ローカル系統へのＮＦ一律制御の導入に関するＦＡＱ

【全般】

Q1. なぜこのタイミングで説明資料を掲載したのか。

A1. 2024 年度からローカル系統にて発電潮流による混雑が見込まれるため，まずは NEDO 実証事業においてシステム開発中の日本版コネクト＆マネージメントシステムを使用したノンファーム一律制御にて 2024 年 4 月 1 日から混雑処理を運用開始させていただきます。現状，低圧電源において複数の発電所をまとめて発電計画値を提出いただいておりますが，各系統の設備毎の混雑処理を的確に行ない，ノンファーム電源に対して一律に出力制御を行うためには発電所毎に個別の発電・販売計画値を提出していただく必要がございます。そのため，準備期間等を考慮し説明資料を掲載しました。

Q2. ノンファーム一律制御とは何か。

A2. 掲載資料 P. 10 の出力制御方法の概要のとおり，ノンファーム電源を発電・販売計画値に対して一律で出力制御を行います。なお，制御対象はローカル系統～低圧 10kW 以上に連系する電源（全ての発電設備）が対象になります。

Q3. ファーム接続の電源は出力制御されないのか。

A3. 弊社エリアで 2024 年から始める，本資料で記載したローカル系統の混雑解消を目的としたノンファーム一律制御では，ファーム接続の電源は原則出力制御されません。ただし，国※1 にて整理された「基幹系統の再給電方式　（一定の順序）と同様の出力制御順出力制御方法で制御」においては，ファーム接続の電源も一部出力制御対象※2 になります。そのため将来にわたってファーム電源が「制御対象とならない」ということではないのでご留意ください。

※1：第 46 回再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会（2022 年 11 月 15 日）

※2：下記の①や③のファーム電源

（１）制御対象・制御方法

- 基幹系統においては、S+3Eを考慮したメリットオーダーによる混雑処理を実施する再給電方式が行われる。一方、ローカル系統においては、第62回 広域系統整備委で検討が行われ、基幹系統と異なる特徴を有している点を踏まえ、ノンファーム型接続適用電源（以降ノンファーム電源）のみを制御対象とする一律制御を基本としつつ、国と広域機関で連携して更に検討していくこととされた。
- これを受けて、第45回 再エネ大量導入小委において、ローカル系統においても、調整電源（火力等）が接続する系統では、基幹系統と同様、S＋3Eを考慮したメリットオーダーによる混雑処理を行うことが適切であり、引き続き混雑処理方法を検討することとした。
- そこで、基幹系統と比べて調整電源が少なく、再エネの接続が多いという固有の特徴を持つローカル系統においても、S＋3Eを考慮したメリットオーダーによる混雑処理方法として、本小委員会で決定した基幹系統の**再給電方式（一定の順序）と同様の出力制御順、出力制御方法で制御することを基本としてはどうか。**
- その上で、ノンファーム電源については、再給電方式による実需給断面での出力制御でなく、計画断面での計画値変更による出力制御を採用した上で、ローカル系統及び配電系統（ただし、低圧10kW未満除く）に接続する電源を制御対象とすることを基本としてはどうか。

【再給電方式（一定の順序）による出力制御ルール】

出力制御順	出力制御方法
① 調整電源の出力制御	メリットオーダー
② ノンファーム型接続の一般送配電事業者からオンラインでの調整ができない電源の出力制御	一律
③ ファーム型接続の一般送配電事業者からオンラインでの調整ができない電源の出力制御	メリットオーダー
④ ノンファーム型接続のバイオマス電源（専焼、地域資源（出力制御困難なものを除く））の出力制御	一律
⑤ ノンファーム型接続の自然変動電源（太陽光、風力）の出力制御	一律
⑥ ノンファーム型接続の地域資源バイオマス電源（出力制御困難なもの）及び長期固定電源の出力制御	一律

（出所）広域機関：2023年12月再給電方式（一定の順序）の導入について（2022年7月29日）一部修正

6

無断複製・転載禁止　東京電力パワーグリッド株式会社　2023.11

Q4. 基幹系統の混雑時はどうするのか。

A4. 現状は，再給電方式（調整電源の活用）が運用開始されており，2023 年 12 月 28 日から再給電方式（一定の順序）が運用開始されます。

再給電方式（調整電源の活用）では，メリットオーダーに従い調整電源の出力を制御することになりますが，再給電方式（一定の順序）では，調整電源に加え，非調整電源である火力や非化石電源（バイオマスや太陽光・風力等）の出力制御を一定の順序により行うことになります。

Q5. 今回のように，毎年，混雑設備を一送から公表してもらえるのか。

A5. 今回は，ノンファーム一律制御を開始するため，公表させていただきました。

本来，発電事業者さまの事業収益性を適切に評価するためには，系統混雑による出力制御の予見可能性を高めることが重要となるため，「系統情報の公表の考え方」（資源エネルギー庁作成）に基づき，一送から潮流実績や予想潮流等の公開・開示し，発電事業者さま自らが系統混雑の見通しを得るためシミュレーションを行うことになっています。なお，現在は一部のローカル系統と基幹系統に限定されておりますが，2023 年度末を目途にローカル系統の公開範囲は拡充されます。

Q6. 他電力も同様にローカル系統混雑時の一律制御が開始されるのか。

A6. 他電力の混雑見通し等は分かりかねます。

Q7. 接続検討申込の対応で変更はあるか。

A7. 変更はありません。従来通り検討開始後３ヶ月以内の回答に努めてまいります。

Q8. 契約申込に関する応動で変更はあるか。

A8. 高圧や特別高圧の連系申込に対しては変更ありませんが，掲載資料 P. 6 に記載の設備の下位に位置する地域への発電量調整供給契約による申込であれば，低圧連系であっても個別地点ごとに系統コードが必要となります。系統コードの申請につきましては広域機関のウェブ資料をご覧ください。なお，ノンファーム型への接続への同意やそれに伴うシステムへの接続が必要という点では全電圧階級変わりませんのでご留意ください。

Q9. なぜ個別地点の系統コードが必要となるのか。

A9. 系統毎の混雑量を想定するにあたり，発電契約者さまから頂いた発電・販売計画を用い個別の発電所毎の発電量とそれに伴う系統側の潮流を予想するためです。

仮にエリア全体の発電・販売計画しかない場合，個別の系統に流れ込む発電量が想定できません。

なお，混雑が想定されない系統においては，現時点で個別地点毎の系統コードは不要となります。

無断複製・転載禁止　東京電力パワーグリッド株式会社　2023.11

Q10. 混雑想定されている地域に該当する低圧で既に申込をしているが新たに系統コードを発行する必要があるか。

A10. 再エネのファーム型接続とノンファーム型接続の電力受給契約申込（いわゆる一般送配電買取）とファーム型接続の発電量調整供給契約申込（いわゆる小売買取）の案件については対応不要です。一方，ノンファーム型接続の発電量調整供給契約申込であれば新たに系統コードを発行する必要がありますので，広域機関に申請をお願いします。この扱いは当該地域における一般送配電買取から発電量調整供給契約（小売買取）へのスイッチング・再点に際しても同じです。該当する案件については個別に発電契約者さまにお伝えします。なお，系統コード申請等の事務手続に１．５ヶ月程度見込んでくださると幸いです。

Q11. 低圧で混雑想定地域に該当しない場合は新たに系統コードを発行する必要があるか。

A11. 現時点では不要です。ただし，今後系統状況が変化し混雑が発生する場合は必要となります。その場合は個別にお知らせいたします。

Q12. 低圧で今後申込を行う場合，混雑地域に相当するか教えてくれるか。

A12. 当該支社にお問い合わせくだされば対応可能です。なお，系統コード申請の事務手続のみで１か月程度見込んでくださると幸いです。従来通り，系統コードとバランシングコードを確定させたうえで契約申込を行う必要がありますので，総合すると実連系の１．５ヶ月ほど前から対応いただきたいものとなります。

Q13. いつまでに個別地点毎の系統コードが必要となるか。

A13. 実際の制御が必要となる前で 2024 年 4 月 1 日に新たに地点別の発電・販売計画の提出が可能になっている必要があります。系統コードの申請については１か月程度かかり，発電量調整供給契約上の処理で２週間ほどかかりますのでご留意ください。

Q14. 系統コードの申請も含めて実制御に間に合わない場合どうなるか。

A14. 連系手続きのリードタイム等を考慮してこの時期に資料を公表しております。実際の制御が必要となる時期に制御ができない場合，実制御にご同意頂けなかったものとして連系をお断りする場合があります。

Q15. 試行的にローカル系統のＮＦを開始されたが資料に記載された設備と異なるのはなぜか。

A15. 本資料においては 2024，2025 年度中に混雑が見込まれる設備を記載しています。

Q16. 低圧の地点単位制御はローカル系統の「一定の順序」が始まっても継続するか。

A16. 審議会等の議論の結果により，継続しない場合があります。新しい扱いが整理され，一定の順序が始まる前にはお知らせいたします。

Q17. 今回低圧で個別地点単位で系統コードを申請する地域において，確実に制御が生じ

無断複製・転載禁止　東京電力パワーグリッド株式会社　2023.11

るものとみてよいか。

A17．実際の需要動向等系統状況の変化に起因し，制御が発生しない場合もございます。

Q18．設備増強はしないのか。

A18．増強規律が定められましたように再エネ連系に伴うＣＯ２対策コストと燃料コストの低減からなる便益と増強費用の比較を行い，抑制量が多ければ将来的には当社の負担による自発で増強工事を行う場合があります。

Q19. ローカル系統の出力制御実績については公表されるのか

A19．再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会（第 48 回）資料 1 にて記載のように，将来的には公表される可能性が高いですが現在議論中です。

Q20. 一律制御の指令に従わなかった場合はどうなるか。

A20．個別具体的な状況によりますが，連系解除を検討させていただきます。ノンファーム型接続の同意書にて出力制御について当社の求めに応じること，条件に反すれば契約解除されても異議を申し立てないことに同意いただいています。

【制御】

Q21．出力制御をどのように行うのか

A21．システムにて送変電設備の予想潮流，混雑量を想定し，混雑を解消するため各ノンファーム発電機毎に制御量を配分するものとなります。発電計画値に対する比率で配分します。詳細は掲載資料 P. 11 をご覧ください。

Q22．出力制御情報の通知タイミングを教えてほしい。

A22．ノンファーム電源の発電事業者が発電機の運転スケジュールを変更するために，当社から発電設備へ，①翌日発電計画提出後，②実需給の５時間前，③実需給の１時間前の３回，混雑予想（最大受電電力比）の通知を実施します。詳細は掲載資料 P. 12 をご覧ください。

Q23．出力制御量は公表されるか。

A23．ノンファーム電源の発電契約者が発電計画値の書き換えを実施するために，当社 HP にて①翌日発電計画提出後，②実需給の５時間前，③実需給の１時間前の３回，混雑予想（発電計画比）の公表を実施します。詳細は掲載資料 P. 12 をご覧ください。また，発電事業者さま向けのページでは，混雑予想（最大受電電力比）がご確認可能です。

Q24. 日々の系統切替は考慮されるか。

A24. 66kV 以上の特別高圧系統の系統切替については考慮され，その系統に応じた制御量の算出が行われます。

無断複製・転載禁止　東京電力パワーグリッド株式会社　2023.11

Q25.出力制御の仕様についてはどこで承認されたか。

A25.第4回，17回，44回系統ワーキング，および第54回広域系統整備委員会にて承認頂いたものとなります。ご承認を踏まえて技術仕様書を当社ホームページに公開しています。

（https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/shoene_shinene/shin_energy/keito_wg/pdf/004_02_00.pdf）

（https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/shoene_shinene/shin_energy/keito_wg/pdf/017_05_00.pdf）

（https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/shoene_shinene/shin_energy/keito_wg/pdf/044_01_02.pdf）

（https://www.occto.or.jp/iinkai/kouikikeitouseibi/2021/files/seibi_54_03_01.pdf）

【計画提出】

Q26. 受電地点毎の計画値を提出後，制御量に応じた変更が必要となるのか。

A26. ローカル系統の混雑処理におけるノンファーム電源の一律制御は，系統混雑の状態に応じて，発電契約者が発電計画を変更する必要がございます。

Q27. 発電計画を変更に伴い既に確定済みの販売計画および調達計画と不整合を生じた場合，どのようにするか。

A27. 変更された発電計画に合わせ，販売計画または調達計画を変更して頂く必要があります。具体的には販売量を減少させるか，時間前市場等により不足分の電力を調達し，調達計画を増加させることにより，発電計画と整合して頂きますようお願いします。

Q28. FIT 特例①の発電計画は，一般送配電事業者から配賦された計画値と一致させて広域機関へ提出するルールとなっているが，ローカル系統の混雑処理におけるノンファーム電源の一律制御による発電計画値の変更は可能か。

A28. FIT 特例①は，一般送配電事業者が配賦した発電計画値と一致させた値で広域機関へ提出して頂くことを基本としておりますが，計画提出のステータス３においては，一般送配電事業者が配賦した発電計画値から売れ残りを控除した発電計画値に変更することは許容されております。ローカル系統の混雑処理におけるノンファーム電源の一律制御は，発電計画値の減少側への変更となりますので，上記スキームを準用し，抑制量を反映した発電計画値を提出頂きますようお願いします。

【精算】

Q29. 2024 年度から開始するローカル系統混雑のノンファーム電源一律制御により抑制した場合，抑制に応じた補償はどのようになるのか。

A29. ノンファーム型接続は，系統混雑時に無補償で出力制御に応じて頂くことを条件としております。このため，抑制頂いた電力量に対する補償はございません。

Q30. 2024 年度から開始するローカル系統混雑のノンファーム電源一律制御の精算方法は，どのようになるのか。

無断複製・転載禁止　東京電力パワーグリッド株式会社　2023.11

A30．高圧以上は，給電指令時補給電力として，インバランス単価で精算します。また，低圧（10kW 以上）は，発電量調整受電計画差対応電力（インバランス）として（インバランス単価で）精算します。

Q31．2024 年度開始のローカル系統ノンファーム電源一律制御が発動した場合，帳票はどのようになるのか。

A31．2024 年度開始のローカル系統ノンファーム電源一律制御が発動した場合の「給電指令時補給電力量」「給電指令時補給電力料金単価（インバランス単価）」「給電指令時補給電力料金」は，現行と同様に，発電量調整受電計画差対応電力料金計算書および発電量調整受電計画差対応電力料金計算書（別紙）に記載されます。（電制種別毎の内訳表はございません。）

2026 年度開始の再給電方式（一定順序）以降，システム化により，電制種別ごとに計算書（別紙）作成を検討予定です。

【個別】

Q32．　NEDO 実証事業とはなにか。

A32．　本公表に関連する NEDO 実証とは「日本版コネクト＆マネージを実現する制御システムの開発プロジェクト」を指します。一定の条件下で系統への接続を認める「試行ノンファーム型接続」といった「日本版コネクト＆マネージ」の仕組みを実現し，既存系統を最大限活用していくための効果的かつ合理的な制御システムの開発と実証が NEDO 事業で公募され当社が採択されたものとなります（2020 年 6 月）。第 54 回広域系統整備委員会の資料 3 をご覧いただくと，検討体制，スケジュール，基本仕様等について審議会へご報告した内容が分かります。

（https://www.occto.or.jp/iinkai/kouikikeitouseibi/2021/files/seibi_54_03_01.pdf）

Q33．日本版コネクト＆マネージメントシステムとはなにか。

A33．これまで，新しい電源（発電所）が電力系統へ接続（系統アクセス）すること等により，混雑※が発生する場合は，送電線や変圧器を新設したり容量の大きい設備に変えるなど，設備の増強工事を行った上で，電源を接続する対応を行ってきました。しかし，系統に接続している電源は，需要や気象状況（日照・風況）に合わせて稼働するため，常に送変電設備の容量を使いきっているわけではありません。このため，既存の設備を有効活用すれば，新たな設備増強をせずに利用することも可能になります。日本版コネクト&マネージは，既存送変電設備を最大限活用するための取り組みとなります。「想定潮流の合理化」，「N-1 電制」，「ノンファーム型接続」の対策を実施していますが，今回の公表内容は「ノンファーム型接続」に関するものです。ノンファーム型接続は，既存設備の空き容量を活用することで設備の増強を行うことなく接続することが可能になる反面，送変電設備の事故や故障などがない平常時であっても，空いている容量の範囲で稼働することになります。そのため，混雑が発生する場合，ノンファーム型接続の電源に対して出力制御を行います。なお，全体については広域機関のページにてご覧ください。

無断複製・転載禁止　東京電力パワーグリッド株式会社　2023.11

（https://www.occto.or.jp/grid/public/riyoukaikaku.html）

【説明会での追加ＦＡＱ】
ご質問の原文に対して発電契約者名を見られなくする等一部加工しています。また、ご質問の内容が似ているものをなるべくまとめて掲載しています。
【制度全般に関するご質問】

Q34. 対象の設備はどのように判断できるのか。
また、対象か不明な場合はどちらに問い合わせをすれば良いのか。

A34. 対象設備、対象地点につきましては当社からお伝えします。2024 年度、25 年度の近々につきまして当社が予想する混雑系統のエリアについては公表資料の 7～9 スライドの地図が目安となりますが別途住所リストを公開することを検討します。ただし、実際の配電線の位置等により住所による判定が困難な地域もありますので住所リストが公開されてもあくまで目安であることはご理解ください。なお、対象の確認については契約申込したネットワークサービスセンターにお問い合わせて頂ければ回答します。

Q35. 初回の対象設備の連絡については既連系の設備以外にも、発調申請中の設備（発調承諾前の設備も含む）についても発電契約者宛てに連絡をもらえるのか。また、現在発調申請中や今後発調申請予定で、2024 年 1 月 31 日までの系統コード変更連絡が間に合わない案件　（例えば、2024 年 2 月以降に発電する設備等）についてはどのように対応すれば良いのか。

A35. 厳密には申請中に接続先の変電所が変わる可能性もありますので、申請中の案件でありましたら承諾以降にお知らせいたします。一律制御の運用開始は 2024 年 4 月以降ですので、4 月の発電計画提出に間に合う時期までに個別の系統コードをご申請いただければ問題ありません。地点単位の系統コードへの切替を行うものとし、それまでの期間において群単位での運用は可能です。ただし、確実な計画値書換を行う観点から切替は必ず必要になることはご理解ください。

Q36. エリア全体で対象設備に接続する発電所の件数規模を教えてもらえるか。

A36. 2025 年度末までの想定（上越幹線、玉諸線、村田川線）となりますが、低圧件数は上越幹線 10 件程度、玉諸線は 40 件程度、村田川線は 30 件程度と想定しています。

Q37. 2026 年度以降は対象となる設備は拡大していく方向なのか。
設備数に応じた系統コード管理が必要となり低圧の設備数が多いとかなり煩雑となるがこれらの対策について検討いただけるか。

A37. 再エネ連系量の増加等を踏まえていくと対象となる設備が増える傾向にあることはご理解の通りです。仰る内容については今後検討して参ります。

Q38. 混雑予想の通知ＨＰには csv 等の掲載はあるのか？

A38. No51 にて後述。

無断複製・転載禁止　東京電力パワーグリッド株式会社　2023.11

Q39.別紙2の13Pに記載のとおり、発電契約者向けの混雑予想の通知はＨＰ公表のみで、メール等はないか？

A39. No51にて後述。

Q40. 別紙２　P4,6　　低圧連系 PV(10kW 以上)で受電地点単位の個別発電計画の提出が必要となるローカル系統は、別紙２_P6の3送電線と試行運用対象の10送電線でよいか？

A40. 2024、2025年度について混雑が想定される送電線はP6の3送電線となります。そのため、2024年4月1日につきましてはP6の3送電線についてご対応頂きます。なお、今後の電源申込状況等に伴う系統状況の変化により対象系統が増加する場合がありますが、その場合は別途公表し対象地点の一覧については送付いたします。

Q41.【今後の低圧地点の個別計画増加について】
今後も低圧の対象地点は増加するという認識でよいか。

A41. 一般論としてはご理解の通りです。具体的には今回公表した上越幹線、玉諸線、村田川線の各系統において今後接続するノンファーム電源は対象となりますので増加する見込みです。また、今後別系統でも制御を開始する場合はあります。

Q42. いつ頃発電所地点リストを頂けるのか？現時点で頂いていない場合は、対象となる低圧の発電所はないとの認識でよいか？

A42. 発電地点毎の発電計画値の提出が必要となる発電契約者さまには既に地点リストを送付済みです。現時点で届いていない場合は対象となる低圧の発電所は現時点ではございません。また、追加分については承諾時点等のタイミングでお知らせします。

【計画提出に関するご質問】

Q43. 別紙２　P6　※３に「対応が必要な発電所の一覧については個別に発電契約者さまにお渡しします。」に関連し、対象発電所は系統の状況に応じ増減すると想像しますが、群コード一括から受電地点単位の発電計画の変更には一定程度の対応期間が必要なため、どの様なタイミングで、どの程度のリードタイムをもって連絡を頂けるのか確認をしたい。

A43. 発電地点毎の発電計画値の提出が必要となる発電契約者さまには既に地点リストを送付済みです。現時点で届いていない場合は対象となる低圧の発電所はございません。追加分につきましては承諾時点等のタイミングでお伝えします。

Q44.【個別管理地点の系統コードの扱い】
一旦、個別管理を行った後に、個別管理が不要となった場合、個別管理としての計画提出を続ける必要はあるか。系統コードの廃止手続き（広域発電マスタの廃止）を行う必要はあるか。

A44. 増強の直後においてはご理解の通り一時的に不要となる可能性はあります。しかしながらその後の連系申込等に起因し、再度必要となる場合がありますので地点毎の系

無断複製・転載禁止　東京電力パワーグリッド株式会社　2023.11

統コードについては維持をお願いします。なお、将来的な制度変更に起因して地点毎の系統コードが不要となる場合もありますが、その際はご案内します。なお、不要となった系統コードについては原則としては廃止手続きを行う必要があると認識していますが、詳細は広域機関さまにマスタ申請の手引き等をご覧いただけると幸いです。

Q45.【他事業者への発調廃止・追加の際の扱い】
低圧対象の個別計画提出が必要地点である旨の連絡はPGが行う認識でよいか。

A45. 対象の地点は今回の一律制御において受電地点毎の系統コードに変更した前提で回答させていただきます。スイッチングに際しても系統コードは流用できるため、ＰＧからの連絡がなくてもバランシングコードの変更のみで対応は可能となります。ただし、スイッチング承諾時点で受電地点毎の系統コードが必要であることは当社からスイッチング先の事業者様にご案内します。

Q46. 対象外の低圧の発電所について、将来対象になる可能性があることを考慮して個別拠点の系統コードを現時点で取得することは可能か？

A46. 今後、国の審議会などによる議論により系統コードの発番ルールが変更になる可能性があることから、混雑の可能性がある系統にある発電設備のみ、受電地点毎の系統コード申請をお願い致します。

Q47. 低圧非FIT発電所の新設申請を行う際、対象の発電所が混雑系統に属する場合、新設申請の時点で個別の系統コードを発行しておく必要があるか。
新設申請時点では共通の低圧発電所群の系統コードを使用し、後日、計画提出までに個別の系統コードを発行して変更申請をする、という対応は認められるでしょうか。

A47. 新設申込時点では従来の群単位系統コードとし、連系日までに変更する対応は問題ありません。ただし、連系時に確実な計画値の書換が行えるように、計画提出までには系統コード変更が必要となりますのでご注意ください（1.5 か月程度のリードタイムを見込んでください)。

Q48. 名義変更先の発電BGコードや系統コードを都度設定して変更を行いますが、対象の発電所が混雑系統に属する場合、名義変更の時点で個別の系統コードを発行しておく必要がありますでしょうか。
名義変更時点では変更先事業者の共通の低圧発電所群の系統コードを使用し、後日、計画提出までに個別の系統コードを発行して変更申請をする、という対応は認められるでしょうか。

A48. ノンファーム電源でない場合は個別地点単位の系統コードは不要となりますので従来通りの応動でお願いします。一方、混雑系統に属す場合の対応ですが、計画提出まで（≒連系するまで）は個別の系統コードでなくても構いません。ただし、計画提出までには確実に個別の系統コードを持っていただく必要がありますのでご注意ください（1.5か月程度のリードタイムを見込んでください)。

無断複製・転載禁止　東京電力パワーグリッド株式会社　2023.11

Q49. P20　低圧の系統コードについて「指定の様式にて　2024 年 1 月 31 日までに弊社ネットワークサービスセンターへお申込みください。」とあるが、発調契約書の変更申込を指しているのですか。また、同タイミングで BG コードを変更することは可能か。

A49.「低圧ノンファーム型接続の系統コード変更申込書」については 2023 年 12 月 1 日に当社ＨＰに公開しました。ＢＧ変更も可能です。
（https://www.tepco.co.jp/pg/consignment/fit/notice/20231106.html）

Q50. 別紙２　P20　･指定様式「低圧ノンファーム型接続の系統コード変更申込書」はどこにあるのか確認したい。

A50.「低圧ノンファーム型接続の系統コード変更申込書」については 2023 年 12 月 1 日に当社ＨＰに公開しました。
（https://www.tepco.co.jp/pg/consignment/fit/notice/20231106.html）

【制御に関するご質問】

Q51. 混雑予想の通知方法について、HP 公開だけでなくメール等での通知があるとの認識で良いか。

A51. 弊社エリアにおけるノンファーム一律制御の運用においては、発電契約者さまへの通知方法は HP 公開のみとさせていただきます。混雑予想の公表 HP には CSV を掲載する予定ですので、そちらの自動取り込み等のご準備をいただければと思います。
HP 公開に向けたスケジュールは以下を予定しています。

・HP イメージの提供：　11 月 28 日と 29 日の説明会にてご提示（公表資料の参考 4 として追加）
・CSV フォーマットのサンプル提供：ご希望があれば 12 月上旬頃からご提供可能です。
・HP の公開：　2/28 頃を予定

Q52. 混雑予想(最大受電電力比)は発電事業者向け Web ページでも確認可能とあるが、画面から CSV ファイルなどでダウンロード可能となる予定でしょうか。

A52. 発電事業者さま向けの Web ページはあくまで閲覧用のため、CSV ダウンロード機能は設けておりません。発電事業者さま向けには、出力制御機能付 PCS 等に対して出力制御スケジュールを配信しておりますので、そちらをご利用ください。

Q53. 発電計画比の単位は「%」で公表されるのでしょうか。
また、書き換え後の発電計画値は以下の式で算出と思うが、
計画値は整数のため、小数以下の端数処理についてはどのようになるのか。
書き換え後の発電計画値[kWh]　＝　発電計画値[kWh]　×　最大受電電力比(%)/100

A53. 発電計画比の単位は「%」となります。
発電計画値は混雑予想の出力上限「以下」としていただく必要がありますので、端数処理は「切り捨て」でお願いいたします。

無断複製・転載禁止　東京電力パワーグリッド株式会社　2023.11

Q54. ○P13：抑制率「○○%」は、整数か小数か。後者の場合、小数点以下は第何位までか。

A54. 整数となります。

Q55. ○P13：「当社 HP」とは、「託送 HP」のことか、それともいわゆる HP か。

A55. 東京電力パワーグリッドのＨＰという意味になります。

Q56. 月間計画についても系統コード毎に分けて提出する必要があるか。

A56. 系統群を分割してそれぞれ系統コードを割り振りますので、全ての発電計画で系統コードごとに提出いただくこととなります。

Q57. 混雑予想の通知を受けた時点で、発電契約者側でも気象予測の変更などにより発電予測値が変更する場合、発電計画値はどのような値に変更すべきか。

A57. 前回の混雑予想通知※で提出いただいていた発電計画値に弊社から公表した混雑予想（発電計画比）を乗じた値以下になる前提で、売れ残り分や需要計画を加味して発電計画値を変更してください。

※各断面ごとに以下の発電計画値を参照
・実需給 5 時間前までの変更：前日 15 時時点で提出していた最新の発電計画
・ＧＣまでの変更：実需給 5 時間前時点で提出していた最新の発電計画

Q58. 1 回目の通知で計画を変更した後に発電側の要因で計画変更した場合の計画値の扱いはどのようになるか。

A58. No57 と同様。

Q59. 混雑予想(最大受電電力比)の通知は、以下のようなイメージでしょうか。

①翌日 発電計画提出後 ➡ 1 日分(30 分 48 コマ）をまとめて通知
②実需給の 5 時間前 ➡ 30 分コマ毎に実需給時間の 5 時間前に通知
③実需給の 1 時間前 ➡ 30 分コマ毎に実需給時間の 1 時間前に通知
※①は 1 日分に対して 1 回。②は 30 分コマに対して 1 回。(1 日分で見れば 48 回)。③は②と同様。

12:00-12:30 コマと 12:30-13:00 コマを対象に見た場合、具体的なイメージは以下の通りか。
①翌日 発電計画提出後：12:00-12:30 と 12:30-13:00 は前日 12 時以降にまとめて 1 回目の通知
②実需給の 5 時間前：12:00-12:30 コマは 7:00 に 2 回目の通知
12:30-13:00 コマは 7:30 に 2 回目の通知
③実需給の 1 時間前：12:00-12:30 コマは 11:00 に 3 回目の通知
12:30-13:00 コマは 11:30 に 3 回目の通知

無断複製・転載禁止　東京電力パワーグリッド株式会社　2023.11

※②と③は 30 分毎に対象の 30 分コマに対して 2 回目と 3 回目がの通知される。

A59. 公表の表示としては 48 点全てのコマについて上限値を表示しておりますが、②③に上限値の更新タイミングは以下となります。

①ご認識のとおりです。
②実需給の 5 時間前：12:00-12:30 コマは 7:30 に 2 回目の値を更新
12:30-13:00 コマは 8:00 に 2 回目の値を更新
③実需給の 1 時間前：12:00-12:30 コマは 11:30 に 3 回目の値を更新
12:30-13:00 コマは 12:00 に 3 回目の値を更新

※実需給 5 時間前に提出いただいた発電計画をもとに出力制御量を算出するために 30 分程度の時間を要するため、1 コマずれます

Q60. 今回、”②実需給の 1+α 時間前″の α を 4 時間と設定したとありますが、今後 α の見直しが行われるのか。
また、見直しが行われる場合の更新スパンは 1 年ごとか。

A60. 現状見直し予定はありませんが、今後の制度検討により見直しになる場合はあります。

Q61. ○P13：混雑予想の更新周期は 30 分でよいか。

A61. 各コマに対する更新は実需給の 5 時間前時点、実需給の 1 時間前時点の 2 回となりますが、30 分ごとに順次 1 コマずれで更新を行いますので、1 日 48 コマ全体でみれば 30 分毎にいずれかのコマが更新されます。そのため、ご理解の通り、30 分毎の計画値書換えが必要となることもありえます。

Q62. ○P13：混雑予想の公表タイミングとして、「①翌日発電計画提出後、②実需給の 5 時間前、③実需給の 1 時間前」とあるが、②について、例えば 22 時に更新される可能性があるのは「7 コマ目（3:00-3:30）のみ」という理解でよいか。（「7 コマ目～48 コマ目」でないことの確認）

A62. 22:00 に更新される可能性があるコマは「6 コマ目（2:30-3:00）のみ」となります。
※実需給 5 時間前に提出いただいた発電計画をもとに出力制御量を算出するために 30 分程度の時間を要するため、1 コマずれております

Q63. （No62 の続き）○P13：①の具体的な時刻は 15～17 時頃という理解でよいか。

A63. 前日 17:00 頃となります。

Q64. P13 発電契約者が発電計画値の書き換えを実施するために混雑予想を 3 回公表するとあるが、制御率は必ず大きくなるのか

A64. ①断面での制御量算出結果に従って発電契約者さまに発電計画を書換えいただきま

無断複製・転載禁止　東京電力パワーグリッド株式会社　2023.11

す。②断面では書換えいただいた発電計画により制御量を再算出し、さらに制御が必要であれば追加制御させていただきますので、不足分の市場調達を再度市場供出するようなケースはございません。

Q65. ○P12：ノンファーム電源の発電事業者が発電機の運転スケジュールを変更するために発電設備への土日や休祝日における通知スケジュールをご教示頂きたい。

A65. 土日や休祝日についても同様となります。
なお、混雑発生の可能性が高いのは、低需要となる土日や休祝日においてとなります。

Q66. 混雑予想の通知による計画の書き換えについて発電設備側要因の通告変更により発電計画を変更した場合は、通告変更後の発電計画値に発電計画比を適用するのか。

A66. ご認識の通りです。

Q67. 混雑予想の通知による計画の書き換えによる広域機関への計画提出は、①翌日 発電計画提出後と②実需給の 5 時間前の通知によって発電計画が変更となった時のみでよいか。

A67. ご理解の通りです。ただし、ノンファームかファームかに関係なく一般論の応動となりますが、仮に貴社起因で減出力するような場合は計画値の変更をしていただく必要があることはご留意ください。

Q68. 別紙２
P13,16 NF 電源一律制御において発電契約者は混雑予想（最大受電電力比）通知を確認し発電計画を書換え、一般送配電事業者は出力制御機能付き PCS へ出力制御値を直接送信することで遠隔・自動制御される理解で良いか。

A68.・発電契約者さまは混雑予想（発電計画比）の HP 公表を確認し発電計画を書換えが必要になります。
・発電事業者さまの出力制御機能付 PCS 等は一般送配電事業者から配信される出力制御情報をもとに自動制御されるものとなります。

Q69. P12 「ノンファーム電源の発電事業者が発電機の運転スケジュールを変更するため～通知を実施します。」とあるが、どのような形で通知を行うのか。

A69. 発電機への出力制御情報の配信方法については、出力制御機能付 PCS 等の技術仕様書・伝送仕様書をご確認ください。

・出力制御機能付 PCS 等（66kV 未満）技術仕様書
・出力制御機能付 PCS 等（66kV 未満）伝送仕様書の開示申込み
・出力制御機能付 PCS 等（66kV 以上）技術仕様書および伝送仕様書
（https://www.tepco.co.jp/pg/consignment/access/outputcontrol.html）

Q70. P12 制御タイミングの通知について”実需給の○時間前”という記載となってい

無断複製・転載禁止　東京電力パワーグリッド株式会社　2023.11

るが　「出力抑制開始時間の〇時間前」として頂きたい

A70. 出力制御開始前と記載した場合は翌日計画提出後を指すのか実需給開始５時間前を指すのか等分かりにくい可能性がありますので、広域機関等の資料において記載された表現のまま（実需給〇時間前型）とすることについてご理解ください。

Q71. P23 ファーム電源は計画値書き換え無しだが、ノンファーム電源は書き換え有りとなっている。どういった理由によるものか。

A71. ノンファーム電源の計画値書換については国等の整理によって対応しているものとなります。広域機関さまの作成した「かいせつ電力ネットワーク」内のノンファーム型接続に関して記載ある通りとなります。

Q72. 翌日計画の〆切後、その 48 コマを対象とした制御率がいずれ公表されるが、このタイミングで計画書換が必要だと公表された後、実需給の 5 時間前や１時間前で元に戻る（もしくは制御量が減る）ということはあるか。

・ある場合、公表される制御率は 100%を超過するのか。

・ある場合でも、一旦は速やかに追加調達をしなければならないのか。

→１つ目のポツは、各タイミングで何に制御率を掛けるかの確認です。（最初の計画？書換後？）

２つ目は、例えば前日断面で 85%だったので 15%分を追加調達（JEPX より）したが、実需給の 5 時間前では抑制が不要になった、もしくは抑制量が減った場合、全部 or 一部が不要になった追加調達分を、再度売りに出さないといけないのか。

A72. １つ目：①断面での制御量算出結果に従って発電契約者さまに発電計画を書換えいただきます。②断面では書換えいただいた発電計画により制御量を再算出し、さらに制御が必要であれば追加制御させていただきます。現在の制度設計上では、100%を超えて混雑緩和を行うことはありません。２つ目：100%を超えての混雑緩和を行うことはありませんので現在の制度設計においては追加調達分を再度売りに出す必要はございません。

Q73. （No72 の続き）１ポツ目の問題意識としては、②での計画比制御値は、何が基準になっているかの確認であった。

例えば、①で７０%、②で９０%と公表された場合、②での計画値は、前日 12 時に提出した大元の計画値の９０%か、それとも①の修正後の計画値×９０%（大元計画値×７０%×９０%）かどちらか。

A73. 各段階で提出された最新の発電計画が基準となります。

いただいた例では、②で 90%と公表された場合は、実需給 5 時間前までに提出された最新の発電計画を基準に 90%となります。（①の修正後の計画値×90%）。

Q74. 〇P13：「不足分の調達」とあるが、例えば、前日に発電計画（100）、販売計画（100：JEPX への売）で計画し、JEPX で全量約定した後に、当該発電所の制御率が 20%と公表された場合、計画の修正は、発電計画（80）、販売計画（100：JEPX への売）、調達計

無断複製・転載禁止　東京電力パワーグリッド株式会社　2023.11

画（20：JEPXから買など）ということになるのか。

A74. ご理解の通りです。

【精算に関するご質問】

Q75. ○P12：NF 出力制御の公表があったにも関わらず、計画の再提出ができない場合のペナルティは、インバランスの他に何があるのか。

A75. 個別の状況によりますが、制御にご協力頂けなかったということになり、契約解除させていただく場合があります。

Q76. 別紙２　P12　発電契約者による計画変更ができないGC後③タイミングで混雑処理される場合の適用単価にペナルティ要素的なインバランス単価が適用される理由はなぜか？

A76. ノンファームにおける計画と実績の差分は、一般送配電事業者が調整力を追加的に稼働して補給します。2022年度以降、インバランス料金単価は調整力の限界費用ベースに算定しておりますので、ペナルティ要素はなく、実費に近しい単価となっております。

Q77. パターンCの図にある吹き出しには「指令タイミングによらず、パターンAの整理と同様」とある。ただ、パターンCでは計画実績差は"給電指令"となっているのに対し、パターンAでは、"給電指令時補給"となっており、同様では無いように思われる。

A77. いずれの場合も給電指令時補給となります。

Q78. 発電計画の修正が間に合わないGC後に抑制指令があった場合、実績が出力上限設定より大きい場合はどのように扱われるのでしょうか。
資料P.31の例で実績が70となった場合の計画実績差の扱いがどうなるのか。

A78. ノンファーム型接続電源はすべてオンラインでの出力制御となっており、出力制御の指令については発電所に直接配信されるため、設備トラブル等がない限り出力上限値より大きい発電実績となることはありません。
※GC 後の出力制御量演算時点での天候変化等により GC 直前より混雑が緩和された場合は除く
なお、資料P.31の例で計画値100の場合、実績が70となった場合の計画実績差については、給電指令時補給30となります。

【全般に関するご質問】

Q79. 今まで群でまとめて提出していた計画を発電設備毎に計画作成を行うため、システム改修が必要になるがその費用は負担いただけるのか。

A79. システム改修費用については発電契約者様（系統連系希望者さま）にてご負担いただくようお願いします。

Q80. 混雑の可能性がある系統の対象外にある発電設備についても発電設備毎に系統コー

無断複製・転載禁止　東京電力パワーグリッド株式会社　2023.11

ドを申請してもよいか。

A80. 今後、国の審議会などによる議論により系統コードの発番ルールが変更になる可能性があることから、混雑の可能性がある系統にある発電設備のみ、発電設備毎の系統コード申請をお願い致します。

Q81. 資料「再給電方式の開始までのローカル系統における混雑処理について」P.9 およびご案内メールに対応が必要な発電所の一覧は個別に発電契約者に渡すとの記載がありますがいつまでにいただけるのか。

A81. 現状、発電契約者様につきましては対象となる発電所がございません。

Q82. ①ノンファーム電源ではないFIT発電所については、今回ご説明のノンファーム電源一律制御の対象外という認識で相違ないか。

A82. ご認識の通りです。

Q83. (No82 の続き）②先頃、系統の空き枠を照会した際に系統連系制限なし・ノンファーム型接続「非適用」と回答いただいている案件があるが、今後正式に申し込みをすると全てノンファーム電源になるということでしょうか。

A83. 10kW 未満の低圧と特高系統がない弊社離島を除き、全てノンファーム電源になります（詳細は下記のＵＲＬをご覧ください)。
(https://www.tepco.co.jp/pg/consignment/access/nonfarm.html)

Q84. 混雑予想の通知ＨＰのフォーマットは全国共通か？

A84. フォーマットにつきましては、現時点では全社共通とはなっておりません。
現在、一般送配電事業者 10 社にて公表フォーマットの統一について協議中ですが、CSV ダウンロード機能は共通して設ける予定であり、フォーマットの項目についてもある程度の統一を図ることで調整させていただいております。

Q85. 仮にＨＰに csv の掲載があった場合、そのフォーマットは全国共通か？

A85. No84 と同様。

Q86. 別紙２Ｐ１３中央付近に「取込」とあるため、何らかのファイルをダウンロードできると思われるが、そのフォーマットは全社共通（東京 PG が NEDO プロジェクトで作成されたものが水平展開）か。

A86. No84 と同様。

Q87. (No85 の続き）そのファイルは、どのような単位で作成されるのか。形式は xls や csv か。

A87. 形式は CSV であり、東京 PG 全系の当日・翌日分の混雑予想を 1 ファイルで掲載予定です。

無断複製・転載禁止　東京電力パワーグリッド株式会社　2023.11

Q88. 図の「〇〇系統 混雑予想」のように系統や線路名のみで公表されても、
計画見直しが必要な電源を速やかに特定するのは困難だと考えるが、
対象電源を判別するための何らかのキーが公表されるという理解でよいか。

A88. 当該混雑系統に属す受電地点番号についてはあらかじめお知らせします。個別にお伝えします。

Q89. 公表データのサンプルやフォーマットを提示いただくことは可能か。

A89. No51 と同様。

Q90. 今回のノンファーム一律制御の運用について運用ガイドやマニュアル等の資料が公開される予定はあるか。

A90. 新規の仕様やマニュアルの公開予定はないですが、今回の質疑応答については公開します。

Q91. P20 対象地点の通知を今月 11 月中に教えて頂きたい(1 月 31 日までに貴社への申込が必要となると、12 月初旬には広域機関へ申し込みが必要という認識のため。)

A91. 発電地点毎の発電計画値の提出が必要となる発電契約者さまには既に地点リストを送付済みです。
現時点で届いていない場合は対象となる低圧の発電所はございません。

Q92. 低圧地点について、従来の群コードから個別の系統コードへの変更が必要となる地点もあるため容量市場(変動電源アグリ)にも影響があると思料している。そのため、広域機関とも調整しながら進めさせて頂きたく。

A92. 協調して対応して参ります。

Q93. 別紙２　P6･対応が必要な発電所一覧は、いつ頃もらえるのか？

A93. 発電地点毎の発電計画値の提出が必要となる発電契約者さまには既に地点リストを送付済みです。現時点で届いていない場合は対象となる低圧の発電所はございません。(No.42 と同様)

【制御に関するご質問】

Q94. 別紙２　P6　2024 年 4 月 1 日までに制御を可能とするための対策において、出力制御機能付き PCS を設置している場合は、新たな対策は必要ない理解で良いか？

A94. 設備対策がないという意味ではご理解の通りです。

【計画提出に関するご質問】

Q95. 別紙２　P20,21　NF 電源一律制御対象となる取得済み低圧群コードを受電地点特定番号ごとの系統コードへ変更申請する場合、具体的な記載内容を確認したい。

A95. No50 と同様。

以下は 11 月 28 日と 29 日の説明会後 12 月 18 日までに頂いた主な質問です。

無断複製・転載禁止　東京電力パワーグリッド株式会社　2023.11

【全般に関するご質問】

Q96. 混雑系統の配下にいる低圧ＮＦ連系のとき、発電事業者と発電契約者間の調整をどのように実施すればよいですか。

A96. 発電計画のご提出は発電量調整供給契約に基づき対応していただいています。当該契約は一般送配電事業者と発電契約者さまの間で締結しています。発電契約者さまと発電事業者さまの電力受給契約については双方の協議によりご調整お願いします。

Q97. 計画値書換は発電者ではなく発電契約者側が行う認識で良いか。

A97. ご理解の通りです。

Q97. 余剰太陽光の場合は受電電力が 10kW 以上で対象になる認識で良いか。

A97. ご理解の通りです。

Q98. 2024 年 4 月 1 日から低圧 10kW 以上で個別計画値提出が必要となる電源は添付資料 P6 に記載されている 3 つの送電線に接続される電源のみでよいか。

A98. A40 のとおり。

【計画提出に関するご質問】

Q99. 混雑が想定されるローカル系統・配電系統に接続されないならば、低圧 10kW 以上の電源ノンファーム型電源であっても今まで通り群による計画値提出でよいか。

A99. 個別の対応が必要となる送電線および同送電線網に属するローカル系統・配電系統以外に接続される発電設備については、従前通り低圧群にて計画値の提出を頂けるものとなります。

Q100. 低圧 10kW 以上電源の個別計画値提出は東京電力パワーグリッド株式会社が NEDO との実証により試験的に実施するもので、他の一般送配電事業者の管轄地域において実施する事項ではないとの理解で相違ないか。

A100. ノンファーム一律制御の運用開始については、当社が暫定的に実施するものとなります（低圧ＮＦ電源の個別計画提出含む。）他社管内の制御開始時期等の予定については分かりかねますので、お手数ですが他エリアの一般送配電事業者様へお問い合わせ頂きたいものとなります。

【制御に関するご質問】

Q101.「発電契約者は発電計画の修正を行うにあたりその情報について、H.P. で入手する。個別にメールすることはない」との理解で良いでしょうか？

A101. ご理解の通りです。

Q102.（Q101 の続き）説明頂いた資料 P12　の出力制御情報の通知では、冒頭囲みの中に「発電事業者が発電機の運転スケジュールを変更するために当社から発電設備へ、・・・・通知を実施します」と記載ありますので、少し混乱しており補足頂きたい。

無断複製・転載禁止　東京電力パワーグリッド株式会社　2023.11

Ａ102. P12 は発電事業者（発電者）さま向けで、P13 は発電契約者さま向けです。P12 の発電事業者（発電者）さまへは、弊社システムから発電事業者（発電者）さまＰＣＳへ最大受電電力比の通知および電力側のシステムによる自動的な制御を行います。発電事業者（発電者）さま向け Web ページでも確認可能になる予定です。一方、P13 の発電契約者さま向けにおいては、弊社ホームページで発電計画比を公開させていただきます。よって、公表・通知手段と制御比率の示し方が双方で変わります。

以上

無断複製・転載禁止　東京電力パワーグリッド株式会社　2023.11