

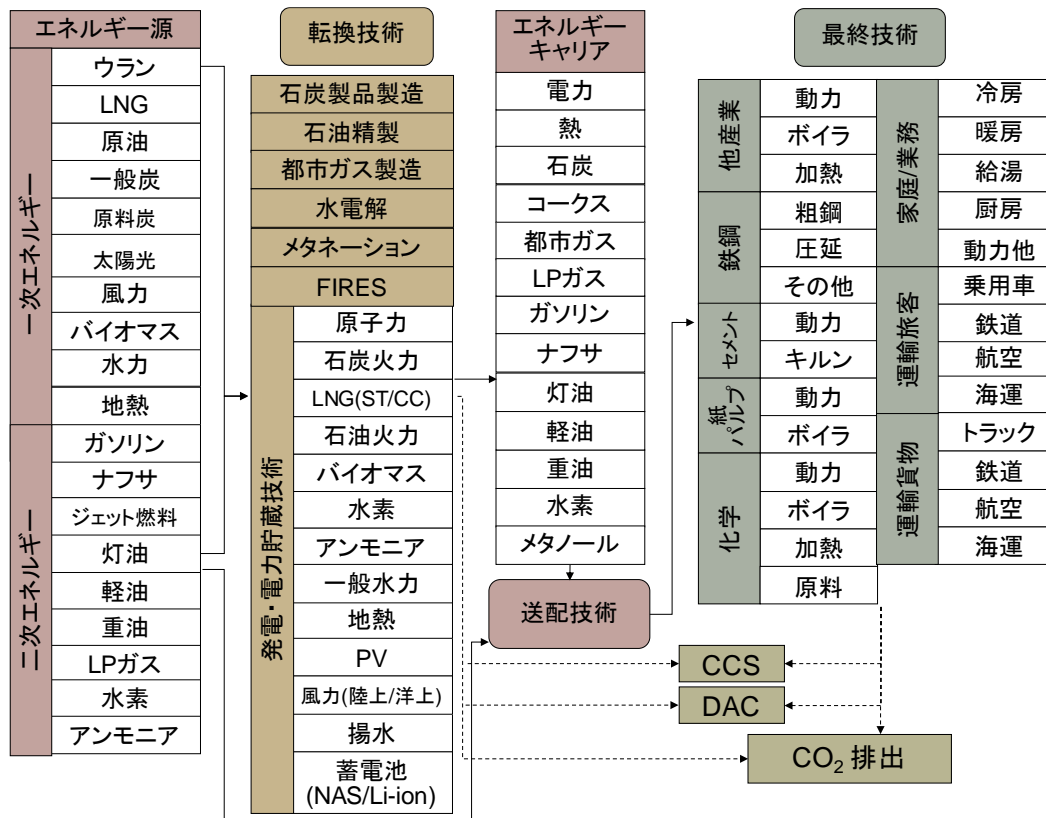
# 日本におけるGHG排出80%削減シナリオ ：多年の気象データを用いた検討

---

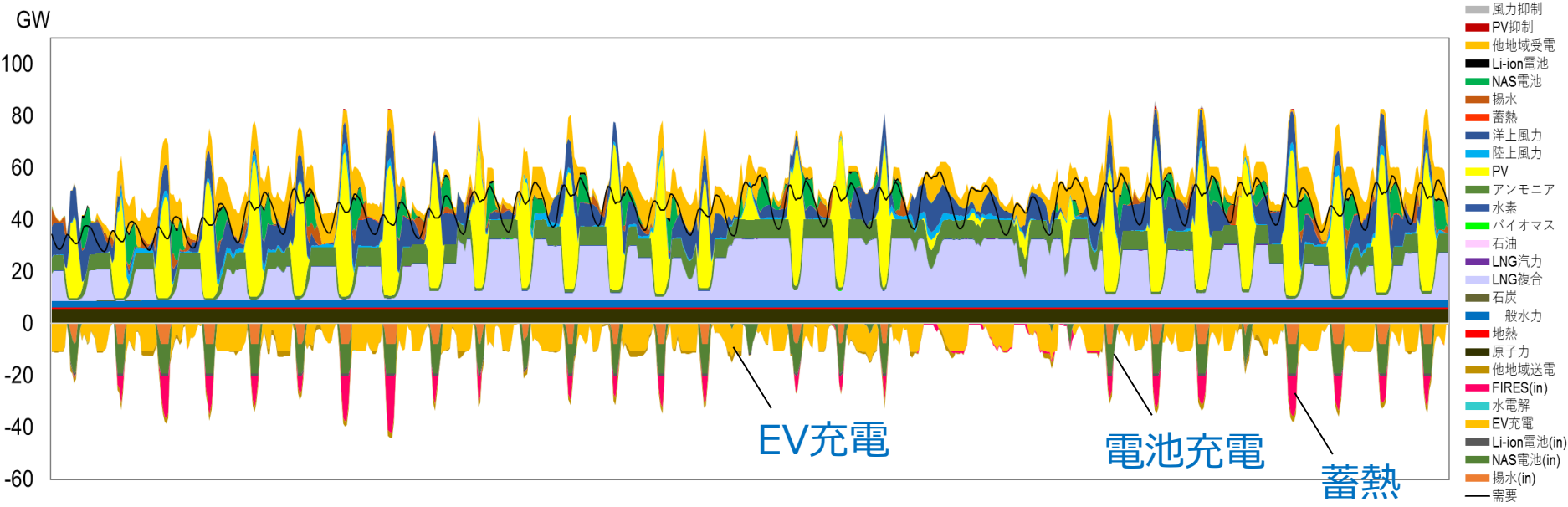
一般財団法人日本エネルギー経済研究所 川上恭章・松尾雄司

# エネルギーシステムモデルによる検討

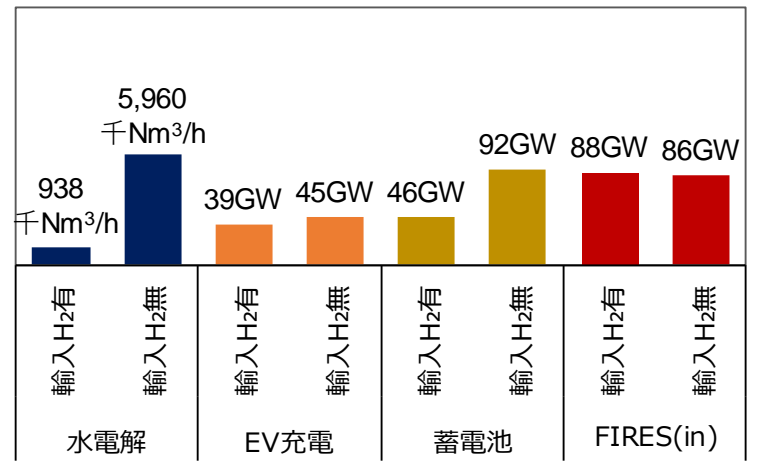
- 「パリ協定に基づく成長戦略としての長期戦略」：今世紀後半の早い時期にCO<sub>2</sub>排出量を実質ゼロに
- エネルギーシステム全体の評価：最終消費部門での燃料転換、セクターカップリング、余剰電力の非電力部門での活用



# 1h刻み・365日の電力部門統合(解イメージ)



- 電力需要の内生化
- 最適電源構成モデル(LP)並みの電力部門制約式を考慮
- 蓄電池の導入量をより適切に評価可能
  - 発電コストへの影響
- その他の余剰電力活用技術との取り合いを評価可能: 水電解水素製造、メタネーション等

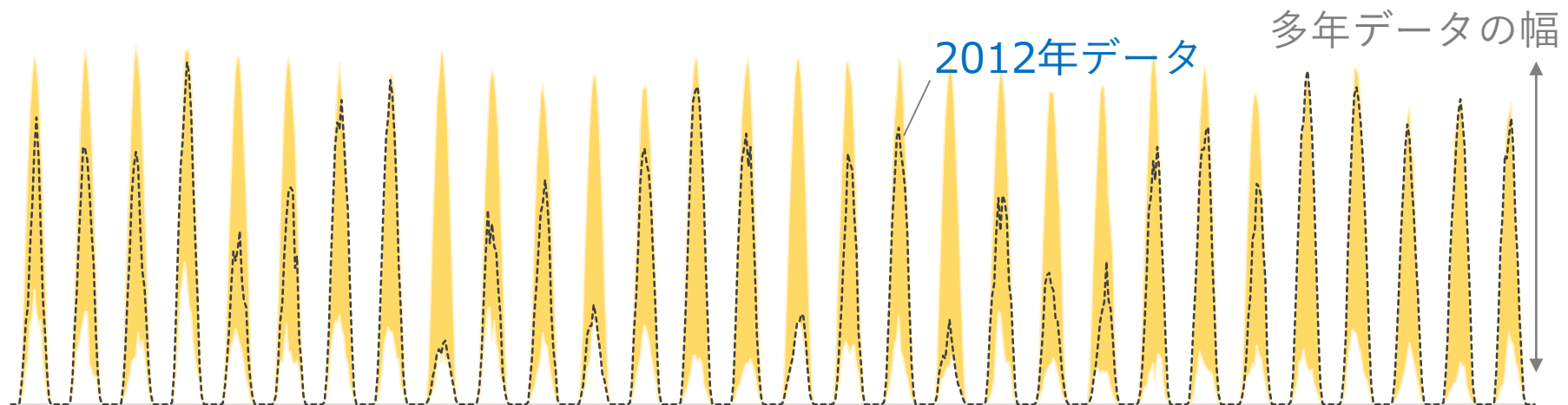


出典: 川上, 小宮山, 藤井(2018), 第37回エネルギー・資源学会研究発表会

# 本報告：多年の気象条件で検証

- VRE発電出力プロファイル：既報では単年の気象データを利用
- 松尾ら(2019)は、電力部門モデルにて、気象条件の差異による蓄電池導入量や電力単価の変化を指摘
- 本検討はそれをエネルギーシステムモデルに適用し、電力需要やGHG限界削減費用への影響等を分析

## PV発電出力プロファイル(東京エリア・6月)

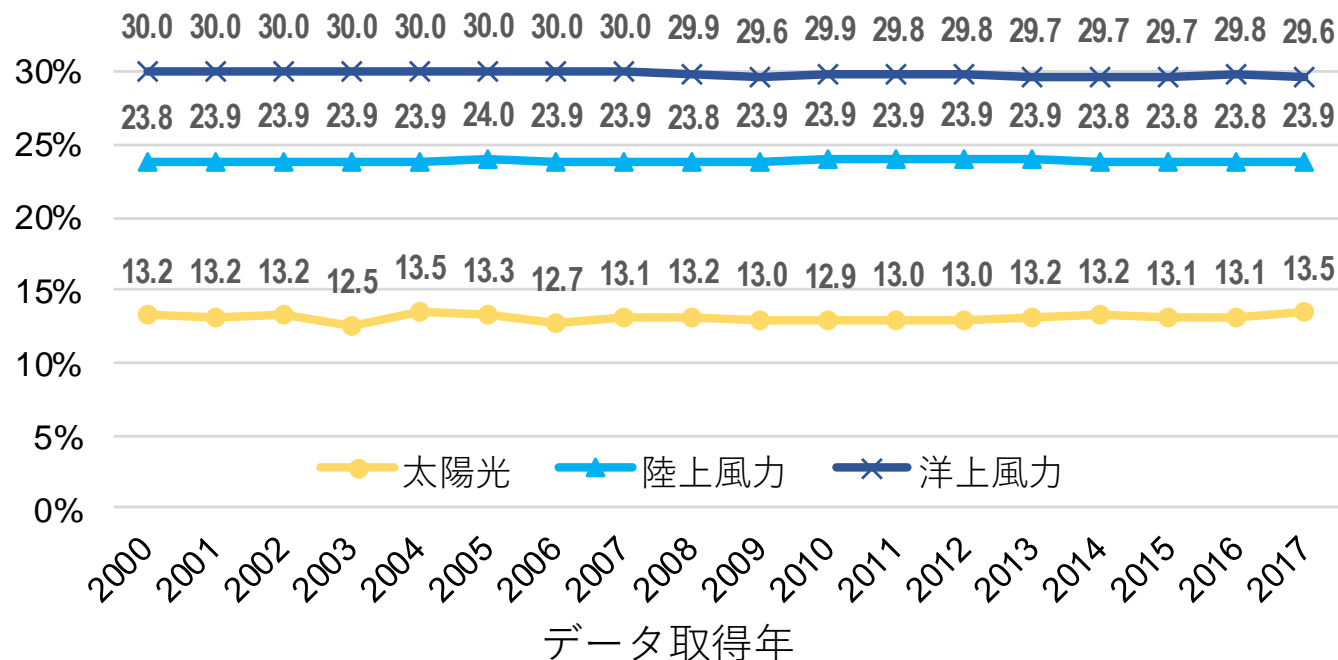


# 分析の概要

- 大規模線形計画モデルを構築
  - 総コスト最小化
  - 2015~2050年(1期5年)
  - 変数1,400万個、制約式2,400万本
- 5地域モデル
  - 北海道・東北・九州を個別に考慮：VREポテンシャル、連系線
- 2000年～2017年までの気象データを利用
  - VRE発電プロファイル：AMeDASデータに基づく
  - 電力需要曲線：人工ニューラルネットワークを用いて推計

# VRE発電の稼働率設定

## 年平均設備利用率



- 太陽光(PV)でややばらつきがあるも、年平均の稼働率は概ね同一
  - 2003年：冷夏

# ケース設定・前提条件

- GDP成長率：1.7%(~2030)、1.3%(~2050)
- GHG80%削減(2014年度比)
- CCS貯留ポテンシャル：3,000万t-CO<sub>2</sub>/年@2050
- カーボンフリー水素
  - 輸入量上限：1,500億Nm<sup>3</sup>/年@2050(水素基本戦略)
  - 輸入CIF価格：30円/Nm<sup>3</sup>
- 原子力：60年稼働・新設なし：21GW@2050
- VRE上限@2050(GW)
  - 環境省ゾーニング基礎情報に基づく

	北海道	東北	東京	西日本	九州	日本計
PV	18	42	90	129	50	329
陸上風力	126	59	7.1	31	13	236
洋上風力	87	5.5	11	8.5	0.3	112

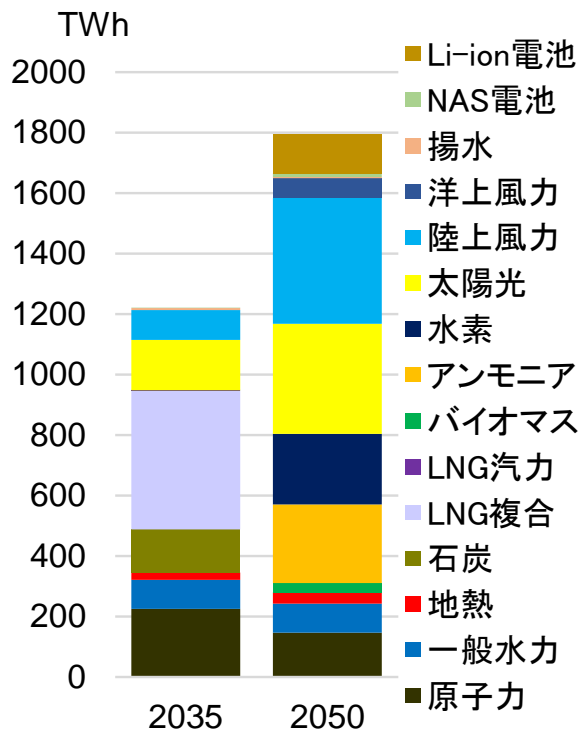
- 地域間連系線：現時点で決定のものを除き増強なし

結果：80%削減の姿(2005年データ)

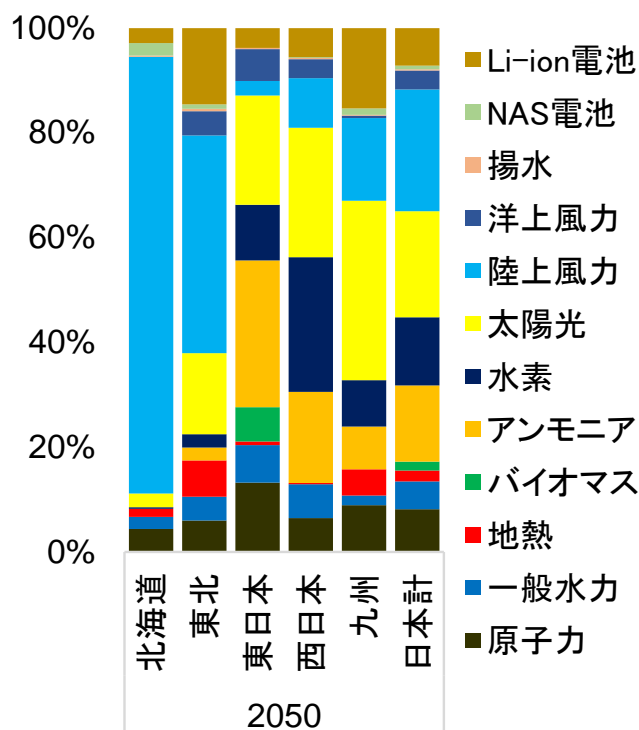


# 80%減の困難さ：電力部門ゼロエミッション

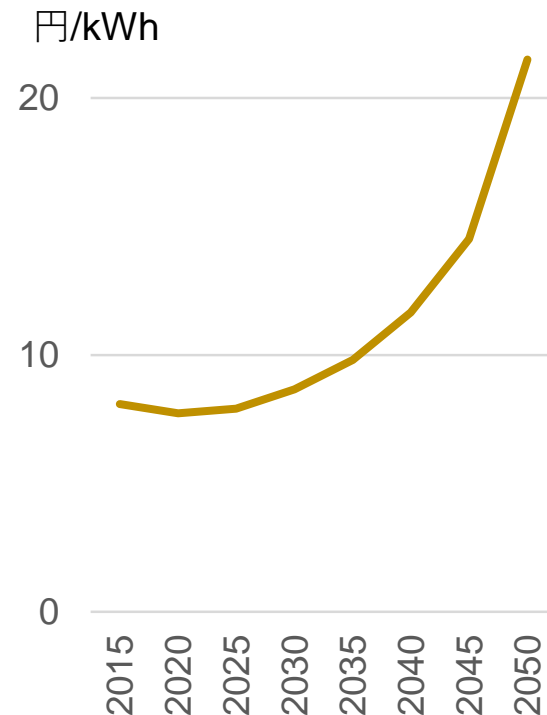
## 発電量構成(抑制後)



## 地域別発電量シェア



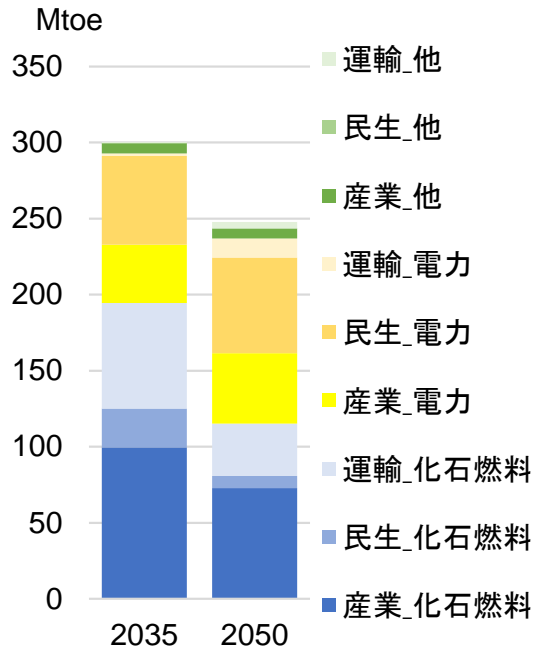
## 発電コスト



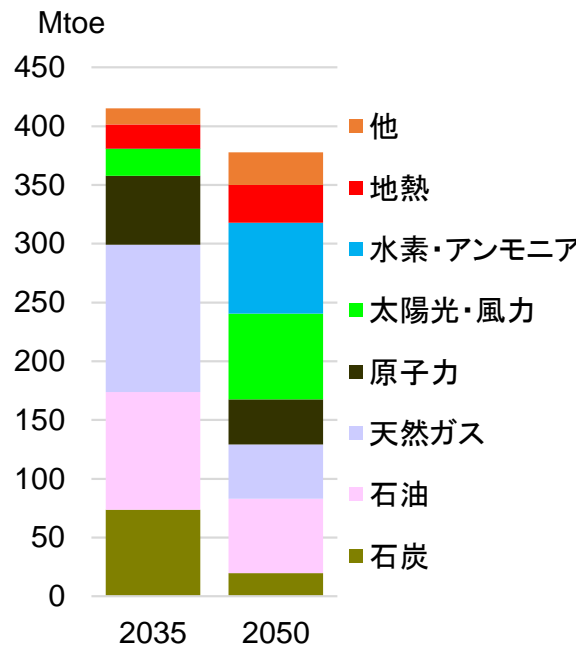
- 2035→2050年で急激なゼロ・エミッション化が必要
- ゼロ・エミッション火力が必要：VREポテンシャルの偏在
- 発電コストは2050年に20円/kWhを超える

# 一次／最終エネルギー構成

一次エネルギー構成

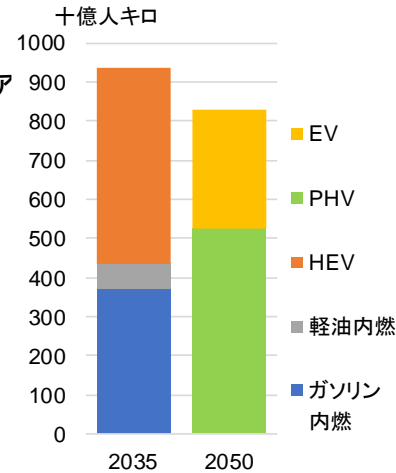


最終エネルギー構成

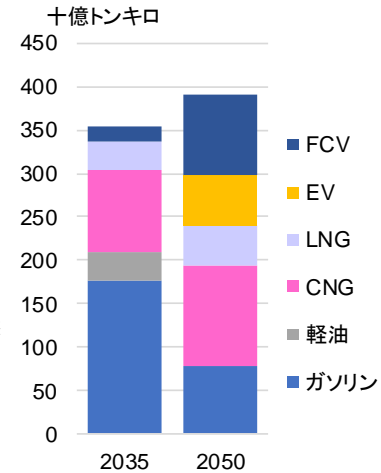


運輸部門輸送量負担

乗用車



貨物車

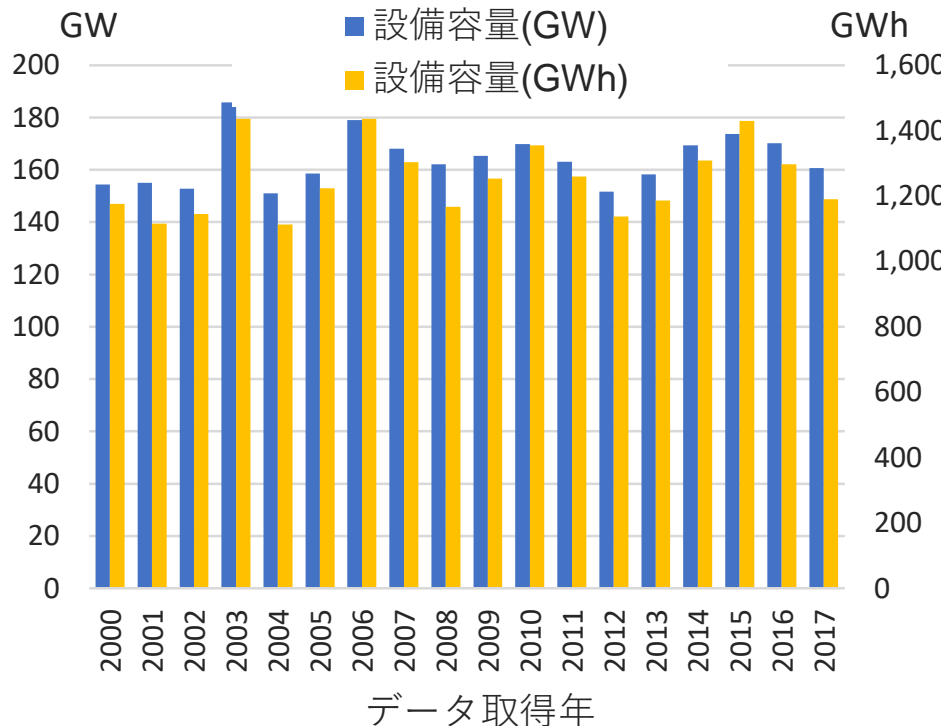


- 電化の進展は主に民生部門で進展
- 電力部門と同様、車種構成でも2035→2050年で急速に電化が進む

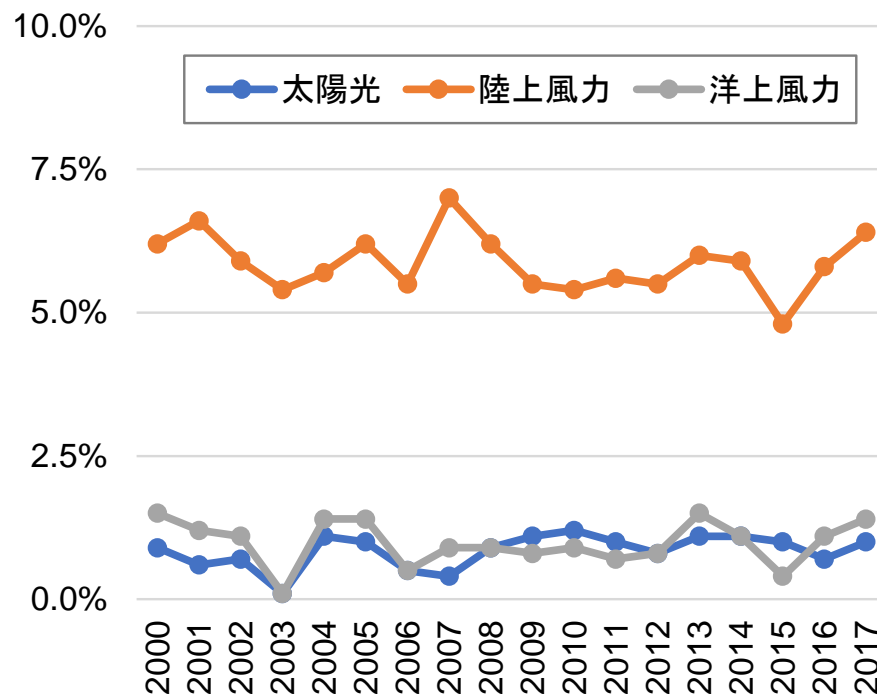
# 結果：多年データ比較

# 蓄電池導入量と出力抑制率(2050年)

## 蓄電池導入量



## VRE発電出力抑制率

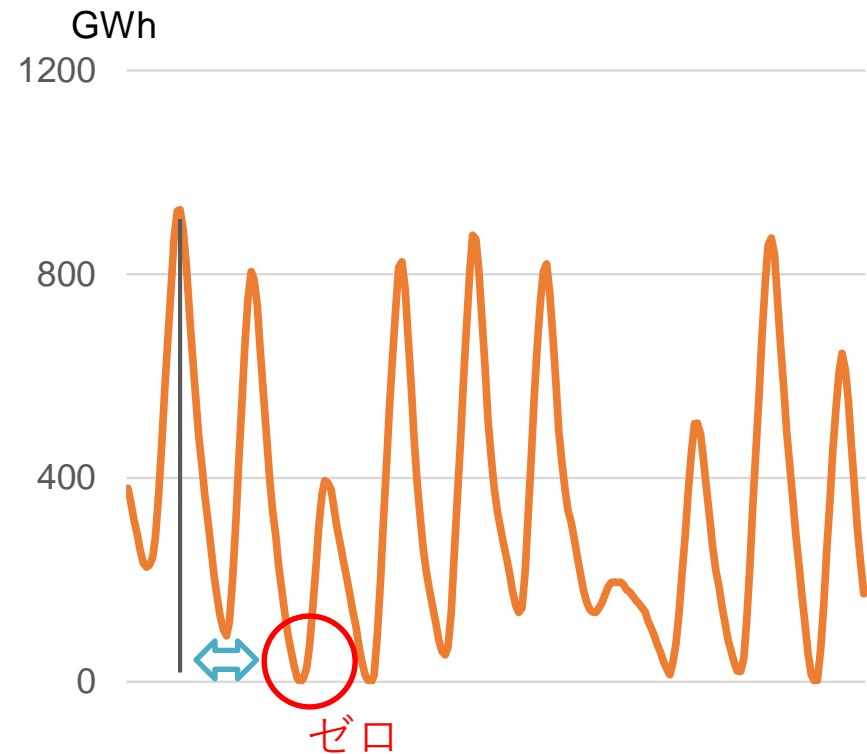
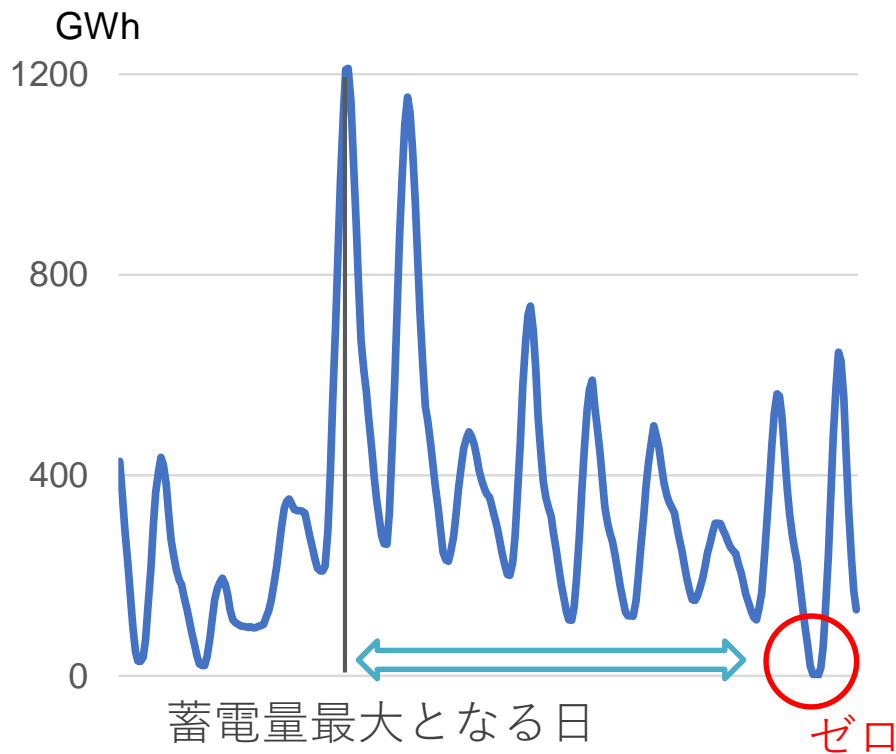


- VRE発電導入量の差は小さい：539~549GW、標準偏差3.1GW
- 蓄電池導入量は最大35GW・320GWh程度異なる
- 蓄電池の導入が多い年は、出力抑制率が低い: 設備量の活用

# PV+風力発電量の乏しい日がどれだけ続くか

蓄電量の推移：2003年(導入量最大)

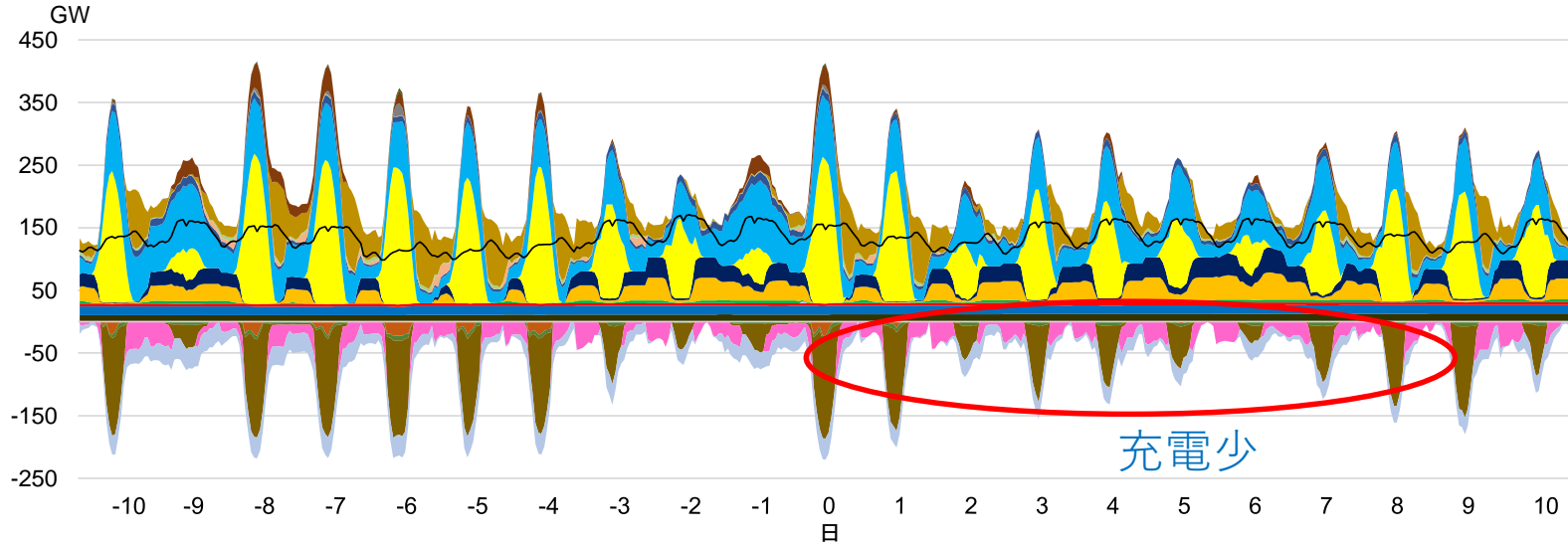
蓄電量の推移：2004年(導入量最小)



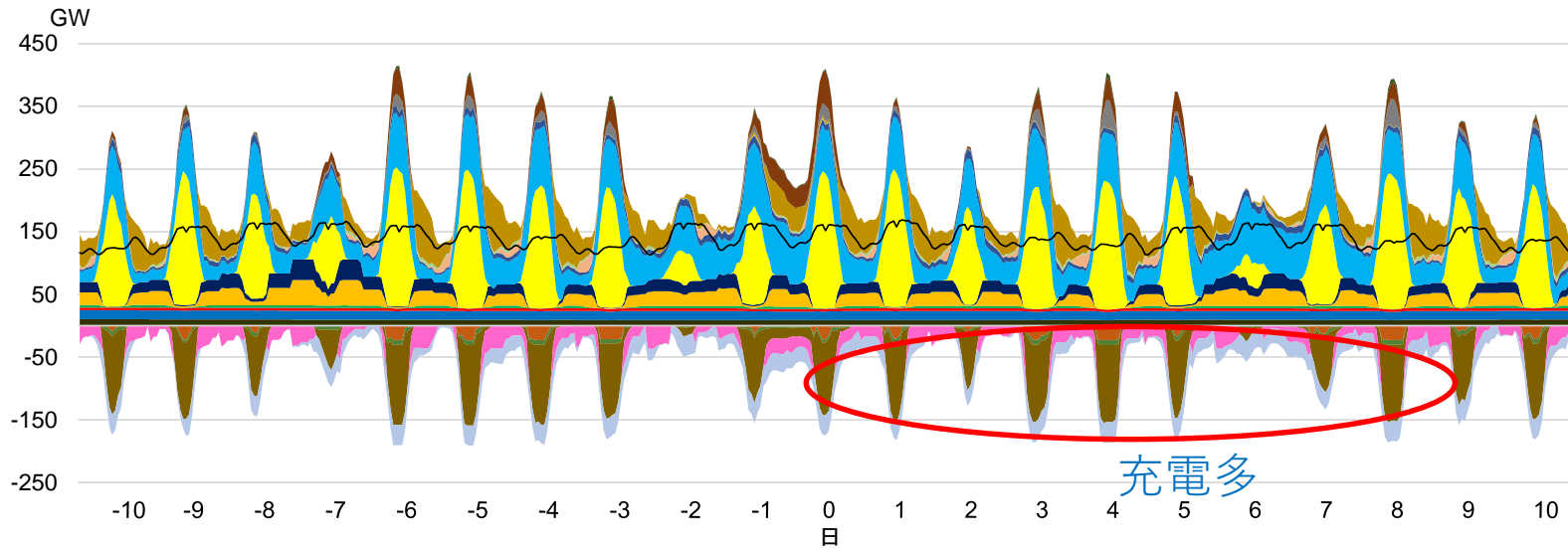
- PV+風力発電量が乏しく、十分な蓄電量を得られない日が連続する場合、その期間が長いほど蓄電池導入量は大きくなる

# 電力需給運用

## 2003年: 最大年



## 2004年: 最小年

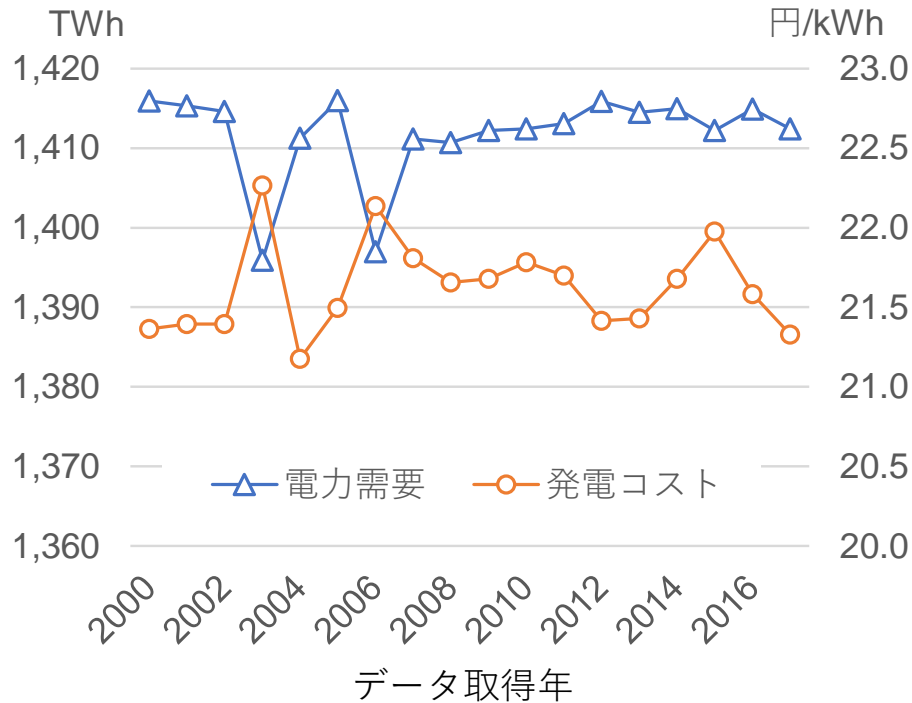


- 洋上風力(抑制)
- 陸上風力(抑制)
- 太陽光(抑制)
- Li-ion電池
- NAS電池
- 揚水
- 洋上風力
- 陸上風力
- 太陽光
- 水素
- アンモニア
- バイオマス
- LNG複合
- 地熱
- 一般水力
- 原子力
- 水素変換
- EV充電
- Li-ion電池(in)
- NAS電池(in)
- 揚水(in)
- 負荷

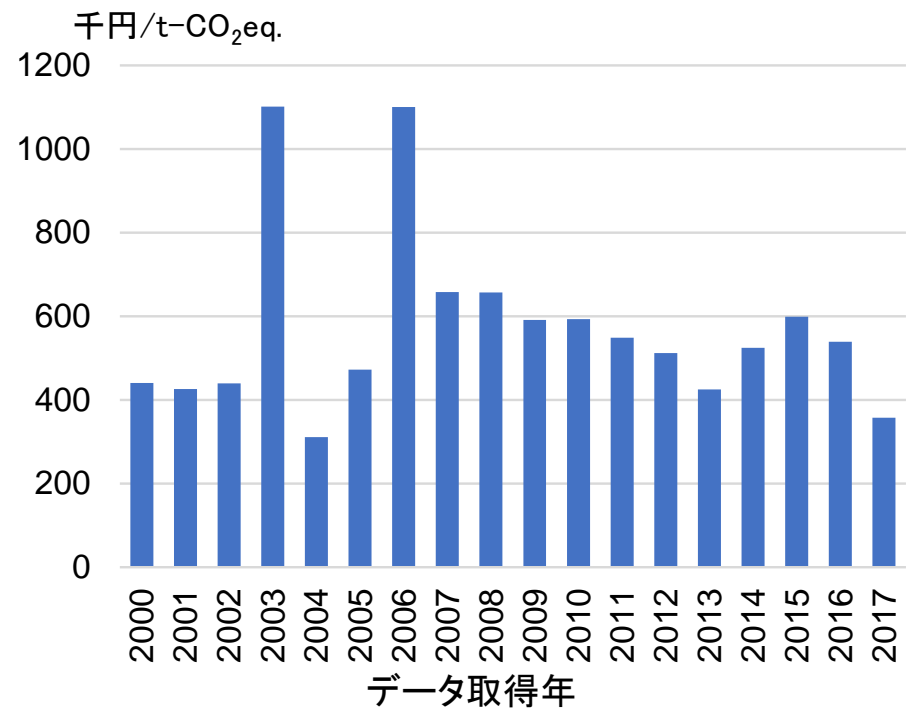
- 洋上風力(抑制)
- 陸上風力(抑制)
- 太陽光(抑制)
- Li-ion電池
- NAS電池
- 揚水
- 洋上風力
- 陸上風力
- 太陽光
- 水素
- アンモニア
- バイオマス
- LNG複合
- 地熱
- 一般水力
- 原子力
- 水素変換
- EV充電
- Li-ion電池(in)
- NAS電池(in)
- 揚水(in)
- 負荷

# 電力需要・発電コストにも僅かながら影響

## 2050年の電力需要と発電コスト



## 2050年のGHG限界削減費用



- 蓄電池導入量が多い年ほど発電コストは高い: 差は1円/kWh程度
  - 蓄電池の更なる増強→電力コスト高よりは、最終部門で対応が安価
- 限界削減費用には大きな差

- 18年分のVRE発電出力プロファイル及び電力需要負荷曲線を用い、同要素がエネルギーシステムモデル分析(GHG80%削減)の結果に与える影響を分析
- VRE発電プロファイルの違いは、蓄電池の導入量に大きく影響：最大35GW・320GWhの差
- 蓄電池導入量の差をもたらす要因は、PV+風力発電量が乏しい期間がどれだけ連続するかとの示唆: 松尾既報(2019)と同様
- 発電コストや電力需要(電化進展)にも差が生じるが、発電コストで1円/kWh程度の差と限定的: 最終需要での対応
- GHG限界削減費用は大きく異なる
  - エネルギーサービス需要は高めの想定である点に留意を要する
  - CCS/水素等の想定にも依存
  - エネルギー起源CO<sub>2</sub>以外のGHGのモデル化は簡易的なものに留まっており、精緻な表現は今後の課題である