

排出削減事業 計画

排出削減事業の名称：

京都大学原子炉実験所における CO2 排出削減事業計画

- ボイラー更新プロジェクト
- 空調設備更新プロジェクト
- インバータ化設備導入プロジェクト
- 高効率変圧器更新プロジェクト

排出削減事業者名：国立大学法人 京都大学

排出削減事業共同実施者名：関西電力株式会社

その他関連事業者名：株式会社関電エネルギーソリューション

目次

1	排出削減事業者の情報	1
2	排出削減事業概要	1
3	排出削減量の計画（原子炉実験所地区合計）	1
4	国内クレジット認証期間	2
5	活動量・原単位	2
6	温室効果ガス排出削減量の算定	2
7	モニタリング方法の詳細	2
I.	ボイラー更新プロジェクト	3
II.	空調設備更新プロジェクト	9
III.	インバータ化設備導入プロジェクト	18
IV.	高効率変圧器更新プロジェクト	24

1 排出削減事業者の情報

排出削減事業者	
会社名	国立大学法人 京都大学
排出削減事業を実施する事業所	
事業所名	京都大学原子炉実験所
住所	大阪府泉南郡熊取町
排出削減事業共同実施者（国内クレジット保有予定者）	
排出削減事業 共同実施者名	関西電力株式会社
その他関連事業者（注）（複数の関連事業者がいる場合、行を挿入し全ての関連事業者を記載すること）	
関連事業者名	株式会社関電エネルギーソリューション

（注） その他関連事業者とは、排出削減事業共同実施者とは別に、排出削減に寄与する設備機器の生産・販売者、国内クレジットの創出コストの低減を図る事業の集約を行う者等をいう。

2 排出削減事業概要

京都大学原子炉実験所における CO2 排出削減事業計画

I	ボイラー更新プロジェクト	【方法論 001】
II	空調設備更新プロジェクト	【方法論 004】
III	インバータ制御導入プロジェクト	【方法論 005】
IV	高効率変圧器更新プロジェクト	【方法論 010】

3 排出削減量の計画（原子炉実験所地区合計）

年	ベースライン排出量 (tCO2/年)	事業実施後排出量 (tCO2/年)	排出削減量(tCO2/年)
2008 年度			
2009 年度	661	166	495
2010 年度	661	166	495
2011 年度	661	166	495
2012 年度	661	166	495
合計	2,644	664	1,980

各々プロジェクト毎の CO2 排出量は下表に示すとおりである。

NO.	プロジェクト名	ベースライン排出量 (tCO2/年)	事業実施後排出量 (tCO2/年)	排出削減量 (tCO2/年)
I	ボイラー更新	6	5	1
II	空調設備更新	595	135	460
III	インバータ制御導入	56	25	31

IV	高効率変圧器更新	4	1	3
合	計	661	166	495

原子炉実験所における全プロジェクトの投資回収年数の算定結果は以下のとおりである。

投資回収年数	11.6年
--------	-------

4 国内クレジット認証期間

事業開始日 2009年4月1日

終了予定日 2013年3月31日

5 活動量・原単位

詳細については、各々プロジェクト毎の排出削減事業計画書を参照。

6 温室効果ガス排出削減量の算定

詳細については、各々プロジェクト毎の排出削減事業計画書を参照。

7 モニタリング方法の詳細

詳細については、各々プロジェクト毎の排出削減事業計画書を参照。

I ボイラー更新プロジェクト

1 排出削減事業概要

1.1 排出削減事業の名称

京都大学原子炉実験所 ボイラー更新プロジェクト

1.2 排出削減事業の目的

既存の A 重油ボイラーを高効率の LPG ボイラーへ更新する。ボイラー効率の向上と低炭素燃料へのエネルギー転換によって、CO₂ 排出量を削減する。

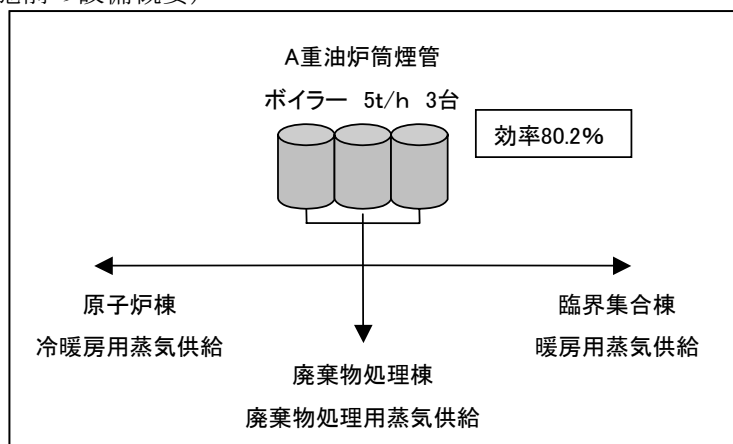
1.3 温室効果ガス排出量の削減方法

本事業では京都大学原子炉実験所の A 重油ボイラーを高効率 LPG ボイラーへ更新する。

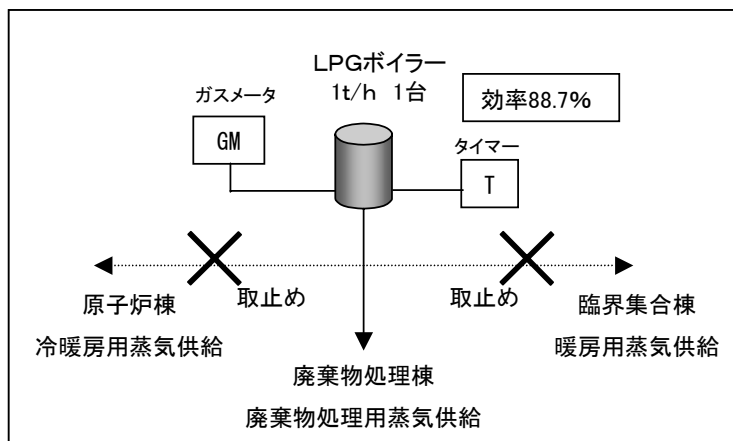
改修前は既存の A 重油炉筒煙管ボイラー (5t/h×3 台) により、原子炉棟と臨界集合棟への空調用蒸気の供給 (蒸気吸収式冷凍機への蒸気供給と暖房用蒸気供給) 及び廃棄物処理棟への廃棄物処理用蒸気の供給を行っていた。しかし、原子炉棟と臨界集合棟の空調設備の改修工事において電気ヒートポンプ設備を導入することとなり、空調用の蒸気供給が不要となるため蒸気使用量が減少することにより、3 台の A 重油炉筒煙管ボイラーを廃棄し、高効率の LPG ボイラー (1t/h×1 台) へ更新する。

新規に設置するボイラーは既存ボイラーより効率が良いため、燃料使用量を削減することができ、また LPG は A 重油よりも単位発熱量あたりの炭素含有量が少ないため、燃料転換によって CO₂ 排出量を削減することができる。

(排出削減事業実施前の設備概要)



(排出削減事業実施後の設備概要)



2 排出削減量の計画

年	ベースライン排出量 (tCO ₂ /年)	事業実施後排出量 (tCO ₂ /年)	排出削減量 (tCO ₂ /年)
2008 年度			
2009 年度	6	5	1
2010 年度	6	5	1
2011 年度	6	5	1
2012 年度	6	5	1
合計	24	20	4

3 国内クレジット認証期間

事業開始日 2009 年 4 月 1 日

終了予定日 2013 年 3 月 31 日

4 活動量・原単位

4.1 活動量・原単位

原単位は採用しない。

4.2 活動量の採用根拠

ボイラは蒸気の必要量にのみ応じて運転を調整するため、排出削減対象であるボイラの稼動に影響する要因は、蒸気の使用量である。

5 温室効果ガス排出削減量の算定

5.1 排出削減事業に適用する排出削減方法論

方法論番号	方法論名称
001	ボイラの更新

5.2 選択した方法論がこの排出削減事業に適用できる理由

- 本事業は、既存ボイラよりも高効率のボイラに更新する事業であり、条件 1 を満たす。
- ボイラの更新を行わなかった場合、既存設備を継続利用する方針であったため、条件 2 を満たす。
- 更新後にボイラで生産した蒸気は、自家消費するため、条件 3 を満たす。

5.3 事業の範囲（バウンダリー）

更新するボイラ及びボイラから蒸気の供給を受ける設備と施設（廃棄物処理棟）

ボイラの蒸気供給範囲は更新前後で異なるが、本削減事業では廃棄物処理棟の廃棄物処理用蒸気の供給のみに限定する（更新前の原子炉棟、臨界集合棟への蒸気供給はバウンダリーに含めない）。

5.4 ベースライン排出量の算定

(1) ベースライン排出量の考え方

本事業のベースラインは、ボイラの更新を行わずに、A 重油ボイラを利用し続けた場合の温室効果ガス排出量である。

(2) ベースラインエネルギー使用量

方法論 001 より、ベースラインエネルギー使用量は以下の式に表される。

$$\begin{aligned} Q_{fuel,BL} &= F_{fuel,Pj} \times HV_{fuel,Pj} \times \varepsilon_{Pj} \times \frac{1}{\varepsilon_{BL}} \\ &= 1,732 \times 0.0508 \times 88.7 \times \frac{1}{80.2} \\ &= 97.31 \quad (\text{GJ}) \end{aligned}$$

$Q_{fuel,BL}$: ベースライン燃料使用量 (GJ/年)	97.31 GJ/年
$F_{fuel,Pj}$: 事業実施後 (LPG) 使用量 (kg/年)	1,732 kg/年 (予測値)
$HV_{fuel,Pj}$: 事業実施後 (LPG) の単位発熱量 (GJ/kg)	0.0508 GJ/kg (国内クレジット制度デフォルト値)
ε_{Pj} : 更新後ボイラ効率 (%)	88.7 % (高位発熱量ベース、カタログ値)
ε_{BL} : 更新前ボイラ効率 (%)	80.2 % (高位発熱量ベース、カタログ値)

(3) ベースライン排出量

方法論 001 より、ベースライン排出量は以下の式に表される。

$$\begin{aligned} EM_{BL} &= Q_{fuel,BL} \times CF_{fuel,BL} \times \frac{44}{12} \\ &= 97.31 \times 0.0189 \times \frac{44}{12} \\ &= 6 \quad (\text{tCO}_2/\text{年}) \end{aligned}$$

EM_{BL} : ベースライン排出量 (tCO ₂ /年)	6 tCO ₂ /年
$Q_{fuel,BL}$: ベースライン燃料 (A重油) 使用量 (GJ/年)	97.31 GJ/年
$CF_{fuel,BL}$: A重油の単位発熱量あたりの炭素排出係数 (tC/GJ)	0.0189 tC/GJ (国内クレジット制度デフォルト値)

5.5 リークエージ排出量の算定

本事業で方法論 001 が規定するような温暖化ガス排出及び申請者が主張する排出削減量の 5% を超える顕著かつ計測可能なバウンダリー外での温暖化ガス排出は特定されない。

5.6 事業実施後排出量の算定

方法論 001 より、事業実施後排出量は、以下の式に表される。

$$\begin{aligned} EM_{Pj} &= F_{fuel,Pj} \times HV_{fuel,Pj} \times CF_{fuel,Pj} \times \frac{44}{12} \\ &= 1,732 \times 0.0508 \times 0.0163 \times \frac{44}{12} \end{aligned}$$

=5 (tCO₂/年)

EM _{Pj} : 事業実施後排出量 (tCO ₂ /年)	5 tCO ₂
F _{fuel,Pj} : 事業実施後 (LPG) 使用量 (kg/年)	1,732 kg/年 (予測値)
HV _{fuel,Pj} : 事業実施後 (LPG) の単位発熱量 (GJ/kg)	0.0508 GJ/kg (国内クレジット制度デフォルト値)
CF _{fuel,Pj} : LPGの単位発熱量あたりの炭素排出係数 (tC/GJ)	0.0163 tC/GJ (国内クレジット制度デフォルト値)

5.7 温室効果ガス排出削減量の算定

$$ER = EM_{BL} - (EM_{Pj} + LE)$$

$$= 6 - (5 + 0)$$

$$= 1 \quad (\text{tCO}_2/\text{年})$$

ER : 排出削減量 (tCO ₂ /年)	1 tCO ₂ /年
EM _{BL} : ベースライン排出量 (tCO ₂ /年)	6 tCO ₂ /年
EM _{Pj} : 事業実施後排出量 (tCO ₂ /年)	5 tCO ₂ /年
LE : リークエージ排出量 (tCO ₂ /年)	0 tCO ₂ /年

5.8 追加性に関する情報

5.8.1 基本的情報

排出削減事業の実施は、法的な要請に基づくものか？	<input type="checkbox"/> はい <input checked="" type="checkbox"/> いいえ
設備更新を行わなかった場合、既存設備は継続して利用できるか？	<input checked="" type="checkbox"/> 利用できる <input type="checkbox"/> 利用できない

注) ここでいう「法的な要請」とは、法令等の規定に基づき、設備更新等を行った結果、排出量が削減される場合における、当該法律を指す。

5.8.3 投資回収に関する情報

投資回収年数	6.0年
--------	------

5.8.4 その他の障壁に関する情報

なし

6 モニタリング方法の詳細

6.1 モニタリング対象

項目	定義	単位	排出削減量算定時に使用した値	モニタリング方法	記録頻度	データ記録方法 (電子媒体・紙媒体)	データ 保管 期限	備考
F_{fuelPj}	更新後のLPG使用量	kg	1,707	ボイラーに設置されたメーターの値をモニタリング	年	電子媒体	5年	
$HV_{\text{fuel,Pj}}$	LPGの単位発熱量	GJ/kg	0.0508	国内クレジット制度のデフォルト値	年	紙媒体	5年	
ε_{Pj}	更新後のボイラー効率	%	83.2	カタログ値を利用	年	紙媒体	5年	
ε_{BL}	更新前のボイラー効率	%	80.2	カタログ値を利用	年	紙媒体	5年	
$CF_{\text{fuel,BL}}$	A重油の単位発熱量あたりの炭素排出係数	tC/GJ	0.0189	国内クレジット制度のデフォルト値	年	紙媒体	5年	
$CF_{\text{fuel,Pj}}$	LPGの単位発熱量あたりの炭素排出係数	tC/GJ	0.0163	国内クレジット制度のデフォルト値	年	紙媒体	5年	

6.2 モニタリング対象の QA/QC

項目	QA/QC 手順
LPG 使用量	<ul style="list-style-type: none"> 1年に1度、ボイラに設置されたLPGの使用量のメーターを読み、記録する。 メーターの数値から1年間（4月1日～3月31日）の使用量を割り出す。モニタリング実施日に多少の変動がある場合は日割りで1年間の使用量を割り出す。 メーターの数値と年間の使用量をファイリングする。
LPG の単位発熱量	<ul style="list-style-type: none"> 国内クレジット制度のデフォルト値に変更がないか、確認する。変更があった場合、変更後の単位発熱量を記録する。
燃料転換後ボイラ効率	<ul style="list-style-type: none"> カタログ値を利用する。
A 重油の単位発熱量あたりの炭素排出係数	<ul style="list-style-type: none"> 国内クレジット制度のデフォルト値に変更がないか、確認する。変更があった場合、変更後の炭素排出係数を記録する。
LPG の単位発熱量あたりの炭素排出係数	<ul style="list-style-type: none"> 国内クレジット制度のデフォルト値に変更がないか、確認する。変更があった場合、変更後の炭素排出係数を記録する。

II. 空調設備更新プロジェクト

1 排出削減事業概要

1.1 排出削減事業の名称

原子炉実験所 空調設備更新プロジェクト

1.2 排出削減事業の目的

既存の空調設備を撤去し、高効率のヒートポンプ空調設備を導入する。効率の向上と低炭素燃料へのエネルギー転換によって、CO₂ 排出量を削減する。

1.3 温室効果ガス排出量の削減方法

本事業は京都大学原子炉実験所原子炉棟の電気ヒートポンプ導入（事業①とする）と、京都大学原子炉実験所臨界集合体棟の電気ヒートポンプ導入（事業②とする）を含む。

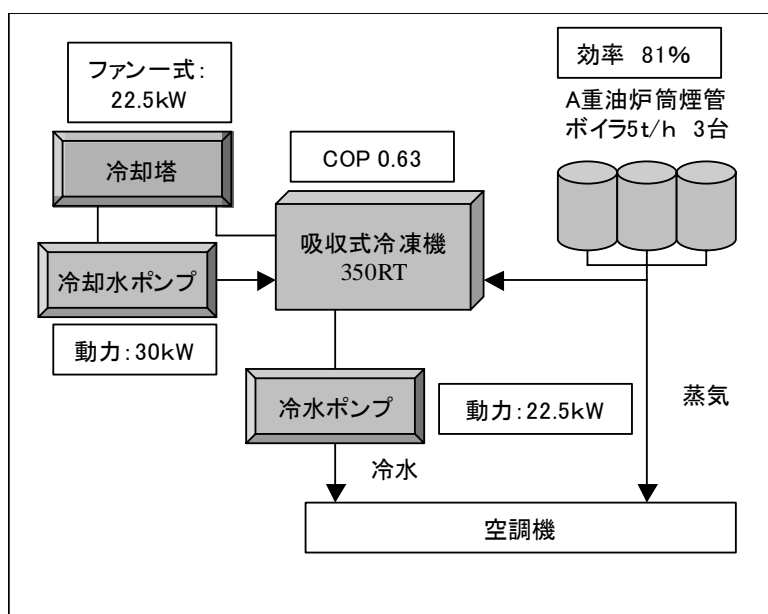
ボイラで使用していた A 重油を取止め炭素含有量が少ない電力に切り替え、また、機器の効率を高めることで、CO₂ 排出量を削減する。

これらの事業は（株）関電エネルギーソリューションによる ESCO 事業である。

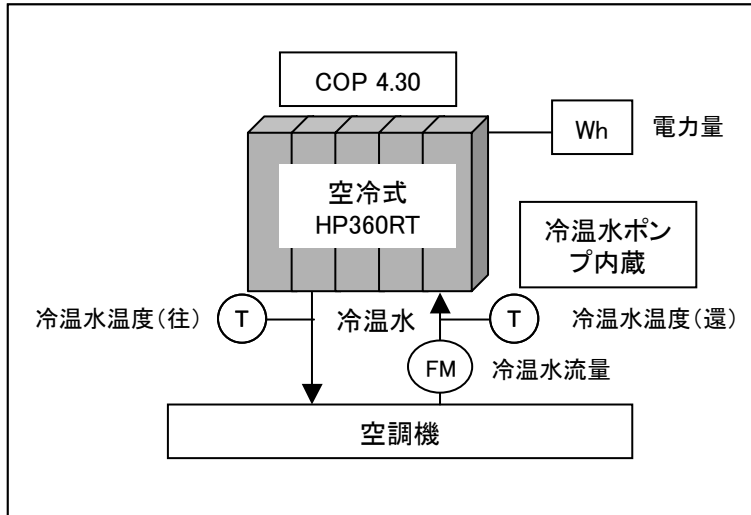
【事業① 原子炉棟ヒートポンプ導入】

原子炉棟では暖房は既存の A 重油炉筒煙管ボイラ（5t/h×3 台）により、冷房は 1 台の 350RT 蒸気吸収式冷凍機と冷却塔、冷却水ポンプ、冷水ポンプにより実施していたが、ボイラ、冷凍機、冷却塔、ポンプを全て撤去し、新たに高効率の空冷式ヒートポンプ（冷温水ポンプを内蔵）を導入する。

(排出削減事業実施前の設備概要)



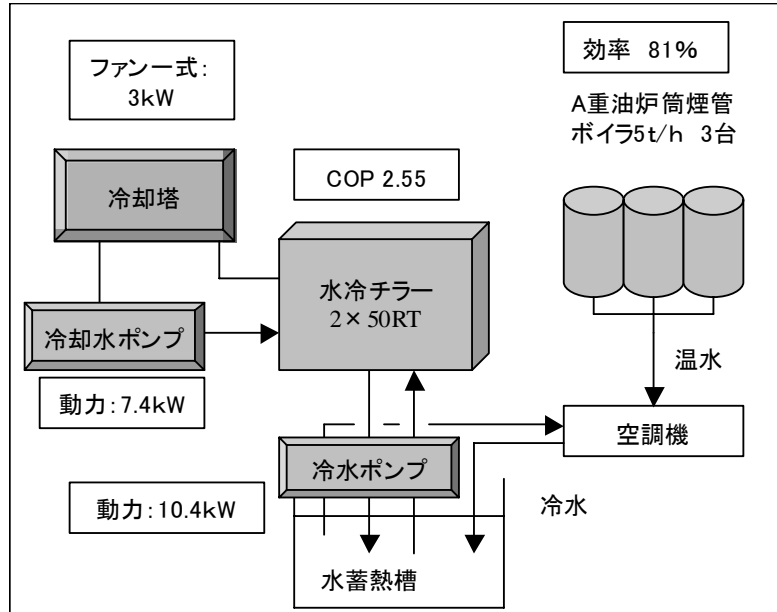
(排出削減事業実施後の設備概要)



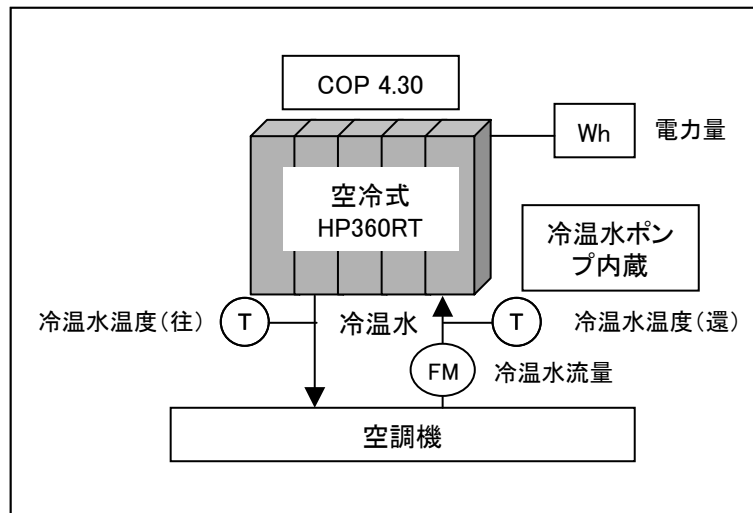
【事業② 臨界集合体棟ヒートポンプ導入】

臨界集合体棟では暖房は既存の A 重油炉筒煙管ボイラ (5t/h×3 台、原子炉棟などと共用である) により、冷房は 2 台の 50RT 水冷チラーと冷却塔により実施していたが、原子炉棟と同様にボイラ、チラー、冷却塔を全て撤去し、新たに高効率の空冷式ヒートポンプを導入する。

(排出削減事業実施前の設備概要)



(排出削減事業実施後の設備概要)



2 排出削減量の計画

年	ベースライン排出量 (tCO2/年)	事業実施後排出量 (tCO2/年)	排出削減量(tCO2/年)
2008年度			
2009年度	595	135	460
2010年度	595	135	460
2011年度	595	135	460
2012年度	595	135	460
合計	2,380	540	1,840

3 国内クレジット認証期間

事業開始日 2009年4月1日
終了予定日 2013年3月31日

4 活動量・原単位

4.1 活動量・原単位

原単位は採用しない。

4.2 活動量の採用根拠

排出削減対象である空調設備は、冷暖房用として冷熱・温熱を供給している。その稼動に影響する要因は、空調設備の運転時間である。したがって、空調設備の燃料使用量は、空調設備の運転時間に比例していると言える。

5 温室効果ガス排出削減量の算定

5.1 排出削減事業に適用する排出削減方法論

方法論番号	方法論名称
004	空調設備の更新

5.2 選択した方法論がこの排出削減事業に適用できる理由

- 本事業は、既存の空調設備よりも高効率の空調設備に更新する事業であり、条件1を満たす。
- 空調設備の更新を行わなかった場合、既存の空調設備を継続利用する方針であったため、条件2を満たす。
- 空調設備のエネルギー使用量に最も影響を与える活動量（空調設備の運転時間）を計測できるため、条件3を満たす。

5.3 事業の範囲（バウンダリー）

更新される空調設備及び当該設備により空調が行われる範囲。

5.4 ベースライン排出量の算定

(1) ベースライン排出量の考え方

本事業のベースラインは、空冷式ヒートポンプチラーへの更新を行わずに、旧来の空調設備を利用し続けた場合の温室効果ガス排出量である。

(2) ベースラインエネルギー使用量

方法論 004 より、ベースラインエネルギー使用量は以下の式に表される。

※方法論 004 の「更新前の空調設備のエネルギー使用量が計測又は推定できる場合」を使用する。

【事業① 原子炉棟ヒートポンプ導入】

(A 重油使用のベースラインエネルギー使用量)

$$Q_{fuel,BL} = \frac{F_{fuel,before} \times HV_{fuel,before}}{\alpha_{BL}} \times \beta_{pi}$$

$$= \frac{185,350 \times 0.0391}{1074.5} \times 1074.5$$

$$= 7,247 \text{ GJ}$$

(電力のベースラインエネルギー使用量)

$$EL_{BL} = \frac{EL_{before}}{\alpha_{BL}} \times \beta_{pi}$$

$$= \frac{84,604}{1,075} \times 1,075$$

$$= 84,604 \text{ kWh}$$

$Q_{fuel,BL}$: ベースライン燃料使用量 (GJ/年) 7,181 GJ/年

$F_{fuel,before}$: 事業実施前燃料 (A重油) 使用量 (L/年) 185,350 L/年

以下に補機類を含む各エネルギー量を示す。

冬期使用比率 = 冬期使用量 ÷ 平均年間使用量 = $(89.44\text{kL} - 17.7\text{kL}) \div (220.3\text{kL} - 17.7\text{kL}) = 35.4\%$

全暖房使用量 = (A 重油使用量 - 廃棄物処理使用量) × 冬期使用比率 = $(200\text{kL} - 2.40\text{kL}) \times 35.4\% = 70\text{kL}$

暖房使用量 = 全暖房使用量 × 空調機比率 = $70\text{kL} \times [1,228\text{kW} \div (1,228\text{kW} + 260\text{kW})] = 57.75\text{kL}$

(原子炉棟空調機暖房能力 : 1,228kW、臨界棟空調機暖房能力 : 260kW)

蒸気吸収式使用分 = A 重油使用量 - 廃棄物処理用使用量 - 全暖房使用量

$= 200\text{kL} - 2.40\text{kL} - 70\text{kL} = 127.60\text{kL}$

$57.75\text{kL} + 127.60\text{kL} = 185,350 \text{ L}$

$HV_{fuel,before}$: 事業実施前燃料 (A重油) の単位発熱量 (GJ/L) 0.0391 GJ/L

(国内クレジット制度デフォルト値)

EL_{BL} : ベースライン電力使用量 (kWh/年) 84,604 kWh/年

EL_{before} : 事業実施前電力使用量 (kWh/年) 84,604 kWh/年

蒸気吸収式冷凍機溶液ポンプ消費電力(3.7kW) × 冷房時間(1,075h/年) = 3,978kWh

冷却塔消費電力(7.5kW) × 3台 × 冷房時間(1,075h/年) = 24,188kWh

冷却水ポンプ消費電力(15kW) × 2台 × 冷房時間(1,075h/年) = 32,250kWh

冷水ポンプ消費電力(15kW+7.5kW)×冷房時間(1,075h/年)=24,188kWh

α_{BL} : 事業実施前の空調設備の活動量 (運転時間/年)	1,075 時間 (H16 年度・H17 年度の平均)
β_{pj} : 事業実施後の空調設備の活動量 (運転時間/年)	1,075 時間 (更新前と同等と仮定)

【事業② 臨界集合体棟ヒートポンプ導入】

(A 重油使用のベースラインエネルギー使用量)

$$Q_{fuel,BL} = \frac{F_{fuel,before} \times HV_{fuel,before}}{\alpha_{BL}} \times \beta_{pj}$$

$$= \frac{12,250 \times 0.0391}{821} \times 821$$

$$= 479 \text{ GJ}$$

(電力のベースラインエネルギー使用量)

$$EL_{BL} = \frac{EL_{before}}{\alpha_{BL}} \times \beta_{pj}$$

$$= \frac{61,873}{821} \times 821$$

$$= 61,873 \text{ kWh}$$

$Q_{fuel,BL}$: ベースライン燃料使用量 (GJ)	479 GJ/年
$F_{fuel,before}$: 事業実施前燃料 (A重油) 使用量 (L)	12,250 L/年
全暖房使用量=(A 重油使用量-廃棄物処理使用量)×冬期使用比率=(200kL-2.40kL)×35.4%=70kL	
暖房使用量=全暖房使用量×空調機比率=70kL×[260kW÷(1,228kW+260kW)]=12,250 L	
(原子炉棟空調機暖房能力:1,228kW、臨界棟空調機暖房能力:260kW)	
$HV_{fuel,before}$: 事業実施前燃料 (A重油) の単位発熱量 (GJ/L)	0.0391 GJ/L (国内クレジット制度デフォルト値)
EL_{BL} : ベースライン電力使用量 (kWh)	61,873 kWh
EL_{before} : 事業実施前電力使用量 (kWh)	61,873 kWh

補機類を含む事業実施前の電力使用量の算定結果は以下のとおりである。

水冷チラー年間冷房負荷(103,555.5kW)÷COP(2.55)=40,610kWh	
冷却塔消費電力(1.5kW)×2台×冷房時間(821h/年)=2,463kWh	
冷却水ポンプ消費電力(3.7kW)×2台×冷房時間(821h/年)=6,075kWh	
冷凍機用冷水循環ポンプ消費電力(2.2kW)×2台×冷房時間(821h/年)=3,612kWh	
空調機用冷水ポンプ消費電力(3.7kW)×2台×冷房時間(821h/年)=6,075kWh	
温水主循環ポンプ消費電力(2.2kW)×暖房時間(821h/年)=1,806kWh	
温水循環ポンプ消費電力(1.5kW)×暖房時間(821h/年)=1,232kWh	
α_{BL} : 事業実施前の空調設備の活動量 (運転時間/年)	821 時間 (H16 年度・H17 年度の平均)
β_{pj} : 事業実施後の空調設備の活動量 (運転時間/年)	821 時間

よって、事業①と事業②を合わせたベースラインエネルギー使用量は、

$Q_{fuel,BL}$: ベースライン燃料使用量 (GJ/年)	7,726 GJ/年
EL_{BL} : ベースライン電力使用量 (kWh/年)	146,477 kWh/年

(3) ベースライン排出量

方法論 004 より、ベースライン排出量は以下の式に表される。

$$EM_{BL} = Q_{fuel,BL} \times CF_{fuel} \times \frac{44}{12} + EL_{BL} \times CF_{electricity} \times \frac{44}{12}$$

$$= 7,726 \times 0.0189 \times 44/12 + 146,477 \times 0.000111 \times 44/12$$

$$= 595 \text{ (tCO}_2\text{/年)}$$

EM_{BL} : ベースライン排出量(tCO ₂ /年)	595 tCO ₂ /年
$Q_{fuel,BL}$: ベースライン燃料(A重油)使用量(GJ/年)	7,726 GJ/年
$CF_{fuel,BL}$: A重油の単位発熱量あたりの炭素排出係数(tC/GJ)	0.0189 tC/GJ (国内クレジット制度デフォルト値)
EL_{BL} : ベースライン電力使用量(kWh/年)	146,477 kWh/年
$CF_{electricity}$: 購入電力の炭素排出係数(tC/kWh)	0.000111 tC/kWh (国内クレジット制度デフォルト値)

5.5 リークエージ排出量の算定

本事業で方法論 004 が規定するような、技術的に計測可能かつ当該事業に起因するバウンダリー外での温暖化ガス排出は特定されない。

5.6 事業実施後排出量の算定

方法論 004 より、事業実施後排出量は、以下の式に表される。

$$EM_{Pj} = (EL_{Pj-1} + EL_{Pj-2}) \times CF_{electricity} \times \frac{44}{12}$$

$$= (290,050 + 43,873) \times 0.000111 \times \frac{44}{12}$$

$$= 135 \text{ (t-CO}_2\text{/年)}$$

EM_{Pj} : 事業実施後排出量(tCO ₂ /年)	135 tCO ₂ /年
EL_{Pj-1} : 原子炉棟ヒートポンプの事業実施後電力使用量(kWh/年)	290,050 kWh/年 (予測値)

冷房年間負荷(700,251kW)÷外気温度・部分負荷補正 COP(6.4)=109,005kWh/年

暖房年間負荷(503,075kW)÷外気温度・部分負荷補正 COP(3.2)=156,560kWh/年

冷温水ポンプ消費電力(2.2kW/台)×12台×冷房時間(1,074.5h/年)×負荷率(72.4%)^{2.5}
=12,661kWh/年

冷温水ポンプ消費電力(2.2kW/台)×12台×暖房時間(1,013.5h/年)×負荷率(72.1%)^{2.5}
=11,823kWh/年

EL_{Pj-2} : 臨界集合体棟ヒートポンプの事業実施後電力使用量(kWh/年) 43,873 kWh/年
(予測値)

冷房年間負荷(103,556kW)÷外気温度・部分負荷補正 COP(6.4)=16,127kWh/年

暖房年間負荷(101,334kW)÷外気温度・部分負荷補正 COP(4.0)=25,609kWh/年

冷温水ポンプ消費電力(2.2kW/台)×4台×冷房時間(821h/年)×負荷率(40.8%)^{2.5}
=767kWh/年

冷温水ポンプ消費電力(2.2kW/台)×4台×暖房時間(758h/年)×負荷率(52.3%)^{2.5}
=1,370kWh/年

CF_{electricity} : 購入電力の炭素排出係数(tC/kWh) 0.000111 tC/kWh
(国内クレジット制度デフォルト値)

5.7 温室効果ガス排出削減量の算定

$$ER = EM_{BL} - (EM_{Pj} + LE)$$

$$= 595 - (135 + 0)$$

$$= 460 \text{ t-CO}_2/\text{年}$$

ER : 排出削減量 (tCO₂/年) 460 tCO₂/年

EM_{BL} : ベースライン排出量(tCO₂/年) 595 tCO₂/年

EM_{Pj} : 事業実施後排出量(tCO₂/年) 135 tCO₂/年

LE : リークエージ排出量(tCO₂/年) 0 tCO₂/年

5.8 追加性に関する情報

5.8.1 基本的情報

排出削減事業の実施は、法的な要請に基づくものか?	<input type="checkbox"/> はい <input checked="" type="checkbox"/> いいえ
設備更新を行わなかった場合、既存設備は継続して利用できるか?	<input checked="" type="checkbox"/> 利用できる <input type="checkbox"/> 利用できない

注) ここでいう「法的な要請」とは、法令等の規定に基づき、設備更新等を行った結果、排出量が削減される場合における、当該法律を指す。

5.8.3 投資回収に関する情報

投資回収年数	20.0年
--------	-------

5.8.4 その他の障壁に関する情報

なし

6 モニタリング方法の詳細

6.1 モニタリング対象

項目	定義	単位	排出削減量算定時に 使用した値	モニタリング方法	記録 頻度	データ記録方 法 (電子媒 体・紙媒体)	データ 保管 期限	備考
$F_{\text{fuel,before}}$	事業実施前の年間燃料 使用量	L	197,627	実績に基づき推定	年	紙媒体	5年	
EL_{before}	事業実施前の年間電力 使用量	kWh	146,477	実績に基づき推定	年	紙媒体	5年	
$HV_{\text{fuel,before}}$	A 重油の単位発熱量	GJ/千L	39.1	国内クレジット制度の デフォルト値	年	紙媒体	5年	
αP_j	事業実施前の運転時間	時間	5.4 項参照	電力使用量時間記録か ら算出	月	紙媒体	5年	
βP_j	事業実施後の運転時間	時間	5.4 項参照	電力使用量時間記録か ら算出	月	紙媒体	5年	
EL_{P_j}	事業実施後電力使用量	KWh	333,923	電力使用量メーターに より計測する	月	電子媒体	5年	
CF_{fuel}	A 重油の単位発熱量あ たりの炭素排出係数	tC/GJ	0.0189	国内クレジット制度の デフォルト値	年	紙媒体	5年	
$CF_{\text{electricity}}$	購入電力の炭素排出係 数	tC/kWh	0.000111	国内クレジット制度の デフォルト値	年	紙媒体	5年	

6.2 モニタリング対象の QA/QC

項目	QA/QC 手順
事業実施後の電力使用量	<ul style="list-style-type: none"> 電力使用量メーターにより計測する。
購入電力の炭素排出係数	<ul style="list-style-type: none"> 国内クレジット制度のデフォルト値に変更がないか、確認する。変更があった場合、変更後の単位発熱量あたりの炭素排出係数を記録する。
A 重油の単位発熱量	<ul style="list-style-type: none"> 国内クレジット制度のデフォルト値に変更がないか、確認する。変更があった場合、変更後の単位発熱量を記録する。
A 重油の単位発熱量あたりの炭素排出係数	<ul style="list-style-type: none"> 国内クレジット制度のデフォルト値に変更がないか、確認する。変更があった場合、変更後の単位発熱量あたりの炭素排出係数を記録する。

Ⅲ インバータ化設備導入プロジェクト

1 排出削減事業概要

1.1 排出削減事業の名称

原子炉実験所 インバータ化設備導入プロジェクト（空調用冷水ポンプ）

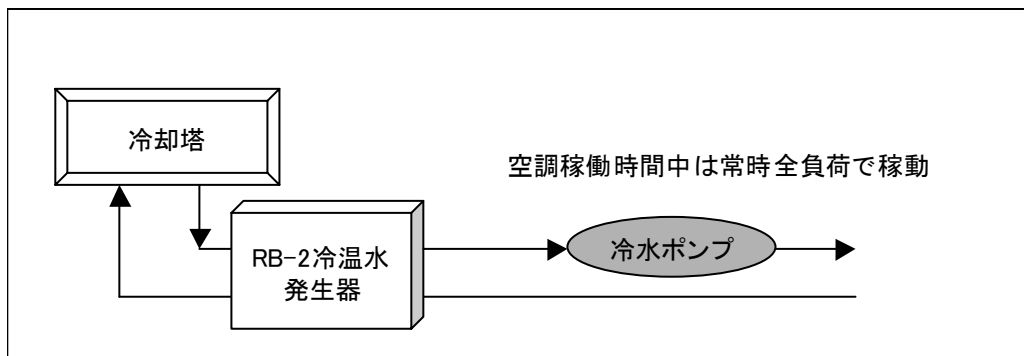
1.2 排出削減事業の目的

本事業は、京都大学原子炉実験所における空調用冷水ポンプにインバータ制御設備を導入し、冷水温度による変流量制御を行うことで消費電力を削減し、CO2 排出量を削減する。

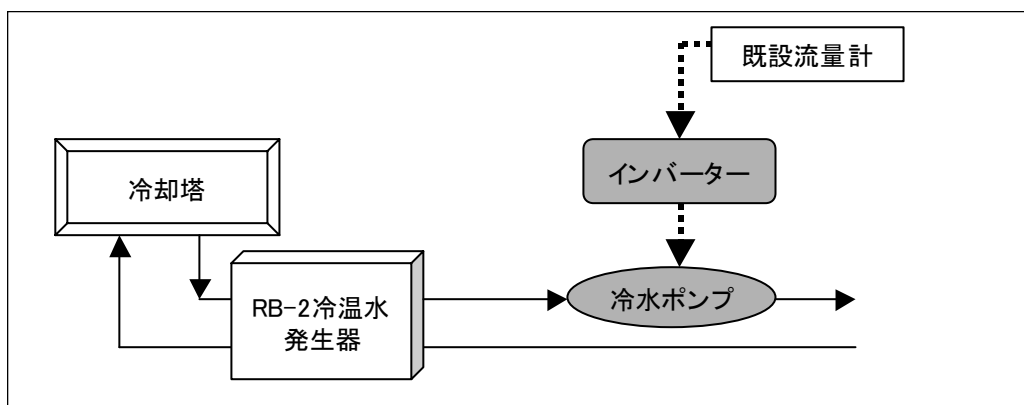
1.3 温室効果ガス排出量の削減方法

京都大学原子炉実験所イノベーションラボの空調用システム RB-2 系冷水ポンプに既設の流量計からの負荷流量に応じて変流量制御を行うインバータ制御設備を導入する。これにより消費電力を削減しCO2 排出量を削減する。

(排出削減事業実施前の設備概要)



(排出削減事業実施後の設備概要)



2 排出削減量の計画

年	ベースライン排出量 (tCO2/年)	事業実施後排出量 (tCO2/年)	排出削減量(tCO2/年)
2008年度			
2009年度	56	25	31
2010年度	56	25	31
2011年度	56	25	31
2012年度	56	25	31
合計	224	100	124

3 国内クレジット認証期間

事業開始日 2009年4月1日

終了予定日 2013年3月31日

4 活動量・原単位

4.1 活動量・原単位

原単位は採用しない。

4.2 活動量の採用根拠

排出削減対象である空調用冷水ポンプは、冷温水機の冷却水を供給するために電力を消費する。その稼動に影響する要因は、ポンプの運転時間や冷温水機燃料使用量などが考えられるが、ポンプの運転時間との相関が最も有意と考えられる。したがって、冷水ポンプの電力使用量は、ポンプの運転時間に最も比例していると理解される。

5 温室効果ガス排出削減量の算定

5.1 排出削減事業に適用する排出削減方法論

方法論番号	方法論名称
005	間欠運転制御、インバータ制御又は台数制御によるポンプ・ファン類可変能力制御機器の導入

5.2 選択した方法論がこの排出削減事業に適用できる理由

- 更新対象の冷温水機用冷水ポンプにインバータ制御設備を付加するため、条件1を満たす。
- 事業実施前及び実施後のエネルギー使用量に最も影響を与える活動量である運転時間を計測できるため、条件2を満たす。

5.3 事業の範囲（バウンダリー）

冷温水機用冷水ポンプ

5.4 ベースライン排出量の算定

(1) ベースライン排出量の考え方

本事業のベースラインは、インバータ制御設備を設置せずに、排出削減事業実施前の冷水ポンプ設備を使用し続けた場合に想定される二酸化炭素排出量である。

(2) ベースラインエネルギー使用量

方法論 005 より、ベースラインエネルギー使用量は以下の式に表される。

$$EL_{BL} = \frac{EL_{bf}}{\alpha_{BL}} \times \beta_{Pj}$$

$$= \frac{137,751}{8,760} \times 8,760$$

$$= 137,751 \quad (\text{kWh/年})$$

EL_{BL} : ベースライン電力使用量(kWh/年)

137,751 kWh/年

EL_{before} : 事業実施前の冷水ポンプの電力使用量(kWh/年)

137,751 kWh/年

ポンプ定格 18.5kW × ポンプ効率 85% × 8,760 時間 = 137,751 kWh

α_{BL} : 事業実施前の年間稼働時間 (時間)

8,760 時間 (365 日 × 24 時間)

β_{Pj} : 事業実施後の年間稼働時間 (時間)

8,760 時間 (実施前と同等と仮定)

(3) ベースライン排出量

方法論 005 より、ベースライン排出量は以下の式に表される。

$$EM_{BL} = EL_{BL} \times CF_{electricity} \times \frac{44}{12}$$

$$= 137,751 \times 0.000111 \times \frac{44}{12}$$

$$= 56 \quad (\text{tCO}_2/\text{年})$$

EM_{BL} : ベースライン排出量(tCO₂/年)

56 tCO₂/年

EL_{BL} : ベースライン電力使用量(kWh/年)

137,751 kWh/年

$CF_{electricity}$: 電力の炭素排出係数(tC/kWh)

0.000111 tC/kWh

5.5 リークエージ排出量の算定

本事業で方法論 005 が規定するような温暖化ガス排出及び申請者が主張する排出削減量の 5%を超える顕著かつ計測可能なバウンダリー外での温暖化ガス排出は特定されない。

5.6 事業実施後排出量の算定

方法論 005 より、事業実施後排出量は、以下の式に表される。

$$EM_{Pj} = EL_{Pj} \times CF_{electricity} \times \frac{44}{12}$$

$$= 63,303 \times 0.000111 \times \frac{44}{12}$$

$$= 25 \text{ (tCO}_2\text{/年)}$$

EM _{Pj} : 事業実施後排出量(tCO ₂ /年)	25 tCO ₂ /年
EL _{Pj} : 事業実施後の冷水ポンプの電力使用量(kWh/年)	63,303 kWh/年
CF _{electricity} : 事業実施後の電力の炭素排出係数(tC/kWh)	0.000111 tC/kWh

5.7 温室効果ガス排出削減量の算定

$$ER = EM_{BL} - (EM_{Pj} + LE)$$

$$= 56 - (25 + 0)$$

$$= 31 \text{ (tCO}_2\text{/年)}$$

ER : 排出削減量 (tCO ₂ /年)	31 tCO ₂ /年
EM _{BL} : ベースライン排出量(tCO ₂ /年)	56 tCO ₂ /年
EM _{Pj} : 事業実施後排出量(tCO ₂ /年)	25 tCO ₂ /年
LE : リークエージ排出量(tCO ₂ /年)	0 tCO ₂ /年

5.8 追加性に関する情報

5.8.1 基本的情報

排出削減事業の実施は、法的な要請に基づくものか？	<input type="checkbox"/> はい <input checked="" type="checkbox"/> いいえ
設備更新を行わなかった場合、既存設備は継続して利用できるか？	<input checked="" type="checkbox"/> 利用できる <input type="checkbox"/> 利用できない

注) ここでいう「法的な要請」とは、法令等の規定に基づき、設備更新等を行った結果、排出量が削減される場合における、当該法律を指す。

5.8.3 投資回収に関する情報

投資回収年数	3.9
--------	-----

5.8.4 その他の障壁に関する情報

なし

6 モニタリング方法の詳細

6.1 モニタリング対象

項目	定義	単位	排出削減量算定時に使用した値	モニタリング方法	記録頻度	データ記録方法 (電子媒体・紙媒体)	データ 保管 期限	備考
EL_{before}	事業実施前の年間 電力使用量	kWh	137,751	ポンプの実効負荷に運転時間 を乗じて算出	月	紙媒体	5年	
EC_{before}	事業実施前冷水ポンプ 設備の電力負荷	W	18.5	カタログ値をもとに算出	月	紙媒体	5年	
α_{BL}	事業実施前活動量	H	8,760	計画停電などによるポンプ 停止時間を記録し稼働時間 を算出する。	月	紙媒体	5年	
EL_{Pj}	事業実施後電力使用量	KWh	63,303	電力計による計測	3ヶ月	紙媒体	5年	
β_{BL}	事業実施後の年間 活動量	H	8,760	計画停電などによるポンプ 停止時間を記録し稼働時間 を算出する。	月	紙媒体	5年	
$CF_{\text{electricity}}$	電力の炭素排出係数	tC/kWh	0.000111	国内クレジット制度のデフォルト値	年	紙媒体	5年	

6.2 モニタリング対象の QA/QC

項目	QA/QC 手順
冷水ポンプ電力使用量	• インバータ制御の対象となる冷水ポンプの電力計のデータをファイリングする。
冷水ポンプ稼働時間	• 大規模改修工事や長期停電などによる冷水ポンプの停止の有無をモニタリングする。
電力の炭素排出係数	• 国内クレジット制度のデフォルト値に変更がないか、確認する。変更があった場合、変更後の炭素排出係数を記録する。

IV 高効率変圧器更新プロジェクト

1 排出削減事業概要

1.1 排出削減事業の名称

原子炉実験所 高効率変圧器更新プロジェクト

1.2 排出削減事業の目的

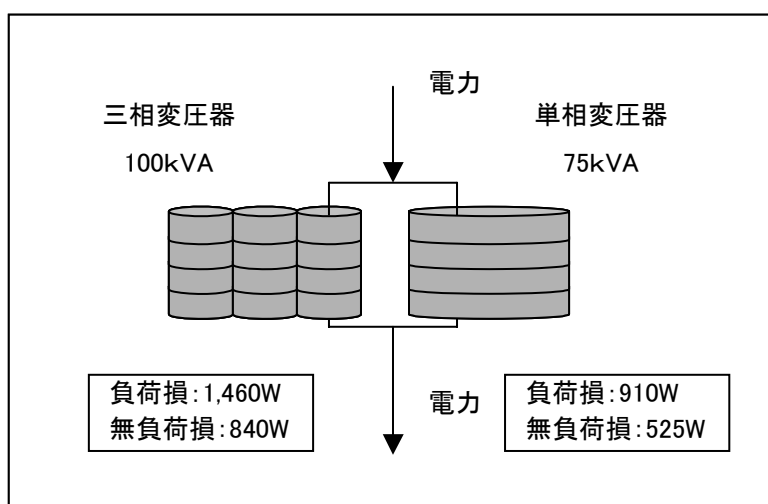
既存の変圧器を高効率の変圧器に更新する。これにより、変圧器の電力使用量を削減し、CO2 排出量を削減する。

1.3 温室効果ガス排出量の削減方法

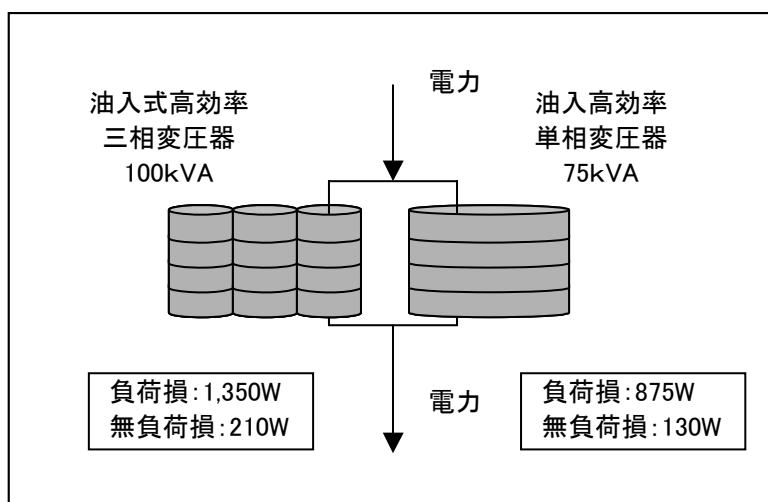
工作棟の既存の変圧器 2 台を高効率の変圧器 2 台に更新する。これにより、変圧器の電力使用量を削減し、電力使用に伴う CO2 の排出量を削減する。

(備考)

(排出削減事業実施前の設備概要)



(排出削減事業実施後の設備概要)



2 排出削減量の計画

年	ベースライン排出量 (tCO2/年)	事業実施後排出量 (tCO2/年)	排出削減量(tCO2/年)
2008年度			
2009年度	4	1	3
2010年度	4	1	3
2011年度	4	1	3
2012年度	4	1	3
合計	16	4	12

3 国内クレジット認証期間

事業開始日 2009年4月1日

終了予定日 2013年3月31日

4 活動量・原単位

4.1 活動量・原単位

原単位は採用しない。

4.2 活動量の採用根拠

排出削減対象である変圧器は電力を消費する。その稼働に影響する要因は、変圧器の稼働時間である。

5 温室効果ガス排出削減量の算定

5.1 排出削減事業に適用する排出削減方法論

方法論番号	方法論名称
010	高効率変圧器への更新

5.2 選択した方法論がこの排出削減事業に適用できる理由

- 本事業は既存の変圧器よりも高効率の変圧器に更新する事業であり、条件1を満たす。
- 変圧器の更新を行わなかった場合、既存の変圧器を継続利用する方針であったため、条件2を満たす。
- 変圧器のエネルギー使用量に最も影響を与える活動量（変圧器の稼働時間）は把握することができるため、条件3を満たす。
- 変圧器を導入した事業者は、更新後の変圧器で供給される電力を全て自家消費するため、条件4を満たす。

5.3 事業の範囲（バウンダリー）

交換対象の変圧器及び当該変圧器で電力供給が行われる範囲。

5.4 ベースライン排出量の算定

(1) ベースライン排出量の考え方

本事業のベースライン排出量は、変圧器の更新を行わずに更新前の変圧器を使用し続けた場合に想

定される温室効果ガス排出量である。

(2) ベースラインエネルギー使用量

方法論 010 より、ベースラインエネルギー使用量は以下の式に表される。

$$EL_{BL} = ((P_{i,BL-1} + (\alpha_{Pj-1} \div 100)^2 \times P_{c,BL-1}) + (P_{i,BL-2} + (\alpha_{Pj-2} \div 100)^2 \times P_{c,BL-2})) \times T_{PJ}$$

$$= ((0.84 + (9 \div 100)^2 \times 1.46) + (0.525 + (4 \div 100)^2 \times 0.910)) \times 8760$$

$$= 12,074 \text{ kWh/年}$$

EL_{BL} : ベースライン電力使用量 (kWh/年)	12,074 kWh/年
$P_{i,BL-1}$: 事業実施前の変圧器の無負荷損 (kW)	0.84 kW
$P_{c,BL-1}$: 事業実施前の変圧器の負荷損 (kW)	1.46 kW
α_{Pj-2} : 事業実施後の年平均負荷率 (%)	9%
$P_{i,BL-2}$: 事業実施前の変圧器の無負荷損 (kW)	0.525 kW
$P_{c,BL-2}$: 事業実施前の変圧器の負荷損 (kW)	0.910 kW
α_{Pj-2} : 事業実施後の年平均負荷率 (%)	4%
T_{PJ} : 事業実施後の年間活動量 (h)	8,760 h

(3) ベースライン排出量

方法論 010 より、ベースライン排出量は以下の式に表される。

$$EM_{BL} = EL_{BL} \times CF_{electricity} \times \frac{44}{12}$$

$$= 12,074 \times 0.000111 \times 44/12$$

$$= 4 \text{ tCO}_2/\text{年}$$

EM_{BL} : ベースライン排出量 (tCO ₂ /年)	4 tCO ₂ /年
EL_{BL} : ベースライン電力使用量 (kWh)	12,074 kWh/年
$CF_{electricity}$: 電力の炭素排出係数 (tC/kWh)	0.000111 tC/kWh

5.5 リークエージ排出量の算定

本事業で方法論 010 が規定するような、技術的に計測可能かつ当該事業に起因するバウンダリー外での温暖化ガス排出は特定されない。

5.6 事業実施後排出量の算定

方法論 010 より、事業実施後排出量は、以下の式に表される。

$$EL_{Pj} = (P_{i,Pj-1} + (\alpha_{Pj-1} \div 100)^2 \times P_{c,Pj-1}) + (P_{i,Pj-2} + (\alpha_{Pj-2} \div 100)^2 \times P_{c,Pj-2}) \times T_{PJ}$$

$$= (0.215 + (9 \div 100)^2 \times 1.335) + (0.13 + (4 \div 100)^2 \times 0.875) \times 8760$$

$$= 3,129 \text{ kWh/年}$$

EL_{Pj} : 事業実施後電力使用量 (kWh/年)	3,129 kWh/年
--------------------------------	-------------

$P_{i, Pj-1}$: 事業実施前の変圧器の無負荷損 (kW)	0.21 kW
$P_{c, Pj-1}$: 事業実施前の変圧器の負荷損 (kW)	1.35 kW
α_{Pj-1} : 事業実施後の年平均負荷率 (%)	9%
$P_{i, Pj-2}$: 事業実施前の変圧器の無負荷損 (kW)	0.13 kW
$P_{c, Pj-2}$: 事業実施前の変圧器の負荷損 (kW)	0.875 kW
α_{Pj-2} : 事業実施後の年平均負荷率 (%)	4%
T_{PJ} : 事業実施後の年間活動量 (h)	8,760 h

$$EM_{Pj} = EL_{Pj} \times CF_{electricity} \times \frac{44}{12}$$

$$= 3,129 \times 0.000111 \times 44/12$$

$$= 1 \text{ tCO}_2/\text{年}$$

EM_{Pj} : 事業実施後排出量 (tCO ₂ /年)	1 tCO ₂ /年
EL_{Pj} : 事業実施後電力使用量 (kWh)	3,129 kWh/年
$CF_{electricity}$: 電力の炭素排出係数 (tC/kWh)	0.000111 tC/kWh

5.7 温室効果ガス排出削減量の算定

$$ER = EM_{BL} - (EM_{Pj} + LE)$$

$$= 4 - (1 + 0)$$

$$= 3 \text{ (tCO}_2/\text{年)}$$

ER : 排出削減量 (tCO ₂ /年)	3 tCO ₂ /年
EM_{BL} : ベースライン排出量 (tCO ₂ /年)	4 tCO ₂ /年
EM_{Pj} : 事業実施後排出量 (tCO ₂ /年)	1 tCO ₂ /年
LE : リークエージ排出量 (tCO ₂ /年)	0 tCO ₂ /年

5.8 追加性に関する情報

5.8.1 基本的情報

排出削減事業の実施は、法的な要請に基づくものか？	<input type="checkbox"/> はい <input checked="" type="checkbox"/> いいえ
設備更新を行わなかった場合、既存設備は継続して利用できるか？	<input checked="" type="checkbox"/> 利用できる <input type="checkbox"/> 利用できない

注) ここでいう「法的な要請」とは、法令等の規定に基づき、設備更新等を行った結果、排出量が削減される場合における、当該法律を指す。

5.8.3 投資回収に関する情報

投資回収年数	23.5年
--------	-------

5.8.4 その他の障壁に関する情報

なし

6 モニタリング方法の詳細

6.1 モニタリング対象

項目	定義	単位	排出削減量算定時に使 用した値	モニタリング方法	記録 頻度	データ記録方 法 (電子媒 体・紙媒体)	データ 保管 期限	備考
$P_{i,BL}$	事業実施前変圧器の無負 荷損	W	#1 : 840 #2 : 525	カタログ値	年	紙媒体	5年	
$P_{c,BL}$	事業実施前変圧器の負荷 損	W	#1 : 1,460 #2 : 910	カタログ値	年	紙媒体	5年	
$P_{i,Pj}$	事業実施後変圧器の無負 荷損	W	#1 : 215 #2 : 130	カタログ値	年	紙媒体	5年	
$P_{c,Pj}$	事業実施後変圧器の負荷 損	W	#1 : 1,335 #2 : 875	カタログ値	年	紙媒体	5年	
α_{Pj}	事業実施後の年平均負荷 率	%	#1 : 9 #2 : 4	原子炉実験棟全体の負 荷率を採用	年	紙媒体	5年	
T_{PJ}	排出削減事業実施後の年 間活動量	時間	8,760	24時間×年間稼働日数	年	紙媒体	5年	
$CF_{electricity}$	購入電力の炭素排出係数	tC/kWh	0.000111	国内クレジット制度の デフォルト値	年	紙媒体	5年	

6.2 モニタリング対象の QA/QC

項目	QA/QC 手順
事業実施前変圧器の無負荷損、負荷損 事業実施後変圧器の無負荷損、負荷損	<ul style="list-style-type: none"> • カタログ値を利用する。
運転時間	<ul style="list-style-type: none"> • 計画停電などの予定を確認し、設備停止の有無を確認する。
事業実施後の年平均負荷率	<ul style="list-style-type: none"> • 原子炉実験所全体の電力年間使用量実績値から、原子炉実験所全体の総電力負荷で割り戻すことによって年負荷率を算出する。
購入電力の炭素排出係数	<ul style="list-style-type: none"> • 国内クレジット制度のデフォルト値に変更がないか、確認する。変更があった場合、変更後の単位発熱量あたりの炭素排出係数を記録する。