

広域系統長期方針の策定について

2015年8月24日
広域系統整備委員会事務局

■ 今回ご議論いただきたい事項

1. 長期方針の取りまとめに向けた検討の進め方
2. 電力潮流シミュレーションの前提

■ 今回ご報告事項

1. 過去の需給実績
2. 広域連系系統の運用状況
3. 風力・太陽光の導入状況等

- 長期方針の策定の方向性において整理した「3つの軸」に関して、次頁以降の進め方で検討する。

長期方針の策定の方向性

第3回委員会資料（赤字部分追記）

広域運営の拡大によって、我が国の電力供給における3E+Sの実現に貢献する。
このため、次に挙げる3つの軸から、広域連系システムの長期的な整備方針を取りまとめる。

I 電力システム利用の円滑化・低廉化

- エネルギーミックスに基づく電源導入等を円滑かつ低廉なコストで実現する
- 電力市場の活性化に寄与する

II 適切な信頼度の確保

- システムの役割に応じた適切な供給信頼度を提供する
- 大規模災害等の緊急時にも電力供給に対する要求を満足する

III 電力流通設備の健全性確保

- 老朽化が進む流通設備の確実かつ効率的な設備更新を**計画的に推進**する

※ 以上の3つの軸に沿って適切に設備形成・運用されている状態が広域連系システムの「あるべき姿」

- このあるべき姿の実現に向けた考え方を具体化していくために、将来（10～20年程度）の広域連系システムの電力潮流シミュレーションや、流通設備の経年・更新情報等を調査することで、システムの長期的な課題を探る。
- その課題に対し、システム整備等のような対応を採るべきかを考察し、長期方針として取りまとめる。
- 対応の検討に当たっては、電力関連技術の開発動向や電力需要構造の変化も的確に踏まえたものとする。

I 電力系統利用の円滑化・低廉化

○ エネルギーミックスに基づく電源導入等を円滑かつ低廉なコストで実現する。

1. 検討内容

- 長期エネルギー需給見通しの電源構成を、低廉なコストで実現可能な広域連系系統の整備案を検討する。

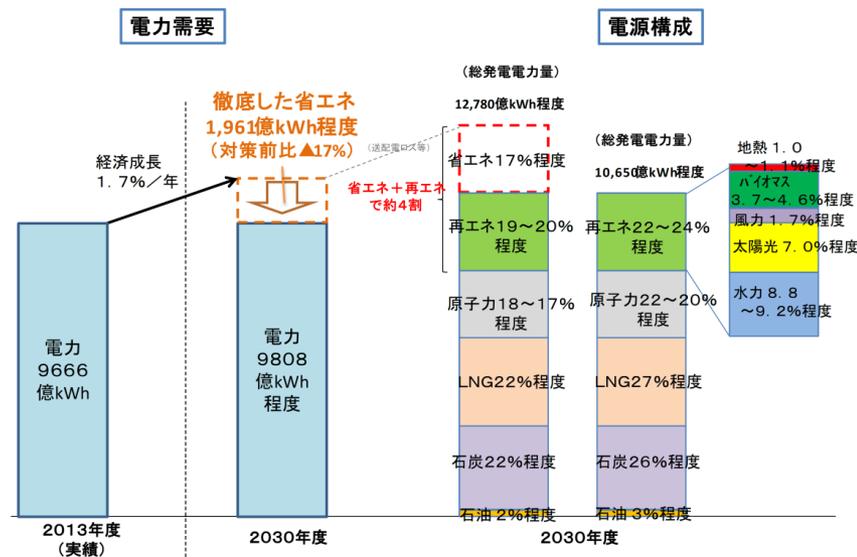
2. 主な課題

- 風力発電及び太陽光発電は、エリアの下げ代不足や調整力不足等により周波数や需給運用などへ影響を及ぼすことが懸念されるため、系統の状況に応じた出力制御を前提に接続している。長期エネルギー需給見通しの導入量を実現するためには、連系線の活用、出力抑制による対応、蓄電池等の対策を検討する必要がある。
- 風力発電（陸上風力）の適地は、北海道及び東北エリアに偏っている。長期エネルギー需給見通しの導入量を実現するためには、エリア内系統及び広域連系系統の増強等の対策を費用対効果を踏まえ検討する必要がある。
- 連系線の活用（広域周波数調整等）のために必要な連系線利用の在り方等を踏まえ、広域連系系統の増強量を検討する必要がある。

3. 進め方

- 長期エネルギー需給見通しを踏まえた電源のシナリオを設定し、広域連系系統の電力潮流シミュレーションを行い、将来のエリア間の潮流状況を把握する。
- 長期エネルギー需給見通しの導入量を実現可能な広域連系系統の増強コスト等を比較検討する。

長期エネルギー需給見通し



出典：長期エネルギー需給見通し関連資料

- I 電力系統利用の円滑化・低廉化
 - 電力市場の活性化に寄与する。

1. 検討内容

- 広域メリットオーダーによる燃料費の抑制を、低廉なコストで実現可能な広域連系システムの整備案を検討する。

2. 主な課題

- 連系線の運用容量の制約により、市場取引において広域メリットオーダーの実現が阻害される場合がある。
- 広域メリットオーダーの実現に必要な増強量に加え、連系線利用者が相対契約により利用できる容量を確保すべきか。

3. 進め方

- 電源のシナリオを設定し（長期エネルギー需給見通しを踏まえる）、広域メリットオーダーに従った広域連系システムの電力潮流シミュレーションを行い、将来のエリア間の潮流状況を把握する。
- 連系設備の運用容量の制約有無による燃料費の差を把握する。
- 広域連系システムの制約を解消するために必要な増強に要するコストを概算し、燃料費の差を解消することによる発電コスト抑制効果と比較検討する。



出典：第5回制度設計WG 資料4-3

II 適切な信頼度の確保

○ 系統の役割に応じた適切な供給信頼度を提供する。

1. 検討内容

- 広域連系系統の個別の整備計画が、適切な供給信頼度を満たしているか検討する。

2. 主な課題

- 連系線の運用容量算出にあたっての課題について整理する必要がある。
- 供給区域間での予備力の共有化や周波数異常時の対応等の観点から連系線に期待される役割について、送配電事業者が確保する調整力の在り方等を踏まえ、整理する必要がある。
- 再生可能エネルギーの導入拡大等に伴う連系線の活用（広域周波数調整等）のために必要な連系線利用の在り方を検討する必要がある。
- 今後の広域連系系統に期待される供給信頼度の考え方として考慮する事項があるか。
- 現状のように、厳しい需給状況が平時において続く場合であっても、安定供給を確保し得る広域連系系統について検討する必要がある。

3. 進め方

- 連系線の運用容量算出にあたっての課題については、本機関の「運用容量検討会」において検討中。
- 連系線に確保するマージンの考え方については、本機関の「調整力等に関する委員会」において検討中。
- 個別の整備計画の詳細検討において、電力系統を安定的に運用するための制約要因を考慮した計画を策定。

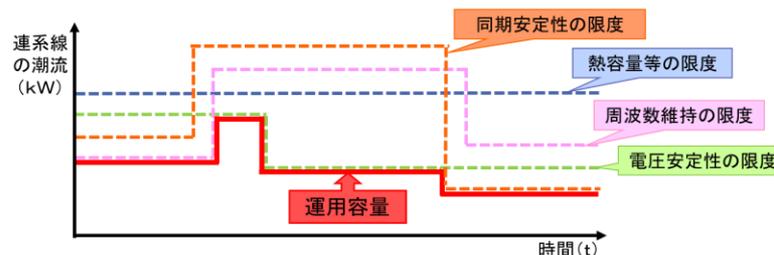
1. 運用容量の考え方

「連系線の運用容量」とは・・・

電力設備（送電線、変圧器、発電機等）に通常想定し得る故障が発生した場合でも、電力系統の安定的な運用が可能となるよう、予め決めておく連系線の潮流（電気の流れる量）の上限値のこと。

上限値の考え方

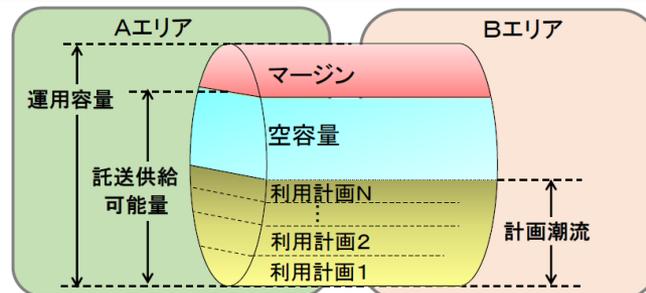
電力系統を安定的に運用するためには、熱容量等、同期安定性、電圧安定性、周波数維持それぞれの制約要因を考慮する必要があり、4つの制約要因の限度値のうち最も小さいものを連系線の運用容量としている。



出典：第1回運用容量検討会 資料3

マージンとは

電力系統の異常時又は需給ひっ迫時等の対応として、連系線を介して他の供給区域と電気を受給するため、又は電力系統を安定的に保つために、各連系線の運用容量の一部として本機関が管理する容量



出典：第1回調整力に関する委員会 資料6-2

II 適切な信頼度の確保

- 大規模災害等の緊急時にも電力供給に対する要求を満足する。

第10回電力需給検証小委員会 資料9

1. 検討内容

- 大規模災害等により複数の電源の同時停止などが生じた場合に、広域的な電力需給や火力増出力運転、自家発電余剰活用等の対策による電力供給の対応力を検討する。

2. 主な課題

- 第9回需給検証小委員会において、300万kWまでのFC増強の必要性について再確認され、当機関において増強の具体的な実施に向けたプロセスを開始した。
300万kW超については、エネルギーミックス等を踏まえた地域間連系線の全体の今後の在り方の中で検討する必要がある。

- 電力需給検証小委員会は、300万kWまでのFC増強の必要性について再確認したことを踏まえ、広域的運営推進機関に対し、増強の具体的な実施に向けたプロセスを開始し、以下について本年9月までを目途に技術的検証を行い、検証結果を本小委員会に報告することを要請してはどうか。
 - ルートについては、ESCJで検討・評価された検討案の中で、長野方面直流連系増強以外のルート案を軸として経済面、実施可能面等について検証を行ってはどうか。
 - 実施時期については、2020年度末までの210万kW増強への影響や工期等技術的観点も踏まえて、2020年代後半を目途に増強できるよう検証を行ってはどうか。
- なお、300万kW超については、エネルギーミックス等を踏まえた地域間連系線の全体の今後の在り方の中で検討されることが適当ではないか。

第9回電力需給検証小委員会 資料6

<東日本大震災の実績等を加味した必要性の再検証>

<シミュレーション結果> 中西日本地域におけるシミュレーション <単位: 万KW>	
	中西日本
2013年度 需要量	8,875
災害による減少(3割減少)	6,212
①確保すべき供給力(減少後需要の+3%)	6,399
維持しておくべき供給力(需要の8%維持を想定)	9,585
大規模災害直後の供給力(減少分を4割と想定)	5,751
短期間で復旧できる供給力(残存供給力の6%の増強を想定)	345
②大規模災害後の供給力	6,096
③FC増強必要量(①-②)	303

※東日本の必要量は300万kw以下

3. 進め方

- 大規模災害発生時の需給状況をシミュレーションし、電力供給の対応力を検討する。
- 大規模自然災害による複数電源の同時停止など、稀頻度リスクの対応の考え方については、本機関の「調整力等に関する委員会」と連携して検討する。

Ⅲ 電力流通設備の健全性確保

○ 老朽化が進む流通設備の確実かつ効率的な設備更新を計画的に推進する。

1. 検討内容

■ 老朽化が進む流通設備の確実かつ効率的な設備更新を計画的に推進するために、長期方針の策定において考慮すべき事項を検討する。

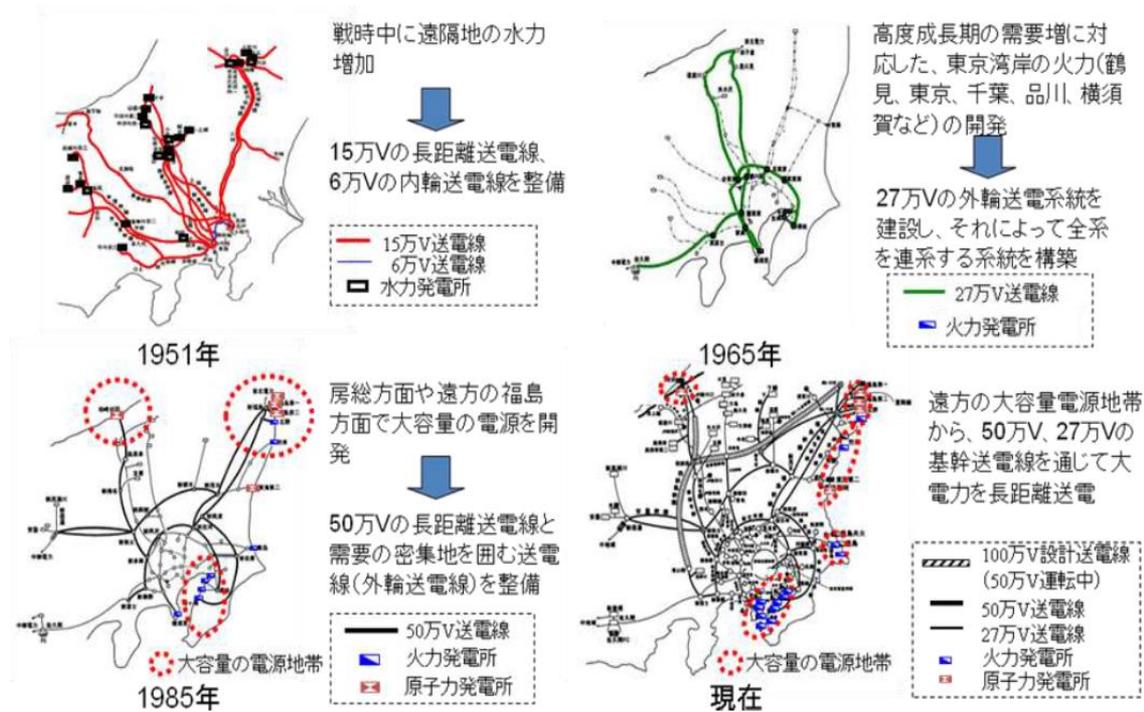
2. 主な課題

■ 今後、広域連系システムの経年が進み、大量の設備更新が必要になる。

3. 進め方

- 広域連系システムの経年状況等を把握する。
- 確実かつ効率的な設備更新の計画的に推進に向けて長期方針の策定において考慮すべき事項を検討する。
- 個別の整備計画の詳細検討において、必要により経年状況等を考慮した計画を策定する。

図-7 送電網の発展（東京電力の場合）

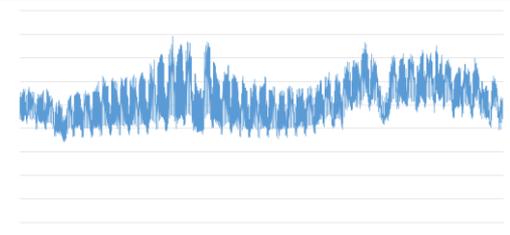
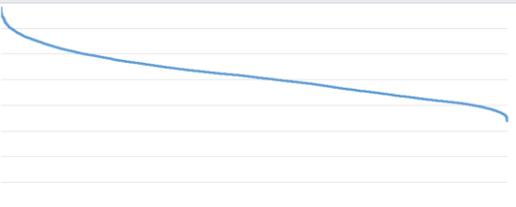


出典：マスタープラン研究会中間報告書 参考資料集

電力潮流シミュレーションの前提：モデルの選択

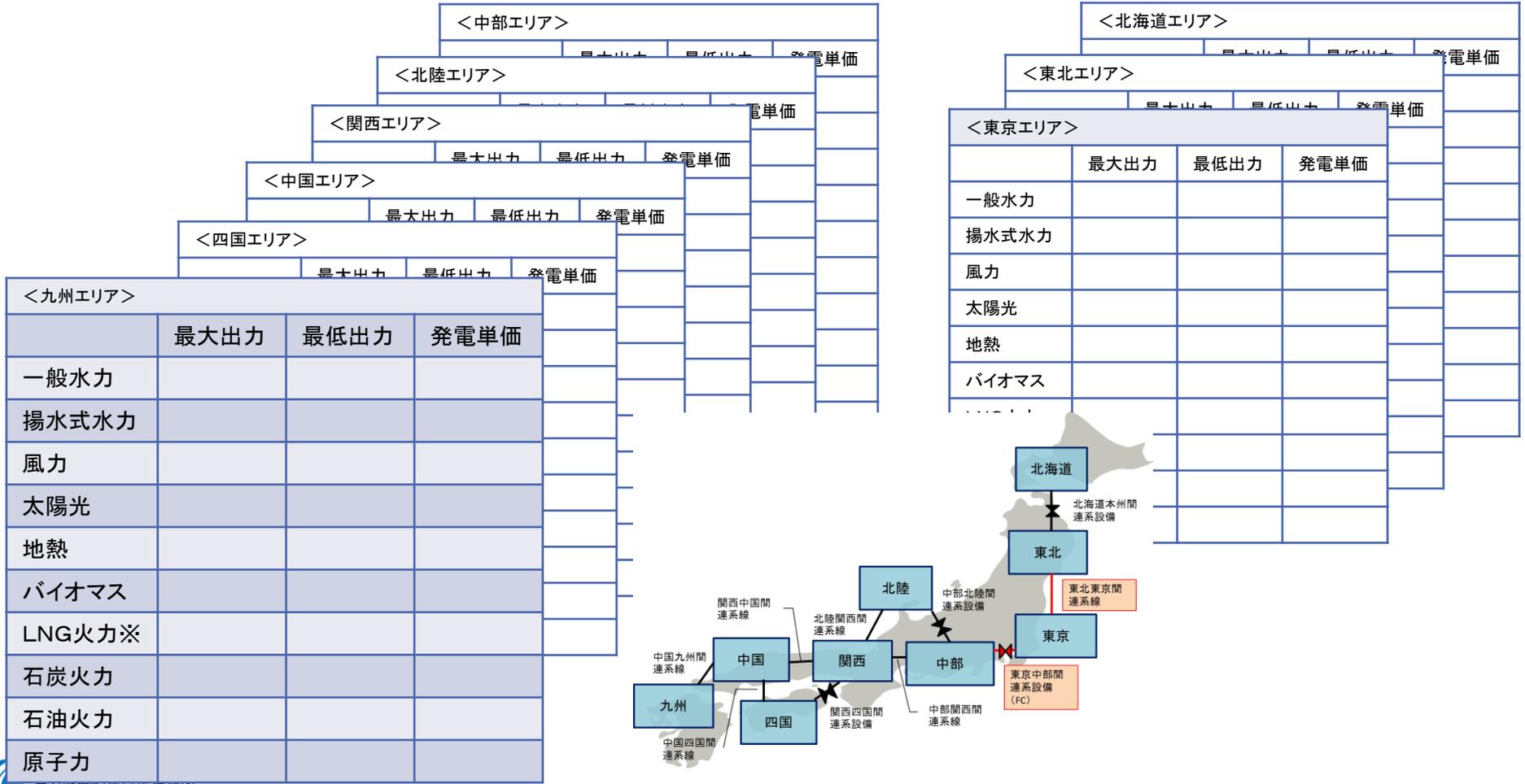
- 大別すると、以下のようなモデルと得失が考えられ、シミュレーションのインプットの粒度等を踏まえ、モデルを選択する必要がある。
- 当面は、マクロ的な検討に主眼を置くため、③をベースにシミュレーションを行う。

シミュレーションモデルの得失

	①時系列	②デレーション(詳細)	③デレーション(概略)
時間粒度	1時間断面 × 8760	1時間断面 × 8760	複数断面
イメージ	 4/1 0時 3/31 24時	 1 8760	 1 8760
入力条件	<ul style="list-style-type: none"> ・時系列の時間毎の需要(8760時間) ・時系列の時間毎の再エネ出力 ・電源の最大最低出力 ・揚水式貯水池容量 等 	<ul style="list-style-type: none"> ・需要デレーション(8760時間) ・電源の最大最低出力 等 	<ul style="list-style-type: none"> ・特定断面の需要 ・電源の最大最低出力 等
算定結果	<ul style="list-style-type: none"> ・時系列の時間毎の電源稼働状況(日々の運用を考慮(起動停止、揚水式水力の発電等)) 	<ul style="list-style-type: none"> ・時間毎の電源稼働状況(日々の運用未考慮) 	<ul style="list-style-type: none"> ・特定断面の電源の稼働状況(上記を基に年間の稼働状況を概算)
得失	<ul style="list-style-type: none"> △適切な前提条件を詳細に設定する必要がある。 △適切に算定できるツールが必要。 ○適切な条件・ツールがあれば相対的に実運用に近い結果が得られる。(表計算ソフトにより算定する場合は計算量が非常に多く、前提条件の付与も限定的となる。) 	<ul style="list-style-type: none"> △季節、時間帯による発電特性の反映が難しい。 △実運用との乖離による誤差が生じる。 △表計算ソフトにより算定する場合は計算量が多くなる。 	<ul style="list-style-type: none"> △同左 △断面が限られるため、前提条件の違いによる誤差が大きくなる。 ○表計算ソフトにより比較的簡易に算定できる。

電力潮流シミュレーションの前提：電源のモデル

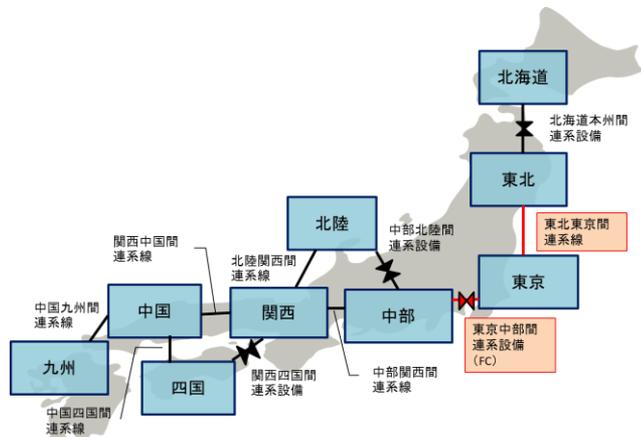
- 電源は、電源種別毎の合計値をエリア毎にモデル化する。
- 需要に対して、発電単価が安い順に電源を割り当てる。
 - 固定費は埋没費用(サンクコスト)として扱い、限界費用(燃料費)のみでメリットオーダーにより割り当てる。
 - 発電機の変化速度、起動停止、マストラン電源等の実運用上の制約条件は考慮しない。



※必要により、熱効率により区別する。(コンバインドサイクル、コンベンショナル等)

電力潮流シミュレーションの前提：連系線のモデル

- 連系線の運用容量、マージンは現状の考え方により設定する。
- 実際には相対契約により連系線は利用されるが、シミュレーションにおいては考慮しない。
(取引所が十分に活用される場合には、30分毎の各コマにおいて、エリアを超えた需給の経済的なマッチングが取引所を介して行われることにより、広域メリットオーダーの実現に近づくものと考えられる。)



連系線	運用容量		マージン	
	順方向	逆方向	順方向	逆方向
北海道東北間				
東北東京間				
東京中部間				
中部関西間				
中部北陸間				
北陸関西間				
関西中国間				
関西四国間				
中国四国間				
中国九州間				

<留意点>

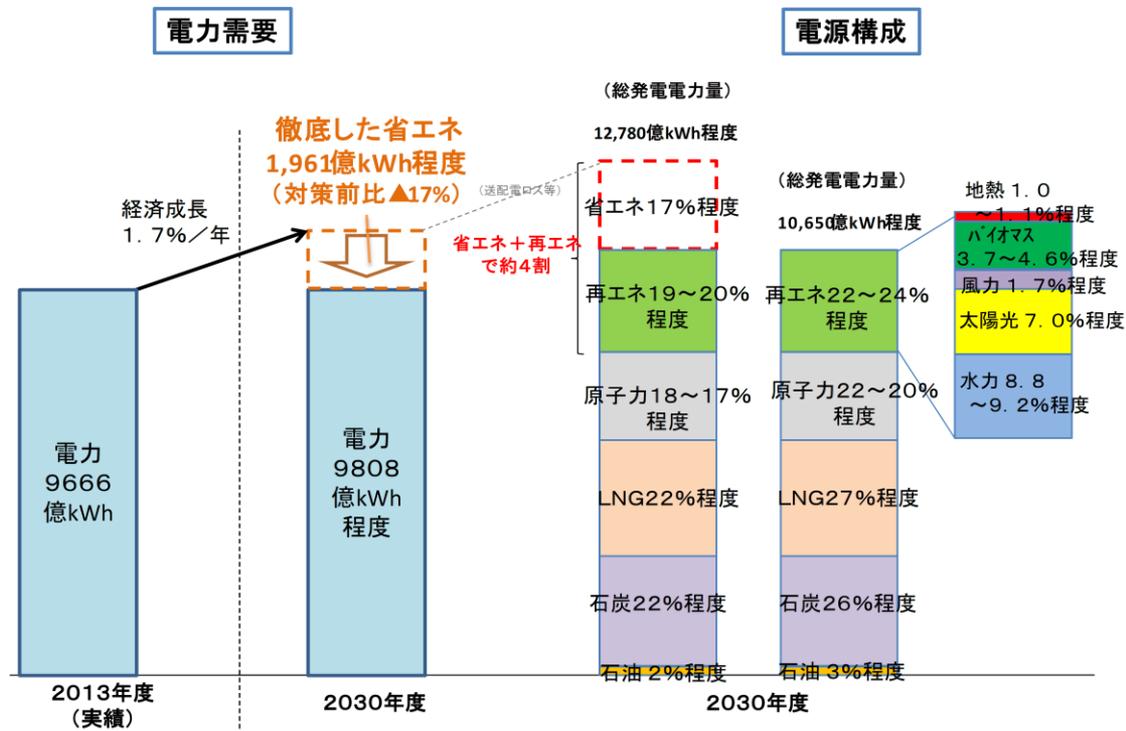
上記のモデルは、いわゆる「プール市場」のように集中的な場で電力取引が行われる状況に類似したシミュレーションとなるが、実際には卸電力市場において相対取引も重要な役割を果たすことが期待されるところ、実際の取引とは差が生じることは前提として留意が必要である。これはある限定された側面から電力市場を概観するための、シミュレーションを行う上での仮想的条件であって、プール市場の導入や全国各地域を統合した需給運用を推奨するものではない。またエリア間の電力流通についても必ずしも取引所を経由して行われるのみでなく、相対契約によるエリアを超えた卸取引も、同様の機能・効果を期待されるものである。そのような取引が活発に行われるようになった場合には、必ずしも取引所を介した流通量が十分でなくとも、広域メリットオーダーの実現に近づいていく可能性はある。

- 電力需要は「現状横ばい」を基本シナリオとする。(次回以降の委員会で議論)

<考え方>

- 長期エネルギー需給見通しにおいては、徹底した省エネの推進(△17%)を行い、2030年度の時点の電力需要を2013年度とほぼ同じレベルまで抑えることを見込んでいる。
- 徹底した省エネは政策的に誘導されるものと考え、電力需要は「現状横ばい」を基本シナリオとし、必要により「現状より増加」するシナリオを分析する。

長期エネルギー需給見通し



出典: 長期エネルギー需給見通し関連資料

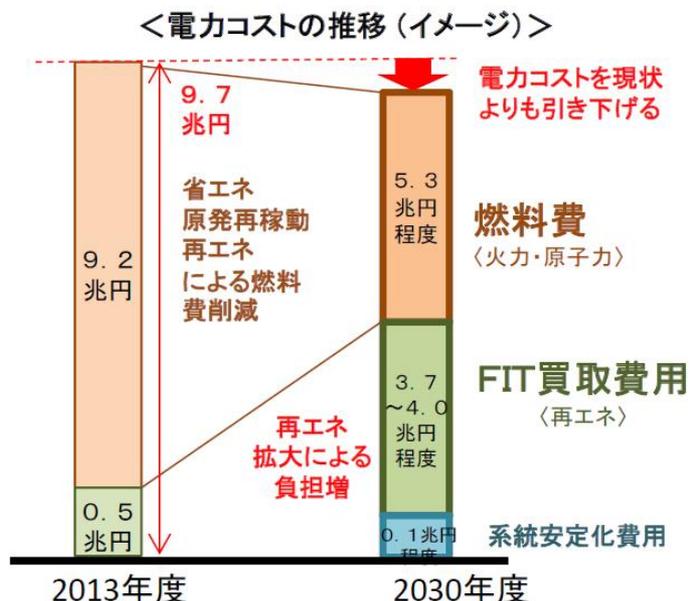
■ 再生可能エネルギーは、長期エネルギー需給見通しにおける導入量を見込む。(次回以降の委員会で議論)
 <考え方>

- 長期エネルギー需給見通しにおいて、各電源の個性に応じた再生可能エネルギーの最大限の導入を行う観点から自然条件によらず安定的な運用が可能な地熱、水力、バイオマスにより原子力を置き換えることを見込んでいる。また、自然条件によって出力が大きく変動し、調整電源としての火力を伴う太陽光、風力は、国民負担抑制とのバランスを踏まえつつ、電力コストを現状よりも引き下げる範囲で最大限導入することを見込んでいる。
- 再生可能エネルギーは、地域の自然条件等により導入量が偏在するため、導入見込み量や設備認定量等に基づき、各エリアへの導入量を算定する。

長期エネルギー需給見通しにおける再生可能エネルギーの導入量

種別	設備容量(万kW)	
	2030年断面	現状
地熱	約140~約155	52
水力	4,847~4,931	2,056(一般) 2,594(揚水) 4,650(計)
バイオマス	602~728	252
風力(陸上)	918	約270
風力(洋上)	82	
太陽光(住宅)	約900	約760
太陽光(非住宅)	約5,500	約1,340

注: 長期エネルギー需給見通し関連資料から作成



- 長期エネルギー需給見通しにおける導入量を踏まえた電源のシナリオを設定する。
(具体的には次回以降の委員会で議論)

風力発電

単位: 万kW

	連系可能量を考慮しない導入見込み量	連系可能量	風力シナリオ①	風力シナリオ②
北海道	約300	56		
東北	約587	200		
東京	約47	設定なし		
中部	約45	設定なし		
北陸	約19	45		
関西	約37	設定なし		
中国	約67	100		
四国	約51	60		
九州	約97	100		
沖縄	約2.5	2.5		
計	約1,250	—		

太陽光発電

単位: 万kW

太陽光発電設備の接続済量、接続申込量等の状況

	接続済量 (4月末)	接続済量 +接続契約申込量 (4月末)	設備認定量 (3月末)	接続可能量	太陽光シナリオ①	太陽光シナリオ②
北海道電力	65 万kW	248 万kW	297 万kW	117 万kW		
東北電力	163 万kW	704 万kW	1,485 万kW	552 万kW		
東京電力	556 万kW (2月末)	1,280 万kW (2月末)	1,969 万kW	—		
中部電力	371 万kW (3月末)	717 万kW (3月末)	908 万kW	—		
北陸電力	41 万kW	78 万kW	118 万kW	110 万kW		
関西電力	287 万kW	536 万kW	672 万kW	—		
中国電力	194 万kW	483 万kW	644 万kW	558 万kW		
四国電力	135 万kW	243 万kW	281 万kW	257 万kW		
九州電力	489 万kW	1,326 万kW	1,831 万kW	817 万kW		
沖縄電力	23 万kW	37 万kW	58 万kW	49.5 万kW		
合計	2,324 万kW	5,652 万kW	8,263 万kW	—		

※接続済量、接続契約申込量は各電力会社のウェブサイト、もしくは各電力会社からの報告データをもとに作成。離島分を含んでいない等。

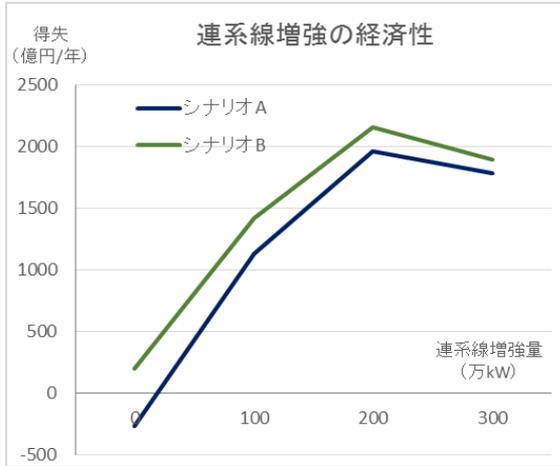
※接続済量は固定価格買取制度以外の太陽光発電設備を含む。

※設備認定量は、認定設備を市町村単位で各電力会社に区分した総数(静岡県富士宮市・富士市は東電電力、岐阜県飛騨市・郡上市は中部電力、岐阜県関ヶ原市・三置郡美濃市・兵庫県赤松市は関西電力、愛媛県今治市は四国電力とした。)で29あり、各電力会社のウェブサイト掲載の数とは異なることがある。

■ 長期方針のアウトプットは、以下のイメージ。

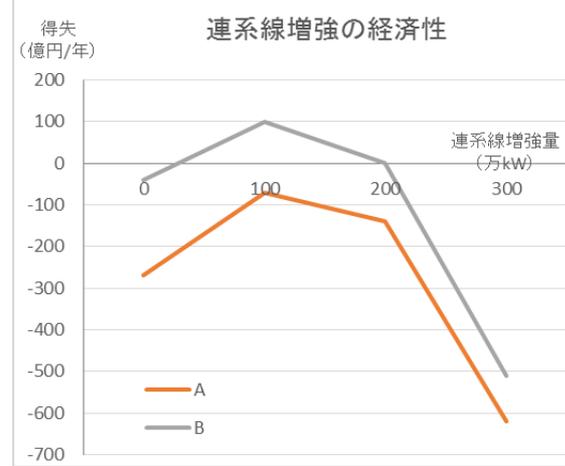
定量評価結果イメージ (数値はイメージ)

AエリアからBエリアの広域連系系統



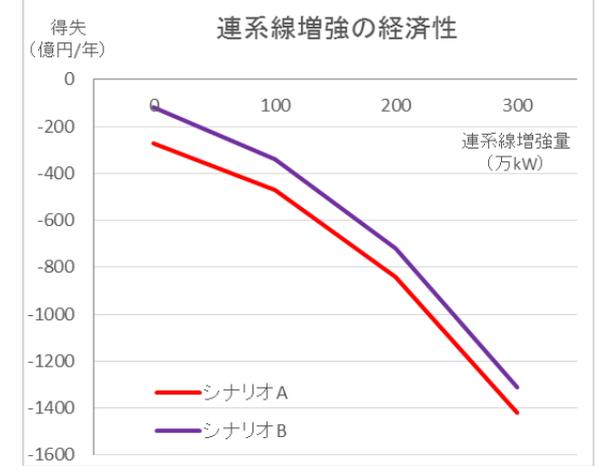
- 連系線の増強によるメリットが大きいと考えられる場合

CエリアからDエリアの広域連系系統



- 連系線の増強によるメリットが小さくないと考えられる場合

EエリアからFエリアの広域連系系統



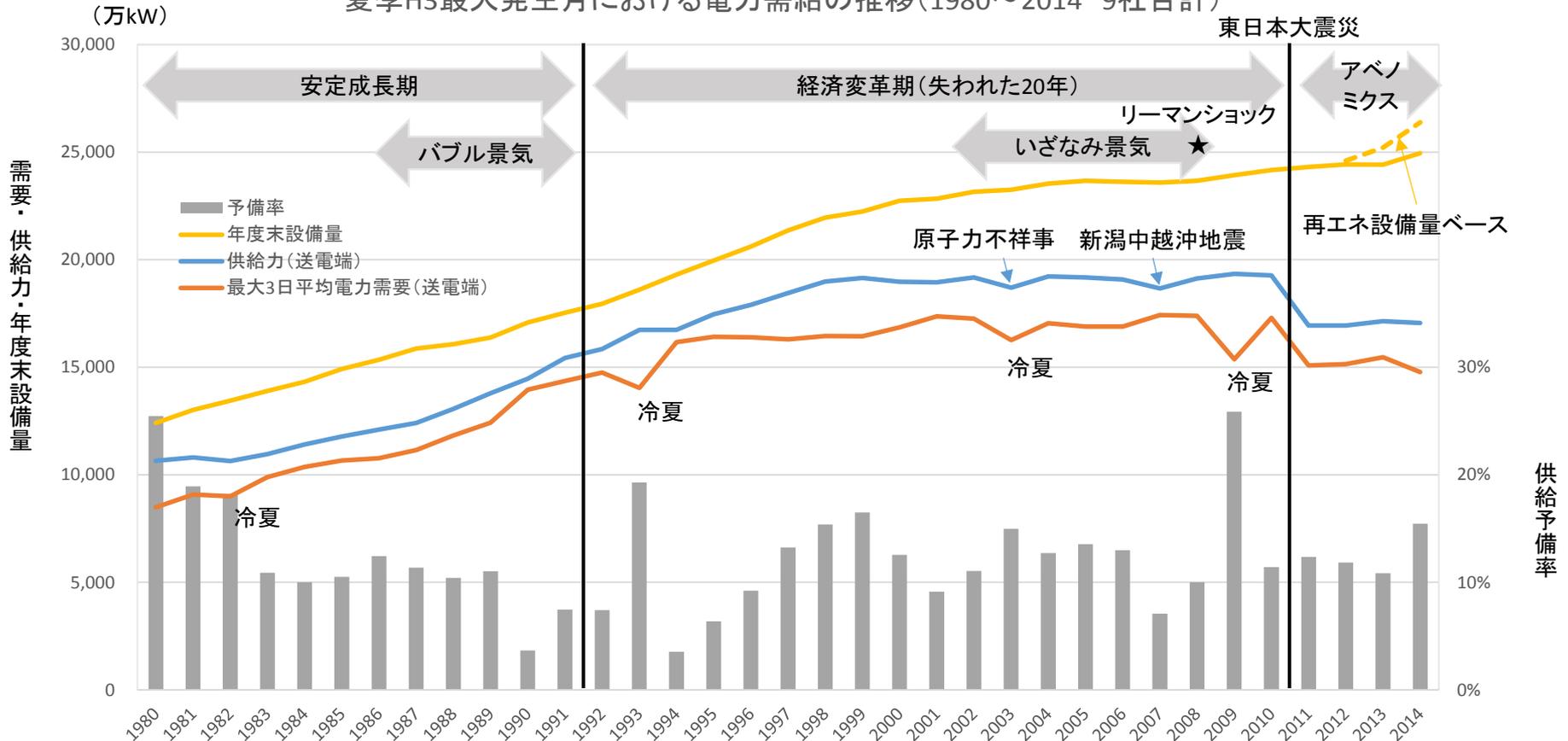
- 連系線の増強によるメリットはないと考えられる場合

検討事項	H27 年度					
	4月	5月	6月	7月～9月	10月～12月	H28/1月～3月
広域系統整備委員会	◇		◇	◇ ◇ ◇	◇ ◇ ◇	◇ ◇ ◇
策定の方向性確認	[]					
必要な各種情報の収集	政策方針、社会的要請の調査					
	需給の実績、広域連系系統の設備・運用状況、従来計画					
	※必要に応じ事業者への聴取、諸外国の状況調査を行う					
定量評価 (モデルによる分析)				[]		
あるべき姿・実現に向けた 考え方の検討・取り纏め				[]		
関連事項			供計▽ 取りまとめ			
	※提起案件 は都度確認	プロセス▽ 指標確認		プロセス▽ 指標確認	プロセス▽ 指標確認	プロセス▽ 指標確認

<参考 1> 過去の需給実績 これまでの電力需給の推移

- 1990年代前半まで需要は順調に伸びており、それに合わせ設備を開発し供給力を確保。
- 1990年代後半以降は需要は伸び悩み、東日本大震災でさらに減少。
- FIT導入(2012.7)以降は、再エネ(特に太陽光)により需要に対する設備量が増加傾向。

夏季H3最大発生月における電力需給の推移(1980~2014 9社合計)



① 連系可能量について

- 第8回新エネルギー小委員会において、一般電気事業者7社(北海道・東北・北陸・中国・四国・九州・沖縄)の風力・太陽光の接続可能量が確定。
- その後、再生可能エネルギーを最大限導入するための省令改正が実施され(出力制御ルールの変更等、1/26施行)、各社接続に向けた協議を再開。四国・沖縄については接続可能量の拡大についても公表。

【各社風力・太陽光接続可能量(第8回新エネルギー小委員会資料より)】

	北海道	東北	北陸	中国	四国	九州	沖縄
風力接続可能量 (万kW)	56 ※1	200 ※1	45 ※1	100	60 ※1	100	2.5
太陽光接続可能量 (万kW)	117	552	110	558	219	817	35.6

※1 風力接続可能量は、地域間連系線活用による実証分を踏まえたもの(北海道:20万kW 東北:40万kW 北陸:30万kW 四国:20万kW)。



【省令改正に伴う接続可能量の見直し状況(第12回新エネルギー小委員会資料より)】

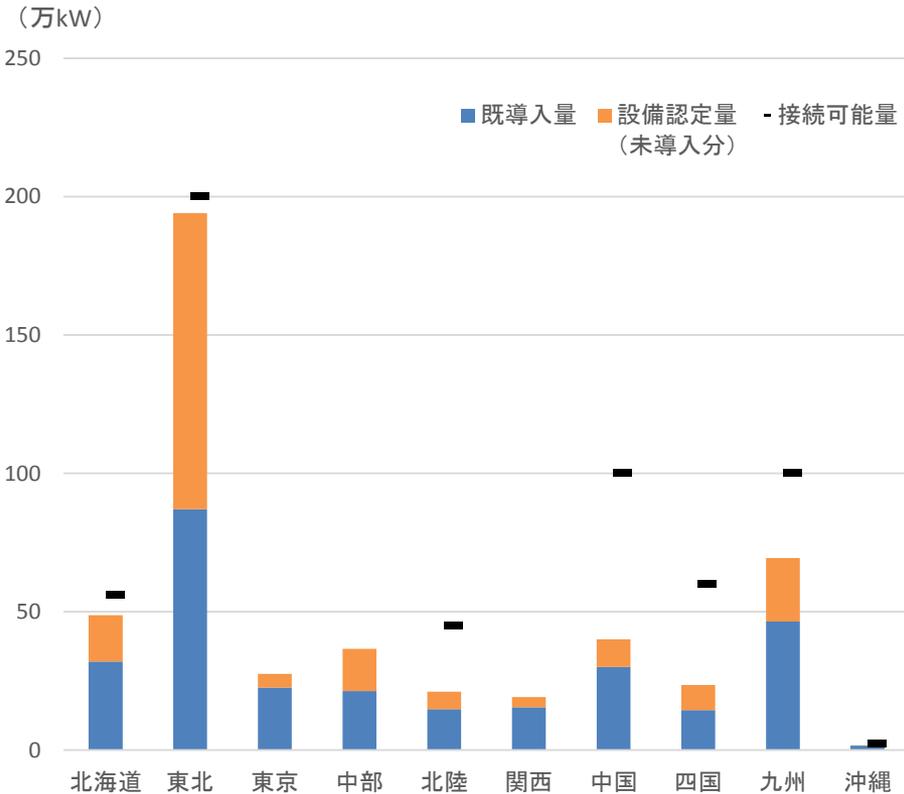
	北海道	東北	北陸	中国	四国	九州	沖縄
太陽光接続可能量 (万kW)	-	-	-	-	257 (+38)	-	49.5 (+13.9)

<参考3> 風力・太陽光の導入状況等

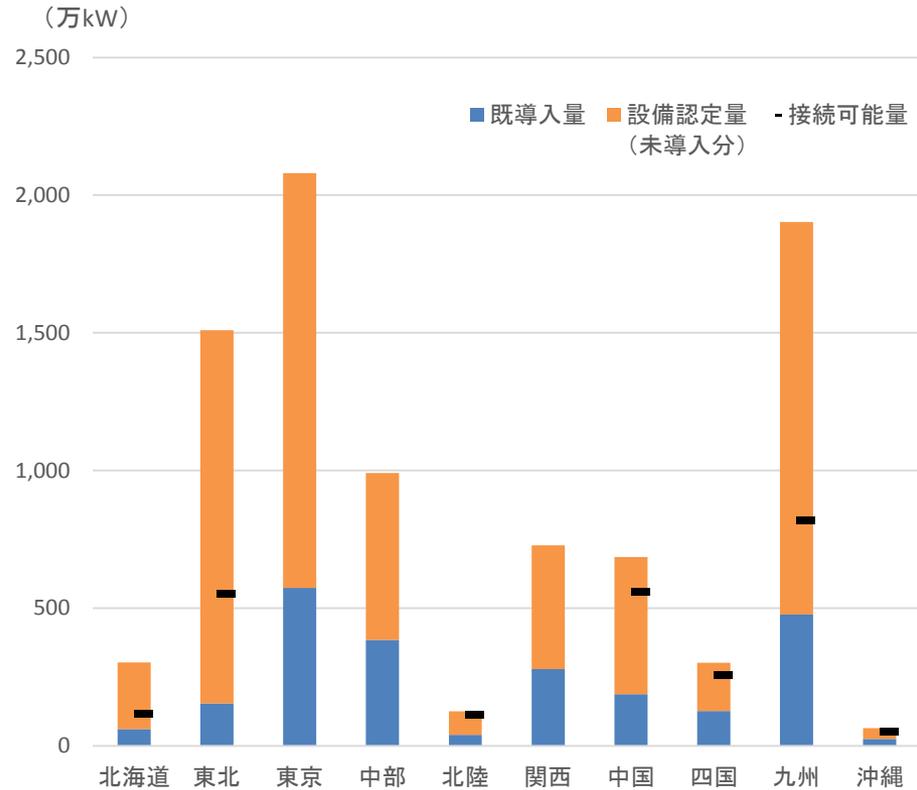
② 導入状況と接続可能量の関係について

- 平成27年3月末時点で、全国合計で風力482万kW(既導入量286万kW、未導入量196万kW)、太陽光8,758万kW(既導入量2,306万kW、未導入量6,452万kW)がFITの設備認定を取得済み。
- 太陽光については、接続可能量を設定している7社について設備認定量が接続可能量を超過している。

風力の導入状況(H27.3末時点)



太陽光の導入状況(H27.3末時点)



注) 風力接続可能量は、地域間連系線活用による実証分を踏まえたもの(北海道:20万kW 東北:40万kW 北陸:30万kW 四国:20万kW)。