

欧州ヒアリング議事概要

1. EWI（ケルン大学エネルギー経済研究所）	3
2. TenneT TSO.....	5
3. EEX（欧州エネルギー取引所）	8
4. BDEW（エネルギー水道連合会）	10
5. Deutsche Umwelthilfe（ドイツ環境支援協会）	13
6. BMU（ドイツ環境省）	17
7. BMWi（ドイツ経済技術省）	20
8. Ecofys.....	22
9. Ecofys Germany GmbH.....	25
10. KfW	29
11. DZ Bank	33
12. Fichtner GmbH&Co.KG	37
13. DSGV（ドイツ貯蓄銀行協会）	42
14. VKU（市営ユーティリティ協会）	44

1. EWI（ケルン大学エネルギー経済研究所）

日時 : 2013年12月2日（月）14:00～17:00

場所 : EWI (@Köln)

1.1 エネルギー政策全般

- ・ 現政権下ではエネルギー政策について以下4つの柱が掲げられている。
 - 2022年までの脱原発
 - 発電量に占める再生可能エネルギーの割合の拡大：2020年に35%、2025年に40～45%、2035年に55～60%、2050年に80%
 - 電力需要の削減：2020年に2008年比10%減、2050年に同25%減
 - CO₂排出量の削減：2020年に1990年比40%減
- ・ これらに関する現時点における進捗は以下のとおり。
 - 原発については、日本の福島事故を受けて脱原発が決定され、8基の原発が停止された。現時点で既存原発は半減しており、2022年までに残りも順次停止される見込みである。
 - 再生可能エネルギーについては、発電量に占める再生可能エネルギーの割合は2012年時点で23%、直近では25%程度となっている。
 - 電力需要の削減については現時点では芳しくない。
 - CO₂排出削減については、2011年時点では総排出量は1990年比27%減、電力部門では同15%減となっている。排出削減が進んだ主要因として、旧東ドイツ地域における工場の閉鎖が挙げられる。

1.2 電力価格

- ・ 家庭用の電気料金は、1998年の全面自由化以降、発送配電コストの削減に伴い大きく下がったが、その後緩やかに上昇を続けている。直近でも自由化以前よりは廉価な水準にあるが、近年では再生可能エネルギーの買取に伴う賦課金をはじめとした国への支払いコストが上昇している。国への支払いコストは自由化以前は電気料金の25%程度であったが直近では50%程度を占めるまで上昇している。結果的に、ドイツの電気料金は国際的に高い水準となっている。
- ・ EWI分析によると、2050年には太陽光発電や風力発電の出力が大きな時間帯ほど電力取引価格は廉価となり、ネガティブプライスも生じることが見込まれる。
- ・ EWI分析によると、中位ケースの場合、EEG 賦課金は2020年頃には6cent/kWh程度へと増加する見込み。

1.3 電源構成に関するEWIの見通し

- ・ 政府は再生可能電源の普及目標として2020年に発電量シェア35%との目標を掲げているが、EWI分析によると、系統開発計画のシナリオBを前提とすると、2022年ま

でに 50%程度まで拡大することが見込まれる。2022 年には多くの余剰電力が発生し、洋上風力の 37%、陸上風力の 34%、太陽光の 42%は輸出に回る見込み。

- ・ 系統開発計画のシナリオ B の目標を達成するためには、2013 年から 2022 年までに総額 2,080 億ユーロの投資が必要となる見込み。その内訳は、再生可能エネルギーが 1,280 億ユーロ、送電系統が 490 億ユーロ、火力発電等の従来型発電技術が 320 億ユーロの見込みである。

1.4 エネルギー政策の課題

- ・ エネルギー需給構造の転換に向けた課題は以下のとおり。
 - EU における 2020～2030 年に向けた課題
 - ◇ EU 排出量取引
 - ◇ EU における再生可能エネルギー支援策の統合
 - ◇ キャパシティマーケットに関する議論
 - ドイツ国内における課題
 - ◇ EEG の見直し：2020 年の目標に向けた説明、コスト差の削減、EU 国際市場への統合
 - ◇ 電力供給安定性の確保
- ・ 短期的にはドイツではキャパシティマーケットは不要と思われるが、脱原発が進展した際に供給力をどのように確保するかは課題となる。2022 年までに石炭火力の更新や新設、ガス火力の新設が必要と見込まれるが、現時点ではこれらの火力発電への投資は滞っている状況にある。
- ・ 当面の課題は送電網の整備である。ドイツ北部から南部への送電の増強が必要であり、今後 10 年間で約 4,000km の送電線の敷設が計画されている。送電網を整備し、電力システムの柔軟性を確保していくことが重要である。

1.5 電力市場整備に関する動向

- ・ 直近の公式文書は連立政権の合意文書であるが、ここでは 3～5 年後に容量メカニズムの導入が予定されている。市場メカニズムのタイプは、合意文書を読む限り「発電技術に関係なく」とされているため、戦略予備力ではないと推察される。
- ・ 近隣諸国の動向としては、英国よりはフランスが注目されている。フランスの検討は分散型の容量市場であり、市場と国による入札の組合せによる複雑な制度である。
- ・ ドイツ国内では、火力発電事業者等はこれまで、容量市場ではなく戦略的予備力を推す考えであったが、近年では再生可能電源の普及に伴う火力発電の採算性の悪化やフランスにおける容量市場の動向を踏まえ、分散型の容量メカニズムであれば導入できるのではとの考え方に変わってきた。

2. TenneT TSO

日時 : 2013年12月3日(火) 13:15~16:00

場所 : TenneT TSO (@Bayreuth)

2.1 再生可能エネルギー電源の普及に伴う課題

- ・ 再生可能エネルギー電源の出力抑制の発生は限定的であり、送電線混雑が発生した場合にのみ実施している。
- ・ 2012年にはクリスマスの時期にマイナス 200 ユーロ/MWh のネガティブ価格も発生したが、入札価格の下限値(マイナス 3,000 ユーロ/MWh)を逸脱するまでには至っていない。
- ・ 2011年に改定された EEG 第 11 条では、出力抑制を行う際に再生可能エネルギー電源を個別に制御することを想定しており、現在、送電から配電に至る制御は統一されていない。DSO ごとに制御ルールは異なっており、混乱しないように注意していく必要がある。当初は、これほどまで再エネが普及すると想定されていなかったもので、機能すると思っていた。現状でも問題ないと思われるが、将来的には問題に可能性もある。
- ・ TenneT 管内での出力抑制の発生回数は、2003 年は 2 回であったが、2010 年は 290 件、2012 年は 970 件まで拡大している。システムの安全な運用は難しいが現時点ではうまくいっている。ただし、今後システムの増強を早急に進めることは我々 TSO にとって重要である。
- ・ なお、出力抑制の発生状況に対する一般国民の関心は現時点では低い。環境団体や産業界など一部のみが関心を持っている状況であり、特に世論となるまでには至っていない。
- ・ 電力自由化の後、従来型電源を主体としたシステム下において過剰なリザーブを削減する取組みが行われてきたが、近年では転機を迎えつつある。風力発電や太陽光発電等の導入拡大により、需要の少なく休日には需給バランスが崩れることがある。また、現時点ではドイツの系統全体としては設備容量は足りているが、今後の南部地域を中心とした老朽火力や原子力発電等の従来型電源の減少等により、地域単位では容量不足が深刻化する可能性がある。

2.2 TSO のオペレーション面での対策

- ・ これらの課題に対する TSO のオペレーション面での対策は、まずはシステムの増強である。他方、風力発電等の自然変動電源を火力発電等の従来型電源と同様に可制御化していく必要もあるが、TSO として実施可能なことは限られている。蓄電池等の将来技術の開発を進めるとともに、当面は、従来技術を用いて如何にシステムを運用していくかが課題となる。
- ・ デマンドレスポンスについては、フォルクスワーゲンや Amprion をはじめ多数の見当事例があるが、価格弾力性のばらつきが大きく、効果や確実性はよく分からない。いずれにせよデマンドレスポンスは各種対策の中の一つであり、これだけでは抜本的解決に

はならない。なお、スマートグリッドの技術進展により、需要家にとっての効用を落とさずに需要を制御することも可能になるのではと思われる。

- ・ 供給力確保の点では、リザーブ発電設備令によって、ドイツ国内、特に南ドイツ地域のシステム上重要な発電設備の閉鎖を阻止できるようになっている。
- ・ 需給調整能力は、**primary reserve**、**secondary reserve**、**tertiary reserve** の組み合わせにより確保している。例えば再生可能エネルギーの出力予測誤差が生じた場合等の調整は kWh による卸電力市場での取り引きではなく、TSO が直接市場から調達する調整能力を使った再ディスパッチにより対応している。
- ・ 再生可能電源の出力抑制の手順について、BnetzA が EEG 供給管理指針を策定しているが、これは EEG 第 11 条による出力抑制の補償方法を規定するものであり、出力抑制に関する技術的要件を定めたものではない。

2.3 電力市場

- ・ 質問：自由化された電力市場を自由化前に戻すことは困難とは思われるが、仮に電力システムの形態を自由に選択できるとすると、どのような形態が望ましいと思うか。
 - 仮に、再生可能エネルギーに対して必要に応じて出力抑制を行い、従来型電源と共存する合理的な系統運用を目指すのであれば、欧州のように自由化されたシステムよりは日本のような統合されたシステムのほうが安定的な運用は可能と思われる。ただし、自然変動電源の導入が拡大していくと、日本でも問題は生じるものと思われる。
 - 再生可能エネルギーの導入拡大はドイツの統一見解であり、また欧州全体としても政治的観点から普及拡大を目指している。ただしドイツでは電力供給の安定性が論点となっている。個人的見解としては、再生可能エネルギーの最適な導入規模を検討していくことも重要と考えている。
 - 補償することで確実に再生可能エネルギー電源の出力抑制を行い、以って合理的な系統運用を行うことを想定するのであれば、kWh ではなく kW 単位で補償するほうが望ましい。
- ・ 現在の電力市場は、全体としては火力発電を主体に構築されており、経済性および柔軟性が重視されているが、再生可能エネルギー電源はそうはいかない。現在の電力市場に必ずしも再生可能エネルギー電源は合わないので、システム自体を変えていく必要がある。

2.4 系統増強

- ・ 系統増強は喫緊の課題であるが、送電線建設に対する社会受容性の問題を抱えており、国民や政治家の理解を得る必要がある。例えば当社ではダッハウの中央給電指令所に環境 NGO 等を招いて運用方法を説明するイベントを行っている。また政府も系統増強に関するキャンペーンを展開している。
- ・ リザーブ確保の必要性は約 10 年前の時点では誰も考えていなかった問題である。非常

に複雑な内容となるため、対外的に説明する際には対象者の知識レベルに応じて内容を使い分ける必要がある。例えば、これまでは従来型の発電所が存在したが今後はなくなっていくといった基礎的な内容から説明する必要がある。なお、地産地消のシステムを志向する者は、リザーブの必要性を軽視する傾向にある。

- ・ 電力会社、特に発電部門に対する世間の風当たりは厳しい。ドイツでは市民運動が強いという歴史的経緯もあるが、自由化以前は電力は大企業の独占体制だったため企業イメージが必ずしもよくなかった。このため、市民運動者との対話は昔から難しかった。ただし近年では地道に対話を重ねており、市民目線で理解いただくよう努めている。
- ・ 系統整備には、政府による支援および認可プロセスの迅速化も必要である。
- ・ 現在、ドイツ南北を縦断する直流パイロットプラントの計画を進めており、認可がおりた段階である。回廊（corridor）の検討を行っている段階であり、今後技術的検討を進める予定。
- ・ ドイツ初の試みとして、西海岸高圧網の整備計画において地域住民からの出資スキームを展開しているが、住民の関心は必ずしも高くはない。ただし、連立政権の合意文書において、送電線整備への市民出資スキームは積極的に行っていくことが盛り込まれている。

3. EEX（欧州エネルギー取引所）

日時 : 2013年12月4日（水）9:00～11:30

場所 : European Energy Exchange AG (Leipzig)

3.1 EEXの概要

- ・ 1998年の欧州電力市場の自由化を受け、ドイツでは政府による公募の末、落札したフランクフルト取引所と、落選したザクセン州が独自に設立したライプチヒ取引所の2つが誕生することとなった。その後、市場の流動性向上を目的として2002年に両市場は統合され、ライプチヒにEEXが誕生した。
- ・ 当初はドイツ市場だけだったがベルギー、オランダ等数カ国の取引を担う。
- ・ 電力取引では、スポット市場と先物市場、また相対決済業務を行っている。スポットは当日および前日、先物は週別や年間、6年先まで様々な取引がある。
- ・ スポット市場はEEXの子会社EPEX SPOTが提供している。
- ・ EEXは民間会社であるが公法上の機関であり、政府の取引監視所の規制下にある。
- ・ ドイツ国内の年間電力需要量約600TWhのうち約1/2はスポット取引によるものであり、EPEXは年間電力需要量の約1/4を担う。また先物市場の取引量は約4000TWhである。さらに、取引所外ではブローカーを通じた取引や電力会社と消費者との相対取引等も行われており、これらは取引所の取引量の4～5倍程度と言われているが、市場監視の対象外のため正確なところは分からない。

3.2 再生可能エネルギーの動向

- ・ 2012年における再生可能エネルギー電力の流通手段の構成は、FIT利用が57%、FIP利用が41%、グリーン電力特典利用が2%、その他直接取引等が僅かとなっている。
- ・ TSOは翌日の発電量予測を公開する義務を持ち、その予測に基づき前日取引が行われる。予測誤差に対しては、当日取引、さらにはTSOによる予備調整力市場で対応がなされる。再生可能エネの出力予測については統一的な仕組みはなく、TSOが独自に予測を行っている。BnetzAはTSOのintradayの取引量が少ないと報奨金を与え、intradayの量が多いと罰則を与える仕組みにより、予測の精度向上のためのインセンティブを提供している。
- ・ FIPが実質的に開始されたのは2011年であり、僅か1年間で洋上風力を中心に全取引量の41%がFIPへと移行したのは優秀である。風力発電がFIPへと移行したのは、プレミアム価格設定による誘導策があったためである。バイオマスについては、出力の制御により価格の高い時間帯に発電することができるため積極的な移行が行われた。一方、家庭を中心とした太陽光発電については、FIP移行のための手続きの手間等が阻害要因となっている。
- ・ FITかFIPの利用については、1ヶ月ごとの選択性となっている。
- ・ 連立合意文書によると、今後新設される発電所についてはFIPを使う方針を進めると

思われる。その他のエネルギー種も今後同様の流れと思われる。

3.3 取引価格の動向

- ・ 前日スポット価格の推移を見ると、2010年頃より長期的トレンドとして価格は低下傾向にある。また価格変動も減少傾向にある。スポット市場が安定化しつつある要因としては、取引量の拡大、既存火力の性能向上による短時間での出力調整の洗練化、また欧州規模での取引の拡大等が挙げられる。
- ・ 欧州の市場統合は約5年前から始まったが、ドイツ、フランス等の中央ヨーロッパではうまくいっており、全体の取引量の約80%は同一価格となっている。
- ・ 直近ではドイツとオランダ等との間での価格差も若干増加しているが、市場統合前と比較すると十分に進展している。

3.4 再生可能電源の系統インテグレーション

- ・ 取引所としては、国際市場の統合によって各国の市場価格を均一化していくことや、products をユニット化していく、例えば自然変動電源の出力変動の大きな時間帯では取引の単位をより短い時間で設定するといったことも考えられる。
- ・ 市場の電力取引価格が下がっていく中においては、火力の新規投資をどのように促していくかが重要である。ただし、EEXとしては欧州大での容量市場導入には反対の考えである。欧州全体では設備過剰であり、拙速に容量市場を設けるのではなく、価格シグナルを如何に出していくかが重要と思われる。一方でドイツ国内については原子力や火力の老朽化の問題から容量確保は重要な論点である。どの範囲で容量市場を作っていくかといった検討も重要である。
- ・ 各国の市場価格を均一化していく上では、送電網の拡充も必要である。
- ・ デマンドサイドマネジメント (DSM) については、市場の本来の役割に照らせば、DSMにとって取引所が魅力的なことが重要であり、適切な価格シグナルの提供が必要と考える。DSMについては、BMWがその有効性等の検証に関するプロジェクトを開始した段階にあり、今後注意してみていく必要がある。なお、直近では、鉄鋼会社等の大規模需要家が取引所で取引を行っている事例もある。

4. BDEW（エネルギー水道連合会）

日時 : 2013年12月5日（木）13:30～15:00

場所 : BDEW (@Berlin)

4.1 再生可能電源の大量導入による課題

- ・ 優先給電の原則がある再生可能電源が普及する中、例えば2013年3月24日には、風力と太陽光の分担率が約7割であったところ6時間後には約3割へと急減し、それを補う形で火力による焚き増しが必要となるなど、著しい出力変動が生じている。また前日スポット価格も記録的な変動を見せている。
- ・ 2030年には昼間に発電出力が電力需要を上回り余剰電力が発生することも予想される。
- ・ このような課題に対しては、柔軟性の高い火力が重要となる。また、蓄電やPower-to-gas、デマンドサイドマネジメント、再生可能電源の出力調整、スマートグリッドも重要となる。

4.2 再生可能電源の普及支援策

- ・ FITは導入当初はうまく機能したが、再生可能電源についても市場価格に反応すべきとの声を受け、FIPが導入されることとなった。供給過剰等により市場価格がマイナス価格となるような局面においては、再生可能電源の事業者が供給を自主的にストップすることとなり、この点は系統安定化のための利点となる。再生可能電源は規制から市場ベースへと変更していく必要がある。
- ・ また、日本も同様の状況と思われるが、再生可能電源の導入が先行し、送電網の整備が後手に回っているという現状がある。従来の電力システムでは需要地に近いドイツ南部や西部に発電所が立地していたが、エネルギー転換政策によって、今後は北部の風力発電を需要地へと送電するなどの長距離送電が必要となり、パラダイムシフトを行う必要がある。ただし、送電網の建設には長期間を要するため、再生可能電源を市場ベースでの取引へと移行していくことや、送電網整備の状況を踏まえて再生可能電源を拡大していくことが重要となる。
- ・ これまでは、TSOが再生可能電源の供給を遠隔操作できるようにする規定はEEGにおいては大型の再生可能電源のみを対象としていたが、徐々に小型設備へと対象が拡大される予定である。発電設備の遠隔操作性については、電力取引市場や系統整備の観点を考慮する必要もある。
- ・ 現在、政府においてEEG改定の検討が行われている。現在はFITとFIPの選択性となっているが、法改正に当たり、BDEWとしてはFIPの義務化を含むいくつかの提案を行っている。2018年までにはオークション制度を導入する等によって、すべてのRE発電設備について競争価格が適用されるようにすべきである。太陽光を対象としたオークション制度がパイロットモデルとして2016年から導入される予定であり、BDEWとしてはその様子をみていきたい。BDEWとしては、例えば市場参加者が減少するこ

とによるコスト効率性の低下等、若干リスクあることは理解しており、パイロットモデルを踏まえて要求事項を提示していく予定である。

4.3 系統増強

- ・ エネルギー転換政策においては再生可能電源の普及だけでなくインフラの整備が重要となっている。特に、風力発電のある北部から、最大の需要地である南部への南北送電線の整備が重要である。他方、太陽光発電に関しては配電網の整備が求められている。
- ・ 2011年4月8日には国内の南北間の送電容量不足のため、ドイツから一度東に流れた電力が南下し再びドイツ南部へ還流するような潮流も発生している。
- ・ First TSO-draft German TYNDP2012-202 では、8200km の送電線拡充計画が策定されている。いくつかは困難な計画も出ているが、直流送電については進めていくこととなっている。この取り組みも理想的とはいえないが、連邦政府が早い意思決定をし、州政府が好意的に了承したことは評価できる。送電網については、まずはこの10年プランを維持して実行していくことが重要であり、ゆっくりではあるが確実に前進している。オランダ、ベルギーの間の国際連系も進んでいる。

4.4 電力市場

- ・ 容量市場に対しては BDEW として意見書を出している¹。
- ・ 連立の合意文書の中で、南ドイツでの予備電力の必要性が言われている。私見ではあるが、BDEW の求めていることが反映されていると認識している。中期的には容量市場が必要と書かれているが、コスト面、技術面、欧州ネットワークに対応できること等、我々が求めている分散型の容量市場にも当てはまる。ただし現状の合意文書はあいまいな書き方にとどまっている。容量市場は延期されたというよりは、意識決定が時期早尚ということである。
- ・ 質問：日本として電力市場を行う上での留意点は。
 - 金銭的損失の点が挙げられる。PJM のような場合、キャップシステムゆえに常に金銭的損失を被る。この点からは分散型の容量市場が望ましい。
 - 制度的枠組みへの信頼性、安定性と投資条件の安定性の問題が挙げられる。政府による普及支援策や明確な方針が示されている再生可能電源や系統の分野では投資案件がみられるのに対して、火力発電の新設・増設投資における信頼性は今や失われている。予測可能な投資のための条件を回復しなければならない。再生可能電源の大きな出力変動への対応策については、市場に任せるべきだとする考えと、何らかの枠組みを作るべきだとする主張がある。

4.5 出力抑制の運用

- ・ 出力抑制については、様々な方策が検討されてきた。出力抑制のための切断の優先順位、

¹ “The pathway to new market structures for the success of the energy transition”

補償に関する規定等に関する議論が進められている。

- ・ 重要なのは RE の優先接続の確保。TSO は RE があると送電線を整備しなければならない。送電網の負荷が大きいの遮断すると補償が必要となる。遮断時の補償費用は最終的には需要家に転嫁されるが、その条件として、送電網の負荷が高かったことが送電網整備の不備ではないことを証明できなければならない。送電網の整備が遅れるのは、TSO にとっては避けたいこと。大きな問題が出てくるので、風力発電について抑制の順序や補償に関するガイドラインが作成された。
- ・ ガイドラインで重要なのは風力の補償費用の計算方法についての BDEW の提案がほぼ受け入れられたこと。太陽光やバイオマスについても検討が行われている。
- ・ ガイドラインが必要な理由は、機会損失の量の算定が難しいこと。本来であれば発電できた電力量を推計する必要がある。BDEW は送電事業者等の要望に答えて、計算方法についてのセミナーを行っている。

5. Deutsche Umwelthilfe（ドイツ環境支援協会）

日時：2013年12月5日（木）9:30～12:00

場所：Deutsche Umwelthilfe (@Berlin)

5.1 協会の概要

- ・ 当協会は環境保護に関する NGO であり、スイスに本部を置く。ドイツではエネルギー、交通等のテーマを取り扱っており、BMU 業務として、政府の系統増強計画に関する住民対話の事務局を担当している。

5.2 PlanN の概要

- ・ 取り組みの成果として、2010年に「PlanN」を公表。2014年12月には「PlanN2.0」を公表予定。Plan2.0は、送電網の整備、技術的観点（ケーブル or 架空等）、環境影響等を目的としている。
- ・ 再生可能電源の大量導入を目指す上では、柔軟性のある火力発電、蓄電技術等も必要であるが、風力発電の導入の進展するドイツ北部から需要地である南部や西部に如何に送電を行うかた重要となる。2020年までに欧州内で100の地域で送電網の不足が生じると思われる。BnetzAの承認した送電整備計画では、今後約10年間で約5,000kmの超高压送電の整備が必要であり、南北を縦断する超高压直流送電網の整備も必要となる。これらを実現する上では、送電線整備に係る国民の受容性を高めていく必要がある。
- ・ 2011年の「エネルギー転換」の決定の後、ドイツ国内では送電線整備の促進に向けて法的整備が進められており、特に、計画に関する情報開示により透明性を確保することが重視されている。
- ・ 「発電所フォーラム」では、市民とTSOとの対話を進めてきた。
- ・ 北部地域における今後4年間の380kV送電線敷設の案件の場合、TSOに対して直接意見を言う場となる市民ダイアログを数回にわたり実施している。ここでの議論を踏まえてTSOが計画を策定する。当該地域では風力の導入が進み送電線の必要性も比較的進んだ地域ではあるが、まずは対話から開始することが重要である。
- ・ これまでの取り組みを通して、近隣住民を計画の初期段階から参画させることが受容性確保の点では重要と実感している。

5.3 送電線整備に関する住民意識

- ・ 送電線整備に対する住民反対の理由としては、電磁界による健康影響、土地価格への影響、観光資源としての環境影響、自然保護、また地下ケーブルの場合は農作物への影響等が挙げられる。
- ・ 検討中の送電線計画の一部では、例えば直流ケーブルや地下埋設ケーブルを推す声もあるが、技術がまだ十分ではなくコストも高い。地域住民の声を聞きながら、複数の選択肢があることを示しつつ検討を進めている。

- ・ 長距離高圧直流送電は、送電効率の観点からは優れるが、途中で電力を分岐する場合は変換機を設けて交流に変換する必要がある。この点、海底ケーブルでは直流が望ましく²、北欧と結ぶ海底ケーブル等では直流ケーブルが検討されている。
- ・ 地下ケーブルの場合、湿地帯への敷設では気をつける必要あり。例えばデンマークは砂地なので掘りやすいが、湿地帯なので工事費高くなる。
- ・ 磁界、電界の影響は住民の最大の懸念である、人間への、特に子供への健康影響を検討した。欧州で定められている電界値の限界値を満たすことは説明したが、住民はそれであっても納得しない。欧州は予防原則の考えが強いので、科学的な上限値に加えて住民は予防値の点から反対。住民は勉強しており、例えばオランダで使われている予防値の考え方等を引き合いに出して議論してくる。ただし、ドイツでは法的には科学的な限界値をベースに行うこととなっており、オランダの例は特殊な事例なのでこれを採用することはない。
- ・ ドイツは電界、磁界をあまり分けて議論はされていない。専門家として答えると、架空だと磁界が広がっていくので、ケーブルと比べると直下での影響は少ないが、影響範囲は広いと思う。
- ・ 現在は住民は直流を志向しているが、技術的な詳細については必ずしも住民はよく理解できていない。このため、例えば10年後にどのような議論が行われているかは分からない。住民は直流というと地下ケーブルと思いつく傾向あり。架空もあるので、今後住民も勉強をしていく必要がある。
- ・ 地下ケーブルは技術的改良が必要な分野と思われる。政府は技術開発に加えて住民理解促進を図ることも必要である。住民説明の際には、技術的な説明の回も1回設け、オプションを提示したが、住民がどこまで理解できたかは不明。送電網は複雑な議論になるので、理解いただくのは難しい。技術、コスト、環境等。技術者が異なる意見を言っているものもある。コミュニケーションを作っていくのは難しい。
- ・ これまでエネルギー転換、RE 拡充の政策の中で、送電線の必要性は、抽象的には認識されている。ただし具体的な話になると NIMBY の問題がある。抽象と具体のギャップを埋めるための議論をするための土壌は整いつつある。

5.4 住民出資の取り組み

- ・ ドイツでは Schleswig Holstein 州などで市民風車組合が以前から多く存在する一方で、近年 TenneT が立ち上げた送電線建設のための市民出資スキームについては、市民の応募状況は芳しくない。個人的推測ではあるが、当該地域の送電線が作られても、果たしてウィンドファームが運転を開始し収入が得られるかどうか不確実性があるので、より確実な銀行への預金を優先したのではないかと思われる。

² 洋上風力の送電には、ある地点から近傍の交流送電網に接続するだけの直流送電から始まるが、複数の交流系統につなぐような場合、多端子の直流送電網が形成される場合もある。

5.5 供給力確保の課題

- ・ 2009年以降の原子力の減少を補う形で褐炭や石炭の発電量が増加しているのに対してガス火力は減少している。
- ・ ガス価格はロシアとの長期契約により 2011年以降安定しているのに対して、シェール革命を受けて余剰となった米国産石炭が流入し需給緩和した影響で石炭価格は低下している。また経済危機等の影響により CO2 価格は 2010年当時の 1/4 程度まで低下しており、これらの点から、相対的に石炭や褐炭の経済優位性が高まっている。
- ・ 直近ではガスの限界費用は前日スポット市場価格を超えており、経済性が成立しない状況となっている。また 6年後の先物取引価格についても、直近では 2010年当時の半額程度の 35~40 ユーロ/MWh の水準となっており、新設火力は褐炭火力以外は困難な状況となっている。これらを背景に、特にガス火力の閉鎖を訴える事業者も出てきている。当協会としては、系統の柔軟性、環境性の観点から、ガス火力は重要と認識している。

5.6 供給力確保に向けた方策の動向

- ・ 現時点では設備に余剰はあるが、今後の供給力不足の可能性を政府は懸念している。政府は 2017年までの時限措置としてリザーブ発電設備令を導入し、発電所閉鎖の 1年前に通知することと、システム上重要な発電設備については補償を行うことにより閉鎖を阻止をすることを規定した。同時並行で、どのように安定供給を実現していくか議論していくこととなっている。
- ・ リザーブ発電設備令に関しては、これまでに約 30 件、7GW のガス、石炭火力発電所が閉鎖を申し出ており、うち 5.5GW が閉鎖を認められている。Eon のバイエルン州の効率 61%の最新鋭ガス火力は廃止を申し入れたが、予備電力として残すこととなった。閉鎖阻止の対象となる重要電源の決定プロセスについては、TSO が候補を挙げて BnetzA が承認する形であるが、詳細な理由までは公開されていない。補償の単価、総額の決定プロセスが不透明であり、この点が問題と認識している。
- ・ 当協会としては、容量市場には反対の立場である。前政権は導入を見送る方向となったが、新政権の方向性は不明である。

5.7 送電線整備計画

- ・ 送電網計画作成にあたっては RE 導入の最大、中位、低位の 3つのシナリオを 18の地域別が作成され、それに基づき TSO が送電網の必要量等を検討した。シミュレーションにより必要な送電網や発電予測が検討された。
- ・ シナリオ作成の際には、EEG 等、現行の法律等を前提とした検討が行われた。再生可能電源については、優先接続、優先給電を前提とした計画である。様々なシナリオを考えていくと系統シナリオは実際には変わっていくだろう。
- ・ シナリオ策定において、石炭火力の減少が見込まれているが、石炭火力の稼働時間は当協会の目標よりは高い水準で検討が進んだ。結果的に現在の送電計画では、気候変動の要素は必ずしも十分ではないと思われる。

- ・ シナリオ作成の際には、政府目標以外に、市場の観点も取り入れられている。結果的に石炭の発電量が多いので、本シナリオに基づくと、政府の CO2 削減目標は達成できない形となる。

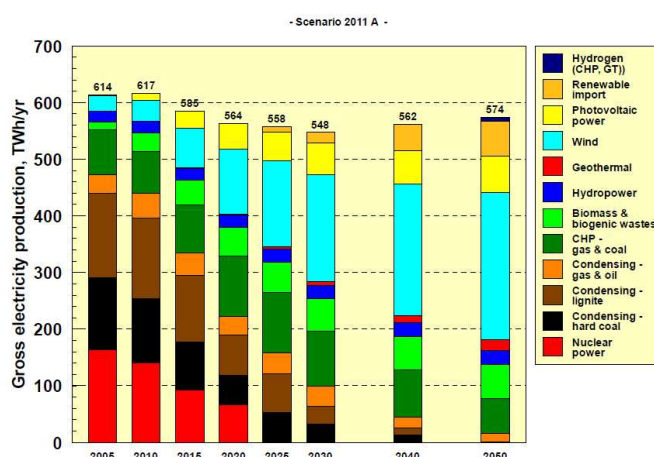
6. BMU（ドイツ環境省）

日時：2013年12月6日（金）10:00～12:00

場所：BMU (@Berlin)

6.1 エネルギー政策の全体像

- ・ エネルギー変革に関する主なポイント以下のとおり。
 - 野心的な気候変動政策
 - 再生可能エネルギーとエネルギー効率向上に基づくエネルギーシステム
 - 2022年までの脱原発
 - システムの柔軟性と経済合理性の両立を目的とした政策、取り組み
 - 年次のモニタリング体制
 - 継続的な学習プロセス
- ・ 現行の再生可能エネルギーの普及については、2010年に策定された長期エネルギー戦略「エネルギーコンセプト」で掲げた2020年目標（電力量比率35%、一次エネルギー比率18%）から変わっていない。太陽光発電の普及は政策的意向を背景に鈍化しているが、政府としてはあらゆる再生可能エネルギーについて取り組んでいく所存。
- ・ 長期エネルギーシナリオの中位シナリオにおける電源構成の見通しでは、風力発電、太陽光発電、バイオマス発電等の拡大を見込んでいる。2025年以降は、北アフリカからの太陽光や太陽熱発電、北海からの風力、北欧からの揚水発電等、再生可能電力の輸入を見込んでいる。再生可能電源以外では、石炭火力の減少、電気自動車や電気式暖房の普及拡大に伴う2030年以降の電力需要の増加等を見込んでいる。



出典：DLR, IWES, IfnE ” Long-term scenarios and strategies for the deployment of renewable energies in Germany in view of European and global developments ” (2012)

- ・ 風力については、陸上は新設、リパワリングを合わせて1.8GW/年の拡大を目指したい。洋上は風車と送電網の両面で、経済性を含めた課題が認識されており、これを踏まえて

現実的な目標へと下方修正した。北海の洋上風力では直流送電が予定されており、技術革新を通じて 15GW を実現したい。北海は水深 40～60m 程度であり着床式を想定している。浮体式は水深 100m 以上でないと経済的に難しいと考えている。

- ・ 太陽光発電での経験を教訓として、導入目標を定め、それに沿って安定的に導入を進めていくための仕組みの構築が重要と考えている。太陽光発電では、過去数年は年間 6.5～7.5GW/年と増加し、これが原因で買取費用の急増を招いた。導入量のフローとストックの両方の視点から買取価格の額を調整していくことが重要である。太陽光発電は現在の導入量 32GW に対してキャップは 52GW と設定しており、このペースで推移すると FIT は今後 8 年程度で終了するとみている。太陽光については月単位での導入量にも基づき買取価格を調整しているが、風力発電についてはリードタイムが長いので、月単位での調整は行いづらい。
- ・ FIT 終了後においても優先接続は残していくことを考えている。日本では優先接続の原理が入っていないため接続を拒否されることがあると聞いている。

6.2 再生可能エネルギーの系統インテグレーション

- ・ 今後、原子力や老朽化力の閉鎖が見込まれる中、再生可能エネルギーの系統インテグレーションに関しては、供給安定性の確保に向けて以下の課題を抱えている。
 - 迅速な系統整備
 - 火力発電の柔軟性の拡充
 - システムサービス
 - 長期的な蓄電技術の確立
 - 交通や熱の分野との統合
- ・ 送電網整備について、再生可能電源の優先接続の原則の下で、風力や太陽光発電の出力のピークに対応できるように送電網を整備していく必要がある。社会コストの抑制のために優先接続と系統増強との折り合いをつけることも考えており、例えば接続費用が著しく高い場合には接続を拒否することも考えている。
- ・ 火力発電の柔軟性の拡充については、power to heat や石炭火力の性能向上、褐炭火力への蓄電設備の併設等が考えられる。
- ・ システムサービスについては、無効電力の供給を再生可能電源にも分担させることも重要と考えており、無効電力制御を取引する市場の導入を検討している。また、火力の減少に伴い系統の同期化力が減少しており、これへの対応として例えば TSO が買い手となる入札制度により市場化したい。Primary reserve に参加するためには正負の両方向の調整力を供給する必要があるが、再生可能電源は抑制方向は可能だが増加方向は困難である。
- ・ 長期的な蓄電技術については、1 日～1 週間程度の長周期変動対策用としての大容量の蓄電技術と、短周期変動対策用の系統安定化のための蓄電技術の両面を検討している。長周期対策用として現時点で利用可能な技術としては、揚水発電と power to gas が挙げられる。power to gas は実証中であるが、エネルギー変換効率は電気→水素→電気

の場合は 60～65%程度、電気→水素→メタン→電気の場合は 30～35%程度である。短周期対策用の技術としては蓄電池が挙げられ、TSO で実証試験が進められている。

- ・ 風力や太陽光の限界費用はゼロに近いので、電気式暖房や電気自動車など、他のセクターと統合していくことも重要である。これまではエネルギーの統合的な視点からの議論はあまりしてこなかったが、今後は、交通や熱も含めた統合的なシステム、市場デザインが必要と考えている。ただし、環境省では、電力と熱を統合的に評価するモデルは持っていない。今後、ネットワーク全体として考えていくことが重要と思われる。

6.3 再生可能エネルギーの支援策

- ・ 賦課金の急増に伴う電気料金の上昇が、国内で議論の対象となっている。賦課金の急増の要因としては、買取価格の高い太陽光発電が増加していること、固定価格と卸電力価格との差額を消費者が賦課金として負担する仕組みとなっている中において卸電力価格が予想以上に劇的に下がったこと、また国際的な競争力のある電力多消費企業が賦課金免除となっていること等が挙げられる。
- ・ これを踏まえ、買取制度の見直しの議論が行われている。FIT から FIP への移行を通じて、これまでと比べると賦課金の上昇は抑えることができると思われる。また、賦課金減免のあり方についても考えていく必要がある。
- ・ 再生可能エネルギーの導入による経済効果は大きく、長期的には便益が費用を上回ると考えている。

6.4 その他

- ・ 再生可能エネルギーの普及策として、電力分野では FIT が決定的であったが、熱分野では例えばヒートポンプや太陽熱、木質バイオマス暖房へのインセンティブ、また交通分野ではバイオディーゼル等の支援を行っている。普及に際して、地域や自治体は重要な役割を担う。100%再生可能エネルギーネットワーク、バイオエネルギー村といった取り組みもあり、また野心的な目標を掲げる自治体も存在する。
- ・ 南ドイツでは、家庭用太陽光発電への小規模蓄電池併設の導入支援策もあるが、政治家の実績作りの色が強いとの点から批判の声もある。

7. BMWi (ドイツ経済技術省)

日時 : 2013年12月6日(金) 13:30~15:50

場所 : BMWi (@Berlin)

7.1 電力市場

- ・ BMWi ではこれまで市場デザインについて議論を進めてきた。発電所フォーラムにおいても多様なステークホルダーの参加の下で議論が行われたが、報告書は特定の方向性を推薦するのではなく、各手法の利点、欠点を紹介するような中立的な内容となっている。
- ・ フォーラムの結論を受けて、現在の市場を前提とした際の影響評価および、市場を抜本的に改革した際の影響評価の2つのプロジェクトを BMWi で進めている。2014年初頭に成果を取りまとめる予定である。
- ・ 取引価格の低下に伴いガス火力の経済性が成立せず減少していくことが問題視されているが、低い卸電力価格の原因として、現時点ではドイツ全体としては供給過剰の状況にあるため、まずは現行の kWh 市場における過剰設備の抑制の進展状況を見ていくことが重要である。一意見として、供給過剰がなくなっていくなかで電力価格が再上昇しガス火力の事業性改善するのではとの意見もあるが、懐疑的な見方もある。
- ・ 一方で、南部を中心に立地する原子力の廃止に伴い、ドイツ全体としては余力を有するとしても南ドイツでは設備が不足していく状況が生じえる中で、どのように電力供給を維持していくかが課題となる。

7.2 送電線整備

- ・ 送電線整備は大きな課題であるが、「問題」との表現は避けている。北部で導入の進む洋上風力等の電力を、需要地でありかつ従来型電源の減少が見込まれる南部へと送るため、送電線の増強の必要があるのは事実である。洋上風力については、陸上とは異なり受容性の問題はないが、一方で技術的、経済的な課題がある。
- ・ 「エネルギーコンセプト」を踏まえ、送電網の拡充を加速する必要があることから、送電線整備に係る制度の見直しを行った。各 TSO が策定する送電計画に対して、必要性の評価等を行い BnetzA が検証するという形を取っており、魅力的な計画の策定、手続きの迅速化、受容性の向上を目指している。計画はまさにこれから進んでいく段階にある。
- ・ 連邦政府は、送電線整備に関する市民出資の取り組みを進めていく意向を示しているが、BMWいとしては、市民の受容性を高めるという主目的と照らし合わせて、パイロットプロジェクトの結果を評価することが重要と認識している。
- ・ これまでは電源は比較的需要地の近くに立地していたこともあり、送電網の必要性に関する国民の理解度が低い。「直接的な利益をもたらさないのに、なぜ送電線が必要なのか」といった考えが多い。

- ・ 送電網の費用は最終的に需要家に転嫁される(ただし、洋上風力の場合は海上の AC/DC 変換機までは事業者負担)。地域によって送電網の使用状況は異なるが、人口が少ないので一人当たり費用負担が大きくなっており、この点は問題視されている。

7.3 再生可能エネルギーの導入策

- ・ 供給管理の点からは、優先供給は間違いなく続けていく。
- ・ 出力抑制は検討する必要がある。優先の原則と送電の安定性とのバランスをいかに確保するかが重要となる。連立政権の合意文書では、優先規定は守りつつ、例外的に出力抑制を行っても構わないとされている。
- ・ 今後再生可能電源の普及が拡大していく中で、送電線整備費用と出力抑制の補償とを比較して検討していくことが課題である。再生可能電源を導入しようとする事業者に対して、出力抑制の可能性も考慮した上で導入適地を考えさせることが重要と考えている。
- ・ 地域誘導策の一つとして、系統負荷の大きな地域では出力抑制に対する補償額を低くするというも行っている。
- ・ ドイツでは、系統整備も考慮した再生可能電源の適地導入のあり方について、過去に議論が行われた。具体的には、風力発電は風況のよい北部に導入して送電線整備により南部へと送る形態と、需要地に近い南部に風力発電を導入する形態との比較分析が行われた。トータルコストの差は僅かではあったが、北部への風力発電の導入の方が廉価との結論が得られた。
- ・ FIT は、必ずしも市場の発展、トータル費用の削減に結びついていない。例えば北部では風力の発電単価は廉価となっているはずだが、買取価格の低下が追い付いておらず、事業者に過剰な利益をもたらしている面もある。このため、連立合意文書では買取価格の低減が掲げられている。
- ・ 風況のよい地域では入札制度を導入すべきとの意見も出ている。1つの導入箇所において最も低い価格を提示した事業者に落札するという仕組みの提案もあり、2016年にパイロットプロジェクトを行いたいと考えている。
- ・ 洋上風力については、洋上風力の接続点までの送電網整備が追い付いていない。送電網の整備は計画どおり進め、理想的には送電線整備とウィンドパーク整備が同じタイミングとなるよう足並みを揃えていく。政府主導により、洋上風力の建設計画の時期や規模を公開して、TSO に対して送電線整備するよう示していく。

8. Ecofys Germany GmbH (@Berlin)

日時 : 2013 年 12 月 6 日 (金) 16:00~17:30

場所 : Ecofys (@Berlin)

8.1 概要

- ・ オランダに本社を置くコンサルタント会社。ドイツでの主な顧客は、官庁やドイツ連邦政府、EU 委員会、民間企業等の国際連系線の拡充に取り組んでいる。

8.2 再生可能電源の普及拡大策

- ・ 再生可能電源の普及拡大には、系統整備が重要となる。ドイツ北部の風力発電を需要地である南部へと送電する必要があるが、過去に大規模な送電網の整備には住民の反対があり難しかった。現在は BnetzA によって、2020 年までに 4000km の送電線整備計画が掲げられており、優先的に整備すべきルートが選定されている。州間、オランダ等との国際連系線の拡充に取り組んでいる。
- ・ デマンドサイドマネジメントによるピークシフトも重要である。現在、産業部門は実用段階、家庭部門はスマートメーターによるパイロット実証の段階にある。
- ・ 再生可能エネルギーに対して価格シグナルによる誘導策が講じられつつある。FIT はリスクの低さが魅力となり普及拡大に貢献したが、新政府は FIT から FIP へと数年程度で移行することを考えている。

8.3 電力市場

- ・ 系統インテグレーションの強化のためには、予備力の確保が重要となる。現在のメリットオーダーに基づく卸電力市場では、限界費用の低い再生可能電源の導入に伴い卸電力価格が低下し、ガス発電所は事業性が成立しない状況となっている。
- ・ 容量メカニズムについては国内で複数の案が提示されている。EWI 等は容量市場の創出を訴えているのに対して、BDEW や再生可能エネルギーの団体は戦略的予備力の導入を訴えている。いずれにせよ、kWh だけではなく kW への支払いが求められている。
- ・ また、リザーブ発電設備令により、システム上重要な発電設備については政府保証により閉鎖を禁止する仕組みが導入されており、バイエルン州では実例がある。
- ・ 容量市場、戦略的予備力とも、市場に対して政府が関与することとなり、欧州の目指す自由性には反する。欧州レベルでのマネジメントが必要との考え方も出てきている。各国はエネルギーミックスを各国ごとに設定する権限を持つ一方で欧州大での電力市場の統一が進められており、両者でコンフリクトが発生している。この点は EU の電力市場統合に向けた課題となる。
- ・ 質問:kWh の価値がなくなって kW の価値が出てきたので、自由市場で商うものが kW になっていくのでは？
 - 今後 10 年後には kW の市場はかなり大きな意味を持つだろう。個人的には、RE

大量導入されると、kWh 市場は成り立たなくなると思われる。REに重要なのは、まずはグリッドパリティであると考えてきたが、RE導入により卸市場価格下がるので、グリッドパリティ達成でRE支援を打ち切るという当初の方針が難しくなりつつある。

- ・ 質問：RE拡大すると、出力の予測誤差が大きくなると思う。この点について Ecofys の検討状況は？
 - ▶ 対応策の一つは、電力市場のゲートクロージャータイムを短くすること。現在は1日レベルから、精度が高い短時間予測を活用できるように、市場の枠組みを短時間に変えていくことが重要。スマートグリッド等を使って、RE発電者と需要家の連係、地域間や国家間の電力の状況を把握していくことも重要。蓄電も必要だが、揚水以外は先10年ではあまり重要な役割を担わない。現在は連携線拡充や火力を残していくことのほうが重要。
- ・ 質問：10年後を考えると、連系線の整備やDRは限定的。取引時間の短時間化で実際に適用できるのは短時間で起動できるガスタービン発電（一般の汽力、複合発電ではなく）ぐらいでは？
 - ▶ そのとおり。10年スパンでは国際連係やDRは限定的だろう。ただし将来的な系統統合を目指し、長期スパンを対象に今から検討を進める必要あり。短期的には政府はガス火力を残す支援、REの市場化を進めている。系統への影響がある場合は、その影響を地域にとどめるべきとの議論もある。現状では系統は安定しているが、今後問題出てくるかも。
- ・ 質問：既存ガス火力は起動に数時間を要し、1時間以内だと反応できるの限定的。REの更なるインテグレーションは可能か？
 - ▶ 専門家の間でも、意見は多様で複雑。政府が問題としているのは議論が多すぎて市場改革のスピードが遅いこと。ドイツ政府の電力市場政策はBAUもしくはスローなペースでの調整。議論は行っているが具体的な市場改革の実現はゆっくり。
- ・ 質問：kWに価値があることを評価できれば市場デザインもできていくだろう。
 - ▶ そのとおり。技術的にはkW市場導入はできるが、政治的理由から数年以内の導入は難しいだろう。今後の市場改革は5~10年で考えると、技術改革が引っ張っていくのではないか。例えばPV自家消費が進んでいくだろうが余剰をやりとりするのであれば容量市場の創出は可能かもしれない。自家消費を進めるやり方は、最終需要家にとって興味深いものとなるだろう。なぜなら電力価格の変動が大きくなるため。家庭用PVの設置者は、kWを買っているという意識ではないか？ 足りないkWの部分了他から買ってきているという意識だろう。
- ・ ドイツの場合、自由化の後、RE導入量の拡大も寄与して価格は低減傾向。本質的問題はRE支援であるとする、この価格低減は長期で見ると、間違ったシグナルをREに送るのではと考えている。FIPへと早期に移行すべき。その他の方法として、規制を続けるなら入札という方法も考えられる。ただし入札すると小規模発電所や家庭が参加できず大手のみの参加する市場となるだろう。RE導入促進を減少させるのではとの懸念

あり。

- ・ 欧州のガイドラインは重要と個人的には思う。一方、各国はエネルギーミックスを各々考える権利ある。どう折り合いをつけていくか興味あり。
- ・ 2015年に統合すべき市場と言う点では一致しているが、ポーランドのフラッキング、フランスの容量市場等は捨てる必要はないと思う。このような議論を通して2030年の目標が達成されるかは興味深い。2020年までに一定量のRE導入が各国に課されているが、2030年目標はまだ。ドイツは2030年目標としてCO₂、エネルギー利用効率、REを掲げているが、その他の国は掲げたくないといっている。ドイツは2050年までに欧州での電力RE高めていくには今から進める必要ありと。2030年までの目標設定も必要。
- ・ 個人的見解だが、容量市場は重要。欧州レベルで統合したデザインを検討する必要ある。今後数年で容量市場を創出する必要はない。まずは戦略的リザーブで十分だろう。

8.4 出力抑制

- ・ 出力抑制に対して、国民からの具体的な批判はない。むしろ、賦課金の大きさ、大企業が免除されていることへの批判はある。普及の負担を増やさないことが重要なので、今後消費者の負担を増やすわけにはいかない。
- ・ 現在どの政党も優先規定をやめるとの議論は行っていない。ただし、中期的には欧州全体としては補償をやめていくべきという議論も欧州レベルでは行われている。

8.5 その他

- ・ 欧州でも再生可能エネルギーについては、従来は技術開発や普及支援の議論が援するかが中心であった。今後はいかに経済的にシステムに統合していくかが重要であり、この先5年程度で議論が進むと思われる。

9. Ecofys Germany GmbH(@Köln)

日時 : 2013年12月2日(月) 14:00~16:00

場所 : Ecofys (@Köln)

9.1 主な事業内容

- ・ Ecofys は、主に下記の4つを柱として事業を行っている。
 - ▶ エネルギー効率・CO₂ 効率改善：建物やモビリティ、産業、製品に関する効率改善
 - ▶ 再生可能エネルギー事業：風力発電、バイオマス、太陽光発電等の政策支援（対官公庁）、事業化支援（対民間企業）
 - ▶ エネルギーシステム・マーケット：ドイツの EEG 法の改革に向けた提案（対官公庁）（ニッチなところから考えられる再生可能エネルギーの活用方法と和訳・・・）
 - ▶ エネルギー及び環境保護政策：EU レベルでの政策を、国家（ドイツ）レベルにブレークダウンし、その具体策の検討支援。たとえば、ワルシャワ環境保護会議のサポート等も実施。
- ・ 主な顧客は、官庁やドイツ連邦政府、EU 委員会、民間企業等である。
- ・ Ecofys の顧客層は、官：民が 55：45 である（目標は官：民=50：50）。再生可能エネルギーに関する事項は、全体の 40%程度である。
- ・ 当社と同様のサービスを提供できる企業はいない。パーツ・パーツで対応できる会社はいるが、民間へのプロジェクト支援や政策関与等、全てのステージに対応できる会社はない。
- ・ 一つのプロジェクトを想定した場合、導入に関するコンサルタント業務から融資に資する収益性評価まで一貫して行う会社も多くはない。バイオマスや太陽光、風力といったそれぞれの発電専門会社であれば、何社か存在している。
- ・ Ecofys として、出資経験はない。
- ・ Ecofys は、新しい技術に取り組む際に、大学と協力体制を築くなど情報共有やノウハウ等を得る体制を構築している。

9.2 再生可能エネルギー事業（対民間）に関する事業内容

- ・ 風力発電、バイオマス発電等を中心として、事業化支援及び技術検討、収益性評価等のコンサルティング業務を行っている。
- ・ 主な主要顧客（民間）は、事業主（プロジェクトデベロッパー）や電力会社（発電事業者）である。
- ・ 例えば、風力発電であれば、第一段階として風況調査や立地の検討、第二段階として土地全体の装備の検討、第三段階として収益性の評価（投資に対する利益、収益性を高め

るには何が必要か問うのコンサル)を実施している。テクニカル部分で内容が異なるものの、太陽光発電やバイオマス(発電及び熱利用。バイオガスや食品廃棄物が中心)についても、ほぼ同様の流れである。

- ・ 特に、バイオマスは原料が調達できるかが重要である。
- ・ 風力発電について、以前は電力供給会社が自ら導入を行っていたが、近年では投資家(年金基金等)が、事業主(プロジェクトデベロッパー)となるケースも多い。事業主が一定のリスクを負って、土地確保、必要な認可手続き、開発等を行っている。投資家として、民間企業が主体となるケースもあるが、協働組合(フェアインと表現。日本でのNPOのイメージか(通訳談))が主体となるケースもある。Ecofysは、電力供給会社向け等の一定規模以上(おおよそ数百万ユーロ)のコンサル事業等が中心となっている。(百万ユーロ程度であれば、小規模案件に該当)
- ・ バイオマス発電については、農家や電力熱供給会社が主要顧客である(ドイツの農家は、日本より大型企業であり、牛も豚も食料も…全て生産・飼育している事業者が多い。例えば、30haの土地を有し、牛を250頭飼育しているというような規模感である)。例えば「長期的に環境負荷低減に資するのか」、「残飯の調達が中長期的に可能か」など、特に原料資源に関する問い合わせが多い。
- ・ ドイツでは、再生可能エネルギーのうち、特に風力発電、バイオマス、太陽光発電等が中心となっている。太陽光発電は、既に普及しており、メーカー・販売業者が相応のノウハウ・経験を有しているため、現在ではEcofysがコンサル事業を行うことはない。
- ・ 一方、中近東周辺は、太陽光発電が多くEcofysのコンサル事業のニーズもあると考える。

9.3 地域主導型の案件の特徴等について

- ・ 農家を中心とした自主組合が、太陽光発電(20kW程度等)に取り組む事例は多いが、そのような規模・主体に対しては、太陽光発電設備のメーカー・販売業者が、コンサル的支援を行っている想定される。設備の見積もりを入手する際に提案を受ける等しているのではないかとEcofysがコンサル業務を行うことはない(ニーズもない)。
- ・ また、エンジニアリングオフィス(エンジニアの事務所:EPCとは異なる。建設等はやらず、コンサルにとどまる事業者)が、技術面でのコンサルティングをしていることも考えられる。このような企業は、ドイツ全体にたくさんいる。ケルンだけでも15社程度存在する(具体的な事業者名を伺ったが、複数者おり回答不能とのこと)。
- ・ さらに、太陽光発電全体の斡旋を行う業態もいるようである(ソーラー会社と表現)。導入初期での提案等(カウンセリング)に加え、建設等も行おう等、事業主体に対しターンキー(全部出来上がった形で引渡す)のようなサービスを提供している。このようなサービスを協働組合が活用するケースは多いのではないかと。
- ・ 事業主体の資金調達の方法は規模によるのではないかと。例えば、風車2~3基程度の小規模プロジェクトであれば、農家自らが融資で資金調達を行うであろう。融資審査も、スタンダード化されている。設備プロバイダーも融資依頼・審査の対応方法を熟知して

いる。

▶ 例えば、最初に打診した銀行が融資してくれないのであれば、設備プロバイダーが「じゃあ、あちらの銀行に融資依頼しましょう」と誘導できる。バイオマス、風力、太陽光すべて同様である。

- ・ ドイツでの再生可能エネルギー事業の取り組みは、少なくとも15年くらいの歴史があるため、関連事業者がそれぞれのノウハウを有している。
- ・ 一方、大規模案件の場合には、資金調達等の方法は案件ごとに異なる。

9.4 収益性評価の実施について

- ・ 収益性評価をどの程度詳細に実施するかは、事業のステータス・段階に応じて異なる。
- ・ 第一段階として、風況など立地条件を調査する。その結果をプロジェクトデベロッパーに評価書として見せ、適切な設備規模等を示す。第二段階は、技術面を中心として、設備や風車のタイプ、配置場所、民家からの距離等の詳細設計を行う。この結果を踏まえて、収益性評価を実施できる。
- ・ 銀行から、独立した2社から収益性評価を得るよう言われることもある。そのため、ファーストオピニオンとして、上記のコンサルを実施するが、セカンドオピニオンとして求められることもある。その場合、設置条件・規模・選定設備等は同一条件とし、単に収益性評価者を変えるだけである。収益性評価に間違いがないかの確認に近いイメージである。
- ・ (収益性評価の金額規模について)収益評価だけではなく、コンサル的対応もあるので、それだけの値段は不明である。セカンドオピニオンの場合でも、技術面の支援・提案をしている。小規模であれば、総報酬として、2,000~3,000ユーロ程度か。
- ・ (GLS銀行がPV-SOL、PV-GLSの2種類の収益評価書を求めていることに対して)これらは、収益性評価のためのソフトウェアの名称である。収益性評価を行うソフトウェアはもっとたくさんある。単にGLS銀行独自でこの2種類を規定しているに過ぎないだろう。
- ・ GLS銀行に限らず、一定規模以上の発電事業になると、2社もしくは3社から収益性評価書を入手することが多い。
- ・ 一方、規模が大きい案件(特に太陽光発電)については、すでにスタンダードができていて、20kW程度の太陽光発電事業であれば、銀行に行き、定型化された書類を提出することで十分である。経験が蓄積されており、銀行もメーカー(販売業者)も知見を有している。

9.5 ドイツにおける再生可能エネルギー事業の現状について

- ・ ドイツの再生エネルギーへの投資の93%が農家や年金基金のプライベート資金である。大企業からの投資は残り7%だけである。
- ・ 農家は、以前からトラクターを購入したり、建屋を改築したりと、一定レベルの設備投

資を定期的に行ってきた。そのため、お金の使い方を知っており、利回りに慣れている。また、農家は豚小屋や牛小屋などの屋根をたくさん所有しているため、太陽光発電に最適と考えられる（設備メーカーが農家に目をつけ、声をかけたのが発端ではないか。その後、農家同士のネットワークで取組が広がったのではないか）。

- ・（日本の現状に対し）ドイツでも、10年前はそのような状況であったと思う。当時、Ecofysでも、たくさんのコンサルティングを行った。しかし、今は知見やノウハウが定着したため、そのような需要はない。メーカー（販売業者）が、技術支援やコンサル等をできるようになった。
- ・トラッキングデータを公表するといった明示的な取り組みはないと思うが、10年以上分のデータが蓄積されており、それを見ることができる。また、長期間の研究（耐用や発電量に関する研究）が行われており、その結果は公表されている。これらのデータを用いて、収益性評価を行うことができる。
- ・一方、S字カーブのように、たくさんの人がやることで、収益は飽和状態になっているのではないか。

9.6 ドイツにおける再生可能エネルギー事業の課題について

- ・（10年間の経験を積んでもなお、課題・問題となることは何かとの問いに対し）太陽光発電を導入する人が多く、負担金は、電気代に20%も上乗せされている。10年前に設置したのも、これから先10年間買い取る必要がある（20年間固定価格買取）。
- ・太陽光や風力の過剰供給が発生している。地域間融通や蓄電技術を向上させていく必要がある。規制面等、臨機応変にしていくべきだろう。
- ・風力発電については、いずれ導入量の限界がくるかもしれない。
- ・系統制約は、一見、導入量を制限するため、コンサル事業に悪影響を及ぼしそうだが、政府に対してのコンサルティングができるという点で、前向きに捕らえている。現に、アイルランドでは系統制約による課題に直面したため、当該政府に対しその問題を提示、政策立案の支援等を行った。

以上

10. KfW

日時 : 2013年12月3日(火) 10:00~11:30

場所 : KfW

10.1 主な事業内容

- ・ KfWは、国営銀行であり「AAA」の評価となっている。
- ・ 基本的に、国内事業者に対して直接融資はしない。原則、銀行に対してリファイナンスを行い、各銀行が融資を行うものである。エンドカスタマーは、有利な条件で借り入れができる。
- ・ KfWの事業は、大きく4つに分けられる。なお、再生可能エネルギーに関するものは、4部門すべてのカテゴリーで実施している。
 - 国内
 - ◇ Mittelstandsbank
 - ◇ 国内の中小企業、自治体、プライベート、カスタマーバンクへの援助
 - 海外
 - ◇ IPEX-BANK：通常の輸出金融業務（エクスポート業務）
 - ◇ 連邦政府の依頼に基づく開発途上国への援助
- ・ 再生可能エネルギー全体で、80~90億ユーロ/年の事業規模（融資規模）である。

10.2 KfWにおける再生可能エネルギープログラム対象案件について

- ・ 風力、太陽光発電、地熱発電、水力発電、バイオマス等すべてが対象となっている。なお、規模や全国/地域といった区別はなく、どのような案件でも対象となる。
- ・ 標準プログラムは、個人、企業、自治体、NPO等いずれも主体も対象となる。企業規模の限定もない。低圧や中圧の配線網への投資や、コージェネも対象となっている。
- ・ 1案件の融資上限は、25百万ユーロである。EEG活用の場合には、自己資金0%でも融資可能である。（自己資金0%だと、銀行（ハウズバンク）のリスクがあるため、通常は、30%くらいの自己資金を求めることが多い。なお、風力発電の場合にはEEG活用であっても自己資金を求めるケースがある）。
- ・ 通常の融資期間は5年間程度であるが、本プログラムはEEGの保証によって、10~20年の長期融資ができる。最初の3年は、利子のみの返済となっている。
- ・ （融資は、固定価格買取の活用が前提かとの問いに対し）原則は、EEG法の活用に限るものではない。同じ条件で貸付を行うことになっている。しかし、固定価格買取を活用することによりリスクが下がるため、EEGを活用しなければハウズバンクの融資審査がおりないのが実態ではないか。

KfW 再生可能エネルギープログラム（標準）の概要

対象者	<ul style="list-style-type: none"> ・ 電力系統あるいは熱供給配管に発生した電気あるいは熱を供給する個人・非営利団体 ・ 自営業の農家 ・ 個人が議決権の過半数を所有するドイツ及び非ドイツ企業 ・ 地方自治体、教会や慈善団体が株式を所有する企業 ・ 投資ファンド
対象分野	<ul style="list-style-type: none"> ・ 太陽光発電、バイオマス発電、風力発電、水力発電、地熱発電 ・ 再生可能エネルギーを燃料として、コージェネレーションシステムから供給される電気及び熱
融資条件及び特長	<ul style="list-style-type: none"> ・ 投資費用の 100%まで融資可能（ただし 25 百万€未満） ・ 長期の低利融資 ・ 10 年間固定金利、あるいはさらに長い返済期間全体の固定金利 ・ プロジェクト開始時の返済猶予期間

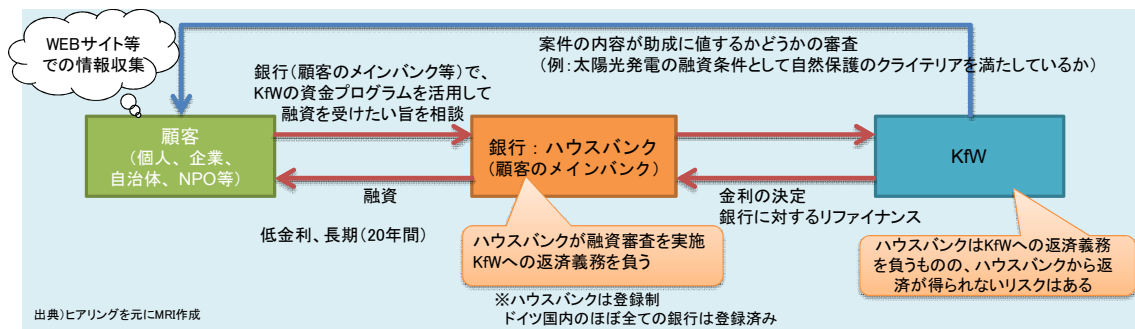
出典) ヒアリングを元に MRI 作成

10.3 再生可能エネルギープログラムの利用実績

- ・ 直近 3 年間では、再生可能エネルギーの全案件の 50%が KfW の融資を受けている。
- ・ EEG 法が最も重要な助成手段である。我々の試算によると、KfW の融資効果：EEG の固定価格買取効果=1：20 である。
- ・ KfW は EEG 法のフォローアップ（実践）という役割を担っている。
- ・ 連邦政府の予算で低利融資をする場合、プロジェクトの内容が、クライテリアに合致しているかどうか、抜き取り検査をすることもある（リスク等の検査ではなく、プロジェクトの内容についての検査）。

10.4 KfW における再生可能エネルギープログラムの申請手順

- ・ エンドユーザーが KfW の融資プログラムに関する情報を収集し、ハウスバンクで、KfW のプログラムを使いたいと依頼する必要がある。本プログラムは、エンドユーザーからの申請によるものであり、ハウスバンクの積極的関与によって活用されるものではない。そのため、エンドユーザーへの広報が重要と認識している。
- ・ 融資審査はハウスバンクが行う。ハウスバンクは KfW への返済義務を負い、プロジェクトの事業リスクはハウスバンクが負うこととなる。KfW は、金融危機等の背景もあり、ハウスバンクから返済が得られないリスクを負っている。
- ・ 一方、プロジェクトが助成に値するかどうかの審査は KfW が行う。例えば、太陽光発電の融資条件として自然保護のクライテリアを満たしているかや、プロジェクト自体が国の政策にかなっているか等である。
- ・ なお、融資原資の 700 億ユーロは、資本市場から調達している。



10.5 ハウスバンクについて

- ・ ハウスバンクは登録制であるが、申請して合格すれば、どの銀行でも登録可能である。ドイツ国内のほぼ全ての銀行は登録されている。日本の銀行もある。
- ・ ハウスバンクには、特定の予算枠が与えられる(再生可能エネルギーに限らず全体での上限金額)。
- ・ ハウスバンクへの信用度の差はない。各銀行は、金融監督庁の審査を受けているため、その点は信用している。
- ・ 金利は、KfW とハウスバンクで調整したものとなっている。最初に金利レベルを設定する。
- ・ ハウスバンクの手数料(マージン)も、調整して設定する。このマージンは、プロジェクトのリスクに応じて変わる。具体定期には、信用度(事業者の信用度である場合、プロジェクトの採算性である場合含む)と、担保のバランスで、マージンを決定している。
- ・ このように、KfW の助成を活用すると、マージンが限定的になるため、本制度を用いることで、銀行の儲けは少ないかもしれない。
- ・ KfW の金利(KfW のマージンが含まれている)及びハウスバンクの手数料を足して、融資する。金利全体としては、4%が上限である。再生可能エネルギーはおおよそ1%程度の金利となっている。

10.6 事業リスクへの対応等について

- ・ 新しく設立されたばかりの企業では、所得の高い個人や、農家、自治体が関与している場合もある。EEGに基づく収入を担保にしているため、新しい企業でもキャッシュフローが安定していると評価できる。
- ・ 規模の小さい会社が集まって、保険をかける・保証を買うといったようなリスクファンドをつくるやり方もあるだろう。
- ・ EEGでリスクがカバーできている状況だが、リスク共同体を作って保険をやることも考えられるのではないかな。

10.7 その他 kfW の取組等について

- ・ 再生可能エネルギー熱は、EEG の対象外である。そのため、直接税金で助成している。低金利政策は国の予算であり、貸付金の返済一部は補助されり。
- ・ kfW が直接融資をしている事例もある。資金需要の 50%までとなっており、リファイナンスの組み合わせで、70%まで融資できる。法律上、KfW が支配的になってはいけないという規定がある。本件は、他銀行との協調融資であり、何百 MW 級の大規模風力発電。融資総額は 4 億ユーロにもなる。
- ・ IPEXBank (100%子会社) は、国内外に限らず再生可能エネルギーの直接融資を行っている。国内でも EEG で、キャッシュフローベースでの融資を実施している。
- ・ 国外、例えば台湾への融資を行っているが、EEG に準じるようなルール (固定価格買取) が必要であろう。
- ・ ドイツでも国外でも、スポット電力 (買取価格が決まっておらず、市場によって決定される仕組み上) では融資ができない。
- ・ 洋上風力には、出資している。

10.8 ドイツ国内の動きに関して

- ・ これまでは、利益率が 10%を超えるプロジェクトもあった。今後、買取価格は下げられるだろう。買取価格の低下により、各事業者の利益は変化するかもしれないが、導入コストも下がっていると考える。
- ・ 大連立政権では、新しいオークションモデルを検討しているようである。オフショア等の大規模発電事業において、パイロットプロジェクトとして、オークションモデルの導入を検討している。従来の EEG は、12 セント/1kWh という買取単価であるが、電力は市場のニーズで決まるものである。オークションモデルの発想では、500MW の発電枠をオークションにかけるものである。
- ・ 発電枠に対して、募集をかけ、安い順に発電枠を割り振っていく。固定価格買取制度で、12~13%といった利益を上げている事業者が多い。不当な利益搾取を防ぐため、事業者から価格をオファーして、発電させる考え方である。ただ、政府は躊躇しており、導入は 2016 年以降になるのではないかと懸念されている。

以上

11. DZ Bank

日時 : 2013年12月3日(火) 11:45~14:00

場所 : DZ Bank

11.1 DZBankについて

- ・ DZBank は、ユニバーサルバンク³であり、300万人の組合員がいる。協同組合銀行がDZBankのオーナーであり、ドイツ国内に13,211支店がある。また、ドイツ国内の24%の金融シェアを占めている。
- ・ DZBank は、各協同組合銀行のサポートすることが任務である。
- ・ 大規模な案件に対しては、DZBank が直接取引を行っているが、中小規模については各協同組合が取引を行っている。
- ・ DZBank グループは、ドイツで4番目に大きな銀行であり、29,000人の職員、4,000億ユーロの総資産額を誇る。

11.2 ドイツの再生可能エネルギーについて

- ・ ドイツでは、一次エネルギー消費量の22%を再生可能エネルギーが占めている(2012年)。2000年4月にEEG法が制定され、再生可能エネルギーを推進するという連邦政府の政策が成果として現れている。再生可能エネルギーの割合を2025年までに35%、2035年までに45%とすることを目標としている。
- ・ 再生可能エネルギー事業は、投資対象として確立しており、更に採算の取れる業務として確立されている。
- ・ 風力発電の年別の新設設備容量を見ると、近年では、リパワリングが増えている。効率の悪いものの運転を終了させ、新しい出力の大きい風力発電所を建設するものであり、リパワリング・ボーナスによって買取価格が引き上げられている。
- ・ 太陽光発電について、2006年までは、農家の屋根等の30~40kWp程度の小規模のものが多く、導入量の伸びもやや緩やかであった。2007年頃以降は、農地全体、工場跡地、軍事施設等への規模の大きい太陽光発電所の導入が増加している。導入量の増加に伴い、設備コストは低減している。
- ・ バイオガスは、約7,000件の設備が導入されている。2009年~2011年にかけて、新設設備が増加した。これは、家畜糞尿によるバイオマスが、ボーナス(買取単価が引き上げられる)の対象となったためである。以前までは、家畜糞尿はそのまま肥料にしていたが、家畜糞尿を発酵させガス生成を行った後、トウモロコシを混ぜると、肥料としても品質が向上する。

³商業銀行業務・投資銀行業務・証券業務のほか、リース・ファクタリングなどいっさいの金融業務のできる銀行

11.3 再生可能エネルギーへの融資について

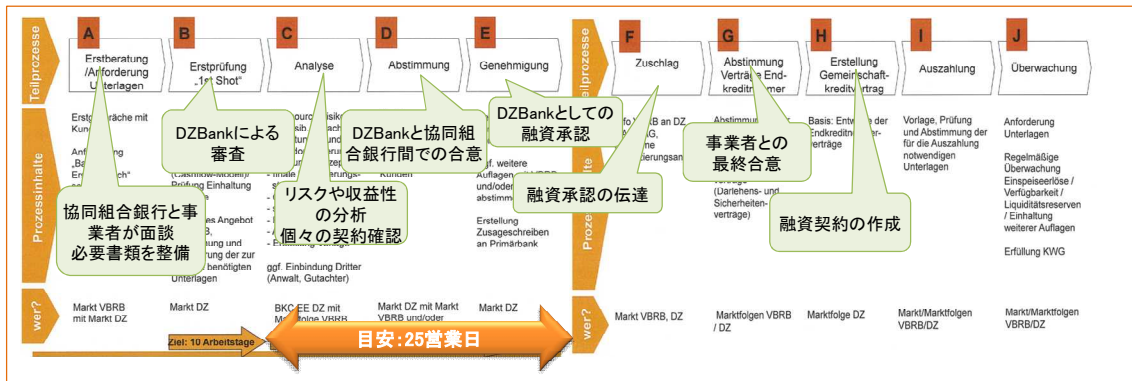
- ・ 融資について、大きく2つの方法がある。
 - ▶ 典型的な企業に対する融資。企業評価も行う。
 - ▶ 独立した事業として融資を行う。有限会社や有限合資会社を立てる場合もある。親会社へはノンリコースである。
- ・ プロジェクトファイナンスか、コーポレートファイナンスかによって、融資審査の細部は異なる。なお、プロジェクトファイナンスであっても、事業者の信用を評価し、コーポレートファイナンスに近い融資を行うケースも多い。
- ・ 金利条件は、事業の収益性によって判断している。
- ・ 例えば、新しく風力会社を立ち上げるケースでは、2月に会社を立ち上げ、10月に工事完了、12月から発電開始というスケジュールが想定される。2月の立ち上げ時から資金需要が発生し、キャッシュフローベースのファイナンスとする。
- ・ 売電契約や土地の賃貸契約等を担保とし、発電施設の収益を継続的に得られるようなストラクチャーとしている。事業主体に何かあれば、銀行が事業継続できるように担保を設定してく。事業主体が倒産した場合、次の事業主体が見つかるまでという制約をつけ、銀行が一時的に事業主体になることができる。なお、長期にわたる場合には、子会社を作って運営をすることになるだろう。
- ・ ドイツにおいて、風力発電の出資者の80%は個人である。
- ・ ドイツ国内には、何千もの気象観測所があり、風況データが蓄積されているため、設置場所の風況や発電量の予測が比較的容易にできる。また、EEG法によって固定価格での買取が保証されているため、リスクは低いと考えている。収益性評価書を見れば、個々の支店における融資判断が可能である。
- ・ 銀行内には弁護士もおり、必要に応じて活用が可能である。
- ・ 融資総額3,000万~4,000万ユーロであれば、プロジェクトファイナンスに近い形で、対応している。
- ・ それ以上の規模の案件の場合には、外部専門家に技術審査を仰いでいる。賠償責任を求められるリスクを低減し、技術的側面を担保できることが、外部専門家に依頼する利点である。

11.4 再生可能エネルギーへの融資におけるDZBankと協同組合銀行の役割について

- ・ DZBankは、フォルクス銀行の外部機関のような位置づけであり、融資審査を行っている(専門家が存在している)。また、多くの協同組合銀行は、DZBankと合同で融資を行っている。
- ・ 500万~1,000万ユーロの投資規模であれば、協同組合銀行単独で融資を行うような規模の大きい銀行も存在している。(投資額が大きくなると、DZBankとの融資となる)。1,100ある協同組合銀行のうち、20~30行はこのような規模の大きい銀行である。
- ・ DZBankが100万ユーロ以上融資するものについては、下記のような手順で融資審査

を行っている。

- ▶ 顧客（事業者・借主）は、エンジニアリング会社に依頼して作成した収益評価書とともに、フォルクスバンクに相談し、事業者は、フォルクスバンク（地域の銀行）に行き、発電サイトの採算性の鑑定書を作成する。DZBankはその鑑定書を元に、融資条件等を顧客に提示する。個々の契約書を確認した上で（C）、DZBankとして最終承認を行う（E）。



出典) DZBank 提供資料

- ・ 例えば、3MW の設備であれば、融資金額は 500～600 万ユーロ程度であるが、そのうち 20 万ユーロが鑑定書の作成費用となる。
- ・ 顧客が協同組合銀行に融資依頼をしてから、貸付成約まで 25 営業日程度である。また、その他クレジット契約書作成等に 10 営業日程度を有する。顧客が協同組合銀行に融資依頼をしてから融資実行まで、6～8 週間程度のイメージである。
- ・ 原則は、DZBank が融資審査をしている。一方、例えば、風力発電 4 基の新設案件の場合、投資総額 2000 万ユーロのうち、300 万ユーロを協同組合銀行の独自審査で融資実行するようなケースもある（残り 1700 万ユーロは、DZBank の融資及び自己資金）。
- ・ 以前は、再生可能エネルギーの融資審査を、通常の住宅ローンと同様の方法（個人の信用力を中心に審査）で行っていた。近年、融資経験や技術に関する知見が蓄積され、プロジェクトベースで評価できるようになっている。
- ・ 融資規模が小さければ、協同組合銀行独自で融資審査・実行している。また、経験のない協同組合銀行は、DZBank にアドバイスを求めることができる。
- ・ 設備の評価が困難な場合には、信用力による評価にならざるを得ない。しかし、200～300 万ユーロの融資金額であっても、信用力不足により融資できないことがある。
- ・ 経験の蓄積も重要であるが、案件の標準化が重要ではないか。

11.5 融資条件について

- ・ 例えば、風力発電では、10%の自己資金、15年の融資期間、110%以上の DSCR という融資条件となっている。自己資金については、10%より低いケースも、高いケース

もある。

- ・ DSCR110~115%について、発電量は毎年増減するため、10%程度のバッファを持つ必要があると考えている。また、流動性のリザーブも持ちたい。
- ・ 融資返済について、最初の数年は金利分のみ返済としているため、その間に貯蓄することが可能。風力発電は、発電開始直後の数年間はメンテナンスがあまりかからないため、資金の流動性を良くすることができる。

11.6 再生可能エネルギーへの融資案件増加に向けたアドバイス

- ・ 協同組合銀行は1987年から、DZBankは1990年から、再生可能エネルギーに取り組んできた。各協同組合銀行と、DZBankの関係のように、センター等の情報集約組織を作る等、融資の審査や方法を標準化することが重要ではないか。
- ・ 15年前から再生可能エネルギーへの融資案件を出掛けているため、徐々にスタンダードができてきた。現在では、ある程度標準化されてきた。
 - ▶ 例えば、風力発電の融資期間は12年だったが、15年に標準化された。
 - ▶ メンテナンス契約も17年といった長期のものができる。そのため、融資契約も17年にすることができる。
- ・ メンテナンス契約等は、ある程度標準化されたものがある。設備メーカー（販売者も含む表現）と銀行が共同で形式化すべきであろう。メンテナンス契約により設備の稼働を保証できるため、リスクを限定的にすることができる（ドイツでは、GEやゴールドウイングなどがある）。
- ・ メーカーや設備業者と話し合っ、まとめていくことが重要ではないか。

以上

12. Fichtner GmbH&Co.KG

日時 : 2013年12月4日(水) 09:00~11:00

場所 : Fichtner GmbH&Co.KG

12.1 主な事業内容

- ・ 企画やコンサルテーションを行っている。事業運営は行っていない。コンサルテーションの対応分野・範囲は広く、マスタープランの作成、政策の立案、具合的案件の支援まで一環した業務を行っている。
- ・ ドイツ国内に対する業務が25%程度であり、75%は国外への業務である。
- ・ 自治体が顧客となることも多く、再生可能エネルギーの発電計画に関する提案・支援を行っている。電力事業会社をやりたいと相談を持ちかけてくる自治体もある。配電網の買取等を検討する等に加え、どのようなビジネスモデルがあるか、何か可能かを整理し、提案している。人材確保が課題であれば、大手電力会社と提携し、自治体に人材を投入するなど、解決策を見出すためのコンサルティング事業を行っている。
- ・ 2年前、シュツツガルト市にも市営の電力会社を作ることを検討し、コンサル支援を行った。
- ・ EEG法導入前は、大きな理想を抱えた事業者が、自分で設備を作って自分で運転してみるというケースが多く、コンサルは不要であった。EEG法が導入され、銀行融資が必要となり、その評価を行うためにコンサルが本格化してきた。
- ・ 再生可能エネルギー事業については、太陽光発電の部署を設置し、活動を開始してきた。現在では、プロジェクト開発者の顧客も多いが、当初は銀行が主要顧客であった。

12.2 国外へのコンサル内容について

- ・ 国外へのコンサルテーションは、EEG法(もしくはそれに似た制度)がない場合があるため、資金調達(融資)の方法を検討・提案することも多い。国外については、現在、南東欧州地域の大きなプロジェクトがある。
 - EDRD (European Bank for Reconstruction and Development) : EDRDは1億ユーロを再生可能エネルギー事業に融資したいと考えている。しかし、当該地域の事業者は、経験が少ない。そのため、地域に合ったプロジェクトを決めてほしいという依頼である。技術的評価を行い、人材育成(風力発電や小水力発電の知識提供、トレーニング)を行う。
 - IFC (International Finance Corporation : 世界銀行の一機関) : IFCから、ある地域に小水力発電を導入したいという依頼があった。現地の金融機関に対してトレーニングを実施し、知識提供を行うコンサルしている。再生可能エネルギーの電力設備の概要や内容、リスク、金融機関の視点からみた融資のあり方等をマニュアルとして整理し、トレーニングを行っている。トレーニング後の評価も実施している。

これらの地域にも、対象・金額等の内容は異なるものの、固定価格買取制度のようなものはある。

- ▶ その他、モルダビアやウクライナでも似たようなプロジェクトを行っている。モルダビアでは、最初に銀行本店に指導を行い、その上で、支店への訓練を行っている。
- ・ このような国においては、どの案件が再生可能エネルギーを効率的に活用しているものか、判断できない銀行員が多いのが実態である。当社は、プロジェクトを立案しつつ、融資実施に向けて事業者と銀行にコンサルを行っている。
- ・ 更に、事業者から要望があれば、設備計画や運営の仕方、契約の交わし方等といったこともアドバイスする。なお、風力発電や小水力発電については、設備メーカーが契約の一環として基本的な訓練を実施している。風力発電については、フルメンテナンス契約するケースが多い。太陽光発電は、メンテナンスは少ない。
- ▶ EBRD は、このような地域に対して資金援助を行っている。しかし、事業者に補助金として提供しているわけではなく、事業者への融資促進を促すため、銀行への教育に資金を活用している。

12.3 ドイツ国内におけるこれまでの状況について

- ・ ドイツでは EEG 法があり、設備が稼動していれば 20 年間固定価格で買取られる。また、再生可能エネルギーによる電気が優先的に接続（給電）される。それにより、ドイツでは融資が受けられないという問題がない。しかし、国外の案件では融資が受けられない案件も発生している。
- ・ サイトや設備の選定、技術面については、既に経験の蓄積もあり、難しい問題ではない。20 年間の保証が大きな役割を果たしている。
- ・ 固定価格買取も重要であるが、融資を行う銀行によって、重要なのは設備の安定性ではないか。設備リスクについて、コンサル会社が評価を行っている。Fichtner GmbH&Co.KG のように大きなコンサル会社でなく、小規模なエンジニアリング会社でも、十分に技術評価ができるようになっている。
- ・ ドイツは、再生可能エネルギー事業について、十分な学習期間があり、既に習熟している状況である。12～15 年前はなかったが、現在では様々なデータや資料がある。
- ・ 例えば、風力発電について、10 年前は適切なメンテナンス費用が評価できていなかった。現在では、経験を踏まえ、余裕を持った計画を立てることができている。
 - ▶ 10 年ほど前、大手の風力運営事業者と実証事業を行った。知見不足であったため、通常の発電設備のメンテナンス費用をそのまま適用していた。しかし、風力発電は、動的負荷が異なるため、実際には想定金額の 3 倍のメンテナンス費用が必要であった。そのため、資金難に陥ったという経験がある。
- ・ また、保険会社も同様に経験を踏まえて、現在では予防的メンテナンス費用を要望している。
 - ▶ 実証事業当時は、発電設備が故障・破損した場合に、保険金（損傷・修理費用、売り上げ欠損分補填）を支払うことになっていた。そのため、運営事業者は、メンテ

ナンスをせずに、故障してから保険金を用いて修理・修繕を行うという対応をとるようになってしまった。現在では、予防的メンテナンス（設備が壊れないようにするための対応）を要望している。現在では、当初のような問題は発生しなくなった。

- ・ これらの経験を踏まえ、現在では、メンテナンスや設備運営における技術的問題はないといっても過言ではない。日本のようなハイテクな国がクリアできない課題であるとは考えられない。

12.4 今後のドイツ市場について

- ・ 10年前とは、市場が大きく変わった。
- ・ ドイツ市場は発展している。プロジェクト開発者（例：大手企業、電力会社、大規模な自治体等）に依頼すれば、EPC、運営を一貫して担ってくれる主体は多い。
- ・ ここ10年で、新規参入事業者も増加している。土地購入、設備を設置を行い、一定期間運転した上で、個人・組織等に売却するようなビジネスモデルもある。ドイツ国内でも10社以上の組織があるのではないか。
- ・ このような組織は、風力発電や太陽光発電等に特化しているケースが多い。
- ・ ブローカーのような問題があるか否かについては、言及を控えたい。倒産している会社も1社ある。良いところも悪いところもあるのではないか。
- ・ 自治体によっては、再生可能エネルギーの導入率等が政治的目標となることもある。その目標を達成するため、事業会社を設立し、プロジェクト開発会社の案件を探しているようである。その後、コンサルに依頼があり、技術面等での問題がないか評価を依頼される。
- ・ 現在、オンショアの導入設備容量は、3,000MW、太陽光発電は3,500MWである。
- ・ オンショアは、1サイトあたり、最大50MWという規模となる。オフショアは、まだ案件としては少ないが、1歳とあたり400MWという規模である。
- ・ ドイツでは、オフショアは、未開拓技術分野であり、まだ不明瞭なことが多い。

12.5 スペインでの失敗事例について

- ・ スペインでは、電力供給法に基づき、1,000MWまで再生可能エネルギーを導入するという目標に対し、800MWまで既に導入されていた。目標の80%まで達成した段階で、残り1年間の設備導入は認められることになっていた。
- ・ 残り200MWの導入に対し、参入を希望した事業者は多く、結果として1,000MWの追加導入（主に太陽光発電）がなされた。中にはドイツ銀行を有しを実施した案件もあると聞いている。
- ・ 急激な需要増加に伴い、審査や検査がおろそかになってしまい、低品質なものが導入された。その結果、稼動1年後に壊れた設備もあるという。

12.6 地域における再生可能エネルギー事業について

- ・ 自己資金を再生可能エネルギー事業に投資し、配当を得たいと考える個人やファンドは多い。
- ・ 太陽光発電は、個人の屋根への設置など 1 案件ごとの規模が小さい (5kW) ものが多い。小さい市町村や協同組合には、バイオマス発電も行っているケースがある。
- ・ 1MW 規模を超えるものは、個人ではなく、プロジェクト開発者や市町村で実施しているものが多い。
- ・ 農家が発電事業を行っているケースもあるが、実際には土地を貸しているだけ (プロジェクト開発者が事業実施主体) というのが実態ではないか。農作物より太陽光発電による収入の方が多くなり、『エネルギー百姓』などと呼ばれている。
- ・ 地方にお金が落ちないという議論もあり、その場合には、組合を作っている。特に風力発電では、設置周辺地域の低周波等の問題もあり、反対を受ける可能性がある。周辺地域の住民の受容性を高めるために、例えば 12 基のウインドファームを設置する場合、風車のうち、最も集落に近い 2 基を市民出資によって設置する等の工夫を行っている。このようなビジネスモデルを活用している事例は多い。
 - ▶ バーデン＝ヴュルテンベルク州でも事例がある。バーデノーバ電力会社 (フライブルグの会社) が 12 基のウインドファームの建設・運営を実施。そのうち 2 基は市民組会から出資を募り、集落にもっとも近い 2 基を市民の風車とした。配当については、特定の 2 基の稼働に応じるのではなく、12 基全体の収益から 2/12 分を還元している。1 基ごとに電力収益が異なるため、ならし計算としている。
- ・ WPD、JUWI、オストウインドなど、EEG 法ができた後に設立された再生可能エネルギー事業を行う企業がある。
- ・ 一方、他分野 (既存メーカー等) からの発電事業進出はあまりないようである。メルセデスベンツなど、自社工場の屋根に太陽光発電を設置していることも多いが、CO₂ 削減のための自家消費やイメージ戦略が主目的ではないか。フォルクスワーゲンは、CO₂ 削減のため独自の電力会社を作っている。
 - ▶ CO₂ 削減取り組みは、自動車会社にとって重要な課題のひとつである。ライフサイクルでの CO₂ 排出量が多いため、再生可能エネルギーによる CO₂ 削減取り組みは魅力的な案件である。
- ・ KfW の資金プログラムを活用するケースも多い。地域の銀行であっても、現地のエンジニアリング会社に相談するなど、情報を得られる。また、2~3 件融資を行えば、経験も蓄積されるであろう。融資に際して、リスクを負うのは銀行であるため、なんとかしなければならぬと思うであろう。小規模の銀行であれば、近隣の大手支店や中央機関にアドバイスを求めることができる。
- ・ 銀行のストラクチャーにもよるが、村の銀行単独では融資できないこともあろう。しかし、貯蓄銀行は、組織体としては大きいため、対応できているのではないかと。

12.7 国外の状況について

- ・ 旧ユーゴスラビアの場合には、異業種から再生可能エネルギー事業に参入する事業者が多い。もともと、エネルギーに関する市場がないからであろう。
- ・ 欧州や旧ユーゴスラビアでは、プロジェクトファイナンスによる融資が多いと感じている。
- ・ 事業者によっては、資本市場によって資金を調達しているケース（社債等）もある。

12.8 課題

- ・ これまでは、少数の大規模電力会社がマーケットプレイヤーであり、当社の顧客もこのような大手企業であった。今後は、小規模の事業者にも対応していく必要がある。技術的には問題ないが、事務面・組織面での対応コストが増加していくことが組織的課題として認識している。
- ・ 今後、何千・何万もの事業体が参画していくため、小規模な電力をネットワークで結んで安定させていくことが必要となる。技術や設備だけではなく、IT 技術についても領域を広げていくことを検討している。
- ・ 今後、ビジネスモデルが変わっていくであろう。

以上

13. DSGVO（ドイツ貯蓄銀行協会）

日時 : 2013年12月5日（木）10:00～12:00

場所 : DSGVO

※再生可能エネルギー事業（持続可能性や環境関連含む）に関するご担当者が本日ご不在のため、代理で対応いただいた。対応者は、フィナンシャル・コミュニケーション・マーケットが担当。再生可能エネルギーに関する詳細内容はわからない。

13.1 貯蓄銀行協会の主な事業内容

- ・ 数か月前、日本で「ドイツにおける地域金融のルーツとその将来」というタイトルで講演を行った（ニッキン 第24回特別国際金融セミナー 2013年11月13～14日）。
- ・ 貯蓄銀行協会は、各銀行の利益になることを行う組織である。商品開発を紹介したり、銀行グループのロゴを決めたりする。なお、拘束力を有しているわけではない。

13.2 貯蓄銀行の経営方針等について

- ・ 貯蓄銀行グループは古く、その歴史は200年にのぼる。
- ・ 公益性が高く、長期的な展望を有した経営方針となっている。地域の活性化に注力しており、地域の持続可能性に貢献している。中小企業や中層レベルの所得者への支援を積極的に行っている。
- ・ 政治的判断ではなく、地域判断で融資を実行している。
- ・ 公的銀行であり法的形態は異なるが、運営方針等は民間銀行と同じである。想定以上の収益を上げた場合には、スポンサー費で提供（5億～7.5億ユーロ/年）している。
- ・ 特に、優遇利子での貸付はしていない。

13.3 貯蓄銀行のシェアについて

- ・ 400を超える貯蓄銀行には、15000以上の支店があり、地域密着的な活動を行っている。
- ・ 貯蓄銀行の総資産シェアは約30%である。また、州レベルの州立銀行がある。
- ・ 貯蓄銀行は中小事業者（製造業等）の組合員が中心となっており、協働組合銀行グループは農家が組合員の中心となっているイメージである。

13.4 貯蓄銀行における再生可能エネルギー事業への融資等について

- ・ 太陽光発電や太陽熱の事業促進に貢献している。中小規模の事業者に対しても積極的な貸付・融資を行っている。
- ・ 中小事業者の経営状態を加味して判断しているが、基本的にはプロジェクトを見て融資審査を行っている。
- ・ 工場の近くに営業担当者がいるため、工場等の事業者のニーズを把握して支援を行うことができる。

- ・ 貯蓄銀行として、メガソーラーや風力発電への貸付も行っている。事業の収益性をみて融資審査を行っており、収益性が悪い時には融資を実行しないこともある。
- ・ 中小事業者に対しては、工場屋根置きなどの太陽光発電だけでなく、省エネルギー技術の導入や、建築物の断熱性向上に関する融資も行っている。例えば、水を大量に使用する業種に対しては、節水技術を提案している。
- ・ 省エネルギー設備は減価償却がきくため、収支計画を立てやすい
- ・ 脱原発や EEG に関する興味関心は、今後も大きくなっていくであろう。

13.5 融資審査等の体制について

- ・ 全ての銀行員が融資審査等の判断をできないため、専門部署を作っている。また、必要に応じて研究所に問い合わせたりしている。
- ・ また、州立銀行にはプロジェクトファイナンスの専門家がいる。
- ・ 環境分野への融資は、プロジェクトファイナンスで行うことが多い。
- ・ コーポレートファイナンスといっても様々なやり方がある。M&M もコーポレートファイナンスの一種である。
- ・ 学校屋上への太陽光発電事業（50 万ユーロ～100 万ユーロ）は、スタンダード化されており、プロジェクトファイナンスで融資している。25 万ユーロ程度でも、プロジェクトファイナンスで組成することもある。

13.6 貯蓄銀行における環境リスク等への対応について

- ・ ある企業の商品に有害な物質が入っていないか等の検査をしてほしい等、一般消費者からの要望がある。ドイツの消費者保護センターは製品検査結果を公表している。貯蓄銀行グループでも、持続性に関するレポートを取りまとめている。
- ・ 更に、顧客等（大企業や中小企業）について、企業についてのレーティング（数値化による評価）を行っている。非公表（内部用資料）であるが、企業には、自社のレーティング内容を伝えている。
- ・ 例えば、ドイツ国内にはシャンプーメーカーが約 20 社あった。消費者保護センターの調査により、ある A 社の製品に発がん性物質が含まれていることが公表された。消費者は、A 社の他の製品も購入ボイコットをし、A 社は倒産に追い込まれた。このような事態にならないよう、レーティングを活用し、企業の信用力や関連情報を整理している。
- ・ テディベアで有名なシュタイフ社という企業があるが、生産拠点をドイツ国内から中国に移した。その後、中国で生産した製品の中に異物が混入した事故があり、再度ドイツ国内に生産拠点を移したということもある。貯蓄銀行がアドバイスをしながら行った好事例である。
- ・ リスクを避けることが目的であり、レーティングが低いと融資しないというわけではない。レーティングが低くても融資することもあるし、その逆もある。

以上

14. VKU（市営ユーティリティ協会）

日時 : 2013年12月6日（金）13:00～14:00

場所 : VKU

14.1 主な事業内容

- ・ VKUは自治体経済の利益を代表する団体である。
- ・ 1422の会員企業があり、水処理や廃棄物処理、エネルギー供給、水（上水道）供給等の公益事業を行っている。
- ・ ドイツでは、公益事業を自治体出資の組織体（以下、自治体営）が担っている。自治体営の組織形態は、AG（株式会社）、GmbH（有限会社）、Eigenbetriebe（100%自治体（日本でいう独立行政法人のような組織））、Zweckverband（目的連合（自治体100%））など様々である。
- ・ このうち、VKUの会員企業になっているのは、自治体からの出資が51%となっている自治体営である。
- ・ AG（株式会社）には、例えばライプチヒやデュッセルドルフにおける組織がある。

14.2 自治体営の発電事業について

- ・ VKUの会員自治体営は、供給量ベースで電力46%、ガス62%、熱63%を占める。
- ・ 発電設備を所有している自治体もあり、ドイツ全体の設備容量174,100MWの11.7%（20,433MW）は、自治体営の発電施設となっている（2012年）。
- ・ 自治体が100%出資している自治体営については、設備容量12,281MWのうち、従来火力発電等が28%（3,436MW）、コージェネが59.6%（7,327MW）、再生可能エネルギーによる発電が12.4%（1,518MW）である。
- ・ また、複数自治体が出資している自治体営（複数所有）については、設備容量8,152MWのうち、従来火力発電等が71.0%（5,786MW）、コージェネが19.2%（1,563MW）、再生可能エネルギーによる発電が9.8%（803MW）である。

14.3 自治体営が再生可能エネルギーの発電事業に取り組むことのメリットについて

- ・ EEG法により、自治体営でも再生エネルギー発電設備の導入インセンティブが高まっている。一方、ガス火力発電所などは、利益が出ない状況が続いているようである。
- ・ 自治体営が発電設備を所有することについて、下記のメリットがあると考えられる。
 - 需要量に合わせた供給ができる。
 - 地域の特徴や人口構成に合わせた設計・供給ができる。
 - 系統制約や景観の保護等に配慮した設計ができる。
 - 廃棄物や木材、未利用材など地域特有の資源を活用できる。
 - 地域雇用の拡大に寄与する。
- ・ 地域内に風力発電があった場合、風況を需要者（一般消費者）も感じることができる。

例えば、風が吹かなくなったので、冷凍庫を止める…といったような対応がしやすくなると考える。

- ・ また、自治体営の発電事業において、発電事業の利益を町のインフラに投資するなど、地域住民の利便性等向上に資することができる。
- ・ 二酸化炭素削減目標を課している自治体や、エネルギー自給率 100%を目指している自治体もある。

14.4 自治体営の資金調達方法について

- ・ 大手企業は自己資金で事業化できるが、自治体営は銀行（主に貯蓄銀行）からの融資で行っている。市民から資金を集めるケースもある。
- ・ コーポレートファイナンスの場合、自治体営の組織全体を担保として、低利で貸せるというメリットがある。
- ・ プロジェクトファイナンスは、プロジェクトからのみの収益となるが、EEG 法による FIT 制度が導入されているため、20 年間の固定価格買取が担保されている。そのため収益性を想定することができる。
- ・ 再生可能エネルギーには FIT 制度が活用できるため、基本的には税金を投入することは認められない（EU 委員会）。

14.5 自治体営や大手プロジェクト開発事業者と地域住民との連携について

- ・ 市民参加型の再生可能エネルギー事業が多いようである。独自の発電（地産池消）に取り組む動きがある。再生可能エネルギー事業は、市民にも受け入れられやすい設備であり、積極的な導入が行われている。
- ・ 騒音や反射光、悪臭等の問題等のデメリットもあり、再生可能エネルギー事業に反対する市民もいる。しかし、再生可能エネルギーに出資し、配当収入があれば、賛成するようになる市民も多い。
- ・ 地域住民からの反対を防ぎ、地域経済に貢献するため、「集落に近い風力発電を市民出資により設置し、配当を還元する」「直接の土地所有者だけでなく、周辺の土地所有者にも賃料を支払う」等の工夫が用いられている。
 - 個人事業者等から土地を借りて、風車を設置する場合、風車の設置により「周辺地域の土地の地価が下落する」と、周辺住民からの反対が懸念される。そのため、土地の所有者に賃料を払うだけでなく、周辺の土地所有者にも賃料の一部を支払う。例えば、土地所有者は賃料の 20%がもらえ、周辺の土地所有者も、全体で賃料の 80%がもらえるという仕組みとする。
- ・ VLU として、市民参加・地域連携を推奨しているが、必須というわけではない。
- ・ 自治体営と森林組合との連携は多い。

14.6 自治体営の再生可能エネルギーに関するノウハウ等の取得について

- ・ VKU が自治体営に対し、コンサルティングを行うことはない。
- ・ 自治体営が、デベロッパー等の相談・引合等をして事業化しているようである。
- ・ 大規模な自治体営であれば、独自に導入・実施している。自治体営同士の連携・つながりがあるのため、共同プロジェクトとして推進することもある。
- ・ 中には、第三者任せのところもある。また、ターンキー契約のケースもある。
- ・ 収益性が十分でないケースはあるようだが、事業自体がうまく行っていないケースは聞いたことがない。

14.7 その他

- ・ 北側の地域で、風力発電を建設したら、航空レーダー施設への影響があると問題になったケースがある。しかし、事業者は許認可を取得しており、手続き上問題なく建設を行った。そのため、責任の所在が不明瞭であり、未解決の問題となっている。
- ・ 仮想発電所（バーチャルプラント）という考え方があり、個々の太陽光発電や小規模 CGS による電力をまとめて購入し、小売することが考えられる。複数の発電所から集めると相応の電力量になり、安定化に寄与すると考える。系統負荷の変動平準化に貢献する。
- ・ 蓄電技術は今後、重要になると考えている。また、揚水発電や Power to Gas にも取り組んでいる。

以上