

■広域機関システムに関する事業者説明会(2015年10月28日午前・午後2回開催)質疑応答

分類	説明会資料の該当頁	質問	回答
計画値同時同量の制度概要	P6 スライド10	・実同時同量制度を継続することについて、エリア毎に選択することは可能と思うが、エリア内で併用することは可能か。	一般送配電事業者との契約はエリア毎ですが、実同時同量と計画値同時同量を使いわけすることはできませんので、一度に切り替えをお願いしたいと考えております。 なお、一つのエリアに複数の契約を持てるかについては、約款で規定される事項と思いますが、一つの電気事業者が実同時同量と計画値同時同量の契約を同時に持つことはできないと理解しております。
	P6 スライド11	・実同時同量と計画値同時同量のどちらかを選択する必要があるとのことだが、いつからどのような手続きをすればよいのか。実同時同量の継続の申出をしなかった場合は、自動的に計画値同時同量に移行されてしまうのか。 ・「実同時同量を継続する小売電気事業者に販売する場合は、契約を締結する必要はない」とあるが、小売電気事業者が実同時同量と計画値同時同量のどちらを選択するのか分からないため、都度発電事業者と小売電気事業者が協議するという認識でよいのか。 ・一般送配電事業者と発電量調整供給契約を締結するための契約フォーマットは、一般送配電事業者から提供予定があるのか。いつまでに契約の締結が必要なのか。	現在、一般電気事業者は新約款の認可申請中ですが、契約に関する具体的な手続きについては、新約款が認可された後に、一般電気事業者から、現在契約を結ばれている方々に、ご案内があると思われるので、そでご確認していただきたい。
	P6 スライド11	・発電側のバランシンググループと需要側のバランシンググループとで、発電側だけ計画同時同量で発電量調整供給契約を結んで、需要側は実同時同量を続けるということは1社で可能か。	可能と理解しているが、具体的には一般電気事業者にご確認していただきたい。
	P7 スライド12	・GC後の計画と実績の差(インバランスのα値の元になる情報)は、すぐに公表されるという認識でよいのか。	インバランス精算単価に関する情報は、広域機関の系統情報公表サイトでの公表は考えておりません。エリアインバランス単価の公表は、一般送配電事業者での対応となります。
	P8 スライド14	・実際に発電された量は、誰がどのようにチェックすることになるか。	発電量調整供給契約を締結している発電契約者は、インバランス料金を支払うことになるので、何らかの方法で発電実績をチェックする必要があると思います。
	P8 スライド14	・発電バランシンググループの組み方について、調整用発電所は単独の発電バランシンググループとするとあるが、調整用発電所はユニット単位に分割することになるのか。	調整用発電所の発電バランシンググループの設定は、基本的に計量器単位となります。複数ユニットがあっても計量器が一つの場合は、計量器単位でしかインバランス計算できないため、複数ユニットで発電バランシンググループを組むこととなります。
	P13 スライド25	・小売電気事業者単位の内訳を記載しなければならないとあるが、内訳の分け方について、割合で分けるのかなどルールがあるのか教えていただきたい。	小売電気事業者間での対応であり、分け方に特段のルールはありませんが、供給力確保義務等の責務を果たしていただく必要があります。
	P21 スライド40	・実同時同量では転売・転買の計画計上ができないとあるが、翌日計画提出断面からできなくなるのか。	実同時同量の計画提出は、発電事業者等→小売電気事業者の売買しか記載できないため(計画値同時同量は、小売電気事業者→小売電気事業者などの記載が可)、取引上で転売・転買する場合、関係する他の事業者と協調し、P22に記載する計画提出が必要です。 例えば、小売電気事業者に転売(小売電気事業者→小売電気事業者)する場合、転売先の小売電気事業者は転売原資の発電事業者等→転売先の小売電気事業者の計画を提出し、転売元の小売電気事業者は自己の計画から転売分を差し引くこと等が必要です。
	P21 スライド41	・スポット売りが従来とどのように変わるかを知りたい。	市場売りを行う発電所は、発電量調整供給契約を結んでいただく必要があります。具体的な内容は、JEPXにお問合せください。
	P26 スライド50	・「取引に連動した連系線利用計画の提出と自動紐付けを併存する方式」について、「全ての系統利用者との間で事前に契約を結ぶことを想定」とあるが、これは小売事業者と全ての系統運用者の契約をイメージしているのか、系統運用者同士の契約をイメージされているのか。	利用者は特段意識する必要のない事項です。(契約に関する詳細は一般電気事業者にお問合せください)
連系線管理	P5 スライド9	・計画値同時同量制度に移行した場合、現在のタイムスタンプは引継がれるのか。	計画値同時同量制度に移行しても、連系線利用計画における現在のタイムスタンプは引継がれます。
	P8 スライド15	・発電トラブル時持ち替え等とあるが、「等」について具体的な事象は何か。	具体的な事象は想定していませんが、発電トラブル時以外も考慮し「等」と記載したものです。
	P9 スライド16	・供給先未定発電事業者の定義が不明である。広域機関はコードを付与するとあるが、どのように定義されて、判断基準やルール化するのかを教えてください。	供給先未定発電事業者等による連系線利用については、今年4月末に制度がスタートし、そのご案内を広域機関HPに公開しているため、ご参照いただければと思います。また、利用登録については、一般送配電事業者との間に契約が発生するものではないため、個別に広域機関と手続きしていただくこととなります。
	P11 スライド20	・翌日計画策定について、現状は前日12時締切であるが、新システムが運開すれば処理が高速化されるので、前日12時でなくてもよいのではないか。締切時間の後ろ倒しなどの予定があるのか教えていただきたい。	まずは現状通りで始めさせていただきたい。今後の検討課題と考えております。
	P12 スライド22	・連系線利用計画の提出内容は、年間計画は日別または各月平休日別、月間計画は日別または各週平休日別とあるが、どちらで提出してもよいのか。	計画値同時同量では、「日別」もしくは「各月・各週平休日別」を選択することができます。実同時同量では、これまでどおり「各月・各週平休日別」のみでの提出となります。 送電可否判定については、「各月・各週平休日別」で提出されたものを含め、すべて「日別」で判定します(広域機関システムの自動処理により、「各月・各週平休日別」の値を「日別」の値に変換)。 送電可否判定の結果通知については、計画値同時同量では「各月・各週平休日別」で提出されたものを含めすべて「日別」で通知、実同時同量では「各月・各週平休日別」で通知します。

■広域機関システムに関する事業者説明会(2015年10月28日午前・午後2回開催)質疑応答

分類	説明会資料の該当頁	質問	回答
連系線管理	P12 スライド23	・随時通告変更について、「電源トラブルによる出力減と同量を通告変更する連系線利用登録を事前に実施しておく」とあるが、時間軸が不明なため教えていただきたい。	電源トラブルが発生した場合に、電源持ち替え用の通告変更ができるよう、事前に「0」の連系線利用計画を登録しておいていただく必要があるということです。
	P16 スライド30	・整合性確認について、「計画策定中の連系線利用計画修正は不可であり、通告変更等に対応いただく」とあるが、これまでは提出期日後でも策定前であれば差替え対応していただけたケースもあったと思われるが、今後は不可ということか。	タイムスタンプに影響を与えるため、今後はお断りすることになります。
	P20 スライド38	・ルール変更により長期～週間策定の利用計画の増量変更が可能になるとのことだが、混雑時は同着タイムスタンプの増量変更の利用計画すべてが混雑処理対象となるのか。	同順位の利用計画すべてが混雑処理対象になります。
	(該当なし)	連系線のマージンの利用に係わるルールについて、変更点があれば教えていただきたい。	マージンについては現在、調整力等委員会で議論している段階であり、現段階で実務上ご説明できる内容はございません。
計画提出	P8 スライド15	・発電計画の記載について、保有しているユニットは全て記載する必要があるのか。停止中のユニットについても、「0」表示で記載する必要があるのか。	発電量調整供給契約を締結している発電ユニットについては、全て発電計画に記載する必要があります。
	P8 スライド15	・高圧以下の発電所の発電計画は、必ず合計値として記載するのではなく、各一般送配電事業者との協議結果により発電所個別での記載も可能との認識でよいか。	広域機関からご回答できないため、一般電気事業者にお問合せください。
	P13 スライド24	・翌日計画だけでなく当日計画においても、需要計画と取引計画の合計は一致させなければならないという認識でいるが、一致しなかった場合はどうなるか。	一致しなかった場合は、インバランス扱いとなります。不一致が常態化する場合は、小売電気事業者の供給力確保義務の観点から、国からの指導等が入る可能性もあります。
	P30 スライド4	・発電所自体の出力が不安定な場合(例えば平均出力は1200kWであるが、1000～1400kWの幅がある)、発電計画を1000kWで提出すると、販売計画を1000kW以上で提出することはできないのか。	年間～週間計画での発電計画には、供給が見込まれる値、例えばL5など確実に出る数字を記載していただくことが望ましいと考えております。翌日計画では、一番確からしい計画を出していただくこととなります。なお、発電実績が発電計画から外れるとインバランス清算となります。
	P31 スライド5	・発電計画の作成方法について、週間計画のみ予想時刻を記載するとあるが、月間、年間計画の予想時刻は見えてこないものの、同じように時間軸を合わせて記載することになるのか。	予想時刻を記載するのは週間計画のみですが、年間～月間計画の発電・販売計画においても、販売計画の最大値と最小値の時間帯で記載することで考えてます。
	P35、36 スライド13～16	・連系線希望計画、利用計画はバランシンググループ(BG)単位で提出する必要があるとのことだが、需要BGもしくは発電BGのどちらで提出すればよいか。また、需要BGならばエリアで一つの計画にまとめて提出すればよいか、発電BGならば複数に分けて提出する必要があるのか。	送電側は発電所が所属する発電契約者の計画提出者コード、受電側は需要BGのBGコードを記載していただきます。なお、計画値同時同量では転売ができるため、送電側に需要BGのBGコードを記載すること等もあります。
	P32 スライド7	・市場取引コードについて、広域機関システム上ではマスタがないようだが、これは管理外ということでしょうか。	市場取引コードについては、スポット取引は「JSPT3」、1時間前取引は「J1HR3」のコードを、取引先コードとして入力していただきます。
	P33 スライド9	・翌日計画には、新たにJEPX約定量を織り込む必要があるとの認識でいるが、1時間前市場は翌日計画が確定してから開場となるが、販売計画確定分に入れ込む必要があるのか。	スポット市場の約定分は、翌日計画に織り込んで提出します。翌日計画の策定後に開場する1時間前市場は、約定の都度、翌日策定後の計画変更(通告変更)に織り込んで提出します。なお、1時間前市場はザラバ方式であるため、約定の都度速やかに計画を変更(通告変更)いただく必要があります。
	P33 スライド9	・1時間前市場は翌日計画には含めないと言われたが、例えばスポット市場が高騰し予定分を調達できなかった場合など、翌日計画時に需要計画と調達計画にずれが生じた場合の対応はどうか。	詳細を検討中であるため、後日お知らせします。
	P38 スライド20	・GC直前に約定した場合は、GC後に計画提出をしても問題ないか。	GC直前の約定分についても、GC前の計画提出が必要です。計画提出が間に合わない場合は、GC前に入札を取り下げる等の対応をお願いします。
	P30～P34	・未確定分の計画値も記載する必要があるとのことだが、記載しにくい場合は例えば「0」と記載すればよいか。	販売計画であれば、計画提出時点では販売が決まっていないものの、当該販売先が将来希望すれば販売できるよう、当該販売先専用に確保している供給力を記載します。同様に、調達計画であれば、販売先に専用に供給力を確保してもらっており、将来希望すれば調達できる供給力を記載します。他方、供給余力があった場合に限り販売する等の場合については、未確定分に計上できません(「0」を記載)。
	P30～P37	・計画値の記載に関しては、未確定分の扱いなど、各種ルールや知っておくべき項目があり、認識の齟齬を防ぐために運用解説集等を作成していただきたい。また、運用解説集の提供時期についてスケジュールを教えていただきたい。	年内目途で作成したいと考えております。
入力支援ツール	P48 スライド9	・入力支援ツールはいつごろから利用可能かの目安を知りたい。	まずは、事業者様との対抗試験向けに暫定版のHP公表(11月末の予定)を考えております。正式版については、系統利用者の使いやすさ・判りやすさの面から仕様を鋭意見直し中であり、出来次第のHP公表を考えております。画面イメージだけでも先に公表したいと考えており、不完全な状態でも段階的に公表していく予定です。
	P48 スライド9	・エクセル形式での計画提出様式の提供は予定されているか。	入力支援ツールが、エクセル形式の計画提出様式となるものです(公表時期は同上)。

■広域機関システムに関する事業者説明会(2015年10月28日午前・午後2回開催)質疑応答

分類	説明会資料の該当頁	質問	回答
事業者コード	P49 スライド11	・今は卸供給という立場で、今後、ライセンス制により発電事業者になる予定だが、現時点では広域機関にも加入していない。事業者コードというのは、特段ライセンス制と関係なく進めてよいのか。	事業者コードの申請は、ライセンス取得と関係なく進めていただきたい。
	P49 スライド11	・広域システムの事業者コード申請で発行されるコードは、スイッチング支援システムの事業者コードと共通でよいのか。	事業者コードは、スイッチング支援システムと広域機関システムとで共通のものです。ただし、システムを利用するにあたり発行されるIDとパスワードは、両システムで別個のものになります。
	P53 スライド19	・現在取得済みの事業者コードについては、事前に広域機関で登録していただけるのか。	既存の事業者コードは今後も使用できます。広域機関システムへのデータ移行については、広域機関が実施します。なお、今後の管理のため、既存の事業者コードについて追加情報をご提出いただくことも検討しており、その際はご協力をお願いします。詳細は後日お知らせします。
クライアント証明書	P50 スライド13	・クライアント証明書について、スイッチング支援システムで取得するクライアント証明書とは別に、広域機関システム用のクライアント証明書を取得する必要があるのか。両方を兼ねることはできるのか。	スイッチング支援システムと広域機関システムで利用するクライアント証明書は、共にジャパンネット株式会社であり、共通に利用することは可能です。ただし、スイッチング支援システムと広域機関システムを別々にシステム構築されるなど、利用者さまのサーバまたはクライアントの構成によっては、共有できない場合もあると思われます。
	P50 スライド13	・一般送配電事業者向けのクライアント証明書と共通のものを利用可能か。広域機関システムと一般送配電事業者向けのシステムを仮に1システム、2つのサーバーで運用した場合、2つのクライアント証明書が必要になるのか。	広域機関向けのクライアント証明書は、現在、一般電気事業者向けに使用されているクライアント証明書とは異なりますので、現在のものはご利用できません。 (2つのクライアント証明書が必要となります)
システム利用申請	P51 スライド14	・全ての発電事業者は、広域機関システムの利用申請が必要になるのか。	発電事業者は供給計画の提出が必要なため、広域機関システムへの登録が必要です。
	P53 スライド19	・発電事業者以外の発電者の発電所マスタを登録する必要があるが、申請は必ず発電事業者から申請する必要があるのか。代理で小売電気事業者等が申請できるのか。	これまでの代理申請において管理上の問題が発生している(代理申請時と取引先が変わり、発電所(系統)コードがわからない等)ため、発電所所有者の詳細情報を登録する等の見直しを検討中です。既存の発電所(系統)コード分については、追加情報をご提出いただくこともあり得るため、その際はご協力をお願いします。詳細は後日お知らせします。
システム仕様	P55 スライド23	・JX手順の関係で、ACMSが必要とあるが、JX手順を順守していればACMSは必須でなくてもよいのか。ACMSが必須となると改造対応が必要となる。	●事業者説明会での回答を修正いたしました 説明会以降、複数の事業者さまから同様の質問を受け、事業者さまのシステム開発面などを考慮し、再度検討した結果、ACMSの利用は必須ではなく、推奨とさせていただきます。 現在広域機関HPIに掲載されている、10/28事業者説明会資料につきましても追って修正致します。 なお、事業者様側のご使用パッケージがACMSではない場合、障害発生時などの原因解析は広域機関内の情報までとなり、事業者様側は事業者様自身で原因解析をしていただくこととなりますので、予めご了承のほどよろしくお願い致します。 (参考)事業者説明会での回答 ACMSでシステム連携を考えているため必須条件です。広域機関システムにはACMSパッケージを導入しており、ACMS同士の通信は保障されているが、ACMSと他の通信手段の動作は保障されていません。JX手順で実施するためにはACMSを必須とお考えください。なお、ACMSが準備できないのであれば、WebAPIのインターフェイスを用いたシステム連携もあります。
	P55 スライド23	・JX手順で受付をする場合には、ACMSのライセンスと保守費用が必要とあるが、どのくらいの費用が必要かを教えていただきたい。	ACMSを提供している株式会社データ・アプリケーション(DAL)に、ご確認をお願いいたします。
	P58 スライド29	・WebAPI使用の際には、WSDLファイルを提供していただけると思うが、その見込み時期はいつになるか。	広域HPIに記載しているWebAPIの仕様書が全てであり、WSDLファイルでのデータ提供は考えておりません。
	P61 スライド34	・計画提出はブラウザを介してアップロードできるとあるが、特にブラウザのバージョンの指定はないため、どのブラウザでもアップロードできるのか確認したい。	ブラウザは、IE10、11、クロームの3種類に対応しております。
対向試験	P49 スライド10	・今後の対向試験について、P49①～⑤の手続きがあるが、④マスターデータ登録が完了していないと、対向試験は実施できないのか。	P49、スライド10において、①事業者コード申請、②クライアント証明書取得、は必須項目、③広域機関システムの利用申請も、手続きをお願いしたい。④マスターデータ登録については、対向試験は試験用の仮マスターでも可能と考えております。
	P74 スライド61	・対向試験の申込について、P74に「対向試験申込時に、併せて広域機関システム利用申請についての実施もお願いします」とあるが、対向試験の申込は11月開始、システム利用申請は12月開始という認識でよいのか。それとも11月に対向試験の申込とシステム利用申請が実施できるということか。	対向試験の申込は11月、システム利用申請は12月開始です。
	P75 スライド63	・今後の計画提出について、3/1から各計画提出が始まるが、WEB直接入力やファイルアップロードの第2期の対向試験の期間と重複するので調整が必要ではないか。	第2期の募集は2月、試験は3月であるため、第2期の対向試験申し込みでは、P75に記載した計画提出締切には間に合いません。その場合は、第1期に申し込んでいただく必要があるため、第1期の募集社数の拡大について必要により検討いたします。

■広域機関システムに関する事業者説明会(2015年10月28日午前・午後2回開催)質疑応答

分類	説明会資料の該当頁	質問	回答
併用期間中の計画提出	P75 スライド63	・併用期間中の年間計画の提出について、現状は実同時同量であるが、計画同時同量を採用する場合は、それぞれ違う方式で提出する必要があるのか。	計画値同時同量のフォーマットで計画を受け付けるのは広域機関システムであり、一般送配電事業者は4月以降の計画を受け付けることができません。そのため、併用期間は、4月以降の計画値同時同量の計画データは広域機関に提出し、3月分の実同時同量の計画データは一般電気事業者に提出することになると考えており、現在具体的な移行方法を検討している状況です。
	P75 スライド63	・H28年2月以降、3月31日までの新旧併用期間中は、一般電気事業者と広域機関の両方に計画提出する必要があるとのことだが、対応が厳しいと考えており猶予されることはないのか。	P75、スライド63に本格業務開始のスケジュール案を記載しております。平成28年4月からの本格業務開始に際し、段階的に一般電気事業者に提出していた計画を広域機関に移行していく必要があります。この併用期間中は、両社への計画提出が必要になると考えております。WEB直接入力やファイルアップロード方式をご用意しておりますので、広域機関へのデータ提出をお願いします。
	P76 スライド65	・H28年2月以降、3月31日までの新旧併用期間中は、新旧両方の提出方法による計画提出が必要とのことだが、要望として30分実績も新旧両方提供いただきたいが可能か。	実績値については広域機関からの提供は行っており、一般送配電事業者の対応となります。
FIT特例制度	P23 スライド23	・FIT特例②というパターンはどのようなコンセプトで用意されているのか。特例制度を利用しない場合もあるのか。	広域機関が定める規則ではないためお答えしにくいですが、FIT特例②と通常の発電量調整供給契約との違いは、小売電気事業者が契約者となるということだけで、それ以外は変わりません。特例制度を利用しない場合は、発電者そのものが発電バランスグループを組んで契約を結ぶか、実同時同量の契約者が発電計画を提出する形態ということになります。
	P24 スライド47	・バイオマス混焼発電所において、特例①および②も利用せず、通常の発電契約者が計画を提出するということが可能か。	今まで通りの対応も可能と思います。
	P24 スライド47	・FIT特例①②については、小売電気事業者が特に申出することなく自由に選択することができるのか。	契約に関する具体的な手続きについては、新約款が認可された後に、一般電気事業者から、現在契約を結ばれている方々に、ご案内があると思われまので、そこでご確認していただきたい。
	P24 スライド47	・「FIT特例制度①と特例制度②は、各々別々に特例発電BGを形成する」とあるが、同じエリアで①と②があった場合、片方は実同時同量、片方は計画値同時同量ということはあるか。	1つの小売電気事業者が特例制度①と特例制度②のBGを形成することはできますが、1つの事業者は1つのエリアで1つの接続供給契約しか持てないため、想定されていることはあり得ないと思います。
	P39 スライド21	・FIT特例について、水力、地熱、バイオマスの計画提出は前々日12時で、送配電事業者はその妥当性を確認するとあるが、具体的にどのような内容を確認するのか。送配電事業者は、小売電気事業者以上の情報を把握していないと考えている。	一般送配電事業者の確認方法について、広域機関から答えられません。が、一般送配電事業者が確認する理由は、インバランスリスクを一般送配電事業者が負うことになるためであり、明らかな入力間違いがないこと等を確認していただくことになるものと考えております。
	P39 スライド21	・FIT特例①について、前々日16時までに一般送配電事業者は、水力・地熱・バイオマスの計画値の妥当性確認や、太陽光・風力の発電計画を作成・登録するとある。 ・この段階の通知では、計画と実績の誤差が大きくなるのではないか。通知時間は前々日16時で確定なのか、今後精度を高くするために直前にするなどの見直しする可能性があるのかを教えてください。 ・計画と実績の誤差が大きいと、一般送配電事業者は調整力として火力機の準備などの対応が必要である。将来的には制度の見直しも検討していただきたい。	現在広域機関のHP上で検討状況を公表し、意見照会させていただいております。大半の意見は、前々日16時で良いとのことであり、まずはこの時刻で進んでいくものと考えております。また、将来の見直しについては国と相談して検討を進めていく必要があると思います。
P39 スライド21	・FIT特例制度で、一般送配電事業者や大半の意見は前々日16時でよいとのことだが、広域機関の中で前々日16時でよいと判断された根拠を教えてください。	発電計画をいつ作成すればよいかは、国や一般送配電事業者との間の協議にて決定されたものと思いますが、今後この時間が適切であるかどうかを検証する必要があるれば、今後の広域機関の検討課題になると思います。	
作業停止計画	P41 スライド25	・作業停止計画の対象については、発電設備の規模要件は定められていないが、一般電気事業者との間で提出を求められているものを提出するという理解でよいのか。	一般電気事業者との申出書で提出を求められている発電設備と同等、とご理解で良いと考えております。
供給計画	P1 スライド1	・発電事業者について、要件に該当する事業者のみ届出制で、要件は国より別途提示とあるが、仮に要件に該当しない場合は供給計画の届け出の義務はないとのことでしょうか。	要件については国で検討を進められている段階であるが、その元となる考え方は制度設計WGで示されており、これをベースに決定される見込みと聞いております。なお、発電事業者とならない場合は供給計画の届出義務はございません。
	P10 スライド19	・供給計画について、事業者間の整合確認は行われるのか。	供給計画は、事業者単体の集計チェックを行います。事業者間のチェックは実施しません。なお、供給計画と需要・調達、発電・販売計画との間で、データの引継ぎ等は行っておりません。
	P43 スライド30	・来年度の供給計画提出のタイミングはいつ頃を想定すればよいのか。	供給計画の提出期限は、具体的には国で検討を進められております。H28年4月以降もライセンスなしで仮発電事業者として事業を継続することもできますが、4月1日～6月末までの期間にライセンスは所得していただく必要があり、ライセンス取得以降提出いただくこととなります。
	P43 スライド30	・風力発電事業を行っているが、供給計画の提出のみでよいと認識している。届出期限について「法第27条の27に係わる届出を行った後、遅延なく」とあるが、この届出をするまでは、供給計画の提出義務はないことでしょうか。	発電事業者の要件はまだ国から明確に提示はされていませんが、来年4月1日から6月30日までの期間はライセンス取得なしでも発電事業はできますので、その期間内にライセンス取得申請をし、届出後に供給計画を提出をしていただく必要があります。
系統情報公表	P60～62	・集計したデータ等は系統情報として公表とあるが、誰にどのような情報が公表されるのか。 ・例えば当日計画はリアルタイムで確認できるのか。	利用者個別の情報ではなく、連系線の空容量や、エリア需給状況、作業停止の情報等を公表しております。連系線利用計画が当日計画で登録された場合は、連系線の空容量などを、ほぼリアルタイムに公表いたします。公表内容は、現状の公表内容に加えて、エリア需給状況の実績や、地内の基幹送電線の情報などを新たに追加する予定です。