電力系統における超電導エネルギー貯蔵システムの ライフサイクル分析および経済性評価

正員 神谷 俊一 (北海道大)

正員 田中 英一 (北海道大)

正員 北 裕幸 (北海道大)

正員 長谷川 淳 (北海道大)

正員 白崎 隆 (東北電力)

Life Cycle Assessment and Economical Evaluation of Superconducting Magnetic Energy Storage Systems in a Power System

Syunichi Kamiya, Member, Eiichi Tanaka, Member, Hiroyuki Kita, Member,
Jun Hasegawa, Member (Hokkaido University),
Takashi Shirasaki, Member (Tohoku Electric Power Company)

In recent years, the introduction of Superconducting Magnetic Energy Storage System (SMES) into a power system is drawing considerable research effort because of their high efficiency rate and large storage capacity characteristics.

In this paper, the introduction of SMES into a power system and its effects on energy and on environmental issues are addressed. The analysis results show that the introduction of SMES can considerably cut down CO₂ emissions without increasing the production cost if it substitutes the operation of thermal plants during peak load period. However, to achieve this, nuclear plants are also needed for charging purposes. Thus, an algorithm to find the best generation mix, subject to CO₂ emission constraints and nuclear plant introduction constraints, is proposed.

The inclusion of nuclear plant constraints increases the coal consumption, hence CO₂ emissions. Nevertheless, in most of the analyzed cases, the introduction of SMES could attain important cost savings and environmental conservation.

キーワード：エネルギー貯蔵，エネルギー収支分析，温暖化影響分析，ライフサイクル分析，系統計画

1. はじめに

近い将来の負荷率の低下やピーク負荷の増大への対応策として、電力貯蔵技術を導入することの必要性が説かれている。現在実用化されている電力貯蔵システムとして揚水発電があるが、今後新たに開発が期待できる容量には上限がある。一方で、2050年頃までには数千万kWの新規貯蔵システムが必要になるとの予想もある。この新規貯蔵システムとして期待されているのが超電導エネルギー貯蔵システム (SMES) である。SMESは、効率、応答性等の点で優れているため、電圧安定化や周波数制御など系統に与えるメリットは大きく、また、揚水発電と同程度の大容量化も可能とされている。しかし、技術的な問題の多くが解決されているにもかかわらず、主にコストの面からテストプラント程度のものがいくつか開発されているに過ぎないのが現

状である。

さて、エネルギーの有効利用の観点から、近年さまざまなシステムのライフサイクルにおける投入エネルギーと産出エネルギーの収支分析が行われている。これを応用して地球温暖化の一因となっている二酸化炭素排出量の評価を行うこともできる。これらはライフサイクルアセスメント (LCA) と呼ばれており、それぞれのシステムのライフサイクルで見た環境への負荷の大きさを知る目安となっている。文献[1, 2]では、さまざまな発電プラントに対してエネルギー収支分析と温暖化影響分析を適用し、その単位発電力量に対する投入エネルギーとCO₂排出量を求めている。日本全体のCO₂排出量の約3割を占めている電力部門は、今後の排出量規制や環境税が導入された場合への対応を迫られつつあり、環境にやさしい電源構成を最小のコストで実現していくといった系統計画の立案が重要になると思われ

る。一般に、貯蔵設備を導入するとピーク時の発電機の運転が減少するため、化石燃料の消費を低く抑えることができ、また、ベース発電機の需給調整が不要になり高効率での運転が可能になることから、CO₂の排出量を減少させる可能性が非常に高いことが予想される。

本論文では、まずSMESのシステム単体に対してエネルギー収支分析を適用し、さらにベストミックスにより決定されたシステムのエネルギー収支やCO₂排出量などを算出し、これにSMESを導入した場合について、その影響を解析する。また、CO₂排出量と原子力導入量に目標値を与えた場合について、これらの制約を考慮した系統計画手法を提案し、その手法を用いたシミュレーション結果を示す。これらから、系統条件によっては貯蔵システムの導入が、CO₂排出量の削減にかなり有効であることが確認された。また文献[6]で予想されている系統に対しても同様の評価および考察を行い、将来の電力系統のCO₂排出量を概算し、貯蔵システム導入によるCO₂排出量の削減効果を確認した。

2. SMESを含む電力システムのエネルギー収支分析、温暖化影響分析手法

<2.1> エネルギー収支分析と温暖化影響分析の概要

あるシステムの投入エネルギーと産出エネルギーの比や差で評価されるエネルギー収支分析と、システムからの温室効果ガス（本研究ではCO₂のみを扱う）の排出量によって評価される温暖化影響分析について説明する。

このような生涯の投入エネルギーと産出エネルギーからプラントを評価する方法はライフサイクル分析と呼ばれているが、ここでもっとも重要で、かつ労力を必要とするのが投入エネルギーを見積もる作業である。図1は、設備分の投入エネルギーを求める際に、本研究で実際に行った計算の流れを示したものである。これに示されているように、現在使われている手法としては積み上げ方式と産業連関分

析の2つがある¹⁴⁾。積み上げ方式は建設から運用までの投入エネルギーすべてを書き出し積算する方法である。したがって、ある特定のプラントの評価を行う場合、データが得られさえすれば極めて正確に値を見積もることができると考えられる。しかし、一般にこのようなデータをすべて集めるのは非常に困難で、通常得られるデータの積算では間接的に投入されるエネルギー量を相当低めに評価している場合が多く、得られた値は真の投入量の数十%程度であるといわれている¹⁵⁾。これに対して産業連関分析は、各産業部門に対する直接間接の経済フローをまとめた産業連関表をもとに、これらの値をエネルギーに置き換えたうえで、その産業部門の製品単位金額あたりの投入エネルギー（エネルギー密度[cal/円]）を求め、この値と実際の製品の価格をもとに投入エネルギーを求める手法である。しかし、この方法でも産業部門の中での製品別のエネルギー密度の違いは表現できないため、場合によっては値が大きく外れることもある。

温暖化影響分析は、プラントからのCO₂、CH₄などの排出量を見積もることで行うことができる。CO₂排出量で代表させることが多いが、この値は前述の手法を用いて算出した投入エネルギーを各一次エネルギー毎に分割し、この値にそれら一次エネルギーのCO₂排出原単位[g-C/cal]を乗じることで推定できる¹²⁾。

<2.2> SMESへの適用に関する検討 筆者らは文献[7]において、文献[3, 4]によるSMESの設計データに基づき、投入エネルギーとCO₂排出量を算出した。その概要を以下に示す。

計算に用いたSMESの定格は、貯蔵エネルギーが5GWh、最大出力 1GW、定格電流707kA、最大電圧3.6kVである。また、どこまでをSMESのシステムに含めるかであるが、本研究ではSMES本体とHe関連施設を考える。投入エネルギーの計算上は、Heに関して産業連関分析を使用している

図1 設備分投入エネルギー、CO₂排出量の算出方法
Fig. 1 Estimating energy consumption and CO₂ emission at the construction

ので、採掘から輸送に関わる投入エネルギーがその価格に反映されていると考え、これにSMES本体への投入エネルギーを加えたものがシステム全体の値になる。

SMESの建設時の投入エネルギーについては、各構成要素別に計算する。詳細な素材のデータが得にくい構成要素の場合は産業連関分析を、素材重量等のデータが得られる構成要素は積み上げ方式を使用して計算する。この価格算定における詳細は、文献[3]を参照されたい。

運用時においては、ヘリウム損失補填、修繕保守にエネルギーが投入される。ヘリウムの年間補填量は初回充填量の1～数%と考えられており、ここでは5%とした。修繕保守に要するエネルギーは、プラントがそのライフサイクルの中で全設備を更新すると仮定することにより、「建設時の設備エネルギーをライフサイクル[年]で割った値」を1年当たりのエネルギーとして扱うことにした。SMESのライフサイクルは30年と仮定した。また、各素材の原単位等、投入エネルギーを計算する際に用いた諸定数は文献[1]に示されている値を、エネルギー密度は文献[7]で算出されている値をそれぞれ使用した。

さて、SMESのエネルギー収支を考える際に、SMES自体はエネルギーを産出しないので、産出エネルギーをどのように扱うかが問題となる。充放電する電力をも投入・産出エネルギーの一部として加えて評価することもできるが、充電時の貯蔵原資のエネルギー原単位[kcal/kW]と、放電時のピーク電力のエネルギー原単位が大きく違うことが予想される。すなわち、系統構成と各電源の運用によって貯蔵設備のエネルギー収支が異なってくることが予想される。このため、本論文では以下で述べるような電力系統全体での評価を行うことにした。

<2.3> SMESを含む電力系統への適用 前述のように、貯蔵システムのエネルギー収支等を評価する際には、運用も考慮に入れた電力系統全体での評価が適していると考えられる。したがって、通常エネルギー収支の計算では、発電プラントの投入エネルギーに燃料は含めないが、本論文では燃料の投入エネルギー（燃焼時のエネルギー）も含めて計算することにする。

化石燃料を使用する火力プラントは、その燃料からのCO₂排出量が他の排出量に比べて圧倒的に大きいため^[2]、貯蔵システムの導入による負荷平準化の効果で原子力の割合が増加すると、系統全体のCO₂排出量が著しく削減されることが予想される。しかし逆に、原子力は燃料の濃縮などの過程でのエネルギー投入が多く、効率も低いため、火力プラントよりもエネルギー収支が悪い^[11]。したがって、原子力の比率が増えるほど系統のエネルギー収支は悪化することが予想される。

このことを確認するために、あらかじめSMESの容量を決定しておき、次のような逐次近似法を用いてシミュレーションを行うことにする。

<ステップ1> 初期負荷持続曲線に対してスクリーニング法を適用し、発電機のベストミックスを求める。このとき

の系統コストをF₁とする。

<ステップ2> 傾斜法を用いてSMESの運用を決定すると、新たな等価負荷持続曲線ができる。このときの系統コストをF₂とする。

<ステップ3> F₁とF₂の差が十分小さければ終了。

<ステップ4> ステップ2で求められた等価負荷持続曲線に対して再度スクリーニング法を適用し、新たな発電機のベストミックスを求める。このときの系統コストをF₁とし、<ステップ2>に戻る。

このアルゴリズムにより、コストが最小となるような貯蔵システムの運用および電源ベストミックスを求めることができる^[16]。ただし、本論文では電源ベストミックス決定の際に、次章で説明するCO₂排出量制約および原子力導入量制約を満足させるための操作を加えている。

3. 各種制約を考慮したSMESを含む電源ベストミックス決定手法

<3.1> CO₂排出量制約の考慮 CO₂排出量制約を考慮した電源ベストミックスの決定問題は、ある目標年度の年間総経費f_n(x)（可変費と固定費の線形和）の最小化を目的としており、非線形計画問題として以下のように定式化される（変数名は付録参照）。

$$\text{Min } f_n(x) = \sum_{i=1}^n (a_i x_i + b_i Q_i) \quad (1)$$

Subj. to

$$\sum_{i=1}^n x_i \geq P_D \quad (2)$$

$$x_i \geq 0 \quad i = 1, \dots, n \quad (3)$$

$$\sum_{i=1}^n (a_i Q_i + \beta_i x_i) \leq \text{CO}_2 \text{MAX} \quad (4)$$

$$D_1 = 0, D_i = \sum_{j=1}^{i-1} x_j \quad i = 2, \dots, n+1 \quad (5)$$

$$Q_i = \int_{D_i}^{D_{i+1}} g(x) dx \quad i = 1, \dots, n \quad (6)$$

$$a_i \geq a_{i+1}, b_i \leq b_{i+1} \quad i = 1, \dots, n-1 \quad (7)$$

ここで、需給バランス条件(2)式、電源の非負制約条件(3)式、CO₂排出上限制約条件(4)式に対する双対変数λ, μ_i, νを導入するとラグランジュ関数は次式で与えられる。

$$L(x_i, \lambda, \mu_i, \nu) = \sum_{i=1}^n (a_i x_i + b_i Q_i) - \sum_{i=1}^n \mu_i x_i + \lambda \left(P_D - \sum_{i=1}^n x_i \right) + \nu \left[\sum_{i=1}^n (a_i Q_i + \beta_i x_i) - \text{CO}_2 \text{MAX} \right] \quad (8)$$

(8)式に対するKuhn-Tucker条件は以下のようになる。

$$a_i + R_i - \mu_i - \lambda + \nu \beta_i = 0 \quad (9)$$

$$\mu_i x_i = 0 \quad (10)$$

$$\lambda \left(P_D - \sum_{i=1}^n x_i \right) = 0 \quad (11)$$

$$\nu \left[\sum_{i=1}^n (a_i Q_i + \beta_i x_i) \right] = 0 \quad (12)$$

$$\mu_i \geq 0 \quad (13)$$

$$\lambda \geq 0 \quad (14)$$

$$v \geq 0 \quad (15)$$

ただし、

$$R_i = \sum_{j=1}^n \left[(b_j + va_j) - (b_{j+1} + va_{j+1}) \right] g(D_{j+1}), \quad b_{n+1} = 0 \text{ とする。}$$

i 番目と i+1 番目の電源の負荷分岐点 τ_{i+1} は、(9) 式より以下のように決定される。

$$\tau_{i+1} = g(D_{i+1}) = \frac{(a_{i+1} + v\beta_{i+1}) - (a_i + v\beta_i)}{(b_i + va_i) - (b_{i+1} + va_{i+1})} \quad (16)$$

このとき経費直線の切片は $a_i + v\beta_i$ となり、傾きは $b_i + va_i$ で与えられる。すなわち、CO₂ 排出量に制約が無いときに比べ、切片が $v\beta_i$ 、傾きが va_i 増加していることになる。よって v をパラメータとすることで制約を満足するベストミックスを決定することが可能となる。

<3.2> 原子力容量上限制約の考慮 前節の CO₂ 排出量制約に加え、原子力容量上限制約を考慮すると以下のようになる。

$$\text{Min } f_0(x) = \sum_{i=1}^n (a_i x_i + b_i Q_i) \quad (17)$$

Subj. to

$$x_1 \leq NuMAX \quad (18)$$

その他、(2)~(7) 式で表される需給バランス、電源の非負制約、CO₂ 排出量上限制約を考慮する。これらの制約条件と原子力容量上限制約(18)式に対する双対変数 λ , ξ を導入すると、(8) 式のラグランジュ関数は次式のように拡張される。

$$L(x, \lambda, \mu, v, \xi) = \sum_{i=1}^n (a_i x_i + b_i Q_i) - \sum_{i=1}^n \mu_i x_i + \lambda \left(P_D - \sum_{i=1}^n x_i \right) + v \left[\sum_{i=1}^n (a_i Q_i + \beta_i x_i) - CO_2 MAX \right] + \xi (x_1 - NuMAX) \quad (19)$$

(19) 式に対する Kuhn-Tucker 条件は以下のようになる（一部省略）。

$$a_1 + \xi + R_1 - \mu_1 - \lambda + v\beta_1 = 0 \quad (20)$$

$$a_i + R_i - \mu_i - \lambda + v\beta_i = 0 \quad i = 2, 3, \dots, n \quad (21)$$

$$\xi (x_1 - NuMAX) = 0 \quad (22)$$

$$\text{ただし、} R_i = \sum_{j=1}^n \left[(b_j + va_j) - (b_{j+1} + va_{j+1}) \right] g(D_{j+1})$$

ここで次のような z_i を導入すれば、(20)、(21) 式をまとめて(25)式のように表現できる。

$$z_1 = a_1 + \xi \quad (23)$$

$$z_i = a_i \quad i = 2, 3, \dots, n \quad (24)$$

$$z_i + R_i - \mu_i - \lambda + v\beta_i = 0 \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (25)$$

これで(9)式と同形になり、i 番目と i+1 番目の電源の負荷分岐点 τ_{i+1} は、(25) 式より以下のように決定される。

$$\tau_{i+1} = \frac{(z_{i+1} + v\beta_{i+1}) - (z_i + v\beta_i)}{(b_i + va_i) - (b_{i+1} + va_{i+1})} \quad (26)$$

CO₂ 排出量制約によって切片が $v\beta_i$ 、傾きが va_i 増加しているのは<3.1>と同様である。原子力容量上限制約については、原子力 ($i=1$) の切片がさらに ξ だけ増加し、その分

定費が上昇しているのが(23)式からわかる。以上より、 v と ξ をパラメータとすることで、制約を満足するベストミックスの決定が可能となる。

<3.3> アルゴリズム これら制約を考慮した SMES を含む電源ベストミックス決定アルゴリズムのフローチャートを図2に示す。

SMES の容量 X_s を 0 [MW] から $X_s MAX$ [MW] まで ΔX_s ずつ増加させ、それぞれの容量で各種制約を満足し、かつ最経済な系統構成、運用を決定している。ただし、コストを最小化の際、SMES の分は算入されていない。

原子力容量上限制約については、まず制約を無視して電源ベストミックスを決定した後、導入容量が上限を超えた場合は、その容量が上限値に等しくなるように原子力の経費直線を上方に平行移動させるものとした。このときの平行移動による切片の上昇分が ξ に相当する。

また、CO₂ 排出量制約については、スクリーニング法を行う際に用いる発電機の固定費と可変費の値を $v\beta_i$, va_i だけ増加させることによって、系統構成を変化させることにより満足している。

図2 フローチャート

Fig. 2 Flow chart of the proposed algorithm

4. 試算結果

以上のような考え方に基づいて電力システムを一つのシステムと捉え、ここに投入されるエネルギーと排出されるCO₂量、それらの電源構成による違いなどを比較し分析する。シミュレーションは次の6通りのケースについて行った。

- (ケース1) 基本モデル (制約無し)
- (ケース2) 貯蔵効率を変化させた場合 (制約無し)
- (ケース3) 単機容量を変化させた場合 (制約無し)
- (ケース4) CO₂排出量制約を課した場合
- (ケース5) 原子力容量上限制約を課した場合
- (ケース6) 2030年の予想負荷パターンに対する適用例 (制約無し)

<4.1> シミュレーション条件 投入エネルギーは電源構成によって変化する。また、貯蔵システムを導入した場合は、その充放電時の効率によって決まる損失分を発電機が余計に発電することになるので、これも投入エネルギーとして加えることとする。一方、産出エネルギーは負荷が要求するエネルギーで、負荷が同じであれば同じ値を取る。このため本論文でのシミュレーションでは投入エネルギーだけを結果として表示している。エネルギー収支分析の結果である正味エネルギー収支および総エネルギー収支は、この投入エネルギーと需要電力量から求められる産出エネルギーとの差や比を求めることで得られる。

このような評価を行うためには、各プラントの建設時および運用時の投入エネルギーとCO₂排出量の情報が必要となる。本論文では、発電プラントについては文献[1, 2]を参考にし、SMESについては文献[7]で算出された値を使用した。これらの値を表1に示す。試算に用いた発電機は、いずれも1,000MWの容量を持つものであったので、これに対する投入エネルギーを1,000で割り、発電機容量1MW当たりの値で示してある。したがって、1年分の投入エネルギーを求める際には次のような式を用いている。

$$E_{input,i} = \left(\frac{E_{fac,i}}{30} + E_{op,i} \right) x_i + E_{fuel} W_i \tag{27}$$

ここで、建設時エネルギーに関しては、プラントのライフサイクルを30年と仮定し、表中の建設時エネルギーの値の1/30が1年分の投入エネルギーであると考えている。

負荷データとしては、(ケース1)から(ケース5)では1990年の北海道の電力需要データ、(ケース6)では文献[6]の予想に

よる2030年の中成長シナリオのデータを使用している。また発電機の固定費と可変費としては表1の値を用いている。

このほかのシミュレーションの条件としては、以下の仮定をおいている。

- 1. 発電機のコストは線形($a_i x_i + b_i Q_i$)とし、系統コストの計算にはSMESのコストは算入しない。
- 2. SMESのMWh容量は変換器容量(MW)の定数倍とし、単機容量としてある大きさをもつSMESを順次導入していくものとする。
- 3. シミュレーションは新規発電機とSMESのみについて行い、送電設備などは無視する。

<4.2> シミュレーション結果

(ケース1) 基本モデル (制約無し) 単機容量10MW、50MWhで総合効率95%のSMESを、制約を与えずに最経済になるように導入していくときのSMESの導入容量と最経済となる系統構成の関係を図3に、このときの負荷持続曲線

図3 制約がない場合の電源構成
Fig. 3 Generation mix with no limitation

図4 制約がない場合の負荷持続曲線
Fig. 4 LDC with no limitation

表1 プラントの諸定数^{[1][2][7]}
Table 1 data of generation units^{[1][2][7]}

	投入エネルギー			CO ₂ 排出量			固定費 a_i [円/kW・年]	可変費 b_i [円/kWh]
	建設時 [Gcal/MW]	運用時 [Gcal/MW・年]	燃料 [Gcal/MWh]	建設時 [t-C/MW]	運用時 [t-C/MW・年]	燃料 [t-C/MWh]		
原子力	967.4	788.5	2.66	105.13	39.73	-	51,000	1.3
石炭	748.4	773.4	2.38	71.94	61.03	0.25	39,000	3.0
LNG	582.2	2,524.9	2.29	55.22	208.47	0.13	29,000	5.0
石油	582.2	649.5	2.35	55.22	46.76	0.19	23,000	7.0
SMES	4,236.5	141.6	-	284.8	9.50	-	-	-

の変化を図4に示す。電源容量の総計が、SMESの導入容量の増加につれて減少しているが、これはSMESがピーク負荷を分担しているためである。SMESの導入量を増していくとその負荷平準化効果により原子力の稼働率が高まり、SMESが700MWを超えるあたりからは、原子力の容量も増加している。また、SMESの容量が小さいうちは変換器容量[MW]と貯蔵容量[MWh]の各容量上限まで使った運用が行われるが、SMESが500MWを超えるあたりからは変換器容量が余剰になり、貯蔵容量[MWh]の制約のみにより運用が決定されているのが図4から分かる。

図5はSMESの分を除いた系統コストを示している。SMES導入前の系統コストから導入後の系統コストを引いた値をSMESの変換器容量で割ったものを、SMESのブレイクイーブンコスト P_{SMES} と呼ぶことにする。

$$P_{SMES} = (P_0 - P_{XS}) / X_S \quad (28)$$

SMES 1kW当たりの年間コストがこの値以下ならばコストの面でもメリットがあることになる。図5ではSMESの容量が小さいうちは一定の値を取るが、変換器容量が余剰になる500MWあたりから低下し始める。ちなみに、文献[3]によればSMESの建設コストは1kW当たり30万円前後で、ライフサイクルを30年と考えた場合、1年当たりのコストを2~3万円/kWと見積もることもできる。この場合、本シミュレーションの結果は、700MW（系統容量の約20%）程度までは系統コストを増加させずにSMESを導入できることを示

図5 ブレイクイーブンコスト
Fig. 5 Break even cost

図6 SMESの特性と投入エネルギー
Fig. 6 Energy input for power system

している。

図6はSMES導入時の系統の投入エネルギーの変化を示している。図3からSMESの容量が増すに従い、原子力の構成比が増加することがわかるが、原子力は効率が低くエネルギー収支面で不利なことから、系統全体の投入エネルギーが増加しエネルギー収支をわずかに悪化させている。

図7は同様にSMES導入時のCO₂排出量の変化を示している。SMESの容量が増すに従い、CO₂排出量が極めて小さい原子力の構成比が増加すると同時に、燃料からのCO₂排出量が多い火力プラントの運用が減っているため、CO₂排出量も次第に減少している。SMESの容量が700MWになるあたりから大きく減少するのは、石炭火力の容量が小さくなり始めるからである。

したがって、将来的に望ましいとされている系統の20%の容量のSMESを導入した場合、SMESを導入しない場合と比べコストはほぼ同じで投入エネルギーが0.58%増加し、CO₂排出量が5.6%減少する。

(ケース2) 貯蔵効率を変化させた場合（制約無し）

図8はSMESの効率を70%とした場合の電源構成である。充放電のロスの変換器の部分で生じているので、効率の低下によって、必要となる貯蔵原資が増加する分だけ原子力の構成比が増加し、また、放電電力量が小さくなりピークカットの効果が小さくなる分、石油、LNG火力の構成比が若干大きくなっている。

図7 SMESの特性とCO₂排出量
Fig. 7 CO₂ emissions of power system

図8 効率70%のときの電源構成
Fig. 8 Generation mix (efficiency rate of SMES is 70%)

図9は効率とCO₂排出量の関係を示している。傾きが変化する500MW程度までは、SMESの効率が低いほど系統はより多くの電力を発生しなくてはならないのでCO₂排出量が多くなる。傾きが途中で変わるのはボトムアップの効果によって石炭火力の運用が減少し始めるためで、効率が低いほどより多くの貯蔵原資を必要とすることから、ボトムアップの効果が大きくなり、逆にCO₂排出量が少なくなるという結果になった。また、極端に効率が低い場合や、充放電時の各電源の価格差が小さく、貯蔵することによるコストメリットが出にくい場合には、図の40%の場合のようにSMESの容量を増やしてもCO₂排出量が減少しなくなる。

図6の投入エネルギーをみると、効率が低い場合には発電しなくてはならない電力量が増加するので投入エネルギーも増加することがわかる。

(ケース3) 単機容量を変化させた場合 (制約無し)

ここでは、変換器容量10MW、貯蔵容量100MWhのSMESを導入した例を図10、11に示す。図3と比較すると、図10は図3を横方向に縮めたような変化をしている。これは、電源構成の決定に対して貯蔵容量[MWh]の影響が大きいことを示している。変換器容量[MW]の制約の影響は、石油火力の構成比の変化に現れている。図11でわかるように、SMESが600MWを超えるまではピーク時の負荷が完全にフラットにはならないので、石油火力が導入される。このため、石油火力は他の電源に比べ構成比の低下が緩やかになっている。SMESを1,700MWまで導入すると、負荷は十分に平準

化され、これ以上のSMESの導入は余剰となる。

図6、7の投入エネルギーとCO₂排出量をみると、SMESを十分に導入した系統では、最大で8割近くCO₂の排出が削減されている。また、その場合でも投入エネルギーの増加は2.6%に抑えられている。

(ケース4) CO₂排出量制約を課した場合 系統全体から排出されるCO₂の量を、基本ケースでSMESを導入しない場合に対し30%削減するように制約を与えたときの結果を図12に示す。制約により石炭火力の構成比が減少し、よりCO₂排出量の少ない電源である原子力やLNG火力の割合が増加することが分かる。SMESの容量が1,700MWを超えてからは、SMESの負荷平準化による効果だけでCO₂排出量制約を満足してしまうので、制約をかけないときと同じ結果になる。

図13、14は、このときの系統の投入エネルギーとCO₂排出量の変化を示している。制約が無いときと比較すると、CO₂が目標値に収まる反面、投入エネルギーが増加しているのがわかる。CO₂排出量は本来目標値に等しくなりグラフはフラットになるが、負荷持続曲線などに連続値でないデータを含むために脈動が出ている。

また、制約によるコストの増加が予想されたが、その増加は0.1%以下で、大きな差は無かった。

図15は、CO₂排出量制約が課せられたときに、その制約を最低限満足し、コストを最適化するSMESの容量を求めた結果である。SMESの固定費が安いときは、制約を満足

図9 効率によるCO₂排出量の変化
Fig. 9 Variation of CO₂ emissions in different efficiency rates

図11 単機容量を10MW、100MWhとしたときのLDC
Fig. 11 LDC (rating of SMES is 10MW, 100MWh)

図10 単機容量を10MW、100MWhとしたときの電源構成
Fig. 10 Generation mix (rating of SMES is 10MW, 100MWh)

図12 CO₂制約がある場合の電源構成
Fig. 12 Generation mix with the limitation on CO₂ emissions

するために最低限必要な容量よりも多く導入されてしまうため、エネルギー収支を悪化させてしまう。したがってCO₂排出量が制約値となるような導入量をSMESの最適導入容量とした。例えば30%の排出量制約に対してはSMESの固定費がいくら安くとも1,600MW以上の導入は望ましくはなく、これ以上導入するとCO₂排出量とコストは減少するが投入エネルギーが増加してしまう。グラフから、このケースでは500MW程度の容量がもっとも導入しやすく、SMESの固定費が2.5万円を超すと、CO₂制約がある場合でも経済性の面から導入が難しいことがわかる。

(ケース5) 原子力容量上限制約を課した場合 CO₂排出

図13 各制約下での投入エネルギー
Fig. 13 Energy input for power system

図14 各制約下でのCO₂排出量
Fig. 14 CO₂ emissions of power system

図15 CO₂排出量制約下におけるSMESの最適導入量
Fig. 15 Optimal output of SMES under the CO₂ control

量制約は課さずに、原子力の導入量上限制約を課した場合の結果が図16である。原子力の導入量に制約（最大負荷の50%とした）を課すと、原子力の減少分を石炭が受け持つことになった。コストの面から考えると妥当であり、図13でわかるように投入エネルギーもわずかに減少するが、図14のCO₂排出量は1.6~3倍にも増加している。さらに、制約が無い場合は単調に減少するCO₂排出量が、制約下では増加する傾向を示している。これは貯蔵原資として石炭を使わねばならないからで、SMESの運用が増加するに従い、よりCO₂排出量の多い石炭の運用が増加するためである。

また、結果は省略するが、原子力の導入量上限制約に加えてCO₂排出量制約を課すと、石炭の容量が大幅に減少しLNGの構成比が増加した。SMESの導入量を増やしても石炭の容量が増えることはなかった。これは、SMESを運用しても、貯蔵原資を発電するのが石炭火力のためCO₂排出量を減少させることが難しいためである。

(ケース6) 2030年の予想負荷パターンに対する適用例
(制約無し)

文献[6]では、社会構造の変化などを考慮したさまざまなシナリオを策定し、将来の電力需要をトレンド解析を基に予測して、電力貯蔵設備の必要容量を算出している。ここでは、中成長シナリオにおける2030年の負荷パターンに対して、前節までと同じ手法で貯蔵設備の導入および運用の決定を行ったものと、文献[6]に示されている構成比で運用を決定したものの2つを、エネルギー収支やCO₂排出量の面から比較する。各種条件に相違があるため厳密には比較できないが、次のような条件において比較することにする。

1. 文献[6]の系統の発電機の容量には文献中の値をそのまま用いるが、運用の決定には本論文の手法を用いる。
2. 本論文の手法で決定される電源構成では、発電機の設備量の合計が、文献[6]と同じになるように発電機の容量を調整する。
3. 貯蔵システムの容量は、揚水も含め文献[6]に示されている4,530万kWとする。
4. SMESと揚水を同一の貯蔵システムとして考え、効率等の区別はしない。

図16 原子力制約がある場合の電源構成
Fig. 16 Generation mix with the limitation on introduction of nuclear plant

図17 2つの電源構成のコストなどの比較
(括弧内は貯蔵システムの効率)

Fig. 17 Comparison of various values between proposed method and reference 6
(percent values in parentheses are efficiency of energy storage systems)

図18 提案手法と文献[6]の構成の比較

Fig. 18 Comparison of generation mix between proposed method and reference 6

図19 2つの電源構成の電力量の比較

Fig. 19 Comparison of power generations between proposed method and reference 6

図17はそれぞれの場合のコスト、投入エネルギー、CO₂排出量を、文献[6]の系統に効率95%のSMESを導入した場合の値を1として表したグラフである。両者を比較すると、本論文の電源構成では投入エネルギーは幾分増えてしまうものの、CO₂の排出量が十数%減少し、コストも若干減少し

ていることがわかる。

図18, 19に、2つの例の電源構成と、各発電機が分担する電力量の違いを示す。条件でも述べたが、図中の文献[6]の試算では、文献中の電源構成に対して傾斜法でSMESの運用を決定している。文献[6]で予想されている負荷パターンに対して本論文の手法を適用すると、貯蔵設備の導入によって石油火力は必要なくなり、その分の貯蔵原資を原子力が発電するような結果が得られた。

5. あとがき

本論文では、CO₂排出量および原子力導入量上限制約を考慮したSMESを含む電源ベストミックス決定手法を提案し、モデルシステムを用いた試算によってSMESを導入した系統のエネルギー収支面および環境面からの評価を行った。これらの試算結果から、SMESを導入した系統についてまとめると、以下のような特徴を挙げることができる。

1. SMESの負荷平準化効果により原子力の割合が増し、化石燃料の使用が減るので、エネルギー収支は若干悪化するが、CO₂排出量を大幅に削減できる可能性を有している。
2. SMESの年間コストが2~3万円/kWであれば、系統のコストを悪化させずにCO₂排出量を削減できる。
3. CO₂排出量に制約がある場合の最適なSMESの導入量が存在する。
4. 負荷パターン、SMESの容量などにより最適な変換器容量と貯蔵容量の組み合わせが存在する。
5. CO₂排出量がほぼ零に近い原子力の導入量に上限制約を課すと、CO₂排出量は大幅に増加する。この場合には、CO₂排出量の大きな化石燃料を相当量消費することになり、またSMESを導入しても原子力の上限制約のために、CO₂排出量を充分に減少させることができない。

これらは、環境問題も考慮した貯蔵システムを含む電源計画における貯蔵原資を発電する電源としての原子力の重要性を示す結果といえよう。

また、文献[6]の電源構成との比較では、本論文の手法で得られる構成は、コストと投入エネルギーの面ではほぼ同じであるが、文献[6]の構成よりもCO₂排出量を大幅に削減できることがわかった。すなわち、本論文の手法で求めた電源構成で示されている程度に原子力発電所の開発が可能であれば、SMESの導入によって石油火力を使用しなくても需要に対応でき、CO₂排出量も大幅に削減できることが示された。

これらの特徴は、他の電力貯蔵システムにおいても同様に予想されることなので、他の貯蔵システムとの比較も必要と考えられるが、データ入手の困難さ等の問題もあり、今後の課題としたい。

なお、本研究は文部省科学研究費補助金（基盤研究(C) No. 09650304）を受けていることを付記する。

（平成10年1月12日受付、同10年6月5日再受付）

文 献

- [1] 内山, 山本: 「発電プラントのエネルギー収支分析」
電力中央研究所研究報告: Y90015 (平3-11)
- [2] 内山, 山本: 「発電プラントの温暖化影響分析」
電力中央研究所研究報告: Y91005 (平4-5)
- [3] 未来工学研究所: 「昭和58年度新エネルギー総合開発機
構委託調査成果報告書 超電導エネルギー貯蔵システムに
関する調査研究[II]」 NEDO-P-8305 (昭59-3)
- [4] 未来工学研究所: 「昭和59年度調査報告書 超電導エネ
ルギー貯蔵システムに関する調査研究[III]」 NEDO-P-8408
(昭60-3)
- [5] 安田, 西谷, 長谷川: 「電力貯蔵システムを含む各種電源
のベストミックスならびに最適導入手順の決定」
電気学会電力技術研究会 PE-88-50 (昭63-7)
- [6] 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見た考察—」
電力中央研究所研究報告: T93064 (平6-5)
- [7] 神谷, 田中, 長谷川, 白崎: 「超電導電力貯蔵システムに
関するエネルギー収支分析および温暖化影響分析」
電気学会電力技術研究会 PE-95-109 (平7-10)
- [8] 神谷, 田中, 北, 長谷川, 白崎: 「SMESを考慮した電力系
統のエネルギー収支分析と温暖化影響分析」
電気学会電力技術・電力系統技術合同研究会 PE・PSE-97-94
(平9-10)
- [9] エネルギー・資源学会編: エネルギー・資源ハンドブック
p.60 (平8) オーム社

付 録

記号の定義

n	電源の種類
x_i	電源 i の導入容量 [MW]
a_i	電源 i の固定費 [円/kW・年]
b_i	電源 i の可変費 [円/kWh]
α_i	電源 i の燃料のCO ₂ 排出原単位 [t-C/MWh]
β_i	電源 i の設備のCO ₂ 排出原単位 [t-C/MW]
Q_i	電源 i の年間発電電力量 [kWh]
$L(t)$	目標年における負荷持続曲線
$g(x)$	負荷持続曲線の逆関数
P_D	年間最大負荷 [kW]
CO_2MAX	年間CO ₂ 排出量上限 [t-C]
$NuMAX$	原子力の導入量上限 [MW]
X_s	貯蔵システム導入容量 [MW]
X_sMAX	貯蔵システム導入容量上限 [MW]
$E_{input, i}$	電源 i の年間投入エネルギー [kcal/年]
$E_{fac, i}$	電源 i の建設時投入エネルギー [kcal/MW]
$E_{op, i}$	電源 i の運用エネルギー [kcal/MW・年]
$E_{fuel, i}$	電源 i の年間投入エネルギーの燃料分 [kcal/MWh]
W_i	電源 i の年間発電電力量 [MWh/年]
P_{SMES}	SMESの限界コスト [円/kW]
P_0	SMESを0[kW]導入したときの系統コスト [円]
P_{X_s}	SMESを X_s [kW] 導入したときの系統コスト [円] (SMESの分は含まず)

神谷 俊一 (正員) 1971年11月28日生。96年3月北海道大学工学部電気工学科卒業。同年4月同大学大学院工学研究科システム情報工学専攻博士前期課程に進学。電力貯蔵システムのエネルギー収支分析, 温暖化影響分析に関する研究に従事。98年3月同大学同課程修了。同年4月ヤマハ株式会社入社。

田中 英一 (正員) 1952年8月12日生。77年3月北海道大学大学院工学研究科電気工学専攻修士課程修了。同年4月同大学工学部電気工学科助手。95年4月改組により, 同大学大学院工学研究科システム情報工学専攻電磁エネルギーシステム工学講座助手となり, 現在に至る。主として, 電力系統の解析・制御に関する研究に従事。計測自動制御学会会員。

北 裕幸 (正員) 1963年5月7日生。88年3月北海道大学大学院工学研究科電気工学専攻修士課程修了。89年4月同大学工学部電気工学科助手, 95年4月同大学大学院工学研究科システム情報工学専攻助教授となり, 現在に至る。博士(工学)。主として電力系統の計画・運用・制御に関する研究に従事。日本OR学会会員。

長谷川 淳 (正員) 1943年12月13日生。71年3月北海道大学大学院工学研究科電気工学専攻博士課程修了。同年4月同大学工学部講師, 同助教授を経て, 85年4月同教授。95年4月改組により, 同大学大学院工学研究科システム情報工学専攻電磁エネルギーシステム工学講座担当となり, 現在に至る。主として, 電力系統の計画・運用・制御・解析, およびエネルギー貯蔵に関する研究に従事。工学博士。IEEE, 日本OR学会, 照明学会, エネルギー・資源学会, 低温工学協会会員。

白崎 隆 (正員) 1954年2月18日生。78年3月新潟大学大学院工学研究科電気工学専攻修士課程修了。同年4月東北電力株式会社入社。主として, 系統解析・制御に関する研究に従事。現在, 同社研究開発センター主幹研究員。