第5回　運用容量検討会　資5

中地域の運用容量検討の効率化について

2026年11月16日

中部電力パワーグリッド株式会社
北陸電力送配電株式会社
関西電力送配電株式会社

１．はじめに

■2026年度に運用を開始した中地域交流ループでは、停止する設備によって運用容量の影響（低下量）が異なるため、影響の大きい設備（停止設備①）と比較的小さい設備（停止設備②）に分類し、これらの停止の組合せ毎に運用容量を算出している。

■2026年度は、年間の設備停止調整において、設備①は全体で1か所まで、設備②は各エリア1か所までとなるように調整していることを前提として、これらの条件に基づく停止の組合せを対象に、事前に運用容量を算出していた。

■一方、現行の算出方法では検討ケースが多く、実運用では、電圧上昇対策として、上記の条件を超えて設備②を追加停止するケース（以降、「複数同時停止」という）が多く発生している。

■このため、検討の効率化と実運用への対応の面から、運用容量の算出対象とする設備停止の組合せを精査し効率化することが望ましい。

■今回、中地域交流ループの運用開始以降の市場分断率を踏まえた運用容量検討の効率化（設備停止の組合せの考え方）と、設備停止時の運用容量を取りまとめる表の構成の見直しについて報告する。

２．市場分断率に応じた運用容量算出の効率化

■フェンス毎に、市場分断率（空容量がゼロのコマの割合）に差があることを確認しているため、市場分断率に応じて対応を変える効率化策を検討した。

■具体的には、中部受電フェンスのように市場分断率が高いケースは、市場分断率の緩和のために現行の算出条件よりも停止の組合せを細分化したうえで、活用見込みが低い停止の組合せに対して簡易的に運用容量を算出する。

■市場分断率が低いケースは、分断率に大きな影響を与えない範囲で運用容量を算出する停止の組合せ条件を簡略化する。

■次頁以降に、市場分断率を踏まえた設備停止の組合せの具体的な考え方を示す。なお、いずれの場合においても、2026年度第1回運用容量検討会※で公表した通り、想定外の同時停止に対して過度に運用容量が小さくならないように下限値を設定する。

※　2026年度第1回運用容量検討会資料3

対象フェンス	4月～9月の市場分断率（%）	
	送電方向	受電方向
中部	0	46.1
北陸	0	0
関西	3.3	0.1

※　関西送電フェンスでも市場分断が発生しているが、こちらは中部受電フェンスと同値であるため、同様の対応を行う。

	市場分断率	
	高い	低い
効率化の方向性	・検討ケースを細分化(複数同時停止を追加) ・活用見込みの低い停止の組合せは簡易的に算出	分断率に大きな影響を与えない範囲で停止の組合せを厳選

3．市場分断率が高いケースに対する効率化の考え方

■現行の算出条件では、設備①②の組合せをすべて対象としていたが、作業停止調整や電圧上昇対策の結果を考慮し、設備①②の停止のうち、限定した組合せのみを算出の対象として、運用容量の算出ツールである電中研L法・Y法を使用した詳細計算を行う。

■その他停止の組合せに対しては、個別に運用容量低下量を用いて対応する。
（2通りの運用容量算出方法があるため、L法・Y法を用いた場合を詳細計算と位置付けている）

■イメージとして、表中の色塗りマスの組合せが生じる想定の場合、色塗りマスのみを詳細計算し、白マスは活用見込みが低いものとして個別に運用容量低下量を用いて対応する。

設備② / 設備①	000	100	010	001	110	101	011	111	複数同時停止を考慮した追加分（当該年度の作業計画等を踏まえケース選定）						
停止なし 0−	■	■			■			■	■	■	■	■	■	■	■
三重東近江線 1−	■				■							■		■	
越美幹線 2−	■	■	■		■				■	■	■	■	■		
越前嶺南 3−	■				■							■		■	■
加賀幹線 4−	■	■			■							■		■	

■：年間段階で事前に詳細計算（L法・Y法を使用）を行う断面（作業停止調整、電圧上昇対策の実績より設定）
□：年間段階で事前に詳細計算（〃）を行わず、発生時には個別に運用容量低下量より簡易的に算出する断面 **←効率化対象**

※設備②の3桁の数字は、中部・北陸・関西の順で設備②の停止数を表す。例として、「100」は中部エリアが1か所停止している状況。

４．市場分断率が低いケースに対する効率化の考え方

■現状、各エリアの設備②の停止状況に合わせて運用容量を算出しているが、市場分断率が低いケースに対しては設備停止の組み合わせ条件を簡略化することによって効率化を図る。

■具体的には、いずれかのエリアで設備②が1か所でも停止する場合、すべてのエリアの設備②が1か所停止していると見なし、停止エリアの場合分けを省略する。

■このとき、設備停止の組み合わせ条件を簡略化する影響として、市場分断率が低いケースの運用容量が現行の算出条件と比較して最大40万kW低下する場合がある。

■しかし、4～9月のフェンス空容量の実績より、空容量40万kW以下を分断とみなしても、いずれのフェンスの分断率は0.4%以下であり、設備停止の組み合わせ条件を簡略化する影響はわずかであることが確認できた。

■以上から、市場分断率が低いケースに対しては設備②が1か所でも停止したら、すべてのエリアの設備②が１か所停止しているものとして、運用容量を算出する。

■なお、次年度も各フェンスの市場分断率の推移を確認し、運用容量検討の考え方について適宜見直して改善を図る。

対象フェンス	市場分断率（%）	
	送電方向	受電方向
中部	0	46.1
北陸	0	0
関西	3.3	0.1

市場分断率（%）	
送電方向	受電方向
0.1	–
0	0
–	0.4

空容量40万kW以下を分断と想定し再算定

⇒影響はほぼなし

5．設備停止に伴う運用容量の表の構成

■今回の効率化により、市場分断率に応じて運用容量の算出対象となる停止の組合せ粒度が異なるため、設備停止時の運用容量に関する取りまとめについて、表の構成を下記のとおり見直す。

＜標準フォーマット・設備停止に伴う運用容量＞

単位：万kW

断面	設備の状況		中部		北陸		関西	
			送電	受電	送電	受電	送電	受電
4月・11月・3月後半 平日昼	平常時　0-000		＊＊	＊＊	＊＊	＊＊	＊＊	＊＊
	設備①	停止なし 0-XXX	＊＊～＊＊	＊＊～＊＊	＊＊～＊＊	＊＊～＊＊	＊＊～＊＊	＊＊～＊＊
		三重東近江線 1-XXX	＊＊～＊＊	＊＊～＊＊	＊＊～＊＊	＊＊～＊＊	＊＊～＊＊	＊＊～＊＊
		越美幹線 2-XXX	＊＊～＊＊	＊＊～＊＊	＊＊～＊＊	＊＊～＊＊	＊＊～＊＊	＊＊～＊＊
		越前嶺南線 3-XXX	＊＊～＊＊	＊＊～＊＊	＊＊～＊＊	＊＊～＊＊	＊＊～＊＊	＊＊～＊＊
		加賀幹線 4-XXX	＊＊～＊＊	＊＊～＊＊	＊＊～＊＊	＊＊～＊＊	＊＊～＊＊	＊＊～＊＊
以下、断面毎に作成（レイアウトは別途検討）								

・「＊＊」は運用容量の値を記載。

※断面ごとに停止設備②の最大停止ケースを選定し、この条件で算出した運用容量の値を下限値とする。
なお、変更が生じた場合には、算出条件・結果について広域機関と一送間で個別に確認する。

（参考）今年度の設備停止時の運用容量に関する取りまとめ

■今年度は制約要素毎に限度値低下量をまとめていた。表の構成の見直しに合わせて、制約要素を集約するとともに、限度値低下量から運用容量の値に見直す。

設備停止に伴う各限度値低下量 66

（1）熱容量限度値低下量①

【万kW】

停止設備①	停止設備②	No	4月・11月・3月後半						5月・10月						6月・9月後半					
			中部		北陸		関西		中部		北陸		関西		中部		北陸		関西	
			送電	受電	送電	受電	送電	受電	送電	受電	送電	受電	送電	受電	送電	受電	送電	受電	送電	受電
なし	中部	0-100	2	0	0	0	0	2	2	1	0	0	1	2	2	2	0	0	2	2
	北陸	0-010	4	2	0	0	2	4	4	2	0	0	2	4	4	2	0	0	2	4
	関西	0-001	10	8	0	0	8	10	10	8	0	0	8	10	10	7	0	0	7	10
	中部 + 北陸	0-110	5	2	0	0	2	5	5	4	0	0	4	5	5	4	0	0	4	5
	中部 + 関西	0-101	11	8	0	0	8	11	11	9	0	0	9	11	11	9	0	0	9	11
	北陸 + 関西	0-011	13	10	0	0	10	13	13	10	0	0	10	13	13	9	0	0	9	13
	中部+北陸+関西	0-111	14	9	0	0	9	14	14	10	0	0	10	14	14	10	0	0	10	14

※中部関西間連系線、北陸関西間連系線、中部北陸間連系設備または越美幹線N-1故障時における熱容量限度値低下量
※設備停止②代表中部地内設備　中部送電、関西受電：岐阜連絡線　　関西送電、中部受電：西部幹線（岐北分岐線）
※設備停止②代表北陸地内設備　中部送電、関西受電：加賀２，３Ｔｒ　関西送電、中部受電：越前線
※設備停止②代表関西地内設備　中部送電、関西受電：山城北線　　関西送電、中部受電：若狭幹線（山）

設備停止に伴う各限度値低下量 90

（3）電圧安定性限度値低下量①

【万kW】

停止設備①	停止設備②	No	4月～6月・9月後半～11月・3月後半					
			中部		北陸		関西	
			送電	受電	送電	受電	送電	受電
なし	中部	0-100	10	10	10	30	10	10
	北陸	0-010	20	10	10	30	10	20
	関西	0-001	20	20	30	0	20	20
	中部 + 北陸	0-110	30	20	20	30	20	30
	中部 + 関西	0-101	30	20	40	30	20	30
	北陸 + 関西	0-011	30	30	40	30	30	30
	中部+北陸+関西	0-111	40	30	50	30	30	40

※設備停止②中部地内設備　中部送電、関西受電：東部幹線　　関西送電、中部受電：東部幹線
　北陸送電、中部受電：三岐幹線　　北陸送電、関西受電：三岐幹線
　中部送電、北陸受電：三岐幹線　　関西送電、北陸受電：三岐幹線
※設備停止②北陸地内設備　中部送電、関西受電：加賀福光線　　関西送電、中部受電：加賀福光線
　北陸送電、中部受電：越前2,3Tr　　北陸送電、関西受電：加賀2,3Tr
　中部送電、北陸受電：越前2,3Tr　　関西送電、北陸受電：加賀2,3Tr
※設備停止②関西地内設備　中部送電、関西受電：若狭幹線(山)　関西送電、中部受電：若狭幹線(山)
　北陸送電、中部受電：北近江線　　北陸送電、関西受電：若狭幹線(山)
　中部送電、北陸受電：北近江線　　関西送電、北陸受電：若狭幹線(山)

設備停止に伴う各限度値低下量 72

（2）同期安定性限度値低下量①（4月～6月、9月後半～11月、3月後半 ）

【万kW】

停止設備①	停止設備②	No	平日昼間						平日夜間					
			中部		北陸		関西		中部		北陸		関西	
			送電	受電	送電	受電	送電	受電	送電	受電	送電	受電	送電	受電
なし	中部	0-100	0	0	10	0	0	0	10	10	10	0	10	10
	北陸	0-010	0	10	10	0	10	0	10	10	10	0	10	10
	関西	0-001	0	20	30	0	20	0	0	20	30	0	20	0
	中部 + 北陸	0-110	10	10	20	0	10	10	20	20	20	0	20	20
	中部 + 関西	0-101	10	20	30	0	20	10	10	20	30	0	20	10
	北陸 + 関西	0-011	10	30	40	0	30	10	10	30	40	0	30	10
	中部+北陸+関西	0-111	20	30	40	0	30	20	30	30	40	0	30	30

※設備停止②代表中部地内設備　中部送電、関西受電：東部幹線　　関西送電、中部受電：東部幹線
　北陸送電、中部受電：三岐幹線　　北陸送電、関西受電：三岐幹線
　中部送電、北陸受電：三岐幹線　　関西送電、北陸受電：三岐幹線
※設備停止②代表北陸地内設備　中部送電、関西受電：加賀福光線　　関西送電、中部受電：加賀福光線
　北陸送電、中部受電：越前2,3Tr　　北陸送電、関西受電：加賀2,3Tr
　中部送電、北陸受電：越前2,3Tr　　関西送電、北陸受電：加賀2,3Tr
※設備停止②代表関西地内設備　中部送電、関西受電：若狭幹線(山)　関西送電、中部受電：若狭幹線(山)
　北陸送電、中部受電：北近江線　　北陸送電、関西受電：若狭幹線(山)
　中部送電、北陸受電：北近江線　　関西送電、北陸受電：若狭幹線(山)

2026年度第2回運用容量検討会 資料3より抜粋