

平成 15 年度 CDM/JI 事業調査

共同実施事業（ハンガリー風力発電）の実現に向けた
日本からの資金導入手法検討を含む FS

報告書概要

平成 16 年 3 月

みずほ証券株式会社

1. 本プロジェクトに関わる基本情報（ハンガリー政府の JI への取組状況）

ハンガリーでは、JI プロジェクトの承認・実施手続きを含む法律（略称 JI 法）が準備されており、2004 年中に施行される予定である。ハンガリー政府はプロジェクト設計書の記載項目を独自に設定しており、上記 JI 法に盛り込まれる予定である。プロジェクト計画書は以下の情報が記載されている必要があるとされている。

一般的な情報 / 技術・金融情報 / ベースライン調査 / 認証調査 / モニタリング計画 / 影響分析 / 社会的対話

2. 本プロジェクト概要

本プロジェクトは、オーストリアとスロバキア国境に近いハンガリー北西部のモンションマジョロパールにおいて、24MW 規模（2.0MW の風力発電設備を 12 機設置予定）の風力発電事業を実施することを目的とするものである。本プロジェクトの主な事業主体は、当該地域を供給エリアとする配電会社 North-West Hungarian Electricity Supply Company Ltd.（以下、ÉDÁSZ.）及びその親会社であるドイツの電力会社 Eon の予定である。

3. プロジェクト実施エリアにおける風況及び発電量シミュレーション

3.1 風況シミュレーション

Mosonszolnok で実測された風況観測データと数値モデルによって、風車設置予定地点（Kimle）の風況を予測。代表的な数値モデルの一つである、デンマークの RISO 研究所が開発した WAsP を用いた風況シミュレーションを実施。ドイツ ENERCON 社の E-66(2MW)の仕様により、時間稼働率の検討を行った。但し、本シミュレーションで特定した風車メーカーと、実際の機種選定とは何ら関わりがない。

3.2 結果

年間発電量[kWh/year]	3,457,807
時間稼働率[%]	87.4
設備利用率[%]	19.7

シミュレーションのもとになる風況観測データは風車ナセル上の風向風速計で測定されたものである。そのため、風速計が風車後流内で動作しているため、実際の風速よりも低い値であることが想定される。したがって、風況シミュレーション結果も発電量が低めに出ている可能性がある。また、風向もナセル後流内に入っているため、後流の回転成分により、実際の風向よりも若干偏向している可能性がある。

4. ベースラインスタディ及び温室効果ガス排出削減効果

4.1 プロジェクト活動に適用したベースライン方法論

本プロジェクトはハンガリーのナショナルグリッドに接続する風力発電プロジェクトであるため、本プロジェクトがない場合に「グリッド内で増加するであろう発電量に伴うCO₂排出量」がベースライン排出量となる。したがってベースラインとしては、ハンガリーの電力セクターを対象としたマルチ・プロジェクトのCO₂排出係数を使用する。また、将来のCO₂排出係数の見通しについては、ハンガリーの国営送電会社(MVM)が開発した「ハンガリー電力セクターにおけるベースラインシナリオ」で推計された発電所別の発電量シナリオを利用した。

4.1.1 ハンガリー電力セクターにおけるベースラインシナリオ

(1) 概要

本ベースラインシナリオの開発には、ハンガリーの電源開発計画策定に利用されている、アルゴンヌ国立研究所(米国シカゴ)が開発した”ENPEP/IMPACTS”モデル及び”ENPEP/BALANCE”を利用した。

(2) シナリオの前提条件(仮定)

- ◆ 期間: 2001-2012-2020
- ◆ 電力需要: 2005年まで+1%、2005年以降+2%
- ◆ ピーク負荷: 2005年まで+0.9%、2005年以降+1.8%
- ◆ 基準年: 2000年(ピーク負荷 5750MW、電力需要 38.5 TWh)
- ◆ 電力輸出入の比率: 3%
- ◆ 発電設備の更新又は新設においては最新技術(Best available technology)の導入

表 4.1-1 電源計画と発電容量の推移

発電所	燃料種	発電効率	電源計画	発電容量(MW)					
				2000	2008	2009	2010	2011	2012
Paks	nuclear			1,752	1,800	1,800	1,800	1,800	1,800
	Paks	nuclear	31% 01年までに廃止	1,752	-	-	-	-	-
	Paks, hosszabb.	nuclear	31% 01-02に設備更新	-	1,800	1,800	1,800	1,800	1,800
Dunamenti	oil, gas			1,872	1,452	1,452	1,452	1,452	1,452
	Dunamenti F	oil	29% 02年までに廃止	420	-	-	-	-	-
	Dunamenti F	gas	36%	1,230	1,230	1,230	1,230	1,230	1,230
	Dunamenti G2	gas	48%	222	222	222	222	222	222
Tisza II.	oil, gas			833	884	884	884	884	884
	Tisza II.	oil	36% 01年までに廃止	612	-	-	-	-	-
	Tisza II. R	gas	51% 01-02に増設	221	884	884	884	884	884
Mátra	lignite			748	576	576	576	576	576
	Mátra	lignite	29% 03年廃止	172	-	-	-	-	-
	Mátra R	lignite	31%	576	576	576	576	576	576
Tiszapalkonya	coal	23%	00年廃止	48	-	-	-	-	-
Oroszlány	coal		03年廃止	211	-	-	-	-	-
	Oroszlány	coal	27%	49	-	-	-	-	-

	Oroszlány	coal	27%		162	-	-	-	-	-
Bánhida		coal	30%	00 年廃止	87	-	-	-	-	-
Pécs		coal			111	25	25	25	-	-
	Pécs	coal	26%	01 年までに廃止	86	-	-	-	-	-
	Pécs	coal	26%		25	25	25	25	-	-
Borsod		coal	22%	01 年廃止	78	-	-	-	-	-
Ajka		coal	23%	00 年廃止	25	-	-	-	-	-
Inota		coal		02 年廃止	24	-	-	-	-	-
	Inota	coal	16%		14	-	-	-	-	-
	Inota	coal	16%		10	-	-	-	-	-
Inota-GT		gt-oil	28%	02 年廃止	170	-	-	-	-	-
Csepel		gas	45%	01 年新設	-	378	378	378	378	378
Litér, Sajószöged		gt-oil	32%	04 年廃止	170	-	-	-	-	-
Ujpest II.		gas	57%	01 年新設	-	100	100	100	100	100
Debrecen		gas	55%	03 年新設	-	92	92	92	92	92
Csúcs, gáz		gas	36%	11 年新設	-	-	-	-	160	160
Kispest II.		gas	74%	05 年新設	-	116	116	116	116	116
Tisza, Fonix		gas	37%	05 年新設	-	188	188	188	188	188
Új, kapcs., fluid		coal	43%	12 年新設	-	-	-	-	-	130
合計					11,680	10,348	10,348	10,348	10,458	10,588

(出典 : MVM)

4.1.2 Marginal Plant の特定及び CO2 排出係数の算出方法

本プロジェクトがない場合に「グリッド内で増加するであろう発電」を行う発電プラント ("Marginal Plant") 及び CO2 排出係数の算出方法については以下のように考える。

- 原子力発電所 Paks は、ベース電源を担う "must run" 発電所であるため、"Marginal Plant" から除外する。
- ハンガリーにおいては、熱効率 65% 以上 (天然ガスの場合は 75% 以上) のコージェネレーション設備による発電は、送電会社 (MVM) または配電会社に買い取り義務があるため、"Marginal Plant" ではないとする。
- ハンガリーにおいては 2003 年 1 月より第三者アクセスによる電力小売自由化が開始されており、2004 年 7 月からは家庭以外の需要家を対象とする自由化枠の拡大が決定している。また、EU 指令に基づき 2007 年には家庭も含めた 100% の小売自由化が開始される予定である。このように自由化された電力市場ではあくまで市場メカニズムにより売電価格が決定されるため、必ずしも発電単価の高い発電所が "Marginal" になるわけではない。したがって、"Marginal Plant" を事前に特定することは不可能であるため、対象発電所平均の CO2 排出原単位をベースラインとする。

すなわち、上記発電所のうち火力発電所のみを対象とし、さらに熱効率 65% 以上 (天然ガスの場合は 75% 以上) のコージェネレーション発電所を除外した全火力平均の CO2 排出原単位をベースラインとする。ただし、前述の発電所の発電効率は保守的な想定をしてあり、電力の買取義務対象となるコージェネレーション設備 (熱効率 65% 以上、天然ガスの場合は 75% 以上) は存在し

ないことから、結局全火力平均の CO2 排出原単位をベースラインとすることになる。また、ベースラインからコージェネレーション発電所を除外することに関し、ハンガリー経済省は必ずしも同意しておらず、もし対象となるコージェネレーション設備が存在した場合、ハンガリー政府と交渉する必要がある。

4.2 その方法を選択した正当性と当該プロジェクト活動への適用理由

マラケシュアコードにおいて、共同実施事業のベースライン設定のためのクライテリアを以下のように設定している。

- 事業別ベース、及び/ないしマルチ・プロジェクトの排出係数を使用して
- 手法・仮定・方法論・パラメーター・データソース・重要要因の選択において、透明性のある手法で
- 部門改革の取り組み、現地における燃料入手の可能性、電力部門拡大計画、当該事業部門における経済的状況など、関連の国家及び/ないし部門の政策や状況を考慮して
- 事業活動以外の活動レベル低下や不可抗力による活動レベル低下によって ERU を取得できないようなやり方で
- 不確実性を考慮し、保守的な仮定を用いて

このクライテリアに対し、本プロジェクトのベースライン設定においては、

- ハンガリーの電力セクターを対象としたマルチ・プロジェクトの CO2 排出係数であること
- アルゴリズムが公開されている”ENPEP/IMPACTS”モデル及び”ENPEP/BALANCE”を使用し、前提条件（仮定）各種データを明示していること
- ハンガリーの電力自由化、SO2 排出規制などの環境規制強化、設備の老朽化などに伴う発電プラントの廃止・更新・新設計画、また経済状況などをシナリオの中にも含めていること
- モデルによる計算の中で電力の輸入比率を保守的な見通しとして低い比率(3%)を設定し、また稼動状況に大きく左右される発電効率においても保守的な設定をしていること（注：電力輸入比率に低い比率を想定することによりハンガリー国内での最新型発電所の早期実現が織り込まれるため CO2 排出原単位は低くなる）

などの理由により、上記クライテリアを満たしていると考えられる。

4.3 本プロジェクト活動への適用方法についての記述

本プロジェクトは風力発電プロジェクトであるためプロジェクトからの温室効果ガス排出はなく、ベースライン排出量が本プロジェクトによる温室効果ガス排出削減量となる。

ベースライン排出量については、前述の通り本プロジェクトがない場合に「グリッド内で増加するであろう発電量に伴う CO2 排出量」としており、前述のベースライン方法論に則った方法でベースラインとなる CO2 排出原単位を算出し、それに本プロジェクトでの年間発電量を乗ずることにより、年間の温室効果ガス排出削減量を算出できる。

4.4 本 JI プロジェクトがなかった場合と比べ、人為的 GHG 排出量がどのように削減されるのかについての記述

本プロジェクトはハンガリーのナショナルグリッドに系統連系するプロジェクトであるため、本プロジェクトによる発電分はグリッドに接続される他の発電所の発電を代替することとなる。

本プロジェクトは風力発電事業であるため温室効果ガス排出量はゼロであり、一方ハンガリーのナショナルグリッドに系統連系される発電所は、大部分が天然ガス、石炭、石油などの化石燃料を燃料としているため、そうした発電所からの温室効果ガス排出が削減される。

4.5 本プロジェクトの追加性

風力発電プロジェクトは既に広く普及している技術であり、今回設置を検討している 2MW クラスの設備についても同様に実用普及段階にある。こうした普及段階の風力発電プロジェクトにおいては、各種規制（土地利用規制、環境規制等）及び周辺への環境影響をクリアしたサイトで実施する場合、当該地域の電力市場における競争力の有無のみが事業実施の障壁となろう。これを JI プロジェクトにおける追加性についてあてはめると、当該風力プロジェクトが当該地域の電力市場において競争力を持たない場合、JI プロジェクトとしての必要要件である追加性があるものと判断することができる。

ここでハンガリーにおいては、再生可能エネルギーベースの発電を対象とした優遇価格買取制度が存在し、本プロジェクトにおいても利用する予定であるため発電コストの比較により追加性を立証することはできない。そうしたことから、IRR・投資回収年の評価により、追加性を評価することとした。

以下にクレジットを考慮しない場合の IRR、投資回収年の評価結果を示す。

- IRR：10.32%
- 投資回収年：9.78 年

上記、IRR、投資回収について主な事業主体となる ÉDÁSZ と協議したところ、「約 20 年のプロジェクトに対し投資回収が 9 年以上では事業実施に当り十分ではない」との評価であり、そうした点において本プロジェクトは追加性があると判断する。

4.6 そのベースライン方法に関して、どのようにプロジェクト境界を設定したのかに関する記述

本プロジェクトのベースライン方法論は前述の通り、ハンガリーナショナルグリッドにおける“must run”発電所以外の発電所平均の CO₂ 排出原単位で、静的なベースラインを採用している。したがって、ベースライン方法論にかかるプロジェクト境界として、本プロジェクト活動以外の部分は以下のように考える。

- ◆ CO₂ 排出原単位という指標をベースラインとしており、ベースライン排出量の絶対値を決定するものは、グリッド（送配電）への売電量であるため送配電（グリッド）は、プロジェクト境界内とする。
- ◆ 風力発電設備の製造、輸送、建設にかかる GHG 排出量は、本プロジェクト実施による GHG 削減に比べ極めて少ないと考えられるため、プロジェクト境界に含めない。

- ◆ 本ベースライン方法論は静的な方法を採用しているため、ハンガリー国内の他の発電所及び周辺国との電力輸出入については、プロジェクト境界に含めない。
- ◆ 電力消費の状況は、ベースライン排出量に影響を与えないためプロジェクト境界に含めない。

4.7 リークージ（事業の域外で発生する排出量変化）

本風力発電プロジェクトの領域外で発生する排出量変化（リークージ）はない。

4.8 温室効果ガス排出削減効果

本風力発電プロジェクトにおける温室効果ガス排出はゼロであり、またリークージもない。したがって、ベースライン排出量が本プロジェクト実施による温室効果ガス排出削減分となる。以下に、ベースライン排出量の計算について述べる。

4.8.1 全火力平均の CO2 排出原単位の計算

(1) 各発電所の燃料消費量の計算方法

$$\text{燃料消費量(TJ)} = \text{発電量(GWh)} \div \text{発電効率(\%)} \times 3.6 \times 10^6$$

（複数の燃料がある場合、燃料別に計算し合算。）

(2) 各発電所別燃料別の CO2 排出量の計算方法

$$\text{CO2 排出量} = \text{燃料消費量} \times \text{C 排出係数} \times 44/12$$

（複数の燃料がある場合、燃料別に計算し合算。）

(3) ベースラインとなる CO2 排出原単位の計算方法

年別各発電所の CO2 排出量合計を発電量合計で除すことにより算出する。以下の計算式を示す。

$$\text{CEF}_X = \text{CE}_X(i) \div \text{Op}_X(i)$$

ここで、上記記号は以下の通り。

CEF_X : X年のベースラインに含まれる発電所平均のCO2 排出原単位

$\text{CE}_X(i)$: X年のベースラインに含まれる発電所(i)のCO2 排出量

$\text{Op}_X(i)$: X年のベースラインに含まれる発電所(i)の発電量

(4) 計算結果

上記方法により計算した CO2 排出原単位は以下の通りである。

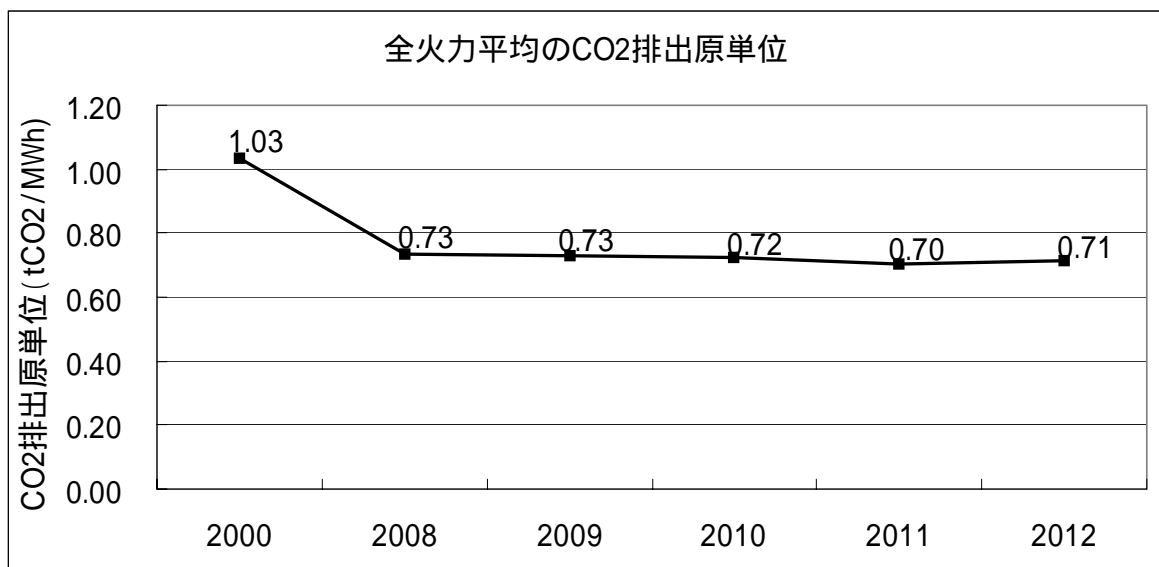


図 4.8-1 本プロジェクトのベースライン

4.8.2 ベースライン排出量の計算

(1) ベースライン排出量の計算方法

年間の CO2 ベースライン排出量は、各年別に上記で示した「CO2 排出原単位」に本プロジェクトでの年間売電量を乗ずることにより求める。以下に計算式を示す。

$$X\text{年のベースライン排出量} = \text{OpP}_X \times \text{CEF}_X$$

ここで、上記記号は以下の通り。

OpP_X: X年のプロジェクトでの年間発電量

(2) 計算結果

上記方法により計算した年間 CO2 削減量を下表に示す。

表 4.8-1 年間 CO2 削減量

	CO2 排出原単位 (t-CO2/MWh)	年間発電量(kWh)	年間 CO2 削減量 (t-CO2)
2008	0.73	3,457,807	30,473
2009	0.73	3,457,807	30,280
2010	0.72	3,457,807	30,010
2011	0.70	3,457,807	29,173
2012	0.71	3,457,807	29,603

5. モニタリング計画

5.1 プロジェクトに適用したモニタリング方法

本プロジェクトからの温室効果ガス排出はないため、ベースライン排出量にかかるデータのみモニタリングする。

本プロジェクトでのベースライン方法論は静的な方法論を採用するため、CO2 排出係数は事前に決定されているため、ベースライン排出量の計算に必要な本プロジェクトでの売電量のみをモ

ニタリングする。

5.2 当該方法を選択した正当性及び当該プロジェクト活動への適用理由

上記方法論は以下の理由により、本プロジェクトに適用可能である。

本プロジェクトは風力発電プロジェクトであり化石燃料投入を伴わないためプロジェクトからの温室効果ガス排出量はない。

本プロジェクトはハンガリーのナショナルグリッドに系統連系されるプロジェクトである。ハンガリーのナショナルグリッドでの全火力平均をベースラインとしており、また静的なベースラインであるため、排出量を決めるパラメーターは、本プロジェクトからの売電量のみである。

5.3 プロジェクト活動からの排出量をモニタリングするために収集するデータ及び保存方法

本プロジェクトからの温室効果ガス排出はなし。

5.4 ベースラインの設定に必要な関連データの特定、その収集及び保存方法

ID number	Data type	Data variable	Data unit	Will data be collected on this item? (If no, explain).	How is data archived? (electronic/paper)	For how long is data archived to be kept?	Comment
D-1	売電量		MWh	yes	electronic	ERU 発行後少なくとも1年	

5.5 モニタリングにおける品質管理 (QC)・品質保証 (QA) のための手順

Data	Uncertainty level of data (High/Medium/Low)	Are QA/QC procedures planned for these data?	Outline explanation why QA/QC procedures are or are not being planned.
D5-1	Low	Yes	売電量のモニタリング及び計測機器のメンテナンスは、プロジェクト管理の観点から JI プロジェクトの実施とは関係なく実施されるものである。

6. プロジェクト実施に際しての資金計画

6.1 当該プロジェクト実施にあたっての資金計画 (所要資金、公的資金等の調達方法)

ÉDÁSZ/Eon 側にて資金拠出される可能性が高い。ただし、実施スキームの詳細は現在 Eon・ÉDÁSZ 側で検討中であり、また日本側の役割も現在 ÉDÁSZ と交渉中。ÉDÁSZ は、親会社が独 Eon 社との点から、資金調達について問題無いものと考えられる。

表 6.1-1 本プロジェクトの所要資金

項目	(千円)	(千 HUF)
風力発電機及び付属機器	3,300,000	6,600,000
変圧、接続、管理その他	450,000	900,000
合計	3,750,000	7,500,000

6.2 公的資金源の情報

KIOP と呼ばれる支援制度 (グラント) において本分野に適用される補助は 12 億 HUF の予算で、1

事業あたり 3 億 HUF が上限。1 事業あたりの金額も少なく、全体予算も、3 億 HUF×4 件で終わってしまい、適用される可能性は低く、仮に適用された場合の効果も限定される。

7. 収益性比較

7.1 前提条件

ハンガリーでは、自然エネルギーにより発電した電力は優遇価格での買取り義務あり。

表 7.1-1 再生可能エネルギー電力買取価格（経済省および HEO による）

	2003 年	2004 年
ハイタイム	24.0 HUF/kWh	25.3 HUF/kWh
ロータイム	15.0 HUF/kWh	15.8 HUF/kWh

上記価格を 1 週間の時間割合により加重平均して 18.34 HUF/kWh とし、将来の価格はそれをベースに消費者物価指数分ずつ上昇すると仮定。

7.2 試算結果

表 7.2-1 IRR（クレジット獲得期間 5 年間、単位：％）

CO ₂ クレジット価格（US\$/t-CO ₂ ）		
クレジット無	10 ドル	15 ドル
10.32	10.65	10.81

表 7.2-2 IRR（クレジット獲得期間 18 年間、単位：％）

CO ₂ クレジット価格（US\$/t-CO ₂ ）		
クレジット無	10 ドル	15 ドル
10.32	10.96	11.28

表 7.2-3 投資回収年数（クレジット獲得期間 5 年間、単位：年）

CO ₂ クレジット価格（US\$/t-CO ₂ ）		
クレジット無	10 ドル	15 ドル
9.78	9.50	9.35

表 7.2-4 投資回収年数（クレジット獲得期間 18 年間、単位：年）

CO ₂ クレジット価格（US\$/t-CO ₂ ）		
クレジット無	10 ドル	15 ドル
9.78	9.36	9.16

8. 日本からの資金導入及び事業スキームの検討

8.1 日本からの資金導入との観点からの本プロジェクト

- (1) 現在の資金計画では、ハンガリー側において資金拠出を行なう可能性が高い。クレジット獲得を狙う企業が出資に興味を持つ場合は、クレジット購入とあわせたパッケージとしてハンガリー側で検討を行なうことになる。
- (2) クレジット購入対象としては、現在の資金計画を考慮すれば、本プロジェクトにおいては、前

払いでの現金確保ニーズよりも、後払いとしてよりプロジェクト側に有利な価格でのクレジット売買を模索する可能性が高いといえる。

8.2 日本からの資金導入を行なう際のスキームの考察

- (1) 日本企業それぞれがプロジェクト側とクレジット売買契約を締結。但し、クレジット需要家が5社、10社と増えた場合に、契約や取引条件の調整等、プロジェクト側における負担が重くなる懸念が残る。
- (2) SPEを設置し、プロジェクト側とはSPEがクレジット売買契約を締結。日本企業はSPEとクレジット売買契約を締結。設置するSPEは、本プロジェクトのみならず、他プロジェクトとのクレジット売買をも実施。
- (3) 本プロジェクトにおいて可能性は高くない状況となりつつあるが、事業への出資をも絡めたケースについても検討を行なう場合、以下のような形（および実現への課題）が考えられる。事業への出資に対し、配当をクレジット現物にて行なうもの。対象設備をSPCが保有し、発電事業を行なう現地企業にリースする形。但し、実現までには、様々なポイントが考えられる。本プロジェクトに加え、複数のJIプロジェクトを組合わせた複数事業出資企画。クレジット部分は購入企画を別途準備し、金銭リターンを得る。