

地域間連系線増強および出力抑制による風力発電導入ポテンシャルの評価

新エネルギー・国際協力支援ユニット 新エネルギーグループ (兼) 計量分析ユニット
柴田 善朗

サマリー

我が国においては風力発電の建設適地が北海道、東北、九州等に集中しているが、関東、中部、関西地域等の電力多消費地と離れており、電力会社間の系統を相互に接続する地域間連系線の容量が不足しているために、豊富な風力エネルギー資源を有効に活用できないという課題が指摘されている。そこで、本研究では、地域間連系線を全面的に増強した場合の全国の風力発電導入ポテンシャルを評価した。他方で、出力抑制を実施した場合の導入ポテンシャルも推計することで地域間連系線増強による導入ポテンシャルと比較した。

推計においては、電力需要の毎時変動のプラス方向とマイナス方向の最大幅に相当する電源の調整力を制約条件とする。この現状確認される調整力を超えない範囲で導入可能な風力発電の設備容量は、現状の地域間連系線では 930 万 kW～1,050 万 kW であるが、地域間連系線の全面的な増強により約4倍の 3,200 万 kW～4,200 万 kW にまで増大する。ただし、それでも最大ポテンシャルを導入した場合の年間発電電力量は 600 億 kWh～800 億 kWh と電力需要の 6～8%に過ぎない。周波数変換施設の制約を考慮して、東日本 (50Hz 地域) と西日本 (60Hz) 別々に地域間連系線を増強した場合の全国の風力発電最大導入可能設備容量は 2,300 万 kW～2,400 万 kW、年間発電電力量は 430 億 kWh にとどまる。

一方、現状の地域間連系線および電源調整力を前提として、風力発電の出力抑制を実施した場合の風力発電の最大導入可能設備容量は 1,600 万 kW～1,900 万 kW で年間発電電力量は 270 億 kWh～350 億 kWh と試算された。地域間連系線増強によるポテンシャルには及ばないものの、抑制発電電力量は 0.1%未満と非常にわずかな出力抑制を行うことによって得られる導入ポテンシャルの増分は大きい。地域間連系線の増強には膨大な設備費用と長いリードタイムが必要であることから、出力抑制対策にも積極的に取り組んでいくことが重要と考えられる。

今回の研究では、どの程度の地域間連系線の増強が必要となるかの分析は行っていない。ポテンシャルに相当する風力発電の導入を実現する場合に必要な地域間連系線増強量を推計し、蓄電池やデマンドレスポンスなどその他の系統対策との経済性に関する比較分析や導入拡大が見込まれる太陽光発電を合わせた分析が今後の課題である。

はじめに

我が国においては、風力発電の建設適地が北海道、東北、九州等に集中しているが、関東、中部、関西地域等の電力多消費地と離れており、地域間連系線が不足しているために、豊富な風力エネルギー資源を有効に活用できないという課題が指摘されている。地域内送電網の強化による風力発電の追加的な連系可能量に関する分析例[1]や一部の地域を対象として、今後の風力発電導入拡大量を前提とした必要な地域間連系線増強量の試算例[2]は見られるが、全国を対象とした地域間連系増強によってどの程度の風力発電が連系可能となるかは明らかではない。

そこで、本研究では、現状の地域連系線を前提とした場合の各電力会社供給地域における風力発電連系可能量を評価するとともに、地域間連系線を増強した場合の全国の連系可能量を分析する。地域間連系線を増強することによって、各地域における既存発電設備の出力調整力を全国レベルで有効活用できることから、導入可能な風力発電設備容量は増加するものと推察される。一方、地域間連系線の増強には膨大な費用と長いリードタイムが必要と考えられることから、出力抑制が風力発電導入拡大に向けた現実的な方策とも考えられる。したがって、出力抑制を取り入れた場合の風力発電連系可能量も分析し、地域間連系線増強による連系可能量と比較する。

なお、実際の年間毎時電力需要と風速データに基づく過去 3 年間の毎時風力発電電力量を用いて分析を行う。

1. 方法論

1.1 発電設備の出力調整力の解釈

出力調整力(出力調整速度)の最大能力は電源によって異なる。例えば、IEAの“Harnessing Variable Renewables”[3]では、1時間での出力調整幅は石炭火力では定格出力の50%、原子力は33%、オープンサイクルガスタービン100%などとしている。さらに、出力を上げる場合と絞る場合でその反応速度は異なる。これらの調整力はあくまで最大能力であり、常にその能力を最大限引き出せるとは限らない。また、発電所の定期検査や故障等もあることから、どの時間帯にどの程度の調整力があるのかを正確に把握することはできない。

一方、電力会社は保有する各発電設備の出力を調整し、集合体としての全発電設備の出力を時々刻々と変動する需要に追従させることで、電力安定供給を常に維持している。この運転を“通常営業”とすると、個々の発電設備の運転パターンの特定が不可能であっても、各電力会社の電力需要カーブから、集合体としての全発電設備の調整力を特定することができる(図1.1)。つまり、電力会社は、需要増加方向に対しては単位時間あたりの最大増加量、需要減少方向に対しては単位時間あたりの最大減少量に相当する出力調整力を最低限保持していると見なすことができる。言い換えれば、この調整力は現在の電力需要の時間変動を前提とした“無理なく対応できる能力”である。ここでは、需要増加に対してはプラス調整力、需要減少に対してはマイナス調整力と呼ぶ。

したがって、電力需要から導入される風力発電の発電電力を差し引いた電力負荷（ここではネット負荷¹と呼ぶ）の時間変動のプラス方向の最大値とマイナス方向の絶対値の最大値が、それぞれプラス調整力とマイナス調整力を超えない範囲で、風力発電の連系が無理なく可能と見なすことができる（図 1.1 参照）。

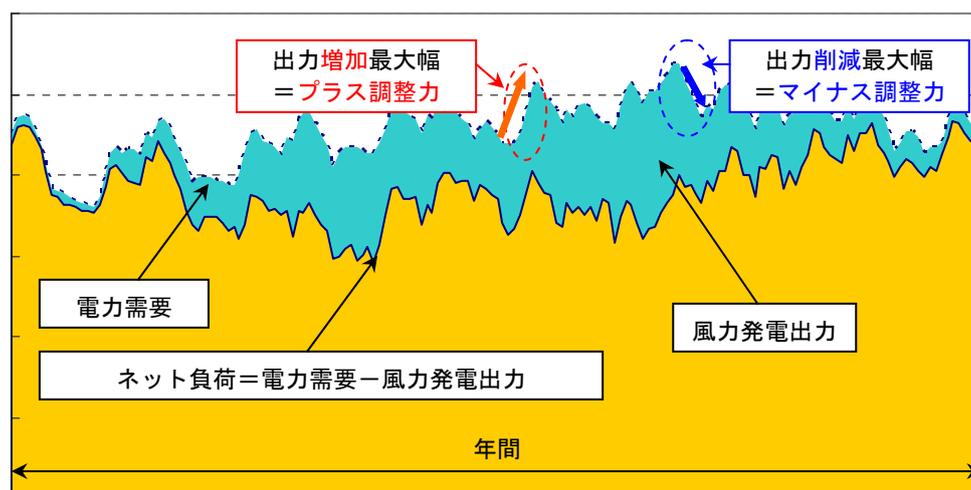


図 1.1 既存発電設備の出力調整力の特定とネット負荷のイメージ

1.2 地域間連系線増強効果の解釈

風力発電連系可能量は、表 1.1 に示すように電源の調整力や地域間連系線の状況に応じて変化する。電力需要カーブから特定する各地域における調整力には、現状の地域間連系線の送電容量による効果も内示的に含まれている。本研究での地域間連系線増強とは、電力会社間の連系線の制約を完全に排除することを意味し、日本全体の電力システムを一つの系と見なすことができると仮定する。従って、1.1 において特定する各地域の調整力の合計を日本全体の調整力とする。ただし、現在行われている地域間連系線による電力融通の影響を含んだ合算による合計調整力の過大推計を避けなければならない。ところが、融通が発生している時間帯に関する情報が非公開であるため、特定する調整力のうち融通による影響がどの程度含まれているかを把握することはできないことから年間の全国連系線利用量の電力需要に対する割合を合計調整力から割引く。

本研究では、つまり、表 1.1 の②の状態での各地域における風力発電連系可能量の合計から⑤の状態における全国での風力発電連系可能量までの程度増加するかを分析する。なお、議論の単純化のため、各地域内の送電線は十分に整備されているものと仮定する。

¹ ネット負荷は、風力発電や太陽光発電など出力変動型再生可能エネルギー以外の発電設備で対応する電力需要であり、IEA の“Harnessing Variable Renewables”や CAISO (California Independent System Operator) では“Net Load”と呼んでいることから、ここでもネット負荷と呼ぶこととする。

ただし、ここで推計される風力発電連系可能量は、既存電源の通常運転で対応するという意味では過小評価であるが、電源と需要の地理的距離を捨象しているという意味では過大評価でもあることに注意が必要である。

表 1.1 電力システムシステムによる再生可能エネルギー出力変動性対策

	電源の調整力	地域間連系線の状況
①	通常運転で対応～限界的な運転で対応	無し（各地域を閉じた系と見なす）
②	通常運転で対応	現状
③	限界的な運転で対応	現状
④	通常運転で対応～限界的な運転で対応	部分的な地域間連系線の増強
⑤	通常運転で対応	完全な連系線増強（日本全体を一つの系と見なす）
⑥	限界的な運転で対応	完全な連系線増強（日本全体を一つの系と見なす）

注：蓄電池、需要側対応も対策として考えられるが本研究では取り扱わない。

注：限界的な運転とは、各電源の出力調整能力の最大値で対応する場合を意味する。

1.3 風力発電設備の導入地点の想定

新規に導入される風力発電の地点を特定することはできない。従って、現在までの導入実績[4]に基づいて将来も導入されるものと想定する。各地域において複数の AMeDAS 観測所を選択し、既導入設備を選択観測所に配分する（詳細は 2.1 参照）。各地点の既存風力発電設備容量の比率を固定したまま導入量を増加させる。

1.4 電力需要

電力会社によってデータの整備状況が異なることから、2012年の1年のみを対象とする。また平日データのみしか整備されていない場合は、休日の電力需要を推計する（詳細は 2.2 参照）。

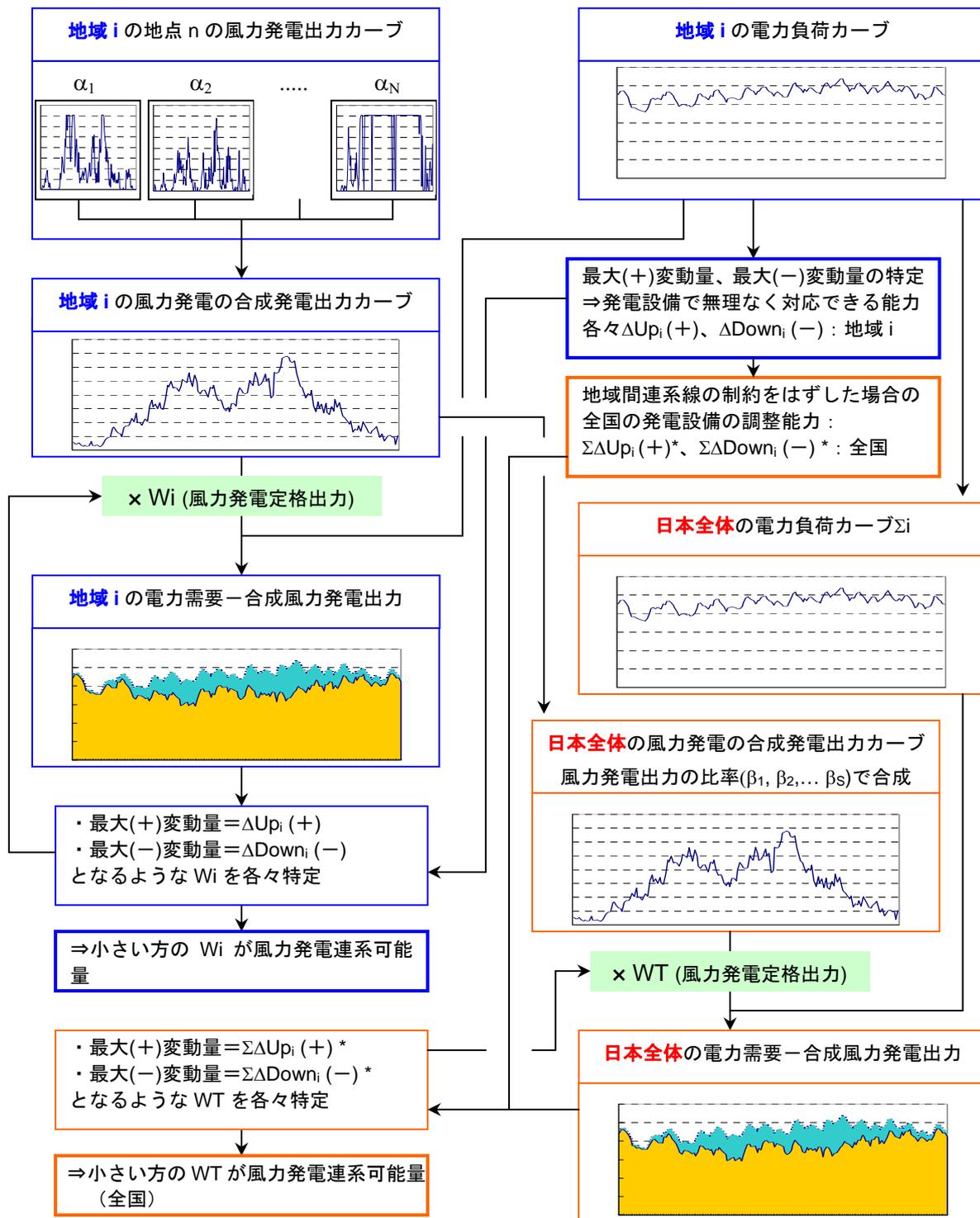


図 1.2 地域間連系線増強による風力発電導入ポテンシャルの分析の流れ

注: α_n は各地域における各地点の風力発電設備容量の比率。 β_n は各地域の風力発電設備容量の比率。また、 ΔUp_i (+)、 $\Delta Down_i$ (-) は各々地域 i におけるプラス調整力、マイナス調整力で単位は kWh である。電力需要カーブは 2012 年、風力発電出力カーブは 2010 年、2011 年、2012 年の推計値を用いる。つまり 3 ケースで評価する。なお、ここで評価される風力発電最大導入量は既導入量に対する追加的なものである。
 ※：電力融通による影響を割引く。

1.5 分析の流れ

図 1.2 に分析全体の流れを示す。毎時電力需要は 2012 年の実績値を使用するが、風力発電電力データは 2010 年、2011 年、2012 年の過去 3 ヶ年の風速データから推計する。なお、2012 年は閏年であることから、2010 年及び 2011 年の風速データを用いる場合は 2012 年の最終日の電力需要を除外する。

まず、各地域において、電力需要カーブから“通常運転”におけるプラス調整力とマイナス調整力を特定する。次に、各地域における単位定格発電出力の風力発電出力カーブを推計する。電力需要から風力発電電力量を差し引いたネット負荷の時間変動のプラス方向の最大値およびマイナス方向の絶対値の最大値が各々プラス調整力、マイナス調整力となるような風力発電出力を特定する。これらのうち小さい方の発電出力が各地域における風力発電の追加的的最大導入量であり、各地域の合計が全国での風力発電の追加的的最大導入可能量となる。一方、各地域の調整力を合計し（電力融通による影響は排除）、同様の流れで分析することで、地域間連系線増強による全国での追加的風力発電導入ポテンシャルを推計する。また、周波数変換施設の制約を考慮して、東日本と西日本を個別に地域間連系線を増強した場合の風力発電導入ポテンシャルの推計も行う。

風力発電の連系可能量の上限を決める大きな要因として、短周期変動対応（数分～20 分程度）の LFC（Load Frequency Control）調整量や長周期変動対応（20 分程度以上）の出力調整速度が挙げられる。本研究では、データの制約から 1 時間あたりの出力調整速度を対象として分析を行う。また、風力発電出力とベース供給力の合計が電力需要を超えてはならないという、下げ代の制約もあるが、下げ代は電力需要が低い時間帯における電源構成によって大きく左右され、現在や将来の電源構成が不明確であることから、捨象する。ただし、風力発電導入によるネット負荷の最小値を計算し確認する。また、詳細分析には、地域内送電線網の状況や風力発電との接続距離等を踏まえたネットワーク分析が必要であるが、データ制約があること並びに議論の単純化のために、本研究では取り扱わない。

一方、出力抑制対策を講じた場合の風力発電導入ポテンシャルの分析に関しては、現状の地域間連系線を前提とする。マイナス調整力を超える分の風力発電出力を抑制しつつ、年間発電電力量を最大化する風力発電設備容量を特定する。出力抑制対策の場合、ネット負荷の最小値を無視した非常に膨大な風力発電の導入量が推計される可能性もあることから、地域間連系線増強によるポテンシャル風力発電を導入した場合の全国の最小ネット負荷の削減率を制約条件とする（詳細は 3.3 参照）。

2. データの整備

2.1 毎時風力発電出力

風力発電の毎時発電出力の推計には気象庁 AMeDAS の風速データを使用する。NEDO の風力発電設備一覧表[4]の 2012 年 3 月末における全国の各風力発電設備の位置（市町村）と AMeDAS 観測所の所在地を対照させ風力発電設備を近傍の観測所に集約する。表 2.1 に選定地点（AMeDAS 観測所）と地点ごとに集約した風力発電設備容量を示す。風力発電設備容量 256 万 kW を 89 地点に配分した。主要送電線と接続されていない離島や、九州との連系が長距離海底送電線となる沖縄を除くと 82 地点になり、発電設備容量は 253 万 kW である。なお、2012 年 3 月末時点で撤去されているが過去に導入があった地点も、今後の導入可能性もあることから幾つか含む。

表 2.1 選定地点

電力会社	AMeDAS観測所	発電容量(kW)	電力会社	AMeDAS観測所	発電容量(kW)	電力会社	AMeDAS観測所	発電容量(kW)
北海道 (10)	石狩	5,844	北陸 (6)	泊	1,500	四国 (6)	徳島	19,500
	江差	55,500		砺波	1,800		瀬戸	67,700
	えりも岬	1,200		金沢	1,500		室戸岬	300
	根室	15,100		志賀	49,415		高知	2,950
	函館	3,700		輪島	69,980		橘原	21,200
	羽幌	88,770		三国	21,800		宿毛	12,000
	室蘭	14,450	計	145,995	計	123,650		
	稚内	82,765	中部 (9)	長野	0	九州 (12)	福岡	17,416
	興部	0		恵那	9,200		佐賀	42,695
	寿都	21,080		稲取	16,800		島原	4,600
計	288,409	石廊崎		34,800	福江		32,400	
東北 (15)	蟹田	19,540		御前崎	92,510		平戸	69,970
	大間	233,903		伊良湖	49,236		鰐浦	1,200
	深浦	2,750	豊橋	5,010	牛深		600	
	野辺地	50,900	上野	33,000	熊本		30,160	
	市浦	0	津	36,047	玖珠		11,490	
	釜石	42,919	計	276,602	延岡		750	
	葛巻	24,180	関西 (6)	大津	1,500		阿久根	56,530
	秋田	77,761		宮津	4,500		鹿児島	88,500
	能代	41,100		生野	220	枕崎	48,925	
	鹿角	7,650		南淡	43,100	種子島	670	
	尾花沢	6,500		五條	60	名瀬	2,590	
	酒田	39,290		和歌山	75,280	沖永良部	1,200	
	小名浜	140	計	124,660	計	409,696		
	郡山	143,720	中国 (9)	倉吉	36,600	沖縄	21,080	
	高田	7,010		松江	102,870	全国計(89) 離島及び沖縄を除く(82)	2,555,291 2,528,051	
相川	0	西郷		1,800				
計	697,363	浜田		46,150				
東京 (9)	水戸	13,220		千屋	17			
	鹿嶋	73,080		呉	0			
	前橋	340	油谷	7,950				
	木更津	5,590	下関	95,000				
	勝浦	3,250	柳井	10,500				
	銚子	59,310	計	300,887				
	江戸川臨海	3,650						
	三宅島	500						
	横浜	7,170						
宇都宮	840							
計	166,950							

注：色塗りで示す離島および沖縄は分析に含まない。括弧内数字は離島および沖縄を除く各地域の選定地点（AMeDAS 観測所）の数を示す。

注：当然のことながら、風速が観測されている地点を選定している。

風力発電は発電開始風速（カットイン風速）から発電停止風速（カットアウト風速）の範囲においてのみ稼働し、カットイン風速とカットアウト風速の間で、ある風速以上になるとブレードのピッチ制御などにより出力を制御することで定格運転を行う。この運転パターンに基づき選定地点の風速データから毎時の発電電力を推計する[5]。想定する風力発電は発電定格出力 1,000kW 規模のハブ高さ 60m、ローター直径 60m とし、AMeDAS 観測所高さにおける風速を補正し風力発電の高さにおける風速に変換する。その際、必要となる地表を表す係数を特定するために、地図で観測所所在地の地表特性（草原、海岸地方、田園、市街地など）を確認する。

図 2.1 には選定した地点における風力発電の設備利用率の計算結果を示す。北海道えりも岬や鹿児島県枕崎など 40%を超える地点から、千葉県木更津、奈良県五條、岡山県千屋など数%程度の地点までばらつきが多い。どの地点においても年による変動は小さい。地域別に見ると（表 2.2）、北海道、東北、北陸、中部、四国、九州で設備利用率が 20%を超えているが、東京、関西、中国では 20%を下回る。風力発電の設備利用率と既導入設備容量はほぼ相関していることがわかる。全国平均で見た設備利用率は過去 3 年間を通して 21%～22%と、一般的に 20%と言われている設備利用率に近い。

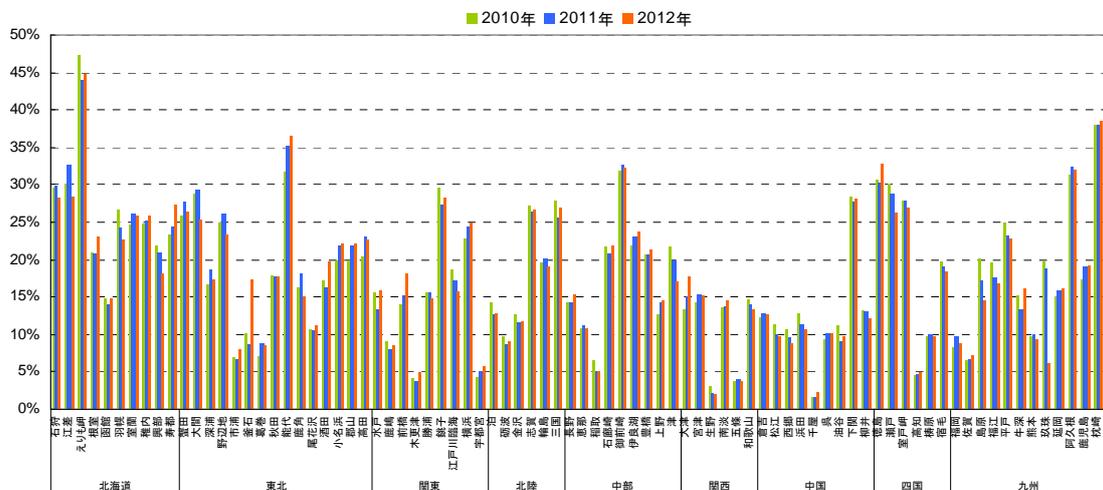


図 2.1 選定地点ごとの風力発電設備利用率

注：離島及び沖縄を含まない。

表 2.2 地域別風力発電設備利用率の推計値と既導入設備容量

	設備利用率			既導入設備容量 (万 kW)
	2010年	2011年	2012年	
北海道	26%	26%	25%	29
東北	23%	23%	23%	70
東京	18%	16%	17%	17
北陸	23%	23%	23%	15
中部	23%	23%	23%	28
関西	14%	14%	14%	12
中国	17%	16%	16%	30
四国	25%	24%	23%	12
九州	21%	21%	21%	40
全国	22%	22%	21%	253

注：離島及び沖縄を含まない。

注：導入設備容量は2012年3月末時点。

図 2.2 には 2012 年の各地域における季節ごとの代表的な 1 週間の風力発電出力カーブを示す。どの地域においても冬季の風速が強いため発電出力も大きい。電力需要の端境期である 4 月末から 5 月上旬の発電出力も同様にかなり大きいことがわかる。一方、夏期の発電出力は非常に少ない。冬季及び端境期は定格出力（表 2.2 の既導入設備容量を参照）の 50%以上の発電出力を示す時間帯が数多く見られるが、夏季は非常に少ない。図 2.3 には全地域を合成した風力発電出力カーブを示す。なお、全国で見た場合の設備利用率は、冬季（1月～3月、11月～12月）は 28%、端境期（4～5月、10月）は 20%、夏季（6月～9月）は 13%である。

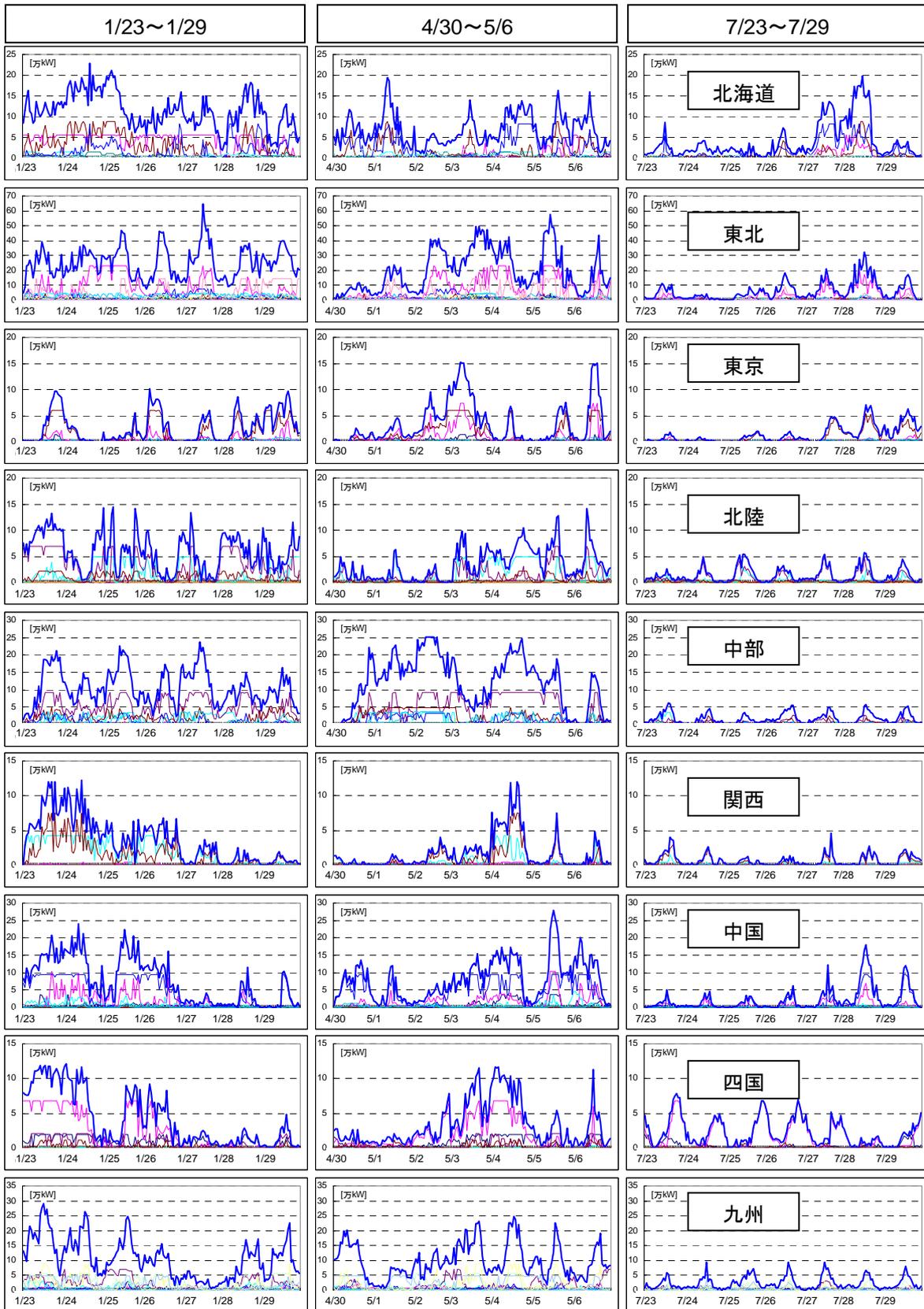


図 2.2 2012 年における各地域の季節別風力発電出力カーブ（1 週間）

注：細線は各地点、太線が当該地域の合成である。2012 年 3 月末時点の導入風力発電（253 万 kW）を対象としている。

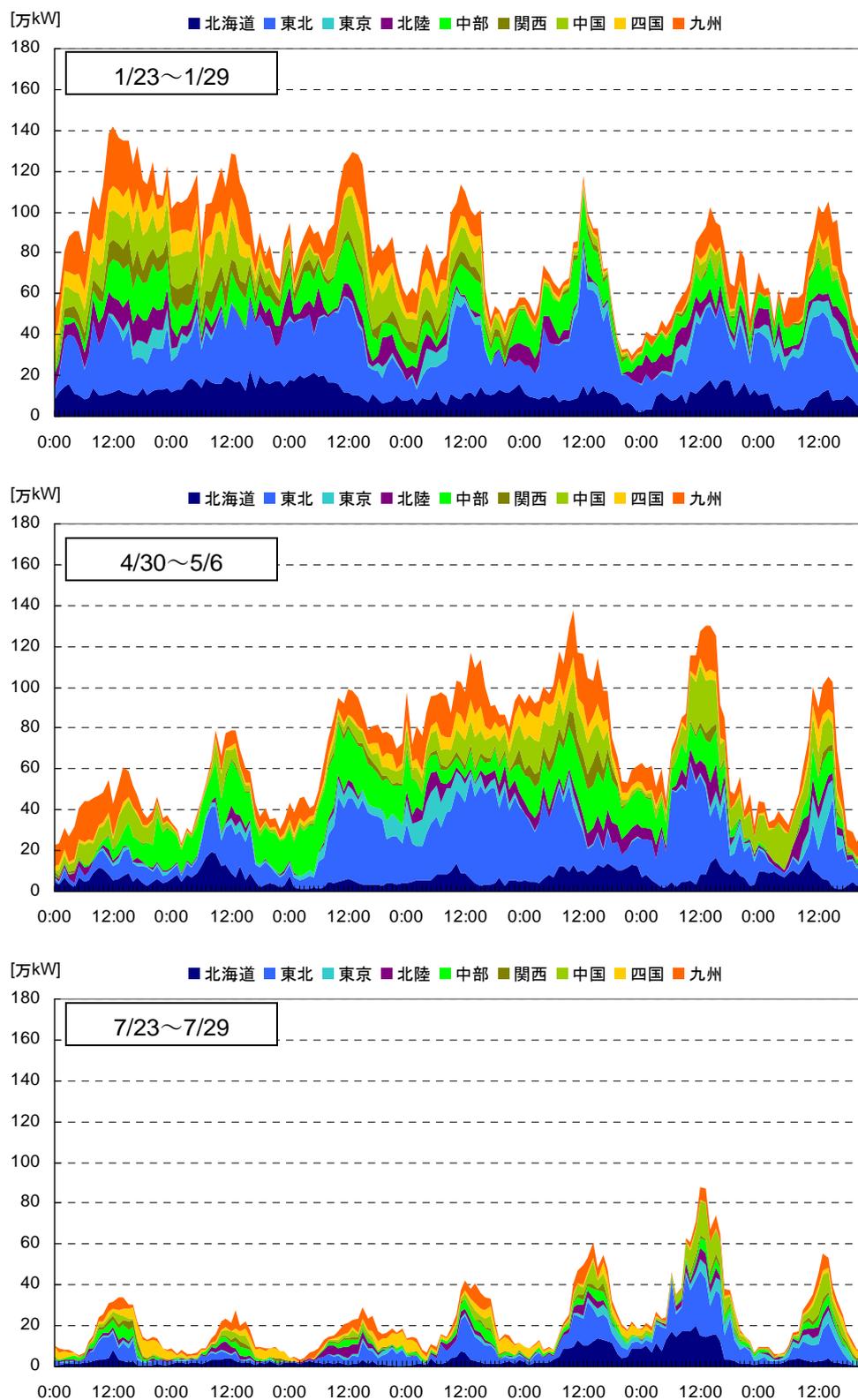


図 2.3 2012 年における季節別風力発電出力カーブ (1 週間)

注：2012 年 3 月末時点の導入風力発電 (253 万 kW) を対象としている。

2.2 毎時電力需要

毎時電力需要データは各電力会社のホームページから取得するが、データ整備状況に大きな差があることから、全社（沖縄電力を除く9社）のデータが揃う期間は限られている。2011年以前のデータが公表されていない電力会社が多いことから、2012年1月1日から12月31日までの8,784時間（2012年は閏年である）をデータ整備対象期間とする。

データ開始期間が6月や7月の地域では、それ以前の期間のうち2012年1月1日から3月31日までは、曜日は休日を整合させた2013年の同等日のデータをそのまま流用する。4月1日以降やその他の期間でデータ非公開期間に対しては、電力需要カーブが類似している他地域における当該日と1週間後（つまり同曜日）における同時刻の電力需要の比率を乗じることで推計する。また、休日データが公表されていない地域では、電力需要カーブが類似している他地域における該当日と1日前における同時刻の電力需要の比率を乗じて推計する。同じ曜日や類似電力需要カーブをベースに電力需要を推計する方法は、米国におけるデマンドレスポンスのベースライン²推計手法[6][7][8]を応用したものである。

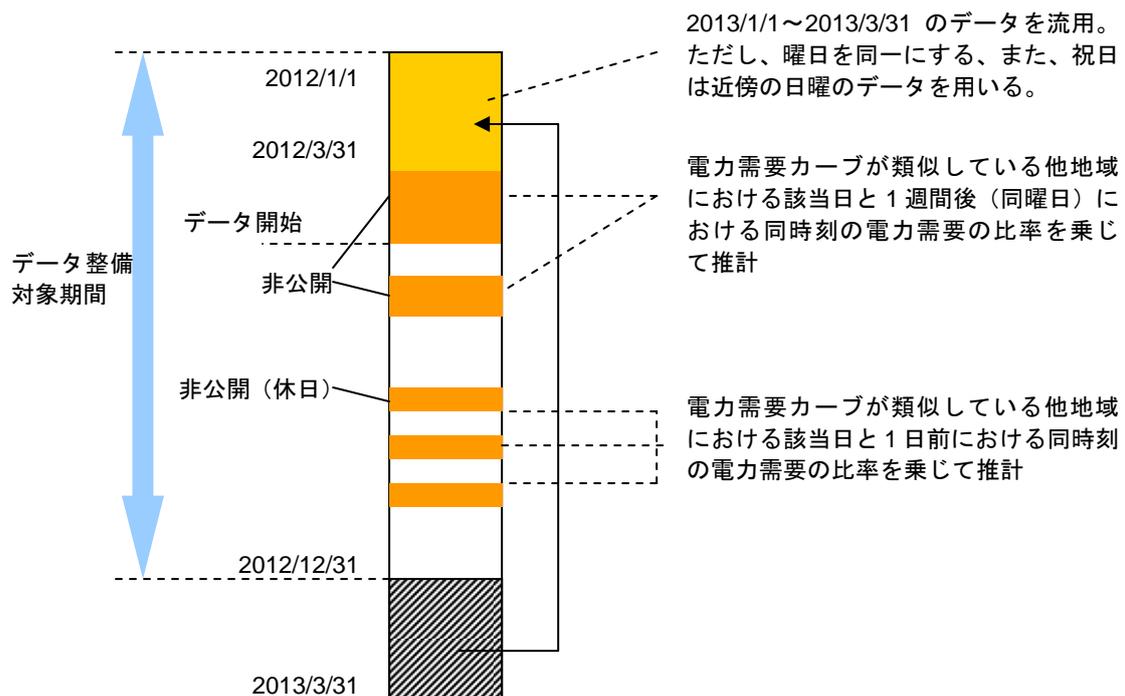


図 2.4 データ非公開期間における電力需要推計イメージ

注：該当するのは、北陸電力、中国電力、四国電力、九州電力である。北陸電力と中国電力は休日のデータが非公開。四国電力と九州電力は2012年の前半のデータが非公開。他の電力会社は年間の毎時電力需要が全て公開されている。

² ベースラインとは、デマンドレスポンスや省エネ対策を実施しなかった場合に、生じていたであろう電力需要の推計値である。ベースラインはこれらの対策による削減電力量を特定するために必要とされる。

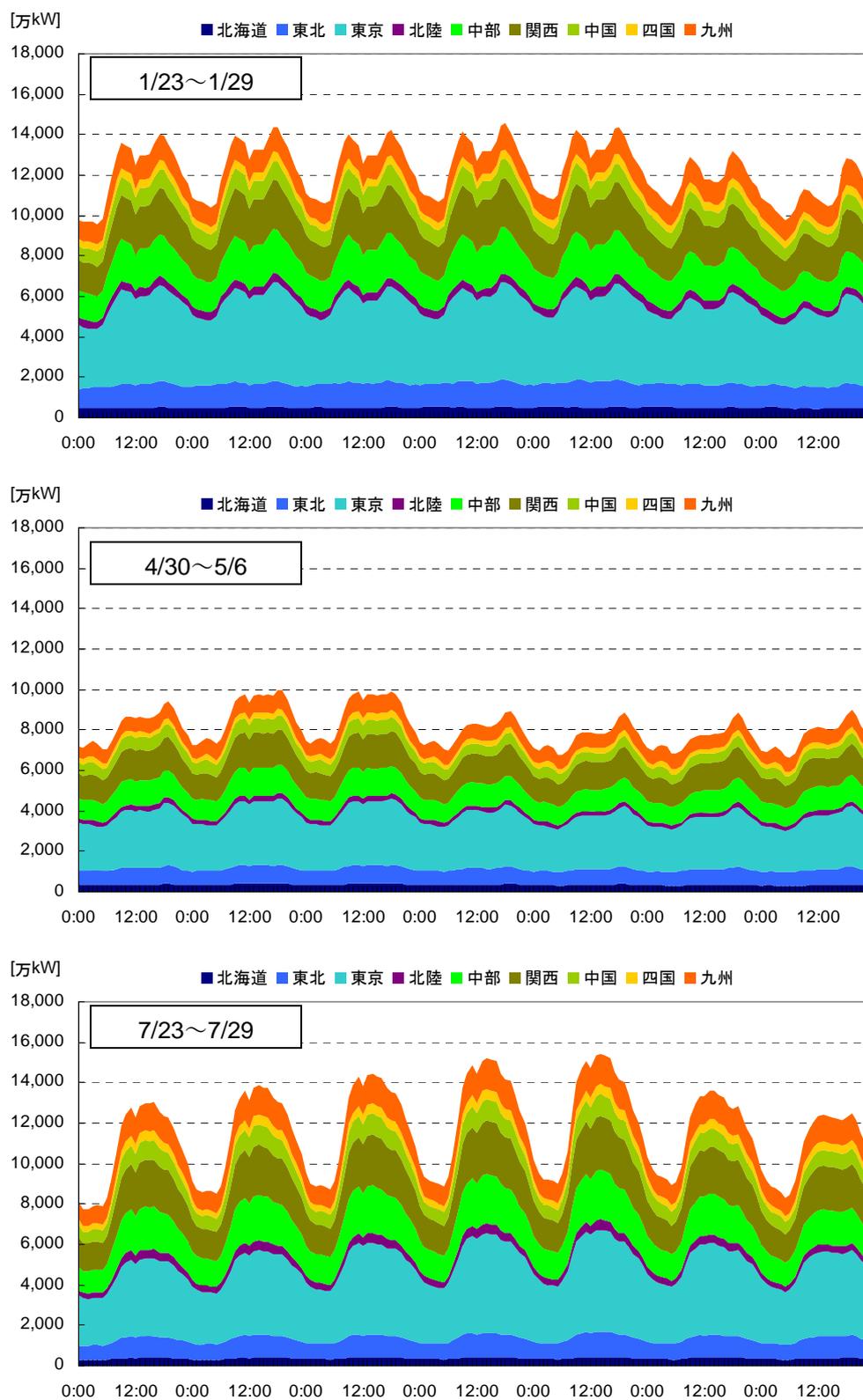


図 2.5 2012 年における季節別電力需要カーブ (1 週間)

図 2.5 には推計した電力需要カーブの季節別の例を示す。なお、8月中旬（お盆休み）に最小電力需要を示す北海道と東北以外は4月下旬から5月上旬（ゴールデンウィーク中）に最小値を記録している。また、最大電力は北海道と東北は2月上旬、他地域は7月～8月に発生している。表 2.3 に各地域における2012年の最大電力需要と最小電力需要を示す。

表 2.3 各地域における最大電力需要と最小電力需要（2012年）

	最大電力 (万 kW)	最小電力 (万 kW)
北海道	568	272
東北	1,362	654
東京	5,078	2,051
北陸	526	196
中部	2,478	881
関西	2,681	1,104
中国	1,085	439
四国	526	203
九州	1,521	576
全体	15,448	6,604

注：全体とは全地域の電力需要カーブを合成した場合を意味する。したがって、各地域の最大値（最小値）の合計と全体の最大値（最小値）は一致しない。

3. 風力発電導入ポテンシャル

3.1 電源の調整力の特定

年間の毎時電力需要から、各電力会社における時間当たりの需要の最大増加量及び最大減少量を特定し、各々を既存発電設備のプラス調整力、マイナス調整力とした結果を表 3.1 に示す。上述のように、この調整力は“無理のない”運転を前提とした調整力と解釈される。プラス調整力の最大電力需要に対する割合は10%～20%、マイナス調整力は10%前後となっている。電力需要の大きい東京電力、中部電力、関西電力の調整力が大きくプラス調整力は400万～800万kW/h、マイナス調整力は200万～400万kW/hである。プラス調整力、マイナス調整力ともに100万～200万kW/hの東北電力、中国電力、九州電力が次ぐ。北海道電力、北陸電力、四国電力は100万kW/hに満たない。なお、ほとんど全ての地域において、マイナス調整力の絶対値の方が小さいことがわかる。各地域で保有されている調整力を合計し電力融通による影響（=9.2%：表 3.1 脚注※参照）を割引くことで、地域間連系線の制約が完全に取り除かれた場合の全国の調整力を求めると、プラス調整力が2,170万kW/h、マイナス調整力が1,245万kW/hとなる。なお、東日本と西日本を個別に考えると、調整力は西日本の方が大きい。

表 3.1 各地域における電源の調整力

	調整力		最大電力需要に対する割合	
	プラス調整力 (万 kW/h)	マイナス調整力 (万 kW/h)	プラス調整力	マイナス調整力
北海道	60	-37	11%	-7%
東北	211	-104	15%	-8%
東京	822	-446	16%	-9%
北陸	81	-42	15%	-8%
中部	456	-219	18%	-9%
関西	360	-199	13%	-7%
中国	164	-91	15%	-8%
四国	78	-38	15%	-7%
九州	158	-195	10%	-13%
合計※	2,170	-1,245	14%	-8%
東日本※	992	-533	14%	-8%
西日本※	1,177	-712	13%	-8%

注：北海道電力、東北電力、東京電力、中部電力は公表されている 2011 年以前のデータも含めている。ただし、2011 年は 3 月 11 日の東日本大震災以降のデータは除外している。東京電力のプラス調整力およびマイナス調整力は 2010 年、中部電力のプラス調整力は 2010 年、東北電力のプラス調整力およびマイナス調整力は 2010 年、北海道電力のプラス調整力およびマイナス調整力は 2011 年に記録している。他は 2012 年の値である。九州電力のマイナス調整力が最大電力需要と比べてかなり大きくなっているのは、電力需要推計が原因と考えられる。

※：一般社団法人 電力系統利用協議会の“連系線利用実績”（2012 年）の、各連系線の順方向と逆方向の利用量から全国における年間の受電量（＝送電量）を把握し、電力需要量で除した割合（9.2%）を各地域の合計値から割り引いた値。

3.2 地域間連系線増強による風力発電連系可能量の推計

(1) 全国

各地域においてプラスとマイナスの調整力を上限として、現状から追加的に最大限導入可能な風力発電の設備容量を推計した結果を表 3.2 に示す。毎時電力需要は 2012 年、毎時風力発電量は 2010 年、2011 年、2012 年の風速データを使用している。風況によって、また地域によってプラス調整力とマイナス調整力のどちらが制約になるかは異なるが、マイナス調整力が制約になるケースが多く見られる。両者において小さい方が各地域での追加的風力発電導入量の最大値である。各地域の合計値は約 680 万 kW（2012 年風況の場合）から 800 万 kW（2010 年風況の場合）である。つまり、現状の地域間連系線を前提とした場合、無理なく（既存発電設備（火力等）の運転制御パターンに大きな影響を与えない範囲で）追加的に導入可能な風力発電の設備容量は全国で約 680 万 kW～800 万 kW と推計される。なお、電気事業連合会が公表している風力発電の連系可能量から既連系量を引いた残り（補論の表 A.1 参照）と比べると、本研究での推計値はほとんどの地域で小さめとなっているが、評価方法の違いによるものと考えられる。

一方、地域間連系線を増強し日本全体を一つの系と見なすことができる場合の追加的導入可能量は約 3,000 万 kW（2012 年の風況の場合）から 3,900 万 kW（2010 年の風況の場合）と推計される。

表 3.2 地域間連系線増強による追加的風力発電導入ポテンシャル

風速 データ 年	地域	風力発電導入ポテンシャル (万 kW)			ポテンシャル風力 発電導入時の ネット負荷		ネット負荷の時間変 動の標準偏差(万 kW/h)		地域間連系線 増強時の地域 別風力発電 (万 kW) ²
		(+)調整力 制約の 場合	(-)調整力 制約の 場合	小さい方	最大 負荷 (万 kW)	最小 負荷 (万 kW)	導入前	ポテンシ ヤル導入 後	
2010 年	北海道	79	14	14	565	269	15	15	450
	東北	272	86	86	1,348	618	38	38	1,088
	東京	878	439	439	5,038	1,862	164	166	260
	北陸	25	12	12	523	190	15	15	228
	中部	736	155	155	2,431	859	84	83	432
	関西	109	39	39	2,679	1,098	86	86	195
	中国	217	21	21	1,082	438	32	32	469
	四国	70	1	1	526	203	17	17	193
	九州	32	182	32	1,513	572	43	43	630
	合計	—	—	798	—	—	—	—	3,944
広域 ¹	6,967	3,944	3,944	14,759	5,390	455 (4.3%) ³	460 (4.4%) ³	3,944	
2011 年	北海道	50	20	20	564	271	15	15	402
	東北	518	48	48	1,356	650	38	38	971
	東京	1,014	420	420	5,059	1,913	164	165	232
	北陸	72	8	8	526	196	15	15	203
	中部	677	163	163	2,419	827	84	84	385
	関西	8	33	8	2,680	1,104	86	86	174
	中国	254	75	75	1,074	402	32	32	419
	四国	2	19	2	525	203	17	17	172
	九州	4	140	4	1,520	576	43	43	563
	合計	—	—	748	—	—	—	—	3,520
広域 ¹	8,529	3,520	3,520	14,833	5,823	455 (4.3%) ³	456 (4.3%) ³	3,520	
2012 年	北海道	52	13	13	563	271	15	15	339
	東北	419	42	42	1,354	646	38	38	819
	東京	750	472	472	4,982	1,782	164	166	195
	北陸	8	8	8	524	195	15	15	171
	中部	1,045	6	6	2,477	877	84	84	325
	関西	101	161	101	2,657	1,077	86	86	146
	中国	4	22	4	1,084	438	32	32	353
	四国	48	22	22	522	194	17	17	145
	九州	28	7	7	1,519	575	43	43	474
	合計	—	—	676	—	—	—	—	2,968
広域 ¹	7,921	2,968	2,968	14,785	5,578	454 (4.3%) ³	456 (4.3%) ³	2,968	

注 1：地域間連系線を増強した場合。

注 2：2012 年 3 月末時点における既導入風力発電設備容量の地域別比率をもって推計。

注 3：全国平均電力需要に対する割合。

2012年3月末での風力発電導入実績量253万kW（離島及び沖縄を除く）を加えると、現状の地域間連系線を前提とした場合の最大導入量は930万kW～1,050万kWであるが、地域間連系線を増強した場合は3,200万kW～4,200万kWと約4倍にまで拡大することがわかる（図3.1）。

各地域においては追加的に可能な導入量が小さいことから、最大ポテンシャルを導入した場合のネット負荷（電力需要－風力発電出力）の毎時の時間変動の標準偏差（表3.2参照）は、現状の標準偏差と大きな変化は見られない。一方、地域間連系線を増強し最大ポテンシャルを導入した場合は、455万kW/hから456万kW/h～460万kW/hへと増加するが、全国平均電力需要に対する割合（4.3%～4.4%）で見ると大きな差ではない。

また、地域間連系線増強によって最大ポテンシャルを導入した場合のネット負荷の最大値は1億4,800kWであり導入前の1億5,400万kWから600万～700万kW削減（ピークカット）される。一方、最小値は年の風況によって異なるが5,400万～5,800万kWであり導入前の6,600万kWから800～1,200万kWの減少と、最大電力削減幅より大きい。これは、最大電力需要が発生する夏季は風力発電の設備利用率が低く（16%～21%）、最小電力需要発生時期は風力発電の設備利用率が高い（35%～42%）ことが原因である。なお、上述のように、下げ代制約に関しては、電力需要が低い時間帯における電源構成によって大きく左右され、現在や将来の電源構成が不明確であることから、ここでは取り扱わない。



図3.1 全国の地域間連系線増強による風力発電導入ポテンシャル

注：電力需要は2012年のデータを使用。風力発電導入実績は2012年3月末時点。

注：“完全連系”は地域間連系線の制約を完全に取除いた場合を指す。

(2) 東日本・西日本

政府および電力会社によって、送電容量 100 万 kW の周波数変換所の増強が検討されているが、仮に周波数の差異による電力融通に対する障壁を完全に解消することが難しい場合を想定して、東日本（50Hz）と西日本（60Hz）別々に地域間連系線増強を行った場合の試算結果を図 3.2 及び図 3.3 に示す。

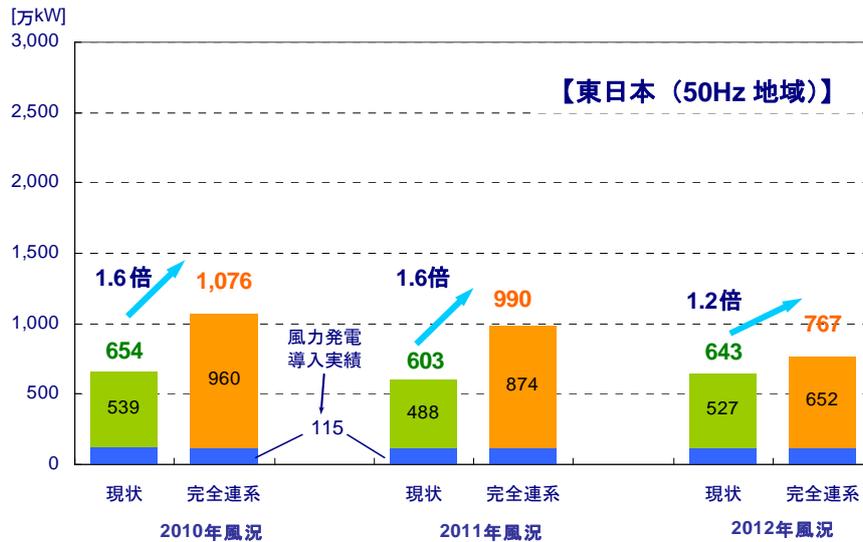


図 3.2 東日本の地域間連系線増強による風力発電導入ポテンシャル

注：電力需要は 2012 年のデータを使用。風力発電導入実績は 2012 年 3 月末時点。
注：“完全連系”は地域間連系線の制約を完全に取除いた場合を指す。

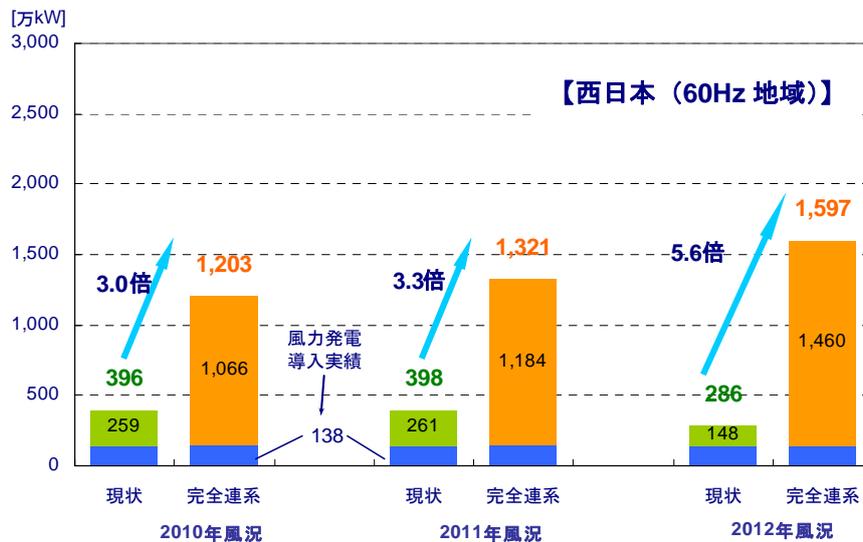


図 3.3 西日本の地域間連系線増強による風力発電導入ポテンシャル

注：電力需要は 2012 年のデータを使用。風力発電導入実績は 2012 年 3 月末時点。
注：“完全連系”は地域間連系線の制約を完全に取除いた場合を指す。

東日本では現状の連系線の状況では追加的に導入可能な風力発電の設備容量は 490 万～540 万 kW であるが、地域間連系線増強により 650 万 kW～960 万 kW に増加する。導入実績 115 万 kW を加えると、地域間連系線拡充による導入ポテンシャルは約 770 万 kW～1,100 万 kW であり効果は約 1.5 倍である。一方、西日本の場合は導入実績の 138 万 kW を加えた導入ポテンシャルは現状の連系線の状況では 300 万 kW～400 万 kW であるが、地域間連系線を拡充することにより 1,200 万 kW～1,600 万 kW へと 3 倍から 6 倍に増加する。風況が優れている北海道および東北の風力発電電力を関東地方における電力需要に対応させるという方策が注目される傾向があるが、地域間連系線増強による導入ポテンシャルは、西日本の方が大きいことがわかる。東日本は風力発電電力を電力需要の大きい（つまり調整力の大きい）関東地方のみで吸収しなければならないのに対して、西日本では各地域の調整力は小さいが連系することで東日本よりも調整力が大きくなる（表 3.1 参照）ことに起因すると考えられる。

なお、東日本と西日本の合計は 2,300～2,400 万 kW となり、全国レベルでの地域間連系線増強ケースと比べて、年の風況によって大きく異なるが 900 万～1,900 万 kW 導入ポテンシャルが減少する。

(3) 風力発電電力量

地域間連系線増強による全国の風力発電導入ポテンシャル 3,200 万 kW～4,200 万 kW を発電電力量でみると、600 億 kWh～800 億 kWh であり現在の電力需要約 1 兆 kWh の 6～8% に相当する。東日本と西日本別々に地域間連系線を増強した場合は、430 億 kWh にとどまる（表 3.3）。

表 3.3 地域間連系線増強によるポテンシャル風力発電導入時の年間発電電力量

風況	全国 (億 kWh)			東日本+西日本 (億 kWh)								
	導入 実績	連系線の状況		導入 実績	東日本(億 kWh)			西日本(億 kWh)				
		現状	増強		導入 実績	現状	増強	導入 実績	現状	増強		
2010年	48	183	794	48	183	432	23	111	214	25	72	217
2011年	48	169	713	48	169	435	23	97	200	24	72	235
2012年	47	150	597	47	150	431	23	104	152	24	45	280

3.3 出力抑制による風力発電連系可能量の推計

上記の分析によると、地域間連系線増強によって風力発電導入ポテンシャルは大きく増加するが、連系線増強には膨大な費用がかかる。一方、風力発電の出力を抑制する方法は大きな追加的投資を必要とせず、風力発電導入量を拡大させることができるものと推察される。ただし、抑制される風力発電電力量がどの程度になるかの検証が必要である。

以下では地域連系線は現状のままとし、各地域において出力抑制対策を講じた場合の風力発電導入ポテンシャルを推計する。風力発電出力が増加し、既存発電設備のマイナス調整力では対応しきれない分を出力抑制する場合を検討する。なお、プラス調整力で対応しきれない分はデマンドレスポンス等の対策による需要削減が必要となるが、ここでは取り扱わない。

また、下げ代の制約条件によって推計値が大きく変化することから、地域間連系線増強による導入ポテンシャルの風力発電を導入した場合の日本全体での最小ネット負荷の減少率（1-5,390万kW/6,604万kW=18%：表 2.3 および表 3.2 を参照）を下げ幅の制約とする。

表 3.4 に、出力抑制による風力発電の追加的導入ポテンシャルの推計結果を示す。出力抑制が無い場合の各地域の導入ポテンシャルは、マイナス調整力が制約になるケース多く見られたが（表 3.2 参照）、出力抑制を講じることで、プラス調整力の方が制約になるケースが増える。追加的導入ポテンシャルは 1,300 万～1,700 万 kW で、導入実績を加えると 1,600 万～1,900 万 kW と、現状の連系線を前提とした導入ポテンシャル（930 万 kW～1,050 万 kW）の 2 倍弱まで増加する。年間出力抑制時間は地域によって異なるが、最大でも 50 時間を越えていない。また、抑制される発電電力量は 0.1%未満であり、導入実績を含めた発電電力量は 270 億 kWh～350 億 kWh（表 3.5）となる。

実際の出力抑制手法として、どの風力発電設備にどの程度の出力抑制指令をどのように伝達するかなど制御に関する問題はあがあるが、非常にわずかな出力抑制を行うことで、得られる風力発電導入ポテンシャルの増分は大きい。地域間連系線の増強には膨大な設備費用と長いリードタイムが必要であることから、出力抑制対策にも積極的に取り組んでいくことが肝要と考えられる。

表 3.4 出力抑制による追加的風力発電導入ポテンシャル

風速 データ 年	地域	風力発電導入ポテンシャル (万 kW)			ポテンシャル風力 発電導入時の ネット負荷		年間発電電力量 (億 kWh/年) ¹		出力抑 制時間 (時間/年) ¹
		(+)調整力 制約の 場合	(-)調整力 制約の 場合	小さい方	最大 負荷 (万 kW)	最小 負荷 (万 kW)	抑制前	抑制後	
2010年	北海道	79	90	79	564	229	—	—	—
	東北	272	225	225	1,344	534	44.79	44.75	25
	東京	878	636	636	5,020	1,674	98.43	98.41	3
	北陸	25	48	25	520	179	—	—	—
	中部	736	342	342	2,377	719	72.20	72.18	13
	関西	109	317	109	2,675	1,087	—	—	—
	中国	217	183	183	1,065	359	27.66	27.63	21
	四国	70	59	59	508	166	12.99	12.96	49
	九州	32	371	32	1,513	572	—	—	—
	合計			1,690	—	—			(-0.06%) ²
+既導入			1,943						
2011年	北海道	50	97	50	563	258	—	—	—
	東北	518	184	184	1,343	534	38.08	38.06	18
	東京	1,014	674	674	5,048	1,674	95.90	95.88	3
	北陸	72	64	64	525	168	12.81	12.79	36
	中部	677	350	350	2,393	719	74.20	74.18	6
	関西	8	278	8	2,680	1,104	—	—	—
	中国	254	125	125	1,070	359	18.09	18.09	6
	四国	2	62	2	525	203	—	—	—
	九州	4	168	4	1,520	576	—	—	—
	合計			1,461	—	—			(-0.03%) ²
+既導入			1,714						
2012年	北海道	52	81	52	556	246	—	—	—
	東北	419	224	224	1,335	534	44.68	44.64	23
	東京	750	591	591	4,957	1,674	88.07	88.05	2
	北陸	8	57	8	524	195	—	—	—
	中部	1,045	257	257	2,434	719	51.33	51.33	4
	関西	101	283	101	2,657	1,077	—	—	—
	中国	4	120	4	1,084	438	—	—	—
	四国	48	58	48	518	174	—	—	—
	九州	28	357	28	1,514	571	—	—	—
	合計			1,312	—	—			(-0.03%) ²
+既導入			1,565						

注1：マイナス調整力が制約となる地域のみ表示。

注2：発電電力量の抑制率（＝抑制された発電電力量/抑制前の発電電力量）

表 3.5 出力抑制によるポテンシャル風力発電導入時の年間発電電力量（億 kWh）

風況	(億 kWh)		
	導入実績	現状の地域間連系線を前提	
		出力抑制非実施の場合	出力抑制実施の場合 ¹
2010年	48	183	347
2011年	48	169	300
2012年	47	150	272

注1：出力抑制を行う地域はマイナス調整力が制約となる地域のみである。

4. まとめと今後の課題

本研究では、地域間連系線増強及び風力発電出力抑制による風力発電導入ポテンシャルを推計した。

日本全体を一つの系と見なすことができる程度に地域間連系線を拡充することで、各地域の既存電源の調整力（負荷追従能力）の合計が日本全体の調整力となることを前提に、風力発電導入ポテンシャルの評価を行った。全国 82 地点における過去 3 年間の風況及び 2012 年の電力需要の 1 時間値に基づき分析を実施している。ここで、調整力は、既存電源による通常の電力需要の時間変動に追従する能力、と定義していることから系統が“無理なく”風力発電出力の変動性を吸収できるという意味で風力発電導入ポテンシャルは過小評価されている。一方、地域間連系線によって、発電設備と電力需要地の地理的距離を無視した対応が可能としている点では過大評価でもある。このように、分析の精緻化の余地はあるものの、現状の地域間連系線を前提とした風力発電の最大導入可能設備容量 930 万 kW～1,050 万 kW は、地域間連系線の増強により約 4 倍の 3,200 万 kW～4,200 万 kW にまで増大することがわかった。ただし、それでも最大ポテンシャルを導入した場合の年間発電電力量は 600 億 kWh～800 億 kWh と電力需要の 6～8%に過ぎない。周波数変換施設の制約を考慮して、東日本と西日本別々に地域間連系線を増強した場合の全国の導入ポテンシャルは 2,300 万 kW～2,400 万 kW、年間発電電力量は 430 億 kWh にとどまる。なお、風力発電の導入ポテンシャルは調整力の大きい西日本の方が東日本よりも大きい。

一方、現状の地域間連系線を前提として風力発電の出力抑制を実施した場合の風力発電の最大導入可能設備容量は 1,600 万～1,900 万 kW で年間発電電力量は 270 億 kWh～350 億 kWh と試算された。地域間連系線増強によるポテンシャルと比べて小さいものの、非常にわずかな出力抑制を行うことで得られるポテンシャルの増分は大きい。地域間連系線の増強には膨大な設備費用と長いリードタイムが必要であることから、出力抑制対策にも積極的に取り組んでいくことが肝要と考えられる。

今回の研究では、どの程度の地域間連系線の増強が必要となるかの分析は行っていない。風力発電ポテンシャルの導入を実現する場合に必要な地域間連系線増強量を推計し、蓄電池やデマンドレスポンスなどその他の系統対策との経済性に関する比較分析や導入拡大が見込まれる太陽光発電をあわせた分析が今後の課題である。

謝辞

非常に膨大な作業量を要する AMeDAS からのデータの取得の効率化を実現していただいた計量分析ユニットの柳澤グループマネージャーにこの場を借りて感謝する。

参考文献

- [1] “地域間連系線等の強化に関するマスタープラン中間報告書”、平成 24 年 4 月、経済産業省
- [2] 総合資源エネルギー調査会総合部会 電力システム改革専門委員会地域間連系線等の強化に関するマスタープラン研究会、第 3 回配付資料 資料 5
- [3] “Harnessing Variable Renewables, A Guide to the Balancing Challenge”, IEA, 2011
- [4] NEDO 風力発電データ「日本における風力発電設備・導入実績の一覧表」
- [5] 柴田、“ならし効果を考慮した風力発電設備容量の地点間最適配分に関する検討”、日本エネルギー経済研究所、2013 年 3 月
- [6] Johanna L. Mathieu, Duncan S. Callaway, Sila Kiliccote, “Examining Uncertainty in Demand Response Baseline Models and Variability in Automated Responses to Dynamic Pricing”, Lawrence Berkley National Laboratory, August 2011
- [7] Johanna L. Mathieu, Phillip N. Price, Sila Kiliccote, Mary Ann Piette Quantifying Changes in Building, “Electricity Use, with Application to Demand Response”, Lawrence Berkley National Laboratory, April 2011
- [8] The Demand Response Baseline, White Paper, EnerNOC, 2011
- [9] 「自然エネルギー白書（風力編）V3.2」、2012 年 2 月、一般社団法人 日本風力発電協会

補論

表 A.1 各地域における風力発電連系可能量

出所	(1)	(2)	(2)	(2)
	導入実績 (万 kW)	連系可能量 (万 kW)	既連系量 (万 kW)	残り (万 kW)
北海道	28.8	56	28.9	27.1
東北	69.7	158	50.8	107.2
東京	16.6	—	34.9	—
北陸	14.6	45	14.6	30.4
中部	27.7	—	22.5	—
関西	12.5	—	8.1	—
中国	30.1	62	29.9	32.1
四国	12.4	45	16.6	28.4
九州	40.4	100	34.2	65.8
合計	252.8	—	241.9	—

出所：(1) は NEDO の「日本における風力発電設備・導入実績の一覧表」(2012 年 3 月末時点のデータから集計)。(2) は電気事業連合会 (http://www.fepc.or.jp/environment/new_energy/renkei/index.html)。既連系量は 2012 年 3 月末時点、連系可能量は 2012 年 7 月末時点。

注：NEDO の都道府県別風力発電導入実績データの電力会社管内別集計結果と電気事業連合会の電力会社別既連系量の値が異なるのは、例えば、福島県の風力発電のほとんどが東京電力に連系している[9]、既連系量には本系統と連系していない離島に連系しているものや出力一定型など連系可能量の枠外として取り扱っている風力発電を含んでいない、ことなどが原因として考えられる。