

風力発電導入拡大に向けたデマンドレスポンス及び出力抑制の可能性 ーデマンドレスポンス設計への示唆ー

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

本研究では、通常の電力需要の毎時変動から特定される集合体としての全給電可能発電設備の無理のない調整力を制約として、出力抑制及びデマンドレスポンスを講じることによってどの程度の風力発電が導入可能になるか分析を行った。また、必要となる抑制率、デマンドレスポンス率、デマンドレスポンス年間発動回数を明らかにした。

無対策時における風力発電導入ポテンシャルの設備容量は 1,000 万 kW、発電電力量は 170 億 kWh であるが、抑制率 1%~5% の出力抑制と最大デマンドレスポンス率 1%~5% のデマンドレスポンスを実施することにより、設備容量は 3,200 万~5,100 万 kW、発電電力量は 570 億~860 億 kWh まで増大し、地域間連系線増強による導入ポテンシャルに匹敵することがわかった。また、平均デマンドレスポンス率は 1%~2% でデマンドレスポンスの発動回数は年間 2~10 回に過ぎない。地域間連系線増強は電力融通を含めて風力発電の導入拡大に向けた重要な対策ではあるが、長いリードタイムや巨額の設備投資を必要とする。わずかな規模の実施によって得られる導入ポテンシャルの増分が大きいデマンドレスポンスと出力抑制にも積極的に取り組んでいくことが肝要と考えられる。

デマンドレスポンスの設計上の課題に関しては、風力発電の出力変動を吸収する目的のデマンドレスポンスは応答の確実性が要求されることから直接制御を活用したインセンティブ型でなければならない。応答確実性を担保するために複数需要家を管理するアグリゲーターの活用も検討すべきであろう。また、待機容量や応答量あたりどの程度のインセンティブを需要家に与えればよいかなど経済性に関する設計も課題である。

再生可能エネルギーの出力変動対策として、蓄電池や水素製造・貯蔵など現在高コストな技術の将来的な活用を見据えた技術開発の重要性は言うまでもないが、これらの技術は、あくまでエネルギー供給を需要家の既定のエネルギー使用パターンに追随させることを前提としており、その発想は供給側のストック型大規模集中電源と変わらない。フロー型の再生可能エネルギーを既存のエネルギーシステムに大量に組み込むためには、供給側対策のみに依存するのではなく需要家の積極的関与を促すことも必要であり、既存技術で無理なくかつ効率的に対応できるデマンドレスポンスは大きな役割を果たすものと考えられる。ただし、その実現の前提として、時間帯別の再生可能エネルギー発電電力量や部門別・用途別の電力需要などの詳細なデータに基づく更なる検証が必要となる。

はじめに

風力発電の導入ポテンシャルの分析においては、給電可能電源の調整力を制約とした場合、プラス調整力が制約となる風力発電導入可能量とマイナス調整力が制約となる風力発電導入可能量のどちらか小さい方が導入可能ポテンシャルとなる。マイナス調整力が制約になる場合は、許容する出力抑制量を増大させることで風力発電導入量は増加するものの、経済性を踏まえると一般電気事業者の回避可能費用と抑制による発電機会損失との差が最大となる風力発電設備容量が最大導入可能量になるものと推察される。一方で、プラス調整力が制約となる場合は、デマンドレスポンスを実施することによって風力発電導入可能量を増大できる可能性がある。

地域間連系線の増強、蓄電池、水素製造・貯蔵の活用も出力不安定な再生可能エネルギーの導入促進に向けた重要な対策ではあるが、長いリードタイム、巨額の設備投資、長期的な技術開発の必要性などの課題があることから、導入実績があり、既存の情報通信技術によって対応できるデマンドレスポンスや出力抑制の活用の可能性を検討することには意義がある。したがって、本研究では、我が国におけるデマンドレスポンスおよび出力抑制による風力発電導入ポテンシャルを分析するとともに、現実的なデマンドレスポンスに関する検証を行う。

1. 前提条件と分析フロー

1.1 前提条件

給電可能電源の調整力を制約とした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例[1]に基づき、分析に使用するデータは各電力会社供給地域内の毎時電力需要および毎時風力発電出力とする。

[使用データ]

- ・ 毎時風力発電出力は 2010 年、2011 年、2012 年の AMeDAS 風速データから、実際の発電パターンに基づき推計する。既風力発電導入地点から近傍の AMeDAS 観測所を選択する。毎時電力需要は各電力会社の 2012 年データを使用する。したがって、3 ケースで分析を行う。
- ・ 対象地域は毎時電力需要データが公表されている 9 社（沖縄電力を除く）とする。

[分析条件]

- ・ 調整力は、通常の電力需要の毎時変動から特定される給電可能電源の集合体としての調整力とする。これは、電力会社の通常営業で対応できる“無理のない”調整力と解釈される。したがって、風力発電導入ポテンシャルは過小評価されていることに注意が必要である。各電力会社の 2012 年の電力需要カーブから特定した調整力を表 1.1 に示す。
- ・ 現状の地域間連系線を前提とし、地域間の調整力の活用は限定的とする。

- ・ 無対策時（出力抑制もデマンドレスポンスも実施しない場合）は、電力需要から風力発電電力を差し引いたネット負荷の毎時変動が、プラス調整力、マイナス調整力の各々を超えない範囲で風力発電の導入が可能とし、どちらか小さい方を導入可能ポテンシャルとする。ここで分析される風力発電導入可能量は既存設備に対する追加的に導入可能なものである。
- ・ 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、下げ代の制約に関しては、地域間連系線増強による風力発電ポテンシャルと比較するために、地域間連系線増強による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（18%）[1]を制約とする。
- ・ 出力抑制は、ネット負荷がマイナス調整力を超える分および下げ代制約を超える分に相当する風力発電出力を抑制する（図 1.1）。
- ・ デマンドレスポンスは、ネット負荷がプラス調整力を超える分に相当する電力需要を削減するために発動されるものとする（図 1.1）。デマンドレスポンスは主に電力需要のピークカット対策の一つとしての活用が注目されているが、需要の能動化という観点から再生可能エネルギーの出力変動を積極的に吸収するという役割も期待されている。再生可能エネルギーの出力変動に合わせて電力需要パターンを変化させる方法としてヒートポンプ給湯機や電気自動車などの蓄エネルギー技術を利用する方法[2][3]や、変動電気料金制度を導入する試み[4]も見られるが、本研究では緊急的な電力需要の削減を促すデマンドレスポンスのみを対象とする。蓄エネルギー技術を利用するデマンドレスポンスと電力需要削減のデマンドレスポンスは、両者共に系統側から見た毎時電力需要は変化する。ただし、前者は需要家の毎時用途需要（サービス需要）の不変を前提としているが後者は変化を伴うことから、より需要家の関与が必要とされる（図 1.2）。また、一般的に後者の設備投資の方が小さい。

表 1.1 各地域における電源の調整力

	電力需要		調整力		最大電力需要に対する割合	
	最大電力 (万 kW)	最小電力 (万 kW)	+調整力 (万 kW/h)	-調整力 (万 kW/h)	+調整力	-調整力
北海道	568	272	60	-37	11%	-7%
東北	1,362	654	211	-104	15%	-8%
東京	5,078	2,051	822	-446	16%	-9%
北陸	526	196	81	-42	15%	-8%
中部	2,478	881	456	-219	18%	-9%
関西	2,681	1,104	360	-199	13%	-7%
中国	1,085	439	164	-91	15%	-8%
四国	526	203	78	-38	15%	-7%
九州	1,521	576	158	-195	10%	-13%
全国	15,448	6,604	—	—	—	—

出所：[1] “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”, エネルギー経済第 39 巻 第 3 号, 2013 年 9 月

注：沖縄を除く。

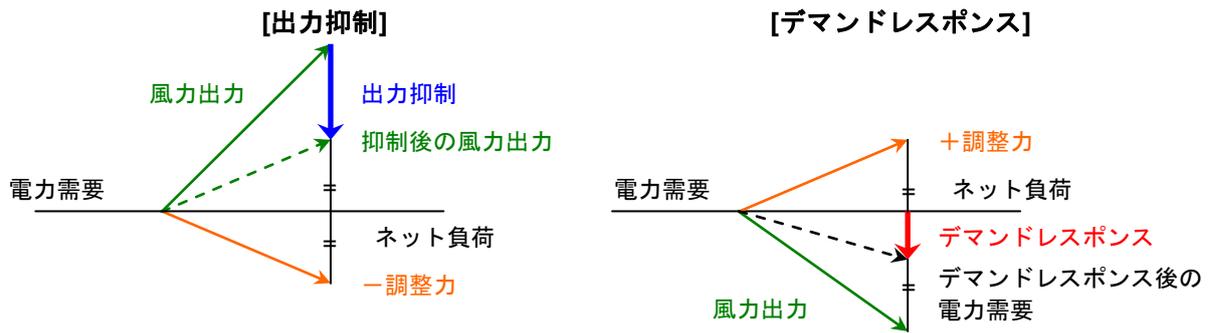


図 1.1 出力抑制とデマンドレスポンスによる再生可能エネルギー出力変動対策のイメージ

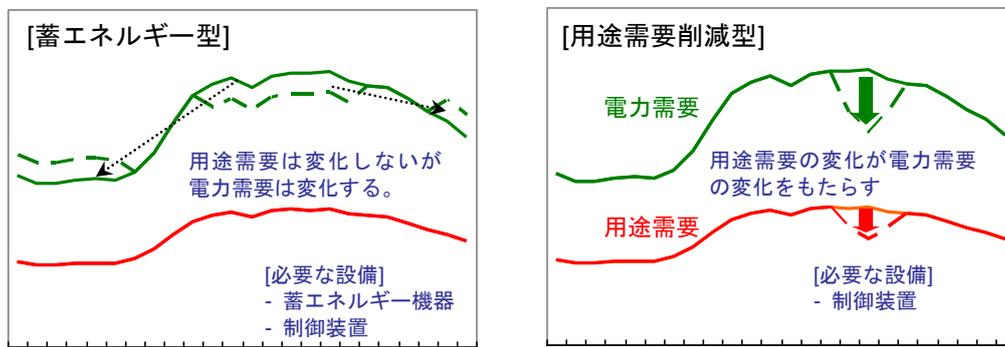


図 1.2 デマンドレスポンスのイメージ

注：用途需要を機器の効率で除したものが電力需要であるが、蓄エネルギー型の場合はエネルギーの入出力を自動制御することにより出力を毎時用途需要に追従させていることからこの関係は成立しない。

1.2 分析の流れ

まず、プラス調整力が制約となる風力発電導入可能量とマイナス調整力が制約となる風力発電導入可能量のどちらか小さい方を特定することにより、無対策時（出力抑制もデマンドレスポンスも実施しない場合）の導入可能量を特定する。次に、出力抑制を増加させ、経済性が最大になる風力発電導入量を特定し、その時の抑制量および必要なデマンドレスポンス量を把握する。ここで特定されるデマンドレスポンス量はあくまで必要な量であり、実現可能性を無視している。したがって、次に、デマンドレスポンス量（率）に応じた風力発電導入可能量を分析し、デマンドレスポンス発動回数、発動時間帯などを分析することで、現実的なデマンドレスポンス量とそれに対応した導入可能風力発電設備容量を分析する。

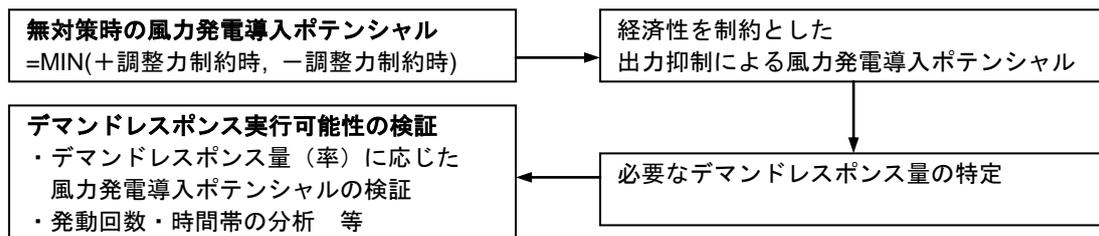


図 1.3 分析のフロー

2. 出力抑制による風力発電導入量上限と必要デマンドレスポンス容量の特定

2.1 経済性を踏まえた出力抑制による風力発電導入量上限

図 2.1 は東北地方を例として、調整力を制約条件とした導入可能風力発電の設備容量と発電電力量の関係の分析結果を示したものである。この例では、プラス調整力を制約とすると 272 万 kW の導入が可能であるが、マイナス調整力の制約で 86 万 kW の導入にとどまる。そこで、マイナス調整力制約を取り除くために出力抑制を積極的に行うことを考える。出力抑制によって導入可能な風力発電設備容量は増加するが、それと同時に抑制される発電電力量も増加する。出力抑制を行う場合は、風力発電事業者への配慮として本来発電していたであろう発電電力量に対して買い取りが行われるものと想定する。

発電されて系統に流れた発電電力量は回避可能費用（電力会社が再生可能エネルギーを買い取ることにより、本来予定していた発電を取りやめ、支出を免れることが出来た費用）としてメリットが生じるが、抑制された電力量は発電回避に貢献しないにも係らず無用に買取られることから損失となる。したがって、

$$\begin{aligned} \text{回避可能費用（便益）} &= \text{実際の風力発電電力量} \times \text{回避可能原価} \\ \text{機会損失（費用）} &= \text{抑制された発電電力量} \times \text{買取価格} \end{aligned}$$

と定義してネット便益（＝便益－費用）が最大となるところまで、出力抑制を行ってでも風力発電を導入することに経済メリットはある。なお、回避可能費用は電源構成や燃料費に依存するが、固定価格買取制度で使用される 2012 年度と 2013 年度の値[5]を参考に 10 円/kWh、風力発電の買取価格は現在の固定価格買取制度における 23.1 円/kWh とした。

図 2.1 の場合は、ネット便益最大点は 704 万 kW であり、発電電力量は 140 億 kWh から 129 億 kWh に抑制される。これ以上風力発電を導入した場合は、出力抑制による機会損失が回避可能費用を上回ることになり経済性を失う。したがって、704 万 kW が経済性を制約とした風力発電導入可能量の上限値となる。ところが、実際にはプラス調整力時の 272 万 kW の方が小さいことから、272 万 kW の導入に留まる。

2.2 必要なデマンドレスポンス

そこで、272 万 kW から 704 万 kW に近づけるためには、出力抑制と併せて、プラス調整力制約を取り除くためのデマンドレスポンスが必要となる。図 2.2 は九州地方の例であるが、東北地方と異なり、プラス調整力とマイナス調整力の大小関係が逆になっており、必要なデマンドレスポンス容量が大きくなるものと推察される。

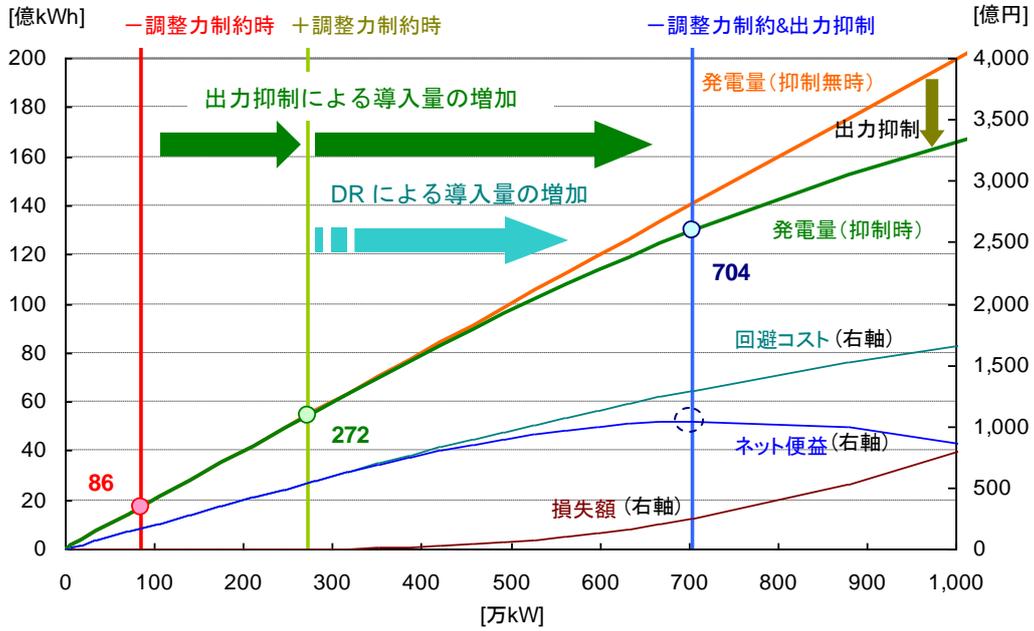


図 2.1 風力発電設備容量と発電電力量（東北地方：2010 年風況）

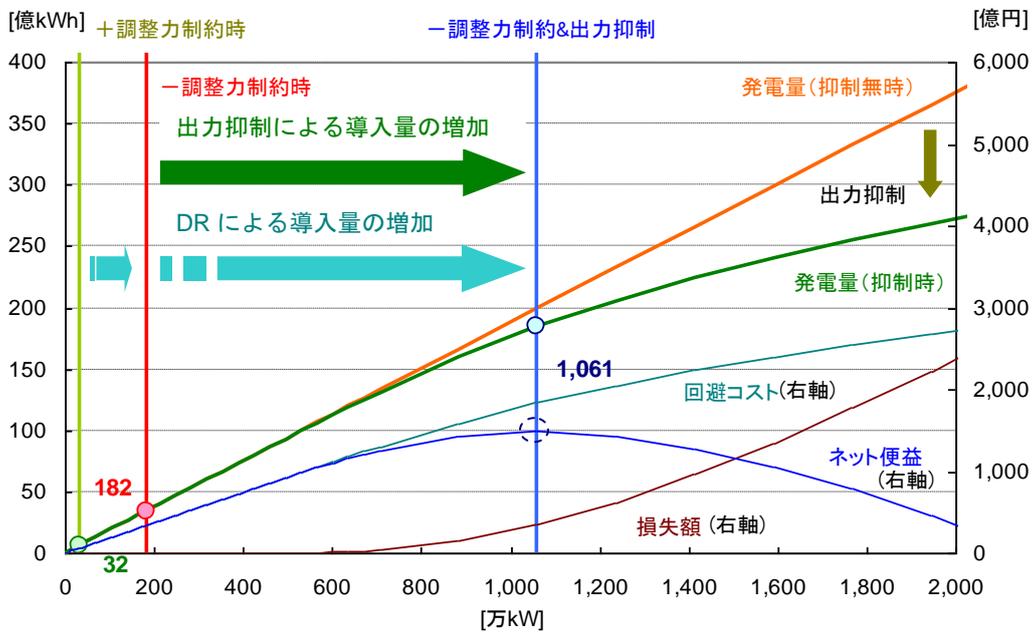


図 2.2 風力発電設備容量と発電電力量（九州地方：2010 年風況）

2.3 各地域における分析結果

表 2.1 に各地域における分析結果を示す。ここでの導入ポテンシャルとは、2012 年 3 月末時点における既累積導入量に対する追加的な風力発電導入可能量である。無対策時における全国の追加的な風力発電導入ポテンシャルは、風況によって差はあるものの、700 万 kW から 800 万 kW であるが、出力抑制に併せてデマンドレスポンスを最大限駆使すると、全国で約 9,000 万 kW 程度の風力発電が導入可能となる。抑制率は約 10% で実発電電力量は約 1,400 億 kWh となる。このポテンシャルは、出力抑制対策の経済性を制約とした風力発電導入可能量の上限であり、必要とされるデマンドレスポンスの実現可能性は無視していることに注意が必要である。

表 2.1 経済性を制約とした出力抑制による追加的な風力発電導入ポテンシャル

風速 データ年	地域	設備容量(万 kW)			発電電力量(億 kWh)				
		無対策時			出力抑制 による 上限値	無対策時 小さい方	出力抑制		
		+調整力 制約時	-調整力 制約時	小さい方			抑制後の 発電量	抑制量	抑制率
2010 年	北海道	79	14	14	317	3	66	6.8	9%
	東北	272	86	86	704	17	129	10.8	8%
	東京	878	439	439	3,006	68	419	46.7	10%
	北陸	25	12	12	283	2	51	6.3	11%
	中部	736	155	155	1,340	33	258	24.5	9%
	関西	109	39	39	1,414	5	157	19.7	11%
	中国	217	21	21	601	3	83	7.6	8%
	四国	70	1	1	248	0	50	4.9	9%
	九州	32	182	32	1,061	6	184	15.3	8%
	全国	—	—	798	8,975	138	1,398	143	9%
2011 年	北海道	50	20	20	317	5	67	6.3	9%
	東北	518	48	48	704	10	137	8.7	6%
	東京	1,014	420	420	3,183	60	410	42.4	9%
	北陸	72	8	8	283	2	51	5.6	10%
	中部	677	163	163	1,513	35	292	29.3	9%
	関西	8	33	8	1,415	1	154	19.7	11%
	中国	254	75	75	625	11	82	8.5	9%
	四国	2	19	2	248	0	48	5.2	10%
	九州	4	140	4	1,061	1	183	16.4	8%
	全国	—	—	748	9,348	124	1,423	142	9%
2012 年	北海道	52	13	13	318	3	64	6.6	9%
	東北	419	42	42	884	8	158	18.8	11%
	東京	750	472	472	3,183	70	426	48.4	10%
	北陸	8	8	8	283	1	50	5.7	10%
	中部	1,045	6	6	1,592	1	284	34.7	11%
	関西	101	161	101	1,415	12	152	19.4	11%
	中国	4	22	4	601	1	76	8.9	10%
	四国	48	22	22	248	5	46	4.7	9%
	九州	28	7	7	1,061	1	179	15.5	8%
	全国	—	—	676	9,585	103	1,436	163	10%

注：2012 年 3 月末の既累積導入量に対する追加的な風力発電導入量である。

この上限値を実現するために必要なデマンドレスポンス容量を表 2.2 に示す。平均デマンドレスポンス容量は、北海道、東北、北陸、中国、四国で 20 万～30 万 kW、中部と九州で 50 万～100 万 kW、東京と関西で 100 万～200 万 kW である。年間のデマンドレスポンス発動回数は、東北、東京、中部で 10～30 回程度であるが、北海道、北陸、関西では 100 回を越える。九州では 300 回近い回数の発動が必要となり、1～2 日に 1 回の頻度となる。デマンドレスポンスの発動時刻における電力需要に対する割合の最大値（最大 DR 率）は 10% を下回る地域もあるが、平均すると約 20% 程度である。つまり、出力抑制対策の経済性を制約とした風力発電ポテンシャルを導入するためには、地域全体の電力需要削減率が 20% に相当するデマンドレスポンスを確保しなければならないことを意味する。

表 2.2 出力抑制による風力発電ポテンシャルを導入するために必要なデマンドレスポンス容量

風速 データ年	地域	最大 DR 量 (万 kW)	最小 DR 量 (万 kW)	平均 DR 量 (万 kW)	年間 DR 回数	最大 DR 率
2010 年	北海道	77	0.1	15	141	17%
	東北	107	2.2	39	14	8%
	東京	797	0.7	212	24	22%
	北陸	72	0.3	19	107	15%
	中部	122	11.2	48	9	7%
	関西	450	1.9	96	101	21%
	中国	104	0.1	33	40	13%
	四国	78	0.0	21	80	23%
	九州	303	0.1	55	258	25%
	全国	2,110				17%
2011 年	北海道	81	0.2	18	149	17%
	東北	56	0.5	22	15	5%
	東京	755	0.9	179	28	16%
	北陸	107	0.6	21	119	24%
	中部	202	9.2	77	15	10%
	関西	437	3.2	88	77	22%
	中国	120	0.2	27	55	17%
	四国	68	0.0	20	65	17%
	九州	234	0.3	51	277	21%
	全国	2,059				16%
2012 年	北海道	58	0.3	13	142	12%
	東北	79	1.7	30	30	7%
	東京	1,516	2.3	220	36	31%
	北陸	75	0.6	21	122	17%
	中部	104	1.1	45	14	7%
	関西	616	2.2	101	104	30%
	中国	113	0.1	33	34	18%
	四国	87	0.6	23	72	20%
	九州	292	0.0	54	294	24%
	全国	2,939				23%

<定義>

DR 量：デマンドレスポンスによる電力需要削減量

DR 率：DR 量/デマンドレスポンス発動時における電力需要

最大 DR 率：年間における最大の DR 率

2.4 デマンドレスポンス事例における電力需要削減率の評価

意図的な電力需要削減の例として東日本大震災後の節電の取組みが挙げられる。この節電の取組みは緊急的国民的運動の色合いが強く、価格シグナルや経済的インセンティブ付与による一般的なデマンドレスポンスではないことからあまり参考にはならないものの、2011年夏期は東京電力管内で大口需要家が29%、小口需要家が19%、家庭部門が6%、冬期は地域によって異なるが管内全体で2%~7%、2012年夏期は管内全体で5%~12%の節電率であった[6]ことを踏まえると、2.3で分析した地域全体での20%の電力需要削減を確保することは非常に厳しいものと考えられる。

通常のデマンドレスポンスには、変動電気料金制度を用いた電気料金型と応答量や待機量に応じてインセンティブが支払われるインセンティブ型がある[7]。電気料金型は、電力需要水準を恒常的に抑制し長期的な発電設備形成への効果が期待されることから常時適用されるものの、給電困難であるという特徴を持つ。一方、インセンティブ型は給電可能であり、卸価格の高騰や電源の緊急時に対応可能という特徴がある。

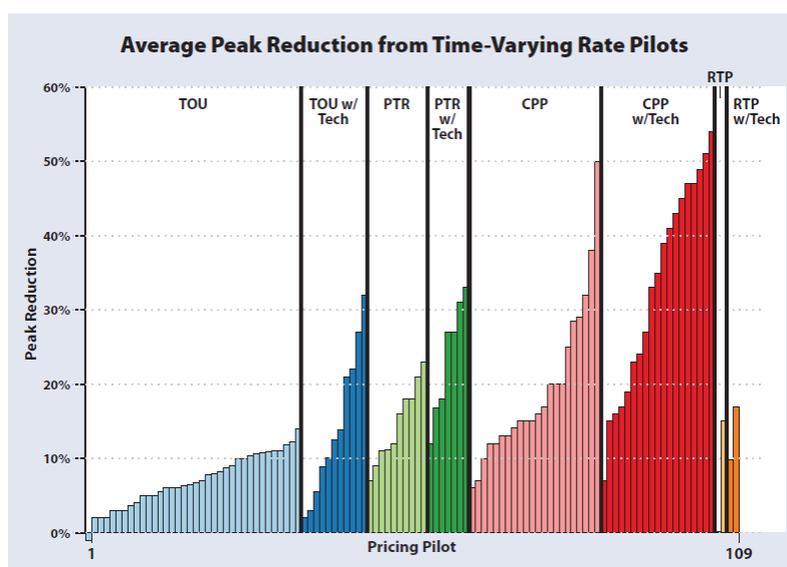


図 2.3 家庭用電気料金型デマンドレスポンスプロジェクトにおけるピーク削減効果

出所：“Time-Varying and Dynamic Rate Design”, The Brattle Group

注：TOU は Time of Use、PTR は Peak Time Rebate、CPP は Critical Peak Pricing、RTP は Real Time Pricing、w/Tech は電気料金に併せて自動制御などの技術を組み合わせたもの。

注：北米、欧州、オーストラリアにおけるパイロットプログラムの例である。

電気料金型のデマンドレスポンスの我が国における実証試験の例[8]では約 10%¹の電力需要削減効果があり、また諸外国の例（図 2.3）を見ても時間帯別料金（TOU）以外で概ね 10%~20%の削減効果が得られている。ただし、これらの効果はデマンドレスポンスプロ

¹ 時間帯別料金制度（TOU）とクリティカルピークプライシング（CPP）の両方で 20%程度の削減効果があるとされているが、より緊急時対応の性質のある CPP のみの効果は 10%程度である。

グラムに参加した需要家の削減率であり、地域全体での 20%削減を得るためには、地域内全ての需要家の参加が要求されることから、非常に困難と考えられる。

もっとも、風力発電の出力変動を吸収する目的のデマンドレスポンスの場合は応答の確実性が必須となることから、実行確実性の低い電気料金型ではなく、直接制御と合わせたインセンティブ型でなければならない。この例では、米国 SDG&E の空調負荷制御プログラム[9]が冷房用電力需要を住宅では 55%、業務用建物では 21%削減している。東京電力管内の夏期の電力需要構造[10]を参考に、ピーク電力需要に占める冷房用の割合を家庭用、業務用各々 50%とし、SDG&E 事例を我が国に当てはめると、夏期ピーク時における直接空調負荷制御によるデマンドレスポンスの家庭部門と業務部門の削減率は 13%²となる。産業部門も同様の削減率と仮定すると、全ての需要家がデマンドレスポンスプログラムに参加した場合に 13%程度削減されることを意味する。夏期のピーク時の空調のみを対象にした試算に過ぎないものの、上述の 20%は非常に大きい値と考えられる。

どの程度のデマンドレスポンスが実現可能かを特定するためには、部門別・用途別・時間帯別の電力需要データに基づいた電力需要削減率の分析が必要となるが、そのような詳細データは存在しない。また、年間のデマンドレスポンス発動回数や発動時間帯などを踏まえた上でなければ、デマンドレスポンスの可能性を検討することはできない。

したがって、次章では、米国での調査例を参考に、地域全体における最大 DR 率の上限を想定し、デマンドレスポンスによる電力需要削減率と風力発電導入可能量の関係、デマンドレスポンス年間発動回数、発動時間帯を分析することで、現実的なデマンドレスポンスによる風力発電導入可能量増大への寄与を検証する。

3. 必要デマンドレスポンス容量の実現可能性に関する検証

3.1 最大必要デマンドレスポンスと導入可能風力発電設備容量の関係

表 3.1 には、米国における、応答性が確実なインセンティブ型デマンドレスポンスによるピーク電力需要削減率のポテンシャルを示す。このポテンシャルは比較的削減余地が大きいと考えられるピーク時間帯での削減率であり他の時間帯に適用できるかどうか不明であること、また、我が国には米国のような卸売電力市場は存在しないという問題はあるものの、このポテンシャルを参考に、最大 DR 率 5%を上限と想定し、最大 DR 率と導入可能風力発電設備容量の関係を分析した結果を表 3.2 に示す。

最大 DR 率が 0%の場合は、出力抑制を講じることによって、制約をマイナス調整力からプラス調整力に緩和することで風力発電導入可能量を増加させることを意味する。その場合、全国で 2,400 万～2,600 万 kW の風力発電が追加的に導入可能となる。さらに、最大 1%のデマンドレスポンスを行うことで 3,000 万～3,400 万、最大 5%のデマンドレスポンスで

² ピーク時の家庭用電力需要は 1,800 万 kW、業務用は 2,500 万 kW であることから、家庭部門で 1,800 万 kW×50%×55%=495 万 kW、業務部門で 2,500 万 kW×50%×21%=263 万 kW、合計で 758 万 kW の削減量となりピーク電力需要 6,000 万 kW の 13%に相当する。

4,400 万～4,800 万 kW の風力発電が導入可能となる。最大 DR 率が 0% の場合は、出力抑制率は 0.5%～2.6% で年間実発電電力量は約 450 億 kWh、最大 DR 率が 5% の場合は 3.3%～4.9% で、約 800 億 kWh となる。

表 3.1 インセンティブ型デマンドレスポンスによるピーク電力削減率のポテンシャル(米国)

	夏期	冬期
卸売市場	4%	4%
小売市場	3%	4%
全市場	7%	8%

出所: デマンドレスポンスのポテンシャル (“Demand Response & Advanced Metering Staff Report”, FERC, 2012 年 12 月) およびピーク電力需要 (“Electric Power Annual”, 2013 年 1 月, EIA) から推計。

表 3.2 最大 DR 率と追加的風力発電導入ポテンシャルの関係

風速 データ年	地域	風力設備容量(万 kW)			風力発電量(億 kWh) (出力抑制後)			抑制率		
		最大 DR 率			最大 DR 率			最大 DR 率		
		0%	1%	5%	0%	1%	5%	0%	1%	5%
2010 年	北海道	79	86	133	18	20	30	0.1%	0.2%	0.7%
	東北	272	327	616	54	65	116	0.2%	0.5%	5.4%
	東京	878	944	1,210	136	146	186	0.1%	0.2%	0.5%
	北陸	25	84	140	5	17	28	0.0%	0.6%	2.3%
	中部	736	820	1,192	155	170	236	1.3%	2.0%	6.4%
	関西	109	140	264	14	18	33	0.0%	0.1%	0.2%
	中国	217	263	376	33	40	56	0.2%	0.5%	2.0%
	四国	70	76	96	15	17	21	0.4%	0.5%	0.9%
	九州	32	185	333	6	35	62	0.0%	0.0%	0.0%
	全国	2,419	2,925	4,362	437	526	769	0.5%	0.8%	3.3%
2011 年	北海道	50	69	139	11	16	32	0.0%	0.1%	0.7%
	東北	518	556	704*	107	112	137*	2.1%	2.7%	6.0%
	東京	1,014	1,081	1,346	144	153	190	0.1%	0.2%	0.6%
	北陸	72	87	134	14	17	26	0.2%	0.5%	1.7%
	中部	677	728	964	143	153	199	0.6%	0.9%	2.5%
	関西	8	440	700	1	53	83	0.0%	0.7%	2.5%
	中国	254	303	411	37	43	58	0.6%	1.1%	3.1%
	四国	2	24	82	0	5	17	0.0%	0.0%	0.6%
	九州	4	125	366	1	24	69	0.0%	0.0%	0.1%
	全国	2,599	3,413	4,845	460	577	812	0.8%	1.0%	2.4%
2012 年	北海道	52	84	158	12	18	34	0.9%	1.1%	2.3%
	東北	419	440	744	84	86	138	1.8%	2.0%	7.1%
	東京	750	810	1,141	112	121	169	0.1%	0.1%	0.4%
	北陸	8	73	108	1	14	21	0.7%	1.1%	1.7%
	中部	1,045	1,198	1,462	209	224	265	4.7%	6.3%	9.4%
	関西	101	333	425	12	40	51	0.0%	0.2%	0.6%
	中国	4	100	279	1	14	39	1.0%	1.0%	2.0%
	四国	48	67	90	10	14	18	0.7%	1.0%	1.4%
	九州	28	190	343	5	35	63	0.4%	0.4%	0.4%
	全国	2,455	3,296	4,749	445	567	799	2.6%	3.1%	4.9%

注: 風力発電電力量は出力抑制後の値である。

注: 2011 年の東北地方は、経済性を制約とした出力抑制による“上限値”を満たすために必要な DR 率は 4.8% である。

3.2 デマンドレスポンス年間発動回数

表 3.3 にデマンドレスポンスの年間発動回数および平均 DR 率を示す。経済性を制約とした出力抑制による風力発電導入上限の場合の発動回数は全国平均で年間 100 回弱であり、最大 DR 率が小さくなればなるほど減少し、1%の場合は 2~3 回、5%の場合は 10 回程度となる。米国の例 (SD&G、PG&E、BG&E) [9][11][12]に基づく、夏期の発動回数は 10~15 回程度であり、年間発動回数は最大 DR 率 5%が妥当な上限と考えられる。

図 3.1 は最大 DR 率 1%と 5%のケースにおいて、全発動デマンドレスポンスを DR 率の大きい順に並べたものである。最大 DR 率 5%の場合でも、最大 DR 率近傍のデマンドレスポンスが発動されるのは年に数回で、平均 DR 率は 2%程度 (表 3.3) である。

表 3.3 各地域における必要最大 DR 率別の DR 発動回数,平均 DR 率

風速データ年	地域	DR 発動回数				平均 DR 率	
		1%	5%	10%	MAX*	1%	5%
2010 年	北海道	4	14	43	141	0.6%	1.8%
	東北	1	11	17	14	1.0%	2.6%
	東京	1	1	3	24	1.0%	5.0%
	北陸	3	9	37	107	0.7%	2.2%
	中部	1	5	16	9	1.0%	2.4%
	関西	1	1	4	101	1.0%	5.0%
	中国	2	9	21	40	0.8%	2.2%
	四国	1	5	16	80	1.0%	1.5%
	九州	4	16	53	258	0.4%	1.3%
	平均		2	8	23	86	0.8%
2011 年	北海道	2	10	74	149	0.8%	2.3%
	東北	6	15	57	15	0.5%	2.2%
	東京	1	2	16	28	1.0%	2.4%
	北陸	3	8	31	119	0.4%	2.0%
	中部	1	2	11	15	1.0%	3.1%
	関西	4	17	27	77	0.4%	1.3%
	中国	2	11	21	55	0.6%	1.9%
	四国	3	3	22	65	0.6%	3.0%
	九州	1	19	71	277	1.0%	1.6%
	平均		3	10	37	89	0.7%
2012 年	北海道	1	15	119	142	1.0%	1.6%
	東北	2	15	45	30	0.5%	2.4%
	東京	1	2	3	36	1.0%	3.1%
	北陸	2	3	9	122	1.1%	2.2%
	中部	2	8	16	14	0.9%	2.1%
	関西	3	6	13	104	0.6%	2.4%
	中国	1	4	7	34	1.0%	2.1%
	四国	3	6	9	72	0.5%	2.1%
	九州	5	16	26	294	0.5%	1.5%
	平均		2	8	27	94	0.8%

注：MAX とは、経済性を制約とした出力抑制による風力発電導入上限を実現するために必要な最大 DR 率 (表 2.2 参照) であり、各地域・年で異なる。

注：MAX と 10%が逆転している場合は MAX の最大 DR 率が 10%より小さいため。

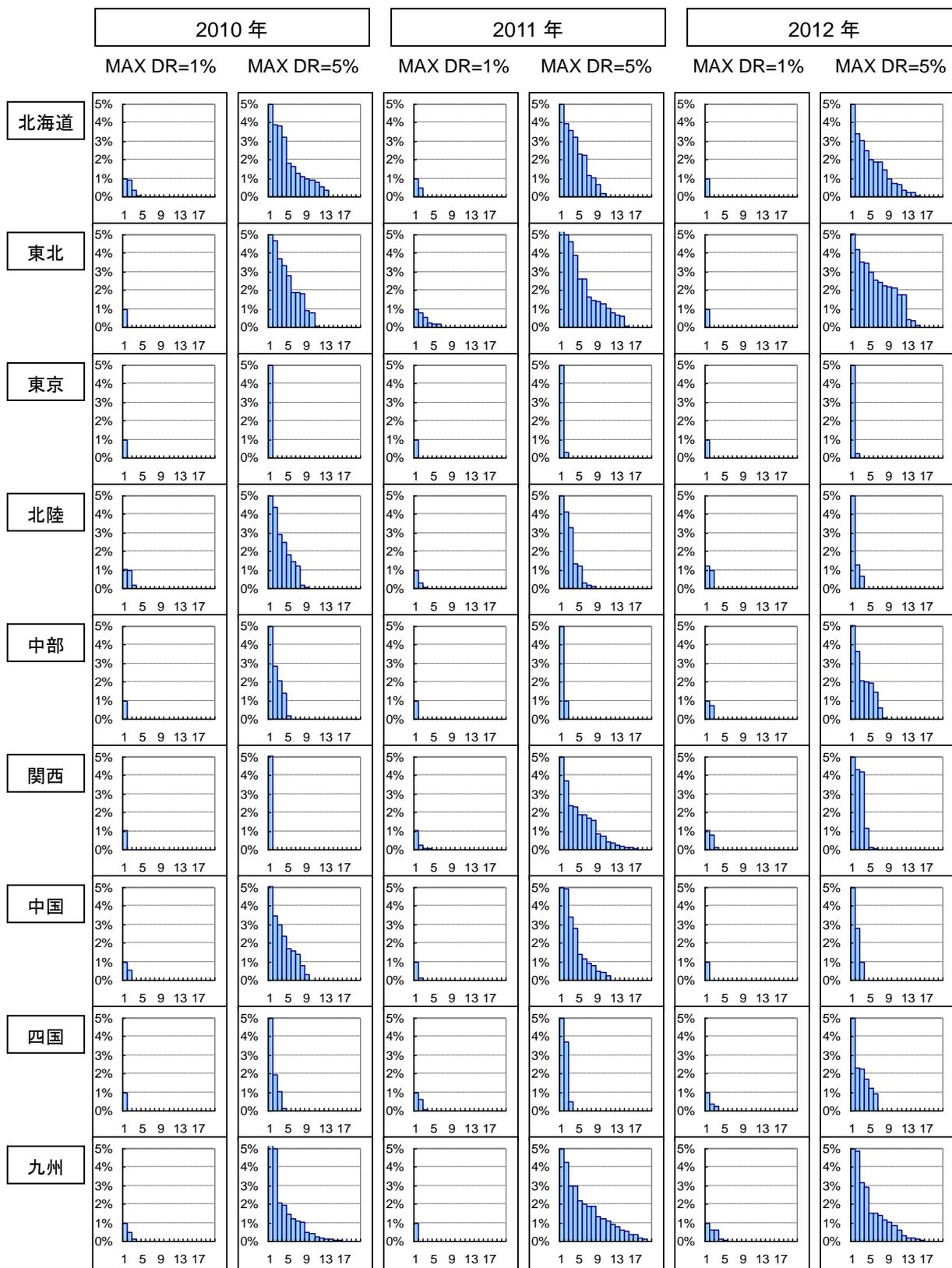


図 3.1 各地域における各発動デマンドレスポンスの DR 率

注：最大 DR 率が 1%と 5%の場合のみ。縦軸は DR 率

3.3 デマンドレスポンス発動時刻

ここでは、デマンドレスポンスがどの時刻に発動されるかを見る。図 3.2 は 2012 年の風況に基づく九州地方の分析結果である。最大 DR 率が 24% の場合は、年間発動回数が 294 回であるが、16 時～19 時に集中している。特に、冬期は 10 回を越える時間帯が多い。冬期の電力需要のピークは 18 時～19 時に発生することが多く、削減余裕があるかもしれないが、回数が非常に多い。最大 DR 率を 10% まで減少すると発動回数は 26 回まで削減されるが最頻時間帯は 16 時～19 時と変わらない。最大 DR 率を 1% まで減少させた場合も夕刻に発動されるが回数が激減すると共に非常に散発的になる。

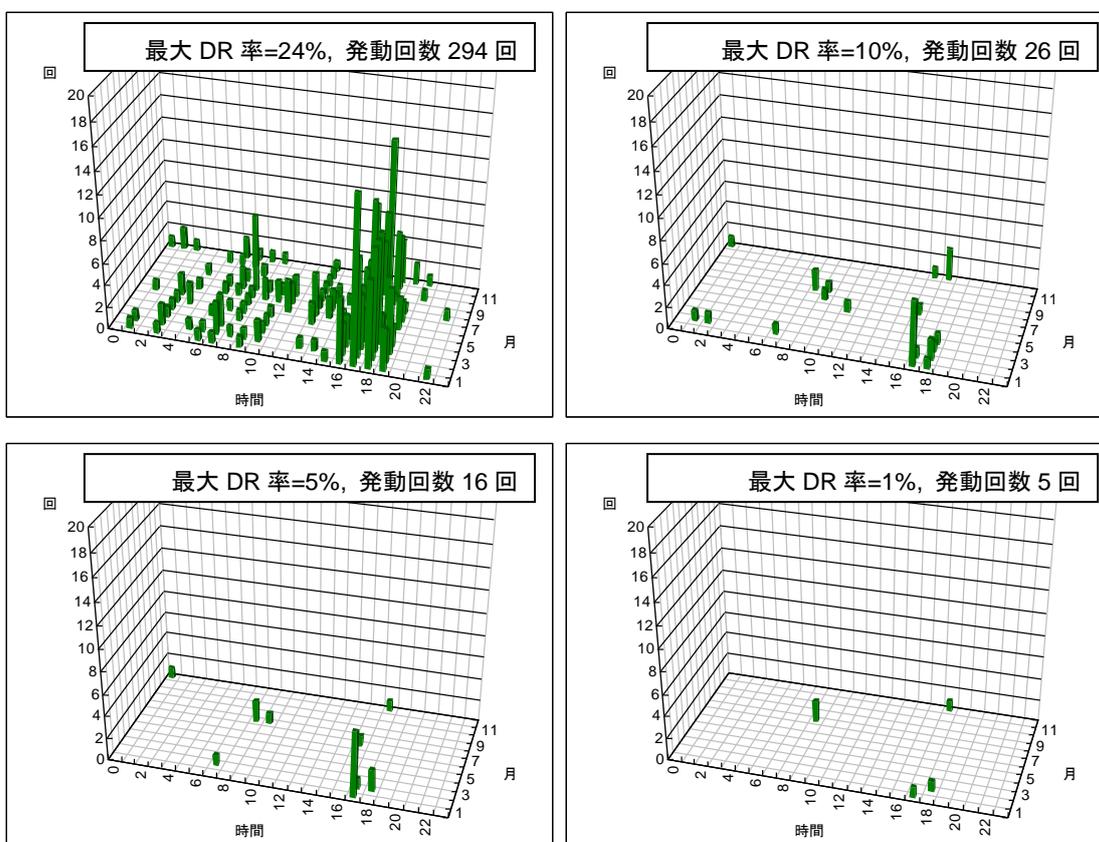


図 3.2 必要最大 DR 率別の DR 発動時刻と回数（九州：2012 年の例）

デマンドレスポンスによる電力需要削減率とデマンドレスポンス発動回数から最大 DR 率の上限を 5% とし、各地域における最大 DR 率 1% 時と 5% 時の月別・時刻別デマンドレスポンス発動回数を示したものが図 3.3～図 3.5 である。赤い棒は、最大 DR 率が発動された時刻を示す。デマンドレスポンスは朝方と夕方に発動されることが多いことがわかる。

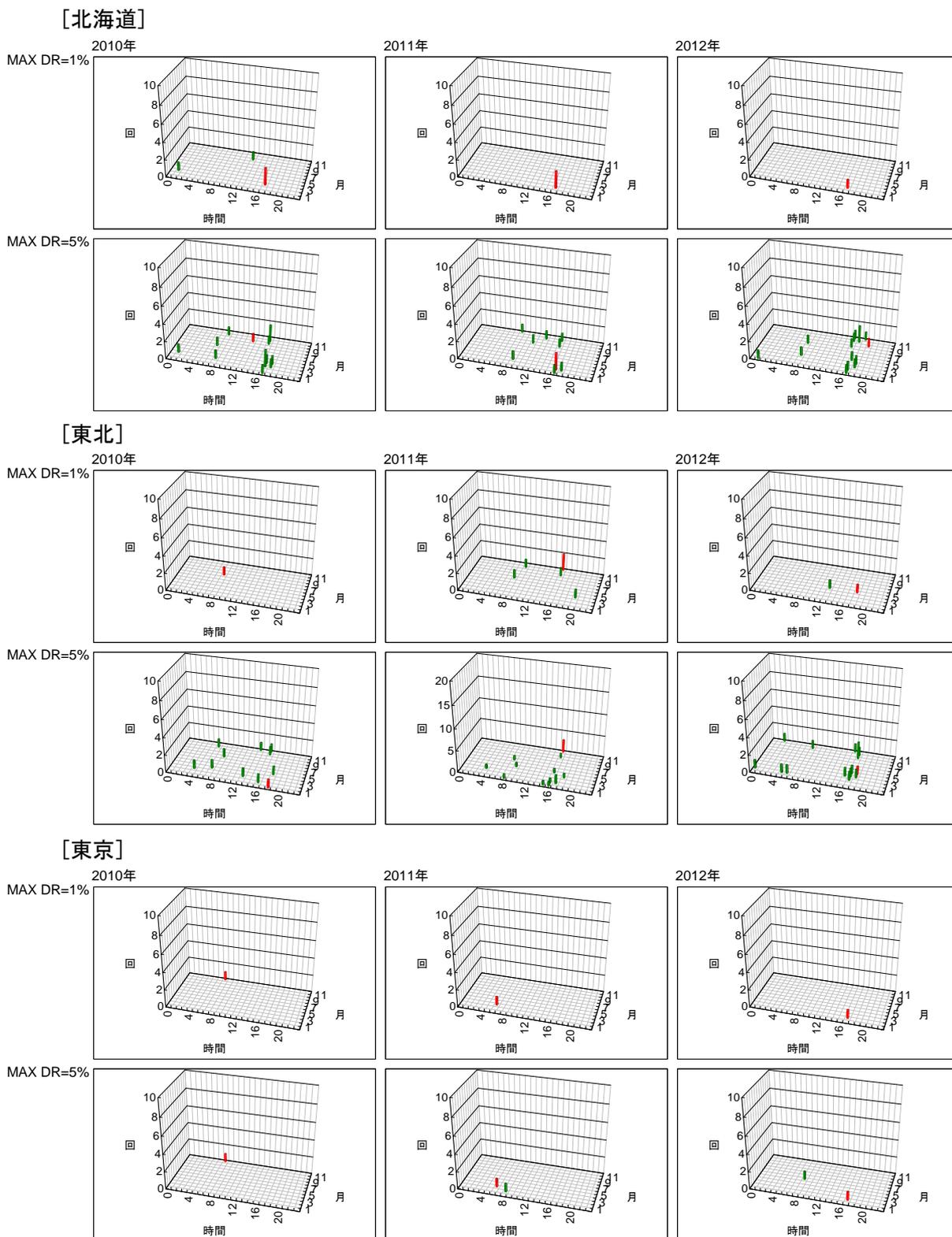


図 3.3 各地域における必要最大 DR 率別の DR 発動時刻と回数 (北海道, 東北, 東京)

注 : 最大 DR 率のデマンドレスポンスが発動された時間帯を赤棒で示すが、最大 DR 率のデマンドレスポンス発動回数は年間 1 回である。

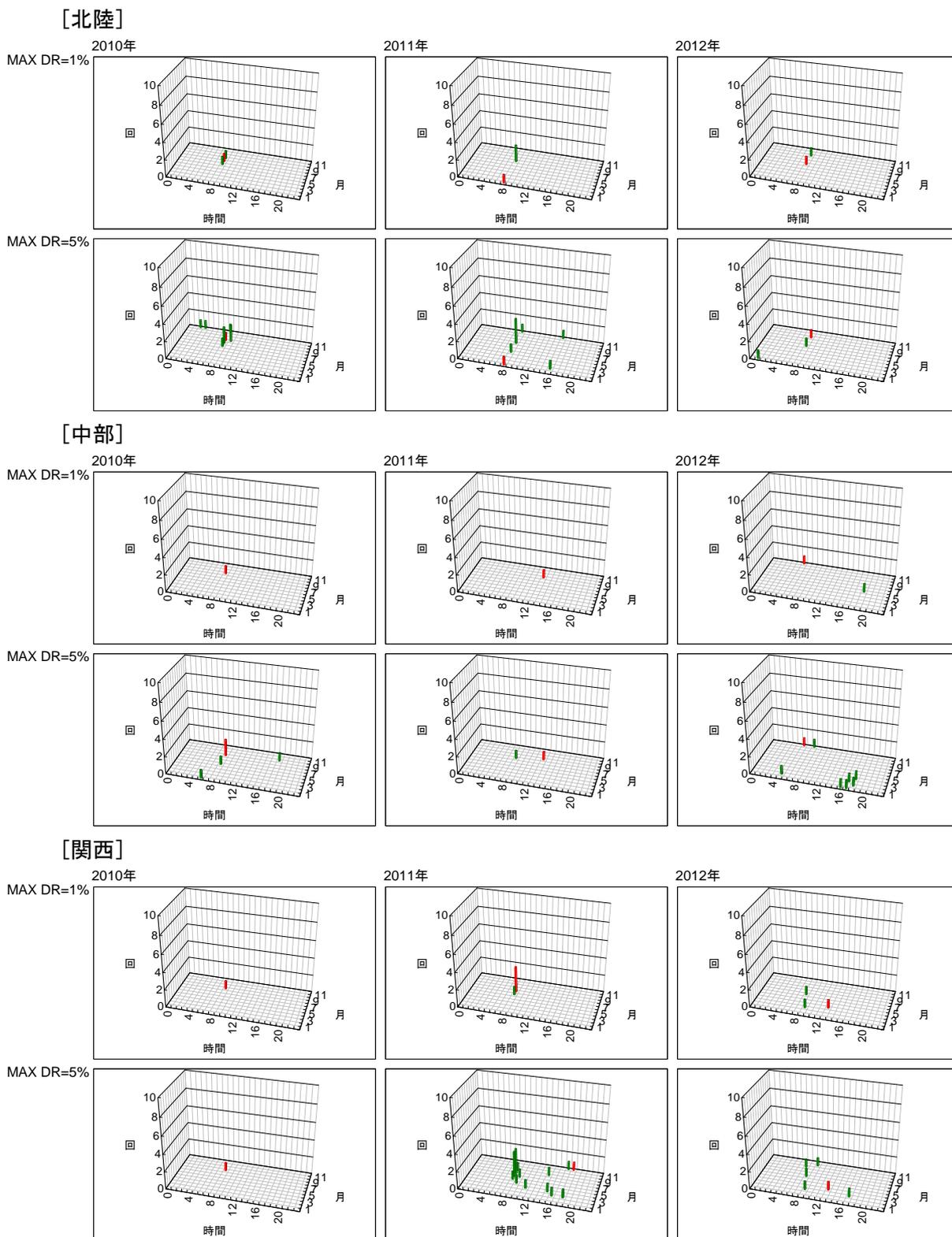


図 3.4 各地域における必要最大 DR 率別の DR 発動時刻と回数（北陸,中部,関西）

注：最大 DR 率のデマンドレスポンスが発動された時間帯は赤棒で示すが、最大 DR 率のデマンドレスポンス発動回数は年間 1 回である。

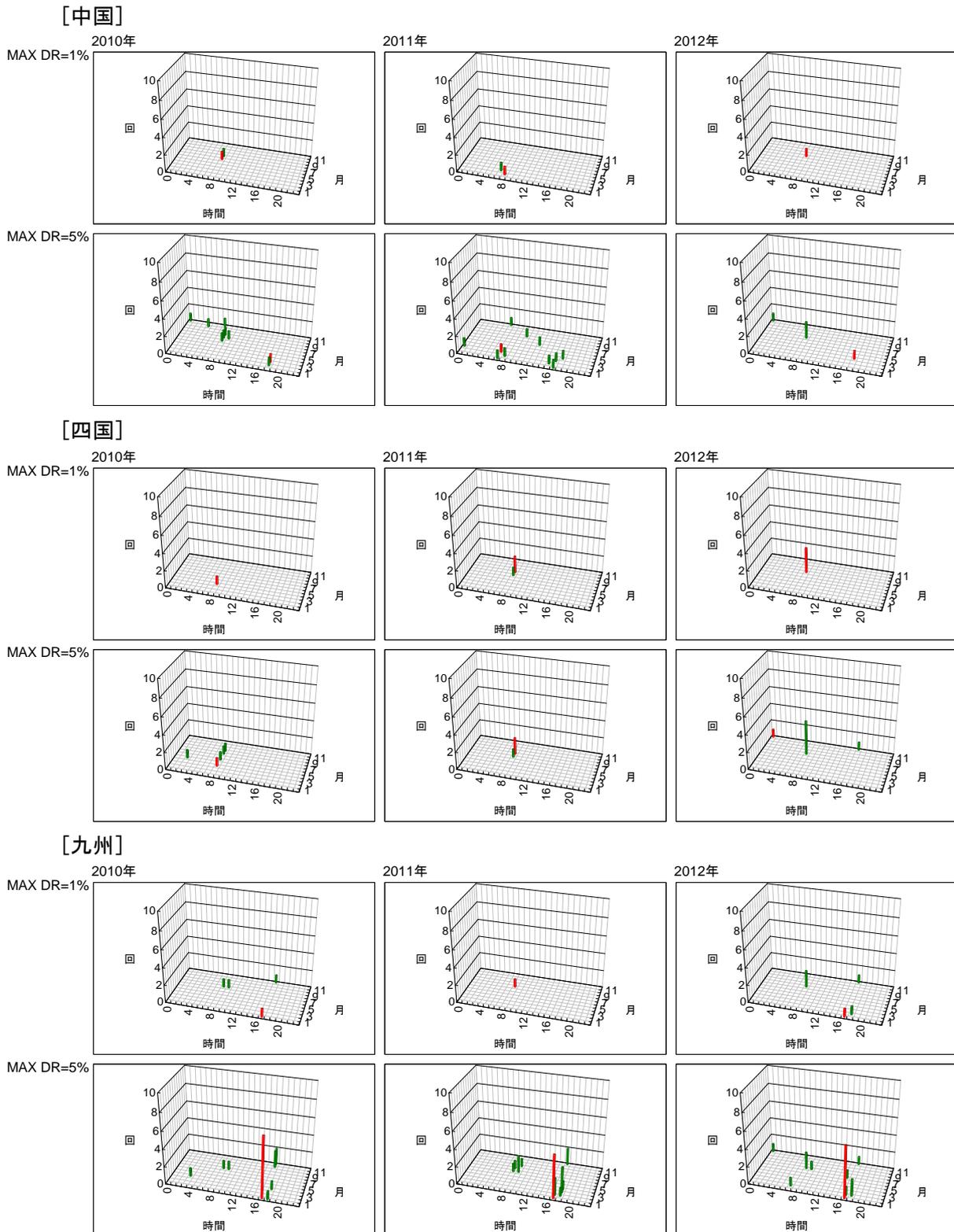


図 3.5 各地域における必要最大 DR 率別の DR 発動時刻と回数 (中国,四国,九州)

注：最大 DR 率のデマンドレスポンスが発動された時間帯は赤棒で示すが、最大 DR 率のデマンドレスポンス発動回数は年間 1 回である。

3.4 デマンドレスポンス及び出力抑制による風力発電導入ポテンシャル

一般的に夕刻は電力需要が比較的大きいことからデマンドレスポンスの確保は容易と考えられる。一方、需要の立ち上がる朝方にデマンドレスポンスを確保できるかどうかの検証には部門別・用途別・機器別の詳細な電力需要構造分析が必要であり、以上の分析結果から早急な結論を出すことはできないものの、地域全体で1%のDR率は、参加率10%で各需要家が10%削減することで実現可能であり、年間発動回数も2回程度に過ぎない。5%のDR率の場合は高い参加率や削減率が要求され、年間発動回数も10回程度に増加するが、最大DR率近傍のデマンドレスポンスが発動されるのは多くても年に数回で、平均DR率は2%程度に過ぎない。このように、需要家に生じる不便はかなり限定的であることから、風力発電出力の変動を吸収する目的でデマンドレスポンスの導入を積極的に検討する価値はある。また、自動制御によるインセンティブ型であれば実現性は高いと考えられる。

表3.4は、最大DR率に対応したデマンドレスポンス容量を、産業部門を中心とした大口需要家が個別に電力会社と締結している需給調整契約（随時調整契約）容量と比較したものである。本契約容量は、最大DR率1%と5%における必要なデマンドレスポンス容量の間に位置し、小口産業需要家、業務部門、家庭部門での可能性も含めると、必要なデマンドレスポンス容量の確保は比較的容易と推察される。

表 3.4 各地域における必要最大 DR 率別 DR 容量（万 kW）

風速データ年→ 最大 DR 率→	2010 年		2011 年		2012 年		需給調整 契約*2
	1%	5%	1%	5%	1%	5%	
北海道	4	19	5	26	5	19	7
東北	11	63	12	58	8	47	21
東京	40	198	32	162	49	245	174
北陸	4	19	4	23	4	17	20
中部	18	92	21	107	15	74	71
関西	20	99	22	98	21	101	36
中国	9	39	9	40	9	30	114
四国	3	16	4	20	4	15	21
九州	12	61	12	55	12	62	33
全国*1	123	607	122	588	127	609	496

*1：各地域においてデマンドレスポンス発動時間が異なることから、同時に必要となる容量ではない。

*2：“2013年度夏季の電力需給見通し”，第2回電力需給検証小委員会資料。より緊急性の高い随時調整契約電力のみを計上。計画調整契約は除く。

図 3.6 に全国の実出力抑制及びデマンドレスポンスによる風力発電導入ポテンシャルを示す。2012年3月末における風力発電累積導入量を加えた風力発電ポテンシャルは、無対策時においては設備容量1,000万kW、発電電力量170億kWhであるが、出力抑制のみを行う場合は、2,700万kW、抑制率は1%～3%で実発電電力量は490億kWhに増加する。出力抑制に加えて最大1%のデマンドレスポンスを行うことにより設備容量3,200万～3,700万kW、抑制率は1%～3%で実発電電力量570億～630億kWh、最大5%のデマンドレスポンスでは設備容量4,600万kW～5,100万kW、抑制率は2%～5%で実発電電力量820億～860億kWh

まで増加する。つまり、1%~5%の出力抑制と 1%~5%のデマンドレスポンスを実施することにより、実発電電力量は 570 億~860 億 kWh となり地域間連系線増強によるポテンシャル[1]に匹敵する。

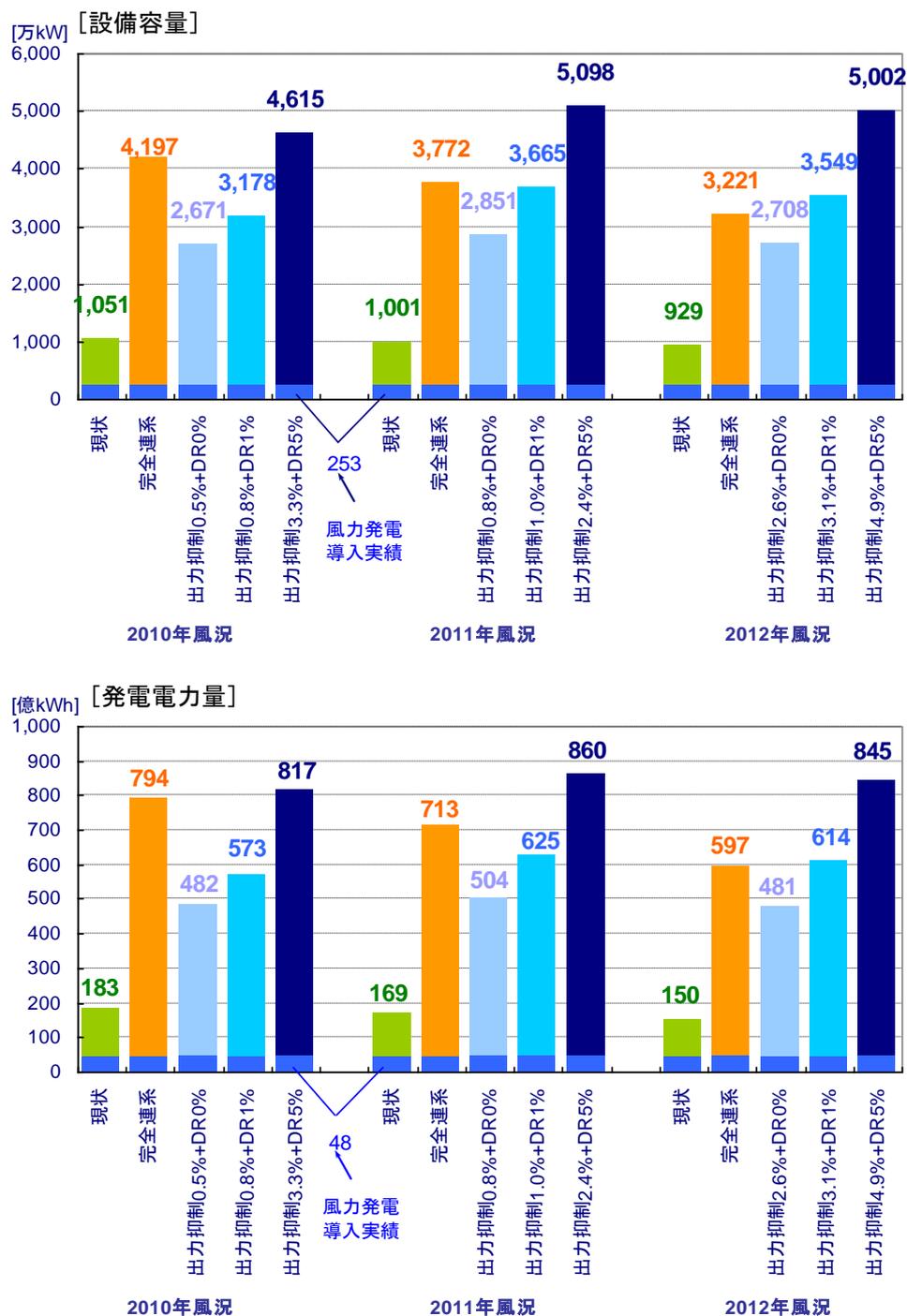


図 3.6 出力抑制及びデマンドレスポンスによる風力発電導入ポテンシャル

注：上図は発電設備容量、下図は発電電力量。風力発電導入実績は 2012 年 3 月時点。
注：完全連系は地域間連系線を増強した場合のポテンシャル[1]である。

3.5 デマンドレスポンス設計に向けた課題

出力抑制に関しては、抑制された発電電力量に対する再生可能エネルギー発電事業者への補償など制度的な問題はあるものの、欧州、米国等で既に実施されていることから技術的に大きな課題は無いと考えられる。デマンドレスポンスも、米国を中心に活用が拡大しており、技術的課題は無い。デマンドレスポンスはピークカットを目的として導入されるケースが多いが、系統緊急時対応としての役割も担っていることから、設計次第では再生可能エネルギーの変動にも対応できるものと考えられる。現在、再生可能エネルギーの出力変動の吸収を目的としたデマンドレスポンスの事例はほとんどが蓄エネルギー機器によるものであり、この場合は風力発電の出力抑制を削減する効果があるものの、蓄電池など高額な設備投資を少しでも回避するためにも、デマンドレスポンスの本来の機能である電力需要削減による対策の検討は必要であろう。

デマンドレスポンスの設計上の課題として挙げられる点は、まず、風力発電の出力変動を吸収する目的のデマンドレスポンスは応答の確実性が要求されることから直接制御を活用したインセンティブ型でなければならないことである。応答確実性を担保するために複数需要家を管理するアグリゲーターの活用も検討すべきであろう。また、待機容量や応答量あたりどの程度のインセンティブを需要家に与えればよいかなど経済性に関する設計も課題である。我が国においても、インセンティブ型デマンドレスポンスの実証試験が今年度開始されたところであり、検証結果が期待される。

ただし、最も重要な課題は、部門・業種、用途、機器、季節、曜日、時間ごとのデマンドレスポンスの可能性を定量的に特定しなければならないことである。この特定によって初めて、本研究の分析で示した数%のデマンドレスポンスを設計する際にどのような需要家や用途を組み合わせればよいのかが提案される。当然のことながら、空調や冷蔵・冷凍、などイナーシャがある用途は自動制御によって需要家に大きな不便さを与えることなく、確実性の高いデマンドレスポンスが実現できるが、照明・動力用途に過度な期待はできない。併せて、風力発電や太陽光発電の発電予測技術の向上も重要な課題である。これらの課題を解決するためには、需要側と供給側（再生可能エネルギー）の双方における広域かつ詳細な計測データの収集・分析が必要であり、技術的には、BEMS、HEMS、スマートメーター等の普及拡大がその一翼を担うことが望まれる。政策的には、このような詳細データベース構築は、再生可能エネルギー導入拡大の目的のみならずエネルギー需要管理、供給計画、スマートエネルギーネットワークの設計等にも資することから、利害関係者の垣根を越えて取り組むべき重要課題である。

4. まとめ

本研究では、通常の電力需要の毎時変動から特定される集合体としての全給電可能発電設備の無理のない調整力を制約として、出力抑制及びデマンドレスポンスを講じることによってどの程度の風力発電が導入可能になるか分析を行った。また、必要となる抑制率、デマンドレスポンス率、デマンドレスポンス年間発動回数を明らかにした。

無対策時における風力発電導入ポテンシャルの設備容量は 1,000 万 kW、発電電力量は 170 億 kWh であるが、抑制率 1%~5% の出力抑制と最大デマンドレスポンス率 1%~5% のデマンドレスポンスを実施することにより、設備容量は 3,200 万~5,100 万 kW、発電電力量は 570 億~860 億 kWh まで増大し、地域間連系線増強による導入ポテンシャルに匹敵することがわかった。また、平均デマンドレスポンス率は 1%~2% でデマンドレスポンスの発動回数は年間 2~10 回に過ぎない。地域間連系線増強は電力融通を含めて風力発電の導入拡大に向けた重要な対策ではあるが、長いリードタイムや巨額の設備投資を必要とする。わずかな規模の実施によって得られる導入ポテンシャルの増分が大きいデマンドレスポンスと出力抑制にも積極的に取り組んでいくことが肝要と考えられる。

再生可能エネルギーの出力変動対策として、蓄電池や水素製造・貯蔵など現在高コストな技術の将来的な活用を見据えた技術開発の重要性は言うまでもないが、これらの技術は、あくまでエネルギー供給を需要家の既定のエネルギー使用パターンに追随させることを前提としており、その発想は供給側のストック型大規模集中電源と変わらない。フロー型の再生可能エネルギーを既存のエネルギーシステムに大量に組み込むためには、供給側対策のみに依存するのではなく需要家の積極的関与を促すことも必要であり、既存技術で無理なくかつ効率的に対応できるデマンドレスポンスは大きな役割を果たすものと考えられる。ただし、その実現の前提として、時間帯別の再生可能エネルギー発電電力量や部門別・用途別の電力需要などの詳細なデータに基づく更なる検証が必要となる。

参考文献

- [1] “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”, エネルギー経済第 39 巻 第 3 号, 2013 年 9 月
- [2] 荻本, “電力システム安定運用の課題と諸施策”, *The Thermal and Nuclear Power*, Vol.64, No.10, 2013 年 10 月,
- [3] 池田他, “再生可能エネルギーの連系と需要の能動化を考慮した電力システムの経済運用モデル”, エネルギー・資源学会 第 28 回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス 講演論文集, 32-3, 2012.1.30
- [4] Rainer Stamminger, Verena Anstett, “The Effect of Variable Electricity Tariffs in the Household on Usage of Household Appliances”, *Smart Grid and Renewable Energy*, 2013, 4, 353-365

- [5] 一般社団法人 低炭素投資促進機構 (http://www.teitanso.or.jp/fit_Notification)
- [6] 総合資源エネルギー調査会 総合部会 電力需給検証小委員会資料
- [7] DOE, "Benefit of Demand Response in Electricity Markets and Recommendations for Achieving Them", 2006 年 2 月
- [8] 依田, "ダイナミックプライシングの効果について -スマートコミュニティ社会実証 2012 年度評価-",SSC 地域公開シンポジウム in 北九州, 2013.11.16
- [9] FREEMAN, SULLIVAN & CO., "2010 Load Impact Evaluation of San Diego Gas & Electric Company's Summer Saver Program", 2011 年 4 月
- [10] "夏期最大電力使用日の需要構造推計", (<http://www.meti.go.jp/setsuden/summer2011.html>), 資源エネルギー庁
- [11] Freeman, Sullivan & Co., "2011 Load Impact Evaluation of Pacific Gas and Electric Company's Residential Time-based Pricing Programs",
- [12] "Electric -Retail", BG&E

お問い合わせ : report@tky.ieej.or.jp