

変動性電源大量導入による
2030年の電力需給バランス,
地域間送電とデマンドレスポンス活用の検証

竹濱朝美 (立命館大学)

部門A研究会

2019_7_22

■研究の目的

- 変動性電源大量導入による2030年の電力需給バランスの評価
- 再エネ比率 2030年45%水準の達成可能性を検証

■分析方法

- 火力発電機の起動停止-経済運用(Unit Commitment with Economic Load Dispatching: UC-ELD)の簡易モデルを試作する
- 変動性再エネを地域間送電し、電気自動車EV充電、ヒートポンプHPを活用する場合の需給バランスを推計
- 西日本, 東日本で, 2030年の再エネ比率45%の達成可能性を検証する

■研究意図

- 社会科学者に使用可能な, 政策評価用の簡易モデル(再エネと電力系統の統合, 需給バランスを評価するモデル)が欲しい
- Why 再エネ45% ??, UNFCCCパリ協定‘人為起源炭素排出量と地球システムの炭素吸収の炭素バランスを今世紀後半に均衡させる’

Asami Takehama_2019_0722

- 本研究は, 発電機データについて, 歌川学氏(産総研)から協力を得ている。

■ 火力発電機の起動停止-経済的運用モデル

Unit Commitment- Economic Load Dispatch model

● 在来電源 22 種類グループに区分

Coal 1,2,3, Oil 1,2,3, LNG Thermal 1,2,3, Gas-CC 1,2,3,
卸発電業者 1,2,3, 原発(合算), 揚水(合算), 貯水池, 域外送電

● 再エネ, 流入水力: 優先給電、優先送電

● 目的関数: 在来電源発電の1時間ごとの燃料費を最小化 [JPY/h]

● 内生変数: 発電機グループkの1時間ごとの発電電力 [MW]

● 試算条件

• 5月、8月、10月の各月間

• 原子力発電: 稼働削減, 稼働ゼロ.

• 石炭火力: 稼働設備容量自体を, 長期的にできる限り削減させる

• 関西と中部の管区は融合した1つの管区として試算

• 最適化計算には, Matlab optimization tool boxの線形計画法を使用

• 有効電力の需給のみ解析するエネルギー計算.

• 電気品質(無効電力, 電圧変動, 位相, 周波数変動等), 地内送電線混雑は考慮していない

■Unit Commitmentの制約条件

- **発電機の最低出力限界(発電機グループ毎)**
Coal : 30% * 定格出力.
LNG thermal, Gas-CC: 20 -30% * 定格出力
- **石炭火力, LNG thermal : 出力上昇/下降速度, 1%~3%/分**
- **調整力用火力機, 出力上昇/下降速度 : 1分あたり速度を1時間値換算**
- **PV電力, 風力電力 : 地域連系線に最優先で送電**
今回試算では, 地域間送電線 [運用容量] の70% 上限で送電
- **PV, 風力の出力予測誤差 :**
PV出力予測 : 気象庁データより1時間前予測を作成
風力出力予測誤差 : 1時間前実績との差を誤差。
需要誤差 = ゼロ仮定
LFC 調整力 (CR) : 調整力 > 3% * 需要. 各時間.
上げ/下げ調整力 > 5% * 利用可能な調整力用火力機の稼働設備容量

■ 2030年の再エネの導入目標量 Target of renewable energy capacity in 2030

- バイオマス: 2016水準*1.2 PV:最低需要を超えるPV
- Wind Low: 各区の最低需要レベルの風力
- Wind High: 北海/東北, 最低需要の2~4倍の風力, 東京は最低需要相当の風力
- *風力発電協会の資料を参考に, 暫定的な目標を設定

	Demand 2016 [GW]		RE target in 2030 [GW]				
	Max	Min	PV	Wind High	Wind Low	EV	Heat Pump
Hokkaido	5	2	3.4	4.5	2.2	0.3	0.5
Tohoku	14	6	9.7	21.3	5.3	0.7	2.3
Tokyo	53	22	30.0	18.2	7.3	2.0	3.8
Chubu	25	9	17.4	10.4	4.6	1.1	1.4
Kansai	27	10	13.9	3.4	2.6	0.9	1.8
Hokuriku	5	2	1.9	1.2	0.9	0.2	0.4
Chugoku	11	5	8.0	3.2	2.6	0.5	0.8
Shikoku	5	2	5.0	2.6	1.3	0.2	0.6
Kyushu	16	6	18.2	4.7	2.9	0.8	0.8

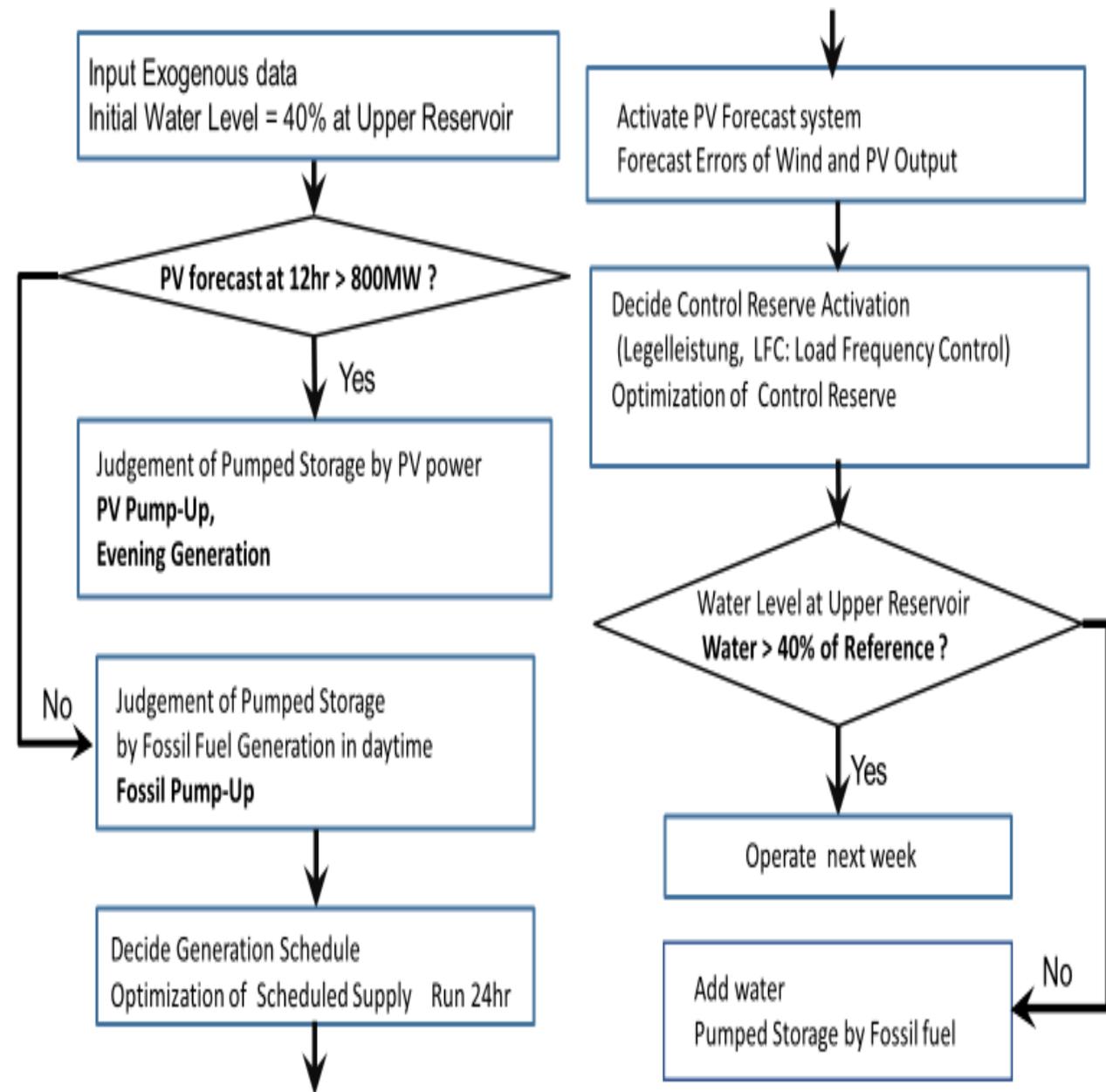
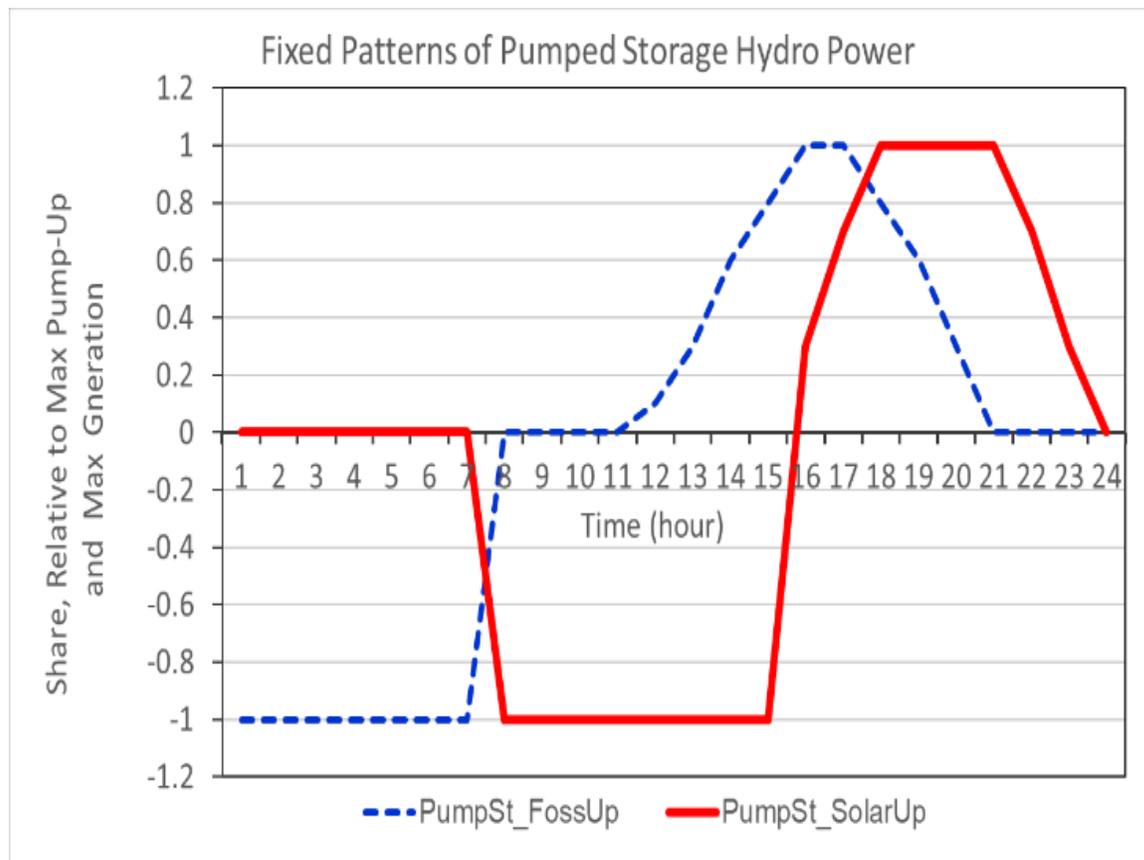
Asami Takehana_2019_0722

■2030年, High ケースの想定条件

- 石炭火力:稼働設備容量を極力低減、昼間稼働停止daily shut-down含む
(必要に応じて1基のみ稼働)
- 原発:稼働停止、ゼロ稼働.
- 需要:10%減(人口減+省エネ対策)
- 連系線: 連系線運用容量の70 %を上限に, 再エネを地域間送電
- LFC 調整力も地域間で融通させる
- 残余需要は, 風力+PV合成出力で変動し, 夕方に需要急増
- 揚水発電の運転: 昼間に, PV/風力出力に応じて揚水運転, 夕方発電
(PV pump-up, Evening Generation)
- EV:乗用車台数*20%, 深夜or 昼間で充電
- HP:昼間加温, or 深夜~昼間に加温

■PV/風力出力に応じた揚水発電の運転パターンの例

(管区ごと,季節ごとに運転パターンを調整する)

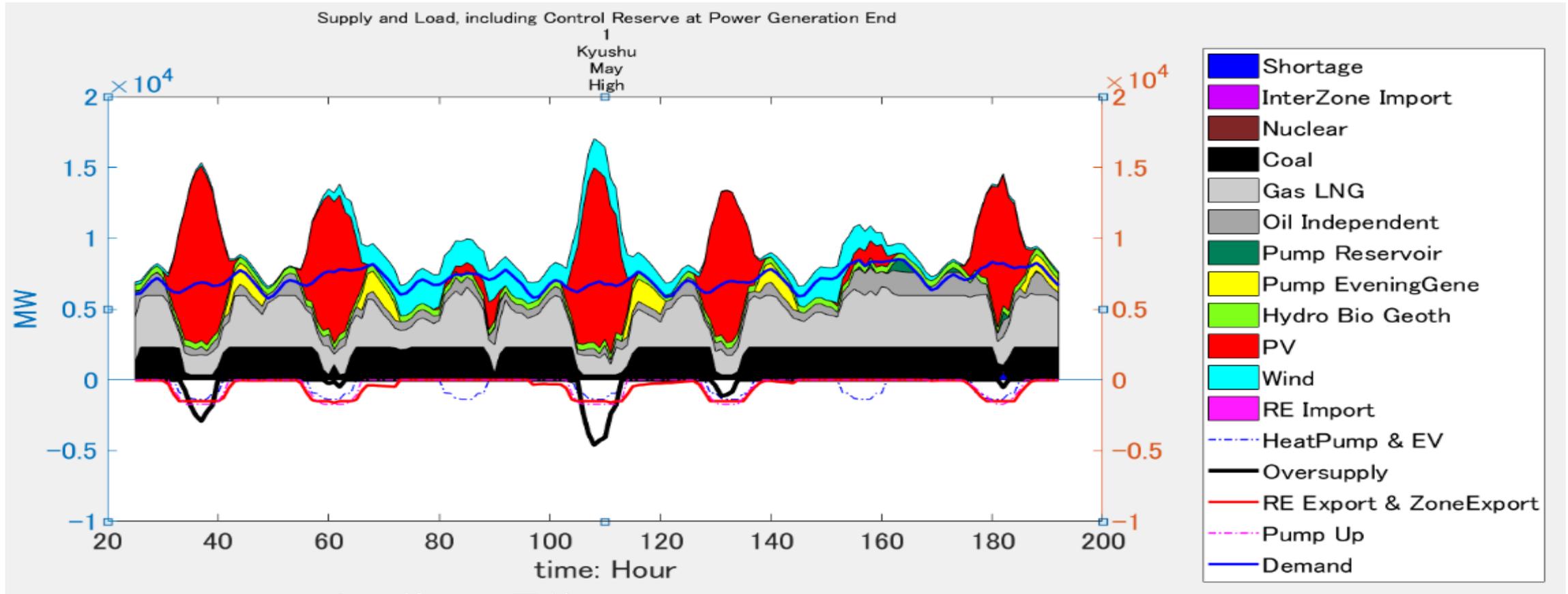


2030年の想定条件，中国管区の例 [GW], Base = 2016

Chugoku Zone	Base	High
PV	1.9	8
Wind	0.15	3.2
Nuclear	0.82	0
Inter-Regional Linkage	4.15	4.15
Inter-Regional Linkage from PV/ Wind	No	Yes
Control Reserve through Inter-Regional Linkage	No	Yes
Heat Pump	0	0.84 *4h*2
Electric Vehicles	0	0.46 *8h
Pumped Storage Hydro Power	Night Pump-Up	PV Pump-Up, Evening Generation
Pumped Storage	2.1	2.1
Demand (max)	11	- 10%
Demand (min)	5	- 10%

■ 九州管区, 5月の結果(Wind Highケース)

- 大規模な過剰電力が頻発＝出力抑制。 電力過剰の最大規模: 4～5GW
- 調整力不足. 調整力準備量を拡大すると, 調整力発電機のベース出力が拡大, 需給バランス困難に。
- 昼間HP、EV充電、揚水夕方発電と、夕方の残余需要の急上昇のタイミングが難しくなる

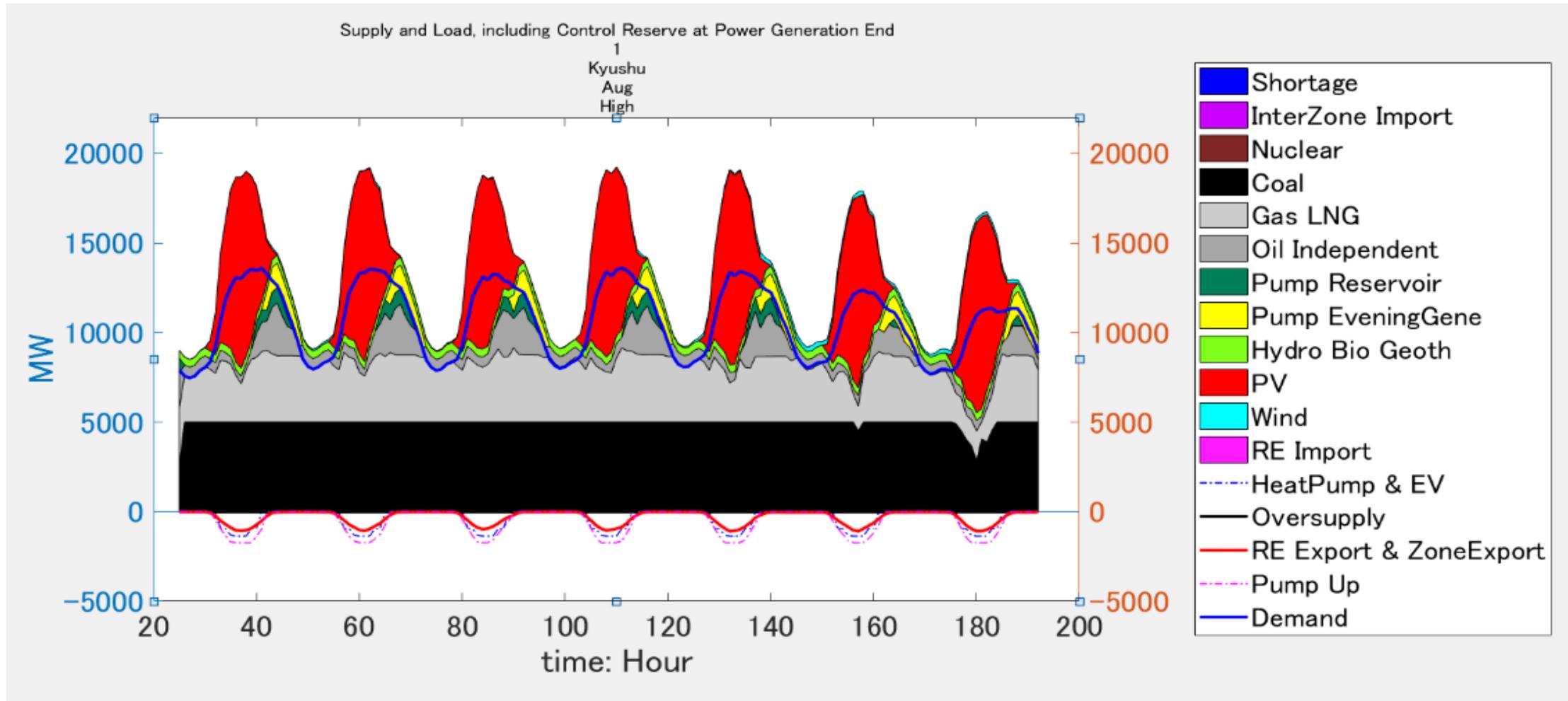


九州管区の需給、5月1－7日 (Highケース)

Grid balance in the Kyushu zone, May 1-7, (Wind High case)

■ 九州管区, 8月の結果(Wind Highケース)

- 供給力はギリギリ.
- 夕方の残余需要急増タイミングに, 供給力がぎりぎり

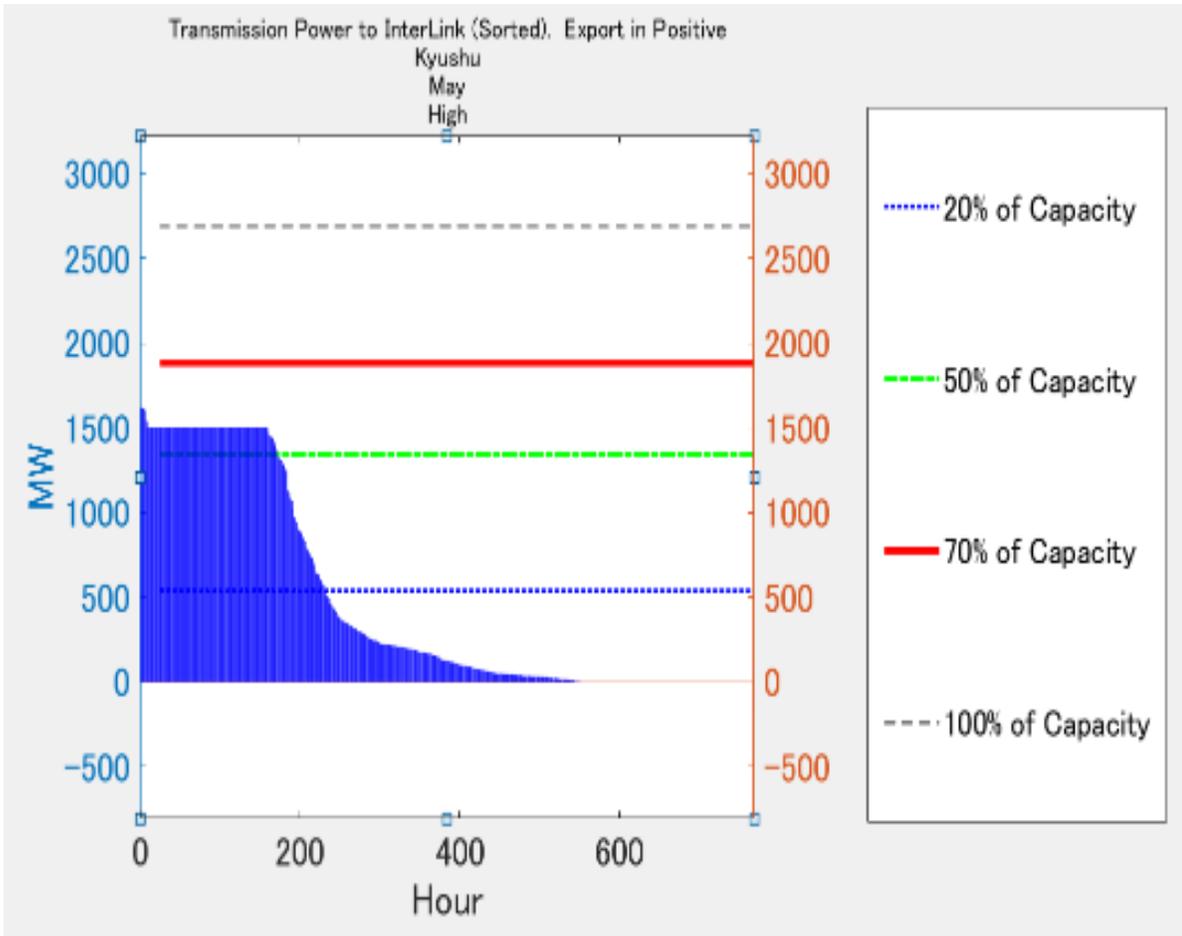


九州管区の需給、8月1-7日 (Highケース)
Grid balance in the Kyushu zone, Aug. 1-7, (High case)

■九州－中国間の連系線の送電電力(中国向きを正) (Wind highケース)

今回試算では、送電線容量の70%を上限に設定

5月の月間総時間数の4分の1で、送電容量の上限まで送電. 連系線容量の拡張が必要



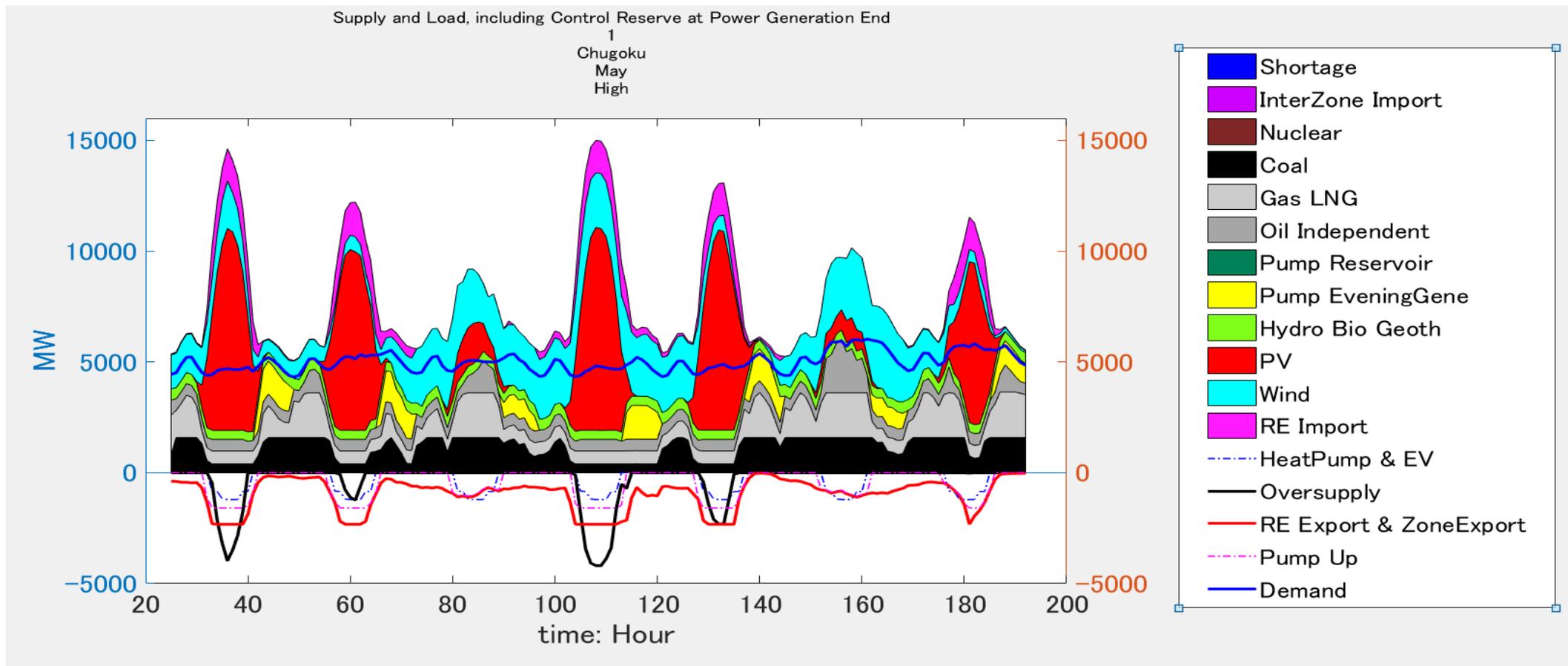
九州－中国間の連系線送電電力、5月
(九州→中国向きを正、送電規模順に並び替え、
Highケース)

Inter-regional transmission from Kyushu to Chugoku in
positive values
in May , sorted in descending order (Wind High case)

■ 中国管区の結果、5月(Wind High)

- 九州からの域外送電と中国域内の再エネ出力により、4~5GWで過剰発生
- 中国ー関西の連系線は、送電上限に到達が頻発

Chugoku Zone (May)	Base	High
Renewable share in generation [% of MWh]	12.1%	46.2%
Coal share in generation [% of MWh]	37.9%	19.4%
CO ₂ emission [CO ₂ _kg/kWh]	0.490	0.328
Fuel cost [JPY/kWh]	8.13	7.08



中国管区5月1週 Grid balance in Chugoku zone, May 1-7, (Wind High case)

■西日本のまとめ1:

■九州、中国、四国の管区:

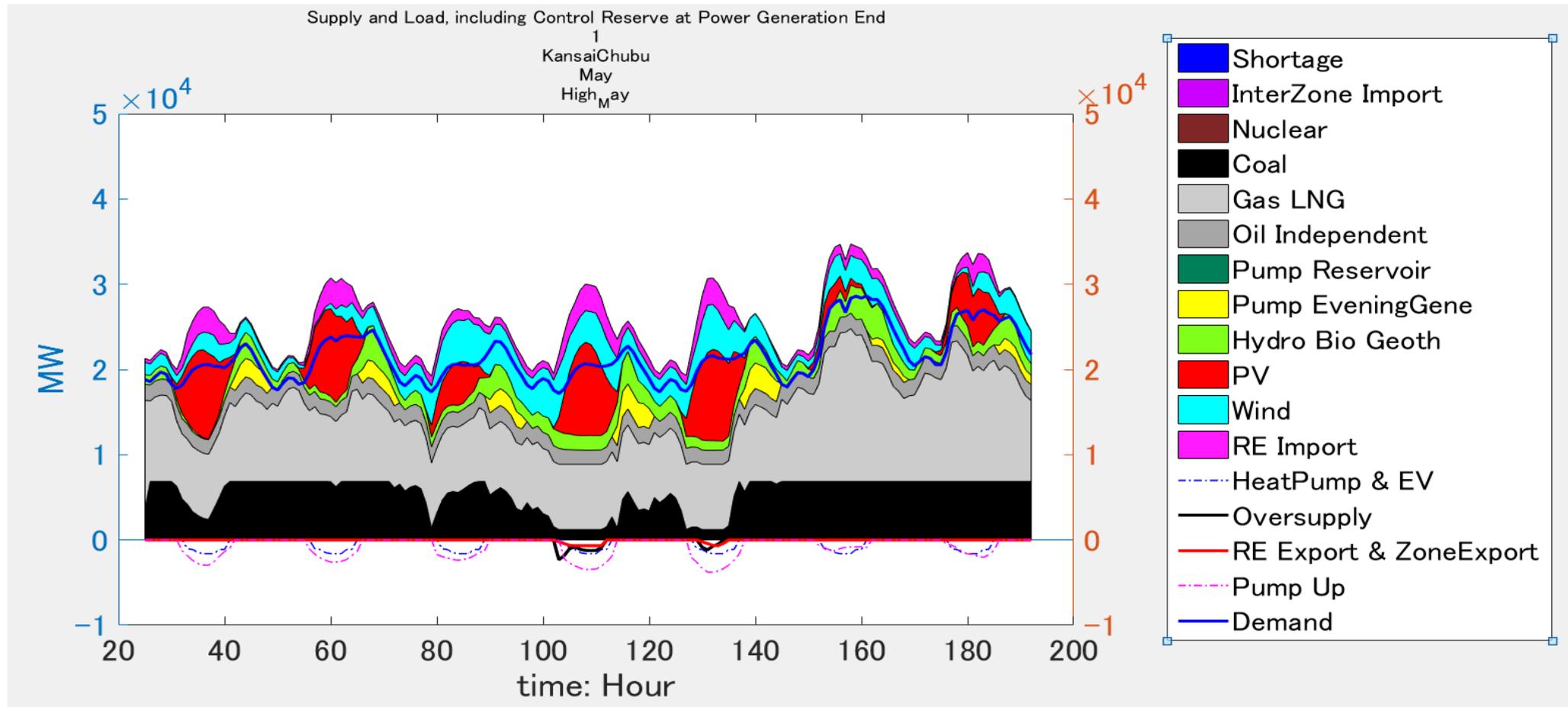
- 今回の試算条件(5月, 8月)では、再エネ電力比率45%の達成は困難である。
- 再エネ電力比率、九州(31%~36%)、中国(36~46%)。
- PV中心のため、夏期の夕方/夜の再エネ出力が乏しい。
- →多様な再エネ電源必要
- 夕方の残余需要急増時の供給力を確実にするため、蓄電ストレージが必要。

■九州—中国の連系線容量の拡大が必要

■Highケースでは、調整力が不足する。調整力の地域間融通が必要

■ 関西－中部力管区の5月(Wind High case)

- (関西－中部は1つの融合管区として推計)
- 中国と四国からの再エネ電力の輸送により、関西－中部管区でも、電力過剰が発生する



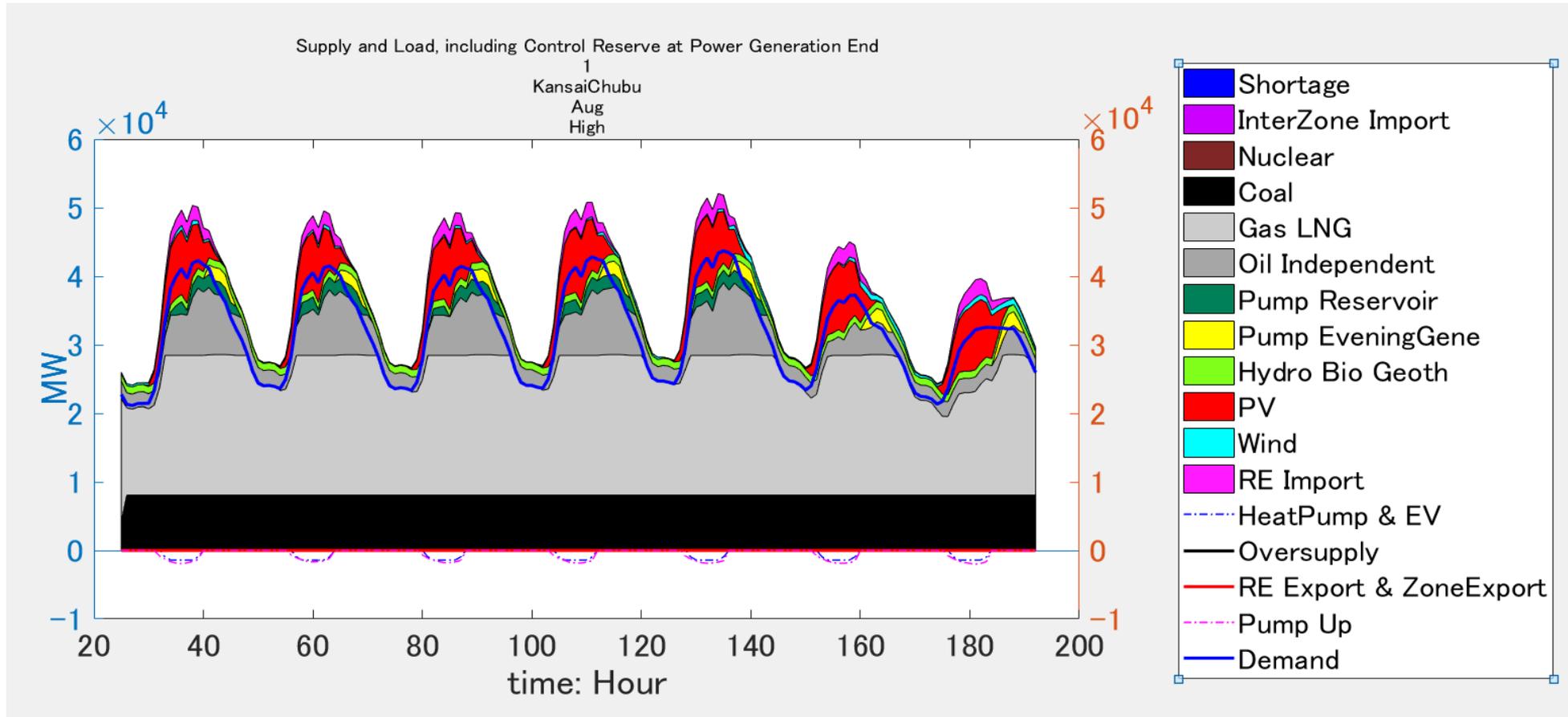
関西-中部管区(合算)の需給、5月1-7日(Highケース)

Grid balance in the Kansai-Chubu zone, May 1-7, (Wind High case)

■関西-中部管区の8月(重負荷期) 1週, 需要13%削減の場合

■需要13%減でも、供給力ひっ迫。 夕方に、電力不足のリスク残る

- 夕方～宵の時間、昼間の揚水運転から夕方の揚水発電へ切り替え、昼間EV充電から夕方の充電抑制への切り替え、夕方の残余需要急増、これらタイミングの整合性確保が難しい



Asami Takehama_2019_0722

関西-中部管区(合算)の需給、8月1-7日、Highケース、2016の需要水準から13%需要削減の場合
Grid balance in the Kansai-Chubu zone, Aug. 1-7 (Wind High case with demand decrease by 13% from the 2016 level.

■ 関西-中部管区の再エネ電力比率(需要13%削減の場合)

再エネ電力比率は、5月で22%， 8月では15%の低い水準

Kansai-Chubu Zone (May)	Base	High
Renewable share in generation [% of MWh]	10.8%	22.8%
Coal share in generation [% of MWh]	24.1%	23.2%
CO ₂ emission [CO ₂ _kg/kWh]	0.389	0.416
Fuel cost [JPY/kWh]	7.78	8.53

Kansai_Chubu Zone (Aug)	Base	High
Renewable share in generation [% of MWh]	8.30%	15.4%
Coal share in generation [% of MWh]	20.5%	23.7%
CO ₂ emission [CO ₂ _kg/kWh]	0.423	0.467
Fuel cost [JPY/kWh]	9.62	9.88

■西日本のまとめ2:

■関西-中部の管区

- 再エネ電力比率: 15%(8月)、22%(5月)。
- 8月: 今回試算条件では、需要10%減の場合、深刻な供給不足。
- 8月: 需要13%削減でも、夕方、残余需要急増時、供給不足リスク残る
(供給力不足、ランプ上昇への適応力不足)
- 夕方のPV出力低下、EV充電終了、揚水発電のタイミング、EV充電をやめるタイミングを整合させることが難しい。

■タイミングの乖離を補うべく、蓄電ストレージの必要

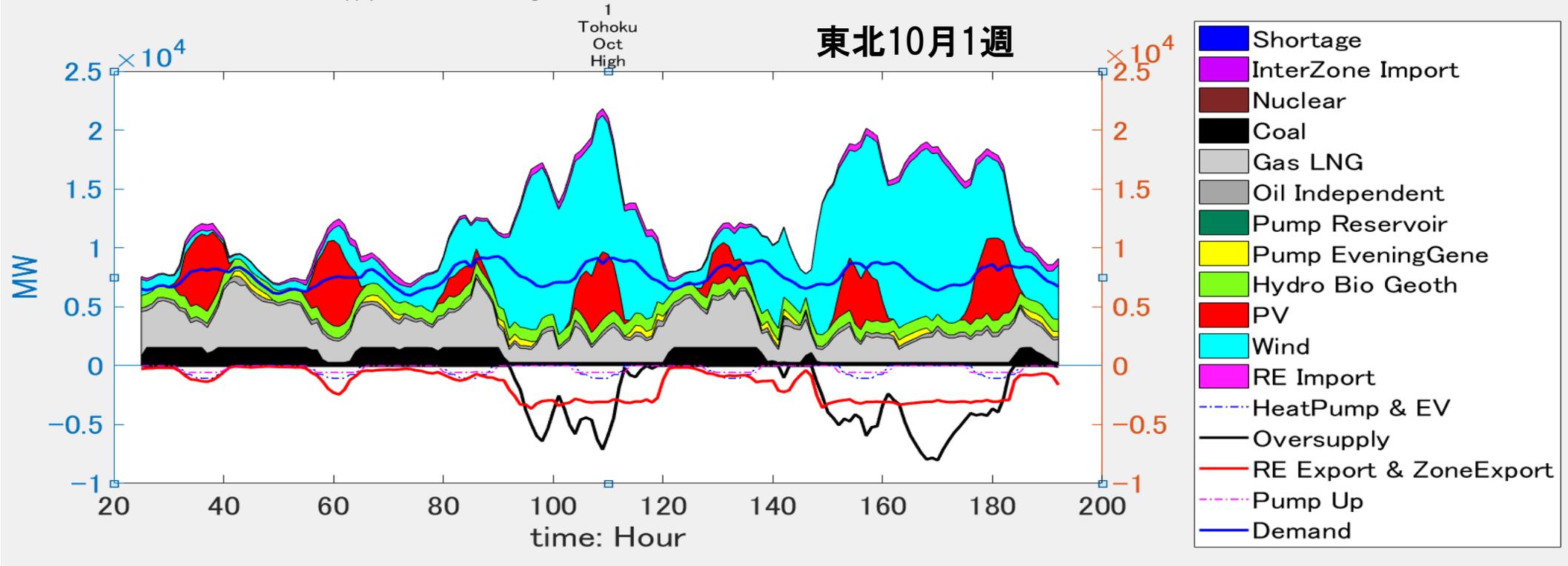
■必要な蓄電ストレージ/需要削減の規模:

- 10%省エネの場合: 1GW*3h~のストレージ

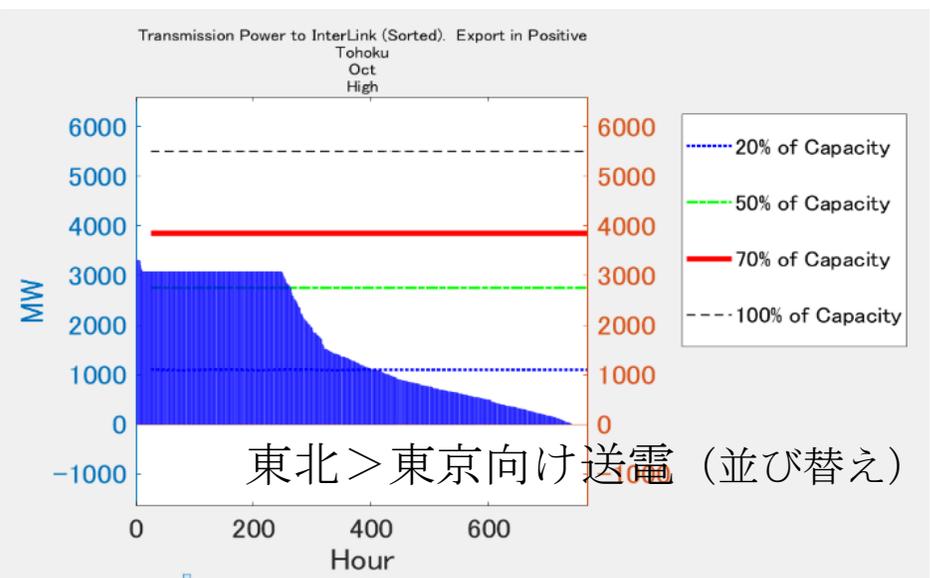
■Highケースでは、調整力が不足する。調整力の地域間融通が必要

■5月, 8月だけでなく, 1年間を分析する必要

- 東日本の軽負荷期（10月）の需給分析の一例



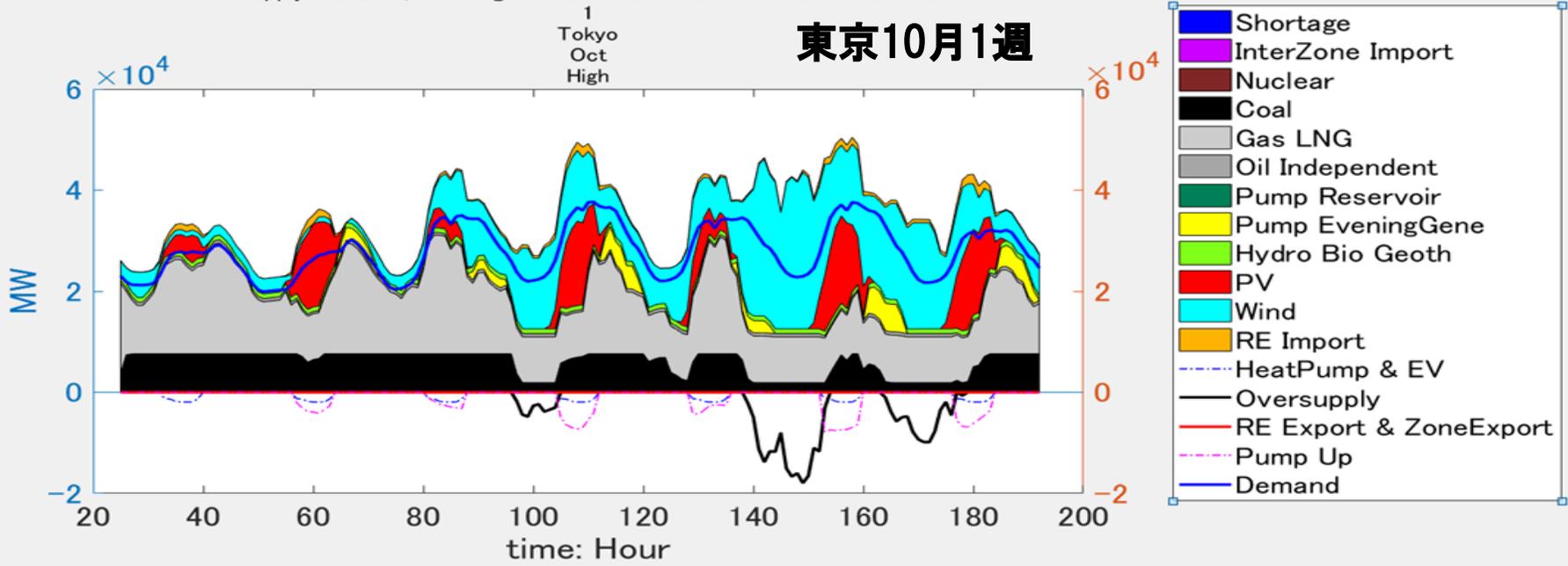
Wind High ケース 東北管区 10月



東京向き連系線容量: 2021年予定値 (5500MW)
 北海道から再エネ + 東北の風力/太陽光 = 8GW 過剰
連系線運用容量70%上限が200時間以上. 連系線の増強必要
再エネ電力比率: 61%. 出力抑制率: 19%

Tohoku Zone (Oct)	High
Renewable share in generation [% of MWh]	61.5%
Coal share in generation [% of MWh]	8.6%
CO ₂ emission [CO ₂ _kg/kWh]	0.193
Fuel cost [JPY/kWh]	9.34

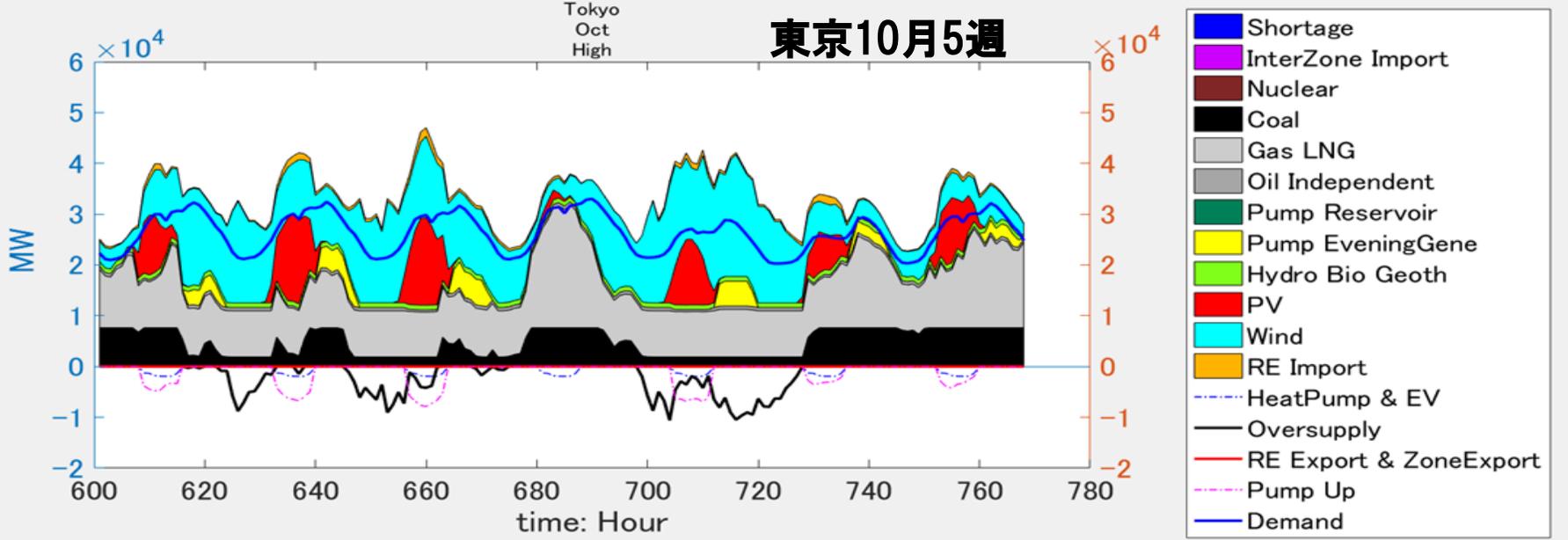
Supply and Load, including Control Reserve at Power Generation End



Wind High ケース 東京管区 10月

Tokyo Zone (Oct)_Wind 18.2GW	High
Renewable share in generation [% of MWh]	39.7%
Coal share in generation [% of MWh]	18.1%
CO ₂ emission [CO ₂ _kg/kWh]	0.327
Fuel cost [JPY/kWh]	7.84

Supply and Load, including Control Reserve at Power Generation End
Final 7days (W5)
Tokyo Oct High



再エネ比率 40%になる
Wind Highでは、東京でも電力過剰がでるほど
過剰電力を中部に送電も可能に

Hokkaido Zone (Oct)	High
Renewable share in generation [% of MWh]	56.6%
Coal share in generation [% of MWh]	18.8%
CO ₂ emission [CO ₂ _kg/kWh]	0.281
Fuel cost [JPY/kWh]	5.94

Tohoku Zone (Oct)	High
Renewable share in generation [% of MWh]	61.5%
Coal share in generation [% of MWh]	8.6%
CO ₂ emission [CO ₂ _kg/kWh]	0.193
Fuel cost [JPY/kWh]	9.34

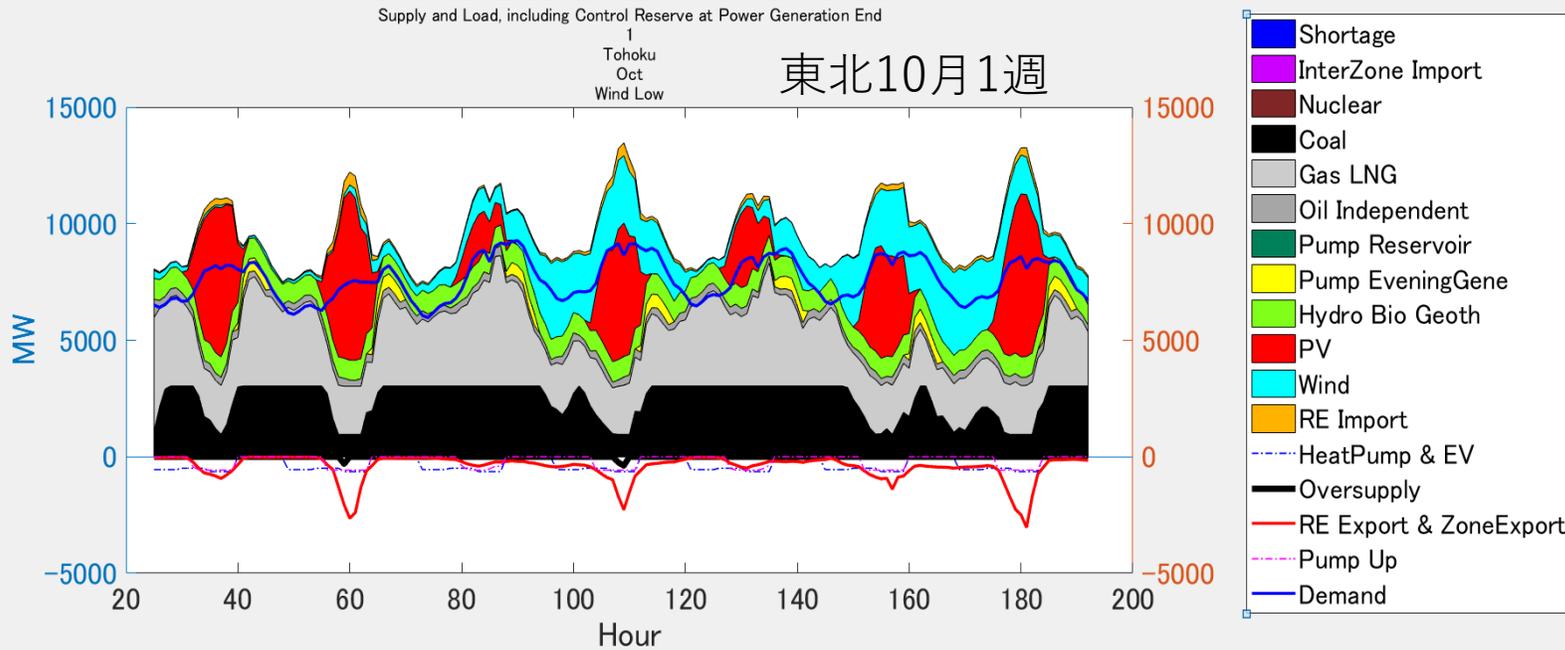
Tokyo Zone (Oct)_Wind 18.2GW	High
Renewable share in generation [% of MWh]	39.7%
Coal share in generation [% of MWh]	18.1%
CO ₂ emission [CO ₂ _kg/kWh]	0.327
Fuel cost [JPY/kWh]	7.84

■ Wind High ケース, 10月

■ 再エネ率

- 北海 56%, 東北 61%, 東京40%
- 東京でも18GWの電力過剰 > 西日本に送電可能
- Wind High は膨大な風力導入必要
- 10月は, 軽負荷期
- 今後, 8月, 1月(重負荷期)の検証必要.
- 1年間の分析必要

Supply and Load, including Control Reserve at Power Generation End



Wind Low ケース

東北管区10月

再エネ率 36%

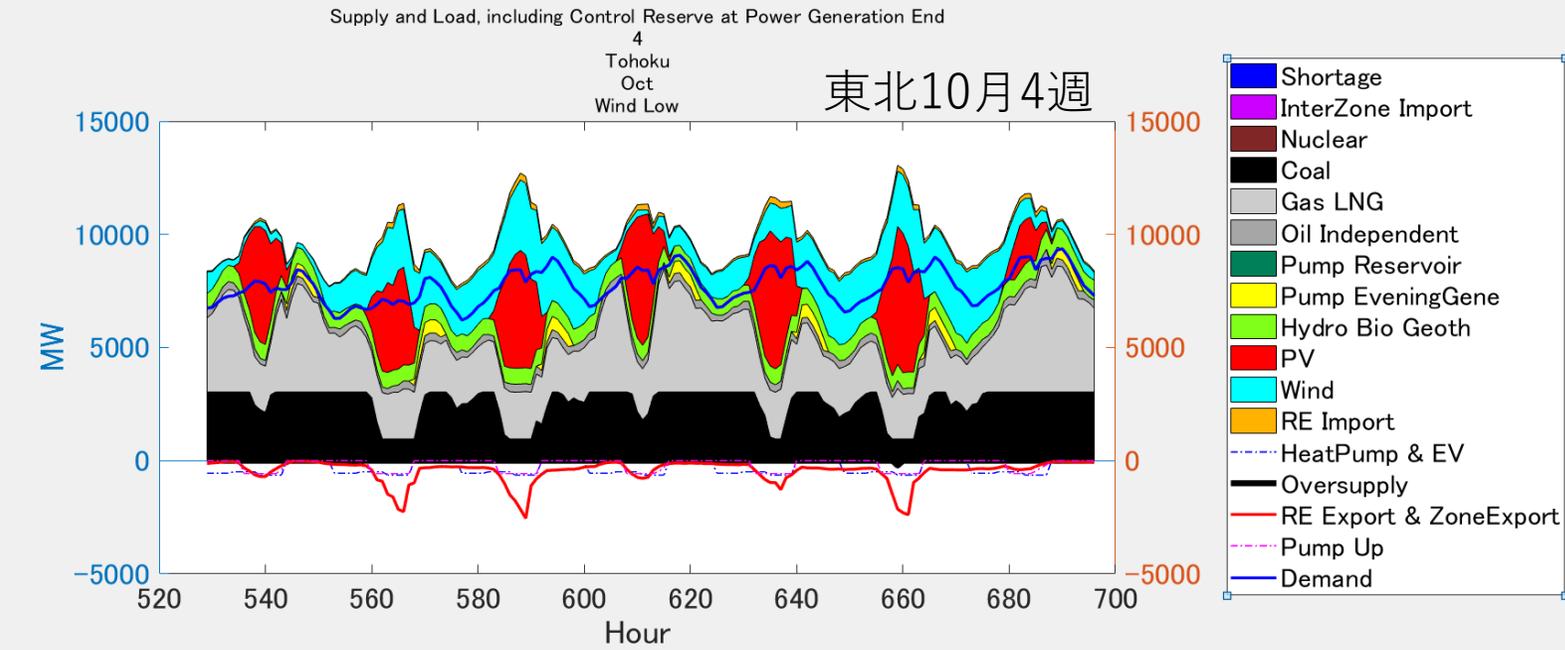
東京向け送電 = 限定的規模

連系線は溢れない。

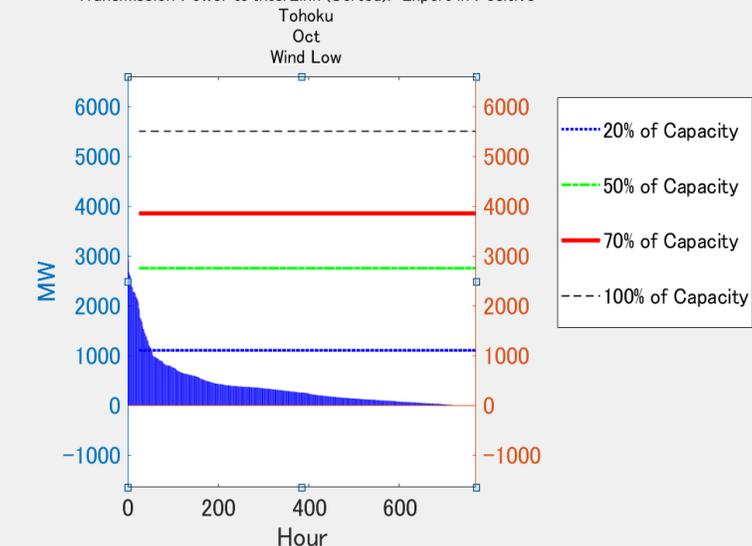
連系線規模間に合っている

Tohoku Zone (Oct)	Base	High (Wind 5.3GW)
Renewable share in generation [% of MWh]	14.1%	36.6%
Coal share in generation [% of MWh]	33.9%	28.0%
CO ₂ emission [CO ₂ _kg/kWh]	0.382	0.373
Fuel cost [JPY/kWh]	5.35	6.38

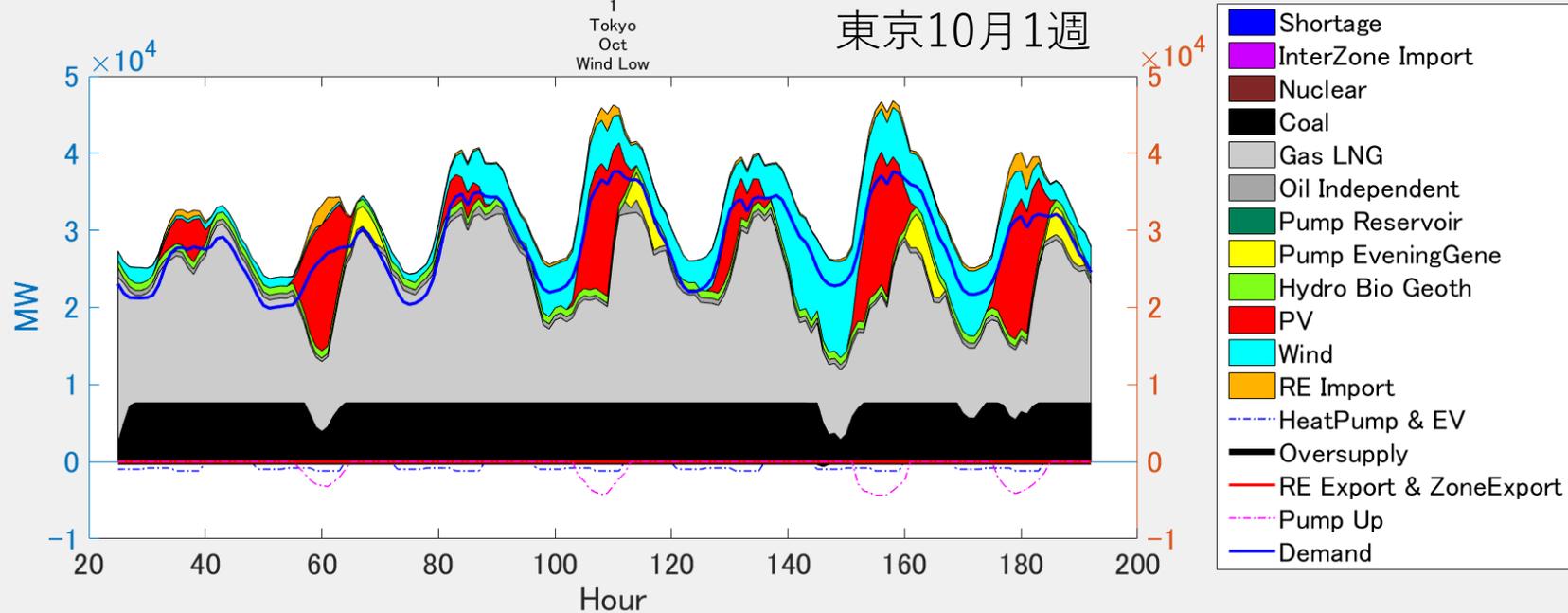
Supply and Load, including Control Reserve at Power Generation End



Transmission Power to InterLink (Sorted). Export in Positive



Supply and Load, including Control Reserve at Power Generation End



Wind Low ケース

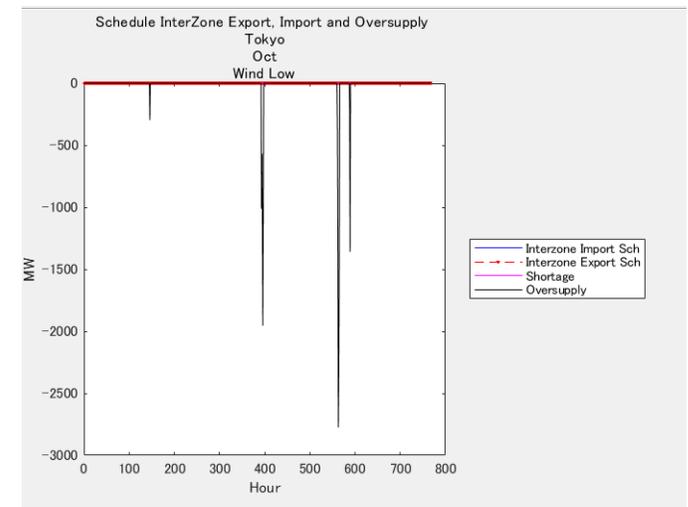
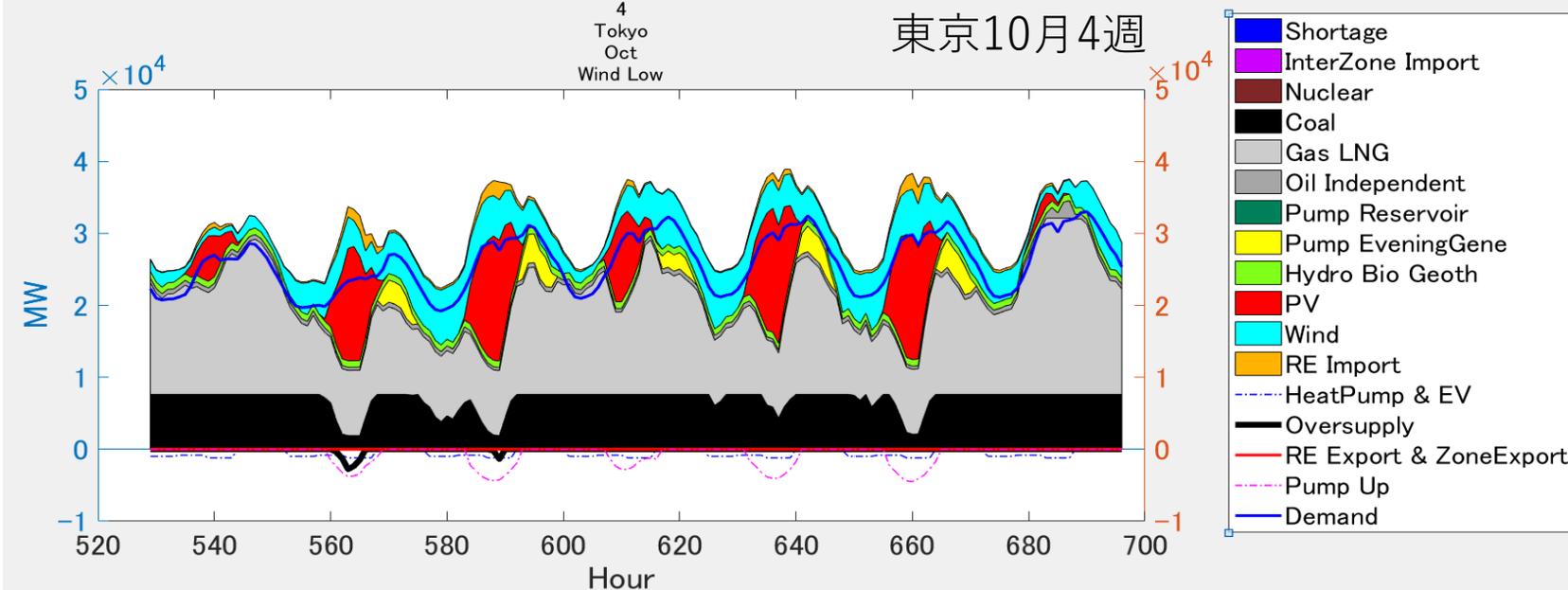
東京管区 10月

再エネ率 25%

再エネ目標にはほど遠い

Tokyo Zone (Oct)	Base	High (Wind 7.3GW)
Renewable share in generation [% of MWh]	6.2%	25.2%
Coal share in generation [% of MWh]	22.8%	23.9%
CO ₂ emission [CO ₂ _kg/kWh]	0.494	0.411
Fuel cost [JPY/kWh]	10.49	7.64

Supply and Load, including Control Reserve at Power Generation End



■ 東日本のまとめ

■ Wind High ケース, 10月(軽負荷期)

- 再エネ電力比率: 東北 61%, 東京40%
- 東北では, 大規模な過剰が発生.
- 東北: 連系線運用容量70%の上限到達が頻発する. 東北>東京の連系線容量の増強必要

■ Wind Low ケース, 10月(軽負荷期)

■ 再エネ率 東北 36%, 東京25%

- 東北では電力過剰がでるが, 東京では過剰は出ない
- 連系線容量は不足しない.
- Wind Low ケースでは, 軽負荷期ですら, 再エネ目標に届かない
- 今後, 5月(軽負荷期), 8月, 1月(重負荷期)の検証必要.
- 1年間の分析必要

文献リスト

- (1) UNFCCC, The Paris Agreement, Article 4, Para.1, (2015). https://unfccc.int/sites/default/files/english_paris_agreement.pdf
- (2) T. Kato, K. Kawai, Y. Suzuoki, 'Evaluation of forecast accuracy of aggregated photovoltaic power generation by unit commitment,' IEEE Power & Energy Society General Meeting, (2013). DOI: 10.1109/PESMG.2013.6672455.
- (3) 荻本和彦, 岩船由美子, 片岡和人, 齊藤哲夫, 東仁, 福留潔, 磯永彰, 松岡綾子, 山口容平, 下田吉之, 黒沢厚志, 加藤悦史, 松川洋, 「電力需給モデルによる分析 (II)」, 第36回エネルギー・資源学会研究発表会, pp.175-180, (2017) .
- (4) R. Komiyama, Y. Fujii, 'Assessment of post-Fukushima renewable energy policy in Japan's nation-wide power grid'. Energy Policy, 101(2017), pp.594-611.
- (5) 高尾康太, 原祥太郎, 桐山毅, 橋本彰, 金子祥三, 泉聡志, 酒井信介, 「電源構成モデルによる再生可能エネルギー大量導入時の電力需給運用評価」, 日本機械学会論文集, Vol.80, No. 820, (2014)
- (6) Asami Takehama, Manabu Utagawa, "High Penetration of Photovoltaic Energy and Supply-Demand Balance in the Western Japan Grid, with Utilizing Interzone Transmission and Demand Response", The 8th International Workshop on Integration of Solar Power into Power Systems, 16th Oct. 3A_1_S18_274, (2018).
- (7) 竹濱朝美, 斎藤哲夫, 「風力・太陽光電力の出力変動と地域間送電, 予備力の地域間融通に関するドイツの経験」, 『第38回, 風力エネルギー利用シンポジウム』, pp.235-238, (2016)
- (8) 竹濱朝美, 歌川学, 斎藤哲夫, 「西日本における2030年の風力/太陽光発電導入と電力需給バランス, 地域間送電と柔軟な需給運用の効果」, 『第40回風力エネルギー利用シンポジウム』, pp.219-222, (2018)
- (9) 竹濱朝美, 歌川学, 「西日本における2030年, 再生可能エネルギー電力比率45%に向けた課題, 地域間送電とデマンドレスポンスの活用」 『電気学会研究会資料 (新エネルギー・環境, 高電圧, 電力系統技術, 合同研究会)』, pp.35-40, FTE-19-7, HV-19-74, PSE-19-64, (2019)
- (10) 諸富徹編, 『入門 再生可能エネルギーと電力システム』, 日本評論社, 2019
- (11) 経済産業省, 第12回 総合資源エネルギー調査会, 新エネルギー小委員会系統ワーキンググループ. 電力会社提出資料. 電力各社設備一覧(2017年10月17日).
- (12) 電力広域的運営推進機関 (OCCTO), 第4回運用容量検討会, 「2018~2027年度の連系線の運用容量 (年間計画・長期計画)」, 2018年2月9日.
- (13) 電力広域的運営推進機関 (OCCTO), 第6回運用容量検討会, 「2019~2028年度の連系線の運用容量 (年間計画・長期計画)」, 2019年2月15日.
- (14) R. Aihara, A. Yokoyama, F. Nomiyama, N. Kosugi, 'Impact of Operational Scheduling of Pumped Storage Power Plant Considering Excess Energy and Reduction of Fuel Cost on Power Supply Reliability in a Power System with a Large Penetration of Photovoltaic Generations'. International Conference on Power System Technology, (2010)

ご清聴ありがとうございました