合計値の正負が逆転している点も注目される。

6.7 むすび

本章では、電力システムの観点から見た得失を検討するために、ACC-CAESプラントの運用パターンを検討した。

まずACC-CAESの概念設計の概略について述べた後、ACC-CAESのモデリングについて述べた。ACC-CAESは、発電の際に圧縮空気と燃料を要するなど、従来型の供給力と異なる特性を有している点を考慮し、ACC-CAESを含む需給運用計画を最適化するために、動的計画法を用いた手法を開発した結果を述べた。

同手法をモデル系統に適用し、下記を明らかとした。

- ACC-CAESはピーク電源およびミドル電源として利用される可能性があり、ピーク電源である揚水式水力とは性格が異なる。ミドル電源としてのACC-CAESは主にACC発電モードによりもたらされる。
- 燃料価格の想定条件は、ACC-CAESのCAES発電モードでの運転に大きな影響を及ぼす。
- 需給計画の観点からACC-CAESの効率を評価する手法を提案し、揚水式水力の揚水総合効率のアナロジーから求めたACC-CAESの実効的な効率は、軽負荷時の増分燃料費のみならず、LNG価格に依存する。

これらの結果のうち、ACC発電モードに関わるもの以外は、従来型CAESプラントにも適用できる点には注意が必要である。

本検討は参考文献3のACC-CAESの概念設計をもとに行った。設計が進捗した場合、検討結果の見直しが必要である。またモード切り替え時間などのパラメータはACC-CAESの運転パターンに影響を及ぼす可能性があるため、これらの影響の詳細検討等も残された課題である。

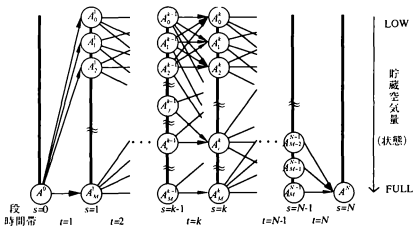


図6.2 動的計画法の状態遷移図

表6.2 想定した電源構成

(注) 電気事業者審議会中間報告(平成5年)[4]の2010年の電源構成による

ACC-CAES or 揚水	原子力+ 一般水力	石炭	ACC	LNG	石油
11%	35%	15%	9%	14%	16%

表6.3 電源に関する主要な想定条件

(a) 基本想定条件

	ACC-CAES (CAES発電 運転)	ACC-CAES (ACC運転)	原子力	石炭	ACC	LNG	石油
発電効効率	67.5%	47.8%		39%	48%	39%	38%
所内率	2.5%	2.5%		7%	2.5%	3.5%	5%
最低出力 (DSS込み)	0%	0%	100%	40%	10%	10%	0%
燃料単価 (円/kWh)	2.572	3.63	1.8	3.0	3.618	4.5	6.0

(b) 燃料費格差低減条件

	ACC-CAES (CAES発電 運転)	ACC-CAES (ACC運転)	原子力	石炭	ACC	LNG	石油
燃料単価 (円/kWh)	4.2	4.45	1.8	4.3	4.4	4.5	4.6

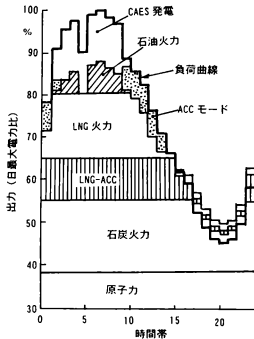
表6.4 電力貯蔵設備に関する想定条件

(a) CAES

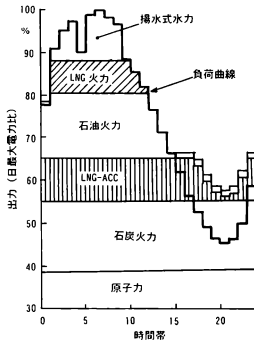
モード	比率
CAES発電運転の出力	100%
ACC運転出力	55.51%
空気貯蔵時の動力	35.56%

(b) 揚水式水力

最大揚水動力/最大発電出力	100%
貯水池容量	最大出力で7.6時間相当
揚水総合効率	70%

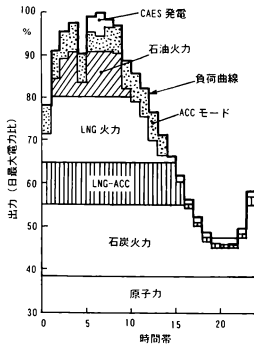


(a) ACC-CAES

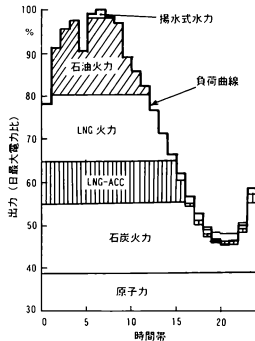


(b) 揚水式水力

図6.3 基本想定条件のもとでの電力貯蔵設備を含む供給運用パターン

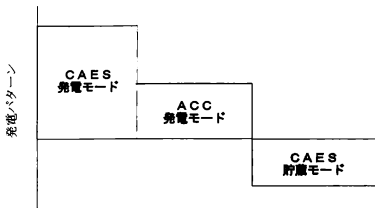


(a) ACC-CAES

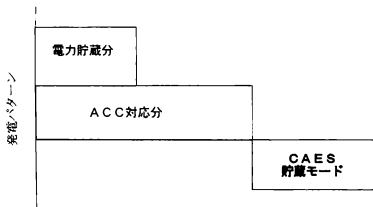


(b) 揚水式水力

図6.4 燃料費格差低減条件のもとでの電力貯蔵設備を含む需給運用パターン



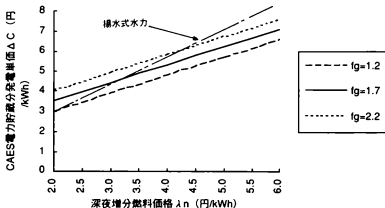
(a) 想定した運転モード



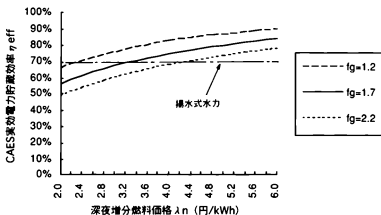
(b) 効率計算の場合の考え方

図6.5 ACC-CAESの運転パターンのACC分と電力貯蔵分への分離

(注) 日間のデュレーションを描いている



(a) 電力貯蔵分の増分コスト ΔC



(b) 実効貯蔵効率

図6.6 燃料価格 f_g 、深夜増分燃料費 λ_n と増分単価 ΔC および実効貯蔵効率 η_{eff} の関係

第7章

数理計画手法を用いた需給計画手法

7. 数理計画手法を用いた需給計画手法

7. 1 はじめに

与えられた需要に対し、火力発電ユニットや揚水式水力ユニットなどの発電ユニットの運転パターンを予測することは、需給計画、さらには長期的な電源開発を考慮した電源計画のための基礎技術である。

需給計画は、数学的には、需給バランスを維持するなど種々の制約条件のもとで、もっとも経済的な電源の運転パターンを求める問題となるため、数理計画問題として定式化される。しかし同問題は、火力ユニットの並解列状況や補修停止など多くの整数変数を含む上に、電力システムの大規模化にともない、制約条件の錯綜化、問題の大規模化が避けられない。このように同問題は、数学的には、種々のタイプの制約条件が課せられた大規模な混合整数計画問題として定式化されることとなるが、これまでの数理計画手法の進歩をもってしても、その的確な最適化は容易ではない。

本章では、このような大規模かつ複雑な需給計画のために新たに開発した手法の概要を述べる。

すなわちまず7.2節では、火力発電ユニット等の基本的な需給運用シミュレーション手法の改良について述べる。従来、需給運用のシミュレーションには参考文献1の手法が広く用いられてきたが、同文献は電源種別毎の検討の基本的な最適化手法を提示しているだけで、種々の電源を組み合わせた運用の最適化を図ることは複雑な解析であるにも関わらず、そのためのアルゴリズム等については十分には明らかとされていない。このため、その最適化について、計算の見通しを良く、的確かつ効率的に実施する手法を明らかとすることは重要な課題である。特に火力機と揚水機を組み合わせた運用の計算についてはユニット数が多く、たとえヒューリスティック・ルールを導入しても複雑となる傾向があるため、効率的な最適化手法が求められていた。7.2節に述べる手法は、これに応えるための手法である。

7.3節および7.4節では、需給計画手法のうち大規模な混合整数計画問題（組合せ最適化問題）として定式化される火力ユニットの並解列計画手法および火力・原子力ユニットの補修計画手法について手法開発の結果を述べる。

まず7.3節では、ラグランジュ緩和法による火力機の並解列計画手法を用い、週間の並解列計画について検討する。これまで週間の火力ユニットの並解列計画については火力ユニットの優先順位を用いる方法が広く用いられ[2-4]、日間起動停止機（DSS機）などをモデルに組み入れるため最小停止時間等の制約を考慮する場合には、優先順位による方法が唯一の実用的な手法といっても過言ではなかった。しかし最近、フランスでラグランジュ緩和を用いれば最小停止時間などの重要な制約を考慮した並解列計画の決定が可能となるとの報告があり[5,6]、わが国でもその揚水式水力等を含む電力システムへの適用などが報告されている[7]。しかしいずれも最適化手法に関わる工夫に重点がおかれており、その物理的な解釈や実規模問題への適用等については明らかでない点が多い。このため本節では、ラグランジュ乗数の物理的意味や、その適用に際しての得失

について検討した。

続いて7.4節では、分枝限定法の考え方を火力・原子力ユニットの定期補修計画問題に適用した結果について述べる。定期補修計画問題については、これまでヒューリスティック手法、動的計画法、整数計画法、モダンヒューリスティック手法など種々の方法が適用されてきた[8-11]が、いずれも解析効率、精度、柔軟性などに一長一短があり、実用的な手法の開発には至っていない。本節に述べる手法はこれに応える手法の1つとして開発したもので、分枝限定法の考え方を基本とし種々のヒューリスティックな論理を織り込んだものである。

7.2 非線形計画法等を用いた需給計画手法

開発した年間の需給計画シミュレーション手法のフローチャートを図7.1に示す。同図では、年間の需給計画のシミュレーションを次のステップにより行っている。

- ① 与えられた年最大電力、年負荷率を有する1年間の日負荷曲線群を作成する。
- ② 上記の日負荷曲線群に対し一般水力の出力を定め、それを差し引いた負荷曲線を作成する。
- ③ 年間の最大電力バランスをもとに火力・原子力ユニットの補修計画を定める。
- ④ 以上の結果をもとに、火力・原子力、揚水式水力への負荷配分を行う。

図7.1に示すシミュレーション手法は、下記で

- ・火力の並解列計画は優先順位法によっている点
- ・補修計画は補修インターバルに関わる制約を無視している点

などで簡略的な手法であるが、中核部には効率的に最適化を図る手法が組み込まれている。本節では、その中核をなす計算論理として、火力ユニットへの負荷配分手法、火力ユニットの燃料制約を考慮する手法、揚水式水力への負荷配分手法について述べる。なお本節の以下の検討では、通常の経済負荷配分論理と同様、火力の並解列計画は定まっているものとする。

(1) 効率的な火力ユニットへの負荷配分手法

火力ユニット間の最も経済的な負荷配分は、下式のように増分燃料費が等しくなる配分となることはよく知られている[たとえば2]。

$$dF_i/dG_i = \lambda \quad (7.1)$$

ここに G_i : 発電ユニット i の出力

$F_i(G_i)$: 発電ユニット i の燃料費特性

λ : 定数

火力ユニットの燃料費特性(送電端)が次の二次関数

$$F_i(G_i) = 1/2 a_i G_i^2 + b_i G_i + c_i \quad (7.2)$$

で表わされるとすれば、(7.1)式は

$$a_i G_i + b_i = \lambda \quad (7.3)$$

と一次関数となる(図7.2参照)。この時、発電ユニットの出力上下限を無視できれば、出力 G_i の合計が負荷 D に等しくなる条件を考慮すれば、各ユニットの分担負荷は下式に

より求めることができ、

$$a = \frac{1}{\frac{\sum_{i=1}^n \frac{b_i + D_i}{a_i}}{\sum_{i=1}^n \frac{1}{a_i}}} - \frac{b_i}{a_i} \quad (7.4)$$

容易に計算することができる[2]。

しかし出力の上下限を考慮するためには、上記のように算術計算により求めることができないため、繰り返しによる収束計算などが用いられる。本項では繰り返し計算によらずに、この負荷分担を求める方法を提案する。また本手法は以下の(3)項に述べる揚水式水力の負荷配分の計算に際しても利用できる利点を有している。

本手法は、(7.2)式のように燃料費特性を二次関数で与えた場合、図7.2に示すように、増分燃料費特性は一次関数となり、それに伴い全ユニットを総合した総合増分燃料費特性は折れ線となる性質を利用する。この総合増分燃料費特性は次のようにすれば効率的に求めることができる(図7.3参照)。すなわち

- ① 各ユニットの最大出力、最低出力に対応する増分燃料費、最低出力に対しては増分燃料費特性の係数 a の逆数、最大出力に対しては係数 a の逆数に負号を付した値を並べた表を作成する(図7.3の上左表参照)。この表の増分燃料費に対応する列をIC、係数 $1/a$ 、 $-1/a$ に対応する列をSLと呼ぶ。なおこの表の行数はユニット数 n の2倍である点には注意が必要である。
- ② 上記で得られた表を列ICの要素について昇順で並べ替える(図7.3の上中表参照)。ここに係数列SLについても列ICと併せて順序の並べ替えを行う。ソーティング後の列をそれぞれ T および Δ と呼び、列 T の要素を t_j 、列 Δ の要素を δ_j とする。
- ③ 列 Δ の要素 δ_j をもとに下記の累積量 d_j を求める(図7.3の上右表参照)。

$$d_1 = \delta_1 \quad (7.5)$$

$$d_j = d_{j-1} + \delta_j, \quad j=1, 2n-1 \quad (7.6)$$

- ④ 下記により負荷の大きさ L_j を求める(図7.3(C)参照)。

$$L_j = L_{j-1} + (t_j - t_{j-1}) \delta_{j-1}, \quad j=2, 2n \quad (7.7)$$

ただし L_1 は全ユニットの最低出力の合計とする。

このようにして求めた点 (t_j, L_j) は、全ユニットの総合増分燃料費特性の折れ点に対応する。すなわち上記の手順は、図7.3の下部の図で縦軸(増分燃料費)に視点を置き、各ユニットの燃料費特性を合成していることにあたる。すなわち手順①で折れ点に対応する増分燃料費の値を求め、それを手順②で昇順で並びかえる。これが上記の座標値 t_j である。一方、上記の列 Δ は、縦軸側からみた総合増分燃料費特性の傾きに対応している。簡単のために、図7.3下部に示す最大出力、最低出力の異なる2台のユニットを考えると、両者の増分燃料費が重なるゾーンでは、総合増分燃料費特性の縦軸サイドからみた傾きは $(1/a_1 + 1/a_2)$ となるが、手順③で累積量を計算することはこれを敷衍したものである。また手順①で $1/a$ および $-1/a$ を表に入力したのは、各ユニットの最大出力、最低出力の総合増分燃料費特性におよぼす影響を織り込むための工夫であ

る。

総合増分燃料費特性を用いれば、火力分担負荷が与えられる時、それに対応する増分燃料費を求めることが可能となる。増分燃料費が定まれば各ユニットの出力も求めることができ、火力への負荷配分が定まることとなる。

(2) 燃料制約を考慮した火力への負荷配分手法

LNG火力など長期間にわたる燃料消費量に制約を有する火力については、以下に述べるペナルティ付き等λ法により、燃料消費量を指定値に合致させている。

ある期間にわたる火力の設備利用率が制約を受ける場合に、火力の総燃料費を最小化することを考える。火力分担負荷を $L(t)$ 、各火力ユニットの出力を $G_i(t)$ とする時、需給バランス条件は下式で表される(簡単のため、ここでは送電損失は無視する)。

$$\sum G_i(t) = L(t) \quad (7.8)$$

一方、ユニット k の発電電力量が E_k に制約されるものとすれば、下式が成り立つ。

$$\int G_k(t) dt = E_k \quad (7.9)$$

火力の燃料費特性は $F_i(G_i)$ であるため、下式の最適化が目的となる。

$$\sum \int F_i(G_i(t)) dt \rightarrow \min. \quad (7.10)$$

ラグランジュの未定定数を用いれば、上記の問題は下式の最小化問題となる。

$$I = \sum \int F_i(G_i(t)) dt - \int \lambda(t) |\sum G_i(t) - L(t)| dt - \nu \left| \int G_k(t) dt - E_k \right| \rightarrow \min \quad (7.11)$$

ここに $\lambda(t)$ 、 ν : ラグランジュ未定定数

上式で積分を離散化して整理すると、下式が得られる。

$$I = \sum [\sum |F_i(G_{i,j}) - \lambda_j G_{i,j}| - \nu_k G_{k,j}] \Delta t + \sum \lambda_j L_j \Delta t + \nu E_k \quad (7.12)$$

ここに $G_{i,j} = G_i(t_j)$

$L_j = L(t_j)$

$\lambda_j = \lambda(t_j)$

極値条件を求めるため、上式を発電出力について偏微分し零とすると次式が得られる。

$$dF_i / dG_i = \lambda_j, \quad i \neq k \quad (7.13)$$

$$dF_k / dG_k = \lambda_j + \nu$$

すなわち(7.13)式によれば、燃料制約のない火力については通常のエラ法により増分燃料費が同一となるように負荷配分を行うが、燃料制約を課せられた火力ユニットについてはラグランジュ定数 λ に定数 ν (ペナルティ)を加えた値が増分燃料費になるよう

に負荷配分を行うことが最適となることが分かる。複数ユニットに制約が課せられる場合も同様である。

上記のペナルティ付き等 λ 法では、定数 μ が収束するよう繰り返し計算を行う。なお燃料消費量に制約を課す期間が長い場合、設備利用率を指定値とするために火力の並解列計画も変えざるをえない場合がある。本手法では優先順位を用いており、優先順位は基本的に最大出力時の1kWh当りの燃料単価によるものとしている。このため優先順位を定める際の燃料単価についても上記のペナルティを考慮するようにしている。

(3) 揚水式水力の日間運用決定手法

揚水式水力のマージン対応運転、経済対応運転、余剰対応運転は、上述の総合増分燃料費特性を用い、次のように求めることができる。

① 総合増分燃料費特性の作成

ピーク時および夜間時に対し、(1)で述べた総合増分燃料費特性を求める¹⁾。ただし最大出力の全ユニット合計以上の負荷レベルについては増分燃料費は十分に大きな値、最低出力の全ユニット合計以下の負荷レベルについては増分燃料費は零とする。

② 揚水差し引き後の負荷曲線に対する特性の計算

図7.4に示すように、ピーク時について揚水式水力の出力差引後負荷レベルと電力量 $E_p(G)$ の関係を計算する。また夜間時について負荷に揚水動力を加えたレベルと電力量 $E_p(P)$ の関係を計算する。ただしこれらの電力量の計算に際し、揚水式水力の最大出力、最大動力も考慮する。

③ 揚水式水力の日間の発電電力量の計算

図7.4に示すように、揚水式水力の発電電力量とそれに対応する昼間の火力の増分燃料費のプロットと、揚水動力量に揚水総合効率を乗じた値と夜間の火力の増分燃料費を揚水総合効率で除した値のプロットを重ね合わせれば揚水式水力が分担すべき最適な発電電力量が明らかとなる。

④ 揚水式水力の出力の計算

揚水式水力の発電運転は、図7.5に示すように、最大出力の範囲内で他の電源の分担負荷をできるだけ平準化するように行う。一方、動力運転も正負が反転するだけで同様である。

(4) 試算結果

需給運用のシミュレーション手法は、需給計画に関わる種々の問題に適用できる。図7.6は第2章に述べた最適化手法と本節に述べた需給運用シミュレーション手法を組み合わせて検討を行った例を示す。同図ではシミュレーション手法を用い、深夜軽負荷時の需給バランスについて検討を行っている。

7.3 ラグランジュ緩和法による火力機並解列手法

¹⁾ ここでは揚水式水力の運転に伴い、火力の並解列に変化がないことを仮定している点には注意が必要である。なお揚水式水力の運転に伴う火力の並解列を考慮すると、さらに整数変数を増やすこととなり、求解はさらに難しくなる。

本項では、これまで優先順位を用いて検討されてきたことの多い火力の並解列計画問題【たとえば2,3,4】について、ラグランジュ緩和法を用いた最適化手法とその特徴などについて検討する。

(1) 問題の定式化

一般に火力機並解列問題は表7.1に示すような制約を有しているが、ここでは、そのほとんどを考慮した下記の定式化のもとでの火力機並解列の最適化について検討した。なお下記では、火力機のみについて述べるが、これ以外に揚水機も考慮している。

a) 需給バランスの確保：火力機の出力の合計が火力分担負荷に等しい。

$$\sum_i G_{it} \geq D_t, \quad t \in T \quad (7.14)$$

ここに G_{it} : t時間帯における発電機 i の出力

D_t : t時間帯における平均需要¹⁾

b) 運転予備力の確保：並列火力で運転予備力を確保する。

$$\sum_i u_{it} \bar{G}_i \geq P_t + R_t, \quad t \in T \quad (7.15)$$

ここに u_{it} : t時間帯における発電機 i の状態 (1 : 並列, 0 : 解列)

\bar{G}_i : 発電機 i の最大出力

P_t : t時間帯における最大需要¹⁾

R_t : t時間帯における運転予備力

c) 最大出力・最低出力：発電機出力は最低出力と最大出力の間にある。

$$u_{it} \underline{G}_i \leq G_{it} \leq u_{it} \bar{G}_i, \quad i \in I, t \in T \quad (7.16)$$

ここに \underline{G}_i : 発電機 i の最低出力

d) 最小運転時間・最小停止時間：DSS機などを考慮するために必要となる。

e) 燃料制約：LNG火力などについては燃料消費量が制約を受ける。

$$\sum_{i \in J} \sum_t G_{it} = Q \quad t \in T \quad (7.17)$$

ここに Q : 燃料制約量

J : 燃料制約火力の集合

f) 地域毎の需給バランス：系統ネックを考慮するために必要となる。

$$\sum_{i \in K} G_{it} \geq A_t, \quad t \in T \quad (7.18)$$

ここに A_t : 時間帯 t における当該地域の火力機の合計出力

K : 当該地域火力群の集合

g) 同一中央制御室起動：同一中央制御室で起動作業が重なることを避ける。

h) 目的関数：燃料費と起動費の和とした。なおここに送電損失は無視している。

¹⁾ 後述のように1時間帯は必ずしも1時間である必要はない。

$$F = \sum_i \sum_j [F_i(G_{ij}) + S_i(u_{ij}, u_{i1}, \dots, u_{in})] \quad (7.19)$$

ここに F_i : 発電機 i の燃料費特性

S_i : 発電機 i の起動費特性 (解列時間により変化する)

(2) 解法の概要

上記の問題は混合整数計画問題となるが、この場合の問題の構造に適したその解法としてラグランジュ緩和の応用が提案されている[5-7]。そこでは(7.19)式の目的関数に(7.14)、(7.15)、(7.17)、(7.18)式の制約をラグランジュ緩和した新たな目的関数を導入する。

$$F = \sum_i \sum_j [F_i(G_{ij}) + S_i(u_{ij}, u_{i1}, \dots, u_{in})] - \lambda_i (\sum_j G_{ij} - D_i) - \sum_j \mu_j (\sum_i u_{ij} \bar{G}_j - P_j - R_j) - \sum_j \nu_j (\sum_i \sum_j G_{ij} - Q) - \alpha (\sum_i \sum_j G_{ij} - A_j) \rightarrow \min. \quad (7.20)$$

ここに $\lambda_i, \mu_j, \nu_j (\geq 0), \alpha$: ラグランジュ乗数

これまでの検討によれば、この緩和問題を解くことにより、もとの最適化問題の準最適解の得られることが分かっている[5,6]。このためここでも(7.20)式の緩和問題を解くこととする。求解の流れを図7.7に示す。同図においては、これらラグランジュ定数を変更しつつ、上記の需給バランス等の制約を満たす負荷配分を見出している。しかし後述するようにラグランジュ乗数の収束はあまり良好でないことが多いため、図7.7に示すように上述のペナルティ付き等 λ 法を利用する、乗数の更新の回数に上限を設け得られた解の中でもっとも優れたものを計算結果とするなどの工夫を組み入れている。

本手法の特徴は図7.8に示すようにラグランジュ乗数を固定してしまえば、各ユニット別の最適化が可能となる点である。火力並解列計画手法の解法に動的計画法を適用する方法としては参考文献2、3などの方法が以前より提案されてきたが、図7.9に示すように、これらは各時間帯ごとに最適化を行う点でラグランジュ緩和による方法とは異なっている。このようにユニット別に最適化を行っているため、本手法は従来の手法で考慮することが困難であった最低運転時間、最低停止時間などのユニット別であって時間帯をまたぐ制約を容易に考慮できる点に特徴がある。このためDSS、WSSなどの検討にはラグランジュ乗数法の方が適している。ただし、系統ネックなど、ある時間断面に対する制約については、従来法の方が考慮することが容易である。

(3) ラグランジュ乗数の物理的意味

本項では、各ラグランジュ乗数の物理的意味について検討する。

a) λ について — 単位 : [円/kWh]

(7.20)式で起動停止計画が定まっており、燃料制約・系統ネック制約がない場合を考えれば、いわゆる等 λ 則を得るための式[たとえば2]と一致する。すなわちラグランジュ

乗数 λ は、従来の経済運用理論と同様に「系統の増分燃料費」を表す

b) ν 、 α について—単位：[円/kWh]

ラグランジュ乗数 ν は、(7.11)式と(7.20)式を見比べれば明らかのように、7.2節に述べた燃料制約に伴うペナルティを表す。ラグランジュ乗数 α も、同様に、系統ネック制約に伴うペナルティを表す。

c) μ について—単位：[円/kWh]

上記のように、緩和問題の最適化に際しては、ユニット別に次の最適化を行う¹⁾。

$$\sum_i [|F_i(G_{i,t}) - \lambda_i| + |S_i(u_{i,t}, u_{i,t-1}, \dots, u_{i,t-n}) - \mu_i \sum u_{i,t} \bar{G}_i|] \rightarrow \min.$$

今、検討対象とする時間帯が1時間帯とすれば、上式は

$$|F_i(G_{i,t}) - \lambda_i| + |S_i(u_{i,t}, u_{i,t-1}, \dots, u_{i,t-n}) - \mu_i \sum u_{i,t} \bar{G}_i| \rightarrow \min.$$

となる。すなわち、 i ユニットが直前の時間帯に解列されている場合、

$$\mu_i > [|F_i(G_{i,t}) - \lambda_i| + S_i(u_{i,t}, u_{i,t-1}, \dots, u_{i,t-n})] / \bar{G}_i \quad (7.21)$$

なら同ユニットは並列、そうでなければ解列されることとなる。一般に、

- ① 火力の燃料費特性は二次関数で近似することが多いが、実際はかなり直線に近いこと
- ② 並解列が問題となるユニットの増分燃料費は λ に近いことが多いことを考慮すると、検討対象となるユニットについては図7.10のように

$$F_i(G_{i,t}) - \lambda_i \approx C \quad (7.22)$$

と近似することができる。この場合、(7.21)式の条件は

$$\mu_i > [C + S_i(u_{i,t}, u_{i,t-1}, \dots, u_{i,t-n})] / \bar{G}_i \quad (7.23)$$

となる。すなわち(7.21)式の右辺は、対象とする火力ユニットの起動費と起動に伴う燃料費増(すなわち燃料費特性の y 切片)を最大出力で除した値と解釈することができ、それと大小を比較するラグランジュ定数 μ も起動に伴う損失を表すと考えることができる。

(4) 試算結果

開発した手法を、表7.2に示す火力機29機、原子力機3機、揚水式水力1機(等価1機)からなるモデル系統の週間運用の決定に適用した。ここにLNG火力の週間設備利用率は50%、石油火力の約半数はDSS機である。また1日の負荷曲線は3時間帯で表した。3時間帯で近似したのは、最経済な解より週間の需要変動に対応できる準最経済な解の探索を目的としたこと、計算量は時間帯数の2~3乗に比例すること等を考慮したためである。なお想定した負荷曲線の平日の深夜率は45%程度である。

計算結果として、図7.11に発電ユニットの並解列状況、需給バランス、ラグランジュ乗数および揚水式水力の発電出力の時間変動を示す。同図によれば、すべての制約を満たす解が得られている。発電ユニットの運用パターンについては、DSS機が頻繁な起動停止を繰り返していること、乗数 λ の格差の大きい時期に揚水式水力の運転が行われて

¹⁾ 簡単のため、ここでは燃料制約、系統ネック制約についての項は省いた。

いることなどが特徴として挙げられる。一方、ラグランジュ乗数については、起動停止と密接な関係にある μ の時間変動が著しい点が目立つ。なおここに燃料制約に関わるラグランジュ乗数 α が零程度となっているのは、想定条件のもとでは、燃料制約を考慮しない場合でも、LNG火力の設備利用率がたまたま指定値程度となったためである。

従来、火力機の起動停止計画のためには起動優先順位が用いられることが多かった[3,4]。上記の計算結果の妥当性の検証も兼ねて優先順位と図7.11の結果を比較する。ここに優先順位の決定は、最大出力時の発電単価 $(F_i, (G_i) / G_i)$ の大小により求める代表的な方法[2]によった。表7.3に上記により求めた優先順位を示す。同表と図7.11を比較検討すると、次の特徴が見られる。

- a) 優先順位の高い石炭火力は常に並列されている。
- b) LNG火力については、優先順位が最も低い#10ユニットの解列時間が図7.11でもっとも長くなっている。
- c) DSSユニットについては、優先順位の低いユニットであっても頻繁に起動されている。これは深夜低負荷時への対応のためと考えられる。
- d) 例えば#16、#17ユニットなど停止期間の長い発電ユニットは、最小停止時間が20時間程度の発電ユニットの中では優先順位が最低となっている。

このように、図7.11の結果は、優先順位から見て妥当であるとともに、週間の需要変動への対応のためにDSS機が頻繁に起動停止されるなど最小運転時間・停止時間等の制約条件も考慮した計画となっている。すなわち、開発した手法の妥当性を示唆している。なお図7.12にラグランジュ乗数の収束特性の一例を示すが、本手法は厳密な最適化は可能であるものの、収束性に課題のあることが伺われる。

7.4 分枝限定法を用いた火力・原子力ユニットの定期補修計画手法

火力・原子力ユニットの定期補修計画手法は大規模な組合せ最適化問題となる。本節では、その解法として、分枝限定法に基づく手法を開発した結果について述べる。

(1) 火力・原子力発電ユニットの定期補修計画問題

定期補修計画問題とは、下記の制約条件のもとで、需給バランス面ですぐれ、かつ経済性面からもすぐれた定期補修計画を見出す問題である[1,8,9]。

- a) ボイラ、原子炉およびタービン等の補修間隔に関わる法規上の制約
- b) 同一発電所内の同時補修台数に関わる制約
- c) 潮流ネックに伴う制約
- d) その他の制約

(2) 開発した論理の概要

開発した手法の流れの概要を図7.13に示す。同図に示すように、本手法の特徴は、分枝限定法の考え方を基本とし、種々のヒューリスティックルールを織り込んだ点にある。

一般に補修計画問題では、①大規模な問題となるため分枝数が膨大となる、②目的関数が似通った組合せが多数出現するなどが問題となる。開発した手法では、前者については制約を勘案し実現不能な組合せを極力排除するとともに、組合せの数が増えすぎた

場合には分枝を一旦打ち切りその中から最もすぐれた組合せを選び、それをもとにさらに分枝を進めることとした。一方、後者については、月平均の供給予備率の最小値を最大化する（いわゆるmax.min）だけでなく、日断面の供給予備率があまり小さくならないなど直感的に妥当な条件を織り込み最適化することにより対処している。

開発した手法の主要部の考え方は次の通りである。

a) 分枝部 (図7.13のB.4)

分枝部では、まだ補修時期の定まっていないユニットの補修時期を図7.14のように、その許容範囲で変化させ、新たな補修計画案を作成する。なお大容量ユニットについては、分枝限定に先立ち、需給バランスに余裕のある期間に補修を行うように指定することもできる。

b) 供給予備率評価部 (図7.13のB.7)

検討対象期間を補修計画の決定状況に応じ図7.15のように3分割し、それぞれの期間に対し次のように供給予備率（ないしはその上限値）を評価する。

①領域Ⅰ：

すべてのユニットの補修時期が決まっているため、領域Ⅰの*i*期における供給予備率は下式により計算できる。

$$R_{i1} = (\text{火力} \cdot \text{原子力総容量} - i \text{期火力} \cdot \text{原子力補修量} - i \text{期火力} \cdot \text{原子力分担負荷}) / i \text{期最大電力} \quad (7.24)$$

②領域Ⅱ：

この領域では、補修時期がすでに決まっているユニットの補修停止だけを考慮する。

$$R_{i2} = (\text{火力} \cdot \text{原子力総容量} - j \text{期火力} \cdot \text{原子力補修量 (決定済分)} - j \text{期火力} \cdot \text{原子力分担負荷}) / j \text{期最大電力} \quad (7.25)$$

③領域Ⅲ：

下式により、領域Ⅲの平均的な供給予備率を求める。

$$R_{i3} = |\Sigma (\text{火力} \cdot \text{原子力総容量} - k \text{期火力} \cdot \text{原子力分担負荷}) - \text{残存総補修量}| / \Sigma k \text{期最大電力} \quad (7.26)$$

なお上式で残存総補修量は次により求めた。

$$\text{残存総補修量} = \Sigma \text{ユニット容量} \times \text{補修可能期間の領域Ⅲに属する期間の長さ} / \text{補修可能期間の長さ} \times \text{時間帯Ⅲの長さ} \quad (7.27)$$

ここに(7.27)式のΣは補修の定まっていないすべてのユニットに対する和である。

c) 目的関数算定部 (図7.13のB.7)

目的関数は下式による。

$$\text{目的関数} = \text{最低の月平均供給予備率} \times W_1 + \text{最低の日断面供給予備率} \times W_2 + \text{その他} \quad (7.28)$$

ここに W_1, W_2 : 重みつけ係数

d) 分枝打ち切り部 (図7.13のB.10)

分枝数は指数関数的に増加するため、組合せ数が指定値以上となり、最適解が見つからない場合は、図7.16に示す方法でいったん分枝を打ち切り、一部の発電ユニットの補

修時期を固定するものとした。

(3) 試算例

開発した手法を26機系統に適用した結果を図7.17に示す。同図では、計算は10日刻みで行い、各ユニットの補修日数に5日の端数のある場合は、目的関数を改善するよう計算結果を5日だけ調整している。またユニット容量の大きなA発電所の3ユニットについては、分枝に先立ち需給バランスが緩やかな時期に補修時期を固定している。

試算より得られた知見をまとめると下記の通りである。

- (1) 補修計画の作成が困難なのは、一般に、ユニット数が少なく、単機容量が必要に比し大きい系統で、需給バランスの逼迫している場合には、補修計画の作成が困難なことが多い。
- (2) 計算効率向上のためには、容量が大きい順に数機の補修時期を、分枝限定の適用に先じて決定しておくことが望ましい。
- (3) 需給バランスが緩和する春・秋季には、補修計画の決定にかなりの自由度がある。このためこれらの時期の補修については、ヒューリスティック・ルールなどを織り込み、その自由度を狭めることが望ましい。

7.5 むすび

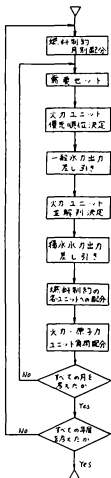
本章では、需給計画のための手法として、非線形最適化手法を用いた火力ユニット・揚水式水力ユニットの運用の最適化を図る方法、ラグランジュ緩和を用いた火力ユニットの並解列決定手法、分枝限定法を用いた火力・原子力ユニットの定期補修計画手法についての検討結果を述べた。得られた知見をまとめると次の通りである。

(1) 非線形最適化手法を用いた火力ユニット・揚水式水力ユニットの運用の最適化を図る方法として、火力ユニット間の経済負荷配分や、揚水式水力の運転パターンの効率的な計算手法を提案した。これらは並列ユニットが定まっていることを前提とした場合には、収束計算によることなく、(燃料制約火力の扱い以外はテーブルサーチにより)発電ユニットの最適負荷配分を求めることができる効率的な手法である。またあわせてLNGの導入量の増大に伴い重要度が増している燃料制約付きの火力への負荷配分手法として、ペナルティ付き等入法を提案した。

(2) ラグランジュ緩和を用いた火力ユニットの並解列決定手法は、最小停止時間、最小運転時間などDSS機、WSS機の増大に伴い重要度が増している制約を織り込み最適化を図ることができる点で優れた手法であることを示し、そこで用いるラグランジュ乗数の物理的意味、試算結果と従来の優先順位との比較検討等を行った。その結果、収束性には問題が残されているものの、従来の並解列手法には的確に織り込むことが困難であった上記制約を考慮できる有望な手法であることを示した。

(3) 火力・原子力ユニットの定期補修計画手法については、分枝限定法を基本にヒューリスティックルールを織り込んだ計画手法を提案した。開発した手法をモデル系統に適用し、その妥当性を明らかとするとともに、ヒューリスティックルールを織り込む際の注意事項等を明らかとした。

需給計画手法は、厳密に扱おうとすれば大規模な混合整数計画問題となり、しかも種々のタイプの制約条件が錯綜して課せられるため、単純に数理計画法的なアプローチを適用すると、求解の非常に困難となることが多い。本章では、その計画に役立つ手法として3つの手法を述べたが、さらに的確な最適化を可能とする計画手法の開発は今後に残された課題である。また計画者の意思を的確に織り込みうる柔軟性に富んだ手法の開発も残された課題である。



留意

最大3日
平日
休日 } 日負荷特性曲線を考慮する。

優先順位

燃料価格はエスカレーションを考慮する。

火力ユニット互解列

深夜停止、週末停止可能性を考慮する。

揚水運用

- ・ 無償発電
 - ・ マーシン対応発電
 - ・ 余剰揚水
 - ・ 降着発電
- } を考慮する。

火力・原子力ユニット負荷配分

基本的には優先順位法による。

図7.1 開発した年間需給計画シミュレーション手法の流れ

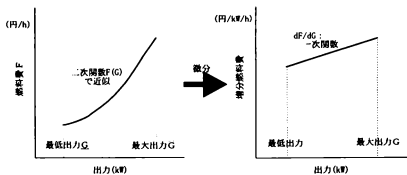


図7.2 各ユニットの燃料費特性と増分燃料費特性

G	IC	SL
\underline{G}_1	$a_1 \underline{G}_1 + b_1$	$1/a_1$
\bar{G}_1	$a_1 \bar{G}_1 + b_1$	$-1/a_1$
\underline{G}_2	$a_2 \underline{G}_2 + b_2$	$1/a_2$
\bar{G}_2	$a_2 \bar{G}_2 + b_2$	$-1/a_2$
.....
\underline{G}_n	$a_n \underline{G}_n + b_n$	$1/a_n$
\bar{G}_n	$a_n \bar{G}_n + b_n$	$-1/a_n$

ICの大きさの順に左側の行を並べ替える



ε	T	Δ
ε_1	t_1	δ_1
ε_2	t_2	δ_2
ε_3	t_3	δ_3
ε_4	t_4	δ_4
.....
ε_{n-1}	t_{n-1}	δ_{n-1}
ε_n	t_n	δ_n

累積計算



L	D
$L_1 = \Sigma \varepsilon_1$	$d_1 = a_1$
$L_2 = L_1 + (t_2 - t_1) d_1$	$d_2 = d_1 + \delta_1$
$L_3 = L_2 + (t_3 - t_2) d_2$	$d_3 = d_2 + \delta_2$
$L_4 = L_3 + (t_4 - t_3) d_3$	$d_4 = d_3 + \delta_3$
.....
$L_{n-1} = L_{n-2} + (t_{n-1} - t_{n-2}) d_{n-2}$	$d_{n-1} = d_{n-2} + \delta_{n-1}$
$L_n = L_{n-1} + (t_n - t_{n-1}) d_{n-1}$	$d_n = d_{n-1} + \delta_n$

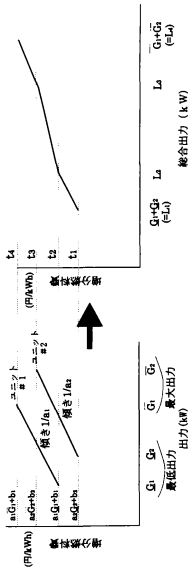
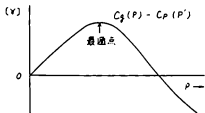
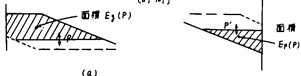
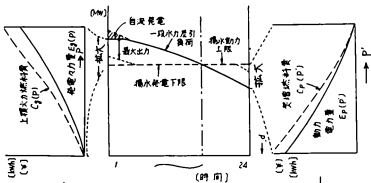


図7.3 火力発電ユニットの増分燃料費特性の合成



(注) P' は $E_g(P) = E_p(P)$ の点 (η は抽水効率)

図7.4 揚水式水力の分担負荷の決定法

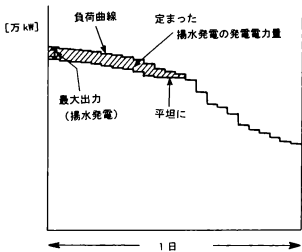


図7.5 揚水発電の発電分担の決定法

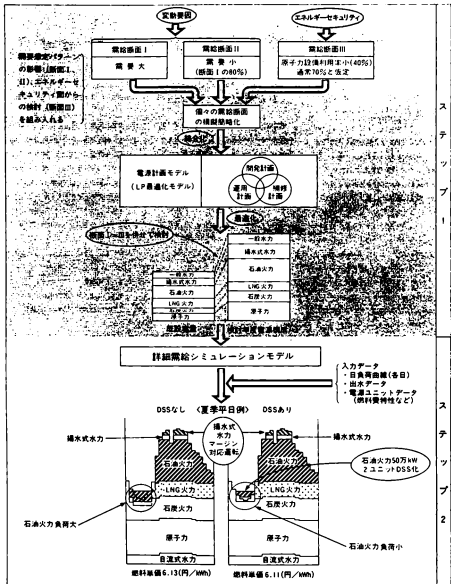


図7.6 需給シミュレーション手法を用いた検討の例

表7.1 火力機並解列問題決定の際の制約

項	目	内 容
11)	火力機の分類	ベース火力、週末停止可能機 DSS機（Daily Start Stop機） GT機（Gas Turbine）
12)	並列順位	全火力機を並列優先順に番号をつけてならべておく。
13)	必要停止日数	一旦停止すると熱ストレスを避けるために次の起動まで一定の期間を置く。
14)	必要連続運転日数	13)と同じ理由で、火力機を一旦起動したら停止するまで一定の期間を置く。
15)	同一中央同時起動の回避	一つの中央制御室に起動作業が重複するのを避ける。
16)	発電所最大停止台数	火力線の受け潮流時の過負荷を避けるため。
17)	時間帯種別	停止時間帯、起動時間帯、併入台数不安時間帯
18)	予備力	併入火力の余力で必要調整予備力を賅う。

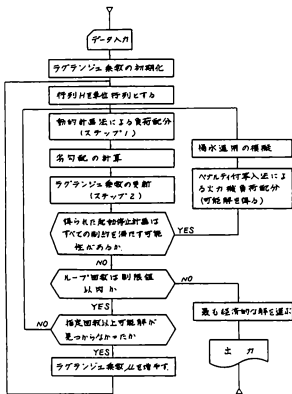


図7.7 ラグランジュ緩和法による火力ユニットの並解列決定手法の求解の流れ

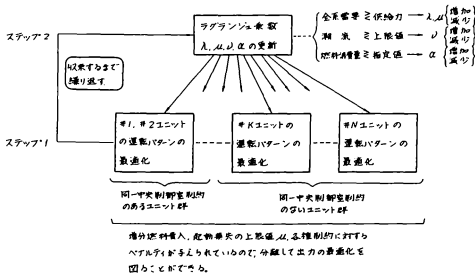
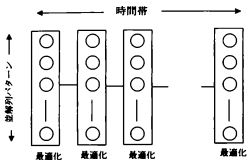
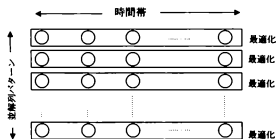


図7.8 ラグランジュ緩和法における問題の分解



(a) 従来のDP法



(b) ラグランジュ緩和法

図7.9 従来手法とラグランジュ緩和法の動的計画法適用の考え方の差異

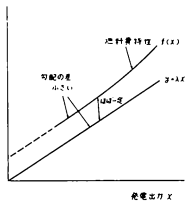


図7.10 燃料費特性の近似

表7.2 試算例での想定条件

No	燃料種別	最大出力 (MW)	最低出力 (MW)	DSS 機	燃料制約 有り	地域内 バランス	同一中央 制御室
1	原子力	1000	1000				
2		1000	1000				
3		1000	1000				
4	石炭火力	460	250			×	
5		460	240			×	
6		460	200			×	
7	石油火力	570	250			×	
8		570	240			×	
9	LNG火力	570	250		×		
10		570	240		×		
11		475	150		×		
12		475	150		×		
13	石油火力	475	150				
14		475	195				
15		475	195				
16		475	195				
17		475	195				
18	LNG火力	570	170				
19		330	100		×		
20		333	100		×		
21	石油火力	333	100	×		×	
22		333	85	×		×	
23		333	85	×		×	
24		333	85			×	
25		333	85			×	
26		333	85			×	
27		148	45				
28	148	45					
29	148	45					
30	揚水式水力*	148	45	×			
31		148	45	×			
32		148	45	×			
33		1000	0				

(*) 全揚水式水力の合計値

NO	最大出力	1	2	3	4	5	6	7	燃料	DSS	燃料	出力	出力
1	1000								燃料				
2	1000								燃料				
3	460								石油				
4	460								火力				
5	460								石油				
6	370								火力		0000	00000	
7	370								石油				
8	370								火力				
9	370								石油				
10	370								火力		0000	00000	
11	475								石油				
12	475								火力				
13	475								石油				
14	475								火力				
15	475								石油				
16	475								火力				
17	475								石油				
18	170								火力				
19	170								石油				
20	170								火力		00		
21	170								石油				
22	170								火力		000		
23	170								石油				
24	170								火力				
25	170								石油				
26	170								火力				
27	170								石油				
28	170								火力				
29	170								石油				
30	170								火力				
31	170								石油				
32	170								火力		000		

週末

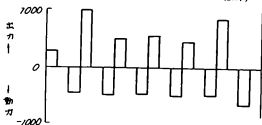
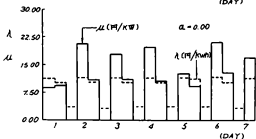
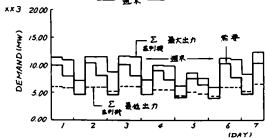


図7.11 開発した火力機並解列手法による試算結果

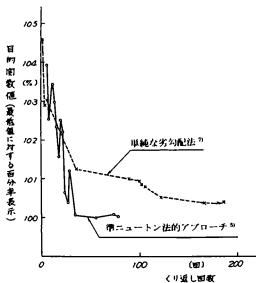


図7.12 開発した火力機並解列手法によるラグランジュ乗数の収束の例

(注) 1. 制約を満たす解だけをプロットしている。

2. 繰り返し回数：準ニュートン法的手法⁷⁾：100回、単純な劣勾配法⁸⁾：200回

表7.3 起動優先順位の計算結果

優先順位	発電機#
1	4
2	6
3	5
4	12
5	20
6	11
7	21
8	13
9	19
10	9
11	7
12	14
13	18
14	10
15	8
16	15
17	16
18	17
19	29
20	31
21	22
22	28
23	23
24	30
25	27
26	32
27	24
28	26
29	25

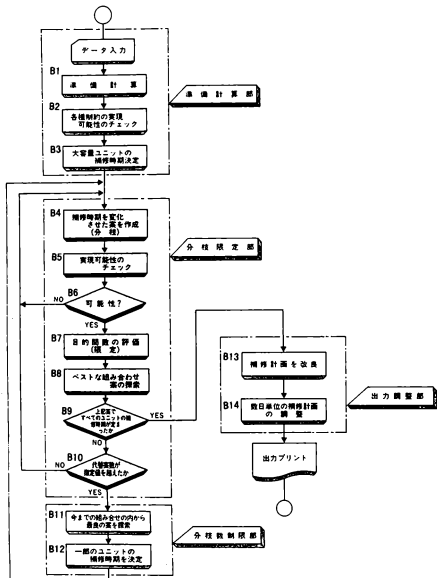


図7.13 開発した火力・原子力ユニットの補修計画手法の流れ

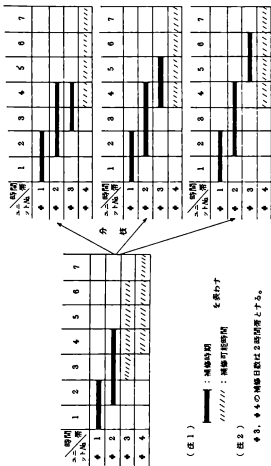


図7.14 補修時期の分枝の考え方

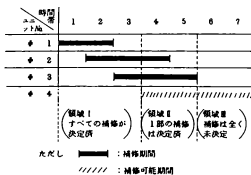


図7.15 供給予備率の評価のための検討対象期間の分割

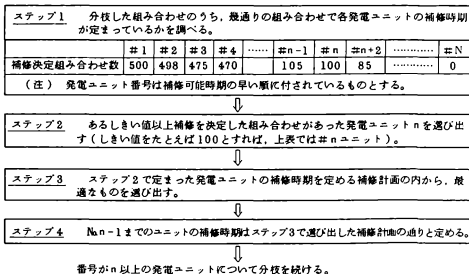


図7.16 分枝の打ち切り論理と発電ユニットの補修時期の固定

第 8 章

結言

第8章 結言

電力需給のバランスを図ることは、電力システムの計画・運用・制御におけるもっとも基本的な課題の一つであるが、中長期的な電力需給を対象とする需給計画、電源計画の周辺環境は、負荷率の低下、電源の多様化、規制緩和の導入など、大きく変わりつつある。これに対応して、需給計画・電源計画では、種々の電源の運用特性を的確に考慮しつつ関連要因の不確実性に配慮した検討、大規模な最適化問題となる需給計画問題の効率的な解法などが必要となってきている。また需給バランス維持のための選択肢として、デマンドサイドでの負荷平準化、IPPなど従来ほとんど考慮されていなかった要因について検討の重要性も増してきている。

このため本論文では、まず、線形計画法モデルによる最適電源構成手法を開発し、ベース電源の容量、化石燃料価格、年負荷率などの各種の関連要因の揚水開発に与える影響を明らかにした。次に、同モデルを改良することにより、改良型コンバインドサイクル発電、揚水式水力の出力潜在化、および電気自動車などの負荷平準化方策の電源計画面からの評価を行った。また揚水式水力の所要貯水池容量に関する検討手法を開発し、所要貯水池容量と揚水式水力の電源構成比率や運用形態の間の関係等を明らかにした。さらに新電力貯蔵方式の一種である圧縮空気エネルギー貯蔵発電について最適運用計画手法を開発し、揚水式水力との比較で需給運用面から見たその得失を明らかにした。最後に、大規模な混合整数計画問題となる需給計画手法について、火力発電ユニット等の基本的な需給運用シミュレーションのための改良手法、ラグランジュ緩和法による火力ユニットの並解列計画手法、および分枝限定法に基づく火力・原子力ユニットの補修計画手法についての手法を提案した。

本論文で明らかとなった点を要約すると下記の通りである。

(1) 線形計画法モデルによる揚水式水力の電源構成比率に関する検討

本章では、電源構成上の揚水式水力（電力貯蔵設備）の役割の評価のために、線形計画法モデルを開発し、パラメトリック分析を行った。これによりベース電源との組合せや、負荷率の変化に対応する揚水式水力の役割の変化を明らかにすることができた。

- ① 想定対象とする年度断面に対し、季節別・日タイプ別の日負荷曲線をもとに、電源開発計画、電源の補修計画、電源への負荷配分を同時に最適化する線形計画法モデルを開発した。
- ② コスト最小の観点から見た揚水式水力の最適電源構成比率は、全発電設備の概ね10～15%程度となった。揚水式水力の開発の利点は、揚水式水力の建設単価が他の電源に比し安いこと、ピーク電源に適すること、深夜の余剰電力の吸収が可能であることなどであった。
- ③ 揚水式水力の最適電源構成比率は、種々の要因の影響を受けるが、本想定条件のもとでは、原子力の電源構成比率と負荷率に大きな影響を受けることを示した。これは原子力の増大ないしは負荷率の低下に伴い、深夜の安価な揚水電源が増えることによる。

(2) コンバインドサイクル発電・揚水式水力の出力潜在化に関する検討

これらの発電特性を線形計画法による最適電源構成モデルに簡略的に織り込む手法を明らかとし、それらの影響について検討した。

- ① コンバインドサイクル発電の出力が季節により変化することを線形計画法による最適電源構成モデルに組み入れる手法を示した。また同手法によりLNG-ACCが導入された場合の、年間の需給バランスが影響を受け、その限界建設費は出力変化を考慮しない場合に比べ増加することを示した。
- ② 最適電源構成モデルに揚水式水力の出力潜在化を、その日間運用を仮定し簡易に組み入れる手法を提案した。出力潜在化を考慮すると、揚水構成比率が15%程度以上となると潜在化の影響が大きくなることなど、本要因を最適電源構成手法に組み入れることの重要性が明らかとなった。

(3) 線形計画法モデルによる負荷平準化の電源計画に及ぼす影響の検討

負荷平準化の電源計画におよぼす影響の評価手法を提案し、負荷平準化に寄与する技術として太陽光発電、電気自動車、スーパーヒートポンプ、氷蓄熱空調が導入された場合の経費節減額などについてケーススタディを行った。

- ① 負荷平準化方策の方策の電源計画に及ぼす効果は、ピーク低減による固定費への効果と需要電力量の増減に伴う燃料費の増減とに分けて考えることができる。
- ② 各種機器による負荷平準化レベルはその導入量がある限度を超えると、想定した負荷パターンが全系の負荷パターンから見て適切さを欠くようになり、その効果は飽和する。
- ③ 電気自動車の充電パターンの例に見られるように、ピーク低減には寄与しない負荷平準化方策であっても、負荷平準化への寄与度の違いが負荷平準化技術の経済性に相当の影響を及ぼす場合があることには注意が必要である。

(4) モンテカルロシミュレーション法による揚水池容量の検討

電力システムの信頼性の観点から揚水式水力の所要貯水池容量について検討する手法を提案し、所要貯水池容量についてケーススタディを行った。

- ① 開発した手法は、火力・原子力ユニット、揚水式水力、および一般水力を対象とした供給力モデルと、需要モデルとからなるモンテカルロ・シミュレーション手法である。供給力モデルについては、実績特性に基づく火力・原子力ユニットの統計的な取り扱い、池水位の逐時変化を考慮した揚水式水力の取り扱いに特徴がある。また週間運用モデルと日間運用モデルとがあり、需要モデルでは、週間運用モデルと日間運用モデルの整合性を確保するように工夫した。
- ② 開発したモデルをモデルシステムに適用し、揚水式水力の出力潜在化を抑制するために必要となる貯水池容量を算定した。出力潜在化を生じないための所要貯水池容量は、夏季には小さく他の季節では大きいなど季節によって異なること、揚水式水力の電源構成比率が大きくなると急激に大きくなることなどを明らかとした。

(5) 動的計画法による圧縮空気エネルギー貯蔵発電の最適運用方式

電力システムの観点から見た得失を検討するために、ACC-CAESプラントの需給運用パ

ターンを検討した。

- ① ACC-CAESが発電の際に圧縮空気と燃料を要するなど、従来型の供給力と異なる特性を有している点を考慮し、ACC-CAESを含む需給運用計画を最適化するための手法として、動的計画法を用いた手法を提案した。
- ② モデル系統への適用結果によれば、ACC-CAESはピーク電源およびミドル電源として利用される可能性があり、ピーク電源である揚水式水力とは性格が異なっていることを明らかとした。
- ③ 揚水式水力の揚水総合効率のアナロジーから求めたACC-CAESの実効的な効率は、軽負荷時の増分燃料費のみならずLNG価格に依存すること、揚水式水力の総合効率を上回ることが多いことを示した。

(6) 数理計画手法を用いた需給計画手法

非線形最適化手法を用いた火力ユニット・揚水式水力ユニットの運用の最適化を図る方法、ラグランジュ緩和を用いた火力ユニットの並解列決定手法、分枝限定法を用いた火力・原子力ユニットの定期補修計画手法を提案した。

- ① 非線形最適化手法を用いた火力ユニット・揚水式水力ユニットの運用の最適化を図る方法として、火力ユニット間の経済負荷配分や、揚水式水力の運転パターンテーブルサーチによる効率的な計算手法を提案した。
- ② ラグランジュ緩和を用いた火力ユニットの並解列決定手法は、最小停止時間、最小運転時間などDSS機、WSS機の増大に伴い重要度が増している制約を織り込み最適化を図ることができる点で優れた手法であることを示し、そこで用いるラグランジュ乗数の物理的意味、試算結果を従来の優先順位との比較検討等を行うとともに、収束性の検討を行い利用の際の得失を明らかとした。
- ③ 火力・原子力ユニットの定期補修計画手法については、分枝限定法を基本にヒューリスティックルールを織り込んだ計画手法を提案した。開発した手法をモデル系統に適用し、その妥当性を明らかするとともに、ヒューリスティックルールを織り込む際の注意事項等を明らかとした。

各手法の今後の改良点については各章の最後に記したが、電力システムの需給計画手法全般を見る時、次が今後に残された課題である。

(a) 規制緩和などの情勢変化に伴う手法の見直し

規制緩和により電力市場の自由化、託送の実施など、最近の需給計画を巡る状況は大きく変化しつつある。これに伴い、需給計画手法についても、根本的な見直しが必要となる可能性がある。どのような見直しが必要かを明らかとし、それに対応した手法を開発する必要がある。

(b) 自然エネルギーなどの新種電源の評価手法の開発

太陽光発電、風力発電などの自然エネルギー発電を始めとする各種の新種電源について、その供給力の確率特性を明らかするとともに、需給計画の観点からそれを評価しうる手法を開発する必要がある。またコジェネレーションなどの需要サイドの電源をど

う評価するかの問題もある。

(c) 他の側面から見た電源の価値の評価

たとえば揚水式水力を例に探ると、予備力や周波数制御を分担するなど、本論文では検討の対象としていない役割がある。これらをどのように評価するかは、補助サービス (ancillary service) の評価とも関わり、今後の重要な課題である。

本論文は、著者が(財)電力中央研究所にて行った研究の成果をとりまとめたものであるが、その実施に当たっては実に多くの方にご指導・ご助力を頂きました。特にとりまとめにあたっては、京都大学・上田皖亮教授、宅間薫教授、奥村浩士教授に終始懇切なるご指導を頂きました。とりわけ上田皖亮京都大学教授および上之園親佐京都大学名誉教授には、研究生生活のあらゆる面にわたり終始並々ならぬご指導・ご鞭撻を頂きました。また(財)電力中央研究所・高橋一弘理事、長尾待士(前)有識者会議室長には、研究の開始当初より多方面に多大なご指導・ご鞭撻を頂きました。その他にも、終始ご指導・ご激励を頂きました梅津照裕(元)常務理事、上之園博特別顧問、町田武彦特別顧問、常に有益なご意見を頂きました大庭靖男(元)次長、林敏之研究参事、田中和幸上席研究員、橋本栄二需要家システム部長、谷口治人電力システム部長、堀内長之(前)需要家システム部長、内田直之上席研究員、またともに研究を実施した滝本昭主任研究員、山本勝久主任研究員ほか(財)電力中央研究所の皆様へ深く感謝の意を表します。また本研究の実施に際しては、電力会社の方から多くのご示唆を頂きました。ここにあわせて感謝の意を表します。

【参考文献】

(第1章)

1. たとえば松井、「組合せ最適化における最近の動向について」、電気学会論文誌B、114巻、4号、pp.327-330、1994年
2. 日本電力調査委員会、「電力需要想定および電力供給計画算定方式の解説」、平成4年11月
3. たとえば中央電力協議会、「将来の電源構成に関する検討結果について」、昭和48年3月
4. たとえば"Integrated Electricity Resource Planning", edited by A.T. de Almeida et al., Kluwer Academic Publishers, 1994.

(第2章)

1. 古賀ほか、「揚水開発について（揚水の適正開発規模とAFC運用を考慮した実働状況のシミュレーション結果について）」、電気評論、pp.635-643、1972年5月
2. たとえば豊田、河野、「貯蔵設備を含む電源ベストミックスの決定とその特徴」、電気学会論文誌B106巻、3号、pp.279-285、1986年など
3. Paris, L., Salvaderi, L., "Optimization of the Basic Characteristics of Pumped-Storage Plants," IEEE Winter Meeting, No. C74-158-2, New York, 1974.
4. Dennis Anderson: "Models for determining least-cost investments in electricity supply", Bell J. Economics Management Sci., Vol. 3, No. 1, pp.267-299, 1972.
5. 「電気事業審議会需給部会中間報告」、平成2年6月
6. 資源エネルギー庁監修、「総合エネルギー統計」、1996年5月

(第3章)

1. 「火力発電」、電気学会大学講座、昭和41年
2. 火力原子力発電技術協会、「火力原子力発電必携」、昭和60年
3. 「電気事業審議会需給部会中間報告」、平成6年6月
4. 資源エネルギー庁監修、「電力産業のリエンジニアリング」P.173、電力新報社、1994年9月

(第4章)

1. "Integrated Electricity Resource Planning", edited by A.T. de Almeida et al., Kluwer Academic Publishers, 1994.
2. F.C. Schweppe, "Least Cost Planning: Issues and Methods", Proc. of IEEE, Vol.77, No.6, pp.899-907, June 1989 など
3. M.Takahashi, et al., "Economic Impact of Thermal Storage Equipment on the Generation Cost in Japan", IEW/JSER'96(Joint IEW/JSER International Conference on Energy, Economy and Environment), June 25-27, 1996, Osaka
4. C.W. Gellings, W.M. Smith, "Integrating Demand-Side Management into Utility Planning", Proc. of IEEE, Vol.77, No.6, pp.908-918, June 1989 など

5. 清水、「電気自動車のすべて(第2版)」、日刊工業社、1992年(第5章)
1. Manzoneo, G., Noferi, P.L., Valtorta, M. "Planning Thermal and Hydraulic Power Systems. Relevant Parameters and Their Relative Influence," CIGRE Session, Paper 32-16, Paris 1972.
2. Paris, L., Salvaderi, L. "Optimization of the Basic Characteristics of Pumped-Storage Plants," IEEE Winter Meeting, No. C74-158-2, New York, 1974.
3. 電気協同研究、「揚水発電」、第24巻第1号、昭和43年
4. Wang, L., Endrenyi, J., Wilson, L.D., "The Application of Monte Carlo Simulation in Power System Reliability Evaluation," EPRI Workshop Proceedings: Power System Reliability - Research Needs and Priority, EPRI WS-77-60, October 1978.
5. "Effect of Operating Considerations on Reliability Indices Used for Generation Planning," Report EL-1102, Electric Power Research Institute, Palo Alto, CA.
6. 津田、「モンテカルロ法とシミュレーション<改訂版>」、培風館、1977
7. 七原、栗原、「諸外国における電源・系統計画の信頼度基準の現状」、電気学会論文誌、114巻10号、pp.960-963、1994
8. 日本電力調査委員会、「電力需要想定および電力供給計画算定方式の解説」、平成4年11月
9. 磯田、高橋、「原子力発電の増加に伴う各種電源設備利用率の変化」、電力中央研究所研究報告:183017、昭和58年11月(第6章)
1. A. Ter-Gazarian, "Energy Storage for Power Systems," London, Peter Peregrinus, 1994.
2. 日比野ほか、「圧縮空気エネルギー貯蔵発電の基本技術の開発」、電力中央研究所総合報告No. U-28、1993
3. 幸田ほか、「ACC-CAESプラントの概念設計」、第25回ガスタービン年次大会、1997年5月
4. 「電気事業審議会・需給部会中間報告」、平成6年6月
5. 資源エネルギー庁監修、「総合エネルギー統計」、1996年5月
6. たとえば電気協同研究「揚水発電」、第24巻第1号、昭和43年4月(第7章)
1. 日本電力調査委員会、「電力需要想定および電力供給計画算定方式の解説」、平成4年11月
2. 関根、「電力系統工学」、電気書院、1976年
3. 豊田、「火力機群の起動停止理論」、電気学会誌 Vol. 84-1, No. 904, pp. 121-128, 1964年1月

4. 大庭他、「週間需給計画計算システムの開発—火力・揚水運用計画計算—」電気学会論文誌B, Vol.103, No.9, pp.619-625, 1983年9月
5. D.P.Bertsekas et al., "Optimal Short-Term Scheduling of Large-Scale Power Systems," IEEE Trans. Vol.AC-28, No.1, pp.1-11, Jan. 1983.
6. A Merlin et al., "A New Method for Unit Commitment at Electricite de France," IEEE Tras. Vol-PAS-102, No.5, pp.1218-1225, May 1983.
7. 青木ほか、「火力、燃料制約のある火力、揚水発電所からなる大規模システムの最適起動停止計画」、電気学会電力技術研究会資料 PE-85-27、1985年
8. 「新しい電力システム計画手法」、電気学会技術報告 第647号、1997年8月
9. Z.A.Yamayee, "Maintenance Scheduling: Description, Literature Survey and Interface with Overall Operations Scheduling," IEEE Trans. Vol.PAS-101, No.8, Aug., pp.2770-2778, 1982
10. 辻、都築、「火力ユニット群の定期補修計画手法」、電力中央研究所研究報告 No.67030、1967年
11. T.S.Dillon et al., "The Application of Combinatorial Methods to the Problems of Maintenance Scheduling and Unit Commitment in Large Power Systems," IFAC Symposium on Larage Scale Systems Theory and Application, 1976.

【発表論文】

I. 論文など

【第2章関連】

1. 大庭、七原、「電力系統における電力貯蔵設備の役割の評価」、電力中央研究所研究報告 No. 183026、昭和58年12月
2. 大庭、七原、「電源構成における電力貯蔵設備の役割の評価－原子力と電力貯蔵設備の組み合わせの最適化－」、電気学会論文誌、Vol. 105-B、pp.427-434、昭和60年5月
3. 土山、七原、横井、「線形計画法による揚水式水力の電源構成比率の検討」、電力土木、No. 238、pp.19-27、平成4年5月

【第3章関連】

4. 七原、「電源計画モデルへの揚水式水力の出力潜在化の簡易な組み込み法の提案」、電気学会論文誌、Vol. 119-B、pp.573-580、平成11年5月

【第5章関連】

5. T.Nanahara et al., "A Study on Required Reservoir Size for Pumped Storage", IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 9, No. 1, February 1994.

【第7章関連】

6. 七原、高橋、「電源計画手法の開発－長期計画シミュレーションプログラムの開発－」、電力中央研究所研究報告 No. 180044、昭和56年7月
7. 七原、「火力・原子力発電ユニットの定期補修計画手法－分枝限定法による論理の開発－」、電力中央研究所研究報告 No. 182018、昭和57年11月
8. 七原、大庭、「需給運用を考慮した電源計画手法－シミュレーション法と最適化法の協調－」、電力中央研究所研究報告 No. 184007、昭和59年11月
9. 七原、「火力発電機群の起動停止計画手法の開発（その1）－ラグランジュ及対問題を用いた手法－」、電力中央研究所研究報告 No. 185027、昭和61年5月
10. 七原、「火力発電機群の起動停止計画手法の開発（その2）－主要な運用上の制約条件の組み込み－」、電力中央研究所研究報告 No. T86040、昭和62年1月

II. 口頭発表を含む各章関係文献

【第2章関連】

1. 大庭、七原、「電源構成における電力貯蔵設備の役割の評価」、昭和59年電気学会全国大会881
2. 七原、山崎、「揚水式水力の電源構成における位置づけ」、電力中央研究所依頼報告T90533、平成3年5月

【第3章関連】

3. 七原、「電源構成における電力貯蔵設備の役割の評価（その2）－出力潜在化を考慮した検討－」、平成5年電気学会電力・エネルギー部門大会 論文Ⅱ 221、平成5年

〔第4章関連〕

〔第5章関連〕

4. 七原、「需給運用からみた揚水池容量の検討手法」、電気学会電力技術研究会 PE-91-98、平成3年

〔第6章関連〕

5. 山本、七原、「ACC-CAES発電システムを含む電力系統の最適日間運用方式」、平成9年電気学会全国大会1427

〔第7章関連〕

6. 七原、「火力・原子力の定期補修計画手法—分枝限定法による論理の開発—」、電気学会電力技術研究会 PE-83-61、昭和58年
7. 七原、「ラグランジュ緩和法による火力並解列の決定法に関する一考察」、昭和61年電気学会全国大会 960
8. 七原、「ラグランジュ緩和による火力並解列計画手法の実規模問題への適用」、電気学会電力技術研究会 PE-86-97、昭和61年
9. 七原、「ラグランジュ緩和による火力並解列計画手法に関する一考察」、電気学会電力技術研究会 PE-87-95、昭和62年
10. 七原、奈良、「計画手法の概要とモダンヒューリスティック」、平成9年電気学会全国大会S.22-4

Ⅲ. その他の発表論文および口頭発表

1. 七原、高橋、「確率燃料費の考え方と計算法」、電気学会システム制御研究会 SC-79-25、昭和54年
2. 七原、高橋、「確率燃料費の考え方と計算法—第2報—」、昭和55年電気学会全国大会 830
3. 高橋、七原、及川、「電源計画のための燃料費算定手法—確率燃料費曲線の利用—」、電力中央研究所研究報告 No. 179038、昭和55年5月
4. 七原、高橋、及川、「適正供給予備率に関する一検討」、昭和56年電気学会全国大会 858
5. 七原、高橋、及川、安田、「確率燃料費を用いた電源計画のための需給バランス計算」、昭和56年電気四学会北海道支部連合大会 25
6. 長期電力需給問題研究会 発送電専門部会、「電力システムの長期展望(第2報)」、電力中央研究所研究報告 209、昭和56年11月
7. 七原、大庭、福留、高橋、上之藤、「電源の分散立地に関する一考察」、昭和58年電気学会全国大会 962
8. 七原、「電源計画手法の開発—線形計画法の適用の特長と限界—」、電力中央研究所研究報告 No. 183012、昭和58年10月
9. 超長期エネルギー戦略研究会、「エネルギー・電力需給の長期展望」、昭和59年2月

- 1 0. Y.Ariga, T.Nanahara, R. Ishikawa, N.Horiuchi, H.Kaminosono, "Optimum Capacities of Battery Energy Storage System for Utility Network and Their Economics", 19th IECEC Meeting, Aug. 1984.
- 1 1. 長期電力需給問題研究会 発送電専門部会, 「電力システムの長期展望」、電力中央研究所研究報告 283006、昭和59年9月
- 1 2. 斎藤、大庭、七原、伊藤、「電力需要動向と電源構成」、電力経済研究、No.18、pp.117~141、昭和60年1月
- 1 3. 皆川、梶山、田形、田中、七原、「電力需給計画システムの開発について」、昭和61年電気学会全国大会 999
- 1 4. 長期電力政策課題研究会、「21世紀経済社会の展望とエネルギー・電力需給」、昭和61年7月
- 1 5. Nanahara, Ohba, "Generation Expansion Planning Considering System Operation - Coordination of Simulation and Optimization Methods -", CRIEPI Report # ET86004, Jan., 1987
- 1 6. 長期電力政策課題研究会、「21世紀経済社会の展望とエネルギー・電力需給(別冊)」、昭和62年7月
- 1 7. 七原、石賀、石川、堀内、平松、中山、「分散型電源の送電損失および無効電力供給におよぼす影響の考察」、昭和63年電気学会全国大会 861
- 1 8. 七原、「電源計画からみた中小型が開発のメリット」、原子力工業、第34巻、第5号、pp.47-50、昭和63年
- 1 9. 長期電力方策課題研究会、「長期電力方策の課題研究」、平成元年7月
- 2 0. T.Nanahara, K.Takahashi, Y.Nonaka, F.Arakawa, "Approach to Evaluation of Flexibility of Generation Mix", IFAC/IFORS/IAEE ESME 89, 1989, Tokyo.
- 2 1. T.Nanahara, K. Yamaji, T. Takauma, et al."Economic Assessment of Tokamak Fusion Reactor Plants", IFAC/IFORS/IAEE ESME 89, 1989, Tokyo.
- 2 2. 七原、山地、宅間、「核融合発電機の経済性評価-各種パラメータの感度解析-」、平成2年電気学会電力・エネルギー部門大会 論文I 44、平成2年
- 2 3. 七原、河島、「発電設備とライフサイクルコスト-海外の評価事例と関連要因の調査-」、電気学会生産設備管理研究会 PEC-90-3、平成2年
- 2 4. 七原、宅間、山地、「核融合発電機の経済性評価-各種パラメータの感度解析-」、電気学会論文誌、Vol. 111-B, pp.1136-1144、平成3年10月
- 2 5. 七原、長尾、「アジア太平洋地域における電源計画と環境問題」、調査報告 No. T91045、平成4年5月
- 2 6. 七原、「技術面からの電力ピーク抑制策」、エネルギー、pp.72-75、平成4年8月
- 2 7. 七原、高橋、「需給面での不確実性を考慮した広域連系の効果の検討-モンテカルロ・シミュレーションによる手法の開発と適用」、電力中央研究所研究報告

No. T92045、平成5年5月

28. 七原、高橋、「連系系統の信頼度評価手法－系統需要間の相関の影響－」、平成6年電気学会全国大会 1230
29. 田中、七原、栗原、「将来の電力システムにおけるエネルギー貯蔵の導入量の展望－夜間の余剰電力からみた考察－」、電力中央研究所研究報告 No. T93064、平成6年5月
30. 栗原、七原、田中、「将来の電力システムにおける電力貯蔵設備の導入量の評価」、平成5年電気学会電力・エネルギー部門大会 論文Ⅱ 276、平成7年
31. 七原、栗原、「諸外国における電源・系統計画の信頼度基準の現状」、電気学会論文誌・解説、Vol. 114-B、pp.960-963、平成6年10月