

JESC E0019(2024)

日本電気技術規格委員会

電気技術規程

系統連系編

系統連系規程

Grid-interconnection Code

J E A C 9 7 0 1 - 2 0 2 4

[2 0 2 5 年 追補版 (その 1)]

一般社団法人日本電気協会

系統連系専門部会

『系統連系規程 JEAC9701-2024（JESC E0019(2024)』の 一部改定について〔2案件〕（お知らせ）

一般社団法人日本電気協会
系統連系専門部会

第127回日本電気技術規格委員会（令和7年2月18日開催）において、「系統連系協議に用いる代表機試験結果に対するミニモデル試験の適用範囲拡大」等の2案件に関する改定をいたしました。

（改定の趣旨，目的及び内容）

＜系統連系協議に用いる代表機試験結果に対するミニモデル試験の適用範囲拡大＞

大容量パワーコンディショナ（PCS）の系統連系試験は、高電圧・大容量の試験設備が必要で環境構築が困難であることから、2017年にミニモデルによるFRT機能および単独運転検出機能試験の代替適用が規定されました。しかし、機器の大型化や再生可能エネルギー普及に伴う系統安定化要件の複雑化で、大容量試験環境の構築や迅速な試験実施が一層困難となっています。近年の経産省委託事業で、ミニモデル試験の妥当性が実証されたことを踏まえ、ミニモデル試験結果の適用対象を拡大し、系統連系協議の円滑化と試験効率の向上を図るため、系統連系規程の見直しを行いました。

＜再エネ大量導入のために必要となるグリッドコード（個別技術要件）の追加＞

再生可能エネルギー主力電源化の早期実現を目的に、再エネを大量導入するために必要となるグリッドコードを整備するため、電力広域的運営推進機関が主導するグリッドコード検討会において、2030年のエネルギーミックスの実現に向けて短期的に要件化が必要な技術要件について整理され、これを受け、2024年（令和6年）12月に「電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドライン」が改正されました。この改正を踏まえ、連系協議の円滑化を目的に再生可能エネルギー連系に関する個別技術要件追加のため、系統連系規程の見直しを行いました。

（改定内容）…下線・朱記書き部分が改定箇所（文字・図修正，追加，削除）です。

※ 「第2章 連系に必要な設備対策 第5節 特別高圧配電線路との連系要件」では2つの図の追加（「図2-5-30及び図2-5-31」）に伴い，以下の通り図番号が変更となります。

図2-5-30→図2-5-32 ， 図2-5-31→図2-5-33 ， 図2-5-32→図2-5-34

第2章 連系に必要な設備対策

第1節 共通の事項

1-5 発電出力又は放電出力の抑制

【49 頁～】

電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドライン

第2章 連系に必要な技術要件

第1節 共通事項

3. 需給バランス制約による発電出力又は放電出力の抑制

逆潮流のある発電等設備のうち、太陽光発電設備、風力発電設備及び蓄電設備には、一般送配電事業者又は配電事業者からの求めに応じ、当該一般送配電事業者又は当該配電事業者からの遠隔制御により、需給バランス制約による0%から100%の範囲（1%刻み）で発電出力又は放電出力（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装置を設置する等の対策を行うものとする。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する。

逆潮流のある発電等設備のうち、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電気の利用の促進に関する特別措置法施行規則（平成24年経済産業省令第46号）第5条第1項第8号の4ニに規定す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く。）は発電出力を技術的に合理的な範囲で最大限抑制することができるよう努めることとし、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む）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（発電設備ごとの仕様は表2、表3を参照）に抑制するために必要な機能を具備する等の対策を行うものとする。~~なお、停止による対応も可とする。~~また、~~自家消費を主な目的とした発電等設備については、個別の事情を踏まえ対策の内容を協議するものとする。

4. 送電容量制約による発電出力の抑制又は放電出力の抑制

逆潮流のある発電等設備のうち、混雑が発生する場合の出力の抑制を前提に連系等を行う発電等設備（低圧10kW未満を除く）は、一般送配電事業者又は配電事業者か

らの求めに応じ、当該一般送配電事業者又は当該配電事業者からの遠隔制御により、送電容量制約による発電出力の抑制又は放電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する。

1. 需給バランス制約による発電出力又は放電出力の抑制の基本的な考え方

再生可能エネルギーの導入拡大に伴い、需要が少ない時期などにおいては、電気の発電量が需要量を上回らないように火力発電設備の発電出力の抑制や蓄電設備の放電出力の抑制により需給バランスを調整し、それでもなお発電量が需要量を上回る場合には、バイオマス発電設備の出力の抑制の後に、太陽光発電設備、風力発電設備の出力制御を行い、需給バランスを調整する必要がある。このバランスが崩れると周波数に乱れが生じ、大規模停電を招く可能性がある。このため、一般送配電事業者又は配電事業者からの求めに応じて、次の対策を行う必要がある。

- (1) 逆潮流の有る発電等設備のうち、太陽光発電設備、風力発電設備及び蓄電設備には、一般送配電事業者又は配電事業者からの遠隔制御指令により、最大受電電力を100%とした出力上限値に対し0%から100%の範囲（1%刻み）で発電出力又は放電出力の抑制を掛けられる機能を有する逆変換装置やその他必要な装置を設置するなどの対策を行うこと。

また、制御対象は連系点における逆潮流量であって、自家消費分は制御対象としないことを基本とし、発電出力等を0から100%の間で調整する制御に加え、連系点での逆潮流を出力制御値〔(出力上限値) %〕以下に制御することが可能な仕様もしくは、逆潮流=0 制御が可能な仕様とする。（図 2-1-11 参照）

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一般送配電事業者又は配電事業者と発電等設備設置者との協議により決定する。

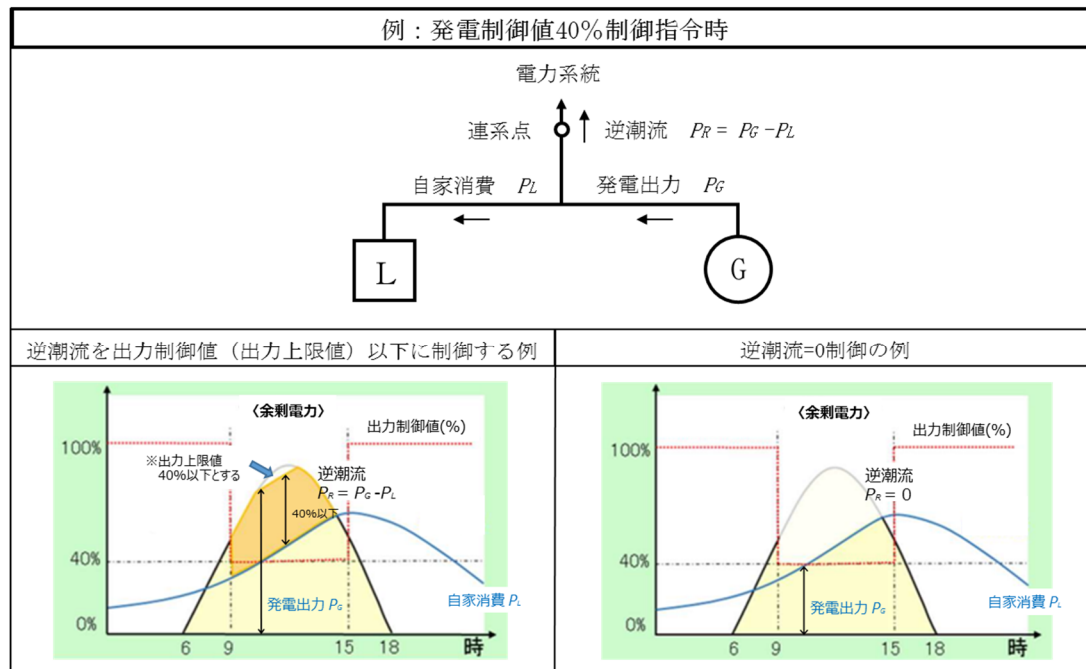


図 2-1-11 太陽光発電設備，風力発電設備及び蓄電設備の発電出力又は放電出力の抑制方法

(2) 逆潮流の有る発電等設備のうち，火力発電設備及びバイオマス発電設備は，太陽光発電設備及び風力発電設備の出力制御の低減に資するため，発電規模に関わらず，発電出力を技術的に合理的な範囲で最大限抑制することができるよう努めることとし，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む）については30%以下，バイオマス発電設備については50%以下に抑制するために必要な機能を具備する等の対策を行うものとする。なお，停止による対応も可とする。具体的な事例を図2-1-12及び図2-1-13に示す。

ただし，自家消費を主な目的とした発電等設備については，抑制指令時に逆潮流としないことを目安に，一般送配電事業者又は配電事業者と対策の内容を協議により決定する。具体的な運用事例を図 2-1-14 に示す。

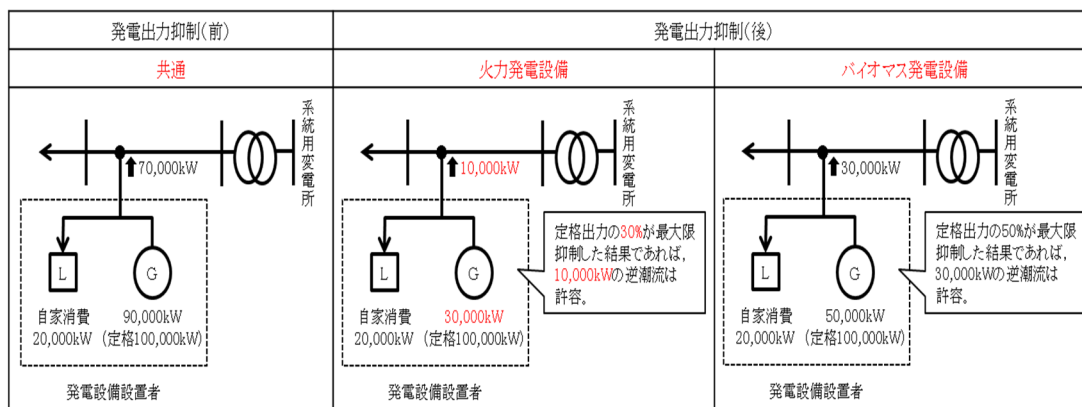


図 2-1-12 定格出力の **30%以下又は 50%以下**に抑制して対応する事例

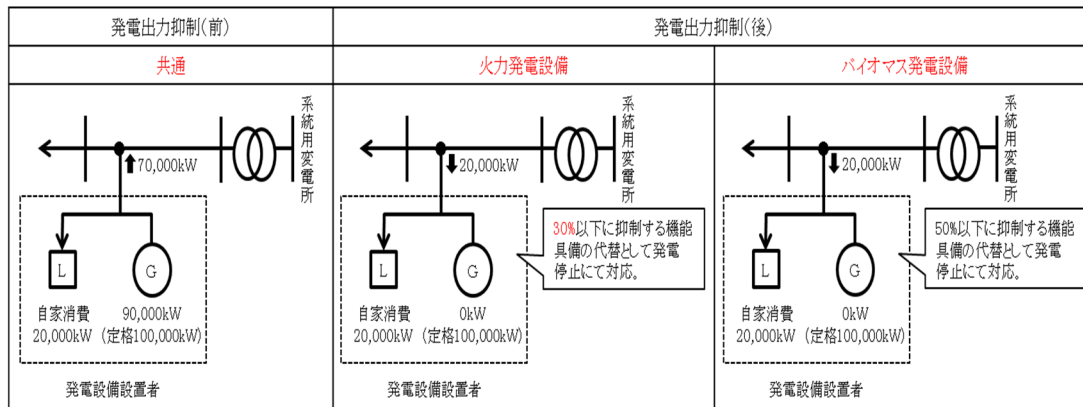


図 2-1-13 発電停止にて対応する事例

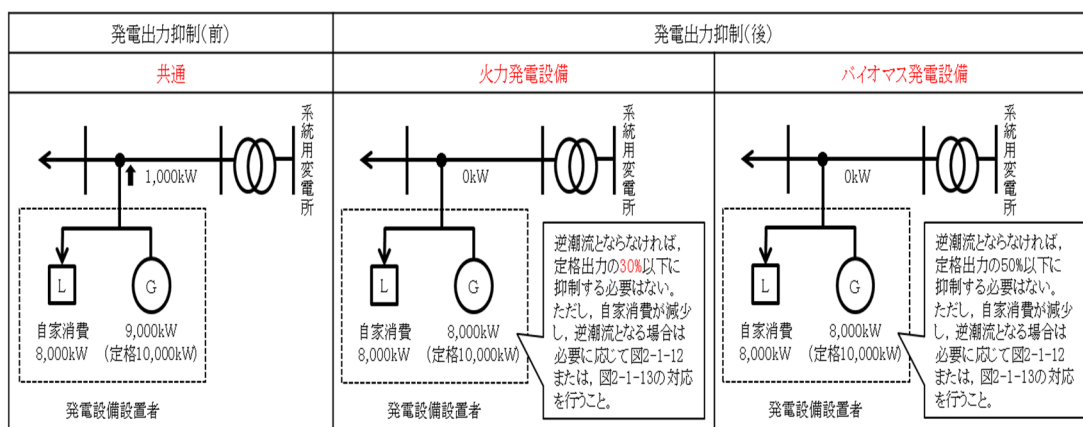


図 2-1-14 定格出力の **30%以下又は 50%以下**に抑制しなくてもよい事例

なお、「電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法」に定める地域資源バイオマス電源であって、燃料貯蔵や技術に由来する制約などにより出力の抑制が困難なものは除くこととし、具体的には以下のような場合がある。

① 発電形態の特質により、燃料貯蔵が困難なもの。

稼働率が高く、年間を通じて高い出力を維持しながら安定的に発電が行われている場合、燃料貯蔵容量超過の影響で異臭が発生するなどの環境面での問題が発生する場合、燃料を保管できる発電設備仕様になっていないことにより、出力制御に応じた結果として生じた余剰燃料を保管できない場合など。

② 出力制御に応じることにより、燃料調達体制に支障を来すもの。

未利用間伐材などを主に燃料とする場合、燃料の供給市場が小さく、高い稼働率を前提に燃料調達を行っているにもかかわらず、出力制御に応じた結果として、燃料の需要減に連動して燃料価格が変動する場合や燃料配送計画やごみ収集計画を日単位で調整することが困難であり、燃料供給体制に影響を及ぼす可能性が高い場合など。

③ 出力制御を行うことによって周辺環境に悪影響を及ぼすもの。

設備仕様上、定格出力以外の燃焼は不安定で発電を維持できない場合、出力制御により有害物質の発生を助長する場合など。

2. 送電容量制約による発電出力の抑制又は放電出力の抑制の基本的な考え方

～略～

1-6 並列時許容周波数

【54 頁～】

1. 基本的な考え方

再生可能エネルギーの導入拡大に伴って、大型・集中電源の周波数調整能力が減少する一方で、無制約に系統連系する発電等设备が増加することは、系統安定度・周波数品質への影響が懸念される。特に、系統周波数が適正範囲を超えて上昇している際に発電等设备が並列すると、更なる周波数上昇を助長することになるため、系統安定度を大きく乱すことが懸念される。このため、並列時の周波数範囲を一般送配電事業者又は配電事業者からの求めに応じて、適切な数値に設定する必要がある。

2. 並列時許容周波数範囲

並列時の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）とすること。ただし、離島など系統固有の事由などがある場合には、一般送配電事業者又は配電事業者と発電等设备設置者との協議により決定する。なお、~~高压配電線又は低压配電線に連系する発電等设备については、2025 年 4 月以降に連系する設備より適用する。~~

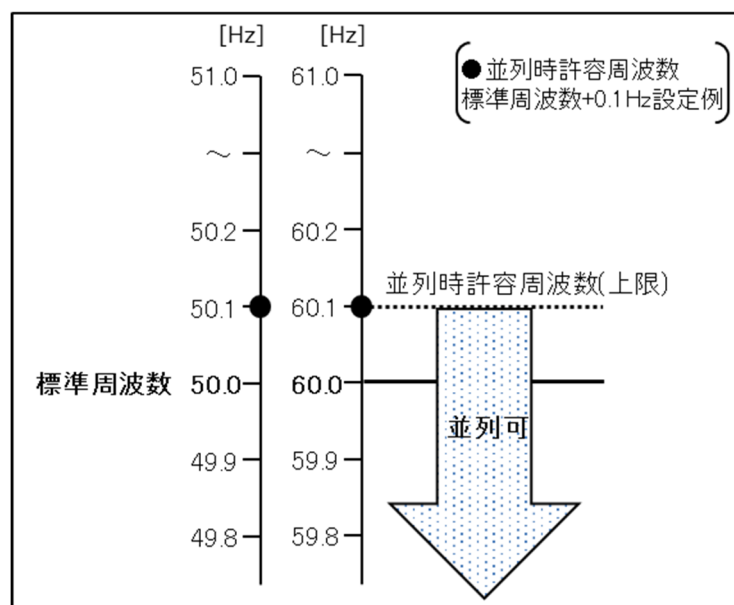


図 2-1-15 並列時許容周波数範囲の設定例

～略～

第2節 低圧配電線との連系要件

2-2 電圧変動・出力変動

【124頁～】

電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドライン

第2章 連系に必要な技術要件

第2節 低圧配電線との連系

2. 電圧変動・出力変動

(1) 常時電圧変動対策

発電等設備を低圧配電系統に連系する場合においては、電気事業法第26条及び同法施行規則第38条の規定により、低圧需要家の電圧を標準電圧100Vに対しては $101 \pm 6V$ 、標準電圧200Vに対しては $202 \pm 20V$ 以内に維持する必要がある。

発電等設備設置者から逆潮流を生じることにより、低圧配電線各部の電圧が上昇し、適正値を逸脱するおそれがある場合は、当該発電等設備設置者が他の需要家を適正電圧に維持するための対策を施す必要がある。なお、構内負荷機器への影響を考慮すれば、設置者構内も適正電圧に維持することが望ましく、特に、一般家庭等に小出力発電等設備を設置する場合には、設置者の電気保安に関する知識が必ずしも十分でないため、電圧規制点を受電点とすることが適切である。しかし、系統側の電圧が電圧上限値に近い場合、発電等設備からの逆潮流の制限により発電又は放電電力量の低下も予想されるため、他の需要家への供給電圧が適正値を逸脱するおそれがないことを条件として、電圧規制点を引込柱としてもよい。

電圧上昇対策は、個々の連系ごとに系統側条件と発電等設備側条件の両面から検討することが基本となるが、個別協議期間短縮やコストダウンの観点から、あらかじめ対策について標準化しておくことが有効である。発電等設備からの逆潮流により低圧需要家の電圧が適正値（ $101 \pm 6V$ 、 $202 \pm 20V$ ）を逸脱するおそれがあるときは、発電等設備設置者において、進相無効電力制御機能又は出力制御機能により自動的に電圧を調整する対策を行うものとする。なお、これにより対応できない場合には、配電線の増強等を行うものとする。

(2) 瞬時電圧変動対策

発電等設備の連系時の検討においては、発電等設備の並解列時の瞬時電圧低下は、コンピュータ、OA機器、産業用ロボット等の情報機器が、定格電圧の10%以上の瞬時電圧低下により機器停止等の影響を受ける場合があることも勘案し、常時電

圧の10%以内（100V系では90Vが下限値）とすることが適切である。瞬時電圧低下対策を適用する時間は2秒程度までとすることが適当である。これは、落雷等により発生した故障点を除去するまでの間、故障点を中心として電圧が低下することがあるが、配電系統において、この電圧低下状態が継続する時間は、一般的には0.3～2秒程度となっていることにかんがみたものである。このような前提の下、以下のような対策を行うものとする。

- ① 同期発電機を用いる場合には、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む）とするとともに自動同期検定装置を設置するものとし、二次励磁制御巻線形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ものとする。また、誘導発電機を用いる場合であって、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10%を超えて逸脱するおそれがあるときは、発電等設備設置者において限流リアクトル等を設置するものとする。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行うものとする。
- ② 自励式の逆変換装置を用いる場合には、自動的に同期がとれる機能を有するものを用いるものとする。また、他励式の逆変換装置を用いる場合であって、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10%を超えて逸脱するおそれがあるときは、発電等設備設置者において限流リアクトル等を設置するものとする。なお、これにより対応できない場合には、配電線の増強を行うか、自励式の逆変換装置を用いるものとする。
- ③ 発電等設備を連系する場合であって、出力変動や頻繁な並解列による電圧変動（フリッカ等）により他者に影響を及ぼすおそれがあるときは、発電等設備設置者において電圧変動の抑制や並解列の頻度を低減する対策を行うものとする。なお、これにより対応できない場合には、配電線の増強等を行うか、一般配電線との連系を専用線による連系とするものとする。

(3) 出力変動対策

発電等設備を連系する場合であって、出力変動により他社に影響を及ぼすおそれがあるときは、一般送配電事業者又は配電事業者からの求めに応じ、発電等設備設置者において出力変化率制限機能の具備等の対策を行うものとする。

1. 常時電圧変動

(1) 適正な電圧維持の考え方

発電等設備を低圧配電線に連系する場合においては、低圧需要家の電圧を標準電圧100Vに対しては $101 \pm 6V$ 、標準電圧200Vに対しては $202 \pm 20V$ 以内に維持する必要がある（電気事業法第26条及び電気事業法施行規則第38条）。

発電等設備設置者から逆潮流を生じることにより、低圧配電線各部の電圧が上昇し、適正値を逸脱するおそれがある場合は、当該発電等設備設置者が当該発電等設備設置

者以外の者の電圧を適正に維持するための対策を施す必要がある。

なお、構内負荷機器への影響を考慮すれば当該発電等設備設置者構内も適正な電圧に維持することが望ましく、特に一般家庭などに小規模発電設備を設置する場合においては、設置者の電気保安に関する知識が必ずしも十分でないため、電圧規制点を受電点とするのが適切である。しかし、系統側の電圧が電圧上限値に近い場合、発電等設備からの逆潮流の制限により発電電力量の低下も予想されるため、当該発電等設備設置者以外の者への供給電圧が適正値を逸脱するおそれがないことを条件として、電圧規制点を引込柱としてもよい。

(2) 逆潮流による電圧上昇を抑制する対策

近年、低圧配電線へ連系する発電等設備の増加による、高圧配電線などでの電圧上昇が懸念されている。この対策としては、発電等設備のパワーコンディショナに、常に一定の力率〔80%～100%（1%刻み）〕で進相運転を行う機能（力率一定制御）を具備しておくことが有効であり、将来普及拡大が見込まれる発電等設備については、標準的な力率値を設定し、逆潮流による電圧上昇を抑制することで一層の普及拡大が可能となる。普及拡大が想定されている太陽光発電設備（複数直流入力発電設備含む）については、現時点において標準的な力率値を95%とする。ただし、連系点の潮流が順潮流状態の時は、**第2章 第1節 共通の事項 1-2 力率 2. 低圧配電線との連系**(1) 逆潮流が無い場合 に準じてよい。また、将来的な技術開発や導入量の動向により、標準的な力率値の見直しや太陽光発電設備以外の発電等設備の標準的な力率値を設定することも必要となる。

なお、高圧配電線などの系統状況により個別に力率値を指定する場合には、一般送配電事業者又は配電事業者の求めに応じて力率値を変更すること。また、力率一定制御機能の力率設定幅については、2025年4月以降に連系する設備より適用する。

(3) 逆潮流による電圧上昇により適正値を逸脱する場合の対策

～略～

第3節 高圧配電線との連系要件

3-3 電圧変動・出力変動

【248頁～】

電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドライン

第2章 連系に必要な技術要件

第3節 高圧配電線との連系

4. 電圧変動・出力変動

(1) 常時電圧変動対策

発電等設備を一般配電線に連系する場合においては、電気事業法第26条及び同法施行規則第38条の規定により、低圧需要家の電圧を標準電圧100Vに対しては $101\pm 6V$ 、標準電圧200Vに対しては $202\pm 20V$ 以内に維持する必要がある。

しかし、発電等設備が連系された場合には、解列による電圧低下等により系統側の電圧が適正値を維持できなくなる場合も考えられる。また、逆潮流有りの発電等設備が連系された場合には、系統側の電圧が上昇し適正値を維持できない場合も考えられる。

電圧変動の程度は、負荷の状況、系統構成、系統運用、発電等設備の設置点や出力等により異なるため、個別に検討することが適切であるが、需要家への電気の安定供給を維持していくため、電圧変動対策が必要な場合には、以下に示す電圧変動対策のための装置を発電等設備設置者が設置するものとし、これにより対応できない場合には、配電線新設による負荷分割等の配電線増強を行うか、又は専用線による連系を行う。

① 一般配電線との連系であって、発電等設備の脱落等により低圧需要家の電圧が適正値（ $101\pm 6V$ 、 $202\pm 20V$ ）を逸脱するおそれがあるときは、発電等設備設置者において自動的に負荷を制限する対策を行うものとする。

② 発電設備からの逆潮流により低圧需要家の電圧が適正値（ $101\pm 6V$ 、 $202\pm 20V$ ）を逸脱するおそれがあるときは、発電等設備設置者において自動的に電圧を調整する対策を行うものとする。

(2) 瞬時電圧変動対策

発電等設備の連系時の検討においては、低圧の場合と同様、発電等設備の並解列時の瞬時電圧低下は常時電圧の10%以内とし、瞬時電圧低下対策を適用する時

間は2秒程度までとすることが適当であることを前提として、以下のような対策を行うものとする。

① 同期発電機を用いる場合には、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む。）とするとともに自動同期検定装置を設置するものとし、二次励磁制御巻線形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ものとする。また、誘導発電機を用いる場合であって、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10%を超えて逸脱するおそれがあるときは、発電設備設置者において限流リアクトル等を設置するものとする。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行うものとする。

② 自励式の逆変換装置を用いる場合には、その構成（変圧器、フィルタ等）や並列方法によっては変圧器の励磁突入電流が流れ、また、系統と逆変換装置出力が同期していないと、並列時に大きな突入電流が流れる。したがって、この場合には、自動的に同期が取れる機能を有するものを用いるものとする。また、他励式の逆変換装置を用いる場合であっては、逆変換装置自身に突入電流を抑制する機能がない。したがって、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10%を超えて逸脱するおそれがあるときは、発電等設備設置者において限流リアクトル等を設置するものとする。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ものとする。

③ 発電等設備を連系する場合であって、出力変動や頻繁な並解列による電圧変動（フリッカ等）により他者に影響を及ぼすおそれがあるときは、発電等設備設置者において電圧変動の抑制や並解列の頻度を低減する対策を行うものとする。なお、これにより対応できない場合には、配電線の増強等を行うか、一般配電線との連系を専用線による連系とするものとする。

(3) 出力変動対策

発電等設備を連系する場合であって、出力変動により他社に影響を及ぼすおそれがあるときは、一般送配電事業者又は配電事業者からの求めに応じ、発電等設備設置者において出力変化率制限機能の具備等の対策を行うものとする。

1. 常時電圧変動

(1) 適正な電圧維持の考え方

発電等設備を一般配電線に連系する場合においては、低圧需要家の電圧を、標準電圧100Vに対しては $101 \pm 6V$ 、標準電圧200Vに対しては $202 \pm 20V$ 以内に維持する必要がある（**電気事業法第26条**及び**電気事業法施行規則第38条**）。

しかし、発電等設備が連系された場合には、発電等設備の解列による電圧低下などにより系統側の電圧が適正値を維持できないおそれがある。

また、逆潮流有りの技術要件で発電等設備が連系された場合には、系統側の電圧が

上昇し、適正値を維持できないおそれがある。

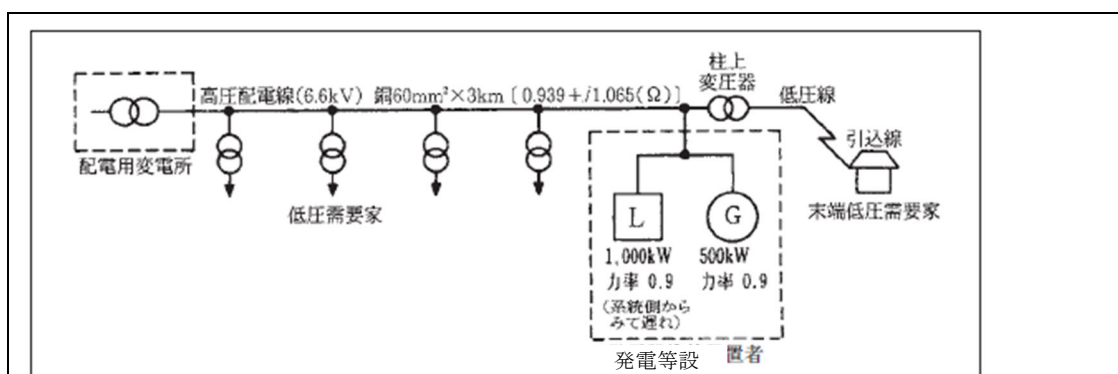
電圧変動の程度は、負荷の状況、系統構成、系統運用、発電等設備の設置点や出力などにより異なるため、個別に検討するものとするが、電圧変動対策が必要な場合は、(2)及び(3)に示す電圧変動対策のための装置を当該発電等設備設置者が設置するものとする。ただし、これにより対応できない場合には、配電線新設による負荷分割などの配電線増強を行うか又は専用線による連系とするものとする。

なお、専用線に連系する場合には、当該発電等設備設置者以外の者の設備が接続されていないので影響を及ぼすおそれがないため、電圧変動対策について特に規定しない。

(2) 発電等設備の解列による電圧変動により適正値を逸脱する場合

発電等設備の解列による電圧低下などにより適正値を逸脱する場合は、適正な電圧が維持できる範囲まで自動的に負荷を制限する自動負荷遮断装置を当該発電等設備設置者が設置するものとする。

なお、検討にあたっては最悪条件を考慮する必要がある、一般的には系統の重負荷時と軽負荷時の系統電圧を求め、適正な電圧が維持できることを確認する。



発電等設備解列時の電圧降下の計算

【計算条件】

- ・ 送り出し電圧：6,780V
- ・ 高圧配電線：銅 60mm²×3km [0.939 + j1.065 (Ω)]
- ・ 柱上変圧器：タップ比 6,600V/105V で内部電圧降下 2V (最悪条件を考慮)
- ・ 低圧線+引込線：電圧降下 6V (最悪条件を考慮)
- ・ 負荷：当該配電線には、一般負荷 1,000kW (系統側からみて遅れ力率 0.9) が均等分布しているほか、発電等設備設置者の負荷 1,000kW (系統側からみて遅れ力率 0.9) が末端に位置している。

【計算方法】

- ・ 電圧降下 ΔV の算出方式は、 $\Delta V = \sqrt{3} \times (I_p \times R + I_q \times X) \cdots \textcircled{1}$

ただし、 I_p ：有効電流 (A)， I_q ：無効電流 (A)，

$R + jX$ ：線路インピーダンス (Ω)

・ 送り出し点の電流は、 $\frac{2,000}{\sqrt{3} \times 6.78 \times 0.9} = 189 \text{ (A)}$

末端の電流は、 $\frac{1,000}{\sqrt{3} \times 6.78 \times 0.9} = 95 \text{ (A)}$

・ 均等分布負荷の電圧降下は、当該区間の平均電流 $\frac{189+95}{2} = 142 \text{ (A)}$ が
末端に集中した場合の電圧降下と等しくなることから

$$I_p = 142 \times 0.9 = 128 \text{ (A)}, \quad I_q = 142 \times \sqrt{1 - 0.9^2} = 62 \text{ (A)}$$

また、 $R = 0.939 \text{ (}\Omega\text{)}$ 、 $X = 1.065 \text{ (}\Omega\text{)}$ を①に代入すると

$$\Delta V = 323 \text{ (V)}, \quad \text{したがって末端では, } 6,780 - 323 = 6,457 \text{ (V)}$$

【計算結果】

・ 配電線末端の低圧需要家では、 $6,457 \times \frac{105}{6,600} - 2 - 6 = 94.7 \text{ (V)}$ となって適正値の
下限 95V を逸脱することとなる。したがって、適正な電圧が維持できる範囲まで自
動的に負荷を制限する自動負荷遮断装置を当該発電等設備設置者が設置するなど
の対策が必要である。

図 2-3-51 発電等設備の解列により生じる常時電圧変動の計算例

(3) 逆潮流により適正値を逸脱する場合

配電線の電圧は、発電等設備を設置していない需要家及び逆潮流無しの発電等設備
設置者への供給電圧を適正な値に維持できるよう運用されている。この運用幅は、適
正な電圧の管理幅 12V（標準電圧 100V の場合の $101 \pm 6\text{V}$ ）から、低圧系統の電圧降下
6V 及び柱上変圧器タップの調整幅 2.5V を引いた 3.5V が一般的である。

しかし、この 3.5V で電圧調整器の不感帯幅（1～1.5V）、柱上変圧器内部の電圧降下
（1～2V）を吸収した上で、さらに、配電線間の重負荷、軽負荷パターンの違いを考慮
した配電用変電所送り出し電圧調整の制約にも対応しており、逆潮流発生時の電圧上
昇分を吸収することは基本的に難しい。

そこで、次のような対策が必要である。

a. 発電等設備への自動電圧調整装置等の設置

発電等設備からの逆潮流によって低圧需要家の電圧が適正値を逸脱するおそれがある場合には、高圧配電線の電圧上昇を抑制するため、発電等設備に自動電圧調整装置等を設置するものとする。

ここで、自動電圧調整装置等とは、受電点の無効電力制御（逆潮流発生中は、その有効電力に応じ系統側からみて遅れ無効電力を自動制御する）などによって電圧調整するものをいう。

なお、この無効電力制御は、発電等設備の進相運転、力率改善用コンデンサの制御、

パワーコンディショナ（PCS）の力率一定制御あるいは静止型無効電力補償装置の制御などをいう。

これにより対応できない場合には、配電線新設による負荷分割などの配電線増強などを行うか、又は専用線による連系とする。

b. 電圧変動対策

適正な電圧が維持できるよう、発電等設備の進相又は遅相運転、力率改善用コンデンサの制御、PCS の力率一定制御〔80%～100%（1%刻み）〕あるいは静止型無効電力補償装置の制御などを行う。なお、高圧配電線などの系統状況により個別に力率を指定する場合には、一般送配電事業者又は配電事業者の求めに応じて力率値を変更すること。~~また、力率一定制御機能の力率設定幅については、2025 年 4 月以降に連系する設備より適用する。~~

この自動電圧調整の手段としては、逆潮流電力の大きさや発電等設備の形式などにより、以下の 4 方式などから選択することとなる。

- (a) 発電等設備を一定の遅相で運転して、一定値以上の逆潮流が発生するときに力率改善用コンデンサで受電点の力率を所定力率（一般送配電事業者又は配電事業者との協議による）に調整する。
- (b) 発電等設備を一定の進相で運転して、一定値以上の逆潮流が発生するときに力率改善用コンデンサで受電点の力率を所定力率（一般送配電事業者又は配電事業者との協議による）に調整する。
- (c) 一定値以上の逆潮流が発生するときに、力率改善用コンデンサを一定値まで減じ、かつ発電等設備の無効電力出力を制御して、受電点の力率を所定力率（一般送配電事業者又は配電事業者との協議による）に調整する。ただし、発電等設備の無効電力出力が限界値となる場合には、有効電力を減じることで電圧上昇の抑制をするとともに受電点の力率を所定力率に調整する。
- (d) PCS の力率一定制御〔80%～100%（1%刻み）〕又は静止型無効電力補償装置の制御などにより、受電点の力率を所定力率（一般送配電事業者又は配電事業者との協議による）に調整する。

なお、受電点の力率は、**第 1 節 共通の事項 1-2 力率**で規定したように、原則として 85%（系統側からみて遅相運転力率）以上とするが、逆潮流が発生する場合に電圧変動対策上 85%以上では困難な場合は、力率を 80%まで制御できるものとする。

～略～

第5節 特別高圧配電線路との連系要件

5-1 保護協調

～略～

【348頁～】

電気設備の技術基準の解釈

【特別高圧連系時の施設要件】

(省令第18条第1項, 第42条)

第230条 特別高圧の電力系統に分散型電源を連系する場合（スポットネットワーク受電方式で連系する場合を除く。）は、次の各号によること。

- 二 系統安定化又は潮流制御等の理由により運転制御が必要な場合は、必要な運転制御装置を分散型電源に施設すること。

電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドライン

第2章 連系に必要な技術要件

第5節 特別高圧電線路との連系

6. 発電機運転制御装置の付加

特別高圧電線路と連系する際、系統安定化、潮流制御、周波数調整等の理由により運転制御が必要な場合には、発電等設備に必要な運転制御装置を設置する。

8. 発電機運転制御装置の付加

(1) 運転制御装置の設置

特別高圧電線路においては、電力の安定供給確保の観点から厳しい系統管理が求められる。したがって、特別高圧電線路に連系する発電等設備であって、系統安定化、潮流制御、周波数調整等の対策が必要な場合には、発電等設備に必要な運転制御装置を設置する。

(2) 運転制御装置に求められる機能の例

発電等設備に必要な運転制御装置に求められる機能には、以下に示すものなどがある。

- a. 系統の安定度維持機能向上のための機能
 - ・ PSS : Power System Stabilizer
 - ・ 超速応励磁自動電圧調整機能
- b. 潮流制御や周波数調整のための機能
 - ・ ガバナフリー運転機能
 - ・ 負荷周波数制御機能 (LFC : Load Frequency Control)
- c. 系統の安定運用に資する太陽光発電設備の機能
 - ・ 最大出力抑制制御機能
 - ・ 周波数調定率制御機能
- d. 系統の安定運用に資する風力発電設備の機能
 - ・ 最大出力抑制制御機能
 - ・ 出力変化率制限機能
 - ・ 周波数調定率制御機能
 - ・ ストーム制御機能
- e. 電圧調整のための機能
 - ・ Volt-Var 制御機能
 - ・ 電圧一定制御機能
 - ・ 無効電力一定制御機能
 - ・ 力率一定制御機能

(3) 運転制御装置設置の留意点

～略～

5-2 電圧変動・出力変動

【382頁～】

電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドライン

第2章 連系に必要な技術要件

第5節 特別高圧電線路との連系

4. 電圧変動・出力変動

(1) 常時電圧変動対策

電圧階級，負荷の軽重，負荷の力率，系統の線路定数，負荷側の短絡容量，系統運用等の要因により，連系しようとする電線路個別の条件によって電圧変動の程度は変化するが，特別高圧電線路への連系においては，発電等設備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，この範囲を逸脱するおそれがある場合には，発電等設備設置者において自動的に電圧を調整するものとする。

(2) 瞬時電圧変動対策

発電等設備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発電等設備設置者においてこの瞬時電圧変動を抑制するものとする。

① 同期発電機を用いる場合には，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む。）とするとともに自動同期検定装置を設置するものとし，二次励磁制御巻線形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ものとする。また，誘導発電機を用いる場合であって，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 $\pm 2\%$ 程度を超えて逸脱するおそれがあるときは発電等設備設置者において限流リアクトル等を設置するものとする。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行うものとする。

② 自励式の逆変換装置を用いる場合には，自動的に同期が取れる機能を有するものを用いるものとする。また，他励式の逆変換装置を用いる場合であって，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧の $\pm 2\%$ 程度を超えて逸脱するおそれがあるときは，発電等設備設置者において限流リアクトル等を設置するものとする。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ものとする。

③ 発電等設備を連系する場合であって，出力変動や頻繁な並解列による電圧変

動（フリッカ等）により他者に影響を及ぼすおそれがあるときは、発電等設備設置者において電圧変動の抑制や並解列の頻度を低減する対策を行うものとする。

(3) 出力変動対策

発電等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、一般送配電事業者又は配電事業者からの求めに応じ、発電等設備設置者において出力変化率制限機能の具備等の対策を行うものとする。

1. 常時電圧変動

～略～

2. 瞬時電圧変動

～略～

3. 電圧フリッカ

～略～

4. 出力変動

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、一般送配電事業者又は配電事業者からの求めに応じ、発電等設備設置者において出力変化率制限機能の具備等の対策を行うものとする。具体的な対策としては、次のようなものがある。しかし、これらの対策をしてもなお系統周波数に影響を及ぼす恐れがある場合には、個別に追加的な対策を行うこと。

(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よう対策を行うこと。具体的な発電設備の性能を図 2-5-30 及び図 2-5-31 に示す。

なお、調定率および不感帯の設定値は一般送配電事業者が指定する値とする。

(2) 風力発電設備の場合

a. 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ものとする。

なお、ウィンドファームコントローラ(風車単体の制御ではなく、発電所全体の出力を制御する装置)を有しない小規模な風力発電所において、これによりがたい場合には、一般送配電事業者又は配電事業者と発電等設備設置者との協議による。

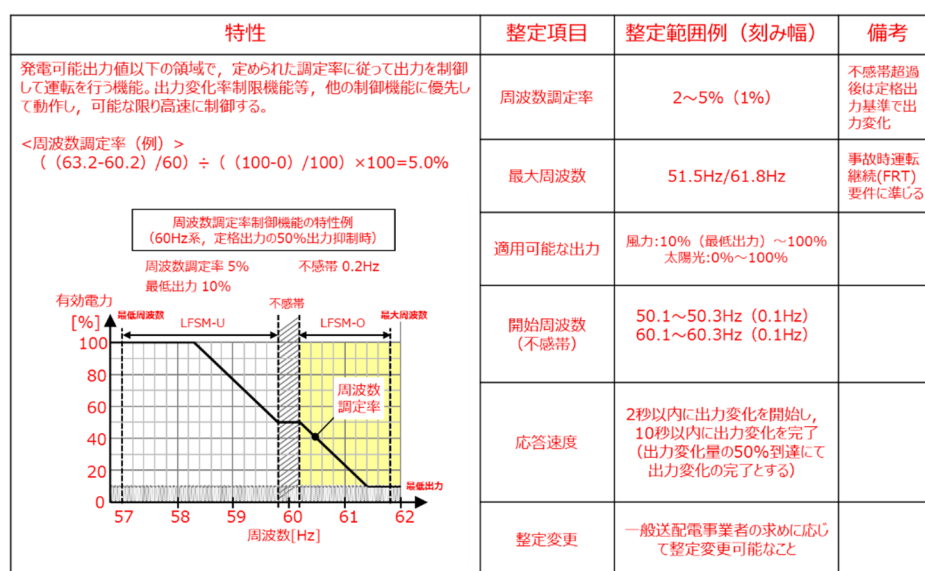
b. 高風速時にカットアウトが予想される場合は、即座に停止しないよう、ストーム

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ものとする。

c. 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よう対策を行うこと。具体的な発電設備の性能を図2-5-30及び図2-5-31に示す。

なお、調定率および不感帯の設定値は一般送配電事業者又は配電事業者が指定する値とする。

~~しかし、これらの対策をしてもなお系統周波数に影響を及ぼすおそれがある場合には、個別に追加的な対策を行うこと。~~



※周波数振動に対する対応としてLFSM-Oを使用しない状態とすることも可能なように機能具備

図 2-5-30 上昇側における周波数調定率制御機能

（LFSM-O：Limited Frequency Sensitive Mode - Over frequency）

特性	整定項目	整定範囲例（刻み幅）	備考
発電可能出力値 ^{※1} 以下の領域で、定められた調定率に従って出力を増加させて運転を行う機能。出力変化率制限機能等、他の制御機能に優先して動作し、可能な限り高速に制御する。 <周波数調定率> $\left(\frac{59.8-56.8}{60} \right) \div \left(\frac{100-0}{100} \right) \times 100 = 5.0\%$ 周波数調定率制御機能の特性例 （60Hz系、定格出力の50%出力抑制時） 周波数調定率 5% 不感帯 ±0.2Hz 最低出力 10% 出力増加幅 10%	周波数調定率	2～5%（1%）	不感帯超過後は定格出力基準で出力変化
	最小周波数	47.5Hz/57.0Hz	事故時運転継続(FRT)要件に準じる
	適用可能な出力	風力:10%（最低出力）～100% 太陽光:0%～100%	
	開始周波数（不感帯）	49.7～49.9Hz（0.1Hz） 59.7～59.9Hz（0.1Hz）	
	応答速度	2秒以内に出力変化を開始し、10秒以内に出力変化を完了（出力変化量の50%到達にて出力変化の完了とする）	
	整定変更	一般送配電事業者の求めに応じて整定変更可能なこと	
	リザーブ量（出力増加幅） ^{※2}	0 ^{※3} ～10%（1%）	当面は「10%」設定

※1:発電に必要な自然エネルギーが得られる状況（日射や風速から得られる出力を制限して運転することが可能な状況）
 ※2:当面は、最大出力抑制制御時に限定して使用する
 将来的には、発電機会損失等も考慮したうえで、最大出力抑制制御時以外でも使用可能とする
 ※3:0%設定とすることで周波数変動に対する対応や系統制約時などLFSM-Uを使用しない状態とする

図 2-5-31 低下側における周波数調定率制御機能

（LFSM-U: Limited Frequency Sensitive Mode - Under frequency）

～略～

第4章 その他

第1節 一般送配電事業者又は配電事業者との 事前協議など

【421頁～】

電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドライン

第1章 総則

5. 協 議

このガイドラインは、系統連系において電力品質を確保するための技術要件についての標準的な指標であり、実際の連系に当たっては、一般送配電事業者及び配電事業者が定め、公表する系統連系技術要件（託送供給等約款別冊）に基づくものとし、当事者は誠意を持って協議に当たるものとする。

発電等設備の系統への連系は、当該発電等設備設置者以外の者に対し、電力品質、系統の保護・保安・電力負荷率の状況の面で影響を与えるおそれがある。このため、発電等設備を有する需要家では本規程に示された各種の対策を講ずる必要があり、この検討にあたっては特に次の点に留意すること。

なお、連系に係る技術要件が発電等設備設置者と一般送配電事業者又は配電事業者間で一致しない場合は、本規程があくまでも「連系することを可能とするため」のものであることを考慮して、協議における運用の透明性を確保するとともに、両者の間で正当な理由に基づき説明を行い、連系に向けた解決策を模索するために誠意をもって話し合うものとする。

1. 発電等設備設置者と一般送配電事業者又は配電事業者間の事前協議

- (1) 連系のための各種対策の検討にあたっては、系統との協調が特に必要とされるため、事前に十分な協議を行う必要がある。

なお、小規模発電設備を設置する場合においても同様に、保護装置の確認あるいは系統電圧への影響などの事前検討が必要であるため、事前に十分な協議を行う必要がある。

- (2) 一般送配電事業者での発電等設備の連系に伴う技術検討は、発電等設備を有しない

需要家への供給に比べ、検討期間を要し、かつその内容によって発電等設備の設置計画全体に影響を及ぼす場合がある。

したがって、発電等設備を設置しようとする場合は、設置計画策定の早い段階で一般送配電事業者と相談することが望ましい。

- (3) 連系に関して一般送配電事業者又は配電事業者が必要とする資料は、両者間の協議の進展に応じ、一般送配電事業者又は配電事業者から発電等設備設置者に対して随時提出を求めることとなるため、発電等設備設置者は第2節に記載されている当該資料を事前に準備しておく必要がある。

(4) 代表機による評価

協議では、基本的に実機による試験結果^{※1}の提出が必要であるが、一部の試験については、代表機による試験結果^{※2}で代替することができる。なお、高圧以上の系統に連系する太陽光発電システム用三相パワーコンディショナ（PCS）の代表機による試験結果の一部については、PCSをスケールダウンしたミニモデルによる試験結果で代替することができる。ミニモデルにより代替可能な試験結果は以下の通り。（付録7参照）

- ・ 電力品質試験（運転力率試験、 $\Delta V10$ 確認試験）
- ・ 保護協調試験
- ・ 単独運転防止試験
- ・ 復電後の一定時間投入阻止試験
- ・ 事故時運転継続試験
- ・ 電圧制御試験
- ・ 外部信号による解列確認試験
- ・ 定常特性試験（ソフトスタート機能試験）
- ・ 過渡応答特性試験
- ・ 自立運転試験
- ・ 遠隔出力制御確認試験
- ・ 複数台 PCS 組み合わせ試験

※1：実際に連系する製品による試験結果

※2：実際に連系する製品と同一型式で、当該型式の性能を評価するために実施した試験結果

(5) 保護装置等の任意認証制度の活用

～略～

第2節 発電等設備の系統連系協議に必要な資料例

【424頁～】

発電等設備を系統連系するための電力広域的運営推進機関，一般送配電事業者又は配電事業者との協議には以下のような資料が必要となる。（電力広域的運営推進機関，一般送配電事業者又は配電事業者で公表している申込書・記載例を参照）ただし，必要な資料は，発電等設備の定格容量あるいは連系する系統の電圧などにより異なる。

表4-2-1 発電等設備の系統連系協議に必要な資料例

協議資料例	一般発電等設備	小規模発電設備 ^{※1}	認証登録品 ^{※2}
(1) 保護装置の電技解釈及びガイドラインとの適合性などの説明	○	○	○ ^{※3}
(2) 逆潮流の有無に関する説明 a. 発電等設備運転出力と負荷曲線 b. 最大出力値，連系点での最大逆潮流値，最大受電値	○ —	— ○	— ○
(3) 受電設備構成 単線結線図によるリレー，計器用変成器等の設置図	○	○	○
(4) 発電機等に関する事項 ^{※4} a. 同期発電機の場合 (a) 交流出力に関する定格容量，出力，電圧，力率（運転可能範囲含む）等 (b) 電気定数1 同期リアクタンス (X_d , X_q)，過渡リアクタンス (X_d' , X_q')，初期過渡リアクタンス (X_d'' , X_q'') (c) 電気定数2 慣性定数 (M)，開路時定数 (T_{do}' , T_{qo}')，短絡過渡時定数 (T_d' , T_q')，短絡初期過渡時定数 (T_d'' , T_q'')，電機子時定数 (T_a) 等 (d) その他 制動巻線の有無 b. 誘導発電機の場合 (a) 交流出力に関する定格容量，出力，電圧，力率（運転可能範囲含む）等 (b) 電気定数1 拘束リアクタンス (X_L)，励磁リアクタンス (X_M)	○ ○ ○ ^{※5} ○ ○ ○	○ ○ — ○ ○	— — — — —

～表 中略～

協 議 資 料 例	一般発電 等設備	小規模発 電設備※1	認証登録 品※2
(5) 系統連系用保護リレーに関する事項 a. シーケンス, メーカー, 型式, 特性, 整定範囲等 b. 単独運転検出機能 (原理, 整定値等) c. FRT機能	○ ○ ※8 ○ ※7, 8	○ ○ ○ ※7	単独運転 検出機能 方式名と 整定範囲 程度※3 —
(6) 系統連系用機器に関する事項 a. 力率改善用コンデンサ…型式, 容量等 b. 遮断器…種別, 遮断容量, 遮断時間等 c. 開閉器…種別, 開閉容量 d. 変圧器…種別, 容量, %インピーダンス等 e. 中性点接地装置…種別, 抵抗値, リアクトル容 量 f. 自動同期検定装置…型式, 性能等 g. 自動負荷遮断装置…シーケンス, 遮断容量, (低圧連系は除く) 時限, 遮断負荷容量 h. 機器定格, 型式, 制御方式等の基本事項 i. 保安通信設備…種別, 方式 (低圧連系は除く) j. 給電情報設備…スーパービジョンの機能, テレ メータの機能 k. 計器用変圧器 (VT), 計器用変流器 (CT) …仕様, 使い方 l. 転送遮断方式…シーケンス, 設置図	○ ○ ○ ○ ○ ※5 ○ ○ — ○ ○ ※5 ○ ○ ○	○ ○ ○ ○ — ○ ○ — ○ ※5 — — —	— — — — — ○ ※3 — — — — — — —
(7) その他 a. 運転体制, 連絡体制に関する説明 b. 保安規程	○ ○	○ ※6 —	○ ※6 —

(注) ※ 1: 小規模発電設備については, **付録3**を参照。

※ 2: 認証登録品とは, **付録2-1**及び**付録2-2**に記載する任意認証制度によるもの。

※ 3: 定格, 型式, 制御方式等の基本事項に関する資料のみとし, 測定データ, 詳細説明資料は不要(「機器定格, 型式, 制御方式等の基本事項に関する資料」を使用)。

※ 4: 発電等設備に関する事項は, **表3-2-2**を参照。

※ 5: 連系系統に応じて必要となる場合があるもの。

※ 6: 設備保安上必要な連絡先などに限定。

※ 7: FRT要件の対象となる発電等設備の場合。

~~※ 8: 高圧以上の系統に連系する太陽光発電システム用三相パワーコンディショナの~~

試験結果

~~（単独運転検出機能とFRT機能）をミニモデルによる試験結果で代替できる。（付録7参
照）~~

～略～

付録 7

【532 頁～】

大容量パワーコンディショナの 標準ミニモデルによる評価の規定経緯

大容量のパワーコンディショナでは、FRT 機能や単独運転検出機能を実機で確認するには大掛りな試験設備が必要であるため、メーカー毎に取得したミニモデルによる試験結果を用いて一般送配電事業者との個別連系協議を実施している。しかしながら、メーカー毎にミニモデルの設計方法や試験方法が異なり、一般送配電事業者毎に必要な試験データが異なる等の理由により連系協議に時間と労力を要している。

上記問題の解決のため、2012 ～ 2014 年度に新エネルギー等共通基盤整備促進事業「太陽光発電用大規模パワーコンディショナの標準ミニモデルに関する研究」（経済産業省／資源エネルギー庁の委託で株式会社三菱総合研究所及びその再委託先である独立行政法人産業技術総合研究所（現：国立研究開発法人産業技術総合研究所）、一般財団法人エネルギー総合工学研究所が実施した）により共通的なミニモデルの設計方法、ミニモデルを用いた FRT 機能及び単独運転検出機能に関する試験方法が策定され、2017 年に本規程においても「連系協議における太陽光発電システム用大容量パワーコンディショナのミニモデルによる評価方法の規定の追加」が行われた。

これら規定の追加や規格の策定後も、系統連系するパワーコンディショナの数は増加し続けているため、ミニモデルの利用範囲を拡大する可能性を検証するための等価性評価に係わる実証が行われた（2017～2019 度の経済産業省委託事業「分散型電源の系統連系に関する要求事項の国際標準化」および 2020～2022 年度の経済産業省委託事業「分散型電源システム用パワーコンディショナの系統連系要件の適合性評価試験方法に関する国際標準化」）。

この 2 つの実証において、「高調波及び電磁両立性（EMC）に関わる測定、並びに効率測定以外」についてミニモデル試験の妥当性が確認され、2025 年には本規程において「系統連系協議に用いる代表機試験結果に対するミニモデル試験の適用範囲拡大」が行われた。

以下に「ミニモデルによる評価方法の規定の追加」及び「系統連系協議に用いる代表機試験結果に対するミニモデル試験の適用範囲拡大」の根拠となった資料を示す。

1. 「ミニモデルによる評価方法の規定の追加」の経緯

第 90 回日本電気技術規格委員会（平成 29 年 3 月 8 日開催）において、改定された「連系協議における太陽光発電システム用大容量パワーコンディショナのミニモデルによる評価方法の規定の追加」の根拠となった平成 26 年度新エネルギー等共通基盤整備促進事業報告書（抜粋）を掲載する。

※詳細は経済産業省委託事業 平成 26 年度新エネルギー等共通基盤整備促進事業報告書
参照 (<https://www.meti.go.jp>)

太陽光発電用大規模パワーコンディショナの標準ミニモデルに 関する研究 報告書（抜粋）

(1) 背 景

大容量のパワーコンディショナ（以下、PCS という。）の FRT 機能や単独運転検出機能を実機で確認するには、大掛りな試験設備を必要とする。特に PCS が定格運転している状態で交流電源の電圧や周波数を急変させるには、大規模な発電機設備などが必要となり、現実的でない。このような大容量の PCS の試験方法として、**JEC-2470「分散型電源系統連系用電力変換装置」**では“主回路をスケールダウンしたミニモデルと制御装置とを組み合わせ、同様の試験を行う”ことができるとしている。このため、PCS メーカーではミニモデルを用いて FRT 機能などの試験データを取得し、一般送配電事業者との系統連系協議などに活用している。

しかし現状では、実機の試験データがないためミニモデルの試験データの妥当性に懸念が残ることや、PCS メーカーごとにミニモデルの設計方法や試験方法が異なること、一般送配電事業者あるいはその支店や営業所ごとに系統連系協議に求める試験データなどが異なることから、PCS メーカーは試験データなどの取得や説明に、一般送配電事業者はその審査に労力を費やしており、メガソーラなど大容量の分散電源を導入するうえでの障害となっている。

このため、これらの障害を解消して系統連系協議の効率化を図るとともに、信頼性の高い系統連系保護機能を有する分散電源を導入することが求められている。

(2) 目 的

本事業では、大容量の太陽光発電システム用 PCS の FRT 機能などをミニモデルで確認する方法を規格化することにより、系統連系協議に要する労力の軽減を図り、信頼性の高い太陽光発電システムの導入に寄与することを目的とする。

具体的には、以下をまとめたガイドラインを策定する。

- ・ミニモデルの設計方法
- ・ミニモデルを用いた FRT 機能および単独運転検出機能に関する試験方法

(3) 主な実施内容

- ・ミニモデルの基本設計の検討および試作
- ・ミニモデルと実機の等価性を確認するための試験設備の仕様検討および構築
- ・ミニモデルと実機の等価性確認試験の実施および結果の評価
- ・ミニモデルの設計方法およびミニモデルを用いた試験方法に関するガイドラインの策定

(4) 事業成果

1) ミニモデルの基本設計の検討および試作

ミニモデルの設計方法は、機器の回路構成や%リアクタンス、制御装置などを実機と同一にすることを基本とし、定格交流電圧を実機と同一にして定格交流電流を 1/25 にスケールダウンする方法（以下、電圧一定・電流 1/25 モデルという。）と、定格交流電流を実機と同一にして定格交流電圧を 1/2 にスケールダウンする方法（以下、電流一定・電圧 1/2 モデルという。）の二種類を検証した。（供試ミニモデルの設計概要の表は報告書本文を参照）

電圧一定・電流 1/25 モデルの検証に用いたミニモデルの容量は、市場にある主要な三相 PCS の最小規模が 10kW であることや、メーカー工場などで試験可能な規模を考慮して決定した。一方、実機の容量については、試験設備の制約などから 250kW とした。

また、電流一定・電圧 1/2 モデルの検証では、回路構成などが同じで定格交流電圧が 380V と 210V の PCS を用意し、一方がもう一方の電圧 1/2 のミニモデルとして性能比較を行った（試験時は交流電圧を 400V と 200V に調整）。

2) ミニモデルと実機の等価性を確認するための試験設備の仕様検討および構築

ミニモデルと実機の等価性を確認するための試験設備（以下、実証試験設備という。）は、実機を試験できる高圧配電設備と、瞬時電圧低下などの系統擾乱を模擬できる BTB 電源装置を所有する一般財団法人電力中央研究所 赤城試験センター（以下、赤城試験センターという。）内に構築した。（実証試験設備の詳細は報告書本文を参照）

3) ミニモデルと実機の等価性確認試験の実施および結果の評価

FRT 機能および単独運転検出機能に関する性能比較試験（以下、それぞれ FRT 試験、単独運転試験という。）を実施した結果、検証したミニモデルは実機の FRT 機能および単独運転検出機能を確認するうえで妥当性を有しているとの結論を得た。

（FRT 試験及び単独運転試験の詳細は報告書本文を参照）

4) ミニモデルの設計方法およびミニモデルを用いた試験方法に関するガイドラインの策定

ミニモデルの設計方法は、実証試験で妥当性を確認した範囲を基本に規定した。また、フィルタのインダクタンスなどの設計を規定する際は、実証試験に用いた各ミニモデルの設計値を考慮するほか、一般的な PCS モデルを用いたシミュレーションによる検討も行った。

ミニモデルを用いた試験方法に関する規定は、**JIS C 8962「小出力太陽光発電用パワーコンディショナの試験方法」**および**JIS C 8963「系統連系形太陽光発電システム用パワーコンディショナの単独運転検出機能の試験方法」**を基本に、実証試験から得られた知見などを反映して策定した。（策定したガイドラインの詳細は報告書本文を参照）

(5) まとめ

本事業において、太陽光発電システム用 PCS の試作ミニモデルと実機の性能比較試験を行い、動作や出力波形の一致度合を評価した結果、「電圧一定・電流 1/25 モデル」、「電流一定・電圧 1/2 モデル」とともに実機の機能を確認するうえでミニモデルによる代替試験が有効であることを確認した。なお、FRT 試験における各ミニモデルの出力波形（有効電力）は、実機の±10%に収まる水準であることを確認している。

さらに、本事業における実証試験から得られた結果や知見をもとに、ミニモデルの設計方法およびミニモデルを用いた試験方法の規格化について検討を行った。各設計項目については、供試ミニモデルの設計値を考慮するとともに、一般的な PCS モデルによる設計裕度のシミュレーションを行い、規定を設けた。また、今後の運用を踏まえて、ミニモデルの設計の妥当性を電氣的試験で補完する方法などについても検討を行った。

これらの検討を経て、ミニモデルに関するガイドライン「太陽光発電システム用大容量パワーコンディショナのミニモデルを用いた試験方法」を策定した。

(6) 今後の展開

今後は、上記ガイドラインの規格化に向けて、一般社団法人日本電機工業会において更なる技術的な検討・審査を進める予定である。

2.「系統連系協議に用いる代表機試験結果に対するミニモデル試験の適用範囲拡大」の経緯

以下に第 127 回日本電気技術規格委員会(令和 7 年 2 月 18 日開催)において、改定された「系統連系協議に用いる代表機試験結果に対するミニモデル試験の適用範囲拡大」の根拠となった、ミニモデル利用範囲の拡大可能性を検証するための等価性評価に係わる 2 つの経済産業省委託事業^{※1} 及び^{※2} の結果、及びその後の日本電機工業会 分散型電源標準化委員会の検討結果について示す。

※1 分散型電源の系統連系に関する要求事項の国際標準化（2017～2019 年度）

※2 分散型電源システム用パワーコンディショナの系統連系要件の適合性評価試験方法に関する国際標準化（2020～2022 年度）

(1) 2つの経済産業省委託事業の概要

「分散型電源の系統連系に関する要求事項の国際標準化（2017～2019 年度）」

電力の安定供給と品質維持を目的として、分散型電源に対する信頼性・安全性及び品質の向上が要求されるようになり、また、システムの相互運用性の要求も高まっている。このような背景から、分散型電源の電力品質に係る国際標準化が活発に行われ、電源プラントやシステムに対する品質及び保護要件などの標準規格化が、地域レベルと国際レベルで進められている。

本事業では、世界各国で独自に規定されている要件をまとめ、新市場における我が国の産業競争力を強化し有利に進めるため、“系統連系要件適合に関する技術”に

関する国際標準原案を作成し、国際審議をリードし、国際標準を提案する。

「分散型電源システム用パワーコンディショナの系統連系要件の適合性評価試験方法に関する国際標準化（2020～2022 年度）」

上記の経済産業省委託事業にて系統連系要件国際標準化開発を実施したことから、今後は系統連系要件に対応する試験方法を開発し、各国の試験基準を統一する必要がある。本事業では、“パワーコンディショナの系統連系要件の適合性評価試験方法規格”の開発・提案を目的として実証試験を含めた活動を行う。また、試験方法規格の開発にあたっては、最近の再生可能エネルギーの容量増加を考慮した試験環境・装置についても合わせて検討する。

(2) 等価性評価に係わる実証の結果

2つの委託事業では、「ミニモデルによる評価方法の規定の追加」以降の、再生可能エネルギーの容量増加を考慮し、製品機をスケールダウンしたミニモデルで系統連系試験を行う際の妥当性を評価した。実証試験では、試験対象の製品機（500kW）と、製品機に対し出力電力ならびに電流を 1/25 にスケールダウンしたミニモデルと、出力電力ならびに電流を 1/250 にスケールダウンしたミニモデルとを使用して妥当性評価検証を実施した。なお、実証試験は、国立研究開発法人産業技術総合研究所 福島再生可能エネルギー研究所にて複数回に亘って検証した。本実証試験では、FRT 試験、単独運転検出試験に加え、過渡応答および静特性を評価可能な試験を実施し、以下の結果を確認した。

- ・従来の日本電機工業会規格で規定するスケールダウン比率の制約範囲（スイッチングデバイスの並列数、スイッチングデバイスの使用電流密度をそれぞれ制限）を超えるミニモデルにおいても、製品機と等価性を有する。
- ・FRT 試験、単独運転検出試験以外の系統連系要件試験においても、ミニモデルは製品機と等価性を有する。ただし、系統連系要件試験の中で、高調波歪率については製品機とミニモデルの出力に差異が認められたことから等価性を有しない。

(3) 日本電機工業会 分散型電源標準化委員会の検討結果

前述の経済産業省委託事業での知見を踏まえ、日本電機工業会 分散型電源標準化委員会にて国内の系統連系要件に対するミニモデルでの代替可否について検討を行った。検討の結果、一般財団法人電気安全環境研究所（JET）の高圧系統連系保護装置等の試験方法（JETGR0005-1-1.0）に含まれる各試験項目に対する代替可否を明らかにした。（表 1 参照）

表 1 一般財団法人電気安全環境研究所（JET）による高圧系統連系保護装置等の試験方法（JETGR0005-1-1.0）におけるミニモデルでの代替可否

大分類	小分類	代替可否
<u>電力品質試験※1</u>	<u>出力高調波電流試験</u>	<u>×</u>
	<u>直流分流出試験</u>	<u>×</u>
	<u>運転力率試験</u>	<u>○</u>
	<u>ΔV10 確認試験</u>	<u>○</u>
<u>保護協調試験※1</u>	<u>系統電圧異常：過電圧試験</u>	<u>○</u>
	<u>系統電圧異常：不足電圧試験</u>	<u>○</u>
	<u>系統周波数異常：周波数上昇試験</u>	<u>○</u>
	<u>系統周波数異常：周波数低下試験</u>	<u>○</u>
<u>単独運転防止試験</u>		<u>○</u>
<u>復電後の一定時間投入阻止試験</u>		<u>○</u>
<u>事故時運転継続試験※1</u>	<u>瞬時電圧低下（FRT）試験</u>	<u>○</u>
	<u>周波数変動（FRT）試験</u>	<u>○</u>
<u>電圧制御試験※1</u>	<u>力率一定制御試験</u>	<u>○</u>
	<u>電圧上昇抑制機能試験</u>	<u>○</u>
<u>外部信号による解列確認試験</u>		<u>○</u>
<u>定常特性試験※1</u>	<u>交流電圧追従試験</u>	<u>×</u>
	<u>周波数追従試験</u>	<u>×</u>
	<u>ソフトスタート機能試験</u>	<u>○</u>
<u>過渡応答特性試験※1</u>	<u>直流入力電力急変試験</u>	<u>○</u>
	<u>系統電圧急変試験</u>	<u>○</u>
	<u>系統電圧位相急変（位相差 120° ）試験</u>	<u>○</u>
	<u>系統電圧不平衡急変試験</u>	<u>○</u>
<u>自立運転試験※1</u>	<u>自立運転切替試験</u>	<u>○</u>
	<u>自立運転自動切替試験</u>	<u>○</u>
<u>遠隔出力制御確認試験（狭義パワーコンディショナの仕様確認）※1</u>		<u>○</u>
<u>遠隔出力制御確認試験（広義パワーコンディショナの仕様確認）※1</u>		<u>○</u>
<u>複数台 PCS 単独運転防止試験※2</u>	<u>単独運転検出試験</u>	<u>○</u>
	<u>能動信号出力ゲイン試験</u>	<u>○</u>
	<u>外部出力試験</u>	<u>○</u>
<u>能動信号同期機能試験</u>		<u>○</u>

（注）○は代替可，×は代替不可

※1 1 台の PCS で行う試験

※2 複数台の PCS で行う試験