

# 運用容量算出における 課題の検討について

平成28年 9月 16日

# 1. 運用容量算出における課題

項目		今年度の課題	6月	9月	12月
周波数維持	周波数低下 限度幅	周波数変動幅の織り込み方について検討	各エリアの自家発、再エネ連系量の調査、周波数継電器整定値の調査	解列する発電機量と周波数低下幅の確認	周波数変動幅の織り込み方の整理
	系統特性定数の確認	シミュレーション条件等を確認した上で、適切な想定方法を検討	中西地域シミュレーション時の諸元調査	東北エリアの定数算出方法検討	
	EPPSの考慮  (中国九州間連系線 (中国向))	2段、3段を考慮できるか検討（動作条件により、2段、3段は動作しない可能性がある）	調整力及び需給バランス評価等に関する委員会	現状のEPPSの整定の考え方を確認	検討方法の整理
同期・電圧安定性	フリンジ量の設定	フリンジ設定時に用いる標準偏差（現状3σ）の取り扱いの考え方を整理	今後の方向性整理		
	再生可能エネルギーの考慮	検討断面の妥当性について確認	太陽光を除いた残余需要の最小発生時刻の状況確認	軽負荷期の昼間帯、夜間帯発電機並列状況調査	検討断面の影響確認
熱容量	冬季の熱容量 (架空送電線部分)	この制約解消の効果、必要性を検討	周波数維持に対して冬季熱容量が制約とされないか確認		
その他	1回線停止時の運用容量 <sup>1)</sup>	1回線停止時の運用容量算出方法の整理	1回線停止時の現状の考え方の確認（周波数維持が決定要因の連系線）	考え方の整理	その他の連系線の考え方の整理

1) 当初フリンジ量の設定の項目に入れていたが、フリンジを考慮している連系線だけでなく全連系線を対象にしたため別項目にした

## ◆今年度の進め方

【取りまとめ箇所】

### ①各エリアの自家発の連系量を調査【広域】

⇒自家発関係の協会などの統計データを調査（エリア、容量、系統接続電圧、設置年）

### ②各一般送配電事業者にて再生可能エネルギーの連系量を調査【広域】

⇒供給計画の値より想定（エリア、容量、系統接続電圧）

### ③各一般送配電事業者にて単独運転防止のために解列される周波数継電器の整定値の調査【広域】

⇒単独運転防止のために解列される周波数（周波数継電器の整定値）を調査。（実際の整定値の調査は困難と思われるため、推奨値のようなものを設定していればその値）

## <今後の対応>

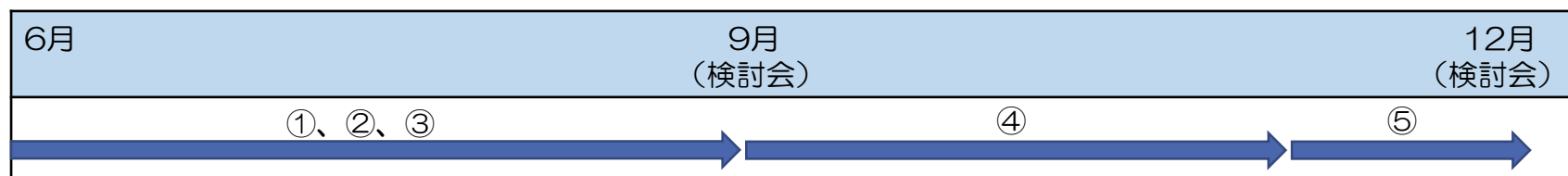
### ④①～③より周波数低下時の発電機の脱落量を試算し影響の評価【広域】

⇒連鎖的に解列する発電機量とその際の周波数低下幅を確認

### ⑤取りまとめ、今後の進め方の検討【広域】

⇒周波数変動幅の織り込み方について整理

## ◆主なスケジュール



## 2-1. 周波数低下限度幅

①～③より周波数低下時に解列する発電機の設備量を試算（①～③調査結果の詳細はP.5～P.7参照）

①、②の調査で確認できた自家発、再エネの発電機について③で調査した周波数ごとに整理した。

### ▶ 試算の条件

P.7の整定値には条件により複数の整定値があるが、発電機連系量については台数が多く条件ごとの区別が困難なため以下の条件で試算した。

○設置年により整定値が異なる場合があるがすべて現状の整定と整理した。

○発電機の連系量で区別できないものは解列する発電機を少なく見積もるよう周波数が低い方へ整理した。

- 整定値に範囲がある場合は下限へ整理
- 中部の特別高圧の「受電点で解列する場合」「受電点以外で解列する場合」は「受電点以外で解列する場合」へ整理
- 四国の特別高圧の「逆潮流有」「逆潮流無」は「逆潮流有」へ整理
- FRT<sup>1)</sup>要件対象設備は、機器仕様として規定されている、運転継続可能な周波数下限へ整理（50Hz系では47.5Hz、60Hz系では57.0Hz）
- 太陽光はすべてFRT要件を適用、風力はすべて非適用と整理

1) FRT：Fault Ride Through（事故時運転継続）

### <試算結果>

#### ○東地域（北海道）

（Hz）	解列発電機設備量 （万kW）
49.0	30.4
未満	491.2

#### ○東地域（東北、東京）

（Hz）	解列発電機設備量 （万kW）
48.5	185.6
未満	3,596.6

#### ○中西地域

（中部、北陸、関西、中国、四国、九州）

（Hz）	解列発電機設備量 （万kW）
58.8	810.8
58.5	1,034.6
58.2	40.3
未満	3,010.4

（参考）

JEC連続運転可能限界値  
50Hz系⇒49.0Hz  
60Hz系⇒58.8Hz

（Hz）	定格	（Hz）
50.0		60.0
JEC連続運転可能範囲		
49.0	0.98p.u.	58.8
	0.975p.u.	58.5
48.5	0.97p.u.	58.2

①②各エリアの自家発と再生可能エネルギーの連系量の調査結果<sup>1)</sup>

平成28年5月現在 (万kW)

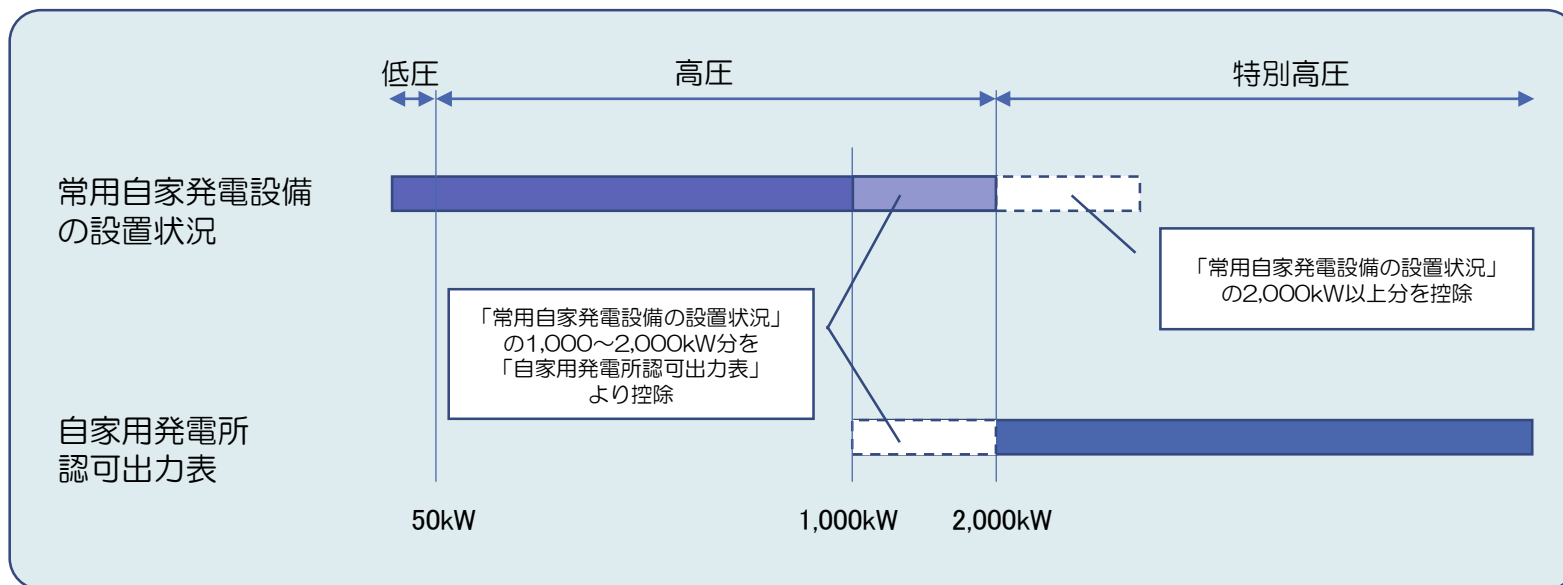
		特別高圧	高圧	低圧			特別高圧	高圧	低圧		
北海道	自家発	192.5	21.0	0	関西	自家発	654.2 <sup>2)</sup>	46.9	1.2		
	再エネ	太陽光	34.2	65.5		再エネ	太陽光	37.1 <sup>2)</sup>	136.4	215.5	
		風力	28.2	3.4			風力	14.9 <sup>2)</sup>	1.1	0	
		その他	170.8	6.0			その他	36.1 <sup>2)</sup>	0.9	0	
		合計	425.7	95.9			合計	742.3 <sup>2)</sup>	185.3	216.7	
東北	自家発	723.0	45.7	0	中国	自家発	666.4	26.9	0		
	再エネ	太陽光	42.0	106.0		108.0	再エネ	太陽光	23.0	95.7	167.2
		風力	73.0	0		0		風力	28.6	1.3	0
		その他	20.0	0		0		その他	3.6	0.3	0
		合計	1,009.7	108.0		108.0		合計	721.6	124.2	167.2
東京	自家発	1,483.8	139.9	0	四国	自家発	173.3	10.1	0		
	再エネ	太陽光	383.8	508.9		再エネ	太陽光	12.3	72.3	85.9	
		風力	24.7	0			0	風力	14.8	0.4	0
		その他	123.4	0			0	その他	5.1	1.3	0
		合計	2,155.6	508.9			508.9	合計	205.5	84.1	85.9
中部	自家発	379.0	47.2	0	九州	自家発	464.1	46.1	0		
	再エネ	太陽光	38.0	178.0		332.3	再エネ	太陽光	67.8	230.2	316.9
		風力	24.4	2.5		0		風力	43.6	4.1	0
		その他	62.6	5.8		0		その他	0	0	0
		合計	504.0	233.5		332.3		合計	575.5	280.4	316.9
北陸	自家発	29.5	8.2	0							
	再エネ	太陽光	0.6	32.3	26.3						
		風力	13.9	0.9	0						
		その他	7.4	1.6	0						
		合計	51.4	43.0	26.3						

1) 自家発の算出方法は「P. 6：自家発連系量の算出方法」参照

2) 容量30万kW未満

- 資源エネルギー庁 電力調査統計 「5-(1)自家用発電所認可出力表」、日本内燃力発電設備協会「常用自家発電設備の設置状況」<sup>1)</sup>より算出。しかし重複する部分があるため、以下のように整理。
- 「常用自家発電設備の設置状況」より都道府県別、原動機種類別に1施設あたりの平均設備容量を求め、容量毎に区分。
- 低圧、高圧、特別高圧は以下の通り区分。
  - ・低圧(50kW未満)、高圧(50kW以上2,000kW未満)、特別高圧(2,000kW以上)

1) 平成13年度以降の新規設置の積算値(廃止分は反映していない)



## ③各一般送配電事業者にて自エリアの単独運転防止のための周波数継電器の整定値の調査結果

現状の単独運転防止のための周波数継電器の標準的な整定値（FRT要件対象設備除く）は下表の通り。実際の整定値ではなく推奨値であるため、すべての発電機がこの値で整定されているとは限らない。

(Hz)

エリア	系統連系電圧			備考
	特別高圧	高圧	低圧	
北海道	47.0	49.0 <sup>1)</sup>	49.0 <sup>1)</sup>	
東北	48.0	48.5	48.5	
東京	47.5	48.5	48.5	
中部	59.0(受電点で解列する場合) 58.5(受電点以外で解列する場合)	58.8~59.4	58.8	お客様のUFリレーによっては、整定タップの刻みが合わず、標準整定付近の値とすることがある。
北陸	57.0	58.5	58.2	
関西	58.8(30万kW未満) 57.0(30万kW以上)	58.8	58.8	特別高圧を大容量(30万kW以上)と小容量(30万kW未満)に区分
中国	57.0~57.8	58.2	58.2	
四国	58.2(逆潮流無) 57.5(逆潮流有)	58.2	58.2	
九州	58.5	58.5	58.2~59.0	

1) 高圧および低圧は特に規定はなく、整定値は不明。JEC連続運転可能範囲を記載。

## ◆今年度の進め方

### ①平成8年度に実施した中西地域のシミュレーション条件等を調査【広域】

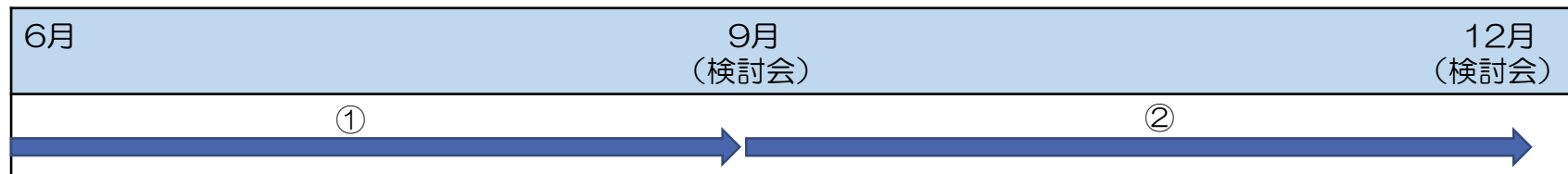
- ⇒発電機のモデル化方法
- ⇒モデルの評価方法
- ⇒ガバナの考慮方法
- ⇒発電機出力の持ち方（バランス）等

## <今後の対応>

### ②東北エリアの定数算出方法検討【広域】

- ⇒中西地域の諸元よりシミュレーション条件を整理
- ⇒発電機出力の持ち方（バランス）等検討

## ◆主なスケジュール





### ①平成8年度に実施した中西地域のシミュレーション条件等を調査

- 過去の資料より調査した結果、シミュレーション条件は以下の通りであった。

#### ➤ シミュレーション条件

手法：電中研Y法

系統：平成9年5月、8月の昼間、夜間断面

電源：各発電機の特性を考慮<sup>1)</sup>（ガバナフリー容量、プラント定数等）

ガバナフリー容量 3%

負荷：周波数特性 3.33%MW/Hz

#### 1) 発電機の特性について

- 貫流ボイラの周波数変動時の出力応動を精度よく求めるには、協調制御（タービン制御とボイラ制御を協調するプラント制御方式）と主蒸気圧力の影響を考慮したモデル化が必要。  
⇒実測と一致するように、タービンガバナ系のモデル化に加え、プラント系のモデル化を実施。  
⇒代表プラントにおいて実測を行い、確認を実施。

#### ➤ 計算方法

5月、8月の昼間帯、夜間帯の各断面の系統において中西地域の電源脱落を複数のパターン模擬し、その際の周波数応動（最低周波数）を確認。

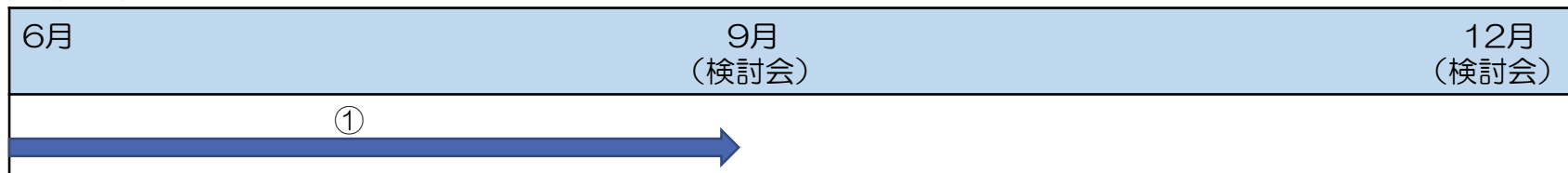
### ◆今年度の進め方

①設定時に用いる3 $\sigma$ について昨年度の実績、過去からの状況を踏まえ、今後の方向を整理。

#### 【広域】

- ⇒上昇傾向といえるか
- ⇒昨年度検討した設定方法を見直す必要があるか
- ⇒上記を踏まえ3 $\sigma$ の考えを整理する。

### ◆主なスケジュール



①昨年度の実績、過去からの状況を踏まえ、今後の方向を整理。

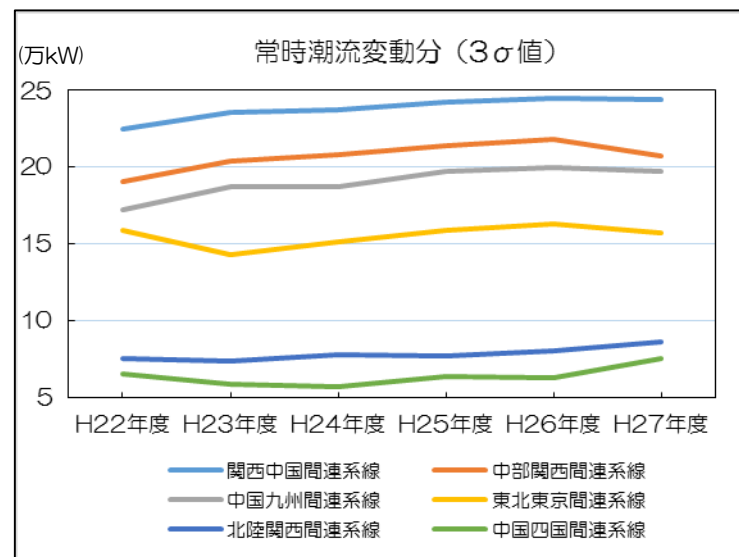
○常時潮流変動分（フリンジ量）の設定においての考慮すべき事項

- 実績値の最大値より設定すると電源脱落故障等異常時の変動分も含まれる
- 1年8760時間の内、 $3\sigma$  (99.7%)で13時間8分(0.15%)、 $2\sigma$  (95.0%)で219時間(2.5%)、限界潮流を超える時間が発生する。(次頁参照)
- 常時潮流変動分が増加傾向の連系線もある。  
⇒H29年度以降の運用容量算出にH23～27年度のデータより設定しており（2年のタイムラグがある）、実績は設定値を上回る可能性がある。（次々頁参照）
- 今後再エネの連系が増えると常時潮流変動分が増加する可能性がある。

<結論>

以上より、同期・電圧安定性は不安定となった場合の影響が大きいことを考慮し、常時潮流変動分（フリンジ量）の設定は、過去5年の実績の $3\sigma$  (99.7%)の最大値とする必要があると考える。

なお、下の(a)、(b)の設定方法については実績を見ながら見直しが必要であれば検討する。



【参考】常時潮流変動分（フリンジ量）の設定方法

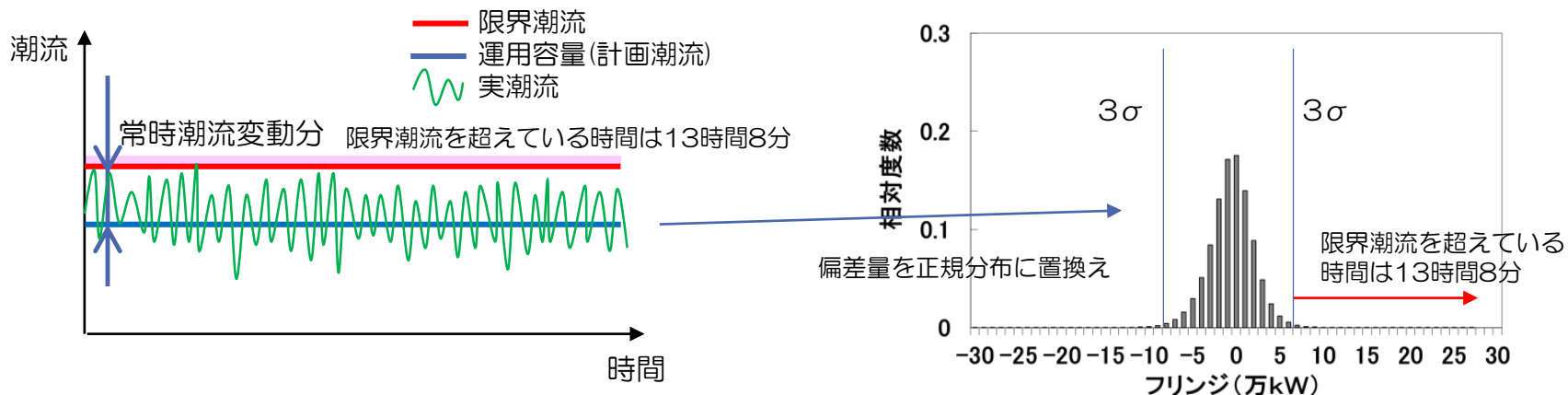
連系線潮流実績値から計画値とのズレを求め、正規分布に置換えた時の $3\sigma$  (99.7%)の値より以下の通り設定

(a) 限界潮流を超えないように過去5年の実績の最大値を切り上げる

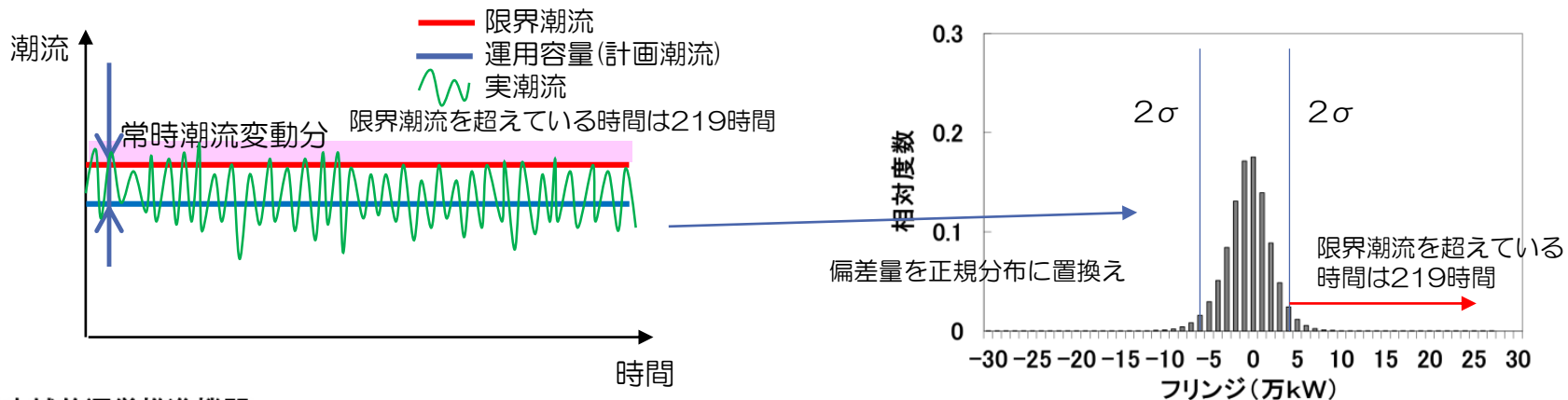
(b) 利便性を考慮して万kW単位とする

○常時潮流変動分を $3\sigma$ で設定した場合と $2\sigma$ で設定した場合の限界潮流超過時間の比較

◆ $3\sigma$  (99.7%)で運用容量を設定した場合、1年8760時間の内**13時間8分(0.15%)**  
(1日の内2分10秒) **限界潮流を超える**時間が発生する。



◆ $2\sigma$  (95.0%)で運用容量を設定した場合、1年8760時間の内**219時間(9日3時間)(2.5%)**  
(1日の内36分) **限界潮流を超える**時間が発生する。



○昨年度見直した現在の方法で算出した設定値<sup>1)</sup>と平成27年度の実績値との比較  
 (過去データからの設定値と平成27年度の実績との比較)

1) 平成21年度の実績データがないため過去4年の実績より設定

- 実績が設定値以内の連系線もあれば、超えている連系線もある。

設定値に対して実績が  
超える場合がある

(万kW)

	昨年度見直した現在の方法で算出した設定値					平成 27年度の 実績値(3σ)
	過去データ (3σ)				設定値	
	平成 22年度	平成 23年度	平成 24年度	平成 25年度		
東北東京間連系線	15.9	14.3	15.1	15.9	16	15.7
中部関西間連系線	19.1	20.4	20.8	21.4	22	20.7
北陸関西間連系線	7.5	7.4	7.8	7.7	8	8.6
関西中国間連系線	22.5	23.6	23.7	24.2	25	24.4
中国四国間連系線	6.5	5.9	5.7	6.4	7	7.5
中国九州間連系線	17.2	18.7	18.7	19.7	20	19.7

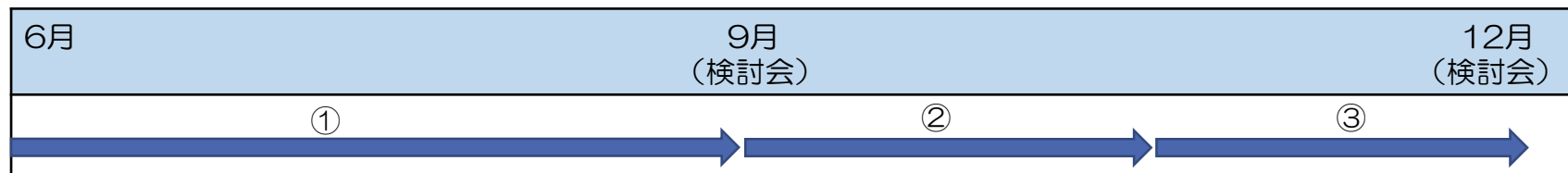
## ◆今年度の進め方

- ① 需要が軽く太陽光発電の出力が大きいと考えられる直近の4月、5月の最小需要発生時間の状況を確認し、検討断面の見直しが必要か確認する。 10月、11月についても同様に確認する。【広域】  
⇒太陽光の実績を各電力にて算出し、太陽光除きの需要（太陽光発電分を需要の減少分とみなした値）から最小需要発生時間の状況を確認

## <今後の対応>

- ② ①で最小需要発生時間のシフトが見られた場合、該当エリアの軽負荷期の休日昼間帯、夜間帯の発電機並列状況、出力状況を調査する。【広域】  
⇒軽負荷期（直近の4月、5月）の休日（晴天時）の昼間帯と夜間帯の同期発電機のユニットごとの並列状況、出力状況を確認し、発電機台数が少ない断面が昼間帯へシフトしていないか確認する。10月、11月についても同様に確認する。
- ③ 同期安定性の検討断面に影響があるか整理【広域】  
⇒上の調査結果をもとに検討断面の影響を確認し、見直しが必要か確認する。

## ◆主なスケジュール



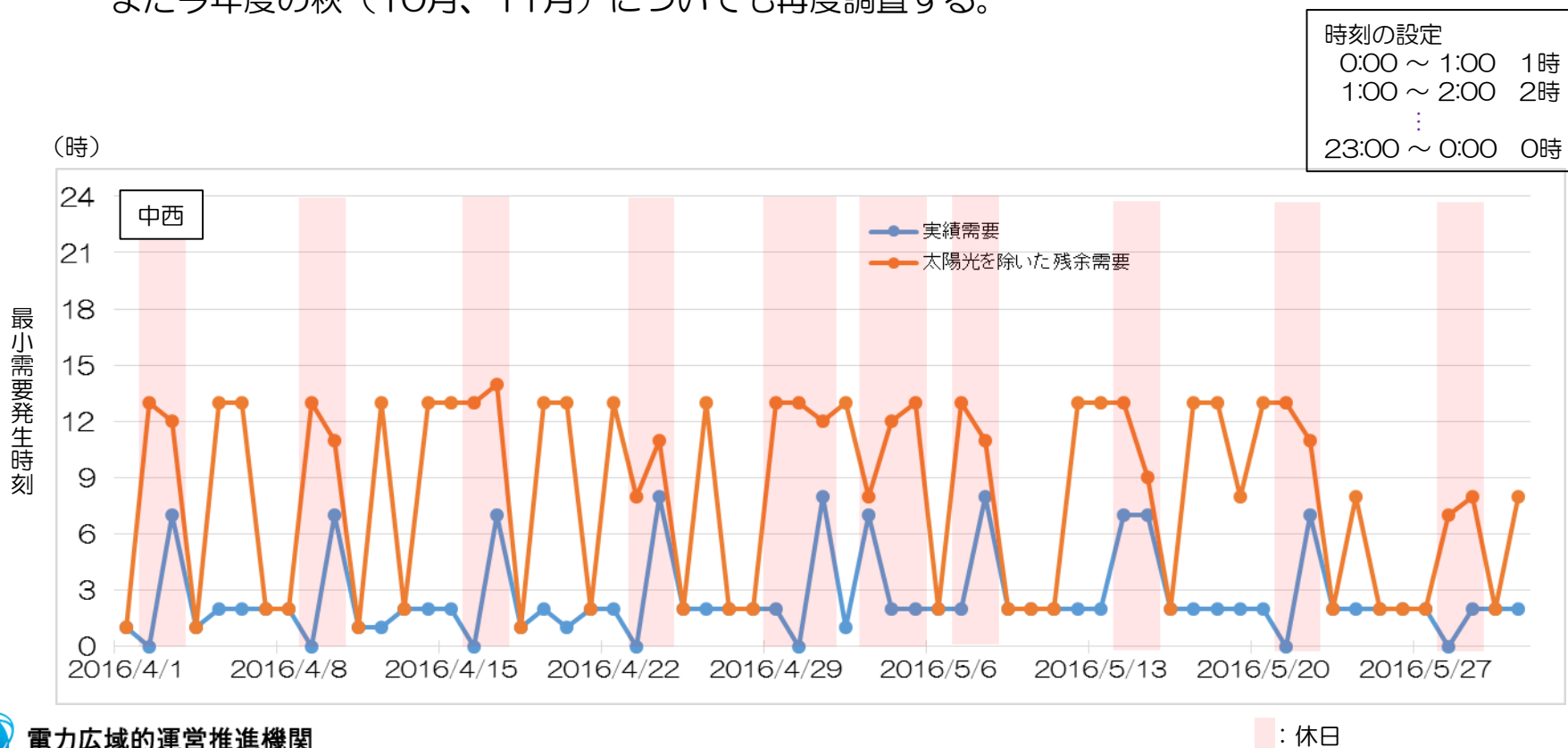
## ◆最小需要発生時刻の変化

○中西6社合計需要の最小発生時刻と太陽光を除いた残余需要の最小発生時刻  
 ⇒最小需要発生時刻を比較すると休日を中心に夜間帯から昼間帯に変化している日が見られる。

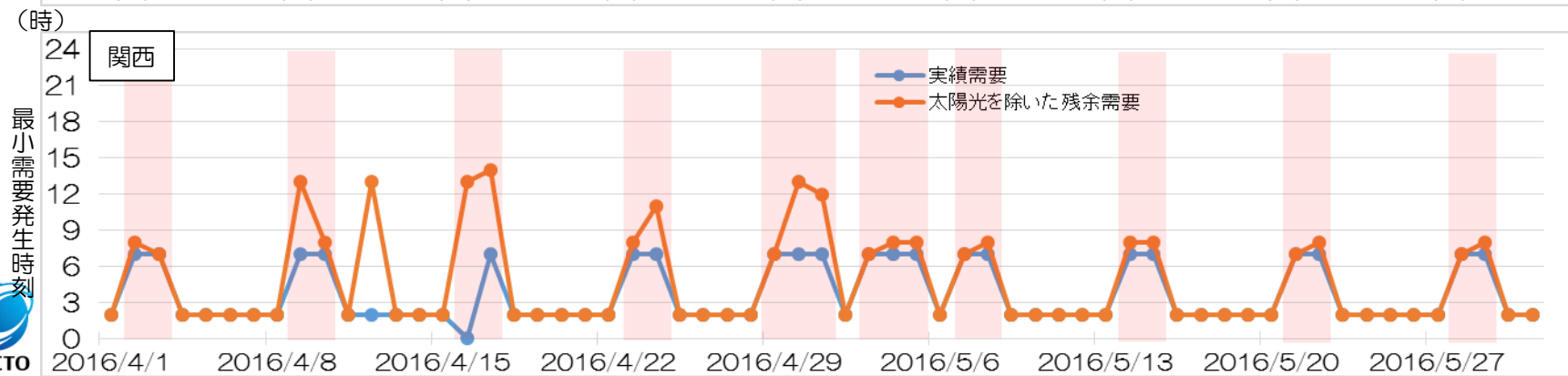
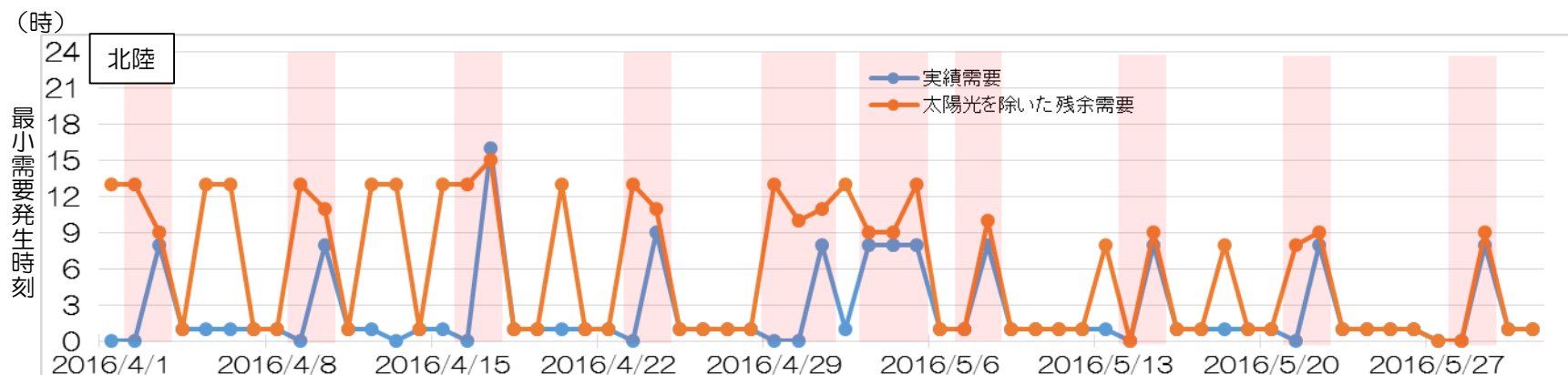
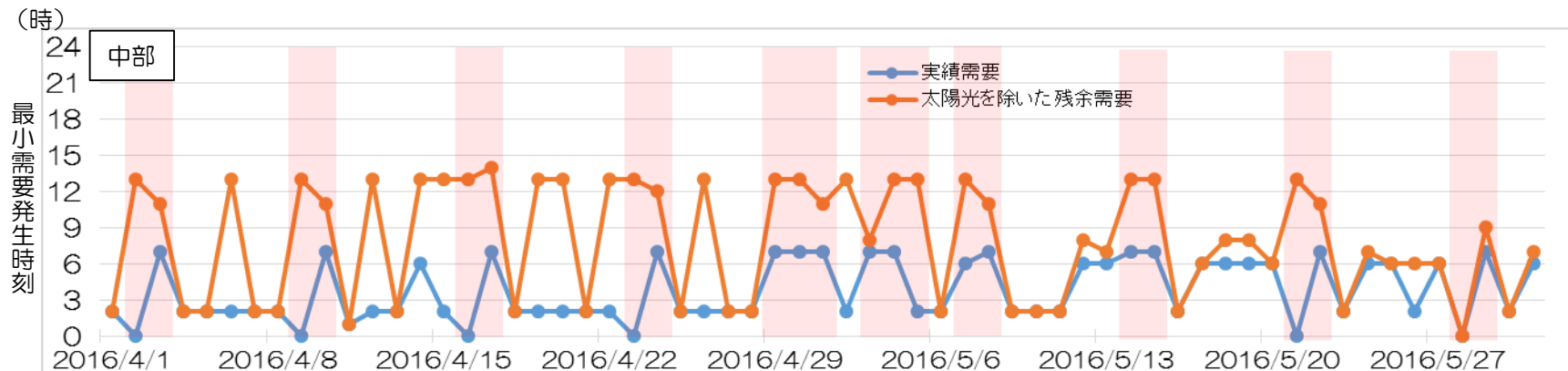
### <今後の対応>

今後、該当エリアの軽負荷期の需要実績の最小発生時刻、残余需要の最小発生時刻の発電機並列状況、出力状況を調査する。

また今年度の秋（10月、11月）についても再度調査する。

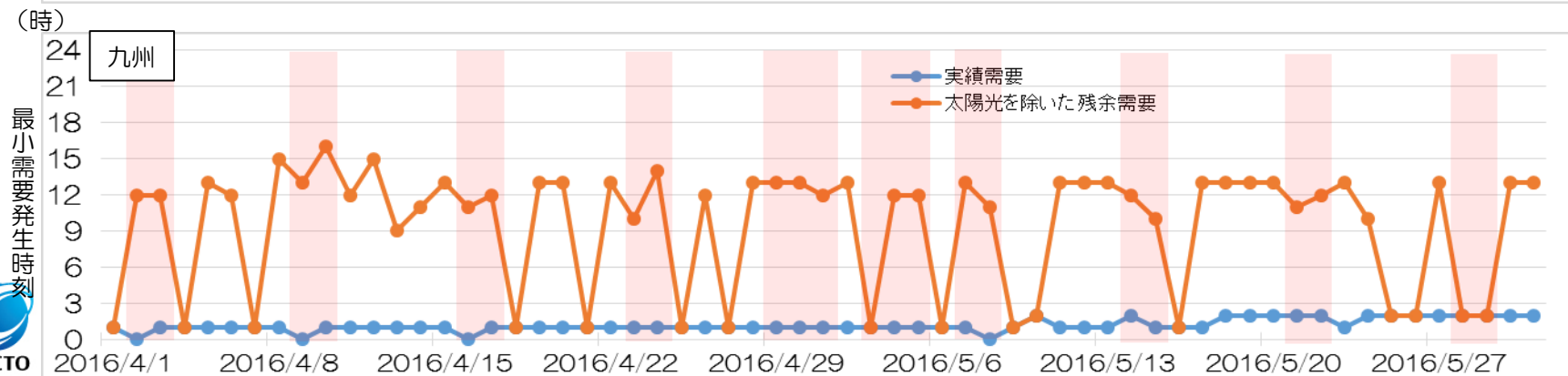
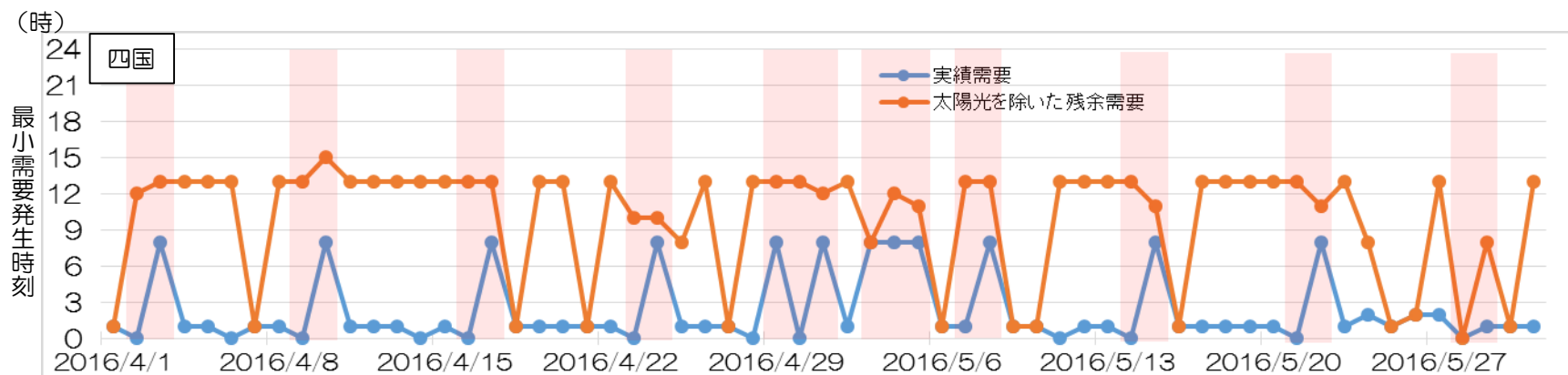
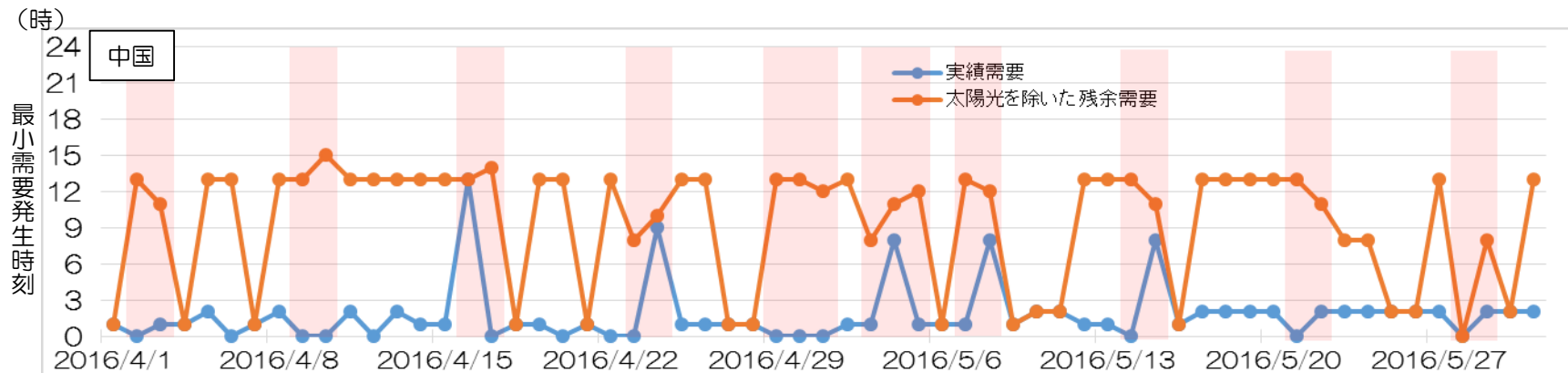


＜参考＞中西地域の各エリアの最小需要発生時刻の変化



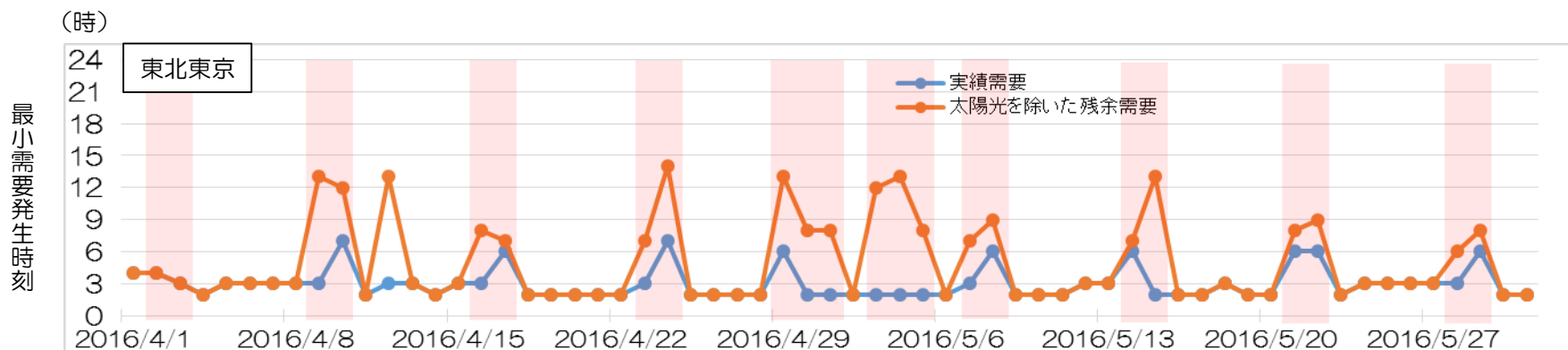
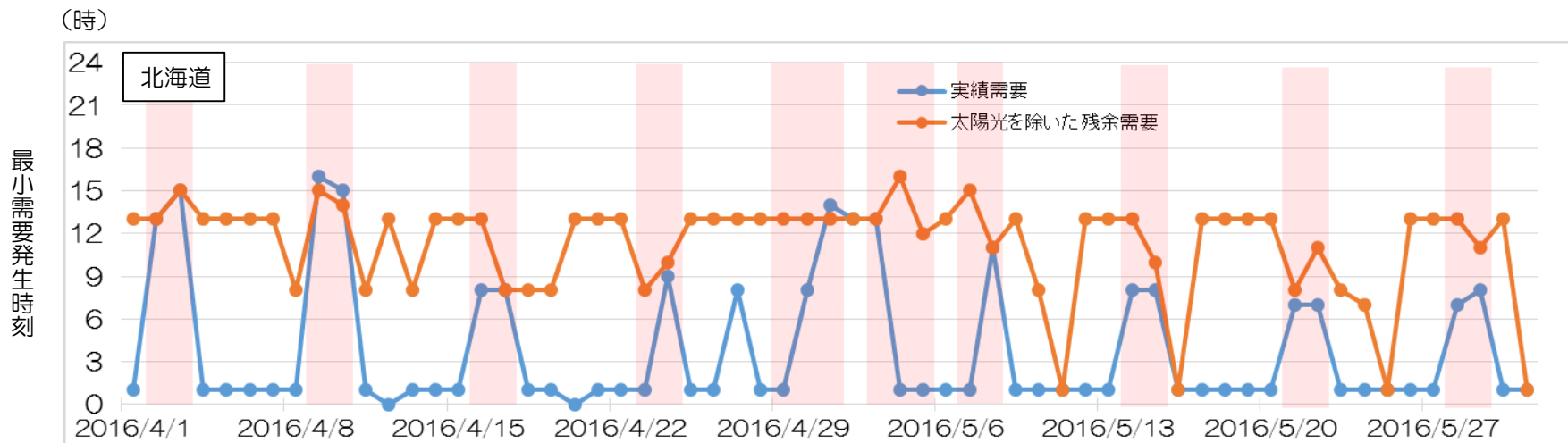


＜参考＞中西地域の各エリアの最小需要発生時刻の変化



<参考> 東地域の最小需要発生時刻の変化

○北海道、東北・東京合計需要の最小発生時刻と太陽光を除いた残余需要の最小発生時刻  
 ⇒最小需要発生時刻を比較すると北海道では平日休日とも、東北・東京では休日を中心に夜間帯から昼間帯に変化している日が見られる。

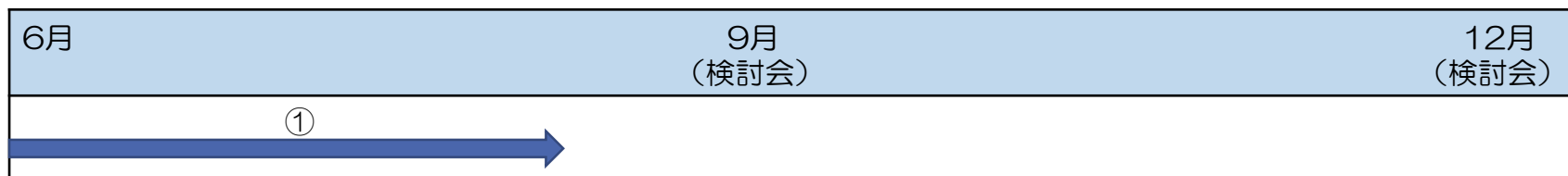


## ◆今年度の進め方

①長期の冬季の需要を想定し、周波数維持に対して冬季熱容量が制約とならないか、制約となる場合は時期を確認【広域】

⇒供給計画の需要と過去実績の需要より想定

## ◆主なスケジュール



## ◆中国九州間連系線の冬季熱容量

- 冬季の熱容量（スパーサー間隔による制約） **319万kW**  
 （スパーサー間隔による制約がなければ 326万kW）

## ◆中国九州間連系線の周波数維持限度値（九州⇒中国向き）

- 『2016（平成28）年度 全国及び供給区域ごとの需要想定』より、中西5社（中部，北陸，関西，中国，四国）の夏季最大需要電力の合計値

（万kW）

年度	2016年	2017年	2018年	2019年	2020年	2021年	2022年	2023年	2024年	2025年
夏季最大需要 （中西5社計）	7117	7138	7175	7214	7238	7260	7282	7304	7328	7351

- 昨年度、運用容量算出時に過去実績より算出した需要を上での夏季最大需要で補正して算出した冬季想定需要より求めた周波数維持限度

（万kW）

年度	2016年	2017年	2018年	2019年	2020年	2021年	2022年	2023年	2024年	2025年
冬季想定需要	5934	5951	5982	6014	6034	6052	6071	6089	6109	6129
周波数維持限度	309	309	311	313	314	315	316	317	318	<b>319</b>

### <結論>

当面は周波数維持限度に対して冬季熱容量が制約とならないと考えられる。  
 （2026年度以降、制約となる可能性があるため、需要動向を継続監視）

## ◆今年度の進め方

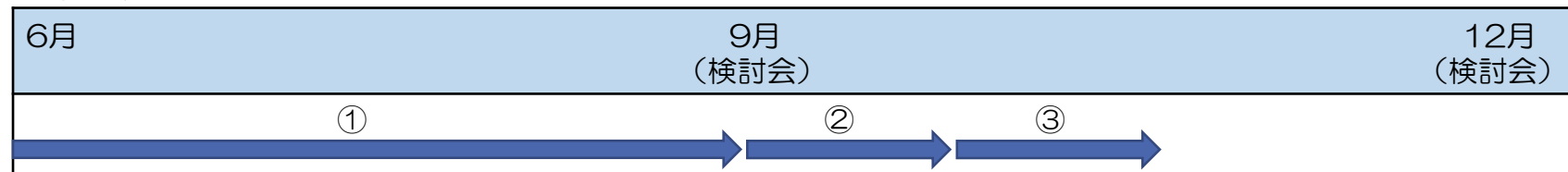
①各連系線の1回線停止時の周波数維持検討時の現状の考え方を確認する。【広域】

### <今後の対応>

②周波数維持の考え方の整理【広域】

③周波数維持以外のその他の連系線についても1回線停止時の運用容量の考え方を整理する。  
【広域】

## ◆主なスケジュール



①各連系線の1回線停止時の周波数維持検討時の現状の考え方を確認する

資料1-2「1回線停止時の運用容量の現状の考え方（周波数維持要因）」参照

⇒資料1-2によると、エリアにより違いがみられ、今後、考え方を整理する。