

系 統 計 画 策 定 基 準

2020 年 4 月

九州電力送配電株式会社

本基準は、電気事業法第 28 条の 41 の規定に基づき電力広域的運営推進機関が策
定した「業務規程」、並びに同法第 28 条の 40 第 3 号及び第 28 条の 45 の規定に基
づき同機関が策定した「送配電等業務指針」を踏まえて策定したものである。

系 統 計 画 策 定 基 準

(目 次)

1	総 則	1
1.1	目的	1
1.2	適用範囲	1
1.3	用語の定義	1
2	系統増強判断基準の考え方	2
3	増強計画策定期の考え方	2
4	信頼度基準	3
4.1	設備健全時	3
4.2	設備故障時 N-1	4
4.3	設備故障時 N-2	5
5	信頼度評価	5
5.1	検討断面	5
5.2	常時容量、過負荷容量	6
5.3	系統安定度検討	7
5.4	電圧安定性検討	8
5.5	周波数維持検討	8
6	設備形成の考え方	9
6.1	電気方式・電圧階級	9
6.2	系統構成	9
6.3	変電所母線方式	10
6.4	短絡・地絡故障電流	12
6.5	中性点接地方式	14
6.6	系統保護方式	15
6.7	送変電設備増強規模	18
6.8	送電線ルート	21
6.9	変電所地点	22
7	対策案選定の考え方	23
	別表 6-1 送配電線の適用保護方式	25
	別表 6-2 母線の適用保護方式	26
	別表 6-3 変圧器の適用保護方式	26

系統計画策定基準

1 総則

1.1 目的

社会が共通に利用する財である電力流通設備の計画、建設、保守、運用はこれらを一貫して効率的・合理的に実施する必要がある。

送変電設備の計画においては、供給信頼度及び品質（電圧・周波数）の確保を前提とし、既設設備実態、設備周辺状況や建設、保守、運用面との協調並びに需要動向、将来の情勢変化時の適応性などを十分考慮しつつ、長期的観点から系統全体の効率性を追求する必要がある。また、送変電設備は地域環境の一部となることから、地域社会に配慮した合理的なものとする必要がある。

本基準は、系統技術本部及び送変電本部（以下、送電部門という）が電力流通設備の効率的・合理的な形成を図ることを目的とし、そのために適用する基本的な考え方などについて定める。

1.2 適用範囲

この基準は、送電部門が所管する送変電設備の拡充計画（以下、系統増強計画という）策定に適用する。

1.3 用語の定義

流通設備

電線路、変電所及び開閉所

送変電設備

送電部門が所管する、送電線、変電所及び開閉所などの電力の輸送・分配を行う流通設備

送電系統

送電部門が維持、及び運用する流通設備（地域間連系線（以下、連系線）を除く）

広域連系系統

流通設備のうち、連系線、500kV及び220kVの送電線及び母線、500kV及び220kVを連系する変圧器

電源線

発電設備を送電系統と連系する送電線

基幹系統

500kV系統、及び220kV系統のうち電源線、ループ系統など送電系統の骨格をなす系統

ローカル系統

110kV以下の系統、及び220kV系統のうち放射状負荷供給線など

最大三日平均電力

重負荷期の一定期間において、毎日の1時間の最大需要電力から上位3つを採り、それを平均した値

想定故障

系統安定度、電圧安定性、短絡・地絡故障電流などに係わる検討において、評価の前提となる故障条件

設備故障

設備の停止に至る故障

送電ロス

送電線の抵抗損

運転保守費用

巡視、点検、伐採など、送変電設備の運転・維持に必要な費用

広域系統長期方針

電力広域的運営推進機関（以下、広域機関）が策定する全国大での広域連系系統の整備及び更新に関する方向性を整理した長期方針

広域系統整備計画

広域機関が策定する広域連系系統の整備に関する個別計画

計画策定プロセス

広域機関が広域系統整備計画を決定するまでの諸手続き

2 系統増強判断基準の考え方

電力の供給に際して、適切な設備保守、運用を含めた既設設備の最大限の活用を図っても、供給信頼度を維持できない場合は、安定供給確保のため、系統増強による対策を行う必要がある。

具体的には、以下のような要因が発生した場合は、系統増強による対策の検討を行う。

- 1 需要設備あるいは電源が新設される場合
- 2 需要増加、電源の新増設及び廃止などに対し、供給信頼度が満足できないと予想される場合
- 3 系統の短絡・地絡の際に流れる故障電流が、既設設備の遮断容量を超過することが予想される場合
- 4 系統状況や周辺状況の変化若しくは老朽化による維持費の増大など、系統増強による対策を行うことが総合的に優位な場合
- 5 広域機関が策定・募集する広域系統整備計画に関して、実施案を提出する場合、または、広域機関から実施案の提出を求められた場合
- 6 その他電気の安定供給の確保、品質の維持、広域的な系統利用の円滑化、経済合理性等の観点から流通設備の整備を行うことが合理的と考えられる場合 など

3 増強計画策定期間の考え方

需要増加及び電源の新増設に伴い必要となる系統増強については、必要な時期までに完了する必要がある。基本的には、対策時期は需給上の必要時期であり、これに向かって、工地上、用地上、手続き上など、以下のような制約を踏まえ必要な工期が確保できるように系統増強計画を策定する。

- 1 工地上必要な設備停止が可能な時期など、工事が実施可能な期間
送電線1回線停止が可能な時期や地域対応面、環境面、他工事との競合による工事実施期間の制約など
- 2 地域事情を考慮した用地取得期間
都市開発状況、都市開発計画、法規制の状況（自然公園法、河川法、森林法、都市計画法、景観法、文化財保護法 など）
- 3 社内外の諸手続きに必要な期間
法規制に基づく諸手続き（電気事業法に基づく工事計画届出、条例などに基づく環境アセスメント、道路法に基づく占用許可申請 など）

4 資機材の納期

資機材の発注手続きから納入までの必要な期間

なお、効率的、合理的な設備形成の観点から、社内外関連工事との協調、その他の拡充・改良工事計画との整合を図る場合などにおいて、対策時期を需給上の必要時期より繰り上げることがある。

5 社内外関連工事との調整に伴う先行実施

- (1) 公共事業計画（道路掘削規制、橋梁建設に伴う橋梁添架管路工事、共同溝計画 など）、大規模土地造成計画、再開発計画と協調し、必要となる拡充工事の先行実施を計画する。
- (2) 社内関連では、大規模な拡充・改良工事が至近年度に必要な場合の手戻り具合や工事量の均平化の観点などから、効率的な工事实施が可能となる場合などは、拡充工事の先行実施を計画する。

6 仮工事の回避が可能となる時期への対策時期の繰り上げ

仮工事は完成した設備に反映されないため、原則として実施しない。対策時期を繰り上げることにより鉄塔の現位置建替えが回避できるなど、仮工事が不要となる場合は、経済性などの評価により、対策時期の繰り上げを検討する。

4 信頼度基準

送電系統は、電源から流通設備末端まで供給信頼度の協調がとれている必要がある。

具体的には、設備故障の頻度や影響などを踏まえ、設備健全時、N-1故障時、N-2故障時における信頼度基準を満足するように系統増強計画を策定する。

4.1 設備健全時

設備健全時に確保すべき供給信頼度は以下のとおりとする。

1 年間の最大潮流時において潮流が設備の常時容量を超過しないこととする。

- (1) 常時容量については、「5.2 常時容量、過負荷容量」を参照。
- (2) 配電用変電所については、都市部、市街地など、隣接する変電所間の配電線の連系が強い場合は、該当変電所（2～4箇所）の総合利用率で管理し、これが97%を超過しないこととする。一方、その他郡部など、他変電所との配電線の連系が弱い場合は、単一変電所の利用率で管理し、これが100%を超過しないこととする。

ただし、変電所の利用率がこれらの管理値となるまでに、莫大な投資（配電線工事費など）が必要となり、供給エリアも歪になる場合などは、これらに至る前に系統増強について検討する。

- (3) 年間の中で、常時容量以内での作業停止が行える時期を確保できることとする。

2 電圧が適正に維持できることとする。

(1) 系統電圧を目標範囲内に維持

a 系統電圧（発変電所の母線電圧）の目標範囲の考え方

すべての系統の電圧・無効電力運用を効率よく行うために運用上の目標範囲を定めており、その具体的な考え方については、「給電運用基準」に準ずる。

b 系統電圧維持対策（調相設備設置計画）の考え方

系統電圧が「給電運用基準」の基準電圧の上下限界を逸脱しないこととする。

c 系統電圧変動の許容幅

常時電圧のおおむね1～2%以内とする。

(2) 機器操作による電圧変動の抑制

調相設備の開閉や変圧器タップ動作時などの変動幅はおおむね2%以内とする。

(3) 電圧安定性の維持

夏季重負荷期における需要急増時などにおいても電圧安定性を維持できることとする。

3 系統安定度及び周波数が維持できることとする。

4. 2 設備故障時 N-1

1 基本的な考え方

(1) 年間の最大潮流時において、N-1 故障^{(*)1}が発生した場合は、原則として供給支障を生じないこととする。ただし、供給支障の解消が可能な場合など、その影響が限定的な供給支障はこれを許容する。

(*1) N-1 故障：送電線1回線故障、変圧器1台故障、又は発電機1台故障を基本とする。

(2) 電源の連系する系統では、N-1 故障に対しては、その影響が限定的な発電支障^{(*)2}にとどめるようにする。ただし、発電者が自らの電源の発電抑制を許容し、かつ系統に及ぼす影響が限定的な場合は、系統の安定性維持を前提として、送変電設備の過負荷解消を目的とした発電抑制を、限定的な発電支障に含むことができる。

(*2) 発電支障：電源脱落と発電抑制の総称

電源脱落：1回線連系の電源、放射状系統に連系している電源などの連系送電線などのN-1故障による脱落など
発電抑制：転送遮断装置、過負荷検出装置などによる発電機の出力抑制

(3) 電圧安定性、系統安定度及び周波数が維持できることとする。

2 系統別の信頼度の考え方

(1) 基幹系統

年間の最大潮流時において、N-1 故障が発生した場合に、供給支障を生じないものとし、安定に電力を供給できることとする。

(2) ローカル系統

a 系統用変電所

年間の最大潮流時における変圧器のN-1 故障時において、健全変圧器の過負荷運転、多段系統切替^{(*)1}により供給支障の解消が図れることとする。

(*1) 多段系統切替：設備故障時の系統切替として、通常行う隣接系統への切替に加え、切替により重負荷となった隣接系統を母線切替などにより、さらに別の系統へ切り替えること。(系統用変圧器は、故障発生が稀頻度であること、移動用変圧器での対応が現実的でないことから、その故障時には多段系統切替まで考慮)

b 配電用変電所

変圧器のN-1 故障時には、健全変圧器の過負荷運転や配電線切替による他の変電所からの電力融通を行うこととした上で、年間の負荷デューレーションなどを考慮すると、供給支障発生率は希少であることから、N-1 故障時の対策は行わない。なお、N-1 故障時に供給支障の継続が想定される変電所については、移動用変圧器の適正配置を検討する。

c 送電線

年間の最大潮流時におけるN-1故障時において、健全送電線の潮流が過負荷容量以内であることとする。

※ 考え方の適用にあたり、個別事情がある場合はそれを考慮する。

3 電圧維持対策

(1) 電圧維持対策（調相設備設置計画）

N-1故障時においても、系統電圧が「給電運用基準」に定める基準電圧値の上下限界を逸脱しないこととする。

4. 3 設備故障時 N-2等

1 基本的な考え方

N-2故障^(*)に対しては、稀頻度であることから一部の電源脱落や供給支障は許容する。ただし、停電規模が大きく社会的影響が懸念される場合などは、対策について個別に検討する。

(*)N-2故障：N-2故障の対象となる設備故障は、送電線2回線故障などの、機器装置2箇所同時喪失を伴う故障など。

2 系統別の信頼度の考え方

(1) 基幹系統

基幹系統は、N-2等の故障時の対策について、必要により2箇所を超える同時喪失を考慮する場合も含めて、故障頻度や故障時の社会的影響のリスク評価などを踏まえ個別に検討する。

過酷な故障に対しては、系統安定化装置などによる電源制限、揚水遮断などにより故障波及を防止し、系統の安定性を維持することとする。

また、これらによる対応が困難となる場合は、送電線の多ルート化、系統用変圧器の増設など系統増強による対策について検討する。

(2) ローカル系統

ローカル系統は、基幹系統に比べ停電規模が小さいことから、系統切替や仮復旧（仮鉄柱や移動用変圧器による復旧）などで対応する。ただし、故障時の社会的影響が懸念される場合は個別に検討する。

5 信頼度評価

系統増強計画の策定にあたっては、需要増加、電源の新增設若しくは廃止などに対して、設備健全時、N-1故障時、N-2等の故障時における信頼度基準を満足しているか、適切に評価する必要がある。

具体的には、以下により信頼度評価を行う。

5. 1 検討断面

系統増強計画の策定にあたり想定する潮流検討断面は、年間を通じて需給上通常想定しうる最大潮流時とし、これを満足する想定需要、想定電源の組み合わせにより行う。

具体的には、以下の想定需要、想定電源による。

なお、広域機関が行う計画策定プロセスが開始された場合で、同機関から系統状況の取扱いについて通知があつ

た場合は、通知の内容を前提として検討を実施する。

1 想定需要（一般送配電事業者などの流通設備を通して供給される流通対応需要とする）

想定需要は、最大三日平均電力（H3値）及び昼間電力（D値）を基本とする。

- a 送電線の場合はD値とする。ただし、配電用変電所1箇所を供給する送電線はH3値とする。
- b 配電用変電所の場合はH3値、系統用変電所はD値とする。

ただし、電源が連系する系統など、H3値及びD値以外で最大潮流が想定される場合には、必要に応じて他の断面の需要も対象とする。

なお、全系に及ぶ重大事態に至る故障時の検討（電圧安定性検討など）や特殊な負荷パターンにおける検討などでは、最大電力を対象とする場合がある。

2 想定電源

(1) 考慮する電源

想定電源として考慮する電源は、既設電源、並びに送電部門と発電設備を系統に連系する者との間で確認（契約、計画決定）された電源とする。

ただし、期間を定めて運転を停止する「計画停止中の電源」については、停止期間中については考慮しない。

なお、基幹系統の検討にあたっては、電源がある地域に偏在するケースについても考慮する場合がある。

(2) 想定出力

想定電源の出力（送電端出力）は、電源の役割・特性、定期補修計画、契約内容、発電実績などを考慮した通常想定しうる出力のうち、最大潮流となる出力とする。

5. 2 常時容量、過負荷容量

1 基本的な考え方

常時容量とは、設備を連続して運転可能な熱的な容量とする。

過負荷容量とは、2回線送電線や並列運転している変圧器のN-1故障時などにおける、時間を限定して運転可能な熱的な容量とする。

送変電設備の平常時における潮流については、常時容量を上限とし、並列設備などにおいてはN-1故障時の過負荷容量を考慮して定める。

2 常時容量、過負荷容量の考え方

(1) 常時容量

- a 架空送電線については、対流による熱放散算出式により連続許容電流を算出し、常時容量を定める。
- b 地中送電線については、ケーブルの導体抵抗、損失、熱的定数、布設条件（基底温度、土壌固有熱抵抗）などにより、通常、個々に許容電流を算出し、常時容量を定める。
- c 変圧器については、銘盤に記載された皮相電力で、定格二次電圧・定格周波数及び定格力率において指定された温度上昇限度を超えることなく、二次端子間に与えられる値を常時容量とする。

(2) 過負荷容量

a 過負荷時間の考え方

過負荷容量は、その継続時間から2種類（短時間過負荷、長時間過負荷）を定める。

短時間過負荷は、N-1故障時に系統切替など短時間で過負荷が解消される場合として20分程度とし、長時間過負荷は、N-1故障時に系統切替、配電線融通など健全設備の全稼働を実施した後も残る過負荷について1日のピーク時間帯として4時間程度とする。

b 過負荷率の考え方

過負荷率は、短時間過負荷及び長時間過負荷のそれぞれの頻度を想定し、その過負荷履歴による強度低下や寿命損失が、設備耐用年数程度まで影響を与えない範囲となるように定める。

これによる過負荷率は以下のとおり。

ただし、運用制約のある場合はこれを考慮する。

	種 類	過負荷率 (夏季 ^(*))	
		短時間過負荷容量	長時間過負荷容量
架空送電線	普通電線	常時容量×1.30	常時容量×1.15
	耐熱電線	常時容量×1.15	常時容量×1.05
	特殊(耐熱)電線	常時容量×1.20	常時容量×1.15
地中送電線	C Vケーブル	常時容量×1.30	常時容量×1.10
	O Fケーブル	常時容量×1.30	常時容量×1.10
変 圧 器	系統用変圧器	常時容量×1.45	常時容量×1.25
	配電用変圧器	常時容量×1.50	常時容量×1.25

(*)山間部の観光地、防霜ファンが集中する地域など夏季以外で最大需要となるケースについては、個別に検討する。(夏季は、架空線・地中線が3～11月、変圧器は日平均気温が20℃を超える月)

なお、ローカル系統の送電線におけるN-1故障時の信頼度基準、並びにサイズ選定において適用する過負荷容量は、上記過負荷容量に、故障時における強風や雷発生時の気温低下などの気象条件などを加味し定める。

5. 3 系統安定度検討

交流の送電系統においては、同期発電機が同期を保ちながら連系して運転している。系統安定度とは一般に同期の安定性を言い、系統安定度が保たれなくなると発電機が脱調し送電系統に大きな影響を与えるため、系統安定度を確保する必要がある。

具体的には以下の条件により系統安定度の検討を行う。

	検 討 断 面	想定条件・想定故障
定態安定度 〔送電系統が定常状態にあつて微小なじょう乱が加わつた場合の系統安定度〕	電源が連系する発電所の母線の短絡容量が最小となる断面 (軽負荷期深夜など)	電源線1回線停止 〔他に厳しい系統条件がある場合は、その系統条件とする〕
過渡安定度 〔送電系統に比較的大きなじょう乱が発生した場合の系統安定度〕	年間の最大潮流時 (夏季ピークなど)	N-1故障(3LG-0主保護遮断) 〔系統に及ぼす影響が大きいと想定される場合はルート断故障、母線故障なども検討する〕

5. 4 電圧安定性検討

送電系統は、送電線故障や夏季重負荷期における負荷の急激な増大などによる系統のじょう乱をきっかけとして、電圧制御に有効な調相設備や変圧器タップなどの制御効果が不十分となり、電圧安定性が維持できなくなると、電圧が異常なレベルまで低下し、最終的には広範囲な停電に至ることがある。このような現象を防止するため、電圧安定性を維持する必要がある。

具体的には、以下の条件により電圧安定性の検討を行う。

	検 討 断 面	想 定 故 障
電圧安定性	年間の最大潮流時 (夏季ピークなど)	N-1 故障 (送電線 1 回線故障など) 〔系統に及ぼす影響が大きいと想定される場合は、 ループ系統のルート断故障なども検討する〕

5. 5 周波数維持検討

大電源の脱落などにより周波数が大幅に低下すると、発電機の運転可能周波数を逸脱するために系統に連系している他の発電機も連鎖的に脱落し、さらに周波数が低下して広範囲な停電に至ることがある。このような現象を防止するため、設備故障時においても適切に周波数を維持する必要がある。

具体的には以下のとおり周波数維持に関する検討を行う。

1 基本的な考え方

- (1) 大電源脱落などによる周波数低下時に、関門連系線の維持及び原子力・火力発電機の連鎖的脱落の防止を図るため、揚水遮断、負荷制限を実施する。
- (2) 関門連系線ルート断故障などにより九州系統が単独系統となった場合は、周波数が急激に上昇すると、系統を安定に維持できない可能性があるため、余剰となる電源の電源制限を実施する。

2 検討条件

	検 討 断 面	想 定 故 障
周波数維持	軽負荷期深夜 (他の需要断面も必要に応じて確認)	N-2 故障 (電源線ルート断故障など)

6 設備形成の考え方

6. 1 電気方式・電圧階級

1 電気方式

電気方式は、交流 60Hz、3 相 3 線式とする。

2 電圧階級

(1) 標準的な電圧階級

標準的な電圧階級は 500kV、220kV、110kV、66kV、22kV とする。

(2) 電圧階級選定の考え方

電圧階級は、将来の系統構成や既設流通設備の状況などを総合的に考慮し、効率的・合理的な設備形成となるものを選定する。

a 110kV については、220kV 導入以前の基幹系統であったが、220kV 及び 500kV 系統の拡充進展により、110kV 系統は一部地域を除き段階的に縮小する方向である。このため、110kV 系統の検討においては、その廃止構想を考慮する。

b 22kV については、他電圧設備（66kV、6kV）との重複をさけるなど効率的な設備形成を目的とし、一般的に 22kV により供給する方が優位となる以下のケースを基本に個別検討する。

- ・スポットネットワーク供給方式としている場合
- ・工業団地など 2～5MW 程度の需要者が複数近接する場合、若しくは今後の進出が見込まれる場合
- ・末端集中負荷などのため、6kV で供給するよりも 22kV で供給する方が、電圧降下対策面や配電ロス面などで優位な場合
- ・将来に亘り配電用変電所規模の需要とはならず、6kV では電圧降下で供給できない地域で 66kV 設備との重複がない場合

6. 2 系統構成

1 系統構成の考え方

系統構成には、ループ状系統^(*1)、放射状系統^(*2)があり、基幹系統については送電能力並びに信頼度が高いループ状系統とし、ローカル系統については系統運用の簡素化や故障電流の抑制などの観点から放射状系統を基本とする。

(*1)ループ状系統：発電所、変電所間を複数ルートで送電する系統。系統安定度、電圧安定性などに関する送電能力が高く、片方の連系が消失しても残りで連系を維持できるなど信頼度が高い。ただし、ループしていることから潮流把握が困難であり、故障電流レベルは高くなる。

(*2)放射状系統：上位の系統から下位の系統に一方向に送電する系統。送電容量のみが問題となる場合は、適切な送電容量を選択することで問題ない。また、故障時を含む潮流把握が容易であり、故障電流レベルは低い。

2 回線数選定の考え方

送電線 1 回線故障時の信頼度、送電線作業停止を考慮して、送電線回線数は、2 回線を原則とする。

ただし、以下のように原則によらない場合がある。

- (1) 1回線とする例
 - a N-1故障時に、影響が限定的な小容量電源の電源線、負荷供給線
 - b 需要者の供給送電線（希望に応じて）

(2) 3回線とする例

スポットネットワーク供給方式を採用する場合

3 端子数などの選定の考え方

(1) 平衡2回線連系の端子数（併用端子数）

平衡2回線連系の端子数は、設備故障時の影響や保護方式（回線選択継電方式）の確実な動作が期待できる上限値から3端子までを原則とする。

ただし、経済性で優位な場合など、相応の保護方式（電流差動継電方式）を適用したうえで、それ以上の端子数（上限：5端子）とすることもある。

なお、500kV系統は、原子力発電所、大型火力発電所、基幹系統用変電所を連系し大電流を送電しており、故障発生時の影響が甚大であることから、分岐による設備故障時のリスクの増大を回避するため、2端子を原則とする。

(2) 平衡2回線連系以外のT分岐数（1回線分岐及び常時・予備連系のうち常時連系とする回線の分岐数）

送電線1回線につき、平衡2回線連系以外のT分岐数は、停止作業の日程調整面などを考慮し2分岐までを原則とする。

ただし、500kV系統は分岐しないことを原則とする。

※ 220kVの送電線、並びに、ローカル系統の根幹となる系統用変電所からの大容量送電線などからの分岐については、事故時の社会的影響や使用可能な送電容量の低下を回避する観点からその可否について検討する。分岐を行わない場合は、変電所からの引出し若しくは他系統からの分岐などを検討する。

6. 3 変電所母線方式

変電所の母線方式は、将来の系統構成、信頼度、系統運用の自由度、保守、経済性などを総合的に勘案し、適切な方式を選定する。

1 主な母線方式

(1) 単母線方式

- a 最も単純な方式で、所要機器及び所要面積が少なく経済的に有利
- b 母線故障時、変電所が一旦全停

(2) 二重母線方式

- a 母線故障時、変電所の全停を回避

二重母線方式のうち、当社における代表的な方式は下記のとおり

- ・1ブスタイ方式

単母線に比べ、所要面積と機器が増加

単母線に比べ、機器点検、系統運用面で有利

- ・1+1/2 LS 1ブスタイ方式

1ブスタイ方式に比べ、所要面積が減少

- ・直列ブスタイ方式

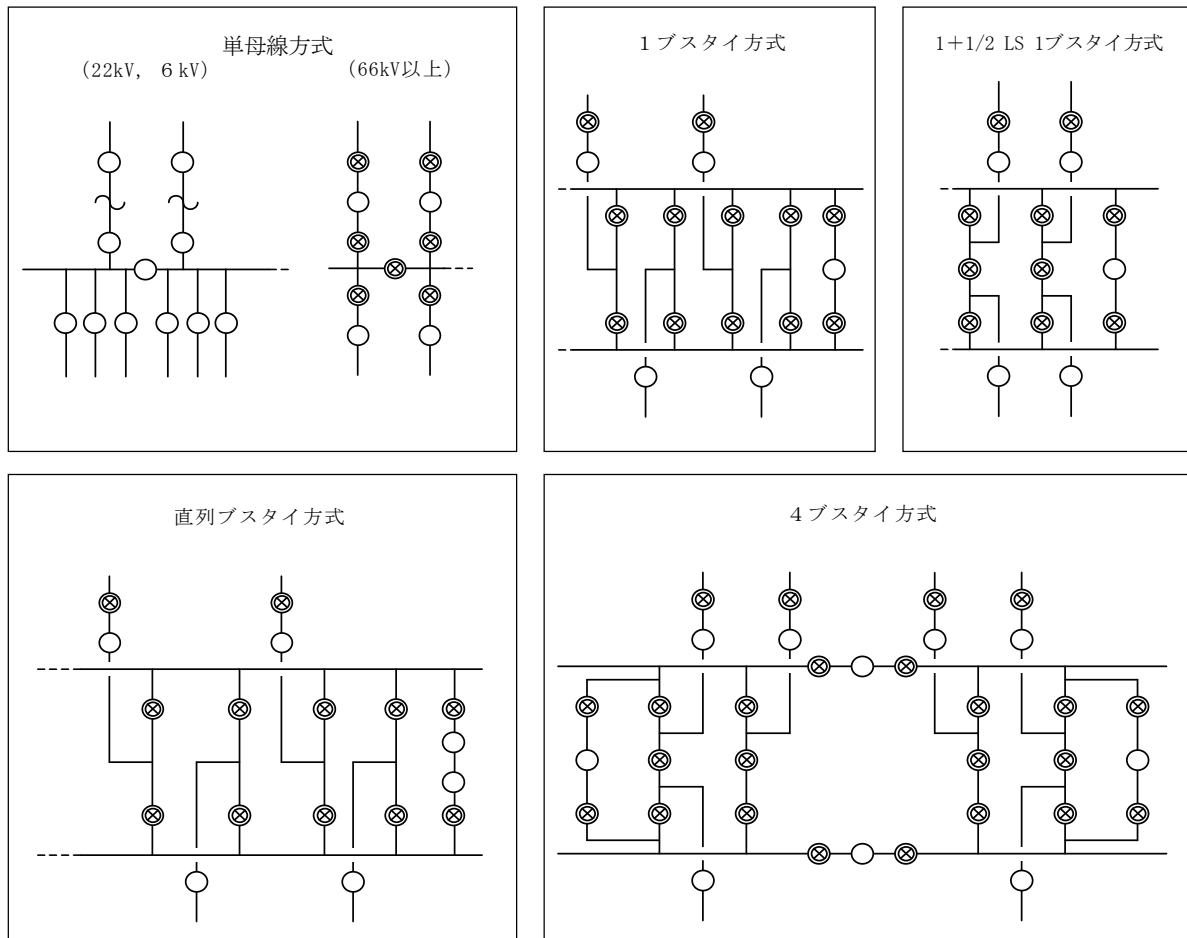
- 1 ブスタイ方式、1+1/2 LS 1 ブスタイ方式に比べ、機器が増加
 - タイCB（母線連絡用遮断器）故障による変電所の全停を回避

- ・4ブスタイ方式

- 他の二重母線方式に比べ、機器が増加
 - タイCB故障による変電所の全停を回避

※ 代表的な母線方式は上記のとおりであるが、将来の系統構成や信頼度などを考慮し、他の母線形態とすることがある。

2 主な母線方式の形態



3 電圧階級ごとの標準的な母線方式の考え方

母線故障は稀頻度であることから、通常、想定故障には含まないが、母線方式の選定にあたっては、N-1故障の考え方を準用する。母線のN-1故障時に停電規模が大きく社会的影響が懸念される系統上重要な変電所については、母線故障時に変電所が全停しないことを原則とする。

電圧階級ごとの考え方は以下のとおりとする。

(1) 500kV

- 系統上、特に重要であるため、二重母線方式とする。
- 特に大型電源や500kV送電線が集中する箇所は、二重母線方式のうち、より信頼度が高い直列ブスタイ方式

又は4ブスタイ方式とする。

(2) 220kV

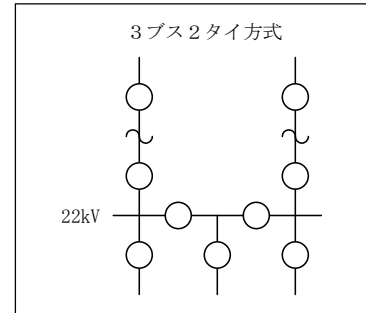
- a 系統連系の機能が要求される場合は、二重母線方式とする。
- b 系統の末端となる変電所については、単母線方式とする。

(3) 110kV、66kV

- a 系統連系の機能が要求される場合や、引出し回線数が多いなど母線故障により停電規模が大きくなる場合は二重母線方式とする。
- b その他変電所については、単母線方式とする。

(4) 22kV、6kV

- a 単母線方式とする。
- b 需要密度が高いなど供給支障による社会的影響が大きい地域に採用するスポットネットワーク系統は、母線故障でも2回線を確保できる3ブスタイ方式を原則とする。ただし、需要者が2回線で受電している場合など、他の母線方式とする場合がある。



6. 4 短絡・地絡故障電流

短絡・地絡故障電流が増大し、既設設備の遮断容量を超過する場合は、以下の問題が発生するため、短絡・地絡故障電流対策（限流リアクトルの設置、異なる変電所バンクへの連系、上位電圧の送電線への連系、遮断器取替など）について検討する。

- ・遮断器などの直列機器及び送電線の容量不足
- ・通信線への電磁誘導障害
- ・故障電流による設備の損傷

1 短絡・地絡故障電流の計算条件

対策を検討するにあたり必要となる短絡・地絡故障電流の計算条件は以下のとおりとする。

(1) 発電機併入条件

a 考慮する電源

考慮する電源は、既設電源^(*)、並びに送電部門と発電設備を系統に連系する者との間で確認（契約、計画決定）された電源とする。

(*)期間を定めて運転を停止する「計画停止中の電源」を含む。

なお、基幹系統の検討にあたっては、電源がある地域に偏在するケースについても考慮する場合がある。

b 併入条件

短絡・地絡故障電流の検討は考慮する電源の全機併入を条件とする。

- ・考慮する電源すべてが同時に併入されることは実際の系統においては通常想定されない。しかしながら、故障電流が既設設備の遮断容量を超過する場合は、設備が損傷する可能性があるため、これら電源の任意の併入における故障電流をすべて考慮する必要があることから、全機併入を条件とする。

(2) 想定故障

3相短絡故障を模擬する。また、直接接地方式の系統においては1相地絡故障を模擬する。（送電線溶断検討時はシリーズトリップを考慮）

(3) 使用する電気定数の種類

a 発電機

故障電流が最も大きくなる初期過度リアクタンス jX_d'' （飽和値）を使用する。ただし、誘導発電機については拘束リアクタンスを使用する。なお、同期発電機、誘導発電機に係わらず逆変換装置を用いる場合は、逆変換装置容量の1.5倍とする。

b 送電線

常時運用形態 $R + jX$

c 変圧器

常時運用形態 jX

2 短絡・地絡故障電流の許容最大値

具体的な電圧階級ごとの許容最大値は以下のとおりとし、以下の値を超過する場合は個別に検討する。

電圧階級	許容最大値
500kV	50kA
220kV	63kA
110kV	31.5kA
66kV	31.5kA
22kV	25kA

6. 5 中性点接地方式

地絡故障時における機器に影響を及ぼす異常電圧の発生防止・軽減、送電線の対地電位上昇の抑制、及び地絡保護装置の確実な動作のため、中性点接地を行う。

1 適用接地方式

電圧階級別、適用系統別の中性点接地方式は、下表のとおりとする。

電圧階級	接 地 条 件	中性点接地方式	設 置 箇 所
220kV 以上	・有効接地となること。	・直接接地方式	・すべての超高圧の発電所
110kV 66kV	・系統内の対地充電電流がNGR電流の1.5倍以下であること。 ・異常電圧が発生しないこと。 〔 1線地絡時の健全相の電圧上昇が相電圧の1.92倍以下となること。〕	・抵抗接地方式 〔 1甲2乙の母線運用をする発電所には、それぞれの母線に設置する。〕	・超高圧の発電所 ・背後に電源のある発電所
	・上記以外	・抵抗接地方式+補償リアクトル接地方式 〔 補償リアクトルには充電電流との共振による異常電圧を防止するため、補償リアクトル容量の10%の抵抗を直列に付加する。〕	・抵抗接地方式（上記のとおり） ・補償リアクトル方式〔 充電電流が比較的集中する発電所 〕
22kV	・スポットネットワーク供給方式 ・選択遮断する場合	・抵抗接地方式	・背後に電源のある発電所
	・上記以外	・非接地方式	・上記以外のすべての発電所
6kV	・特になし	・非接地方式	・すべての発電所

2 設置箇所

(1) 中性点抵抗器 (NGR) の設置箇所

主要変圧器、連絡用変圧器により上位系統と接続される、背後電源のある発電所に設置する。

(2) 補償リアクトル (NGL) の設置箇所

補償リアクトルは、対地充電電流の大きな地中送電線がある箇所に分散して設置した方が地絡故障電流の力率を部分的に改善することができるが、設置スペース及び経済性を考慮すると一つの発電所にまとめて設置した方が有利である。従って異常電圧の発生を抑制し、地絡保護リレーが確実に動作できるという範囲で、ケーブルが比較的集中する発電所に設置することを原則とする。

3 中性点接地装置適用にあたり考慮する事項

- (1) 通常の系統運用における系統構成の変更、及び中性点接地装置の点検などによる停止を考慮して、非接地となる系統ができないように配置する。
- (2) 保護装置の動作による系統分離によって、非接地の系統ができないように配置する。
- (3) 地絡保護リレーの確実な動作を期待するため、故障点にかかわらず、保護すべきリレーに適した十分な故障電

流を流すものとする。

6. 6 系統保護方式

系統に故障が発生した場合は、速やかに故障を検出し、故障の波及を最小限に止めるとともに系統の早期復旧を図る必要がある。具体的には、系統保護装置は以下を目的として設置する。

- ・ 公共の安全を確保すること
- ・ 送電系統の設備被害を最小限にすること
- ・ 供給支障の低減を図ること

1 設備故障除去装置

設備故障除去装置は、送電系統を構成する送電線、母線、変圧器など遮断器で区分された単位ごとの保護を目的とした主保護装置と、当該主保護装置が保護し損じた場合、又は保護し得ない場合（回線選択継電装置を設置している送電線の2回線故障の場合など）に動作する後備保護装置で構成し、確実にその目的を達成できるように設置する。

・ 主保護装置

主保護装置は、故障区間を最小限かつ高速度に検出するため、送電系統を構成する送電線、母線、変圧器などの遮断器で区分された範囲の保護とし、遮断器区間が盲点とならない位置の変流器（CT）を使用する。

・ 後備保護装置

主保護装置の不動作及び遮断器不動作故障時に確実に故障除去するため、後備保護装置を設置する。

(1) 送配電線保護

a 適用の考え方

- ・ 220kV以上の系統については、系統安定度面、電磁誘導電圧抑制面などから高速度に故障を除去する必要があるため、高速遮断が可能な電流差動継電方式とする。
- ・ 110kV・66kV系統は、基本的に平衡2回線であるため、回線選択継電方式とする。ただし、短距離送電線、4端子以上の系統など回線選択継電方式が有効に機能しない場合、又は電線溶断対策など高速遮断する必要がある場合は、電流差動継電方式とする。
- ・ 22kV系統のうち、スポットネットワーク系統はスポットネットワーク継電方式、これ以外と6kV系統は過電流+地絡方向（又は地絡過電圧）リレーとする。
- ・ また、後備保護装置及び110kV以下1回線送電線の主保護装置は距離継電方式とする。

b 適用保護方式

送配電線の適用保護方式については、別表6-1を標準とする。

c 系列の考え方

- ・ 220kV以上系統の主保護は、系統安定度面、電磁誘導電圧抑制面から主保護不動作時にも高速度に故障除去する必要があることから、2系列とする。ただし、220kV送電線保護装置については、後備保護遮断となっても系統安定度面の問題がない箇所等は1系列とすることがある。
- ・ 110kV以下系統の主保護は、主保護不動作時の系統安定度面や電磁誘導電圧抑制面の問題がほとんどないことから、1系列とする。なお、スポットネットワーク系統の保護装置は、3回線を同一装置で構成しているため、作業時、障害時を考慮し2系列とする。

(2) 母線保護

a 適用の考え方

- ・系統用変電所については、停電範囲の局限化、及び系統安定度面での影響を考慮し、電流差動継電方式とする。
- ・110kV、66kVの配電用変電所については、構内故障検出（過電流リレー（又は短絡方向距離リレー）＋地絡方向リレー）を基本とする。ただし、ガス絶縁開閉装置（以下、GISという）の二重母線箇所では設備上、高速遮断する必要がある場合は電流差動継電方式とする。
- ・22kV、6kVの配電用変電所については、過電流リレー＋地絡過電圧リレーを基本とする。
- ・また、系統用変電所については後備保護装置として距離継電方式を用いる。

b 適用保護方式

母線の適用保護方式については、別表6-2を標準とする。

c 系列の考え方

- ・500kV系統の主保護は、主保護不動作時に系統安定度面で、影響が広範囲に及ぶことから2系列とする。
- ・220kV系統の主保護は、主保護不動作時の影響が500kV系統に比べ小さいことから、母線故障が稀頻度であることも考慮し1系列とする。
- ・110kV以下の主保護は、主保護不動作時の影響が小さいことから母線故障が稀頻度であることも考慮し1系列とする。

(3) 変圧器保護

a 適用の考え方

- ・110kV以上の系統用変圧器については、変圧器容量が大きく、設備損傷時に停電範囲が広範囲となるため、高速遮断が可能な電流差動継電方式とする。
- ・110kV以下の配電用変圧器については、過電流継電方式（過電流リレー＋地絡方向リレー）とする。

b 適用保護方式

変圧器の適用保護方式については、別表6-3を標準とする。

c 系列の考え方

- ・500kV系統の主保護は、主保護不動作時に系統安定度面で影響が広範囲に及ぶことから2系列とする。
- ・220kV系統の主保護は、主保護不動作時の影響が500kV系統に比べ小さいこと、及び機械式リレーで変圧器の内部故障を検出できることから1系列とする。
- ・110kV以下の主保護は、主保護不動作時の影響が小さいこと、及び機械式リレーで変圧器の内部故障を検出できることから1系列とする。

(4) 遮断器不動作対策

a 適用の考え方及び設置箇所

遮断器不動作時の保護の確実化及び故障除去の高速化を図るため、以下の箇所には、ローカルバックアップ方式を適用する。

- ・500kV及び220kV系統はすべて設置する。
- ・110kV以下の系統は母線保護に電流差動継電方式を適用している箇所のみ設置する。

2 故障波及防止装置

故障の影響が波及することによる系統動揺拡大、周波数異常、設備過負荷及び電圧異常などの防止を図るため、故障波及防止装置を設置する。

故障波及防止装置の種類と適用箇所は以下のとおりとする。

種類	内容	適用箇所
系統安定化装置	・基幹系統ルート故障、500kV母線故障など希頻度ではあるが、影響の大きな故障が発生した場合に、電源制限、負荷制限、系統分離などの対策を実施して、基幹系統の安定運用を図る装置	・500kV変電所で系統安定化対策が必要な箇所
脱調分離装置	・系統安定化装置の不動作などにより脱調に至った場合に、脱調に至った系統を切り離す装置 ^(※1)	・500kV及び220kVの電源線及び系統用変電所間を連系する送電線
周波数継電装置	・九州系統の単独運転移行時又はローカル系統の単独運転移行時に、単独系統側の需要過多による周波数低下が生じた場合に、負荷制限を実施して単独系統の安定運転を図る装置	・110kV及び66kV負荷供給送電線のうち、周波数低下対策が必要な箇所
不足電圧継電装置	・基幹系統ルート故障などにより、系統電圧が異常に低下した場合に負荷制限を実施し、系統電圧の回復を図る装置	・110kV及び66kV負荷供給送電線のうち、電圧低下対策が必要な箇所
転送遮断装置	・回線選択継電方式を適用した系統で地絡故障時に電源端が先行遮断し、非接地で地絡故障が継続すると、異常電圧が発生する恐れがあるため、高速遮断を実施して、系統の異常電圧抑制を図る装置	・110kV以下送電系統のうち、異常電圧対策が必要な箇所
過負荷転送遮断装置	・送電線1回線故障や変圧器1台故障など送変電設備の単一(N-1)故障時に、送変電設備が過負荷する場合、過負荷を検出し、発電機を停止する装置	・送変電設備の単一(N-1)故障時に、過負荷対策が必要な箇所

(※1)専用装置又は送電線主保護(電流差動継電方式)の機能を活用した電圧位相判定方式を適用する。

3 再閉路装置

(1) 設備故障時の系統安定度向上及び復旧の迅速化などを図るため、再閉路装置を設置する。

電圧階級別の再閉路方式は以下のとおりとする。

電圧階級	再閉路方式	備考
220kV以上	高速度多相再閉路方式 + 中速度3相再閉路方式	・送電線主保護装置に内蔵
	高速度单相再閉路方式 + 中速度3相再閉路方式	・1回線送電線の場合、及び電源線で発電機の軸トルクに問題がある場合に適用 ・送電線主保護装置に内蔵
110kV、66kV	中(低)速度3相再閉路方式	・専用の自動復旧装置を設置
22kV、6kV	低速度3相再閉路方式	・専用の自動復旧装置を設置

(2) 220kV以上のループ系統については、高速連系を目的に、高速度ループ再閉路方式も適用する。

なお、ループ有の検出は、ループ確認装置又は送電線主保護装置(電流差動継電方式)を活用した両端同期検出機能による。

- (3) 架空送電線とOFケーブル送電線が混在する送電線については、OFケーブル送電線の故障を検出して、再開路をロックするケーブル区間故障検出装置を設置する。
- (4) 110kV、66kV 系統に設置する自動復旧装置には、必要に応じ発変電所の構内故障を検出し、再開路をロックする構内故障検出リレー及び送電線の断線を検出して表示する断線検出リレーを内蔵する。

4 電圧自動切替装置

- (1) 二重母線箇所における母線切替に伴う系統保護装置の母線電圧入力切替として、切替操作の自動化・確実化を図るため、電圧自動切替装置を設置する。
- (2) 二重母線箇所母線切替ができる発変電所及び開閉所については、すべて設置する。

6. 7 送変電設備増強規模

送変電設備の増強は、大規模な設備投資を必要とし、一旦建設すると長期間に亘って使用されるため、将来の系統構成、需要の伸び、経済性など総合的な視点に立ち、増強規模を選定する。

1 増強規模選定の考え方

送変電設備の増強規模を選定する際には、以下の事項などについて考慮する。

(1) 将来の見通し

a 需要の伸び

過去の需要の伸びのトレンド、地域の開発状況、並びに、工業団地などスポット的な需要増加の可能性などを考慮し想定

b 設備の最終規模

- ・変電所においては、最終形態の容量（バンク数）、引出回線数
- ・送電線においては、関連する変電所、発電所の最終規模と整合した送電容量、回線数

c 将来の系統構成

地区ごとの需要想定や電源分布、並びに現在の系統構成、設備実態を勘案しつつ将来の電力需給が効率的になるように設定

(2) 技術面

a 短絡・地絡故障電流や系統安定度

短絡容量面から電線溶断しない電線サイズとする場合など

b 機器開閉時の電圧変動

c コロナ障害などによる最低電線サイズ

(3) 経済性

a 送変電設備の工事費

b 送電ロス

建設当初から潮流が大きい場合は、1サイズアップによる増分工事費に対して、送電線ロス軽減効果が非常に大きい場合があるため、ロス面を考慮し経済性を比較

c 拡充・改良（廃止）ステップ

将来の需要規模、既設設備実態、設備の耐用年数などを考慮し、長期的に最も経済的となるステップに応じ

た増強規模を選定

2 標準規模

送変電設備の標準規模選定の考え方は以下のとおりとする。

(1) 送電線

送電線規模については、将来の需要規模や電源計画から想定される潮流、連系される変電所の変圧器容量との整合性、系統安定度、増強ステップからの経済性などから選定する。

a 電線の種類

・架空送電線

TACSRを原則とする。ただし、電源線や需要者への供給線など送電線ロスを考慮した場合に経済性のあるときなどはACSRとする。

・地中送電線

CV又はCVTを原則とする。

b サイズ、導体数の考え方

・基幹系統

基幹系統については、想定される需給バランス上、最過酷となる断面に対して安定に電力供給が可能となるようなサイズ、導体数を選定する。

・ローカル系統

・変電所設備容量との整合性

系統用変電所の最終形態の容量と引出し送電線の合計容量の整合性を考慮し、引出可能ルート数から送電線サイズ、導体数を選定する。

・放射状系統の場合

当該系統内に供給される変電所や需要者などの最終形態の容量に対して、送電線1回線故障時に健全回線の長時間過負荷容量内で供給可能なサイズ、導体数とする。

・系統用変電所間を連系する送電線の場合

当該系統内に供給される変電所や需要者などの最終形態の容量に対して、送電線1回線故障時に実施する系統切替の時間を考慮し、健全回線の短時間過負荷容量を超過しないサイズ、導体数とする。

※ 最低電線サイズの考え方

・220kV以上の送電線は、電線サイズが細い場合、電線の表面電位傾度が高くなりコロナ障害が発生するため、500kV送電線は $410\text{mm}^2 \times 4$ 導体、220kV送電線は $410\text{mm}^2 \times 1$ 導体を最低電線サイズとする。

・110kV以下の送電線は、運用面、保守面、故障復旧面などを考慮し、最低電線サイズを 160mm^2 とする。ただし、需要者や小規模発電所などの連系送電線で、技術面などの問題が生じない場合に限り、 160mm^2 未満の電線サイズの適用について個別に検討する。

c 電圧階級ごとの標準規模

電圧階級ごとの標準的な電線の種類、サイズ、導体数は以下のとおりとする。

区分	電圧階級	線種	サイズ (導体数)
架空線	500kV	TACSR、ACSR	1,160(4)、810(4)、610(4)、410(4)
	220kV	TACSR、ACSR	810(4)、610(4)、410(4)、1,160(2)、810(2)、610(2)、410(2)、 810、610、410
	110kV	TACSR、ACSR	410、240、160
	66kV	TACSR、ACSR	610、410、240、160
	22kV	ACSR	160
AL-OC		200	
地中線	220kV	CV	個別検討
	110kV	CV	600、800、1,000、1,200、1,400、1,600、2,000
		CVT	150、200、250、325、400
	66kV	CV	600、800、1,000、1,200、1,400、1,600、2,000
		CVT	80、100、150、200、250、325、400、500
	22kV	CV	400、600、800、1,000、1,200
CVT		60、100、150、200、250、325、400	

電線の連続許容電流は以下のとおりとする。

TACSR	サイズ	1,160	810	610	410	240	160
	連続許容電流(A)	2,611	2,031	1,706	1,349	954	725
ACSR	サイズ	—	810	610	410	240	160
	連続許容電流(A)	—	1,251	1,059	846	608	467

※ 送電容量(MW)： $\sqrt{3} \times (\text{電圧}) \times (\text{連続許容電流}) \times \text{力率}(0.95)$

※ 連続許容電流の算定緒元：周囲温度 40℃、日射量 0.1W/cm²、風速 0.5m/s

※ 地中線については、布設方法、周囲の条件などケーブルの施設条件により大きく変わるため、個別に定める。

(2) 変電所

変圧器容量については、将来の需要規模、増強ステップなどからの経済性あるいは同一供給地域における他変電所の実態を考慮して選定する。

a 系統用変電所

- ・500kV については1,000MVA（4バンク）を標準とする。
- ・220kV については300MVA 又は250MVA（3バンク）を標準とする。

b 配電用変電所

- ・30MVA 又は20MVA を標準とする。

- ・将来新設が難しい地域においては変圧器容量を1ランク上げておくことなども考慮する。
- ・郡部など、需要規模が小さく、伸び率も小さい地域などにおいては、標準より小さい容量とすることがある。
- ・バンク数は3バンクを標準とする。ただし、配電線実態、22kV 供給拠点の確保、周辺変電所との関連などから有利な場合は、4～5バンクも検討する。

※ 3巻線変圧器採用の考え方

3巻線変圧器は、電圧運用面、故障時運用面、保守面などで支障が生じることがあるため、22kV 供給における予備線供給用として常時開放して使用する場合などを除き、極力使用しない。(3巻線変圧器は6kV 側を基準電圧としてタップ切替を行うので、22kV 側の電圧も同時に変動するため、電圧運用が難しいことや故障時対応の複雑さなどから既設22kV 変圧器故障時対応などに限る)

6. 8 送電線ルート

送電線の施設にあたっては、経済性の観点から架空送電線を原則とする。ただし、法令上不可能、若しくは、技術上、用地上などの理由により架空送電線の建設が困難な場合は地中送電線とする。

なお、都市部以外では、架空送電線のあらゆる可能性(狭線間設計による道路部空スペースの利用など)を検討した上で、やむを得ない場合又は地中化した方が総合的に優位な場合に限り適用する。

送電線ルートの選定にあたっては、経済性の観点から将来の系統構成を踏まえた最短ルートを基本とし、用地・環境面、工事・保守面などの具体条件を考慮した最適なルートとする。

送電線ルートの選定にあたっては以下の事項などを考慮する。

1 架空送電線ルート選定で考慮する事項

(1) 将来の見通し

a 将来の系統構成

送電線は一旦建設すると長期に亘って使用することとなるため、手戻りを回避する観点から将来の系統構成を考慮

b 需要分布の動向

(2) 用地・環境面

a 自然条件

- ・各種規制(自然公園法、河川法、森林法など)
- ・自然公園、名勝地などの自然景観
- ・貴重な動植物の生息地 など

b 社会環境との調和

- ・各種規制(航空法、道路法、景観法、農地法など)
- ・人家、公共施設、文化財、史跡
- ・地域開発構想
- ・通信線に対する電磁・静電誘導障害、風音障害 など

c 用地取得の難易性

土地開発状況などの用地事情 など

d 各種災害の影響

断層、地すべり、山くずれ、急峻な斜面、軟弱地盤 など

(3) 工事・保守面

a 工事・保守の難易性

- ・資材運搬や架線工事に必要なドラム場、エンジン場の設置箇所などの施工面
- ・長径間箇所や重要物横断箇所などの特殊箇所（故障時の対応面を考慮） など

(4) 経済性

建設工事費 など

2 地中送電線ルート選定で考慮する事項

架空送電線の諸条件に加え、以下の事項なども考慮する。

(1) 都市計画などとの整合

都市計画、道路調整計画、共同溝整備計画 など

(2) 技術面

a 同一ルートに施設された他の地中送電線の送電容量への影響

他の地中送電線と同一ルートに施設する場合は、現地の土壤熱抵抗測定を実施し、他の地中送電線の送電容量への影響評価及び必要な送電容量の確保が可能な送電線サイズなどについて検討 など

(3) 先行実施

将来、必要な時期に再掘削が困難な場合や共同溝路線の指定を受けているもの など

6. 9 変電所地点

電力供給の拠点となる変電所地点の選定にあたっては、まず、将来の系統構成や需要分布の動向などから理想的な地域を選定し、その中から、変電所からの引出し可能な送配電線ルート数、地域環境面、工事・保守面などの具体条件を考慮し、長期に亘り効率的に電力供給が可能となる最適な地点とする。

変電所地点の選定にあたっては以下の事項などを考慮する。

1 変電所地点選定で考慮する事項

(1) 将来の見通し

a 将来の系統構成

将来の系統構成も考慮して、上位電圧から下位の電圧まで供給形態が適正となること

b 需要分布の動向

- ・系統用変電所の場合は、既設変電所との関連を考慮した最終形態時の供給エリアを効率的に供給可能となること
- ・配電用変電所の場合は、現在の負荷中心付近であること、将来の負荷中心となること、供給エリアのバランスがとれること など

(2) 設計面

a 送配電線の引込みの難易性

変圧器容量に見合う送電線の引込み及び送配電線の引出しが将来に亘って確保可能となること

b 変電所型式(屋外、屋内など)に応じた所要面積の確保

変電所型式選定にあたっては、半屋外気中型を基本とする。ただし、主要都市中心に位置する場合や周辺環

境が住宅密集地、あるいは将来住宅密集地となることが予想される場合などにおいて、経済面・環境面などから総合的に有利な場合は、半屋内GIS型、全屋内GIS型を選定する。

(3) 用地・環境面

a 自然条件

各種規制（自然公園法、河川法、森林法など）など

b 社会環境との調和

- ・各種規制（農地法、景観法、振動、騒音、建ぺい率、日照権など）
- ・周辺環境に応じて環境対策を考慮した構造（建屋、66kV 配開装置、植樹など）の検討 など

c 用地取得の難易性

用地面の制約が顕著な高密度需要地区における公共用地の利用、ビル内共同立地の変電所などの検討 など

(4) 工事・保守面

a 重量物などの機器の搬出入

変圧器などの重量物を考慮した機器搬入が可能であること など

(5) 経済性

建設工事費 など

7 対策案選定の考え方

系統増強計画の策定にあたっては、経済性や社会環境への適応性などあらゆる観点からの検討が必要である。具体的には考え方を対比できるいくつかの対策案を検討し、この中から最適案を選定することが必要となる。対策案の検討にあたっては、送電部門が所管する設備以外の設備や当社以外の設備も含め、効率的・合理的な設備形成となるよう考慮する。

1 対策案選定の基本的な考え方

- (1) 対策案の検討にあたっては、将来の情勢変化に弾力的な対応が可能な設備形成となるよう配慮する。
- (2) 対策案の比較検討は、既設設備の実態から将来構想^(*)につながるステップの中から、どれを採用するかを選定するためのものであり、将来構想につながる実現性の高い諸案により行う。

(*)将来構想：効率的・合理的な設備計画に資することを目的として策定する長期的な系統・設備形成の方向性

2 対策案選定時に考慮する事項

系統増強計画を策定するにあたっては、一定の供給信頼度及び品質を確保するものとし、以下の事項などを総合的に考慮のうえ、対策諸案の比較を行い、最適な計画案を選定する。

(1) 経済性

経済性の評価は、対策に係わる工事費、経費などキャッシュ・アウトフローの現在価値の累計により比較することを基本とする。

具体的には、以下の項目を考慮し、経済性の比較検討を行う。

a 工事費

工事費の妥当性（適正な工事範囲、工事費低減内容）

b 運転保守費用

c 送電ロス

送電ロスを考慮したときに経済性が見込まれる場合や特殊電線(XTACIRなど)を採用する場合などにおいて、対策諸案の年間送電ロスを費用換算し評価

(2) 社会環境への適応性

a 法令による架空送電線建設の制約

電気設備技術基準による施設制限(170kV以上の建造物上空への施設制限や市街地の施設制限など)、航空法や自然公園法などによる施設制限 など

b 用地事情

土地開発状況、自然環境 など

c 環境対策

騒音対策や緑化、防災対策 など

(3) 保守・運用面

a 設備保守の容易さ

保守機器台数、作業停止の可否 など

b 運用の容易さ

重潮流箇所回避、故障復旧時間の短縮 など

(4) 施工難易度

工事用地や搬入路の確保、特殊な設計や施工の有無 など

(5) 将来計画等との整合

a 広域系統長期方針、広域系統整備計画、その他の将来の計画との整合性

b 将来の拡充・改良・廃止ステップ

既設設備の実態から、将来構想に向けた各ステップ間の手戻り具合や将来の拡張性を考慮。将来一括して更新することとしてステップを踏む場合は、最終規模・形態に向けて手戻りを出さないという観点で、今回の施工範囲や設備のレイアウトなどを検討

別表6-1 送配電線の適用保護方式

電圧階級	保護区分	適用保護方式	
		平衡2回線（常時・予備連系含む） 又は1回線分岐	1回線
500kV	主保護	電流差動継電方式（2系列） ^(*2)	電流差動継電方式（2系列） ^(*2)
220kV	後備保護	距離継電方式（1系列） ^{(*1) (*2)}	距離継電方式（1系列） ^{(*1) (*2)}
110kV	主保護	回線選択継電方式 ^(*3) （1系列） ただし、系統により以下の方式を適用する。 ・短距離送電線、ループ送電線、電源線、4端子以上の系統、電線溶断対策、市街地等による施設制限など高速遮断が必要な送電線の場合 電流差動継電方式（1系列）	距離継電方式（1系列） ^(*7)
	後備保護	距離継電方式（1系列） ^(*4)	（自端 ^(*5) 及び遠端後備保護 ^(*6) による）
66kV	主保護	回線選択継電方式 ^(*3) （1系列） ただし、系統により以下の方式を適用する。 ・短距離送電線、4端子以上の系統又は電線溶断対策など高速遮断が必要な送電線の場合 電流差動継電方式（1系列）	距離継電方式（1系列） 過電流（地絡方向）継電方式（1系列）
	後備保護	距離継電方式（1系列） ^(*4)	（自端 ^(*5) 及び遠端後備保護 ^(*6) による）
22kV	主保護	・スポットネットワーク スポットネットワーク継電方式（2系列） ・スポットネットワーク以外 過電流+地絡方向（又は地絡過電圧）リレー（1系列）	
	後備保護	（自端後備保護 ^(*5) による。）	
6kV	主保護	過電流+地絡方向リレー（1系列）	
	後備保護	（自端後備保護 ^(*5) による。）	

(*1) 主保護と後備保護を統合した装置の場合は、後備保護を2系列設置する。

(*2) 220kV送電線保護装置のうち、変電所から1回線で引き出す専用の需要者の供給送電線（常用・予備を含む）で、電磁誘導電圧対策など技術的な問題がなく、負荷端側構内故障との判別ができる場合は、送電端に距離継電方式を主保護（後備保護を兼用）として2系列設置することがある。

(*3) 平衡2回線送電線に1回線で連系する（常時・予備連系含む）場合は、回線選択継電方式は設置しない

(*4) 110kV以下送電線後備保護について

・断線検出は、原則、送電線保護装置に内蔵する。

(*5) 自端後備保護：主保護方式と同一箇所、主保護が遮断する遮断器とは別の遮断器で保護する方式

(*6) 遠端後備保護：主保護方式と異なる箇所、主保護が遮断する遮断器とは別の遮断器で保護する方法

(*7) 市街地等による施設制限に該当する送電線であって、事故除去時間が電気設備に関する技術基準を満足しない場合は、電流差動継電方式（1系列）を設置することがある。

別表 6-2 母線の適用保護方式

電圧階級	保護区分	適用保護方式				
		系統用変電所		配電用変電所		
		二重母線	単母線	二重母線		単母線
G I S 母線	気中母線					
500kV	主保護	電流差動継電方式(2系列)	—	—	—	—
	後備保護	距離継電方式 事故継続分離継電装置 ^{(*)1} (1系列) 母線分離継電装置(1系列)	—	—	—	—
220kV	主保護	電流差動継電方式(1系列)	電流差動継電方式(1系列)	—	—	—
	後備保護	距離継電方式 事故継続分離継電装置 ^{(*)1} (1系列) 母線分離継電装置(1系列)	(遠端後備保護による)	—	—	—
110kV	主保護	電流差動継電方式(1系列)	電流差動継電方式 ^{(*)2} (1系列)	電流差動継電方式又は構内故障検出 ^{(*)3} (1系列)	構内故障検出 ^{(*)3} (1系列)	構内故障検出 ^{(*)3} (1系列)
	後備保護	事故継続分離継電装置(1系列)	事故継続分離継電装置(1系列)	(遠端後備保護による)	(遠端後備保護による)	(遠端後備保護による)
66kV	主保護	電流差動継電方式(1系列)	電流差動継電方式 ^{(*)2} (1系列)	電流差動継電方式又は構内故障検出 ^{(*)3} (1系列)	構内故障検出 ^{(*)3} (1系列)	構内故障検出 ^{(*)3} (1系列)
	後備保護	事故継続分離継電装置(1系列)	事故継続分離継電装置(1系列)	(遠端後備保護による)	(遠端後備保護による)	(遠端後備保護による)
22kV 6kV	主保護	—	—	—	—	過電流リレー+地絡過電圧リレー(1系列)
	後備保護	—	—	—	—	(自端後備保護による)

(*1) 500kV/220kV 変圧器設置箇所は設置する。

(*2) 系統安定度上、高速遮断が必要な場合のみ設置する。

(*3) 構内故障検出は、過電流リレー（又は短絡方向距離リレー）+地絡方向リレーの要素を組合わせたもの。

別表 6-3 変圧器の適用保護方式

電圧階級	保護区分	適用保護方式
500kV/220kV	主保護	電流差動継電方式(2系列)
	後備保護	(自端及び遠端後備保護による)
220kV/110kV・66kV	主保護	電流差動継電方式(1系列)
	後備保護	(自端及び遠端後備保護による)
110kV/66kV	主保護	電流差動継電方式(1系列)
	後備保護	(自端及び遠端後備保護による)
110kV・66kV/22kV・6kV	主保護	過電流継電方式(1系列)
	後備保護	(自端及び遠端後備保護による)