風力，太陽光の2015年度算定値等の算定の考え方および算定結果について

平成２７年１１月１０日
東北電力株式会社

１．背景

- 平成24年11月　風力発電を200万kW程度まで受付可能と公表
  - 連系線の活用による導入拡大見込み分の40万kWを含む
- 平成26年12月　太陽光発電の接続可能量を552万ｋWと算定
  - 算定にあたり，風力の導入見通しを200万kWとした
- 平成27年1月　FIT省令改正
  - 日数単位（年間30日）から時間単位（年間720時間）へ移行

今回，FIT省令改正および太陽光発電の連系量増加に伴う需給バランスの変化を見込み，風力発電の接続可能量の算定を行う。また，2014年度の需要断面，再エネ出力実績を元に，太陽光発電の出力制御見通し等について算定を行う。

２．接続可能量算定プロセスのフロー図

ステップ１：接続可能量算定の検討断面の設定

↓

ステップ２：検討断面における需要想定の設定

↓

ステップ３：検討断面における出力の設定
（一般水力，原子力，地熱，バイオマス）

↓

ステップ４：再エネ導入量に応じた出力の想定

↓

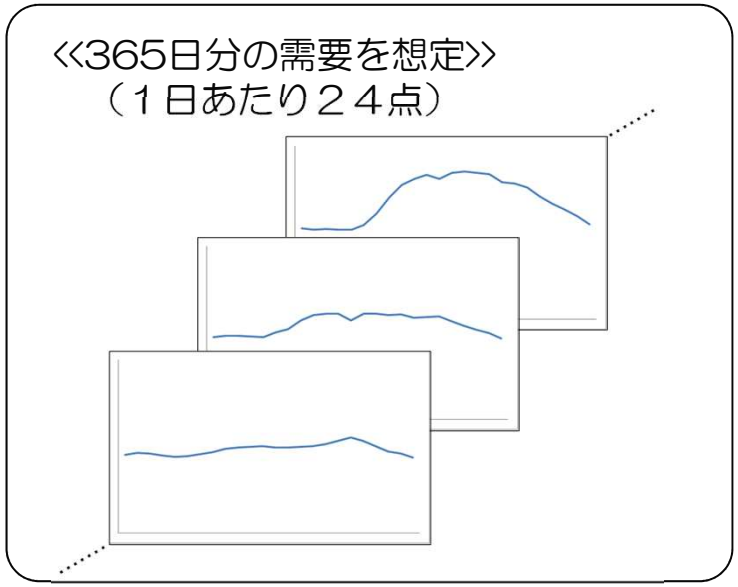
ステップ５：現状制度における需給解析（火力発電の抑制，揚水運転，再エネ出力抑制の反映等）

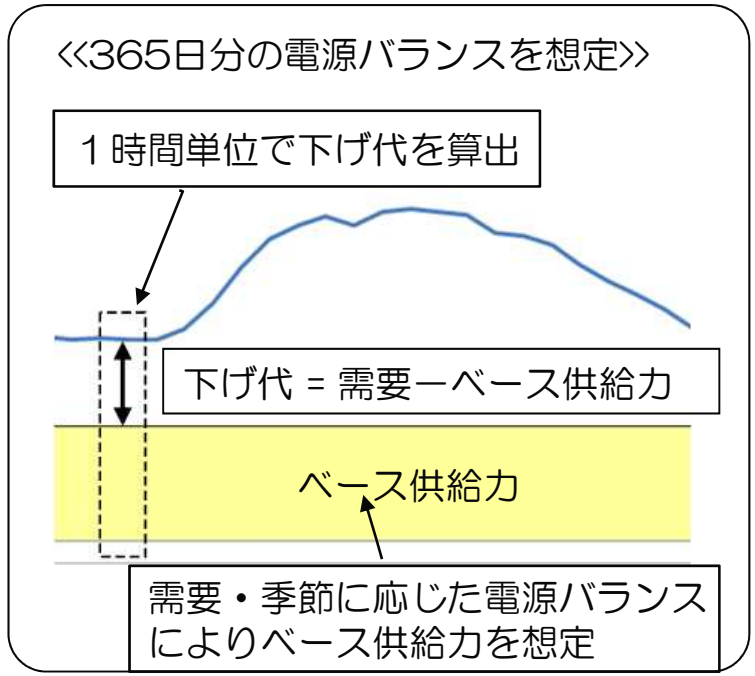
↓

接続可能量(2015年度算定値）の算定

２．接続可能量算定プロセス
STEP1：検討断面の設定

１年間（24時間×365日＝8,760時間）を通じた各時間を検討の対象とする





下げ代＜風力・太陽光出力 ⇒ 出力抑制が必要
下げ代≧風力・太陽光出力 ⇒ 制約なし（抑制不要）

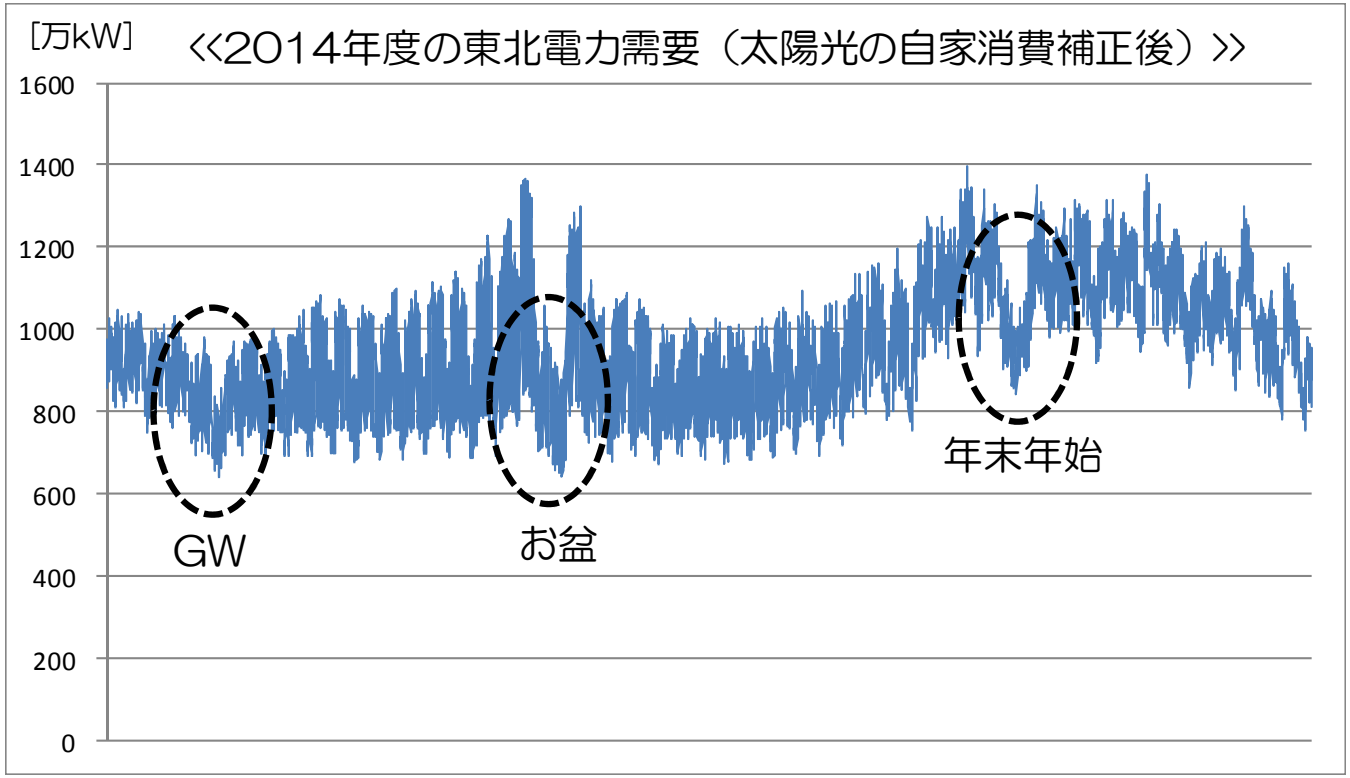
抑制日数（または抑制時間）により接続可能量を評価

２．接続可能量算定プロセス
STEP2：検討断面における需要想定の設定

固定価格買取制度開始後で震災後の省エネ等を反映した需要実績が望ましい

昨年度（2014年度）の自社需要実績（発電端）を使用

※2014年度需要実績は，2013年度と比較して年平均18万kW(1.8%)減少



２．接続可能量算定プロセス
STEP3：検討断面における出力の設定（原子力）

安定供給のためには，ベースロード電源を一定量確保することが必要

原子力，一般水力，地熱については，長期的な傾向を反映することとし，震災前過去30年（30年経過していない場合は運転開始後の全期間）［昭和56年度～平成22年度］の設備利用率平均を用いる

原子力	
供給力（万kW）	※　２３４．９
設備容量（万kW）	３８９．３
利用率（%）	６９．８

※ 福島第二は，東京電力の「新・総合特別事業計画」においても今後の扱いは未定としており，地元のご意向も踏まえて，接続可能量を算定する供給力には織り込んでいない。
仮に稼働した場合には，連系線に新たな南向き空き容量を確保できるため，その分を活用すれば，接続可能量には影響しない。

設備一覧［受電分］（万ｋW）	
東通	５７．０
女川１	５２．４
女川２	８２．５
女川３	４２．８
柏崎刈羽１	５２．６
東海第二	２１．１
大間	２８．１
福島第二３	２６．４
福島第二４	２６．４

2．接続可能量算定プロセス
STEP3：検討断面における出力の設定（一般水力）

・5月の水力の最低供給力（万kW）

	流れ込み式	調整池式	貯水池式
最低供給力（万kW）	７３．９	１０８．３	７．５
設備容量（万kW）	８３．５※	２２３．５	１２．０
利用率（%）	８８．５	４８．５	６２．５

平水ベースで想定
調整池式および貯水池式は，池容量・貯水量を活用して，太陽光のピーク時に出力を最大限下げることを想定
なお，貯水池式については，農業用水等に必要な責任放流量分の発電を出力として考慮

※平成27年5月時点の導入見込み量に修正

・月別の水力の最低供給力（万kW）

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
流れ込み式	69.1	73.9	60.2	56.4	46.0	42.7	44.6	50.4	45.5	31.8	28.7	39.1
調整池式	117.3	108.3	68.0	61.0	44.4	42.3	31.2	49.3	56.9	38.3	42.2	70.1
貯水池式	3.9	7.5	6.5	5.8	5.7	2.8	2.0	1.8	1.3	1.9	2.7	2.5
合計	190.3	189.7	134.7	123.2	96.1	87.8	77.8	101.5	103.7	72.0	73.6	111.7

４，５月は，毎年山間部の融雪により出水が多くなる

２．接続可能量算定プロセス
STEP3：検討断面における出力の設定（地熱・バイオ）

地熱	
供給力（万kW）	２０．２
設備容量（万kW）	３１．２
利用率（%）	６４．６

	設備一覧［受電分］（万ｋW）
自社	葛根田　：８．０ 上の岱　：２．９ 澄川　：５．０ 柳津西山　：６．５
他社	松川　：２．３ 鬼首　：１．５
	設備認定済み※：５．０

バイオマス	
供給力（万kW）	２２．７
設備容量（万kW）	７９．４
利用率（%）	２８．６

	設備一覧［受電分］（万ｋW）
他社	１７件　：　３．５
	連系承諾済み※　：７５．９

バイオマスの利用率は過去実績により想定
（至近５ヵ年の平均値）

※平成27年5月末時点の導入見込み量に修正

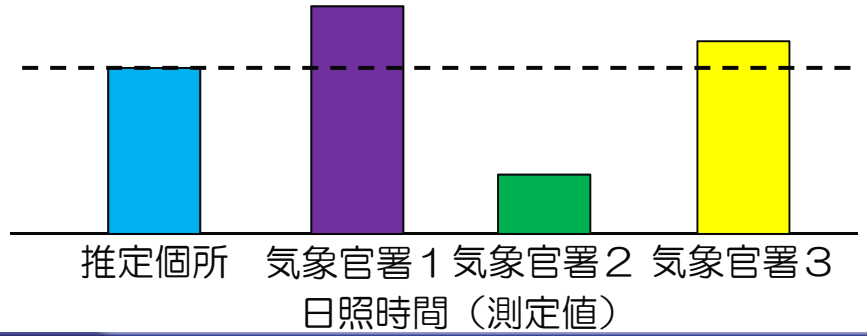
２．接続可能量算定プロセス
STEP4：再エネ導入量に応じた出力の想定（太陽光）

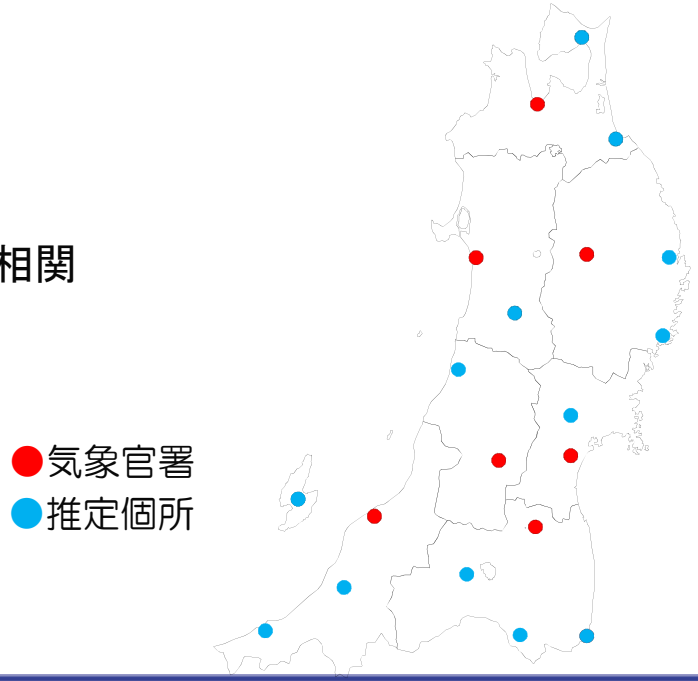
連系済みの太陽光の大部分は，低圧および高圧であり，発電出力の把握が困難
（発電実績による想定は不可）

昨年度の検討では，ＰＶ３００（試験設備：平成26年度までに撤去）の日射量から太陽光の出力を推定した。しかし，当社では，太陽光の面的な広がりを考慮した出力推定システムを開発しており，今年度の検討では，その推定結果を用いた。具体的には，日射量を測定している気象官署（県庁所在地７地点）測定結果と，ＰＶ３００設置地点に準じた各県１～３個所の日照時間測定結果から日射量実績を次のとおり推定している。

①推定地点と事前に設定した気象官署※の
日照時間実績の類似度を月ごとに算出。

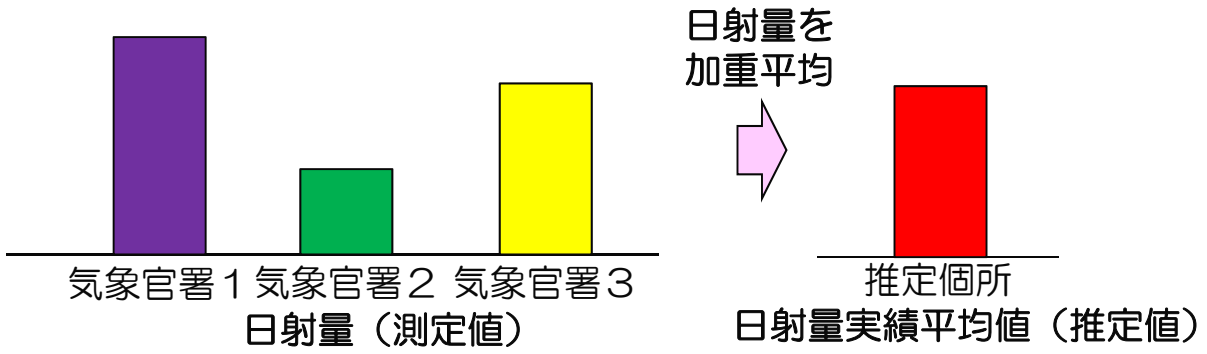
※PV300のデータを元に，各推定個所ごとに日射量の相関が高い気象官署を最大3個所設定。





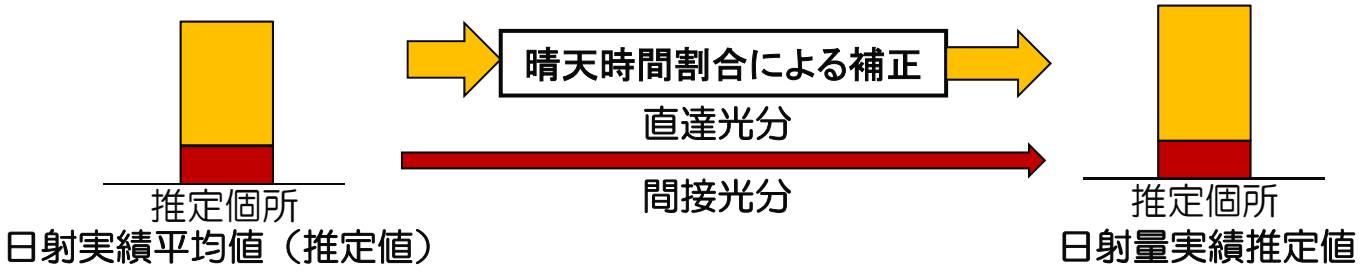
２．接続可能量算定プロセス
STEP4：再エネ導入量に応じた出力の想定（太陽光）

②二乗誤差より，気象官署の日射量を加重平均し推定地点の日射量実績平均値を算出。



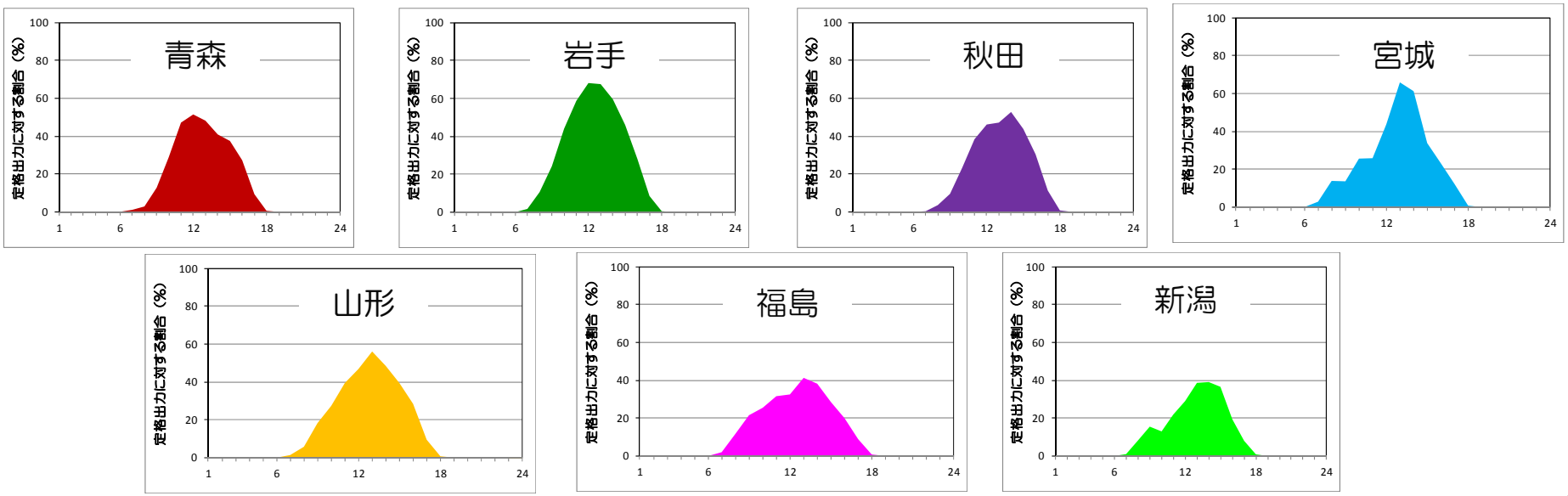
③日射量実績平均値を直達光分と間接光分※に分け，直達光分を晴天時間割合で補正し，日射量実績推定値とした。

※直達光分：太陽の光球の範囲のみからの日射量。晴天時のみ測定される。
　間接光分：太陽の光球以外の範囲からの日射量。晴天によらず測定される。

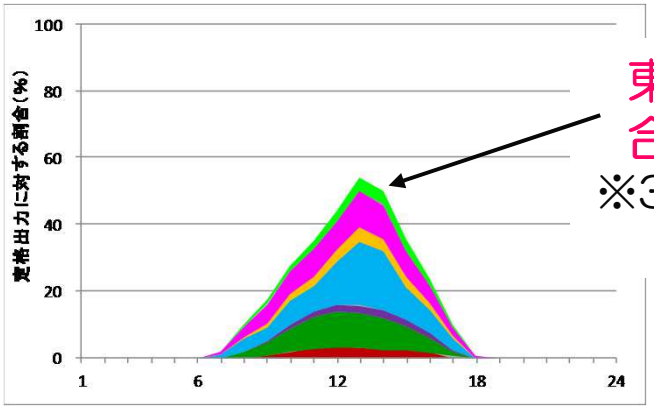


2．接続可能量算定プロセス
STEP4：再エネ導入量に応じた出力の想定（太陽光）

日射量実績の県別平均値からエリア全体のPV出力を想定 － ある1日の出力想定例



東北7県への連系申込量の比率により，各県の日射量に重み付けを行い，東北エリアにおける合成日射量を作成した



東北エリアの合計想定出力
※365日分の波形を作成

２．接続可能量算定プロセス
STEP4：再エネ導入量に応じた出力の想定（風力）

需要実績を使用する2014年度については，設備容量56.7万ｋW程度の風力発電設備の発電実績を蓄積

データ	サイト数	設備容量（万ｋW）	期間
既連系の風力	29サイト※	56．7※	2014年4月 ～2015年3月

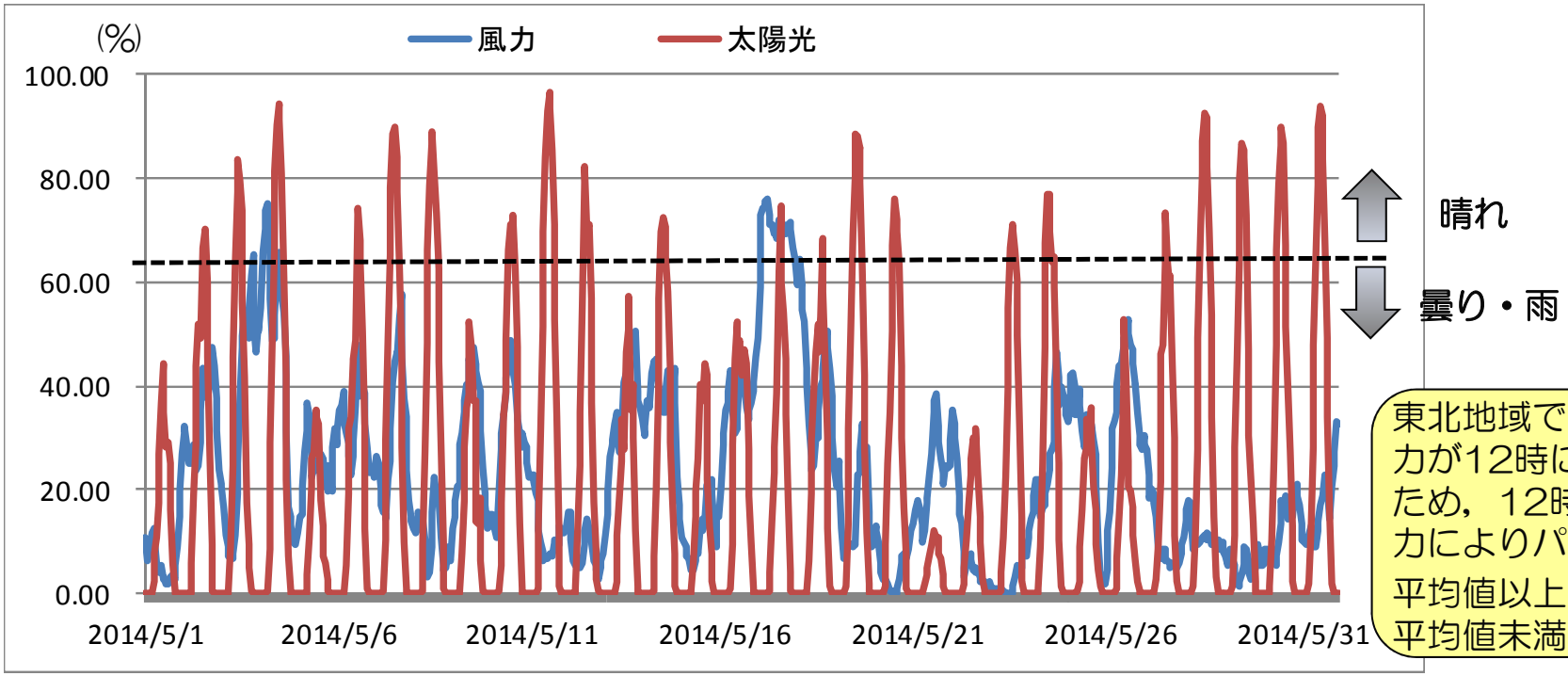
※それぞれ2015年3月末時点の値となる。
2014年4月時点では，サイト数は25サイト，設備容量は48.4万kW

実績データを拡大することで，連系量増加時の出力を想定する

2．接続可能量算定プロセス
STEP4：再エネ導入量に応じた出力の想定（合成）

- 風力・太陽光の出力特性は季節によって異なる　⇒　月別に想定する
- 風力と太陽光の出力が最大となる時間は一致しないことも想定される
  ⇒　風力と太陽光の合成出力を用い，再エネ発電出力を想定する

《風力・太陽光の定格出力に対する出力割合》

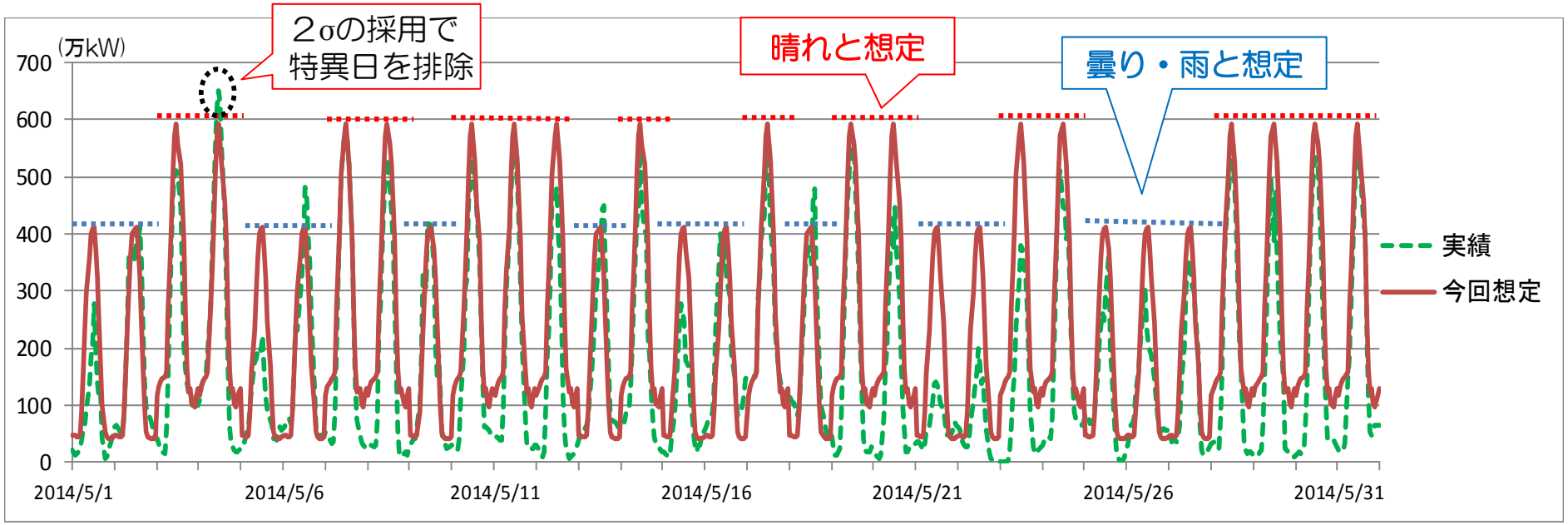


東北地域で太陽光の出力が12時に最大となるため，12時の太陽光出力によりパターン分け
平均値以上：晴れ
平均値未満：曇り・雨

２．接続可能量算定プロセス
STEP4：再エネ導入量に応じた出力の想定（合成）

- 晴れパターン：風力・太陽光の合成出力の月毎・時間毎の<u>２σ相当値</u>を採用
  - ✓ データ数は28～31点であるため，２番目に大きい値を２σ相当値として採用
  - ✓ 出水で余剰が多くなる５月では，２σ相当値に近い出力が10日程度発生
- 曇り・雨パターン：風力・太陽光の合成出力の月毎・時間毎の<u>平均値</u>を採用

《風力200万kW，太陽光552万kW時の再エネ合成出力想定》



2．接続可能量算定プロセス
STEP4：再エネ導入量に応じた出力の想定（合成）

《風力200万kW，太陽光552万kW時の定格出力に対する割合（%）》

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
風力最大	84.2	76.0	66.5	72.9	63.1	58.5	74.5	71.7	80.9	89.0	83.3	85.0
風力２σ※	81.1	73.8	54.0	43.2	52.4	50.5	67.7	66.5	74.3	85.6	81.5	83.3
太陽光最大	92.8	96.5	94.2	93.8	83.0	77.0	69.7	53.6	46.0	47.2	62.2	85.0
太陽光２σ※	92.3	94.2	93.0	89.1	80.2	75.9	69.1	53.4	44.1	47.0	60.7	82.7
合成最大	79.0	86.5	73.9	69.1	66.0	64.0	57.9	50.5	45.2	53.2	63.7	80.5
合成２σ※	77.7	77.8	69.2	67.1	61.6	59.6	57.7	48.3	43.6	50.3	61.8	77.1
合成平均	58.2	53.8	46.4	45.5	39.1	44.6	38.8	29.4	29.2	35.7	39.1	48.2

※毎日の最大値の２σ値

２．接続可能量算定プロセス
STEP5：回避措置（火力の出力抑制）

火力発電については，再エネを含めた需給変動を調整する観点から，下記の点を考慮し，安定供給に支障のない範囲で最低限必要な出力まで抑制（または停止）する

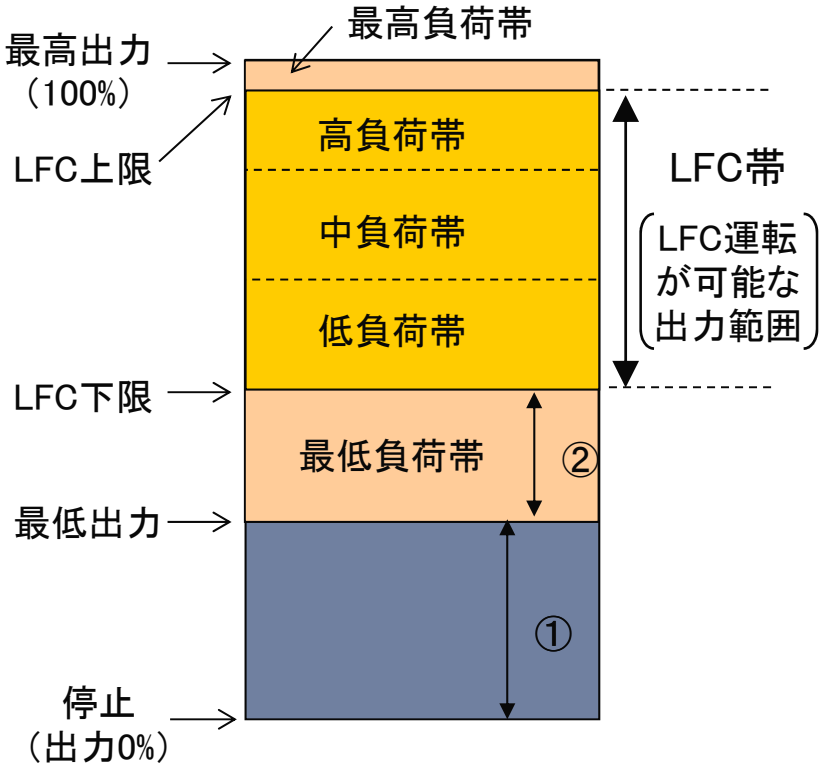
- ピーク時予備力８％を確保するのに必要な火力ユニットを並列
- 安定供給に必要な調整力として下げ代・上げ代ともに需要の２％のLFC容量を確保
- LNGの最低消費制約を考慮
- 最低出力の運転制約を考慮

✓ DSS機以外の発電機は，機械的に問題ない範囲の最低出力までしか出力が低下ができない（①）

DSS機：１日の中で起動停止が可能なよう特別な対策を行った火力発電機

✓ さらに，最低負荷帯では，出力変動させるとボイラーなどの安定運用に支障が生じるため，出力を小刻みに動かすLFC運転はできない

⇒ ＬＦＣ運転の火力機はLFC帯（①＋②）まで出力を上昇させる必要がある



２．接続可能量算定プロセス
STEP5：回避措置（火力の出力抑制）

＜最小需要断面（５月１１日）１２時における火力ユニット想定＞

	燃種	所名	号機	定格出力（万ｋW）	想定出力（万ｋW）	最低出力（万ｋW）	ＬＦＣ下限（万ｋW）	ＬＦＣ容量（万ｋW）
自社火力	石油	全機停止		１５５	０			
	石炭	全機停止		２２５．３	０			
	ＬＮＧ（ｺﾝﾊﾞﾝｼｮﾅﾙ）	東新潟	２Ｔ	６０	３２		２８※1	４
			港１Ｔ	３５	１９		１７※1	２
		その他停止機		１２０	０			
	ＬＮＧ（ｺﾝﾊﾞｲﾝﾄﾞ）	新仙台	３－１系	４９	２７		２４．５	２．５
		東新潟	３－１系	６０．５	２３		２０※1	３
			４－１系	８２．６	２４		２０※1	４
		その他停止機		２９４	０			
他社	石油	全機停止		４．４	０			
	石炭	全機停止※2		２７３．５	０			
合計				１３５９．３	１２５	１０９．５		１５．５

※１　BOG制約により東新潟火力については，最低出力合計７０万ｋW以上。
※２　広域火力は受電量を全て共同開発した会社が受電することが可能と想定

３要素の合計で出力を想定

２．接続可能量算定プロセス
（参考）火力の出力調整範囲

≪自社火力≫

燃種	所名	号機	定格出力	最低出力	ＬＦＣ下限
石油	八戸	３Ｔ	２５	５	１６
	秋田	２Ｔ	３５	６	１７．５
		３Ｔ	３５	１４	１９
		４Ｔ	６０	９	２６
石炭	能代	１Ｔ	６０	２１	３０
		２Ｔ	６０	１８	３０
	原町※	１Ｔ	52.7	１５	２０
		２Ｔ	52.6	１７．５	１７．５

※広域火力のため，当社受電分のみ記載

燃種	所名	号機	定格出力	最低出力	LFC下限
ＬＮＧ（ｺﾝﾊﾞｿｼｮﾅﾙ）	新潟	４Ｔ	２５	５	１７
	東新潟	１Ｔ	６０	９	２８
		２Ｔ	６０	１７	２８
		港１Ｔ	３５	６	１７
		港２Ｔ	３５	６	１７
ＬＮＧ（ｺﾝﾊﾞｲﾝﾄﾞ）	八戸	５Ｔ	４１．６	２５	２５
	仙台	４Ｔ	４４．６	２２．３	２２．３
	新仙台	３－１系	４９	２４．５	２４．５
		３－２系	４９	２４．５	２４．５
	新潟	５系	１０．９	８．３４	８．３４
	東新潟	３－１系	６０．５	１２	２０
		３－２系	６０．５	１２	２０
		４－１系	８２．６	２０	２０
		４－２系	８７．４	２０	２０

【単位：万ｋＷ】

２．接続可能量算定プロセス
（参考）火力の出力調整範囲

《他社火力》

燃種	所名	号機	域内	当社受電 最大	当社受電 最小	当社受電 ＬＦＣ下限
石油	北沼		○	４．４	０	－
石炭	相馬共同 ※	１Ｔ	○	４７	１４．５	２２
		２Ｔ	○	４７	１４．５	１７
	常磐共同 ※	７Ｔ	○	１１．９	５．９	－
		８Ｔ	１台 域内	２８．２	９．１	２１．１
		９Ｔ		２８．２	９．１	２１．１
	酒田共同	１Ｔ	○	３３	１２．７	－
		２Ｔ	○	３３	１１．８	１５．９
	磯子※ （電発）	１Ｔ		９．４	２．７	－
		２Ｔ		８．８	３．２	－
	新日鐵釜石		○	１３．６	５．４	－
	糸魚川		○	１３．４	５．４	－

※広域火力

【単位：万ｋＷ】

２．接続可能量算定プロセス
STEP5：回避措置（揚水式水力の活用）

昨年の系統WGでの算定条件と同様，昼間帯に揚水のポンプ運転を行い，余剰電力を吸収する。１日のポンプ運転の可能時間を8時間として，昼間帯で8時間のポンプ運転が不要な場合は，深夜帯においても残時間はポンプ運転を行う，

- 半年以上の長期点検やトラブルリスクも考慮し，全３台中２台（※3）運転を前提とした揚水動力46万ｋＷを考慮
- 第二沼沢発電所においては，下池（※1）の濁度の制約により揚水運転できない場合もあり，リスクを考慮する必要あり

※１ 下池は一般的なダム式水力と同じ構造

- 上池の容量には比較的余裕があるため，必ずしも，揚水した分をその日のうちに発電し，翌日に備える必要はなく，需給状況を見ながら，極力上池の水位を下げるように運用

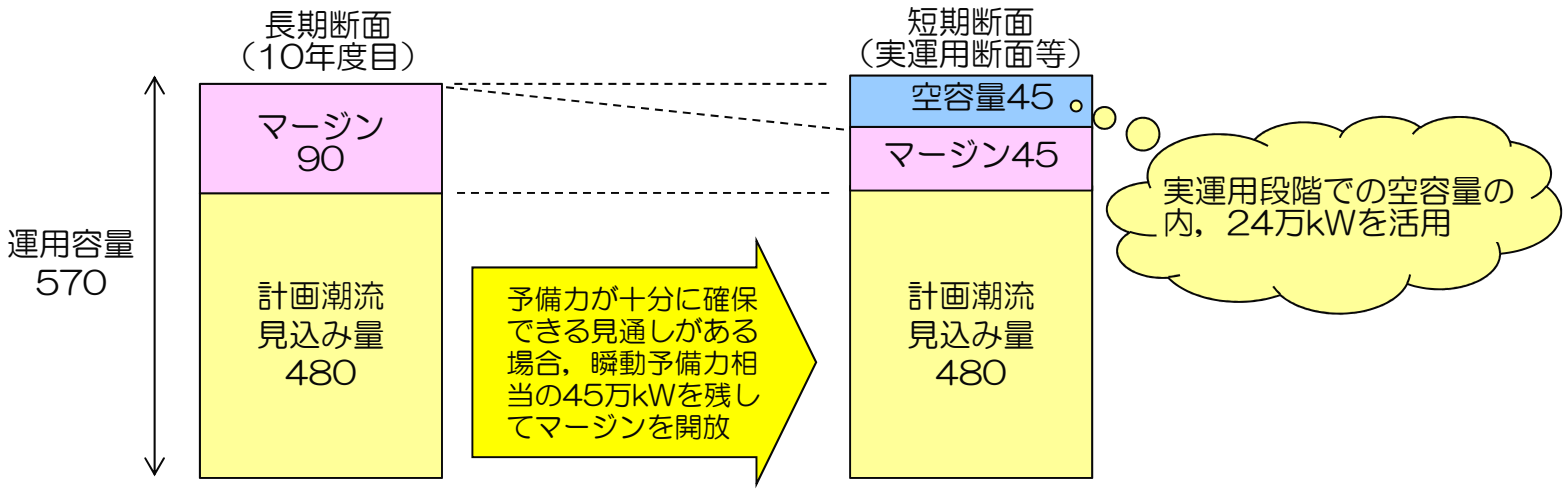
揚水発電所		発電出力（万ｋＷ）	揚水動力（万ｋＷ）	揚水可能量※2（万ｋＷｈ）
第二沼沢	1	２３	２３	３，４１３［７４時間分］
	2	２３	２３	
池尻川		（０．２３４※3）	（０．２３４※3）	（０．５５３）
下郷（電発）		２５	２５	３３５[13時間分]
合計		７１	７１	３，７４８

※２ 揚水可能量：揚水動力換算値
※３ 池尻川は，農業用水の調整が中心の池運用となるため，需給バランスには計上できない

2．接続可能量算定プロセス
STEP5：回避措置（連系線の活用）

- 将来断面における地域間連系線の活用については、再エネ余剰電力の発生時期・量や他の連系線利用を確定できないことから，現時点において，将来の活用量を確定できない。
- 一方，実需給に近づくにつれて，必要な予備力を十分に確保できる見通しがある場合には，長期断面で確保しているマージンの一部を開放しており，実運用断面では一定の活用を見込むことは可能と評価できる。
- このため，再エネを最大限接続する観点から，風力実証試験で計画していた24万kWを1日を通して活用することを想定する。

マージン開放による相馬双葉幹線の空容量増加イメージ（万kW）



２．接続可能量算定プロセス
STEP5：風力・太陽光の出力制御

- 火力抑制，揚水活用等の回避措置を講じても余剰電力が発生する場合，風力・太陽光の抑制制御を行う。

- 太陽光・風力の出力制御は，旧ルール，新ルール，指定電気事業者制度の下での出力制御ルール（以下，指定ルール）に分類され，無補償での出力制御は，「旧ルール」は30日，「新ルール」は720時間（風力）または360時間（太陽光）※に制限されている。※東北管内には新ルールの太陽光は連系されていない

- 再エネの出力抑制にあたっては、制御が必要となる時間帯に発電している事業者すべてを一括制御するのではなく，余剰電力の発生時刻や発生見込量に応じて各ルール間や風力・太陽光間の制御順位を切り替えることで，上記の制限を最大限活用する。

- 風力発電は場所によって風況が異なり，グループ別の出力制御は難しいため，全系一律の出力制御により，事業者間の公平性を担保する。
  - 旧ルールは前日指令で１日を通じて停止し，遠隔制御可能な新ルールは全系一律で上限制御するものとして算定する。

- 旧ルールの制御日数，新ルールの制御時間がそれぞれ上限に達しない見込みの時は，各ルール間や風力・太陽光間の公平性を踏まえて制御順位を調整する。

2．接続可能量算定プロセス
（参考）昨年の系統WGでの算定条件との比較

条件変更箇所

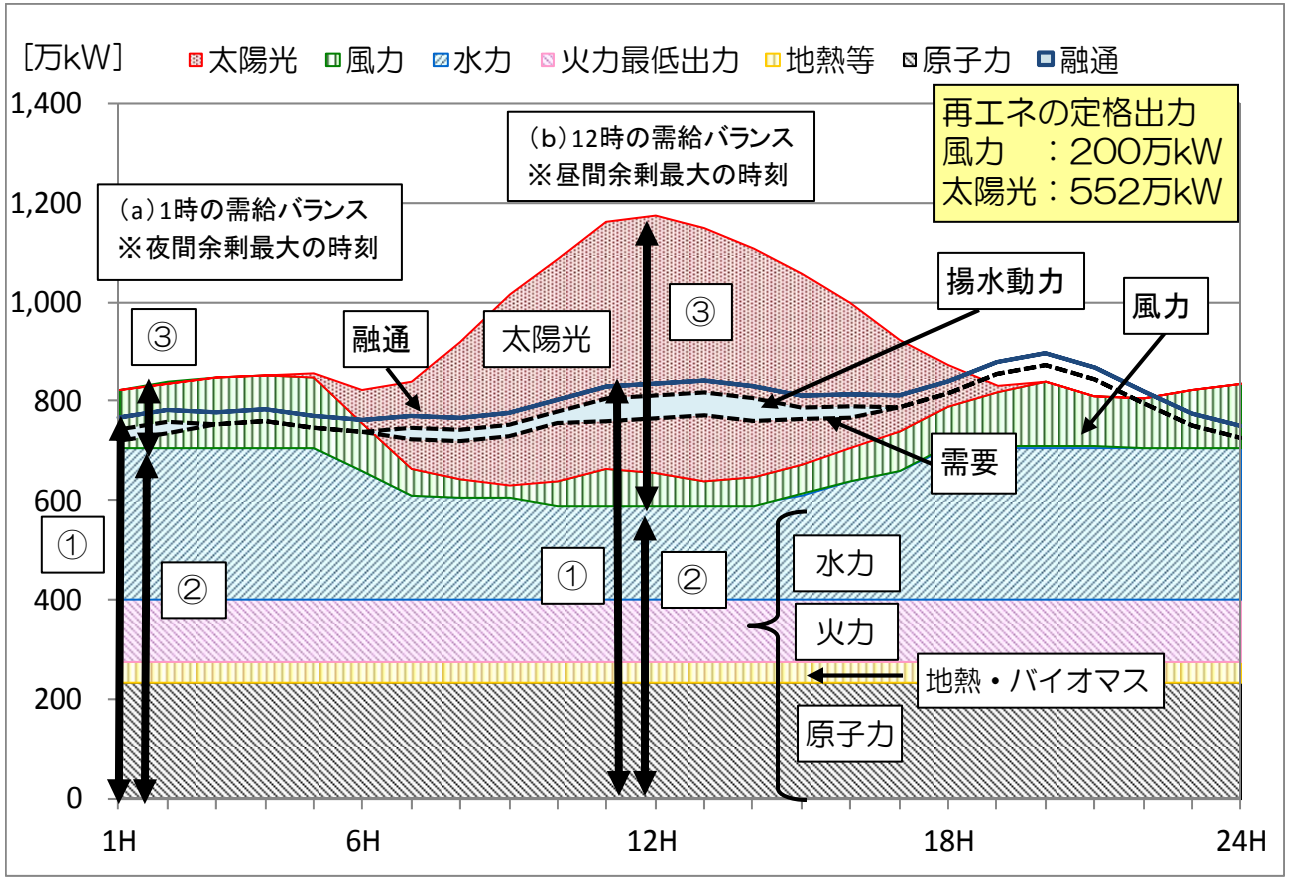
	昨年系統WGでの算定条件	今回の算定条件
需要断面※1	H25年度実績（最小需要791万kW）	H26年度実績（最小需要765万kW）
水力想定※2	流れ込み式：66.9万kW(利用率88.5%) 調整池式　：108.3万kW(利用率48.5%) 貯水池式　：　7.5万kW(利用率62.5%)	流れ込み式：73.9万kW(利用率88.5%) 調整池式　：108.3万kW(利用率48.5%) 貯水池式　：　7.5万kW(利用率62.5%)
地熱想定	20.0万kW(利用率64.6%)	20.2万kW(利用率64.6%)
バイオマス想定	18.4万kW(利用率26.4%)	22.7万kW(利用率28.6%)
太陽光想定	H25 PV300測定結果を元に出力想定	H26の日射量，日照時間（アメダス）を元に出力想定
風力想定	H25実績を元に出力想定	H26実績を元に出力想定
原子力想定	7基（福二除く，利用率：69.8%）	
火力想定	最低出力の低い順に並列　（5月：石炭は全機停止）	
揚水想定	第二沼沢２台のポンプ動力を計上 １日８時間活用（昼間帯の太陽光に優先使用）	
連系線期待	24万kW（24時間ベース送電）	

※1　最小需要は昼間帯の余剰電力最大時の値を記載
※2　水力想定出力は月ごとに異なるが，ここでは5月昼間の最低供給力と利用率を記載

2．接続可能量算定プロセス
（参考）需給バランスのイメージ：最小需要断面

✓ STEP1～STEP5に基づき，需給バランス（365日×24点）を作成し，太陽光，風力の導入量をパラメータとして評価

＜最小需要断面（2014年5月11日）における需給バランス＞



単位：万kW

	(a)1時	(b)12時
需要	720.0	765.3
揚水ポンプ	23.0	46.0
融通（連系線期待）	24.0	24.0
①合計	767.0	835.3
水力	304.2	189.7
火力	123.9	124.8
地熱，バイオマス	42.9	42.9
原子力	234.9	234.9
②ベース供給力	705.9	592.3
風力	118.8	64.9
太陽光	0	520.1
③再エネ合成	118.8	585.0
必要制御量 ②＋③－①	57.7	342.0

３．今回の算定実施項目

今回，算定を実施する項目は以下のとおり

（１）太陽光の2015年度算定値

- 2014年度算定値からの算定条件変更による影響を確認
- 風力の連系量は昨年度系統WGと同じく200万kWとして算定

（２）風力の2015年度算定値，2014年度算定値

- 2012年の接続可能量公表時からの算定条件変更を踏まえ算定
- 事務局から提示された部分制御考慮時間管理の考え方を用いた場合の接続可能量についても算定（詳細は後述）
- 太陽光の連系量は，2014年度算定値である552万kWの連系を想定する

（３）指定ルール事業者の制御見通し

- 風力・太陽光それぞれについて，30日等出力制御枠を超過して申込があった場合の指定ルール事業者の制御量の見通しを算定

３．今回の算定実施項目
（参考）風力・太陽光に対する制御の基本的な考え方

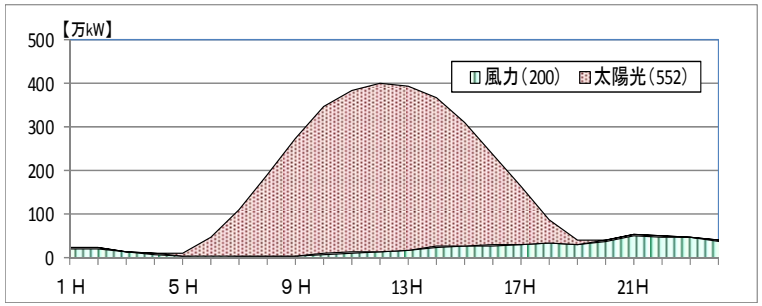
（１）旧ルール事業者の制御

風力と太陽光は，自然条件により出力が異なるため，旧ルール（日数管理）で連系する事業者を制御する場合，電源毎の特徴を考慮して，出力制御の対象日を選定することが効果的

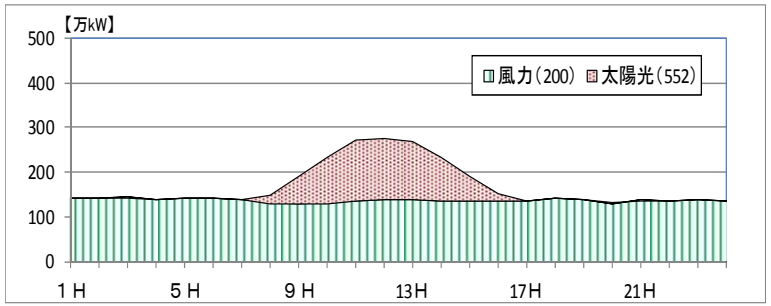
- 晴れで太陽光の出力が大きい日は，風が弱い場合が多い。
- 風況が良く風力の出力が大きい日は，低気圧の影響で天候が悪い日が多い

- 昼間帯は晴れの日に余剰電力が発生する場合が多く，晴れの日に出力が大きな太陽光の出力制御が効果的
- 夜間帯は風力のみ出力するため，余剰解消には風力の出力制御が効果的
- 風力は昼夜を通じて出力するため，夜間帯の余剰で制御日を設定しても，昼間帯の余剰解消にも寄与

晴れの日の再エネ出力の例
（2013年5月17日）



風が強い日の再エネ出力の例
（2013年12月15日）



（２）新ルール事業者の制御

新ルールで連系する事業者は，遠隔出力制御システムによる，きめ細かな制御が可能となる見込みのため，前日指令による旧ルール事業者の制御を考慮後，余剰電力の解消に必要な量だけを全事業者一律で制御する。

4．太陽光の2015年度算定値

- 風力の連系量を200万kW（2012年度受付公表値）として以下の値を算定
  - 太陽光の2015年度算定値

（2014年度の需要，再エネ実績データを使用）

【算定における出力制御の織り込み方】

①風力は，夜間帯の余剰電力発生量の多い上位30日に対し，全事業者一律に1日停止する。（昼間帯も含め，1日を通して停止）

②太陽光は，①の停止を考慮した後の昼間帯の余剰電力を解消するため，事業者※1をグループ別で制御する。太陽光の連系量を増加させていき，１事業者あたりの制御日が30日となる連系量を算定値とする。

（単位：万kW）

	（参考）2014年度算定値	2015年度算定値
太陽光算定値※2	552	505

※1 旧ルール太陽光のうち，出力が500kW未満の設備は制御対象外（管内合計で約100万kW）

※2 昨年度時点では，風力連系による夜間帯の余剰電力を詳細検討の対象としなかったため，昼間帯の風力の出力制御は未考慮とした。2015年度算定値においては，風力の昼間帯制御を考慮して算定を実施

４．太陽光の2015年度算定値
（参考）グループ分けによる出力抑制イメージ

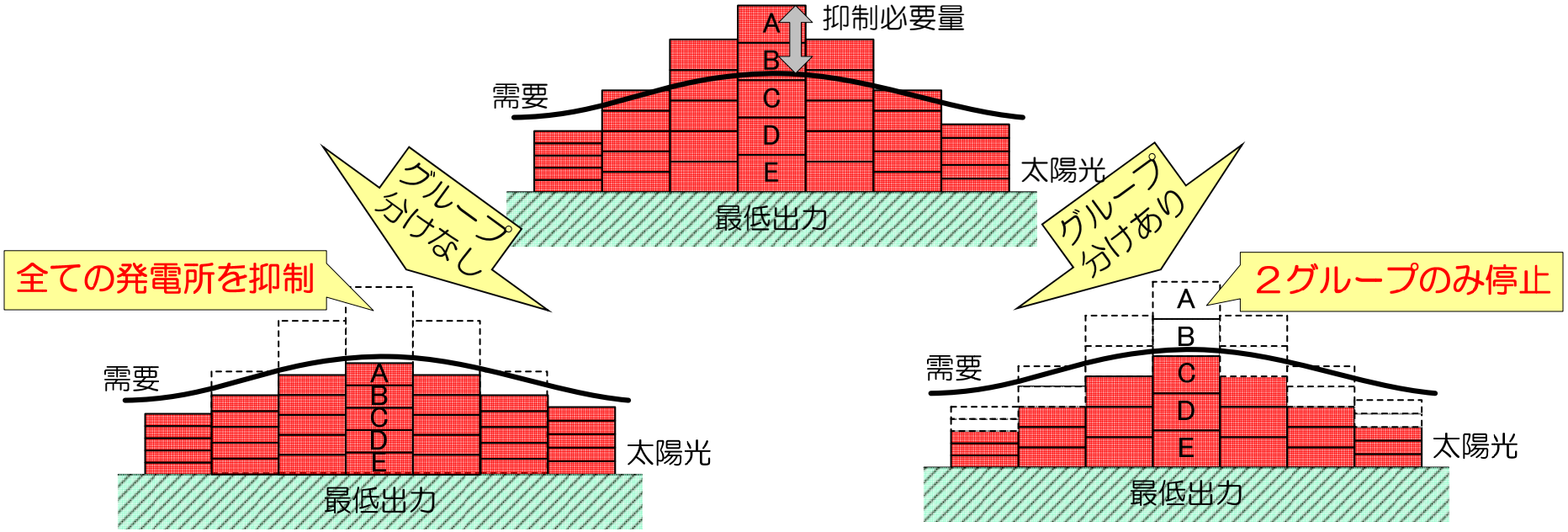
太陽光を複数のグループに分けて，必要なグループ数だけ出力を抑制

＜グループ分けなし＞

下げ代不足時，全てのＰＶ出力を抑制

＜グループ分けあり＞

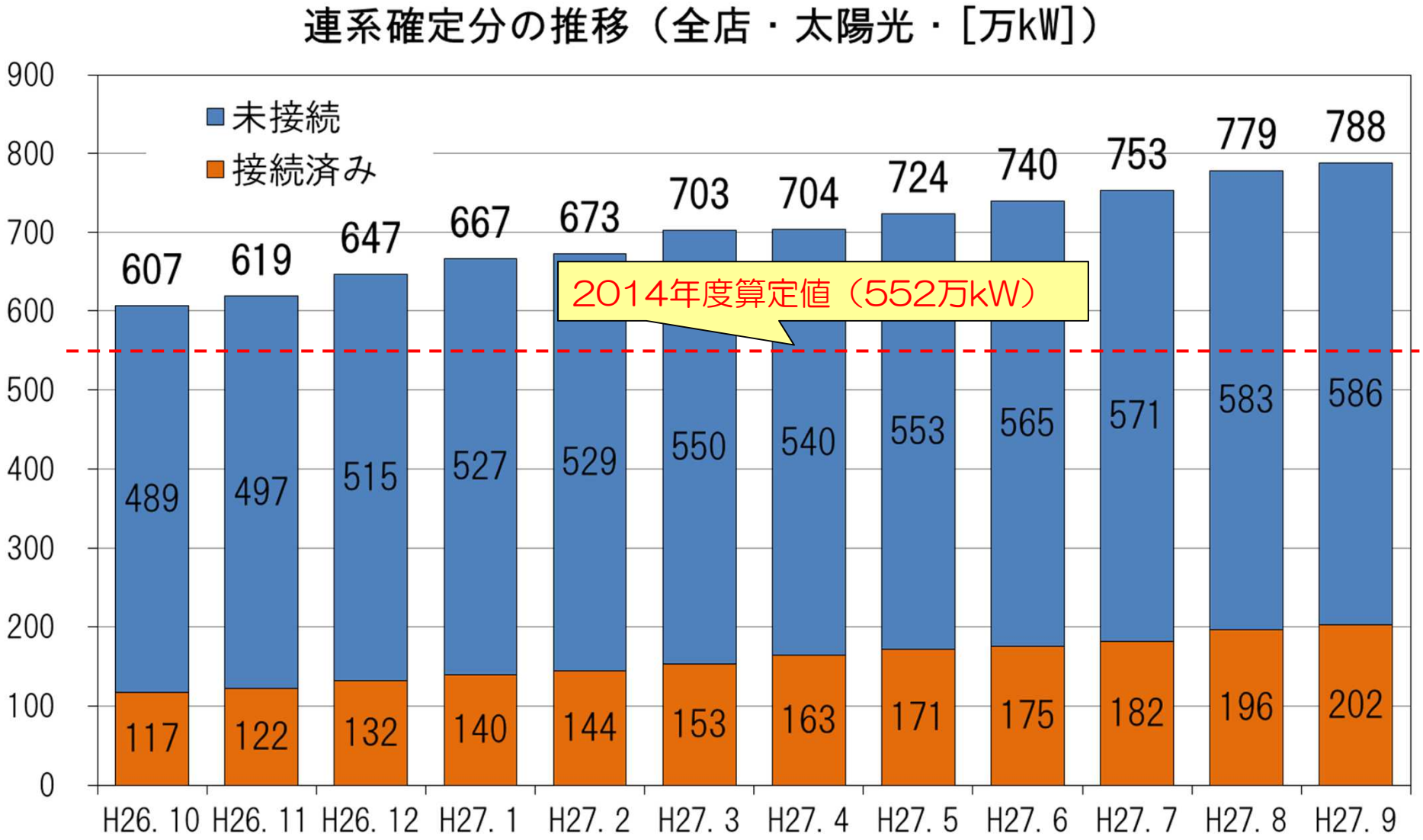
グループ分けして管理し，下げ代不足時には，必要なグループ数だけＰＶを停止



抑制の延べ日数と，各発電所の抑制日数は同じになる

停止したグループの発電所のみ抑制日数１日としてカウント
⇒年間で抑制できる延べ日数を増やせる

４．太陽光の2015年度算定値
（参考）太陽光発電の連系確定分の推移（１年分）



5．風力の2014年度算定値，2015年度算定値

- 太陽光の連系量を552万kW（2014年度算定値）として，以下の値を算定
  - 風力の2014年度算定値（2013年度の需要，再エネ実績データを使用）
  - 風力の2015年度算定値（2014年度の需要，再エネ実績データを使用）

【算定における出力制御の織り込み方】

①風力（旧ルール）は，夜間帯の余剰電力発生量の多い上位30日に対し，全事業者一律に1日停止とする。（昼間帯も含め，1日を通して停止）

②太陽光（旧ルール※）は，事業者をグループ別で制御して，昼間帯の余剰電力の多い日に対し，１事業者あたり３０日を停止する。

③風力（新ルール）は，①，②の３０日間の制御を実施した後，余剰電力に対して全事業者一律で必要な量を制御する。風力（新ルール）の連系量を増加させていき，制御時間が720時間となる連系量を算定値とする。

（注）JWPA案適用時は，風力（旧ルール）が新ルールに移行するため，制御は上記の②，③の2段階となる。また，部分制御を考慮した時間管理で720時間となる連系量を算定値とする。

※ 旧ルール太陽光のうち，出力が500kW未満の設備は制御対象外（管内合計で約100万kW）

（単位：万kW）

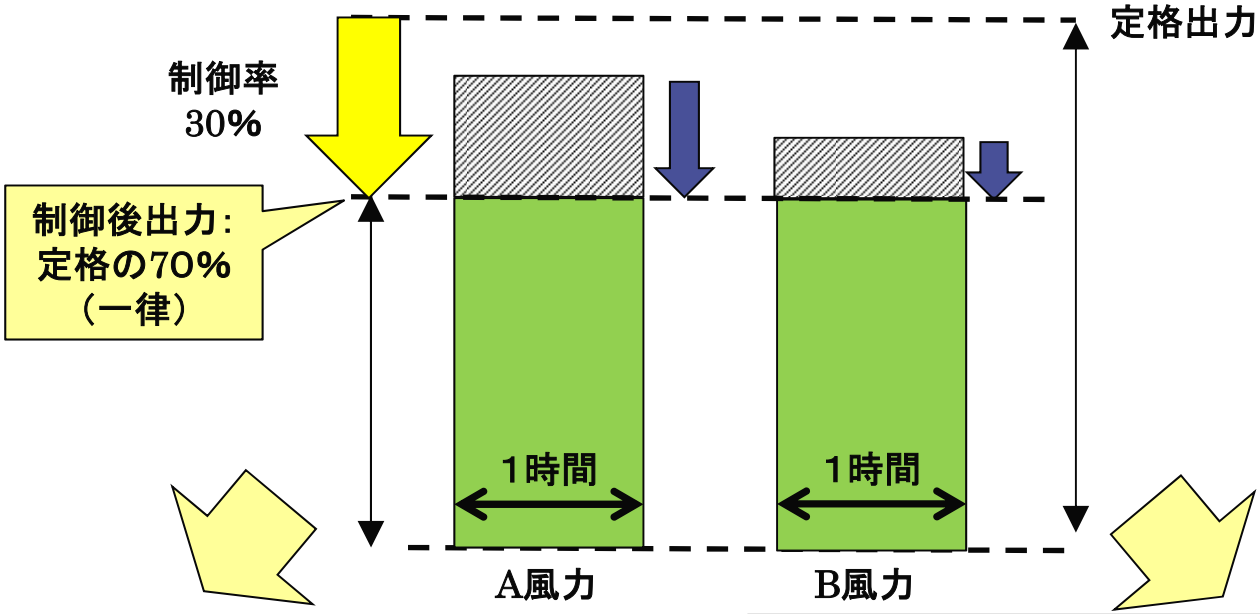
風力の制御ルール	2014年度算定値	2015年度算定値
現行ルール（旧ルール及び新ルール）	241	223
JWPA案（全量を新ルールとし，部分制御を考慮）	281	251

5．風力の2014年度算定値，2015年度算定値
（参考）　風力発電の各年度算定値の算定結果

	風力連系量（万kW）	制御日数（日）	制御時間（時間）	部分制御考慮時間（時間）	制御電力量（万kWh）	発電可能量（万kWh）	制御率（%）
【2014年度算定値の算定結果】							
現行制度（合計241）	旧ルール 112	30	－	－	26,600	379,600	7.0
	新ルール 129	149	720	－	19,100	437,300	4.4
JWPA案	新ルール 281	184	1,240	720	67,200	962,900	7.0
【2015年度算定値の算定結果】							
現行制度（合計223）	旧ルール 112	30	－	－	30,400	370,500	8.2
	新ルール 111	142	720	－	16,000	367,200	4.4
JWPA案	新ルール 251	170	1,220	720	56,200	837,400	6.7

5．風力の2014年度算定値，2015年度算定値
（参考）風力発電制御時の「部分制御考慮時間管理」の考え方

事務局から提示された部分制御考慮時間管理のイメージは以下の通り



現行の時間管理：
制御を指令した時間で管理

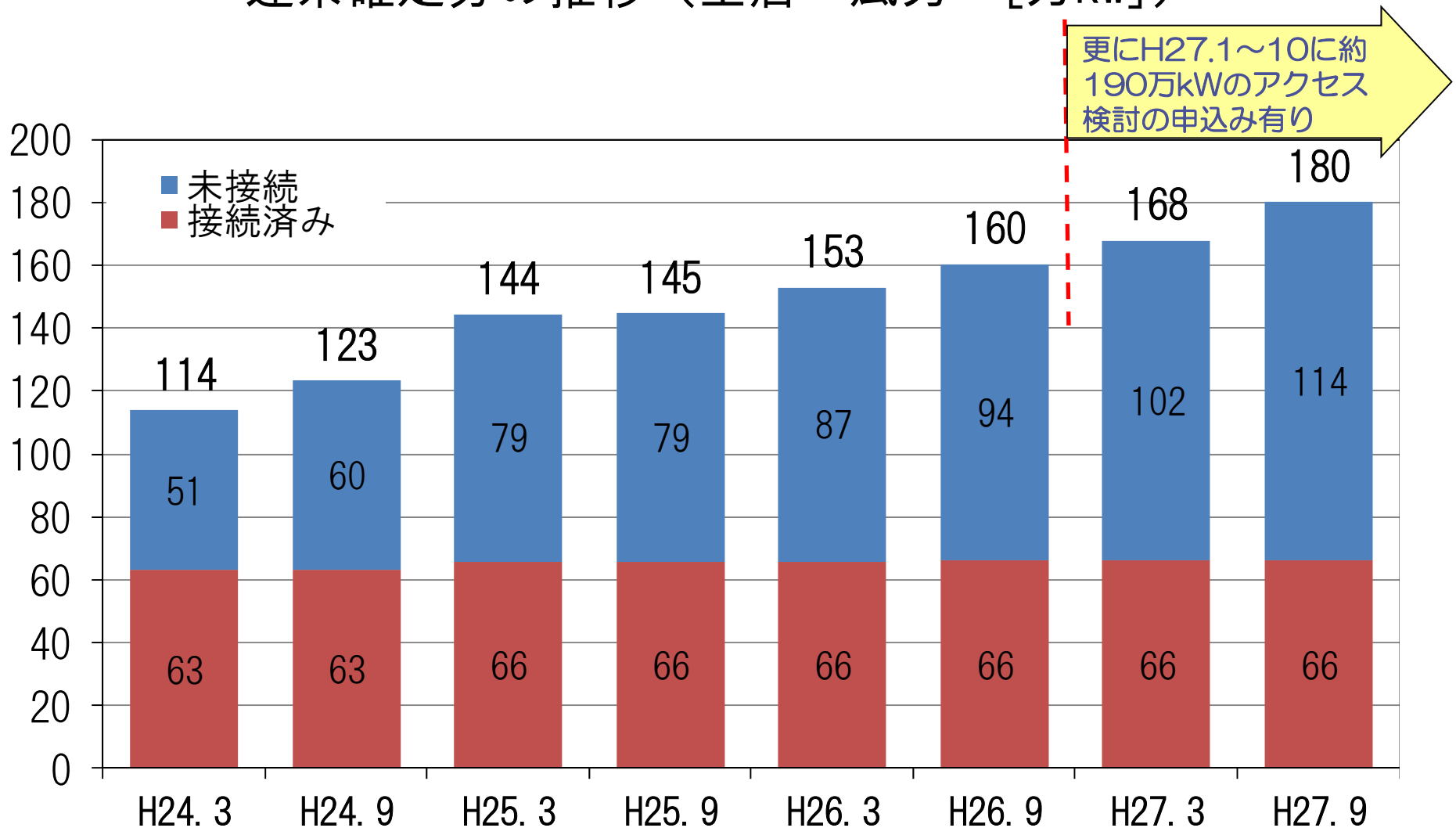
上記の例ではA風力，B風力ともに
1時間となる

部分制御考慮時間管理：
指令した抑制率で制御時間を割引く

上記の例ではA風力，B風力ともに0.3
時間となる（1時間×制御率30%）

5．風力の2014年度算定値，2015年度算定値
（参考）風力発電の連系確定分の推移（３年分）

連系確定分の推移（全店・風力・[万kW]）



６．指定ルール事業者の出力制御見通しの考え方

- 余剰電力の発生量が少ないうちは，「新・旧ルール」と「指定ルール」の事業者間の公平性に配慮して出力制御することも可能だが，余剰電力が拡大し，制御日数が30日（新ルール風力においては720時間）に達するレベルになれば，「指定ルール」の事業者に対する制御方法を変える必要がある。
  - 制御日数が30日（新ルール風力においては720時間）に達しない見込みである時は，「新・旧ルール」・「指定ルール」間および「風力・太陽光」間の各事業者の制御時間を極力公平に制御。
    - ✓ 夜間帯の余剰電力発生時は，風力に対して一律で部分制御を実施。
    - ✓ 昼間帯の余剰電力発生時は，太陽光に対して旧ルールはグループ別制御，指定ルールに対しては一律の部分制御を実施。
    - ✓ 特定のルールや電源種別の制御実績が大きく乖離する場合には，制御対象を調整することで，事業者間の制御実績が極力公平になるよう努める。

      ※ 太陽光の12時間と風力の24時間を等価とする
  - 制御日数が30日（新ルール風力においては720時間）に達する見込みである時は，「新・旧ルール」の各事業者の制御日数（制御時間）を最大限活用することを前提とし，「指定ルール」の事業者を必要に応じて制御。

６．指定ルール事業者の出力制御見通しの考え方

- 「指定ルール」の事業者については風力・太陽光を区別せず，一律で必要な時間・量だけを制御する。

- 出力制御見通しは，以下の2種類の方式に対して実施する。
  - 実績ベース方式（過去3年分）：需要や日射量，風力出力の実績を用いて算定
  - 合成2σ方式（単年度分）：

    需要は実績を用い，再エネ出力は「晴」の日は月間合成２σ相当，「曇天または雨」の日は月間合成平均出力を適用して算定

- 制御見通しの算定においては，太陽光552万kW（旧ルール），風力251万kW（新ルール：部分制御考慮）が連系しているものとして，指定ルールの風力・太陽光が連系した場合の値を算定した。

６－１．指定ルール太陽光の出力制御見通し（風力2015年度算定値：JWPA案）

・旧ルール太陽光552万kW，新ルール風力（部分制御考慮）251万kW連系時

算定パターン		指定ルール太陽光の連系量（万kW）	制御時間（時間）	制御電力量（kWh）A	制御前発電電力量（kWh）B	制御率（%）A／B
実績ベース	2012年度最小需要※1 797万kW	＋100（合計652）	330	6，700	129，100	5
		＋200（合計752）	720	29，700	258，100	12
		＋300（合計852）	1，150	80，200	387，200	21
	2013年度最小需要※1 791万kW	＋100（合計652）	410	7，800	122，500	6
		＋200（合計752）	860	41，600	244，900	17
		＋300（合計852）	1，220	99，200	367，400	27
	2014年度最小需要※1 765万kW	＋100（合計652）	470	8，800	126，100	7
		＋200（合計752）	970	47，700	252，300	19
		＋300（合計852）	1，350	111，600	378，400	30
2σ	2014年度最小需要※1 765万kW	＋100（合計652）	1，260	43，500	164，200	27
		＋200（合計752）	1，790	133，100	328，400	41
		＋300（合計852）	2，140	242，900	492，500	49

※１ 最小需要は昼間帯の余剰電力最大時の値を記載

６－２．指定ルール風力の出力制御見通し（風力2015年度算定値：JWPA案）

・旧ルール太陽光552万kW，新ルール風力（部分制御考慮）251万kW連系時

算定パターン		指定ルール風力の連系量（万kW）	制御時間（時間）	制御電力量（kWh）A	制御前発電電力量（kWh）B	制御率（%）A／B
実績ベース	2012年度最小需要※1 797万kW	＋100（合計351）	720	13，100	232，900	6
		＋200（合計451）	1，400	65，400	465，700	14
		＋300（合計551）	2，200	170，900	698，600	24
	2013年度最小需要※1 791万kW	＋100（合計351）	730	14，000	233，100	6
		＋200（合計451）	1，490	65，500	466，200	14
		＋300（合計551）	2，240	165，000	699，300	24
	2014年度最小需要※1 765万kW	＋100（合計351）	660	12，300	220，200	6
		＋200（合計451）	1，350	55，800	440，500	13
		＋300（合計551）	2，150	151，900	660，700	23
2σ	2014年度最小需要※1 765万kW	＋100（合計351）	2，540	69，200	333，600	21
		＋200（合計451）	3，630	220，500	667，200	33
		＋300（合計551）	4，560	428，300	1，000，900	43

※１ 最小需要は昼間帯の余剰電力最大時の値を記載

６（参考）指定ルール風力の出力制御見通し（風力2015年度算定値：現行制度）
・旧ルール太陽光552万kW，新・旧ルール風力223万kW連系時

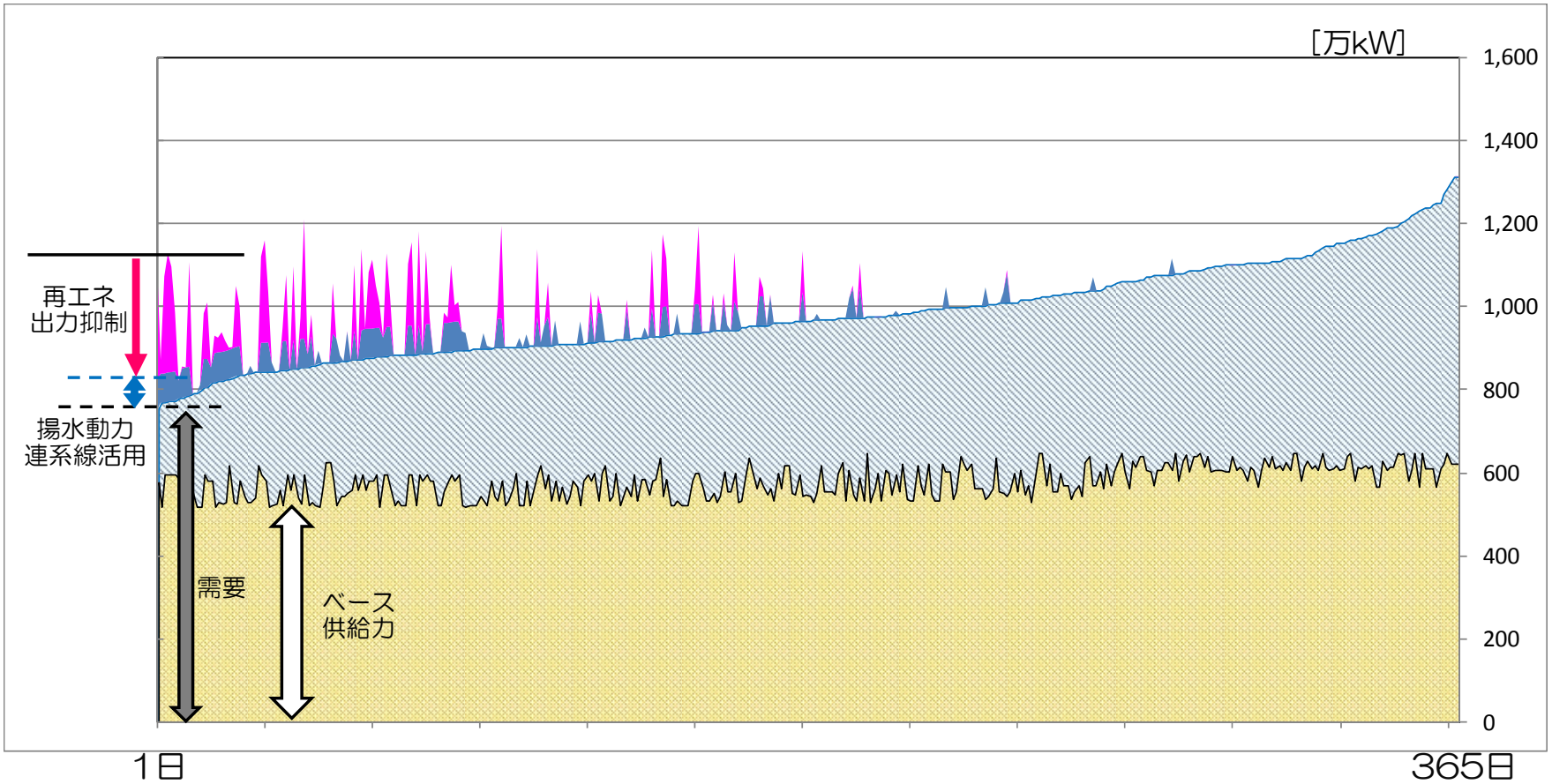
算定パターン		指定ルール風力の連系量（万kW）	制御時間（時間）	制御電力量（kWh）A	制御前発電電力量（kWh）B	制御率（%）A／B
実績ベース	2012年度最小需要※1 797万kW	＋128（合計351）	760	16，900	298，100	6
		＋228（合計451）	1，490	80，800	530，900	15
		＋328（合計551）	2，210	183，700	763，800	24
	2013年度最小需要※1 791万kW	＋128（合計351）	790	18，200	298，400	6
		＋228（合計451）	1，580	77，400	531，500	15
		＋328（合計551）	2，300	176，200	764，600	23
	2014年度最小需要※1 765万kW	＋128（合計351）	670	16，100	281，900	6
		＋228（合計451）	1，450	69，200	502，100	14
		＋328（合計551）	2，160	163，700	722，400	23
2σ	2014年度最小需要※1 765万kW	＋128（合計351）	2，510	86，800	427，000	20
		＋228（合計451）	3，640	233，600	760，600	31
		＋328（合計551）	4，530	440，000	1，094，200	40

※１ 最小需要は昼間帯の余剰電力最大時の値を記載

7．おわりに

- 実際の運用では，前日の段階で翌日の需要や再エネの出力を予測して旧ルールの停止を決める必要があるため，予測誤差等の影響により，数字が変わる可能性があることにも留意が必要。
- 当日段階でも，需要や再エネ出力の予測誤差があることから，予測誤差等を考慮して，新ルール，指定ルールの制御量を指令する必要がある。
- 今回，風力発電については，既設の事業者も含めて一律で部分制御を実施することを想定して，出力制御見通しを算定した。
  しかし，一部の事業者が旧ルールに残ることになれば，他の事業者の出力制御時間が増加することになるため，30日等出力制御枠の設定にあたっては，状況変化が発生した場合の対応等についても整理が必要。

（参考）電力需要と出力制御の発生状況：13時断面

- 太陽光が552万kW，風力が251万kW連系された場合，連系線および揚水を活用しても，昼間帯(13時断面）に以下のような余剰が発生する見込み

【2014年度　デュレーションカーブ（13時断面×365日）】