

平成 19 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 20 年 3 月

みずほ情報総研株式会社



## 目次

<b>1</b>	<b>スロバキア共和国基礎情報</b>	<b>1</b>
1.1	一般情報	1
1.2	ホスト国の FORCAL POINT	10
1.3	承認手続き	13
1.4	JI と EU-ETS との関係	14
1.5	移転の方法	17
1.6	調査の実施体制	17
<b>2</b>	<b>プロジェクト情報</b>	<b>19</b>
2.1	プロジェクト概要	19
2.2	ベースラインシナリオ	23
2.3	モニタリング手法及び計画	26
2.4	プロジェクト実施期間とクレジット獲得期間	29
2.5	GHG 削減量の計算	30
2.6	環境影響評価に関する情報	31
2.7	その他	33
<b>3</b>	<b>事業化に向けて</b>	<b>36</b>
3.1	プロジェクト実施体制	36
3.2	プロジェクト実施のための資金計画	38
3.3	経済性分析	40
3.4	事業化に向けた課題	44
	<b>参考資料一覧</b>	<b>46</b>

# 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 1-1 スロバキア共和国概要

首都	ブラチスラバ
面積	4万9,035km <sup>2</sup>
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）



出典：Wikipedia（スロバキア）

図 1 スロバキア共和国地図

### 1.1.2 政治情勢

2006年6月、EU加盟後初の議会総選挙が実施され、「方向党」が150議席中50議席の最大議席を確保した。これにより、極右である「スロバキア国民党」と民族主義の「民主スロバキア擁護運動」との連立政権が発足した。

2期8年にわたって政権を担ったズリンダ首相が属する「スロバキア民主キリスト教連合」は、民主化政策推進と財政健全化で功績を挙げたものの、貧富格差の拡大を招いたため、支持を失うこととなった。

一方、新首相に就任した「方向党」党首のロバート・フィコ（Robert Fico）氏は、低所得者に優しい福祉国家の創設を目標とし、前政権に引き続き2009年1月のユーロ導入に向けた政策を実施している。経済情勢が好調なこともあり、国民からの支持は厚く、また、ユーロ導入や外資誘致の必要性から、安定した政権運営が行われている。

表 1-2 スロバキア政治情勢

元首	イヴァン・ガシュパロヴィチ（Ivan Gasparovic） 2004年6月就任（1期目）。任期5年。3選は不可。
議会	一院制、任期4年（次回選挙2010年）
政府	首相：ロベルト・フィツォ（Robert Fico）2006年7月就任。 外相：ヤーン・クビシュ（Jan Kubis）2006年7月就任。

出典：Mizuho Corporate Bank-BA Investment Consulting GmbH

表 1-3 スロバキア議会情勢

政党名		議席数
与党		85
	方向党 (Smer)	50
	スロバキア国民党 (SNS)	20
	民主スロバキア擁護運動 (LS-HZDS)	15
野党		65
	スロバキア民主キリスト教連合 (SDKU)	31
	ハンガリー連合党 (SMK)	20
	キリスト教民主運動 (KDH)	14
合計		150

出典：Mizuho Corporate Bank-BA Investment Consulting GmbH

### 1.1.3 経済・投資状況

#### (a) ユーロ導入見通し

スロバキアは2009年1月にユーロ導入を目指している。通貨交換の際に生じる諸費用の低減はもとより、流動性のラストリゾートがより信用力のある欧州中央銀行になることで、外国直接投資や貿易が促進され、通貨危機のリスクも低減するためである。

スロバキア統計局は、2007年10月に、2006年財政赤字GDP比3.7%と発表した。ユーロ導入のマーストリヒト基準の達成は依然として高いといえる。

達成条件それぞれの履行状況については、次のようになる。債務残高は、上限GDP比60%のところ、スロバキアは30%程度に抑えられており、問題ない。長期金利は、基準値5.3%を下回る4.4%であり、通貨も安定している。焦点となるのは、財政赤字とインフレ率である。2007年の財政赤字はGDP比2.9%と予測されるが、かろうじて上限値である3%以内におさまる見込みである。インフレ基準は、目標値自体が変動しているため、審査が容易ではない。西欧・中東欧全体で、世界的な食料品価格の値上がりや賃金上昇の影響を受け、インフレが加速していることも一因である。スロバキアのインフレ率は、2007年に入り2%台で安定していたが、2007年末にかけて3.3%へ急上昇した。

表 1-4 マーストリヒト基準 (ユーロ導入基準)

財政赤字	名目GDP比3%以内
債務残高	名目GDPの60%以内
インフレ率	CPI上昇率が最も低い3カ国の平均値から1.5%以内

長期金利	CPI 上昇率が最も低い 3 カ国の平均値から 2.0%以内
為替相場	最低 2 年間、中心値から±15%の変動幅以内

出典：Mizuho Corporate Bank-BA Investment Consulting GmbH

## (b) 投資状況

スロバキアは、人口 540 万人の小国であるが、税率を 19%という比較的低い水準に一本化し、外国企業誘致を積極的に図ってきている。特に、自動車製造業の伸びが著しく、2006 年に Volkswagen、PSA Peugeot Citroen、Kia の 3 社で 29 万台であった生産台数は、2010 年までに約 80 万台まで拡大するとみられており、一人当たりの生産台数では世界一になることになる。そのほか、基礎金属・金属製品、電気・光学機器などの製造業のみならず、近年では、IT や会計部門等においても、世界企業の進出が盛んである。

表 1-5 主要な対スロバキア外国投資企業

投資(進出)企業	ドナー国	従業員数
Siemens	ドイツ	9,000
Volkswagen	ドイツ	7,000
Yazaki	日本	7,000
Sumitomo	日本	5,300
PSA Peugeot Citroen	フランス	5,200
Samsung	韓国	3,000

出典：Mizuho Corporate Bank-BA Investment Consulting GmbH

## 1.1.4 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 1-6 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 1-6 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 1-7)。

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 1-8)。

表 1-7 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 1-8 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

### 1.1.5 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系統の運用、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、コシ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）、コシ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 URISO 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 1-9)。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 1-10)。

表 1-9 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 1-10 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

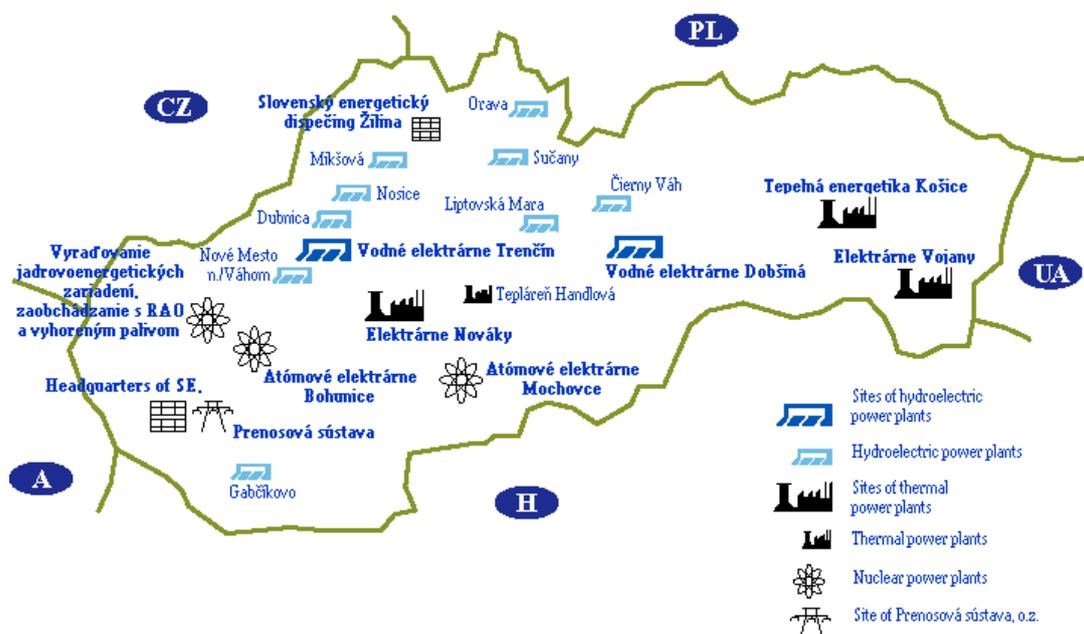


図 2 スロバキア国内の主要発電所

(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 年末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 1-11 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 1-11 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	150	0.45	2013年まで順次
新規設備(SE以外)	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	

#### 1.1.6 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 にしたがって、1990年のGHG総排出量(LULUCFは除く:CO<sub>2</sub>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 にしたがって、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、方法論が現実に向上し、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 1-12 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。

またスロバキアは、Initial Report が提出された 16 ヶ月後の 2008 年 2 月 4 日に JI trackI の Eligibility を満たしたため、AAU の発行が事実上可能となった。このような背景から、今後も京都メカニズムについては、AAU の活用に重点を置いていくものと予想される。

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、現在存在するスロバキアの JI 手続書は古くなっており、修正が必要と考えているため、これをそのまま本件に適用することはできないと考える。また風力発電での Project-Backed AAU プロジェクトに関する排出権移転は、今まで例がなかったため、手続きが存在していない。これを打開するためには、まず本プロジェクトに関する PIN を環境省宛てに提出して欲しいとの要望があった。

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。

関連機関としてスロバキア水気象研究所 (The Slovak Hydro-Meteorological Institute:SHMU)、スロバキア環境ファンド (Environmental Fund) 等が環境省の下部機関として存在している。スロバキア水気象研究所は、大気・水のモニタリング、これらに関するデータの収集、評価、保存等を行っている。スロバキア環境ファンドは、AAU によって得られた収益をもとにスロバキア国内の環境改善事業を行う機関である。その他、スロバキア環境庁 (The Slovak Environmental Agency) は、技術要件を満たすための理論、方法、教育等の面をサポートしている。

### 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。

一方、排出権取引に関しては、Act 572/2004 にて法制度化されており、スロバキア国内の事業者は、事業者が保有するプロジェクトについて簡単なベースライン結果を環境省に提出することで、AAU が配分される仕組みとなっている。プロジェクトは、基本的に省エネが中心である。

### 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、CO<sub>2</sub> 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。

評価基準に関するスロバキア政府の現在の状況

- ・ 上記にある評価基準は、まだJIが本格化する前に、スロバキアとしてはかなり先行する形で評価基準を作成していた。（その時点ではまだ他の先進国でも基準等はなかった）
- ・ その後、基準は特に変更されることなく現在に至っているが、その理由として、
  - (1) 今までJIとして進められている具体的なプロジェクトがほぼない（1件のみランドフィル案件でon goingのものがある）
  - (2) EU-ETSでのリンク指令との関係上、スロバキア政府としては、ERUの発行に積極的ではない
  - (3) (2) とも関係するが、スロバキア政府はJIの代替手段としてERUではなくAAUを発行する方向で検討している

(4) JIを進めるにあたって人材が不足しており、複雑な仕組みのものを作ることができない

(5) 上記評価基準を作成したMr. Mojik元環境省の部長が退任し、省内でエキスパートがいない

なども理由としてあると考えられる。

本件調査の最終ミーティングとして、スロバキア環境省と議論を行ったが、「既存のJIプロジェクト評価基準については、見直しが必要とは認識しているが、新たなJIプロジェクトが申請されない限り、見直す予定（余裕）がない。当該風力プロジェクトについては、EUリンク指令の問題があるため、JIではなく、Project Backed AAU（近年ではGISとも言うが）のプロジェクトとして、申請するのがよいと考えている」とのコメントがあった。

#### 1.2.4 サポートの対象となるプロジェクト

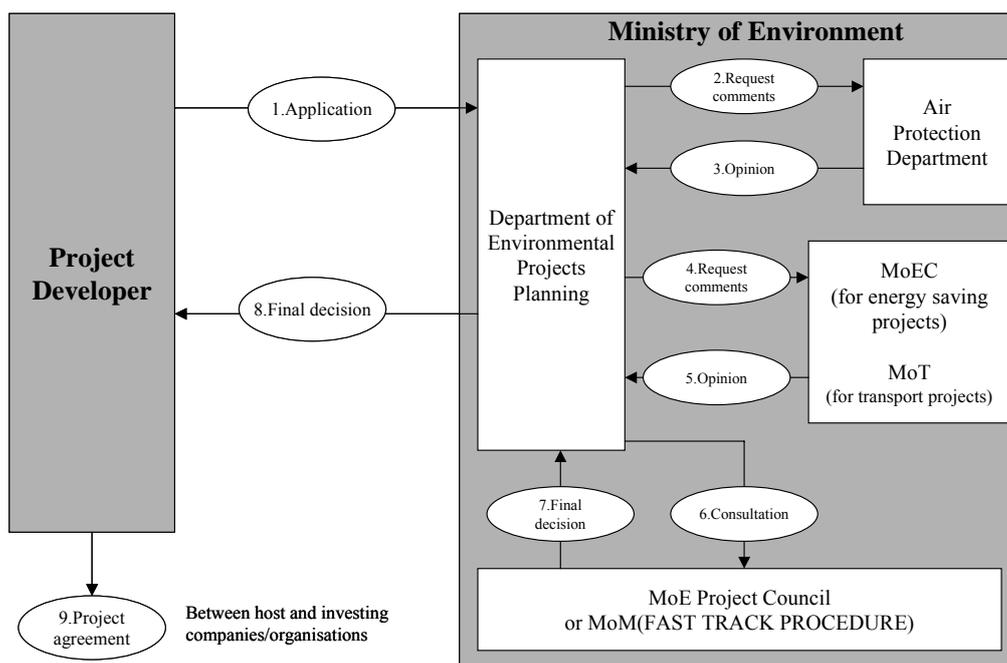
スロバキア政府によってサポートされるプロジェクトは以下のものである：

- ・ 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
- ・ CO<sub>2</sub> 発生量の多い燃料から、単位生産エネルギー当たりの CO<sub>2</sub> 発生量が少ない燃料に転換したことによって CO<sub>2</sub> 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おらず、使用される例も少ないことから、手続き自体が古くなっており、新しいものへの修正が必要との認識を持っている。また Project Backed AAU については、確固とした移転手順は定まっていないというのが現状である。



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

またスロバキアは、EU-ETS フェーズ II においても、JI リザーブとしてプロジェクトベースの ERU 発行を欧州委員会に申請していないことや、ERU 発行に関する煩雑な手続きへの後ろ向きな姿勢等から、JI に関しても ERU を発行するのではなく AAU を発行するという考え方がベースにある。上記の手順に基づいて発行されるのは、AAU になると予想され、AAU の海外への売却については、上図に基づくが下記のような手順になる。

- ① 事業者は、環境省の大気汚染局にベースラインスタディ、削減見込み量、プロジェクト資金計画等を申請書類とともに提出する。
- ② 環境省は、関係省庁に書類を回付し、コメントを収集する
- ③ 関係省庁は、コメントを環境省宛に返送する
- ④ 関係省庁の姿勢をベースに AAU の売買に関する公式承認を発行する
- ⑤ 環境省は、事業者が作成したベースラインに基づき移転許可を出す

## 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、Article 9～12 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ーワンスの移転、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キ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 アロー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 アロー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。

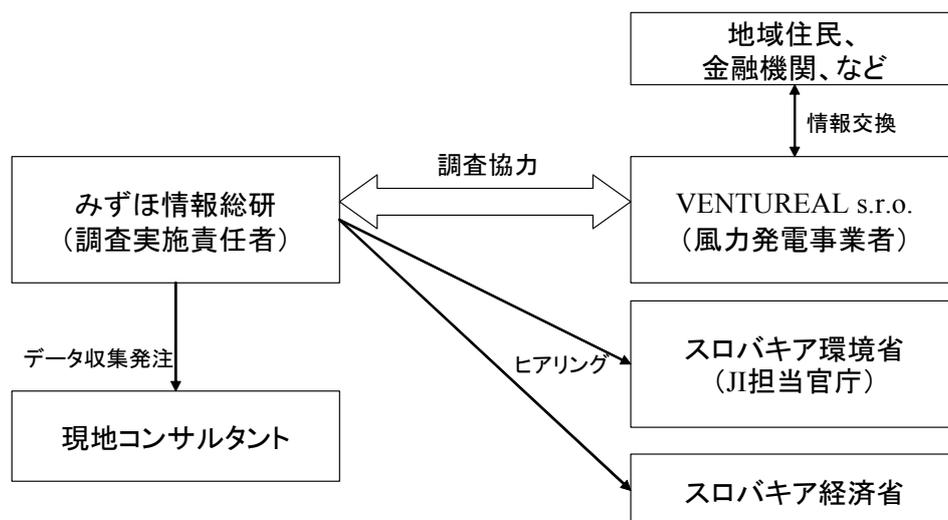


図 4 調査実施体制

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。

<VENTUREAL>

- ・ 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 Stefanov 村および NITRA 地方 NoveZamky 地区 Svodin 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 Stefanov プロジェクト、Svodin プロジェクトと呼ばれている。

表 2-1 Stefanov プロジェクト概要

項目	摘要	備考
事業者	VENTUREAL Slovakia s.r.o.	
風力発電機	V100, 2.75 MW	風車メーカー：Vestas
設置数	16	総計 48 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 2-2 Svodin プロジェクト概要

項目	摘要	備考
事業者	VENTUREAL Slovakia s.r.o.	
風力発電機	V100, 2.75MW	風車メーカー：Vestas
設置数	17	Total 51 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あり。
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。

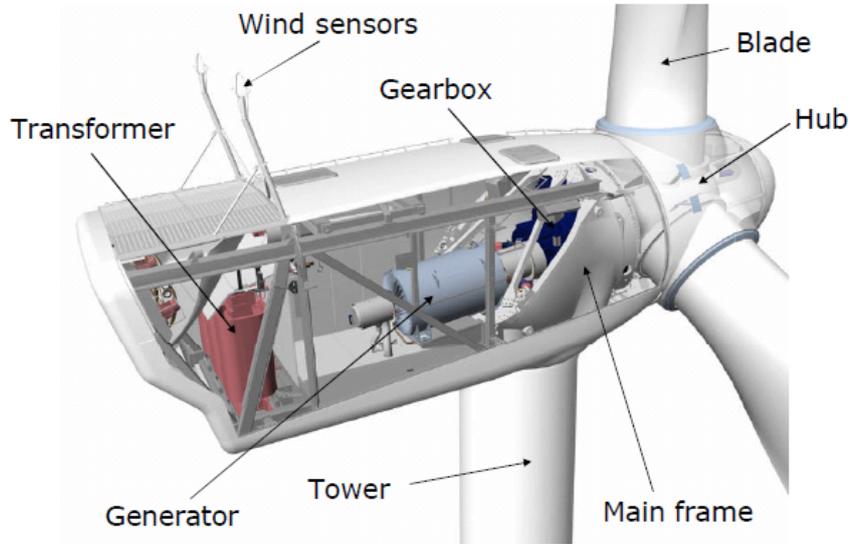


図 6 サイトの現況 (Stefanov)

### 2.1.3 導入風力発電技術

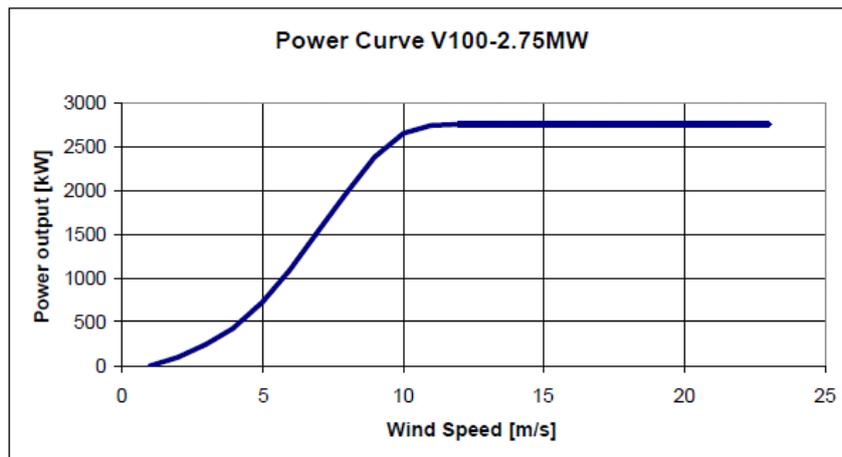
Vestas 社製としては、新しい製品である、V100 シリーズの 2.75MW を導入する。V100-2.75MW は、風向に合わせた発電が可能となっている。Vestas 社が開発した OptiSpeed 技術により、定格のローター回転数を 60%の範囲で変化させることが可能である。すなわち同期速度の±30%の回転数に変化させることができる。これにより、突風による風力をも利用することができ、年間発電量も改善している。また、低ピーク負荷のおかげで、ギア、羽、タワーの磨耗や亀裂を削減するのに貢献している。そのほか、より回転数が小さいことで、騒音低減にも繋がっている。

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](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/m<sup>3</sup>

10min mean values

出典： [http://www.exportinitiative.de/media/article006029/2\\_J.%20Clausen\\_VESTAS.pdf](http://www.exportinitiative.de/media/article006029/2_J.%20Clausen_VESTAS.pdf)

図 8 V100-2.75MW のパワーカーブ

表 2-3 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](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。

昨年度の調査では、スロバキア国内の発電プラント情報を十分入手できなかったため、オランダ政府（Ministry of Economic Affairs of the Netherlands）が作成した方法論を採用した。これは、オランダ政府は、以前から中欧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）している実績があったためである。

一方、今年度の調査においては、スロバキア環境省とも協議し、ACM0002 の方法論<sup>1</sup>に則り、排出係数の計算を試みた。スロバキア国内には、小さな IPP による発電プラントもあるが、可能な限りデータを入手し、計算を行っている。

### 2.2.1 ベースライン排出量計算の考え方

本プロジェクトは、CO2 を発生しない風力発電プロジェクトであるため、その発生電力量そのものが、電力グリッドから発生する CO2 を削減することとなる。したがって、スロバキア国内の電力グリッドについて、現在及び将来のベースライン排出係数を算定することが必要となる。

計算の手法は、CDM で用いられている手法と同様で、Operating Margin (OM) および Build Margin (BM) の組み合わせにより計算する。OM と BM を単純平均して Combine Margin (CM) を求める。OM は、いふなれば、火力発電所全体の発電量に起因する排出量（排出係数）を表し、一方の BM は直近に建設された 5 箇所の発電所に起因する排出量（排出係数）を表している。

OM の計算方法はいくつかパターンがあるが、スロバキアの場合は、"Simple Adjusted OM" を用いることが妥当であろう。より詳細には、"Dispatch Data Analysis"を用いることが奨励されているが、将来のデータ入手性や一般への公開等を考慮すると、"Simple Adjusted OM" のほうが扱いやすいと考えられる。また、OM の計算には、Load Duration Curve（負荷持続

---

<sup>1</sup> CDM において電力グリッド排出係数の計算は、2007 年 12 月より ACM0002 に代わり、"Tool to calculate the emission factor for an electricity system"が採用されているが、本質的な考え方は同じであるため、本報告書では、便宜上 ACM0002 を用いている。

曲線)が必要となる。

一方、BMの計算において、近年建設された発電所は、石炭火力、ガス複合発電火力(Combined Cycle)がある。2008年には原子力発電所が運転を終了し、大きな容量が減少するが、その他既存の発電所の稼働率を上げることで、電力供給上は対応可能である。

今後の建設見通しとして、80MWのガス火力(CHP)が近々運転開始予定であるが、BMの計算に用いているトータルの容量は500MWであるため、計算結果に与える影響は軽微であると考えられる。

上記の手法は、CDMで採用されている方法論である。一方、JIではこのような方法論が確立されていないが、JIのルールとして、CDM方法論の全部または一部を利用することが可能、と明記されており、特に問題は無いと考えられる。

理想的には、毎年同様の計算を行って、毎年排出係数を更新する必要がある。しかしながら、今後5年間に大きな電源構成の変化が起きえない(通常発電所の建設には計画段階を含め10年以上の時間がかかるため)ので、今回のスタディで数値を確定できれば、向こう5年間は同じ数値でよいと考えられる。

## 2.2.2 OMの計算

図9に、Low Cost、Must run、Dispatched powerの各電源による発電量推移を示す。

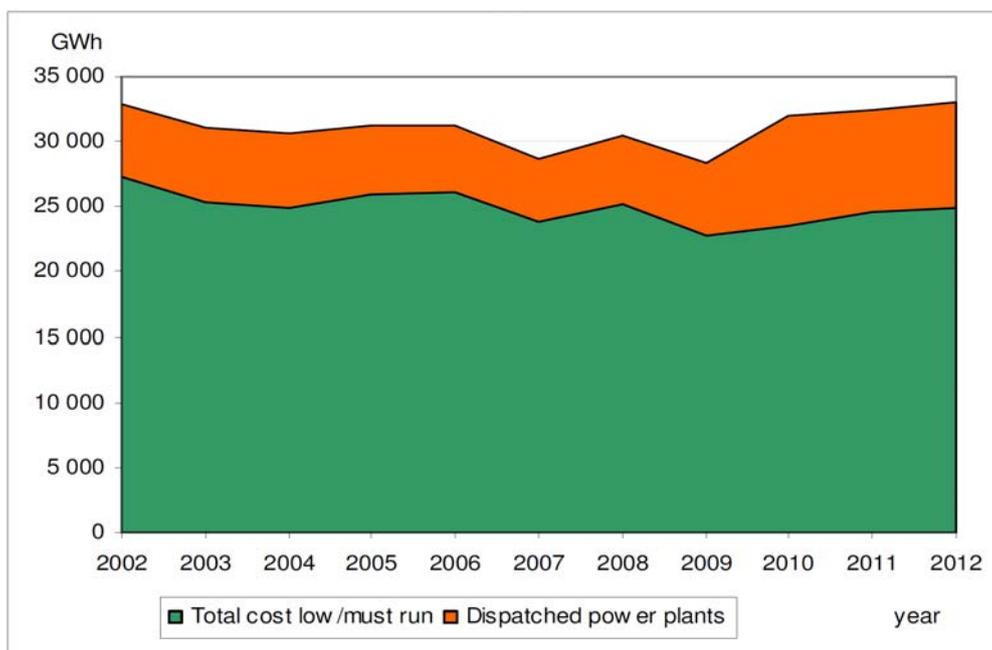


図9 Low cost および Must run 電源を含むスロバキアの発電量

図10に、負荷持続曲線と、 $\lambda$ を求めるための交点のグラフを示す。

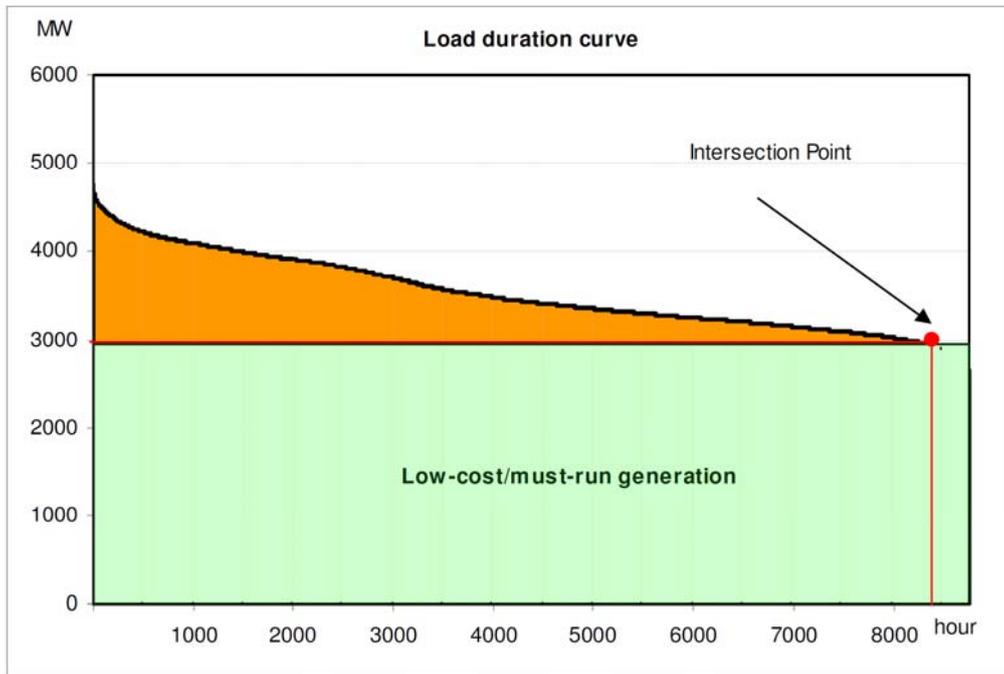


図 10 スロバキア電力グリッドの負荷持続曲線

表 2-4 に、各年の  $\lambda$  の値を示す。

表 2-4 各年の負荷持続曲線から求めた  $\lambda$

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Lambda $\lambda$	0.116	0.009	0.046	0.044	0.054	0.054	0.054	0.054	0.054	0.054

表 2-5 に、 $\lambda$  を用いて計算した OM 排出係数の計算結果を示す。これらの値は、過去の実績値である。

表 2-5 OM 排出係数 (計算結果)

	2002	2003	2004	2005	2006
Lambda	0.116	0.116	0.046	0.044	0.054
Emission factor - regulated PP	0.9357	0.9467	0.9499	0.9485	0.9446
Emission factor - low-cost/must-run	0.7280	0.7228	0.7249	0.7390	0.7352
OM emission factor	0.9116	0.9207	0.9396	0.9393	0.9333

### 2.2.3 BM の計算

一方、表 2-6 に、BM 排出係数を示す。

表 2-6 BM 排出係数 (計算結果)

Plant (MWe)	Putting in Operation	Electricity (MWh)	Emissions (t-CO <sub>2</sub> )	Emission Factor (t-CO <sub>2</sub> /MWh)
Fluid boiler 110 MWe	2001	491,474	514,190	1.0462
Fluid boiler 110 MWe	2001	491,474	514,190	1.0462
CC 215 MWe	1998	978,224	424,820	0.4343
CC 88 MWe	1997	259,600	119,592	0.4607
Cogeneration unit	2002	36,191	16,719	0.4620
Total		2,256,963	1,589,513	0.7043

#### 2.2.4 電力グリッド係数 (CM) の計算

表 2-7 CM 排出係数 (計算結果、2002-2006)

	2002	2003	2004	2005	2006
OM EF (tCO <sub>2</sub> /MWh)	0.9116	0.9207	0.9480	0.9388	0.9354
BM EF (tCO <sub>2</sub> /MWh)	0.7043	0.7043	0.7043	0.7043	0.7043
CM EF (tCO <sub>2</sub> /MWh)	0.8079	0.8125	0.8261	0.8215	0.8198

表 2-8 CM 排出係数 (計算結果、2007-2012)

	2008	2009	2010	2011	2012
OM EF (tCO <sub>2</sub> /MWh)	0.9203	0.9232	0.7683	0.7760	0.7602
BM EF (tCO <sub>2</sub> /MWh)	0.7043	0.7043	0.7043	0.7043	0.7043
CM EF (tCO <sub>2</sub> /MWh)	0.8663	0.8685	0.7523	0.7580	0.7462

### 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 CO<sub>2</sub> 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 VENTUREAL スロバキア社は、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：Stefanov および Svodin 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、グリッドの排出係数は、事前に計算（ex-ante）にて確定されるが、BM の計算に必要なデータは、毎年、基礎データとして整備する必要があるかもしれない。

### (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、VENTUREAL スロバキア社にある。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

VENTUREAL スロバキア社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、2009 年中を予定している。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。VENTUREAL スロバキア社では、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、2028 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～2012 年末の期間がクレジット獲得期間となる。

## (b) "Projet-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いては、クレジット獲得期間としては、2009年～2012年+ $\alpha$ 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

Stefanov および Svodin プロジェクトの予想発電量とGHG削減量は、表2-9、表2-10のとおりである。

表 2-9 Stefanov プロジェクトの発電量とベースライン排出量

		2008	2009	2010	2011	2012
CM Emission Factor	(tCO <sub>2</sub> /MWh)	0.8663	0.8685	0.7523	0.7580	0.7462
Electricity	(MWh)	0	44,982	89,964	89,964	89,964
Baseline Emissions	(tCO <sub>2</sub> )	0	39,067	67,680	68,193	67,131

表 2-10 Svodin プロジェクトの発電量とベースライン排出量

		2008	2009	2010	2011	2012
CM Emission Factor	(tCO <sub>2</sub> /MWh)	0.8663	0.8685	0.7523	0.7580	0.7462
Electricity	(MWh)	0	44,179	88,358	88,358	88,358
Baseline Emissions	(tCO <sub>2</sub> )	0	38,369	66,472	66,975	65,933

また、2つのプロジェクトの GHG 削減量合計値を表 2-11 に示す。

表 2-11 2つのプロジェクトのベースライン排出量

		2008	2009	2010	2011	2012
CM Emission Factor	(tCO <sub>2</sub> /MWh)	0.8663	0.8685	0.7523	0.7580	0.7462
Electricity	(MWh)	0	89,161	178,322	178,322	178,322
Baseline Emissions	(tCO <sub>2</sub> )	0	77,436	134,152	135,168	133,064
Baseline Emissions Accum.		0	77,436	211,588	346,756	479,820

プロジェクトによる排出量は全期間に渡り 0 であるから、2つのプロジェクトによる GHG 削減量は、のとおりととなる。

表 2-12 合計 GHG 削減量

		2008	2009	2010	2011	2012
Baseline Emissions	(tCO <sub>2</sub> )	0	77,436	134,152	135,168	133,064
Project Emissions	(tCO <sub>2</sub> )	0	0	0	0	0
Emission Reductions	(tCO <sub>2</sub> )	0	77,436	134,152	135,168	133,064

以上により、Stefanov プロジェクト、Svodin プロジェクトの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、479,820 トン CO<sub>2</sub> 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 VENTUREAL スロバキア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は補助金をもらえる（6～7EUR/MWh）、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 VENTUREAL 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している。

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。

### 2.6.1 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。

### 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 月から調査を継続中である。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 Svodin 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、レポートが完成することとなっている。

## 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 VENTUREAL スロバキア社が行っており、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 箇所に問題が生じても、別のアクセスポイントに振り返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 側と発電時業者側とに、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 VENTUREAL 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

本風力発電事業を取り巻くステークホルダーは、図 11 に示すとおりである。

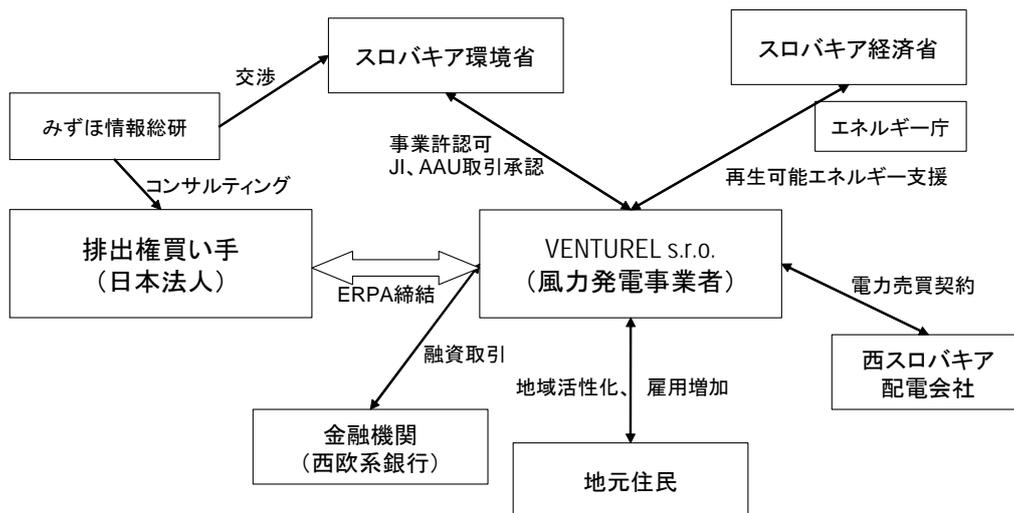


図 11 プロジェクトを取り巻くステークホルダー

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 VENTUREAL s.r.o.

###### (a) VENTUREAL 社概要

社名：VENTUREAL s.r.o.

所在地：チェコ共和国 Videnska 121, 61900 Brno

設立年月日：2001年11月21日

社長： Franz Brochberger

###### (b) 事業概要

VENTUREAL 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。

VENTUREAL 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。VENTUREAL 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。VENTUREAL 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。

### (c) VENTUREAL 社における実績

すでに運転開始（発電開始）済みのプロジェクトとして、

- ・ Brezany プロジェクト 4.75MW
- ・ Bantice プロジェクト 2MW

などがあり、現在、以下のプロジェクトを企画中である。

- ・ Horni Lodenice プロジェクト 24.75MW
- ・ Koclířov プロジェクト 19.25MW
- ・ Velká Štáhle プロジェクト 22.00MW
- ・ Rudná pod Pradědem プロジェクト 24.75MW

### 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、食品・建築・建築素材製品を除く産業全体、電力、熱・ガス生成等を対象とする、スロバキア共和国の中央政権主体である。

### 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。

### 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。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。VENTUREAL社は、米国系金融コンサルティングファーム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、VENTUREAL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して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。

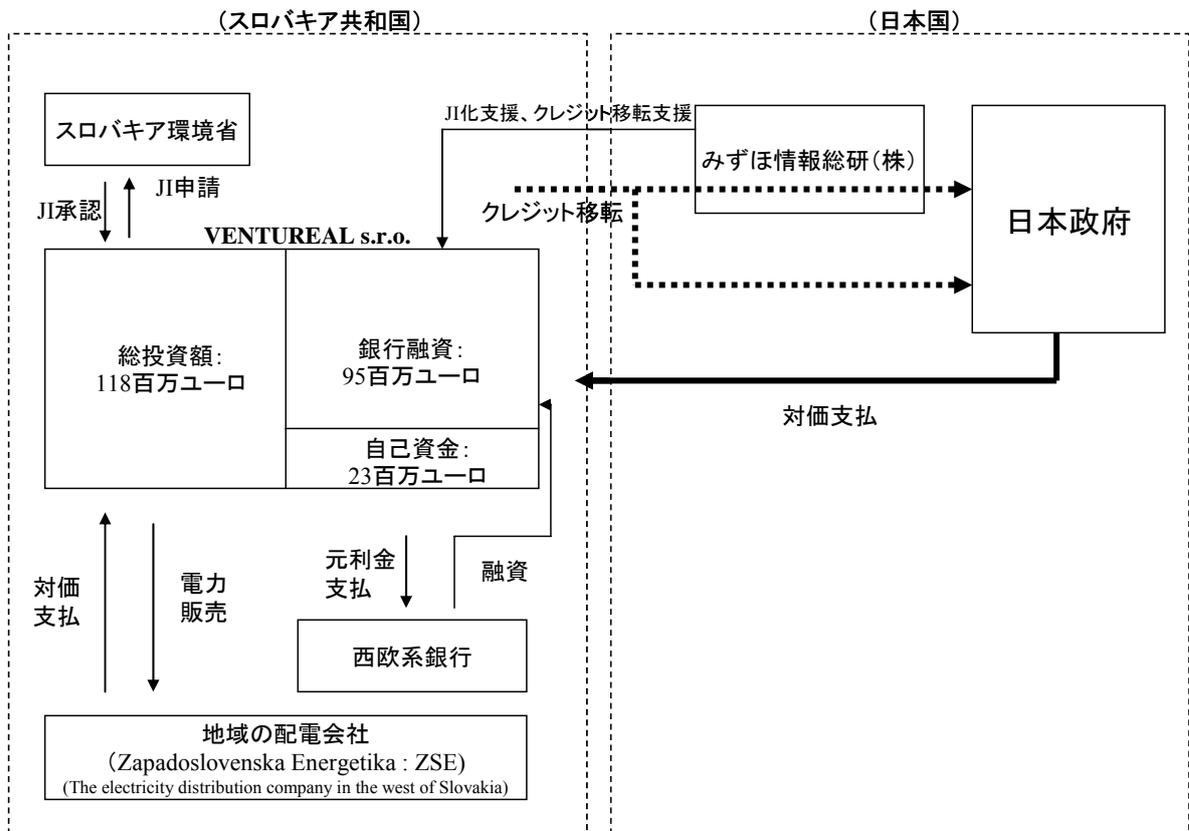


図 12 プロジェクト資金と排出権の流れ

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。VENTUREAL 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。

表 3-1 Stefanov プロジェクトの資金計画概要

Item	Amount (Million Euro)	Comment
Equity	11	20% of Initial cost, VENTUREAL Slovakia
Loan	46.1	Bank of EU, 15 years, 6%
Total	57.1	

表 3-2 Svodin プロジェクトの資金計画概要

Item	Amount (Million Euro)	Comment
Equity	12	20% of Initial cost, VENTUREAL Slovakia
Loan	48.9	Bank of EU, 15 years, 6%
Total	60.9	

### 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 Stefanov プロジェクト

Stefanov プロジェクトについて、標準ケースの IRR を算出するに当たって、表 3-3 に前提条件を記す。

表 3-3 標準ケースの前提条件 (Stefanov)

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 3-4 および表 3-5 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 13 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 3-4 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 3-5 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%

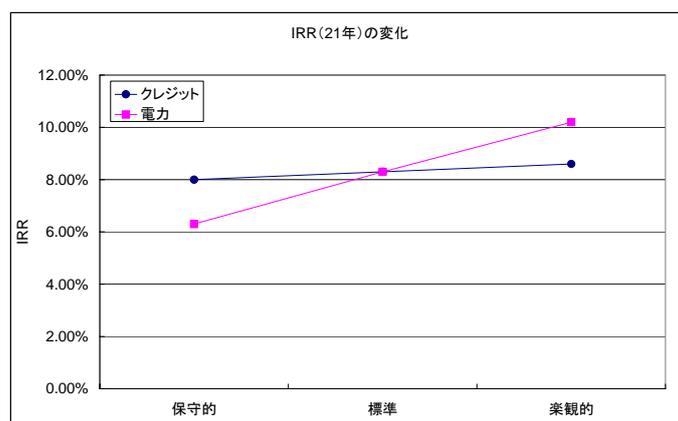


図 13 各パラメータが IRR に与える影響 (Stefanov)

### 3.3.2 Svodin プロジェクト

Svodin プロジェクトについて、標準ケースの IRR を算出するに当たって、表 3-6 に前提条件を記す。

表 3-6 標準ケースの前提条件 (Stefanov)

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、Stefanov プロジェクトと同様に、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 Stefanov プロジェクトと同様である。

表 3-7 および表 3-8 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 14 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。Stefanov プロジェクト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 3-7 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 3-8 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%

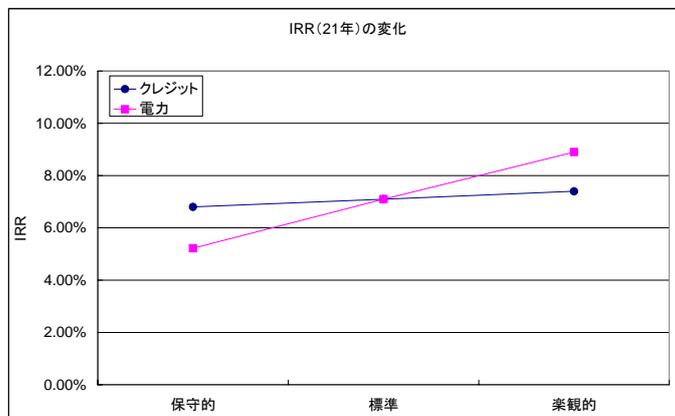


図 14 各パラメータが IRR に与える影響 (Svodin)

### 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、CDMの方法論ACM0002を参考に、スロバキアにおける電力グリッドの排出係数を計算した。この計算手法・結果の承認を得るためには、スロバキア環境省だけでなく、JIの関係省庁である経済省や財務省等との調整は必要となる。

少なくともスロバキア環境省は、結果について、好感を持っており、承認取得の大きな障害は見当たらないが、最終的な判断は、プロジェクトのJI-PDDをスロバキア政府に提出し、JIプロジェクト申請を実施してみないと分からない。

### 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月に、スロバキア環境省に提出しているが、その結果（承認）については、まだ結論が出ていない。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。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、資本金の準備と借入りの準備である。

資本金の準備については、プロジェクトの企画者である VENTUREAL 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が自ら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、金融機関からの借入りを短期間にする、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。

## 参考資料一覧

- 1) スロバキア・カンントリーレポート、Mizuho Corporate Bank-BA Investment Consulting GmbH、2007年11月
- 2) JI POTENTIAL IN CENTRAL AND EASTERN EUROPE, OECC, July 2005
- 3) 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
- 4) SLOVENSKE ELEKTRARNE, environmental report, 2004
- 5) SLOVENSKE ELEKTRARNE, annual report, 2004
- 6) 海外諸国の電気事業 第2編 2005年3月 海外電力調査会
- 7) JI 技術ワークショップ参加報告 GEC、OECC
- 8) JI 監督委員会第2回～第4回会合出席報告、GEC、OECC
- 9) Slovak Republic, Report on the estimation of assigned amounts under the Kyoto Protocol, report to the UNFCCC Secretariat, October 2006
- 10) GUIDANCE ON CRITERIA FOR BASELINE SETTING AND MONITORING
- 11) 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
- 12) V90-3.0MW, an efficient way to more power, VESTAS
- 13) V100-2.75MW, The future for low wind sites, VESTAS
- 14) 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
- 15) Zapadoslovenska energetika, annual report, 2004
- 16) Draft Energy Policy of the Slovak Republic, Slovak republic
- 17) The Third National Communication on Climate Change, Slovak Republic, Bratislava 2001
- 18) VENTUREAL 社提供資料
- 19) VESTAS V100-2.75MW, - The new generation for midland sites, VESTAS
- 20) ENERGY BALANCES OF OECD COUNTRIES, 2003-2004, INTERNATIONAL ENERGY AGENCY
- 21) ENERGY BALANCES OF OECD COUNTRIES, 2001-2002, INTERNATIONAL ENERGY AGENCY
- 22) ENERGY STATISTICS OF OECD COUNTRIES, 2003-2004, INTERNATIONAL ENERGY AGENCY
- 23) ENERGY STATISTICS OF OECD COUNTRIES, 2001-2002, INTERNATIONAL ENERGY AGENCY