



2017年度 第2回
京都大学
再生可能エネルギー
経済学講座
シンポジウム

全国調査版

2018年1月29日(月)
@東京・大手町
サンケイプラザ

基幹送電線の実潮流分析と考察



京都大学大学院 経済学研究科
再生可能エネルギー経済学講座

安田 陽

+ 送電線利用率全国調査 分析対象

2

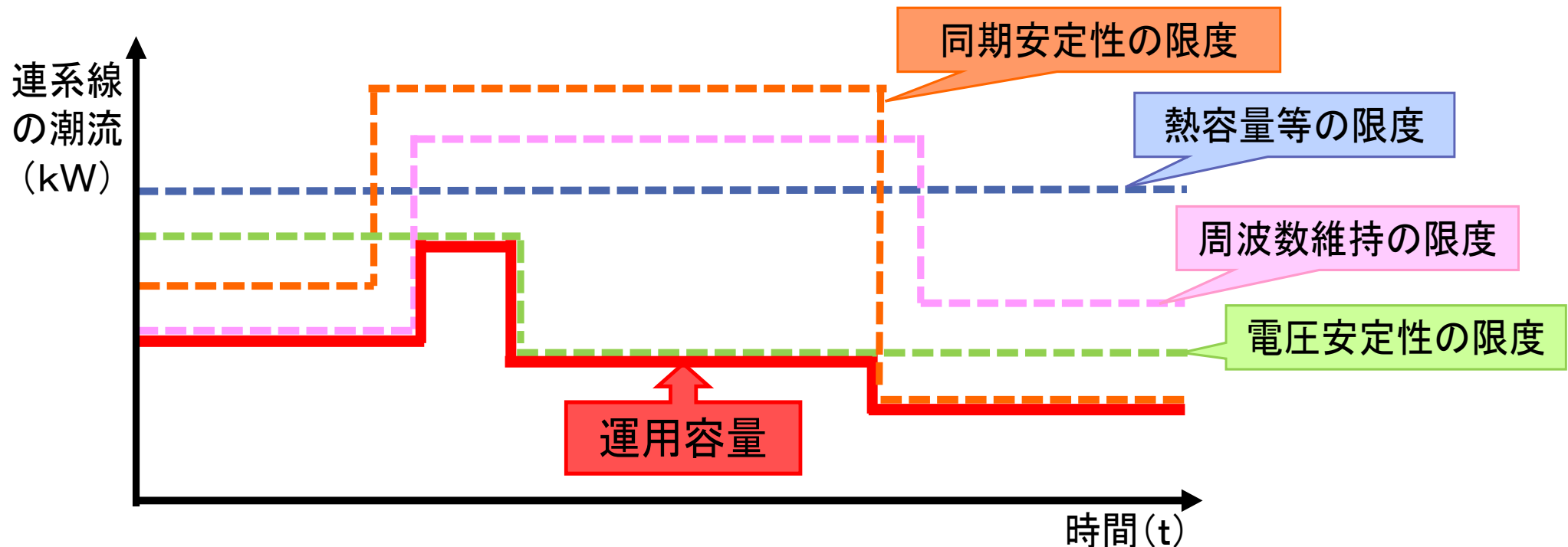


- 基幹送電線上位 2 系統 (沖縄のみ上位 1 系統)
 - 広域基幹でデータ入手可能な路線のみ対象

エリア	路線数	詳細
北海道	38	275kV: 6路線, 187kV: 32線路
東北	34	500kV: 4線路, 275kV: 30線路
東京	77	500kV: 26線路, 275kV: 51線路
中部	77	500kV: 16線路, 275kV: 61線路
北陸	10	500kV: 4線路, 275kV: 6線路
関西	50	500kV: 23線路, 275kV: 27線路
中国	20	500kV: 3線路, 220kV: 17線路
四国	25	275kV: 4路線, 187kV: 21線路
九州	53	500kV: 11線路, 220kV: 42線路
沖縄	15	132kV: 15線路
全国	399	

+ 運用容量の考え方

- 広域機関の連系線での考え方
 - ただし、地内送電線での考え方は不明
 - 広域機関の地内送電線データでは「熱容量」の記載しかない ⇒ 透明性の問題



(出典) 電力広域的運営推進機関 運用容量検討会:「連系線の運用容量算出における前提条件等について(案) (平成28~37年度)」, 第1回資料3, 2015年5月26日

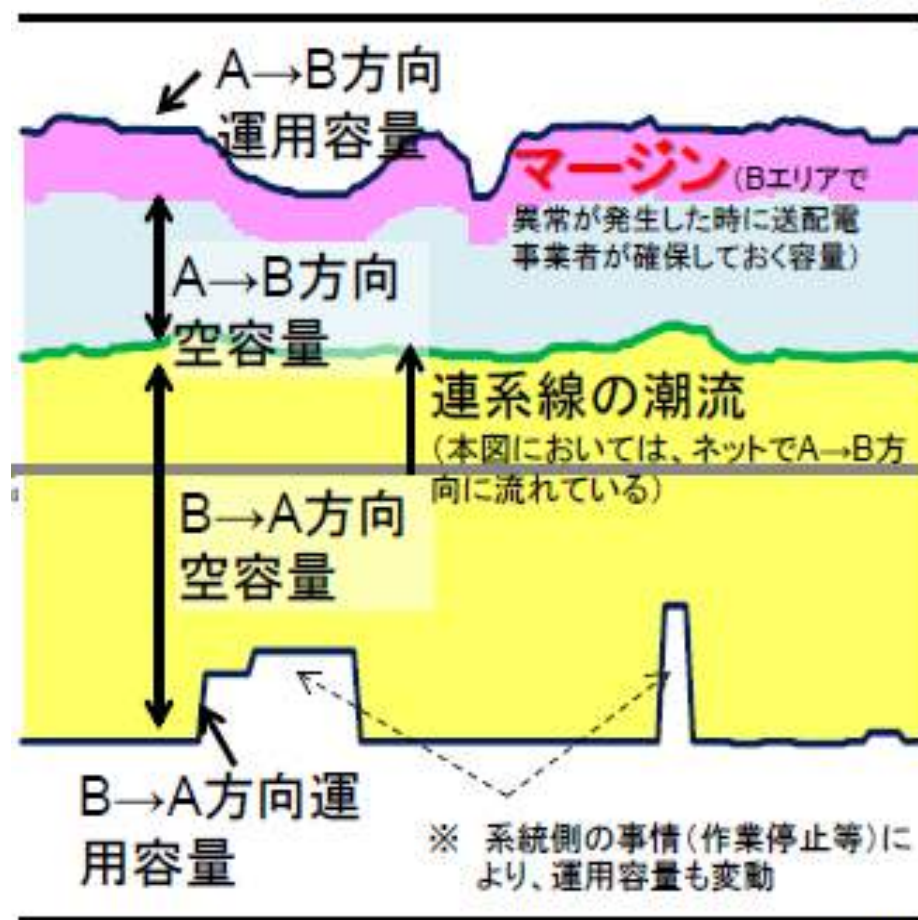
+ 空容量の考え方

設備
容量



4

- 広域機関の連系線での考え方
 - 運用容量検討会
 - マージン検討会
 - 間接オークション
-
- 地内送電線
 - 透明性はあるか？



設備
容量

※ A→BとB→Aとでは、一般的には、運用容量を決定する系統の制約要因が異なるため、運用容量にも差異が生ずる。

(出典) 電力広域的運営推進機関 マージン検討会:「利用登録可能なマージンの設定について」, 第2回資料5-2, 2016年2月1日

+ 広域機関の公開データ

http://occtonet.occto.or.jp/public/dfw/RP11/OCCTO/SD/LOGIN_login#

情報ダウンロード

2017年12月07日翌日需要予想・ピーク時供給力が更新されました。

連系線	エリア	データ種別	期間
電力需要ピーク情報		☐ 長期	
		☐ 年間	(2016~2018)
		☐ 月間	(2016/05~2018/01)
		☐ 週間	(2016/04/09~2017/12/15)
		☐ 翌日	(2016/04/01~2017/12/07)
		☐ 当日	(2016/04/01~2017/12/06)
		総需要	
☐ 周波数(50Hz系統)	(2016/04/07~2017/12/07)		
☐ 周波数(60Hz系統)	(2016/04/07~2017/12/07)		
需要実績		☐ 年間	(2016~2017)
		☐ 月間	(2016/04~2017/12)
		☐ 日別	(2016/04/01~2017/12/06)
地内基幹送電線運用 容量・予想潮流		☐ 長期	(0000~2021)
		☐ 年間	(0000~2020)
		☐ 当日	(2017/12/07)
		☐ 実績	(2016/04/02~2017/12/07)
地内基幹潮流実績		☒ 地内基幹潮流実績	(2016/07/01~2017/12/07)
作業停止		☐ 作業停止計画・実績	(2016/03/19~2107/12/31)
故障情報		☐ 故障情報	(2016/07/29~2017/07/22)
再生エネ抑制実績		☐ 年度	(2015/05~2017/11)
		☐ 年月	(2015/05~2017/11)

+ 連系線の「定格」の定義

■ 最大運用容量を定義したい

- 送電線は、発電機やモータのように「定格」の概念がない
- マージンの算出方法は欧米でも日本でも一般に非公開



■ 運用容量の年間最大値を用いる

$$C_{AMTC}^{+} = \text{Max} \left(C_{NTC}^{+}(1), C_{NTC}^{+}(2), \dots, C_{NTC}^{+}(N) \right)$$

$$C_{AMTC}^{-} = \text{Min} \left(C_{NTC}^{-}(1), C_{NTC}^{-}(2), \dots, C_{NTC}^{-}(N) \right)$$

+ 連系線利用率の定義

7



- 年間最大運用容量 (AMTC) を公開データから算出し、その値を「定格」とみなして設備利用率を定義。

$$CF^+[\%] = \frac{\sum_i^N P^+(i)}{C_{AMTC}^+ \times N} \times 100$$

$$CF^-[\%] = \frac{\sum_i^N P^-(i)}{C_{AMTC}^- \times N} \times 100$$

$$CF_{BL}[\%] = CF^+ + CF^-$$

- 輸出入が同時に発生することはないので、上式は100%を越えることはない

(出典) Y. Yasuda et al.: "An Objective Measure of Interconnection Usage for High Levels of Wind Integration", Proc. of 14th Wind Integration Workshop, WIW14-1227 (2014)

+ 連系線利用率の 国際会議論文 (2014年)

■ Wind Integration Workshop 2014にて発表

■ Y. Yasuda et al.: “An Objective Measure of Interconnection Usage for High Levels of Wind Integration”, Proc. of 14th Wind Integration Workshop, WIW14-1227 (2014)

An Objective Measure of Interconnection Usage for High Levels of Wind Integration

Yoh Yasuda
Kansai University
Osaka, Japan
yasuda@mem.iece.or.jp

Emilio Gómez Lázaro
Universidad de Castilla-La Mancha
Albacete, Spain

Hannele Holttinen
VTT
Espoo, Finland

Ana Estanqueiro
LENG
Lisbon, Portugal

Junji Kondoh
Tokyo University of Science
Tokyo, Japan

Antje Orths
Energinet.dk
Fredericia, Denmark

Nicolaos Antonio Cutululis
DTU
Lyngby, Denmark

Michael Milligan
NREL
Colorado, USA

J. Charles Smith
UVIG
Virginia, USA

Abstract—This paper analyzes selected interconnectors in Europe using several evaluation factors; capacity factor, congested time, and congestion ratio. In a quantitative and objective evaluation, the authors propose to use publically available data on maximum net transmission capacity (NTC) levels during a single year to study congestion rates, realizing that the capacity factor depends upon the chosen capacity of the selected interconnector. This value will be referred to as “the annual maximum transmission capacity (AMTC)”, which gives a transparent and objective evaluation of interconnector usage based on the published grid data. While the method is general, its initial application is motivated by transfer of renewable energy.

Keywords— wind power; grid integration; flexibility; interconnector; congestion time; duration curve

ABBREVIATIONS AND SYMBOLS

A. Abbreviations and Acronyms

AMTC	Annual Maximum Transmission Capacity
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EU	European Union
EWIS	European Wind Integration Study
IEC	International Energy Agency
NTC	Net Transmission Capacity
TBCF	Transmission Bi-lateral Capacity Factor
TCF	Transmission Capacity Factor
TEBR	Transferred Energy Balance Ratio
TRM	Transmission Reliability Margin
TSO	Transmission System Operator
TTC	Total Transmission Capacity

B. Abbreviations (Name of Nations and Areas)

DE	Germany
----	---------

DKE	Denmark East
DKW	Denmark West
ES	Spain
FR	France
GB	Great Britain
IT	Italy
NL	The Netherlands
SE	Sweden
NO	Norway

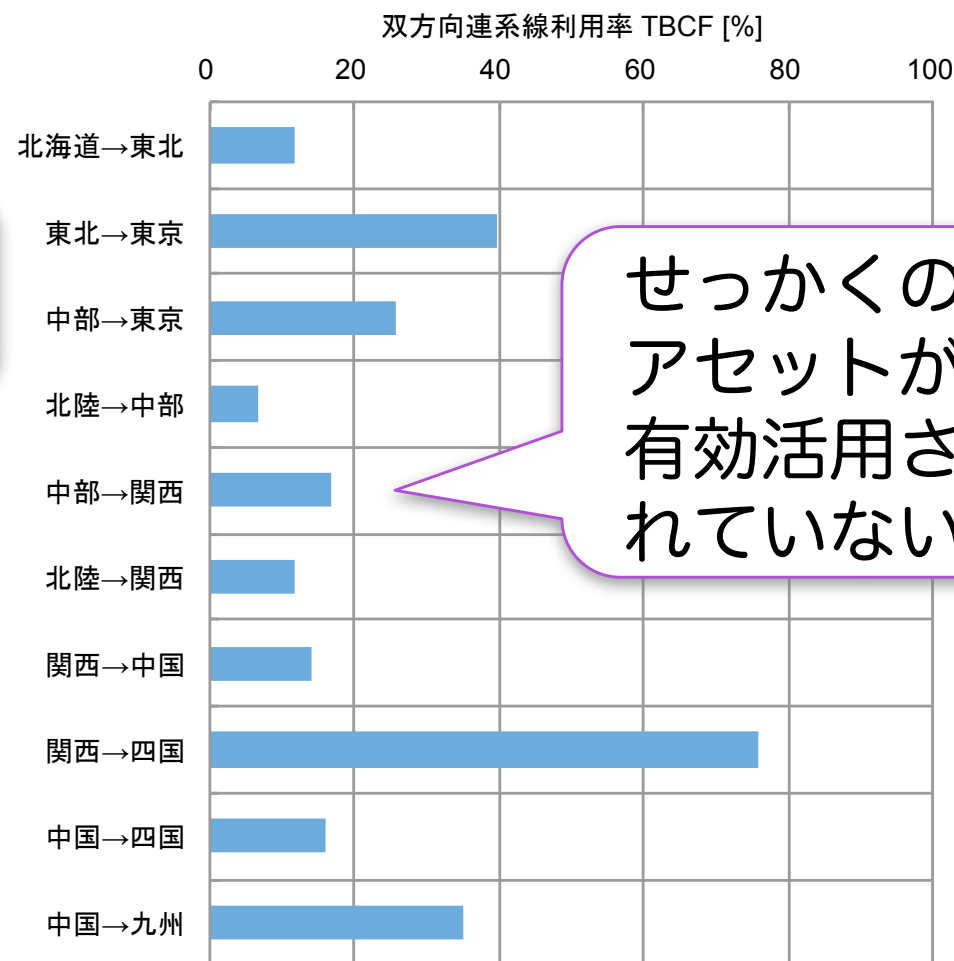
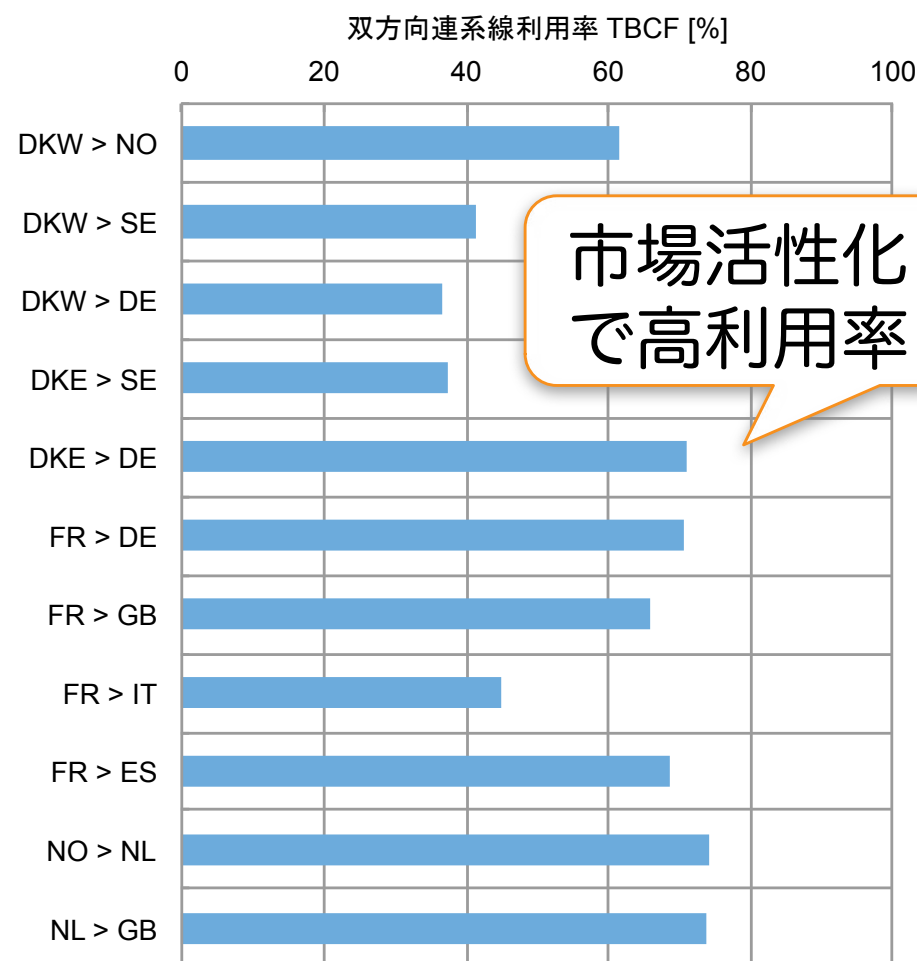
C. Symbols

CF^+ [%]	TCF (in export direction)
CF^- [%]	TCF (in import direction)
CF_{BL} [%]	TBCF
C_{AMTC}^+ [MW]	AMTC (in export direction)
C_{AMTC}^- [MW]	AMTC (in import direction)
C_{NTC}^+ [MW]	NTC (in export direction)
C_{NTC}^- [MW]	NTC (in import direction)
P^+ [MWh/h]	exported physical energy flow per hour
P^- [MWh/h]	imported physical energy flow per hour
$R_{balance}$ [%]	TEBR
R_c [%]	congestion ratio
T_c [h]	congested time

I. INTRODUCTION

For high levels of grid integration of variable renewable energy including wind power, the “flexibility” of the grid will become increasingly important. Four important components of grid flexibility are (i) dispatchable generation, (ii) energy storage, (iii) interconnectors and (iv) demand side management [1]. In this paper, the authors will

連系線利用率の日欧比較 (2014年)



(出典) 安田: 再生可能エネルギー大量導入のための連系線利用率の国際比較, 電気学会 新エネルギー・環境/メタボリズム社会・環境システム合同研究会, FTE-16-002, MES-16-002 (2016, 2)

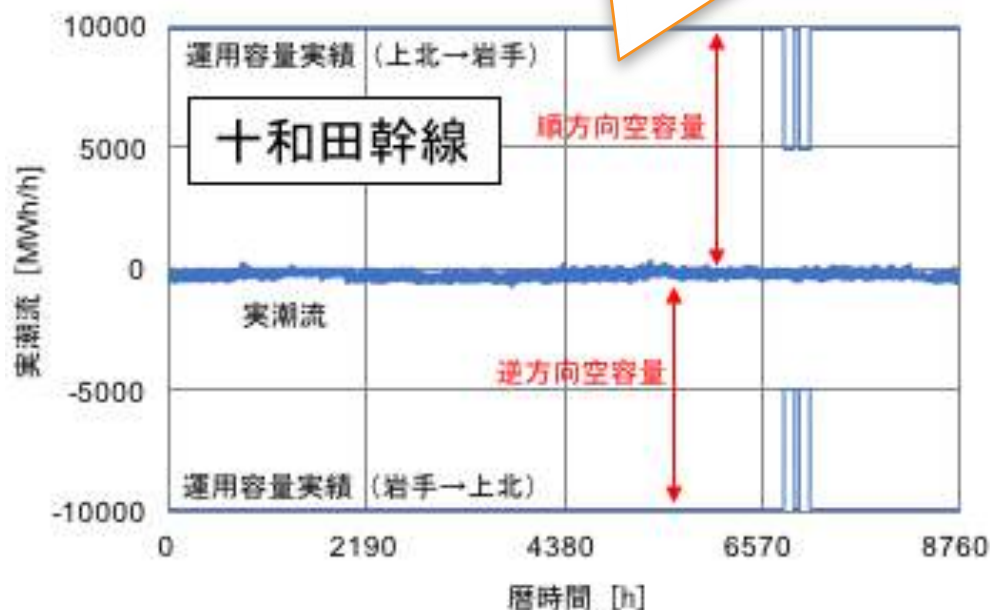
+

「空容量ゼロ」 路線の実際の状況

10

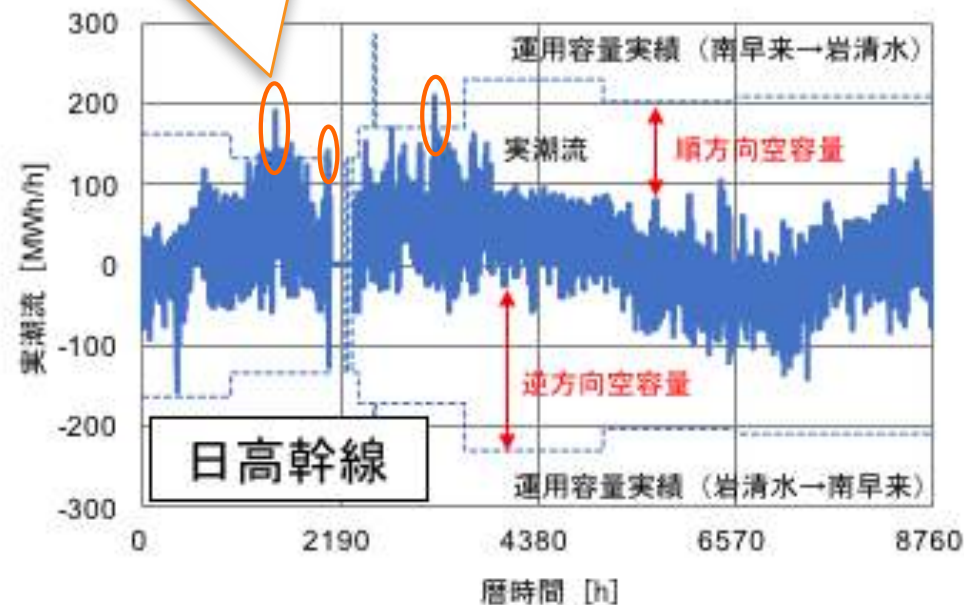


年間利用率: 2.0%
最大利用率: 8.5%



東北・十和田幹線

実際に送電混雑が発生する路線も



北海道・日高幹線

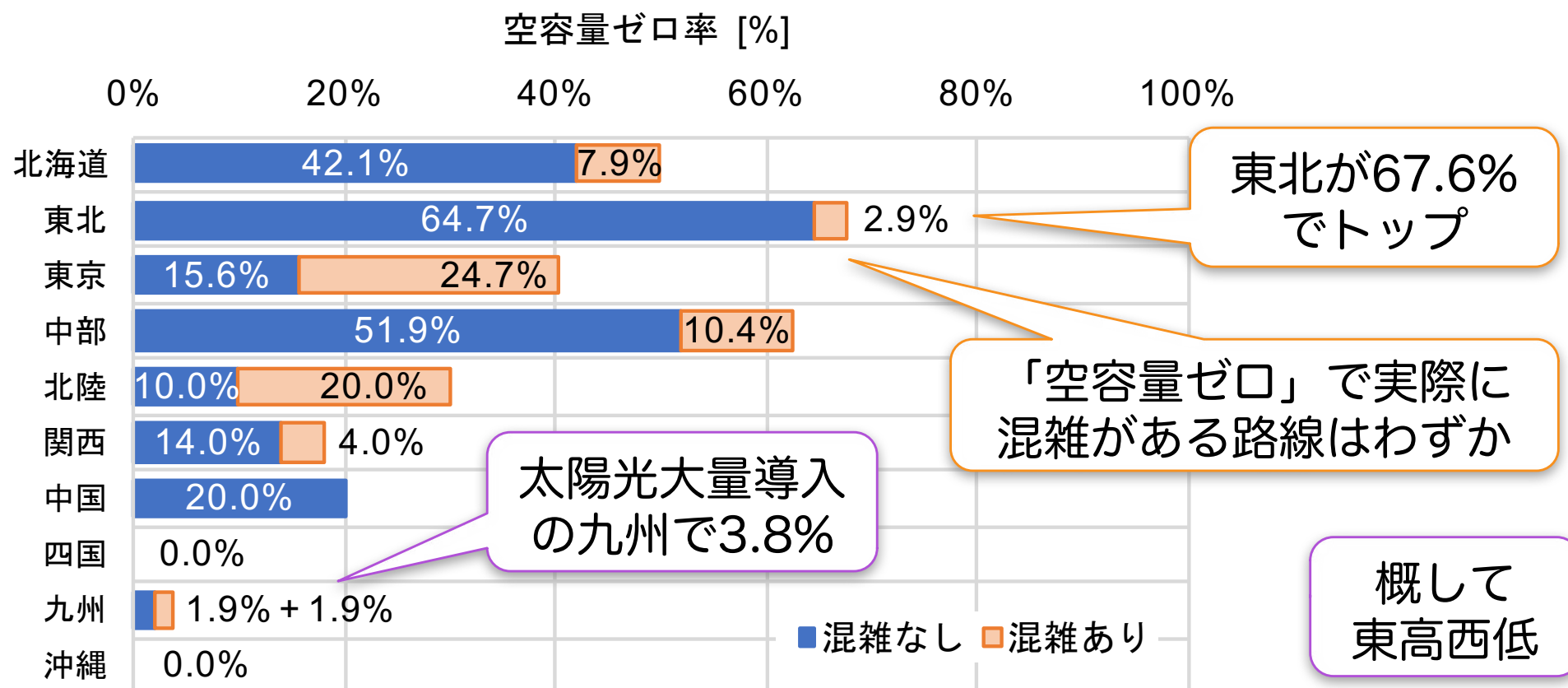
(出典) 安田・山家: 北海道・東北地方の地内送電線利用率分析と風力発電大量導入に向けた課題, 風力エネルギー利用シンポジウム (2017)

+ 空容量ゼロ率



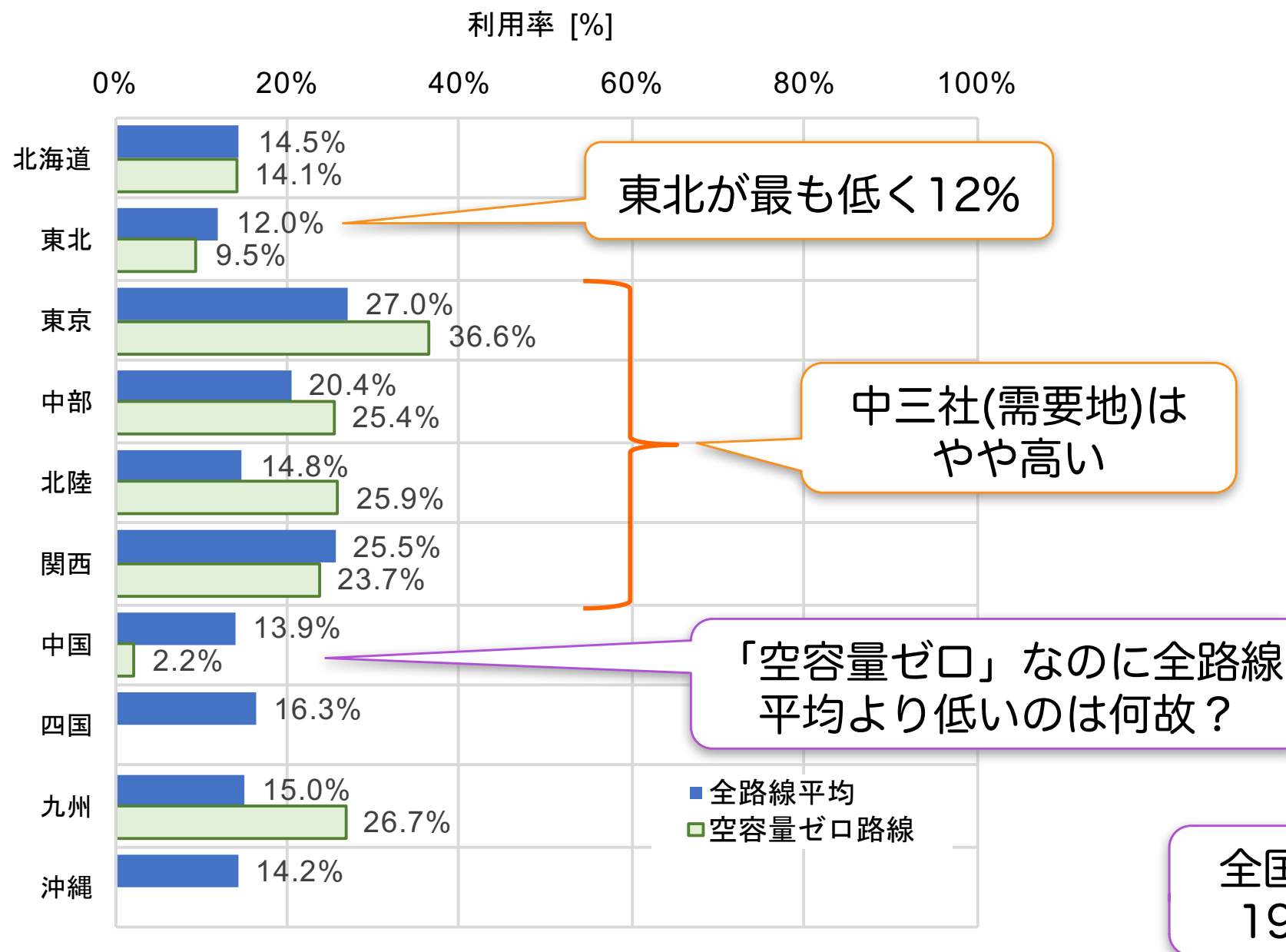
■ 空容量ゼロ率

- 各エリアの基幹送電線数に対して「空容量がゼロ」と公表された路線数の割合



+ 全国送電線利用率比較

12

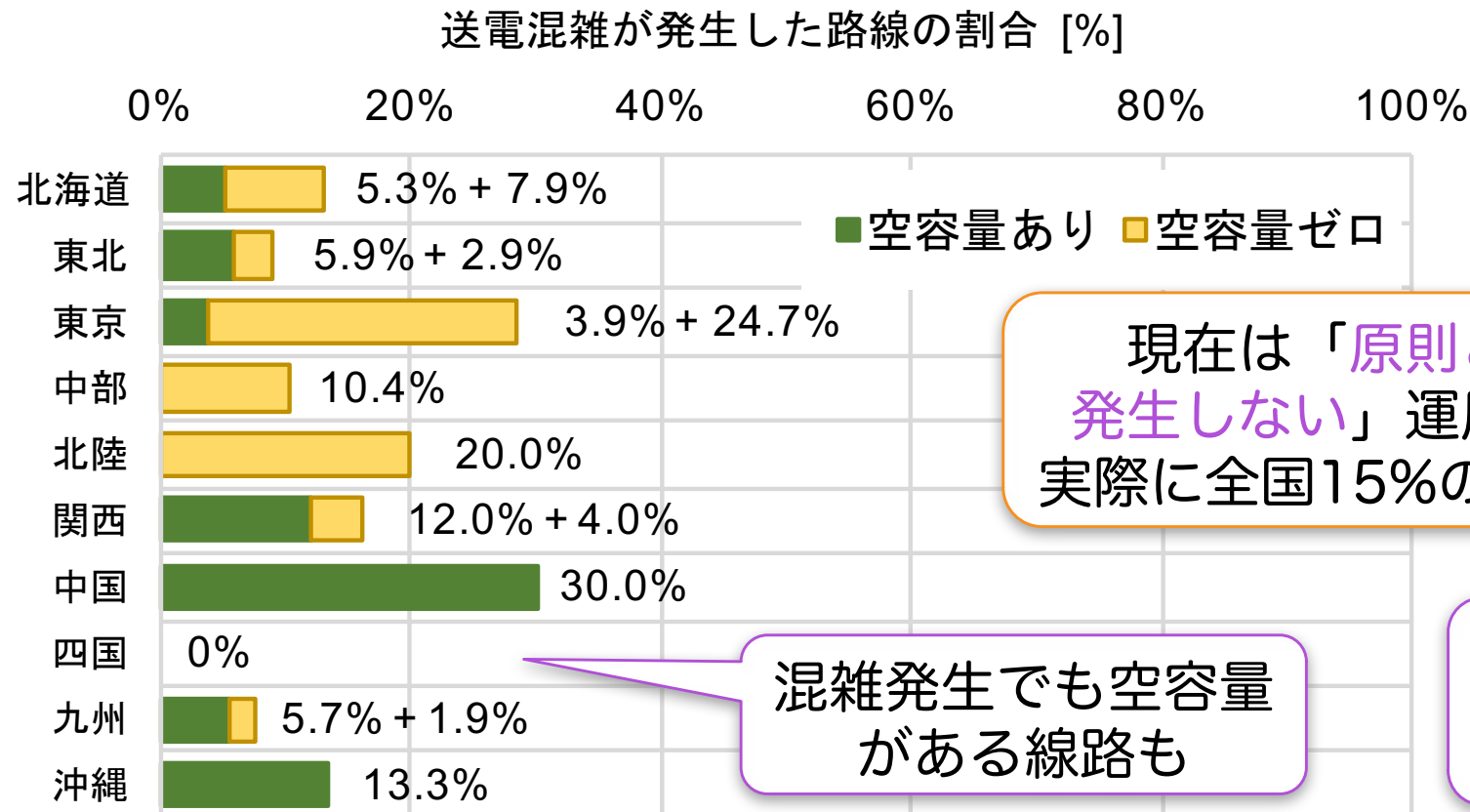


(出典) 安田:送電線空容量および利用率全国調査速報 (その1), 京大再エネ講座コラム (2018年1月26日)

+ 送電混雑路線割合

■ 送電混雑割合

- 各エリアの基幹送電線数に対して
送電混雑（実潮流＞運用容量）が発生した路線数の割合



現在は「原則として混雑は発生しない」運用なはずなのに
実際に全国15%の路線で混雑発生

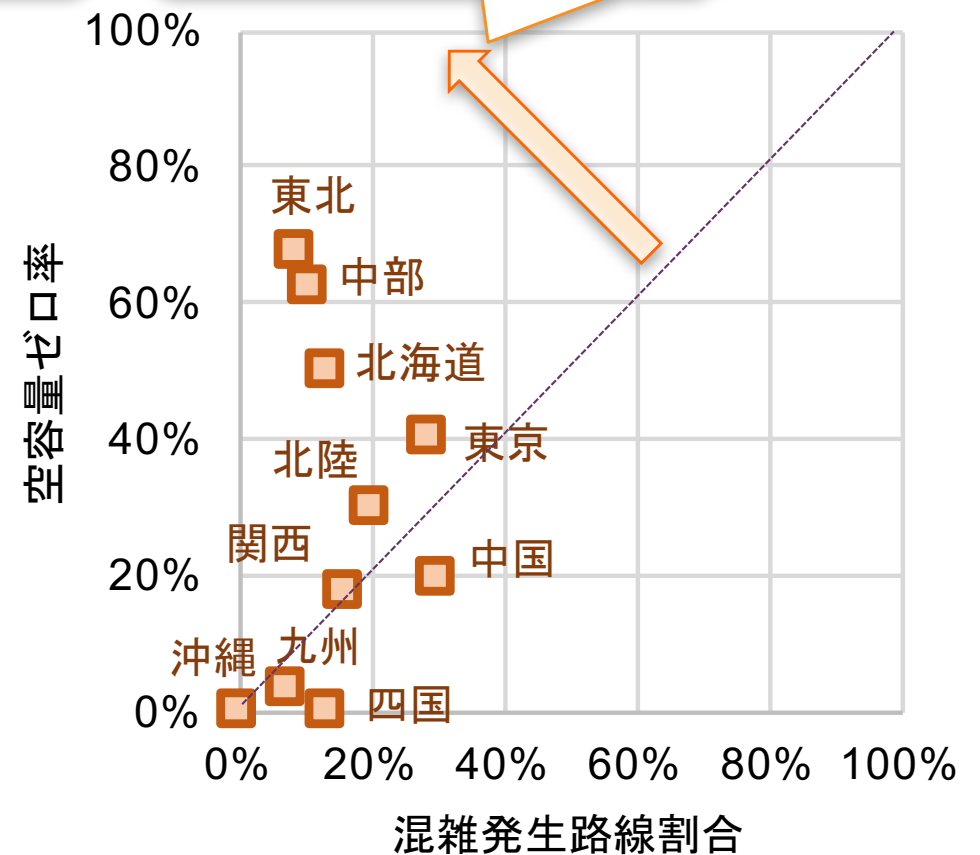
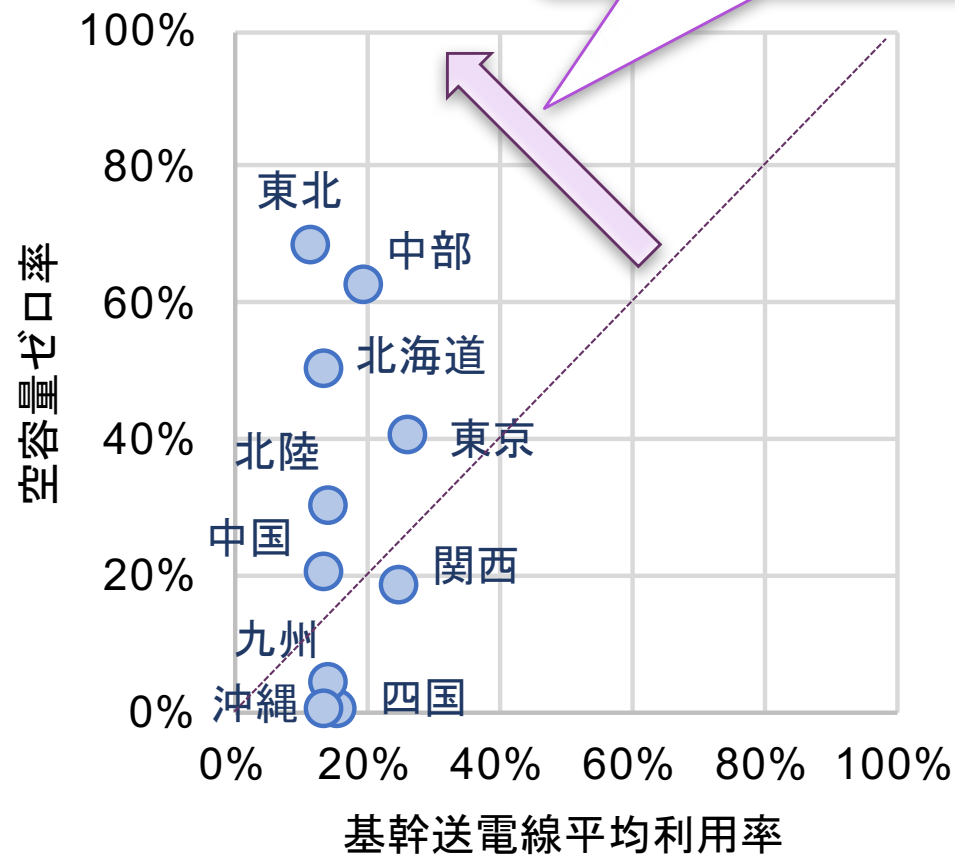
混雑発生でも空容量
がある線路も

混雑時間は
ほとんど
年間数時間程度

+ 利用率・混雑割合と空容量ゼロ率との相関

利用率は低いのに
空容量ゼロが多い

混雑は少ないのに
空容量ゼロが多い

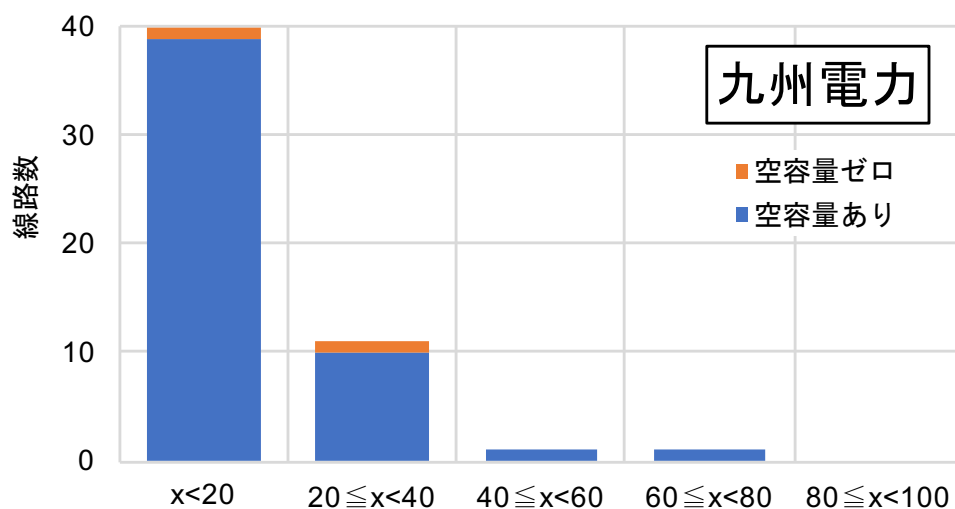
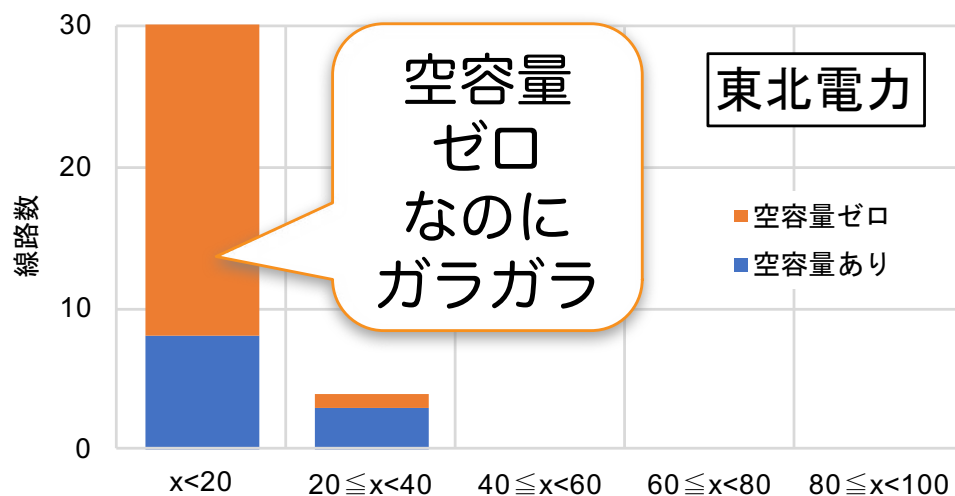


+ 利用率ヒストグラム

15



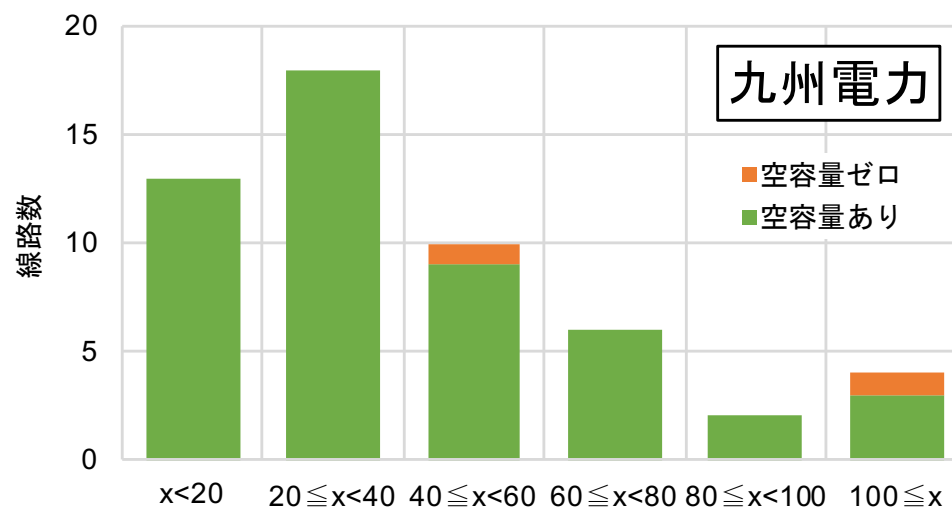
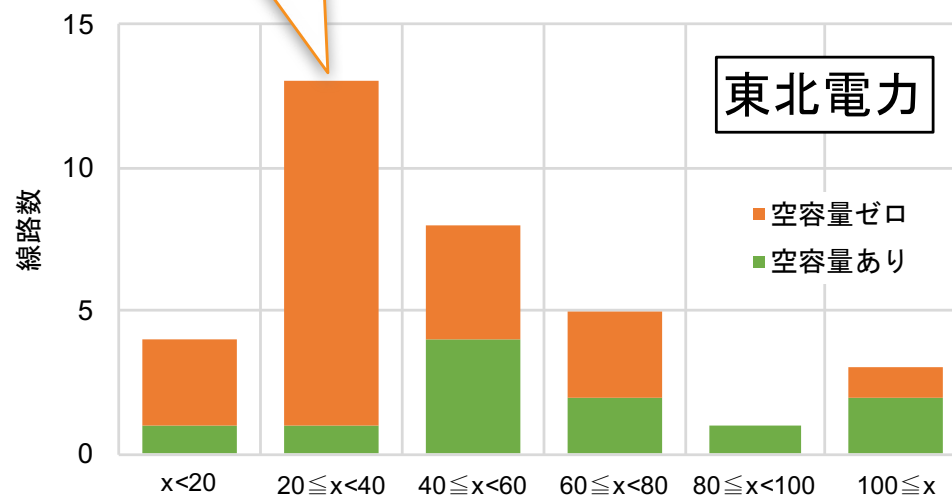
年平均利用率



年平均利用率 [%]

空容量ゼロなのに
余裕はある

最大利用率

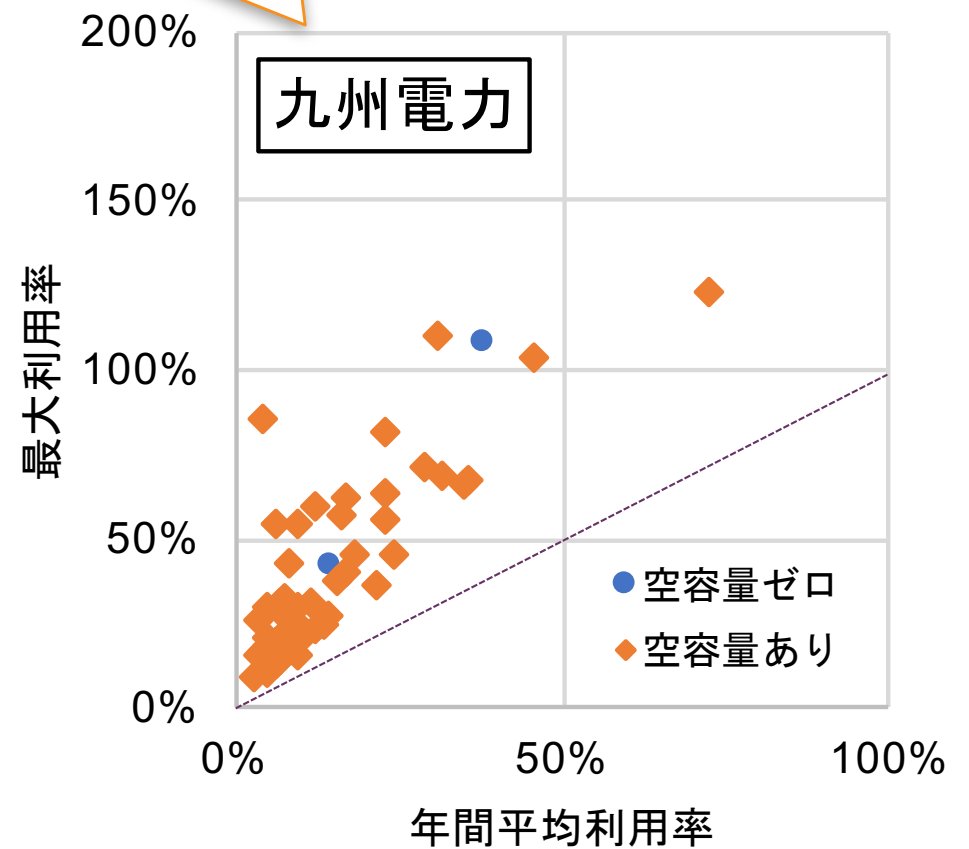
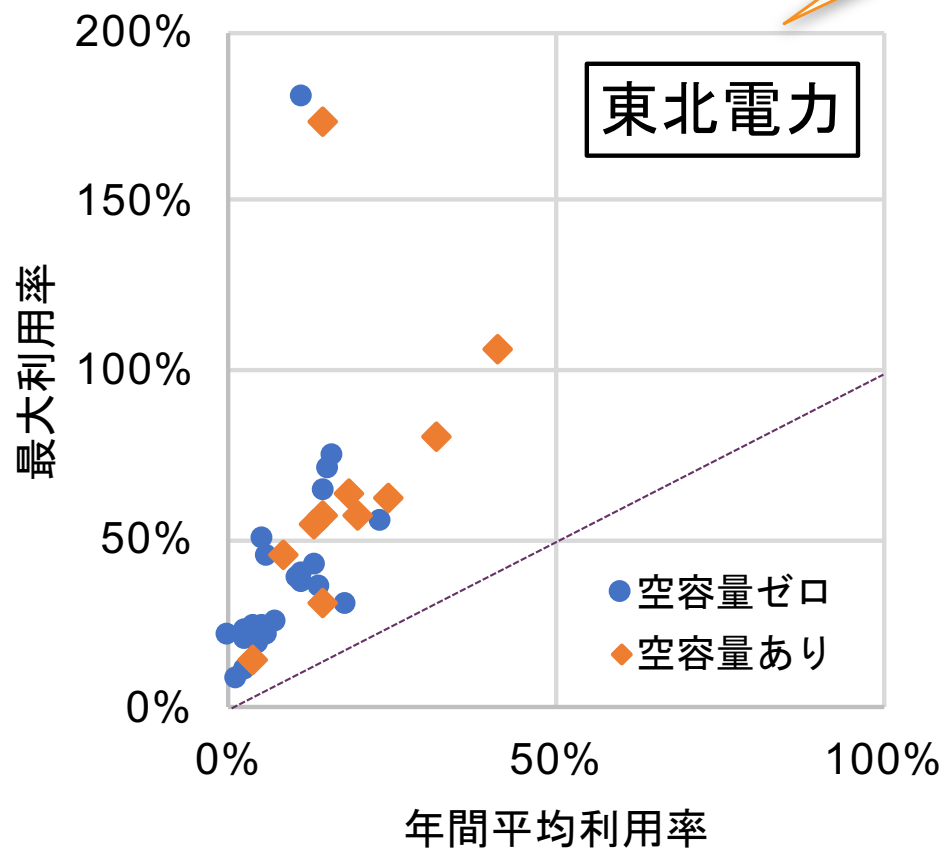


瞬間(30分値)最大利用率 [%]

(出典) 安田:送電線空容量および利用率全国調査速報 (その2), 京大再エネ講座コラム (予定)

+ 各路線の平均利用率と 最大利用率の相関

似たような分布傾向だが、
空容量ゼロの判断基準が
異なる？



+ 東北電力の空容量の試算方法

【潮流計算の前提条件・試算方法】

問 系統空き容量の試算は、どのような前提条件の下、どのような試算をしているのか。

通常、送電線の1回線停止や変圧器等の1台停止が発生した場合においても、安定して電力を送電できる系統構成としております。空き容量は安定して送電できる上限値（設備容量）までの余裕分を示しております。

空き容量算定の際の、前提条件および試算方法は下記のとおりとなります。

○電源構成：電源種別によらず系統連系を承諾している電源（建設予定含む）

○系統構成：東北管内の系統および東京、北海道間の連系線

なお、連系線の潮流については一定の潮流値（計画潮流）として検討。

○電源出力：ローカル系統（放射状系統）を検討する際は定格出力，東北全域の基幹系統（ループ系統）を検討する際は実績をもとに算出。具体的には下記のとおり。

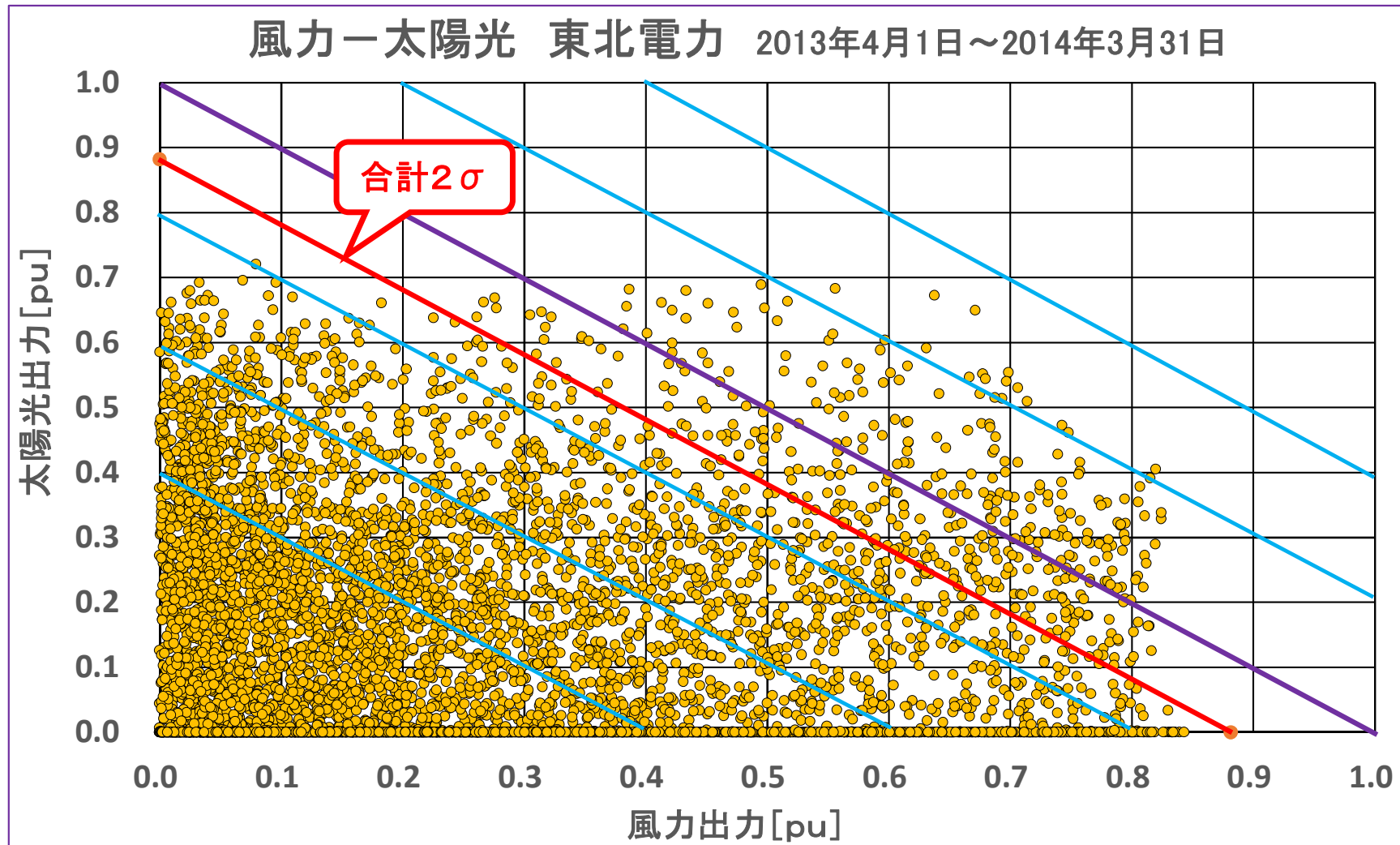
《ローカル系統の評価》

■全ての電源を定格出力にて算出

※地域単位での検討であることから、再エネを含めて全ての発電設備の出力が同時に最大出力となる可能性があります。



全ての電源が同時に最大出力になる確率はほとんどない



(出典) 相場, 斉藤: 風力発電と太陽光発電 -出力抑制無補償期間内における最大導入量の相関-, 風力発電協会誌 (2016)

+ 本来のリスクマネジメント的考え方

19



- 全ての電源が最大出力になる確率は何%か？

10年に1回と仮定: $0.1 \text{ 回/年} = 0.1 / 8760 = 0.0011\%$

- 基幹送電線N-1事故の発生確率は何%か？

東北500kV: $58 \text{ 件} / 4 \text{ 線路} / 10 \text{ 年} = 1.45 \text{ 件/年} = 0.16\%$

- 上記2つの事象が同時に発生する確率何%か？

$0.16\% \times 0.0011\% = 0.0000018\%$

本来、
運用の範疇
では？

- これほどの稀頻度事象のために、
新規電源のみが接続を制限されるのはなぜか？

+ 費用負担に関する発想の転換

■ 日本 (従来)

旧電力利用協議会ルールに明記

■ 原因者負担の原則 **coursers-pay principle**

- 再エネの変動対策・系統増強は再エネ事業者が負担
- 一見公平に見えるが、
新規参入者に対する参入障壁に？

■ 欧州・北米

受益者＝電力消費者

■ 受益者負担の原則 **beneficiary-pay principle**

- 再エネの変動対策や系統増強は送電会社の責務
- コストの社会化・最適化
- 特定のセクターの利益ではなく、社会全体の**便益**
- 系統技術のイノベーション・投資が進む



「原因者負担の原則」に起因する 不適切なリスク転嫁の発生

- 系統連系問題のほとんどが、**技術的原因**でなく、市場設計や法規制などの不調和による**制度的要因**に帰する。
- 市場設計や法規制などの不調和によって、新規市場参入者である**再エネ事業者**に過度なリスク**転嫁**が行われている。
- 再エネ事業者への過度なリスク転嫁は、経済効率性を損ない、**発電コスト**を不合理に押し上げる**要因**となる。

+ 一般負担の上限（＝特定負担）

- 地内系統の増強に係る一般負担の上限額については**4.1万円/kW**を基準とし、**電源の設備利用率に応じ**、下表のとおり電源種別ごとに最大受電電力1kW当たりの一般負担の上限額を設定することとしてはどうか。
- 地域間連系線等の増強に係る一般負担の上限額については、原則、地内系統と同様の一般負担の上限額を適用することとし、地内系統の一般負担の上限額を上回る場合には、費用対効果を確認した上で、そのメリットに応じて、一般負担の上限額を個別に積み増すことなどを検討することとしてはどうか。
- 一般負担の上限額決定後も状況把握に努め、必要に応じて見直しを検討する。

電源種別	一般負担の上限額
地熱発電	4.7万円/kW
バイオマス(木質専焼)	4.9万円/kW
バイオマス(石炭混焼)、原子力、石炭火力、LNG火力	4.1万円/kW
小水力※1	3.6万円/kW
一般水力※2	3.0万円/kW
石油火力、洋上風力	2.3万円/kW
陸上風力	2.0万円/kW
太陽光	1.5万円/kW

特定負担は本質的に不公平性しか生み出さない

実潮流で議論しないと経済効率性を悪化させる

+ 送電線空容量問題の深層と解決手段

- 稀頻度事象に対する技術的問題
 - 発電所の定格容量で計算するのは合理性があるか？
⇒ 実潮流に基づく分析
- 系統運用と系統計画の議論の混同
 - 本来、系統運用の範疇で十分対策できるはずなのに、なぜか系統計画（電源接続）の問題にすり替わっている。
⇒ コネクト＆マネージの厳格な推進
- コスト割り当ての問題
 - 再エネ発電事業者に不自然にリスクが転嫁されている。
 - 原因者負担の原則（特定負担）は不公平性しか生まない。
 - 新規技術の参入障壁を作りやすく、社会コスト増大。
⇒ 受益者負担の原則（一般負担）の徹底



2017年度 第2回
京都大学
再生可能エネルギー
経済学講座
シンポジウム

基幹送電線の 実潮流分析と考察

ご清聴有り難うございました。

yasuda@mem.iee.or.jp

