

# 系 統 計 画 作 成 基 準

2 0 0 4 年 4 月 2 日 ( 制 定 )

2 0 2 3 年 1 0 月 1 日 ( 第 5 回 改 正 )

東 北 電 力 ネットワーク株式会社

## 目 次

1. 目的	1
2. 用語の定義	1
3. 適用範囲と運用	2
4. 系統計画の目的	2
5. 系統計画の基本的な考え方	3
6. 系統構成の基本的考え方	3
(1) 275kV 系統以上	3
(2) 154kV 系統	3
(3) 66kV 系統他	4
7. 系統電圧階級	4
(1) 電圧階級	4
(2) 電圧変成階級	5
8. 系統増強計画	5
(1) 系統増強の判断基準	5
(2) 系統増強の時期	5
(3) 系統増強計画案の経済評価	5
9. 系統計画における信頼度基準	5
(1) 平常時	5
(2) 単一事故時	6
(3) 多重事故時	7
10. 信頼度の評価方法	8
(1) 潮流計算	8
a. 需要	8
b. 供給力	8
c. 連系設備の潮流	8
d. 検討断面	8
e. 電圧調整	8
(2) 系統安定度	9
(3) 短絡・地絡電流	9
a. 遮断器の遮断電流を決定する短絡・地絡電流計算の考え方	9
b. 電圧変動の検討に使用する短絡・地絡電流計算の考え方	10
c. 短絡・地絡電流抑制対策	10

(4) 電力品質	10
a. 高調波	10
b. 電圧変動	10
c. 電圧フリッカ	10
d. 電圧不平衡	10
e. 電磁誘導	11
11. 設備の熱容量の考え方	11
(1) 架空送電線	11
(2) 地中送電線	12
(3) 変圧器	12
(4) 直列機器	13
12. 送変電設備選定の考え方	13
(1) 送電線	13
a. 電線の選定	13
b. 送電容量	14
c. 回線数	14
d. 送電線ルート	14
e. 端子数	14
f. 分岐方式	15
(2) 変電所	15
a. 変圧器標準ユニット容量と最終バンク数	15
b. 変電所用地の選定	15
c. 送電線標準引出回線数	16
d. 標準母線方式	16
e. 母線容量の考え方	17
f. 電圧調整	17
g. 中性点接地方式	18
13. 系統保護方式	18

## 系統計画作成基準

### 1. 目的

本基準では、効率的な設備形成による電力の安定供給とコスト低減の両立を目的に、流通設備の増強の条件、時期、方法など系統計画の基本的考え方を示す。

### 2. 用語の定義

#### (1) 電力系統

発電所（発電所、変電所、開閉所および開閉塔をいう）および負荷とこれらを結ぶ電線路からなり、発電電力を負荷に送る電力設備網をいう。ただし本基準では、特に定める場合を除き、次の設備は含めない。

- ・発電所の所内変圧器、配電用変圧器の二次側機器および配電線。

#### (2) 系統計画

送・変電設備より成る電力系統の拡充、廃止の計画をいう。

#### (3) 送電部門

送変電設備を建設、所有、運転、維持管理し、同設備に連系された発電設備等も含めた電力系統全体の協調的運用およびその計画業務に携わる部門をいう。

#### (4) 広域機関

電気事業法に定められた電力広域的運営推進機関をいう。

#### (5) 発電者

一般送配電事業、小売電気事業、特定送配電事業および自己託送の用に供する電気、または電力貯蔵装置に貯蔵した電力を電力系統に流入する者をいう。（電力系統に電力を流入する自家用発電設備設置者を含む。）

#### (6) 需要者

一般送配電事業者、小売電気事業者、特定送配電事業者から電気の供給を受けている者、および自己託送を利用して電気の供給を受けている者をいう。（発電設備等を設置した場合においても、当社の電力系統に電力を流入しない場合も含む）

#### (7) 重負荷期

平日における最大需要電力が年間で大きくなる8月、12月または1月をいう。

#### (8) 軽負荷期

平日における最大需要電力が年間で小さくなる5月、10月をいう。

#### (9) 過負荷

変圧器などの変電機器の故障および送電線事故時に、健全な送電線や変圧器などの流通設備に定格容量（設備容量）を越える潮流が流れることをいう。

#### (10) 連続容量

電線、ケーブル、変圧器の能力を低下させず、安全に連続して流せる電流に相当する通電容量をいう。

#### (11) 短時間連続容量

緊急時に適用することを前提に、架空送電線、系統用変圧器は8時間、配電用変圧器は3時間まで、保安上問題なく流せる電流に相当する通電容量をいう。

- (12) 短時間容量  
変圧器などの変電機器の故障および送電線事故時の系統切替を想定し、健全な送電線や変圧器などの流通設備に定められた短時間（30分、10分、5分）に通電できる容量をいう。
- (13) 直列機器  
変圧器、または送電線に直列に接続される遮断器、断路器、計器用変流器などをいう。
- (14) 電源線  
発電所で発生した電力を、近傍の変電所やループ系統で構成する設備まで、基幹系統方向に送電することを主たる機能とする送電線をいう。
- (15) 系統線  
主に、電源線を除く154kV以上の送電線および一次変圧器(275/66kV、154/66kV変圧器)2次側のループ切替の際、ループ系統を構成する66kV送電線をいう。
- (16) 需要線  
配電用変電所や大口需要者への電力供給を主たる機能とする送電線をいう。
- (17) 電源抑制  
給電指令によって発電設備等の出力を抑制することをいう。
- (18) 電源制限  
保護リレー装置によって瞬時に発電設備等の出力を制限することをいう。
- (19) 電源遮断  
保護リレー装置によって瞬時に発電設備等を系統から解列することをいう。
- (20) 広域メリットオーダー  
一般送配電事業者の供給区域を超えて、全国大で限界費用の安い順で電源が稼働している状況をいう。
- (21) 想定潮流の合理化  
エリア全体の需給バランス、長期休止電源や自然変動電源の均し効果などから電源の稼働の蓋然性評価等を実施し、需要と出力の差が最大となる断面（最大潮流の断面）で評価することをいう。
- (22) N-1電制  
あらかじめ当社が指定した送配電線1回線、変圧器1台その他の電力設備の単一故障（母線事故は除く）の発生時に保護装置により行なわれる速やかな発電抑制または発電遮断を実施することをいう。
- (23) ノンファーム型接続  
平常時に電力系統に混雑が発生するまたは発生するおそれがある時に出力制御することを条件に、新規の発電設備等の接続を可能とする方法をいう。
- (24) 日本版コネクタ&マネージ  
既存の電力系統を最大限に活用するための取組の総称のことをいう。「想定潮流の合理化」「N-1電制」「ノンファーム型接続」の3つで構成される。
- (25) 広域系統長期方針  
広域機関が広域連系系統の整備及び更新に関する方向性を整理し、策定するもので、10年先を超える期間を見通した全国の電力系統のあるべき姿及びその実現に向けた考え方を示すものをいう。
- (26) 広域系統整備計画  
広域機関が広域系統長期方針等を踏まえ、広域連系系統の整備に関する個別の整備計画として策

定する計画をいう。

(27) 高経年化設備更新ガイドライン

広域機関にて策定した送配電設備が有するリスク量の標準的な算定方法や設備更新に係る工事物量算定の基本的な考え方が定められたガイドラインのことをいう。

3. 適用範囲と運用

本基準は、送電設備・変電設備より成る電力系統の拡充、廃止の計画に適用する。

系統計画の作成にあたっては、原則として本基準に定められた条件を満足する諸案の中から、最も経済的なものを選定する。

4. 系統計画の目的

電力系統の計画にあたっては、電力需要の動向、電源開発計画の動向、地域開発や都市開発の動向、土地の有効活用、電力供給に対する社会的要請などを充分把握し、適切な計画を立案する必要がある。

特に、将来に向けて先見のかつ合理的な電力系統を構成していくためには、発電設備、送電設備、変電設備、配電設備、個々の計画のみに注目することなく、各設備間の協調を図り、全体計画の経済性・効率性に充分留意しながら、日本版コネクト&マネージや広域系統長期方針などの社外情勢も踏まえたうえで、総合的に計画立案することが重要である。

系統増強を必要とする主な要因とその計画は、以下のとおり。

(1) 電源開発

電源開発に伴い電源線の新設および関連系統の増強を行う必要がある場合、電源開発と整合をはかり増強による便益が費用を上回る場合等に計画する。

(2) 需要増加

需要増加に対応するため必要となる変電所と、それに供給する送電線の新增設、ならびに関連する系統の拡充を行うことを目的に計画するものであり、需要の動向を的確に把握して適正な時期に計画する。

(3) 設備老朽化対策

老朽設備の更新にあたっては、現在までの故障や補修経歴のデータを基に、高経年化設備更新ガイドラインを踏まえたリスク評価を行った上で、合理的な工事を計画する。

5. 系統計画の基本的な考え方

系統計画は、主に以下の事項を勘案し策定するが、個々の設備はもちろんのこと、電力系統全体からみて適切なものとなるよう、設備投資の規模、具体的実施方法などについて、総合的・長期的視点に立って策定する。

(1) 将来の系統拡大に対応可能であること

電力系統は将来の需要動向や電源開発の動向を勘案し、電力の安定供給が可能であるとともに、将来の系統拡充に整合のとれた弾力性のある計画とすること。

(2) 高信頼度系統の構成

系統を構成する設備自体の事故、または他系統からの波及事故に対し、広範囲停電・長時間停電が生じないように、信頼度の高い系統を構成すること。

- (3) 電力品質の維持  
電圧・周波数を適正に維持し、電力品質の維持に努めること。
- (4) 需要など諸情勢の的確な反映  
需要動向をはじめとする諸情勢を的確に把握、分析し、計画要因からみた最適必要時期に設備が運転開始できるよう、用地、工事など各関連部門との協調に十分配慮するとともに、需要動向・用地事情の変化などにも弾力的に対応できる計画とすること。
- (5) 電源・送変配電設備間の協調  
発電設備、送電設備、変電設備および配電設備間の協調をはかり、全体として効率的な設備形成にすること。
- (6) 既設設備の有効活用  
日本版コネクト&マネージによる既設設備の有効活用を前提に、系統全体として効率的となるよう新增設を計画すること。
- (7) 新技術の積極的な導入  
経済性、信頼性および効果を考慮し、新技術を積極的に織り込むこと。
- (8) 広域系統長期方針、広域系統整備計画等との整合  
広域機関が策定する広域系統長期方針、広域系統整備計画その他の将来計画との整合を図ること。
- (9) サイバー攻撃に対するセキュリティの確保  
社外および社内からの電子的攻撃（サイバー攻撃）に対し、電力系統全体の保全ならびに情報資産の保護を図り、電力の安定供給を維持することが重要である。  
サイバー攻撃からの当社の電子制御システム並びに事務処理システムを守るため、当社のシステムセキュリティポリシーに基づき、電力系統設備を形成する際は、必要な対策を講じること。
- (10) 再生可能エネルギー導入促進  
カーボンニュートラル実現に向け、東北および新潟エリアに豊富なポテンシャルがある再生可能エネルギーの導入拡大傾向を見据えた系統を構成すること。
- (11) レジリエンスの強化  
地震や台風などの激甚化災害に対して、長期停電の回避を目的とした電力設備の強靱化により電力供給の安定化を図ること。

## 6. 系統構成の基本的考え方

- (1) 275kV 系統以上  
275kV 系統以上は、500kV 系統を主軸とした 275kV 系統のループ構成を基本とする。
- (2) 154kV 系統  
154kV 系統は、275kV 系統との異電圧ループ系統を基本とし、適宜、系統を分割する。
- (3) 66kV 系統他  
66kV 系統および 33kV 以下系統は、放射状系統での運用を基本とする。

## 7. 系統電圧階級

- (1) 電圧階級

既設設備との整合性と有効活用の観点から、標準的な電圧階級(公称電圧)は以下のとおりとする。

500kV, 275kV, 154kV, 66kV, 33kV, 6.6kV

## (2) 電圧変成階級

電圧変成は、1階級毎の変成を原則とするが、需要地点の系統状況や経済性を勘案のうえ、その上位電圧からの電圧変成も行うことができる。

## 8. 系統増強計画

### (1) 系統増強の判断基準

送電線の新設・増強、変電所の新設・増容変などの系統増強は、以下のような事由に対して計画する。

#### a. 電源、需要設備の新增設対応が必要な場合

電源や需要設備の新設・増設に対応して、必要な系統増強計画を行う。

#### b. 信頼度基準を満足できないことが想定される場合

後述する『9. 系統計画における信頼度基準』を満足できないことが想定される場合または増強による便益が費用を上回る場合等、必要な系統増強の計画を行う。なお、電圧面の基準を満足できない場合は、原則として調相設備の設置により対策するが、将来計画との合理性を踏まえ系統増強により対応することがある。

#### c. 系統の短絡・地絡電流が既設遮断器の定格遮断電流を超過する場合

系統の短絡・地絡電流が既設遮断器の定格遮断電流を超過することが想定され、遮断器の取替により対応しがたい場合には、系統分割などによる短絡・地絡電流抑制のため、系統増強により対応することがある。

### (2) 系統増強の時期

系統増強は、以下の事項の所要期間を考慮し、必要な時期に運転開始できるよう計画する。

#### a. 調査・設計期間

#### b. 用地取得期間

#### c. 社内外の諸手続きに必要な期間

#### d. 社内外の関連工事との調整に必要な期間

#### e. 機器、資材の納期に必要な期間

#### f. 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

### (3) 系統増強計画案の経済評価

系統増強計画案の経済評価手法は、評価期間における経費の現価比較、あるいは工事費の現価比較とする。

評価期間は10年程度を基本とするが、275kV系統以上の場合などで、さらに長期にわたる計画を考慮する必要がある場合には、設備の耐用年などを対象に評価することがある。

## 9. 系統計画における信頼度基準

系統計画における信頼度基準は、平常時において安定供給が可能であることは勿論、系統事故発生時における供給支障の極小化を勘案し、以下のとおり定める。



## (1) 平常時

## a. 熱容量面の基準

重負荷期においても、潮流が既設流通設備の連続容量を超過しないこと。

## b. 系統安定度面の基準

発電機が安定に運転可能なこと。

## c. 電圧面の基準

いずれの時期においても、系統基準電圧の±2%程度の範囲内に維持可能なこと。

## (2) 単一事故時

発電設備、送電線、変圧器のうち1つの設備が事故など計画外の事象により使用不可能となったことを想定して、信頼度の評価を行う。

また、発電機の新規連系の可否判断については、通常の運用系統で検討する。

## a. 熱容量面の基準

## (a) 送電線1回線事故

## i. 275kV 系統以上

2回線送電線における1回線事故時に、健全回線の潮流が短時間連続容量を超過せず、その他流通設備の潮流が連続容量以下であること。

## ii. 154kV 系統, 66kV 系統他

送電線1回線事故時に、系統切替<sup>(注)</sup>などを行うことにより、流通設備の潮流が短時間連続容量を超過しないこと。また、切替先の流通設備の潮流についても、短時間連続容量を超過しないこと。

## (b) 変圧器1台事故

## i. 系統用変圧器(500/275kV, 275/154kV, 500/154kV 変圧器)

2台以上の併用個所における1台事故時に、健全変圧器の潮流が短時間連続容量を超過せず、その他流通設備の潮流が連続容量以下であること。なお、二次電圧が154kVの系統用変圧器で、154kV以下の系統におけるその他流通設備に与える影響が限定的である場合には、短時間連続容量以下であること。

## ii. 一次変圧器(275/66kV, 154/66kV 変圧器)

変圧器1台事故時、系統切替<sup>(注)</sup>などを行うことにより、流通設備の潮流が短時間連続容量を超過しないこと。また、切替先の流通設備の潮流についても、短時間連続容量を超過しないこと。

## iii. 配電用変圧器(154/6.6kV, 66/6.6kV, 33/6.6kV 変圧器)など(66/33kV 変圧器を含む)

変圧器1台事故時、過負荷運転を考慮し、健全変圧器への切替、配電線切替および移動用変圧器による仮復旧を行い供給支障が継続しないこと。なお、配電線切替、移動用変圧器による仮復旧までの供給支障は許容する。

## (c) 発電機1台脱落事故

## i. 275kV 系統以上

発電機1台脱落時に、流通設備の潮流が連続容量を超過しないこと。

ii. 154kV 系統, 66kV 系統他

発電機 1 台脱落時に, 系統切替<sup>(注)</sup>などを行うことにより, 流通設備の潮流が短時間連続容量を超過しないこと。

(d) 発電機 1 台補修停止時の発電機 1 台脱落事故

本検討は重負荷期を前提として行わず, 補修を考慮すべき軽負荷期を前提として検討する。

i. 275kV 系統以上

最大ユニット補修停止時に発電機 1 台事故停止した場合, 流通設備の潮流が連続容量を超過しないこと。

ii. 154kV 系統, 66kV 系統他

最大ユニット補修停止時に発電機 1 台事故停止した場合, 系統切替<sup>(注)</sup>などを行うことにより, 流通設備の潮流が短時間連続容量を超過しないこと。

(注) 154kV 系統, 66kV 系統の単一事故時には, 系統切替を許容する。ここでいう系統切替とは, 隣接系統への切替を意味し, 発電所で発生した電力を基幹系統方向に送電するための系統切替や, 切替余力を確保するための, 隣接系統から先の系統への切替は考慮しない。

(e) 熱容量面の基準 (a) 項および (b) 項に掲げる基準を充足しない場合であっても, 次に掲げる条件 i ~ ii のいずれかに該当する場合には, 当該基準を充足しているものとする

適用については発電者との個別協議による。

i. 暫定的な対応の場合

既に計画されている系統増強により, (a) 項および (b) 項が満足できる場合, 当該系統増強工事が運開するまでの間に限り, 電源抑制などの運用対策による対応を可能とする。

ii. N-1 電制が適用された流通設備において, N-1 電制を考慮した潮流が (a) 項および (b) 項を満足できる場合

b. 系統安定度面の基準

送電線の 1 回線 3 相地絡事故の主保護遮断時に, 発電機が安定に運転可能なこと。

c. 電圧面の基準

いずれの時期においても, 送電線 1 回線停止, 変圧器 1 台停止, あるいは発電機 1 台停止時に, 表 9-1 の運用目標電圧の範囲内に収まることを基本とする。

表 9-1 運用目標電圧 (単位: kV)

電圧階級	最高	最低
275	287.5	263
154	161	147
66	69	60

(注 1) 最高電圧は『JEC222(2009)標準電圧』による。

(注 2) 最低電圧は変圧器の電圧降下分などを考慮し, 最低タップに対し 5%のマーヅンをみた。

(3) 多重事故時

## a. 熱容量面、電圧面の基準

送電線ルート事故に対しては、設備の短時間容量の超過や系統電圧維持のために必要な電源遮断、負荷遮断などの対策について検討する。また、系統の重要性や系統構成などを踏まえ、適宜、1母線事故、発電所1台停止時の事故などを想定し検討する。

## b. 系統安定度面の基準

2回線以上併用する送電線の2回線同時3相地絡事故の主保護遮断時および必要に応じ1母線事故時に、発電機が安定に運転可能なこと。ただし、系統安定度維持のために電源遮断などの対策を講じることを可能とする。電源遮断の考え方は、上記熱容量面の基準に準じる。

## c. 周波数面の基準

送電線ルート事故時の周波数低下による連鎖的な停電を回避する系統構成とする。

## 10. 信頼度の評価方法

## (1) 潮流計算

電源開発、需要増加に伴う系統増強策定時は、潮流計算により、前述の信頼度基準のうち、熱容量面の基準と電圧面の基準を満足するかどうか検討し、かつ送電損失の検討を行った上、効率的な系統増強を行う。

潮流計算のための諸元は、原則として以下のとおりとし、広域機関にて策定した「想定潮流の合理化」の考え方を適用する。

## a. 需要

系統計画に用いる需要は、最大3日平均需要を原則とする。電源と負荷が混在する系統や負荷パターンが特殊な負荷供給系統では、軽負荷期などの需要を用いることがある。

電気所別需要については、過去の実績値を補正し想定する。154kV系統以上の需要者は個別の想定値による。

## b. 供給力

供給力は、考えられる条件下で、当該流通設備に影響が大きくなる状況を想定し定める。この場合の想定電源は、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）された電源を考慮する。

なお、ノンファーム型接続の適用電源については系統制約による抑制も可とする。

## c. 地域間連系線の潮流

基本的には、広域機関から提示される広域メリットオーダーシミュレーションによる算定結果を用いる。

## d. 検討断面

検討断面は、検討の対象とする流通設備への潮流、安定度、電圧面が厳しくなる需要断面とするが、極端に稀頻度でないことと、過去の実績や電源・需要パターンから想定しうる断面を適切に選定する。

基本的には、重負荷期を主体とするが、原子力など定出力大電源の偏在傾向などから、適宜、軽負荷期についても検討する。

## e. 電圧調整

自動電圧調整装置(AVR)で発電機端子電圧を調整する場合は、発電機定格電圧に対し100%とす

る。夏季重負荷期に電圧高め運転を行う火力・原子力については、夏季重負荷期の検討時に102%とする。

(2) 系統安定度

電源の連系に伴う系統計画にあたっては、系統安定度の検討を慎重に行い、必要な場合は、電源から送変電設備に至る各種の安定度向上対策を検討し、効率的な対策を施すことにより、適切な供給信頼度を保持した送電容量を確保する。

安定度向上対策は、運転保守面も含めて総合的に検討し適切な対策を行う。

電圧階級ごとの事故除去時間は、表10-1を標準とし、設備実態も考慮した上で設定する。

表10-1 電圧階級別事故除去時間

主保護の種別	事故除去時間
275kV以上主保護	0.07秒
275kV以上母線保護	0.09秒
154kV主保護	0.10秒
66kV主保護(回線選択)	0.15秒×併用端子数

系統安定度の安定判定は、連系している全発電機が脱調することなく安定に運転が維持できることとし、発電機が脱調しない場合は、発電機の内部相差角の動揺波形より、表10-2のとおり安定判別を行う。

表10-2 系統安定度の安定判定

発電機内部相差角の第3波と第4波の振幅比	判定
0.9以下	安定
0.9超過	発散(不安定)

66kV系統も基本的には上記のとおり、発電機が脱調せずに安定運転が維持できることとするが、発電機が脱調する場合には、脱調の中心が系統側に流出してこなければ発電機の連系を可能とする。ただし、発電機の脱調後、速やかに発電機を系統から解列する機能を有することを条件とする。

なお、33kV系統などについては、必要に応じ検討する。

(3) 短絡・地絡電流

a. 遮断器の遮断電流を決定する短絡・地絡電流計算の考え方

短絡・地絡電流は、電力系統の送電線または変電所の母線の1個所で3相短絡事故・1相地絡事故を起こした場合に、発電所から流入する短絡・地絡電流であり、遮断器の遮断容量を決定する場合の基本となる電流である。

将来の系統拡大に伴い短絡容量が増加し、これにより以下のような問題が発生する。

- ①遮断器などの直列機器および送電線の容量不足
- ②通信線への電磁誘導障害
- ③故障電流による設備の損傷

このため、適正容量遮断器の新設・取替または系統構成・運用方法などにより、確実な故障電流遮断が可能なよう経済的に計画する。

短絡・地絡電流計算は、既設の発電機および連系申込み承諾済みの発電機が、全て併入された条件で行う。ただし、復活時期が明示されていない長期計画停止の発電機を除く。

遮断器の遮断容量選定に用いる短絡・地絡電流は、故障発生直後の電流となるよう、発電機のリアクタンスを初期過渡リアクタンス( $X_d''$ )として計算し、設備運開後、概ね10年程度超過することが無い遮断容量を選定する。各電圧階級における短絡・地絡電流の最大値は、表10-3のとおりとする。

表10-3 短絡・地絡電流の最大値

電圧(kV)	500	275	154	66
電流の最大値(kA)	63	63	40	31.5

b. 電圧変動の検討に使用する短絡・地絡電流計算の考え方

電圧変動の検討に使用する場合には、電源の停止、送变电設備の作業停止を考慮し、運用系統において想定される最小の短絡容量となるよう計算する。

c. 短絡・地絡電流抑制対策

短絡・地絡電流抑制対策は、系統の安定性、経済性などを総合的に検討し、遮断器取替などの改良工事や、次の諸対策のうち適切なものを適用する。

- (a) 系統の分割，電源の分割
- (b) 高インピーダンス変圧器の設置
- (c) 限流リアクトルの採用
- (d) 直流連系設備の設置

(4) 電力品質

変動負荷から発生する電圧変動，フリッカ(照明のちらつき)，電圧不平衡および高調波などの特異現象は，過大になると，電力系統ならびに他の一般需要者の各種機器に対し，過熱焼損，振動を与え，その正常動作に影響を及ぼす他，フリッカ，通信線への誘導障害など各種障害を及ぼすため，適切な防止対策を実施する。

以下の電力品質に関する各項目の許容上限値を超過する要因が，需要者などの電気設備にある場合は，原則として当該の需要者などに防止対策を講じていただく。

a. 高調波

『高圧また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16年1月改定)』および『高調波抑制対策技術指針(JEAG 9702-2013)』に基づき，高調波対策を行う。

b. 電圧変動

電圧変動は，電圧変動率として表し，その許容上限値は，以下のとおりとする。

電圧変動率( $\Delta V = \text{電圧変動量} / \text{常時電圧}$ )の最大値：2%以下

c. 電圧フリッカ

『電気学会技術報告(II部)72号：製鋼用アーク炉と電力供給に関する最近の動向』(電気学会，昭和53年12月)に則り，電圧フリッカの許容上限値は，以下のとおりとする。

$\Delta V_{10}$ メーターで最大0.45V

d. 電圧不平衡

『電気設備の技術基準（省令第55条【電圧不平衡による障害の防止】，解釈第260条）』に準拠し，電圧不平衡率の許容上限値は，受電地点で3%とする。

e. 電磁誘導

『電磁誘導電圧計算書の取扱いについて』（平成7年1月19日資源エネルギー庁公益事業部長通達）に則り，事故時電磁誘導電圧値は，人体，通信機器を保護するため，表10-4の上限値以下に抑制するよう系統運用面などの対策を含め，長期的な系統計画に基づき効果的な対策を行う。

表10-4 事故時電磁誘導電圧の上限値

送電線路の種別	制限電圧
公称電圧が100kV以上で，故障電流が0.06秒以内に除去される送電線路	650V以下
公称電圧が100kV以上で，故障電流が0.1秒以内に除去される送電線路	430V以下
その他の送電線路	300V以下

電磁誘導電圧軽減対策は，次の諸対策を総合的に検討し，通信事業者とも協議のうえ適切な対策を行う。

(a) 電力線の対策

- i. 高速度遮断器を使用する。
- ii. 特別高圧架空電線路にしゃへい線を施設する。
- iii. 弱電流電線路との離隔距離を大きくする。
- iv. 地中送電線(275kV以上)のしゃへい化。
- v. 地中送電線(275kV以上)の相配置の検討。

(b) 弱電流電線路(メタルケーブル)の対策

- i. 弱電流電線路にしゃへい線を施設する。
- ii. 弱電流電線路に排流中継線輪，中和線輪などの編成器を施設する。
- iii. 弱電流電線路に避雷器など適当な保安器を取付ける。
- iv. 弱電流電線に電磁しゃへいケーブルを使用する。
- v. 弱電流電線を光ファイバケーブルに変更する。
- vi. 弱電流電線を架空から地中にする。

11. 設備の熱容量の考え方

(1) 架空送電線

架空送電線の連続容量，短時間連続容量に相当する電流は，原則として，表11-1の周囲条件時に，表11-2の許容電線温度となる時の連続電流とする。連続容量，短時間連続容量への換算は(11-1)式を用いる。

なお，地上高など設備の制限を受ける場合は，個別管理とする。

超耐熱電線の取扱いについては，個別に検討し定めるものとする。

$$P = \frac{\sqrt{3} \times V \times I \times 0.95}{10^3} \quad (11-1)$$

P : 送電容量(MW), V : 公称電圧(kV), I : 電流(A), 0.95 : 力率

表 11-1 送電容量算出時の周囲条件

条 件	夏季	冬季
外気温(°C)	40	25
風速(m/s)	0.5	0.5
日射量(W/cm <sup>2</sup> )	0.1	0.1
風向角(°)	45	45
海拔高(m)	0	0
放射率(輻射係数比)	0.9	0.9

表 11-2 許容電線温度表 (単位 ; °C)

電 線 種 類	許容電線温度	
	連 続	短時間連続
硬銅より線系電線(HDCC)	90	100
鋼心アルミより線系電線(ACSR, SBACSR)	90	120
鋼心耐熱アルミ合金より線系電線 (TACSR, SBTACSR)	150	180

(2) 地中送電線

地中送電線の熱容量は、想定条件、布設条件などによって変化するので個別管理とする。

(3) 変圧器

a. 連続容量

系統計画時における変圧器の連続容量は、(11-2)式より求める。

$$\text{連続容量(MW)} = \text{定格容量(MVA)} \times 0.95(\text{力率}) \quad (11-2)$$

b. 短時間連続容量

系統計画時における変圧器の短時間連続容量は、以下のとおり。

(a) 系統用変圧器, 一次変圧器

過負荷(135% 1時間, その後 120% 7時間)が可能な変圧器は、連続容量の120%とする。ブッシングの電流容量またはコンサベータの応動範囲に制約があるものは、個別検討により設定された対応可能な容量とする。

(b) 配電用変圧器

i. 油入変圧器

- ・ 20MVA 以下 : 120% (3時間)
- ・ 30MVA : 110% (3時間)

30MVAバンクの過負荷は、単器容量が大きいこと、また6.6kV直列機器の電流定格が3,000Aまでであることから、110%を限度とする。

ii. ガス絶縁変圧器(参考値)

- ・ 20MVA 以下 : 105% (3時間)

- ・30MVA : 105% (3時間)

ガス絶縁変圧器の場合は、ガスを冷却媒体にしており、冷却効率が油入変圧器程高くないため、個別にメーカー確認の上、過負荷容量を決定する。

(4) 直列機器

変電直列機器は、過負荷運転を行えるものとし、送電線および変圧器の過負荷運転に対応可能な運転容量を確保する。

12. 送変電設備選定の考え方

(1) 送電線

送電線は、原則として架空送電線とする。ただし、次の事項に該当する場合に地中送電線を採用することができる。

- i. 架空送電線の建設が法規上の制限(市街地施設制限など)により不可能な場合。
- ii. 地域環境との調和、経済性などの面から、架空送電線より総合的に有利な場合。

a. 電線の選定

(a) 架空送電線

原則として「超強力亜鉛めっき鋼心圧縮型アルミより線(低ロス型)(SBACSR, SBTACSR)」, または「普通亜鉛めっき鋼心アルミより線(ACSR, TACSR)」を使用する。標準的な電線の線種, 太さ, 導体数は表 12-1 のとおり。

表 12-1 標準的な架空送電線の線種, 太さ, 導体数

電圧(kV)	線種	電線太さ(mm <sup>2</sup> )	導体数
500	SBACSR, SBTACSR ACSR, TACSR	500, 740 [530, 780] 410, 610	4
275	SBACSR, SBTACSR ACSR, TACSR	400, 500, 740 [420, 530, 780] 330, 410, 610	2
154	SBACSR, SBTACSR ACSR, TACSR	190, 290, 400, 500, 740 [210, 320, 420, 530, 780] 160, 240, 330, 410, 610	1
66	SBACSR, SBTACSR ACSR, TACSR	150, 190, 290, 400, 500, 740 [160, 210, 320, 420, 530, 780] 120, 160, 240, 330, 410, 610	1
33	SBACSR, SBTACSR ACSR, TACSR SSW-OC*	150, 190 [160, 210] 120, 160 80, 100	1

電線太さの [ ] 内は既設架空送電線に合わせ選定することがある。

※水密型架橋ポリエチレン絶縁電線

新設線路には原則として、硬銅より線(HDCC)は適用しない。ただし、特別な理由により ACSR 系電線により難しい場合、あるいは短径間の既設張替で ACSR 系電線より優位な場合は適用できるものとする。

工事費に差がないときは、送電容量の大きなものを採用する。



## (b) 地中送電線

原則としてCVケーブルを使用する。ケーブルの種類、導体断面積、線心数は、想定条件、布設条件などによって変化するので個別検討とする。

## b. 送電容量

## (a) 電源線

1回線の連続容量は、原則として、初号機開発時点で、連系する電源の最終開発規模以上となるよう計画する。

なお、既設機のリプレースなどにより、1回線停止時に残回線の連続容量を超過する場合においても、増強工事などにより前述条件を満足させることを原則とするが、原子力以外の電源である場合には、短時間連続容量以下であれば、既設の設備でも対応可能とする。

## (b) 系統線

系統線については、新設後10～15年程度先まで送電可能な容量とする。ただし、系統の発展性や、ルート取得の状況などで、これに拠らないことが合理的である場合には、個別に送電容量を選定する。

## (c) 需要線

需要線については、10年程度先まで送電可能な容量とする。ただし、系統の発展性や、ルート取得の状況などで、これに拠らないことが合理的である場合には、個別に送電容量を選定する。

## c. 回線数

2回線方式を原則とする。

電源線についても、原則2回線以上の併用とする。事故時の系統に及ぼす影響が少ない場合などは、1回線連系を可能とする。

## d. 送電線ルート

## (a) 架空送電線

架空送電線のルート選定にあたっては、次に示す事項に留意すること。

## i. 技術的な調和

- ① 設備の安全性が高い。
- ② 建設費が低廉である。
- ③ 施工が容易である。
- ④ 所定の工期に完成できる。
- ⑤ 保守が容易である。

## ii. 将来計画との調和

- ① 将来の系統構成を考慮する。
- ② 需要分布の動向を考慮する。

## iii. 社会環境との調和

- ① 人家および公共施設などを避ける。
- ② 文化財、史跡などを避ける。
- ③ 生産性の高い土地および復元の困難な土地を避ける。
- ④ 地域開発構想と整合する。

⑤ 各種規制と整合する。

iv. 自然環境との調和

- ① 自然公園，名勝地などの自然景観を損なわない。
- ② 貴重な動植物の生息地を避ける。
- ③ 自然林，植林地帯などの伐採が少ない。
- ④ 各種規制と整合する。

(b) 地中送電線

地中送電線のルート選定は，架空送電線に準じるが，以下の事項にも留意する。

- i. 既設管路，洞道との関係ならびに有効利用。
- ii. 多条数布設による送電容量への影響。
- iii. 防災対策の確保の可否。
- iv. 河川，鉄道などの横断個所については，用地取得，道路占用などの諸条件および経済性など  
他，線路の重要度，設備の信頼性確保についても十分配慮し，橋梁添架，管路および洞道  
など各種横断方法について検討のうえ選定するものとする。

e. 端子数

275kV 系統以上は，最大3端子を標準とする。

2回線併用の端子数は，154kV 系統，66kV 系統他は最大3端子を標準とする。

これらを超過する場合は，個別に検討することとする。

f. 分岐方式

近辺の送電線から引出す場合は，原則，コスト面で有利な2回線T引出しとする。ただし，保護リレーの整定上端子数に制約がある場合，長距離送電線のため分割が必要な場合，一次変電所への引込みなどの場合には，2回線π引出しも可能とする。

(2) 変電所

a. 変圧器標準ユニット容量と最終バンク数

変圧器の標準ユニット容量は，各電圧階級別の送電線の容量との関係や，主変圧器の輸送限界を考慮し，標準容量として表12-2のものを採用する。

500/275kV 変圧器のユニット容量は，個別検討とする。また，その他の電圧変成階級の場合は，表12-2の2次側電圧に準じた容量を選定する。

変電所の最終規模は，1次，2次電圧の送電線の規模との対応，ならびに変電所周辺の送電線の集中化を避けるため(立地対策上)，3バンクを標準とし，必要に応じ4バンク以上も考慮する。

表12-2 変圧器標準ユニット

電圧変成階級 (kV)	容量 (MVA)
275/154	450, 300, 250
275/66, 154/66	200, 150, 100
154/6.6, 66/6.6, 33/6.6	30, 20, 10

b. 変電所用地の選定

変電所用地の選定にあたっては，変電所の将来構想，関連する送電線および配電線ルート確保な

ど関連部門と緊密な調整を行い、位置、地形、周囲環境、工事の難易度などを十分検討の上選定する。

c. 送電線標準引出回線数

立地対策面から送電線の集中化を避けると共に、系統の簡素化を図るため、可能な限り引出回線の縮小化に努めることとし、送電線引出回線数の最終規模は、表 12-3 のとおりとするが、新設計画時点で将来の系統構成が明確な場合はその回線数とする。

表 12-3 送電線引出回線数の最終規模

電圧変成階級 (kV)	1 次側回線数	2 次側回線数
500/275	6	10
275/154	6	10
275/66	6	12
154/66	6	12

d. 標準母線方式

系統用変圧器および一次変圧器の接続する母線は、二重母線 1 ブスタイ方式を標準とする。ただし、バンク三次は単母線方式とする。また、275kV 以上の母線への二重母線 4 ブスタイの採用は個別に検討する。なお、二重母線にする時期は表 12-4 を標準とする。

配電用変電所の 66kV 母線の二重母線化の要否については、系統運用を考慮し個別に定める。

表 12-4 電圧階級別の二重母線にする時期

母線種別	二重母線にする時期
275kV 母線	複バンクまたは接続送電線 3 回線以上となる時期の早い時期
154kV 母線	複バンクまたは接続送電線 4 回線以上となる時期の早い時期
66kV 母線	複バンクまたは接続送電線 4 回線以上となる時期の早い時期

e. 母線容量の考え方

母線容量の基本的な考え方は表 12-5 のとおりとする。

表 12-5 母線容量の考え方

母線種別	連続容量	短時間連続容量	短時間容量
主母線	予想通過潮流の最大値とする。(片母線停止時などの潮流変化を十分考慮すること。)	事故時の潮流変化を考慮する。	同 左
送電線分岐母線	送電線の連続容量相当とする。	送電線の短時間連続容量相当とする。*	送電線の短時間容量相当とする。* 275kV 10分容量値 154kV 5分容量値 66kV 30分容量値
変圧器一次・二次母線	変圧器定格容量相当とする。	系統用変圧器パターン 135% 1時間 その後 120% 3時間 配電用変圧器パターン 120% 3時間 (配変 30MVA は定格容量の 110%とする)	変圧器定格容量の 150%, 30分間とする。
変圧器三次母線	変圧器定格容量とする。または、最終規模想定容量としてもよい。	考慮しない。	考慮しない。

※記載は架空送電線に対する設計を示す。地中送電線は連続容量と短時間容量(30分値)により設計する。

f. 電圧調整

系統の無効電力損失の抑制、系統各部の無効電力バランスを考慮し、既設調相設備、発電機など無効電力発生源の有効活用をはかりながら、系統全体で効率的な電圧調整対策を構築する。

(a) 負荷時タップ切換変圧器

系統電圧を表 9-1 の範囲内に運用するため、変圧器は負荷時タップ切換変圧器とする。

負荷時タップ切換変圧器のタップ数は制御面を配慮し、275kV 変圧器は 19 タップ、154kV 以下の変圧器は 17 タップを標準とする。

タップ電圧の範囲は、表 12-6 を標準とするが、連系する流通設備の運用電圧を勘案して個別に定める。

表 12-6 負荷時タップ切換変圧器の標準タップ電圧範囲  
および調相設備採用の考え方

電圧別電気所		変電所		
		負荷時タップ切換変圧器 (LRT)	電力用コンデンサ (SC)	分路リアクトル (ShR)
500kV	電源近傍	要(500~550kV)	不要	要
	一般地域	要( // )	要	要
275kV	電源近傍	要(250~287.5kV)	不要	要
	一般地域	要( // )	要	要
154kV	電源近傍	要(140~168kV)	不要	不要
	一般地域	要( // )	要	不要

(b) 調相設備

調相設備は、原則として表 12-6 により採用を決定し、電力用コンデンサ(SC)、分路リアクトル(ShR)が必要となる場合は、個別に検討のうえ容量を決定する。なお、容量の限界は変圧器容量の30%以下とし、調相設備の群数は2群を標準とするが、275/154kV 変圧器の場合には、最大4群まで設置可能とする。

154kV 以上の変電所においては、変圧器の3次巻線に設置することを原則とする。

ケーブル系統近傍の変電所には、154kV 以下でも分路リアクトル(ShR)の設置を考慮する。

調相設備の単位容量は、開閉時の電圧変動が2%以下となるようにし、電力用コンデンサ(SC)は5, 10, 20MVA, 分路リアクトル(ShR)は25, 40MVA を標準とする。

(c) その他の調相設備

設備停止時に瞬時に無効電力を供給する設備や電圧安定性・同期安定性からみた系統特性を改善するために、下記の調相設備などを検討のうえ、必要に応じて設置する。

- i. SVC (静止型無効電力補償装置)
- ii. STATCOM (自励式無効電力補償装置)

g. 中性点接地方式

事故時の異常電圧防止、事故区間の確実な選択遮断、送電設備の有効活用、電力設備保安・誘導障害防止および既設接地方式を考慮して最適な方式を選定するものとする。

表 12-7 中性点接地の標準方式

電圧階級	中性点接地方式
275kV 以上	直接接地
154kV	抵抗接地
66kV	消弧リアクトル+抵抗接地または抵抗接地

13. 系統保護方式

電力系統の安定・高効率運転ならびに事故時における電力設備の確実な保護、停電範囲の局限化、

系統復旧の迅速化をはかるために、『系統保護基準』に則り、適切な系統保護リレー方式を適用する。