

平成22年度 地球温暖化対策技術普及等推進事業
二国間オフセットメカニズムFS 調査報告書

ユーティリティ設備運用最適化技術のプロセス工場への適用

平成23年3月

株式会社 山武

目次

1	調査概要	4
2.	背景と目的	6
2.1	事業の概要	6
2.2	インドネシアにおけるエネルギー事情・省エネ事情	6
2.2.1	インドネシアにおけるエネルギー事情	6
2.2.2	省エネ政策	9
	インドネシアにおける省エネ政策の状況を簡単にまとめる。	9
2.2.3	インドネシアにおける CDM 状況と問題点	10
2.2.4	日本・インドネシア経済フォーラム	10
2.3	ユーティリティ設備運用最適化技術	11
2.4	対象工場の選定理由	12
2.4.1	A 工場	12
2.4.2	他プロセス工場への展開の可能性	14
3.	当該プロジェクトの事業性評価	15
4.	MRV 方法論の特定	17
4.1	概要	17
4.2	既存方法論の評価	17
4.2.1	UNFCCC 承認方法論での検討	17
4.2.2	UNFCCC 不承認方法論での検討	20
4.3	方法論の作成	22
4.3.1	方法論 1 (シミュレータ計算に基づいた山武独自方法論)	22
4.3.2	方法論 2 (AMS Type II B と AM0018 に基づいた方法論)	23
4.4	追加性の検討	25
4.5	PDD の作成	27
4.6	第三者機関による検証の可能性	27
5	同方法論の A 工場での実テスト	28
5.1	プロジェクト実施前の CO ₂ 最小、最大排出量間の平均乖離率の算出	28
5.2	プロジェクト実施後のベースライン燃料消費量の算出	30
5.3	プロジェクト後の燃料消費量の算出	30
5.4	プロジェクト後の燃料消費削減量および CO ₂ 削減量の算出	31
6.	本技術導入のファイナンススキームの検討	33
6.1	インドネシアの ESCO の状況	33
6.2	ESCO 実施の問題点	34
6.3	ESCO 以外のファイナンス検討	34

7. 他工場へ展開した場合の事業性評価	36
8. まとめと今後の展開	39

—

1 調査概要

気候変動問題の解決に向け「二国間オフセットメカニズム構築」に向けてのフィージビリティスタディを実施した。対象とする技術は、制御・最適化の IT 技術をベースとした「ユーティリティ設備の運用最適化技術」（以降「U-OPT」と呼ぶ）であり、適用対象設備としては、インドネシア国のエネルギー消費量の大きいプロセス工場のユーティリティ設備である。

当該プロセス工場では、大量の蒸気が蒸気タービン発電機や蒸留塔などの後続のプロセスプラントで使用されており、蒸気供給設備は、最も多くのエネルギーが使用される設備の一つである。その蒸気の供給設備は、数多くのボイラーから構成されており、その総合効率の改善は CO₂ の排出量の大きな削減に貢献できる。

U-OPT 導入により、従来は独立して運転されていたボイラーがエネルギー損失を排除するように最適に協調運転され、設備全体の効率を増加することができる。U-OPT の最適化機能により、燃料消費量を最小にするための、稼動すべきボイラーの選択、各ボイラーの負荷配分を蒸気デマンドや各ボイラー、効率燃料の単位コスト、単位 CO₂ 排出量を考慮して決めている。

このフィージビリティスタディの実施前に、一昨年から（財）国際石油交流センター（JCCP）の事業化推進事業補助金を得て当該プロセス工場（「A 工場」）の基礎調査を行ってきた。その意味で「A 工場」は今回の「協力案件の組成に向けた調査」へ展開し易い状況にあり、対象として「A 工場」を選択した。このフィージビリティスタディでは、「A 工場」に対して、本技術導入の事業性を検討するとともに同事業を通じて達成される削減量を計測、報告、検証（MRV）するための方法論の特定及び、同方法論を用いた削減見込量の MRV の試行を行った。

また併せて、本技術の横展開の可能性を検討するために当該企業の他のプロセス工場（「B 工場」）に対しても事業性調査を実施した。

「A 工場」および「B 工場」の事業性調査では、同技術を導入した場合の燃料コスト削減の経済メリットだけでなく CO₂ 削減量の推計も行った。

事業性評価指標である正味現在価値（NPV）、投資判断の利益指標（PI）、内部収益率（IRR）を、単に燃料コスト削減メリットのみを考慮した場合と CO₂ 削減によるカーボンプレジットが販売できる場合の両ケースについて計算し、評価した。

このスタディでは、共に高い指標値が得られ、事業性が十分あるという結果が得られた。しかし、国内需要が伸びているインドネシアでは、生産設備に対する増産投資のほうが、省エネ投資に比べて優先順位が高く、高い指標値が必ずしも省エネ投資に結びついていない状況がある。「二国間オフセットメカニズム構築」は、省エネへの投資を加速する

意味で意義が大きい。

A工場で行なったMRV手法の特定のスタディでは、「シミュレーション技術」を適用した手法を提案している。

方法論を検討するにあたり、プロセス工場のユーティリティ設備のように、デマンド変化が大きく、かつ機器の稼動状況やボイラーの効率が変化する環境下で、導入されるU-OPTの貢献度を適格に計測、報告、認証(MRV)できる適切な手法を策定することが重要となる。

それに適したMRV方法論として「シミュレーション技術」を適用したものをここでは提案している。そして、それをベースにProject Design Document (PDD)を作成し、実運転データを使用して削減量を試行的に計算した。また、従来のCDMの方法論を参考にした手法についても、簡易的な方法として参考に示している。

また、ファイナンススキームの検討については、今回の対象のプロセス工場のような大企業だけではなくインドネシアで幅広く同技術を展開できるように、相手先のファイナンスの負担を軽減する必要がある。そこでESCOスキームを中心に、そのインドネシアでの状況と問題点について検討した。

2. 背景と目的

2.1 事業の概要

気候変動問題の解決に向け、日本は、海外での温室効果ガス排出削減に貢献できる優れた技術や製品を多く持っているが、現在、技術や製品の普及を通じた途上国での貢献を唯一制度的に後押しする「クリーン開発メカニズム（以下、「CDM」という。）」は、審査プロセスに長い時間がかかり不安定性が高いことに加え、我が国が得意とする省エネルギー製品（自動車、家電等）、原子力発電、高効率石炭火力等に対する適用がほとんどなく、我が国の技術・製品を通じた貢献を後押しするには不十分であると考えられる。

2009年末の第15回気候変動枠組み条約締約国会合（COP15）で策定されたコペンハーゲン合意は、先進国の排出総量についての目標を各国それぞれのやり方で設定することを認めるものとなった。経済産業省では、こうした機会を捉え、現行のCDMの下では国際的に十分に評価がなされていない技術（原子力、CCS、石炭火力等）も広く対象に含める形で、我が国が世界に誇るクリーン技術や製品、インフラ、生産設備などの提供を行った企業の貢献を適切に評価し、その貢献を我が国の排出削減量として換算することを可能とする新たな仕組みを、二国間もしくは多国間の合意を通じて構築を考えている。

その状況下で、本調査は、「協力案件の組成に向けた調査」として、国内のプロセス工場や自動車製造工場などで実績のある省エネ技術である「ユーティリティ設備運用最適化技術」（以下U-OPTと呼ぶ）を、インドネシアのエネルギー消費量の大きいプロセス工場に適用し、彼らと二国間の合意を通じた新たな枠組み構築に貢献することを目的として実施した。具体的なプロジェクトの実施を想定し、同プロジェクトの事業性評価、必要なファイナンスその他のスキームの検討を行い、また、同プロジェクトを通じて達成される削減量を計測、報告、検証（MRV）するための方法論の特定、及び、同方法論を用いた削減見込量の測定の試行を行った。

2.2 インドネシアにおけるエネルギー事情・省エネ事情

2.2.1 インドネシアにおけるエネルギー事情

インドネシアは、インドネシア政府の2008年統計によると面積189万km²、人口約2億2800万人（世界第4位）、実質経済成長率6.1%、一人当たりの年間電力使用量46.7kWh（2006年推定）の国家である。インドネシアのエネルギー資源埋蔵量を図表2に示す。（BP統計データおよびインドネシア・エネルギー鉱物資源省による）インドネシアはエネルギー資源の豊かな国ではあるが、人口約2億2800万で世界の3.5%を占める第4位の人口大国であること、現在の家庭電化率65%を2020年までに90%まで向上させる政府の方針等を考慮するとエネルギー資源量は豊富とは言えない。

(1) 石油

産油量は1991年の日産167万バレルを頂点に年々減少しており、2004年には石油純入国に転じ、最近では100万バレル前後で世界の生産量の1.2%程度と低迷しており、2008年に石油輸出国機構（OPEC）を脱退した。

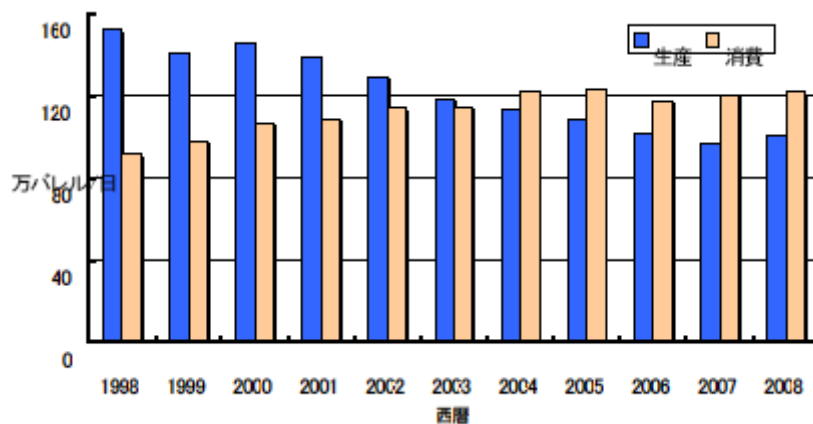


図 2.1 インドネシアにおける石油の生産、消費の推移（BP 統計 2009）（注 1）

(2) 天然ガス

世界の生産量の2.3%を占め8番目の生産国であるが、施設の老朽化で2008年の生産量は2003年より5%減少した。2007年における輸出、国内消費は各々55%、45%であったが、国内向けを優先する方針であり、すでに数年前から各国向け出荷量は契約量より1～2割減らされている。LNGの生産量は世界一で、世界市場の23%を占めている。日本の2007年度のLNG輸入量は6,832万トンで、世界の取引量の4割を占める世界最大の輸入国であり、その輸入量の2割がインドネシアからである。

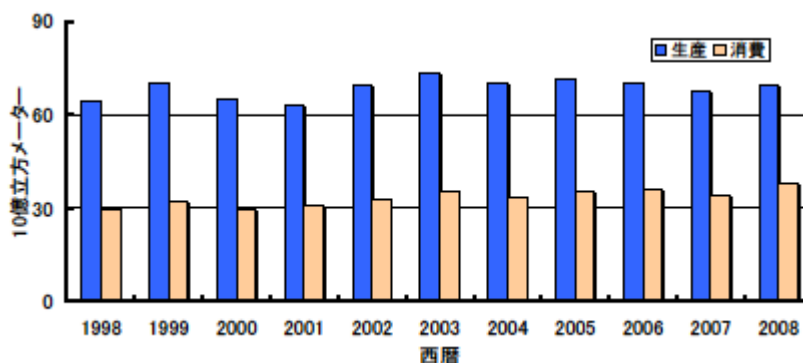


図 2.2 インドネシアにおける天然ガスの生産、消費の推移（BP 統計 2009）（注 1）

(3) 石炭

石炭の産出量は1998年から2008年の10年間に生産量は3.3倍に増加した。2008年には1.4億石油等価トン（世界生産量の4.4%）で、発電用炭の世界最大の輸出国であり、生産量の80%を輸出している。国内向けの約85%が発電に消費されている。最大の輸出先は日本であり2割を輸出しているが、最近では中国、インド向けの輸出が急拡大している。一方、国内発電向け需要が急増し、2009年からは輸出を抑制する方向である。また、良質な瀝青炭の埋蔵量が減少し、低品位の亜瀝青炭の生産量が増加している。

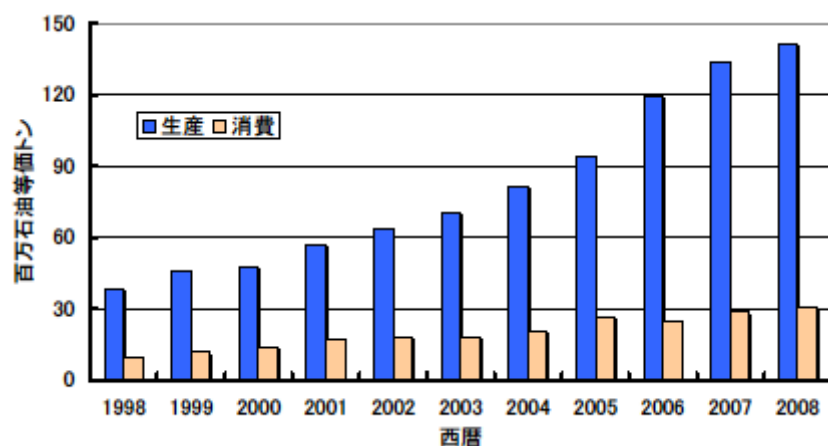


図 2.3 インドネシアにおける石炭の生産、消費の推移（BP 統計 2009）（注 1）

(4) エネルギー補助金政策

インドネシアは貧困対策として食料と共に燃料、電力にも補助金制度を採用し、電力料金と共に石油製品価格を低く抑えて来た。このため石油依存体質から抜け出せないでいた。2004年に石油の純輸入国に転じ、さらに最近の石油価高騰の影響を受けて、補助金が国家予算を圧迫するほどになり、政府は、2008年5月末に29%と大幅に石油製品価格を引き上げた。その結果、ガソリン価格は約2.5倍の4500Rp/L、灯油は約2.9倍の2000Rp/L、軽油は約2.6倍の4300Rp/Lまで上昇した。ガソリン、灯油、軽油の価格は2008年5月に再値上げされたが、それでもエネルギー関係補助金は大きい。2008年の電力補助金は27兆8千億ルピー、燃料補助金は49兆1千億ルピーとなり、政府支出の1割にも達した。その中で、2010年3月20日にエネルギー鉱物資源省が2014年あるいは2015年に電気料金に対する補助金の廃止を表明した。インドネシアの電力料金は2003年7月以来据え置かれているため2010年度の補正予算案では、電力料金の補助金は2009年度比44.2%増の55.4兆5千億ルピアとなっている。しかし2011年3月26日付の日経新聞ではインドネシア政府はジャカルタ首都圏で4月に予定していた補助金つきガソリン販売中止の処置を延期し実施時期は適当な時期を探ると発表した。

(注1) 社団法人 日本原子力産業協会 インドネシアの原子力開発

<http://www.jaif.or.jp/ja/asia/> より

2.2.2 省エネ政策

インドネシアにおける省エネ政策の状況を簡単にまとめる。

表 2.1 インドネシアにおける省エネ政策の状況

実施年	実施内容
1987年	国営 ESCO 会社 (KONEBA) 設立
1995年	国家エネルギー基本計画 (マスタープラン) の策定
2004年	国家エネルギー政策 (2003-2020年) の策定 京都議定書批准
2005年	省エネルギーに関する大統領指示の発出
2007年	バリ島にて COP13 開催 National Action Plan on Climate Change(RAN-PI)策定 エネルギーに関する包括的な事項を定めたエネルギー法が制定
2009年	Technology Needs Assessment (TNA)実施 Indonesia Climate Change Trust Fund (ICCTF)設立 CO2 排出量削減目標発表(-26% / -41%) 省エネに関する政令 (2009 年第 70 号) 発表
2010年	COP16 コペンハーゲン合意への排出量削減目標として 2020 年までに(BAU 比で)26%削減を発表。 Indonesia Climate Change Sectoral Roadmap (ICCSR)策定 Indonesian Second National Communication (SNC)実施 エネルギー鉱物資源省 2014 年もしくは 2015 年までに電力料金の政府補助を廃止する考えを表明。 第2回「日インドネシア経済合同フォーラム」において電力 (地熱・石炭発電) 分野における協力、二国間オフセットメカニズムの協議開始、スマート・コミュニティ・イニシアティブの協力の可能性の追求について合意を発表
2011年	エネルギー鉱物資源省 (MEMR) エネルギー多消費型産業を対象に省エネルギー対策の義務化を発表

2.2.3 インドネシアにおける CDM 状況と問題点

CDM 理事会によるインドネシアのプロジェクトの登録件数は計 43 件（世界第 6 位）、有効化審査件数は計 145 件（世界第 6 位）で、ともに ASEAN 諸国の中ではマレーシアに次ぐ数である（2010 年 1 月 12 日現在）。しかしながら CER 発行件数は、2009 年 12 月 31 日現在で累積 7 件、発行量 32 万 t と CER 発行につながっていないのが現状である。

今回の FS を通じてエネルギー・鉱物資源省オイル&ガス下流開発ディレクター サルヨノ氏、および対象企業の A 工場、B 工場で CDM に携わっている方の意見を聞く機会があった。サルヨノ氏は、インドネシアは CDM に対する投資に対して十分なリターンを得ていない点を問題視している。またプロセス工場においてフレアーガスの CDM に取り組んでいる人達より、実務的な問題点として MRV が面倒で、削減量の確定が難しい、また CDM による排出権獲得までに時間がかかりすぎる点を上げている。

CDM の問題点としては、CDM 理事会の審査と登録に時間がかかる点が良く挙げられる。インドネシアではそれに加えて、インドネシアにおける CDM 指定国家機関である国家 CDM 委員会が環境省、エネルギー・鉱物資源省など 9 省庁の代表で構成される複雑な機関であり、また承認プロセスも複雑なため、国内審査に時間がかかるという問題点がある。

また、プロセス工場へのヒアリングを通じて明らかになったが、企業における省エネへの投資意欲は高くない。これはインドネシア国内の市場が伸びているため、投資効率が高い省エネ投資であっても、増産投資との比較となるため、省エネ投資への優先順位は一般に低くなっている。

2.2.4 日本・インドネシア経済フォーラム

大畠章宏経済産業大臣の代理としての松下経済産業副大臣と、ハッタ・ラジャサ経済担当調整大臣は、2010 年 10 月 14 日、東京において、マリ商業大臣、ギタ投資調整庁長官、ダルウィン・エネルギー・鉱物資源大臣、ヒダヤット工業大臣、ルトフィ次期駐日大使、バンバン運輸副大臣、スリスト KADIN（インドネシア商工会議所）会頭、米倉経団連会長を含む両国の政府高官及び経済団体の幹部が出席する、第 2 回「日インドネシア経済合同フォーラム」の議長を務め、インドネシア経済回廊構想（IEDC）、特に国家開発の観点において計画の実施に向けたフォローアップについて議論が行われた。

この中で、「二国間オフセットメカニズム」地球規模の温室効果ガス排出削減を進めるために、両国は、温室効果ガス排出抑制への貢献の適切な評価を通じた、民間企業による低炭素技術・製品の普及促進に向け、新たな二国間枠組みについて協議を開始することについて合意した。

2.3 ユーティリティ設備運用最適化技術

今回の調査で適用した省エネ技術「ユーティリティ設備運用最適化技術」（以降「U-OPT」と呼ぶ）は、工場やビルに電力、蒸気、冷温水、圧縮空気などのユーティリティを供給しているユーティリティ設備の運用最適化を図り、大幅な省エネルギー・CO2削減を可能とするものである。本技術は、今まで個々に運転されていた既設の受配電設備やボイラー、コジェネシステム、冷凍機、空気コンプレッサといったユーティリティ機器を協調させて運用することで、需要の変動に合わせて最適な機器選択・負荷配分を行うことによりユーティリティ設備全体での無駄を省き、全体の効率向上を実現し、CO2排出量を削減するものである。新規な機器の導入をせず、制御技術によりCO2削減を実現するので投資・効果の良い汎用技術である。

今までの適用実績では、CO2の全排出量の約2～5%が削減されている。

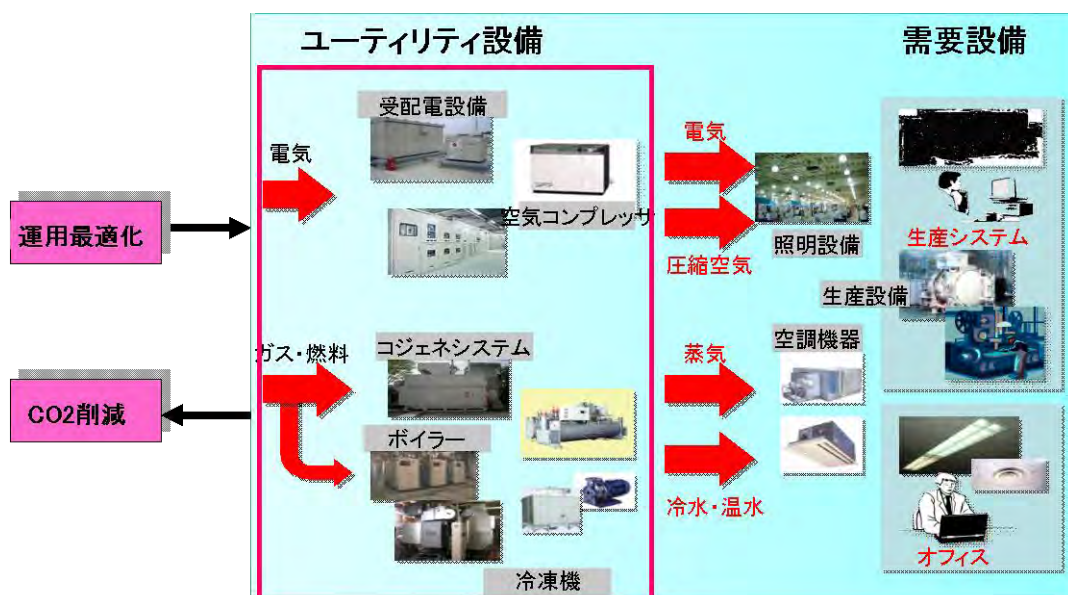


図 2.4 ユーティリティ設備

「U-OPT」は、エネルギー消費型の業界である石油、鉄、セメント、化学、製紙等の工場に適用できる省エネ技術である。電力、蒸気、冷水といったユーティリティを大量に使用する工場や大型ビルにも横展開でき、今回のプロジェクト実施により、本技術によるインドネシア政府との二国間の枠組みが構築されれば、幅広い適用が可能で更に大きなCO2削減をインドネシア国内で見込むことができる。

また、どの国にもニーズのあるユーティリティ設備の運用最適化技術なので、同じ二国間の枠組みをインドネシア以外のアジアを中心とした国々と結んで展開していくことも期待される。

2.4 対象工場の選定理由

対象工場としてインドネシアのエネルギー消費量の大きいプロセス工場の A 工場を選定し、そのユーティリティ設備に「U-OPT」を適用した。山武では一昨年から(財)国際石油交流センター(JCCP)の事業化推進事業補助金を得て、「U-OPT」の適用による1次エネルギー使用量の削減効果の検討を A 工場に対して実施してきた。

過去のユーティリティ設備の運転データを受領して、机上解析・検討を行った結果、相当量の削減効果が出ることがわかった。そのような経緯から、「U-OPT」を適用した場合の1次エネルギー使用量の削減効果に対する事前検討は済んでおり、今回の「協力案件の組成に向けた調査」プロジェクトとしての環境が整っている A 工場を対象工場として選定した。

同プロセス工場に対して「U-OPT」を適用により達成される温暖化ガス(CO₂)削減量の計測、報告、検証(MRV)するための方法論を、ベースラインの設定方法を含め検討し、同方法論を用いた削減見込量の測定も試みた。

今回の調査では7章に示すように、その横展開の可能性を確認する意味で、当該企業の主要プロセス工場の一つである B 工場に対しても、「U-OPT」適用の経済性についての検討を実施した。

2.4.1 A 工場

A 工場のユーティリティ設備を図 2.5 に示す。ユーティリティ設備は3つのプロセスエリア(Area1 Area2 Area3)に分かれており、それらを制御するための計器室は、Utility 1 (Area2)と Utility 2 (Area1 Area3)の2箇所に分かれている。

ユーティリティ設備の構成は、60t/h ボイラー4台、110t/h ボイラー6台、都合10台 900t/h の能力のボイラー設備で高圧蒸気を生成し、製造プロセスに供給するとともに、発電するために蒸気タービン発電機に供給している。同プロセス工場は外部から電力を購入せず、全ての電力を蒸気タービン発電機で発電している。蒸気タービン発電機としては、10MW が4台、20MW が4台、都合8台 120MW の能力があり、それにより工場の電力を供給している。ボイラーは、燃料ガス、燃料油の混焼である。

年間の燃料消費量としては、380,000TSRF(標準燃料油トン)と推計される。

現在、プロセス工場で採用している 447US\$/TSRF により燃料コストに換算すると、およそ 170 million US\$/年となる。CO₂ 発生量は、実績データから燃料ガスの発熱量が全発熱量の13%であるので、燃料の単位 CO₂ 発生量は 2.62 CO₂-t/TSRF であり、年間の総 CO₂ 発生量は 1 million CO₂-t である。

本 FS では、10 台のボイラーで構成される蒸気供給設備に対して、オンライン U-OPT ガイダ

システムを適用した場合の、運用最適化による燃料使用量の削減、CO2 排出量の削減効果を検討対象とした。

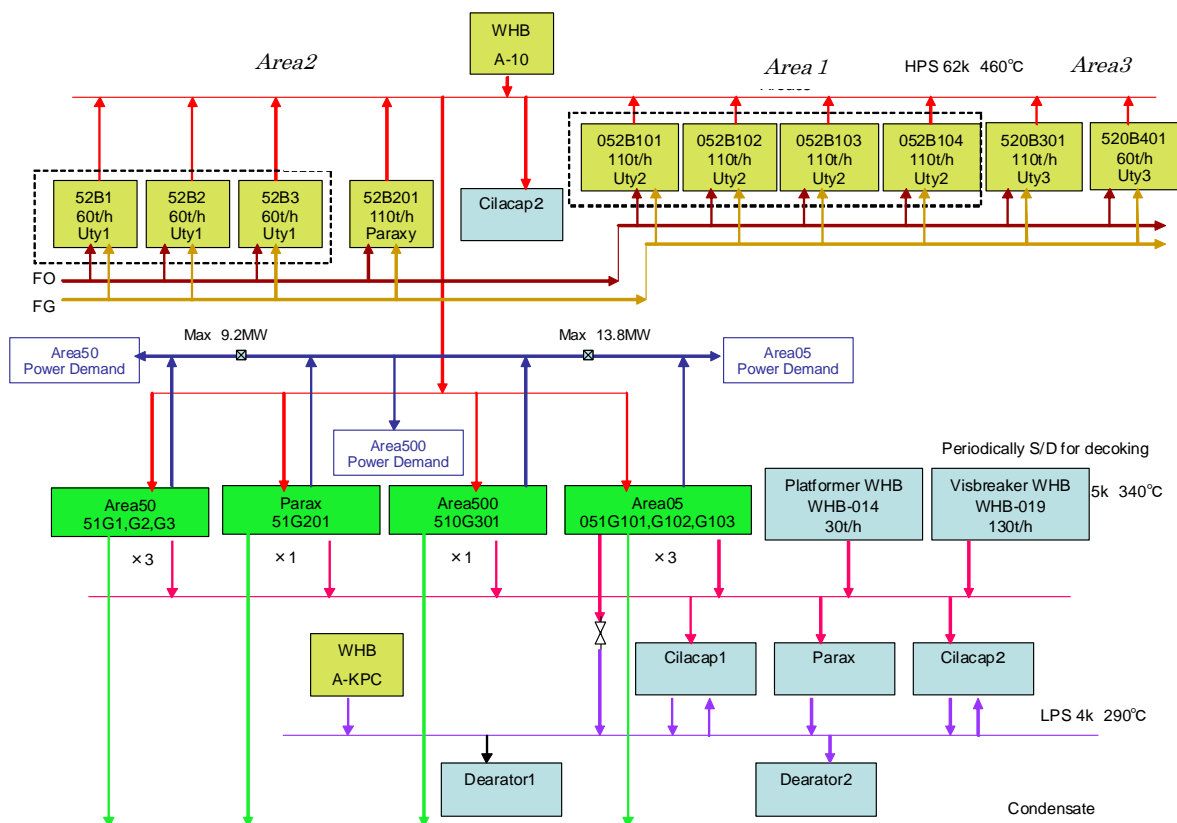


図 2.5 A 工場のユーティリティ設備

2.4.2 他プロセス工場への展開の可能性

当該企業は、A工場以外に、主要プロセス工場として4工場を有する。
本技術を他プロセス工場にも横展開することにより、また蒸気タービン発電機を含めた最適化を実施することにより、当該企業だけでも約10万CO₂-t/年のCO₂削減が期待される。

3. 当該プロジェクトの事業性評価

A工場に対して「U-OPT」を適用した場合の事業性の評価を行った。同プロセス工場の事業性については、既に一昨年から(財)国際石油交流センター(JCCP)の事業化推進事業補助金を得て実施してきた。今回は、改めてボイラーの定修後に、スチーム供給設備に特に焦点を当てて、より詳細にその事業性評価を実施した。今まで実施した事業性評価の検討を、まとめると以下ようになる。

1) 2009年3月: Feasibility Study rev.2 (Boilers and turbines)

燃料費削減推定量

2.4% (4 million US\$/year)

2) 2009年8月: Offline Test (only for boilers)

燃料費削減推定量

2.0%(1.9 million US\$/year)

3) 2009年10月: Offline Test (only for boilers)

燃料費削減推定量

2.2%(2.2 million US\$/year)

4) 2010年8月: 蒸気システムのオフライン最適化結果の実運転に適用した実証テスト

燃料費削減推定量

2.9%(2.8 million US\$/year)

*当該企業のコンサルを行っている LAPI (バンドン工科大学の教授達をベースとしたコンサルタント会社)がテストランを一緒に立会い、その結果をベースに評価し、当該企業に報告書を提出している。

5) 2010年11月: Feasibility Study Report (Only Boilers)

燃料費削減推定量

2.8%(3 million US\$/year)

当該プロジェクトの初期投資額、年間保守費用、耐用期間および割引率を次のように設定して、正味現在価値 NPV (Net Present Value)、投資判断の利益指標 (PI: Profitable Index)、内部収益率 IRR (Internal Rate of Return) を計算し、事業性評価を行う。

初期投資額 = 1000,000 US\$

年間保守費用 = 初期投資額の 10%として、100,000 US\$/年

耐用期間 = 10年

割引率 r = 15%

本プロジェクトは、第一ステップとして、蒸気供給系の運用最適化のみに「U-OPT」を適用することを考えており、蒸気タービン発電機系への適用は、次のステップと位置づけている。よって年間のエネルギー削減額については、上記検討、テスト結果を踏まえ、年間エネルギー消費量の1%が削減されるものとして事業性評価を行う。

実績データから年間エネルギー消費量を 366,869TSRF とすると、その1%が削減されるとして 3,669TSRF/年削減される。447 US\$/TSRF として、1.65 million US\$/年の燃料費の削減となる。

将来のすべてのキャッシュフローを現在価値に割り引いて、収入現価から支出現価を差し引きした結果を正味現在価値(NPV: Net Present Value) は次のようになる。

$$\text{正味現在価値(NPV: Net Present Value)} = 6,780,000 \quad \text{US\$}$$

また、投資判断の利益指標 (PI: Profitable Index = 将来のキャッシュフローの現在価値/初期投資額) が 7.78 であり、投資判断の1以上の判断基準よりはるかに高い値である。

また、この正味現在価値が0となる内部収益率 (IRR) を計算すると、

$$\text{内部収益率 (IRR)} = 155\%$$

という高い値となるので、クレジット無しでも十分に事業性があると判断される。

更に、カーボンクレジットが購入されるとすると、クレジットの買取価格を安めに 10US\$/CO₂-t と設定した場合、3,669TSRF /年の燃料削減は 3,669TSRF /年 × 2.62CO₂-t/TSRF = 9,612 CO₂-t/年のカーボンクレジットが発生し、金額にして 96,120 US\$/年の収益が加算されることになる。

それを考慮して、正味現在価値、投資判断の利益指標、内部収益率を計算すると以下のとおりとなる。

$$\text{正味現在価値(NPV)} = 7,262,000 \quad \text{US\$}$$

$$\text{投資判断の利益指標 (PI)} = 8.26$$

$$\text{内部収益率 (IRR)} = 165\%$$

となり、その事業性は更に高くなることがわかる。

4. MRV 方法論の特定

4.1 概要

本調査では、A工場に「U-OPT」を適用した場合に、地球温暖化ガス（CO₂）がどの程度削減されるかを第三者のレビューに耐えうる計測、報告、認証（MRV）の方法論の検討を行い、特定した。

同プロセス工場では、タービン発電機とプロセス工程に大量の蒸気を使っており、蒸気を供給するシステムの中核である複数のボイラーからなる蒸気供給設備を効率よく運転できれば、使用する燃料量と、発生するCO₂排出量を削減することが可能となる。

A工場では、製造設備やタービン発電の需要に合わせて、複数あるボイラーの運転を切り替えたり、負荷調節することで、供給する蒸気量を日々調整している。現状は、個々のボイラーの効率を考慮することなく、タービン発電や蒸留工程で必要とされる蒸気の総量を満たすようにオペレータがボイラーを運転している。蒸気要求量に対して効率の悪いボイラーが選択されることもあり、結果的に燃料を浪費し、CO₂排出量を増加させることに繋がっている。

U-OPT は、蒸気要求量に対して、個々のボイラーの効率と特性、総燃料コストや総CO₂排出量といった評価要素を組み合わせてシミュレーションし、その時点で運転すべき最も適当なボイラーの組み合わせと、個々のボイラーの負荷配分を決定することを可能にする。現場作業者はU-OPTによるガイダンスに従って、日々、ボイラーを選択・運転することで、蒸気供給システム全体を最適に稼働させることができる。

方法論を検討するにあたり、ボイラーの稼働状況に大きなばらつきがあり、個々のボイラーの効率もそれぞれ異なるというU-OPT導入前の環境下、導入される最適化技術のCO₂削減量を的確に計測、報告、認証（MRV）する方法を検討した。特にベースラインの設定において適切な手法を策定することが重要とされる。

4.2 既存方法論の評価

U-OPT 導入による排出削減量の算出について、気候変動に関する国際連合枠組条約（UNFCCC：United Nations Framework Convention on Climate Change）による承認方法論と不承認方法論の双方から、関連する可能性のある方法論を選定し、当該プロジェクトへの適用ができないか先ず検討した。また、適用が不可の場合は、当該プロジェクトの参考になる点を抽出するようにした（表4.1、表4.2）。

4.2.1 UNFCCC 承認方法論での検討

UNFCCC の承認方法論のうち、エネルギー効率改善と最適化システム導入に関係する以下3つの方法論を選出し、検討を行った。それぞれの方法論が使用されたプロジェクトの内容と当該プロジェクトとの関係性は下記のとおり（詳細は表1を参照）。

① AM0018 (蒸気最適化システムのベースライン方法論)

アンモニア製造工程で使用される蒸気発生を最適化することで、アンモニアの生産原単位を改善し、CO₂の削減を図るプロジェクトに用いられた方法論。A工場における当該最適化プロジェクトは、生産原単位（製品単位数あたりのエネルギー消費量）ではなく、エネルギー原単位（蒸気1トン生成するのに必要なエネルギー消費量）の改善によるCO₂排出量削減を目的としているため、原単位の考え方が異なる。

② AMS Type II B (供給側のエネルギー効率改善)

年間の削減エネルギー量が60GWh（または同量相当分）の省エネプロジェクトに用いられる方法論（小規模方法論）。プロジェクト前後のエネルギー原単位の改善によるCO₂削減を図る方法論であり、当該プロジェクトへの適用は可能である。

③ AM0052 (Decision Support Systemによる既存水力発電所の発電量増加)

DSS（意思決定支援システム）導入による効率改善とそれによる追加発電分で、従来の購入電力を置き換えることによりCO₂排出量を削減するプロジェクトに用いられた方法論。意思決定支援システムによる計算が f （関数）でのみ表記されており、関数の詳細説明は省略されている（ブラックボックス化されている）点は、当該プロジェクトの参考となる。

表 4.1 UNFCCC 承認方法論での検討

		方法論候補	設定項目	内容のポイント	当該プロジェクトへの活用
承認方法論	AM0018	Baseline methodology for steam optimization system	<p>【ベースライン】 一定期間の実測により、日単位の<u>生産原単位</u>を算出</p> <p>-----</p> <p>【プロジェクトライン】 一定期間の実測により、プロジェクト導入後の日単位<u>生産原単位</u>を算出</p> <p>-----</p> <p>【削減量】 プロジェクト前後の日単位の原単位の差から、削減CO2を算出</p>	<p>原単位改善によるCO2削減 ベースは生産原単位</p> <p><ポイント> 安定な工場稼働が前提となっているため、 生産原単位を採用(山武殿プロジェクトは、 エネルギー原単位)</p>	<p>排出量算出までの手順を参考とする。</p> <p>生産原単位ではなく、エネルギー原単位に置き換えて利用</p>
	AMS Type II.B	Supply Energy Efficiency Improvement – Generaiaon	<p>【ベースライン】 既存設備の実績から<u>エネルギー原単位</u>を算出</p> <p>-----</p> <p>【プロジェクトライン】 プロジェクト導入後の<u>エネルギー原単位</u>を算出</p> <p>-----</p> <p>【削減量】 プロジェクト前後の原単位の差から、省エネ分を算出</p>	<p>電力供給側の効率化 原単位改善によるCO2削減 ベースはエネルギー原単位</p> <p><ポイント> 小規模CMD方法論のため、大枠の規定のみ。詳細については、別途プロジェクト毎に設定する必要あり</p>	<p>当該方法論を使用。</p> <p>但し、外枠のみを規定しているため、詳細な計算項目・手法については、他の方法論や独自の計算手法を設定する必要がある。</p>
	AM0052	Increased electricity generation from existing hydropower stations through Decision Support System (DSS) optimization	<p>【ベースライン】 1年間の発電量から、<u>CO2排出量</u>を算出 (DSS導入後の発電量－DSS導入前の発電量)×排出係数</p> <p>-----</p> <p>【プロジェクトライン】 なし(効率改善による追加発電分で、従来の火力発電の電力を置き換えるため)</p> <p>-----</p> <p>【削減量】 (ベースライン)－(プロジェクト)</p>	<p>最適化システム導入による発電効率改善 3年間の稼働実績が必要</p> <p><ポイント> 最適化システム導入前の発電量との差を、 システム改善効果として表現。最適化導入後のベースライン発電量はf関数によって算出(関数の詳細説明は省略されている)。</p>	<p>最適化システムの計算をfで表記し、効率改善＝システム導入効果とみなすことは山武殿プロジェクトに合致。山武殿オリジナル方法論に活用可能。</p> <p>但し、採用実績はゼロ。fがどこまで通用するのか留意。</p>

4.2.2 UNFCCC 不承認方法論での検討

エネルギー効率の改善と省エネに関する方法論について、UNFCCC 不承認の方法論からも参考にできる情報の収集を目的として調査を実施した。当該プロジェクトに適用する方法論を作成する際に注意すべき点についても、下記方法論が不承認となった要因を分析することにより参考とする。詳細は表 2 を参照。

- ④ NM0018 (ビール醸造システムにおける需要側統合省エネシステムの導入)
ビール醸造工程で使用される電力の省エネを図るプロジェクトを想定して作成された方法論であり、エネルギー原単位の改善により CO₂ の排出を削減するもの。使用されるエネルギー源が複数あるにも関わらず、「エネルギーK」といった単一の原単位を算出しているため、原単位そのものの精度に欠ける点に問題があったものと推定される。当該プロジェクトにおいても、重油とガス 2 種類の燃料を使用しており、原単位を設定する際はそれぞれに異なる原単位を設定する必要がある。
- ⑤ NM0074 (技術改善によるセメント工場での耐熱煉瓦使用の効率化と省エネ)
セメントの生産に使用される材料、燃料の省エネによる温室効果ガス削減を想定して作成された方法論。プロジェクト実施前後の生産量変化や生産効率変化は考慮せず、使用した燃料による CO₂ 排出量にのみ焦点を当てている。生産量変化や生産効率の変化は、エネルギー効率の変動要因となるため、無視することは不適當といえる。当該プロジェクトにおいては、生産量に変化し、ボイラー効率も変化するので、その変化を反映できる計算手法とする必要がある。
- ⑥ NM0096 (山西省における暖房器具エネルギー効率改善)
Hou Ma 地域における小型ボイラー、ストーブによる熱生産の効率改善や高効率設備への置き換えを想定して作成された方法論。プロジェクト前後での需要である熱消費量が同一であるという前提に立って、それぞれの CO₂ 排出量の削減量を算出するというもの。当該プロジェクトでは、U-OPT 導入前後で、需要が変動するため、本方法論の前提条件と異なる。

表 4.2 UNFCCC 不承認方法論での検討

	方法論候補	設定項目	内容のポイント	当該プロジェクトへの活用
不承認方法論	NM0118 Introduction of integrated demand-side energy saving system for existing beer brewing system	<p>【ベースライン】 一定期間の実測により、<u>年単位のエネルギー原単位(熱・電気)</u>を算出</p> <p>【プロジェクトライン】 プロジェクト導入後の<u>年単位のエネルギー原単位(熱・電気)</u>を算出</p> <p>【削減量】 プロジェクト前後の原単位の差から、削減分を算出</p>	<p>電力消費側の効率化 原単位改善によるCO2削減 ベースはエネルギー原単位</p> <p><ポイント> 使用エネルギー源(重油、軽油、石炭、天然ガス)に関わらず、<u>エネルギーK</u>として原単位を算出(大まか過ぎの印象)。</p>	<p>使用する燃料が異なる場合は、燃料の種類別に原単位を設定する必要がある。山武殿プロジェクトの場合は、原油とガスの2種類が相当。</p>
	NM0074 Optimisation of Clinker use and energy conservation through technical improvement in the Ramla Cement Plant in Israel	<p>【ベースライン】 生産量と使用材料、使用燃料から、<u>CO2排出量</u>を算出 (生産量×(使用材料の)排出係数) + (使用燃料×排出係数)</p> <p>【プロジェクトライン】 プロジェクト後の生産量、使用材料、使用燃料から<u>CO2排出量</u>算出 (プロジェクト後の生産量×(使用材料の)排出係数) + (使用燃料×排出係数)</p> <p>【削減量】 (ベースライン) - (プロジェクト)</p>	<p>技術改善による温室効果ガス排出削減</p> <p><ポイント> プロジェクト実施前後の「生産量変化」、「生産効率変化」は考慮せず、使用した燃料によるCO2排出量にのみを焦点。</p>	<p>技術改善には、効率改善を含まない。生産量変化も無視しており、山武殿案件への導入に不相当。</p>
	NM0096 Energy Efficiency Improvements – Hou Ma District Heating, Shanxi Province, P.R.C.	<p>【ベースライン】 年間使用燃料需要(石炭、ガス)より<u>CO2排出量</u>をそれぞれ算出</p> <p>【プロジェクトライン】 年間使用燃料需要よりプロジェクト後の<u>CO2排出量</u>をそれぞれ算出</p> <p>【削減量】 (ベースライン) - (プロジェクト)</p>	<p>小型ボイラー、ストーブによる熱(熱湯)生産の、効率改善や高効率設備への置き換え</p> <p><ポイント> プロジェクト前後の熱消費量は同一が前提。建物内のエネルギー消費量の削減(自動制御導入他)は当該方法論の適用外。</p>	<p>エネルギー消費量の変動する山武殿プロジェクトには一致しないが、種類の異なる燃料(石炭、ガス)を使用する点は一致(燃料別の排出係数でCO2排出量換算)。</p>

4.3 方法論の作成

U-OPT が導入される A 工場では、前述のとおり、製品需要の変動に伴い、プロセス工程で必要となる蒸気需要も変動する。加えて、ボイラーの故障や保守管理により選択可能なボイラーは、状況によって大きく変化する。設備の制約など、ボイラーの稼働状況に大きなばらつきが生じる。

個々のボイラーの稼働効率が一定でない環境下、導入される技術の貢献度を適格に計測、報告、認証 (MRV) できるよう、ベースラインは、設備や蒸気の需要量により変動するのが適切であり、以下の2つの方法論を作成した。

4.3.1 方法論 1 (シミュレータ計算に基づいた山武独自方法論)

本方法論においては、ベースラインは、蒸気需要、選択ボイラー、ボイラー効率により変動する。

ベースライン (U-OPT 導入前の CO₂ 排出量) を、蒸気需要量や使用可能なボイラー、直近の運転実績データをベースに求めたボイラー効率を用いて、シミュレーションによって算出する。プロジェクトライン (U-OPT 導入後の CO₂ 排出量) は、使用された燃料の計測値と核燃料の CO₂ 排出係数から CO₂ 排出量を計算して求められ、CO₂ 排出削減量については、シミュレーションで求めた U-OPT 導入前の CO₂ 排出量 (ベースライン) と導入後の CO₂ 排出量の差より算出する。

(1) プロジェクト実施前の CO₂ 最小、最大排出量の間の平均乖離率の算出

ベースラインの算出に乖離率というものを使用する。CO₂ 最小排出量¹、最大排出量²は、対象設備の効率データと製造側の蒸気需要量を用いてシミュレータによって算出される。U-OPT 導入前の適当な期間計測された CO₂ 実排出量は、CO₂ 最小、最大排出量の範囲の中でプロットされる。CO₂ 排出の乖離率は、そこから計算される。乖離率とは、オペレータのスキルを示す指標であり、U-OPT 導入前に運転員が自然な状態で判断して運転した場合、CO₂ 排出量の最小値 (ベスト運転) からどの程度乖離しているか (CO₂ を余分に排出しているか) を示すものである。

(2) プロジェクト実施後のベースライン排出量の算出

U-OPT 導入後のベースライン排出量は、プロジェクト後の対象設備の効率と製造側の蒸気需要量から、CO₂ 最小排出量と最大排出量をシミュレーションにより求め、これらの値と 1. で求めた平均乖離率から計算する。

(3) プロジェクト後の CO₂ 排出量の算出

プロジェクト後の CO₂ 排出量は、各種燃料使用量の計測値から算出する。

(4) プロジェクト後の CO₂ 削減量の算出

プロジェクト後の CO₂ 削減量は、ベースライン排出量からプロジェクト後の排出量

¹ CO₂ 最小排出量 : CO₂ の排出量が最小となる、最も効率の良い設備の稼働をシミュレーションで算出した値。

² CO₂ 最大排出量 : CO₂ の排出量が最大となる、最も効率の悪い設備の稼働をシミュレーションで算出した値。

の差より算出する。

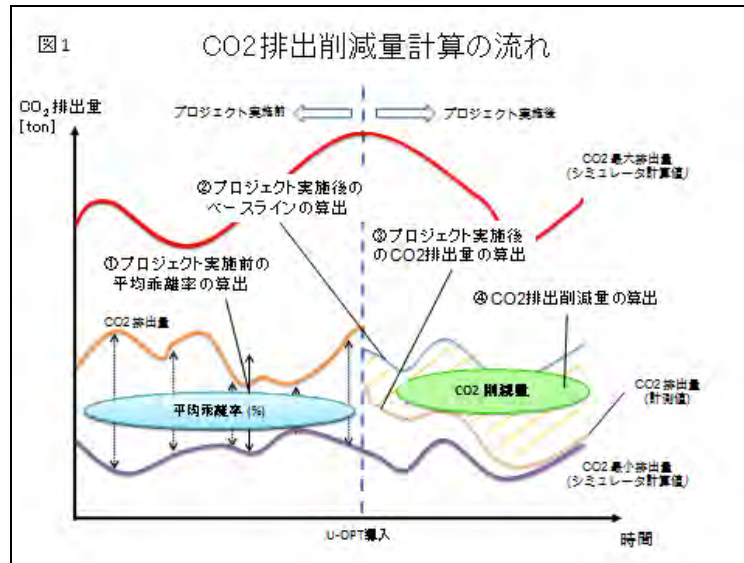


図 4.1 CO2 排出削減量計算の流れ (方法論 1)

4.3.2 方法論 2 (AMS Type II B と AM0018 に基づいた方法論)

ベースラインは、CO₂ 排出原単位 (1 トンの蒸気を発生させるのに排出される CO₂ 量) をもとに算出される。本方法論は、UNFCCC 承認小規模方法論である AMS Type II B をベースとし、AM0018 にある排出量削減量算出までの手順を参考とした方法論となる。排出削減量算出までの手順の概要を以下に記す。

(1) ベースライン CO₂ 排出原単位 (SCER : Specific CO₂ Emission Rate) の決定

- ステップ 1 : ベースライン燃料油使用量のデータ収集
- ステップ 2 : ベースライン燃料ガス使用量のデータ収集
- ステップ 3 : ベースライン蒸気量のデータ収集
- ステップ 4 : ベースライン CO₂ 排出原単位 (SCER) を各蒸気デマンドレベルに対して決定

本方法論で定義される CO₂ 排出原単位 (SCER) は、ボイラーへの燃料供給量 (ボイラーによる燃料使用量) とそれによって発生する蒸気量により変化することを前提としている。蒸気発生量は、タービン発電と蒸留工程からの蒸気需要量により変動する。この変動は、結果的にボイラー負荷を一定でなくさせ、燃料消費量に変化をもたらす。

従って、CO₂ 排出原単位 (SCER) は、下図に示すように、蒸気需要量の範囲毎にそれぞれ設定している (例 蒸気需要範囲 A : 40 < % ≤ 60、範囲 B : 60 < % ≤ 80、範囲 C : 80 < % ≤ 100)。一方で、もし蒸気需要が規定された蒸気範囲の下限より逸脱する場合、それは異常ケースとして捉え SCER の計算からは除外するものとする。

	水蒸気需要範囲			方法論参照項目
	A 40-60%	B 60-80%	C 80-100%	
燃料油使用量				ステップ1
燃料ガス使用量				ステップ2
水蒸気発生量				ステップ3
SCER				ステップ4

(2) U-OPT 導入後 (プロジェクト実施後) の CO₂ 排出量の算出

- ステップ5: U-OPT 導入後の燃料油使用量の計測
- ステップ6: U-OPT 導入後の燃料ガス使用量の計測
- ステップ7: U-OPT 導入後の蒸気量の計測
- ステップ8: U-OPT 導入後の CO₂ 排出量の算出

(3) 排出削減量の算出

- ステップ9: ベースラインとプロジェクト後での CO₂ 排出量の差の算出
- ステップ10: プロジェクト期間での全 CO₂ 排出削減量の算出

4.4 追加性の検討

追加性の証明について、『図 4.2 追加性証明のステップ』に示す。ステップ 1 から先の手順は、ステップ 2（投資分析）へは進まず、ステップ 3（障壁分析）へ進むことで追加性証明を実施する。ステップ 1 の後の手順は、ステップ 2 と／または（and/or）ステップ 3 となるためである。

二国間クレジット制度の下で実施される当該プロジェクトは、先端省エネ技術の移転による CO₂ 排出削減を意図しており、省エネの結果として生じるコスト削減が最終的にプロジェクト実施者であるプロセス工場にとって財政的に魅力的な提案になることは避けられないことから、ステップ 2（投資分析）については、導入される技術の特性上、証明は困難であると考ええる。

追加性証明のステップ毎のシナリオを以下に示す。図 4.2 にある<ステップ 1. 代替シナリオの同定>に記載されているとおり、インドネシア国の法規制に準拠する当該プロジェクトの代替シナリオ案として、下記の 3 つを挙げる。

- ① 現状の稼働を継続する（ベースラインシナリオ）
- ② 高効率ボイラーへ更新する
- ③ 最適化制御システムを導入する（二国間プロジェクトを介さず、U-OPT 同等のシステムを導入する）

<ステップ 2. 投資分析>

前述のとおり、当該プロジェクトには適用しない。

<ステップ 3. 障壁分析>

以下に挙げる障壁により、ステップ 1 に挙げた代替シナリオの内、ベースラインシナリオとなる一つを除きその実現が妨げられることを証明する。

- 能力障壁
 - ・ 二国間プロジェクトなくしての最適化制御システムの導入は、投資金額（経済的負担）、システム構成、設置、及び（二国間プロジェクトによる協力なくしての）作業員訓練、教育に多大な企業能力が必要となる（が、その能力がない）。
 - ・ 同様に、高効率ボイラーへの置き換えについても、合計 10 基のボイラーの更新が必要となり、大きな財政的負担が必要となる（が、その能力がない）。
- 技術障壁
 - ・ 従来どおりの業務環境下では、「最適制御」という概念への馴染みがなく、

理解度も低い。従って、二国間プロジェクトによる山武からの技術指導なくして、最適化制御のシステム導入とその運用は成し得ない。

＜ステップ4. 一般慣行分析＞

当該プロジェクトが、同国内で全く新しい試みである事を示すことにより、一般慣行 (= common practice) でないことを証明する。その具体的な方法として、インドネシア国エネルギー・資源省より、最適化制御は同国内で未だ普及していない技術であり、U-OPT による最適化システム導入は一般的でないことを明記する文書入手する。

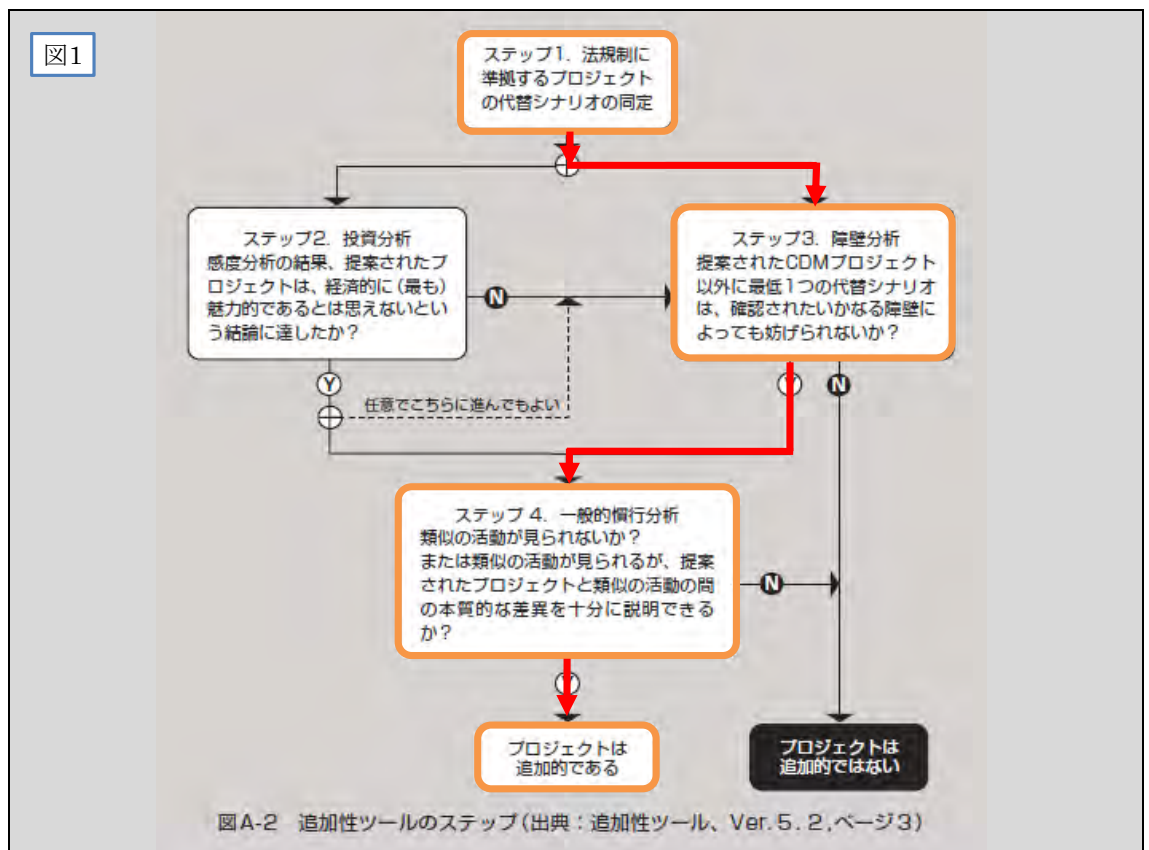


図 4.2 追加性証明のステップ

4.5 PDD の作成

4.3 項で記述したとおり、ボイラーの稼働状況のばらつきによる稼働効率の変動影響を、ベースラインの設定に十分反映できるよう、2 種類の方法論を作成した。PDD では、稼働効率の他、ボイラー自体の効率やボイラー負荷などの変動影響を、より仔細に反映することが可能なシミュレータを用いた方法論（方法論 1）を基に作成した。

4.6 第三者機関による検証の可能性

排出削減プロジェクトの検証・認証が国連によって行われる CDM と異なり、二国間合意に基づく当該クレジット制度においては、技術供与側である日本の第三者検証審査機関において検証・認証が実施されることが必要と考えられる。中でも、CDM で既に実績のある UNFCCC 登録承認済みの検証審査機関（DOE）による実施が最も現実的である。また、DOE として検証・認証が可能な方法論の中に、当該プロジェクトの関連する方法論（AMS TypeII.B と AM0018）が含まれていることが DOE を選定する上で重要となる。UNFCCC に登録されている日本の DOE と関連方法論への対応可否を表 4.3 にまとめる。

表 4.3 日本の DOE と関連方法論への検証・認証対応

UNFCCC 参照番号	団体名	関連する方法論への 対応（検証）		関連する方法論への 対応（認証）	
		AMS TypeII B	AM0018	AMS TypeII B	AM0018
E0001	財団法人日本品質保証協会	○	○	○	○
E0002	株式会社日本環境認証機構	○	○	○	○
E0006	トーマツ審査評価機構	○	○	○	○
E0007	株式会社日本プラント協会	○	×	○	×
E0008	KPMG あずさサステイナビリティ株式会社	○	○	○	○
E0013	テュフラインランドジャパン株式会社	○	○	○	○
E0030	日本海事検定キューエイ株式会社	○	○	○	○
E0041	社団法人日本能率協会	○	○	○	○

排出削減量の検証を進める上で、排出削減量の算出について具体的な計算方法の説明が求められることも想定できる。U-OPT によるシミュレーションは、技術ノウハウに関する計算も含まれることから、使用するシミュレータロジックや制約要因など、一般に開示可能な範囲をどこまでにするのか、その見極めが課題となる。

5 同方法論の A 工場での実テスト

上記で作成した PDD（方法論 1）に従い、A 工場の実運転データから、CO₂ 削減量を計算した例を以下に示す。

計算の前提として、

プロジェクト実施前のベースライン計算の元運転データとして 2010 年 12 月～2011 年 2 月の運転を使用する。

プロジェクト(オンラインU-OPT ガイダンスシステム導入)実施後の運転データとして、U-OPT オフラインガイドラインに従ったテスト運転のデータ (2011 年 2 月 28 日の 12 時～3 月 2 日 24 時) を使用する。

5.1 プロジェクト実施前の CO₂ 最小、最大排出量の間での平均乖離率の算出

現状運転のオペレータのスキルを示す指標である平均乖離率を求める。

CO₂ 最小、最大排出量の代わりに、燃料の CO₂ 排出量は燃料消費量 (TSRF) あたりの CO₂ 排出量は、2.62 CO₂-t/TSRF で一定として、燃料消費量 (TSRF) 最小、最大を求めて、現状の燃料消費量 (TSRF) の平均乖離率を求める。

ベースラインを求める期間 (2010 年 12 月～2011 年 2 月) の蒸気デマンドを図 5.1 に示す。

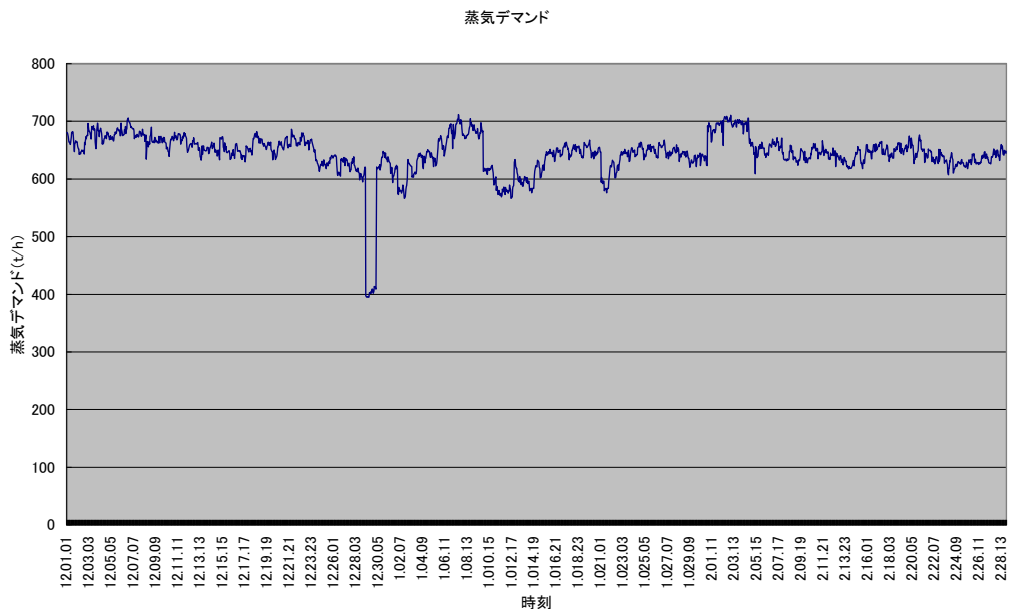


図 5.1 ベースライン期間の蒸気デマンド

そして、その期間での実運転の燃料消費量 (TSRF)、実運転と同じボイラー稼動条件でU-OPT で求めた最小、最大の燃料消費量 (TSRF) を図 5.2 に示す。

そして、それから求めた乖離率を図 5.3 に示す。

これから、平均乖離率を求めると、 $\eta = 39\%$ となる。

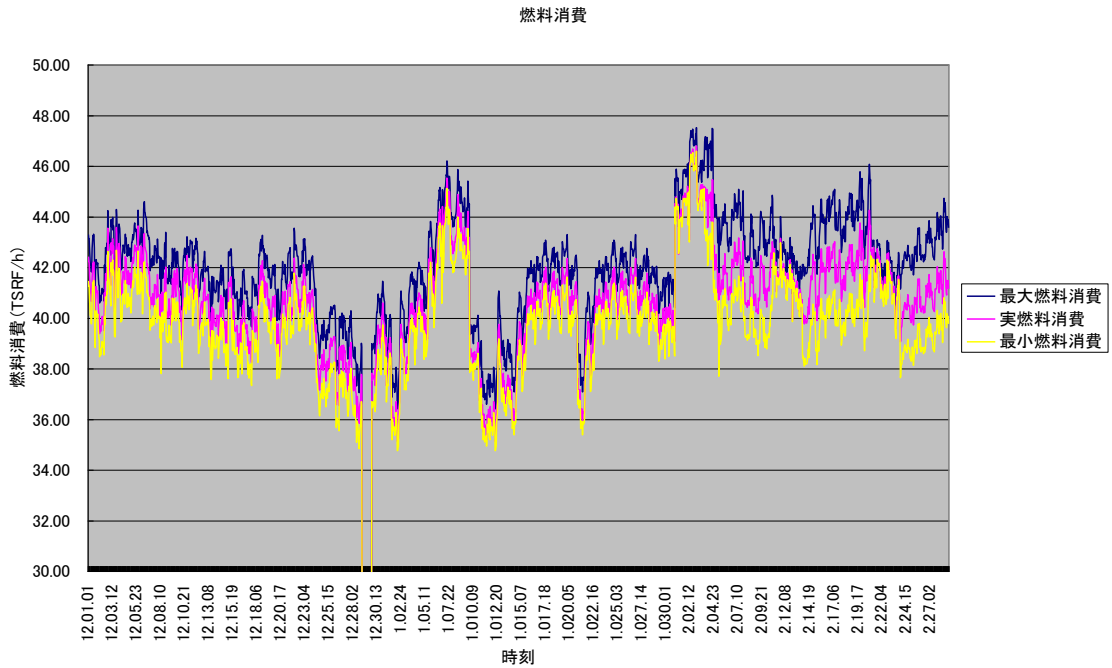


図 5.2 ベースライン期間の燃料消費

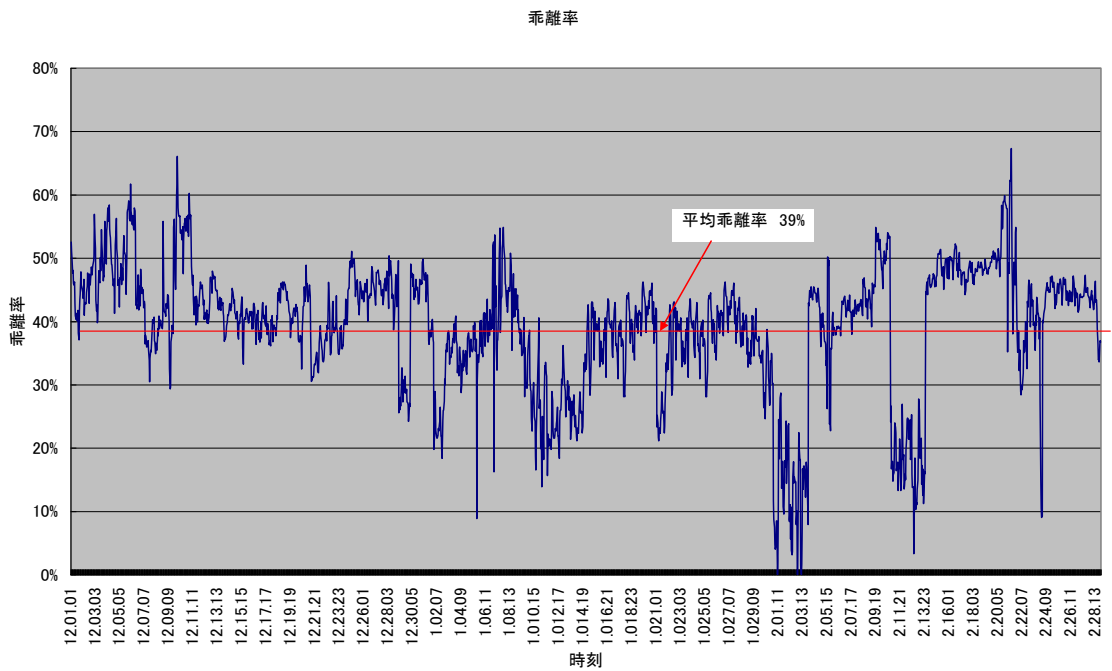


図 5.3 ベースライン期間の乖離率

5.2 プロジェクト実施後のベースライン燃料消費量の算出

本来、オンラインU-OPT ガイダンスシステム導入後に実施すべきですが、試行的にプロジェクト実施後の運転の代わりとして、短期間だが、オフラインU-OPTにより作成したガイドラインに沿った運転期間（2011年2月28日の12時～3月2日24時）を使用した。

5.3 プロジェクト後の燃料消費量の算出

プロジェクト後のCO₂排出量は、各種燃料使用量の計測値から算出する。

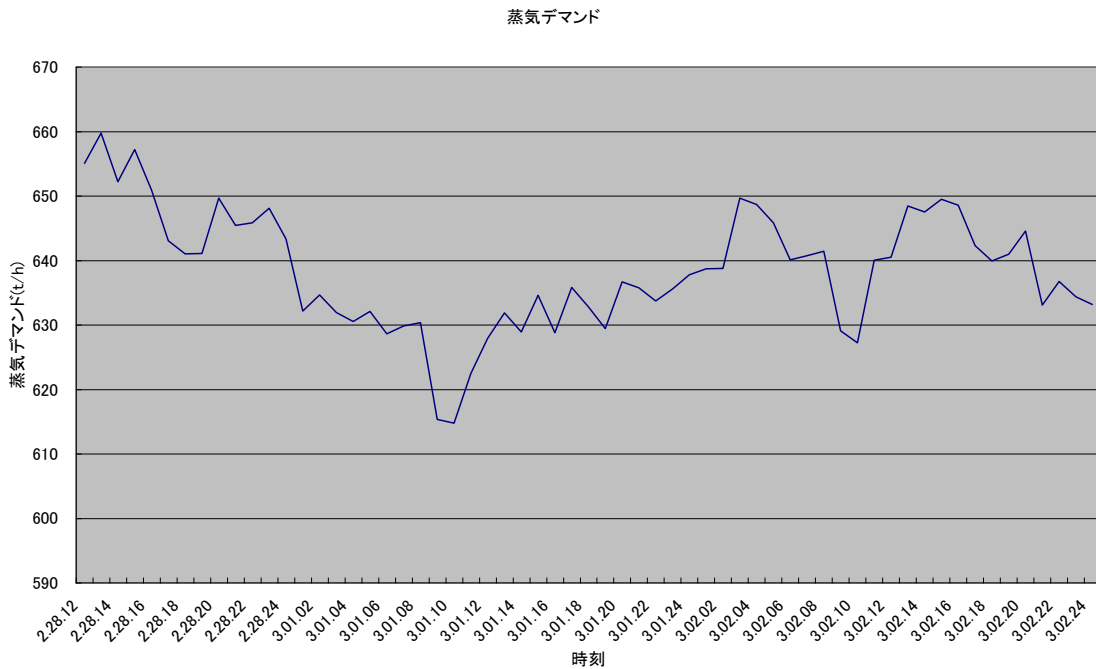


図 5.4 テスト期間の蒸気デマンド

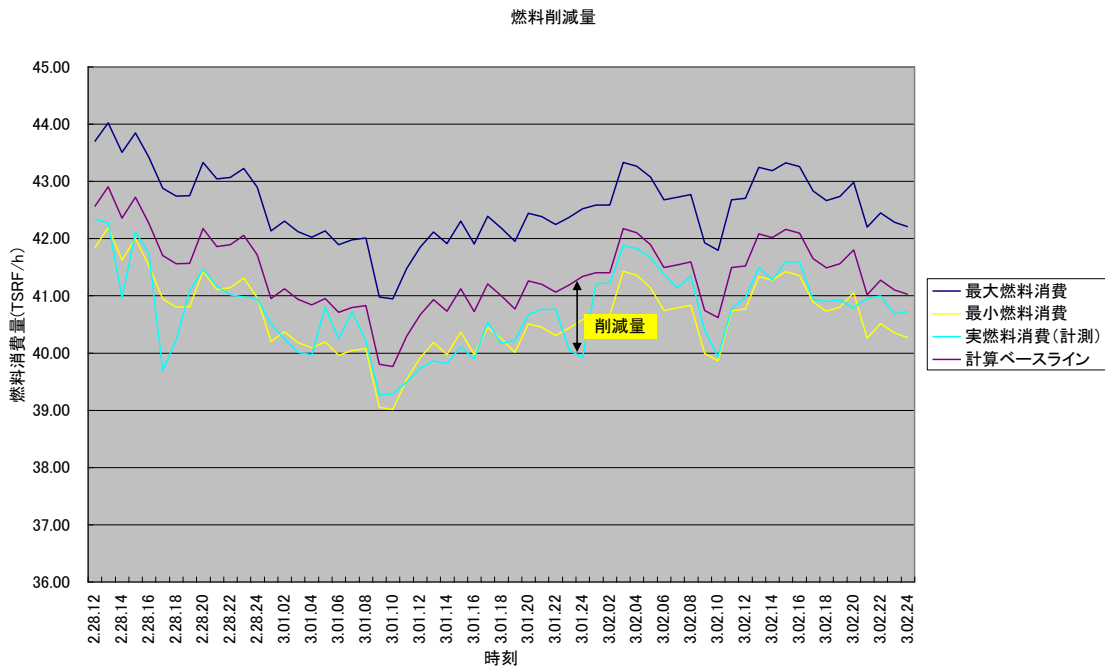


図 5.5 テスト期間の燃料削減量

5.4 プロジェクト後の燃料消費削減量および CO2 削減量の算出

燃料消費削減量 = ベースラインの燃料消費量 - 実際の燃料消費量

より計算した燃料消費削減量をテスト運転期間(2011年2月28日の12時～3月2日24時: 60時間)の間、積算すると

燃料消費削減量 = 38.9 TSRF/60時間 となる。

燃料消費の削減率で表すと 削減率 = $38.9 / 2486 = 0.016 = 1.6\%$

本来であれば1年間この計測を実施して年間のCO2削減量を決定すべきであるが、この削減量MRVの試行結果を年間に単純に拡大すると

燃料消費削減量 = $38.9 \text{ TSRF}/60 \text{ 時間} \times (365 \times 24 / 60) = 5679 \text{ TSRF}/\text{年}$

燃料単価を 447 US\$/TSRF とすると、燃料コスト削減量 = $5679 \times 447 = 2,538,500 \text{ US}/\text{年}$ となる。

燃料の単位あたりCO2排出量を 2.62 CO₂-t /TSRF とすると、CO₂排出削減量 = $5679 \times 2.62 = 14,880 \text{ CO}_2\text{-t}/\text{年}$ となる。

図 5.6 に蒸気デマンドと蒸気原単位の散布図を示す。

これからわかるように、蒸気デマンドレベルによる蒸気原単位の区分分けは困難であり、今回の応用例では、<方法論2>の適用は困難であることがわかる。適用するとしたら、単純に原単位の平均値を適用することとなる。

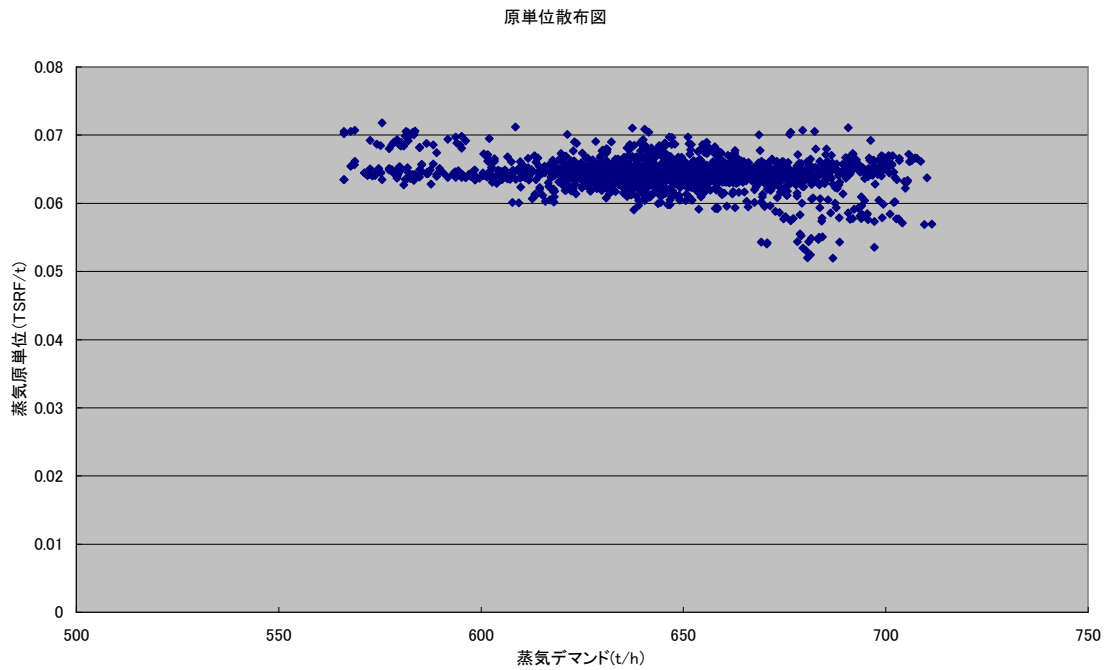


図 5.6 ベースライン期間の原単位散布図

原単位に単純平均値を用いた場合の方法論 2 のベースラインと方法論 1 のベースラインの比較を次に示す。

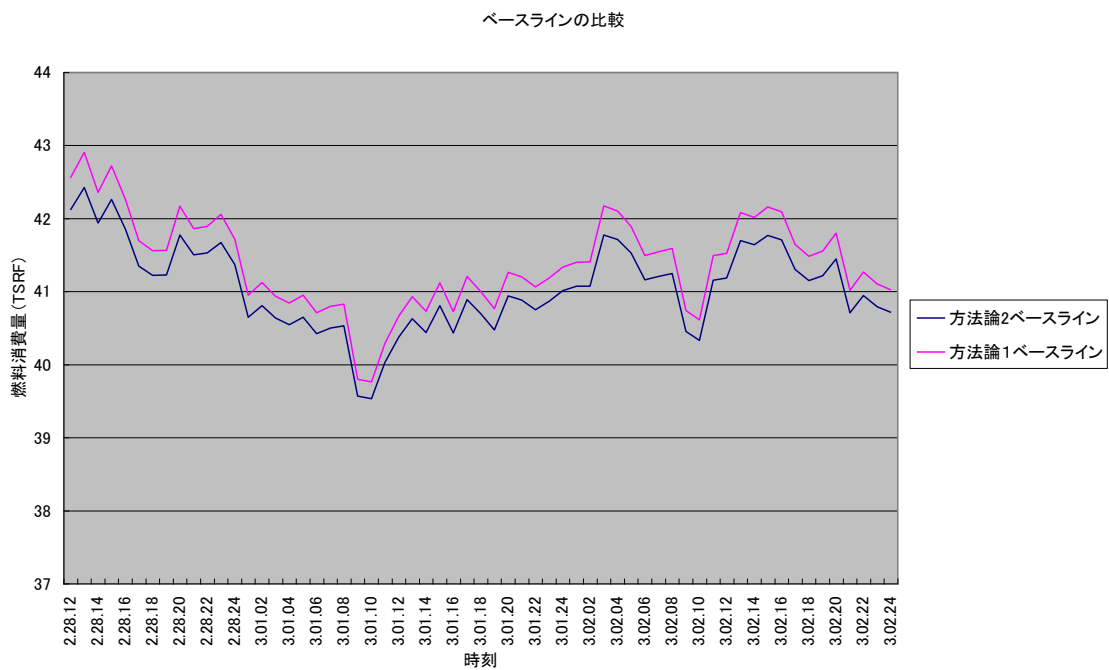


図 5.7 ベースラインの比較

方法論 1 のベースラインは方法論 2 のベースラインより削減量が増える方向で約 0.8% 嵩上げとなっている。これは、蒸気供給システムを構成するボイラー効率がベースライン期間に比べてテスト期間は悪化していることに起因していると判断される。削減量の MRV にそのような影響を排除する意味で、方法論 1 が優れている。

6. 本技術導入のファイナンススキームの検討

前述の通り、本技術は ROI が良いが、生産設備への投資との比較においてクレジットの買い取りがなければ投資優先順位は高くないと考えられる。

その中で初期投資について考えると、今回の対象である当該企業はインドネシアを代表する企業であり、導入する上でのファイナンス上の問題はない。今後同技術をインドネシアで中小の事業所で幅広く展開することを考えた場合、初期投資のファイナンススキームについて考察しておく必要がある。

省エネ効果の大きい技術であるので、いわゆる ESCO といったスキームが導入先の初期投資を必要とせず魅力的なスキームであると考えられる。

6.1 インドネシアの ESCO の状況

インドネシアは国として省エネに取り組んではいるが、どちらかと言うと国全体でインフラ整備に注力している状況である。自国にエネルギー資源を豊富に持ち、エネルギー価格に補助金を投入し低い水準に抑えてきたが、近年補助金撤廃に動いている。電力需要は家庭用需要による夕方の点灯ピークであり、国の施策もまずは家庭用での省エネルギー需要抑制を主対象としている。民生用施設、特に事務所ビルはジャカルタに集中しており、その技術レベルも高いと言われているが、全体のエネルギー消費に占める民生分野の割合は小さい。ESCO 事業者は国営の KONEBA が設立されているのみで民間での活動は聞かれない。

表 6.1 インドネシアにおける ESCO の状況 (注 2)

	① 市場規模	② 法制度・政策	③ 省エネ事業の現状	④ 省エネのポテンシャル	評価
フィリピン	・最終エネルギー消費量 25 (MTOE) (日本の7%)	・政策的支援が脆弱。 ・2006年に省エネ関連法の施行を予定。エアコン・冷蔵庫については表示強制制度を施行済。 ・リース制度がなく金融環境が未整備である。	・2004年10月にESCO協会設立。 ・ESCO事業者は15社程度。 ・2004年より省エネ推進プログラムが施行。 ・省エネ診断の実施に留まり、ESCOスキームが実施された事例はない。	・電気料金はASEAN諸国に比べて高く(平均8.5ペソ/kWh(約20円/kWh))。省エネのインセンティブは高い。 ・しかし、省エネ投資への余裕が無く、省エネが促進されにくい。	△ ・電気料金が比較的高く、エネルギーコスト削減に関心はある。 ・しかし、省エネ投資への余裕がないため省エネルギーに対する優先順位は低く、政策的な支援体制が整っていない。
インドネシア	・最終エネルギー消費量 118 (MTOE) (日本の34%)	・1996年「国家省エネルギー基本計画マスタープラン」制定。ESCO産業推進に特化した方策は特になく。 ・エネルギー効率化を促進するような電力料金制度になっていない。 ・強制力を持った基準がない ・省エネ設備などの整備に対する融資制度や税制優遇制度の不足。	・ESCO事業者としては、国有企業(KONEBA)が存在するのみ。 ・ESCO事業の実績はない。 ・省エネ事業やESCO事業に対して国などの公的機関から資金援助(ファンドや補助金)が行われたことは殆どない。	・電力料金に対する補助金制度のため価格が安価であることから、建物所有者やユーザーの省エネに対する意識は低い。 ・ESCOを実施するには、まずは技術、ファイナンスに関する情報・ノウハウが不足している。	△ ・民生施設における省エネルギーに向けてのインセンティブが現段階では整備されていない。 ・最終エネルギー消費量を踏まえると、省エネルギーの余地は大きいものの、民生分野での省エネルギーは急務の課題とは言えないと考えられる。
ベトナム	・最終エネルギー消費量 35 (MTOE) (日本の10%) ・工場やビル所有者の間でもエネルギーのコストダウン(省エネルギー)に対するニーズは急速に高まりつつある。	・2003年9月「節制的で効率的なエネルギー使用に関する政令」公布。 ・時間帯別電気料金制度を大口需要家に対して適用している。 ・省エネルギー普及推進のため、以下の支援策が規定されている。 ・省エネルギーに係る機器・材料・製造設備・製品の輸入税を減免。 ・省エネ機器の製造・輸入・投資プロジェクトに対して低利融資制度	・政府による省エネ政策の制定、需要家のニーズの高まり、政情の安定化により、ESCO事業が成立する環境は整いつつある。 ・大型ホテルでは選任のエンジニアが空調や給湯設備の運転保守を行っており、その経験に基づく省エネ活動が見られる。 ・空調設備など保守サービスを行う事業者はすでに存在しており、省エネ提案も行っている。	・国内のエネルギー需要の伸びが著しいため、省エネルギーは重要な政策課題となっている。 ・今後はコンサルティング主体のESCO事業が拡大し、設備更新などにつなげていくことが予想される。 ・ベトナム電力公社自らがESCO事業を実施して需要家の電力消費に見合った省エネを提案し、実施する事も検討したいという姿勢を見せている。	△ ・政府による省エネ政策の制定、需要家のニーズの高まり、政情の安定化により、ESCO事業が成立する環境は整いつつある。 ・しかし、最終エネルギー消費量を踏まえると省エネの潜在市場規模は小さいことから、在阪企業が進出すべきとは言えない。
韓国	・最終エネルギー消費量 130 (MTOE) (日本の38%)	・1992年「合理的エネルギー利用法」に基づき、特定タイプの一般消費財に対してエネルギー効率ラベリングを義務付けている。 ・政府と産業部門との間で締結・実施される自発的合意プログラムを実施している。	・1992年以降、ESCOのプログラムに登録されている会社が42社ある。		△

※シンガポール、香港、台湾については省略。

(注2) 大阪府 ESCO 事業のアジアへの展開予備調査報告書 H19年 より

6.2 ESCO 実施の問題点

大阪府 ESC 事業のアジアへの展開予備調査報告書 H19年と、三菱 UFJ リースと同社のインドネシア現地法人 PT.Mitsubishi UFJ Lease & Finance Indonesia で行ったヒアリング結果から ESCO 事業における問題点を簡単にまとめた。

ESCO 事業における問題点

- 1) インドネシアにおいて国営 ESCO 会社が設立されているが、(1995年)活動がさかんとは思えない。調査した限り民間 ESCO 会社は存在しない。
- 2) インドネシア国内において ESCO の認知度は低い。ESCO 会社がどの業種に属するかも明確でない。
- 3) ESCO 使用上の問題点としては、
 - ・政策上の補助金などの支援がなされていない。
 - ・ESCO の場合 VAT (付加価値税) がかかる。
 - ・日系企業以外をプロジェクト事業者とする場合、与信の問題が発生する可能性がある。

6.3 ESCO 以外のファイナンス検討

リース：

付加価値税 (VAT) 対象外のため税制上有利である。しかしリースの対象は税法上ハードウェアに限られる。U-OPT の場合はソフトウェア、エンジニアリングの価値 (価格) の方が大きいため、熱源設備全体を対象とするなどの検討が必要である。

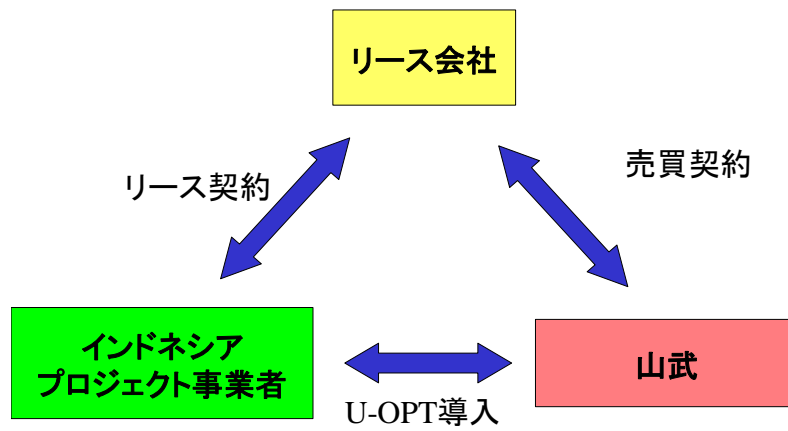


図 6.1 一般的なリース契約のスキーム

割賦：

VAT がかかるため税制上のメリットはない。

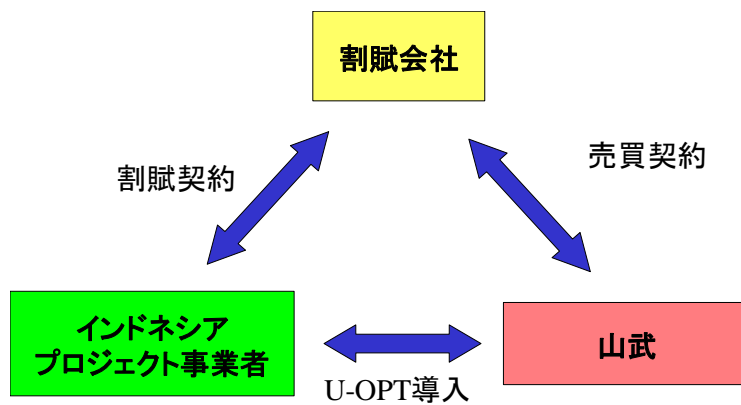


図 6.2 一般的な割賦契約のスキーム

7. 他工場へ展開した場合の事業性評価

B工場の蒸気発生装置（図 7.1）に U-OPT を導入した場合の経済性を検討した。検討のデータとしては、受領した 2010 年 9 月 1 日から 11 月 14 日の運転データを使用した。

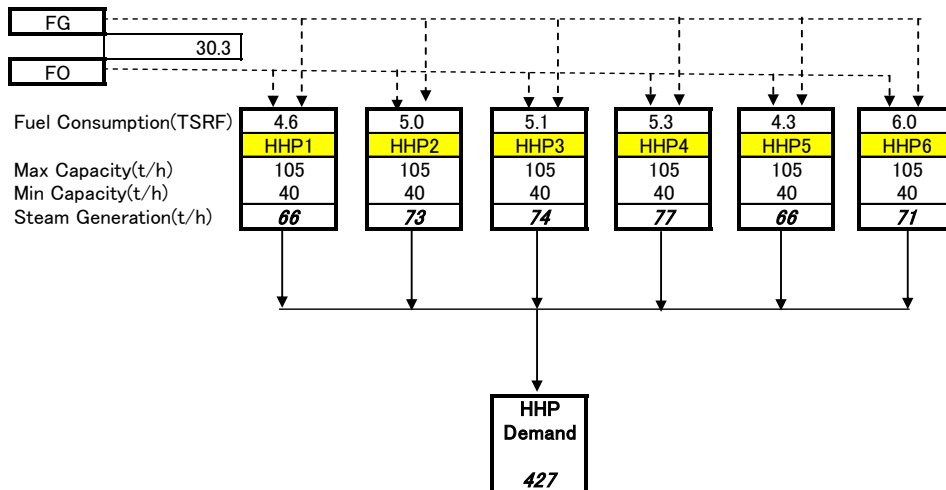


図 7.1 B工場蒸気供給設備

シミュレーションで使用した各ボイラーの効率は運転データから求めて運転直近の値を使用している。比較は9月、10月、11月の各月の連続する3日間(72時間)を代表日として選定し、実際の運転の燃料消費量 (TSRF) と、U-OPT による最適計算による運転の燃料消費量を比較し、その効果の評価した。ただし、10月はプラントのS/Dの関係で蒸気負荷が下がる特異なオペレーションになったので、その時点の3日間も代表日として選定した。

検討する手順を図 7.2 に示す。まず、B工場のユーティリティ設備のモデルをU-OPT上に構築し、実際のボイラーの負荷等の運転データを入力してシミュレーションし、燃料消費量を計算する。(実運転シミュレーションケース)

次に、蒸気デマンドや、機器効率、燃料単価は実運転シミュレーションケースと共通とし、各ボイラーの負荷等は指定せず自由として、代わりに運転及び機器制約を入力してその制約下で最適化を行う。ここでの最適化の評価関数としては、燃料消費量 (TSRF) 最小化とする。実運転シミュレーションケースと最適化ケースで求めた総燃料コストの差を求めることにより、ユーティリティ設備の運用最適化の経済的メリットを定量的に求める。

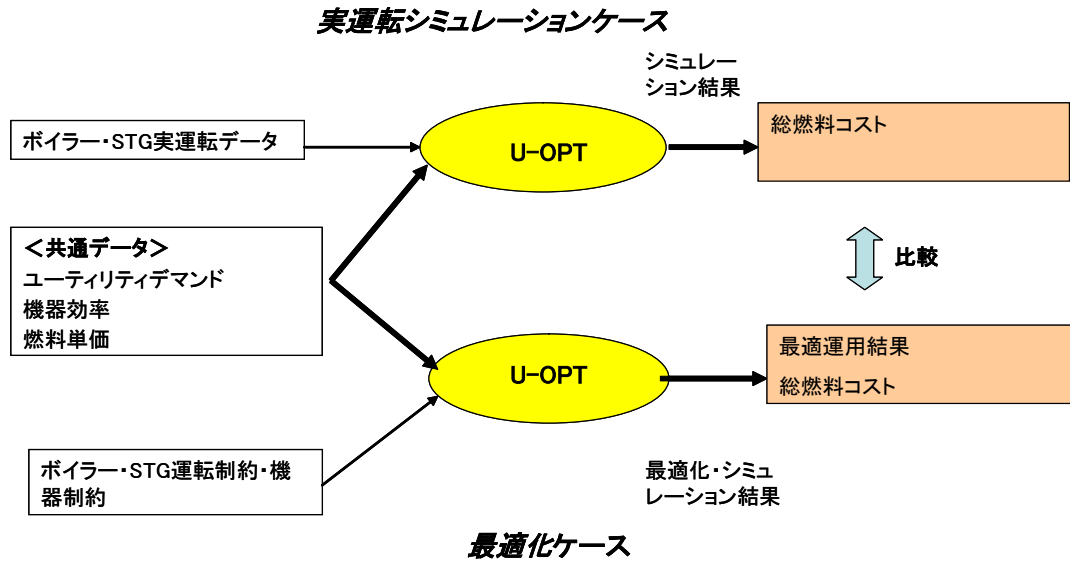


図 7.2 シミュレーション・運転最適化による検討

各月の代表日(72 時間)に対して、U-OPT による最適運転を実施した場合と実際の運転の燃料消費量を比較すると、表 7.1 の通りとなった。

表 7.1 ケーススタディ結果

	Data	Actual Fuel Consumption (3 days)	Optimum Fuel Consumption (3 days)	Fuel reduction (3 days)	Fuel reduction %
		TSRF	TSRF	TSRF	%
Case 1	Sep 2-4 2010	2,160	2,117	43.0	2.0%
Case 2	Oct 1-3 2010	2,001	1,954	47.1	2.4%
Case 3	Oct 16-18 2010	1,046	1,002	44.2	4.2%
Case 4	Nov 8-10 2010	2,167	2,125	41.6	1.9%

Case 3 は、大きな削減効果がでていますが、負荷が極端に低い特異点なので除外して考え

ると、平均で2%以上のエネルギー消費量の削減効果が出ている。経済性の検討では、削減効果を控えめに1%として計算する。年間に拡張すると、実績データから年間エネルギー消費量を219,000TSRFとすると、その1%が削減されるとして2,190TSRF削減される。447 US\$/TSRFとして、0.95 million US\$の燃料費の削減となる。

U-OPTの初期投資費用を1,000,000 USDとし、年間保守費用が初期投資費用の10%かかるとして、その事業性を評価する。

A工場の事業性評価と同じ前提、割引率を $r=15\%$ 、耐用期間を $n=10$ 年として正味現在価値NPV (Net Present Value)および内部収益率IRR (Internal Rate of Return)を計算すると次のようになる。

将来のすべてのキャッシュフローを現在価値に割り引いて、収入現価から支出現価を差し引きした結果を正味現在価値(NPV : Net Present Value)は次のようになる。

$$\text{正味現在価値(NPV : Net Present Value)} = 3,417,140 \text{ USD}$$

また、投資判断の利益指標(PI : Profitable Index = 将来のキャッシュフローの現在価値/初期投資額)が4.42であり、投資判断の1以上の判断基準よりはるかに高い値である。

また、この正味現在価値が0となる内部収益率(IRR)を計算すると、

$$\text{内部収益率(IRR)} = 88\%$$

という高い値となるので、クレジット無しでも十分に事業性があると判断される。

更に、カーボンクレジットが購入されるとすると、クレジットの買取価格を安めに10US\$/CO₂-tと設定した場合、2,190TSRF/年の燃料削減は2,190TSRF/年 \times 2.62CO₂-t/TSRF = 5,738 CO₂-t/年のカーボンクレジットが発生し、金額にして57,380 US\$/年の収益が加算されることになる。

それを考慮して、正味現在価値、投資判断の利益指標、内部収益率を計算すると以下のとおりとなる。

$$\text{正味現在価値(NPV)} = 3,704,000 \text{ US\$}$$

$$\text{投資判断の利益指標(PI)} = 4.7$$

$$\text{内部収益率(IRR)} = 94\%$$

となり、その事業性は更に高くなることがわかる。

8. まとめと今後の展開

今回のフィージビリティスタディにより、プロセス工場の A 工場および B 工場に「ユーティリティ設備の運用最適化技術」を適用した場合の事業性は十分にあることが確認できた。この事業に二国間オフセットメカニズムを適用するための削減量を計測、報告、検証（MRV）の方法論についても検討を行い、Project Design Document（PDD）も作成した。各プロセス工場に対しても説明を行い、基本的な合意を得ることができた。

今後の展開として、来期の前半に同技術の導入が実現したならば、各プロセス工場も本 Project Design Document（PDD）を実際に適用することに前向きである。よって、二国間オフセットメカニズムの実際の運用例として、その運用の問題点を洗い出すプロトタイプとして活用し、同プロジェクトを深化させることが本メカニズムを推進するために非常に有効と感ずる。

また、本技術は石油以外の他のエネルギー消費型の業界である鉄、車、製紙等の工場にも適用できる省エネ技術である。電力、蒸気、冷水といったユーティリティを大量に使用する工場や大型ビルにも横展開でき、幅広い適用が可能で更に大きな CO2 削減をインドネシア国内で見込むことができる。

また、どの国にもニーズのあるユーティリティ設備の運用最適化技術なので、同じ二国間の枠組みをインドネシア以外のアジアを中心とした国々と結んで展開していくことも期待される。来期は、それらの「協力案件の発掘に向けた調査」も実施したい。

以上