

# ペルー国エネルギー効率化インフラ 支援プログラム（開発金融借款）に かかる案件実施支援調査（S A P I）

## ファイナルレポート

平成 29 年 2 月  
(2017 年 2 月)

独立行政法人  
国際協力機構（JICA）

日本工営株式会社  
O P M A C 株式会社

中南
JR
17-006

**ペルー国エネルギー効率化インフラ  
支援プログラム（開発金融借款）に  
かかる案件実施支援調査（S A P I）**

**ファイナルレポート**

**平成 29 年 2 月  
（2017 年 2 月）**

**独立行政法人  
国際協力機構（JICA）**

**日本工営株式会社  
O P M A C 株式会社**

## 目次

1	調査の背景・経緯	1-1
1.1	調査の背景	1-1
1.2	調査の目的	1-1
1.3	調査の対象地域	1-1
1.4	調査項目	1-1
1.5	調査全体の流れ	1-2
2	COFIDE の融資制度	2-1
2.1	ペルーにおける COFIDE および各銀行の融資条件	2-1
2.2	AIRE プログラムの現状	2-3
2.3	融資制度における課題	2-5
2.3.1	AIRE プログラムにおける貸付条件	2-5
2.3.2	融資検討期間	2-7
2.3.3	エンドユーザー支援サービス	2-7
2.4	仲介金融機関等へのヒアリング結果	2-8
2.5	2章のまとめ	2-13
2.5.1	COFIDE および各銀行の融資条件	2-13
2.5.2	AIRE プログラム融資実績	2-14
2.5.3	融資における課題	2-14
2.5.4	金融機関等へのヒアリング結果	2-14
3	案件実施支援	3-1
3.1	COFIDE の体制	3-1
4	技術支援	4-1
4.1	省エネコンポーネント	4-1
4.1.1	現状の融資基準	4-1
4.1.2	機器リストの作成	4-1
4.1.3	その他の技術基準について	4-7
4.1.4	融資基準の整理および RO の改定	4-9
4.2	ディーゼルコンポーネント	4-9
4.2.1	現状の融資基準	4-9
4.2.2	EURO 基準について	4-9
4.2.3	EURO 基準とエンジンおよび燃料の関係	4-10
4.2.4	ペルーにおける EURO 基準の推移	4-10
4.2.5	燃料消費効率についての調査	4-11
4.2.6	融資基準の策定	4-15
4.2.7	排出量削減量の算出方法	4-15
5	省エネ診断結果	5-1
5.1	概要	5-1
5.2	D 社の省エネ診断結果	5-1
5.3	I 社の省エネ診断結果	5-2
5.4	E 社の省エネ診断結果	5-2
6	阻害要因の分析と解決策の提案	6-1
6.1	COFIDE における AIRE プログラムの運用について	6-1
6.2	Bionegocios について	6-3

6.3	AIRE および Bionegocios の認知度について .....	6-4
6.4	AIRE の利便性について .....	6-6
6.5	案件組成のための提言 .....	6-8
6.6	まとめ.....	6-9
7	ワークショップ .....	7-1
7.1	全体概要 .....	7-1
7.2	第一部.....	7-1
7.2.1	概要.....	7-1
7.2.2	プレゼンテーションおよびディスカッション要旨 .....	7-2
7.3	第二部.....	7-4
7.3.1	概要.....	7-4
7.3.2	プレゼンテーション要旨 .....	7-4
7.3.3	アンケート結果.....	7-5
8	提言 .....	8-1
8.1	短期的.....	8-1
8.1.1	パイロット案件のフォロー .....	8-1
8.1.2	IFI およびエンドユーザーへの PR 活動 .....	8-1
8.1.3	再エネコンポーネントへの予算の再配分.....	8-1
8.2	中期的.....	8-2
8.2.1	COFIDE の体制 .....	8-2
8.2.2	省エネ案件に対する取り組み.....	8-2
8.3	長期的.....	8-2
8.3.1	市場規模に見合った予算配分.....	8-2
8.3.2	ローカルプログラムの現状把握と実施促進 .....	8-2
8.3.3	技術基準を市場と適合させること.....	8-3

## 添付資料

添付資料 1	申請書類リスト
添付資料 2	収集した機器データリスト
添付資料 3	Reglamento Operativo 改定案
添付資料 4	D 社省エネ診断結果（非公開）
添付資料 5	I 社省エネ診断結果（非公開）
添付資料 6	E 社省エネ診断結果（非公開）

## 表目次

表 1.1	調査項目 .....	1-2
表 2.1	信用格付け例.....	2-1
表 2.2	COFIDE による資金調達例 .....	2-2
表 2.3	民間商業銀行における平均的貸付金利 .....	2-2
表 2.4	融資実績.....	2-4
表 2.5	転貸金利例 .....	2-5
表 2.6	COFIDE における融資審査プロセス .....	2-7
表 2.7	主要民間金融機関一覧.....	2-8
表 2.8	SECO プロジェクト概要.....	2-11
表 2.9	JICA と KfW の融資プログラムの比較.....	2-12
表 2.10	CAF プロジェクト概要.....	2-13
表 3.1	COFIDE の収益率.....	3-1
表 3.2	サブプロジェクト候補リスト .....	3-5
表 3.3	面談を実施したメーカーおよびエンドユーザーリスト .....	3-8
表 4.1	市場効率および融資基準のまとめ.....	4-2
表 4.2	機器リスト (ボイラー) .....	4-3
表 4.3	機器リスト (空調設備) .....	4-4
表 4.4	機器リスト (産業用冷却装置) .....	4-6
表 4.5	確実に 10%以上の省エネが見込まれる設備 .....	4-8
表 4.6	各 EURO 基準の排出ガス規制値 .....	4-10
表 4.7	2015 年度の車両販売実績順のヒアリングへの回答の有無.....	4-12
表 4.8	各地域別のメーカー回答結果.....	4-13
表 4.9	収集したエンジンの燃費データ .....	4-14
表 4.10	各更新ケース別 NOx 値.....	4-15
表 4.11	各更新ケース別 PM 値.....	4-15
表 5.1	省エネ診断概要 .....	5-1
表 5.2	省エネ診断結果.....	5-2
表 5.3	省エネ診断結果.....	5-2
表 5.4	省エネ診断結果.....	5-3
表 6.1	AIRE プログラムの融資実績.....	6-1
表 7.1	ワークショップのプログラム構成.....	7-1

## 図目次

図 1.1	調査全体の流れ.....	1-2
図 2.1	民間商業銀行における平均的貸付金利 (PEN) .....	2-3
図 2.2	民間商業銀行における平均的貸付金利 (USD) .....	2-3
図 2.3	AIER プログラムの概要.....	2-4
図 3.1	COIFDE 組織図.....	3-3
図 4.1	市場のボイラーの効率分布.....	4-3
図 4.2	市場の空調設備の効率分布.....	4-4
図 4.3	市場の産業用冷却装置の効率分布.....	4-6
図 4.4	LEED 認証のマーク .....	4-8
図 4.5	EUROIVを利用できる地域 (左) と EUROIVにアクセスできるペルー全体の人口比率 (右) .....	4-11
図 4.6	ペルーにおける EURO 基準および燃料供給の推移 .....	4-11
図 4.7	燃費性能比較.....	4-14
図 6.1	AIRE および COFIDE のプログラムの関係.....	6-3
図 6.2	COFIDE が作成した資料 (1) .....	6-5
図 6.3	COFIDE が作成した資料 (2) .....	6-5
図 6.4	Bionegocios 説明資料 .....	6-6
図 7.1	ディスカッションの様子 .....	7-2
図 7.2	COFIDE のプレゼンテーションおよび参加者 .....	7-4

## 略語 (abbreviation)

AIRE	Programa de Asistencia para la Infraestructura de Renovación Energética (エネルギー効率化インフラ支援プログラム)
AAP	Asociación Automotriz del Perú (ペルー自動車協会)
ASHRAE	American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers (アメリカ暖房冷凍空調学会)
BBVA	Banco Bilbao Vizcaya Argentaria S.A. (ビルバオ・ビスカヤ・アルヘンタリア銀行)
BCP	Banco de Crédito del Perú (ペルー信用金庫)
BSFC	Brake Specific Fuel Consumption (正味燃料消費率)
CAF	Corporacion Andina de Fomento (アンデス開発公社)
CCIPJ	Camara de Comercio e Industria Peruano Japonesa (日・ペルー商工会)
CER	Centro de Ecoeficiencia y Responsabilidad Social (省エネおよび社会的責任活動推進機関)
CO	Carbon Monoxide (一酸化炭素)
COFIDE	Corporación Financiera de Desarrollo S.A. (開発金融公社)
COP	Coefficient Of Performance (成績係数)
ESCO	Energy Service Company (ESCO 事業)
GHG	Greenhouse Gas (地球温暖化ガス)
GHP	Gas heat Pump (ガスヒートポンプ)
HC	Hydrocarbon (炭化水素)
IFI	Intermediary Financial Institutions (仲介金融機関)
JAMA	Japan Automobile Manufacturers Association, Inc. (日本自動車工業会)
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau (ドイツ復興金融公庫)
LED	Light Emitting Diode (発光ダイオード)
LEED	Leadership in Energy and Environmental Design (グリーンビルディング認証システム)
MEM	Ministerio de Energía y Minas (エネルギー鉱山省)
NOx	Nitrogen Oxides (窒素酸化物)
PM	Particulate Matters (粒子状物質)
RO	Reglamento Operativo (運用規定)
SECO	State Secretariat for Economic Affairs (スイス経済事務局)
TSL	Two-Step-Loan (ツーステップローン)

## 1 調査の背景・経緯

### 1.1 調査の背景

ペルーでは近年の急速な経済成長により、2013～2022年には年8.2%の電力需要増がみ込まれており、2030年には発電・供給能力を現在の約3倍に増やす必要がある<sup>1</sup>。このような逼迫した電力需給の見通しも踏まえて、JICAは円借款事業「エネルギー効率化インフラ支援プログラム(AIRE<sup>2</sup>プログラム)」(2012年10月借款契約締結済のツーステップローン)(以下「本TSL」という)により、実施機関であるペルー開発金融公社(COFIDE: Corporación Financiera de Desarrollo S.A.)を通じ、主に民間部門によるエネルギー効率化や再生可能エネルギーへの投資を促進することで、同国のエネルギー分野の効率化を支援している。本TSLの資金は、COFIDEから仲介金融機関(IFI: Intermediary Financial Institutions)にサブローンとして転貸され、IFIがエンドユーザーである民間企業等に対し、対象サブプロジェクトの実施に必要な中長期資金を供与する。サブローン対象コンポーネントは①公共バスの天然ガス車への転換、②低排ガスディーゼル車の購入(以下「ディーゼルコンポーネント」という)、③再生可能エネルギーの普及、④省エネルギーの促進(以下「省エネコンポーネント」という)となっている。

### 1.2 調査の目的

本調査は、ペルーにおいて実施中の円借款事業「エネルギー効率化インフラ支援プログラム」の実施促進を支援するため、ディーゼルコンポーネントおよび省エネコンポーネントについて、融資制度構築から貸付実行(デイスバース)までの一連のプロセス促進に必要な支援を行う。

### 1.3 調査の対象地域

本調査の対象国はペルーである。COFIDE所在のリマ市を中心に現地調査を実施した。

### 1.4 調査項目

以下に示す項目について、調査を実施した。

---

<sup>1</sup> エネルギー鉱山省、ペルー電力セクター2012

<sup>2</sup> AIRE: Programa de Asistencia para la Infraestructura de Renovación Energética

---



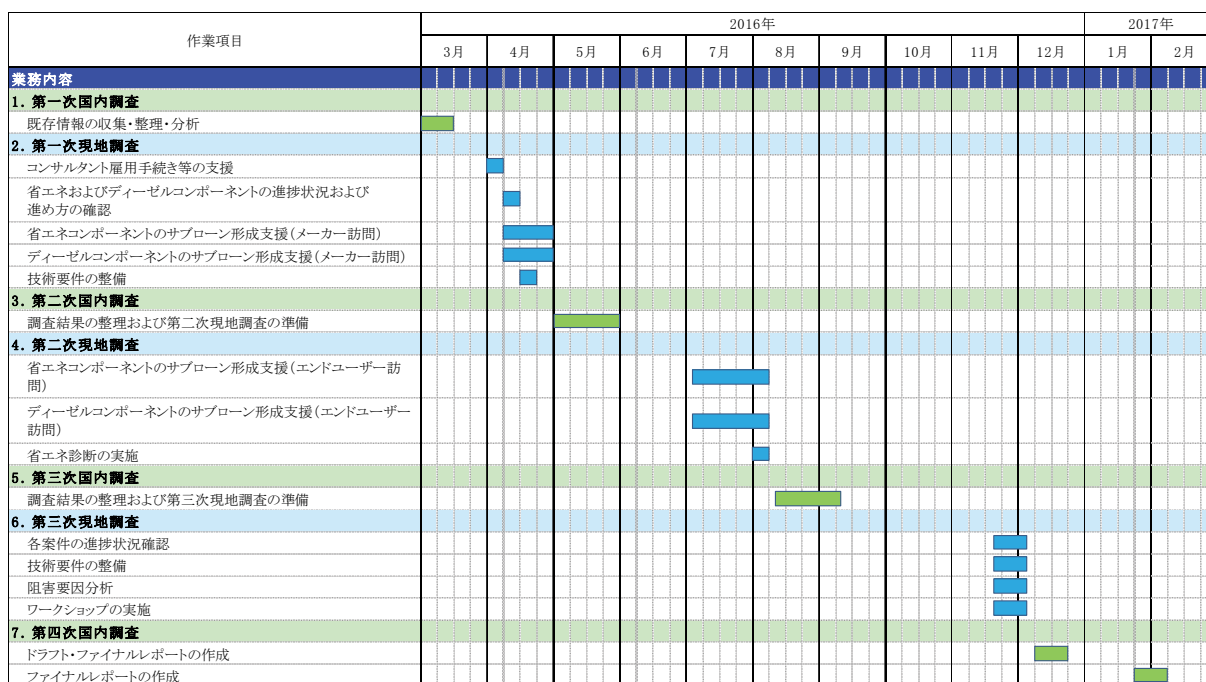
表 1.1 調査項目

項目	内容
(1) 金融	1) COFIDE への支援 社内手続き促進 阻害要因分析
	2) 仲介金融機関 (IFI) への支援 (審査業務など)
	3) 融資対象企業への支援 (申請書作成など)
(2) 実施促進	4) COFIDE によるコンサルタント調達支援
	5) 案件実施促進 (省エネ+ディーゼル)
	6) 省エネ診断の実施
(3) 技術要件の整備	7) 融資対象 (省エネ+ディーゼル) に係る判断基準の明確化 省エネコンポーネントの 10%省エネの認定方法 低排出ガストラック・バスの融資条件整備

出典：調査団にて作成

### 1.5 調査全体の流れ

2016年3月初旬より2016年12月末にかけて調査を実施した。調査全体の流れは以下に示す通りである。



出典：調査団にて作成

図 1.1 調査全体の流れ

## 2 COFIDE の融資制度

### 2.1 ペルーにおける COFIDE および各銀行の融資条件

調査に先立ち、COFIDE およびペルー国内の主な銀行における信用格付け、資金調達状況、平均貸付金利を確認した。これらの確認結果に基づき、次節以降で AIRE プログラムの融資制度についての課題の抽出を行う。

#### (1) 信用格付け

銀行の信用格付けは資金調達力に関わるため、COFIDE、ペルー政府（国債）、BCP<sup>3</sup>の信用格付けを比較した。後述のとおり、BCP はペルーにおいて総資産額が最も大きい民間商業銀行である。2016 年 9 月現在でのそれぞれの信用格付けは次のとおりである。S&P の外貨建て格付けは、COFIDE、ペルー政府、BCP はそれぞれ、BBB+、BBB+、BBB であり、資金調達条件はほぼ同等と考えられる。

表 2.1 信用格付け例

Institution	Particular	Standard & Poor's	Fitch	Moody's
COFIDE	Foreign Long Term	BBB+	BBB+	Baa2
	Local Long Term	BBB+	A-	Baa2
	Outlook	Stable	Stable	Stable
Peru Government	Foreign Long Term	BBB+	BBB+	A3
	Local Long Term	A-	A-	A3
	Outlook	Stable	Stable	Stable
BCP	Foreign Long Term	BBB	A-	Baa1
	Local Long Term	BBB	A-	Baa1
	Outlook	Stable	Stable	Stable

出典：COFIDE、MEF、BCP 公表資料（2016）

#### (2) 資金調達状況

銀行から顧客への貸出金利は、その資金の調達金利をベースに顧客の信用力等を考慮した金利を上乗せし、決定される。このため COFIDE およびその他銀行の資金調達状況について確認した。

COFIDE の場合、主として債券発行により資金を調達している。COFIDE の債券発行条件について事例をとりまとめたものを次に示す（債券発行のタイミングは 2016 年 5 月）。近年の LIBOR 金利が低いレベルで推移していることもあり、特に米ドルでは低金利で資金調達を行っている。またペルーソル建ての資金調達の金利についても低いことがわかる。

ペルーの民間商業銀行の信用格付けは、COFIDE とほぼ同等であること（あるいは BCP など大手行は、格付け機関によっては COFIDE より若干格付けが高い）から、資金調達条件も COFIDE とほぼ同等と想定される。

<sup>3</sup> BCP : Banco de Crédito del Perú（ペルー信用金庫）

表 2.2 COFIDE による資金調達例

Currency	Amount (mil.)	Coupon	Maturity
USD	500.0	3.25%	15 Jul 2019
	600.0	4.75%	15 Jul 2025
	300.0	5.25%	15 Jul 2029
PEN	32.375	4.80%	17 Jul 2016
	100.0	5.35%	30 Apr 2043
	78.445	5.65%	30 Jan 2020

出典：Cbonds Database (Cbonds.com, 2016)

### (3) 各銀行の貸付金利

次項で AIRE プログラムの貸付金利の競争力を確認するため、ペルー国内の民間商業銀行における対企業向け融資の平均的貸出金利を確認した。各社の平均貸付金利を次に示す。

表 2.3 民間商業銀行における平均的貸付金利

TASAS DE INTERÉS ACTIVAS EN MONEDA NACIONAL Y EXTRANJERA (% EN TÉRMINOS EFECTIVOS ANUALES)  
AVERAGE INTEREST RATES - DOMESTIC AND FOREIGN CURRENCY (% ANNUAL EFFECTIVE RATES)

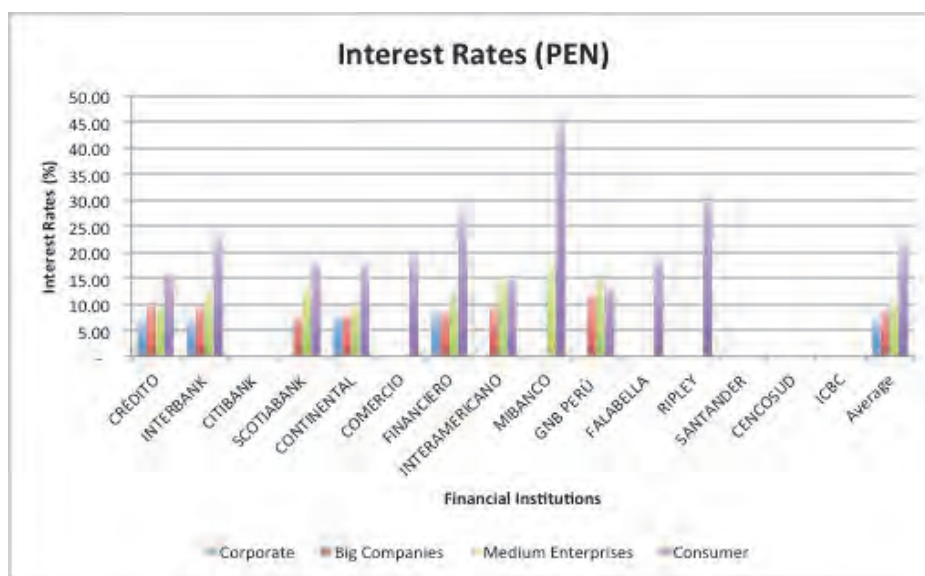
PROMEDIO ÚLTIMOS 30 DÍAS ÚTILES AL 13 septiembre 2016/  AVERAGE, LAST 30 BUSINESS DAYS ON September 13 2016	MONEDA NACIONAL / DOMESTIC CURRENCY						MONEDA EXTRANJERA / FOREIGN CURRENCY					
	CORPORATIVOS CORPORATE		GRANDES EMPRESAS/ BIG COMPANIES		MEDIANAS EMPRESAS/ MEDIUM ENTERPRISES		CORPORATIVOS CORPORATE		GRANDES EMPRESAS/ BIG COMPANIES		MEDIANAS EMPRESAS/ MEDIUM ENTERPRISES	
	PRÉSTAMOS / LOANS		PRÉSTAMOS / LOANS		PRÉSTAMOS / LOANS		PRÉSTAMOS / LOANS		PRÉSTAMOS / LOANS		PRÉSTAMOS / LOANS	
	Promedio Average	Más de 360 días More than 360 days	Promedio Average	Más de 360 días More than 360 days	Promedio Average	Más de 360 días More than 360 days	Promedio Average	Más de 360 días More than 360 days	Promedio Average	Más de 360 días More than 360 days	Promedio Average	Más de 360 días More than 360 days
<b>EMPRESAS BANCARIAS</b>	<b>5.99</b>	<b>6.78</b>	<b>7.15</b>	<b>8.42</b>	<b>10.61</b>	<b>10.43</b>	<b>3.58</b>	<b>5.48</b>	<b>5.46</b>	<b>5.88</b>	<b>7.31</b>	<b>6.15</b>
CRÉDITO	6.02	6.51	7.67	9.71	10.04	9.51	3.70	6.65	5.19	5.50	6.44	5.55
INTERBANK	6.29	6.82	7.43	9.21	10.60	12.01	5.29	6.50	5.46	5.59	7.63	7.38
CITIBANK	7.59	-	6.37	-	6.15	-	2.17	-	2.82	-	3.23	-
SCOTIABANK	5.25	-	6.35	7.25	10.97	12.93	1.49	1.24	3.91	4.51	7.10	7.28
CONTINENTAL	5.46	7.59	6.58	7.79	11.76	9.62	2.81	-	6.55	5.66	9.30	8.06
COMERCIO	-	-	11.08	-	12.36	-	-	-	9.47	-	12.81	-
FINANCIERO	8.02	8.18	8.24	8.09	10.85	11.20	4.72	4.78	6.66	6.75	9.23	8.79
INTERAMERICANO	7.06	-	8.04	9.03	9.75	14.06	5.42	7.00	6.34	9.00	8.02	8.19
MIBANCO	-	-	-	-	17.32	16.66	-	-	-	-	15.14	14.03
GNB PERÚ	8.10	-	10.35	11.56	11.71	14.78	2.36	-	5.55	6.50	7.28	6.91
FALABELLA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
RIPLEY	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SANTANDER	8.26	-	8.01	-	7.11	-	5.30	-	5.08	7.38	5.53	4.91
AZTECA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CENCOSUD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ICBC	-	-	-	-	-	-	2.21	-	-	-	7.46	7.46

Fuente: Superintendencia de Banca, Seguros y AFP

出典：ペルー金融監督庁（2016）

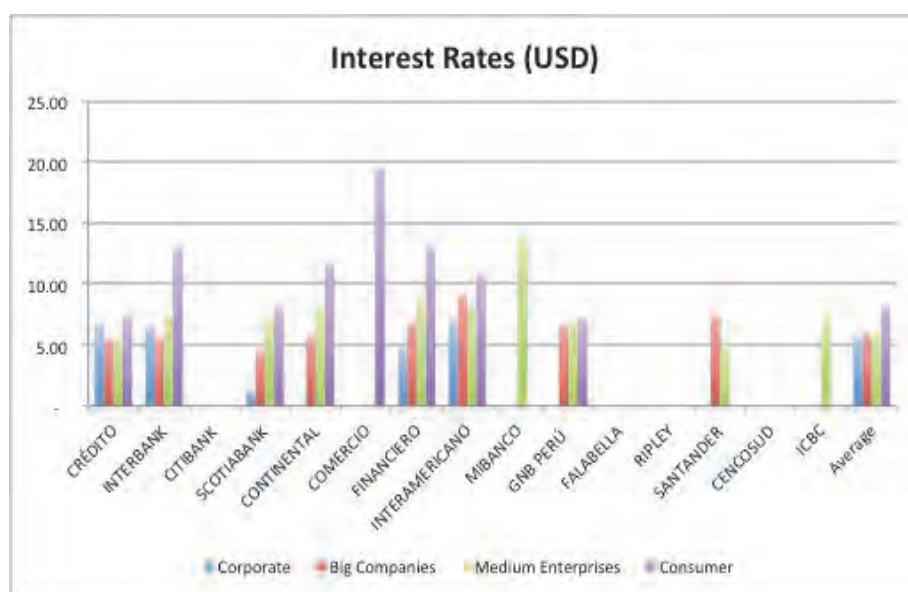
民間商業銀行における対エンドユーザー向け融資条件を概観すると、特徴としては、融資先企業の規模や信用力による金利幅が大きいこと、仲介銀行による金利幅が比較的大きいこと、などが挙げられる。中規模の企業の場合、1年以上の融資で米ドル建て、ペルーソル建て金利加重平均値で見ると、それぞれ 6.15%、10.43%となっている。なお、COFIDE の貸出金利は公表されていない。これは COFIDE が政府系金融機関である以上、民間商業銀行では扱わないようなリスクの高い案件（たとえば長期ローンなど）に対し融資を行うため、プロジェクトの内容、借入人の信用リスク、融資時点における市場環境などプロジェクトによって貸出金利の差異が大きくなり、一概に公表することができないためと考えられる。

表 2.3 のうち、JICA 円借款案件の対象となると想定される、360 日以上の貸付金利を図示すると次のようになる。



出典：調査団作成

図 2.1 民間商業銀行における平均的貸付金利 (PEN)



出典：調査団作成

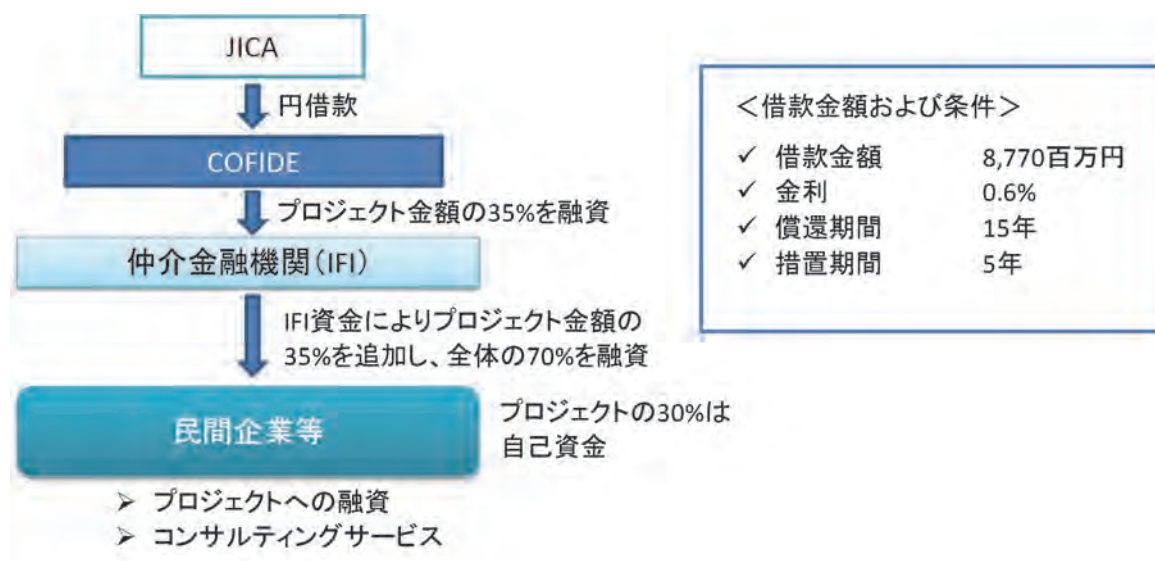
図 2.2 民間商業銀行における平均的貸付金利 (USD)

## 2.2 AIRE プログラムの現状

### (1) プログラム概要

AIRE プログラムの概要を図 2.3 に示す。JICA から COFIDE へ貸し付けられる資金により、COFIDE から IFI にサブローンとしてプロジェクト全体金額の 35%を貸し付け、IFI はさらに

35%を追加し、全体の70%をエンドユーザーに融資する。残る30%はエンドユーザーの自己資金である。



出典：調査団作成

図 2.3 AIRE プログラムの概要

(2) 融資実績

2016年11月時点におけるAIREプログラムの融資実績を次表に示す。AIREプログラムの融資枠には、サブローン用のUSD 83.32 Mil.とコンサルティングサービス用のUSD 4.38 Mil.がある。

表 2.4 融資実績

Component	Original Loan Amount	Approved		Balance	End-users of Sub-project
	(UD \$ mil.)	(UD \$ mil.)	(%)	(UD \$ mil.)	
Natural Gas Bus	8.33	3.35	40.2%	4.98	ET La Unidad Villa ET San Felipe Hermanos Tume
Renewable Energy	41.66	41.66	100.0%	0.00	Eje Junin Maple Etanol Eolic Park
Low Emission Diesel	8.34	8.34	100.0%	0.00	Transportes Cruz del Sur S.A.C.
Energy Efficiency	24.99	0.00	0.0%	24.99	
Total	83.32	53.34	64.0%	29.98	- US \$83.32 mil. excluding employment of consultant (ex rate; US\$1 =100 yen) - JPY 8,770 mil. including employment of consultant

出典：調査団作成

コンサルティングサービス・コンポーネントを除いた円借款総額に対して、全体で約 64%の貸出実績がある一方、省エネ・コンポーネントについてはまだ貸出実績がない。

また、COFIDE へのヒアリングにより、これら予算の配分を変更することは可能であることを確認した。AIRE プログラムの運用規定 (RO : Reglamento Operativo) においても、必要に応じて予算の再配分が可能と記載されている。例えば予算枠を使い切ったディーゼルコンポーネントへ、省エネコンポーネントから再配分することは可能である。

## 2.3 融資制度における課題

AIRE プログラムの貸付条件、融資検討期間、その他サービスについての現状把握と課題抽出をおこなった。また IFI へのヒアリングを実施し、AIRE プログラムの認知度や省エネ案件の実施状況を確認した。

### 2.3.1 AIRE プログラムにおける貸付条件

#### (1) 貸付利子

AIRE プログラムにおいて JICA から COFIDE に対しては円建てで融資が行われており、融資金利は年率 0.6%である。COIFDE はこの円資金を米ドル建てあるいはソル建てにして IFI に融資することになる。さらに IFI はこれを転貸して米ドル建てあるいはソル建てでエンドユーザーに融資する。この転貸スキームでの貸付利子の事例を示すと次のようになる。これらのデータは個別融資ケースのサンプル例であり、案件ごとに融資条件は異なる。

このスワップコストは、ドル建てで 3.8%、ソル建てで 7.57%であり、前述の COFIDE の資金調達状況 (表 2.2) と比較すると、ドル建ての場合は通常の資金調達 (3.25~5.25%) のレンジ内であるが、ソル建ての場合は通常の資金調達 4.80~5.65%よりも金利が高くなり、通常のローンよりも顧客への仕上り金利が高くなることが見込まれる。一般的に顧客が大企業の場合、信用が高く低い金利水準で資金調達できるため、このように低い金利を提供できないソル建て融資においては、顧客ターゲットは必然的に信用力の低い企業ということになる。

表 2.5 転貸金利例

Particular	JICA-COFIDE	COFIDE (After SWAP to other currency)		COFIDE-IFI		IFI-End-user	
		USD	SOL	USD	SOL	USD	SOL
Currency	JPY	USD	SOL	USD	SOL	USD	SOL
Interest Rate (%)	0.6%	3.8%	7.57%	6.9%	n/a	7.25-8.50%	13.0-15.0%
Example	Loan Agreement	Swap Cost: 3.20% (from JPY to USD)	Swap Cost: 3.77% (from USD to SOL) Total Swap Cost: 7.57% (from JPY to SOL)	Diesel bus project	n/a	Renewable Project	Natural Gas Project

出典：COFIDE 情報をもとに調査団作成

なお、JICA と COFIDE 間の本 TSL 形成当時の合意においては、エンドユーザーへの具体的な貸付金利については取り決めていないものの、円借款の譲許的な条件を活用しエンドユーザー向けにエネルギー効率化を促進するようなサブローン条件（市中金利よりも低い金利）を設定するとしている。

上記のとおりスワップコストを考慮すると、特にソル建ての場合、顧客に対し「市場よりも低金利」を提供することは難しいと考えられるが、これまで天然バsgasのプロジェクトではソル建て融資の実績があり、顧客の信用力等の状況によっては競争的な融資条件を提示できていると考えられる。

## (2) 顧客への貸付条件の事前提供

顧客が融資を受ける際には、一般的にはいくつかの銀行の金利等の条件を比較したうえで借り入れる銀行を選定するため、顧客に対し金利水準を事前に提供することは顧客に本プログラム利用の検討を促すうえで重要である。

前述のとおり、エンドユーザーへの最終的な転貸金利は、ユーザーの信用力、サブプロジェクトの事業リスク、融資期間、IFI となる銀行の信用リスク、融資時点、など様々な要因によって異なり、その差異は大きい。従って、エンドユーザーが事前にある程度の融資条件の相場感を持つことは容易でなく、COFIDE もエンドユーザーに誤った予断を与えないようある程度の融資条件のレンジ（幅）を提示することも困難とさえ困難としており、事前に融資条件にかかる情報提供する案件は限られている。一方、民間商業銀行は当然のことながら、エンドユーザー向けの融資条件を公表しており、民間商業銀行が COFIDE から資金調達を行いその資金をエンドユーザーに転貸する場合も、これらのデータはエンドユーザーが資金借入を検討する場合に融資条件をある程度推量するための参考値とすることができると考えられる。

このように事前に顧客へ提供できる金利条件が限られていることが、顧客に対し AIRE プログラムを扱いづらくしている一因である。

## (3) 償還・据置期間

償還期間、据置期間について COFIDE は、サブプロジェクトによって個別に決定されるとしており、一定の事前設定を行っていない。しかしながら通常、返済期間は融資対象案件の減価償却資産の耐用年数内、猶予期間は建設・据付期間内を目安に設定している。

## (4) リスク分担

COFIDE の通常の融資スキームでは、IFI がエンドユーザーに融資する金額の 50%を COFIDE が提供しているため、仮に借入人の返済が困難になった場合、COFIDE が債権のうち 50%のリスクをとる。

また、この通常スキームに加えて、COFIDE が 50%を融資するのに加えて、IFI がリスクをとる 50%についても COFIDE が保証を出す（つまり COFIDE が 100%リスクをとる）事例はある。ただしそのような事例は稀であり、かつ 2017 年よりそのようなスキームは提供しない方針が示された。

### 2.3.2 融資検討期間

本調査では COFIDE の審査・ディスバースのプロセスおよび所要期間について以下のとおりヒアリングをおこなった。COFIDE は通常、次のようなスケジュールで実施しているとしている。

表 2.6 COFIDE における融資審査プロセス

プロセス	所要期間
ビジネスプランの精査・ローン審査 (ただし一部は IFI 審査期間と重複して実施。IFI への連絡を含む。)	所要期間は 2 ヶ月
COFIDE 内部承認手続き	所要期間は 1 ヶ月
保証契約書の作成、担保設定の確認、契約書の稟議等、 COFIDE 内部バックオフィス業務	所要期間は 1 ヶ月
ディスバース実行	所要期間は 1 ヶ月
合計 (IFI における予備審査を除く)	所要期間 合計 5 ヶ月

出典：COFIDE 情報をもとに調査団作成

民間商業銀行における審査から第一回目のディスバースまでの期間としては、案件にもよるものの 2-3 ヶ月程度のケースが多く (BCP、Scotiabank)、エンドユーザーもその程度のスピードを期待するという意見が聞かれた。銀行によってはこれよりさらに審査期間が短い、1 ヶ月程度とする例もある。民間商業銀行においても審査内容や手続きについては COFIDE と大きな差異はないため、COFIDE の少なくとも半年近くかかる融資検討期間は長いと考えられる。ただし、Scotiabank が COFIDE と協調融資を行ったある案件 (AIRE プロジェクト以外の案件) では、民間企業並みのプロセス期間 (2-3 ヶ月) で審査を行ったという事例もある。

COFIDE における審査プロセスが長い一つの理由は、契約書作成・承認やディスバース手続きにかかる内部プロセスに時間を要していることが挙げられる。この手続きにかかる時間は、エンドユーザーによっては融資プログラム利用を避ける理由となっていることがエンドユーザーへのヒアリングから確認されており、融資促進に向けた検討課題となっている。

なお、COFIDE のよる審査は、民間商業銀行と並行して実施されている。このことは、審査が二段階で行われるために審査期間が長くなるのではなく、単純に COFIDE における審査期間の長さがボトルネックとなっていることを示している。このため、上記のとおり COFIDE 内の事務処理等の内部プロセスを簡略化し、審査期間を短縮することが AIRE プログラムをより普及させるためには必要である。

### 2.3.3 エンドユーザー支援サービス

AIRE プログラムでは当初コンサルタントを雇用してエンドユーザー向けの支援サービスを提供する構想があった。しかし、一時コンサルタントは雇用されたものの、案件形成につながる活動がないまま、契約が終了した。また COFIDE の AIRE プログラム担当課長、担当者はエネルギー、環境分野の専門家ではなく、技術的な知見を有していない。このため、COFIDE は技術情報や専門的知見に基づく融資判断やエンドユーザーに対する助言が十分できているとは考えられない。



また、もとより省エネルギー分野はペルー国内の人材、知見が不足していると言われており、一部のコンサルタントを除いて、エンドユーザーに最新の設備・機器にかかる技術的、財務的アドバイスを提供することは困難であると考えられる。従って、COFIDE 内部および COFIDE が雇用可能な外部人的資源として、省エネルギーの知見のある電気・機械などのエンジニア、融資判断を支援できる技術・財務専門家が限定的であることから、小規模企業対象案件では適切なサブプロジェクトにかかる検討は困難であると思われる。

このように金融機関側、エンドユーザー側の両方に十分な知見がなく、それに対応するためのアドバイザーサービス等が欠けているが本プロジェクトを実施促進するための課題の一つと考えられる。

## 2.4 仲介金融機関等へのヒアリング結果

本 TSL に関わる IFI に対し、AIRE プログラムの知名度、省エネ案件の取扱い状況などを確認するため、ヒアリングをおこなった。ペルーにおける主要金融機関の概要を次に示す。表 2.7 はペルーにおける主要民間金融機関一覧である。総資産が大きい上位 4 行がそれ以外とは規模感が異なることがわかる。

表 2.7 主要民間金融機関一覧

(000s soles)

#	Company	# of Employees	Total Asset	Financial Revenue	Net Income	Annualized Net Income / Average Equity (%)
1	B. de Crédito del Perú (con sucursales en el exterior)	20,035	119,264,609	5,976,282	1,887,305	23.31
2	B. BBVA Continental	5,617	78,380,699	3,298,958	860,982	21.45
3	Scotiabank Perú (con sucursales en el exterior)	5,657	55,121,202	2,549,406	734,042	17.07
4	Interbank (con sucursales en el exterior)	7,215	42,433,327	2,642,570	555,026	22.98
5	B. Interamericano de Finanzas	1,416	12,644,520	598,028	68,934	12.48
6	Mibanco	10,279	11,199,924	1,371,305	179,982	19.18
7	B. Financiero	1,816	9,035,016	553,273	24,017	8.16
8	Citibank	412	6,593,308	268,460	62,709	11.13
9	B. Santander Perú	87	5,327,118	151,590	43,793	12.16
10	Banco GNB	563	4,981,036	257,976	32,137	8.07
11	B. Falabella Perú	2,479	4,953,849	741,736	66,037	15.74
12	B. Ripley	1,694	2,116,607	410,001	46,911	18.50
13	B. de Comercio	681	1,781,234	128,259	22,106	15.02
14	B. Cencosud	823	721,564	167,667	(671)	5.13
15	B. Azteca Perú	2,257	718,099	212,515	11,041	11.64
16	Mitsu Auto Finance	173	658,990	73,167	19,861	16.59
17	B. ICBC	48	407,964	9,618	(6,717)	(11.47)

As of Data in Aug 2016

出典：ペルー金融監督庁データをもとに調査団作成

ヒアリング調査において、ペルー国内の民間商業銀行（BCP など）が COFIDE と取引をする理由は、(a) 貸付期間が長期で、融資規模が大規模な案件では、COFIDE からの融資条件が有利な場合がある、(b) プロジェクトリスクの分散の観点を考慮する（民間商業銀行一行で貸付先の信用リスクを取ることがないため）(c) プロジェクトの信用度が高まる効果が期待できる、などが提示された。この民間商業銀行への調査結果から、COFIDE との取引の長所は資金調達条件というより、資金調達先の多様化、多額資金を要する大規模プロジェクトへの対応、信用リ

スクの補完、という面が強いことがわかる。また COFIDE の主な融資プロジェクトとしては、零細、小企業ではなく、比較的規模の大きい企業による、比較的返済期間の長い投資案件やインフラ開発プロジェクトが主流とのことである。

AIRE プログラムにおける主な IFI および主要関連金融機関の概要を示す。

#### (1) Mitsui Auto Finance

Mitsui Auto Finance は三井物産株式会社（以下、「三井物産」という。）出資のペルーの金融機関であり、日系では最大手の金融機関である。主に、個人の間所得層に対して融資を行っているが、法人に対してはリース事業も展開している。

資金調達は三井物産本社の信用力の下実施しており、米ドル建てもソル建てもあまり変わらない条件で市場から調達できる。ただ、100 万米ドル規模の車両調達を行うような大口顧客は現状抱えていない。また、日本円での借入も不可能ではないが、円をドルやソルに転換するためにスワップを行う必要があり、そこでのコストが発生する。同社に対して、AIRE プログラムの活用可能性について確認したところ、COFIDE からの借り入れは返済期間が長いことが特徴であるが、金利など融資条件を精査してみないとわからないとの回答であった。

#### (2) Scotiabank

Scotiabank はカナダに本店を置くノヴァ・スコシア銀行のペルー現地法人であり、ペルーでは大手4行の一つとして金融業界の中核を占めている。COFIDE とはいままでもインフラ案件を中心に協調融資を行ってきており、環境対応融資案件についても COFIDE と協調して融資実績がある。しかしながら AIRE プログラムについて、Scotiabank 側では認知されておらず必然的に融資実績はまだない。今後案件によっては興味を示している。資金調達は市場調達に加えて、カナダ、アメリカ本支店からの系列調達もあり、最終的な融資条件は競争力を持っていると考えられる。

Scotiabank は他案件で COFIDE と融資契約を結んだこともあり、今回の AIRE プログラムについても興味を示している。本調査にて実施したワークショップにも3名のオフィサーが参加しており、現在 Scotiabank 内でエンドユーザーとのマッチングを進めている。

#### (3) Interbank

Interbank は、ペルーにおける4大銀行の一つであり、総資産では第4位に位置する。面談したオフィサーの部署では小企業を中心に融資しているため、COFIDE との接点はほとんどなかった。同行曰く、COFIDE が志向する100万米ドルのプロジェクトサイズは中小企業向けではない、Interbank の扱う中小企業向けのプロジェクトのサイズは20万米ドル程度である、中小企業向けソル建て融資の際の仕上がり金利は8-12%程度、ソル建て：13-19%、ドル建て：7-9%が一般的な数値ということであった。

#### (4) BCP

BCP はペルー最大の商業銀行であり、Green Credit Line として環境対応プロジェクトにも融資を行っている。スイス経済事務局（SECO : State Secretariat for Economic Affairs）との

連携はあるものの、COFIDE の Bionegocios プログラム<sup>4</sup>の存在は承知していなかった。

BCP における COFIDE の AIRE プログラムに対する見方としては、(a)エンドユーザー向けの仕上がり金利が高くなる可能性があること、(b)COFIDE の融資審査期間が長く、エンドユーザーのスピード感に合わないこと、などが挙げられる。調査期間中に COFIDE と BCP 間で具体的な融資候補案件の内談が取り上げられることはなかった。

#### (5) BBVA Continental

BBVA はスペインの BBVA 銀行の現地法人であり、資産金額ではペルー国内の第 2 番目に位置する。BBVA では AIRE プログラムは承知していなかったが、本調査で判明したディーゼル、省エネ案件などについて紹介したところ、COFIDE と融資条件、エンドユーザーとのビジネス機会について相談したいということであった。(BBVA はワークショップには参加していなかった)

#### (6) Bancolombia

Bancolombia はコロンビアの Bancolombia 銀行の現地法人である。ペルーでは、駐在員事務所、ファイナンスリース、オペレーショナルリース、信託の 4 つの業務(機能)を実施している。またコーポレートファイナンスも取り扱っている。

Bancolombia の融資通過は米ドルのみ。ソル建ての融資はしていない。また、Bancolombia が融資対象としている顧客は大企業が中心。Bancolombia ではその後機会があれば COFIDE と面談するとしていたが、面談が実現したことは確認できていない。

#### (7) State Secretariat for Economic Cooperation (SECO)

SECO は、スイス政府直轄で実施している、環境対策プロジェクトにかかる途上国向けの支援プログラムである。SECO が実施中の Linea de Credito Ambiental (LCA、環境クレジットライン) プロジェクトの概要は次のとおり。

---

<sup>4</sup> Bionegocios は COFIDE の地球環境対応クレジットラインの名称であり、COFIDE から IFI あるいはエンドユーザーへの融資プログラムにかかる説明に用いている。Bionegocios の資金ソースとして、JICA 円借款や KfW 融資プログラムなどが含まれている。COFIDE ではエンドユーザーの案件の内容に応じて、資金ソースの引き当てを個別に検討しているとしている。

---

表 2.8 SECO プロジェクト概要

プロジェクト名	Linea de Credito Ambiental
対象国	ベトナム、コロンビア、ペルー
プロジェクト期間	2009年～2018年(10年間)
プロジェクト金額	計 USD5Mil. 内、保証用 USD2Mil.、Reimburse 用 USD3Mil. (ペルーのみ) <sup>5</sup>
対象セクター	製造業、サービス業、鉱業、農業、商業(但し、基本的に中小企業。運送業は希望しない。)
申請者要件(ペルー国内のみ)	・ペルー企業(最低75%がペルー資本) ・従業員数500人以下 ・民間企業 など
保証額、Reimburse 額上限(1社当たりの上限額)	保証：USD1Mil. Reimburse：USD200,000
実施内容	地球温暖化対応プロジェクトを実施する中小企業に対し、銀行からの融資額の50%に対してSECOが保証を行うのと同様に、改善達成度合いに応じて融資額の15%～25%のReimbursement(但し、USD200,000まで)を行うもの。

出典：ヒアリング情報をもとに調査団作成

プロジェクト開始当初は進捗が芳しくなく、改善が見受けられたのは2年前程度からである。最近では、資金枠が上限に近付いていることから、対象案件を厳選している状況。プロジェクト進捗改善の一因は、銀行とCER<sup>6</sup>(Centro de Ecoeficiencia y Responsabilidad Social：省エネおよび社会的責任活動推進機関)による積極的な本プロジェクトのプロモーションがある。Scotiabankは、昨年3回当該プロジェクトの紹介イベントを実施した。

融資窓口となっている民間商業銀行は、現時点でBCP、Scotiabank、並びにInterbankの3行。但し、Interbankはあまり積極的ではなく、他の2行が主に本プロジェクトの融資を担っている。31件のサブプロジェクトを実施し(若しくは実施中で)、サブプロジェクトの既承認額はUSD12Mil.、既保証引受け額はUSD4Mil.である。

申請方法は以下の通り。

- 1) 申請者にて申請書作成、民間商業銀行に申請書を送付。
- 2) CERが、申請された投資により地球温暖化ガス低減が30%以上改善されたかどうかをプレ審査(所要期間：約2週間)。
- 3) CERにてベースライン調査実施、並行して銀行にて財務審査(2-4週間)。
- 4) SECOより保証書を銀行に発行(2-4週間)。
- 5) 銀行より申請者に融資(数日間)。
- 6) 3～6ヶ月後、達成程度に応じてSECOよりReimburse実施。

民間商業銀行は、本プロジェクトの申請をいつでも受け付けている。また申請者は、申請費用(CERによるベースライン調査費用)として、プロジェクトコスト(但し、SECO保証額分のみ)の5-8%を支払う必要あり。

<sup>5</sup> 現在 Colombia の Fund と追加資金(保証用 USD1.5Mil.、Reimburse 用 USD 1 Mil.)につき、協議中。

<sup>6</sup> Centro de Ecoeficiencia y Responsabilidad Social (CER): SECO プロジェクト実施支援を行うコンサルタント。主に技術的な審査を実施する。

## (8) Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW)

KfW はペルーにおいて COFIDE に対して省エネ融資プロジェクトを実施しており、JICA の AIRE プログラム資金と並んで、COFIDE の Bionegocios プログラムに資金を提供している。融資金額は、第 1 フェーズ ; 25 mil.、第 2 フェーズ ; 40mil.、第 3 フェーズ ; 55mil. で、合計 Euro 210 mil. である。現在第 2 フェーズまで承諾済みである。さらに技術支援のために Euro1.5mil. の支援を行っている。JICA と KfW の融資プログラムの比較を次に示す。

表 2.9 JICA と KfW の融資プログラムの比較

項目	JICA・AIRE プログラム	KfW プログラム
プロジェクトスキーム	COFIDE へのツースアップローン・スキーム。 共に COFIDE の Bionegocios プログラム等に資金提供を行っている。	
融資金額	8,770 百万円 (日本円建て)	Euro 210 mil. (25,870 百万円*) (ユーロ建て)
融資対象エンドユーザー	小企業中心	大中規模の企業中心
対象プロジェクト	天然ガス**、ディーゼル、再生可能エネルギー、省エネ、	省エネ、再生可能エネルギープロジェクト
技術支援サービス	有償	有償及び無償
省エネプロジェクト要件	10% 省エネ効率向上	15% 省エネ効率向上
省エネプロジェクトにかかる課題	次に示す省エネプロジェクトにかかる課題は、JICA、KfW プロジェクトに共通している。 ディスパースが想定より低調に推移している。	

\*2017 年 2 月の JICA 外貨換算レートに基づいて換算

\*\*天然ガスバスは COFIDE の COFIGAS プログラムを通じて融資している。

出典：調査団作成

KfW が指摘する Bionegocios にかかる課題は次の通り。

- 省エネプロジェクトは一般に返済期間が短い。COFIDE の融資条件はペルーの民間商業銀行による融資条件に比べて、特に短期の場合、魅力に欠ける。
- 民間企業への融資者は、大手の商業銀行が大半を占めている。
- 省エネプロジェクト (サブプロジェクト) の融資の資金需要は比較的小さい。
- 電気料金が省エネ実施において先行している国に比べて低いので、省エネ事業の収益性は相対的に大きくない。

また事業機会の可能性としては次のような点を指摘している。

- エンドユーザー、IFI、COFIDE への技術支援によって融資候補案件の発掘・形成を図る余地は大きい。
- COFIDE の組織改編によって、さらにエンドユーザー向けのサービス向上が期待できる。
- 現在ペルー政府が検討している電気料金改訂は為替率を反映するメカニズムになっており、料金引き上げ、それに伴う省エネ事業の収益性向上が期待できる。

AIRE プログラム実施促進にかかる本調査での活動は、当初から KfW コンサルタントと連携し実施してきた。すなわち、省エネ案件発掘形成にかかる情報交換・共有、COFIDE との調整にかかる連携、産業界、金融業界との連携にかかる協働、など Bionegocios プログラムにかかる共通課題について、鋭意連携を図った。今後 COFIDE は KfW 雇用の案件実施支援コンサルタントと連携を計りながら、案件促進を実施していくことが求められる。

#### (9) Andean Development Corporation (CAF)

CAF は、ベネズエラに本部を置くアンデス諸国等の加盟国に対して開発援助を行う金融機関である。

開発銀行、投資銀行、商業銀行、及び経済・金融振興機関の役割を担い、地域の統合と持続可能な開発の促進を目的とする。加盟国（株保有国）はボリビア、コロンビア、エクアドル、ペルー、ベネズエラの主要 5 か国に加え、中南米及びスペイン、ポルトガルの 13 개국。地域の 14 民間銀行も株を所有する。

現在ペルーに対して実施している環境対策案件は次の通りである。

表 2.10 CAF プロジェクト概要

プロジェクト名	Programa Regional de Eficiencia Energetica (PREE) – CAF
対象国	ペルー含む南米諸国
プロジェクト期間	2013 年～（終了時期は未設定。）
プロジェクト金額	計 USD200Mil.の融資プログラム
対象者	電力供給サイド（発電、送配電事業者） 電力需要サイド（省エネ機器導入会社）
融資金額	電力供給サイド：USD10Mil.以上 電力需要サイド： ・USD5Mil.以上、企業への直接融資 ・USD5Mil.以下、仲介金融機関を通じた TSL
融資条件（金利、返済期間など）	融資申請者との交渉によって決定。融資の際の通貨は、USD 建て。

出典：ヒアリング情報をもとに調査団作成

現状、ペルーではツーステップローンで協力している銀行はない。一方、コロンビアでは斯様な銀行はある。プログラムの進捗には、Technical Assistance などを通じてプログラム自体の宣伝およびエンドユーザーへの省エネ教育が肝要と CAF は考えている。また、エネルギー監査やエネルギー管理者制度の構築も CAF は検討中である（尚、ペルーが対象となるかは未定の由）。今後 JICA との省エネ促進に関する連携も考えていきたいとの意向が CAF より示された。

## 2.5 2章のまとめ

### 2.5.1 COFIDE および各銀行の融資条件

- COFIDE の資金調達コストは、米ドルでは 3-5%程度、ペルーソル建てでは 5%程度で、債権による市場からの資金調達が可能である。金融コストの水準は、大手民間商業銀行でも同程度である。
- COFIDE は政策金融機関であり、民間商業銀行では扱わないようなリスクの高い案件に

対し融資を行うため、プロジェクトにより貸出金利の差が大きくなる傾向にあり、一概に金利水準を提示できない。このため COFIDE の貸出金利は公表されていない。

## 2.5.2 AIRE プログラム融資実績

2016年11月時点での AIRE プログラム融資実績は、総額 US\$ 53.34 mil. (コンサルタント部分を除いた円借款額の 64.0%)となっている。

## 2.5.3 融資における課題

### (1) AIRE プログラムにおける融資条件

AIRE プログラムでは JICA からの円借款により日本円建てで 0.6%という非常に低い金利で資金調達できるものの、スワップコストを考慮するとドル建て融資の場合は、COFIDE 自身が市場で調達する場合とほぼ同水準、ソル建ての場合はそれより金利条件が悪くなることがしばしばであると考えられる。COFIDE 融資による、エンドユーザーに対する仕上がり金利の事例として、米ドルでは 8%程度、ソル建てで 14%程度というデータが得られている。エンドユーザーが中規模程度の企業の場合、これらの金利水準は必ずしも魅力的でない可能性がある。このため、より AIRE プログラムを普及するには、このような金利水準に見合う信用力の顧客への融資を進めていく必要がある。

### (2) 融資審査期間

融資審査の期間は COFIDE で約 5 ヶ月、商業銀行で約 1-2 ヶ月程度であり大きな相違がある。エンドユーザーの一部からも COFIDE の融資審査にかかる 5 ヶ月は長い、という声も聞かれており、AIRE プログラム普及の阻害要因になっている。

### (3) エンドユーザー支援サービス

COFIDE 側およびエンドユーザー側にそれぞれ省エネ融資、投資にかかる技術支援体制、投資判断を適切に実施できる状況にないことが本プロジェクトの課題の一つであると考えられる。

## 2.5.4 金融機関等へのヒアリング結果

- 民間商業銀行が COFIDE と取引をする理由は、(a)貸付期間が長期で、融資規模が大規模な案件では、COFIDE からの融資条件が有利な場合がある、(b)多額資金を要する大規模プロジェクトへの対応、信用リスクの補完、(c)融資プロジェクトの信用力が高まる効果が期待できる、などという意見が挙げられている。
- 商業大手 4 行 (BCP、BBVA、Scotiabank、Interbank)のうち、BBVA および Scotiabank は調査団との面談において COFIDE プロジェクトへの関心を示しており、今後個別融資候補案件に係る継続的な内談持込が期待できる。
- 他ドナーとしては、KfW が JICA 円借款案件との関連があり、今後連携を計ることで案件促進が期待できる。CAF、SECO はペルー国内での省エネ促進を実施しており、JICA 円借款案件と情報交換することが有効であると期待できる。

### 3 案件実施支援

#### 3.1 COFIDE の体制

##### 3.1.1 現状

COFIDE は、1971 年に設立された国営銀行で、1991 年までは企業向けの融資を行っていたが、1992 年より「Second-tier Bank（金融機関向けの融資を行う銀行）」として営業している。2015 年末時点での総資産は 3,971 百万米ドルである。同時点での投融資額は 2,612 百万米ドルで、その内、インフラ向け投融資額が 989 百万米ドル（約 38%）で最も多く、次に環境向けが 547 百万米ドル（約 21%）、マイクロファイナンス向けが 382 百万米ドル（約 15%）である。COFIDE の経営状況を示す利益率（Profit Margin Ratio）および自己資本利益率（Rate of Return of Equity）は表 3.1 のとおりであり、2014 年から 2015 年にかけて改善している。

表 3.1 COFIDE の収益率

単位：千ソル

Item	2015	2014
Profit before Income Tax	81,834	106,080
Net Income-Dividend	23,803	10,406
Interest Income (sales)	559,190	446,672
Profit Margin Ratio before Income Tax	14.63%	23.75%
Profit Margin Ratio	4.26%	2.33%
Shareholders' Equity	1,548,419	1,548,419
Rate of Return of Equity (ROE)	1.54%	0.68%

出典：COIFDE 財務諸表 2015 年版および 2014 年版より調査団作成

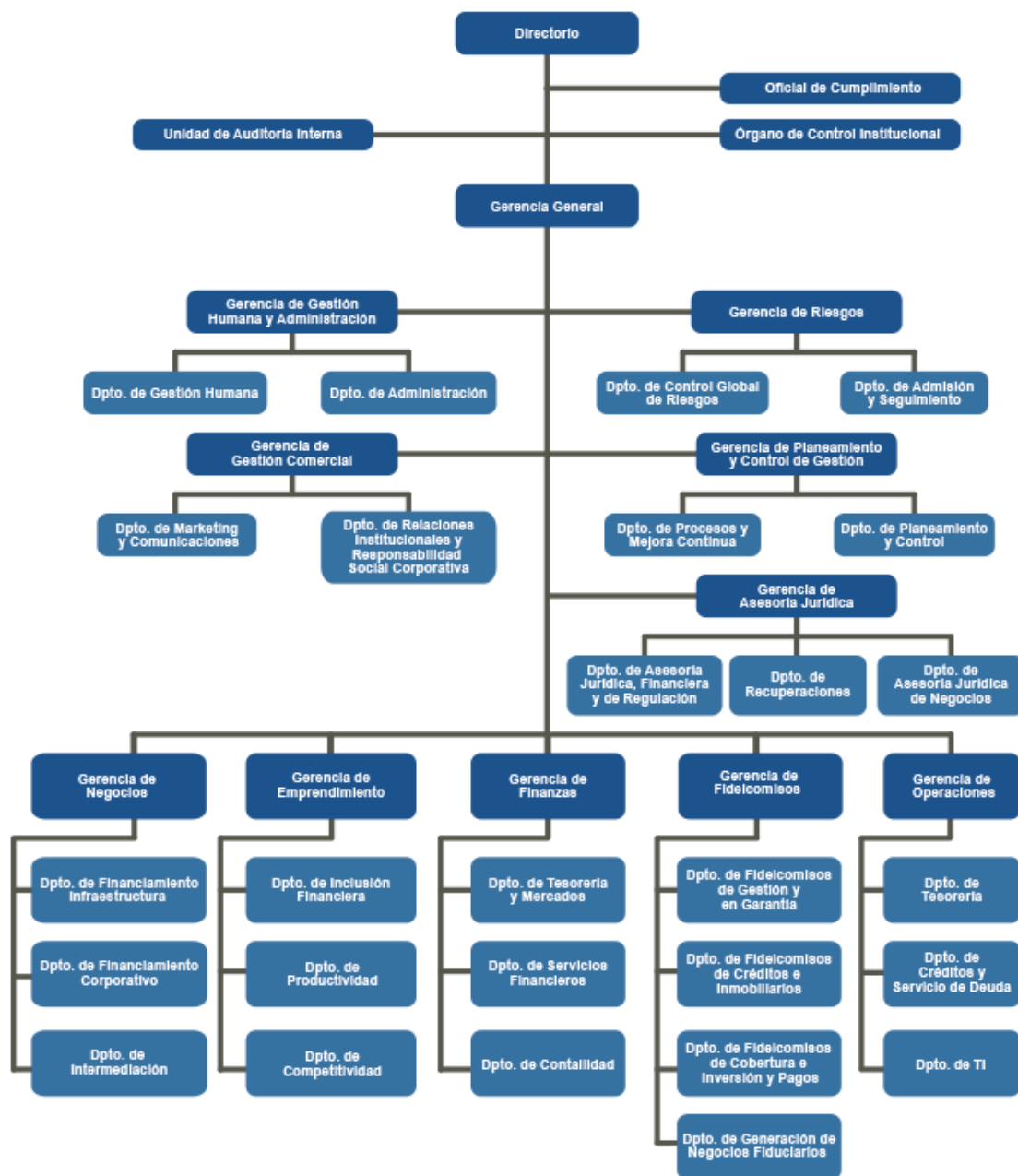
COFIDE は、2016 年 5 月に組織改編を実施した。組織改編後の役職員数は 190 名となり、その組織体制は、図 3.1 のとおりである。この組織改編で COFIDE は Gerencia de Gestión Comercial（商務管理部）を新設し、Gerencia de Negocios（経営管理部）下に Dpto. de Intermediación（企業仲介課）を設置した。さらに、Gerencia de Gestión Comercial が、COFIDE のステークスホルダーに対するマーケティングおよびコミュニケーション戦略を策定・実行する機能を持つこと、また Dpto. de Intermediación が、COFIDE の提供する金融商品を潜在的な顧客に対して紹介を行う機能や中小企業向け融資の発掘および実行機能を持つことを、COFIDE の組織マニュアルで定めた。さらに同 Dpto. de Intermediación は、IFI が 100% リスクをとる場合の融資を担当する部署でもあり、COFIDE によるとこのような融資の場合、IFI が全てのリスクをとる性質上従来の融資に比べて審査の迅速化が見込まれる。これらの部署の



設立によって、COFIDE が潜在的な顧客を含むステークホルダーに対して今まで以上に積極的なコミュニケーション（本円借款事業の売り込みも含む）をとっていくことが期待される。

本円借款事業におけるサブプロジェクトの審査、承認、モニタリングは、COFIDE 内の Gerencia de Negocios が担当すること、本円借款事業の実施およびコンサルタントの雇用を Gerencia de Finanzas（財務管理部）が担当することが本円借款事業の審査時に合意されている。

本調査期間中は、Gerencia de Negocios の Dpto. de Financiamiento Corporativo（コーポレートファイナンス課）の 2 名が、サブプロジェクトの発掘業務を担当しており、調査団は、両名と主に面談を実施し、調査を遂行した。但し、両名は大変多忙であり、調査団との面談がタイムリーに実施できない状況且つ限られた時間で COFIDE への聞き取り調査を行わなければならない制約があった。もう一方のカウンターパートである Gerencia de Finanzas にも、調査団より面談を依頼したが、実施することはできなかった。



出典：COFIDE Web サイト、<http://www.cofide.com.pe/COFIDE/conozca>、アクセス日：2016年12月9日

図 3.1 COFIDE 組織図

### 3.1.2 コンサルタントの雇用

本円借款事業の審査時に、COFIDE は本円借款事業においてコンサルタントを雇用することが合意され、まず総括コンサルタント（個人）を雇用した後、サブコンサルタントとして、公共バスの天然ガス車への転換（通称 COFIGAS）コンポーネントコンサルタント、省エネおよび再生可能エネルギーコンポーネントコンサルタント、省エネルギー診断、サブプロジェクト構築などの技術補助（通称 COFIASISTE）コンサルタントが雇用されることとなっていた。

実際には、総括コンサルタントが雇用されたものの、COFIDE の予算上の都合から、2016

年に同コンサルタントの雇用契約を打ち切ることとなった。

調査団より、第一次現地調査時（2016年4月）に、COFIDE に対して、総括コンサルタントおよびサブコンサルタント雇用のためのサポートを申し出たものの、同時点では総括コンサルタントの雇用契約解除手続きが完了していなかったため、同手続き終了までは新たな総括コンサルタントの雇用およびサブコンサルタント雇用は困難であり調査団によるサポートは不要との COFIDE の意向があり、調査団によるコンサルタント雇用手続支援は実施しなかった。JICA ペルー事務所からも COFIDE に対して早急に雇用契約解除手続きを完了させるようフォローしていたものの、当該総括コンサルタントは既に別案件の業務に従事しており、COFIDE との協議がタイムリーに実施できず、その契約解除手続きに時間を要している。

### 3.2 サブプロジェクトの発掘アプローチ

本調査の契約書においては、サブプロジェクトのパイロット案件を本調査期間中に発掘支援することとなっていた。しかし、エンドユーザーは通常、前年度に決定される当該年度の年間投資計画に基づき省エネ設備投資、若しくは低排出ディーゼル車両調達を実行することから、本調査期間中にパイロットプロジェクトを支援し、COFIDE からエンドユーザーに対して本円借款事業の融資が実行されることが難しいことが分かった。

上記を踏まえ、調査団は、パイロット案件に限らず、本事業での対象となり得るサブプロジェクトを可能な限り多く且つ早急に発掘支援することを目指し、以下のアプローチを採った。

- (1) 日系メーカーを往訪し、本事業の対象となり得るエンドユーザー候補の情報（特に既にメーカーと顧客の間で交渉が進んでおり、資金ソースを探している案件）を取集する。
- (2) エンドユーザー候補を往訪し、本事業への関心を確認する。
- (3) 関心をもったエンドユーザー候補に対して、COFIDE が審査時に求める資料リストを手交し、その準備を依頼する。
- (4) 上記(3)と並行し、興味を持ったエンドユーザー候補およびそのサブプロジェクト概要をリスト化し、COFIDE に提供する。

### 3.3 サブプロジェクトリスト

上記アプローチの結果、調査団は表 3.2 のとおりサブプロジェクト候補を発掘した。各案件の詳細は以下のとおり。なお、これらサブプロジェクト候補は本事業の融資対象として RO で定められている要件を満たしている。

表 3.2 サブプロジェクト候補リスト

	案件名	エンドユーザー / メーカー / IFI	案件規模	概要	COFIDE との面談状況 / F/S 実施有無
省エネルギーコンポーネント					
1	イオン交換膜法電解設備導入	A 社(化学メーカー) / B 社(ガラスメーカー) / 未定	80 百万米ドル 40 百万米ドル / プラント)	- 苛性ソーダ精製プロセスにおけるイオン交換膜方式への転換 - 2 棟の苛性ソーダ精製プラントが対象	COFIDE と面談済み。 Feasibility Study (F/S)は未だが早急に完了すれば融資対象となる可能性あり。
2	省エネ設備導入	C 社(セメントメーカー) / 未定 / 未定	40 百万米ドル	- セメント工場への省エネ設備導入 - F/S 未実施	COFIDE と面談なし。 F/S 未実施。
3	コージェネレーション導入	D 社(食品メーカー) / 未定 / 未定	5 百万米ドル	- 食品工場へのコージェネレーション導入 - 省エネ診断実施済み	COFIDE との面談なし。 F/S 実施済み。
4	冷蔵設備導入	E 社(乳製品メーカー) / F 社(冷凍機メーカー) / 未定	1.8 百万米ドル	- 食品工場への冷蔵設備導入	COFIDE との面談なし。 F/S 実施済み。
5	省エネ設備導入	G 社(病院) / 未定 / 未定	1.4 百万米ドル	- 病院への省エネ設備の導入 - 省エネ効果: 45%, 投資回収期間: 4 年	COFIDE との面談なし。 F/S 実施済み。
6	省エネ設備導入	H 社(カジノ) / 未定 / 未定	0.8 百万米ドル	- カジノへの省エネ設備の導入 - 省エネ効果: 35%, 投資回収期間: 3.3 年	COFIDE との面談なし。 F/S 実施済み。
7	空調設備導入	I 社(ホテル) / J 社(空調メーカー) / 未定	0.3 百万米ドル	- ホテルへの空調設備導入 - 省エネ診断実施済み	COFIDE との面談済み。 F/S 実施済み。 工事開始までに COFIDE による融資審査が完了せず、融資対象とならず。
8	空調設備導入	K 社(大学) / J 社(空調メーカー) / 未定	未定	- 大学への空調設備導入	COFIDE と面談なし。 F/S 未実施。
9	省エネビル建設	未定 / L 社(建設業者) / 未定	未定	- LEED 認定を受けた省エネビルの建設費融資	COFIDE と面談なし。 F/S 未実施。
10	Peru Green Building Council (GBC) との連携	未定 / 未定 / 未定	未定	- Peru GBC を介した案件発掘	COFIDE と面談済み。 F/S 未実施。 Peru GBC を介し以下の会社に関心を示し、以後案件が形成される可能性あり - M 社(環境ソリューションプロバイダー) - N 社(ショッピングモール開発業者) - O 社(セメント業者) - P 社(調査およびエンジニアリング会社) - Q 社(公共住宅建設業者) - R 社(住宅建設業者)

ペルー国エネルギー効率化インフラ支援プログラム(開発金融借款)にかかる案件実施支援調査(SAPI)

	案件名	エンドユーザー / メーカー / IFI	案件規模	概要	COFIDE との面談状況 / F/S 実施有無
低排出ディーゼルコンポーネント					
11	リマ市内乗り合いバス(150台)	S社(バス運営会社) / T社(バス・トラックメーカー) / 未定	12 百万米ドル	- EUROIV 基準を満たすリマ市内の乗り合いバスを調達 - ファイナンスリースを検討	COFIDE と面談なし。 F/S 未実施。
12	水運搬トラック(30-40台)	U社(建設業者) / T社(バス・トラックメーカー) / 未定	4 百万米ドル	- ファイナンスリースを検討	COFIDE と面談なし。 F/S 未実施。
13	冷蔵トラック(30-40台)	V社(食品メーカー) / T社(バス・トラックメーカー) / 未定	4 百万米ドル	- ファイナンスリースを検討	COFIDE と面談なし。 F/S 未実施。 T社以外からのトラック購入をV社が決定した。
14	輸送トラック(30台)	W社(運送業者) / T社(バス・トラックメーカー) / 未定	3.1 百万米ドル	- トラック10台×3パッケージの調達 - 最初の調達は2017年7月を予定 - ファイナンスリースを検討	COFIDE と面談なし。 F/S 未実施。
15	輸送トラック(14台)および牽引車(20台)	X社(運送業者) / T社(バス・トラックメーカー) / 未定	1.2 百万米ドル	- トラック7台、牽引車10台×2パッケージの調達 - 最初の調達は2016年12月、2回目は2017年7月 - ファイナンスリースを検討	COFIDE と面談なし。 F/S 未実施。
16	輸送トラック(10台)	Y社(運送業者) / T社(バス・トラックメーカー) / 未定	> 1 百万米ドル	- 2016年12月までの調達を検討 - ファイナンスリースを検討	COFIDE と面談なし。 F/S 未実施。
17	重機	未定 / Z社(重機メーカー) / 未定	未定	- ファイナンスリースを検討	COFIDE と面談なし。 F/S 未実施。
18	AA社トラック	未定 / AA社(バス・トラックメーカー) / 未定	未定	- ファイナンスリースを検討	COFIDE と面談なし。 F/S 未実施。
19	AB社	未定 / AB社(バス・トラックメーカー) / 未定	未定	- ファイナンスリースを検討	COFIDE と面談なし。 F/S 未実施。

注: 案件規模順で記載

出典: 調査団作成

### 3.3.1 省エネコンポーネント

省エネコンポーネントのサブプロジェクトの詳細を以下に示す。

#### (1) 化学メーカー向けイオン交換膜法電解設備

案件規模：80 百万米ドル（40 百万米ドル/プラント）

エンドユーザー：A 社（化学メーカー）

メーカー：B 社（ガラスメーカー）

IFI：未定

概要：

- ・ A 社は、苛性ソーダの精製プラント（二棟）を操業している。苛性ソーダ精製プロセスを水銀を用いた従来の方式から、B 社が提案するイオン交換膜方式に転換することで、20%～30%程度の省エネ効果が期待される。
- ・ A 社は、環境の観点のみならず大幅な省エネルギーを達成できることから B 社の提案に関心あり、同転換工事を実施できるエンジニアリングメーカーを求めている。ドイツのティッセングループは同工事を実施できるが、工事前に F/S が必要となる。
- ・ F/S は、気候技術センター・ネットワーク（Climate Technology Centre and Network、省略名称：CTCN）<sup>7</sup>を通じて実施することも可能であるが、同メカニズムの利用にはペルー政府からの要請が必要となる。
- ・ F/S は未実施であるものの、A 社は B 社の提案に関心を寄せており、また、COFIDE との面談で提示された条件（特に償還期間の長さ）にも関心を示したことから、F/S を早急に実施することで案件が顕在化し本事業での融資対象となる可能性がある。

#### (2) セメントメーカー向け省エネ設備

案件規模：40 百万米ドル

エンドユーザー：C 社（セメントメーカー）

メーカー：未定

IFI：未定

概要：

- ・ C 社はセメントメーカーであり、同社セメント工場において省エネ設備を導入することを検討している。本案件は F/S 未実施のため、省エネ効果の程度は不明。
- ・ 省エネ設備導入に関する F/S は未実施であり、本事業の貸付実行期間が 2018 年 2 月であることを考慮すると本サブプロジェクトの実現性は低い。

#### (3) 食品メーカー向けコジェネレーション

案件規模：5 百万米ドル

エンドユーザー：D 社（食品メーカー）

メーカー：未定

IFI：未定

概要：

- ・ D 社は食品会社であり、同社食品加工工場において省エネ設備（コジェネレーション）を導入することを検討している。
- ・ 省エネ診断の結果と COFIDE から提示される融資条件を考慮して投資判断をしたいとの

---

<sup>7</sup> 国連気候変動枠組条約（United Nations Framework Convention on Climate Change、省略名称：UNFCCC）の下で気候変動対策に資する技術移転を促進するための国際メカニズム

---

D社意向あり、調査団雇用の省エネコンサルタントにて省エネ診断を実施した。(省エネ診断の詳細は後述。)

- ・ D社は日本の本社を通じて低利で資金調達を行うことが可能であることに加え、設備投資計画を作成してから日本の本社での承認を得るまでに半年程度の期間を要することから、本サブプロジェクトの実現性は低い。

#### (4) 食品メーカー向け冷蔵設備

案件規模：1.8百万米ドル

エンドユーザー：E社（食品メーカー）

メーカー：F社（冷凍機メーカー）

IFI：未定

概要：

- ・ E社は乳製品メーカーであり、同社乳製品加工工場において省エネ設備（F社製冷却装置）を導入することを検討している。
- ・ 省エネ診断の結果とCOFIDEから提示される融資条件を考慮して投資判断をしたいとのE社意向あり、調査団雇用の省エネコンサルタントにて省エネ診断を実施した。(省エネ診断の詳細は後述。)
- ・ E社が民間取引銀行から借り入れる際の金利はソルの場合6.5%、USDの場合2%である。返済期間は、4年。さらに、当該冷却装置導入の契約締結には約1年はかかることから、COFIDE経由の民間商業銀行融資の金融コストの方が高いため、本サブプロジェクトの実現性は低い。

#### (5) 病院向け省エネ設備

案件規模：1.4百万米ドル

エンドユーザー：G社（病院）

メーカー：未定

IFI：未定

概要：

- ・ G社は病院であり、同病院において省エネ設備を導入することを検討している。
- ・ G社は、エネルギー監査を実施済みであり、省エネ設備の導入によって、45%の省エネ効果が見込まれている。投資回収期間は、4年。
- ・ COFIDEにサブローン申請すべく、申請書類リストを調査団よりGreen Energy社<sup>8</sup>経由同病院に手交した。しかし、当該リスト手交時点で目安金利などの金融条件がG社に例示されておらず、調査団の現地調査期間終了時までCOFIDEに対してサブローン申請（融資申請書類の提出）は行われておらず、本サブプロジェクトの実現性は低い。

#### (6) カジノ向け省エネ設備

案件規模：0.8百万米ドル

エンドユーザー：H社（カジノ）

メーカー：未定

IFI：未定

概要：

- ・ H社はカジノ施設であり、同カジノにおいて省エネ設備を導入することを検討している。
- ・ H社は、エネルギー監査を実施済みであり、省エネ設備の導入によって、35%の省エネ効

---

<sup>8</sup> COFIDEがKfWの資金で雇用しているコンサルタント会社。

果が見込まれている。投資回収期間は、3.3年。

- ・ COFIDE にサブローン申請すべく、申請書類リストを調査団より Green Energy 経由同カジノに手交した。しかし、当該リスト手交時点で目安金利などの記入条件が H 社に例示されておらず、調査団の現地調査期間終了時までには COFIDE に対してサブローン申請（融資申請書類の提出）は行われておらず、本サブプロジェクトの実現性は低い。
- ・ COFIDE よりも、カジノ施設に対する融資には倫理上の問題から注意を要するとのコメントもあった。

#### (7) ホテル向け空調設備

案件規模：0.3 百万米ドル

エンドユーザー：I 社（ホテル）

メーカー：J 社（空調メーカー）

IFI：未定

概要：

- ・ I 社はホテルであり、同ホテルにおいて省エネ設備（J 社製空調設備）を導入することを検討している。
- ・ 省エネ診断の結果と COFIDE から提示される融資条件を考慮して投資判断をしたいとの E 社意向あり、調査団雇用の省エネコンサルタントにて省エネ診断を実施した。（省エネ診断の詳細は後述。）
- ・ J 社が、本案件の融資可否を協議するために、COFIDE と面談を実施したものの、案件規模が少額であること、審査に約 5 ヶ月を要し、I 社が資金を必要とする期間までに審査が完了しないことが判明した。
- ・ 結果、I 社は自己資金にて空調設備の更新を実施。本案件の後続案件があるものの、上記の理由から、本サブプロジェクトの実現性は低い。

#### (8) 大学向け省エネ設備

案件規模：未定

エンドユーザー：K 社（大学）

メーカー：J 社（空調メーカー）

IFI：未定

概要：

- ・ K 社は私立大学であり、同大学において省エネ設備（J 社製空調設備）を導入することを検討している。
- ・ K 社と J 社の間での商談が長引いており、調査団の現地調査期間終了時までには特段の進展も見られず、本サブプロジェクトの実現性は低い。

#### (9) 省エネビル建設

案件規模：未定

エンドユーザー：L 社（建設業者）

メーカー：未定

IFI：未定

概要：

- ・ L 社は建設、鉱業、インフラ保守管理運営ビジネスおよび不動産業（分譲マンション販売）を行っている企業であり、その中で省エネビルの建設も手掛けている。



- ・ L社は省エネビルの建設を行うものの、同ビル自体所有はしていない<sup>9</sup>。また、調査団との面談後、オフィスビル建設を検討中の不動産業者およびL社財務部門担当者、車両調達部門の紹介を依頼していたものの、以後コンタクトが取れず、本サブプロジェクトの実現性は低い。

#### (10) Peru Green Building Council (GBC) との連携

案件規模：未定

概要：

- ・ 省エネビルの認証機関である米国 GBC のペルー支部である Peru GBC は、同認証規格の Leadership in Energy & Environmental Design (LEED) をペルー国内に広める活動を行っている。
- ・ 調査団より Peru GBC を介し、Peru GBC の会員企業に対して本事業でサブローンを提供していることを宣伝したところ、2016年12月時点で以下6社が関心を示した。
  - M社 (環境ソリューションプロバイダー)
  - N社 (ショッピングモール開発業者)
  - O社 (セメント業者)
  - P社 (調査およびエンジニアリング会社)
  - Q社 (公共住宅建設業者)
  - R社 (住宅建設業者)
- ・ Peru GBC より、本事業に関心のある企業が COFIDE に紹介されていることから、当該企業の中からサブプロジェクトのエンドユーザーが出て来る可能性がある。省エネコンポーネントにおいては、1件を除く他の全てのサブプロジェクト候補の融資対象確度が低く、当該サブプロジェクトのエンドユーザーに対し、更なる本事業の売り込みをしても関心を示さない可能性が高い状況下、Peru GBC を通じた新たなサブプロジェクトの発掘 (COFIDE が積極的にそれらの企業と面談し、本事業を売り込むこと) を、調査団は COFIDE に対して推奨する。

#### 3.3.2 ディーゼルコンポーネント

ディーゼルコンポーネントのサブプロジェクトの詳細を以下に示す。

##### (1) リマ市内乗り合いバス

案件規模：12百万米ドル

エンドユーザー：S社 (バス運営会社)

メーカー：T社 (バス・トラックメーカー)

IFI：未定

概要：

- ・ S社はリマ市内の乗り合いバスを運営している企業。現在所有しているバスが老朽化しているため、民間銀行を介し150台のバス (T社製) のリースを検討している。
- ・ S社は、T社のディーラーとバス本体の仕様については交渉が終了、架装メーカーと架装の仕様を交渉中であり、可能な限り早く資金を調達する必要があったため、COFIDE にサブローン申請すべく、申請書類リストを調査団よりS社に手交した。しかし、30%の自己資金は同社にとって負担が大きくファイナンスリースを希望していたもののその適用可否につきCOFIDE から確証を取れなかったこと、5ヶ月の審査期間を待てなかったこと、更に金融条件の相場観につき事前の例示がなかったことから、調査団の現地調査期間終了時までにはCOFIDE に対してサブローン申請 (融資申請書類の提出) は行われておらず、本サ

<sup>9</sup> コンドミニウムを作って、エンドユーザーに対して売却する不動産事業は実施している。

プロジェクトの実現性は低い。

## (2) 水運搬トラック

案件規模：4 百万米ドル

エンドユーザー：U 社（建設業者）

メーカー：T 社（バス・トラックメーカー）

IFI：未定

概要：

- ・ U 社は建設業者。30-40 台の水運搬トラック（T 社製）の調達を検討している。直接車両を購入する場合、頭金を準備する必要があること、また税制メリットがないことから、民間銀行とリース契約を締結して調達したいとの意向がある。
- ・ U 社は、COFIDE にサブローン申請すべく、申請書類リストを調査団より U 社に手交した。しかし、30%の自己資金は同社にとって負担が大きくファイナンスリースを希望していたもののその適用可否につき COFIDE から確証を取れなかったこと、5 ヶ月の審査期間を待てなかったこと、更に金融条件の相場観につき事前の例示がなかったことから、調査団の現地調査期間終了時まで COFIDE に対してサブローン申請（融資申請書類の提出）は行われておらず、本サブプロジェクトの実現性は低い。

## (3) 冷蔵トラック

案件規模：4 百万米ドル

エンドユーザー：V 社（食品メーカー）

メーカー：T 社（バス・トラックメーカー）

IFI：未定

- ・ V 社は食品メーカー。民間銀行を介し 30-40 台の冷蔵トラックのリースを検討している。
- ・ 調査団は T 社と共に冷蔵トラックおよび本事業を介した融資の売り込みを V 社に対し実施したが、他社メーカーより冷蔵トラックを調達することを V 社が決定したため、本サブプロジェクトの実現性は低い。

## (4) 運輸トラック

案件規模：3.1 百万米ドル

エンドユーザー：W 社（運送業者）

メーカー：T 社（バス・トラックメーカー）

IFI：未定

概要：

- ・ W 社は運送業者。現在所有しているトラックの交換時期が迫っているため、民間銀行を介し 30 台の運送トラック（T 社製）のリースを検討している。
- ・ W 社は、T 社のロイヤルカスタマーであり、同社よりトラックを調達する確度は高く、融資条件が W 社にとって満足できるものであれば、本事業のサブプロジェクト候補となる可能性が高かったため、COFIDE にサブローン申請すべく、申請書類リストを調査団より W 社に手交した。しかし、30%の自己資金は同社にとって負担が大きくファイナンスリースを希望していたもののその適用可否につき COFIDE から確証を取れなかったこと、5 ヶ月の審査期間を待てなかったこと、更に金融条件の相場観につき事前の例示がなかったことから、調査団の現地調査期間終了時まで COFIDE に対してサブローン申請（融資申請書類の提出）は行われておらず、本サブプロジェクトの実現性は低い。

#### (5) 運輸トラックおよび牽引車

案件規模：1.2 百万米ドル

エンドユーザー：X 社（運送業者）

メーカー：T 社（バス・トラックメーカー）

IFI：未定

概要：

- ・ X 社は運送業者。民間銀行を介し 14 台の運送トラック（T 社製）および 20 台のハコバン（連結車両）のリースを検討している。
- ・ X 社は、T 社のロイヤルカスタマーであり、同社よりトラックを調達する確度は高く、また早急に融資資金を必要としていたため、COFIDE にサブローン申請すべく、申請書類リストを調査団より X 社に手交した。しかし、30%の自己資金は同社にとって負担が大きくファイナンスリースを希望していたもののその適用可否につき COFIDE から確証を取れなかったこと、5 ヶ月の審査期間を待てなかったこと、更に金融条件の相場観につき事前の例示がなかったことから、調査団の現地調査期間終了時まで COFIDE に対してサブローン申請（融資申請書類の提出）は行われておらず、本サブプロジェクトの実現性は低い。

#### (6) 運輸トラック

案件規模：1 百万米ドル以下

エンドユーザー：Y 社（運送業者）

メーカー：T 社（バス・トラックメーカー）

IFI：未定

概要：

- ・ Y 社は運送業者。現在所有しているトラックの交換時期が迫っているため、民間銀行を介し 10 台の運送トラック（T 社製）のリースを検討している。
- ・ Y 社は、T 社のロイヤルカスタマーであり、同社よりトラックを調達する確度は高く、また早急に融資資金を必要としていたため、COFIDE にサブローン申請すべく、申請書類リストを調査団より Y 社に手交した。しかし、30%の自己資金は同社にとって負担が大きくファイナンスリースを希望していたもののその適用可否につき COFIDE から確証を取れなかったこと、5 ヶ月の審査期間を待てなかったこと、更に金融条件の相場観につき事前の例示がなかったことから、調査団の現地調査期間終了時まで COFIDE に対してサブローン申請（融資申請書類の提出）は行われておらず、本サブプロジェクトの実現性は低い。

#### (7) 重機

案件規模：未定

エンドユーザー：未定

メーカー：Z 社（重機メーカー）

IFI：未定

概要：

- ・ ペルーの主要産業である鉱業向けの重機を低排出ディーゼルの重機に転換する際に、本事業のサブローンを適用するもの。
- ・ 当該重機の主要メーカーである Z 社の車両を取り扱う代理店に確認した結果、Z 社の重機を調達する顧客は大企業が多く、当該大企業は低金利で資金を調達することができることから、本サブプロジェクトの実現性は低い。

#### (8) AA 社製トラック

案件規模：未定

エンドユーザー：未定

メーカー：AA 社（バス・トラックメーカー）

IFI：未定

概要：

- ・ 低排出ディーゼル車両を取り扱う AA 社の顧客に対して、本事業のサブローンを適用するもの。
- ・ 本事業の融資対象となる車両の総重量が 9 トン以上と設定されている一方、AA 社の顧客は 8 トンまでの車両を調達していることから、本サブプロジェクトの実現性は低い。

#### (9) AB 社製トラック

案件規模：未定

エンドユーザー：未定

メーカー：AB 社（バス・トラックメーカー）

IFI：未定

概要：

- ・ 低排出ディーゼル車両を取り扱う AB 社の顧客に対して、本事業のサブローンを適用するもの。
- ・ 本事業の融資対象となる車両の総重量が 9 トン以上と設定されている一方、AB 社の顧客は小型トラック（5 トン）を調達していることから、本サブプロジェクトの実現性は低い。

### 3.4 継続的な案件形成のための仕組みの構築

本調査終了後、上述のサブプロジェクトを実現化するため、もしくは新たなサブプロジェクトを発掘し、本事業を継続的に取り進めるためには、調査団以外にエンドユーザー候補企業に対する本事業の売り込みや、当該企業と COFIDE との面談の取次を行う協力者が必要不可欠である。調査団は現地調査期間中に当該協力者には、本事業目的に賛同しており、且つ積極的に同社会員に本事業を紹介している Peru GBC が適任であると考え、同社を COFIDE に紹介した。調査団の現地調査期間以外の期間でも、Peru GBC は、実際に本事業に関心を示した企業に対して、当該企業 COFIDE との面談を取り次いでおり、既に面談を開始した企業もある。COFIDE は、Peru GBC から紹介をうけた企業に対して、積極的にサブローンを売り込むことが、サブプロジェクトの継続的な形成に資する。

### 3.5 課題の抽出

上述のとおり、本調査期間中に多くのサブプロジェクト候補を発掘したものの、実現可能性の高い案件は限られた結果となった。この要因を需要者側（メーカーおよびエンドユーザー）の視点から考察する。

#### 3.5.1 メーカーおよびエンドユーザーからのヒアリング結果

調査団が、ペルーに進出し、且つ、本事業の対象となりうる機器、車両を取り扱っている日系メーカーおよび同社の顧客であるエンドユーザーと面談し、本事業の説明を実施した際に、メーカーおよびエンドユーザーから寄せられたコメントは以下のとおりであった。

- ・ COFIDE から、エンドユーザーに提示される目安金利を事前に示して欲しい。

- 案件規模が1百万米ドル以上となる案件は、省エネコンポーネント、ディーゼルコンポーネント共にほとんどない<sup>10</sup>。
- 案件金額の3割をエンドユーザーの自己資金で負担することは難しい。
- 5ヶ月の審査期間は長すぎる。
- 車両調達の場合、エンドユーザーが車両を直接購入せず、同社の取引先の金融機関とリース契約を締結して車両をリースしている。これは、車両の購入と比し、リースの方がより良い税制メリットをエンドユーザーが享受できるため。
- 申請時にCOFIDEから求められる書類が多岐にわたっており、当該書類をそろえなければCOFIDEとの面談が出来ないのは問題である<sup>11</sup>。

なお、面談を実施したメーカーおよびエンドユーザーは、表3.3のとおりである。

表 3.3 面談を実施したメーカーおよびエンドユーザーリスト

日系メーカー <sup>12</sup>	エンドユーザー
旭硝子 (AGC) <sup>13</sup>	N.A. <sup>14</sup>
N.A.	Ajinomoto
前川製作所(MYCOM)	Laive
ダイキン	Sonesta Hotel El Olivar
N.A.	COSAPI
日野自動車(Toyota Del Peru)	VIPUSA
	ICCGSA
	San Fernando
	Toscanos
	Meridian
	KECLAN
CUMMINS	N.A.
いすゞ自動車	Santa Clara
三菱ふそうトラック・バス	N.A.

出典：調査団作成

<sup>10</sup> COFIDE は本事業のサブプロジェクトとなる案件規模を最低でも1百万米ドルで運用していた。(但し、同条件はCOFIDEにて独自に運用している条件にて、本円借款事業の審査時にはJICAとペルー政府とでは合意されていなかった。)

<sup>11</sup> 調査団からの本件に関する問題提起もあり、2016年11月実施のワークショップにて、書類を全て揃えずとも企業との面談をする旨、COFIDEより発表された。

<sup>12</sup> これらの日系メーカー以外にLED照明を取り扱うパナソニックもペルーに進出しているが、LED照明の交換に要する費用は軽微であるため、本事業のサブプロジェクトの対象とはならず、調査団は同社との面談は実施していない。

<sup>13</sup> AGCはペルーに進出していないが、世界省エネルギー等ビジネス推進協議会を介して、ペルーの潜在顧客にアプローチを行っている。

<sup>14</sup> 左記メーカーの顧客もしくは右記のエンドユーザーに省エネ機器・低排出ディーゼルを提供する予定のメーカーとの面談なし。

### 3.5.2 課題および解決策

上記 3.5.1 でのヒアリング結果から抽出される課題および解決策は以下のとおりである。なお、一部課題については、調査団から問題提起を行い、COFIDE によって既に解決策が実行されている課題もある。解決策を実行している課題については、その旨記載する。

#### (1) 金融条件の相場観

(課題) COFIDE から融資を借入る際の金融条件が事前に示されないため、エンドユーザーは時間をかけて申請書類<sup>15</sup>を準備するコストが見合うのか判断できない。

(解決策) 実際にエンドユーザーに融資する際の金融条件は、顧客の信用力やその他条件によって変動し得るものであるが、COFIDE が事前にエンドユーザーに対して目安となる金融条件を例示する。または、本事業で雇用することが本事業の審査時に合意されていた COFIASISTE コンサルタントを COFIDE が雇用し、当該コンサルタントがエンドユーザーの申請書類作成補助を実行し、エンドユーザーが COFIDE と面会するためのハードルを下げる。

(COFIDE 対応状況) 2016 年 11 月に実施されたワークショップにおいて、COFIDE より目安となる金利が公表された。

#### (2) 最低融資規模

(課題) COFIDE は本事業のサブプロジェクトとなる案件規模を最低でも 1 百万米ドルで運用していた。(但し、同条件は COFIDE にて独自に運用している条件であり、JICA とペルー政府との本 TSL 形成時に合意した内容ではない。) エンドユーザーやメーカーからのヒアリングによれば、省エネ機器や低排出ディーゼル車両の調達に係る資金需要は、数万米ドルから数十万米ドル程度の少額のものが多く、1 百万米ドルの設定額は当該コンポーネントのエンドユーザーにとって大きすぎる。

(解決策) COFIDE 運用上の最低融資規模額を下げる。

(COFIDE 対応状況) 2016 年 11 月に実施されたワークショップにおいて、1 百万米ドル以下の案件においても本事業の融資対象とすることが COFIDE より発表された。

#### (3) 融資審査期間

(課題) エンドユーザーからのヒアリングによれば、エンドユーザーが、取引のある銀行から融資を借入る際には、融資申請毎に審査を受ける必要がなく、予め設定された与信枠内であれば 15 日以内に当該銀行から融資が実行される。一方、本事業でのサブローンの申請から承諾まで 5 ヶ月かかるため、同サブローンの魅力が減退している。

(解決策) 既に COFIDE にて有している、審査を IFI に一任して審査期間を短縮化するスキームを省エネルギーおよび低排出ディーゼルコンポーネントにも適用する。長期間を要する審査を経てでもエンドユーザーが融資を受けたいと思えるだけの魅力的な金融条件を適用すること。なお、両コンポーネントは上述のとおり一部の案件を除いて案件規模が少額であり、

---

<sup>15</sup> COFIDE は面会するための条件として、企業情報(関係会社、保有資産、事業概要、保有技術、生産プロセス)、投資スケジュール、プロジェクトおよび設備の詳細資料、年次財務諸表等の書類を準備することを課している。

投資回収期間が短いことから、返済期間を長期とする融資条件は、エンドユーザーにとって金利よりも魅力的な条件とならない。

#### (4) 自己負担額

(課題) 本事業のサブローン対象とするサブプロジェクトでは、その資金需要の 35%を COFIDE、35%を IFI が融資し、残りの 30%をエンドユーザーが自己負担することを求めているため<sup>16</sup>、他の金融機関が提示している頭金なしのファイナンスリースと比較し、サブローンの魅力を減退させている。

(解決策) 30%の自己負担額の設定を見直す、特に、低排出ディーゼルコンポーネントでは、IFI が車両を購入し、エンドユーザーに頭金なしでリースするファイナンスリースを活用する。

---

<sup>16</sup> 但し、同条件は COFIDE にて独自に運用している条件にて、本円借款事業の審査時には JICA とペルー政府とでは合意されていなかった。

---

## 4 技術支援

省エネコンポーネントおよびディーゼルコンポーネントへの融資の際に必要な技術基準について以下のとおり検討し、COFIDE に提案した。

### 4.1 省エネコンポーネント

現状の省エネコンポーネントの融資基準は「10%以上の省エネ」のみ規定されており、具体的な判断基準は規定されていない。本調査では今後の省エネコンポーネントの案件組成に資する具体的な省エネ基準を策定した。

#### 4.1.1 現状の融資基準

COFIDE から提供された RO によると、現在の省エネコンポーネントの融資基準は以下のとおりである。

- 1) 専門家によって作成された機器リストに記載される設備の導入
  - 2) その他の省エネプロジェクト
- 1),2)ともに 10%以上の省エネを達成すること。

出典：Reglamento Operativo Programa AIRE Anexo 2 Criterios de Selección をもとに調査団作成

これまで COFIDE により省エネコンポーネントに係るコンサルタントが選定・契約されたことはなく、事実関係として上記 1)機器リストは未だ作成されていない。また 10%の省エネ達成の判断基準が十分規定されていないため、本調査にて具体的な基準を作成した。

#### 4.1.2 機器リストの作成

産業用のボイラー、空調設備、冷却装置について、以下の方法により機器リストを作成した。

##### (1) 作成方針

ボイラー、空調設備、産業用冷却装置について、ペルー国内で現在流通していると思われる機器のデータを収集して現状の市場の平均効率を推算して、同平均効率よりも 10%以上効率が高い機器を抽出し、機器リストを作成した。

##### (2) データ収集方法

ボイラー、空調設備、産業用冷却装置について、ペルー国内で入手可能な機器のデータを収集するため、ペルー国内の統計および輸出入データを確認した。収集した製品リスト一覧は添付資料 3 とした。市場で流通している製品の確認方法は以下の通りである。

- 1) 輸入統計を確認し、ペルーにおける過去 6 年間におけるそれぞれの機器の輸入企業をリスト化した。
- 2) 上記企業リストには、それらを販売または据付を行っている企業のほか、銀行や食品工



場などエンドユーザーが直接輸入している場合もあるため、前者の企業に対しコンタクトし、ペルーにおける取扱い製品を確認し、カタログを収集した。

- 3) 輸出統計を確認し、ペルー国内でこれらの機器を製造しているメーカーをリスト化し、カタログ収集を行った。

### (3) 効率比較指標

収集した機器データについて、以下の指標で効率を比較した。

ボイラーについては、アメリカ機械学会にて示されている基準（ASME PTC 4-2008）に従い、以下の指標にて性能を比較した。

$$Efficiency = \frac{Output}{Input} \times 100\%$$

空調設備、産業用冷却装置については、国際組織であるアメリカ暖房冷凍空調学会（ASHRAE : American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers）において空調の性能評価に用いられている以下の指標にて性能を比較した。<sup>17</sup>

$$EER = \frac{Output\ Cooling\ (kW)}{Total\ Power\ Input\ (kW)}$$

### (4) 機器リスト

収集した機器データから融資基準を算定し、適合する機器を抽出した結果を以下に示す。表 4.1 はそれぞれの設備の市場効率および融資基準のまとめである。

表 4.1 市場効率および融資基準のまとめ

カテゴリー	市場平均	融資基準※	融資基準適合機種数 ／市場機種数
ボイラー	85.6%	94.2%	6／40
空調設備	EER 3.26	EER 3.59	66／292
産業用冷却装置	EER 3.50	EER 3.85	50／110

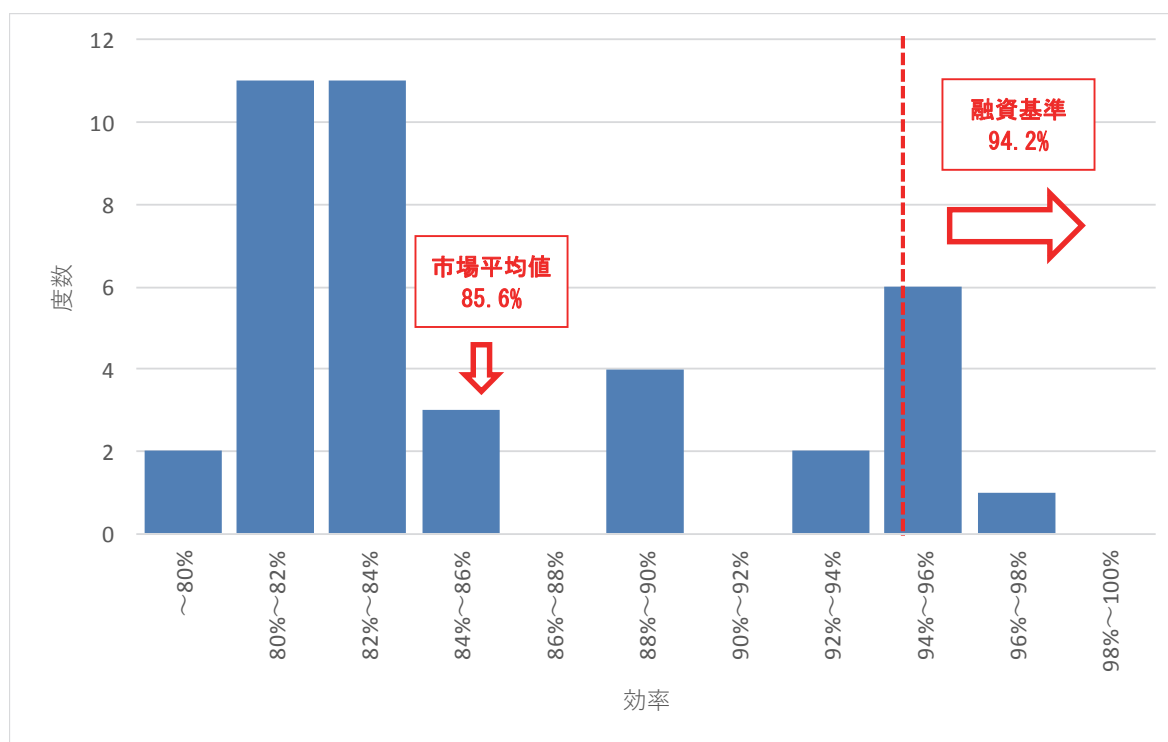
※融資基準＝市場平均×1.1

出典：調査団作成

#### 1) ボイラー

収集したペルーにて入手可能な 40 機種 of 産業用ボイラーの平均効率は 85.6% である。AIRE プログラムの融資基準はこの平均効率よりも 10% 高い 94.2% に設定した。図 4.1 に市場のボイラーの効率分布を示す。機器のうち、この基準を超える効率を有する機器を表 4.2 に示す。

<sup>17</sup> ASHRAE が用いている指標は「AHRI Standard 340/360 (I-P)-2015」にて規定されているものである。なお、本報告書では SI 単位にて EER を示している。



出典：調査団作成

図 4.1 市場のボイラーの効率分布<sup>18</sup>

表 4.2 機器リスト (ボイラー)

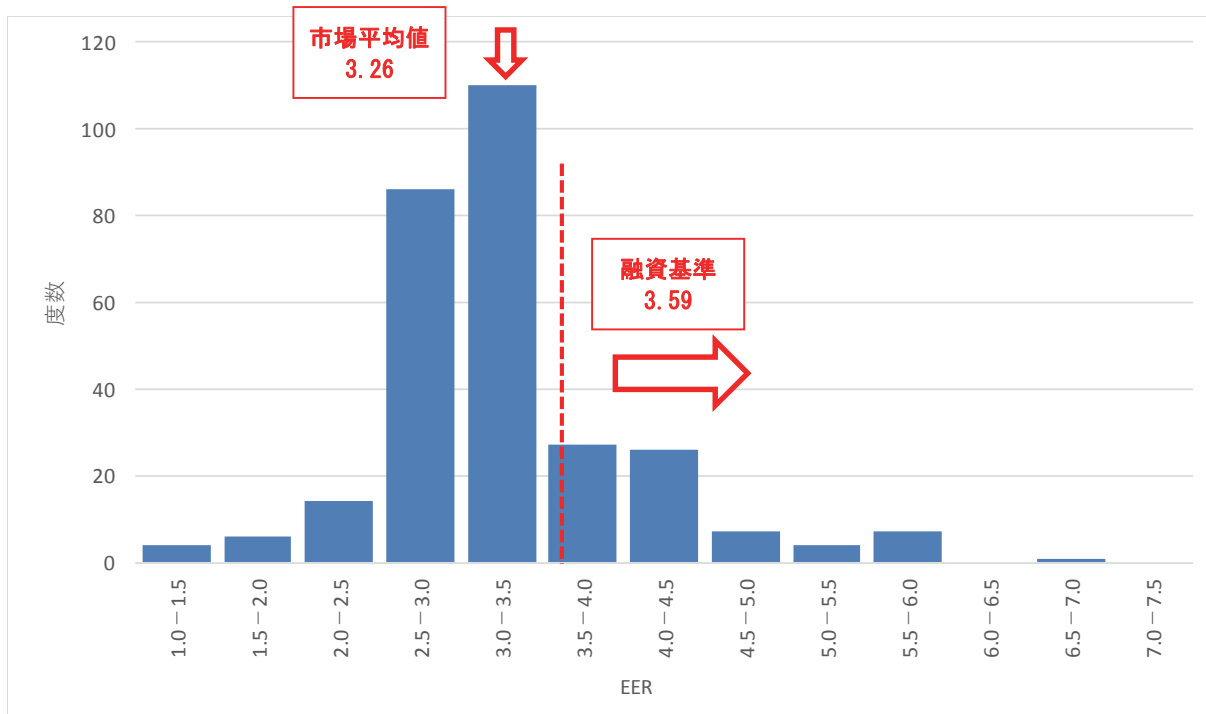
No.	メーカー	モデル	効率 (%)
1	FORBES MARSHALL*	WHRB	98.0%
2	BOSCH	U - L - S (200 to 1800 BHP)	95.1%
3	BOSCH	UT - HZ (13000 to 18300 kW)	95.0%
4	BOSCH	ZFR (1800 to 3500 BHP)	95.0%
5	BOSCH	UT - H (820 to 18300 kW)	94.8%
6	BOSCH	UNIMAT UT M (750 to 19200 kW)	94.5%

出典：調査団作成

## 2) 空調設備

ペルーにて入手可能な 294 機種の子空調設備の平均 EER は 3.26 である。AIRE プログラムの融資基準はこの平均 EER よりも 10%高い 3.59 に設定した。図 4.2 に市場の子空調設備の効率分布を示す。全機器のうち、この基準を超える効率を有する機器を表 4.3 に示す。

<sup>18</sup> 縦軸の度数は製品の機種数を示す。例えば市場において効率が 88~90%の製品は 4 機種である。



出典：調査団作成

図 4.2 市場の空調設備の効率分布

表 4.3 機器リスト (空調設備)

No.	メーカー	タイプ	モデル	EER
1	DAIKIN	Chillers	Magnitude R Magnetic Bearing Water Cooled	6.90
2	DAIKIN	Chillers	Centrifugal Dual Compressor (Water Cooled)	5.81
3	DAIKIN	Chillers	Centrifugal Single Compressor (Water Cooled)	5.67
4	TRANE	Helical Rotary Chillers	Series R Model RTUD Condenserless	5.63
5	AAON	Packaged Rooftop Units	RQ-002-1-H-CA01-111	5.63
6	AAON	Packaged Rooftop Units	RQ-003-3-H-CA81-000	5.63
7	AAON	Packaged Rooftop Units	RQ-004-3-H-EB09-111	5.63
8	AAON	Packaged Rooftop Units	RQ-006-2-H-EB09-111	5.63
9	BARD	Air Conditioner	W60A1-C0ZXXXXXJ	5.33
10	BARD	Air Conditioner	W60A1-C0ZXXXXXJ	5.33
11	BARD	Air Conditioner	W60A1-C00XPXXXJ	5.33
12	BARD	Air Conditioner	W60A1-COZXPXX2J	5.33
13	YORK	Water Cooled Chillers	Scroll Model YCWL	4.78
14	DAIKIN	Chillers	Water Cooled Screw	4.72
15	DAIKIN	Chillers	Water Cooled Scroll	4.72
16	STULZ	MiniSpace EC	CCD221 A	4.66
17	DAIKIN	VRV	Heat Pump (Air Cooled)	4.63
18	BARD	Air Conditioner	W48A1-C0ZXPXX2J	4.57
19	DAIKIN	VRV	Heat Pump (Water Cooled)	4.51
20	DUNHAM-BUSH	Air Conditioner Single Package	6ACPSB890PG	4.48
21	DAIKIN	Water Source Heat Pumps	WCCW5036	4.45

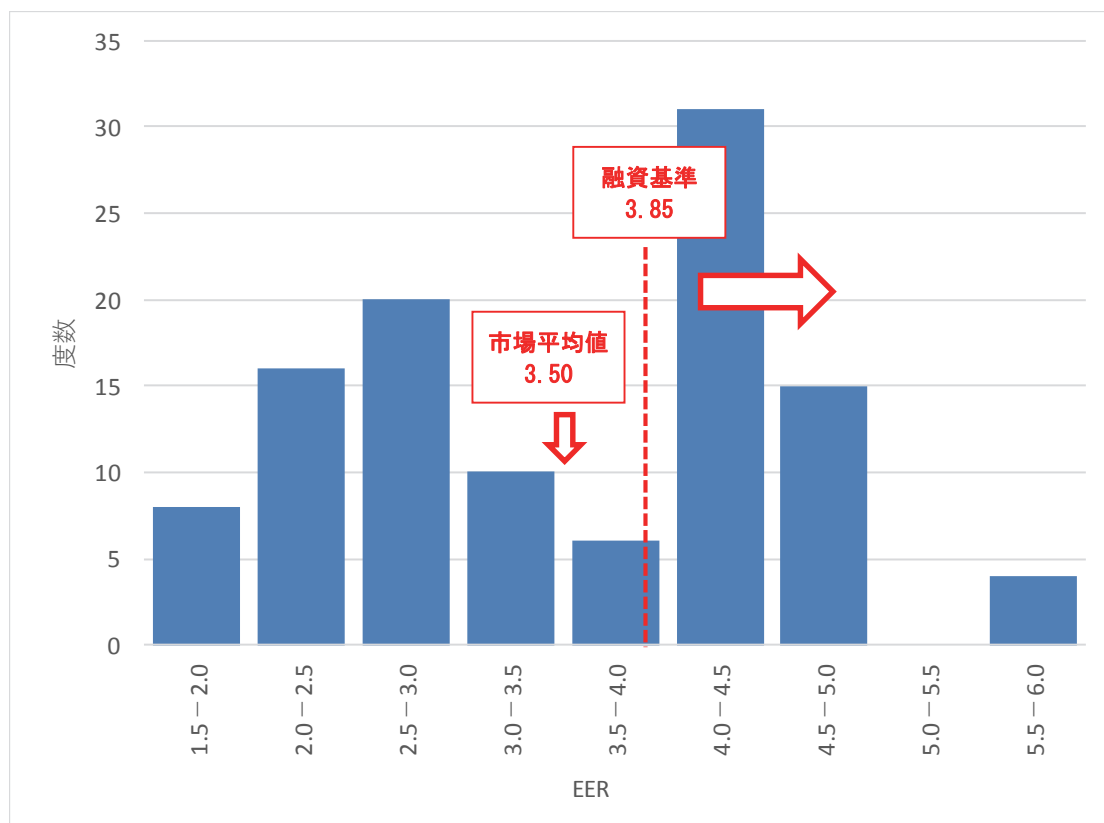
ペルー国エネルギー効率化インフラ支援プログラム(開発金融借款)にかかる案件実施支援調査(SAPI)

22	GOODMAN	ARUF Series	ARUF60D14	4.45
23	GOODMAN	ARUF Series	ARUF60D14	4.45
24	GOODMAN	ARUF Series	ARUF60D14	4.45
25	MCQUAY	Centrifugal Compressor Water Chillers	WCCW4042	4.40
26	DUNHAM-BUSH	Air Conditioner Single Package	6ACPSB480PG	4.38
27	MCQUAY	Centrifugal Compressor Water Chillers	WCCW4019	4.37
28	DAIKIN	Water Source Heat Pumps	WCCW4060	4.28
29	DAIKIN	Water Source Heat Pumps	WCCW4024	4.22
30	STULZ	MiniSpace EC	CCD131 A	4.17
31	STULZ	MiniSpace EC	CCU 131A	4.17
32	TRANE	Helical Rotary Chiller	RTAC2754U1ANUAFNN1TY2TDBNN 5	4.17
33	DAIKIN	Air-Cooled Scroll-Compressor Chillers	AGZ040EPMNN-ER00	4.13
34	AAON	Packaged Rooftop Units	RN-008	4.10
35	AAON	Packaged Rooftop Units	RN-010	4.10
36	AAON	Packaged Rooftop Units	RN-008-3-0-FB09-111	4.10
37	AAON	Packaged Rooftop Units	RN-010-2-0-CA01-000	4.10
38	AAON	Packaged Rooftop Units	RN-013-3-0-BA02-000	4.07
39	AAON	Packaged Rooftop Units	RN-015-3-0-BA02-000	4.07
40	CARRIER	Single-Package Gas Heating/Electric Cooling Rooftop Units and Electric Cooling Rooftop Units	50A3-050BST22AEE	4.06
41	CARRIER	Air Conditioner	38KHA012L	4.04
42	CARRIER	Xpower Blue II	38KHC012DSP	4.04
43	CARRIER	Inverte Hi-Wall Spil System	42KHC012DS	4.04
44	DUNHAM-BUSH	Air Conditioner Single Package	6ACPSE95PG	4.04
45	TRANE	Split Sustem Cooling	4TTA3060D3000C	4.03
46	STULZ	MiniSpace EC	CCU 91 A	4.00
47	TRANE	Rooftops	Precedent™ with eFlex™ Gas/Electric	3.99
48	TRANE	Helical Rotary Chiller	RTAC200JUX0NNAFNN1TY1CDBNN 5TN1	3.96
49	CARRIER	Xpower Blue II	38KHC024DSP	3.94
50	CARRIER	Inverte Hi-Wall Spil System	42KHC024DS	3.94
51	MCQUAY	Air Conditioner	SWP028HLS27DSFYCEYYYYYMS	3.86
52	STULZ	MiniSpace EC	CCU 151 A	3.83
53	CARRIER	Cooling Only/Electric Heat Packaged Rooftop	50HC-E28ABB6A2A0A0	3.81
54	DAIKIN	System Rooftop	Light Commercial Maverick Cooling Heat Pump	3.81
55	DAIKIN	System Rooftop	Light Commercial Models DC Cooling Heat Pump	3.81
56	TRANE	Rooftops	Precedent 17 Plus	3.81
57	TRANE	Helical Rotary Chillers	Series R Model RTWD Water Cooled	3.79
58	CIAC		CG42A-018PH3U1C	3.79
59	CIAC	Hi Wall 13 SEER 60Hz	CH42A-018-H3U1C	3.79
60	GOODMAN	ARUF Series	ARUF48D14	3.76
61	GOODMAN	ARUF Series	ARUF48D14	3.76
62	CARRIER	Commercial Air-Cooled Condensing Units	38APS03055A10020	3.75
63	AAON	Packaged Rooftop Units	RN-016-3-0-0U9H-000	3.72
64	AAON	Packaged Rooftop Units	RN-020-3-0-BB02-000	3.72
65	AAON	Packaged Rooftop Units	RN-025-3-0-EA09-000	3.72
66	DAIKIN	Water Source Heat Pumps	WCCW5012	3.72

出典：調査団作成

3) 産業用冷却装置

ペルーにて入手可能な 110 機種種の産業用冷却設備の平均 EER は 3.50 である。AIRE プログラムの融資基準はこの平均 EER よりも 10%高い 3.85 に設定した。図 4.3 に市場の産業用冷却装置の効率分布を示す。全機器のうち、この基準を超える効率を有する機器を表 4.4 に示す。



出典：調査団作成

図 4.3 市場の産業用冷却装置の効率分布

表 4.4 機器リスト (産業用冷却装置)

No.	メーカー	タイプ	モデル	EER
1	LENNOX	Air Handler	CBX25UH-042	5.96
2	LENNOX	Air Handler	CBX27UH-036-230-6-03	5.57
3	LENNOX	Air Handler	CBX27UH-036-230	5.57
4	Copeland	Ultra Tech TM	ZX21KCE - TF5	5.54
5	MAYEKAWA	Reciprocating Compressor	N8M	4.84
6	YORK	Water-Cooled Scroll Chiller	YCWL0198SE40XAB	4.92
7	Copeland	ZO Scroll Compressors fr Subcritical R-744 (CO2)	ZO58K3E	4.89
8	YORK	Water-Cooled Scroll Chiller	YCWL0118SE46XAC	4.89
9	MAYEKAWA	Reciprocating Compressor	N6M	4.84
10	MAYEKAWA	Reciprocating Compressor	N4M	4.84
11	Copeland	ZO Scroll Compressors fr Subcritical R-744 (CO2)	ZO45K3E	4.84
12	LENNOX	Air Handler	CBX27UH-060-230	4.80
13	LENNOX	Air Handler	CBX27UH-060-230-6-04	4.80
14	LENNOX	Air Handler	CBX27UH-060	4.80
15	Copeland	ZO Scroll Compressors fr Subcritical	ZO104K3E	4.78

		R-744 (CO2)		
16	YORK	Water-Cooled Scroll Chiller	YCWL0056SE40XAB	4.70
17	BOHN	Condenser Unit	BDT1500M6C	4.59
18	Copeland	ZO Scroll Compressors fr Subcritical R-744 (CO2)	ZO21K3E	4.51
19	Copeland	ZO Scroll Compressors fr Subcritical R-744 (CO2)	ZO34K3E	4.51
20	BOHN	Condenser Unit	BDT2500H2E-021B	4.46
21	BOHN	Condenser Unit	BDT3000L6E-021B	4.43
22	LENNOX	Air Handler	CBX25UH-018	4.40
23	Copeland	Copeland Scroll Outdoor Refrigeration Condensing Unit (XJ Series)	ZS21K4E - TF5	4.37
24	BOHN	Condenser Unit	BDT1500M6D	4.29
25	LENNOX	Air Handler	CBX25UH-030	4.26
26	DAIKIN	Air-Cooled Scroll-Compressor Chillers	AGZ035EPMNN-ER00	4.25
27	DAIKIN	Air-Cooled Scroll-Compressor Chillers	AGZ055EPMNN-ER00	4.25
28	DAIKIN	Air-Cooled Scroll-Compressor Chillers	AGZ140DHSNN-ER10	4.25
29	DAIKIN	Air-Cooled Scroll-Compressor Chillers	AGZ140EPMNN-ER00	4.25
30	BOHN	Condenser Unit	BDT0750M6D	4.25
31	LENNOX	Air Handler	CBX25UH-036	4.23
32	LENNOX	Air Handler	CBX25UH-060	4.16
33	BOHN	Condenser Unit	BDT1000M6D	4.16
34	BOHN	Condenser Unit	BDT1200L6D	4.16
35	BOHN	Condenser Unit	BDT1500L6C	4.16
36	BOHN	Condenser Unit	BDT1500L6D	4.16
37	DAIKIN	Air-Cooled Scroll-Compressor Chillers	AGZ060E.D.SE.N	4.16
38	DAIKIN	Air-Cooled Scroll-Compressor Chillers	AGZ060EPMNN-ER00	4.16
39	DAIKIN	Air-Cooled Scroll-Compressor Chillers	AGZ160D	4.16
40	DAIKIN	Air-Cooled Scroll-Compressor Chillers	AGZ160D.H.4N	4.16
41	DAIKIN	Centrifugal Compressor Water Chillers	AWS.280C CD HEWN-ER10	4.16
42	DAIKIN	Air-Cooled Scroll-Compressor Chillers	AGZ070E.D.SE.N	4.10
43	DAIKIN	Air-Cooled Scroll-Compressor Chillers	AGZ080D	4.10
44	DAIKIN	Air-Cooled Scroll-Compressor Chillers	AGZ013BS	4.07
45	DAIKIN	Air-Cooled Scroll-Compressor Chillers	AGZ025BB4	4.07
46	DAIKIN	Air-Cooled Scroll-Compressor Chillers	AGZ029BB2	4.07
47	DAIKIN	Air-Cooled Scroll-Compressor Chillers	AGZ170E	4.07
48	LENNOX	Air Handler	CBX25UH-024	4.07
49	DAIKIN	Air-Cooled Scroll-Compressor Chillers	AGZ130DHSNN-ER10	4.02
50	DAIKIN	Air-Cooled Scroll-Compressor Chillers	AGZ130EP02	4.02

出典：調査団作成

#### 4.1.3 その他の技術基準について

機器リスト以外の設備について、10%省エネを判断する基準を以下の通り策定した。

##### (1) 確実に省エネ達成が見込めるカテゴリ

以下に示される設備更新は、一般的に10%以上の省エネ効果が確認されている。これらの機器を導入する場合は、AIREプログラムの省エネ基準を満たすものとする。

表 4.5 確実に 10%以上の省エネが見込まれる設備

設備の種類	導入種別	更新前	更新後	省エネ効果
照明	更新・新設	白熱電球	LED 照明	80% <sup>19</sup>
照明	更新・新設	蛍光灯	LED 照明	40% <sup>20</sup>
エレベーター	更新・新設	インバーター制御なし	インバーター制御	30% <sup>21</sup>
エレベーター	更新・新設	回生制御装置なし	回生制御装置付き	15% <sup>22</sup>

出典：調査団作成

## (2) LEED 認証建築物

LEED とは、米国の非営利団体である U.S Green Building Council (USGBC) が開発した建築物の環境性能総合評価システムである。7 つの評価項目（敷地、水、エネルギー、材料、空気質、新技術、市域特性）の必須項目を達成した上で合計得点により、Certified、Silver、Gold、Platinum の 4 段階に格付けされる。LEED では「必須項目」が規定されており、省エネに関しては「ASHRAE 基準から 10%以上の省エネ」を達成している必要がある。このため、LEED 認証の 4 つの格付けのいずれかを取得している場合、一般的な省エネ水準よりも確実に 10%以上の省エネが達成されているということができ、AIRE プログラムの省エネ基準を満たすものとなる。



出典：<http://greendomus.com.br/en/leed-certification/>

図 4.4 LEED 認証のマーク

## (3) その他の場合

上記に含まれない特殊設備の導入（例えばコジェネの導入、工場のプロセス改良などによる省エネ）による省エネ実施の場合は、申請企業が提出する省エネ効果の試算書をケースごとに精査し、判定するものとする。精査手順は以下の方法で実施する。

- 1) 省エネ比較範囲が適切か確認する（設備のみの比較か、施設全体の消費量か確認する。またどのような指標で測定・試算するか確認する。）
- 2) 更新の場合、既存の比較範囲のエネルギー消費量算定値もしくは測定値が適切か確認する。新設の場合、比較対象となるシステムのエネルギー消費量が、現状の法令や国際規格など

<sup>19</sup> LED 照明推進協議会ホームページ

<sup>20</sup> 同上

<sup>21</sup> 省エネルギーセンター 商業施設の省エネルギー

<sup>22</sup> 同上

と比較し、妥当な水準であるか確認する。このエネルギー消費量を A とする。

- 3) 設備導入後の、比較範囲のエネルギー消費量の試算が妥当であるか確認する。このエネルギー消費量を B とする。
- 4)  $(A-B) / A > 10\%$  であることを確認する。

#### 4.1.4 融資基準の整理および RO の改定

上記検討結果を以下に整理した。これらを省エネコンポーネントの融資基準とすることを COFIDE に提案し、了解を得た。これらの内容を赤字で追記した RO の改定案を添付資料 4 とする。

- |   |
|---|
| <p>基準 1. 機器リストに適合する機器（表 4.2～表 4.4）の導入<br/>基準 2. 確実に省エネ達成が見込める設備類（表 4.5）の導入<br/>基準 3. LEED 認証建築物への融資<br/>基準 4. その他の場合は個別に省エネ効果を精査する。</p> |
|---|

## 4.2 ディーゼルコンポーネント

本調査では現状のディーゼルコンポーネントの融資基準の妥当性を評価したうえで、本 TSL の本来の目的である環境負荷軽減を目的に、いくつかの基準を追加した。

### 4.2.1 現状の融資基準

COFIDE から提供された AIRE プログラムの RO によると、現在のディーゼルコンポーネントの融資基準は以下のとおりである。

- |  |
|--|
| <ol style="list-style-type: none"><li>1) バスまたはトラック</li><li>2) EUROIII または EUROIV</li><li>3) 中型もしくは大型のディーゼル車で、以下のサイズを満たすこと<br/>バス：シャーシの全長 8m 以上、車幅 2m 以上、乗客用シート 30 席以上<br/>トラック：車両総重量 9ton 以上</li></ol> |
|--|

出典：Reglamento Operativo Programa AIRE Anexo 2 Criterios de Selección を基に調査団作成

### 4.2.2 EURO 基準について

EURO 基準は、自動車の排気ガス中の大気汚染物質（NO<sub>x</sub>、PM、CO、HC<sup>23</sup>）についての排出規制である。ディーゼルエンジンについての EURO 基準を以下に示す。参考までに日本の

<sup>23</sup> NO<sub>x</sub> : Nitrogen Oxides (窒素酸化物)、HC : Hydrocarbon (炭化水素)、PM : Particulate Matters (粒子状物質)、CO : Carbon Monoxide (一酸化炭素)



排出ガス規制も併記した。現在の欧州基準は EUROVI である。日本では EURO 基準でなく、日本独自の規制値を設けているが、EUROVI と同等の規制値である。なお、ガソリンエンジンについてはアラビア数字 (EURO3、EURO4 など) で記述し、ディーゼルエンジンについてはローマ数字 (EUROIII、EUROIV など) で記述する。

表 4.6 各 EURO 基準の排出ガス規制値

Standard	NO <sub>x</sub> (g/kWh)	PM (g/kWh)	CO (g/kWh)	HC (g/kWh)	備考
EURO I	8.0	0.36	4.5	1.10	欧州基準
EURO II	7.0	0.15	4.0	1.10	〃
EUROIII	5.0	0.10	2.1	0.66	〃
EUROIV	3.5	0.02	1.5	0.46	〃
EUROV	2.0	0.02	1.5	0.46	〃
EUROVI	0.4	0.01	1.5	0.13	〃
次期排出ガス規制	0.4	0.01	2.22	—	日本基準

※車両総重量 3.5 トン超の場合の基準

出典：日本自動車工業会資料を基に調査団作成

#### 4.2.3 EURO 基準とエンジンおよび燃料の関係

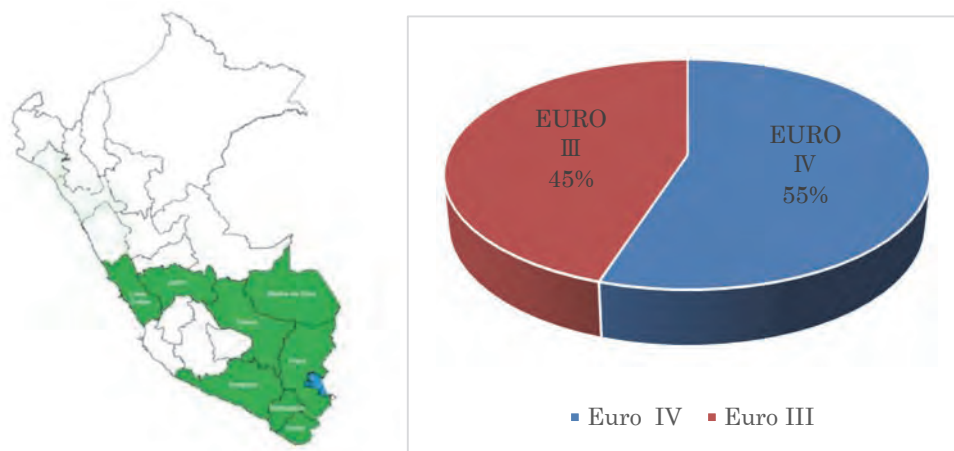
排出ガス中の粒子状物質 (NO<sub>x</sub>)、窒素酸化物 (PM) の量は、燃料の硫黄含有量によって左右される。硫黄含有量が多いほど、NO<sub>x</sub>、PM の量は多くなる。従ってより高い基準を満たすためには、より精製された低硫黄の燃料が必要となる。ペルーでは、法律により定められている硫黄含有率は 5000ppm であり、これは EUROIII に相当する。一方、現在は 50ppm 以下の軽油を供給するように製油所の更新を進めており、これは EUROIV に相当する。

またエンジンは EUROIII 対応または EUROIV 対応というように、それぞれの基準別に製造される。EUROIV 用のエンジンに EUROIII 用の硫黄成分の高い燃料を用いることはできない。このため、たとえば日本のメーカーは現在 EUROVI の基準に相当する低排出ディーゼルエンジンを日本で製造し販売しているが、ペルーにおいては燃料の低硫黄化が遅れているため、ペルー用に基準を下げた EUROIII または EUROIV の車両を販売している。このため、同じ基準の燃料およびエンジンを用いている限り、排出ガス中の大気汚染物質の量において日本車が特に優れるということにはならない。

#### 4.2.4 ペルーにおける EURO 基準の推移

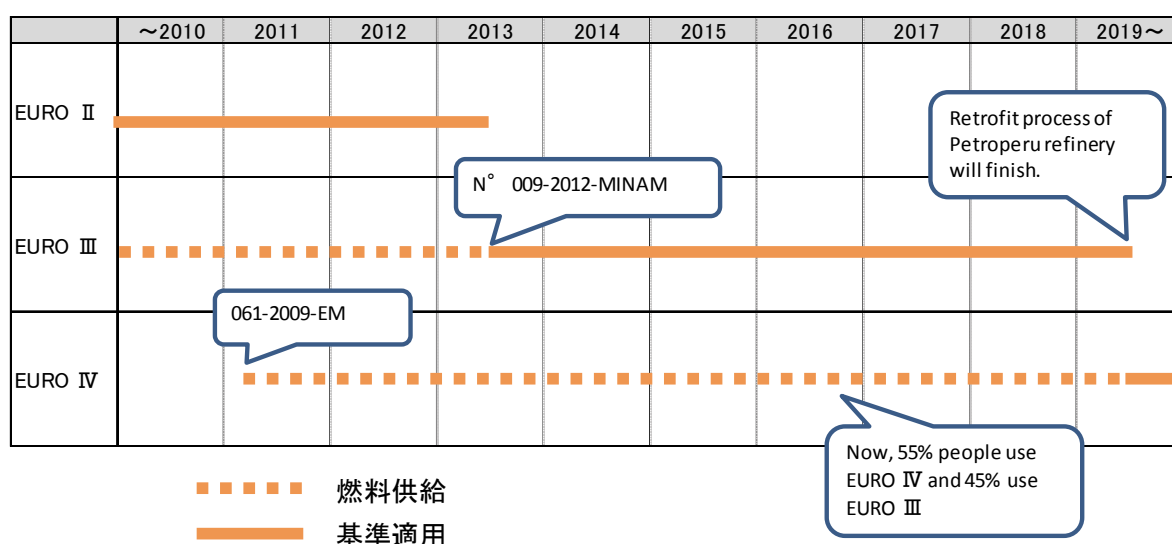
ペルーでは 2013 年から EUROIII が導入された (the Supreme Decree N° 009-2012-MINAM)。また 2011 年 1 月より一部の地域では EUROIV 用の軽油が供給されている (Supreme Decree 061-2009-EM)。現在、リマ、クスコ、アレキパ等、8 つの地域で EUROIV が販売されており、EUROIV にアクセスできる地域に居住する人口はペルー全体の 55% である。国際連合環境計画によると、2017 年中には軽油の硫黄含有量を 50ppm 以下にすることが法的に定められる予定であるが、国有企業である Petroperu の精油プロセスの更新は 2019 年まで完了しない予定で

あり、今後もペルー全体では EUROIII用と EUROIV用の軽油が両方販売される状況が続くと見られる。



出典：OSINERGMIN, 2016

図 4.5 EUROIVを利用できる地域（左）と EUROIVにアクセスできるペルー全体の人口比率（右）



出典：調査団作成

図 4.6 ペルーにおける EURO 基準および燃料供給の推移

#### 4.2.5 燃料消費効率についての調査

ディーゼルコンポーネントの融資基準である EUROIIIと EUROIVのうち、EUROIVは大気汚染物質について低排出であるといえる。一方で EUROIII車両の場合は、大気汚染物質の排出量については低排出とはいえないため、EUROIIIの車両のなかでもより環境に低負荷であるものを抽出することを目的に、燃費性能について調査した。燃費性能の高い車両は CO2 排出量が少なく、低排出ガス車両ということが出来る。

ペルー自動車協会から提供された 2015 年のペルーにおけるディーゼルバス・トラックの販売統計に基づき、全 36 社のメーカーにコンタクトし、エンジンの燃費性能の提供を依頼した。

表 4.7 は 2015 年の販売実績順のメーカーリストであり、ヒアリングへの回答結果を付記している。結果的に燃費データを提供した会社は 36 社中 6 社であり、日本企業の回答が 2 社、欧米企業の回答が 3 社、中韓企業の回答は 1 社であった。企業の地域別回答結果の整理を表 4.8 に示す。

表 4.7 2015 年度の車両販売実績順のヒアリングへの回答の有無

No.	メーカー	ヒアリングに対する回答	メーカー所在国	2015 年販売台数
1	HINO	データ提供あり	Japan	1511
2	ISUZU	データ提供あり	Japan	1158
3	MITSUBISHI (FUSO)	回答なし	Japan	1043
4	HYUNDAI	回答なし	Korea	1006
5	VOLVO	データ提供あり	Sweden	682
6	JAC	提供拒否	China	583
7	MERCEDES BENZ	データ提供あり	Germany	511
8	FOTON	回答なし	China	480
9	DONGFENG	提供拒否	China	466
10	FORLAND	回答なし	China	242
11	SCANIA	データ提供あり	Sweden	218
12	JMC	回答なし	China	216
13	VOLKSWAGEN	提供拒否	Germany	187
14	INTERNATIONAL	提供拒否	USA	185
15	IVECO	回答なし	Italy	145
16	SINOTRUK	回答なし	China	140
17	FREIGHTLINER	提供拒否	USA	135
18	JINBEI	回答なし	China	131
19	BEIJING AUTOMOBILE WORKS	回答なし	China	96
20	FAW	回答なし	China	84
21	T-KING	回答なし	China	83
22	SHACMAN	回答なし	China	83
23	YUEJIN	回答なし	China	75
24	CNJ	回答なし	China	62
25	CAMC	回答なし	China	56
26	SHIFENG	回答なし	China	47
27	LISHEN	回答なし	China	46
28	SITOM	回答なし	China	31
29	XCMG	回答なし	China	27
30	HOWO	データ提供あり	China	26
31	SPARTAN ERV	回答なし	USA	22
32	HONGYAN	回答なし	China	19
33	KAMA	回答なし	China	17
34	KINGSTAR	回答なし	China	13
35	DMC	回答なし	USA	12
36	STRONG	回答なし	China	11

出典：調査団作成

表 4.8 各地域別のメーカー回答結果

	Japanese	American	European	Chinese	Korean	Total
データ提供あり	2		3	1		6
回答なし	1	2	1	20	1	25
提供拒否		2	1	2		5
Total	3	4	5	23	1	36

出典：調査団作成

提供された燃費データ詳細を表 4.9 に示す。燃費性能は BSFC[g/kWh]（正味燃料消費率：Brake Specific Fuel Consumption）で表され、この数値が低いほど単位仕事量あたりの燃料消費量が小さく、燃費がよい。図 4.7 はこれらのデータをグラフにしたものである。横軸がエンジンの排気量であり、縦軸が燃費である。エンジンの排気量が大きいほど燃費性能は高い傾向にある。図中の近似曲線はこれらのデータの平均値とみなすことができ、これよりも燃費性能がよいもの（近似曲線よりも下側に位置するエンジン）は市場平均よりも燃費がよいといえるが、本調査中にディーゼルコンポーネントの貸付が決定した Volvo 社のデータ（Cruz del Sur 社向け）はこの曲線よりも上側に位置しており、この曲線を融資基準と設定すると、Cruz del Sur 社向けの案件は融資対象外となる。

今回のデータ収集において、上述のように大半のメーカーは燃費性能情報を提供していない一方で、提供したメーカーは一般に知名度の高い優良メーカーが多い。このため、これらの提供されたデータのなかで優劣を設けるのは多くの優良企業を融資対象外としてしまう結果を招来しかねないため、燃費データにおいては基準値を設けないこととした。その代わりに、燃費性能が悪く環境負荷の大きい車両に対し融資されることを防ぐことを目的に、AIRE プログラム申請時には「燃費性能のデータ提供を行うもしくは公開すること」を融資基準に追加することを COFIDE に説明し、特段の異論は呈されなかった。この条件は結果的に、日本企業を含む優良企業を実質的に優遇することにもなる。

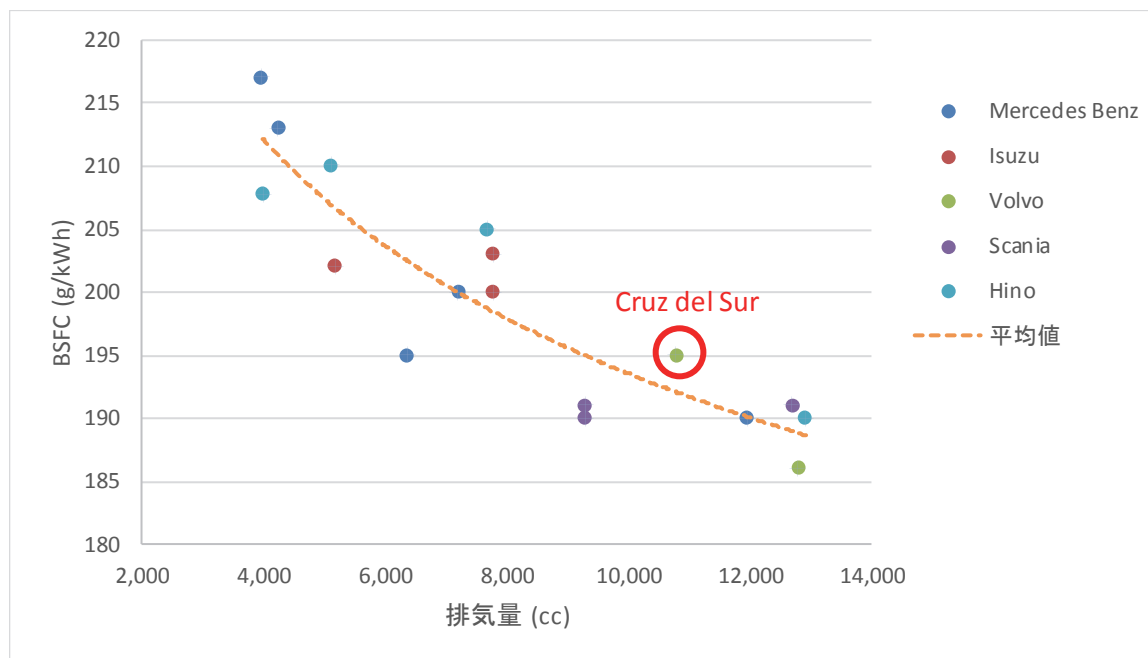
表 4.9 収集したエンジンの燃費データ

メーカー※1	エンジン型式	EURO 基準	排気量 (cc)	BSFC ※2 (g/kWh)
Mercedes Benz	OM 364 LA	EURO III	3,972	217
	OM 904 LA	EURO III	4,249	213
	OM 926 LA	EURO III	7,201	200
	OM 457 LA	EURO III	11,967	190
	OM 906 LA	EURO III	6,374	195
Volvo	D13A	EURO III	12,800	186
	D11A	EURO III	10,800	195
Scania	DC09 114250	EURO III	9,300	191
	DC09 115310	EURO III	9,300	190
	DC13 107410	EURO III	12,700	191
Isuzu	SFC 4HK1-TCN	EURO III	5,193	202
	SFC 6HK1-TCN	EURO III	7,790	203
	SFC 6HK1-TCS	EURO III	7,790	200
Hino	N04C-VB	EURO III	4,009	207.7
	J05E-TC	EURO III	5,123	210
	J08E-UD	EURO III	7,684	205
	E13C-WU	EURO III	12,913	190

※1 中韓企業のうち、唯一燃費を回答した Howo は EURO II であったため除外

※2 各エンジンの最高効率

出典：調査団作成



出典：調査団作成

図 4.7 燃費性能比較

#### 4.2.6 融資基準の策定

上記検討結果を以下に整理する。これらがディーゼルコンポーネントの融資基準となる見通しである。ROの改定案は添付資料とする。

(1) EUROIV車両の導入

EUROIVの場合はEUROIIIに対し、排気ガス中のPMおよびNOxについて低排出となるため、国内排出基準に基づいて融資対象となる。

(2) EUROIII車両の導入の場合

EUROIII車両の場合は、「燃費性能のデータ提供もしくは公開を行うこと」を融資基準に追加する。

#### 4.2.7 排出量削減量の算出方法

本TSL実施による排出量削減量は以下の計算式で算出可能である。

(1) 大気汚染物質 (NOx、PM) の削減量

より高いEURO基準へ更新する場合、NOx、PMについての排出ガス削減量の計算方法は以下の通りである。

$$\begin{aligned} \text{年間 NOx 削減量} &= (A - B) \text{ [g/kWh]} \times \text{年間燃料消費量 [L/year]} \\ &\quad \times \text{軽油密度 } 820 \text{ [g/L]} / \text{エンジンの平均効率 } 200 \text{ [g/kWh]} \end{aligned}$$

表 4.10 各更新ケース別 NOx 値

更新ケース	A	B
EURO II から EURO III	7.0	5.0
EURO II から EURO IV	7.0	3.5
EURO III から EURO IV	5.0	3.5

出典：調査団作成

$$\begin{aligned} \text{年間 PM 削減量} &= (C - D) \text{ [g/kWh]} \times \text{年間燃料消費量 [L/year]} \\ &\quad \times \text{軽油密度 } 820 \text{ [g/L]} / \text{エンジンの平均効率 } 200 \text{ [g/kWh]} \end{aligned}$$

表 4.11 各更新ケース別 PM 値

更新ケース	C	D
EURO II から EURO III	0.15	0.10
EURO II から EURO IV	0.15	0.02
EURO III から EURO IV	0.10	0.02

出典：調査団作成

(2) 地球温暖化ガス（GHG : Greenhouse Gas）の削減量

GHG についての排出ガス削減量の計算方法は以下の通りである。

$$\begin{aligned} \text{年間 GHG 削減量} &= \text{年間燃料消費量[L/year]} \times \text{軽油密度 820[g/L]} \\ &\quad \times \text{単位当たり CO2 排出量 2.596[g-CO2/g]} \\ &\quad \times (\text{更新前の BSFC} - \text{更新後の BSFC}) / \text{更新前の BSFC} [\%] \end{aligned}$$

## 5 省エネ診断結果

### 5.1 概要

本調査では、パイロット案件の3ヶ所に対し省エネ診断を実施した。表 3.2 に示す省エネコンポーネントのサブプロジェクト候補のなかで、第一次現地調査時に候補として顕在化した D 社、I 社、E 社の3社をパイロット対象とし、省エネ診断実施について COFIDE および診断先各社の合意を得た。実際の省エネ診断は第二次現地調査時に実施した。以下に省エネ診断の概要を示す。また、それぞれの診断報告書を作成し、各診断先に詳細を説明した。

表 5.1 省エネ診断概要

実施機関	実施先	実施日
CENERGÍA (Centro de Conservación de Energía y del Ambiente)	① D 社 (食品工場)	2016/7/14
	② I 社 (ホテル)	2016/7/20
	③ E 社 (乳製品工場)	2016/8/3

出典：調査団作成

### 5.2 D 社の省エネ診断結果

#### (1) 診断先概要

D 社は日本に本社をもつ食品企業の現地子会社であり、現地の工場にて調味料等の製造を行っている。省エネを目的に本工場にコジェネを導入する検討を進めるため、省エネ診断を実施した。

#### (2) 省エネ診断の様子

省エネ診断では、午前中は相手先へのヒアリングを実施し、工場の概要やエネルギー消費量、電気契約等について確認した。その後、現地調査を実施した。

#### (3) 省エネ診断結果

省エネ診断結果を以下に示す。省エネ項目について、現在の使用電力量や契約電力、ピーク電力の状況等を考慮し、提案されている。またコジェネについては、①自家消費のみを目的としたもの、②余剰売電を伴うもの、③売電を主目的とした大規模なものそれぞれの導入案を比較検討したうえで、最適な規模を選定している。省エネ診断内容詳細は添付資料 5 とする。



表 5.2 省エネ診断結果

項目	電気代削減量 (USD/年)	投資金額 (USD)	単純投資 回収年
1) 省エネ項目 ・ ポンプのモーター更新 ・ モニタリングシステムの導入および 電力ピーク時の負荷制御	55,000	150,000	2.7 年
2) コージェネの導入 ・ 7.9MW のシステム導入および余剰 電力の売電	2,000,000	9,500,000	4.7 年

出典：調査団作成

## 5.3 I社の省エネ診断結果

## (1) 診断先概要

I社はリマ市サンイシドロ地区にあるホテルである。空調メーカーJ社製品の顧客であり、空調設備の更新を予定している。本調査では、空調以外の設備についての省エネの可能性を検討するため、省エネ診断を実施した。

## (2) 省エネ診断の様子

省エネ診断では、午前中は相手先へのヒアリングを実施し、ホテルの設備概要、エネルギー消費量等について確認した。その後、現地調査を実施した。

## (3) 省エネ診断結果

省エネ診断結果を以下に示す。診断結果では、J社から提示されている空調機器の更新による省エネ効果のほか、現在使われている蛍光灯等の照明をLED化した際の省エネ効果、また受電設備の力率を確認したうえで、必要な規模のコンデンサを導入した場合の力率改善による電気代削減額を提示している。省エネ診断内容詳細は添付資料6とする。

表 5.3 省エネ診断結果

省エネ項目	電気代削減量 (USD/年)	投資金額 (USD)	単純投資 回収年
1) 空調設備の更新(一次+二次)	63,000	530,000	8.4 年
2) 照明設備のLED化	10,000	21,000	2.1 年
3) 力率の改善	2,700	5,000	1.9 年

出典：調査団作成

## 5.4 E社の省エネ診断結果

## (1) 診断先概要

E社はペルーの大手乳製品メーカーであり、産業用冷却装置メーカーE社の顧客である。

今後 E 社の冷却装置を導入予定であり、本調査では工場のその他の設備の省エネを目的に、省エネ診断を実施した。

### (2) 省エネ診断の様子

省エネ診断では、午前中は相手先へのヒアリングを実施し、工場の概要やエネルギー消費量、電気契約等について確認した。その後、現地調査を実施した。

### (3) 省エネ診断結果

省エネ診断結果を以下に示す。省エネ項目では、E 社から提示されている冷却設備の最適化のほか、上記ホテルと同じく受電設備の力率改善、照明の LED 化等が提案されている。また本工場も D 社と同じく熱源を必要とする工場であり、コジェネの検討結果が提示された。省エネ診断内容詳細は添付資料 7 とする。

表 5.4 省エネ診断結果

項目	電気代削減量 (USD/年)	投資金額 (USD)	単純投資 回収年
1) 省エネ項目 <ul style="list-style-type: none"> <li>• 力率改善</li> <li>• 冷却装置の集約化</li> <li>• 照明の LED 化</li> </ul>	270,000	380,000	1.4 年
2) コジェネの導入 <ul style="list-style-type: none"> <li>• 1.7MW のシステム導入および余剰電力の売電</li> </ul>	680,000	2,900,000	4.2 年

出典：調査団作成

## 6 阻害要因の分析と解決策の提案

### 6.1 COFIDE における AIRE プログラムの運用について

AIRE プログラムによる融資については、報告書作成時点で下記の実績となっている。

表 6.1 AIRE プログラムの融資実績

分野	貸付金額 【百万 US ドル】(比率%※)	案件名
天然ガスバス	3.35 (40.2)	ET La Unidad Villa ET San Felipe Hermanos Tume
再生可能エネルギー	41.66 (100)	Eje Junin Maple Etanol Eolic Park
低排ガスディーゼル	8.33 (100)	Transportes Cruz del Sur
省エネルギー	0 (0%)	
合計	53.34 (64.0)	

※比率はこれまでの貸付金額を円借款配分額で除した値

出典：調査団作成

調査に着手した時点では低排ガスディーゼル分野についても融資実績がゼロであった。Transportes Cruz del Sur 社の案件は調査期間中に融資候補案件として顕在化した案件ではあるが、調査団が探し当てたものではない。調査団がコンタクトしたトヨタペルー(日野自動車)、前川製作所、ダイキン工業、味の素、Green Building Council Peru などの案件はいずれも継続協議中である。

さて、一連の調査の中で、調査団は COFIDE における AIRE プログラムの運用について、以下の事実を確認した。

- ① COFIDE は、2008 年から Bionegocios という名称で環境・省エネ融資を実施している。
- ② 2012 年に JICA が AIRE のツーステップローン、そして 2013 年に KfW が別のツーステップローンをそれぞれ提供した。
- ③ COFIDE はこれら資金を Bionegocios の資金源として受け入れることとし、融資案件の特質に応じて、各々の資金を手当てすることとした。
- ④ そのため COFIDE の事業活動の中では、AIRE を前面に押し出した PR 活動は行われておらず、民間企業あるいは市中銀行から COFIDE の融資部門にあがってくる案件について、AIRE に相応しいと思われるものについて、AIRE の資金枠から融資し、その他については KfW の資金枠若しくは COFIDE の一般資金から融資している。

この事実は以下のヒアリング内容により裏付けられる。

- ① ディーゼルコンポーネントの L/A 配分額のすべてを 1 件で消化した Cruz del Sur 社の案件が COFIDE の役員会に上程される直前まで、AIRE 担当者 2 名はその存在について知らされていなかったこと。すなわち別の部署で審査を進めていた案件が最終的に AIRE

に引き当てられたことになる。

- ② Cruz del Sur 社の案件は総額 11 億円であり、AIRE からはディーゼル枠の 8 億円を引き当てるとの資料が存在すること。すなわち、AIRE プログラム単独での融資ではなく、別の資金を混ぜ合わせる事が可能である。
- ③ 調査団が「Cruz del Sur 社との面談をセットするように」COFIDE に依頼した際、COFIDE の担当者から「紹介することは可能だが、Cruz del Sur 社はこれが JICA によるツーステップローンからの資金とは知らないため驚くかもしれない」との発言があったこと（なお、この面談は実現していない）。すなわち COFIDE は融資先に対し AIRE プログラムによる資金である旨を伝えていない。
- ④ 再生可能エネルギーコンポーネントについても、融資実績が 100%となっており、上記②と同様の処理が行われた公算が大きいこと。すなわち、再エネコンポーネントの予算枠の上限を超えた金額は COFIDE 内の別の資金が充てられたと見られる。

Bionegocios の担当者は 2 名で、Bionegocios へ JICA 同様に資金提供している KfW からも人員不足について指摘があったが、この 2 名は自身が積極的に融資候補案件を発掘する立場との認識はなく、行内融資部門の日常業務の中で顕在化する（であろう）資金需要の一部を AIRE（あるいは Bionegocios）に振り分け処理する機能を有している、ということが出来る。

これを前向きにとらえれば、

*AIRE* の資金需要に応える案件は *COFIDE* の総力を挙げて探している。

ということになるが、別な見方をすれば、

*AIRE* に焦点を当てた業務活動を展開している訳ではなく、*AIRE* に相応しい融資候補案件について事後的に *AIRE* 資金を引き当てているにすぎない。

ということになる。COFIDE 内部における運用を考えると、JICA・KfW・Bionegocios をそれぞれ独立し運用するよりも Bionegocios のみで運用したほうが手続きが簡略化され、実用的である。これは、2 名で AIRE を担当するためには、ある意味で合理的な判断ではある。

なお、COFIDE は Bionegocios のほか地球温暖化対策用のプログラムとして COFIGAS と呼ばれるプログラムを進めている。これは天然ガス車両の促進を図るものであり、COFIDE はこれらのプログラムを両輪として地球温暖化対策に資するプロジェクトへの融資を行っている。AIRE プログラムの天然ガスバスコンポーネントは COFIGAS の融資資金に充てられており、AIRE は Bionegocios と COFIGAS の両方に資金を提供していることになる。図 6.1 に AIRE および COFIDE のプログラムの関係図を示す。

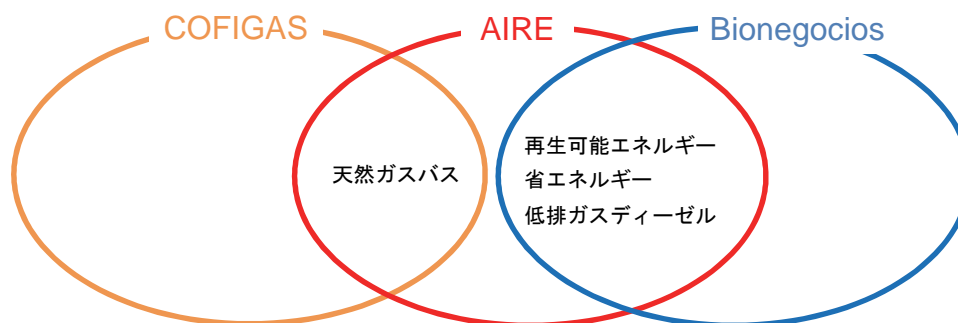


図 6.1 AIRE および COFIDE のプログラムの関係

この運用は、顧客から見た場合にも、Bionegocios で一本化されている方が余分な選択肢が少なく扱いやすいというメリットがある一方、資金提供を行った JICA および KfW の存在が顧客から見えなくなる可能性を含んでいる。また、AIRE プログラムと Bionegocios の目的が合致していないと、たとえ Bionegocios の案件が組成されても、AIRE の資金が充てられない可能性もある。

そのうえで、AIRE および Bionegocios を促進させるためには、まず IFI および顧客に認知されることが前提であり、さらにそのプログラムが顧客にとって利便性の良いものでなければ、最終的な借入先として選ばれないことになる。

このような状況につき、まずは Bionegocios の現状を確認したうえで、AIRE プログラムおよび Bionegocios がエンドユーザーに認知され、扱いやすいものであるかを確認した。

## 6.2 Bionegocios について

COFIDE の Annual report 2015 によると、Bionegocios はこれまで USD750Mil.の融資を行っており、13ヶ所の水力発電所、2ヶ所の風力発電、4ヶ所の火力発電所および1ヶ所の廃水処理場に対し融資を行った実績がある。Bionegocios は中小企業の省エネおよび再エネの導入促進を目的としており、以下の4項目を軸として推進されている。

- ① 水力、風力、太陽光、地熱等の再エネの普及
- ② エネルギーの削減量で投資回収できるような省エネプロジェクトの推進
- ③ 固形廃棄物処理場、下水処理場を含む、生活の質を向上させるような持続可能な社会・公共保健施設の開発
- ④ 生物多様性、森林等の環境保全

このような状況から、以下のことがいえる。

- Bionegocios は中小企業向けかつ省エネを推進するものであることから、AIRE プログラムの目的と合致している。
- Bionegocios はこれまで再エネ関係の融資の実績が多数あり、これは AIRE の再エネコンポーネントの予算を全額使い切っていることと合致する。

上記より、AIRE プログラムを Bionegocios として進めていくこと自体に問題は無く、AIRE の案件形成のためには Bionegocios における省エネ案件の形成を促進することが重要であるこ

とが分かる。

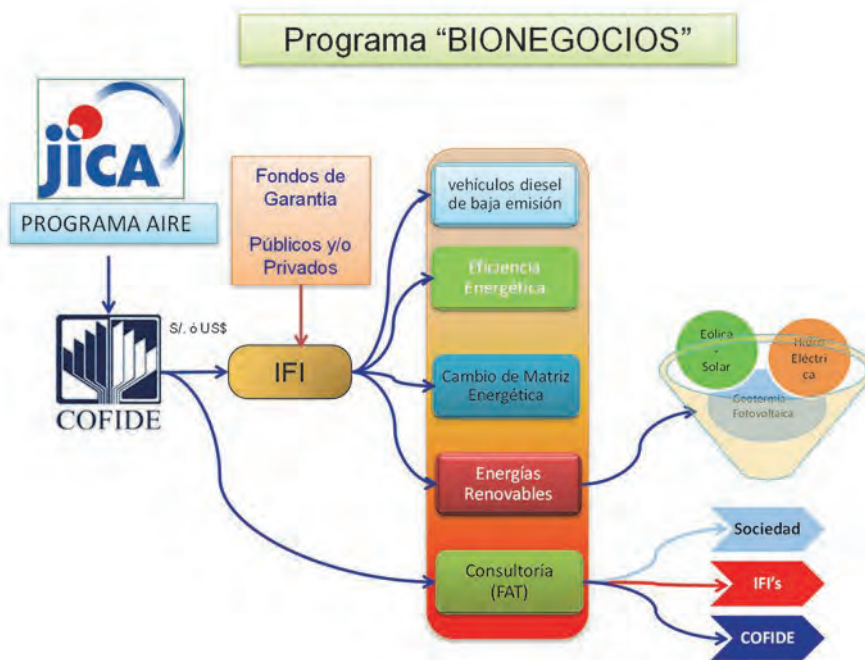
### 6.3 AIRE および Bionegocios の認知度について

前述のとおり、Bionegocios という名称で展開するにあたり、AIRE プログラム（日本の資金援助）の存在が顧客に認知されていないという懸念がある。これを確認するため、IFI およびエンドユーザーにヒアリングを実施した。

調査団が面談した 14 社のうち AIRE を知っていたのは 1 社のみであり、一般市場における認知度の低さが伺える。調査団が訪問した仲介金融機関（4 社）の中で、BCP と BBVA の 2 社の面談者は Bionegocios さえ知らなかった。また、COFIDE からのヒアリングの結果、大手銀行 4 社のすべてではなく、相対的に環境配慮に関心のある 1 社に対してのみ COFIDE は AIRE を紹介していたことが分かった。このように、AIRE プログラム（日本の資金援助であること）はほとんど関係者に周知していないことがわかる。

また、COFIDE の担当者は 2015 年に実施された AIRE プログラムの周知セミナーにおいて、みずからの環境・省エネ関係融資（Bionegocios）に関するプレゼンをしているが、そのなかでは、JICA からの AIRE 資金が COFIDE に入り、Bionegocios と改名されて融資されることを示すスライドを使用している（図 6.2）。また、COFIDE との打合せの中で先方の担当者は、KfW の資金も同様に扱っていると語っており、KfW のコンサルタントである Green Energy 社の同席した 17 大学のプロジェクトでは図 6.3 のようなスライドが使用されている。ところがこれらのプレゼン資料は AIRE や KfW のプログラムの周知・促進を主目的とした場のみで用いられており、ウェブで公開されている一般向けの Bionegocios のプレゼン資料には、このような資金源に関するスライドは用いられておらず、最終的な顧客への AIRE プログラムの認知度を向上させる仕組みがあったとは言い難い（図 6.4）。前述の確認された事実のとおり、周知活動の段階のみならず、融資が決定した顧客（Cruz del Sur）にさえもこの事実を伝えていないことは問題である。

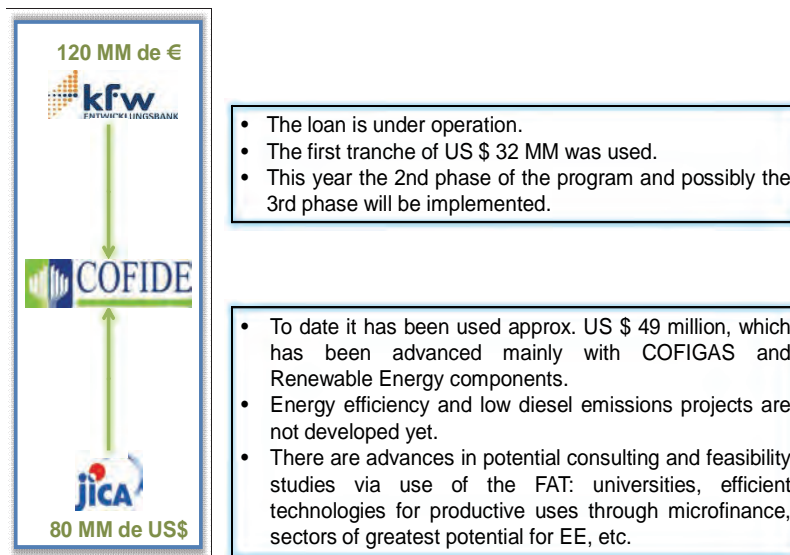
ちなみに上記の Cruz del Sur 社が COFIDE 融資により購入したトラックはすべて欧州車（Volvo）である。AIRE 資金により日本製品が購入された実績は現時点ではない。日本の税金等を原資とする JICA からのツーステップローンであることから、日本の支援である点を十分に認知・評価される必要があり、何らかの方法で向上させるように、現時点からでも改めて JICA から COFIDE に対して申し入れることが重要と考えられる。これは JICA と COFIDE で合意されていることでもある。



出典：COFIDE 提供資料

図 6.2 COFIDE が作成した資料 (1)

### RELATIONSHIP WITH KEY STAKEHOLDERS



出典：COFIDE 提供資料

図 6.3 COFIDE が作成した資料 (2)



出典：COFIDE によるウェブ公開資料

図 6.4 Bionegocios 説明資料

以上の状況を踏まえ、今後 AIRE プログラムの案件形成を促進するためには、Bionegocios 自体の案件形成を進めつつ、かつ日本の資金援助（AIRE プログラム）による資金であることを顧客に認知させる必要がある。この具体的な施策につき、下記を提案する。

- ① COFIDE が日常の営業活動の中で顕在化させた案件に AIRE 資金を引き当てる方法（上記の Cruz del Sur 社で採用された手法）を活性化させるように、COFIDE 社内に対する PR を改めて実施して、COFIDE 社内の認知度を向上させるとともに社内の協力を仰ぎ、他部門の案件にも AIRE の資金が充てられる可能性を上げること。
- ② 仲介金融機関（IFI）のすべてではなくても良いので、大手市中銀行 4 行等に対して改めて Bionegocios および AIRE の認知度向上のための PR 活動を個別に行うこと。表 2.7 にも示したとおり、総資産の大きい BCP、BBVA、Scotiabank、Interbank の 4 行はその他の銀行よりも市場への影響力が大きく、多くの潜在的なエンドユーザーに周知されることが期待できるため、これらの銀行への個別の説明は不可欠である。
- ③ 改めて「パンフレット」「ビデオ・写真」等を活用して、IFI および潜在的なエンドユーザーに対して認知度向上のための PR 活動を行うこと。上記の大手市中銀行 4 行以外へこれらのマス媒体を用いた周知活動を行うことで、それらの銀行を利用する多くの中小企業にも Bionegocios および AIRE が周知されることが期待される。これは AIRE および Bionegocios の目的でもある「中小企業への融資」に合致する。
- ④ 上記 Bionegocios の周知活動にあたっては、日本の資金援助（AIRE プログラム）であることを顧客に必ず伝えること。

#### 6.4 AIRE の利便性について

COFIDE の資金は如何なる場合でもエンドユーザーである民間企業に直接融資されるので



はなく、IFI を通じて市中銀行資金と合わせて融資される。このため、「利便性」を評価するのはエンドユーザーおよび IFI である。ヒアリングを行った結果、IFI から見ると、COFIDE 資金は彼らの資金源のひとつとして捉えている、ということができる。調査団が面談した銀行の中には、

*COFIDE と一緒に取り組む案件は、インフラ案件などのように、長期間の貸出という COFIDE の強みを活かすことのできるものが中心となる。*

という方針を持っているところもあった (BCP 社)。つまり、COFIDE と協業するかどうかは IFI が決める、というものである。一方で、COFIDE は、

*案件が発掘できたら、まずエンドユーザーに会う。仲介金融機関をどこにするかは、そのエンドユーザーと COFIDE で決める。*

と調査団に説明しており、このあたりは案件の状況によると思われる。なお、調査団が開催したワークショップにおける質疑応答の中で、COFIDE は、

*COFIDE 融資の競争力は金利水準ではなく、融資期間の長さ (最大 25 年) にある。*

と回答しており、これは上記と符合する。少なくとも融資期間の長さは IFI にとって評価されている利点といえる。

しかしながら、COFIDE は基本的にすべての案件がエンドユーザーから直接持ち込まれることを前提としているため、上記利点がエンドユーザーにとって魅力的か否かが重要である。少なくとも後述のとおり、ワークショップにおいて得られたアンケートの回答では 25 年の融資を魅力的と思う顧客は少ない。一方で同じくアンケート結果やエンドユーザーへのヒアリング結果によると、顧客は COFIDE が提供する金利よりも低い水準を望んでいることがわかっている。

これらの状況を踏まえ、調査団がワークショップで提示した COFIDE 融資の課題は下記のとおりである。

- ① 審査手続きに要する期間 (5 ヶ月) が民間金融機関 (IFI の場合、2 ヶ月) に比較して長い
- ② COFIDE が希望する融資規模は 1 件当たり 1 億円以上である。(前述のとおり、現在は 1 億円未満の案件にも取り組むように方針を変えている。)
- ③ エンドユーザーにとって重要な判断材料である金融条件の相場観が予見できない。
- ④ COFIDE 金融条件が民間金融機関に比べてさほど魅力的でない。

これらは顧客にとっての Bionegocios の利便性を悪くしており、実際にエンドユーザーへのヒアリングでは①～④のそれぞれを理由に本プログラムの利用を断念するという声も聞いた。それぞれの項目に対する提案は以下のとおりである。

- ① 審査期間が長いことに対する提案としては、前述のとおり事務処理手続きの簡略化等により、審査期間を短縮することが重要である。
- ② 案件規模については、現在では 1 億円未満の案件にも取り組む運用とのことであり、今後は融資額の小さな案件も積極的に対応することが重要である。

- ③ エンドユーザーに対して金利の相場を提供できないのであれば、少なくともエンドユーザーが COFIDE と面会するための必要書類を少なくするなどの工夫が必要である。またそもそものツーステップローンの特長を活かし、COFIDE とエンドユーザーが直接会わずとも IFI から案件が持ち込まれるようにすることが重要である。上記の IFI に対する認知度向上の施策はこれに資する。
- ④ 前述のとおりスワップコストを考慮すると（特にソル建ての場合）顧客に低金利を提供することが難しい。このため、考えられる方針は以下の二点である。
  - 信用力の低い企業は他の銀行では低金利の融資が得られず、COFIDE の提供する金利が優位になる可能性があるため、これに該当する顧客への融資を積極的に進める。
  - 金利以外の融資条件の優位性を訴求する必要がある。例えば融資期間が長いことは他の金融機関では提供できないメリットであるため、建築物など耐用年数の長いものを融資対象とする。今回調査団が提示した GBC 会員企業の持ちこむ案件がこれにあたる。

## 6.5 案件組成のための提言

上記のとおり認知度および利便性について問題点があるものの、貸付実行期限まで残り期間が約1年であることを考慮すると、本調査で明らかになった案件候補を効率的に具体化させていく必要がある。このための活動に対しての提言を以下にまとめる。

- ① 調査団が顕在化させた潜在顧客（A社、Green Building Councilの会員会社、D社、E社）等と COFIDE の営業担当者の面談をセットすること。とくに Green Building Council の会員企業が持ちこむ案件には以下のメリットが期待できる。
  - それぞれの案件が省エネ建築への融資であるため、案件規模が大きい。このため AIRE 資金から一度に多額の金額が充てられることが期待できる。
  - 会員企業が持ちこむ案件は LEED 認証建築であり、前述のとおり技術的な審査基準が単純明確であり、審査期間の短縮が見込まれる。
  - 建築物の耐用年数は長いため、後述する本プログラムの「返済期間の長さ」が他の銀行からの融資に比べ優位である可能性がある。
- ② 省エネコンポーネントからディーゼルコンポーネントへの予算の再配分を前提に、T社の顧客と積極的に面談を行う。これらの面談を進めるにあたり、以下に留意する。
  - いくつかの T 社の顧客のなかには、短期間の貸付実行を所望する企業が確認された。前述のとおり COFIDE には 2-3 ヶ月の審査期間でディスバースした実績があるため、この旨を顧客に伝える必要がある。
  - T 社の顧客のほとんどは COFIDE と面会するための書類準備が重荷になって面会に至っていない。前節にも示したとおり、今後はこの必要書類を少なくし、面会のハードルを下げる必要がある。
  - いくつかの顧客は自己資金の 30% が負担になっている。このため IFI が車両を所有するファイナンスリースの活用を検討する。

- ③ 再エネコンポーネントへの予算の再配分を検討する。とくに再エネコンポーネントについて、前述のとおり **Bionegocios** は再エネ案件への融資実績を多数有し、今後も継続して案件が組成される、もしくは現在審査中のものがあると考えられる。最終的に本 TSL の効果を考えた場合、再エネコンポーネントで予算を使うことは結果的に CO2 を削減し、地球温暖化対策に資するため、省エネコンポーネントにおける融資と同様の効果が得られる。
- ④ 案件規模が小さい 1 億円未満の案件について、これまでに却下した顧客およびメーカーと再度面会する。冷凍機メーカー F 社および空調設備メーカー J 社は、過去に 1 億円未満の案件を **COFIDE** に持ち込み、拒否された経緯がある。現在はその基準を緩和したことから、今後は前向きに融資を検討可能である旨をメーカーに伝える必要がある。

## 6.6 まとめ

以上のような議論を踏まえ、現時点で **COFIDE** に対して提案できる解決策は以下のとおりである。

- ① **COFIDE** が日常の営業活動の中で顕在化させた案件に **AIRE** 資金を引き当てる方法（上記の **Cruz del Sur** 社で採用された手法）を活性化させるように、**COFIDE** 社内の協力を仰ぐこと。
- ② 主要な仲介金融機関（**IFI**）と潜在的なエンドユーザーに対する **PR** 活動を改めて実施すること。そして、その際には **AIRE** が日本国からの支援プログラムであることをきちんと伝えること。
- ③ マス媒体を用いて **Bionegocios** および **AIRE** プログラムを広く周知すること。
- ④ 審査手続きに要する期間（標準で 5 ヶ月）が長いことがネックとならないように、事務処理手続きの簡略化等により審査期間の短縮に努めること。
- ⑤ 案件規模が 1 件当たり 1 億円に満たなくても、積極的に融資を検討すること。
- ⑥ エンドユーザーにとって重要な判断材料である金利水準を何らかの方法で（例えば、可能性の範囲を）示すこと。もしくは **COFIDE** と面会するための必要書類を少なくするなど、面会のハードルを下げるのが重要である。
- ⑦ 金利水準が民間金融機関に比べてさほど魅力的でなくても、融資期間が長いことを十分に訴求すること。またこの特長を活かせる案件への営業を進めること。
- ⑧ 調査団が顕在化させた潜在顧客（A 社、**Green Building Council** の会員会社、D 社、E 社）等と **COFIDE** の営業担当者の面談をセットすること。
- ⑨ ディーゼルコンポーネントや再エネコンポーネントへの予算の再配分を検討すること。

## 7 ワークショップ

### 7.1 全体概要

以下のとおりワークショップを実施した。ワークショップは二部構成とし、前半は関係者のみを集め今後の AIRE プログラムの案件実施促進のためのディスカッションを行い、後半はエンドユーザー、IFI に向けた AIRE プログラムの説明を行った。

日時：2016年11月30日

場所：Sonesta Hotel El Olivar

プログラム構成：以下の通り

表 7.1 ワークショップのプログラム構成

構成	プログラム	聴衆
第一部： AIRE プログラムの改善点についての関係者会合	①JICA ペルー事務所の挨拶 ②MEF の挨拶 ③調査団からの提言 ④KfW プログラムの現状 ⑤JICA 本部からの取りまとめ ⑥ディスカッション	—
第二部： AIRE プログラムの周知	①JICA ペルー事務所の挨拶 ②MEM ③COFIDE ④調査団 ⑤JICA 本部からの挨拶	BCP、Scotiabank、 MYCOM、MYCOM のエン ドユーザー、GBC、GBC 会 員企業 4 社、CENERGIA 計 21 人

### 7.2 第一部

#### 7.2.1 概要

第一部の目的は本プログラムの現状、課題、および今後の方針を関係者で議論することであった。調査団からはこれまでの調査で明らかになった課題とそれに対する提案を行い、KfW も同様の省エネプログラムの現状および今後の提案を行った。これを受けて関係者にてディスカッションを行った。



図 7.1 ディスカッションの様子

## 7.2.2 プレゼンテーションおよびディスカッション要旨

### (1) 調査団によるプレゼンテーション

- 1) 調査団は AIRE プログラムの現状と課題、およびそれらに対する提案を行った。
- 2) 一つめの課題として、認知度の低さを指摘した。
  - 事実として、AIRE プログラムは IFI やエンドユーザーにほとんど知られていない。また AIRE は KfW ファンドと一緒に扱われ、COFIDE の融資プログラムとしては Bionegocios と名付けられている。したがって、IFI や潜在的なエンドユーザーは、AIRE を日本の援助プログラムとして認識することが困難であることを指摘。
  - さらに認知度が低い原因としては COFIDE は環境に配慮しているとして選んだ 1 つの IFI のみしか AIRE について知らせていなかった事実を指摘。
  - これに対する提案として、主要大手地方銀行および潜在的エンドユーザに周知するためのワークショップを実施すること、主要な IFI および潜在的なエンドユーザーに対して JICA による円借款支援についても言及するパンフレットを提供することを提案。
- 3) 二つめの課題として、エンドユーザーからの Bionegocios へのアクセスが悪い点を指摘した。
  - COFIDE の内部手続きには 5 ヶ月を要する (IFI の場合は約 2 ヶ月)。
  - COFIDE が要求する融資規模が 1mil.USD 以上であり、中小企業の資金需要を大きく上回る。
  - 潜在的なエンドユーザーは、融資を受けるか否かを検討する際に、当然のことながら金融条件の目安(金利などの水準)を知りたいが、COFIDE は金融条件を提示するに先立って相当量の文書を準備することをエンドユーザーに要求している。
  - 原因としては、COFIDE は公的機関であり、一般的に大きなプロジェクトを扱っていること、および担当者が 2 名だけであることを指摘。
  - 提案としては、審査後の内部承認手続きや事務作業を簡略化し内部手続期間を短縮すること、案件規模が 1mil. USD 未満の小規模プロジェクトも融資候補案件として検討すること、金融条件の目安を示すこと、内諾時に必要な文書量を少なくすることを提案した。

- JICA に対する提案としては、今後このようなプログラムを実施する際には、実施機関の選定の際に複数の実施機関候補を比較考慮し、優位性のある機関を選定すること、また実施機関に対し中小企業向け融資の能力向上プログラムを提供することを提案。

## (2) KfW によるプレゼンテーション

- 1) COFIDE へはこれまで合計 120mil. EUR を融資しており、さらに IFI のリスク評価のキャパビリティを目的に 1.5mil. EUR を贈与している。
- 2) KfW によって特定された案件組成の阻害要因等は以下の通りである。
  - COFIDE の省エネ案件の推進担当スタッフが削減され、現在はわずか 2 人であり、かつ 1.5mil. USD 以上の資金需要のあるプロジェクトを優先していること。
  - COFIDE に省エネ関連案件を処理するための専門の要員はおらず、当初は経営管理部門、とくにインフラ関係の管理部がこのプログラムを扱った。このため、資金提供されたプロジェクトの大部分はインフラ設備に関連しており、これまで省エネ案件は推進されなかった。
  - IFI には省エネ案件を促進するための商品がないこと。
  - わずか 4 つの IFI に Bionegocios の案件の 80% が集中しているため、さらに多くの IFI が本プログラムに関与することで、より多くの案件が発掘されると思われる。
  - 上記 4 行の IFI は、短期ローンの場合には COFIDE が提供する金利よりも安い金利を世間へ提供しており、その場合エンドユーザーは Bionegocios を活用するインセンティブがなくなる。
- 3) KfW が今後省エネプログラムを促進する機会
  - 電気料金は 5 年前から上昇しており、今後省エネ案件が増えることが期待できる。
  - KfW の省エネプロジェクトの実施により、投資回収 3 年、最大 15% の省エネを達成することが可能である。
  - Bionegocios の PR 活動を目的に、今後 COFIDE の営業担当部門が関与するため、Bionegocios および KfW の省エネプログラムを普及させる機会である。
- 4) 2017 年の KfW の方針
  - KfW は今後、最終ユーザーのニーズに適した金融商品を開発する。
  - 熱源設備に関する案件、セクターは病院などの分野に関連する金融プロジェクトのポートフォリオを特定する。
  - 国際コンサルタントの新規調達を行う。

## (3) ディスカッションにおける発言

ディスカッションでは、COFIDE は調査団の提言について以下のとおりコメントした。

- COFIDE の戦略計画によれば、COFIDE が資金を提供するプロジェクトは、経済的、社会的、環境的に実現可能で収益性の高いものでなければならない。また、優先投資は、健康、教育、基本的な衛生などの分野に焦点を当てるべきである。
- COFIDE は KfW と JICA から資金援助された Bionegocios Program を推進している。このため、AIRE プログラムを個別に推進することはできないが、Bionegocios の一部

として推進している。

- Bionegocios の条件には柔軟性がある。COFIDE は、これまで再生可能エネルギー案件に対して債券購入により資金提供したこともあるほか、低排出ディーゼルの促進にも重点を置いていた。直近では Cruz del Sur には 11.5mil USD を融資した。
- KfW の支援を受け、2017 年に省エネ開発者を特定する省エネ開発者を特定する調査が実施され、これにより省エネ案件を形成することが可能になると期待している。
- IFI が省エネ案件へ資金調達することを促す保証基金はペルーには存在しない。市場の ESCO (Energy Services Companies) は、国際 ESCO と連携または強化すべきである。

また調査団は、過去にホテルの省エネ案件において案件規模が小さかったために融資を拒否された事実を述べた。これに対し COFIDE は、現在進めている 17 大学のプロジェクトでは案件規模が 15 万 USD 程度であるが、このような小規模な案件に対しても前向きに取り組んでいる旨をコメントした。

ディスカッションおよび KfW のプレゼンから、①COFIDE の営業担当部門が今後 Bionegocios に関与するため PR 効果が期待できること、②金額の小さい案件にも取り組んでいくこと、③今後も省エネ案件の形成につながるような活動を行っていくこと、など前向きな方針が確認された。

## 7.3 第二部

### 7.3.1 概要

第二部では、エンドユーザーおよび IFI を集め、今後のさらなる案件組成を目的としたセミナーとした。



図 7.2 COFIDE のプレゼンテーションおよび参加者

### 7.3.2 プレゼンテーション要旨

#### (1) MEM

MEM からは現在のペルーのエネルギー収支、省エネ法、MEPS についての情報提供があった。

#### (2) COFIDE

COFIDE は AIRE プログラムについての利点（長期融資であること、事業計画をサポートすること、プロジェクトへの IFI の参画を促すこと）について説明したうえで、COFIDE のなかで現在進めているプロジェクトの説明、今後の予定を説明した。質疑応答にて金利について聞かれたところ、COFIDE は市中銀行と比較して高いが返済期間の長さに優位性があると回答した。

### (3) 調査団

調査団は本調査にて発掘した AIRE プログラム利用の可能性のある融資候補案件を紹介した。

#### 7.3.3 アンケート結果

第二部主席者に対し、一般的な金融条件等についてのアンケートを実施した。13 社から以下の回答を得た。

- 融資を受ける際の銀行における審査期間として妥当と思われる期間を確認したところ、以下の回答があった。
  - 1～2 ヶ月：4 社
  - 3 ヶ月未満：2 社
  - 6 ヶ月未満：1 社
- 魅力的と思う金利水準について確認したところ、以下の通りの回答があった。
  - ドル建て：2%未満が 1 社
  - ソル建て：6～7%未満が 1 社
  - 通貨不明：5%未満が 1 社、5～7%が 2 社、8%未満が 1 社、12%が 1 社
- 30%の自己資金について確認したところ、「ハードルにならない」が 4 社、「ハードルになる」が 5 社。うち 2 社からは、市中銀行なら通常頭金は 10%～20%ではないか、とのコメントがあった。
- 25 年の返済期間の長さについて、魅力的と回答したのは 3 社で、その他の企業は通常最大でも 5 年以内のローンを組むとのことであり、超長期の返済期間について魅力を感じていない模様であった。



## 8 提言

本 TSL の今後の融資候補案件組成ならびに今後エネルギー効率化にかかる新たな TSL プログラムを組成するにあたっての提案を以下に整理する。

### 8.1 短期的

本 TSL の短期的な融資候補案件形成を目的とした提案を以下に示す。

#### 8.1.1 パイロット案件のフォロー

今回の調査を通じて顕在化した 19 の融資候補案件（表 3.1 参照）について、COFIDE は可能な限りエンドユーザーとコンタクトし、案件を具体化させることが重要である。貸付実行期限まで残り期間が約 1 年ということを考慮すると、融資規模が大きく、かつ省エネ審査が簡易な GBC 会員の融資候補案件を優先的に進めることが重要と考えられる。

またディーゼルコンポーネントは T 社を通じ、表 3.1 で示したエンドユーザーのほか、継続的に 1 億円程度の融資候補案件が今後も顕在化することが見込まれる。省エネコンポーネントからディーゼルコンポーネントへの予算の再配分が可能であることは本調査で確認されたため、T 社に対し積極的にコンタクトし、エンドユーザーと意見交換して内談発掘することが望まれる。

いずれにしても、エンドユーザーが COFIDE とより融資相談をしやすくするため、事前準備資料を減らすことが必要である。

#### 8.1.2 IFI およびエンドユーザーへの PR 活動

COFIDE から本 TSL を周知されていなかった IFI の一つである BBVA と本調査中に打合せを行った結果、積極的に本 TSL を活用したいとのことであった。今後、BBVA が彼らのエンドユーザーに本 TSL を紹介し、COFIDE に融資候補案件を持ち込む可能性がある。

前述のように、これまで COFIDE は限られた銀行にしか Bionegocios の周知を行っていなかった。このため、本調査のワークショップ第二部で実施したようなプログラムの周知活動を行うことが重要である。その際には IFI およびエンドユーザーを限定せずに、マス媒体なども用いて幅広く PR することも効果的と考えられる。なお、現状では Bionegocios が日本からの資金援助であることがエンドユーザーから見えないため、今後 Bionegocios を進める際には JICA および KfW の援助を受けていることを明記する必要がある。

#### 8.1.3 再エネコンポーネントへの予算の再配分

Bionegocios では再エネ案件への融資実績を多数有するため、今後行われる融資に対して AIRE 資金を充てることは短期的に本 TSL の予算を有効活用するひとつの方法である。また再エネコンポーネントの場合、省エネコンポーネントと同様、地球温暖化対策に資することが期待できる。

## 8.2 中期的

今後継続的に Bionegocios の融資候補案件形成を行うために、以下を提案する。

### 8.2.1 COFIDE の体制

今後エンドユーザーと数多く面会し、融資候補案件を発掘・審査していくためには、COFIDE 内の人員強化が望まれる。また今後中小企業向けの融資候補案件も積極的に検討していくためにも、人員増加による案件処理能力の増強は必要である。

また、本調査中にディーゼルコンポーネントに大型案件（Cruz del Sur）が充てられたように、COFIDE 内の他の部門で検討されている融資候補案件を Bionegocios と紐付け、積極的に AIRE 資金を充当することも可能である。このためには COFIDE 内で現在審査が進んでいる案件を全部門で共有するなど、COFIDE 内の他部門との情報共有を進めることが望まれる。

### 8.2.2 省エネ案件に対する取り組み

ワークショップ時に COFIDE から、KfW 資金により 2017 年に今後省エネ案件を形成するためのコンサル業務を実施するとの発言があった。これにより新規省エネ融資候補案件の発掘・形成が期待される。また COFIDE において現在 17 大学のプロジェクトを進行中であり、いくつかの大学は AIRE プログラムの利用を希望しており、すでに省エネ診断も実施済みである。

AIRE プログラムではコンサルティングサービス用の予算を設けているため、このような将来的に省エネ融資候補案件の発掘・形成につながる活動を継続して実施し、この予算枠を有効活用することが重要である。

## 8.3 長期的

これまで省エネおよびディーゼルの案件形成が進まなかった要因のひとつに、市場と本 TSL の間でいくつかのミスマッチ等があったと考えられる。今後長期的な視点に立ち、エネルギー効率化にかかる新たな TSL の形成を検討する場合、本 TSL での経験も踏まえ、以下を提案する。

### 8.3.1 市場規模に見合った予算配分

省エネ案件で 1 億円を超える融資規模は稀である。例えば当初パイロットプロジェクトとして進めていた I 社の案件は約 2000 万円規模である。25 億円の配分額を有効活用するためには 100 件以上の融資を実施する必要がある、COFIDE の現在の体制で消化することは困難である。今後の本 TSL における短期的対応策としては、前述のとおりディーゼルコンポーネントや再エネコンポーネントへの予算の再配分が可能であるが、今後新規 TSL が形成されるに際しては、資金需要に見合った資金配分を行うことが望まれる。

### 8.3.2 ローカルプログラムの現状把握と実施促進

本 TSL は円借款で円建てであり、融資通貨へのスワップコスト等を考慮すると、特に現地通貨において必ずしも魅力的な金利設定ができない。今後、新規 TSL を形成する場合には、

多少金利が高くても借り手となりうるエンドユーザーは信用力の低い中小企業である場合が多いため、中小企業向けローンとして必要な検討を行うことが重要である。

本 TSL を資金源の一つとするローカルプログラムである Bionegocios は、中小企業への融資を目的としており AIRE プログラムの目的と合致しているが、実情として多数の大型再エネ案件へは融資しているものの、担当部署の体制を見てもわかるように中小案件を促進できていない。COFIDE がこれまで探してきた 1 億円以上の大規模案件の場合、エンドユーザーは大手企業となる傾向にあるため、低い金利で資金調達する手段をもっている場合が多く、ミスマッチが生じていた。

本調査で COFIDE に対し小型案件に取り組むことの必要性を提案した結果、ワークショップでのコメントのとおり、今後 COFIDE は中小規模の案件にも取り組んでいく方針であり、将来的に中小企業における省エネ案件が形成されることが期待できる。

なお、Bionegocios の特長のひとつが最大 25 年の長期返済期間であるが、これは中小企業向けのローンで購入される物品の耐用年数等を考慮すると過大であることから需要は大きくない。実際にエンドユーザーからのヒアリングやワークショップのアンケート結果においても、返済期間 5 年前後のローンを必要とする顧客が多かった。長期返済期間という特長を活かすには、本調査で提案した LEED 認証建築物への融資等が適しており、本調査で特定した Green Building Council からは継続的にそのような案件が COFIDE に持ち込まれることが期待できる。

### 8.3.3 技術基準を市場と適合させること

本 TSL のディーゼルコンポーネントは、より環境負荷の小さい車両を優遇することを目的に「低排出ディーゼル車両」を融資対象にするように設定されたものの、現状の融資基準では EUROIII と EUROIV の両方に融資が可能であり、特に低排出車両を優遇するものではない。このため本調査により、より低排出である EUROIV を優遇する基準に改定することを提案した。

なお、現状ペルーでは EUROIV 用の燃料の導入の過渡期であるため、EUROIII を用いる車両を排除することはできない。EUROIII の場合は EUROIV よりも大気汚染物質の排出量が多いため、CO2 削減を目的に燃費データの公開を義務付けることを提案した。この基準は燃費データを公開しない多くのメーカーを排除し、結果的にデータを公開している日本企業を含む優良企業を優遇するものとなるとともに、より地球温暖化対策に効果的な車両への融資促進が見込まれる。

## 添付資料

添付資料 1	申請書類リスト
添付資料 2	収集した機器データリスト
添付資料 3	<b>Reglamento Operativo</b> 改定案
添付資料 4	D 社省エネ診断結果（非公開）
添付資料 5	I 社省エネ診断結果（非公開）
添付資料 6	E 社省エネ診断結果（非公開）

## COFIDE

### **EVALUACIÓN DE SOLICITUD DE FINANCIAMIENTO**

#### 1.- GENERALIDADES

Para evaluar una solicitud de financiamiento dentro del Programa BIONEGOCIOS, requerimos de información básica y puntual que complemente los aspectos específicos y/o particulares de la solicitud que nos ha sido presentada. Por tal motivo es preciso establecer nuevas reuniones con el solicitante del financiamiento, así como, potenciales visitas a sus instalaciones para evaluar su solicitud y estructurar un financiamiento adecuado.

Es importante indicar que la información requerida deberá permitirnos evaluar a la empresa en forma parcial (considera la(s) nueva(s) unidad(es) de negocio producto del financiamiento) y en forma conjunta (considera todas las unidades de negocio). Así pues, es importante que nos brinde información que nos permita proyectar el flujo de caja de la solicitud puntual del financiamiento y de la empresa en su conjunto.

Asimismo, les agradeceremos que la información numérica, que incluye el cálculo de las proyecciones del Flujo de Caja, del Estado de Pérdidas y Ganancias, etc. nos sea proporcionado también mediante un medio digital, incluyendo todos los supuestos utilizados para su construcción, con el fin de agilizar la evaluación. Es por ese motivo que le solicitamos incluya las notas y los anexos correspondientes a los estados financieros presentados.

Finalmente, la información debe ser presentada de acuerdo al orden abajo indicado:

#### 2.- CLIENTE

- Solicitud de estructuración de financiamiento del cliente a COFIDE. Se detallará el monto solicitado y su aplicación.
- Nombre de la empresa o institución, socios (participación) y principales funcionarios.
- Nombre de las otras empresas que participarán en el negocio o proyecto, indicando el papel o función de cada uno de ellos.
- Experiencia de las empresas/socios y funcionarios en el negocio y/o otras actividades a las que se dedican.
- Activos que posee cada socio dentro y fuera del negocio.
- Nombre de la persona a contactar, número de teléfono y correo electrónico.

#### 3.- NEGOCIO

- Cuadro de Inversiones. Cuadro de aportes (usos y fuentes)
- Descripción de las características del negocio
- Tecnología. Experiencias probadas de la tecnología propuesta.

- Proceso productivo
- Organización empresarial.
- Descripción de las instalaciones, maquinaria y equipos, así como, las tierras e inversión de campo:
  - a) Detalle de los negocios que posee la empresa. Valorización de los bienes.
  - b) Detalle y descripción de los inmuebles que posee la empresa. Valorización de los inmuebles.
  - c) Indicar si los activos están prendados. De ser el caso, indicar a qué banco o persona, plazo y por qué valor.
  - d) Licencias, Concesiones, EIA, autorizaciones Municipales, etc.
  - e) Medio de pago.
- Presentación de copia de contratos, permisos o licencias que sean fundamentales para el funcionamiento del negocio.

Ingresos:

Detalle mensual de los ingresos proyectados generados por la nueva unidad de negocio

Detalle mensual de los ingresos históricos y proyectados generados por todas las unidades del negocio consolidado.

Precios y volúmenes estimados de venta por tipo o línea de servicio.

Egresos:

Detallar los costos de ventas por tipo de negocio. Explicar su naturaleza de variación.

Detallar los gastos de administración, ventas, y otros.

Señalar los montos y tratamiento de las contingencias legales y tributarias.

4.- MERCADO

- Análisis de la oferta y demanda histórica y proyectada de cada unidad de negocio.

5.- ASPECTOS FINANCIEROS

EEFF actualizados (antigüedad no mayor a tres meses) e históricos de los dos últimos años (auditados si existieran), con sus respectivas notas y anexos explicativos, de las empresas del grupo (de forma individual) y del consorcio (consolidado)

a) Del financiamiento existente de la empresa:

- Detalle del nivel de deuda de corto y largo plazo de la empresa en el sistema financiero (por Institución Financiera) o con proveedores. Indicar los montos

originales, saldos actuales, tasa de interés, plazo y cronograma de pago (diferenciar amortización de capital y pago de intereses).

- Señalar la utilización del dinero de la deuda existente.

b) Del nuevo financiamiento solicitado:

- Descripción del destino del financiamiento, diferenciando inversiones en activos fijos, gastos pre-operativos, capital de trabajo, refinanciación de pasivos.
- Indicar las fuentes de financiamiento, monto del aporte de capital del cliente y el financiamiento que otorgarían terceros (bancos, proveedores, etc.).
- Señalar plazos, tasa de interés, forma de pago de los financiamientos solicitados.

## 6.- PROYECCIONES ECONÓMICAS - FINANCIERAS

Proyección anual de los Estados Financieros (Balance General, **Flujo de Caja**, Estado de Ganancias y Pérdidas) de la empresa; en caso el negocio presente estacionalidad se debe presentar proyecciones mensuales. Las proyecciones deben incluir:

- Ventas totales de la empresa, por tipo o unidad de negocio.
- Cobranzas.
- Pagos por concepto de deudas
- Costos y gastos totales de la empresa.
- Detalle de la depreciación de activos existentes y por adquirirse.
- Detalle del cálculo de impuesto a la renta, pago de IGV, fraccionamiento tributario y/o AFP, u otros impuestos.
- Pago de dividendos y/o participación de trabajadores.
- Inversiones
- Amortización de capital y gastos financieros de los financiamientos solicitados (instituciones financieras o proveedores), y del financiamiento existente.
- Otros ingresos y egresos de la empresa.

## 7.- GARANTÍAS Y APORTES DEL DUEÑO DEL PROYECTO

Detalle del aporte del dueño del proyecto, así como, la descripción y valoración de las garantías que se encuentran disponibles para garantizar el financiamiento solicitado. Podrá hacerlo a través de una tasación certificada o simplemente bajo una declaración jurada. En caso la institución financiera intermediaria lo solicite, las valorizaciones deben ser efectuadas por un perito tasador autorizado por la Superintendencia de Banca y Seguros.

Lista de datos de equipos recopilados

The collected equipment data is shown below. The red colored efficiency and EER exceeds the criteria of AIRE program.

(1) Caldera

Núm.	Fabricante	Modelo	Eficiencia (%)
1	FORBES MARSHALL	WHRB	98.00%
2	BOSCH	U - L - S (200 to 1800 BHP)	95.10%
3	BOSCH	UT - HZ (13000 to 18300 kW)	95.00%
4	BOSCH	ZFR (1800 to 3500 BHP)	95.00%
5	BOSCH	UT - H (820 to 18300 kW)	94.80%
6	BOSCH	UNIMAT UT M (750 to 19200 kW)	94.50%
7	BOSCH	U - MB U-HD (50 to 200 BHP)	94.10%
8	BOSCH	UT - L (650 to 19200 kW)	93.90%
9	Calderas Intensa	Caldera Horizontal Serie PTH	93.30%
10	FORBES MARSHALL	Minimax	89.00%
11	FORBES MARSHALL	Marshall B	89.00%
12	FORBES MARSHALL	Marshall C	89.00%
13	FORBES MARSHALL	Modular Boiler	89.00%
14	THERMOFLUID SYSTEM S.A.C (Installer)	Natural Gas Type	85.00%
15	CLEAVERS BROOKS	CBLE (125 - 800 BHP)	84.40%
16	CLEAVERS BROOKS	CBEX Elite	84.35%
17	CLEAVERS BROOKS	CBR (125 - 800 BHP)	84.00%
18	CLEAVERS BROOKS	CB (50 - 100 HP)	83.50%
19	CLEAVERS BROOKS	4WI (100 - 800 HP)	83.45%
20	CLEAVERS BROOKS	OHIO Special (50 - 100 BHP)	83.40%
21	JOHNSTON	PFTE500-4-LG-200S	83.07%
22	TERMOVAPOR	EG-60-1	83.00%
23	CLEAVERS BROOKS	CBL	82.75%
24	JOHNSTON	PFTA750-4-HG-300S	82.42%
25	CLEAVERS BROOKS		82.25%
26	CLEAVERS BROOKS		82.15%
27	CLEAVERS BROOKS	CBLE-200-600-200 ST	82.01%
28	CLEAVERS BROOKS	CBLE/700/300/150ST	82.00%
29	CLEAVERS BROOKS	CBLE 700-700-150 ST	81.99%
30	CLEAVERS BROOKS	ICB-600-700-150	81.99%
31	CLEAVERS BROOKS	CBLE/700X/250/1650ST	81.97%
32	CLEAVERS BROOKS		81.70%
33	CLEAVERS BROOKS		81.65%
34	CLEAVERS BROOKS	Model 4 (Watertube Boiler )	81.35%
35	CLEAVERS BROOKS		81.15%
36	CLEAVERS BROOKS		81.15%
37	CLEAVERS BROOKS	Model 5 (7,500-8,000 Low Water )	80.85%
38	CLEAVERS BROOKS	CBEX Premiun (100 - 800 BHP)	80.55%
39	CALDEROS PIEDRA S.R.L. (Installer)	Calderas piedra	80.00%
40	FORBES MARSHALL	Packages solid fuel Boiler	73.00%



**(2) Aire acondicionado**

Núm	Fabricante	Tipo	Modelo	EER
1	DAIKIN	Chillers	Magnitude R Magnetic Bearing Water Cooled	6.90
2	DAIKIN	Chillers	Centrifugal Dual Compressor (Water Cooled)	5.81
3	DAIKIN	Chillers	Centrifugal Single Compressor (Water Cooled)	5.67
4	TRANE	Helical Rotary Chillers	Series R Model RTUD Condenserless	5.63
5	AAON	Packaged Rooftop Units	RQ-002-1-H-CA01-111	5.63
6	AAON	Packaged Rooftop Units	RQ-003-3-H-CA81-000	5.63
7	AAON	Packaged Rooftop Units	RQ-004-3-H-EB09-111	5.63
8	AAON	Packaged Rooftop Units	RQ-006-2-H-EB09-111	5.63
9	BARD	Air Conditioner	W60A1-C0ZXXXXXJ	5.33
10	BARD	Air Conditioner	W60A1-C0ZXXXXXJ	5.33
11	BARD	Air Conditioner	W60A1-C00XPXXXJ	5.33
12	BARD	Air Conditioner	W60A1-COZXPXX2J	5.33
13	YORK	Water Cooled Chillers	Scroll Model YCWL	4.78
14	DAIKIN	Chillers	Water Cooled Screw	4.72
15	DAIKIN	Chillers	Water Cooled Scroll	4.72
16	STULZ	MiniSpace EC	CCD221 A	4.66
17	DAIKIN	VRV	Heat Pump (Air Cooled)	4.63
18	BARD	Air Conditioner	W48A1-C0ZXPXX2J	4.57
19	DAIKIN	VRV	Heat Pump (Water Cooled)	4.51
20	DUNHAM-BUSH	Air Conditioner Single Package	6ACPSB890PG	4.48
21	DAIKIN	Water Source Heat Pumps	WCCW5036	4.45
22	GOODMAN	ARUF Series	ARUF60D14	4.45
23	GOODMAN	ARUF Series	ARUF60D14	4.45
24	GOODMAN	ARUF Series	ARUF60D14	4.45
25	MCQUAY	Centrifugal Compressor Water Chillers	WCCW4042	4.40
26	DUNHAM-BUSH	Air Conditioner Single Package	6ACPSB480PG	4.38
27	MCQUAY	Centrifugal Compressor Water Chillers	WCCW4019	4.37
28	DAIKIN	Water Source Heat Pumps	WCCW4060	4.28
29	DAIKIN	Water Source Heat Pumps	WCCW4024	4.22
30	STULZ	MiniSpace EC	CCD131 A	4.17
31	STULZ	MiniSpace EC	CCU 131A	4.17
32	TRANE	Helical Rotary Chiller	RTAC2754U1ANUAFNN1TY2TDBNN5	4.17
33	DAIKIN	Air-Cooled Scroll-Compressor Chillers	AGZ040EPMNN-ER00	4.13
34	AAON	Packaged Rooftop Units	RN-008	4.10
35	AAON	Packaged Rooftop Units	RN-010	4.10
36	AAON	Packaged Rooftop Units	RN-008-3-0-FB09-111	4.10
37	AAON	Packaged Rooftop Units	RN-010-2-0-CA01-000	4.10
38	AAON	Packaged Rooftop Units	RN-013-3-0-BA02-000	4.07
39	AAON	Packaged Rooftop Units	RN-015-3-0-BA02-000	4.07
40	CARRIER	Single-Package Gas Heating/Electric Cooling Rooftop Units and Electric Cooling Rooftop Units	50A3-050BST22AEE	4.06
41	CARRIER	Air Conditioner	38KHA012L	4.04
42	CARRIER	Xpower Blue II	38KHC012DSP	4.04

43	CARRIER	Inverte Hi-Wall Spil System	42KHC012DS	4.04
44	DUNHAM-BUSH	Air Conditioner Single Package	6ACPSE95PG	4.04
45	TRANE	Split Sustem Cooling	4TTA3060D3000C	4.03
46	STULZ	MiniSpace EC	CCU 91 A	4.00
47	TRANE	Rooftops	Precedent™ with eFlex™ Gas/Electric	3.99
48	TRANE	Helical Rotary Chiller	RTAC200JUX0NNAFNN1TY1CDBNN 5TN1	3.96
49	CARRIER	Xpower Blue II	38KHC024DSP	3.94
50	CARRIER	Inverte Hi-Wall Spil System	42KHC024DS	3.94
51	MCQUAY	Air Conditioner	SWP028HLS27DSFYCEYYYYYMS	3.86
52	STULZ	MiniSpace EC	CCU 151 A	3.83
53	CARRIER	Cooling Only/Electric Heat Packaged Rooftop	50HC-E28ABB6A2A0A0	3.81
54	DAIKIN	System Rooftop	Light Commercial Maverick Cooling Heat Pump	3.81
55	DAIKIN	System Rooftop	Light Commercial Models DC Cooling Heat Pump	3.81
56	TRANE	Rooftops	Precedent 17 Plus	3.81
57	TRANE	Helical Rotary Chillers	Series R Model RTWD Water Cooled	3.79
58	CIAC		CG42A-018PH3U1C	3.79
59	CIAC	Hi Wall 13 SEER 60Hz	CH42A-018-H3U1C	3.79
60	GOODMAN	ARUF Series	ARUF48D14	3.76
61	GOODMAN	ARUF Series	ARUF48D14	3.76
62	CARRIER	Commercial Air-Cooled Condensing Units	38APS03055A10020	3.75
63	AAON	Packaged Rooftop Units	RN-016-3-0-0U9H-000	3.72
64	AAON	Packaged Rooftop Units	RN-020-3-0-BB02-000	3.72
65	AAON	Packaged Rooftop Units	RN-025-3-0-EA09-000	3.72
66	DAIKIN	Water Source Heat Pumps	WCCW5012	3.72
67	AAON	Packaged Rooftop Units	RN-031-3-0-EB09-000	3.58
68	AAON	Packaged Rooftop Units	RN-050-3-0-BA02-000	3.58
69	DAIKIN	Chillers	EWAD - TZ Air Cooled Invertes Screw	3.57
70	CARRIER	Water-Cooled Indoor Self-Contained Systems	50XCW08AAQF6AA-0AA	3.52
71	DAIKIN	Packaged Air Conditioner	DP14CM3641	3.52
72	DAIKIN	Packaged Air Conditioner	DP14CM4841	3.52
73	HIGH PRESTIGE	Multizone DC Inverter	PMR-42R4	3.46
74	LENNOX	Energence Ultra-High-Efficiency	LCH300H4BNY	3.46
75	DAIKIN	Chillers	Pathfinder Screw Air Cooled	3.46
76	TRANE	scroll chillers	CGAM020B2L02AXB2A1A1A1AXXA1	3.43
77	TRANE	Voyager™ Cooling and Gas/Electric	CGAM040B2N02AXB2A1A1A1AXXA1 A1A // CGAM040	3.43
78	YORK	YORK® Predator® units	ZF090C00A2AAA7	3.43
79	YORK	YORK® Predator® units	ZF120C00A2AAA7	3.43
80	YORK	YORK® Predator® units	ZH120C00A4AAA6	3.43
81	YORK	YORK® Predator® units	ZF090C00A2AAA7	3.43
82	YORK	YORK® Predator® units	ZF120C00A2AAA7	3.43
83	YORK	YORK® Predator® units	ZF150C00A4AAA7	3.43
84	YORK	YORK® Predator® units	ZF180C00B2A1AAA1A1	3.43
85	YORK	YORK® Predator® units	ZH120C00A4AAA6	3.43
86	YORK	YORK® Predator® units	ZF090C00A4AAC5	3.43
87	YORK	YORK® Predator® units	ZF120C00A4AAC5	3.43

88	YORK	YORK® Predator® units	ZF150C00A4AAE7	3.43
89	YORK	YORK® Predator® units	ZF180C00A4AAC1	3.43
90	YORK	YORK® Predator® units	ZF180C00A4AAA3A	3.43
91	DAIKIN	Maverick II Commercial Packaged Rooftop Systems	MPS050FY4PV1CYRY-A	3.40
92	DAIKIN	Maverick II Commercial Packaged Rooftop Systems	MPS050FY4PV1CYRY-A	3.40
93	TRANE	scroll chillers	CGAM060F2L02AXB2A1A1A1AXXA1	3.40
94	DAIKIN	Maverick II Commercial Packaged Rooftop Systems	MPS015BYDL-00D	3.37
95	DAIKIN	Package (DX)	Package Light Commercial (Cooling Only)	3.37
96	DAIKIN	Package (DX)	Package Light Commercial (Heat Pump)	3.37
97	DAIKIN	Package (DX)	Package Light Commercial (Cooling & Gas or Electrical Heating)	3.37
98	DAIKIN	Chillers	Trailblazer Air Cooled Scroll	3.34
99	DAIKIN	Air Conditioners Up to 11.3 EER	DCC180XXX3BXXXA	3.31
100	DAIKIN	Air Conditioners Up to 11.3 EER	DCC090XXX3BXXX	3.31
101	DAIKIN	Air Conditioners Up to 11.3 EER	DCC090XXX4BXXX	3.31
102	DAIKIN	Air Conditioners Up to 11.3 EER	DCC090XXX6BXXX	3.31
103	DAIKIN	Air Conditioners Up to 11.3 EER	DCC120XXX6BXXX	3.31
104	DAIKIN	Air Conditioners Up to 11.3 EER	DCC120XXX3BXXXAB	3.31
105	DAIKIN	Air Conditioners Up to 11.3 EER	DCC120XXX6BXXXAA	3.31
106	DAIKIN	Air Conditioners Up to 11.3 EER	DCC090XXX3BXXXA	3.31
107	CARRIER	Air Cooled Liquid Chiller	AquaSnapR30RAP	3.28
108	CARRIER	Gemini Select (Comercial Air- Cooled)	38AP-4PD	3.28
109	CARRIER	Weather Maker	38AP - 4PD	3.28
110	TRANE	Rooftops	Voyager II	3.28
111	YORK	Chillers	Air Cooled Screw YCIV Stile A	3.28
112	CARRIER	Single-Packaged Electric Cooling Units with Puron	50ES-A36---50--	3.28
113	CARRIER	Cooling Only/Electric Heat Packaged Rooftop	50TC-A08A1A5A0A0A0	3.28
114	CARRIER	Cooling Only/Electric Heat Packaged Rooftop	50TC-A12A1A5A0A0A0	3.28
115	CARRIER	Single-Packaged Electric Cooling Units with Puron	50ES-A24-3	3.28
116	LENNOX	Commercial Packaged Rooftop Units Standard and High-Efficiency	KCA060S4DN	3.28
117	LENNOX	Commercial Packaged Rooftop Units Standard and High-Efficiency	KCA090S4BN	3.28
118	LENNOX	Commercial Packaged Rooftop Units Standard and High-Efficiency	KCA072S4BN3Y	3.28
119	LENNOX	Commercial Packaged Rooftop Units Standard and High-Efficiency	KCA120S4BN2Y	3.28
120	LENNOX	Commercial Packaged Rooftop Units Standard and High-Efficiency	KCA150S4BN2Y	3.28
121	LENNOX	Commercial Packaged Rooftop Units Standard and High-Efficiency	KCA240S4BN1G	3.28
122	YORK	YORK® Predator® units	ZF060C00A2AEA4	3.28
123	YORK	YORK® Predator® units	ZF036C00N4AAC2	3.28
124	YORK	YORK® Predator® units	ZF060C00A2AAA2	3.28

125	TRANE	Rooftops	Preceden™	3.28
126	DAIKIN	Maverick II Commercial Packaged Rooftop Systems	MPS025BYDL-00D	3.25
127	CARRIER	Weather Maker	48/50A	3.22
128	TRANE	Air Cooled	Scroll Series RTM Model RTAC	3.22
129	CARRIER	Air-Cooled Condensing Units	38AUZA25A0A5A0A0A0	3.22
130	CARRIER	Cooling Only/Electric Heat Packaged Rooftop	50TC-D14A1A5A0A0A0	3.22
131	CARRIER	Cooling Only/Electric Heat Packaged Rooftop	50TC-D16A1A5A0A0A0	3.22
132	CARRIER	Cooling Only/Electric Heat Packaged Rooftop	50TC-D24A1A5A0A0A0	3.22
133	CARRIER	Cooling Only/Electric Heat Packaged Rooftop	50TC-D25A5A5A0A0A0	3.22
134	CARRIER	Cooling Only/Electric Heat Packaged Rooftop	50TC-D30A1A6A0A0A0	3.22
135	CARRIER	Single-Packaged Electric Cooling Units with Puron	50ES-A60-5	3.22
136	DAIKIN	Air Conditioners Up to 11.3 EER	DCC072XXX4BXXX	3.22
137	DAIKIN	Air Conditioners Up to 11.3 EER	DCC150XXX3BXXX	3.22
138	DAIKIN	Air Conditioners Up to 11.3 EER	DCC150XXX3BXXX	3.22
139	DAIKIN	Air Conditioners Up to 11.3 EER	DCC150XXX6BXXX	3.22
140	DAIKIN	Air Conditioners Up to 11.3 EER	DCC048XXX3BXXXAB	3.22
141	DAIKIN	Air Conditioners Up to 11.3 EER	DCC150XXX6BXXXAA	3.22
142	DAIKIN	Air Conditioners Up to 11.3 EER	DCC300XXX3BXXXAB	3.22
143	DAIKIN	Packaged Air Conditioner	DP13CM6043AA	3.22
144	DAIKIN	Air Conditioners Up to 11.3 EER	DCC150XXX3BXXXA	3.22
145	LENNOX	Commercial Packaged Rooftop Units Standard and High-Efficiency	KCA048S4BN2Y	3.22
146	LENNOX	Commercial Packaged Rooftop Units Standard and High-Efficiency	KCA180S4BN2G	3.22
147	LENNOX	Commercial Packaged Rooftop Units Standard and High-Efficiency	KCA210S4BN2Y	3.22
148	LENNOX	Commercial Packaged Rooftop Units Standard and High-Efficiency	KCA240S4BN2G	3.22
149	TRANE	Packaged Rooftop Air Conditioners	TSD150F3R0A0AD0000006000000000	3.22
150	TRANE	Packaged Rooftop Air Conditioners	TSD210F3R0B070000000600000000	3.22
151	DAIKIN	Condensing Unit and Condensers	Condensers Air Cooled (Cooling Only)	3.22
152	TRANE	Packaged Rooftop Air Conditioners	TSH180F3R0A0900000	3.22
153	TRANE	Packaged Rooftop Air Conditioners	TSH210F3R0B0A00000006000000000	3.22
154	YORK	YORK® Predator® units	ZF240C00A4AAC3	3.22
155	YORK	YORK® Predator® units	ZF300C0024AAA3	3.22
156	YORK	YORK® Predator® units	ZF300C00A2AAA3	3.22
157	YORK	YORK® Predator® units	ZF240C00A2AAC2	3.22
158	YORK	YORK® Predator® units	ZF210C00A4AAA1B	3.22
159	YORK	YORK® Predator® units	ZF300C00A4AAA1B	3.22
160	CARRIER	Xpower Blue II	42KCL112313G	3.20
161	HIGH PRESTIGE	mini split DC Inverter	PIE-12R4	3.20
162	HIGH PRESTIGE	SuperMultizone DC Inverter	PME-12R4	3.20
163	HIGH PRESTIGE	SuperMultizone DC Inverter	PME-18R4	3.20
164	DAIKIN	Chillers	Air Cooled Scroll	3.19
165	DAIKIN	Chillers	Air Cooled Scroll (AGZ)	3.19
166	CARRIER	Single-Packaged Electric Cooling Units	50ES-A48--5	3.19



207	CIAC	Hi Wall 60Hz	CH21V-024-H3U2C	2.84
208	CARRIER	Air Cooled Liquid Chiller	AquaSnapR30RB	2.83
209	YORK	Chillers	Air Cooled Scroll YLAA Stile A	2.81
210	MCQUAY	Serie MC10	MCS-104012-CWF216A / MCS-10401	2.79
211	TRANE	scroll chillers	CGAM120D2L02AXB2A1A1A1AXXA1 A1	2.73
212	TRANE	scroll chillers	CGAM130B2H02AXB2A1A1A1AXXA1 D1A	2.73
213	MARVAIR	Vertical Air Conditioner	AVPA60ACD000NU-A5-100	2.71
214	MARVAIR	Vertical Air Conditioner	AVPA60ACD000NU-A5-100	2.71
215	MARVAIR	Vertical Air Conditioner	AVPA42-60	2.71
216	ECOX	Minispilt NACM	NACM009C10B	2.69
217	CARRIER	Package (DX)	You self-contained	2.64
218	YORK	Condensers & Condensing Units	Air Cooled Scroll YLUA	2.64
219	YORK	Water Cooled Chillers	Scroll Model YCRL	2.64
220	YORK	Chillers	Air Cooled Scroll YLPA	2.64
221	YORK	Chillers	Air Cooled Screw YCAV Stile A	2.64
222	BARD	Air Conditioner	W60A2-B00	2.64
223	BARD	Air Conditioner	W30L2-C0ZXWXXXJ	2.64
224	BARD	Air Conditioner	W48A2-C0ZXPXXXJ	2.64
225	BARD	Air Conditioner	W48A2-C0ZXWXXXJ	2.64
226	BARD	Air Conditioner	W48L2-C0ZXWXX2J	2.64
227	BARD	Air Conditioner	W48L2-C0ZXWXXXJ	2.64
228	BARD	Air Conditioner	W48L2-C0ZXWXXXJ	2.64
229	BARD	Air Conditioner	W60A2-C09XWXXXJ	2.64
230	BARD	Air Conditioner	W60A2-C0ZXWXX2J	2.64
231	BARD	Air Conditioner	W60A2-C0ZXXXXXJ	2.64
232	BARD	Air Conditioner	W60L2-C0ZXXXXXJ	2.64
233	BARD	Air Conditioner	W70A2-C0ZXWXXXJ	2.64
234	BARD	Air Conditioner	W70A2-C0ZXWXXXJ	2.64
235	BARD	Air Conditioner	W70A2-C0ZXXXXXJ	2.64
236	BARD	Air Conditioner	W24A2-C0ZXWXXXJ	2.64
237	BARD	Air Conditioner	W24A2-C0ZXWXXXJ	2.64
238	BARD	Air Conditioner	W70L1-C0ZXXXXXJ	2.64
239	BARD	Air Conditioner	W70L2-C0Z	2.64
240	BARD	Air Conditioner	W70L2-C0ZXWXXXJ	2.64
241	BARD	Air Conditioner	W70L2-C0ZXWXXXJ	2.64
242	BARD	Air Conditioner	W70L2-C0ZXWXXXJ	2.64
243	BARD	Air Conditioner	W70L2-C0ZXXXXXJ	2.64
244	BARD	THE WALL-MOUNT™ AIR CONDITIONERS	W36A2-C0ZXWXXXJ	2.64
245	BARD	Air Conditioner	W48A2-B09XPXXXJ	2.64
246	BARD	Air Conditioner	W48A2-C09XWXXXJ	2.64
247	BARD	Air Conditioner	W60A2-C00XWXXXJ	2.64
248	BARD	Air Conditioner	W60A2-C0ZBWXX2J	2.64
249	BARD	Air Conditioner	W60A2-C0ZBWXX2J	2.64
250	BARD	Air Conditioner	W60A2-C0ZXWXXXJ	2.64
251	BARD	THE WALL-MOUNT™ AIR CONDITIONERS	W70A2-B09XPXXXJ	2.64
252	BARD	Air Conditioner	W70A2-C00XWXX2J	2.64
253	BARD	Air Conditioner	W70A2-C09XWXXXJ	2.64
254	BARD	Air Conditioner	W70A2-C0ZXWXX2J	2.64
255	BARD	Air Conditioner	W70A2-C0ZXWXX2J	2.64

256	BARD	Air Conditioner	W70A2-C0ZXWXX2J	2.64
257	BARD	Air Conditioner	W24A2-A0ZXPXXXM	2.64
258	BARD	Air Conditioner	W24H2-A04XPXXXT	2.64
259	BARD	Air Conditioner	W72AA-C09XWXXXJ	2.64
260	BARD	Air Conditioner	W60A2-C09BPXXXJ	2.64
261	BARD	Air Conditioner	W60A2-C09BPXXXJ	2.64
262	BARD	Air Conditioner	W60A2-C09BPXXXJ	2.64
263	BARD	Air Conditioner	W60A2-C09BPXXXJ	2.64
264	BARD	Air Conditioner	W60A2-C09BPXXXJ	2.64
265	BARD	Air Conditioner	W60A2-C09XPXXXJ	2.64
266	ECOX	Minispilt NACM	NACM018C10B	2.57
267	ECOX	Minispilt NACM	NACM036C10B	2.57
268	ECOX	Minispilt NACM	NACM030C10B	2.51
269	ECOX	Minispilt NACM	NACM024C10B	2.47
270	HIGH PRESTIGE	Multizone DC Inverter	PMR-30R4	2.46
271	MCQUAY	Serie MC10	MCS-104018-CWF216A / MCS-10401	2.43
272	ECOX	Minispilt NACM	NACM012C10B	2.41
273	RITTAL	Cooling Unit	3328500	2.40
274	RITTAL	Cooling Unit	3328540	2.40
275	RITTAL	Cooling Unit	3387540	2.38
276	RITTAL	Cooling Unit	3384500	2.24
277	BARD	Air Condotioner	W30A1-B00XPXXXJ	2.22
278	RITTAL	Cooling Unit	3273500	2.12
279	RITTAL	Cooling Unit	3329500	2.11
280	RITTAL	Cooling Unit	3332540	2.11
281	RITTAL	Cooling Unit	3385500	2.09
282	RITTAL	Cooling Unit	3361500	2.08
283	BARD	Air Condotioner	W36A1-B06XPXXXJ	2.00
284	RITTAL	Cooling Unit	3304500	1.83
285	RITTAL	Cooling Unit	3305500	1.83
286	BARD	Air Condotioner	W48A1-A0ZXWXX2M	1.73
287	RITTAL	Cooling Unit	3304540	1.71
288	RITTAL	Cooling Unit	3361510	1.59
289	RITTAL	Cooling Unit	3303500	1.40
290	RITTAL	Cooling Unit	3302100	1.32
291	RITTAL	Cooling Unit	3303510	1.31
292	RITTAL	Cooling Unit	3302300	1.30

### (3) Equipos de Refrigeración Industrial

Núm	Fabricante	Tipo	Modelo	EER
1	LENNOX	Air Handler	CBX25UH-042	5.96
2	LENNOX	Air Handler	CBX27UH-036-230-6-03	5.57
3	LENNOX	Air Handler	CBX27UH-036-230	5.57
4	Copeland	Ultra Tech TM	ZX21KCE - TF5	5.54
5	MAYEKAWA	Reciprocating Compressor	N8M	4.84
6	YORK	Water-Cooled Scroll Chiller	YCWL0198SE40XAB	4.92
7	Copeland	ZO Scroll Compressors fr Subcritical R-744 (CO2)	ZO58K3E	4.89
8	YORK	Water-Cooled Scroll Chiller	YCWL0118SE46XAC	4.89
9	MAYEKAWA	Reciprocating Compressor	N6M	4.84
10	MAYEKAWA	Reciprocating Compressor	N4M	4.84
11	Copeland	ZO Scroll Compressors fr Subcritical	ZO45K3E	4.84

		R-744 (CO2)		
12	LENNOX	Air Handler	CBX27UH-060-230	4.80
13	LENNOX	Air Handler	CBX27UH-060-230-6-04	4.80
14	LENNOX	Air Handler	CBX27UH-060	4.80
15	Copeland	ZO Scroll Compressors fr Subcritical R-744 (CO2)	ZO104K3E	4.78
16	YORK	Water-Cooled Scroll Chiller	YCWL0056SE40XAB	4.70
17	BOHN	Condenser Unit	BDT1500M6C	4.59
18	Copeland	ZO Scroll Compressors fr Subcritical R-744 (CO2)	ZO21K3E	4.51
19	Copeland	ZO Scroll Compressors fr Subcritical R-744 (CO2)	ZO34K3E	4.51
20	BOHN	Condenser Unit	BDT2500H2E-021B	4.46
21	BOHN	Condenser Unit	BDT3000L6E-021B	4.43
22	LENNOX	Air Handler	CBX25UH-018	4.40
23	Copeland	Copeland Scroll Outdoor Refrigeration Condensing Unit (XJ Series)	ZS21K4E - TF5	4.37
24	BOHN	Condenser Unit	BDT1500M6D	4.29
25	LENNOX	Air Handler	CBX25UH-030	4.26
26	DAIKIN	Air-Cooled Scroll-Compressor Chillers	AGZ035EPMNN-ER00	4.25
27	DAIKIN	Air-Cooled Scroll-Compressor Chillers	AGZ055EPMNN-ER00	4.25
28	DAIKIN	Air-Cooled Scroll-Compressor Chillers	AGZ140DHSNN-ER10	4.25
29	DAIKIN	Air-Cooled Scroll-Compressor Chillers	AGZ140EPMNN-ER00	4.25
30	BOHN	Condenser Unit	BDT0750M6D	4.25
31	LENNOX	Air Handler	CBX25UH-036	4.23
32	LENNOX	Air Handler	CBX25UH-060	4.16
33	BOHN	Condenser Unit	BDT1000M6D	4.16
34	BOHN	Condenser Unit	BDT1200L6D	4.16
35	BOHN	Condenser Unit	BDT1500L6C	4.16
36	BOHN	Condenser Unit	BDT1500L6D	4.16
37	DAIKIN	Air-Cooled Scroll-Compressor Chillers	AGZ060E.D.SE.N	4.16
38	DAIKIN	Air-Cooled Scroll-Compressor Chillers	AGZ060EPMNN-ER00	4.16
39	DAIKIN	Air-Cooled Scroll-Compressor Chillers	AGZ160D	4.16
40	DAIKIN	Air-Cooled Scroll-Compressor Chillers	AGZ160D.H.4N	4.16
41	DAIKIN	Centrifugal Compressor Water Chillers	AWS.280C CD HEWN-ER10	4.16
42	DAIKIN	Air-Cooled Scroll-Compressor Chillers	AGZ070E.D.SE.N	4.10
43	DAIKIN	Air-Cooled Scroll-Compressor Chillers	AGZ080D	4.10
44	DAIKIN	Air-Cooled Scroll-Compressor Chillers	AGZ013BS	4.07
45	DAIKIN	Air-Cooled Scroll-Compressor Chillers	AGZ025BB4	4.07
46	DAIKIN	Air-Cooled Scroll-Compressor Chillers	AGZ029BB2	4.07
47	DAIKIN	Air-Cooled Scroll-Compressor Chillers	AGZ170E	4.07
48	LENNOX	Air Handler	CBX25UH-024	4.07
49	DAIKIN	Air-Cooled Scroll-Compressor Chillers	AGZ130DHSNN-ER10	4.02
50	DAIKIN	Air-Cooled Scroll-Compressor Chillers	AGZ130EP02	4.02
51	LENNOX	Air Handler	CBX27UH-048-230-6-04	3.84
52	LENNOX	Air Handler	CBX27UH-048-230	3.84
53	MAYEKAWA	Reciprocating Compressor	N62WBHE	3.70
54	MYCOM	Reciprocating Compressor	N4WBHE-LAT	3.70
55	MYCOM	Reciprocating Compressor	N6WBHE-LAT	3.70
56	MYCOM	Reciprocating Compressor	N8WBHE-LAT	3.70
57	GOODMAN	Multi-Speed Air Handler	ARUF36C14	3.38
58	FRIGOSYSTEM	RascaPlus Energy	RACA/C150N/S	3.38
59	LENNOX	Air Handler	CBX25UH-048	3.33
60	FRIGOSYSTEM	RascaPlus Energy	RACA PLUS ENERGY 602B-FT-AS	3.19
61	FRIGOSYSTEM	RascaPlus Energy	RACA PLUS ENERGY 502	3.14



62	MAYEKAWA	Reciprocating Compressor	N6MII	3.09
63	MYCOM	Reciprocating Compressor	N6MII-LAT	3.09
64	TRANE	Air-Cooled Scroll Chillers	CGAM030B2N02AXB2A1A1A1AXXA1 C1A	3.05
65	YORK	Air-Cooled Scroll Chillers	YLAA0070SE46XFBSXTX	3.05
66	SHINI	SIC-A-R2 Series	SIC-24A-R2-HP	3.01
67	DAIKIN	Air-Cooled Scroll-Compressor Chillers	AGZ150E	2.93
68	DAIKIN	Centrifugal Compressor Water Chillers	WSC087-BBABC	2.93
69	TRANE	Air-Cooled Scroll Chillers	CGAM040B2L02AXB2A1A1A1AXXA1 C1A	2.93
70	TRANE	Air-Cooled Scroll Chillers	CGAM035B2N02AXB2A1A1A1AXXA1 A1AXXXXXXA1A3X1B1XXLXX	2.93
71	YORK	Air-Cooled Scroll Chillers	YLAA0080SE28XFBSXTX	2.93
72	MACQUAY	MODULAR AIR COOLED CHILLER	MAC210A5-PAAU	2.88
73	YORK	Air-Cooled Scroll Chillers	YLAA0090SE28XCBSXTX	2.87
74	YORK	Air-Cooled Scroll Chillers	YLAA0120SE28XFBSXTX	2.87
75	YORK	Air-Cooled Scroll Chillers	YLAA0120SE40XFB	2.87
76	YORK	Air-Cooled Scroll Chillers	YLAA0175HE40XFBSXTX	2.87
77	YORK	Air-Cooled Scroll Chillers	YLAA0100SE28XCBSXTX	2.81
78	YORK	Air-Cooled Scroll Chillers	YLAA0136SE28XCBSXTX	2.81
79	YORK	Air-Cooled Scroll Chillers	YLAA0136SE28XFB	2.81
80	YORK	Air-Cooled Scroll Chillers	YLAA0136SE40XFB	2.81
81	YORK	Air-Cooled Scroll Chillers	YLAA0136SE40XFBSXTX	2.81
82	YORK	Air-Cooled Scroll Chillers	YLAA0155SE40XFBSXTX	2.81
83	YORK	Air-Cooled Scroll Chillers	YLAA0170SE40XFBSXTC	2.81
84	BOHN	Condenser Unit	FRM350X6CH-12CQE	2.81
85	BOHN	Condenser Unit	FRM450H2DH-11C	2.81
86	SHINI	SIC-A-R2 Series	SIC-12A-R2-HP	2.56
87	SHINI	SIC-A-R2 Series	SIC-38A-R2-HP	2.34
88	BOHN	Condenser Unit	FRM600X6DH-12C	2.34
89	BOHN	Condenser Unit	JLD4000M6D	2.34
90	BOHN	Condenser Unit	JLD7000M6DPP	2.34
91	SHINI	SIC-A-R2 Series	SIC-48A-R2-HP	2.16
92	Copeland	Scroll K6	ZB66K5E	2.14
93	Copeland	Scroll ZS*KA	ZS29KA	2.14
94	Copeland	Scroll ZS*KA	ZS33KA	2.14
95	Copeland	Scroll K5	ZB58K5E	2.11
96	Copeland	Scroll K8	ZB76K5E	2.11
97	Copeland	Scroll ZS*KA	ZS26KA	2.11
98	Copeland	Scroll ZS*KA	ZS21KA	2.08
99	Copeland	Scroll K7	ZB95K5E	2.05
100	Copeland	Scroll ZS*KA	ZS15KA	2.05
101	Copeland	Scroll ZS*KA	ZS19KA	2.05
102	Copeland	Scroll K9	ZB114K5E	2.02
103	Copeland	Scroll ZS*KA	ZS13KA	1.96
104	Copeland	Scroll ZS*KA	ZS09KA	1.93
105	Copeland	Scroll ZS*KA	ZS11KA	1.93
106	BOHN	Condenser Unit	FRM500H2DH-12CQE	1.87
107	BOHN	Condenser Unit	FRM600L6CZ-12CQE	1.87
108	Copeland	Scroll K10	ZB34K5E	1.76
109	Copeland	Scroll K11	ZB41K5E	1.76
110	Copeland	Scroll K12	ZB49K5E	1.73

## CRITERIOS DE SELECCIÓN DE SUB-PRÉSTAMOS

Todos los Sub-Préstamos en los 4 sub-componentes abajo indicados deberán cumplir con las regulaciones ambientales, instrucciones y estándares actualmente aplicados en Perú.

### (1) COFIGAS

#### 1.1. Criterios de Selección de Sub-Proyectos:

- a) Compra de buses nuevos de transporte público a gas natural acompañado del reemplazo o chatarreo de buses de transporte público antiguos.
- b) El tamaño de los nuevos vehículos debe cumplir con la regulación de su localidad de operación.
- c) La planta de chatarreo de los vehículos antiguos deberán cumplir con los estándares ambientales de las autoridades competentes, incluyendo la ISO 14000 u otro estándar de mutuo acuerdo entre COFIDE y JICA (por ejemplo, ISO 9001).
- d) El monto del Sub-Préstamo estará limitado por el monto total que el beneficiario pague por la compra de nuevos vehículos y los equipos auxiliares.
- e) El número elegible de nuevos vehículos que cumplan con el programa COFIGAS será por lo general menor a 20 por Sub-Préstamo.

#### 1.2. Criterios de selección de Beneficiarios:

- a) La empresa que esté registrada en el Perú.
- b) La empresa que tenga un permiso para servicio de transporte público en el Perú.
- c) El tamaño de la empresa sea clasificado por lo general como MIPYMEs.

### (2) ENERGÍAS RENOVABLES

#### 2.1. Criterios generales de selección de Sub-Proyectos

- a) La tecnología elegible pertenece al sector de generación eléctrica, tales como generación con mini-centrales hidroeléctricas (de 0.5 MW hasta 20 MW), generación solar fotovoltaica, generación de energía eólica, generación de energía de la geotermia y generación de energía de la biomasa. Además, se incluye energía solar térmica.
- b) Los Sub-Proyectos cuya Categoría Ambiental no sea clasificada como Categoría "A" de acuerdo con "JBIC Guidelines for Confirmation of Environmental and Social Consideration (2002)".
- c) Las acciones de consideración ambiental pueden ser confirmadas.

- d) Se ha obtenido el permiso requerido por la regulación peruana, de ser el caso.
- e) El plan de negocios es lo suficientemente convincente para el suministro estable de electricidad a los beneficiarios proyectados. El Sub-Proyecto debe garantizar el suministro de electricidad bajo los estándares técnicos actuales.
- f) El plan financiero del Sub-Proyecto es práctico y está bien elaborado.

## 2.2. Criterios de selección de Beneficiarios:

- a) Empresa privada, asociación o empresa pública que tenga de preferencia más de 5 años de experiencia en generación eléctrica en Perú o emplea al menos 3 expertos como ingenieros a tiempo completo que al menos uno de ellos tenga más de 10 años de experiencia en generación eléctrica.
- b) Compañía, asociación o empresa pública que pueda asegurar capital de al menos 15% del total del costo del Sub-Proyecto en la etapa inicial.
- c) Compañía, asociación o empresa pública que pueda suministra electricidad de acuerdo con los estándares técnicos.

## 2.3. Generación con Mini-Centrales Hidroeléctricas

En adición a los criterios mencionados en la sección 2.1, se requiere lo siguiente:

### 2.3.1. Criterios de selección de Sub-Proyectos:

- a) Sub-Proyecto para el cual, por lo general, el estudio de factibilidad se haya completado.
- b) La ubicación de la planta está en el área donde COFIDE identificó previamente en la etapa de pre-consulta.
- c) En el caso de rehabilitación, la eficiencia en la generación de energía deberá incrementarse en cerca del 10% o más comparado con la producción actual (línea base).

### 2.3.2. Criterios de selección de Beneficiarios:

- a) Además de los criterios mencionados en la sección 2.2, de preferencia, la empresa deberá tener experiencia administrando por lo menos una central hidroeléctrica de la misma capacidad o mayor.

## **(3) EFICIENCIA ENERGÉTICA**

Los Sub-Proyectos concernientes a Eficiencia Energética serán clasificados en **cuatro** categorías:

- 1) Adquisición o introducción de equipo y/o sistema considerado en la lista de

Máquinas y Equipos de Eficiencia Energética a ser preparada por un Especialista (de aquí en adelante referida como “Lista”) y

- 2) Adquisición o introducción de los siguientes productos de bajo consumo energético, que automáticamente logren más del 10% de ahorro energético que los convencionales.
  - LED
  - Elevadores controlados por dispositivos inversores.
  - Elevadores que tiene el dispositivo de inversor regenerativo
- 3) Edificios con certificación LEED
- 4) Otros proyectos de eficiencia energética

### 3.1. Lista

3.1.1. Criterios de selección de Sub-Proyectos: Adquisición o introducción de equipamientos y/o sistema considerado en la lista de equipamiento de Eficiencia Energética o actividades preparadas por el Especialista.

- b) El proyecto de eficiencia energética que sea capaz de lograr al menos 10% de ahorro de energía. El ahorro de energía se puede estimar utilizando comparaciones a escala, benchmarking y casos similares.

3.1.2. Criterios de selección de Beneficiarios:

- a) MIPYMEs, compañías, organizaciones y entidades públicas para las cuales la instalación puede garantizar ahorros sostenidos de energía como se planificó.

### 3.2. Productos de Eficiencia Energética

Adquisición o introducción de los siguientes productos de eficiencia energética.

Los esperados ahorros de energía se muestran a continuación:

- a) Lámpara incandescente de LED: 80% de ahorro de energía
- b) Lámpara fluorescente de LED: 40% de ahorro de energía
- c) Elevadores controlados por dispositivos inversores: 30% de ahorro de energía que uno convencional
- d) Elevadores que tienen dispositivos de control regenerativo: 30% de ahorro de energía que uno convencional

### 3.3. Edificios con certificación LEED

Para obtener la certificación LEED, los edificios deben alcanzar el 10% de la eficiencia energética que los edificios normales de acuerdo a los requerimientos regulados por Green Building Council. Por consiguiente, todos los edificios con certificación LEED pueden alcanzar por lo menos el 10% de ahorro de energía que los edificios normales.

### 3.4. Proyectos de Eficiencia Energética

#### 3.4.1. Criterios de selección de Sub-Proyectos:

- a) Sub-Proyecto para el cual el diagnóstico de ahorro de energía ha sido completado
- b) De acuerdo al diagnóstico, se asegura más del 10% de ahorro de energía
- c) El proyecto al que no se le ha hecho auditoría energética debe ser examinada su hoja de cálculo de ahorro de energía presentada por el solicitante. La revisión debe ser hecha de la siguiente manera:
  - ① Se debe confirmar si el rango de comparación de energía ahorrada es apropiado o no. El rango de comparación debe ser definida como consumo de un solo equipo o como consumo de toda la instalación. El indicador a ser medido por ahorro de energía debe ser definido también.
  - ② En el caso de renovación del equipamiento, se debe confirmar si el consumo de energía calculado o medido del sistema existente es el apropiado. En el caso de una instalación nueva, se debe confirmar que el sistema convencional objetivo que es comparado con el nuevo tiene un nivel razonable de consumo energético de acuerdo a las leyes actuales y a las normas internacionales etc. Llamemos a éste consumo de energía A.
  - ③ Se debe confirmar que el cálculo del consumo de energía después de la instalación del nuevo equipo es apropiado. Llamemos a éste consumo de energía B.
  - ④ Revisar que  $(A - B) / A > 10\%$ .
- d) Más de 10% de ahorro de energía es sostenible durante años
- e) El Sub-Proyecto cuyo efecto puede ser cuantitativamente medido utilizando un sistema de medición claro y con ahorros sostenidos de energía como se planificó, así como reducción de costos.

#### 3.4.2. Criterios de selección de Beneficiarios:

- a) MIPYMEs, compañías, organizaciones y entidades públicas para las cuales la instalación pueda asegurar ahorros sostenidos de energía como se planificó.

#### 3.4.3. Ejemplos de proyectos de eficiencia energética

##### 1) Nueva instalación y/o rehabilitación de calderas

#### Criterios de selección de Sub-Proyectos:

- a) Sub-Proyecto para el cual el diagnóstico de ahorro de energía haya sido completado
- b) El Sub-Proyecto que se estime que logre al menos 10% de ahorro de energía luego de completar la instalación.
- c) El Sub-Proyecto cuyo efecto pueda ser cuantitativamente medido con un sistema de medición claro y con ahorros sostenidos de energía como se planificó, así como reducción de costos.

#### 3.3.2. Criterios de selección de Beneficiarios:

- a) MIPYMEs, compañías, organizaciones y entidades públicas para las cuales la instalación pueda asegurar ahorros sostenidos de energía como se planificó.

#### **(4) BAJA EMISIÓN DIESEL**

##### 4.1. Criterios de selección de Sub-Proyectos:

- a) Buses o camiones nuevos
- b) Los documentos emitidos por el fabricante, declarando que los buses o camiones cumplen con la regulación de EUROIII o EUROIV. **Cuando los vehículos aplican a EUROIII, el solicitante debe presentar los datos de eficiencia del combustible del motor de dicho vehículo junto con otros formularios de solicitud.**
- c) Vehículos Diésel medianos o grandes
  - i) Bus: Longitud de chasis antes de ensamblaje cercana a 8 metros o más  
El ancho es mayor a 2 metros  
El número de asientos para pasajeros es mínimo 30
  - ii) Camiones: El peso bruto del vehículo es cerca de 9 toneladas o más

##### 4.2. Criterios para la selección de Beneficiarios:

- a) MIPYMEs, empresas e instituciones públicas que utilizan buses y camiones principalmente fuera de la ciudad de Lima.

#### **(5) OTROS**

Los siguientes son ejemplos de Sub-Proyectos que probablemente puedan ser examinados como proyectos potenciales a futuro.

##### 5.1. Bombeo de agua del subsuelo para irrigación con energía solar fotovoltaica

###### 5.1.1. Criterios de selección de Sub-Proyectos:

- a) La instalación de sistemas solares fotovoltaicos y/o de bombeo para propósitos de irrigación de terreno agrícola
- b) El área del terreno será identificada por COFIDE
- c) COFIDE decide la capacidad de la instalación de irrigación

- d) Terreno agrícola en el cual la irrigación es indispensable para sembrar

#### 5.1.2. Criterios de selección de Beneficiarios:

- a) MIPYMEs o grupos de campesinos que planean instalar en forma conjunta sistemas fotovoltaicos y/o de bombeo para irrigación.
- b) Productos agrícolas que están permitidos de sembrar en el área.

### 5.2. Cogeneración

#### 5.2.1. Criterios de selección de Sub-Proyectos:

- a) El ahorro de energía el por lo menos 15% a partir de la línea base

#### 5.2.2. Criterios de selección de Beneficiarios:

- a) Fábricas o plantas de MIPYMEs, hospitales y grandes complejos de edificios los cuales requieren de preferencia de 1000 kW de energía térmica y/o 1000 kW de energía eléctrica o equivalente.

### 5.3. Hogar Verde

#### 5.3.1. Criterios de selección de Sub-Proyectos:

- a) Sub-Proyecto para el cual el estudio de factibilidad se ha completado
- b) El máximo monto de Sub-Proyecto será establecido por COFIDE
- c) La ubicación del sistema está en el área que COFIDE determine

#### 5.3.2. Criterios de selección de Beneficiarios:

- a) Grupos o individuos asociados (referencialmente 50 hogares) y pequeños talleres o industrias rurales dentro de una zona limitada. El monto de Sub-Préstamo, como grupo, deberá ser de 100,000 USD o mayor.
- b) Los hogares deben ser la residencia principal de los propietarios
- c) Consumidores productivos tales como industrias rurales y artesanos estarían incluidos y liderarían a los consumidores.
- d) La asociación es principalmente administrada por un comité en el cual por lo menos uno de los miembros pertenece a la asociación.



**CENERGIA**

**CENTRO DE CONSERVACIÓN DE ENERGÍA Y DEL  
AMBIENTE**



**ESTUDIO DE AUDITORÍA ENERGÉTICA  
DE LA PLANTA DE AJINOMOTO DEL  
PERÚ**

**INFORME**

San Borja, Octubre de 2016





## CONTENIDO

<b>RESUMEN EJECUTIVO</b> .....	<b>4</b>
<b>1 DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA INSTALACIÓN</b> .....	<b>7</b>
1.1 IDENTIFICACIÓN DE LA EMPRESA .....	7
1.2 DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN .....	7
<b>2 SUMINISTRO Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA</b> .....	<b>9</b>
2.1 SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA .....	9
2.2 DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA .....	9
2.3 COSTO UNITARIO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA .....	9
<b>3 ANÁLISIS ENERGÉTICO ACTUAL DE LA INSTALACIÓN</b> .....	<b>10</b>
3.1 CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA .....	10
3.2 MÁXIMA DEMANDA Y CONSUMO DE ENERGÍA TOTAL .....	12
<b>4 EVALUACIÓN DE PROYECTOS DE EFICIENCIA ENERGÉTICA</b> .....	<b>17</b>
4.1 MEJORA POR EL REEMPLAZO DE MOTORES ELÉCTRICOS DE EFICIENCIA ESTÁNDAR POR LOS DE ALTO RENDIMIENTO .....	17
4.2 REDUCCIÓN DE LA DEMANDA EN EL USO DE BOMBAS DE AGUA DE POZO .....	22
4.3 CONTROL DE CARGAS EN HORAS DE PUNTA .....	24
4.4 PROPUESTA DE IMPLEMENTACIÓN DE UNA PLANTA DE COGENERACIÓN .....	27
4.4.1 Objetivo .....	27
4.4.2 Metodología del Estudio .....	27
4.4.3 Situación de referencia .....	28
4.4.4 Implementación del Sistema de Cogeneración .....	29
4.4.5 Resultados de la evaluación .....	32
4.4.6 Estudio Normativo .....	33
4.4.7 Comparación económica de alternativas .....	33
4.4.8 Alternativa Seleccionada .....	34
<b>5 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b> .....	<b>35</b>
5.1 CONCLUSIONES .....	35
5.2 RECOMENDACIONES .....	35

## Anexos

Anexo 1: Parte Eléctrica

Anexo 2: Parte Térmica



## Lista de Cuadros

Cuadro N° 3.1: Estadística de Facturación de Energía Eléctrica de Ajinomoto .....	10
Cuadro N° 3.2: Verano Resumen de Mediciones – Semana de Máxima Demanda Totalizador Planta .....	13
Cuadro N° 3.3: Resumen de Mediciones – Semana de Máxima Demanda.....	15
Cuadro N° 4.1: Evaluación Económica Reemplazo de Motores Estándar por Eficientes – (Costo de energía = 0.085 US\$/kW.h).....	20
Cuadro N° 4.2: Motores a ser Reemplazados por Motores de Alta Eficiencia .....	21
Cuadro N° 4.3: Demanda de Potencia de Bombas de Agua .....	23
Cuadro N° 4.4: Análisis de las Máximas Demandas de Potencia en H.P. ....	24
Cuadro N° 4.5: Premisas de Diseño del Sistema de Cogeneración .....	29
Cuadro N° 4.6: Tarifas Proyectadas.....	31
Cuadro N° 4.7: Alternativas Consideradas y Nivel de Inversión .....	32
Cuadro N° 4.8: Cálculo de los Indicadores REE y C para las Alternativas Consideradas .....	33
Cuadro N° 4.9: Cálculo de los Principales Indicadores Económicos para cada Alternativa.....	34

## Lista de Figuras

Figura N° 3.1: Evolución de la Energía (kW.h) – Planta AJINOMOTO .....	11
Figura N° 3.2: Evolución de la Máxima Demanda (kW) – Planta AJINOMOTO .....	12
Figura N° 3.3: Diagrama de Carga del día de Máxima Demanda - Verano .....	14
Figura N° 3.4: Diagrama de Carga del día de Máxima Demanda - Invierno .....	16
Figura N° 4.1: Curva de Eficiencia a Diferentes Potencias Estándar IEC 60034-30 (2014) .....	19
Figura N° 4.2: Evaluación de los Picos de Demanda Mayo-2016 .....	25
Figura N° 4.3: Sistema de Monitoreo y Control de la Máxima Demanda .....	26



## RESUMEN EJECUTIVO

Este informe contiene los resultados de la auditoría energética a la planta de AJINOMOTO.

AJINOMOTO, es una empresa agroindustrial establecida en 1968 en la rama del sector de alimentos y sazónadores. Ofrece productos instantáneos y prácticos elaborados bajo altos estándares de calidad.

La auditoría incluyó las siguientes actividades:

- Encuesta de campo cuyo objetivo era recopilar información relacionada con el consumo de energía y equipos características.
- Análisis e identificación de mejoras energéticas.
- Elaboración del informe de auditoría.

## Resultados principales

### A. AHORRO DE ENERGÍA

En la tabla siguiente, se muestra el potencial de ahorro en la planta de AJINOMOTO.

MEJORAS	AHORRO DE POTENCIA			AHORRO DE ENERGÍA				Ahorro económico total (US\$)	Inversión (US\$)	Payback (Meses)
	kW	%	US\$	kW	%	% Categoría	US\$			
1. Reemplazo de motores eléctricos viejos por otros de alta eficiencia										
Caso 1: IE2 vs IE1				225 113	0,7	1,10%	19 135	19 135	76 063	48
Caso 1: IE3 vs IE1				421 361	1,3	2,10%	35 816	35 816	134 638	45
2. Reducción de la demanda de potencia en el uso de bombas (pozos).	45	1%	8 100					8 100	500	1
3. Sistema de monitoreo de carga en horas	75		13 500					13 500	18 000	16
<b>AHORRO TOTAL (*)</b>	<b>120</b>	<b>2,7%</b>	<b>21 600</b>	<b>421 361</b>	<b>1,3</b>	<b>2,10%</b>	<b>54 951</b>	<b>76 551</b>	<b>229 201</b>	<b>36</b>

NOTA: (\*) El total de ahorros no incluye el caso 1 del reemplazo de motores de categoría 1.

Los porcentajes de ahorro están relacionados con los siguientes valores:

Consumo Total de Energía Activa - 2015:	32.866.200	kWh	2%
Máxima demanda registrada en horas pico – 2016	4422	kW	11%
Facturación de la energía y demanda pico - 2015	2.654.796	US \$	7%
Tipo de cambio	3,3	S/.US \$	



## B. PLANTA DE COGENERACIÓN

La mejor opción de cogeneración consiste en una turbina de 7,9 MW, que presenta los siguientes indicadores económicos:

COGENERACIÓN	CURRENT FACILITY			COGENERATION PLANT				TOTAL AHORRO ECONÓMICO* (US\$)	INVERSIÓN (US\$)	PAYBACK (US\$)
	Energía (MWh)	Combustible (Msm3)	Costo* (US\$/año)	Auto Generación (MWh)	Energía Exportada (MWh)	Combustible (Msm3)	Costo* (US\$/año)			
SIEMENS SGT 300 7,9 MW (Alternativa 1)	32686	9131	5311085	64946	32260	2418976	4649650	661435	9525000	5
(*) Para el primer año.										

## C. CONCLUSIONES

1. Se ha identificado potenciales ahorros en el reemplazo de motores eléctricos existentes por otros de mayor eficiencia, siendo el periodo de retorno de 4 a 5 años.
2. Se ha identificado beneficios económicos por una Gestión de la Demanda, se debe instalar en una primera etapa interruptores horario. En una segunda etapa se recomienda instalar un sistema automático de control de la demanda de potencia.
3. La alternativa más recomendable para la implementación de un sistema de cogeneración es la compuesta por 01 turbina de gas SIEMENS SGT-300 de 7,9 MW, con su caldera de recuperación.
4. Las alternativas de cogeneración seleccionada posee un REE de 0,72 y un C de 0,59, lo que hace que califique como central de cogeneración; así también, demanda una Inversión de US\$ 9 525 000, que a lo largo de un periodo de análisis de 15 años nos da un VAN de US\$ 3 728 062 y una T.I.R. de 19,9%, con un periodo de retorno simple de la inversión de 5 años.

## D. RECOMENDACIONES

1. Se debe evaluar a nivel de factibilidad implementar los proyectos de eficiencia energética identificados en el diagnóstico por sus beneficios económicos y ambientales.
2. Se recomienda realizar un estudio de eficiencia energética que permita cuantificar mejor los potenciales ahorros energéticos y económicos para la empresa y evaluar otras medidas de eficiencia energética.



3. Con el fin de educar y concientizar al personal que labora en la planta en temas relacionados con el ahorro de la energía, se sugiere programar charlas y exposición de videos relacionados con el tema.
4. De acuerdo a los resultados obtenidos, se recomienda una evaluación del proyecto de cogeneración, a nivel de pre-factibilidad, sin embargo, se deberá realizar antes un estudio de eficiencia energética para poder determinar con exactitud los consumos energéticos y tener la situación de referencia optimizada, de esta manera se podrá obtener una mejor cuantificación de los beneficios del proyecto.
5. Para análisis futuros, es recomendable que el personal de planta lleve a cabo un programa de monitoreo constante a lo largo del año, identificando los días de mayor carga térmica (en base a la producción) y consumo eléctrico.
6. Así mismo, para el diseño óptimo de la caldera de recuperación de calor (HRSG), es necesario conocer la curva de demanda de vapor de la planta, por esta razón es que se recomienda ejecutar un monitoreo de la demanda cada 15 min no menor a un año.



# 1 DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA INSTALACIÓN

---

## 1.1 IDENTIFICACIÓN DE LA EMPRESA

AJINOMOTO DEL PERU S.A. es una empresa fundada en 1968 del sector agroindustrial, del ramo de fabricación de alimentos y sazónadores para consumo humano. Ofrece productos sabrosos y prácticos elaborados bajo los más altos estándares de calidad.

Sus principales datos son:

### **Oficina Principal**

Av. República de Panamá 2455, Lima 13 - Perú

Telf.: **+511 470 6050**

Fax: **+511 472 1570**

### **Planta de Producción**

Av. Néstor Gambetta N° 7003, Callao - Perú

Telf.: **+511 577 0033**

Fax: **+511 577 0022**

- Régimen de trabajo: 3 turnos/día, 7 días/semana (Lu-Do)

## 1.2 DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN

Las instalaciones de AJINOMOTO DEL PERU S.A., está conformada por dos líneas de producción:

Línea 1: Ajino Moto - aminoácidos glutamato mono sódico

Línea 2: Alimentos, los cuales se distribuyen en las siguientes áreas o Centro de costos:

1. Producción de Ajinomen
2. Producción de Salza de Soya – Ajino Sillau
3. Producción de Deli Arroz
4. Producción de Ajino Mix

**FUERZA (SERVICIOS AUXILIARES):**

- Sala de Calderos (3 calderos de 800 BHP)
- Sistema de aire comprimido (aire para proceso 2 compresores de aire de 750 kW y 420 kW y aire para control y maniobras 2 compresores de 120 kW)
- Sistema de frío (chiller), dos equipos de 350 kW y 250 kW
- Sistema de tratamiento y distribución de agua (tres bombas de pozo profundo de 45 kW)
- Sistema de ablandamiento de agua de Osmosis

En el proceso productivo de las líneas de producción se tienen servicios que son compartidos por los diferentes procesos y líneas de producción, tales como: electricidad, vapor, frío, aire comprimido y Agua.

**OFICINAS Y OTROS:** Oficinas Administrativas, laboratorios, comedor, talleres y otros.



## 2 SUMINISTRO Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

---

### 2.1 SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

El suministro actual de energía eléctrica a la Planta Industrial de AJINOMOTO, es proporcionado por la Empresa Distribuidora EDELNOR, a través de un suministro en media tensión 10 kV, con una potencia contratada de 4500 kW, con contrato tarifario de cliente libre. Las horas punta de energía se cuenta para el periodo 18:00 a 23:00 horas, mientras que la demanda de horas de punta se considera el periodo de 18:30 a 20:30 horas.

Para el caso de interrupciones del suministro eléctrico, se cuenta con 2 grupos electrógenos de 2 x 550 kW, que operan con Diesel 2.

### 2.2 DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Se dispone de dos subestaciones de distribución de energía eléctrica en la Planta Industrial AJINOMOTO DEL PERU S.A.

Con el fin de mejorar el factor de potencia y evitar el pago por energía reactiva, se tiene instalado bancos de condensadores automáticos.

Es importante señalar que el tipo de compensación es centralizado al interior de las subestaciones de distribución y centros de control de motores (MCC).

### 2.3 COSTO UNITARIO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

Suministrador	:	EDELNOR S.A.
Tipo tarifa	:	LIBRE
Potencia contratada	:	4 500 kW
Costo promedio	:	0.082 US\$/kW.h (promedio 2015- junio de 2016)
Costo promedio	:	0.085 US\$/kW.h (promedio de julio de 2015 a junio de 2016)

Se ha considerado una tasa de cambio promedio mensual, tomando en cuenta el precio de venta del último día útil de cada mes de acuerdo a la SBS, para el periodo julio de 2015 a junio de 2016.





### 3 ANÁLISIS ENERGÉTICO ACTUAL DE LA INSTALACIÓN

Para determinar los consumos actuales de energía eléctrica de la planta de AJINOMOTO S.A., se ha procesado la información de las facturas de electricidad de Edelnor y los registros de potencia cada 15 minutos obtenida del medidor de energía y proporcionada por AJINOMOTO.

#### 3.1 CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Teniendo como fuente de información estadística los reportes de consumo de energía eléctrica proporcionada por AJINOMOTO S.A. desde enero 2015 a junio 2016, siendo la siguiente:

##### Energía Activa:

**Cuadro N° 3.1: Estadística de Facturación de Energía Eléctrica de Ajinomoto**

##### DATOS DE FACTURACION DE ENERGIA ELECTRICA

MES\ CONCEPTO	MDL H.P kW	MD HFP kW	MD FAC. kW	E.A HP MWh	E.A HFP MWh	E.A MES MWh	COSTO S/.
ene-15	4 333	4 406	4 333	499.54	2303.91	2803.45	657 307.0
feb-15	4 325	4 410	4 325	485.32	2161.03	2646.35	633 172.6
mar-15	4 235	4 416	4 235	520.25	2355.66	2875.92	651 699.0
abr-15	4 325	4 416	4 325	465.46	2270.14	2735.59	634 037.9
may-15	4 129	4 228	4 129	482.38	2316.41	2798.79	680 738.9
jun-15	4 208	4 373	4 208	486.91	2266.56	2753.47	712 998.4
jul-15	4 269	4 299	4 269	486.73	2331.92	2818.65	730 026.4
ago-15	4 250	4 341	4 250	497.46	2278.32	2775.77	752 519.3
sep-15	4 129	4 228	4 129	237.32	1027.61	1264.94	454 025.4
oct-15	4 268	4 395	4 268	515.11	2355.89	2871.00	777 802.2
nov-15	4 282	4 358	4 282	493.42	2275.17	2768.59	767 275.1
dic-15	4 351	4 414	4 351	490.76	2365.45	2856.21	777 115.7
ene-16	4 368	4 522	4 368	505.15	2417.66	2922.81	835 364.7
feb-16	4 422	4 552	4 422	511.42	2277.11	2788.52	811 616.8
mar-16	4 402	4 522	4 402	515.05	2471.14	2986.20	850 101.1
abr-16	4 309	4 480	4 309	516.19	2300.39	2816.58	776 092.6
may-16	4 368	4 574	4 368	506.56	2438.52	2945.08	824 949.6
jun-16	4 387	4 692	4 387	498.53	2372.86	2871.40	814 398.8
<b>PROMEDIO MENSUAL</b>	<b>4 297.74</b>	<b>4 423.76</b>	<b>4 297.74</b>	<b>484.09</b>	<b>2 254.76</b>	<b>2 738.85</b>	<b>730 069</b>
<b>MAXIMO MENSUAL</b>	<b>4 422.00</b>	<b>4 692.40</b>	<b>4 422.00</b>	<b>520.25</b>	<b>2 471.14</b>	<b>2 986.20</b>	<b>850 101</b>

NOTA:

- MD H.P : MAXIMA DEMANDA LEIDA HORA PUNTA
- MD L HFP : MAXIMA DEMANDA LEIDA HORA FUERA DE PUNTA
- MD Fac. : MAXIMA DEMANDA FACTURADA
- EXC. Fac. : EXCESO DE MAXIMA DEMANDA FACTURADA
- E.A L. H.P. : ENERGIA ACTIVA HORA PUNTA LEIDO
- E.A L. H.F.P. : ENERGIA ACTIVA HORA FUERA DE PUNTA LEIDO
- E.A MES : ENERGIA ACTIVA MES

Promedio mensual en Hora Punta : 484.09 MWh  
 Promedio mensual en Hora Fuera de Punta : 2 254.76 MWh

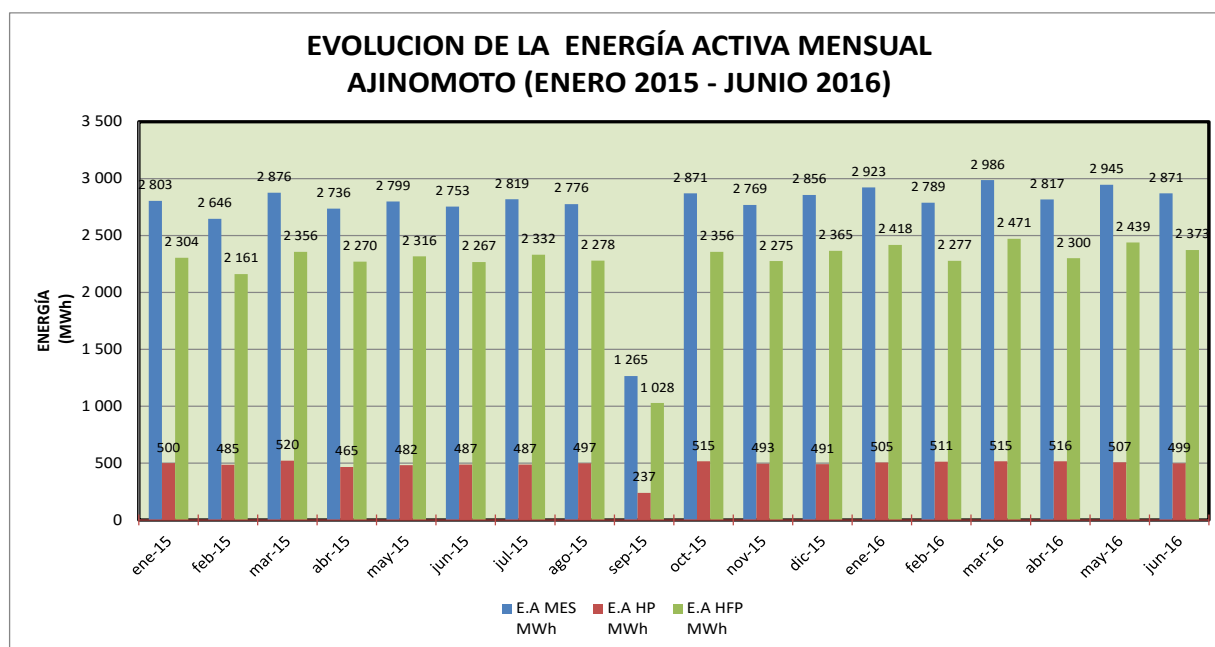


CENTRO DE CONSERVACIÓN DE ENERGÍA Y DEL AMBIENTE

Promedio mensual Total : 2 738.85 MWh  
 Facturación mensual promedio : 730 069 soles

En la Figura N° 3.1 se muestra la evolución del consumo de energía.

**Figura N° 3.1: Evolución de la Energía (kW.h) – Planta AJINOMOTO**

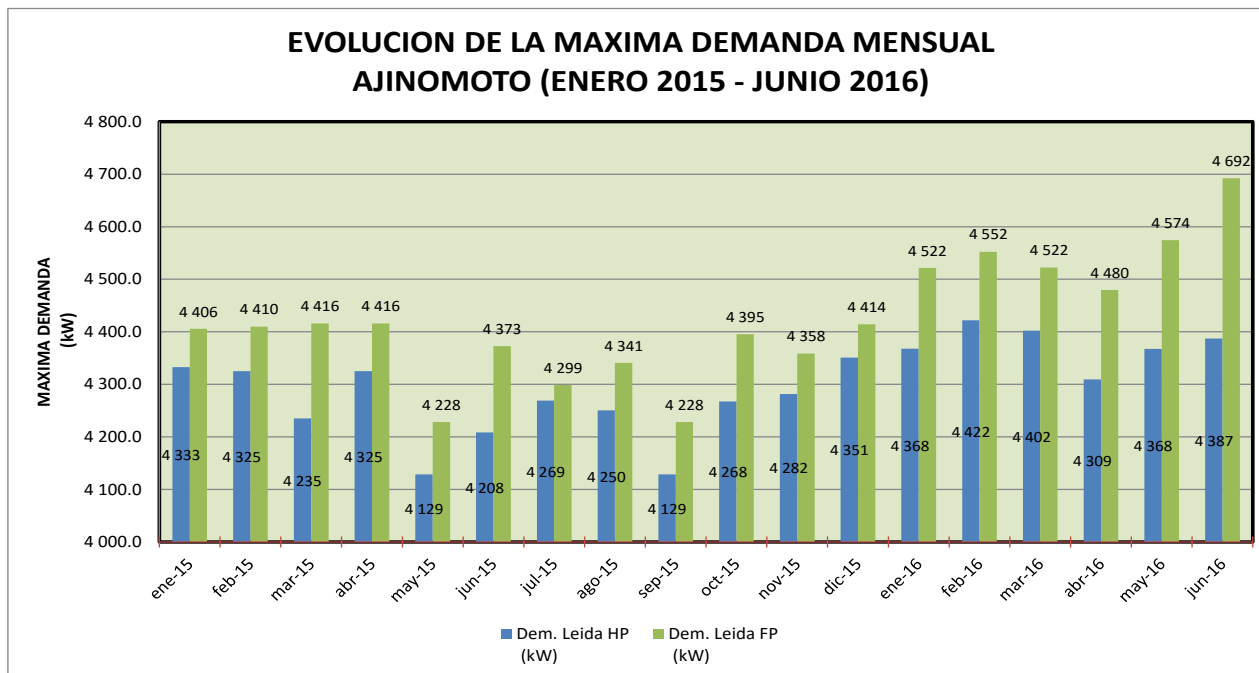


El mes de marzo del 2016 se ha alcanzado el máximo consumo de energía con 2 986 MWh, mientras que el menor consumo se dio en el mes de septiembre de 2015, debido a la parada por mantenimiento de la planta. No existe facturación por energía reactiva, debido al alto factor de potencia de la planta.

#### Máxima Demanda:

Promedio mensual en Hora Punta : 4 297.74 kW  
 Promedio mensual en Hora Fuera de Punta : 4 423.76 kW  
 Máxima Demanda Facturada (feb. 2016) : 4 422.00 kW

En la Figura N° 3.2 se muestra la evolución de la máxima demanda leída en FP y HP.

**Figura N° 3.2: Evolución de la Máxima Demanda (kW) – Planta AJINOMOTO**

En la Figura anterior se observa que en el mes de junio del 2016 se alcanzó la máxima demanda leída en horas fuera de punta de 4 692 kW, que excede la potencia contratada de 4 500 kW, de acuerdo al contrato tarifario, por el exceso de potencia se debe pagar una penalidad equivalente a tres veces el costo unitario por el cargo de potencia.

Se realizó el procesamiento de la información de los perfiles de carga parcial de los años 2015 y 2016:

### 3.2 MÁXIMA DEMANDA Y CONSUMO DE ENERGÍA TOTAL

Para hacer un análisis acorde a las variaciones estacionales, se ha procesado la información de algunos meses proporcionada por AJINOMOTO, de los registros cada 15 minutos de los meses de verano (enero a abril) e invierno (mayo, junio y julio) paralelamente se validó dicha información con las facturas de EDELNOR.

Para obtener la semana típica representativa de los meses de verano e invierno se ha determinado el día de máxima demanda y luego se ha procesado los diagramas de carga de la semana correspondiente, en el Cuadro N° 3.2 se presenta el resumen de las mediciones de días de la semana del totalizador.



### Cuadro N° 3.2: Verano Resumen de Mediciones – Semana de Máxima Demanda Totalizador Planta

Fecha	Día	Máxima Demanda (kW)			Energía Activa (kW.h)			fc	fp
		HP	HFP	DIA	HP	HFP	DIA		
11/04/2016	LUNES	4216.0	4434.4	4434.4	20 823.1	78 641.2	99 464.3	0.93	0.96
12/04/2016	MARTES	4238.4	4309.2	4309.2	20 669.7	76 792.2	97 461.9	0.94	0.96
13/04/2016	MIÉRCOLES	4233.2	4386.0	4386.0	20 371.4	78 510.9	98 882.3	0.94	0.96
14/04/2016	JUEVES	4168.0	4479.6	4479.6	20 675.1	79 154.1	99 829.2	0.93	0.96
15/04/2016	VIERNES	4234.0	4268.0	4268.0	20 387.7	75 784.2	96 171.9	0.94	0.96
16/04/2016	SÁBADO	4243.2	4329.2	4329.2	20 490.2	77 811.4	98 301.6	0.95	0.96
17/04/2016	DOMINGO	3777.6	4043.6	4043.6	18 209.9	70 035.9	88 245.8	0.91	0.97
	<b>Máximo</b>	4243.2	4479.6	4479.6	20 823.1	79 154.1	99 829.2	0.95	0.97
	<b>Mínimo</b>	3777.6	4043.6	4043.6	18 209.9	70 035.9	88 245.8	0.91	0.96
	<b>Promedio</b>	4158.6	4321.4	4321.4	20 232.4	76 675.7	96 908.1	0.93	0.96
	<b>Promedio días útiles</b>				<b>20 019</b>	<b>75 995</b>	<b>96 014</b>		
	<b>SÁBADO</b>				<b>20 675</b>	<b>79 154</b>	<b>99 829</b>		
	<b>DOMINGO</b>				<b>20 388</b>	<b>75 784</b>	<b>96 172</b>		
	<b>Proyección al mes</b>				<b>624 677</b>	<b>2 367 639</b>	<b>2 992 317</b>		

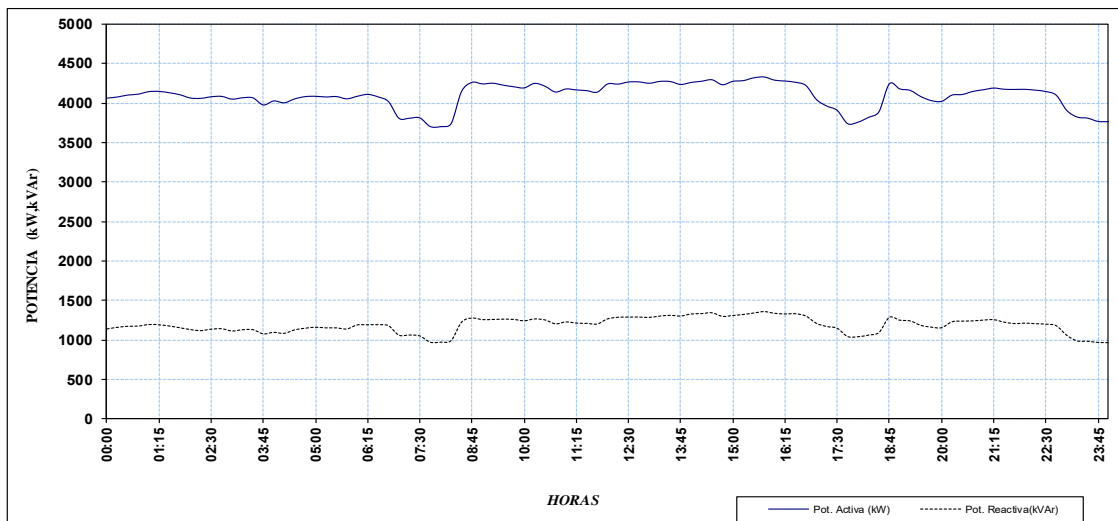
En el cuadro anterior, se observa que la máxima demanda registrada en horas fuera de punta es de 4479.6 kW y ocurrió el día jueves 14 de abril, la máxima demanda registrada en horas punta es de 4 243.2 kW ocurrió el día sábado 16 de abril, en general la máxima demanda promedio del día es de 4 158.6 kW. El factor de carga máximo es de 0.95, siendo el factor de carga promedio de 0.93. El factor de potencia promedio es de 0.96.

En la Figura N° 3.3 se presenta el día de máxima demanda del totalizador de la Planta AJINOMOTO.

**Figura N° 3.3: Diagrama de Carga del día de Máxima Demanda - Verano**

FECHA : 16-abr-16

DÍA : SABADO

**DIAGRAMA DE CARGA****PARAMETROS ELECTRICOS REGISTRADOS Y CALCULADOS**

PARAMETROS REGISTRADOS					
MAXIMA DEMANDA			DEMANDA PROMEDIO		
H.P	4243.2	kW	H.P	4115.2	kW
H.F.P	4329.2	kW	H.F.P	4094.1	kW
DIA	4329.2	kW	DIA	4095.9	kW
ENERGIA ACTIVA			ENERGIA REACTIVA		
H.P	20490	kWh	H.P	5984	KVARh
H.F.P	77811	kWh	H.F.P	22563	KVARh
DIA	98302	kWh	DIA	28547	KVARh
PARAMETROS CALCULADOS					
FACTOR DE CARGA			FACTOR DE PERDIDAS		
H.P	0.97		H.P	0.90	
H.F.P	0.95		H.F.P	0.90	
DIA	0.95		DIA	0.90	
FACTOR DE POTENCIA (promedio del día)				0.96	Inductivo

**Nota:**

H.P. Energía : Horas de punta (18:00 a 23:00)  
 H.F.P. : Horas fuera de punta  
 H.P. Potencia : Horas de punta (18:30 a 20:30)

En el Cuadro N° 3.3 se aprecia el resumen de las mediciones correspondiente al periodo de invierno del año 2016 de la planta de AJINOMOTO.



**Cuadro N° 3.3: Resumen de Mediciones – Semana de Máxima Demanda  
Totalizador Planta – Invierno**

Fecha	Día	Máxima Demanda (kW)			Energía Activa (kW.h)			fc	fp
		HP	HFP	DIA	HP	HFP	DIA		
14/06/2016	MARTES	4344.8	4407.6	4407.6	20 472.4	77 670.6	98 143.0	0.93	0.96
15/06/2016	MIÉRCOLES	4276.4	4286.8	4286.8	20 600.7	79 122.6	99 723.3	0.95	0.96
16/06/2016	JUEVES	4205.6	4392.0	4392.0	20 845.3	77 764.7	98 610.0	0.95	0.96
17/06/2016	VIERNES	4290.8	4349.6	4349.6	20 441.8	77 503.7	97 945.5	0.94	0.96
18/06/2016	SÁBADO	4296.4	4308.0	4308.0	19 845.7	78 173.7	98 019.4	0.95	0.97
19/06/2016	DOMINGO	4084.8	4475.2	4475.2	18 273.0	71 027.0	89 300.0	0.91	0.97
20/06/2016	LUNES	3699.6	4095.6	4095.6	21 446.3	77 145.0	98 591.3	0.91	0.97
	<b>Máximo</b>	4344.8	4475.2	4475.2	21 446.3	79 122.6	99 723.3	0.95	0.97
	<b>Mínimo</b>	3699.6	4095.6	4095.6	18 273.0	71 027.0	89 300.0	0.91	0.96
	<b>Promedio</b>	4171.2	4330.7	4330.7	20 275.0	76 915.3	97 190.4	0.94	0.97
	<b>Promedio días útiles</b>				<b>20 841</b>	<b>77 926</b>	<b>98 767</b>		
	<b>SÁBADO</b>				<b>20 442</b>	<b>77 504</b>	<b>97 946</b>		
	<b>DOMINGO</b>				<b>19 846</b>	<b>78 174</b>	<b>98 019</b>		
	<b>Proyección al mes</b>				<b>640 497</b>	<b>2 415 001</b>	<b>3 055 498</b>		

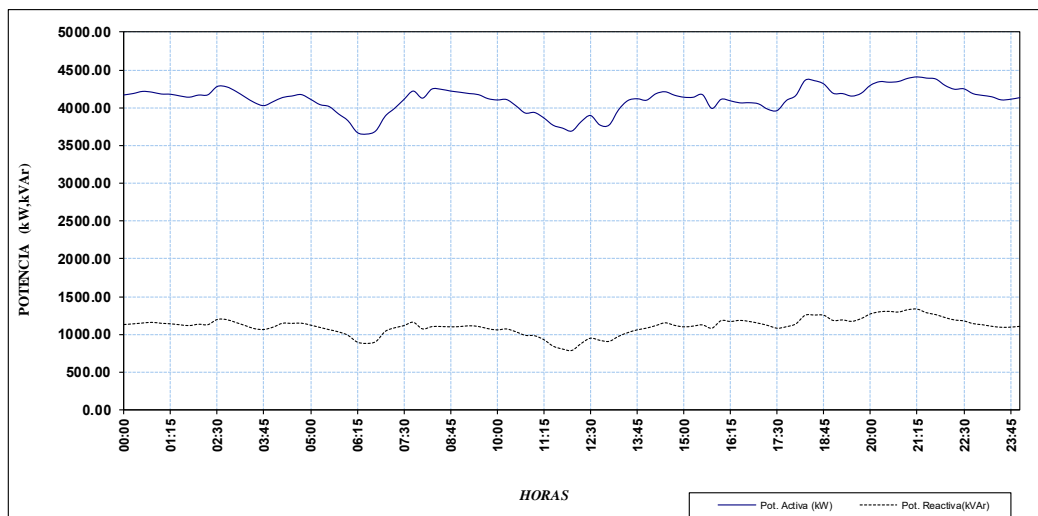
En el cuadro anterior se observa que la máxima demanda registrada en horas fuera de punta es de 4475.2 kW el cual ocurrió el día domingo 19 de junio, la máxima demanda registrada en horas punta es de 4344.8 kW el cual ocurrió el día martes 14 de junio, en general la máxima demanda promedio en horas punta es de 4171 kW.

En la Figura N° 3.4 se presenta el día de máxima demanda del totalizador de la Planta.

**Figura N° 3.4: Diagrama de Carga del día de Máxima Demanda - Invierno**

FECHA : 13-jun-16

DIA : LUNES

**DIAGRAMA DE CARGA****PARAMETROS ELECTRICOS REGISTRADOS Y CALCULADOS**

PARAMETROS REGISTRADOS					
MAXIMA DEMANDA			DEMANDA PROMEDIO		
H.P	4344.8	kW	H.P	4251.9	kW
H.F.P	4407.6	kW	H.F.P	4094.9	kW
DIA	4407.6	kW	DIA	4108.0	kW
ENERGIA ACTIVA			ENERGIA REACTIVA		
H.P	21446	kWh	H.P	6191	KVARh
H.F.P	77145	kWh	H.F.P	20392	KVARh
DIA	98591	kWh	DIA	26583	KVARh
PARAMETROS CALCULADOS					
FACTOR DE CARGA			FACTOR DE PERDIDAS		
H.P	0.98		H.P	0.93	
H.F.P	0.93		H.F.P	0.86	
DIA	0.93		DIA	0.87	
<b>FACTOR DE POTENCIA (promedio del día)</b>				0.97	Inductivo

**Nota:**

H.P. Energía : Horas de punta Energía (18:00 a 23:00)

H.F.P. : Horas fuera de punta

H.P. Potencia : Horas de punta Potencia (18:30 a 20:30)

Los sistemas auxiliares agrupados en el área de Fuerza tienen un trabajo continuo, y están consideradas como cargas base, debido a que tienen mayor incidencia en la máxima demanda y en el consumo de energía de la planta.



## 4 EVALUACIÓN DE PROYECTOS DE EFICIENCIA ENERGÉTICA

---

Después de haber realizado una evaluación operativa y análisis energético en las instalaciones de Ajinomoto, se han identificado oportunidades para la reducción del consumo y costos en energía activa en las instalaciones evaluadas, los ahorros han sido cuantificados teniendo en cuenta los precios referenciales obtenidos como promedio de las facturas de electricidad de julio de 2015 a junio de 2016.

### 4.1 MEJORA POR EL REEMPLAZO DE MOTORES ELÉCTRICOS DE EFICIENCIA ESTÁNDAR POR LOS DE ALTO RENDIMIENTO

Durante la visita e inspección que se realizó en la planta se pudo observar que la gran mayoría de motores son antiguos (>20 años) muchos de ellos posiblemente han sido rebobinados, especialmente los de pequeña potencia.

Se sabe que los continuos arranques y paradas causan deterioro en las características eléctricas del núcleo de acero la cual incrementa sus pérdidas a medida que pasa el tiempo.

Lo que se propone en estas condiciones es optar por el cambio de los motores de eficiencia estándar que se tienen actualmente por los de alta eficiencia, el reemplazo deberá realizarse a mediano plazo.

Se realizó una evaluación de una muestra de 54 motores del área de fuerza, de 7.4 hp a 170 hp, para determinar en cuáles de ellos es económicamente atractivo efectuar el reemplazo.

#### Consideraciones:

El ahorro que se obtiene en un motor eléctrico, al emplear una mayor eficiencia viene dado por la siguiente fórmula:

$$AE = 0.746 * HP * T * C * \left( \frac{100}{n_1} - \frac{100}{n_2} \right)$$

Donde:

AE = Ahorro de energía en US\$.  
 $n_1$  = Eficiencia del motor de rendimiento estándar.





$n_2$	=	Eficiencia del motor de alto rendimiento.
HP	=	Potencia del motor en HP.
T	=	Número de horas anuales.
C	=	Costo de 1 kW.h (US \$ 0.085)

Un criterio de evaluación económica sencilla es mediante el cálculo del tiempo de recupero de inversión (RI) simple aplicando la relación siguiente:

$$RI = \frac{CM}{AE}$$

Donde:

RI	=	Recupero de inversión en años.
CM	=	Costo inicial de inversión en US \$.
AE	=	Energía ahorrada anualmente en US \$/año.

### Ejemplo de cálculo:

Para el motor del motor de torre de enfriamiento se tienen los siguientes datos:

Potencia HP	Horas Anuales	Eficiencia de Funcionamiento	Eficiencia IE2	Eficiencia IE3	Costo IE2 US\$	Costo IE3 US\$
20	8400	89.80%	92.4 %	93.4%	2140	2469

Para el caso de la eficiencia de los motores existentes estándar, debido a la antigüedad de los motores (>20 años) se ha disminuido la eficiencia en 1% respecto al motor nuevo estándar IE1.

Entonces el ahorro anual de energía al emplear un motor de mayor eficiencia IE2 será de:

$$AE = 0.746 \frac{KW}{HP} * 20HP * 8400 \frac{\text{hora}}{\text{año}} * \frac{US\$0.085}{KW-h} * \left( \frac{100}{89.80} - \frac{100}{92.40} \right)$$

$$AE = US\$333.8 / \text{año}$$

El tiempo de recupero de la inversión sería:

$$RI = \frac{US\$2140}{333.8 \frac{US\$}{\text{año}}}$$

$$RI = 6.4 \text{ años}$$



Entonces el ahorro anual de energía al emplear un motor de mayor eficiencia IE3 será de:

El tiempo de recupero de la inversión sería:

$$RI = \frac{US\$2469}{457.24 \frac{US\$}{año}}$$

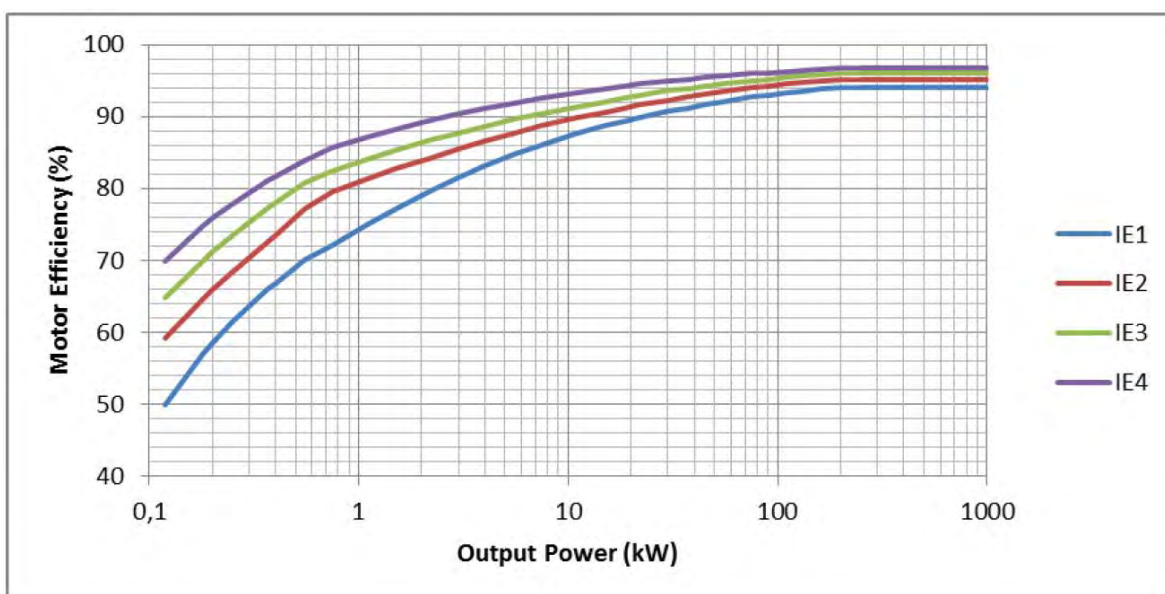
$$RI = 5.4 \text{ años}$$

Como se puede ver de los dos ejemplos, es más conveniente reemplazar aquellos motores de clase IE3 en lugar de IE2, siendo el periodo de retorno menor en los motores medianos de 50 a 70 hp (4 años), respecto a los motores más pequeños cuyos tiempos de recuperación son de 4.5 años.

Los estándares internacionales predominantes de motores pertenecen a la International Electrotechnical Commission (IEC) descritos en el protocolo IEC 60034-30 y a la National Electrical Manufacturers Association (NEMA) a través de la norma NEMA MG-1-2014.

Para ver esto el siguiente Figura nos indica la variación de las eficiencias estándar y Premium (alta eficiencia) con la potencia de los motores de la empresa Ajinomoto.

**Figura N° 4.1: Curva de Eficiencia a Diferentes Potencias Estándar IEC 60034-30 (2014)**





Podemos ver claramente que la diferencia de eficiencia es mayor para las potencias menores a 100 HP, por lo tanto mayores serán los ahorros que se obtendrán cuando se realice el cambio en este rango, para determinadas horas de operación.

Asimismo, cabe indicar que la eficiencia disminuye si el motor trabaja por debajo de su potencia nominal, por lo tanto se obtendrán menores tiempos de recuperación para motores que tengan menores factores de utilización.

Se realizó el mismo procedimiento descrito líneas arriba para determinar el tiempo de recuperación para los **54 motores** de la muestra tomada, luego se hizo dos escenarios considerando dos costos unitarios de la tarifa eléctrica: 0.085 US\$/kW.h.

El tiempo de recuperación disminuye con el número de horas de trabajo del motor evaluado, la evaluación económica realizada a una muestra de motores instalados en la Empresa Ajinomoto se presentan en los cuadros N° 4.1 y N° 4.2.

Los motores donde su reemplazo permite la amortización de la inversión con sus propios ahorros en periodos que varían de 4 a 4.5 años, se presentan en los Cuadros 4.1 y 4.2. El periodo de evaluación para determinar el VAN y TIR es de 20 años, con una tasa de descuento de 12%.

#### **Cuadro N° 4.1: Evaluación Económica Reemplazo de Motores Estándar por Eficientes – (Costo de energía = 0.085 US\$/kW.h)**

Rango de Potencia (HP)	Cantidad de motores	Inversión 2	Inversión 3	Promedio VAN IE2	Promedio VAN IE3	Promedio TIR IE2	Promedio TIR IE3	Promedio Payback IE2	Promedio Payback IE3
0 - 10	1	930	1 001	296	822	16%	23%	5.8	4.3
10 - 25	15	29 861	33 829	1 005	2 177	19%	25%	5.2	4.0
25 - 40	1	3 327	3 839	1 616	3 469	19%	24%	5.2	4.1
40 - 100	31	184 152	212 483	3 608	7 250	20%	26%	4.8	3.8
mayor a 100	6	111 337	137 030	8 258	16 684	18%	22%	5.3	4.5

La relación de los motores eléctricos evaluados y sus respectivos costos de inversión, se presentan en el siguiente Cuadro N° 4.2.



### Cuadro N° 4.2: Motores a ser Reemplazados por Motores de Alta Eficiencia

ITEM	ENGINE TYPE	Potencia (HP)	Inversión motor nuevo IE1	Inversión motor nuevo IE2	Inversión motor nuevo IE3	VAN IE2	VAN IE3	TIR IE2	TIR IE3	PAYBACK IE2	PAYBACK IE3
1	MOTOR DE BOMBA CI JOCKEY	10.1	916	1 191	1 282	1 189	1 373	64%	57%	1.6	1.8
2	MOTOR DE BOMBA CI PRINCIPAL	60.3	5 062	6 581	7 593	992	2 509	20%	25%	4.8	4.0
3	MOTOR DE BOMBA DE POZO N° 1	60.3	5 062	6 581	7 593	992	2 509	20%	25%	4.8	4.0
4	MOTOR DE BOMBA DE POZO N° 2	67.0	5 491	7 138	8 237	1 442	3 145	23%	26%	4.2	3.7
5	MOTOR DE BOMBA DE POZO N° 3	50.0	3 754	4 880	5 631	1 232	2 615	26%	29%	3.8	3.4
6	MOTOR DE BOMBA ENVÍO PETRÓLEO R499	7.4	715	930	1 001	688	1 212	51%	63%	2.0	1.6
7	MOTOR DE BOMBA EQUIPO DE OSMOSIS	14.7	1 234	1 604	1 728	635	1 317	33%	44%	3.0	2.2
8	MOTOR DE BOMBA RECUPERACIÓN VIII	49.6	3 754	4 880	5 631	1 212	2 577	26%	29%	3.9	3.4
9	MOTOR DE BOMBA RECUPERACIÓN VIII	49.6	3 754	4 880	5 631	1 212	2 577	26%	29%	3.9	3.4
10	MOTOR DE BOMBA W0 A PLANTA	24.1	2 119	2 755	3 179	1 197	1 811	35%	33%	2.8	3.0
11	MOTOR DE BOMBA W0 A PLANTA	40.2	3 334	4 334	5 001	516	1 563	19%	24%	5.2	4.1
12	MOTOR DE BOMBA WB A CALDERA	24.8	2 119	2 755	3 179	1 253	1 899	36%	34%	2.8	2.9
13	MOTOR DE BOMBA WB A CALDERA	24.8	2 119	2 755	3 179	1 253	1 899	36%	34%	2.8	2.9
14	MOTOR DE BOMBA WB A CALDERA	24.8	2 119	2 755	3 179	1 253	1 899	36%	34%	2.8	2.9
15	MOTOR DE BOMBA WI A PLANTA	49.6	3 754	4 880	5 631	1 212	2 577	26%	29%	3.9	3.4
16	MOTOR DE BOMBA WI A PLANTA	49.6	3 754	4 880	5 631	1 212	2 577	26%	29%	3.9	3.4
17	MOTOR DE BOMBA WII A CHILLERS	40.2	3 334	4 334	5 001	516	1 563	19%	24%	5.2	4.1
18	MOTOR DE BOMBA WII A CHILLERS	40.2	3 334	4 334	5 001	516	1 563	19%	24%	5.2	4.1
19	MOTOR DE BOMBA WII A CHILLERS	60.3	5 062	6 581	7 593	992	2 509	20%	25%	4.8	4.0
20	MOTOR DE BOMBA WII A COMPRESORES	40.2	3 334	4 334	5 001	516	1 563	19%	24%	5.2	4.1
21	MOTOR DE BOMBA WII A COMPRESORES	40.2	3 334	4 334	5 001	516	1 563	19%	24%	5.2	4.1
22	MOTOR DE BOMBA WII A PLANTA	73.7	5 920	7 696	8 880	1 620	3 514	24%	27%	4.2	3.7
23	MOTOR DE BOMBA WII A PLANTA	73.7	5 920	7 696	8 880	1 620	3 514	24%	27%	4.2	3.7
24	MOTOR DE BOMBA WII A PLANTA	73.7	5 920	7 696	8 880	1 620	3 514	24%	27%	4.2	3.7
25	MOTOR DE BOMBA WII A PLANTA	73.7	5 920	7 696	8 880	1 620	3 514	24%	27%	4.2	3.7
26	MOTOR DE BOMBA WII A PLANTA	73.7	5 920	7 696	8 880	1 620	3 514	24%	27%	4.2	3.7
27	MOTOR DE BOMBA WIII A PLANTA	73.7	5 920	7 696	8 880	1 620	3 514	24%	27%	4.2	3.7
28	MOTOR DE BOMBA WIII A PLANTA	73.7	5 920	7 696	8 880	1 620	3 514	24%	27%	4.2	3.7
29	MOTOR DE BOMBA WIII A PLANTA	73.7	5 920	7 696	8 880	1 620	3 514	24%	27%	4.2	3.7
30	MOTOR DE BOMBA WR A CHILLER	40.2	3 334	4 334	5 001	516	1 563	19%	24%	5.2	4.1
31	MOTOR DE BOMBA WR A CHILLER	12.1	1 141	1 483	1 597	1 039	1 710	49%	57%	2.1	1.8
32	MOTOR DE BOMBA WR A CHILLER	12.1	1 141	1 483	1 597	1 039	1 710	49%	57%	2.1	1.8
33	MOTOR DE BOMBA WR A PLANTA	49.6	3 754	4 880	5 631	1 212	2 577	26%	29%	3.9	3.4
34	MOTOR DE BOMBA WR A PLANTA	49.6	3 754	4 880	5 631	1 212	2 577	26%	29%	3.9	3.4
35	MOTOR DE BOMBA WR A PLANTA	49.6	3 754	4 880	5 631	1 212	2 577	26%	29%	3.9	3.4
36	MOTOR DE BOMBA WT A PLANTA	40.2	3 334	4 334	5 001	516	1 563	19%	24%	5.2	4.1
37	MOTOR DE BOMBA WT A PLANTA	29.5	2 559	3 327	3 839	495	1 521	20%	27%	4.8	3.7
38	MOTOR DE BOMBA WT A SELLOS	10.1	916	1 191	1 282	1 189	1 373	64%	57%	1.6	1.8
39	MOTOR DE BOMBA WT A SELLOS	10.1	916	1 191	1 282	1 189	1 373	64%	57%	1.6	1.8
40	MOTOR DE CHILLER N° 1	170.0	15 430	20 059	24 688	-72	1 245	12%	14%	7.6	6.7
41	MOTOR DE CHILLER N° 2 LADO DERECHO	60.3	5 062	6 581	7 593	992	2 509	20%	25%	4.8	4.0
42	MOTOR DE CHILLER N° 2 LADO IZQUIERDO	60.3	5 062	6 581	7 593	992	2 509	20%	25%	4.8	4.0
43	MOTOR DE CHILLER N° 3 LADO DERECHO	60.3	5 062	6 581	7 593	992	2 509	20%	25%	4.8	4.0
44	MOTOR DE CHILLER N° 3 LADO IZQUIERDO	60.3	5 062	6 581	7 593	992	2 509	20%	25%	4.8	4.0
45	MOTOR DE CHILLER N° 4	170.0	15 430	20 059	24 688	-72	1 245	12%	14%	7.6	6.7
46	MOTOR DE TORRE D/ENFRIAMIENTO DE WII	20.1	1 646	2 140	2 469	957	1 505	36%	35%	2.8	2.9
47	MOTOR DE TORRE D/ENFRIAMIENTO DE WII	20.1	1 646	2 140	2 469	957	1 505	36%	35%	2.8	2.9
48	MOTOR DE TORRE D/ENFRIAMIENTO DE WII	20.1	1 646	2 140	2 469	957	1 505	36%	35%	2.8	2.9
49	MOTOR DE TORRE D/ENFRIAMIENTO DE WII	20.0	1 646	2 140	2 469	950	1 493	36%	34%	2.8	2.9
50	MOTOR DE TORRE D/ENFRIAMIENTO DE WII	20.0	1 646	2 140	2 469	950	1 493	36%	34%	2.8	2.9
51	MOTOR DEL COMPRESOR DE TORNILLO	150.0	13 118	17 053	20 989	1 457	858	17%	13%	5.7	6.8
52	MOTOR DEL COMPRESOR DE TORNILLO	150.0	13 118	17 053	20 989	1 457	858	17%	13%	5.7	6.8
53	MOTOR DEL COMPRESOR RECÍPROCO	160.9	14 274	18 556	22 838	409	735	13%	13%	6.9	7.0
54	MOTOR DEL COMPRESOR RECÍPROCO	160.9	14 274	18 556	22 838	409	735	13%	13%	6.9	7.0



Para el reemplazo de los 54 motores existentes por motores de alta eficiencia IE2 o eficiencia Premium IE3, se requiere una inversión aproximada y tiempo de recuperado de:

<b>Reemplazo con un motor IE2</b>			
<b>Inversión</b>	=		<b>US\$ 329 606</b>
<b>Inversión diferencial respecto a IE1</b>	=		<b>US\$ 76 063</b>
<b>Tiempo de recuperado</b>	=		<b>Entre 1.6 a 6.9 años</b>
<b>TIR</b>	=		<b>Entre 12% a 64%</b>

<b>Reemplazo con un motor IE3</b>			
<b>Inversión</b>	=		<b>US\$ 388 181</b>
<b>Inversión diferencial respecto a IE1</b>	=		<b>US\$ 134 638</b>
<b>Tiempo de recuperado</b>	=		<b>Entre 1.8 a 7 años</b>
<b>TIR</b>	=		<b>Entre 13% a 57%</b>

#### **4.2 REDUCCIÓN DE LA DEMANDA EN EL USO DE BOMBAS DE AGUA DE POZO**

De la inspección realizada durante la visita de campo se pudo observar lo siguiente:

- Operación aleatoria de las bombas de agua de pozo:
- Consumo de agua promedio 1600 m<sup>3</sup>/día, equivalente a 70 m<sup>3</sup>/hora
- Consumo de agua para proceso 1000 m<sup>3</sup>/día
- Consumo de agua para limpieza 600 m<sup>3</sup>/día
- Volumen tanque cisterna : 400 m<sup>3</sup>
- Horas de operación de las bombas 3 horas/turno de 8 horas, dos veces por turno.

Se propone establecer un horario de operación para las tres bombas de pozo con el respaldo de la instalación de un interruptor horario (timmer) que considere la no operación en el periodo de horas punta de potencia (18:30 a 20:30 horas) y procurar que los tanques de almacenamiento de agua estén relativamente llenos antes del inicio del periodo de horas punta (18:30 horas).

A continuación, se muestra un cuadro donde se puede observar la cantidad de potencia que se puede reducir en la máxima demanda facturada.



### Cuadro N° 4.3: Demanda de Potencia de Bombas de Agua

DESCRIPCION	HP	KW	FU
BOMBA DE POZO	60	45	1,0

Donde:

FU: Factor de utilización del motor eléctrico de la bomba

Considerando que el consumo promedio de agua de enfriamiento en planta es de 70m<sup>3</sup>/hora y que se dispone de una tanque de 400 m<sup>3</sup>, es factible implementar esta medida, para todos los meses del año para lo cual se debe monitorear su implementación, se estima reducir la demanda de potencia de 45.0 kW, considerando el costo unitario del cargo de potencia de S/.50.00/kW equivalente a US\$15.15/kW, por lo cual tenemos:

**Ahorro de potencia : 45.0 kW**

Ahorro económico : 45 kW x 15 US\$/kW-mes x 12

**Ahorro económico : 8100 US\$/año**

<b>Ahorro económico : 8 100 US\$/año</b>
--

Para reducir el pago por el cargo por máxima demanda se recomienda ejecutar las siguientes acciones:

1. Implementar un equipo de monitoreo de potencia y energía, con opción de lecturas de energía y potencia instantáneas y horarias.
2. Llevar un control del consumo de potencia en Horas Punta y la máxima demanda, con la finalidad de evitar superar los 4500 kW, controlando mediante un PLC o interruptores-horario digital timer de programación diaria y semanal con el encendido de las tres bombas de pozo verificando el nivel adecuado de agua en el tanque cisterna. Se estima una inversión en 3 timer es de US\$ 500.00, la instalación de dichos equipos se puede realizar como parte de las labores de mantenimiento de la planta.
3. Evitar el encendido de las tres bombas de pozo, entre las 18:30 a 20:30 horas y coordinar con producción para que se haga un mayor uso del agua en este periodo, para lo cual se deberá instruir al personal encargado de la operación de las bombas.



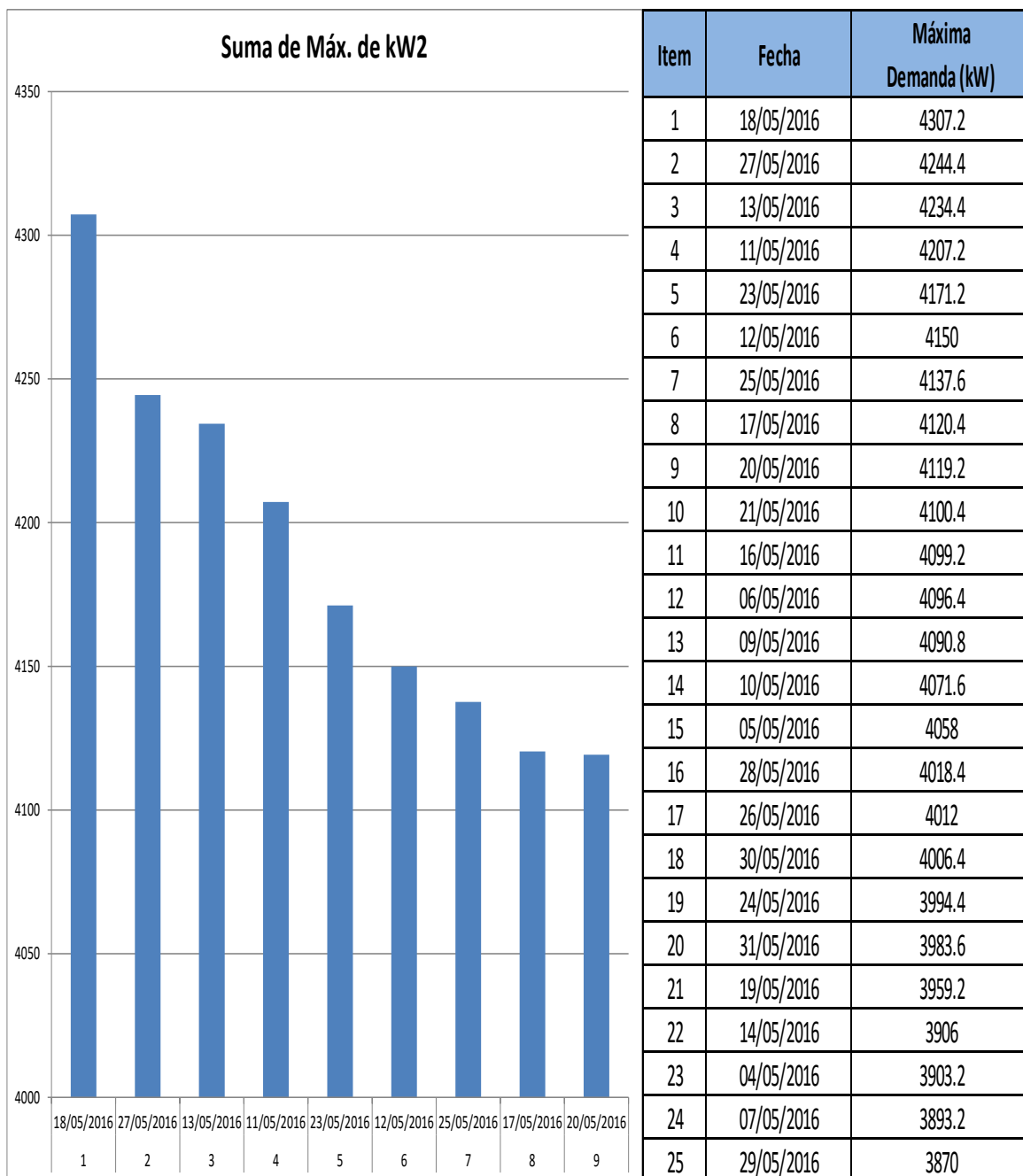
### 4.3 CONTROL DE CARGAS EN HORAS DE PUNTA

De la evaluación histórica de los perfiles de carga y las máximas demandas en horas punta, proporcionados por AJINOMOTO (marzo, abril, mayo, junio y julio de 2016), se ha podido observar que en algunos meses se presenta algunos pequeños picos en la máxima demanda registrada en horas punta que superan los 4250 kW, tal como se observa en el siguiente cuadro.

**Cuadro N° 4.4: Análisis de las Máximas Demandas de Potencia en H.P.**

Descripción	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio
Máxima demanda facturada en H.P. (kW)	4366.4	4309.2	4307.2	4344.8	4298
Set Point (kW)	4250	4250	4250	4250	4250
Diferencia respecto al Set Point (kW)	116	59	57	95	48
<b>Promedio del diferencial (kW)</b>	<b>75</b>				

Por otra parte, en la figura siguiente se presenta la variación de los picos de demanda (9 registros) en horas pico correspondiente a mayo de 2016. El conjunto de puntos se define teniendo en cuenta el número de intervalos de 15 minutos (5 días / mes) requerido para reducir el pico la demanda (18:30 a 20:30 horas), sin necesidad de reducir la potencia contratada 2500 kW, que puede ocurrir en horas valle.

**Figura N° 4.2: Evaluación de los Picos de Demanda Mayo-2016**

Es posible reducir la máxima demanda facturada mediante la instalación de un sistema de control de la máxima demanda registradas en horas punta, lo que podría reducirse estableciendo un límite o set point de una máxima demanda de 4250 kW, para lo cual se deben identificar las cargas factibles de ser des-energizadas tales como bombas de agua de pozo, aire acondicionado, etc. que puede evitarse en el periodo (de 18:30 a 20:30 horas), el promedio estimado de reducción de la máxima demanda en horas punta es de 75 kW.



**Ahorro en potencia: 75.0 kW**

Ahorro económico : 75 kW x 15 US\$/kW-mes x 12

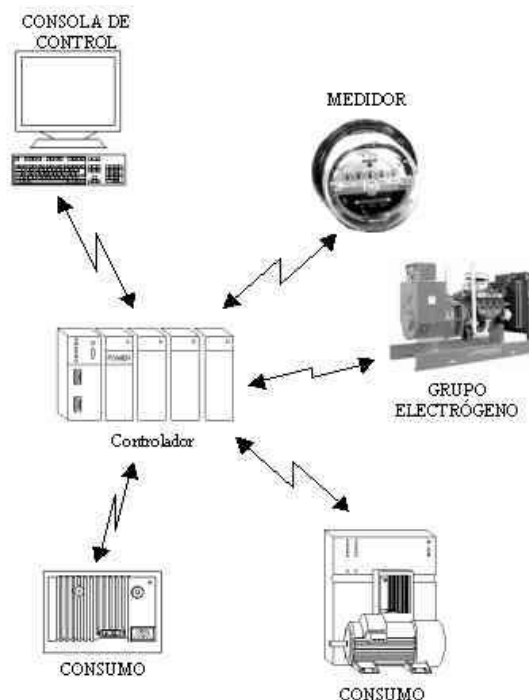
**Ahorro económico : 13 500 US\$/año**

<b>Ahorro económico : 13 500 US\$/año</b>
---

Para reducir el pago por el cargo por máxima demanda se recomienda ejecutar las siguientes acciones:

1. Implementar un sistema equipo de monitoreo de potencia y energía, con opción de lecturas de energía y potencia instantáneas y horarias (ver Figura 4.3).
2. Llevar un control del consumo de potencia en Horas Punta y la máxima demanda, con la finalidad de evitar superar los 4 500 kW, controlando mediante un PLC el encendido simultáneo de equipos no críticos.

**Figura N° 4.3: Sistema de Monitoreo y Control de la Máxima Demanda**



**INVERSIÓN:** El sistema propuesto permitirá que se utilice como un Sistema de Control de Energía y como un control manual de la demanda máxima de suministro de Luz del Sur y para cumplir con los objetivos de gestión de la energía.

Para la implementación del sistema, se ha considerado el equipo siguiente:



- Equipo de monitoreo de energía 4, cuya inversión es de US \$ 8 000.
- 01 Analizador de Calidad de Energía opcional con una inversión de \$ 3 000, que debe ser utilizado para el seguimiento y la verificación del ahorro de energía en las cargas y las secciones donde se han realizado mejoras energéticas.
- La compra de software para el sistema de monitoreo, con una inversión de US \$ 2.500.
- Será necesario controlar las demandas de los equipos o circuitos más importantes y, a veces programar la salida temporal de algunas cargas: bombas de agua, aire acondicionado, etc. Las cargas objeto de control deberán ser definidas en función de su nivel de criticidad en el proceso operativo de la planta.
- Un ordenador con las siguientes características: Intel Core i7, disco duro de 2 TB, RAM de 16 GB, la UPS, sistema de copia de seguridad en discos duros. La inversión se estima en US \$ de 2000.

<b>INVERSIÓN TOTAL : US\$ 18 000</b>
--------------------------------------

**Nota:** Los montos de las inversiones han sido determinadas en base a costos promedio de las marcas: Elster, Power Measurements, Schneider, Janitza, etc.

## 4.4 PROPUESTA DE IMPLEMENTACIÓN DE UNA PLANTA DE COGENERACIÓN

### 4.4.1 Objetivo

Evaluar la viabilidad de implementación de una central de cogeneración en la planta de AJINOMOTO DEL PERÚ S.A.

### 4.4.2 Metodología del Estudio

La metodología empleada para el desarrollo de este estudio, está basada en la comparación de dos situaciones de la planta:

- Situación de referencia**, la cual define las condiciones energéticas con las cuales está operando actualmente la planta o con los que la empresa ha previsto operarla en el caso de no llevar a cabo la instalación propuesta. La comparación de esta situación con las diversas alternativas que se proponen en el estudio permitirá realizar la evaluación técnico – económica de la misma.



**b. Implementación del Sistema de Cogeneración**, corresponde a la nueva situación energética después de instalar las alternativas seleccionadas.

En ambos casos, es fundamental para la correcta comparación de situaciones, que las energías aportadas al proceso del usuario sean idénticas (lo que implica que todas las demandas de energía sean cubiertas), de forma que se obtengan las mismas prestaciones de su proceso. Los excesos o defectos de las diversas energías generadas repercutirán en mayor o menor compra y venta de energía y deberán ser consideradas en el análisis.

#### **4.4.3 Situación de referencia**

A continuación, se describen los parámetros más significativos de cada situación, tanto en sus aspectos energéticos como económicos.

##### **a) Operación de las Instalaciones**

El régimen de operación de la planta de producción de AJINOMOTO, es continuo, a tres turnos por día y siete días por semana, operando 8400 horas al año, con 360 horas de parada de planta por mantenimiento.

##### **b) Demanda térmica de la actividad productiva**

La principal demanda de energía térmica de AJINOMOTO, la constituye la generación de vapor saturado para procesos, suministrado por 03 calderas pirrotubulares, que operan con a gas natural con, una producción promedio de vapor que llega a 19,2 T/h de vapor a 8,5 bar y una demanda pico de 25,0 T/h.

De acuerdo a la información recopilada, la planta consume anualmente 9 130 732 sm<sup>3</sup>/año. El suministro de gas natural se realiza a través de la red de ductos de la empresa Cálidda.

##### **c) Demandas eléctricas de la actividad**

En lo que respecta al aprovisionamiento de energía eléctrica, AJINOMOTO, como Cliente Libre, dispone de un contrato firmado con la empresa EDELNOR. La planta posee una subestación, a través de la cual se realiza el suministro a una tensión de 10 kV y finalmente se distribuye la energía eléctrica a 440V y 220V.

De acuerdo a la información recopilada, la máxima demanda de potencia de la planta es de 4 692 kW en horas fuera de punta; así también, su máxima demanda en horas punta es de 4 422 kW. El consumo anual promedio de energía eléctrica en la planta asciende a 32 686 MWh/año.



#### d) Costos de aprovisionamiento de energía

El suministro de gas natural, está establecido dentro del pliego tarifario de la empresa Calidda, en la categoría tarifaria "D"; dentro de esta, el combustible tiene un costo unitario promedio de 7,43 US\$/MMBTU (T.C. 3,28 S./US\$).

En lo que refiere a aprovisionamiento de energía eléctrica, el costo unitario promedio del suministro de energía eléctrica, tomando en cuenta las condiciones del contrato con EDELNOR, asciende a 86,65 US\$/MWh. Dichos costos se han evaluado aplicando las tarifas correspondientes y los complementos por la modulación de su demanda sin considerar el IGV.

#### e) Crecimiento de la demanda y expansiones de planta

Según la información dada a conocer durante la reunión realizada en planta, no existen actualmente planes de expansión de la planta actual, dado que esta ópera aún con un margen productivo, que le permitiría incrementar la producción sin necesidad implementar proyectos para el crecimiento de la planta. Por lo tanto, el presente informe se centrará en el análisis de viabilidad de la planta sin considerar un aumento en las demandas de energía anuales.

### 4.4.4 Implementación del Sistema de Cogeneración

#### a) Premisas de diseño

Como premisas de diseño se han tomado los datos mostrados en el Cuadro N° 4.5.

**Cuadro N° 4.5: Premisas de Diseño del Sistema de Cogeneración**

Tipo de cambio	S./US\$	3,28
Poder calorífico inferior del GN	GJ/sm <sup>3</sup>	0,0368
	BTU/m <sup>3</sup>	34908
	kW.h/sm <sup>3</sup>	10,23
Demanda máxima de vapor	t/h	25,00
Demanda mínima de vapor	t/h	7,00
Demanda promedio de vapor	t/h	19,20
Eficiencia de las calderas actuales	%	80%
Temperatura promedio de agua de alimentación	°C	105
Entalpía del agua de alimentación	kCal/kg	106,10
Presión promedio de alimentación de vapor	Bar	8,5
Presión absoluta	kg/cm <sup>2</sup>	9,7
Temperatura del vapor saturado	°C	177,9
Entalpía del vapor saturado	kCal/kg	667,90
Consumo promedio actual de gas natural	sm <sup>3</sup> /mes	760.894
	sm <sup>3</sup> /año	9.130.732



Tipo de cambio	S./US\$	3,28
Horas de operación al año	h/año	8.400
Horas de parada de planta	h/año	360
Máxima demanda de potencia	kW	4.692
Energía térmica útil consumida anualmente	MMBTU/año	254.988
	MWh/año	74.730
Energía eléctrica consumida anualmente	MWh/año	32.686
Costo de mantenimiento de la planta actual (calderas)	US\$/año	10.979
Tasa se crecimiento de la demanda eléctrica	%	0%
Tasa se crecimiento de la demanda térmica	%	0%
Potencia contratada a EDELNOR	kW	4.500
Factor de ajuste de Ingreso Garantizado (FAIG)	%	75%
Mantenimiento del HRSG	US\$/HO	3,5
Costo de O & M de la turbina a gas	US\$/MWh	8,0

### b) Modelos para venta de energía

Se plantearán dos modelos para la venta de excedentes de energía eléctrica:

- **Venta al Distribuidor:** Según este modelo, el cogenerador, vende la energía excedente al distribuidor, quien le compra la energía a un 80% del Precio en Barra. Para asegurar la confiabilidad del sistema y el suministro de energía durante las paradas de mantenimiento y fallas, se deberá firmar un “contrato de garantía de suministro” con el distribuidor, el cual estipula una retribución mensual igual al 50% de la potencia contratada; siendo así, la energía se podrá tomar de sus redes al mismo costo con la que recibe actualmente.
- **Venta al sistema interconectado a través del COES:** Este esquema, plantea que la planta de cogeneración sea parte del COES, de tal manera que toda la energía y potencia se entregue al SEIN. De esta manera, la planta de AJINOMOTO, opera como un Cliente Libre. Los retiros e inyecciones de energía y potencia, se hacen a las mismas tarifas aplicables a los generadores: a costo marginal y valorización de potencia en el SEIN.

### c) Tarifas proyectadas

Así también, para las proyecciones de los flujos de caja, se utilizará la siguiente proyección de tarifas de gas y energía eléctrica.

**Cuadro N° 4.6: Tarifas Proyectadas**

Año	Tarifa aplicable a consumidor (US\$/MWh)	Tarifa en Barra (US\$/MWh)	Cargo ER (US\$/MWh)	Peaje conexión al sistema secundario (US\$/MWh)	Peaje conexión al SPT (US\$/kW-mes)	Precio de potencia en el SEIN (US\$/kW-mes)	Costo marginal promedio (US\$/MWh)	Costo del GN - Generador (US\$/m³)	Costo del GN - Industrial (US\$/m³)
1	86,8	65,8	2,8	2,1	7,6	6,8	31,9	0,1793	0,2699
2	85,8	65,1	2,8	2,1	7,6	6,8	32,8	0,1867	0,2811
3	84,8	64,3	2,8	2,1	8,6	6,8	31,9	0,1949	0,2935
4	83,8	63,6	2,8	2,1	8,6	6,8	30,9	0,1984	0,2987
5	82,8	62,8	2,8	2,1	8,6	6,8	29,9	0,2002	0,3013
6	79,9	60,6	2,8	2,1	8,6	6,8	29,0	0,2041	0,3073
7	78,9	59,8	2,8	2,1	8,6	6,8	28,0	0,2066	0,3111
8	76,9	58,4	2,8	2,1	8,6	6,8	27,0	0,2093	0,3152
9	75,9	57,6	2,8	2,1	8,6	6,8	25,1	0,2146	0,3230
10	73,9	56,1	2,8	2,1	8,6	6,8	24,1	0,2145	0,3230
11	73,9	56,1	2,8	2,1	8,6	6,9	24,1	0,2146	0,3231
12	73,9	56,1	2,8	2,1	8,6	6,9	24,1	0,2157	0,3247
13	73,9	56,1	2,8	2,1	8,6	6,9	24,1	0,2152	0,3239
14	73,9	56,1	2,8	2,1	8,6	6,9	24,1	0,2152	0,3239
15	73,9	56,1	2,8	2,1	8,6	6,9	24,1	0,2152	0,3239

**d) Alternativas consideradas**

Para el análisis de alternativas, se ha considerado 3 escenarios, relacionada con el funcionamiento de nuestro sistema eléctrico y la venta de excedentes de energía eléctrica:

**A. Operación como Autoproducción Asistida**

La planta de cogeneración funciona aisladamente de la red de energía o importa una cantidad mínima de energía de esta, para cubrir la demanda máxima de la planta.

**B. Operación como Autoproducción Interconectada**

Este régimen se aplica a la generación de energía, se cubre la demanda de la planta y genera excedentes que se comercializan con el distribuidor o a través del COES. Este esquema busca la máxima eficiencia desde el punto de vista energético.

**C. Operación como Generador**

Propone la operación de la planta de cogeneración como un generador convencional debido a que la planta está diseñada para exportar una cantidad máxima de excedentes de energía eléctrica.



Las alternativas de generación y sus inversiones asociadas, que fueron consideradas en el análisis, se muestran en el cuadro siguiente.

**Cuadro N° 4.7: Alternativas Consideradas y Nivel de Inversión**

N°	Fabricante	Modelo comercial	Potencia unitaria (MW)	Número de Unidades	Inversión total* (US\$)
1	Kawasaki	M1A-17D	1,7	2	5.660.137
2	OPRA	OP16-3B	1,9	2	6.184.963
3	Solar	Centaur 40	3,5	1	5.397.415
4	Rolls-Royce	501-KB5	3,9	1	5.831.034
5	Kawasaki	M1A-17D	1,7	3	8.449.705
6	OPRA	OP16-3B	1,9	3	9.236.945
7	Solar	Centaur 40	3,5	2	10.713.830
8	Solar	Taurus 60	5,7	1	7.832.457
9	Solar	Taurus 65	6,3	1	8.272.069
10	Kawasaki	M1A-17D	1,7	6	16.818.410
11	OPRA	OP16-3B	1,9	5	15.340.908
12	Solar	Centaur 40	3,5	3	16.030.246
13	Rolls-Royce	501-KB5	3,9	3	17.331.102
14	Solar	Centaur 50	4,6	2	13.302.258
15	Rolls-Royce	501-KB7S	5,2	2	14.834.943
16	SIEMENS	SGT-100	5,4	2	15.128.024
17	Solar	Taurus 60	5,7	2	15.583.914
18	Solar	Taurus 65	6,3	2	16.463.138
19	SIEMENS	SGT-300	7,9	1	9.525.000
20	Solar	Taurus 70	8,0	2	19.069.040
21	GE	GE10-1	11,3	1	12.221.068
22	Solar	Mars 100	11,4	1	12.846.497
23	Perm Engine	GTU-12PG-2	12,3	1	13.166.240
24	SIEMENS	SGT-400	14,3	1	14.964.691
25	Solar	Titan 130	15,0	1	16.171.504
26	GE	LM1800e-High	17,8	1	19.223.842
27	Solar	Titan 250	21,7	1	22.328.552

(\*) Sistema de cogeneración completo "llave en mano".

#### 4.4.5 Resultados de la evaluación

Según los requerimientos del AJINOMOTO S.A. y las recomendaciones de CENERGIA, las mejores alternativas a considerar según la energía a colocar en el sistema son:

##### **Modelo de venta al distribuidor:**

**Alternativa 1:** 01 turbina de gas Rolls-Royce 501-KB5 de 3,9 MW, con caldera de recuperación (Caso A).



**Alternativa 2:** 01 turbina de gas Solar Taurus 65 de 6,3 MW, con caldera de recuperación (Caso B).

**Alternativa 3:** 01 turbina de gas Siemens SGT-300 de 7,9 MW, con caldera de recuperación (Caso C).

**Alternativa adicional:** 03 turbinas de gas Kawasaki M1A-17D de 1,7 MW (5,1 MW en total), con tres calderas de recuperación (Caso B).

**Modelo de venta al SEIN a través del COES:**

De acuerdo al monto de inversión y los costos marginales tomados en cuenta; se tiene que no hay alternativas viables en este modelo de venta de energía.

#### 4.4.6 Estudio Normativo

Se obtuvieron los siguientes resultados para el análisis normativo de las alternativas seleccionadas:

**Cuadro N° 4.8: Cálculo de los Indicadores REE y C para las Alternativas Consideradas**

Reglamento		Alternativa 1 Caso A		Alternativa 2 Caso B		Alternativa 3 Caso C		Alternativa Adicional	
REE	C	REE	C	REE	C	REE	C	REE	C
0,55	0,40	0,70	0,55	0,73	0,66	0,72	0,59	0,68	0,49

Como se puede observar, todas las alternativas cumplen con los valores mínimos requeridos por el Reglamento de Cogeneración.

#### 4.4.7 Comparación económica de alternativas

En base a la información obtenida en los flujos de caja de los proyectos se procedió a calcular los principales indicadores económicos de rentabilidad para las alternativas seleccionadas, tomando en cuenta el ahorro respecto a la situación de referencia.





#### **Cuadro N° 4.9: Cálculo de los Principales Indicadores Económicos para cada Alternativa**

<b>Indicadores</b>	<b>Alternativa 1 Caso A</b>	<b>Alternativa 2 Caso B</b>	<b>Alternativa 3 Caso C</b>	<b>Alternativa Adicional</b>
Inversión (US\$)	5 831 034	8 272 069	9 525 000	8 449 705
VAN (US\$)	33 401	2 230 577	3 728 062	1 248 511
T.I.R. (% / año)	12,1%	17,6%	19,9%	15,1%
Payback (años)	6	5	5	6

#### **4.4.8 Alternativa Seleccionada**

De acuerdo a las especificaciones técnicas, estudio normativo y comparación económica de las alternativas, se tiene que la mejor opción para la planta de cogeneración de AJINOMOTO, es la Alternativa 3, compuesta por 01 turbina de gas SIEMENS SGT-300 de 7,9 MW, con su caldera de recuperación.

Lo flujos de caja de las alternativas seleccionadas, junto con las especificaciones técnicas de los grupos generadores, se recogen en el Anexo N° 2.



## 5 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

---

### 5.1 CONCLUSIONES

1. Se ha identificado potenciales ahorros en el reemplazo de motores eléctricos existentes por otros de mayor eficiencia, siendo el periodo de retorno de 4 a 5 años.
2. Se ha identificado beneficios económicos por una Gestión de la Demanda, se debe instalar en una primera etapa interruptores horario. En una segunda etapa se recomienda instalar un sistema automático de control de la demanda de potencia.
3. La alternativa más recomendable para la implementación de un sistema de cogeneración es la compuesta por 01 turbina de gas SIEMENS SGT-300 de 7,9 MW, con su caldera de recuperación.
4. Las alternativas de cogeneración seleccionada posee un REE de 0,72 y un C de 0,59, lo que hace que califique como central de cogeneración; así también, demanda una Inversión de US\$ 9 525 000, que a lo largo de un periodo de análisis de 15 años nos da un VAN de US\$ 3 728 062 y una T.I.R. de 19,9%, con un periodo de retorno simple de la inversión de 5 años.

### 5.2 RECOMENDACIONES

1. Se debe evaluar a nivel de factibilidad implementar los proyectos de eficiencia energética identificados en el diagnóstico por sus beneficios económicos y ambientales.
2. Se recomienda realizar un estudio de eficiencia energética que permita cuantificar mejor los potenciales ahorros energéticos y económicos para la empresa y evaluar otras medidas de eficiencia energética.
3. Con el fin de educar y concientizar al personal que labora en la planta en temas relacionados con el ahorro de la energía, se sugiere programar charlas y exposición de videos relacionados con el tema.
4. De acuerdo a los resultados obtenidos, se recomienda una evaluación del proyecto de cogeneración, a nivel de pre-factibilidad, sin embargo, se deberá realizar antes un estudio de eficiencia energética para poder determinar con exactitud los consumos energéticos y tener la situación de referencia optimizada, de esta manera se podrá obtener una mejor cuantificación de los beneficios del proyecto.



5. Para análisis futuros, es recomendable que el personal de planta lleve a cabo un programa de monitoreo constante a lo largo del año, identificando los días de mayor carga térmica (en base a la producción) y consumo eléctrico.
6. Así mismo, para el diseño óptimo de la caldera de recuperación de calor (HRSG), es necesario conocer la curva de demanda de vapor de la planta, por esta razón es que se recomienda ejecutar un monitoreo de la demanda cada 15 min no menor a un año.



# Anexos



## Anexo 1: Parte Eléctrica



## DIAGRAMAS DE CARGA AJINOMOTO\_Invierno

# Figura 1 ELECTRIC POWER CONSUMPTION EVALUATION

## TOTAL AJINOMOTO

DATE : 13-jun-16

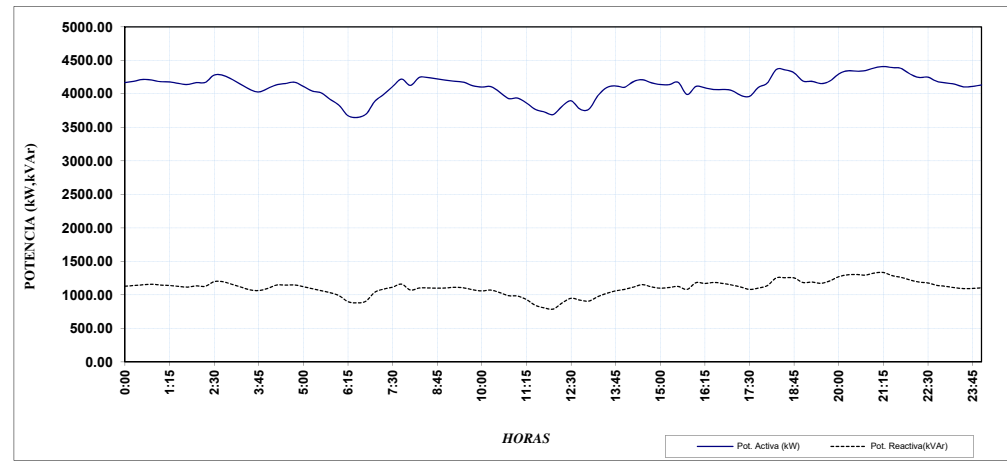
DAY MONDAY

### RECORD REPORT

Hora	P (kW)	Q (kVAR)	F.P.
0:15	4187.6	1139.6	0.96
0:30	4215.6	1150.4	0.96
0:45	4205.6	1159.2	0.96
1:00	4181.2	1147.2	0.96
1:15	4178.0	1140.0	0.96
1:30	4155.6	1127.2	0.97
1:45	4139.2	1116.4	0.97
2:00	4167.2	1134.4	0.96
2:15	4170.8	1128.4	0.97
2:30	4280.4	1197.6	0.96
2:45	4276.0	1195.6	0.96
3:00	4216.8	1157.6	0.96
3:15	4140.0	1116.8	0.97
3:30	4067.2	1075.6	0.97
3:45	4027.2	1064.8	0.97
4:00	4080.4	1096.8	0.97
4:15	4134.8	1147.2	0.96
4:30	4154.4	1145.6	0.96
4:45	4173.6	1148.8	0.96
5:00	4111.6	1122.8	0.96
5:15	4041.2	1092.4	0.97
5:30	4014.8	1062.4	0.97
5:45	3917.6	1033.2	0.97
6:00	3828.8	988.4	0.97
6:15	3672.8	898.8	0.97
6:30	3650.8	880.8	0.97
6:45	3694.8	905.6	0.97
7:00	3887.6	1039.2	0.97
7:15	3990.8	1086.8	0.96
7:30	4108.0	1115.6	0.97
7:45	4220.0	1160.8	0.96
8:00	4126.4	1072.8	0.97
8:15	4246.4	1102.8	0.97
8:30	4243.2	1104.0	0.97
8:45	4220.4	1100.0	0.97
9:00	4204.8	1103.2	0.97
9:15	4187.2	1114.0	0.97
9:30	4172.4	1104.4	0.97
9:45	4120.4	1076.4	0.97
10:00	4102.0	1059.2	0.97
10:15	4108.0	1072.0	0.97
10:30	4026.4	1034.8	0.97
10:45	3929.6	988.0	0.97
11:00	3936.4	982.4	0.97
11:15	3864.4	930.0	0.97
11:30	3767.6	844.4	0.98
11:45	3730.0	806.4	0.98
12:00	3691.2	788.0	0.98

Hora	P (kW)	Q (kVAR)	F.P.
12:15	3815.6	879.6	0.97
12:30	3896.4	949.6	0.97
12:45	3771.6	921.6	0.97
13:00	3771.2	908.0	0.97
13:15	3971.2	974.0	0.97
13:30	4094.0	1023.2	0.97
13:45	4118.4	1060.0	0.97
14:00	4099.2	1082.8	0.97
14:15	4184.4	1116.8	0.97
14:30	4210.8	1153.2	0.96
14:45	4165.2	1119.6	0.97
15:00	4138.8	1099.6	0.97
15:15	4138.0	1110.0	0.97
15:30	4172.4	1126.0	0.97
15:45	3990.8	1082.0	0.97
16:00	4110.8	1182.4	0.96
16:15	4090.4	1170.8	0.96
16:30	4064.0	1185.6	0.96
16:45	4066.0	1171.2	0.96
17:00	4050.8	1147.6	0.96
17:15	3979.6	1118.0	0.96
17:30	3962.4	1082.0	0.96
17:45	4096.0	1102.0	0.97
18:00	4162.0	1139.2	0.96
18:15	4362.4	1253.2	0.96
18:30	4357.2	1256.0	0.96
18:45	4313.6	1253.2	0.96
19:00	4191.2	1184.4	0.96
19:15	4187.2	1191.2	0.96
19:30	4153.6	1172.8	0.96
19:45	4190.4	1209.2	0.96
20:00	4297.2	1271.6	0.96
20:15	4344.8	1299.2	0.96
20:30	4337.2	1304.4	0.96
20:45	4346.8	1296.0	0.96
21:00	4388.4	1326.4	0.96
21:15	4407.6	1334.4	0.96
21:30	4391.6	1286.8	0.96
21:45	4379.6	1261.6	0.96
22:00	4294.0	1222.4	0.96
22:15	4244.4	1191.2	0.96
22:30	4250.0	1178.4	0.96
22:45	4185.2	1142.4	0.96
23:00	4162.8	1127.6	0.97
23:15	4144.4	1107.2	0.97
23:30	4103.6	1094.4	0.97
23:45	4111.6	1096.0	0.97
24:00	4133.2	1106.4	0.97

### LOAD DIAGRAMA



### REGISTERED AND CALCULATED ELECTRICAL PARAMETERS

REGISTERED PARAMETERS			
MAXIMUM DEMAND		AVERAGE DEMAND	
H.P	4344.8 kW	H.P	4251.9 kW
H.F.P	4407.6 kW	H.F.P	4094.9 kW
DIA	4407.6 kW	DIA	4108.0 kW
ACTIVE POWER		REACTIVE POWER	
H.P	21446 kWh	H.P	6191 kVARh
H.F.P	77145 kWh	H.F.P	20392 kVARh
DIA	98591 kWh	DIA	26583 kVARh
CALCULATED PARAMETERS			
LOAD FACTOR		LOSSES FACTOR	
H.P	0.98	H.P	0.93
H.F.P	0.93	H.F.P	0.86
DIA	0.93	DIA	0.87
<b>POWER FACTOR (Average day)</b>		<b>0.97 Inductive</b>	

**Note:**  
 H.P. Energía : Peak Hour Energy (18:00 to 23:00)  
 H.F.P. : Hours out of peak  
 H.P. Potencia : Peak Hours Power (18:30 to 20:30)

## Figura 2 ELECTRIC POWER CONSUMPTION EVALUATION TOTAL AJINOMOTO

FECHA : 14-jun-16

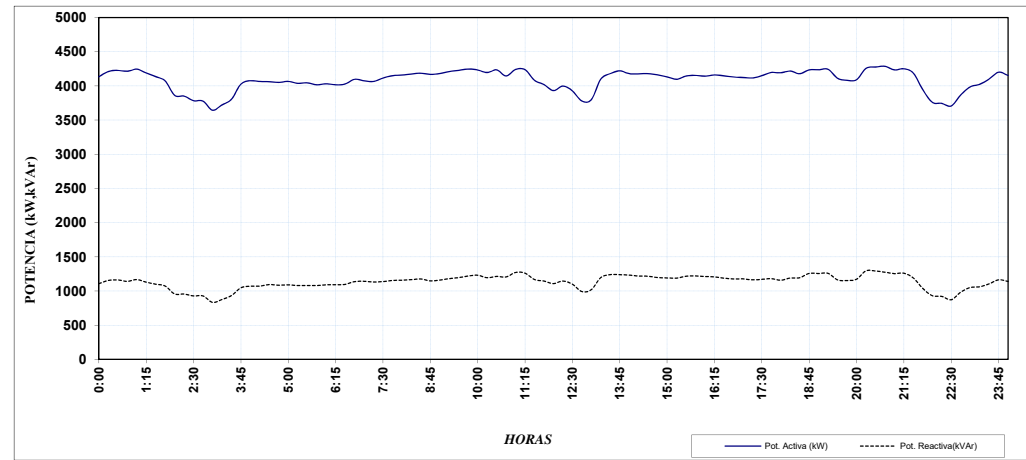
DIA : MARTES

**REPORTE DE REGISTROS**

Hora	P (kW)	Q (KVAR)	F.P.
0:15	4210.0	1154.4	0.96
0:30	4226.4	1162.0	0.96
0:45	4213.6	1141.2	0.97
1:00	4245.2	1166.4	0.96
1:15	4189.2	1129.2	0.97
1:30	4135.2	1099.2	0.97
1:45	4073.2	1072.4	0.97
2:00	3862.4	957.2	0.97
2:15	3850.8	955.2	0.97
2:30	3783.6	927.6	0.97
2:45	3777.2	927.2	0.97
3:00	3644.0	833.6	0.97
3:15	3722.4	875.6	0.97
3:30	3803.6	933.2	0.97
3:45	4025.6	1046.4	0.97
4:00	4075.6	1070.0	0.97
4:15	4064.4	1071.6	0.97
4:30	4061.6	1094.0	0.97
4:45	4050.8	1084.8	0.97
5:00	4066.4	1090.0	0.97
5:15	4037.6	1080.0	0.97
5:30	4045.2	1080.4	0.97
5:45	4016.0	1079.6	0.97
6:00	4030.8	1090.4	0.97
6:15	4017.2	1092.0	0.96
6:30	4026.8	1097.2	0.96
6:45	4096.8	1137.2	0.96
7:00	4074.4	1142.0	0.96
7:15	4064.8	1131.6	0.96
7:30	4114.8	1136.8	0.96
7:45	4149.6	1154.0	0.96
8:00	4158.8	1158.4	0.96
8:15	4174.0	1165.6	0.96
8:30	4185.2	1176.0	0.96
8:45	4168.8	1147.2	0.96
9:00	4180.8	1159.6	0.96
9:15	4209.6	1180.8	0.96
9:30	4228.0	1195.6	0.96
9:45	4244.8	1219.2	0.96
10:00	4233.6	1230.4	0.96
10:15	4194.8	1193.6	0.96
10:30	4234.8	1213.6	0.96
10:45	4145.6	1205.6	0.96
11:00	4240.0	1270.8	0.96
11:15	4237.2	1260.8	0.96
11:30	4081.6	1167.6	0.96
11:45	4020.0	1145.2	0.96
12:00	3931.2	1108.0	0.96

Hora	P (kW)	Q (KVAR)	F.P.
12:15	3997.6	1145.6	0.96
12:30	3927.2	1099.2	0.96
12:45	3779.2	992.0	0.97
13:00	3798.8	1019.6	0.97
13:15	4099.2	1196.4	0.96
13:30	4178.8	1238.8	0.96
13:45	4220.8	1238.8	0.96
14:00	4178.4	1232.0	0.96
14:15	4175.6	1218.8	0.96
14:30	4180.4	1215.6	0.96
14:45	4160.0	1196.4	0.96
15:00	4132.4	1190.8	0.96
15:15	4096.8	1188.4	0.96
15:30	4144.4	1215.6	0.96
15:45	4154.4	1220.4	0.96
16:00	4141.6	1212.4	0.96
16:15	4160.4	1205.6	0.96
16:30	4148.4	1187.6	0.96
16:45	4128.4	1175.6	0.96
17:00	4124.8	1177.2	0.96
17:15	4115.6	1163.2	0.96
17:30	4148.8	1170.4	0.96
17:45	4196.8	1180.0	0.96
18:00	4191.2	1158.0	0.96
18:15	4218.0	1189.6	0.96
18:30	4178.0	1194.0	0.96
18:45	4234.0	1257.2	0.96
19:00	4235.6	1256.0	0.96
19:15	4242.0	1257.6	0.96
19:30	4111.2	1162.8	0.96
19:45	4082.0	1153.6	0.96
20:00	4090.0	1172.0	0.96
20:15	4256.4	1294.8	0.96
20:30	4276.4	1292.4	0.96
20:45	4286.8	1275.2	0.96
21:00	4233.6	1254.4	0.96
21:15	4250.4	1259.6	0.96
21:30	4187.2	1190.4	0.96
21:45	3944.0	1037.2	0.97
22:00	3760.4	931.2	0.97
22:15	3744.8	921.6	0.97
22:30	3706.4	872.0	0.97
22:45	3866.8	982.8	0.97
23:00	3985.6	1050.8	0.97
23:15	4023.6	1061.6	0.97
23:30	4100.8	1104.0	0.97
23:45	4201.2	1163.2	0.96
24:00	4152.8	1140.4	0.96

**DIAGRAMA DE CARGA**



**REGISTERED AND CALCULATED ELECTRICAL PARAMETERS**

REGISTERED PARAMETERS			
MAXIMUM DEMAND		AVERAGE DEMAND	
H.P	4276.4 kW	H.P	4191.0 kW
H.F.P	4286.8 kW	H.F.P	4080.1 kW
DIA	4286.8 kW	DIA	4089.3 kW
ACTIVE POWER		REACTIVE POWER	
H.P	20472 kWh	H.P	5751 KVARh
H.F.P	77671 kWh	H.F.P	21480 KVARh
DIA	98143 kWh	DIA	27231 KVARh
CALCULATED PARAMETERS			
LOAD FACTOR		LOSSES FACTOR	
H.P	0.98	H.P	0.96
H.F.P	0.95	H.F.P	0.91
DIA	0.95	DIA	0.91
<b>POWER FACTOR (Average day)</b>		0.96	Inductivo

**Note:**  
H.P. Energía : Peak Hour Energy (18:00 to 23:00)  
H.F.P. : Hours out of peak  
H.P. Potencia : Peak Hours Powera (18:30 to 20:30)



## Figura 3 ELECTRIC POWER CONSUMPTION EVALUATION

### TOTAL AJINOMOTO

FECHA : 15-jun-16

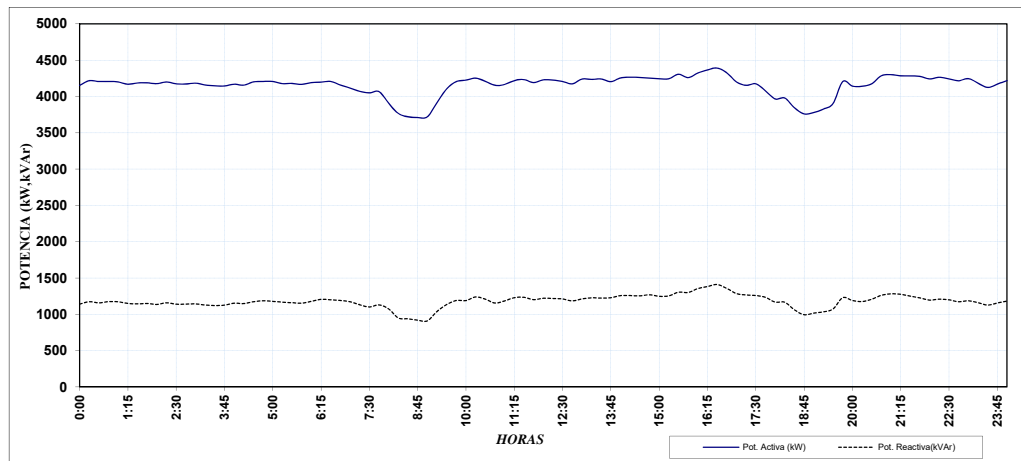
DIA : MIÉRCOLES

#### REPORTE DE REGISTROS

Hora	P (kW)	Q (KVAR)	F.P.
0:15	4217.6	1173.2	0.96
0:30	4206.4	1157.6	0.96
0:45	4207.6	1174.4	0.96
1:00	4201.2	1172.0	0.96
1:15	4168.4	1149.6	0.96
1:30	4187.2	1143.6	0.96
1:45	4188.4	1149.2	0.96
2:00	4177.2	1136.0	0.96
2:15	4200.0	1158.4	0.96
2:30	4174.8	1139.2	0.96
2:45	4171.6	1140.0	0.96
3:00	4184.4	1143.6	0.96
3:15	4158.8	1127.6	0.97
3:30	4147.2	1120.8	0.97
3:45	4145.2	1126.0	0.97
4:00	4168.8	1152.4	0.96
4:15	4156.4	1147.6	0.96
4:30	4201.2	1173.2	0.96
4:45	4207.2	1185.6	0.96
5:00	4206.8	1178.4	0.96
5:15	4177.2	1167.2	0.96
5:30	4179.6	1159.6	0.96
5:45	4167.2	1153.6	0.96
6:00	4191.2	1178.4	0.96
6:15	4198.0	1205.6	0.96
6:30	4206.8	1200.0	0.96
6:45	4158.0	1190.0	0.96
7:00	4115.6	1172.8	0.96
7:15	4070.8	1131.2	0.96
7:30	4049.6	1100.8	0.96
7:45	4067.2	1129.6	0.96
8:00	3907.2	1073.6	0.96
8:15	3764.4	949.2	0.97
8:30	3722.4	937.6	0.97
8:45	3710.4	918.8	0.97
9:00	3720.8	910.0	0.97
9:15	3916.4	1039.2	0.97
9:30	4104.8	1134.8	0.96
9:45	4206.0	1190.0	0.96
10:00	4224.8	1189.2	0.96
10:15	4252.8	1238.8	0.96
10:30	4209.2	1208.0	0.96
10:45	4154.0	1155.2	0.96
11:00	4164.8	1184.4	0.96
11:15	4220.8	1228.4	0.96
11:30	4232.4	1234.0	0.96
11:45	4192.0	1202.0	0.96
12:00	4229.2	1220.4	0.96

Hora	P (kW)	Q (KVAR)	F.P.
12:15	4226.8	1218.0	0.96
12:30	4206.8	1211.2	0.96
12:45	4174.0	1184.8	0.96
13:00	4239.6	1211.6	0.96
13:15	4236.0	1226.8	0.96
13:30	4241.2	1222.8	0.96
13:45	4204.8	1228.0	0.96
14:00	4256.0	1257.6	0.96
14:15	4267.6	1258.0	0.96
14:30	4259.2	1253.6	0.96
14:45	4254.8	1268.8	0.96
15:00	4244.4	1248.0	0.96
15:15	4244.8	1254.0	0.96
15:30	4306.4	1304.4	0.96
15:45	4260.4	1300.4	0.96
16:00	4323.2	1354.0	0.95
16:15	4366.0	1382.4	0.95
16:30	4392.0	1410.0	0.95
16:45	4325.6	1356.4	0.95
17:00	4200.8	1285.6	0.96
17:15	4153.6	1266.0	0.96
17:30	4175.2	1258.8	0.96
17:45	4078.4	1234.0	0.96
18:00	3966.4	1168.0	0.96
18:15	3978.4	1165.6	0.96
18:30	3844.4	1061.6	0.96
18:45	3760.4	994.4	0.97
19:00	3778.8	1016.0	0.97
19:15	3827.2	1034.0	0.97
19:30	3904.0	1073.2	0.96
19:45	4205.6	1229.2	0.96
20:00	4143.2	1189.6	0.96
20:15	4140.8	1175.6	0.96
20:30	4175.2	1207.6	0.96
20:45	4286.0	1261.6	0.96
21:00	4300.8	1281.6	0.96
21:15	4284.4	1275.2	0.96
21:30	4284.0	1250.0	0.96
21:45	4276.4	1225.2	0.96
22:00	4242.4	1196.0	0.96
22:15	4264.8	1208.0	0.96
22:30	4242.4	1199.2	0.96
22:45	4216.8	1172.8	0.96
23:00	4246.8	1186.0	0.96
23:15	4184.0	1160.0	0.96
23:30	4124.4	1127.2	0.96
23:45	4169.2	1155.2	0.96
24:00	4218.8	1182.0	0.96

#### DIAGRAMA DE CARGA



#### REGISTERED AND CALCULATED ELECTRICAL PARAMETERS

REGISTERED PARAMETERS			
MAXIMUM DEMAND		AVERAGE DEMAND	
H.P	4205.6 kW	H.P	3991.9 kW
H.F.P	4392.0 kW	H.F.P	4170.0 kW
DIA	4392.0 kW	DIA	4155.1 kW
ACTIVE POWER		REACTIVE POWER	
H.P	20601 kWh	H.P	5851 KVARh
H.F.P	79123 kWh	H.F.P	22460 KVARh
DIA	99723 kWh	DIA	28310 KVARh
CALCULATED PARAMETERS			
LOAD FACTOR		LOSSES FACTOR	
H.P	0.95	H.P	0.83
H.F.P	0.95	H.F.P	0.90
DIA	0.95	DIA	0.90
POWER FACTOR (Average day)		0.96 Inductivo	

**Note:**  
H.P. Energía : Peak Hour Energy (18:00 to 23:00)  
H.F.P. : Hours out of peak

**Figura 4**  
**ELECTRIC POWER CONSUMPTION EVALUATION**  
**TOTAL AJINOMOTO**

FECHA : 16-jun-16

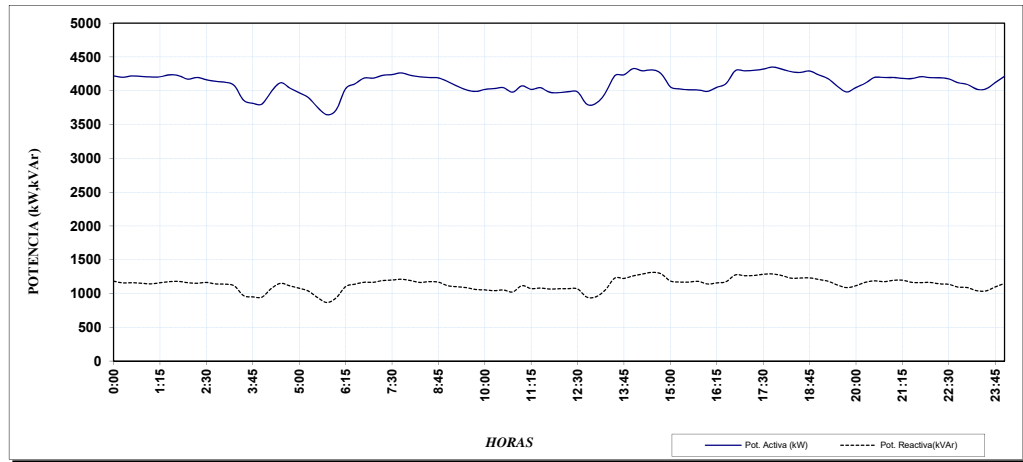
DIA : JUEVES

**REPORTE DE REGISTROS**

Hora	P (kW)	Q (KVAR)	F.P.
0:15	4198.4	1156.8	0.96
0:30	4218.8	1158.8	0.96
0:45	4210.0	1151.6	0.96
1:00	4203.6	1142.0	0.97
1:15	4204.0	1158.8	0.96
1:30	4235.6	1174.4	0.96
1:45	4222.4	1178.8	0.96
2:00	4171.2	1159.2	0.96
2:15	4195.6	1152.0	0.96
2:30	4162.0	1163.6	0.96
2:45	4137.6	1140.8	0.96
3:00	4125.2	1138.0	0.96
3:15	4076.8	1112.8	0.96
3:30	3860.4	969.2	0.97
3:45	3813.6	950.0	0.97
4:00	3803.6	947.2	0.97
4:15	3987.6	1074.4	0.97
4:30	4117.2	1150.0	0.96
4:45	4038.0	1112.4	0.96
5:00	3969.2	1078.0	0.97
5:15	3897.2	1035.2	0.97
5:30	3750.0	938.0	0.97
5:45	3644.0	866.8	0.97
6:00	3719.2	937.6	0.97
6:15	4028.8	1101.6	0.96
6:30	4100.8	1138.0	0.96
6:45	4186.4	1166.0	0.96
7:00	4186.0	1166.0	0.96
7:15	4226.8	1191.6	0.96
7:30	4238.0	1198.4	0.96
7:45	4263.2	1211.2	0.96
8:00	4226.8	1191.2	0.96
8:15	4205.2	1164.0	0.96
8:30	4193.6	1175.2	0.96
8:45	4189.6	1167.6	0.96
9:00	4132.0	1115.6	0.97
9:15	4072.0	1100.0	0.97
9:30	4012.8	1086.8	0.97
9:45	3987.2	1059.6	0.97
10:00	4018.8	1053.2	0.97
10:15	4030.4	1041.6	0.97
10:30	4044.4	1052.0	0.97
10:45	3978.4	1022.4	0.97
11:00	4070.8	1116.0	0.96
11:15	4019.2	1071.6	0.97
11:30	4044.4	1080.8	0.97
11:45	3976.0	1065.6	0.97
12:00	3971.6	1070.0	0.97

Hora	P (kW)	Q (KVAR)	F.P.
12:15	3984.0	1072.0	0.97
12:30	3981.2	1066.8	0.97
12:45	3799.2	945.6	0.97
13:00	3813.2	952.8	0.97
13:15	3967.2	1054.4	0.97
13:30	4220.0	1227.2	0.96
13:45	4235.6	1223.6	0.96
14:00	4326.8	1260.4	0.96
14:15	4293.2	1288.0	0.96
14:30	4308.0	1312.4	0.96
14:45	4252.8	1290.8	0.96
15:00	4056.8	1184.8	0.96
15:15	4026.4	1169.6	0.96
15:30	4013.6	1169.2	0.96
15:45	4011.2	1179.6	0.96
16:00	3990.4	1140.8	0.96
16:15	4049.6	1156.8	0.96
16:30	4106.0	1174.8	0.96
16:45	4296.4	1274.4	0.96
17:00	4293.6	1262.8	0.96
17:15	4301.6	1266.4	0.96
17:30	4319.2	1284.0	0.96
17:45	4349.6	1289.2	0.96
18:00	4319.2	1265.6	0.96
18:15	4280.8	1227.2	0.96
18:30	4270.8	1228.4	0.96
18:45	4290.8	1231.2	0.96
19:00	4232.4	1206.8	0.96
19:15	4177.2	1181.2	0.96
19:30	4065.2	1125.6	0.96
19:45	3981.2	1087.2	0.96
20:00	4047.6	1115.2	0.96
20:15	4110.8	1165.6	0.96
20:30	4196.8	1186.8	0.96
20:45	4194.4	1175.2	0.96
21:00	4195.6	1194.4	0.96
21:15	4182.0	1197.6	0.96
21:30	4178.4	1164.8	0.96
21:45	4207.2	1161.2	0.96
22:00	4192.4	1163.6	0.96
22:15	4192.0	1142.4	0.96
22:30	4174.4	1135.6	0.96
22:45	4117.6	1094.4	0.97
23:00	4093.6	1087.6	0.97
23:15	4022.0	1041.6	0.97
23:30	4025.6	1038.0	0.97
23:45	4119.6	1096.8	0.97
24:00	4212.4	1149.2	0.96

**DIAGRAMA DE CARGA**



**REGISTERED AND CALCULATED ELECTRICAL PARAMETERS**

REGISTERED PARAMETERS			
MAXIMUM DEMAND		AVERAGE DEMAND	
H.P	4290.8 kW	H.P	4137.8 kW
H.F.P	4349.6 kW	H.F.P	4106.1 kW
DIA	4349.6 kW	DIA	4108.8 kW
ACTIVE POWER		REACTIVE POWER	
H.P	20845 kWh	H.P	5818 KVARh
H.F.P	77765 kWh	H.F.P	21423 KVARh
DIA	98610 kWh	DIA	27241 KVARh
CALCULATED PARAMETERS			
LOAD FACTOR		LOSSES FACTOR	
H.P	0.96	H.P	0.91
H.F.P	0.94	H.F.P	9.82
DIA	0.94	DIA	0.89
<b>POWER FACTOR (Average day)</b>		0.96 Inductivo	

**Note:**  
H.P. Energía : Peak Hour Energy (18:00 to 23:00)  
H.F.P. : Hours out of peak

## Figura 5 ELECTRIC POWER CONSUMPTION EVALUATION

### TOTAL AJINOMOTO

FECHA : 17-jun-16

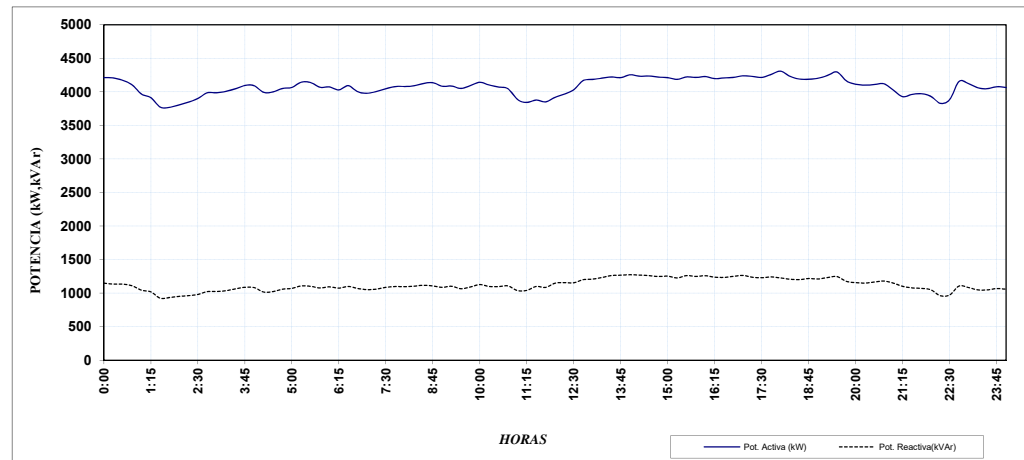
DIA : VIERNES

#### REPORTE DE REGISTROS

Hora	P (kW)	Q (KVAR)	F.P.
0:15	4207.2	1134.0	0.97
0:30	4171.2	1134.0	0.96
0:45	4104.0	1109.2	0.97
1:00	3966.0	1044.0	0.97
1:15	3912.4	1018.8	0.97
1:30	3771.6	924.4	0.97
1:45	3768.4	934.4	0.97
2:00	3806.8	951.6	0.97
2:15	3844.8	962.0	0.97
2:30	3901.6	980.4	0.97
2:45	3986.0	1022.8	0.97
3:00	3985.6	1024.8	0.97
3:15	4007.6	1036.4	0.97
3:30	4044.8	1063.6	0.97
3:45	4095.2	1086.8	0.97
4:00	4090.4	1082.0	0.97
4:15	3991.6	1016.4	0.97
4:30	3998.8	1023.2	0.97
4:45	4050.4	1058.0	0.97
5:00	4065.2	1070.8	0.97
5:15	4144.0	1107.2	0.97
5:30	4138.4	1101.2	0.97
5:45	4068.0	1077.2	0.97
6:00	4073.2	1093.6	0.97
6:15	4028.4	1074.8	0.97
6:30	4092.0	1099.2	0.97
6:45	4002.0	1070.0	0.97
7:00	3978.4	1052.0	0.97
7:15	4007.2	1059.6	0.97
7:30	4043.2	1086.0	0.97
7:45	4080.4	1098.4	0.97
8:00	4078.8	1095.6	0.97
8:15	4089.2	1103.6	0.97
8:30	4124.8	1116.8	0.97
8:45	4136.4	1106.8	0.97
9:00	4082.4	1086.8	0.97
9:15	4086.8	1102.4	0.97
9:30	4050.0	1065.6	0.97
9:45	4093.2	1091.6	0.97
10:00	4142.4	1127.2	0.96
10:15	4101.2	1098.8	0.97
10:30	4071.2	1097.2	0.97
10:45	4046.8	1107.6	0.96
11:00	3887.6	1038.0	0.97
11:15	3841.6	1040.8	0.97
11:30	3878.0	1099.6	0.96
11:45	3850.0	1085.6	0.96
12:00	3918.0	1147.6	0.96

Hora	P (kW)	Q (KVAR)	F.P.
12:15	3966.0	1157.2	0.96
12:30	4031.6	1154.0	0.96
12:45	4168.0	1200.4	0.96
13:00	4184.4	1209.2	0.96
13:15	4204.8	1232.8	0.96
13:30	4222.4	1262.0	0.96
13:45	4211.6	1267.2	0.96
14:00	4254.0	1274.4	0.96
14:15	4232.8	1268.8	0.96
14:30	4236.4	1260.8	0.96
14:45	4220.0	1248.0	0.96
15:00	4211.2	1252.8	0.96
15:15	4186.0	1226.4	0.96
15:30	4222.0	1261.6	0.96
15:45	4214.4	1249.6	0.96
16:00	4227.6	1259.2	0.96
16:15	4196.8	1238.0	0.96
16:30	4207.2	1234.4	0.96
16:45	4215.2	1250.4	0.96
17:00	4238.8	1264.0	0.96
17:15	4230.0	1237.2	0.96
17:30	4214.8	1229.2	0.96
17:45	4259.6	1241.2	0.96
18:00	4308.0	1226.4	0.96
18:15	4231.6	1207.6	0.96
18:30	4190.0	1200.8	0.96
18:45	4188.0	1218.0	0.96
19:00	4202.4	1210.4	0.96
19:15	4243.6	1232.0	0.96
19:30	4296.4	1247.2	0.96
19:45	4163.6	1176.0	0.96
20:00	4113.6	1156.8	0.96
20:15	4099.2	1150.0	0.96
20:30	4108.4	1165.2	0.96
20:45	4120.4	1180.0	0.96
21:00	4026.4	1149.6	0.96
21:15	3927.6	1101.2	0.96
21:30	3962.0	1078.4	0.96
21:45	3971.6	1071.2	0.97
22:00	3932.8	1049.2	0.97
22:15	3828.4	962.0	0.97
22:30	3883.6	972.8	0.97
22:45	4154.8	1105.6	0.97
23:00	4122.8	1083.6	0.97
23:15	4060.8	1048.0	0.97
23:30	4046.8	1048.0	0.97
23:45	4076.0	1068.0	0.97
24:00	4064.4	1058.8	0.97

#### DIAGRAMA DE CARGA



#### REGISTERED AND CALCULATED ELECTRICAL PARAMETERS

REGISTERED PARAMETERS			
MAXIMUM DEMAND		AVERAGE DEMAND	
H.P	4296.4 kW	H.P	4176.9 kW
H.F.P	4308.0 kW	H.F.P	4072.4 kW
DIA	4308.0 kW	DIA	4081.1 kW
ACTIVE POWER		REACTIVE POWER	
H.P	20442 kWh	H.P	5679 KVARh
H.F.P	77504 kWh	H.F.P	21284 KVARh
DIA	97946 kWh	DIA	26964 KVARh
CALCULATED PARAMETERS			
LOAD FACTOR		LOSSES FACTOR	
H.P	0.97	H.P	0.94
H.F.P	0.95	H.F.P	0.89
DIA	0.95	DIA	0.90
<b>POWER FACTOR (Average day)</b>		0.96 Inductive	

**Note:**

H.P. Energía : Peak Hour Energy (18:00 to 23:00)  
H.F.P. : Hours out of peak

## Figura 6 ELECTRIC POWER CONSUMPTION EVALUATION

### TOTAL AJINOMOTO

FECHA : 18-jun-16

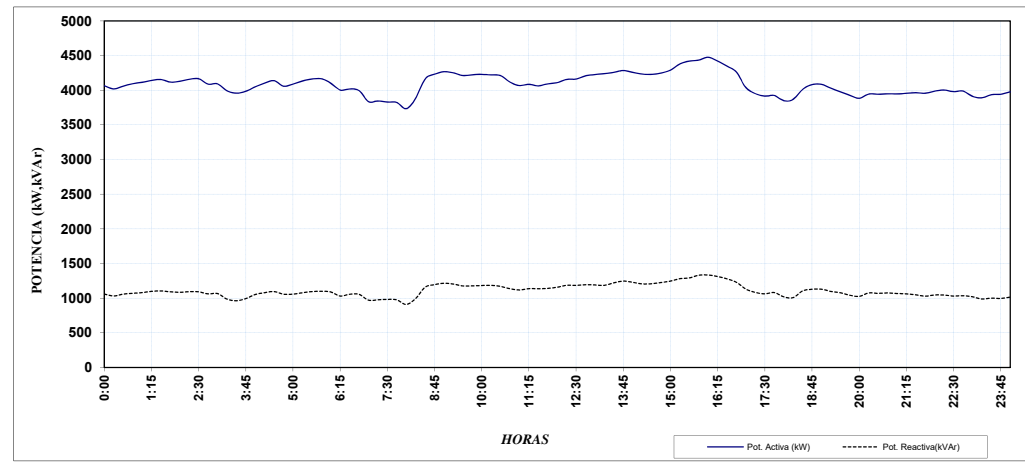
DIA : SÁBADO

#### REPORTE DE REGISTROS

Hora	P (kW)	Q (KVAR)	F.P.
0:15	4018.8	1032.0	0.97
0:30	4057.6	1057.2	0.97
0:45	4094.4	1070.0	0.97
1:00	4113.2	1079.2	0.97
1:15	4140.8	1097.6	0.97
1:30	4154.8	1104.4	0.97
1:45	4116.4	1091.2	0.97
2:00	4128.4	1084.4	0.97
2:15	4156.8	1092.8	0.97
2:30	4165.2	1092.0	0.97
2:45	4088.0	1061.2	0.97
3:00	4091.6	1066.4	0.97
3:15	3992.4	986.4	0.97
3:30	3956.8	962.8	0.97
3:45	3984.4	993.2	0.97
4:00	4049.2	1052.0	0.97
4:15	4102.0	1078.8	0.97
4:30	4138.0	1094.8	0.97
4:45	4058.0	1056.8	0.97
5:00	4088.0	1057.6	0.97
5:15	4133.2	1077.6	0.97
5:30	4160.8	1094.4	0.97
5:45	4164.8	1098.8	0.97
6:00	4102.8	1088.8	0.97
6:15	4001.6	1030.4	0.97
6:30	4018.0	1056.0	0.97
6:45	3994.8	1055.2	0.97
7:00	3835.2	971.2	0.97
7:15	3844.0	976.0	0.97
7:30	3829.6	981.6	0.97
7:45	3822.8	975.2	0.97
8:00	3733.6	909.2	0.97
8:15	3884.4	994.8	0.97
8:30	4162.4	1157.2	0.96
8:45	4230.8	1194.8	0.96
9:00	4266.4	1214.8	0.96
9:15	4250.0	1203.2	0.96
9:30	4211.2	1176.0	0.96
9:45	4222.8	1176.8	0.96
10:00	4227.2	1181.6	0.96
10:15	4220.8	1184.4	0.96
10:30	4210.4	1169.2	0.96
10:45	4116.0	1135.6	0.96
11:00	4066.8	1118.0	0.96
11:15	4085.6	1136.8	0.96
11:30	4062.4	1135.6	0.96
11:45	4092.0	1140.4	0.96
12:00	4109.2	1157.2	0.96

Hora	P (kW)	Q (KVAR)	F.P.
12:15	4155.6	1185.6	0.96
12:30	4160.8	1183.6	0.96
12:45	4206.8	1194.0	0.96
13:00	4226.0	1190.0	0.96
13:15	4238.8	1185.2	0.96
13:30	4257.2	1220.8	0.96
13:45	4284.4	1245.6	0.96
14:00	4257.6	1228.4	0.96
14:15	4232.0	1205.2	0.96
14:30	4228.8	1208.0	0.96
14:45	4247.6	1225.2	0.96
15:00	4289.6	1245.6	0.96
15:15	4379.2	1280.8	0.96
15:30	4419.2	1292.0	0.96
15:45	4434.4	1330.0	0.96
16:00	4475.2	1333.6	0.96
16:15	4420.0	1311.6	0.96
16:30	4346.8	1277.6	0.96
16:45	4260.4	1227.6	0.96
17:00	4036.4	1130.0	0.96
17:15	3952.4	1082.4	0.96
17:30	3914.0	1062.0	0.97
17:45	3924.4	1080.4	0.96
18:00	3848.8	1019.6	0.97
18:15	3867.6	1007.2	0.97
18:30	4012.0	1104.0	0.96
18:45	4080.8	1127.6	0.96
19:00	4084.8	1129.2	0.96
19:15	4029.2	1096.4	0.96
19:30	3975.6	1077.6	0.97
19:45	3928.0	1042.4	0.97
20:00	3883.2	1025.2	0.97
20:15	3944.4	1074.8	0.96
20:30	3941.6	1069.2	0.97
20:45	3948.4	1075.2	0.96
21:00	3945.6	1067.2	0.97
21:15	3955.2	1062.0	0.97
21:30	3964.0	1048.0	0.97
21:45	3955.2	1028.4	0.97
22:00	3986.4	1045.6	0.97
22:15	4002.8	1044.4	0.97
22:30	3978.0	1030.4	0.97
22:45	3988.0	1034.8	0.97
23:00	3912.0	1020.0	0.97
23:15	3890.0	987.2	0.97
23:30	3934.8	1000.0	0.97
23:45	3942.0	996.0	0.97
24:00	3977.2	1014.8	0.97

#### DIAGRAMA DE CARGA



#### REGISTERED AND CALCULATED ELECTRICAL PARAMETERS

REGISTERED PARAMETERS			
MAXIMUM DEMAND		AVERAGE DEMAND	
H.P	4084.8 kW	H.P	3983.5 kW
H.F.P	4475.2 kW	H.F.P	4093.3 kW
DIA	4475.2 kW	DIA	4084.1 kW
ACTIVE POWER		REACTIVE POWER	
H.P	19846 kWh	H.P	5302 KVARh
H.F.P	78174 kWh	H.F.P	21236 KVARh
DIA	98019 kWh	DIA	26539 KVARh
CALCULATED PARAMETERS			
LOAD FACTOR		LOSSES FACTOR	
H.P	0.98	H.P	0.79
H.F.P	0.91	H.F.P	0.84
DIA	0.91	DIA	0.83
POWER FACTOR (Average day)		0.97 Inductivo	

**Note:**

H.P. Energía : Peak Hour Energy (18:00 to 23:00)  
H.F.P. : Hours out of peak

## Figura 7 ELECTRIC POWER CONSUMPTION EVALUATION

### TOTAL AJINOMOTO

FECHA : 19-jun-16

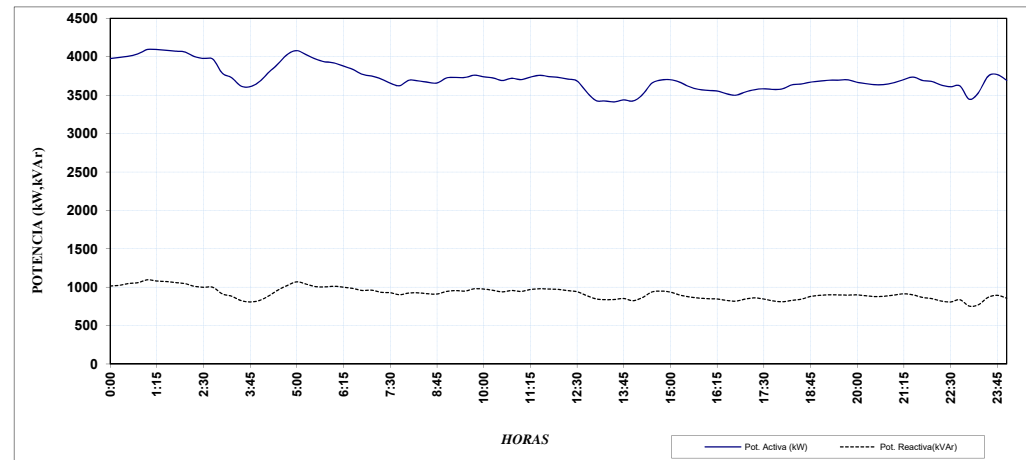
DIA : DOMINGO

#### REPORTE DE REGISTROS

Hora	P (kW)	Q (KVAR)	F.P.
0:15	3992.0	1024.8	0.97
0:30	4007.2	1048.4	0.97
0:45	4038.0	1060.0	0.97
1:00	4095.6	1096.0	0.97
1:15	4092.4	1080.4	0.97
1:30	4085.6	1073.6	0.97
1:45	4072.8	1060.4	0.97
2:00	4062.0	1046.8	0.97
2:15	4003.6	1012.0	0.97
2:30	3977.6	999.6	0.97
2:45	3968.0	998.8	0.97
3:00	3786.8	913.2	0.97
3:15	3728.4	883.2	0.97
3:30	3619.6	826.4	0.97
3:45	3610.8	807.6	0.98
4:00	3676.4	827.6	0.98
4:15	3799.6	887.6	0.97
4:30	3909.2	965.2	0.97
4:45	4033.2	1024.0	0.97
5:00	4079.6	1070.4	0.97
5:15	4025.6	1039.6	0.97
5:30	3970.4	1007.6	0.97
5:45	3932.8	1004.0	0.97
6:00	3919.6	1011.6	0.97
6:15	3876.8	1000.0	0.97
6:30	3834.8	983.2	0.97
6:45	3771.2	957.2	0.97
7:00	3748.8	961.6	0.97
7:15	3712.0	933.6	0.97
7:30	3655.6	927.6	0.97
7:45	3623.2	902.4	0.97
8:00	3694.8	924.4	0.97
8:15	3685.6	926.0	0.97
8:30	3668.4	914.8	0.97
8:45	3657.6	910.8	0.97
9:00	3723.6	944.0	0.97
9:15	3730.4	955.6	0.97
9:30	3729.2	949.6	0.97
9:45	3760.4	979.2	0.97
10:00	3738.8	975.6	0.97
10:15	3724.4	959.6	0.97
10:30	3690.4	939.2	0.97
10:45	3719.6	956.8	0.97
11:00	3702.0	945.6	0.97
11:15	3734.8	969.6	0.97
11:30	3758.8	979.2	0.97
11:45	3741.2	976.0	0.97
12:00	3730.8	970.8	0.97

Hora	P (kW)	Q (KVAR)	F.P.
12:15	3709.2	954.8	0.97
12:30	3684.4	941.2	0.97
12:45	3544.0	892.0	0.97
13:00	3430.8	848.4	0.97
13:15	3424.4	837.6	0.97
13:30	3412.4	840.0	0.97
13:45	3438.4	852.4	0.97
14:00	3423.2	824.4	0.97
14:15	3505.6	865.2	0.97
14:30	3654.8	936.8	0.97
14:45	3696.0	949.6	0.97
15:00	3702.4	935.6	0.97
15:15	3668.4	898.0	0.97
15:30	3610.4	874.0	0.97
15:45	3575.2	858.8	0.97
16:00	3562.4	850.4	0.97
16:15	3554.0	846.4	0.97
16:30	3518.8	828.0	0.97
16:45	3498.8	818.8	0.97
17:00	3541.6	844.8	0.97
17:15	3570.8	860.8	0.97
17:30	3583.6	845.6	0.97
17:45	3574.0	821.2	0.97
18:00	3582.4	810.0	0.98
18:15	3634.0	828.8	0.97
18:30	3645.2	843.6	0.97
18:45	3669.2	879.2	0.97
19:00	3683.2	893.6	0.97
19:15	3694.8	901.2	0.97
19:30	3696.0	899.2	0.97
19:45	3699.6	897.2	0.97
20:00	3667.2	899.6	0.97
20:15	3650.0	887.2	0.97
20:30	3634.4	877.6	0.97
20:45	3640.0	883.6	0.97
21:00	3662.8	898.8	0.97
21:15	3704.8	914.0	0.97
21:30	3735.6	899.2	0.97
21:45	3690.8	866.8	0.97
22:00	3677.6	850.8	0.97
22:15	3631.2	819.6	0.98
22:30	3609.6	808.0	0.98
22:45	3619.6	836.0	0.97
23:00	3446.4	754.0	0.98
23:15	3535.2	773.2	0.98
23:30	3746.0	866.8	0.97
23:45	3767.6	893.6	0.97
24:00	3693.2	857.6	0.97

#### DIAGRAMA DE CARGA



#### REGISTERED AND CALCULATED ELECTRICAL PARAMETERS

REGISTERED PARAMETERS			
MAXIMUM DEMAND		AVERAGE DEMAND	
H.P	3699.6 kW	H.P	3674.3 kW
H.F.P	4095.6 kW	H.F.P	3725.1 kW
DIA	4095.6 kW	DIA	3720.8 kW
ACTIVE POWER		REACTIVE POWER	
H.P	18273 kWh	H.P	4335 KVARh
H.F.P	71027 kWh	H.F.P	17709 KVARh
DIA	89300 kWh	DIA	22044 KVARh
CALCULATED PARAMETERS			
LOAD FACTOR		LOSSES FACTOR	
H.P	0.99	H.P	0.80
H.F.P	0.91	H.F.P	0.83
DIA	0.91	DIA	0.83
<b>POWER FACTOR (Average day)</b>		0.97 Inductivo	

**Note:**  
H.P. Energía : Peak Hour Energy (18:00 to 23:00)  
H.F.P. : Hours out of peak

**TOTAL AJINOMOTO  
MEASUREMENTS RESUME**

Fecha	Día	Maximum Demand (kW)			Active Power (kWh)			fc	fp
		HP	HFP	DIA	HP	HFP	DIA		
13/06/2016	MONDAY	4344.8	4407.6	4407.6	21,446.3	77,145.0	98,591.3	0.93	0.97
14/06/2016	TUESDAY	4276.4	4286.8	4286.8	20,472.4	77,670.6	98,143.0	0.95	0.96
15/06/2016	WEDNESDAY	4205.6	4392.0	4392.0	20,600.7	79,122.6	99,723.3	0.95	0.96
16/06/2016	THURSDAY	4290.8	4349.6	4349.6	20,845.3	77,764.7	98,610.0	0.94	0.96
17/06/2016	FRIDAY	4296.4	4308.0	4308.0	20,441.8	77,503.7	97,945.5	0.95	0.96
18/06/2016	SATURDAY	4084.8	4475.2	4475.2	19,845.7	78,173.7	98,019.4	0.91	0.97
19/06/2016	SUNDAY	3699.6	4095.6	4095.6	18,273.0	71,027.0	89,300.0	0.91	0.97
	<b>Maximum</b>	4344.8	4475.2	4475.2	21,446.3	79,122.6	99,723.3	0.95	0.97
	<b>Minimum</b>	3699.6	4095.6	4095.6	18,273.0	71,027.0	89,300.0	0.91	0.96
	<b>Average</b>	4171.2	4330.7	4330.7	20,275.0	76,915.3	97,190.4	0.94	0.97
	<b>Average Business day</b>				<b>20,198</b>	<b>76,241</b>	<b>96,439</b>		
	<b>SATURDAY</b>				<b>20,845</b>	<b>77,765</b>	<b>98,610</b>		
	<b>SUNDAY</b>				<b>20,442</b>	<b>77,504</b>	<b>97,946</b>		
	<b>Projection of the month</b>				<b>629,705</b>	<b>2,374,624</b>	<b>3,004,328</b>		



## DIAGRAMAS DE CARGA AJINOMOTO\_Verano

**Figure 1**  
**ENERGY CONSUMPTION EVALUATION**

**TOTAL AJINOMOTO**

DATE : 11-abr-16

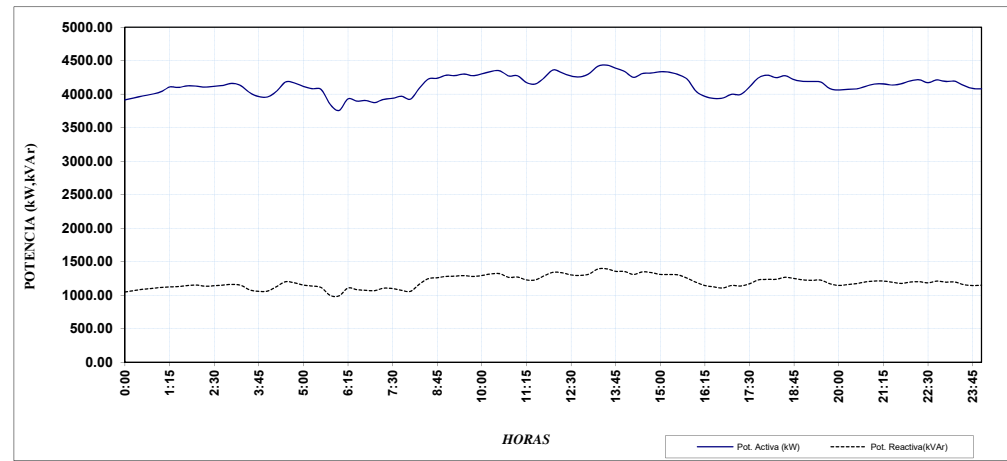
DAY : MONDAY

**RECORDS REPORT**

Hora	P (kW)	Q (kVAR)	F.P.
0:15	3943.2	1068.4	0.97
0:30	3973.2	1088.8	0.96
0:45	3999.6	1100.4	0.96
1:00	4032.4	1116.0	0.96
1:15	4107.2	1124.4	0.96
1:30	4100.4	1129.2	0.96
1:45	4124.0	1144.0	0.96
2:00	4120.0	1151.6	0.96
2:15	4104.8	1134.4	0.96
2:30	4118.4	1140.8	0.96
2:45	4130.8	1151.6	0.96
3:00	4162.0	1161.2	0.96
3:15	4126.0	1147.2	0.96
3:30	4020.8	1078.4	0.97
3:45	3964.4	1057.2	0.97
4:00	3959.2	1062.4	0.97
4:15	4044.4	1129.2	0.96
4:30	4182.0	1201.6	0.96
4:45	4166.8	1184.4	0.96
5:00	4116.0	1150.8	0.96
5:15	4081.2	1136.4	0.96
5:30	4069.2	1114.0	0.96
5:45	3848.8	997.2	0.97
6:00	3757.2	990.8	0.97
6:15	3929.6	1107.6	0.96
6:30	3896.4	1082.4	0.96
6:45	3906.0	1072.4	0.96
7:00	3874.8	1068.4	0.96
7:15	3922.8	1105.6	0.96
7:30	3936.8	1098.8	0.96
7:45	3969.2	1073.2	0.97
8:00	3926.0	1057.6	0.97
8:15	4089.6	1164.4	0.96
8:30	4225.2	1246.8	0.96
8:45	4237.6	1261.2	0.96
9:00	4282.8	1281.2	0.96
9:15	4276.8	1284.4	0.96
9:30	4300.8	1292.4	0.96
9:45	4275.6	1280.4	0.96
10:00	4303.2	1293.6	0.96
10:15	4338.4	1317.6	0.96
10:30	4349.2	1321.6	0.96
10:45	4272.0	1266.8	0.96
11:00	4274.8	1270.8	0.96
11:15	4173.6	1228.4	0.96
11:30	4152.0	1228.8	0.96
11:45	4247.2	1290.8	0.96
12:00	4362.0	1342.4	0.96

Hora	P (kW)	Q (kVAR)	F.P.
12:15	4317.6	1334.4	0.96
12:30	4270.4	1302.8	0.96
12:45	4258.0	1295.2	0.96
13:00	4304.8	1314.8	0.96
13:15	4416.4	1391.2	0.95
13:30	4434.4	1393.2	0.95
13:45	4388.0	1356.8	0.96
14:00	4338.4	1354.0	0.95
14:15	4251.6	1309.6	0.96
14:30	4308.0	1348.4	0.95
14:45	4315.2	1337.2	0.96
15:00	4334.0	1310.0	0.96
15:15	4330.0	1309.2	0.96
15:30	4291.6	1302.8	0.96
15:45	4225.6	1254.4	0.96
16:00	4044.4	1193.6	0.96
16:15	3967.2	1144.4	0.96
16:30	3936.4	1124.0	0.96
16:45	3942.4	1107.6	0.96
17:00	3998.0	1145.6	0.96
17:15	3995.6	1137.6	0.96
17:30	4107.2	1170.8	0.96
17:45	4244.0	1228.4	0.96
18:00	4283.6	1236.4	0.96
18:15	4246.4	1238.0	0.96
18:30	4275.2	1267.2	0.96
18:45	4216.0	1250.0	0.96
19:00	4190.8	1229.2	0.96
19:15	4189.2	1222.8	0.96
19:30	4180.4	1224.4	0.96
19:45	4083.2	1171.6	0.96
20:00	4062.4	1146.0	0.96
20:15	4073.2	1159.2	0.96
20:30	4078.4	1173.6	0.96
20:45	4115.6	1198.4	0.96
21:00	4150.0	1212.0	0.96
21:15	4154.8	1211.2	0.96
21:30	4134.8	1194.0	0.96
21:45	4155.6	1176.0	0.96
22:00	4197.2	1195.6	0.96
22:15	4215.6	1201.6	0.96
22:30	4171.6	1184.8	0.96
22:45	4213.6	1210.4	0.96
23:00	4188.4	1195.2	0.96
23:15	4194.4	1197.2	0.96
23:30	4128.8	1158.0	0.96
23:45	4085.2	1144.8	0.96
24:00	4079.2	1149.2	0.96

**LOAD DIAGRAM**



**CALCULATED AND REGISTERED ELECTRICAL PARAMETERS**

REGISTERED PARAMETERS			
MAXIMUM DEMAND		AVERAGE DEMAND	
H.P	4216.0 kW	H.P	4134.2 kW
H.F.P	4434.4 kW	H.F.P	4145.3 kW
DIA	4434.4 kW	DIA	4144.3 kW
ACTIVE POWER		REACTIVE POWER	
H.P	20823 kWh	H.P	6015 kVARh
H.F.P	78641 kWh	H.F.P	22712 kVARh
DIA	99464 kWh	DIA	28728 kVARh
CALCULATED PARAMETERS			
LOAD FACTOR		LOSSES FACTOR	
H.P	0.98	H.P	0.87
H.F.P	0.93	H.F.P	0.87
DIA	0.93	DIA	0.87
<b>POWER FACTOR (AVERAGE DAY)</b>		0.96 Inductive	

**Note:**  
H.P. : Peak hours (18:00 a 23:00)  
H.F.P. : Out of peak hours



## Figura 2 ENERGY CONSUMPTION EVALUATION TOTAL AJINOMOTO

FECHA : 12-abr-16

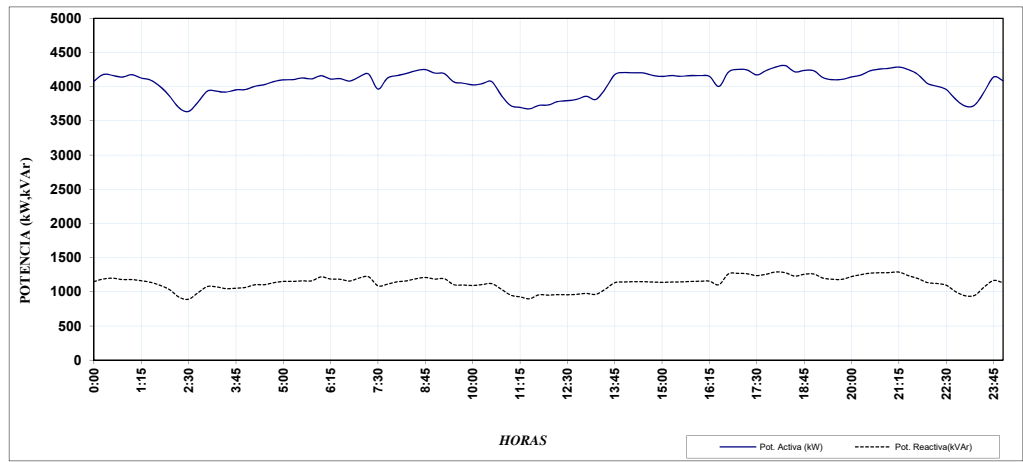
DIA : MARTES

### REPORTE DE REGISTROS

Hora	P (kW)	Q (KVAR)	F.P.
0:15	4180.0	1187.6	0.96
0:30	4164.4	1199.2	0.96
0:45	4141.2	1178.8	0.96
1:00	4175.6	1178.8	0.96
1:15	4126.8	1162.0	0.96
1:30	4096.0	1138.0	0.96
1:45	4001.2	1094.4	0.96
2:00	3861.6	1031.2	0.97
2:15	3690.0	921.2	0.97
2:30	3638.4	891.6	0.97
2:45	3775.6	987.2	0.97
3:00	3936.8	1077.2	0.96
3:15	3934.4	1070.4	0.96
3:30	3920.0	1046.0	0.97
3:45	3954.8	1052.8	0.97
4:00	3958.4	1064.0	0.97
4:15	4006.0	1102.8	0.96
4:30	4030.4	1104.4	0.96
4:45	4074.8	1132.8	0.96
5:00	4100.8	1152.0	0.96
5:15	4102.0	1152.4	0.96
5:30	4128.4	1159.2	0.96
5:45	4113.6	1160.8	0.96
6:00	4161.6	1218.0	0.96
6:15	4112.4	1186.4	0.96
6:30	4118.8	1184.0	0.96
6:45	4082.8	1157.6	0.96
7:00	4142.0	1200.8	0.96
7:15	4186.0	1220.0	0.96
7:30	3965.6	1087.6	0.96
7:45	4126.0	1111.2	0.97
8:00	4162.4	1146.0	0.96
8:15	4194.0	1159.6	0.96
8:30	4233.6	1190.8	0.96
8:45	4250.4	1209.6	0.96
9:00	4198.0	1186.4	0.96
9:15	4191.6	1191.2	0.96
9:30	4070.4	1104.8	0.97
9:45	4052.4	1098.4	0.97
10:00	4025.6	1092.8	0.97
10:15	4044.8	1105.6	0.96
10:30	4075.2	1120.0	0.96
10:45	3878.4	1040.0	0.97
11:00	3725.6	952.0	0.97
11:15	3696.8	926.0	0.97
11:30	3676.4	898.4	0.97
11:45	3727.2	956.4	0.97
12:00	3732.4	951.2	0.97

Hora	P (kW)	Q (KVAR)	F.P.
12:15	3784.8	959.2	0.97
12:30	3793.6	956.8	0.97
12:45	3816.0	963.2	0.97
13:00	3860.0	976.8	0.97
13:15	3813.6	962.8	0.97
13:30	3968.0	1037.6	0.97
13:45	4176.8	1133.2	0.97
14:00	4207.6	1143.6	0.96
14:15	4202.4	1148.0	0.96
14:30	4201.2	1148.0	0.96
14:45	4166.0	1142.8	0.96
15:00	4149.6	1138.8	0.96
15:15	4163.2	1142.4	0.96
15:30	4151.2	1145.2	0.96
15:45	4164.4	1151.2	0.96
16:00	4161.2	1154.4	0.96
16:15	4151.6	1155.6	0.96
16:30	4004.0	1104.4	0.96
16:45	4213.6	1260.8	0.96
17:00	4253.2	1270.0	0.96
17:15	4243.6	1263.2	0.96
17:30	4172.0	1237.2	0.96
17:45	4238.0	1257.2	0.96
18:00	4287.6	1290.4	0.96
18:15	4309.2	1279.2	0.96
18:30	4217.6	1229.6	0.96
18:45	4238.4	1256.0	0.96
19:00	4234.4	1260.4	0.96
19:15	4132.0	1200.0	0.96
19:30	4102.0	1183.2	0.96
19:45	4106.4	1182.4	0.96
20:00	4142.0	1222.4	0.96
20:15	4171.2	1251.2	0.96
20:30	4234.0	1272.8	0.96
20:45	4257.2	1278.4	0.96
21:00	4270.0	1280.4	0.96
21:15	4287.2	1288.4	0.96
21:30	4249.2	1236.4	0.96
21:45	4181.2	1194.8	0.96
22:00	4048.8	1135.2	0.96
22:15	4008.0	1121.2	0.96
22:30	3958.8	1096.0	0.96
22:45	3814.8	1001.2	0.97
23:00	3716.4	942.4	0.97
23:15	3731.2	948.0	0.97
23:30	3922.8	1069.2	0.96
23:45	4141.6	1165.6	0.96
24:00	4088.4	1132.8	0.96

### DIAGRAMA DE CARGA



### CALCULATED AND REGISTERED ELECTRICAL PARAMETERS

REGISTERED PARAMETERS			
MAXIMUM DEMAND		AVERAGE DEMAND	
H.P	4238.4 kW	H.P	4170.1 kW
H.F.P	4309.2 kW	H.F.P	4051.0 kW
DIA	4309.2 kW	DIA	4060.9 kW
ACTIVE POWER		REACTIVE POWER	
H.P	20670 kWh	H.P	5978 KVARh
H.F.P	76792 kWh	H.F.P	21100 KVARh
DIA	97462 kWh	DIA	27077 KVARh
CALCULATED PARAMETERS			
LOAD FACTOR		LOSSES FACTOR	
H.P	0.98	H.P	0.94
H.F.P	0.94	H.F.P	0.89
DIA	0.94	DIA	0.89
<b>POWER FACTOR (AVERAGE DAY)</b>		0.96 Inductive	

**Note:**  
H.P. : Peak hours (18:00 a 23:00)  
H.F.P. : Out of peak hours

## Figura 3 ENERGY CONSUMPTION EVALUATION

### TOTAL AJINOMOTO

FECHA : 13-abr-16

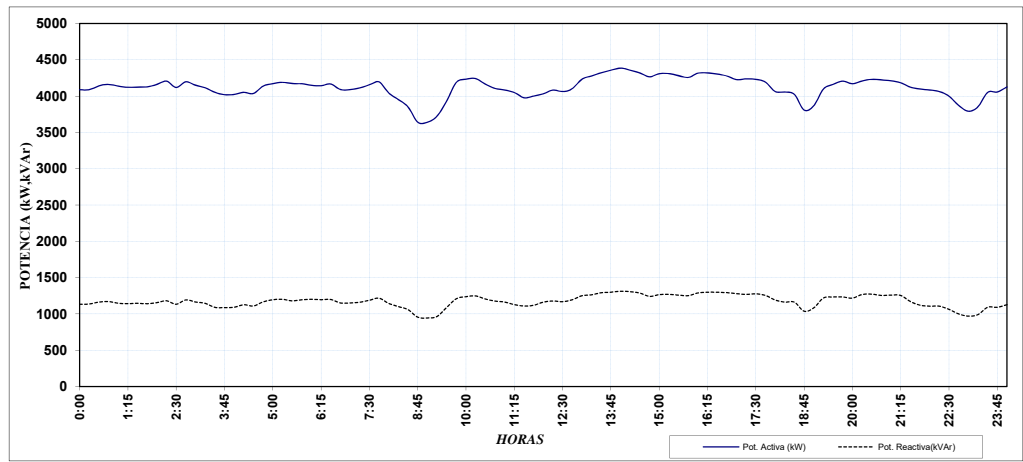
DIA : MIÉRCOLES

#### REPORTE DE REGISTROS

Hora	P (kW)	Q (KVAR)	F.P.
0:15	4088.0	1136.8	0.96
0:30	4141.6	1163.2	0.96
0:45	4161.2	1169.6	0.96
1:00	4137.6	1147.6	0.96
1:15	4121.2	1141.2	0.96
1:30	4124.4	1146.4	0.96
1:45	4128.0	1140.8	0.96
2:00	4161.2	1155.6	0.96
2:15	4206.8	1180.8	0.96
2:30	4119.6	1133.6	0.96
2:45	4197.6	1193.2	0.96
3:00	4150.0	1164.4	0.96
3:15	4115.6	1146.0	0.96
3:30	4052.8	1090.8	0.97
3:45	4019.2	1087.2	0.97
4:00	4023.2	1092.8	0.97
4:15	4052.4	1126.0	0.96
4:30	4036.4	1109.6	0.96
4:45	4138.8	1166.0	0.96
5:00	4171.6	1195.2	0.96
5:15	4190.8	1201.6	0.96
5:30	4173.6	1180.0	0.96
5:45	4171.2	1194.8	0.96
6:00	4149.2	1202.0	0.96
6:15	4144.0	1196.0	0.96
6:30	4166.8	1198.8	0.96
6:45	4090.8	1151.6	0.96
7:00	4090.0	1151.2	0.96
7:15	4113.2	1161.6	0.96
7:30	4154.8	1188.4	0.96
7:45	4196.4	1216.8	0.96
8:00	4043.6	1144.8	0.96
8:15	3952.8	1101.2	0.96
8:30	3852.4	1059.2	0.96
8:45	3641.6	956.0	0.97
9:00	3640.8	944.4	0.97
9:15	3724.0	965.2	0.97
9:30	3932.4	1089.6	0.96
9:45	4189.6	1209.2	0.96
10:00	4233.6	1237.6	0.96
10:15	4241.6	1247.6	0.96
10:30	4165.2	1205.6	0.96
10:45	4106.4	1176.8	0.96
11:00	4084.0	1163.6	0.96
11:15	4050.8	1128.4	0.96
11:30	3977.6	1109.2	0.96
11:45	4000.8	1118.8	0.96
12:00	4032.0	1162.4	0.96

Hora	P (kW)	Q (KVAR)	F.P.
12:15	4083.6	1178.0	0.96
12:30	4062.4	1168.8	0.96
12:45	4102.4	1195.6	0.96
13:00	4233.2	1250.4	0.96
13:15	4278.0	1263.6	0.96
13:30	4322.4	1291.6	0.96
13:45	4355.6	1299.6	0.96
14:00	4386.0	1312.8	0.96
14:15	4357.6	1306.4	0.96
14:30	4319.2	1287.2	0.96
14:45	4266.4	1242.4	0.96
15:00	4308.0	1265.6	0.96
15:15	4310.8	1269.2	0.96
15:30	4283.6	1259.2	0.96
15:45	4255.2	1251.2	0.96
16:00	4317.2	1288.8	0.96
16:15	4320.0	1299.2	0.96
16:30	4303.2	1298.4	0.96
16:45	4279.2	1293.2	0.96
17:00	4227.2	1279.6	0.96
17:15	4238.0	1269.2	0.96
17:30	4232.0	1277.2	0.96
17:45	4193.2	1254.8	0.96
18:00	4063.6	1192.0	0.96
18:15	4056.0	1162.8	0.96
18:30	4023.6	1161.6	0.96
18:45	3808.8	1037.6	0.96
19:00	3866.8	1083.6	0.96
19:15	4098.0	1218.8	0.96
19:30	4161.6	1233.2	0.96
19:45	4206.4	1233.2	0.96
20:00	4170.8	1218.4	0.96
20:15	4208.0	1267.2	0.96
20:30	4233.2	1272.4	0.96
20:45	4221.6	1255.2	0.96
21:00	4211.6	1259.6	0.96
21:15	4184.0	1254.4	0.96
21:30	4124.0	1170.8	0.96
21:45	4098.4	1120.8	0.96
22:00	4084.4	1106.4	0.97
22:15	4064.0	1106.4	0.96
22:30	4000.0	1062.4	0.97
22:45	3872.4	1000.4	0.97
23:00	3792.0	969.6	0.97
23:15	3853.2	991.2	0.97
23:30	4051.2	1092.4	0.97
23:45	4057.6	1091.2	0.97
24:00	4126.4	1127.2	0.96

#### DIAGRAMA DE CARGA



#### CALCULATED AND REGISTERED ELECTRICAL PARAMETERS

REGISTERED PARAMETERS			
MAXIMUM DEMAND		AVERAGE DEMAND	
H.P	4233.2 kW	H.P	4094.2 kW
H.F.P	4386.0 kW	H.F.P	4122.5 kW
DIA	4386.0 kW	DIA	4120.1 kW
ACTIVE POWER		REACTIVE POWER	
H.P	20371 kWh	H.P	5799 KVARh
H.F.P	78511 kWh	H.F.P	22386 KVARh
DIA	98882 kWh	DIA	28185 KVARh
CALCULATED PARAMETERS			
LOAD FACTOR		LOSSES FACTOR	
H.P	0.97	H.P	0.87
H.F.P	0.94	H.F.P	0.88
DIA	0.94	DIA	0.88
<b>POWER FACTOR (AVERAGE DAY)</b>		0.96 Inductivo	

**Note:**  
H.P. : Peak hours (18:00 a 23:00)  
H.F.P. : Out of peak hours

## Figura 4 ENERGY CONSUMPTION EVALUATION

### TOTAL AJINOMOTO

DATE : 14-abr-16

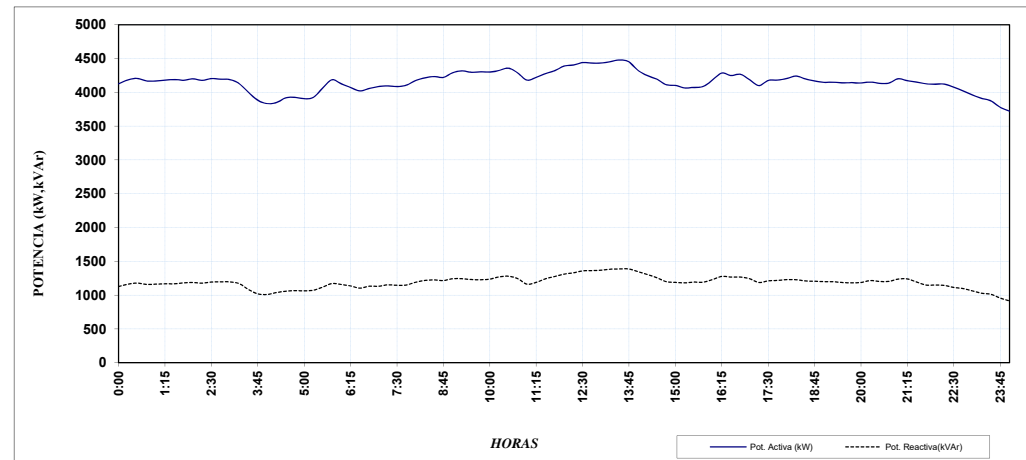
DATE : THURSDAY

#### REPORTE DE REGISTROS

Hora	P (kW)	Q (KVAR)	F.P.
0:15	4183.6	1161.2	0.96
0:30	4206.8	1178.0	0.96
0:45	4168.4	1158.8	0.96
1:00	4168.0	1162.4	0.96
1:15	4179.6	1167.2	0.96
1:30	4189.6	1167.6	0.96
1:45	4178.0	1180.8	0.96
2:00	4199.6	1186.4	0.96
2:15	4177.6	1177.2	0.96
2:30	4202.8	1193.6	0.96
2:45	4194.4	1196.8	0.96
3:00	4188.0	1195.6	0.96
3:15	4129.2	1169.6	0.96
3:30	3999.2	1082.8	0.97
3:45	3881.2	1019.2	0.97
4:00	3835.2	1009.6	0.97
4:15	3847.2	1038.0	0.97
4:30	3917.6	1057.6	0.97
4:45	3925.6	1067.2	0.96
5:00	3906.0	1062.8	0.96
5:15	3926.4	1072.8	0.96
5:30	4064.4	1118.8	0.96
5:45	4186.4	1171.6	0.96
6:00	4125.6	1157.2	0.96
6:15	4071.2	1136.0	0.96
6:30	4021.2	1103.6	0.96
6:45	4056.8	1132.0	0.96
7:00	4084.8	1131.2	0.96
7:15	4094.8	1152.0	0.96
7:30	4084.8	1146.0	0.96
7:45	4105.2	1150.0	0.96
8:00	4174.4	1190.4	0.96
8:15	4214.0	1217.2	0.96
8:30	4233.6	1225.6	0.96
8:45	4221.2	1216.0	0.96
9:00	4289.6	1242.8	0.96
9:15	4317.2	1242.8	0.96
9:30	4296.4	1230.8	0.96
9:45	4303.2	1227.6	0.96
10:00	4301.2	1236.8	0.96
10:15	4322.8	1269.2	0.96
10:30	4358.4	1280.0	0.96
10:45	4286.8	1244.8	0.96
11:00	4180.8	1162.8	0.96
11:15	4222.0	1188.8	0.96
11:30	4277.2	1242.0	0.96
11:45	4320.0	1276.0	0.96
12:00	4388.8	1310.8	0.96

Hora	P (kW)	Q (KVAR)	F.P.
12:15	4403.2	1330.0	0.96
12:30	4440.0	1358.4	0.96
12:45	4432.4	1363.2	0.96
13:00	4432.4	1369.2	0.96
13:15	4454.4	1383.6	0.95
13:30	4479.6	1387.2	0.96
13:45	4450.4	1386.4	0.95
14:00	4320.8	1346.4	0.95
14:15	4246.4	1304.0	0.96
14:30	4195.2	1258.0	0.96
14:45	4112.4	1199.6	0.96
15:00	4102.8	1188.4	0.96
15:15	4064.8	1181.2	0.96
15:30	4073.6	1192.8	0.96
15:45	4086.0	1192.0	0.96
16:00	4182.8	1230.0	0.96
16:15	4285.2	1276.8	0.96
16:30	4248.0	1266.4	0.96
16:45	4267.2	1267.6	0.96
17:00	4185.2	1242.4	0.96
17:15	4100.0	1187.2	0.96
17:30	4175.6	1211.2	0.96
17:45	4181.2	1217.2	0.96
18:00	4204.4	1229.6	0.96
18:15	4240.8	1228.0	0.96
18:30	4198.0	1210.0	0.96
18:45	4168.0	1205.2	0.96
19:00	4148.0	1199.6	0.96
19:15	4150.4	1198.4	0.96
19:30	4139.2	1186.0	0.96
19:45	4143.6	1181.2	0.96
20:00	4138.0	1187.2	0.96
20:15	4152.4	1214.8	0.96
20:30	4132.8	1202.4	0.96
20:45	4136.4	1202.8	0.96
21:00	4200.8	1237.2	0.96
21:15	4171.6	1239.6	0.96
21:30	4152.4	1193.6	0.96
21:45	4125.6	1149.6	0.96
22:00	4121.6	1149.6	0.96
22:15	4122.0	1143.2	0.96
22:30	4076.0	1113.2	0.96
22:45	4021.2	1097.6	0.96
23:00	3961.6	1062.8	0.97
23:15	3910.4	1028.0	0.97
23:30	3874.4	1012.8	0.97
23:45	3778.8	957.2	0.97
24:00	3722.0	914.4	0.97

#### LOAD DIAGRAM



#### CALCULATED AND REGISTERED ELECTRICAL PARAMETERS

REGISTERED PARAMETERS			
MAXIMUM DEMAND		AVERAGE DEMAND	
H.P	4168.0 kW	H.P	4146.6 kW
H.F.P	4479.6 kW	H.F.P	4160.7 kW
DIA	4479.6 kW	DIA	4159.6 kW
ACTIVE POWER		REACTIVE POWER	
H.P	20675 kWh	H.P	5901 KVARh
H.F.P	79154 kWh	H.F.P	22647 KVARh
DIA	99829 kWh	DIA	28548 KVARh
CALCULATED PARAMETERS			
LOAD FACTOR		LOSSES FACTOR	
H.P	0.99	H.P	0.86
H.F.P	0.93	H.F.P	0.86
DIA	0.93	DIA	0.86
POWER FACTOR (AVERAGE DAY)		0.96 Inductivo	

**Note:**

H.P. : Peak hours (18:00 a 23:00)  
H.F.P. : Out of peak hours

## Figura 5 ENERGY CONSUMPTION EVALUATION

### TOTAL AJINOMOTO

FECHA : 15-abr-16

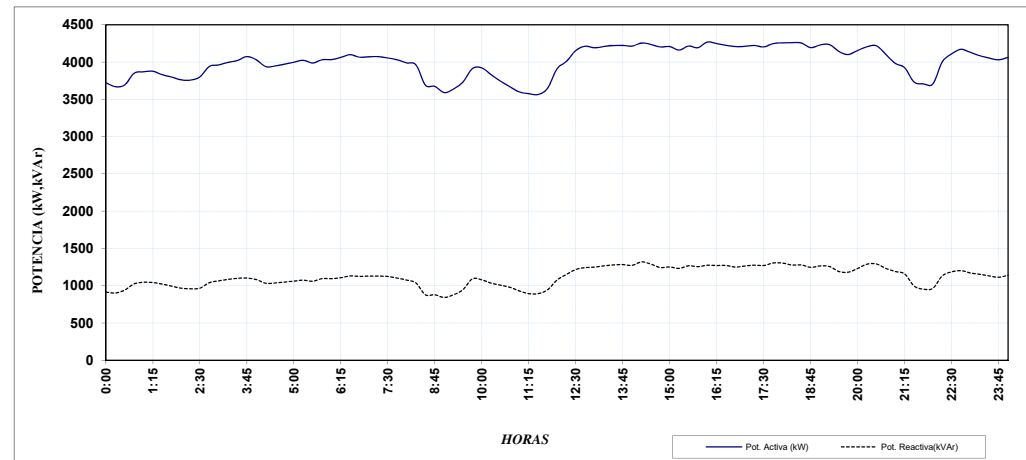
DIA : VIERNES

#### REPORTE DE REGISTROS

Hora	P (kW)	Q (KVAR)	F.P.
0:15	3669.2	901.6	0.97
0:30	3692.8	941.2	0.97
0:45	3848.8	1024.0	0.97
1:00	3868.0	1046.0	0.97
1:15	3876.0	1041.6	0.97
1:30	3828.8	1021.2	0.97
1:45	3798.4	993.6	0.97
2:00	3760.4	966.4	0.97
2:15	3757.6	958.4	0.97
2:30	3800.4	966.4	0.97
2:45	3940.0	1040.0	0.97
3:00	3960.8	1064.0	0.97
3:15	3995.6	1084.4	0.97
3:30	4020.0	1098.4	0.96
3:45	4073.2	1102.0	0.97
4:00	4029.6	1082.0	0.97
4:15	3938.4	1032.8	0.97
4:30	3946.0	1036.4	0.97
4:45	3971.6	1048.0	0.97
5:00	3996.8	1060.8	0.97
5:15	4023.6	1074.0	0.97
5:30	3986.8	1059.2	0.97
5:45	4030.4	1094.0	0.97
6:00	4032.0	1094.0	0.97
6:15	4061.6	1106.8	0.96
6:30	4098.8	1130.8	0.96
6:45	4064.0	1124.8	0.96
7:00	4070.0	1128.8	0.96
7:15	4071.2	1128.4	0.96
7:30	4054.0	1123.2	0.96
7:45	4029.6	1101.6	0.96
8:00	3988.4	1075.2	0.97
8:15	3960.8	1034.8	0.97
8:30	3690.0	877.6	0.97
8:45	3673.2	878.4	0.97
9:00	3590.0	842.0	0.97
9:15	3638.4	878.4	0.97
9:30	3732.8	947.6	0.97
9:45	3912.0	1091.6	0.96
10:00	3920.8	1078.0	0.96
10:15	3829.2	1033.6	0.97
10:30	3742.0	1006.0	0.97
10:45	3667.2	978.4	0.97
11:00	3598.0	929.2	0.97
11:15	3575.6	893.2	0.97
11:30	3564.4	892.8	0.97
11:45	3647.6	944.8	0.97
12:00	3908.4	1075.2	0.96

Hora	P (kW)	Q (KVAR)	F.P.
12:15	4006.8	1150.4	0.96
12:30	4153.6	1216.8	0.96
12:45	4211.6	1242.0	0.96
13:00	4190.4	1248.4	0.96
13:15	4208.4	1266.4	0.96
13:30	4219.6	1278.4	0.96
13:45	4222.4	1282.4	0.96
14:00	4213.2	1273.2	0.96
14:15	4254.8	1318.8	0.96
14:30	4235.6	1288.8	0.96
14:45	4201.2	1243.2	0.96
15:00	4207.2	1251.2	0.96
15:15	4160.0	1231.2	0.96
15:30	4214.4	1266.8	0.96
15:45	4192.4	1255.2	0.96
16:00	4268.0	1273.6	0.96
16:15	4247.2	1270.8	0.96
16:30	4223.6	1270.8	0.96
16:45	4206.8	1249.2	0.96
17:00	4210.0	1264.0	0.96
17:15	4222.4	1275.6	0.96
17:30	4202.4	1270.0	0.96
17:45	4246.8	1304.0	0.96
18:00	4257.2	1303.2	0.96
18:15	4260.0	1276.8	0.96
18:30	4255.6	1278.4	0.96
18:45	4192.8	1245.6	0.96
19:00	4228.4	1264.8	0.96
19:15	4234.0	1257.2	0.96
19:30	4141.6	1190.8	0.96
19:45	4100.4	1181.2	0.96
20:00	4156.0	1230.8	0.96
20:15	4204.4	1288.8	0.96
20:30	4218.0	1290.8	0.96
20:45	4101.2	1231.2	0.96
21:00	3981.6	1190.4	0.96
21:15	3922.8	1157.2	0.96
21:30	3731.2	996.4	0.97
21:45	3706.8	953.2	0.97
22:00	3706.0	965.2	0.97
22:15	4001.6	1131.2	0.96
22:30	4109.6	1185.2	0.96
22:45	4170.4	1201.2	0.96
23:00	4128.4	1170.8	0.96
23:15	4084.4	1152.8	0.96
23:30	4052.4	1130.8	0.96
23:45	4029.2	1112.8	0.96
24:00	4061.6	1138.8	0.96

#### DIAGRAMA DE CARGA



#### CALCULATED AND REGISTERED ELECTRICAL PARAMETERS

PARAMETROS REGISTRADOS			
MAXIMUM DEMAND		AVERAGE DEMAND	
H.P	4234.0 kW	H.P	4184.5 kW
H.F.P	4268.0 kW	H.F.P	3991.0 kW
DIA	4268.0 kW	DIA	4007.2 kW
ACTIVE POWER		REACTIVE POWER	
H.P	20388 kWh	H.P	5922 KVARh
H.F.P	75784 kWh	H.F.P	20990 KVARh
DIA	96172 kWh	DIA	26912 KVARh
CALCULATED PARAMETERS			
LOAD FACTOR		LOSSES FACTOR	
H.P	0.99	H.P	0.96
H.F.P	0.94	H.F.P	0.88
DIA	0.94	DIA	0.88
POWER FACTOR (AVERAGE DAY)		0.96 Inductivo	

**Note:**

H.P. : Peak hours (18:00 a 23:00)  
H.F.P. : Out of peak hours

## Figura 6 ENERGY CONSUMPTION EVALUATION

### TOTAL AJINOMOTO

DATE : 16-abr-16

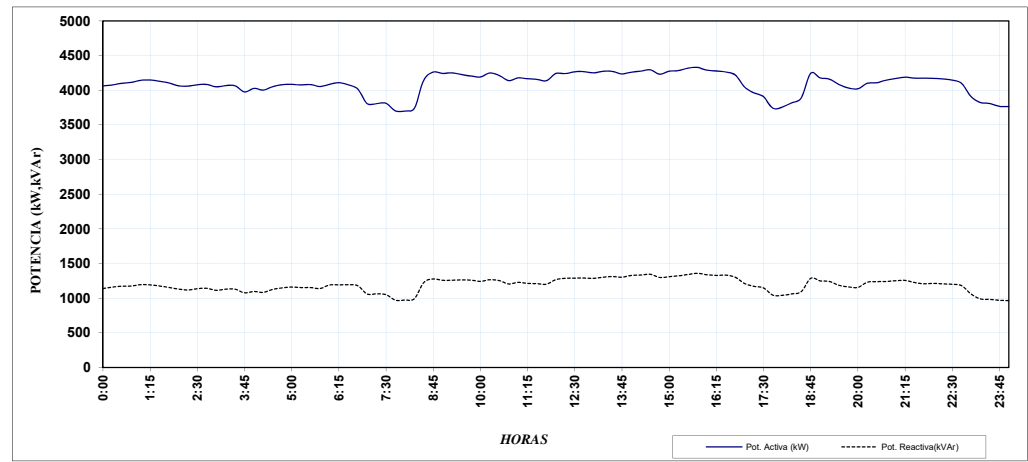
DAY : SATURDAY

#### RECORDS REPORT

Hora	P (kW)	Q (KVAR)	F.P.
0:15	4075.6	1159.2	0.96
0:30	4100.4	1172.4	0.96
0:45	4111.6	1175.2	0.96
1:00	4143.2	1194.4	0.96
1:15	4146.8	1191.2	0.96
1:30	4129.2	1175.6	0.96
1:45	4104.4	1154.0	0.96
2:00	4063.2	1131.2	0.96
2:15	4058.8	1117.6	0.96
2:30	4078.8	1136.0	0.96
2:45	4083.6	1141.6	0.96
3:00	4048.8	1113.2	0.96
3:15	4066.0	1128.8	0.96
3:30	4064.8	1129.6	0.96
3:45	3975.2	1076.8	0.97
4:00	4026.0	1095.6	0.96
4:15	4002.4	1083.6	0.97
4:30	4051.6	1126.8	0.96
4:45	4080.4	1148.0	0.96
5:00	4084.8	1160.0	0.96
5:15	4076.0	1152.4	0.96
5:30	4081.6	1152.4	0.96
5:45	4052.8	1138.4	0.96
6:00	4084.8	1189.6	0.96
6:15	4108.8	1191.6	0.96
6:30	4077.2	1192.8	0.96
6:45	4016.4	1179.2	0.96
7:00	3806.4	1059.6	0.96
7:15	3807.2	1062.0	0.96
7:30	3811.2	1050.0	0.96
7:45	3701.6	970.8	0.97
8:00	3700.4	972.4	0.97
8:15	3739.2	992.0	0.97
8:30	4146.8	1225.2	0.96
8:45	4261.6	1276.4	0.96
9:00	4241.6	1257.2	0.96
9:15	4250.4	1258.8	0.96
9:30	4225.6	1262.8	0.96
9:45	4205.6	1259.2	0.96
10:00	4191.2	1242.4	0.96
10:15	4248.4	1265.6	0.96
10:30	4211.6	1252.8	0.96
10:45	4138.8	1204.0	0.96
11:00	4177.6	1227.6	0.96
11:15	4165.2	1213.2	0.96
11:30	4156.4	1209.2	0.96
11:45	4137.2	1201.6	0.96
12:00	4241.6	1266.8	0.96

Hora	P (kW)	Q (KVAR)	F.P.
12:15	4238.8	1286.8	0.96
12:30	4266.0	1288.8	0.96
12:45	4267.2	1289.6	0.96
13:00	4250.0	1285.6	0.96
13:15	4273.2	1301.6	0.96
13:30	4271.6	1311.2	0.96
13:45	4234.4	1302.8	0.96
14:00	4260.4	1328.0	0.95
14:15	4274.8	1333.2	0.95
14:30	4294.0	1343.6	0.95
14:45	4231.2	1298.4	0.96
15:00	4274.4	1309.2	0.96
15:15	4283.2	1322.4	0.96
15:30	4318.4	1340.4	0.96
15:45	4329.2	1358.4	0.95
16:00	4288.8	1337.2	0.95
16:15	4278.0	1328.4	0.96
16:30	4262.0	1331.6	0.95
16:45	4221.2	1301.6	0.96
17:00	4045.6	1210.8	0.96
17:15	3961.2	1170.0	0.96
17:30	3906.4	1147.2	0.96
17:45	3738.8	1042.8	0.96
18:00	3757.6	1040.8	0.96
18:15	3818.0	1061.2	0.96
18:30	3889.2	1094.0	0.96
18:45	4243.2	1285.6	0.96
19:00	4178.0	1249.6	0.96
19:15	4159.2	1240.0	0.96
19:30	4082.4	1185.2	0.96
19:45	4031.2	1162.4	0.96
20:00	4020.4	1154.8	0.96
20:15	4099.6	1229.6	0.96
20:30	4107.6	1238.0	0.96
20:45	4146.4	1240.8	0.96
21:00	4167.2	1251.2	0.96
21:15	4188.8	1256.0	0.96
21:30	4174.0	1225.2	0.96
21:45	4171.6	1206.8	0.96
22:00	4172.8	1212.8	0.96
22:15	4162.0	1205.2	0.96
22:30	4145.2	1199.2	0.96
22:45	4097.6	1179.2	0.96
23:00	3906.4	1058.8	0.97
23:15	3822.0	988.0	0.97
23:30	3808.0	982.8	0.97
23:45	3766.8	968.0	0.97
24:00	3763.6	965.6	0.97

#### LOAD DIAGRAM



#### CALCULATED AND REGISTERED ELECTRICAL PARAMETERS

REGISTERED PRAMETERS			
MAXIMUM DEMAND		AVERAGE DEMAND	
H.P	4243.2 kW	H.P	4115.2 kW
H.F.P	4329.2 kW	H.F.P	4094.1 kW
DIA	4329.2 kW	DIA	4095.9 kW
ACTIVE POWER		REACTIVE POWER	
H.P	20490 kWh	H.P	5984 KVARh
H.F.P	77811 kWh	H.F.P	22563 KVARh
DIA	98302 kWh	DIA	28547 KVARh
CALCULATED PARAMETERS			
LOAD FACTOR		LOSSES FACTOR	
H.P	0.97	H.P	0.90
H.F.P	0.95	H.F.P	0.90
DIA	0.95	DIA	0.90
<b>POWER FACTOR (AVERAGE DAY)</b>		0.96 Inductivo	

**Note:**

- H.P. : Peak hours (18:00 a 23:00)
- H.F.P. : Out of peak hours

## Figura 7 ENERGY CONSUMPTION EVALUATION

### TOTAL AJINOMOTO

FECHA : 17-abr-16

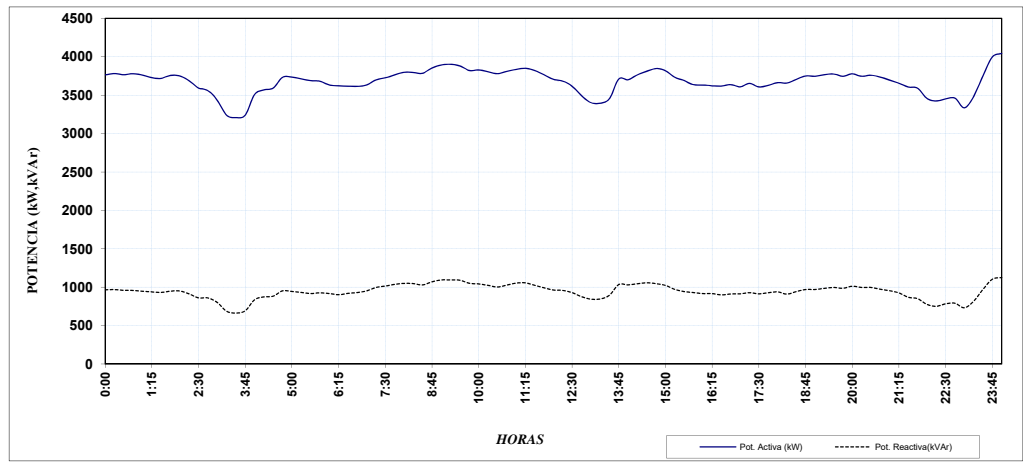
DIA : DOMINGO

#### REPORTE DE REGISTROS

Hora	P (kW)	Q (kVAR)	F.P.
0:15	3780.4	968.8	0.97
0:30	3766.4	959.2	0.97
0:45	3779.6	957.6	0.97
1:00	3760.8	946.8	0.97
1:15	3727.2	938.8	0.97
1:30	3718.4	932.0	0.97
1:45	3757.2	948.4	0.97
2:00	3749.6	950.4	0.97
2:15	3686.8	912.4	0.97
2:30	3592.4	860.8	0.97
2:45	3560.0	860.0	0.97
3:00	3435.2	801.6	0.97
3:15	3239.6	687.2	0.98
3:30	3208.0	663.6	0.98
3:45	3240.0	693.2	0.98
4:00	3508.0	835.6	0.97
4:15	3568.4	873.6	0.97
4:30	3592.8	883.2	0.97
4:45	3732.8	952.8	0.97
5:00	3734.4	944.4	0.97
5:15	3712.4	931.6	0.97
5:30	3688.4	917.2	0.97
5:45	3681.2	926.4	0.97
6:00	3632.4	918.0	0.97
6:15	3622.0	902.0	0.97
6:30	3616.8	919.2	0.97
6:45	3614.0	930.8	0.97
7:00	3632.4	952.0	0.97
7:15	3698.8	996.0	0.97
7:30	3725.6	1014.8	0.96
7:45	3763.6	1036.4	0.96
8:00	3798.0	1049.6	0.96
8:15	3794.8	1046.8	0.96
8:30	3784.4	1029.2	0.96
8:45	3854.0	1070.0	0.96
9:00	3892.8	1094.0	0.96
9:15	3900.8	1094.0	0.96
9:30	3880.4	1090.0	0.96
9:45	3820.0	1051.2	0.96
10:00	3828.0	1042.4	0.96
10:15	3804.4	1024.0	0.97
10:30	3779.2	1002.4	0.97
10:45	3809.6	1026.8	0.97
11:00	3835.2	1052.8	0.96
11:15	3850.0	1056.0	0.96
11:30	3820.8	1024.4	0.97
11:45	3764.4	992.0	0.97
12:00	3706.0	962.8	0.97

Hora	P (kW)	Q (kVAR)	F.P.
12:15	3682.0	958.0	0.97
12:30	3617.2	929.2	0.97
12:45	3496.0	877.2	0.97
13:00	3402.4	844.4	0.97
13:15	3395.2	846.4	0.97
13:30	3453.6	895.6	0.97
13:45	3709.6	1034.4	0.96
14:00	3700.4	1030.0	0.96
14:15	3765.6	1045.2	0.96
14:30	3810.0	1057.2	0.96
14:45	3846.4	1045.6	0.96
15:00	3818.0	1023.2	0.97
15:15	3732.0	971.6	0.97
15:30	3690.8	942.8	0.97
15:45	3634.8	930.4	0.97
16:00	3632.8	918.8	0.97
16:15	3621.2	916.0	0.97
16:30	3618.8	900.0	0.97
16:45	3637.6	911.6	0.97
17:00	3608.0	913.6	0.97
17:15	3652.8	928.8	0.97
17:30	3606.8	913.2	0.97
17:45	3627.2	927.6	0.97
18:00	3662.8	939.2	0.97
18:15	3656.8	910.0	0.97
18:30	3705.2	942.4	0.97
18:45	3749.6	969.6	0.97
19:00	3745.6	970.0	0.97
19:15	3765.6	984.0	0.97
19:30	3775.6	996.4	0.97
19:45	3746.0	986.0	0.97
20:00	3777.6	1012.4	0.97
20:15	3745.2	996.4	0.97
20:30	3760.4	998.8	0.97
20:45	3735.2	973.2	0.97
21:00	3695.2	954.0	0.97
21:15	3656.0	925.6	0.97
21:30	3606.0	868.8	0.97
21:45	3590.0	850.4	0.97
22:00	3457.6	776.0	0.98
22:15	3424.0	751.6	0.98
22:30	3451.6	783.2	0.98
22:45	3461.2	791.2	0.97
23:00	3335.2	732.4	0.98
23:15	3481.2	816.8	0.97
23:30	3751.6	971.6	0.97
23:45	3996.8	1103.2	0.96
24:00	4043.6	1125.6	0.96

#### DIAGRAMA DE CARGA



#### CALCULATED AND REGISTERED ELECTRICAL PARAMETERS

REGISTERED PARAMETERS			
MAXIMUM DEMAND		AVERAGE DEMAND	
H.P	3777.6 kW	H.P	3756.2 kW
H.F.P	4043.6 kW	H.F.P	3669.5 kW
DIA	4043.6 kW	DIA	3676.9 kW
ACTIVE POWER		REACTIVE POWER	
H.P	18210 kWh	H.P	4543 kVARh
H.F.P	70036 kWh	H.F.P	18110 kVARh
DIA	88246 kWh	DIA	22652 kVARh
CALCULATED PARAMETERS			
LOAD FACTOR		LOSSES FACTOR	
H.P	0.99	H.P	0.86
H.F.P	0.91	H.F.P	0.83
DIA	0.91	DIA	0.83
<b>POWER FACTOR (AVERAGE DAY)</b>		0.97 Inductivo	

**Note:**

H.P. : Peak hours (18:00 a 23:00)  
H.F.P. : Out of peak hours

**TOTAL AJINOMOTO  
MEASUREMENT RESUME**

Date	Day	Maximum Demand (kW)			Active Power (kWh)			fc	fp
		HP	HFP	DIA	HP	HFP	DIA		
11/04/2016	MONDAY	4216.0	4434.4	4434.4	20,823.1	78,641.2	99,464.3	0.93	0.96
12/04/2016	TUESDAY	4238.4	4309.2	4309.2	20,669.7	76,792.2	97,461.9	0.94	0.96
13/04/2016	WEDNESDY	4233.2	4386.0	4386.0	20,371.4	78,510.9	98,882.3	0.94	0.96
14/04/2016	THURSDAY	4168.0	4479.6	4479.6	20,675.1	79,154.1	99,829.2	0.93	0.96
15/04/2016	FRIDAY	4234.0	4268.0	4268.0	20,387.7	75,784.2	96,171.9	0.94	0.96
16/04/2016	SATURDAY	4243.2	4329.2	4329.2	20,490.2	77,811.4	98,301.6	0.95	0.96
17/04/2016	SUNDAY	3777.6	4043.6	4043.6	18,209.9	70,035.9	88,245.8	0.91	0.97
	<b>Maximum</b>	4243.2	4479.6	4479.6	20,823.1	79,154.1	99,829.2	0.95	0.97
	<b>Minimum</b>	3777.6	4043.6	4043.6	18,209.9	70,035.9	88,245.8	0.91	0.96
	<b>Average</b>	4158.6	4321.4	4321.4	20,232.4	76,675.7	96,908.1	0.93	0.96
	<b>Average Bussines Days</b>				<b>20,019</b>	<b>75,995</b>	<b>96,014</b>		
	<b>SATURDAY</b>				<b>20,675</b>	<b>79,154</b>	<b>99,829</b>		
	<b>SUNDAY</b>				<b>20,388</b>	<b>75,784</b>	<b>96,172</b>		
	<b>Projection of the month</b>				<b>624,677</b>	<b>2,367,639</b>	<b>2,992,317</b>		



## Anexo 2: Parte Térmica





CENTRO DE CONSERVACIÓN DE ENERGÍA Y DEL AMBIENTE

**CONSUMO DE GAS NATURAL**

Consumos	Unidad	jul-15	sep-15	oct-15	nov-15	dic-15	ene-16	feb-16	mar-16	abr-16	may-16	jun-16
Volumen condición de lectura	m3	234.098	88.396	244.294	221.239	218.072	218.072	200.445	218.466	199.398	212.396	216.853
Factor Corrección		3,88	3,83	3,63	3,63	3,6113	3,61	3,77	3,82	3,83	3,85	3,88
Condición Estándar	sm3	325.425	333.072	329.999	328.944	315.477	308.539	305.264	291.445	296.919	299.964	317.758
Poder Calorífico	GJ/sm3	0,03996	0,03991	0,03993	0,03992	0,03993	0,04001	0,03996	0,03994	0,03992	0,03990	0,03992
Energía Facturada	GJ	36.299,68	13.532,77	35.385,30	32.094,39	12.597,10	12.345,49	30.212,59	33.344,00	30.521,75	32.624,03	33.555,41
Valor Mínimo Diario	sm3/dia	28.125	28.125	28.125	28.125	28.125	28.125	28.125	28.125	28.125	28.125	28.125

**FACTURACIÓN POR CONSUMO DE GAS NATURAL**

Cargo	Unidad	jul-15	sep-15	oct-15	nov-15	dic-15	ene-16	feb-16	mar-16	abr-16	may-16	jun-16
Costo del gas	S/.	365.461,50	137.735,19	363.354,00	338.907,08	128.128,20	120.533,98	300.980,85	322.703,23	286.672,44	309.044,22	316.434,27
Transporte	S/.	43.968,28	46.053,87	44.819,53	47.037,48	38.218,16	45.950,76	47.613,75	43.135,31	43.097,78	52.235,92	55.165,96
Distribución Otras Redes	S/.	39.794,82	38.927,62	38.048,75	38.667,98	36.966,12	38.604,03	39.101,79	38.885,47	37.773,66	36.624,37	38.928,05

Facturación (sin IGV)	S/.	216.281,54	219.513,90	218.443,29	217.828,17	217.652,29	214.492,44	203.064,14	199.464,13	198.049,26	196.110,14	213.415,27
-----------------------	-----	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------

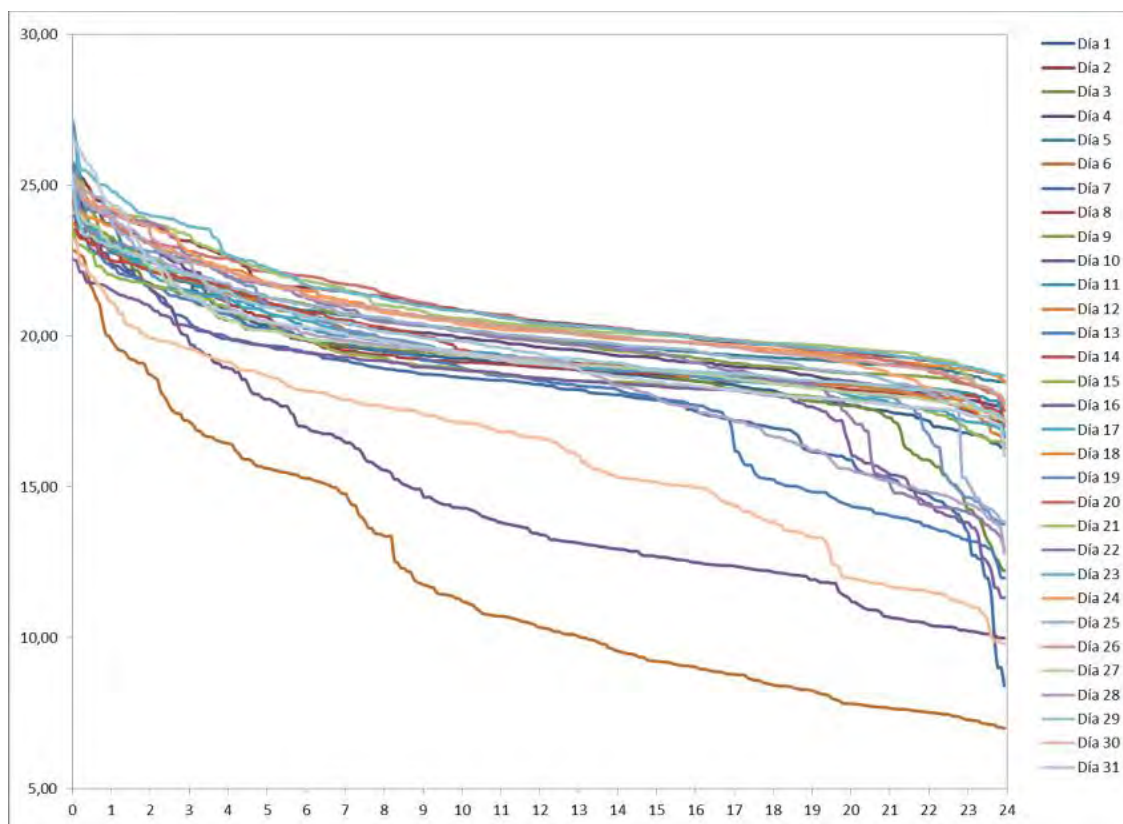
Costo de Energía (sin IGV)	S./sm <sup>3</sup>	0,6646	0,6591	0,6620	0,6622	0,6899	0,6952	0,6652	0,6844	0,6670	0,6538	0,6716
	US\$/sm <sup>3</sup>	0,1996	0,1979	0,1988	0,1989	0,2072	0,2088	0,1998	0,2055	0,2003	0,1963	0,2017



### INFORMACIÓN DE GENERACIÓN DE VAPOR (CALDERAS)

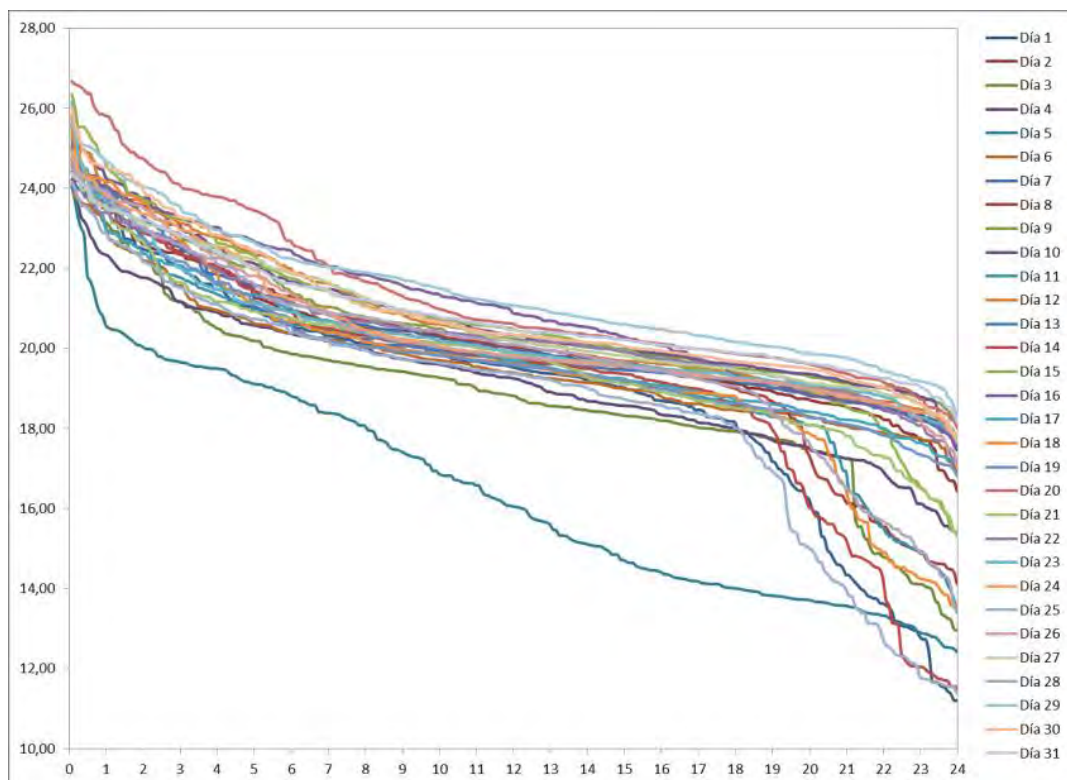
Características /Condiciones	Caldera 1	Caldera 2	Caldera 3
Fabricante	Cleaver Broks	Cleaver Broks	Cleaver Broks
Modelo	CB-600	CB-600	CB-600
Año de fabricación	1999	2006	1993
Potencia nominal (bhp)	800	800	800
Tipo de combustible	GN/R500	GN/R500	GN/R500
Presión de operación vapor (bar)	10	10	10
Temperatura de sobrecalentamiento (°C)*			
% retorno de condensado	0	50%	50%
Temperatura del condensado (°C)	0	85	85
Consumo promedio de combustible #	450	450	180
Generación promedio de vapor (t/h)	4.5	9.5	9.5
Programa operación diario (horas/días)	24/25	24/30	24/30
Programa operación semanal (días/semana)	6	7	7
Programa operación anual (semana/año)	52	49	49

### CURVAS DE DURACIÓN DE LA DEMANDA DE VAPOR (ENERO 2015)

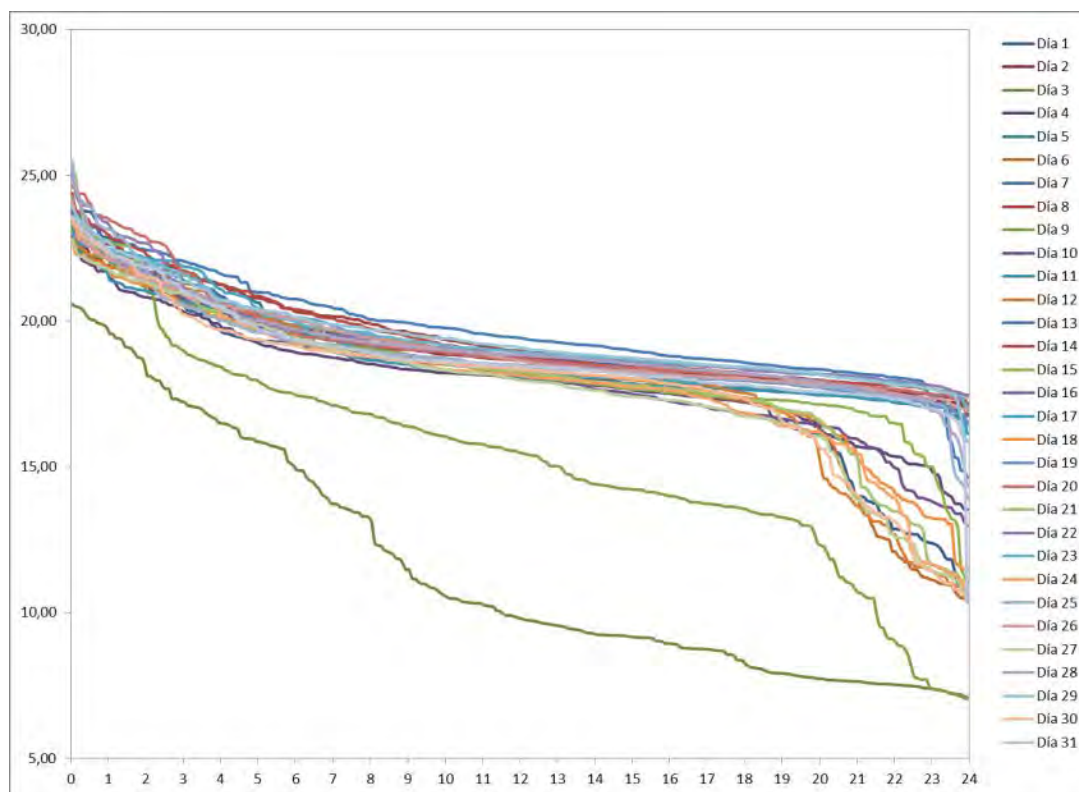


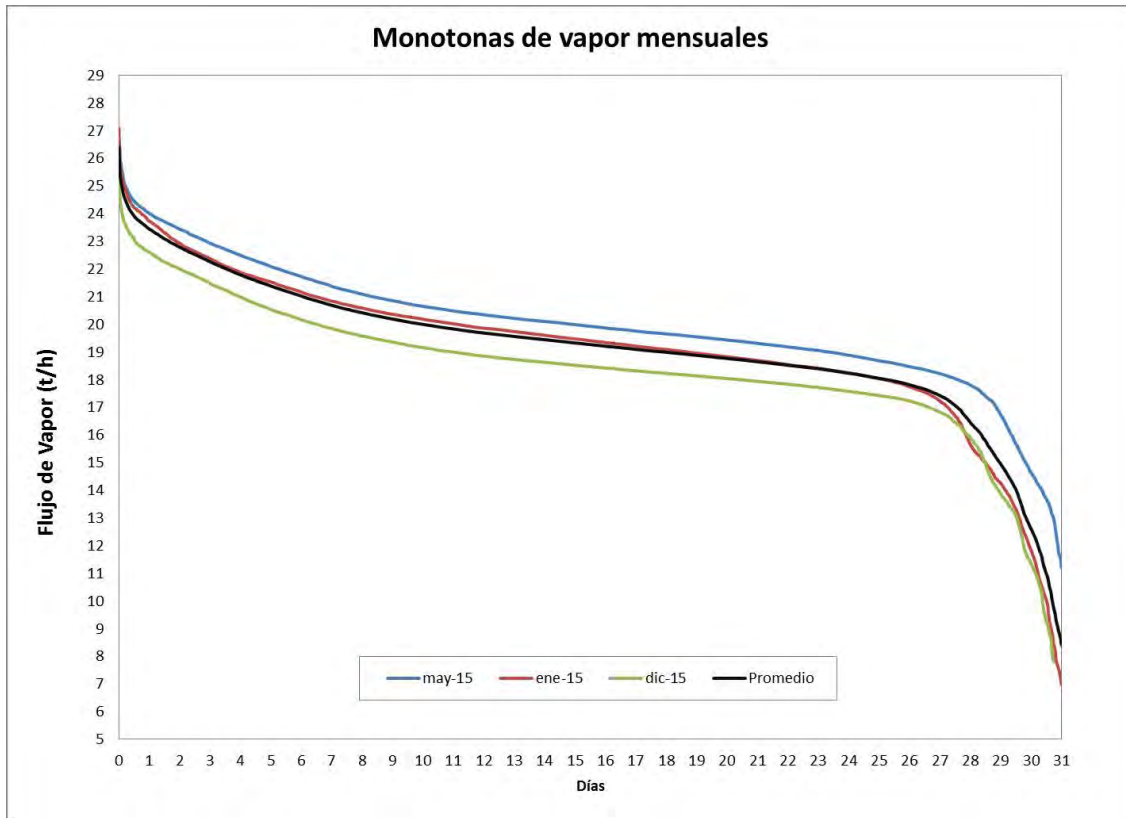


### CURVAS DE DURACIÓN DE LA DEMANDA DE VAPOR (MAYO 2015)



### CURVAS DE DURACIÓN DE LA DEMANDA DE VAPOR (DICIEMBRE 2015)



**CURVAS DE DURACIÓN DE LA DEMANDA DE VAPOR (MENSUAL)**



## ALTERNATIVAS DE COGENERACIÓN ANALIZADAS

Premisa	Fabricante	Modelo comercial	Potencia unitaria (MW)	Unidades	Potencia del sistema (MW)	Eficiencia eléctrica	C=E/V	REE	Vapor generado (t/h)	Inversión (US\$)
Solo cubre demanda eléctrica (A)	Kawasaki	M1A-17D	1,7	2	3,40	26,8%	0,49	0,68	10,6	5.660.137
	OPRA	OP16-3B	1,9	2	3,82	26,9%	0,49	0,68	11,8	6.184.963
	Solar	Centaur 40	3,5	1	3,52	27,9%	0,52	0,69	10,4	5.397.415
	Rolls-Royce	501-KB5	3,9	1	3,90	29,0%	0,55	0,70	10,9	5.831.034
Más eficiente energéticamente (B)	Kawasaki	M1A-17D	1,7	3	5,10	26,8%	0,49	0,68	15,9	8.449.705
	OPRA	OP16-3B	1,9	3	5,73	26,9%	0,49	0,68	17,8	9.236.945
	Solar	Centaur 40	3,5	2	7,03	27,9%	0,52	0,69	20,7	10.713.830
	Solar	Taurus 60	5,7	1	5,67	31,5%	0,62	0,72	14,0	7.832.457
	Solar	Taurus 65	6,3	1	6,30	32,9%	0,66	0,73	14,6	8.272.069
Máxima capacidad de exportación de EE (C)	Kawasaki	M1A-17D	1,7	6	10,20	26,8%	0,58	0,55	31,8	16.818.410
	OPRA	OP16-3B	1,9	5	9,55	26,9%	0,54	0,60	29,6	15.340.908
	Solar	Centaur 40	3,5	3	10,55	27,9%	0,60	0,58	31,1	16.030.246
	Rolls-Royce	501-KB5	3,9	3	11,69	29,0%	0,66	0,57	32,6	17.331.102
	Solar	Centaur 50	4,6	2	9,20	29,3%	0,56	0,70	25,3	13.302.258
	Rolls-Royce	501-KB7S	5,2	2	10,49	31,5%	0,62	0,72	25,9	14.834.943
	SIEMENS	SGT-100	5,4	2	10,80	31,0%	0,61	0,71	27,3	15.128.024
	Solar	Taurus 60	5,7	2	11,34	31,5%	0,64	0,69	28,0	15.583.914
	Solar	Taurus 65	6,3	2	12,60	32,9%	0,71	0,68	29,1	16.463.138
	SIEMENS	SGT-300	7,9	1	7,90	30,6%	0,59	0,72	20,4	9.525.000
	Solar	Taurus 70	8,0	2	15,93	34,3%	0,90	0,59	34,5	19.069.040
	GE	GE10-1	11,3	1	11,25	31,4%	0,64	0,70	27,9	12.221.068
	Solar	Mars 100	11,4	1	11,35	32,9%	0,66	0,73	26,2	12.846.497
	Perm Engine	GTU-12PG-2	12,3	1	12,30	32,6%	0,70	0,68	28,8	13.166.240
	SIEMENS	SGT-400	14,3	1	14,33	35,4%	0,81	0,69	29,5	14.964.691
	Solar	Titan 130	15,0	1	15,00	35,2%	0,85	0,65	31,2	16.171.504
GE	LM1800e-High	17,8	1	17,77	34,8%	1,00	0,57	37,6	19.223.842	
Solar	Titan 250	21,7	1	21,75	38,9%	1,23	0,60	38,4	22.328.552	



## ANÁLISIS ENERGÉTICO DE LAS ALTERNATIVAS DE COGENERACIÓN

Premisa	Alternativas	Potencia del sistema (MW)	Horas de parada por mantenimiento de grupos (h/año)	Horas de operación al año (h/año)	EE Autogenerada (MWh/año)	Excedente de EE para venta (MWh/año)	Total EE Comprada a la red (MWh)	Vapor generado a 100% carga (t/h)	Déficit de vapor respecto a pico (t/h)	Consumo de GN del en la calderas (sm <sup>3</sup> )	Consumo de GN en generación (m <sup>3</sup> /año)
<b>(Caso A) Solo cubre demanda eléctrica</b>	A1	3,4	540	8220	27948	0	4825	10,60	16,49	6.330.662	10.193.353
	A2	3,8	540	8220	31400	0	1373	11,84	15,24	5.463.028	11.409.957
	A3	3,5	540	8220	28893	0	3880	10,35	16,73	6.506.592	10.122.646
	A4	3,9	540	8220	32033	0	740	10,86	16,22	6.147.970	10.797.056
<b>(Caso B) Más eficiente energéticamente</b>	B1	5,1	540	8220	41922	9236	88	15,90	11,19	2.712.963	15.290.029
	B2	5,7	540	8220	47101	14415	88	17,77	9,32	1.526.509	17.114.936
	B3	7,0	540	8220	57787	25101	88	20,71	6,38	434.957	20.245.292
	B4	5,7	540	8220	46607	13922	88	14,00	13,09	3.979.121	14.462.569
	B5	6,3	540	8220	51786	19100	88	14,56	12,52	3.600.971	15.385.711
<b>(Caso C) Máxima capacidad de exportación de EE (C Max.)</b>	C1	10,2	540	8220	83844	51158	88	31,79	0,00	195.659	30.580.058
	C2	9,6	540	8220	78501	45815	88	29,61	0,00	195.659	28.524.893
	C3	10,5	540	8220	86680	53994	88	31,06	0,00	195.659	30.367.938
	C4	11,7	540	8220	96100	63414	88	32,59	0,00	195.659	32.391.167
	C5	9,2	540	8220	75624	42938	88	25,27	1,82	196.142	25.228.599
	C6	10,5	540	8220	86228	53542	88	25,90	1,19	195.733	26.757.027
	C7	10,8	540	8220	88776	56090	88	27,31	0,00	195.659	27.992.068
	C8	11,3	540	8220	93215	60529	88	28,00	0,00	195.659	28.925.137
	C9	12,6	540	8220	103572	70886	88	29,13	0,00	195.659	30.771.423
	C10	7,9	540	8220	64946	32260	88	20,37	6,72	493.873	20.745.961
	C11	15,9	540	8220	130945	98259	88	34,53	0,00	195.659	37.315.957
	C12	11,3	540	8220	92475	59789	88	27,91	0,00	195.659	28.786.960
	C13	11,4	540	8220	93297	60611	88	26,24	0,85	195.672	27.718.702
	C14	12,3	540	8220	101106	68420	88	28,84	0,00	195.659	30.315.200
C15	14,3	540	8220	117760	85074	88	29,54	0,00	195.659	32.515.813	
C16	15,0	540	8220	123300	90614	88	31,21	0,00	195.659	34.239.036	
C17	17,8	540	8220	146053	113367	88	37,65	0,00	195.659	41.023.455	
C18	21,7	540	8220	178744	146058	88	38,41	0,00	195.659	44.914.104	



CENTRO DE CONSERVACIÓN DE ENERGÍA Y DEL AMBIENTE

**FLUJO DE CAJA ALTERNATIVA 1: 01 turbina de gas Roll Royce 501 – KB5, 3,9 MW (Aparte 1)**

Flujo de caja	Unidad	1	2	3	4	5	6	7
<b>SITUACIÓN SIN PROYECTO</b>								
Combustible	US\$	2,464,153	2,566,489	2,679,569	2,726,919	2,751,373	2,805,531	2,840,374
Compra de E. Eléctrica	US\$	2,835,953	2,803,727	2,771,500	2,739,273	2,707,046	2,610,366	2,578,139
Operación y mantenimiento	US\$	10,979	10,979	10,979	10,979	10,979	10,979	10,979
<b>TOTAL SIN PROYECTO</b>	<b>US\$</b>	<b>5,311,085</b>	<b>5,381,194</b>	<b>5,462,047</b>	<b>5,477,171</b>	<b>5,469,399</b>	<b>5,426,876</b>	<b>5,429,492</b>
<b>PLANTA DE COGENERACIÓN</b>								
Compra de E. Eléctrica	US\$	64,202	63,473	62,743	62,014	61,284	59,095	58,366
Venta de E. Eléctrica al Distribuidor	US\$	0	0	0	0	0	0	0
Combustible generación	US\$	1,935,453	2,015,832	2,104,650	2,141,841	2,161,049	2,203,587	2,230,954
Combustible en calderas (piscos y déficit)	US\$	1,659,181	1,728,086	1,804,226	1,836,109	1,852,574	1,889,040	1,912,501
Operación y mantenimiento	US\$	285,037	285,037	285,037	285,037	285,037	285,037	285,037
Contrato por seguridad de suministro	US\$	183,060	183,330	183,600	183,600	183,870	184,140	184,140
<b>TOTAL CON PROYECTO</b>	<b>US\$</b>	<b>4,126,933</b>	<b>4,275,758</b>	<b>4,440,257</b>	<b>4,508,600</b>	<b>4,543,814</b>	<b>4,620,899</b>	<b>4,670,997</b>
<b>AHORRO CON RESPECTO AL SISTEMA DE REFERENCIA</b>	<b>US\$</b>	<b>1,184,152</b>	<b>1,105,436</b>	<b>1,021,791</b>	<b>968,571</b>	<b>925,585</b>	<b>805,977</b>	<b>758,495</b>
Depreciación	US\$	-583,103	-583,103	-583,103	-583,103	-583,103	-583,103	-583,103
Intereses	US\$	-559,779	-527,881	-492,154	-452,141	-407,326	-357,133	-300,916
Utilidad antes de impuestos	US\$	41,269	-5,548	-53,467	-66,673	-64,844	-134,259	-125,525
Impuestos (30%)	US\$	12,381	-1,664	-16,040	-20,002	-19,453	-40,278	-37,657
<b>Flujo de caja bruto</b>	<b>US\$</b>	<b>1,196,532</b>	<b>1,103,771</b>	<b>1,005,751</b>	<b>948,569</b>	<b>906,131</b>	<b>765,699</b>	<b>720,838</b>
Principal de la deuda	US\$	-265,821	-297,720	-333,446	-373,460	-418,275	-468,468	-524,684
Pago total de la deuda	US\$	-825,601	-825,601	-825,601	-825,601	-825,601	-825,601	-825,601
<b>Flujo neto de efectivo</b>	<b>US\$</b>	<b>930,711</b>	<b>806,052</b>	<b>672,305</b>	<b>575,109</b>	<b>487,856</b>	<b>297,232</b>	<b>196,154</b>
<b>Flujo de Caja Acumulado</b>	<b>US\$</b>	<b>930,711</b>	<b>1,736,763</b>	<b>2,409,067</b>	<b>2,984,176</b>	<b>3,472,033</b>	<b>3,769,264</b>	<b>3,965,418</b>

**Nota:** Para el financiamiento, se ha asumido un aporte del 20% del monto de la inversión.



CENTRO DE CONSERVACIÓN DE ENERGÍA Y DEL AMBIENTE

**FLUJO DE CAJA ALTERNATIVA 1: 01 turbina de gas Roll Royce 501 – KB5, 3,9 MW (Aparte 2)**

Flujo de caja	Unidad	8	9	10	11	12	13	14	15
<b>SITUACIÓN SIN PROYECTO</b>									
Combustible	US\$	2,877,638	2,949,570	2,949,137	2,950,054	2,964,769	2,957,671	2,957,671	2,957,671
Compra de E. Eléctrica	US\$	2,513,686	2,481,459	2,417,006	2,417,006	2,417,006	2,417,006	2,417,006	2,417,006
Operación y mantenimiento	US\$	10,979	10,979	10,979	10,979	10,979	10,979	10,979	10,979
<b>TOTAL SIN PROYECTO</b>	<b>US\$</b>	<b>5,402,303</b>	<b>5,442,008</b>	<b>5,377,121</b>	<b>5,378,039</b>	<b>5,392,754</b>	<b>5,385,655</b>	<b>5,385,655</b>	<b>5,385,655</b>
<b>PLANTA DE COGENERACIÓN</b>									
Compra de E. Eléctrica	US\$	56,907	56,177	54,718	54,718	54,718	54,718	54,718	54,718
Venta de E. Eléctrica al Distribuidor	US\$	0	0	0	0	0	0	0	0
Combustible generación	US\$	2,260,223	2,316,721	2,316,381	2,317,101	2,328,660	2,323,084	2,323,084	2,323,084
Combustible en calderas (pisos y déficit)	US\$	1,937,592	1,986,026	1,985,734	1,986,352	1,996,260	1,991,480	1,991,480	1,991,480
Operación y mantenimiento	US\$	285,037	285,037	285,037	285,037	285,037	285,037	285,037	285,037
Contrato por seguridad de suministro	US\$	184,410	184,680	184,680	184,950	185,220	185,220	185,220	185,220
<b>TOTAL CON PROYECTO</b>	<b>US\$</b>	<b>4,724,168</b>	<b>4,828,641</b>	<b>4,826,549</b>	<b>4,828,158</b>	<b>4,849,894</b>	<b>4,839,538</b>	<b>4,839,538</b>	<b>4,839,538</b>
<b>AHORRO CON RESPECTO AL SISTEMA DE REFERENCIA</b>									
	US\$	678,135	613,367	550,572	549,881	542,860	546,117	546,117	546,117
Depreciación	US\$	-583,103	-583,103	-583,103	0	0	0	0	0
Intereses	US\$	-237,954	-167,437	-88,457	0	0	0	0	0
Utilidad antes de impuestos	US\$	-142,923	-137,173	-120,989	549,881	542,860	546,117	546,117	546,117
Impuestos (30%)	US\$	-42,877	-41,152	-36,297	164,964	162,858	163,835	163,835	163,835
<b>Flujo de caja bruto</b>	<b>US\$</b>	<b>635,258</b>	<b>572,216</b>	<b>514,275</b>	<b>714,845</b>	<b>705,718</b>	<b>709,952</b>	<b>709,952</b>	<b>709,952</b>
Principal de la deuda	US\$	-587,646	-658,164	-737,143	0	0	0	0	0
Pago total de la deuda	US\$	-825,601	-825,601	-825,601	0	0	0	0	0
<b>Flujo neto de efectivo</b>	<b>US\$</b>	<b>47,612</b>	<b>-85,948</b>	<b>-222,868</b>	<b>714,845</b>	<b>705,718</b>	<b>709,952</b>	<b>709,952</b>	<b>709,952</b>
<b>Flujo de Caja Acumulado</b>	US\$	4,013,030	3,927,082	3,704,214	4,419,059	5,124,777	5,834,729	6,544,681	7,254,633

**Nota:** Para el financiamiento, se ha asumido un aporte del 20% del monto de la inversión.





CENTRO DE CONSERVACIÓN DE ENERGÍA Y DEL AMBIENTE

**FLUJO DE CAJA ALTERNATIVA 2: 01 turbina de gas Solar Taurus 65 de 6,3 MW (Aparte 1)**

Flujo de caja	Unidad	1	2	3	4	5	6	7
<b>SITUACIÓN SIN PROYECTO</b>								
Combustible	US\$	2,464,153	2,566,489	2,679,569	2,726,919	2,751,373	2,805,531	2,840,374
Compra de E. Eléctrica	US\$	2,835,953	2,803,727	2,771,500	2,739,273	2,707,046	2,610,366	2,578,139
Operación y mantenimiento	US\$	10,979	10,979	10,979	10,979	10,979	10,979	10,979
<b>TOTAL SIN PROYECTO</b>	<b>US\$</b>	<b>5,311,085</b>	<b>5,381,194</b>	<b>5,462,047</b>	<b>5,477,171</b>	<b>5,469,399</b>	<b>5,426,876</b>	<b>5,429,492</b>
<b>PLANTA DE COGENERACIÓN</b>								
Compra de E. Eléctrica	US\$	7,596	7,510	7,424	7,337	7,251	6,992	6,906
Venta de E. Eléctrica al Distribuidor	US\$	-1,005,940	-994,509	-983,078	-971,647	-960,215	-925,922	-914,491
Combustible generación	US\$	2,758,004	2,872,544	2,999,109	3,052,105	3,079,476	3,140,092	3,179,090
Combustible en calderas (piscos y déficit)	US\$	971,811	1,012,170	1,056,766	1,075,440	1,085,085	1,106,443	1,120,185
Operación y mantenimiento	US\$	443,058	443,058	443,058	443,058	443,058	443,058	443,058
Contrato por seguridad de suministro	US\$	183,060	183,330	183,600	183,600	183,870	184,140	184,140
<b>TOTAL CON PROYECTO</b>	<b>US\$</b>	<b>3,357,589</b>	<b>3,524,103</b>	<b>3,706,879</b>	<b>3,789,894</b>	<b>3,838,524</b>	<b>3,954,803</b>	<b>4,018,887</b>
<b>AHORRO CON RESPECTO AL SISTEMA DE REFERENCIA</b>								
	US\$	1,953,496	1,857,091	1,755,168	1,687,276	1,630,874	1,472,073	1,410,605
Depreciación	US\$	-827,207	-827,207	-827,207	-827,207	-827,207	-827,207	-827,207
Intereses	US\$	-794,119	-748,866	-698,184	-641,420	-577,844	-506,638	-426,889
Utilidad antes de impuestos	US\$	332,170	281,018	229,778	218,650	225,824	138,227	156,509
Impuestos (30%)	US\$	99,651	84,305	68,933	65,595	67,747	41,468	46,953
<b>Flujo de caja bruto</b>	<b>US\$</b>	<b>2,053,147</b>	<b>1,941,397</b>	<b>1,824,102</b>	<b>1,752,871</b>	<b>1,698,622</b>	<b>1,513,541</b>	<b>1,457,558</b>
Principal de la deuda	US\$	-377,102	-422,354	-473,036	-529,801	-593,377	-664,582	-744,332
Pago total de la deuda	US\$	-1,171,220	-1,171,220	-1,171,220	-1,171,220	-1,171,220	-1,171,220	-1,171,220
<b>Flujo neto de efectivo</b>	<b>US\$</b>	<b>1,676,045</b>	<b>1,519,043</b>	<b>1,351,066</b>	<b>1,223,071</b>	<b>1,105,245</b>	<b>848,959</b>	<b>713,226</b>
<b>Flujo de Caja Acumulado</b>	<b>US\$</b>	<b>1,676,045</b>	<b>3,195,088</b>	<b>4,546,154</b>	<b>5,769,224</b>	<b>6,874,469</b>	<b>7,723,428</b>	<b>8,436,654</b>

**Nota:** Para el financiamiento, se ha asumido un aporte del 20% del monto de la inversión.



CENTRO DE CONSERVACIÓN DE ENERGÍA Y DEL AMBIENTE

**FLUJO DE CAJA ALTERNATIVA 2: 01 turbina de gas Solar Taurus 65 de 6,3 MW (Aparte 2)**

Flujo de caja	Unidad	8	9	10	11	12	13	14	15
<b>SITUACIÓN SIN PROYECTO</b>									
Combustible	US\$	2.877.638	2.949.570	2.949.137	2.950.054	2.964.769	2.957.671	2.957.671	2.957.671
Compra de E. Eléctrica	US\$	2.513.686	2.481.459	2.417.006	2.417.006	2.417.006	2.417.006	2.417.006	2.417.006
Operación y mantenimiento	US\$	10.979	10.979	10.979	10.979	10.979	10.979	10.979	10.979
<b>TOTAL SIN PROYECTO</b>	<b>US\$</b>	<b>5.402.303</b>	<b>5.442.008</b>	<b>5.377.121</b>	<b>5.378.039</b>	<b>5.392.754</b>	<b>5.385.655</b>	<b>5.385.655</b>	<b>5.385.655</b>
<b>PLANTA DE COGENERACIÓN</b>									
Compra de E. Eléctrica	US\$	6.733	6.647	6.474	6.474	6.474	6.474	6.474	6.474
Venta de E. Eléctrica al Distribuidor	US\$	-891.629	-880.197	-857.335	-857.335	-857.335	-857.335	-857.335	-857.335
Combustible generación	US\$	3.220.798	3.301.308	3.300.823	3.301.850	3.318.320	3.310.374	3.310.374	3.310.374
Combustible en calderas (piscos y déficit)	US\$	1.134.881	1.163.249	1.163.078	1.163.440	1.169.244	1.166.444	1.166.444	1.166.444
Operación y mantenimiento	US\$	443.058	443.058	443.058	443.058	443.058	443.058	443.058	443.058
Contrato por seguridad de suministro	US\$	184.410	184.680	184.680	184.950	185.220	185.220	185.220	185.220
<b>TOTAL CON PROYECTO</b>	<b>US\$</b>	<b>4.098.252</b>	<b>4.218.745</b>	<b>4.240.778</b>	<b>4.242.437</b>	<b>4.264.980</b>	<b>4.254.235</b>	<b>4.254.235</b>	<b>4.254.235</b>
<b>AHORRO CON RESPECTO AL SISTEMA DE REFERENCIA</b>	<b>US\$</b>	<b>1.304.051</b>	<b>1.223.264</b>	<b>1.136.343</b>	<b>1.135.602</b>	<b>1.127.774</b>	<b>1.131.420</b>	<b>1.131.420</b>	<b>1.131.420</b>
Depreciación	US\$	-827,207	-827,207	-827,207	0	0	0	0	0
Intereses	US\$	-337,569	-237,531	-125,488	0	0	0	0	0
Utilidad antes de impuestos	US\$	139,276	158,526	183,648	1,135,602	1,127,774	1,131,420	1,131,420	1,131,420
Impuestos (30%)	US\$	41,783	47,558	55,094	340,681	338,332	339,426	339,426	339,426
<b>Flujo de caja bruto</b>	<b>US\$</b>	<b>1,345,834</b>	<b>1,270,821</b>	<b>1,191,438</b>	<b>1,476,283</b>	<b>1,466,106</b>	<b>1,470,846</b>	<b>1,470,846</b>	<b>1,470,846</b>
Principal de la deuda	US\$	-833,651	-933,690	-1,045,732	0	0	0	0	0
Pago total de la deuda	US\$	-1,171,220	-1,171,220	-1,171,220	0	0	0	0	0
<b>Flujo neto de efectivo</b>	<b>US\$</b>	<b>512,183</b>	<b>337,132</b>	<b>145,705</b>	<b>1,476,283</b>	<b>1,466,106</b>	<b>1,470,846</b>	<b>1,470,846</b>	<b>1,470,846</b>
<b>Flujo de Caja Acumulado</b>	<b>US\$</b>	<b>8,948,837</b>	<b>9,285,969</b>	<b>9,431,674</b>	<b>10,907,957</b>	<b>12,374,063</b>	<b>13,844,909</b>	<b>15,315,754</b>	<b>16,786,600</b>

**Nota:** Para el financiamiento, se ha asumido un aporte del 20% del monto de la inversión.



CENTRO DE CONSERVACIÓN DE ENERGÍA Y DEL AMBIENTE

**FLUJO DE CAJA ALTERNATIVA 3: 01 turbina a gas Siemens SGT – 300 de 7,9 MW (Aparte 1)**

Proyección de Costo de los Energéticos	Unidad	1	2	3	4	5	6	7
<b>SITUACIÓN SIN PROYECTO</b>								
Combustible	US\$	2,464,153	2,566,489	2,679,569	2,726,919	2,751,373	2,805,531	2,840,374
Compra de E. Eléctrica	US\$	2,835,953	2,803,727	2,771,500	2,739,273	2,707,046	2,610,366	2,578,139
Operación y mantenimiento	US\$	10,979	10,979	10,979	10,979	10,979	10,979	10,979
<b>TOTAL SIN PROYECTO</b>	<b>US\$</b>	<b>5,311,085</b>	<b>5,381,194</b>	<b>5,462,047</b>	<b>5,477,171</b>	<b>5,469,399</b>	<b>5,426,876</b>	<b>5,429,492</b>
<b>PLANTA DE COGENERACIÓN</b>								
Compra de E. Eléctrica	US\$	7,596	7,510	7,424	7,337	7,251	6,992	6,906
Venta de E. Eléctrica al Distribuidor	US\$	-1,699,040	-1,679,733	-1,660,426	-1,641,119	-1,621,811	-1,563,890	-1,544,582
Combustible generación	US\$	3,718,869	3,873,313	4,043,972	4,115,433	4,152,339	4,234,073	4,286,658
Combustible en calderas (piscos y déficit)	US\$	133,284	138,819	144,935	147,497	148,819	151,749	153,633
Operación y mantenimiento	US\$	548,340	548,340	548,340	548,340	548,340	548,340	548,340
Contrato por seguridad de suministro	US\$	183,060	183,330	183,600	183,600	183,870	184,140	184,140
<b>TOTAL CON PROYECTO</b>	<b>US\$</b>	<b>2,892,109</b>	<b>3,071,579</b>	<b>3,267,845</b>	<b>3,361,088</b>	<b>3,418,808</b>	<b>3,561,404</b>	<b>3,635,094</b>
<b>AHORRO CON RESPECTO AL SISTEMA DE REFERENCIA</b>	<b>US\$</b>	<b>2,418,976</b>	<b>2,309,615</b>	<b>2,194,202</b>	<b>2,116,083</b>	<b>2,050,591</b>	<b>1,865,472</b>	<b>1,794,398</b>
Depreciación	US\$	-952,500	-952,500	-952,500	-952,500	-952,500	-952,500	-952,500
Intereses	US\$	-914,400	-862,294	-803,935	-738,572	-665,367	-583,376	-491,547
Utilidad antes de impuestos	US\$	552,076	494,822	437,767	425,011	432,724	329,595	350,351
Impuestos (30%)	US\$	165,623	148,446	131,330	127,503	129,817	98,879	105,105
<b>Flujo de caja bruto</b>	<b>US\$</b>	<b>2,584,599</b>	<b>2,458,062</b>	<b>2,325,532</b>	<b>2,243,586</b>	<b>2,180,408</b>	<b>1,964,351</b>	<b>1,899,503</b>
Principal de la deuda	US\$	-434,219	-486,326	-544,685	-610,047	-683,253	-765,243	-857,072
Pago total de la deuda	US\$	-1,348,619	-1,348,619	-1,348,619	-1,348,619	-1,348,619	-1,348,619	-1,348,619
<b>Flujo neto de efectivo</b>	<b>US\$</b>	<b>2,150,380</b>	<b>1,971,736</b>	<b>1,780,848</b>	<b>1,633,539</b>	<b>1,497,155</b>	<b>1,199,108</b>	<b>1,042,431</b>
<b>Flujo de Caja Acumulado</b>	<b>US\$</b>	<b>2,150,380</b>	<b>4,122,116</b>	<b>5,902,963</b>	<b>7,536,503</b>	<b>9,033,658</b>	<b>10,232,766</b>	<b>11,275,197</b>

**Nota:** Para el financiamiento, se ha asumido un aporte del 20% del monto de la inversión.



CENTRO DE CONSERVACIÓN DE ENERGÍA Y DEL AMBIENTE

**FLUJO DE CAJA ALTERNATIVA 3: 01 Turbina a gas Siemens SGT – 300 de 7,9 MW ) (Aparte 2)**

Proyección de Costo de los Energéticos	Unidad	8	9	10	11	12	13	14	15
<b>SITUACIÓN SIN PROYECTO</b>									
Combustible	US\$	2,877,638	2,949,570	2,949,137	2,950,054	2,964,769	2,957,671	2,957,671	2,957,671
Compra de E. Eléctrica	US\$	2,513,686	2,481,459	2,417,006	2,417,006	2,417,006	2,417,006	2,417,006	2,417,006
Operación y mantenimiento	US\$	10,979	10,979	10,979	10,979	10,979	10,979	10,979	10,979
<b>TOTAL SIN PROYECTO</b>	<b>US\$</b>	<b>5,402,303</b>	<b>5,442,008</b>	<b>5,377,121</b>	<b>5,378,039</b>	<b>5,392,754</b>	<b>5,385,655</b>	<b>5,385,655</b>	<b>5,385,655</b>
<b>PLANTA DE COGENERACIÓN</b>									
Compra de E. Eléctrica	US\$	6,733	6,647	6,474	6,474	6,474	6,474	6,474	6,474
Venta de E. Eléctrica al Distribuidor	US\$	-1,505,968	-1,486,660	-1,448,046	-1,448,046	-1,448,046	-1,448,046	-1,448,046	-1,448,046
Combustible generación	US\$	4,342,897	4,451,455	4,450,801	4,452,186	4,474,394	4,463,680	4,463,680	4,463,680
Combustible en calderas (piscos y déficit)	US\$	155,649	159,540	159,516	159,566	160,362	159,978	159,978	159,978
Operación y mantenimiento	US\$	548,340	548,340	548,340	548,340	548,340	548,340	548,340	548,340
Contrato por seguridad de suministro	US\$	184,410	184,680	184,680	184,950	185,220	185,220	185,220	185,220
<b>TOTAL CON PROYECTO</b>	<b>US\$</b>	<b>3,732,061</b>	<b>3,864,001</b>	<b>3,901,766</b>	<b>3,903,469</b>	<b>3,926,744</b>	<b>3,915,646</b>	<b>3,915,646</b>	<b>3,915,646</b>
<b>AHORRO CON RESPECTO AL SISTEMA DE REFERENCIA</b>	<b>US\$</b>	<b>1,670,242</b>	<b>1,578,007</b>	<b>1,475,356</b>	<b>1,474,569</b>	<b>1,466,010</b>	<b>1,470,009</b>	<b>1,470,009</b>	<b>1,470,009</b>
Depreciación	US\$	-952,500	-952,500	-952,500	0	0	0	0	0
Intereses	US\$	-388,699	-273,508	-144,495	0	0	0	0	0
Utilidad antes de impuestos	US\$	329,044	351,999	378,361	1,474,569	1,466,010	1,470,009	1,470,009	1,470,009
Impuestos (30%)	US\$	98,713	105,600	113,508	442,371	439,803	441,003	441,003	441,003
<b>Flujo de caja bruto</b>	<b>US\$</b>	<b>1,768,955</b>	<b>1,683,607</b>	<b>1,588,864</b>	<b>1,916,940</b>	<b>1,905,813</b>	<b>1,911,012</b>	<b>1,911,012</b>	<b>1,911,012</b>
Principal de la deuda	US\$	-959,921	-1,075,111	-1,204,124	0	0	0	0	0
Pago total de la deuda	US\$	-1,348,619	-1,348,619	-1,348,619	0	0	0	0	0
<b>Flujo neto de efectivo</b>	<b>US\$</b>	<b>809,035</b>	<b>608,496</b>	<b>384,740</b>	<b>1,916,940</b>	<b>1,905,813</b>	<b>1,911,012</b>	<b>1,911,012</b>	<b>1,911,012</b>
<b>Flujo de Caja Acumulado</b>	<b>US\$</b>	<b>12,084,232</b>	<b>12,692,728</b>	<b>13,077,468</b>	<b>14,994,408</b>	<b>16,900,221</b>	<b>18,811,233</b>	<b>20,722,245</b>	<b>22,633,256</b>

**Nota:** Para el financiamiento, se ha asumido un aporte del 20% del monto de la inversión.



CENTRO DE CONSERVACIÓN DE ENERGÍA Y DEL AMBIENTE

**FLUJO DE CAJA ALTERNATIVA ADICIONAL: 03 turbinas de gas Kawasaki M1A-17D de 1,7 MW (5,1 MW en total) (Aparte 1)**

Proyección de Costo de los Energéticos	Unidad	1	2	3	4	5	6	7
<b>SITUACIÓN SIN PROYECTO</b>								
Combustible	US\$	2,464,153	2,566,489	2,679,569	2,726,919	2,751,373	2,805,531	2,840,374
Compra de E. Eléctrica	US\$	2,835,953	2,803,727	2,771,500	2,739,273	2,707,046	2,610,366	2,578,139
Operación y mantenimiento	US\$	10,979	10,979	10,979	10,979	10,979	10,979	10,979
<b>TOTAL SIN PROYECTO</b>	<b>US\$</b>	<b>5,311,085</b>	<b>5,381,194</b>	<b>5,462,047</b>	<b>5,477,171</b>	<b>5,469,399</b>	<b>5,426,876</b>	<b>5,429,492</b>
<b>PLANTA DE COGENERACIÓN</b>								
Compra de E. Eléctrica	US\$	7,596	7,510	7,424	7,337	7,251	6,992	6,906
Venta de E. Eléctrica al Distribuidor	US\$	-486,439	-480,912	-475,384	-469,856	-464,328	-447,745	-442,218
Combustible generación	US\$	2,740,852	2,854,680	2,980,457	3,033,125	3,060,325	3,120,564	3,159,320
Combustible en calderas (piscos y déficit)	US\$	732,160	762,566	796,165	810,234	817,500	833,592	843,944
Operación y mantenimiento	US\$	364,146	364,146	364,146	364,146	364,146	364,146	364,146
Contrato por seguridad de suministro	US\$	183,060	183,330	183,600	183,600	183,870	184,140	184,140
<b>TOTAL CON PROYECTO</b>	<b>US\$</b>	<b>3,541,375</b>	<b>3,691,320</b>	<b>3,856,408</b>	<b>3,928,586</b>	<b>3,968,764</b>	<b>4,061,689</b>	<b>4,116,238</b>
<b>AHORRO CON RESPECTO AL SISTEMA DE REFERENCIA</b>	<b>US\$</b>	<b>1,769,710</b>	<b>1,689,874</b>	<b>1,605,639</b>	<b>1,548,585</b>	<b>1,500,635</b>	<b>1,365,188</b>	<b>1,313,254</b>
Depreciación	US\$	-844,971	-844,971	-844,971	-844,971	-844,971	-844,971	-844,971
Intereses	US\$	-811,172	-764,948	-713,177	-655,194	-590,252	-517,518	-436,056
Utilidad antes de impuestos	US\$	113,567	79,956	47,492	48,421	65,412	2,699	32,228
Impuestos (30%)	US\$	34,070	23,987	14,247	14,526	19,624	810	9,668
<b>Flujo de caja bruto</b>	<b>US\$</b>	<b>1,803,780</b>	<b>1,713,860</b>	<b>1,619,886</b>	<b>1,563,111</b>	<b>1,520,258</b>	<b>1,365,997</b>	<b>1,322,923</b>
Principal de la deuda	US\$	-385,200	-431,423	-483,194	-541,178	-606,119	-678,853	-760,316
Pago total de la deuda	US\$	-1,196,371	-1,196,371	-1,196,371	-1,196,371	-1,196,371	-1,196,371	-1,196,371
<b>Flujo neto de efectivo</b>	<b>US\$</b>	<b>1,418,580</b>	<b>1,282,437</b>	<b>1,136,692</b>	<b>1,021,934</b>	<b>914,140</b>	<b>687,144</b>	<b>562,607</b>
<b>Flujo de Caja Acumulado</b>	<b>US\$</b>	<b>1,418,580</b>	<b>2,701,017</b>	<b>3,837,710</b>	<b>4,859,643</b>	<b>5,773,783</b>	<b>6,460,927</b>	<b>7,023,534</b>

**Nota:** Para el financiamiento, se ha asumido un aporte del 20% del monto de la inversión.

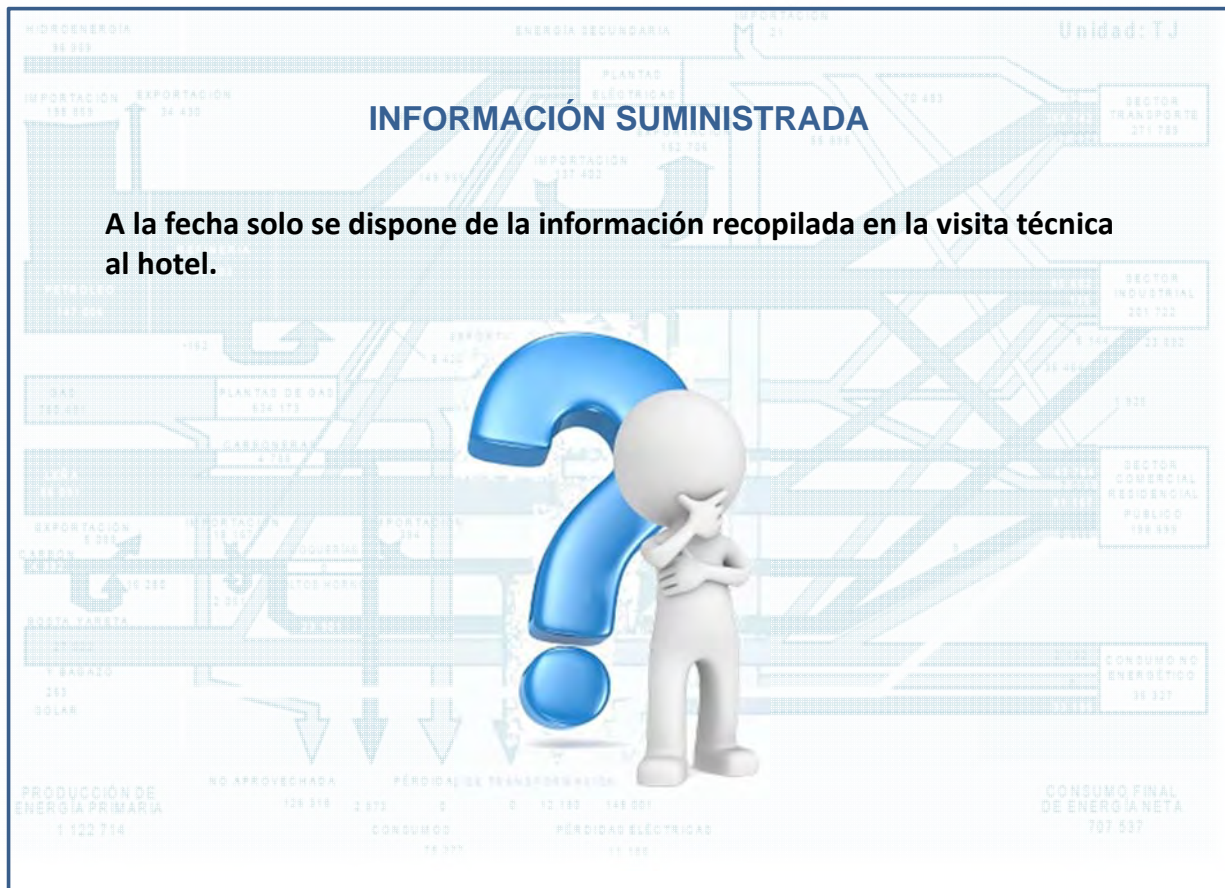


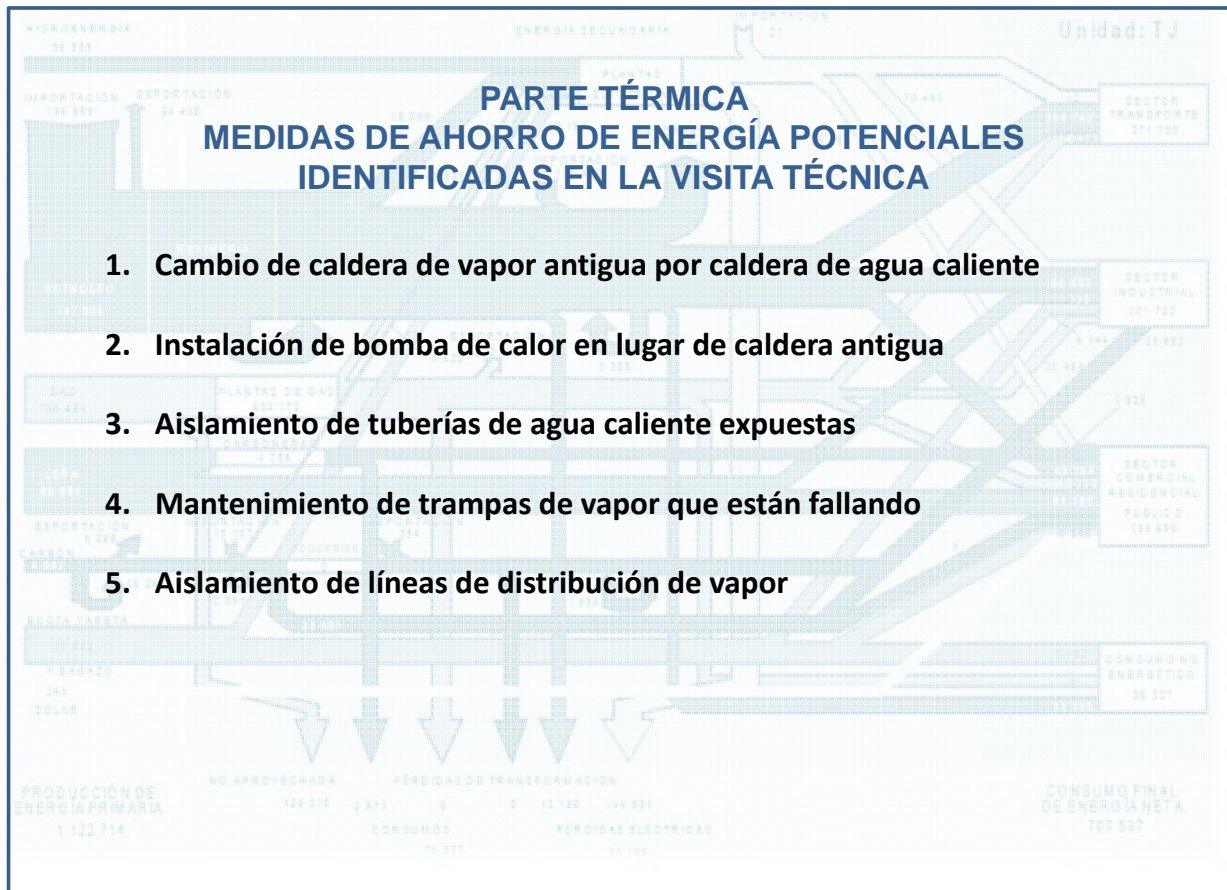
CENTRO DE CONSERVACIÓN DE ENERGÍA Y DEL AMBIENTE

**FLUJO DE CAJA ALTERNATIVA 3: 03 turbinas de gas Kawasaki M1A-17D de 1,7 MW (5,1 MW en total) (Aparte 2)**

Proyección de Costo de los Energéticos	Unidad	8	9	10	11	12	13	14	15
<b>SITUACIÓN SIN PROYECTO</b>									
Combustible	US\$	2,877,638	2,949,570	2,949,137	2,950,054	2,964,769	2,957,671	2,957,671	2,957,671
Compra de E. Eléctrica	US\$	2,513,686	2,481,459	2,417,006	2,417,006	2,417,006	2,417,006	2,417,006	2,417,006
Operación y mantenimiento	US\$	10,979	10,979	10,979	10,979	10,979	10,979	10,979	10,979
<b>TOTAL SIN PROYECTO</b>	<b>US\$</b>	<b>5,402,303</b>	<b>5,442,008</b>	<b>5,377,121</b>	<b>5,378,039</b>	<b>5,392,754</b>	<b>5,385,655</b>	<b>5,385,655</b>	<b>5,385,655</b>
<b>PLANTA DE COGENERACIÓN</b>									
Compra de E. Eléctrica	US\$	6,733	6,647	6,474	6,474	6,474	6,474	6,474	6,474
Venta de E. Eléctrica al Distribuidor	US\$	-431,162	-425,634	-414,579	-414,579	-414,579	-414,579	-414,579	-414,579
Combustible generación	US\$	3,200,768	3,280,777	3,280,295	3,281,316	3,297,683	3,289,787	3,289,787	3,289,787
Combustible en calderas (piscos y déficit)	US\$	855,016	876,389	876,260	876,533	880,905	878,796	878,796	878,796
Operación y mantenimiento	US\$	364,146	364,146	364,146	364,146	364,146	364,146	364,146	364,146
Contrato por seguridad de suministro	US\$	184,410	184,680	184,680	184,950	185,220	185,220	185,220	185,220
<b>TOTAL CON PROYECTO</b>	<b>US\$</b>	<b>4,179,912</b>	<b>4,287,005</b>	<b>4,297,277</b>	<b>4,298,840</b>	<b>4,319,850</b>	<b>4,309,845</b>	<b>4,309,845</b>	<b>4,309,845</b>
<b>AHORRO CON RESPECTO AL SISTEMA DE REFERENCIA</b>	<b>US\$</b>	<b>1,222,391</b>	<b>1,155,003</b>	<b>1,079,844</b>	<b>1,079,199</b>	<b>1,072,904</b>	<b>1,075,811</b>	<b>1,075,811</b>	<b>1,075,811</b>
Depreciación	US\$	-844,971	-844,971	-844,971	0	0	0	0	0
Intereses	US\$	-344,818	-242,631	-128,183	0	0	0	0	0
Utilidad antes de impuestos	US\$	32,603	67,401	106,691	1,079,199	1,072,904	1,075,811	1,075,811	1,075,811
Impuestos (30%)	US\$	9,781	20,220	32,007	323,760	321,871	322,743	322,743	322,743
<b>Flujo de caja bruto</b>	<b>US\$</b>	<b>1,232,172</b>	<b>1,175,224</b>	<b>1,111,852</b>	<b>1,402,959</b>	<b>1,394,775</b>	<b>1,398,554</b>	<b>1,398,554</b>	<b>1,398,554</b>
Principal de la deuda	US\$	-851,553	-953,740	-1,068,189	0	0	0	0	0
Pago total de la deuda	US\$	-1,196,371	-1,196,371	-1,196,371	0	0	0	0	0
<b>Flujo neto de efectivo</b>	<b>US\$</b>	<b>380,619</b>	<b>221,484</b>	<b>43,663</b>	<b>1,402,959</b>	<b>1,394,775</b>	<b>1,398,554</b>	<b>1,398,554</b>	<b>1,398,554</b>
<b>Flujo de Caja Acumulado</b>	<b>US\$</b>	<b>7,404,153</b>	<b>7,625,637</b>	<b>7,669,300</b>	<b>9,072,258</b>	<b>10,467,034</b>	<b>11,865,588</b>	<b>13,264,141</b>	<b>14,662,695</b>

**Nota:** Para el financiamiento, se ha asumido un aporte del 20% del monto de la inversión.







HIDROENERGÍA 33 323  
ENERGÍA SECUNDARIA 21  
Unidad: T.J

IMPORTACIÓN 133 333 EXPORTACIÓN 34 433  
SECTOR INDUSTRIAL 301 323  
SECTOR TRANSPORTE 211 333

### Instalación de bomba de calor en lugar de caldera antigua



Esta alternativa es similar a la anterior, pero en vez de la caldera de vapor a cambiar, se instalará una bomba de calor.

Igual que en caso anterior, la caldera que queda, suplirá la demanda de las lavadoras, secadoras, calandria, plancha de vapor y otros.

PRODUCCIÓN DE ENERGÍA PRIMARIA 1 122 714  
CONSUMO 79 377  
PÉRDIDAS DE TRANSFORMACIÓN 2 874  
PÉRDIDAS ELÉCTRICAS 11 186  
CONSUMO ENERGÉTICO PÚBLICO 133 333  
CONSUMO FINAL DE ENERGÍA NETA 787 537

5

HIDROENERGÍA 33 323  
ENERGÍA SECUNDARIA 21  
Unidad: T.J

IMPORTACIÓN 133 333 EXPORTACIÓN 34 433  
SECTOR INDUSTRIAL 301 323  
SECTOR TRANSPORTE 211 333

### Aislamiento de tuberías de agua caliente expuestas



La inspección Termográfica, nos muestra que hay tuberías sin aislamiento, por donde se están produciendo pérdidas de energía.


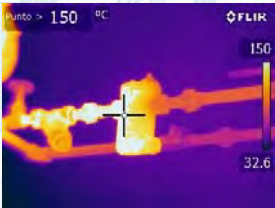
A partir de estos datos se puede cuantificar la pérdida de calor y hallar su equivalencia en combustible.


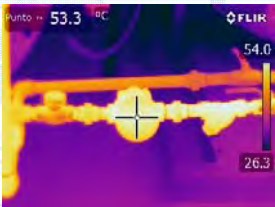
CONSUMO ENERGÉTICO PÚBLICO 133 333  
CONSUMO FINAL DE ENERGÍA NETA 787 537


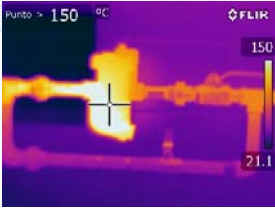
6

Unidad: T.J

## Mantenimiento de trampas de vapor que están fallando

**La inspección Termográfica, nos muestra que hay trampas de vapor que pueden necesitar mantenimiento o ser cambiadas por unas nuevas.**

**A partir de estos datos se puede estimar las pérdidas de vapor y hallar su equivalencia en combustible.**

CONSUMO FINAL DE ENERGÍA NETA  
767 537

Unidad: T.J

## Aislamiento de líneas de distribución de vapor










**La inspección Termográfica, nos muestra que hay tramos de tubería de vapor sin aislamiento.**

**A partir de estos datos se puede cuantificar la pérdida de calor y hallar su equivalencia en combustible.**

CONSUMO FINAL DE ENERGÍA NETA  
767 537



**Reemplazo de los Sistemas de Aire Acondicionado por Más Eficientes**

**SISTEMAS ACTUALES**

Los requerimientos de aire acondicionado de los distintos ambientes del hotel vienen siendo cubiertos principalmente, por 4 tipos de sistemas diferentes:

Equipos unitarios “Split decorativos” y todo contenido tipo “Ventana” en zonas administrativas y habitaciones de los huéspedes.

Sistemas (“Chillers”) que usan un refrigerante secundario (agua) para su uso en manejadoras de aire y proveer aire frío a las habitaciones de los huéspedes.

**Se propone Reemplazo progresivo de los sistemas existentes de AA.CC., por equipos más eficientes, tomando en cuenta la propuesta de DAIKIN.**

## AHORRO ESTIMADO EN LOS SISTEMAS DE AIRE ACONDICIONADO POR DAIKIN

### FASE I:

Sistema Actual : 68 tn/hr Ventanas y Minisplit

Sistema Propuesto: 55 tn/hr VRV-IV

Inversión US\$ 213 160

Ahorro Energético Anual: 260 722 kWh (74%)

Costo Tarifario MT4: 0.10 US\$/kWh

Ahorro Económico: US\$ 29 072

Payback: 7.3 años

### FASE II:

Sistema Actual : 94 tn/hr Chiller

Sistema Propuesto: 100 tn/hr VRV-IV

Inversión US\$ 316 100

Ahorro Energético Anual: 309 888 kWh (65%)

Ahorro Económico: US\$ 33 989

Payback: 9.3 años



VRV-IV (29.3 IEER) Ahorro>50%

11

## 2. Reemplazo de Lámparas Fluorescentes de 36W por LED de 18W

### FASE I:

Sistema Actual : 68 tn/hr Ventanas y Minisplit

Sistema Propuesto: 55 tn/hr VRV-IV

Inversión US\$ 213 160

Ahorro Energético Anual: 260 722 kWh (74%)

Costo Tarifario MT4: 0.10 US\$/kWh

Ahorro Económico: US\$ 29 072

Payback: 7.3 años

### FASE II:

Sistema Actual : 94 tn/hr Chiller

Sistema Propuesto: 100 tn/hr VRV-IV

Inversión US\$ 316 100

Ahorro Energético Anual: 309 888 kWh (65%)

Ahorro Económico: US\$ 33 989

Payback: 9.3 años



VRV-IV (29.3 IEER) Ahorro>50%

12

## 2. Reemplazo de Lámparas Fluorescentes de 36W por LED de 18W

Descripción	Situación actual	Situación futura
	Fluorescentes 36W	Tubos LED 18W
Numero de luminarias	146	146
Potencia total instalada (kW)	5.84	2.92
Horas de operación por día	24	24
Carga energética anual (kWh, 360 días)	51158.4	25579.2
Ahorro energético anual (kWh)		<b>25579.2</b>
Ahorro energético (%)		<b>50%</b>

Ahorro anual kWh	25579.2
Costo unitario US\$/kWh US\$/kW	0.09
Ahorro anual US\$	2302.1
Inversión	
Cantidad	146
Costo unitario en US\$	32.3
Inversión Total	4715.8
Reposición anual	146
Ahorro anual incluido reposición anual	2448
Periodo de retorno de la inversión simple en meses	23

13

## 3. Reemplazo de Lámparas Dicroicas de 50W por LED de 7W

Descripción	Situación actual	Situación futura
	Dicroicas 50 W	LED 7W
Numero de luminarias	1608	1608
Potencia total instalada (kW)	80.4	11.3
Horas de operación por día	3	3
Carga energética anual (kWh, 360 días)	88038	12325
Ahorro energético anual (kWh)		<b>75713</b>
Ahorro energético (%)		<b>86%</b>

Ahorro anual kWh	75712.68
Costo unitario US\$/kWh US\$/kW	0.09
Ahorro anual US\$	6814
Inversión	
Cantidad	1608
Costo unitario en US\$	10
Inversión Total	16080
Reposición anual	804
Ahorro anual incluido reposición anual	7618
Periodo de retorno de la inversión simple en meses	25

14

#### 4. Implementación de un Sistema de Compensación Reactiva

De acuerdo a los datos estadísticos de consumo de energía y potencia (Ver Cuadro ADJUNTO) Estadísticas de facturación de energía eléctrica – Año 2015, se tiene los siguientes parámetros:

Máxima Demanda distribución promedio = 381 kW.

Factor de potencia promedio = 0.93

Pago mensual promedio por energía reactiva: US\$ 225.00

Factor de carga estimado = 0.73

Factor de potencia deseado = 0.98

**Capacidad del banco de condensadores : 75 kVAR**

**Costo del Bco. Condensadores de 70 US\$/kVAR**

**INVERSIÓN : US\$ 5250.00**

**PAYBACK = 23 meses**

#### 4. Implementación de un Sistema de Compensación Reactiva

QpotactG	QpotactD	Qtoteneact	Qenerea	Qleida	fdp	Sfactot
356.4	357.3	161358	16740.6	65148	0.93	41289.39
<b>417</b>	387.6	209064	29188.8	91908	0.92	53274.04
<b>430.2</b>	423.6	188712	26810.4	83424	0.91	51006.44
411	423.6	187272	23762.4	79944	0.92	50044.82
337.8	423.6	163290	15645	64632	0.93	45236.36
328.8	423.6	156120	14580	61416	0.93	44167.99
297.6	423.6	138642	10661.4	52254	0.94	40969.97
267.6	420.6	128448	9171.6	47706	0.94	38781.24
305.4	374.4	144024	10552.8	53760	0.94	43190.55
294	333.3	143754	11635.8	54762	0.93	42398
301.8	317.1	150210	15093	60156	0.93	43621.63
325.8	315.6	146058	19200.6	63018	0.92	44462.72
334.8	330.3	146880	23514	67578	0.91	46144.75
<b>PROMEDIO</b>	<b>381</b>	<b>158756</b>	<b>17427</b>	<b>65054</b>	<b>0.93</b>	<b>44968</b>



CENTRO DE CONSERVACIÓN DE ENERGÍA Y DEL AMBIENTE

Gracias por su Atención





**CENERGIA**

**CENTRO DE CONSERVACIÓN DE ENERGÍA Y DEL  
AMBIENTE**



**ESTUDIO DE AUDITORÍA ENERGÉTICA  
A LAS INSTALACIONES DE LAIVE S.A.**

**INFORME**

San Borja, Octubre de 2016





## CONTENIDO

1	RESUMEN EJECUTIVO .....	5
2	DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA INSTALACIÓN .....	8
2.1	IDENTIFICACIÓN DE LA EMPRESA .....	8
2.2	DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN Y PROCESOS PRODUCTIVOS .....	8
3	SUMINISTRO Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y ENERGÍA TÉRMICA	11
3.1	SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA .....	11
3.2	PRECIO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA.....	12
3.3	DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	12
3.4	BANCO DE CONDENSADORES .....	13
4	ANÁLISIS ENERGÉTICO ACTUAL DE LA INSTALACIÓN.....	14
	EVALUACIÓN DEL CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA .....	14
3.1.1	Planta Lácteos .....	14
3.1.2	Planta Cárnicos .....	16
3.1.3	Planta UHT .....	18
	ANÁLISIS DE LOS REGISTROS DE POTENCIA O DIAGRAMAS DE CARGA .....	21
	Planta Lácteos .....	21
	Planta Cárnicos .....	24
	Planta UHT .....	26
5	DESCRIPCIÓN Y ANÁLISIS DE LAS MEJORAS.....	28
	INCREMENTO DE LA COMPENSACIÓN REACTIVA – LÁCTEOS Y UHT .....	28
	PROYECTO DE REINGENIERÍA EN SISTEMA DE REFRIGERACIÓN .....	31
	REEMPLAZO DE LÁMPARAS FLUORESCENTES DE 36W Y 18W POR LÁMPARAS LED DE 18W Y 9W .....	37
	REEMPLAZO DE LÁMPARAS HALOGENURO METÁLICO DE 400W POR LÁMPARAS DE INDUCCIÓN MAGNÉTICA DE 200W .....	41
5.5	PROPUESTA DE MEJORA DEL CONTRATO TARIFARIO: REDUCCIÓN DEL CARGO DE POTENCIA EN HORAS PUNTA.....	46
5.6	PROPUESTA DE IMPLEMENTACIÓN DE UNA PLANTA DE COGENERACIÓN.....	47
5.6.1	Objetivo.....	47
5.6.2	Metodología del Estudio .....	47
5.6.3	Situación de referencia .....	48
5.6.4	Implementación del Sistema de Cogeneración .....	49
5.6.5	Resultados de la evaluación.....	52
5.6.6	Estudio Normativo .....	53
5.6.7	Comparación económica de alternativas .....	53
5.6.8	Alternativa Seleccionada .....	53
6	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....	54
6.1	CONCLUSIONES .....	54
6.2	RECOMENDACIONES .....	55



# **ANEXOS**

## **ANEXO A**

### **CUADROS Y GRÁFICOS**

Cuadro N° 1A	Estadística de Facturación – Año 2015/2016 – Planta Lácteos
Cuadro N° 1B	Análisis de Alternativas de Cambio Tarifario – Planta Lácteos
Cuadro N° 2A	Estadística de Facturación – Año 2015/2016 – Planta Cárnicos
Cuadro N° 2B	Análisis de Alternativas de Cambio Tarifario – Planta Cárnicos
Cuadro N° 3A	Estadística de Facturación – Año 2015/2016 – Planta UHT
Cuadro N° 3B	Análisis de Alternativas de Cambio Tarifario – Planta UHT



## Lista de Cuadros

Cuadro N° 2.1: Relación de Suministros – Planta Industrial LAIVE .....	11
Cuadro N° 2.2: Relación de Grupos Electrónicos – Planta LAIVE S.A. ....	11
Cuadro N° 2.3: Relación de Subestaciones de Distribución – Planta LAIVE S.A. ....	12
Cuadro N° 2.4: Relación de Bancos de Condensadores – Planta LAIVE S.A. ....	13
Cuadro N° 3.1: Estadística de Facturación de Energía Eléctrica – Lácteos .....	14
Cuadro N° 3.2: Estadística de Facturación de Energía Eléctrica - Cárnicos .....	16
Cuadro N° 3.3: Estadística de Facturación de Energía Eléctrica – UHT .....	19
Cuadro N° 3.4: Resumen de Mediciones – Semana de la Máxima Demanda .....	22
Cuadro N° 3.5: Resumen de Mediciones - Días Semana de Máxima Demanda .....	24
Cuadro N° 3.6: Resumen de Mediciones Totalizador Planta UHT- Semana de Máxima Demanda.....	26
Cuadro N° 4.1: Parque de Lámparas Fluorescentes que Operan >12 horas .....	38
Cuadro N° 4.2: Parque de Lámparas de Halogenuro Metálico de 400W que Operan 24 horas	42
Cuadro N° 4.3: Parque de Lámparas de Halogenuro Metálico de 400W que Operan más de 11 horas .....	43
Cuadro N° 4.4: Evaluación de los Ahorros Potenciales por Modificar Contrato Tarifario .....	46
Cuadro N° 4.5: Premisas de Diseño del Sistema de Cogeneración .....	50
Cuadro N° 4.6: Tarifas Proyectadas.....	51
Cuadro N° 4.7: Alternativas Consideradas y Nivel de Inversión .....	52
Cuadro N° 4.8: Cálculo de los indicadores REE y C para las alternativas consideradas.....	53
Cuadro N° 4.9: Cálculo de los Principales Indicadores Económicos para cada Alternativa.....	53

## Lista de Figuras

Figura N° 3.1: Evolución de la Energía (kW.h) – Planta LACTEOS .....	15
Figura N° 3.2: Evolución de la Máxima Demanda (kW) – Planta LACTEOS .....	16
Figura N° 3.3: Evolución de la Energía (kW.h) – Planta CARNICOS .....	17
Figura N° 3.4: Evolución de la Máxima Demanda (kW.h) – Planta CARNICOS .....	18
Figura N° 3.5: Evolución de la Energía (kW.h) – Planta UHT .....	20
Figura N° 3.6: Evolución de la Máxima Demanda (kW) – Planta UHT .....	21
Figura N° 3.7: Diagrama de Carga del día de Máxima Demanda - Planta Lácteos .....	23
Figura N° 3.8: Diagrama de Carga del día de Máxima Demanda - Planta Cárnicos.....	25
Figura N° 3.9: Diagrama de Carga del día de Máxima Demanda – Planta UHT.....	27



## 1 RESUMEN EJECUTIVO

El presente informe, contiene los resultados de la auditoría energética realizada a la planta productiva de la empresa LAIVE S.A.

LAIVE S.A. es una empresa agroindustrial, que se desenvuelve en el sector de alimentos, productos lácteos (yogurt, queso, leche y mantequilla), carne (jamones, jamonadas, salchichas y carne de cerdo), leche UHT, zumos y embalajes.

La auditoría incluyó las siguientes actividades:

- Encuesta de campo cuyo objetivo era recopilar información relacionada con el consumo de energía y equipos características.
- Análisis e identificación de mejoras energéticas.
- Elaboración del informe de auditoría.

### Resultados principales

#### A) AHORRO DE ENERGÍA

En la tabla siguiente, se muestra el potencial de ahorro en la planta de LAIVE.

MEJORAS	AHORRO DE POTENCIA			AHORRO DE ENERGÍA				AHORRO ECONÓMICO TOTAL US \$	INVERSIÓN US \$	PAYBACK Meses
	kW	%	US \$	kWh	%	%CATEGORÍA	US \$			
1. Aumento compensación reactiva - Lácteos y UHT								13.920	19.260	17
2. Proyecto de reingeniería en el sistema de refrigeración (*)								102.211	200.000	23
3. Sustitución de lámparas fluorescentes de 36 y 18 W por lámparas Led de 18 W y 9 W				118.930	0,36%	50,0%	11.180	11.180	23.660	25
4. Sustitución de lámparas de halogenuros metálicos de 400 w por lámparas de inducción magnética de 200 w				628.560	1,91%	50,0%	59.786	59.786	133.700	27
5. Mejora en la tarifa del contrato con Luz del Sur: reducción de la carga de potencia en horas pico	465,0	10,5%	84.123					84.123	7.000	1
<b>AHORRO TOTAL</b>	<b>465,0</b>	<b>10,5</b>	<b>84.123</b>	<b>747.490</b>	<b>2,3</b>	<b>50,0</b>	<b>70.966</b>	<b>187.097</b>	<b>376.620</b>	<b>24</b>

NOTA: (\*) Se ha considerado una inversión diferencial de US \$ 200.000 (según la inversión total Mayekawa-Mycorn en equipos de refrigeración es de 2 millones de US \$), con respecto a un equipo menos eficiente disponible en el mercado (cuya inversión es 10% menor en comparación con la más eficiente).

Los porcentajes de ahorro están relacionados con los siguientes valores:

		% Ahorro	
Consumo total de energía activa - 2015:	32.866.200 kWh	Energía	2%
Máxima Demanda de energía registrada en Horas Pico	4422 kW	Potencia	11%
Facturación de energía y demanda pico - 2015	2.654.796 US \$	Económico	7%
Tipo de Cambio	3,3 S//US \$		

% CATEGORÍA: Este porcentaje se basa en el ahorro de energía sobre el consumo de los equipos para reemplazar.

#### B) PLANTA DE COGENERACIÓN

La opción de cogeneración incluye consiste en una planta de energía de 1,7 MW cuyos indicadores económicos se muestran en la siguiente tabla:



ALTERNATIVA	PLANTA ACTUAL			COGENERATION PLANT				AHORRO ECONÓMICO TOTAL (US\$)	INVERSIÓN (US\$)	PAYBACK (Años)
	Consumo Anual de Electricidad (MWh)	Consumo anual de combustible (Msm <sup>3</sup> )	Costo* (US\$/Año)	Autogeneración (MWh)	Energía exportada a la red (MWh)	Consumo anual de combustible (Msm <sup>3</sup> )	Costo* (US\$/Año)			
Kawasaki M1A-17D 1,7 MW (Alternativa 1)	9 094	3 767	1 816 381	13 974	4 880	5 097	1 075 427	740 954	2 864 892	4

(\*) Primer año.

## C) CONCLUSIONES

1. Se ha identificado potenciales ahorros en el reemplazo de lámparas fluorescentes de 36W y 18W, halogenuro metálico de 400W, por otros de mayor eficiencia, siendo el periodo de retorno de 2 a 3 años.
2. Con el fin de evitar los pagos por energía reactiva en las plantas de Lácteos y UHT, se debe ampliar la capacidad de la compensación reactiva en 140 kVAR y 180 kVAR respectivamente.
3. Se debe evaluar la factibilidad implementar los proyectos de eficiencia energética identificados en el diagnóstico por sus beneficios económicos y ambientales. Se recomienda realizar un estudio de Eficiencia Energética que permita cuantificar mejor los potenciales ahorros energéticos y económicos para la empresa y evaluar otras medidas de eficiencia energética como la administración de los energéticos
4. Asimismo, evaluar la viabilidad de modificar el contrato tarifario con respecto al periodo de Horas Punta para la potencia, para que sea el Coincidente con el SEIN, ya que representa beneficios económicos importantes para LAIVE. Asimismo, en una segunda etapa se recomienda instalar un sistema automático de control de la máxima demanda de potencia.
5. Con el fin de educar y concientizar al personal que labora en la planta en temas relacionados con el ahorro de la energía, se sugiere programar charlas y exposición de videos relacionados con el tema.
6. La alternativa más recomendable para la implementación de un sistema de cogeneración es la compuesta por turbina de gas Kawasaki M1A-17D de 1,7 MW, con su caldera de recuperación.
7. La alternativa de cogeneración seleccionada, posee un REE de 0,68 y un C de 0,49, lo que hace que califique como central de cogeneración; así también, demanda una Inversión de US\$ 2 864 892, que a lo largo de un periodo de análisis de 15 años nos da un VAN de US\$ 3 029 603 y una T.I.R. de 30,5%, con un periodo de retorno simple de la inversión de 4 años.



8. La alternativa de cogeneración seleccionada permitirán cubrir la totalidad de la demanda de energía eléctrica del suministro para la planta UHT y parcialmente la demanda de energía térmica (vapor) para toda la planta.

## **D) RECOMENDACIONES**

1. Durante la visita técnica se pudo observar que las lámparas de las naves de producción de las tres plantas mantienen encendidas las 24 horas, a pesar de tener techos translúcidos en lácteos y UHT, se debe mejorar el mantenimiento de los techos translúcidos y evaluar aumentar el área de dichos techos, para en lo posible evitar ser encendidas las lámparas durante el día.
2. De acuerdo a los resultados obtenidos, sería conveniente una evaluación del proyecto a nivel de pre-factibilidad; sin embargo, se debería realizar antes un estudio de eficiencia energética para poder determinar con exactitud los consumos energéticos y tener la situación de referencia optimizada, de esta manera se podrá obtener una mejor cuantificación de los beneficios del proyecto.
3. Para análisis futuros, se requiere que el personal de planta lleve a cabo un programa de monitoreo constante a lo largo del año, identificando los días de mayor carga térmica (en base a la producción) y consumo eléctrico, para ello deberán implementarse sistemas de medición y adquisición de datos, en los principales puntos de suministro.
4. Así mismo, para el diseño óptimo de la caldera de recuperación de calor (HRSG), es necesario conocer la curva de demanda de vapor de la planta, por esta razón es que se recomienda ejecutar un monitoreo de la demanda cada 15 min, no menor a un año.
5. Recomendaciones para el Sistema de Refrigeración:
  - a) Realizar los cambios de los sistemas de compresión por compresores modernos de pistón o de tornillo, de preferencia de los segundos.
  - b) Centralizar la carga de refrigeración de la mayor parte de los equipos de la planta.
  - c) Evitar consumo excesivo de agua ya que si bien el consumo en m<sup>3</sup> no afecta la facturación total por agua de la planta, en lo que le afecta es en el consumo de energía eléctrica por bombeo de la misma.
  - d) Optimizar las presiones de cada equipo de refrigeración en lo que se refiere al recalentamiento en el evaporador y el sub-enfriamiento en el condensador.
  - e) Todos los sistemas de preferencia deben trabajar con frío de alta calidad, es decir la temperatura de evaporación debe estar acorde con la temperatura



requerida, ya que sabemos que con una mayor presión de evaporación de aumenta la capacidad del equipo sin descuidar la temperatura de conservación del producto a enfriar el cual puede ser simplemente agua.

- f) Se deben levantar todas las observaciones que están originando en excesivo consumo de energía eléctrica, dichas observaciones están confirmadas con la experiencia, fotos y fotos termografías.

## 2 DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA INSTALACIÓN

---

### 2.1 IDENTIFICACIÓN DE LA EMPRESA

LAIVE S.A. es una empresa del sector agroindustrial, del ramo de fabricación de alimentos para consumo humano, Lácteos (Yogurt, refrescos, quesos, manjar y mantequilla), Cárnicos (Jamones, hot dog, chorizos, salchichas y chicharrón), UHT leches en caja, bolsa y jugos en caja.

Sus principales datos son:

- Nombre : LAIVE S.A.
- RUC : 20100095450
- Dirección : AV. NICOLAS DE PIEROLA NRO. 601  
FND. LA ESTRELLA
- Altura de ubicación (m.s.n.m.) : 150
- Nº empleados/obreros : 990.
- Régimen de trabajo : 3 turnos/día, 7 días/semana (Lu-do)

### 2.2 DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN Y PROCESOS PRODUCTIVOS

Las instalaciones de LAIVE S.A., está conformada por 3 plantas: Lácteos, Cárnicos y UHT (Ultra High Temperature), los cuales se distribuyen en las siguientes áreas o Centro de costos:

**A) LACTEOS:** Se producen los siguientes productos:

1. Producción de Queso Fundido
2. Producción de Queso Parmesano rallado
3. Producción de Queso Crema
4. Producción de Yogurt



5. Producción de Leches Fermentadas
6. Producción de Queso Fresco
7. Producción de Quesos Rebanados
8. Envasado de Yogurt y refresco
9. Producción de Mantequilla
10. Producción de Crema de Leche
11. Producción de Manjar y Dulce de Leche

La línea de queso fundido, parmesano y mantequilla tiene un proceso de producción independiente de la producción de yogurt, queso fresco o manjar. El producto final de la producción de yogurt se divide en: Yogurt en botellita, Yogurt litro y yogurt en galoneras.

Sistemas Auxiliares:

12. Cámaras de Refrigeración
13. Agua helada
14. Aire comprimido
15. Calderos
16. Oficinas administrativas

**B) CARNICOS:** Se producen los siguientes productos:

1. Producción de Salchichas Cocidas
2. Producción de Salchichas Crudas
3. Producción de Jamonadas, Jamones y Tocino Ahumado
4. Producción de Chicharrón de Prensa
5. Producción de Cabanossi
6. Producción de Hamburguesa Precocida

Dentro de cada proceso de producción se tiene los siguientes subprocesos: Recepción de materia prima, insumos, almacenamiento, molienda, cocción, enfriamiento, preparación de materiales auxiliares, empaque, envasado y despacho.

Sistemas Auxiliares:

7. Cámaras de refrigeración
8. Sistema de Agua Helada
9. Aire Comprimido

**C) UHT:** Donde se produce los siguientes productos:





1. Elaboración de Leche evaporada en bolsa
2. Elaboración de Leche en caja
3. Elaboración de Jugo en Caja

Para la producción se tienen principalmente los siguientes subprocesos:

- 1.- Formulación
- 2.- Esterilización
- 3.- Envasado
- 4.- Empaquetado

Sistemas Auxiliares:

- 5.- Agua helada
- 6.- Sistema de tratamiento y distribución de agua
- 7.- Sistema de Aire comprimido para procesos industriales y control.

#### **D) OFICINAS Y OTROS:**

- 1.- Oficinas Administrativas, laboratorios, talleres y otros

En el proceso productivo se tiene, energéticos que son compartidos por los diferentes procesos y líneas de producción, tales como: Electricidad, Gas natural, GLP, Vapor y Agua.



### 3 SUMINISTRO Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y ENERGÍA TÉRMICA

#### 3.1 SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

El suministro actual de energía eléctrica a las Plantas Industriales de LAIVE, es proporcionado por la Empresa Distribuidora LUZ DEL SUR, a través de 3 suministros como cliente libre, como se muestra en el Cuadro N° 2.1.

**Cuadro N° 3.1: Relación de Suministros – Planta Industrial LAIVE**

N° SUMINISTRO	PLANTA	TARIFA	NIVEL DE TENSIÓN (kV)	POTENCIA CONTRATADA (kW)
224719	Lácteos	MT1	10.0	1,200
739364	Cárnicos	MT1	10.0	950
1266703	UHT	MT1	22.9	1,670

Para el caso de interrupciones del suministro eléctrico en los 3 suministros, se cuenta con 4 grupos electrógenos, tal como se muestra en el Cuadro N° 2.2 se debe considerar que todos estos grupos abastecen en forma parcial la carga total de las plantas. Los Grupos consumen petróleo Diésel 2.

**Cuadro N° 3.2: Relación de Grupos Electrógenos – Planta LAIVE S.A.**

	UHT		CARNICOS	LACTEOS
	Grupo - 3	Grupo - 4	Grupo - 2	Grupo - 1
<b>Marca</b>	VOLVO PENTA	VOLVO PENTA	VOLVO PENTA	VOLVO PENTA
<b>Potencia</b>	480 kW / 600 KVA	604 kW / 755KVA	454 kW / 567.5 KVA	400 kW
<b>Cos Ø</b>	0.8	0.8	0.8	0.8
<b>Tensión</b>	230 Voltios	230 Voltios	230 Voltios	230 Voltios
<b>Frecuencia</b>	60 Hz	60 Hz	60 Hz	60 Hz
<b>Velocidad</b>	1800 RPM	1800 RPM	1800 RPM	1800 RPM
<b>Fases</b>	3	3	3	3
<b>Estado</b>	Operativo	Operativo	Operativo	Operativo
<b>Arranque</b>	Manual	Manual	Manual	Manual



### 3.2 PRECIO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

Con la tarifa actual como cliente libre con tarifa MT1, se tiene los siguientes costos promedio de energía para el año 2016.

**Año 2016**

Planta	Costo S/. / kW.h	Tipo de Cambio	Costo US\$ kW.h
Lácteos	0.2793	3.33	0.0839
Cárnicos	0.2989	3.33	0.0898
UHT	0.2657	3.33	0.0798
<b>Promedio</b>	<b>0.2813</b>	<b>3.33</b>	<b>0.0845</b>

### 3.3 DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

En el Cuadro N° 2.3 se muestra la relación de subestaciones de distribución de energía eléctrica en la Planta Industrial LAIVE S.A.

**Cuadro N° 3.3: Relación de Subestaciones de Distribución – Planta LAIVE S.A.**

	LACTEOS	CARNICOS		UHT
	SED – 1	SED – 2		SED – 3
<b>Marca</b>	ABB	ABB	ABB	DELCROSA
<b>Pot (KVA)</b>	1000	630	630	2000
<b>Tensión (KV)</b>	10/0.23	10/0.23	10/0.23	22.9/0.23
<b>Corriente (A)</b>	25/2510	36.4/1581.4	36.4/1581.4	50/5020
<b>Grupo de Conexión</b>	Dyn5	Dyn5	Dyn5	Dyn5
<b>Vcc (%)</b>		4.0	4.0	4.78
<b>Año de fabricación</b>				

Nota: SED: Subestaciones de Distribución

Del cuadro se tiene:

- La Planta Lácteos y Planta Cárnicos se alimentan en el nivel de tensión de 10 kV y la Planta UHT en 22.9 kV,
- La distribución en baja tensión en toda la Planta LAIVE S.A. es en 220 V.



### 3.4 BANCO DE CONDENSADORES

Con el fin de mejorar el factor de potencia y evitar el pago por energía reactiva, se tiene instalado bancos de condensadores automáticos tal como se muestra en el Cuadro N° 2.4.

**Cuadro N° 3.4: Relación de Bancos de Condensadores – Planta LAIVE S.A.**

	<b>LACTEOS</b>	<b>CARNICOS</b>	<b>UHT</b>
<b>Marca</b>	MERLYN G.	MERLYN G.	MERLYN G.
<b>kVAR</b>	210	150	<b>90+182+108=380</b>
<b>Etapas</b>	4 3 x 60 + 1 x 30	3 2 x 60 + 1 x 30	
<b>Tensión (Voltios)</b>	230	230	230
<b>Frecuencia Hz</b>	60	60	60



## 4 ANÁLISIS ENERGÉTICO ACTUAL DE LA INSTALACIÓN

Para determinar los niveles de los consumos actuales de energía eléctrica de las tres plantas de LAIVE S.A., se llevó a cabo la evaluación de la estadística de facturación y se procesaron la información de los registros de potencia cada 15 minutos de los medidores de energía de los tres suministros de LAIVE.

### EVALUACIÓN DEL CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Teniendo como fuente de información estadística los reportes de consumo de energía eléctrica proporcionada por LAIVE S.A. desde enero 2015 a junio de 2016 se tiene.

#### 3.1.1 Planta Lácteos

Del Cuadro Estadístico de Facturación, se resume lo siguiente:

**Cuadro N° 4.1: Estadística de Facturación de Energía Eléctrica – Lácteos**

MES/CONCEPTO	MDL H.P kW	MD L. HFP kW	MD Fac. Gen. kW	E.A HP kWh	E.A HFP L kWh	E.A MES kWh	ER L. kVARh	ER Fac. kVARh	F.P	FACTURA S/.	FACTURA ER S/.
ene-15	743	823	823	64 926	306 210	371 136	111 341	0	0.96	96 857	
feb-15	939	994	994	88 486	396 637	485 123	151 149	5 612	0.95	126 548	218
mar-15	887	952	952	81 955	343 079	425 033	141 577	14 067	0.95	116 596	551
abr-15	911	960	960	83 045	383 218	466 262	158 605	18 727	0.95	124 043	734
may-15	844	867	867	74 398	343 427	417 824	134 661	9 314	0.95	117 093	371
jun-15	857	879	879	88 568	365 768	454 336	148 465	12 164	0.95	125 854	488
jul-15	856	879	879	82 577	358 321	440 898	139 113	6 843	0.95	126 601	277
ago-15	892	892	892	75 515	359 933	435 448	130 634	0	0.96	128 816	
sep-15	938	917	917	85 639	367 049	452 688	149 186	13 380	0.95	146 029	539
oct-15	889	905	905	83 742	370 892	454 634	144 288	7 898	0.95	121 221	377
nov-15	904	910	910	85 068	357 667	442 735	153 729	20 908	0.94	120 442	997
dic-15	954	935	954	79 751	373 364	453 115	151 966	16 032	0.95	125 451	793
ene-16	971	962	971	84 195	378 701	462 896	154 801	15 933	0.95	133 205	799
feb-16	977	974	977	88 248	380 017	468 265	164 072	23 592	0.94	132 669	1183
mar-16	1 038	1 008	1 038	92 891	445 656	538 547	192 650	31 086	0.94	147 093	1610
abr-16	1 006	1 022	1 022	95 126	410 186	505 312	187 935	36 341	0.94	136 253	1793
may-16	997	1 022	1 022	86 927	378 502	465 428	171 522	31 893	0.94	131 528	1562
jun-16	934	1 022	1 022	83 114	366 374	449 489	166 779	31 933	0.94	123 883	1564
<b>PROMEDIO MENSUAL</b>	<b>919</b>	<b>940</b>	<b>944</b>	<b>83 565</b>	<b>371 389</b>	<b>454 954</b>	<b>152 915</b>	<b>16 429</b>	<b>0.95</b>	<b>126 677</b>	<b>866</b>
<b>MAXIMO MENSUAL</b>	<b>1 038</b>	<b>1 022</b>	<b>1 038</b>	<b>95 126</b>	<b>445 656</b>	<b>538 547</b>	<b>192 650</b>	<b>36 341</b>	<b>0.96</b>	<b>147 093</b>	<b>1 793</b>
<b>TOTAL ANUAL</b>				<b>1 002 779</b>	<b>4 456 666</b>	<b>5 459 445</b>	<b>1 834 983</b>	<b>197 150</b>		<b>1 520 122</b>	<b>10 391</b>

NOTA:

MD H.P : MAXIMA DEMANDA LEIDA HORA PUNTA  
 MD L. HFP : MAXIMA DEMANDA LEIDA HORA FUERA DE PUNTA  
 MD Fac. : MAXIMA DEMANDA FACTURADA  
 EXC. Fac. : EXCESO DE MAXIMA DEMANDA FACTURADA  
 E.A L. H.P. : ENERGIA ACTIVA HORA PUNTA  
 E.A L. H.F.P. : ENERGIA ACTIVA HORA FUERA DE PUNTA

E.A MES : ENERGIA ACTIVA MES  
 ER : ENERGIA REACT. MES  
 ER Fac. : ENERGIA REACT. FACT. MES  
 F.P : FACTOR DE POTENCIA

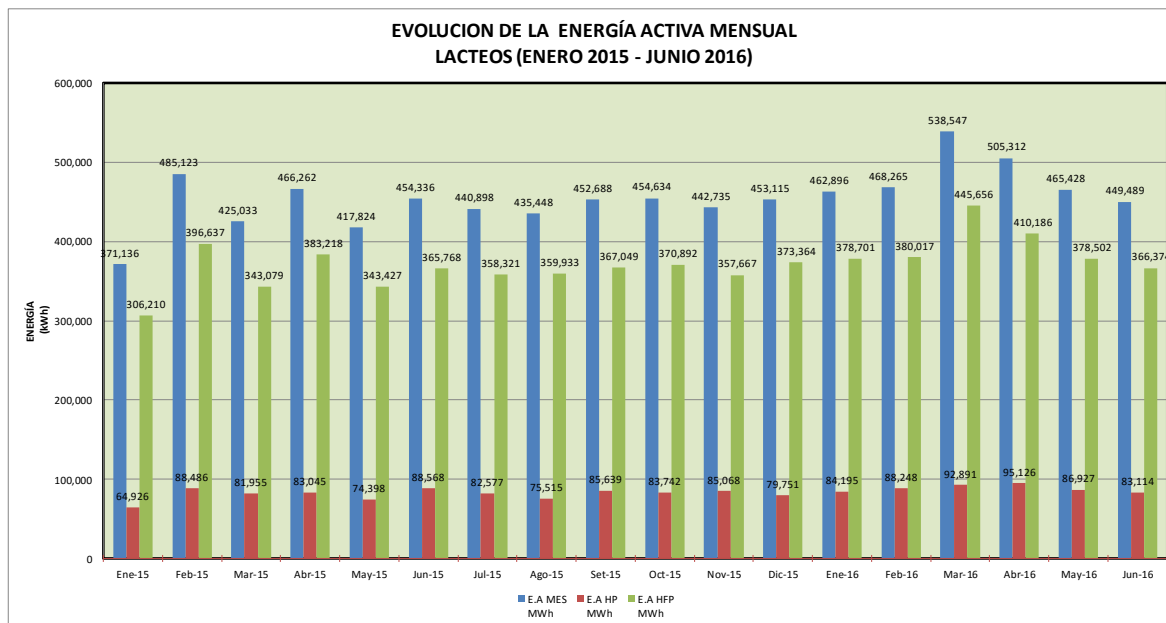
#### Energía Activa:

Promedio mensual en Hora Punta : 83,565 kW.h  
 Promedio mensual en Hora Fuera de Punta : 371,389 kW.h  
 Promedio mensual : 454,954 kW.h  
 Total al año : 5,459,445 kW.h



En el Figura N° 3.1 se muestra la evolución del consumo de energía.

**Figura N° 4.1: Evolución de la Energía (kW.h) – Planta LACTEOS**



El mes de Marzo del 2016 se ha alcanzado el máxima consumo de energía con 529,547 kW.h.

### Energía Reactiva

Promedio mensual : 16,429 kVAR.h  
Factor de potencia promedio : 0.95

Sólo existe facturación por energía reactiva cuando este supera el 30% del consumo de energía activa, en nuestro caso la energía reactiva consumida representa en promedio el 14% de la energía activa mensual.

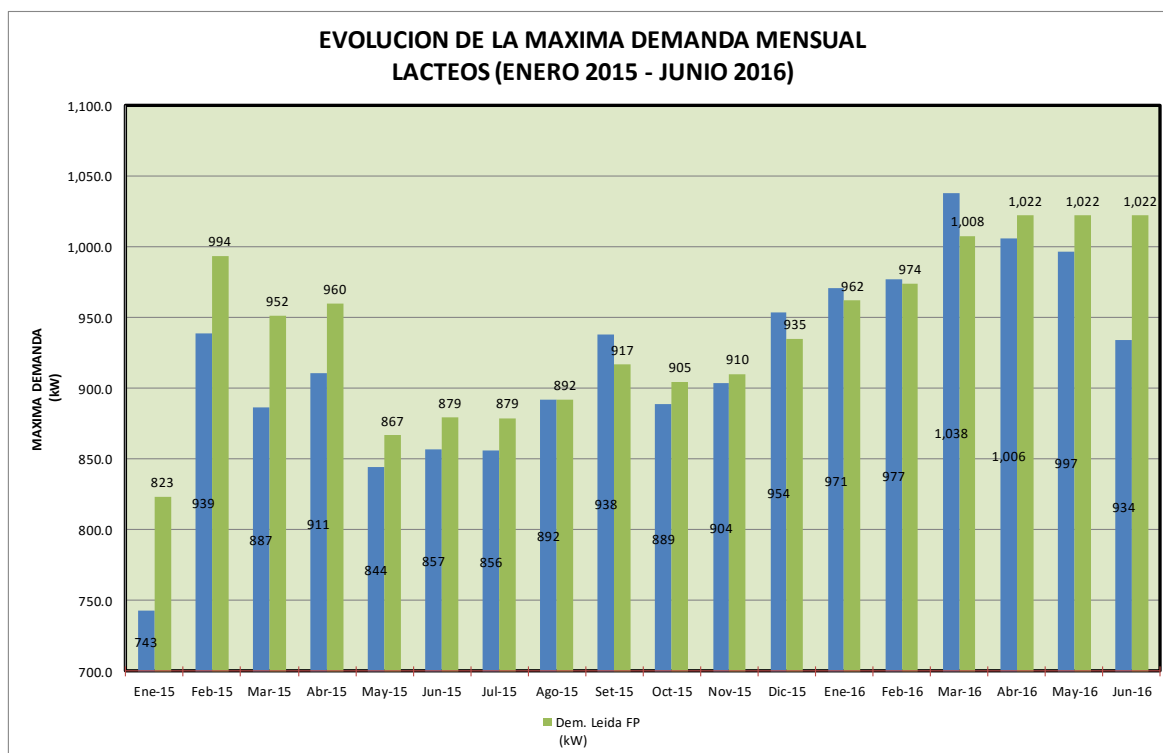
### Máxima Demanda:

Promedio mensual en Hora Punta : 919 kW  
Promedio mensual en Hora Fuera de Punta : 940 kW  
Promedio mensual Demanda Facturada : 944 kW

En el Figura N° 3.2 se muestra la evolución de la máxima demanda leída y facturada.



Figura N° 4.2: Evolución de la Máxima Demanda (kW) – Planta LACTEOS



En la figura anterior se observa que en el mes de marzo del 2016 se alcanzó la máxima demanda en hora punta con 1,038 kW, de igual forma el mes de Abril del 2016 se alcanzó la máxima demanda fuera de punta de 1,022 kW.

### 3.1.2 Planta Cárnicos

Del cuadro estadístico de facturación, se resume lo siguiente:

Cuadro N° 4.2: Estadística de Facturación de Energía Eléctrica - Cárnicos

MES CONCEPTO	MDL H.P kW	MD L. HFP kW	MD Fac. Gen. kW	MD Fac. Dist. kW	EXC. Fac. kW	E.A HP L kWh	E.A HFP L kWh	E.A MES kWh	ER L. kVARh	ER Fac. kVARh	F.P	FACTURA S/.
ene-15	627	829	829	838		60 685	304 066	364 751	56 929	0	0.99	97 203
feb-15	678	898	898	872		67 051	334 752	401 803	69 799	0	0.99	108 722
mar-15	660	911	911	905		64 761	315 241	380 003	72 868	0	0.98	106 068
abr-15	673	916	916	914		66 135	347 210	413 345	75 478	0	0.98	112 141
may-15	653	840	840	914		59 036	309 287	368 324	59 632	0	0.99	106 736
jun-15	629	796	796	914		64 441	307 593	372 033	57 891	0	0.99	107 394
jul-15	566	823	823	914		57 204	291 380	348 584	49 143	0	0.99	107 084
ago-15	532	763	763	914		52 349	278 968	331 317	37 464	0	0.99	105 221
sep-15	808	800	808	878		60 121	290 241	350 361	79 461	0	0.98	118 469
oct-15	808	831	831	831	831	58 729	301 484	360 213	16 332	0	1.00	102 388
nov-15	787	815	815	815	815	54 297	261 389	315 686	24 342	0	1.00	94 817
dic-15	849	836	849	836	836	58 067	302 449	360 516	36 712	0	0.99	106 048
ene-16	915	882	915	882	882	60 264	310 631	370 895	36 641	0	1.00	115 603
feb-16	842	882	882	882	882	63 924	305 603	369 527	46 061	0	0.99	110 591
mar-16	915	915	915	915	915	65 468	336 779	402 247	51 208	0	0.99	120 069
abr-16	866	915	915	915	915	62 433	310 273	372 706	42 837	0	0.99	108 942
<b>PROMEDIO MENSUAL</b>	<b>738</b>	<b>853</b>	<b>857</b>	<b>884</b>	<b>868</b>	<b>60 935</b>	<b>306 709</b>	<b>367 645</b>	<b>50 800</b>	<b>0</b>	<b>0.99</b>	<b>107 968</b>
<b>MAXIMO MENSUAL</b>	<b>915</b>	<b>916</b>	<b>916</b>	<b>915</b>	<b>915</b>	<b>67 051</b>	<b>347 210</b>	<b>413 345</b>	<b>79 461</b>	<b>0</b>	<b>1.00</b>	<b>120 069</b>
<b>TOTAL ANUAL</b>						<b>731 224</b>	<b>3 680 510</b>	<b>4 411 734</b>	<b>609 599</b>	<b>0</b>		<b>1 295 621</b>

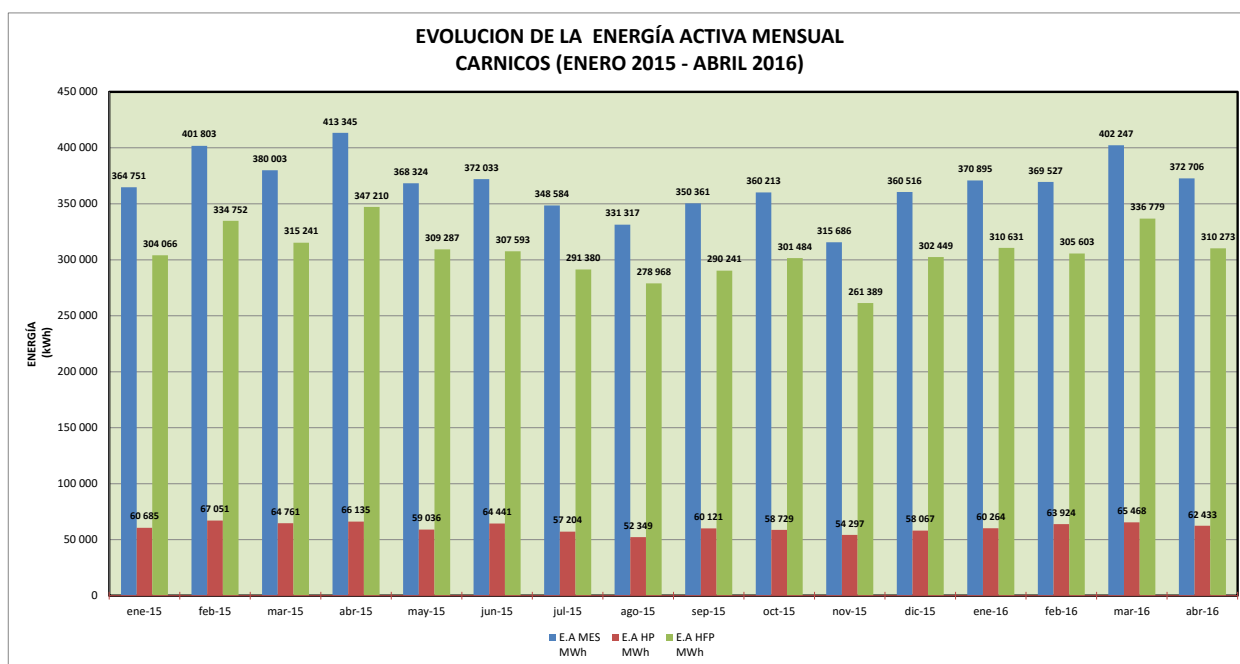


### Energía Activa:

Promedio mensual en Hora Punta	:	60,935 kW.h
Promedio mensual en Hora Fuera de Punta	:	306,709 kW.h
Promedio mensual total	:	367,645 kW.h
Total al año	:	4,411,734 kW.h

En el Figura N° 3.3 se muestra la evolución del consumo de energía, siendo en los meses de Abril 2015 y Marzo del 2016 que se alcanzó los máximos consumos con 413,345 y 402,247 kW.h, respectivamente.

**Figura N° 4.3: Evolución de la Energía (kW.h) – Planta CARNICOS**



### Energía Reactiva

Promedio mensual	:	50,800 kVAR.h
Factor de potencia promedio	:	0.99

La energía reactiva consumida representa el 17% de la energía activa mensual en promedio, por tanto, no se paga por este rubro en la facturación.

### Máxima Demanda:

Promedio mensual en Hora Punta	:	738 kW
--------------------------------	---	--------

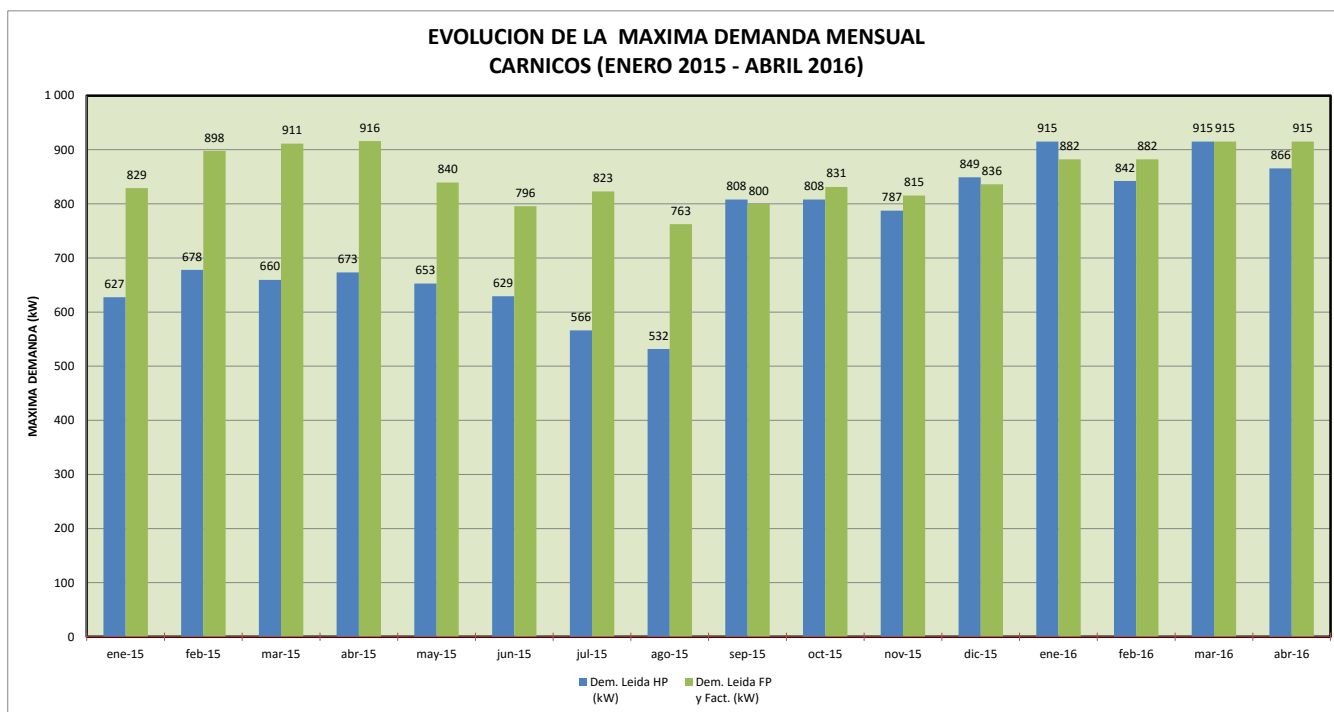




Promedio mensual en Hora Fuera de Punta : 853 kW  
 Promedio mensual Demanda Facturada : 857 kW

En el Figura N° 3.4 se muestra la evolución de la máxima demanda leída y facturada.

**Figura N° 4.4: Evolución de la Máxima Demanda (kW.h) – Planta CARNICOS**



En el Figura anterior se observa que el mes de abril del 2015 se alcanzó la máxima demanda de 916 kW, cabe resaltar que el mayor consumo de energía se dio en el mes de marzo del 2015.

### 3.1.3 Planta UHT

Del Cuadro Estadístico de Facturación, se resume lo siguiente:

**Cuadro N° 4.3: Estadística de Facturación de Energía Eléctrica – UHT**

MES/ CONCEPTO	MDL H.P kW	MD HFP kW	MD FAC. kW	E.A HP kWh	E.A HFP kWh	E.A MES kWh	ER kVARh	ER Fac. kVARh	F.P	FACTURA S/.	FACTURA ER S/.
ene-15	1 326	1 380	1 380	125 584	603 598	729 182	87 423	31 863	0.99	180 668	1 208
feb-15	1 382	1 358	1 382	142 896	623 521	766 417	254 327	24 402	0.95	193 507	949
mar-15	1 296	1 351	1 351	126 958	569 660	696 618	226 298	17 312	0.95	181 101	679
abr-15	1 386	1 434	1 434	148 392	677 245	825 637	289 090	41 399	0.94	207 478	1 623
may-15	1 315	1 331	1 331	129 706	614 315	744 021	243 885	20 679	0.95	196 711	823
jun-15	1 447	1 359	1 447	147 568	612 941	760 509	235 641	7 488	0.96	206 539	300
jul-15	1 296	1 470	1 470	132 454	605 522	737 975	218 191	0	0.96	208 717	0
ago-15	1 303	1 375	1 375	123 523	619 399	742 922	246 221	23 344	0.95	212 080	950
sep-15	1 548	1 395	1 395	140 401	592 795	733 196	250 977	31 018	0.95	233 830	1 250
oct-15	1 382	1 459	1 459	140 231	651 426	791 657	319 116	81 618	0.93	204 144	3 891
nov-15	1 420	1 459	1 459	140 065	626 098	766 163	312 966	83 117	0.93	201 437	3 962
dic-15	1 422	1 446	1 446	135 800	660 247	796 047	285 928	47 114	0.94	206 172	1 974
ene-16	1 412	1 421	1 421	139 227	658 075	797 302	279 521	40 330	0.94	214 234	2 023
feb-16	1 393	1 421	1 421	140 991	617 369	758 360	261 473	33 964	0.95	202 805	1 703
mar-16	1 362	1 421	1 421	141 178	632 148	773 326	283 798	51 800	0.94	204 260	2 683
abr-16	1 386	1 421	1 421	133 899	603 259	737 158	263 607	42 460	0.94	192 966	2 094
may-16	1 450	1 436	1 436	134 033	611 274	745 307	228 955	5 363	0.96	198 499	263
jun-16	1 340	1 431	1 431	134 967	604 274	739 241	221 772	0	0.96	190 044	0
<b>PROMEDIO MENSUAL</b>	<b>1 381</b>	<b>1 409</b>	<b>1 416</b>	<b>136 548</b>	<b>621 287</b>	<b>757 835</b>	<b>250 510</b>	<b>32 404</b>	<b>0.95</b>	<b>201 955</b>	<b>1 465</b>
<b>MAXIMO MENSUAL</b>	<b>1 548</b>	<b>1 470</b>	<b>1 470</b>	<b>148 392</b>	<b>677 245</b>	<b>825 637</b>	<b>319 116</b>	<b>83 117</b>	<b>0.99</b>	<b>233 830</b>	<b>3 962</b>
<b>TOTALANUAL</b>				<b>1 638 581</b>	<b>7 455 444</b>	<b>9 094 025</b>	<b>3 006 126</b>	<b>388 849</b>		<b>2 423 461</b>	<b>17 584</b>

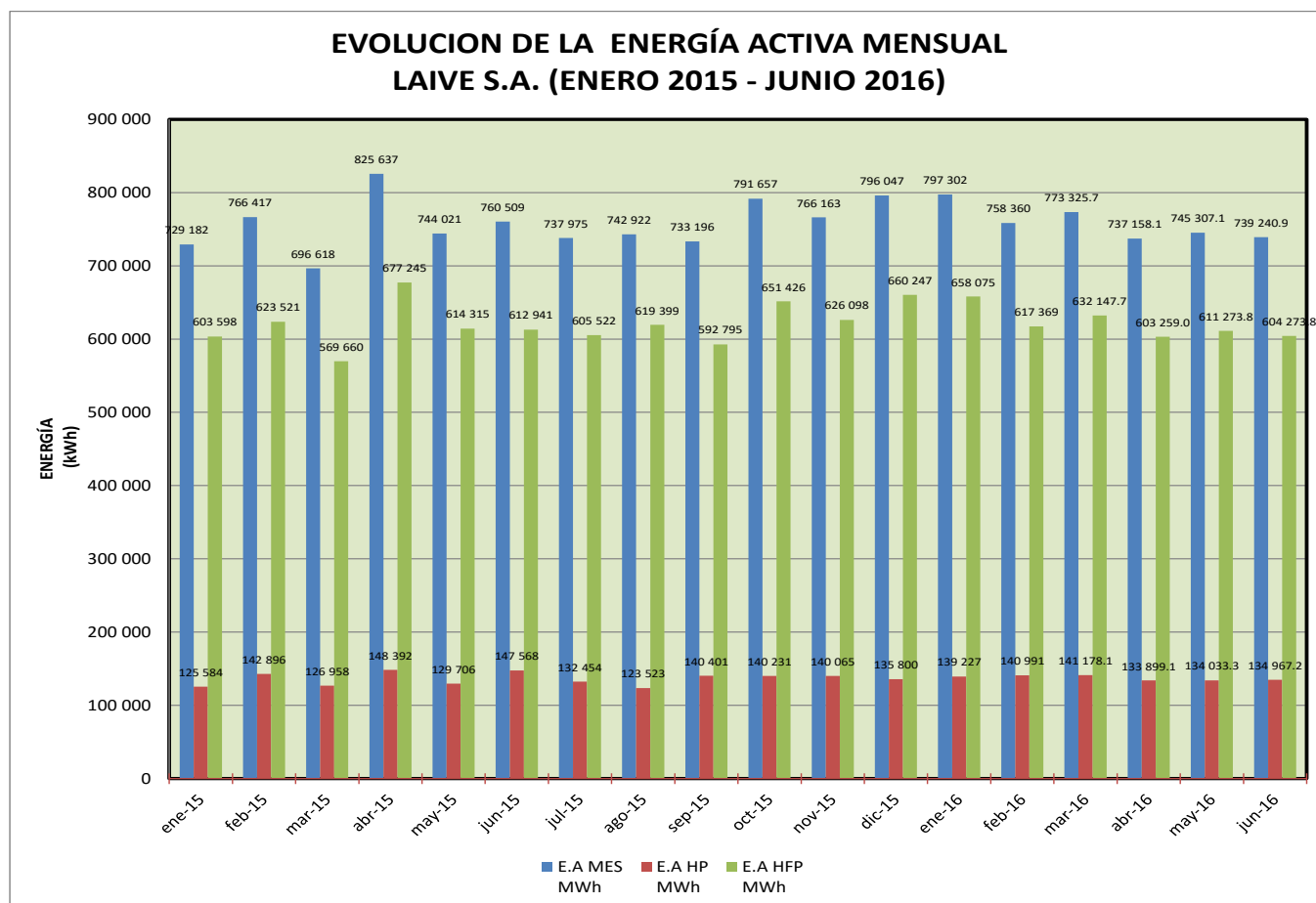
**Energía Activa :**

Promedio mensual en Hora Punta	:	136,548 kW.h
Promedio mensual en Hora Fuera de Punta	:	621,287 kW.h
Total al año	:	9,094,025 kW.h
Factor de potencia promedio	:	0.95

En el Figura N° 3.5 se muestra la variación del consumo de energía, en donde se puede apreciar el máximo consumo en el mes de abril de 2015; el mínimo consumo se produjo en el mes de marzo de 2015. Nótese también que el consumo de energía en horas punta es casi constante.



Figura N° 4.5: Evolución de la Energía (kW.h) – Planta UHT



### Energía Reactiva

Promedio mensual : 32,404 kVAR.h  
 Factor de potencia promedio : 0.95

Sólo existe facturación por energía reactiva cuando este supera el 30% del consumo de energía activa, en todos los meses la energía reactiva consumida supera el 30% de la energía activa mensual.

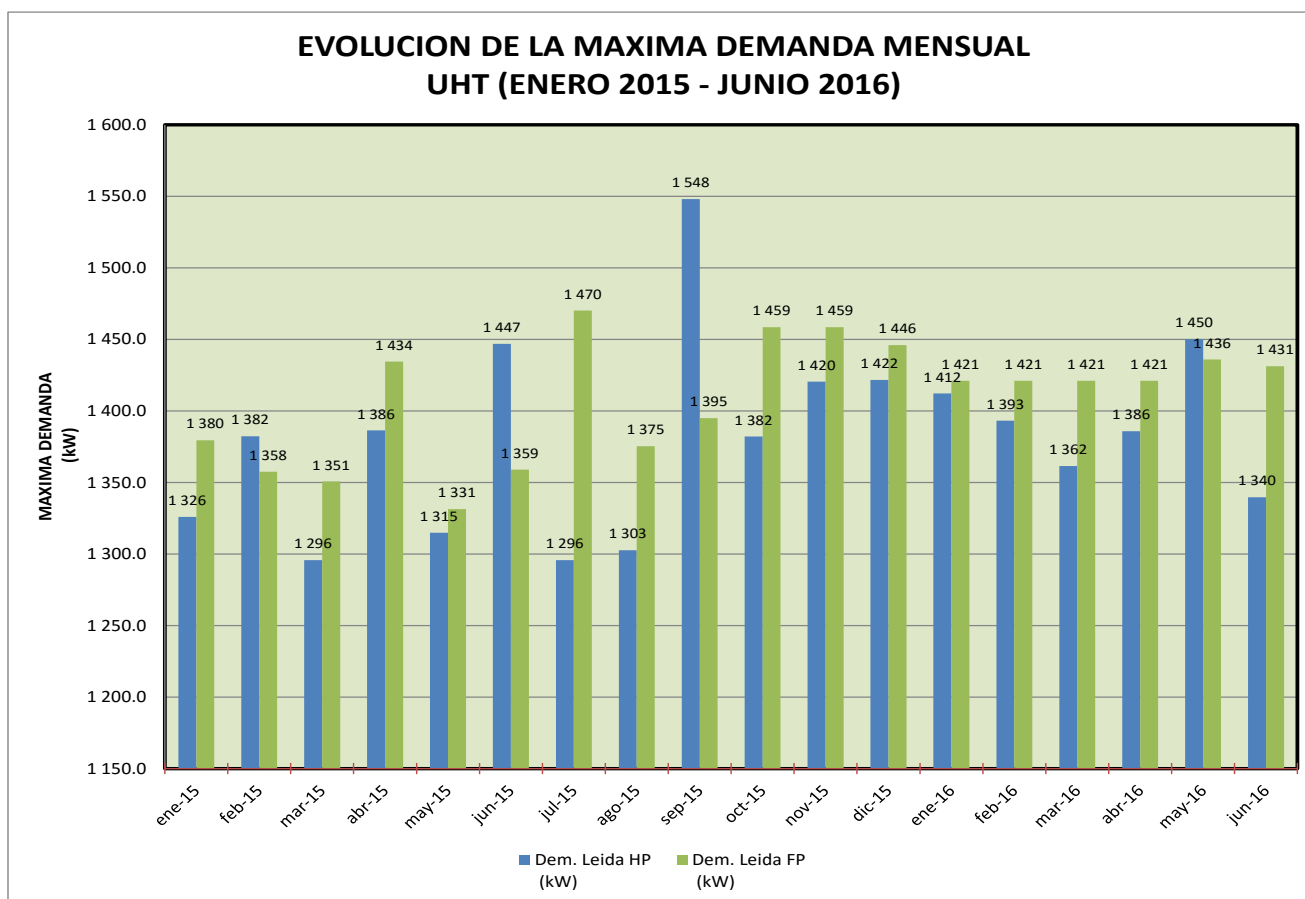
### Máxima Demanda:

Promedio mensual en Hora Punta : 1381 kW  
 Promedio mensual en Hora Fuera de Punta : 1409 kW  
 Promedio mensual Demanda Facturada : 1415 kW

En el Figura N° 3.6 se muestra la variación mensual de la máxima demanda leída.



**Figura N° 4.6: Evolución de la Máxima Demanda (kW) – Planta UHT**



En el Figura se observa que en el mes de septiembre del 2015 se ha producido la máxima demanda (1548 kW).

La potencia facturada se denomina potencia variable y es el resultado del promedio de las dos máximas demandas leídas durante los últimos seis meses, incluido el mes que se factura.

## ANÁLISIS DE LOS REGISTROS DE POTENCIA O DIAGRAMAS DE CARGA

### Planta Lácteos

Para determinar el consumo total de la Planta LACTEOS, se procesó la información del mes de junio de 2016, los que han sido procesados sobre la base de la máxima demanda del mes de junio de 2016.



**Cuadro N° 4.4: Resumen de Mediciones – Semana de la Máxima Demanda  
Totalizador Planta Lácteos**

Fecha	Día	Máxima Demanda (kW)			Energía Activa (kW.h)			fc	fp
		HP	HFP	DIA	HP	HFP	DIA		
06/06/2016	LUNES	799.9	873.3	873.3	3 552.5	12 892.0	16 444.5	0.78	0.94
07/06/2016	MARTES	802.7	903.5	903.5	3 721.1	14 025.3	17 746.4	0.82	0.93
08/06/2016	MIÉRCOLES	<b>828.8</b>	<b>934.9</b>	<b>934.9</b>	3 782.3	14 724.6	18 506.9	0.82	0.93
09/06/2016	JUEVES	836.5	881.0	881.0	3 763.1	14 435.5	18 198.6	0.86	0.93
10/06/2016	VIERNES	822.5	925.0	925.0	3 718.3	14 481.3	18 199.7	0.82	0.93
11/06/2016	SÁBADO	504.8	884.6	884.6	2 264.1	11 496.6	13 760.8	0.65	0.94
12/06/2016	DOMINGO	435.0	508.7	508.7	1 887.9	7 305.4	9 193.3	0.75	0.94
	<b>Máximo</b>	836.5	934.9	934.9	3 782.3	14 724.6	18 506.9	0.86	0.94
	<b>Mínimo</b>	435.0	508.7	508.7	1 887.9	7 305.4	9 193.3	0.65	0.93
	<b>Promedio</b>	718.6	844.4	844.4	3 241.3	12 765.8	16 007.2	0.79	0.93
	<b>Promedio días útiles</b>				<b>3 236</b>	<b>12 237</b>	<b>15 473</b>		
	<b>SÁBADO</b>				<b>3 763</b>	<b>14 436</b>	<b>18 199</b>		
	<b>DOMINGO</b>				<b>3 718</b>	<b>14 481</b>	<b>18 200</b>		
	<b>Proyección al mes</b>				<b>104 352</b>	<b>397 115</b>	<b>501 467</b>		

En el cuadro anterior se observa que la máxima demanda registrada de 934.9 kW ocurrió el día miércoles 8 de junio, en general la máxima demanda promedio es de 844 kW.

El factor de carga máximo es de 0.79, siendo el factor de potencia promedio de 0.93.

En el Figura N° 3.7 se presenta el día de máxima demanda del totalizador de la Planta Lácteos.

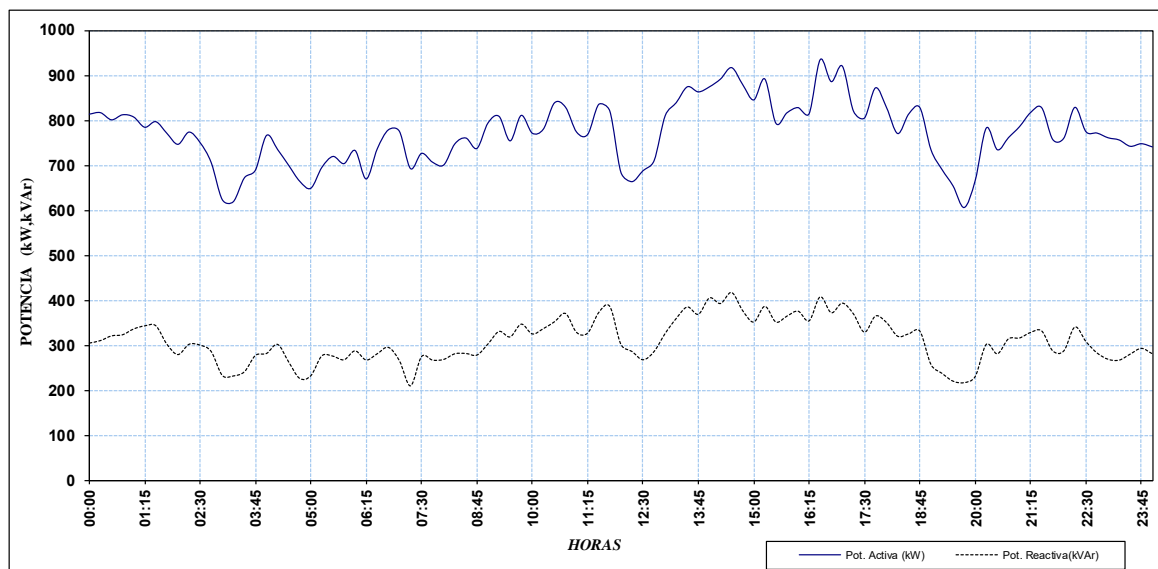


**Figura N° 4.7: Diagrama de Carga del día de Máxima Demanda - Planta Lácteos**

FECHA : 08-jun-16

DÍA : MIÉRCOLES

**DIAGRAMA DE CARGA**



**PARAMETROS ELECTRICOS REGISTRADOS Y CALCULADOS**

PARAMETROS REGISTRADOS					
MAXIMA DEMANDA			DEMANDA PROMEDIO		
H.P	828.8	kW	H.P	756.5	kW
H.F.P	934.9	kW	H.F.P	775.0	kW
DIA	934.9	kW	DIA	771.1	kW
ENERGIA ACTIVA			ENERGIA REACTIVA		
H.P	3782	kWh	H.P	1448	KVARh
H.F.P	14725	kWh	H.F.P	5998	KVARh
DIA	18507	kWh	DIA	7446	KVARh
PARAMETROS CALCULADOS					
FACTOR DE CARGA			FACTOR DE PERDIDAS		
H.P	0.91		H.P	0.66	
H.F.P	0.83		H.F.P	0.69	
DIA	0.82		DIA	0.69	
<b>FACTOR DE POTENCIA (promedio del día)</b>				0.93	Inductivo

**Nota:**

H.P. : Horas de punta (18:00 a 23:00)  
H.F.P. : Horas fuera de punta

En el diagrama de carga anterior la máxima demanda se presentó a las 16:30 horas del día miércoles con 934.9 kW, siendo este un pico de carga que sólo duró 15 minutos.

El factor de potencia promedio registrado fue de 0.93.

Las cámaras de frío tienen un trabajo continuo, y están consideradas como cargas base debido a que tienen mayor incidencia en la máxima demanda y en el consumo de energía de la planta.



## Planta Cárnicos

Para determinar el consumo total de la Planta CARNICOS, se procesó la información del mes de junio de 2016, los que han sido procesados sobre la base de la máxima demanda del mes de junio de 2016.

En el Cuadro N° 3.5 se aprecia el resumen de las mediciones de la semana del día de máxima demanda de junio de 2016.

**Cuadro N° 4.5: Resumen de Mediciones - Días Semana de Máxima Demanda  
Totalizador Planta Cárnicos**

Fecha	Día	Máxima Demanda (kW)			Energía Activa (kW.h)			fc	fp
		HP	HFP	DIA	HP	HFP	DIA		
06/06/2016	LUNES	491.9	725.5	725.5	2 179.9	9 569.9	11 749.8	0.67	0.92
07/06/2016	MARTES	538.6	713.1	713.1	2 325.5	10 034.7	12 360.2	0.72	0.91
08/06/2016	MIÉRCOLES	589.4	780.4	780.4	2 362.6	10 473.0	12 835.6	0.69	0.91
09/06/2016	JUEVES	527.6	744.7	744.7	2 287.7	10 343.1	12 630.9	0.71	0.91
10/06/2016	VIERNES	507.0	780.4	780.4	2 348.2	10 335.6	12 683.8	0.68	0.91
11/06/2016	SÁBADO	417.7	618.3	618.3	1 883.8	8 789.1	10 672.9	0.72	0.94
12/06/2016	DOMINGO	372.4	416.3	416.3	1 603.8	6 360.2	7 964.0	0.80	0.98
	<b>Máximo</b>	589.4	780.4	780.4	2 362.6	10 473.0	12 835.6	0.80	0.98
	<b>Mínimo</b>	372.4	416.3	416.3	1 603.8	6 360.2	7 964.0	0.67	0.91
	<b>Promedio</b>	492.1	682.7	682.7	2 141.6	9 415.1	11 556.7	0.71	0.93
	<b>Promedio días útiles</b>				<b>2 118</b>	<b>9 109</b>	<b>11 227</b>		
	<b>SÁBADO</b>				<b>2 288</b>	<b>10 343</b>	<b>12 631</b>		
	<b>DOMINGO</b>				<b>2 348</b>	<b>10 336</b>	<b>12 684</b>		
	<b>Proyección al mes</b>				<b>67 256</b>	<b>292 232</b>	<b>359 488</b>		

En el cuadro anterior se observa que la máxima demanda registrada de 780.4 kW, ocurrió el día viernes 10 de junio, en general la demanda promedio es de 682.7 kW.



Es importante destacar que el factor de carga promedio es de 0.71 y el factor de potencia promedio es de 0.93.

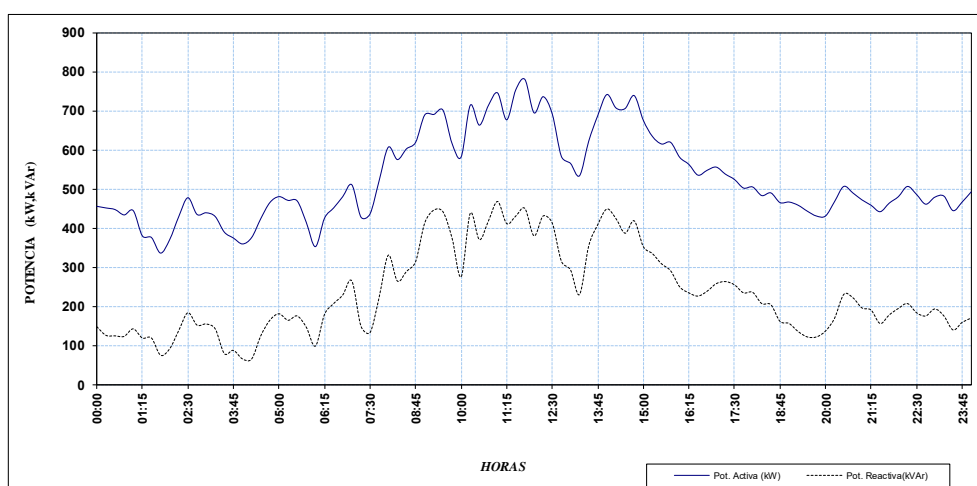
En la Figura N° 3.8 se presenta el día de máxima demanda de la totalizadora planta de Cárnicos.

**Figura N° 4.8: Diagrama de Carga del día de Máxima Demanda - Planta Cárnicos**

FECHA : 10-jun-16

DIA : VIERNES

**DIAGRAMA DE CARGA**



**PARAMETROS ELECTRICOS REGISTRADOS Y CALCULADOS**

PARAMETROS REGISTRADOS					
MAXIMA DEMANDA			DEMANDA PROMEDIO		
H.P	507.0	kW	H.P	469.6	kW
H.F.P	780.4	kW	H.F.P	544.0	kW
DIA	780.4	kW	DIA	528.5	kW
ENERGIA ACTIVA			ENERGIA REACTIVA		
H.P	2348	kWh	H.P	888	KVAh
H.F.P	10336	kWh	H.F.P	4809	KVAh
DIA	12684	kWh	DIA	5697	KVAh
PARAMETROS CALCULADOS					
FACTOR DE CARGA			FACTOR DE PERDIDAS		
H.P	0.93		H.P	0.36	
H.F.P	0.70		H.F.P	0.51	
DIA	0.68		DIA	0.48	
<b>FACTOR DE POTENCIA (promedio del día)</b>				0.91	Inductivo

**Nota:**

H.P. : Horas de punta (18:00 a 23:00)  
H.F.P. : Horas fuera de punta

Como se puede apreciar en el diagrama de carga, la máxima demanda se presenta a las 11:45 horas, del día viernes, y si observamos el resto de diagramas de carga la máxima demanda se da entre el lunes y viernes en el período de 8:30 a.m. a 16:30 horas).

Por otro lado, se observa que el factor de carga es de 0.68, debido a que existen cargas principales que modulan la máxima demanda y tienen un comportamiento variable tales como las Cutter, sistema de agua helada, etc.





Las cámaras de frío y los sistemas de aire acondicionado tienen un trabajo continuo, y están consideradas como cargas base debido a que tienen mayor incidencia en la máxima demanda y en el consumo de energía de la planta.

### Planta UHT

Para determinar el consumo total de la Planta UHT, se procesó la información del mes de junio de 2016.

En el Cuadro N° 3.6 se aprecia el resumen de las mediciones de la semana del día de máxima demanda de junio de 2016.

**Cuadro N° 4.6: Resumen de Mediciones Totalizador Planta UHT- Semana de Máxima Demanda**

Fecha	Día	Máxima Demanda (kW)			Energía Activa (kW.h)			fc	fp
		HP	HFP	DIA	HP	HFP	DIA		
13/06/2016	LUNES	1231.2	1217.2	1231.2	5 703.5	21 408.7	27 112.2	0.92	0.95
14/06/2016	MARTES	1237.0	1267.1	1267.1	5 577.4	21 223.5	26 800.8	0.88	0.95
15/06/2016	MIÉRCOLES	1189.2	1294.7	1294.7	5 530.2	20 735.2	26 265.4	0.85	0.96
16/06/2016	JUEVES	1207.3	1214.8	1214.8	5 617.0	20 430.1	26 047.1	0.89	0.95
17/06/2016	VIERNES	1150.9	1185.1	1185.1	5 115.0	19 333.3	24 448.3	0.86	0.96
18/06/2016	SÁBADO	1154.6	1273.7	1273.7	5 347.8	21 309.4	26 657.2	0.87	0.95
19/06/2016	DOMINGO	958.4	1134.0	1134.0	4 556.0	17 061.0	21 617.0	0.79	0.97
	<b>Máximo</b>	1237.0	1294.7	1294.7	5 703.5	21 408.7	27 112.2	0.92	0.97
	<b>Mínimo</b>	958.4	1134.0	1134.0	4 556.0	17 061.0	21 617.0	0.79	0.95
	<b>Promedio</b>	1161.2	1226.6	1228.7	5 349.6	20 214.5	25 564.0	0.87	0.96
	<b>Promedio días útiles</b>				<b>5 342</b>	<b>20 107</b>	<b>25 449</b>		
	<b>SÁBADO</b>				<b>5 617</b>	<b>20 430</b>	<b>26 047</b>		
	<b>DOMINGO</b>				<b>5 115</b>	<b>19 333</b>	<b>24 448</b>		
	<b>Proyección al mes</b>				<b>165 789</b>	<b>621 517</b>	<b>787 306</b>		



En el cuadro se observa que la máxima demanda en hora punta fue el 14 de junio con 1237 kW, la máxima demanda en hora fuera de punta fue el miércoles 15 de junio; el factor de carga promedio es de 0.87 y el factor de potencia promedio es 0.96.

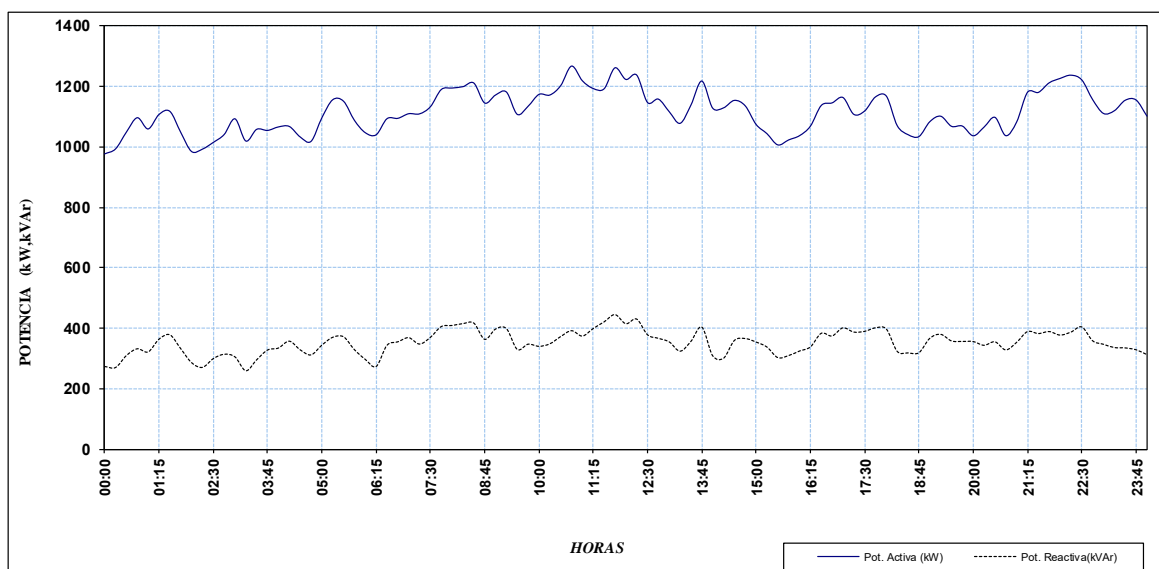
En la Figura N° 3.9 se presenta el día de máxima demanda del totalizador.

**Figura N° 4.9: Diagrama de Carga del día de Máxima Demanda – Planta UHT**

FECHA : 14-jun-16

DIA : MARTES

**DIAGRAMA DE CARGA**



**PARAMETROS ELECTRICOS REGISTRADOS Y CALCULADOS**

PARAMETROS REGISTRADOS					
MAXIMA DEMANDA			DEMANDA PROMEDIO		
H.P	1237.0	kW	H.P	1115.5	kW
H.F.P	1267.1	kW	H.F.P	1117.0	kW
DIA	1267.1	kW	DIA	1116.7	kW
ENERGIA ACTIVA			ENERGIA REACTIVA		
H.P	5577	kWh	H.P	1801	KVARh
H.F.P	21223	kWh	H.F.P	6693	KVARh
DIA	26801	kWh	DIA	8494	KVARh
PARAMETROS CALCULADOS					
FACTOR DE CARGA			FACTOR DE PERDIDAS		
H.P	0.90		H.P	0.78	
H.F.P	0.88		H.F.P	0.78	
DIA	0.88		DIA	0.78	
FACTOR DE POTENCIA (promedio del día)				0.95	Inductivo

**Nota:**

H.P. : Horas de punta (18:00 a 23:00)

H.F.P. : Horas fuera de punta

Como se puede apreciar en el diagrama de carga, la máxima demanda se presentó a las 10:45 horas del día martes 14 de junio.



## 5 DESCRIPCIÓN Y ANÁLISIS DE LAS MEJORAS

Sobre la base del análisis energético de las instalaciones y las observaciones efectuadas durante la visita técnica, tanto en el modo operativo como en el uso de los equipos consumidores de energía eléctrica; se recomiendan las siguientes mejoras destinadas a reducir los gastos por concepto de energía eléctrica y energía térmica; la evaluación económica se hará teniendo en cuenta los precios de energía eléctrica vigentes a la fecha.

### INCREMENTO DE LA COMPENSACIÓN REACTIVA – LÁCTEOS Y UHT

Sobre la base del análisis del consumo de energía reactiva del año 2015-2016 y las mediciones registradas en el mes de junio 2016, se tiene:

#### PLANTA LÁCTEOS:

Demanda Promedio diario	:	844 kW
Máxima demanda mensual	:	940 kW
Factor de Potencia promedio del día	:	0.93
Factor de Potencia deseado	:	0.98

#### COMPENSACIÓN MÍNIMA ADECUADO

$$Q_{cmin} = 844 \times [\tan(\cos^{-1}(0.93)) - \tan(\cos^{-1}(0.98))] ]$$

$$Q_{cmin} = 141 \text{ kVAR}$$

#### CÁLCULO DE AHORROS POR COMPENSACIÓN REACTIVA

CONSUMO PROMEDIO MENSUAL POR E.A.	454,954
CONSUMO PROMEDIO MENSUAL POR E.R.	152,915
CONSUMO FACTURADO PROMEDIO MENSUAL POR E.R.	16,429

CARGO PROMEDIO MENSUAL POR CONSUMO DE E.R.	US \$.	260
--	--------	-----

<b>AHORRO PROMEDIO AÑO</b>	<b>US \$.</b>	<b>3121</b>
----------------------------	---------------	-------------

Ahorro Económico = 3 121 US\$/año
-----------------------------------



<b>COMPENSACION</b>
AHORRO/MES
260
AHORRO/ANUAL
3121
COSTO TOTAL ACTUAL/ANUAL
3121
% ANUAL
100.00

Nº	MEJORAS	AHORRO (US \$./año)	PORCENTAJE DE AHORRO (%)	INVERSION (US \$.)	RETORNO DE INVERSION (MESES)
1	COMPENSACION REACTIVA ADECUADO (FDP=0.98)	3120.5	100.00	8460	33

**Inversión:** Considerando el costo para un banco automático de 60US\$/ kVAR, se tiene que la inversión en el banco de **141 kVAR - 230V** es de US\$ 8 640 (Ocho mil seiscientos cuarenta dólares americanos).

**Retorno de la inversión:** 2.7 años (33 meses)

#### Evaluación Económica para la Implementación de un sistema de compensación reactiva en la Planta de Lácteos

<b>1.- Datos</b>	
Tasa de descuento	12%
Inflación	0%

Ahorro Anual	3 121
Mantenimiento	
Inversión en proyecto de mejora	8 460

	Beneficios Netos Totales										
	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
<b>2.- Costos Incrementales</b>											
Ahorros		3 121	3 121	3 121	3 121	3 121	3 121	3 121	3 121	3 121	3 121
Mantenimiento (anual)											
Flujo de caja	-8 460	3 121	3 121	3 121	3 121	3 121	3 121	3 121	3 121	3 121	3 121
<b>RESULTADOS</b>	<b>VAN (12%)</b>										
VAN A 10 AÑOS	9 174	US\$									
TIR A 10 AÑOS	35%										
PAYBACK (SIMPLE)	2.7	Años									

#### PLANTA UHT:

Demanda Promedio mensual	:	1409 kW
Máxima demanda mensual	:	1470 kW
Factor de Potencia promedio del día	:	0.95
Factor de Potencia deseado	:	0.98

#### COMPENSACIÓN MÍNIMA ADECUADO

$$Q_{cmin} = 1409 \times [\tan(\cos^{-1}(0.95)) - \tan(\cos^{-1}(0.98))] ]$$

$$Q_{cmin} = 180 \text{ kVAR}$$



## CÁLCULO DE AHORROS POR COMPENSACIÓN REACTIVA

CONSUMO PROMEDIO MENSUAL POR E.A.	757,835
CONSUMO PROMEDIO MENSUAL POR E.R.	250,510
CONSUMO FACTURADO PROMEDIO MENSUAL POR E.R.	32,404

CARGO PROMEDIO MENSUAL POR CONSUMO DE E.R.	US \$.	440
--	--------	-----

<b>AHORRO PROMEDIO AÑO</b>	<b>US \$.</b>	<b>5280</b>
----------------------------	---------------	-------------

<b>COMPENSACION</b>	
AHORRO/MES	440
AHORRO/ANUAL	5280
COSTO TOTAL ACTUAL/ANUAL	5280
% ANUAL	100.00

Nº	MEJORAS	AHORRO (US \$.año)	PORCENTAJE DE AHORRO (%)	INVERSION (US \$.)	RETORNO DE INVERSION (MESES)
1	COMPENSACION REACTIVA ADECUADO (FDP=0.98)	5280.3	100.00	10800	25

**Inversión:** Considerando el costo para un banco automático de 60US\$/ kVAR, se tiene que la inversión en el banco de 180 kVAR es de US\$ 10 800 (Diez mil ochocientos dólares americanos).

**Retorno de la inversión:** 2 años (24 meses)

### Evaluación Económica para la Implementación de un sistema de compensación reactiva en la Planta de UHT

<b>1.- Datos</b>	
Tasa de descuento	12%
Inflación	0%

Ahorro Anual	5 280
Mantenimiento	
Inversión en proyecto de mejora	10 800

	Beneficios Netos Totales										
	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
<b>2.- Costos Incrementales</b>											
Ahorros		5 280	5 280	5 280	5 280	5 280	5 280	5 280	5 280	5 280	5 280
Mantenimiento (anual)											
Flujo de caja	-10 800	5 280	5 280	5 280	5 280	5 280	5 280	5 280	5 280	5 280	5 280
<b>RESULTADOS</b>	<b>VAN (12%)</b>										
VAN A 10 AÑOS	19 033	US\$									
TIR A 10 AÑOS	48%										
PAYBACK (SIMPLE)	2.0	Años									



## PROYECTO DE REINGENIERÍA EN SISTEMA DE REFRIGERACIÓN

### 1.- Objeto

El presente proyecto tiene por objeto la evaluación de la carga térmica de las instalaciones de la Planta Laive el Distrito de Ate.

### 2.- Descripción Del Edificio

La Planta consta de tres secciones de producción:

2.1.- Carga Térmica de refrigeración en productos cárnicos

2.2.- Carga Térmica de refrigeración en productos de UHT

2.3.- Carga Térmica de refrigeración en productos lácteos

### 3.- Evaluación De La Carga Térmica

La evaluación de la carga térmica que se ha determinado corresponde a:

#### Carga Térmica de refrigeración en productos Cárnicos

El consumo en general es de 1027.11 kW, de los cuales entre climatización y refrigeración tenemos un total de: 167.49 kW (225 HP). Esta información data del año 2011, por lo cual se buscan datos actualizado por motivo de cambios en la maquinaria empleada en el uso de refrigeración y climatización debido a diferentes motivos como son, el incremento de maquinaria, reubicaciones de las mismas y modernización de procesos.

Tomando nota de la información actualizada al 2016, hay una demanda de 333.5 HP

#### Carga Térmica de refrigeración en productos UHT

El consumo en general es de 2530.65 kW, de los cuales entre climatización y refrigeración tenemos un total de: 235.86 kW (316 HP).

Tomando nota de la información actualizada al 2016, hay un consumo de 369 HP, incluyendo el consumo del sector "Despacho".



### Carga Térmica de refrigeración en productos Lácteos

El consumo en general es de 1356.58 kW, de los cuales entre climatización y refrigeración tenemos un total de: (333.5 HP).

Lo que resulta de este análisis somero una carga eléctrica de la suma de estas cantidades que resulta igual a: 1036 HP (772.86 kW)

Por lo tanto un ahorro de energía por modernización de máquina de refrigeración debería proporcionarnos un ahorro de por lo menos el 15%, que trataremos de fundamentar en el presente informe técnico.

Un 15% de ahorro de energía podría considerarse aproximadamente de 140 kW, que convertido a gasto monetario en energía eléctrica de  $E = 140 \times 24 \times 30 \times 0.0845 = \text{US\$ } 8,518$  Dólares Americanos por mes.

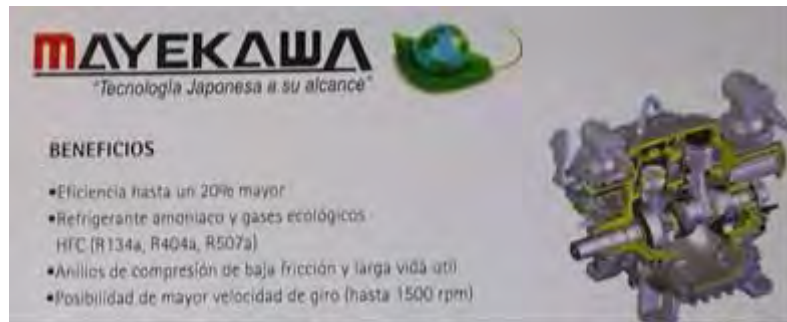
Ahorro Económico = 102,211 US\$/año
-------------------------------------

### **Inversión:**

#### 4.- Equipamiento de Amoniaco – Compresores MYCOM

##### EQUIPOS RECIPROCANTES MODERNOS





### EQUIPOS RECIPROCANTES ANTIGUOS



Con equipamiento moderno de compresores reciprocantes se puede obtener hasta un 20% de ahorro en energía, si se usan compresores del tipo tornillo los ahorros pueden llegar hasta 25% - 30 %.

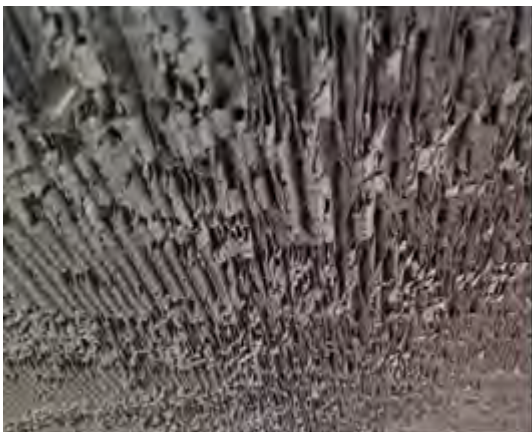
#### 5.- Equipamiento de R – 22 y Otros Refrigerantes

En este tipo de compresores de refrigeración el consumo de placa en HP llega a la cifra de 649.5 HP (484.52 kW), con lo que el ahorro estimado podría ser del mismo monto o similar si se logra centralizar la mayor parte de la carga de refrigeración.

#### 6.- Equipamiento de Refrigeración y Observaciones

Condensadores enfriados por aire en mal estado, consumo excesivo de energía eléctrica por trabajar en altas presiones de condensación.





Aislamiento de los componentes y tuberías que necesitan cambio originan aumento del consumo eléctrico del orden del 5%.



Temperaturas de culata demasiado variables lo que indica que se trabaja de modo errante en la capacidad frigorífica para un solo fin determinado que por ejemplo si se trata de enfriamiento de agua, a una presión de condensación semejante hay una producción frigorífica semejante, esto indica posiblemente desperdicio de energía eléctrica por no trabajar a un mismo ritmo de presiones de baja en los compresores.



Torre de enfriamiento con falta de mantenimiento y presencia de sarro



Compresores recíprocos muy antiguos de baja eficiencia.

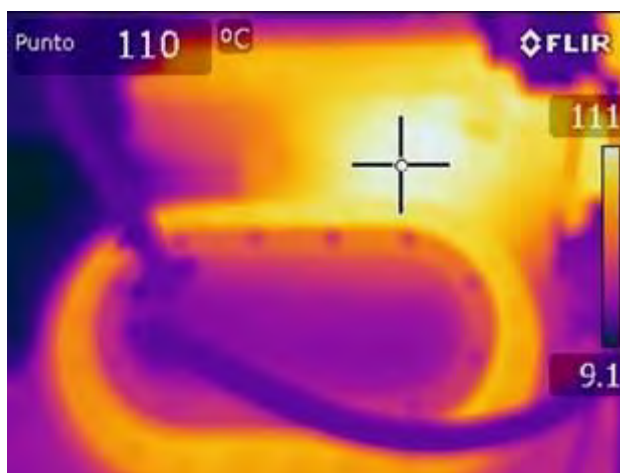


### Fuga de agua tratada al desagüe



### Fotos Termográficas:

Temperatura muy alta en el cabezal, posiblemente por deficiente condensación, falta de lubricante o por ser una maquina con desgaste, todo esto origina un consumo excesivo de energía eléctrica.

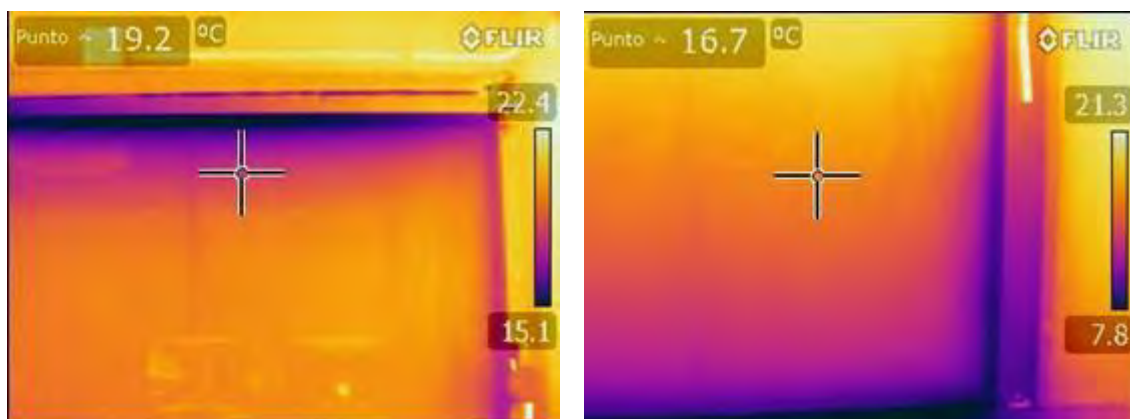


Temperatura del gas de descarga del compresor muy alta





Fugas de frío por las puertas de las cámaras frigoríficas (Ingreso de calor exterior que origina un aumento del consumo de electricidad).



### REEMPLAZO DE LÁMPARAS FLUORESCENTES DE 36W Y 18W POR LÁMPARAS LED DE 18W Y 9W

El alumbrado para las diferentes áreas y zonas de la planta, es sobre la base de lámparas fluorescentes de 36 W y 18 W, lámparas de Vapor de Mercurio con halogenuro metálico (400 W).

Reemplazar las lámparas fluorescentes de 36W y 18W por lámparas LED de 18W y 9W respectivamente, permiten ahorrar 20W y 10W por lámpara instalada. Estas lámparas poseen similar flujo luminoso y una mayor cantidad de horas de vida útil (50 000 horas respecto a 7 000 horas).

Se procesó la información del parque de lámparas proporcionada por Laive, la cantidad de lámparas fluorescentes de 36W es de 911 unidades y de 18W es de 63 unidades en las diferentes áreas que se muestran en el cuadro siguiente.

**Cuadro N° 5.1: Parque de Lámparas Fluorescentes que Operan >12 horas**

Área	HORAS DE OPERACIÓN DE LÁMPARAS DE 18W				HORAS DE OPERACIÓN DE LÁMPARAS DE 36W				
	11	12	24	Total 18W	11	12	24	Total 36W	
Almacén CD					27			27	27
Almacén Fríos						34	62	96	96
Almacén Insumos						28		28	28
Bazo Velarde					3	1	24	28	28
Comedor + RRHH						42		42	42
Entrada, etc.	3			3	2	2		4	7
Fábrica Queso Fundido						9	10	19	19
Oficina Lácteos					2	3	11	16	16
Oficina Ventas						38		38	38
Oficinas centrales		38		38		95	6	101	139
Planta Cárnicos					2	11	148	161	161
Planta Cárnicos Oficinas	2	16	2	20	8	18	24	50	70
Planta Lácteos					4	52	94	150	150
Planta UHT			2	2		69	48	117	119
Talleres, etc.						25	9	34	34
<b>Total general</b>	<b>5</b>	<b>54</b>	<b>4</b>	<b>63</b>	<b>48</b>	<b>427</b>	<b>436</b>	<b>911</b>	<b>974</b>

El consumo de energía mensual, demanda de potencia, ahorro en energía y potencia y ahorro por renovación de lámparas de fluorescentes 36W versus LED de 18W es el siguiente:

Para el caso de las lámparas que operan las 24 horas/día se tiene:

item	Descripción Luminaria	Cantidad luminarias		Horas de uso diario		Horas uso mensual		Energía Mensual kWh	Demanda Mensual kW
		Uso continuo	Uso Temporal	Continuo	Temporal	Continuo	Temporal		
1	1 x 36 W	436		24		720	0	12,557	17.44
2	1 x 18 W	436		24		720	0	6,278	8.72
Ahorro mensual								6278	8.7
Ahorro anual								75341	104.6
Costo Unitario en US\$ / kW o US\$ / kWh								0.0845	16.50
Ahorro anual en US\$								6366.3	1726.6
Ahorro anual total en US\$								6366.3	

**Ahorro Económico = 7130 US\$/año**



<b>Inversión:</b>	
Cantidad	436
Costo unitario en US\$	25
Costo total	10 900
Reposición anual de fluorescentes	764
Ahorro anual incluido reposición anual	7 130
Periodo de Retorno de la Inversión simple en meses	18

### Retorno de la Inversión: 18 meses

Reemplazo de fluorescentes de 36 W x LED de 18W que operan 24 horas.

<b>1.- Datos</b>	
Tasa de descuento	12%
Inflación	0%

Ahorro Anual	6 366
Mantenimiento/reposición fluorescente	764
Inversión en proyecto de mejora	10 900

	Beneficios Netos Totales											
	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	
<b>2.- Costos Incrementales</b>												
Ahorros		6 366	6 366	6 366	6 366	6 366	6 366	6 366	6 366	6 366	6 366	6 366
Costos de mantenimiento anual		764	764	764	764	764	764	764	764	764	764	764
Flujo de caja	-10 900	7 130	7 130	7 130	7 130	7 130	7 130	7 130	7 130	7 130	7 130	7 130
<b>RESULTADOS</b>	<b>VAN (12%)</b>											
VAN A 10 AÑOS	29 388	US\$										
TIR A 10 AÑOS	65%											
PAYBACK (SIMPLE)	1.5	Años										

Para el caso de lámpara que operan 12 horas/día, se tiene los siguientes resultados:

item	Descripción Luminaria	Cantidad luminarias		Horas de uso diario		Horas uso mensual		Energía Mensual kWh	Demanda Mensual kW
		Uso continuo	Uso Temporal	Continuo	Temporal	Continuo	Temporal		
1	1 x 36 W	475		12		360	0	6,840	19
2	1 x 18 W	475		12		360	0	3,420	9.5
Ahorro mensual								3420	9.5
Ahorro anual								41040	114.0
Costo Unitario en US\$ / kW o US\$ / kWh								0.0845	16.50
Ahorro anual en US\$								3467.9	1881.0
Ahorro anual total en US\$								3467.9	

<b>Inversión:</b>	
Cantidad	475
Costo unitario en US\$	25
Costo total	11 875
Reposición anual de fluorescentes	315
Ahorro anual incluido reposición anual	3783
Periodo de Retorno de la Inversión simple en meses	37

**Ahorro Económico = 3783 US\$/año**



## Retorno de la Inversión: 37 meses

Evaluación Económica para el reemplazo de fluorescentes de 36 W x LED de 18W que operan 12 horas.

<b>1.- Datos</b>	
Tasa de descuento	12%
Inflación	0%

Ahorro Anual	3 468
Mantenimiento/reposición fluorescente	315
Inversión en proyecto de mejora	11 875

	Beneficios Netos Totales										
	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
<b>2.- Costos Incrementales</b>											
Ahorros		3 468	3 468	3 468	3 468	3 468	3 468	3 468	3 468	3 468	3 468
Costos de mantenimiento anual		315	315	315	315	315	315	315	315	315	315
Flujo de caja	-11 875	3 783	3 783	3 783	3 783	3 783	3 783	3 783	3 783	3 783	3 783
<b>RESULTADOS</b>											
<b>VAN A 10 AÑOS</b>	9 500	US\$									
<b>TIR A 10 AÑOS</b>	29%										
<b>PAYBACK (SIMPLE)</b>	3.1	Años									

El consumo de energía mensual, demanda de potencia, ahorro en energía y potencia y ahorro por renovación de lámparas fluorescentes de 18W versus LED de 9W es el siguiente:

	Descripción Luminaria	Cantidad luminarias		Horas de uso diario		Horas uso mensual		Energía Mensual kWh	Demanda Mensual kW
		Uso continuo	Uso Temporal	Continuo	Temporal	Continuo	Temporal		
1	1 x 18 W	59		12		360	0	425	1.18
2	1 x 9 W	59		12		360	0	212	0.59
Ahorro mensual								212	0.6
Ahorro anual								2549	7.1
Costo Unitario en US\$ / kW o US\$ / kWh								0.0845	16.50
Ahorro anual en US\$								215	116.8
Ahorro anual total en US\$								215	

<b>Inversión:</b>	
Cantidad	59
Costo unitario en US\$	15
Costo total	885
Reposición anual	52
Ahorro anual incluido reposición anual	267
Periodo de Retorno de la Inversión simple en meses	40

**Ahorro Económico = 267 US\$/año**

**Retorno de la Inversión: 3.3 años (40 meses)**



**Evaluación Económica para el reemplazo de fluorescentes de 18 W x LED de 9 W que operan 12 horas.**

1.- Datos	
Tasa de descuento	12%
Inflación	0%

Ahorro Anual	215
Mantenimiento/reposición fluorescente	52
Inversión en proyecto de mejora	885

	Beneficios Netos Totales											
	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	
<b>2.- Costos Incrementales</b>												
Ahorros		215	215	215	215	215	215	215	215	215	215	215
Costos de mantenimiento anual		52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52
Flujo de caja	-885	267	267	267	267	267	267	267	267	267	267	267
<b>RESULTADOS</b>	<b>VAN (12%)</b>											
VAN A 10 AÑOS	624	US\$										
TIR A 10 AÑOS	28%											
PAYBACK (SIMPLE)	3.3	Años										

En este caso la mano de obra para instalación de las nuevas lámparas se considera nula, el reemplazo de luminarias lo puede realizar el personal de mantenimiento de Laive, como parte de sus actividades de mantenimiento del sistema de alumbrado.

**REEMPLAZO DE LÁMPARAS HALOGENURO METÁLICO DE 400W POR LÁMPARAS DE INDUCCIÓN MAGNÉTICA DE 200W**

Reemplazar las lámparas de halogenuro metálico de 400W por lámparas de inducción de 200W permite ahorrar 200W y por lámpara instalada. Las Lámparas de Inducción Electromagnéticas no tienen electrodos y por lo tanto su durabilidad se extiende, estas lámparas poseen similar flujo luminoso y una mayor cantidad de horas de vida útil (60 000 horas respecto a 10 000 a 15 000 horas).

Las Lámparas de Inducción Electromagnética tienen un factor de potencia muy alto, sobre 0.98. Este factor de potencia implica que no hay derroche energía transformada en calor.

Se verificó la cantidad de lámparas de halogenuro metálico de 400W en las diferentes áreas que se muestran en los siguientes cuadros.





**Cuadro N° 5.2: Parque de Lámparas de Halogenuro Metálico de 400W que Operan 24 horas**

Zona General	Área	Zona	Cantidad Equipos	POTENCIA (W)	Horas/día	Días al año
Almacén CD	1° piso	Almacén PT	95	400	24	365
Planta Cárnicos		Cámara 11A	5	400	24	365
Planta Lácteos	1° piso	Distribución	10	400	24	365
Planta Lácteos		Envasado	10	400	24	365
Planta Lácteos		Quesos	10	400	24	365
Planta Lácteos		Botellas	10	400	24	365
Bazo Velarde	3° piso		4	400	24	365
Planta UHT		Almacén UHT	3	400	24	365
Planta UHT		Formulación	10	400	24	365
Planta UHT		Esterilización	22	400	24	365
Planta UHT	1° piso	Sala bobina	1	400	24	365
Planta UHT		Embolsadora	6	400	24	365
Planta UHT		Envasadora	6	400	24	365
Planta UHT		Sixpack	4	400	24	365
Planta UHT		Distribución de bolsa	4	400	24	365
<b>TOTAL</b>			<b>200</b>			



**Cuadro N° 5.3: Parque de Lámparas de Halogenuro Metálico de 400W que Operan más de 11 horas**

Zona General	Área	Zona	Cantidad Equipos	POTENCIA (W)	Horas/día	Días al año
Almacén CD	Almacén CD	Exterior entrada	4	400	11	365
Almacén CD		Exterior salida	3	400	11	365
Almacén CD		Muelle descarga	9	400	11	365
Almacén CD		Almacén (rampa)	4	400	11	365
Fábrica		Muro exterior	13	400	11	365
Fábrica		Muro exterior	1	400	11	365
Almacén Insumos		Almacén Insumos 1	2	400	12	365
Planta Lácteos		Almacén lácteos	3	400	12	365
Planta Lácteos		Almacén embalaje	2	400	12	365
Fábrica Queso Fundido		Entrada	4	400	12	365
Talleres, etc.		Caldera	1	400	12	365
Planta UHT		Zona CAP	24	400	12	365
Planta UHT		Distribución	15	400	12	365
Almacén Insumos		Insumos	15	400	12	365
Exteriores		Almacén respuestos	3	400	11	365
Exteriores		Planta Lácteos	2	400	11	365
Exteriores		Puerta 3	1	400	11	365
Exteriores		Devolución	1	400	11	365
Exteriores		UHT	17	400	11	365
Exteriores		Muro en frente UHT	4	400	11	365
Exteriores		Muro en frente UHT	2	400	11	365
Exteriores		Almacén Insumos	24	400	11	365
Exteriores		Muro en frente Insumos	1	400	11	365
Exteriores		Muro en frente Insumos	2	400	11	365
Exteriores		Almacén frío zona distribución	4	400	11	365
Exteriores		Salida puerto 4	4	400	11	365
Exteriores		Lácteos	13	400	11	365
Exteriores		Comedor y vigilancia	4	400	11	365
<b>TOTAL</b>			<b>182</b>			



- A) El consumo de energía mensual, demanda de potencia y ahorro en energía y potencia aproximado de lámparas de halogenuro metálico de 400 W versus de inducción magnética de 200 W es el siguiente:

**Caso1: 24 horas de uso/día**

item	Descripción Luminaria	Cantidad luminarias		Horas de uso diario		Horas uso mensual		Energía Mensual kWh	Demanda Mensual kW
		Uso continuo	Uso Temporal	Continuo	Temporal	Continuo	Temporal		
1	1 x 400 W	200			24	720		66,240	92
2	1 x 200 W	200			24	720		30,240	42
Ahorro mensual								36000	50.0
Ahorro anual								432000	600.0
Costo Unitario en US\$ / kW o US\$ / kWh								0.0845	15.0
Ahorro anual en US\$								36504	
Ahorro anual total en US\$								36504	

Nota: Para el caso del ahorro en la demanda mensual se ha considerado un factor de simultaneidad de 1.0.

<b>Inversión:</b>	
Cantidad	200
Costo unitario en US\$	350
Costo total	70 000
Reposición anual	4380
Ahorro anual incluido reposición anual	40 884
Periodo de Retorno de la Inversión simple en meses	21

**Ahorro Económico Total = 40 884 US\$/año**

**Retorno de la Inversión: 1.7 años (21 meses)**

**Evaluación Económica para el reemplazo de lámparas de halogenuros metálicos de 400W por lámparas de inducción de 200W - operan 24 horas/día (TIPO HIGH BAY)**

1.- Datos	
Tasa de descuento	12%
Inflación	0%

Ahorro Anual	36 504
Mantenimiento	4 380
Inversión en proyecto de mejora	70 000

	Beneficios Netos Totales										
	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
<b>2.- Costos Incrementales</b>											
Ahorros		36 504	36 504	36 504	36 504	36 504	36 504	36 504	36 504	36 504	36 504
Costos de reposición anual		4 380	4 380	4 380	4 380	4 380	4 380	4 380	4 380	4 380	4 380
Flujo de caja	-70 000	40 884	40 884	40 884	40 884	40 884	40 884	40 884	40 884	40 884	40 884
<b>RESULTADOS</b>	<b>VAN (12%)</b>										
<b>VAN A 10 AÑOS</b>	161 004	US\$									
<b>TIRA A 10 AÑOS</b>	58%										
<b>PAYBACK (SIMPLE)</b>	1.7	Años									

**Caso 2: 12 horas de uso/día**

item	Descripción Luminaria	Cantidad luminarias		Horas de uso diario		Horas uso mensual		Energía Mensual kWh	Demanda Mensual kW
		Uso continuo	Uso Temporal	Continuo	Temporal	Continuo	Temporal		
1	1 x 400 W	182			12	360		30,139	84
2	1 x 200 W	182			12	360		13,759	38
Ahorro mensual								16380	46
Ahorro anual								196560	546
Costo Unitario en US\$ / kW o US\$ / kWh								0.0845	15
Ahorro anual en US\$								16609.3	
Ahorro anual total en US\$								16609.3	

Nota: Para el caso del ahorro en la demanda mensual se ha considerado un factor de simultaneidad de 1.0.

<b>Inversión:</b>	
Cantidad	182
Costo unitario en US\$	350
Costo total	63 700
Reposición anual	1 993
Ahorro anual incluido reposición anual	18 602
Periodo de Retorno de la Inversión simple en meses	41

**Ahorro Económico Total = 18,602 US\$/año**

**Retorno de la Inversión = 3.4 años (41 meses)**

**Evaluación Económica para el reemplazo de lámparas de halogenuros metálicos de 400W por lámparas de inducción de 200W - operan 12 horas/día**  
(TIPO REFLECTOR)

1.- Datos	
Tasa de descuento	12%
Inflación	0%

Ahorro Anual	16 609
Mantenimiento	1 993
Inversión en proyecto de mejora	63 700

	Beneficios Netos Totales										
	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
<b>2.- Costos Incrementales</b>											
Ahorros		16 609	16 609	16 609	16 609	16 609	16 609	16 609	16 609	16 609	16 609
Costos de reposición anual		1 993	1 993	1 993	1 993	1 993	1 993	1 993	1 993	1 993	1 993
Flujo de caja	-63 700	18 602	18 602	18 602	18 602	18 602	18 602	18 602	18 602	18 602	18 602
<b>RESULTADOS</b>	<b>VAN (12%)</b>										
VAN A 10 AÑOS	41 407	US\$									
TIR A 10 AÑOS	26%										
PAYBACK (SIMPLE)	3.4	Años									

Asimismo, durante la visita se pudo observar que las lámparas de las naves de producción de las tres plantas mantienen encendidas las 24 horas, a pesar de tener techos translúcidos en lácteos y UHT, urge mejorar el mantenimiento de los techos translúcidos y evaluar aumentar el área de dichos techos, para en lo posible evitar ser encendidas las lámparas durante el día.



## 5.5 PROPUESTA DE MEJORA DEL CONTRATO TARIFARIO: REDUCCIÓN DEL CARGO DE POTENCIA EN HORAS PUNTA

Actualmente, la tarifa facturada del consumo de energía en las tres plantas es MT1, se ha evaluado las ventajas económicas de modificar el contrato tarifario.

De acuerdo al contrato tarifario, se reconoce como horas de punta para la energía y potencia el periodo de 18:00 horas a 23:00 horas; sin embargo, es posible modificar el periodo de horas de punta para la demanda de potencia a la demanda coincidente con el SEIN. Tomando como premisa esta modificación del periodo de horas punta, considerando la estadística disponible en el sistema de clientes libres SICLI del OSINERGMIN, se pueden obtener los siguientes ahorros.

**Cuadro N° 5.4: Evaluación de los Ahorros Potenciales por Modificar Contrato Tarifario**

Periodo	Nombre Suministro	MaxDemHP	MaxDemFP	Máxima Demanda Total	Demanda Coincidente con el SEIN
201601	CARNICOS	647	915	915	594
201602	CARNICOS	622	842	842	552
201603	CARNICOS	628	915	915	562
201604	CARNICOS	607	866	866	540
201605	CARNICOS	616	838	838	486
201601	LACTEOS	910	971	971	733
201602	LACTEOS	958	977	977	612
201603	LACTEOS	951	1 038	1 038	691
201604	LACTEOS	966	1 006	1 006	674
201605	LACTEOS	892	997	997	628
201601	UHT	1 383	1 412	1 412	1 272
201602	UHT	1 366	1 393	1 393	1 023
201603	UHT	1 329	1 361	1 361	1 068
201604	UHT	1 258	1 386	1 386	948
201605	UHT	1 416	1 450	1 450	980
<b>PROMEDIO</b>	<b>UHT</b>	<b>1 351</b>	<b>1 401</b>	<b>1 401</b>	<b>1 058</b>
<b>PROMEDIO</b>	<b>LACT/CARNI</b>	<b>780</b>	<b>937</b>	<b>937</b>	<b>607</b>
<b>AHORRO DE POTENCIA LACTEOS/CARNICOS</b>					<b>173</b>
<b>AHORRO DE POTENCIA UHT</b>					<b>292</b>
<b>AHORRO EN EL CARGO DE LA POTENCIA HP UHT</b>					<b>16 078</b>
<b>AHORRO EN EL CARGO DE LA POTENCIA HP LACTEOS Y CARNICOS</b>					<b>7 266</b>
<b>AHORRO TOTAL EN EL CARGO DE LA POTENCIA EN HP</b>					<b>23 344</b>
Costo Unitario de la potencia en UHT: 55 SOLES/KW					
Costo Unitario de la potencia en LACTEOS/CARNICOS: 42 SOLES/KW					

Ahorro en la máxima demanda de lácteos y cárnicos: 173 kW

Ahorro en la máxima demanda de UHT: 292 kW



De las facturas de Luz del Sur del mes de junio de 2016, se ha obtenido los siguientes costos unitarios por cargo de potencia en horas punta:

Costo Unitario de la potencia en UHT: 55 SOLES/kW

Costo Unitario de la potencia en LACTEOS/CARNICOS: 42 SOLES/kW

Trabajando en las mismas condiciones actuales de operación, se ha estimado que la empresa logrará reducir la facturación de energía eléctrica en 23 344 soles/mes equivalente a 280 128 soles/año (84 123 US\$/año)

**Ahorro Económico = 84 123 US\$/año**

Este ahorro se puede incrementar fácilmente, reduciendo en lo posible el consumo en las horas de punta del SEIN (18:30 a 20:00 horas)

**Acción:** Solicitar a la empresa Concesionaria **LUZ DEL SUR S.A**, la modificación del contrato tarifario de cliente libre, en el periodo de registro de las horas de punta para la facturación de potencia para que se la demanda coincidente con la máxima demanda del el SEIN. Se debe evaluar la posibilidad de esta modificación antes de la fecha de finalización del contrato tarifario (agosto de 2018).

**Inversión:** Se considera inversión de US\$ 7 000.00 por la contratación de un asesor en contratos tarifarios, no se considera otros costos puesto que el trámite administrativo es gratuito.

**Retorno de la Inversión: 1 mes**

## **5.6 PROPUESTA DE IMPLEMENTACIÓN DE UNA PLANTA DE COGENERACIÓN**

### **5.6.1 Objetivo**

Evaluar la viabilidad de implementación de una central de cogeneración en la planta de LAIVE S.A. El diseño de la planta de energía está en función de la sustitución de la producción de vapor de la caldera de mayor tamaño (700 BHP).

### **5.6.2 Metodología del Estudio**

La metodología empleada para el desarrollo de este estudio, está basada en la comparación de dos situaciones de la planta:



- a. **Situación de referencia**, la cual define las condiciones energéticas con las cuales está operando actualmente la planta o con los que la empresa ha previsto operarla en el caso de no llevar a cabo la instalación propuesta. La comparación de esta situación con las diversas alternativas que se proponen en el estudio permitirá realizar la evaluación técnico – económica de la misma.
- b. **Implementación del Sistema de Cogeneración**, corresponde a la nueva situación energética después de instalar las alternativas seleccionadas.

En ambos casos, es fundamental para la correcta comparación de situaciones, que las energías aportadas al proceso del usuario sean idénticas (lo que implica que todas las demandas de energía sean cubiertas), de forma que se obtengan las mismas prestaciones de su proceso. Los excesos o defectos de las diversas energías generadas repercutirán en mayor o menor compra y venta de energía y deberán ser consideradas en el análisis.

### 5.6.3 Situación de referencia

A continuación, se describen los parámetros más significativos de cada situación, tanto en sus aspectos energéticos como económicos.

#### a) Operación de las Instalaciones

El régimen de operación de la planta de producción de LAIVE S.A., es continuo, a tres turnos por día y siete días por semana, operando 8400 horas al año, con 360 horas de parada de planta por mantenimiento.

#### b) Demanda térmica de la actividad productiva

La principal demanda de energía térmica de LAIVE S.A., la constituye la generación de vapor saturado para procesos, suministrado por 04 calderas piro-tubulares (una en stand by), que operan con a gas natural con y juntas suman una capacidad instalada de 25,1 T/h de vapor a 8,3 bar.

Debido a que se desconoce la demanda total de vapor, el proyecto consistirá en el reemplazo de la caldera de mayor tamaño (700 BHP), que opera siempre.

De acuerdo a la información recopilada, la planta consume en promedio 313 891 sm<sup>3</sup>/mes (3 766 697 sm<sup>3</sup>/año). El suministro de gas natural se realiza a través de la red de ductos de la empresa Cálidda.



### **c) Demandas eléctricas de la actividad**

Como se comentó anteriormente, para el aprovisionamiento de energía eléctrica, LAIVE S.A. como Cliente Libre, dispone de un contrato firmado con la empresa Luz del Sur.

El proyecto de cogeneración, pretende cubrir la demanda de la planta UHT, reemplazando al suministro de Luz del Sur, que se realiza a una tensión de 22,9 kV y finalmente se distribuye a la planta en baja tensión.

De acuerdo a la información recopilada, la máxima demanda de potencia de la planta UHT es de 1 548 kW en horas punta; así también, su máxima demanda en horas fuera de punta es de 1 470 kW. El consumo anual promedio de energía eléctrica en la planta de UHT asciende a 9 094 MWh/año.

### **d) Costos de aprovisionamiento de energía**

El suministro de gas natural, está establecido dentro del pliego tarifario de la empresa Calidda, en la categoría tarifaria "D"; dentro de esta, el combustible tiene un costo unitario promedio de 7,43 US\$/MMBTU (T.C. 3,28 S/./US\$).

En lo que refiere a aprovisionamiento de energía eléctrica, el costo unitario promedio del suministro de energía eléctrica (para la planta UHT), tomando en cuenta las condiciones del contrato con Luz del Sur, asciende a 79,80 US\$/MWh. Dichos costos se han evaluado aplicando las tarifas correspondientes y los complementos por la modulación de su demanda sin considerar el IGV.

### **e) Crecimiento de la demanda y expansiones de planta**

Según la información dada a conocer durante la reunión realizada en planta, no existen actualmente planes de expansión de la planta actual. Por lo tanto, el presente informe se centrará en el análisis de viabilidad de la planta sin considerar un aumento en las demandas de energía anuales.

## **5.6.4 Implementación del Sistema de Cogeneración**

### **a) Premisas de diseño**

Como premisas de diseño se han tomado los datos mostrados en el Cuadro N° 4.5.



**Cuadro N° 5.5: Premisas de Diseño del Sistema de Cogeneración**

Tipo de cambio	S./US\$	3,33
Poder calorífico inferior del GN	GJ/sm <sup>3</sup>	0,0368
	BTU/m <sup>3</sup>	34908
	kWh/sm <sup>3</sup>	10,23
Potencia del caldero a reemplazar	BHP	700
Demanda de vapor	t/h	9,53
Eficiencia de las calderas actuales	%	80%
Temperatura promedio de agua de alimentación	°C	95
Entalpía del agua de alimentación	kCal/kg	95,88
Presión promedio de alimentación de vapor	Bar	8,3
Temperatura del vapor saturado	°C	176,8
Entalpía del vapor saturado	kCal/kg	667,69
Consumo promedio actual de gas natural	sm <sup>3</sup> /mes	313 891
	sm <sup>3</sup> /año	3 766 697
Horas de operación al año	h/año	8 400
Horas de parada de planta	h/año	360
Máxima demanda de potencia	kW	1 548
Energía eléctrica consumida anualmente	MWh/año	9 094
Costo de mantenimiento de la planta actual (calderas)	US\$/año	10 811
Tasa se crecimiento de la demanda eléctrica	%	0%
Tasa se crecimiento de la demanda térmica	%	0%
Potencia contratada a LUZ DEL SUR	kW	1 670

#### b) Modelos para venta de energía

Se plantearán dos modelos para la venta de excedentes de energía eléctrica:

- **Venta al Distribuidor:** Según este modelo, el cogenerador, vende la energía excedente al distribuidor, quien le compra la energía a un 80% del Precio en Barra. Para asegurar la confiabilidad del sistema y el suministro de energía durante las paradas de mantenimiento y fallas, se deberá firmar un “contrato de garantía de suministro” con el distribuidor, el cual estipula una retribución mensual igual al 50% de la potencia contratada; siendo así, la energía se podrá tomar de sus redes al mismo costo con la que recibe actualmente.
- **Venta al sistema interconectado a través del COES:** Este esquema, plantea que la planta de cogeneración sea parte del COES, de tal manera que toda la energía y potencia se entregue al SEIN. De esta manera, la planta de LAIVE S.A., opera como un Cliente Libre. Los retiros e inyecciones de energía y potencia, se hacen a las mismas tarifas aplicables a los generadores: a costo marginal y valorización de potencia en el SEIN.



### c) Tarifas proyectadas

Así también, para las proyecciones de los flujos de caja, se utilizará la siguiente proyección de tarifas de gas y energía eléctrica.

**Cuadro N° 5.6: Tarifas Proyectadas**

Año	Tarifa aplicable a consumidor (US\$/MWh)	Tarifa en Barra (US\$/MWh)	Cargo ER (US\$/MWh)	Peaje conexión al sistema secundario (US\$/MWh)	Peaje conexión al SPT (US\$/kW-mes)	Precio de potencia en el SEIN (US\$/kW-mes)	Costo marginal promedio (US\$/MWh)	Costo del GN - Generador (US\$/m <sup>3</sup> )	Costo del GN - Industrial (US\$/m <sup>3</sup> )
1	86,8	65,8	2,8	2,1	7,6	6,8	31,9	0,1793	0,2699
2	85,8	65,1	2,8	2,1	7,6	6,8	32,8	0,1867	0,2811
3	84,8	64,3	2,8	2,1	8,6	6,8	31,9	0,1949	0,2935
4	83,8	63,6	2,8	2,1	8,6	6,8	30,9	0,1984	0,2987
5	82,8	62,8	2,8	2,1	8,6	6,8	29,9	0,2002	0,3013
6	79,9	60,6	2,8	2,1	8,6	6,8	29,0	0,2041	0,3073
7	78,9	59,8	2,8	2,1	8,6	6,8	28,0	0,2066	0,3111
8	76,9	58,4	2,8	2,1	8,6	6,8	27,0	0,2093	0,3152
9	75,9	57,6	2,8	2,1	8,6	6,8	25,1	0,2146	0,3230
10	73,9	56,1	2,8	2,1	8,6	6,8	24,1	0,2145	0,3230
11	73,9	56,1	2,8	2,1	8,6	6,9	24,1	0,2146	0,3231
12	73,9	56,1	2,8	2,1	8,6	6,9	24,1	0,2157	0,3247
13	73,9	56,1	2,8	2,1	8,6	6,9	24,1	0,2152	0,3239
14	73,9	56,1	2,8	2,1	8,6	6,9	24,1	0,2152	0,3239
15	73,9	56,1	2,8	2,1	8,6	6,9	24,1	0,2152	0,3239



#### d) Alternativas consideradas

La selección de las alternativas se ha realizado tomando como base de la generación de vapor de la caldera a sustituir (9,53 t/h). Algunas alternativas consideradas cuentan con una producción de vapor inferior o ligeramente superior.

Las alternativas de generación y sus inversiones asociadas, que fueron consideradas en el análisis, se muestran en el cuadro siguiente.

**Cuadro N° 5.7: Alternativas Consideradas y Nivel de Inversión**

N°	Fabricante	Modelo Comercial	Potencia (MW)	Producción de Vapor (t/h)	Inversión Total* (US\$)
1	Kawasaki	M1A-17D	1,7	5,2	2 864 892
2	OPRA	OP16-3B	1,9	5,8	3 126 637
3	Solar	Centaur 40	3,5	10,2	5 386 323
4	Rolls-Royce	501-KB5	3,9	10,7	5 819 397

(\*) Sistema de cogeneración completo "llave en mano".

#### 5.6.5 Resultados de la evaluación

Según los requerimientos del LAIVE S.A. y las recomendaciones de CENERGIA, las mejores alternativas a considerar según la energía a colocar en el sistema son:

##### **Modelo de venta al distribuidor:**

**Alternativa 1:** 01 turbina de gas Kawasaki M1A-17D de 1,7 MW, con su caldera de recuperación.

**Alternativa 2:** 01 turbina de gas OPRA OP16-3B de 1,9 MW, con una caldera de recuperación.

Las alternativas no elegidas tienen períodos de recuperación mayores de 10 años, debido al monto elevado de la inversión.

##### **Modelo de venta al SEIN a través del COES:**

De acuerdo al monto de inversión y los costos marginales tomados en cuenta; se tiene que no hay alternativas viables en este modelo de venta de energía.



### 5.6.6 Estudio Normativo

Se obtuvieron los siguientes resultados para el análisis normativo de las alternativas seleccionadas:

**Cuadro N° 5.8: Cálculo de los indicadores REE y C para las alternativas consideradas**

Reglamento		Alternativa 1		Alternativa 2	
REE	C	REE	C	REE	C
0,55	0,40	0,68	0,49	0,68	0,49

Como se puede observar, las alternativas cumplen con los valores mínimos requeridos por el Reglamento de Cogeneración.

### 5.6.7 Comparación económica de alternativas

En base a la información obtenida en los flujos de caja de los proyectos se procedió a calcular los principales indicadores económicos de rentabilidad para las alternativas seleccionadas, tomando en cuenta el ahorro respecto a la situación de referencia.

**Cuadro N° 5.9: Cálculo de los Principales Indicadores Económicos para cada Alternativa**

Indicadores	Alternativa 1	Alternativa 2
Inversión (US\$)	2 864 892	3 126 637
VAN (US\$)	3 029 603	2 420 569
T.I.R. (% / año)	30,5%	26,1%
Retorno Simple (años)	4	4

### 5.6.8 Alternativa Seleccionada

De acuerdo a las especificaciones técnicas, estudio normativo y comparación económica de las alternativas, se tiene que la mejor opción para la planta de cogeneración de LAIVE S.A., es la Alternativa 1, compuesta por turbina de gas Kawasaki M1A-17D de 1,7 MW, con su caldera de recuperación.

Lo flujos de caja de las alternativas seleccionadas, junto con las especificaciones técnicas de los grupos generadores, se recogen en el Anexo N° 2.



## 6 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

---

### 6.1 CONCLUSIONES

1. Se ha identificado potenciales ahorros en el reemplazo de lámparas fluorescentes de 36W y 18W, halogenuro metálico de 400W, por otros de mayor eficiencia, siendo el periodo de retorno de 2 a 3 años.
2. Con el fin de evitar los pagos por energía reactiva en las plantas de Lácteos y UHT, se debe ampliar la capacidad de la compensación reactiva en 140 kVAR y 180 kVAR, respectivamente.
3. Se debe evaluar la factibilidad implementar los proyectos de eficiencia energética identificados en el diagnóstico por sus beneficios económicos y ambientales. Se recomienda realizar un estudio de Eficiencia Energética que permita cuantificar mejor los potenciales ahorros energéticos y económicos para la empresa y evaluar otras medidas de eficiencia energética como la administración de los energéticos
4. Asimismo, evaluar la viabilidad de modificar el contrato tarifario con respecto al periodo de Horas Punta para la potencia, para que sea el Coincidente con el SEIN, ya que representa beneficios económicos importantes para LAIVE. Asimismo, en una segunda etapa se recomienda instalar un sistema automático de control de la máxima demanda de potencia.
5. Con el fin de educar y concientizar al personal que labora en la planta en temas relacionados con el ahorro de la energía, se sugiere programar charlas y exposición de videos relacionados con el tema.
6. La alternativa más recomendable para la implementación de un sistema de cogeneración es la compuesta por turbina de gas Kawasaki M1A-17D de 1,7 MW, con su caldera de recuperación.
7. La alternativa de cogeneración seleccionada, posee un REE de 0,68 y un C de 0,49, lo que hace que califique como central de cogeneración; así también, demanda una Inversión de US\$ 2 864 892, que a lo largo de un periodo de análisis de 15 años nos da un VAN de US\$ 3 029 603 y una T.I.R. de 30,5%, con un periodo de retorno simple de la inversión de 4 años.
8. La alternativa de cogeneración seleccionada permitirán cubrir la totalidad de la demanda de energía eléctrica del suministro para la planta UHT y parcialmente la demanda de energía térmica (vapor) para toda la planta.



## 6.2 RECOMENDACIONES

1. Durante la visita técnica se pudo observar que las lámparas de las naves de producción de las tres plantas mantienen encendidas las 24 horas, a pesar de tener techos translúcidos en lácteos y UHT, se debe mejorar el mantenimiento de los techos translúcidos y evaluar aumentar el área de dichos techos, para en lo posible evitar ser encendidas las lámparas durante el día.
2. De acuerdo a los resultados obtenidos, sería conveniente una evaluación del proyecto a nivel de pre-factibilidad; sin embargo, se debería realizar antes un estudio de eficiencia energética para poder determinar con exactitud los consumos energéticos y tener la situación de referencia optimizada, de esta manera se podrá obtener una mejor cuantificación de los beneficios del proyecto.
3. Para análisis futuros, se requiere que el personal de planta lleve a cabo un programa de monitoreo constante a lo largo del año, identificando los días de mayor carga térmica (en base a la producción) y consumo eléctrico, para ello deberán implementarse sistemas de medición y adquisición de datos, en los principales puntos de suministro.
4. Así mismo, para el diseño óptimo de la caldera de recuperación de calor (HRSG), es necesario conocer la curva de demanda de vapor de la planta, por esta razón es que se recomienda ejecutar un monitoreo de la demanda cada 15 min, no menor a un año.
5. Recomendaciones para el Sistema de Refrigeración:
  - a) Realizar los cambios de los sistemas de compresión por compresores modernos de pistón o de tornillo, de preferencia de los segundos.
  - b) Centralizar la carga de refrigeración de la mayor parte de los equipos de la planta.
  - c) Evitar consumo excesivo de agua ya que si bien el consumo en m<sup>3</sup> no afecta la facturación total por agua de la planta, en lo que le afecta es en el consumo de energía eléctrica por bombeo de la misma.
  - d) Optimizar las presiones de cada equipo de refrigeración en lo que se refiere al recalentamiento en el evaporador y el sub-enfriamiento en el condensador.
  - e) Todos los sistemas de preferencia deben trabajar con frío de alta calidad, es decir la temperatura de evaporación debe estar acorde con la temperatura requerida, ya que sabemos que con una mayor presión de evaporación se aumenta la capacidad del equipo sin descuidar la



temperatura de conservación del producto a enfriar el cual puede ser simplemente agua.

- f) Se deben levantar todas las observaciones que están originando en excesivo consumo de energía eléctrica, dichas observaciones están confirmadas con la experiencia, fotos y fotos termografías.



# Anexos





## Anexo 1: Parte Eléctrica



## DIAGRAMAS DE CARGA LACTEOS

**Figura 1**  
**EVALUACION DE CONSUMOS DE ENERGIA ELECTRICA**  
**TOTAL LACTEOS**

FECHA : 06-jun-16

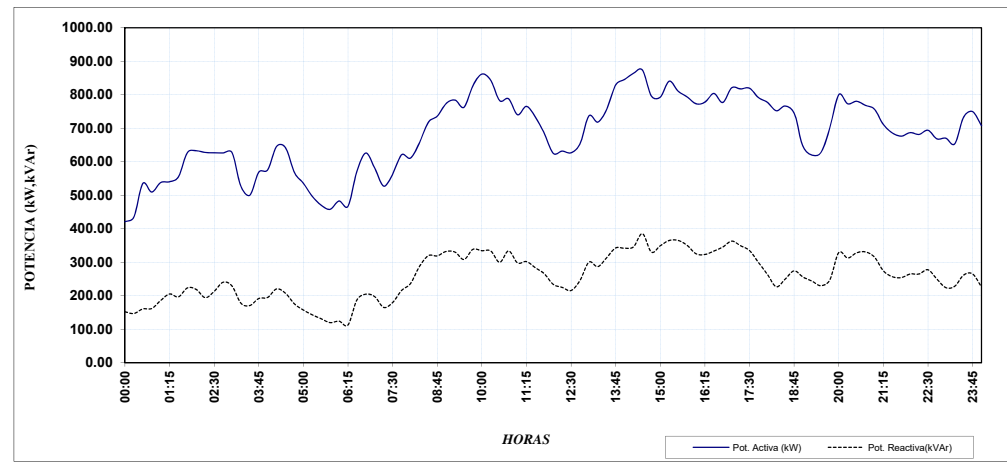
DIA : LUNES

**REPORTE DE REGISTROS**

Hora	P (kW)	Q (kVAR)	F.P.
0:15	434.5	147.0	0.95
0:30	535.0	160.8	0.96
0:45	509.5	161.9	0.95
1:00	537.8	185.8	0.95
1:15	540.3	205.3	0.93
1:30	555.1	196.8	0.94
1:45	627.4	223.4	0.94
2:00	632.9	218.7	0.95
2:15	627.6	194.3	0.96
2:30	626.8	213.0	0.95
2:45	626.3	240.4	0.93
3:00	627.4	229.2	0.94
3:15	526.2	177.8	0.95
3:30	500.1	170.9	0.95
3:45	568.8	191.8	0.95
4:00	575.7	195.1	0.95
4:15	645.8	220.4	0.95
4:30	641.9	207.5	0.95
4:45	567.7	175.6	0.96
5:00	535.9	157.5	0.96
5:15	496.6	143.2	0.96
5:30	470.2	131.4	0.96
5:45	458.1	119.8	0.97
6:00	482.8	124.2	0.97
6:15	467.2	112.9	0.97
6:30	571.3	187.4	0.95
6:45	626.0	204.7	0.95
7:00	580.7	197.3	0.95
7:15	527.3	165.2	0.95
7:30	562.8	179.7	0.95
7:45	620.8	215.7	0.94
8:00	610.9	236.3	0.93
8:15	655.9	286.9	0.92
8:30	717.8	319.6	0.91
8:45	735.9	319.0	0.92
9:00	773.8	332.2	0.92
9:15	784.0	330.3	0.92
9:30	762.6	308.3	0.93
9:45	826.9	338.6	0.93
10:00	861.5	334.4	0.93
10:15	842.8	333.6	0.93
10:30	782.4	299.8	0.93
10:45	787.9	333.9	0.92
11:00	740.3	298.2	0.93
11:15	765.3	302.0	0.93
11:30	733.4	283.6	0.93
11:45	684.3	265.7	0.93
12:00	625.2	234.1	0.94

Hora	P (kW)	Q (kVAR)	F.P.
12:15	631.8	225.1	0.94
12:30	626.8	215.7	0.95
12:45	653.2	245.7	0.94
13:00	736.7	300.4	0.93
13:15	718.3	286.9	0.93
13:30	756.8	314.1	0.92
13:45	829.1	342.7	0.92
14:00	845.6	341.9	0.93
14:15	864.0	346.0	0.93
14:30	873.3	385.3	0.91
14:45	796.1	330.3	0.92
15:00	792.8	349.3	0.92
15:15	840.3	364.9	0.92
15:30	810.7	365.2	0.91
15:45	793.6	350.6	0.91
16:00	773.0	325.4	0.92
16:15	777.7	323.2	0.92
16:30	803.8	333.3	0.92
16:45	776.9	345.4	0.91
17:00	820.6	363.0	0.91
17:15	817.3	349.3	0.92
17:30	819.5	335.0	0.93
17:45	791.4	299.5	0.94
18:00	777.4	264.1	0.95
18:15	752.1	227.0	0.96
18:30	766.4	249.8	0.95
18:45	745.3	274.3	0.94
19:00	645.0	255.8	0.93
19:15	620.2	243.7	0.93
19:30	627.1	230.0	0.94
19:45	701.3	247.3	0.94
20:00	799.9	328.9	0.92
20:15	773.0	312.7	0.93
20:30	780.4	328.1	0.92
20:45	768.1	330.9	0.92
21:00	756.8	315.5	0.92
21:15	711.2	274.5	0.93
21:30	686.2	256.9	0.94
21:45	676.3	254.2	0.94
22:00	687.0	264.9	0.93
22:15	681.5	264.9	0.93
22:30	693.9	277.5	0.93
22:45	668.3	249.8	0.94
23:00	670.2	224.2	0.95
23:15	653.5	228.4	0.94
23:30	733.4	261.9	0.94
23:45	749.7	265.2	0.94
24:00	707.6	226.2	0.95

**DIAGRAMA DE CARGA**



**PARAMETROS ELECTRICOS REGISTRADOS Y CALCULADOS**

PARAMETROS REGISTRADOS			
<b>MAXIMA DEMANDA</b>		<b>DEMANDA PROMEDIO</b>	
H.P	799.9 kW	H.P	710.5 kW
H.F.P	873.3 kW	H.F.P	678.5 kW
DIA	873.3 kW	DIA	685.2 kW
<b>ENERGIA ACTIVA</b>		<b>ENERGIA REACTIVA</b>	
H.P	3553 kWh	H.P	1353 kVARh
H.F.P	12892 kWh	H.F.P	4874 kVARh
DIA	16445 kWh	DIA	6226 kVARh
PARAMETROS CALCULADOS			
<b>FACTOR DE CARGA</b>		<b>FACTOR DE PERDIDAS</b>	
H.P	0.89	H.P	0.67
H.F.P	0.78	H.F.P	0.62
DIA	0.78	DIA	0.63
<b>FACTOR DE POTENCIA (promedio del dia)</b>		0.94 Inductivo	

**Nota:**  
H.P. : Horas de punta (18:00 a 23:00)  
H.F.P. : Horas fuera de punta

## Figura 2 EVALUACION DE CONSUMOS DE ENERGIA ELECTRICA TOTAL LACTEOS

FECHA : 07-jun-16

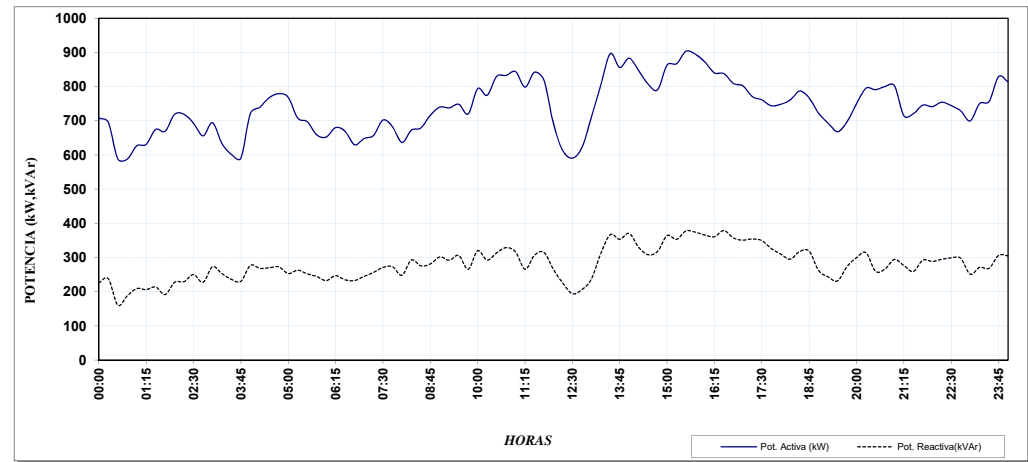
DIA : MARTES

### REPORTE DE REGISTROS

Hora	P (kW)	Q (kVAR)	F.P.
0:15	695.2	237.7	0.95
0:30	588.6	160.8	0.96
0:45	587.8	188.0	0.95
1:00	626.5	209.1	0.95
1:15	631.2	206.1	0.95
1:30	674.6	213.8	0.95
1:45	669.4	191.5	0.96
2:00	718.9	227.5	0.95
2:15	718.9	229.5	0.95
2:30	692.8	250.3	0.94
2:45	655.9	227.5	0.94
3:00	694.4	272.9	0.93
3:15	633.4	252.8	0.93
3:30	601.5	236.1	0.93
3:45	590.8	230.6	0.93
4:00	721.4	277.0	0.93
4:15	739.5	268.2	0.94
4:30	767.8	270.1	0.94
4:45	779.3	272.9	0.94
5:00	768.6	253.1	0.95
5:15	707.9	263.0	0.94
5:30	697.4	252.3	0.94
5:45	659.0	244.6	0.94
6:00	652.4	232.5	0.94
6:15	680.1	247.0	0.94
6:30	669.1	234.7	0.94
6:45	629.8	232.8	0.94
7:00	648.0	244.6	0.94
7:15	657.0	256.4	0.93
7:30	702.1	271.0	0.93
7:45	682.9	273.2	0.93
8:00	636.7	248.1	0.93
8:15	672.4	292.7	0.92
8:30	679.0	275.6	0.93
8:45	716.1	281.1	0.93
9:00	740.0	301.7	0.93
9:15	737.8	292.1	0.93
9:30	748.3	305.9	0.93
9:45	720.3	265.7	0.94
10:00	794.2	319.9	0.93
10:15	774.7	292.4	0.94
10:30	829.6	313.5	0.94
10:45	832.6	328.9	0.93
11:00	843.9	316.3	0.94
11:15	798.6	265.7	0.95
11:30	842.3	306.7	0.94
11:45	818.6	314.9	0.93
12:00	691.4	264.9	0.93

Hora	P (kW)	Q (kVAR)	F.P.
12:15	611.7	224.8	0.94
12:30	590.8	194.0	0.95
12:45	621.0	206.1	0.95
13:00	710.1	236.9	0.95
13:15	804.9	311.9	0.93
13:30	896.4	366.9	0.93
13:45	856.0	353.4	0.92
14:00	883.2	370.4	0.92
14:15	846.7	329.8	0.93
14:30	807.1	308.1	0.93
14:45	790.9	318.2	0.93
15:00	863.1	364.1	0.92
15:15	867.0	353.1	0.93
15:30	903.5	377.8	0.92
15:45	894.5	374.0	0.92
16:00	871.7	365.5	0.92
16:15	840.1	360.8	0.92
16:30	838.1	378.9	0.91
16:45	809.3	357.2	0.91
17:00	802.1	350.9	0.92
17:15	770.8	354.2	0.91
17:30	761.2	349.5	0.91
17:45	743.9	326.2	0.92
18:00	748.3	310.0	0.92
18:15	780.9	295.1	0.93
18:30	787.0	317.7	0.93
18:45	766.7	318.5	0.92
19:00	721.9	261.9	0.94
19:15	693.3	243.2	0.94
19:30	668.0	231.7	0.94
19:45	697.2	273.7	0.93
20:00	749.9	299.5	0.93
20:15	795.3	314.4	0.93
20:30	790.9	260.0	0.95
20:45	800.2	266.3	0.95
21:00	802.7	294.3	0.94
21:15	714.8	276.7	0.93
21:30	720.8	259.1	0.94
21:45	745.8	292.4	0.93
22:00	741.4	288.5	0.93
22:15	754.3	294.9	0.93
22:30	744.2	299.0	0.93
22:45	729.3	297.9	0.93
23:00	699.6	251.2	0.94
23:15	750.5	271.2	0.94
23:30	756.5	268.8	0.94
23:45	829.1	306.1	0.94
24:00	813.7	305.0	0.94

### DIAGRAMA DE CARGA



### PARAMETROS ELECTRICOS REGISTRADOS Y CALCULADOS

PARAMETROS REGISTRADOS			
<b>MAXIMA DEMANDA</b>		<b>DEMANDA PROMEDIO</b>	
H.P	802.7 kW	H.P	744.2 kW
H.F.P	903.5 kW	H.F.P	738.2 kW
DIA	903.5 kW	DIA	739.4 kW
<b>ENERGIA ACTIVA</b>		<b>ENERGIA REACTIVA</b>	
H.P	3721 kWh	H.P	1409 kVARh
H.F.P	14025 kWh	H.F.P	5352 kVARh
DIA	17746 kWh	DIA	6761 kVARh
PARAMETROS CALCULADOS			
<b>FACTOR DE CARGA</b>		<b>FACTOR DE PERDIDAS</b>	
H.P	0.93	H.P	0.68
H.F.P	0.82	H.F.P	0.68
DIA	0.82	DIA	0.68
<b>FACTOR DE POTENCIA (promedio del dia)</b>		0.93 Inductivo	

**Nota:**

H.P. : Horas de punta (18:00 a 23:00)  
H.F.P. : Horas fuera de punta

**Figura 3**  
**EVALUACION DE CONSUMOS DE ENERGIA ELECTRICA**  
**TOTAL LACTEOS**

FECHA : 08-jun-16

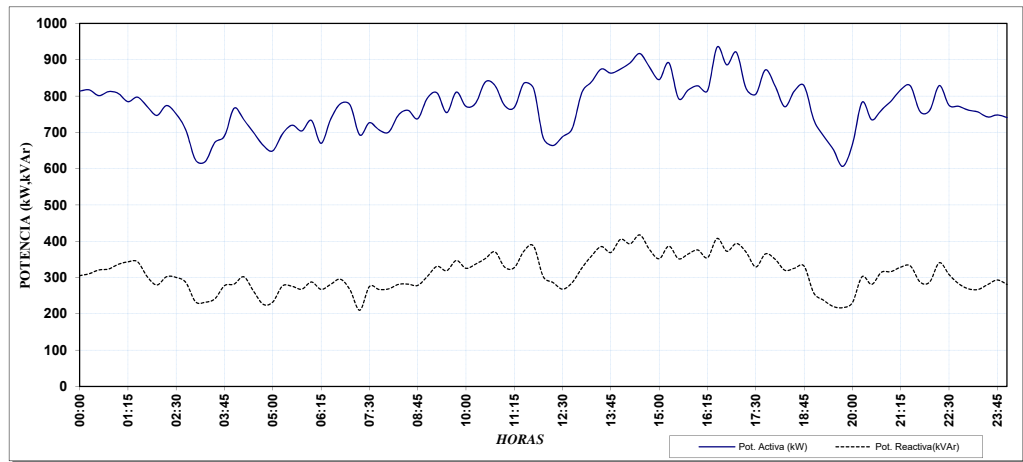
DIA : MIÉRCOLES

**REPORTE DE REGISTROS**

Hora	P (kW)	Q (KVAR)	F.P.
0:15	817.0	310.5	0.93
0:30	801.0	321.0	0.93
0:45	812.3	323.4	0.93
1:00	807.4	336.4	0.92
1:15	784.6	343.2	0.92
1:30	796.9	343.5	0.92
1:45	771.1	302.6	0.93
2:00	746.6	279.5	0.94
2:15	773.8	302.3	0.93
2:30	750.5	300.4	0.93
2:45	706.2	286.3	0.93
3:00	623.8	233.3	0.94
3:15	619.1	231.9	0.94
3:30	672.2	241.3	0.94
3:45	689.5	277.5	0.93
4:00	766.4	281.9	0.94
4:15	735.1	302.0	0.92
4:30	699.9	263.0	0.94
4:45	664.5	226.4	0.95
5:00	649.1	232.5	0.94
5:15	695.5	276.7	0.93
5:30	719.7	275.9	0.93
5:45	703.8	267.9	0.93
6:00	732.9	287.7	0.93
6:15	669.7	267.4	0.93
6:30	736.7	281.4	0.93
6:45	778.8	295.4	0.93
7:00	775.5	265.7	0.95
7:15	692.8	209.9	0.96
7:30	726.6	275.1	0.94
7:45	706.8	267.1	0.94
8:00	700.7	266.8	0.93
8:15	747.5	281.1	0.94
8:30	760.6	281.9	0.94
8:45	737.6	278.4	0.94
9:00	794.2	303.1	0.93
9:15	808.7	330.9	0.93
9:30	754.3	318.8	0.92
9:45	810.9	347.1	0.92
10:00	771.4	325.4	0.92
10:15	780.4	337.2	0.92
10:30	838.7	352.3	0.92
10:45	829.1	370.7	0.91
11:00	773.8	328.7	0.92
11:15	768.6	327.3	0.92
11:30	835.4	372.9	0.91
11:45	820.6	386.4	0.90
12:00	684.5	302.3	0.91

Hora	P (kW)	Q (KVAR)	F.P.
12:15	663.6	286.3	0.92
12:30	688.1	267.9	0.93
12:45	710.4	286.3	0.93
13:00	810.1	326.5	0.93
13:15	839.2	359.7	0.92
13:30	874.4	385.3	0.92
13:45	863.1	369.1	0.92
14:00	874.4	405.3	0.91
14:15	891.7	393.0	0.92
14:30	917.0	417.4	0.91
14:45	879.4	377.0	0.92
15:00	845.3	351.7	0.92
15:15	891.7	386.6	0.92
15:30	793.3	351.7	0.91
15:45	816.7	364.9	0.91
16:00	828.2	375.9	0.91
16:15	814.8	354.5	0.92
16:30	934.9	407.8	0.92
16:45	886.0	372.4	0.92
17:00	920.3	393.8	0.92
17:15	820.6	369.9	0.91
17:30	805.2	329.2	0.93
17:45	872.2	365.2	0.92
18:00	827.7	350.4	0.92
18:15	770.5	320.1	0.92
18:30	814.2	325.6	0.93
18:45	828.2	331.4	0.93
19:00	734.8	257.5	0.94
19:15	690.6	237.7	0.95
19:30	654.0	220.4	0.95
19:45	606.2	217.1	0.94
20:00	666.4	230.8	0.94
20:15	782.9	302.3	0.93
20:30	734.5	281.1	0.93
20:45	761.5	314.4	0.92
21:00	785.9	316.3	0.93
21:15	817.3	328.7	0.93
21:30	828.0	332.0	0.93
21:45	757.3	287.7	0.93
22:00	760.4	287.7	0.94
22:15	828.8	340.8	0.93
22:30	774.7	308.3	0.93
22:45	771.6	283.0	0.94
23:00	761.2	269.0	0.94
23:15	756.2	267.1	0.94
23:30	742.2	280.6	0.94
23:45	748.0	293.2	0.93
24:00	740.9	281.1	0.93

**DIAGRAMA DE CARGA**



**PARAMETROS ELECTRICOS REGISTRADOS Y CALCULADOS**

PARAMETROS REGISTRADOS			
<b>MAXIMA DEMANDA</b>		<b>DEMANDA PROMEDIO</b>	
H.P	828.8 kW	H.P	756.5 kW
H.F.P	934.9 kW	H.F.P	775.0 kW
DIA	934.9 kW	DIA	771.1 kW
<b>ENERGIA ACTIVA</b>		<b>ENERGIA REACTIVA</b>	
H.P	3782 kWh	H.P	1448 KVARh
H.F.P	14725 kWh	H.F.P	5998 KVARh
DIA	18507 kWh	DIA	7446 KVARh
PARAMETROS CALCULADOS			
<b>FACTOR DE CARGA</b>		<b>FACTOR DE PERDIDAS</b>	
H.P	0.91	H.P	0.66
H.F.P	0.83	H.F.P	0.69
DIA	0.82	DIA	0.69
<b>FACTOR DE POTENCIA (promedio del dia)</b>		0.93 Inductivo	

**Nota:**  
H.P. : Horas de punta (18:00 a 23:00)  
H.F.P. : Horas fuera de punta

## Figura 4 EVALUACION DE CONSUMOS DE ENERGIA ELECTRICA TOTAL LACTEOS

FECHA : 09-jun-16

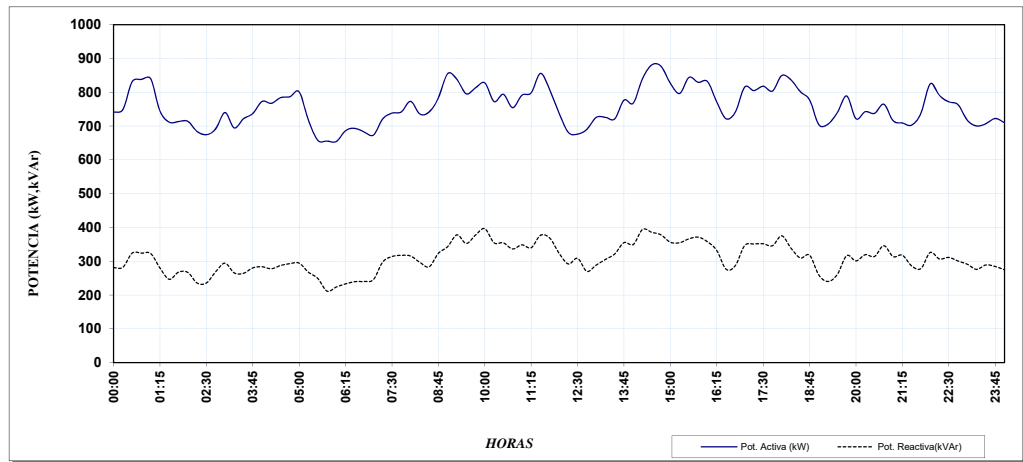
DIA : JUEVES

### REPORTE DE REGISTROS

Hora	P (kW)	Q (KVAR)	F.P.
0:15	748.6	282.2	0.94
0:30	831.3	324.0	0.93
0:45	837.9	324.0	0.93
1:00	839.8	322.6	0.93
1:15	743.9	279.7	0.94
1:30	711.2	246.5	0.94
1:45	713.4	267.7	0.94
2:00	713.9	266.8	0.94
2:15	683.7	235.5	0.95
2:30	674.4	235.8	0.94
2:45	691.4	268.8	0.93
3:00	740.0	294.3	0.93
3:15	694.4	265.5	0.93
3:30	721.6	264.4	0.94
3:45	737.0	280.3	0.93
4:00	772.7	283.6	0.94
4:15	767.2	277.8	0.94
4:30	784.0	287.4	0.94
4:45	786.8	292.9	0.94
5:00	801.0	294.3	0.94
5:15	717.0	267.4	0.94
5:30	657.9	249.2	0.94
5:45	655.7	211.6	0.95
6:00	654.3	223.7	0.95
6:15	686.2	233.0	0.95
6:30	693.3	239.6	0.95
6:45	682.3	240.2	0.94
7:00	673.3	245.7	0.94
7:15	721.1	297.6	0.92
7:30	738.1	313.8	0.92
7:45	741.7	317.4	0.92
8:00	773.0	315.5	0.93
8:15	735.6	296.8	0.93
8:30	741.1	283.6	0.93
8:45	783.5	323.4	0.92
9:00	855.2	343.2	0.93
9:15	837.9	378.1	0.91
9:30	795.3	352.6	0.91
9:45	812.9	377.3	0.91
10:00	827.7	396.3	0.90
10:15	772.5	354.5	0.91
10:30	793.9	354.5	0.91
10:45	754.3	336.4	0.91
11:00	791.1	348.4	0.92
11:15	798.3	339.9	0.92
11:30	855.7	376.8	0.92
11:45	807.1	368.5	0.91
12:00	738.4	324.0	0.92

Hora	P (kW)	Q (KVAR)	F.P.
12:15	681.2	291.8	0.92
12:30	676.0	308.6	0.91
12:45	690.3	270.1	0.93
13:00	725.5	288.5	0.93
13:15	725.7	305.3	0.92
13:30	721.1	321.5	0.91
13:45	776.6	355.0	0.91
14:00	767.8	349.5	0.91
14:15	840.6	394.1	0.91
14:30	881.0	385.5	0.92
14:45	876.6	377.8	0.92
15:00	826.3	356.1	0.92
15:15	796.4	354.8	0.91
15:30	843.9	366.3	0.92
15:45	829.3	371.3	0.91
16:00	831.5	357.5	0.92
16:15	771.1	331.7	0.92
16:30	721.4	276.4	0.93
16:45	741.1	287.2	0.93
17:00	815.1	346.2	0.92
17:15	804.9	350.9	0.92
17:30	817.8	351.7	0.92
17:45	803.5	346.0	0.92
18:00	849.4	375.1	0.91
18:15	836.5	338.6	0.93
18:30	801.6	309.7	0.93
18:45	777.4	317.9	0.93
19:00	703.8	259.1	0.94
19:15	706.0	240.2	0.95
19:30	740.3	261.6	0.94
19:45	789.0	316.6	0.93
20:00	721.6	300.9	0.92
20:15	742.5	319.3	0.92
20:30	737.6	314.1	0.92
20:45	764.5	346.0	0.91
21:00	715.6	313.8	0.92
21:15	709.0	317.7	0.91
21:30	702.7	286.1	0.93
21:45	737.8	278.4	0.94
22:00	824.9	325.9	0.93
22:15	790.1	306.7	0.93
22:30	771.6	311.3	0.93
22:45	763.1	300.6	0.93
23:00	717.0	291.0	0.93
23:15	700.2	275.9	0.93
23:30	707.1	289.1	0.93
23:45	722.4	284.4	0.93
24:00	709.8	274.8	0.93

### DIAGRAMA DE CARGA



### PARAMETROS ELECTRICOS REGISTRADOS Y CALCULADOS

PARAMETROS REGISTRADOS			
MAXIMA DEMANDA		DEMANDA PROMEDIO	
H.P	836.5 kW	H.P	752.6 kW
H.F.P	881.0 kW	H.F.P	759.8 kW
DIA	861.0 kW	DIA	756.3 kW
ENERGIA ACTIVA		ENERGIA REACTIVA	
H.P	3763 kWh	H.P	1514 KVARh
H.F.P	14436 kWh	H.F.P	5887 KVARh
DIA	18199 kWh	DIA	7400 KVARh
PARAMETROS CALCULADOS			
FACTOR DE CARGA		FACTOR DE PERDIDAS	
H.P	0.90	H.P	0.73
H.F.P	0.86	H.F.P	0.75
DIA	0.86	DIA	0.74
FACTOR DE POTENCIA (promedio del dia)		0.93 Inductivo	

**Nota:**  
H.P. : Horas de punta (18:00 a 23:00)  
H.F.P. : Horas fuera de punta

## Figura 5 EVALUACION DE CONSUMOS DE ENERGIA ELECTRICA TOTAL LACTEOS

FECHA : 10-jun-16

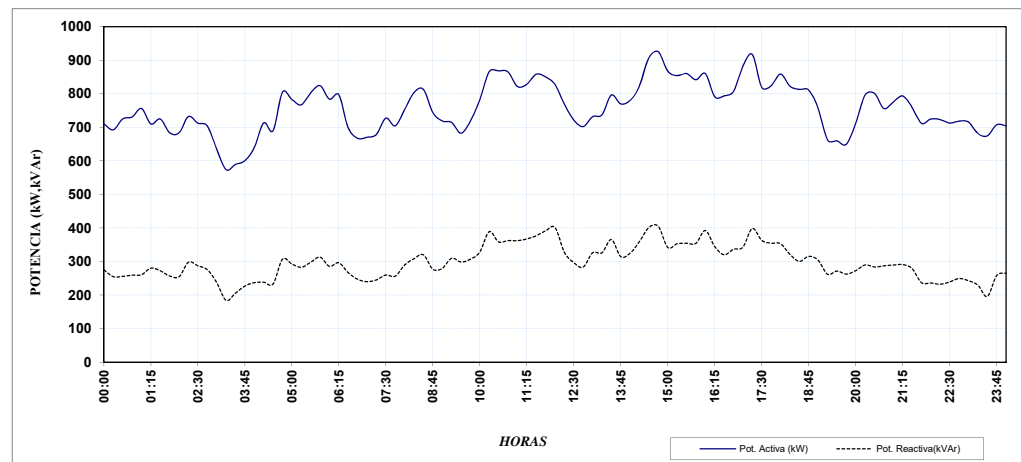
DIA : VIERNES

### REPORTE DE REGISTROS

Hora	P (kW)	Q (KVAR)	F.P.
0:15	692.5	254.7	0.94
0:30	724.9	255.6	0.94
0:45	730.7	259.1	0.94
1:00	756.0	260.5	0.95
1:15	709.8	280.0	0.93
1:30	724.6	272.3	0.94
1:45	683.7	256.7	0.94
2:00	683.4	254.7	0.94
2:15	732.1	297.9	0.93
2:30	712.3	287.2	0.93
2:45	704.3	275.6	0.93
3:00	635.1	237.4	0.94
3:15	573.8	184.1	0.95
3:30	589.2	205.6	0.94
3:45	600.4	226.7	0.94
4:00	639.5	236.9	0.94
4:15	713.1	238.3	0.95
4:30	690.0	232.8	0.95
4:45	804.6	306.7	0.93
5:00	782.9	292.7	0.94
5:15	767.0	282.8	0.94
5:30	802.4	297.6	0.94
5:45	824.1	313.0	0.93
6:00	783.7	285.5	0.94
6:15	796.9	296.2	0.94
6:30	698.0	266.6	0.93
6:45	667.2	247.0	0.94
7:00	670.2	239.9	0.94
7:15	678.8	245.1	0.94
7:30	727.1	259.7	0.94
7:45	704.3	256.1	0.94
8:00	752.7	289.4	0.93
8:15	803.5	308.3	0.93
8:30	812.9	319.9	0.93
8:45	744.2	277.0	0.94
9:00	718.9	279.5	0.93
9:15	714.5	309.7	0.92
9:30	682.3	298.4	0.92
9:45	718.6	307.0	0.92
10:00	782.4	328.1	0.92
10:15	865.9	388.8	0.91
10:30	868.1	358.3	0.92
10:45	865.1	362.2	0.92
11:00	821.7	362.2	0.92
11:15	828.2	367.1	0.91
11:30	858.2	376.8	0.92
11:45	850.0	391.3	0.91
12:00	827.7	401.2	0.90

Hora	P (kW)	Q (KVAR)	F.P.
12:15	768.9	327.6	0.92
12:30	721.6	296.5	0.92
12:45	702.1	283.3	0.93
13:00	731.5	325.9	0.91
13:15	737.3	325.9	0.91
13:30	796.1	365.5	0.91
13:45	769.7	314.4	0.93
14:00	780.4	324.8	0.92
14:15	823.9	360.0	0.92
14:30	908.2	401.5	0.91
14:45	925.0	404.2	0.92
15:00	867.3	341.9	0.93
15:15	854.1	352.8	0.92
15:30	860.1	354.2	0.92
15:45	841.7	354.2	0.92
16:00	860.1	392.4	0.91
16:15	791.1	344.3	0.92
16:30	793.6	320.1	0.93
16:45	807.1	336.4	0.92
17:00	882.1	342.7	0.93
17:15	917.0	398.5	0.92
17:30	818.9	363.0	0.91
17:45	823.6	354.5	0.92
18:00	858.8	353.1	0.92
18:15	822.5	321.2	0.93
18:30	812.9	300.4	0.94
18:45	810.9	315.2	0.93
19:00	756.5	303.9	0.93
19:15	662.3	261.9	0.93
19:30	659.5	271.5	0.92
19:45	649.4	262.4	0.93
20:00	711.7	272.6	0.93
20:15	796.4	289.6	0.94
20:30	801.0	283.6	0.94
20:45	756.0	286.9	0.93
21:00	775.5	289.4	0.94
21:15	793.3	290.7	0.94
21:30	759.3	278.9	0.94
21:45	711.7	236.9	0.95
22:00	724.6	235.8	0.95
22:15	723.0	232.2	0.95
22:30	712.6	239.1	0.95
22:45	718.3	249.2	0.94
23:00	715.9	242.6	0.95
23:15	681.5	229.5	0.95
23:30	674.4	195.7	0.96
23:45	707.3	258.0	0.94
24:00	704.6	265.5	0.94

### DIAGRAMA DE CARGA



### PARAMETROS ELECTRICOS REGISTRADOS Y CALCULADOS

PARAMETROS REGISTRADOS			
MAXIMA DEMANDA		DEMANDA PROMEDIO	
H.P	822.5 kW	H.P	743.7 kW
H.F.P	925.0 kW	H.F.P	762.2 kW
DIA	925.0 kW	DIA	756.3 kW
ENERGIA ACTIVA		ENERGIA REACTIVA	
H.P	3718 kWh	H.P	1366 KVARh
H.F.P	14481 kWh	H.F.P	5779 KVARh
DIA	18200 kWh	DIA	7145 KVARh
PARAMETROS CALCULADOS			
FACTOR DE CARGA		FACTOR DE PERDIDAS	
H.P	0.90	H.P	0.65
H.F.P	0.82	H.F.P	0.69
DIA	0.82	DIA	0.68
FACTOR DE POTENCIA (promedio del dia)		0.93 Inductivo	

**Nota:**

H.P. : Horas de punta (18:00 a 23:00)  
H.F.P. : Horas fuera de punta

## Figura 6 EVALUACION DE CONSUMOS DE ENERGIA ELECTRICA TOTAL LACTEOS

FECHA : 11-jun-16

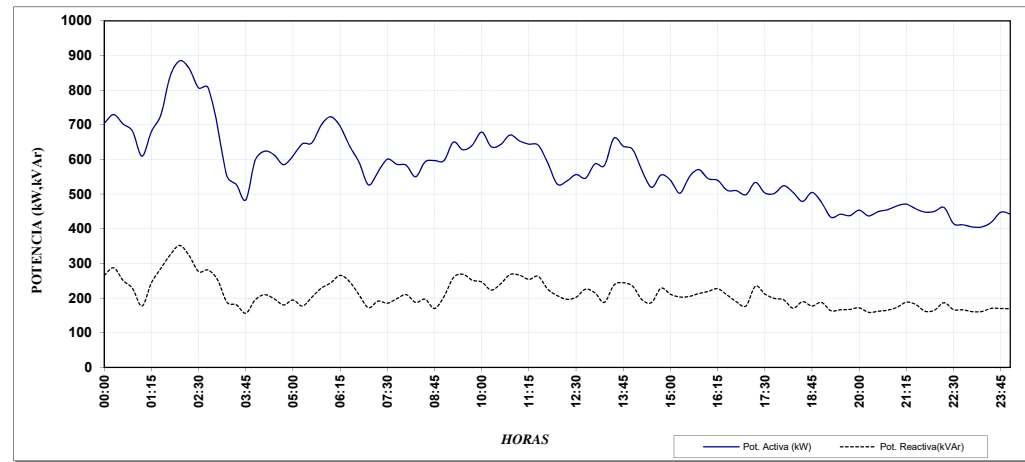
DIA : SÁBADO

### REPORTE DE REGISTROS

Hora	P (kW)	Q (KVAR)	F.P.
0:15	729.3	287.2	0.93
0:30	702.1	250.6	0.94
0:45	681.2	227.5	0.95
1:00	609.5	177.0	0.96
1:15	680.7	244.0	0.94
1:30	728.8	285.5	0.93
1:45	841.7	325.1	0.93
2:00	884.6	351.7	0.93
2:15	862.3	322.3	0.94
2:30	806.3	276.4	0.95
2:45	807.4	280.8	0.94
3:00	695.5	252.8	0.94
3:15	551.8	188.0	0.95
3:30	527.6	180.5	0.95
3:45	483.4	156.4	0.95
4:00	598.2	194.8	0.95
4:15	623.8	209.7	0.95
4:30	613.1	197.9	0.95
4:45	584.8	180.0	0.96
5:00	610.3	194.3	0.95
5:15	645.2	177.0	0.96
5:30	647.7	202.5	0.95
5:45	699.4	228.6	0.95
6:00	723.0	243.7	0.95
6:15	695.5	265.5	0.93
6:30	638.6	247.0	0.93
6:45	592.2	209.4	0.94
7:00	526.5	172.0	0.95
7:15	563.6	191.3	0.95
7:30	600.7	184.9	0.96
7:45	585.9	198.1	0.95
8:00	583.1	209.9	0.94
8:15	549.9	187.4	0.95
8:30	593.0	196.5	0.95
8:45	596.6	169.8	0.96
9:00	596.6	204.2	0.95
9:15	649.9	258.9	0.93
9:30	627.6	268.8	0.92
9:45	641.1	251.4	0.93
10:00	679.0	246.2	0.94
10:15	637.0	223.1	0.94
10:30	642.8	241.0	0.94
10:45	670.5	267.7	0.93
11:00	653.5	266.0	0.93
11:15	644.1	253.9	0.93
11:30	640.8	262.4	0.93
11:45	589.7	225.3	0.93
12:00	529.0	207.2	0.93

Hora	P (kW)	Q (KVAR)	F.P.
12:15	537.2	196.5	0.94
12:30	556.5	202.3	0.94
12:45	546.0	225.6	0.92
13:00	587.2	214.9	0.94
13:15	582.3	187.4	0.95
13:30	660.9	237.2	0.94
13:45	638.1	244.0	0.93
14:00	628.5	233.9	0.94
14:15	566.9	194.8	0.95
14:30	519.4	187.1	0.94
14:45	555.1	228.4	0.92
15:00	540.0	210.8	0.93
15:15	502.6	203.1	0.93
15:30	549.6	204.7	0.94
15:45	570.8	213.0	0.94
16:00	544.4	219.0	0.93
16:15	539.7	227.0	0.92
16:30	510.9	208.8	0.93
16:45	509.8	189.1	0.94
17:00	498.2	177.2	0.94
17:15	533.7	234.1	0.92
17:30	503.4	211.6	0.92
17:45	501.8	199.0	0.93
18:00	524.0	194.8	0.94
18:15	504.8	170.7	0.95
18:30	478.7	189.6	0.93
18:45	504.8	177.0	0.94
19:00	476.2	187.4	0.93
19:15	433.4	163.5	0.94
19:30	441.9	166.0	0.94
19:45	437.8	167.1	0.93
20:00	453.4	171.8	0.94
20:15	436.9	158.8	0.94
20:30	449.3	161.9	0.94
20:45	454.8	164.9	0.94
21:00	465.8	173.1	0.94
21:15	471.0	188.0	0.93
21:30	457.3	181.4	0.93
21:45	447.9	161.6	0.94
22:00	450.4	165.4	0.94
22:15	461.1	186.6	0.93
22:30	414.7	166.5	0.93
22:45	411.4	166.0	0.93
23:00	405.1	160.8	0.93
23:15	405.3	161.0	0.93
23:30	418.5	170.4	0.93
23:45	447.6	169.8	0.93
24:00	443.0	169.0	0.93

### DIAGRAMA DE CARGA



### PARAMETROS ELECTRICOS REGISTRADOS Y CALCULADOS

PARAMETROS REGISTRADOS			
MAXIMA DEMANDA		DEMANDA PROMEDIO	
H.P	504.8 kW	H.P	452.8 kW
H.F.P	884.6 kW	H.F.P	605.1 kW
DIA	884.6 kW	DIA	573.4 kW
ENERGIA ACTIVA		ENERGIA REACTIVA	
H.P	2264 kWh	H.P	857 KVARh
H.F.P	11497 kWh	H.F.P	4189 KVARh
DIA	13761 kWh	DIA	5046 KVARh
PARAMETROS CALCULADOS			
FACTOR DE CARGA		FACTOR DE PERDIDAS	
H.P	0.90	H.P	0.26
H.F.P	0.68	H.F.P	0.48
DIA	0.65	DIA	0.44
FACTOR DE POTENCIA (promedio del dia)		0.94 Inductivo	

**Nota:**  
H.P. : Horas de punta (18:00 a 23:00)  
H.F.P. : Horas fuera de punta



## Figura 7 EVALUACION DE CONSUMOS DE ENERGIA ELECTRICA TOTAL LACTEOS

FECHA : 12-jun-16

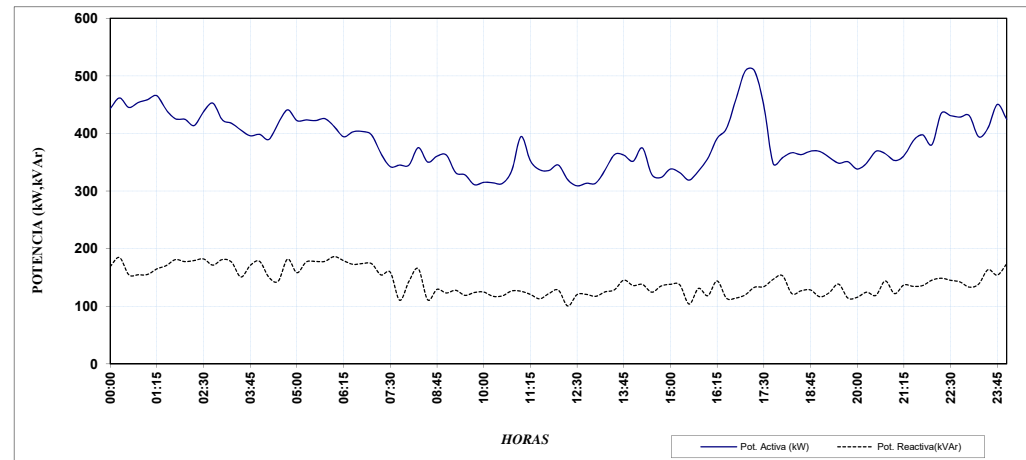
DIA : DOMINGO

### REPORTE DE REGISTROS

Hora	P (kW)	Q (KVAR)	F.P.
0:15	461.7	184.7	0.93
0:30	445.2	154.7	0.94
0:45	453.7	154.7	0.95
1:00	458.6	155.3	0.95
1:15	465.5	164.9	0.94
1:30	441.1	170.7	0.93
1:45	425.4	181.1	0.92
2:00	424.6	177.5	0.92
2:15	413.8	179.4	0.92
2:30	437.8	182.2	0.92
2:45	452.6	171.5	0.94
3:00	423.7	181.1	0.92
3:15	417.7	176.7	0.92
3:30	405.9	150.9	0.94
3:45	396.0	170.9	0.92
4:00	398.5	178.1	0.91
4:15	389.7	150.3	0.93
4:30	417.7	143.7	0.95
4:45	441.1	181.9	0.92
5:00	422.4	158.3	0.94
5:15	423.5	177.0	0.92
5:30	422.4	177.8	0.92
5:45	425.7	178.1	0.92
6:00	411.9	186.3	0.91
6:15	394.3	179.2	0.91
6:30	402.9	172.8	0.92
6:45	403.4	174.2	0.92
7:00	397.4	173.9	0.92
7:15	365.2	154.4	0.92
7:30	342.4	159.1	0.91
7:45	345.1	110.5	0.95
8:00	345.1	143.4	0.92
8:15	375.4	165.2	0.92
8:30	350.4	111.3	0.95
8:45	360.5	129.4	0.94
9:00	362.5	123.1	0.95
9:15	332.0	127.8	0.93
9:30	328.1	119.0	0.94
9:45	311.1	123.9	0.93
10:00	315.2	124.8	0.93
10:15	314.4	117.3	0.94
10:30	313.3	118.2	0.94
10:45	335.3	126.7	0.94
11:00	394.6	126.1	0.95
11:15	352.6	120.6	0.95
11:30	336.9	112.9	0.95
11:45	335.8	122.3	0.94
12:00	345.1	128.1	0.94

Hora	P (kW)	Q (KVAR)	F.P.
12:15	319.6	100.6	0.95
12:30	309.1	120.4	0.93
12:45	313.5	120.6	0.93
13:00	313.8	117.3	0.94
13:15	336.6	125.0	0.94
13:30	363.3	128.6	0.94
13:45	362.5	145.4	0.93
14:00	351.7	136.0	0.93
14:15	374.8	137.9	0.94
14:30	328.7	124.5	0.94
14:45	323.7	135.2	0.92
15:00	338.3	138.2	0.93
15:15	332.0	137.1	0.92
15:30	319.0	103.9	0.95
15:45	335.0	131.1	0.93
16:00	356.7	118.4	0.95
16:15	391.6	144.0	0.94
16:30	408.6	114.0	0.96
16:45	458.6	114.3	0.97
17:00	508.4	119.8	0.97
17:15	508.7	133.0	0.97
17:30	447.9	134.1	0.96
17:45	347.6	146.7	0.92
18:00	358.1	153.1	0.92
18:15	366.6	122.0	0.95
18:30	363.3	127.0	0.94
18:45	369.3	128.3	0.94
19:00	368.8	116.5	0.95
19:15	358.6	123.7	0.95
19:30	348.4	138.5	0.93
19:45	350.9	114.3	0.95
20:00	338.3	115.7	0.95
20:15	348.4	124.5	0.94
20:30	369.1	119.0	0.95
20:45	364.9	144.0	0.93
21:00	353.1	122.0	0.95
21:15	361.1	137.1	0.93
21:30	387.2	134.7	0.94
21:45	397.6	136.0	0.95
22:00	380.6	145.4	0.93
22:15	435.0	148.7	0.95
22:30	430.9	145.1	0.95
22:45	428.4	142.3	0.95
23:00	430.9	133.3	0.96
23:15	394.3	138.5	0.94
23:30	409.5	163.5	0.93
23:45	450.4	154.2	0.95
24:00	424.8	173.4	0.93

### DIAGRAMA DE CARGA



### PARAMETROS ELECTRICOS REGISTRADOS Y CALCULADOS

PARAMETROS REGISTRADOS			
MAXIMA DEMANDA		DEMANDA PROMEDIO	
H.P	435.0 kW	H.P	377.6 kW
H.F.P	508.7 kW	H.F.P	384.5 kW
DIA	508.7 kW	DIA	383.1 kW
ENERGIA ACTIVA		ENERGIA REACTIVA	
H.P	1888 kWh	H.P	655 KVARh
H.F.P	7305 kWh	H.F.P	2765 KVARh
DIA	9193 kWh	DIA	3420 KVARh
PARAMETROS CALCULADOS			
FACTOR DE CARGA		FACTOR DE PERDIDAS	
H.P	0.87	H.P	0.55
H.F.P	0.76	H.F.P	0.58
DIA	0.75	DIA	0.58
FACTOR DE POTENCIA (promedio del dia)		0.94 Inductivo	

**Nota:**

H.P. : Horas de punta (18:00 a 23:00)  
H.F.P. : Horas fuera de punta

**TOTAL LACTEOS  
RESUMEN DE MEDICIONES**

Fecha	Día	Máxima Demanda (kW)			Energía Activa (kWh)			fc	fp
		HP	HFP	DIA	HP	HFP	DIA		
06/06/2016	LUNES	799.9	873.3	873.3	3,552.5	12,892.0	16,444.5	0.78	0.94
07/06/2016	MARTES	802.7	903.5	903.5	3,721.1	14,025.3	17,746.4	0.82	0.93
08/06/2016	MIÉRCOLES	828.8	934.9	934.9	3,782.3	14,724.6	18,506.9	0.82	0.93
09/06/2016	JUEVES	836.5	881.0	881.0	3,763.1	14,435.5	18,198.6	0.86	0.93
10/06/2016	VIERNES	822.5	925.0	925.0	3,718.3	14,481.3	18,199.7	0.82	0.93
11/06/2016	SÁBADO	504.8	884.6	884.6	2,264.1	11,496.6	13,760.8	0.65	0.94
12/06/2016	DOMINGO	435.0	508.7	508.7	1,887.9	7,305.4	9,193.3	0.75	0.94
	<b>Máximo</b>	836.5	934.9	934.9	3,782.3	14,724.6	18,506.9	0.86	0.94
	<b>Mínimo</b>	435.0	508.7	508.7	1,887.9	7,305.4	9,193.3	0.65	0.93
	<b>Promedio</b>	718.6	844.4	844.4	3,241.3	12,765.8	16,007.2	0.79	0.93
<b>Promedio días útiles</b>					<b>3,236</b>	<b>12,237</b>	<b>15,473</b>		
<b>SÁBADO</b>					<b>3,763</b>	<b>14,436</b>	<b>18,199</b>		
<b>DOMINGO</b>					<b>3,718</b>	<b>14,481</b>	<b>18,200</b>		
<b>Proyección al mes</b>					<b>104,352</b>	<b>397,115</b>	<b>501,467</b>		



## DIAGRAMAS DE CARGA CARNICOS

**Figura 1**  
**EVALUACION DE CONSUMOS DE ENERGIA ELECTRICA**  
**TOTAL CARNICOS**

FECHA : 06-jun-16

DIA : LUNES

**REPORTE DE REGISTROS**

Hora	P (kW)	Q (kVAR)	F.P.
0:15	387.5	72.8	0.98
0:30	399.8	109.9	0.96
0:45	423.2	138.8	0.95
1:00	436.9	144.3	0.95
1:15	416.3	136.0	0.95
1:30	406.7	140.1	0.95
1:45	372.4	105.8	0.96
2:00	376.5	83.8	0.98
2:15	376.5	107.2	0.96
2:30	404.0	127.8	0.95
2:45	362.7	83.8	0.97
3:00	376.5	81.1	0.98
3:15	354.5	68.7	0.98
3:30	360.0	60.5	0.99
3:45	327.0	42.6	0.99
4:00	321.5	45.3	0.99
4:15	325.6	46.7	0.99
4:30	373.7	112.7	0.96
4:45	382.0	114.0	0.96
5:00	383.3	120.9	0.95
5:15	382.0	119.5	0.95
5:30	395.7	118.2	0.96
5:45	350.4	82.4	0.97
6:00	361.4	100.3	0.96
6:15	384.7	118.2	0.96
6:30	373.7	101.7	0.96
6:45	413.6	151.1	0.94
7:00	457.5	171.8	0.94
7:15	513.9	247.3	0.90
7:30	478.2	208.8	0.92
7:45	471.3	189.6	0.93
8:00	453.4	182.7	0.93
8:15	436.9	167.6	0.93
8:30	522.1	269.3	0.89
8:45	511.1	273.4	0.88
9:00	527.6	292.7	0.87
9:15	544.1	306.4	0.87
9:30	581.2	365.5	0.85
9:45	590.8	380.6	0.84
10:00	570.2	372.4	0.84
10:15	588.1	371.0	0.85
10:30	592.2	354.5	0.86
10:45	592.2	355.9	0.86
11:00	578.5	328.4	0.87
11:15	614.2	342.1	0.87
11:30	619.7	335.3	0.88
11:45	627.9	354.5	0.87
12:00	632.0	362.7	0.87

Hora	P (kW)	Q (kVAR)	F.P.
12:15	684.3	410.8	0.86
12:30	673.3	397.1	0.86
12:45	671.9	364.1	0.88
13:00	621.0	332.5	0.88
13:15	564.7	254.2	0.91
13:30	665.0	372.4	0.87
13:45	722.7	453.4	0.85
14:00	725.5	447.9	0.85
14:15	721.4	421.8	0.86
14:30	710.4	432.8	0.85
14:45	641.7	379.2	0.86
15:00	662.3	390.2	0.86
15:15	660.9	384.7	0.86
15:30	571.6	270.7	0.90
15:45	560.6	224.0	0.93
16:00	563.3	219.8	0.93
16:15	524.9	210.2	0.93
16:30	582.6	285.8	0.90
16:45	600.4	289.9	0.90
17:00	596.3	277.5	0.91
17:15	589.4	283.0	0.90
17:30	546.9	236.3	0.92
17:45	471.3	184.1	0.93
18:00	486.4	193.7	0.93
18:15	491.9	200.6	0.93
18:30	491.9	192.4	0.93
18:45	446.6	134.7	0.96
19:00	458.9	141.5	0.96
19:15	456.2	140.1	0.96
19:30	409.5	115.4	0.96
19:45	353.1	68.7	0.98
20:00	414.9	111.3	0.97
20:15	428.7	119.5	0.96
20:30	413.6	116.8	0.96
20:45	450.7	147.0	0.95
21:00	436.9	141.5	0.95
21:15	420.4	138.8	0.95
21:30	447.9	133.3	0.96
21:45	428.7	94.8	0.98
22:00	474.0	159.4	0.95
22:15	471.3	177.2	0.94
22:30	450.7	173.1	0.93
22:45	399.8	112.7	0.96
23:00	373.7	87.9	0.97
23:15	401.2	98.9	0.97
23:30	408.1	82.4	0.98
23:45	454.8	133.3	0.96
24:00	465.8	147.0	0.95

**DIAGRAMA DE CARGA**



**PARAMETROS ELECTRICOS REGISTRADOS Y CALCULADOS**

PARAMETROS REGISTRADOS			
<b>MAXIMA DEMANDA</b>		<b>DEMANDA PROMEDIO</b>	
H.P	491.9 kW	H.P	436.0 kW
H.F.P	725.5 kW	H.F.P	503.7 kW
DIA	725.5 kW	DIA	489.6 kW
<b>ENERGIA ACTIVA</b>		<b>ENERGIA REACTIVA</b>	
H.P	2180 kWh	H.P	677 kVARh
H.F.P	9570 kWh	H.F.P	4286 kVARh
DIA	11750 kWh	DIA	4963 kVARh
PARAMETROS CALCULADOS			
<b>FACTOR DE CARGA</b>		<b>FACTOR DE PERDIDAS</b>	
H.P	0.89	H.P	0.36
H.F.P	0.69	H.F.P	0.51
DIA	0.67	DIA	0.48
<b>FACTOR DE POTENCIA (promedio del dia)</b>		0.92 Inductivo	

**Nota:**  
H.P. : Horas de punta (18:00 a 23:00)  
H.F.P. : Horas fuera de punta

## Figura 2 EVALUACION DE CONSUMOS DE ENERGIA ELECTRICA TOTAL CARNICOS

FECHA : 07-jun-16

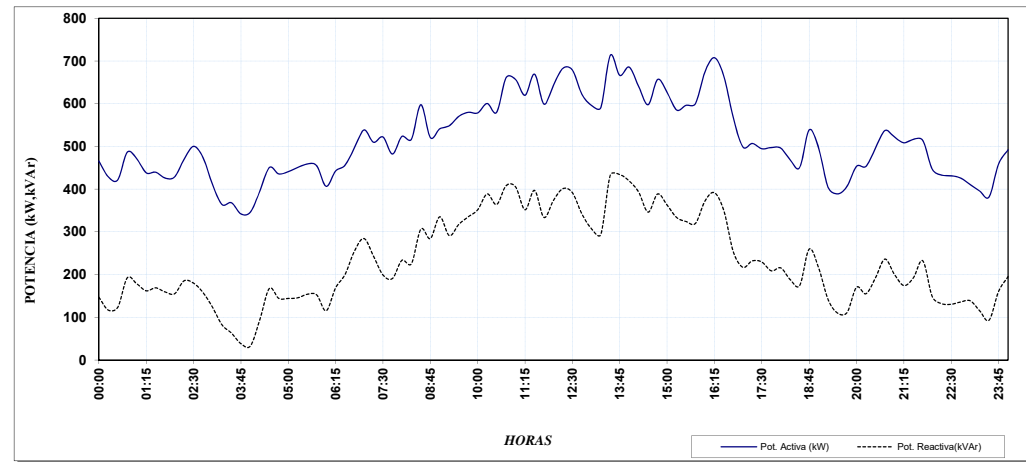
DIA : MARTES

### REPORTE DE REGISTROS

Hora	P (kW)	Q (KVAR)	F.P.
0:15	428.7	116.8	0.96
0:30	421.8	123.7	0.96
0:45	486.4	192.4	0.93
1:00	471.3	178.6	0.94
1:15	438.3	162.1	0.94
1:30	439.7	169.0	0.93
1:45	425.9	159.4	0.94
2:00	428.7	155.3	0.94
2:15	469.9	185.5	0.93
2:30	500.1	180.0	0.94
2:45	474.0	158.0	0.95
3:00	410.8	123.7	0.96
3:15	364.1	82.4	0.98
3:30	368.2	63.2	0.99
3:45	342.1	38.5	0.99
4:00	346.2	33.0	1.00
4:15	395.7	94.8	0.97
4:30	450.7	167.6	0.94
4:45	435.6	144.3	0.95
5:00	441.1	144.3	0.95
5:15	450.7	145.6	0.95
5:30	458.9	153.9	0.95
5:45	454.8	152.5	0.95
6:00	406.7	115.4	0.96
6:15	442.4	169.0	0.93
6:30	456.2	200.6	0.92
6:45	497.4	255.6	0.89
7:00	538.6	284.4	0.88
7:15	509.8	243.2	0.90
7:30	522.1	199.2	0.93
7:45	482.3	191.0	0.93
8:00	523.5	233.6	0.91
8:15	516.6	225.3	0.92
8:30	597.7	306.4	0.89
8:45	520.7	284.4	0.88
9:00	541.4	335.3	0.85
9:15	548.2	291.3	0.88
9:30	570.2	317.4	0.87
9:45	579.8	335.3	0.87
10:00	578.5	351.7	0.85
10:15	600.4	388.8	0.84
10:30	579.8	364.1	0.85
10:45	660.9	408.1	0.85
11:00	656.8	405.3	0.85
11:15	619.7	351.7	0.87
11:30	669.1	397.1	0.86
11:45	599.1	333.9	0.87
12:00	643.0	373.7	0.86

Hora	P (kW)	Q (KVAR)	F.P.
12:15	682.9	401.2	0.86
12:30	678.8	391.6	0.87
12:45	622.4	342.1	0.88
13:00	596.3	307.8	0.89
13:15	590.8	294.0	0.90
13:30	713.1	432.8	0.85
13:45	666.4	434.2	0.84
14:00	685.6	419.1	0.85
14:15	640.3	393.0	0.85
14:30	597.7	346.2	0.87
14:45	656.8	388.8	0.86
15:00	626.5	362.7	0.87
15:15	585.3	333.9	0.87
15:30	596.3	324.3	0.88
15:45	600.4	320.1	0.88
16:00	674.6	372.4	0.88
16:15	707.6	391.6	0.87
16:30	663.6	349.0	0.89
16:45	566.1	252.8	0.91
17:00	498.8	217.1	0.92
17:15	507.0	232.2	0.91
17:30	494.6	229.5	0.91
17:45	497.4	208.8	0.92
18:00	496.0	215.7	0.92
18:15	468.5	188.2	0.93
18:30	450.7	174.5	0.93
18:45	538.6	259.7	0.90
19:00	496.0	215.7	0.92
19:15	404.0	141.5	0.94
19:30	388.8	109.9	0.96
19:45	406.7	111.3	0.96
20:00	453.4	170.4	0.94
20:15	453.4	155.3	0.95
20:30	496.0	192.4	0.93
20:45	537.2	236.3	0.92
21:00	522.1	200.6	0.93
21:15	508.4	174.5	0.95
21:30	516.6	192.4	0.94
21:45	513.9	232.2	0.91
22:00	446.6	148.4	0.95
22:15	432.8	131.9	0.96
22:30	431.4	130.5	0.96
22:45	425.9	136.0	0.95
23:00	410.8	138.8	0.95
23:15	395.7	115.4	0.96
23:30	382.0	93.4	0.97
23:45	458.9	160.8	0.94
24:00	491.9	195.1	0.93

### DIAGRAMA DE CARGA



### PARAMETROS ELECTRICOS REGISTRADOS Y CALCULADOS

PARAMETROS REGISTRADOS			
<b>MAXIMA DEMANDA</b>		<b>DEMANDA PROMEDIO</b>	
H.P	538.6 kW	H.P	465.1 kW
H.F.P	713.1 kW	H.F.P	528.1 kW
DIA	713.1 kW	DIA	515.0 kW
<b>ENERGIA ACTIVA</b>		<b>ENERGIA REACTIVA</b>	
H.P	2325 kWh	H.P	860 KVARh
H.F.P	10035 kWh	H.F.P	4753 KVARh
DIA	12360 kWh	DIA	5613 KVARh
PARAMETROS CALCULADOS			
<b>FACTOR DE CARGA</b>		<b>FACTOR DE PERDIDAS</b>	
H.P	0.86	H.P	0.43
H.F.P	0.74	H.F.P	0.57
DIA	0.72	DIA	0.54
<b>FACTOR DE POTENCIA (promedio del dia)</b>		0.91 Inductivo	

**Nota:**

H.P. : Horas de punta (18:00 a 23:00)  
H.F.P. : Horas fuera de punta

## Figura 3 EVALUACION DE CONSUMOS DE ENERGIA ELECTRICA TOTAL CARNICOS

FECHA : 08-jun-16

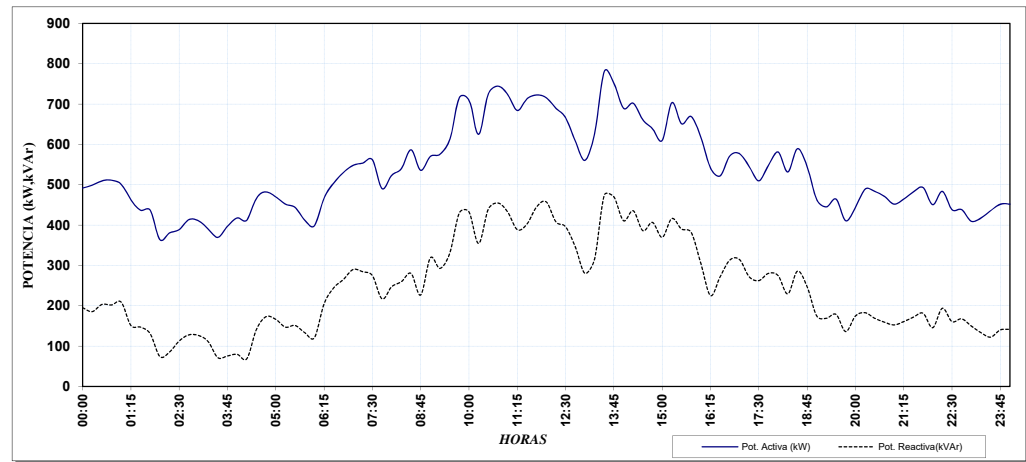
DIA : MIÉRCOLES

### REPORTE DE REGISTROS

Hora	P (kW)	Q (KVAR)	F.P.
0:15	498.8	185.5	0.94
0:30	509.8	203.4	0.93
0:45	511.1	202.0	0.93
1:00	501.5	208.8	0.92
1:15	463.0	151.1	0.95
1:30	436.9	147.0	0.95
1:45	436.9	130.5	0.96
2:00	364.1	74.2	0.98
2:15	380.6	85.2	0.98
2:30	388.8	112.7	0.96
2:45	413.6	127.8	0.96
3:00	410.8	126.4	0.96
3:15	390.2	111.3	0.96
3:30	369.6	71.4	0.98
3:45	397.1	75.6	0.98
4:00	417.7	79.7	0.98
4:15	412.2	68.7	0.99
4:30	467.2	141.5	0.96
4:45	482.3	173.1	0.94
5:00	469.9	166.3	0.94
5:15	452.0	147.0	0.95
5:30	443.8	151.1	0.95
5:45	412.2	133.3	0.95
6:00	398.5	120.9	0.96
6:15	467.2	204.7	0.92
6:30	504.3	244.6	0.90
6:45	530.4	265.2	0.89
7:00	548.2	289.9	0.88
7:15	553.7	284.4	0.89
7:30	562.0	274.8	0.90
7:45	490.5	217.1	0.91
8:00	523.5	247.3	0.90
8:15	540.0	259.7	0.90
8:30	586.7	280.3	0.90
8:45	535.9	226.7	0.92
9:00	570.2	318.8	0.87
9:15	575.7	292.7	0.89
9:30	611.4	329.8	0.88
9:45	715.9	430.1	0.86
10:00	710.4	432.8	0.85
10:15	625.2	354.5	0.87
10:30	725.5	439.7	0.86
10:45	744.7	454.8	0.85
11:00	724.1	432.8	0.86
11:15	684.3	388.8	0.87
11:30	713.1	402.6	0.87
11:45	722.7	445.2	0.85
12:00	715.9	457.5	0.84

Hora	P (kW)	Q (KVAR)	F.P.
12:15	689.7	408.1	0.86
12:30	666.4	395.7	0.86
12:45	608.7	346.2	0.87
13:00	560.6	280.3	0.89
13:15	626.5	316.0	0.89
13:30	780.4	474.0	0.85
13:45	751.6	469.9	0.85
14:00	689.7	410.8	0.86
14:15	702.1	435.6	0.85
14:30	660.9	386.1	0.86
14:45	638.9	406.7	0.84
15:00	610.1	369.6	0.86
15:15	703.5	416.3	0.86
15:30	651.3	390.2	0.86
15:45	689.1	382.0	0.87
16:00	618.3	305.0	0.90
16:15	541.4	225.3	0.92
16:30	522.1	272.1	0.89
16:45	571.6	313.3	0.88
17:00	577.1	314.6	0.88
17:15	545.5	272.1	0.89
17:30	509.8	262.4	0.89
17:45	548.2	280.3	0.89
18:00	581.2	274.8	0.90
18:15	531.7	229.5	0.92
18:30	589.4	285.8	0.90
18:45	545.5	247.3	0.91
19:00	463.0	174.5	0.94
19:15	445.2	169.0	0.93
19:30	464.4	178.6	0.93
19:45	410.8	136.0	0.95
20:00	443.8	174.5	0.93
20:15	489.1	182.7	0.94
20:30	483.6	169.0	0.94
20:45	471.3	159.4	0.95
21:00	452.0	152.5	0.95
21:15	464.4	160.8	0.94
21:30	482.3	171.8	0.94
21:45	493.3	181.4	0.94
22:00	450.7	145.6	0.95
22:15	483.6	193.7	0.93
22:30	438.3	160.8	0.94
22:45	438.3	167.6	0.93
23:00	409.5	149.8	0.94
23:15	417.7	133.3	0.95
23:30	435.6	122.3	0.96
23:45	452.0	140.1	0.96
24:00	452.0	141.5	0.95

### DIAGRAMA DE CARGA



### PARAMETROS ELECTRICOS REGISTRADOS Y CALCULADOS

PARAMETROS REGISTRADOS			
MAXIMA DEMANDA		DEMANDA PROMEDIO	
H.P	589.4 kW	H.P	472.5 kW
H.F.P	780.4 kW	H.F.P	551.2 kW
DIA	780.4 kW	DIA	534.8 kW
ENERGIA ACTIVA		ENERGIA REACTIVA	
H.P	2363 kWh	H.P	898 KVARh
H.F.P	10473 kWh	H.F.P	5028 KVARh
DIA	12836 kWh	DIA	5926 KVARh
PARAMETROS CALCULADOS			
FACTOR DE CARGA		FACTOR DE PERDIDAS	
H.P	0.80	H.P	0.37
H.F.P	0.71	H.F.P	0.52
DIA	0.69	DIA	0.49
FACTOR DE POTENCIA (promedio del dia)		0.91 Inductivo	

**Nota:**  
H.P. : Horas de punta (18:00 a 23:00)  
H.F.P. : Horas fuera de punta

**Figura 4**  
**EVALUACION DE CONSUMOS DE ENERGIA ELECTRICA**  
**TOTAL CARNICOS**

FECHA : 09-jun-16

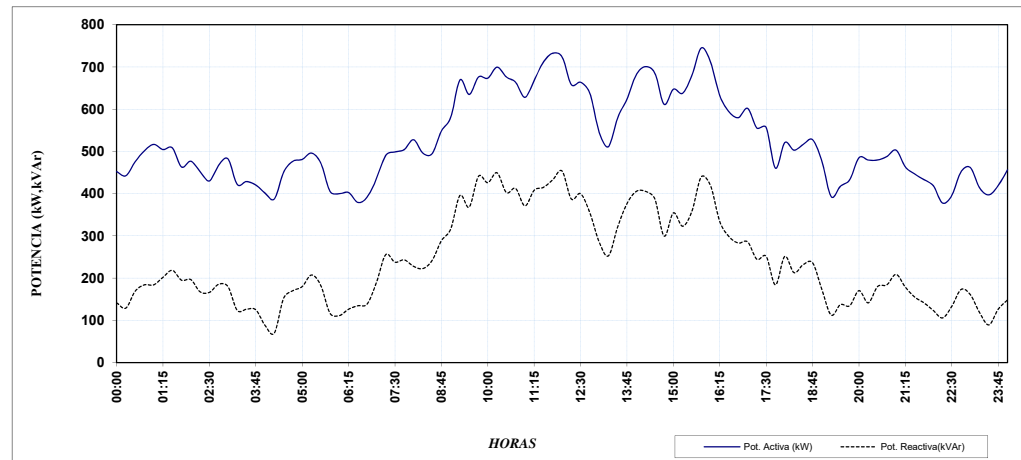
DIA : JUEVES

## REPORTE DE REGISTROS

Hora	P (kW)	Q (KVAR)	F.P.
0:15	442.4	129.2	0.96
0:30	475.4	169.0	0.94
0:45	501.5	184.1	0.94
1:00	516.6	184.1	0.94
1:15	504.3	202.0	0.93
1:30	508.4	218.5	0.92
1:45	463.0	195.1	0.92
2:00	476.8	196.5	0.92
2:15	452.0	167.6	0.94
2:30	430.1	166.3	0.93
2:45	467.2	185.5	0.93
3:00	482.3	180.0	0.94
3:15	421.8	123.7	0.96
3:30	428.7	128.4	0.96
3:45	420.4	125.0	0.96
4:00	401.2	87.9	0.98
4:15	387.5	70.1	0.98
4:30	450.7	152.5	0.95
4:45	476.8	170.4	0.94
5:00	480.9	180.0	0.94
5:15	496.0	207.5	0.92
5:30	472.7	182.7	0.93
5:45	405.3	116.8	0.96
6:00	399.8	111.3	0.96
6:15	402.6	126.4	0.95
6:30	379.2	134.7	0.94
6:45	391.6	138.8	0.94
7:00	435.6	189.6	0.92
7:15	490.5	255.6	0.89
7:30	498.8	237.7	0.90
7:45	504.3	243.2	0.90
8:00	527.6	228.1	0.92
8:15	496.0	222.6	0.91
8:30	494.6	241.8	0.90
8:45	548.2	288.5	0.88
9:00	579.8	316.0	0.88
9:15	669.1	395.7	0.86
9:30	634.8	368.2	0.86
9:45	676.0	441.1	0.84
10:00	673.3	425.9	0.85
10:15	699.4	449.3	0.84
10:30	676.0	402.6	0.86
10:45	663.6	412.2	0.85
11:00	627.9	371.0	0.86
11:15	667.8	408.1	0.85
11:30	711.7	414.9	0.86
11:45	732.3	432.8	0.86
12:00	724.1	453.4	0.85

Hora	P (kW)	Q (KVAR)	F.P.
12:15	658.1	387.5	0.86
12:30	663.6	399.8	0.86
12:45	637.5	354.5	0.87
13:00	545.5	285.8	0.89
13:15	511.1	252.8	0.90
13:30	579.8	321.5	0.87
13:45	623.8	376.5	0.86
14:00	681.5	405.3	0.86
14:15	700.7	405.3	0.87
14:30	685.6	387.5	0.87
14:45	611.4	299.5	0.90
15:00	647.2	354.5	0.88
15:15	637.5	322.9	0.89
15:30	680.1	358.6	0.88
15:45	744.7	439.7	0.86
16:00	711.7	419.1	0.86
16:15	632.0	333.9	0.88
16:30	593.6	298.2	0.89
16:45	579.8	283.0	0.90
17:00	601.8	285.8	0.90
17:15	555.1	244.6	0.92
17:30	556.5	251.4	0.91
17:45	460.3	184.1	0.93
18:00	520.7	251.4	0.90
18:15	502.9	213.0	0.92
18:30	516.6	232.2	0.91
18:45	527.6	236.3	0.91
19:00	476.8	173.1	0.94
19:15	393.0	112.7	0.96
19:30	417.7	137.4	0.95
19:45	432.8	134.7	0.95
20:00	485.0	170.4	0.94
20:15	479.5	141.5	0.96
20:30	479.5	180.0	0.94
20:45	487.8	184.1	0.94
21:00	502.9	208.8	0.92
21:15	463.0	178.6	0.93
21:30	446.6	155.3	0.94
21:45	432.8	141.5	0.95
22:00	419.1	123.7	0.96
22:15	377.8	105.8	0.96
22:30	395.7	133.3	0.95
22:45	452.0	173.1	0.93
23:00	461.7	160.8	0.94
23:15	413.6	118.2	0.96
23:30	397.1	89.3	0.98
23:45	419.1	126.4	0.96
24:00	456.2	148.4	0.95

## DIAGRAMA DE CARGA



## PARAMETROS ELECTRICOS REGISTRADOS Y CALCULADOS

PARAMETROS REGISTRADOS			
MAXIMA DEMANDA		DEMANDA PROMEDIO	
H.P	527.6 kW	H.P	457.5 kW
H.F.P	744.7 kW	H.F.P	544.4 kW
DIA	744.7 kW	DIA	526.3 kW
ENERGIA ACTIVA		ENERGIA REACTIVA	
H.P	2288 kWh	H.P	824 KVARh
H.F.P	10343 kWh	H.F.P	4954 KVARh
DIA	12631 kWh	DIA	5778 KVARh
PARAMETROS CALCULADOS			
FACTOR DE CARGA		FACTOR DE PERDIDAS	
H.P	0.87	H.P	0.38
H.F.P	0.73	H.F.P	0.55
DIA	0.71	DIA	0.52
FACTOR DE POTENCIA (promedio del dia)		0.91 Inductivo	

**Nota:**

H.P. : Horas de punta (18:00 a 23:00)  
H.F.P. : Horas fuera de punta

## Figura 5 EVALUACION DE CONSUMOS DE ENERGIA ELECTRICA TOTAL CARNICOS

FECHA : 10-jun-16

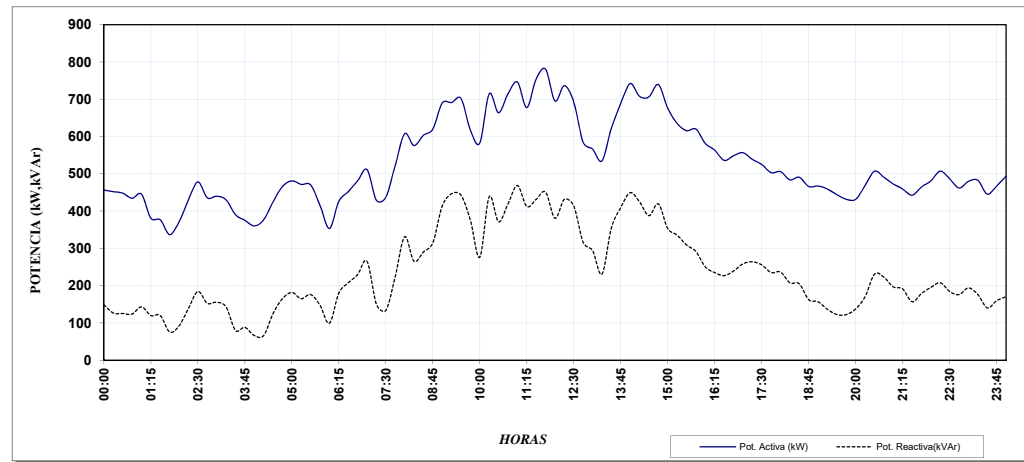
DIA : VIERNES

### REPORTE DE REGISTROS

Hora	P (kW)	Q (KVAR)	F.P.
0:15	452.0	126.4	0.96
0:30	447.9	125.0	0.96
0:45	434.2	123.7	0.96
1:00	445.2	142.9	0.95
1:15	380.6	119.5	0.95
1:30	376.5	119.5	0.95
1:45	336.6	75.6	0.98
2:00	371.0	92.1	0.97
2:15	430.1	138.8	0.95
2:30	478.2	184.1	0.93
2:45	435.6	152.5	0.94
3:00	439.7	155.3	0.94
3:15	430.1	142.9	0.95
3:30	390.2	79.7	0.98
3:45	375.1	87.9	0.97
4:00	360.0	66.0	0.98
4:15	376.5	66.0	0.98
4:30	424.6	125.0	0.96
4:45	465.8	164.9	0.94
5:00	480.9	181.4	0.94
5:15	471.3	164.9	0.94
5:30	469.9	175.9	0.94
5:45	414.9	147.0	0.94
6:00	353.1	98.9	0.96
6:15	425.9	180.0	0.92
6:30	452.0	207.5	0.91
6:45	480.9	229.5	0.90
7:00	511.1	265.2	0.89
7:15	428.7	149.8	0.94
7:30	438.9	133.3	0.96
7:45	522.1	224.0	0.92
8:00	607.3	331.1	0.88
8:15	575.7	265.2	0.91
8:30	603.2	289.9	0.90
8:45	619.7	314.6	0.89
9:00	689.7	413.6	0.86
9:15	691.1	446.6	0.84
9:30	702.1	442.4	0.85
9:45	616.9	375.1	0.85
10:00	582.6	276.2	0.90
10:15	714.5	438.3	0.85
10:30	663.6	371.0	0.87
10:45	714.5	419.1	0.86
11:00	746.1	468.5	0.85
11:15	677.4	412.2	0.85
11:30	754.3	431.4	0.87
11:45	780.4	450.7	0.87
12:00	695.2	380.6	0.88

Hora	P (kW)	Q (KVAR)	F.P.
12:15	736.5	431.4	0.86
12:30	692.5	413.6	0.86
12:45	584.0	316.0	0.88
13:00	566.1	294.0	0.89
13:15	534.5	230.8	0.92
13:30	622.4	354.5	0.87
13:45	688.4	409.5	0.86
14:00	742.0	449.3	0.86
14:15	707.6	424.6	0.86
14:30	706.2	387.5	0.88
14:45	739.2	419.1	0.87
15:00	676.0	353.1	0.89
15:15	634.8	335.3	0.88
15:30	615.6	309.1	0.89
15:45	619.7	291.3	0.91
16:00	581.2	250.1	0.92
16:15	563.3	235.0	0.92
16:30	535.9	226.7	0.92
16:45	548.2	239.1	0.92
17:00	556.5	258.3	0.91
17:15	538.6	263.8	0.90
17:30	524.9	255.6	0.90
17:45	502.9	235.0	0.91
18:00	505.6	236.3	0.91
18:15	483.6	207.5	0.92
18:30	490.5	204.7	0.92
18:45	465.8	162.1	0.94
19:00	467.2	156.6	0.95
19:15	458.9	136.0	0.96
19:30	443.8	122.3	0.96
19:45	431.4	122.3	0.96
20:00	431.4	137.4	0.95
20:15	468.5	170.4	0.94
20:30	507.0	230.8	0.91
20:45	490.5	222.6	0.91
21:00	472.7	196.5	0.92
21:15	458.9	191.0	0.92
21:30	442.4	156.6	0.94
21:45	464.4	178.6	0.93
22:00	480.9	195.1	0.93
22:15	507.0	207.5	0.93
22:30	486.4	184.1	0.94
22:45	461.7	175.9	0.93
23:00	479.5	193.7	0.93
23:15	482.3	175.9	0.94
23:30	445.2	140.1	0.95
23:45	467.2	159.4	0.95
24:00	493.3	170.4	0.95

### DIAGRAMA DE CARGA



### PARAMETROS ELECTRICOS REGISTRADOS Y CALCULADOS

PARAMETROS REGISTRADOS			
MAXIMA DEMANDA		DEMANDA PROMEDIO	
H.P	507.0 kW	H.P	469.6 kW
H.F.P	780.4 kW	H.F.P	544.0 kW
DIA	780.4 kW	DIA	526.5 kW
ENERGIA ACTIVA		ENERGIA REACTIVA	
H.P	2348 kWh	H.P	888 KVARh
H.F.P	10336 kWh	H.F.P	4809 KVARh
DIA	12684 kWh	DIA	5697 KVARh
PARAMETROS CALCULADOS			
FACTOR DE CARGA		FACTOR DE PERDIDAS	
H.P	0.93	H.P	0.36
H.F.P	0.70	H.F.P	0.51
DIA	0.68	DIA	0.48
FACTOR DE POTENCIA (promedio del dia)		0.91 Inductivo	

**Nota:**  
H.P. : Horas de punta (18:00 a 23:00)  
H.F.P. : Horas fuera de punta



**Figura 6**  
**EVALUACION DE CONSUMOS DE ENERGIA ELECTRICA**  
**TOTAL CARNICOS**

FECHA : 11-jun-16

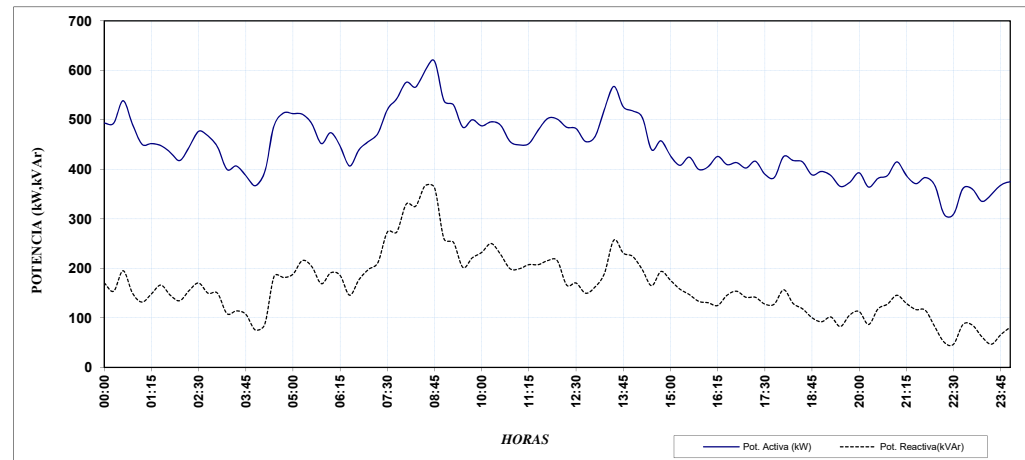
DIA : SÁBADO

## REPORTE DE REGISTROS

Hora	P (kW)	Q (KVAR)	F.P.
0:15	493.3	153.9	0.95
0:30	538.6	195.1	0.94
0:45	490.5	149.8	0.96
1:00	450.7	131.9	0.96
1:15	452.0	148.4	0.95
1:30	447.9	166.3	0.94
1:45	434.2	145.6	0.95
2:00	417.7	134.7	0.95
2:15	445.2	155.3	0.94
2:30	476.8	170.4	0.94
2:45	467.2	149.8	0.95
3:00	445.2	149.8	0.95
3:15	399.8	108.5	0.97
3:30	406.7	114.0	0.96
3:45	387.5	107.2	0.96
4:00	366.9	75.6	0.98
4:15	394.3	86.6	0.98
4:30	489.1	184.1	0.94
4:45	513.9	181.4	0.94
5:00	512.5	188.2	0.94
5:15	511.1	215.7	0.92
5:30	491.9	203.4	0.92
5:45	452.0	169.0	0.94
6:00	474.0	191.0	0.93
6:15	446.6	185.5	0.92
6:30	406.7	145.6	0.94
6:45	439.7	177.2	0.93
7:00	456.2	197.9	0.92
7:15	472.7	211.6	0.91
7:30	520.7	273.4	0.89
7:45	542.7	273.4	0.89
8:00	575.7	329.8	0.87
8:15	566.1	325.6	0.87
8:30	599.1	366.9	0.85
8:45	618.3	362.7	0.86
9:00	538.6	259.7	0.90
9:15	530.4	252.8	0.90
9:30	485.0	202.0	0.92
9:45	500.1	221.2	0.91
10:00	487.8	232.2	0.90
10:15	496.0	250.1	0.89
10:30	489.1	228.1	0.91
10:45	456.2	199.2	0.92
11:00	449.3	199.2	0.91
11:15	452.0	207.5	0.91
11:30	479.5	207.5	0.92
11:45	502.9	215.7	0.92
12:00	501.5	215.7	0.92

Hora	P (kW)	Q (KVAR)	F.P.
12:15	485.0	166.3	0.95
12:30	482.3	170.4	0.94
12:45	456.2	149.8	0.95
13:00	465.8	162.1	0.94
13:15	520.7	189.6	0.94
13:30	567.5	256.9	0.91
13:45	526.2	230.8	0.92
14:00	518.0	224.0	0.92
14:15	505.6	197.9	0.93
14:30	439.7	164.9	0.94
14:45	457.5	193.7	0.92
15:00	427.3	175.9	0.92
15:15	408.1	158.0	0.93
15:30	424.6	147.0	0.94
15:45	399.8	133.3	0.95
16:00	405.3	130.5	0.95
16:15	425.9	125.0	0.96
16:30	409.5	145.6	0.94
16:45	413.6	153.9	0.94
17:00	402.6	141.5	0.94
17:15	416.3	141.5	0.95
17:30	390.2	127.8	0.95
17:45	383.3	127.8	0.95
18:00	425.9	156.6	0.94
18:15	417.7	129.2	0.96
18:30	414.9	118.2	0.96
18:45	388.8	100.3	0.97
19:00	395.7	92.1	0.97
19:15	387.5	101.7	0.97
19:30	365.5	82.4	0.98
19:45	373.7	105.8	0.96
20:00	393.0	112.7	0.96
20:15	364.1	86.6	0.97
20:30	382.0	118.2	0.96
20:45	387.5	127.8	0.95
21:00	414.9	145.6	0.94
21:15	387.5	129.2	0.95
21:30	371.0	116.8	0.95
21:45	383.3	115.4	0.96
22:00	368.2	82.4	0.98
22:15	309.1	50.8	0.99
22:30	309.1	46.7	0.99
22:45	361.4	86.6	0.97
23:00	360.0	85.2	0.97
23:15	335.3	61.8	0.98
23:30	349.0	46.7	0.99
23:45	368.2	66.0	0.98
24:00	375.1	81.1	0.98

## DIAGRAMA DE CARGA



## PARAMETROS ELECTRICOS REGISTRADOS Y CALCULADOS

PARAMETROS REGISTRADOS			
MAXIMA DEMANDA		DEMANDA PROMEDIO	
H.P	417.7 kW	H.P	376.8 kW
H.F.P	618.3 kW	H.F.P	462.6 kW
DIA	618.3 kW	DIA	444.7 kW
ENERGIA ACTIVA		ENERGIA REACTIVA	
H.P	1884 kWh	H.P	508 KVARh
H.F.P	8789 kWh	H.F.P	3411 KVARh
DIA	10673 kWh	DIA	3919 KVARh
PARAMETROS CALCULADOS			
FACTOR DE CARGA		FACTOR DE PERDIDAS	
H.P	0.90	H.P	0.37
H.F.P	0.75	H.F.P	0.57
DIA	0.72	DIA	0.53
FACTOR DE POTENCIA (promedio del dia)		0.94 Inductivo	

**Nota:**

H.P. : Horas de punta (18:00 a 23:00)  
H.F.P. : Horas fuera de punta

## Figura 7 EVALUACION DE CONSUMOS DE ENERGIA ELECTRICA TOTAL CARNICOS

FECHA : 12-jun-16

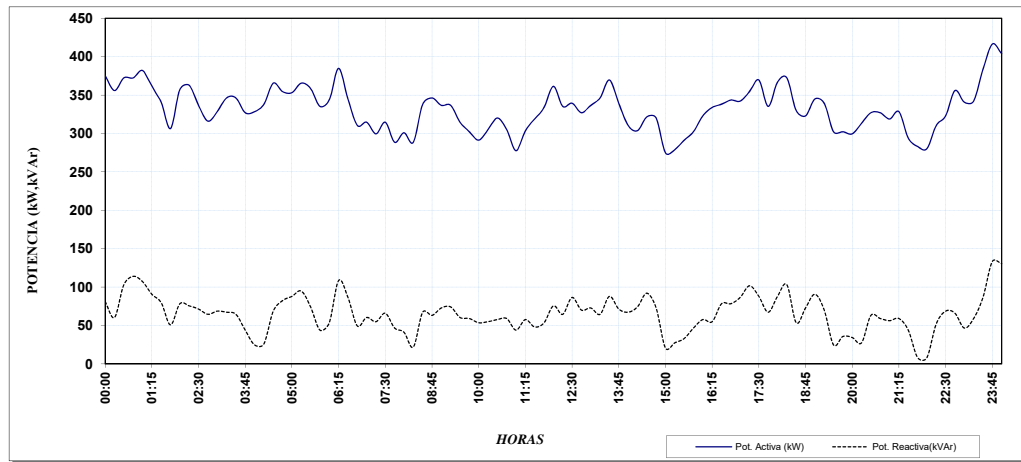
DIA : DOMINGO

### REPORTE DE REGISTROS

Hora	P (kW)	Q (KVAR)	F.P.
0:15	355.9	60.5	0.99
0:30	372.4	103.0	0.96
0:45	372.4	114.0	0.96
1:00	382.0	107.2	0.96
1:15	361.4	90.7	0.97
1:30	340.8	79.7	0.97
1:45	306.4	50.8	0.99
2:00	357.2	78.3	0.98
2:15	362.7	75.6	0.98
2:30	336.6	71.4	0.98
2:45	316.0	64.6	0.98
3:00	328.4	68.7	0.98
3:15	346.2	67.3	0.98
3:30	346.2	64.6	0.98
3:45	327.0	44.0	0.99
4:00	328.4	24.7	1.00
4:15	338.0	26.1	1.00
4:30	365.5	68.7	0.98
4:45	354.5	82.4	0.97
5:00	353.1	87.9	0.97
5:15	365.5	94.8	0.97
5:30	358.6	74.2	0.98
5:45	335.3	44.0	0.99
6:00	343.5	53.6	0.99
6:15	384.7	108.5	0.96
6:30	344.9	86.6	0.97
6:45	310.5	49.5	0.99
7:00	314.6	60.5	0.98
7:15	299.5	55.0	0.98
7:30	314.6	66.0	0.98
7:45	288.5	46.7	0.99
8:00	300.9	41.2	0.99
8:15	288.5	22.0	1.00
8:30	338.0	67.3	0.98
8:45	346.2	63.2	0.98
9:00	336.6	72.8	0.98
9:15	336.6	74.2	0.98
9:30	314.6	60.5	0.98
9:45	302.3	59.1	0.98
10:00	291.3	53.6	0.98
10:15	305.0	55.0	0.98
10:30	320.1	57.7	0.98
10:45	305.0	59.1	0.98
11:00	277.5	44.0	0.99
11:15	303.7	57.7	0.98
11:30	318.8	48.1	0.99
11:45	333.9	53.6	0.99
12:00	361.4	75.6	0.98

Hora	P (kW)	Q (KVAR)	F.P.
12:15	335.3	64.6	0.98
12:30	339.4	86.6	0.97
12:45	327.0	70.1	0.98
13:00	336.6	72.8	0.98
13:15	346.2	64.6	0.98
13:30	369.6	87.9	0.97
13:45	339.4	71.4	0.98
14:00	310.5	67.3	0.98
14:15	303.7	74.2	0.97
14:30	321.5	92.1	0.96
14:45	320.1	72.8	0.98
15:00	274.8	20.6	1.00
15:15	278.9	27.5	1.00
15:30	291.3	33.0	0.99
15:45	302.3	46.7	0.99
16:00	322.9	57.7	0.98
16:15	333.9	55.0	0.99
16:30	338.0	78.3	0.97
16:45	343.5	78.3	0.97
17:00	342.1	86.6	0.97
17:15	354.5	101.7	0.96
17:30	369.6	87.9	0.97
17:45	335.3	67.3	0.98
18:00	366.9	87.9	0.97
18:15	372.4	103.0	0.96
18:30	329.8	53.6	0.99
18:45	322.9	72.8	0.98
19:00	344.9	90.7	0.97
19:15	339.4	70.1	0.98
19:30	302.3	24.7	1.00
19:45	302.3	35.7	0.99
20:00	299.5	34.3	0.99
20:15	313.3	27.5	1.00
20:30	327.0	63.2	0.98
20:45	327.0	59.1	0.98
21:00	318.8	56.3	0.98
21:15	328.4	59.1	0.98
21:30	294.0	44.0	0.99
21:45	283.0	8.2	1.00
22:00	280.3	8.2	1.00
22:15	310.5	52.2	0.99
22:30	322.9	68.7	0.98
22:45	355.9	66.0	0.98
23:00	340.8	46.7	0.99
23:15	342.1	59.1	0.99
23:30	383.3	86.6	0.98
23:45	416.3	133.3	0.95
24:00	404.0	130.5	0.95

### DIAGRAMA DE CARGA



### PARAMETROS ELECTRICOS REGISTRADOS Y CALCULADOS

PARAMETROS REGISTRADOS			
MAXIMA DEMANDA		DEMANDA PROMEDIO	
H.P	372.4 kW	H.P	320.8 kW
H.F.P	416.3 kW	H.F.P	334.7 kW
DIA	416.3 kW	DIA	331.8 kW
ENERGIA ACTIVA		ENERGIA REACTIVA	
H.P	1604 kWh	H.P	261 KVARh
H.F.P	6360 kWh	H.F.P	1299 KVARh
DIA	7964 kWh	DIA	1560 KVARh
PARAMETROS CALCULADOS			
FACTOR DE CARGA		FACTOR DE PERDIDAS	
H.P	0.86	H.P	0.60
H.F.P	0.80	H.F.P	0.65
DIA	0.80	DIA	0.64
FACTOR DE POTENCIA (promedio del dia)		0.98 Inductivo	

**Nota:**

H.P. : Horas de punta (18:00 a 23:00)  
H.F.P. : Horas fuera de punta

**TOTAL CARNICOS  
RESUMEN DE MEDICIONES**

Fecha	Día	Máxima Demanda (kW)			Energía Activa (kWh)			fc	fp
		HP	HFP	DIA	HP	HFP	DIA		
06/06/2016	LUNES	491.9	725.5	725.5	2,179.9	9,569.9	11,749.8	0.67	0.92
07/06/2016	MARTES	538.6	713.1	713.1	2,325.5	10,034.7	12,360.2	0.72	0.91
08/06/2016	MIÉRCOLES	589.4	780.4	780.4	2,362.6	10,473.0	12,835.6	0.69	0.91
09/06/2016	JUEVES	527.6	744.7	744.7	2,287.7	10,343.1	12,630.9	0.71	0.91
10/06/2016	VIERNES	507.0	780.4	780.4	2,348.2	10,335.6	12,683.8	0.68	0.91
11/06/2016	SÁBADO	417.7	618.3	618.3	1,883.8	8,789.1	10,672.9	0.72	0.94
12/06/2016	DOMINGO	372.4	416.3	416.3	1,603.8	6,360.2	7,964.0	0.80	0.98
	<b>Máximo</b>	589.4	780.4	780.4	2,362.6	10,473.0	12,835.6	0.80	0.98
	<b>Mínimo</b>	372.4	416.3	416.3	1,603.8	6,360.2	7,964.0	0.67	0.91
	<b>Promedio</b>	492.1	682.7	682.7	2,141.6	9,415.1	11,556.7	0.71	0.93
	<b>Promedio días útiles</b>				<b>2,118</b>	<b>9,109</b>	<b>11,227</b>		
	<b>SÁBADO</b>				<b>2,288</b>	<b>10,343</b>	<b>12,631</b>		
	<b>DOMINGO</b>				<b>2,348</b>	<b>10,336</b>	<b>12,684</b>		
	<b>Proyección al mes</b>				<b>67,256</b>	<b>292,232</b>	<b>359,488</b>		



## DIAGRAMAS DE CARGA UHT

## Figura 1 EVALUACION DE CONSUMOS DE ENERGIA ELECTRICA

### TOTAL UHT

FECHA : 13-jun-16

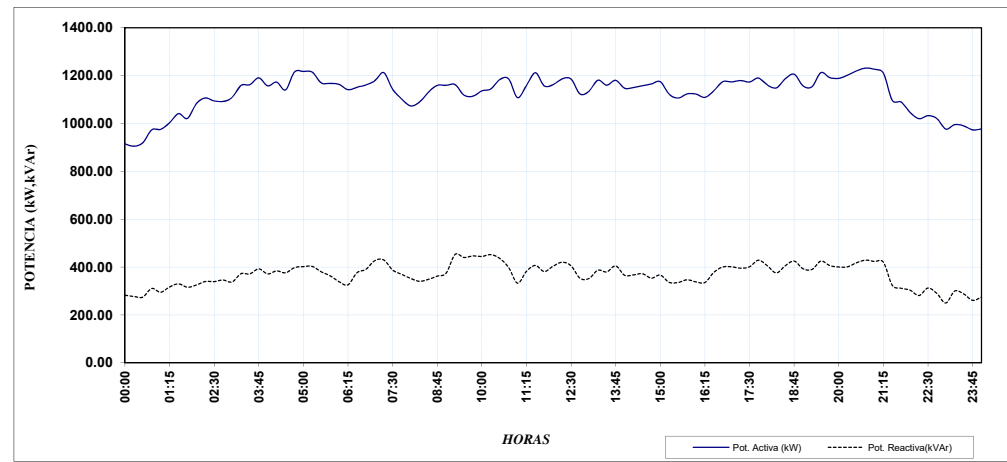
DIA : LUNES

#### REPORTE DE REGISTROS

Hora	P (kW)	Q (kVAR)	F.P.
0:15	904.8	277.0	0.96
0:30	919.2	274.5	0.96
0:45	973.2	310.4	0.95
1:00	975.3	294.7	0.96
1:15	1002.9	316.6	0.95
1:30	1040.8	329.8	0.95
1:45	1021.0	315.7	0.96
2:00	1082.4	324.8	0.96
2:15	1106.3	339.7	0.96
2:30	1094.0	339.2	0.96
2:45	1091.9	345.8	0.95
3:00	1108.0	337.6	0.96
3:15	1158.7	371.8	0.95
3:30	1162.0	371.4	0.95
3:45	1190.4	392.4	0.95
4:00	1157.0	371.4	0.95
4:15	1172.7	383.8	0.95
4:30	1140.1	375.9	0.95
4:45	1214.8	397.4	0.95
5:00	1217.2	401.9	0.95
5:15	1213.9	402.7	0.95
5:30	1169.4	380.0	0.95
5:45	1167.4	363.6	0.95
6:00	1163.2	338.8	0.96
6:15	1141.0	325.6	0.96
6:30	1150.9	375.9	0.95
6:45	1160.8	390.4	0.95
7:00	1178.1	426.6	0.94
7:15	1212.3	429.9	0.94
7:30	1143.0	387.5	0.95
7:45	1102.6	369.7	0.95
8:00	1073.4	352.8	0.95
8:15	1088.6	340.5	0.95
8:30	1130.3	348.3	0.96
8:45	1158.7	361.9	0.95
9:00	1159.1	374.7	0.95
9:15	1162.4	452.6	0.93
9:30	1118.3	439.8	0.93
9:45	1113.8	446.4	0.93
10:00	1136.0	444.4	0.93
10:15	1143.9	451.8	0.93
10:30	1183.0	436.1	0.94
10:45	1186.3	398.2	0.95
11:00	1108.0	332.6	0.96
11:15	1158.3	382.1	0.95
11:30	1211.9	406.8	0.95
11:45	1156.6	381.3	0.95
12:00	1162.4	404.0	0.94

Hora	P (kW)	Q (kVAR)	F.P.
12:15	1185.9	420.0	0.94
12:30	1185.5	405.2	0.95
12:45	1123.2	353.3	0.95
13:00	1134.4	352.0	0.96
13:15	1180.5	386.6	0.95
13:30	1159.9	379.6	0.95
13:45	1180.1	404.8	0.95
14:00	1147.2	365.6	0.95
14:15	1150.0	367.3	0.95
14:30	1157.5	371.8	0.95
14:45	1164.9	353.7	0.96
15:00	1174.4	366.4	0.95
15:15	1122.0	335.9	0.96
15:30	1105.9	335.5	0.96
15:45	1123.2	346.7	0.96
16:00	1122.8	338.0	0.96
16:15	1108.8	335.5	0.96
16:30	1136.4	377.6	0.95
16:45	1174.4	400.2	0.95
17:00	1173.5	401.1	0.95
17:15	1179.3	395.3	0.95
17:30	1173.1	401.1	0.95
17:45	1189.6	428.7	0.94
18:00	1160.8	405.2	0.94
18:15	1148.4	375.5	0.95
18:30	1186.3	405.2	0.95
18:45	1205.7	425.0	0.94
19:00	1157.0	392.8	0.95
19:15	1153.3	389.9	0.95
19:30	1212.3	425.0	0.94
19:45	1191.3	406.0	0.95
20:00	1188.4	400.2	0.95
20:15	1202.0	401.1	0.95
20:30	1219.7	418.0	0.95
20:45	1231.2	428.7	0.94
21:00	1226.3	423.3	0.95
21:15	1210.6	420.4	0.94
21:30	1096.5	323.6	0.96
21:45	1089.4	311.2	0.96
22:00	1046.2	303.4	0.96
22:15	1019.8	281.1	0.96
22:30	1032.6	312.4	0.96
22:45	1020.6	289.4	0.96
23:00	976.5	249.8	0.97
23:15	995.1	299.7	0.96
23:30	990.1	287.7	0.96
23:45	973.2	260.9	0.97
24:00	976.9	274.1	0.96

#### DIAGRAMA DE CARGA



#### PARAMETROS ELECTRICOS REGISTRADOS Y CALCULADOS

PARAMETROS REGISTRADOS			
MAXIMA DEMANDA		DEMANDA PROMEDIO	
H.P	1231.2 kW	H.P	1140.7 kW
H.F.P	1217.2 kW	H.F.P	1126.8 kW
DIA	1231.2 kW	DIA	1129.7 kW
ENERGIA ACTIVA		ENERGIA REACTIVA	
H.P	5704 kWh	H.P	1846 kVARh
H.F.P	21409 kWh	H.F.P	6992 kVARh
DIA	27112 kWh	DIA	8837 kVARh
PARAMETROS CALCULADOS			
FACTOR DE CARGA		FACTOR DE PERDIDAS	
H.P	0.93	H.P	0.86
H.F.P	0.93	H.F.P	0.84
DIA	0.92	DIA	0.84
FACTOR DE POTENCIA (promedio del dia)		0.95 Inductivo	

**Nota:**  
H.P. : Horas de punta (18:00 a 23:00)  
H.F.P. : Horas fuera de punta

## Figura 2 EVALUACION DE CONSUMOS DE ENERGIA ELECTRICA TOTAL UHT

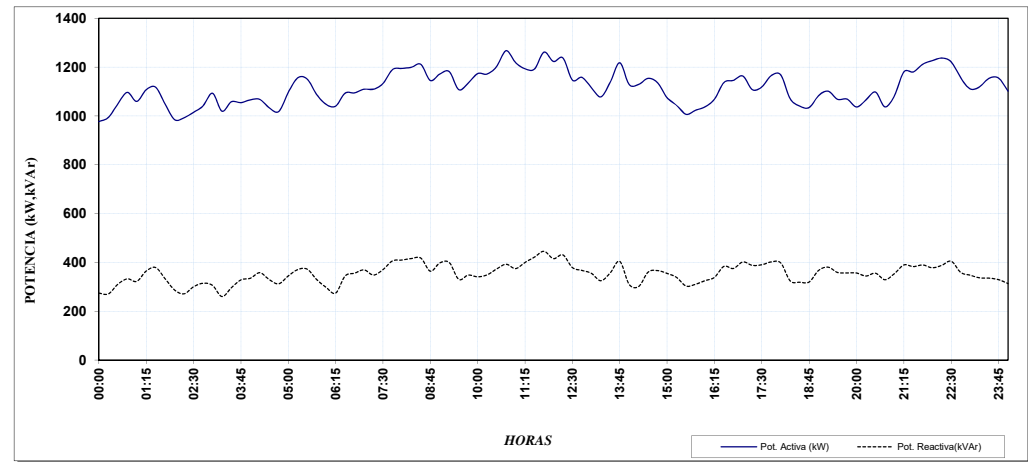
### REPORTE DE REGISTROS

Hora	P (kW)	Q (KVAR)	F.P.	Hora	P (kW)	Q (KVAR)	F.P.
0:15	993.4	270.8	0.96	12:15	1237.4	430.7	0.94
0:30	1049.0	310.4	0.96	12:30	1146.7	378.8	0.95
0:45	1096.5	332.6	0.96	12:45	1157.9	367.3	0.95
1:00	1059.4	322.3	0.96	13:00	1116.2	355.3	0.95
1:15	1107.2	364.4	0.95	13:15	1077.9	324.8	0.96
1:30	1117.5	378.8	0.95	13:30	1138.5	357.4	0.95
1:45	1048.2	333.1	0.95	13:45	1217.6	404.4	0.95
2:00	984.7	286.9	0.96	14:00	1128.2	309.6	0.96
2:15	992.6	271.2	0.96	14:15	1129.0	301.3	0.97
2:30	1014.8	300.1	0.96	14:30	1153.7	360.3	0.95
2:45	1040.8	314.5	0.96	14:45	1135.6	366.4	0.95
3:00	1092.7	305.9	0.96	15:00	1074.2	354.9	0.95
3:15	1019.4	260.1	0.97	15:15	1043.7	338.4	0.95
3:30	1058.1	296.4	0.96	15:30	1006.6	303.4	0.96
3:45	1054.4	328.5	0.95	15:45	1023.1	310.4	0.96
4:00	1065.9	335.1	0.95	16:00	1037.1	325.2	0.95
4:15	1067.6	357.8	0.95	16:15	1068.4	338.8	0.95
4:30	1033.0	329.3	0.95	16:30	1136.8	383.8	0.95
4:45	1018.1	312.4	0.96	16:45	1145.5	375.1	0.95
5:00	1096.0	344.6	0.95	17:00	1163.2	401.9	0.95
5:15	1155.8	370.6	0.95	17:15	1107.6	387.9	0.94
5:30	1150.9	372.2	0.95	17:30	1118.7	390.4	0.94
5:45	1087.8	329.8	0.96	17:45	1165.3	401.9	0.95
6:00	1047.0	297.6	0.96	18:00	1167.8	397.8	0.95
6:15	1040.0	274.1	0.97	18:15	1070.1	324.0	0.96
6:30	1093.2	344.2	0.95	18:30	1040.4	319.0	0.96
6:45	1094.4	355.7	0.95	18:45	1034.2	319.9	0.96
7:00	1109.6	369.3	0.95	19:00	1083.3	367.3	0.95
7:15	1109.2	348.3	0.95	19:15	1101.4	380.5	0.95
7:30	1132.7	370.6	0.95	19:30	1068.0	358.6	0.95
7:45	1189.6	406.0	0.95	19:45	1068.8	357.0	0.95
8:00	1194.6	409.7	0.95	20:00	1036.7	356.6	0.95
8:15	1199.1	415.9	0.94	20:15	1065.5	344.2	0.95
8:30	1211.0	417.6	0.95	20:30	1097.7	355.7	0.95
8:45	1145.1	364.0	0.95	20:45	1037.1	328.9	0.95
9:00	1171.5	397.8	0.95	21:00	1082.4	354.1	0.95
9:15	1181.4	399.4	0.95	21:15	1180.5	389.5	0.95
9:30	1107.6	330.6	0.96	21:30	1180.1	382.9	0.95
9:45	1134.4	347.9	0.96	21:45	1211.9	389.5	0.95
10:00	1173.5	340.9	0.96	22:00	1226.3	378.0	0.96
10:15	1171.5	349.1	0.96	22:15	1237.0	387.9	0.95
10:30	1202.4	373.0	0.96	22:30	1221.3	404.8	0.95
10:45	1267.1	392.4	0.96	22:45	1156.2	359.0	0.96
11:00	1218.5	374.7	0.96	23:00	1110.5	347.5	0.95
11:15	1192.9	399.8	0.95	23:15	1119.5	336.8	0.96
11:30	1192.1	421.7	0.94	23:30	1154.2	335.5	0.96
11:45	1261.3	445.6	0.94	23:45	1155.0	329.3	0.96
12:00	1223.0	415.5	0.95	24:00	1101.8	313.3	0.96

FECHA : 14-jun-16

DIA : MARTES

### DIAGRAMA DE CARGA



### PARAMETROS ELECTRICOS REGISTRADOS Y CALCULADOS

PARAMETROS REGISTRADOS			
MAXIMA DEMANDA		DEMANDA PROMEDIO	
H.P	1237.0 kW	H.P	1115.5 kW
H.F.P	1267.1 kW	H.F.P	1117.0 kW
DIA	1267.1 kW	DIA	1116.7 kW
ENERGIA ACTIVA		ENERGIA REACTIVA	
H.P	5577 kWh	H.P	1801 KVARh
H.F.P	21223 kWh	H.F.P	6693 KVARh
DIA	26801 kWh	DIA	8494 KVARh
PARAMETROS CALCULADOS			
FACTOR DE CARGA		FACTOR DE PERDIDAS	
H.P	0.90	H.P	0.78
H.F.P	0.88	H.F.P	0.78
DIA	0.88	DIA	0.78
FACTOR DE POTENCIA (promedio del dia)		0.95 Inductivo	

**Nota:**

H.P. : Horas de punta (18:00 a 23:00)  
H.F.P. : Horas fuera de punta

## Figura 3 EVALUACION DE CONSUMOS DE ENERGIA ELECTRICA

### TOTAL UHT

FECHA : 15-jun-16

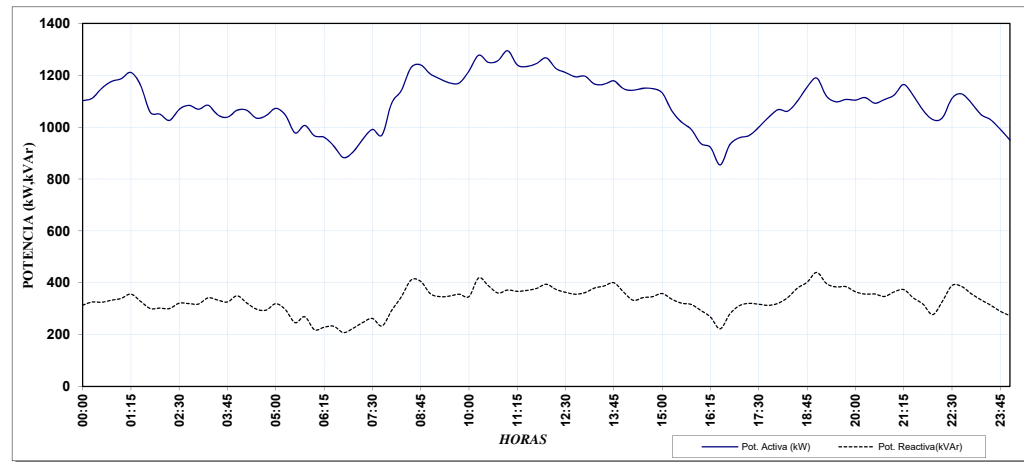
DIA : MIÉRCOLES

#### REPORTE DE REGISTROS

Hora	P (kW)	Q (KVAR)	F.P.
0:15	1111.7	325.6	0.96
0:30	1150.5	324.8	0.96
0:45	1176.4	332.6	0.96
1:00	1186.7	339.7	0.96
1:15	1211.0	356.1	0.96
1:30	1162.0	328.5	0.96
1:45	1057.7	300.5	0.96
2:00	1050.3	302.1	0.96
2:15	1026.0	300.5	0.96
2:30	1068.4	321.1	0.96
2:45	1084.1	319.5	0.96
3:00	1069.2	317.8	0.96
3:15	1084.5	341.7	0.95
3:30	1047.0	333.1	0.95
3:45	1038.3	325.6	0.95
4:00	1065.5	349.5	0.95
4:15	1065.1	321.9	0.96
4:30	1034.6	298.0	0.96
4:45	1044.5	294.3	0.96
5:00	1072.5	319.0	0.96
5:15	1046.2	296.0	0.96
5:30	977.7	246.1	0.97
5:45	1006.6	268.8	0.97
6:00	966.6	218.9	0.98
6:15	961.3	228.4	0.97
6:30	927.5	232.1	0.97
6:45	882.5	207.7	0.97
7:00	904.4	224.2	0.97
7:15	953.0	246.5	0.97
7:30	991.3	262.2	0.97
7:45	969.9	233.3	0.97
8:00	1093.2	293.5	0.97
8:15	1141.4	345.8	0.96
8:30	1229.6	410.1	0.95
8:45	1239.9	405.2	0.95
9:00	1204.9	357.8	0.96
9:15	1186.3	346.2	0.96
9:30	1170.6	348.7	0.96
9:45	1170.6	355.7	0.96
10:00	1216.8	346.7	0.96
10:15	1277.4	418.4	0.95
10:30	1249.8	388.7	0.95
10:45	1256.4	360.3	0.96
11:00	1294.7	371.8	0.96
11:15	1239.9	366.9	0.96
11:30	1234.1	370.6	0.96
11:45	1245.7	378.0	0.96
12:00	1267.1	394.1	0.95

Hora	P (kW)	Q (KVAR)	F.P.
12:15	1226.3	374.3	0.96
12:30	1210.6	363.1	0.96
12:45	1194.1	355.7	0.96
13:00	1196.6	361.9	0.96
13:15	1166.1	379.6	0.95
13:30	1165.7	387.5	0.95
13:45	1178.5	399.8	0.95
14:00	1148.0	364.0	0.95
14:15	1142.2	332.2	0.96
14:30	1150.0	342.5	0.96
14:45	1148.4	346.2	0.96
15:00	1132.3	358.2	0.95
15:15	1063.1	336.4	0.95
15:30	1019.4	321.1	0.95
15:45	991.8	316.2	0.95
16:00	936.9	293.1	0.95
16:15	921.7	267.5	0.96
16:30	854.5	222.2	0.97
16:45	932.4	279.5	0.96
17:00	959.2	311.6	0.95
17:15	967.4	320.3	0.95
17:30	1000.0	317.0	0.95
17:45	1037.5	312.9	0.96
18:00	1067.6	320.7	0.96
18:15	1061.8	343.0	0.95
18:30	1100.6	379.2	0.95
18:45	1154.6	401.9	0.94
19:00	1189.2	439.8	0.94
19:15	1119.9	396.9	0.94
19:30	1097.7	383.8	0.94
19:45	1106.8	385.0	0.94
20:00	1104.3	365.2	0.95
20:15	1114.2	356.1	0.95
20:30	1092.3	356.6	0.95
20:45	1106.8	347.1	0.95
21:00	1123.2	364.4	0.95
21:15	1164.5	373.5	0.95
21:30	1121.2	341.3	0.96
21:45	1065.5	317.4	0.96
22:00	1029.3	277.0	0.97
22:15	1035.9	327.7	0.95
22:30	1111.3	389.1	0.94
22:45	1128.2	385.4	0.95
23:00	1093.6	357.4	0.95
23:15	1048.6	333.9	0.95
23:30	1028.4	313.3	0.96
23:45	991.8	289.8	0.96
24:00	950.1	272.5	0.96

#### DIAGRAMA DE CARGA



#### PARAMETROS ELECTRICOS REGISTRADOS Y CALCULADOS

PARAMETROS REGISTRADOS			
MAXIMA DEMANDA		DEMANDA PROMEDIO	
H.P	1189.2 kW	H.P	1106.0 kW
H.F.P	1294.7 kW	H.F.P	1091.3 kW
DIA	1294.7 kW	DIA	1094.4 kW
ENERGIA ACTIVA		ENERGIA REACTIVA	
H.P	5530 kWh	H.P	1822 KVARh
H.F.P	20735 kWh	H.F.P	6142 KVARh
DIA	26265 kWh	DIA	7964 KVARh
PARAMETROS CALCULADOS			
FACTOR DE CARGA		FACTOR DE PERDIDAS	
H.P	0.93	H.P	0.73
H.F.P	0.84	H.F.P	0.72
DIA	0.85	DIA	0.72
FACTOR DE POTENCIA (promedio del dia)		0.96 Inductivo	

**Nota:**  
H.P. : Horas de punta (18:00 a 23:00)  
H.F.P. : Horas fuera de punta

## Figura 4 EVALUACION DE CONSUMOS DE ENERGIA ELECTRICA

### TOTAL UHT

FECHA : 16-jun-16

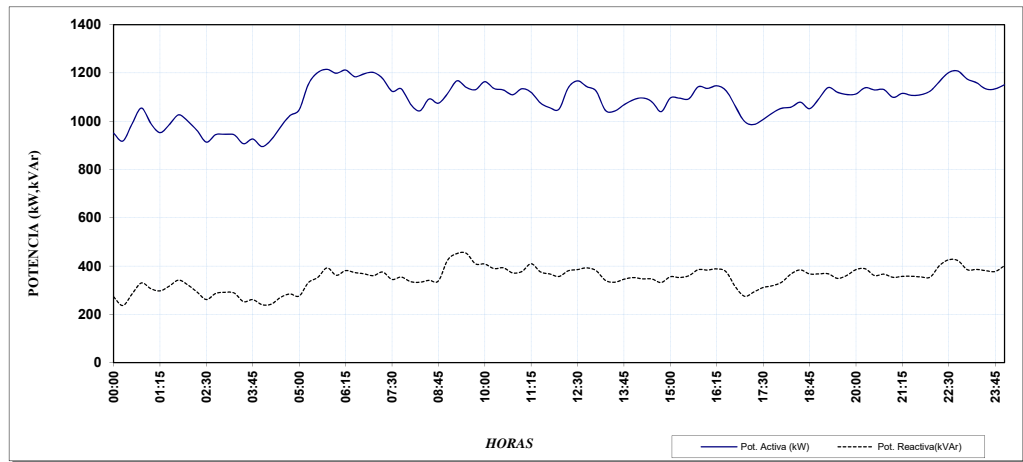
DIA : JUEVES

#### REPORTE DE REGISTROS

Hora	P (kW)	Q (KVAR)	F.P.
0:15	918.0	236.6	0.97
0:30	989.7	284.8	0.96
0:45	1054.4	330.2	0.95
1:00	991.3	306.7	0.96
1:15	952.6	297.2	0.95
1:30	985.6	317.0	0.95
1:45	1026.4	341.7	0.95
2:00	1000.0	321.9	0.95
2:15	961.3	292.2	0.96
2:30	913.4	261.3	0.96
2:45	944.4	286.5	0.96
3:00	945.6	291.4	0.96
3:15	943.5	288.1	0.96
3:30	906.8	252.7	0.96
3:45	926.2	260.9	0.96
4:00	894.9	239.9	0.97
4:15	923.7	242.4	0.97
4:30	976.5	270.4	0.96
4:45	1023.1	284.4	0.96
5:00	1047.4	276.2	0.97
5:15	1154.2	331.8	0.96
5:30	1201.6	352.8	0.96
5:45	1214.8	392.4	0.95
6:00	1198.7	361.9	0.96
6:15	1211.9	381.3	0.95
6:30	1184.3	373.0	0.95
6:45	1196.6	367.7	0.96
7:00	1202.0	360.3	0.96
7:15	1176.4	375.1	0.95
7:30	1124.1	344.6	0.96
7:45	1134.0	354.5	0.95
8:00	1070.9	335.5	0.95
8:15	1042.9	333.1	0.95
8:30	1091.9	340.9	0.95
8:45	1074.6	338.4	0.95
9:00	1115.0	425.0	0.93
9:15	1167.4	451.8	0.93
9:30	1140.1	453.0	0.93
9:45	1130.7	409.3	0.94
10:00	1163.6	408.5	0.94
10:15	1135.2	389.5	0.95
10:30	1129.4	392.8	0.94
10:45	1109.6	371.8	0.95
11:00	1134.4	377.6	0.95
11:15	1119.5	409.7	0.94
11:30	1075.4	375.9	0.94
11:45	1056.1	367.3	0.94
12:00	1050.3	357.0	0.95

Hora	P (kW)	Q (KVAR)	F.P.
12:15	1138.9	380.5	0.95
12:30	1166.9	385.4	0.95
12:45	1143.0	392.4	0.95
13:00	1124.5	380.9	0.95
13:15	1044.9	340.9	0.95
13:30	1042.0	333.1	0.95
13:45	1068.0	345.4	0.95
14:00	1088.6	352.4	0.95
14:15	1096.5	347.1	0.95
14:30	1080.8	346.7	0.95
14:45	1039.6	331.8	0.95
15:00	1096.5	355.7	0.95
15:15	1095.2	352.4	0.95
15:30	1093.2	360.3	0.95
15:45	1142.6	385.0	0.95
16:00	1135.6	383.3	0.95
16:15	1146.7	388.3	0.95
16:30	1126.5	376.3	0.95
16:45	1061.8	314.1	0.96
17:00	998.3	274.9	0.96
17:15	986.4	292.7	0.96
17:30	1007.4	311.2	0.96
17:45	1034.2	318.6	0.96
18:00	1054.0	333.5	0.95
18:15	1058.1	367.3	0.94
18:30	1078.7	384.2	0.94
18:45	1051.9	367.3	0.94
19:00	1093.2	367.7	0.95
19:15	1139.3	368.1	0.95
19:30	1119.9	349.1	0.95
19:45	1110.5	361.1	0.95
20:00	1112.9	385.4	0.94
20:15	1138.9	388.7	0.95
20:30	1129.4	360.7	0.95
20:45	1131.1	366.4	0.95
21:00	1098.9	353.3	0.95
21:15	1115.4	357.4	0.95
21:30	1106.8	357.8	0.95
21:45	1110.1	354.9	0.95
22:00	1124.9	354.5	0.95
22:15	1164.9	401.9	0.95
22:30	1202.0	426.2	0.94
22:45	1207.3	422.1	0.94
23:00	1173.9	385.0	0.95
23:15	1159.5	386.2	0.95
23:30	1133.6	380.9	0.95
23:45	1134.0	377.6	0.95
24:00	1150.9	401.5	0.94

#### DIAGRAMA DE CARGA



#### PARAMETROS ELECTRICOS REGISTRADOS Y CALCULADOS

PARAMETROS REGISTRADOS			
MAXIMA DEMANDA		DEMANDA PROMEDIO	
H.P	1207.3 kW	H.P	1123.4 kW
H.F.P	1214.8 kW	H.F.P	1075.3 kW
DIA	1214.8 kW	DIA	1085.3 kW
ENERGIA ACTIVA		ENERGIA REACTIVA	
H.P	5617 kWh	H.P	1870 KVARh
H.F.P	20430 kWh	H.F.P	6536 KVARh
DIA	26047 kWh	DIA	8406 KVARh
PARAMETROS CALCULADOS			
FACTOR DE CARGA		FACTOR DE PERDIDAS	
H.P	0.93	H.P	0.86
H.F.P	0.89	H.F.P	0.79
DIA	0.89	DIA	0.80
FACTOR DE POTENCIA (promedio del dia)		0.95 Inductivo	

**Nota:**

H.P. : Horas de punta (18:00 a 23:00)  
H.F.P. : Horas fuera de punta



## Figura 5 EVALUACION DE CONSUMOS DE ENERGIA ELECTRICA

### TOTAL UHT

FECHA : 17-jun-16

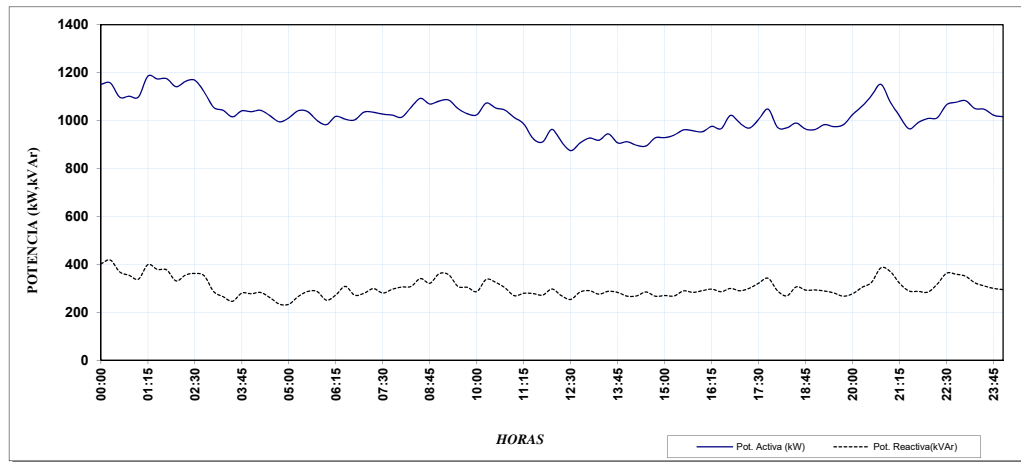
DIA : VIERNES

#### REPORTE DE REGISTROS

Hora	P (kW)	Q (KVAR)	F.P.
0:15	1156.6	417.6	0.94
0:30	1097.3	368.1	0.95
0:45	1101.4	354.1	0.95
1:00	1098.5	338.0	0.96
1:15	1185.1	398.6	0.95
1:30	1173.5	378.8	0.95
1:45	1174.4	376.3	0.95
2:00	1141.0	330.6	0.96
2:15	1163.2	354.9	0.96
2:30	1167.8	361.9	0.96
2:45	1118.7	351.6	0.95
3:00	1054.8	286.1	0.97
3:15	1042.5	265.0	0.97
3:30	1015.2	245.7	0.97
3:45	1040.4	279.9	0.97
4:00	1036.7	277.0	0.97
4:15	1042.5	282.4	0.97
4:30	1019.8	260.5	0.97
4:45	994.2	233.7	0.97
5:00	1011.1	233.3	0.97
5:15	1040.8	265.5	0.97
5:30	1037.1	286.5	0.96
5:45	1000.4	286.5	0.96
6:00	982.7	250.2	0.97
6:15	1017.3	272.1	0.97
6:30	1005.4	307.9	0.96
6:45	1002.5	271.2	0.97
7:00	1035.0	279.1	0.97
7:15	1034.2	298.4	0.96
7:30	1026.4	279.9	0.96
7:45	1022.7	295.5	0.96
8:00	1013.6	305.0	0.96
8:15	1054.8	307.5	0.96
8:30	1092.3	340.5	0.95
8:45	1068.8	320.7	0.96
9:00	1081.2	360.7	0.95
9:15	1085.3	356.6	0.95
9:30	1049.9	307.5	0.96
9:45	1028.0	303.8	0.96
10:00	1023.9	286.1	0.96
10:15	1072.5	336.8	0.95
10:30	1052.3	324.8	0.96
10:45	1043.3	301.7	0.96
11:00	1012.0	268.8	0.97
11:15	985.6	279.1	0.96
11:30	924.2	277.8	0.96
11:45	910.5	271.2	0.96
12:00	962.9	296.8	0.96

Hora	P (kW)	Q (KVAR)	F.P.
12:15	911.8	269.2	0.96
12:30	874.3	253.5	0.96
12:45	906.4	284.4	0.95
13:00	926.6	289.8	0.95
13:15	917.6	275.3	0.96
13:30	943.9	287.3	0.96
13:45	906.4	282.4	0.95
14:00	911.4	267.1	0.96
14:15	896.5	267.9	0.96
14:30	893.6	284.4	0.95
14:45	927.9	266.7	0.96
15:00	928.3	269.6	0.96
15:15	939.0	267.9	0.96
15:30	960.8	289.0	0.96
15:45	957.1	282.8	0.96
16:00	953.0	289.8	0.96
16:15	975.7	296.4	0.96
16:30	965.8	285.7	0.96
16:45	1021.4	299.3	0.96
17:00	988.9	289.4	0.96
17:15	968.3	300.1	0.96
17:30	1004.9	321.5	0.95
17:45	1047.4	341.7	0.95
18:00	971.6	289.4	0.96
18:15	969.5	268.3	0.96
18:30	989.3	305.9	0.96
18:45	963.7	292.2	0.96
19:00	962.5	292.7	0.96
19:15	982.7	288.5	0.96
19:30	974.4	280.3	0.96
19:45	982.3	266.7	0.97
20:00	1025.1	277.4	0.97
20:15	1059.8	303.8	0.96
20:30	1103.5	324.4	0.96
20:45	1150.9	385.0	0.95
21:00	1077.1	369.7	0.95
21:15	1017.3	320.3	0.95
21:30	965.4	288.5	0.96
21:45	992.2	286.9	0.96
22:00	1008.2	284.0	0.96
22:15	1011.5	317.4	0.95
22:30	1065.9	362.7	0.95
22:45	1075.8	358.6	0.95
23:00	1082.8	350.4	0.95
23:15	1049.9	322.8	0.96
23:30	1047.0	309.6	0.96
23:45	1021.8	299.3	0.96
24:00	1015.7	294.3	0.96

#### DIAGRAMA DE CARGA



#### PARAMETROS ELECTRICOS REGISTRADOS Y CALCULADOS

PARAMETROS REGISTRADOS			
MAXIMA DEMANDA		DEMANDA PROMEDIO	
H.P	1150.9 kW	H.P	1023.0 kW
H.F.P	1185.1 kW	H.F.P	1017.5 kW
DIA	1185.1 kW	DIA	1018.7 kW
ENERGIA ACTIVA		ENERGIA REACTIVA	
H.P	5115 kWh	H.P	1556 KVARh
H.F.P	19333 kWh	H.F.P	5702 KVARh
DIA	24448 kWh	DIA	7258 KVARh
PARAMETROS CALCULADOS			
FACTOR DE CARGA		FACTOR DE PERDIDAS	
H.P	0.89	H.P	0.75
H.F.P	0.86	H.F.P	0.74
DIA	0.86	DIA	0.74
FACTOR DE POTENCIA (promedio del dia)		0.96 Inductivo	

**Nota:**

H.P. : Horas de punta (18:00 a 23:00)  
H.F.P. : Horas fuera de punta

## Figura 6 EVALUACION DE CONSUMOS DE ENERGIA ELECTRICA

### TOTAL UHT

FECHA : 18-jun-16

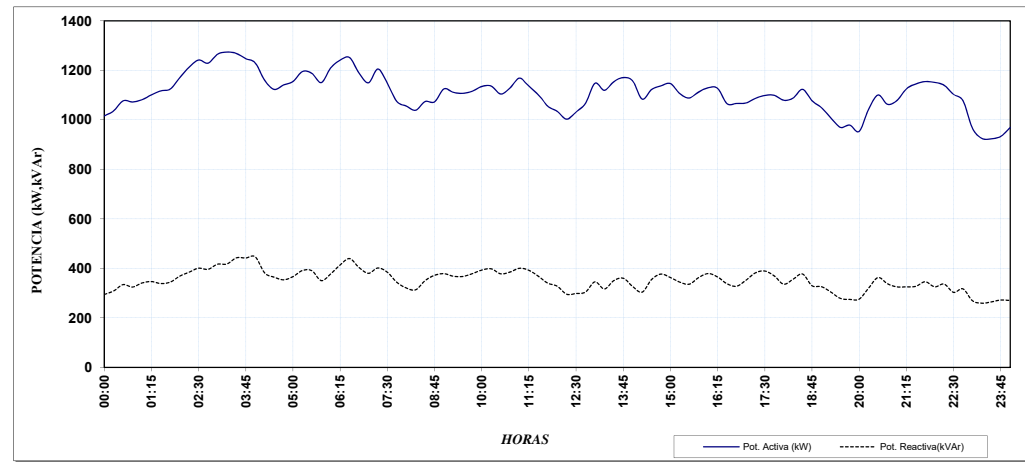
DIA : SÁBADO

#### REPORTE DE REGISTROS

Hora	P (kW)	Q (KVAR)	F.P.
0:15	1036.3	308.7	0.96
0:30	1076.7	334.3	0.96
0:45	1072.1	324.4	0.96
1:00	1081.2	340.9	0.95
1:15	1101.0	346.7	0.95
1:30	1117.1	338.4	0.96
1:45	1124.5	344.6	0.96
2:00	1170.2	368.5	0.95
2:15	1213.1	384.6	0.95
2:30	1241.5	400.7	0.95
2:45	1228.8	396.1	0.95
3:00	1265.0	416.7	0.95
3:15	1273.7	417.6	0.95
3:30	1268.3	442.3	0.94
3:45	1246.9	441.9	0.94
4:00	1230.0	446.4	0.94
4:15	1159.5	381.3	0.95
4:30	1122.8	364.4	0.95
4:45	1140.6	353.7	0.96
5:00	1155.0	366.4	0.95
5:15	1195.0	391.2	0.95
5:30	1188.0	390.4	0.95
5:45	1150.5	350.4	0.96
6:00	1209.8	377.6	0.95
6:15	1241.1	413.8	0.95
6:30	1251.4	439.4	0.94
6:45	1188.8	403.1	0.95
7:00	1149.6	380.0	0.95
7:15	1205.3	401.5	0.95
7:30	1147.6	384.2	0.95
7:45	1074.2	343.8	0.95
8:00	1055.6	320.7	0.96
8:15	1038.7	313.3	0.96
8:30	1073.8	350.4	0.95
8:45	1072.5	371.8	0.94
9:00	1124.9	378.4	0.95
9:15	1110.9	368.1	0.95
9:30	1107.2	367.3	0.95
9:45	1115.4	378.4	0.95
10:00	1134.8	392.8	0.94
10:15	1136.4	398.2	0.94
10:30	1104.3	378.0	0.95
10:45	1128.6	385.0	0.95
11:00	1168.6	400.2	0.95
11:15	1135.2	392.0	0.95
11:30	1101.4	368.1	0.95
11:45	1054.8	340.1	0.95
12:00	1034.2	327.7	0.95

Hora	P (kW)	Q (KVAR)	F.P.
12:15	1002.5	295.5	0.96
12:30	1031.7	298.4	0.96
12:45	1066.8	304.2	0.96
13:00	1147.6	345.4	0.96
13:15	1119.1	316.6	0.96
13:30	1154.2	350.4	0.96
13:45	1170.6	359.9	0.96
14:00	1157.0	326.5	0.96
14:15	1083.7	303.8	0.96
14:30	1122.4	354.9	0.95
14:45	1137.3	376.8	0.95
15:00	1146.3	362.7	0.95
15:15	1105.5	344.2	0.95
15:30	1088.2	335.9	0.96
15:45	1112.9	363.1	0.95
16:00	1129.4	378.8	0.95
16:15	1127.0	365.2	0.95
16:30	1065.1	337.6	0.95
16:45	1066.4	327.7	0.96
17:00	1068.0	352.0	0.95
17:15	1086.6	381.7	0.94
17:30	1098.5	389.1	0.94
17:45	1098.9	369.3	0.95
18:00	1079.1	335.9	0.95
18:15	1087.8	356.1	0.95
18:30	1123.2	377.2	0.95
18:45	1077.1	329.8	0.96
19:00	1049.0	326.1	0.95
19:15	1007.8	304.2	0.96
19:30	969.5	278.6	0.96
19:45	978.6	274.5	0.96
20:00	953.4	275.8	0.96
20:15	1042.9	320.3	0.96
20:30	1100.2	362.7	0.95
20:45	1062.7	337.6	0.95
21:00	1077.9	325.2	0.96
21:15	1124.9	325.2	0.96
21:30	1144.7	327.3	0.96
21:45	1154.6	345.8	0.96
22:00	1150.9	325.2	0.96
22:15	1139.7	336.4	0.96
22:30	1102.6	303.0	0.96
22:45	1077.5	317.0	0.96
23:00	966.2	269.2	0.96
23:15	925.0	259.3	0.96
23:30	923.3	264.2	0.96
23:45	932.8	272.1	0.96
24:00	968.7	270.4	0.96

#### DIAGRAMA DE CARGA



#### PARAMETROS ELECTRICOS REGISTRADOS Y CALCULADOS

PARAMETROS REGISTRADOS			
MAXIMA DEMANDA		DEMANDA PROMEDIO	
H.P	1154.6 kW	H.P	1069.6 kW
H.F.P	1273.7 kW	H.F.P	1121.5 kW
DIA	1273.7 kW	DIA	1110.7 kW
ENERGIA ACTIVA		ENERGIA REACTIVA	
H.P	5348 kWh	H.P	1604 KVARh
H.F.P	21309 kWh	H.F.P	6841 KVARh
DIA	26657 kWh	DIA	8446 KVARh
PARAMETROS CALCULADOS			
FACTOR DE CARGA		FACTOR DE PERDIDAS	
H.P	0.93	H.P	0.71
H.F.P	0.88	H.F.P	0.78
DIA	0.87	DIA	0.76
FACTOR DE POTENCIA (promedio del dia)		0.95 Inductivo	

**Nota:**  
H.P. : Horas de punta (18:00 a 23:00)  
H.F.P. : Horas fuera de punta

## Figura 7 EVALUACION DE CONSUMOS DE ENERGIA ELECTRICA

### TOTAL UHT

FECHA : 19-jun-16

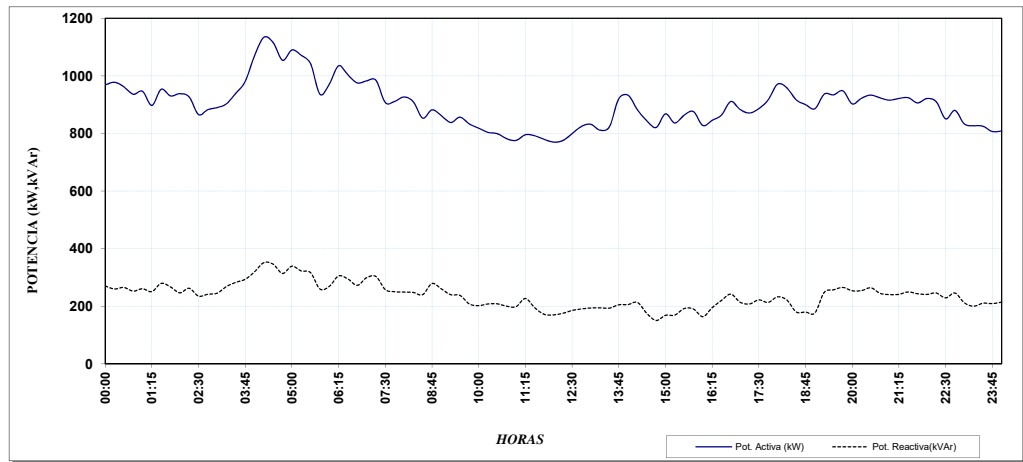
DIA : DOMINGO

#### REPORTE DE REGISTROS

Hora	P (kW)	Q (KVAR)	F.P.
0:15	977.7	260.1	0.97
0:30	962.1	265.5	0.96
0:45	936.1	252.7	0.97
1:00	946.4	260.9	0.96
1:15	897.4	251.0	0.96
1:30	953.4	279.5	0.96
1:45	930.3	267.1	0.96
2:00	938.2	246.9	0.97
2:15	926.6	262.6	0.96
2:30	865.6	235.4	0.96
2:45	882.9	242.0	0.96
3:00	889.9	245.7	0.96
3:15	903.1	268.8	0.96
3:30	939.8	283.2	0.96
3:45	980.6	293.9	0.96
4:00	1070.1	319.9	0.96
4:15	1134.0	351.6	0.96
4:30	1115.0	345.8	0.96
4:45	1054.0	314.1	0.96
5:00	1089.9	339.2	0.95
5:15	1071.3	322.8	0.96
5:30	1042.0	316.6	0.96
5:45	936.1	260.1	0.96
6:00	971.1	269.2	0.96
6:15	1035.0	305.4	0.96
6:30	1003.3	294.7	0.96
6:45	975.3	272.9	0.96
7:00	982.7	299.3	0.96
7:15	984.3	303.4	0.96
7:30	907.3	258.0	0.96
7:45	911.4	250.6	0.96
8:00	926.6	249.4	0.97
8:15	910.1	248.1	0.96
8:30	853.3	240.3	0.96
8:45	882.1	279.1	0.95
9:00	861.9	260.5	0.96
9:15	838.0	240.3	0.96
9:30	856.6	237.8	0.96
9:45	833.1	208.2	0.97
10:00	818.2	202.4	0.97
10:15	803.8	208.2	0.97
10:30	799.3	208.6	0.97
10:45	781.9	200.3	0.97
11:00	775.8	198.7	0.97
11:15	795.5	227.1	0.96
11:30	791.8	195.0	0.97
11:45	779.9	172.3	0.98
12:00	770.0	170.2	0.98

Hora	P (kW)	Q (KVAR)	F.P.
12:15	775.3	175.6	0.98
12:30	799.3	185.5	0.97
12:45	824.4	190.8	0.97
13:00	831.8	194.1	0.97
13:15	811.2	194.6	0.97
13:30	822.8	193.7	0.97
13:45	920.9	205.3	0.98
14:00	932.8	206.1	0.98
14:15	882.1	213.5	0.97
14:30	844.2	175.6	0.98
14:45	820.7	150.9	0.98
15:00	868.1	168.6	0.98
15:15	836.4	169.4	0.98
15:30	863.6	192.1	0.98
15:45	875.9	190.4	0.98
16:00	827.7	164.1	0.98
16:15	845.4	195.0	0.97
16:30	864.0	220.5	0.97
16:45	911.0	242.4	0.97
17:00	882.9	213.9	0.97
17:15	871.0	208.2	0.97
17:30	886.2	222.2	0.97
17:45	916.7	213.5	0.97
18:00	971.1	232.9	0.97
18:15	958.4	221.8	0.97
18:30	916.7	180.5	0.98
18:45	900.2	180.1	0.98
19:00	885.8	176.8	0.98
19:15	936.5	248.1	0.97
19:30	934.0	257.2	0.96
19:45	948.1	265.5	0.96
20:00	902.7	253.9	0.96
20:15	922.5	254.7	0.96
20:30	933.2	264.2	0.96
20:45	923.3	244.8	0.97
21:00	915.5	240.7	0.97
21:15	921.7	241.5	0.97
21:30	924.2	249.8	0.97
21:45	906.0	243.6	0.97
22:00	921.3	241.1	0.97
22:15	910.1	246.1	0.97
22:30	850.8	229.2	0.97
22:45	880.0	246.1	0.96
23:00	833.1	212.3	0.97
23:15	826.9	200.3	0.97
23:30	825.2	210.6	0.97
23:45	806.7	209.4	0.97
24:00	808.7	214.3	0.97

#### DIAGRAMA DE CARGA



#### PARAMETROS ELECTRICOS REGISTRADOS Y CALCULADOS

PARAMETROS REGISTRADOS			
MAXIMA DEMANDA		DEMANDA PROMEDIO	
H.P	958.4 kW	H.P	911.2 kW
H.F.P	1134.0 kW	H.F.P	897.9 kW
DIA	1134.0 kW	DIA	900.7 kW
ENERGIA ACTIVA		ENERGIA REACTIVA	
H.P	4556 kWh	H.P	1175 KVARh
H.F.P	17061 kWh	H.F.P	4510 KVARh
DIA	21617 kWh	DIA	5684 KVARh
PARAMETROS CALCULADOS			
FACTOR DE CARGA		FACTOR DE PERDIDAS	
H.P	0.95	H.P	0.65
H.F.P	0.79	H.F.P	0.63
DIA	0.79	DIA	0.64
FACTOR DE POTENCIA (promedio del dia)		0.97 Inductivo	

**Nota:**  
H.P. : Horas de punta (18:00 a 23:00)  
H.F.P. : Horas fuera de punta

**TOTAL UHT  
RESUMEN DE MEDICIONES**

Fecha	Día	Máxima Demanda (kW)			Energía Activa (kWh)			fc	fp
		HP	HFP	DIA	HP	HFP	DIA		
13/06/2016	LUNES	1231.2	1217.2	1231.2	5,703.5	21,408.7	27,112.2	0.92	0.95
14/06/2016	MARTES	1237.0	1267.1	1267.1	5,577.4	21,223.5	26,800.8	0.88	0.95
15/06/2016	MIÉRCOLES	1189.2	1294.7	1294.7	5,530.2	20,735.2	26,265.4	0.85	0.96
16/06/2016	JUEVES	1207.3	1214.8	1214.8	5,617.0	20,430.1	26,047.1	0.89	0.95
17/06/2016	VIERNES	1150.9	1185.1	1185.1	5,115.0	19,333.3	24,448.3	0.86	0.96
18/06/2016	SÁBADO	1154.6	1273.7	1273.7	5,347.8	21,309.4	26,657.2	0.87	0.95
19/06/2016	DOMINGO	958.4	1134.0	1134.0	4,556.0	17,061.0	21,617.0	0.79	0.97
	<b>Máximo</b>	1237.0	1294.7	1294.7	5,703.5	21,408.7	27,112.2	0.92	0.97
	<b>Mínimo</b>	958.4	1134.0	1134.0	4,556.0	17,061.0	21,617.0	0.79	0.95
	<b>Promedio</b>	1161.2	1226.6	1228.7	5,349.6	20,214.5	25,564.0	0.87	0.96
	<b>Promedio días útiles</b>				<b>5,342</b>	<b>20,107</b>	<b>25,449</b>		
	<b>SÁBADO</b>				<b>5,617</b>	<b>20,430</b>	<b>26,047</b>		
	<b>DOMINGO</b>				<b>5,115</b>	<b>19,333</b>	<b>24,448</b>		
	<b>Proyección al mes</b>				<b>165,789</b>	<b>621,517</b>	<b>787,306</b>		



## EVALUACIÓN ECONOMICA MEJORAS LAIVE

### Evaluación Económica para la Implementación de un sistema de compensación reactiva en la Planta de Lácteos

<b>1.- Datos</b>	
Tasa de descuento	12%
Inflación	0%

Ahorro Anual	3,121
Mantenimiento	
Inversión en proyecto de mejora	8,460

	Beneficios Netos Totales										
	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
<b>2.- Costos Incrementales</b>											
Ahorros		3,121	3,121	3,121	3,121	3,121	3,121	3,121	3,121	3,121	3,121
Mantenimiento (anual)											
Flujo de caja	-8,460	3,121	3,121	3,121	3,121	3,121	3,121	3,121	3,121	3,121	3,121
<b>RESULTADOS</b>											
<b>VAN A 10 AÑOS</b>	9,174	US\$									
<b>TIR A 10 AÑOS</b>	35%										
<b>PAYBACK (SIMPLE)</b>	2.7	Años									

### Evaluación Económica para la Implementación de un sistema de compensación reactiva en la Planta de UHT

<b>1.- Datos</b>	
Tasa de descuento	12%
Inflación	0%

Ahorro Anual	5,280
Mantenimiento	
Inversión en proyecto de mejora	10,800

	Beneficios Netos Totales										
	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
<b>2.- Costos Incrementales</b>											
Ahorros		5,280	5,280	5,280	5,280	5,280	5,280	5,280	5,280	5,280	5,280
Mantenimiento (anual)											
Flujo de caja	-10,800	5,280	5,280	5,280	5,280	5,280	5,280	5,280	5,280	5,280	5,280
<b>RESULTADOS</b>											
<b>VAN A 10 AÑOS</b>	19,033	US\$									
<b>TIR A 10 AÑOS</b>	48%										
<b>PAYBACK (SIMPLE)</b>	2.0	Años									

### Mejora del contrato tarifario: Reducción del cargo de potencia en horas punta

1.- Datos	
Tasa de descuento	12%
Inflación	0%

Ahorro Anual	84,123
Mantenimiento	
Inversión en proyecto de mejora	7,000

	Beneficios Netos Totales					
	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
<b>2.- Costos Incrementales</b>						
Ahorros		84,123	84,123	84,123	84,123	84,123
Costos de mantenimiento anual						
Flujo de caja	-7,000	84,123	84,123	84,123	84,123	84,123
<b>RESULTADOS</b>						
<b>VAN A 10 AÑOS</b>	296,245	US\$				
<b>TIR A 10 AÑOS</b>	1202%					
<b>PAYBACK (SIMPLE)</b>	0.1	Años				



**Evaluación Económica para el reemplazo de fluorescentes de 36 W x LED de 18W que operan 24 horas.**

<b>1.- Datos</b>	
Tasa de descuento	12%
Inflación	0%

Ahorro Anual	6,366
Mantenimiento/repocisión fluorescente	764
Inversión en proyecto de mejora	10,900

	Beneficios Netos Totales										
	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
<b>2.- Costos Incrementales</b>											
Ahorros		6,366	6,366	6,366	6,366	6,366	6,366	6,366	6,366	6,366	6,366
Costos de mantenimiento anual		764	764	764	764	764	764	764	764	764	764
Flujo de caja	-10,900	7,130	7,130	7,130	7,130	7,130	7,130	7,130	7,130	7,130	7,130
<b>RESULTADOS</b>											
<b>VAN A 10 AÑOS</b>	29,388	US\$									
<b>TIR A 10 AÑOS</b>	65%										
<b>PAYBACK (SIMPLE)</b>	1.5	Años									



**Evaluación Económica para el reemplazo de fluorescentes de 18 W x LED de 9 W que operan 12 horas.**

<b>1.- Datos</b>	
Tasa de descuento	12%
Inflación	0%

Ahorro Anual	215
Mantenimiento/repocisión fluorescente	52
Inversión en proyecto de mejora	885

	Beneficios Netos Totales										
	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
<b>2.- Costos Incrementales</b>											
Ahorros		215	215	215	215	215	215	215	215	215	215
Costos de mantenimiento anual		52	52	52	52	52	52	52	52	52	52
Flujo de caja	-885	267	267	267	267	267	267	267	267	267	267
<b>RESULTADOS</b>											
<b>VAN A 10 AÑOS</b>	624	US\$									
<b>TIR A 10 AÑOS</b>	28%										
<b>PAYBACK (SIMPLE)</b>	3.3	Años									

**Evaluación Económica para el reemplazo de lámparas de halogenuros metálicos de 400W por lámparas de inducción de 200W - operan 24 horas/día  
(TIPO HIGH BAY)**

<b>1.- Datos</b>	
Tasa de descuento	12%
Inflación	0%

Ahorro Anual	36,504
Mantenimiento	4,380
Inversión en proyecto de mejora	70,000

	Beneficios Netos Totales										
	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
<b>2.- Costos Incrementales</b>											
Ahorros		36,504	36,504	36,504	36,504	36,504	36,504	36,504	36,504	36,504	36,504
Costos de reposición anual		4,380	4,380	4,380	4,380	4,380	4,380	4,380	4,380	4,380	4,380
Flujo de caja	-70,000	40,884	40,884	40,884	40,884	40,884	40,884	40,884	40,884	40,884	40,884
<b>RESULTADOS</b>											
<b>VAN A 10 AÑOS</b>	161,004	US\$									
<b>TIR A 10 AÑOS</b>	58%										
<b>PAYBACK (SIMPLE)</b>	1.7	Años									





## Anexo 2

**CONSUMO DE GAS NATURAL**

Consumos	Unidad	jul-15	sep-15	oct-15	nov-15	dic-15	ene-16	feb-16	mar-16	abr-16	may-16	jun-16
Volumen condición de lectura	m3	109.359	110.969	110.363	109.598	105.178	103.040	102.414	98.043	99.985	101.108	106.399
Factor Corrección		2,9757	3,0015	2,9901	3,0014	3,0012	2,9944	2,9807	2,9726	2,9896	2,9698	2,9865
Condición Estándar	sm3	325.425	333.072	329.999	328.944	315.478	308.539	305.264	291.445	296.919	299.964	317.758
Poder Calorífico	GJ/sm3	0,03996	0,03991	0,03991	0,03992	0,03992	0,03990	0,0400	0,03995	0,03993	0,03992	0,03989
Energía Facturada	GJ	13.006	13.294	13.171	13.113	12.594	12.312	12.214	11.646	11.858	11.975	12.678
Valor Mínimo Diario	sm3/dia	28.125	28.125	28.125	28.125	28.125	28.125	28.125	28.125	28.125	28.125	28.125

**FACTURACIÓN POR CONSUMO DE GAS NATURAL**

Cargo	Unidad	jul-15	sep-15	oct-15	nov-15	dic-15	ene-16	feb-16	mar-16	abr-16	may-16	jun-16
Costo del gas	S/.	130.101	136.139	134.057	134.860	132.990	131.785	119.254	116.017	114.767	112.475	120.099
Transporte	S/.	43.778	45.199	45.628	44.676	454.111	44.321	45.465	45.468	43.945	43.542	55.335
Distribución Otras Redes	S/.	39.532	37.936	38.094	37.970	37.644	38.386	38.345	37.988	39.338	38.015	37.981
Facturación (sin IGV)	S/.	216.281,54	219.513,90	218.443,29	217.828,17	217.652,29	214.492,44	203.064,14	199.464,13	198.049,26	196.110,14	213.415,27
Costo de Energía (sin IGV)	S./sm <sup>3</sup>	0,6646	0,6591	0,6620	0,6622	0,6899	0,6952	0,6652	0,6844	0,6670	0,6538	0,6716
	US\$/sm <sup>3</sup>	0,1996	0,1979	0,1988	0,1989	0,2072	0,2088	0,1998	0,2055	0,2003	0,1963	0,2017



### INFORMACIÓN DE GENERACIÓN DE VAPOR (CALDERAS)

Características /Condiciones	Caldera 1	Caldera 2	Caldera 3	Caldera 4
Fabricante	INTESA	INTESA	YORK	INTESA
Modelo	PTH-700	PTH-450	SPHV-300	PT-400 W
Año de fabricación	2009	2003	1991	2000
Potencia nominal (bhp)	700	400	300	350
Tipo de combustible	GN	GN	GN	GN
Presión de operación vapor (bar)	8,3	8,3	8,3	8,3
Temperatura del condensado (°C)	95	95	95	95
Generación promedio de vapor (t/h)	9,5	5,9	4,4	5,2
Programa operación diario (horas/días)	24	24	24	24
Programa operación semanal (días/semana)	7	7	7	7
Programa operación anual (días/año)	360	360	360	360

(\*) 03 calderas operan de forma modulante, según la demanda de vapor, una permanece en stand by.





### ALTERNATIVAS DE COGENERACIÓN ANALIZADAS

Alternativas	Fabricante	Modelo comercial	Potencia unitaria (MW)	Unidades	Potencia del sistema (MW)	Eficiencia eléctrica	C=E/V	REE	Vapor generado (t/h)	Inversión (US\$)
A1	Kawasaki	M1A-17D	1,7	1	1,70	26,8%	0,49	0,68	5,2	2 864 892
A2	OPRA	OP16-3B	1,9	1	1,91	26,9%	0,49	0,68	5,8	3 126 637
A3	Solar	Centaur 40	3,5	1	3,52	27,9%	0,55	0,63	10,2	5 386 323
A4	Rolls-Royce	501-KB5	3,9	1	3,90	29,0%	0,62	0,61	10,7	5 819 397

### ANÁLISIS ENERGÉTICO DE LAS ALTERNATIVAS DE COGENERACIÓN

Alternativas	Potencia del sistema (MW)	Horas de parada por mantenimiento de grupos (h/año)	Horas de operación al año (h/año)	EE Autogenerada (MWh/año)	Excedente de EE para venta (MWh/año)	Total EE Comprada a la red (MWh)	Vapor generado (t/h)	Déficit de vapor respecto a pico (t/h)	Consumo de GN del en la calderas (sm <sup>3</sup> )	Consumo de GN en generación (m <sup>3</sup> /año)
A1	1,7	540	8220	13974	4880	24	5,21	4,32	80.715	5.096.676
A2	1,9	540	8220	15700	6606	24	5,82	3,71	80.715	5.704.979
A3	3,5	540	8220	28893	19799	24	10,17	0,00	80.715	10.122.646
A4	3,9	540	8220	32033	22939	24	10,67	0,00	80.715	10.797.056



CENTRO DE CONSERVACIÓN DE ENERGÍA Y DEL AMBIENTE

**FLUJO DE CAJA ALTERNATIVA 1: 01 Turbina de gas Kawasaki M1A-17D de 1,7 MW (Aparte 1)**

Flujo de caja	Unidad	1	2	3	4	5	6	7
<b>SITUACIÓN SIN PROYECTO</b>								
Combustible	US\$	1.016.536	1.058.753	1.105.401	1.124.935	1.135.023	1.157.365	1.171.738
Compra de E. Eléctrica	US\$	789.034	780.067	771.101	762.135	753.169	726.270	717.303
Operación y mantenimiento	US\$	10.811	10.811	10.811	10.811	10.811	10.811	10.811
<b>TOTAL SIN PROYECTO</b>	<b>US\$</b>	<b>1.816.381</b>	<b>1.849.631</b>	<b>1.887.313</b>	<b>1.897.880</b>	<b>1.899.002</b>	<b>1.894.445</b>	<b>1.899.853</b>
<b>PLANTA DE COGENERACIÓN</b>								
Compra de E. Eléctrica	US\$	2.113	2.089	2.065	2.041	2.017	1.945	1.921
Venta de E. Eléctrica al Distribuidor	US\$	-257.012	-254.091	-251.171	-248.250	-245.329	-236.568	-233.647
Combustible generación	US\$	913.617	951.560	993.486	1.011.042	1.020.108	1.040.188	1.053.107
Combustible en calderas (pisos y déficit)	US\$	21.783	22.688	23.687	24.106	24.322	24.801	25.109
Operación y mantenimiento	US\$	140.562	140.562	140.562	140.562	140.562	140.562	140.562
Contrato por seguridad de suministro	US\$	67.936	68.036	68.136	68.136	68.236	68.336	68.336
<b>TOTAL CON PROYECTO</b>	<b>US\$</b>	<b>889.000</b>	<b>930.844</b>	<b>976.766</b>	<b>997.637</b>	<b>1.009.917</b>	<b>1.039.265</b>	<b>1.055.388</b>
<b>AHORRO CON RESPECTO AL SISTEMA DE REFERENCIA</b>								
	US\$	927.381	918.787	910.547	900.244	889.086	855.180	844.465
Depreciación	US\$	-286.489	-286.489	-286.489	-286.489	-286.489	-286.489	-286.489
Intereses	US\$	-275.030	-259.357	-241.804	-222.145	-200.126	-175.466	-147.846
Utilidad antes de impuestos	US\$	365.862	372.941	382.254	391.610	402.470	393.225	410.130
Impuestos (30%)	US\$	-109.759	-111.882	-114.676	-117.483	-120.741	-117.968	-123.039
<b>Flujo de caja bruto</b>	<b>US\$</b>	<b>817.622</b>	<b>806.905</b>	<b>795.871</b>	<b>782.761</b>	<b>768.345</b>	<b>737.213</b>	<b>721.426</b>
Principal de la deuda	US\$	-130.603	-146.275	-163.828	-183.488	-205.506	-230.167	-257.787
Pago total de la deuda	US\$	-405.632	-405.632	-405.632	-405.632	-405.632	-405.632	-405.632
<b>Flujo neto de efectivo</b>	<b>US\$</b>	<b>687.019</b>	<b>660.630</b>	<b>632.043</b>	<b>599.273</b>	<b>562.839</b>	<b>507.046</b>	<b>463.639</b>
<b>Flujo de Caja Acumulado</b>	<b>US\$</b>	<b>687.019</b>	<b>1.347.649</b>	<b>1.979.692</b>	<b>2.578.966</b>	<b>3.141.804</b>	<b>3.648.850</b>	<b>4.112.489</b>

**Nota:** Para el financiamiento, se ha asumido un aporte del 20% del monto de la inversión.



CENTRO DE CONSERVACIÓN DE ENERGÍA Y DEL AMBIENTE

**FLUJO DE CAJA ALTERNATIVA 1: 01 Turbina de gas Kawasaki M1A-17D de 1,7 MW (Aparte 2)**

Flujo de caja	Unidad	8	9	10	11	12	13	14	15
<b>SITUACIÓN SIN PROYECTO</b>									
Combustible	US\$	1.187.111	1.216.785	1.216.606	1.216.985	1.223.055	1.220.127	1.220.127	1.220.127
Compra de E. Eléctrica	US\$	699.371	690.404	672.472	672.472	672.472	672.472	672.472	672.472
Operación y mantenimiento	US\$	10.811	10.811	10.811	10.811	10.811	10.811	10.811	10.811
<b>TOTAL SIN PROYECTO</b>	<b>US\$</b>	<b>1.897.293</b>	<b>1.918.000</b>	<b>1.899.889</b>	<b>1.900.267</b>	<b>1.906.338</b>	<b>1.903.409</b>	<b>1.903.409</b>	<b>1.903.409</b>
<b>PLANTA DE COGENERACIÓN</b>									
Compra de E. Eléctrica	US\$	1.873	1.849	1.801	1.801	1.801	1.801	1.801	1.801
Venta de E. Eléctrica al Distribuidor	US\$	-227.806	-224.885	-219.044	-219.044	-219.044	-219.044	-219.044	-219.044
Combustible generación	US\$	1.066.923	1.093.592	1.093.432	1.093.772	1.099.228	1.096.596	1.096.596	1.096.596
Combustible en calderas (piscos y déficit)	US\$	25.438	26.074	26.070	26.078	26.208	26.146	26.146	26.146
Operación y mantenimiento	US\$	140.562	140.562	140.562	140.562	140.562	140.562	140.562	140.562
Contrato por seguridad de suministro	US\$	68.437	68.537	68.537	68.637	68.737	68.737	68.737	68.737
<b>TOTAL CON PROYECTO</b>	<b>US\$</b>	<b>1.075.427</b>	<b>1.105.729</b>	<b>1.111.358</b>	<b>1.111.806</b>	<b>1.117.493</b>	<b>1.114.798</b>	<b>1.114.798</b>	<b>1.114.798</b>
<b>AHORRO CON RESPECTO AL SISTEMA DE REFERENCIA</b>	<b>US\$</b>	<b>821.866</b>	<b>812.271</b>	<b>788.531</b>	<b>788.461</b>	<b>788.845</b>	<b>788.612</b>	<b>788.612</b>	<b>788.612</b>
Depreciación	US\$	-286.489	-286.489	-286.489	0	0	0	0	0
Intereses	US\$	-116.911	-82.265	-43.461	0	0	0	0	0
Utilidad antes de impuestos	US\$	418.465	443.517	458.581	788.461	788.845	788.612	788.612	788.612
Impuestos (30%)	US\$	-125.540	-133.055	-137.574	-236.538	-236.654	-236.583	-236.583	-236.583
<b>Flujo de caja bruto</b>	<b>US\$</b>	<b>696.326</b>	<b>679.216</b>	<b>650.957</b>	<b>551.923</b>	<b>552.192</b>	<b>552.028</b>	<b>552.028</b>	<b>552.028</b>
Principal de la deuda	US\$	-288.721	-323.368	-362.172	0	0	0	0	0
Pago total de la deuda	US\$	-405.632	-405.632	-405.632	0	0	0	0	0
<b>Flujo neto de efectivo</b>	<b>US\$</b>	<b>407.605</b>	<b>355.848</b>	<b>288.785</b>	<b>551.923</b>	<b>552.192</b>	<b>552.028</b>	<b>552.028</b>	<b>552.028</b>
<b>Flujo de Caja Acumulado</b>	<b>US\$</b>	<b>4.520.094</b>	<b>4.875.942</b>	<b>5.164.727</b>	<b>5.716.650</b>	<b>6.268.842</b>	<b>6.820.870</b>	<b>7.372.898</b>	<b>7.924.926</b>

**Nota:** Para el financiamiento, se ha asumido un aporte del 20% del monto de la inversión.



CENTRO DE CONSERVACIÓN DE ENERGÍA Y DEL AMBIENTE

**FLUJO DE CAJA ALTERNATIVA 2: 01 turbina de gas OPRA OP16-3B de 1,9 MW (Aparte 1)**

Flujo de caja	Unidad	1	2	3	4	5	6	7
<b>SITUACIÓN SIN PROYECTO</b>								
Combustible	US\$	1.016.536	1.058.753	1.105.401	1.124.935	1.135.023	1.157.365	1.171.738
Compra de E. Eléctrica	US\$	789.034	780.067	771.101	762.135	753.169	726.270	717.303
Operación y mantenimiento	US\$	10.811	10.811	10.811	10.811	10.811	10.811	10.811
<b>TOTAL SIN PROYECTO</b>	<b>US\$</b>	<b>1.816.381</b>	<b>1.849.631</b>	<b>1.887.313</b>	<b>1.897.880</b>	<b>1.899.002</b>	<b>1.894.445</b>	<b>1.899.853</b>
<b>PLANTA DE COGENERACIÓN</b>								
Compra de E. Eléctrica	US\$	2.113	2.089	2.065	2.041	2.017	1.945	1.921
Venta de E. Eléctrica al Distribuidor	US\$	-347.924	-343.971	-340.017	-336.063	-332.110	-320.249	-316.295
Combustible generación	US\$	1.022.660	1.065.131	1.112.061	1.131.712	1.141.861	1.164.337	1.178.798
Combustible en calderas (piscos y déficit)	US\$	21.783	22.688	23.687	24.106	24.322	24.801	25.109
Operación y mantenimiento	US\$	154.372	154.372	154.372	154.372	154.372	154.372	154.372
Contrato por seguridad de suministro	US\$	67.936	68.036	68.136	68.136	68.236	68.336	68.336
<b>TOTAL CON PROYECTO</b>	<b>US\$</b>	<b>920.940</b>	<b>968.345</b>	<b>1.020.304</b>	<b>1.044.304</b>	<b>1.058.699</b>	<b>1.093.543</b>	<b>1.112.241</b>
<b>AHORRO CON RESPECTO AL SISTEMA DE REFERENCIA</b>	<b>US\$</b>	<b>895.441</b>	<b>881.286</b>	<b>867.009</b>	<b>853.577</b>	<b>840.304</b>	<b>800.902</b>	<b>787.612</b>
Depreciación	US\$	-312.664	-312.664	-312.664	-312.664	-312.664	-312.664	-312.664
Intereses	US\$	-300.157	-283.053	-263.896	-242.441	-218.411	-191.497	-161.353
Utilidad antes de impuestos	US\$	282.620	285.569	290.449	298.472	309.229	296.742	313.595
Impuestos (30%)	US\$	-84.786	-85.671	-87.135	-89.542	-92.769	-89.023	-94.078
<b>Flujo de caja bruto</b>	<b>US\$</b>	<b>810.655</b>	<b>795.615</b>	<b>779.874</b>	<b>764.035</b>	<b>747.535</b>	<b>711.880</b>	<b>693.533</b>
Principal de la deuda	US\$	-142.535	-159.639	-178.796	-200.251	-224.282	-251.195	-281.339
Pago total de la deuda	US\$	-442.692	-442.692	-442.692	-442.692	-442.692	-442.692	-442.692
<b>Flujo neto de efectivo</b>	<b>US\$</b>	<b>668.120</b>	<b>635.976</b>	<b>601.078</b>	<b>563.784</b>	<b>523.253</b>	<b>460.684</b>	<b>412.194</b>
<b>Flujo de Caja Acumulado</b>	<b>US\$</b>	<b>668.120</b>	<b>1.304.096</b>	<b>1.905.174</b>	<b>2.468.958</b>	<b>2.992.211</b>	<b>3.452.895</b>	<b>3.865.090</b>

**Nota:** Para el financiamiento, se ha asumido un aporte del 20% del monto de la inversión.



CENTRO DE CONSERVACIÓN DE ENERGÍA Y DEL AMBIENTE

**FLUJO DE CAJA ALTERNATIVA 2: 01 turbina de gas OPRA OP16-3B de 1,9 MW (Aparte 2)**

Flujo de caja	Unidad	8	9	10	11	12	13	14	15
<b>SITUACIÓN SIN PROYECTO</b>									
Combustible	US\$	1.187.111	1.216.785	1.216.606	1.216.985	1.223.055	1.220.127	1.220.127	1.220.127
Compra de E. Eléctrica	US\$	699.371	690.404	672.472	672.472	672.472	672.472	672.472	672.472
Operación y mantenimiento	US\$	10.811	10.811	10.811	10.811	10.811	10.811	10.811	10.811
<b>TOTAL SIN PROYECTO</b>	<b>US\$</b>	<b>1.897.293</b>	<b>1.918.000</b>	<b>1.899.889</b>	<b>1.900.267</b>	<b>1.906.338</b>	<b>1.903.409</b>	<b>1.903.409</b>	<b>1.903.409</b>
<b>PLANTA DE COGENERACIÓN</b>									
Compra de E. Eléctrica	US\$	1.873	1.849	1.801	1.801	1.801	1.801	1.801	1.801
Venta de E. Eléctrica al Distribuidor	US\$	-308.387	-304.434	-296.526	-296.526	-296.526	-296.526	-296.526	-296.526
Combustible generación	US\$	1.194.263	1.224.116	1.223.936	1.224.317	1.230.424	1.227.478	1.227.478	1.227.478
Combustible en calderas (piscos y déficit)	US\$	25.438	26.074	26.070	26.078	26.208	26.146	26.146	26.146
Operación y mantenimiento	US\$	154.372	154.372	154.372	154.372	154.372	154.372	154.372	154.372
Contrato por seguridad de suministro	US\$	68.437	68.537	68.537	68.637	68.737	68.737	68.737	68.737
<b>TOTAL CON PROYECTO</b>	<b>US\$</b>	<b>1.135.995</b>	<b>1.170.514</b>	<b>1.178.189</b>	<b>1.178.678</b>	<b>1.185.016</b>	<b>1.182.007</b>	<b>1.182.007</b>	<b>1.182.007</b>
<b>AHORRO CON RESPECTO AL SISTEMA DE REFERENCIA</b>	<b>US\$</b>	<b>761.298</b>	<b>747.487</b>	<b>721.700</b>	<b>721.589</b>	<b>721.322</b>	<b>721.403</b>	<b>721.403</b>	<b>721.403</b>
Depreciación	US\$	-312.664	-312.664	-312.664	0	0	0	0	0
Intereses	US\$	-127.593	-89.781	-47.431	0	0	0	0	0
Utilidad antes de impuestos	US\$	321.041	345.042	361.605	721.589	721.322	721.403	721.403	721.403
Impuestos (30%)	US\$	-96.312	-103.513	-108.481	-216.477	-216.397	-216.421	-216.421	-216.421
<b>Flujo de caja bruto</b>	<b>US\$</b>	<b>664.985</b>	<b>643.974</b>	<b>613.218</b>	<b>505.112</b>	<b>504.926</b>	<b>504.982</b>	<b>504.982</b>	<b>504.982</b>
Principal de la deuda	US\$	-315.100	-352.912	-395.261	0	0	0	0	0
Pago total de la deuda	US\$	-442.692	-442.692	-442.692	0	0	0	0	0
<b>Flujo neto de efectivo</b>	<b>US\$</b>	<b>349.886</b>	<b>291.063</b>	<b>217.957</b>	<b>505.112</b>	<b>504.926</b>	<b>504.982</b>	<b>504.982</b>	<b>504.982</b>
<b>Flujo de Caja Acumulado</b>	<b>US\$</b>	<b>4.214.975</b>	<b>4.506.038</b>	<b>4.723.995</b>	<b>5.229.108</b>	<b>5.734.033</b>	<b>6.239.015</b>	<b>6.743.997</b>	<b>7.248.979</b>

**Nota:** Para el financiamiento, se ha asumido un aporte del 20% del monto de la inversión.