

付録 訪問議事録

<TSO>

- Red Eléctrica España 社 (REE社, スペイン)
- Vattenfall Europe Transmission 社 (VE-T, ドイツ)
- E I i a 社 (ベルギー)
- ORTE社 (フランス)

<大規模太陽光発電所>

- Fotowatio 社 La Magascona 太陽光発電所 (スペイン)

<規制当局>

- スペイン産業観光通商省エネルギー総局 (MITYC, スペイン)

REE社

日時：2009年3月16日（月）15：30～17：30

場所：RED Eléctrica de España 社（Madrid 郊外の Alcobendas 市）

先方：Juan Manuel Rodríguez García (Jefe del Departamento de Organismos Internacionales DGO), Miguel de la Torre Rodríguez (Departamento Centro de Control Eléctrico)ほか

[議事概要]

- ・ 同国での風力発電増大による最大の懸念事項は、系統擾乱によって引き起こされる風力発電の一斉脱落に伴い、フランスとの連系線がしゃ断に至ること。これを避けるために風力発電を含む 10MW 以上の Special Regime に対する制御センターを設置し、送電系統のセキュリティ解析結果に基づいて、集中的に風力発電などの出力抑制を行うようになった¹。
- ・ 近年の風力発電増に伴い、下げ方向の予備力が不足し、風力発電の出力抑制を行った事例が出現した。
- ・ 今後、同国に 4000 万 kW の風力を導入する見通しがあるが、その場合は風力発電の出力抑制がキーとなろう（政府のアンビシャスな計画に REE として異は唱えない一方で、いざという場合に備えたセキュリティ確保上のツールを技術・制度両面で確保したいという姿勢）。
- ・ 2007 年の Grid Code 改正で、風力発電機に Fault-Ride-Through 能力が求められることとなった。容量 4000 万 kW をにらんだ場合、風力発電に瞬動予備力機能を要求するなど、風力発電機の特性を在来型電源の特性に合わせるなどの改正が必要となるだろう。
- ・ 最近の新・増設は、風力とコンバインド火力が主体であった。原子力の予定は無い。

[議事詳細]

- ・ 同社はスペインのイベリア半島と島嶼（カナリア諸島など）での、送電系統の計画・保守、系統運用（安定供給）などを実施
- ・ 当日(3/16) , 需給状況(概数)の例：[単位 MW]

時刻	16:02	17:13
➤ 需要	: 29037	28932
➤ 発電計	: 29830	29231
➤ 国際連系	: -686	-222
➤ 火力+原子力	: 17549	17414
➤ 水力	: 2917	2806
➤ 揚水（発電）	: 0	0
➤ 新エネ(除風力)	: 6397	5788
➤ 揚水（動力）	: 87	86
➤ 風力	: 2735	3026

¹ 現在、対象となっているのは風力発電所のみ。

- ・ 風力発電は 1590 万 kW の設備があるものの、気象条件に起因し 3/16 の出力は低
- ・ 電源設備の構成：原子力は 8 機。火力は石炭、天然ガス複合、石油火力など。天然ガス複合は 1998 年以降導入も、現在は火力の中心。揚水は 400 万 kW 程度。また太陽は 300 万 kW
- ・ 従来の火力+水力系統がグリーン発電+天然ガス複合系統に変貌
- ・ 予備力保有の実情（reserve の定義については付録参照）
 - Primary reserve：各設備の容量の 1.5% を保有
 - Secondary reserve：ACE²をもとに自動制御を実施
 - Tertiary reserve：前日計画し、運用者が当日に市場からビットで調達
- ・ ACE を最小にするように制御しているが、実際には特にフランスとの間の連系線潮流に配慮している
- ・ REE で面倒を見ているのは送電系統（400kV, 220 kV）
- ・ 1985 年と他国に先駆けて TSO として設立
- ・ 系統規模－電源容量：9000 万 kW³，総需要：280TWh
- ・ 国際連系：フランス(140 万 kW)，ポルトガル，モロッコと交流連系
- ・ 他国との連系容量が 5%未満と小さいことが特徴。欧州の目標値 10%にむけては連系線の新設要
- ・ 電源構成（kW, kWh）の紹介有り。kWh はガス複合，原子力，石炭の順で，風力は 11%程度。その他に太陽光，コージェネ（special regime に含まれている）などもあり
- ・ 環境にやさしい水力，風力などは special regime として扱われている
- ・ 太陽は 310 万 kW。うち 61MW が太陽熱発電でその他は PV
- ・ 風力発電は北西部，北東部，中東部などに集中。2008 年末に設備容量 1560 万 kW
- ・ 送電系統では 2016 年度までに 12270km(架空)，386km(ケーブル)を新設する ambitious な計画あり（午前中と数値が異なる）。この大きな原因は再生可能エネの増大
- ・ 再生可能エネの増大に対処するために制御センターを設立。制御センターからは有効電力の set point とともに，WGCC へは，時々刻々に力率設定値を指令する（ペナルティー，ボーナス付）。

以下，質疑応答

Q. 風力増大による最大の課題は何か

A. 瞬低による風力発電の一斉解列。フランスとの国際連系線の管理のため，電源脱落は 130 万 kW 以下に抑えている⁴が，風力発電の一斉解列によりこのレベルを上回ることがある。これを避けるために 2008 年より Grid Code を残電圧 20%，150ms までに耐える FRT 能力を持たせるように改訂した。新設機はすべてこれを満足することが求められる
既設機も 4 年間に FRT を備えるように改修することが求められている。改修に伴い，ボーナスも得られる。これまで 900 万 kW 程度が改造を済ませているが，400 万 kW 程度は未改修である。

² Area Control Error。制御エリア内の需給インバランスを表す

³ 最大電力は 4,500 万 kW 程度である。

制御センターは、様々なシナリオに対し、これへの対応を課題としている。

Q. 制御センターの他の目的は

A. 上記の制御に加え、風力発電出力をモニターすること。風力発電の導入当初は少数の発電設備をモニターするに止めてきたが、その増大に伴い、状況をきちんと把握する必要が生じてきた。2007年6月より10MW以上の special regime 発電は出力を制御センターから監視できるようにすることが求められている。

Q. 大量導入に伴う他の課題は？

A. 電圧問題がある。従来、風力発電は力率よりボーナス/ペナルティが与えられてきた。しかしその設定値は時刻により決められていたため、その切り替え時刻に特に休日などに電圧に大きなスパイクが生じていた。

現在は、ノード毎に special regime 発電の力率に set point を送ることにより、これに対処するようにしている。究極的には電圧の set point を送ることが適当だろうが・・・（←必ずしも風力に電圧の set point を送るという意味ではないと推察）

Q. F R T面から見た set point の決め方の詳細について教えてほしい

A. PSS/E⁵を用い、70のノードで三相短絡が生じた場合を対象として故障計算を行う。この計算結果（電圧低下の地域分布）と風力機の分布（FRT能力の有無を含む）を重ねて、風力の脱落量を計算する⁶。

フランスとの連系線に期待できる応援可能量を上回る脱落量（調査時は130万kW⁷に設定）の面から、critical case + subcritical case を抽出し、風力発電の maximum admissible power を計算する。具体的には

①最適化1：上記の admissible 値を上回らないように、現在出力を考慮し、最適化
ただし複数の解あり

②最適化2：風力発電のロスを最小にするように最適化。感度の高い地点の出力抑制を選ぶ

以上を20分おきに行う。各風力は15分以内に指令に従うことが求められる。

上記は厳密ではないが十分に実用的な手法と考えている。

「maximum admissible power－風力出力合計値」を、風力管理用の margin として系統盤表示して常時監視。（margin が0もしくは負値になった時点で出力抑制が必要となる指標）

Q. その際に、風力発電出力の予測を行っているのか

A. 行っていない。20分程度での全系の風力発電の合計出力の ramp 率（出力変化率）はあまり大きくない。

Q. 系統混雑など一斉脱落以外の要因で風力発電の出力抑制を行うことがあるか

A. 系統混雑による出力抑制は、他の電源の出力変更などを行った後の最後の手段ではあるが、系統増強の遅れ等に起因し実施することがある。D S Oを通して出力抑制を行うこととなる。ただし配電系統の混雑に起因し行うことが多い。

⁴ 連系線の潮流状況により、もう少し増やせる場合もある。

⁵ Power Technologies International 社が提供している電力系統解析用ソフト。

⁶ 計算結果の妥当性は実測値と比較することにより評価している。計算結果はやや安全サイドではあるものの妥当な結果であった。

⁷ 現在でも、潮流条件によってはさらに大きな値として運用している。

また昨年に 1 回ではあるが、需給バランスの面から出力抑制を行ったことがある。風力発電の出力予測誤差が 300 万 kW に達し、しかも風力の出力増加率が速かったため、複合発電の停止などの対応が不可能となり、下げ方向の tertiary reserve が不足し、出力抑制を行った。

- Q. 予測誤差 300 万 kW は容量比の 20%程度とあまり大きくないようだが・・・
- A. 風力発電出力の誤差管理は実績出力に対する比で管理している。なお誤差 300 万 kW はかなり大きな誤差の部類に属する。
- Q. 風力発電出力に rate limit をかければ事態は改善するのではないか
- A. この程度の容量に達すると、平滑化効果が効き、風力発電出力の ramp 率は需要変動のそれに比べ小さい。
- Q. 出力抑制による風力発電事業者の機会損失はどの程度か
- A. 瞬低対応のものが多いが、とはいえ kWh の損失で見れば小さい量（席上、概算したところ、0.1%程度以下か）⁸。
- Q. 出力抑制に対し補償をするのか
- A. 法的に求められていないため、実施していない。なお多くの風力は市場に発電電力を出しているが、その場合、real-time congestion management により価格の 85%は補償される。なお、補償をしないことが、風力発電事業者が F R T 能力に関する grid code に従うインセンティブになるという側面もある。
- Q. すべての風力発電が F R T 能力を備える 4 年後には制御センターは不要になるのか
- A. 電圧が 20%以下に低下することもあるし、実際には 3.5GW 程度の設備は技術的かつ経済的に F R T 能力を備えるのは難しいだろうこともあり、今後とも必要である。また「見える化」も必要である。
- Q. Grid Code で F R T (fault-ride-through) 能力を求めたことへの関係者の意見は
- A. 率直に言えばまずは不平ではあった。しかし grid code 改訂は関係者が一堂に会し改訂してきたため、関係者の理解を得た結果。風力発電を 3000~4000 万 kWにするには不可欠と認識
- Q. 今朝、政府で風力発電の容量の面から見て、国際連系の容量が不足というという話を聞いた。また、2016 年までに 7000km 新設という話を聞いたが、実現の見通しは
- A. 昨年出された ambitious な計画だが、N I M B Y により実際にはきわめて難しい。敢えて責任主体をあげれば政府当局、当局の投資インセンティブ付与の内容次第ということになる。
- 実際はその計画のうち約 11~12%が風力や太陽光の導入に伴うものと特定できるが、残りは 4%/年を超える高い需要の伸び、発電所の新設などに伴うものである。これにより、コンバインドサイクルなどの発電も必要となり、あわせて変電所や送電線も必要となってくる。送電線の建設が困難ななか、FACTS や移相変圧器などの採用の検討も必要と考えている。
- Q. 最近 smart grid, super grid などの話を良く耳にするが、貴社の系統事情から考え意見

⁸ 0.1%程度以下かという話はあったが、席上、概算した数値であるとともに、%のベースが不明などがあり、信頼の置ける情報ではないかもしれない。

があるか

A. 系統は基礎的なインフラであり、ステップバイステップで整備していくもの

Q. 風力発電増のためには系統サイドでフレキシビリティを必要と考えているが、具体的にどんなものを考えているか

A. 発電，送電，需要サイドの対策に分けて考える必要がある。

発電サイドでは、応動の早い発電機器として揚水式水力などの貯蔵が考えられる。また蓄電池やフライホイールなどの新技術も考えられる。REE社は離島も保有しているため、そこでの必要性も高い。また原子力の出力を変化させる選択肢も考えられるだろう。

送電サイドではFACTS⁹利用なども考えられる。

一方、需要サイドではDSMの活用も考えられる。

Q. 現在、原子力の負荷調整を行っているか

A. 行っていない¹⁰

Q. 風力4000万kW実現のためのロードマップがあるか。またそのためにどれだけの時間がかかるか

A. 我々が決めることではない。政府は風力を増やしたいと考えている。問題はその急増に対し、汲々として対応せざるをえないということ。4000万kWの風力のためには、新しいGrid Codeが必要と考えている。

Q. 風力発電が4000万kWにまで増えた場合をにらんで、Grid Codeの改訂が必要と考えているか

A. 次の点などについて、2011年頃に新たなGrid Codeを導入したい。もちろん最初からすべての風力機にすべての期待できるわけではないが……。なおその議論の際には、イベリア半島と島嶼部で分けて考える必要がある。

風力に予備力機能を持たせることを考えている。イベリア半島部ではprimary（定格容量の1.5%）とtertiaryを、島嶼部では併せてsecondary（5～10%）も期待することが考えられる。

4000万kW時のbalancing問題については揚水式水力やDSMの利用を視野に入れているが、特に風力の出力抑制がポイントである。出力抑制のための法的な裏付け（legal capability）が得られるなら、4000万kWの達成も可能であろう。

ただし、風力開発は条件の良い地点から進められてきたため、今後の開発地点は条件の劣る地点となり、そこで出力抑制が必要な場合は採算面から苦しくなるかもしれない。

Q. 需給調整のために、揚水の建設が必要となる場合、誰がその建設に責任を持つことになるのか。

A. Nobody（笑）。我々はどれだけの揚水が必要かを訴えることはできても、建設はできない。政府が十分なインセンティブを与える必要がある。それを受け、事業者が建設を

⁹ Flexible AC Transmission System の略。電力系統へのパワエレ機器応用。

¹⁰ 2008年7月24日にアメリカで同社が発表した資料の34ページには約半日かけてランパ的に出力を低減させている様相などが掲載されているが、これは他の要因によるものか（http://www.bpa.gov/corporate/business/innovation/docs/2008/BPA_California%20ISO%20RE%20Primary%20Presentation.pdf）

行うことになる。もし必要な調整量がなければ、（風力の）出力抑制を行わざるを得ない。

Q. WGCC (Wind Generation Control Center) はいくつあり、誰が保有しているか

A. 22。風力発電事業者が保有しているが、小規模な発電事業者の場合、それらを束ねた promoter が保有している場合もある。

Q. 風力発電の出力予測の現状は

A. 出力予測には、社内の出力予測（翌日予測と当日予測）および風力発電の promoter が提供するものの 2 種類がある。多くの風力発電事業者はその発電電力を市場で売っているため、予測が必要で、通告値と実出力の偏差については balancing penalty を支払う必要が生じる。いずれにしても REE は合計の偏差に対し、翌日市場、当日市場で対応することとなる。

風力発電事業者に対する balancing penalty の扱いは、他の発電事業者と同じである。つまり系統のニーズと一致する場合は penalty は零だが、そうでない場合は penalty を課せられる。balancing penalty は portfolio ベース¹¹で課せられる。

なお、以上は balancing の面から予測について述べたが、系統混雑対応からも重要である。

Q. 2006 年の UCTE での系統事故で周波数低下により多数の風力発電機が一斉脱落したと聞いているが、その原因は周波数リレーか

A. REE 管内で 2800MW の風力発電機が一斉脱落した。これは、従来の周波数リレーの整定は偏差が 1Hz になったら停止するように求めていたが、多くの風力機は偏差が 0.5Hz 程度になると停止するように整定を行っていたためである。

48Hz で 3 秒運転など、この状況を見直した。

Q. 周波数低下時の対応は

A. 不足周波数リレーによる負荷遮断、primary reserve の応動などにより対応。

Q. 電圧安定性や過渡安定度は考慮しているのか

A. 電圧安定性は中給ソフト (EMS) で考慮している。また過渡安定度については事前解析で検討している（←内容を十分に理解するには、もっと踏み込んだ質問が必要だが、時間切れとなった）

Q. 風力中給のシフト体制は

A. 3 交代である。

[付録] UCTE における予備力の分類

今回訪問した 3 カ国を含む UCTE 系統における予備力の定義は下記の通りである。定義が異なるため、厳密な対応付けは望むべくもないが、primary, secondary, tertiary reserve は、それぞれわが国の瞬動予備力、運転予備力、待機予備力に類似している。ただし予備力の定義は各国で異なっているため、内外等で比較を行う際には十分な注意が必要である。

¹¹ 「全発電種別ごとの発電電力量を基に、政府が定期的に算出する基準発電単価」を表すとの情報もあるが、先方の説明内容だけでは詳細は不明。

表1 UCTEにおける予備力の分類⁽¹⁾

	Primary reserve	Secondary reserve	Tertiary reserve
制御方法	自動	自動	手動
対象時間	～15, 30 秒	30 秒程度～15 分程度	15 分～
所要量	3,000kW の電源脱落をカバーできること	推奨式： $R = \sqrt{aL_{\max} + b^2} - b$ ここに a,b : 定数	

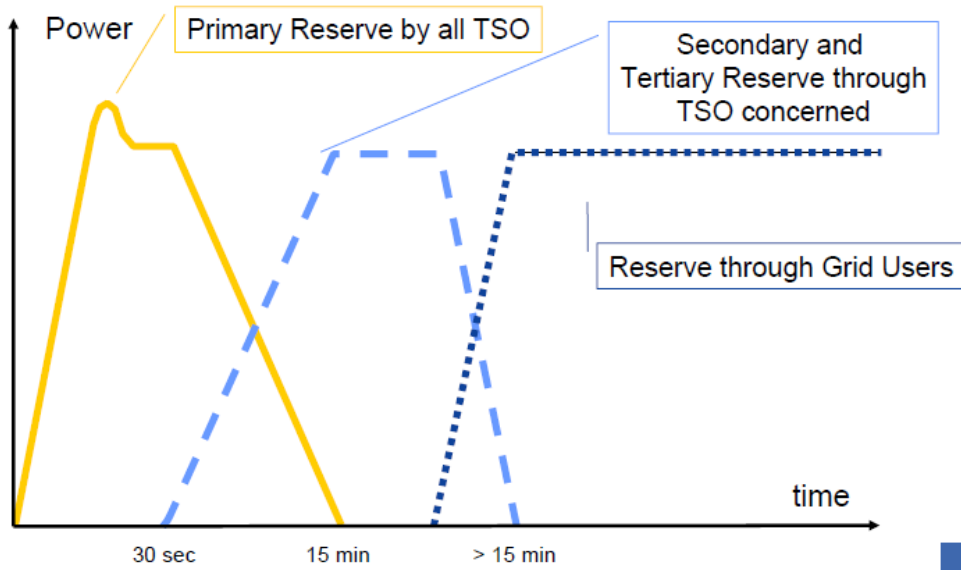


図1 予備力の分担
[出典] RWE 社資料

[参考文献]

1. UCTE, “Operation Handbook,” 2004.

Vattenfall Europe Transmission(VE-T)社 訪問メモ

1. 日時：2009年3月20日（金）10:00～15:00
2. 場所：ベルリン市 Vattenfall Energy Transmission 社会議室
3. 先方対応者：

Mr. Kranhold, Head of TSO-Cooperation

Mr. Erbring, Head of System Control & Security/Security of Supply

Mr. Ziemann, Head of Control Area Process

4. 概要

- ドイツでは EEG（再生可能エネルギー法）のもと、再生可能エネルギーの固定価格買取（FIT）と優先接続を定めることで風力発電を大幅に拡大。技術面では、TSO 間の連系線を通じて、風力の少ない制御エリアの短周期・長周期変動への調整力も活用することで、風力発電の出力変動に対処。例えば VE-T エリアの需要は 94.7TWh でドイツ全体の 18%に過ぎないが、風力は 8,960MW でありドイツ全体の 41%を占めるため、風力発電量の 50%程度を導入量の少ない他エリアに需要あたりの風力導入量が 15 分ごとに均等になるように融通して対応。（→風力融通スキームの詳細は、参考 1 の Hoba の説明参照）
- しかし、昨今の風力の拡大により、TSO 間や国際連系線の容量不足が顕在化、系統運用者は限界に近い運用を余儀なくされており、風力発電に起因した計画外のループフローにより、N-1 条件を満たすことが困難となる事態（→詳細は後述の 11/19～20 の事例参照。）も発生している。このため、送電容量の拡大が喫緊の課題。
- 設備形成面では、2020 年までに再生可能エネルギーを 30%以上（ほとんどは風力）とし、且つ再生可能エネルギーを優先活用する目標に対して、ドイツ国内で 380kV 超高压送電線 850km の建設が必要とされている。一方、ドイツ国内での架空送電線建設には 10～15 年程度を要する上、建設に対する反対運動もあるため、計画されている大規模な洋上風力を送電するのに必要なグリッドが整備されるかどうかは不透明な情勢。
- 系統運用面では、再生可能エネルギーの導入拡大に対処するため、TSO 間のさらなる協調が必要であり、VE-T を含む欧州の 11 の TSO が、共通の IT プラットフォームを開発し、広域的な系統のデータ連携とセキュリティ解析（潮流計算による N-1 チェック）を行えるようにすると申し合わせに合意。

5. 議事内容

(1)VE-T 概要 (Mr. Kranhold)

- ドイツの送電系統(380kV,220kV)は 4 つの TSO が保有・運用しているが、VE-T 社の制御エリア（旧東ドイツ地域）は 10.9 万平方 km で面積全体の 31%（人口 18.7 百万人、全国の 23%）、需要はドイツ全体の約 18%（ピーク需要は 1100 万 kW、年間需要は 94TWh、風力発電は 896 万 kW（2007 年末）で 41%が存在）。
- 従来予想もしていなかった風力導入の拡大があったが、VE-T は成功裏に対応してきた。VE-T としては EU やドイツ政府の方針を支持。
- EU のエネルギー政策の 3 本柱は安定供給、再生可能性、オープンアクセス（自由化）。

ドイツは EU の方針の下、再生可能エネルギー法(EEG)を制定し、TSO は再生可能エネルギーを全量買取り、買い取った電力をすべての需要家に配分する義務を負う。これは TSO にとって利益の出ないビジネス(non-profit business)。買取りコストは年間 20 億ユーロ (←ドイツ全体か VE-T のみかは不明)。また、風力発電出力は予測 (計画値) とは異なるため、インバランスを TSO が補給。インバランス・コストは TSO の年間コストの約 20%を占める。

- ▶ ドイツではすべての市場参加者がバランスグループ(BG)に属して 15 分同時同量を行うことが求められているが、TSO 制御エリア内のすべての風力発電事業者は TSO と 1 つの BG を構成。TSO がエリア内のすべての風力をまとめて、インバランスの面倒を見ている。このため風力発電事業者側にはインバランスの支払いが発生しない仕組み。
- VE-T など TSO の目標は、①電源のフリーアクセス、②混雑を生じさせないこと、③連系を希望する再生可能エネルギーを 100%連系すること。このため、非差別性を強く求められており、VE は VE-T を今夏までに売却予定。(E.On も E.On Netz の売却を検討中?)
- EEG では FIT で買い取った再生可能エネルギーを TSO 間で水平配分することを定めている。この仕組みは Hoba と呼ばれる (水平バランス Horizontal Balancing の略)。VE-T エリアは風力が多い一方、需要は小さいため、約 50%の風力発電をエリア外に輸出する必要があるが、このための送電容量が不足。
 - ▶ Hoba では、風力発電出力の実績に基づいて、風力発電量が各 TSO の需要に比例して配分されるよう 15 分毎に国内 4 つの TSO 間の風力の再配分を実施。需要と比べて風力の割合が高い VE-T, E.On が風力の少ない RWE や EnBW に対して輸出を行うことになる。(→詳細は参考 1 参照)
- ドイツ政府の目標は 2020 年までに電気の 30%を再生可能エネルギーでまかなうことであり、20 億ユーロの送電投資が必要となる見込み。
 - ▶ 2020 年までに必要となる送電線建設としては架空送電線を想定。地中ケーブルは架空送電に比べてコストが 10 倍程度高い。一方、架空送電線の建設には困難を伴う。ドイツにおける超高压の架空送電線建設リードタイムは、環境アセスなどに時間がかかるため 10~15 年程度は要する (昼食時に聞き取り)。
- 将来活用される技術としては、次世代の電力貯蔵が考えられる。スマート技術のほとんどは需要家サイドのものが多く、TSO として興味があるのは環境影響の少ない送電鉄塔建設など。送電線建設等のコストは最終的には消費者に転嫁されるはずだが、現状では消費者は再生可能エネルギー導入が価格上昇に繋がることを認識しておらず、(将来の値上げが消費者に理解され) 費用回収が保証されるか不透明である。

Q. ヒートポンプは再生可能エネルギーに含めないのか?

A. EEG では発電側の再生可能エネルギーのみ定義しており、需要家サイドのヒートポンプは含まれない。なお、ドイツでは夜間の電気による暖房を禁止。(ただし「これまでに大量 (400MW 程度) の設備があるため、そこに DSM の可能性有り」とのこと)。

Q. 電力貯蔵として CAES (圧縮空気エネルギー貯蔵装置) は考えていないのか?

A. E.On (EnBW)が検討しているが、非常にコストが高い。VE-Tとしては採用の予 なし。

(2)安定供給の確保(Mr.Erbring)

- TSO は安定供給を確保した上で、系統への再生可能エネルギー導入、電源のフリーアクセス、電力取引を保証する必要。一方、現在の（ドイツでの）TSO は悪いイメージで捉えられている（不透明、不公平、アンバンドル不足、投資不足など）。社会とのコミュニケーションが大きな課題。（←現在、Vattenfall Europe が送電会社である VE-T の売却を考慮しているのも、ドイツ国内の TSO の姿について様々な議論が交わされていることへの対応策との位置づけ）
- 将来の TSO は、よりインテリジェントに（スマートグリッド）、より大容量の送電（スーパーグリッド）を行うことが必要であり、そのために新しい送電技術や電力貯蔵技術が求められている。
- 安定供給について UCTE(欧州送電系統運用者連盟)で TSO 間の多者間相互協定(MLA: Multi-lateral Agreement)を締結し、各 TSO が UCTE の運用ハンドブックに準拠する仕組み。UCTE ではルールへの適合性を質問状により毎年 1 回評価している。昨年、VE-T は欧州の TSO として初めて UCTE の監査 (Compliance monitoring audit) を受けたが、16 項目のうち 15 項目は 100%適合、1 項目は 95%適合という評価であった。
- 2011 年までに 2427MW の注力候補地点が、2012 年以降も 3227MW の風力候補地点がある。
- バルト海の 12 の洋上風力発電所の VE-T 系統への連系が計画されている。トータルの容量は 500 万 kW(?) 程度。バルト海に建設予定の Baltic1 洋上風力発電所までの距離は 50~60km であり、2010 年に運転開始予定、その先に作られる Baltic 2 までは更に 80kmあり、海底ケーブルを布設する計画。
- 2007 年の法改正により、洋上風力に限っては、TSO が洋上の発電所までの海底ケーブルによるアクセス線を建設する義務を負うことになった（陸上では発電事業者側が既存システムまでのアクセス線建設コストを負担）。
- また、アクセス線だけでなく、制御エリア外に再生可能エネルギーを輸出するための送電容量増強が必要。
- 送電容量は現在でも不足。VE-T のピーク需要 1100 万 kW に対し、1000 万 kW の風力と 1300 万 kW の従来型発電所がある状況。昨冬のクリスマスには、最低需要 400 万 kW に対して、風力発電が 800 万 kW となり、多量の電力余剰が発生。他エリアへの人口流出が続いており、この状況は今後さらに悪化していく。
- 送電容量不足に対して、現在とりうる手段は、電気事業法(EnWG)第 13 条および送電系統ルール(Transmission Code)に規定。以下の順番に TSO が過負荷解消を実施する。
 - ① 送電系統の切替えや、高め電圧運用や短時間電流容量などによるグリッド側での過負荷対策(第 13 条第 1 項)
 - ② 需給調整契約を締結した需要家の負荷制限、再給電、カウンタートレード (※) など市場による対策(同第 1 項)
 - ③ ①および②でもセキュリティが保てない場合の最終手段として、再生可能エネルギーを含む電源の出力抑制(同第 2 項)

(※) カウンタートレードとは、「送電線混雑を解消するために、系統運用者が相殺潮流を流す電力取引を前日市場もしくは時間前市場を通じて行うこと」を指す。一方、再給電も同様の目的で行われるが、リアルタイム（もしくはインバランス）市場などで系統運用者が調達した電源に対するリアルタイムの給電指令に基づくものである点でカウンタートレードと異なる。

- 電気事業法第 13 条第 1 項に規定された措置の発動回数は年々増加。2006 年は 80 日、2007 年は 155 日、2008 年は 175 日。昨年は 2 回を除き第 1 項の範囲で対処。なお、VE-T の送電系統に連系される風力は 10%程度であり、残りの 90%が DSO の配電系統に連系されており、ほとんどの場合、③のケースは DSO を通じて実施することが必要。
- 昨年 11 月 19 日～20 日には、系統のセキュリティが脅かされ（「黄信号」がともった）、13 条のすべての手段が発動された（参考 1）。このとき、風力の出力が予測値を 100 万 kW 上回り、変電所での DSO からの逆潮流も 100 万 kW 程度増加する事態となった。このため VE-T は管内の時間前市場取引を停止。また変電所でのバンク過負荷解消のため、DSO に対して 110kV 系統に連系された再生可能エネルギーの出力抑制を含む措置を要請。バンク過負荷は解消されたが、チェコ・オーストリアとの国際連系線に過負荷が発生。系統切り替え、当日市場でのカウンタートレード（VE-T 社が連系線の潮流を緩和するため、エリア外の電力を市場で調達）、エリア内での再給電（系統運用者によるリアルタイムでの電源持ち替えによる送電線混雑の解消）および E.On、PSE（ポーランドの系統運用者）との再給電などを行って乗り切った。VE-T としては、系統運用はすでに綱渡り状態であり、送電容量の増強が喫緊の課題と認識。EU のイニチアチブによるヨーロッパ域内の連系線増強 TEN（Trans European Network）プロジェクトにも含まれており、VE-T としては EU の支援を期待。（注：欧州各国では系統がメッシュ状に連系され、従来は連系容量に大きな余力があったため、日本のようにエリア毎に需給バランスを取るといった概念が希薄であることがこの考え方の背景にある。しかし、最近では、前提としてきた国際連系線に余力が少なくなりつつあり、需給バランスを広域的に確保する上で連系線容量増強が必要とされているものと推測される。）
- 今後は送電容量増強、TSO や DSO などとの協調、関係者との対話が最重要。
- 現在、欧州の 11 の TSO が、安定供給のための協調に関する申し合わせに合意（昨年 12 月）。この合意事項には以下の 2 つの内容を含んでいる。
 - TSO 間のデータ連携と N-1 セキュリティチェック（潮流計算）
 - 専門家によるセキュリティ・パネル（一月 1 回の定例会議を実施）
- 火力等の最低稼働の必要性を部外者は理解せず、風力が発電する時は火力を 0 にすればよいと言われる。
- 風力+ストレージ（揚水+E V 等）+制御可能需要（家庭+産業等）の制御実証プロジェクトが政府支援の下、昨年から 5 カ年計画で始まっている。

Q. 電気事業法第 13 条第 2 項により再生可能エネルギーの出力抑制を行う場合、必要性を報告する義務があるのか？

A. まず DSO や関係者に報告。また措置が必要であった理由をまとめ、規制当局に速やか

に報告する必要がある。発電抑制には非差別性が求められるため、なぜ、その発電所を抑制しなければならなかったかを説明することが必要。なお、最近改定(2009年1月)された EEG の 11 条では発電事業者側は抑制措置による損失の補償を求めることができる(一方、電気事業法では補償の要はなく、アンビバレントな状況)。また今回の事象では 15 分間に 100 万 kW の風力の急増があったが、13 条第 2 項の措置は 20～30 分程度を要するという問題がある(→ということは、N-1 違反の状態がしばらく続いていたということ)。この事象では、特に風力の変化速度の大きさが課題であり、変化率の制限措置なども必要。(注:最近の CIGRE Electra 誌では、電力取引のスケジュールが変化する毎斉時に、UCTE 系統の周波数変動が大きくなるとの記載あり。このため、電力取引の時間単位毎の変化幅(段差制約)も気にするようになってきている可能性あり)

ほとんどの風力が DSO 系統に連系されており、直接 TSO から監視できない部分が多いことも問題。なお、現在、EEG では新設風力発電所に TSO へのテレメータ設置を求めており、既設に対しても 2011 年までにはテレメータ設置を求めている。これにより、TSO からの直接監視が可能になる見込みであるが、VE-T 側の給電システムの能力を上げるため、システム更新が必要となる。

Q. 2020 年までに再生可能エネルギー 30% 導入の実現性は?

A. “Challenge”である(→本音は、「困難」という感じ)。Dena(ドイツエネルギー局: Deutche Energie Agentur)の検討では、3つの送電線建設プロジェクト合計で 850km の超高压送電線が新たに必要とされている。VE-T ではこのうち南西部にある 450km について既に検討中である。

現在、ドイツ国内では歴史的な背景から東西の連系が弱いこと(現在 3 ルートのみ。4 ルート目は反対運動で建設できなかった経緯あり)。また、南部に大需要地が集中しているため常に南向きに大きな潮流が流れている。

送電容量をより拡大してスーパーグリッドを構成するためには 380kV の上の電圧階級(750kV)も必要となる可能性。しかし、住民の反対も根強い。このため、鉄道などの隣接地を活用したり、現在の 380kV 送電線を 500kV に格上げしたりという検討も行っている。将来的には、洋上風力も含めて、既設原子力、新設火力(ガス、石炭)が合計 700～800 万 kW 程度 VE-T の北東部の変電所に連系される見込み。北海・バルト海の洋上風力を直流通系するスーパーグリッド構想など、教授たちはバラ色の未来を描くが自分たちは足下の課題を解決しなければならない。

Q. 風力の増加にともなって、必要となる 2 次予備力(secondary reserve; LFC 容量に相当)が増加しているのではないか?

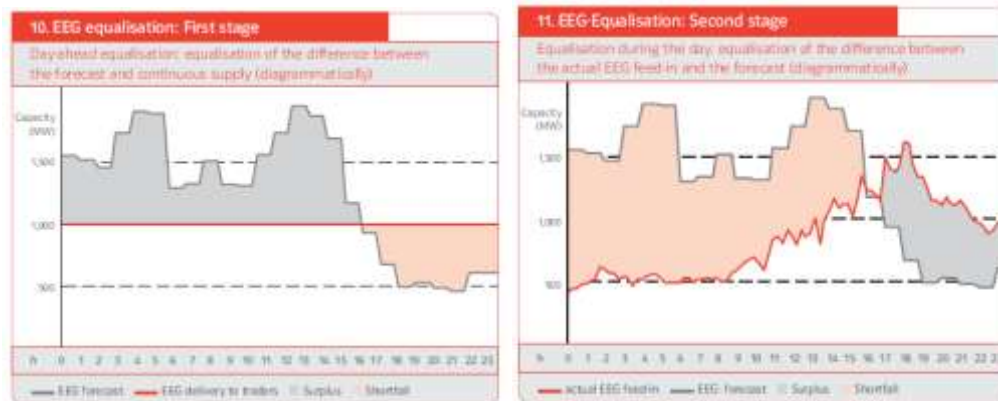
A. 調整力という観点では、長周期変動(エネルギー)の調整は、(他エリアの調整力を活用するため) N-1 基準で制約される(→余剰分を他エリアに送電する際に、N-1 基準で決まる送電容量を超過できないということと推察)。一方、LFC 容量についてはドイツ国内の 4 TSO で一部共有して対応しているため、風力発電のために LFC 容量を増加することは考えていない。将来的には、他国との共用も必要となる可能性があり議論中。(→LFC 容量を TSO 間で共有すると、連系線潮流に短周期変動分が重畳することになるが、そのことは問題としていない様子。欧州では連系線の運用容量が

送電線の熱容量で決まっているため、短周期変動が重畳しても問題ないと認識していると推察される)。なお、短周期変動は広域的に LFC を共有して対応すれば、トータルで必要となる LFC 容量は今よりも減らせると考えられる。

- Q. 予測値と実出力との差が 100 万 kW 以上になり、「黄信号」が点灯したと事だが、風力の発電電力予測に関するデータ更新周期と予測の精度向上策は？
- A. 15～20%程度の風力プラントのデータと、1日2回(8時と18時)の気象データを元に、15分毎に風力の発電電力予測を行っている。最近になって最大300万kW程度(合計容量の33%程度)の誤差実績もあるが、風力プラントの実データ収集率を高めることなどにより、精度向上を図る。
- Q. 3次予備力(tertiary reserve;15分以内に給電指令で発動する予備力)は拡大しているのではないか？
- A. 風力の拡大で増えてはいるが、エリア内、隣接他エリア、国外から調達できるため、近い将来不足するとは考えていない。(昼食時に聞き取り)
- Q. 欧州での広域停電(系統分離)への対応は？ 風力が周波数変動により解列したり、給電指令を受けないまま再並列するなどにより、周波数調整が難しくなり、分離した系統の再並列が困難となるなどの課題があったはず。
- A. 給電所から見た風力発電所のより望ましい挙動(better behavior)について議論したが、風力発電所も「非差別」的に扱わざるを得ないため、完全というわけにはいかない。(回答が難しかったようで、非常に回りくどく説明)
- Q. 系統の安定度への影響はどうか？
- A. まだ安定度や電力品質への影響については、検討を始めたばかり。なお安定度は欧州系統全体の問題であり、ドイツの風力起因ではない。
- Q. スマートグリッドに関する政府のイニシアチブは？
- A. ネットワークコスト低減のための需要家側での取り組み(断熱、暖房)やインテリジェントメータの導入による節電など、政府の支援で検討されている。
- Q. FRT 機能は要求している？
- A. 現在は要求していない
- Q. EWEA によるとドイツは 2015 年に 1,093 万 kW の洋上風力を建設し、イギリスを抜き世界一となると発表しているが、実態は？(給電所視察時に聞き取り)
- A. E.ON の領域への連系が多いが、現実になる可能性あり。

参考1: 風力の水平配分 (Hoba) の方法について

- ドイツ国内の4 TSO の風力の引取量が、需要に比例するよう、以下の通り2段階（前日、当日）で風力発電分を融通。
 - 前日午前8時の風力発電出力予測に基づき、各エリアが需要比例で均等に風力発電を引き取るよう、各エリアの翌日輸出入スケジュールを作成。（左図）
 - 運用当日は、各エリアの風力発電出力予測（前日）と、実績発電量の差分を、相互に融通。（右図）



- 風力の導入量は、VE-T が 40%、E-On が 40%、残り 2 社の合計が 20%程度と偏りがある。したがって VE-T は多くの場合、風力の電気を他社に輸出。
- 例えば、他エリアへの風力の輸出により、連系線混雑が発生する場合の対処は以下の通りとなる。（電気事業法第 13 条第 1 項による）
 - 市場で成立した取引：西向き 3381MW（VE-T にとって移出）
 - Hoba による風力融通：西向き 3700MW（VE-T にとって移出）
 - 合計潮流 $\Sigma = 7081\text{MW} > \text{連系線容量 } 5000\text{MW}$ を超過
 - このため、VE-T が 3445MW の電源を当日市場において管外（西側エリア）で調達、カウンタートレード（VE-T にとって移入）を実施。これにより合計潮流 $\Sigma = 3636\text{MW}$ となり、連系線容量内に収まる。
- Hoba による混雑を解消するために、カウンタートレードに要した費用は、当該年度の託送料金では回収できず、予期しがたいコスト発生リスクを TSO が負うことになる。

参考2:給電所視察

- VE-T の給電所では、周波数、時差（50 秒程度まで大きくなっていて）、エリア需要、エリア風力発電量、Hoba による風力融通量を表示。
- 視察当日は、風力の発電量が 50 万 kW 程度と小さく、シフトオペレータがカウンタートレードで混雑処理する様子を見ることはできなかった。
- 今後、2011 年までにすべての風力からのテレメータ情報を扱えるようにするため、給電所のシステムを更新予定。現在は、1/3 が直接伝送、1/3 が DSO 経由で伝送、1/3 が未整備の状態。（中給見学時に聞き取り）
- 周波数制御は TBC で行われているが、Hoba による風力の融通分は実績発電量をもとに 15 分ごとにダイナミックにスケジュールされている。したがって制御エリアは 4 つだが、制御ブロックとしては一体的。
- ドイツでは、現在 VE-T、E-On、EnBW の給電システムの連携を検討中。一方、RWE は別のアプローチ（ドイツ全体の 4 つの制御エリアを統合、一つの送電会社が系統運用を行うモデル）を志向。

以 上

Elia 訪問メモ

1. 日時:2009年3月19日(木) 10:00~14:00

2. 場所:ブリュッセル市 Elia 本社会議室

3. 先方対応者:

Mr. Christophe Druet, Manager, Power System Planning Department

Mr. Wim Vermont, Communications Department (日本語堪能)

4. 議事概要

(1) Elia およびベルギー系統の概要

- Elia はベルギーの送電系統 (380kV,220kV,150kV,70kV,36kV,30kV) を所有し、運用する TSO。社員数約 1200 名。
 - Elia は 150kV 以上を運用する全国規模の TSO であるとともに、70 kV から 30 kV の運用を行うフランドル地方の DSO であり、また、ワロン地方およびブリュッセルの地域 TSO でもある。
 - その他の系統 (70kV 以下) は 10 程度ある配電系統運用者(DSO)が運営。
 - Elia の基幹系統となる 380kV の送電線回線延長は約 900km。
 - ピーク需要は 1400 万 kW 程度 (冬季ピーク)。
 - ルクセンブルグの一部も Elia が管理。(残り部分はドイツ側 TSO の管理)
- ベルギーの電源構成 (電力量ベース) は原子力が 53.8%(2008 年)、ガス火力が 28.4% (同) であり、原子力・ガス火力で供給力の大半を占める。
 - 現在、600 万 kW の原子力のうち、2015 年頃に 200 万 kW が経年により停止される見込みだが、京都議定書の達成のためには運転継続が必要との議論もあり、政府で検討中。
 - 新規の石炭火力も計画されているが、認可の点から困難あり。
- 販売電力量の伸びは 2.3%/yr 程度。今後は 1.7%/yr 程度を見込む。
- フランス・ルクセンブルグ・オランダと国際連系されており、年間 66 億 kWh を輸入 (特に仏より)。
 - 仏とは 5 ルート (380kV : 3 ルート、220 k V : 2 ルート)、オランダとは 4 ルート (すべて 380 k V) で国際連系。
- 風力は現在 30 万 kW 程度だが、今後増加を見込む。特に 2015 年以降、洋上風力の開発が進み、2020 年には洋上 180 万 kW、陸上 120 万 kW となる見通し。
 - 現状の電力系統では、洋上風力の導入可能量は現状の 150 万 kW 系統では 90 万 kW 程度に制約され、大規模な洋上風力開発に伴い、380kV 系統の拡充が必要となる。
 - 一方、風力発電のリードタイムは 3 年程度であるのに対して、送電線新設のリードタイムは 5~10 年程度は必要であり系統増強により長い時間がかかる。
- PV は政府の補助により容量が増加し始めたが、2008 年ではまだ 82MW。
- 風力についてはドイツとの国民性の違いがある。ベルギーでは洋上も含め、風力発電所建設に対して NIMBY(not in my back yard)による反対がある。このため建設が計画通りに進まないことがほとんど。ドイツは 2001 年に 2010 年までの風力導入 20GW を目標として達成してきている一方、ベルギーでは北海への洋上建設の計画が 20 万 kW から 6 千 kW に縮小されるなど、ドイツとは対照的。

(2) 風力発電の Elia 系統への影響

- 近接国（特にドイツ北部）に大量導入された風力の影響を大きく受け、ループフローの問題が顕在化。ループフローにより、ドイツ北部の風力発電量が多い場合は Elia 系統には南流（オランダ→ベルギー→フランス）、反対に発電量の少ない場合には北流（フランス→ベルギー→オランダ）が生じる。したがって（風力発電の少ない）夏季に北流、冬季に南流が生じやすい。ループフローの変動幅は±200 万 kW 程度まで拡大。
- ドイツの風力導入量増加に伴い、ループフローが増加したため、オランダ→ベルギーの送電可能量(NTC)が減少。（←ループフローに対応するために、マージンを大きくしたため）
- 現状、風力連系の課題は以下の通り。
 - ① 送電容量
 - ◇ 同じ連系点に希望が集中しがち。送電容量不足を生じる。
 - ◇ 一方、風力発電の計画には不確実性が多く、先行的に設備増強すると回収不能設備となるおそれ。
 - ◇ 現在、N-1 基準を風力には緩和して適用。N-1 状態で風力定格出力の 60% まで送電可能であれば系統を強化しない。N-1 の状態が生じれば、Elia は風力出力を定格の 60% まで絞ることができる（※）。ただし、60% 以下に出力抑制した場合は、補償が必要。なお 60% は冬季であり、夏季は 40%、中間季は 50% に設定。）
※送電線や変圧器の停止などで N-1 の状態になった時に、送電線（もしくは変圧器）の過負荷解消のため、自動的もしくは給電指令により、風力発電の出力を抑制できるように条件整備しておくことを前提に、N-1 基準を緩和するもの。なお、E S C J ルールでも同様の考え方が採用されている。
 - ① 不十分なバランシング・メカニズム
 - ◇ 現在、風力が発生させたインバランスコストを支払う仕組み（←ドイツなどと異なる）であり、風力発電事業者から改善が要望されている。
 - ② 電力取引との優先順位
 - ◇ 電力取引で国際間連系線の容量割当を行う場合（ベルギーは仏・蘭と市場結合。容量割当はノルドプールと同様であり、市場取引を通じてしか連系線を利用できない）、風力にあらかじめ優先権を与えるか、他の電源と同様に扱うべきかが課題。現状は、風力に優先権なし。
- 将来的な課題は以下の通り。
 - ① ループフロー
 - ◇ 2015 年までにドイツが風力を倍増させると、さらにループフローが拡大。
 - ② 系統増強
 - ③ 風力発電の監視と制御
 - ④ 風力の出力予測
 - ⑤ 予備力（調整力）

- ◇ 特に変動速度への対応
- ◇ 現在、年間を通じた契約のみだが、数日前調達のスキームも要か
- ⑥ インバランス
 - ◇ コスト負担、料金回収
- ⑦ DSO への影響
 - ◇ 力率、負荷率など
- 現在、Estinne（地名）において Elia も加わった試験プロジェクトを実施中。風力も系統安定に寄与させることが目的。
 - ① 風力発電による電圧制御
 - ② 瞬動予備力（ガバナフリー相当で、周波数上昇時に出力抑制）
- 風力の予測精度次第では、今後の導入拡大により予備力を増加させることが必要。
- 電力貯蔵（NAS 電池）も一つのオプション。NGK からも提案あり。3 次予備力（Tertiary reserve）としての利用を念頭。送電線増強の遅れた場合にあわせて配置したいため、移設可能であることが望ましい。風力発電所近傍に他の調整可能な電源がない場合に設置して、風力発電出力を平滑化することで混雑を発生しにくくすることが考えられる。ただし、現行制度では TSO が NAS 電池（調整電源）を保有することはできない。
- 風力起因での送電混雑への対応としては、以下が考えられる。
 - ① 国レベル：前述の通り、風力に対する N-1 基準を緩和（送電線停止時に風力出力を定格の 60% まで絞る）
 - ② 地域レベル：
 - ◇ Coreso(RTE,Elia,NGC,VE-T が設立した共同の系統監視センター)など、TSO の協調が必要。これにより計画時からリアルタイムまでの混雑管理を効果的に実施可能。
 - ◇ 長期的な系統計画について TSO 間の密接な協調が必要
- 国際連系によるループフローに対しては、移相変圧器(PST、系統内の位相を調整して系統内の潮流を制御する装置)を 4 箇所設置して、ループフローが -120 万 kW~100 万 kW（北向きが正）の範囲に収まるようにブロックすることとした。ただし、常にブロックするのではなく、他国 TSO の事故等で必要があれば、上記のレンジ外の潮流を許容するなど他国との協調も考慮している。移相変圧器の容量は 140 万 kVA で、送電線容量と整合させている。
- ベルギーでも洋上風力の計画はあり、380kV 送電線の増強と変電所新設が必要となる見通し。
- DSO の系統に連携される分散型電源の増加により、TSO の見かけの需要は減少。一方、TSO は設備を減らすことはできないため、託送料金に大きな影響が出ると想定される（←送電設備全体の固定費は減少しない一方で、送電設備を利用する需要が減少するため託送料金単価が上昇するため）。
- 欧州大のスーパーグリッドの構想（北海の大規模洋上風力を直流で連系）がある。また、スマートグリッドに関しては、欧州では 10 年以上前から大学で研究されているが、未だに実適用はされてないと認識。スマートメータもコスト負担が問題。

以 上

RTE 議事メモ

日時：2009年3月19日（木） 14:00～16:30

場所：RTE 会議室（於パリ）

先方：Xavier Gallet (Project Manager)

当方：横山団長他7名

1. 先方より RTE の概要に関するプレゼン

- 1946年にEDFが統合設立。2000年までは発電、送電、配電はEDFのモノポリー。1951年UCTEが設立。27国際連系。20EUメンバー。需要規模は650GW,3000TWh/年,年間300TWhの需要の伸びがある。2010年にはアフリカ・トルコを回って地中海ループを形成予定。
- 2000年にTSOとしてRTEが発足（会計分離）。
- 市場は徐々に自由化され（1996～2007年）、2007年に100%自由化。
- RTEは400kV～63kVを分担。20kV～220VはERDFが担当しており、その下に25の地方配電会社がある。460のプラントはEDF, ENDESA等が所持、250プラントはその他。
- 24時間の電力供給、系統利用者の平等の確保、市場の確保を実現するために、RTEのミッション：需給バランス、安定運用、送電系統の開発・保守、国際間連系
- TSOの新しい環境：プレーヤが増加・多様化、様々なプレーヤの系統アクセス、会社への高い期待、国際融通の増大
- 7つのregional systemがありそれぞれが担当地域の発電制御、系統制御を実施。National dispatching centerは需給バランスを担当し、電力品質維持のために、Regional Systemへ需給に関する要求を行うが、直接制御は行わない。
- 2008年の財政と人員：8530人。Turn overは2007年に4126ミリオンユーロ、2008年に4221ミリオンユーロ、純利益は2007年に466ミリオンユーロ、2008年に295ミリオンユーロ、EBITDAは2007年に1588ミリオンユーロ、2008年に1349ミリオンユーロ、ROCEは2007年に9.5%、2008年に7%、アセットは11000ミリオンユーロ。
- 2008年時点でRTEが保有する送電線設置状況：400kVは21,090km、225kVは26,320km、150kV～からは52,490km。（フランス全土では、400kVは21,130km、225kVは26,510km、150kV～からは58,290km）設備の老朽化が進んでいる。最近配電線の取替えが中心。
- 送電ロス2.5%。
- フランスの最大需要：2009年1月7日19時に92,400MWを記録。この時は300MWを輸入している。ピーク需要は2010年まで1.5%/年で増加、2010～2020年では1.1%の伸びを予測。
- 2008年の需要電力量は、549.1TWh（前年比0.8%増）。発電比率：風力5.6TWh（前年比37.4%増）、その他については原子力418.7TWh、水力68.0TWh、火力53.2TWh、その他4TWh
- Cross-border取引は2008年 116.2TWh（輸出81.4TWh、輸入34.8TWh）。2007年から+5.1%増加

- ・ 電力需要予測：2002年 453TWh, 2010年 508TWh, 2020年 552TWh
- ・ 2009年初めに、800MWの追加が必要、2010年以降1000～1200MWの追加が必要
- ・ 設備投資：1975年から1985年にかけて増加、その後減少し、また増加
2004年 538 ミリオンユーロ、2009年 1030 ミリオンユーロ。新たな送電線が必要なため、料金を上げる（新しいタリフ設定を行う）必要あり
- ・ 2007年の品質
全フランスの停電に換算 2分20秒
3分以上の停電 0.08回（100年で8回）
3分以下の停電 0.46回（約2年で1回）
11000回の故障

2. 先方より新エネルギー導入に関するプレゼン

- ・ 現在は風力発電機による電力量供給は消費電力量の1%（5.7TWh）だが、3%まで増えた場合にも問題がなかろう。ただし風力連系は新しいチャレンジとなっている。
- ・ 2001年のfirst directiveで、ヨーロッパとして2010までに新エネを電力分野に21%入れることを目標とした。その後、新しい目標として次の3×20(スリー・トゥウエンティ)が掲げられた。20%エネルギー効率向上（エネルギー消費削減）、20%新エネ導入と20%温室効果ガス（CO₂）削減。
- ・ フランスは、2005年7月13日に2001年の提案を実現に向かって努力することを決めた（New Grenelle laws）。
- ・ フランスでは、新エネとしては風力が最適である。水力は既に開発済み、新たな建設は環境との整合の問題あり。バイオマスは電気エネルギーとしての利用には不向きで熱利用。太陽熱は、ポテンシャルが少ない、太陽光は、技術的に開発途上かつ高価格であり、まだ導入規模も小さい。
- ・ 風力連系には財政的な支援として、フィードインタリフ（FIT）がある。陸上風力に対しては、最初の10年は82ユーロ/MWh、次の5年は28ユーロ/MWh。洋上風力に対しては、130ユーロ/MWh。
- ・ 2007年でヨーロッパとして57GWの風力連系（世界の60%）あり。フランスは2.5GW（現在は3GW）。スペイン15GW、ドイツ22GWに比べると小さい。しかし、ここ15年の増加の割合は大きく（18%/年程度）、スペイン、ドイツの導入量グラフの年軸を横にずらしたような形。
- ・ ポジティブな見通しでは、2030年までに185GW by CE, 220GW by AIE, 300GW by EWEA などがある。
- ・ フランスの風力は地理的に比較的分散して入っているのでドイツより条件が良い。これにより、平滑化効果がよく効く。2008年9月30日時点での導入量は2853MW、438サイト。
- ・ 風力発電の発電電力量は2008年では5.7TWhであり、これは消費の約1%に当たる。98%は配電系統（20kVなど）に連系されている。
- ・ 連系待ち状態ものが4568MW、488サイト
- ・ 風力発電の導入予定は、2009年に5GW、2010年に6.5GW（実績：2006年1.5GW、2007

年 2.4GW, 2008 年 3.0GW)。2009 年 1 月のピーク需要は 92.4GW。

- Grenelle laws では 2020 年に陸上で 25000MW (内洋上 7000MW) を導入する必要がある。
- 課題としては、これに合わせてネットワークを作ると、風力開発が実現しなかった場合、建設した設備が不要になってしまうリスクがある。また、送電線建設には 5 年ぐらいのオーダーがかかる。
- 風力発電の到来→送電線の計画認可の問題、従来の系統は風力に適していない問題有り。すでに混雑地域 (saturated electricity zones) もあり。風力発電所が実際に建設されるかどうかのリスクもあり
- 送電限界に関しては、良く分散して入るとすれば 6 から 7GW まではウェルカムである。しかし 20GW 入るとすると、送電線建設に 10 億ユーロ必要となる。過度な負担を一般家庭の方々に強いることになる。そういうことに、皆が気づけば、適切な目標のあり方の議論も出てくるだろう。
- 風力に関しては建設期間が 1/2~3 1/2 年に対し、送電線は 6~10 年。
- 送電制約のない地域への風力の誘導が必要
- 間欠性の電源であるため、需給バランスは新しいチャレンジである。
 - 年設備利用率：25% (8 月：20%, 12 月：30%以上)
- 5GW~10GW 以上導入時には、数時間後の予測を行い、system reserve を確保する必要あり
- 2006 年 11 月の事故のように、周波数、電圧の変動で風力が不要にトリップする問題があり、ルールを定める必要あり
- 洋上風力は現在 0MW である。2001~2008 年は 2400MW の proposal をしたが、no confirmed. その後、1250MW の accepted, 1250MW の under preparation. 15 のフィージビリティスタディ等。
- 洋上風力に関しては、フランスはヨーロッパで 2 番目のポテンシャル。2015 年に 4GW の目標。適地としては、北西が 2/3, 大西洋が 1/3. 地中海は×
- 陸上までの距離は、2~20km。(接続限界は MT r からの距離が 50km であろう。) RTE のネットワークまでの送電線の建設は発電事業者が負担し、メンテナンスは RTE が負担することになる。メンテの負担は最終的に access tariff に反映される。RTE はセキュリティ上の問題から 1 サイトに対して 1 本の送電線を要求している。
- 風力の問題についてキーファクターとして、風力建設と送電線建設のリードタイムの差がある。送電線建設にはリスクがある。風力建設に対しては好意的だが、送電線建設に対しては反対が多い。
- 将来的には、アフリカで太陽光発電を設置し、20GW をヨーロッパに持ってくる構想もある。
- 現在、風力発電機は 52 タイプで 150kW から 3MW (6MW もあり。エネルコン)
- 15 年間の平均設備利用率は、26.5%。冬 30%, 夏 20%
- 新しい RTE のツール (IPES : フランス語の略称) は 2008 年に設置、2009 年には 80% の風力発電機出力をリアルタイムで計測するシステムである。(SCADA のようなものであり、制御は行わず監視が目的。)

- ・ 気象情報による発電電力量予測も実施
- ・ 風力の連系要件はとして、周波数 47～52Hz に対して時限を定めて設定。

3. 質疑応答

- Q. 風力が分散的に 5GW まで連系される場合には今以上の reserve は不要だが、それ以上になると今以上の reserve が必要になるとのことだが、新しいプラントを作って reserve を確保するのか？
- A. RTE は TSO であり、プラントは建設しない。Reserve は市場から調達することになる。5GW 以上連系される場合は、より多くの予備力を確保する必要があり、負荷遮断のリスクも増える。
- Q. どの程度の reserve が今以上に必要になるのか？
- A. それは分からない。
- Q. 風力を 20GW まで連系するには 1billion(10 億)ユーロ必要とのことだが、これはどのような対策に使うのか？
- A. 新しい送電線の建設だけに使う。
- Q. その必要額が誰が負担するのか
- A. 電気料金を通じ、広く一般消費者が負担する。
- Q. 風力に関して連系待ち状態のものが多くあるとのことだが、既にこれの連系のための送電線の開発を始めているのか？
- A. まだである。配電線の場合は数ヶ月から 1 年で建設できるが、基幹系は 5 年のオーダーがかかる。風力連系に関しては、連系申し込み時に検討を行い、問題が生じる場合には、発電事業者に連系できないことを伝える。連系待ちの状態のものについてはネゴシエーション中
- Q. 太陽光発電について述べたスライドに”weak”という表現があるが、その趣旨は何か
- A. 太陽光発電については技術が確立していないとともに、国内では産業としても未熟である。
- Q. 風力連系を増やすために原子力の負荷追従量を増やすと、CO₂削減につながらないのでは？
- A. UCTE の需要は伸びているので、風力の連系が増えても、原子力の負荷追従量を増やす必要は無いだろう。最終的には、RTE の問題ではなく、EDF の問題である。
- Q. ループフロー問題について何か対策は？
- A. 2009 年 1 月から、ベルギー、フランス、オランダを対象としたコーディネーションセンターが設置されており、うまく機能している。これは過去の情報や気象予測による発電電力量予測値などをもとに翌日のフローを検討するものである。

La Magascona 太陽光発電所訪問メモ

1. 日時 2009.3.17 12時～14時30分
2. 場所 Trujillo 郊外
3. 対応者
先方 Santiago Terry Osborne(Ingeniero Industria Departamento Tecnico)
当方 横山団長ほか9名、吉川氏（スペイン大使館）、村瀬（通訳）

(概要)

- ・マドリッドから西南西に約300km離れた Trujillo という町の郊外にある La Magascona 太陽光発電所を訪問した。この太陽光発電所は、スペイン国内の企業である FATOWATIO 社が経営するメガソーラの一つで、2007年11月よりフェーズ1:定格20MW（ピーク23MW）が、2008年7月よりフェーズ2:定格10MW（ピーク11MW）が運用開始。
- ・現在は総出力30MW。年間60GWhを発電。（二酸化炭素排出量で63千トンの削減に相当し、スペインでは3万世帯に相当する電力量）
- ・第1～3フェーズまでが計画されており、総出力は40MWを予定。

(1)建設費

- ・建設費は6ユーロ/W（1ユーロ130円換算では78万円/kW）。ROEは6～8%で25年の固定価格買取（以下FIT）が保障されている。
- ・FOTOWATIO社の試算では、20年で投資回収できると考えており、設備としては40年寿命を期待。
- ・敷地面積は165ヘクタール（第1～3フェーズ）で、全て借地。構内にREEの送電線が通過し、その線下の土地の利用制限などもあり若干広めの用地となっている。
- ・建設にあたっての地元住民の反対運動などはなし。現在は、一部住民から景観に関する苦情あり。

(2)設備概要

a. PV関係

- ・設備の構成としては、1ユニットを100kW単位として、これを300ユニット設置。
- ・計量の単位が100kWのため1ユニットを100kWとしている。
- ・100kWの構成は、16枚のPVパネル×2列×15段。1枚のPVパネルの大きさは、縦2m×1m程度で多結晶系のPVパネルで定格最大出力260W。
- ・製造メーカーは中国のサンテック、25年間のメーカー保障あり。
- ・GPSを用いた一軸追尾型のシステムを採用。100kWのPVユニットを1台のモータ（定格370W）により30秒ごとに動作。その構造は、モータにより縦方向の1軸を稼動し、段毎にあるリンク機構を通じて各段の横方向軸が回転し、PV面は東⇒西に稼動。横方向の摺動部にはプラスチック製のパッキンを使用。
- ・追尾システム導入により期待する増分電力量は30%程度。追尾に掛かる増分メンテナンスコストの詳細については、算定していない。
- ・設計風速は33.3m/秒。PVが段積設置されていないため、架台は簡素の印象。

b. 電気回路・インバータ

- ・各 PV パネルの発生電力は、100kW ユニット単位に施設された DC 回路により集められ、これをインバータにより 230V の交流に変換し、各ユニットに設置された変圧器により 22kV へ昇圧、構内に施設された 22kV の中圧線を通して送電用変電所へ。
- ・送電用変電所では、35MVA の変圧器により 22kV から 132kV へ昇圧し、5km先の Trujillo にある変電所へ 1 回線で送電。送電線は発電事業者が建設。
- ・インバータ容量は 100kW で定格電圧は DC:405~900V / AC : 230V。我々が訪れた時のインバータの運転状況は以下のとおり。

項目	DC 側	AC 側
出力	90kW	80kW
電圧	542V	132V 中性点 (線間電圧 228.6V)
電流	165A	—

- ・100kW を 1 ユニットとして、ユニット毎にインバータと変圧器などを収納するユニット建屋を有しているが、フェーズ 2 の 10MW 分については、コストダウンの観点から 2 ユニットで一つのユニット建屋としている。(インバータ・変圧器は各 2 台収納)
- ・インバータは 25°C 以上で効率が低下するので、換気装置を用いて建屋内を冷却。

(3)保守・運転概要

- ・運用効率は概ね 80%。20%の損失の構成要素は、PV パネルの表面汚れ、PV 表面の温度上昇による出力低下 (90°C 以上で低下)、モジュールの不整合損 (モジュール間での特性バラツキに起因した損失)、基準太陽光とのスペクトルの違い、インバータを含む回路損失。
- ・設備利用率は概ね 22%程度 (ユニット 300 番の実績から推定: 総発電量 136.6kWh / 255day × 24h × 100kW) であり、日本に比べて高い設備利用率を確保。
- ・1 軸追尾システムにより日間の出力カーブは台形。
- ・この地方はスペイン国内でも最も PV 立地に適した地点のひとつであり、晴天日は年間 300 日程度。
- ・運転については、昼間は運転員が常時監視しており、夜間及び週末は故障警報が発生すれば Trujillo より運転員が出動する体制。警備員については、夜間においても常時 1 人は所内の監視建屋に常駐。
- ・巡視は毎日、定期点検は 2 回 / 年。定期点検では、PV パネルの洗浄等がメインであり、検査 / 測定などは定期的には行われていない模様。
- ・障害実績としては、この地方に多数生息するコウノトリの糞が PV パネルに付着し PV パネル内での発電のアンバランスによる過熱は度々発生。その他は、追尾装置のモータ故障が 2 件あったのみ (2 台 / 200 台中 : 1.5 年運転) で、雷害などの実績はなし。

(4)その他 (今後の予定)

- ・現在は出力した分を単に売電すれば良いが、今後は毎日の発電予測提出が必要となり、予測した発電量から実績が乖離するとペナルティを取られる制度が今年から始まる。
- ・詳細は把握してないが、超過分も未達成分もペナルティを取られる可能性有り。

- ・ 今後フェーズ3での10MWを計画しているが、敷地面積が少ないため1軸追尾システムは採用せず、30%程度の発電電力量減となるが固定型パネルでの計画を予定。

【参考】施設概要

発電設備…フェーズ1:20MW、フェーズ2:10MWの2区分、各100kW×300ユニット

太陽光発電パネル…260W、7.4A/34.8V 中国製：サンテック

1軸追尾装置…1ΦAC230V、370W 電動機 GPS PLCによる30秒毎に角度制御

変換器…DC405～900V、AC3Φ220V100KW、固有周波数1660Hz、'07年製

(第1&2フェーズ共スペイン製：Ingecon)

昇圧変圧器…220V/22KV 100KVA、50Hz 油入空冷式

(第1フェーズ；スペイン国産、第2フェーズ；ABB製)

変電設備…22/132KV 35MVA 油入強制空冷式（ガラリ給排気）

送電線…132KV 1CCT 約5km 専用線（事業者設備）

ユニット建屋…100kW毎にインバータ、変圧器、計測装置を収納

フェーズ2では100kW2ユニット分を収納（建屋色を白⇒青へ変更）

以 上

スペイン産業観光通商省エネルギー総局議事要旨

日時：2009年3月16日（月）10時～12時30分

場所：先方会議室（於マドリッド）

先方：Antonio Moreno-Torres 国際担当次長他3名、IDAE Marisa Olano 国際担当課長

当方：横山団長他9名、在西大吉川書記官、村瀬通訳

1. Antonio 氏より西エネルギー政策概要プレゼン

- ・総局の下部組織として、エネルギー企画副局（スペインエネルギー委員会を担当）、エネルギー国際関係副局（エネルギー効率、新エネを担当、IDAE も管轄）、スペインエネルギー委員会（独立規制担当局）、IDAE（エネルギー多様化・省エネルギー研究所）がある。
- ・一次エネルギー供給は（2007年統計）、石炭13.77%、石油48.3%、天然ガス21.8%、原子力9.8%、生可能7%。
- ・1次エネルギーの38%が電力部門へ、最終エネルギーとして電力は20.4%（312GWh）発電設備容量は89318MW（設備容量で見るとそのうち再生可能は38%）。電源構成は、石炭24%、石油6%、天然ガス32%、原子力18%、再生可能19%（10%が風力 残りは水力）。
- ・石炭は国内炭が1/3で産炭地域もあり重要、原子力は8基で新設予定は無く現行炉を可能な限り長く使う方針。
- ・近年西のマクロ経済は高成長が持続してきたが、マクロ経済の成長より再生可能エネの成長は遅かった。
- ・西は炭化水素燃料の海外依存度がEUの中で高いことが特徴。2005年のEUで56%、2007年のスペインで79.4%。石油と天然ガスはほぼ全量が輸入。
- ・西電力政策は、①競争力・市場の形成、②持続性（再生可能性、省エネ、効率化等）、③供給安定性（多様性、備蓄、国際対話等）の3本柱。市場形成は送電部門以外の自由化で実現。
- ・西は国際連系線が小さく、ピーク需要の3.2%しかない。競争性（仏などから見て西は市場規模が限られ、連系線容量拡大のインセンティブが働かない）、供給安定性、や持続性（再生可能エネが多く仏から見ると手間）の観点から国際連系線の導入が進んでこなかった。
- ・風力の導入（FIT）に際し、REE社（送電会社）に検討機会を与えたが反対しなかった。
- ・再生可能エネ導入拡大のためには、付加調整のため天然ガスCCが重要。西の天然ガス供給はパイプラインが1/3（アルジェリアから、仏経由でノルウェーからも少し）。残りの2/3はLNG。国内に新たなパイプライン網を整備中。
- ・また、西はEU諸国に比して天然ガス備蓄能力が小さく（水脈や鉱山への地下備蓄。年間消費に対し仏25%、伊16%、西10%）、備蓄能力を拡大すべくプロジェクト実施中。
- ・電力部門の再生可能エネの導入目標（2020年）は42%。風力は1500万kWを4000万kWとする。太陽光については2005年～2010年での平均的な年間増

加目標を40万kWとして計画を立てたが、2007年には年間50万kW増を達成し、2008年も大幅な増加になる見込みであり、既に目標を達成。(スペインでは2010年までに300万kWのPV導入を目標値としていたが、2008年度で既に達成)また、分母に当たる電力消費は省エネと効率改善により減少させる目標となっている。

・西での再生可能エネ発展の鍵は3つ。

- ①再生可能エネルギーの導入目標を掲げ、目標達成に向け企画政策立案を行ってきたこと(ポテンシャル分析、技術力分析、行政手続き(煩雑さ))
- ②制度面での優先的取り扱い(安定的で透明な法制度の整備、財政的税制的インセンティブ付与、FIT(Feed in Tariff)の導入、系統への優先接続、一定規模以上の風力の中央給電指令所への接続義務(←具体的には、中給から発電状況などを監視し、かつ出力を調整できるようにすること)、風力へのFRT(Fault Ride Through)機能の義務付け)
- ③IDAEにおける導入補助や技術開発プロジェクトは、初期段階の支援策として有効。

Q: FITの消費者負担に対する不満は生じていないか。

A: 再生可能エネルギー導入コストは社会的に広く負担することが基本だが、消費者と発電事業者との間で利益相反が生じる難しい問題。投資家に対し一定の採算性を保証することが必要だが、消費者料金への転嫁をいかに抑制するかが課題。当然消費者は値上げに反対するが、結果的には消費者が我慢して支払うしかない。

2. Marisa氏よりIDAEの施策展開についてプレゼン

- ・太陽熱利用にかかる新法が効果を発揮し、08年は太陽熱利用が大幅に増加した。すべての新築建物に太陽熱温水利用を義務付けた。大きなショッピングセンター等には太陽光発電も義務付けている。
- ・太陽光発電は10年目標を07年に超過達成したため、新しいFIT料金と法律が定められた。
←太陽光の買い取り価格を低減。太陽光導入量が超過達成した反面、風力とは異なり、スペイン国内産業の振興に役立たなかったことも改定の背景の模様
- ・05年～10年の再生可能エネ投資額235億ユーロに対する公的支援は、補助制度で7億ユーロ、FITで50億ユーロ、税制措置で29億ユーロ。補助制度は太陽熱とバイオマス熱の家庭利用に、FITは風力とバイオマス発電に、税制措置はバイオ燃料を中心に投入された。
- ・スペインにはGAMESA EOLICAやACCIONA WPなど有力な風力発電機気メーカーがあり、上記政策により風力発電設備量も大幅に拡大し、これにより近年のスペインのGDP増加をもたらされた。

Q&Aへ移行(回答者はSantiago氏)。

Q: FIT価格設定の考え方は?

A: 投資家の利益率が6～8%となるように設定。技術の成熟に応じて料金は減少していく、太陽光は目標達成したので下げることとなった。

Q：F I T制度下で企業努力によるコスト削減が進まない懸念はないか。

A：企業努力が進まない面はあるが、最近風力は建設地の条件悪化技術要件の強化、稼働時間の減少等により逆にコスト増となっている（15年間コスト減少が続いたが近年反転上昇した）。太陽光はコストが減少しているので導入目標を引き上げ、F I T料金は引き下げた。F I T料金は定期的に調整する必要がある。

Q：風力を中心として再生可能エネが10%、40%と入ると電力品質上の問題は生じないのか。

A：微妙な問題（最低需要の40%を風力が占めたことがある）、西は他国との連系融通が小さい、現在システム全体では大きな問題は生じていない。送電部門を担うR E E社は常に供給の安全性を監視することが求められている。発電量を制御できない発電所が増加した場合には、バックアップとして天然ガスC Cや揚水発電といったレスポンスの速い発電所を確保することや、再生可能エネ発電予測システムをより正確にすることが必要となる。

・また、国内の再生可能エネ産業発展をさせる必要性がある一方で、現状では国際連系線が不足しているため、系統事故により風力発電が一斉に運転を停止して需給バランスが崩れた際に他国から受給できる融通量が限定されているという問題がある。このため、連系線建設を優遇する法律（用地取得がしやすくなるとか、従来あった規制を緩やかにするとかか？）の成立により国際連系容量の拡大を図る他、従来型の発電所（火力など）と同じような能力を風力にも持たせること（具体的には、系統事故による電圧や周波数の変動があっても運転を継続できるようにすること（系統への連携がしやすくなる））を目指している。

Q：現在は大丈夫でも将来の40%導入時には問題は生じないのか。

A：再生可能エネ導入量が少ない時は85年法で決められた解列条件で問題なかった。その後、導入量が1000万kWを超え一斉解列問題が顕在化したため、F R T機能の設置を義務付けた。20年4000万kWの導入目標をR E E社は系統制御責任者の立場から調査検討のうえ受け入れた（のでR E E社是对応していかななくてはならない）。R E E社の発動機は緊急時のツールを持っている、絶えず静的、動的な解析を行っている。政府として長期的な再生可能エネ導入を促進するため、再生可能エネルギーなどの発電力が最低需要を上回っても運転できるように電力貯蔵方式（揚水発電や電気自動車等）の導入促進を行っていく。

Q：風力立て替え時のF I T上の取り扱いについて。

A：50%以上能力増強する場合は新規建設と認定している。それ以外の場合には、能力増強分のみ、新規の料金が適用される。

Q：風力用に送電線を新設することは可能なのか。

A：確かに欧州では送電線（架空線）新設に対し住民の反対（N I M B Y）が厳しい（景観の観点が主）。国内線でも国際連系線でも事情は同じ。住民は自分たちが直接リターンをうけるものではないと考えるため。16年までに7000kmの送電線建設を決定したところ、R E E社が投資してネットワーク利用者から料金で回収する。最終的に送

電線コストは消費者が負担することになる。(R E E社は否定、F A C T Sや移相器などの新しい技術が必要とのこと)

Q：消費者に転嫁される料金は政府が決定するのか。

A：しかり。

(参考添付：電気料金領収書のコピー：再生可能導入や原子力中断費用のコスト内訳有り)

以 上