

電気学会調査専門委員会

風力発電大量導入時の系統計画・運用・制御技術

早稲田大学 理工学術院
環境・エネルギー研究科 (大学院)
中西 要祐

- 1.電気学会調査専門委員会の活動
- 2.系統整備計画の再エネ大量導入に伴う課題
- 3.再エネ統合型計画ツール(海外の事例)
- 4.系統整備計画の最適化手法
- 5.系統整備計画における地理情報
- 6.まとめ

電気学会調査専門委員会の活動



■ 高電圧技術委員会

- 風力発電設備の耐雷健全性維持技術と法規制・規格調査専門委員会
(2017年~2020年:委員長山本和男[中部大学])
- 雷リスクマネジメント技術調査専門委員会
(2014年~2017年:委員長安田陽[関西大学])
- 雷性状を考慮した風力発電設備耐雷技術調査専門委員会
(2012年~2014年:委員長横山茂[静岡大学])
- 雷害対策のための風力発電設備設置技術調査専門委員会
(2008年~2011: 関岡昇三[湘南工科大学])
- 風力発電設備の雷害様相調査専門委員会
(2005年~2007年:委員長横山茂[電力中央研究所])

■ 新エネルギー・環境技術委員会

- 風力発電大量導入時の系統計画・運用・制御技術調査専門委員会
(2016年~2019年:委員長中西要祐[早稲田大学])
- 風力発電の大量導入技術調査専門委員会
(2012年~2015年:委員長大山力[横浜国立大学])
- 風力発電技術の現状と将来動向調査専門委員会
(2009年~2012年:委員長荒川忠一[東京大学])

両技術委員会の合同研究会を2014年度より開催

調査期間

2009年4月~2012年3月

調査項目

- ・風力発電の出力変動とその対策(風力側の平準化対策と風力発電量の事前予測)
- ・洋上風力発電の技術開発状況・風力タービンの機械的安全性・信頼性に関する国内・国際標準

予想される主な効果 風力発電の現状、問題点とその対策を明らかにする。これを通じて、風力発電の今後の方向性を示すとともに、関連技術の開発指針を得る。

委員会構成 委員長 荒川忠一(東京大学) 発電風車メーカー, 大学, 風力発電事業者, 一般電気事業者, 研究機関の計21名にて構成

電気学会4部門の内、電力・エネルギー部門における調査専門委員会は、電力・エネルギー専門分野において、時代に即した技術調査を通じて技術の伝承と電気技術の底上げを目的として活動している。

1. まえがき
2. 風力発電の現状と課題
 - 2.1 風力発電の仕組み
 - 2.2 導入量の推移
 - 2.3 課題の概要
 - 2.4 系統連系上の技術的課題
 - 2.5 機械的安全性・信頼性
 - 2.6 海外の現状と課題
3. 風力発電の出力変動と平滑化技術
 - 3.1 概要
 - 3.2 出力変動の特性
 - 3.3 連系線を活用した方策
 - 3.4 蓄電池
 - 3.5 フライホイール
 - 3.6 他の発電方式の利用
 - 3.7 発電出力予測
 - 3.8 発電機出力制御
 - 3.9 負荷制御
4. 導入拡大に向けて必要な技術
 - 4.1 洋上風力発電
 - 4.2 直流技術
 - 4.3 風力発電機の超電導化
5. あとがき

調査期間

2012年4月~2015年3月

調査項目

- ・ 風力導入見込み/風車発電機の大容量化、量産技術
- ・ 風力発電の電圧変動対策(風車自身のコンバータ、SVC など)
- ・ 風力発電の出力変動対策(平滑化効果、風車のパークコントロール、蓄電池、フライホイール、揚水等)
- ・ 風力発電出力予測技術/ 風力発電所の制御方法(ローカル、集中監視制御)
- ・ 風力発電の信頼性とその向上対策(サプライチェーン含む)
- ・ 風力発電電力の大量消費技術(水素利用など)/ 風力発電電力の輸送技術(直流送電、海底ケーブルなど)
- ・ 風力発電所の管理方法(制御所、電気主任技術者の運用など)
- ・ 海外の動向

予想される主な効果: 風力発電大量導入に関する事例、問題点とその対策を明らかにすることができる。これを通じて、風力発電の今後の方向性を示すとともに、関連技術の開発指針を得ることができる。

委員会構成 委員長 大山力(横浜国立大学) 大学, 風力発電事業者, 一般電気事業者, 電機メーカー, 研究機関の計22名にて構成

1. はじめに
2. 風力発電大量導入と電力系統に及ぼす影響
 - 2.1 電力系統の概要
 - 2.2 風力発電の系統連系
 - 2.2.1 系統連系方法
 - 2.2.2 風力発電所
 - 2.3 出力変動特性とその影響
 - 2.3.1 集合化、平滑化効果
 - 2.3.2 需給調整への影響
 - 2.3.3 電圧への影響
 - 2.3.4 事故時現象
3. 風力発電の大量導入を実現する先進的技術
 - 3.1 需給調整
 - 3.1.1 出力予測
 - 3.1.2 電源運用
 - 3.1.3 出力抑制
 - 3.1.4 電力貯蔵
 - 3.1.5 連系線の利用
 - 3.1.6 電力市場
 - 3.1.7 デマンドレスポンス
 - 3.2 電圧管理
 - 3.3 事故時対応
 - 3.4 洋上風力発電と送電技術
 - 3.4.1 洋上風力発電所
 - 3.4.2 HVDC
4. 各国動向
 - 4.1 概要
 - 4.2 デンマーク
 - 4.3 アイルランド島
 - 4.4 ポルトガル・スペイン
 - 4.5 ドイツ
 - 4.6 米国
 - 4.7 日本
5. 今後の課題
6. まとめ

調査期間

2016年7月~2019年6月

調査項目

- ・ 風力発電導入ポテンシャルおよび導入予測
- ・ 風力発電の広域変動対策(広域的集合化効果)
- ・ 風力発電の広域予測技術(太陽光発電との相関性を含む)
- ・ 風力発電所の広域制御・監視技術・洋上風力発電周辺技術
洋上変電所/洋上風力発電所構内のケーブル構成/オフショアグリッド技術(洋上変換所、多端子型直流送電など)
- ・ 風力発電大量導入に向けた系統計画・運用技術
系統柔軟性(連系線活用、揚水発電など)の評価/電力系統広域運用技術/送電網拡張計画プログラム(最適化シミュレーションツール)/電力市場・経済モデル

予想される主な効果 : 我が国における風力発電導入促進の今後の方向性を示すとともに、関連技術の開発指針を得る。

委員会構成 委員長 中西要祐(早稲田大学) 大学, 風力発電事業者, 一般電気事業者, 電機メーカー, 研究機関の計32名にて構成

目次案検討中:章構成

- 風力発電大量導入時の風力発電技術
- 風力発電大量導入時の電力系統技術
- 洋上風車と洋上風力発電所を取り巻く諸技術
- 事故・トラブル事例

項の構成

- 系統柔軟性、kW価値
- 電力系統の **協調的な運用・制御技術**
- **送電網拡張計画 ⇒ 風力発電大量導入に向けた系統計画技術**
- 電力市場・経済モデル

本日は計画技術
を中心に..

協調的な運用・制御技術: 風力発電技術と電力系統技術に跨る話題

- ・風力発電の有効電力・周波数制御機能の活用
- ・風力発電の無効電力・電圧制御機能の活用

ex.2018年6月7,8日合同研究会発表

[FTE18-012](#) 風力発電出力の短周期変動と変動抑制制御

[FTE18-013](#) 風力発電所の有効電力・周波数制御機能と制御特性

[FTE18-014](#) 風車出力制御機能の標準化

[FTE18-027](#) 風力発電システムに搭載する周波数調整機構の検討

系統整備計画の再エネ大量導入に伴う課題



電力系統計画

電力需給計画

(長期需給計画)
(短期需給計画)

需要想定

(最大電力想定)
(販売電力量想定)

電力設備計画

電源開発計画

流通設備計画



需要 < 電源 < 流通設備
構築のスケジュール

再エネ大量導入に伴う系統増強

- ・風力の電源立地が需要地より遠隔
- ・それらの電源が分散立地

不確定性の増大
複数の事業者間の
協調問題

総合効率を追求し
電力系統一体で計画

地域及び系統全体の最大電力需要(長期/短期予測)に対応でき且つ信頼度基準に基づいて電力の安定供給を行えるような信頼度維持を目的とした系統増強計画



NRELの報告書(2011年)の狙い

米国東連系系統に20~30%の風力発電が導入された際の電力会社、RTO,系統計画機構に課された**風力発電及び送電線開発**に関する、下記課題に対して研究を実施

- ローカルな風力発電は、より高密度な風力発電に比較して送電線がいくら必要か
- 風力の地理的多様性は、風力発電連系(統合)コストをどの程度削減できるか
 - ⇒ **遠隔地風力電源の長距離輸送とローカル消費の比較**
- 洋上と陸上風力発電の相違は何か
- どのような送電線が風力発電導入に必要なか
- 風力予測の役割と価値は何か
- 風力の連系(統合)費用は市場や地域にどのように影響するか
- 風力の大規模導入には追加の調整運用が必要か



2011FERC
Order1000
広域的送電拡張計
画義務化

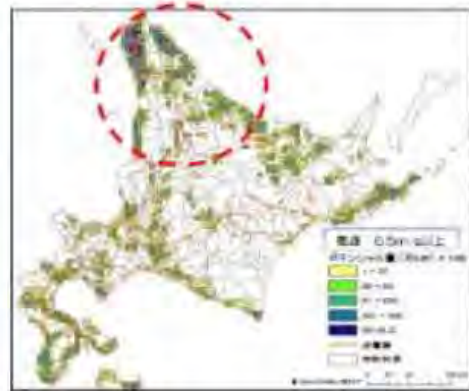
地域内送電線の整備・増強①

- 北海道・東北の北部地域といった風力最適地での風力発電事業を拡大するためには、脆弱な地域内送電線の整備・増強が不可欠。
- このため、風況が良く、かつ送電線が脆弱な地域を「特定風力集中整備地区」と特定。プロジェクトファイナンスの成立性※に配慮し、風力発電事業者が過半を出資し、風力発電事業者からの送電線利用料により送電線整備実証の投資回収を目指す特別目的会社（SPC）に限って、国がその整備実証費用の一部を補助する制度を創設。
 （※）風力発電事業者が過半を出資し送電線敷設内容に決定権を持たば、①最も早く、②最も安く、③最も確実に使われる送電網が整備されることになるため、民間金融機関にとって、唯一、ファイナンスが安心して組める仕組みとの評価。
- 余剰利益が出た場合は、適切な収益納付を行うことを前提に、補助率は1/2と設定。ただし、風力専用送電線として全国に適用できる、低コスト化、系統安定化などの技術の開発・実証による技術課題の解決も条件。こうした技術の確立と併せ、民主導による送電インフラ整備のスキーム確立を目指す。

【風力発電のための送電網整備実証事業】(平成26年度予算150.5億円)

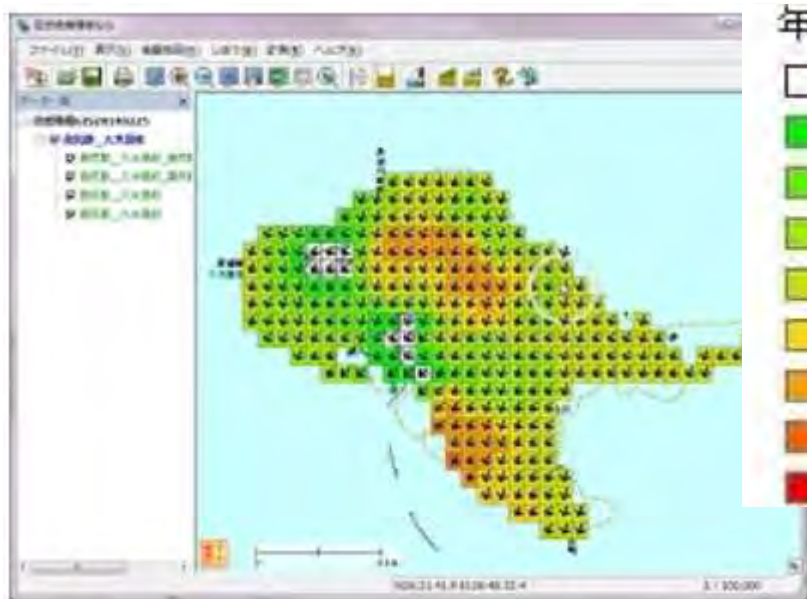
・北海道・東北の一部を特定風力集中整備地区と定め、送電線整備実証を実施。平成25年度は北海道にて事業を開始。平成26年度は東北地域において事業者を採択済。

・集中整備地区ごとに、風力関係の民間事業者が過半を出資するSPC（特別目的会社）を設立し、有料送電線を設置し技術の実証を行う。
 ・費用の回収は電力料金ではなく、送電線の利用料金を風力発電事業者から徴収し、返済に充てる（「有料道路」的な考え方を送電線に導入）。



2011～2014年：日本全国における風力発電事業の風況変動リスク評価のための風況変動データベースを作成

KMLViewerによる風況表示例



GISデータの整備

地図上に自然条件等の
系統整備の制約情報追加

風況から実際の
電気へ

2014年：風力発電のための送電線の整備手法・配置計画及び送電線建設に関する概算建設費等についての検討

<http://www.env.go.jp/earth/ondanka/windmap/>

環境省報告書(2015年2月)

2050年における風力発電導入量を想定(70GW[陸上:33.5GW、洋上36.5GW])し、その想定値を満たすために新設すべき風力発電専用の送電線の整備手法や概算建設費について検討・整理を行う。

➤ 風況の年変動の影響をできるだけ取り除くため、過去20年間の気象シミュレーション結果を基に全国の風況データを整備。

➤ 既存系統との連系点は、各電力供給エリアにおける上位から2位までの運用電圧(例:275kV)の送電線が接続される既設変電所とする。また、陸上に新設する送電線の電圧階級は、各電力供給エリアにおける上位から3位の運用電圧(例:154kV)とする。

➤ 3地域(北海道,東北,九州)20GW連系[580億kWh]の為の送電線総亘長は2360km, 8679億円[3.68億円/km, 43,354円/kW]

単純計算で陸上風力建設全国33.5GW($\times 30$ 万円/kW=10兆円)

陸上既存変電所連系に送電線整備費1.5兆円

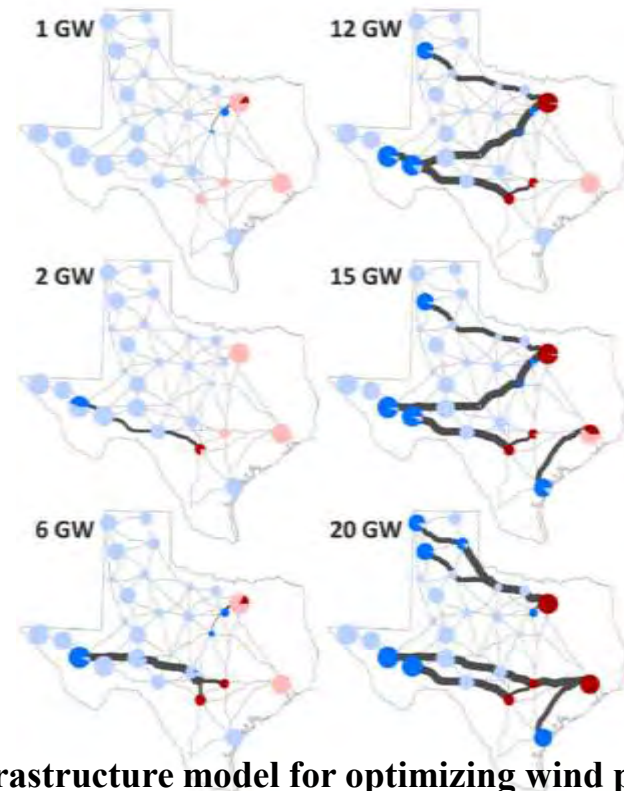
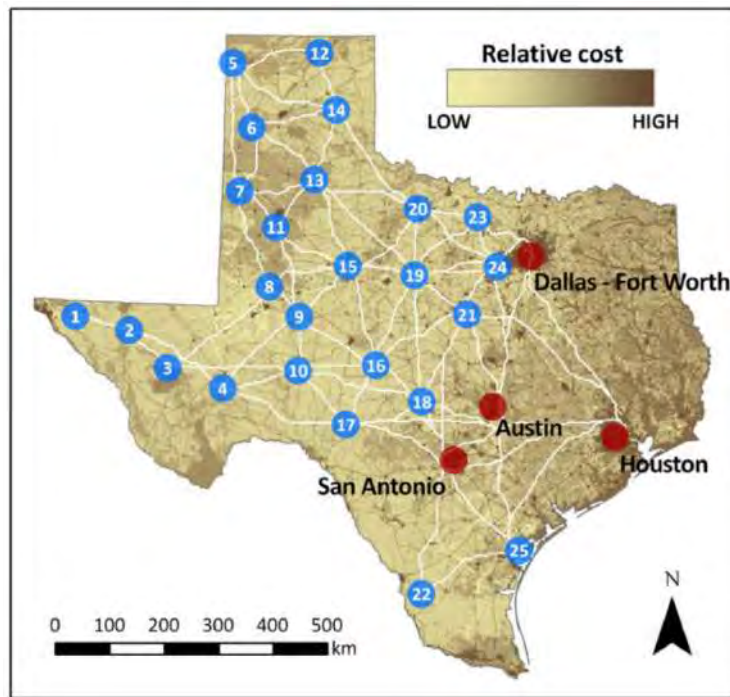
<http://www.env.go.jp/earth/report/h27-02/index.html>

再エネ統合型計画ツール(海外の事例)



Phillips and Middleton : ロスアラモス研究所(2012)によるウィンドファームの設置および送電線建設に関する最適化計算モデル

- 送電線建設コスト(地形を考慮)とROW買収コストのメッシュ情報を基にして新設送電線の候補を決定
- 混合整数最適化問題(線形)として定式化し, WFと新設送電線の最適化を組み合わせを決定



B.R. Phillips and R.S. Middleton: "SimWIND: A geospatial infrastructure model for optimizing wind power generation and transmission", *Energy Policy*, Vol.43, pp.291-302 (2012)

再生可能エネルギー導入移行策定に必要な長期計画とそのモデル分析について、主に途上国の政策決定者や電力事業者のために書かれた解説書

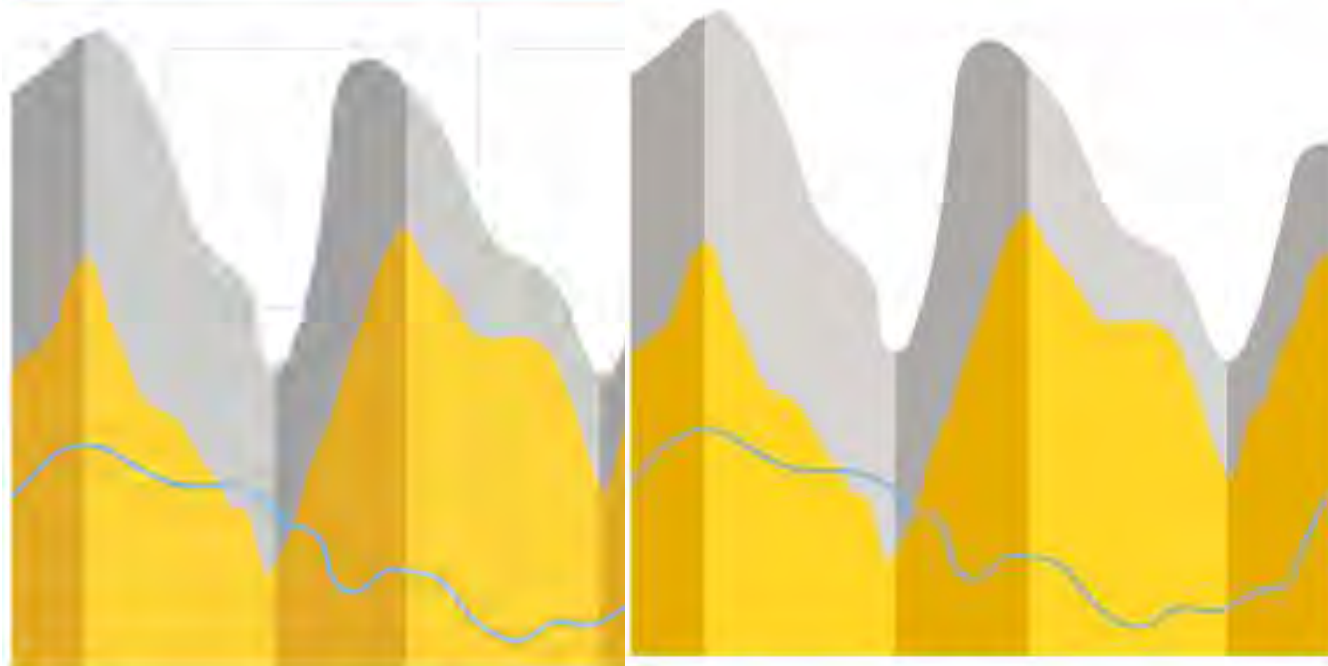


PLANNING FOR THE RENEWABLE FUTURE

LONG-TERM MODELLING AND TOOLS TO EXPAND VARIABLE RENEWABLE POWER IN EMERGING ECONOMIES

再生可能な未来のための計画

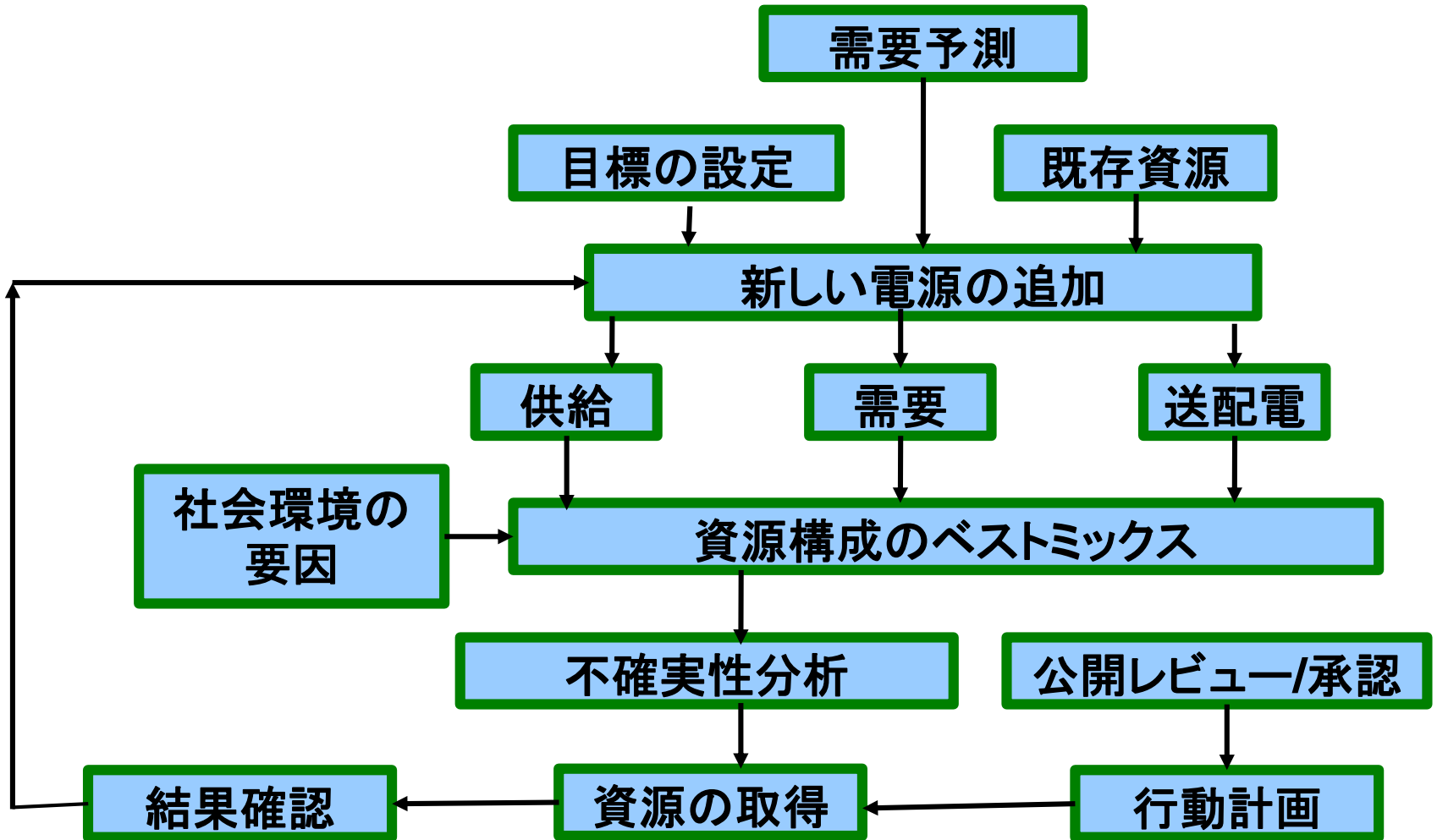
変動性再生可能エネルギー(VRE)発電を拡大するための長期モデル分析とツール



出典

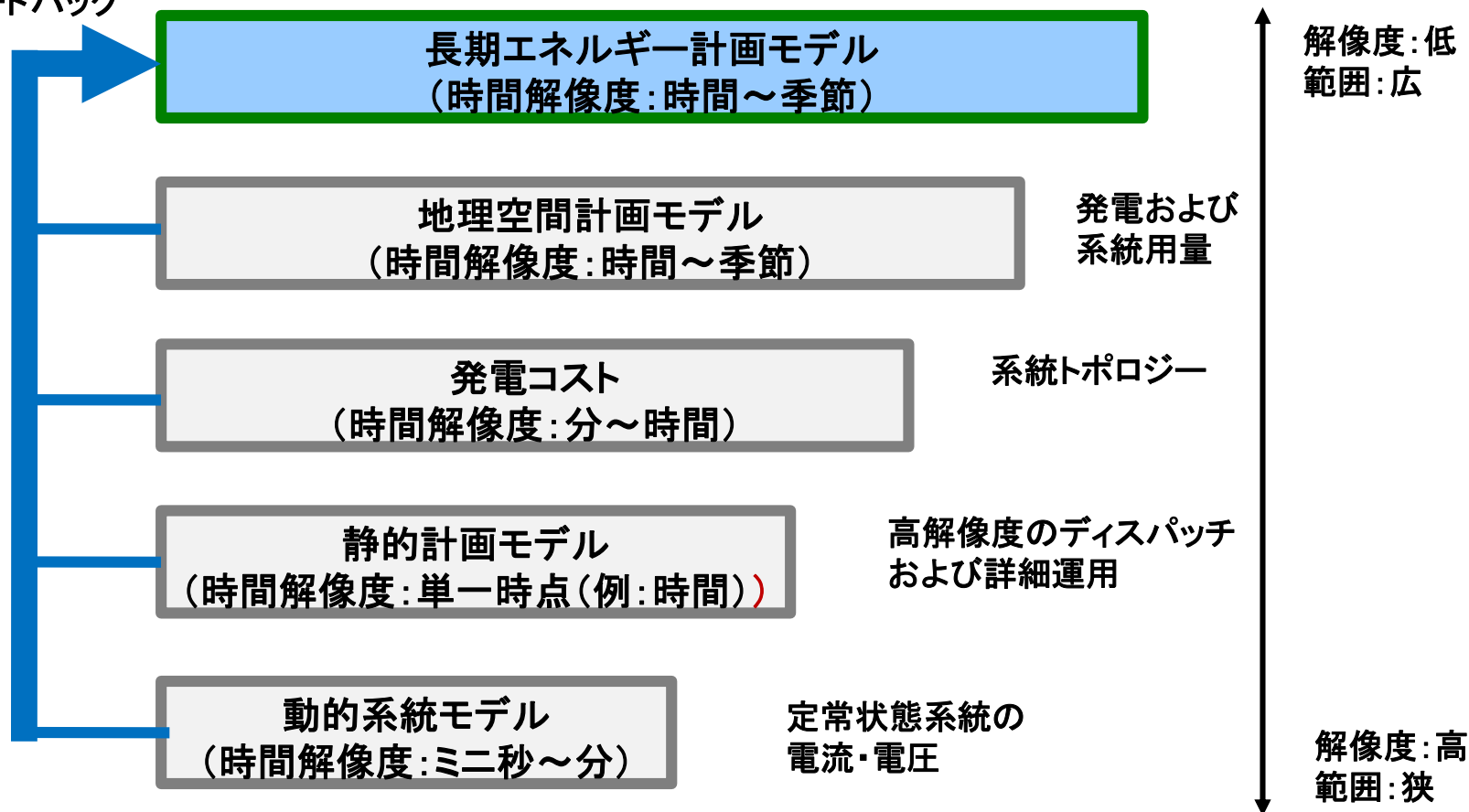
https://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_Planning_for_the_Renewable_Future_2017.pdf

訳: 京都大学) 安田陽教授 <http://www.env.go.jp/earth/report/h30-01/ref01.pdf>



出典: IRENA "PLANNING FOR THE RENEWABLE FUTURE"

必要な情報の
フィードバック



出典: IRENA” PLANNING FOR THE RENEWABLE FUTURE“

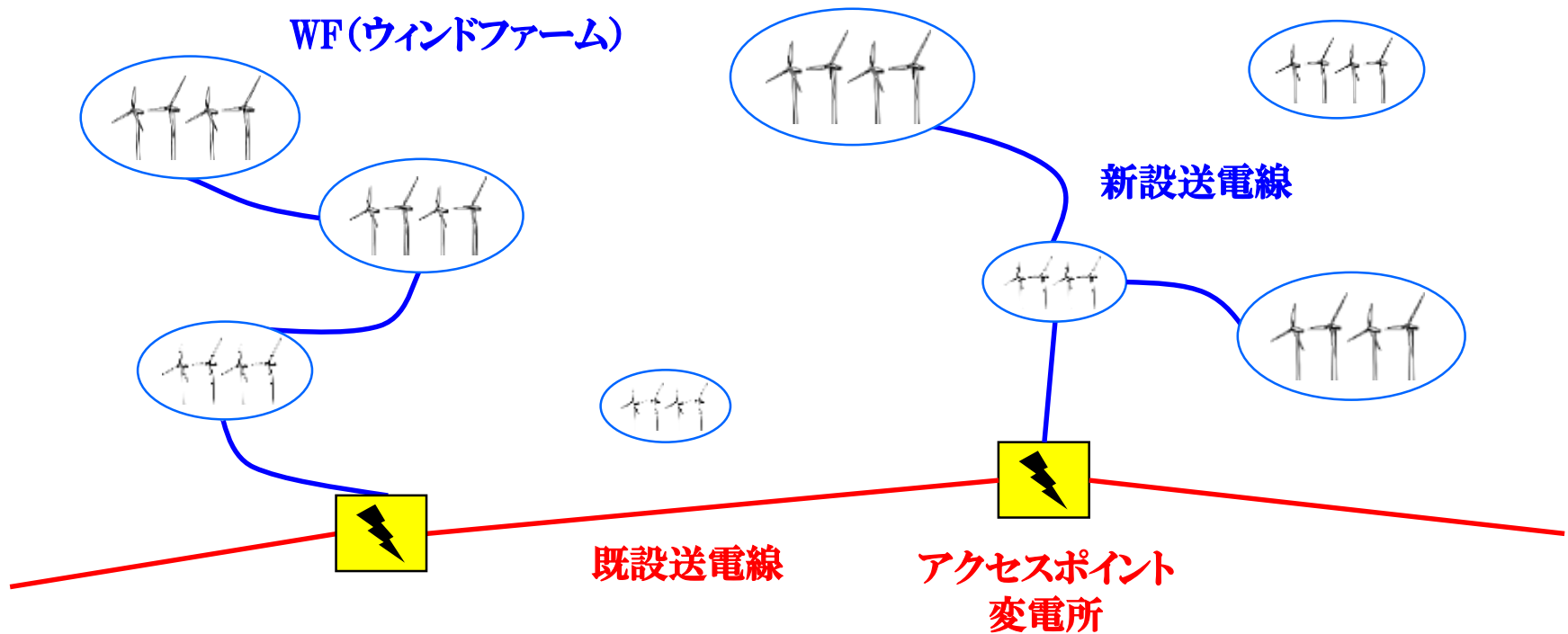
ツール	開発元	特徴	使用状況
<p>WASP (Wien Automatic System Planning Package)</p> <p>電力セクター向け伝統的な解析手法</p>	<p>IAEA, Austria</p>	<ul style="list-style-type: none"> ✓ LOLP や予備力率等の制約条件の範囲で、建設費, 運転維持管理費, 及び残存簿価を考慮した電源開発コスト最小化(30年までの計画期間) ✓ 供給予備力、燃料制約、環境制限等の制約条件を考慮 ✓ 負荷持続曲線の表現をフーリエ級数展開より高速化 	<p>ボツワナ, ケニア, モーロシャス共和国, モロッコ, チュニジア, ジンバブエ, フィリピン, ウルグアイ, ギリシャ, ポーランドなど</p>
<p>Homer</p> <p>再エネを含む先端的な解析手法</p>	<p>The National Renewable Energy Laboratory</p> <p>(Homer Energy社よりSaaSサービス提供)</p>	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 電源組み合わせの長短期的なコスト最適化を行うシミュレーションソフト ✓ 既存の電力網や熱供給システムに、風力や太陽光、燃料電池, 蓄電を考慮 ✓ シミュレーション, 最適化, 感度解析, 個別モジュールなどの機能を提供 ✓ 年間8760時間の需給バランスを考慮 ✓ ユーザによる各種新エネ導入のシナリオ分析が可能 	<p>190国が使用, 全世界150,000ユーザを持つ</p>

系統整備計画の最適化手法

(2015年度報告書の検討例)



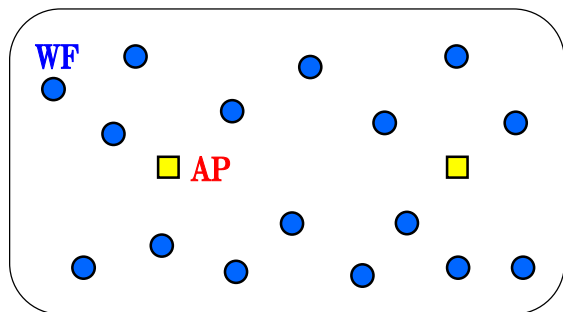
- 目標設備容量(MW)を満足するWFの組合せについて、**建設コストが最小**となる新設送電線の配置パターンを求めたい



[Problem1] 既設系統に接続するWFの選択方法

[Problem2] 新設送電線の配置方法(WFの繋ぎ方)

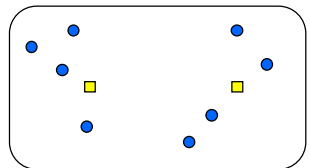
Analytical model ($n_{AP} = 2, n_{WF} = 16$)



Coding to genotype

Genetic Algorithm

Extracted WFs (Pattern 1)

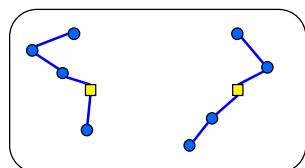


0 0 0 1 1 1 0 0 1 0 1 1 0 0 1 1

Gene 1

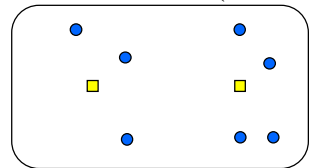
Extended-Prim's Algorithm

Solution 1



Fitness X_1

Extracted WFs (Pattern 2)

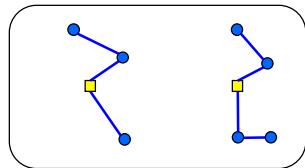


1 1 1 0 0 1 1 0 0 1 1 1 0 1 1 1 0 0

Gene 2

Extended-Prim's Algorithm

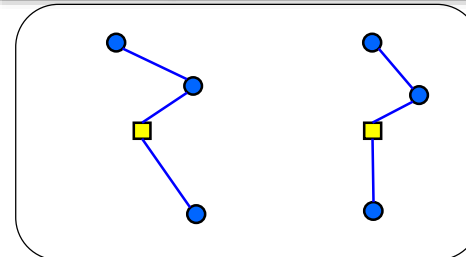
Solution 2



Fitness X_2



Quasi-optimum solution



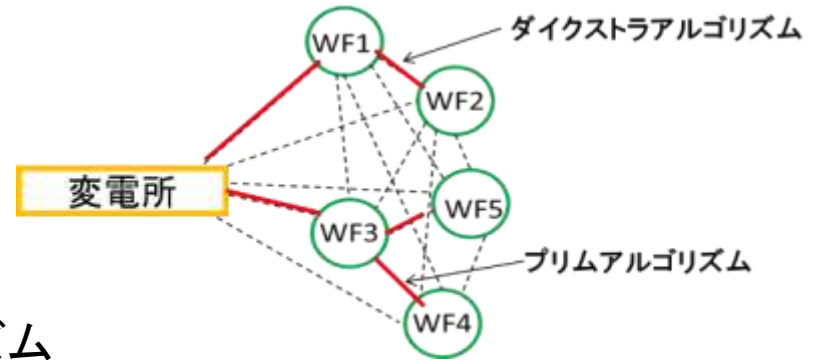
Fitness X_{min}

- 組合せ最適化問題の解法として、制約条件を考慮した遺伝的アルゴリズム(GA)を用いる
- 評価関数における総建設コストは、**拡張プリム法**により算定する

※GAの遺伝子は、WFの選択有無(0/1)とする

ダイクストラアルゴリズム: 最短ルート選択

始点と終点が指定された場合の、2点間の最短ルートを検索するアルゴリズム



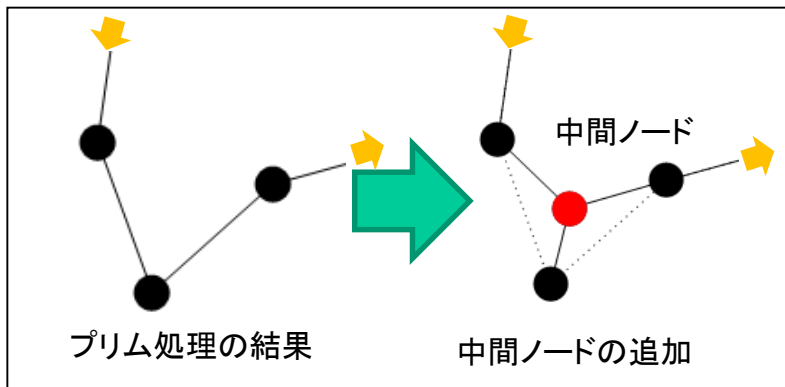
プリムアルゴリズム: 最小長さ接続構造の選択

重みづけのされた無向グラフにおける最小全域木 (ミニマム・スパニング・ツリー) を検索するアルゴリズム

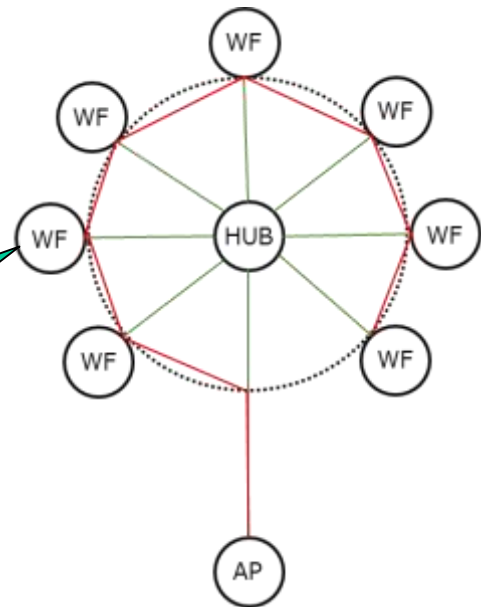
シュタイナーアルゴリズム: 中間点の追加

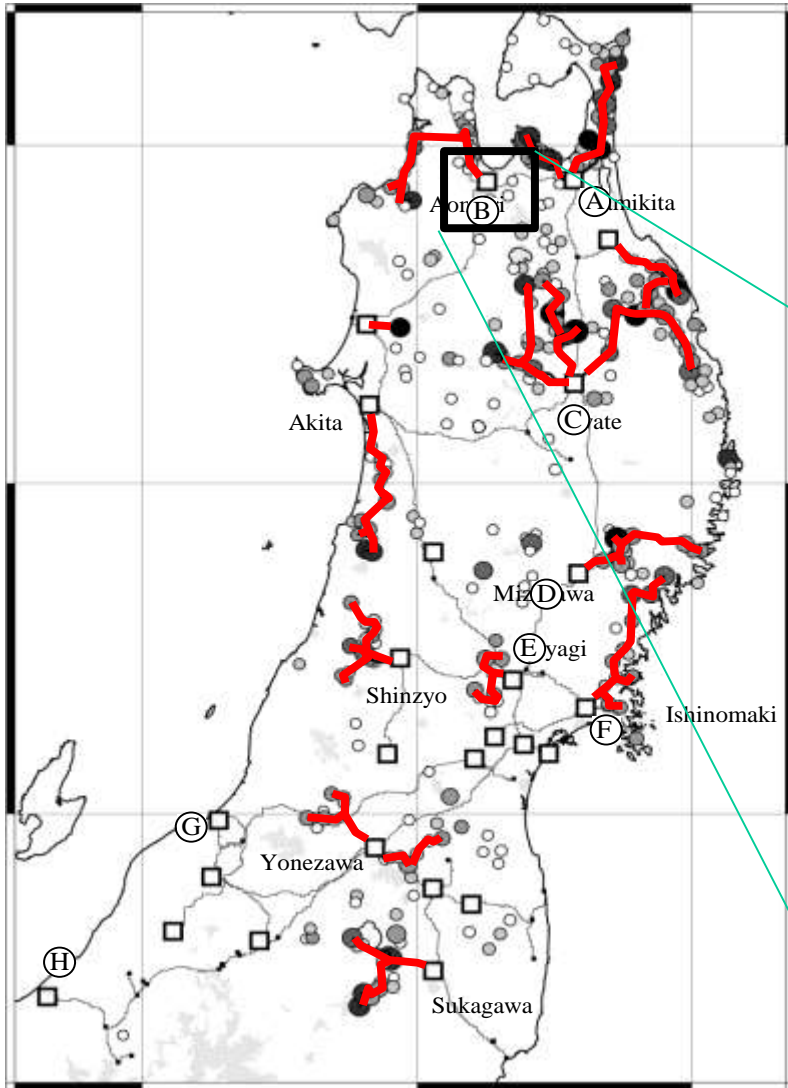
新たに中間点を追加してネットワーク全体の長さを最小化する。

例: 中間ノードを追加すると建設コストは低減するか?
→ 中間ノードの数はどれくらいがよいか?



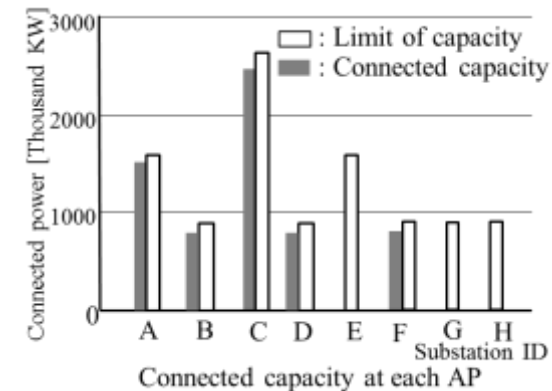
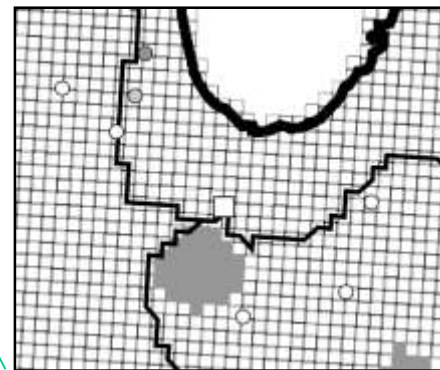
どのWFを中間ノードにつながるべきか?





解析結果

導入想定値	1110 万 kW
連系量	1118.5 万 kW
建設コスト	4360.7 億円
1kW あたり建設コスト	38986 円/kW
評価関数値	12.64 円/kWh
最大亘長	99.6 km
総亘長	1163.9 km
計算時間	28.9 時間



矩形メッシュには、全国をUTM zone53で展開した1kmメッシュを使用

地理情報を活用した系統整備計画



各国での再生可能エネルギー導入の加速

⇒発電サイトの**選択**と、送電ネットワークの**配置の最適化**が課題

- 再生可能エネルギー計画の目的
 - 目標とする発電容量の確保、送電ネットワーク建設コスト最適化
 - 再生可能エネルギーの不確実性を最適運転、事故発生時における収束時間の最小化
- 最適化に用いられる機能

設備拡張機能

発電サイトの選択

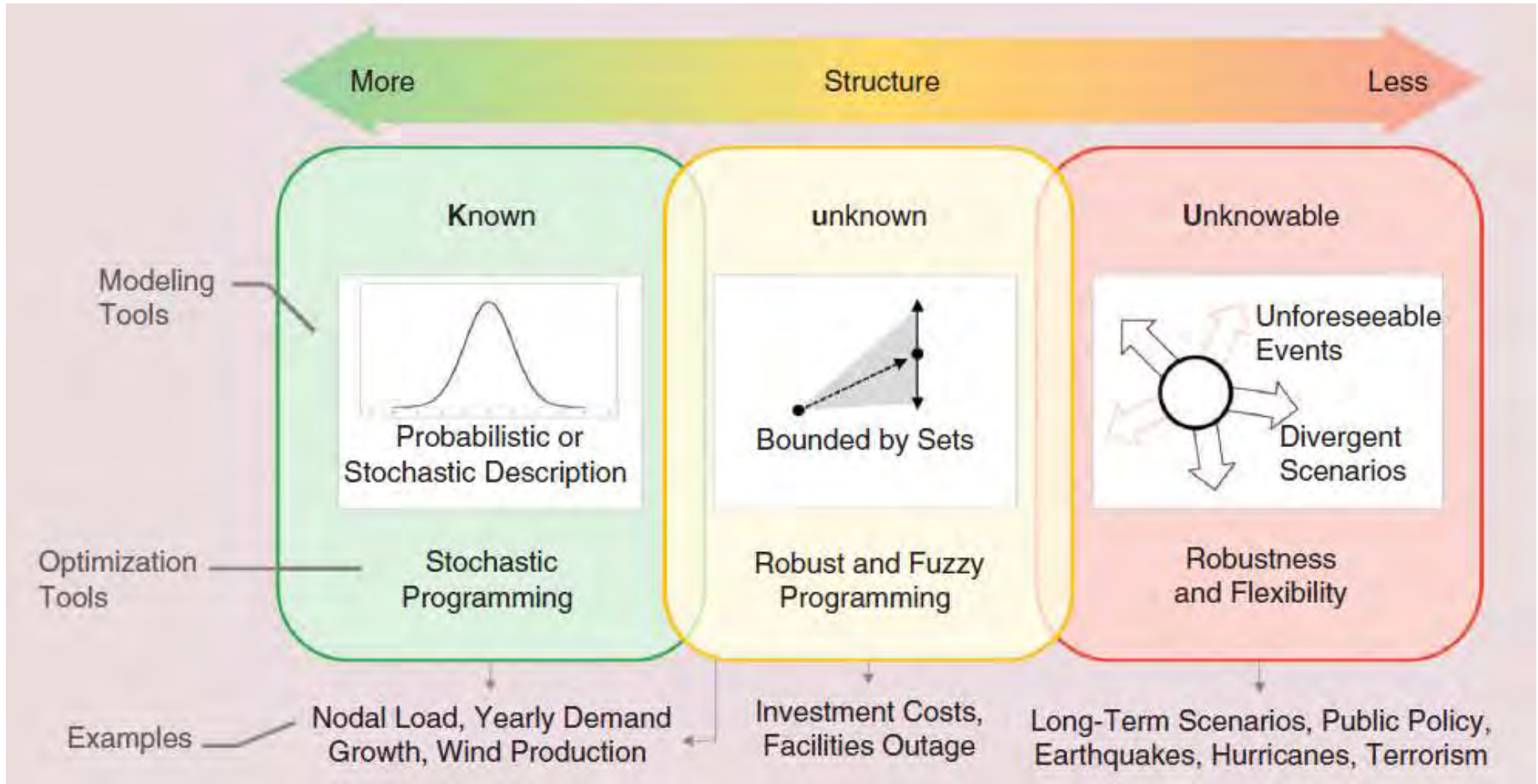
送電ネットワーク
の配置

系統運用機能

不確実状況での
経済的運用

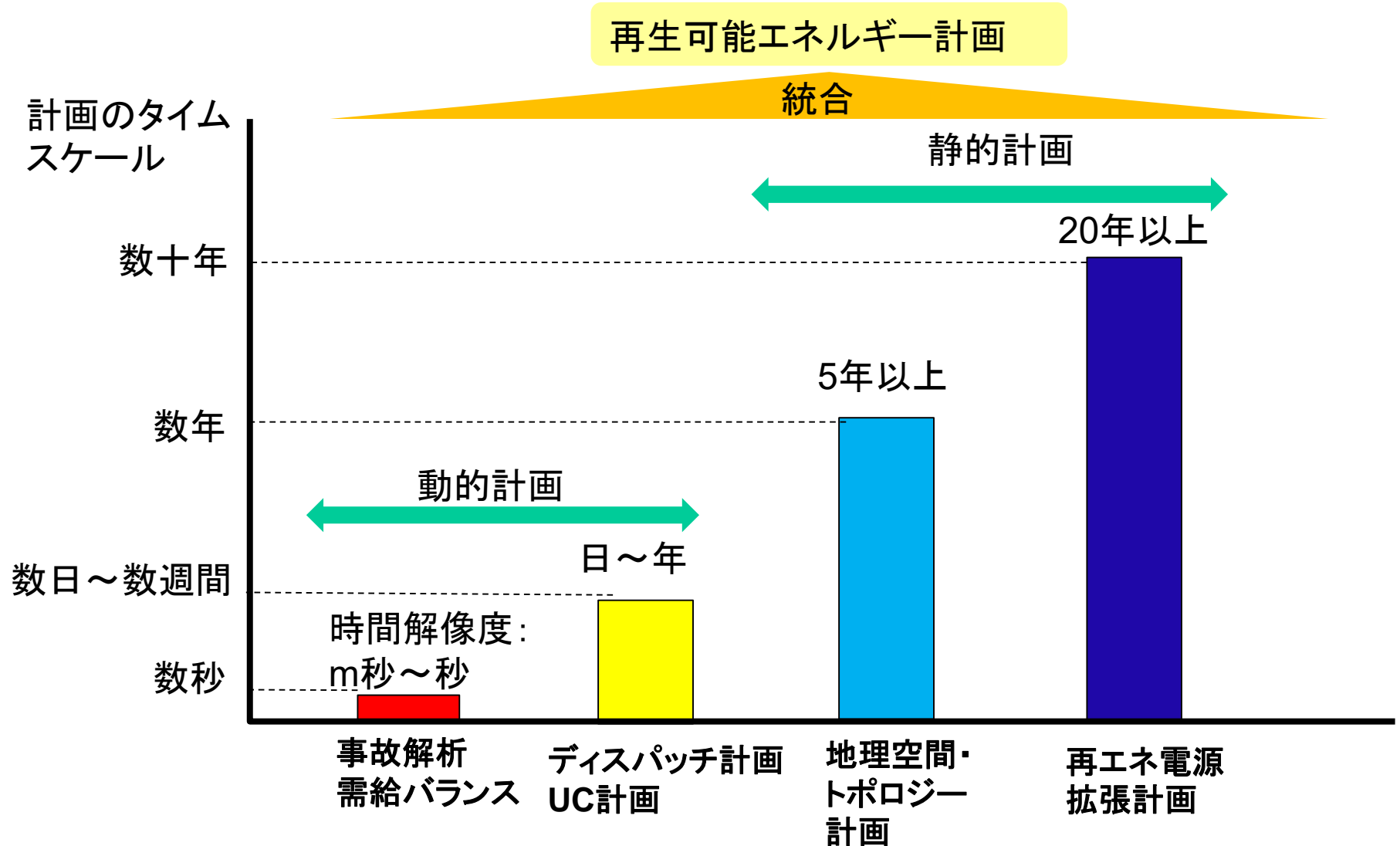
事故の解析

アイルランドでの出力抑制実績
周波数不足による抑制(curtailment)25%
送電線混雑による抑制(constraint)75%



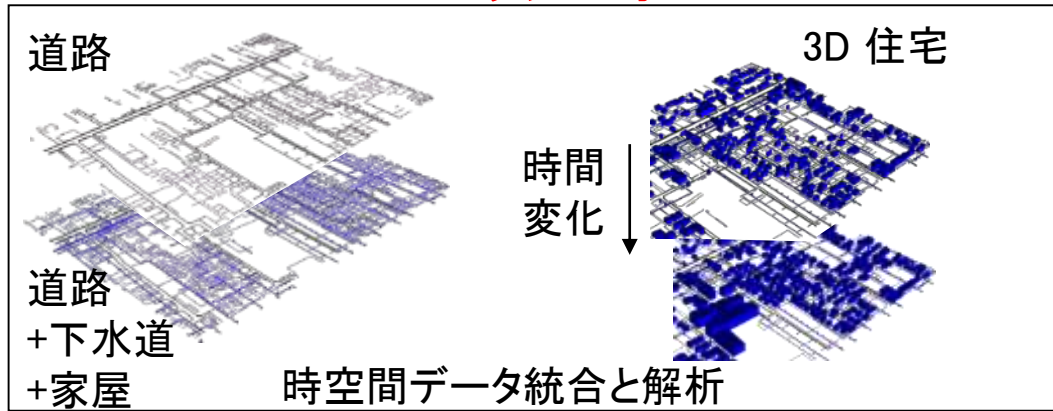
Constantin Velásquez, David Watts, Hugh Rudnick, and Cristian Bustos: “A Framework for Transmission Expansion Planning”, IEEE Power & Energy Magazine, pp.20-29, july/august 2016

- 系統計画は系統運用に関わる動的計画と、設備計画にかかわる静的計画の組み合わせより構成される



4D-GIS プラットフォーム

領域変化



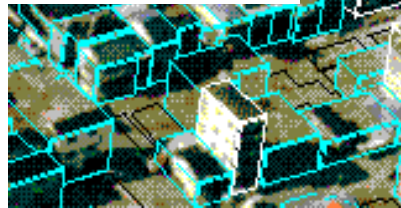
位置変化

高分解能衛星画像/航空機画像の解析

衛星画像



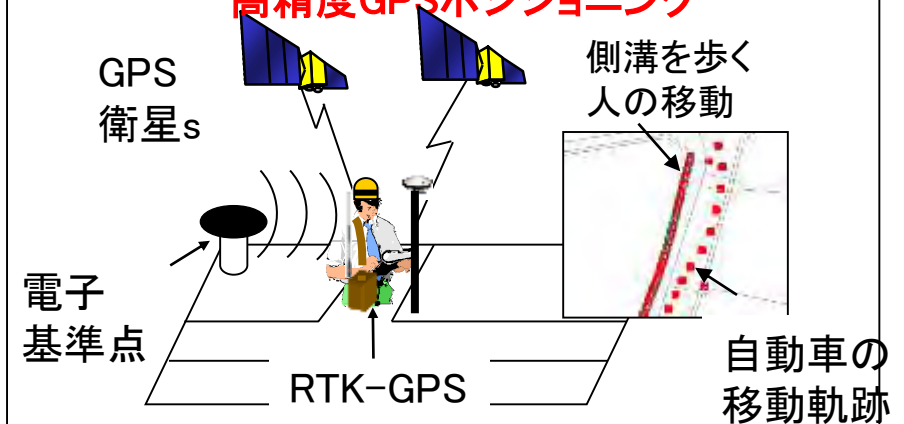
斜め子画像からの高さ抽出



画像解析

© DigitalGlobe, Inc.,
All Rights Reserved

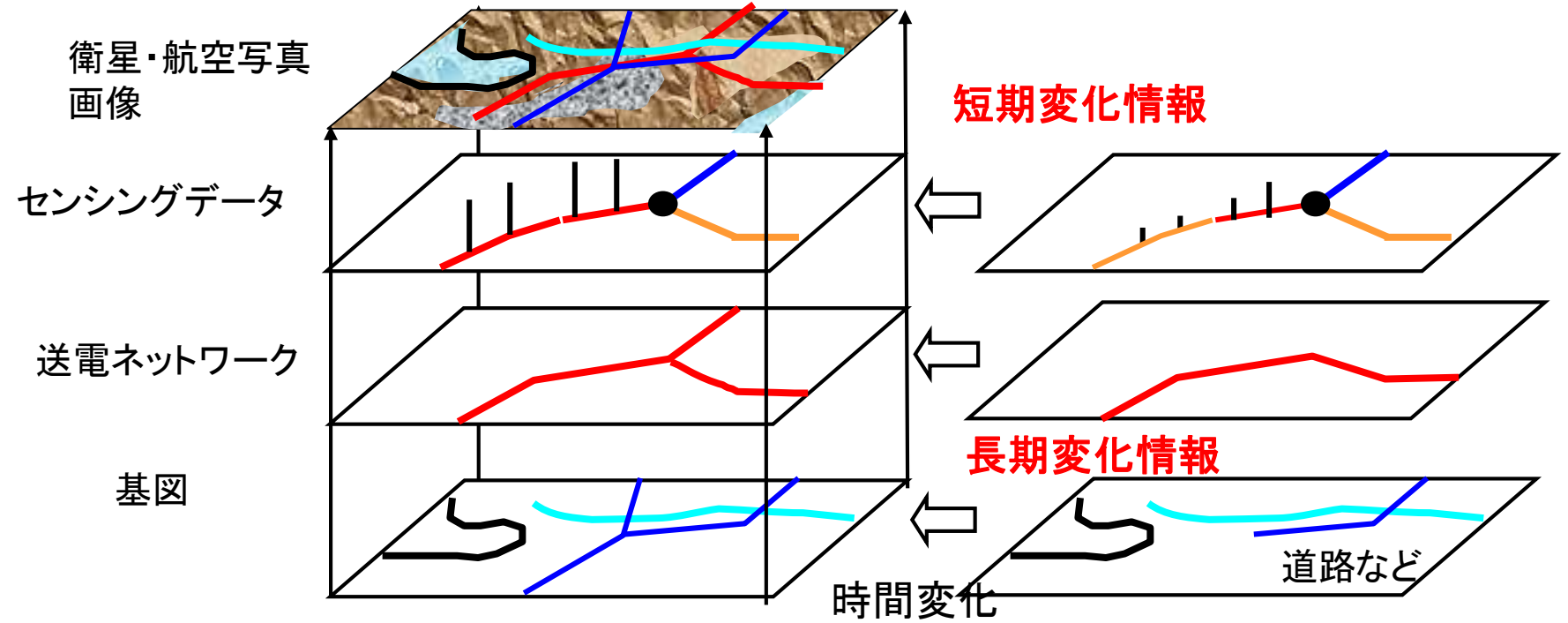
高精度GPSポジショニング



- 4次元地理情報システム(4D-GIS)は平面地図データ利用での制約を越えて、立体データに加え時間変化を管理・処理する。
- 4D-GISは時空間データ統合プラットフォームとしての役割を持つ。

時空間データ統合プラットフォーム

時空間データのレイヤ例



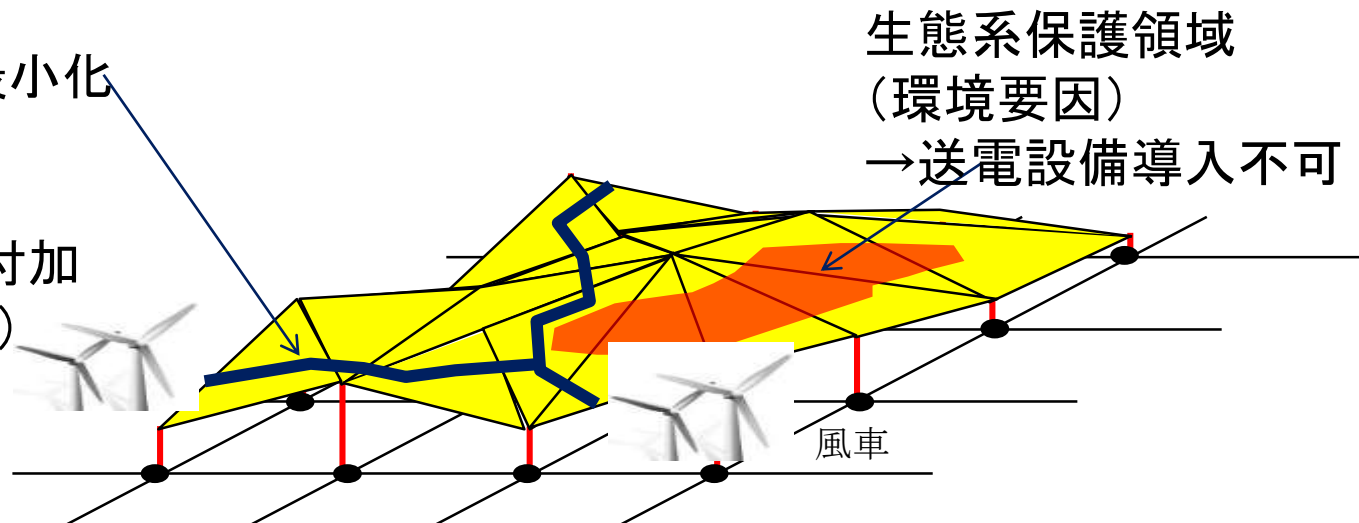
送電ネットワーク

→目的関数(コスト)最小化



メッシュ地図に高さを付加して立体化(地理要因)

→設備導入可否判断



生態系保護領域
(環境要因)

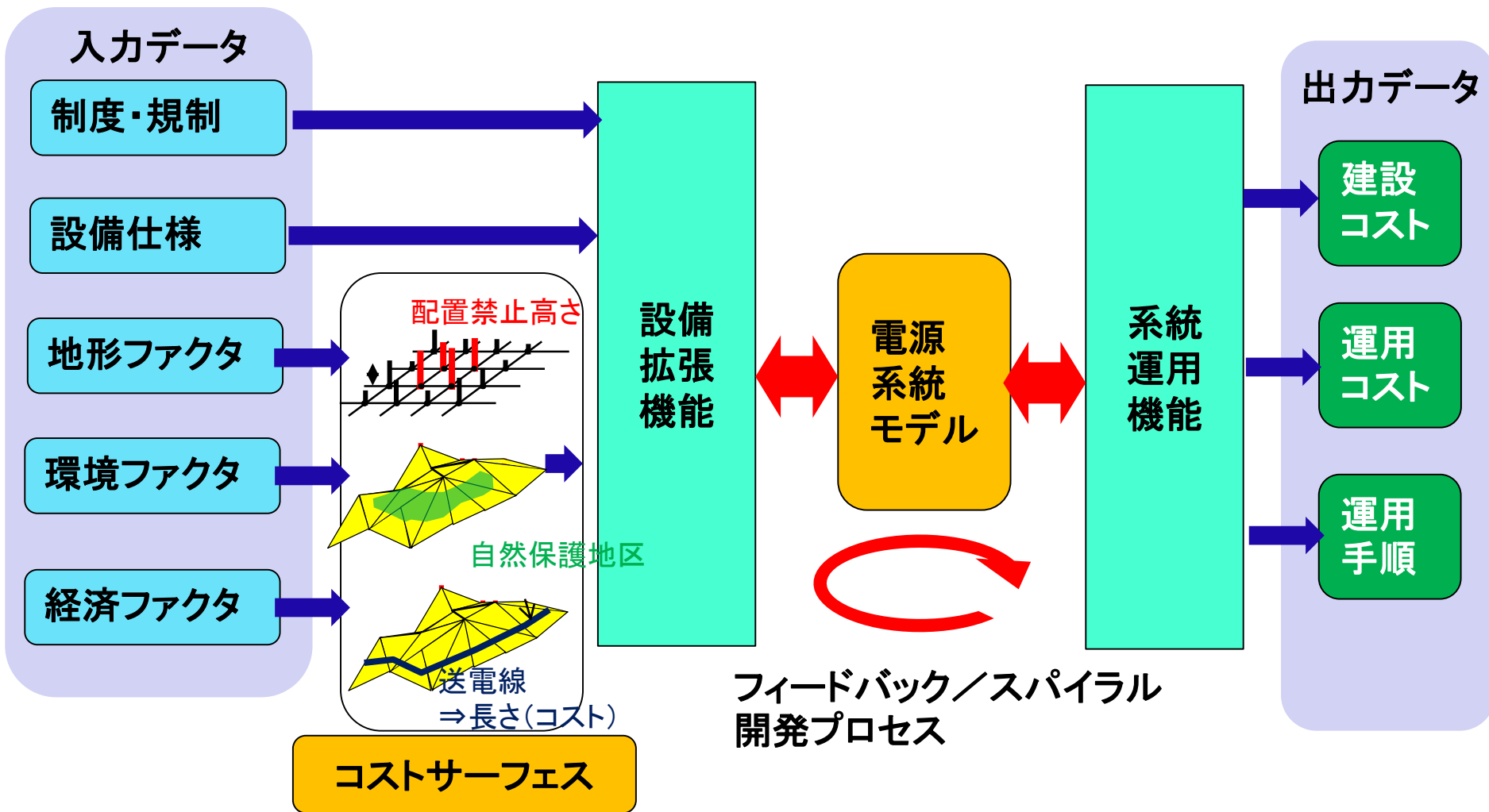
→送電設備導入不可

風車

立体コストサーフェスの整備

分類	コスト要素	考慮した情報コンテンツ
地図	地形(距離・高低さ・勾配)	左記地形データの最大値及び地上開度の最小値を制約とした鉄塔送電線建設条件
環境	環境保護	生態系保護領域などの送電線建設禁止地域
経済	送電線コストと発電量	送電線距離最小化によるコスト低減と総発電量最大化による収益確保
	変電所コスト	連系変圧器の最小化によるコスト低減

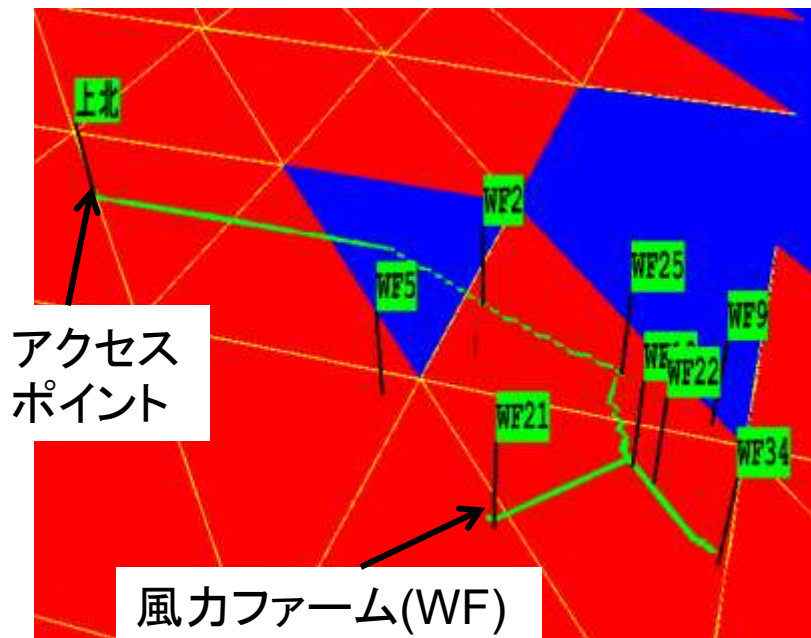
- 再生可能エネルギー設備の選択・配置は、運用面からのフィードバックを反映しつつ最適化をはかっていく



遺伝型アルゴリズム (GA: Genetic Algorithm) は、風力発電サイトの選択と送電ネットワークの配置を、建設コスト最小化に向けて準最適解に収束させる

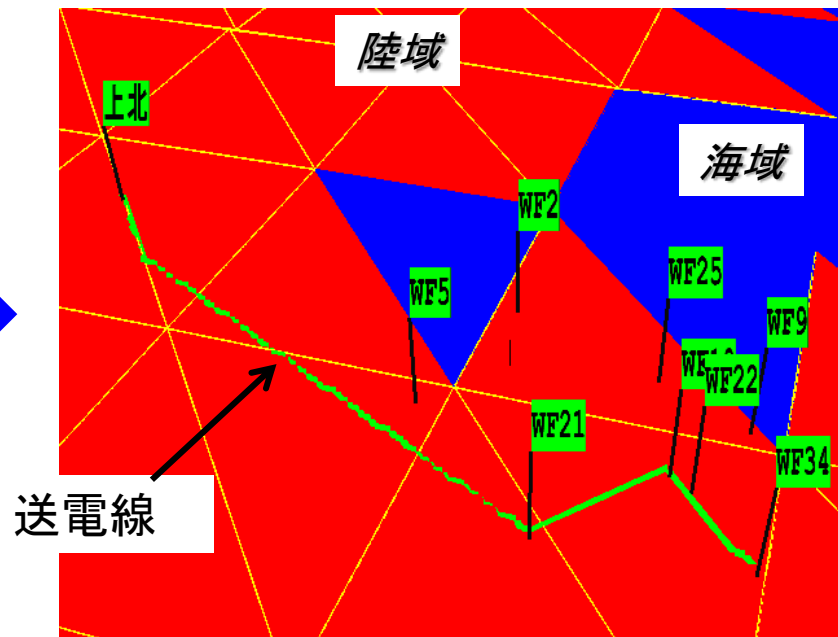
目標とする導入容量 = 100MW

中間結果



容量 = 192.15MW

準最適解



容量 = 102.50MW

- 導入容量はあらかじめ決められた最小導入容量よりも多くなければならない。
- 送電線配置では制約条件を満たすように配置される

- 風力発電技術関連に関して、電気学会電力エネルギー部門(B部門)調査専門委員の活動内容を紹介した。調査結果は2019年報告書出版を予定している
- 特に報告書のうち、計画技術について紹介
- 再生可能エネルギー電源である風力発電などの大量導入に向けた長期計画とそのモデル分析手法を紹介
- 風力発電のための連系線の構築には系統整備計画技術が重要で、2015年度環境省報告内容をベースに関連技術を紹介
- 地理情報システム(GIS)の導入による戦略的計画技術の可能性を示唆

In general, though, the study shows the following:

- High penetrations of wind generation—20% to 30% of the electrical energy requirements of the Eastern Interconnection—are technically feasible with significant expansion of the transmission infrastructure.
- New transmission will be required for all the future wind scenarios in the Eastern Interconnection, including the Reference Case. Planning for this transmission, then, is imperative because it takes longer to build new transmission capacity than it does to build new wind plants.
- Without transmission enhancements, substantial curtailment (shutting down) of wind generation would be required for all the 20% scenarios.
- Interconnection-wide costs for integrating large amounts of wind generation are manageable with large regional operating pools and significant market, tariff, and operational changes.
- Transmission helps reduce the impacts of the variability of the wind, which reduces wind integration costs, increases reliability of the electrical grid, and helps make more efficient use of the available generation resources. Although costs for aggressive expansions of the existing grid are significant, they make up a relatively small portion of the total annualized costs in any of the scenarios studied.

1. What impacts and costs do wind generation variability and uncertainty impose on system operations? **With large balancing areas and fully developed regional markets, the cost of integration for all scenarios is about \$5 (US\$ 2009) per megawatt-hour (MWh) of wind, or about \$0.005 per kilowatt-hour (kWh) of electricity used by customers.**
2. What benefits accrue from long-distance transmission that accesses multiple and geographically diverse wind resources? **The study results show that long-distance (and high-capacity) transmission can assist smaller balancing areas with wind integration, allowing penetration levels that would not otherwise be feasible. Furthermore, all scenarios, including the Reference Case, made use of major transmission upgrades to better interlock Eastern Interconnection markets for assisting with wind integration.**
3. What benefits are realized from long-distance transmission that moves large quantities of remote wind energy to urban markets? **Long-distance transmission, along with assumed modifications to market and system operations, contributes substantially to integrating large amounts of wind that local systems would have difficulty managing. In addition, long-distance transmission has other value in terms of system robustness that was not completely evaluated in EWITS.**
4. How do remote wind resources compare to local wind resources? **In the Eastern Interconnection, the Eastern Wind Data Study database (AWS Truewind 2009) shows that the higher quality winds in the Great Plains have capacity factors that are about 7%–9% higher than onshore wind resources near the high-load urban centers in the East. Offshore plants have capacity factors on par with Great Plains resources but the cost of energy is higher because capital costs are higher.**
5. How much does geographical diversity, or spreading the wind out across a large area, help reduce system variability and uncertainty? **Quite substantially.**
6. What is the role and value of wind forecasting? **With significant wind generation, forecasting will play a key role in keeping energy markets efficient and reducing the amount of reserves carried while maintaining system security.**
7. What benefit does balancing area cooperation or consolidation bring to wind variability and uncertainty management? **This and other recent studies (see Bibliography) reinforce the concept that large operating areas—in terms of load, generating units, and geography—combined with adequate transmission, are the most effective measures for managing wind generation.**
8. How does wind generation capacity value affect reliability (i.e., supply resource adequacy)? **Wind generation can contribute to system adequacy, and additional transmission can enhance that contribution.**

広域の送電網計画と費用分担に関わるルールが定められた □ Order 1000 は、公共送電事業者に、広域の送電網整備計画の策定プロセスに参加することを義務付け、そういった送電網整備計画に、①新規参入者への計画策定参加機会の提供と、参加者共同でコスト効率の良い解決策を見出すこと、②連邦法や州法によって定められた公共政策要求を満たすこと、③2つ以上の送電網整備領域をまたぐ送電設備に関しては、コスト効率の良い解決策を共同で突き止めること、を要求している □ Order 1000 は、広域の送電網整備におけるコスト配分に関して、①便益に応じたコスト配分をすること、②受益者以外のコスト負担に関しては負担するものの同意を必要とすること、③費用対便益の閾値 1.25 を用いること、④該当する送電整備計画領域外でのコスト負担を禁止すること、⑤透明性の高いコスト配分方法と受益者決定方法を用いること、⑥設備類型別のコスト配分方法を用いることができる、という6つの原則を定めた