

系統連系技術要件
「託送供給等約款別冊」
(特別高圧版)

令和8年10月1日実施

沖縄電力株式会社

目 次

I 総 則	1
1 目 的	1
2 適用の範囲	1
3 協 議	1
II 発電設備等の接続に必要な技術要件	2
4 電 気 方 式	2
5 運転可能周波数・並列時許容周波数	2
6 力 率	3
7 高 調 波	3
8 需給バランス制約による発電出力の抑制	3
9 送電容量制約による発電設備等の出力の抑制	4
10 不要解列の防止	4
11 保護装置の設置	7
12 再 閉 路 方 式	11
13 保護装置の設置場所	11
14 解 列 箇 所	11
15 保護リレーの設置相数	12
16 自動負荷制限・発電抑制	12
17 線路無電圧確認装置の設置	13
18 発電機運転制御装置の付加	13
19 中性点接地装置の付加と電磁誘導障害防止対策の実施	18
20 直流流出防止変圧器の設置	19
21 電 圧 変 動	19
22 出力変動対策	21
23 短絡・地絡電流対策	22
24 発電機定数・諸元	22
25 昇圧用変圧器	26
26 連 絡 体 制	26
27 電気現象記録装置	28
28 サイバーセキュリティ対策	28
III 需要設備の接続に必要な技術要件	30

29	供給電圧	30
30	進相用コンデンサの運用	30
31	高調波	30
32	電圧フリッカ・電圧変動	32
33	瞬時電圧低下	32
34	電圧不平衡	33
35	保護協調の目的	33
36	保護装置の設置	33
37	保護装置の設置場所	34
38	保護リレーの設置相数	34
39	遮断箇所	34
40	再閉路方式	34
41	連絡体制及び系統連系上必要な情報	35
42	サイバーセキュリティ対策	36

I 総 則

1 目 的

この系統連系技術要件（特別高圧版）（以下「要件」といいます。）は、託送供給等約款 8（契約の要件）(1)ニ及び(2)ハにもとづき、発電者の発電設備及び蓄電池（以下「発電設備等」といいます。）ならびに需要者の需要設備を当社の電力系統（以下「系統」といいます。）に接続（以下「連系」といいます。）するにあたり遵守していただく事項を示すものです。ここで、発電設備とは発電に供する電気設備、需要設備とは需要に供する電気設備をいいます。

なお、この要件にもとづき、発電場所及び需要場所において必要となる設備については、契約者の負担で施設していただきます。

2 適用の範囲

この要件は、発電者の発電設備等及び需要設備または需要者の需要設備を系統に連系する場合に適用いたします。既に系統に連系している発電設備等であっても、当該設備等のリプレース時やパワーコンディショナー等の装置切替時、または系統運用に支障を来すおそれがある場合（リレー整定値等の設定変更必要時等）には、この要件を適用いたします。また、需要者が需要場所内において発電設備等を系統に連系する場合または契約者が事業場所内の発電設備等もしくは需要設備を系統に連系する場合についても、この要件を適用いたします。

3 協 議

この要件は、系統連系に関する技術要件であり、実際の連系にあたっては、この要件に定めのない事項も含め、個別に協議させていただきます。

II 発電設備等の接続に必要な技術要件

発電者の発電設備等を当社の系統に連系する場合は、電気設備に関する技術基準に加え、以下の項目について遵守していただきます。なお、需要者が発電設備等を当社の供給設備に電氣的に接続して使用する場合、もしくは事業場所内の発電設備等を系統に連系する場合は、逆潮流の有無に係らず、本要件を適用していただきます。

4 電気方式

発電設備等の電気方式は、最大使用電力に比べ発電設備等の容量が非常に小さく、相間の不平衡による影響が実態上問題とならない場合を除き、連系する系統の電気方式（交流三相3線式）と同一としていただきます。

5 運転可能周波数・並列時許容周波数

(1) 運転可能周波数

発電設備等の連続運転可能周波数及び運転可能周波数は、次のとおりとしていただきます。

連続運転可能周波数：58.2Hzを超え61.0Hz以下

運転可能周波数：57.0Hz以上61.8Hz以下

なお、周波数低下時の運転継続時間は、58.2Hzでは10分程度以上、57.6Hzでは1分程度以上としていただきます。

また、周波数低下リレーの整定値は、原則として、検出レベルを57.0Hz、検出時限を自動再開路時間と協調が取れる範囲の最大値としていただきます。

（協調が取れる範囲の最大値：2秒以上）

(2) 並列時許容周波数

系統周波数を適正值に維持する必要があるため、並列時の周波数は並列時許容周波数以内としていただきます。なお、並列時許容周波数は、標準周波数+0.1Hz以下（設定可能範囲：標準周波数+0.1～+1.0Hz）とします。ただし、

離島など系統固有の事由等により個別に協議させていただく場合があります。

6 力 率

発電者の受電地点における力率は、連系する系統の電圧を適切に維持できるように定めるものとし、必要な場合は当社からの求めに応じて、力率を変更できるものとしていただきます。発電設備等の安定に運転できる範囲は、原則として発電設備等側からみて遅れ力率90%～進み力率95%としていただきます。

逆潮流が無い場合は、原則として受電地点における力率を系統側からみて遅れ85%以上とするとともに、系統側からみて進み力率にならないようにしていただきます。

また、受電地点の力率、電圧あるいは無効電力の調整スケジュール等について別途協議させていただくことがあります。

7 高 調 波

逆変換装置（二次励磁発電機の系統側変換装置を含みます。）を用いた発電設備等を設置する場合は、逆変換装置本体（フィルターを含みます。）の高調波流出電流を総合電流歪率5%、各次電流歪率3%以下としていただきます。また、その他の高調波発生機器を用いた電気設備を設置する場合には、「31高調波」に準じた対策を実施していただきます。

8 需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制

逆潮流のある発電設備等のうち、太陽光発電設備及び風力発電設備ならびに蓄電池には、当社の求めに応じて、当社からの遠隔制御により0%から100%の範囲（1%刻み）で出力（自家消費分を除くことも可）の抑制ができる機能を有する逆変換装置やその他必要な設備を設置する等の対策を実施していただきます。なお、ウィンドファームとしての運用がない風力発電所やウィンドファームコントローラーがない風力発電所については、技術的制約を踏ま

え個別協議とさせていただきます。

逆潮流のある火力発電設備及びバイオマス発電設備（ただし、再生可能エネルギー特別措置法施行規則〔平成24年経済産業省令第46号〕に定める地域資源バイオマス発電設備であって、燃料貯蔵や技術に由来する制約等により出力の抑制が困難なものを除きます。）は、発電出力を技術的に合理的な範囲で最大限抑制し、その最低出力を発電端の定格出力に対して、火力発電設備（混焼バイオマス発電設備を含みます。）については多くとも30%以下、バイオマス発電設備については多くとも50%以下に抑制するために必要な機能を具備していただきます。なお、停止による対応も可能とします。また、自家消費を主な目的とした発電設備等については、個別の事情を踏まえ対策の内容を協議させていただきます。実証設備の実証期間中の扱いについては、技術的制約を踏まえ個別に協議させていただきます、実証期間終了後は、再協議させていただきます。

9 送電容量制約による発電設備等の出力の抑制

逆潮流のある発電設備等には、当社の求めに応じて、当社からの遠隔制御により、送電容量制約による出力の抑制ができる機能を有する装置やその他必要な装置を設置する等の対策を行うものとします。

10 不要解列の防止

(1) 保護協調

発電設備等の故障または系統の事故時に、事故の除去、事故範囲の局限化、系統運用の安定・公衆保安の確保などを行なうために、次の考え方に基づき保護協調を図っていただきます。なお、構内設備の故障に対しては、「35 保護協調の目的」に準じた対策を実施していただきます。

イ 発電設備等の異常及び故障に対しては、この影響を連系する系統へ波及させないために、発電設備等を当該系統から解列すること。

ロ 連系する系統に事故が発生した場合は、原則として当該系統から発電

設備等を解列すること。ただし、再閉路方式によっては、解列が不要な場合もある。

- ハ 上位系統事故、連系する系統の事故などにより当該系統の電源が喪失した場合であって単独運転が認められない場合には、発電設備等が解列し単独運転が生じないこと。
- ニ 連系する系統における事故後再閉路時に、原則として発電設備等が当該系統から解列されていること。
- ホ 連系する系統以外の事故時には、原則として発電設備等は解列しないこと。
- ヘ 連系する系統から発電設備等が解列する場合には、逆電力リレー、不足電力リレー等による解列を、自動再閉路時間より短い時限かつ過渡的な電力変動による当該発電設備等の不要な遮断を回避できる時限でおこなうこと。
- ト 当社の保護リレーと協調が必要な場合は、当社の保護リレー方式や整定と協調を図ること。
- チ 連系する系統との保護協調を考慮し、当社設備と同等の遮断時間とすること。

(2) 事故時運転継続

系統事故による広範囲の瞬時電圧低下や周波数変動等により、発電設備等の一斉解列や出力低下継続等が発生し、系統全体の電圧・周波数維持に大きな影響を与えることを防止するため、発電設備等の種別毎に定められる事故時運転継続要件（FRT要件）を満たしていただきます。なお、満たすべきFRT要件は次のとおりです。

発電設備等		電圧低下			周波数変動 (運転継続)
		三相短絡を想定		二相短絡を想定	
		残電圧20%以上 (運転継続)	残電圧20%未満 (運転継続またはゲート ブロック)	残電圧52%以上・位相変 化41度以下(運転継続)	60Hz系統
単相	太陽光	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる
	風力				
	蓄電池				
	燃料電池				
	ガスエンジン				
三相	太陽光	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる
	風力				
	蓄電池				
	燃料電池				
	ガスエンジン				

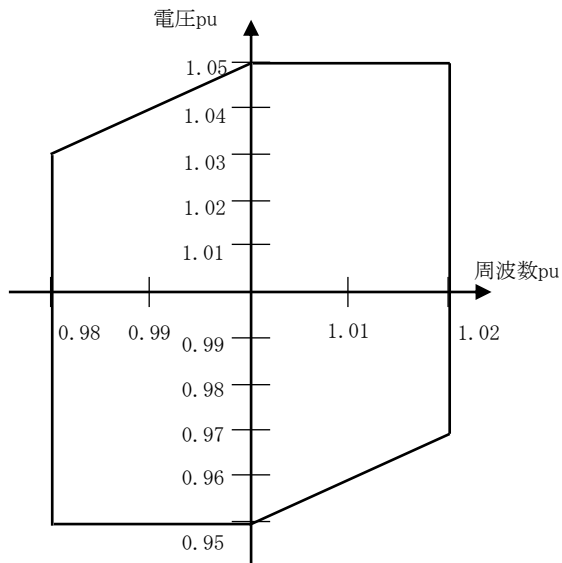
(3) 電圧・周波数変動による不要解列の防止

作業停止や需要増加などに伴い、電圧・周波数変動が継続する状況においても、発電設備等の不要解列による系統電圧・周波数維持への影響を防止するため、以下の端子電圧及び周波数変動範囲においては、発電設備等を連続運転し、発電設備等の保護装置等による解列を行わないものとしていただきます。

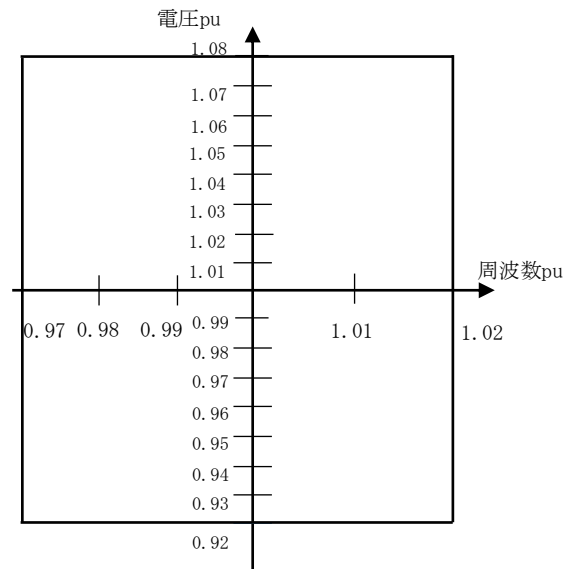
また、これを超える端子電圧及び周波数変動においても、設備に支障が無い範囲で運転を継続していただきます。

なお、電圧・周波数変動に鋭敏な負荷設備や、構内設備（発電用所内電源を除く）への電源供給維持のため、自立運転に移行する必要がある自家用発電設備等については、対策内容を協議させていただきます。

同期発電機・誘導発電機



逆変換装置



ただし、周波数変動範囲に対しては、「5 運転可能周波数・並列時許容周波数（1）運転可能周波数」に準じた対策を実施していただきます。

11 保護装置の設置

(1) 発電設備等故障対策

発電設備等故障時の系統保護のため過電圧リレー及び不足電圧リレーを設置していただきます。ただし、発電設備等自体の保護装置により検出・保護できる場合は省略することができます。

(2) 系統側事故対策

イ 短絡保護

系統の短絡事故時の保護のため、原則として、連系する系統と同じ方式の保護リレーを設置していただきます。ただし、系統と同じ方式の保護リレーを設置する必要がない場合には、次のとおりとしていただきます。

(イ) 同期発電機を用いる場合

連系する系統の短絡事故を検出し、発電設備等を解列することのできる短絡方向リレーを設置していただきます。当該リレーが有効に機

能しない場合は、短絡方向距離リレーまたは電流差動リレーを設置すること。

(㍑) 誘導発電機，二次励磁発電機又は逆変換装置を用いる場合

連系する系統の短絡事故時に，発電電圧の異常低下を検出し解列することのできる不足電圧リレーを設置すること。

なお，この不足電圧リレーは発電設備等事故対策用の不足電圧リレーと兼用することができる。

ロ 地 絡 保 護

系統の地絡事故時の保護のため，原則として，連系する系統と同じ方式の保護リレーを設置していただきます。ただし，系統と同じ方式の保護リレーを設置する必要がない場合には，次のとおりとしていただきます。

(イ) 中性点直接接地方式の系統に連系する場合は，電流差動リレーを設置していただきます。

(㍑) 中性点直接接地方式以外の系統に連系する場合は，地絡過電圧リレーを設置していただきます。当該リレーが有効に機能しない場合は，地絡方向リレーまたは電流差動リレーを設置していただきます。

ただし，次のいずれかを満たす場合は，地絡過電圧リレーを省略することができます。

a 発電機引出口にある地絡過電圧リレーにより連系する系統の地絡事故を検出できる場合

b 発電設備等の出力が構内の負荷より小さく周波数低下リレーにより高速に単独運転を検出し解列することができる場合

c 逆電力リレー，不足電力リレーまたは受動的方式の単独運転防止機能を有する装置により高速に単独運転を検出し解列することができる場合

なお，連系当初は地絡過電圧リレーを省略可能な場合であっても，その後構内の負荷状況の変更や電力系統の変更などによって，地絡過

電圧リレーの省略要件を満たさなくなった場合は、発電者、発電設備等を系統連系する需要者の責任において、地絡過電圧リレーを設置すること。

ハ 連系する系統と同一の保護方式の短絡・地絡保護

電圧階級 (kV)	短絡保護		地絡保護				系列数	備考
			中性点接地方式					
			直接接地方式		抵抗接地方式			
主保護	後備保護	主保護	後備保護	主保護	後備保護			
132 66	電流差動リレー	短絡方向距離リレー	電流差動リレー	地絡方向距離リレー			1系列	※1
22	回線選択リレー	短絡方向距離リレー			回線選択リレー	地絡方向リレー	1系列	
	過電流リレー	—			地絡方向リレー	—	1系列	

※1 当社が採用するリレーと同じ仕様で設置していただきます。

(3) 単独運転防止対策

イ 逆潮流がある場合

適正な電圧・周波数を逸脱した単独運転を防止するため、周波数上昇リレー及び周波数低下リレーまたは転送遮断装置を設置していただきます。また、周波数上昇リレー及び周波数低下リレーは、単独運転状態になった場合に系統電圧が定格電圧の40%程度まで低下したとしても周波数を検出可能なものとしていただきます。なお、上記特性を有しないときは、単独運転状態になった場合に系統等に影響を与えるまでに低下した系統電圧を検出可能な不足電圧リレーと組み合わせて補完しながら使用していただきます。なお、必要により周波数上昇リレー及び周波数低下リレーに加えて転送遮断装置を設置していただく場合があります。

また、単独系統を復旧（本系統へ再並列）するにあたり、系統電源と当該発電設備等の周波数、電圧及び位相差が合致しない場合には、当社

からの指令を受け、当該発電設備等を速やかに単独系統から解列していただきます。

ロ 逆潮流がない場合

単独運転防止のため、周波数上昇リレー及び周波数低下リレーを設置していただきます。ただし、発電設備等の出力容量が系統の負荷と均衡する場合であって、周波数上昇リレーまたは周波数低下リレーにより検出・保護できないおそれがあるときは、逆電力リレーを設置していただきます。

また、22kV以下の特別高圧配電線路のうち配電線扱いの電線路に発電設備等を連系する場合には、「系統連系技術要件（高圧版）Ⅱ 発電設備等の接続に必要な技術要件 13 保護装置の設置」に準じていただきます。

(4) 事故波及防止対策

イ 系統事故時に系統の安定度が維持できない場合には、当社は電源制限装置によって発電者の発電を抑制いたします。この場合、発電場所に必要な装置を設置していただきます。

ロ 発電機が脱調したときの事故波及を防止するため、脱調分離リレーを必要により設置していただく場合があります。

ハ 系統の周波数を維持するため、発電設備等が事故等により、連系する系統から解列する場合、または発電電力が急減する場合、発電者は、発電場所に事故を検出しその情報を当社へ伝送するために必要な装置を設置していただく場合があります。

(5) 構内設備事故対策

構内設備事故対策として「36 保護装置の設置」に準じた対策を実施していただきます。

(6) 事故除去時間

中性点直接接地系統においては、同期安定度確保、瞬時電圧低下の影響、電磁誘導障害対策面で高速な事故除去が求められるため、連系点及び同一電圧階級設備の遮断器、保護リレーの動作時間を以下のとおりとしていた

だきます。

遮断器：3サイクル以内

保護リレー（短絡・地絡事故除去用）：2サイクル以内

なお、上記を基本とし、中性点直接接地系統以外を含め、系統固有の事由等により個別に協議させていただく場合があります。

12 再閉路方式

自動再閉路を実施している送電線へ連系する場合で、自動再閉路方式を採用する場合は、連系送電線の再閉路方式と協調を図っていただき、必要な設備を設置していただきます。

13 保護装置の設置場所

保護リレーは、受電地点または故障の検出が可能な場所に設置していただきます。

14 解列箇所

保護装置が動作した場合の解列箇所は、原則として、系統から発電設備等を解列することができる次のいずれかの箇所としていただきます。なお、当社から解列箇所を指定させていただく場合があります。

- (1) 受電用遮断器
- (2) 発電設備等出力端遮断器
- (3) 発電設備等連絡用遮断器
- (4) 母線連絡用遮断器

また、解列にあたっては、発電設備等を電路から機械的に切り離すことができ、かつ、電氣的にも完全な絶縁状態を保持しなければならないため、原則として、半導体のみで構成された電子スイッチを遮断装置として適用することはできません。

15 保護リレーの設置相数

保護リレーの設置相数は次のとおりとしていただきます。

- (1) 地絡過電圧リレー，地絡方向リレー，地絡検出用電流差動リレー及び地絡検出用回線選択リレーは零相回路に設置すること。
- (2) 過電圧リレー，周波数低下リレー，周波数上昇リレー及び逆電力リレーは1相設置とすること。
- (3) 不足電力リレーは2相設置とすること。
- (4) 短絡方向リレー，不足電圧リレー，短絡検出・地絡検出兼用電流差動リレー，短絡検出用電流差動リレー，短絡方向距離リレー，短絡検出用回線選択リレー及び地絡方向距離リレーは3相設置とすること。

16 自動負荷制限・発電抑制

- (1) 発電設備等の脱落時等に主として連系する送電線及び変圧器等が過負荷になるおそれがある場合は，自動的に負荷を制限する対策を行っていただきます。

また，系統事故等により他の送電線及び変圧器等が過負荷になるおそれがある場合，または系統の安定度や周波数等が維持できないおそれがある場合には，自動で発電抑制もしくは発電遮断，または発電増出力（揚水遮断及び蓄電池の充電停止を含む）を行っていただくことがあります。

なお，この場合発電場所に必要な装置を設置していただきます。

ただし，出力変動緩和対策として設置していただく蓄電池については，充電を停止することにより，出力変動緩和の機能を喪失することになるため，本要件の適用範囲外とします。

- (2) あらかじめ当社が指定した送電線1回線，変圧器1台その他の電力設備の単一故障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（以下「N－1電制」といいます。）を実施することで，運用容量を拡大することが効率的な設備形成に資すると当社が判断した場合，N－1電制を実施するために発電設備等に設置する制御装置等（以下「N－1

電制装置」といいます。)を設置することが適当であると判断した発電設備等を指定して、当該発電設備等を維持及び運用する発電者または新規に送電系統への連系を行なう発電者に対して、N-1電制装置の設置を求めることがあります。この場合、正当な理由がない限り、発電場所へのN-1電制装置の設置及びその他N-1電制の実施に必要な対応をしていただきます。

17 線路無電圧確認装置の設置

発電設備等を連系する変電所の引出口に線路無電圧確認装置が設置されていない場合には、再閉路時の事故防止のために、発電設備等を連系する変電所の引出口に線路無電圧確認装置を設置いたします。ただし、次のいずれかを満たす場合は、線路無電圧確認装置を省略できるものといたします。

(1) 逆潮流が無い場合であって、電力系統との連系に係る保護リレー、計器用変流器、計器用変圧器、遮断器及び制御用電源配線が、相互予備となるように2系列化されているとき。ただし、次のいずれかにより簡素化を図ることができる。

イ 2系列の保護リレーのうちの1系列は、不足電力リレーのみとすることができる。

ロ 計器用変流器は、不足電力リレーを計器用変流器の末端に配置する場合、1系列目と2系列目を兼用できる。

ハ 計器用変圧器は、不足電圧リレーを計器用変圧器の末端に配置する場合、1系列目と2系列目を兼用できる。

また、22kV以下の特別高圧配電線路のうち配電線扱いの電線路に発電設備等を連系する場合には、「系統連系技術要件（高圧版）Ⅱ 発電設備等の接続に必要な技術要件 16 線路無電圧確認装置の設置」に準じていただきます。

18 発電機運転制御装置の付加

(1) 系統安定化、潮流制御のための機能

系統安定化、潮流制御等の理由により運転制御が必要な場合には、以下の機能を具備した運転制御装置を設置していただきます。なお、設置については個別に協議させていただきます。

イ PSS(Power System Stabilizer)

ロ 超速応励磁自動電圧調整機能

(2) 周波数調整のための機能

火力発電設備、混焼バイオマス発電設備（地域資源バイオマス発電設備を除きます。）及び揚水発電設備（発電方向）については、以下の周波数調整機能を具備していただきます。なお、その他の発電設備等については、個別に協議させていただきます。

イ 火力発電設備及び混焼バイオマス発電設備（地域資源バイオマス発電設備を除きます。）

(イ) ガバナフリー運転

タービンの調速機（ガバナ）を系統周波数の変動に応じて発電機出力を変化させるように運転（ガバナフリー運転）する機能を具備すること。

(ロ) LFC (Load Frequency Control : 負荷周波数制御) 機能

当社からのLFC信号に追従し、発電機出力を変動させる機能を具備すること。

(ハ) 周波数変動補償機能

標準周波数±0.1Hzを超えた場合、系統の周波数変動により、ガバナで調整した出力を発電所の自動出力制御装置が、出力指令値に引き戻すことがないように、ガバナによる出力変動相当を出力指令値に加算する機能を具備すること。

(ニ) EDC(Economic load Dispatching Control : 経済負荷配分制御)機能

当社からの出力指令値に発電機出力を自動追従制御する機能を具備すること。

(ホ) 出力低下防止機能

火力発電設備及びコージェネレーション（ガスタービン・ガスエンジンを採用した60MW未満のコージェネレーションを除きます。）は、周波数58.8Hzまでは発電機出力を低下しない、周波数58.8Hz以下については、1.2Hz低下するごとに5%以内の出力低下に抑える、または、一度出力低下しても回復する機能もしくは装置を具備すること。

なお、周波数変動に鋭敏な負荷設備や、構内設備（発電用所内電源を除きます。）への電源供給維持のため、自立運転に移行する必要がある自家用発電設備等については、対策内容を協議させていただきます。

具体的な発電設備の性能は、次のとおりです。ただし、系統の電源構成の状況等、必要に応じて別途協議を行うことがあります。

	発電機定格出力	35MW以上	
		GT及びGTCC	その他の火力発電設備及び混焼バイオマス発電設備 ^{※6}
機能・仕様等	GF調定率	4%以下	4%以下
	GF幅 ^{※1}	8%以上 (定格出力基準)	5%以上 (定格出力基準)
	GF制御応答性	2秒以内に出力変化開始, 10秒以内にGF幅の出力変化完了 ^{※8}	
	LFC幅	±8%以上 (定格出力基準)	±5%以上 (定格出力基準)
	LFC変化速度 ^{※2}	5%/分以上 (定格出力基準)	2%/分以上 (定格出力基準)
	LFC制御応答性	20秒以内に出力変化開始 ※8	60秒以内に出力変化開始 ※8
	EDC変化速度 ^{※2}	5%/分以上 (定格出力基準)	2%/分以上 (定格出力基準)
	EDC制御応答性	20秒以内に出力変化開始 ※8	60秒以内に出力変化開始 ※8
	EDC+LFC変化速度	10%/分以上	2%/分以上

		(定格出力基準)	(定格出力基準)
	最低出力 ^{※3※4} (定格出力基準)	30%以下 ^{※9} DSS 機能具備 ^{※5}	30%以下 ^{※9} DSS 機能具備 ^{※7}

- ※1 GT及びGTCCについては負荷制限設定値までの上げ余裕値が定格出力の8%以上、その他の発電機については定格出力の5%以上を確保。定格出力付近などの要件を満たせない出力帯について別途協議。
- ※2 定格出力付近のオーバーシュート防止や低出力帯での安定運転により要件を満たせない場合には別途協議。
- ※3 気化ガス (BOG) 処理などにより最低出力を満たせない場合には別途協議。
- ※4 EDC/LFC指令で制御可能な最低出力。停止により対応をする発電設備の場合は、この限りではない。
- ※5 日間起動停止運転 (DSS) は、発電機解列～並列まで3.5時間以内で可能なこと。
- ※6 地域資源バイオマス発電設備を除く。
- ※7 日間起動停止運転 (DSS) は、発電機解列～並列まで4時間以内で可能なこと。
- ※8 記載の秒数は目安値とし、可能な限り早期に出力変化開始し、出力変化完了すること。
- ※9 「8. 需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制」による。

また、周波数調整機能に必要な受信信号 (EDC・LFC指令値) を受信する機能及び、必要な送信信号 (現在出力, 可能最大発電出力 [GT及びGTCCのみ。], EDC・LFC使用/除外, 周波数調整機能故障) を送信する機能を具備していただきます。

ロ 揚水発電設備 (発電方向)

(イ) ガバナフリー運転

水車の調速機 (ガバナ) を系統周波数の変動に応じて発電機出力を

変化させるように運転(ガバナフリー運転)する機能を具備すること。

(ロ) LFC (Load Frequency Control : 負荷周波数制御) 機能

当社からのLFC信号に追従し、発電機出力を変動させる機能を具備すること。

(ハ) 周波数変動補償機能

標準周波数から当社が指定する閾値を超えた場合、系統の周波数変動により、ガバナで調整した出力を発電所の自動出力制御装置が、出力指令値に引き戻すことがないように、ガバナによる出力変動相当を出力指令値に加算する機能を具備すること。ただし、同等の機能を有する場合は省略することができます。

(ニ) EDC (Economic load Dispatching Control : 経済負荷配分制御) 機能

当社からの出力指令値に発電機出力を自動追従制御する機能を具備すること。

具体的な発電設備の性能は、次のとおりです。ただし、系統の電源構成の状況等、必要に応じて別途協議を行うことがあります。

	発電機定格出力	2MW以上
機能・仕様等	GF調定率	5%以下
	GF幅	最低～定格出力
	GF制御応答性	2秒以内に出力変化開始, 10秒以内に変化量を完了 (定格出力の5%到達にて出力変化の完了とする) ^{※1, ※2}
	LFC幅	最低～定格出力 ^{※1}
	LFC変化速度	10%/分以上 (定格出力基準)
	LFC制御応答性	10秒以内に出力変化開始 ^{※2, ※3}
	EDC変化速度	10%/分以上 (定格出力基準)
	EDC制御応答性	10秒以内に出力変化開始 ^{※2, ※3}
	EDC+LFC変化速度	10%/分以上 (定格出力基準)

※1 水路系の影響により制約が発生する場合は別途協議。

※2 記載の秒数は目安値とし、可能な限り早期に出力変化開始し、出力変化

完了すること。

※3 慣性モーメントが大きい発電機は個別協議。

また、周波数調整機能に必要な受信信号（EDC・LFC指令値）を受信する機能及び、必要な送信信号（現在出力、EDC・LFC使用/除外、周波数調整機能故障）を送信する機能を具備していただきます。

(3) 早期再並列のための機能

定格出力の合計が400MW以上の火力（GTCC）発電設備については、送電系統の停電解消後、早期に再並列するために必要な装置を設置、または機能を具備していただきます。なお、定格出力の合計が100MW以上400MW未満の火力（GTCC）発電設備については、当該装置の設置または機能の具備について協議させていただきます。

(4) 電圧調整のための機能

イ 132kVの系統に連系する発電設備等は、当社が指定する電圧、無効電力または力率に応じて運転可能な機能を具備し、有効電力に応じて出力可能な範囲で無効電力を調整できるようにしていただきます。

ロ 受電電圧が66kV以下の発電者の発電設備等でも、必要により、上記イと同じ機能を具備していただくことがあります。

19 中性点接地装置の付加と電磁誘導障害防止対策の実施

中性点の接地が必要な場合は、昇圧変圧器の中性点に接地装置を設置していただきます。また、中性点接地装置の設置により、当社の系統において電磁誘導障害防止対策及び地中ケーブルの防護対策の強化等が必要となった場合には、適切な対策を講じていただきます。

(1) 22kV以下の系統に連系する場合は、必要に応じて昇圧用変圧器の中性点に中性点接地装置（抵抗接地方式）を設置すること。

(2) 66kV以上の系統に連系する場合は、昇圧用変圧器の中性点を直接接地す

ること。

20 直流流出防止変圧器の設置

逆変換装置を用いて発電設備等を連系する場合は、逆変換装置から直流が系統へ流出することを防止するために、受電地点と逆変換装置との間に変圧器（単巻変圧器を除きます。）を設置していただきます。

ただし、次のすべての条件に適合する場合は、変圧器の設置を省略することができます。

- (1) 逆変換装置の交流出力側で直流を検出し、交流出力を停止する機能を有すること。
- (2) 逆変換装置の直流回路が非接地であること、または逆変換装置に高周波変圧器を用いていること。

なお、設置する変圧器は、直流流出防止専用である必要はありません。

21 電 圧 変 動

(1) 常時電圧変動対策

発電設備等の連系による電圧変動は、常時電圧の概ね $\pm 1 \sim 2\%$ 以内を適正值とし、この範囲を逸脱しないよう、自動電圧調整装置（AVR）の設置等により、自動的に電圧を調整していただきます。

ただし、22kV以下の特別高圧配電線路のうち配電線扱いの電線路に発電設備等を連系する場合には、「系統連系技術要件（高圧版）Ⅱ 発電設備等の接続に必要な技術要件 19 電圧変動」に準じていただきます。

(2) 瞬時電圧変動対策

発電設備等の並解列時において、瞬時的に発生する電圧変動に対しても、常時電圧の $\pm 2\%$ を目安に適正な範囲内に瞬時電圧変動を抑制していただきます。

また、22kV以下の特別高圧配電線路のうち配電線扱いの電線路に発電設備等を連系する場合には、「系統連系技術要件（高圧版）Ⅱ 発電設備等の接

続に必要な技術要件「19 電圧変動」に準じていただきます。

イ 同期発電機を用いる場合は、制動巻線付きのもの（制動巻線を有しているものと同等以上の乱調防止効果を有する制動巻線付きでない同期発電機を含みます。）とするとともに自動同期検定装置を設置すること。

ロ 二次励磁制御巻線型誘導発電機を用いる場合には、自動同期検定機能を有するものを用いること。

ハ 誘導発電機を用いる場合で、並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から±2%程度を超えて逸脱するおそれがあるときは、限流リアクトル等を設置すること。なお、これにより対応できない場合には、同期発電機を用いる等の対策をすること。

ニ 自励式の逆変換装置を用いる場合は、自動的に同期が取れる機能を有するものを用いること。

ホ 他励式の逆変換装置を用いる場合で、並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が適正值（常時電圧の2%を目安とします。）を逸脱するおそれがあるときは、限流リアクトル等を設置すること。なお、これにより対応できない場合には、自励式の逆変換装置を用いること。

ヘ 発電設備等の出力変動や頻繁な並解列による電圧変動により他者に電圧フリッカ等の影響を及ぼすおそれがあるとき、適正值を逸脱するおそれがあるときには、次に示す電圧変動の抑制や並解列の頻度を低減する対策を行なうこと。

(イ) 風力発電設備等の頻繁な並解列により電圧フリッカが適正值を逸脱するおそれがあるときには、静止型無効電力補償装置（SVC）の設置やサイリスタ等によるソフトスタート機能を有する装置を用いること。

(ロ) 風力発電設備等の出力変動により電圧フリッカが適正值を逸脱するおそれがあるときには、SVCなどを設置すること。

[対策要否の判定基準例]

受電点における電圧フリッカレベル（ ΔV_{10} ）を0.45V以下（当該設備のみの場合は、0.23V以下）に維持する。

(3) そ の 他

連系用変圧器加圧時の励磁突入電流による瞬時電圧低下により、系統の電圧が常時電圧から10%を超えて逸脱するおそれがあるときは、その抑制対策を実施していただきます。

22 出力変動対策

再生可能エネルギー発電設備を連系する場合であって、出力変動により他者に影響を及ぼすおそれがあるときは、出力変化率制限機能の具備等の対策を行っていただきます。

(1) 太陽光発電設備の場合

発電に必要な自然エネルギーが得られる状況において、系統周波数が上昇または低下し適正値を逸脱するおそれがある場合は、発電設備の出力を調定率に応じて、自動的に出力変化すること。

(2) 風力発電設備の場合

イ 発電に必要な自然エネルギーが得られる状況において、連系点での5分間の最大変動幅が発電所設備容量の10%以下となるよう対策を行うこと。

なお、ウィンドファームコントローラを有しない小規模発電所については、対策を別途協議する。

ロ 高風速時にカットアウトが予想される場合は、即座に停止しないよう、ストーム制御機能を具備する等の対策を行うこと、また、カットインが予想される場合は、徐々に出力を上昇するよう対策を行うこと。

ハ 発電に必要な自然エネルギーが得られる状況において、系統周波数が上昇または低下し適正値を逸脱するおそれがある場合は、発電設備の出力を調定率に応じて自動的に出力変化すること。

なお、具体的な発電設備の性能は、次の範囲で当社から指定する値といたします。ただし、系統の電源構成の状況等、必要に応じて別途協議させていただきます。

	定格出力合計	2MW以上
		太陽光発電設備または風力発電設備
機能・仕様等	調定率	2～5%以下
	制御応答性	2秒以内に出力変化開始，10秒以内に変化量を完了 (出力変化量の50%到達にて出力変化の完了とする)
	不感帯	±0.1Hz以下
	リザーブ量 (出力変化幅)	0～10% (定格出力基準)

※リザーブ量は系統周波数低下時の出力増加対応として，発電出力の抑制時に使用可能なこと。

23 短絡・地絡電流対策

発電設備等の連系により系統の短絡・地絡電流が他者の遮断器の遮断容量等を上回るおそれがある場合は，短絡・地絡電流を制限する装置（限流リアクトル等）を設置していただきます。

これにより対応できない場合には，短絡容量対策について個別に検討・協議させていただきます。

24 発電機定数・諸元

連系系統，電圧階級によっては，発電機の安定運転対策や短絡・地絡電流抑制対策，慣性低下対策等の面から，発電機定数を当社から指定させていただく場合があります。

また，当社の求めに応じて，次の諸元を提出していただきます。

電源種	設備	諸元
共通	発電プラント	定格容量，定格出力，台数，定格電圧
		最低出力

電源種	設備	諸元
		所内負荷（定格，最低）
		力率（定格，運転可能範囲）
		運転可能周波数の範囲，運転継続時間
		単線結線図，系統並解列箇所
		発電プラントモデル（原動機の種類，発電機の種類）
		電気所監視制御方式
	構内設備	自家消費電力の最大値，最小値
		総合負荷力率
		電動機容量（高圧・低圧）
		電灯容量
		高調波発生機器と高調波対策資料
		電圧フリッカの発生源と対策設備資料
	受電用変圧器，連系用変圧器	定格（定格容量，定格電圧）
		インピーダンス（タップ電圧毎，変圧器定格容量ベース）
		励磁特性曲線
		制御方式，整定値
	調相設備	定格容量，台数
		制御方式，整定値
	アクセス線・構内線路	インピーダンス，アドミタンス
	遮断器	定格（遮断電流，遮断時間）
		自動同期検定装置の有無
	保護装置	設置要素
		仕様
		設置場所

電源種	設備	諸元
		設置相数
		解列箇所
		整定範囲
		整定値
		CT比, VT比
		シーケンスブロック
		送電線再閉路方式
	記録	電気現象記録装置
誘導機	発電プラント	拘束リアクタンス
		限流リアクトル容量
		限時リアクトルインピーダンス
		慣性定数
		定格すべり
		等価回路定数
同期機	発電プラント	各種内部リアクタンス (飽和値, 不飽和値)
		各種短絡時定数・開路時定数
		慣性定数 (発電機+タービン)
		制動巻線の有無
		飽和特性
		可能出力曲線
		発電機軸モデル
		発電機プラントモデル, モデル構築に必要なプラント, 制御系の各種定数 (ボイラ, タービン, 水車等)
		並解列所要時間 (平常時, 事故時)
	制御装置	ガバナ系ブロック (調定率, GF幅, CV, ICV)

電源種	設備	諸元
		モデルを含む)
		LFC・発電機出力制御ブロック
		EDC変化速度 (出力毎)
		LFC幅・変化速度 (出力毎)
		出力キープタイム (出力毎, 上げ下げ)
		励磁装置の形式 (直流・交流・サイリスタ・他)
		応答速度 (超速応励磁か否か)
		励磁系ブロック (AVR, PSS, PSVR)
		FRT要件の適用有無
		過励磁保護59V/Fブロック
		OEL, UELブロック
水力	発電プラント 制御装置	揚水待機・開始所要時間
		上ダム・下ダム運用可能水位
		電水比 (kW/(m ³ /s))
逆変換 装置	発電プラント 制御装置	メーカー, 型式
		単独運転検出方式, 整定値
		逆変換装置の容量
		通電電流制限値
		系統事故時の力率制御時間
		三相事故時の事故電流 (大きさ, 供給時間)
		一, 二相事故時の事故電流 (大きさ, 供給時間)
		FRT要件の適用有無
		無効電力制御方式, 整定値
慣性力供給能力		

電源種	設備	諸元
太陽光	発電プラント 制御装置	発電機・制御モデル，モデルの各種定数
風力	発電プラント 制御装置	周波数調定率設定可能範囲，不感帯設定可能範囲
		発電機の出力特性
		出力変動対策の方法
		蓄電池，ウィンドファームコントローラの有無
		発電機・制御モデル，モデルの各種定数
蓄電池	発電プラント	蓄電容量
二次励磁機	発電プラント	拘束リアクタンス

なお，必要に応じて，記載されていない諸元等，最新の諸元等を提供していただくことがあります。

25 昇圧用変圧器

連系系統や電圧階級によっては，短絡・地絡電流抑制対策，安定度維持対策，送電線保護リレー協調などの面から，昇圧用変圧器のインピーダンス等を当社から指定させていただく場合があります。また，無電圧タップ切替器の仕様（タップ数，電圧値，調整幅等）などを指定させていただく場合があります。

26 連絡体制

- (1) 発電者の構内事故及び系統側の事故等により，連系用遮断器が動作した場合等（サイバー攻撃により設備異常が発生し，または発生するおそれがある場合を含みます。）には，当社の給電指令所等と発電者との間で迅速かつ的確な情報連絡を行い，速やかに必要な措置を講ずる必要があります。

このため、当社の給電指令所等と発電者の技術員駐在箇所等との間には、保安通信用電話設備（専用保安通信用電話設備又は電気通信事業者の専用回線電話）を設置していただきます。ただし、保安通信用電話設備は、22 k V以下の特別高圧電線路と連系する場合には、次のうちのいずれかを用いることができます。

イ 専用保安通信用電話設備

ロ 電気通信事業者の専用回線電話

ハ 次の条件を全て満たす場合においては、一般加入電話又は携帯電話

(イ) 発電者側の交換機を介さず直接技術員との通話が可能な方式（交換機を介する代表番号方式ではなく、直接技術員駐在箇所へつながる単番方式）とし、発電設備等の保守監視場所に常時設置されていること。

(ロ) 話中の場合に割り込みが可能な方式（キャッチホン等）であること。

(ハ) 停電時においても通話可能なものであること。

(ニ) 災害時等において当社の給電指令所等と連絡が取れない場合には、当社の給電指令所等との連絡が取れるまでの間発電設備等の解列又は運転を停止すること。また、保安規程上明記されていること。

(2) 特別高圧電線路と連系する場合には、当社の給電指令所等と発電者との間に、系統運用上等必要な情報が相互に交換できるようスーパービジョン及びテレメータを設置していただきます。この場合、収集する情報は、原則として次のとおりといたします。

情報種別	情報内容
スーパービジョン	発電機並列用遮断器の開閉状態 ^{※1}
	連系用遮断器の開閉状態
	連系用断路器の開閉状態
	母線側断路器の開閉状態
	変圧器遮断器の開閉状態
	母線連絡遮断器の開閉状態
	連系送電線用接地開閉器の開閉状態
	連系用遮断器を開放する線路保護リレーの動作状態

	線路保護リレーの切替開閉器の状態
	線路保護リレーの異常表示
	母線保護リレーの動作状態
	母線保護リレーの切替開閉器の状態
	母線保護リレーの異常表示
	発電機重故障
	発電機補機ランバック
	テレメータ異常表示
	電圧・無効電力の制御モード

情報種別	情報内容
テレメータ	連系する母線（引込口母線）の電圧
	引込口（受電地点）の有効電力
	引込口（受電地点）の無効電力
	引込口（受電地点）の有効電力量
	代表風車地点の風向・風速 ^{※2}
	発電最大能力値 ^{※3} （風力発電設備の場合）

※1 慣性把握のため、系統に慣性を供給できる同期発電機は、最小単位の発電設備1台毎に設置していただきます。

※2 ナセルで計測する風向・風速

※3 運転可能な発電設備の定格出力（出力制約がある場合は可能な範囲でそれを考慮）の合計。ただし、困難な場合は運転可能な発電設備の台数

27 電気現象記録装置

発電設備等の挙動等を正確に把握するため、短い周期で時刻同期のとれた電圧、電流、電力などの計測値を連続的に記録し、当社の給電指令所等へ伝送する電気現象記録装置（自動オシロ装置、高調波監視記録装置等含む）を設置していただくことがあります。

28 サイバーセキュリティ対策

事業用電気工作物（発電事業の用に供するものに限りません。）は、電気事業

法に基づき、「電力制御システムセキュリティガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。

自家用電気工作物（発電事業の用に供するもの及び小規模事業用電気工作物を除く。）に係る遠隔監視システム及び制御システムは、「自家用電気工作物に係るサイバーセキュリティの確保に関するガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。

上記以外の発電設備等については、サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し、または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合に速やかな異常の除去、影響範囲の局限化などを行うために次のとおり、適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。

- (1) 外部ネットワークや他ネットワークを通じた発電設備等の制御に係るシステムへの影響を最小化するための対策を講じること。
- (2) 発電設備等の制御に係るシステムには、マルウェアの侵入防止対策を講じること。
- (3) 発電設備等に関し、セキュリティ管理責任者を設置すること。

Ⅲ 需要設備の接続に必要な技術要件

需要者の需要設備を当社の電力系統に連系する場合、もしくは事業場所内の需要設備を系統に連系する場合は、電気設備に関する技術基準に加え、以下の項目について遵守していただきます。

なお、電気方式につきましては、「Ⅱ 発電設備等の接続に必要な技術要件」に準拠していただきます。

29 供給電圧

当社変電所の母線電圧は、系統全体の電圧が良好となるよう調整していますが、個々の需要者への供給電圧は、送電線の負荷電流の大小などによって変動し、かつ、需要者の負荷設備に起因する電圧変動が加わります。これらにより、問題が生じるおそれがある場合は、負荷時タップ切換変圧器または負荷時電圧調整器を需要者において設置していただきます。

30 進相用コンデンサの運用

力率改善用コンデンサの設置・運用については、以下のとおりといたします。

- (1) 夜間(23時～9時)・休祭日などの軽負荷時には進み力率とならないよう、コンデンサを開放していただきます。特に、年末年始・ゴールデンウィーク・旧盆などには、コンデンサの開放について当社から依頼があった場合は、協力していただきます。
- (2) (1)の対策を実施するため、コンデンサを設置する場合には適当な容量(電圧変動が少ないよう)ごとに開閉器を設置していただきます。

31 高調波

高調波発生機器を用いた電気設備を使用することにより、系統に高調波電流を流出する場合は、その高調波電流を抑制するため、次の要件にしたがつ

ていただきます。

(1) 対象となる需要者

イ 対象となる需要者は、次のいずれかに該当する需要者（以下「特定需要者」といいます。）といたします。

(イ) 22,000 Vの系統から受電する需要者であって、その施設する高調波発生機器の種類毎の高調波発生率を考慮した容量（以下「等価容量」といいます。）の合計が300 k V Aを超える需要者。

(ロ) 66,000 V以上の系統から受電する需要者であって、等価容量の合計が2,000 k V Aを超える需要者。

ロ イの等価容量を算出する場合に対象とする高調波発生機器は、300 V以下の商用電源系統に接続して使用する定格電流20 A／相以下の電気・電子機器以外の機器といたします。

ハ 特定需要者が、ロに該当する高調波発生機器を新設、増設または更新する場合等に適用いたします。

なお、ロに該当する高調波発生機器を新設、増設または更新する等によって特定需要者に該当することになる場合においても適用いたします。

(2) 高調波流出電流の算出

特定需要者から系統に流出する高調波流出電流の算出は次によるものといたします。

イ 高調波流出電流は、高調波発生機器毎の定格運転状態において発生する高調波電流を合計し、これに高調波発生機器の最大の稼働率を乗じたものといたします。

ロ 高調波流出電流は、高調波の次数毎に合計するものといたします。

ハ 対象とする高調波の次数は40次以下といたします。

ニ 特定需要者の構内に高調波流出電流を低減する設備がある場合は、その低減効果を考慮することができるものといたします。

(3) 高調波流出電流の上限値

特定需要者から系統に流出する高調波流出電流の許容される上限値は、

高調波の次数毎に、次表に示す需要者の契約電力1 kW当たりの高調波流出電流の上限値に当該需要者の契約電力（kW単位といたします。）を乗じた値といたします。

契約電力1 kW当たりの高調波流出電流の上限値

(単位：mA/kW)

受電電圧	5次	7次	11次	13次	17次	19次	23次	23次 超過
22 k V	1.8	1.3	0.82	0.69	0.53	0.47	0.39	0.36
66 k V	0.59	0.42	0.27	0.23	0.17	0.16	0.13	0.12
132 k V	0.29	0.21	0.13	0.11	0.08	0.08	0.06	0.06

受電電圧が上記表に該当しない場合には、高調波抑制対策技術指針によります。

(4) 高調波流出電流の抑制対策の実施

特定需要者は、上記(2)の高調波流出電流が、上記(3)の高調波流出電流の上限値を超える場合には、高調波流出電流を高調波流出電流の上限値以下となるよう必要な対策を講じていただきます。

32 電圧フリッカ・電圧変動

電気アークを使用する電気炉などの特殊負荷、周期的な変動負荷、大型モータのように始動時に大きな電流を必要とする負荷など、系統内の電圧に擾乱を与え他の需要者に支障を及ぼすおそれがある場合は、負荷に応じた抑制装置（フリッカ補償装置、バッファリアクトル、無効電力補償装置など）を、需要者において設置していただきます。また、受電用変圧器加圧時の励磁突入電流による瞬時電圧低下により、系統の電圧が常時電圧から10%を超えて逸脱するおそれがあるときは、その抑制対策を実施していただきます。

33 瞬時電圧低下

系統に落雷などにより事故が発生した場合、事故点を保護リレーで検出し、それを系統から切り離すまでの間、事故点を中心に瞬時的に電圧が低下することがあります。こうした瞬時電圧低下は避けることができないため、これにより影響を受ける場合は、需要者において、負荷制御方法の改善・無停電電源装置の設置・瞬時電圧補償装置など、使用する機器に最も適した対策を講じていただきます。

34 電圧不平衡

負荷の特性によって、各相間の負荷が著しく平衡を欠く場合には、他の需要者に支障を及ぼすことがないように、需要者で必要な対策を実施していただきます。

35 保護協調の目的

需要者の電気設備の事故または系統の事故時に、事故の除去、事故範囲の局限化等を行うためにつぎの考えに基づき保護協調を実施していただきます。

- (1) 需要者の電気設備の異常及び事故に対しては、この影響を連系された系統へ波及させないために、需要者の電気設備を当該系統から速やかに遮断していただきます。
- (2) 連系された系統に事故が発生した場合であって系統保護方式に応じて必要な場合には、当該系統から需要者の電気設備を遮断することといたします。
- (3) 連系された系統以外の事故時には、原則として需要者の電気設備を遮断しないことといたします。

36 保護装置の設置

- (1) 需要者の電気設備の事故の場合、連系する系統へ影響を及ぼさないために、原則として次の保護リレーを設置していただきます。

イ 需要者の電気設備の短絡・地絡事故時の保護リレーとして、過電流リ

レー（瞬時要素付き）及び地絡過電流リレーを設置していただきます。

ロ 変圧器のインピーダンスが小さく、この過電流リレーでの整定が困難な場合は、比率差動リレーなどを設置していただきます。

また、上記保護リレーだけでは当社の保護継電装置と協調が図れない場合は、母線保護継電装置などを設置していただきます。

(2) 系統事故時の送電線保護装置が必要となる場合は、当社電力系統と同一の保護装置を設置していただきます。

(3) 当社の標準的な方式に合わせた保護装置の多重化等を図っていただくことがあります。

イ 保護装置の二系列化

ロ 後備保護との組合せ

37 保護装置の設置場所

保護リレーは、供給地点または事故の検出が可能な場所に設置していただきます。

38 保護リレーの設置相数

保護リレーの設置相数は次のとおりといたします。

(1) 地絡保護用リレーは零相（残留）回路設置といたします。

(2) 短絡保護用リレーは3相設置といたします。

39 遮断箇所

遮断箇所は、原則として連系用遮断器といたします。

40 再閉路方式

架空送電線で、再閉路方式を採用する場合は、当社系統と協調した再閉路方式を適用していただきます。

41 連絡体制及び系統連系上必要な情報

(1) 連絡体制

需要者の技術員駐在箇所等と当社の給電指令所等との間には，保安通信用電話設備（電力保安通信用電話設備または電気通信事業者の専用回線電話）を設置していただきます。

ただし，保安通信用電話設備は，22kV以下の特別高圧電線路と連系する場合には，次のうちのいずれかを用いることができることといたします。

イ 電力保安通信用電話設備

ロ 電気通信事業者の専用回線電話

ハ 次の条件をすべて満たす場合においては，一般加入電話または携帯電話等

(イ) 需要者側の交換機を介さず，直接技術員との通話が可能な方式（交換機を介する代表番号方式ではなく，直接技術員駐在箇所へつながる単番方式）とし，需要設備の保守監視場所に常時設置されていること。

(ロ) 話中の場合に割り込みが可能な方式（キャッチホン等）とすること。

(ハ) 停電時においても通話可能なものであること。

(ニ) 系統連系運用に関する迅速かつ的確な情報連絡を行うために，日本語で連絡が取れる体制を構築していただきます。

(2) 系統運用上必要な情報

系統運用上必要な情報として，原則として次のスーパービジョン及びテレメータを設置していただきます。具体的項目については別途協議することといたします。

イ スーパービジョン

(イ) 遮断器（送電線引込口）

(ロ) 保護継電装置（送電線保護装置，連系用遮断器を開放する保護装置）の動作表示及び状態表示

(ハ) 連系に係る保護継電装置の異常情報

(ニ) 遠制装置テレメータ異常表示

ロ テレメータ

(イ) 供給地点の有効電力と無効電力

(ロ) 供給地点の有効電力量

42 サイバーセキュリティ対策

自家用電気工作物（発電事業の用に供するもの及び小規模事業用電気工作物を除く。）に係る遠隔監視システム及び制御システムは、「自家用電気工作物に係るサイバーセキュリティの確保に関するガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。