

平成 26 年度アジアの低炭素社会実現のための

JCM 大規模案件形成可能性調査事業

「モンゴル国ウランバートルの発電送配電に
おける案件組成及び他都市電力系統に対する

水平展開可能性調査」

業務報告書

平成 27 年 3 月

一般社団法人海外環境協力センター

平成 26 年度アジアの低炭素社会実現のための JCM 大規模案件形成可能性調査事業
「モンゴル国ウランバートルの発電送配電における案件組成
及び他都市電力系統に対する水平展開可能性調査」
報告書

目 次

I. サマリー	1
1. 実施の背景	1
2. 調査対象事業.....	1
3. 調査方法	1
4. 調査結果	2
5. 事業化に向けた検討.....	2
II. 本文	4
1. 実施の背景	4
(1) ウランバートルを中心とした電力系統におけるエネルギー供給の現状	4
(2) モンゴル国の気候変動への取組	5
(3) 調査実施の背景.....	5
2. 調査対象事業.....	7
(1) 発電送配電対策.....	7
(2) 送配電における日本製技術の先進性、水平展開の可能性	7
3. 調査項目	7
(1) 実施体制.....	9
(2) 調査内容.....	9
4. 調査結果	11
(1) 調査活動の実績と調査結果	11
(2) GHG 排出削減効果.....	11
(3) プロジェクト全体費用.....	12
(4) コベネフィット効果	12
(5) 他都市、他施設への水平展開のための発電送配電のニーズ把握・案件形成支援	13
5. 事業化に向けた検討.....	16
(1) 事業化/JCM 化シナリオ	16
(2) MRV 方法論、モニタリング体制.....	18
(3) 今後の展開方針や具体的なスケジュール	46
略語表	47

I. サマリー

1. 実施の背景

モンゴル国の首都ウランバートル(Ulaanbaatar)を中心とする中央電力系統では、現在電力需要のひっ迫が深刻な問題となっている。モンゴルでは電力不足が年々拡大する傾向にあり、電力の増強及び既設発電所の効率改善等の対策が急務である。しかしながら大気汚染や GHG 排出量の増大による環境への影響が深刻化しており、対策が急がれている。

環境対策の効果が大きい設備として、石炭焚きの熱電併給発電所(Combined Heat and Power Plant, 以下 CHP)がクローズアップされている。CHP についてはモンゴルのニーズに一致し、且つ日本製技術を用いた大規模な効率改善ができるポテンシャルが見込める。また、送配電分野においても、日本のトップランナー効率を誇る機器の導入が望まれている。加えて、モンゴルの発電送配電技術は、ほとんどが旧ソ連の技術、規格、仕様等を採用していることが調査で判明し、同様な状況にあるモンゴル国内外の他都市への展開が容易であることがわかっている。

これらの背景から、二国間クレジット制度(Joint Credit Mechanism, 以下 JCM)による日本の優れた技術の導入を目指してウランバートルの発電送配電における詳細調査を実施し、また他都市の電力系統に対する水平展開を狙った案件形成調査を実施した。

2. 調査対象事業

本調査では CHP の効率改善を中心とした大気汚染対策にも繋がる GHG 排出削減プロジェクトとして、対象をウランバートル第 3 熱電併給発電所（以下 CHP-3）とし、以下を実施した。

- (1) ウランバートル第 3 火力発電所の効率改善
- (2) ウランバートル市内の送配電設備の抜本的な更新・増強
- (3) 他都市、他施設への水平展開のための発電送配電のニーズ把握・案件形成支援

3. 調査方法

JCM の具体的な温室効果ガス削減プロジェクト案件として、第 1 回は発送変電の専門家とともにカウンターパートとなる MOE(エネルギー省)、MEGDT(環境グリーン開発観光省)、CHP-3、ウランバートル配電公社等を含む現地の関係機関を訪問し、今年度の事業計画の説明、ならびに調査内容を協議調整すると共に、今後調査を進めるにあたって必要な詳細情報の提供依頼を行った。第 2 回の調査では導入する低炭素技術の設計及びリファレンス排出量等の温室効果ガス算定に必要な夏季運転データを採取するため、性能試験を実施した。また技術導入の水平展開を目指し、モンゴル第 2、第 3 の都市であるエルデネット(Erdenet)、ダルハン(Durhan)両市内にある鉱山、熱電併給発電設備において二国間クレジット制度の説明を行い、今後の調査の進め方について協議した。効率改善のニーズについてのヒアリング調査を実施した。第 3 回、第 4 回の調査では冬季の運転データを採取するため、性能試験を実施した。モンゴル側に依

頼した詳細情報の入手と先端技術設備の仕様について関係者との協議を行った。モンゴルの発電所は熱(温水)と電力の併給方式であり、特に冬季では温水供給が過半を占めるため、BaU (Business as Usual) 排出量、リファレンス排出量の特定のため、発電所の熱利用にかかるリファレンスデータを収集した。第 5 回調査は最終調査として、これまでの調査結果について CHP-3 に説明を行った。

特定した事業者が有する技術に対するモンゴル側の理解を深めるため、訪日研修もを行い、対象技術である一体型制御、ヒートポンプシステムに加えて、日本の技術が秀でていると言われている蓄電池システムや発電所の運用管理等について直接触れることで当該技術の普及啓発を行った。

4. 調査結果

合計 6 回の現地調査と 1 回の訪日研修開催の結果、CHP-3 に導入を検討している OCS(Optimized Control System)に関する技術、BaU 排出量、リファレンス排出量等のデータ収集を行い、JCM の適格性要件 (案) の策定、MRV 方法論 (案) を作成した。送配電に関してもウランバートル配電公社からデータ収集を行い、JCM の適格性要件 (案) の策定、MRV 方法論 (案) を作成した。さらにボイラ・タービン・発電機 (BTG) ユニットの更新・増設、蓄電池／太陽光発電装置導入等の新たなポテンシャルを発掘した。またウランバートル市のみならず、これらの技術の水平展開を狙い、ダルハン、エルデネットの熱電併給施設を訪問し、OCS 等の対象技術が他地域についてもニーズが大きいことを確認でき、水平展開に弾みをつけた。

第 5 回、第 6 回の調査では、これまでの検討結果を MOE、MEGDT、CHP-3、配電公社等のモンゴル側関係者に報告した。同時に翌年度アクションについて議論を行い、来年度のアクションとスケジュールについて説明し、了解を得た。

5. 事業化に向けた検討

本事業はエネルギー供給セクターをターゲットとしており、発電送配電分野等の事業費用は最低でも数十億は必要となる。本事業の具体化に向けた資金スキームのひとつとして、一足飛び型発展の実現に向けた資金を適用することを検討している。

2014 年 6 月 25 日石原伸晃環境大臣は東京において、来日中のアジア開発銀行の中尾武彦総裁と会談を行い、「日本国環境省とアジア開発銀行の間の環境協力に関する覚書」に署名した。また、低炭素技術のアジア途上国への普及を促すため、アジア開発銀行に 18 億円を拠出して、JCM を活用した新たな基金 (JCM 日本基金) を設置することを発表した。

本基金は導入コスト高から、アジア開発銀行のプロジェクトで採用が進んでいない先進的な低炭素技術がプロジェクトで採用されるように、アジア開発銀行の信託基金に拠出した資金で、その追加コストを軽減するものである。

本調査では MOE、MEGDT 等と協議を進め、モンゴル政府として、本基金を活用した上記案件の実施について、協力することで一致した。今後は CHP-3 とモンゴル政府が

導入するシステムの仕様を詰めていき、必要な手続きを行っていく。また水平展開として、CHP-4 等他施設、エルデネット等他都市への OCS 導入と、今後ウランバートルの都市計画として新設される地区に対する配電設備への高効率変圧器導入を進めていきたい。

II. 本文

1. 実施の背景

(1) ウランバートルを中心とした電力系統におけるエネルギー供給の現状

モンゴル国の首都ウランバートルを中心とする中央電力系統では、現在電力需要のひっ迫が深刻な問題となっている。2013年までの当該電力系統における発電所の各出力は以下のとおりである。

- ・ウランバートル第1熱電併給発電所(CHP-1)：廃炉
- ・ウランバートル第2熱電併給発電所(CHP-2)：21.5MW
- ・ウランバートル第3熱電併給発電所(CHP-3)：148MW
- ・ウランバートル第4熱電併給発電所(CHP-4)：580MW
- ・ダルハン熱電併給発電所：48MW
- ・エルデネット熱電併給発電所：28.8MW
- ・エルデネット鉱山社発電所：5MW
- ・サルヒット(Surhit)風力発電所：50MW（2013年稼働開始）

中央電力系統(Central Power Grid)合計出力：881.3MW

モンゴルは旺盛な鉱物資源（金、銅、石炭、モリブテン、亜鉛等）を元に近年の経済成長を遂げており、2011年～2013年の平均GDP成長率は10%を超えている。これらの経済成長に起因する人口増加、都市部への人口集中が起きている。当然、電力需要は増加しているが、モンゴルは1980年代のCHP-4の稼働開始以降、2013年まで新規発電所の建設が出来ていなかった。これはモンゴルが社会主義時代以来、ロシアからの輸入電力に頼っており、自国で発電の出力調整機能を持たない、もしくは持つことを意図的に抑えられていることが原因の1つである。

これらの状況を打破すべく2014年、2015年には以下の電力増強を行っている。

- ・ウランバートル第3熱電併給発電所：148MW⇒198MW
(50MWタービン増強：2014年6月稼働開始)
- ・ウランバートル第4熱電併給発電所：580MW⇒680MW
(100MWタービン増強：2015年に稼働開始予定)

上記に加えてウランバートル第5熱電併給発電所の建設も進めているが、ようやく建設予定地が決まったところで、まだ工事着工には至っていない。現状、2013年に発表した電源開発計画に対して、実態が追いついておらず、また、ロシアからの電力輸入もエネルギーの安全保障の観点から、輸入量を増やすことは危険を伴う、との指摘がなされている。

さらに、ウランバートルを中心とする主要都市では大気汚染が問題となっている。

WHO（世界保健機関）の発表した「空气中浮遊粒子状物質の汚染データ調査」によると、ウランバートルのPM10は279 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ であり、日本の約14倍、中国の約2倍となっている。これらの大気汚染の一因は熱電併給発電所（CHP: Combined Heat and Power）であるといわれており、この解決のため、具体的な対策を実施する必要がある。

(2) モンゴル国の気候変動への取組

2013年1月8日、ウランバートルにおいて二国間クレジット制度（Joint Credit Mechanism、JCM）に関する二国間文書の署名が世界で初めて行われ、本制度が正式に開始された。また、2013年4月11日に第1回、2014年2月20日には第2回の合同委員会が開催され、第1回はガイドラインの決定等議論、第2回はJCM方法論が世界で初めて登録されることが決定し、モンゴル政府はJCMの実施に対して意欲的に取り組んでいる。

COP19（第19回気候変動枠組条約締約国会議）の閣僚級会合でのステートメントでは、MEGDTのTulga副大臣がJCMの実施について高い期待を表明しており、取り組む姿勢を鮮明にしている。

モンゴル政府は2011年に気候変動国家計画を改定し、温暖化対策を更に推し進める方針であり、UNFCCC（国連気候変動枠組条約）にNAMA（途上国の適切な緩和行動）の提出も行っている。NAMAには11項目の対策が掲げられているが、その内の6つが発電送配電を含むエネルギー供給分野となっており、本セクターにおける対策が強く望まれている。

また、2013年6月にドイツ・ボンで開催された国連気候変動枠組条約（UNFCCC）第38回補助機関会合の公式サイドイベントにおいて、MEGDTのDagvadorj気候変動特使は、JCMを活用しNAMAを推進すること、また、大気汚染及びエネルギー安全保障を同時に推進できるような緩和対策を進めたい、との発表を行っている。

(3) 調査実施の背景

上述の通り、モンゴル国のウランバートルを中心とする中央電力系統では、現在電力需要のひっ迫が深刻な問題となっている。モンゴルでは電力不足が年々拡大する傾向にあり、電力の増強及び既設発電所の効率改善等の対策が急務である。しかしながら大気汚染やGHG排出量の増大による環境への影響が深刻化しており、対策が急がれている。

環境対策の効果が大きい設備として、石炭焚きの熱電併給発電所(CHP)がクローズアップされている。CHPについてはモンゴルのニーズに一致し、且つ日本製技術を用いた大規模な効率改善ができるポテンシャルが見込める。また、送配電分野においても、日本のトップランナー効率を誇る機器の導入が望まれている。加えて、モンゴルの発電送配電技術は、ほとんどが旧ソ連の技術、規格、仕様等を採用していることが判明し、同様な状況にあるモンゴル国内外の他都市への展開が容易であることがわかっている。

これらの背景から、本年度は一足飛び資金を活用し、ウランバートルの発電送配電における詳細調査を実施し、また首都圏のみならず、他都市の電力システムに対する水平展開を狙った案件形成調査を実施した。

2. 調査対象事業

(1) 発電送配電対策

モンゴルが UNFCCC に提出している第 2 次国別報告書 (2nd National Communication) によると、GHG 排出量のうち約 60%がエネルギーセクターとなっている。これはエネルギー供給に使用する燃料のほとんどが石炭であること、冬場の気温が零下 30 度 (摂氏) 以下まで下がり、市街地のセントラルヒーティング及び地域暖房向けに温水を多量に使用しているためである。OECC の調査では、モンゴル国内の熱電供給のうち、電力の 95%程度、蒸気・温水の 70%程度を熱電併給発電所 (CHP: Combined Heat and Power) に頼っていることを確認している。このような状況から、発電送配電をターゲットとした効率改善は効果的、且つ効率的にモンゴルの温室効果ガス削減に貢献できる。

モンゴルは上述した 1.(1)、(2)の通り、大気汚染及びエネルギー需給の安定を同時に推進できるような緩和対策を希望しており、JCM においても同様の立場を示している。エネルギー省がモンゴル側事務局に提出している JCM 優先案件リストには、発電送配電の効率改善が含まれている。加えて、2013 年 4 月 11 日の第 1 回 JCM 合同委員会でモンゴル側事務局である環境グリーン観光省気候変動調整室が提出した優先案件リストにも、発電送配電の効率改善が含まれており、現地政府の方針のみならず、モンゴルの JCM に対する方針にも一致している。

(2) 送配電における日本製技術の先進性、水平展開の可能性

本事業では日本製技術の導入をターゲットとしている。具体例としては熱電供給の最適化システム (Optimizer + DCS (分散制御システム) + Matrix Converter (最先端のインバータ技術) + Heat Pump (ヒートポンプ) による一体最適型制御システム (Optimized Control System, 以下 OCS) 等を提案している。日本の優れた技術の 1 つとして保守メンテナンス管理の海外展開が叫ばれているが、この一体型制御システムを導入することは、需要に応じた蒸気、発電所のタービン、ボイラの運転の最適化のみならず、最適な保守メンテナンス管理も日本の事業者と一緒に作りあげていく、他国には模倣できず、且つ先進性のある取組である。

加えて、モンゴルの熱電併給石炭火力発電所は旧ソ連製の技術、規格、機器がベースとなっているため、モンゴル国内の他発電所への水平展開が容易である。具体的にはウランバートル市内のみならず、人口が第 2 の都市のエルデネット、第 3 の都市のダルハンや他の都市にも同タイプの熱電併給施設があり、同様の展開が可能である。更に、旧ソ連式の発電所はベトナムにも多く存在し、石炭火力はインドネシアでも多く稼働しているため、本システムのモンゴルにおける成功事例を活用すれば、アジア圏への広範囲な展開が可能となる。

3. 調査項目

本調査は、以下で構成される。

- ①ウランバートル第3火力発電所の効率改善
- ②ウランバートル市内の送配電設備の抜本的な更新・増強
- ③他都市、他施設への水平展開のための発電送配電のニーズ把握・案件形成支援

調査の内容に応じて、後述する事業協力先、適切な専門家とともに検討を実施した。また省庁関係者への報告会を開催し、事業の進捗確認や情報の共有・普及を行った。

①、②に関しては、事業費用は最低でも数十億は必要となる。本事業の具体化に向けた資金スキームとして、一足飛び型発展の実現に向けた資金を適用することで進めた。

2014年6月25日に石原伸晃環境大臣(当時)は東京において、来日中のアジア開発銀行の中尾武彦総裁と会談を行い、「日本国環境省とアジア開発銀行の間の環境協力に関する覚書」に署名した。また、低炭素技術のアジア途上国への普及を促すため、アジア開発銀行に18億円を拠出して、二国間クレジット制度(JCM)を活用した新たな基金(JCM日本基金)を設置することを発表した。

本基金は導入コスト高から、採用が進んでいない先進的な低炭素技術がプロジェクトで採用されるよう、拠出した資金である。よって、先進的な低炭素技術であることを証明するため、導入を想定している技術に対して、現在導入されている技術と、これから導入しようとする技術の内容を把握するために、詳細な調査を行った。また、一足飛び型発展の実現に向けた資金の対象となる更なる技術の発掘も行った。

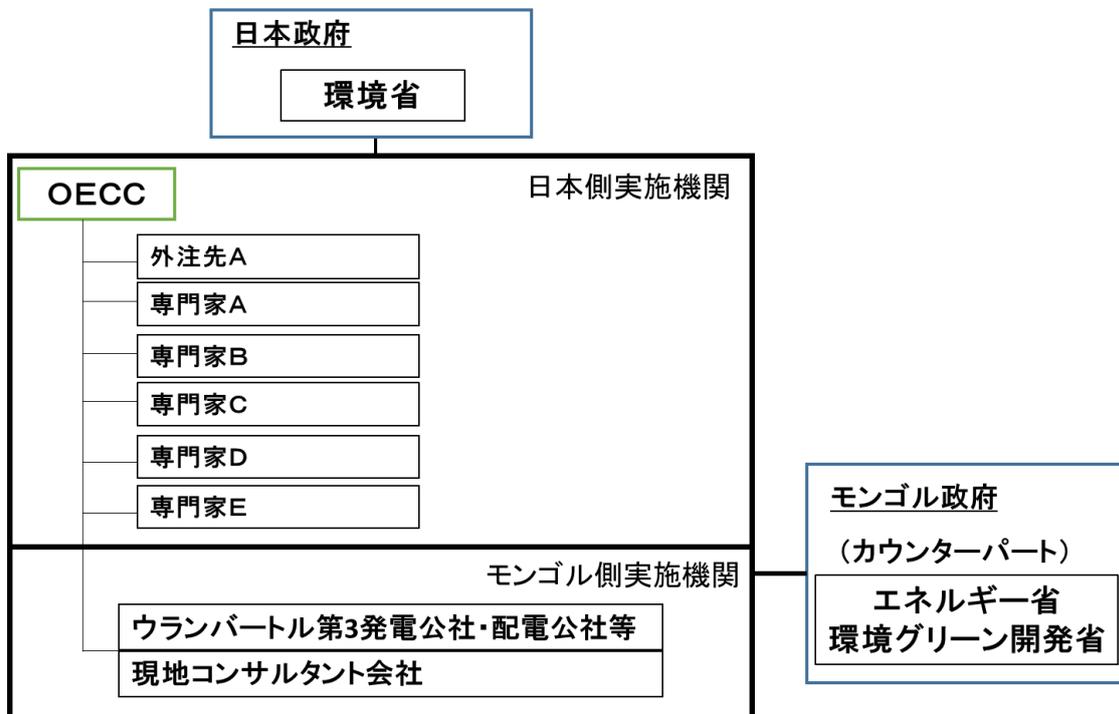
次にJCMにおける適格性要件を設定するために、対象技術と既存技術に関する調査も同時に行った。

更に、JCMのMRV方法論(案)、PDD(案)策定のため、BaU排出量、リファレンス排出量、プロジェクト排出量等のデータ収集も行った。具体例として発電案件では施設の定常負荷、中間負荷帯での試験、モンゴルでは冬の気候が摂氏零下30度以下となり、温度差が大きく熱電供給の運用も大きく異なるために、これらのデータについても収集を行った。

③に関しては、①及び②でターゲットとしている効率改善策について、水平展開を行なうためにモンゴルの主要都市の熱電併給火力発電所を中心に、新たな技術の導入可能性も含めJCM実施可能性を検証するため初期段階のポテンシャル洗い出し調査を行い、エネルギー効率改善診断・ポテンシャル技術データ集を作成した。これらを基にエネルギー効率の改善につながる日本の技術・製品および提案を取りまとめた。

(1) 実施体制

以下の実施体制で事業を実施した。



(2) 調査内容

JCM の具体的な温室効果ガス削減プロジェクト案件として、第 1 回は発送変電の専門家とともにカウンターパートとなる MOE、MEGDT、ウランバートル第 3 熱電併給発電所 (以下、CHP-3)、ウランバートル配電公社等を含む現地の関係機関を訪問し、今年度の事業計画の説明、ならびに調査内容を協議調整すると共に、今後調査を進めるにあたって必要な詳細情報の提供依頼を行った。第 2 回の調査では導入する低炭素技術の設計及びリファレンス排出量等の温室効果ガス算定に必要な夏季運転データを採取するため、性能試験を実施した。また、技術導入の水平展開を目指し、モンゴル第 2、第 3 の都市であるエルデネット、ダルハン両市内にある鉱山、熱電併給発電設備において、二国間クレジット制度の説明を行い、今後の調査の進め方について協議した。効率改善のニーズについてのヒアリング調査を実施した。第 3 回、第 4 回の調査では夏季のみならず、秋季運転データを採取するため、性能試験を実施した。モンゴル側に依頼した詳細情報の入手と先端技術設備の仕様について関係者との協議を行った。また、モンゴルの発電所は熱(温水)と電力の併給方式であり、特に秋季冬季では温水供給が過半を占めるため、BaU (Business as Usual) 排出量、リファレンス排出量の特定のため、発電所の熱利用にかかるリファレンスデータを収集した。加えて JCM における適格性要件を設定するために、対象技術と既存技術に関する調査も同時に行った。特定した事業者が有する技術に対するモンゴル側の理解を深めるため、訪日研修も行い、対象技術である一体型制御に加えて、日本の技術が秀でていると言われている蓄

電池システムや発電所の運用管理等について直接触れることで当該技術の普及啓発を行った。

第5回、第6回の調査では、これまでの検討結果を MOE、MEGDT、CHP-3、配電公社等のモンゴル側関係者に報告し、来年度のアクションに関して具体的な議論を行った。

4. 調査結果

(1) 調査活動の実績と調査結果

3.(2)に記述した通り、現地調査を6回、訪日研修を1回開催した。具体的な実績と調査結果については(2)以降に記述した。

第1回現地調査：平成26年6月実施

第2回現地調査：平成26年8月実施

第3回現地調査：平成26年9月実施

第4回現地調査：平成26年10月実施

訪日研修：平成26年11月実施

第5回現地調査：平成26年12月実施

第6回現地調査：平成27年1月実施

合計6回の現地調査と1回の訪日研修開催の結果、CHP-3に導入を検討しているOCSに関する技術、BaU排出量、リファレンス排出量等のデータ収集を行い、JCMの適格性要件(案)の策定、MRV方法論(案)を作成した。送配電に関してもウランバートル配電公社からデータ収集を行い、JCMの適格性要件(案)の策定、MRV方法論(案)を作成した。さらに発電送配電案件に適合する更なる技術発掘を行った。これ以外にもボイラ・タービン・発電機(BTG)ユニットの更新・増設、蓄電池/太陽光発電装置導入等の新たなポテンシャルを発掘した。これらの技術で2015年中に実施が可能なものは事業の対象に含めていく所存である。また、ウランバートル市のみならず、これらの技術の水平展開を狙い、ダルハン、エルデネットの熱電併給施設を訪問し、OCS等の対象技術が他地域についても、ニーズが大きいことを確認でき、水平展開に弾みをつけた。

1月に実施した第6回目の調査では、これまでの検討結果をMOE、MEGDT、CHP-3、配電公社等のモンゴル側関係者に報告した。同時に翌年度のプロジェクトについて議論を行い、来年度のアクションとスケジュールについて説明し、了解を得た。

(2) GHG 排出削減効果

GHG 排出削減効果については、①ウランバートル第3熱電併給発電所の効率改善、②ウランバートル市内の送配電設備の抜本的な更新・増強に分けて算出を行った。具体的な算定式については5.のMRV方法論、モニタリング体制に記載した

① ウランバートル第3熱電併給発電所の効率改善

リファレンス排出量： 1,143,500 tCO₂/y

プロジェクト排出量： 1,028,500 tCO₂/y

排出削減量： 115,000tCO₂/y

前提条件：CHP-3の高圧ユニットに以下の一体型制御システム(OCS)を導入した場合

・ Optimizer + DCS : 1 式

石炭（バガノール炭）の価格：24,500Tg(トゥグルグ)（1 Tg = 0.058 円）

中央電力系統排出係数=0.5×1.1542+0.5×1.0566=1.1054tCO₂/MWh

② ウランバートル市内の送配電設備の抜本的な更新・増強

リファレンス排出量： 12,300 tCO₂/y

プロジェクト排出量： 3,700 tCO₂/y

排出削減量： 8,600 tCO₂/y

前提条件：ウランバートル市の配電公社が所有する 10kV 変圧器 1,899 台をアモルファス高効率変圧器に更新するとともに、新設する 10kV 変圧器 1,284 台をアモルファス変圧器とした場合

(3) プロジェクト全体費用

プロジェクト全体費用については、以下に分けて算出を行った。

① ウランバートル第 3 熱電併給発電所の効率改善

② ウランバートル市内の送配電設備の抜本的な更新・増強

① ウランバートル第 3 熱電併給発電所の効率改善

事業費用： 億円

前提条件：CHP-3 の高圧ユニットに以下の一体型制御システム(OCS)を導入した場合

・ Optimizer + DCS : 1 式

② ウランバートル市内の送配電設備の抜本的な更新・増強

事業費用： 億円

前提条件：ウランバートル市の配電公社が所有あるいは新設する 10kV 変圧器 3,183 台をアモルファス高効率変圧器とし、管理システムを導入した場合

(4) コベネフィット効果

上述の通り、モンゴル国のウランバートルを中心とする中央電力系統では、現在電力需要の逼迫が深刻な問題となっている。モンゴルでは電力不足が年々拡大する傾向にあり、電力設備の増強及び既設発電所の効率改善等の対策が急務である。しかしながら大気汚染や GHG 排出量の増大による環境への影響が深刻化しており、対策が急がれている。今回調査を行っている技術は、温室効果ガスの削減だけでなく、これらの問題に対して以下の効果が得られることを確認しており、モンゴル側からの評価も高い。

① ウランバートル第 3 熱電併給発電所の効率改善

○需給バランスのマッチングによる供給電圧の安定化

○石炭消費量削減に伴う NO_x・SO_x・煤塵の低減

- 出力調整の精度向上に伴う事故停止の低減
- 発電所オペレーターの操作性の向上（操作負担の軽減）

② ウランバートル市内の送配電設備の抜本的な更新・増強

- 発電所供給余力増大（損失削減分）
- 電力系統過渡安定度増大
- 石炭消費量削減に伴う NO_x・SO_x 等の低減
- 送配電設備の仕様強化による系統安定化（停電回数低減等）

(5) 他都市、他施設への水平展開のための発電送配電のニーズ把握・案件形成支援

① エネルギー効率改善診断

日本の低炭素技術案件の洗い出しのため、ウランバートル以外の都市の熱電併給施設であるエルデネット鉱山社についてエネルギー効率改善診断を行った。火力発電所のエネルギー効率改善診断で特定された項目は表1に示すとおりである。

表1 エネルギー効率改善診断項目

対象項目	現状の問題点	要望事項
発電設備 (ボイラ及びSTG)	冬季の熱供給を基準とした設備の運用で、新規のSTGを導入予定	1年を通じた効率的な運用方法
粉砕用ミル	横型で消費電力が大きい(使用量の50%)電気料金が高騰して経営を圧迫	効率的な運用による省電力化
取水・送水設備	取水・送水ポンプは揚程が設定されており、消費電力が多くなっている。	ポンプの効率的な運用による省電力化

検討項目の詳細は以下の通りである。

(ア) 発電設備(ボイラ及びSTG)の運用改善

発電設備は1978年運開。75t/hボイラ×6台、2.5MWタービン発電機×2台が稼働している。夏はボイラ1缶、冬は2缶でも余裕がある。今後は4台運転、1台予備、1台点検という運用をしたいため、12MW×4台のタービン発電機を入札予定である。

(イ) ミルの省電力化

エルデネット鉱山社の消費電力は多く、市内には他にも工場があるが、エルデネット鉱山社は一番高い料金で電気を買っている。

電気使用量の70%がミルなど工場で使用、20%が送排水で使用、10%がその他。工場内の内訳は70%がミル、30%がクラッシャなどその他。全体使用量の約半分をミルで消費している。

省エネ対策として、1台のミル(中国製)を2台のモータ(カナダ製)で運転することによる低減度合いを2015年4月の稼働以降に調査する予定。

(ウ) 送水設備のポンプの省電力化

送水設備はセレンゲ川から取水した1600t/hの水をエルデネット鉱山社及びエルデネット市内に送水しており、3ヶ所に各5基(1基は予備)のポンプが設置されている。これらのポンプは揚程が25~30mに設定されていて、揚程を保つために電力の消費量が多くなっている。

② 効率改善項目の対象となる低炭素技術

以上の検討依頼項目について、現在ウランバートルで導入を検討している技術を水平展開させることを中心に、対応可能な技術ポテンシャルと適用方法を表2にまとめた。

表2 対応可能な技術ポテンシャル

対象項目	技術ポテンシャル	適用方法
発電設備 (ボイラ及びSTG)	最適制御システムによる運用	最適化システムの導入と機器のインバータによる制御
粉碎用ミル	最適制御システムによる運用	最適化システムの導入と機器のインバータによる制御
取水・送水設備	最適制御システムによるポンプの運用	最適化システムの導入

ポテンシャルの詳細は以下の通りである。

(ア) 発電設備の運用改善

ウランバートルのCHPと同様、最適化システムの導入とポンプ・ファンのインバータ化を検討する。導入の対象は動力の大きいミルのファン、誘引通風ファン(Induced Draft Fan, IDF)、ボイラ給水ポンプ(Boiler Feed Water Pump, BFP)。

(イ) ミルの省電力化

(ア)と同様、最適化システムの導入による省力化を検討する。工場の自動化部門と合意できると仕事が進めやすいとのアドバイスがあった。

(ウ) 送水設備のポンプの省電力化

送水ポンプは各設備に5基設置されていて、予備用のポンプ(ロシア製)以外の4基はすべて日本製に交換されている。ポンプの出力は1360~1560kWであるが、逆流を防ぐための揚程を30mに設定している。最適化システムを導入してポンプの揚程を0mにすることで電力の消費を抑制し、省電力化が図れる。ポンプは発電設備に

比べて運用パターンが簡略で、最適化システムの導入がしやすく、CO₂の削減効果が高い。

今後具体的な提案を行うことになるが、エルデネット鉱山社はロシアとモンゴルの合弁会社であり、実施にはロシア人も含めた会議での承認が必要である。そのため、提案内容を鉱山社側によく理解してもらうことが重要である。

エルデネット鉱山社の消費電力は多く、市内には他にも工場があるが、エルデネット鉱山社は一番高い料金で電気を買っている。ここ数年は毎年平均 15%ほど電力料金が値上げされ、2007年に 50Tg(トグルク) (約 3 円) /kWh だった料金が 2014年には 150Tg (約 9 円) /kWh と 3 倍に膨らんだ。年間には 7 億 5000 万 kWh を消費している。これまでは銅のマーケットの状況が顕著であったため、問題はなかった。銅の採掘が、年々地下を掘り進めているため、銅 1t あたりのコストが上昇していることから、今後は省エネ対策が重要となる。

エルデネット鉱山社の他に、エルデネット市が保有するエルデネット熱電併給発電所、また第 3 の都市であるダルハンの熱電併給発電所についても調査を行ったが、鉱山社の発電設備と同様に OCS の導入に向けた検討を進める。

5. 事業化に向けた検討

(1) 事業化/JCM化シナリオ

本事業はエネルギー供給セクターをターゲットとしており、発電送配電分野等の事業費用は最低でも数十億は必要となる。本事業の具体化に向けた資金スキームとして、一足飛び型発展の実現に向けた資金を適用することで進めている。

2014年6月25日石原伸晃環境大臣は東京において、来日中のアジア開発銀行の中尾武彦総裁と会談を行い、「日本国環境省とアジア開発銀行の間の環境協力に関する覚書」に署名した。また、低炭素技術のアジア途上国への普及を促すため、アジア開発銀行に18億円を拠出して、二国間クレジット制度(JCM)を活用した新たな基金(JCM日本基金)を設置することを発表した。本基金のイメージを図1に示す。

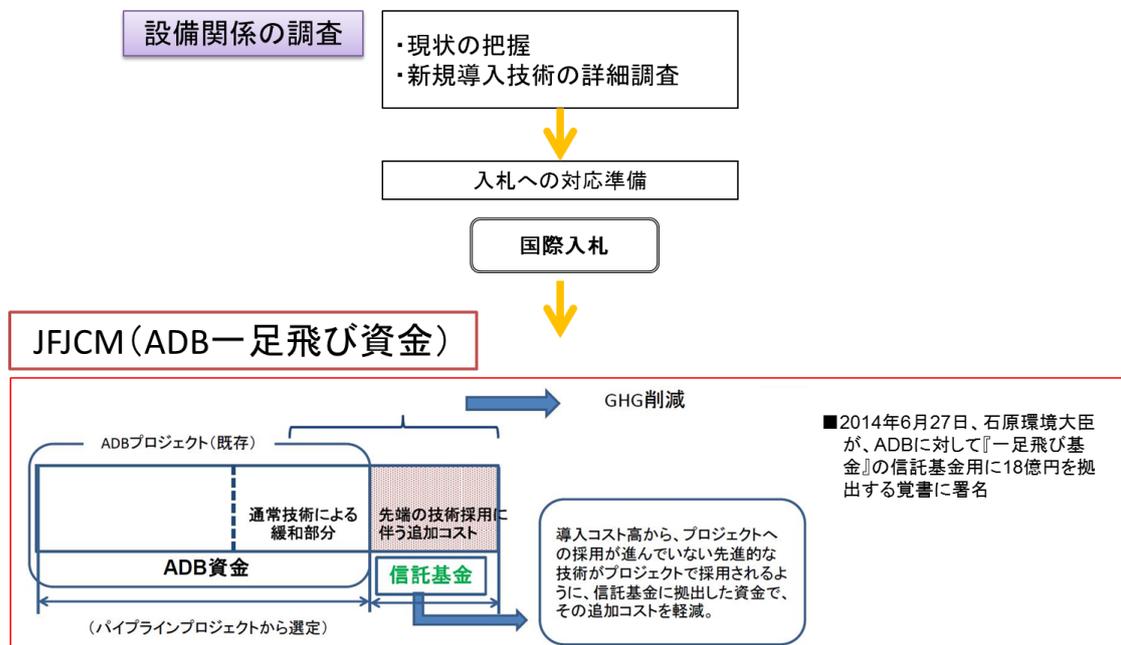


図1 JCM日本基金のイメージ

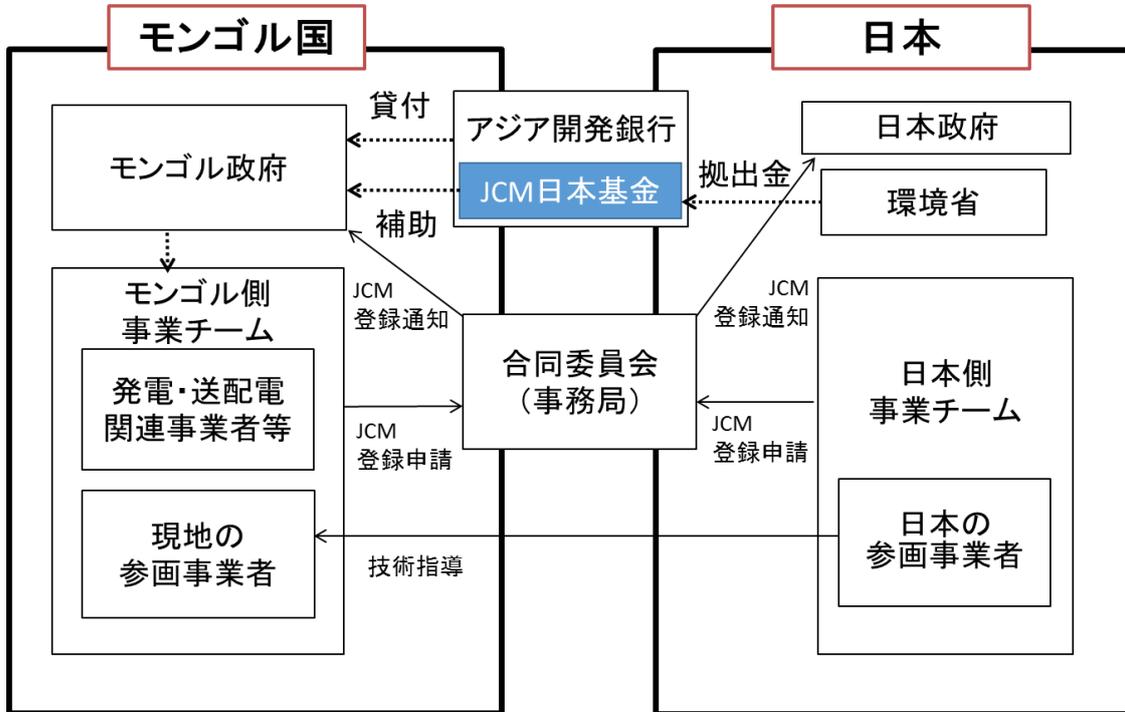
本基金は、導入コスト高からアジア開発銀行のプロジェクトで採用が進んでいない先進的な低炭素技術がプロジェクトで採用されるように、アジア開発銀行の信託基金に拠出した資金で、その追加コストを軽減するものである。

本調査ではMOE、MEGDT等と協議を進め、モンゴル政府として、本基金を活用した上記案件の実施について、協力することで一致した。今後のステップとして、MOE、MEGDTは財務省と協議を行った上で、アジア開発銀行と財務省がローンネゴシエーションを行う。これらのプロセスを経て、最終的には国際入札によりプロジェクトの受注者を決定する。

プロジェクトの実施体制を図2に示す。モンゴル側、日本側事業者から成る事業体を形成し、日本側事業者はJCMとしての登録手続きを行うとともに、モンゴル側の事業体に導入する技術・製品やMRV手法などの指導等を行う。モンゴル側は製品の現地へ

の運搬・据付を行い、GHGのモニタリング等を実施する。

図2 プロジェクト実施体制



(2) MRV 方法論、モニタリング体制

MRV 方法論、モニタリング体制については、①ウランバートル第 3 火力発電所の効率改善、②ウランバートル市内の送配電設備の抜本的な更新・増強に分けて記載した。

① ウランバートル第 3 火力発電所の効率改善

(ア) JCM 方法論

本方法論は、CHP-3 において、ボイラによる蒸気発生に費やされる石炭消費量の削減を図るために OCS を導入し、もって温室効果ガス排出量の削減を達成しようとするプロジェクトに適用するものである。

OCS は時々刻々変化するプラント状態において、プラント機器の特性データに基づいてその時点で必要とする石炭消費を最小とする最適な運転状態を生成し、その結果に基づいてプラントを構成する各機器への制御指令をプラント制御システム (DCS) に発信し、常に最適な運転状態を継続することを可能とするものである。本方法論では、GHG 排出削減量の定量的な把握のために、関係するすべてのプロセスデータは、モンゴル国のすべての CHP に適用されている公式データを採用する。この公式データは毎月発電所にて計測されたデータをベースにまとめられ、MOE (ディスパッチセンター) に送られているものであり、GHG 削減量の評価も公式データに基づいて行われることが妥当と判断できる。

OCS の導入により削減される GHG 排出削減量は、効率改善の結果削減された石炭消費量に、使用されている石炭の CO₂ 排出係数を乗じることによって算出することができる。

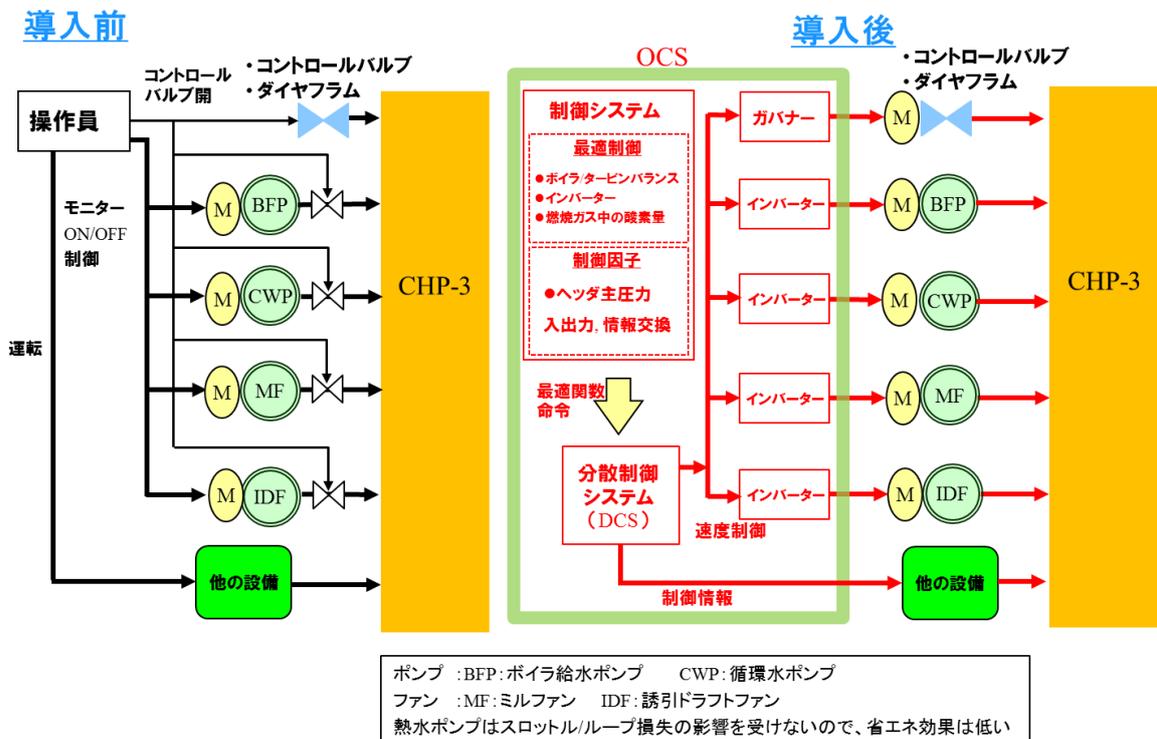


図3 OCS による制御システムの改善 (導入前 ⇒ 導入後)

(a) 用語の定義

本方法論では、OCSに関連する基本的な用語を表3のように定義している。

表3 方法論における用語の定義

NO.	用語	定義
1	CHP (Combined Heat and Power Plant, 熱電併給プラント)	複数台のボイラから発生される蒸気を、共通蒸気ヘッダーを介して複数台のタービン・発電機に供給し、電力を供給すると同時にタービンの中段より抽気し周辺工場への蒸気供給と地域暖房用温水供給することのできる発電プラント
2	CHP-3 (High Pressure)	本方法論の対象となる CHP プラントは、ウランバートル市第3熱電併給発電所 (CHP-3) の高圧プラント(主蒸気圧力 9.8MPa)で、7台のボイラと5台のタービン/発電機セットから構成される。
3	OCS (最適制御システム)	ディスパッチセンター (中央給電指令所に相当) からの電力と工場送気の供給指令に基づいて、最上位の最適化演算システムから演算結果を受けて、最適制御システムの各プラント構成機器における石炭消費量が最小となるよう制御し、その結果としてプラント全体のCO2排出の最小化(最適化)をはかるシステム。
4	最適化演算システム	実際のプラント運転状態と、プラント機器の特性データに基づいて求められるその時点での最適運転状態の偏差を演算し、結果を最適制御システムに伝達する装置。
5	最適制御システム	最適化演算システムからの情報に基づいて、最適運転状態にするためにプラント各機器の運転状態の修正指令を発信する。
6	DCS (Distributed Control System)	分散型デジタル制御システムとして、各制御ループをネットワークで結び、個々の制御ループが協調しながら、最適制御システムからの CHP の制御目標の達成に資するよう該当する機器の制御をおこなう。
7	Inverter	DCをACへ変換する装置で、OCSの一部としてプラント補機 (ファン/ポンプ) の駆動モータの回転数を制御することにより省エネルギーを図ることができるもの。

8	ヒートポンプ	排熱等から、投入エネルギー（電気が多いがその他の動力・熱のものもある）よりも多い熱エネルギーを回収して利用することにより省エネルギー化を実現する設備。
9	IDF (Induced Draft Fan)	ボイラ火炉からの排気ガスを吸引しスタックを通して大気に排出する大容量ファンを IDF と呼ぶ。従来の IDF の流量制御はダンパーの開度調整で行われていたが、Matrix コンバータと呼ばれる制御性が高く、高効率のインバータを導入しモータの回転数制御により消費電力の削減を可能とする。
10	SFC	Specific Fuel Consumption の略字で、本方法論の中では単位発電電力量 (kWh) あたりの石炭消費量を SFC(E)、単位熱エネルギー (Gcal) あたりの石炭消費量を SFC(H)とあわらしている。
11	COP	Coefficient of Performance の略字で、成績係数（動作係数）とも呼ばれるヒートポンプのエネルギー消費効率をチェックするための係数のこと。消費電力 1kW に対しての冷却能力、加熱能力を示す値のことで JIS C9220 に基づいて評価する。

(b) 適格性要件

本調査においては、下記の適格性要件を設定することを想定している。それぞれの要件について表 4 にまとめた。

表 4 方法論における適格性要件

	要件内容	要件内容（日本語）
Criterion 1	<p>The project introduces OCS to the existing grid-connected coal-fired CHP-3 (High Pressure) plant which provides heat and electricity.</p> <p>OCS consists of following facilities in order to save coal consumption within CHP-3 (High Pressure) plant:</p> <ul style="list-style-type: none"> - OPTIMIZER - DCS - Inverter control - Heat pump 	<p>本プロジェクトは、グリッドに接続された熱・電気を供給する第三火力発電所（CHP-3）の高圧部に OCS を導入するものである。</p> <p>OCS は以下に挙げた設備から構成され、石炭の消費量節減する；</p> <ul style="list-style-type: none"> －オプティマイザ －DCS －インバータ制御装置 －ヒートポンプ

Criterion 2	Electricity for grid and internal use is generated by generators each of which is directly driven by steam turbine, and heat generation to produce hot water for district heating and steam supply to factories is performed by steam extraction in turbines.	CHP-3 においてはボイラの発生蒸気はすべてタービンに送られ、工場送気 (steam) や温水のための熱源はすべてタービン抽気であり、その他の熱源がないことが前提で方法論を開発する。それ以外の熱源は排除されるべきであることを条件として明確にする。
Criterion 3	<p>Introducing OCS achieves the efficiency improvement in electricity generation and heat generation to result in reducing quantity of coal consumption in the following manner;</p> <p>1. Dynamic models of equipment equivalent to actual ones which are pre-installed in the “Plant Optimizer” identifies the ideal status of equipment and process values according to the plant condition varying from time to time, then the control demand to cancel the deviation between the condition in the “Plant Optimizer” and actual plant condition through the “Optimum Controller” to DCS.</p> <p>2. DCS control is executed under the boiler master demand which is basically given from “Plant Optimizer” through “Optimum Controller” under dispatch center direction.</p> <p>3. Scope of inverters newly applied to motors for speed control as part of OCS are as follows, but not limited to;</p> <ul style="list-style-type: none"> - Feed water pump Motor speed control for optimized feed water flow and feed water header pressure 	<p>本方法論の対象は OCS 導入による CHP-3 高圧部の効率向上であるが、具体的に効率向上に寄与する個々の制御システムと制御対象を特定しておく必要がある。</p> <p>構成要素としては以下に掲げる設備である；</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. プラント最適化演算を行なうプラントオブティマイザと、プラント状態を演算結果に合わせるために入出力を行なうオブティマムコントローラ 2. ディスパッチセンターからのデマンドにもとづいたオブティマムコントローラの指令によってプラントを制御する DCS 3. 以下に掲げる設備の制御にインバータを新しく設け、OCS の最適制御の機能を担う； <ul style="list-style-type: none"> －給水ポンプ －ミルファン －IDF（誘引ファン） －CWP（循環水ポンプ）

	<ul style="list-style-type: none"> - Mill Fan Motor speed control for optimized fuel control and stable combustion by reducing feeding air flow for coal supply - IDF (Induced Draft Fan) Motor speed control for optimized O₂ control by precise furnace pressure control eventually resulting in reduction of combustion gas flow - CWP (Circulating Water Pump) Motor speed control for maximizing HP performance by keeping temperature of water returning from condenser to cooling tower higher. 	
Criterion 4	Inverter introduced for control of pumps in this methodology has capabilities of three level control-applied power-supply provision in order to provide more stable power source.	本方法論におけるポンプ制御用のインバータは3レベル制御機能を有し、(サージフリー, 等の)安定的な電源供給が可能なものであることを条件とする。
Criterion 5	Inverter introduced for control of fans in this methodology has capabilities of AC-AC conversion instead of AC-DC-AC conversion with 97% efficiency together with regeneration function for responsive control performance.	本方法論におけるファン類の制御はAC-DC-AC変換に代わり、97%以上の効率で、回生機能を有する応答性能の高いAC-AC直接変換型であることを条件とする。
Criterion 6	As part of OCS, heat pump (HP) system, of which expected average COP is more than 5.0, is installed for the purpose of waste heat recovery from circulating water before entering to the cooling tower to heat up returning district heating hot water. Circulating water flow into HP is controlled by the OCS with inverter	最適制御の一環として、クーリングタワーでの排熱をヒートポンプで回収し地域暖房温水の戻りラインの余熱に利用することによって熱の利用効率を高めるというシステムの導入を条件とする。 導入するヒートポンプのCOP (Coefficient of Performance) は平均期待値 5.0 以上であることを条件とす

	controlled CWP (Circulating Water Pump) and district heating hot water temperature is concurrently controlled by OCS by reducing necessary quantity of extraction steam which is used for heat exchange with hot water returned from the city at the dedicated heat exchanger.	る。
Criterion 7	All monitoring parameters is included in the data set reported to the government authority by CHP-3 (High Pressure) management according to the decree regulated by the relevant authority.	モニタリングパラメータはすべて関係官庁によって定められた CHP-3 高圧部のレポートデータの中に含まれていることを条件とする。
Criterion 8	Any rehabilitation work on the CHP-3 (High Pressure) is not permitted other than regular maintenance work such as regular inspection, small scale preventive maintenance work, etc. to eliminate any impact on improvement by the project. Emission reductions From the 2nd year onward, emission reductions is capped with the value of the 1st year.	プロジェクト実施後 1 年間は、効率向上の効果を正確に把握するため、通常のメンテナンス以外の改造工事を行わないことを条件とする。通常のメンテナンスとは、定期点検、小規模な予防保全などを指すものとする。 2 年目以降の削減量については、1 年目の値を最大値とすることを条件とする。

また、本方法論で対象とする技術が JCM のプロジェクトタイプとして適格であると考えられる理由は以下による。

a) 普及度

モンゴルの火力発電所はすべてロシア製の CHP である。それらにインバータや DCS が導入された実績はあるが、DCS と連動する最適制御システムと呼ばれる制御システムが導入された実績はない。また、CHP のモータやファン駆動モータの制御に日本の某メーカーのみが提供可能な Matrix コンバータが導入された実績も勿論ない。

さらに、最適制御の一環として日本製の高性能ヒートポンプによってクーリングタワーで回収した排熱を地域暖房温水の戻りラインの余熱に利用するというシステムもモンゴルでは初めてのこととなる。

以上のように、モンゴルにおいて一つの CHP の全体にわたる効率向上について OCS（最適制御システム）を核として実現しようというプロジェクトは過去には全くなく、普及度の観点からの JCM プロジェクトとしての適格性は十分であるといえる。

b) 投資額と投資回収年数

今回の OCS の導入には数十億円規模の投資が想定されているが、JCM の一足飛び基金による長期低金利ローンと環境省の先端技術への Grant によって、現実的な投資事業とみなすことができる。

最終的には数十億円近い投資コストが見込まれるが、その場合には 10% 程度の Grant が期待でき、かつ残りを低金利で全額融資となるとモンゴルサイドの初期コスト負担はなく、きわめて実現性の高いプロジェクトとなる。

石炭の消費量の削減がプロジェクトの主たる Revenue となるが、今回の CHP-3 の資金回収計画は概ね 15 年程度での回収を想定している。

c) 投資の優先順位

ウランバートルでは大気汚染は深刻な状態であり、たとえば PM10 は $279 \mu\text{g}/\text{m}^3$ であり、日本の約 14 倍、中国の約 2 倍となっている。モンゴル政府等の調査によれば、大気汚染の主因は CHP、石炭焚き熱供給専用ボイラ、ゲルストーブから排出される汚染物質であることがわかってきている。それに加えて工業の発展も順調に進んでいることから、大気汚染対策はきわめて重要な課題になってきている。したがって、CHP の効率改善による CO₂ 排出削減プロジェクトの投資優先順位は高く政府関係者をはじめとして本プロジェクトへの期待は大きい。

また、本プロジェクトでは我が国の得意とする制御技術、省エネ技術の導入を推進するものであり、JCM で採用する技術として適格であると考えられる。

d) 対象 GHG 及びその排出源

本方法論で対象とする GHG は CO₂ である。排出源は石炭燃焼ボイラである。

これは、本方法論で対象とする技術は、発電プラントの効率向上により石炭消費量を削減することのみを対象としているためである。発電プラントの効率向上は、個別の機器の効率向上と排熱回収であるが、排熱回収のためのヒートポンプの電源は所内電源を利用するものであり、系統電力を考慮してはいない。したがって、対象となる GHG はすべて石炭燃焼に由来する CO₂ となる。

e) 算定のための情報・データ

本方法論で考慮する CO₂ 排出量を算定するために必要なデータは、CHP の石炭消費にかかわる効率向上によって削減される石炭消費量である。これは効率向上によって改善される石炭消費原単位のから求めることができる量である。

そのため、下記のデータが必要となる。

パラメータ	データの説明	計測方法	設定根拠
$SFC(E)_{RE,y}$	単位発電電力量に必要なレファレンス石炭消費量 (ton/kWh)	プロジェクト実施前の 1 年間の毎月の発電電力量に対する石炭消費量原単位 $SFC(E)_{BP,z,i}$ の重回帰分析結果から算出。 $SFC(E)_{BP,z,i}$ は、発電所が毎月公表する公式データを採用する。	$SFC(E)$ は月ごとに大きく変化するためレファレンスの値を求めるにあたり、 $SFC(E)$ に影響のあると思われるパラメータを説明関数とした重回帰分析から相関係数を導出し、その係数を用いてプロジェクト実施年におけるレファレンス $SFC(E)$ を決定する。
$SFC(H)_{RE,y}$	単位供給熱量に必要なレファレンス石炭消費量 (ton/Gcal)	プロジェクト実施前の 1 年間の毎月の供給熱量に対する石炭消費量原単位 $SFC(H)_{BP,z,i}$ の単純平均値。 $SFC(H)_{BP,z,i}$ は、発電所が毎月公表する公式データを採用する。	$SFC(H)$ は月ごとの変化が小さいため、プロジェクト実施年の直前の 1 年間の月ごとの $SFC(H)$ 値から 1 年間の単純平均値を求め、レファレンス $SFC(H)$ を決定する。
$EGN_{PJ,y}$	プロジェクト実施 y 年における CHP 発電電力量	プロジェクト実施年の月ごとの CHP 発電電力量。 発電所が毎月公表する公式データを採用する。	
$QH_{PJ,y}$	プロジェクト実施 y 年における CHP 供給熱量 (工場送気熱量と温水供給熱量の総和)	プロジェクト実施年の月ごとの CHP 供給熱量 (工場送気熱量と温水供給熱量の総和)。 発電所が毎月公表する公式データを採用する。	
$EF_{CO_2,y}$	消費する石炭の排出係数	2006 年 IPCC Guideline	

f) デフォルト値の設定

本方法論では、以下の項目についてデフォルト値の設定を検討した。

石炭の CO₂ 排出係数 (褐炭)

本方法論で対象とする CHP-3 の使用石炭はバガヌール炭、2014 年 IPCC Guideline に基づいて以下のように算出する:

$$25.8[tC/TJ] * 44/12 * 4.184[TJ/Tcal] * 7[Gcal/ton-coal] / 103 = 2.771[tCO_2/ton-coal]$$

CHP-3 の使用燃料は単一炭種の運用であり、毎年変わることはないと思われるが公表値が著しく変化する可能性を考慮し、最新の公表値をモニタリング項目とすることも検討する。

g) 事前設定値の設定方法

現在検討中であり、次回現地調査の結果を踏まえて設定を行う。

h) レファレンス排出量の算定根拠

本方法論においては、BaU (Business as Usual)シナリオは効率向上プロジェクトを実施しないで、現状のままプラントを運転継続することであり、BaU 排出量はプロジェクトを実施しなかったと仮定したときの同じ発電電力量、供給熱量を発生させた場合の温室効果ガス排出量である。

JCM においては、リファレンス排出量は、BaU 排出量よりも保守的に設定することが望ましく、本プロジェクトでは算出されたリファレンス排出量の最大のばらつきを考慮し、保守的なリファレンス排出量として設定することを検討する。

i) レファレンス排出量の算定方法

・発電電力量によるレファレンス排出量

プロジェクト実施前の 1 年間の月別の発電電力量に対する石炭消費量原単位 $SFC(E)_{BP,z,i}$ を以下の説明関数によって重回帰分析を実施した。

2013 CHP-3 $SFC(E)_{BP,z,i}$

月	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
SFC (E)	219	225	230	242	447	533	526	529	427	302	318	311

上記の値を下記説明関数で重回帰分析:

発電電力量 ($EGN_{BP,z,i}$)

地域暖房温水用供給熱量 ($QHS_{BP,z,i}$)

所内電力量 (発電用) ($HEE_{BP,z,i}$)

所内電力量 (熱供給用) ($HEH_{BP,z,i}$)

$$SFC(E)_{BP,z,i} = a * EGN_{BP,z,i} + b * QHS_{BP,z,i} + c * HEE_{BP,z,i} + d * HEH_{BP,z,i} + e$$

解析結果から以下の解を得た。

回帰分析解析結果 (1)

回帰性 (1 に近いほど回帰性が高い)	
相関値	0.9993
決定値	0.9987
補正值	0.9979

回帰分析解析結果 (2)

係数		p 値
a	-0.00515	0.008819
b	0.00191	0.001924
c	0.11077	4.26E-06
d	-0.05571	0.000446
e (妨害)	270.9	6.04E-06

回帰分析解析結果 (3)

月 (2013 年)	実測 SFC(E)	予測 SFC(E)	誤差 (%)
1	219.6	216.3	-1.5
2	225.5	223.7	-0.8
3	230.5	238.9	3.6
4	242.9	247.4	1.8
5	447.7	440.3	-1.7
6	533.3	520.0	-2.5
7	525.5	533.0	1.4
8	529.4	536.2	1.3
9	426.9	433.7	1.6
10	301.9	297.2	-1.5
11	317.6	308.6	-2.8
12	311.1	316.9	1.7

- レファレンス発電電力量に対する石炭消費量原単位を算出

回帰分析の結果、十分に相関性が得られたので、上記 a,b,c,d,e を用いて次のようにレファレンスの発電電力量に対する石炭消費量原単位(SFC(E)_{RE,y,i})を求める。

$$SFC(E)_{RE,y,i} = a * EGN_{PJ,y,i} + b * QHS_{PJ,y,i} + c * HEE_{PJ,y,i} + d * HEH_{PJ,y,i} + e$$

- プロジェクト実施年の発電電力量レファレンス排出量を算出

$$RE(E)_y = \sum_i^{12} SFC_{RE,y,i} * EGN_{RE,y,i} * EF_{CO2} * 0.95$$

$$= 472,303 \text{ tCO}_2/\text{y}$$

- ・熱供給量によるレファレンス排出量

プロジェクト実施前の 1 年間の月別の熱供給量の平均値からレファレンス石炭消費量原単位 $SFC(H)_{RE,y,i}$ を求める。

$$SFC(H)_{RE,y} = \sum_i^{12} SFC_{BP,z,i} / 12 \quad (\text{平均値は } 181.0)$$

$$\begin{aligned} RE(H)y &= \sum_i^{12} SFC(H)_{RE,y,i} * QH_{PJ,y,i} * EF_{CO2} * 0.95 \\ &= 671,229 \text{ tCO}_2/\text{y} \end{aligned}$$

- ・レファレンス排出量 REy

レファレンス排出量は発電電力量のレファレンス (RE(E)y) と熱供給量のレファレンス(RE(H)y)の和となるので、以下のように求められる。

$$\begin{aligned} REy &= RE(E)y + RE(H)y \\ &= 472,303 + 671,229 = 1,143,532 \text{ tCO}_2/\text{y} \end{aligned}$$

上記レファレンス排出量計算では、保守的な値とするために実際の算出結果を 5% 低減している。

j) プロジェクト排出量の算定根拠

本方法論においてプロジェクト排出量は、プロジェクト実施後にプラントを運転した場合のボイラでの石炭消費量によってなされる発電電力量、供給熱量の発生による場合の温室効果ガス排出量である。

プロジェクトによる効率向上によって石炭消費量の削減が期待されるので、プロジェクト排出量はレファレンス排出量よりも小さくなるはずであり、その差分が排出削減量である。

k) プロジェクト排出量の算定方法

- ・発電電力量に伴うプロジェクト排出量

発電電力量に伴うプロジェクト排出量 PE(E)は次のように算出される。

プロジェクト実施後の発電における石炭消費量原単位は $SFC(E)_{PJ,y,i}$ で、実際の発電電力量と石炭消費量から求められるが、Ex-ante の値は効率向上の想定値から算出できる。

効率向上 ($\Delta\eta$:下表) を考慮すると、y 年、i 月のプロジェクト排出量は次の通りとなる。

$$\begin{aligned} PE(E)_{PJ,y,i} &= EGN * SFC(E)_{PJ,y,i} * EF_{CO2} \\ &= EGN_{PJ,y,i} * SFC(E)_{RE,y,i} * (1 - \Delta\eta) * EF_{CO2} \end{aligned}$$

年間では、

$$PE(E)_{PJ,y} = \sum_{i=1}^{12} EGN_{PJ,y,i} * SFC(E)_{PJ,y,i} * (1 - \Delta\eta) * EF_{CO2}$$

$$= 432,019 \text{ tCO}_2/\text{y}$$

・ 熱供給量によるプロジェクト排出量

供給熱量に伴うプロジェクト排出量は、プロジェクト実施後の熱供給における石炭消費量原単位は $SFC(H)_{PJ,y,i}$ で、実際の供給熱量と石炭消費量から求められるが、Ex-ante の値は効率向上の想定値から算出できる。

効率向上をやはり $\Delta\eta$ とすると、y 年、i 月のプロジェクト排出量は次の通り：

$$\begin{aligned} PE(H)_{PJ,y,i} &= QH_{PJ,y,i} * SFC(H)_{PJ,y,i} * EF_{CO_2} \\ &= QH_{PJ,y,i} * SFC(H)_{RE,y,i} * (1 - \Delta\eta) * EF_{CO_2} \end{aligned}$$

年間では、

$$\begin{aligned} PE(H)_{PJ,Y} &= \sum_{i=1}^{12} QH_{PJ,Y,i} * SFC(H)_{PJ,Y,i} * (1 - \Delta\eta) * EF_{CO_2} \\ &= 596,647 \text{ tCO}_2/\text{y} \end{aligned}$$

・ 年間のトータルのプロジェクト排出量

$$\begin{aligned} PE_{PJ,Y} &= PE(E)_{PJ,Y} + PE(H)_{PJ,Y} \\ &= 432,032 + 596,647 = 1,028,666 \text{ tCO}_2/\text{y} \end{aligned}$$

OCS による効率向上期待値 ($\Delta\eta$)

月	$\Delta\eta$	発電電力量 (相対値)
1	19.50%	100.0%
2	14.47%	74.2%
3	14.30%	73.3%
4	14.44%	74.0%
5	9.12%	46.7%
6	7.72%	39.6%
7	8.90%	45.7%
8	8.81%	45.2%
9	8.87%	45.5%
10	14.47%	74.2%
11	16.26%	83.4%
12	18.81%	96.5%

1) モニタリング手法

本方法論では、プロジェクト実施後のレファレンス排出量とプロジェクト排出量を算定するために必要なモニタリングパラメータは次の通りである。

- (1) 発電電力量 ($EGN_{PJ,y,i}$)
- (2) 全供給熱量 ($QH_{PJ,y,i}$)
- (3) 所内電力量 (発電用) ($HEE_{PJ,y,i}$)

(4) 所内電力量（熱供給用）（ $HEH_{PJ,y,i}$ ）

これらのパラメータは毎月の CHP-3 の公式データとして政府から公表されている権威のあるデータであり、本方法論ではモニタリングデータとしてこれら公表データを採用することが最も妥当な方法であると考えている。

m) GHG 排出量及び削減量

本方法論においては、上記の i) で算出されたレファレンス排出量と、k) で算出されたプロジェクト排出量から排出削減量を次式にて算出する：

$$ER_y = RE_y - PE_y$$

$$= 1,143,532 - 1,028,666 = 114,866 \text{ tCO}_2/\text{y}$$

(イ) JCM PDD 作成に係る調査結果

(a) プロジェクト実施体制及びプロジェクト参加者

本プロジェクトの実施体制は、日本側は OECC がプロジェクト参加者となり、モンゴル側は CHP-3 がプロジェクト参加者となり全体の管理を行う。OECC は PDD の作成に必要な適用技術の情報、プロジェクト対象企業データ等を収集・分析し、PDD の作成を行う。CHP-3 は PDD 作成に必要な自社データ、モンゴル国内法規制等の情報を OECC に提供し、PDD 作成を支援する。

(b) プロジェクト開始時期及び実施期間

本プロジェクトは、2017 年に運転開始を見込んでおり、実施期間は 16 年を想定している。

(c) 適格性要件

本方法論における適格性要件を表 5 にまとめた。

表 5 方法論における適格性要件

	要件内容	要件内容(日本語)
Criterion 1	<p>The project introduces OCS to the existing grid-connected coal-fired CHP-3 (High Pressure) plant which provides heat and electricity.</p> <p>OCS consists of following facilities in order to save coal consumption within CHP-3 (High Pressure) plant:</p> <ul style="list-style-type: none"> - OPTIMIZER - DCS - Inverter control 	<p>本プロジェクトは、グリッドに接続された熱・電気を供給する第三火力発電所（CHP-3）の高圧部に OCS を導入するものである。</p> <p>OCS は以下に挙げた設備から構成され、石炭の消費量節減する；</p> <ul style="list-style-type: none"> －オプティマイザ －DCS －インバータ制御装置 －ヒートポンプ

	- Heat pump	
Criterion 2	Electricity for grid and internal use is generated by generators each of which is directly driven by steam turbine, and heat generation to produce hot water for district heating and steam supply to factories is performed by steam extraction in turbines.	CHP-3 においてはボイラの発生蒸気はすべてタービンに送られ、工場送気 (steam)や温水のための熱源はすべてタービン抽気であり、その他の熱源がないことが前提で方法論を開発する。それ以外の熱源は排除されるべきであることを条件として明確にする。
Criterion 3	<p>Introducing OCS achieves the efficiency improvement in electricity generation and heat generation to result in reducing quantity of coal consumption in the following manner;</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Dynamic models of equipment equivalent to actual ones which are pre-installed in the “Plant Optimizer” identifies the ideal status of equipment and process values according to the plant condition varying from time to time, then the control demand to cancel the deviation between the condition in the “Plant Optimizer” and actual plant condition through the “Optimum Controller” to DCS. 2. DCS control is executed under the boiler master demand which is basically given from “Plant Optimizer” through “Optimum Controller” under dispatch center direction. 3. Scope of inverters newly applied to motors for speed control as part of OCS are as follows, but not limited to: <ul style="list-style-type: none"> - Feed water pump Motor speed control for optimized feed water flow and feed water header pressure - Mill Fan Motor speed control for optimized fuel control and stable combustion by reducing feeding air flow for coal supply - IDF Motor speed control for optimized O₂ control by precise furnace pressure control eventually resulting in reduction of combustion gas flow 	<p>本方法論の対象は OCS 導入による CHP-3 高圧部の効率向上であるが、具体的に効率向上に寄与する個々の制御システムと制御対象を特定しておく必要がある。</p> <p>構成要素としては以下に掲げる設備である；</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. プラント最適化演算を行なうプラントオプティマイザと、プラント状態を演算結果に合わせるために入出力を行なうオプティマムコントローラ 2. ディスパッチセンターからのデマンドにもとづいたオプティマムコントローラの指令によってプラントを制御する DCS 3. 以下に掲げる設備の制御にインバータを新しく設け、OCS の最適制御の機能を担う； <ul style="list-style-type: none"> －給水ポンプ －ミルファン －IDF（誘引ファン） －CWP（循環水ポンプ）

	- CWP Motor speed control for maximizing HP performance by keeping temperature of water returning from condenser to cooling tower higher.	
Criterion 4	Inverter introduced for control of pumps in this methodology has capabilities of three level control-applied power-supply provision in order to provide more stable power source.	本方法論におけるポンプ制御用のインバータは3レベル制御機能を有し、(サージフリー, 等の)安定的な電源供給が可能なものであることを条件とする。
Criterion 5	Inverter introduced for control of fans in this methodology has capabilities of AC-AC conversion instead of AC-DC-AC conversion with 97% efficiency together with regeneration function for responsive control performance.	本方法論におけるファン類の制御は、AC-DC-AC 変換に代わり、97%以上の効率で回生機能を有する応答性能の高いAC-AC直接変換型であることを条件とする。
Criterion 6	As part of OCS, heat pump (HP) system, of which expected average COP is more than 5.0, is installed for the purpose of waste heat recovery from circulating water before entering to the cooling tower to heat up returning district heating hot water. Circulating water flow into HP is controlled by the OCS with inverter controlled CWP (Circulating Water Pump) and district heating hot water temperature is concurrently controlled by OCS by reducing necessary quantity of extraction steam which is used for heat exchange with hot water returned from the city at the dedicated heat exchanger.	最適制御の一環として、クーリングタワーでの排熱をヒートポンプで回収し地域暖房温水の戻りラインの余熱に利用することによって熱の利用効率を高めるというシステムの導入を条件とする。 導入するヒートポンプの COP (Coefficient of Performance)は平均期待値 5.0 以上であることを条件とする。
Criterion 7	All monitoring parameters is included in the data set reported to the government authority by CHP-3 (High Pressure) management according to the decree regulated by the relevant authority.	モニタリングパラメータはすべて関係官庁によって定められた CHP-3 高压部のレポートデータの中に含まれていることを条件とする。
Criterion 8	Any rehabilitation work on the CHP-3 (High Pressure) is not permitted other than regular maintenance work such as	プロジェクト実施後 1 年間は、効率向上の効果を正確に把握するため、通常のメンテナンス以外の改造工事を

	<p>regular inspection, small scale preventive maintenance work, etc. to eliminate any impact on improvement by the project.</p> <p>Emission reductions</p> <p>From the 2nd year onward, emission reductions is capped with the value of the 1st year.</p>	<p>行なわないことを条件とする。通常のメンテナンスとは、定期点検、小規模な予防保全などを指すものとする。</p> <p>2年目以降の削減量については、1年目の値を最大値とすることを条件とする。</p>
--	---	---

(d) プロジェクト排出源とモニタリングポイント

本プロジェクトで対象とする排出源はリファレンス排出量、プロジェクト排出量共に排出源は石炭燃焼ボイラである。これは、本方法論で対象とする技術は、発電プラントの効率向上により石炭消費量を削減することのみを対象としているためである。発電プラントの効率向上は、個別の機器の効率向上と排熱回収であるが、排熱回収のためのヒートポンプの電源は所内電源を利用するものであり、系統電力を考慮してはいない。したがって、対象となる GHG はすべて石炭燃焼に由来する CO₂ となる。本方法論では、プロジェクト実施後のリファレンス排出量とプロジェクト排出量を算定するために必要なモニタリングポイントは次の通りである。

発電電力量 (EGN_{PJ,y,i})

全供給熱量 (QH_{PJ,y,i})

所内電力量 (発電用) (HEE_{PJ,y,i})

所内電力量 (熱供給用) (HEH_{PJ,y,i})

これらのパラメータは毎月の CHP-3 の公式データとして政府から公表されている権威のあるデータであり、本方法論ではモニタリングデータとしてこれら公表データを採用することが最も妥当な方法であると考えている。

(e) モニタリング計画

本方法論で想定しているモニタリングパラメータは (ア) (b) の 1) で記述したとおりである。現地調査においてはこれらのデータのモニタリング方法、データ保管方法、モニタリング体制を調査した。

モニタリングパラメータはすべて CHP-3 によって公的機関 (ディスパッチセンター) に報告されるデータの中に含まれる。これらのデータは CHP-3 内にすでに確立された体制でデータ収集、保管、管理されている。

本プロジェクトが実際にインストールされる際にも、上述の体制は維持され、モニタリングは継続されることは確かであろうと思われる。

本方法論では、プロジェクト実施後のリファレンス排出量とプロジェクト排出量を算定するために必要なモニタリングパラメータは次の通りである。

発電電力量 (EGN_{PJ,y,i})

全供給熱量 (QH_{PJ,y,i})

所内電力量（発電用）（ $HEE_{PJ,y,i}$ ）

所内電力量（熱供給用）（ $HEH_{PJ,y,i}$ ）

これらのパラメータは毎月の CHP-3 の公式データとして政府から公表されている権威のあるデータであり、本方法論ではモニタリングデータとしてこれら公表データを採用することが最も妥当な方法であると考えている。

機器の較正等がどのように行われているかについての調査はまだ行っていないが、その実施責任、公式データとしての報告の責任は CHP-3 にあることを考慮するならば、OECC にその点に積極的に係る立場にはないよう考えられる。

(f) 環境影響評価

発電所内での効率向上プロジェクトであり、新たに敷地内での環境影響評価の必要性はないと判断できるが、モンゴルの関連法規制内容の調査は必要と判断できる。

(g) 利害関係者のコメント

本プロジェクトは「CHP-3 の敷地内で完結する」プロジェクトであり、第三者の利害関係者は存在しないと考えてよいと思われる。

② ウランバートル市内の送配電設備の抜本的な更新・増強

(ア) JCM 方法論

発電所から家庭への電力配線の概略を図 4 に示す。本方法論は、電力配電網に使用されている配電用変圧器を高効率アモルファス変圧器に更新・新設するプロジェクトに適用するものである。これにより既設の配電用変圧器の損失（無負荷損失）を高効率アモルファス変圧器に更新・新設することで大幅に無負荷損失を削減し、温室効果ガス排出削減を図ることができる。

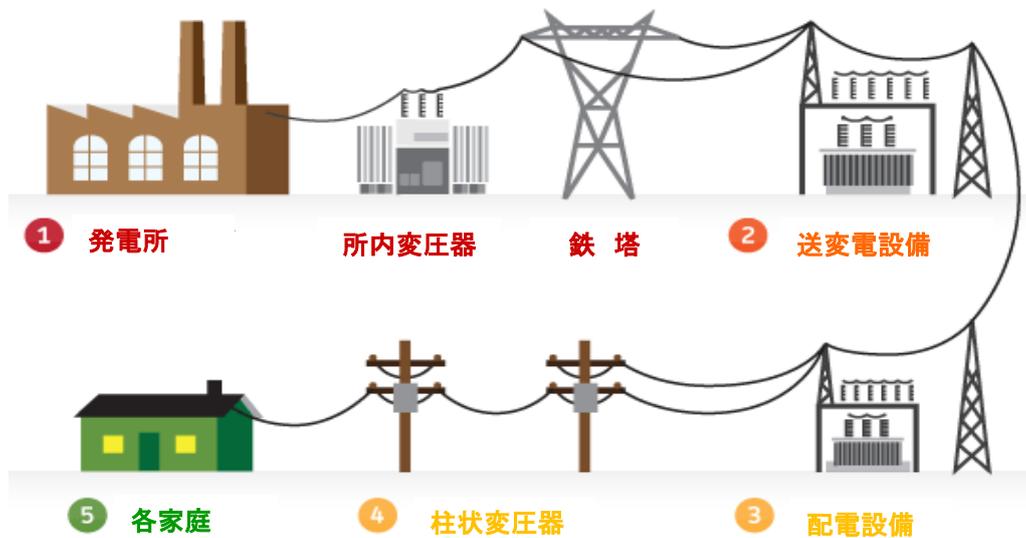


図 4 発電所から家庭までの電力配線

注：④の柱上変圧器が対象機種である。

(a) 用語の定義

本方法論においては、電力配電網に使用されている配電用変圧器に関する基本的な用語を表 6 のように定義している。

表 6 方法論における用語の定義

用語	定義
配電網	配電網は、エンドユーザに電気エネルギーを提供する目的で設置されている電気システムの一部である。これは、中電圧レベル（一般には 50 kV 以上）で電力を供給する。
負荷損失	負荷損失やコイル損失は、変圧器の巻線の電気抵抗に起因する損失である。これらの損失は、変圧器の一次および二次導体の渦電流損失も含まれる。
無負荷損失	無負荷損やコア損失は、トランスのコアの磁化または通電による損失である。変圧器が通電され、それを流れる電気の量にかかわらず一定の損失が発生する。
レファレンス変圧器	現在配電系統に接続され、至近 3 年以上使用されている配電変圧器で、無負荷損および負荷損のデータがあるうち、無負荷損が上位 20% の平均値の変圧器。
プロジェクト変圧器	レファレンス変圧器の更新もしくは、配電系統の拡大に伴い、新設する高効率の配電変圧器
性能水準	関連する国際規格によって政府に任命された機関、または独立した有資格のエンティティのいずれかによって提供され、地理的地域に設置変圧器の負荷および無負荷損の最大レベルを規定されている。
変圧器のタイプ	変圧器のタイプは、その容量（キロボルトアンペア）と変圧比によって定義される。

(b) 適格性要件

本調査における適用性要件を表 7 にまとめた。

表 7 方法論における適格性要件

	要件内容	要件内容(日本語)
Criterion 1	Replacement of Reference Transformers with Project Transformer in the Grid, or Installation of new Project transformers in the new areas covered by expansion of the Grid where in the absence of the project, Reference Transformers would have been installed.	グリッドに使用されているリファレンス変圧器をプロジェクト変圧器に交換、またはプロジェクトが存在しない場合に、リファレンス変圧器が設置されているグリッドの拡大での新既のプロジェクト変圧器の設置。
Criterion 2	No-load loss of Project Transformers is lower than that of Reference Transformers, and; Load loss of Project Transformers is not higher than that of Reference Transformers,	プロジェクト変圧器の無負荷損失がレファレンス変圧器よりも低く、かつ、プロジェクト変圧器の負荷損失がレファレンス変圧器より高くない、
Criterion 3	Project Transformers installed comply with in accordance with IEC 60076 as a national / international QA/QC standards. The certification report includes information on the measured performance levels for load losses and no-load losses as per Standard and in addition, the associated uncertainty	プロジェクト変圧器は、国内/国際的な QA / QC 規格として、IEC60076 に準拠していること。工場出荷時の検査報告書は、無負荷損および負荷損失の測定に関連する不確実性の加算に関する性能の情報が含まれていること
Criterion 4	A complete list of co-ordinates uniquely identifying each Project Transformers.	プロジェクト変圧器を個別に識別できるリスト化。

a) 普及度

現状の調査範囲では、ウランバートル配電公社(UBEDN)に高効率のアモルファス配電用変圧器の導入実績はない。

以下では、効率のアモルファス配電用変圧器の導入されていない主な理由を考察する。

b) 投資額と投資回収年数

今回のプロジェクトにおいて想定される設備総額についても数十億円の投資が必要と想定されている。従来の配電機器の計画は地域ごと、あるいは特定プロジェクト(住宅・工場等)であり、個別案件での計画・入札等で決定されていることから、大規模プロジェクトでも数億円規模である。他方、今回は、投資額が大きいため、資金の準備・投資回収年数が必然的に長期化する傾向にあり、JCM 一足飛び資金等の低利での融資条件がない限り、実現性が低い種類のインフラ案件である。

c) 投資の優先順位

モンゴルは近年高度成長し、電力への依存度はより重要にはなってきたが、一般的に生産設備への投資が優先され、配電用変圧器等は故障するまで使用する対象であり、また、過去ロシア等旧共産国への技術依存が高く、新技術を適用しようとする文化は低い状態で、配電設備への投資は、優先度が低くかったと考えられる。

これまで配電設備へ高効率機器が導入されてこなかったことから、こうした投資実態が一般的であったと考えられる。

以上から、JCM のように低炭素技術を資金的に支援する仕組みが存在しない場合、配電設備のような分野への投資が進まないことが想定される。こうした技術は、JCM において推進することで、我が国の得意とする省エネ技術の促進につながると考えられることから、JCM で採用する技術として適格であると考えられる。

(c) 対象 GHG 及びその排出源

本方法論で対象とする GHG は CO₂ である。排出源は系統電力となる。これは、本方法論で対象とする電力配電網に使用されている配電用変圧器を高効率アモルファス変圧器に更新・新設するプロジェクトに適用するものである。これによりそれまでに使用されていた配電用変圧器の損失（無負荷損失）を高効率アモルファス変圧器に更新・新設することで、大幅に無負荷損失を削減し、温室効果ガス排出削減を図ることができる。

(d) 算定のための情報・データ

本方法論で考慮する CO₂ 排出量を算定するために必要なデータは、廃熱回収発電設備で発電され、系統電力を代替する正味の電力代替量である。これは、それまでに使用されていた配電用変圧器の損失（無負荷損失）を高効率アモルファス変圧器に更新・新設することで、大幅に無負荷損失を削減し、温室効果ガス排出削減を図ることで求められる。このため、下記のデータが必要となる。

パラメータ	データの説明	算定方法	設定根拠
$NLL_{RL,k}$	現在配電グリッドに接続された変圧器の損失	これまで使用の低効率の配電用変圧器の無負荷損失値を明確にするため、至近 3 年以上の設置変圧器の無を荷損失・設置台数のデータより各タイプの“Top20%”の平均損失値	UNFCCC の CDM 方法論にて、指定算出方法を適用する。
$NLL_{PR,k,y}$	新たに配電グリッドに接続されたアモルファス変圧器の損失	新たに配電グリッドに接続されたアモルファス変圧器の損失。データ管理や QA/QC に配慮した、適正な排出削減量の報告や検証が必要。	国際規格 IEC/ISO 等での試験・検査報告書結果測定値を適用
$EF_{CO_2,grid,y}$	グリッド排出係数 (tCO ₂ /MWh).	デフォルト値：モンゴル政府公表のデータを使用。	CDM のプロジェクト用にモンゴル政府が公表している系統電力の CO ₂ 排出係数
Br	モニタリング期間での停電率(%)	デフォルト値：モンゴル政府公表のデータを使用。	UNFCCC の CDM 方法論にて、指定算出方法を適用する。
$n_{k,y}$	‘y-1’年における、該当タイプの変圧器の設置総数	毎年データ管理や QA/QC に配慮した、適正な排出削減量の報告や検証が必要。	UNFCCC の CDM 方法論にて、指定算出方法を適用する。

(e) デフォルト値の設定

本方法論では、以下の 2 つの項目について、デフォルト値の設定を検討した。

- 1) モニタリング期間での停電率(%)
- 2) 系統電力の CO₂ 排出係数

1) モニタリング期間での停電率(%)

一般的に配電設備は毎年配電公社より年度報告書が発行されている。停電率も該当配電システムの公表値があり、それを適用することとした。

SAIDI: 1270min.より

モニタリング期間での停電率(%) = 0.24%

2) 系統電力の CO₂ 排出係数

本方法論で対象とする配電システムプロジェクトは、モンゴルにおいて実施される。モンゴルにおいては、政府が系統電力の CO₂ 排出係数の値を公表している。

また、排出係数には、OM (オペレーティング・マージン)、BM (ビルド・マージ

ン)、CM (コンバインド・マージン) が存在するが、本調査ではCM を使用することを前提とする。なお、モンゴル政府は、排出係数について、Ex ante (事前に排出係数を確定する場合に使用する値) と Ex post (事業実施後に毎年変化する係数を使用する場合の値) の両方の排出係数を公表している。本方法論で使用する方法論スプレッドシートにおいては、事前に排出係数の値を確定したものが承認されるものと想定し、Ex ante の値を使用する。具体的には下記の数値を使用する。

$$EF_{CO_2,grid,y} = \text{プロジェクトが接続するグリッドの排出係数 (tCO}_2\text{e/ MWh)}$$

モンゴル電力系統排出係数：1.1054(CES 中央電力系統, 2013)

(f) 事前設定値の設定方法

先述のとおり、本方法論では、検討の結果以下の 2 つの項目について、下記の設定方法を採用した。

1) モニタリング期間での停電率(%)

毎年配電公社より年度報告書が発行されている。停電率も該当配電系統の公表値があり、それを適用することとした。

SAIDI: 1270min.より

各年度発表値により各報告年度プロジェクトで事前に設定する。

2) 系統電力の CO₂ 排出係数

モンゴル政府の公表する CDM 用の排出係数をデフォルト値として採用した。なお、方法論は、モンゴル国内の主要な系統電力に対応しており、本方法論を使用するプロジェクト参加者は、PDD 作成時に当該プロジェクトが接続し、電力を代替する系統電力をパラメータ「grid」において選択する。モニタリングプランのスプレッドシートにおいて、系統電力を選択すると、対応する排出係数が自動で設定される。

(g) リファレンス排出量の算定根拠

本方法論においては、BaU (Business as Usual) シナリオは系統電力を使用し続けることであり、BaU 排出量はプロジェクトによる発電量と同量の電力を系統電力で得る場合の温室効果ガス排出量である。JCM においては、リファレンス排出量は、BaU 排出量よりも保守的に設定することが望ましく、本プロジェクトタイプでは発電量もしくは系統電力の排出係数を小さくする方法がありうるが、系統電力の排出係数に割引値等を設定するのは根拠や合理性等の説明が困難である。このため、本方法論では電力量、すなわちプロジェクトによる正味の発電量 (自家消費電力量) を保守的に算定する方法を採用した。

したがって、本方法論におけるリファレンス排出量は、保守的に計算される”Top20%”の上位第一グループの平均値とプロジェクトによる実測工場試験結果値での正味削減量の電力排出量と、系統電力の排出係数を乗じて算定する。

(h) リファレンス排出量の算定方法

これまで使用の低効率の配電用変圧器の無負荷損失値を明確にするため、至近 3 年以上の設置変圧器の無負荷損失・設置台数のデータより各タイプの“Top20%”の平均損失値が、系統電力の代替として利用可能となる。そこで、本方法論では、以下の方法で正味の代替電力量を計算する。

(i) プロジェクト排出量の算定根拠

本方法論においては、プロジェクト排出量はプロジェクトによる実測工場試験結果値での正味削減量の電力排出量と、系統電力の排出係数を乗じて算定する。

(j) プロジェクト排出量の算定方法

上記の理由により、次式がプロジェクト排出量となる。

(k) モニタリング手法

本方法論では、保守的に計算される”Top20%”の上位第一グループの平均値とプロジェクトによる実測工場試験結果値での正味削減量の電力排出量と、系統電力の排出係数を乗じて算定する。

このため、モニタリングをするパラメータはプロジェクトによる実測工場試験結果値での正味削減量の電力排出量と更新・追加した各タイプの変圧器の各年度の台数となる。電力を積算電力量計で連続計測することについては、が等の特別な方法や技術などは必要ないと考えられる。

本プロジェクトにおいては、IEC 規格のメーカより検査成績書を取得することを想定している。また校正頻度については、メーカによる仕様や保証等を活用することを検討している。

(l) GHG 排出量及び削減量

本方法論においては、リファレンス排出量「RE_y」よりプロジェクト排出量「PE_y」を除することで、排出削減量を算定する。具体的には、次式により算定する。

$$ER_y = RE_y - PE_y$$

年	リファレンス 排出量 (tCO _{2e})	プロジェクト 排出量 (tCO _{2e})	排出削減量 (tCO _{2e})
2017	20,710	6,282	14,429
2018	20,710	6,282	14,429
2019	20,710	6,282	14,429
2020	20,710	6,282	14,429
Total (tCO _{2e})	82,840	25,128	57,716

(イ) JCM の PDD 作成に係る調査結果

(a) プロジェクト実施体制及びプロジェクト参加者

本プロジェクトの実施体制は、日本側は電機会社がプロジェクト参加者となり、モンゴル側は配電公社がプロジェクト参加者となり全体の管理を行う。

OECC は PDD の作成に必要な適用技術の情報、プロジェクト対象企業データ等を収集・分析し、PDD の作成を行う。

UBEDN は PDD 作成に必要な自社データ、モンゴル国内法規制等の情報を OECC に提供し、PDD 作成を支援する。

(b) プロジェクト開始時期及び実施期間

本プロジェクトは数年後に運転開始を見込んでおり、実施期間は 7 年以上を想定。

(c) 方法論適格性要件との整合性確保

本方法論における適格性要件を表 8 にまとめた。

表 8 方法論における適格性要件

	要件内容	要件内容(日本語)
Criterion 1	Replacement of Reference Transformers with Project Transformer in the Grid, or Installation of new Project transformers in the new areas covered by expansion of the Grid where in the absence of the project, Reference Transformers would have been installed.	グリッドに使用されているリファレンス変圧器をプロジェクト変圧器に交換、またはプロジェクトが存在しない場合に、リファレンス変圧器が設置されているグリッドの拡大での新既のプロジェクト変圧器の設置。
Criterion 2	No-load loss of Project Transformers is lower than that of Reference Transformers, and; Load loss of Project Transformers is not higher than that of Reference Transformers,	プロジェクト変圧器の無負荷損失がレファレンス変圧器よりも低く、かつプロジェクト変圧器の負荷損失がレファレンス変圧器より高くない、
Criterion 3	Project Transformers installed comply with in accordance with IEC 60076 as a national / international QA/QC standards. The certification report includes information on the measured performance levels for load losses and no-load losses as per Standard and in addition, the associated uncertainty	プロジェクト変圧器は、国内/国際的な QA / QC 規格として、IEC60076 に準拠していること。工場出荷時の検査報告書は、無負荷損および負荷損失の測定に関連する不確実性の加算に関する性能の情報が含まれていること
Criterion 4	A complete list of co-ordinates uniquely identifying each Project Transformers.	プロジェクト変圧器を個別に識別できるリスト化。

(d) プロジェクト排出源とモニタリング項目

本方法論で対象とする GHG は CO₂ である。排出源は系統電力となる。これは、本方法論で対象とする電力配電網に使用されている配電用変圧器を高効率アモルファス変圧器に更新・新設するプロジェクトに適用するものである。これによりそれまでに使用されていた配電用変圧器の損失（無負荷損失）を高効率アモルファス変圧器に更新・新設することで、大幅に無負荷損失を削減し、温室効果ガス排出削減を図ることができる。

本方法論で考慮する CO₂ 排出量を算定するために必要なデータは、廃熱回収発電設備で発電され、系統電力を代替する正味の電力代替量である。これは、それまでに使用されていた配電用変圧器の損失（無負荷損失）を高効率アモルファス変圧器に更新・新設することで、大幅に無負荷損失を削減し、温室効果ガス排出削減を図ることで求められる。

このため、下記のデータが必要となる。

パラメータ	データの説明	算定方法	設定根拠
$NLL_{RL,k}$	現在配電グリッドに接続された変圧器の損失	これまで使用の低効率の配電用変圧器の無負荷損失値を明確にするため、至近 3 年以上の設置変圧器の無負荷損失・設置台数のデータより各タイプの“Top20%”の平均損失値	UNFCCC の CDM 方法論にて、指定算出方法を適用する。
$NLL_{PR,k,y}$	新たに配電グリッドに接続されたアモルファス変圧器の損失	新たに配電グリッドに接続されたアモルファス変圧器の損失。データ管理や QA/QC に配慮した、適正な排出削減量の報告や検証が必要。	国際規格 IEC/ISO 等での試験・検査報告書結果測定値を適用
$EF_{CO_2,grid,y}$	グリッド排出係数 (tCO ₂ /MWh).	デフォルト値：モンゴル政府公表のデータを使用。	CDM のプロジェクト用にモンゴル政府が公表している系統電力の CO ₂ 排出係数
Br	モニタリング期間での停電率(%)	デフォルト値：モンゴル政府公表のデータを使用。	UNFCCC の CDM 方法論にて、指定算出方法を適用する。
$n_{k,y}$	‘y-1’年における、該当タイプの変圧器の設置総数	毎年データ管理や QA/QC に配慮した、適正な排出削減量の報告や検証が必要。	UNFCCC の CDM 方法論にて、指定算出方法を適用する。

(e) モニタリング計画

本方法論では、適用条件を明確にするため、以下の2項目のモニタリングが求められている。

- ・プロジェクトに導入される高効率変圧器の種類、容量、変圧電圧比、無負荷損失および負荷損失値 (W)
- ・直近3年間以上の変圧器の種類別導入記録

また方法論ではプロジェクト排出量の算定のために、更に以下の4項目のモニタリングを求めている。

- ・プロジェクトで導入される高効率変圧器の無負荷損失、および負荷損失
- ・プロジェクトで導入される高効率変圧器の詳細 (導入日、場所、技術データ)
- ・年間停電率
- ・プロジェクトで導入される高効率変圧器の台数

それら方法論で求められているモニタリングパラメータを表9にまとめた。

表9 モニタリングデータおよびパラメータ

パラメータ	単位	測定	データソース	頻度
k	-	報告	‘y-1’年に設置されたプロジェクト変圧器のタイプ “k”, (記録)	-
$NLL_{PR,k,y}$	W		‘y-1’ 年に設置されたプロジェクト変圧器のタイプ “k”, の無負荷損失値 (製造業者の試験結果)	-
MP	時間		電力会社からの正式資料	年1回
Br	%		電力会社からの正式資料 (停電率)	年1回
$EF_{CO_2,grid,y}$	tCO ₂ /MWh	計算	‘y’ 年における系統電源の排出係数	年1回
$LL_{PR,k,y}$	W		‘y-1’ 年に設置されたプロジェクト変圧器のタイプ “k”, の負荷損失値 (製造業者の試験結果)	-
n_k	台	報告	‘y-1’ 年までにプロジェクト活動で導入されたタイプ ‘k’ の変圧器の累積数	年1回

(f) 環境影響評価

本プロジェクトは、ウランバートル配電公社(UBEDN)の配電網に対して高効率変圧器の導入を図るものである。プロジェクトの実現により、永年に渡って継続的に配電網の変圧に伴う電力損失の低減を実現し、温室効果ガス排出削減および都市環境・安全の向上に寄与することがモンゴル国内の多くの利害関係者に認識される効率向上プロジェクトであり、新たに敷地内での環境影響評価の必要性はないと判断できる。

(g) 利害関係者のコメント

本プロジェクトはプロジェクトの実現により、永年に渡って継続的に配電網の変圧に伴う電力損失の低減を実現するものである。加えて、温室効果ガス排出削減および電力システムの安定化等、都市環境・安全の向上に寄与することがモンゴル国内の多くの利害関係者に認識されており、問題となる事項は存在しないと思われる。

(3) 今後の展開方針や具体的なスケジュール

① ウランバートル第3火力発電所の効率改善

今後は CHP-3 とモンゴル政府が導入するシステムの仕様を詰めていき、必要な手続きを検討していく。

今回特定した技術のうち、例えば発電施設の OCS の導入やヒートポンプによる熱エネルギーの再利用は、ウランバートル市における他の熱電併給施設であるウランバートル第4火力発電所、エルデネット鉱山社発電所等、モンゴルの発電施設や工場などでも同様のニーズがあることを確認している。よって、他都市の展開も来年度は進めていきたい。また当該技術は他国の発電施設でも同様に適用可能な技術であり、他のアジア諸国への展開についても検討していきたい。

② ウランバートル市内の送配電設備の抜本的な更新・増強

ウランバートル市配電公社とモンゴル政府エネルギー省は、1000台以上の既設の国有配電設備を更新する計画を進めている。今後は既設の配電設備のみならず、ウランバートルの都市計画として新設される地区に対する配電設備への展開を進めていく所存である。具体的には54地区の新規開発が実施される予定であり、配電設備としてのポテンシャルも大きいとため、これらの高効率化を JCM で実施できる準備を整えていきたい。

略語表

略語	正式名称	日本語訳
BaU	Business as Usual	通常のビジネス環境
BTG	Boiler, Steam Turbine and Generator	ボイラ、蒸気タービン及び発電機 火力発電設備の主要機器
CDM	Clean Development Mechanism	クリーン開発メカニズム
CHP	Combined Heat and Power Plant	熱電併給発電所 熱(蒸気または温水)と電力を同時に供給する発電所
CHP-3	Ulaanbaatar No.3 Combined Heat and Power Plant	ウランバートル第3熱電併給発電所
CHP-4	Ulaanbaatar No.4 Combined Heat and Power Plant	ウランバートル第4熱電併給発電所
COP	Conference of the Parties	締約国会議(例: COP19→第19回締約国会議)
COP	Coefficient of Performance	ヒートポンプのエネルギー消費効率をチェックするための係数
tCO ₂	ton-CO ₂	二酸化炭素換算重量トン
CWP	Circulating Water Pump	循環水ポンプ
DCS	Distributed Control System	分散型制御システム及び制御機器
GHG	Greenhouse effect gas	温室効果ガス
IDF	Induced Draft Fan	誘引ファン、ボイラ火炉からの排気ガスを吸引し煙突を通して大気に排出する大容量ファンのこと
JCM	Joint Credit Mechanism	二国間クレジット制度
MEGDT	Ministry of Environment, Green Development and Tourism	モンゴル環境グリーン開発観光省 2015年1月の省庁統合で MEGD(環境グリーン開発省)から変更
MOE	Ministry of Energy	モンゴルエネルギー省
MRV	Measurement, reporting and verification または measurable, reportable and verifiable	測定・報告・検証 もしくは測定・報告・検証可能な
NAMA	Nationally Appropriate Mitigation Action	途上国による適切な緩和活動
OCS	Optimized Control System	最適制御システム
PDD	Project Design Document	MRV 方法論の手法等をまとめた

		書類
SFC	Specific Fuel Consumption	MRV 方法論の中で単位発電電力量 (kWh)あたりの燃料消費量を SFC(E)、単位熱エネルギー(Gcal)あたりの燃料消費量を SFC(H)と表示する。
STG	Steam Turbine and Generator	蒸気タービン発電機
UBEDN	Ulaanbaatar Electricity Distribution Network Company	ウランバートル配電公社
UNFCCC	United Nations Framework Convention on Climate Change	国連気候変動枠組条約