

Elia Grid International 訪問報告書

訪問箇所	Elia Grid International
訪問都市	Berlin, Germany
訪問日	平成 29 年 11 月 29 日(水) 12 時 30 分～15 時 00 分
訪問者	諸富徹(京都大学)、東愛子(尚綱学院大学)、中山琢夫(京都大学)、小川祐貴(京都大学)、山東晃大(京都大学)
対応者	A : Peter Mark
ヒアリング内容	
組織について	<ul style="list-style-type: none"> ・ 50Hertzの子会社 ・ elia(ベルギー送電事業者)60%、50Hertz40% ・ egi(ブリュッセル、ベルリン、ドバイ) ・ コンサルとエンジニアサービス(世界中) ・ 発送電分離と送電と給電の分離について(日本も自由化が始まったばかり) ・ 系統運用、今後20年の系統増強に関するアドバイス ・ 電力市場も対象
ドイツ電力市場の現状	<ul style="list-style-type: none"> ・ 前日市場と当日市場とbalancing市場がある ・ 市場は法律で透明性と公平性の確保が義務付けられている ・ ドイツの電力市場は、いまま市場の利害関係者から声を拾状況に合わせて市場をリデザインしている ・ 今日のテーマ: 調整市場、当日市場について質問があった ・ 当日市場からbalancing市場の移行のタイミングを聞きたい? 実際にお互いが競合しているような状態。 ・ 基本的な考えとして、前日市場はざっくり見越して買う、当日市場は当日を見て調整する
ドイツの電力市場と需給調整	<ul style="list-style-type: none"> ・ 前日市場と当日市場とbalancing市場がある ・ 市場は法律で透明性と公平性の確保が義務付けられている ・ ドイツの電力市場は、いまま市場の利害関係者から声を拾状況に合わせて市場をリデザインしている ・ 今日のテーマ: 調整市場、当日市場について質問があった

- ・ 当日市場からbalancing市場の移行のタイミングを聞きたい？
実際にお互いが競合しているような状態。
- ・ 基本的な考えとして、前日市場はざっくり見越して買う、当日市場は当日を見て調整する
- ・ 東: intradayのゲートクローズは15分前に対して、ノードプールは1時間前。なので、ゲートクローズに関してはドイツとタイムラグがある。ノードプールは、-1時間から-45分の15分間にregulation marketが開く
- ・ intradayのあとにregulating marketのデンマーク方式 or 事前に容量市場を経てintradayをギリギリまで開放する、どちらがいい？安定性に寄与するとドイツで考えられているか？
- ・ A: それぞれに機能していて、満足している。
- ・ 東: ドイツの市場はintradayを15分前にする方が機能的と考えている？
- ・ A: そうです。大きな逸脱があることをリアルタイムの直前に知るの怖い
- ・ 容量市場: 入札、FCR(1週間前)、FFR()、mFFR
- ・ Intradayを-1時間から-15分にしたことで、柔軟性が向上したと考えられる
- ・ 東: intradayのゲートクローズは15分前に対して、ノードプールは1時間前。なので、ゲートクローズに関してはドイツとタイムラグがある。ノードプールは、-1時間から-45分の15分間にregulation marketが開く
- ・ intradayのあとにregulating marketのデンマーク方式 or 事前に容量市場を経てintradayをギリギリまで開放する、どちらがいい？安定性に寄与するとドイツで考えられているか？
- ・ A: それぞれに機能していて、満足している。
- ・ 東: ドイツの市場はintradayを15分前にする方が機能的と考えている？
- ・ A: そうです。大きな逸脱があることをリアルタイムの直前に知るの怖い
- ・ 容量市場: 入札、FCR(1週間前)、FFR()、mFFR

	<ul style="list-style-type: none"> ・ Intradayを-1時間から-15分にしたことで、柔軟性が向上したと考えられる ・ 東: intradayのゲートクローズは15分前に対して、ノードプールは1時間前。なので、ゲートクローズに関してはドイツとタイムラグがある。ノードプールは、-1時間から-45分の15分間に regulation marketが開く ・ intradayのあとにregulating marketのデンマーク方式 or 事前に容量市場を経てintradayをギリギリまで開放する、どちらがいい？安定性に寄与するとドイツで考えられているか？ ・ A: それぞれに機能していて、満足している。 ・ 東: ドイツの市場はintradayを15分前にする方が機能的と考えている？ ・ A: そうです。大きな逸脱があることをリアルタイムの直前に知るの怖い ・ 容量市場: 入札、FCR(1週間前)、FFR()、mFFR ・ Intradayを-1時間から-15分にしたことで、柔軟性が向上したと考えられる
Redispatch について	<ul style="list-style-type: none"> ・ 風力発電の接続について、南北間でボトルネックが生じる ⇨ 政府もパターンを把握して、直流高圧送電網も解決案の一つ or 北部の風力発電の拡張を一時的に抑制することも考えられており、ドイツ北部の風力の年間の拡張期限を設けた(年間2.7GWまでの建設) ⇨ BnetzAが実施 ・ 中山: 北部の風力発電の輸出制限は？ ・ A: 風力が活発になると、ループフローが起きて、東側のポーランドやチェコに送電された電力がドイツに戻ってくる(チェコとポーランドの電力網に負担だけ与えてしまう)ため、そこにブロックするseverを入れて、無理やり電力が流れ出さないような対策もしている。

	<ul style="list-style-type: none"> ・ A: 西側のフランスやオランダは、東側との問題は違う。severもやっているが、西側に対しては市場原理で解決しようとしている。 ・ 東側についてはTSOがコントロールしている。 ・ 中山: 海外のTSOとの調整は、誰がやる? ETSOじゃないの? ・ A: 地域によって役割を変えている。西側についてはEUレベルの統合の話があるが、物理的な話はTSO同士で話し合いをしている
<p>北部の風力発電制限と、bidding zone split の比較</p>	<ul style="list-style-type: none"> ・ 風力発電の接続について、南北間でボトルネックが生じる ⇨ 政府もパターンを把握して、直流高圧送電網も解決案の一つ or 北部の風力発電の拡張を一時的に抑制することも考えられており、ドイツ北部の風力の年間の拡張期限を設けた(年間2.7GWまでの建設) ⇨ BnetzAが実施 ・ 中山: 北部の風力発電の輸出制限は? ・ A: 風力が活発になると、ループフローが起きて、東側のポーランドやチェコに送電された電力がドイツに戻ってくる(チェコとポーランドの電力網に負担だけ与えてしまう)ため、そこにブロックするseverを入れて、無理やり電力が流れ出さないような対策もしている。 ・ A: 西側のフランスやオランダは、東側との問題は違う。severもやっているが、西側に対しては市場原理で解決しようとしている。 ・ 東側についてはTSOがコントロールしている。 ・ 中山: 海外のTSOとの調整は、誰がやる? ETSOじゃないの? ・ A: 地域によって役割を変えている。西側についてはEUレベルの統合の話があるが、物理的な話はTSO同士で話し合いをしている
<p>redispatch が各発電所に指令されるまでのプロセス</p>	<ul style="list-style-type: none"> ・ A: ①-1週間に給電計画を策定する、②TSOが各発電所に待機を依頼をする(TSOが指令したら義務だが、発電所側の状況で断れる)、③これで給電計画が決まる、FIX、④計画に入った発電所はredispatchの義務が発生する、⑤前日市場

	<p>はredispatchを減らすために大事な市場、⑥intradayでも3時間前までなら発電所に緊急稼働を支持することができる</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 東: 上流側の発電量を下げた事業者は、redispatchで保証はされる? ・ C: TSOからredispatchの指示があったのに、その必要性がなくて稼働しなかった場合でも保証は支払われる。 ・ C: (東先生の質問に対して) ボトルネックがあった場合、redispatchの発電所は燃料を使わないことになるので、逆にTSOがお金をもらうことになる。TSOはそのお金を使って、別の発電所に支払っている。 ・ 東: 発電事業者にとっては損では? ほんとは高い価格で売れるはずだったのに、稼働を止められるのは大きな損。なにか保証されるのか? ・ C: redispatchを詳しく話すと、前日の18時から前日市場があり、当日市場がある。前日の18時に給電計画が出て、そのあとにredispatchの調整が入るが、ボトルネックの想定に基づいて発電量を調整する。そのときにまずDSOから事業者に支払われる。しかし、redispatchで待機していたが結局稼働しなかった場合は、燃料分をTSOに返却する。 ・ Q: 燃料分とは発電の種類によって変わるのか? ・ A: 発電所の種類によってTSOに返却される金額は変わる(限界費用コストによる) ・ 東: 市場からもお金はもらえないのか? ・ C: そう。発電所Aは50MWの契約のうち30MWしか稼働しなかった場合、TSOは混雑しているのを見て20MW分の燃料分負担を発電所AからBに移す。 ・ 東: redispatchがあったとしても、各発電所の経営には影響を与えない? ・ A: redispatchモデルが発電に影響を与えるか? 全くない。
Grid Reserve について	<ul style="list-style-type: none"> ・ A: ①-1週間に給電計画を策定する、②TSOが各発電所に待機を依頼をする(TSOが指令したら義務だが、発電所側の状

況で断れる)、③これで給電計画が決まる、FIX、④計画に入った発電所はredispatchの義務が発生する、⑤前日市場はredispatchを減らすために大事な市場、⑥intradayでも3時間前までなら発電所に緊急稼働を支持することができる

- ・ 東: 上流側の発電量を下げる事業者は、redispatchで保証はされる?
- ・ C: TSOからredispatchの指示があったのに、その必要性がなくて稼働しなかった場合でも保証は支払われる。
- ・ C: (東先生の質問に対して) ボトルネックがあった場合、redispatchの発電所は燃料を使わないことになるので、逆にTSOがお金をもらうことになる。TSOはそのお金を使って、別の発電所に支払っている。
- ・ 東: 発電事業者にとっては損では? ほんとは高い価格で売れるはずだったのに、稼働を止められるのは大きな損。なにか保証されるのか?
- ・ C: redispatchを詳しく話すと、前日の18時から前日市場があり、当日市場がある。前日の18時に給電計画が出て、そのあとにredispatchの調整が入るが、ボトルネックの想定に基づいて発電量を調整する。そのときにまずDSOから事業者に支払われる。しかし、redispatchで待機していたが結局稼働しなかった場合は、燃料分をTSOに返却する。
- ・ Q: 燃料分とは発電の種類によって変わるのか?
- ・ A: 発電所の種類によってTSOに返却される金額は変わる(限界費用コストによる)
- ・ 東: 市場からもお金はもらえないのか?
- ・ C: そう。発電所Aは50MWの契約のうち30MWしか稼働しなかった場合、TSOは混雑しているのを見て20MW分の燃料分負担を発電所AからBに移す。
- ・ 東: redispatchがあったとしても、各発電所の経営には影響を与えない?
- ・ A: redispatchモデルが発電に影響を与えるか? 全くない。



