送電線開放に伴う PV-電力貯蔵装置の系統導入評価

正 員 山城 迪 学生員 工藤 寛興 学生員 井口 傑

学生員 趙 国梁 正 員 植田 孝夫 (北見工大)

An Economic Estimation of PV-Power Storage System Operation In a Transmission Open Access Environment

Susumu Yamashiro, Member, Hirooki Kudo, Student Member, Masaru Iguchi, Student Member
Guoliang Zhau, Student Member, Takao Ueda, Member (Kitami Institute of Technology)

A daily scheduling algorithm of Photovoltaic-Power Storage System (PV-PS) and an economic estimation for its allocation in a transmission open access environment are presented in this paper. In addition to the total profit of transmission system operation, an expected profit of PV-PS daily operation is estimated using a spot market pricing of short run marginal cost. A desirable allocation point of PV-PS is discussed from various view points of economy and available solar energy etc. To demonstrate the effectiveness of the proposed method, numerical examples for a model power system of 44 nodes, 8 thermal units and one PV-PS are shown in detail including daily profits of system operator, PV-PS producer and consumers through the PV-PS operation.

キーワード : 規制緩和、送電線開放、短期限界費用、太陽光発電、電力貯蔵装置

1. はじめに

1978 年の PURPA 法以来、米国の電気事業者は回避可能コストで、風力や太陽光発電からの電力を購入することになるが、1980 年代に入ると複合発電プラントなどによる比較的小容量の効率のよい安価な発電が可能となり、発電部門における「規模の経済性」は、もはや成り立たず⁽¹⁾、IPP の出現に代表されるように、発電部門の自由化が進展するようになる。こうした流れを背景にして、各国の電力産業では現在、「規制緩和」をキーワードとした電気事業新時代への対応の模索が進展している。

1982 年世界に先駆けて発電部門の自由化と送電線の開放に移行したチリをはじめとして⁽²⁾、英国、北欧諸国、米国の一部などでは電力市場を構成し、すべての需要家が電力供給者を選択する小売電力競争モデルに移行、ないしは移行しつつある⁽³⁾。わが国においても、1995 年の電気事業法改正以来、電力供給システム全般の見直しが電気事業審議会等で議論されており、2000 年から部分的な小売自由化が実施される状況にある。

本稿の表題に示した「送電線開放 (Transmission Open Access : TOA)」とは、基本的には電力市場の存在を前提として発電および小売部門の自由競争下での、両者による送電線への自由なアクセスを意味している。このような TOA

では、従来のような送電線をいかに「使う」かよりは、1 つの独立したシステムとして、これをいかに「運用」するかが重要とされている。このような環境下では、送電線は、発電や小売部門とは独立した新たな系統運用機関 (例えば、カリフォルニア州における ISO : Independent System Operator)⁽⁴⁾ による経済性やセキュリティ維持を意図した系統運用がなされることになる。

一方、近年、環境対策などの重要課題への対処において、太陽光発電 (Photovoltaic : PV) の系統導入への期待が年々高まっている。PV 出力は、気象条件に依存する等の欠点があり、PV を安定した出力制御可能な電源とするためには、例えば、超電導エネルギー貯蔵 (SMES) のような電力貯蔵装置と組み合わせた、太陽光発電・電力貯蔵装置 (PV-Power Storage system : PV-PS) が有効と考えられ、近い将来、PV-PS の系統導入が期待されている⁽⁵⁾。

一般に PV-電力貯蔵装置は、分散型電源として負荷需要地点に近接して配置されるものと考えられるが、送電線が開放される状況においては、「発電と負荷」の両機能を持つ電力供給・貯蔵システムとして TOA に伴う運用のあり方、需要家から見た導入箇所の評価など、これまででない観点からの検討が要求される。

本論文では、これまでに報告されている送電線開放における送電サービスの課金方式 (Transmission service pricing)

の一つとして知られる、送電線アクセスポイントにおける短期限界費用を用いたスポット価格による経済性評価算定法を示し、PV-PS システムの日間運用計画決定のアルゴリズムおよび PV-PS 設置箇所に関する経済性評価法を述べ、モデル系統による試算結果を用いて、PV-PS システムの系統導入評価についての具体的な考察を試みる。

2. 短期限界費用による送電線アクセス料金の算定

小売電力が自由化された電力産業では、商品である電力の供給者や消費者は何らかの形で直接ないしは間接的に電力市場に参加することになる。

図1 小売電力競争型モデルの例

Fig.1 A Retail Power Competition Model

図1は、このような小売電力競争型モデルの構成例を示したものであるが、市場参加者は市場の管理者や送電網の管理運用者（ここでは、総括的に Poolco と仮称）による翌日運用計画に基づいて提供される、毎時の電気料金、スポット価格（円/kWh）を見ながら応答し、Poolco はネットワークへの電力注入ないしはネットワークからの電力抽出量を最終的に決めることになる。このマーケット参加者の運用レベル決定に用いられるスポット価格算定の基礎となる限界費用に関しては、一般に設備投資等に関連した増分コストとしての長期限界費用と、電力需要変化に伴う増分コストに関する短期限界費用による考察が考えられるが⁽¹⁾、ここでは簡単化のため設備投資等は固定的に取り扱い、短期限界費用のみについて考察するものとする。また、この短期限界費用は、一般に有効および無効電力に関係するが、ここでは、系統の有効電力潮流のみを考えるものとする、電力の注入および抽出ノードにおける、最適なスポット価格は次のようになる⁽⁶⁾。

$$\left. \begin{aligned} \rho_i &= \lambda \left(1 + \frac{\partial L}{\partial P_i} \right) - \sum \mu \frac{\partial Z}{\partial P_i} \\ \lambda &= \frac{\lambda_m + \sum \mu \frac{\partial Z}{\partial P_m}}{\left(1 + \frac{\partial L}{\partial P_m} \right)} \end{aligned} \right\} \dots \dots \dots (1)$$

ここで、

ρ_i = ノード i のスポット価格で、以下、短期限界費

用 (Short Run Marginal Cost : SRMC) と呼ぶ。

P_i = ノード i の電力で、注入時の発電は負、抽出時の負荷は正とする。

L = 全送電損失

λ = 需給バランスに関するラグランジュ乗数 (システム λ)

λ_m = マージナルユニットの増分燃料費

m = マージナルユニット

Z = 線路潮流およびノード電圧ベクトル

μ = Z の制約に関するラグランジュ乗数

次に、(1) 式からある運用期間 T での Poolco の収益を求めると、市場参加者のネットワークへのアクセスポイント、すなわちノード i での電力と、短期限界費用から次式のようにになる。

$$R = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^N \rho_i^t P_i^t \dots \dots \dots (2)$$

上式で示される Poolco の収益 R は、一般に送電損失とセキュリティ維持（母線電圧維持、送電空き容量等）に係わるコストを、マーケット参加者が負担した結果であるが、一般に R のみでは、送電系統の設備投資や運用などに必要なコストをまかなうことが難しいとされている。従って、Poolco が経済的に存立するためには、ネットワークへのアクセス料金としては、基礎となる (1) 式の限界費用以外の送電線アクセス料金を付加しなければならないと考えられるが、ここでは短期限界費用に限定した経済性評価を行うものとする。

(1) 式の計算において、システム λ および全ノードにおける増分送電損失と線路潮流制約等を考慮した限界費用を計算する必要がある。すなわち、与えられた負荷に対して損失等を考慮した発電機出力を決定する、最適潮流計算 (OPF) を行う必要がある。本稿では文献 (7) で述べた直流法潮流計算に基づく OPF から、システム λ および増分送電損失を求めるものとする。以下に、その概要を示す。

いま、ノード電力ベクトルを $[P]$ 、電圧位相角ベクトルを $[\delta]$ 、サセプタンス行列を $[B]$ とすると、(3) 式の電力方程式を用いて、

$$[P] = [B][\delta] \dots \dots \dots (3)$$

ノード i の増分送電損失は次のようになる。

$$\frac{\partial L}{\partial P_i} = \left[\frac{\partial L}{\partial \delta_i} \right] [B]^{-1} \left[\frac{\partial P_k}{\partial P_i} \right] \dots \dots \dots (4)$$

ここで、 $\left[\frac{\partial L}{\partial P_i} \right]$ 、 $\left[\frac{\partial P_k}{\partial P_i} \right]$ は各々、行および列ベクトルで、

$[B]^{-1}$ は、 $[B]$ の逆行列を示す。

また、線路潮流 Z は次のように表される。

$$Z = FA(A^TFA)^{-1}P \quad \dots \quad (5)$$

ここで、 A は、線路およびノード間の接続行列、 F は、線路サセプタンス行列を示す。

3. PV-PS システムの運用と系統導入評価

< 3. 1 > 運用計画決定法 送電線開放時の電力市場においては、発電部門や、小売部門での自由な競争が原則となるため、PV-PS システムの導入に際しては、系統運用者、PV-PS システム運用者、需要家等、ネットワーク参加者のそれぞれの立場から経済性の評価が可能である。ここでは、スポットマーケットにおける (1) 式に示す短期限界費用や太陽光の日射特性、負荷特性などを考慮しながら、PV-PS の考察期間にわたる経済性の評価に関し考察を試みる。まず、PV-PS の運用計画を求めるに当たって、以下の仮定をおくものとする。⁽⁵⁾

- (1) 考察期間を日間とし、PS は日間での充放電の和が零になるように運用する。
- (2) PV からの出力はすべて直接系統に注入し、PS による貯蔵は行わない。
- (3) 日間の日射特性、および各ノードの負荷特性は既知とする。

発電機能から見た、PV 単独システムと PV-PS システムの違いの一つに、出力調整機能の有無があり、スポットマーケットに参加する PV-PS は、時々刻々の短期限界費用を見ながら、出力調整、すなわち電力の売買をすることができる。その際、経済的に望ましい運用は、PV-PS の接続ノードにおける短期限界費用を用いて、Poolco への支払が最小になるように (運用による収益が最大になるように)、時々刻々の PV-PS 出力を決定するものとする。

$$\Phi = \sum_i^T \rho^i P_{pv-ps}^i \rightarrow \text{最小化} \quad \dots \quad (6)$$

ここで、 P_{pv-ps} は PV-PS の出力で、PV の出力を P_{pv} とし、PS の出力を P_{ps} とすると、

$$P_{pv-ps} = P_{pv} + P_{ps} \quad \dots \quad (7)$$

ただし、 $P_{pv} < 0$ で、PS の放電時は $P_{ps} < 0$ 、また電力貯蔵のための充電時は $P_{ps} > 0$ とする。

図 2 に、本稿で想定した送電線開放に伴うスポットマーケットにおける PV-PS システムの翌日運用計画決定の概要を示す。すなわち、Poolco へ提案する PV-PS の運用計画 (予測負荷の平準化を目的) をベースに、算定された短期限界費用を用いて PV-PS の運用計画を修正し、1 時間毎の経済性を重視した最終運用計画を決定する。なお、PV-PS 以外の発電は、ここでは最適潮流計算に従うものとする。

(6) 式の最小化操作は、PV-PS システムの充放電効率と短期限界費用の時間特性を勘案しながらなされるが、図 2 のステップ③における PV-PS の運用計画決定のアルゴリズム

図 2 送電線開放に伴う PV-PS システムの運用計画決定手順の例

Fig.2 A decision process of PV-PS scheduling in TOA

図 3 PV-PS の運用計画決定アルゴリズム (図 2 のステップ③)

Fig.3 Decision algorithm of PV-PS scheduling

ムを図 3 に示す。

< 3. 2 > PV-PS 設置箇所の経済性評価法 送電線開放前の電力産業では、火力機の燃料費や運転費の最小化が系統運用の主目的であったが、送電線開放環境下においては、市場参加者それぞれの立場からの経済性の追求が重要となる。したがって PV-PS の系統への導入についても、まず、PV-PS 所有者の利益が波及されることになるが、一方で、多数の市場参加者のうち、どの立場に立つか、何を

重視するかにより設置箇所の経済評価は異なることが予想される。

そこで、ここでは以下の3通りの異なる立場から、PV-PSシステムの設置箇所に関する経済性の評価を行う。

① **PV-PS 運用者からみた経済性評価法** 一般に、短期限界費用が大きいノードほど電源の経済的導入効果が大いと考えられる。ここでは電力供給地域を日射特性により複数ブロックに分け、各々のブロック内について短期限界費用が最大となるノードを選択する。また、選択されたノードにPV-PSを接続するものとし、設置ブロックの経済性を評価する。また、次式を満足するブロックを選択することにより望ましい設置ブロック（ノード）を求めることができる。

$$\sum_i^T \rho'_{block} P'_{pv-ps} \rightarrow \text{最小化} \quad \dots (8)$$

ここで、 ρ_{block} は、各ブロック内から選択されたノードの短期限界費用を示す。

② PV-PS 接続ノード需要家からみた経済性評価法

PV-PS の導入により、短期限界費用が低減し、そのため接続ノード需要家の Poolco への支払が少なくて済むことが期待される。したがって、需要家から見た PV-PS の設置箇所の評価法としては、PV-PS の導入前後における需要家の Poolco への支払の差を算定すればよい。また、次式により望ましい導入箇所を求めることができる。

$$\left(\sum_i^T \rho'_i P'_i \right)_{\text{before}} - \left(\sum_i^T \rho'_i P'_i \right)_{\text{after}} \rightarrow \text{最大化} \quad \dots (9)$$

ここで、上式の第一項は導入前の接続ノード需要家の

Poolco への支払を、第二項は導入後の支払を示す。

③ **Poolco からみた経済性評価法** Poolco にとっての経済性評価は(2)式の収益でなされ、望ましいPV-PS設置箇所は、導入後における収益が最大となる箇所となる。

$$R = \sum_i^T \sum_j^N \rho'_i P'_j \rightarrow \text{最大化} \quad \dots (10)$$

4. 試算例

<4. 1> **モデル系統** 図4に示す8火力機44母線のモデル系統を対象に、提案手法の検証を行った。表1に発電機特性を示す。また、モデル系統を日射特性により6ブロックに分けるものとし、表2には各ブロックのPV出力比、およびPVシステムの日間発電量を示している。次に、図5に示すような系統全体の予測負荷と各ブロック共通のPV出力パターンを想定し、各ノードの負荷パターンは簡単のため図5のそれと同一と仮定する。なお、PSの貯蔵容量は、 $W=120\text{MWh}$ 、充放電効率 $\eta=90\%$ とする。

今回、PV-PS の運用計画決定にあたっては、以下のような仮定を設定した。

- (1) 無効電力潮流は考えない。
- (2) ノード電圧に関する制約は考えない。
- (3) PV-PS システム以外の電力市場参加者の発電は最適潮流計算で与えられるものとする。

PV-PS 設置箇所の経済性評価にあたっては、セキュリティ維持制約として、線路過負荷が発生しない場合(ケース1)、過負荷が発生する場合(ケース2)の2ケースについて試算を行った。

<4. 2> 試算結果

図4 モデル系統

Fig.4 Model power system

4. 2. 1 PV-PS の運用計画

(ノード 31 に接続した場合)

図 2 の運用計画決定手順に従って、得られた試算結果の一例として PV-PS をノード 31 に接続した場合の運用計画を順次以下に示す。まず、図 2 のステップ①における PS の負

表 1 発電機特性定数

Table 1 Characteristic constants of units

Node No.	燃料費特性 (円/MWh) $F=a+bP+cP^2$			発電機出力	
	a	b	c	P_{min}	P_{max}
1	318659.2	6962.89	1.89000	105	350
2	210672.3	1900.57	5.33452	180	600
3	115394.5	7094.10	1.08142	50	125
4	299371.9	7181.74	1.25081	53	350
5	248101.7	3461.05	1.12622	175	350
6	240822.9	6734.37	1.10774	105	250
7	198041.2	6306.12	1.81256	70	175
8	130701.4	7671.32	0.27391	40	125

表 2 各ブロックの日射量特性

Table 2 Available solar energy for each block

	PV 出力比	PV 発電量 (MWh/日)
A ブロック	1.17	155.610
B ブロック	1.00	133.000
C ブロック	1.06	140.980
D ブロック	1.12	148.960
E ブロック	1.02	135.660
F ブロック	1.10	146.300

図 5 系統負荷および PV 出力 (B ブロック) 曲線

Fig.5 System load and PV output curves

図 6 PV-PS の運用計画

Fig.6 Scheduling of PV-PS

荷平準化を目的とする PV-PS の運用計画を作成し、次に、図 2 のステップ②における、PV-PS からの提案を受けて Poolco が作成する OPF に基づく運用計画による収益を算定し、この時の短期限界費用情報に基づいて、ステップ③に従って収益の最大化を目的とした PV-PS の運用計画を作成する (図 6)。

4. 2. 2 PV-PS 設置箇所の経済性評価

前述のケース 1、ケース 2 について、PV-PS 設置箇所の経済性評価法に従い、①PV-PS 運用者からみた場合、②PV-PS 接続ノード需要家からみた場合、③Poolco からみた場合の各々についての経済性の評価・検討を行う。

(I) ケース 1 線路過負荷の発生なし

① PV-PS 運用者からみた場合 図 7 は、PV-PS 導入前の負荷ノードにおける日間の平均短期限界費用を示す。これより、各ブロックからその値が最大であるノードを選択する。ここで、F ブロックの短期限界費用が高いのは、ノード 44、30 に流入する電力潮流が大きくそれにより線路損失が大きくなることが原因と考えられる。

次に、各ブロック毎に選択されたノードに PV-PS を導入するものとし、PV-PS 出力を考慮して収益を算定する。図 8 に、PV-PS 設置ノードと PV-PS 収益、PV 出力の関係を、表 3 に PV-PS 収益の詳細を示す。

図 7 負荷ノードにおける日間の平均短期限界費用

Fig.7 Average daily SRMC at load buses

図 8 PV-PS 設置箇所と PV-PS 収益、PV 発電量の関係

Fig.8 Relationship between PV-PS allocation site and profits and PV total outputs

表 3 PV-PS の収益

Table 3 Profits by PV-PS operation

ブロック (ノード)	PV 発電時			PS 充電時			PS 放電時			日間の運用 PV-PS の 収益(千円)
	PV 総出力 (MWh)	平均短期限界費用 (円/kWh)	PV-PS の 収益(千円)	PS の総入力 (MWh)	平均短期限界費用 (円/kWh)	PV-PS の 収益(千円)	PS の総出力 (MWh)	平均短期限界費用 (円/kWh)	PV-PS の 収益(千円)	
A(28)	155.610	6.556	1092	133.000	4.298	-569	120.000	7.501	900	1423
B(16)	133.000	6.428	916	133.000	4.208	-557	120.000	7.340	881	1240
C(19)	140.980	6.543	989	133.000	4.274	-566	120.000	7.466	897	1320
D(24)	148.960	6.344	1010	133.000	4.169	-552	120.000	7.261	872	1330
E(22)	135.660	6.402	930	133.000	4.196	-555	120.000	7.309	877	1252
F(31)	146.300	6.886	1079	133.000	4.464	-591	120.000	7.920	951	1439

図 8、表 3 より、日間の PV-PS 収益は、PV 出力と必ずしも比例関係にあるとは限らず、短期限界費用に大きく依存しており、また、この場合 F ブロックのノード 31 が設置箇所として望ましいことが分かる。

② PV-PS 接続ノード需要家からみた場合 図 9 は、PV-PS 導入前後における接続ノード需要家の支払および支払差額を示している。これより、D ブロックノード 24 へ接続した場合、支払差額が最も大きいことが分かる。この支払差額は、PV-PS の導入により当該接続ノードへ流入する電力潮流が減少し、それに伴う DC 法 OPF における負荷ノードへ割り付けられる送電損失⁽⁷⁾の低減(図 10)、短期限界費用の低減、加えて、系統負荷の分布(図 11)等に大き

図 9 PV-PS 導入前後における接続ノード需要家の支払および支払差額

Fig.9 Consumer's payment and its difference before and after PV-PS allocation

く依存しており、これらの諸要因によって、PV-PS 接続ノード需要家の Poolco への支払差額が決定されることになる。

③ Poolco からみた場合 図 12 に、PV-PS 導入前後における全送電損失と Poolco 収益の関係を示す。同図より、Poolco 収益は全送電損失と比例関係にあり、また、望ましい設置箇所は、D ブロックノード 25 であることが分かる。なお、ノード 25、35、37、39 に接続したときに送電損失が多くなるのは、これらのノードが属するブロック(D ブロック)への電力潮流が、接続前と比べ、大きくなるのが原因と考えられる。

(II) ケース 2 線路過負荷の発生あり

図 10 DC 法 OPF における負荷ノードへ割り付けられる PV-PS 導入前後の送電損失(ピーク負荷時)

Fig.10 Transmission losses assigned to load bus before and after PV-PS allocation

図 11 負荷ノードにおける系統負荷の分布値

Fig.11 Distribution of system load in load buses

図 12 PV-PS 導入による全送電損失と Poolco の収益の関係

Fig.12 Transmission loss and Poolco's profits

次に、線路過負荷発生に伴う経済的影響を考慮するため、PV-PS 導入前に線路 42-44 間で、重負荷時に過負荷が発生する場合を想定する（注：ノード 28 については PV-PS を導入した場合でも、過負荷処理不可能となり対象外とする）。

① PV-PS 運用者からみた場合 図 13 は、PV-PS 導入前の負荷ノードにおける日間の平均短期限界費用を示すが、過負荷のない場合（図 7）と比べ、特に、Fブロックの平均 SRMC が大きくなっている。ケース 1 同様に各ブロックから、その値が最大であるノードを選択する。

次に、選択されたノードに PV-PS を導入し、各ブロックの PV-PS 出力を考慮し設置箇所を決定する。図 14 は、PV-PS 設置ノードと PV-PS 収益、PV 出力の関係を示す。同図より、

図 13 負荷ノードにおける日間の平均短期限界費用
Fig.13 Average daily SRMC at load buses

図 14 PV-PS 設置箇所と PV-PS 収益、PV 発電量の関係
Fig.14 Relationship between PV-PS allocation site and profits, PV total outputs

日間の PV-PS 収益は、ケース 1 と同様、PV 出力と必ずしも比例関係にあるとは限らず、短期限界費用に強く依存し、また、ノード 31 への導入が収益最大になる。

② PV-PS 接続ノード需要家からみた場合 図 15 は、PV-PS 導入前後における接続ノード需要家の支払および支払差額を示している。同図より、ノード 30、31、32、44 に PV-PS を接続した場合、線路過負荷が解消され、それに伴う短期限界費用の低減により、需要家から Poolco への支払が少なくて済むこと、また、ノード 30 へ接続した場合、支払差額が最大となることが分かる。図 16 に、ノード 30 へ

図 15 PV-PS 導入前後における接続ノード需要家の支払および支払差額
Fig.15 Payment and its difference of bus consumer before and after PV-PS allocation

図 16 PV-PS 導入前後における需要家の支払（ノード 30）
Fig.16 Payments of consumer before and after PV-PS allocation

図 17 PV-PS 導入による全送電損失と Poolco の収益の関係
Fig.17 Transmission loss and Poolco's profits

の PV-PS 導入効果を示すが、重負荷時における過負荷処理に伴う需要家の経済的メリットが明らかになっている。

③ Poolco からみた場合 図 17 に、PV-PS 導入前後における全送電損失と Poolco の収益を示す。同図より、Poolco の収益は、送電損失に関わるコストだけでなく、過負荷処理に伴う収益に大きく依存すること、また、望ましい設置箇所は、Aブロックのノード 33 となることが分かる。線路過負荷発生の有無による PV-PS 導入箇所を表 4 に要約

しているが、電力市場参加者のそれぞれの立場から、また、過負荷発生の有無など系統の潮流状態により望ましい導入箇所が異なっている。

表4 PV-PSの望ましい設置箇所

Table 4 Desirable allocation site of PV-PS

	PV-PS 設置箇所	
	線路過負荷無し	線路過負荷有り
PV-PS からみた場合	ノード 31	ノード 31
需要家からみた場合	ノード 24	ノード 30
Poolco から見た場合	ノード 25	ノード 33

5. おわりに

送電線開放に伴う、PV-PS システムの運用による経済的メリットを最大にする運用方式を提案し、直流法潮流計算に基づく OPF による短期限界費用を用いた運用計画の経済評価について述べた。負荷平準化を目的とする PV-PS の運用が、経済的運用と必ずしも一致せず、かつ、セキュリティ維持制約が短期限界費用や運用計画決定に与える影響を具体的に示した。また、PV-PS 設置箇所の経済性評価に関しては、PV-PS 運用者、需要家、Poolco 等の電力市場関係者のどの立場に立つかにより経済性評価のあり方や望ましい導入箇所が異なること、更に、線路過負荷など系統の運用状況によっても導入箇所が相違することをモデル系統の試算により具体的に明らかにした。

このように、本論文では、短期限界費用により運用面からの導入評価を行ったが、一方で、送電ネットワークの設備投資の分担や、市場参加者の経営戦略に依存する電力市場の経済的振る舞いなどを考慮した、多面的な評価も重要な検討課題である。更に、運用面に関しても、系統の潮流状態が発電機群の起動停止計画にも大きく依存することから、送電線開放環境下ではこの問題がより一層重要視されるものと考えられる。本論文では並列発電機群を一定として考察したが、今後、送電線開放に伴う発電機起動停止問題を考慮した運用計画に関する考察を行う予定である。

(平成11年4月15日受付, 平成11年11月11日再受付)

参考文献

- (1) Sally Hunt, Graham Shuttleworth, "Competition and choice in Electricity", John Wiley & Sons, 1996
- (2) H. Rudick, "Pioneering Electricity Reform in South America", IEEE, Spectrum, pp. 38-44, Aug. 1996.
- (3) S.Hunt, "Unlocking the Grid", ibid. pp. 20-25, Aug. 1996.
- (4) B. Barkovich, D. Hawk, "Charting a New Course in California", ibid. pp. 26-31, 1996
- (5) 山城, 井上, "PV-SMES システムを含む系統の最適運用計画" 電気学会論文誌, Vol.115-B, No.9, pp.1064~1069, 1995
- (6) M. Caramanis, R. Bohn, F. Scheweppe, "Optimal Spot Pricing: Practice and Theory", IEEE, Trans. PAS-101, No. 9, pp.3234-3245, 1982

- (7) 山城, "直流法による電力潮流最適化", 電気学会論文誌, Vol.97-B, No. 11, pp. 31~36, 1977
- (8) 豊田, "インターネットからみたアメリカの電力事情", 電気学会誌, Vol.117, No.2 pp.108-111, 1997.
- (9) 横山, 岡田, "諸外国の電力市場における規制緩和の現状", 電気学会論文誌, Vol.119-B, No.1, pp.2-4, 1999.

山城 迪

(正員) 1940年11月22日生。1963年北海道大学工学部電気工学科卒。67年同大学院工学研究科修士課程修了。71年北見工業大学助教授。78年同教授、現在に至る。79年米国パデュー大学、英国ロンドン大学客員研究員。工学博士。電力系統工学の研究に従事。日本太陽エネルギー学会、電気設備学会、火力原子力発電技術協会、IEEE 会員。

工藤 寛 興

(学生員) 1976年1月26日生。1999年3月北見工業大学大学院博士前期課程修了(工学修士)。電力系統工学の研究に従事。現在、北海道電力(株)に勤務。

井口 傑

(学生員) 1973年5月25日生。1996年3月北見工業大学電気工学科卒業。1998年3月同大学院修士課程修了。同年4月同大学院博士後期課程システム工学専攻へ進学、現在に至る。電力系統工学の研究に従事。

趙 国 梁

(学生員) 1963年12月18日生。1986年7月中国浙江大学電機系電力系統及びその自動化専攻卒業。1992年3月中国東北電力学院修士課程修了。1998年4月北見工業大学博士後期課程(システム工学専攻)へ進学、現在に至る。電力系統工学の研究に従事。

植田 孝 夫

(会員) 1954年6月2日生。1983年3月北海道大学大学院工学研究科博士課程単位取得退学。同年4月三菱電機(株)入社。同中央研究所を経て、1995年4月北見工業大学電気電子工学科助教授。電力系統のオブジェクト指向システム設計や情報メディア技術応用に関する研究開発に従事。工学博士。1993年電気学会論文賞。ACM, IEEE-CS, 情報処理学会会員。