電力システムにおける再生可能エネルギーと原子力の共生

キヤノングローバル戦略研究所セミナー
日時： 平成29年2月23日（木）16:00-17:30

東京大学　大学院工学系研究科
原子力国際専攻

藤井康正

最適電源構成モデルの開発

最適電源構成モデルの目的

ベストミックス	どのような種類の電源をどれだけ建設するか
最適配置	それらの電源をどこに建設するか
流通設備計画	送電設備をどのように建設するか
経済運用	系統をどのように運用するか

モデルの概要

予測した電力需要に対し設備構成や需給運用を最適化可能なツールを開発

地理的解像度

沖縄を除く全国9地域の基幹系統を、135地点、166本の送電線で表現

時間的解像度

10分間隔の出力変動と電力需要に対して1年間の運用を決定

制約条件式数が1億本超の大規模線形計画問題として定式化

全国規模の計算が3日程度で可能

最適電源構成モデルの開発

発電、需要ノードの地理的分布

環境省報告書

最適電源構成モデルの送電ネットワーク

- 概要

全国を140地点程度の地理的解像度と年間10分間隔の時間的解像度を以て、電力系統を線形計画問題（制約条件式約1億本）として定式化し、太陽光発電と風力発電を大量導入した場合の電源構成や送電網のあり方を解析する。

西日本（九州、四国、中国、関西、北陸、中部）　東日本（関東、東北、北海道）

定式化

線形計画法

与えられた線形不等式制約条件を満足しつつ、目的関数（線形関数）を最小にする変数の値を求める。（制約条件：約2億本、変数：1.5億個）

$$z = \sum_{i=1}^{n} c_i x_i \rightarrow \min \text{ (or max)}$$

電力系統コスト最小化（経済性）

subject to

$$\begin{cases} a_{11}x_1 + a_{12}x_2 + \cdots + a_{1n}x_n \geq b_1 \\ a_{21}x_1 + a_{22}x_2 + \cdots + a_{2n}x_n \geq b_2 \\ \vdots \\ a_{m1}x_1 + a_{m2}x_2 + \cdots + a_{mn}x_n \geq b_m \end{cases} \qquad x_1 \geq 0, x_2 \geq 0, \cdots, x_n \geq 0.$$

各種制約（供給信頼性）

where x_i : variables, a_{ij} : coefficients, b_j : right hand side constants, c_i : cost coefficients

目的関数＝**固定費**（発電設備・電力流通設備）
＋**燃料費**（火力・原子力）＋**電力貯蔵設備運用費**

制約条件

需給バランス、出力制約、設置可能容量制約、供給予備力制約（地域別）
負荷追従制約、最低出力制約（火力・原子力）、送電容量制約
電力貯蔵設備の制約、変動型再生可能エネルギー出力上限制約　など

諸前提等

電源

火力（石炭・ガス複合・天然ガス・石油）
原子力、水力、地熱、バイオマス
海洋エネルギー、太陽光、風力

設備容量	
火力	CCGT：新増設可 他　　：現状値
原子力	40年廃炉制度適用 新増設なし
揚水	現状値
蓄電池	内生的に決定
再エネ	シナリオ別に想定

電力貯蔵設備

揚水式水力
長周期変動対策用蓄電池（NAS電池）
短周期変動対策用蓄電池（Li-ion電池）

電力日負荷曲線

2012年実績値を基に作成
補完して10分値データ化して、各地点に割り振る

太陽光・風力の発電出力

2012年気象データより、通年10分間隔で地点別に推計
出力抑制が実施可能

諸前提等（電力負荷）

Annual Load Curve
GW
160
135
110
85
60
Max
Summer Vacation
"Golden Week"
New Year Holiday
Min
JAN
FEB
MAR
APR
MAY
JUN
JUL
AUG
SEP
OCT
NOV
DEC

Load Duration Curve
GW
160
140
120
100
80
60
40
20
0
Max: 154GW
Average: 104GW
Min: 66GW
hours
0
2196
4392
6588
8784

Power Load (20/APR-26/APR)
GW
Hokkaido
Tohoku
Kanto
Chubu
Hokuriku
Kansai
Chugoku
Shikoku
Kyushu
180
160
140
120
100
80
60
40
20
0

Power Load (20/JUL-26/JUL)
GW
Hokkaido
Tohoku
Kanto
Chubu
Hokuriku
Kansai
Chugoku
Shikoku
Kyushu
180
160
140
120
100
80
60
40
20
0

諸前提等（自然変動電源）

AMeDASデータによるPV、風力出力の推計

全国約1,300箇所
（赤で囲ったものは
風力発電出力の推計
に用いた観測所）

PV出力の例

風力出力の例

諸前提等（太陽光発電）

AMeDASデータによるPV出力の推計

地域平均の太陽光発電の出力の実測値と推計値（北陸）
（山岸良雄　博士論文　図3-3.6)

諸前提等（風力発電）

AMeDASデータによる風力出力の推計

諸前提等（原子力発電）

ノード番号	ノード	原子力発電所	ユニット
3	西野	泊発電所	2，3
10	東通	東通原子力発電所	1
14	女川	女川原子力発電所	2，3
53	柏崎刈羽	柏崎刈羽原子力発電所	2，3，4，5，6，7
73	浜岡	浜岡原子力発電所	4，5
85	志賀	志賀原子力発電所	1，2
96	大飯	大飯発電所	3，4
110	川内	伊方発電所	3
129	西九州	玄海原子力発電所	3，4

諸前提等（火力発電）

GW
Generating Capacity (Thermal , Y2030)
LNG GCC以外は設備容量固定
Oil
LNG GCC
LNG ST
Coal
0
1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16
17
18
19
20
西当別
南早来
西双葉
函館/大野
東通
秋田
新庄
仙台
相馬共同
新潟
南相馬
新いわき
広野
ひたちなか
品川火力
新京葉
新佐原
房総
富津
袖ヶ浦
横浜火力
横須賀
上越
渥美
碧南
知多
川越
富山
志賀
北庄
舞鶴
大阪湾
阿南
川内
三隅
新倉敷
新広島
広島
徳山
宇部
北九州
豊前
西九州
大分
南九州

諸前提等（火力・原子力発電）

年間稼働率に関する制約条件

$$Ap_{i,d} + \sum_{m=1}^{4}(ur_{m,d} \cdot Mk_{m,i}) = K_i \quad (i = 1, 2, ..., 5)(d = 1, 2, ..., D)$$

$$\sum_{m=1}^{4}(ur_{m,d} \cdot Mk_{m,i}) \geq (1 - upp_i) \cdot K_i \quad (i = 1, 2, ..., 5)(d = 1, 2, ..., D)$$

$$\sum_{m=1}^{4}(urs_m \cdot Mk_{m,i}) = (1 - upa_i) \cdot K_i \quad (i = 1, 2, ..., 5)$$

$$urs_m = \frac{1}{D} \cdot \sum_{d=1}^{D} ur_{m,d} \quad (m = 1, 2, 3, 4)$$

$$X_{i,d,t} \leq Ap_{i,d}$$

$$k_{0i} \leq K_i \leq k_{upper,i}$$

where $Ap_{i,d}$: available capacity (GW), $Mk_{m,i}$: unavailable capacity of i-th power plant in m-th maintenance schedule (GW), $ur_{m,d}$: Occurrence rate of plant shutdown in day d due to maintenance of m-th schedule, upp_i : Seasonal peak availability, upa_i : Annual average availability, k_{0i}: existing generation capacity (GW), $k_{upper,i}$: upper limit of generation capacity (GW)

諸前提等（火力・原子力発電）

最低負荷出力に関する制約条件

$$X_{i,d,t} \geq (DMax_{i,d} - dss_i \cdot Ap_{i,d}) \cdot mol_i \quad (d = 1, 2, \cdots, D)(t = 1, 2, \cdots, T)$$

$$DMax_{i,d} \geq X_{i,d,t} \quad (d = 1, 2, \cdots, D)(t = 1, 2, \cdots, T)$$

$$DMax_{i,d} \geq X_{i,d+1,t} \quad (d = 1, 2, \cdots, D)(t = 1, 2, \cdots, T)$$

where $DMax_{i,d}$: maximum output level of i-th type power plant in days d and d+1, dss_i : share of daily start and stop operation of i-th type power plant, mol_i : minimum output level rate of continuous operation of i-th type power plant.

負荷追従力に関する制約条件

$$X_{i,d,t} - \frac{1}{6} dec_i \times Ap_{i,d} \leq X_{i,d,t+1} \leq X_{i,d,t} + \frac{1}{6} inc_i \times Ap_{i,d} \text{ (for thermal and nuclear)}$$

where inc_i : maximum output increase rate per hour, dec_i : maximum output decrease rate per hour

再生可能発電設備容量の設定

2030年　再エネ設備容量の設定（9地域計）

設備容量固定

電源	第三次エネルギー基本計画 **再エネ21%ケース**	エネルギー・環境に関する選択肢 **再エネ30%ケース**
太陽光	ルーフトップ　3,350万kW メガソーラー　1,950万kW	ルーフトップ　4,000万kW メガソーラー　2,328万kW
風力	1,000万kW	3,489万kW
水力	一般　1,178万kW 中小　1,200万kW	一般　1,178万kW 中小　1,200万kW
地熱	165万kW	312万kW
バイオマス	361万kW	552万kW
海洋	（なし）	100万kW
合計	9,204万kW	13,160万kW

各地点への割振り

FIT申請状況や環境省ポテンシャルデータにより配分

再生可能発電設備容量の設定

再生可能発電設備容量の設定

再生可能発電設備容量の設定

計算結果

計算結果｜設備量構成

GW
Generating Capacity
120
100
80
60
40
20
0
Battery2
Battery1
Pumped
PV
Wind
Oil
LNG GCC
LNG ST
Coal
Nuclear
Marine
Biomass
Geothermal
Hydro
21% 30%
Hokkaido
Tohoku
Kanto
(Tokyo)
Chubu
Hokuriku
Kansai
Shikoku
Chugoku
Kyushu

計算結果｜地域別年間発電量構成

新規設備導入状況

ガス複合火力発電

バックアップ電源として
ガス複合火力の新設の必要

しかし、設備利用率は低下
→導入障壁となる可能性

定置用蓄電池

種別	再エネシェア21%	再エネシェア30%	想定単価
長周期変動対策用	3.5万kW	3.6万kW	1.7万円/kWh
短周期変動対策用	5.0万kW	17.4万kW	6.0万円/kWh

定置用蓄電池の必要量は相対的に少ない

年間発電量構成

再エネシェア21%～30%の間で出力抑制実施の可能性
各種電源の設備利用率は、再エネシェア増加に伴って低下

出力抑制率

対策の必要

出力抑制実施に向けた基盤整備

出力抑制実施を減らすための系統対策

北海道・東北・九州で出力抑制実施の可能性

各種電源の設備利用率

全般に調整電源の利用率低下

北海道・東北では、石炭火力や原子力にも影響

電力需給運用 ｜再エネシェア30%・7月

北海道

出力抑制の大規模実施

各種ベース電源へ影響

東北

石炭火力の調整運転

関東

関東への恒常的移出
↓
広域運営に依存した需給運用

参考資料｜類似ケースの地点別限界価格

基準ケース
（再エネ23%）

再エネ3割ケース

年価格持続曲線

電力流通設備増強策の考慮

50Hz系統の電力流通設備増強の検討

	パターンA	パターンB	パターンC	パターンD
北海道・東北間	+30万kW	+30万kW	+180万kW	+180万kW
東北・関東間	-	2ルート化	-	2ルート化
東北基幹系統	-	新設	-	新設

『地域間連系線等の強化に関するマスタープラン研究会』より

北本連系線
従来　：60万kW
強化後：90万kWまたは240万kW

東北基幹系統：日本海ルートを新設
従来　：上北⇔秋田200万kW
強化後：上北⇔秋田800万kW
秋田⇔南相馬230万kW

相馬双葉幹線：第二連系線を新設
従来　：東北→東京500万kW
東京→東北150万kW
強化後：東北→東京1,000万kW
東京→東北300万kW

シェア30%を対象に設備増強を適用するとどうなるか？→最適化計算

費用対効果

システム総コストの減少分と投資回収期間

パターンB

パターンBが最も費用対効果が高い
北海道・東北間単体の増強は効果が限定的

出力抑制率・設備利用率

北海道・東北の出力抑制率低下、設備利用率向上に効果

各種電源の収益性のモデル評価
（原子力発電所の容量に関する感度分析）

- 以下の３ケースを想定
- **10GW case**: 再稼働の遅延
- **20GW case**: 40年廃炉
- **30GW case**: 2030年の長期エネルギー需給見通しに相当

- 1時間間隔の9地点簡約モデルによる計算を行った。

簡約モデル

- 各旧一般電気事業者を1点で表現し、会社間の送電制約を考慮したモデル

結果｜発電電力量

10GW 20GW 30GW

結果｜設備容量

10GW 20GW 30GW

結果｜発電総コストと CO_2 排出量

結果｜損益 (Nuclear 10GW)

SNSP: System Non-Synchronous Penetration

結果｜損益 (Nuclear 20GW)

SNSP: System Non-Synchronous Penetration

結果｜損益 (Nuclear 30GW)

SNSP: System Non-Synchronous Penetration

抵抗器を用いた余剰電力対応

概要

火力発電プラントのボイラー内と復水器内へ抵抗器を設置し、余剰電力を消費することを考える

年固定費は感度解析的に考慮

250円/kW/year　500円/kW/year　750円/kW/year　1,000円/kW/year

シェア30%ケースに適用するとどうなるか？→最適化計算

- **出力抑制は禁止**
- 抵抗器導入量は内生的に決定
- 系統増強の一例として、東北・関東間の流通設備増強を想定

検討意義

	出力抑制実施上の課題	抵抗器導入の意義
技術面	小容量の設備が広域に多数分散する屋上PVを、合理的に出力抑制可能な物理的手段が無い	抵抗器は電力会社の中央給電指令所から容易に制御可能
制度面	出力抑制の対象とする発電事業者の順番決定が難しい 出力抑制実施下での事業者に対して適切な補償費用算出が困難な恐れ	出力抑制の対象とする発電事業者の順番決定に係る問題の解消 全量引き受け後不要な分を消費することで、事業者間の会計処理が明朗に
経済面	再生可能エネルギー資源を、事実上単純に捨てている	発生した熱を、化石燃料の代替として利用可能 抵抗器の固定費は一般に安価である

計算結果：抵抗器導入量

北海道、東北、九州で抵抗器の導入
蓄電池の有意な導入無し

計算結果：抵抗器維持に必要な固定費

年間46億円～171億円で出力抑制の代替に
→蓄電池による代替を試算すると年間1,000億円～2,000億円

計算結果｜削減燃料費

Reduced Fuel Cost by Resistance
G-Yen
18.0
12.0
6.0
0.0
Kyushu
7.7
7.7
7.7
7.6
Tohoku
3.7
3.4
3.1
2.8
Hokkaido
4.0
3.6
3.5
3.4
250
500
750
1000

熱貯蔵技術を用いた余剰電力対応

蓄熱技術（MIT FIRES）の可能性評価

発熱設備単位建設費 [kYen/kW]	X
設備寿命 [year]	15
Annual O&M Cost Rate	0.01
放熱設備単位建設費 [kYen/kW]	Y
設備寿命 [year]	15
Annual O&M Cost Rate	0.01
蓄熱設備単位建設費 [kYen/kWh]	Z
設備寿命 [year]	15
Annual O&M Cost Rate	0.01
サイクル効率	0.9
放熱損失 [1/hour]	0.01
年設備稼働率	0.9

	X	Y	Z
Case0	1	10	1
Case1	10	100	10
Case2	20	200	20
Case3	30	300	30

Type	天然ガス	石油	石炭
燃料単価 [Yen/specific unit]	48.07	54.54	9.91
発熱量[kcal/specific unit]	13019	9842	6354
炭素[kg-C/specific unit]	0.7462	0.78792	0.61752
単位	kg	liter	kg
送配費用 [Yen/specific unit]	50	10	3

結果： 蓄熱システムの最適導入容量

発熱設備

蓄熱設備

放熱設備

結果：電力負荷とFIRESの運用

蓄熱設備の運用（7月）

Case1

結果： 北海道の電力系統の運用

Case 0

Case 1

Case 2

Case 3

結果： 北海道の石炭火力・原子力の収支

結果：電力市場価格持続曲線

結果：北海道の熱エネルギー需要と供給可能性

北海道

熱利用としてのDAC（大気中CO_2直接回収）

Direct Air Capture of CO_2

- 大気中CO_2の直接回収（DAC)

- DAC には以下のメリットがある。
  - DAC はCO_2排出源の種類や場所にかかわりなく有効
  - DAC は過去に排出され大気中に蓄積しているCO_2も回収可能
  - DAC は正味ゼロ排出やマイナスの排出量も実現可能
  - DAC で 回収されたCO_2を用いた合成燃料はカーボンニュートラル

DAC システムでの化学反応

Robert Socolow et al., Direct Air Capture of CO_2 with Chemicals, The American Physical Society, 2011

DACでのエネルギー消費量

Figure 1: Thermal and Electrical Energy Required for DAC. Values are of secondary energy requirements in GJ/tCO_2. As such, efficiencies of machines and processes are assumed taken into account while efficiencies of energy conversions from primary to secondary energies are not. Efficiencies of kilns are included. (Baciocchi et al., 2006; Goeppert et al., 2012; D. W. Keith et al., 2006; K.S. Lackner, 2009; Socolow et al., 2011; Stolaroff, 2006; Zeman, 2007)

Micah Broehm, Jessica Strefler, Nico Bauer, Techno-Economic Review of Direct Air Capture Systems for Large Scale Mitigation of Atmospheric CO_2, Potsdam Institute for Climate Impact Research (2015)

想定システム

Atmospheric CO_2
Electricity
FIRES
Heat
Direct Air Capture
Captured CO_2
Water Electrolysis
H_2
H_2 Storage
Fischer-Tropsch with reverse shift reaction
Water
Synthetic Fuels

想定シナリオ

熱貯蔵設備（FIRES)とDACの設備費や、原子力発電所の容量に関して以下の３つのシナリオを想定。

<u>同時に、8.76MTOE/yearの合成燃料の製造も想定</u>
(この量は、おおよそ日本の航空燃料消費量に対応)

Case1: 原子力発電所20 GW, DAC設備単価を$2,200/t-$CO_2$/year、FIRES設備単価を100$/kW of charge、100$/kWh of storage

Case2: 原子力発電所20 GW, DAC設備単価を$220/t-$CO_2$/year、FIRES設備単価を10$/kW of charge、10$/kWh of storage

Case3: 原子力発電所No upper limit, DAC設備単価を$220/t-$CO_2$/year、FIRES設備単価を10$/kW of charge、10$/kWh of storage

合成燃料製造コストの推計

WEL：水電気分解

おわりに

- 再生可能エネルギーの出力抑制

  再エネ自体の可変費は０であるが、出力変動を補うための天然ガス火力等の調整電源の可変費（燃料費）が０ではない。以下の不等式が成立する場合、経済性の観点でベースロード電源の運転が優先されるべきと考えられる。（kWh当りの燃料費は、天然ガスで10円、石炭で5円、原子力で2円程度、設備利用率は風力で20%、太陽光で12%程度）

  調整電源可変費×（１－再エネ設備利用率）＞ベースロード電源可変費

- 風力資源の地域偏在

  北海道、東北北部や九州南部に多くの風力資源が偏在している。大規模利用には送電設備の拡充が必要と考えられる。送電線の建設単価100円/kW/kmとすると、1,000kmの送電で10万円/kWとなる。設備利用率が20%とすると、kWh当りの送電線の設備単価は、大規模発電所を超える可能性もある。さらに風力発電コストもかかる。

おわりに

- 余剰電力利用設備の条件

  余剰電力利用設備の設備利用率Rは再エネのそれを更に下回る。余剰電力の価格が0円としても、水素や熱などの出力エネルギーのkWh当りの価値をP円/kWhとし、年経費率をgとすると、設備単価はP×8760×R/g（円/kW）以下でなくてはならない。P=13、R=0.03、g＝0.17では2万円/kW程度となる。（水素発電や化石燃料代替ではP=3程度である一方、水電気分解プラントは10万円/kW程度である。）
  熱の発生や貯蔵は比較的安価にできるので、高温蓄熱システムは有効かもしれないが、熱の用途を開拓する必要がある。

- DACによる熱利用

  DACで回収されたCO_2はCCSと同様に地層や海中に貯留することも考えられる。（限界削減費用は600$/t-$CO_2$程度）
  思考実験的な粗い試算では、バイオマスを用いないカーボンフリーの炭化水素燃料（常温常圧で液体）を1リットル200～400円程度で工業的に合成できそうな結果を得た。アンモニア合成による水素利用と比較検討も必要かもしれない。

おわりに

- 再生可能エネルギーの出力の季節変動

  太陽光発電や風力発電は季節によって出力が変化する。太陽光発電であれば、冬に十分な出力を得られる容量を設置すると、夏に慢性的に大量の余剰電力が発生する。年間発電電力量の半分近くが捨てられる（出力抑制される）ことになり、実質的な発電原価の上昇をもたらす。冬期専用の補助電源（風力発電やバイオマス発電）を設けても、冬以外はほとんど不要なため、その設備利用率は低くなり、総コストが本当に安価にできるかは検討が必要である。またバイオマスの利用可能量には上限がある。

- 電力貯蔵の季節間運用の条件

  電力の季節間価格差がD円/kWhとし、設備寿命をY年とすると、電力貯蔵設備の単価はD×Y円/kWh以下でなくてはならない。D=10、Y=10とすると100円/kWhとなり、現状の蓄電池価格の100分の1以下となる。水電気分解による水素の季節間貯蔵も考えられるが、総合効率が低いうえ、電解プラントの設備利用率が低くなるため、火力・原子力発電と価格的に競合する10円/kWh程度の水素発電は困難と考えられる。