

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

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	ホスト国の FORCAL POINT	8
1.3	承認手続き	10
1.4	JI と EU-ETS との関係	11
1.5	移転の方法	14
1.6	調査の実施体制	14
2	プロジェクト情報	16
2.1	プロジェクト概要	16
2.2	ベースラインシナリオ	20
2.3	モニタリング手法及び計画	29
2.4	プロジェクト実施期間とクレジット獲得期間.....	32
2.5	GHG 削減量の計算	33
2.6	環境影響評価に関する情報	34
2.7	その他	36
3	事業化に向けて	39
3.1	プロジェクト実施体制	39
3.2	プロジェクト実施のための資金計画	44
3.3	経済性分析	45
3.4	事業化に向けた課題	49
	参考資料	51

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。

ほとんどすべての大規模な民営化が完了し、金融部門は現在、実質的には海外の企業体によって運営されている。これら海外の銀行によってもたらされた信頼感と、税額の低下が、大規模な海外投資を呼び込むことになったため、スロバキアは中欧の“economic tiger”となり、海外投資家に多大な金銭的誘引を与えることとなった。

一方、失業率の公式数値は依然として高く、比較的裕福な西部地区と貧乏な東部・南部地区の農村地帯の雇用水準には大きな格差がある。全体的な経済成長率は2000年まで着実に継続していたが、1999～2000年には年間2.1%に減速した。その後、成長率は、海外からの投資（特に直接投資—DFI）に支えられた財政政策と国内需要によって回復している。

表 1 スロバキア共和国概要

首都	ブラチスラバ
面積	4万9,035km ²
人口	538万人
民族	スロバキア人(85.8%)、ハンガリー系(9.7%)、ロマ系(1.7%)
言語	公用語：スロバキア語、行政言語：ハンガリー語
宗教	カトリック(69%)、プロテスタント(9%)、スロバキア正教(4%)、無宗教(10%)
時間帯	GMT+1時間
通貨	スロバキアクラウン(SKK)
選挙制度	比例代表制
選挙任期	4年



出典：Wikipedia（スロバキア）

図 1 スロバキア共和国地図

1.1.2 エネルギー概要

(a) エネルギー資源

スロバキアはエネルギー資源に乏しく、低品位の褐炭及び水力以外に、これといった有力なエネルギー資源を持っていない。褐炭の採掘埋蔵量は、1億7200万トンと推定され、採掘は3つの鉱山会社が所有する5つの鉱山で行われている。しかし、2010年には枯渇するといわれている鉱山も含まれており、生産の先細りが懸念されている。

石油及び天然ガスについては、確認埋蔵量が2002年末現在でそれぞれ、100万トン及び150億立米とされている。ウラン資源については、チェコとの分離・独立以前の時代に、各地で調査が行われたが、資源は存在しないという結論が出されている。

水力をはじめとする再生可能エネルギーの賦存量を、表2に示す。

水力については、技術的開発可能水力が年間76.41億kWhであり、そのうち、69%がすでに開発済みである。

表 2 再生可能エネルギー賦存量（単位：GWh/年）

エネルギー種別	技術的開発 可能量	既開発分	未開発分
地熱	6,300	340	5,960
風力	605	–	605
太陽	5,200	7	5,193

水力	7,641	5,295	2,346
内:小水力	1,034	202	832
バイオマス	16,794	3,192	13,602
廃物	3,535	1,25	2,284
生物燃料	2,500	330	2,170
合計	37,895	10,415	27,480

(b) エネルギー需給

一次エネルギー供給量は年々増加傾向にあり、2002年には前年比0.5%増の1855万TOEに達している。そのうち、国産エネルギーは665万TOEであり、エネルギー自給率は35%となっている(表3)。

一方、エネルギー消費量は、2000年まで減少傾向であったが、2001年から増加に転じ、2002年は前年比0.3%増の1171万TOEであった(表4)。

表3 1次エネルギー供給量(単位:100万TOE)

年	1995	1998	1999	2000	2001	2002
国内生産	4.92	4.73	5.13	6.00	6.55	6.65
内:原子力	2.98	2.97	3.42	4.30	4.51	4.72
輸出入差引	12.44	12.42	11.74	11.55	11.54	11.99
内:輸入(+)	-	-	14.88	15.25	15.87	16.39
輸出(-)	-	-	3.14	3.70	4.33	4.40
合計	17.74	17.34	17.36	17.47	18.45	18.55
GDPエネルギー原単位	0.41	0.35	0.34	0.34	0.34	0.33

表4 1次エネルギー消費量(単位:100万TOE)

年	1995	1998	1999	2000	2001	2002
鉱工業	6.42	6.05	3.97	4.46	4.23	4.10
運輸	1.40	1.48	1.49	1.44	1.99	2.28
農業	0.40	0.34	0.31	0.28	0.31	0.24
公共	1.91	1.73	2.11	1.31	1.79	1.78
家庭	2.10	2.41	2.51	2.32	3.06	2.96
その他	0.41	0.60	0.64	0.80	0.29	0.35
合計	12.64	12.62	11.04	10.61	11.67	11.71

1.1.3 スロバキアの電力概況

(a) 電気事業の変遷

1968年、スロバキアとチェコの連邦制が成立するにともない、電力事業を含めた中央行政

府の再編が行われた。これにより、1969年1月、スロバキア電力公社が設立された。同社は、1977年に再編され、3配電企業、4発電企業、1建設企業、2特殊企業からなるコンツェルンとなった。1988年には国有会社スロバキア電力（SEP）が設立された。1990年、SEPから、西スロバキア電力（ZSE）、中央スロバキア電力（SSE）、東スロバキア電力（VSE）の3つの国有配電会社が独立した。

SEPおよび配電会社の4国有電力会社は、スロバキアが独立した1993年からスロバキア経済省の管轄下となる。SEPは、1994年11月に株式会社化され、スロバキア電力株式会社（SE）となり、SEPから主要発電所と220kVおよび400kV送電線の資産を引き継いで、発電および基幹送電システムの運用、電力輸出入、卸供給、熱併給事業を行うこととなった。

その後も再編は続き、2002年に、送電および系統運用部門、コンツェ熱併給発電所がSEから分離し、それぞれ、スロバキア送電系統株式会社（SEPS）、コンツェ熱併給発電株式会社が発足している。

また、同年、国有企業であった3配電会社の民営化が行われ、株式の51%を国有資産基金の保有として残した上で、49%については外国企業に売却されている。具体的には、ZSEの株式は、40%がEON（ドイツ）、残り9%が欧州復興開発銀行に、SSE株は、EDF（フランス）に、VSE株については、RWE（ドイツ）にそれぞれ、売却されている。

(b) 企業の形態

スロバキアの電気事業は、発電・卸供給、送電・系統運用、配電・小売供給の各部門に分かれている。発電・卸供給の大部分は、SEによって運営されている。SEは、スロバキア最大の発電事業者であり、国内総発電設備の約85%を保有している。

送電・系統運用部門は、SEPSが担当しており、基幹送電線（400kV、220kV、一部の110kV送電線）および変電所を保有し、中央給電指令所であるスロバキア給電センター（SED）を内部組織として抱えている。さらに、SEPSは、送電とともに電力輸出入および国内託送を行っている。

配電・小売供給部門は、上述のように、スロバキアを3地域に分け、それぞれ、ZSE、SSE、VSEの各配電会社が担当する形となっている。そのほか、小規模な供給事業者が約500社あるとされている。

(c) 電気事業に関わる法律・規制体系

電気事業の基本法令は、「エネルギー法」（1998年制定）、および「ネットワーク産業規制法」（2001年制定）である。

エネルギー法は、欧州エネルギー憲章、EU 連合協定、EU 電力自由化指令によって定められた諸原則に沿って作成されている。電力事業をはじめ、ガス事業、熱供給事業の運営の条件、事業者および需要家の権利と義務、国家規制の内容等を規定している。事業ライセ

ンスについても言及されており、経済省により交付されるライセンスを必要とする。

ネットワーク産業規制法は、エネルギー法制定の3年後に作成され、電気事業、ガス事業、熱供給事業をネットワーク産業と規定し、その産業分野を一括規制する独立機関としてネットワーク産業規制局（URSO）の設置を定めた。これは、EU 電力自由化指令で述べられている独立規制機関設立の要求に対する、スロバキアの回答でもある。エネルギー法で規定された規制機関である経済省および財務省の業務は、新たに設立された URSO に移管、統合される形となった。

なお、EU 加盟という新たな状況の変化のもと、上記2つの法律は改定作業が行われ、2004年10月に、新たなエネルギー関連法案パッケージが国民会議で採択されている。これによって、産業需要家は2005年から、家庭用需要家は2007年から供給者選択の自由が与えられることとなった。

(d) 電力需給

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5）。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6）。

表5 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6 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

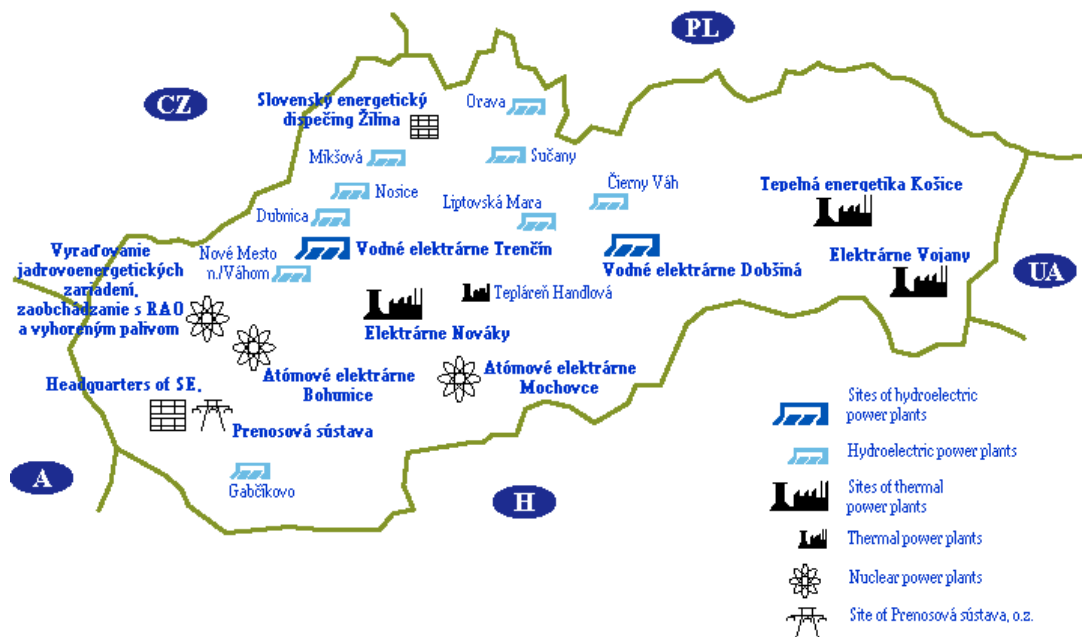


図 2 スロバキア国内の主要発電所

(e) 需給想定

スロバキア経済省は、長期の GDP 成長予測に基づき、2030 年までの電力需給の想定を提示している。GDP 成長率は、中シナリオの場合、年率 3.0%と予測されている。このとき、消費電力量は、年率 1.5%で増加するとされている。その結果、GDP 電力原単位は、改善が期待されるが、供給側の問題が残る。スロバキア政府は、ボフニツェ原子力発電所の 1 号機を 2006 年末、2 号機を 2008 年待つまでに停止することを決定しており、2008 年以降、これらの 88 万 kW の電源が欠落することとなる。また、火力発電設備についても、環境上の理由から 2006 年以降、91.4 万 kW が廃止されることとなっており、2010 年以降、約 180 万 kW の電源が不足、年間発電量では、約 80 億 kWh が不足するという計算になる。

同省では、欠落部分を補うものとして、表 7 に掲げた設備を想定している。また、一方で、輸入電力も期待されており、ポーランド、ハンガリー、ウクライナ、オーストリアとの間に、400kV 送電線の建設も計画されている。

表 7 予想される増加設備

増加設備名	容量(MW)	発電電力量(TWh)	導入年
ヴァオヤニ第2	62	0.4	2008
モホフツェ1、2号機	62	0.4	2011
ノヴァーキB	125	0.63	2008
再生可能・熱併給 新規設備(SE以外)	150	0.45	2013年まで順次
	400	2	2008
小計	799	3.88	
モホフツェ3、4号機	942	6	2009-2010
合計	1741	9.88	

1.1.4 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。

(a) 排出割当量

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にしたがい、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。

(b) 約束期間リザーブ量

スロバキア共和国の約束期間リザーブは、Decision 11/CMP.1にしたがい、提案割当量(90%)もしくは最近審査されたインベントリのうちどちらか値が低い方を5倍して算出する。スロバキア共和国は約束期間リザーブを算定する代わりに、方法論が現実に向し、再計算が合っていたことから、2006年のインベントリ提出を使用することに決定した。この値の100%に5を掛けると、255,230,824トン(二酸化炭素換算)という数値が得られ

る。この数値は、算出された割当量の90%（303,710,813トン：二酸化炭素換算）よりも低い。

ここでは、Decision 11/CMP.1 にしたがって算定し、スロバキア共和国の予想約束期間リザーブを255,230,824トン（二酸化炭素換算）とする。

表 8 スロバキア共和国の第1約束期間 AAU

Item	Unit (tonnes of CO2 equiv)
Base year (1990) emissions excluding LULUCF	73,360,100
F-gases emissions in 1990	271,403
Percentage corresponding to the reduction commitment	92%
Estimated assigned amount for the first commitment period	337,456,459
Assigned amount averaged over the first commitment period	67,491,292

1.2 ホスト国の Forcal Point

スロバキア政府は既に京都議定書を批准しており、環境省を National Focal Point としている。環境省では、既に JI の承認プロセスや適格プロジェクトの要件を公表している。スロバキアは、90年代の経済低迷の影響で、CO2 排出量が京都議定書目標値-25%となっており、相当量の移転可能な AAU を保有している。スロバキア政府はこれらの AAU 移転に対しても非常に積極的であり、排出権取引に限りなく近い形での京都メカニズム利用に力を入れている。スロバキアでは、これらの仕組みを"International trades backed up with reductions"（通称：Project-Backed AAU）と呼んでおり、既に AAU の移転実績を有している。

環境省の担当者である Ms. Gabriela Fiserova（Head of Air Protection Department）によると、風力発電は JI の対象になるが、電力グリッドにおける間接的な削減効果の評価方法、EU-ETS との関係等を考えると、プロジェクト実施における削減量の算定が非常に複雑であり、むしろ上述したような Project-Backed AAU という形により AAU での移転を行うほうが好ましいのではないかと、とのことである。

以下に JI 実施に関するスロバキアの実施体制等を示す。

1.2.1 JI ユニット

スロバキア共和国には、機能している特定の JI ユニットは存在していない。JI 関連問題は全面的にスロバキア環境省の大気汚染局が扱っている。情報提供や環境関連の政策立案や法律作成などを担当している国の機関は環境省である。環境省職員は、国際協力（会議、二国間及び多国間協力等）だけでなく国家戦略関連（持続可能な開発のための国家戦略、国家環境行動計画等）の資料も扱っている。

1.2.2 JI 規定

スロバキアには、JI プロジェクトの承認、実施を具体的に規定する特定の法律はない。排出権取引の発展によって JI プロジェクトの影が薄くなっていたが、環境省は今のところ、JI を管理する規定の作成に取りかかる予定や、規定作成に関わる目標などはない。これはスロバキア政府が、以前から官僚的とも言える JI の手続きの煩雑性に対して不満を持っているためであり、厳格な JI の追加性についても要求していない。

1.2.3 評価基準

JI プロジェクトの評価基準は以下に示すとおりである：

- ・ プロジェクトは、National Environmental Strategy の優先事項である国内の Kyoto Protocol Strategy に沿わなければならない。また、プロジェクトは、次のうち少なくとも一つを扱わなくてはならない
 - エネルギー生産部門における RES の割合の増加
 - 工業部門におけるエネルギー効率の向上
 - 医療、農業、食品加工、都市と地方自治体におけるエネルギー効率の向上
- ・ プロジェクトは、測定可能で、そのプロジェクトが実施されなければ実現され得ないような気候変動緩和への現実かつ長期的な貢献を行うものでなければならない
- ・ すでに実施されているプロジェクトと、投資段階にあるプロジェクトは、サポートを受けることはできない
- ・ テクノロジーと技術的解決法は、スロバキアの法律（利用可能な最善の技術）を遵守しなければならない
- ・ プロジェクトは、スロバキアにおいて、反復可能なものでなければならない
- ・ GHG 排出削減価格は、CO₂ 換算で US\$5/t を超えなくてはならない（ただし例外あり）
- ・ 2012 年以降に創出された削減量移転に対しては、予備的合意は付与されない
- ・ プロジェクトによって生み出された排出削減ユニットの最大 80%までが海外に移転できる。スロバキアのプロジェクト実施の利子が桁外れにある場合は、90%でも可能
- ・ プロジェクトに、環境に関する他の利点がある場合、それは優位と見なされる

- ・ プロジェクト参加者（ホスト機関および／あるいは投資家）は、プロジェクトが京都議定書を遵守していることのモニタリング／検証を責任もって行う
- ・ 移転の基準および条件が適格である
- ・ 1998年までに排出削減を開始した活動だけが受け入れられる
- ・ 生産／稼働の縮小化あるいは停止の結果生じた削減は受け入れられない。

1.2.4 サポートの対象となるプロジェクト

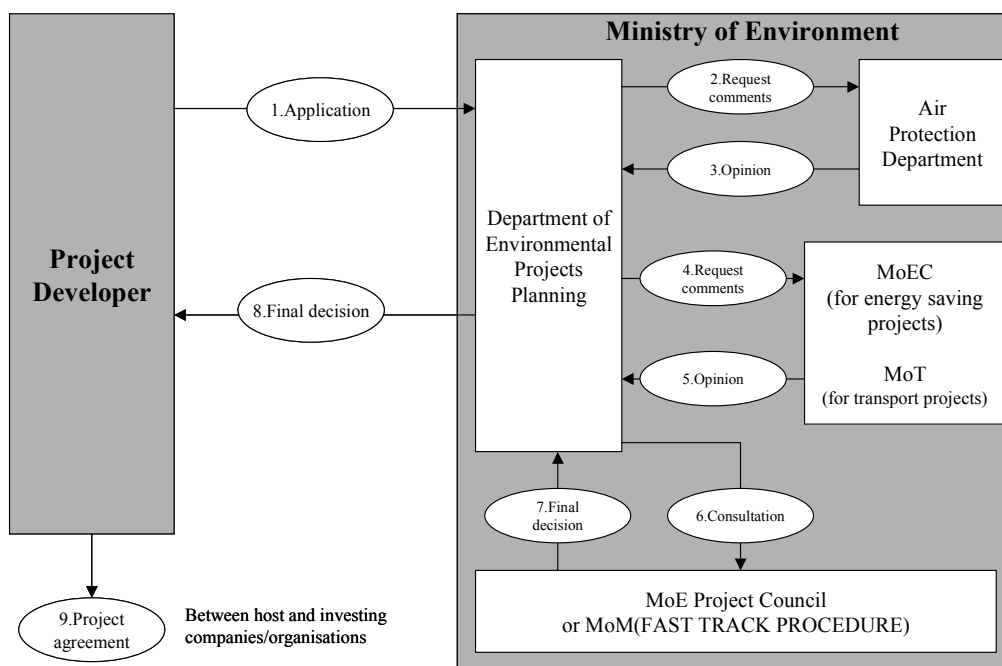
スロバキア政府によってサポートされるプロジェクトは以下のものである：

- ・ 化石燃料から再生可能エネルギー源（バイオマス、地熱、水力、風力など）への燃料転換を行ったプロジェクト
- ・ エネルギーの有効利用あるいは省エネのための対策を行った結果として化石燃料の使用量を減らしたプロジェクト
- ・ CO₂発生量の多い燃料から、単位生産エネルギー当たりのCO₂発生量が少ない燃料に転換したことによってCO₂を削減したプロジェクト

買い手が自身の基準にしたがって選択したプロジェクト（ただし、そのプロジェクトは、移転の基準や条件に準じていなければならない）

1.3 承認手続き

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3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 3 スロバキアにおける JI 承認手順フロー

1.4 JI と EU-ETS との関係

1.4.1 EU-ETS リンキング指令

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、下記に示すような一連の指令、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。したがって、既に EU 加盟を果たした中東欧諸国や近い将来 EU 加盟を行う東欧諸国において JI を実施する場合には、下記の基本方針をまずは念頭におくことが求められる。

(a) DIRECTIVE 2003/87/EC

現状、DIRECTIVE 2003/87/EC は、EU-ETS の根幹にあたる唯一の法律となっており、2003年10月13日に発布された。この法律の中では、Article9～12 に National allocation plan(Article.9)、Method of allocation(Article.10)、Allocation and issue of allowance(Article.11)、Transfer, surrender and cancellation of allowances(Article.12)等に関する決まりが定められている。NAP に関しては、2005年の1月からの3年間を第1フェーズ、2008年1月からの5年間を第2フェーズとして、加盟各国が透明かつ客観的な基準に基づいて対象設備への割当を行うよう定めており、第2期に関しては、その開始時期の12ヶ月前までに各設備への割当を行うように定めている。また同指令では、第1フェーズの割当分に関しては95%まで、第2フェーズの割当に関しては90%までを無料で割り当てるように定めている。その他、加盟国における主務官庁は、事業者の各設備に割り当てたアロワンスの移転、キャンセル等に責任を持つことなどが定められている。

(b) DIRECTIVE 2004/101/EC

DIRECTIVE 2003/87/EC が発布された後、これを一部改変する形で2004年10月27日に発布された指令が、DIRECTIVE 2004/101/EC である。したがって同指令は、単独のものとして成り立たない性質のものと考えられる。ここでは、2003/87/EC で記述されていなかったリンクングやダブルカウントといった点に関して明確に言及している。2003/87/EC においては、Article.11 において割当及びその期日等について、加盟各国が遵守することを定めているが、2004/101/EC においては、これに追加する形でさらに Article 11b(Project activities) として具体的な要件がパラグラフ3, 4に明記された。パラグラフ3においては、同指令に定められているCO₂の直接排出事業者について、またパラグラフ4においてはCO₂の間接排出事業者について、それぞれ言及されている。特に直接排出事業者は、化石燃料起源の発電所や製鉄所等の直接CO₂を排出している事業者を対象としたものであり、これらの事業者がJIを実施して国外にERUを持ち出す場合、同設備に与えられている相当量のEUアロワンスを相殺することを定めている。また、間接排出事業者は、グリッド接続形態のJI等を想定していると考えられるが、これらに関わるJIが実施される場合は、加盟国政府がこれらのプロジェクトにより海外に持ち出された分のERU相当量を政府が保有する京都クレジットにより相殺することを定めている。したがって、直接、間接に関わらず加盟各国におけるJIを実施する場合には、何らかの形でEUアロワンスの相殺が条件になることと、指令自体に明記されていないが、事業の実施に際してはこれらの持ち出し分を事前に想定し、リザーブしておくことが必然的に求められることになっていると思われる。またこれらJIプロジェクトの実施にあたっては、UNFCCC 及び京都議定書上で定められているベースラインの検討が必要との条項も付記されており、加盟各国がJIトラックIの条件を満たしているということで、ベースラインスタディが簡略化されることがないと言え、

いずれにしても当初期待されていた JI の簡便さが減退していると考えられる。

(c) COM(2005) 703

上記の指令を受け、2008－2012 年での第 2 フェーズに向けて 2005 年 12 月 22 日付けでまとめられた資料が、COM(2005) 703 である。EU が発表しているリンク指令に関するものとしては、現状最も新しいガイダンスである。これは今のところ DIRECTIVE という扱いではなく、ガイダンスという位置付けになっているが、以前も EU-ETS 指令に関する提案書を受けた形で正式な指令が發布された経緯等を踏まえると、今後同ガイダンスを基本として新たな指令が發布される可能性はあると思われる。このガイダンスの 3.5 には、limit on JI and CDM compliance use by operators が示されており、ここには加盟各国が第 2 フェーズの NAP を策定するにあたって使用する CER や ERU の原則論を定めている。この中で加盟国の CER や ERU の使用については、基本的に各国の京都議定書上の目標値や“JI、CDM は目標達成に向けて補完的に使用されなければならない”といった精神を遵守しつつ、各国が使用パーセンテージを独自に決めることを認めている。また 3.5 パラグラフ 25 においては、欧州委員会の考えとしつつも、加盟各国は NAP 各対象施設への EU アローワンスの割当に関する自由度を認めるとしている。

上記の指令、ガイダンスを総合的に考えると、2008 年からの第 2 フェーズにおいても、JI の推進にあたっては、決定的な障害は見当たらないと考えられるが、依然として JI を推進するにあたっては、下記の問題が実質的な障害となってしまう。

- ・ 化石燃料起源の発電所等で JI を実施するにあたっては、対象となるプロジェクトに対するベースラインの決定や EU アローワンスの取り消し手続き、EU アローワンスと ERU の価格差等、通常の JI の手続きに加えてさらに煩雑な手続きや判断が必要となり、事業者のインセンティブを減退させる可能性がある。特に規模の小さい対象設備においては、JI 実施のメリットは EU-ETS と比較して間違いなく小さいと言える。
- ・ グリッド接続型 JI のような間接的な排出削減をもたらすプロジェクトを JI として実施する場合は、当該国政府が保有する京都クレジットを相殺しなければならないことから、実質的にその分を見越して当該国政府がリザーブを確保しておかなければならないといった手間が必要となる。これは、EU アローワンスの割当問題とも関連して当該国政府、事業者双方にとって、JI を進めるインセンティブを減退させる。この問題で特に重要な点は、EU アローワンス対象外設備である、再生可能エネルギーまでもが間接的に EU-ETS の影響を受けてしまうことである。

このような状況から、JI 一案件当たりにかかる一連の登録手続き等の手間を考えれば、現状では日本から見ても実施に向けたインセンティブが働きにくい。しかしながら、上記に

も記した通り EU 加盟国には、NAP 策定にあたり相当の裁量権があたえられている。したがって、もし日本として中東欧地域での JI を推進する必要がある場合は、EU-ETS 第 2 フェーズの NAP が策定完了する前のタイミングにおいて、中東欧諸国の政府各機関に対して何らかの形で事前の働きかけを行うことが肝要と思われる。

1.5 移転の方法

上述の通りスロバキアは、AAU での排出権移転を推奨している。この場合、簡易なプロジェクト計画書をスロバキア環境省に提出し、承認申請を行う。この承認が得られた場合、プロジェクト事業者はプロジェクトを実施する。その後、スロバキア国内の承認された Validator が Validation を行う。Validator により削減が検証された後、スロバキア政府が事業者に対して AAU を発行することとなる。したがって、JI ほど厳格な仕組みでは無いが、JI とほぼ同様の手順によって排出権が発行されることとなる。発行後は、ERU/CER の手続きと同様に UNFCCC の ITL を通じてスロバキアから日本のバイヤーに AAU の移転が行われることになる。

1.6 調査の実施体制

調査の実施体制を図 4 に示す。

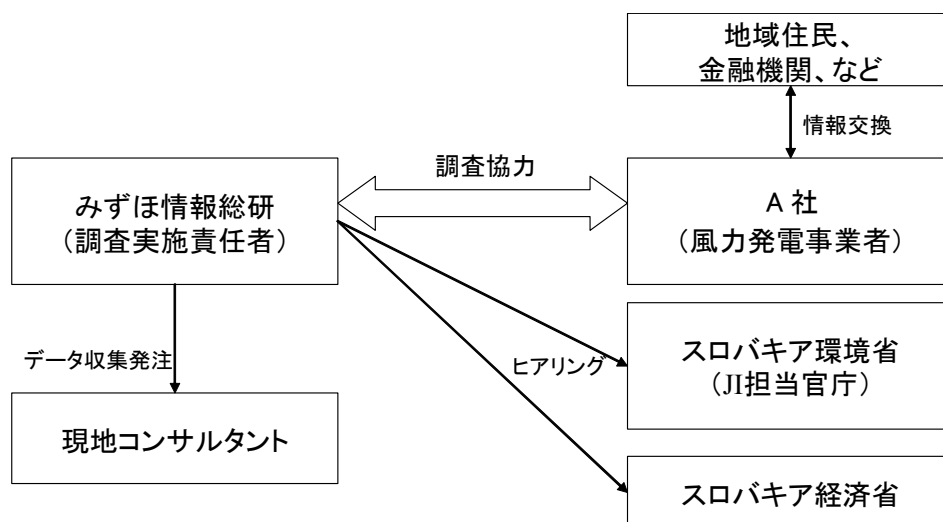


図 4 調査実施体制

それぞれの主体の調査における役割を以下に示す。

<みずほ情報総研>

- ・ 風力発電事業の事業採算性評価、プロジェクトリスク分析を行う。
- ・ ベースライン設定、モニタリング体制の検討、GHG 排出削減量の計算を行う。
- ・ PDD の作成を行う。
- ・ スロバキアの基礎情報とりまとめ、排出権移転（JI や Project-backed AAU trading）に関する検討を行う。
- ・ スロバキア環境省やスロバキア経済省などの監督官庁へヒアリングを行う。

<A 社>

- ・ 風力発電所に関する技術データ、ファイナンスデータ、サイト状況等に関する情報提供を行う。
- ・ スロバキア電力（Slovenske Electrame）における発電所データの収集を行う。
- ・ プロジェクトサイト地域住民、出資・融資を行う金融機関との情報交換（ステークホルダーズコメントの取得等）を行う。

<現地コンサルタント>

- ・ IEA データの収集を行う。
- ・ スロバキア基礎情報、エネルギー政策情報等の収集を行う。

2 プロジェクト情報

2.1 プロジェクト概要

2.1.1 プロジェクトの概要

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、スロバキア西部に位置する、TRNAVA 地方 Senica 地区 A 村および NITRA 地方 NoveZamky 地区 B 村の 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、それぞれプロジェクト A、プロジェクト B と呼ばれている。

表 9 プロジェクト A 概要

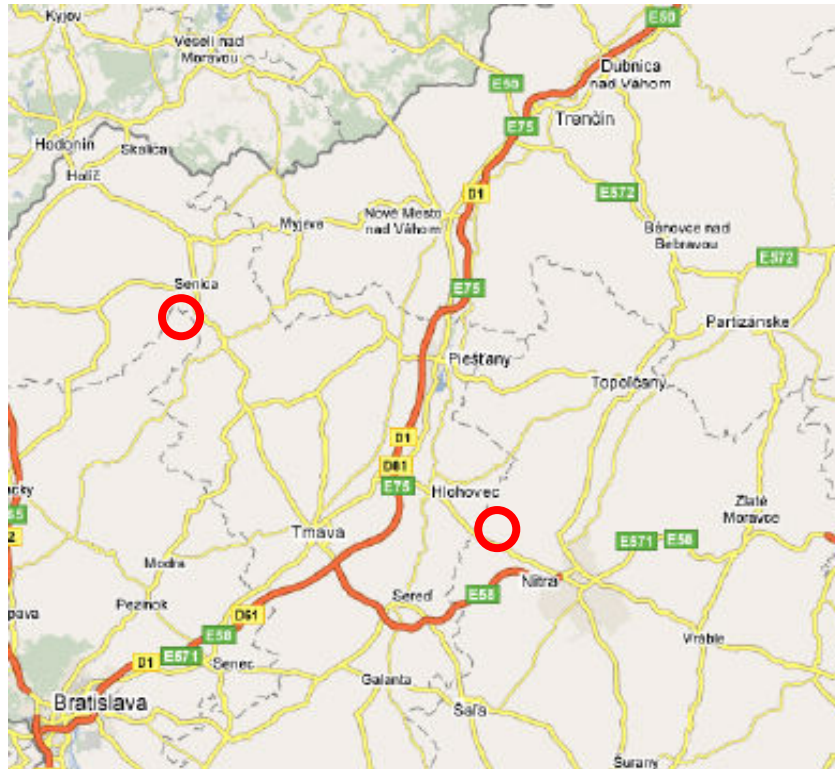
項目	摘要	備考
事業者	A 社	
風力発電機	V100, 2.75 MW	風車メーカー：Vestas
設置数	16	総計 44 MW
送電網までの距離	5.0 km	系統連携のため、新規に 22/110 kV 変電設備を設置する。
地域	Trnava 地方 Senica 地区	首都ブラチスラバから北へ約 70km。
年間平均風速	6.4 m/s	
想定発電量	約 90,000 MWh	年間の発電量見込み値
運転開始時期	2009 年中期	

表 10 プロジェクト B 概要

項目	摘要	備考
事業者	A 社	
風力発電機	V100, 2.75MW	風車メーカー：Vestas
設置数	17	Total 46.75 MW
送電網までの距離	5.0 km	系統連携のため、新規に 22/110 kV 変電設備を設置する必要がある。
地域	Nitra 地方 NoveZamky 地区	首都ブラチスラバから東へ約 150km。
年間平均風速	6.1 m/s	
想定発電量	約 88,000 MWh	年間の発電量見込み値
運転開始時期	2009 年中期	

2.1.2 プロジェクトサイトロケーション

2ヶ所のプロジェクトの地理的な位置を図5に示す。



地図出典：Google

図5 風力発電実施サイトの場所

図6に、サイト周辺から撮影した写真を示す。遠くに見える丘の上に、風車タワーが並んで設置される予定である。現状では、何も建設されていない草平原である。



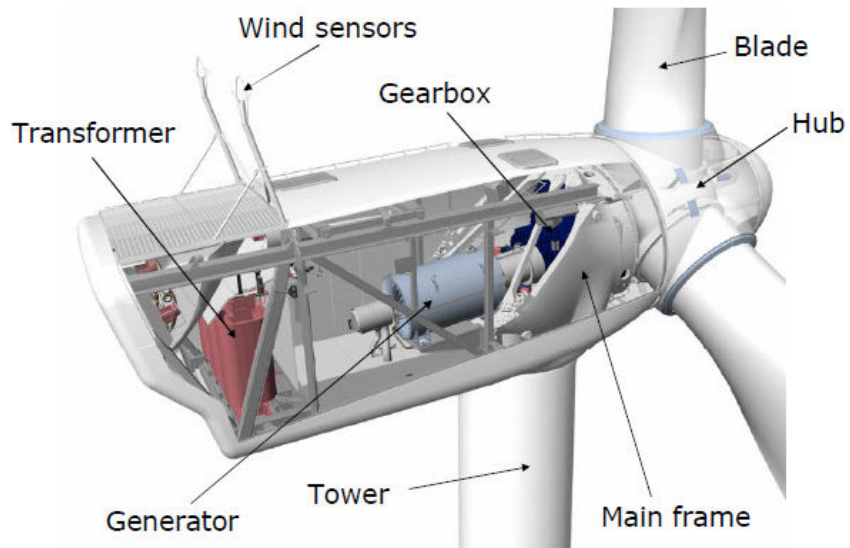
図 6 サイトの現況 (プロジェクト A)

2.1.3 導入風力発電技術

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。

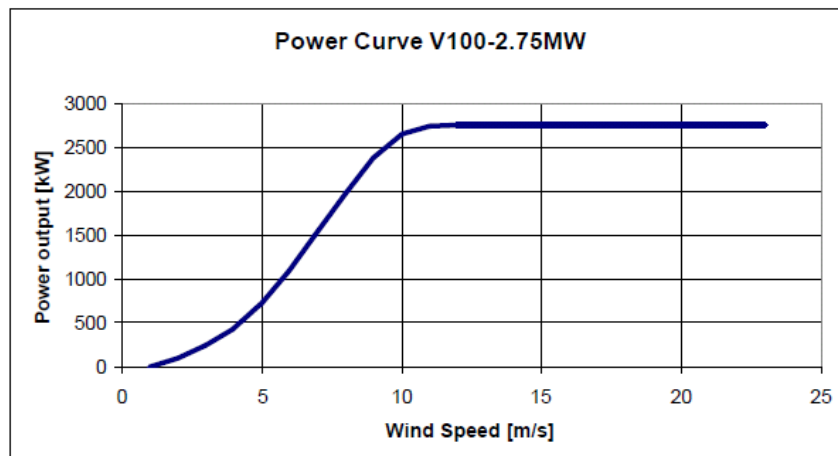
V100-2.75MW は、風向に合わせた発電が可能となっている。Vestas 社が開発した OptiSpeed 技術により、定格のローター回転数を 60%の範囲で変化させることが可能である。すなわち同期速度の±30%の回転数に変化させることができる。これにより、突風による風力をも利用することができ、年間発電量も改善している。また、低ピーク負荷のおかげで、ギア、羽、タワーの磨耗や亀裂を削減するのに貢献している。そのほか、より回転数が小さいことで、騒音低減にも繋がっている。

V100 のブレードは 49m であり、最新の技術が取り入れられている。一つは、羽の形が最新の流体力学から計算され、より多くのエネルギーを生むように設計されている。もう一つは、ブレードの先端形状を改良し、汚れを付きにくくしている。これらによって、出力の向上とブレードへの負荷低減を達成している。



出典： http://www.exportinitiative.de/media/article006029/2_J.%20Clausen_VESTAS.pdf

図 7 V100-2.75MW の内部構造概要



Air density: 1.225 kg/m³

10min mean values

出典： http://www.exportinitiative.de/media/article006029/2_J.%20Clausen_VESTAS.pdf

図 8 V100-2.75MW のパワーカーブ

表 11 V100-2.75MW の性能試験結果

風速 (m/s)	5	6	7	8	8.5
発電量 (MWh)	3903	6114	8342	10393	11319

出典： http://www.exportinitiative.de/media/article006029/2_J.%20Clausen_VESTAS.pdf

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。

このようなプロジェクトに適用可能なベースライン方法論として、CDM においては、風力発電をはじめとする再生可能エネルギー発電により、グリッドの電力を代替し CO2 排出量を削減するベースライン方法論 ACM0002 が確立されている。しかしながら、オランダ政府 (Ministry of Economic Affairs of the Netherlands) が作成した方法論を採用することとした。これは、オランダ政府は、以前から中東欧地域でベースライン方法論の検討をしており、また、その方法論を利用して JI プロジェクトを実施 (開発) している実績がある。本調査においても、スロバキアが東欧地域に位置しているという地理的な環境を考慮し、すでに利用実績のある方法論を採用したほうが、リスクが少ないと思われることによる。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。

2.2.1 ベースライン排出量計算の考え方

ここで提示するのは、発電による CO2 の敷地外排出量を、マージンで稼働している発電プラントからの CO2 排出量を保守的に計算するアプローチである。さらに、ベースライン排出量を計算するには 4 つの項目を考慮する必要がある。

1. 現在どのプラントがマージンで稼働しているのか？

ほとんどの国にとって、とくに中期的な目的では、この質問に確信を持って答えることは不可能であろう。実際には、マージンで稼働しているのはほとんどが化石燃料による火力発電所だが、すべての化石燃料発電プラントからの総発電量における割合に比例してはいない。あまり燃料コストが変動しない (石炭) 発電プラントよりも、燃料コストが大きく変動しがちな (ガス) 発電プラントの方が、マージンで稼働する頻度が高い。

2. 現在のベースライン排出量を実践的かつ合理的・保守的に計算を行う

当該国におけるすべてのガスまたは石油火力発電の平均 CO2 排出係数 (A)、およびその他すべての化石燃料 (硬質炭および亜炭) 火力発電の平均 CO2 排出係数 (B) を計算する (単位は kg CO2/kWh)。また、次の方法で、発電量と同時に発生する熱発生量を説明する。ほとんどのケースでは、総燃料消費量と燃料単位当たりの発電量及び熱生成量が与えられる。CHP (コンバインド・ヒートアンドパワー) プラントにおける熱生成に使用されている燃料の量と、発電に使用されている燃料の量は、たいていの場合区別できないが、総発電

量の数値を計算するためには後者（発電用の燃焼消費量）の値が必要となる。しかしながら、次の方法で、CHP だけの電力の燃料量を計算することができる：熱生産量を標準的な効率の値である 90%で割り、この値を総燃料使用量から引く。

すなわち、

$$\text{電力用の燃料} = \text{総燃焼消費量} - (\text{熱生成量} / 0.90) \quad (\text{単位はすべて TJ})$$

上の燃料量に、純粋な発電量の燃料と合わせて、それぞれの排出係数で乗じることで、発電による CO2 排出量を算出することができる。

化石燃料による全発電量におけるすべてのガスまたは石油ベースの発電量の割合、および化石燃料による全発電量におけるその他の化石燃料ベースの発電量の割合を計算する。マージンでガスまたは石油ベースの発電プラントがより頻繁に稼働している事実を説明するために、割合の値に簡単に修正を入れる。このガイドラインにおいては、保守原則によって 50%の補正が使用され、したがって結果的に、ベースライン排出係数 (X) (kg CO2/kWh) が算出される。

オランダ政府によるベースライン方法論ドキュメントの付属書類には、ルーマニア、スロバキア、ブルガリアに関して上記の試算値が与えられている。この計算は IEA 統計からの値に基づいている。

3. 将来的にマージンで稼働するのはどのプラントか？

東欧の発電に何が起こるのか？この答えは、一般的に、経済が今後発展する方法によって決まってくる。ここでは、東欧の経済発展は今後期待できると想定する。経済成長が遅い場合よりも、経済発展が順調な場合の方が、電力関係の CO2 排出量ベースラインが低くなる可能性がある。これは、経済状態が良いと、現行のプラントよりも変換効率の高い新規プラントに投資が集まることになるからだ。したがって、経済が成長すると想定すると、保守的なベースラインとなる。

電力市場の構造は将来的に変化し、エネルギー市場の自由化も次の 10 年間で開始すると予想される。この動きは、電力システムの近代化につながるだろう。さらに、天然ガスのシェアが増加するとみられる。それでも、電力構成の変化は突然には起こらない。古い設備は徐々に消えていくのが自然である。したがって、化石燃料型火力発電プラントは、マージンで稼働しつづけると考えられる。

4. 将来のベースライン排出量の合理的かつ保守的な予想はどうなるか？

現行の排出ベースラインの構成について排出量予想をし（上記の計算のとおり）、新たな高効率ガス火力発電量の排出量を出す。次に、既存の発電構成が時間が経つと消えていく

ていくと想定する（20年とする）。さらに、新規プラントがガスベースのものになると想定する（全期間の基準効率を52%とする）。これは、現在の比較的低い数値か、あるいは長期的に増加する数値のどちらかを選べる（効率は最大60%程度であろう）。新規プラントの排出量値がYで、0.388kg/kWhに等しい。新規プラントのシェアがしだいに増加すると予想されるため、現状と20年間の全てのガスの状況とのあいだに線形補間がなされる。すなわち、2000～2020年のすべての年に対して、次の公式を用いて、排出量値Z（kg/kWh）が算出される（ $Z=(20-t)/20 \times X + t/20 \times Y$ ）。

最後に、上記の排出削減量を算出する方法はシンプルに見えるかもしれないが、このやり方は、プロジェクトデベロッパーが、迅速かつ堅固なやり方で、将来の発電量のシナリオについて議論することなしに必要な数値を得ることを助けるものである。この方法は、実現可能性と、これらのガイドラインに準じた保守的な予備的アプローチに基づいている。数値は公的なIEAレポートからのものなので、数値の再計算は簡単にできる。

2.2.2 具体的な計算ステップ

具体的には、以下の計算ステップにより、ベースライン平均排出係数を求める。

- 1) 天然ガス及び石油火力発電所の平均排出係数Aを求める。
- 2) その他の化石燃料火力発電所（石炭など）の平均排出係数Bを求める。

ただし、上記1)及び2)において、CHPによる発電が存在する場合は、CHPに投入されたすべてのエネルギーから、熱生成に使用されたと思われるエネルギーを差し引いた残りを、電力発生に使用されたエネルギーとして、平均排出係数を計算する。熱生成に使用されたエネルギーは、生成された熱エネルギーを0.9で割った値とする。

- 3) 化石燃料による全発電量における天然ガス及び石油火力発電の割合Cを求める。
- 4) 化石燃料における全発電量におけるその他の発電の割合Dを求める。
- 5) Marginal電源としての重み付けを行うために、 $C_{corrected} (= 1.5 \times C)$ を求める。
- 6) Marginal電源としての重み付けを行うために、 $D_{corrected} (= D - 0.5 \times C)$ を求める。
- 7) 上記の値を用いて、ベースライン排出係数X（ $= A \times C_{corrected} + B \times D_{corrected}$ ）を求める。
- 8) 1990年から最新年までのXを用いて、最小2乗法に基づき、将来のX（=Z）を求める。

2.2.3 計算内容

上記の計算手順に従って、以下、計算を行う。

1) 天然ガス及び石油火力発電所の平均排出係数 A を求める。

平均排出係数 A の算出は、天然ガスの消費に伴う CO2 排出量および石油の消費に伴う CO2 排出量の合計と、それぞれの発電所の発電量の合計との比から求められる。すなわち、

$$A = \frac{(Cons_{GAS} \cdot Coef_{GAS} + Cons_{OIL} \cdot Coef_{OIL})}{(Elec_{GAS} + Elec_{OIL})}$$

となる。ここで、

A : 平均排出係数 (kg-CO2/kWh)

Cons_{GAS} : 天然ガス消費量 (MTOE)

Cons_{OIL} : 石油消費量 (MTOE)

Coef_{GAS} : 天然ガス排出係数 (kg-CO2/MTOE)

Coef_{OIL} : 石油排出係数 (kg-CO2/MTOE)

Elec_{GAS} : 天然ガス火力発電所による発電量 (kWh)

Elec_{OIL} : 石油火力発電所による発電量 (kWh)

である。

2) その他の化石燃料火力発電所 (石炭など) の平均排出係数 B を求める。

平均排出係数 B の算出は、スロバキアにおいては、石炭の消費に伴う CO2 排出量と、石炭火力発電所の発電量との比から求められる。すなわち、

$$B = \frac{(Cons_{COAL} \cdot Coef_{COAL})}{Elec_{COAL}}$$

となる。ここで、

B : 平均排出係数 (kg-CO2/kWh)

Cons_{COAL} : 石炭消費量 (MTOE)

Coef_{COAL} : 石炭排出係数 (kg-CO2/MTOE)

Elec_{COAL} : 石炭火力発電所による発電量 (kWh)

である。

3) 化石燃料による全発電量における天然ガス及び石油火力発電の割合 C を求める。

天然ガスおよび石油火力発電の割合は、以下の式により、求められる。

$$C = \frac{(Elec_{GAS} + Elec_{OIL})}{(Elec_{GAS} + Elec_{OIL} + Elec_{COAL})}$$

4) 化石燃料における全発電量におけるその他の発電の割合 D を求める。

D は以下の式により求められる。

$$D = \frac{Elec_{COAL}}{(Elec_{GAS} + Elec_{OIL} + Elec_{COAL})}$$

5) Marginal 電源としての重み付けを行うために、 $C_{corrected} (= 1.5 \times C)$ を求める。

$C_{corrected}$ は、以下の式により求められる。

$$C_{corrected} = 1.5 \times C$$

6) Marginal 電源としての重み付けを行うために、 $D_{corrected} (= D - 0.5 \times C)$ を求める。

同様に、以下の式により、 $D_{corrected}$ を求める。

$$D_{corrected} = D - 0.5 \times C$$

7) ベースライン排出係数 $X (= A \times C_{corrected} + B \times D_{corrected})$ を求める。

上記の値を用いて、 X は、

$$X = A \times C_{corrected} + B \times D_{corrected}$$

により、算出される。

2.2.4 用いたデータと計算結果

ベースライン排出係数の計算に用いたエネルギー供給量のデータを表 12～表 15 に示す。これらは、それぞれ、2001 年～2004 年のデータを示している。

表 12 エネルギー供給、発電、熱生成量 (2001 年)

Energy				
Supply(MTOE)	Coal	Crude Oil	Petroleum	Gas
to Electricity Plants	0.54		0.00	0.08
to CHP	1.38		0.09	0.86
in which to Electricity	1.21		0.07	0.79
Total	1.92		0.09	0.94
Total for only Electricity	1.75		0.07	0.87
Electricity Generation(TWh)				
	Coal	Crude Oil	Petroleum	Gas
from Electricity Plants	1.91		0.00	0.33
from CHP	4.31		0.69	2.37
Total	6.22		0.69	2.70
Share	65%		7%	28%
Heat Generation (PJ)				
	Coal	Crude Oil	Petroleum	Gas
from CHP	15.87		0.12	14.62
(in Unit of MTOE)	0.379		0.003	0.349

出典：IEA

表 13 エネルギー供給、発電、熱生成量 (2002 年)

Energy				
Supply(MTOE)	Coal	Crude Oil	Petroleum	Gas
to Electricity Plants	0.46		0	0
to CHP	1.07		0.09	0.78
in which to Electricity	0.92		0.07	0.71
Total	1.53		0.09	0.78
Total for only Electricity	1.38		0.07	0.71
Electricity Generation(TWh)				
Coal	Crude Oil	Petroleum	Gas	
from Electricity Plants	1.63		0.01	
from CHP	3.95		0.69	2.51
Total	5.58		0.70	2.51
Share	63%		8%	29%
Heat Generation (PJ)				
Coal	Crude Oil	Petroleum	Gas	
from CHP	8.47		0.12	15.95
(in Unit of MTOE)	0.202		0.003	0.381

出典：IEA

表 14 エネルギー供給、発電、熱生成量 (2003 年)

Energy				
Supply(MTOE)	Coal	Crude Oil	Petroleum	Gas
to Electricity Plants	0.31		0	0
to CHP	1.65		0.11	0.74
in which to Electricity	1.64		0.11	0.73
Total	1.96		0.11	0.74
Total for only Electricity	1.95		0.11	0.73
Electricity Generation(TWh)				
Coal	Crude Oil	Petroleum	Gas	
from Electricity Plants	0.90		0.01	
from CHP	5.49		0.70	2.40
Total	6.39		0.71	2.40
Share	67%		7%	25%
Heat Generation (PJ)				
Coal	Crude Oil	Petroleum	Gas	
from CHP	11.26		0.67	15.70
(in Unit of MTOE)	0.269		0.016	0.375

出典：IEA

表 15 エネルギー供給、発電、熱生成量 (2004 年)

Energy				
Supply(MTOE)	Coal	Crude Oil	Petroleum	Gas
to Electricity Plants	0.31		0.00	0.00
to CHP	1.51		0.10	0.72
in which to Electricity	1.50		0.10	0.71
Total	1.82		0.10	0.72
Total for only Electricity	1.81		0.10	0.71
Electricity Generation(TWh)				
	Coal	Crude Oil	Petroleum	Gas
from Electricity Plants	0.86		0.00	
from CHP	5.24		0.74	2.42
Total	6.10		0.74	2.42
Share	66%		8%	26%
Heat Generation (PJ)				
	Coal	Crude Oil	Petroleum	Gas
from CHP	10.71		0.35	14.27
(in Unit of MTOE)	0.256		0.008	0.341

出典：IEA

以上のデータに基づき、2001 年～2004 年の各年における発電に伴う CO2 排出量を算出した結果を、表 16～表 19 に示す。

表 16 発電に伴う CO2 排出量 (2001 年)

CO2 emissions (t-CO2)					
	Coal	Crude Oil	Petroleum	Gas	Oil&Gas
from Electricity Plants	2,138,785	0	0	187,904	187,904
from CHP	5,465,784	0	286,754	2,019,964	2,306,717
in which to Electricity	4,811,993	0	228,411	1,851,664	2,080,074
Total	7,604,569	0	286,754	2,207,867	2,494,621
Total for only Electricity	6,950,777	0	228,411	2,039,567	2,267,978

表 17 発電に伴う CO2 排出量 (2002 年)

CO2 emissions (t-CO2)					
	Coal	Crude Oil	Petroleum	Gas	Oil&Gas
from Electricity Plants	1,821,928	0	0	0	0
from CHP	4,237,963	0	286,754	1,832,060	2,118,814
in which to Electricity	3,651,443	0	227,565	1,675,603	1,903,168
Total	6,059,891	0	286,754	1,832,060	2,118,814
Total for only Electricity	5,473,371	0	227,565	1,675,603	1,903,168

表 18 発電に伴う CO2 排出量 (2003 年)

CO2 emissions (t-CO2)					
	Coal	Crude Oil	Petroleum	Gas	Oil&Gas
from Electricity Plants	1,227,821	0	0	0	0
from CHP	6,535,176	0	350,477	1,738,108	2,088,585
in which to Electricity	6,506,907	0	349,124	1,714,734	2,063,858
Total	7,762,997	0	350,477	1,738,108	2,088,585
Total for only Electricity	7,734,728	0	349,124	1,714,734	2,063,858

表 19 発電に伴う CO2 排出量 (2004 年)

CO2 emissions (t-CO2)					
	Coal	Crude Oil	Petroleum	Gas	Oil&Gas
from Electricity Plants	1,227,821	0	0	0	0
from CHP	5,980,676	0	318,615	1,691,132	2,009,748
in which to Electricity	5,953,788	0	317,909	1,669,887	1,987,796
Total	7,208,497	0	318,615	1,691,132	2,009,748
Total for only Electricity	7,181,609	0	317,909	1,669,887	1,987,796

さらに、各年の発電量と CO2 排出量から排出係数を算出したものを、表 20～表 23 に示す。

表 20 発電グリッドの排出係数 (2001 年)

Emission Factor (kg-CO2/kWh)	Coal	Crude Oil	Petroleum	Gas	Oil&Gas
for Electricity Plants	1.120			0.569	0.569
for Elec. Of CHP	1.268		0.416	0.852	0.754
for Total	1.117		0.331	0.755	0.669

表 21 発電グリッドの排出係数 (2002 年)

Emission Factor (kg-CO2/kWh)	Coal	Crude Oil	Petroleum	Gas	Oil&Gas
for Electricity Plants	1.118				0.000
for Elec. Of CHP	0.924		0.330	0.668	0.595
for Total	0.981		0.325	0.668	0.593

表 22 発電グリッドの排出係数 (2003 年)

Emission Factor (kg-CO2/kWh)	Coal	Crude Oil	Petroleum	Gas	Oil&Gas
for Electricity Plants	1.364				0.000
for Elec. Of CHP	1.185		0.499	0.714	0.666
for Total	1.210		0.492	0.714	0.664

表 23 発電グリッドの排出係数 (2004 年)

Emission Factor (kg-CO2/kWh)	Coal	Crude Oil	Petroleum	Gas	Oil&Gas
for Electricity Plants	1.428				
for Elec. Of CHP	1.136		0.430	0.690	0.629
for Total	1.177		0.430	0.690	0.629

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 24 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 年の排出系数値と、ベースラインのグリッド排出系数値を図 9 に示す。

表 24 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	2005
Emission factor of oil and gas plants [kg-CO2/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-CO2/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	0.48	
Corrected emission factor [kg-CO2/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-CO2/kWh]	Z	0.906	0.949	0.815	0.804	0.784	0.713	0.665					0.584
	Zrevised	0.906	0.949	0.815	0.804	0.784	0.713		0.880	0.768	0.942	0.897	

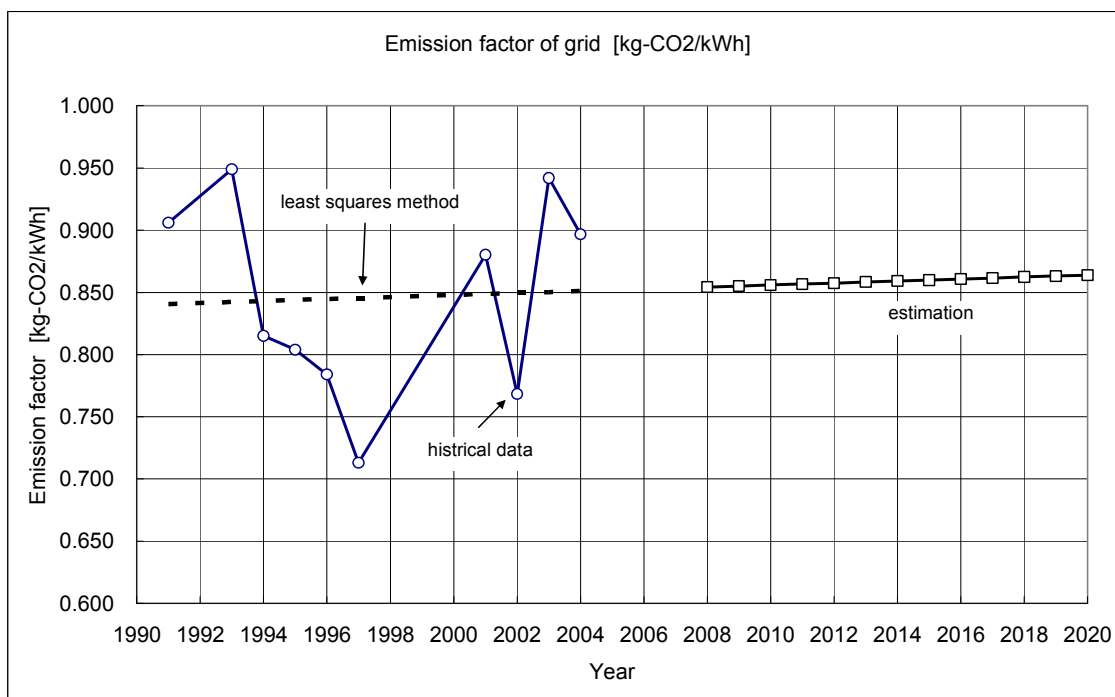


図 9 計算されたベースライン排出係数

2.2.5 電力グリッドにおける損失

同じアプローチが電力グリッドにおける損失の計算にも使用される。さまざまな電圧レベルの詳細な数値が入手できないため、グリッド全体の平均値が使用される。各国の過去の数値は入手できるが、将来の傾向に関しては、オランダの数値が西ヨーロッパグリッドの基準として使用される。損失量は、総入手可能量 (=総生産量+輸入量-輸出量) に基づくと 3.77%、消費量に基づくと 4.06%となる。1990 年から 1999 年まで、これらの数値は安定

をみせ、偏差は0.01%以下である。将来の損失量も、現状（あるいは最新データ）と20年間の基準の間の線形補間を用いて算出される。

表 25 に、IEA 統計データに基づき計算された、スロバキアのグリッド損失の平均値を示す。本調査においては、グリッドの損失（需要端レベル）は、短期的にはおおむね5%で推移するものと推定する。

参考までに、オランダ政府によるベースラインスタディの値を表 26 に示す。

表 25 スロバキアにおけるグリッドの損失平均値

	2001	2002	2003	2004
Generation(Domestic Supply) (GWh)	28,368	28,270	28,923	28,705
Final Consumption (GWh)	23,452	22,712	22,985	24,027
Distribution Losses (GWh)	1,326	1,113	1,939	1,318
Loss against gross available electricity (%)	4.67%	3.94%	6.70%	4.59%
Loss against end use (%)	5.65%	4.90%	8.44%	5.49%

表 26 オランダ政府によるスロバキアグリッドの損失

	1991	1993	1994	1995	1996	1997	2000	2005	2008	2010	2012
gross available (%)	6.74%	7.76%	7.94%	8.17%	7.06%	7.33%	6.79%	5.90%	5.37%	5.01%	4.66%
end use (%)	9.24%	9.26%	9.56%	9.74%	8.62%	9.11%	8.36%	7.09%	6.33%	5.83%	5.32%

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。

本プロジェクトの実施責任者である A 社は、プロジェクトの排出削減の実現性をモニタリングするためのガイドとして、このモニタリング計画を利用する。この計画は、実際の環境や排出削減量の信頼性、透明性かつ保守性を確保する上で、スロバキアの Validator または Verifier の要求により、修正されることがある。

2.3.2 主要な定義

モニタリング計画は、モニタリングと Verification に関わる以下の定義を利用する。

- 1) モニタリング:プロジェクト A およびプロジェクト B のそれぞれの風力発電プロジェクトの実効性について、GHG 排出削減に関わる指標を測定および記録することによってシステムティックに観測すること。
- 2) Verification : モニタリング結果に関する定期的な ex-post な監査であり、達成された排出削減量の評価および Verifier によって指定された全ての関連基準の継続的な実効性の評価。

2.3.3 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。

(c) データ管理システム

このシステムは、モニタリング期間中のデータを継続収集し記録するための情報を提供する。継続的な記録はモニタリング作業において最も重要な実施事項である。正確かつ効率的な継続記録ができなければ、プロジェクトによる排出削減量が検証されることはない。以下に、どのようにしてプロジェクトに関連する記録が管理されるかを示す。

温室効果ガス削減のモニタリングのための全ての責任は、風力発電事業者にある。最終データの計算に向けた一次データソースからの情報を追跡する手続きを書類形式で示す。Verifier による風力発電プロジェクトに関連する内容を参照しやすくするために、プロジェクト関連資料やモニタリング結果は指標化され、全ての書類情報は、プロジェクト実施責任者（風力発電会社）の技術部門によって保管され、また、コピーがバックアップとして保管されているものとする。

(d) 検証およびモニタリング結果

CDM においては、風力発電プロジェクトのモニタリング結果の検証は、必須事項であり全ての CDM プロジェクトに対して要求されるものである。本プロジェクトのような JI プロジェクトの検証（特に Track1 手続きによる JI）においては、どのような検証手続きとなるのか現状では不明である。

しかしながら、CDM と同等の検証内容が要求されるとすれば、PDD 内の記載や予想と同様に、排出削減が達成されているのかを独立機関が検証することとなり、検証は半年に 1 度、あるいは四半期に 1 度のペースで行われる予定である。

(e) 検証における対応

風力発電事業者が検証に対して責任を負うことは以下の通りである。

- Verifier と契約し、排出権クレジットの買い手および担当官庁であるスロバキア環境省（場合によっては JI 監督委員会）の要求にしたがって、クレジット対象期間中の検証活動の実行に対するタイムスケジュールに合意する。
- プロジェクト実施責任者として、Verifier に対して全ての必要な情報を提供するなどして、検証が円滑に進められるよう協力する。
- プロジェクト実施責任者として、Verifier に対して完全に協力し、スタッフの教育を行い、インタビューに対応可能な状況とし、DOE からの全ての質問に対して誠実に回答する。
- モニタリングおよび検証対応の担当者を任命し、モニタリングおよび検証プロセスに対して責任を持ち、Verifier に対する連絡窓口として対応する。

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 年間稼動が可能である。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

クレジット獲得期間は、JI の場合、"Project-backed AAU"取引プロジェクトの場合とで異なってくる。

(a) JI プロジェクトの場合

JI プロジェクトとした場合は、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、2009 年中期～2012 年末の期間がクレジット獲得期間となる。

(b) "Project-backed AAU"取引プロジェクトの場合

プロジェクト実施による削減量に応じて、AAU が発行される。京都議定書では AAU は 2008 年～2012 年の 5 年間のクレジットであるため、移転の時期は上記 JI と同様、第 1 約束期間の 5 年以内となる。

しかしながら、削減量の考え方として、2007 年以前に削減した量、または、2013 年以降に削減するであろう量を計算し、第 1 約束期間内に削減した量に上乗せして移転しようといういわゆる Early クレジットまたは Late クレジットがある。

本プロジェクトについても、スロバキア環境省とのミーティング時においては、Late クレジットをボーナスとして加算することは可能、という発言が同省からあったため、今後の交渉次第では可能性が出てくる。したがって、削減量の計算期間という意味におけるクレジット獲得期間としては、2009 年中期～2012 年+ α ということになる。

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 27 に示す。

表 27 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

プロジェクト A およびプロジェクト B の予想発電量と GHG 削減量は、表 28、表 29 のとおりである。

表 28 プロジェクト A の発電量と削減量

	5 years total	2008	2009	2010	2011	2012
Emission Factor (t-CO ₂ /MWh)		0.85	0.86	0.86	0.86	0.86
Electricity generation (MWh)	314,874	0	44,982	89,964	89,964	89,964
Emission reductions (t-CO ₂)	269,681	0	38,464	77,000	77,072	77,144

表 29 プロジェクト B の発電量と削減量

	5 years total	2008	2009	2010	2011	2012
Emission Factor (t-CO ₂ /MWh)		0.85	0.86	0.86	0.86	0.86
Electricity generation (MWh)	309,251	0	44,179	88,358	88,358	88,358
Emission reductions (t-CO ₂)	264,865	0	37,777	75,625	75,696	75,767

また、2つのプロジェクトの GHG 削減量合計値を表 30 に示す。

表 30 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-CO ₂)	534,545	0	76,241	152,625	152,768	152,911

以上により、プロジェクト A、プロジェクト B の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う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には補助金が支給される、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。現在、上記3点に関する調査に関しては、一通り終了し、EIAのレポートとして2007年3月末に環境省に提出する予定である。EIAはレポート提出後、通常は7~9ヶ月程度で審査を終える。

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。

2.6.1 騒音

騒音については、発電サイト計画地が民家から遠いため、現状においてはほぼ問題にならないと考えている。

図 10 に、プロジェクト実施サイトから A 村方面を撮影した写真を示す。遠くかすんで見えるのが A 村の住宅街であり、距離が離れていることがわかる。



図 10 プロジェクトサイトから A 村を望む

2.6.2 景観

景観については、人によって受け止め方が異なるので簡単ではない。タワーの高さは 90m であり、これが周囲の景観と限りなく調和していると理解される必要がある。したがって景観については、タウンミーティングを利用して、①自治体の首長、議会等に対して事業会社より事業内容の説明を行う、②事業サイトの土地所有者への説明という手順で行われ、その後 EIA のプロセスに入る。タウンミーティングにおいては、プロジェクトサイトの村長、村議会議員、村民とのミーティングを数回に渡り繰り返して、景観への影響を最小限

におさえる説明を実施しており、今のところ大きな問題は出ていない。しかしながら上述の通り、環境省の環境影響評価でプロジェクト実施における景観問題に関する指摘を受けられる可能性がある。

2.6.3 飛鳥

飛鳥については、既に野鳥観測の専門家に調査を依頼しており、2006年1月から1年間に渡り調査を行っている最中である。これは通常1年をかけて行うものであり、2006年中で完成する。飛鳥については、一番大きな環境影響と考えており、結果によっては、プロジェクトのスケジュールを見直さなければならない可能性もある。そのため、慎重を要する。飛鳥調査は、現状では順調に進んでいるがプロジェクトBは、鴨の通り道になっているので、やや問題があるかも知れないとのコメントが事業者よりあった。しかし最終的には、大きな問題とはならず調査を終え、レポートが完成した。

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。

(a) 地域配電会社

電力を販売する地域配電会社（西スロバキア配電会社：ZSE）からは、現地調査において下記のようなコメントを収集している。ZSEの担当者によると、風力発電は重要な発電源であり、必要なものであるとの認識を持っていることが分かる。また電力買取にあたっては、既に制度が確立しており、電力の引渡しに際して個別の特別な交渉等は必要無い。

- ・ 風力発電を始め、再生可能エネルギーに対しては、EU指令もあることから、非常に重要な電力だと認識を持っている。
- ・ 再生可能エネルギーに対する電力の買い取り価格は決められており、2006年は2800SSK/MWhである。

- 毎年、6月か7月頃に翌年の価格が決定される。値段の固定は、1月～12月である。
- 風力事業者とは、長期間にわたる電力購入の契約を結び、価格を毎年、エネルギー規制局の決めた値段で購入する仕組みとなっている。
- 全体的に、風力発電に対する接続の容量は問題ない。今のところ、グリッドもそれほど弱くなく、風力発電プロジェクトが複数実施されても、問題はないと認識している。仮に、1箇所の問題が生じて、別のアクセスポイントに振り替えることによって対応可能である。
- 基本的に、風力発電の実施場所、接続の条件、接続に必要な設備、それぞれについて一定の条件を満たしていれば、電力の受け入れは可能である。
- 簡単に言えば、ZSEは、とにかく、風力発電からの電力を決められた価格で購入し、送電会社に売るだけである。
- 風力発電からどの程度電力を買ったのか（風力発電所がどの程度発電したのか）、については、接続地点のSubStationにおいて、ZSE側と発電事業者側とに、それぞれ一つずつメーターを設置し、そのメーターの数値を常に計測して、毎月の結果をEvidenceとしている。通常、これらの二つの値は、一致する。万が一、一致しない場合は、早急に対処し、問題解決に当たる契約となっている。
- これらの事象に対する事柄は、全て契約書に記されている。
- 接続地点において必要なSubstation建設のコストは、ZSEと発電事業者とで共同で負担する。負担の割合は、その時々による。

(b) スロバキア経済省

現地調査においてスロバキア経済省の担当者から聴取した見解は、下記の通りである。これによると、スロバキア経済省で現在作成中の再生可能エネルギー戦略の中でもっとも増加が期待されている発電設備は風力である。このような背景から経済省としては、風力発電の導入を政策的な面から支援することを表明している。

- 2006年の1月に再生可能エネルギー戦略のドラフトを作成し、発表している。この中には、再生可能エネルギーからの電力、熱等に関する利用についての2030年までの戦略が盛り込まれている。これは、おそらく2006年中に政府に承認される見通しである。
- 同戦略の中には、再生可能エネルギー承認に必要となるEIA手続きについても盛り込まれている
- また2010年、2015年・・・と再生可能エネルギー導入量に関するターゲットが設定されている。再生可能エネルギーの導入量を2010年時点において1TWh(270MW)まで引き上げる。
- その中でも風力は、最も早く増加が期待されているエネルギーであり、2010年までに300GWh(160MW)、2015年までに900GWhという目標値を設定している。

- ・ 再生可能エネルギーを購入することは、配電会社の義務となっているが、再生可能エネルギー設備の建設コスト負担は、補助として考えていない（唯一、熱供給設備建設に関しては、EU ファンドからの補助がある）
- ・ 経済省としても、現在の再生可能エネルギーからの購入価格が毎年変更されることは、問題と考えており、再生可能エネルギーの普及に向けてこれに関する法改正を行いたいと考えている
- ・ 予定としては、来年半ばくらいから変更に関する手続き（法改正）に着手する。法改正の方法は、①現在存在する法律を改正（半年くらいかかる）、②全く新しい法律を作る（1年くらいかかる）の2通りがあるが、新しく発足した内閣がどちらを選択するつもりであるか、まだ表明していない
- ・ 西欧の経験に基づくと、再生可能エネルギーの導入にあたっては、安全面を考慮して、その発電容量の90%をカバーできる Back up 電源を用意することとなっている（例えば、40MW の風力発電から電力が供給される場合、36MW の Back up が必要）。一般的に送電会社は、電力の安定供給を必要としている

(c) 金融機関

現地調査において A 社の開発担当者に確認したところ、風力発電に対する金融機関の見方は多少の問題がある。なぜならば、地域配電会社に販売する電力価格は、優遇価格が適用されるが毎年変動する（現在は、7.5skk/kWh）したがって、オフテーカーの価格リスクを懸念する傾向がある。しかし、前述の通り風力発電からの電気に対する買取価格が毎年変動するという点については、政府も問題視しており、またスロバキアは EU 目標を達成するために再生可能エネルギーの導入を急がなければならないため、近い将来、これらの問題は解決するものと考えられる。

3 事業化に向けて

3.1 プロジェクト実施体制

以下、それぞれのステークホルダーについて、概要を説明する。

3.1.1 風力発電事業者

A社は、再生可能エネルギーの国際的な開発事業を目的とした会社である。主要な事業エリアは、中東欧地域であり、スロバキア及びチェコにおいて事業を実施している。またオーストリア、ルーマニアにおいても事業を行っている。プロジェクト実施に際しては、同地域において既に長いビジネスの実績を持つドイツやカナダの企業と協調することにより一層安定した事業運営を目指している。

A社は、これら風力発電のデザイン、建設及び運転まで一環して手がけている。A社においては、これらの事業を行うにあたって、常に技術的、環境的、経済的側面さらには社会的な側面を含めて風力発電事業を多面的に評価している。A社によると風力事業は、これからも一層の需要が期待され、新たな雇用機会の創出、地元自治体への財政的貢献等の面からプラス面での波及効果が得られるとしている。

3.1.2 スロバキア環境省

スロバキア共和国には、機能している特定の JI ユニットは存在していないが、JI 関連問題は全面的にスロバキア環境省が担当官庁となっている。情報提供や環境関連の政策立案や法律作成などを担当しているおり、環境省職員は、国際協力（会議、二国間及び多国間協力等）だけでなく国家戦略関連（持続可能な開発のための国家戦略、国家環境行動計画等）の資料も扱っている。

したがって、本風力事業を JI を含め、排出権移転に関わるプロジェクトとして進める場合、申請先はスロバキア環境省となる。JI に関しての具体的な役割については、「1.2 ホスト国の Forcal Point」を参照されたい。

3.1.3 スロバキア経済省

スロバキア経済省は、政府活動組織及び中央政権組織に関する法令 No. 575/2001 Coll. とその修正法令 No. 139/2003 に準ずる省である。スロバキア経済省は、下記を対象とした、スロバキア共和国の中央政権主体である。

- a. 食品産業、建築、及び建築素材製品を除く産業
- b. 核燃料管理、核廃棄物貯蔵を含む電力技術

- c. 熱生成、ガス生産
- d. 固形燃料の開発・処理、石油・天然ガスの開発、鉱石・非金属資源の開発と探査、放射性素材の調査・開発
- e. 中小規模企業への支援
- f. 事業環境の創出・支援に関する政策
- g. 内国貿易、外国貿易、観光業、消費者保護
- h. 鉱物資源の活用と保護、鉱床の利用と保護に関する監督権を含む
- i. 労務上の健康と安全保護、多産な鉱山での業務時・火薬類使用時における鉱山業安全稼働に関する監督
- j. 宝石類の試験と品質証明
- k. 化学兵器及びその製造時に必要な前駆体の開発・製造・貯蔵・使用・販売禁止令に基づく査察
- l. 経済動員時の職務遂行に関する方法論的指導と調整
- m. 国家資産の民営化、事業環境における国家資産の管理

本省はその運営責任を持つ大臣によって指揮される。大臣はその権利と義務において不在期間には副大臣によって代行される。大臣はその他の状況において次官に権限を委譲しその権利と義務において自身を代行させることができる。次官は、大臣それぞれの申請に基づきスロバキア共和国政府により任命また罷免される。正当な機会においてスロバキア共和国政府は本省に二人の副大臣を置くことができ、その際大臣はどの課題に対しどのような地位によって副大臣らが自身の代行を行うかを決定する。

本省は、Act of Civil Service の 7 par. 1, letter a) に基づく公式な行政事務機関であり、行政機関として運営される本省において公務員との連携及び組織マネジメントを実施する上での責任は、公務員の長を兼任する行政事務局局長により遂行される。行政事務局局長は行政事務局議長により任命また罷免される。

スロバキア共和国経済省はチェコ共和国の統一的国家政策に貢献し、その責任と権限において国家行政管理を執り行い、法とその他一般的な法的拘束により規定された業務をも履行する。定められた責任と権限において、本省はまた、防衛課題と、治安防衛を整える必要事項を實踐すべく望ましい状況を形成することにも法的責任がある。

定められた権限の範囲で、本省は国際協定・条約を適合 (convention) する責任があり、国々や国際的な協力機構間の二国間協定・交渉を進展させる。ここには国際的協定・慣例また国際組織への参加によってスロバキア共和国に成果をもたらす業務も含まれる。本省はその権限の及ぶ範囲における問題・課題を査察し、達成事項や結果を分析し、折々の課題に

対し解決がなされたか評価する。本省は委任された業務の進展を目指す構想、スロバキア共和国政府に提起された重要課題の解決を目指す構想を取り扱う。権限の及ぶ範囲の法的問題については精査し、法案を策定、その他一般的法的拘束力のある規制事項につき草案を起草し、その権限の範囲において合法性を満たすものである。

3.1.4 スロバキアエネルギー庁

スロバキア経済大臣の決定を受け、1999年5月1日より経済省下の非営利団体として、エネルギーの合理的活用とエネルギー節減の指導分野に主に焦点を当て活動を行っている。具体的には、次に示すとおりである。

- 1) 省の意思決定権限のしくみのなかで、スロバキア経済省の業務を遂行することにより、エネルギー・産業に関する法令 No. 70/1998 Coll.と、小規模事業に関する法令 No. 455/1991 Coll. (Small Business Act) の修正、またその更なる修正すなわち以後 Energy Sector Act と呼ばれる法令を確実に実行すべく運営される。つまり、下記の事項である。
 - ・ (経済省の推奨に基づき) 中央省庁からの文書を処理し、Slovak Energy Policy の草稿を考案する。
 - ・ (経済省へ向けて) 価格提案、料金表、エネルギー種別料金条件の草案及び改正案を策定する。
 - ・ 専門家の意見を醸成し、経済省での意思決定に資する文書を策定することで、エネルギー関連ビジネスの認可手続きや、エネルギー購入者の決定、エネルギー分野における国の規制事項の遂行を支援する。すなわち以下の事項を行う。
 - エネルギー分野事業の認可を求める申請者のデータが完全かつ正確か、当該事業活動を行う上で技術面・素材面の前提に法令順守がなされているか、中央省庁に提出されたデータが正確か、検討と確認を行う。
 - エネルギー購入の潜在可能性と、割当地域の規模につき査定を行う。
 - 国のエネルギー政策遵守という観点から、エネルギー投資効率、エネルギー分野でのプロジェクト合理化に関し査定を行う。
 - エネルギー施設の廃止または燃料種別移行に関する申請を、公的サービスの視点(エネルギー分野の認可事業者に義務を与える)と、エネルギー利用者への安全かつ信頼性・効率性ある供給を考慮しつつ、査定する。
 - ・ 経済省の出した方法論の指示に沿い、地方自治体に向けた地域エネルギー構想を開発する
 - ・ 火力プラント、その他エネルギー施設のコスト効率確認と検討を行う(調査・監査実施、エネルギー施設運転におけるコスト効率認証)。これを行うのは下記の理由からでもある。

- 熱供給施設のエネルギー・パラメーター、燃焼指数、燃料からの排出物を測定する。
 - この活動から得られた知識を概括し、国のエネルギー政策と規制実施の測定草案を策定する。
- 2) より一層合理的なエネルギー利用、再生可能エネルギー資源の開発、そして発電・熱生産の一体化推進へ向け、制限事項となっているものの特定と再検討、及び課題解決への提案を行う。
 - 3) スロバキア共和国 National Environmental Panel（国民環境パネル）の事務局として機能する。
 - 4) 効率的で環境負荷の低いエネルギー利用に資する法的・経済的手法改正に用いられる、計画立案、資料作成において経済省及び他の中央省庁に協力する。
 - 5) 自国製品、または他国製輸入品でエネルギーを消費する機器・装置についてエネルギー強度に関する合意と認証に協力する。
 - 6) エネルギー利用レベル、エネルギー分野の投資効率、エネルギー産業の組織やマネジメントレベル、エネルギー消費者といった点について専門家の意見を醸成する。
 - 7) エネルギー分野の問題を解決する助成金を支給するため、資料を作成する。
 - 8) energy counseling centers（エネルギー・コンサルティング・センター）とエネルギー監査者を整然とコーディネートする。
 - 9) 使用権取得者向け、また国内外のコンサルティング会社やエネルギー・サービスを提供する企業に対しコンサルテーションと助言を提供する。
 - 10) 地方自治体、及びエネルギー効率化を推進する他の NGO と協力する。

3.1.5 西スロバキア配電会社

西スロバキア配電会社（Zapadoslovenska energetika）はスロバキア最大の配電会社である。親会社は E.ON グループ、すなわち、電力サービスを提供する世界第 2 位規模の私企業である。西部スロバキア 4 地方とブラチスラバにおいて独自の配電ネットワークを通じ電力を供給する。顧客 100 万人に対し発電、配電、販売、購入サービスを提供している。

(a) 企業情報

西スロバキア配電会社（以下“ZSE”）は、企業 ID（ICO）35 823 551、登録事務所がブラチスラバの Culenova 6,816 47 にあり、2001 年 10 月 15 日設立、2001 年 11 月 1 日に District Court Bratislava I, Section SA, Insert No. 2852/B の商業登記において法人格を取得した。

ZSE は以前、国家が保有していた企業 Zapadoslovenske energeticke zavody s. p. の法的存続会社である。スロバキア経済省の決議 no.96/2001 に基づき、この公的企業は 2001 年 10 月 31

日、清算処理なしに終業し、翌日、その資産と負債は民営化プロジェクトに沿って Slovak National Property Fund (FNM)へ移管、FNM が 3 社の株式会社 Zapadoslovenska energetica, a. s., Bratislavská teplotárska, a. s.,そして Trnavská teplotárska, a. s.へこれら資産と負債を提供した。2003 年 6 月 27 日、総会の決議に基づき事業の一部を売却、同 7 月 1 日に Network Building, Information Technologies, The Center for Repairing Transformers, Calibrating Electrometers 各部門によって形成された。

(b) 企業のコアビジネス(商業登記からの抜粋)

以下の企業活動を行っている。

- ・ 電力の購入、託送、配給
- ・ 電力配給ネットワークと変電所における維持、サービス、運用に関する技術活動
- ・ 電力所と 22kV 送電線における運用・維持に関連したサービスの準備
- ・ 特殊電気装置の組み立て、修理、維持 (1,000V 以上、1,000V 以下の両方)
- ・ 測定装置の設置、交換
- ・ 電気装置の組み立て、維持、修理、技術検査、試験
- ・ 通信装置の組み立て、維持、修理
- ・ エンドユーザー向け転売目的での商品購入 (小売)
- ・ 他の取引ライセンス取得者向け転売目的での商品購入 (卸売)
- ・ 自由取引ライセンス下での仲介活動
- ・ 電気エネルギー・セクターへのコンサルティング、顧問活動
- ・ ほか

(c) 環境分野における活動(2004 年の活動実績からの抜粋)

ZSE は、将来の世代のため最適な生活条件を保存する責任を理解している。またその中で操業しているところの環境が、第一の関心事である。

ZSE が 2004 年以来、環境への悪影響排除に焦点を当て行ってきたすべての測定は、認証文書” Principles for Protecting and forming the Environment” に記述されている。ZSE は、設備・装置のたゆまぬ改善により徐々に環境負荷の低い施設状況にすることによって、またマネジメント・プロセスの改善や、職員の環境保護意識向上によっても、継続的に環境の保護・形成を目指し努力する。こういった活動のため毎年相当な予算を費やしている。2004 年、環境のための投資は 2400 万 SKK (スロバキア・クラウン) であった。

水の管理において、ZSE は水源の経済的処理と汚染防止を確実にする条件を設置した。ZSE は、地表水及び地下水の質を脅かす危険物質の水処理を規制する Water ACT に定められた高度な要求事項を厳正に守っている。Water Act 要求事項に従い、施設・装置の運転、修理、

維持のため修理用財源から 1,144,000SSK を費やした。

ZSE は、Company's Waste Management Programme に記された通り正確に、廃棄物発生の防止、廃棄物生産の減少、廃棄物の処分よりもリサイクルの選択、という廃棄物管理の基礎的原則を適用している。2004 年には、Waste Treatment Act が統制する処置すなわち、ポリ塩化ビニールを含む装置の検査に主として最大限の注意を払った。

更に ZSE は鳥類相の保護を目的とした広範囲な活動も実施している。2004 年に、特にこの分野での貢献として、感電死被害の可能性から鳥類を守るため、22kV 送電線に約 3,000 の棘状プラスチックを設置したことがあげられる。130km 以上の送電線にこの保護装置が付けられた。鳥類保護策を向上すべく ZSE は非政府組織"Protection of Beasts of prey in Slovakia"との協力体制も強化している。

ZSE はまた、非政府組織"Association of Industry and Nature Conservation"が運営する環境保護・形成のためのプロジェクトを、積極的メンバーとして大いに支援している。

3.2 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。A 社は、本プロジェクトの自己資金に関して、ファイナンスコンサルタント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。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。

具体的な資金調達については、環境影響評価が終了する 2007 年末から本格化させる予定である。これは、環境影響評価が承認されることにより、最終的なタワーの位置、風車の機種、調達台数が決定できるためである。

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、まず下記の 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。

3.3 経済性分析

ここでは、プロジェクトの IRR を中心として、経済性分析を試みる。

3.3.1 プロジェクト A

プロジェクト A について、標準ケースの IRR を算出するに当たって、表 31 に前提条件を記す。

表 31 標準ケースの前提条件

項目	金額・条件など	備考
プロジェクト期間	21 年	建設期間 1 年間を含む
総投資額	57 百万ユーロ	
自己資本	11 百万ユーロ	総投資額の 20%を想定
長期借入れ金額	46 百万ユーロ	総投資額の 80%を想定
借入れ期間	15 年	欧州系投資銀行銀行から借入
借入れ金利	6%	
発電機残存簿価	10%	
減価償却期間	15 年	耐用年数を想定
グリッドへの供給電力量	89,964 千 kWh	1 年間あたり供給量
電力販売価格	0.075 ユーロ/kWh	再生可能エネルギー優遇措置を考慮
電力販売売上	6.7 百万ユーロ	1 年間あたり収入
運転管理費用	0.16 百万ユーロ	1 年間あたり費用
運転人件費等	0.32 百万ユーロ	1 年間あたり費用
保険料等	0.16 百万ユーロ	1 年間あたり費用
法人税率	15%	優遇措置込み
ERU 価格	5 ユーロ/トン	
IRR の定義	プロジェクト IRR、税引き前	

ここで、上記に設定された各数値の中で、不確実さが伴うものとして、クレジットの価格および電力価格について着目する。

クレジット（ERU）の価格については、現状、参照すべき直接的なインデックスがなく、また、Seller と Buyer の直接交渉によって決定されることから、不確実さが大きいと考えられ、経済性分析のパラメータとして取り上げることとした。

一方、電力価格については、スロバキアでは、再生可能エネルギーの買い取り価格は毎年見直され、(チェコのような) 長期にわたる固定価格制度がないため、政府の、再生可能エネルギー支援を後押しする雰囲気は存在するものの、安易に楽観的な見通しをすることはできないからである。

表 32 および表 33 に、クレジットの単価の変化に伴う IRR の変化および、電力販売単価の変化に伴う IRR の変化について示す。また、図 11 に 21 年の IRR についてのグラフを示す。

これらの結果によれば、標準ケースでは、当プロジェクトの IRR (21 年) は、8.3%である。クレジット単価の影響は、仮にまったくクレジットが販売できない (または創出されない) 場合であっても、IRR は 8.0%であり、8%台を維持できる。これに対し、電力単価の影響は、kWh あたりの販売単価が 0.65 ユーロに減少すると、IRR は 6.3%に減少し、一般のエネルギープロジェクトとしては、魅力の低い数値となる。

表 32 IRR の変化 (クレジットの単価)

項目	15 年 IRR	21 年 IRR
クレジットなし	5.1%	8.0%
クレジットあり (5 ユーロ/トン) (標準)	5.5%	8.3%
クレジットあり (10 ユーロ/トン)	5.9%	8.6%

表 33 IRR の変化 (電力販売単価)

項目	15 年 IRR	21 年 IRR
電力単価 0.65 ユーロ	3.2%	6.3%
電力単価 0.75 ユーロ (標準)	5.5%	8.3%
電力単価 0.85 ユーロ	7.6%	10.2%

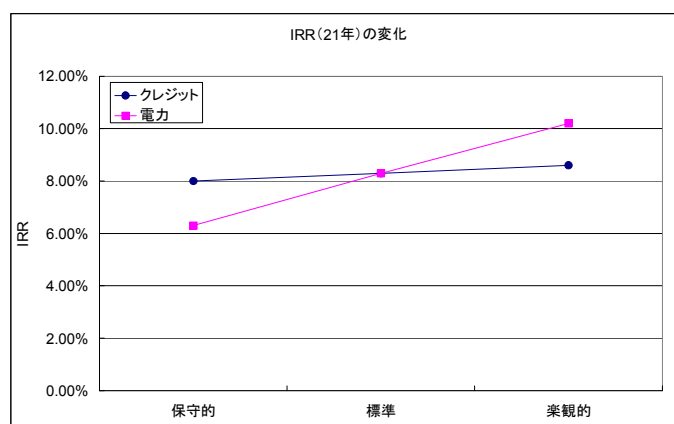


図 11 各パラメータが IRR に与える影響

3.3.2 プロジェクト B

プロジェクト B について、標準ケースの IRR を算出するに当たって、表 34 に前提条件を記す。

表 34 標準ケースの前提条件

項目	金額・条件など	備考
プロジェクト期間	21 年	建設期間 1 年間を含む
総投資額	61 百万ユーロ	
自己資本	12 百万ユーロ	総投資額の 20%を想定
長期借入れ金額	49 百万ユーロ	総投資額の 80%を想定
借り入れ期間	15 年	欧州系投資銀行銀行から借入
借り入れ金利	6%	
発電機残存簿価	10%	
減価償却期間	15 年	耐用年数を想定
グリッドへの供給電力量	88,356 千 kWh	1 年間あたり供給量
電力販売価格	0.075 ユーロ/kWh	再生可能エネルギー優遇措置を考慮
電力販売売上	6.6 百万ユーロ	1 年間あたり収入
運転管理費用	0.17 百万ユーロ	1 年間あたり費用
運転人件費等	0.34 百万ユーロ	1 年間あたり費用
保険料等	0.17 百万ユーロ	1 年間あたり費用
法人税率	15%	優遇措置込み
ERU 価格	5 ユーロ/トン	
IRR の定義	プロジェクト IRR、税引き前	

ここで、上記に設定された各数値の中で、不確実さが伴うものとして、クレジットの価格および電力価格について着目する。理由はプロジェクト A と同様である。

表 35 および表 36 に、クレジットの単価の変化に伴う IRR の変化および、電力販売単価の変化に伴う IRR の変化について示す。また、図 12 に 21 年の IRR についてのグラフを示す。

これらの結果によれば、標準ケースでは、当プロジェクトの IRR (21 年) は、7.1%である。プロジェクト A に比較して値が若干低いのは、風速・風量が小さいためである。クレジット単価の影響は、仮にまったくクレジットが販売できない (または創出されない) 場合は、IRR は 6.8%となる。これに対し、電力単価の影響は、kWh あたりの販売単価が 0.65 ユーロに減少すると、IRR は 5.2%に減少し、大きな影響を与えることとなる。

表 35 IRR の変化 (クレジットの単価をパラメータ)

項目	15 年 IRR	21 年 IRR
クレジットなし	3.7%	6.8%
クレジットあり (5 ユーロ/トン) (標準)	4.1%	7.1%
クレジットあり (10 ユーロ/トン)	4.5%	7.4%

表 36 IRR の変化 (電力販売単価をパラメータ)

項目	15 年 IRR	21 年 IRR
電力単価 0.65 ユーロ	1.9%	5.2%
電力単価 0.75 ユーロ (標準)	4.1%	7.1%
電力単価 0.85 ユーロ	6.2%	8.9%

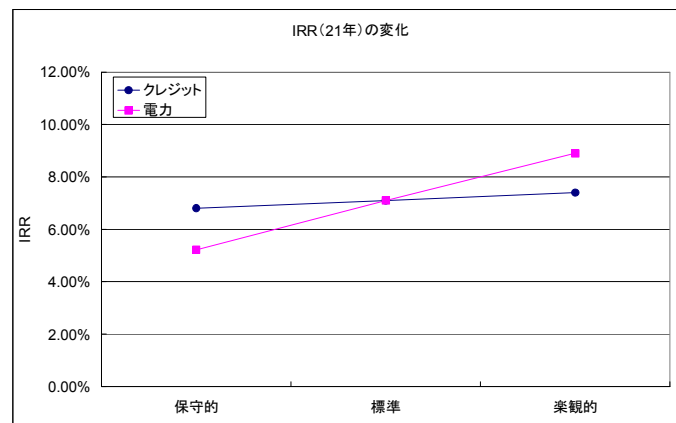


図 12 各パラメータが IRR に与える影響

3.3.3 まとめ

上記のパラメータスタディからいえることは、本プロジェクトに与える影響要因としては、クレジット発生の有無よりも、電力価格の増減のほうが影響が大きいということである。CER を発行済みの風力プロジェクトにおいて、CER 予測値の平均 70%しか発行されていない状況が CDM 分野では発生している (どのような原因からそうになっているかは不明) が、本プロジェクトでは、仮にクレジット発生が 0 であっても、電力価格が想定どおり安定していれば、事業としては成立することとなる。

3.4 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。

3.4.1 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。

3.4.2 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 $0.8\text{kg-CO}_2/\text{kWh}$ 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、 $0.3\text{kg-CO}_2/\text{kWh}$ 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、 $0.3\text{kg-CO}_2/\text{kWh}$ 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。

3.4.3 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ヶ月で認可がおろるが、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。

3.4.4 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。「3.2 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。

参考資料

- 1) JI POTENTIAL IN CENTRAL AND EASTERN EUROPE, OECC, July 2005
- 2) 中東欧諸国における GIS 実施可能性調査 報告書 2005 年 3 月 経済産業省
- 3) SLOVENSKE ELEKTRARNE, environmental report, 2004
- 4) SLOVENSKE ELEKTRARNE, annual report, 2004
- 5) 海外諸国の電気事業 第 2 編 2005 年 3 月 海外電力調査会
- 6) JI 技術ワークショップ参加報告 GEC、OECC
- 7) JI 監督委員会第 2 回～第 4 回会合出席報告、GEC、OECC
- 8) Slovak Republic, Report on the estimation of assigned amounts under the Kyoto Protocol, report to the UNFCCC Secretariat, October 2006
- 9) GUIDANCE ON CRITERIA FOR BASELINE SETTING AND MONITORING
- 10) Operational Guidelines for Baseline Studies, Validation, Monitoring and Verification of Joint Implementation Projects, Volume 2a: Baseline Studies, Monitoring and Reporting, A guide for project developers, Version 1.0, Ministry of Economic Affairs of the Netherlands, May 2000
- 11) V90-3.0MW, an efficient way to more power, VESTAS
- 12) V100-2.75MW, The future for low wind sites, VESTAS
- 13) 再生可能エネルギー買取価格に関するスロバキア経済省からの入手資料
- 14) Zapadoslovenska energetika, annual report, 2004
- 15) Draft Energy Policy of the Slovak Republic, Slovak republic
- 16) The Third National Communication on Climate Change, Slovak Republic, Bratislava 2001
- 17) 風力発電事業者提供資料
- 18) VESTAS V100-2.75MW, - The new generation for midland sites, VESTAS
- 19) ENERGY BALANCES OF OECD COUNTRIES, 2003-2004, INTERNATIONAL ENERGY AGENCY
- 20) ENERGY BALANCES OF OECD COUNTRIES, 2001-2002, INTERNATIONAL ENERGY AGENCY
- 21) ENERGY STATISTICS OF OECD COUNTRIES, 2003-2004, INTERNATIONAL ENERGY AGENCY
- 22) ENERGY STATISTICS OF OECD COUNTRIES, 2001-2002, INTERNATIONAL ENERGY AGENCY