

平成 18 年度 CDM/JI 事業調査
スロバキア・風力発電事業調査
報告書

概要版

平成 19 年 3 月

みずほ情報総研株式会社

目次

1	スロバキア共和国基礎情報	1
1.1	一般情報	1
1.2	排出割当量とJIに関する情報	1
2	プロジェクト情報	3
2.1	プロジェクト概要	3
2.2	ベースラインシナリオ	3
2.3	モニタリング手法及び計画	4
2.4	プロジェクト実施期間とクレジット獲得期間.....	6
2.5	GHG削減量の計算	6
2.6	環境影響評価に関する情報	7
2.7	その他	7
3	事業化に向けて	7
3.1	プロジェクト実施のための資金計画	7
3.2	事業化に向けた課題	8

1 スロバキア共和国基礎情報

1.1 一般情報

1.1.1 スロバキア共和国概要

スロバキアは2004年5月にEUに加盟したが、このことは、同国が構造的に堅固な議会制民主主義に支えられた、完全に機能する近代的市場経済への移行を完了したことを証明している。スロバキア共和国は1993年にチェコスロバキアから独立した。この独立後、大統領が国の代表となった一方で、法的権限は議会（議員150人）に付与された。最高執行部は首相が議長を務める閣僚会議に属している。2001～2003年に、Dzurinda首相主導の下で構造面とマクロ経済面での大規模な改革が行われ、これがEU加盟への糸口となった。2000年以降、スロバキア共和国はOECD、EU、NATOに加盟している。

1.1.2 電力需給概要

2003年の総発電電力量は、2002年と比較し5%下回り、311.5億kWhであった。SEによる発電電力量は、260.5億kWhであり、総発電電力量の84%を占めている。同社の電源別内訳では、原子力167億kWh、火力39.8億kWh、水力39.8億kWhとなっている（表1）。一方、消費電力量は、2003年は、230億kWhとなっており、1996年以降、停滞気味となっている（表2）。

表1 総発電電力量（単位：100万kWh）

年		1995	1998	1999	2000	2001	2002	2003
事業者	火力	6,254	6,143	5,615	4,869	5,367	4,324	4,731
	原子力	11,430	11,394	13,117	16,494	17,103	17,953	17,864
	水力	5,167	4,631	4,693	4,894	4,745	5,168	3,453
	小計	22,861	22,025	23,425	26,257	27,215	27,445	26,048
その他	3,044	3,992	4,468	4,620	4,788	5,385	5,099	
合計	25,905	26,017	27,893	30,877	32,003	32,830	31,147	

表2 消費電力量（単位：100万kWh）

年	1995	1998	1999	2000	2001	2002	2003
産業用	17,177	17,576	17,030	17,270	17,312	17,667	17,912
民生用	4,925	5,558	5,669	5,418	5,081	5,090	5,100
合計	22,101	23,586	22,699	22,689	22,393	22,757	23,012

1.2 排出割当量とJIに関する情報

1.2.1 スロバキアの排出割当量(AAU)と約束期間リザーブ量

スロバキア共和国は、2006年10月4日にUNFCCCに対し、「Report on the estimation of assigned amounts under the Kyoto Protocol」(Initial report)を提出済みである。以下、その抜粋を記載する。なお、このレポートに対して何のコメントもなされない場合は、提出から16ヵ月後に、京都メカニズムの利用が許される。

京都議定書 Annex B 国のスロバキア共和国は、数量的排出抑制あるいは削減義務を基準年

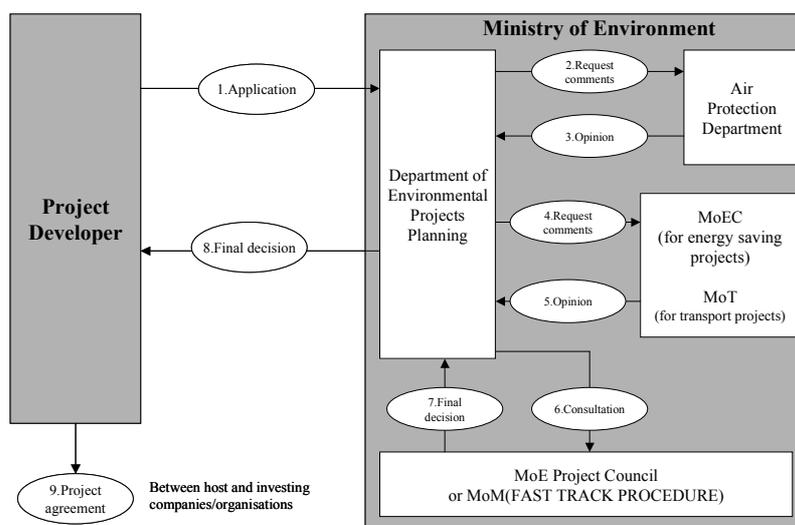
レベルの 92%とすることを受諾した。京都議定書第 3.7 条によるスロバキア共和国の割当量は、モントリオール議定書や UNFCCC の規制対象でない各排出源における人為的排出量と各シンクにおける排出移転量の基準年 (1990) インベントリに基づいて算定されている。京都議定書第 3.7 条及び第 3.8 条による第一約束期間 (2008-2012) のスロバキア共和国の割当量は、Decision 13/CMP.1 にしたがって、1990 年の GHG 総排出量 (LULUCF は除く : CO2 換算トン) に数量的排出量抑制 (92%) 及び 5 (年) を乗じて算出する。

$$73,360,100 \times 0.92 \times 5 = 337,456,459$$

となり、スロバキアの AAU は 337,456,459 トン (二酸化炭素換算) である。

1.2.2 JI に関する情報

スロバキアでは、プロジェクト案を JI プロジェクトとして承認する手続きが決められている。その概略図を図 1 に示す。政府は、手順を下記のように定めているが、政府が京都議定書第 17 条に基づく排出権の移転を推奨していることから、現状ではあまり活用されていない。



MoE: Ministry of the Environment; MoEC: Ministry of Economy; MoT: Ministry of Transport; MoM: Minister's office

図 1 スロバキアにおける JI 承認手順フロー

1.2.3 JI と EU-ETS との関係

EU-ETS のリンキング指令に関わる問題は、大きく分けて 2 つある。一つは、EU 域外で行われた CDM、JI プロジェクトからの CER、ERU を EU 域内の EU アローワンス対象設備が削減目標遵守のために使用する場合の問題であり、2 つ目は、EU 域内で行った JI からの ERU を EU 域外に持ち出す場合に生ずる問題である。いずれも総称してリンキングと呼ばれている。中東欧諸国で JI を実施する場合に特に問題となるのは、上記のうち後者に関する問題

であり、通称「ダブルカウント」問題などと言われている。これは、EU アローワンス対象施設において JI を実施する場合、仮に当該プロジェクトが CO2 削減をもたらしたとしても、そもそも 2 重の枠組みが存在する EU 域内において、そのクレジットは EUA に該当するのか ERU に該当するのかといった境界が不明確となり発生する問題である。この問題の取扱いについて欧州委員会は、一連の指令、ガイダンスを発表し、その進め方の基本方針を定めている。

2 プロジェクト情報

2.1 プロジェクト概要

本プロジェクトは、スロバキア共和国の西部において、合計 90.75MW の風力発電事業を行うものである。プロジェクトの実施場所は、スロバキア西部の 2 ヶ所である。これらプロジェクトは、2 つの村の名前にちなんで、プロジェクト A、プロジェクト B と呼ばれている。発電規模はそれぞれ、44MW、46.75MW であり、年間発電量はそれぞれ、約 90,000MWh、約 88,000MWh である。

当プロジェクトでは、Vestas 社製としては新しい製品である、V100 シリーズの 2.75MW を導入する。V100-2.75MW は、風向に合わせた発電が可能となっている。Vestas 社が開発した OptiSpeed 技術により、定格のローター回転数を 60% の範囲で変化させることが可能である。すなわち同期速度の ±30% の回転数に変化させることができる。これにより、突風による風力をも利用することができ、年間発電量も改善している。また、低ピーク負荷のおかげで、ギア、羽、タワーの磨耗や亀裂を削減するのに貢献している。そのほか、より回転数が小さいことで、騒音低減にも繋がっている。

2.2 ベースラインシナリオ

本プロジェクトは、風力発電プロジェクトであり、プロジェクトからの直接的な排出や削減はない。一方、プロジェクトによる電力は、電力グリッドに接続されるため、電力グリッド上の他の化石燃料発電所からの排出を削減することとなる。

本調査においては、オランダ政府によるベースラインスタディの例に基づいて、シナリオを想定した。ただし、同方法論で用いられているデータは、2000 年時点のものであるため、使用可能なデータをアップデートして適用することとした。

以上により、計算過程の各係数値と最終的なベースラインのグリッド排出係数をまとめたものを表 3 に示す。具体的なグリッド排出係数は、表中の最下行の 2008 年～2012 年の値である。

また、2001 年～2004 年の排出係数値と、ベースラインのグリッド排出係数値を図 2 に示す。

表 3 算出過程の各係数値と最終的なグリッド排出係数

		1991	1993	1994	1995	1996	1997	2000	2001	2002	2003	2004
Emission factor of oil and gas plants [kg-CO ₂ /kWh]	A	0.499	0.643	0.499	0.483	0.448	0.324		0.669	0.593	0.664	0.629
Emission factor of other fossil plants [kg-CO ₂ /kWh]	B	1.107	1.232	1.262	1.218	1.213	1.224		1.117	0.981	1.210	1.177
Share of oil and gas plants	C	0.22	0.32	0.39	0.38	0.37	0.38		0.35	0.37	0.33	0.34
Share of other fossil plants	D	0.78	0.68	0.61	0.62	0.63	0.62		0.65	0.63	0.67	0.66
Corrected share of gas and oil	Ccorrected (=1.5XC)								0.53	0.55	0.49	0.51
Corrected share of other fossil	Dcorrected (=D-0.5XC)								0.47	0.45	0.51	0.49
Corrected emission factor [kg-CO ₂ /kWh]	X	0.906	0.949	0.815	0.804	0.784	0.713		0.880	0.768	0.942	0.897
Emission factor [kg-CO ₂ /kWh]	Z	0.906	0.949	0.815	0.804	0.784	0.713	0.665				
	Zrevised	0.906	0.949	0.815	0.804	0.784	0.713		0.880	0.768	0.942	0.897

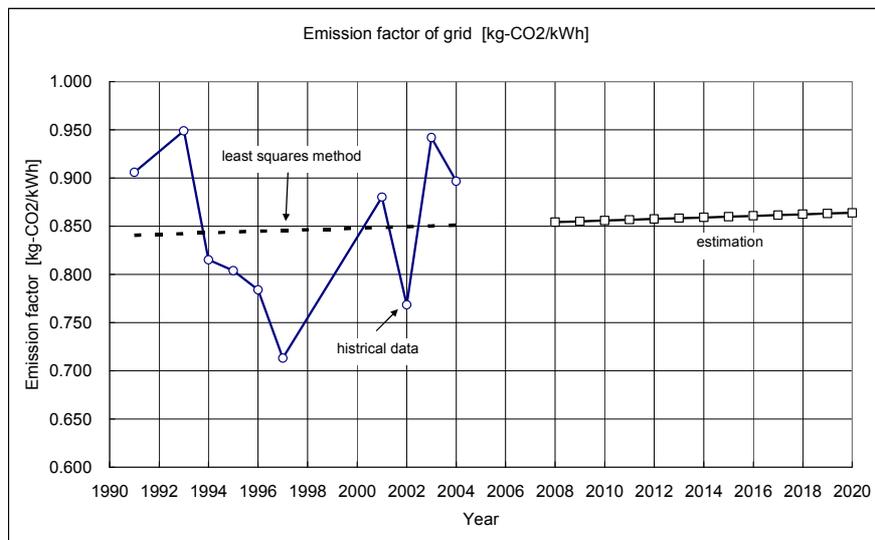


図 2 計算されたベースライン排出係数

2.3 モニタリング手法及び計画

2.3.1 モニタリング計画の目的

モニタリング計画は、プロジェクトに関わる全ての温室効果ガス排出削減量を管理し報告することを目的としている。これは、プロジェクトのモニタリングに対して設計どおりに性能が保証されていることを要求するとともに、排出削減クレジットが実際に確認されることを要求するものである。

プロジェクト実施責任者は、信頼できる透明かつ十分なデータ評価、測定、正確性、追跡システムを備え排出削減報告の監査要求に応えなければならない。これらの記録とモニタリングシステムは、選定された監査人 (Verifier) が Verification あるいは Certification の一部としてプロジェクトの実効性を確認するために必要となる。このプロセスは CO₂ の削減が実際に起こっており、排出削減クレジットの買い手に信用を与えることにもなる。

本プロジェクトのような風力発電に関連する唯一の排出源は、電力グリッドからの、化石燃料発電所からの排出である。提案プロジェクトの実施により、電力グリッドにおけるこ

これらの排出が削減されたかどうか、重要なポイントとなる。

したがって、モニタリングの重要な項目は、①プロジェクトの発電電力量、②グリッドの排出係数（グリッドの損失を含む）の2点となる。特に、プロジェクトからの発電電力量は、モニタリングにおける重要な鍵として定義される。グリッドの排出係数については、ベースライン排出係数として、すでに計算済みである。本プロジェクトをJIとして進める場合は、ERU発行期間が5年間のみと比較的短期であるため、モニタリングの必要がないかもしれない。他方、"Project-backed AAU"取引のプロジェクトとして進める場合は、2013年以降の削減量についても、Late クレジットとして削減量に加算される可能性もあることから、排出係数を保守的に管理するという観点から、毎年のモニタリングが必要となるかもしれない。

2.3.2 モニタリング方法

本プロジェクトでは、風力発電機による発電電力量とグリッドの排出係数算出に必要なデータをモニタリングする。

(a) 発電電力量のモニタリング

発電電力量の正確さを確認するために、モニタリングプロセスは、プロジェクト実施責任者によって実施されるものとする。実際、発電された電力を地域配電会社に販売する際には、グリッド接続ポイント（サブステーション）において、プロジェクト実施側と配電会社側でそれぞれ測定メーターを設置し、2つのメーター記録が同じ値であることを確認したうえで、当該期の託送量を決定している。

本プロジェクトのモニタリングにおいても、サブステーションに設置されている測定器を利用してモニタリングする。測定器は通信線を通じて遠隔で読み取り可能となっている。計測器が測定した月々のデータは、書類として保管され、Verifier が容易にアクセスできるようにし、計測テストの記録は監査機関のために維持管理しておく。

(b) グリッド排出係数算出に必要なデータのモニタリング

スロバキア電力グリッドのベースライン係数を計算するために用いるデータがモニタリングされる。「2.2 ベースラインシナリオ」に示したように、グリッドの発電量および化石燃料使用量は、ENERGY BALANCES OF OECD COUNTRIES および ENERGY STATISTICS OF OECD COUNTRIES（いずれも IEA）のデータを用いて計算される。このため、両統計データをモニタリングのための基礎データと位置づける。

2.4 プロジェクト実施期間とクレジット獲得期間

2.4.1 プロジェクト実施期間

プロジェクトの開始時期は、現在のところ、2008 年中期を予定している。現状の技術では、風力発電は最長 20 年間稼働が可能である。A 社では、プロジェクト期間を 20 年と設定しており、したがって、プロジェクトの終了時期は、2027 年を予定している。

2.4.2 クレジット獲得期間

ERU 発行期間が 2008 年 1 月 1 日～2012 年 12 月 31 日の 5 年間である。したがって、本プロジェクトでは、2008 年中～2012 年末の期間がクレジット獲得期間となる。

2.5 GHG 削減量の計算

2.5.1 GHG 削減量の計算方法

本プロジェクトは、風力発電事業であり、プロジェクト実施に伴う直接的および間接的な排出はない。また、GHG の種類としては、二酸化炭素のみである。したがって、GHG 削減量は、

$$ER_{GHG} = EF_{GRID} \cdot Elec_{PROJECT}$$

により、計算される。

ここで、

ER_{GHG} : 年間 GHG 削減量

EF_{GRID} : 送電損失を考慮したベースライン排出係数

$Elec_{PROJECT}$: 風力発電による発電量

である。

2.5.2 削減量の計算

ベースライン排出係数を表 4 に示す。

表 4 ベースライン排出係数

	2008	2009	2010	2011	2012
Emission Factor (kg-CO2/kWh)	0.8543	0.8551	0.8559	0.8567	0.8575

2つのプロジェクトの GHG 削減量合計値を表 5 に示す。

表 5 2つのプロジェクトのGHG削減量合計

	5 years total	2008	2009	2010	2011	2012
Emission reductions (t-CO2)	534,545	0	76,241	152,625	152,768	152,911

以上により、2つのプロジェクトによるGHG削減量の合計値（第1約束期間合計値）は、534,545 トン CO2 と推定される。

2.6 環境影響評価に関する情報

環境影響評価は、2006年初旬からA社により開始されており、レポートとして完成され次第、最終的に環境省の環境影響評価を専門とする局の局長の署名により承認を得るといふプロセスとなっている。承認される風力発電事業の環境影響評価の中で、重要な項目は「騒音」「景観」「飛鳥」の3点である。現状では、パブリックミーティング、自治体への説明等は極めて順調であると理解している。これは、発電サイトの自治体は補助金を取得できる、仕事の機会が増える等の理由から好意的である。ただし、現在の環境省の環境影響評価部の責任者は、非常に厳格であることから、環境省の担当部局を通過できるかが一番の問題となる可能性があるとのコメントをA社の担当者から得ている。重要な項目に関する現在の進捗状況は下記の通りである。

2.7 その他

2.7.1 その他の間接影響

その他の間接影響については、現状無いと考えられる。

2.7.2 利害関係者のコメント

風力発電事業そのものについては、各ステークホルダーの意見収集ならびにその対応は、プロジェクト事業者であるA社が行っており、現在のところ各ステークホルダーから概ね良好な意見を得ている。

3 事業化に向けて

3.1 プロジェクト実施のための資金計画

現状では、プロジェクト総投資額 118 百万ユーロに対して、自己資金 20%、市中銀行からの融資 80%の比率にて資金調達を行う予定である。A社は、本プロジェクトの自己資金に関して、金融コンサルティング会社にアレンジを依頼して投資家の募集及び資金調達を進

めている。また銀行からの資金調達については、上述したように電力の優遇買取価格が 1 年おきに更新されることから、銀行の融資インセンティブが低い。ただし、A 社の見解としては、EU やスロバキア政府の政策的な観点からの後押しを期待しており、融資についても準備を進められる。

下表は各プロジェクトの初期コストと、エクイティと融資の内訳である。融資に際して、金融機関は、スロバキア市中銀行と西欧系金融機関の 2 通りを検討中であるが、まだ決定していない。A 社の資金調達方針としては、まず 2 つのプロジェクトに関わるエクイティ出資を固めることにより資本を安定させ、その後具体的な金融機関を選定し交渉を開始すると考えられる。現在は、エクイティ出資に関して投資家を募集している状況である。

3.2 事業化に向けた課題

以下、事業化に向けた課題を列挙し、それぞれについて考察する。

3.2.1 移転クレジットの種類

当初より本プロジェクトについて、スロバキア環境省からは、JI ではなく "Project Backed AAU Trading" のプロジェクトとして実施するよう、勧められていた。その理由として、JI の場合は、追加性の証明の問題や、NAP2 リザーブとの関係など、種々の課題をクリアにする必要があるのに対して、"Project Backed AAU Trading" では非常に簡素な手続きでクレジットが発行されるためである。

しかしながら、AAU の取引事例は数少なく、価格の値ごろ感の情報もまだ多くないため、買い手にとっては不確実なものに見える可能性もある。

したがって、プロジェクトの削減量が AAU として発行され、日本に移転される場合は、買い手としての購入条件（いわゆる価格や量だけでなく、ERU との違いにより懸念される点）を明らかにしていく必要があるだろう。

3.2.2 グリッド排出係数

本調査においては、スロバキア電力網の排出係数の計算結果として、およそ 0.8kg-CO₂/kWh という数値が得られた。これは、オランダ政府が以前スタディした方法に則り、化石燃料による発電に着目して、排出係数を計算した結果による。一方、単純に電力網の平均排出係数を算出すると、原子力や水力による発電量が比較的多いために、0.3kg-CO₂/kWh という数値になる。

スロバキア政府として、公式に、使用すべき数値を計算または公表しているわけではないが、仮に、0.3kg-CO₂/kWh という数値が本風力発電プロジェクトに適用されると、排出削減量は大きく減少してしまう。スロバキアでは、本格的なベースラインスタディを実施して

おらず、その知見の少なさから、安易に単純平均である 0.3 という数値が利用されてしまう可能性がある。

これを防ぐためには、少なくとも、マストランである原子力や水力は計算の対象からはずすことをスロバキア政府（スロバキア環境省）にネゴしていく必要がある。さらには、キャパシティビルディングの一環として、世銀 PCF がチェコに対して実施したように、専門のチームを構成し、ベースラインスタディを実施して、標準排出係数を算定することについて、日本が支援を行うことが重要であろう。

3.2.3 環境影響評価

環境影響評価については、コアな項目である騒音、飛鳥、景観についてそれぞれ課題をクリアし、環境影響評価レポートとしてほぼまとまっている。これを 2007 年 3 月中に、スロバキア環境省に提出する予定としている。

通常、提出してから、7～9 ヶ月で認可がおりるが、近年、この期間が長引いている。種々の理由が存在するが、一番の課題は、現在の環境省の担当官が風力発電プロジェクトに対して比較的ネガティブであり、いろいろと注文が付くからである。

いまのところ、決定的な解決方法があるわけではないが、細かい注文・要求にひとつひとつ対応していくしかないのが現状である。

3.2.4 資金調達

資金調達は、大別して、資本金の準備と借り入れの準備である。

資本金の準備については、プロジェクトの企画者である A 社と共同出資・投資者とによりまかなわれる。共同出資・投資者の募集については、米国系の金融アドバイザー会社に依頼して準備している。現在のところ、募集に対して、複数の機関から反応があり、条件をつめている段階であるが、仮に予定していた資金が調達できない場合、金融アドバイザー企業自らが資金を投じる準備があるようである。

一方、金融機関からの長期借り入れについては、風力発電に対してリスクの低い融資案件とは見られていないため、見通しがよいわけではない。「3.1 プロジェクト実施のための資金計画」で述べたように、再生可能エネルギー支援の政策があり、地域配電会社への販売において優遇価格が存在はするものの、その価格は毎年変動するため、オフテーカー価格リスクを懸念しているためである。これを解決するための最もよい方法は、政府による長期の優遇価格の固定であるが、そうたやすいことではない。したがって、金融機関からの借り入れを短期間にする、などの措置をとる必要があるかもしれない。

以上の事柄は、他の要素（たとえば、環境影響評価の承認時期、建設許可の承認時期など）と無関係に進められるわけではないため、これら他の要素の進捗をにらみつつ、資金調達のプロセスを進めることになる。