

計画の作成・提出に関するよくある質問(2025年度以降版)

電力広域的運営推進機関 2026/08/12 更新

※本資料の「記載要領」とは当機関HP掲載の「発電計画等受領業務ビジネスプロトコル標準規格(計画値同時量編)記載要領」を指します

※2024/2/28より当機関HP掲載の「特によくあるお問い合わせ」を本資料に統合いたしました。またNo.2-23～2-56に計画提出エラー及び不整合時の対応を追記いたしました。

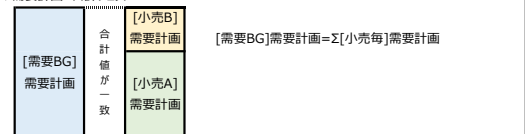
No	分類	質問	回答
0-1	計画提出者	発電事業者は発電販売計画の提出が必要なのか。	発電販売計画は、発電契約者(一般送配電事業者との間で発電量調整供給契約を締結する者)が提出する必要があります。 (参考)発電事業を開始する方の手続き(スタートアップガイド)P.11.P.12 https://www.occto.or.jp/various/occtosystem/index.html
0-2	計画提出者	小売電気事業者は需要調達計画の提出が必要なのか。	需要調達計画は、代表契約者(一般送配電事業者との間で託送供給契約を締結する小売電気事業者等)が提出する必要があります。 (参考)小売電気事業を開始する方の手続き(スタートアップガイド)P.11.P.12 https://www.occto.or.jp/various/occtosystem/index.html
0-3	計画提出者	需要抑制計画の提出が必要なのはネガワット取引(類型1②)のみか。	ご認識の通りです。需要抑制計画は、需要抑制契約者(一般送配電事業者との間で需要抑制量調整供給契約を締結する者)が提出する必要があります。
1-1	計画提出の準備 (システム利用申請)	広域機関システムの利用申請方法を教えて欲しい。HP左上の専用システム⇒広域機関システム(会員専用)を押下すると「お使いの端末では当システムを利用できません」と表示されてしまう。	・以下URL内の申込書をダウンロードし、メールでお申込みください。 https://www.occto.or.jp/various/occtosystem/riyoushinsei/index.html ・広域機関システムの利用申請後に発行されるユーザIDとパスワードでログインできるようになります。 なお、計画提出までには以下のステップが必要です。 事業者コード申請⇒クライアント証明書取得⇒広域機関システム利用申請⇒マスターデータ登録⇒各種計画提出 (参考)会員加入手続きからシステム利用までの流れ https://www.occto.or.jp/various/kaiin/flow.html
1-2	計画提出の準備	電気事業の開始から計画提出までのフローを知りたい。	以下URL内の「電気事業の開始から計画提出までの手続き」をご参照ください。 https://www.occto.or.jp/various/occtosystem/index.html
1-3	計画提出の準備 (自己託送)	自己託送に関する発電販売計画等の計画作成・提出方法、マスタ登録方法等について確認したい。	自己託送に関する計画の提出は一般送配電事業者と締結する託送供給契約等に基づきますので、下記資料をご確認いただき、計画の記載内容についてご不明な点がございましたら該当エリアの一般送配電事業者にお問い合わせください。 (参考)自己託送を開始する方の手続き(スタートアップガイド) https://www.occto.or.jp/various/occtosystem/index.html
1-4	計画提出の準備 (ネガワット取引)	ネガワット取引(類型1②:直接協議スキーム)に関する手続きを確認したい。	以下URL先をご確認ください。 (参考)ネガワット取引本格運用の開始について https://www.occto.or.jp/news/occtosystem2_oshirase_2018_180705_negawatt_kaishi.html
1-5	計画提出の準備 (JX手順・Web-API)	計画提出をJX手順またはWeb-APIにて実施したいと考えている。仕様書等は公表されているか。	以下URL先をご確認ください。 (参考)広域機関システムとの連携に関する規格・仕様等 https://www.occto.or.jp/various/occtosystem/kikaku_shiyou/index.html
1-6	計画提出の準備 (パスワードロック・ログイン不可)	ログインパスワードのロックを解除してほしい。ログインできない。	ログインに5回失敗した場合に起こる。アカウントロック状態です。 アカウントロックの解除の方法は、「アカウントロックを解除してほしい。ログインできない。」を参照願います。 https://www.occto.or.jp/contact/login_password.html
1-7	計画提出の準備 (パスワードロック・ログイン不可)	広域機関システムを利用開始する際に、広域機関システムのアイコンをクリックすると、「この端末ではご利用できません」と表示される。	システムの利用開始までは、以下の手順が必要です。まだ実施していない手順がないか、確認してください。下記手順の「3.広域機関システム利用申請の提出」が完了後、広域機関システムのユーザIDとパスワードが発行されます。 ＜システム利用申請手順＞ 1.事業者コード申請(専用申込書に必要事項を記入して、広域機関に申し込み) 2.クライアント証明書を「三菱電機デジタルイノベーション株式会社」から購入し、広域機関システムを利用するパソコンにインストール 3.広域機関システム利用申請の提出 各手順の詳細は「会員加入手続きからシステム利用までの流れ」を確認してください。 https://www.occto.or.jp/various/kaiin/flow.html
1-8	計画提出の準備 (パスワードロック・ログイン不可)	広域機関システム利用申請書に記載する証明書のシリアル番号やIDはどのように確認するのか。	クライアント証明書情報については、以下確認手順Aもしくは確認手順Bにて確認してください。 ＜確認手順A: Edgeによる確認＞ 1.Microsoft Edgeを開き、三点リーダー「…」をクリック 2.「設定」をクリック 3.「プライバシー、検索、サービス」をクリック 4.「セキュリティ」→「証明書の管理」をクリック 5.該当する証明書をダブルクリック 6.「詳細」タブの「シリアル番号」の右に表示されているものがシリアル番号です 7.画面を下にスクロールし、「サブジェクト」を選択した状態で、下部の詳細情報枠内に表示される「ES」から始まる英数字が証明書IDです ＜確認手順B: Chromeによる確認＞ 1.Google Chromeを開き、縦三点リーダー「⋮」をクリック 2.「設定(S)」をクリック 3.「Google の設定」→「プライバシーとセキュリティ」→「証明書の管理」をクリック ※項目「証明書の管理」の表示がない場合、「もっと見る」をクリックし項目を表示 4.該当する証明書をダブルクリック 5.「詳細」タブの「シリアル番号」の右に表示されているものがシリアル番号です 6.画面を下にスクロールし、「サブジェクト」を選択した状態で、下部の詳細情報枠内に表示される「ES」から始まる英数字が証明書IDです
1-9	計画提出の準備 (パスワードロック・ログイン不可)	広域機関システム利用申請書を提出した。いつから使えるか。	利用申請の受付及び処理は、下記の通り順次行います。処理完了後お使いいただけます。 1.毎週金曜日17時に、前回受付以降提出された申請書を受付 2.申請書を審査し、翌週金曜日までに申請結果をメールにて送付 3.申請結果送付の翌営業日から5営業日以内にユーザIDおよびパスワードをメール送付
1-10	計画提出の準備 (パスワードロック・ログイン不可)	広域機関システムを利用開始する際に、広域機関システムのアイコンをクリックすると、「処理中にエラーが発生」と表示される。	スイッチング支援システムとの同時ログインは不可のためブラウザを再起動のうえ広域機関システムのみにログインください。また、スイッチング支援システムのユーザID/パスワードで広域機関システムにログインしようとした場合にも当該エラーが発生します。
1-11	計画提出の準備 (パスワードロック・ログイン不可)	先日まで広域機関システムを利用できていたが、広域機関システムのアイコンをクリックすると、「お使いの端末では当システムを利用できません」と表示される。	ご利用の端末にクライアント証明書がインストールされているか、クライアント証明書の有効期限が切れていないか確認してください。有効期限内の場合、広域機関システムへのクライアント証明書の未登録の可能性があります。「クライアント証明書の有効期限が切れた場合」や新規でクライアント証明書ご購入された場合、「広域機関システム利用申請」が必要となりますため、新しい証明書情報をご記入のうえ窓口へ提出ください。 ※既に広域機関システムをご利用の場合、申請区分は「申請内容の変更」を指定ください。 「申請内容の変更」では前回お申込み情報を記載頂き、変更箇所を赤字で記入ください。 詳細な記載方法は広域機関システム利用申請フォーマット内「利用申込書_記入説明_変更」シートを確認ください。 (参考)クライアント証明書の有効期限切れ対応について https://www.occto.or.jp/various/occtosystem/client_shoumeisho.html#kigen (参考)広域機関システムの利用申請 https://www.occto.or.jp/various/occtosystem/riyoushinsei/index.html
1-12	計画提出の準備 (システム利用不可)	以下のような場合、システム外で計画を提出することは可能か。 ・計画提出期限までに広域機関システムの利用登録が完了しない ・電子証明書の有効期限切れによりシステムが利用できない	システム外での計画提出はできません。
1-13	計画提出の準備 (クライアント証明書)	事業者Aが事業者Bに対して計画提出業務を委託している場合、事業者Bが持っているクライアント証明書・JX手順利用情報を用いて、事業者Aの計画提出(送信)をすることは可能か。 また、事業者Bに対する不整合通知などの広域機関からのメッセージは、事業者AのJX手順で受信可能か。	クライアント証明書、JX手順利用情報にはそれぞれ事業者コードを特定する情報が含まれています。 事業者コードが不一致となると、広域機関システムで提出エラーとなるため、事業者Bが持っているクライアント証明書・JX手順利用情報を用いて事業者Aの計画提出をすることはできません。 事業者Aが事業者Bに対して計画提出業務を委託する場合でも、事業者Aのクライアント証明書・JX手順利用情報を使用して事業者Aの計画提出をする必要があります。 不整合通知などの当機関からのメッセージについても同様に該当事業者のクライアント証明書・JX手順利用情報を持つJX手順システムより取得可能です。
1-14	計画提出の準備 (マスタ登録)	計画提出に必要なマスタ登録について確認したい。	以下URL内の「マスタ申請・登録(各種コードの取得)」をご参照ください。 https://www.occto.or.jp/various/occtosystem/master_shinsei_touroku/index.html
1-15	計画提出の準備 (マスタ登録)	取得した事業者コードは、小売電気事業者・発電事業者の両方での使用が可能とあるが、小売用と発電用で別々に事業者コードを取得することは可能か。	取得する事業者コードは、原則1つです。 ※小売・発電用に事業者コードを取得済みの場合でも、需要抑制計画を提出する場合は、ライセンス区分:区分なし(需要抑制)の事業者コードが別途必要です。 (参考)マスタ申請・登録の手引き「9.留意事項(3)事業者コードの登録が複数必要なケースについて」 https://www.occto.or.jp/various/occtosystem/index.html

1-16	計画提出の準備 (マスタ登録)	1発電契約者が複数の「計画提出者コード」を発番することは可能か。	1発電契約者につき、1計画提出者コードとなります。
1-17	計画提出の準備 (マスタ登録)	発電所マスタの申請から系統コードの発番までどれくらいの期間がかかるか。	発電所マスタ申請については、当機関の確認期間※に加え、一般送配電事業者の系統コード発行に5営業日程度が別途かかります。※各マスタ申請について、通常5営業日程度(記載誤りなどがあると、さらに期間が必要)。
1-18	計画提出の準備 (マスタ登録)	計画を提出している事業者が事業譲渡する場合、広域機関に提出しているコード等に変更は必要となるのか。	以下URL内の資料をご参照ください。 マスタ申請・登録に関するよくあるお問い合わせ(8) https://www.occto.or.jp/various/occtosystem/master_shinsei_touroku/index.html
1-19	計画提出の準備 (マスタ登録)	計画提出の代行事業者がマスタの登録を行う場合、登録の際の申請者名やメールアドレスは代行事業者の情報を入力すれば良いのか。	事業者マスタは、登録する事業者の連絡先の入力をお願いいたします。 なお、事業者マスタの登録通知については、メールで申請された送信者(CC含む)に通知いたします。
1-20	計画提出の準備 (マスタ登録)	マスタ登録の進捗状況を確認したい。	受付順で対応します。5営業日以上経過しても登録通知が無い場合、マスタ問合せ窓口へご連絡ください。
1-21	計画提出の準備 (マスタ登録)	発電販売・需要調達計画マスタにて取引先情報のコード設定で市場取引コード(前日スポット:JSPT3、1時間前:J1HR3)を登録したいが、マスタ検索をしても当該コードが出てこない。	検索時に東京エリアを選択し、検索をしてください(東京エリア以外で市場取引を行う場合も東京エリアを選択の上で検索)。
1-22	計画提出の準備 (マスタ登録)	マスタ登録について、大型連休(GW)や年末年始等の取扱いを教えてください。	GWや年末年始のマスタ登録スケジュールは、毎年2～3月頃にHPで公表しますのでご確認ください。なお、至急のご依頼をいただいても対応が難しく、余裕を持った申請をお願いします。
1-23	計画提出の準備 (マスタ登録)	BGコードの発番申請をする前に、事業者側で想定しているBG組成が可能か確認したい。	BG組成に関しては、一般送配電事業者との託送供給契約等に基づきご判断いただく必要がありますので、契約エリアの一般送配電事業者へお問い合わせください。 (参考)マスタ申請・登録の手引き「各マスタのデータ項目と登録上の注意点(B)」 https://www.occto.or.jp/various/occtosystem/master_shinsei_touroku/index.html
1-24	計画提出の準備 (マスタ登録)	発電所マスタ(系統コード)の発番申請をする前に、事業者側で想定している発番が可能か確認したい。 例:同一発電所で系統コードを複数発番することは可能か 等	発電所マスタ(系統コード)に関しては、コードを発行している一般送配電事業者へお問い合わせください。 (参考)マスタ申請・登録の手引き「各マスタのデータ項目と登録上の注意点(C)」 https://www.occto.or.jp/various/occtosystem/master_shinsei_touroku/index.html
1-25	計画提出の準備 (記載要領)	計画の記載要領はどこで入手できるのか。	以下URLよりダウンロード可能です。 ・発電計画等受領業務ビジネスプロトコル標準規格(計画値同時量編)記載要領 ・需要抑制計画等受領業務ビジネスプロトコル標準規格 記載要領 https://www.occto.or.jp/various/occtosystem/kisaiyouryou/index.html
1-26	計画提出の準備 (提出期限)	各種計画(発電販売計画、需要調達計画及び需要抑制計画)の提出期限を教えてください。	計画提出期限は当機関の送配電等業務指針の第138条、第139条をご確認ください。 https://www.occto.or.jp/occto/article/index.html
1-27	計画提出の準備 (提出期限)	これから電気事業を開始しようとしている。いつから計画提出の必要があるか。また、提出期限が過ぎている計画は提出不要か。	・託送供給契約や発電量調整供給契約、需要抑制量調整供給契約を締結した時点から計画の提出義務が発生します。 各提出期限(計画変更期限含む)に間に合わない場合は、準備が整った時点でシステムでの提出をお願いします。なお、託送供給契約等にも関わると思われますので、一般送配電事業者にもご確認ください。 ・変更期限が過ぎている年間、月間、週間計画については、変更期限が過ぎた日付の計画はブランク(空白)として変更期限に合わせて提出をお願いします。
1-28	計画提出の準備 (変更期限)	計画提出期限後の計画変更はいつまで可能か。	変更計画の提出期限は以下の通りです。 ・年間計画:計画変更月の前々月15日17時まで ・月間計画:計画変更週初日の前々週火曜17時まで ・週間計画:計画変更日の前々日10時まで ・翌々日計画:提出期限後の変更は不可 ・翌日計画:受給日前日17時からゲートクローズ※まで ※当日の計画提出期限(30分ごとの実需給の開始時刻の1時間前)
1-29	計画提出の準備 (先行提出)	計画の提出開始可能時期を教えてください。	提出期限前の先行提出は翌年度末分まで可能です。
1-30	計画提出の準備	JEPXへの売電のみの工場がある。市場に売らない(売れない)日も計画提出が必要か。	JEPXへ売電しない日の計画も提出が必要です。
1-31	計画提出の準備	発電販売計画や需要調達計画の翌日計画の計画値が全てゼロの場合、その計画自体、提出の必要はあるか。	発電量調整供給契約や託送供給契約の契約期間中であれば、計画の提出義務が発生します。計画値に関わらず、計画をご提出ください。
1-32	計画提出の準備	入力する数値について問題がないか、計画ファイルを確認してもらうことは可能か。	計画ファイルの確認は実施しておりません。入力支援ツールをご使用の場合、計画値XML出力ボタン押下時に自動チェックが働きますので、こちらをご活用下さい。また、記載要領に入力方法、記載例、入力間違い例等を掲載していますので、こちらもご確認ください。
1-33	計画提出の準備 (入力支援ツール)	入力支援ツールが更新されたという通知を見たが、最新版にする必要があるのか。	入力支援ツールは常に最新版を使用してください。
1-34	計画提出の準備 (入力支援ツール)	入力支援ツールを利用すると以下のエラーとなる。 「このブックでマクロが使用できないか、またはすべてのマクロが無効になっている可能性があります。」	マクロが無効になっている可能性がありますので、以下の操作をお試しください。 (参考)広域機関システム操作マニュアル 入力支援ツール(発電計画等) 1.2.2 マクロが無効な場合 https://www.occto.or.jp/various/occtosystem/manual.html
1-35	計画提出の準備 (入力支援ツール)	入力支援ツールが正常に動作しない端末がある	ご利用のエクセルのバージョンが動作保証外の可能性があります。入力支援ツールの動作保証としているエクセルバージョンにてご利用ください。 (参考)広域機関システム利用規約 2.9. 本システム利用の環境 https://www.occto.or.jp/various/occtosystem/riyoushinsei/index.html
1-36	計画提出の準備 (入力支援ツール)	入力支援ツールが正常に動作しない。	以下をお試しください 1、最新の入力支援ツールをダウンロードして再実行 (参考)広域機関システム操作マニュアル 計画管理(発電事業者、小売電気事業者等用) 「3.入力支援ツールダウンロード」 https://www.occto.or.jp/various/occtosystem/manual.html 2、入力支援ツールやXMLファイルをPC内のローカルディスクに保存し実行 ネットワークドライブ上のファイルを選択したことが原因の場合、 入力支援ツールやXMLファイルをPC内のローカルディスクに保存し実行することでエラーが解消する可能性があります。 上記で解消しない場合、エラー原因調査のため、下記の情報をご提供ください。 (1)OS情報 (Windowsマークを右クリック>「システム」を押下>「バージョン情報」-「Windowsの仕様」に記載の情報) ・エディション: ・バージョン: ・OSビルド: (2)Excel情報(Excelを起動>「ファイル」-「アカウント」-「Excelのバージョン情報」に記載の情報) ・バージョン: ・MSO: ・ビット数: (3)計画ファイルの選択時に指定したフルパス (例:C:\Users\Username\Desktop など) ----- [お問い合わせ先] https://www.occto.or.jp/contact/occtosys.html
1-37	計画提出の準備 (入力支援ツール)	広域機関システムの利用登録前に入力支援ツールを提供してもらうことは可能か。	個別の提供は行っていないため、広域機関システムの利用登録後にログインの上、ダウンロードをお願いします。
1-38	計画提出の準備 (メールアドレスの変更)	広域機関システムの通知に関するメールアドレスを追加・変更したい。	広域機関システムの以下の画面より追加・変更をお願いします。 1、「ユーザ管理」>「ユーザ情報登録」>「ユーザ情報一覧」画面 2、「計画管理」>「メールアドレス登録」>「メールアドレス登録」画面 詳細は以下の資料をご確認ください。 ・「広域機関システム操作マニュアル ユーザ管理」「1.3 ユーザ情報編集・削除」 ・「広域機関システム操作マニュアル 計画管理(発電事業者、小売事業者等用)」「14.1.2. 画面項目」 https://www.occto.or.jp/various/occtosystem/manual.html

	計画提出の準備 (所属BG変更に伴う手続き)	所属している需要BGから、単独の需要BGへ変更する際の広域機関システム上で必要な手続きを教えてください。	【現在の代表契約者(需要BG)】 1、現在の代表契約者(需要BG)が提出済みの年間～翌日計画(所属事業者が変更となる日が含まれる計画)について、所属が外れる小売電気事業者の計画をゼロに変更し提出してください。なお、変更期限が過ぎている計画について、変更期限(No.1-28)が過ぎた日付の計画は前回提出時の値またはプランク(空白)として、変更期限に合わせて提出をお願いします。 2、BGマスタの変更申請 (需要)BGマスタの所属事業者情報から所属が外れる小売電気事業者を削除してください。 【単独の需要BGとなる小売電気事業者】 単独の需要BGとなる小売電気事業者は、一般送配電事業者との託送供給契約を締結した時点から計画の提出義務が発生します。マスタ登録(No.1-14)等の準備を行い、各提出期限(計画変更期限含む)までに計画提出をお願いします。なお、変更期限(No.1-28)が過ぎている計画について、変更期限が過ぎた日付の計画は前回提出時の値またはプランク(空白)として、変更期限に合わせて提出をお願いします。																														
1-39																																	
	計画提出の準備 (所属BG変更に伴う手続き)	発電BGについて、所属している発電契約者から外れ、一般送配電事業者と単独で発電量調整供給契約を締結し(発電契約者となり)、発電販売計画を提出する際の広域システム上で必要な手続きを教えてください。	【現在の発電契約者】 1、現在の発電契約者が提出済みの年間～翌日計画(所属の発電BGが変更となる日が含まれる計画)について、所属が外れる発電BGの計画をゼロに変更し提出してください。なお、変更期限が過ぎている計画について、変更期限(No.1-28)が過ぎた日付の計画は前回提出時の値またはプランク(空白)として、変更期限に合わせて提出をお願いします。 2、マスタの変更申請 計画提出者マスタの所属BG情報および発電販売計画マスタのBG情報から所属が外れる発電BGを削除してください。 【新たに発電契約者となる事業者】 新たに発電契約者となる事業者は、一般送配電事業者との発電量調整供給契約を締結した時点から計画の提出義務が発生します。マスタ登録(No.1-14)等の準備を行い、各提出期限(計画変更期限含む)までに計画提出をお願いします。なお、変更期限(No.1-28)が過ぎている計画について、変更期限が過ぎた日付の計画は前回提出時の値またはプランク(空白)として、変更期限に合わせて提出をお願いします。																														
1-40																																	
2-1	計画提出共通 (テスト)	発電販売計画や需要調達計画の「運用モード」で「通常」と「テスト」が選択できるようになっているが、「テスト」にすると、どのようなことが確認できるのか。	「運用モード」の「テスト」とは「疎通試験用」のモードであり、広域機関システムとの通信疎通が可能です(XMLの構文や計画値の整合性チェックなどは行われません)。なお、対象期間開始年月日が「1日」の場合「提出エラー」となり、それ以外の場合「提出済み」となり、不整合の結果通知が行われます。																														
2-2	計画提出共通 (単位)	計画値の最小単位を教えてください。	単位は1kWまたは1kWhで、ゼロ以上の整数です。																														
2-3	計画提出共通 (単位)	1日48コマを入力する計画(翌日計画などは)、例えば、1,000kWは30分単位では500kWhで良いか。	ご認識の通りです。 発電上限、発電下限も同じ(30分単位のkWh)です。広域機関システムでは同時最大受電電力との整合チェックを行います。例:「1と2発電計画(kWh/30分)×2」≦同時最大受電電力(kW)」である必要があります。																														
2-4	計画提出共通 (提出状況の確認)	広域機関システムの「計画管理」>「各種計画確認」>「計画受付／結果通知一覧」画面から、過去いつまでの発電販売計画等のダウンロードが可能か。	ダウンロード実施日から5年前までの計画がダウンロード可能となります。 例:「2021/4/1」にダウンロード可能な計画は「2016/4/1」以降の計画となります。																														
2-5	計画提出共通 (提出状況の確認)	計画を提出し、「計画の登録通知」メールを受け取ったが、「計画受付／結果通知一覧」画面で検索しても確認できない。	送受信日等の検索条件を設定のうえ、ご確認ください。																														
2-6	計画提出共通 (提出状況の確認)	計画の変更を行ったが、広域機関システムに登録されている最終的な計画を確認することは可能か。	「計画管理」>「各種計画確認」>「登録計画一覧」画面より確認可能です。																														
	計画提出共通 (提出状況の確認)	計画受付／結果通知一覧画面のステータスの種類および内容を知りたい。	ステータスについては広域機関システム操作マニュアル 計画管理(発電事業者、小売電気事業者等用)「表5-4 ステータス一覧」をご確認ください。 https://www.occto.or.jp/various/occtosystem/manual.html <table><tr><th>No.</th><th>ステータス</th><th>ステータス内容</th></tr><tr><td>1</td><td>受付中</td><td>受付チェック前の状態</td></tr><tr><td>2</td><td>受付エラー</td><td>受付チェックにてエラーとなった状態</td></tr><tr><td>3</td><td>受付済み</td><td>受付チェックが正常終了した状態</td></tr><tr><td>4</td><td>計画確認中</td><td>広域機関が計画を確認している状態</td></tr><tr><td>5</td><td>提出エラー</td><td>広域機関の確認により計画が不受理となった状態</td></tr><tr><td>6</td><td>提出済み</td><td>計画ファイルの提出を広域機関が受理した状態</td></tr><tr><td>7</td><td>結果通知確認中</td><td>広域機関から計画提出者へ結果通知ファイルが通知され、計画提出者が結果を確認している状態</td></tr><tr><td>8</td><td>結果通知確認エラー</td><td>各計画提出者の確認により結果通知が不受理となった状態</td></tr><tr><td>9</td><td>結果通知確認OK</td><td>結果通知を計画提出者が受理した状態</td></tr></table>	No.	ステータス	ステータス内容	1	受付中	受付チェック前の状態	2	受付エラー	受付チェックにてエラーとなった状態	3	受付済み	受付チェックが正常終了した状態	4	計画確認中	広域機関が計画を確認している状態	5	提出エラー	広域機関の確認により計画が不受理となった状態	6	提出済み	計画ファイルの提出を広域機関が受理した状態	7	結果通知確認中	広域機関から計画提出者へ結果通知ファイルが通知され、計画提出者が結果を確認している状態	8	結果通知確認エラー	各計画提出者の確認により結果通知が不受理となった状態	9	結果通知確認OK	結果通知を計画提出者が受理した状態
No.	ステータス	ステータス内容																															
1	受付中	受付チェック前の状態																															
2	受付エラー	受付チェックにてエラーとなった状態																															
3	受付済み	受付チェックが正常終了した状態																															
4	計画確認中	広域機関が計画を確認している状態																															
5	提出エラー	広域機関の確認により計画が不受理となった状態																															
6	提出済み	計画ファイルの提出を広域機関が受理した状態																															
7	結果通知確認中	広域機関から計画提出者へ結果通知ファイルが通知され、計画提出者が結果を確認している状態																															
8	結果通知確認エラー	各計画提出者の確認により結果通知が不受理となった状態																															
9	結果通知確認OK	結果通知を計画提出者が受理した状態																															
2-7																																	
	計画提出共通 (提出状況の確認)	計画受付／結果通知一覧画面のステータスが「受付済み」となったが、提出した計画が不整合等なく正常に受理されたという認識で良いか。	ステータス「受付済み」は、計画の整合性チェック前の受付チェックが正常終了した状態です。時間をあけて「提出済み」になることをご確認ください。なお、ステータスについては広域機関システム操作マニュアル 計画管理(発電事業者、小売電気事業者等用)「表5-4 ステータス一覧」をご確認ください。 <table><tr><th>No.</th><th>ステータス</th><th>ステータス内容</th></tr><tr><td>1</td><td>受付中</td><td>受付チェック前の状態</td></tr><tr><td>2</td><td>受付エラー</td><td>受付チェックにてエラーとなった状態</td></tr><tr><td>3</td><td>受付済み</td><td>受付チェックが正常終了した状態</td></tr><tr><td>4</td><td>計画確認中</td><td>広域機関が計画を確認している状態</td></tr><tr><td>5</td><td>提出エラー</td><td>広域機関の確認により計画が不受理となった状態</td></tr><tr><td>6</td><td>提出済み</td><td>計画ファイルの提出を広域機関が受理した状態</td></tr></table>	No.	ステータス	ステータス内容	1	受付中	受付チェック前の状態	2	受付エラー	受付チェックにてエラーとなった状態	3	受付済み	受付チェックが正常終了した状態	4	計画確認中	広域機関が計画を確認している状態	5	提出エラー	広域機関の確認により計画が不受理となった状態	6	提出済み	計画ファイルの提出を広域機関が受理した状態									
No.	ステータス	ステータス内容																															
1	受付中	受付チェック前の状態																															
2	受付エラー	受付チェックにてエラーとなった状態																															
3	受付済み	受付チェックが正常終了した状態																															
4	計画確認中	広域機関が計画を確認している状態																															
5	提出エラー	広域機関の確認により計画が不受理となった状態																															
6	提出済み	計画ファイルの提出を広域機関が受理した状態																															
2-8																																	
2-9	計画提出共通	記載要領「4.1 計画値同時同量計画の記載例④」では、同一の取引先コード(計画提出者コード)から2つの調達を行っている(「広域エネルギー(火力)」 「広域エネルギー(FIT)」)。同一の取引先コードをどのように識別しているのか。	取引先コード毎の合計値で識別します。記載例では、「広域エネルギー(火力)」 「広域エネルギー(FIT)」は同一の取引先コード(計画提出者コード)なので、合計値により識別します。なお、(翌日FIT)発電販売計画(情報区分コード:0152)については、同一取引先を複数の列に記載するとエラーとなりますのでご注意ください。																														
2-10	計画提出共通	記載要領「4.1 計画値同時同量計画の記載例④」において、調達計画内訳No.1とNo.2を合算し、1銘柄として表記することは可能か。	可能です。																														
2-11	計画提出共通	各種計画を変更して再提出する際に、内訳については列を入れ替えて提出することは可能か。	取引先コードが異なる場合は可能です。																														
2-12	計画提出共通	同一取引先コードが複数の内訳に分かれて記載している各種計画を再提出する際に、列を入れ替えて提出することは可能か。	1つの計画ファイルの中に同一取引先コードを複数の列に記載して提出した後、列の順番を入れ替えて計画変更をした場合に予期しない挙動をする場合がありますので、このような計画変更はお控えください。																														
2-13	計画提出共通	1小売電気事業者で1需要BGを形成しており、需要BGの需要調達計画と小売電気事業者の需要調達計画は全く同じとなるが、全く同じでも各々(需要BGと小売電気事業者)記載する必要があるか。	必須項目のため、記載してください。																														
2-14	計画提出共通	2小売電気事業者で需要BGを形成しており、代表契約者が電気を調達し、需要BG内の契約者に電気を販売する場合、「小売電気事業者 内訳 No.1、2」に代表契約者と契約者間の電気の取引を記載する必要があるか。	必要です。送配電等業務指針第138条第5項で「代表契約者は、需要調達計画等を取りまとめて提出する際には、前項の委任を受けた託送供給契約ごとの需要調達計画等の内訳を記載しなければならない。」と規定されています。 例)代表契約者Aが調達した50kWhを同一需要BG内の契約者B(所属事業者)へ販売する場合 ・代表契約者A: 契約者Bへ50kWhを販売する計画を記載※ ・契約者B: 代表契約者Aから50kWhを調達する計画を記載※ (※販売・調達の取引先コードはどちらも「需要BGコード」を記載)																														
2-15	計画提出共通	誤って違う取引先に数値を記入してしまった。削除したい。	登録済の計画は削除できません。 誤って記入した取引先の計画値に0(ゼロ)を入力して再提出してください。																														
2-16	計画提出共通	計画値を空白(プランク)とする場合、タグのみを記載したXMLを提出するという理解で良いか。	発電計画等受領業務EDI共通規格に定められている通り、設定値が空の場合は、データ要素を省略することができます。タグのみを記載した状態(空タグ)は許容することができません。 <参考>発電計画等受領業務EDI共通規格(Ver.3A) 4.4.7 メッセージを構成するデータ要素における空等の扱い https://www.occto.or.jp/various/occtosystem/kikaku_shiyou/index.html																														
2-17	計画提出共通 (前日スポット市場、1時間前市場)	以下のJEPXの取引先コード下一桁「3」はエリア毎に変更が必要か。 ・JSPT3(前日スポット市場) ・J1HR3(1時間前市場)	変更は行わないでください。JEPXの取引先コードはJSPT3(前日スポット市場)、J1HR3(1時間前市場)で固定です。																														
2-18	計画提出共通 (先渡市場、ベースロード市場)	JEPXベースロード市場の約定時の記載方法は個別に何か有るのか。	ベースロード市場約定分はJEPXの先渡市場と同様に前日スポット市場を通じて、約定量の電気が受け渡されるので、前日スポット市場取引(JSPT3)として各種計画(年間・月間・週間・翌々日)に反映ください。なお、翌々日計画の調達計画においては、取引先名「相対契約分」に計上してください。																														
2-19	計画提出共通 (分割番号)	記載要領「4.1 計画値同時同量計画の記載例②③」では分割番号が「01」「02」となっているが、この記載ルールはどこを見たら良いのか。 FIT特例①以外の発電所は「01」、FIT特例①は「02」が正しい記載方法か。	以下URL内の資料「発電計画等受領業務ビジネスプロトコル標準規格(計画値同時同量編)(P.30)」にて「初期番号は「00」、分割するファイル毎に「01」から昇順に付与」と規定されています。「01」はFIT特例①以外の発電所でのみ使用可能なもののルールはありません。なお、ファイル分割については、同資料(P.35)に記載の通り、「トランスレータの制約(繰返し回数やメッセージサイズの制限)や「3標準メッセージ」に示す最大繰返し回数を越えるためメッセージを分割する場合」と定められているため、FIT特例①以外の計画を発電BG毎に分割したい場合などの分割可否につきましては、ご契約エリアの一般送配電事業者へお問合せください。 https://www.occto.or.jp/various/occtosystem/kikaku_shiyou/index.html																														

	計画提出共通 (分割番号)	記載要領「4.1計画値同時量計画の記載例②③」ではFIT特例①とそれ以外が別シートで分割されているが、「(翌日FIT)発電販売計画」にまとめて記載して提出することも可能か。	2025年度以降、FIT特例①は翌々日計画の提出対象外となり、翌々日計画(情報区分コード:0150)としてFIT特例①以外の発電BGの計画を提出する必要がありますので、FIT特例①の発電BGとその他の発電BGの計画は分けて提出してください。なお、翌々日計画(情報区分コード:0150)としてFIT特例①以外の発電BGの計画を提出した上で、(翌日FIT)発電販売計画(情報区分コード:0152)にFIT特例①以外の発電BGの計画を記載すると、最終的に翌日計画(情報区分コード:0150)が複数提出された扱い(ダブルカウント)となります。また、ステータス3の(翌日FIT)発電販売計画(情報区分コード:0152)が広域機関システムに登録されると、(翌日)発電販売計画(情報区分コード:0150)として計画受付されるため、翌々日計画と(翌日FIT)発電販売計画は分割番号を分けて提出する必要があります。例: 翌々日計画(前々日10時締切): W6_0150_20250401_01_12345_5.xml 翌日FIT計画(前々日12時締切): W6_0152_20250401_02_12345_5.xml																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																		
2-20																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																					
2-21	計画提出共通 (分割番号)	分割番号「00」の計画を提出した後、変更計画を分割番号「01」で提出した。その場合、分割番号「00」の計画は無効となり、分割番号「01」の計画で上書きされる認識で良いか。	分割番号「00」の計画を提出した後、変更計画を誤って分割番号「01」で提出した場合は、以下の順番を守って再提出して下さい。 ①分割番号「01」ファイルの計画値をすべてゼロで提出(誤って提出したファイルの修正) ②分割番号「00」ファイルの計画値を本来提出すべき値で提出 なお、発電計画等受領業務ビジネスプロトコル標準規格(表 5-2 メッセージファイル名称付与規則)に記載されている分割番号の付与規則外のファイルを提出した場合に一般送配電事業者のシステムでどのように取り扱われるかはご契約エリアの一般送配電事業者にご確認ください。																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																		
2-22	計画提出共通削除	発電実績の仕訳について、JEPXへの入札分は、従来通り優先順位は最前列の「0番」となり、小売電気事業者より先に電力量が充当される仕訳になると考えて問題無いか。	JEPX販売分は、これまでは発電実績から「0番」みなので仕訳を行っていましたが、計画値同時量制に伴い発電側仕訳でなく販売計画の1つとして扱われるようになりました。																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																		
2-23	計画提出共通 (提出エラー・計画不整合)	計画の整合性チェックについて、フローやチェック内容を確認したい。	以下の資料をご確認ください。 【発電計画等受領業務ビジネスプロトコル標準規格(計画値同時量編)記載要領】 ・5.1.計画内の整合性確認 ・5.2.計画間の整合性確認 ・6.2.広域機関システムの計画受付フローおよび Web 画面とメール通知等 【需要抑制計画等受領業務ビジネスプロトコル標準規格 記載要領】 ・2.1 計画内の整合性確認 ・3.1.広域機関システムの計画受付フローおよびメール通知等																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																		
			<table><tr><th>ファイル</th><th>ファイル名</th><th>エラー種別 エラーコード</th><th>エラー内容 エラーメッセージ</th><th>エラー発生 エラー発生時刻</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><th>エラー発生 エラー発生原因</th><th>エラー発生 エラー発生場所</th><</tr></table>	ファイル	ファイル名	エラー種別 エラーコード	エラー内容 エラーメッセージ	エラー発生 エラー発生時刻	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所
ファイル	ファイル名	エラー種別 エラーコード	エラー内容 エラーメッセージ	エラー発生 エラー発生時刻	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所	エラー発生 エラー発生原因	エラー発生 エラー発生場所				

2-31	計画提出共通 (提出エラー・計画不整合)	計画内のデータ異常通知「異常箇所:事業者マスタの異常」が届いた。	計画は受け付けられていません。 発電計画等受領業務ビジネスプロトコル標準規格(計画値同時量編)記載要領「5.1 計画内の整合性確認」または需要抑制計画等受領業務ビジネスプロトコル標準規格 記載要領「2.1 計画内の整合性確認」の「事業者マスタチェック」をご確認いただき、計画に記載の各事業者コードが「事業者マスタ」に登録されているか、ライセンス区分に誤りがないか、契約・適用期間内か等ご確認ください。また、発電計画等受領業務ビジネスプロトコル標準規格(計画値同時量編) 記載要領「5.3 2.計画提出に必要なライセンス設定(事業者マスタ)がされていない」もご確認ください。 【発電販売計画】 ・[計画]送信事業者コード=[マスタ]事業者コード [マスタ]ライセンス区分コード="発電" [マスタ]同時同量種別コード="計画値" ・[計画]提出先事業者コード=[マスタ]事業者コード [マスタ]ライセンス区分コード="送配電" ・[マスタ]契約・適用開始日≤[計画]時間断面≤[マスタ]適用終了日 【需要調達計画】 ・[計画]送信事業者コード=[マスタ]事業者コード [マスタ]ライセンス区分コード="小売" [マスタ]同時同量種別コード="計画値" ・[計画]提出先事業者コード=[マスタ]事業者コード [マスタ]ライセンス区分コード="送配電" ・[計画] (小売電気事業者No1、2・・・)事業者コード=[マスタ]事業者コード [マスタ]ライセンス区分コード="小売" ・[マスタ]契約・適用開始日≤[計画]時間断面≤[マスタ]適用終了日 【需要抑制計画】 ・[計画]送信者コード=[マスタ]事業者コード [マスタ]ライセンス区分コード="区分なし(需要抑制)" ・[計画]提出先事業者コード=[マスタ]事業者コード [マスタ]ライセンス区分コード="送配電" ・[計画] (需要抑制計画の取引先BGに所属する)事業者コード=[マスタ]事業者コード [マスタ]ライセンス区分コード="小売" ・[マスタ]契約・適用開始日≤[計画]時間断面≤[マスタ]適用終了日
2-32	計画提出共通 (提出エラー・計画不整合)	計画内のデータ異常通知「異常箇所:計画提出者マスターの異常(XXXXX)」が届いた。 ※ XXXXXは違反コード	計画は受け付けられていません。 広域機関システムより計画提出者マスタの登録状況をご確認いただき、発電販売計画に記載の計画提出者コードや発電BGコードが登録されているか、BG区分コードが「発電」となっているか、契約・適用期間内か等ご確認ください。主「計画内のデータ異常通知」の「異常箇所」に記載の違反コードに関する登録状況をご確認ください。チェック内容は、発電計画等受領業務ビジネスプロトコル標準規格(計画値同時量編) 記載要領「5.1 計画内の整合性確認」の「計画提出者マスタチェック」及び「5.3.5 計画提出者マスタ及び発電販売計画マスタへの発電 BGコード登録漏れ」をご確認ください。 ◆計画提出者マスタチェック ・[計画]BG/計画提出者コード=[マスタ]計画提出者コード [マスタ]BG区分コード="発電" ・[計画]すべての発電BGコード=[マスタ]各所属BGコード ・[マスタ]契約・適用開始日≤[計画]時間断面≤[マスタ]適用終了日
2-33	計画提出共通 (提出エラー・計画不整合)	計画内のデータ異常通知「異常箇所:BGマスター所属事業者の異常(XXXXX)」が届いた。 ※ XXXXXは違反コード	計画は受け付けられていません。 広域機関システムよりBGマスタの登録状況をご確認いただき、登録されている需要BGコードや事業者コードに誤りがないか、所属事業者情報に需要調達計画(小売電気事業者No.1、2・・・)に記載の各所属事業者コードが登録されているか、契約・適用期間内か等ご確認ください。主「計画内のデータ異常通知」の「異常箇所」に記載の違反コードに関する登録状況をご確認ください。チェック内容は、発電計画等受領業務ビジネスプロトコル標準規格(計画値同時量編) 記載要領「5.1 計画内の整合性確認」の「BGマスタチェック」をご確認ください。 ◆BGマスタチェック ・[計画]BG/計画提出者コード=[マスタ]BGコード [マスタ]BG区分="需要" ・[計画]送信者事業者コード=[マスタ]代表事業者コード ・[計画] (小売電気事業者No1、2・・・)事業者コード=[マスタ]各所属事業者コード ・[マスタ]契約・適用開始日≤[計画]時間断面≤[マスタ]適用終了日
2-34	計画提出共通 (提出エラー・計画不整合)	計画内のデータ異常通知「異常箇所:需要調達計画マスターの異常(XXXXX)」が届いた。 ※ XXXXXは違反コード	計画は受け付けられていません。 広域機関システムより需要調達計画マスタの登録状況をご確認いただき、登録されている事業者コードや需要BGコードに誤りがないか、契約・適用期間内か、需要調達計画に記載の送信事業者コードやBG/計画提出者コード等と一致しているか等ご確認ください。主「計画内のデータ異常通知」の「異常箇所」に記載の違反コードに関する登録状況をご確認ください。チェック内容は、発電計画等受領業務ビジネスプロトコル標準規格(計画値同時量編) 記載要領「5.1 計画内の整合性確認」の「需要調達計画マスタチェック」をご確認ください。 ◆需要調達計画マスタチェック ・[計画]送信事業者コード=[マスタ]事業者コード ・[計画]送信事業者コード下1桁=[マスタ]エリア名 ・[計画] BG/計画提出者コード=[マスタ]BGコード ・[マスタ]契約・適用開始日≤[計画]時間断面≤[マスタ]適用終了日
2-35	計画提出共通 (提出エラー・計画不整合)	計画内のデータ異常通知「異常箇所:発電販売計画マスターの異常(XXXXX)」が届いた。 ※ XXXXXは違反コード	計画は受け付けられていません。 広域機関システムより発電販売計画マスタの登録状況をご確認いただき、登録されている事業者コードや発電BGコードに誤りがないか、契約識別番号1は登録されているか、契約・適用期間内か、発電販売計画に記載の契約識別番号1と一致しているか等ご確認ください。主「計画内のデータ異常通知」の「異常箇所」に記載の違反コードに関する登録状況をご確認ください。チェック内容等は、発電計画等受領業務ビジネスプロトコル標準規格(計画値同時量編) 記載要領「5.1 計画内の整合性確認」の「発電販売計画マスタチェック」、「5.3.5 計画提出者マスタ及び発電販売計画マスタへの発電 BGコード登録漏れ」及び「5.3.6 発電販売計画と発電販売計画マスタの契約識別番号 1 の不整合」をご確認ください。 ◆発電販売計画マスタチェック ・[計画]送信事業者コード=[マスタ]事業者コード ・[計画]送信事業者コード下1桁=[マスタ]エリア名 ・[計画]すべての発電BGコード=[マスタ]各BGコード ・[計画]すべての契約識別番号1=[マスタ]各契約識別番号1 ・[マスタ]契約・適用開始日≤[計画]時間断面≤[マスタ]適用終了日
2-36	計画提出共通 (提出エラー・計画不整合)	計画内のデータ異常通知「異常箇所:需要抑制計画マスターの異常(XXXXX)」が届いた。 ※ XXXXXは違反コード	計画は受け付けられていません。 広域機関システムより需要抑制計画マスタの登録状況をご確認いただき、登録されている事業者コードや計画提出者コード、需要抑制契約情報(需要抑制BGコードや需要抑制契約識別番号 1、取引先BGコード等)に誤りがないか、契約・適用期間内か、需要抑制計画に記載の各コードと一致しているか等ご確認ください。主「計画内のデータ異常通知」の「異常箇所」に記載の違反コードに関する登録状況をご確認ください。チェック内容は、需要抑制計画等受領業務ビジネスプロトコル標準規格 記載要領「2.1 計画内の整合性確認」の「需要抑制計画マスタチェック」をご確認ください。 ◆需要抑制計画マスタチェック ・[計画]送信者コード=[マスタ]事業者コード ・[計画]送信者コード下1桁=[マスタ]エリア名 ・[計画]BG/提出者コード=[マスタ]計画提出者コード ・[マスタ]契約・適用開始日≤[計画]時間断面≤[マスタ]適用終了日 ◆需要抑制計画マスタ (需要抑制契約情報) チェック ・[計画]需要抑制BGコード=[マスタ]需要抑制BGコード ・[計画]需要抑制契約識別番号1=[マスタ]需要抑制契約識別番号1 ・[計画]取引先BGコード=[マスタ] 取引先BGコード ・[計画]事業者コード=[マスタ]事業者コード
2-37	計画提出共通 (提出エラー・計画不整合)	計画内のデータ異常通知「異常箇所:発電所マスターの異常(XXXXX)」が届いた。 ※ XXXXXは違反コード	計画は受け付けられていません。 広域機関システムより発電所マスタの登録状況をご確認いただき、契約・適用期間内か、発電販売計画に記載の系統コードと一致しているか等ご確認ください。主「計画内のデータ異常通知」の「異常箇所」に記載の違反コードに関する登録状況をご確認ください。チェック内容は、発電計画等受領業務ビジネスプロトコル標準規格(計画値同時量編) 記載要領「5.1 計画内の整合性確認」の「発電所マスタチェック」をご確認ください。 ◆発電所マスタチェック ・[計画]すべての系統コード=[マスタ]各系統コード ・[計画]すべての系統コード上1桁=[マスタ]各電源所属エリアコード ・[マスタ]契約・適用開始日≤[計画]時間断面≤[マスタ]適用終了日

2-38	計画提出共通 (提出エラー・計画不整合)	「計画内のコード・計画値の確認依頼」が届いた。	計画は受け付けられていますが、BG/計画提出者コードと特定紐付(電源特定)コードの組み合わせが、予め申請・登録いただいた特定紐付管理情報と一致していません。計画に記載の当該コードをご確認いただき、計画を修正のうえ再提出してください。																																			
2-39	計画提出共通 (提出エラー・計画不整合)	計画内のデータ異常通知「異常箇所:ファイル内における計画値の不整合」が届いた。	計画は受け付けられていません。 提出された計画ファイル内において、計画値の不整合(例:[需要 BG]需要計画≠Σ[小売毎]需要計画)がございます。計画を修正のうえ再提出をしてください。不整合箇所は、広域機関システムより「計画不整合通知メッセージ」(XMLファイル)をダウンロードしていただき、入力支援ツールの「通知XML読込」で読込むことでご確認いただけます。チェック内容は、発電計画等受領業務ビジネスプロトコル標準規格(計画値同時量編)記載要領「5.1 計画内の整合性確認」または需要抑制計画等受領業務ビジネスプロトコル標準規格 記載要領「2.1 計画内の整合性確認」をご確認ください。 ◆需要計画 合計チェック 																																			
2-40	計画提出共通 (提出エラー・計画不整合)	計画内のデータ異常通知「異常箇所:繰り返し数超過(XXXX、NNNN)」が届いた。 ※XXXXは違反した項目名、NNNNは繰り返し数	計画は受け付けられていません。 発電計画等受領業務ビジネスプロトコル標準規格または需要抑制計画等受領業務ビジネスプロトコル標準規格のデータの要素の繰返し最大回数を超過することによる計画提出エラーです(主に「計画内のデータ異常通知」の「異常箇所」に記載の項目名の計画数をご確認ください)。繰返し最大回数を超える場合は、計画ファイルを分割して再提出してください。なお、変更計画を提出した場合は、広域機関システムに登録された最新の計画を考慮(提出済の計画と合算)したファイル名単位の計画に対して整合性確認を実施します。																																			
2-41	計画提出共通 (提出エラー・計画不整合)	計画内のデータ異常通知「異常箇所:存在しない平日日」が届いた。	計画は受け付けられていません。月間計画における存在しない平日もしくは休日欄はすべて空白(ブランク)に修正して再提出してください。月間計画において、入力支援ツールの「カレンダー取込」を使用することで、存在しない平日もしくは休日の背景色を灰色に変換できます。広域機関システムの「入力支援ツールダウンロード」より「入力支援ツール用カレンダーCSV」をダウンロードしてご活用ください。 (参考)広域機関システム操作マニュアル 計画管理(発電事業者、小売電気事業者等用) L3.2.1 入力支援ツール等の検索「ポイント」 https://www.occto.or.jp/various/occtosystem/manual.html (参考)広域機関システム操作マニュアル 入力支援ツール(発電計画等) L2.3.8 需要調達計画 カレンダー取込 https://www.occto.or.jp/various/occtosystem/manual.html																																			
2-42	計画提出共通 (提出エラー・計画不整合)	「計画内の JEPX 取引値の確認依頼(スポット取引または時間前取引の記載あり)」が届いた。	計画は受け付けられていますが、年間・月間・週間計画では、確実に供給力として見込めるものを記載していただく必要がありますので、前日スポット取引、1時間前取引の値は記載できません。前日スポット取引または1時間前取引の値を全てゼロに修正し、再提出してください。但し、先渡市場及びベースロード市場約定分はスポット取引として記載できますので、計画の再提出は不要です。																																			
2-43	計画提出共通 (提出エラー・計画不整合)	翌日計画を提出したが、通知が何も届かない。	翌日計画に関するチェックと通知は以下の通りです。 <計画内の整合性チェック> ・問題なし:通知なし(計画間の整合性チェックへ) →計画は受け付けられ、広域機関システム上のステータスが「提出済み」となります。 ・問題あり:提出都度、計画内のデータ異常通知メール送信(ファイル内の計画値の不整合の場合は、不整合通知XMLファイル提供) →計画は受け付けられていません。計画を修正して再提出してください。 (詳細はNo.2-27～41をご参照ください。) <計画間の整合性チェック> ・問題なし:前日17時頃 登録通知メール送信 ・問題あり:前日17時頃 計画間の不整合通知メール送信(不整合通知XMLファイル提供) →計画は受け付けられています。不整合内容を確認し、必要に応じて計画を修正して再提出してください。 (詳細はNo.4-52～56をご参照ください。)																																			
2-44	計画提出共通 (提出エラー・計画不整合)	当日計画を提出したが、通知が何も届かない。	当日計画に関するチェックと通知は以下の通りです。 <計画内の整合性チェック> ・問題なし:通知なし(計画間の整合性チェックへ) →計画は受け付けられ、広域機関システム上のステータスが「提出済み」となります。 ・問題あり:提出都度、計画内のデータ異常通知メール送信 →計画は受け付けられていません。計画を修正して再提出してください。 (詳細はNo.2-27～41をご参照ください。) <計画間の整合性チェック> ・問題なし:提出都度、登録通知メール送信 ・問題あり:提出都度、計画間の不整合通知メール送信(不整合通知XMLファイル提供) →計画は受け付けられています。不整合内容を確認し、必要に応じて計画を修正して再提出してください。 (詳細はNo.4-52～56をご参照ください。) なお、当日計画については5分周期で監視し、当該周期内に整合性チェックが完了した場合に、チェック結果を通知します。 詳細は発電計画等受領業務ビジネスプロトコル標準規格(計画値同時量編)記載要領 「6.2広域機関システムの計画受付フローおよび Web 画面とメール通知等」を参照願います。 https://www.occto.or.jp/various/occtosystem/kisaiyouryou/index.html																																			
2-45	計画提出共通 (提出エラー・計画不整合)	計画間の不整合通知が届いた。計画値は反映されていないのか。	計画値は反映されています。 ただし、不整合状態のまま計画が取り込まれているため、通知内容を確認して必要に応じて修正してください。 (詳細はNo.4-52～56をご参照ください。) 不整合状態のままゲートクローズを過ぎた場合、インバランスになるリスクがあります。																																			
2-46	計画提出共通 (提出エラー・計画不整合)	当日計画を提出したところ、計画間の不整合通知が届いた5分後に、同じ計画に対して登録通知が届いた。	同じ計画に対して最終的に登録通知が届いた場合は、計画間の不整合が解消され正常に登録されています。 計画間整合性チェックでは、ゲートクローズ前の計画値を対象として、5分周期で定期的に監視し、当該周期内に整合性チェックが完了した場合に、チェック結果を通知します。 (参考)当日計画に対する計画間整合性チェックの監視周期見直しについての補足説明 https://www.occto.or.jp/news/occtosystem2_oshirase_2019_190610_keikakukan_kanshi_minaoshi.html 【不整合通知と登録通知が送付される例】 <table><tr><th>時刻</th><th>事業者A 販売計画</th><th>事業者B 調達計画</th><th>整合 状態</th><th>事象</th></tr><tr><td>18:00</td><td>100</td><td>100</td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td>AとBは取引量を200に変更することを合意</td></tr><tr><td></td><td>200</td><td></td><td>NG</td><td>Aが販売計画の変更を提出(整合性チェック実施)</td></tr><tr><td>18:20</td><td>200</td><td>100</td><td>NG</td><td>A、B両者に不整合通知を送信</td></tr><tr><td></td><td></td><td>200</td><td>OK</td><td>Bが調達計画の変更を提出(整合性チェック実施)</td></tr><tr><td>18:25</td><td>200</td><td>200</td><td>OK</td><td>A、B両者に登録通知を送信</td></tr></table>	時刻	事業者A 販売計画	事業者B 調達計画	整合 状態	事象	18:00	100	100							AとBは取引量を200に変更することを合意		200		NG	Aが販売計画の変更を提出(整合性チェック実施)	18:20	200	100	NG	A、B両者に不整合通知を送信			200	OK	Bが調達計画の変更を提出(整合性チェック実施)	18:25	200	200	OK	A、B両者に登録通知を送信
時刻	事業者A 販売計画	事業者B 調達計画	整合 状態	事象																																		
18:00	100	100																																				
				AとBは取引量を200に変更することを合意																																		
	200		NG	Aが販売計画の変更を提出(整合性チェック実施)																																		
18:20	200	100	NG	A、B両者に不整合通知を送信																																		
		200	OK	Bが調達計画の変更を提出(整合性チェック実施)																																		
18:25	200	200	OK	A、B両者に登録通知を送信																																		
2-47	計画提出共通 (提出エラー・計画不整合)	計画を提出していないが、計画間の不整合通知が届いた。	取引相手が計画を提出し、不整合状態になった場合には両者に不整合通知が送信されます。 (No.2-46 の表の時刻18:20の事象です) 取引相手と計画を確認していただき、誤りがある場合、修正して再提出してください。																																			
2-48	計画提出共通 (提出エラー・計画不整合)	計画を提出していないが、登録通知が届いた。	取引相手が計画を提出し、不整合状態が解消された場合は、両者に登録通知が送信されます。 (No.2-46 の表の時刻18:25の事象です)																																			
2-49	計画提出共通 (提出エラー・計画不整合)	発電BGとの販売/調達取引時の「取引コード」に「発電BGコード」を記載したところ、全コマに対し計画間の不整合通知が届いた。	発電 BG との販売/調達取引時の「取引先コード」には「計画提出者コード」を記入してください。 なお、需要抑制契約者との販売/調達取引時の「取引先コード」には「計画提出者コード」を、小売電気事業者(需要BG)との販売/調達取引時の「取引先コード」には「需要BGコード」を記入してください。詳細は、発電計画等受領業務ビジネスプロトコル標準規格(計画値同時量編)記載要領「5.3.3.「取引先コード」・「計画提出者コード」の記入ミス」をご確認ください。																																			

2-50	計画提出共通 (提出エラー・計画不整合)	契約識別番号1とは何か。発電販売計画マスタに登録しないと発電販売計画の提出ができないのか。また、契約識別番号2も同様か。	契約識別番号1は発電計画等受領業務ビジネスプロトコル標準規格「表 3-1-5 発電量調整契約に関する設定内容」において「発電量調整契約ID」と定められており、一般送配電事業者との発電量調整供給契約後に発行されますので、計画提出前に発電販売計画マスタへの登録をお願いいたします。なお、契約識別番号1は必須項目ですので、発電販売計画マスタへの登録及び発電販売計画へ記載しないと計画提出できません。 契約識別番号 2 は一般送配電事業者が指定する番号であり、発電販売計画への記載が必要ですが、発電販売計画マスタへ登録はいたしません。なお、一般送配電事業者から入力不要のご案内であれば、発電販売計画への記載は空欄としてください。詳細は、発電計画等受領業務ビジネスプロトコル標準規格(計画値同時同量編)記載要領「5.3.6. 「発電販売計画と発電販売計画マスタの契約識別番号 1 の不整合」をご確認ください。 https://www.occto.or.jp/various/occtosystem/kisaiyouryou/index.html
2-51	計画提出共通 (提出エラー・計画不整合)	計画間の不整合通知「異常箇所:調達計画異常(XXXXX)」または「異常箇所:販売計画異常(XXXXX)」が届いた。 ※ XXXXXは取引先コード	計画間の不整合通知は、取引相手との計画が相違している場合に送られる通知です。計画は受け付けられていますが、取引相手と計画を確認し、ご自身の計画に誤りがある場合、修正して再提出してください。計画間の不整合通知の内容確認手順は以下の通りです。 <確認手順> 1.広域機関システムにログインし、不整合通知XMLファイルをダウンロード 2.ダウンロードしたファイルを解凍 3.入力支援ツールを開き、「通知XML読込」ボタンで、解凍した不整合通知XMLファイルを読み込む エラーが出ている計画と同じ入力支援ツールを使用(計画の種類、期間で入力支援ツールは異なります)してください。 4.赤く「不整合」と表示されているコマが何らかの相違があるコマ 詳細は「発電計画等受領業務ビジネスプロトコル標準規格(計画値同時同量編)記載要領」を参照願います。 5.取引先と連携して計画の見直し 【見直しポイント】 ・取引先コード 取引先は取引先コードで分かります。 取引先コードが「Gnnnn」(nは数字) → 計画提出者コード → 取引相手は発電契約者 取引先コードが「Lnnnn」(xは英字、nは数字) → 需要BGコード → 取引相手は需要BG 取引先コードが「Dnnnn」(nは数字) → 計画提出者コード → 取引相手は需要抑制BG ・各コマの計画値 コマごとの計画値が、取引先の計画値とあっているか確認してください。 6.必要に応じて計画を修正して再提出 当日計画は前日17時からゲートクローズ(※)までに提出可能です。 (※)当日の計画提出期限(30分ごとの実需給の開始時刻の1時間前)
2-52	計画提出共通 (提出エラー・計画不整合)	計画間の不整合通知「異常箇所:販売計画異常(JSPT3)」または「異常箇所:調達計画異常(JSPT3)」が届いた。 ※ JSPT3は前日スポット取引の取引先コード	前日スポット取引について、計画と約定結果が相違しております。計画は受け付けられていますが、計画を前日スポット約定結果に修正して再提出してください。計画間の不整合通知の内容確認手順は以下の通りです。 <確認手順> 1.広域機関システムにログインし、不整合通知XMLファイルをダウンロード 2.ダウンロードしたファイルを解凍 3.入力支援ツールを開き、「通知XML読込」ボタンで、解凍した不整合通知XMLファイルを読み込む エラーが出ている計画と同じ入力支援ツールを使用(計画の種類、期間で入力支援ツールは異なります)してください。 4.赤く「不整合」と表示されているコマが何らかの相違があるコマ 5.前日スポット取引の約定結果を確認し、計画を修正して再提出 当日計画は前日17時以降からゲートクローズ(※)までに当日計画として提出可能です。 (※)当日の計画提出期限(30分ごとの実需給の開始時刻の1時間前)
2-53	計画提出共通 (提出エラー・計画不整合)	計画間の不整合通知「異常箇所:販売計画異常(J1HR3)」または「異常箇所:調達計画異常(J1HR3)」が届いた。 ※ J1HR3は1時間前取引の取引先コード	1時間前取引について、計画と約定結果が相違しております。計画は受け付けられていますが、計画を1時間前取引の約定結果に修正して再提出してください。計画間の不整合通知の内容確認手順は以下の通りです。 <確認手順> 1.広域機関システムにログインし、不整合通知XMLファイルをダウンロード 2.ダウンロードしたファイルを解凍 3.入力支援ツールを開き、「通知XML読込」ボタンで、解凍した不整合通知XMLファイルを読み込む エラーが出ている計画と同じ入力支援ツールを使用(計画の種類、期間で入力支援ツールは異なります)してください。 4.赤く「不整合」と表示されているコマが何らかの相違があるコマ 5.1時間前取引の約定結果を確認し、計画を修正して再提出 当日計画は前日17時以降からゲートクローズ(※)までに当日計画として提出可能です。 (※)当日の計画提出期限(30分ごとの実需給の開始時刻の1時間前)
2-54	計画提出共通 (提出エラー・計画不整合)	計画間の不整合通知「異常箇所:発電計画異常(XXXXX)」が届いた。 ※ XXXXXは系統コード	計画は受け付けられていますが、発電販売計画に記載の発電計画が発電所マスタ(系統コード)の同時最大受電電力を超過したことにより、不整合となっております。計画の修正及び再提出をしてください。不整合箇所は、広域機関システムより「計画不整合通知メッセージ」(XMLファイル)をダウンロードしていただき、入力支援ツールの「通知XML読込」で読込むことでご確認ください。なお、他の発電契約者が提出する発電販売計画に同じ系統コードの計画値が記載されている場合、系統コード単位での合算値により当該チェックを行うため、ご自身の計画に誤りがある場合、修正して再提出してください。詳細については、発電計画等受領業務ビジネスプロトコル標準規格(計画値同時同量編)記載要領「5.3.9. 発電販売計画で同時最大受電電力を超過」をご確認ください。
2-55	計画提出共通 (提出エラー・計画不整合)	「地内送電不可通知」が届いた。	計画は受け付けられていますが、発電販売計画に記載の発電計画について、一般送配電事業者からの地内潮流制約を確認した結果、「地内送電不可」となりました。当該エリアの一般送配電事業者に確認のうえ、計画の修正及び再提出をしてください。なお、当日計画において、発電計画が発電所マスタ(系統コード)の同時最大受電電力を超えている場合は、計画の修正及び再提出をしてください。超えていない場合は、当該エリアの一般送配電事業者にご確認のうえ、計画の修正及び再提出をしてください。不整合箇所は、広域機関システムより「計画不整合通知メッセージ」(XMLファイル)をダウンロードしていただき、入力支援ツールの「通知XML読込」で読込むことでご確認ください。また、他の発電契約者が提出する発電販売計画に同じ系統コードの計画値が記載されている場合、系統コード単位での合算値により当該チェックを行うため、ご自身の計画に誤りがある場合、修正して再提出してください。
2-56	計画提出共通 (提出エラー・計画不整合)	不整合通知をWeb上で確認しXMLをダウンロードしたが、情報区分コードが0151の入力支援ツールがない。また、Web画面のステータスが「結果通知確認中」、結果通知が「不整合」と表示されているが、扱いとしては不整合のまま登録されたということでしょうか。	情報区分コード0151の翌日発電・販売計画不整合通知メッセージは、(翌日)発電販売計画の入力支援ツールを使用します。入力支援ツールの「通知XML読込」ボタンを押下して翌日発電・販売計画不整合通知ファイルを読み込んでください。なお、Web画面のステータスが左記の場合は、計画は不整合のまま登録されます。 (参考)広域機関システム操作マニュアル 入力支援ツール(発電計画等)「2.3.3 通知 XML 読込」 https://www.occto.or.jp/various/occtosystem/manual.html
2-57	計画提出共通 (提出エラー・計画不整合)	計画に不整合がある場合、計画の再提出が必要なのか、それとも、広域機関システムで強制書換を行うのか。	計画に不整合がある場合、広域機関システムより不整合通知を行い、計画の修正・再提出を求めます。 ・計画内不整合の場合、計画提出エラー(不受理)となります。 ・計画間不整合の場合、計画は不整合のまま受理されます。(広域機関システムでは、整合性を確保するための計画値の書き換えは行いません。) 詳細は記載要領の「5.計画の整合性確認について」をご参照ください。
2-58	計画提出共通 (提出エラー・計画不整合)	当社が販売計画の全コマをゼロで提出し、取引先が当社との調達計画を記載しなかった場合、計画間不整合となるのか。	計画値が全コマゼロの場合は、当該計画の取引先が計画を提出していても不整合となりません。
2-59	計画提出共通 (その他)	一度提出した計画を修正してほぼ同時に再提出したが、修正内容が反映されなかった。理由と対処方法を教えて欲しい。	システム処理を並列で実施しているため、計画をほぼ同時に提出された場合には、先に提出した計画が最新版として反映されることがあります。同一ファイル名で変更した計画を提出する際は間隔をあけて計画提出を実施いただようお願いいたします。
2-60	翌日・当日計画 (計画不整合)	計画不整合のよくある事例と改善例を教えてください。	以下の資料をご参照ください。 ・計画不整合のよくある事例・改善例について https://www.occto.or.jp/news/occtosystem2_oshirase_2016_170117_jirei_kaizenrei.html ・記載要領 5.3 (翌日)計画値同時同量計画のよくある入力間違い
3-1	年間・月間・週間・翌々日計画	年間・月間・週間・翌々日計画において、エリア間取引は翌日計画と同様に前日スポット市場取引として記載して良いか。	・年間・月間・週間計画におけるエリア間取引分については、特定契約などを元に、エリア外の取引先コード・取引量を記載してください。 ・翌々日計画におけるエリア間取引分については、スポット約定想定量として、取引先コード「JSPT3」で入力してください。なお、調達計画の取引先名「相対契約分」に計上してください。

	年間・月間・週間・翌々日計画	年間・月間・週間・翌々日計画の調達計画に、前日スポット市場取引、1時間前市場取引で約定する分を入力する必要があるのか。	確実に供給力として見込めるものを記載していただく必要がありますので、前日スポット市場取引(取引先コード:JSPT3)、1時間前市場取引(取引先コード:J1HR3)は翌日・当日計画以外には記載できません。ただし、先渡市場やベースロード市場の取引約定分は前日スポット市場取引(取引先コード:JSPT3)に記載できます。また、翌々日計画については、前日スポット約定想定量(取引先コード:JSPT3)として記載する必要があります。 なお、週間の発電販売計画においては、前日スポット市場の約定見込み量(取引先コード:GSSS+エリアコードの下1桁)を記載する必要があります。 詳細は以下の説明会資料をご参照ください。 ・2024年度以降の翌々日計画に関する事業者説明会資料 https://www.occto.or.jp/news/occtosystem2_oshirase_2023_230428_oshirase.html ・2022年度以降の週間発電販売計画への前日スポット約定想定量織込みについて https://www.occto.or.jp/news/occtosystem2_oshirase_2021_220111_syukanhatsuden.html									
3-2												
4-1	年間・月間計画	年間・月間計画において、前日スポット市場約定予定分については、ゼロとして提出するのか。	未約定の前日スポット市場取引分については、ゼロにてご提出ください。									
4-2	年間・月間計画	年間・月間計画において、前日スポット市場及び1時間前市場取引は記載できないとあるが、取引先コードは記載し、計画値はゼロ(もしくはブランク)とすることは可能か。	「取引先コードを記載し、計画値をゼロ(もしくはブランク)」での提出は可能です。									
4-3	年間・月間計画	年間・月間計画において、調達計画に前日スポット市場・1時間前市場入札分を設定しないと「調達過不足」がマイナスになるが問題ないのか。	年間・月間計画では、調達過不足がマイナスとなることはありません。但し、翌日計画以降においては、当機関の送配電等業務指針第138条(託送供給契約者による計画の提出)第3項で規定している通り、原則として一致するようにして頂く必要があります。									
4-4	年間・月間計画	年間・月間計画において、需要が最大となる時間で調達が最大とならない場合があるが、これに対して不整合は発生するのか。	年間・月間の需要調達計画については、需要の最大・最小の時刻にあわせて調達計画等を記入します。よって、需要の最大値の時刻に調達が最大とならない場合があり、その事象による不整合は発生しません。									
5-1	月間計画	月間計画の提出期限は、締切日(毎月1日)の翌月、翌々月の計画値を提出するということでしょうか。 例) ・2016/5/1締切りの月間計画値の対象月:2016/6、2016/7 ・2016/6/1締切りの月間計画値の対象月:2016/7、2016/8	左記の例の通りです。 (参考)各種計画に関する提出・公表スケジュールおよび休日相当として扱う日について https://www.occto.or.jp/various/occtosystem/kisaiyouryou/plans_schedule.html									
5-2	月間計画	月間計画を入力支援ツールで作成したところ、月毎に第1週から第6週まで計画を入力することになっている。 (例)第1週の始まりは1日を含む土曜始まりと考えて良いか。 例:4月30日(土)、5月1日(日)・・・の場合、5月1日からが第1週か。 (2)5月31日(火)が第5週となる場合、第6週の計画には何を記入すれば良いか。	(1)1週間の単位は土曜日～金曜日です。左記の例では、5月の第1週は5月1日(日)～5月6日(金)です。 (2)左記の例のように第6週が存在しない週の計画は空欄で提出ください。また、週によっては平日のみや休日のみの場合がありますが、この場合も該当のもの以外は空欄でご提出ください。なお、入力支援ツールにカレンダー取込機能を追加しており、カレンダー取込を実施していたければ、入力不要の週について色が変わりますので、ご利用ください。 (参考)記載要領 1.1.4.時間断面「補足事項」									
5-3	月間計画	翌月はA社、翌々月はB社と取引する予定である場合、月間計画はどのように記載すればよいのか。	・A社は、翌月分の計画値を記載し、翌々月分の計画値はブランク(空白)としてください。 ・B社は、翌月分の計画値はブランク(空白)とし、翌々月分の計画値を記載してください。									
6-1	週間計画	7月1日から新たに調達を始める相対契約がある。週間の需要調達計画で、この相対契約を6月30日まではブランク(空白)、7月1日からは値を入れて提出したところ、計画内データ異常の通知が届き不受理となった。どうすれば良いのか。	週間の需要調達計画で、6月30日までブランク(空白)、7月1日から値を入れて提出が可能です。他の理由で「計画内データ異常」となったと思われるので、xmlファイル等が正しいかご確認ください。 (参考)データ項目異常・計画内データ異常についてのチェック内容追加 https://www.occto.or.jp/news/occtosystem2_oshirase_2016_170328_check_tsuika.html									
6-2	週間計画	週間計画における広域機関が指定する2点の時刻について、土曜日が祝日の場合は、土曜日と祝日どちらの指定時刻を入力すれば良いか。	土曜日が祝日の場合は、「日曜・祝日」として扱ってください。 なお、「平日」、「土曜日」、「日曜日・祝日」は、下記参考資料を確認ください。同スケジュールの「休日相当として扱う日」は「日曜日・祝日」として扱ってください。 (参考)各種計画に関する提出・公表スケジュールおよび休日相当として扱う日について https://www.occto.or.jp/various/occtosystem/kisaiyouryou/plans_schedule.html									
7-1	翌日・当日計画	翌日計画、当日計画の違いは何か。	翌日計画・・・受給日前日12時までに提出する計画 当日計画・・・受給日前日17時からゲートクローズ(※)までに提出する計画 (※)当日の計画提出期限(30分ごとの実需給の開始時刻の1時間前) それぞれの計画を提出できる時間帯は以下の通りです。 <table><tr><td>前日12時 ▽</td><td>前日17時 ▽</td><td>ゲートクローズ ▽</td></tr><tr><td>翌日計画を 提出できます</td><td>提出できません</td><td>当日計画を 提出できます</td></tr><tr><td></td><td></td><td>提出できません</td></tr></table>	前日12時 ▽	前日17時 ▽	ゲートクローズ ▽	翌日計画を 提出できます	提出できません	当日計画を 提出できます			提出できません
前日12時 ▽	前日17時 ▽	ゲートクローズ ▽										
翌日計画を 提出できます	提出できません	当日計画を 提出できます										
		提出できません										
7-2	翌日・当日計画	翌日計画を前日12時までに提出できなかった。	前日17時以降に当日計画として提出してください。									
7-3	翌日・当日計画	当日計画を提出した際に、該当コマの「変有」タグを入れ忘れたが問題ないか。	問題ありません。変更フラグは、事業者様でどこを変更したかを管理できるよう設定しています。ご自由に活用してください。									
7-4	翌日・当日計画	ゲートクローズ後のコマの計画値を修正することは可能か。	ゲートクローズ後のコマは修正できません。									
7-5	翌日・当日計画	誤って違う取引先に数値を記入してしまった。削除したい。	登録済の計画は削除ができません。 誤って記入した取引先の計画値に0(ゼロ)を入力して再提出してください。									
7-6	翌日・当日計画	前日スポット市場への販売について、通常取引分と特定紐付コード記載分(自己託送に関わるエリア間取引)に分けても問題ないか。	前日スポット市場取引に関し、取引先コードJSPT3を複数に分けても(例:特定紐付コード有り・無し)問題ありません。									
7-7	翌日・当日計画	(翌日)発電販売計画に「優先順位」、「プロラタ」の入力欄があるが、これらは何か。	「優先順位」は、各社の託送供給等約款に記載される「受電地点の電力量の計量値の仕訳に係る順位」のことです。 優先順位が同じ値の場合に、同一優先順位として計画値按分(プロラタ)処理を行います。この際、端数の処理について指定する順位のことを「プロラタ」といいます。 (参考)記載要領 1.1.7.発電計画(内訳) 例:51kWhの発電計画があり、AとBの事業者が共に優先順位1で計画値25kWh、プロラタはAが1、Bが2の場合、Aは26kWh、Bは25kWhと処理される。									
7-8	翌日・当日計画	翌日計画に記載する申込番号は何を記載すればよいのか。	・地域間連系線を利用しないで調達する場合 xx999999999999(13桁)(xxはエリアコード※) (例:関西電力エリア内取引なら、06999999999999) ・JEPX市場から調達する場合(前日スポット市場取引、1時間前市場取引共通) W510099999999(13桁) ※エリアコードは以下の通り。凡例「エリアコード:エリア名」「01:北海道」、「02:東北」、「03:東京」、「04:中部」、「05:北陸」、「06:関西」、「07:中国」、「08:四国」、「09:九州」、「10:沖縄」									
7-9	翌日・当日計画	需要調達計画では小売電気事業者を複数記載可能だが、翌日の需要調達計画では複数の小売電気事業者の合計が必要BGの計画と一致しなければならないか。	一致しなければなりません。									
7-10	翌日・当日計画	翌日計画から変更が無い場合でも、当日計画の提出は必要か。	不要です。									
7-11	翌日・当日計画	当日計画のフォーマットは翌日計画と同じか。	当日計画は翌日計画と同じフォーマットです。									
7-12	翌日・当日計画	翌日計画を提出したら「計画提出可能期間外」のメールが届き、計画提出が間に合わなかった。どうしたら良いか。	前日17時以降に当日計画として提出してください。									
7-13	翌日・当日計画	翌日計画提出時は調達過不足＝ゼロであっても、その後、発電トラブルで調達計画が減る場合は、調達不足となる計画変更を行うことになるのか。調達計画の通告変更をしないとインバランスを被るのか。	発電トラブルが発生すれば発電契約者は発電計画を下げますが、販売計画を変更するかどうか(取引先の調達計画を変更してもらうか)は、取引関係の事業者間での契約等によります。計画値同時同量制度では発電側と需要側それぞれが計画値に対する責任を負うものであり、発電トラブルで発電契約者は発電計画を下げますが、別の供給力を確保できれば販売計画を変更する必要がなく、取引先となる小売電気事業者の調達計画も変更不要となります。 なお、エリア間取引の場合、発電トラブルによる供給力の減少分は、発電販売計画提出者による代替調度を原則としております。									
7-14	翌日・当日計画 (出力抑制)	一般送配電事業者により優先給電ルールに基づく出力抑制が実施された場合、抑制後の発電計画に変更した発電販売計画を再提出する必要があるか。	一般送配電事業者が調整力としてあらかじめ確保していない発電設備が、優先給電ルールに基づく出力抑制が実施された場合、発電販売計画の修正、再提出は不要です。									
7-15	翌日・当日計画 (出力抑制)	一般送配電事業者が調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等について、優先給電ルールに基づく出力抑制が実施された場合、抑制後の発電計画に変更した発電販売計画を再提出する必要があるか。	本ケースの場合、発電販売計画の修正、再提出は不要です。 なお、一般送配電事業者が調整力としてあらかじめ確保する発電設備等に関する取扱いについては、需給調整市場に関する契約及び余力活用に関する契約に基づきますので、ご契約内容をご確認いただき、ご不明な点はご契約エリアの一般送配電事業者へお問い合わせください。									
7-16	翌日・当日計画 (需要抑制計画)	抑制指令がない場合、需要抑制計画のベースラインはゼロで提出しても良いか。	抑制指令がない(需要抑制計画BG計の抑制計画値抑制BG計がゼロ)場合は、ベースラインをゼロとすることを許容します。 (参考)需要抑制計画等受領業務ビジネスプロトコル標準規格 記載要領 1.1.6.需要抑制計画BG計「注意事項」 https://www.occto.or.jp/various/occtosystem/kisaiyouryou/index.html									
8-1	FIT特例①	FIT送配1(太陽光・風力)の電源についても月間・年間計画は必要なのか。天候予測が難しく発電計画の作成が困難である。	一般送配電事業者と発電量調整供給契約を締結している場合、送配電等業務指針第139条に基づき、各種計画の提出が必要になります。太陽光・風力発電所の場合、計画作成においては、記載要領の3.3.2 年間、月間、週間計画 をご確認ください。									

8-2	FIT特例①	FIT特例①作成用の計画に発電計画値を記載する場合、上限、下限には何を入力すれば良いのか。	◆年間・月間・週間計画 記載要領「3.3.2.年間、月間、週間計画」をご確認ください。 太陽光・風力については年間・月間計画と週間計画で内容が変わります。 ◆翌日計画 記載要領「3.3.3.翌日計画(前々日～前日に実施)」をご確認ください。
8-3	FIT特例①	FIT特例①計画の土・日・月曜日分を木曜日に提出した場合、日・月曜日分も受付けていただき、金曜日の12時まで土・日・月曜日分を翌日計画として提出可能か。	ステータス1は2年度分を事前に作成・登録が可能です。ステータス2は毎日(「前々日16時と前日6時」)、一般送配電事業者から一括入力値が入ったものが返ってきます。このため、ステータス3は毎日(前日6時以降、前日12時まで(に)、提出する必要があります。
8-4	FIT特例①	年間、月間、週間計画にも、「(翌日FIT)発電販売計画」のようなFIT用の入力支援ツールがあるのか。	年間、月間、週間計画では、ステータス管理は行いませんので、FIT用の入力支援ツールはありません。通常の(FIT特例①)以外の発電所と同じ入力支援ツールを利用してください。
8-5	FIT特例①	FIT特例①の自然変動電源と卒FIT電源について、「(翌日FIT)発電販売計画」を利用して一括して計画提出したいが、問題ないか。	「(翌日FIT)発電販売計画」にはFIT特例①以外の発電BGの計画を記載しないでください。詳細はNo.29-21をご参照ください。
8-6	FIT特例①	翌日FIT発電販売計画において、通常の発電販売計画と同様、同一取引先を複数列に記載することは可能か。	翌日FIT発電販売計画については、同一取引先を複数の列に記載するとエラーとなりますのでご注意ください。
8-7	FIT特例①	仮にステータス1の提出が間に合わない場合や失念した場合、どういった流れになるのか？広域機関から連絡はあるのか。	当機関からの連絡はありませんので、必ず期限までに提出ください。ステータス1のファイルは、2年度分を事前に作成・登録ができますので、忘れずにご提出ください。また間に合わなかった場合は、前々日16時以降、前日12時までであれば、一般送配電事業者は計画を受け付けますので、ステータス1をご提出ください。なお、発電BG等が変更になりましたら、提出し直しが必要です。
8-8	FIT特例①	記載要領「4.2(翌日FIT)計画値同時同量計画の記載例」では「太陽光(全量買取)」の発電計画はゼロとなっているが、発電計画値の合計がステータス2のBG合計と合致すれば、数値を入力しても良いか。	問題ありません。記載例の各エリア(ステータス3)における【発電計画、発電上限、発電下限、優先順位】の説明をご確認ください。
8-9	FIT特例①	一般送配電事業者からのステータス2の入力値には「全量買取の太陽光発電」の想定値も入っている認識で良いか。	ご認識の通りです。
8-10	FIT特例①	記載要領「4.1 計画値同時同量計画 記載例③」の発電計画(例えば12:00-12:30で2,000kWh)と④の調達計画(例えば12:00-12:30で2,600kWh)が整合していないが、数値の差分はどこに由来するのか。	記載例③はステータス1時点であり、FIT特例①の太陽光が未入力の状態です。一方、記載例④はステータス3時点であり、FIT特例①の太陽光が入力された状態です。
8-11	FIT特例①	記載要領「4.1 計画値同時同量計画 記載例③」では翌日FIT分の計画に販売計画が記載されていない。需要計画との紐付けはどうなっているのか。	入力例では、FIT特例①を入力する発電販売計画はステータス1時点であり、販売計画を入力するステータス3の手前となるため、需要調達計画との紐づけがない形に見えているものです。
8-12	FIT特例①	(翌日FIT)発電販売計画について、エリアの発電計画の内訳に記入する発電所は個別の発電所ではなく、集約した発電所をひとつだけ記入するのか。	沖縄エリア以外は、集約・計画入力コードだけでなく、個別の発電地点の入力が必要です。記載要領4.2に「(翌日FIT)計画値同時同量計画の記載例」を掲載しておりますので、こちらもご確認ください。
8-13	FIT特例① (部分買取)	(1) 一般送配電事業者から送られてくる一括の発電計画を、どのように按分するのか。 (2) 部分買取者の発電計画の合計値が、その発電所の発電計画と一致させるにはどうしたら良いか。 (3) 小売電気事業者は仕訳情報を入力するとあるが、具体的にどのようなことを行えばよいのか。	(1) 部分買取りの場合は、設備容量などによる按分ではなく、部分買取りの仕訳情報を入力します。一般送配電事業者が入力した一括入力値は、部分買取り発電所の発電計画を差し引いた値に変更します。 (2) FIT特例①では、発電BG毎に一般送配電事業者から配分される計画値となっていれば、部分買取者の発電計画の合計値がその発電所の発電計画(発電量予測)と一致させなくても構いません。なお、部分買取り発電所の仕訳情報は正しく入力することが必要です。 (3) これまでと同じ「優先順位」「プロラタ」により仕訳情報を入力します。 (参考) 記載要領 3.特例発電BG(FIT特例①)の計画作成方法
8-14	FIT特例① (部分買取)	記載要領「3.特例発電BG(FIT特例①)の計画作成方法」において、発電BGを構成する発電所が全て長方形の部分買取の場合、送配電入力(一括)と一致しないことになるのか。	FIT特例①を適用する場合は、BG合計値は一般送配電事業者による一括入力値(太陽光の場合は一般的に山型)と一致させていただく必要があります。全て部分買取の場合は、Σ(個別の計画値)≠BG計＝一般送配電事業者による一括入力値となりますのでご注意ください。(想定を行う一般送配電事業者や部分買取の相手先となる事業者にご相談ください。) (参考) FIT特例制度を適用する場合の計画値同時同量制度について https://www.occto.or.jp/various/octocsystem/kisaiyouyou/index.html
8-15	FIT特例① (部分買取)	計画に対して発電実績が上ぶれた場合(余剰が発生した場合)、小売電気事業者が買取する量は計画量か、発電実績量か。 また、FIT特例①を選んだ場合と②を選んだ場合で、買取量やインバランス価格は異なってくるのか。	・FIT特例①②ともに、小売電気事業者が買い取る量は従来通り発電実績量になります(部分買取の場合は優先順位の設定に基づき実績値が配分)。FIT特例①の場合は実績に基づくインバランスが回避可能費用単価で精算されますが、FIT特例②はインバランス単価で精算されます。 ・詳しくは、第10回制度設計WGの資料6-2の第3章及び「小売全面自由化に伴う再エネ特措法施工規則等の改正に関する説明会」の資料をご確認ください。 https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/kihon/seisaku/denryoku_system/seido_sekai/pdf/010_06_02.pdf
8-16	FIT特例① (FIT送配電買取)	FIT特例①におけるFIT送配買取1の計画提出について、 (1) 発電所マスタの「電源種別」欄は「FIT送配1」を選択するのか。 (2) FIT小売買取1とは別のFIT送配買取1用の発電BGを準備するのか。 (3) 発電販売計画には一般送配電事業者への販売計画を、需要調達計画には一般送配電事業者からの調達計画を記載するのか。	(1)、(2)については、ご認識の通りです。 (3)については、これまでのFIT小売買取1と同じです。発電販売計画には小売電気事業者への販売計画を、需要調達計画には発電契約者からの調達計画を記載してください。また、計画の作成方法(ステータス1～3など)もFIT小売買取1と同じです。 記載要領「3. 特例発電BG(FIT特例①)の計画作成方法」, 「FIT特例制度に関する広域機関システム マスタ申請について(送配電買取/小売買取)」も併せてご確認ください。
8-17	FIT特例① (提出状況の確認)	FIT特例①のステータス1のファイルをアップロードしたが、「計画受付/結果通知一覧」画面に表示されない。	「(翌日FIT)発電販売計画」は小売電気事業者と一般送配電事業者の双方が計画を入力するため、登録状態(ステータス)を管理する必要がある。「FIT計画登録一覧画面」に表示されます。なお、ステータス3が正しく登録されると、自動で翌日発電販売計画が提出され、「計画受付/結果通知一覧」画面に「(翌日)発電販売計画」が表示されます。
8-18	FIT特例① (ステータス1の先行登録)	記載要領「3.3.1 注意事項」に「ステータス1のファイルは、2年度分を事前に作成・登録が可能です」とあるが、年度分を事前に一括登録する方法はあるか。「(翌日FIT)発電販売計画」を1つずつ(1日ずつ)ファイル作成してアップロードしないといけないのか。	年度分を一括登録する方法はありません。事前に作成・登録する場合も、1つずつファイル作成してアップロードしてください。
8-19	FIT特例① (提出エラー)	ステータス2の登録値が発電所の契約電力を超過している。	代表させる系統コードとして発電所マスタの変更申請をされている場合(この場合、同時最大受電電力が「999,999,999」となっています。)は問題ありません。この変更申請をされていない場合は、設備容量などの方法で他発電所と按分してください。
8-20	FIT特例① (提出エラー)	ステータス2の太陽光の計画値が全てblank(空白)となっている。	ステータス2において、一般送配電事業者は、一番左の系統コードに特例発電BG合計の配分値(一括入力値)を入力します。小売電気事業者は、ステータス3では、記載要領「4.2(翌日FIT)計画値同時同量計画の記載例」を参照してblank(空白)となっている計画値を埋めてください。
8-21	FIT特例① (提出エラー)	ステータス3で「小売事業者再確認/更新待ち」となったが計画は提出できているのか。	計画は受け付けられていません。計画を修正して再提出してください。 (翌日FIT)発電販売計画ではシステム上で計画の登録日時を管理することで、「システム登録済みの最新計画を取得し更新したか」をチェックしています。システム登録済みの最新計画と異なる計画登録日時を付与された計画をアップロードすると「小売再確認/更新待ち」のエラーとなります。 <修正方法> 1.広域機関システム FIT計画登録一覧より、対象の計画を選択しXMLファイルをダウンロード 2ダウンロードしたファイルを入力支援ツールの計画値XML読込にて取込 3.必要により計画を修正 4.入力支援ツールの計画値XML出力にてXMLファイルを再度作成 5.作成したXMLファイルをzip化し再度アップロード 6.受付ステータスが「計画提出済み」となったことを確認 ※発電計画等受領業務ビジネスプロトコル標準規格(計画値同時同量編)記載要領「6.2.2.(翌日FIT)発電販売計画の受付ステータス」をご確認ください。
8-22	FIT特例① (提出エラー)	ステータス3の時点で分割番号が変わっても問題ないか。	分割番号はステータス1～3で変えないでください。
8-23	FIT特例① (提出エラー)	ステータス3を登録する際、誤ってステータス1を登録してしまった。	(翌日FIT)発電販売計画のステータスは1⇒2⇒3と段階的に進める必要があります。ステータス3に進めるには、ステータス2がシステム登録されていることが必須条件であるため、ステータス1⇒ステータス3のような登録はできません。ステータス2の再作成が必要な場合は、個別に一般送配電事業者に依頼してください。一般送配電事業者がステータス2に進めたことを確認し、ステータス3を登録してください。
9-1	FIT特例①運用変更 (前日6時再通知)	前々日16時～前日6時は、ステータス3提出禁止時間帯となっているが、小売電気事業者が誤って提出した場合はどうなるのか。	広域機関システムは、ステータス3提出禁止時間帯においても、計画を受け付けます。その際、前々日16時のステータス2のデータで受け付けます。 詳細は「FITインバランス特例制度1の運用方法の変更について」をご参考ください。 https://www.occto.or.jp/news/oshirase.sonotaoshirase.2019.191129.fitinbaransu_setsumeikaikaisai.html
9-2	FIT特例①運用変更 (前日6時再通知)	ステータス2の再通知が、一般送配電事業者から前日6時になっても登録されない場合、小売電気事業者の計画提出の対応はどうすればよいのか。	一般送配電事業者のシステムトラブル等で、前日6時を過ぎてもステータス2の再通知が登録されない場合、小売電気事業者の作業時間確保のため、前々日16時のステータス2の発電計画値でステータス3を提出してください。また、一般送配電事業者は、ステータス2の再通知が行われないまま前日6時を過ぎてもステータス3を提出した場合、小売電気事業者の作業中にステータス2の計画値の変更を防止する観点から、再通知をしないことにしています。詳細は「FITインバランス特例制度1の運用方法の変更について」をご参考ください。 https://www.occto.or.jp/news/oshirase.sonotaoshirase.2019.191129.fitinbaransu_setsumeikaikaisai.html
9-3	FIT特例①運用変更 (前日6時再通知)	小売電気事業者がシステムトラブル等で、前日6時のステータス2の再通知を取得できなかった場合の対応はどうすればよいのか。	広域機関システムでは、前日6時再通知のシステム登録日時を保持しているため、その時刻後の日時に更新されたステータス3を提出しなければシステムエラーとなります。したがって、小売電気事業者の都合で前日6時のステータス2が取得できなかった場合は、エリアの一般送配電事業者にお問い合わせの上、ステータス3を提出してください。

9-4	FIT特例①運用変更 (前日6時再通知)	前々日16時のステータス2と、前日6時のステータス2とでは、画面上の表示などでの認識はできるのか。また、前日6時のステータス2の再通知を複数回行うことはあるか。	上書きなので、ファイル名は変わりません。再通知ファイルかどうかは、ファイルのシステム登録日時で判断していただくことになります。また、基本的には、ステータス2の再通知を2回以上行うことはありません。
9-5	FIT特例①運用変更 (前日6時再通知)	一般送配電事業者が変更した2回目のステータス2の値が桁違いなど明らかに誤っていた場合、どう対応すればよいのか。	誤っていた場合には一般送配電事業者にお問い合わせの上、対応を協議するようにしてください。
9-6	FIT特例①運用変更 (水力、地熱、バイオマスの変更)	小売電気事業者は、水力、地熱、バイオマスの計画変更をするために、前日2時までにはステータス1(2回目)を提出したにも関わらず、前日6時に降にステータス2(2回目)が取得できない場合は、どうしたらよいのか。	一般送配電事業者が2回目のステータス2を提出する必要があるため、エリアの一般送配電事業者へ連絡して、2回目のステータス2の提出を依頼してください。
9-7	FIT特例①運用変更 (水力、地熱、バイオマスの変更)	水力、地熱、バイオマスの変更を、前日2時に降にしたい場合の対応はどうか。	インバランスの削減という目的では、前日2時に降の対応は基本的には行いません。しかし、明らかにデータの桁数を間違えたなどの場合は、変更される時刻にもよりますが、エリアの一般送配電事業者に対応可能かどうかを確認し、対処してください。
9-8	FIT特例①運用変更 (水力、地熱、バイオマスの変更)	前日2時までの水力、地熱、バイオマスの計画変更時に、ステータス1を再提出するが、それまでに使用していたタイムスタンプは破棄となるのか。 また、現状1つのファイルにFIT特例①の自然変動電源分及び非変動電源分を記入し計画提出しているが、前日2時までに非変動電源の計画変更を実施する場合、自然変動電源分のステータスはどのようになるのか。	前日2時までにステータス1を見直して提出する場合は、タイムスタンプは引き継ぎません。 新規にステータス1を作成し、再提出してください。 自然変動電源分も計画に載せて前日2時に提出することは可能です。その場合、自然変動電源分のステータスは「2→1」へ変更されますのでご注意ください。 前々日12時ステータス1→前々日16時ステータス2→(これまでのタイムスタンプは破棄して新規に)前日2時ステータス1→前日6時再通知ステータス2
9-9	FIT特例①運用変更 (ステータス3、太陽光、風力の控除)	太陽光、風力の売れ残り量は、太陽光もしくは風力いずれのBG計から控除するべきなのか。 また、控除量を太陽光、風力の個々の発電所に按分する必要があるのか。	小売電気事業者の任意でかまいません。太陽光、風力のいずれでもかまいませんし、按分する必要はございません。
9-10	FIT特例①運用変更 (ステータス3、太陽光、風力の控除)	FIT特例①の太陽光、風力とFIT特例①の水力、地熱、バイオマスが同じ0.01円/kWhで部分約定した場合、売れ残り量の控除対象は、FIT特例①の太陽光、風力が対象か。	ご認識の通りです。
9-11	FIT特例①運用変更 (ステータス3、太陽光、風力の控除)	自社需要を上回るFIT特例①の太陽光、風力の発電計画を0.01円/kWhで入札するのは強制なのか。また、0.01円/kWhで入札しているかどうかを取り締まることになるのか。	太陽光、風力といった発電量をコントロールできない自然変動電源の限界費用は0.01円/kWhで入札することが整理されています。 詳細は「電力・ガス取引監視等委員会」の「第35回制度設計専門会合」資料7をご参考ください。 https://www.egc.meti.go.jp/activity/emsc_system/035_haifu.html
9-12	FIT特例①運用変更 (ステータス3、太陽光、風力の控除)	自社需要を上回るFIT特例①の太陽光、風力の発電計画を0.01円/kWhで入札するのは、九州等の再エネ出力抑制が発生しているエリアだけでなく、全エリア対象ということではないか。	沖縄を除く、全エリアが対象です。発電量をコントロールできない電気の限界費用は0.01円/kWhで入札することが整理されています。 詳細は「電力・ガス取引監視等委員会」の「第35回制度設計専門会合」資料7をご参考ください。 https://www.egc.meti.go.jp/activity/emsc_system/035_haifu.html 沖縄エリアは前日スポット市場取引がないため、自社需要を上回るFIT特例①の太陽光、風力の発電計画値は控除してください。
9-13	FIT特例①運用変更 (ステータス3、太陽光、風力の控除)	他の小売電気事業者との間で買取契約をしている場合は市場に売る必要はないか。	他社に売る契約がある場合は、自社需要の範囲であるため、問題ありません。
9-14	FIT特例①運用変更 (ステータス3、太陽光、風力の控除)	代表契約者として需要調達計画を提出しているが、需要バランシンググループに所属する他の小売電気事業者はFIT特例①の自然変動電源の発電計画の提出を行っている。当該小売電気事業者はJEPXの非会員であり、全量を需要バランシンググループに販売している。 前日スポット市場でバランシンググループ全体の余剰電力を入札し、売れ残りが発生した場合に、当該小売電気事業者の発電販売計画について、売れ残り量をFIT特例①の自然変動電源の発電計画から控除する形で計画を再提出する必要があるのか。	FIT特例①発電事業者(非JEPX会員)は全量電力卸売りを実施しており、発電販売計画について、前日スポット市場売れ残り分の修正は行いません。売れ残った際には1時間前市場等で代表契約者が対応し、同時同量を達成する必要があります。
9-15	FIT特例①運用変更 (ステータス3、太陽光、風力の控除)	太陽光、風力と火力等電源の発電計画の全量を需要調達計画へ充当したうえで、需要BGが前日スポット市場へ入札するケースにおいて、部分約定した場合、どの電源が余ったかというのは、小売電気事業者が判断するののか。	余剰分が太陽光、風力なのか火力等電源なのかの判断は小売電気事業者の判断となります。 自社需要を超える太陽光、風力の余剰分を0.01円/kWhで売り入札した結果、売れ残った量については発電計画からの控除対象のため、太陽光、風力から控除してください。 自社需要を超える火力等電源の余剰分を任意の価格で売り入札した結果、売れ残った量については発電計画からの控除対象外となるため、GCまでに計画内不一致を解消する必要があります。
9-16	FIT特例①運用変更 (ステータス3、太陽光、風力の控除)	広域機関は、売れ残り量や控除量の妥当性を後日チェックする可能性はあるのか。	当機関のみならず、電力・ガス取引監視等委員会や資源エネルギー庁など、関係機関が連携して監視し、繰り返し違反している場合は、注意喚起していくこととなります。
9-17	FIT特例①運用変更 (ステータス3、太陽光、風力の控除)	FIT特例①太陽光、風力の売れ残り量が、取引所の最低取引単位では全量控除できないと思うが、売り入札量の端数の丸め処理は小売電気事業者の判断でよいのか。	小売電気事業者の判断となります。
9-18	FIT特例①運用変更 (ステータス3、太陽光、風力の控除)	太陽光、風力が自社需要の範囲内であれば、0.01円/kWhで前日スポット市場へ入札する必要はなく、自社需要を超える太陽光、風力の部分は、0.01円/kWhで前日スポット市場へ入札しなければならないということ	自社需要の範囲内であれば、0.01円/kWhでなくても構いません。自社需要を超える太陽光、風力の部分は、0.01円/kWhで入札するとともに、約定しなかった場合の控除も太陽光、風力のみとなります。
9-19	FIT特例①運用変更 (ステータス3、太陽光、風力の控除)	これまでは、ステータス2で一般送配電事業者より配分された計画値と、ステータス3で提出する計画値が違っていると計画提出エラーになる認識だったが、ステータス3提出時に売れ残り量を控除した場合、ステータス2とステータス3で違った計画値になってしまうが、計画を受け付けるのか。	運用変更に伴い、2020年3月31日からステータス2とステータス3の値不一致に関するエラーは検出されないようにしています。しかし、タイムスタンプに関するエラーは依然として検出するため最新のステータス2を使用してご提出ください。
10-1	FIT特例②	FIT特例②電源は「(翌日)発電販売計画」と「(翌日FIT)発電販売計画」のどちらを使用するのか。	「(翌日FIT)発電販売計画」はFIT特例①電源が含まれる場合に使用します。FIT特例①電源を保有せず、FIT特例②電源とFIT特例以外の電源の場合は、通常の「(翌日)発電販売計画」で計画を作成、ご提出ください。
10-2	FIT特例②	FIT特例②電源の場合、翌日計画では発電上限、下限には何を入力すれば良いのでしょうか。	考え方はFIT特例①と同じです。
10-3	発電計画・発電上限値 (その他)	FIT特例②の水力や地熱発電所の場合、記載要領「発電上限の具体的な考え方」の表に該当するパターンはあるか。	当該表の「パターン⑦」に該当します。なお、当該表の「需給調整市場へ参加」の「一部可」は、需給調整市場へ参加可能な電源が一部あるという意味になります。そのため、需給調整市場へ参加可能な電源および参加不可な電源を含む表現になります。なお、自流水水力で出力調整できない場合は発電上限値と発電計画値は同値になります。
11-1	FIP	FIP電源は、FIP用の発電BGを申請し、発電販売計画を提出する必要があるのか。	FIP電源は、FIP電源以外の一般電源と同様に発電BGを組成可能と認識していますが、BG組成については一般送配電事業者との契約に基づきますので、契約先の一般送配電事業者にご確認ください。 (参考)エネルギー供給強靱化法に盛り込まれた再エネ特措法改正に係る詳細設計 P.14 「柔軟な BG 組成 (FIP と FIP 以外のリソースとの同一 BG 組成)」 https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/saisei_kano/20210226_report.html
11-2	FIP	FIP電源の計画提出は、FIT特例①のように切り分けて発電計画を提出する必要があるか。	FIP電源の計画は切り分ける必要はなく、通常の発電販売計画の提出で問題ありません。 (翌日FIT)発電販売計画(0152)ではなく、(翌日)発電販売計画(0150)を提出してください。
11-3	FIP	FIP電源の場合、発電所マスタの電源種別は「非調整電源」で良いか。	発電所マスタの電源種別については、一般送配電事業者との契約等に合わせて登録いただく必要がありますので、契約エリアの一般送配電事業者へご確認ください。 (参考)マスタ申請・登録に関するよくあるお問い合わせ「よくある主なお問い合わせ(9)」 https://www.octo.or.jp/various/octosystem/master_shinsei_touroku/index.html https://www.octo.or.jp/news/octosystem2_oshirase_2017_170614_tekisei_teishutsu.html
12-1	適正な計画提出	前日スポット市場で予定分を調達できなかった場合において、翌日計画の「需要計画」をいったん減らし「(調達計画)」と一致するように作成し、当日計画で1時間前市場の調達に合わせて需要計画を本来の数値に戻すことで良いか。	翌日計画の提出時点において、需要計画に対し供給力を確保することが原則となりますが、その時点では必要な供給力が調達できず、結果として需要計画と調達計画にずれが生じた場合には、需要計画は予測した値から変えることなく翌日計画を提出していただき、ゲートクローズまでに市場調達の活用などにより供給力を確保した上で、計画内不一致の状態を解消してください。 (参考)適正な計画提出について https://www.octo.or.jp/news/octosystem2_oshirase_2017_170614_tekisei_teishutsu.html
12-2	適正な計画提出	供給力を調達できなかったとき、正しい需要計画と計画内一致のどちらを守るべきか。需要計画を調達計画と一致させて提出してよいのか。	正しい需要計画です。調達状況に応じて需要計画を変更するのではなく、需要計画は当該時点での合理的な予測に基づく需要の想定として提出してください。
12-3	適正な計画提出	供給過不足による計画内不一致の場合、計画内不一致とならないよう、発電計画を販売計画に合わせて提出してよいのか。	※需要を正しく予測し、需要に見合った供給力を確保してください。手順として需要計画を合理的に予測し、その需要に見合う供給力を確保しなければなりません。供給力が確保できないという理由で需要計画を変更してはいけません。 ※需要計画は、送配電等業務指針第138条第2項1号にて「合理的な予測に基づく需要の想定」を記載するものと定められています。一方、計画内の一致については同第3項において「原則として」一致させなければならない」と定められています。
12-4	適正な計画提出	需要計画を調達計画と一致するようシステムを作ったのですぐには対応できない。システム改修まで待ってもらえるのか。	※計画値は販売計画に合わせずに計画している発電量をご記載ください。 ※計画内は原則一致させる必要がありますが、発電計画と販売計画にJEPXの取引単位以下の差異が生じる場合は、やむを得ないものとして取り扱います。 送配電等業務指針139条の第3項において、「原則として、翌日計画以降においては、発電計画と調達計画の合計は販売計画と一致させなければならない」とあるため、(端数分一致のために)市場に限らず相対取引の活用等、原則一致を達成できるよう、適切な対応をお願いいたします。
12-5	適正な計画提出	市場価格が高騰したときも、市場から買わなければならないのか。	需要を合理的に予測し、これに見合った調達を行うことは重要です。システム改修に先立ち、暫定的な対応を検討いただき、速やかに実施してください。 供給力は、常時バックアップ、相対調達、自社電源開発、市場調達など様々な手段で確保することが可能であり、適切に確保してください。

12-6	適正な計画提出	適正な計画提出の注意喚起メールが来たが、対象となる閾値を教えてください。	運用上、暫定的に閾値を設けています。閾値をお伝えすることは、閾値内に抑えることを目標とする事業者が出かねないので、お答えできません。なお、閾値は適宜、見直しを行います。
12-7	適正な計画提出	計画内不一致を出した場合、どのように事業者へ通知されるか。	計画内不一致については、実需給日の概ね2営業日後に注意喚起のメールをお送りします。計画内不整合や計画間不整合のような、広域機関システムの自動チェックによる計画提出時の通知機能はありません。
12-8	適正な計画提出	計画内不一致を数多く発生させることで、指導・勧告が行われるようなことはあるのか。	繰り返し発生させた場合には原因と再発防止策の報告を求め、内容の精査及び状況を確認し、必要場合は業務規程第179条に基づき、指導・勧告などを行うことがあります。
12-9	適正な計画提出	1時間前市場の取引単位(50kWh/コマ)以下の計画内不一致は許容してくれるのか。	計画内は原則一致させる必要がありますが、需要に合わせて調達した結果として需要計画と調達計画に1時間前市場の取引単位以下の差異が生じる場合は、やむを得ないものとして取り扱います。送配電等業務指針第138条第3項において、「原則として、翌日計画以降においては、調達計画と販売計画との差は需要計画と一致させなければならない」とあるので、(端数分一致のために)常時バックアップや相対取引の締結等、原則として需要計画と調達計画が一致するように対応をお願いします。
12-10	欠番		
12-11	適正な計画提出	不自然な需要計画とはどのように判定するのか。	屈曲した需要計画、箱型の需要計画などは明らかに不自然です。また、需要の実績と計画に定常的な乖離や大きな乖離が発生していないかなどを確認いたします。 (参考) 適正な計画提出について https://www.occto.or.jp/news/occtosystem2_oshirase_2017_170614_tekisei_teishutsu.html (参考) 適正な計画提出のためのよくある事例、改善例の掲載について https://www.occto.or.jp/news/occtosystem2_oshirase_2017_170906_tekisei_jirei_kaizenrei.html
12-12	適正な計画提出	計画内不一致を起こさないために調達を行いたい、どのようにすればいいのかわからない。	常時バックアップ、相対調達、自社電源開発、市場調達(前日スポット市場、1時間前市場)などの多様な調達手段を活用してください。
12-13	適正な計画提出	発電トラブル時は、発電計画を修正して提出し直さなければならないのか。発電計画を減少しても追加調達をしないと計画内不一致となってしまうが、夜間は取引が行えない。	発電トラブルにより発電量の変化が見込まれた場合、発電計画の修正が必要となります。不足分については、1時間前市場等をご利用ください。
12-14	翌日・当日計画(計画内不一致)	調達過不足・供給過不足などの計画内不一致や計画間の不整合を解消しないままゲートクローズとなった場合、広域機関システムで計画が整合するように書換を行うのか。	調達過不足・供給過不足などの計画内不一致や計画間の不整合の場合、計画は不一致・不整合のまま受理されます(広域機関システムでは、整合性を確保するための計画値の書き換えは行いません)。なお、計画内不一致や計画間不整合の場合のインバランス精算の取扱いにつきましては、一般送配電事業者が定める託送供給等約款に基づきますので、当該約款をご確認いただき、ご不明な点があればエリアの一般送配電事業者にお問い合わせください。
13-1	経過措置計画	長期計画で登録した値より下げて経過措置計画を提出する場合、計画変更理由の欄には何を記載すればよいのか。	計画変更理由欄には「需給バランス・同時同量変更」を記載してください。
13-2	経過措置計画	経過措置計画の提出期限は対象日の前々日12時となっているが、提出遅れ等があった場合、期限以降に提出する事は可能か。	期限を過ぎた場合は提出できません。経過措置計画が提出されなかった場合、長期計画の登録値が反映されます。
13-3	経過措置計画	経過措置計画の減少通知を受けた結果、端数が生じた場合、卸電力取引所での取引単位と合わないがどのように対応すればよいのか。	経過措置計画減少通知後において50kWh未満の端数が生じる場合、減少後の値を上目にして卸電量取引所取引単位に合わせて取引を実行してください。例えば、経過措置計画減少後＝1,385kWhの場合は1,400kWhで入れを行います。
13-4	経過措置計画	経過措置は2025年度末に適用期間が終了となるが、経過措置計画の様式は2026年度以降も利用されるのか。	経過措置は2025年度末に適用期間が終了し、「経過措置計画」としての利用は終了いたしますが、業務規程 附則(令和2年3月30日)第2条第4項に記載の「特定負担計画」の管理において経過措置計画の様式を利用しています。そのため、記載要領や広域機関システム操作マニュアル等、各種公表資料においては「経過措置計画」に関する記載を残します。
14-1	分割供給通告値	分割供給通告値の記載方法等について確認したい。	分割供給を行う事業者と一般送配電事業者との間の取決め事項になりますので、記載方法等につきましては、一般送配電事業者にお問い合わせください。当機関では、ファイルの形式等のチェックのみ行っており、内容の確認はすべて一般送配電事業者で実施しております。 なお、分割供給通告値について、データ要素については以下(参考1)をご参照下さい。 また、入力支援ツールのダウンロード方法・入力フォーマット等につきましては以下(参考2,3)を参照下さい。 ※参考2,3や入力支援ツールにつきましては、「部分供給」を「分割供給」に読み替えてご利用ください。 (参考1) 発電計画等受領業務ビジネスプロトコル標準規格(計画値同時同量編/Ver.3A) L 3.6 分割供給通告値メッセージ https://www.occto.or.jp/various/occtosystem/kikaku_shiyou/index.html (参考2) 広域機関システム操作マニュアル 計画管理(発電事業者、小売電気事業者等用) L3 入力支援ツールダウンロード https://www.occto.or.jp/various/occtosystem/manual.html (参考3) 広域機関システム操作マニュアル 入力支援ツール(発電計画等) L4 部分供給通告値 https://www.occto.or.jp/various/occtosystem/manual.html
14-2	分割供給通告値	・翌日分割供給通告値以外に月間分割供給通告値も毎月提出するのか。 ・分割供給通告値の説明資料等はないのか。	・分割供給を行う事業者と一般送配電事業者との間の取決め事項になりますので、一般送配電事業者にお問い合わせください。 ・説明資料については、当機関では持ち合わせておりません。 (参考)「広域機関システムに関する事業者向け説明会 資料」のP.64(スライド40) https://www.occto.or.jp/news/oshirase_sonotaoshirase_2015_2015_1028_koiki_system_setsumeikai_02.html
14-3	分割供給通告値	以下はどのように記入するのか。 ・負荷追随分供給者コード、負荷追随分契約識別番号1 ・ベース分供給者コード、ベース分契約識別番号1	記入方法や契約識別番号については、一般送配電事業者にお問合せください。 当機関では、ファイルの形式等のチェックのみ行っており、内容の確認はすべて一般送配電事業者で実施しております。
16-1	ノンファーム	ノンファーム型接続適用に伴う混雑管理について、混雑における出力抑制分の発電計画値の変更は不要か。	ローカルシステムの混雑管理について、調整電源を除くノンファーム型接続適用電源は、ゲートクローズ時点までに一般送配電事業者が混雑予想した内容については発電計画値の変更が必要です。ノンファーム型接続適用に伴う混雑管理に関する説明については、下記ページ下部の資料「システムの接続および利用ルールについて～ノンファーム型接続～」をご確認ください。 https://www.occto.or.jp/grid/business/setsuzoku.html
16-2	ノンファーム	かいせつ電力ネットワーク「系統の接続ルールについて」の「ノンファーム型接続となった電源の扱いについて」の資料 (https://www.occto.or.jp/grid/business/setsuzoku.html) について、FIT特例①の場合、混雑予想の計画への反映は小売電気事業者になるのか。	試行ノンファーム適用のFIT特例①電源については、混雑予想の発電販売計画への反映は不要です。 (参考) 第23回 電力・ガス基本政策小委員会 系統ワーキンググループ 資料3 基幹系統の設備形成の在り方について(P.8) https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/shoene/shin_energy/keito_wg/023.html ※参考資料に記載の詳細に関するお問い合わせは、資源エネルギー庁へお願いいたします。
17-1	蓄電池	蓄電池に関する発電販売計画や需要調達計画等の計画作成・提出方法、マス登録方法等について確認したい。	各種計画の提出は一般送配電事業者と締結した託送供給契約等に基づきますので、蓄電池に関して提出が必要な計画については一般送配電事業者にお問い合わせください。 マスについても提出する計画に合わせて登録をお願いいたします。 (参考) マスタ申請・登録の手引き https://www.occto.or.jp/various/occtosystem/master_shinsei_tourouku/index.html
18-1	融通指示	融通指示は、発電販売計画を構成する全ての発電BG、または代表契約者制度を構成する全ての契約者が受ける可能性があるが、計画はそれぞれ発電量調整契約の発電契約者、託送供給契約の代表契約者からしか提出できない。送電・受電指示を受けた後の計画の修正は、各事業者から提出できるのか。	広域機関システム上、計画提出者(発電量調整契約の発電契約者、託送供給契約の代表契約者)しか提出できません。
18-2	融通指示	販売計画(内訳)と調達計画(内訳)における「広域指示」はどのようなケースで使用するのか。一般送配電事業者より受けたい給電指令は「広域指示あり」にする必要があるのか。	一般送配電事業者からの給電指令は「広域指示あり」には該当しません。 なお、広域指示は、会員の需給状況が悪化した場合に、業務規程第111条に基づき、会員に対して当機関が指示を行ったときに該当します。
18-3	融通指示	融通指示検討開始に伴う受付中止通知「1時間前取引受付中止」のメールを受信した。計画は受付されるのか教えてください。	1時間前市場取引の受付を中止しているものの、広域機関システムの計画受付は可能な状態です。 1時間前市場の約定結果を反映して計画を提出してください。
19-1	計画提出の遅延	何らかのトラブルにより計画提出が遅れた場合はどうなるのか。提出期限の延長はしてもらえるのか。	・発電販売計画等の提出が遅れた場合は、計画未提出の状態となります。翌日計画で計画未提出のまま実需給を迎えるとインバランス精算の対象となる計画値がない状態となりますので、前日17時以降速やかに当日計画を提出する必要があります。 個社の事情で提出期限を延長することはできません。なお、インターネットによるファイルアップロード方式(入力支援ツール)を準備しておりますので、システムトラブル等が発生した場合には、こちらを使ってご提出ください。
20-1	電源との紐づけ	発電販売計画において、FIT電源を含む電気を自社で使用することに加え、他社にも販売している。FIT電源の電気を優先的に自社の小売に充てたいときは、発電BGで区分けすればよい。あるいは、優先順位等の調整により対応できるのか。	計画値同時同量では、これまでの実同時同量と異なり、電源の紐づけがなくなります。(発電販売計画内の発電計画(発電BG、発電所)と販売計画の間に電源の紐づけはありません。) 優先順位は、一般送配電事業者が発電実績を電力買取り間で仕訳けるために用いられるものです。(電力を小売電気事業者間で配分するためのものではありません。)
20-2	電源との紐づけ	地産地消メニューとして、A電源をB県の需要に優先的に消費するために、どのような計画提出を行えばよいのか。	需要調達計画の需要計画には内訳がないこと、小売電気事業者は1エリアで1つの需要調達計画しか出せないことから、B県の需要とそれ以外を分けることはできません。
21-1	近接性評価割引	A発電所に近接性評価割引を適用する場合、需要調達計画の調達計画ではどの様に入力すればよいのか。	近接性評価割引を適用する場合の計画の記載方法につきましては、一般送配電事業者にお問い合わせ下さい。
22-1	混雑処理	混雑処理が発生した場合、広域機関から事業者へ連絡が来るとのことだが、その場合の事業者の連絡先はどこか。現状、登録している電話番号は平日昼間のもので、夜間・休日にもつながる電話番号を登録する方法を教えてください。	混雑処理時は当機関より、広域機関システム「計画管理」>「メールアドレス登録」>「メールアドレス登録」画面で登録されたアドレスにメールにて連絡いたします。混雑処理時の電話連絡はありません。また、夜間用の電話番号登録は設けておりません。

23-1	間接送電権	間接送電権が減少されたが、何か理由があるのか。もっと早く連絡を受けることはできないのか。	間接送電権は連系線の空容量が不足している場合、減少することがあります。 例：間接送電権発行後の連系線作業の追加 減少処理の連絡については、JEPXから実施することになっていますので、当機関から早めに連絡することはできません。
24-1	インバランス精算	インバランス精算について確認したい。 前日スポット市場で予定分を調達できなかった場合において、1時間前市場で約定がなかった時や時間前市場の取引単位(0.1MW、50kWh/30分)以下の計画内不一致のインバランス精算はどのような扱いになる	インバランス精算方法については、一般送配電事業者が公表している託送供給等約款に規定されております。詳細については該当するエリアの一般送配電事業者にお問い合わせください。
24-2	インバランス精算	2社間の調達と販売の計画が不整合(計画間不整合)の場合、双方にて計画修正をしなかった場合どちらの計画が採用されるのか。	計画間不整合の場合は、計画は不整合のまま受付されます(広域機関システムでは、整合性を確保するための計画値の書き換えは行いません)。 なお、計画間不整合の場合のインバランス精算の取扱いにつきましては、一般送配電事業者が定める約款に基づきますので、エリアの一般送配電事業者にお問い合わせください。 (参考) インバランス精算における例外的な計画不整合の取扱い(東京電力パワーグリッドウェブサイト) https://www.tepco.co.jp/pg/consignment/notice/notification/pdf/huseigou.pdf
25-1	作業停止計画	作業停止計画について確認したい。	「作業停止計画マニュアル、記載要領」を参照ください。 https://www.occto.or.jp/variousoctosystem/kisaiyouryou/index.html
25-2	供給計画	供給計画について確認したい。	「供給計画」のページを参照ください。 https://www.occto.or.jp/variousoctosystem/kisaiyouryou/index.html
25-3	容量停止計画	容量停止計画について確認したい。	「容量市場 説明会資料」のページを参照ください。 https://www.occto.or.jp/variousoctosystem/youryou_setsumeikai.html
26-1	系統情報サービス	系統情報サービスの「需給関連情報」>「需要実績参照」>「需要実績(年間、月間、日別)」で公表されている「需要実績」の定義を教えてください。	・需要実績：エリア内の需要実績(＝エリア内の発電実績(送電端※)－揚水動力＋連系線による受電分(当該エリアの受電分－当該エリアからの送電分))
27-1	電気事業廃止に伴う手続き	電気事業を廃止することに伴い、広域機関システム上で必要な手続きを教えてください。	①提出済みの計画がある場合、託送供給契約等の終了日以降の計画をゼロに変更し提出してください。なお、変更期限が過ぎている計画については、変更期限が過ぎた日付の計画を前回提出時の値またはブランク(空白)として、変更期限(No.1-28)に合わせて提出をお願いいたします。 ②各種マスタの削除申請 下記資料を参考に、不要となったマスタの削除申請をしてください。 (参考) マスタ申請・登録の手引き P.29、30 https://www.occto.or.jp/variousoctosystem/master_shinsei_tourou/index.html ③広域機関システムのシステム利用停止申請 各種マスタの削除申請後、下記のURLより「広域機関システム利用申込書」をダウンロードし、申請区分を「システム利用停止」にし、その他の項目を入力うえ、申込方法に記載の宛先に提出してください。 (参考) 広域機関システムの利用申請 https://www.occto.or.jp/variousoctosystem/riyoushinsei/index.html
29-1	翌々日計画(2025年度)	2025年度の翌々日計画の情報区分コードは、翌日計画と同様(0150,0250,0110)の認識でよいか。	ご認識の通りです。
29-2	翌々日計画(2025年度)	翌々日計画の先行提出はいつから可能か。	提出期限前の先行提出は翌年度末分まで可能ですが、締切前に見直しを行い、必要に応じて再提出してください。
29-3	翌々日計画(2025年度)	締切までに計画提出しないと、翌日計画を提出することができないの	計画提出は可能ですが、翌々日計画が提出されていないため、送配電等業務指針に違反することになります。
29-4	翌々日計画(2025年度)	翌々日計画から翌日計画にかけて変更がなければ、翌日計画は提出不要か。	不要です。
29-5	翌々日計画(2025年度)	翌々日計画の提出は、自己託送も対象か。	ご認識の通りです。
29-6	翌々日計画(2025年度)	翌々日計画の提出は分割供給通告値も対象か。	翌々日計画について、分割供給通告値は対象外です。
29-7	翌々日計画(2025年度)	2025年度以降の週間計画に変更はあるか。	2025年度以降の週間計画に変更はありません。
29-8	翌々日計画(2025年度)	スポット約定想定量の記載について、取引先名は任意項目なので、取引先名が空白(ブランク)のJSPT3を記載しても良いか。	取引先名については、2025年度以降「相対契約分」または「調達先未定分」の記載をお願いします。
29-9	翌々日計画(2025年度)	2025年度の翌々日計画においてJSPT3で記載する相対契約分は市場経由での相対取引分という認識でよいか。	ご認識の通りです。
29-10	翌々日計画(2025年度)	2025年度の翌々日計画のJEPX調達の内訳について、自社内のエリア間取引分は相対契約および調達先未定分のどちらの扱いになるか。	自社内取引分は調達先が決まっていますので、相対契約分として記載してください。
29-11	翌々日計画(2025年度)	2025年度の翌々日計画において、ベースロード市場や先渡市場の調達分については相対契約分に計上すればよいか。	ベースロード市場や先渡市場の約定分については、調達が確定していますので相対契約分での記載となります。
29-12	翌々日計画(2025年度)	2025年度以降の翌々日計画の調達計画に記載するスポット約定想定量について、相対契約分、調達先未定分は複数行に分けて記載することは可能か。また、その際に「相対契約分1」「相対契約分2」など、後ろに文字を追加することは可能か。	複数行の記載および文字の追加は可能です。
29-13	翌々日計画(2025年度)	2025年度以降の翌々日計画に記載するスポット約定想定量について、販売需要が自社供給力で満足する場合など、該当がない場合でも計画値をゼロとして記載する必要があるのか。	当該ケースでは、スポット約定想定量の記載は不要です。(当該項目の記載は不要)
29-14	翌々日計画(2025年度)	翌々日計画のJSPT3(相対契約分、調達先未定分)に記載するのは、スポット約定量でよいか。取引先名が未定分とあるため、読み替えて対応することでしょうか。	ご認識の通りです。(翌日計画において、取引先コード「JSPT3」の「取引先名」の変更は不要です)
29-15	翌々日計画(2025年度)	エリア内でJEPXから調達する場合、エリア間の相対契約分と合算して記載すればよいか。	エリア内でJEPXから調達する予定の電力は、調達先が未定ですので、エリア間の相対契約分ではなく、「調達先未定分」への記載となります。
29-16	翌々日計画(2025年度)	2025年度以降について「計画間の整合性チェックについては、翌々日計画では実施しない」と記載があるが、翌々日計画提出後、計画値に変更がなく翌日計画を提出しなかった場合、計画間の整合性チェックは翌々日計画の内容がチェックされる認識でよいか。	ご認識の通りです。
29-17	翌々日計画(2025年度)	エリア間自己託送の場合、翌日計画において通常のスポット取引とエリア間自己託送分(特定託送コード有)で分けて記載しているが、2025年度からの翌々日計画でも同様の対応でよいか。	2025年度からの翌々日計画においても、翌日計画と同様に分けて記載いただき、エリア間自己託送分については特定託送コードの記載をお願いいたします。その場合の取引先名は「相対契約分」としてください。
29-18	翌々日計画(2025年度)	2025年度以降の翌日計画のファイル名について、翌々日計画とは別の分割番号で提出しても問題ないか 例： 翌々日計画提出時：W6_0150_20250401_01_12345_5.xml 翌日計画提出時：W6_0150_20250401_02_12345_5.xml	2025年度以降の翌日計画は翌々日計画を更新する形で提出いただきますので、ファイル名は分割番号を含め、翌々日計画から変更せず提出してください。分割番号を変更してしまうと、翌日計画が複数提出された扱い(ダブルカウント)となってしまいます。
29-19	翌々日計画(2025年度)	2025年度の翌々日計画について、FIT特例①・③は対象外か。	FIT特例①は翌々日計画の提出対象外です。また、FIT特例③については一般送配電事業者及び配電事業者は提出不要です(FIT特例③を提出する特定送配電事業者は翌々日計画の提出が必要)。なお、翌々日計画を提出した場合、翌日計画がダブルカウントされるなど、意図しない計画になる可能性がありますので、提出しないでください。
29-20	翌々日計画(2025年度)	「2025年度以降、FIT特例①は翌々日計画の提出対象外」とのことだが、FIT特例①以外の翌々日計画において、FIT特例①分を考慮して計画を作成する必要がある場合、FIT特例①分は考慮せず(計画値ゼロ扱い)に他の計画を作成するという理解で良いか。	FIT特例①以外の翌々日計画の作成に際して、FIT特例①分を考慮する必要がある場合には、現行の週間計画同様に事業者様側でFIT特例①分を予測いただく必要があります。(発電販売計画において、FIT特例①分の発電計画値は記載・提出しませんが、FIT特例①分を考慮した上で他の発電計画を作成してください。)なお、FIT特例①による電力の調達側(需要調達計画の調達計画)については、FIT特例①分を計上して作成いただく必要があります。
29-21	翌々日計画(2025年度)	2024年度までは、(翌日FIT)発電販売計画(情報区分コード0152)にFIT特例①の発電BGとその他の発電BGの計画を記載することも可能だが、2025年度以降も同様の記載とすることは可能か。	2024年度まではFIT特例①の発電BGとその他の発電BGの計画を(翌日FIT)発電販売計画(情報区分コード0152)に一括で記載して分けて提出することも可能でしたが、2025年度以降、FIT特例①は翌々日計画の提出対象外となり、翌々日計画(情報区分コード0150)としてFIT特例①以外の発電BGの計画を提出する必要がありますので、FIT特例①の発電BGとその他の発電BGの計画は分けて提出してください。なお、翌々日計画(情報区分コード0150)としてFIT特例①以外の発電BGの計画を提出した上で、(翌日FIT)発電販売計画(情報区分コード0152)にFIT特例①以外の発電BGの計画を記載すると、最終的に翌日計画(情報区分コード0150)が複数提出された扱い(ダブルカウント)となります。また、ステータス3の(翌日FIT)発電販売計画(情報区分コード0152)が広域機関システムに登録されると、(翌日)発電販売計画(情報区分コード0150)として計画受付されるため、翌々日計画と(翌日FIT)発電販売計画は分割番号を分けて提出する必要があります。
30-1	発電計画・発電上限値(バランス停止)	バランス停止ユニットの上限値の考え方について、2024年度においては、週間計画も翌々日計画も2点での提出となるが、2024年度からのこのやり方を進める意義があるのか。(48点になる2025年度からでもよいのではないか)	容量市場の実需給が開始される2024年度以降、週間計画より実需給に近い断面における広域予備率が8%を下回る場合、「広域予備率低下のおそれに伴う供給力提供率通知」を発信する必要があります。このため、2点であっても正確な広域予備率を把握する必要があり、適切な発電計画値・発電上限値を提出していただく必要があります。
30-2	発電計画・発電上限値(バランス停止)	記載要領「発電上限の具体的な考え方」の「J」の週間計画におけるバランス停止機の発電計画値は、9時にフル出力到達の起動スケジュールで織り込むことが記載されているが、最小予備率時刻が9時以前であっても、9時フル目標で問題無いか。(例：8:30～9:00が最小予備率時刻の場合)	ご認識の通りです。

30-3	発電計画・発電上限値 (バランス停止)	発電上限値の提出に関して、1系統コード内に複数のユニットが含まれる発電所について、バランス停止ユニットと起動中ユニットが混在している場合、発電販売計画上の発電上限はどういった提出内容となればよいのか。	ユニットごとに考えて頂いて合計値を記載してください。
30-4	発電計画・発電上限値 (バランス停止)	記載要領「発電上限の具体的な考え方」の【a】の電源例でパターン⑤は揚水発電所を含む安定電源が対象とすることだが、揚水発電所がバランス停止している際の発電上限は設備可能を基とした値となるのか。あるいは、揚水可能を基にした値となるのか。	揚水可能(貯水量の制約を考慮した発電上限値)となります。ただし、揚水発電所のうち余力活用契約を有する電源に関しては、一般送配電事業者によっては余力活用の範囲の把握等に影響する可能性があるため、記載要領「発電上限の具体的な考え方」の【f】に記載の通り、一般送配電事業者との余力活用契約における取り決め内容を考慮してください。
30-5	発電計画・発電上限値 (バランス停止)	記載要領「発電上限の具体的な考え方」の【i】の「発電予定はないものの、発電可能な状態(バランス停止)である場合」の解釈について、「発電上限の具体的な考え方」の【j】に週間計画におけるバランス停止とは「週を通してバランス停止を計画していた場合」と記載があるため、翌日・当日計画におけるバランス停止とは「日を通してバランス停止を計画していた場合」と解釈してよいのか。	週間計画におけるバランス停止とは、「週を通してバランス停止を計画していた場合」ということではありません(P21は週間計画におけるバランス停止の一例)が、翌日・当日計画におけるバランス停止とは「日を通してバランス停止を計画していた場合」となります。
30-6	発電計画・発電上限値 (バランス停止)	記載要領「発電上限の具体的な考え方」の【i】の「発電予定はないものの、発電可能な状態(バランス停止)である場合」の解釈について、例えば、需給上の都合で朝8時に停止する計画の火力発電機があった場合、その発電機の発電上限値は、以下のどちらにすべきか。 ①上記に記載の通り、日を通してバランス停止を計画している訳ではないため、当該日8時以降の発電上限値は0として提出。 ②8時には解列予定であるが、それまでは稼動状態であり出力上昇も可能なため、9時にフル出力にする前提で、発電上限値を提出。 その後、8時以降は、計画通り解列し停止状態となるため、停止時間のリードタイムを踏まえ、次回最速で起動する場合の工程で以て、発電上限値を提出し直す。	②となります。なお、「その後」以降の対応については不要です。(需給ひっ迫時等は別途発電上限値の見直しを求める可能性はあります)
30-7	発電計画・発電上限値 (バランス停止)	記載要領「発電上限の具体的な考え方」の【i】において、9時にフル出力となるような起動工程で発電上限値を提出する必要があるとのことですが、その場合、需給調整市場のアセスメントⅠはどのようなものか。 ΔkW約定している場合、アセスメントⅠは「発電上限値-発電計画値>ΔkW約定容量」をチェックされていると認識しているが、仮に火力発電機が9時以降のコマにおいてΔkW約定したにも関わらず、停止計画とした場合、応動時間踏まえると系統並列状態でなければ調整力を提供できないところ、発電上限値はフル出力値であるが故にアセスメントⅠではチェックがからなくなるように思う(現状は、火力発電機が停止時は発電上限値も0で計画提出することになっているため、アセスメントⅠ違反になると思慮)。 そのような計画であっても、もし実需給断面で上げ調整指令があれば、アセスメントⅡ側の違反としてチェックはかかるかと思うが、指令なければ「ΔkW約定したが上げ調整に応じられないよう準備していなかった」にも関わらず、ペナルティが科されないということが生じ得るのではないのか。	「発電予定はないものの、発電可能な状態(バランス停止)である場合」を対象としており、ΔkW約定した場合、その調整力を提供するために停止計画とはなりません。
30-8	発電計画・発電上限値 (バランス停止)	記載要領「発電上限の具体的な考え方」の【i】のパターン②④⑤について、2日以上連続でバランス停止を予定している場合、発電上限値をどのように記載すべきか。	記載要領「発電上限の具体的な考え方」の【j】に記載に則り、発電上限値を記載してください。
30-9	発電計画・発電上限値 (バランス停止)	記載要領「発電上限の具体的な考え方」の【i】の1項目目に「週間計画におけるバランス停止機(パターン②④⑤)の発電上限値は、下図(週を通してバランス停止を計画していた場合)を参考」という記載があるが、週間計画におけるバランス停止とは「対象週において1日も起動しない計画」という認識でよいのか。また、翌日・当日計画におけるバランス停止とは「日を通してバランス停止の計画」という認識でよいのか。	週間計画におけるバランス停止とは対象週において1日も起動しないという意味ではありません。翌日・当日計画におけるバランス停止の意味はご認識の通りです。
30-10	発電計画・発電上限値 (バランス停止)	記載要領「発電上限の具体的な考え方」の【i】の表パターン④⑤(容量市場落札の安定電源・発動指令電源)について、広域予備率低下に伴う供給力提供通知発信後は「リクワイアメント達成に必要な並列・起動カーブを考慮して計画を作成」という記載があるが、広域予備率低下に伴う供給力提供通知発信時においても当日9時にフル出力となるカーブで出すことは可能か。	容量市場のアセスメントを達成できる並列・起動カーブであれば問題ありません。 (参考)容量市場における需給状況に応じた供給力提供に関する周知方法について P17 https://www.occto.or.jp/~iinkai/chousei_jukyu/87.html
30-11	発電計画・発電上限値 (バランス停止)	記載要領「発電上限の具体的な考え方」の【i】の2項目目に「発電予定はないものの、発電可能な状態(バランス停止)である場合」という記載があるが、バランス停止を予定していた時間帯にスポット市場にてブロック入札が約定した場合、翌日計画の発電上限値にブロック入札通りの並列・起動カーブを記載して問題ないのか。	スポット市場のブロック入札の約定結果見合いで発電所を起動させる場合、バランス停止に該当しません。翌日計画の発電上限値はブロック約定結果通りの並列・起動カーブで記載してください。
30-12	発電計画・発電上限値 (バランス停止)	記載要領「発電上限の具体的な考え方」の【i】について、バランス停止の場合、週間計画・翌々日計画では「発電上限値は、9時に発電上限値に到達するような並列・起動カーブとしてください」と記載されているが、設備制約上、9時のフル出力が不可であるところあらかじめ判明した場合、発電上限値を前倒し・後ろ倒しした並列・起動カーブとすることは可能か。	前倒しが可能であれば前倒ししてください。後倒しになる場合、極力早い時間帯に発電上限まで到達するよう並列時間を考慮してください。
30-13	発電計画・発電上限値 (バランス停止)	記載要領「発電上限の具体的な考え方」の【i】の表パターン④⑤(容量市場落札の安定電源・発動指令電源)について、前日18時頃に「広域予備率低下のおそれに伴う供給力提供準備通知」が発信されていない場合、発電計画値と発電上限値をどのように記載すべきか。	当該表、翌日計画提出時(前日12時)(翌々日計画で「広域予備率低下のおそれに伴う供給力提供準備通知」が発信されていない場合)に則り記載にしてください。
30-14	発電計画・発電上限値 (バランス停止)	「発電上限の具体的な考え方」の【i】の表パターン④⑤(容量市場落札の安定電源・発動指令電源)について、前日18時に広域予備率が公表され「広域予備率低下に伴う供給力提供通知」がない場合、発電計画値と発電上限値をどのように記載すべきか。	当該表、翌日計画提出時(前日12時)(翌々日計画で「広域予備率低下のおそれに伴う供給力提供準備通知」が発信されていない場合)に則り記載にしてください。
30-15	発電計画・発電上限値 (バランス停止)	記載要領「発電上限の具体的な考え方」の【i】の表パターン④⑤(容量市場落札の安定電源・発動指令電源)について、「前日19時頃に並列の必要性が判明したことを前提に、当日9時にフル出力となる並列・起動カーブを考慮する。時間的な制約等で困難な場合、並列・起動からフル出力まで最速のカーブとする。」という記載があるが、前日19時時点で並列の必要性が判明し、当日0時までには容量市場アセスメント対象容量以上のフル出力が供出可能であることが事前に判明している場合、翌日計画の000-24.00の発電上限値は、供出可能なアセスメント対象容量以上で記載して提出しても問題ないか。	問題ありません。
30-16	発電計画・発電上限値 (バランス停止)	記載要領「発電上限の具体的な考え方」の【a】のパターン④⑤⑥⑦について、「広域予備率低下のおそれに伴う供給力提供準備通知」が発信されていない前提で、翌日計画提出時点(前日12時)ではバランス停止を予定していた電源を需要見直し等により前日19時頃から起動並列(12時並列、18時フル出力)に計画変更する場合、発電上限値をどのように記載すべきか。	記載要領「発電上限の具体的な考え方」の【m】、【n】に発電設備の稼動/停止状況に応じた発電上限値の記載方法を載せております。こちらを参考に記載ください。
30-17	発電計画・発電上限値 (バランス停止)	記載要領「発電上限の具体的な考え方」の【k】のパターン⑥⑦(容量市場非落札電源)について、発電上限値をどのように記載すべきか。	記載要領「発電上限の具体的な考え方」の【m】、【n】に発電設備の稼動/停止状況に応じた発電上限値の記載方法を載せております。こちらを参考に記載ください。
30-18	発電計画・発電上限値 (バランス停止)	記載要領「発電上限の具体的な考え方」の【a】のパターン④⑤⑥⑦について、昼間帯で発電設備を解列・並列(DSS)する場合で、且つ、広域機関指定の時間帯に停止またはフル出力運転となっていない場合、発電上限値をどのように記載すべきか。	記載要領「発電上限の具体的な考え方」の【m】、【n】に発電設備の稼動/停止状況に応じた発電上限値の記載方法を載せております。こちらを参考に記載ください。具体的には、短時間での解列・並列(※DSS)の場合は、解列時と同様に直前の中止判断が可能であるため、発電上限値はフル出力で設定してください。ただし、継続して発電することが困難である場合は、この限りではありません。また、余力活用電源のパターン⑤⑥について、一般送配電事業者によっては、起動・停止時に上限値と計画値が乖離することで、余力活用の範囲の把握等に影響がある可能性があるため、事前に関係する一般送配電事業者を確認ください。
30-19	発電計画・発電上限値 (バランス停止)	記載要領「発電上限の具体的な考え方」の【a】のパターン④⑤⑥⑦について、昼間帯で発電設備を解列・並列(DSS)する場合で、且つ、広域機関指定の時間帯に停止またはフル出力運転となっていない場合、発電上限値をどのように記載すべきか。	記載要領「発電上限の具体的な考え方」の【m】、【n】に発電設備の稼動/停止状況に応じた発電上限値の記載方法を載せております。こちらを参考に記載ください。具体的には、短時間での解列・並列(※DSS)の場合は、解列時と同様に直前の中止判断が可能であるため、発電上限値はフル出力で設定してください。ただし、継続して発電することが困難である場合は、この限りではありません。また、余力活用電源のパターン⑤⑥について、一般送配電事業者によっては、起動・停止時に上限値と計画値が乖離することで、余力活用の範囲の把握等に影響がある可能性があるため、事前に関係する一般送配電事業者を確認ください。

30-20	発電計画・発電上限値 (バランス停止)	記載要領「発電上限の具体的な考え方」の【j】の表パターン④⑤(容量市場落れ時の安定電源・発動指令電源)について、「広域予備率低下のおそれに伴う供給力提供準備通知」が発信されていない場合の発電上限値は「時間的な制約等で困難な場合、並列・起動からフル出力までの最短のカーブとする。」との記載があるが、時間的な制約には、発電機停止後に一定時間停止状態を維持しなければならない「最小停止時間」の制約も含められるという認識でよいのか。それとも、定期点検・トラブル停止等で発電できない状態を除けば、発電上限値は常に定格出力一定とすべきか。	ユニットの解列時刻等を考慮の上、最低停止時間の制約を加味し、現実的に立ち上がる時間にて発電上限値の記載してください。
30-21	発電計画・発電上限値 (バランス停止)	記載要領「発電上限の具体的な考え方」の【j】について、「定期点検または補修停止等によって、発電できない状態の場合、発電上限値及び発電計画値は0で提出してください。」との記載があるが、揚水発電所で揚水動力運転中に需給調整市場へ応れずる場合、発電上限をどのように記載すべきか。	揚水発電所の揚水動力運転から発電運転への切り替えが短時間で可能な場合、需給ひつ迫対応が可能な状態と考えます。よって、揚水動力運転時間帯でも発電上限値は発電可能な最大値を設定してください。ただし、貯水量に応じては『燃料制約』と同様な事象と考えていますので、その時は制約を考慮した発電上限値で記載してください。また、揚水発電所のうち余力活用契約を有する電源に関しては、一般送配電事業者によっては余力活用の範囲の把握等に影響する可能性があるため、記載要領「発電上限の具体的な考え方」の【j】に記載の通り、一般送配電事業者との余力活用契約における取り決め内容を考慮してください。
30-22	発電計画・発電上限値 (バランス停止)	記載要領「発電上限の具体的な考え方」の【k】の表パターン⑥⑦(容量市場非落札電源)について、「物理的な制約があるものの短時間の出力上昇が可能な場合は、広域機関が週間計画において指定する最大需要時刻や最小予備率時刻において市場等に供出可能な量を発電上限値として入力してください。」との記載がある。揚水発電所は揚水量に限界(物理的な制約)があるため、運転時間が限定的な電源であると認識しているが、発電上限値は説明会資料P22に記載の発電上限値の考え方①②のいずれとするべきか。	記載要領「発電上限の具体的な考え方」の【k】に記載の通り、広域機関が週間計画において指定する最大需要時刻や最小予備率時刻で可能な限りの出力を発電上限値として記載してください。
30-23	発電計画・発電上限値 (バランス停止)	記載要領「発電上限の具体的な考え方」の【j】に「定期点検または補修停止等によって、発電できない状態の場合、発電上限値及び発電計画値は0で提出してください。」との記載があるが、蓄電池で充電中に需給調整市場へ応れずる場合、発電上限値をどのように記載すべきか。	蓄電池の充電運転から放電運転への切り替えが短時間で可能な場合、需給ひつ迫対応が可能な状態と考えます。よって、充電運転時間帯であっても発電上限値は発電可能な最大値を設定してください。ただし、充電量に応じては『燃料制約』と同様な事象と考えていますので、その時は制約を考慮した発電上限値で記載してください。また、蓄電池のうち余力活用契約を有する電源に関しては、一般送配電事業者によっては余力活用の範囲の把握等に影響する可能性があるため、記載要領「発電上限の具体的な考え方」の【j】に記載の通り、一般送配電事業者との余力活用契約における取り決め内容を考慮してください。
30-24	発電計画・発電上限値 (バランス停止)	日中に別時間帯で発電設備停止作業が2つ以上ある場合の作業がない時間帯について、発電上限値をどのように記載すべきか。	発電設備停止作業終了後、次の作業まで十分時間があり、起動～解列が可能で発電可能である場合は、その発電量を発電上限値に設定してください。発電不可の場合は、そのまま発電上限値0kWで設定してください。
30-25	発電計画・発電上限値 (バランス停止)	バランス停止が計画されている発電設備で、解列操作時の発電上限値はどのように設定するのか。また発電設備停止作業による解列操作時の発電上限値をどのように記載すべきか。	通常の解列操作時の発電上限値は継続して発電することが可能であれば、24時まで設備上最大値を発電上限値に設定してください。ただし、発電設備停止作業等で24時まで継続することができなければ、出力制約(作業開始時刻に出力ゼロ等)に応じた発電上限値で設定してください。
30-26	発電計画・発電上限値 (バランス停止)	同一系統コード内に複数の発電設備がある場合、各発電機毎の運転(バランス停止・連続運転・DSS連等)が混在する場合、発電上限値をどのように記載すべきか。	同一系統コード内に複数の発電設備がある場合で、それぞれ別の運転スケジュールで計画する場合は、個々の設備制約などを考慮し合計値で提出してください。バランス停止のユニットについては、記載要領「発電上限の具体的な考え方」の【j】(バランス停止中のユニットの発電計画値・発電上限値)に則り、移動中のユニットについては発電可能な最大値を発電上限値として頂き、最終的に合算した数字を提出してください。ただし、一般送配電事業者によっては、供給力の計上に影響が出る可能性があるため、事前に関係する一般送配電事業者にご確認ください。
30-27	発電計画・発電上限値 (バランス停止)	記載要領「発電上限の具体的な考え方」の【j】のバランス停止号機について、弊社のシステム構成ですと、週間・翌日計画において9時にフル出力となるカーブを上限値として登録しようとした場合、仮想的な負荷カーブを作成することができません。他社でも同様にシステム改修が必要になると思うが、何らかの猶予はあるのか。	システム改修が必要な場合を含め、基本的に本説明会資料の記載内容に対応いただく必要があります。
30-28	発電計画・発電上限値 (容量市場)	記載要領「発電上限の具体的な考え方」の【g】の2項目に記載の「ペナルティ」は、容量市場におけるペナルティ(提供できる供給力の最大値がアセスメント容量を下回ることによるリクワイアメント未達成(日数カウント))のことを指している認識でよいのか。 (参考)容量市場におけるリクワイアメント・アセスメント・ペナルティの概要(対象実需給年度:2025年度) P19 https://www.occto.or.jp/various/capacity-market/youryou_setsumeikai.html	容量市場におけるペナルティとしては、ご記載いただいた日数カウントの他に、供給指示や市場応れ、発動指令電源において、リクワイアメント未達成量が発生する可能性があります。
30-29	発電計画・発電上限値 (容量市場)	記載要領「発電上限の具体的な考え方」の【f(パターン⑤)安定電源】の追加販売可能性について、実需給の何時間前までに連絡があった場合に「追加販売(発電)可能」な量とするのか。同量まで発電できなかった場合にペナルティは発生するのか。	【f(パターン⑤)】は安定電源であるため、容量市場においては、主に一般送配電事業者からの供給指示に対して適切に対応できる量となり、アセスメント対象容量まで発電できなかった場合、リクワイアメント未達成となり、ペナルティとなる可能性があります。供給指示の連絡タイミングについては業務マニュアルをご参照ください。
30-30	発電計画・発電上限値 (容量市場)	記載要領「発電上限の具体的な考え方」の【c】の発電余力について、実需給の何時間前までに連絡があった場合に「出力上昇可能」とするのか。また、発電上限値まで発電できなかった場合にペナルティは発生するのか。	【c(パターン②)】は「容量市場で落れられた発動指令電源」に関する記載ですので、発電余力は一般送配電事業者からの実需給の3時間前までの発動指令に対して適切に対応できる量となり、発電余力を含めた発電上限値まで発電できなかった場合はリクワイアメント未達成となしペナルティになる可能性があります。
30-31	発電計画・発電上限値 (容量市場)	発電上限値の乖離によるペナルティはあるか。	容量市場落れ札電源においては、適切な報告となっていない場合、ペナルティとなる可能性があります。また、容量市場非落札電源についても、一定期間において大幅な乖離があることが確認できた場合は何らかの対応を行う可能性があります。
30-32	発電計画・発電上限値 (容量市場)	パターン⑥⑦(容量市場非落札電源)について、記載要領「発電上限の具体的な考え方」の【k】に「燃料制約を考慮した発電上限値」にする旨の記載があるが、パターン②④⑤(容量市場落札電源)についても、燃料制約を考慮した発電上限値を提出する必要があるのか。	上限値には燃料制約を考慮した計画提出をしてください。 容量市場落札電源であるため、上限値がアセスメント対象容量下回る事でペナルティが発生する事がある点については、留意ください。
30-33	発電計画・発電上限値 (容量市場)	記載要領「発電上限の具体的な考え方」の【e】の表パターン④の基本的事項について、容量市場のアセスメントを満たす前提で、発電上限値は、発電計画の提出者が契約に基づき他社の電気を受電している場合は契約上の最大受電量の理解でよいのか(パターン⑥⑦と同じ理解でよいのか)。	上限値には燃料制約を考慮した計画提出をしてください。 容量市場落札電源であるため、上限値がアセスメント対象容量下回る事でペナルティが発生する事がある点については、留意ください。
30-34	発電計画・発電上限値 (容量市場)	記載要領「発電上限の具体的な考え方」の【g】について、翌日計画・当日計画断面において提出した発電上限値を用いて、容量市場におけるアセスメントを行うという認識でよいのか。	ご認識の通りです。
30-35	発電計画・発電上限値 (容量市場)	記載要領「発電上限の具体的な考え方」の【g】について、発電上限値がアセスメント対象容量を上回っている場合、経済性等の理由で出力抑制をしてもリクワイアメント達成という理解でよいのか。	容量市場において、アセスメント対象容量を上回っている場合、基本的にはリクワイアメント達成となります。ただし、実需給における適切な対応(発電実績等)が求められている供給指示、発動指令においては、例え発電上限値がアセスメント対象容量以上であっても、発電実績および発動実績がこれを満たさない場合、リクワイアメント未達成となります。
30-36	発電計画・発電上限値 (容量市場)	記載要領「発電上限の具体的な考え方」の【c】の表パターン②(発動指令電源)に記載の「容量市場における契約容量※2」と【d】の表パターン②(発動指令電源)に記載の「容量市場における契約容量※3」はどのような値か。当該エリアにおける発動指令電源落札量の内、区分「電源」(≠需要抑制)の総量を示したもののか。その場合、容量市場の落札量の内訳(電源/需要抑制)が明確に区分されていないので、事業者側で「電源」分の期待容量を積算し記載すればよいのか。	どちらも発動指令電源落札量のうち区分「電源」の総量です。 例: 電源と需要抑制が混在している電源等リスト(契約容量:7,000kW)があり、容量提供事業者の供給力の供出想定が以下の場合、「容量市場における契約容量※2」及び「容量市場における契約容量※3」は5,000kW以上に相当します。 ・電源のみでの総量として7,000kW以上 ・需要抑制のみでの総量として2,000kW以上
30-37	発電計画・発電上限値 (容量市場)	記載要領「発電上限の具体的な考え方」の【c】の表パターン②(発動指令電源)に記載の「容量市場における契約容量※2」と【d】の表パターン②(発動指令前計画値)の場合は、発電上限値＝「容量市場における契約を満たす値」<計画を提出すればよいのかと思うが、「容量市場における契約を満たす値」<発電計画値(発動指令前計画値)の場合は、発電上限値＝「発電計画値(発動指令前計画値)」として計画を提出すればよいのか。	記載要領「発電上限の具体的な考え方」の【c】に記載の通り、発電上限値は発電計画値(発動指令前計画値)に加え、発電余力(出力上昇可能量)を含んだ数値となります。したがって、発電計画値(発動指令前計画値)>「容量市場における契約を満たす値」の場合、発電余力が0の場合は発電上限値＝「発電計画値(発動指令前計画値)」、発電余力が0でない場合は発電上限値＝「発電計画値(発動指令前計画値)＋発電余力」となります。
30-38	発電計画・発電上限値 (容量市場)	容量市場落札電源のアセスメントは何を元に実施されるのか。日中で容量停止計画が提出されている場合(出力抑制に伴う容量停止計画)、容量停止計画リクワイアメントと市場応れリクワイアメントが当該期間で同時に課されていた場合、容量停止計画提出期間の電源が提供出来る供給力の最大値がアセスメント対象容量を下回ったとした場合、市場応れを複数回市場で行っていたとしても市場応れリクワイアメントは未達成となるのか。	容量市場のアセスメントは翌日・当日計画の発電上限値を元に実施されます。市場応れリクワイアメントには発電上限値を活用します。発電計画値＋市場応れ量をアセスメント対象容量や発電上限値と比較し、リクワイアメントが達成しているかを確認します。
30-39	発電計画・発電上限値 (容量市場)	記載要領「発電上限の具体的な考え方」の【a】について、容量市場に不参加の電源も発電上限値の記載が必要か。	容量市場に不参加でも発電上限値の記載は必要です。記載要領「発電上限の具体的な考え方」の【k】を参照ください。
30-40	発電計画・発電上限値 (容量市場)	記載要領「発電上限の具体的な考え方」の【g】の2項目について、「基本的に発電上限値はアセスメント対象容量を下回ることはありません」との記載があるが、例えば、当日・翌日断面で突発的なトラブルが発生した場合等、発電可能な量がアセスメント容量を下回るケースがあると考える。このような場合において記載する発電上限は、実際に発電可能な量か、それともアセスメント対象容量を記載するのか。	当日・翌日断面での突発的なトラブル発生時の発電上限値に関しては、トラブル発生後において実際に発電可能な値をご記載ください。

30-41	発電計画・発電上限値 (容量市場)	記載要領「発電上限の具体的な考え方」の【i】の表(翌日・当日計画断面)のパターン④⑤(容量市場落札の安定電源・発動指令電源)について、平常時において翌日計画提出時はバランス停止機を当日9時にフル出力となるよう発電上限値を提出することとなっています。当日計画について、実需給に近づき容量市場落札コマにおいて、すでに起動が間に合わないと判明した発電機について、発電上限値をゼロに変更することは、容量市場のアセスメント上、問題はあるか。	容量市場のアセスメントに使用するため、発電上限値をゼロに計画変更しないでください。
30-42	発電計画・発電上限値 (容量市場)	説明会資料P18の2項目目に「基本的に発電上限値はアセスメント対象容量を下回ることはありません」との記載があるが、アセスメント対象容量は提供する各月の供給力の最大値が上限であり、時期・時間帯によっては実際の発電上限値がアセスメント対象容量を下回ることもあり得ると思うが認識は合っているか。	安定電源(純揚水以外)を例としてご回答いたします。アセスメント対象容量は「提供する各月の供給力」です。そして、この「提供する各月の供給力」の上限は「各月の供給力の最大値」となります。ここで「各月の供給力の最大値」は事業者様にて「設備容量から所内電力、大気温の影響による能力減少分等を差し引いた月別の値」を記載して、容量市場に参加することとなっています。したがって、時期・時間帯によらず、実際の発電上限値がアセスメント対象容量を下回らない認識です。 (参考) 容量市場 メインオークション募集要綱(対象実需給年度: 2024年度)P48 https://www.occto.or.jp/various/capacity-market/jitsujukyukanren/2024_jitsujukyu_kanren.html
30-43	発電計画・発電上限値 (容量市場)	記載要領「発電上限の具体的な考え方」の【a】について、発動指令電源として容量市場へ応札している電源のうち、「1000kW以上の電源」についてはどこに分類されるのか。	発動指令電源とは「期待容量が1,000kW未満の電源・安定的供給力を提供できない自家発・DRなどを単独または組み合わせて、期待容量が1,000kW以上の供給力を提供するもの」と定められているため、1000kW以上の電源もパターン②の発動指令電源となります。 (参考) 容量市場 メインオークション制度詳細説明会資料 2027年度 P19 https://www.occto.or.jp/various/capacity-market/youryou_setsumeikai.html
30-44	発電計画・発電上限値 (その他)	記載要領「発電上限の具体的な考え方」の【g】の2項目目「基本的に発電上限値はアセスメント対象容量を下回ることはありません」について、例えば、当翌日断面で突発的なトラブルが発生した場合等、発電可能な量がアセスメント容量を下回るケースがあると考える。このような場合において記載する発電上限は、実際に発電可能な量が、それともアセスメント対象容量を記載するのか。	当翌日断面で突発的なトラブル発生時の発電上限に関しては、トラブル発生後において実際に発電可能な量をご記載ください。
30-45	発電計画・発電上限値 (その他)	自己託送における発電上限値の算出方法に関して、構内負荷予測の変動誤差を吸収するための調整代として確保している発電余力も発電上限に含めるべきか、それとも事業者毎に判断して算出するべきか。	発電余力を含めた値が発電上限値となります。詳細な内容は記載要領「発電上限の具体的な考え方」をご確認ください。
30-46	発電計画・発電上限値 (その他)	記載要領「発電上限の具体的な考え方」の【a】について、自己託送は説明資料のどのパターンに該当するか。	自己託送に使用する電源の容量市場や需給調整市場への参加状況並びに余力活用契約締結有無等によって異なるため、いずれのパターンとなるか説明会資料P6をご確認ください。
30-47	発電計画・発電上限値 (その他)	記載要領「発電上限の具体的な考え方」の【e】の「市場販売見込み量」は事業者の独自想定の数値で織り込むことでよいか。	ご認識の通り、翌々日における市場販売想定量を記載してください。
30-48	発電計画・発電上限値 (その他)	記載要領「発電上限の具体的な考え方」の【e】の週間計画・翌々日計画について、「市場販売見込み量」を見込んだうえで発電計画値を作成するところがあるが、2024年度はJEPX取引値を記載できない認識であるため、運用開始は2025年度以降という理解でよいか。	現在提出して頂いている週間計画の「前日スポット約定想定量繰込み」と同じです。 (参考) 2022年度以降の週間発電販売計画への前日スポット約定想定量繰込み P10 https://www.occto.or.jp/news/occtosystem2_oshirase_2021_220111_syukanhatsuden.html
30-49	発電計画・発電上限値 (その他)	記載要領「発電上限の具体的な考え方」の【a】の電源例でパターン④の「水力」について、具体的には、揚水式発電所や貯水池式発電所が含まれていると言う認識であっているか。	電源区分は容量市場メインオークション募集要項に記載の「容量を提供する電源等の区分」及び「電源等要件」に準じます。容量市場における、安定電源に該当する水力は期待容量が1,000キロワット以上の安定的な供給力を提供するもの、水力電源(ただし、調整式又は貯水式に限る。)、水力電源(ただし、揚水式で発電可能時間 3 時間以上に限る。)です。 (参考) 容量市場メインオークション募集要項(対象実需給年度: 2027年度)P11 https://www.occto.or.jp/various/capacity-market/jitsujukyukanren/2027_jitsujukyu_kanren.html
30-50	発電計画・発電上限値 (その他)	記載要領「発電上限の具体的な考え方」の【a】の表に「余力活用契約」と「需給調整市場への参加」の区分けがある理由は何か。	余力活用契約の有無及び需給調整市場の参加状況によって、一般送配電事業者から指令があった場合の計画変更要否や発電上限値の定義等が異なるため区分けています。
30-51	発電計画・発電上限値 (その他)	記載要領「発電上限の具体的な考え方」の【i】の表では翌日計画(前日12時)【「広域予備率低下のおそれに伴う供給力提供準備通知」が発信されていない場合】に関する記載はありませんが、前日17時以降に提出する翌日・当日計画についても、停止機の上限を記載する必要はあるのか。	前提条件として、前日12時の翌日計画提出断面では需給ひっ迫の懸念が無い状態で提出していただきますが、前日18時に広域予備率が発表され、「広域予備率低下に伴う供給力提供通知」が発信された際に対応してください。
30-52	発電計画・発電上限値 (その他)	運転可能なkWhが24時間連続運転できない発電所の場合、発電上限値は9時フル出力かつ運転継続可能な時間だけ記載すればよいか。	揚水発電所・蓄電池及び燃料制約のある火力発電所は、説明会資料P22の右図の燃料制約の反映例の通り、必ずしも9時にフル出力とする必要はありませんが、9時にフル出力としても問題ありません。ただし、極力、広域機関が週間計画において指定する最大需要時刻や最小予備率時刻で発電するように記載してください。発電上限値はkWhの制約を考慮して設定いただきますが、揚水発電所・蓄電池のうち余力活用契約を有する電源に関しては、一般送配電事業者によっては余力活用範囲の把握等に影響する可能性があるため、記載要領「発電上限の具体的な考え方」の【j】に記載の通り、一般送配電事業者との余力活用契約における取り決め内容を考慮してください。容量市場落札電源の場合は、アセスメント対象容量を下回る発電上限値となることで、ペナルティ対象となる可能性がありますのでご留意ください。
30-53	発電計画・発電上限値 (その他)	記載要領「発電上限の具体的な考え方」の【i】の表について、翌日計画提出時(前日12時)に「広域予備率低下のおそれに伴う供給力提供準備通知」が発信されている場合、発電計画値および発電上限値は「広域予備率公表後(前日18時頃)」「広域予備率低下に伴う供給力提供通知」(発信後)の場合と同様に記載すべきか。同様に、広域予備率公表後(前日18時頃)に「広域予備率低下に伴う供給力提供通知」が発信されていない場合、発電計画値および発電上限値は「翌日計画提出時(前日12時)」「翌々日計画で「広域予備率低下のおそれに伴う供給力提供準備通知」が発信されていない場合」の場合と同様に記載すべきか。	ご認識の通りです。
30-54	発電計画・発電上限値 (その他)	記載要領「発電上限の具体的な考え方」の【i】の表について、「広域予備率低下に伴う供給力提供通知発信後」という記載は、「広域予備率低下に伴う供給力提供通知」が発信されていることを意図しているのか、「広域予備率低下に伴う供給力提供通知」発信の有無に関わらず前日18時頃公表される広域予備率公表後を意図しているのか。	「広域予備率低下に伴う供給力提供通知」が発信されていることを意図しています。
30-55	発電計画・発電上限値 (その他)	記載要領「発電上限の具体的な考え方」の【f(パターン⑤:安定電源)】について、「週間・翌々日計画断面では、スポット市場等での売り約定を見込んだうえで発電計画値を作成する」との記載がある。市場取引を需要BG側で実施している場合(発電販売計画において他社への販売分を除く全量を自社需要BGに販売する計画としている)はどのように計画提出すれば良いか。	現運用通り計画提出を行ってください。具体的には、需要BGで市場取引を実施している場合、発電販売計画の販売計画にスポット売電量を含めてください。 (参考) 2022年度以降の週間発電販売計画への前日スポット約定想定量繰込み(P8) https://www.occto.or.jp/news/occtosystem2_oshirase_2021_220111_syukanhatsuden.html
30-56	発電計画・発電上限値 (その他)	年間計画・月間計画について、発電上限値の記載方法に変更はないのか。	容量市場の実需給が開始する2024年度以降、週間計画より実需給に近い断面における広域予備率が8%を下回る場合、「広域予備率低下のおそれに伴う供給力提供準備通知」を発信する必要があります。発電上限値はこのために導入するものであるため、年間計画・月間計画の記載内容は現在の運用から変更ありません。
99-1	問い合わせ	計画提出に関して問い合わせをしたい。	計画作成・提出に関するお問い合わせは「計画受付問い合わせ窓口」で受け付けます。 以下のURLに記載の電話番号にお電話をお願いします。 https://www.occto.or.jp/various/occtosystem/otoiawase.html ※お問合せフォームによるお問合せも受け付けておりますが、返答には3営業日程度お時間をいただきます。 お問合せフォーム: https://prnb.f.msgs.jp/n/form/prmb/r5phW3Dzee9s9n7nK4fCK