

電力システムの経済性・環境性評価のための ディスパッチシミュレーション手法の研究動向

根岸 信太郎, 池上 貴志

カーボンニュートラル社会の実現のために、電力システムは早期に低炭素化する必要がある。低炭素化に向けた電力需給の課題への対策技術について費用対効果や環境性を検討するためには、電力需給を模擬したディスパッチシミュレーションが必要となる。そこで、本稿ではディスパッチシミュレーション手法の研究動向をサーベイし、著者らが提案した広域的電力需給解析モデルについて解説する。

キーワード：電力需給解析、電源計画、ディスパッチシミュレーション

1. はじめに

地球温暖化をはじめとした気候変動への対策の立案・実行は喫緊の課題である。現在、世界各国で温室効果ガスの削減に向けた取り組みが行われている。わが国では、温室効果ガスの排出について、2030年までに2013年比46%を削減し、2050年には実質ゼロにするカーボンニュートラルを目標としている [1]。

最終エネルギー消費における温室効果ガス排出量を削減するにあたって、電力システムは早期に低炭素化する必要がある。そのため、太陽光発電 (PV: Photovoltaic) や風力発電 (WP: Wind Power) といった変動性再生可能エネルギー (VRE: Variable Renewable Energy) 電源の急速な導入が進められている。その一方で VRE 電源の導入が進むことによって、電力需給において火力機の下げ代不足や周波数調整力の不足といった課題が生じると指摘されている [2]。電力需給の課題への対策技術について費用対効果を検討するためには、電力需給を模擬したディスパッチシミュレーションによる経済計算が必要となる。

本稿では、電力システムの経済性・環境性を評価するためのディスパッチシミュレーション手法に関する先行研究をサーベイし、その一例として筆者らが提案した広域的電力需給解析モデルについて紹介する。

2. ディスパッチシミュレーションモデル

本稿では、電力需給に関する経済計算のディスパッチ

シミュレーションモデルの先行研究を二つの種類に分類する。一つは、設備容量が外生的にシナリオとして与えられていて評価対象となっている1年分のシミュレーションを行う静的な評価モデルである。もう一つは、設備容量も決定変数となっていて複数年にまたがる中長期的なシミュレーションを行う動的な評価モデルである。

2.1 静的評価モデル

静的評価モデルとしてよく用いられるのは、発電機起動停止計画問題 (UC: Unit Commitment) と呼ばれる最適化問題を援用した解析モデルである。実務上の必要性から、古くからさまざまな UC のモデルが提案されてきた [3]。近年では、VRE の普及に伴い予測の不確実性や出力変動に対応させる機能を含めた UC のモデルに関する研究が進められている [4]。

UC のモデルを援用する形で、VRE の普及や電力セクタの低炭素化に向けた電力需給対策評価用のモデル開発が進められている。たとえば、東ら [5] は、地域間連系線で接続された複数地域の UC を地域別の小問題・時間別的小問題に分けることにより解を反復させて主問題である UC の求解を図る手法を提案した。また、同モデルを用いて、マージナルコストによる経済性分析 [6] や電気自動車が電力系統へ柔軟性を提供することによる貢献効果の分析 [7] が行われている。

UC を用いる利点として、発電機の運用を詳細に模擬することができる点が挙げられる。VRE の導入が進むにつれて、発電機の日間運用における起動停止回数が増える。発電機を起動停止させる際には、燃料コストや温室効果ガスの排出が生じる。そこで UC を用いることで、発電機の起動停止に係るコストや温室効果ガスの排出を計上することができるため、より実際に近い評価が可能となる。日本をはじめとして国規模

ねぎし しんたろう
神奈川大学工学部電気電子情報工学科
〒221-8686 神奈川県横浜市神奈川区六角橋 3-27-1
いけがみ たかし
東京農工大学大学院工学研究院先端機械システム部門
〒184-8588 東京都小金井市中町 2-24-16

での UC を解く場合は数百台の発電機起動停止を決定することになる。そのため、施策の年間評価を行う場合は 1 日もしくは数日間の UC を解き、その結果の最初数時間分を残し、最適化の対象期間をずらして再度 UC を解いていく Rolling Horizon Approach [8] がよく用いられる。

後述する広域的電力需給解析モデル [9] は、与えられた発電機容量・台数を基に複数地域の発電機運用を最適化する UC をベースとしているため、静的評価モデルに分類できる。

2.2 動的評価モデル

動的評価モデルとしてよく用いられるのは、電源計画問題・設備計画問題のフレームワークである。電源計画問題では、新規に設置する発電機の種別・容量・台数を決める必要があるため、UC をベースとした電源計画問題が提案されている。近年の研究では、同等の発電能力をもつ発電機をまとめてクラスタ化することで、探索する起動停止の組合せ数を減少させ、探索効率の向上を図ったクラスタ化発電機起動停止問題 (CUC: Clustered Unit Commitment) [10–12] を活用した手法が提案されている。文献 [13] では、VRE の導入制約と二酸化炭素の排出量に関する制約のもと、CUC または優先順位法で電源計画を最適化した場合の比較を行っている。その結果、優先順位法では起動停止制約を考慮せずに設備が決定されるため、供給不足や VRE 出力抑制が増加する結果となった。文献 [14] では、UC に送電線に関する制約条件を加えた NCUC (Network-Constrained UC) について、NC-CUC (Network-Constrained CUC) およびそれを線形緩和した NC-RCUC (NC-Relaxed CUC) を提案した。数値実験にて NCUC で得た厳密解に対して、NC-CUC が最もコスト誤差が小さい (0.1% 以下) ことを確認し、NC-RCUC ではさらに計算時間を短縮したうえにコスト誤差も比較的小さい (0.5% 以下) ことを明らかにした。

これらの先行研究で提案されているモデルは UC を用いているため、10 分～1 時間程度の細かい時間粒度で 1 年～数十年といった長期間の需給を一括して最適化しようとするとう起動停止の組合せ数が増大してしまう。それを避けるため、代表日の運用コストと設備導入コストの合計コストを最小化するような想定を置いている場合が多い。

以上のような電源計画問題のフレームワークを拡張する形で、気候変動問題に対応するための政策やエネ

ルギーミックスを評価することを目的としたモデルが多く開発されている。BALMOREL [15] は、電気および熱エネルギー供給のための設備容量最適化と評価が可能なモデルである。MARKAL [16] は、産業・民生・輸送の最終エネルギー消費に対するエネルギー供給技術選択が可能なモデルである。時間粒度の細かい (10 分～1 時間程度) エネルギー機器の年間ディスパッチと電源計画を融合したモデルとして、最適電源構成モデル [17] や REMix [18] が挙げられる。これらのモデルは、発電機の起動停止を考えず各電源種別の出力可能範囲を 0～定格出力とすることで、線形計画問題として定式化し時間粒度の細かいディスパッチと長期電源計画の両方を実現している。

3. 広域的電力需給解析モデル

本節では、ディスパッチシミュレーション手法の一つとして、筆者らが文献 [9] で提案した CUC に基づく広域的電力需給解析モデルに関する説明をする。

3.1 広域的電力需給解析モデルの全体像

本モデルは、地域間連系線で連系されている複数地域における 1 日の UC をベースに年間の電力需給解析を実施するモデルである。本モデルは、燃料費関数を一般的な二次関数ではなく一次関数とした線形緩和を行っている。その結果、混合整数線形計画問題 (MILP: Mixed Integer Linear Programming) とすることができ、何百台という発電機の起動停止を高速に扱うことができる。

モデルの入出力と内部処理を図 1 に示す。日負荷曲線、VRE の導入容量シナリオ、燃料価格シナリオ、発電機性能データ、地域間連系線データ、VRE の発電出力に関する時系列データ、水力や地熱・バイオマス発電出力のデータをモデルの入力データとする。モデルでは前処理として発電機のクラスタ化を行い、そのユニットデータを用いて 1 日分の UC を解く。これを 365 回繰り返し、1 年分の電力需給の最適化を行う。最適化の結果として、運用コストや各発電機の運用パターン、地域間連系線の計画潮流や融通される調整力容量、1 時間ごとの限界燃料費が得られる。

3.2 発電機のクラスタ化

発電機のクラスタ化に関する基本的な考え方を図 2 に示す。従来の UC では、発電機の起動停止状態をバイナリ変数で表すことが常である。この UC を BUC (Bi-

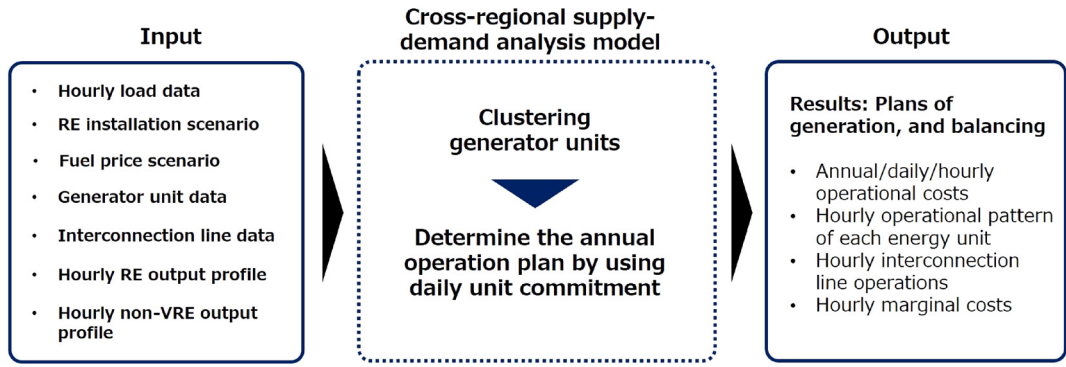


図1 広域的電力需給解析モデルの概要

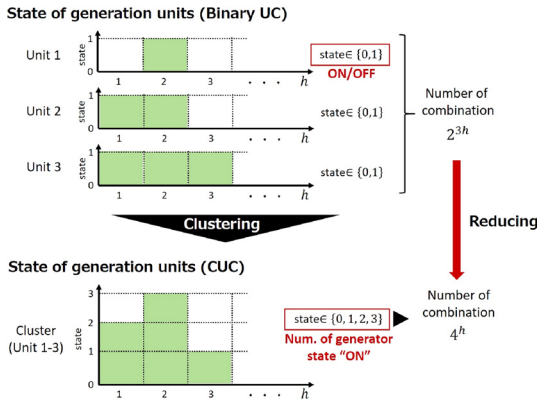


図2 発電機のクラスタ化による起動停止状態の組合せ削減

binary UC)と呼ぶことにする。一方で、文献 [12] で提案されている CUC では、発電機のパラメータが近いユニットをひとまとめにしてクラスタ化する。このとき、発電機の起動停止状態は起動している発電機の台数で表現される。

クラスタ化による利点は、発電機の起動停止状態に関する組合せ数を削減できることである。図2を例にすると、3台の発電機の起動停止状態は各時間帯に $2^3 = 8$ 通り存在する。すなわち、BUCでは N 台の発電機に関する起動停止状態の組合せが 2^N 通りとなる。一方で CUC では、3台の発電機をまとめ、各時間帯での起動停止状態は0台起動・1台起動・2台起動・3台起動の4通り存在する。すなわち、CUCでは N 台の発電機に関する起動停止状態の組合せが $N+1$ 通りとなる。このように CUC では発電機のクラスタ化によって組合せのスケールを落とし、最適化に要する計算コストの削減を図ることができる。

3.3 モデルの定式化

広域的電力需給解析モデルの目的関数と制約条

表1 広域的電力需給解析モデルで用いる集合とインデックス

[集合]	
$\mathcal{U}^{TP}$	汽力発電ユニット
$\mathcal{U}^{PM}$	揚水発電ユニット
$\mathcal{G}$	エリア
$\mathcal{N}$	連系線
$\mathcal{N}^{fr}$	連系線の始端 ($\mathcal{N}^{fr} \in \mathcal{N}$)
$\mathcal{N}^{to}$	連系線の終端 ($\mathcal{N}^{to} \in \mathcal{N}$)
[インデックス]	
h	時間スロット [hour]
u	クラスタ化した発電機も含めた発電機ユニット
g	エリア
m	月
n	連系線

件について述べる。本モデルは MILP として定式化した。本モデルの最適化問題を式 (1)–(41) に示す。モデルの記述に用いる記号の一覧を表 1–3 に示す。

$$\min. \sum_{\{g|g \in \mathcal{G}\}} \sum_{\{u|u \in \mathcal{U}_g^{TP}\}} \sum_{h=1}^{hNum} (fcsA_{g,u} \cdot GTP_{g,u,h} + fcsB_{g,u} \cdot UTP_{g,u,h} + fcsS_{g,u} \cdot UON_{g,u,h}) \quad (1)$$

subject to

$$\begin{aligned} dmnd_{g,h} = & \sum_{\{u|u \in \mathcal{U}_g^{TP}\}} (1 - pAux_{g,u}) \cdot GTP_{g,u,h} \\ & + gpv_{g,h} + gwp_{g,h} - CPV_{g,h} - CWP_{g,h} \\ & + ghydr_{g,h} \\ & + \sum_{\{u|u \in \mathcal{U}_g^{PM}\}} (PMG_{g,u,h} - PMS_{g,u,h}) \\ & + \sum_{\{n|n \in \mathcal{N}_g^{to}\}} (1 - nLss_n) GIC_{n,h} \\ & - \sum_{\{n|n \in \mathcal{N}_g^{fr}\}} GIC_{n,h} \quad \forall g, h \quad (2) \end{aligned}$$

表2 広域的電力需給解析モデルで用いるパラメータ

$hNum$	総時間スロット [hour]
$cTNum$	汽力発電の総ユニット数
$cPNum$	揚水発電の総ユニット数
$nMax$	連系線容量
$nLss$	連系線のエネルギー損失率
mgn	連系線のマージン率
$pMax$	汽力発電ユニットの容量 [MW]
$pMin$	汽力発電ユニットの最低出力 [MW]
$pLfc$	汽力発電ユニットの最大需給調整力容量提供比率
$fcsA$	燃料費関数の傾き [JPY/MW]
$fcsB$	燃料費関数の切片 [JPY]
$fcsS$	起動費用 [JPY]
$pAux$	所内率
$gMax$	揚水発電ユニットの最大出力 [MW]
$gMin$	揚水発電ユニットの最小出力 [MW]
$gLfc$	揚水発電ユニットの発電運転時における最大需給調整力容量提供比率
$sMax$	揚水発電ユニットの最大負荷 [MW]
$sMin$	揚水発電ユニットの最小負荷 [MW]
$sPnd$	貯水池容量 [MWh]
$sLfc$	揚水発電ユニットの揚水運転時における最大需給調整力容量提供比率
$gEff$	揚水発電ユニットの総合効率
$dmnd$	電力需要 [MW]
gvp	PV 発電出力 [MW]
gwp	WP 発電出力 [MW]
$ghydr$	水力発電出力 [MW]
$dmLfcUP$	上げ方向の需要変動 [MW]
$dmLfcDW$	下げ方向の需要変動 [MW]
$pvLfcUP$	上げ方向の PV 出力変動 [MW]
$pvLfcDW$	下げ方向の PV 出力変動 [MW]
$wpLfcUP$	上げ方向の WP 出力変動 [MW]
$wpLfcDW$	下げ方向の WP 出力変動 [MW]
$hydrLfcUP$	水力機の上げ方向の最大需給調整力容量 [MW]
$hydrLfcDW$	水力機の下げ方向の最大需給調整力容量 [MW]
$iMnt$	クラスター内のメンテナンス中ユニット数 (整数)。
$iMst$	マストランユニットのフラグ (バイナリ)。
$iUtp$	各ユニットの前日最終起動状態 (バイナリ)。
$iSto$	前日の最終蓄電量 [MWh]
$pondIni$	各貯水池の初期値 [MWh]

表3 広域的電力需給解析モデルで用いる決定変数

GTP	汽力発電の発電出力 [MW]
UTP	汽力発電の稼働台数 (整数変数)
UON	汽力発電の起動フラグ (整数変数)
UOF	汽力発電の停止フラグ (整数変数)
LUP	発電機から提供される上げ方向の合計需給調整力 [MW]
LDW	発電機から提供される下げ方向の合計需給調整力 [MW]
$LTPUP$	汽力発電ユニットから提供される上げ方向の需給調整力 [MW]
$LTPDW$	汽力発電ユニットから提供される下げ方向の需給調整力 [MW]
PMG	揚水機の発電出力 [MW]
PMS	揚水機の揚水負荷 [MW]
UPG	揚水機の発電運転フラグ (整数変数)
UPS	揚水機の揚水運転フラグ (整数変数)
$LPGUP$	発電運転中の揚水機から提供される上げ方向の需給調整力 [MW]
$LPGDW$	発電運転中の揚水機から提供される下げ方向の需給調整力 [MW]
$LPSUP$	揚水運転中の揚水機から提供される上げ方向の需給調整力 [MW]
$LPSDW$	揚水運転中の揚水機から提供される下げ方向の需給調整力 [MW]
STO	揚水発電貯水池の蓄電電力量 [MWh]
CPV	PV の出力抑制量 [MW]
CWP	WP の出力抑制量 [MW]
GIC	連系線潮流 [MW]
UIC	連系線潮流の方向 (バイナリ変数)
$LICUP$	需給調整力取引による上げ方向の連系線潮流変動 [MW]
$LICDW$	需給調整力取引による下げ方向の連系線潮流変動 [MW]
$PLICUP$	連系線で接続されたエリアから提供される上げ方向の需給調整力 [MW]
$PLICDW$	連系線で接続されたエリアから提供される下げ方向の需給調整力 [MW]

$$pvLfcDW_{g,h}(gvp_{g,h} - CPV_{g,h}) \leq LUP_{g,h} \quad \forall g, h \quad (5)$$

$$wpLfcDW_{g,h}(gwp_{g,h} - CWP_{g,h}) \leq LUP_{g,h} \quad \forall g, h \quad (6)$$

$$\begin{aligned}
LUP_{g,h} = & \sum_{\{u|u \in \mathcal{U}_g^{TP}\}} (1 - pAux_{g,u}) \cdot LTPUP_{g,u,h} \\
& + \sum_{\{u|u \in \mathcal{U}_g^{PM}\}} (LPGUP_{g,u,h} + LPSUP_{g,u,h}) \\
& + \sum_{\{n|n \in \mathcal{N}_g^{fr}\}} (LICDW_{n,h} - PLICUP_{g,n,h} - PLICDW_{g,n,h}) \\
& + \sum_{\{n|n \in \mathcal{N}_g^{to}\}} (1 - nLss_n)(LICUP_{n,h} - PLICUP_{g,n,h} - PLICDW_{g,n,h}) \\
& + hydrLfcUP_{g,h} \quad \forall g, h \quad (3)
\end{aligned}$$

$$dmLfcUP_{g,m} \cdot dmnd_{g,h} \leq LUP_{g,h} \quad \forall g, h \quad (4)$$

$$\begin{aligned}
LDW_{g,h} = & \sum_{\{u|u \in \mathcal{U}_g^{TP}\}} (1 - pAux_{g,u}) \cdot LTPDW_{g,u,h} \\
& + \sum_{\{u|u \in \mathcal{U}_g^{PM}\}} (LPGDW_{g,u,h} + LPSDW_{g,u,h}) \\
& + \sum_{\{n|n \in \mathcal{N}_g^{fr}\}} (LICUP_{n,h} - PLICUP_{g,n,h} - PLICDW_{g,n,h}) \\
& + \sum_{\{n|n \in \mathcal{N}_g^{to}\}} (1 - nLss_n)(LICDW_{n,h} - PLICUP_{g,n,h} - PLICDW_{g,n,h}) \\
& + hydrLfcDW_{g,h} \quad \forall g, h \quad (7)
\end{aligned}$$

$$dmLfcDW_{g,m} \cdot dmnd_{g,h} \leq LDW_{g,h} \quad \forall g, h \quad (8)$$

$$pvLfcUP_{g,h}(gpv_{g,h} - CPV_{g,h}) \leq LDW_{g,h} \quad \forall g, h \quad (9)$$

$$wpLfcUP_{g,h}(gwp_{g,h} - CWP_{g,h}) \leq LDW_{g,h} \quad \forall g, h \quad (10)$$

$$GTP_{g,u,h} \geq pMin_{g,u} \cdot UTP_{g,u,h} + LTPDW_{g,u,h} \quad \forall g, u, h \quad (11)$$

$$GTP_{g,u,h} \leq pMax_{g,u} \cdot UTP_{g,u,h} - LTPUP_{g,u,h} \quad \forall g, u, h \quad (12)$$

$$LTPUP_{g,u,h} \leq pMax_{g,u} \cdot pLfc_{g,u} \cdot UTP_{g,u,h} \quad \forall g, u, h \quad (13)$$

$$LTPDW_{g,u,h} \leq pMax_{g,u} \cdot pLfc_{g,u} \cdot UTP_{g,u,h} \quad \forall g, u, h \quad (14)$$

$$UTP_{g,u,h} \leq cTNum_{g,u} - iMnt_{g,u,h} \quad \forall g, u, h \quad (\text{if } iMst_{g,u} = 0) \quad (15)$$

$$UTP_{g,u,h} = cTNum_{g,u} - iMnt_{g,u,h} \quad \forall g, u, h \quad (\text{if } iMst_{g,u} = 1) \quad (16)$$

$$UTP_{g,u,h} - UTP_{g,u,h-1} = UON_{g,u,h} - UOF_{g,u,h} \quad \forall g, u, h \quad (17)$$

$$UON_{g,u,h}, UOF_{g,u,h}, UTP_{g,u,h} \in \{0, \dots, cTNum_{g,u}\} \quad \forall g, u, h \quad (18)$$

$$PMG_{g,u,h} \geq gMin_{g,u} \cdot UPG_{g,u,h} + LPGDW_{g,u,h} \quad \forall g, u, h \quad (19)$$

$$PMG_{g,u,h} \leq gMax_{g,u} \cdot UPG_{g,u,h} - LPGUP_{g,u,h} \quad \forall g, u, h \quad (20)$$

$$PMS_{g,u,h} \geq sMin_{g,u} \cdot UPS_{g,u,h} + LPSUP_{g,u,h} \quad \forall g, u, h \quad (21)$$

$$PMS_{g,u,h} \leq sMax_{g,u} \cdot UPS_{g,u,h} - LPSDW_{g,u,h} \quad \forall g, u, h \quad (22)$$

$$LPGUP_{g,u,h} \leq gMax_{g,u} \cdot gLfc_{g,u} \cdot UPG_{g,u,h} \quad \forall g, u, h \quad (23)$$

$$LPGDW_{g,u,h} \leq gMax_{g,u} \cdot gLfc_{g,u} \cdot UPG_{g,u,h} \quad \forall g, u, h \quad (24)$$

$$LPSUP_{g,u,h} \leq sMax_{g,u} \cdot sLfc_{g,u} \cdot UPS_{g,u,h} \quad \forall g, u, h \quad (25)$$

$$LPSDW_{g,u,h} \leq sMax_{g,u} \cdot sLfc_{g,u} \cdot UPS_{g,u,h} \quad \forall g, u, h \quad (26)$$

$$STO_{g,u,h} - STO_{g,u,h-1} = PMS_{g,u,h} - \frac{1.0}{gEff_{g,u}} \cdot PMG_{g,u,h} \quad \forall g, u, h \quad (27)$$

$$STO_{g,u,h} \leq sPnd_{g,u} \cdot cPNum_{g,u} \quad \forall g, u, h \quad (28)$$

$$UPG_{g,u,h} + UPS_{g,u,h} \leq cPNum_{g,u} \quad \forall g, u, h \quad (29)$$

$$STO_{g,u,hNum} \geq sPnd_{g,u} \cdot pondIni \cdot cPNum_{g,u} \quad \forall g, u \quad (30)$$

$$UTP_{g,u,0} = iUtp_{g,u} \quad \forall g, u \quad (31)$$

$$STO_{g,u,0} = iSto_{g,u} \quad \forall g, u \quad (32)$$

$$GIC_{n,h} + LICUP_{n,h} \leq nMax_n \cdot UIC_{n,h} \quad \forall n, h \quad (33)$$

$$GIC_{n,h} - LICDW_{n,h} \geq 0 \quad \forall n, h \quad (34)$$

$$LICUP_{n,h} \leq nMax_n \cdot mgn \cdot UIC_{n,h} \quad \forall n, h \quad (35)$$

$$LICDW_{n,h} \leq nMax_n \cdot mgn \cdot UIC_{n,h} \quad \forall n, h \quad (36)$$

$$LICUP_{n,h} = \sum_{\{g|n \in \mathcal{N}_g^{fr}\}} PLICUP_{g,n,h} + \sum_{\{g|n \in \mathcal{N}_g^{to}\}} PLICUP_{g,n,h} \quad \forall n, h \quad (37)$$

$$LICDW_{n,h} = \sum_{\{g|n \in \mathcal{N}_g^{fr}\}} PLICDW_{g,n,h} + \sum_{\{g|n \in \mathcal{N}_g^{to}\}} PLICDW_{g,n,h} \quad \forall n, h \quad (38)$$

$$UIC_{n,h} + UIC_{n+1,h} = 1 \quad \forall h (n \text{ is odd.}) \quad (39)$$

$$CPV_{g,h} \leq gpv_{g,h} \quad \forall g, h \quad (40)$$

$$CWP_{g,h} \leq gwp_{g,h} \quad \forall g, h \quad (41)$$

3.3.1 目的関数

式 (1) の目的関数は、全地域に連系されている原子力機・火力機に関する 1 日の運用コストである。第 1 項および第 2 項は燃料費を表している。燃料費関数は一次式で表現し、傾きと切片から燃料費を算出する。第 3 項は起動費を表している。

燃料費関数の傾きと切片は、定格出力時と最低出力時の燃料費を一次式で近似した結果として得られる。UC において燃料費関数は二次関数をはじめとした非線形関数で表した先行研究が数多く存在する [3]。その一方で、一般に二次の係数は非常に小さいため、燃料費関数を線形近似し MILP として定式化した先行研究も存在する [5, 19]。本モデルは数百台の発電機が連系される電力システムを対象とした経済計算分析をユースケースとしており、計算時間削減の観点から燃料費関数として一次関数を採用した。

3.3.2 制約条件

式 (2) は電力の需給バランスを表す制約条件である。左辺の電力需要と右辺の供給量を一致させる。

式 (3) および式 (7) は、各電源が提供する上げ/下げ方向の需給調整力の容量に関する制約条件である。LUP および LDW は各電源から提供された需給調整力の合計を表している。式 (4)–(6) および式 (8)–(10) は上げ/下げ方向の需給調整力の必要容量に関する制約条件である。各地域で確保した需給調整力 (LUP, LDW) が需要・PV・WP それぞれの変動に対する需給調整力の必要容量よりも大きくなるように制約している。PV および WP は出力抑制により変動量が減少するものとした。

式 (11) および式 (12) は、火力機出力の上下限制約である。火力機が提供する需給調整力の容量も含めて出力の上下限値を定めている。式 (13) および式 (14) は火力機が提供する需給調整力の上下限制約である。式 (15) と式 (16) は、発電機のメンテナンス制約および発電機の強制稼働を表すマストラン制約である。クラスタ内の発電機台数のうち、メンテナンス中の台数を差し引いて運転台数の上限とする。また、マストランの電源はメンテナンス中の電源を差し引いた台数で常に運転する。本モデルでは、原子力機のみをマストラン電源

として扱った。原子力機はメンテナンス時以外、常に稼働しているものとする。式 (17) は、各時刻の火力機の起動停止に関する制約条件である。式 (18) は、火力機の起動停止に関する各変数の値域に関する制約である。

式 (19) および式 (20) は、揚水機の発電運転時における出力上下限制約である。また、式 (21) および式 (22) は、揚水機の揚水運転時における消費電力の上下限制約である。これらの制約条件では、揚水機が提供する需給調整力の容量も含めて出力の上下限値を定めている。式 (23)–(26) は揚水機が提供する調整力の上限に関する制約である。本モデルで取り扱う揚水機には定速型揚水機と可変速型揚水機の 2 種類が存在する。定速型揚水機は揚水時にポンプの回転速度を変化させることができないため、需給調整力の提供ができない。そのため、 $sLfc$ は 0 となり、 $LPSUP$ および $LPSDW$ は 0 となる。可変速型揚水機は、揚水運転時に需給調整力の提供が可能のため、 $sLfc$ が正となり調整力の提供が可能となる。式 (27) は揚水機の運転に伴う貯水量の更新制約である。揚水機の効率は発電運転時にまとめて反映している。式 (28) は貯水量の上限制約である。式 (29) は、揚水機の揚水運転と発電運転に関する同時運転禁止制約である。クラスタ内で発電運転している揚水機の台数と、揚水運転している揚水機の台数の合計が、当該ユニット内でクラスタ化している発電機の台数以下になるようにすることで、同一揚水機で揚水運転と発電運転の同時運転が起こらないようにしている。式 (30) は、最適化期間の最終時刻の貯水量に関する制約条件である。貯水容量に対して $pondIni$ 倍の貯水率以上になるよう設定している。

式 (31) および式 (32) は前日最終時刻における発電機の稼働状態および貯水量を引き継ぐための制約条件である。式 (33) は、連系線潮流と地域間で調整力を融通した際の増加方向の潮流変化量に関する容量制約である。地域間で融通される調整力が実際に活用された際の実潮流が連系線容量を超えないように制約している。式 (34) は、連系線潮流と地域間で調整力を融通した際の減少方向の潮流変化量に関する不等式制約である。調整力が実際に活用された際に連系線潮流の向きが反転しないように制約している。式 (35) および式 (36) は調整力活用に伴う潮流変化量の上限制約である。本稿では、マージンとして指定した割合以下の潮流変化に収める。式 (37) および式 (38) は、各地域から連系線を通じて融通される調整力 ($PLICUP$, $PLICDW$) とその調整力が実際に活用されたときに生じる潮流変化量 ($LICUP$, $LICDW$) に関する等式制約である。式 (3) と式 (7) の連系線で融通される調整力を表す項

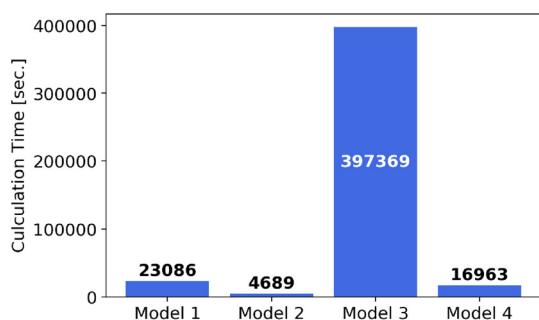


図3 年間電力需給を最適化したときの総計算時間に関する比較

では、この等式制約と合わせて、連系線潮流の流れる向きと調整力を受け取る際のエネルギー損失のかかり方を表現している。式(39)は連系線潮流の方向に関する制約条件である。任意の時刻の各地域間連系線について、順方向・逆方向のどちらかにしか流れることができない。式(40)および式(41)は、それぞれPVとWPの出力抑制量の上限に関する制約条件である。

4. 計算時間・精度に関する数値実験例

筆者らが文献[9]で行った広域的電力需給解析モデルの計算時間や精度に関する数値実験について述べる。数値実験として2030年度を想定した日本の電力システム10地域を対象とした解析を行った。解析にあたり、1日分のUCを時間粒度1時間で最適化することを繰り返し、1年分の発電機運用を決定した。詳細な入力データについては文献[9]を参照されたい。

数値実験では、以下の四つのモデルについて性能の比較を行った。

- Model 1: 小問題に分け地域別のUCと時間帯別のUCの反復計算によって解を求めるBUCモデル[5]
- Model 2: 小問題に分け地域別のUCと時間帯別のUCの反復計算によって解を求めるCUCモデル
- Model 3: 全地域・全時刻を一括して最適化するBUCモデル
- Model 4: 全地域・全時刻を一括して最適化するCUCモデル(本モデル)

Model 1, 2における反復計算の収束判定は1%とした。すべてのモデルについて整数計画における線形緩和問題との目的関数値の差に関する条件に関するパラメータは0.5%として設定した。最適化ソルバにはGurobi Optimizer 8.1.0を使用した。計算環境はIntel(R) Xeon(R) Gold 6152 2.1 GHz, 256 GB RAMである。

まず、最適化に係る計算時間について比較する。各

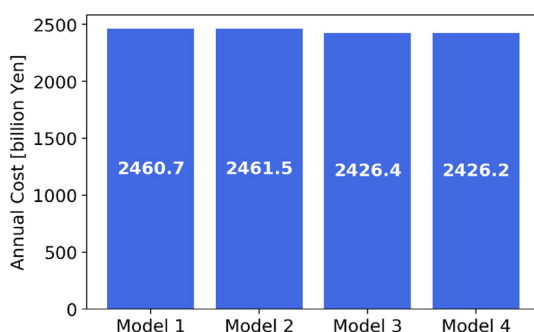


図4 年間電力需給を最適化したときの年間運用コストに関する比較

モデルで1年分の需給運用を最適化するのに要した時間を図3に示す。発電機をクラスタ化せず全地域を一括してBUCとして解くModel 3では1年間の電力需給の最適化計算に397,369秒を要した。その一方で、CUCに基づくModel 4では16,963秒で1年間の電力需給の最適化計算を完了することができた。すなわち、発電機をクラスタ化することにより、1年間の電力需給の最適化計算に関する計算時間が96%削減された。これは発電機のクラスタ化によって、発電機起動停止状態の組合せが減少したことに起因する。入力として用いた発電機の設備シナリオでは、火力機・原子力機が396台、揚水機が118台存在した。性能が同じで同じ発電所に属する発電機をクラスタ化することにより、火力機・原子力機は212クラスタ、揚水機は50クラスタとなった。これにより、組合せ数が減少し計算時間の短縮につながった。

それに加えて、従来モデルであるModel 1が1年分の電力需給の最適化に23,086秒を要したのと比較すると、Model 4では計算時間が27%削減された。また、従来モデルをCUCにしたModel 2では、提案モデルよりも短い4,689秒を要し、本論文で比較したモデルで一番短い計算時間となった。

次に、最適化結果として得られた年間の発電コストについて比較する。各モデルによって得られた年間の発電コストを図4に示す。図4より、Model 1, 2よりもModel 3, 4の方が小さい発電コストが得られている。これは、Model 1, 2で用いている反復計算の収束条件によって生じるものである。また、Model 3と4の間で年間0.008%の微小な差が生じていた。一般的には、発電機をクラスタ化することにより、発電機の1台1台の運転が模擬されなくなることによって計算精度が低下するが、本論文では、各発電所内のヒートレートや定格出力、最低出力など能力がすべて同じ発

電機のみをクラスタ化しており、また、部分負荷運転時の燃料費関数を線形近似している点、最低運転時間や最低停止時間を考慮していない点から、クラスタ化によって計算精度が低下しない設定としている。今回生じた微小な差は、整数計画における線形緩和問題との目的関数の差に関する条件 (0.5%) 以内であり、整数計画問題における計算誤差によるものである。提案モデルである Model 4 を用いて経済計算を行った場合でも、十分な計算精度を維持できている。

数値実験の結果より、筆者らが提案した CUC に基づく広域的電力需給解析モデル (Model 4) は計算時間が短く、発電機のクラスタ化を行わない詳細なモデルである Model 3 と同等の結果が得られていることが確認できた。したがって、筆者らが開発した CUC による広域的電力需給解析モデル (Model 4) は、多数のシナリオに基づく経済計算による分析を行うようなユースケースにおいて有用といえる。

5. おわりに

本稿では、カーボンニュートラル社会の達成に向けた電力需給対策の経済性・環境性を評価するために用いるディスパッチシミュレーション手法に関する先行研究をサーベイし、その一例として筆者らが提案した広域的電力需給解析モデルについて紹介した。

紙面の都合上、紹介しきれなかったが、VRE 発電出力やエネルギー需要の変動を確率的に捉え確率計画問題としてモデル化した研究が近年盛んに行われている。これらのモデルは扱う確率変数の数によって大規模化しやすいため、スケーラビリティに課題がある。電力系統工学や情報科学の知見の高度な融合により、この障壁を乗り越えさまざまな確率的なリスクに対してもロバストかつ経済的な計画・評価手法が生み出されることを期待している。

参考文献

- [1] 内閣官房ほか, 「2050 年カーボンニュートラルに伴うグリーン成長戦略」, 令和 3 年 6 月 18 日, <https://www.meti.go.jp/press/2021/06/20210618005/20210618005-3.pdf> (2022 年 8 月 1 日閲覧)
- [2] スマートグリッド実現に向けた電力系統技術調査専門委員会編, 『スマートグリッドを支える電力システム技術』, 電気学会, 2014.
- [3] N. P. Padhy, “Unit commitment: A bibliographical survey,” *IEEE Transactions on Power Systems*, **19**, pp. 1196–1205, 2004.
- [4] S. Y. Abujarad, M. W. Mustafa and J. J. Jamian, “Recent approaches of unit commitment in the presence of intermittent renewable energy resources: A review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, **70**, pp. 215–223, 2017.
- [5] 東仁, 福留潔, 養津真一郎, 野中俊介, 荻本和彦, 片岡和人, “連系線によるエネルギーと需給調整力融通を含む電力需給解析手法,” 電気学会論文誌 B, **137**, pp. 83–92, 2017.
- [6] 中山寿美枝, 養津真一郎, 東仁, 磯永彰, 福留潔, 荻本和彦, 片岡和人, “再エネ導入下での調整力融通の効果に関するマージナルコストを用いた分析,” 電気学会論文誌 B, **138**, pp. 140–146, 2018.
- [7] Y. Iwafune, K. Ogimoto and H. Azuma, “Integration of electric vehicles into the electric power system based on results of road traffic census,” *Energies*, **12**, 1849, 2019.
- [8] I. E. Grossmann, “Advances in mathematical programming models for enterprise-wide optimization,” *Computers & Chemical Engineering*, **47**, pp. 2–18, 2012.
- [9] S. Negishi, K. Kimura, I. Suzuki and T. Ikegami, “Cross-regional power supply-demand analysis model based on clustered unit commitment,” *Electrical Engineering in Japan*, **215**, e23368, 2022.
- [10] R. Gollmer, M. P. Nowak, W. Romisch and R. Schultz, “Unit commitment in power generation: A basic model and some extensions,” *Annals of Operations Research*, **96**, pp. 167–189, 2000.
- [11] B. S. Palmintier and M. D. Webster, “Heterogeneous unit clustering for efficient operational flexibility modeling,” *IEEE Transactions on Power Systems*, **29**, pp. 1089–1098, 2014.
- [12] J. Meus, K. Poncelet and E. Delarue, “Applicability of a clustered unit commitment model in power system modeling,” *IEEE Transactions on Power Systems*, **33**, pp. 2195–2204, 2018.
- [13] B. S. Palmintier and M. D. Webster, “Impact of operational flexibility on electricity generation planning with renewable and carbon targets,” *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, **7**, pp. 672–684, 2016.
- [14] E. Du and C. Kang, “A High-efficiency network-constrained clustered unit commitment model for power system planning studies,” *IEEE Transactions on Power Systems*, **34**, pp. 2498–2508, 2019.
- [15] F. Wiese, R. Bramstoft, H. Koduvere, A. P. Alonso, O. Balyk, J. G. Kirkerud, A. G. Tveten, T. F. Bolkesjø, M. Münster and H. Ravn, “Balmore open source energy system model,” *Energy Strategy Reviews*, **20**, pp. 26–34, 2018.
- [16] R. Loulou, G. Goldstein, A. Kanudia, A. Lettila and U. Remme, “Documentation for the MARKAL family of models,” IEA-ETSAP, 2016. https://iea-etsap.org/docs/Documentation_for_the_TIMES_Model-Part-I.pdf (2022 年 8 月 1 日閲覧)
- [17] R. Komiyama and Y. Fujii, “Long-term scenario analysis of nuclear energy and variable renewables in Japan’s power generation mix considering flexible power resources,” *Energy Policy*, **83**, pp. 169–184, 2015.
- [18] Y. Scholz, “Renewable energy based electricity supply at low costs,” *Ph.D. Thesis, University of Stuttgart*, 2012.
- [19] M. Carrión and J. M. Arroyo, “A computationally efficient mixed-integer linear formulation for the thermal unit commitment problem,” *IEEE Transactions on Power Systems*, **21**, pp. 1371–1378, 2006.