

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

平成 16 年 3 月

みずほ証券株式会社

目次

第1章 本プロジェクトに関わる基本情報	1
1.1 政治・経済・社会状況	1
1.2 ハンガリーにおける電力事業（電力事業の概況、電力自由化・民営化動向、新エネルギー開発動向など）	4
1.3 本プロジェクトに関わるエネルギー関連政策、環境政策および環境基準	7
1.4 ハンガリー政府のJIへの取組状況（国内体制構築状況）	12
第2章 本プロジェクト概要	16
2.1 当該プロジェクト概要の説明（目的、概要、プロジェクト境界等）	16
2.2 プロジェクト実施エリアの整理	18
2.3 設置候補となる風力発電設備の詳細	20
2.4 系統連系の方法	28
2.5 運転管理の方法	28
2.6 プロジェクト実施期間	28
第3章 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	29
3.1 風況シミュレーションについて	29
3.2 当該エリアの風況シミュレーション	29
3.3 当該エリアの発電量シミュレーション	36
第4章 ベースラインスタディ及び温室効果ガス排出削減効果	44
4.1 BASE (Baseline for Accession States in Europe)プロジェクトの概要	44
4.2 プロジェクト活動に適用したベースライン方法論	49
4.3 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	51

4.4 本プロジェクト活動への適用方法についての記述	52
4.5 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.....	52
4.6 本プロジェクトの追加性	53
4.7 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	55
4.8 ベースライン検討の詳細	56
4.9 リークージ（事業の域外で発生する排出量変化）	56
4.10 温室効果ガス排出削減効果.....	56
第5章 モニタリング計画	59
5.1 プロジェクトに適用したモニタリング方法.....	59
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	59
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... ..	59
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	59
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.....	60
5.6 モニタリング方法を決定した個人/主体名.....	60
第6章 環境影響分析	61
第7章 想定される利害関係者のコメント	62
第8章 その他の間接影響分析.....	63
8.1 建設工程.....	63
8.2 建設時の雇用創出効果.....	64
第9章 プロジェクト実施に際しての資金計画.....	65
9.1 日本側・相手国側の負担する範囲（資金、設備機器、サービス等）	65

9.2 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）	66
9.3 資金調達の見通し.....	67
9.4 公的資金源の情報.....	67
第 10 章 収益性比較	68
10.1 前提条件.....	68
10.2 内部収益性（IRR）	69
10.3 投資回収年数.....	69
第 11 章 日本からの資金導入及び事業スキームの検討	71
11.1 背景	71
11.2 日本からの資金導入との観点からの本プロジェクト	71
11.3 日本からの資金導入を行なう際のスキームの考察.....	73
第 12 章 まとめ	77
添付資料 1 ベースラインデータ.....	77

第1章 本プロジェクトに関わる基本情報

1.1 政治・経済・社会状況

表 1.1-1 ハンガリー概要

国名	日本語	ハンガリー共和国
	英語	Republic of Hungary
独立年月日	1946 年 2 月 2 日 (共和国成立)	
面積	93,032 (平方キロメートル)	
	日本との比較	日本の約 25%
人口	10,164 (千人) < 2002 年 5 月時点 >	
首都	首都名	ブダペスト
	人口	174 万人、23 区 (2001 年末時点)
言語	ハンガリー語	
通貨	フォリント	
民族等	マジャール人 96.6% ドイツ人 1.6% スロヴァキア人 1.1% ルーマニア人 0.2% 南スラブ系 0.2% その他 0.2%	
宗教	カトリック(67%)、プロテスタント(27%)	
気候	四季がある。内陸性のため冬は氷点下になることもある。	
暦	< 日本との時差 > - 8 時間 (夏時間では - 7 時間) < 国祭日 > 3 月 15 日 (独立宣言の日) 8 月 20 日 (建国記念日) 10 月 23 日 (共和国宣言の日)	

(出典 : JETRO 資料に加筆修正)



図 1.1-1 ハンガリーの国土

1.1.1 政治状況

表 1.1-2 政治状況概要

政体	共和制	
元首	日本語表記	フェレンツ・マードル(1931年)
	英字表記	Ferenc MADL
	備考、就任年など	大統領(無所属)、2000年8月就任、任期5年
議会制度	1院制	
議会概要(定員数、発足年、任期)	定員数：386議席、発足年：2002年5月、任期：4年	
主要政党	与党：〔中道左派〕社会党(MSZP)、自由民主同盟(SZDSZ) 野党：青年民主連盟・ハンガリー民主フォーラム(Fidesz-MDF)、独立小地主党(FKGP)、ハンガリー正義・生活党(MIEP)	

(出典：JETRO 資料をベースに加筆修正)

ハンガリーでは89年10月に改憲し、国名をハンガリー「人民共和国」から「共和国」に改名、90年4月に40年振りに自由選挙を実施、議会制民主主義国家への転換が平和裏に行われた。この選挙で、民主フォーラム(MDF)を中核とするアンタル連立政権が誕生した。

93年12月にアンタル首相が急死し、ポロシュ前内相を後継首相に選出した。94年5月の総選挙では、長期化する不況の下、社会党が単独過半数を獲得。社会党は第2党の自由民主連盟と連立しホルン政権が誕生した。前政権の政策の見直しに着手し、96年に開催予定であったEXPO中止を決定。厳しい経済運営の中、政権内部の不協和音もみられたが、政権は相対的に安定。

98年5月の総選挙では、中道穏健右派の青年民主連盟・ハンガリー市民党(Fidesz)が勝利した。マクロバランスの改善での実績に比し、国民の生活向上で成果が上がらず社会党は第2党になった。同年7月には青年民主連盟・ハンガリー市民党(Fidesz)、独立小地主党(FKGP)、ハンガリー民主フォーラム(MDF)の連立政権が発足した。

2002年4月の総選挙では、中道左派の社会党(MSZP)・自由民主同盟(SZDSZ)が勝利し、前回98年の総選挙に続いて政権が交代した。高い経済成長が続くなか、国民の所得格差の拡大により取り残される形になった低所得層の生活水準の向上、新規雇用創出などが支持された。さらに、同年10月に実施された全国統一地方選挙で与党が圧勝し、野党第1党である Fidesz は大きく議席を減らした。このため、与党による安定した政策運営がしばらくは続くものと予想されている。

2003年4月、EU加盟を問う国民投票を実施。賛成多数で承認された。(賛成：83.76%、反対：16.24%)。投票率は45.62%。

1.1.2 経済状況

表 1.1-3 基礎的経済指標

実質 GDP 成長率	3.5%		2002 年	
名目 GDP 総額	14 兆 8764 億	フォロント	2001 年	
	519 億 2641 万 9770	ドル	2001 年	1 ドル = 286.49HUF、年平均
一人あたりの GDP (名目)	6460	ドル	2002 年	
消費者物価上昇率	5.3%		2002 年	
失業率	5.8%		2002 年	
経常収支 (国際収支ベース)	-6688 億	フォロント	2002 年	
	-25 億 9338 万 3923	ドル	2002 年	1 ドル = 257.887HUF、年平均
貿易収支 (国際収支ベース)	-5334 億	フォロント	2002 年	
	-20 億 6834 万 7764	ドル	2002 年	1 ドル = 257.887HUF、年平均
外貨準備高	103 億 4850 万	ドル	2002 年	
為替レート (期中平均値) 対ドルレート	257.887	-	2002 年	
為替レート (期末値) 対 ドルレート	225.16	-	2002 年	
財政赤字対 GDP 比	5.2%		2001 年	
通貨供給量伸び率	14.2%		2000 年	M3
輸出額	8 兆 7482 億	フォロント	2001 年	
	343 億 3660 万	ドル	2002 年	
対日輸出額	496 億 5200 万	フォロント	2001 年	
	1 億 9350 万	ドル	2002 年	
輸入額	9 兆 6651 億	フォロント	2001 年	
	376 億 1180 万	ドル	2002 年	
対日輸入額	4471 億 2600 万	フォロント	2001 年	
	15 億 7100 万	ドル	2002 年	
直接投資受入額	2202 億	フォロント	2002 年	
	8 億 5386 万 2350	ドル	2002 年	1 ドル = 257.887HUF、年平均
鉱工業生産指数伸び率	2.6	前年比, %	2002 年	
製造業生産指数伸び率	4.9	前年比, %	2001 年	

(出典: JETRO 資料)

2000年の経済成長率は5.2%を達成、97年から4年連続で4%以上の成長となった。好調な経済成長を牽引したのは、引き続き拡大する輸出である。98年以降、輸出増加が設備投資拡大に繋がり、雇用を拡大し、国内消費を押し上げるというプラスの経済連鎖が作用している。2000年後半、EU経済減速の影響が輸出・生産両面に出始め、設備投資が減少し経済成長の鈍化傾向が見られた。

2001年については、欧米諸国の景気低迷の影響を受けたものの、実質GDP成長率は3.8%と堅調に推移した。貿易は、輸出入ともにEU、CEFTA(中欧自由貿易協定)との貿易額が増加した。直接投資については、対内、対外ともに大幅に減少した。

2002年の実質GDP成長率は3.3%と前年を若干下回った。実質賃金の上昇に加え、通貨フォリント高による国際競争力の低下が懸念されており、政府は2003年6月、フォリントの切り下げを実施した。財政赤字はGDP比9.1%。現メツジェシ政権が2002年の総選挙時に公約した公共部門の給与引き上げなどによる歳出増が主因。

2002年の外国直接投資額は、10億ドルと前年の60%程度に落ち込む見込みであるが、2003年1月にスタートする新投資優遇措置などにより、減少に歯止めがかかると予想されている。また、2003年には回復基調となり、輸出は11~13%、輸入も9~11%の増加が見込まれ、3.9%の成長率が予測(政府)されている。(欧州委員会秋季経済予測では、2003年：4.5%、2004年：4.9%)

財政赤字、経常赤字の拡大が政策課題。財政赤字は2002年には対GDP比で5.5%、経常赤字も前年比3倍に膨れる見通し。また、実質賃金上昇率が2002年は11.8%、2003年も7%と大幅な上昇の見込み。さらに、引き続きフォリント高で推移することが予測される。

2002年12月には、コペンハーゲンで開催されたEU首脳会議において、ハンガリーが2004年5月にEUに加盟することが認められた。

1.2 ハンガリーにおける電力事業(電力事業の概況、電力自由化・民営化動向、新エネルギー開発動向など)

2000年の総発電量は、351億9,100万kWh、内59%が火力、40%が原子力、残る1%が水力と再生エネルギーによるものとみられる。輸入電力は、61億9,700億kWh(前年比82%増)、ポーランド、ウクライナ、スイスから輸入している。原子力発電は、国内唯一のParks原発で行われており、発電能力は国内発電の25%を占めるが発電量では約40%に達しており原子力発電の比重は高い。しかしながら、原子力発電に伴い核廃棄物処理の問題が発生しており、またEUからは国際基準に基づいた安全性、核廃棄物処理の解決を要求されている。こうした背景から、これからの電力発電の計画は原子力以外の発電方法に関心が移っており、発電所建設の制約に配慮してエネルギー効率を引き上げていくことが今後の課題である。

ハンガリーに進出している外資のエネルギー企業は、EUの排ガス基準に合致しない古い石炭使用火力発電所に代わる新発電所の建設が、将来の電力需要に対応するためにも必要であると

提案している。ハンガリー政府は、石炭に代わって天然ガス利用発電の推進を決めたものの、新発電所建設は遅れており、これまでに 110 メガワット～190 メガワット級の小規模発電所の建設が決定されているのみである。計画の遅れについては、EU 加盟、電力市場の自由化、電力需要見通しの低下、などの影響が考えられる。

1.2.1 EU 加盟と電力自由化

政府が承認した 1999 年 7 月の「長期（10～15 年）エネルギー計画」によると、国営送電会社 MVM の民営化、2001 年 1 月から年間 6.5 ギガワット以上の大口需要企業は配電会社の選択が自由となり、ガス市場でも同様の措置をとる、等が盛り込まれている。

ただしハンガリーにおける電力自由化は当初予定より 2 年遅れ、2002 年 12 月に電力市場自由化法案が成立したのに基づき、2003 年 1 月より年間 6.5GWh 以上の顧客を対象にした小売が自由化された。さらにその後、EU 指令に則り段階的に自由化範囲の拡大も計画されており、現時点での予定は以下の通りとなっている。

- 2003 年 1 月～、6.5GWh 以上の法人顧客は自由に電力を購入（市場の約 18%が自由化）。
- 2004 年 7 月～、法人顧客は全て自由化。
- 2007 年には、家庭向けも含めた完全自由化となる予定。

1.2.2 民営化

1995 年に主要な発電所及び配電会社が民営化され、ほとんどの電力会社に外国資本が参入した。発電所は RWE（ドイツ）、Tractabel-Powerfin（ベルギー）、AES（米国）、IVO-Tomen（フィンランド・日本）、配電会社は RWE-EVS（ドイツ）、Electricite de France（フランス）、Bayernwerk（ドイツ）などがハンガリーに進出している。

1.2.3 新エネルギー開発

EU の規定では、2010 年までに新エネルギー（再生可能エネルギー）が全体の 12%を占めることが定められている。

1998 年の再生可能エネルギー総量は 34.84 ペタジュールで、薪炭（同エネルギー全体の 72.5%）、地熱（10.3%）、ソーラー・エネルギー、バイオマスガス（有機ガス）、水力発電などが利用されている（風力発電は実験段階）。

ソーラー・エネルギーについては、1998 年末現在の集光面積は 3 万平方メートル（オーストリアは 180 万平方メートル）だが、比較的晴天の多い気象条件を考えると、今後拡大が期待できる。また、地熱は、MOL と Ogden 社（米国）等との共同開発計画がある。

表 1.2-1 エネルギー需給バランス

	1980	1990	1998	1999	2000	2001	2002
生産量	632.2	603.4	489.0	472.1	458.6	448.7	430.4
石炭	290.7	188.2	127.5	125.7	121.1	118.3	112.3
炭化水素	326.1	264.4	201	184	173.4	168.9	161.1
原油	83.3	78.5	51.7	51	47.5	44.5	43
プロパンガス	11	10.2	10.3	9.8	10.1	9.4	9.1
天然ガス	213.1	159.6	124.2	109.9	103.6	103.7	98.6
ガソリン	18.7	16.1	14.8	13.3	12.2	11.3	10.4
原子力発電	-	137.3	139.5	141	141.8	141.3	139.5
水力発電	1.3	1.8	1.5	1.8	1.8	1.9	1.9
薪炭	14.1	11.7	19.5	19.6	20.5	18.4	15.5
輸入	691.7	724.7	659.5	649.6	668.9	682.9	738.3
合計	1,323.90	1,328.10	1,148.50	1,121.70	1,127.50	1,131.6	1,168.70
輸出	44.4	70.8	74.3	79.7	77.4	92.6	104.1
在庫変動	19	13.1	28.3	-0.9	14	-30.4	6
エネルギー消費	1,260.50	1,244.20	1,045.90	1,042.90	1,036.10	1,069.4	1,058.60

(出所) ハンガリー統計年鑑

表 1.2-2 電力需給バランス (単位: 100 万 kWh)

	1990	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
電力発電量	28,410	35,102	35,396	37,188	37,154	35,191	36,418	36,158
火力発電	14,501	20,715	21,212	23,084	22,877	20,833	22,106	22,011
原子力発電	13,731	14,180	13,968	13,949	14,096	14,180	14,126	13,953
輸入電力	13,308	3,473	4,410	4,042	3,406	6,197	6,946	7,624
合計	41,718	38,575	39,806	41,230	40,560	41,388	43,364	43,782
発電所の自家消費	2,542	2,745	2,964	2,930	2,924	2,932	2,716	2,684
輸送ロス	4,015	4,677	4,736	4,916	4,869	4,840	4,676	4,399
国内消費	32,980	29,877	29,845	30,082	30,424	30,859	32,197	33,332
輸出電力	2,181	1,276	2,261	3,302	2,343	2,757	3,775	3,367
合計	41,718	38,575	39,806	41,230	40,560	41,388	43,364	43,782

(出所) ハンガリー統計年鑑

1.3 本プロジェクトに関わるエネルギー関連政策、環境政策および環境基準

1.3.1 エネルギー関連政策

(1) エネルギー政策

エネルギー政策の最新の改定版は、2001年12月に議会により承認された。この新しいエネルギー政策は2003年1月から施行されており、特に電力市場の競争原理が段階的に進められていくこととなっている。まず第一段階として第三者アクセス(Third Party Access)方式により、電力市場が一部自由化される。この政策はEU規制と完全に調和したものとなっている。

(2) エネルギー価格

1997年依頼、電気と天然ガスの価格はハンガリーエネルギーオフィスが定めた方針と公式により決定されている。価格決定の基準は、コスト原価に8%の投資関連利益を上乗せした価格である。エネルギーの製造原価より販売価格の方が低い価格調整に関するEUの要求に対応し、1999年7月1日から新しい料金システムが運用されている(Decrees 9/1999 and 10/1999)。

また新しいエネルギー政策によれば、送電・配電及び一般消費者に対しては価格はしばらく規制される。

電力と同様に、天然ガスも価格調整を解消するために1999年7月1日からコストベースの料金が導入されている。ただし、現在でもMOLの中では石油と天然ガスの間では価格調整が行われている。

エネルギー政策で定められたガス事業のビジネスモデルでは、競争市場における輸入とトランジットを考慮した新たな価格規制システムを求めている。ハンガリー政府の見解では、欧州域内のガス市場にハンガリーの市場を組み込むためには、規制された第三者アクセスが最適な選択肢であるとされている。

(3) エネルギー効率化プログラム

1999年に「ハンガリーエネルギー政策原則 - エネルギー事業のビジネスモデル」という施策が政府により決定された(The Government Decision No. 2199/1999(VIII.6.))。この施策の主目的は、環境にやさしい再生可能エネルギーの利用拡大により、省エネルギー及びエネルギー効率を向上させることである。それらを実行するために政府は、戦略・アクションプログラムを作成した(The Government Decision No. 1107/1999.(X.8.))。このプログラムはエネルギー利用に関する環境負荷を、可能な限り低下させるためのものである。

アクションプログラムには、15のタスクグループがある。中でも再生可能エネルギーサブグループは特に大きな関心もたれており、またその他地方自治体のエネルギーマネジメント、高性能炉利用の促進、地域熱供給システムの再構築、地域熱供給への競争原理の導入などのサブグループがある。

エネルギー効率化プログラムの中で、ハンガリー政府は以下の目標を設定している。

- ・ 本プログラムは、経済成長年率 5% に対して、エネルギー消費は年率 1.5% 以下に抑制することを目標とする。
- ・ 国の部分的な援助を得ながら省エネルギー対策を進め、2010 年までに年間 75PJ(石油換算 1.8million トン)の省エネルギーまたは再生可能エネルギーへの代替実現する。
- ・ 化石燃料使用の抑制及び有害な環境影響を予防するため、2010 年までに再生可能エネルギーの使用を現在の年間 28PJ から 50PJ 増加させる。
- ・ SO₂ 排出量を年間 50kt、CO₂排出量を年間 5Mtに低減。

(4) 再生可能資源からの発電

ハンガリーのエネルギー法では、再生可能資源から発電した電力は、0.1 MW 以上の容量があれば、電力会社（配電会社、送電会社）に購入が義務付けられている。政府は、将来は取引可能なグリーン証書システムの導入を計画しているが、再生可能エネルギー発電導入の目標数量である 300～350MW に到達するまでは、移行期間措置としてコージェネレーション及び再生可能エネルギーのための優遇固定電力購入価格を導入している。

新しい政府の規制によると、電気事業者は再生可能資源及び一定の条件を満たす 50MW 以下の CHP で発電された電力を固定価格で購入する義務がある。価格については、2003 年、2004 年分は下表のように決定されており、今後は消費者物価上昇分ずつ値上げされていく予定である。ただし、購入義務による付加コストは、消費者への販売価格に転嫁されることとなっている。

表 1.3-4 電気事業者による再生可能エネルギー電力の購入価格（HUF/kWh）

	2003 年	2004 年
High time	24.0	25.3
Low time	15.0	15.8

(5) エネルギー関係税

天然ガスと電力に対する付加価値税率は 12% である（自動車用燃料など、標準税率は 25%）。ハンガリー大蔵省によると、天然ガスと電力に対する付加価値税を通常の税率に変更する計画は今のところないようである。

天然ガスと電力に対する税率が優遇されているのに対して、省エネルギー機器や省エネルギーサービス（たとえば ESCO 事業）には標準税率が適用される。ソーラーエネルギー導入に対する付加価値税の優遇は撤廃された。

ハンガリー環境省は、大気、水、土壌対象に環境課徴金を導入する意向である。環境課徴金は、

環境汚染に関わる外部コストを内部化するために、環境汚染物質の排出量に応じてフィーを徴収する税金のようなものである。この制度の原案は既に議論されており、エネルギーセクターは、SO₂, NO_x, CO, particles、その他有害排出物など大気汚染物質の排出規制に関わる最初のセクターとなるだろう。

1.3.2 環境政策および環境基準

(1) 気候変動関係政策

1) 温室効果ガス排出量の推移

ハンガリーの京都議定書における温室効果ガス削減数値目標は、1985-87年の平均を基準として6%削減となっている。通常は1990年を基準年とするが中東欧革命などの特殊要因が考慮されて基準年が他の諸国と異なっている。

排出量は、1999年時点で基準年比15%下回っており、目標値(基準年の94%)との比較では9%下回っている。以下の図と表にネットで見たCO₂排出量の推移を示す。

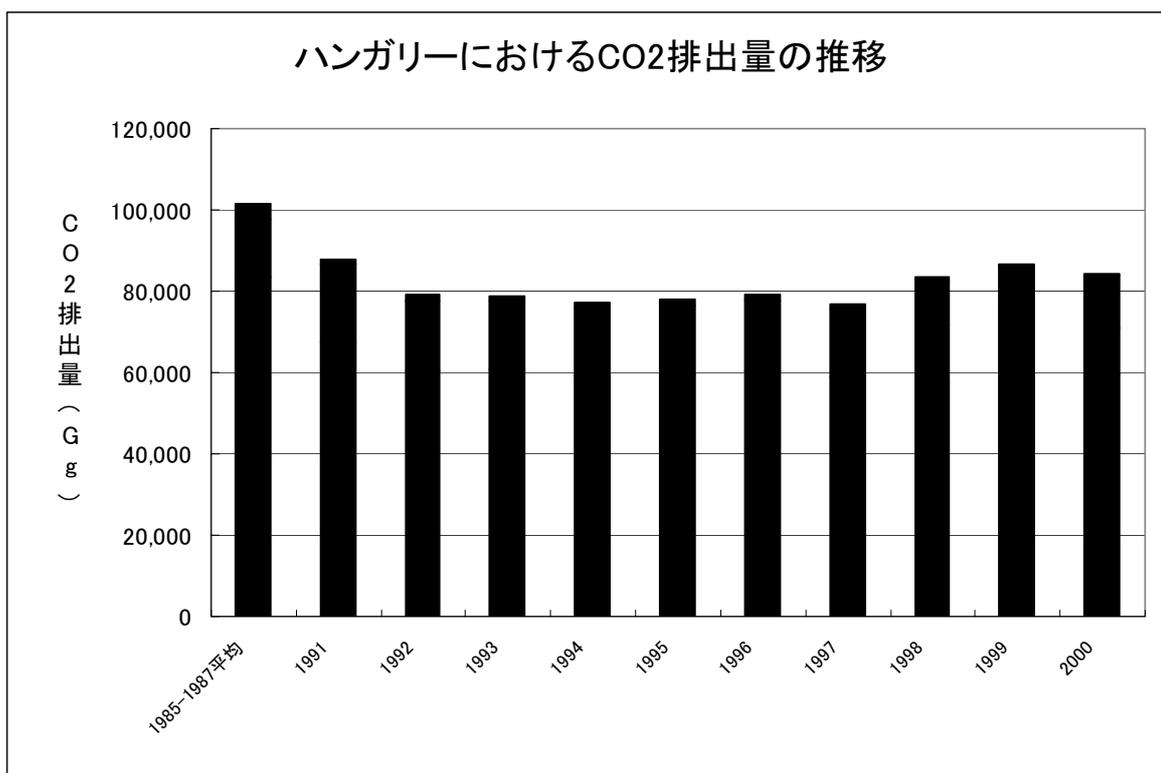


図 1.3-1 CO₂排出量の推移

表 1.3-1 ハンガリーでの温室効果ガス排出量 (Gg : CO₂換算)

	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	HFC _s	PFC _s	SF ₆	Total
基準年 (1985-1987 の平均)	83,676	13,952	4,005				101,633
1991	67,391	19,197	1,318				87,905
1992	60,557	16,978	1,543				79,078
1993	60,826	16,633	1,515				78,974
1994	59,196	16,300	1,665				77,161
1995	59,758	16,625	1,533				77,916
1996	60,475	17,125	1,583				79,184
1997	58,893	16,600	1,360				76,853
1998	57,601	14,272	10,863	154	597	201	83,687
1999	60,117	14,343	11,258	154	574	101	86,546
2000	59,445	11,613	12,698	135	215	232	84,338

(出典 : 気候変動枠組条約事務局ホームページ)

(2) 環境基準

ガスタービン以外の 140kWth から 50MWth 規模の燃焼設備には、環境省の法令 23/2001 が適用される、また 50MWth 以上の燃焼設備には法令 22/1998 が適用される。

また、2002 年に環境規制が強化されたため、それ以降いくつかの石炭発電所が廃止されていく予定である。

1.3.3 EU の排出権取引制度

EU 域内のキャップアンドトレード方式による排出権取引制度に関する EU 指令が、2003 年 7 月 2 日に欧州議会で採択され、2003 年 10 月 13 日に施行された。加盟国は 2003 年末までに EU-ETS 実施のための国内法を整備し、2004 年 3 月までに (EU 加盟候補国は加盟までに) 国内の配分計画 (NAP : National Allocation Plan) を欧州委員会に報告することになっている。

表 1.3-2 に EU-ETS 指令の概要をまとめる。また、対象となる施設は表 1.3-3 の通りである。

また、JI/CDM プロジェクトとのリンクングについては、2003 年 7 月にその制度案が EU 委員会より発表され、EU 委員会と EU 諸国・EU 加盟候補国との間で交渉中である。

表 1.3-2 EU-ETS 指令の概要

対象期間	2005～2007年		2008～2012年	
対象施設	<ul style="list-style-type: none"> ・エネルギー ・金属 ・セメント ・紙・パルプ 		<ul style="list-style-type: none"> ・未定 ・2004年未までに欧州委員会が提案を欧州議会および欧州閣僚理事会に対して行う。 	
対象ガス	<ul style="list-style-type: none"> ・CO₂ 		<ul style="list-style-type: none"> ・6ガス(予定) 	
アローワンスの配分について	計画	<ul style="list-style-type: none"> ・EU加盟国は、各対象期間それぞれについて、ナショナルアロケーションプラン(NAP)を立案する。 		<ul style="list-style-type: none"> ・各国はNAPを2006/6までに欧州委員会に報告する。
		<ul style="list-style-type: none"> ・各国はNAPを2004/3までに欧州委員会に報告する。 	<ul style="list-style-type: none"> ・欧州委員会は各国からのNAPを受けて3ヶ月以内に、計画を拒否できる。 ・その場合には計画の修正が必要。 	
		<ul style="list-style-type: none"> ・アローワンス配分総量のうち95%以上を無償で配分する。 		
	配分方法	<ul style="list-style-type: none"> ・アローワンス配分総量のうち95%以上を無償で配分する。 		<ul style="list-style-type: none"> ・アローワンス配分総量のうち90%以上を無償で配分する。
	配分量	<ul style="list-style-type: none"> ・各国は2004/9までにアローワンス配分総量、および個別施設に対する配分量を決定する(事前にパブコメが必要)。 		<ul style="list-style-type: none"> ・各国は2006年末までにアローワンス配分総量、および個別施設に対する配分量を決定する(事前にパブコメが必要)。
配分時期・有効期間	<ul style="list-style-type: none"> ・個別施設に対して期間内は毎年同じアローワンスを、2/28までに配分する。 ・配分されたアローワンスは対象期間を通じて有効。 			
アローワンス取引	<ul style="list-style-type: none"> ・基本的に、期中の排出量に関わらず自由にアローワンスを取引できる。 ・排出量の検証が済んでいない場合には移転が制限される。 			
バンキング	<ul style="list-style-type: none"> ・各対象期間内では無制限に次年へのアローワンスのバンキング(繰越)が可能。 ・2005～07年にバンキングしたものを2008～12年に利用可能かどうかは、各国が判断する。 			

表 1.3-3 EU-ETS 指令の対象施設(2005～2007年)

エネルギー活動	<ul style="list-style-type: none"> ・燃焼施設(有害廃棄物・年廃棄物を除く、燃料投入ベースで20MW超) ・鉱物油の精製 ・コークス炉
金属	<ul style="list-style-type: none"> ・金属鉱(硫化鉱含む)の焙焼・焼結施設 ・銑鉄・鋼(粗鋼以降)の製造施設(連続鑄造含む、2.5t/h超)
鉱業	<ul style="list-style-type: none"> ・ロータリーキルンでのセメントクリンカー製造施設(500t/d超、など) ・ガラス(グラスファイバー含む)製造施設(溶融20t/d超) ・セラミックレンガ製造施設(特に瓦、レンガ、耐火レンガ、タイル、陶器)(75t/d超またはキルン容積4m³超、など)
その他	<ul style="list-style-type: none"> ・パルプ(木材、非木材繊維) ・紙・板紙(20t/d超)

1.4 ハンガリー政府の JI への取組状況（国内体制構築状況）

ハンガリーにおける JI プロジェクトの承認・実施手続きについては、これまで環境省が窓口となりケースバイケースで取り扱われてきたが、その手続きを含む法律（略称 JI 法）が準備されており、2004 年中には施行される予定である。

1.4.1 JIプロジェクトの承認・実施手続き

以下に JI 法で示される予定の JI プロジェクトの承認・実施手続き案を示す。

表 1.4-1 ハンガリーにおける JI プロジェクトの承認・実施手続き案

	手続き	内容
1	覚書（MOU）締結	協力の枠組み、ERU 移転の基本条件などを含む覚書（MOU）締結。ただし、政府間の MOU は必ずしも締結する必要はない。
2	プロジェクト計画	プロジェクト計画書の作成、及びプロジェクトパートナーによる申請。
3	申請	JI プロジェクトオフィス（JIPO）へのプロジェクト計画書の申請。
4	登録承認	JIPO に提出されたプロジェクト登録。不足データがあった場合は追加修正する必要あり。
5	事前認証	認定機関による検証及び認証。
6	承認	京都メカニズムに関する省庁間委員会（ICKM）の JI プロジェクトに対する陳述、及び承認 / 非承認文書の発行。
7	実行	プロジェクト実施。
8	モニタリング	プロジェクト実施期間を通してのプロジェクト実施のフォローアップ。
9	レポートニング	プロジェクト実施者が、JIPO 及び ICKM に対し、プロジェクト実施の経過及び結果を報告。
10	検証	認定機関による ERU 発行と法令遵守に関する審査と証明。もしハンガリーまたは他の参加国すべての要件を満たさない場合、当該プロジェクトの ERU の有効化は監督委員会によりなされる。
11	ERU 発行	有効化された ERU の国際登録簿への登録、プロジェクト設計書の配分規則に則った参加者への承認ユニットの移転。
12	報告書提出	国際的に標準化された要件に従い、認証へ提出されたプロジェクト計画及びプロジェクト参加者により提出されたレポートの発行、周辺地域の意見表明に関する権利の保証。

ここで、上記手続きに関連する主要機関である、「京都メカニズムに関する省庁間委員会（ICKM）」と「JI プロジェクトオフィス（JIPO）」の役割は以下のように定められている。

(1) 京都メカニズムに関する省庁間委員会（ICKM：The Interministerial Committee on Kyoto Mechanisms）

京都メカニズムに関するハンガリー政府関連機関の各業務のコーディネート、京都メカニズムへの国内からの参加者の管理、JI プロジェクトの管理、MOU の準備、国際排出権取引への参加、JI プロジェクトの評価と検証をする認証機関の監督

(2) JI プロジェクトオフィス（JIPO：Joint Implementation Project Office）

JI プロジェクト運営者への対応、全ての国際的報告義務を満たすための準備に関する責任、必要なアドバイスの提供、ICKM の元での JI プロジェクトの管理業務。

1.4.2 プロジェクト設計書の記載項目

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。

1. 一般的な情報

- 1.1 プロジェクト、設備投資のテーマ
- 1.2 実施の場所
- 1.3 プロジェクトの参加者（プロジェクトの受け入れ側のハンガリー法人の登記書）、プロジェクト参加者によって委任された代表者
- 1.4 プロジェクトが設立する排出削減ユニットの決められた部分の引渡し・受け取りに関する国際条約関連の書類
- 1.5 プロジェクトの実施（設備投資の実施）の事業計画

2. 技術・金融情報

適用される技術とプロジェクトの金融プラン

3. 主に以下の情報が含まれているベースライン調査

3.1 アディショナルリティーの証明

プロジェクトによって実現される排出削減開発・設備投資は有効な国際条約で決められた規制の意味において追加性を持っていることの証明

3.2 エミッションのベースライン

ベースラインとは排出削減プロジェクトを実施しなかった場合の排出の基礎レベルを意味し、プロジェクトの実施によって達成する排出レベルと比較し、削減レベルが計算される。(排出削減ユニットは二酸化炭素トン等価として表示する)

- 排出の基礎レベルを規定し、プロジェクト限界値を規定する
- 適用方法を紹介し、証明する
- プロジェクトの実施によって達成すべき排出削減の量、年
- 排出削減の費用有効度分析

4. 認証調査

プロジェクトの参考書類(得にベースライン調査)を基に制作され、外部の認証機関によって発行された認証調査資料

5. モニタリング計画

プロジェクトの施工のトラッキングに関する計画と方法論、共同実施オフィスに提出すべき施工の情報、レポートに関するデータも含まれる

6. 影響分析

6.1 環境影響分析の結果、影響調査の義務があるプロジェクトの場合は環境影響調査の結果、プロジェクトの結果としてプロジェクト外で起こりうる排出変化についての分析

も紹介すべき

6.2 プロジェクトのローカル・地域レベルでの開発効果、雇用、労働力あるいはその他の経済政治面において重要な関連性を紹介

6.3 環境影響分析は排出削減によるネット削減以外で環境に及ぼす影響についても触れるべき

7. 社会的対話

プロジェクト設備投資の段階で行われた社会的対話のまとめ、調書、関係人物のコメントも含む

第2章 本プロジェクト概要

本章では、本プロジェクトの技術・建設・運用に係る内容などのプロジェクト概要について記述する。

2.1 当該プロジェクト概要の説明（目的、概要、プロジェクト境界等）

2.1.1 本プロジェクトの目的及び概要

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バルにおいて、24MW 規模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。設備容量は、2.0MW の風力発電設備を 12 機設置する予定であるが、系統連系の容量制限による合計 25MW が上限である。ハンガリーのエネルギー政策においては今後の電源開発において持続可能性(sustainability)を重要視しており、そうした政策における具体的な目標として、2010 年時点において 3.6%の再生可能エネルギーの導入を目標としている。本プロジェクトはハンガリーにおける電力セクターの持続可能な開発に貢献しつつ、そうしたハンガリー政策目標の達成に資することが期待される。

2.1.2 プロジェクト参加者

プロジェクト参加者として、事業主体は North-West Hungarian Electricity Supply Company Ltd. (ÉDÁSZ)/Eon の予定であるが、日本側は ÉDÁSZ と交渉中であり未決定である。

以下に ÉDÁSZ の概要を述べる。

(1) North-West Hungarian Electricity Supply Company Ltd. (ÉDÁSZ)の概要

本プロジェクトの主な事業主体となる North-West Hungarian Electricity Supply Company Ltd. (Észak-dunántúli Áramszolgáltató Rt、以下ÉDÁSZ Rt.)は、ハンガリー北西部の 6 つの郡 (38 の町と 826 の村) に電力供給する配電会社で、供給エリアの面積は 18,224 km²、契約戸数は約 90 万件である。



図 2.1-1 ÉDÁSZ Rt の供給エリア (出典：ÉDÁSZ Rt ホームページ)

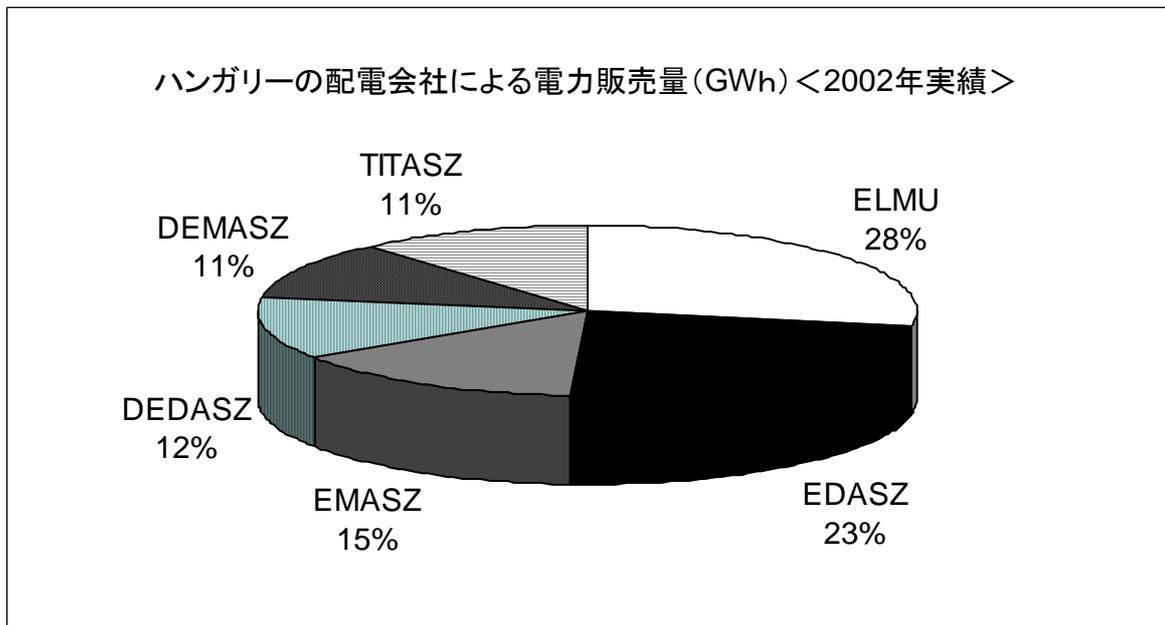


図 2.1-2 ハンガリーの配電会社の電力販売量シェア

ÉDÁSZ Rt は旧国営電力会社の一部門であったが 1992 年に株式会社化され、1995 年にはドイツの電力会社 Eon の子会社となった。

現在ハンガリー配電業界の中では、電力販売量において第 2 位 (約 23%) のシェアを占めており、2002 年実績で年間約 7,386GWh の電力を販売している。

2.2 プロジェクト実施エリアの整理

(1) 当該エリアの概況整理（地形、風況等の自然条件、土地制約等社会条件）

本プロジェクトの実施サイトであるモンションマジョロパールは、ハンガリー西北部のオーストリア国境に近い町で、ジュール（Gyor）市の北西約 30km にある。

(2) 風力発電設備の設置可能サイト及び設置可能台数

モンションマジョロパールの Kimle という場所に設置する予定である。設置サイトの総面積は約 10(ha)を予定。グリッドに接続するポイントの電圧により、風量発電設備合の上限が約 25MW となり、単体で 2.0MW の設備を計画しているため 12 基の風力発電設備を設置する予定である。本プロジェクトのサイトについては、当初の予定地が周辺住民との合意形成中で風力発電設備の陰が問題視されたため、プロジェクトサイトを約 1km 南東に移動することとなった（第 6 章 環境影響分析参照）。

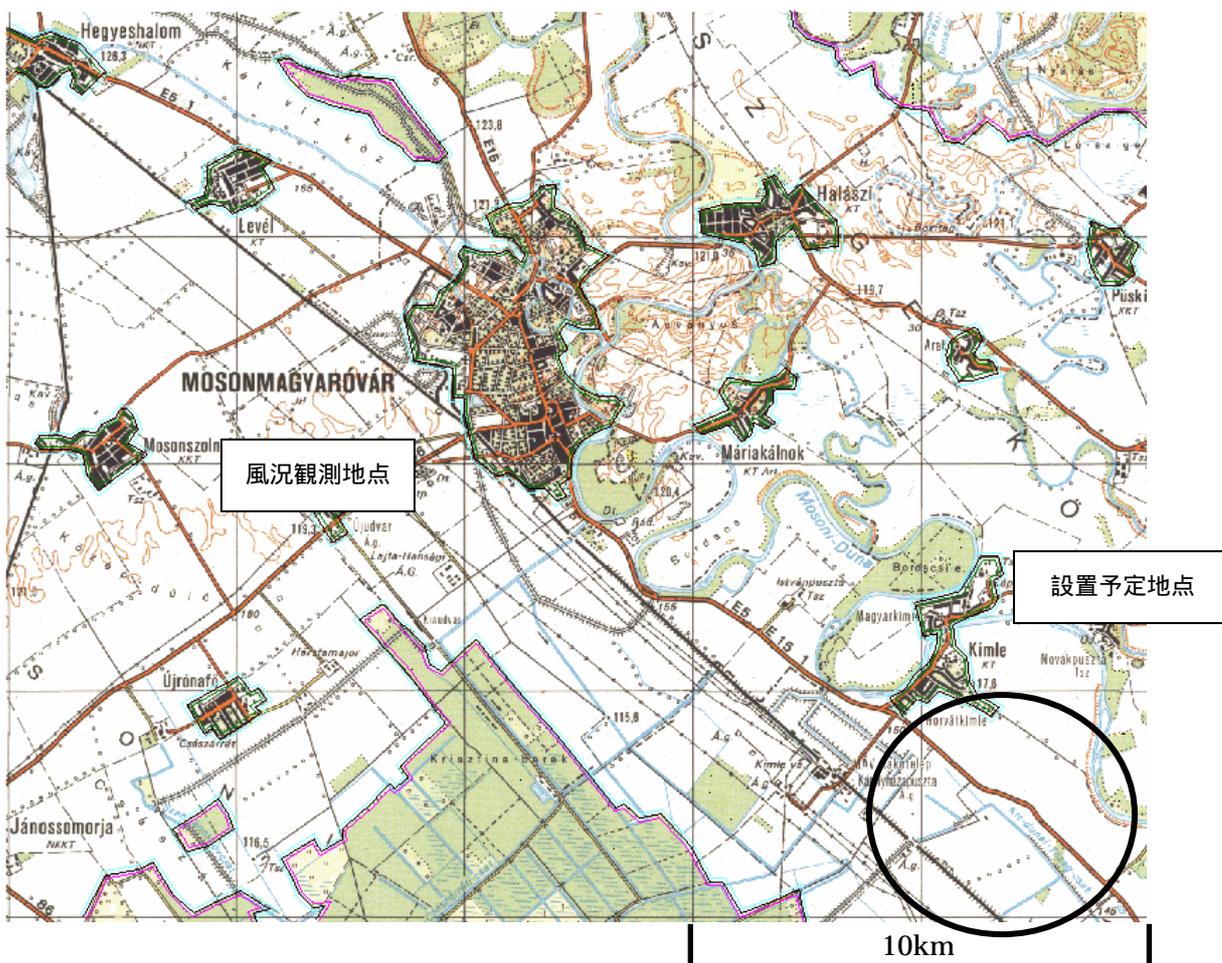


図 2.2-1 プロジェクト実施サイト



図 2.2-2 プロジェクト実施予定サイト周辺の風景

2.3 設置候補となる風力発電設備の詳細

事業主体となる ÉDÁSZ では、設備コスト及びメンテナンスコストなどを考慮し、風力発電設備は欧州のメーカーを採用する予定である。今後性能評価・入札などを通じて決定する予定であるが、以下のメーカーの設備が候補に挙がっている。

- Enercon (Germany)
- VESTAS – DANISH WIND TECHNOLOGY A/S (Denmark)
- NEG Micon A/S (Denmark)
- NORDEX BALCKE-DÜRR GmbH (Germany)
- DeWind Technik GmbH (Germany)

2.3.1 風力発電設備の技術データ

本プロジェクトで候補に上がっている上記風力発電設備メーカーの 2 MW クラスの設備について、それぞれの技術データを整理する。

(1) ENERCON- E-66

ENERCON- E-66 の技術データを以下に示す。

表 2.3-1 ENERCON- E-66 の技術データ

基本仕様	Rated capacity:	1,800 kW, 2,000 kW	
	Rotor diameter:	70 m	
	Hub height:	65/85/98/114 m(variety of towers and foundations)	
Turbine concept:	gearless, variable blade pitch		
Rotor with pitch control	Type:	upwind rotor with active pitch control	
	Direction of rotation:	clockwise	
	Number of blades:	3	
	Swept area:	3,848 m ²	
	Blade material:	fiberglass (reinforced epoxy)	
		with integral lightning protection	
	Rotor speed:	variable, 10–22 rpm	
	Tip speed:	37.0 m/s	
Pitch control:	three synchronised blade pitch systems with emergency supply		
Generator with drive train	Hub:	rigid	
	Main bearings:	tapered and cylindrical roller bearings	

	Generator:	direct-driven synchronous ENERCON ring generator
Grid feeding:	ENERCON inverter	
Braking system:	- 3 independent pitch control systems	
	with emergency supply	
	- rotor brake	
	- rotor lock for service and maintenance	
Yaw control:	active through adjustment gears,	
	load-dependent damping	
Cut-in wind Speed:	2.5 m/s	
Cut-out wind speed:	28–34 m/s	
Remote monitoring system:	ENERCON SCADA	
Sound power level:	103 dB (A) (predicted)	

また、E-66/20.70 のパワーカーブデータを以下に示す。

表 2.3-2 E-66/20.70 のパワーカーブデータ < Standard Air Density = 1,225kg/m³ >

風速 [m/s]	風車出力 [kW]	風速 [m/s]	風車出力 [kW]
0	0	16	2000
1	0	17	2000
2	0	18	2000
3	7.5	19	2000
4	48	20	2000
5	104	21	2000
6	200	22	2000
7	340	23	2000
8	515	24	2000
9	748	25	2000
10	1025	26	0
11	1348	27	0
12	1700	28	0
13	1853	29	0
14	2000	30	0
15	2000		

(2) Vestas V80

Vestas V80-2.0 MW の技術データを以下に示す。

表 2.3-3 Vestas V80-2.0 MW の技術データ

ローター	Diameter:	80 m		
	Swept area:	5,027 m ²		
	Speed revolution:	16.7 rpm		
	Operational interval:	9 - 19 rpm		
	Number of blades:	3		
	Power regulation:	Pitch/OptiSpeed™		
	Air brake:	Three separate pitch cylinders		
Tower	Hub height (approx.):	60 - 67 - 78 - 100 m		
Operational data	Cut-in wind speed:	4 m/s		
	Nominal wind speed:	15 m/s		
	Stop wind speed:	25 m/s		
Generator	Type:	Asynchronous with OptiSpeed™		
	Nominal output:	2000 kW	2000 kW	
	Operational data:	50 Hz	60 Hz	
		690 V	690 V	
		905 - 1,915 rpm	1,090 - 2,300 rpm	
Gearbox	Type:	Planet/parallel axles		

(3) NEG-Micon AS NM80

NEG-Micon AS NM80 の技術データを以下に示す。

表 2.3-4 NEG-Micon AS NM80 の技術データ

Operational data	Nominal output	2750 kW
	Output regulation	PRVS
	Nominal wind speed	16 m/sec
	Cut-in	4 m/sec
	Cut-out	25 m/sec
Rotor	Rotor diameter	80 m
	Rotor swept area	5027 m ²
	Number of blades	3
	Rotor speed	17.5 rpm
Brake system	Aerodynamic brake	Each blade can be pitched individually, and each has its own fail-safe backup system
	Disc brakes	One unit mounted on the high-speed shaft
Drive train	Gear type	3 step Planetary/helical hybrid
	Gear ratio	1:63
	Main shaft	Forged shaft and flange
	Main bearing	Spherical roller bearing
	Cooling	Oil cooling with pump
Generator	Type	Double-fed asynchronous
	Voltage – stator	960 V
	Voltage – rotor	640 V
	Nominal frequency	50 Hz
	Rated power	2750 kW
	Cooling	Water
Yaw system	Type	Double ball race with internal gearing
	Yaw brakes	6 hydraulic brake calipers
	Drive mechanism	6 electrical planetary gears
Tower	Type	Conical steel tower, painted
	Hub height	According to approvals
Controller	Type	Computer controlling
	Cut-in system	Soft with frequency converters
	Remote control	WindMan® Professional

(4) Nordex-Balcke-Dürr Nordex N90/2300 kW

Nordex N90/2300 kW の技術データを以下に示す。

表 2.3-5 Nordex N90/2300 kW の技術データ

Rotor	Number of blades	3
	Rotor speed	9.6 to 16.9 rpm
	Rotor diameter	90 m
	Swept area	6.362 m ²
	Power regulation	Pitch
	Cut-in wind speed	3 m/s
	Cut-out wind speed	25 m/s
	Rated power at	13 m/s
	Survival wind speed	55.3 m/s. corr'g. GL type class 2, 59.5 corr'g. IEC type class 2
	Pitch regulation	Individual pitch
	Weight	c. 54,000 kg
Blades	Blade length	43.8 m
	Material	GRP
	Weight	c. 10,400 kg
Gearbox	Type	3 stage planetary-spur-gear
	Gear ratio	1 : 77.44
	Weight	c. 18,500 kg
	Oil quantity	360 l
	Oil change	Semi-annual check, change as required
	Main shaft bearing	Cylindrical roller bearing
Generator	Power	2,300 kW
	Voltage	660 V
	Type	Asynchronous double-fed, liquid cooled
	Speed	740 - 1,310 rpm
	Enclosure class	IP 54
	Weight	c. 12,000 kg
Yaw system	Yaw bearing	Ball bearing
	Brake	Hydraulic disc brake
	Yaw drive	Two asynchronous motors
	Speed	c. 0.5 0/s

Control system	Type	PLC, Remote Field Controller (RFC)
	Grid connection	Via IGBT converter
	Scope of monitoring	Remote monitoring of more than 300 different parameters, e.g. (temperature sensors, hydraulic sensors, pitch parameters, wind sensor set)
	Recording	Production data, event lists with filter function, long and short-term trends
	Visualisation	Web-based, access via the Internet possible from any PC, adapter for laptop at the bottom of tower or nacelle
Brake	Design	Three independent systems, fail safe (individual pitch), various braking sequences
	Aerodynamic	Individual pitching of blades
	Mechanical	Disc brake
Tower	Type	Tubular conical steel, epoxy coating, lattice, hot-dip galvanized
	Hub heights	Tubular tower 80 m, Certificate DIBt 3, GL2
		Tubular tower 100 m, Certificate DIBt 2
		Lattice tower 105 m, Certificate on request

(5) DeWind D8

DeWind D8 の技術データを以下に示す。

RATED POWER:	2000 kW
Number of blades:	3
Swept area:	5027 m ²
Lightning protection at rotor:	Yes
Cut-in wind speed:	3 m/s
Nominal wind speed:	13.5 m/s
Cut-out wind speed:	none
Survival wind speed:	57.4 m/s
Nominal rotational speed:	18.0 min ⁻¹
Rotational speed range:	11.1-20.7 min ⁻¹
Rotational speed control:	pitch, active blade adjustment
Power regulation:	pitch
Gearbox:	3 stage planetary spur wheel gearbox
Transmission:	1: 94
Main braking system:	hydraulic, central blade pitching
Emergency braking system:	hydraulic, single blade pitching
Parking brake:	disc brake
Generator:	induction, double-feed
Slippage:	± 30%
Rated voltage:	690 V
Grid frequencies:	50 Hz
Inverter:	IGBT-inverter
Modulation type:	pulse width modulation
Yaw system:	active via actuators
Meteorology sensors:	sensors for wind direction, wind velocity, and ambient temperature
Remote monitoring:	automatic data transfer
Tower:	tubular steel tower
Hub heights :	80 m / 95 m
Total heights:	120 m / 135 m
Nominal grid voltages:	10 / 20 kV, others on request
Rated current:	1675 A
Power factor, standard value:	1.0
Power factor, optional:	0.9 cap. - 0.95 ind.
Flicker coefficient c:	9
Distortion factor:	1%
$K_{\text{imax}} = I_{\text{max}} / I_{\text{ng}}$:	1.1
Over/under voltage:	with adjustable parameter
Over/under frequency:	±1 Hz, with adjustable parameter
Trigger times:	with adjustable parameter
Structure-borne sound balancing:	Elastomere elements at drive train
Sound-optimised operation:	optional

Characteristics

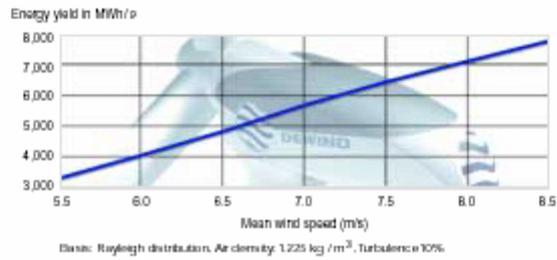
ROTOR DIAMETER

80m

RATED POWER:

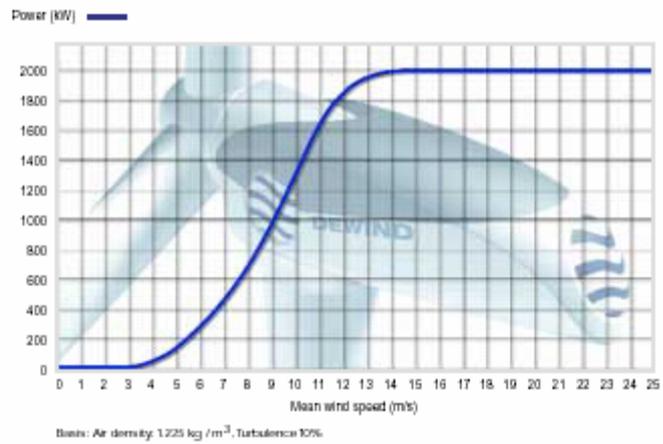
2000 kW

ENERGY YIELD:



POWER CURVE:

Wind Speed m/s	Power in kW	Wind Speed m/s	Power in kW
4	51	11	1639
5	145	12	1850
6	276	13	1954
7	457	14	1997
8	692	from 15	2000
9	985	to 25	2000
10	1321		



2.3.2 風力発電設備のまとめ

本プロジェクトでの設置候補となる主要メーカー各社の技術データの比較表を以下に示す。

表 2.3-6 本プロジェクトでの設置候補となる主要メーカーの 2MW クラス風力発電設備の概要

メーカー	ENERCON	Vestas	NEG Micon	NORDEX	De-Wind
製造国	ドイツ	デンマーク	デンマーク	ドイツ	ドイツ
型番	E-66/20.70	V80/2.0MW	NM 80	N80	D-8
定格出力	2MW	2MW	2.75MW	2.3MW	2MW
ブレード枚数	3 枚	3 枚	3 枚	3 枚	3 枚
ロータ直径	70m	80 m	80 m	80 m	
出力制御方式	ピッチ	ピッチ	アクティブス トール	ピッチ	ピッチ
ロータ回転数	可変速	16.7rpm 可変速	17.5rpm	9.6 –16.9rpm 可変速	18rpm
カットイン風速	2.5m/s	4 m/s	4 m/s	2.5 m/s	3 m/s
定格風速	12.0m/s	15 m/s	16 m/s	15 m/s	13.5m/s
カットアウト風速	25 m/s	25 m/s	25 m/s	25 m/s	なし
発電機定格	2000kW	2000kW	2750kW	2300kW	2000kW
連系方式	インバータ	サイリスター	サイリスター	IGBT	IGBT
発電機	同期発電機	誘導発電機	2 重巻線型 誘導発電機	2 重巻線型 誘導発電機	誘導発電機

2.4 系統連系の方法

風力発電設備は設置サイトから約 3km のところにある変電所の 120kV の送電線に接続する。変圧器はプロジェクトサイト地内に設置する予定。

2.5 運転管理の方法

風力発電設備にはダイヤルアップモデムを設置してデータを EDÁSZ 本社に送信し、遠隔管理する予定。したがって、運転管理のためのオペレーターを常設する必要はない。運転管理データはコンピューターにより記録される。

2.6 プロジェクト実施期間

風力発電設備の耐用年数は通常約 20 年程度であり、本プロジェクトにおいても同様に最低 20 年を計画している。

第3章 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について

本項では実測された風況観測データと数値モデルによって、風車設置予定地点の風況を予測する。ここでの数値モデルとは、風速の分布や風向とその時間変動などの風況データ、地形、土地利用などの緒条件を数値データとして入力し、コンピュータにより数値計算を行うことによって、風況のモデル化を行うことを言う。この数値モデルによる風況予測および風車の適所配置は、欧州や米国では既に種々開発されている。その代表的な数値モデルの一つに、デンマークの RISO 研究所が開発した WAsP が挙げられる。実際に WAsP は欧米の各種プロジェクトにおいて風車の配置計画のために利用されている。

WAsP の数値モデルは、平坦な地形においては風況予測に関して十分な精度を有していることがわかっており、本調査におけるサイトは平坦であることから、WAsP による風況シミュレーションから得られる結果も信頼性が高いことが予想される。

本章では、当該エリアを対象に WAsP を用いた風況シミュレーションを実施し、風速分布および風車発電量を明らかにした。

3.2 当該エリアの風況シミュレーション

3.2.1 風況精査地点

(1) 観測地点

(地名)	Mosonszolnok
(緯度経度)	北緯 47° 51.0585'、東経 17° 10.10838'

(2) 観測期間

観測期間：2002 年 12 月～2003 年 10 月の 11 ヶ月

(3) 観測方法

(観測項目)	地上高 63m における風速および風向
(平均化時間)	10 分平均値を記録

(4) 風車設置予定地点

(地名)	Kimle
(緯度経度)	北緯 47° 49.29444'、東経約 17° 22.1475'
(計算項目)	地上高 85m における風況

(5) 観測地点 Mosonszolnok 及び風車設置予定地点 Kimle の地理的概況

風車設置予定地点 Kimle は、観測地点 Mosonszolnok の南東約 14km に位置している。Kimle、Mosonszolnok とともに、平原が広がっており、所々に低層の灌木および民家が点在している。

Mosonszolnok と Kimle を含む範囲は標高 120m 程度であり、起伏はほとんどない。

3.2.2 数値モデルによる風況シミュレーション手法

(1) WAsP 概要

WAsP とは、ある観測地点での風況観測データ、地形条件、地表粗度、風車条件などの入力条件に基づき、別の任意の地点(風車設置予定地点)の風況を予測する数値モデルである。

WAsP による風況解析の手法は、Jackson and Hunt(1975)の二次元丘越え気流の線形理論に基づいている。まず、風況観測地点における風況影響因子(地形、粗度、障害物)などから風況修正係数等を算定し、これを実際の風況観測データに適用しつつ上空の地衡風を推定する(Upward transformation)。ついで、この地衡風を基に標準粗度状態における風車設置予定地点の任意高さの風況を算出する(Downward transformation)。

(2) WAsP の計算理論

単独の丘陵や、より複雑な地形のような地形特性によって生じる風速の変動を計算するため、WAsP は Treon(1990)の BZ モデルを使用する。BZ モデルとは、Jackson and Hunt(1975)の二次元丘越え気流の線形理論に関連するモデルの一つである。この理論は、Hebride の South Uist 島の Askervein 丘における国際研究による野外実験の結果に基づいている。

BZ モデルとは、詳細な風車設置場所の選定を目的として開発され、安定度が中立な大気上で成り立つモデルである。以下にこのモデルの特徴を示す。

内層の構造は、表面応力、移流、圧力勾配の間のバランスを用いて計算される。

高い分解能を持つ拡大可能な極座標グリッドを持ち、これによりモデルの中心点におけるポテンシャル流の変動分布を計算できる。

高い高度での大きなスケールの流れを強制的に決めるため、大気境界層の厚さを約 10km としている。

WAsP での計算の手法としては、中間層においては、まず地衡風を得るため、単純抵抗法則及び大気安定している中間層における地衡風抵抗法則を用いる。

$$u_* = G \times P_1 \left(\ln \frac{G}{|f|z_0} - P_2 \right)^{-1} \dots\dots\dots (1)$$

$$G = \frac{u_*}{k} \sqrt{\left(\ln \frac{u_*}{|f|z_0} - P_2 \right)^2 + P_3^2} \dots\dots\dots (2)$$

ここで u_* は摩擦速度、 G は地衡風、 Z_0 は粗度長、 k はカルマン定数、 f はコリオリ係数

($f = 2\Omega \sin \phi$ Ω :自転速度 ϕ :緯度) を表す。 P_1 、 P_2 、 P_3 は定数で、WAsP では、 $P_1 = 0.485$ 、

$P_2 = 1.8$ 、 $P_3 = 4.5$ が用いられている。

まず、『単純抵抗法則』を用いて u_* を算出し次に G を計算する。そしてこの作業を繰り返すことによって、入力条件に合った u_* および G が得られる。

接地境界層では、接地境界層の厚さを計算するため、指数法則を用いる。

$$\frac{l}{z_0} = P_4 \left(\frac{L}{z_0} \right)^{P_5} \dots\dots\dots (3)$$

ここで l は接地境界層の厚さ、 L は境界層厚さ、 z_0 は風の走った距離 ($5L$) の表面平均粗さを

表す。 P_4 、 P_5 は定数で、 $P_4=0.27$ 、 $P_5=0.67$ が用いられている。

地形の粗度が著しく変化した場合に生じる内部境界層では、内部境界層の厚さを計算するため次式を用いる。

$$\frac{h}{z_0} \left(\ln \frac{h}{z_0} - 1 \right) = P_6 \frac{x}{z_0} \dots\dots\dots (4)$$

ここで、 h は内部境界層の厚さ、 z_0 は空気力学的粗度、 x は粗度が著しく変化地点より風の

走った距離を表す。 P_6 は定数で $P_6=0.9$ を用いる。

ある地点を境にして、風上側と風下側で地表面の空気力学的粗度が変化する場合、境界層の風速分布を、高度を対数に取ってグラフにすると、古い地表面の性質を持った大気と、新しい地表面の影響を受けた大気の部分が、それぞれ異なる傾きを持った直線となる。この様に、地形の粗度が著しく変化した場合には、空気力学的粗度の値は2つ生じる。値の大きい空気力学的粗度を式(4)で用いる。

(3) WAsP の入力条件

風況データ

風況データには、任意の地点の時系列形式に並べられた風速及び風向のデータを用いる。平均時間は自由であり、時間も入力する必要はないが、1つ1つのデータの平均時間は同じでなければならない。

三次元地形起伏データ

三次元地形起伏データは、通常、地形データベース等から作成するが、本シミュレーションでは現地にて入手した地図(図 2.2-1)から作製した。入手した当該地点の地図を精査した結果、高度 10m 毎に等高線が描かれているが、計算領域内においては標高 120m の等高線が観察されるものの、それ以外の等高線は描かれていないため、計算領域内においては最大幅で標高

111m 以上 129m 以下の起伏が考え得るが、1m 刻みの等高線が描かれていないため、平坦地として計算した。なお、平坦地であっても、WAsP にはデータを入力する必要があるため、一定値を入力して計算を行った。

地形粗度データ

地形粗度データは、風が地表面の摩擦の影響を受ける度合いを、粗度長と呼ばれる長さスケールを持つ数値で表したデータである。高度毎の風速分布を示した時、風速が 0 となる地点の高度を粗度長としており、次式で表される。

$$Z_0 = 0.5 \times \frac{h \times S}{A_H} \dots\dots\dots (5)$$

ここで、 Z_0 は粗度長、 h は粗度要素の高さ、 S は風に面する断面積、 A_H は、平均表面積を示す。

粗度長の入力方法には二種類ある。それらは各々、風況入力地点、予測地点の風向毎の粗度長を入力する方法と、三次元地形起伏データを入力したファイルに、粗度変化線を入力していき、粗度マップを作成する方法である。粗度変化線を入力する場合においても、最初の方法で入力した場合と同様のファイルが WAsP により作成される。粗度変化線入力のデータ形式は、三次元地形起伏データの場合と同じであるが、粗度を变化線の右と左で判断するため、始点と終点は明確に指定する必要がある。

当該サイトの地図および現地調査写真を精査することにより、図 3.2-1 に示すような領域に地形粗度データを入力して計算を行った。

なお、図 3.2-2 に経験的に与えられた粗度長の値の一覧を示す。

障害物データ

障害物データは、観測地点近傍および風車設置予定地点近傍に、風に影響を及ぼす物体があり、それが粗度長による影響では表現できない場合、障害物データとして入力する。WAsP では、障害物は短形断面を持つ箱として認識され、観測地点を基準とした相対的な位置とその寸法、風通過率により数値化される。障害物は、最大 50 個入力可能である。当該サイトを精査した結果、風車発電量に影響を及ぼす規模の障害物は見あたらず、低層の灌木や民家であるため、障害物としてではなく、で示した地形粗度データとして入力した。

(4) 計算手順

WAsP を用いて、当該地点にて風況シミュレーションを行った。基準となる観測地点 Mosonszolnok は、北緯 47° 51.0585'、東経 17° 10.10838' である。風車設置予定地点 Kimle は、北緯 47° 49.29444'、東経約 17° 22.1475' である。Kimle は、観測地点 Mosonszolnok の南東約 14km に位置している。Kimle も Mosonszolnok も、平原が広がっており、所々に低層の灌木お

よび民家が点在している。

風況データは、Mosonszolnok の地上高 63m における値を用いた。観測期間は、2002 年 12 月～2003 年 10 月の 11 ヶ月のデータを用いた。10 分平均の時系列の風速および風向のデータが記録されており、これを基礎データとして、WAsP に入力した。計算領域は、東西 25km×南北 20km とした。

計算手順は、以下の通りである。

風況観測地点 Mosonszolnok の 63m 高における風向・風速データを WAsP に入力する。

風車設置予定地点 Kimle の 85m 高における以下の風況データを計算する。

- ・風向別平均風速
- ・風向別風速出現率
- ・風向別のワイブルパラメータ
- ・風速階級別出現率
- ・累積出現率
- ・風車発電量、時間稼働率、設備利用率

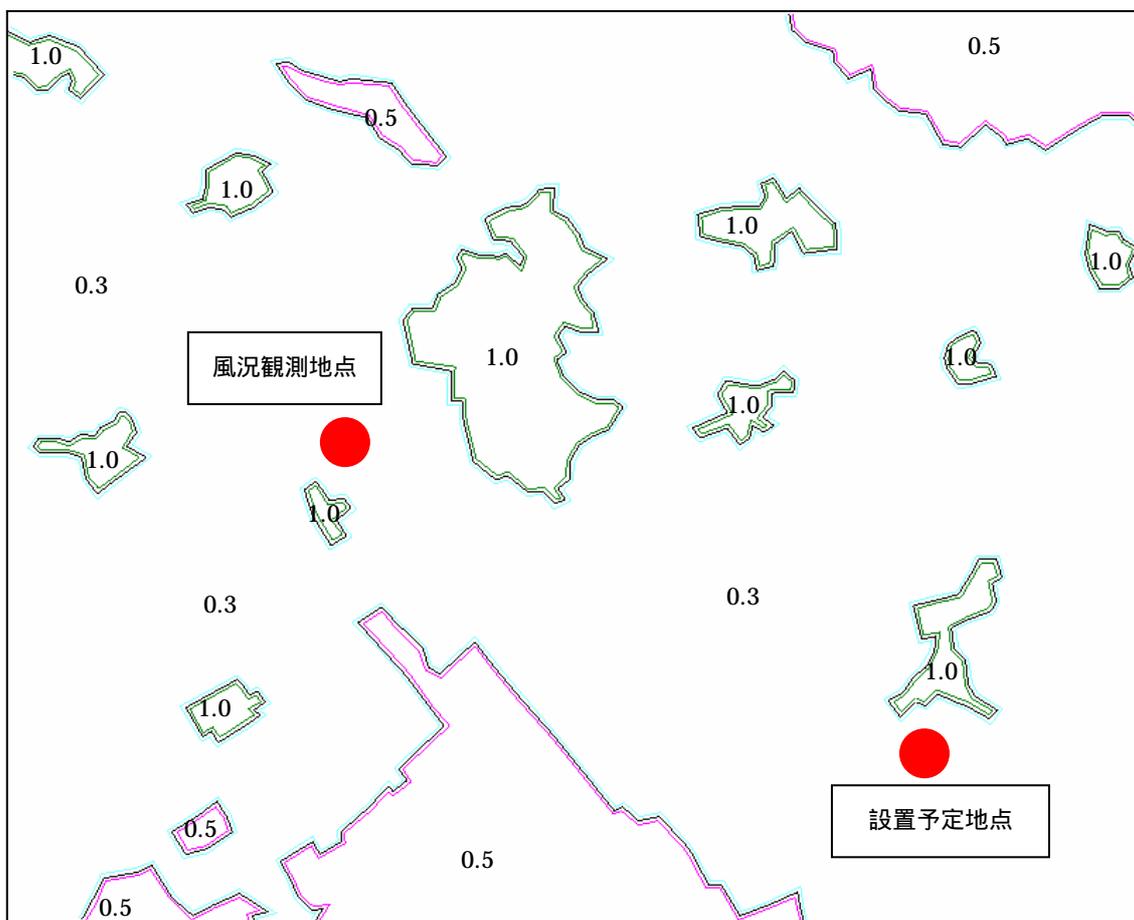




図 3.2-1 風況観測地点 Mosonszolnok 及び風車設置予定地点 Kimle を含む計算領域における粗度長

粗度長	地表状態
1.00	都市部 森林
0.50	郊外
0.30	まばらな家屋
0.20	多くの木々、低木
0.10	見通しの悪い農耕地
0.05	見通しの良い農耕地
0.03	家屋のほとんどない農耕地、木 建物のある空港領域
0.01	空港滑走路領域 乾草地
0.005	むき出しの地面（滑らか）
0.001	雪面（滑らか）
0.0003	砂面（滑らか）
0.0001	水域（湖、フィヨルド、海洋）

図 3.2-2 粗度長の選定基準

3.3 当該エリアの発電量シミュレーション

3.3.1 平均風速

表 3.3-1 は、風況観測地点 Mosonszolnok の 63m 高で観測された風速及び風車設置予定地点 Kimle の 85m 高において計算した風速を示す。

Mosonszolnok の 63m 高で観測された全風向に渡る平均風速は 5.7m/s であり、WNW、NW、NNW、N 方向の風が強いことがわかる。また、SSE、S、SSW 方向の風も強いことがわかる。Kimle の 85m 高における計算値は、平均風速 6.1m/s であり、やはり WNW、NW、NNW、SSE、S、SSW 方向の風が強いことがわかる。

表 3.3-1 風向別平均風速及び全風向に渡る平均風速

風向別平均風速[m/s]	地上高 [m a.g.l.]	風向																全風向 に渡る 平均値
		N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW	
Mosonszolnok 63m高の観測値	63	5.6	4.2	4.0	3.6	4.5	4.6	4.2	5.3	5.6	5.3	4.1	4.8	3.9	5.6	7.5	7.2	5.7
Kimle 85m高の計算値	85	5.9	4.7	4.7	4.2	5.2	4.9	4.8	5.9	6.4	6.0	4.7	5.1	4.2	6.0	7.6	7.3	6.1

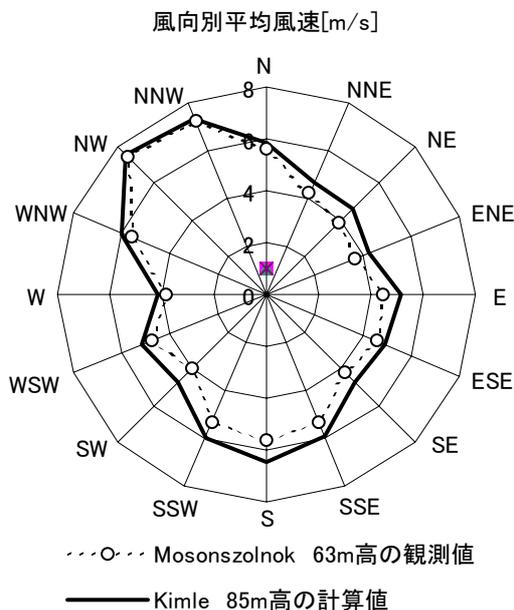


図 3.3-1 風向別平均風速

3.3.2 風向別出現率

表 3.3-2 は、風況観測地点 Mosonszolnok において 63m 高で観測された出現率及び風車設置予定地点 Kimle の 85m 高において計算した出現率を示す。

Mosonszolnok の 63m 高では NW、NNW 方向の風が支配的であり、NW(14.4%)、NNW(18.0%)、N(9.8%) の風が計 42.2%の出現率を占めている。

Kimle の 85m 高における計算値においても同様に NW、NNW 方向の風が支配的であり、NW(14.1%)、NNW(19.9%)、N(9.2%) の風が計 43.2%を占めている。

Kimle のように特定の風向に安定して風が吹いている地点は、風車立地に適していると言える。

表 3.3-2 風向別出現率

風向別出現率[%]	地上高 [m a.g.l.]	風向															
		N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW
Mosonszolnok 63m高の観測値	63	9.8	4.3	3.4	2.7	5.4	4.1	5.6	7.0	7.8	5.7	2.4	3.7	1.9	4.0	14.4	18.0
Kimle 85m高の計算値	85	9.2	4.2	3.3	2.6	5.2	4.0	5.4	7.0	7.8	5.6	2.4	3.5	1.9	3.9	14.1	19.9

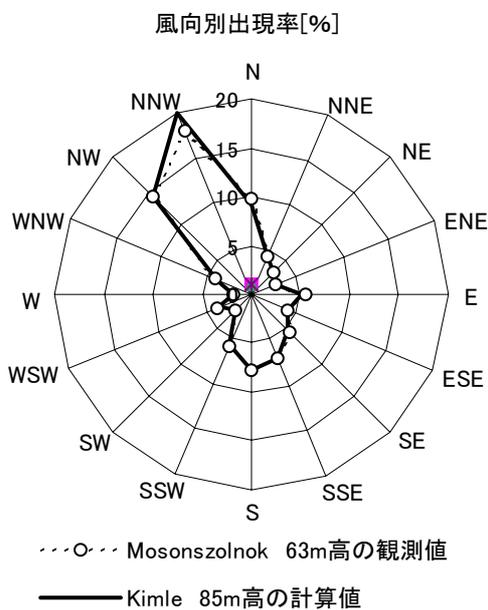


図 3.3-2 風向別出現率

3.3.3 風速の出現率

一般に風速出現率はワイブル(Weibull)分布に従うとされており、この分布関数から風速の頻度分布を形状として評価することができる。ワイブル分布関数は次式によって表される。

$$f(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c} \right)^{k-1} \cdot \exp \left\{ - \left(\frac{v}{c} \right)^k \right\}$$

式中のkは形状係数と呼ばれるものであり、図 3.3-3 に示す分布形状を特徴付けるものである。形状係数が大きいほど、ある特定の風速での出現率が大きくなる。また、cは相対的類数度数が63.2%となる場所の風速に等しく、尺度定数と呼ばれている。

この式に風速値vと出現率f(v)を代入することにより、kとcを求めることができる。つまり、Mosonszolnok の63m高で観測された風速値vと出現率f(v)を代入して、最小二乗法によりMosonszolnok の63m高でのkとcが求まる。また、WAsPで計算されたKimleの85m高での風速値vと出現率f(v)を代入することにより、Kimleの85m高でのkとcを最小二乗法で求めることができる。このように求めたkを表3.3-3に、また、cを表3.3-4に示す。Mosonszolnokの63m高では全風向に渡るkは2.2、cは6.5と求められた。また、Kimleの85m高ではkは2.0、cは6.9と計算された。

Kimleの85m高におけるkとcを上記の式に代入することにより、図3.3-4を得た。

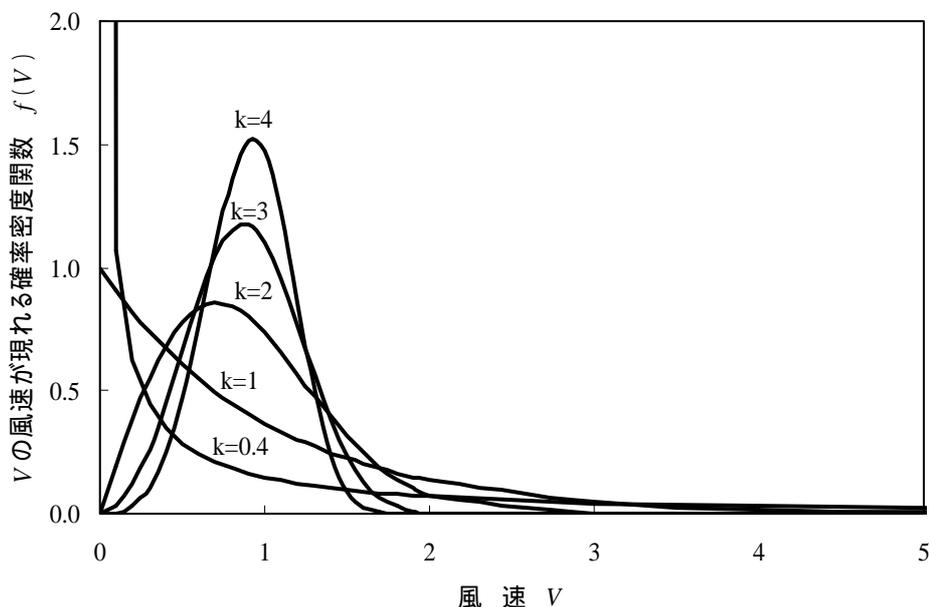


図 3.3-3 形状係数とワイブル分布の形

表 3.3-3 形状係数

ワイブルパラメータ形状係数k	地上高 [m a.g.l.]	風向																全風向 に渡る 平均値
		N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW	
Mosonszolnok 63m高の観測値	63	2.4	2.8	2.5	2.6	1.7	2.9	2.2	3.1	3.4	1.9	1.9	1.8	2.0	2.2	2.6	2.9	2.2
Kimle 85m高の計算値	85	1.9	2.0	2.0	1.4	1.8	1.7	2.4	3.3	3.0	1.9	1.7	2.0	1.5	1.9	2.1	2.4	2.0

表 3.3-4 尺度定数

ワイブルパラメータ尺度定数c	地上高 [m a.g.l.]	風向																全風向 に渡る 平均値
		N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW	
Mosonszolnok 63m高の観測値	63	6.1	4.7	4.6	3.6	4.7	5.0	5.2	6.1	6.5	5.4	4.3	5.2	4.6	6.9	8.1	7.8	6.5
Kimle 85m高の計算値	85	6.6	5.3	5.3	4.6	5.8	5.5	5.4	6.6	7.2	6.8	5.3	5.8	4.6	6.8	8.6	8.2	6.9

Kimle 85m高における風速出現率の計算値
(ワイブルパラメータより)

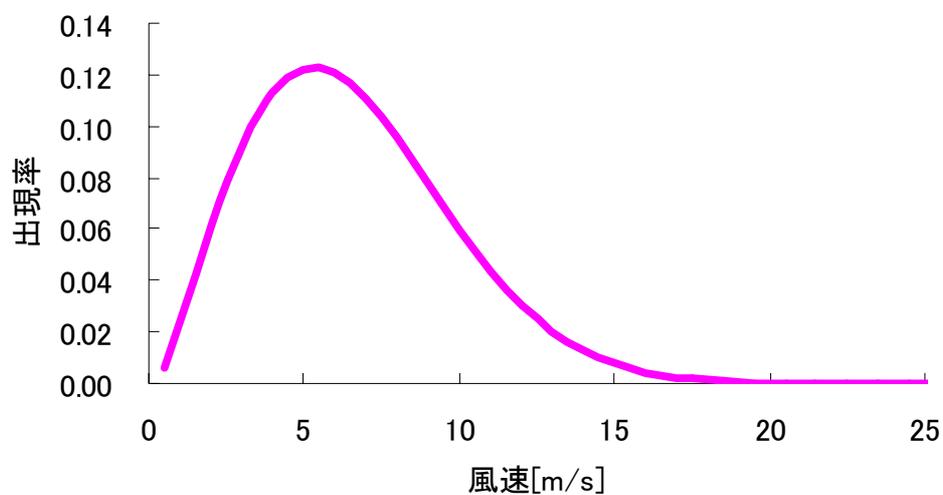


図 3.3-4 Kimle85m 高におけるワイブル分布 (全風向)

図 3.3-5 は各風速階級の出現率を累積したものであり、一般に風況曲線と呼ばれている。この図から特定の風速以上の出現状況（時間稼働率の概略値など）を知ることができる。例えば、カットイン風速が 3m/s、定格風速が 13m/s の風車であれば、図 3.3-5 から年間の総時間数に対して風車が稼働している時間は約 90%程度となるが、定格出力による運転時間はそのうちの 10%程度と判断できる。

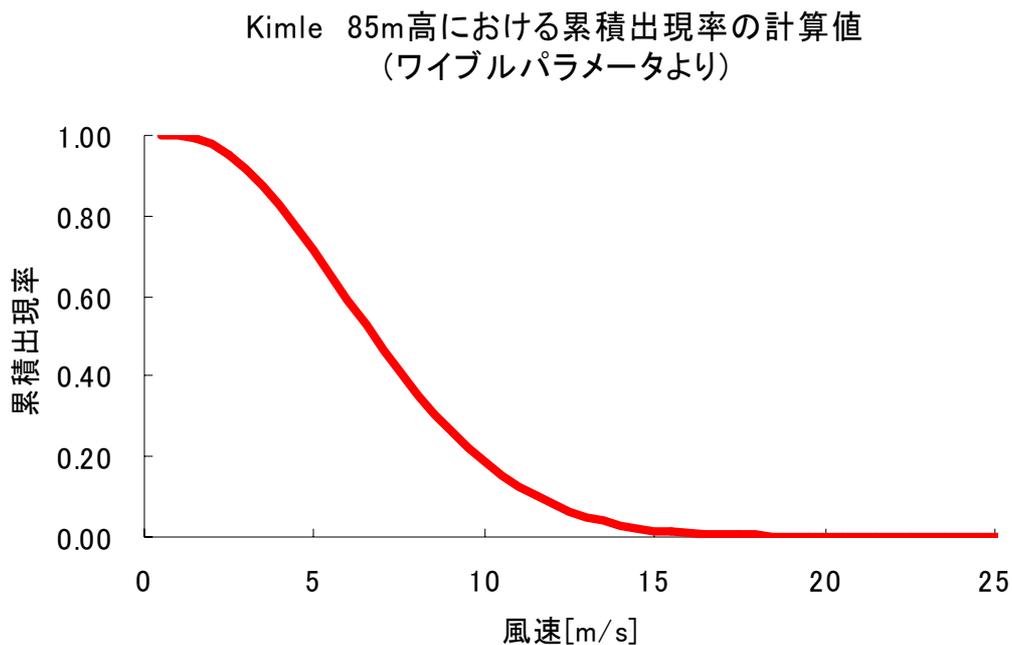


図 3.3-5 Kimle85m 高における累積出現率分布（全風向）

3.3.4 風車の時間稼働率

風車の稼働率やエネルギー取得量について検討する場合、以下に示す風車仕様の設定が必要となる。

- (1)発電機容量
- (2)ハブ高さ
- (3)カットイン風速
- (4)カットアウト風速

本シミュレーションではドイツ ENERCON 社の E-66(2MW)を対象とした。E-66(2MW)の仕様により、表 3.3-5 に示す条件を設定し、時間稼働率の検討を行った。

表 3.3-5 設置予定風車の仕様

定格出力(kW)	ハブ高さ(m)	カットイン風速(m/s)	カットアウト風速(m/s)
2000	85	2.5	25

(注)ドイツの ENERCON 社を選択した理由については、「3.3.6 節」を参照されたい。

以下の式に基づき、各地点における風車の時間稼働率を算定した。

$$\text{時間稼働率} = \text{カットイン風速以上の累積出現率} - \text{カットアウト風速以上の累積出現率}$$

Kimle の 85m 高における風車の年間稼働率は 87.4%と算定された(表 3.3-7 参照)。良好な稼働率の目安が 60%以上であるため、Kimle の 85m 高ではこの基準値を十分上回ることになる。

3.3.5 風車発電量・設備利用率

表 3.3-6 および図 3.3-6 に風車の出力曲線を示す。風車発電量の計算方法としては、以下の通りである。

- (1) 表 3.3-3 および表 3.3-4 のワイブルパラメータから求められる風速階級ごとの風向別風速出現率に、表 3.3-6 の風速階級ごとの風車出力曲線を掛けることにより、風速階級ごとの風向別発電量を計算する。
- (2) 風速階級ごとの風向別発電量を全風向に渡って積分することによって全風向に渡る発電量を計算する。

これにより風車発電量を計算した結果、3,457,807kWh が得られた(表 3.3-7)。

表 3.3-6 風車の出力曲線

風速 [m/s]	風車出力 [kW]	風速 [m/s]	風車出力 [kW]
0	0	16	2000
1	0	17	2000
2	0	18	2000
3	7.5	19	2000
4	48	20	2000
5	104	21	2000
6	200	22	2000
7	340	23	2000
8	515	24	2000
9	748	25	2000
10	1025	26	0
11	1348	27	0
12	1700	28	0
13	1853	29	0
14	2000	30	0
15	2000		

パワーカーブ

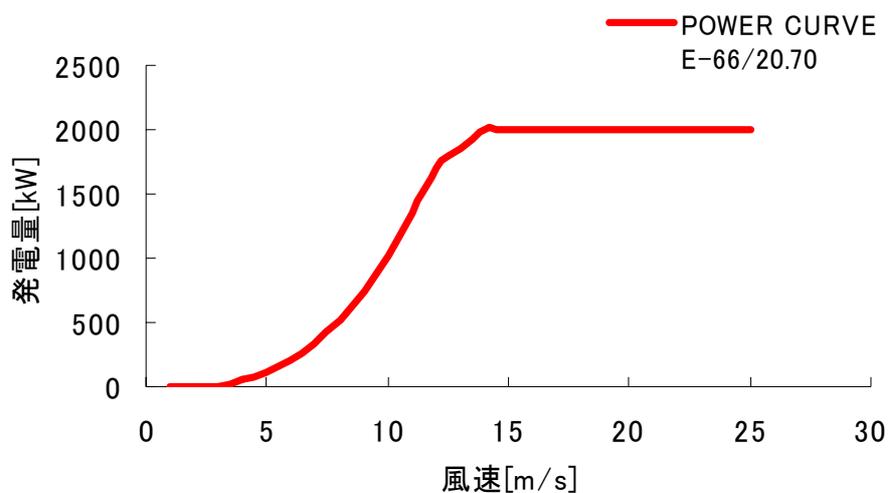


図 3.3-6 風車の出力曲線

次に、風力開発の可能性について客観的に評価するため、風車発電量に基づき、次式によって風車の設備利用率を算定した。

$$\text{設備利用率 (\%)} = \{ \text{風車発電量} / (\text{風車定格容量} \times n) \} \times 100$$

n : 年間の時間数 (=8760 時間)

設備利用率の評価基準に関しては、17%以上が風力開発適地の目安となる。これらの基準値に基づくと、Kimle の 85m 高では基準値を上回ることがわかる。

表 3.3-7 計算による風車発電量等

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

3.3.6 まとめ

(1) 選択した風力発電機について

風況シミュレーションにおいて、風車発電量を算出する際には、風力発電機を特定する必要がある。本シミュレーションでは、ドイツのENERCON社のE-66/20.70という風車を想定した。ENERCON社は、2004年2月現在で、世界で第2位のシェアを持つ企業であり、同社の風車はカットイン風速が低いこと、ギヤレスであり、かつ可変速インバータを備えていることから、エネルギー変換効率が比較的高いことなどを理由として、本シミュレーションで採用した。しかしながら、本プロジェクトの風力発電設備は現時点では決定されておらず、実際の風力発電事業における風車の採用においては、設備性能の評価、競争入札などを経て決定するものである。したがって、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係がない。

(2) シミュレーション結果について

Mosonszolnokの63m高で観測された風向・風速から風車設置予定地点Kimleの85m高における風況をシミュレーションした。その結果、Kimleでは風向が安定しており、風車設置に適していることが明らかとなった。また、2000kW級風車の設置を想定した場合、年間発電量3,457,807kWhが得られ、時間稼働率87.4%、設備利用率19.7%に達することが明らかとなった。

ただし、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。

第4章 ベースラインスタディ及び温室効果ガス排出削減効果

JI プロジェクトの場合、ホスト国がトラック 1 を選択する場合、ホスト国政府との交渉によりベースラインを設定することが可能である。ハンガリーにおいてはトラック 1 の要件を十分満たしていることから環境省はトラック 1 を選択する意向であり、本プロジェクトにおいてもハンガリー政府との交渉によりベースラインを設定していく方向である。

本プロジェクトは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「グリッド内で増加したであろう発電量に伴う CO₂ 排出係数(排出量)」がベースラインとなる。

本ベースラインスタディにおいては、CO₂ 排出係数の算出に使用するデータとして、ハンガリー国営の送電会社である The Hungarian Power Companies Ltd. (MVM Rt.)の電力部門拡大計画を考慮した、将来の発電量見通し・CO₂ 排出量見通しを利用した。

また参考情報として、EU 加盟候補国(ハンガリー、チェコ、スロベニア、エストニア、ポーランド)での JI プロジェクトにおけるベースライン設定アプローチの標準化を目指した BASE (Baseline for Accession States in Europe)プロジェクトの概要を述べる。

4.1 BASE (Baseline for Accession States in Europe)プロジェクトの概要

4.1.1 概要

EU 加盟候補国であるハンガリー、チェコ、スロベニア、エストニア、ポーランドを対象国とした電力部門における JI プロジェクト・ベースライン方法論のガイドラインが EU の支援のもと、BASE(Baseline for Accession States in Europe)プロジェクトとして実施されている。

BASE プロジェクトは、中・東欧諸国における JI の分野で追加性とベースライン設定のための共通のアプローチを確立し、JI プロジェクト開発の取引費用の削減を目的とするものである。また、BASE は各国政府の UNFCCC -focal point を中心とし、他の関係省庁、電力業界など主要な利害関係者が参加して作成されたもので、各国内で電力部門のベースライン方法論に関するコンセンサスを得ることも目的としている。

4.1.2 JI プロジェクトの要素分類

JI プロジェクトのバウンダリーは必ず、電力生産者、電力消費者、熱生産者、熱消費者、埋立地ガス発生などさまざまに異なる多くの要素で構成されている。そしてプロジェクト要素のそれぞれに対し、ベースラインが設定される必要がある。これらの主要要素を図 4.1-1 に示す。一般的に JI プロジェクトのバウンダリーは、これらの基本的なプロジェクト要素の一つ以上を使って設定されることとなる。

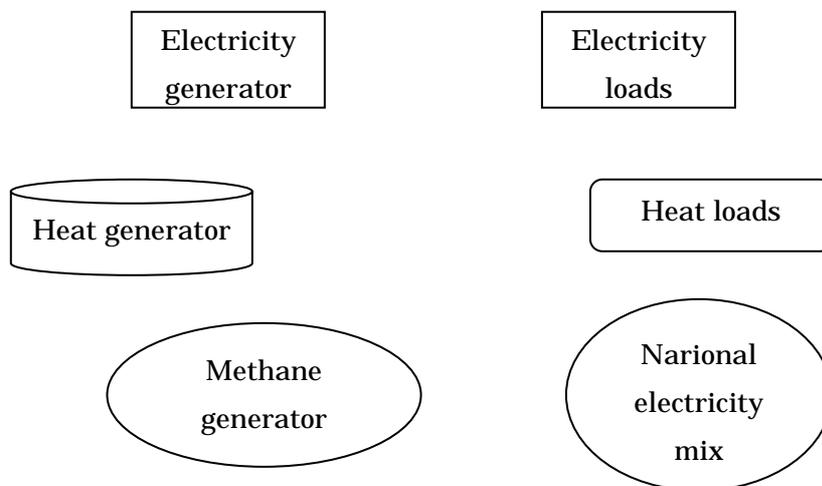


図 4.1-1 プロジェクト要素の分類

4.1.3 JI プロジェクト要素の類型

図 4.1-1 で挙げられたプロジェクト要素は、電力・熱生産の増加・減少が熱・電力の負荷に与える影響を扱うものだが、これらのプロジェクト要素をさらに特徴付けるために類型化されている。以下にその類型について述べる。

(1) プロジェクト類型：H0

熱負荷の変動がない、熱生産のみを対象とするプロジェクト（燃料種、燃料消費量もしくは熱生産設備の熱効率において変動があるプロジェクト）。

熱生産ユニットに関連している熱負荷が、総負荷量や消費パターン等の面でプロジェクトからの影響を受けない場合、プロジェクトバウンダリーは熱生産者の範囲と考えられることになる。地域熱供給用ボイラーの燃料転換プロジェクトが本類型に該当する。

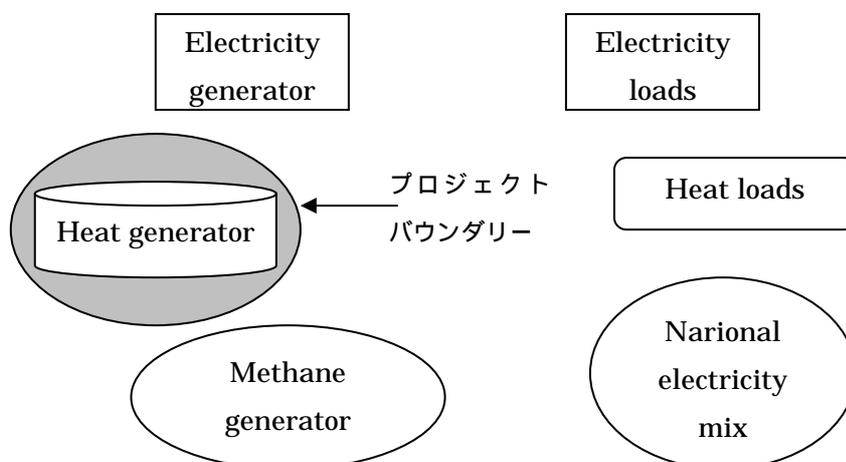


図 4.1-2 プロジェクト類型：H0 のバウンダリー

(2) プロジェクト類型：E0

グリッドからの電力消費量もしくはグリッドへの供給量には変動がない（もしくは無視する）電力のみを対象とするプロジェクト。サイト内の電力供給者の燃料タイプ、燃料消費量もしくは効率が変動するケースもあり。例えばある工場での自家発電の燃料転換が本類型に該当する。

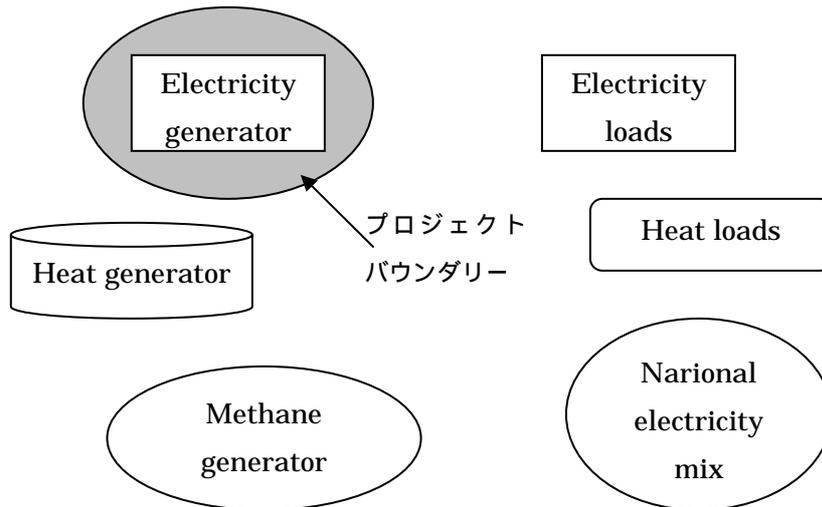


図 4.1-3 プロジェクト類型：E0 のバウンダリー

(3) プロジェクト類型：H+とH-

連係する熱負荷の増加・減少がある熱のみを対象とするプロジェクト。もしくは熱供給者の燃料タイプ、燃料消費量、効率が変動するケースもあり。例えば地域熱供給用のボイラーを増設し、その結果熱供給先も増加するようなプロジェクトが本類型に該当する。

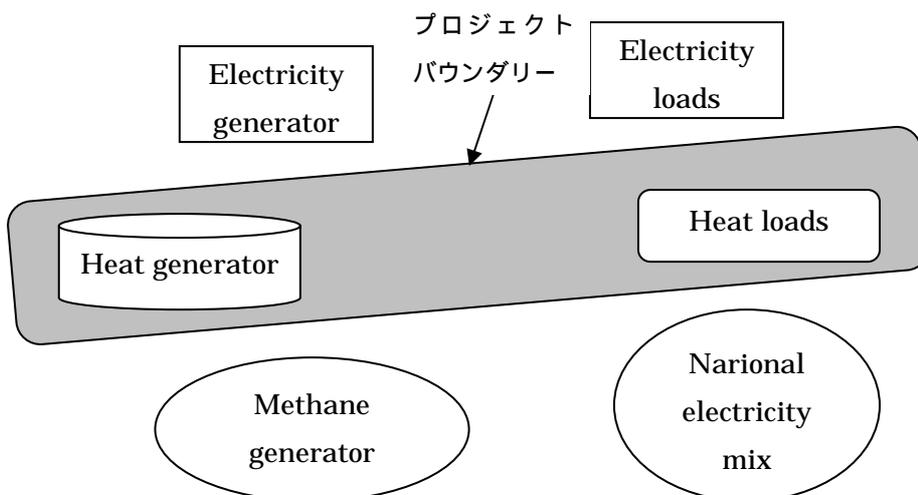


図 4.1-4 プロジェクト類型：H± のバウンダリー

(4) プロジェクト類型：E+とE-

グリッドへの電力供給の増加もしくはグリッドからの電力消費の減少をもたらす電力プロジェクト。サイトの電力供給者の燃料タイプ、燃料消費量、または効率性において変動するケースもあり。この類型は、H±コンポーネントに類似している。

例えばグリッドに電力供給している既設の電力プラントを増設する場合はこの類型に該当する。この場合のプロジェクトバウンダリーは、JI プロジェクトの対象となる電力プラントとグリッドに接続する他の電力プラントを含む必要がある。

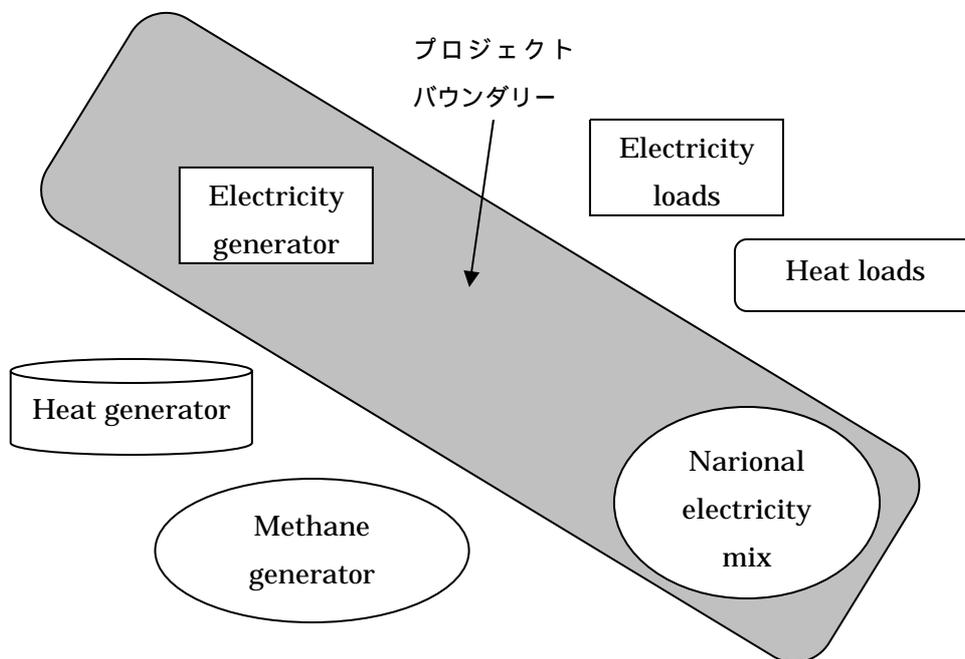


図 4.1-5 プロジェクト類型：E±のバウンダリー（電力供給が増加する場合）

また、電力のデマンドサイドマネジメントは、電力生産を増やす代わりに、電力負荷の量を変えることによってサイト外の排出量を減らすという、電力にとって特別なケースである。グリッド上のこれらのプロジェクトから生まれる効果は、グリッドに電力を追加して送り込むことに似ているため（グリッドに接続される発電プラントの発電量が削減されるため）、グリッドへの影響はよく検討されなければならない。

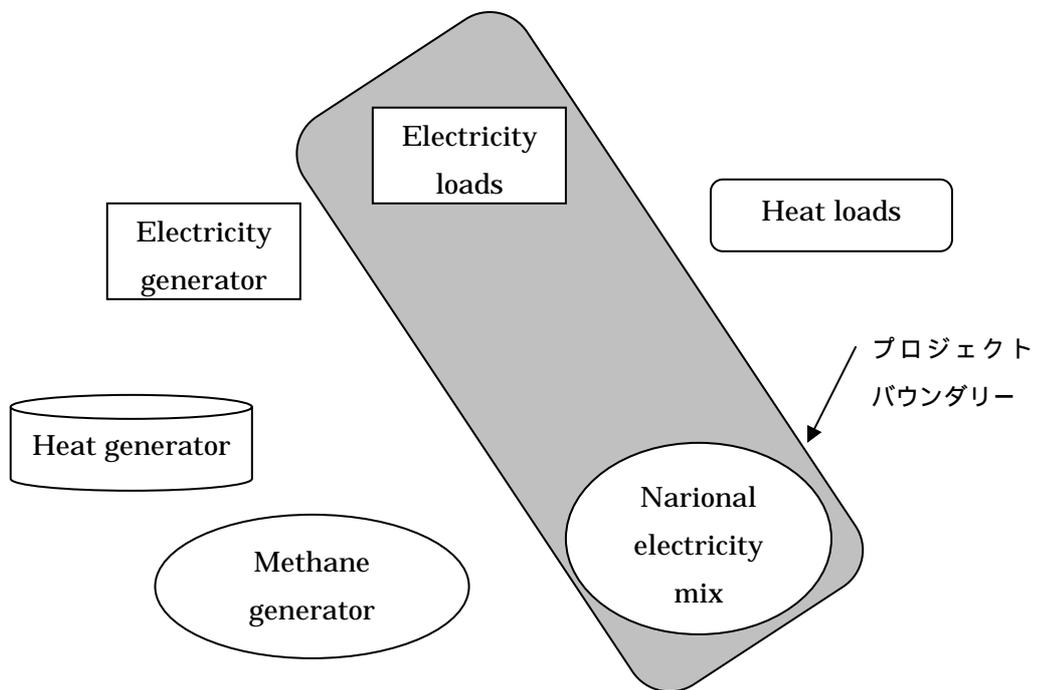


図 4.1-6 プロジェクト類型：E±のバウンダリー（電力需要が減少する場合）

また、CHP プロジェクトの場合は、H0/H±と E0/E±のコンビネーションとなる。この場合のプロジェクトバウンダリーは以下の図のようになる。

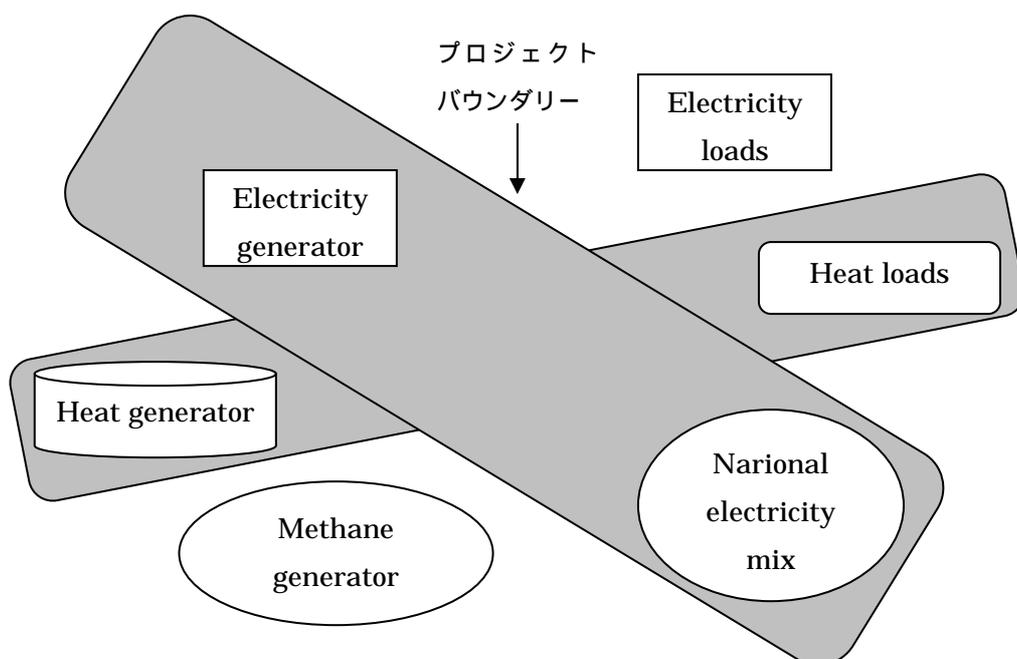


図 4.1-7 CHP プロジェクトの場合のバウンダリー

(5) プロジェクト類型：M - (メタン放散軽減)

メタン放散軽減は、さまざまな対策（プロジェクト種）によって実行され得る。結果として生じるプロジェクト範囲は、メタンからエネルギーを回収する方法や、熱か電力のどちらが発生するかなどに左右される。たとえば、埋立地ガスは、CHP ユニットであるボイラー等で簡単に燃焼・消費される可能性がある。

4.2 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。

4.2.1 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は、ハンガリーの電力セクターにおける将来の電源開発計画、経済成長、電力需要、電力輸出入を考慮して設定したシナリオである。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）の導入を想定。

(3) シナリオの対象発電所及び電源開発計画

シナリオ分析は、ハンガリーナショナルグリッドに系統連系される大規模発電所を対象に実施した。シナリオ分析に用いた、各発電所の燃料種、発電効率、将来の発電設備の新設、更新、廃止計画、及び発電容量推移の見通しを下表に示す。

表 4.2-1 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年に設備更新	-	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年に増設	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)

4.2.2 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。

4.3 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る。

4.4 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。

4.5 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。

4.6 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 II 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、II 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 IRR・投資回収年の試算結果を示す。

前提条件

- 2004年の売電価格（ハイタイム 25.3 HUF/kWh、ロータイム 15.8 HUF/kWh）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した。
- メンテナンス費用は年間 13,500 千 HUF（6,750 千円）と仮定。
- 有形資産の減価償却は定額法とした。
- 5%強の 2002 年度インフレ率に対し、ハンガリー金利環境が逆イールドとなっていることも勘案、3%と仮定した。

評価結果

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。

なお、投資回収年の試算の詳細は、第 10 章参照。

4.7 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地を決定するものは、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。

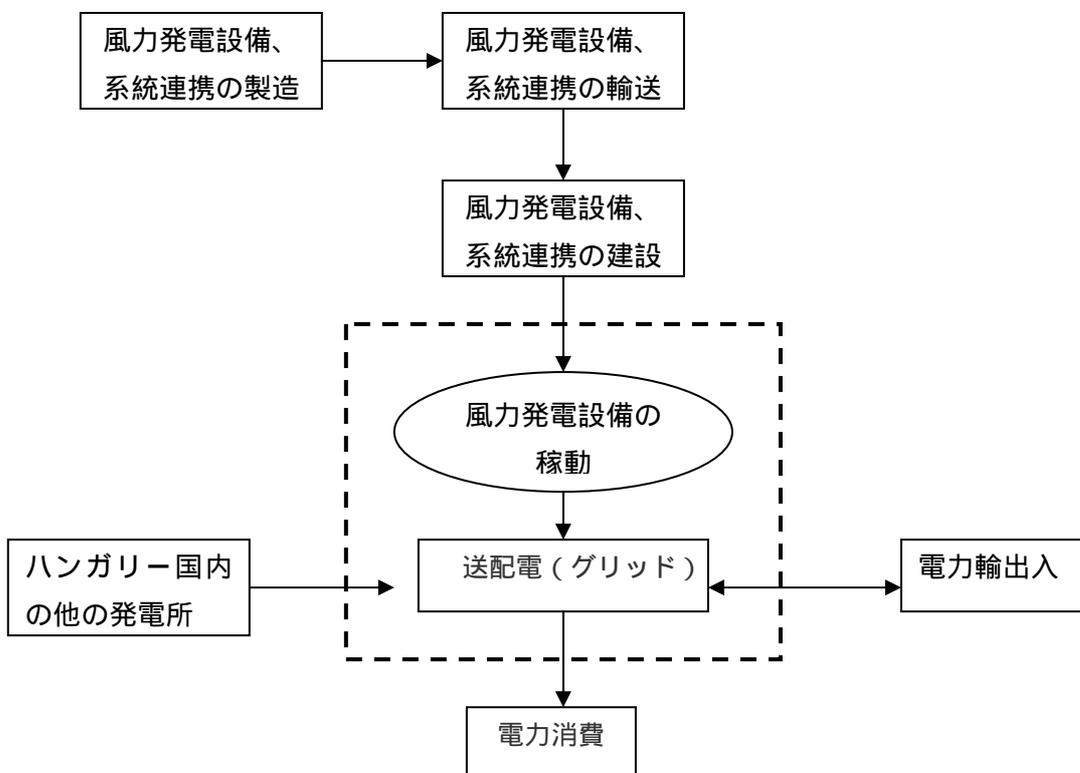


図 4.7-1 本プロジェクトのバウンダリー

4.8 ベースライン検討の詳細

4.8.1 ベースラインに関する本セクションの作成日

2004年2月17日

4.8.2 ベースラインを設定した個人/主体名

氏名：岡田晃幸

企業名：株式会社 富士総合研究所 環境・安全グループ
温暖化ビジネス推進プロジェクトチーム

e-mail：t-okada@cyg.fuji-ric.co.jp

4.9 リークエージ（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（リークエージ）はない。

4.10 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、またリークエージもない。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。

4.10.1 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

$$\text{CO}_2 \text{ 排出量} = \text{燃料消費量} \times \text{C 排出係数} \times 44/12$$

（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

$CE_X(i)$: X年のベースラインに含まれる発電所(i)のCO2 排出量

$Op_X(i)$: 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。

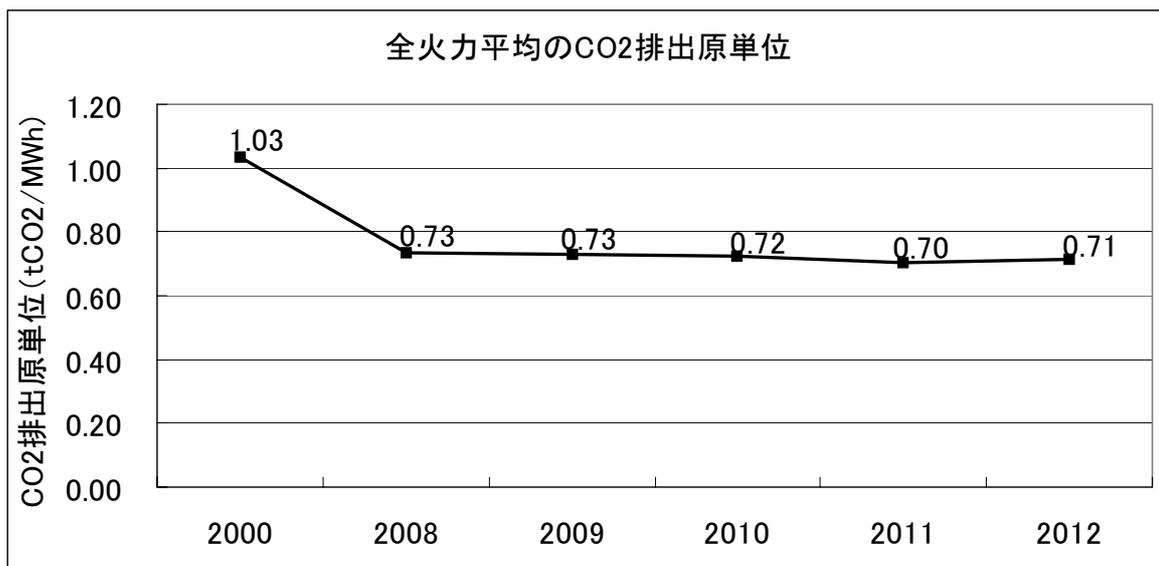


図 4.10-1 本プロジェクトのベースライン

4.10.2 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。

$$X\text{年のベースライン排出量} = OpP_X \times CEF_X$$

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 4.10-1 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

第5章 モニタリング計画

本章では、モニタリングの方法論およびデータ・モニタリングの品質管理の計画について述べる。

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、プロジェクト外管理の観点から 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。

5.6 モニタリング方法を決定した個人/主体名

氏名：岡田晃幸

企業名：株式会社 富士総合研究所 環境・安全グループ
温暖化ビジネス推進プロジェクトチーム

e-mail：t-okada@cyg.fuji-ric.co.jp

第6章 環境影響分析

風力発電プロジェクトは、燃料消費や廃棄物の排出もなく、極めてクリーンなエネルギー源であるといえるが、タービンブレードによる風切り音、鳥類の衝突、発生電磁場による周辺電波への影響、建設時及び運転時の土壌利用などといった環境への悪影響の懸念がある。

ハンガリーの法律では風力発電プロジェクト実施前の環境アセスが義務付けられており、事業主体となる ÉDÁSZ が主体となり騒音、動物・鳥類保護、土壌汚染の可能性、電波への影響、景観などの環境影響調査を行っている。また、その中で周辺住民への説明会を開催し、対話しつつ合意形成を図っている。

ここで本プロジェクトのサイトについては、そうした周辺住民との合意形成中で風力発電設備の影が問題視され、プロジェクトサイトを約 1km 南東に移動することとなった。環境影響評価については当初の予定サイトにおいて一旦実施したものの、こうした事情により変更後のサイトで実施中である。

(1) 騒音

タービンブレードによる風切り音が周辺住民の騒音なることが懸念されるが、変更後のプロジェクト実施サイトから民家までは約 2(km)の距離がある。風車の騒音レベルは機種によって異なるが、一般に民間と風車の距離が 500(m)あれば問題ないと判断されているため、本プロジェクトにおいては問題ないと判断される。

なお変更後のサイトにおける風力発電設備の設置については、ÉDÁSZ と周辺住民との間で合意されている。

(2) 動物・鳥類保護

上記理由により環境影響調査実施中。

(3) 土地利用

地盤の強度、土壌汚染の可能性などについて、環境影響調査実施中。

(4) 電磁場

上記理由により環境影響調査実施中。

(5) 景観

前述の通り当初予定していたプロジェクト実施サイトでは、風力発電設備の影が問題視されたが、変更後のサイトにおいては周辺住民との合意が成立している。

第7章 想定される利害関係者のコメント

利害関係者として、ハンガリー環境省、ÉDÁSZ、周辺住民からコメントを聴取した。
以下にコメント取得方法、及びコメント概要を示す。

表 7-1 利害関係者のコメント取得方法

利害関係者	コメント取得方法	実施者
ハンガリー環境省	訪問聴取	みずほ証券、富士総研
ÉDÁSZ	訪問聴取	みずほ証券、富士総研
周辺住民（Kimle）	本プロジェクトに関する周辺住民への説明会を開催	ÉDÁSZ

表 7-2 利害関係者のコメント概要

利害関係者	コメント概要
ハンガリー環境省	<ul style="list-style-type: none"> ● 風力発電については、反対するような人もいることに留意する必要がある。 ● つまり周辺住民や動物など及び周辺環境への配慮が必要。
ÉDÁSZ	<ul style="list-style-type: none"> ● 風力発電については、実現させたい。 ● 環境保護のため、予定地をずらした。近隣住民に対する悪影響を低減するもの。
周辺住民（Kimle）	<ul style="list-style-type: none"> ● 旧プロジェクト実施予定地では騒音、磁場、設備の陰の影響が懸念される。 <p>（このコメントを受け、ÉDÁSZ がプロジェクト実施地をずらす予定。）</p>

注): プロジェクト実施予定地については、周辺住民からの懸念表明に対応して、当初予定地を約 1km 南東に移動する予定。

第8章 その他の間接影響分析

その他間接影響分析として、風力発電設置に伴う雇用創出効果を試算する。

本プロジェクトでの風力発電システムは無人自動運転となるため、稼動状態の常時監視は不要であり、本プロジェクト実施による主な雇用創出は建設時に限定されよう。以下にその効果を試算する。

8.1 建設工程

建設工程は、土工事、基礎工事、風車組立据付、電気工事の順に進んでいく。各工程の作業概要は下表の通り。

表 8.1-1 風力発電設備建設工程の概要

項目		作業内容
土工事	土工事	土工事は、地盤を掘り風車基礎が設置できるように地盤を整える基礎的な工事である。
基礎工事	風車基礎工事	風車基礎工事では土工事により整備された場所に、風車の礎となる基礎を施行する。
	構内整地工事	構内整備工事は、フェンス設置工事や門扉取付工事、雨水処理工事の側溝工事などを行う。
風車組立据付	タワー組立・据付	風車の組立・据付作業の手順は、分割してあるタワーを地面に寝かせた状態で1本に組立、クレーンで立ち上げて風車基礎に取り付ける。
	ナセル組立・据付	ナセルはタワーが固定された後にクレーンで据付け、ロータは地上から吊り下げて取り付ける。
	制御盤据付・配線	壁掛型の制御盤は壁面へ強固に取り付け、自立盤で盤の奥行きのない制御盤は、フレームパイプなどで倒れないように枠組みにを組み込む。
電気工事	高圧受電引込工事	高圧受電引込工事では、引込柱の設置と引込開閉器負荷側端子から高圧受電板までの配線と接続を行う。
	盤据付工事	高圧受電盤、変圧器盤、低圧回路盤など内部盤の組立・据付けを行い、盤間の接続を行う。
	配線工事	タワー内制御装置から変圧器盤及び変圧器盤から高圧受電盤までの配線と接続を行う。今回は約3キロの配電線を設置する予定。

(出展：NEDO 風力発電導入ガイドブック)

8.2 建設時の雇用創出効果

風力発電設備を 12 機設置する場合の、風力発電設備建設時の雇用創出効果を以下に試算した。作業工程に必要な日数及び必要人員については、文献・メーカーヒアリングにより設定した。ただし、地盤の状況、系統連系の方法などにより、各作業日数に変動が発生しうることに留意されたい。

表 8.2-1 工程別の必要日数、必要人員

	必要日数(日)		数量	必要人員(人)		必要人日 (人日)		
	内訳	計		内訳	計			
土木工事	土工事	10	10	12	土木作業従事者	4	4	40
基礎工事	風車基礎工事	30	60	12	現場管理者	1	5	3,600
	構内整地工事	30			重機への付き添い	2		
	-	-			重機運転(2機)	2		
風車組立据付	タワー組立・据付	5	15	12	現場管理者	1	9	1,620
	ナセル組立・据付	5			作業従事者	6		
	制御盤据付・配線	5			クレーン操作者	1		
	-	-			メーカー派遣アドバイザー	1		
電気工事	高圧受電引込工事	30	105	1	現場管理者	1	7	735
	盤据付工事	30			作業従事者	5		
	配線工事	45			重機運転	1		
合計								5,955

年間労働日数を 250 日とすると、以下のとおり年間約 24 人相当の雇用創出効果があるとの試算結果になった。

$$5,955 \text{ (人日)} \div 250 \text{ (日)} = 23.8 \text{ (人)}$$

第9章 プロジェクト実施に際しての資金計画

9.1 日本側・相手国側の負担する範囲（資金、設備機器、サービス等）

ドイツの電力会社 Eon を親会社に持つ ÉDÁSZ との協議の結果、本プロジェクトへは、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 と交渉中である。現時点の状況及び日本サイドの考えに基づき以下述べる。

9.1.1 プロジェクト実施スキーム及び役割分担

詳細は未定ながら現時点の想定に基づき、以下プロジェクト実施スキーム及び役割分担を示す。

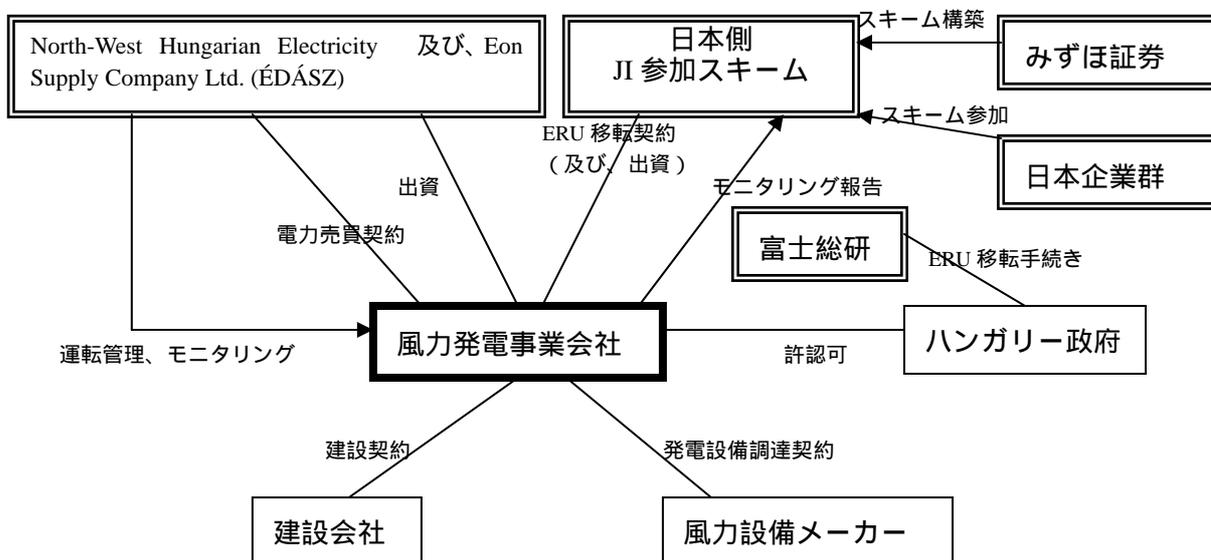


図 9.1-1 プロジェクト実施スキーム

表 9.1-1 プロジェクト実施者の役割分担（案）

プロジェクト実施者	役割
ÉDÁSZ 及び、Eon	<ul style="list-style-type: none"> ・ 基本計画策定 ・ プロジェクトへの出資 ・ その他資金調達 ・ 基本計画策定・調整 ・ 風力発電設備入札 ・ 機器選定発注 ・ 建設工事発注 ・ 運転管理、モニタリング ・ モニタリングレポート作成 ・ 排出削減量の認定手続き
風力発電事業会社	<ul style="list-style-type: none"> ・ 試運転・実証運転 ・ 風力発電事業実施
富士総研	<ul style="list-style-type: none"> ・ モニタリングレポート作成 ・ 排出削減量（ERU）移転手続き
みずほ証券	<ul style="list-style-type: none"> ・ 日本側スキーム構築
日本側 JI 参加スキーム	<ul style="list-style-type: none"> ・ ERU 取得 ・ （プロジェクトへの出資）

9.2 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）

現時点において、エクイティ出資／金融機関借入の比率は決定していないが、ÉDÁSZ 側で全額拠出することも考えられ、クレジット相当部分を除いて、ハンガリー側で資金調達する可能性が高い。

9.2.1 本プロジェクト実施に当たっての資金計画

(1) 4.2.1 所要資金

プロジェクト実施に必要な資金は、以下のとおりである。

表 9.2-1 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

9.3 資金調達の見通し

本プロジェクトでは、約 38 億円の資金調達が必要である。

事業主体である ÉDÁSZ は、親会社が独 Eon 社との点から、ÉDÁSZ の資金拠出については自己資金にせよ金融機関からの借入にせよ、資金調達について問題無いものと思われる。

また、ハンガリーは、ソプリンの信用度が日本より上位にランクされる国であること、自然エネルギーによる電力販売、熱販売においては、現地の電力会社、熱供給会社に買い取りが義務付けられており、安定した収益が確保できる見通しであるため、プロジェクト・ファイナンスの形成が可能と見込まれる。ハンガリー等の経済体制移行国におけるプロジェクトへの融資において協力が得られる可能性が高い EBRD、または現地の民間金融機関からの融資が考えられる。

9.4 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（また、投資金額からの比率制限もあり、企業は上限 30%、地方自治体 40%）。

従って、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。

第10章 収益性比較

10.1 前提条件

10.1.1 電力販売単価

ハンガリーでは、自然エネルギーの利用を促進するため、自然エネルギーにより発電した電力は優遇価格で同国の電力会社が買い取ることが義務付けられている。本プロジェクトでは主事業主体となる ÉDÁSZ が買い取る予定である。

経済省および HEO によると、2003 年及び 2004 年の再生可能エネルギー電力の買い取り価格は以下のとおりである。

表 10.1-1 再生可能エネルギー電力買取価格

	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

ただし、ハイタイムは、平日 7:00～13:00 および平日 17:00～20:00。ロータイムは、休日および平日のハイタイム以外である。また、電力買い取り価格は消費者物価指数を参考に経済産業大臣が決定することになっている。

2004 年の価格は上記価格を 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した。

10.1.2 運転経費（メンテナンス費用）

メンテナンス費用は年間 13,500 千 HUF（6,750 千円）と仮定。

10.1.3 その他

(1) 減価償却

有形資産の減価償却は定額法とした。

(2) 為替レート

最近のフォリント安を勘案、為替レートは以下と仮定した。

$$\text{US\$1} = 200\text{HUF}$$

(3) インフレ率

5% 強の 2002 年度インフレ率に対し、ハンガリー金利環境が逆イールドとなっていることも勘案、3% と仮定した。

10.1.4 事業期間

風力発電設備の使用期間を勘案、事業期間は 20 年とした。

10.2 内部収益性 (IRR)

10.2.1 獲得期間：2008～2012年(5年間)

CO₂クレジット獲得期間が2008～2012年の5年間の場合の、IRRは以下のとおりである。

表 10.2-1 IRR (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

10.2.2 獲得期間：2008～2025年(18年間)

CO₂クレジット獲得期間が2008～2025年の18年間の場合の、IRRは以下のとおりである。

表 10.2-2 IRR (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

10.2.3 収益性に関する考察

クレジット無の場合、IRR10.32%と厳しい数値となる。しかしながら、プロジェクトをJI化することにより、これを0.33～0.96ポイント改善することができる見通しである。

10.3 投資回収年数

10.3.1 獲得期間：2008～2012年(5年間)

CO₂クレジット獲得期間が2008～2012年の5年間の場合の、投資回収年数は以下のとおりである。

表 10.3-1 投資回収年数 (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

10.3.2 獲得期間：2008～2025（18年間）

CO₂クレジット獲得期間が2008～2025年の18年間の場合の、投資回収年数は以下のとおりである。

表 10.3-2 投資回収年数（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

10.3.3 投資回収年に関する考察

クレジット無の場合、事業期間20年のプロジェクトにおいて、投資回収年数は9.78年と長い。しかしながら、プロジェクトをII化することにより、これを0.28～0.62ポイント改善することができる見通しである。

第11章 日本からの資金導入及び事業スキームの検討

事業実現のため、日本から資金を導入するスキームについて検討を行う。

11.1 背景

(1) CDM/JI への参加に興味を持つ日本企業の現状は以下のように整理できると考えられる。

- 参加を促す要素
 - (社)日本経済団体連合会における温暖化対策 環境自主行動計画の目標
 - 2002年6月に日本国が京都議定書を批准
 - 企業の環境対応施策における温暖化対策の優先順位の上昇
 - 一部企業における業容拡大、事業内容の変化に伴うエネルギー消費量の増加
 - 企業の社会的責任についての関心の高まり
- 参加を躊躇させる要素
 - 京都議定書発効の行方が不明
 - 日本国内において企業に対する削減義務付け有無の行方が不明
 - 企業に削減義務が課される場合の影響度が不明
 - 海外プロジェクトとしてのリスクの高さ
 - 日本企業内部における経験の少なさ

(2) 結果として、以下のような傾向が見受けられる。

- 多額での参加は困難(例えば、1億円以下等)
- 事業への出資よりも、クレジット購入のみがベター
- 再生可能エネルギーなど、わかりやすいイメージのものが良い
- 社内の意思決定に時間がかかる

11.2 日本からの資金導入との観点からの本プロジェクト

(1) 事業への出資について

- 本プロジェクトの場合

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

- 支払条件

クレジット購入は、一般論としては事業への出資に比べリスクの程度は低いと考えられるが、プロジェクトが計画通り実施されないと契約したクレジット量が発生しない場合があるため、購入代金の支払条件が重要な要素となる。

プロジェクト準備期に契約し、出資金や借入金同様にプロジェクト初期に資金を払込む場合(前払い)では、プロジェクト側ではクレジット代金分の資金を確保できることになるが、ク

クレジット購入者は建設～運転開始～稼働・温室効果ガス削減効果～クレジット発生・移転までのリスクを負うことになる。

一方、プロジェクト準備期に契約するが、クレジット購入代金はクレジット受渡時に支払う場合、プロジェクト側はクレジット発生・移転までクレジット代金分の資金を得られないが、クレジット購入者のリスク負担度は前払いの場合と比べて低いと考えられる。

■ 本プロジェクトの場合

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。日本企業においても、事業への出資がクレジット取得の条件とならず、かつ、クレジット代金を前払いしなくて良いとすれば、議定書発効の行方や日本国内における企業への削減義務付け有無の行方といった流動的な要素が残るなかでの CDM/JI への参加形態として望ましい形と言えよう。

なお、邦銀ロンドン拠点とも JI 実現に向けた討議を行ったが、結果として以下の 2 点が考えられる。プロジェクトファイナンス的観点からは、事業のキャッシュフロー計画において事業本体部分とカーボンクレジット部分を設定し、金銭リターンを欲する資金とカーボンクレジットでのリターンを欲する資金とから構成するような資金計画がわかりやすいが、現状のクレジット価格では事業利回りを改善する+ 程度と考えざるを得ないケースが多いと思われる。

加えて、本プロジェクトのような風力発電の場合、総投資額に対してクレジット量が他の種類の JI/CDM と比べてそれほど多量とはならないため、やはりクレジット自体は+ と捉え、資金調達においてはクレジット部分とは区別された事業本体部分に関する資金の目処付けをまず行い、そのうえでクレジット部分についての資金導入を図るような形があろう。

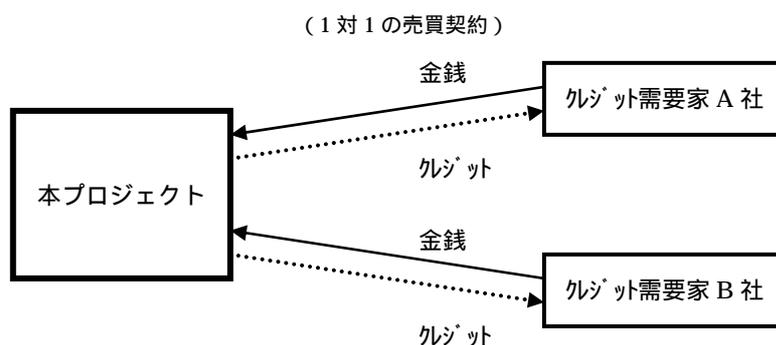
11.3 日本からの資金導入を行なう際のスキームの考察

(1) 最もシンプルなケース

本プロジェクトをできるだけ早期に実現させるべく、最もシンプルなケースを検討すれば、以下のようなものが考えられる。

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。



スキーム図 11.3-1 企業とプロジェクトの 1 対 1 のクレジット売買契約

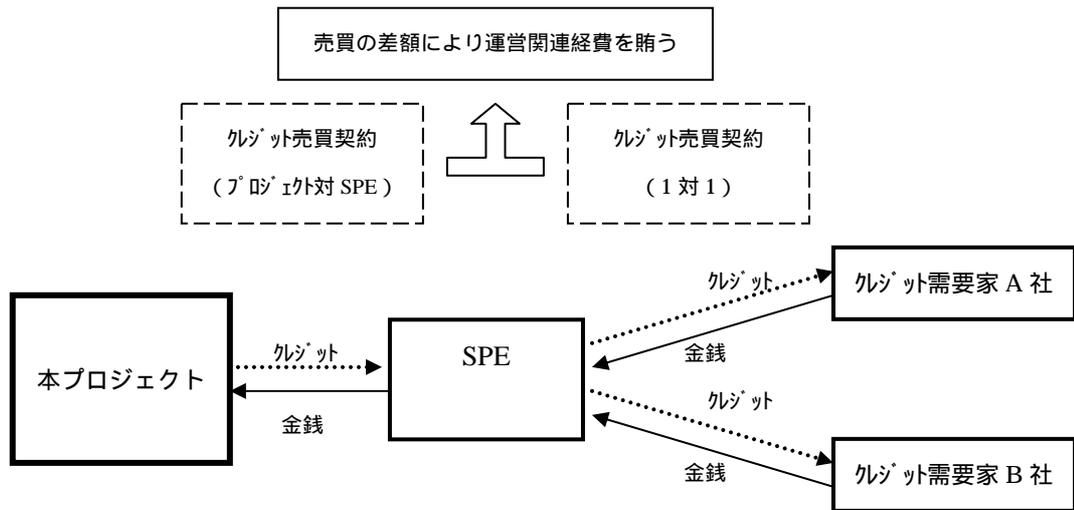
(2) ビークルを活用したケース

SPE(Special Purpose Entity :「特別目的事業体」...特別目的会社(SPC : Special Purpose Company) やリミテッドパートナーシップ、匿名組合、任意組合、信託などを包含したものを指す)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。

SPE は両者とのクレジット売買契約の売買鞘で SPE 維持費用や関連費用を支払う。

SPE と日本企業とのクレジット売買契約においては、SPE に起因しない事由によって、SPE が予定された量のクレジットをプロジェクト側から受け取ることができなかった場合の備え等が必要になる。

但し、SPE 関連コストを考慮すると、次項のように複数プロジェクトを扱うスキームが望ましいといえよう。

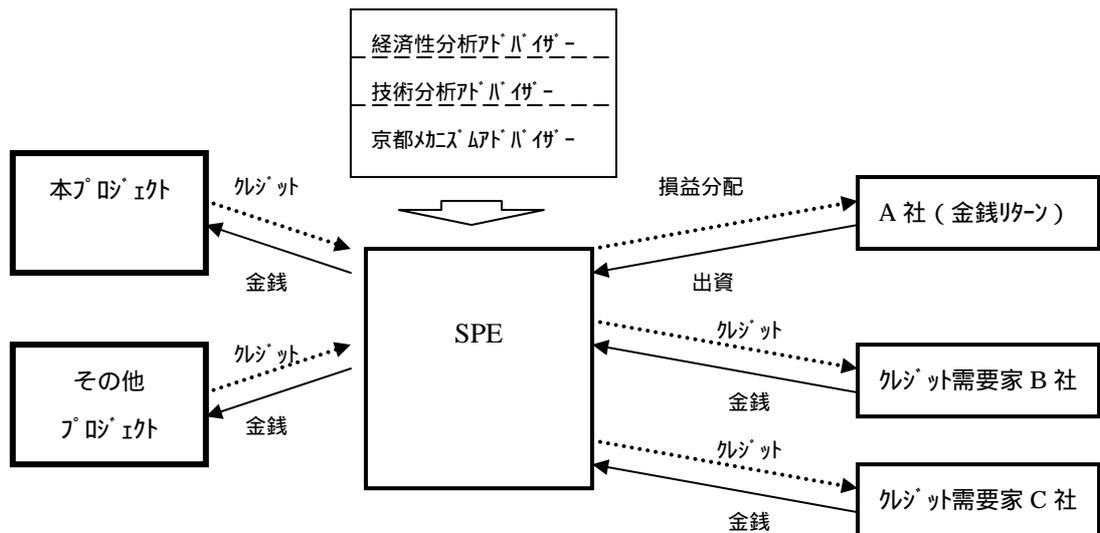


スキーム図 11.3-2 複数企業によるクレジット購入の基礎概念図

(3) 他のプロジェクトへの拡張

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。SPE とクレジット売買を行なう日本企業は複数のプロジェクトからのクレジットを獲得できることになる。

SPE に出資する日本企業は、費用を賄うだけの売買鞘を SPE が得られない場合などの損失発生リスクをとりつつ、費用を上回る売買鞘を SPE が得た場合の金銭での配当を期待することになる。



スキーム図 11.3-3 複数プロジェクトからのクレジット購入スキームの例

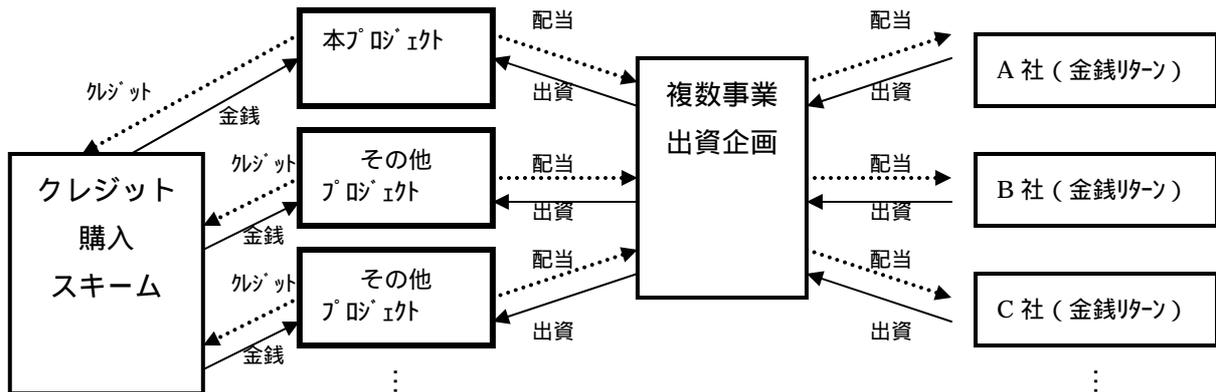
(4) 事業出資を行なうケース

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。

シンプルな形として、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。この場合においても、会計・税務の面から、クレジット現物の評価はポイントの一つになる。

風力発電機に関する設備流動化スキーム。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となる。日本企業は設備を保有する日本側 SPC に出資し、事業損益の分配を受ける。但し、実現までには、様々なポイントが考えられる。

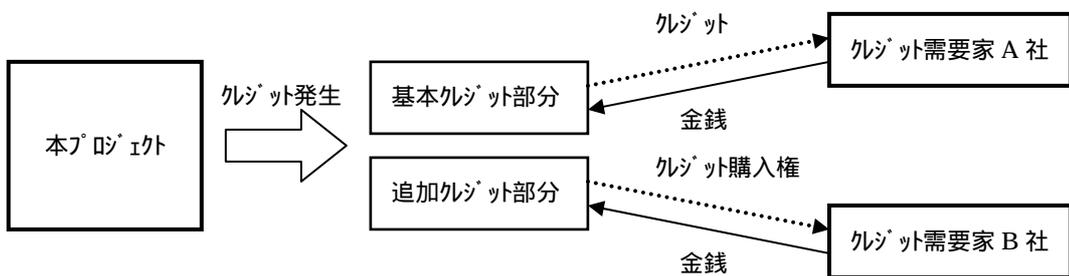
本プロジェクトに加え、複数の II プロジェクトを組合わせた複数事業出資企画。クレジット部分は別途準備し（例えば前記の複数プロジェクトからのクレジット購入スキーム）、金銭リターンを得るものである。



スキーム図 11.3-4 複数事業出資企画の例

(5) その他のバリエーション

本プロジェクトのような風力発電の場合、年間発電量について一定の予測・計画はあっても、発電実績は風況による振幅が出てくる。例えば、発生クレジットについて取扱をおおよそクレジット発生が見込めそうな基礎部分、実際の発生クレジットからを差し引いた残余部分、と2区分し、基本的にはクレジット購入者とについて発生分の売買を決定しておき、については+として取扱うことが考えられる。例えば、については一部資金を当初支払うことを条件として、購入する権利をクレジット需要者に与えるとの契約も考えられよう。



スキーム図 11.3-5 クレジット区分契約スキームの例

第12章 まとめ

ハンガリーにおける風力発電プロジェクトを JI 事業として実現すべく FS を実施した。本プロジェクトは、再生可能エネルギーの優遇買取制度を背景としつつ、クレジット獲得を狙うものである。ハンガリーのエネルギー政策においては、今後の電源開発において、持続可能性を重要視しており、2010 年時点で 3.6%の再生可能エネルギーの導入を目的としている。本プロジェクトはハンガリーにおける電力セクターの持続可能な開発に貢献しつつ、ハンガリー政策目標の達成にも資することが期待される。

ハンガリーの法律では風力発電プロジェクトは事前の環境アセスが義務付けられているため、ハンガリーの実施主体が環境影響調査を行っている。また地域住民への説明会も開催し、対話しつつ合意を図っており、住民に配慮して計画の一部変更も実施している。

風況シミュレーションから得られた発電量などの結果は厳しい数値を示しており、投資回収年数、IRR の観点から JI 化が求められるプロジェクトと言えよう。ただしハンガリー政府は、追加性について厳格に評価する意向を示しており、今後の交渉していく必要がある。また、ハンガリーのナショナルグリッドを対象とするベースラインについては、標準化が試みられているもののまだ政府により承認されておらず、基本的には政府との交渉により決定されるものとなるが、その過程において多くのクレジット量を確保すべく、交渉していく所存である。

日本からの資金導入については、現在の実施計画を勘案すれば、クレジット部分に関する資金がメインとなろう。クレジットの資金を前払いし、実施主体が現金確保するニーズよりも、実施主体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。

今後、現地実施主体との議論を深めつつ、JI 化実現に向けてハンガリー政府への本プロジェクトの申請、交渉などを行って参りたい。

添付資料1 ベースラインデータ

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以下に示す。

表 発電量シナリオ(GWh)

発電所	燃料種	2000	2008	2009	2010	2011	2012
Paks	nuclear	13,045	13,217	13,227	13,230	13,231	13,231
Dunamenti	oil, gas	6,661	4,610	4,987	5,382	5,933	5,748
Tisza II.	oil, gas	869	327	461	581	813	708
Mátra	lignite	5,581	4,311	4,391	4,458	4,468	4,481
Oroszlány	coal	1,514	-	-	-	-	-
Bánhida	coal	590	-	-	-	-	-
Pécs	coal	774	188	188	189	-	-
Borsod	coal	596	-	-	-	-	-
Ajka	coal	201	-	-	-	-	-
Inota	coal	187	-	-	-	-	-
Csepel	gas	-	2,134	2,170	2,317	2,423	2,443
Újpest II.	gas	-	480	492	496	464	464
Debrecen	gas	-	686	694	698	699	700
Kispest II.	gas	-	888	909	918	922	923
Tisza, Fonix	gas	-	1,372	1,403	1,448	1,461	1,469
Új, kapcs., fluid	gas	-	-	-	-	-	1,012
合計（原子力除く）		16,974	14,995	15,696	16,486	17,183	17,946
合計		30,018	28,212	28,923	29,716	30,414	31,177