

設備形成ルール

(特高編)

平成 16 年 12 月 21 日制定

令和 2 年 4 月 1 日現在

北陸電力送配電株式会社

目 次

第 1 章 総則

1. 目的	1
2. 適用範囲	1
3. 系統の分類	1
4. 系統計画の分担	1

第 2 章 系統計画の基本的考え方

1. 基本的考え方	2
2. 計画の策定	2

第 3 章 系統計画の前提諸元

1. 需要	3
2. 電源	3
3. 予想潮流	3

第 4 章 系統構成の考え方

1. 電気方式および周波数	4
2. 電圧	4
3. 電圧階級の組合せ	4
4. 基幹系統の構成	4
5. 負荷系統の構成	4
6. 中性点接地方式	5

第 5 章 設備増強の考え方

1. 基幹系統の設備増強	6
2. 負荷系統の設備増強	7
3. 対策案の選定	7
4. 考慮すべき事項	8

第 6 章 設備の限度容量

1. 変圧器の限度容量	10
2. 送電線の限度容量	11

第7章 送電設備

1. 送電設備全般	12
2. 架空送電線のルート選定	12
3. 架空送電線の設備規模	12
4. 地中送電線のルート選定	13
5. 地中送電線の設備規模	14

第8章 変電設備

1. 変電所の設備規模	15
2. 変電所の地点選定	16
3. 保護継電装置	16
4. 再閉路方式	17

第9章 調相設備

1. 電力用コンデンサ(SC)の設置基準	18
2. 分路リアクトル(ShR)の設置基準	18
3. 系統電圧, 無効電力の目標範囲	18
4. その他	18

第1章 総則

1. 目的

このルールは、送変電設備の新設、増設等の計画に関する細部事項を定め、効率的な設備の形成および業務の円滑な運行を図ることを目的とする。

2. 適用範囲

このルールは、電力系統を構成する送変電設備の新設、増設等の計画（以下、「系統計画」という。）に関して適用する。

3. 系統の分類

系統の分類は表 1-1 のとおりとする。

表 1-1 系統の分類

	定義	具体的な系統
基幹系統	電力系統全体の骨格をなし、全系統に重要な影響を及ぼす系統であり、その新增設に関して全系統的観点から計画・工事が必要なもの	<ul style="list-style-type: none">・ 275kV 以上の電力系統・ 154kV の電力系統 (お客さま供給送電線・配電用変電所を除く)・ 1次電圧 154kV 以上の連系用変電所に設置される調相設備
負荷系統	基幹系統以外の地域的な供給を主眼とした系統であり、地域特性に適応した計画・工事が必要なもの	<ul style="list-style-type: none">・ 154kV の電力系統 (お客さま供給送電線・配電用変電所)・ 77kV 以下の電力系統・ 77kV 以下の調相設備 (1次電圧 154kV 以上の連系用変電所に設置されるものを除く)

4. 系統計画の分担

系統計画の分担は表 1-2 のとおりとする。

表 1-2 系統計画の分担

	本店	支社
基幹系統計画	計画の策定	計画策定の支援
負荷系統計画	計画の調整・集約	計画の策定
1次電圧 154kV 以上かつ 2次電圧 77kV 以下の 変電所	計画策定の支援	

第2章 系統計画の基本的考え方

1. 基本的考え方

系統計画に際しては以下の事項について十分検討した上で、最適な計画を策定する。

(1)電力系統の信頼度確保

電力系統の重要度に応じた信頼度を確保できること。

(2)総合的な経済性の追求

既設設備の有効利用を図り、送電損失および維持費用等を含めて総合的に経済的かつ合理的であること。

(3)系統の拡張性

設備の保守・運用との協調や環境との調和を考慮するとともに、将来需要に応じた系統の拡張性が図られていること。

2. 計画の策定

系統計画は原則として毎年1回、翌年度以降10ヵ年について策定する。

対象とする期間において設備の新設、増設等が必要な場合は、以下に示す項目等について考慮のうえ、必要な工期が確保できるよう予算化等の手続きを行う。

- ・用地取得期間
- ・工事に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
- ・資機材の納期
- ・社内外の諸手続きに必要な期間

第3章 系統計画の前提諸元

1. 需要

(1) 負荷断面

系統計画に使用する負荷断面は、夏季ピーク断面における流通対応需要を基本とし、最大三日平均電力（H₃）を使用する。

また、上記以外であっても、必要に応じてオフピーク断面、最小負荷断面、冬季ピーク断面等最も潮流が厳しくなる断面についても検討する。この場合の需要は実績を踏まえて設定する。

(2) 需要の配分

当社系統の流通対応需要を至近の実績および地域需要の動向等を考慮し、配電用変電所等の個別の需要地点に配分する。

2. 電源

(1) 新規開発電源

考慮する新規開発電源は、当社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。

(2) 供給力の配分

火力および原子力発電設備については適切な補修を計画的に行うことを前提とし、水力については河川の豊渇水による出力の変化等を考慮する。太陽光および風力についても同様に出力変化等を考慮する。

個別発電地点の出力は、契約があるものはその契約に基づき設定し、それ以外については上記の条件および経済的な運用を考慮した配分を行う。

3. 予想潮流

個別地点における需要および発電を基に、各送変電設備の潮流を確認するため、予想潮流を作成する。

予想潮流は、系統計画の策定対象期間にわたり作成し、当該期間における設備の新設、増設等の計画を行う前提とする。

設備の新設、増設等の検討を行った後、それらの計画を反映した状態で予想潮流を見直し、計画の妥当性を確認する。

第4章 系統構成の考え方

1. 電気方式および周波数

原則として電気方式は交流3相3線式とし、周波数は60Hzとする。
ただし、経済性、技術的問題点などから、必要に応じて直流設備の採用も考慮する。

2. 電圧

次の電圧を標準とする。

500kV, 275kV, 154kV, 77kV または 66kV, 22kV, 6.6kV

なお、77kV は能登を除く石川県および福井県で使用し、66kV はその他の地域で使用する。

3. 電圧階級の組合せ

電圧階級の組合せは図4-1のとおりとし、系統構成の簡素化・合理化を図るため、電圧階級の省略についても検討を行う。

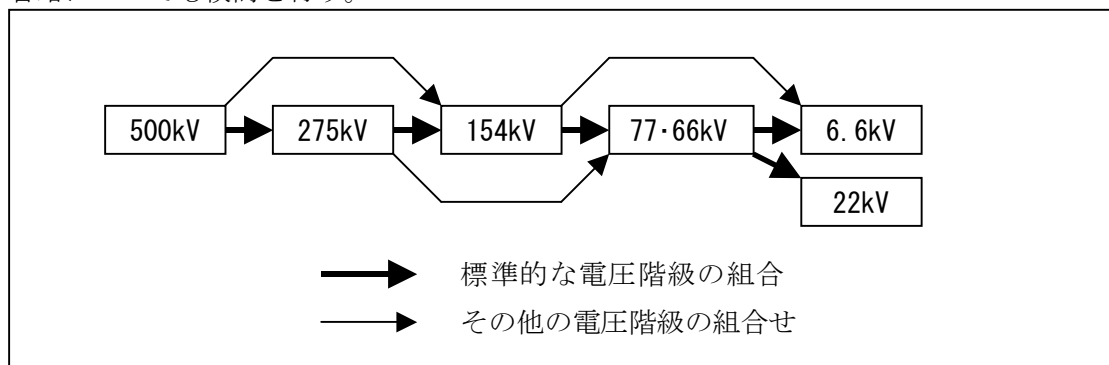


図4-1 電圧階級の組合せ

4. 基幹系統の構成

(1)275kV以上の送電系統

- 大規模な電源により発生した電力を需要地点に効率的に送電するため、500kVおよび275kVの送電系統を構成する。
- 275kV以上の送電系統は原則として放射状運用とする。
ただし、信頼性、経済性を勘案し、ループ運用とする場合もある。

(2)154kV送電系統

- 既設の154kV送電系統を十分活用し、地域需要に対する供給地点として154/77・66kV変電所を設置する。
- 154kV送電系統は原則として放射状運用とする。

(3)154kV以上の変圧器

- 154kV以上の変圧器は、原則として並列運転する。

5. 負荷系統の構成

(1)77kV以下の送電系統

- 77kV以下の送電系統は原則として放射状運用とする。
- 原則として、配電用変電所への引込みは2回線とし、常時2回線併用とする。
- 地中送電線の場合、ユニット方式の採用も検討する。

(2)77kV以下の変圧器

- 77kV以下の変圧器は、原則として並列運転しない。

6. 中性点接地方式

電圧別の中性点接地方式は、原則として表 4-1 のとおりとする。

表 4-1 中性点接地方式

電圧階級	接地方式	備 考
154kV 以下	抵抗接地方式	抵抗値は、系統毎に個別検討する。 充電電流が大きく系統保護上必要な場合は、補償リアクトル接地方式とする。
275kV 以上	直接接地方式	

第5章 設備増強の考え方

1. 基幹系統の設備増強

次のいずれかに該当する場合は、設備増強について検討する。

(1)電源開発対応

- 電源の新設により新たに既設設備への接続が必要な場合
- 電源の新設、増設または廃止等により対象地域より送電される潮流が既設設備の限度容量を超える場合

(2)需要増減対応

- 新規需要に伴い新たに既設設備への接続が必要な場合
- 需要の新設、増設または減少等により対象地域へ送電または、対象地域より送電される潮流が既設設備の限度容量を超える場合

(3)供給信頼度の低下

下記の供給信頼度が満足できないと予想される場合。ただし、社会的影響が限定的である供給支障が発生する場合を除く。

①単一設備故障時の供給力不足

- 単一設備故障(発電機1ユニット脱落故障、送電線1回線故障および連系用変圧器1バンク脱落故障)時に、系統切替、母線分割運用による応援対策を考慮しても供給支障が解消されないと予想される場合
- 連系用変電所片母線故障時に変圧器過負荷限度を超過すると予想される場合

②単一設備故障時の系統崩壊

- 単一設備故障(発電機1ユニット脱落故障、送電線1回線故障、連系用変圧器1バンク脱落故障および片母線故障)時に、系統安定度および電圧安定性が維持できず系統崩壊の発生が予想される場合
- 系統安定度および電圧安定性の検討に用いる想定故障は原則として以下のとおりとし、発電機の電力動揺波形の収束状況および電圧の回復状況から安定性を判定する。
 - 超高压送電線で、高速度多相再閉路方式における系統安定度検討の場合(全区間で送電用アレスタ3相設置している送電線を除く): 2φ3LG
 - 上記以外: 3φ3LG

③単一設備故障時の発電支障

- 単一設備故障(送電線1回線故障、連系用変圧器1バンク脱落故障および片母線故障)時に、発電支障(電源制限や発電抑制を含む。)の影響が大きいと判断される場合。なお、発電抑制は次の事項を満たす場合に限り許容する。
 - 発電抑制による電力系統の系統安定度および電圧安定性ならびに周波数に対する影響が限定的であること
 - 発電抑制の対象となる発電設備等を維持・管理する事業者が合意し、発電抑制を実施することができる体制および能力を有すること
 - その他発電抑制を実施することによる電気の供給、公衆の保安等に対するリスクが大きくないこと

④稀頻度故障の考慮

- 送電線2回線故障時等に、重大な事態に至ることが予想される場合
- 軽負荷期の断面において、電源が連系する送電線等の2回線故障により、系統周波数が大幅に低下する場合
- 稀頻度故障の検討では、2箇所以上の地点における同時故障は考慮しない。

(4)計画策定プロセス

- 電力広域的運営推進機関により広域系統整備の検討が必要と判断された場合

2. 負荷系統の設備増強

次のいずれかに該当する場合は、設備増強について検討する。

(1)電源開発対応

- 電源の新設により新たに既設設備への接続が必要な場合
- 電源の新設、増設または廃止等により対象地域より送電される潮流が既設設備の限度容量を超える場合

(2)需要増減対応

- 新規需要に伴い新たに既設設備への接続が必要な場合
- 需要の新設、増設または減少等により対象地域へ送電または、対象地域より送電される潮流が既設設備の限度容量を超える場合

(3)供給信頼度の低下

下記の供給信頼度が満足できないと予想される場合。ただし、社会的影響が限定的である供給支障が発生する場合を除く。

①単一設備故障時の供給力不足

- 配電用変圧器1台脱落時に、当該変電所の健全変圧器と応援変電所の変圧器の過負荷運用を考慮した配電線融通を実施しても供給支障が解消されないと予想される場合
- 送電線1回線故障時に、系統切替等の応援対策を考えても供給支障が解消されないと予想される場合

②単一設備故障時の系統崩壊

- 送電線1回線故障時に、電圧安定性による系統崩壊および系統安定度の上位系統への波及の発生が予想される場合
- 電圧安定性および系統安定度の検討に用いる想定故障は原則として3φ3LGとし、安定性の判定は基幹系統の増強と同様とする。

③単一設備故障時の発電支障

- 送電線1回線故障時に、発電支障（電源制限や発電抑制を含む。）の影響が大きいと判断される場合。なお、発電抑制を許容する場合に満たす事項は基幹系統の増強と同様とする。

④稀頻度故障の考慮

- 送電線2回線故障時等に、重大な事態に至ることが予想される場合
- 稀頻度故障の検討では、2箇所以上の地点における同時故障は考慮しない。

(4)増強余力等の確保

想定を上回る需要急増に対応するため、変圧器および送電線の増強余力を確保する。

また、将来的に増強が必要な箇所であつ、余力が著しく小さい箇所については増強の前倒しについても考慮する。

3. 対策案の選定

設備増強の検討に際しては、当該設備の増強の他、複数案について検討し、系統計画の基本的考え方にしたがって最適な対策案を選定する。

経済性の評価は、年経費または工事費を現在価値に換算して行う。

4. 考慮すべき事項

(1)短絡・地絡故障電流

①短絡・地絡故障電流対策の必要性

発電機や変圧器の新・増設等による系統規模の拡大に伴い、短絡・地絡電流が増加し、遮断器等の直列機器および送電線の容量不足、通信線への電磁誘導障害等の問題が発生する可能性があるため、その対策が必要となる。

②短絡・地絡故障電流計算の条件

a. 系統構成

現状および将来の想定しうる系統構成の内、短絡・地絡電流が最も大きくなる系統構成とする。

b. 発電機

発電機は全機並列とし、直軸初期過渡リアクタンス (X_d'') の飽和値を使用する。

c. 想定故障

短絡故障については検討対象電気所母線の三相短絡故障、地絡故障については検討対象電気所母線の一線地絡故障とする。

③短絡・地絡故障電流の最大値

保護区間のいかなる箇所で故障が発生しても安全に故障電流を遮断できるよう、電圧階級別の最大短絡・地絡電流は、当該電気所（発電所・変電所・開閉所）母線において、原則として表 5-1 の値を限度とする。

表 5-1 短絡・地絡電流最大値

電圧(kV)	500	275	154	77	66	22	6.6
短絡電流(kA)	50	50	40	31.5	31.5	25	12.5
地絡電流(kA)	50	50	—	—	—	—	—

(2)並列運用端子数

①並列運用端子制限の必要性

並列運用端子数が増加すると故障除去時間が長くなる等、系統の信頼度に影響を及ぼすため、並列運用端子数には制限を設ける必要がある。

②並列運用端子数の上限

並列運用端子数は、原則として表 5-2 を限度とする。

表 5-2 並列運用端子数の限度

電圧(kV)	500	275	154	77	66
端子数	3 ^{注1}			3 ^{注2}	

注 1) 154kV 以上は、「PCM 電流差動継電方式」を標準として選定

注 2) 77kV 以下は、「回線選択継電方式」を標準として選定

(3)電圧変動

①電圧変動対策の必要性

電圧変動により回転機の回転ムラ等が発生する可能性があるため、電圧変動を限度値以内とする必要がある。

②電圧変動計算の条件

現状および将来の想定しうる系統断面の内、軽負荷期等の背後インピーダンスが最も大きくなる系統断面とする。

③電圧変動の最大値

平常操作、調相設備の開閉や発電機の並解列時における電圧変動は2%を限度とする。

(4)電圧不平衡

①電圧不平衡対策の必要性

各相間の負荷が著しく平衡を欠く場合、三相誘導電動機等では逆相電流が流れ、回転子等の過熱や騒音・振動の増加により支障が出る可能性がある。負荷を三相間に均等に分散配置する等の対策を行う必要がある。

②電圧不平衡計算の条件

現状および将来の通常可能性のある系統断面の内、軽負荷期等の背後インピーダンスが最も大きくなる系統断面とする。

③電圧不平衡の最大値

「電気設備の技術基準(省令第55条、解釈第212条)」を準用し、電圧不平衡率は3%を限度とする。

なお、負荷の不平衡によって発生する逆相電流については、電力系統に接続する各発電機の逆相電流耐量以下となるようにする。

(5)高調波

①高調波対策の必要性

高調波によりコンデンサおよびリアクトル等の過熱、焼損や異常振動、火災や通信線への誘導障害等さまざまな障害が発生する。

「電力利用基盤強化懇談会(昭和62年5月)」において提言された高調波環境目標レベル(高圧系統で総合歪み率を5%以内、特別高圧系統で総合歪み率を3%以内)に維持するため、「高圧又は特別高圧で受電する需要家の高調波抑制対策ガイドライン(平成6年10月3日)」により高調波抑制に努める必要がある。

②高調波電流の算出および上限値

高調波対策検討の適用範囲、高調波電流の算出および上限値については、上記のガイドラインおよび「高調波抑制対策技術指針(JEAG 9702)」による。

③高調波電流超過時の対策

高調波流出電流が上限値を超える場合には、次の諸対策等から必要な対策を行う。

- 電力変換器のパルス数の増加(多パルス化)
- 受動フィルタまたは能動フィルタの設置

第6章 設備の限度容量

1. 変圧器の限度容量

(1) 連系用変電所(154kV以上)

連系用変電所の変圧器の限度容量は原則として下記のとおりとするが、故障時の過負荷運転については変圧器個別の制約を考慮する。

① 常時限度容量

常時の限度容量は下記のとおりとする。

$$(\text{限度容量(MW)}) = (\text{変圧器容量(MVA)}) \times (\text{電圧} \cdot \text{力率})$$

② 故障時の限度容量

当該変電所の健全変圧器は、故障直後の過負荷限度を 150% とするとともに、その後の負荷切替後には寿命犠牲が生じない 110% の過負荷を許容する。故障箇所以外の応援変電所は過負荷を許容しない。

(2) 配電用変電所

配電用変電所の変圧器の限度容量は下記のとおりとする。

① 常時限度容量

常時の限度容量は下記のとおりとする。

$$(\text{限度容量(MW)}) = \frac{(\text{変圧器容量(MVA)}) \times (\text{電圧} \cdot \text{力率})}{(\text{バンク間不等率})}$$

ただし、変圧器が1台の場合は、バンク間不等率は 1.0 とする。

② 故障時の限度容量

故障時の当該変電所の健全変圧器は、一定の寿命犠牲率を見込み 124% の過負荷を許容する。故障箇所以外の応援変電所については寿命犠牲が生じない 110% の過負荷を許容する

2. 送電線の限度容量

(1)前提条件

送電線の限度容量算出に使用する最高許容温度等の条件は表 6-1 のとおりとする。なお、夏季および冬季の季節区分毎に周囲温度条件を考慮して算出する。

表 6-1 最高許容温度

	最高許容温度(°C)		許容時間	備考
	ACSR	TACSR		
連続容量	90	150	連続	
短時間容量	120	180	10 分	系統切替時間を考慮して設定

(2)限度容量

① 1 回線限度容量

1 回線限度容量は連続容量を超えないこととし、下記のとおりとする。

(1 回線限度容量(MW))

$$= \sqrt{3} \times (\text{電圧}) \times (\text{連続許容電流}) \times (\text{力率}) \times (\text{導体数})$$

② 2 回線限度容量

2 回線限度容量は、1 回線故障発生から系統切替までの間に当該送電線の短時間容量を超えないこととし、下記のとおりとする。

(2 回線限度容量(MW))

$$= \sqrt{3} \times (\text{電圧}) \times (\text{短時間許容電流}) \times (\text{力率}) \times (\text{導体数})$$

③故障時の限度容量

送電線 1 回線故障時における故障送電線の健全回線限度容量は 1 回線限度容量とする。

2 回線の応援送電線は、1 回線限度容量の 2 倍まで許容する。

(健全回線の限度容量(MW)) = (1 回線限度容量(MW))

(応援送電線の限度容量(MW)) = (1 回線限度容量(MW)) × 2

第7章 送電設備

1. 送電設備全般

(1)送電線は可能な限り架空線とする。ただし、次の事項のいずれかに該当する場合には地中線の採用を検討する。

- 架空線の建設が「法令・条例」や「用地事情」等により極めて困難な場合
- 自然環境・社会環境および経済性の観点から架空線より総合的に有利な場合 等

(2)送電線の新設にあたり、将来の系統計画の見通しから昇圧が予想される場合は、上位電圧設計による新設について検討を行う。

2. 架空送電線のルート選定

架空送電線ルートは、環境の異なるさまざまな地域を経過するため、次の諸条件を総合勘案して選定する。

- 将来の送電系統，需要分布の動向
- 自然環境，社会環境との調和
- 用地取得および工事・保守の難易
- 建設工事費等

3. 架空送電線の設備規模

(1)回線数

回線数は原則2回線とするが、電源送電線で故障時の影響が少ない場合等は1回線とすることができる。

(2)電線種類および電線サイズ

電線種類と電線サイズは、長期的観点に立って需要規模、将来系統の構想、経済性、送電損失や他の系統との連系等を総合的に勘案して選定する。電圧階級別の標準的電線種類および電線サイズは、表7-1のとおりとする。

表 7-1 電線種類および電線サイズ

電圧(kV)	電線種類	電線サイズ(mm ²)	導体数	備考
500	TACSR	810, 610, 410	4	
	ACSR	810, 610, 410	4	
275	TACSR	810, 610, 410, 330	2	
	ACSR	810, 610, 410, 330	2	
154	TACSR	810, 610, 410, 330, 160	1, 2	
	ACSR	810, 610, 410, 330, 160	1, 2	
77 66	TACSR	810, 610, 410, 330, 160	1	
	ACSR	810, 610, 410, 330, 160	1	

TACSR：鋼心耐熱アルミ合金より線

ACSR：鋼心アルミより線

(3)特殊電線の取扱い

既設送電線の増強が必要な場合で、既設の鉄塔における太線化が困難な場合は、亜鉛めっきインバ心超耐熱アルミ合金より線(ZTACIR)、アルミ覆インバ心特別耐熱アルミ合金より線(XTACIR)等の特殊電線の採用について検討する。

特殊電線の採用にあたっては、送電損失、用地事情や将来系統の構想等を総合的に検討する。

(4)相配列とねん架

同一送電線内ではねん架を行わないこととするが、逆相電流の抑制等の対策として送電線単位で相配列を変更することによりねん架を行う。

また、相配列は、逆送配列を標準とする。ただし、既設送電線からの分岐線は、本線と同様な相順とする。

(5)分岐方式

送電線からの分岐方式は、2回線または1回線の π 型方式(π 引込み)あるいはT型方式(T分岐)とする。

275kV以上の系統にT型方式を採用する場合は、保護リレーについて十分検討を行う。

(6)その他

送電線1区間の亘長が長い場合や分岐数が多い場合等には、送電線の中間の適当な変電所における2回線 π 引込みまたは中間開閉所の設置による保護区間の分割を図ることを検討する。

4. 地中送電線のルート選定

地中送電線ルートは、架空送電線において考慮する諸条件のほか、先行施設した管路の活用や共同溝整備計画との整合等を総合的に勘案して選定する。

5. 地中送電線の設備規模

(1) ケーブルサイズおよびケーブル種類

長期的観点に立って需要規模、将来系統の構想、経済性、送電損失や他の系統との連系等を総合的に勘案してケーブルサイズを個別選定する。

ケーブル種類は CV ケーブル、CVT ケーブルを標準とする。

なお、標準的に採用されているケーブル種類およびケーブルサイズは表 7-2 のとおりである。

表 7-2 ケーブル種類およびケーブルサイズ

電圧(kV)	ケーブル種類	ケーブルサイズ(mm ²)	備考
77 66	CV	2500, 2000, (1800), [1600], (1500), [1400], 1200, 1000, 800, 600, (400)	() 77kV のみ [] 66kV のみ
	CVT	[1200], [1000], [800], 600, [500], 400, 325, 250, 200, 150, 100, 80	

CV : 架橋ポリエチレン

CVT : トリプレックス形架橋ポリエチレン

(2) 布設方式

地中送電線の布設方式は、原則として表 7-3 に示す方式とする。なお、洞道方式の採否にあたっては将来系統構想、経済性等を総合的に判断する。

表 7-3 地中送電線の布設方式

布設場所	布設方式	備考
一般道路	管路方式	
当社の電気所内 特別高圧供給の負荷設備構内	直埋方式または管路方式	

(3) 管路数の規模

将来系統の構想、経済性等を総合的に検討して必要管路数を決定する。

また、管路には制御用、保護用等の通信ケーブルとして必要な孔数も確保するほか、ケーブル故障時の復旧を考慮し、予備管路を 1 孔設ける。

第8章 変電設備

1. 変電所の設備規模

(1) 変圧器容量，最終台数および短絡インピーダンス

長期的観点に立って需要規模，将来系統の構想，経済性等を総合的に勘案して変圧器容量および台数を個別選定する。

変圧器の新設および増設時は，将来の短絡電流や安定度を勘案して短絡インピーダンスを選定する。また，154kV以上の変圧器の増設時は並列運転を行うことから既設変圧器の短絡インピーダンスと整合を図る。

なお，電圧階級別に標準的に採用している変圧器容量，最終台数および短絡インピーダンスは，表 8-1 のとおりである。

表 8-1 標準変圧器容量，最終台数および短絡インピーダンス

電圧 (kV)	標準変圧器容量 (MVA)	最終台数	変圧器 1 - 2 次間の短絡インピーダンス (自己容量ベース：%)
500/275	1000, 750	3~4	14
275/154	400, 300, 200	3~4	14~18
154/77・66	200, 150, 100	3~4	11, 16
77・66/22	30, 20, 15, 10	1~2	7.5, 11.5
77・66/6.6	30, 20, 10	3	30MVA : 22.5, 20MVA : 15, 10MVA : 7.5

(2) 母線方式

電圧階級別の母線方式は，表 8-2 のとおりとする。

電圧(kV)	母線方式	備考
500	2重母線1ブスタイ方式	(ブスタイ CB の2重化は個別検討)
	2重母線4ブスタイ方式	安定度等により問題がある場合に採用 (ブスタイ CB の2重化は個別検討)
275	2重母線1ブスタイ方式	
154	2重母線1ブスタイ方式	
77・66	単母線方式	154/77・66kV 変電所は，原則として2重母線1ブスタイ方式とする。
	2重母線1ブスタイ方式	
	2重母線方式(ブスタイ無し)	

(3) 電流協調

遮断器，断路器，計器用変成器等の機器の定格容量は，それらの機器の過負荷耐量と接続する送電線の短時間許容電流および変圧器の過負荷通電容量等の協調を考慮して選定する。

2. 変電所の地点選定

変電所の地点選定にあたっては、長期的に見ても変電所地点として適切となるよう、次の事項を考慮して総合的に検討する。

- 将来の送電系統，地域の発展性，需要分布
- 送配電線の引込みまたは引出しの難易
- 自然環境，社会環境との調和
- 用地取得および工事・保守の難易
- 建設工事費等

3. 保護継電装置

(1) 主な送電線保護継電方式

① 2回線送電線

2回線併用送電線の主な保護継電方式を表 8-3 に示す。

表 8-3 2回線併用送電線の保護方式

電圧 (kV)	保護区分	保護継電方式	系列数	主保護動作時間 (サイクル)
500	主保護	PCM 電流差動継電方式	2 (主後備一体型)	2
	後備保護	距離継電方式		
275	主保護	PCM 電流差動継電方式	2 (主後備一体型)	2
	後備保護	距離継電方式		
154	主保護	PCM 電流差動継電方式	1	3
	後備保護	距離継電方式	1	
77・66 22	主保護	PCM 電流差動継電方式	1	3
		回線選択継電方式		
	後備保護	距離継電方式	1	

② 1回線送電線または2回線振分け送電線

1回線送電線または2回線振分け送電線の主な保護継電方式は、表 8-4 のとおりである。

表 8-4 1回線送電線，2回線振分送電線の保護方式

電圧(kV)	保護継電方式	系列数
154	距離継電方式	1
	過電流継電方式	
77・66 22	距離継電方式	1
	過電流継電方式	

(2)母線保護

電圧階級毎の主な母線保護継電方式は、表 8-5 のとおりである。

表 8-5 母線保護継電方式

電圧(kV)	保護継電方式(主保護)	系列数	主保護動作時間(サイクル)
500	電流差動継電方式(一括+分割)	2	2
275	電流差動継電方式(一括+分割)	1	2
154	電流差動継電方式(一括+分割)	1	3
77・66	電流差動継電方式(一括+分割)	1	3

4. 再閉路方式

電圧階級毎に採用されている主な再閉路方式は、表 8-6 のとおりである。

表 8-6 再閉路方式

電圧(kV)	再閉路方式
500・275	高速度再閉路+中(低)速度再閉路 (多相〔单相〕再閉路方式)
154	高速度再閉路+中(低)速度再閉路 (三相再閉路方式)
77・66	中速度再閉路方式 (三相再閉路方式)

(注) 154kV系においても個別事情により、多相〔单相〕再閉路方式を採用する場合がある。

第9章 調相設備

1. 電力用コンデンサ(SC)の設置基準

(1) 中間 SC の設置基準

① 新增設の考え方および設置箇所

- 夏季ピークの需要に対応できる調相設備容量とする。
- 154/77・66kV の変電所単位で無効電力のローカルバランスがとれるように 154/77・66kV の変電所の 77・66kV 母線に SC の設置を計画する。
- 電圧維持上問題がある場合は、配電用変電所の 77・66kV 母線に SC の設置を計画する。

② 中間 SC の単位容量

10, 20, 30MVA の中から電圧変動(2%以内)を考慮して、極力大容量を選定する。

(2) 配電用 SC の設置基準

① 新增設の考え方および設置箇所

- 夏季ピーク需要に対する各配電バンク 2 次側の力率改善を目的とし、進相とならない範囲で配電 SC を設置する。

② 配電用 SC の単位容量

- 変圧器タップ切換器の不要動作および SC 開閉時の電圧変動を抑制し、経済的に SC を増強するため、2 MVA を標準容量とする。
- 夏季ピーク時に各配電バンク 2 次側の力率・無効電力を調査し、過去の実績等を考慮して、無効電力需要が 2.5MVA を超過するバンクに配電 SC を設置する。

2. 分路リアクトル(ShR)の設置基準

(1) 新增設の考え方および設置箇所

- 軽負荷時深夜の余剰無効電力および局所的な電圧上昇を補償するため、ShR を設置する。
- 設置箇所は 500kV 変圧器 3 次側、275kV 変圧器 3 次側および系統電圧状況の改善に効果的な箇所を考慮して選定する。

(2) ShR の単位容量

電圧変動(2%以内)を考慮するとともに、変圧器 3 次巻線容量と設備協調のとれた容量とする。

3. 系統電圧、無効電力の目標範囲

越前嶺南線の間地点における無効電力を 0Mvar とし、以下の目標電圧を維持する。

500kV 系統 515 ± 5 kV (越前)

275kV 系統 275 ± 5 kV (越前, 加賀, 中能登)

4. その他

STATCOM や SVC 等は、個別検討の上、必要に応じ設置する。