

発電機起動停止計画モデルを用いた 電力システム運用の経済性・環境性の評価手法

池上 貴志, 馬渡 栄嘉

将来の電力システムにおける電力需給調整の課題に対して、各種対策技術の適切な導入時期や導入量を定量的に評価するため、発電機の運用を模擬する発電機起動停止モデルを用いた電力需給解析モデルを構築した。国内の10の電力システムの地域間連系線の活用を考慮したモデルとなっており、長期的な解析のため2060年までのシナリオデータを整備している。本稿では、構築した電力需給解析モデルの定式化について解説し、本モデルを用いた検討例として、運用する発電機の変更のみによる二酸化炭素排出削減効果およびその削減費用の評価を行った結果を紹介する。

キーワード：電力システム、発電機起動停止計画、電力需給解析、混合整数線形計画法

1. はじめに

2019年6月、日本政府は「パリ協定に基づく成長戦略としての長期戦略」を閣議決定し、今世紀後半のできるだけ早期に脱炭素社会を実現することを目指し、2050年までに80%の温室効果ガスの排出削減を目標とすることを発表した[1]。2050年のこの目標の実現には、電力部門においては80%を超える低炭素化、脱炭素化が必要であると考えられており、そのためには再生可能エネルギー（以下、再エネ）の大量導入は必要不可欠である。

太陽光発電や風力発電など再エネ発電の大量導入が進むと、天候の影響を受けるこれらの発電出力変動が増大することや、天候の予測の不確実性により出力予測に誤差が生じることから、周波数のある範囲内で保つ必要がある電力供給において需給運用の困難さが増大することが懸念されており、需給バランスを維持するためのさらなる調整力の必要性が高まっている。現在の電力システム¹では、火力発電機や水力発電機などの調整電源の運用により需給調整力が確保されているが、再エネ発電の比率が増加するにつれてこれら既存電源のコスト競争力が低下することが懸念されており、これら調整電源の減少によるさらなる調整力不足が懸念されている。このような課題に対し、蓄電池や

水素エネルギーによる大規模な蓄エネルギー機能や、需要家側の給湯システムや電気自動車などの蓄エネルギー機能などの分散型エネルギーリソースの活用による調整力提供も期待されており[2]、このような需給調整力を取引する市場の活用も検討されている[3]。

再エネ発電の活用を促進するためのこれら各種対策技術の導入を進めるにあたり、経済的に効果的な導入量や導入時期を把握することは重要である。図1に例を示すように、再エネの導入量が増加していくあるシナリオに対して、無対策のままでは再エネ発電の出力抑制量が年々増加していくと考えられるが、その出力抑制を経済的に回避できる適切な対策の導入量についても年々変化していくと考えられる。ある時間断面において対策の適切な導入量を定量的に評価するためには、その時点での再エネ発電量の想定に基づいた電力システムの発電機の年間の運用を模擬する必要がある。

このような電力システムの発電機を模擬した解析には、発電機の起動停止計画問題 (Unit Commitment, UC) をベースとした解析手法がよく用いられている[4-6]。これは火力発電機をはじめとした、各種発電機の起動時刻や各時刻における発電出力計画を、費用などを最小化するという目的の下、電力需要や調整力確保の制約を満たすように最適化するモデルである。この

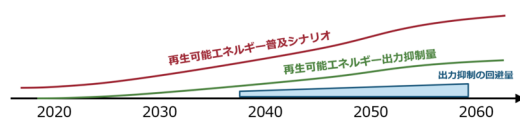


図1 再エネシナリオに基づく対策技術必要量の変化

いけがみ たかし
東京農工大学大学院 工学研究院
〒184-8588 東京都小金井市中町 2-24-16
iket@cc.tuat.ac.jp
まわたり しげひろ
東京農工大学 工学部
〒184-8588 東京都小金井市中町 2-24-16

¹ 電力を需要家に供給するための発電・変電・送電・配電を統合したシステムを指す。電力系統ともいう。

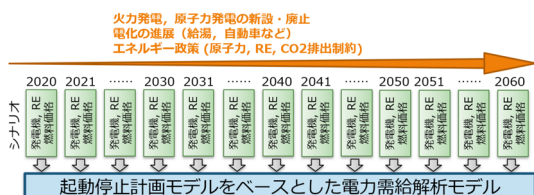


図2 モデルに投入するさまざまなシナリオ

中で、東ら [6] のモデルでは、電力システム間の連系線による電力融通や短周期の出力変動に対する調整力（以下、LFC (Load Frequency Control) 調整力²）の融通を考慮できるモデルとなっており、地域間の需要規模や再エネ導入規模の違いによる地域間の影響の大小を連系線活用することにより補い合える状況も考慮できるものとなっている。

われわれの研究グループでは、この東ら [6] のモデルをベースとして、日本の 10 の電力システムにおける将来の再エネ大量導入のための対策技術の評価のため、起動停止計画モデルを用いた電力需給解析モデルを構築している。図 2 に示すように、本モデルでは、2020～2060 年までの再エネの導入シナリオや発電機の増設廃止のシナリオ、電化の進展などによる電力需要シナリオ、燃料種別の価格のシナリオなどを入力とすることで、2060 年までの年断面における各種対策の運用効果を評価できるものとなっている。これまで、2020～2060 年までの発電機の残存状況、新設状況や、環境省の再エネ導入見込量 [7] を想定し、将来増加する出力抑制量を定量的に評価することによる再エネの経済価値の変遷の分析 [8] や、需要家側のヒートポンプ給湯機を需給調整に活用した際の経済効果の評価を行っている [9]。

本稿では、第 2 節でこれまで構築してきた電力需給解析モデルについて述べ、第 3 節では本モデルを用いた基礎的な検討例として、運用する設備の変更のみによる二酸化炭素 (CO₂) 排出削減効果およびその削減費用の評価を行った結果を紹介する。

2. 電力需給解析モデル

2.1 モデルの概要

電力需給解析モデルは、費用の最小化を目的関数として全国の電力需給を最適化するモデルである。対象

² 電力システムの需給バランスを維持するために、システムの周波数などを検出して発電機の出力を変化させる制御を LFC (Load Frequency Control) といい、主に数分から 20 分周期程度の需要変動成分に対する調整を担っている。

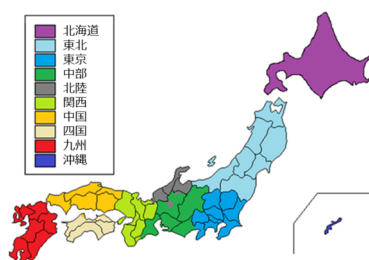


図3 対象とする 10 の電力システム

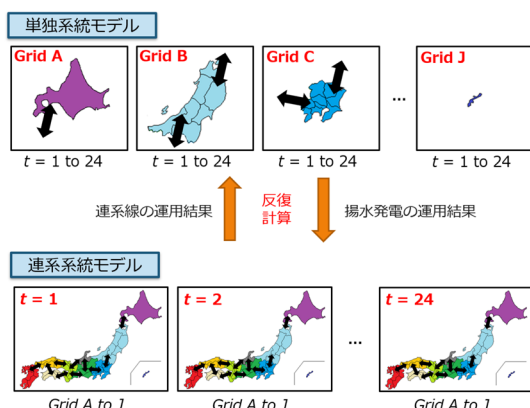


図4 単独システムモデルと連系システムモデル

とする 10 の電力システムを図 3 に示す。

発電機の起動停止計画問題のため、起動停止に 1（起動）、0（停止）のバイナリ変数が用いられる。時間解像度を 1 時間として 1 日 24 時間の最適化を行うが、日本全国の多くの発電機に対して同時に 1 日分の起動停止を最適化するには、バイナリ変数の数が多くなり膨大な計算時間がかかる課題がある。ベースとした東ら [6] のモデルでは、図 4 に示すように、個々の電力システムにおける発電機運用を最適化する単独システムモデルと、連系線潮流を含めたシステム運用を最適化する連系システムモデルからなる。

単独システムモデルでは、北海道、東北、東京、…、沖縄のように個々の電力システムを対象として、計算期間 24 時間の最適化を行う。このとき、連系線の潮流や調整力の融通量は連系システムモデルでの結果に固定して定数として扱い（ただし、初回は 0）、火力機・揚水機の起動停止や発電計画、太陽光発電 (Photovoltaic, PV)・風力発電 (Wind Power, WP) の出力抑制量などを決定する。このモデルでは、各発電機の時間のつながりを考慮することができるため、発電機の起動費や揚水発電などの蓄エネルギー設備の運用を考慮することができるが、連系線の運用を最適化することができない。

一方、一つの時間断面のみを $t = 1, t = 2, \dots, t = 24$ のように個々に最適化する連系システムモデルでは、全国一括での最適化を行う。このとき、揚水発電などの蓄エネルギー設備の運用量は単独システムモデルで得られた結果を用いて定数として扱い、火力機の起動停止や発電計画、連系線潮流および融通調整力、PV・WP の出力抑制量などを決定する。このモデルでは、連系線の運用を最適化することができるが、時間のつながりが重要となる機能を考慮することができない。

これら二つのモデルの間で反復計算を行い、両者の目的関数値（発電機の起動費を除く）が収束したときの解が、電力需給解析モデルの解となり、連系線の活用も蓄エネルギー機能の運用も考慮した全国規模での最適な電力システムの運用を得ることができる。以下では、単独システムモデル、連系システムモデルのそれぞれについて詳述する。

2.2 単独システムモデル（揚水発電運用の決定）

2.2.1 決定変数

単独システムモデルでは、前日の最後の時間ステップにおける結果を初期状態として用いるため、前日の最後の時間ステップを $t = 0$ とし、各決定変数に対して $t = 0 \sim 24$ の 25 個の変数を用意した。すべての決定変数は非負条件を持つ。

$GTP_{t,u}$: 発電機 u の発電出力 [MW]

$UTP_{t,u}$: 発電機 u の運転状態（運転中 1, 他 0）

$UON_{t,u}$: 発電機 u の起動状態（起動時 1, 他 0）

$UOF_{t,u}$: 発電機 u の停止状態（停止時 1, 他 0）

（ただし、 UON, UOF は連続変数）

$LFC_{t,u}$: 発電機 u の提供 LFC 調整力 [MW]

$PMG_{t,u}$: 揚水機 u の発電出力 [MW]

$PMS_{t,u}$: 揚水機 u のポンプ動力 [MW]

$UPG_{t,u}$: 揚水機 u の発電状態（発電中 1, 他 0）

$UPS_{t,u}$: 揚水機 u の揚水状態（揚水中 1, 他 0）

$STO_{t,u}$: 揚水機 u の貯水エネルギー量 [MWh]

CPV_t : 太陽光発電の出力抑制量 [MW]

CWP_t : 風力発電の出力抑制量 [MW]

2.2.2 目的関数

目的関数は次式に示す各電力システムの 1 日の運転費用とし、これを最小化する。

$$\begin{aligned} obj = & \sum_{t=1}^{24} \sum_{u=1}^{un} \{ (a_u + x_u) \cdot GTP_{t,u} \\ & + (b_u + y_u) \cdot UTP_{t,u} + s_u \cdot UON_{t,u} \} \quad (1) \end{aligned}$$

ここで、 un は電力システム内の火力発電機と原子力発電機の総台数である。燃料費関数や炭素費用関数は線形近似とし、 a_u, b_u は出力-燃料費関数の傾き [¥/MW]、切片 [¥]、 x_u, y_u は出力-炭素費用関数の傾き [¥/MW]、切片 [¥]、 s_u は発電機 u の起動費 [¥] である。炭素税と各発電機の燃料消費量を基に作成した炭素費用関数を加えることで、環境性を費用で考慮することとした。

2.2.3 制約条件

制約条件を以下に示す。

$$\begin{aligned} dmnd_t = & \sum_{u=1}^{un} (1 - auxp_u) \cdot GTP_{t,u} \\ & + \sum_{u=1}^{pn} (PMG_{t,u} - PMS_{t,u}) \\ & + phtv_t - CPV_t + wind_t - CWP_t \\ & + hydr_t - flow_t \quad (2) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} rlfct = & dml_t \cdot dmnd_t + pvl_t \cdot (phtv_t - CPV_t) \\ & + wpl_t \cdot (wind_t - CWP_t) \quad (3) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} rlfct \leq & \sum_{u=1}^{un} LFC_{t,u} + hdl_t + flt_t \\ & + \sum_{u=1}^{pn} (pgl_u \cdot UPG_{t,u} + pgs_u \cdot UPS_{t,u}) \quad (4) \end{aligned}$$

$$GTP_{t,u} \geq pMin_u \cdot UTP_{t,u} + LFC_{t,u} \quad (5)$$

$$GTP_{t,u} \leq pMax_u \cdot UTP_{t,u} - LFC_{t,u} \quad (6)$$

$$LFC_{t,u} \leq pLfc_u \cdot pMax_u \cdot UTP_{t,u} \quad (7)$$

$$UTP_{t,u} - UTP_{t-1,u} = UON_{t,u} - UOF_{t,u} \quad (8)$$

$$UTP_{t,u} \leq UON_{t,u} \leq 1 \quad (9)$$

$$1 - UTP_{t,u} \leq UOF_{t,u} \leq 1 \quad (10)$$

$$PMG_{h,u} \geq gMin_u \cdot UPG_{t,u} \quad (11)$$

$$PMG_{t,u} \leq gMax_u \cdot UPG_{t,u} \quad (12)$$

$$PMS_{t,u} \geq sMin_u \cdot UPS_{t,u} \quad (13)$$

$$PMS_{t,u} \leq sMax_u \cdot UPS_{t,u} \quad (14)$$

$$\begin{aligned} STO_{t,u} - STO_{t-1,u} = & PMS_{t,u} - \frac{1.0}{gEff_u} \cdot PMG_{t,u} \quad (15) \end{aligned}$$

$$STO_{t,u} \leq sPnd_u \quad (16)$$

$$UPG_{t,u} + UPS_{t,u} \leq 1 \quad (17)$$

$$UTP_{0,u} = i_utp_u \quad (18)$$

$$STO_{0,u} = i_sto_u \quad (19)$$

$$STO_{24,u} \geq i_pond \cdot sPnd_n \quad (20)$$

$$CPV_t \leq phtv_t \quad (21)$$

$$CWP_t \leq wind_t \quad (22)$$

式 (2) は、電力需給バランスに関する制約式であり、 pn は揚水機台数、 $dmnd_t$ は電力需要量 [MW]、 $auxp_u$ は発電量のうち所内で消費する割合、 $phtv_t$ は太陽光発電量 [MW]、 $wind_t$ は風力発電量 [MW]、 $hydr_t$ は水力発電量 [MW]、 $flow_t$ は連系線の正味融通量 [MW] である。

式 (3) の $rlfc_t$ は、LFC 調整力の必要量を表し、電力需要、PV 出力、WP 出力に対する短周期変動の変動率を表す係数 dml_t 、 pvl_t 、 wpl_t を用いて表している。本研究では、電力需要と PV 出力の短周期変動率は、それぞれ電力需要の 2%、PV 出力の 10% とし、WP 出力の短周期変動率については、WP 定格出力の 5% とし、その時間ステップにおける WP 出力を基に wpl_t を算出して用いた。

式 (4) の右辺は、発電機などで確保される LFC 調整力の合計であり、 hdl_t や fl_t は水力、連系線により提供される LFC 調整力 [MW]、 pgl_u や pgs_u は揚水機が運転中に提供される LFC 調整力の割合を表す係数で、可変速揚水機以外は $pgs_u = 0$ とする。本研究では、揚水機の提供可能な LFC 調整力は定格出力の 20% とした。

式 (5)、(6) は、火力機などの発電機の出力上下限制約の式である。火力発電機については LFC 調整力を提供している際には、その調整力提供分も考慮した発電出力の制約となる。 $pMax_u$ 、 $pMin_u$ は発電機の最高、最低出力 [MW] である。

式 (7) は、火力発電機の提供可能な LFC 調整力の上限制約である。本研究では、定格出力 $pMax_u$ の 5% ($pLfc_u=0.05$) を上限とした。

式 (8)–(10) は、起動時を表す決定変数 UON と停止時を表す決定変数 UOF を定めるための制約である。式 (9)、(10) を用いることで、UON や UOF はバイナリ変数と設定しなくても 0 または 1 のみしか取ることができない変数となる。

式 (11)–(14) は、揚水機の出力上下限制約の式である。 $gMax_u$ 、 $gMin_u$ は揚水機の発電運転時の最高、最低出力 [MW]、 $sMax_u$ 、 $sMin_u$ は揚水機の揚水運転時の最高、最低電力入力 [MW] である。式 (15) は、貯水

エネルギー量の変化量に関する制約式であり、式 (16) は、貯水エネルギー量の上限制約の式である。発電時に揚水効率 $gEff_u$ を考慮している。 $sPnd_u$ は貯水エネルギー量の上限 [MWh] である。

式 (17) は、揚水機の運用に関する制約で、発電運転と揚水運転の同時利用を禁止する制約である。

式 (18)–(20) は、 $t = 0$ における初期値の設定や、最終時刻における貯水エネルギー量に関する制約である。 i_utp_u や i_sto_u は、前日の最終時刻の結果を引き継ぐための値であり、最終時刻に貯水エネルギー量が容量の 20% 以上蓄えられているよう $i_pond = 0.2$ としている。

式 (21)、(22) は、PV や WP の出力抑制量の上限制約である。

ほかには、運転状態が確定している原子力発電機や、メンテナンス中で運転できない発電機の起動停止変数 $UTP_{t,u}$ について、適宜制約を加えている。

2.3 連系システムモデル（地域間連系線運用の決定）

2.3.1 決定変数

連系システムモデルでは、系統ごとに需給バランス制約などを満たす必要があるため、10 の系統を $g = 1 \sim 10$ として、系統ごとに変数を用意した。すべての決定変数は非負条件を持つ。

$GTP_{g,u}$: 発電機 u の発電出力 [MW]

$UTP_{g,u}$: 発電機 u の運転状態（運転中 1, 他 0）

$LFC_{g,u}$: 発電機 u の提供 LFC 調整力 [MW]

CPV_g : 太陽光発電の出力抑制量 [MW]

CWP_g : 風力発電の出力抑制量 [MW]

さらに、10 本の連系線に対して送る方向も考慮して $n = 1 \sim 20$ のそれぞれにおいて以下の変数を用意した。

GIC_n : 電力融通量 [MW]

LIC_n : LFC 調整力融通量 [MW]

UIG_n : 電力融通状態（稼働中 1, 他 0）

UIL_n : LFC 調整力融通状態（稼働中 1, 他 0）

2.3.2 目的関数

目的関数は次式に示す起動費を除く電力システムの 1 時間の運転費用とし、これを最小化する。

$$obj = \sum_{g=1}^{10} \sum_{u=1}^{un} \{ (a_u + x_u) \cdot GTP_{g,u} + (b_u + y_u) \cdot UTP_{g,u} \} \quad (23)$$

2.3.3 制約条件

制約条件を以下に示す。

$$\begin{aligned}
dmnd_g = & \sum_{u=1}^{un_g} (1 - auxp_{g,u}) \cdot GTP_{g,u} \\
& + \sum_{n=1}^{20} \{ ito_{n,g} \cdot (1 - nLss_n) \cdot GIC_n \\
& \quad - ifr_{n,g} \cdot GIC_n \} \\
& + phtv_g - CPV_g + wind_g - CWP_g \\
& + hydr_g + pumpGen_g - pumpSto_g \quad (24)
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
rlfc_g = & dml_g \cdot dmnd_g + pvl_g \cdot (phtv_g - CPV_g) \\
& + wpl_g \cdot (wind_g - CWP_g) \quad (25)
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
rlfc_g \leq & \sum_{u=1}^{un_g} LFC_{g,u} + hdl_g + pml_g \\
& + \sum_{n=1}^{20} \{ ito_{n,g} \cdot (1 - nLss_n) \cdot LIC_n \\
& \quad - ifr_{n,g} \cdot LIC_n \} \quad (26)
\end{aligned}$$

$$GTP_{g,u} \geq pMin_{g,u} \cdot UTP_{g,u} + LFC_{g,u} \quad (27)$$

$$GTP_{g,u} \leq pMax_{g,u} \cdot UTP_{g,u} - LFC_{g,u} \quad (28)$$

$$LFC_{g,u} \leq pLfc_{g,u} \cdot pMax_{g,u} \cdot UTP_{g,u} \quad (29)$$

$$GIC_n \leq 0.9 \cdot nMax_n \cdot UIG_n \quad (30)$$

$$LIC_n \leq 0.1 \cdot nMax_n \cdot UIL_n \quad (31)$$

$$UIG_n + UIG_{n+1} \leq 1 \quad (n : \text{奇数}) \quad (32)$$

$$UIL_n + UIL_{n+1} \leq 1 \quad (n : \text{奇数}) \quad (33)$$

$$CPV_g \leq phtv_g \quad (34)$$

$$CWP_g \leq wind_g \quad (35)$$

式 (24) は、電力需給バランスに関する制約式であるが、揚水発電量 $pumpGen_g$ [MW] や揚水ポンプ動力 $pumpSto_g$ [MW] は定数となり、連系線の運用に関しては決定変数となっている。 $ito_{n,g}$ は、系統 g に送られてくる連系線では 1、そうでない場合に 0 であり、 $ifr_{n,g}$ は、系統 g から送られていく連系線では 1、そうでない場合に 0 である。 $nLss_n$ は、連系線の送電ロス率を表しており、連系線に応じた値を設定している。

式 (25), (26) は、LFC 調整力の確保制約であり、 pml_g は揚水機により提供される LFC 調整力 [MW] を表す定数である。

式 (30), (31) は、連系線の電力融通量、LFC 調整力融通量の上限制約であり、それぞれ連系線の容量 $nMax_n$

[MW] の 90%, 10% とした。

式 (32), (33) は、同じ連系線を同じ用途で双方向に送電しないようにする制約である。奇数の n に対して偶数の $n+1$ が同じ連系線の逆方向の潮流を表しており、どちらかしか稼働できないようにする制約である。

式 (27)–(29)、および、式 (34), (35) については、単独系統モデルと同じ制約式である。

3. 運用設備変更による経済性・環境性評価

3.1 分析概要

2030 年の電力システムにおいて、導入されている発電機の構成の変化や、蓄電池などの新設される対策設備は一切ないと想定し、導入済み発電機の運用の変更のみによって CO₂ 排出削減効果がどれだけ得られるのかを削減費用とともに明らかにすることを目的とし、炭素税をパラメータとして感度分析を行った。目的関数に、燃料費に加えて炭素費用が含まれており、化石燃料使用による CO₂ 排出量を費用に換算した多目的最適化により環境性と経済性のパレート最適解を求めた。

3.2 計算条件

2030 年時点を想定した PV, WP の普及シナリオ、燃料価格シナリオ、発電設備シナリオを用意して電力需給解析を行った。発電設備については、最適電源計画策定プログラム ESPRIT による 2030 年を対象とした解析 [10] で整備されたデータを用いた。

2030 年の再エネ普及量の想定は、PV は 64 GW、風力は 10 GW とした。電力需要、PV や WP の発電出力データは、2013 年度の実績データなどから推計したものを扱い、PV や WP の発電出力については 2030 年の普及量想定に拡大して用いた。

炭素税を感度分析のパラメータとした電力需給解析を行った。たとえば炭素税を 1 万円 /tonCO₂ とした場合、CO₂ を 1 トン減らすために 1 万円未満である対策は、費用最小化の下で実行されるため、この炭素税 1 万円 /tonCO₂ の導入によって実行された対策の CO₂ 排出削減費用と見ることもできる。本稿では、炭素税を CO₂ 排出量 1 トンあたり 0 円から 100 円刻みで 1,000 円まで、1,000 円から 2 万円まで 1,000 円刻みで、2 万円から 10 万円まで 1 万円刻みで、さらに、10 万円から 50 万円まで 10 万円刻みで増加させて、計 42 ケースで発電機の起動費を含む年間の燃料費を計算し、CO₂ 排出削減費用に対するその削減可能性を求めた。

3.3 分析結果

炭素税をパラメータとした感度分析の結果より、年

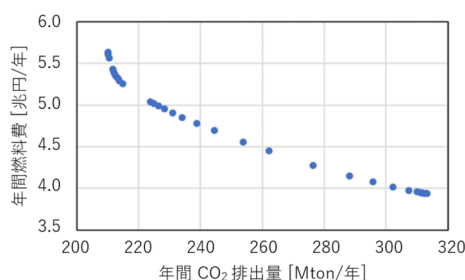


図 5 年間燃料費と CO₂ 排出量の関係

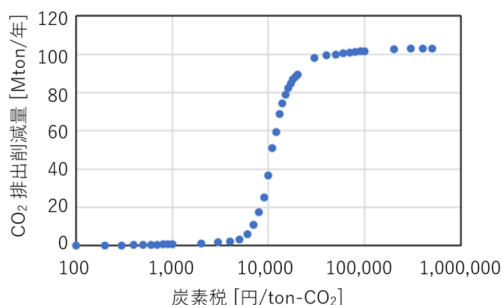


図 6 炭素税に対する CO₂ 排出削減量

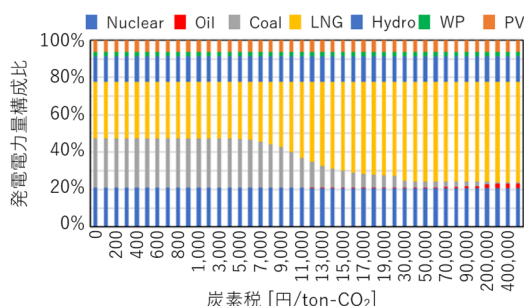


図 7 炭素税に対する電源種別の年間発電電力量構成比

間の燃料費と CO₂ 排出量の関係を図 5 に示す。この図の各プロットを結んでできる曲線が、電力システムの運用方法の変更に関する環境性と経済性のパレート最適解であると言える。

CO₂ 排出削減費用を 10 万円 /tonCO₂ まで許容する場合には、運用設備の変更のみで約 33% の CO₂ の排出を削減できることがわかった。

図 6 は、横軸に炭素税 (CO₂ 排出削減費用) を、縦軸に炭素税 0 円 /tonCO₂ のケースと比較した CO₂ 排出削減量を示したものである。炭素税約 7,000 円 /tonCO₂ から約 2 万円 /tonCO₂ までの範囲で大きく CO₂ 排出削減量が増加しており、それ以外の炭素税額の領域では削減量は大きく変化していないことがわかる。

この範囲の CO₂ 排出削減費用においてどのような運用方法の変更が行われたかを確認するため、年間の

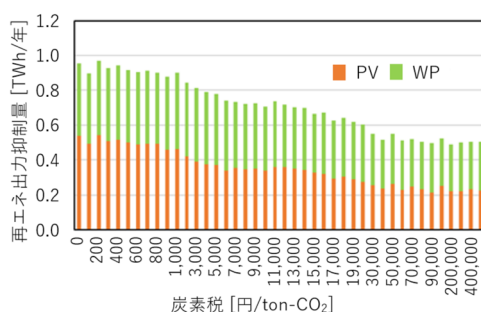


図 8 炭素税に対する再エネの年間出力抑制量

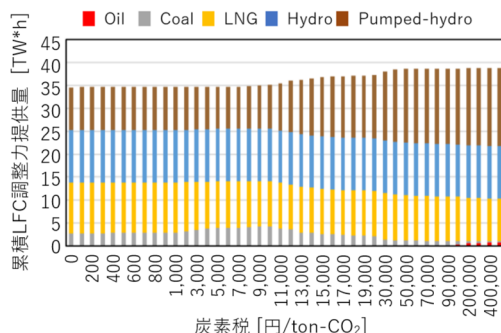


図 9 炭素税に対する設備別の LFC 調整力提供量

電源種別の発電量を比較した結果を図 7 に示す。さきほどの CO₂ 排出削減量が大きく増加した炭素税の領域において、石炭火力による発電量が減少し、天然ガス火力による発電に置き換わっていることがわかる。経済性の高い石炭火力から環境性の高い天然ガス火力への転換の分岐点がおおよそ 1 万円 /tonCO₂ 前後であることがわかる。高い炭素税の領域では、石炭から石油への転換も起こることが確認できる。

図 8 は、炭素税に対する再エネの年間の出力抑制量の変化を表したものである。炭素税の価格を上げることにより、再エネの出力抑制量が減少しており、環境性を重視した再エネの活用量が増加していることがわかる。再エネの出力抑制を回避するには、再エネの出力変動分に対する LFC 調整力を確保する必要がある。図 9 は、炭素税に対する発電設備別の LFC 調整力提供量を示したものである。必要となる LFC 調整力の増大に対して、揚水発電による提供量が大きく寄与していることがわかる。揚水発電は活用することによって揚水効率の分だけエネルギーの損失が生じるため、その損失以上の経済効果がでる場合だけ運用される。ここでは、LFC 調整力の提供のために揚水発電の活用量が増加し、再エネを活用することで CO₂ 排出量を削減できたと考えられる。

4. おわりに

本稿で紹介した電力需給解析の結果のように、将来の再生可能エネルギー大量導入時の電力システムの運用を模擬した電力需給解析により、年間の燃料費やCO₂排出量を定量化することができる。再エネのさらなる有効活用に向けた、さまざまな対策技術をモデル化して組み込むことで、それら技術の環境性、経済性の評価を行うことができ、このような解析はますます重要度を増す。

追加する各種対策技術のモデル化や、将来の発電設備などのシナリオの設定方法など、多くの課題が残っており、これらは今後取り組むべき課題である。

参考文献

- [1] 令和元年 6 月 11 日閣議決定、「パリ協定に基づく成長戦略としての長期戦略」, <https://www.env.go.jp/press/111781.pdf> (2019 年 10 月 25 日閲覧)
- [2] 経済産業省資源エネルギー庁, 平成 29 年度エネルギーに関する年次報告 (エネルギー白書 2018), 第 3 部 第 2 章 第 2 節「需要家側のエネルギーリソースの有効活用」にむけて, pp. 267–268, 2018.
- [3] 電力広域的運営推進機関, 調整力及び需給バランス評価等に関する委員会, 需給調整市場検討小委員会, <https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/> (2019 年 10 月 25 日閲覧)
- [4] 宇田川佑介, 荻本和彦, 大関崇, 大竹秀明, 池上貴志, 福留潔, “太陽光発電出力予測に基づく起動停止計画モデルの開発と実規模系統の解析,” 電気学会論文誌 B, **136**(5), pp. 484–496, 2016.
- [5] 加藤丈佳, 真鍋勇介, 船橋俊久, 杉村修平, 栗本宗明, 鈴置保雄, “太陽光発電システム群合計出力の短周期変動特性を考慮した UC-EDC モデルの構築,” 電気学会論文誌 B, **136**(5), pp. 505–514, 2016.
- [6] 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**(2), pp. 83–92, 2017.
- [7] 環境省, 平成 26 年度 2050 年再生可能エネルギー等分散型エネルギー普及可能性検証検討委託業務報告書, 第 4 章 再生可能エネルギーの導入見込量, 2015.
- [8] 鈴木郁海, 根岸信太郎, 池上貴志, “再エネ普及シナリオに基づく長期的な太陽光・風力発電導入価値変遷の分析,” 令和元年電気学会電力・エネルギー部門大会講演論文集, 18, pp. 3-5-1–3-5-9, 2019.
- [9] 大森洋幸, 根岸信太郎, 池上貴志, “家庭用ヒートポンプ給湯機による電力需給調整力の提供効果の評価,” 令和元年電気学会電力・エネルギー部門大会講演論文集, 20, pp. 4-2-1–4-2-8, 2019.
- [10] 荻本和彦, 片岡和人, 池上貴志, 野中俊介, 東仁, 福留潔, “将来の電力システムの需給調整力の解析手法,” 電気学会論文誌 C, **132**(8), pp. 1376–1383, 2012.