

((((技術・行政情報))))

表 費用最小化計画のモデルの特徴

(出典：文献1)

	CPAM	EGEAS	ELFIN	IPM	LMSTM	MIDAS	OGP/FSP	PROSCREEN	UPLAN
全体									
対象	省電力	○	○	○	○	○	○	○	○
オプション	DSM	○	○	○	○	○	○	○	○
	IPPからの購入	○	○	○	○	○	○	○	○
	発電設備建設	○	○	○	○	○	○	○	○
需要側と供給側の同時最適化	×	○	×	○	×	×	×	×	
利用資格と費用	なし	EPR1会員 300 \$	年間4,000 ~17,000 \$	クライアント に限る	EPR1会員 300 \$	EPR1会員 300 \$	40,000 \$	モジュール毎 の価格	モジュール毎 の価格
コンピューター									
コンピューターシステム	DEC VAX Pnme	○	○	○	○	×	○	○	×
	IBMメインフレーム	○	○	○	○	×	○	○	×
	CDC	○	○	○	×	○	○	○	×
	パソコン	○	○	○	○	○	○	○	○
オペレーティングシステム	640K, DOS	最低8MB	標準, 640K	IBM, 512K	標準	640K, 8087MC	標準	可変	IBM XT, AT, 3870AT, PS/2
他のモデルとの互換性	○	○	ロータスは不可	○	×	×	MASP	○	○
実行方式	相互作用	バッチ, 1モジュール	バッチ, 2モジュール	バッチ	バッチ, 6モジュール	バッチ	バッチ	バッチか相互作用	バッチか相互作用
負荷形状									
計画期間	無制限	30年+延長期間	100年	無制限	25年	30年	30年	無制限	30年
データ形式	最大・最小電力	毎時間かLDC	典型的週	典型的週	16種類の日	典型的日	毎時間	典型的週か日	毎時間かLDC
将来の負荷の予測	○	○	○	○	○	○	○	○	○
負荷データの扱い	期間	30期間まで可	サブピリオド	典型的日	典型的日	典型的日	期間	12期間	40の負荷形状 ○, 典型的12週
	年次	○	○	○	○	○	○	○	○
	月次	○	○	○	○	○	○	○	○
	毎日	×	○	○	×	×	○	○	○
	季節毎	○	○	○	3季節のみ	4季節のみ	○	○	○
負荷の表現	8760時間	8736時間 COMPASSによる	典型的12週	3季節	16日	8760時間	8760時間	典型・実績週	典型的12週
需要側									
市場浸透	外生	COMPASSによる	×	市場規模の入り	市場の飽和	○	○	市場浸透率	○
需要側の評価	毎時間	×	○	×	○	○, 典型的日	○	○	○
	ピークカット	○	○	○	○	外生	○	○	○
	ボトムアップ	○	○	○	○	外生	○	○	○
	負荷移行	×	○	○	○	外生	○	○	○
供給側									
固定費	資本費	○	○	×	○	○	○	○	○
	O&M費	○	○	×	○	○	○	○	○
可変費	○	○	○	○	○	○	○	○	○
燃料費の上昇	年次	○	○	○	○	○	○	○	○
	月次	×	×	×	×	×	×	×	○
燃料の使用制約	×	○	×	○	×	1ユニットに2種類	○	○	上限のみ
燃料の種類	統合	無制限	無制限	無制限	無制限	無制限	20	無制限	無制限
既存供給設備	水力	○	○	○	2種類	○	○	○	○
	自然・需要側	外生	○, 3基のみ	○	○	○	○	○	○
	○, 最適化なし	○, 最適化あり	○, 最適化あり	○	○, 制約あり	○, 制約あり	○, 最適化あり	○, 最適化あり	○, 最適化あり
	他の貯蔵設備	外生	○, 最適化あり	○	○, 制約あり	○, 制約あり	○, 最適化あり	○, 最適化あり	○, 最適化あり
	火力・原子力	○, 5ブロック	○	○	○, 4ブロック	○, 4ブロック	○	○	○, 4ブロック
新設供給設備	前もって特定	すべて	前もって特定	自然・需要側 以外すべて	×	最適化	○	自然・需要側 以外すべて	すべて
発電コスト計算	確率論的	×	○(オプション)	○(オプション)	モンテカルロ法	○	○	○	×
	決定論的	○	○	○	×	○(オプション)	○	○	×
負荷配分	負荷持続曲線	○, 指数関数	○, 積み上げ	直線+細分化	○	×	○	○, 積み上げ	一部残りはLDC
	実行間隔	×	一部, 残りはLDC	一部, 残りはLDC	×	○, 16日	○	一部, 残りはLDC	一部残りはLDC
運転制約	Must Run	×	○	○	○	○	○	○	○, 2ブロック
	運転予備力	×	×	×	×	×	×	×	×
	ランプレート	×	×	×	×	×	×	×	×
計画外停止	未熟による停止	可	○	×	毎年	○	○	○	○
	緊急停止	○	○	○	○	○	○	○	○
	部分停止	○	○	○	○	×	○	○	○
	メンテナンス停止	出力制御運転	1年間	日/年	制限あり	○	○	○	平均日数 月当りの日数
電力融通	オフピーク時	外生	○	購入のシミュレーション	○, 毎時間	○	○	○	○
	ピーク時	外生	○	購入のシミュレーション	○, 毎時間	○	○	○	○
	計画融通	外生	○	購入のシミュレーション	○, 毎時間	○	○	○	○
	計画外融通	○	○	×	×	×	制限あり	○	○
信頼性	供給予備率	○, 最適化	○, 最適化	○, 最適化	○	○	○, 1つのみ	○	○, 最適化
	L.O.L.P	×	○, 最適化	×	×	×	○	○	○
	停電電力量	×	○, 最適化	×	×	×	○	○	○
最適化	×	期間全体各各年	×	期間全体各各年	×	各年, 決定樹木	×	期間全体各各年	期間全体各各年
	線形	×	×	×	×	×	×	×	×
	非線形	○	○	○	○	○	○	○	○
	リネアプログラム	×	×	×	×	×	×	×	×
	反復過程	×	×	×	×	×	×	×	×
財務									
財務計算書	所要収入	○	○	○	○EUFMによる	○	○	○	○
	建設費	○	○(STAFF)	○	○	×	○	○	×
	貸借対照表	○	○(STAFF)	○	○	×	○	○	○
	損益計算書	○	○(STAFF)	○	○	○	○	○	○
	資金調達と使途	○	○(STAFF)	○	○	○	○	○	○
予算作成	○	○	×	○	×	○	○	○	○
財務の最適化	フィードバック	○	×	×	×	×	×	×	×
	平均コスト	×	×	×	×	×	×	×	×
	財務比率	○	×	×	×	×	×	×	×
需要家別収入	○	○, 外生	×	×	○	○	×	○	×
財務比率	○	○(STAFF)	×	×	○	○	○	○	○
リスク									
リスク分析	決定樹木	Describing関数	可	シナリオ分析	×	決定樹木	可	複数のシナリオ分析	○
情報の価値	×	×	×	×	×	×	×	×	×
多目的分析	×	×	×	×	×	×	×	×	×
その他									
限界費用	可	○, サブピリオド	○	○	○, 毎時間	×	○	○	○, 毎時間
DSMの費用対効果比	○	COMPASSによる	×	×	×	×	×	×	×
多地域分析	経済融通	3地域	○	○	○, 毎時間	×	○	○	特定地域間のみ
	予備力の共有	×	×	○	○, 毎時間	×	×	×	コスト
サービスコスト	卸売価格	COMPASSによる	×	×	×	×	×	×	×
経済要因(雇用, 人口等)	外生	×	×	×	×	×	×	×	×
システムダイミクス	外生	○	○	○	料金サブモデル	価格のみ	○	○	×
価格弾力性	可	COMPASSによる	×	×	×	×	×	×	×
環境制約	×	○	○	○	○	○	○	×	排出量
	最適化	×	×	×	×	×	×	×	×

(((((技術・行政情報)))))

(2) 確率論的手法

将来の計画の不確実性を考慮し、その意思決定を決定樹木で表示し分析する手法である。意思決定の判断は、所要収入、資本費、負荷損失確率 (LOLP) など複数属性の加重平均で作られる目的関数で、その目的関数を最小化する決定が模索される。

(3) ベクトル最適化法

電気事業経営の多目標問題をベクトルで表示し、それぞれのトレードオフ関係を決定論的に分析して最適解を求める。具体的な費用最小化計画モデルは、米国で数多く開発されている。それらは需要と供給の分析だけでなく財務分析も行なえるもので、主なものとして以下に示すモデルがある¹⁾。

- CPAM (Conservation Policy Assessment Model)
- EGEAS (Electric Generation Expansion Analysis System)
- ELFIN (Electric Utility Financial and Production Simulation Model)
- IPM (Integrated Planning Model)
- LMSTM (Load Management Strategy Testing Model)
- MIDAS (Multiobjective Integrated Decision Analysis System)
- OGP/FSP (Optimized Generation Planning / Financial Simulation Planning)
- PROSCREEN II
- UPLAN III

上にあげたモデルは、それぞれ長所と短所をもち、研究目的に合わせて使い分けるのが望ましい。表1はモデルの特徴を比較したものである。プログラム利用者の立場にあってそれぞれの性質についての各種モデルを順位付けると以下ようになる。

- a. 需要側と供給側の代替案を同時決定する
 - ①EGEAS ②PROVIEW ③IPM
- b. 需要側プログラムの時刻別評価
 - ①LMSTM ②EGEAS, OGP ③IPM, MIDAS, PROSCREEN, UPLAN, ELFIN
- c. 電力節約と需要家とのフィードバック機構
 - ①CAPM ②PROSCREEN, EGES, LMSTM, MIDAS

d. 供給側代替案の最適化

- ①EGEAS ②PROVIEW ③UPLAN, OGP, IPM

e. 財務の最適化

- ①EGEAS

f. 財務の分析精度

- ①PROSCREEN, STAFF ②他のモデル

g. リスク分析

- ①MIDAS ②EGEAS, UPLAN, OGP, MIDAS, LMSTM ③IPM, ELFIN, CPAM

h. 利用者の支援システムとソフトウェア管理

- ①PROSCREEN ②EGEAS, UPLAN, OGP, MIDAS, LMSTM ③IPM, ELFIN, CPAM

4. 米国における費用最小化計画の現状

3節に述べたモデルが米国の電気事業で実際にどのようなに使われているか調査した報告がある²⁾。調査は、1990年に全米50州とコロンビア特別区を含めた51の地域についておこなわれた。それによると、少なくとも42の州がLCPに関わっており、そのうち23州がLCPを完全に実施しており、8州が実施中、4州が開発中、そして残りの7州が検討中である。この結果は、前回の調査 (1986年) でLCPに関わっている州が27州 (既に実施した州は8州) であったのに比べると、その数が着実に増えていることが分かる。LCPを取入れることになった理由は様々で、需要側負荷管理 (DSM) の必要性が高まっているためと答えた州が最も多く29州もある。次に多いのが設備過剰によるもので11州が挙げられている。設備不足が原因と逆に答えた州は6州である。また発電プラントの建設費が高騰し料金値上げが問題でLCPを推進したと答えた州は13州であった。最近話題になっている環境問題に関しては、その影響を定量的に評価するのが難しいため、関心はあるが手がつけられない状態である。

引用文献

- 1) Methods to Integrate Demand and Supply Options and an Evaluation of Least Cost Planning Models, DOE/CE/27478-T2 (Apr. 1989)
- 2) Least-Cost Planning in the United States: 1990, EPRI CU-6966 (Sep. 1990)

(財)電力中央研究所 経済研究所経済部

エネルギー研究室専門役 内山 洋司)