

Universidad Católica de Santa María
Facultad de Ciencias e Ingenierías Físicas y
Formales
Escuela Profesional de Ingeniería Industrial



**“PROPUESTA DE FACTIBILIDAD ENERGÉTICA HACIENDO USO DE
PANELES SOLARES EN LA UNIVERSIDAD CATÓLICA DE SANTA MARÍA
BAJO EL ENFOQUE DEL PMI”**

Tesis presentada por el Bachiller:

Bellota Velarde, Mario Giankarlo

Para optar el Título Profesional de

Ingeniero Industrial

Asesor:

Mg. Pacheco Oviedo, Abraham

Arequipa- Perú

2019

FACULTAD DE CIENCIAS E INGENIERIAS FISICAS Y FORMALES
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERIA INDUSTRIAL



INFORME DICTAMINATORIO
DE BORRADOR DE TESIS



VISTO

EL BORRADOR DE TESIS TITULADO:

PROPUESTA DE FACTIBILIDAD ENERGETICA HACIENDO
USO DE PANELES SOLARES EN LA UNIVERSIDAD CATOLICA
DE SANTA MARIA BAJO EL ENFOQUE DEL PMI

PRESENTADO POR (EL) (LOS) BACHILLER (ES):

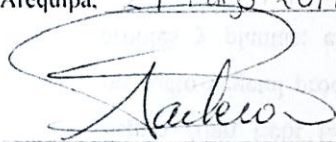
MARIO GIANCARLO BELLOTA VELARDE

NUESTRO DICTAMEN ES:

FAVORABLE

OBSERVACIONES: SE LE ALCANZARON AL INTENERADO

Arequipa. 21 Marzo 2019

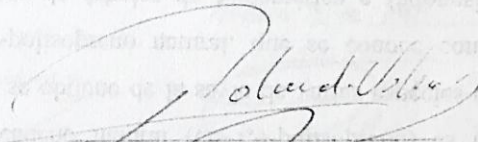


JURADO DICTAMINADOR

Nombre: ABRAHAM PACHECO

OVIEDO

Código: 1842



JURADO DICTAMINADOR

Nombre: RICARDO VACENCIA

BECERRA

Código: 1780



*Dedicado a todas las personas que me
han apoyado y en especial a mí madre.*

INTRODUCCIÓN

Actualmente el mundo se encuentra en una situación donde se le está dando mayor importancia al cuidado del medio ambiente y a su vez de reemplazar fuentes energéticas que producen grandes impactos ambientales, tales como los combustibles fósiles. Los cuales lamentablemente son fuentes de energía no renovables, que llegado en determinado momento se agotaran en su totalidad.

Por suerte el reemplazo de fuentes de energía no renovable no es un tema de este último siglo, sino más bien, siempre ha sido un tema que llamo el interés de muchos científicos e investigadores, donde se trataba de buscar energías de fuentes renovables. Una de ellas está presente en todo el mundo y es la energía solar. El hombre en su intento de captar esta energía y hacerla útil para su uso creo las celdas fotovoltaicas, las que con el tiempo han evolucionado y van mejorado a través de paso de los años.

En toda esa búsqueda de nuevas energías renovables, el uso de energía solar es una de las formas más sustentables que se conoce en la actualidad, la única barrera que presenta esta solución es su mediano costo de implementación, la necesidad de una gran área para su desarrollo y su posible daño ambiental que puede generar los almacenadores (baterías). La energía solar es una de las opciones que se tiene en la actualidad como energía renovable sustentable que ya es una realidad en el Perú por lo tanto es cuestión de promover esta forma de tecnología para el progreso de nuestro país y para su cuidado medio ambiental.

RESUMEN

En el siguiente trabajo de investigación titulado “Propuesta de factibilidad energética haciendo uso de paneles solares en la Universidad Católica de Santa María bajo el enfoque del PMI”, se analizará la factibilidad que tiene la implementación de paneles solares o celdas fotovoltaicas para el beneficio de la misma, con el fin de reducir costos energéticos y aprovechar la gran cantidad de rayos solares a la que está expuesta gran parte del año la ciudad de Arequipa.

En esta investigación podrán encontrar los siguientes capítulos desarrollados:

El primer capítulo con tiene el desarrollo de todo el planteamiento teórico de la investigación.

En el segundo capítulo se desarrolla el estado del arte donde se da a conocer la última información relacionada a la investigación con celdas fotovoltaicas.

En el tercer capítulo se considera el marco teórico, donde se abarcan puntos básicos e indispensables sobre las tecnologías de energías renovables, en este caso la energía solar y su situación normativa actual en el Perú.

En el cuarto capítulo se desarrolla el estudio de factibilidad donde se determina el potencial solar de la región de Arequipa, la demanda que se requiere y el diseño que tendrá el proyecto.

Y en el quinto capítulo realizaremos la propuesta de un proyecto según el estudio de factibilidad bajo el enfoque del PMI.

Palabras Claves:

Paneles solares, energías renovables, PMI.

ABSTRACT

In the following research paper entitled "Proposal of energy feasibility using solar panels at the Catholic University of Santa Maria under the PMI approach", the feasibility of implementing solar panels or photovoltaic cells for the benefit of the same, in order to reduce energy costs and take advantage of the large amount of sunlight to which the city of Arequipa is exposed most of the year.

In this investigation you will find the following developed chapters:

The first chapter has the development of the whole theoretical approach to research.

In the second chapter the state of the art is developed where the latest information related to the investigation with photovoltaic cells is made known.

In the third chapter the theoretical framework is considered, where basic and indispensable points are covered on renewable energy technologies, in this case solar energy and its current regulatory situation in Peru.

In the fourth chapter the feasibility study is developed where the solar potential of the Arequipa region is determined, the demand that is required and the design that the project will have.

And in the fifth chapter we will make the proposal of a project according to the feasibility study under the PMI approach.

Key Words:

Solar panels, renewable energy, PMI.

ÍNDICE

DEDICATORIA

INTRODUCCIÓN

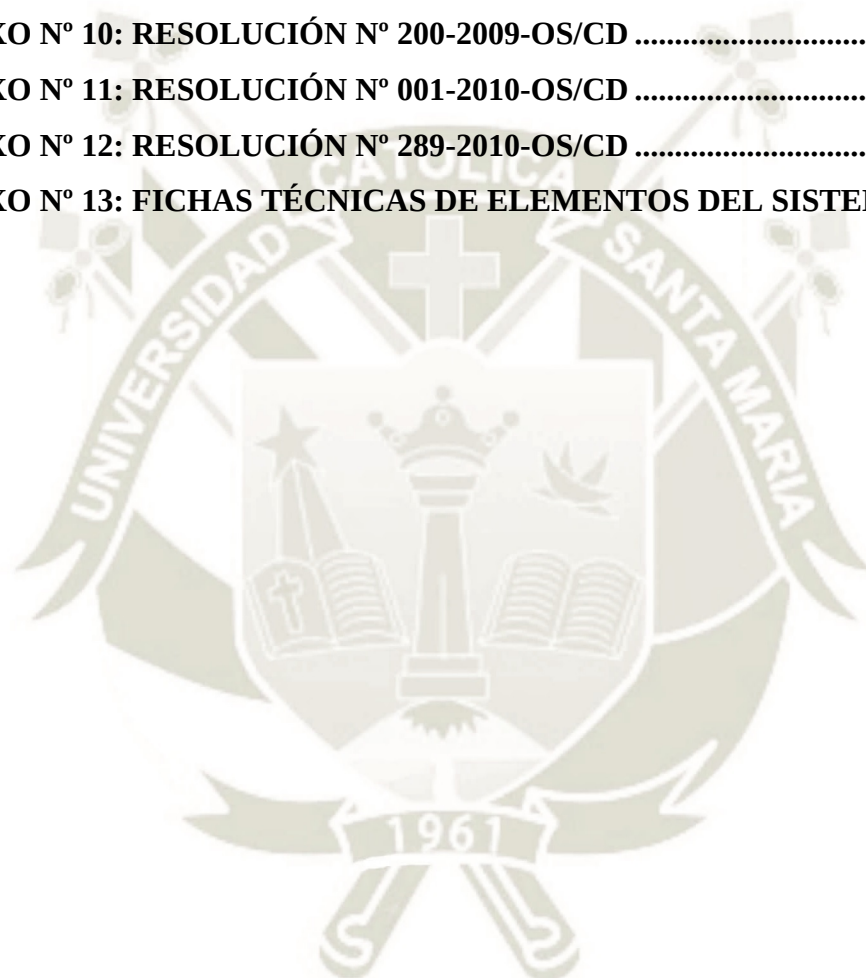
RESUMEN

ABSTRACT

CAPÍTULO I: PLANTEAMIENTO TEÓRICO.....	1
1.1 TITULO.....	1
1.2 IDENTIFICACIÓN DEL PROBLEMA	1
1.3 DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA.....	1
1.4 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	2
1.5 OBJETIVOS	2
1.5.1 OBJETIVO GENERAL	2
1.5.2 OBJETIVO ESPECIFICO	2
1.6 METODOLOGÍA.....	2
1.7 ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN	2
1.8 JUSTIFICACIÓN.....	3
1.9 LÍMITES DE LA INVESTIGACIÓN	4
1.10HIPÓTESIS.....	4
1.11VARIABLES.....	4
1.12TIPO DE INVESTIGACIÓN	4
1.13TÉCNICAS E INSTRUMENTOS DE INVESTIGACIÓN.....	4
CAPÍTULO II: ESTADO DE ARTE.....	5
2.1 ESTADO DE ARTE	5
2.1.1 LA ENERGÍA SOLAR EN EL MUNDO	5
2.1.2 TECNOLOGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA.....	5
2.1.3 TECNOLOGÍAS SOLARES DE CONCENTRACIÓN.....	7
2.2 ARTÍCULOS	11
2.2.1 LAURA MARTÍNEZ. (2011) “ENERGÍA SOLAR UN 80% MÁS BARATA”.....	11
2.2.2 EDUARDO RIVERO. (2012) “CIENTÍFICA MEXICANA CONVIERTE VENTANAS EN EFICIENTES PANELES SOLARES”.....	11
2.2.3 REVISTA SCIENCE DAILY. (2013) “PANELES SOLARES Y REFRIGERACIÓN”	12

2.2.4 ANDREAS MERSHIN. (2014) “ANDREAS MERSHIN, INVESTIGADOR DEL MIT CREÓ PANELES SOLARES A PARTIR DE RESIDUOS Y DESECHOS AGRÍCOLAS, QUE EN UN FUTURO PODRÍAN SER LA SOLUCIÓN PARA EL MERCADO ENERGÉTICO”.....	12
2.2.5 SANDRA SÁNCHEZ (2016) “LOS GRÁFICOS QUE DEMUESTRAN QUE LA ENERGÍA SOLAR ES IMPARABLE”	13
CAPITULO III: MARCO TEÓRICO.....	15
3.1 ENERGÍAS RENOVABLES	15
3.2 ENERGÍA SOLAR	16
3.3 CONSUMO ENERGÉTICO MUNDIAL	17
3.5 TECNOLOGÍA FOTOVOLTAICA	19
3.6 EVOLUCIÓN DE CELDAS FOTOVOLTAICA.....	21
3.7 DESCRIPCIÓN DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.....	22
3.8 MARCO NORMATIVO.....	29
3.8.1 NORMAS GENERALES	29
3.8.2 MARCO NORMATIVO DE RER.....	29
3.8.3 PROCEDIMIENTOS REGULATORIOS – OSINERGMIN	29
CAPITULO IV: ESTUDIO DE FACTIBILIDAD	30
4.1 POTENCIAL SOLAR EN PERÚ.....	30
4.2 POTENCIAL SOLAR EN AREQUIPA	31
4.3 ANÁLISIS SITUACIONAL.....	35
4.3.1 ANÁLISIS DE CONSUMO ENERGÉTICO	35
4.3.2 ANÁLISIS DE UBICACIÓN	43
CAPÍTULO V: PROYECTO BAJO ENFOQUE PMI	48
5.1 MODELADO DEL SISTEMA.....	48
5.2 AMORTIZACIÓN DEL SISTEMA.....	55
5.3 PROYECTO BAJO EL ENFOQUE DEL PMI	56
CONCLUSIONES	144
SUGERENCIAS	145
BIBLIOGRAFÍA	146
ANEXOS.....	147
ANEXO N°1: FORMATO DE SOLICITUD DE CAMBIOS.....	147
ANEXO N° 2: DIAGRAMA DE FLUJO PROCEDIMIENTO PARA EL CONTROL DE CAMBIOS.....	149

ANEXO N° 3: RESULTADO SIMULACIÓN SISTEMA 10.24 KWP	150
ANEXO N° 4: DECRETO LEGISLATIVO N° 25844	157
ANEXO N° 5: LEY N° 28832	198
ANEXO N° 6: DECRETO SUPREMO N° 064-2010-EM	218
ANEXO N° 7: DECRETO LEGISLATIVO N° 1002	222
ANEXO N° 8: DECRETO SUPREMO N° 012-2011	231
ANEXO N° 9: DECRETO SUPREMO N° 020-2013-EM	248
ANEXO N° 10: RESOLUCIÓN N° 200-2009-OS/CD	253
ANEXO N° 11: RESOLUCIÓN N° 001-2010-OS/CD	264
ANEXO N° 12: RESOLUCIÓN N° 289-2010-OS/CD	274
ANEXO N° 13: FICHAS TÉCNICAS DE ELEMENTOS DEL SISTEMA	281

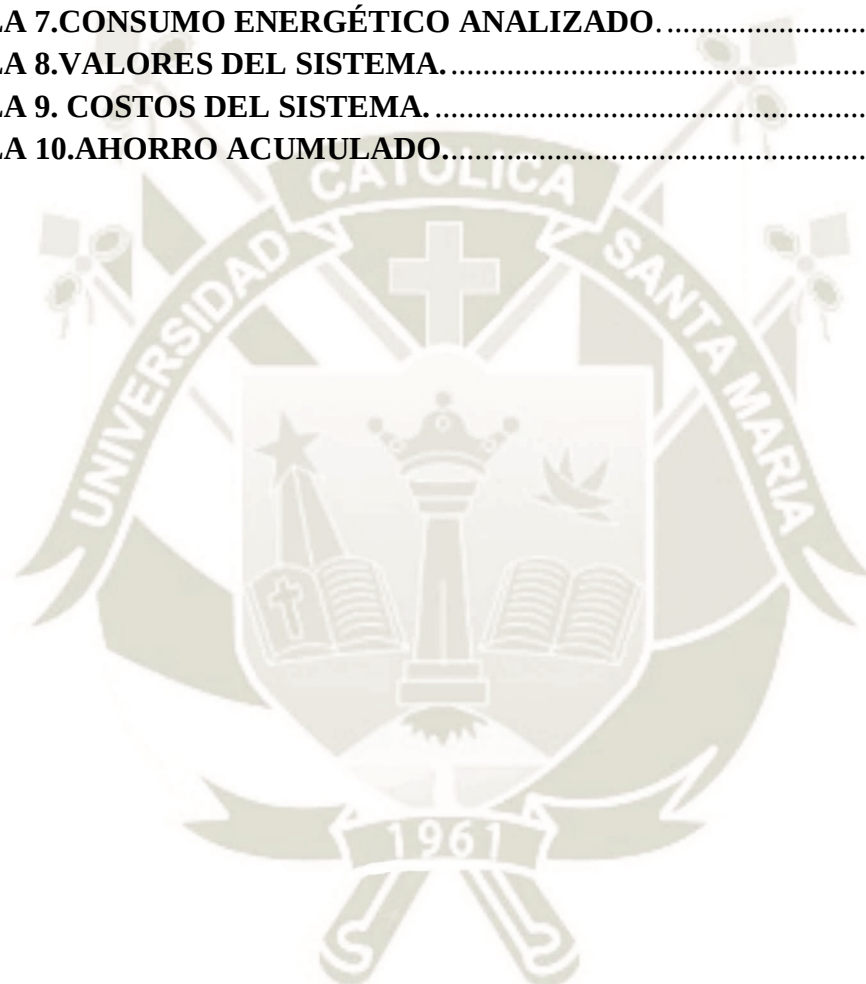


ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1. CAMPO SOLAR DE PLACAS FOTOVOLTAICAS	6
FIGURA 2.PLANTA TERMOSOLAR DE RECEPTOR CENTRAL: SOLAR 1.....	7
FIGURA 3.ESQUEMA DE FUNCIONAMIENTO TÍPICO PARA UNA PLANTA TERMOSOLAR DE RECEPTOR CENTRAL.	8
FIGURA 4.CAMPO DE COLECTORES CILINDRO PARABÓLICOS PARA PLANTA TERMOSOLAR DE CCP.	8
FIGURA 5.ESQUEMA TÍPICO DE FUNCIONAMIENTO PARA UNA PLANTA TERMOSOLAR DE COLECTORES.	9
FIGURA 6.REFLECTOR LINEAL DE FRESNEL	9
FIGURA 7.PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO PARA EL REFLECTOR LINEAL DE FRESNEL.	10
FIGURA 8.CAMPO SOLAR DE DISCOS STIRLING.....	10
FIGURA 9.CUADRO DE USO DE ENERGÍAS.....	17
FIGURA 10.PROYECCIÓN DE CONSUMO ENERGÉTICO.....	18
FIGURA 11. PANEL SOLAR.	23
FIGURA 12. REGULADOR.	24
FIGURA 13.ESQUEMA INSTALACIÓN AISLADA.	27
FIGURA 14.ESQUEMA INSTALACIÓN CONECTADA A RED.....	27
FIGURA 15.MAPA DE POTENCIAL SOLAR PERÚ.	30
FIGURA 16.MAPA DE POTENCIAL SOLAR AREQUIPA.....	31
FIGURA 17.BASE DE DATOS CLIMATOLÓGICOS.	33
FIGURA 18.ÁREA UCSM.	43
FIGURA 19.TECHOS SEMICIRCULARES PABELLONES DE ESTUDIO.....	44
FIGURA 20.VISTA NIVEL SUPERIOR PABELLÓN CH.....	45
FIGURA 21.PABELLÓN R.....	46
FIGURA 22.PABELLÓN F.....	46
FIGURA 23.PABELLÓN S.	47
FIGURA 24. DATOS UBICACIÓN.	49
FIGURA 25. TRAYECTORIA SOLAR PABELLÓN "S"	49
FIGURA 26. ORIENTACIÓN DE PANELES.	50
FIGURA 27.COMPONENTES Y CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA.	51
FIGURA 28.PÉRDIDAS DEL SISTEMA.....	52
FIGURA 29. RESULTADOS PRINCIPALES DEL SISTEMA.....	52
FIGURA 30.DISPOSICIÓN DEL SISTEMA SOLAR.....	53
FIGURA 31. POSIBLE DISTRIBUCIÓN DE PANELES.	54
FIGURA 32.MONTAJE DE PANELES SOLARES.....	54

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1. TIPOS DE PANELES SOLARES.....	23
TABLA 2.TIPOS DE REGULADORES.....	25
TABLA 3.TIPO DE ACUMULADORES.	26
TABLA 4.NÚMERO FLUORESCENTES PABELLONES.	35
TABLA 5.NÚMERO FLUORESCENTES PABELLÓN CH.	37
TABLA 6.NÚMERO LUMINARIAS PABELLÓN S.....	39
TABLA 7.CONSUMO ENERGÉTICO ANALIZADO.....	41
TABLA 8.VALORES DEL SISTEMA.....	55
TABLA 9. COSTOS DEL SISTEMA.....	55
TABLA 10.AHORRO ACUMULADO.....	56



ÍNDICE DE GRÁFICOS

GRÁFICO 1.DESARROLLO DE CAPACIDAD.....	13
GRÁFICO 2.EVOLUCIÓN CAPACIDAD ENERGÉTICA FOTOVOLTAICA.....	14
GRÁFICO 3.CONSUMO ENERGÉTICO PABELLÓN.	36
GRÁFICO 4.CONSUMO ENERGÉTICO PABELLÓN CH.	38
GRÁFICO 5.CONSUMO ENERGÉTICO PABELLÓN S.	40
GRÁFICO 6.CONSUMO DIARIO VS. CONSUMO MENSUAL.....	41
GRÁFICO 7.CONSUMO MENSUAL VS. CONSUMO ANUAL	42



Capítulo I: Planteamiento Teórico

1.1 Título

“Propuesta de factibilidad energética haciendo uso de paneles solares en la Universidad Católica de Santa María bajo el enfoque del PMI”

1.2 Identificación del problema

Actualmente la ciudad de Arequipa genera su electricidad a través de centrales hidroeléctricas y centrales terminas, todas estas producen un alrededor de 218.06 MW de potencia efectiva que brindan energía a hogares e industria.

Mucha de esta energía se desperdicia y se hace un uso excesivo de la misma, tanto en hogares como en industrias. Viéndose muchas veces perjudicadas las familias que tienen que pagar altos costos en recibos eléctricos y lo mismo sucede en las industrias. Esto es un problema más para las industrias e distintas instituciones educativas ya que encarecen muchas veces sus procesos pudiéndose reflejar en el bien o servicio que puedan brindar. Y el acelerado crecimiento demográfico que se está viviendo en la actualidad, está produciendo un crecimiento de la demanda eléctrica pero no el crecimiento de la producción misma.

1.3 Descripción del problema

La utilización inadecuada de la energía eléctrica está produciendo costos innecesarios para diversas instituciones y empresas. En este caso en la Universidad Católica de Santa María existen muchas áreas donde la energía se desperdicia de manera muy elevada, el consumo energético de la universidad llega aproximadamente entre un rango de 70 Kw/h a 100 Kw/h por mes. La Universidad cuenta con 13 pabellones donde hay tanto área administrativa como aulas, donde en todas cuentan con una computadora y un proyector. A todas estas áreas también se les suma la biblioteca, el comedor, cochera para profesores, tres auditorios y por último un pabellón con áreas administrativas, lo cual implicara un aumento de la energía eléctrica.

1.4 Planteamiento del problema

¿Es factible utilizar la metodología PMI para gestionar un sistema de energía renovable para reducir el consumo energético en la Universidad Católica de Santa María?

1.5 Objetivos

1.5.1 Objetivo General

Proponer un estudio bajo el enfoque del PMI sobre la factibilidad del uso de paneles solares para la reducción de costo energético en la Universidad Católica de Santa María.

1.5.2 Objetivo Especifico

- Recolectar toda la información referente a energías renovables.
- Determinar el alcance para el uso de energía renovable.
- Realizar un diagnóstico energético de la institución.
- Proponer un proyecto con energía renovable bajo el enfoque del PMI.
- Mostrar una estructura de costos con el uso de energías renovables a través de paneles solares y proponer mejoras.

1.6 Metodología

Se realizará un estudio a través del método Correlacional, se tiene que evaluar las variables independientes y dependientes para poder así evaluarlas.

1.7 Antecedentes de la investigación

Los paneles solares o paneles fotovoltaicos no son una alternativa que recién se ha descubierto la energía solar ha sido utilizada desde hace muchos años con diferentes objetivos como: en la agricultura, hornos solares o para generar vapor para maquinaria, calefacción, entre muchos otros ejemplos. Pero el científico francés Alexandre Edmon Becquerel, experimentando con una pila electrolítica sumergida en una sustancia de las mismas propiedades, observo que después al exponerla a la luz generaba más electricidad, fue quien descubrió el "efecto fotovoltaico" en 1839 que consiste en la conversión de la luz del sol en energía eléctrica. Charles Fritts en 1893, fue quien invento la primera célula solar, conformada de láminas de revestimiento de selenio con

una fina capa de oro, estas células se utilizaron para sensores de luz en la exposición de cámaras fotográficas. Albert Einstein investigó más a fondo sobre el efecto fotoeléctrico y descubrió que al iluminar con luz violeta (que es de alta frecuencia) los fotones pueden arrancar los electrones de un metal y producir corriente eléctrica. Esta investigación le permitió ganar el Premio Nobel de Física en 1921.

Con el paso del tiempo y estudios se mejoraron notablemente los paneles solares, incluso estos los utiliza la NASA para aprovechar la luz solar en sus diversos proyectos. Algunas investigaciones que se han dado son el “Estudio de viabilidad de los paneles de energía solar como fuente de ingresos para la empresa de los Polígonos Industriales de Gandia” realizada por Juan Jesus Gregori Peiró. Otra investigación titulada “Tendencias actuales de precios y tecnologías en plantas de generación fotovoltaica”, elaborado por Benjamin Mery Vacarezza e incluso hay un estudio para el departamento de Llauta – Ayacucho titulado “Estudio de electrificación con energía solar plaza pública distrito de Llauta – Lucanas – Ayacucho”. Y así hay una infinidad de estudios sobre la factibilidad del proyecto.

1.8 Justificación

El siguiente estudio quiere demostrar la factibilidad del uso de energía renovable, a través del uso de paneles solares, debido a que es sustentable financieramente para cualquier empresa o institución que este ubicada geográficamente en un área donde goce de sol la mayor parte del año; y así beneficiarse con una reducción de costos energéticos. El promover este estudio y comprobar su factibilidad dará un impulso para que más instituciones o empresas adopten el uso de energía solar, y también se contribuirá a la conservación del medio ambiente. De esta manera hay que evaluar las áreas que podrían estar involucradas para este proyecto caso como el pabellón S donde hay cochera, cafetería y área de lectura incluso se podría evaluar el pabellón F donde se realizan prácticas de laboratorio todos los días. Todas las áreas por evaluar deben de tener como principal característica espacio disponible sin afectar la estructura actual para la colocación de los paneles solares. Así mismo la propuesta del presente proyecto se hará bajo el enfoque del PMI para garantizar el éxito del mismo.

1.9 Límites de la investigación

Se pueden presentar inconvenientes al momento de recolectar información sobre el consumo eléctrico que tiene la Universidad Católica de Santa María. Incluso al momento de solicitar una cotización de los paneles, baterías y demás elementos que se puedan utilizar, puede que se brinde información no muy detallada o incluso que no se brinda esta. Puede haber una falta de interés y apoyo por parte del área de mantenimiento de misma universidad.

1.10 Hipótesis

Al ejecutar un proyecto de energía solar a través de la metodología del PMI en la Universidad Católica De Santa María permitirá un ahorro significativo en costos administrativos y de consumo eléctrico.

1.11 Variables

Fuente: Elaboración propia

TIPO	INDICADOR	OPERATIVIDAD
Independiente	Consumo Energético	KWh
Dependiente	Ahorro energético	Estructura de costos
	Rentabilidad	Amortización

1.12 Tipo de investigación

Se realizará un estudio a través del método Correlacional, ya que se tendrá que evaluar diversas variables independientes y dependientes para poder demostrar la factibilidad de la propuesta.

1.13 Técnicas e instrumentos de investigación

Se optará por la técnica de observación con el fin de identificar las áreas con más consumo energético e incluso las áreas donde se desaprovecha el consumo de luz. También se debe hacer una observación precisa de áreas que tienen tiempos muy largos en consumo energético para así poder recolectar suficiente información para la presente investigación.

Capítulo II: Estado de Arte

2.1 Estado de arte

2.1.1 La energía solar en el mundo

Estudios recientes permiten suponer que para años futuros la población estará cada vez más desprotegida y destruida, conllevando esto a la falta de suministros de energía eléctrica y de hecho la factibilidad e incremento de la misma en un 44%. Se puede estimar que para el año 2030 se podría suministrar energía con la implementación de 496.805 Km² de paneles solares para suministrar energía a todo el planeta.

Para el año 2005 en las islas canarias se alcanzaban a producir 1.20 Megavatios de energía a partir de los paneles solares y para finales del año 2008 se alcanzó a producir 80 Megavatios.

Siendo España el segundo país productor de energía solar, para el mes de mayo del año 2005 se generaban en España 1.085 Megavatios de energía a partir de los paneles solares, y para el fin del año 2006 se generaban 156 Megavatios, según la (CNE) “Comisión Nacional de la Energía”.

Alemania a pesar de presentar menor cantidad de radiación solar al año es la primera productora de energía solar con 3.800 Megavatios producidos para finales de año 2007.

En la India (Nepal), avances más recientes han permitido producir energía solar a partir de la melanina existente en el cabello humano. Este nuevo descubrimiento permitirá posiblemente sustituir el silicio, material principal para la construcción de los paneles solares disminuyendo así su costo.

2.1.2 Tecnología Solar Fotovoltaica.

En la actualidad, la energía fotovoltaica se utiliza de forma aislada para generar pequeñas cantidades de electricidad en zonas alejadas de la red de transporte, o directamente como elementos de generación de energía eléctrica inyectada a red. Dependiendo del tipo de aplicación, se utilizan distintos materiales como el silicio amorfo o monocristalino, el telurio de cadmio o CIGS, y se sigue investigando en materiales y configuraciones que aumenten el rendimiento de la célula.

Típicamente las células se suelen agrupar por paneles que se emplazan en el lugar deseado. Existen distintas configuraciones en función del emplazamiento y la ubicación. Para instalaciones domésticas, se suele utilizar una configuración fija orientada en dirección norte-sur. Para aplicaciones industriales o de generación, se puede mantener esta configuración. Sin embargo, existen cada vez más, disposiciones de paneles sobre una estructura que rota alrededor de uno o dos de sus ejes. De esta forma se intenta aumentar el rendimiento de cada panel, maximizando la incidencia normal de la radiación solar sobre la célula.

Desde el punto de vista de la producción, además de las células de silicio, los componentes fundamentales de una planta fotovoltaica suelen considerar:

Fuente: Análisis del estado de arte: Tecnologías Solares



Figura 1. Campo solar de placas fotovoltaicas

- **Inversores:** convierten la corriente continua proveniente de los módulos fotovoltaicos, en corriente alterna.
- **Transformadores:** elevan el voltaje de la corriente alterna proveniente de los inversores, al adecuado para su conexión a una subestación de distribución
- **Protecciones y aparellaje eléctrico:** necesario para llevar la alimentación a cada uno de los elementos de la planta y para entregar la energía producida a la red.

El rendimiento de la instalación dependerá de los rendimientos de cada uno de sus componentes, así como de su correcto acoplamiento eléctrico.

2.1.3 Tecnologías Solares de Concentración.

Los dispositivos de concentración solar están formados por lentes o elementos reflectantes de gran área para colimar la radiación solar sobre un receptor. Esto permite obtener rendimientos térmicos elevados en una región del espacio y poder transformar esta energía en trabajo.

En la actualidad existen 4 tecnologías viables de concentración que comparten el mismo nicho de mercado que la fotovoltaica y las plantas de generación de electricidad de gas y carbón.

- **Plantas de Torre o Receptor Central:** Compuestas por un campo de helióstatos de forma circular con movimiento continuo. El campo concentra la radiación solar en un receptor situado en lo alto de una torre, que actúa como caldera. La recirculación de un fluido caloportador que absorbe la radiación permite generar vapor que es inyectado a una turbina para generar electricidad. El campo de helióstatos suele moverse en dos de sus ejes (típicamente azimut y elevación) respecto al sol.

Fuente: Análisis del estado de arte: Tecnologías Solares

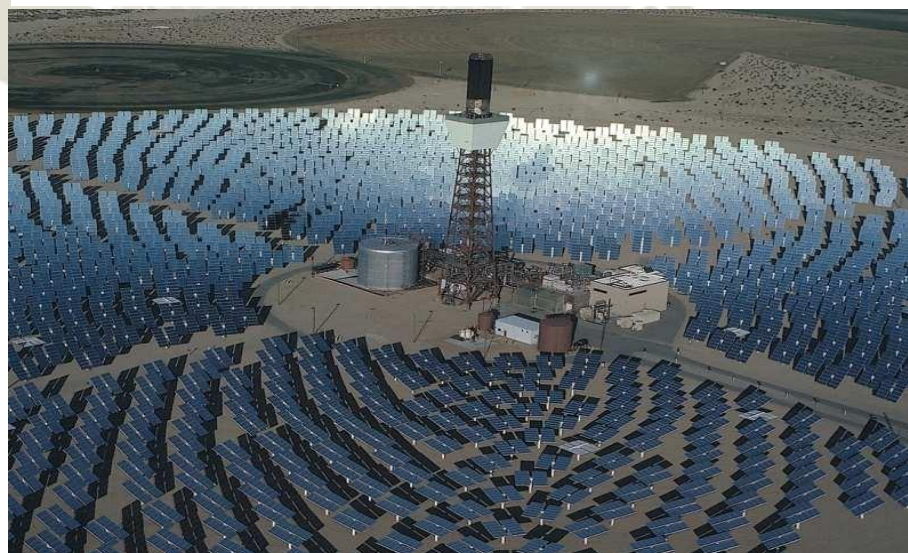


Figura 2. Planta termosolar de receptor central: Solar 1.

Fuente: Análisis del estado de arte: Tecnologías Solares

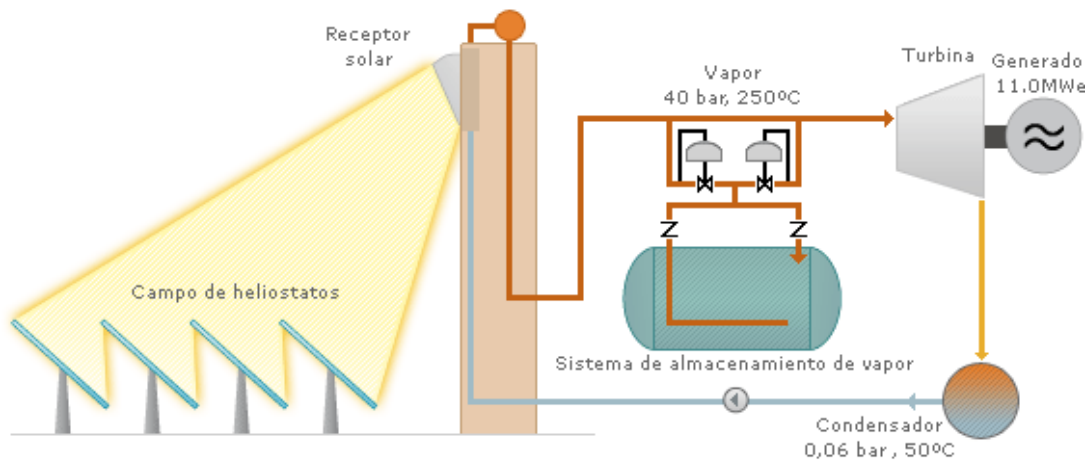


Figura 3. Esquema de funcionamiento típico para una planta termosolar de receptor central.

- **Plantas de Colectores Cilindro Parabólicos (CCP):** Compuestas por varios metros de espejos con forma parabólica que consiguen concentrar la radiación solar en su foco. En este lugar se suele situar un tubo por el que circula un fluido térmicamente eficiente que absorbe la radiación colimada. Típicamente suele ser aceite sintético en que alcanza temperaturas cercanas a los 400° C. Bombeando el fluido a tanques intercambiadores se consigue energía suficiente para mover una turbina. El campo suele pivotar sobre su eje central moviéndose de forma continua con el sol.

Fuente: Análisis del estado de arte: Tecnologías Solares



Figura 4. Campo de colectores cilindro parabólicos para planta termosolar de CCP.

Fuente: Análisis del estado de arte: Tecnologías Solares

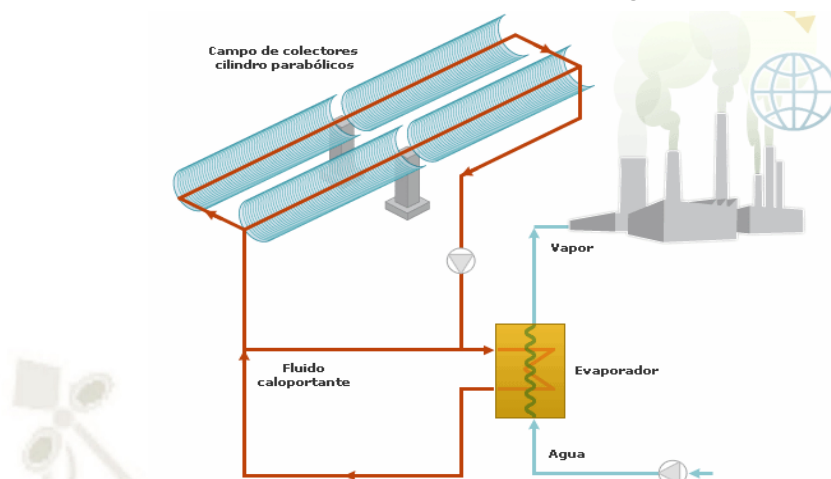


Figura 5. Esquema típico de funcionamiento para una planta termosolar de colectores.

- Plantas de Reflectores Lineales de Fresnel (LFR):** El diseño considera un sistema de foco en línea similar a los concentradores CCP, donde la radiación solar se concentra en un captador lineal invertido, elevado mediante una serie de reflectores casi planos. Con las ventajas de bajos costes estructurales de apoyo, juntas de fluido fijas, receptor separado del sistema reflector, y largas longitudes de foco que permiten el uso de cristal convencional, los colectores LFR han atraído una creciente atención. Se considera como una alternativa tecnológica de coste inferior a la tecnología CCP. Los diseños recientes consideran materiales de reflector menos caros y componentes de captador que reducen el rendimiento óptico. Sin embargo, este rendimiento inferior se compensa por los bajos costes de inversión y de operación y mantenimiento.

Fuente: Análisis del estado de arte: Tecnologías Solares



Figura 6. Reflector lineal de Fresnel

Fuente: Análisis del estado de arte: Tecnologías Solares

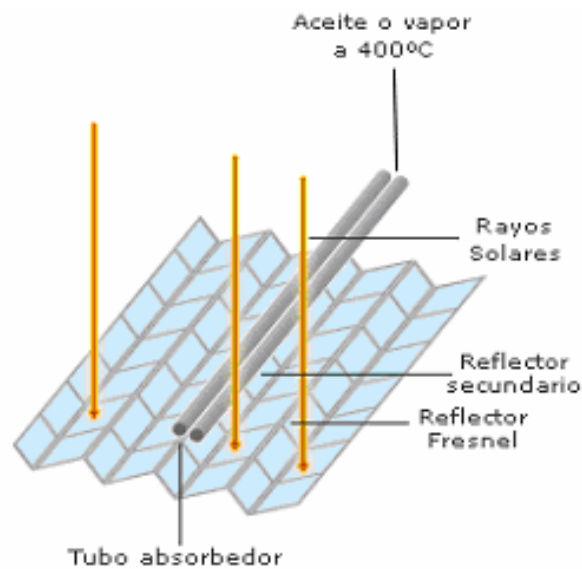


Figura 7. Principio de funcionamiento para el reflector lineal de Fresnel.

- **Plantas de Discos Stirling:** Formados por pequeñas unidades que componen una superficie en forma de disco que se mueve en dos ejes respecto al sol. El disco concentra la luz sobre un receptor situado en su foco en donde se alcanzan temperaturas cercanas a 750°C . Recirculando un fluido se realiza una transferencia térmica que se utiliza para generar electricidad en micro turbinas o motores Stirling colocados en el receptor.

Fuente: Análisis del estado de arte: Tecnologías Solares



Figura 8. Campo solar de discos Stirling

“Dicha información pertenece a una previa investigación de González, R. (2009). Análisis del estado de arte: Tecnologías Solares.”

2.2 Artículos

2.2.1 **Laura Martínez. (2011) “Energía solar un 80% más barata”.**

Un grupo de investigadores de la Universidad de Nueva Gales del Sur (Australia) ha desarrollado un material que permite reducir un 80% el coste de fabricación de los paneles solares. Esta tecnología se basa en el uso de la **perovskita (CaTiO_3)**, un mineral conocido desde hace un siglo de fácil fabricación y alta eficiencia que permitiría a la energía solar competir con los combustibles fósiles a nivel de coste.

Los paneles solares de silicio convencionales utilizan materiales de 180 micrómetros de espesor mientras que las nuevas células solares utilizan menos de un micrómetro de material para capturar la misma cantidad de luz solar. El grupo ha conseguido una eficiencia en la absorción de luz del 15%, que se estima que aumentará hasta el 25% característico de las células solares de hoy en día. El pigmento es además un semiconductor eficaz en el transporte de la carga eléctrica generada.

Las células solares de perovskita se fabrican con tecnología muy barata y simple, a través de un proceso de difusión de un líquido sobre una superficie o de deposición de vapor. Este proceso permite que ambos tipos de células se complementen, de modo que los paneles de silicio puedan cubrirse con células de perovskita para mejorar su eficiencia sin necesidad de ser sustituidos.

2.2.2 **Eduardo Rivero. (2012) “Científica mexicana convierte ventanas en eficientes paneles solares”.**

La ingeniera mexicana Sandra Casillas del Instituto Tecnológico de la Laguna (ITL) ha desarrollado un par de celdas fotoeléctricas transparentes capaces de convertir las ventanas en paneles solares, generando al instante hasta 8 vatios por m^2 de energía.

Para su creación se basó en el empaquetamiento de alimentos, los cuales constan de tres capas que se unen, combinando dos materiales para aumentar la efectividad al captar energía. La primera está hecha de cobre y zinc, y la segunda de selenio y telurio, esta última es más eficiente debido a las características de conducción de los metales.

La radiación solar promedio en México es de 8 Kwh/m², por lo que se ubica entre los 5 países con mayor potencial para explotar esta fuente de energía sustentable. En primer lugar, se encuentra China, luego Singapur, México, Australia e India.

En México, los techos de las viviendas en el territorio nacional reciben la suficiente energía solar como para producir hasta 200 veces la cantidad que consumen. Sin embargo, su aprovechamiento es casi nulo a diferencia de países como Alemania, con una radiación de apenas 3.2 kwh/m² y que es uno de los líderes en explotación de energía solar.

2.2.3 **Revista Science Daily. (2013) “Paneles solares y refrigeración”**

Además de brindar la energía eléctrica necesaria para nuestras actividades cotidianas, los paneles solares fotovoltaicos que se colocan en el techo tienen la utilidad de mantener nuestro hogar confortable, al parecer porque actúan como una fuente de absorción de la radiación solar, evitando que el calor proveniente de ella traspase el techo y llegue hacia nosotros.

El estudio, realizado por investigadores de la Universidad de San Diego, comparó las temperaturas de un techo bajo exposición directa de la luz solar, y otro que cuenta con una ligera obstrucción de paneles solares, verificándose una diferencia de 5 grados Fahrenheit, a la luz del día y en pleno verano.

Pero esta diferencia no solo es beneficiosa para los días más calurosos, ya que un panel solar también tiene la capacidad de “retener” el calor generado, reduciendo así el consumo energético empleado en calefacción.

2.2.4 **Andreas Mershin. (2014) “Andreas Mershin, investigador del MIT creó paneles solares a partir de residuos y desechos agrícolas, que en un futuro podrían ser la solución para el mercado energético”.**

Andreas Mershin, investigador del Instituto Tecnológico de Massachusetts (MIT) creó paneles solares a partir de residuos y desechos agrícolas, como césped y hojas muertas. Indicó que en pocos años será posible mezclar pasto y recortes de hierba con una serie de productos químicos económicos, poner la mezcla en el techo de las casas y comenzar a producir electricidad inmediatamente.

Las investigaciones de Mershin le permitieron encontrar un proceso que extrae las moléculas fotosintéticas de las plantas, llamado Fotosistema I, del material vegetal.

El Fotosistema I contiene clorofila, la proteína encargada de convertir los protones en una cadena de electrones. Estas moléculas son estabilizadas y extendidas sobre un sustrato de cristal cubierto de nanocables de óxido de zinc y *esponjas* de dióxido de titanio. Cuando la luz golpea los paneles, tanto el dióxido de titanio como el nuevo material absorben la luz y la convierten en electricidad, mientras que los nanocables la transportan. En esencia, Mershin ha reemplazado la capa de silicona de las células fotovoltaicas tradicionales con una mezcla de moléculas fotosintéticas.

Por el momento, incluso con el empuje del nanobosque, el panel solar de Mershin tiene una eficiencia del 0,1%. Para lograr encender más de una ampolleta en una casa cubierta de estos paneles, es necesaria una eficiencia del 1 o 2%.

2.2.5 Sandra Sánchez (2016) “Los gráficos que demuestran que la energía solar es imparable”

A principios de 2015 el avión conocido como Solar Impulse 2 comenzó a dar la vuelta al mundo impulsado únicamente mediante energía solar fotovoltaica. En Samoa hay una isla entera que funciona con energía solar y en la India tienen un aeropuerto que se sirve exclusivamente de la fotovoltaica. **Los datos hablan por sí solos:**

El 91 % de la capacidad total se ha instalado en los últimos cinco años

Según la Agencia internacional de energías renovables (IRENA), el pasado año había más de 227.000 megavatios (MW) de potencia de energía solar instalada a nivel mundial. Una cifra considerablemente superior a la capacidad que había en el 2000: unos 1.223 MW.

Fuente: IRENA

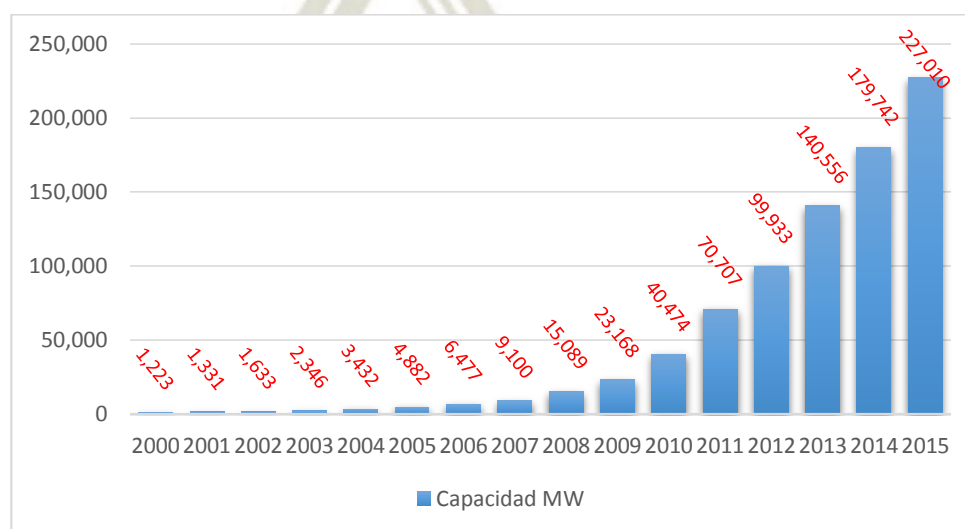


Gráfico 1.Desarrollo de Capacidad

China es el país con mayor potencia de energía solar instalada por delante de Alemania

La respuesta más directa del crecimiento de Asia se encuentra en Japón y sobre todo en China, que han sido las principales lanzaderas de este continente. Y es que China se erigió en 2015 como el país con mayor potencia acumulada de energía solar del mundo, superando por primera vez a Alemania.

China es actualmente el mayor fabricante de paneles solares del mundo. Cuenta una potencia instalada en su territorio de más 43.000 megavatios. Hablamos, por cierto, de un país de que en el año 2000 no contaba con más de 20 megavatios de energía solar.

Fuente: IRENA

Unidad de medida: megavatios (mw)

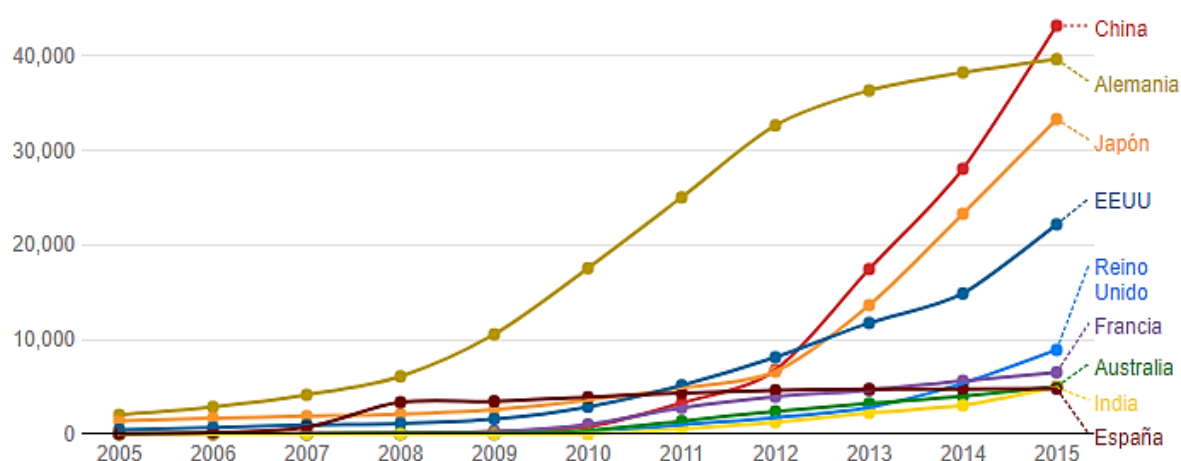


Gráfico 2. Evolución capacidad energética fotovoltaica.

Capítulo III: Marco Teórico

3.1 Energías renovables

Son aquellas energías que provienen de recursos naturales que no se agotan y a los que se puede recurrir de manera permanente. Su impacto ambiental es nulo en la emisión de gases de efecto invernadero como el CO₂. Se consideran energías renovables la energía solar, la eólica, la geotérmica, la hidráulica y la eléctrica. También pueden incluirse en este grupo la biomasa y la energía mareomotriz.

Entre los diferentes tipos de energías renovables encontramos los siguientes:

- **Energía hidráulica:** Es la producida por la caída del agua. Las centrales hidroeléctricas en represas utilizan el agua retenida en embalses o pantanos a gran altura. El agua en su caída pasa por turbinas hidráulicas, que transmiten la energía a un alternador, el cual la convierte en energía eléctrica.
- **Energía eólica:** Es la energía cinética producida por el viento. A través de los aerogeneradores o molinos de viento que aprovechan las corrientes de aire y se transforman en electricidad..
- **Energía solar:** Este tipo de energía nos la proporciona el sol en forma de radiación (luz, calor y rayos ultravioleta). El uso de la energía del sol se puede derivar en energía solar térmica (usada para producir agua caliente para uso sanitario y calefacción) solar fotovoltaica (a través de celdas fotovoltaicas).
- **Energía geotérmica:** Es una de las fuentes de energía renovable menos conocidas y se encuentra almacenada bajo la superficie terrestre en forma de calor y ligada a volcanes, aguas termales, fumarolas y géiseres.
- **Energía mareomotriz:** El movimiento de las mareas y las corrientes marinas son capaces de generar energía eléctrica de una forma limpia, concretamente de la energía producida por las olas, estaríamos produciendo energía undimotriz.
- **Energía de la biomasa:** Es la procedente del aprovechamiento de materia orgánica animal y vegetal o de residuos agroindustriales. Incluye los residuos procedentes de las actividades agrícolas, ganaderas y forestales, así como los subproductos de las industrias agroalimentarias y de transformación de la madera.

“Dicha información se tomó de, Energías Renovables (2012), <https://twenergy.com> ”

3.2 Energía solar

Es la energía obtenida mediante la radiación de la luz emitida por el sol. La radiación solar que alcanza la tierra puede aprovecharse por medio del calor que produce, como también a través de la absorción de la radiación. La radiación se puede clasificar de tres formas:

- **Radiación Directa:** Es aquella que no sufre ninguna atenuación en su trayecto, en días soleados la radiación directa puede llegar a los 10000 W/m^2
- **Radiación Difusa:** Es aquella que debe atravesar las nubes, partículas de agua, polvo y esmog; debido a esto la radiación llega atenuada a la superficie, se considera que un día nublado la radiación alcanza los 100 W/m^2 (Solo el 10% de un día soleado).
- **Albedo:** Es la radiación directa y difusa que se percibe por reflexión en el suelo u otras superficies. El albedo de la nieve es alto y llega a un 90%, en cambio el albedo del lodo solo llega a un 5%, esto debido a que gran parte de la energía incidente es absorbida por el agua y la tierra.

De esta forma podemos decir que la radiación solar es el flujo de energía que recibimos del Sol en forma de ondas electromagnéticas de diferentes frecuencias (luz visible, infrarrojo y ultravioleta). Aproximadamente la mitad de las que recibimos, comprendidas entre $0.4\mu\text{m}$ y $0.7\mu\text{m}$, pueden ser detectadas por el ojo humano, constituyendo lo que conocemos como luz visible. De la otra mitad, la mayoría se sitúa en la parte infrarroja del espectro y una pequeña parte en la ultravioleta.

La transformación en electricidad es la llamada energía solar fotovoltaica que permite la transformación de la radiación en energía eléctrica por medio de las celdas solares, que se basa en el efecto fotovoltaico, en el cual la luz que incide sobre un dispositivo semiconductor de dos capas produce una diferencia del fotovoltaje o del potencial entre las capas. Los materiales que se usan en general son monocristalino, policristalino y amorfo, que a su vez están fabricados con una serie de materiales semiconductores. Estos efectos son los que hacen que los paneles sirvan para transformar la radiación solar y la convierten en energía eléctrica:

- **Efecto Fotoeléctrico:** Es el proceso por el cual se liberan electrones de un material por la acción de radiación solar. No sólo la energía está formada por partículas sino también la luz, cuyas partículas se denominan fotones. Por lo tanto, la intensidad de ésta no influye en la velocidad de los electrones emitidos por el metal en el que incide, sino en su cantidad (a mayor intensidad, mayor número de electrones). A mayor frecuencia, mayor la velocidad de los electrones y mayor su energía.
- **Efecto electromagnético:** El efecto electromagnético consiste en que toda corriente eléctrica genera un campo magnético, que es fijo o variable según la corriente que lo produce.
- **Efecto fotovoltaico:** Las placas fotovoltaicas son las que se encargan de convertir la luz solar en energía eléctrica.
- **Foto electricidad:** Se llama efecto fotoeléctrico al proceso de emisión de electrones en la superficie de un metal alcalino cuando inciden sobre él las radiaciones de la luz (visibles y ultravioletas).

“Dicha información se tomó de, Barberá, D. (2012). Introducción a la energía fotovoltaica”

3.3 Consumo Energético Mundial

El consumo energético mundial total en 2005 fue 138.900 TWh con un 86,5% derivado de la combustión de combustibles fósiles, aunque hay al menos un 10% de incertidumbre en estos datos. Esto equivale a una potencia media de 15 TW (= 1.5×10^{13} W). No todas las economías mundiales rastrean sus consumos energéticos con el mismo rigor, pero cabe recalcar que la demanda energética va en aumento con el transcurso del tiempo, y así mismo el consumo de petróleo sigue en aumento para la producción energética.

Fuente: Wikipedia, Consumo y recursos energéticos a nivel
Consumo mundial de energía

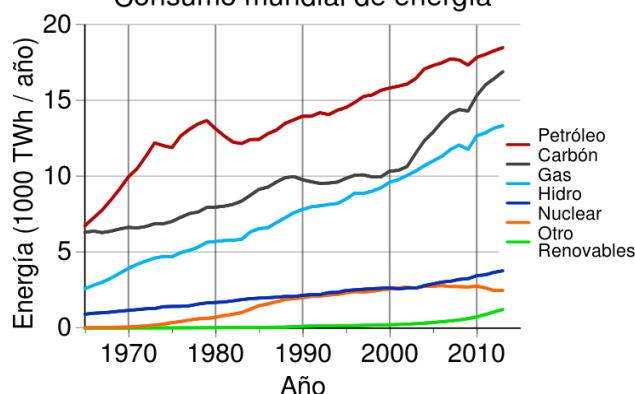


Figura 9. Cuadro de uso de energías

3.4 Proyección Energética

Se proyecta que el consumo mundial de energía crecerá un 48% entre 2012 y 2040. La mayor parte de este crecimiento provendrá de países que no pertenecen a la Organización de Cooperación y Desarrollo Económicos (OCDE), incluidos los países donde la demanda está impulsada por un fuerte crecimiento económico, particularmente en Asia. China y la India, representa más de la mitad del aumento total mundial del consumo de energía durante el período de proyección. La preocupación sobre la seguridad energética, los efectos de las emisiones de combustibles fósiles en el medioambiente y los altos precios mundiales del petróleo sostenidos a largo plazo respaldan el uso ampliado de fuentes de energía renovables. Las energías renovables y la nuclear son las fuentes de energía de crecimiento más rápido del mundo durante el período de proyección. La energía renovable aumenta en un promedio de 2.6% y 2.3% respectivamente por año hasta 2040. Se espera que los combustibles no fósiles crezcan más rápido que los combustibles fósiles (petróleo, gas natural y carbón), ya que aún representan más de las tres cuartas partes del consumo mundial de energía hasta 2040.

Fuente: TECNUN, Crecimiento de la demanda y producción de energía

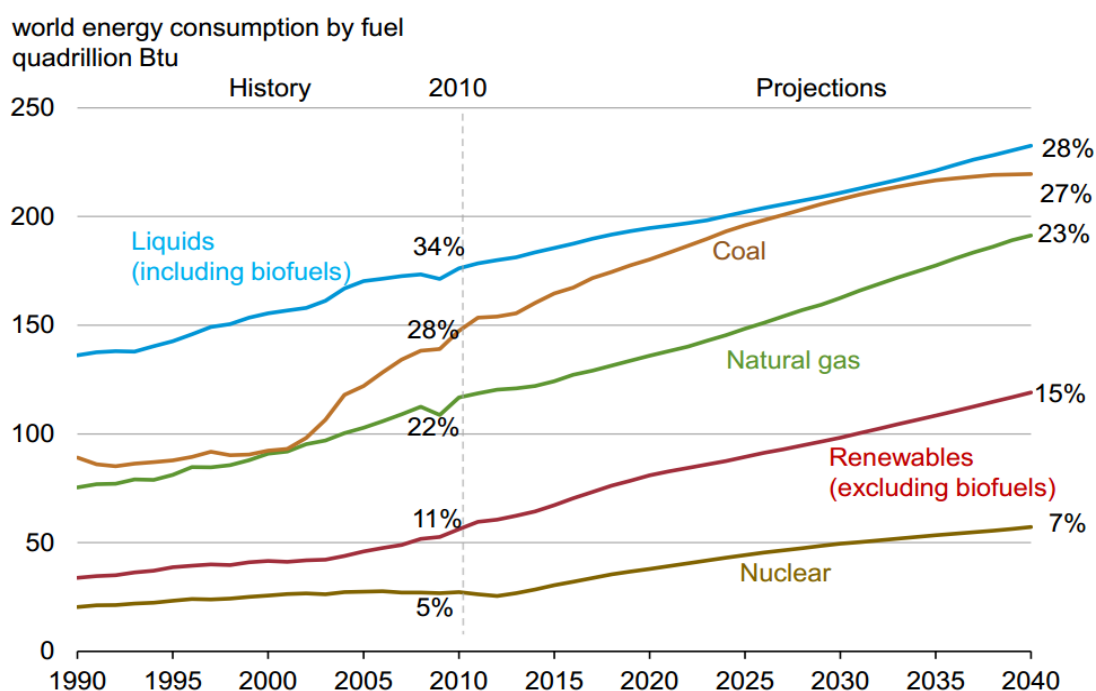


Figura 10. Proyección de consumo energético.

3.5 Tecnología fotovoltaica

La tecnología fotovoltaica ha ido avanzando mucho en los últimos años y el mayor beneficio que ha brindado es el permitir realizar instalaciones que alimentan sistemas alejados de la red de distribución e incluso se puede realizar parques fotovoltaicos que inyecten energía a la red de distribución, de tal forma que se genere energía en lugares próximos a los puntos de consumo. De esta forma podemos mencionar algunas aplicaciones en la actualidad. Es el caso de aplicaciones como la electrificación de:

- Viviendas alejadas de la red eléctrica convencional, básicamente electrificación rural;
- Servicios y alumbrado público: iluminación pública mediante farolas autónomas de parques, calles, monumentos, paradas de autobuses, refugios de montaña, alumbrado de vallas publicitarias y otros. Con la alimentación fotovoltaica de luminarias se evita la realización de zanjas, canalizaciones, necesidad de adquirir derechos de paso, conexión a red eléctrica.
- Aplicaciones agrícolas y de ganado: bombeo de agua, sistemas de riego, iluminación de invernaderos y granjas, suministro a sistemas de ordeño, refrigeración, depuración de aguas y otras.
- Señalización y comunicaciones: navegación aérea (señales de altura, señalización de pistas) y marítima (faros, boyas), señalización de carreteras, vías de ferrocarril, repetidores y reemisores de radio y televisión y telefonía, cabinas telefónicas aisladas con recepción a través de satélite o de repetidores, sistemas remotos de control y medida, estaciones de tomas de datos, equipos sismológicos, estaciones meteorológicas, dispositivos de señalización y alarma. El balizamiento es una de las aplicaciones más extendida, lo que demuestra la alta fiabilidad de estos equipos.
- La protección catódica es un método de proteger las estructuras de metal contra la corrosión. Es aplicable a puentes, tuberías, edificios, estanques, perforaciones y líneas ferroviarias. Para alcanzar la protección catódica se aplica un pequeño voltaje negativo a la estructura de metal y éste evita

que se oxide o aherrumbre. Las celdas solares fotovoltaicas se a menudo utilizan en lugares remotos para proporcionar este voltaje.

- **Ventajas**

- Al no producirse ningún tipo de combustión, no se generan contaminantes atmosféricos en el punto de utilización, ni se producen efectos como la lluvia ácida, efecto invernadero por CO₂.
- El Silicio, elemento base para la fabricación de las células fotovoltaicas, es muy abundante, no siendo necesario explotar yacimientos de forma intensiva.
- Al ser una energía fundamentalmente de ámbito local, evita pistas, cables, postes, no se requieren grandes tendidos eléctricos, y su impacto visual es reducido. Tampoco tiene unos requerimientos de suelo necesario excesivamente grandes (1kWp puede ocupar entre 10 y 15 m²).
- Prácticamente se produce la energía con ausencia total de ruidos.

- **Inconvenientes**

- Impacto en el proceso de fabricación de las placas: Extracción del Silicio, fabricación de las células
- Proyectos conectados a red: Necesidad de grandes extensiones de terreno Impacto visual.
- Pérdida de eficiencia por el calor por parte de las celdas fotovoltaicas.

- **Barreras para su desarrollo**

- De carácter administrativo y legislativo: Falta de normativa sobre la conexión a la red (Depende de políticas del País).
- De carácter inversor: Inversiones iniciales elevadas.
- De carácter social: Falta de información.

3.6 Evolución de celdas fotovoltaica

- La primera generación de células fotovoltaicas consiste en el soldado de células para ampliar la superficie física. Se utiliza una simple capa con unión diodo p-n¹, capaz de generar energía eléctrica a partir de fuentes de luz con longitudes de onda similares a las que llegan a la superficie de la tierra provenientes del sol. Estas células están fabricadas, usualmente, usando un proceso de difusión con obleas de silicio. Actualmente constituye aproximadamente el 86 % del mercado correspondiente debido a sus constantes mejoras.
- La segunda generación de materiales fotovoltaicos se basan en el uso de depósitos epitaxiales² muy delgados de semiconductores sobre obleas con concentradores. Hay dos clases de células fotovoltaicas epitaxiales: las espaciales y las terrestres. Las células espaciales, tienen eficiencias entre 28-30%, pero tienen un costo por vatio más alto. En las terrestres se ha desarrollado usando procesos de bajo coste, pero tienen una eficiencia entre 7-9%, esto es claramente baja para usos espaciales.

Hay un gran número de tecnologías de materiales semiconductores bajo investigación para la producción en masa. Se pueden mencionar, entre estos materiales, al silicio amorfo, silicio monocristalino, silicio policristalino, telurio de cadmio, sulfuros y seleniuros de indio. La llegada de películas delgadas de Ga y As para aplicaciones espaciales (denominadas células delgadas) con potenciales de eficiencia por encima del 37%. La segunda generación de células solares constituye un pequeño segmento del mercado fotovoltaico terrestre, y aproximadamente el 90% del mercado espacial.

- La tercera generación de células fotovoltaicas según investigaciones actuales se dirige a una eficiencia entre 30-60%, incluso a un costo de fabricación con bajo costo. Esta nueva tecnología se ha denominado huecos cuánticos, nanotubos de carbono o nano estructuras de óxido de titanio, con estas combinaciones se prevé crear una pintura que recubrirá casas o carreteras para la generación de energía. Se podría comercializar a gran escala para el año 2020.

¹ Unión P-N: Estructura fundamental de los componentes electrónicos denominados semiconductores, principalmente diodos y transistores.

² Epitaxia: Proceso de fabricación de circuitos integrados. Deposición de una sobrecapa cristalina en un sustrato cristalino.

3.7 Descripción de sistemas fotovoltaicos

Un sistema fotovoltaico es un conjunto de componentes eléctricos, mecánicos y electrónicos que concurren para captar energía solar emitida por la radiación solar con el fin de transformarla en energía eléctrica. Estos sistemas independientes a su utilización, tamaño y potencia se pueden clasificar de la siguiente manera:



Existen diferentes tipos de configuración de sistemas fotovoltaicos según su clasificación, pero es necesario que dentro de su diseño se incorporen los siguientes componentes:

- **Panel Solar o Módulo Fotovoltaico:** Encargado de captar y convertir la radiación en corriente eléctrica. Está formada por un conjunto de células, conectadas eléctricamente, encapsuladas y montadas sobre una estructura generalmente de aluminio. Proporciona en su salida de conexión una tensión continua y se diseña para valores de 6V, 12V, 24V y 48V, que define la tensión con la que trabajara el sistema fotovoltaico.

Fuente: MHEDUCATION, Componentes SFV.

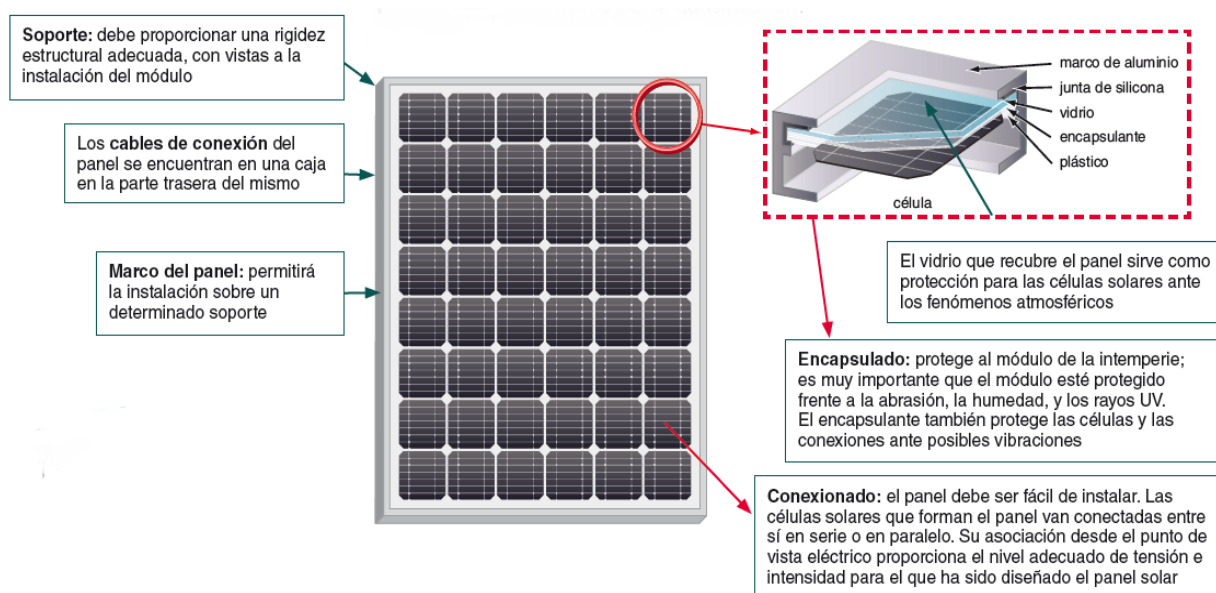
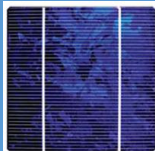


Figura 11. Panel Solar.

Los tipos de paneles solares se diferencian por la tecnología de fabricación de las células y podemos verlo en la siguiente tabla:

Tabla 1. Tipos de paneles solares.

Células	Silicio	Rendimiento	Características	Fabricación	Precio
	Monocristalino	24%	Color negro mate/ Azul oscuro metálico. Conexión de células individuales entre sí.	Se obtiene de silicio puro fundido y dopado con boro.	Estándar
	Policristalino	16-20%	Estructurada en cristales y contiene distintos tonos azules.	Igual que el del monocristalino, pero se disminuye fases de cristalización.	Estándar
	Amorfo	16%	Color homogéneo (marrón oscuro), no existe conexión visible entre células.	Ventaja de depositarse en forma de lámina delgada y sobre un sustrato.	Bajo

Fuente: Elaboración propia.

- **Regulador de carga:** Para un correcto funcionamiento del sistema y el encargado de proteger y garantizar el correcto mantenimiento de la carga de batería se utiliza este elemento denominado regulador que tiene como objetivo evitar situaciones de carga y sobrecarga de la batería. De esta forma el regulador trabaja en las dos zonas, en la zona de carga su objetivo es garantizar la carga suficiente al acumulador y evitar las situaciones de descarga, mientras que en la zona de descarga se ocupará de asegurar el suministro eléctrico diario suficiente incluso de evitar la descarga excesiva del acumulador.

Fuente: MHEDUCATION, Componentes SFV.

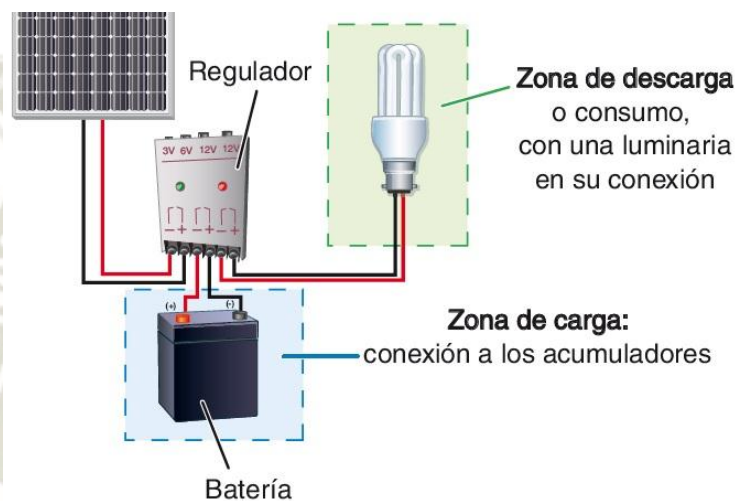


Figura 12. Regulador.

Dado que los paneles solares tienen una tensión nominal mayor que la de la batería, si no existiera el regulador se podrían producir sobrecargas. El motivo de que esta tensión nominal de los paneles sea así se debe fundamentalmente a dos razones:

- Atenuar posibles disminuciones de tensión por el aumento de la temperatura.
- Asegurar la carga correcta de la batería. Para ello la tensión de circuito abierto (V_{OC}) del panel deberá ser mayor que la tensión nominal de la batería.

El dimensionamiento del sistema solar se diseña de tal forma que se asegure el suministro de energía en las peores condiciones de radiación solar. Es por esto que se toma como referencia los valores de irradiación de todas las

estaciones para evitar sobrecargas que puedan hacer hervir el electrolito de los acumuladores. Dependiendo el tipo de instalación fotovoltaica hay que considerar el tipo de regulador que se considere en el diseño, por lo general se tiene la siguiente clasificación:

Fuente: Elaboración propia.

	Tipo de regulador
Según tecnología del interruptor	• Relé electromecánico. • Estado sólido (MOSFET, IGBT)
Según estrategia de desconexión del consumo	• Por tensión • Por algoritmos de cálculo del estado de carga. • Por otros algoritmos de gestión de la energía.
Según posición del interruptor de control de generación	• Serie. • Paralelo.

Tabla 2. Tipos de reguladores.

➤ **Acumuladores o Baterías:** Son los encargados de almacenar la energía eléctrica producida por los paneles fotovoltaicos y poderla utilizar en momentos donde la radiación recibida no sea la suficiente para que el sistema funcione a los valores diseñados. Los acumuladores son dispositivos capaces de transformar la energía química en eléctrica. Estos mismos tienen como objetivos almacenar energía durante un número determinado de días, proporcionar una potencia instantánea elevada y fijar la tensión de trabajo de la instalación. Existen parámetros importantes para el momento de elección del acumulador que son los siguientes:

- **Capacidad:** Es la cantidad de electricidad que puede lograrse en una descarga completa del acumulador. Se mide en amperios hora (Ah) y se calcula como el producto de la intensidad de descarga y el tiempo que tarda en descargarse.
- **Eficiencia de carga:** Se considera como la energía utilizada para recargar la batería y la energía que realmente se almacena. Es importante que el valor sea muy cercano al 100%
- **Autodescarga:** Este es el proceso por el cual el acumulador, sin estar en uso comienza a descargarse.

- **Profundidad de descarga:** Es la cantidad de energía en porcentaje que se obtiene del acumulador durante una determinada descarga. Partiendo del acumulador totalmente cargado.

Los acumuladores se clasifican en función de la tecnología de fabricación y de los electrolitos utilizados. A continuación, se mostrará los principales tipos de acumuladores que existen en el mercado:

Fuente: Elaboración propia.

Tipo de batería	Tensión por vaso (V)	Tiempo de recarga	Autodescarga por mes	Nº de ciclos	Capacidad	Precio
Plomo-ácido	2	8-16 horas	<5%	Medio	30-50Wh/Kg	Bajo
Ni-Cd (níquel-cadmio)	1.2	1 hora	20%	Elevado	50-80Wh/Kg	Medio
Ni-Mh (níquel-metal hydride)	1.2	2-4horas	20%	Medio	60-120Wh/Kg	Medio
Li ion (ión litio)	3.6	2-4 horas	6%	Medio-bajo	110-160Wh/Kg	Alto

Tabla 3.Tipo de acumuladores.

Los acumuladores más utilizados en la actualidad son las de plomo-ácido debido a que tienen ciertas características deseables para tener mejores eficiencias en las instalaciones diseñadas. Estas son:

- Resistencia al ciclado (Proceso de carga-descarga).
- Bajo mantenimiento.
- Buen funcionamiento con corrientes pequeñas.
- Amplia reserva electrolítica.
- Reserva de sedimentos.
- Tiempos de vida largos.

Al momento de elegir los acumuladores hay que tener en cuenta el efecto de la temperatura sobre los mismo, debido a que la capacidad es directamente proporcional con la temperatura.

- **Inversor o acondicionador:** Es el encargado de transformar la corriente continua producida por los paneles fotovoltaicos en corriente alterna. Para sistemas aislados el inversor debe proporcionar corriente alterna como la red eléctrica con el fin de poder conectar diversos electrodomésticos utilizados diariamente.

Fuente: MHEDUCATION, Componentes SFV.

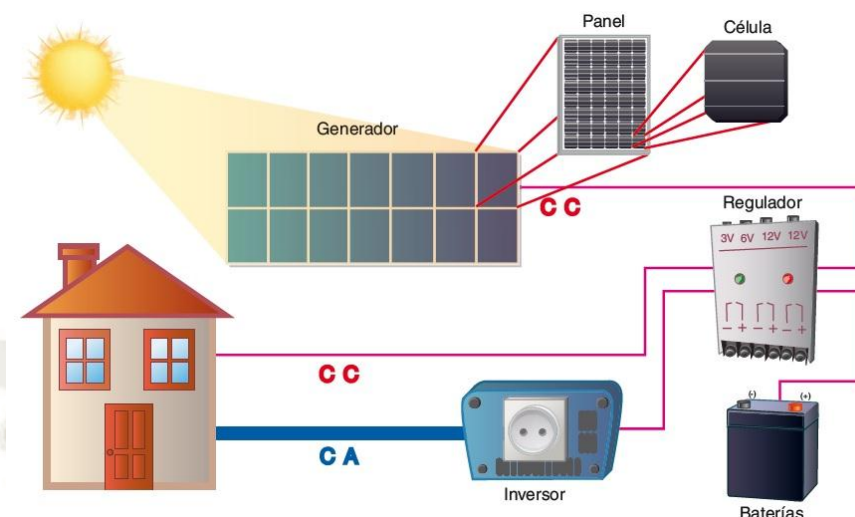


Figura 13. Esquema instalación aislada.

Para el caso los inversores en instalaciones conectadas a la red, este debe proporcionar una corriente alterna que se de las mismas características de la red eléctrica a la que está conectada tanto de forma (senoidal) y en frecuencia (60 Hz), esto con el fin de evitar inconvenientes sobre la red de distribución eléctrica.

Fuente: MHEDUCATION, Componentes SFV.

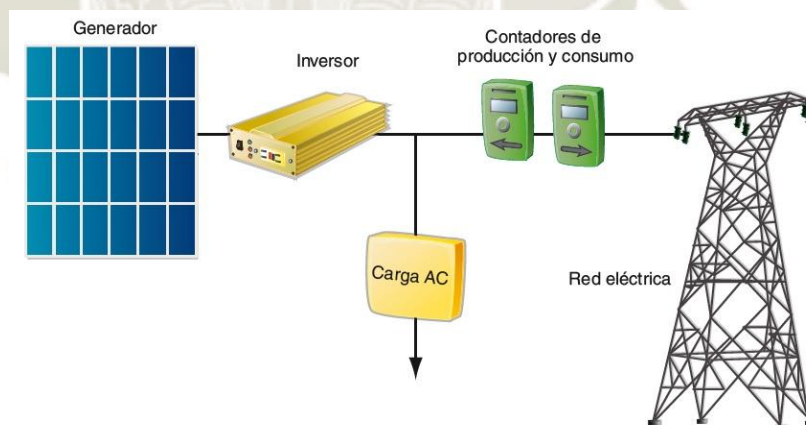


Figura 14. Esquema instalación conectada a red.

Las características para un inversor DC-AC son las siguientes:

- **Alta eficiencia:** Debe funcionar para un amplio rango de potencias.
- **Bajo consumo en vacío:** Bajo uso cuando no hay cargas.
- **Alta fiabilidad:** Resistencia a picos de arranque.
- **Buena regulación de la tensión y frecuencia de salida:** Compatible con la red eléctrica.

También se debe mencionar ciertos parámetros eléctricos para considerar en conexiones de inversores a la red. A continuación, se citará parámetros que determinan características y prestaciones de un inversor:

- **Potencia:** Esta determinará la máxima potencia que se suministrará a red eléctrica. Existen varios valores de potencias que van desde 50W (para sistemas domésticos) o de 400W (para pequeños campos fotovoltaicos) e incluso hasta potencias de varios kilovatios. La mayoría de los equipos fabricados para conectarlos en paralelo.
- **Fases:** Generalmente los inversores cuya potencia es inferior a 5kW son monofásicos y los superiores a 15kW suelen ser trifásicos. Incluso podemos instalar varios modelos monofásicos para obtener corriente trifásica.
- **Rendimiento Energético:** Los equipos actualmente tienen un rendimiento medio situado alrededor del 90%. Este es mayor cuanto más próximo está a su potencia nominal y para poder optimizar el balance energético es primordial hacer coincidir la potencia pico del campo fotovoltaico y la potencia nominal del inversor. La potencia pico del inversor nunca debe ser menor a la del inversor.
- **Protecciones:** se debería incorporar protecciones que pueden ser las siguientes:
 - Interruptor automático: Dispositivo de corte automático.
 - Funcionamiento en isla: Dispositivo para evitar funcionamiento cuando el sistema falle al suministrar electricidad.
 - Limitador de tensión max – min.
 - Limitador de frecuencia max – min (Margen de 2%).
 - Protector contra contactos directos.
 - Protector contra sobrecargas.
 - Protector contra cortocircuitos.

3.8 Marco normativo

Perú es un país que no destaque particularmente por la existencia de una legislación que apoye la inversión de las RER, existen muchas limitaciones e incluso ambigüedad en toda la legislación que se tiene a la fecha para el desarrollo de energía. Poco a poco Perú se está integrando al uso de energías renovables y con esto a mejorar su legislación en este campo. A continuación, se presentará el marco normativo para el desarrollo de energía en el Perú.

3.8.1 Normas Generales

- **Decreto Legislativo N° 25844 – Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento.**
- **Ley N° 28832 – Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica (2008):** Promueve licitaciones y contratos a largo plazo.
- **Decreto Supremo N° 064-2010-EM – Política Energética Nacional del Perú.**

3.8.2 Marco Normativo de RER

- **Decreto Legislativo N° 1002:** Ley de promoción de la inversión para la generación eléctrica con el uso de energías renovables (mayo 2008).
- **Decreto Supremo N° 012-2011:** Reglamento de la generación de electricidad con energías renovables (marzo 2011)³
- **Decreto Supremo N° 020-2013-EM:** Reglamento para inversión de la inversión energética en áreas no conectadas a red (off grid).

3.8.3 Procedimientos Regulatorios – Osinergmin

- **Resolución N° 200-2009-OS/CD:** Procedimiento sobre hibridación de instalaciones para generación RER.
- **Resolución N° 001-2010-OS/CD:** Procedimiento de cálculo de prima para la generación RER.
- **Resolución N° 289-2010-OS/CD:** Procedimiento sobre cálculo de la energía dejada de inyectar por causas ajenas al generador RER.
- **Procedimiento Técnico del COES N°20:** Procedimiento sobre el ingreso, modificación y retiro de instalaciones en el SEIN – COES.

³ Modificado por el Decreto Supremo N° 031-2012-EM y Decreto Supremo N°024-2013-EM.

Capítulo IV: Estudio de Factibilidad

4.1 Potencial solar en Perú

En la gran mayoría de localidades del Perú, la disponibilidad de la energía solar es bastante uniforme durante todo el año, estando casi siempre dentro de un margen de $\pm 20\%$ del promedio anual que es lo suficientemente alta y uniforme (comparada con otros países) para ser considerada como una fuente energética utilizable para fomentar el desarrollo de las comunidades. En términos generales, este promedio anual es de 4-5 kWh/m² día en la costa y selva y de 5-6 kWh/m² día, aumentando de norte a sur. La zona con mayor potencial de energía solar se encuentra principalmente en la costa sur del país (16° a 18° S) donde por lo general se cuenta de 6.0 a 6.5 kWh/m². Existen otras áreas donde existe disponibilidad de 5.5 a 6.0 kWh/m² y esto en el norte del país (3° a 8° S) y también gran parte de la sierra sobre los 2,500 msnm.

Fuente: SENAMHI, Mapa solar Perú



Figura 15. Mapa de potencial solar Perú.

Es importante resaltar que los valores de energía solar percibida con mayor disponibilidad la encontramos en la costa, seguido en orden de magnitud por la costa central, selva norte, costa norte y sierra sur. Las zonas de menor percepción son la selva central y sur, sierra central y parte de la sierra norte. Según SENAMHI tenemos los siguientes promedios anuales:

Costa Sur:	6.0 – 6.5 kWh/m ²
Costa centro:	5.5 – 6.0 kWh/m ²
Sierra:	5.5 – 6.0 kWh/m ²
Selva Sur:	5.0 – 5.5 kWh/m ²
	4.5 – 5.0 kWh/m ²

4.2 Potencial solar en Arequipa

Actualmente el potencial solar en Arequipa si se aprovecha, en su mayoría se aprovecha la radiación para calentar el agua en residencias, instituciones, hospitales, piscinas temperadas incluso en la industria; como la textil (lavado de lana) y avícola (utilizada para el escaldado de pollos). Así mismo Arequipa cuenta ya con dos centrales solares que generan 20 Megawatts, una ubicada en La Joya y otra en Majes. Ambas incluyen una subestación y línea de transmisión de 138 kV (Kilovoltio) que se conecta al SEIN. Estas dos centrales pudieron diseñarse gracias a las condiciones y el espacio necesario que se tiene en estas zonas.

La incidente energía solar diaria en el departamento de Arequipa es uno de los principales factores que puede hacer realidad más proyectos. Esta según la estación tiene un mínimo de 5.0 kWh/m² y una máxima de > 7.5 kWh/m².

Fuente: SENAMHI, Mapa solar Arequipa.

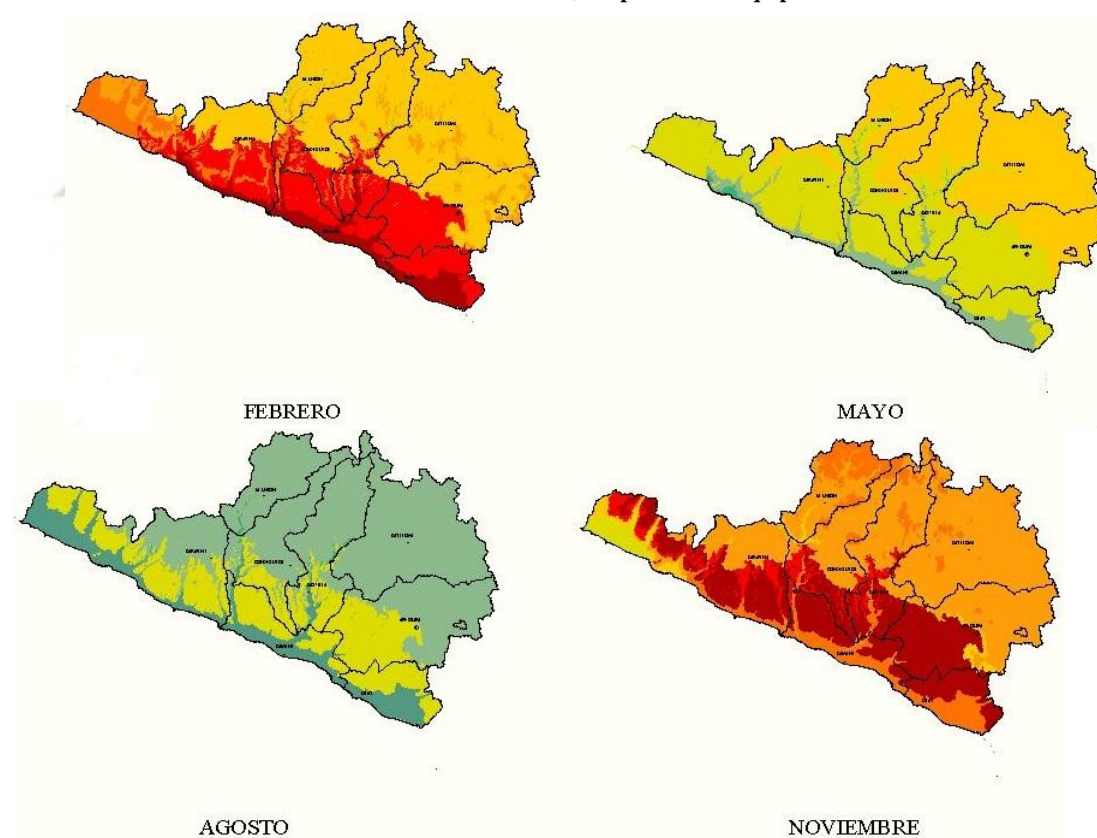


Figura 16. Mapa de potencial solar Arequipa.

Los mapas presentados son de un estudio realizado por SENAMHI en el año de 2003, actualmente en su página web no podemos encontrar información sobre potencial solar, pero si sobre radiación UV. Debido al cambio climático y problemas con la capa de ozono, la radiación tiene niveles de medición muy altos. De la misma forma el potencial solar no es el mismo cada año que pasa debido a este problema. Para tener una mejor información sobre el potencial solar, existe muchas herramientas digitales donde podemos encontrar información más actualizada. Estas herramientas no son tan precisas como la medición en sitio que consiste en instalar como mínimo una torre de medición de 10 metros, con un piranómetro, anemómetro, higrómetro, termómetro y barómetro. Para tomar datos de un periodo mínimo de 6 a 12 meses. La siguiente información que presentaremos sobre las coordenadas -16.3, -71.6 (Ubicación de la Universidad Católica de Santa María) se obtuvo de la herramienta digital “RETscreen Expert” que tiene un porcentaje de precisión del 93%, esto debido a que el software va actualizando información con la base de datos de la NASA.



Fuente: RETScreen

Unidad		Ubicación de datos meteorológicos		Localización de la instalación		Fuente
Latitud		-16.3		-16.4		Suelo+NASA
Longitud		-71.6		-71.5		
Zona climática		3C - Templado - Oceánico				
Elevación	m	2520		0		Suelo – Suelo
Temperatura de diseño de la calefacción	°C	6.5				Suelo
Temperatura de diseño del aire acondicionado	°C	23.6				Suelo
Amplitud de la temperatura del suelo	°C	17.2				NASA

Mes	Temperatura del aire °C	Humedad relativa %	Precipitación mm	Radiación solar diaria - horizontal kWh/m²/d	Presión atmosférica kPa	Velocidad del Viento m/s	Temperatura del suelo °C	Días-grado de calentamiento 18 °C °C-d	Días-grado de enfriamiento 10 °C °C-d
Enero	15.0	64.5%	74.60	7.32	75.0	2.5	17.5	93	155
Febrero	15.1	68.3%	79.63	6.34	75.0	2.5	17.1	81	143
Marzo	15.0	66.6%	58.00	6.41	75.0	2.5	17.3	93	155
Abril	15.0	53.9%	11.14	6.47	75.0	2.6	17.0	90	150
Mayo	14.4	36.9%	5.97	5.85	75.1	3.2	15.7	112	136
Junio	13.9	29.4%	3.34	5.45	75.1	3.7	14.4	123	117
Julio	13.8	29.0%	7.84	5.73	75.1	3.7	14.2	130	118
Agosto	14.3	29.0%	7.74	6.44	75.1	3.4	16.0	115	133
Setiembre	14.7	32.4%	9.27	7.31	75.1	3.3	17.9	99	141
Octubre	15.1	35.1%	7.12	7.94	75.1	3.0	19.4	90	158
Noviembre	15.2	40.9%	7.30	7.84	75.0	2.9	19.4	84	156
Diciembre	15.4	51.5%	18.26	7.43	75.0	2.7	18.6	81	167
Anual	14.7	44.7%	290.21	6.71	75.1	3.0	17.1	1,190	1,730
Fuente	Suelo	Suelo	NASA	Suelo	NASA	Suelo	NASA	Suelo	Suelo

Figura 17.Base de datos climatológicos.

Para poder realizar la propuesta de este proyecto, se utilizarán herramientas digitales que nombraremos a continuación:

- **METEONORM:** Este es un software donde podemos encontrar diversos aspectos climatológicos de una ubicación en específico. Este software se caracteriza porque es retroalimentado por estaciones climatológicas de Alemania y Suiza. Los parámetros climatológicos que tiene hasta la fecha son desde 1961 hasta 2010.
- **SOLARGIS:** Este software tiene más herramientas que el anterior, ya que no solo cuenta con base de datos de parámetros climatológicos para el desarrollo de proyectos RER sino que también permite realizar un seguimiento tanto en la etapa conceptual del proyecto como en la operativa.
- **RETSCREEN EXPERT:** Este software nos permite identificar el adecuado proyecto, evaluarlo financieramente, analizar el rendimiento y darnos un reporte de factibilidad. Su país de origen es Canadá.
- **ATMOSPHERIC SCIENCE DATA CENTER:** Este es un portal web de la NASA con diversos parámetros climatológicos y otra data, donde utilizando coordenadas de un lugar específico podemos tener información confiable. La última actualización fue en 2016.
- **PVSYST:** Este software se utilizará para el diseño del sistema fotovoltaica, ya que tiene una base de datos de las principales marcas de elementos. Así mismo nos permite calcular la cantidad de elementos que necesitamos, su costo e incluso su rendimiento.
- **GOOGLE EARTH:** Este software nos permitirá obtener latitudes exactas, así como otras características geográficas de coordenadas en específico. Podremos obtener imágenes, calcular áreas, distancias y altitud.

4.3 Análisis situacional

4.3.1 Análisis de consumo energético

➤ Pabellones de estudio

Los pabellones de estudio de la Universidad Católica de Santa María D, C, B, A, O y E, presentan características similares tales como 4 pisos, 1 servicio higiénico por piso, entre 12 a 14 aulas de estudios, de 2 a 3 laboratorios de cómputo y de 1 a 2 aulas de sustentación. Las aulas, laboratorios y demás están distribuidos de acuerdo con la demanda de clases que se deben de dictar por carrera. Pero la distribución de instalaciones eléctrica es el mismo en todos los pabellones mencionado, lo único que altera el consumo energético es el uso que se da, si se emplea como laboratorio de computo este consumo aumenta ya que una sola computadora necesita de 200 a 250 watts. Debido a esto nos concentraremos en el consumo energético de luminarias en los pabellones. A continuación, mostraremos el recuento de dichas luminarias.

Fuente: Elaboración propia.					
NÚMERO DE FLUORESCENTES					
	F x Aula	F x SH	F x Pasadizo	F x Gradería	Total
Piso 1	24	4	6	4	38
Piso 2	48	4	6	4	62
Piso 3	48	4	6	4	62
Piso 4	40	4	6	2	52
					214

F= Fluorescente
SH = Servicio Higiénico

Tabla 4. Número Fluorescentes Pabellones.

En los pabellones mencionados se tiene un promedio de 214 fluorescentes, es probable que en algunos se encuentren menos o una cantidad ligeramente mayor y esto debido al constante mantenimiento que se ha tenido. En su mayoría los fluorescentes que se utiliza son de 20 watts, lo que significa que si tuviéramos todos los fluorescentes encendidos; $214 \times 20 \text{ watts} = 4,280 \text{ watts}$, se estaría consumiendo dicha energía en una sola hora. Afortunadamente eso no sucede durante todo el periodo de funcionamiento de los pabellones. A continuación, detallaremos el comportamiento sobre el consumo energético que presentan los pabellones por lo general. Primero definiendo que las instalaciones se encuentran disponible para el alumnado a partir de las 6:00 a.m. hasta las 22:00 p.m.

Desde las 23:00 p.m. hasta aproximadamente las 5:00 a.m. en su mayoría los pabellones se encuentran consumiendo energía por parte de las luminarias que se encuentran en sus pasadizos. Desde las 5:00 a.m. y muchas veces hasta las 7:00 a.m. el personal de limpieza ingresa a las aulas a realizar limpieza. Y por lo general desde las 7:15 a.m. hasta aproximadamente las 11:45 p.m. es el primer bloque de clases. El segundo periodo de limpieza según vayan culminando las clases comienza desde las 11:00 a.m. hasta las 13:15 a.m. a partir de las 12:45 a.m. empieza el segundo bloque de clases y culmina a las 16:30 a.m. Y el último bloque de estudios empieza desde las 17:30 p.m. hasta las 21:30 p.m. a través de un gráfico se mostrará como es el comportamiento del consumo energético:

Fuente: Elaboración propia.

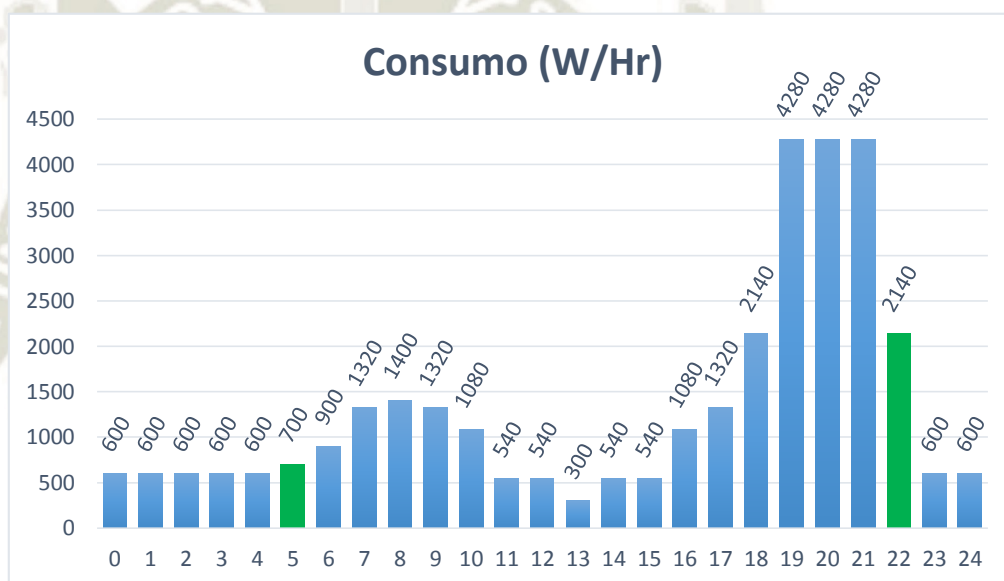


Gráfico 3. Consumo Energético Pabellón.

Del gráfico se puede concluir que a partir de las 17:00 horas el consumo energético empieza a aumentar, esto se debe a que ya empieza a anochecer (dependiendo de la estación) y es necesario encender las luminarias de pasadizos, baños, escaleras y aulas.

El consumo acumulado promedio de un pabellón en un día es de 32,900 watts o 32.9 kilowatts y esto sin contar los equipos de cómputo y cañones multimedia que sumados tienen un consumo promedio de 500 watts. Si consideráramos estos equipos en el análisis el consumo de energía podría aumentar desde un 100% hasta un 150%, esto debido a que casi la mitad de pabellones cuenta con laboratorios de computo.

➤ Pabellones CH

Este es un pabellón distinto a los demás, ya que cuenta con 11 aulas y 3 servicios higiénicos y un almacén en su parte más inferior. Cuenta también con 4 niveles y no hay laboratorios de computo en este. Cada aula está equipada con una computadora y su cañón multimedia. A continuación, mostraremos el número de luminarias que posee este pabellón.

Fuente: Elaboración propia.					
NÚMERO DE FLUORESCENTES					
	F x Aula	F x SH	F x Pasadizo	F x Gradería	Total
Piso 1	96	4	5	3	108
Piso 2	144	4	5	3	156
Piso 3	144	4	5	3	156
Piso 4	144	4	5	2	155
					575

F= Fluorescente
SH = Servicio Higiénico

Tabla 5. Número Fluorescentes Pabellón CH.

En el pabellón CH a diferencia de los otros pabellones de estudio, se tiene una mayor cantidad de luminarias en las aulas. Por lo que se contabilizo 575 luminarias de 18 watts cada una que representarían un consumo energético de 10,350 watts si estuvieran todas encendidas. A continuación, detallaremos el comportamiento sobre el consumo energético que presenta este pabellón. Primero definiendo que las instalaciones se encuentran disponible para el alumnado a partir de las 6:00 a.m. hasta las 22:00 p.m. Desde las 23:00 p.m. hasta aproximadamente las 5:00 a.m. en su mayoría el pabellón se encuentra consumiendo energía por parte de las luminarias que se encuentran en sus pasadizos. Desde las 5:00 a.m. y muchas veces hasta las 7:00 a.m. el personal de limpieza ingresa a las aulas a realizar limpieza. Y por lo general desde las 7:15 a.m. hasta aproximadamente las 11:45 p.m. es el primer bloque de clases. El segundo periodo de limpieza según vayan culminando las clases comienza desde las 11:00 a.m. hasta las 13:15 a.m. a partir de las 12:45 a.m. empieza el segundo bloque de clases y culmina a las 16:30 a.m. Y el último bloque de estudios empieza desde las 17:30 p.m. hasta las 21:30 p.m. a través de un gráfico se mostrará como es el comportamiento del consumo energético:

Fuente: Elaboración propia.

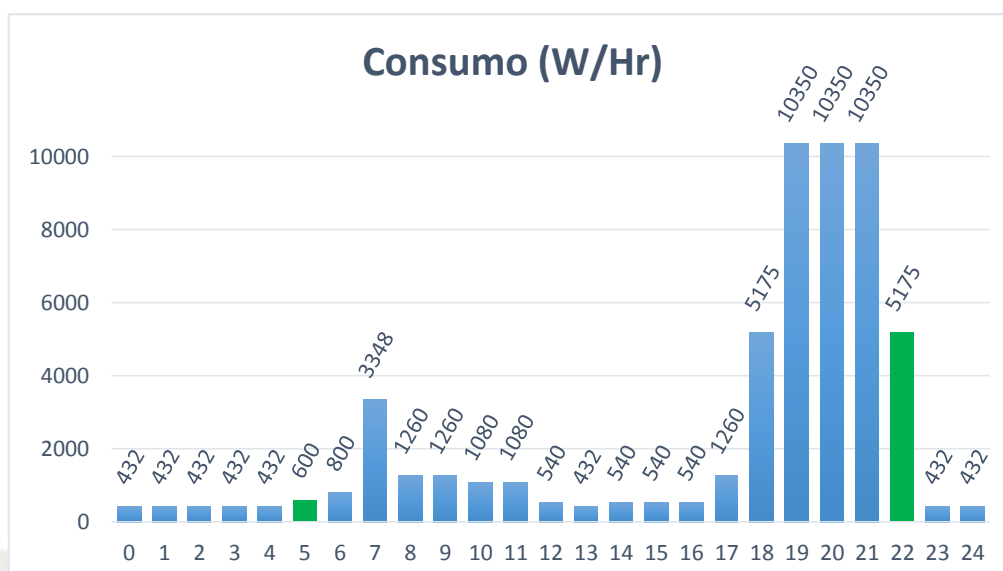


Gráfico 4. Consumo Energético Pabellón CH.

Del gráfico se puede concluir que a partir de las 17:00 horas el consumo energético empieza a aumentar, esto se debe a que ya empieza a anochecer (dependiendo de la estación) y es necesario encender las luminarias de pasadizos, baños, escaleras y aulas. Para que posteriormente empiece a disminuir a partir de las 22:00 horas donde empieza a retirarse el alumnado.

El consumo acumulado promedio del pabellón CH en un día es de 57,704 watts o 57.7 kilowatts y esto sin contar los equipos de cómputo y cañones multimedia que sumados tienen un consumo promedio de 500 watts. Si consideráramos estos equipos en el análisis el consumo de energía podría aumentar desde un 75% hasta un 100% ya que en este pabellón no existen laboratorios de computo.

➤ **Biblioteca, clínica odontológica, pabellón R y F.**

Estas instalaciones no tienen mucho consumo de luminarias. Pero si utilizan equipos sensibles y otros de alto consumo energético que podría dar ciertos inconvenientes al sistema fotovoltaico. Pero de igual forma se realizará el análisis de ubicación más adelante para ver si presentan área que pueda ser útil para la instalación de un sistema que alimente a una instalación cercana.

➤ Pabellón S

En estas instalaciones existen diversos tipos de luminarias, debido a que cada nivel tiene diferentes necesidades. Este pabellón cuenta con un sótano que se utiliza como cochera para docentes, el primer piso también se usa como cochera para docentes, el segundo piso es la cafetería y en el último piso se tiene una sala de lectura y un pequeño auditorio donde se realizan diversas actividades.

Los tipos de luminarias que vamos a utilizar aquí son los dos tipos fluorescentes convencionales de 20 watts y 18 watts, bombillas de 36 watts en su mayoría encontradas en el segundo piso y por último luces led de 9 watts utilizadas en tercer nivel. A continuación, mostraremos el número de luminarias y el consumo energético que presenta este pabellón:

Fuente: Elaboración propia.						
NÚMERO DE LUMINARIAS						
	F. 20 w	L. 36 w	F. 18 w	L. 18 w	Total L.	Total C.
Piso S1	122	0	0	0	122	2440
Piso 1	92	0	0	0	92	1840
Piso 2	20	50	20	0	90	2560
Piso 3	0	0	0	240	240	4800
					544	11640

L = Luminaria
F= Fluorescente
C = Consumo

Tabla 6. Número Luminarias Pabellón S.

El pabellón S es el segundo pabellón con mayor número de luminarias después del pabellón CH, y el consumo de sus distintos tipos de luminarias hacen un total de 11,640 watts si todo se tuviera encendido. A continuación, detallaremos el comportamiento sobre el consumo energético que presenta este pabellón. Primero definiendo que las instalaciones se encuentran disponible para el alumnado a partir de las 6:00 a.m. hasta las 21:00 p.m. En este pabellón encontraremos las luces del sótano encendidas desde las 6:30 a.m. hasta las 23:00 p.m., luego son apagadas por el personal de seguridad debido a que ya no se encuentra autos de los docentes hasta esa hora. Luego tenemos el primer piso donde se encienden las luminarias a partir de las 17:00 p.m. para tenerlas encendidas hasta las 5:00 a.m. En el segundo piso encontraremos que desde las 6:00 a.m. hasta las 21:00 p.m. encontraremos las luces de los concesionarios de alimentos encendidas para la realización de la respectiva atención y limpieza. Y posteriormente se encienden

las luces del comedor desde las 17:00 p.m. hasta las 21:00 p.m. Y por último tenemos al tercer piso donde su sala de lectura se encuentra disponible desde las 8:00 a.m. hasta las 18:00 p.m. y por lo general tiene sus luminarias encendidas. A su lado tenemos el pequeño auditorio donde se realizan diversas actividades, por lo que tiene un horario de disponibilidad variable desde las 8:00 a.m. hasta las 22:00 p.m. dependiendo de la actividad que se realiza. Con un gráfico podremos ver el comportamiento de su consumo energético de estas instalaciones:

Fuente: Elaboración propia.

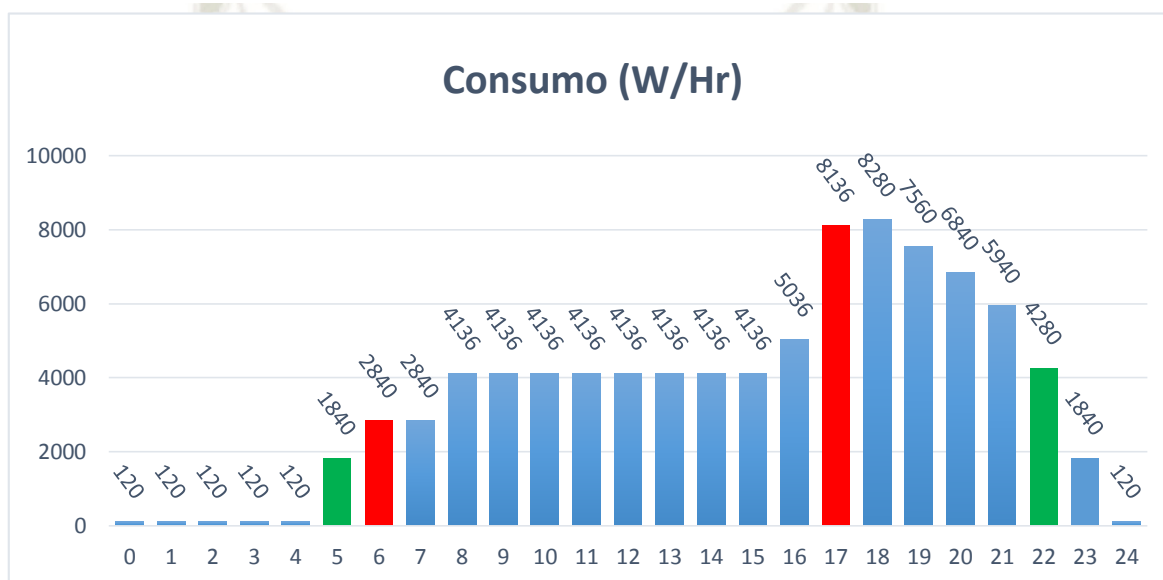


Gráfico 5. Consumo Energético Pabellón S.

Del gráfico se puede concluir que a partir de las 16:00 horas el consumo energético empieza a aumentar, esto se debe a que ya empieza a y es necesario encender las luminarias de casi toda la instalación. Para que posteriormente empiece a disminuir a partir de las 19:00 horas donde por lo general el alumnado ya no acude la cafetería. Ya que a esa hora se encuentran en clases, pero los estacionamientos si se encuentran con luminarias encendidas.

El consumo acumulado promedio del pabellón S en un día es de 89,240 watts o 89.24 kilowatts. A este análisis no se le ha considerado el consumo energético que tiene el auditorio de usos múltiples debido a que no todos los días se utilizan las instalaciones. Dichas instalaciones tienen el consumo con todas sus luminarias encendidas de 11,160 watts. En caso de utilizarse para un congreso o capacitación esta instalación está demandando un consumo alrededor de 6 a 8 horas en un día lo que representaría un incremento de un 19% hasta un 26% más dependiendo las

horas que se utilice. En caso se utilice para ciertos eventos que realiza la universidad, por lo general se tiene un uso de 4 horas, donde el incremento sería en un 12% más del total.

➤ **Análisis energético de instalaciones**

Al realizar el análisis de las instalaciones más significativas, hemos podido ver su consumo energético promedio diario. Pero para ver el gran consumo energético que se tiene en la actualidad debido al incremento de nuevas instalaciones y próximas ampliaciones, debemos tener en cuenta cuál es el consumo promedio actual, tanto en meses como en un año. A través de los siguientes gráficos mostraremos el consumo energético de todas las instalaciones:

Fuente: Elaboración propia.

Instalación	Consumo x Día (kW)	Consumo x Mes (kW)	Consumo x Año (kW)
Pabellón Estudio (6)	197.40	4,935.0	49,350
Pabellón CH	57.70	1,442.6	14,426
Pabellón S	89.24	2,231.0	22,310
Otros*	50.30	1,257.5	12,575
* Pabellón F, Biblioteca y Clínica	394.64	9,866.1	98,661

Tabla 7. Consumo Energético Analizado.

Con dicha información tenemos las siguientes comparaciones:

Fuente: Elaboración propia.

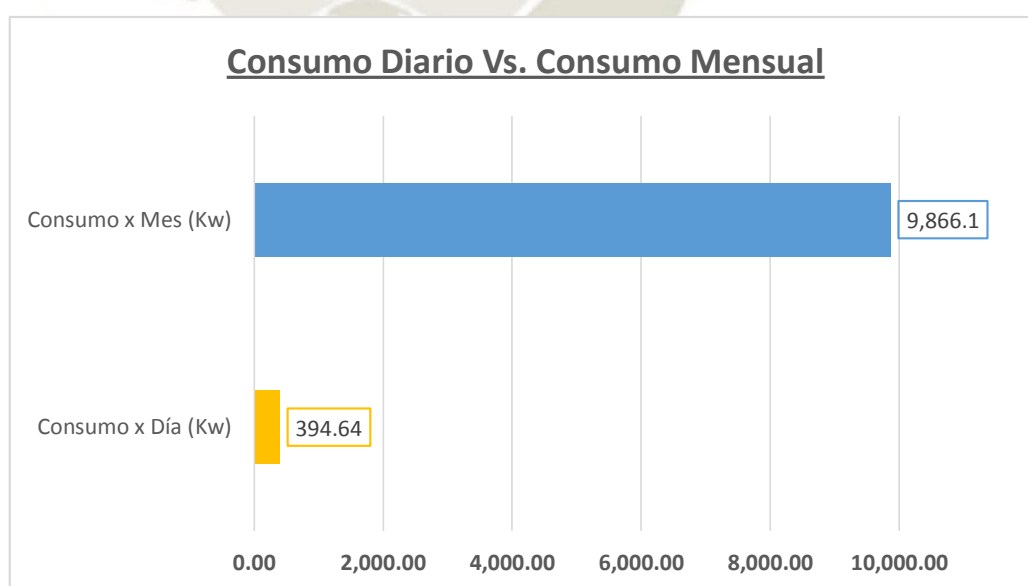


Gráfico 6. Consumo Diario Vs. Consumo Mensual.

Fuente: Elaboración propia.

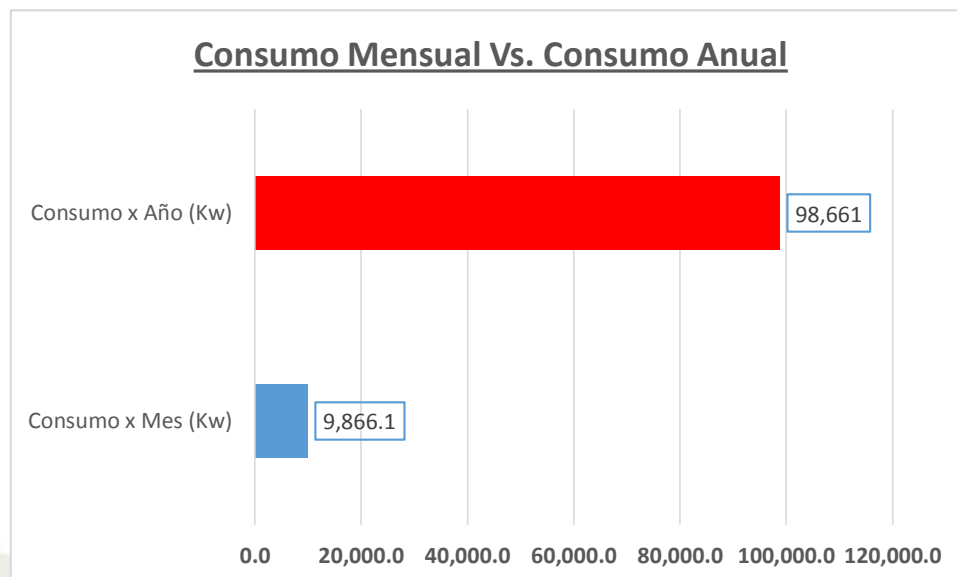


Gráfico 7. Consumo Mensual Vs. Consumo Anual .

Para entender mejor, la cantidad que se aprecia como consumo energético diario es la suma de todos los resultados que se obtuvieron al realizar cada instalación de la universidad. Para luego hacer las operaciones y poder calcular el consumo energético mensual, en donde se consideró que 25 días de lunes a sábados son los que conforman un mes académico. Y para realizar el cálculo anual se ha considerado 10 meses ya que el año académico empieza en marzo y culmina en diciembre, aquí tendríamos 9 meses, pero en enero y febrero la universidad tiene actividades de su centro pre-universitario los cuales son únicamente en la mañana por lo tanto estos dos meses son equivalentes a un mes académico.

Para tener una referencia del gran consumo energético que se tiene en la universidad, solamente el consumo diario de 394.64 kW representa al consumo mensual de 5 casas de 2 a 3 pisos en una zona residencial, mientras que en un asentamiento humano representa el de 15 a 20 casas de un piso aproximadamente.

4.3.2 Análisis de ubicación

Actualmente la Universidad Católica de Santa María se ubica en urbanización San José s/n en el distrito de Yanahuara. Tiene dos accesos uno por la calle Gerónimo Gustavo Novoa y el otro por la calle Samuel Velarde. La universidad tiene un área aproximada de 27 mil metros cuadrados. Esto sin contar el área de las escuelas de postgrado y rectorado, que se encuentran muy cerca del ingreso por la calle Samuel Velarde.

Fuente: Google maps.



Figura 18. Área UCSM.

La universidad cuenta con 7 pabellones de estudio (A, B, C, D, E, CH y O), 3 pabellones de laboratorios (F, I y H), comedor, estacionamiento y otras áreas (S), pabellón de talleres (R), pabellón de biblioteca virtual y talleres de dibujo (G), pabellón de industrias alimentarias (L) biblioteca, oficina de mantenimiento, edificio de facultades, clínica odontológica, área de deportes y 3 auditorios.

Una característica particular que presentan los pabellones de estudio es que presentan un techo semicircular que por el momento son un inconveniente para la instalación de celdas fotovoltaicas, principalmente por la dificultad de instalar la

infraestructura metálica para la sujeción de las celdas, así mismo la característica semicircular no permitiría aprovechar en su totalidad toda el área de esta infraestructura.



Figura 19. Techos semicirculares pabellones de estudio.

Debido a esta característica no es viable implementar un sistema fotovoltaico en dicha área, podría convertirse en viable siempre y cuando se realice una inversión para adicionar una estructura metálica que cumpla la función de evitar empozamiento de agua de lluvias y a su vez permita la instalación de sistemas fotovoltaicos. Al realizar esta inversión la probablemente que no se tenga una propuesta financiera atractiva ya que este se tendría que implementar en los pabellones A, B, C, D, E, O, G y H. Estos pabellones no son aptos para implementar un sistema fotovoltaico.

El único pabellón de estudio que no presenta esta característica de tener un techo semicircular es el pabellón CH. Este se ubica a espaldas del pabellón D. En este pabellón además de contar con 11 aulas, también funciona en su sótano, el almacén de la universidad. Este pabellón brinda la facilidad de acceder a su nivel más superior a través de su último piso, ya que ahí se encuentran dos tanques de almacenamiento de agua.

Este nivel tiene una superficie ligeramente inclinada para evitar el empozamiento de agua en tiempo de lluvias y una superficie disponible de 130 a 145 m². Donde se podría incluso implementar un sistema fotovoltaico que genere hasta 16 kWp (kilovatio pico) o una producción solar 36,000 kWh/año (sin contar las pérdidas por estaciones).



Figura 20. Vista nivel superior pabellón CH.

Como pudimos observar en el análisis energético, los pabellones de estudio presentan un consumo energético de 32.9 Kw/día a diferencia al pabellón CH que presenta un consumo energético de 57.7 Kw/día debido a que presenta mayor número de luminarias en sus instalaciones aulas. De este modo el pabellón CH presenta características para tener un sistema fotovoltaico factible, pero debido a que se encuentra espaldas del pabellón D, pasando las 17:00 horas este perdería la capacidad de generación eléctrica porque tendría como obstáculo la radiación a dicho pabellón. Por lo que sería conveniente realizar un análisis de costo-beneficio.

Desafortunadamente la biblioteca y la clínica de odontología no presentan suficiente espacio en sus techos para la instalación de un sistema fotovoltaico, ambos no presentan techos totalmente horizontales. Invertir en estructura metálica para estas dos instalaciones tampoco sería rentable, ya que el espacio no sería suficiente para poder generar la energía requerida. Debido a esto estas instalaciones no son aptas para implementar un sistema fotovoltaico.

Otra instalación donde se realizaba gran consumo energético era el pabellón R, presentaba un taller con maquina fresadora, torno, taladros, esmeriles y entre otros. Mucho de estos equipos necesitan corriente trifásica de 380 V lo cual implicaría un consumo de energía mayor al de otras instalaciones. También presentaba 5 aulas donde el consumo energético no era significativo. Esta distribución se tenía hasta el 2017. A la fecha se tiene nueva infraestructura. Debido a esto no es factible proponer un sistema en esta área.



Figura 21. Pabellón R.

A continuación, analizaremos el pabellón F, que en su mayoría son aulas donde se realizan prácticas de laboratorio para diversas carreras.



Figura 22. Pabellón F.

El consumo energético de esta instalación es relativamente bajo ya que solo se hace uso de luminarias y equipos de laboratorio que no superan los 2000 watts. Esta instalación dispone de una superficie superior de aproximadamente 350 m², donde en la actualidad están distribuidos en distintas áreas, tanques de agua, dos antenas, tanques de gas y sistemas de ventilación de aire (indispensable para la seguridad de trabajo en laboratorios). Dado a estas características no es apto para realizar una instalación de un sistema fotovoltaico.

La última instalación que analizaremos es el pabellón S, como ya vimos en el análisis energético esta instalación cuenta con 4 plantas, 2 cocheras en sus primeros niveles, un piso de comedor y un último piso con un auditorio de usos múltiples y a su costado una sala de lectura e investigación. Esta instalación tiene un consumo relativamente alto ya que durante el día y noche se encuentra consumiendo energía, por lo que sería ideal que sea una de las áreas donde se pueda generar energía fotovoltaica e incluso cuenta con una superficie superior libre de aproximadamente de 590 m². Otra característica es que presenta cobertura metálica, la cual permitirá la sujeción de la estructura metálica donde se ubicaran los paneles, de acuerdo con un ángulo y un acimut con vistas al norte. Y por último otra característica muy importante, es que en toda el área ya mencionada no hay interferencias de objetos o estructuras que pueda obstaculizar la radiación solar. Debido a esto el pabellón S se encuentra apto para la instalación de un sistema fotovoltaico.



Figura 23. Pabellón S.

Capítulo V: Proyecto Bajo Enfoque PMI

5.1 Modelado del sistema

Para realizar el modelado del sistema, tenemos que tener claro que no se podrá abastecer el consumo de las luminarias las 24 horas, ya que no se contara con acumuladores (baterías). El consumo diario aproximado calculado es de 89.24 Kwh, pero lo recomendable es tener una ventana de operación ya que el sistema será interconectado. Esta ventana de operación recomendable es desde las 06:00 horas hasta las 17:00 horas, donde de acuerdo lo calculado en el análisis energético (capítulo 4, división 4.3), en esta ventana el consumo energético será de 51,940 watts aproximadamente.

El modelado del sistema se realizará en función al consumo energético de la ventana de operación + 5%, lo que representaría unos 54,537 watts, esto con el fin de poder suplir la demanda energética frente posibles variaciones. Así mismo se ha previsto utilizar paneles con potencia (Wp) de 320 Wp debido a presentar mejores características y tener una eficiencia desde 16 – 25 % dependiendo de material del panel que se elija. Con ayuda de la siguiente formula se realizará el cálculo de los números de paneles que se requiere para el sistema:

Número de paneles = Consumo diario / (Factor de latitud x Potencia de Paneles), donde

Número de paneles = $54,537 / (5.34 \times 320) = 31.9$, por lo tanto, el número de paneles requeridos serian 32 paneles.

A continuación, se calculará la potencia solar total, la cual se utilizará en el software “PVsyst” para obtener el posible modelado del sistema. Cabe recalcar que la empresa que desarrolle el sistema puede brindar mejoras, siempre y cuando estas sean viables y sustentadas.

Potencia solar total = $(320 \text{ Wp} \times 32 \text{ Paneles}) / 1000 = 10.24 \text{ kWp}$.

Calculado el potencial solar que requerimos, empezamos el modelado del sistema primeramente definiendo la ubicación del proyecto por coordenadas para así mismo, extraer la base de datos climatológica del área. En este caso dicho proyecto piloto se ejecutará en el pabellón “S”. Donde se obtienen los siguientes datos:

Fuente: Software PVsyst.

Geographical Coordinates | Meteorología Mensual | Mapa interactivo

Localización del proyecto

Mostrar mapa

Ubicación

Nombre del sitio: Pabellon S

País: Peru Región: América del Sur

Get from coordinates

Coordenadas Geográficas

Trayectorias del sol

Get from name

	Decimal	Deg.	min.	sec.	
Latitud	-16.4058	[°]	-16	24	20 (+ = Norte, - = Hemisferio Sur)
Longitud	-71.5480	[°]	-71	32	52 (+ = Este, - = Oeste Greenwich)
Altitud	2307		Metros sobre el nivel del mar		
Huso horario	-5.0		Corresponde a una diferencia media		
					Hora Legal - Hora Solar = 0h-13m

Importación meteorología

- ☒ Meteonom 7.2
- ☐ NASA-SSE
- ☐ PVGIS TMY
- ☐ NREL / NSRDB TMY

Importar

Tabla E/S (Excel)

Importar

Exportar línea

Exportar tabla

Nuevo sitio

Imprimir

Cerrar

Figura 24. Datos ubicación.

Luego de haber elegido el área, el software automáticamente realizara los cálculos respectivos con la base climatológica más actualizada, en caso de realizar las mediciones de manera manual, dicha herramienta también permite el ingreso de datos. De manera gráfica podremos ver la trayectoria del sol en el transcurso de los meses:

Fuente: Software PVsyst.

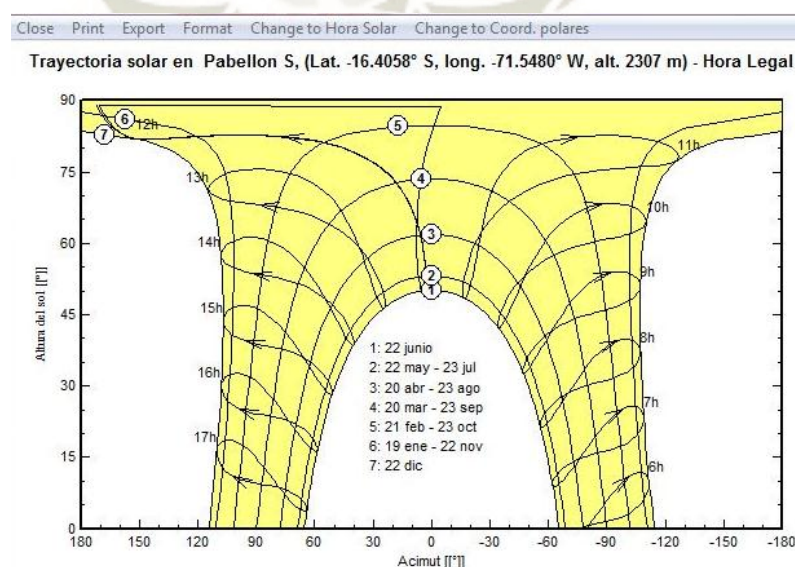
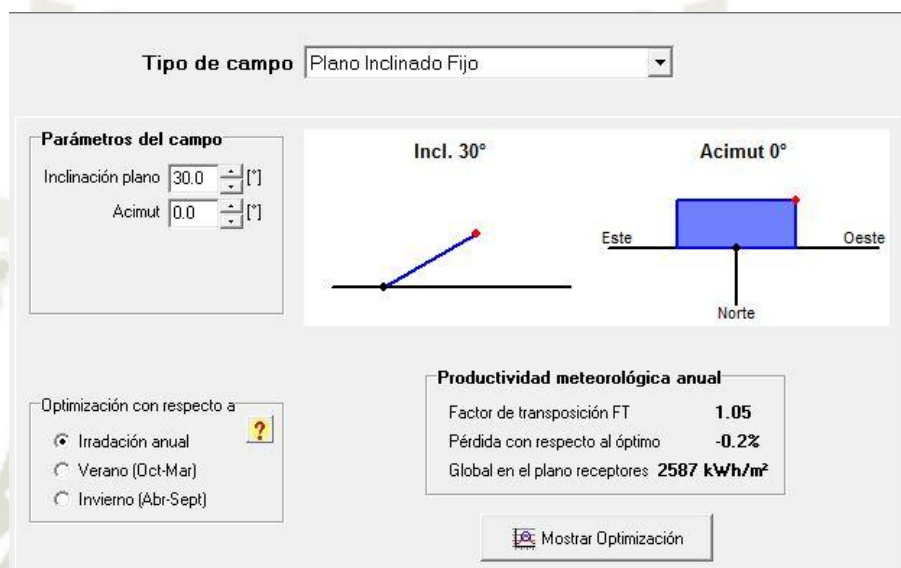


Figura 25. Trayectoria solar Pabellón "S"

A continuación, debemos definir el grado de inclinación y el acimut de los paneles solares, con referencia a los grados de inclinación estos pueden estar desde los 30° hasta los 26°, donde presentaran una productividad meteorológica anual con pérdidas poco significativas. Y en cuando el acimut lo recomendable es que los paneles se encuentren en una superficie donde dichos panales puedan recibir toda la trayectoria solar proveniente del norte con un acimut de 0°.

Fuente: Software PVsyst.



Tipo de campo Plano Inclinado Fijo

Parámetros del campo

Inclinación plano 30.0 [°]

Acimut 0.0 [°]

Productividad meteorológica anual

Factor de transposición FT 1.05

Pérdida con respecto al óptimo -0.2%

Global en el plano receptores 2587 kWh/m²

Optimización con respecto a

☒ Irradiación anual

☐ Verano (Oct-Mar)

☐ Invierno (Abr-Sept)

Mostrar Optimización

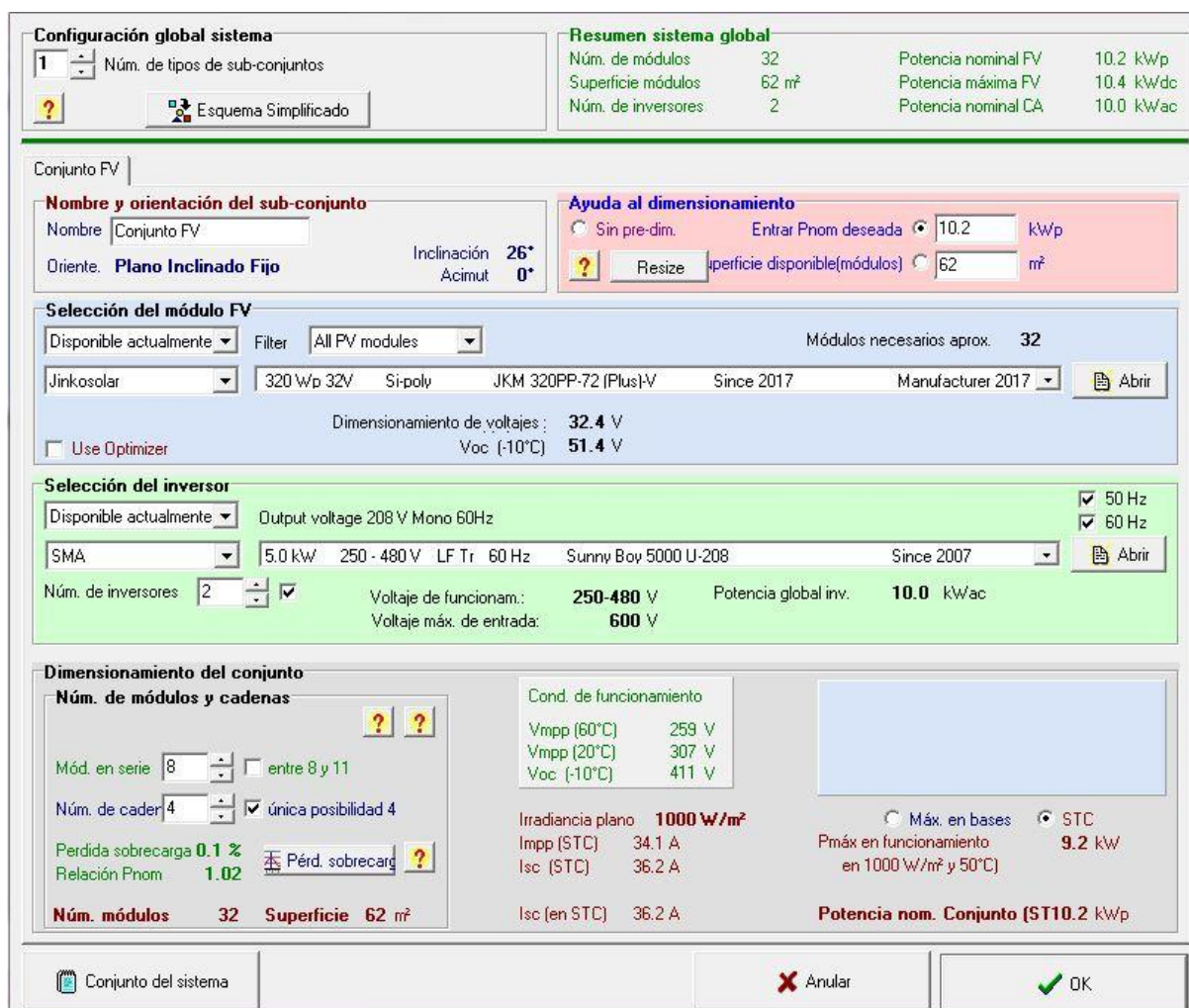
Figura 26. Orientación de paneles.

Seguidamente debemos elegir los componentes de nuestro sistema, en nuestro caso hemos determinado que se necesitan 32 paneles con 320 Wp de tipo policristalino, esto debido a que tiene presenta mejores características frente el clima y el calentamiento que se tiene en la ciudad de Arequipa en comparación con los paneles de materiales monocristalino. Cabe recalcar que existe tecnología en paneles monocristalinos que presentan perdidas por calentamiento, tienen mejor eficiencia, pero su costo es mayor que el de paneles policristalinos. Pero están ingresando al mercado nueva tecnología en paneles monocristalinos que han mejorado tanto en precio, eficiencia y en pérdidas por calentamiento. Por lo tanto, no hay que descartar esta tecnología ya que podría brindar una mejor eficiencia y costo. Pero este debe ser evaluado y demostrado por la empresa licitante que desee trabajar con dicho componente.

Luego de definir qué tipo de panel utilizaremos debemos elegir un inversor con las características que mejor se adecuen al panel seleccionado y así mismo que puedan cubrir con el potencial solar calculado de 10.24 kWp. Para los 32 paneles se necesita 2

inversores con 5.0 kW o uno de 10 kW. A continuación, visualizaremos los posibles componentes seleccionados y características que presentaría el sistema fotovoltaico:

Fuente: Software PVsyst.



Configuración global sistema

1. Núm. de tipos de sub-conjuntos

Esquema Simplificado

Resumen sistema global

Núm. de módulos	32	Potencia nominal FV	10.2 kWp
Superficie módulos	62 m²	Potencia máxima FV	10.4 kWdc
Núm. de inversores	2	Potencia nominal CA	10.0 kWac

Conjunto FV

Nombre y orientación del sub-conjunto

Nombre: Conjunto FV

Oriente: Plano Inclinado Fijo

Inclinación: 26°

Acimut: 0°

Ayuda al dimensionamiento

☐ Sin pre-dim. ☒ Entrar Pnom deseada: 10.2 kWp

☐ ? ☐ Resize Superficie disponible(módulos): 62 m²

Selección del módulo FV

Disponibles actualmente: All PV modules

Módulos necesarios aprox.: 32

Jinkosolar 320 Wp 32V Si-poly JKM 320PP-72 (Plus)-V Since 2017 Manufacturer 2017

Dimensionamiento de voltajes: 32.4 V

Voc (-10°C): 51.4 V

☐ Use Optimizer

Selección del inversor

Disponibles actualmente: Output voltage 208 V Mono 60Hz

SMA 5.0 kW 250 - 480 V LF Tr 60 Hz Sunny Boy 5000 U-208 Since 2007

Núm. de inversores: 2

Voltaje de funcionam.: 250-480 V

Voltaje máx. de entrada: 600 V

Potencia global inv.: 10.0 kWac

Dimensionamiento del conjunto

Núm. de módulos y cadenas

Mód. en serie: 8 entre 8 y 11

Núm. de cader: 4 única posibilidad 4

Pérdida sobrecarga 0.1 %

Relación Pnom: 1.02

Núm. módulos: 32 Superficie: 62 m²

Cond. de funcionamiento

Vmpp (60°C)	259 V
Vmpp (20°C)	307 V
Voc (-10°C)	411 V

Irradiancia plano: 1000 W/m²

Imp (STC): 34.1 A

Isc (STC): 36.2 A

Isc (en STC): 36.2 A

☐ Máx. en bases ☒ STC

Pmáx en funcionamiento en 1000 W/m² y 50°C: 9.2 kW

Potencia nom. Conjunto (ST) 10.2 kWp

Conjunto del sistema

Anular

OK

Figura 27. Componentes y características del sistema.

Las características principales son la utilización de 32 paneles solares de 320 Kp dispuestos en cadena de 4 con serie de 8 módulos, lo cual emplearía una superficie de 62 metros cuadrados aproximadamente. Y se utilizarían 2 inversores de 5.0 kW o para el caso de una expansión del sistema también se puede utilizar un inversor con mayor kW. Cabe recalcar que hay diversos factores que provocaran pérdidas en el sistema por lo que la potencia nominal del sistema será de 10.24 kWp, pero en términos de operatividad y considerando todas las pérdidas se tendrá una potencia aproxima de 9.2 kW. Las pérdidas por sobrecarga se pueden detallar en la siguiente figura:

Fuente: Software PVsyst.

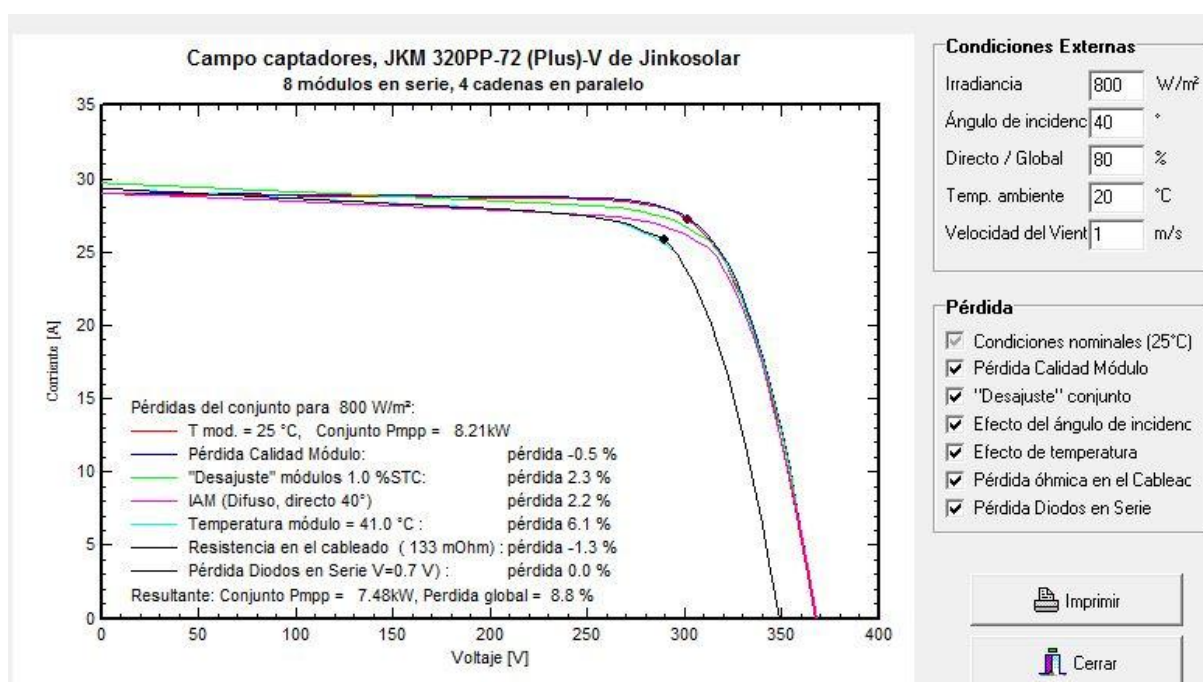


Figura 28. Pérdidas del sistema.

Dicho software que estamos empleando para el posible diseño del sistema solar, también nos brindara una simulación donde nos detallara más información en un informe final el cual podremos encontrar en los anexos. Continuando con el modelado, hay que resaltar que dicho sistema se encontrara en la parte superior del pabellón “S” por lo cual no tendrá interferencias de objetos u otras infraestructuras, por lo que dicho tipo de perdida se anularía y podríamos continuar con los datos finales de la simulación con los siguientes resultados:

Fuente: Software PVsyst.

Resultados principales		
Tipo de : No hay escenario 3D, no hay sombreados		
Producción del sistema	19788	kWh/año
Producción específica	1932	kWh/kWp/año
Índice de rendimiento	0.745	
Producciones normalizadas	5.29	kWh/kWp/día
Pérdidas del conjunto	1.43	kWh/kWp/día
Pérdidas sistema	0.38	kWh/kWp/día

Figura 29. Resultados principales del sistema.

Tendremos toda la información detallada de la simulación del sistema en el Anexo N° 5, donde encontraremos información sobre las características de los elementos del sistema, los factores de pérdida de los elementos del sistema, los factores de pérdida del sistema, los principales parámetros del sistema (producción), diagrama de pérdidas durante un año y un balance del dióxido de carbono calculado con el método del ciclo de vida.

La ubicación del sistema como se recomienda según el análisis ya detallada anteriormente, debe ser en el pabellón “S”, donde utilizando según el software, se necesitaría un área de 62 m^2 la cual debe estar orientada hacia el norte y lo más cercano al área donde estará ubicada su sala de control o a la conexión donde se realizará la interconexión.

Fuente: Elaboración propia.

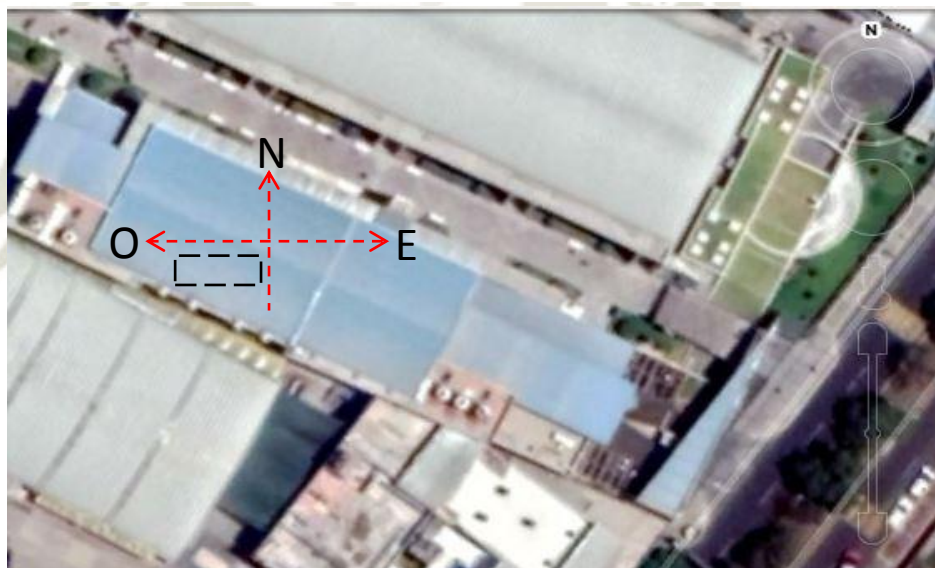


Figura 30. Disposición del sistema solar.

En caso de optar por dicha disposición debemos considerar una estructura metálica con los parámetros establecidos en grados y acimut la cual podría presentar las siguientes dimensiones:

Fuente: Elaboración propia.

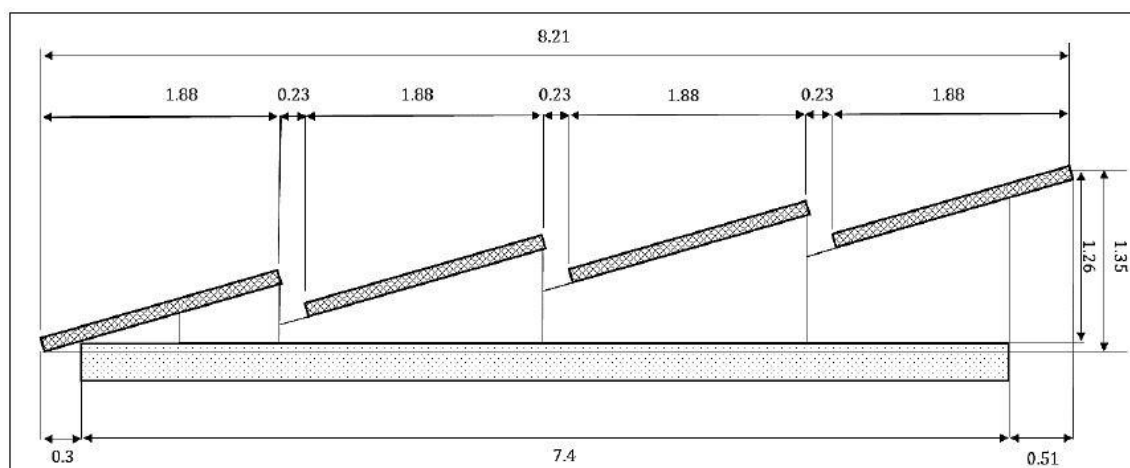


Figura 31. Posible distribución de paneles.

Cabe resaltar que también existe la posibilidad de realizar la instalación sin una estructura metálica, en caso de que el techo presente las condiciones de trabajo seguro necesario, en este caso se aplica ejes de sujeción, lo cual reduciría el costo ya que no se utilizaría una estructura metálica, pero hay que considerar los grados y acimut en las que se instalaría por lo que es probable que se deba incluir más paneles para lograr la potencia requerida.



Figura 32. Montaje de paneles solares.

5.2 Amortización del sistema

Para realizar el cálculo de la amortización del sistema en función a la inversión que se realizara en el pago de elementos y mano de obra contra el ahorro acumulado.

Fuente: Elaboración propia.

Provincia	AREQUIPA
Radiación anual (Horas de sol pico)	2415.9
Nº módulos	32 Paneles
Potencia de módulos (W)	320 Watts
Potencia total del sistema solar (KW)	10.24
Rendimiento del sistema	80%
KWh generados por el sistema solar al año	19791.0528

Tabla 8. Valores del sistema.

Fuente: Elaboración propia.

Tipo de tarifa	BT3
Precio del KWh de la compañía (ver en recibo de luz) (S/+IGV)	S/0.27 * V.variable
Precio Potencia Activa de Generación "Fuera de Punta"	S/28.17 * V.variable
Precio Potencia Activa Redes de Distribución "Fuera de punta"	S/42.20 * V.variable
Total ahorro anual del recibo de la luz (S/.)	S/5,303.57
Incremento esperado de la luz anualmente	2.5%
Costo del Paneles solares	S/ 20,338.98
Costo del Inversor + Controlador	S/ 12,422.58
Estructura metálica	S/ 3,262.71
Servicio de instalación	S/ 8,717.87
Coste del sistema solar (S/)	S/ 44,742.14

Tabla 9. Costos del sistema.

Con los datos anteriores procedemos a construir un flujo del ahorro acumulado que se proyectaría para dicho sistema.

Fuente: Elaboración propia.

Monto	Años	Incremento	Monto + Incremento	Deuda
S/ 5,303.57	0			S/ -44,742.14
S/ 5,303.57	1	S/ 132.59	S/ 5,436.16	S/ -39,305.98
S/ 5,436.16	2	S/ 135.90	S/ 5,572.06	S/ -33,733.92
S/ 5,572.06	3	S/ 139.30	S/ 5,711.36	S/ -28,022.56
S/ 5,711.36	4	S/ 142.78	S/ 5,854.15	S/ -22,168.41
S/ 5,854.15	5	S/ 146.35	S/ 6,000.50	S/ -16,167.91
S/ 6,000.50	6	S/ 150.01	S/ 6,150.51	S/ -10,017.40
S/ 6,150.51	7	S/ 153.76	S/ 6,304.27	S/ -3,713.13
S/ 6,304.27	8	S/ 157.61	S/ 6,461.88	S/ 2,748.75
S/ 6,461.88	9	S/ 161.55	S/ 6,623.43	S/ 9,372.18
S/ 6,623.43	10	S/ 165.59	S/ 6,789.01	S/ 16,161.19
S/ 6,789.01	11	S/ 169.73	S/ 6,958.74	S/ 23,119.93
S/ 6,958.74	12	S/ 173.97	S/ 7,132.71	S/ 30,252.64
S/ 7,132.71	13	S/ 178.32	S/ 7,311.03	S/ 37,563.67
S/ 7,311.03	14	S/ 182.78	S/ 7,493.80	S/ 45,057.47
S/ 7,493.80	15	S/ 187.35	S/ 7,681.15	S/ 52,738.61
S/ 7,681.15	16	S/ 192.03	S/ 7,873.17	S/ 60,611.79
S/ 7,873.17	17	S/ 196.83	S/ 8,070.00	S/ 68,681.79
S/ 8,070.00	18	S/ 201.75	S/ 8,271.75	S/ 76,953.55
S/ 8,271.75	19	S/ 206.79	S/ 8,478.55	S/ 85,432.09
S/ 8,478.55	20	S/ 211.96	S/ 8,690.51	S/ 94,122.61
S/ 8,690.51	21	S/ 217.26	S/ 8,907.77	S/ 103,030.38
S/ 8,907.77	22	S/ 222.69	S/ 9,130.47	S/ 112,160.85
S/ 9,130.47	23	S/ 228.26	S/ 9,358.73	S/ 121,519.58
S/ 9,358.73	24	S/ 233.97	S/ 9,592.70	S/ 131,112.28
S/ 9,592.70	25	S/ 239.82	S/ 9,832.52	S/ 140,944.79

Tabla 10. Ahorro acumulado.

Donde en el octavo año se procedería a tener un ahorro positivo y en un periodo de 25 años se podría alcanzar un ahorro de hasta 140,944.79 S/. Cabe resaltar que los valores pueden cambiar en función al costo de elementos utilizados en el sistema y al rendimiento que tenga el mismo.

5.3 Proyecto bajo el enfoque del PMI

A continuación, se desarrollará bajo el enfoque del PMI, el modelo propuesto líneas arriba, toda información propuesta en este documento puede utilizarse como base de gestión para los proyectos con energías renovables que tenga presupuestado la institución. De esta manera se podrá aprovechar de una mejor forma el posible presupuesto asignado y llevaría al impulso de proyectos similares.

EXPEDIENTE DEL PROYECTO BAJO EL ENFOQUE DEL PMI

NOMBRE DEL PROYECTO	INSTITUCIÓN O EMPRESA
SISTEMA FOTOVOLTAICO DE 51kWh INTERCONECTADO A LA RED DEL PABELLON “S” - AREQUIPA	UNIVERSIDAD CATÓLICA DE SANTA MARÍA

DOCUMENTACIÓN INCLUIDA

- ACTA DE CONSTITUCIÓN DEL PROYECTO.
- PLAN DE GESTIÓN DEL ALCANCE.
 - PLAN DE GESTION DE REQUERIMIENTOS.
 - DOCUMENTACION DE REQUERIMIENTOS.
 - ENUNCIADO DEL ALCANCE Y DEL PRODUCTO.
 - ENUNCIADO DEL ALCENCE DEL PROYECTO.
 - ESTRUCTURA DE DESGLOSE DE TRABAJO (EDT).
 - DICCIONARIO DE LA EDT.
- PLAN DE GESTION DEL CRONOGRAMA.
 - LISTA DE ACTIVIDADES Y ATRIVUTOS.
 - LISTA DE HITOS.
 - REQUERIMIENTOS DE RECURSOS DE LAS ACTIVIDADES.
 - DIAGRAMA DE RED.
 - ESTRUCTURA DE DESGLOSE DE RECURSOS (RBS).
 - CALENDARIO DE RECURSOS.
 - CRONOGRAMA DEL PROYECTO.
- PLAN DE GESTION DE COSTOS.
 - ESTIMACIÓN DE COSTOS.
 - RESERVA CONTINGENCIA Y LINEA BASE DE COSTOS.
 - CURVA “S”.
- PLAN DE GESTION DE LA CALIDAD.
 - METRICAS DE CALIDAD.
 - LISTA DE CONTROL DE CALIDAD.
- PLAN DE GESTION DE RECURSOS HUMANOS.
 - ORGANIGRAMA PARA EL PROYECTO.
 - MATRIZ RAM.
- PLAN DE GESTION DE RIESGOS.
 - ESTRUCTURA DE DESGLOSE DE RIESGO (RBS).
 - REGISTRO DE RIESGOS.
 - PRIORIZACION DE RIESGOS.
 - RIESGOS QUE REQUIEREN ANALISIS ADICIONAL
 - CUANTIFICACION DE RIESGOS.
 - ESTRATEGIAS DE RESPUESTAS.
- PLAN DE GESTION DE LAS COMUNICACIONES.
 - MATRIZ DE COMUNICACIONES.
- PLAN DE GESTION DE LOS INTERESADOS.
 - INFORMACION DE LOS INTERESADOS.
 - EVALUACION DE LA INFORMACION DE LOS INTERESADOS.

CONTROL DE VERSIONES					
Versión	Autor	Revisada por	Aprobada por	Fecha	Motivo
001	M.Bellota				

ACTA DE CONSTITUCIÓN DEL PROYECTO		SF-UCSM-2019														
Elemento	Descripción															
Gerente del Proyecto	Dr. Jorge Luis Cáceres, actual V.R administrativo tendrá el cargo de Gerente del Proyecto el cual se realizará bajo una estructura matricial débil, donde su participación será de 30%, la función más resaltante a cargo es la supervisión durante el ciclo del proyecto, además de, participar en la aprobación de los gastos, evaluación y aprobación de los cambios. Responde al Rector, que pertenece a la institución educativa superior.															
Patrocinador del Proyecto	Rector Dr. Manuel Alberto Briceño Ortega con un 10% de su tiempo en el proyecto, con función de aprobar el proyecto al cierre de su ejecución.															
Descripción del Proyecto	El proyecto consta de la instalación de un sistema solar fotovoltaico de 51 kWh en la parte superior del pabellón “S” de la Universidad Católica de Santa María, para la alimentación de la red eléctrica.															
Justificación del Proyecto	a. El proyecto cumplirá con el proyecto asignado por la institución. b. Promover proyectos relacionados con energías limpias para el beneficio de la institución. c. La Ejecución de este proyecto convertiría a la institución en la primera en utilizar energías renovables en el sur. d. Se obtendría una disminución en facturación eléctrica.															
Objetivos del proyecto y criterios de medición del éxito.	<u>Asociados Al Proyecto</u> a. Cumplir con el cronograma de instalación aprobado por el Comité Energético del Proyecto estimado en 105 días hábiles (aprox. 21 semanas). b. Cumplir con las especificaciones técnicas, de seguridad y diseños propuestos por la institución. c. Cumplir con el presupuesto asignado al proyecto de S/. 68,425.91 d. Cumplir con las políticas institucionales internas y externas de seguridad industrial y de medio ambiente. <u>Asociados al Producto</u> a. Enfocado en hacer cumplir los requisitos principales para la instalación de sistemas fotovoltaicos en base a las especificaciones técnicas e Ingeniería de Detalle del Proyecto, según lo siguiente: <table><tr><th>Descripción</th><th>Parámetro</th></tr><tr><td>Área de desarrollo</td><td>No > a los 100 m²</td></tr><tr><td>Material de celdas</td><td>Policristalino</td></tr><tr><td>Ángulo</td><td>Entre los 5° a 30 °</td></tr><tr><td>Direccionamiento</td><td>Norte</td></tr><tr><td>Acometida</td><td>Temp. Max Conductor 90°C Temp. Max Cortocircuito 250°C Temp. Min Servicio -40°C</td></tr><tr><td>Eficiencia Panel</td><td>No < al 15 %</td></tr></table>		Descripción	Parámetro	Área de desarrollo	No > a los 100 m ²	Material de celdas	Policristalino	Ángulo	Entre los 5° a 30 °	Direccionamiento	Norte	Acometida	Temp. Max Conductor 90°C Temp. Max Cortocircuito 250°C Temp. Min Servicio -40°C	Eficiencia Panel	No < al 15 %
Descripción	Parámetro															
Área de desarrollo	No > a los 100 m ²															
Material de celdas	Policristalino															
Ángulo	Entre los 5° a 30 °															
Direccionamiento	Norte															
Acometida	Temp. Max Conductor 90°C Temp. Max Cortocircuito 250°C Temp. Min Servicio -40°C															
Eficiencia Panel	No < al 15 %															
Requerimientos Principales (Alto nivel)	a. Lograr la instalación del sistema solar fotovoltaico de acuerdo con la normativa legal relacionado a construcción y RER. b. Gestionar el cumplimiento de las especificaciones técnicas y diseño de la instalación. c. Gestionar el cumplimiento del plazo de 105 días hábiles (aprox. 21 semanas), a fin de evitar un resultado negativo en la puesta en marcha del sistema. d. No exceder el presupuesto asignado para el proyecto con el fin de tener un proyecto económicamente factible.															

Riesgos Principales (Alto nivel)	a. Debido a la falta de proveedores cercanos es posible que se generen retrasos en los tiempos del proyecto. b. Debido a los procedimientos administrativos de la empresa distribuidora eléctrica, se pueden generar retrasos en la conexión del sistema a la red. c. Debido a los trabajos que se realizaran para la instalación del sistema, es posible que los concesionarios se vean afectados económicamente. Produciendo un posible incumplimiento de contrato con dichos terceros si no se toman las acciones necesarias. d. Debido a la falta de capacitación de técnicos en instalación de sistemas solares, es probable que aumenten los tiempos de ejecución del proyecto. e. Debido a que gran parte de equipos son importados, es probable que una reducción del tipo de cambio genere una reducción en los costos incurridos por la empresa en la importación. f. Debido a factores no ponderables en el planeamiento, es posible que se presenten accidentes laborales, impactando en tiempo, disponibilidad de recursos, reputación y costos. g. Debido al desconocimiento de nuevas exigencias regulatorias medioambientales, es posible que se incurran en sanciones monetarias impactando en costos. h. Debido a una inadecuada comunicación del alcance, tiempos e impacto de la obra, es posible que se presenten observaciones u oposición por parte de la empresa distribuidora de energía. i. Debido a la ausencia de cultura de gestión por resultados dentro de los miembros del equipo del proyecto es posible que los objetivos de tiempo, costo o calidad no sean cumplidos. j. Debido al buen impacto del proyecto, es posible que se desarrollen proyectos similares en otras sedes de la institución.																												
Resumen del Cronograma de Hitos	A continuación, se detalla los principales hitos del proyecto: <table><tr><th>EDT</th><th>HITOS PRINCIPALES</th><th>TIPO</th><th>FECHA</th></tr><tr><td>1.1.1.1</td><td>Inicio del Proyecto</td><td>Obligatorio</td><td>lun 01/04/19</td></tr><tr><td>1.1.2.9</td><td>Fin Gestión del Proyecto</td><td>Obligatorio</td><td>jue 11/04/19</td></tr><tr><td>1.2.4.4</td><td>Fin Desarrollo del Sistema</td><td>Obligatorio</td><td>mar 04/06/19</td></tr><tr><td>1.3.6.4</td><td>Fin Instalación de Sistema</td><td>Obligatorio</td><td>vie 26/07/19</td></tr><tr><td>1.3.7.5</td><td>Fin Control de Sistema</td><td>Obligatorio</td><td>mié 07/08/19</td></tr><tr><td>1.4.4.2</td><td>Fin del Proyecto</td><td>Obligatorio</td><td>vie 23/08/19</td></tr></table>	EDT	HITOS PRINCIPALES	TIPO	FECHA	1.1.1.1	Inicio del Proyecto	Obligatorio	lun 01/04/19	1.1.2.9	Fin Gestión del Proyecto	Obligatorio	jue 11/04/19	1.2.4.4	Fin Desarrollo del Sistema	Obligatorio	mar 04/06/19	1.3.6.4	Fin Instalación de Sistema	Obligatorio	vie 26/07/19	1.3.7.5	Fin Control de Sistema	Obligatorio	mié 07/08/19	1.4.4.2	Fin del Proyecto	Obligatorio	vie 23/08/19
EDT	HITOS PRINCIPALES	TIPO	FECHA																										
1.1.1.1	Inicio del Proyecto	Obligatorio	lun 01/04/19																										
1.1.2.9	Fin Gestión del Proyecto	Obligatorio	jue 11/04/19																										
1.2.4.4	Fin Desarrollo del Sistema	Obligatorio	mar 04/06/19																										
1.3.6.4	Fin Instalación de Sistema	Obligatorio	vie 26/07/19																										
1.3.7.5	Fin Control de Sistema	Obligatorio	mié 07/08/19																										
1.4.4.2	Fin del Proyecto	Obligatorio	vie 23/08/19																										

Presupuesto Resumido	A continuación, se presenta el presupuesto resumido: <table border="1"> <thead> <tr> <th>ESTIMACIÓN DE COSTOS</th><th>MONTO</th></tr> </thead> <tbody> <tr><td>Inicio del Proyecto</td><td>S/ 480.00</td></tr> <tr><td>Planeamiento y control</td><td>S/ 1,152.00</td></tr> <tr><td>Gestión Documentaria</td><td>S/ 288.00</td></tr> <tr><td>Desarrollo de Licitación</td><td>S/ 480.00</td></tr> <tr><td>Diseño de Sistema</td><td>S/ 2,880.00</td></tr> <tr><td>Aprobación de Diseño</td><td>S/ 2,560.00</td></tr> <tr><td>Trazo y Replanteo</td><td>S/ 240.00</td></tr> <tr><td>Montaje de Estructuras</td><td>S/ 3,982.71</td></tr> <tr><td>Distribución de Acometida</td><td>S/ 4,101.27</td></tr> <tr><td>Instalación de Paneles</td><td>S/ 21,600.25</td></tr> <tr><td>Acondicionamiento Sala de Control</td><td>S/ 12,982.58</td></tr> <tr><td>Conexión de Sistema</td><td>S/ 860.00</td></tr> <tr><td>Control de Sistema Fotovoltaico</td><td>S/ 2,560.00</td></tr> <tr><td>Levantamiento de Observaciones</td><td>S/ 800.00</td></tr> <tr><td>Prueba de Operatividad</td><td>S/ 960.00</td></tr> <tr><td>Capacitación</td><td>S/ 160.00</td></tr> <tr><td>Entrega de Sistema</td><td>S/ -</td></tr> <tr><td>Total General</td><td>S/ 56,086.81</td></tr> </tbody> </table> <table border="1"> <thead> <tr> <th>ESTIMACIÓN DE COSTOS TOTAL</th><th>S/ 56,086.81</th></tr> </thead> <tbody> <tr><td>Gastos Administrativos (5%)</td><td>S/ 2,804.34</td></tr> <tr><td>Reserva Contingencia (10%)</td><td>S/ 5,608.68</td></tr> <tr><td>LÍNEA BASE DE COSTO</td><td>S/ 64,499.83</td></tr> <tr><td>Reserva de Gestión (7%)</td><td>S/ 3,926.08</td></tr> <tr><td>PRESUPUESTO DEL PROYECTO</td><td>S/ 68,425.91</td></tr> </tbody> </table>	ESTIMACIÓN DE COSTOS	MONTO	Inicio del Proyecto	S/ 480.00	Planeamiento y control	S/ 1,152.00	Gestión Documentaria	S/ 288.00	Desarrollo de Licitación	S/ 480.00	Diseño de Sistema	S/ 2,880.00	Aprobación de Diseño	S/ 2,560.00	Trazo y Replanteo	S/ 240.00	Montaje de Estructuras	S/ 3,982.71	Distribución de Acometida	S/ 4,101.27	Instalación de Paneles	S/ 21,600.25	Acondicionamiento Sala de Control	S/ 12,982.58	Conexión de Sistema	S/ 860.00	Control de Sistema Fotovoltaico	S/ 2,560.00	Levantamiento de Observaciones	S/ 800.00	Prueba de Operatividad	S/ 960.00	Capacitación	S/ 160.00	Entrega de Sistema	S/ -	Total General	S/ 56,086.81	ESTIMACIÓN DE COSTOS TOTAL	S/ 56,086.81	Gastos Administrativos (5%)	S/ 2,804.34	Reserva Contingencia (10%)	S/ 5,608.68	LÍNEA BASE DE COSTO	S/ 64,499.83	Reserva de Gestión (7%)	S/ 3,926.08	PRESUPUESTO DEL PROYECTO	S/ 68,425.91
ESTIMACIÓN DE COSTOS	MONTO																																																		
Inicio del Proyecto	S/ 480.00																																																		
Planeamiento y control	S/ 1,152.00																																																		
Gestión Documentaria	S/ 288.00																																																		
Desarrollo de Licitación	S/ 480.00																																																		
Diseño de Sistema	S/ 2,880.00																																																		
Aprobación de Diseño	S/ 2,560.00																																																		
Trazo y Replanteo	S/ 240.00																																																		
Montaje de Estructuras	S/ 3,982.71																																																		
Distribución de Acometida	S/ 4,101.27																																																		
Instalación de Paneles	S/ 21,600.25																																																		
Acondicionamiento Sala de Control	S/ 12,982.58																																																		
Conexión de Sistema	S/ 860.00																																																		
Control de Sistema Fotovoltaico	S/ 2,560.00																																																		
Levantamiento de Observaciones	S/ 800.00																																																		
Prueba de Operatividad	S/ 960.00																																																		
Capacitación	S/ 160.00																																																		
Entrega de Sistema	S/ -																																																		
Total General	S/ 56,086.81																																																		
ESTIMACIÓN DE COSTOS TOTAL	S/ 56,086.81																																																		
Gastos Administrativos (5%)	S/ 2,804.34																																																		
Reserva Contingencia (10%)	S/ 5,608.68																																																		
LÍNEA BASE DE COSTO	S/ 64,499.83																																																		
Reserva de Gestión (7%)	S/ 3,926.08																																																		
PRESUPUESTO DEL PROYECTO	S/ 68,425.91																																																		
Requerimientos de aprobación del proyecto	El acta de aprobación del proyecto debe estar firmada por el Dr. Jorge Luis Cáceres, actual V.R administrativo. Así mismo debe tener un expediente técnico que respalde la factibilidad del proyecto económicamente. Y a su vez tener un informe de Impacto Ambiental que demuestre que no habrá un impacto desfavorable por el desarrollo del Proyecto, a fin de informar a las instancias regulatorias																																																		
Supuestos	- Los permisos internos, municipales, ambientales y de identidades relacionadas al proyecto serán realizadas por la empresa licitante con el apoyo de la institución para su pronta obtención. - Las condiciones climáticas no afectarán el tiempo de instalación establecido. - Se realizará dicho proyecto con fondos propios de la institución. - El desarrollo del proyecto no generará problemas con los vecinos aledaños a los lugares donde se instalará el sistema fotovoltaico. - Disponibilidad de equipos o equipo de carga se encontrará en óptimas condiciones. - Los desembolsos se realizarán a través de valorizaciones según el avance que realiza la empresa ganadora licitante. - Los planos de red eléctrica interna se encuentran actualizados y son confiables. - No se presentará variaciones de tipo de cambio por encima de 3.35 soles por Dólar.																																																		

Restricciones	a. Ejecución del proyecto en épocas secas o con lluvias moderadas según estudios técnicos realizados en la Ingeniería de Detalles. b. La instalación de estructuras metálica de soporte para celdas fotovoltaicas debe estar alineada con la NTP-E.90. c. Acometida y distribución eléctrica debe estar alienada a las normas NTP 370.252, NTP 370.053, NTP 370.303 y NTP 370.301. d. Ejecución del proyecto cumpliendo normas internas, ambientales y de seguridad. e. El nivel de accesibilidad donde se realizar el proyecto tiene restricciones para la movilización de vehículos de carga pesada. f. Solo se podrá trabajar en turno diurno.



CONTROL DE VERSIONES					
<i>Versión</i>	<i>Autor</i>	<i>Revisada por</i>	<i>Aprobada por</i>	<i>Fecha</i>	<i>Motivo</i>
001	M.Bellota				

PLAN DE GESTIÓN			
PLAN DE GESTIÓN DE ALCANCE			
Contactos Proyectos	NOMBRE	CORREO ELECTRÓNICO	NRO DE CONTACTO
HERRAMIENTAS Y TÉCNICAS QUE SE UTILIZARÁN:			
• Juicio de Expertos. • Reuniones. • Entrevistas. • Análisis de documentos. • Inspección. • Descomposición. • Análisis de variación.			

CONTROL DE VERSIONES					
Versión	Autor	Revisada por	Aprobada por	Fecha	Motivo
001	M.Bellota				

PLAN DE GESTIÓN DEL ALCANCE		SF-UCSM-2019
Elemento	Descripción	
Descripción de cómo será gestionado el alcance del proyecto	Los procesos para la gestión de alcance que se utilizarán en el proyecto son la planificación, ejecución, monitoreo y control. Y el responsable de dicha gestión será el Jefe de Proyectos. <u>Planificar la Gestión de Alcance:</u> - Herramientas y técnicas: Cómo requisito para proceder con la planificación se deberá contar como entrada el acta de constitución del proyecto, factores ambientales de la institución (reglamento interno de licitaciones, normas técnicas para estructuras metálicas y normas nacionales e internacionales aplicables al sector). Los activos de los procesos de la organización al ser una institución educativa solo contarían con estándares de organización, políticas internas y base de datos de proyectos de edificación anteriores. Así mismo se procederá a utilizar la herramienta juicio de expertos y se realizarán reuniones con los interesados del proyecto para reconocer las expectativas. <u>Recopilar los Requisitos:</u> Utilizaremos como técnica, el uso de entrevista y reuniones con personal de empresas distribuidoras de energía y profesionales con conocimiento sobre energía solar. Así mismo realizaremos el análisis de documentos de otros proyectos que tuvieron la misma iniciativa de promover las energías renovables. <u>Definir el Alcance:</u> La técnica por utilizar es la de juicio de expertos, para ello se procederá a realizar reuniones con los interesados, gerente del proyecto y un jefe de proyectos. Para recolectar toda la información necesaria y lograr definir un alcance acorde a las expectativas de todos los involucrados en el proyecto. <u>Crear la EDT:</u> La herramienta por utilizar será la descomposición de entregables. Se empleará el software WBS Chart Pro. Posteriormente se realizará el diccionario de la EDT (Estructura de descomposición de trabajo) en el cual se describirá de forma detallada cada componente de la EDT <u>Validar el Alcance:</u> La técnica que se utilizará es la inspección, y al término de cada entregable será validado y aceptado por el gerente del proyecto de la institución bajo el cumplimiento de las distintas normas de edificación y reglamentación. <u>Controlar el Alcance:</u> La técnica por utilizar es análisis de variación. Se comparará el desempeño del trabajo con la línea base del alcance (enunciado del alcance, EDT y diccionario de la EDT). Los entregables serán revisados por el jefe de proyectos, para posteriormente ser aprobados por el gerente del proyecto.	
Integración del control de cambios del alcance con el CIC	Los cambios de alcance del proyecto ocasionarán que las siguientes áreas de conocimiento se vean afectadas, se tendrán que solicitar la revisión, seguir el procedimiento que establece el CIC. Estos cambios serán aprobados por las instancias competentes, según el impacto. - Gestión de tiempo - Gestión de costos - Gestión de Recursos humanos - Gestión de riesgos - Gestión de adquisiciones - Gestión de interesados - Gestión de Calidad	

Identificación y clasificación de los cambios al alcance del proyecto	Los cambios al alcance se identificarán y clasificarán de acuerdo con el impacto que tengan en el alcance. Las personas autorizadas para aprobar cambios en el alcance son:		
	Impacto en el Alcance	Descripción	Aprobado por
	Alto	Cambio en el enunciado del alcance del proyecto	Gerente de Proyecto y Jefe de Proyecto
	Medio	Cambios en los entregables del EDT	Jefe de Proyecto
	Bajo	Cambios en la asignación de recursos	Comité Energético
	Todos los cambios deben ser aprobados por al menos una de las instancias autorizadas.		
Sistema de seguimiento a los cambios	El Jefe de Proyecto, realiza un control semanal y será el responsable de realizar un seguimiento para garantizar la adecuada implementación de cambios que puedan surgir durante la ejecución del proyecto.		
Requerimiento para cada solicitud de cambio al alcance del proyecto	Para realizar la solicitud de cambio, el interesado debe llenar el formato SC-Rev 001 , que se encuentra en los anexos de dicho expediente. Así mismo debe seguir el procedimiento que se tiene como anexo. En caso la solicitud no se aprueba, el interesado puede revisar y realizar cambios para presentarla nuevamente en un lapso no mayor a 3 días.		

CONTROL DE VERSIONES					
<i>Versión</i>	<i>Autor</i>	<i>Revisada por</i>	<i>Aprobada por</i>	<i>Fecha</i>	<i>Motivo</i>
001	M.Bellota				

PLAN DE GESTIÓN DE REQUERIMIENTOS		SF-UCSM-2019												
Elemento	Descripción													
Descripción de cómo será gestionado los requerimientos del proyecto	Para la realización de la correcta gestión se tomó en cuenta como entradas al plan de gestión del alcance y el acta de constitución del proyecto. La recopilación de los requisitos estará a cargo del Jefe de Proyectos, el cual se realizará por medio de entrevistas y reuniones. Los entregables obtenidos en dicha recopilación deben estar alineados con el EDT del proyecto. Para poder obtener una matriz de trazabilidad de requisitos como entregable final. Su análisis, documentación y control será realizada por el Jefe de Proyectos.													
Procedimiento de control de cambios a los requerimientos	El procedimiento de control de cambios se realizará a través de una solicitud de cambios (SC-Rev 001). El cual debe ser solicitado por un interesado involucrado en la ejecución del proyecto. Este debe detener el sustento en el impacto de tiempo, alcance y costo para el proyecto.													
Procesos de priorización de requerimientos	Los requerimientos identificados se priorizarán con 3 niveles: <table><tr><th>Importancia</th><th>Descripción</th><th>Aprobado por</th></tr><tr><td>Alto</td><td>Requerimiento que puede impactar al alcance, tiempo y costo.</td><td>Gerente de Proyecto y Jefe de Proyecto</td></tr><tr><td>Medio</td><td>Requerimiento que impacta en la gestión de riesgos e interesados</td><td>Jefe de Proyecto</td></tr><tr><td>Bajo</td><td>Requerimiento que impacta en el control y seguimiento.</td><td>Comité Energético</td></tr></table> El Comité Energético está conformado por el Jefe de Proyectos, asistente administrativo y por un docente con conocimiento con respecto a los solicitado. Cabe recalcar que el docente solo brinda su recomendación en función a su experiencia.		Importancia	Descripción	Aprobado por	Alto	Requerimiento que puede impactar al alcance, tiempo y costo.	Gerente de Proyecto y Jefe de Proyecto	Medio	Requerimiento que impacta en la gestión de riesgos e interesados	Jefe de Proyecto	Bajo	Requerimiento que impacta en el control y seguimiento.	Comité Energético
Importancia	Descripción	Aprobado por												
Alto	Requerimiento que puede impactar al alcance, tiempo y costo.	Gerente de Proyecto y Jefe de Proyecto												
Medio	Requerimiento que impacta en la gestión de riesgos e interesados	Jefe de Proyecto												
Bajo	Requerimiento que impacta en el control y seguimiento.	Comité Energético												
Métricas a utilizar	Las métricas de control a utilizar: - Número de requerimientos cubiertos. - Número de requerimientos no cubiertos. - Números de cambios realizados en un requerimiento.													
Estructura de Trazabilidad	Los requerimientos utilizados serán evaluados en las siguientes tablas: - Matriz de Trazabilidad de Requerimientos Vs. Atributo del Requerimiento. - Matriz de Trazabilidad de Requerimiento Vs. Objetivos, Necesidades, Desglose de producto y Referencias de Implementación.													

CONTROL DE VERSIONES					
<i>Versión</i>	<i>Autor</i>	<i>Revisada por</i>	<i>Aprobada por</i>	<i>Fecha</i>	<i>Motivo</i>
001	M.Bellota				

DOCUMENTACIÓN DE REQUERIMIENTOS		SF-UCSM-2019
Elemento	Descripción	
Requerimientos del negocio	R001.-Tener un sistema fotovoltaico que reduzca el consumo eléctrico de la institución. R002.- Posicionarse como la primera institución en utilizar energía renovable.	
Requerimientos de calidad	R003.- Todo componente del sistema debe contar con su certificación. R004.- El rendimiento de cada componente del sistema debe estar alineado con la ficha técnica. R005.- Todo componente debe contar con una garantía no menos a 5 años.	
Requerimiento de soluciones	R006.- Todo panel solar debe tener un ángulo no mayor de 30°, donde la pantalla debe apuntar de preferencia al norte. R007.- La variación de azimut no puede ser mayor al 2% R008.- Diseñar el sistema fotovoltaico, aplicando las normas NTP-E.90, para su segura colocación sobre la superficie metálica. R009.- Diseñar acometida y distribución eléctrica aplicando las normas NTP 370.252, NTP 370.053, NTP 370.303 y NTP 370.301. R010.- Realizar el respectivo IPERC Y ATP para trabajos en altura y trabajos con el sistema eléctrico. R011.- Todo acometida de la instalación debe estar señalada y tener una distancia mínima con la acometida del sistema eléctrico de 3 cm. R012.- Toda acometida de la instalación no debe estar expuesta y debe estar correctamente sujeta a la estructura metálica donde reposara la celda fotovoltaica o a la cobertura metálica. R013.- Colocar señales preventivas para advertir acerca de la instalación del sistema o del trabajo de riesgo eléctrico. Todas las señales deben ser visibles durante todo el día, incluyendo en la noche por lo que deben ser reflectivas o estar adecuadamente iluminadas.	
Requerimientos de comunicación	R014.- Comunicar al Jefe de Proyecto mediante escrito con anticipación no menor a quince (15) días calendario, la habilitación del proyecto para la ejecución de pruebas eléctricas. R015.- Comunicar a los distintos concesionarios de alimentos sobre trabajos eléctricos con una anticipación de 24 horas, para que tomen las medidas correspondientes.	
Requisitos del proyectos	R016.- Construir el sistema fotovoltaico bajo el diseño que cumple las exigencias de la institución. R017.- Instalar el sistema fotovoltaico para su operatividad en un plazo de 105 días hábiles (aprox. 23 semanas), en un área de 64 m ² R018.- Entregar con 15 días de anticipación todas las cartas de certificación de calidad y garantía para la puesta en marcha del proyecto. R019.- El costo del proyecto presupuestado es en S/. incluido IGV, ante cualquier incremento adicional a dicho presupuesto, la empresa ganadora de la licitación debe asumir dicho costo. R020.- En caso ocurra una variación en el cronograma propuesto, se establece un lapso de 3 días hábiles para realizar ajustes al nuevo cronograma no mayor a 15 días. R021.- El proyecto constará de cuatro (4) fases: inicio de gestión, Pre-desarrollo, desarrollo y puesta en marcha. R022.- El proyecto debe entregarse con manuales de mantenimiento del sistema. R023.- El proyecto debe cumplir con todas las normas y leyes referentes a RER vigentes en el país.	
Criterios de Aceptación	La aprobación de los requerimientos está sujetos a valores porcentuales, medición de días y valores ya establecidos para que la empresa licitante cumpla con dichas medidas.	
Supuestos	Dicha información se encuentra detallada en el Acta de Constitución.	
Restricciones	Dicha información se encuentra detallada en el Acta de Constitución.	

Matriz de Trazabilidad de Requerimiento vs. Atributo del Requerimiento

REQUERIMIENTO	PROCTO	PROYECTO	DE NEGOCIO	FUNCIONAL	NO FUNCIONAL	CALIDAD	DE LOS INTERESADOS	COMUNICACIÓN	PRIORIDAD	COMPLEJIDAD	ESTADO	RESPONSABLE
1. ETAPA DE INICIO O DEFINICIÓN												
R001.-Tener un sistema fotovoltaico que reduzca el consumo eléctrico de la institución.												
R002.- Posicionarse como la primera institución en utilizar energía renovable.												
R016.- Construir el sistema fotovoltaico bajo el diseño que cumple las exigencias de la institución												
R017.- Instalar el sistema fotovoltaico para su operatividad en un plazo de 60 días hábiles (aprox. 12 semanas), en un área de 64 m ²												
R019.- El costo del proyecto presupuestado es en S/. incluido IGV, ante cualquier incremento adicional a dicho presupuesto, la empresa ganadora de la licitación debe asumir dicho costo.												
R021.- El proyecto constará de cuatro (4) fases: inicio de gestión, Pre-desarrollo, desarrollo y puesta en marcha.												
2. ETAPA DE ORGANIZACIÓN Y PREPARACIÓN												
R004.- El rendimiento de cada componente del sistema debe estar alineado con la ficha técnica.												

R005.- Todo componente debe contar con una garantía no menos a 5 años												
R006.- Todo panel solar debe tener un ángulo no mayor 30°, donde la pantalla debe apuntar de preferencia al norte.												
R007.- La variación de azimut no puede ser mayor al 2%												
R008.- Diseñar el sistema fotovoltaico, aplicando las normas NTP-E.90, para su segura colocación sobre la superficie metálica.												
R009.- Diseñar acometida y distribución eléctrica aplicando las normas NTP 370.252, NTP 370.053, NTP 370.303 y NTP 370.301.												
R015.- Comunicar a los distintos concesionarios de alimentos sobre trabajos eléctricos con una anticipación de 24 horas, para que tomen las medidas correspondientes.												
3. ETAPA DE DESARROLLO O EJECUCIÓN DE TRABAJO												
R010.- Realizar el respectivo IPERC Y ATP para trabajos en altura y trabajos con el sistema eléctrico.												
R011.- Todo acometida de la instalación debe estar señalada y tener una distancia mínima con la acometida del sistema eléctrico de 3 cm.												
R012.- Toda acometida de la instalación no debe estar expuesta y debe estar correctamente sujeta a la estructura												

metálica donde reposara la celda fotovoltaica o a la cobertura metálica.												
R013.- Colocar señales preventivas para advertir acerca de la instalación del sistema o del trabajo de riesgo eléctrico. Todas las señales deben ser visibles durante todo el día, incluyendo en la noche por lo que deben ser reflectivas o estar adecuadamente iluminadas.												
R014.- Comunicar al Jefe de Proyecto mediante escrito con anticipación no menor a quince (15) días calendario, la habilitación del proyecto para la ejecución de pruebas eléctricas.												
4. ETAPA DE CIERRE O PUESTA EN MARCHA												
R003.- Todo componente del sistema debe contar con su certificación.												
R018.- Entregar con 15 días de anticipación todas las cartas de certificación de calidad y garantía para la puesta en marcha del proyecto.												
R022.- El proyecto debe entregarse con manuales de mantenimiento del sistema.												
R023.- El proyecto debe cumplir con todas las normas y leyes referentes a RER vigentes en el país.												

METRICAS REQUERIMIENTOS			
PRIORIDAD	ALTO	MEDIO	BAJO
COMPLEJIDAD	ALTO	MEDIO	BAJO
ESTADO	EN PROCESO	NO INICIADO	IMPLEMENTADO

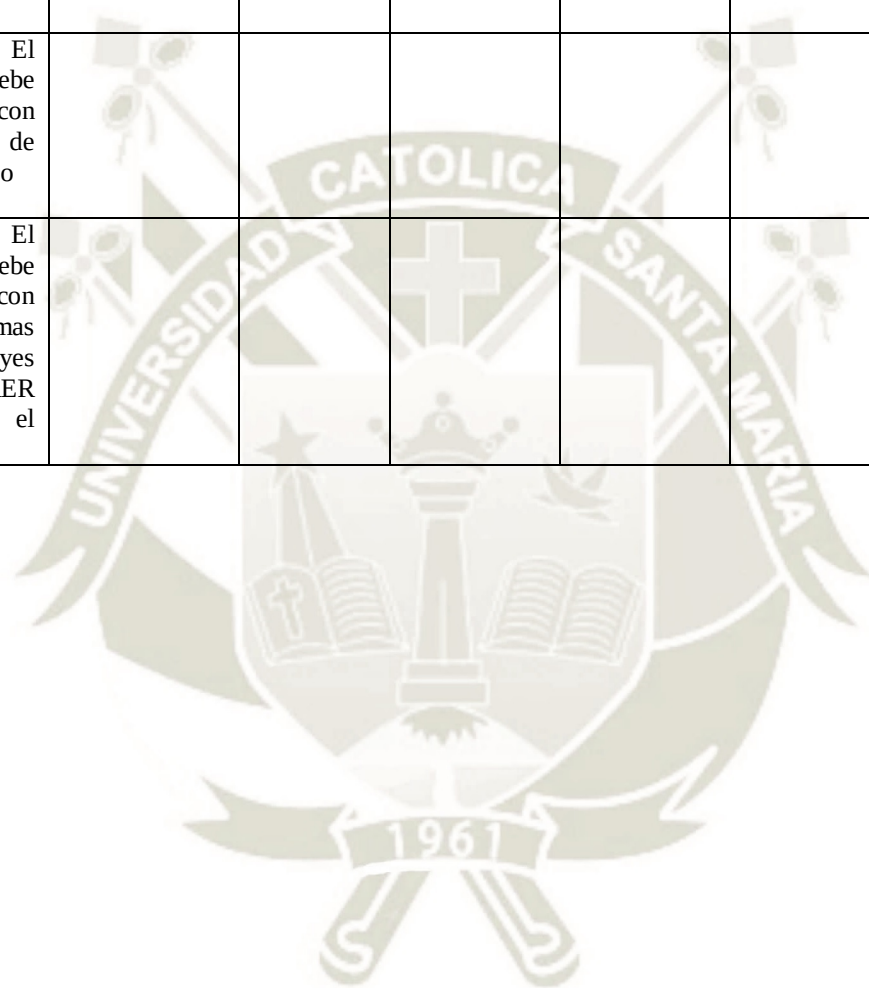
Matriz de Trazabilidad de Requerimiento vs. Objetivos, Necesidades, Desglose de producto y Referencias de Implementación

REQUERIMIENTO	NECESIDADES U OBJETIVOS DEL NEGOCIO	OBJETIVOS DE PROYECTO	CRITERIO DE ACEPTACIÓN	RESTRICCIÓN / LÍMITE/ ASUNCIÓN	REFERENCIA A DOCUMENTACIÓN DE DISEÑO	REFERENCIA A DOCUMENTACIÓN Y ESCENARIO DE PRUEBA
R001.-Tener un sistema fotovoltaico que reduzca el consumo eléctrico de la institución.						
R002.- Posicionarse como la primera institución en utilizar energía renovable.						
R016.- Construir el sistema fotovoltaico bajo el diseño que cumple las exigencias de la institución						
R017.- Instalar el sistema fotovoltaico para su operatividad en un plazo de 105 días hábiles (aprox. 21 semanas), en un área de 64 m ²						
R019.- El costo del proyecto presupuestado es en S/. incluido IGV, ante cualquier incremento adicional a dicho presupuesto, la empresa ganadora de la licitación debe asumir dicho costo.						
R021- El proyecto constará de cuatro (4) fases: inicio de gestión, Pre-desarrollo, desarrollo y puesta en marcha.						
R004.- El rendimiento de						

cada componente del sistema debe estar alineado con la ficha técnica.						
R005.- Todo componente debe contar con una garantía no menos a 5 años						
R006.- Todo panel solar debe tener un ángulo no mayor de 30°, donde la pantalla debe apuntar de preferencia al norte.						
R007.- La variación de azimut no puede ser mayor al 2%						
R008.- Diseñar el sistema fotovoltaico, aplicando las normas NTP-E.90, para su segura colocación sobre la superficie metálica.						
R009.- Diseñar acometida y distribución eléctrica aplicando las normas NTP 370.252, NTP 370.053, NTP 370.303 y NTP 370.301.						
R015.- Comunicar a los distintos concesionarios de alimentos sobre trabajos eléctricos con una anticipación de 24 horas, para que tomen las medidas correspondientes .						
R010.- Realizar el respectivo IPERC Y ATP para trabajos en						

altura y trabajos con el sistema eléctrico.						
R011.- Todo acometida de la instalación debe estar señalada y tener una distancia mínima con la acometida del sistema eléctrico de 3 cm.						
R012.- Toda acometida de la instalación no debe estar expuesta y debe estar correctamente sujeta a la estructura metálica donde reposara la celda fotovoltaica o a la cobertura metálica.						
R013.- Colocar señales preventivas para advertir acerca de la instalación del sistema o del trabajo de riesgo eléctrico. Todas las señales deben ser visibles durante todo el día, incluyendo en la noche por lo que deben ser reflectivas o estar adecuadamente iluminadas.						
R014.- Comunicar al Jefe de Proyecto mediante escrito con anticipación no menor a quince (15) días calendario, la habilitación del proyecto para la ejecución de pruebas eléctricas.						
R003.- Todo componente del						

sistema debe contar con su certificación.						
R018.- Entregar con 15 días de anticipación todas las cartas de certificación de calidad y garantía para la puesta en marcha del proyecto.						
R022.- El proyecto debe entregarse con manuales de mantenimiento del sistema.						
R023.- El proyecto debe cumplir con todas las normas y leyes referentes a RER vigentes en el país.						

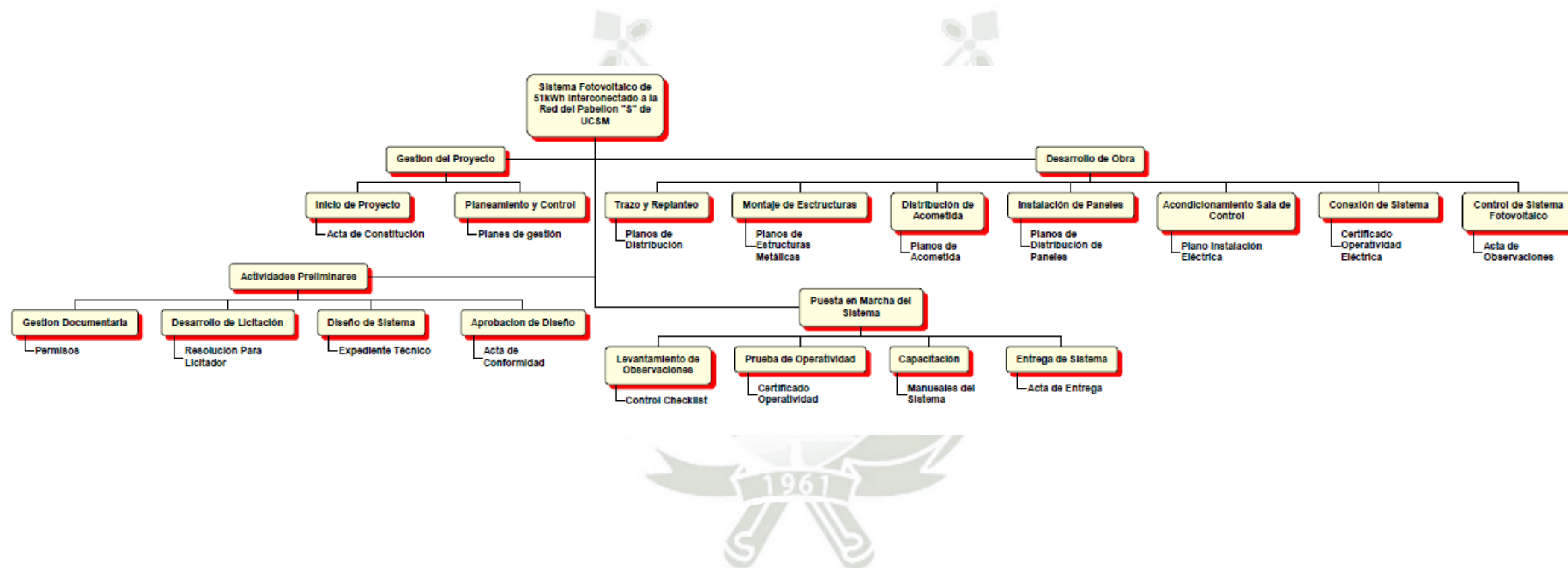


CONTROL DE VERSIONES					
<i>Versión</i>	<i>Autor</i>	<i>Revisada por</i>	<i>Aprobada por</i>	<i>Fecha</i>	<i>Motivo</i>
001	M.Bellota				

ENUNCIADO DEL ALCANCE Y DEL PRODUCTO		SF-UCSM-2019
Elemento	Descripción	
Objetivos del Producto	El objetivo del producto final aprovechara la energía renovable solar que se tiene en el departamento de Arequipa, para poder brindar energía limpia al pabellón “S” a través de un sistema fotovoltaico interconectado.	
Descripción del Alcance del Producto	El sistema fotovoltaico de 51 kWh interconectado a la red del pabellón “S” de la Universidad Católica de Santa María. Ubicado en un área de 64 m² El alcance del producto debe comprender toda la ingeniería mecánica para la instalación del sistema fotovoltaico, el control de calidad (pruebas eléctricas), así como los entregables del producto que se encuentran la EDT del proyecto, los cuales son los siguientes: 1. Trazo y Replanteo 2. Montaje de Estructuras 3. Distribución de Acometida 4. Instalación de Paneles 5. Acondicionamiento Sala de Control 6. Conexión de Sistema 7. Control de Sistema Fotovoltaico Por consiguiente, el producto debe cumplir con: ▪ Toda normativa y leyes vigentes en referencia a los RER en Perú. ▪ Norma técnica peruana vigente para estructuras metálicas NTP – E.90 y normas técnicas peruanas vigentes en instalaciones eléctricas y cableado NTP 370.252, NTP 370.053, NTP 370.303 y NTP 370.301. ▪ Parámetros definidos en el diseño del sistema fotovoltaico. Y por último el alcance del producto debe comprender todas las actas y certificados de los componentes y de su operatividad.	
Criterios de Aceptación	PARÁMETRO	LÍMITES ACEPTADOS
	Potencia Pico:	No < a 10,00 kWp
	Factor de aprovechamiento:	> al 75%
	Rendimiento energético anual:	Superior a 20.000 kWh
	Distancia mínima con otras conexiones:	Puntos de cruce: 0.1 m.
		Recorridos paralelos: 0.1 m.
	Área máxima de instalación:	70 m ²
	Peso máximo de celda fotovoltaica:	24 kg por unidad
	Eficiencia del inversor:	> al 80%
	Documentación de datos técnicos de componentes del sistema	Disponible durante toda la etapa de instalación.
	Número de series en paralelo	Máximo 4
	Conexión Remota	Obligatoria en ventana de producción
	Tipo de conexión	Trifásica

CONTROL DE VERSIONES					
Versión	Autor	Revisada por	Aprobada por	Fecha	Motivo
001	M.Bellota				

ENUNCIADO DEL ALCANCE DEL PROYECTO		SF-UCSM-2019
Elemento	Descripción	
Objetivos del Proyecto	El objetivo del proyecto es la instalación de un sistema fotovoltaico de 51 kWh interconectado a la red del pabellón “S” para la alimentación de luminarias, el cual debe ser desarrollado bajo los siguientes parámetros: - Costo máximo total de S/. 68,425.91 - Tiempo máximo de ejecución 105 días hábiles (aprox. 21 semanas) los cuales están divididos en: Gestión del proyecto, actividades preliminares, desarrollo de obra y puesta en marcha del sistema. Así mismo debe cumplir con los siguientes estándares de calidad: - Debe contar con un plan de gestión de calidad que cubra cada fase del proyecto. - El plan debe contemplar verificaciones e inspecciones de calidad durante la ejecución del proyecto hasta el final.	
Entregables del Proyecto	ENTREGABLE	CRITERIO DE ACEPTACIÓN
	Permisos:	Permiso solicitado a la entidad eléctrica.
	Expediente Técnico:	Expediente Impreso más 2 copias y un CD.
	Plano de Distribución:	Resultado de acuerdo diseño aprobado en expediente.
	Planos de Estructuras Metálicas:	Resultado de acuerdo NTP-E.90.
	Planos de Acometida:	Resultado de acuerdo NTP 370.053.
	Planos de Distribución de Paneles:	Resultado de acuerdo diseño aprobado en expediente.
	Plano Instalación Eléctrica:	Resultado de acuerdo NTP 370.252, NTP 370.303 y NTP 370.301.
	Certificados de calidad:	De cada componente conectada al sistema.
	Acta de Observaciones:	Resultado de control preoperativo.
	Control Checklist:	Levantamiento de observaciones al 97%.
	Certificado de Operatividad:	Resultado de la puesta en marcha
	Manuales del Sistema:	Debe incluir detalles técnicos de cada componente del sistema, así mismo de su mantenimiento.
Supuestos	Dicha información se encuentra detallada en el Acta de Constitución.	
Restricciones	Dicha información se encuentra detallada en el Acta de Constitución.	
Límites del Proyecto	- El proyecto no comprende el mantenimiento de los equipos ni de la red instalada luego de ser entregado por la empresa licitante. - El proyecto no comprende cambios de componentes (llaves termomagnéticas, cableado o cualquier tipo de luminaria) en la red eléctrica actual del pabellón “S”. - El proyecto no comprende mantenimiento de coberturas metálicas de la parte superior del pabellón “S”. - El proyecto no comprende instalación de conexión LAN para el control remoto del sistema. - El proyecto no comprende mantenimiento del sistema, posterior a su entrega y aceptación por parte de la institución.	



CONTROL DE VERSIONES					
<i>Versión</i>	<i>Autor</i>	<i>Revisada por</i>	<i>Aprobada por</i>	<i>Fecha</i>	<i>Motivo</i>
001	M.Bellota				

DICCIONARIO DE LA EDT		SF-UCSM-2019
Elemento	Descripción	
Código identificador de cuenta	1.1.1	
Organización o individuo responsable	Jefe de Proyectos	
Descripción del paquete de trabajo	Desarrollo de gestión para el inicio del proyecto.	
Entregable	Acta de constitución	
Criterios de aceptación del entregable	Debe ser firmado por todos los participantes en su elaboración.	
Actividades principales	Se realizar una reunión con posibles proveedores que posteriormente serán invitados a la licitación.	
Recursos Requeridos	Recepción de acta.	
Hitos	1.1.1.1	
Requerimiento de Calidad	No aplica.	
Información del Contrato	No aplica	
Interdependencias	Antes de este paquete: Ninguno	Después de este paquete: 1.1.2
Aprobación Requerida	Jefe de Proyecto	Fecha:

DICCIONARIO DE LA EDT		SF-UCSM-2019
Elemento	Descripción	
Código identificador de cuenta	1.1.2	
Organización o individuo responsable	Jefe de Proyectos – Asistente Administrativo	
Descripción del paquete de trabajo	Desarrollo de planes de gestión para la dirección del proyecto.	
Entregable	Planes de Gestión (Detallados en cronograma)	
Criterios de aceptación del entregable	Debe estar aprobados y revisados por el V.R Administrativo y el jefe de proyectos.	
Actividades principales	Desarrollo de planes de gestión requeridos para el proyecto. Tales como Plan de gestión del alcance, cronograma, costo	
Recursos Requeridos	Recepción de acta.	
Hitos	1.1.1.1	
Requerimiento de Calidad	Bajo el enfoque de los estándares del PMBOK.	
Información del Contrato	No aplica	
Interdependencias	Antes de este paquete: 1.1.1	Después de este paquete: 1.2.1
Aprobación Requerida	Jefe de Proyecto	Fecha:

DICCIONARIO DE LA EDT		SF-UCSM-2019
Elemento	Descripción	
Código identificador de cuenta	1.2.1	
Organización o individuo responsable	Jefe de Proyectos – Asistente Administrativo	
Descripción del paquete de trabajo	Gestión de actividades para la obtención de permisos necesarios.	
Entregable	Permisos	
Criterios de aceptación del entregable	Resoluciones aprobadas y firmadas por la autoridad correspondiente.	
Actividades principales	Se realizará un análisis y consulta a experto sobre los posibles permisos necesarios para la ejecución del proyecto. Así mismo se realizará la gestión para obtener dicha documentación y poner en marcha el proyecto sin ningún tipo de observaciones.	
Recursos Requeridos	Texto Único de Procedimientos Administrativos (TUPA) de la autoridad correspondiente	
Hitos	1.2.4.4	
Requerimiento de Calidad	Según lo que indica TUPA	
Información del Contrato	No aplica	
Interdependencias	Antes de este paquete: 1.1.2	Después de este paquete: 1.2.2
Aprobación Requerida	Jefe de Proyecto	Fecha:

DICCIONARIO DE LA EDT		SF-UCSM-2019
Elemento	Descripción	
Código identificador de cuenta	1.2.2	
Organización o individuo responsable	Jefe de Proyectos – Oficina de Logística UCSM	
Descripción del paquete de trabajo	Desarrollo de actividades para obtener un licitador que ejecute el proyecto	
Entregable	Resolución para licitador	
Criterios de aceptación del entregable	Cumplir con los requerimientos propuestas en las bases para la licitación.	
Actividades principales	Se realizará un análisis y consulta a experto sobre los posibles permisos necesarios para la ejecución del proyecto. Así mismo se realizará la gestión para obtener dicha documentación y poner en marcha el proyecto sin ningún tipo de observaciones.	
Recursos Requeridos	Texto Único de Procedimientos Administrativos (TUPA) de la autoridad correspondiente	
Hitos	1.2.4.4	
Requerimiento de Calidad	Según lo que indica TUPA	
Información del Contrato	No aplica	
Interdependencias	Antes de este paquete: 1.2.1	Después de este paquete: 1.2.3
Aprobación Requerida	Jefe de Proyecto	Fecha:

DICCIONARIO DE LA EDT		SF-UCSM-2019
Elemento	Descripción	
Código identificador de cuenta	1.2.3	
Organización o individuo responsable	Jefe de Proyectos	
Descripción del paquete de trabajo	Desarrollo de actividades el diseño del sistema fotovoltaico.	
Entregable	Expediente Técnico	
Criterios de aceptación del entregable	Cumplir con los requerimientos propuestos en el desarrollo del diseño del sistema fotovoltaico.	
Actividades principales	Se realizarán actividades previas para que la empresa licitante pueda analizar las variables y condiciones que necesita para la realización de un expediente técnico con una propuesta.	
Recursos Requeridos	Data estructura eléctrica del Pabellón “S”	
Hitos	1.2.4.4	
Requerimiento de Calidad	Cumplimiento con lo establecido en la normativa propuesta en las bases de licitación. (Cumplimiento de diversas NTP)	
Información del Contrato	La empresa licitante debe entregar el entregable propuesto.	
Interdependencias	Antes de este paquete: 1.2.2	Después de este paquete: 1.2.4
Aprobación Requerida	Jefe de Proyecto	Fecha:

DICCIONARIO DE LA EDT		SF-UCSM-2019
Elemento	Descripción	
Código identificador de cuenta	1.2.4	
Organización o individuo responsable	Jefe de Proyectos	
Descripción del paquete de trabajo	Análisis de expediente para su posterior aprobación.	
Entregable	Acta de Conformidad	
Criterios de aceptación del entregable	La empresa licitante debe levantar las observaciones indicadas.	
Actividades principales	Se realizarán una revisión del expediente y se realizarán observaciones sobre probables ambigüedades, dudas o incongruencias. Para posteriormente brindar dichas observaciones a la empresa licitante y realice las correcciones correspondientes.	
Recursos Requeridos	Data estructura eléctrica del Pabellón “S”	
Hitos	1.2.4.4	
Requerimiento de Calidad	No aplica.	
Información del Contrato	No aplica.	
Interdependencias	Antes de este paquete: 1.2.3	Después de este paquete: 1.3.1
Aprobación Requerida	Jefe de Proyecto	Fecha:

DICCIONARIO DE LA EDT		SF-UCSM-2019
Elemento	Descripción	
Código identificador de cuenta	1.2.4	
Organización o individuo responsable	Jefe de Proyectos	
Descripción del paquete de trabajo	Análisis de expediente para su posterior aprobación.	
Entregable	Acta de Conformidad	
Criterios de aceptación del entregable	La empresa licitante debe levantar las observaciones indicadas.	
Actividades principales	Se realizarán una revisión del expediente y se realizarán observaciones sobre probables ambigüedades, dudas o incongruencias. Para posteriormente brindar dichas observaciones a la empresa licitante y realice las correcciones correspondientes.	
Recursos Requeridos	Data estructura eléctrica del Pabellón "S"	
Hitos	1.2.4.4	
Requerimiento de Calidad	No aplica.	
Información del Contrato	No aplica.	
Interdependencias	Antes de este paquete: 1.2.3	Después de este paquete: 1.3.1
Aprobación Requerida	Jefe de Proyecto	Fecha:

DICCIONARIO DE LA EDT		SF-UCSM-2019
Elemento	Descripción	
Código identificador de cuenta	1.3.1	
Organización o individuo responsable	Empresa Licitante	
Descripción del paquete de trabajo	Realización mediciones.	
Entregable	Planos de distribución	
Criterios de aceptación del entregable	Planos firmados por ingeniero colegiado.	
Actividades principales	Se procede a realizar las mediciones respectivas y a establecer el área de ejecución del proyecto, así como la identificación geográfica.	
Recursos Requeridos	No aplica	
Hitos	1.3.6.4	
Requerimiento de Calidad	No aplica.	
Información del Contrato	La empresa licitante realiza los planos en función la información obtenida.	
Interdependencias	Antes de este paquete: 1.2.4	Después de este paquete: 1.3.2
Aprobación Requerida	Jefe de Proyecto	Fecha:

DICCIONARIO DE LA EDT		SF-UCSM-2019
Elemento	Descripción	
Código identificador de cuenta	1.3.2	
Organización o individuo responsable	Empresa Licitante	
Descripción del paquete de trabajo	Se realizan actividades para el montaje de estructuras metálicas.	
Entregable	Planos de Estructuras Metálicas.	
Criterios de aceptación del entregable	Planos firmados por ingeniero colegiado.	
Actividades principales	Se procede a realizar la instalación y aseguramiento de estructuras metálicas sobre la cobertura metálica del Pabellón "S".	
Recursos Requeridos	No aplica	
Hitos	1.3.6.4	
Requerimiento de Calidad	Conforme lo establecido según la NTP-E.90.	
Información del Contrato	La empresa licitante realiza los planos en función a las estructuras instaladas.	
Interdependencias	Antes de este paquete: 1.3.1	Después de este paquete: 1.3.3
Aprobación Requerida	Jefe de Proyecto	Fecha:

DICCIONARIO DE LA EDT		SF-UCSM-2019
Elemento	Descripción	
Código identificador de cuenta	1.3.3	
Organización o individuo responsable	Empresa Licitante	
Descripción del paquete de trabajo	Se realizan actividades para la distribución y aseguramiento de acometida para el sistema fotovoltaico.	
Entregable	Planos de Acometida	
Criterios de aceptación del entregable	Planos firmados por ingeniero colegiado.	
Actividades principales	Se procede a distribuir la acometida en la estructura metálica, así como su aseguramiento. Del mismo modo se distribuye en la sala de control.	
Recursos Requeridos	No aplica	
Hitos	1.3.6.4	
Requerimiento de Calidad	Conforme lo establecido según la NTP 370.053.	
Información del Contrato	La empresa licitante realiza los planos en función la distribución de acometida.	
Interdependencias	Antes de este paquete: 1.3.2	Después de este paquete: 1.3.4
Aprobación Requerida	Jefe de Proyecto	Fecha:

DICCIONARIO DE LA EDT		SF-UCSM-2019
Elemento	Descripción	
Código identificador de cuenta	1.3.4	
Organización o individuo responsable	Empresa Licitante	
Descripción del paquete de trabajo	Se realizan actividades para la instalación de paneles fotovoltaicos.	
Entregable	Planos de Acometida	
Criterios de aceptación del entregable	Planos firmados por ingeniero colegiado.	
Actividades principales	Se procede a instalar los paneles fotovoltaicos en las estructuras metálicas, así como la instalación de componentes en la acometida para la conexión de los paneles.	
Recursos Requeridos	No aplica	
Hitos	1.3.6.4	
Requerimiento de Calidad	Realizar la instalación según el diseño propuesto en el expediente técnico.	
Información del Contrato	La empresa licitante debe realizar el plano de distribución de paneles.	
Interdependencias	Antes de este paquete: 1.3.3	Después de este paquete: 1.3.5
Aprobación Requerida	Jefe de Proyecto	Fecha:

DICCIONARIO DE LA EDT		SF-UCSM-2019
Elemento	Descripción	
Código identificador de cuenta	1.3.5	
Organización o individuo responsable	Empresa Licitante	
Descripción del paquete de trabajo	Se realizan actividades para el acondicionamiento de la sala de control.	
Entregable	Planos Instalación Eléctrica	
Criterios de aceptación del entregable	Planos firmados por ingeniero colegiado.	
Actividades principales	Se procede a realizar el acondicionamiento del área de trabajo, así como la instalación de componentes pertenecientes al sistema para posteriormente realizar su conexión a la red.	
Recursos Requeridos	No aplica	
Hitos	1.3.6.4	
Requerimiento de Calidad	Conforme lo establecido según NTP 370.252, NTP 370.303 y NTP 370.301.	
Información del Contrato	La empresa licitante debe realizar el plano de Instalación Eléctrica.	
Interdependencias	Antes de este paquete: 1.3.4	Después de este paquete: 1.3.6
Aprobación Requerida	Jefe de Proyecto	Fecha:

DICCIONARIO DE LA EDT		SF-UCSM-2019
Elemento	Descripción	
Código identificador de cuenta	1.3.6	
Organización o individuo responsable	Empresa Licitante	
Descripción del paquete de trabajo	Se realizan actividades de conexión de componentes y conexión al sistema.	
Entregable	Certificado Operatividad Eléctrica.	
Criterios de aceptación del entregable	Certificado firmado por ingeniero colegiado.	
Actividades principales	Se procede a realizar la conexión de componentes del sistema, para posteriormente realizar la conexión al sistema de red eléctrica.	
Recursos Requeridos	Componentes listas para su interconexión.	
Hitos	1.3.6.4	
Requerimiento de Calidad	Realizar la instalación según el diseño propuesto en el expediente técnico.	
Información del Contrato	El certificado de operatividad debe demostrar lo expuesto en el expediente.	
Interdependencias	Antes de este paquete: 1.3.5	Después de este paquete: 1.3.7
Aprobación Requerida	Jefe de Proyecto	Fecha:

DICCIONARIO DE LA EDT		SF-UCSM-2019
Elemento	Descripción	
Código identificador de cuenta	1.3.7	
Organización o individuo responsable	Jefe de Proyectos-Empresa Licitante	
Descripción del paquete de trabajo	Se realizan el control de trabajos realizados en el proyecto.	
Entregable	Acta de observaciones.	
Criterios de aceptación del entregable	Firmas de Jefe de Proyectos y Empresa Licitante.	
Actividades principales	Se procede a realizar el control y observación exhaustiva de los trabajos realizados en el proyecto, previa su entrega para garantizar el alcance solicitado.	
Recursos Requeridos	No aplica.	
Hitos	1.3.7.5	
Requerimiento de Calidad	Realizar la instalación según el diseño propuesto en el expediente técnico.	
Información del Contrato	El acta de observaciones es realizada por el jefe de proyectos y debe ser aceptada por la empresa licitante. Así mismo debe cumplir el tiempo establecido para el levantamiento de observaciones.	
Interdependencias	Antes de este paquete: 1.3.6	Después de este paquete: 1.4.1
Aprobación Requerida	Jefe de Proyecto	Fecha:

DICCIONARIO DE LA EDT		SF-UCSM-2019
Elemento	Descripción	
Código identificador de cuenta	1.4.1	
Organización o individuo responsable	Jefe de Proyectos-Empresa Licitante	
Descripción del paquete de trabajo	Se realizan las actividades para el levantamiento de observaciones.	
Entregable	Control Checklist	
Criterios de aceptación del entregable	Firmas de Jefe de Proyectos y Empresa Licitante.	
Actividades principales	La Empresa Licitante realiza los trabajos para el levantamiento de observaciones para posteriormente realizar la visita respectiva para la verificación de dichos levantamientos.	
Recursos Requeridos	No aplica.	
Hitos	1.4.4.2	
Requerimiento de Calidad	Realizar la instalación según el diseño propuesto en el expediente técnico.	
Información del Contrato	El control Checklist debe cumplir con el porcentaje de avance estipulado en el contrato.	
Interdependencias	Antes de este paquete: 1.3.7	Después de este paquete: 1.4.2
Aprobación Requerida	Jefe de Proyecto	Fecha:

DICCIONARIO DE LA EDT		SF-UCSM-2019
Elemento	Descripción	
Código identificador de cuenta	1.4.2	
Organización o individuo responsable	Empresa Licitante	
Descripción del paquete de trabajo	Se realizan pruebas y regulación al sistema.	
Entregable	Certificado de Operatividad	
Criterios de aceptación del entregable	Certificado firmado por ingeniero colegiado.	
Actividades principales	La Empresa Licitante realiza las pruebas restantes al sistema así mismo la regulación de componentes para realizar la entrega a la institución.	
Recursos Requeridos	No aplica.	
Hitos	1.4.4.2	
Requerimiento de Calidad	Realizar la instalación según el diseño propuesto en el expediente técnico.	
Información del Contrato	El Certificado de Operatividad debe cumplir el tiempo de vida expuesta en el contrato.	
Interdependencias	Antes de este paquete: 1.4.1	Después de este paquete: 1.4.3
Aprobación Requerida	Jefe de Proyecto	Fecha:

DICCIONARIO DE LA EDT		SF-UCSM-2019
Elemento	Descripción	
Código identificador de cuenta	1.4.3	
Organización o individuo responsable	Empresa Licitante	
Descripción del paquete de trabajo	Se realizan la capacitación al personal de mantenimiento de la institución.	
Entregable	Manuales del Sistema	
Criterios de aceptación del entregable	Entrega de Dossiers del Sistema.	
Actividades principales	La Empresa Licitante realiza la capacitación del sistema al personal de mantenimiento tanto en utilización y monitoreo remoto.	
Recursos Requeridos	PPT del sistema instalado.	
Hitos	1.4.4.2	
Requerimiento de Calidad	No aplica.	
Información del Contrato	La capacitación y entrega de dossiers forma parte de entregables en el contrato.	
Interdependencias	Antes de este paquete: 1.4.2	Después de este paquete: 1.4.4
Aprobación Requerida	Jefe de Proyecto	Fecha:

DICCIONARIO DE LA EDT		SF-UCSM-2019
Elemento	Descripción	
Código identificador de cuenta	1.4.4	
Organización o individuo responsable	Jefe de Proyecto-Empresa Licitante	
Descripción del paquete de trabajo	Se realizan la entrega del sistema fotovoltaico.	
Entregable	Acta de Entrega.	
Criterios de aceptación del entregable	Firma de conformidad por parte de la institución.	
Actividades principales	La Empresa Licitante realiza la entrega operativa del sistema. Para posteriormente culminar en una ceremonia protocolar.	
Recursos Requeridos	No aplica.	
Hitos	1.4.4.2	
Requerimiento de Calidad	No aplica.	
Información del Contrato	El acta de Entrega es elaborada por la Empresa Licitante y es aprobada con el 100% de avance del proyecto por parte de la institución.	
Interdependencias	Antes de este paquete: 1.4.3	Después de este paquete: Ninguno
Aprobación Requerida	Jefe de Proyecto	Fecha:

CONTROL DE VERSIONES

<i>Versión</i>	<i>Autor</i>	<i>Revisada por</i>	<i>Aprobada por</i>	<i>Fecha</i>	<i>Motivo</i>
001	M.Bellota				

PLAN DE GESTIÓN

PLAN DE GESTIÓN DEL CRONOGRAMA

Contactos Proyectos	NOMBRE	CORREO ELECTRÓNICO	NRO DE CONTACTO

HERRAMIENTAS Y TÉCNICAS QUE SE UTILIZARÁN:

- Juicio de Expertos.
- Reuniones.
- Descomposición.
- Determinación de las dependencias.
- Estimación análoga.
- Análisis de variación.
- Método de ruta crítica.
- Software de gestión de proyectos.

CONTROL DE VERSIONES					
Versión	Autor	Revisada por	Aprobada por	Fecha	Motivo
001	M.Bellota				

PLAN DE GESTIÓN DEL CRONOGRAMA		SF-UCSM-2019
Elemento	Descripción	
Descripción de cómo será gestionado el cronograma del proyecto	1. IDENTIFICACION DE ACTIVIDADES Se utilizará la EDT desarrollada en el Plan de Gestión del Alcance para definir las principales actividades, a través de la técnica de planificación gradual. Las actividades no deben tener una duración mayor de 20 días hábiles. Las actividades en su mayoría deben de contar con los siguientes atributos: - Actividades predecesoras y sucesoras. - Relaciones de adelanto y retraso. - Requisitos de recursos. - Un responsable a nivel de paquete de trabajo. 2. PROCESO DE SECUENCIAMIENTO DE ACTIVIDADES Se contará con la lista de actividades elaborada previamente, las cuales contarán con el detalle de predecesoras y sucesoras, se utilizará la técnica de diagramación por precedencias (PDM). También se aplicará el desarrollo del diagrama de red AON y contará con las siguientes dependencias: - Obligatoria - Discrecional - Externa 3. PROCESOS DE ESTIMACION DE RECURSOS Para la estimación de recursos se debe contar con la lista de actividades detallada. Estimando necesidades de recursos tales como personal, equipos o componentes. El jefe de proyectos recogerá los detalles de recursos requeridos según lo estipulado en el expediente técnico. Los detalles para personal deben considerar lo siguiente: - Nombre del puesto, duración de trabajo según la unidad de medida establecida en el expediente técnico. Detallar base de estimación y/o supuestos y el método de cálculo establecido. Los detalles relaciones a productividad por recursos que se utilizarán en el proyecto, se detallarán según estipula el expediente técnico, los detalles son los siguientes: - Nombre de recurso, cantidad según la unidad de medida establecida en el expediente técnico, supuestos establecidos y método de cálculo utilizado. Este proceso culmina con la presentación de la estructura de desglose de recursos denominada ERS o RBS. 4. DEFINICION TIEMPO DE EJECUCION Se considera las siguientes estradas para la estimación: - Lista de actividades. - Atributos de actividades. - Calendario de recursos. El jefe del proyecto podrá tomar en cuenta información histórica sobre proyectos anteriores y trabajar mediante la estimación análoga o paramétrica. - Si el recurso es de tipo trabajo INTERNO, se estima la duración de la actividad y se calcula el trabajo. - Si el recurso es de tipo trabajo EXTERNO, se estima la duración de la actividad, se calcula el trabajo y se deberá solicitar previamente el calendario de recursos a la Empresa Licitante. - Para recursos de tipo MATERIAL solo se colocará la cantidad. 5. PROCESO DE DESARROLLO DEL CRONOGRAMA Consideraremos como entradas: - Plan de Gestión del Cronograma. - Estructura de desglose de recursos (ERS/RBS). - Duración de actividades.	

	- Estimación de recursos. - Diagrama de red del cronograma. Se empleará el software MS Project 2013 para el desarrollo de diagramas, estimar la ruta crítica, gestionar holguras. Así mismo se dará prioridad a la técnica de fast tracking en caso se presenten retrasos, modificaciones realizadas por la institución acorde lo permita el contrato y en actividades críticas que lo permita. 6. PROCESO DE CONTROL DE CRONOGRAMA Para el adecuado control de cronograma consideraremos los siguientes aspectos: - Línea Base de Tiempo. - Informes de desempeño del trabajo con una frecuencia semanal. Las técnicas para su control sean: - Análisis de variación (Indicadores SV y SPI) - Reuniones diarias de seguimiento. Como salidas del proceso de control del cronograma contaremos con: - Posibles solicitudes de cambio. - Informes de cumplimiento de cronograma. - Control documentario del proyecto.
Modelo de elaboración del cronograma del proyecto	Considerando las siguientes entradas: - Plan de Gestión del Cronograma. - EDT. - Duración de actividades. - Estimación de los recursos. - Diagrama de red del cronograma. El jefe de proyectos con apoyo del asistente administrativo desarrollara el cronograma por el método de la ruta crítica. Con el fin de gestionar holguras y evitar el conocido “síndrome del estudiante”. Dicho cronograma se ejecutará en el software ya antes mencionado MS Project 2013. Se ejecutará realizando los siguientes pasos: - Ingreso de parámetros iniciales (Calendario y horas de trabajo) - Ingreso de actividades de cada paquete de trabajo. - Ingresar principales hitos de control. - Identificar numéricamente cada paquete de trabajo o actividad. - Definir predecesoras o sucesoras, según corresponda. - Asignar recursos a cada actividad, definiendo las unidades asignadas, duraciones y/o trabajo para cada una. Los adelantos y retrasos se deben justificar y se deben solucionar de preferencia en caso de retrasos la técnica ya mencionada fast tracking.
Nivel de precisión de las actividades	El nivel de precisión se realizará con una estimación esperada de +/- 3% (Planificación en función a la EDT). Esto debido a que las actividades que realizara la empresa licitante son actividades ordinarias sin ningún tipo de complicación debido a alguna variable desconocida.
Unidades de medida	- El trabajo de personal se medirá en horas-hombre (hh). - Las unidades de asignación se darán en horas (h). - Las duraciones se datan en días (d) - Un día constara de una hornada de 8 horas de trabajo. - La cantidad de recursos empleados se medirá en unidades. (und)
Enlaces con procedimientos de la organización	Debido a que las organizaciones presentan un giro de negocio diferente no se encuentran enlaces relacionados en los procedimientos de ambas organizaciones.
Umbral de control	Para el control del umbral se considera medir el índice de desempeño de cronograma (SPI). Este debe mantenerse con un valor mayor ($>$) o igual ($=$) a 1, caso contrario solo se aceptará un umbral hasta 0.90, donde el jefe de proyectos realizará una visita inopinada al proyecto y convocará al representante de la Empresa Licitante para informar sobre dicho retraso en el proyecto. Y de esta forma coordinar con el representante de la empresa licitante la entrega de un cronograma modificado con los ajustes para poner al día el cronograma y evitar retrasos.
Reglas del valor ganado	Debido a la simpleza del proyecto y al periodo corto de ejecución del proyecto, se tiene considerado utilizar el análisis del valor ganado y un reducido de numero de fórmulas tales como: Variación del cronograma (SV): $SV = EV - PV$

	▪ Índice de Desempeño del Cronograma (SPI) = EV/PV Con estas fórmulas ya tenemos involucradas al valor ganado (EV) y valor planificado (PV). Con el control a través de las fórmulas ya mencionadas solo cabe que el jefe de proyectos intervenga con su gestión y pronto actuar para no presentar retrasos en el cronograma.												
Formatos de Informe del Cronograma	La empresa licitante debe emitir semanalmente su valorización considerando como día de entrega, los viernes de cada semana. Esta valorización debe estar acompañada con un informe con panel fotográfico y que demuestre el avance ejecutado.												
Identificación y clasificación de los cambios al cronograma del proyecto	Los cambios en se identificarán y clasificarán de acuerdo con el impacto que tengan en el cronograma. Las personas autorizadas para aprobar cambios son las siguientes: <table><tr><th>Impacto</th><th>Descripción</th><th>Aprobado por</th></tr><tr><td>Alto</td><td>Alteración de ruta crítica.</td><td>Gerente de Proyecto y Jefe de Proyecto</td></tr><tr><td>Medio</td><td>Modificación de paquete de trabajo sin afectar la ruta crítica.</td><td>Jefe de Proyecto</td></tr><tr><td>Bajo</td><td>Alteración de duración de una o varias actividades sin impactar la ruta crítica.</td><td>Comité Energético</td></tr></table>	Impacto	Descripción	Aprobado por	Alto	Alteración de ruta crítica.	Gerente de Proyecto y Jefe de Proyecto	Medio	Modificación de paquete de trabajo sin afectar la ruta crítica.	Jefe de Proyecto	Bajo	Alteración de duración de una o varias actividades sin impactar la ruta crítica.	Comité Energético
Impacto	Descripción	Aprobado por											
Alto	Alteración de ruta crítica.	Gerente de Proyecto y Jefe de Proyecto											
Medio	Modificación de paquete de trabajo sin afectar la ruta crítica.	Jefe de Proyecto											
Bajo	Alteración de duración de una o varias actividades sin impactar la ruta crítica.	Comité Energético											
Procedimiento de control de cambios al cronograma	Las personas autorizadas para realizar la solicitud de cambios son principalmente el jefe de proyectos y el representante de la empresa licitante. Esto se realiza a través de un procedimiento ya establecido en forma y en tiempo. El procedimiento tiene un periodo máximo de 2 días hábiles para su revisión y en caso de ser aprobada tiene un máximo de 3 días para ser expuesta y modificada.												
Definición de cambios que pueden ser aprobados sin revisiones	Toda actividad que contemple una reducción de duración está libre de ser revisada, siempre y cuando esta cumpla con los estándares de calidad requeridos para el proyecto. En caso de presentar un cambio que no esté descrito como una “situación con impacto” debe ser comunicado al jefe de proyectos para que este lo evalúe con el Comité Energético.												
Integración del control de cambios del cronograma con el CIC	El control de cambios del cronograma, se integra con el CIC con el mismo personal que aprueba cualquier cambio durante el proyecto. Así mismo con ayuda del software MS Project se podrá simular posibles cambios que permitirán un mejor análisis al momento de tomar una decisión.												
Requerimientos para solicitud de cambios al cronograma del proyecto	Para realizar la solicitud de cambio, el interesado debo llenar el formato SC-Rev 001, que se encuentra en los anexos de dicho expediente. Así mismo debe seguir el procedimiento que se tiene como anexo con código PSC-001. En caso la solicitud no se aprobada, el interesado puede revisar y realizar cambios para presentarla nuevamente en un lapso no mayor a 3 días.												

LISTA DE ACTIVIDADES Y ATRIBUTOS
SF-UCSM-2019

EDT	Nombre de tarea	Tipo de dependencia	Predecesoras	Sucesoras	Duración	Responsable
1	Sistema Fotovoltaico de 51 kWh Interconectado a la Red del Pabellón "S" de UCSM				105 días	
1.1	Gestión del proyecto				9 días	
1.1.1	Inicio de Proyecto				3 días	
1.1.1.1	Inicio del Proyecto			5	0 días	
1.1.1.2	Desarrollo de Acta de Constitución del Proyecto	Obligatoria	4	7	3 días	JEFE DE PROYECTOS
1.1.2	Planeamiento y control				6 días	
1.1.2.1	Plan de Gestión del Alcance	Discrecional	5	8,9	1 día	JEFE DE PROYECTOS
1.1.2.2	Plan de Gestión del Cronograma	Discrecional	7		1 día	JEFE DE PROYECTOS
1.1.2.3	Plan de Gestión de Costos	Discrecional	7	10	1 día	JEFE DE PROYECTOS
1.1.2.4	Plan de Gestión de Comunicaciones	Discrecional	9	11CC,12CC,13CC	2 días	ASISTENTE ADMINISTRATIVO
1.1.2.5	Plan de Gestión de la Calidad	Discrecional	10CC		2 días	JEFE DE PROYECTOS
1.1.2.6	Plan de Gestión de los Interesados	Discrecional	10CC		2 días	ASISTENTE ADMINISTRATIVO
1.1.2.7	Plan de Gestión de Recursos Humanos	Discrecional	10CC	14	2 días	JEFE DE PROYECTOS
1.1.2.8	Plan de Gestión de Riesgos	Discrecional	13	15	2 días	JEFE DE PROYECTOS
1.1.2.9	Fin Gestión del Proyecto		14	18,21	0 días	
1.2	Actividades Preliminares				38 días	
1.2.1	Gestión Documentaria				23 días	
1.2.1.1	Gestión de Permisos	Discrecional	15	19	3 días	ASISTENTE ADMINISTRATIVO
1.2.1.2	Obtención de Permisos	Externa	18		20 días	

EDT	Nombre de tarea	Tipo de dependencia	Predecesoras	Sucesoras	Duración	Responsable
1.2.2	Desarrollo de Licitación				8 días	
1.2.2.1	Desarrollo de Bases para Licitación	Obligatoria	15	22	3 días	JEFE DE PROYECTOS
1.2.2.2	Publicación de Licitación	Discrecional	21	23	2 días	
1.2.2.3	Selección de Empresa Ganadora de Licitación	Discrecional	22	25	3 días	
1.2.3	Diseño de Sistema				17 días	
1.2.3.1	Visita de Campo	Obligatoria	23	26	1 día	JEFE DE PROYECTOS, INGENIERO DE ENERGÍAS
1.2.3.2	Elaboración de Expediente Técnico	Obligatoria	25	27	15 días	INGENIERO DE ENERGÍAS
1.2.3.3	Exposición de Sistema Desarrollado	Obligatoria	26	29	1 día	INGENIERO DE ENERGÍAS
1.2.4	Aprobación de Diseño				13 días	
1.2.4.1	Revisión Expediente Preliminar	Obligatoria	27	30	5 días	JEFE DE PROYECTOS, ASISTENTE ADMINISTRATIVO
1.2.4.2	Levantamiento de Observaciones de Diseño	Obligatoria	29	31	5 días	INGENIERO DE ENERGÍAS
1.2.4.3	Aprobación de Expediente Técnico	Obligatoria	30	32	3 días	JEFE DE PROYECTOS
1.2.4.4	Fin Desarrollo del Sistema		31	35	0 días	
1.3	Desarrollo de Obra				46 días	
1.3.1	Trazo y Replanteo				1 día	
1.3.1.1	Toma de Coordenadas	Obligatoria	32	36CC	1 día	INGENIERO DE ENERGÍAS
1.3.1.2	Medición de Área de Trabajo	Obligatoria	35CC	38	1 día	TECNICO MONTAJE
1.3.2	Montaje de Estructuras				10 días	
1.3.2.1	Perforación de Cobertura Metálica	Obligatoria	36	39	2 días	TECNICO MONTAJE
1.3.2.2	Instalación de Ejes sobre Estructura Metálica	Obligatoria	38	40,42	4 días	TECNICO MONTAJE, ESTRUCTURA METALICA
1.3.2.3	Aseguramiento de Ejes	Obligatoria	39		3 días	TECNICO MONTAJE
1.3.3	Distribución de Acometida				10 días	
1.3.3.1	Tendido de cableado	Obligatoria	39	43,51	3 días	TECNICO ELECTRICO CONEXIÓN
1.3.3.2	Distribución de Cableado Por Panel Fotovoltaico	Obligatoria	42	44	4 días	TECNICO ELECTRICO CONEXIÓN
1.3.3.3	Aseguramiento de Acometida	Obligatoria	43	46	3 días	TECNICO ELECTRICO CONEXIÓN

EDT	Nombre de tarea	Tipo de dependencia	Predecesoras	Sucesoras	Duración	Responsable
1.3.4	Instalación de Paneles				13 días	
1.3.4.1	Instalación de Componentes para Conexión con Acometida	Obligatoria	44	47	2 días	TECNICO ELECTRICO CONEXIÓN
1.3.4.2	Instalación de Paneles Sobre Ejes	Obligatoria	46	48	4 días	TECNICO MONTAJE
1.3.4.3	Conexión de Paneles Fotovoltaico	Obligatoria	47	49	3 días	TECNICO ELECTRICO CONEXIÓN
1.3.4.4	Aseguramiento de Paneles Fotovoltaicos	Obligatoria	48	55	3 días	TECNICO MONTAJE
1.3.5	Acondicionamiento Sala de Control				7 días	
1.3.5.1	Acondicionamiento de Área de Trabajo	Obligatoria	42	52	3 días	TECNICO ELECTRICO TABLEROS
1.3.5.2	Distribución de Inversor	Obligatoria	51	53	2 días	TECNICO ELECTRICO TABLEROS
1.3.5.3	Instalación de Contador Bidireccional	Obligatoria	52		2 días	TECNICO ELECTRICO TABLEROS
1.3.6	Conexión de Sistema				7 días	
1.3.6.1	Conexión de Cableado con Componentes	Obligatoria	49	56	3 días	TECNICO ELECTRICO CONEXIÓN
1.3.6.2	Conexión de Sistema a la Red	Obligatoria	55	57	2 días	TECNICO ELECTRICO TABLEROS
1.3.6.3	Regulación de Contador Bidireccional	Obligatoria	56	58	2 días	TECNICO ELECTRICO TABLEROS
1.3.6.4	Fin Instalación de Sistema		57	60	0 días	
1.3.7	Control de Sistema Fotovoltaico				8 días	
1.3.7.1	Revisión de Trabajo en Cobertura Metálica	Obligatoria	58	61CC	1 día	JEFE DE PROYECTOS, INGENIERO DE ENERGIAS, TECNICO MONTAJE, TECNICO ELECTRICO CONEXIÓN
1.3.7.2	Revisión de Sala Eléctrica	Obligatoria	60CC	62	1 día	JEFE DE PROYECTOS, INGENIERO DE ENERGIAS, TECNICO ELECTRICO TABLEROS, TECNICO ELECTRICO CONEXIÓN
1.3.7.3	Prueba Pre-Operativa	Obligatoria	61	63	5 días	TECNICO ELECTRICO TABLEROS, TECNICO ELECTRICO CONEXIÓN, INGENIERO DE ENERGIAS
1.3.7.4	Elaboración de Observaciones	Obligatoria	62	64	2 días	JEFE DE PROYECTOS
1.3.7.5	Fin Control de Sistema		63	67	0 días	

EDT	Nombre de tarea	Tipo de dependencia	Predecesoras	Sucesoras	Duración	Responsable
1.4	Puesta en Marcha del Sistema				12 días	
1.4.1	Levantamiento de Observaciones				3 días	
1.4.1.1	Control Trabajo en Cobertura Metálica	Obligatoria	64	68CC	1 día	JEFE DE PROYECTOS, TECNICO MONTAJE
1.4.1.2	Control de Sala Eléctrica	Obligatoria	67CC	69	1 día	INGENIERO DE ENERGIAS, TECNICO ELECTRICO TABLEROS
1.4.1.3	Control Checklist Completo	Obligatoria	68	71	2 días	JEFE DE PROYECTOS
1.4.2	Prueba de Operatividad				6 días	
1.4.2.1	Pruebas de Eficiencia	Obligatoria	69	72	5 días	INGENIERO DE ENERGIAS
1.4.2.2	Regulación de Sistema	Obligatoria	71	74	1 día	TECNICO ELECTRICO TABLEROS, TECNICO ELECTRICO CONEXIÓN
1.4.3	Capacitación				2 días	
1.4.3.1	Charla de Capacitación	Obligatoria	72	75	1 día	INGENIERO DE ENERGIAS
1.4.3.2	Entrega de Dossiers del Sistema	Obligatoria	74	77	1 día	
1.4.4	Entrega de Sistema				1 día	
1.4.4.1	Ceremonia Protocolar	Discrecional	75	78	1 día	
1.4.4.2	Fin del Proyecto		77		0 días	



LISTA DE HITOS

SF-UCSM-2019

EDT	HITOS PRINCIPALES	TIPO	FECHA
1.1.1.1	Inicio del Proyecto	Obligatorio	lun 01/04/19
1.1.2.9	Fin Gestión del Proyecto	Obligatorio	jue 11/04/19
1.2.4.4	Fin Desarrollo del Sistema	Obligatorio	mar 04/06/19
1.3.6.4	Fin Instalación de Sistema	Obligatorio	vie 26/07/19
1.3.7.5	Fin Control de Sistema	Obligatorio	mié 07/08/19
1.4.4.2	Fin del Proyecto	Obligatorio	vie 23/08/19

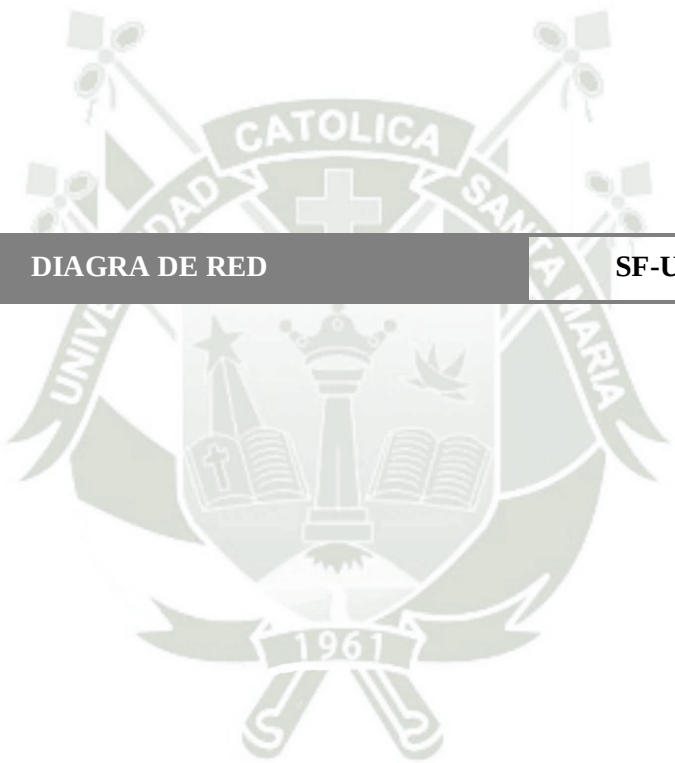


REQUERIMIENTOS DE RECURSOS DE LAS
ACTIVIDADES

SF-UCSM-2019

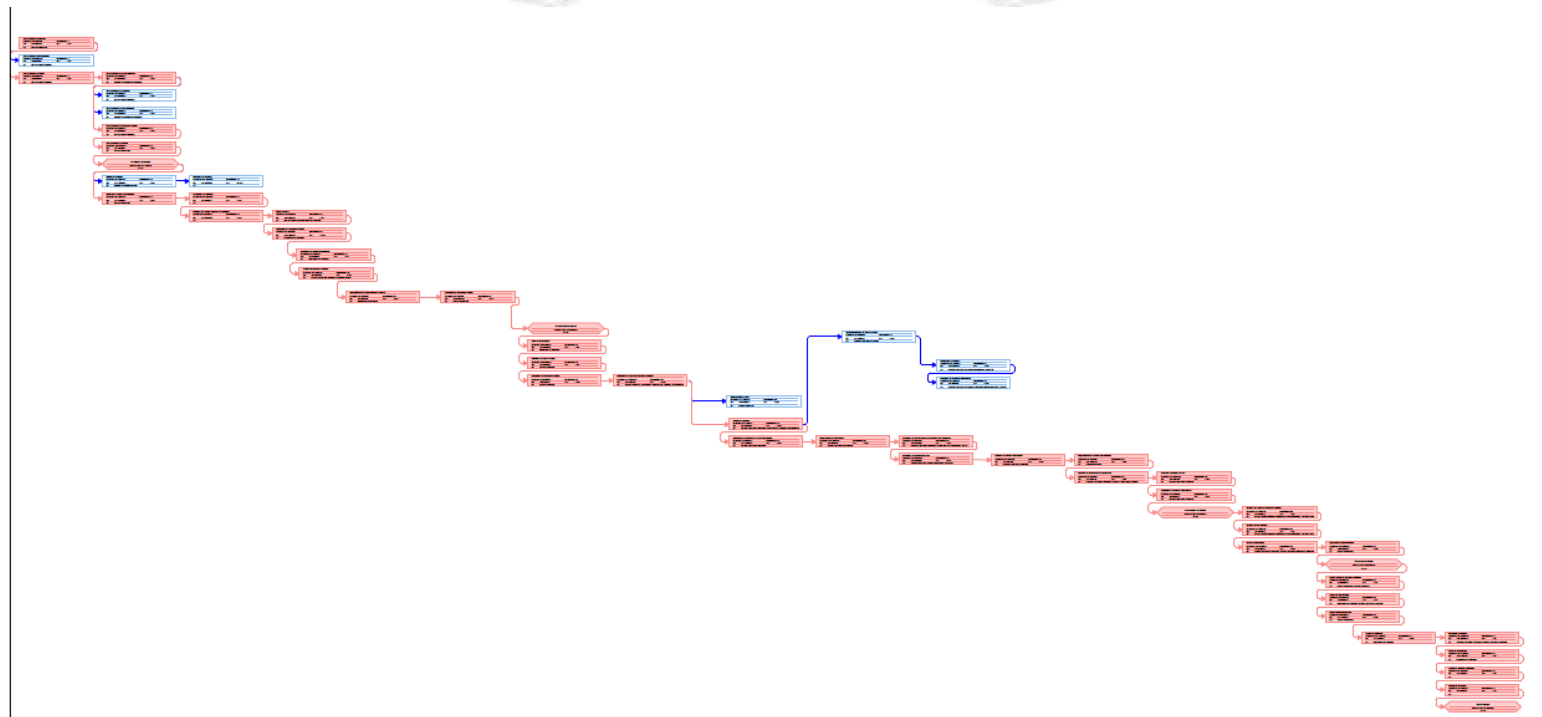
EDT	Nombre de tarea	Recursos
1	Sistema Fotovoltaico de 51 kWh Interconectado a la Red del Pabellón "S" de UCSM	
1.1	Gestión del proyecto	
1.1.1	Inicio de Proyecto	
1.1.1.1	Inicio del Proyecto	
1.1.1.2	Desarrollo de Acta de Constitución del Proyecto	JEFE DE PROYECTOS
1.1.2	Planeamiento y control	
1.1.2.1	Plan de Gestión del Alcance	JEFE DE PROYECTOS
1.1.2.2	Plan de Gestión del Cronograma	JEFE DE PROYECTOS
1.1.2.3	Plan de Gestión de Costos	JEFE DE PROYECTOS
1.1.2.4	Plan de Gestión de Comunicaciones	ASISTENTE ADMINISTRATIVO
1.1.2.5	Plan de Gestión de la Calidad	JEFE DE PROYECTOS
1.1.2.6	Plan de Gestión de los Interesados	ASISTENTE ADMINISTRATIVO
1.1.2.7	Plan de Gestión de Recursos Humanos	JEFE DE PROYECTOS
1.1.2.8	Plan de Gestión de Riesgos	JEFE DE PROYECTOS
1.1.2.9	Fin Gestión del Proyecto	
1.2	Actividades Preliminares	
1.2.1	Gestión Documentaria	
1.2.1.1	Gestión de Permisos	ASISTENTE ADMINISTRATIVO
1.2.1.2	Obtención de Permisos	
1.2.2	Desarrollo de Licitación	
1.2.2.1	Desarrollo de Bases para Licitación	JEFE DE PROYECTOS
1.2.2.2	Publicación de Licitación	
1.2.2.3	Selección de Empresa Ganadora de Licitación	
1.2.3	Diseño de Sistema	
1.2.3.1	Visita de Campo	JEFE DE PROYECTOS, INGENIERO DE ENERGÍAS
1.2.3.2	Elaboración de Expediente Técnico	INGENIERO DE ENERGÍAS
1.2.3.3	Exposición de Sistema Desarrollado	INGENIERO DE ENERGÍAS
1.2.4	Aprobación de Diseño	
1.2.4.1	Revisión Expediente Preliminar	JEFE DE PROYECTOS, ASISTENTE ADMINISTRATIVO
1.2.4.2	Levantamiento de Observaciones de Diseño	INGENIERO DE ENERGÍAS
1.2.4.3	Aprobación de Expediente Técnico	JEFE DE PROYECTOS
1.2.4.4	Fin Desarrollo del Sistema	
1.3	Desarrollo de Obra	
1.3.1	Trazo y Replanteo	
1.3.1.1	Toma de Coordenadas	INGENIERO DE ENERGÍAS
1.3.1.2	Medición de Área de Trabajo	TECNICO MONTAJE
1.3.2	Montaje de Estructuras	
1.3.2.1	Perforación de Cobertura Metálica	TECNICO MONTAJE
1.3.2.2	Instalación de Ejes sobre Estructura Metálica	TECNICO MONTAJE, ESTRUCTURA METALICA, ACCESORIOS ESTRUCTURA METALICA
1.3.2.3	Aseguramiento de Ejes	TECNICO MONTAJE
1.3.3	Distribución de Acometida	
1.3.3.1	Tendido de cableado	TECNICO ELECTRICO CONEXIÓN, CABLEADO, ACCESORIOS DE CONEXIÓN
1.3.3.2	Distribución de Cableado Por Panel Fotovoltaico	TECNICO ELECTRICO CONEXIÓN
1.3.3.3	Aseguramiento de Acometida	TECNICO ELECTRICO CONEXIÓN

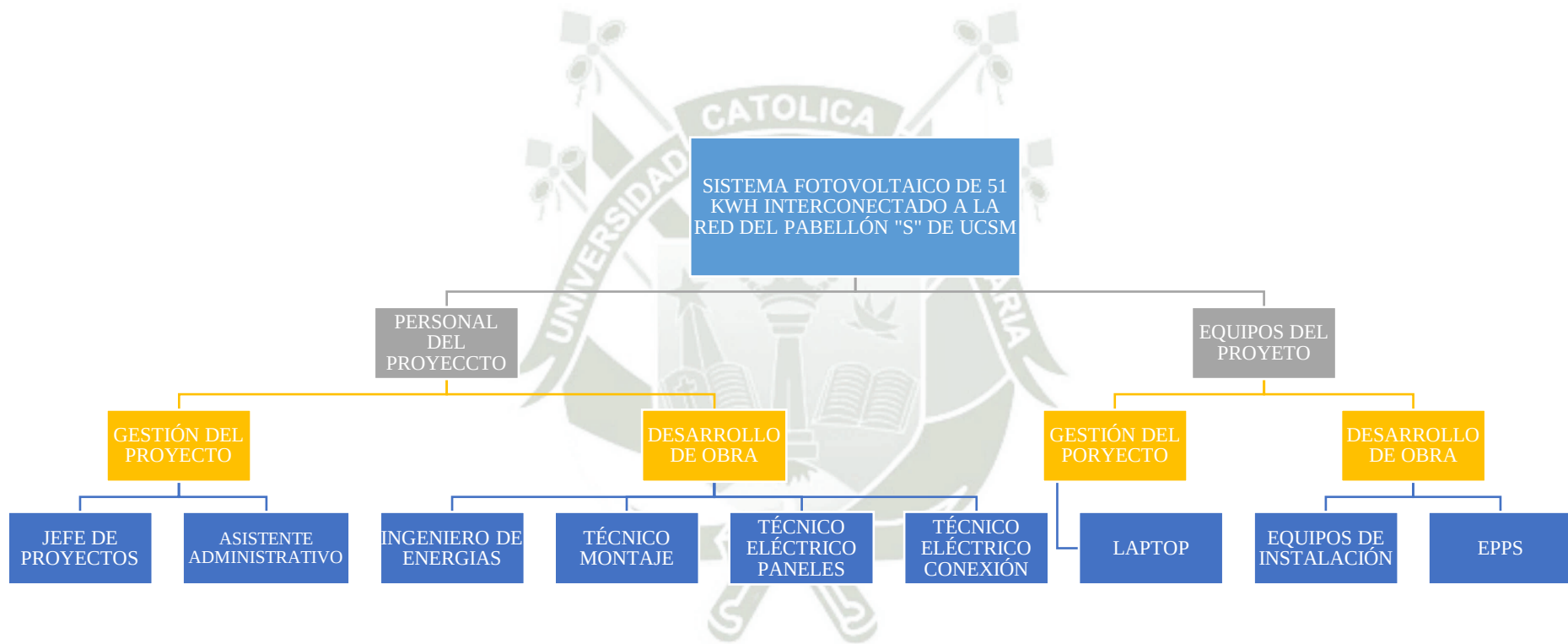
EDT	Nombre de tarea	Recursos
1.3.4	Instalación de Paneles	
1.3.4.1	Instalación de Componentes para Conexión con Acometida	TECNICO ELECTRICO CONEXIÓN, ACCESORIOS DE CONEXIÓN
1.3.4.2	Instalación de Paneles Sobre Ejes	TECNICO MONTAJE, PANELES SOLARES
1.3.4.3	Conexión de Paneles Fotovoltaico	TECNICO ELECTRICO CONEXIÓN
1.3.4.4	Aseguramiento de Paneles Fotovoltaicos	TECNICO MONTAJE
1.3.5	Acondicionamiento Sala de Control	
1.3.5.1	Acondicionamiento de Área de Trabajo	TECNICO ELECTRICO TABLEROS
1.3.5.2	Distribución de Inversor	TECNICO ELECTRICO TABLEROS, INVERSOR
1.3.5.3	Instalación de Contador Bidireccional	TECNICO ELECTRICO TABLEROS, CONTADOR BIDIRECCIONAL
1.3.6	Conexión de Sistema	
1.3.6.1	Conexión de Cableado con Componentes	TECNICO ELECTRICO CONEXIÓN
1.3.6.2	Conexión de Sistema a la Red	TECNICO ELECTRICO TABLEROS
1.3.6.3	Regulación de Contador Bidireccional	TECNICO ELECTRICO TABLEROS
1.3.6.4	Fin Instalación de Sistema	
1.3.7	Control de Sistema Fotovoltaico	
1.3.7.1	Revisión de Trabajo en Cobertura Metálica	JEFE DE PROYECTOS, INGENIERO DE ENERGIAS, TECNICO MONTAJE, TECNICO ELECTRICO CONEXIÓN
1.3.7.2	Revisión de Sala Eléctrica	JEFE DE PROYECTOS, INGENIERO DE ENERGIAS, TECNICO ELECTRICO TABLEROS, TECNICO ELECTRICO CONEXIÓN
1.3.7.3	Prueba Pre-Operativa	TECNICO ELECTRICO TABLEROS, TECNICO ELECTRICO CONEXIÓN, INGENIERO DE ENERGIAS
1.3.7.4	Elaboración de Observaciones	JEFE DE PROYECTOS
1.3.7.5	Fin Control de Sistema	
1.4	Puesta en Marcha del Sistema	
1.4.1	Levantamiento de Observaciones	
1.4.1.1	Control Trabajo en Cobertura Metálica	JEFE DE PROYECTOS, TECNICO MONTAJE
1.4.1.2	Control de Sala Eléctrica	INGENIERO DE ENERGIAS, TECNICO ELECTRICO TABLEROS
1.4.1.3	Control Checklist Completo	JEFE DE PROYECTOS
1.4.2	Prueba de Operatividad	
1.4.2.1	Pruebas de Eficiencia	INGENIERO DE ENERGIAS
1.4.2.2	Regulación de Sistema	TECNICO ELECTRICO TABLEROS, TECNICO ELECTRICO CONEXIÓN
1.4.3	Capacitación	
1.4.3.1	Charla de Capacitación	INGENIERO DE ENERGIAS
1.4.3.2	Entrega de Dossiers del Sistema	
1.4.4	Entrega de Sistema	
1.4.4.1	Ceremonia Protocolar	
1.4.4.2	Fin del Proyecto	



DIAGRA DE RED

SF-UCSM-2019





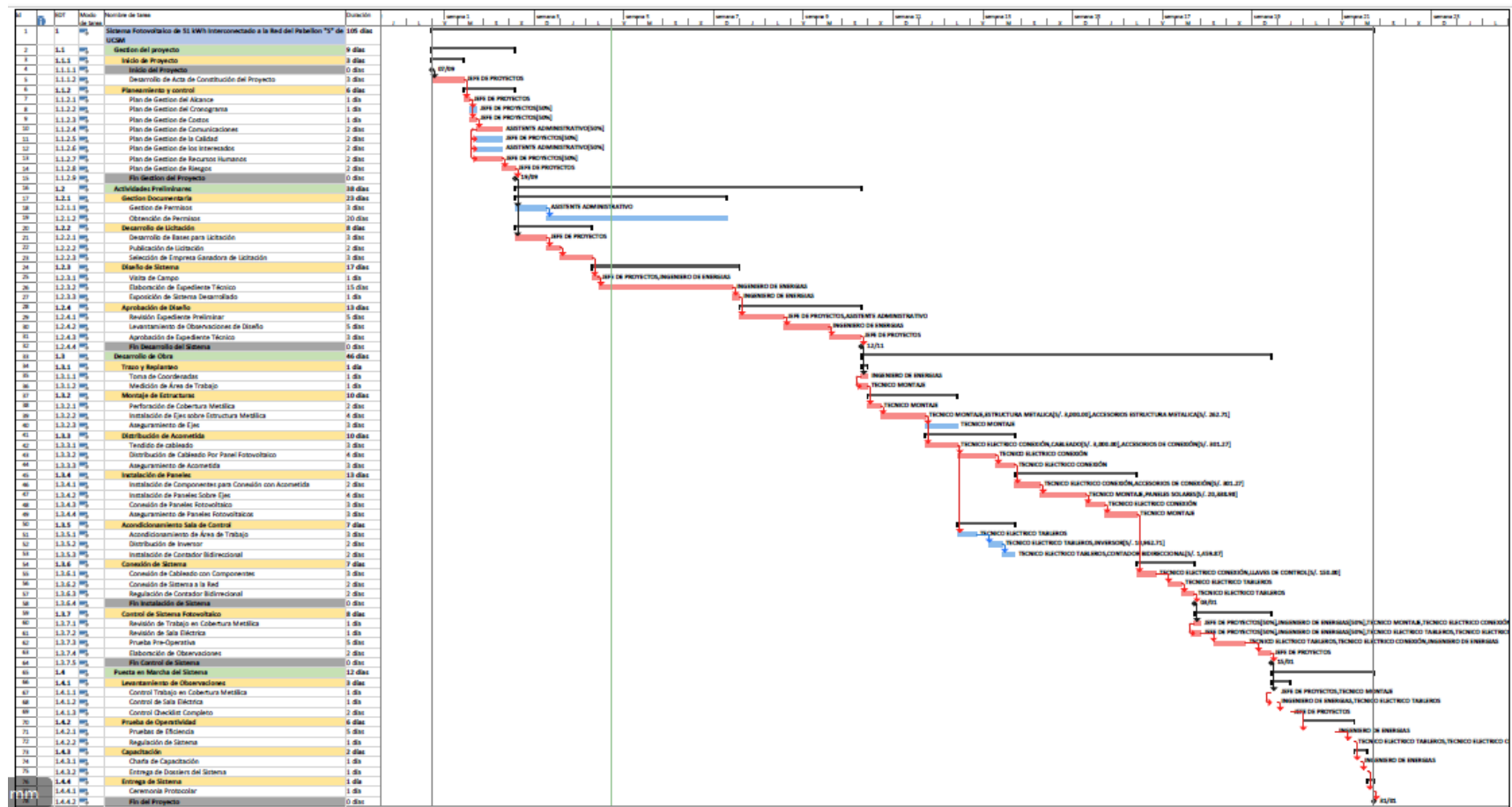
CALENDARIO DE RECURSOS POR SEMANAS
SF-UCSM-2019

	SEMANA																						
RECURSOS	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
JEFE DE PROYECTOS	X	X	X	X	X			X	X	X	X								X		X		
INGENIERO DE ENERGIAS					X	X	X	X	X	X	X								X	X	X	X	X
TECNICO ELECTRICO CONEXIÓN												X	X	X	X	X	X		X	X			X
TECNICO ELECTRICO TABLEROS													X	X				X	X	X	X		X
TECNICO MONTAJE											X	X	X		X	X	X		X		X		
ASISTENTE ADMINISTRATIVO		X	X	X				X	X														
PANELES SOLARES															X	X							
INVERSOR														X									
CONTADOR BIDIRECCIONAL														X									
LLAVES DE CONTROL																			X				
CABLEADO												X	X										
ACCESORIOS DE CONEXIÓN												X	X	X	X								
ESTRUCTURA METALICA											X	X											
ACCESORIOS ESTRUCTURA METALICA											X	X											



CRONOGRAMA DEL PROYECTO

SF-UCSM-2019



CONTROL DE VERSIONES

<i>Versión</i>	<i>Autor</i>	<i>Revisada por</i>	<i>Aprobada por</i>	<i>Fecha</i>	<i>Motivo</i>
001	M.Bellota				

PLAN DE GESTIÓN

PLAN DE GESTIÓN DE COSTOS

Contactos Proyectos	NOMBRE	CORREO ELECTRÓNICO	NRO DE CONTACTO

HERRAMIENTAS Y TÉCNICAS QUE SE UTILIZARÁN:

- Juicio de Expertos
- Reuniones
- Descomposición
- Determinación de las dependencias
- Estimación análoga
- Análisis de reserva
- Agregación de costos
- Relaciones históricas
- Software de gestión de proyectos

CONTROL DE VERSIONES					
Versión	Autor	Revisada por	Aprobada por	Fecha	Motivo
001	M.Bellota				

PLAN DE GESTIÓN DE COSTOS		SF-UCSM-2019
Elemento	Descripción	
Descripción de cómo será gestionado los costos del proyecto	Para la estimación de los costos del proyecto se realizará en base al tipo de estimación aplicada al presupuesto. Esto se realizará en la etapa de planificación del Alcance del proyecto por medio de las técnicas de análisis de alternativas o la estimación análoga (Esta última en función al cronograma de actividades en base a las posibles alternativas elegidas de un proveedor). El responsable en realizar dicho plan será el jefe de proyectos, con la posterior aprobación del V.R. administrativo.	
Determinación del presupuesto del proyecto	Se debe elaborar el presupuesto del proyecto considerando en él, gastos administrativos y reserva de contingencia para tener una línea base de costos, a la cual posteriormente según evaluación se le determinara una reserva de gestión. Para así concluir y obtener el presupuesto final que debe pasar por una revisión y aprobación a cargo del V.R. administrativo.	
Control de los costos	Debido a la naturaleza del proyecto se debe realizar el proyecto bajo un contrato “Llave en mano” para garantizar la invariabilidad del precio pactado. Pero frente a posibles variaciones se ha determinado realizar los siguientes controles: - Toda variación final dentro del +/- 3% del presupuesto será considerada como normal. - Toda variación fuera del +/- 3% del presupuesto será auditada y revisada con la empresa licitante para llegar a un acuerdo. Así mismo si se presentara este escenario se debe considerar este caso como lección aprendida.	
Unidades de medida	Se utilizará las siguientes medidas para la determinación de costos en el presupuesto: - Tasa Pago Personal: Soles / hora - Componentes: Soles / Unidad. - Servicios: Soles	
Umbral de control	A través del análisis del CPI se determinará qué medida se debe tomar. Lo ideal para el proyecto es que se tenga un CPI mayor (>) o igual (=) a 1. En caso el rango del CPI se encuentre entre 1 al 0.95, el jefe de proyecto realizara una auditoria para detectar la causa del incremento de costo que probablemente la empresa licitante considere en su próxima valorización. En caso el rango del CPI sea menor o igual a 0.90, el jefe de proyecto convocara al representante de la empresa licitante para la revisión de costos y para tomar una decisión para que no se vea afectada la línea base de costos. (CPI =EV / AC)	
REGLAS DE VALOR GANADO		
MÉTODOS DE MEDICION DE VALOR GANADO		
Alcance	Método de medición	Modo de medición
La medición debe aplicarse durante el ciclo completo del proyecto.	Valor acumulado a través de la gráfica de la Curva S.	Valorización semanal con gráfica de Curva S.
FORMULAS DE PRONOSTICO DE VALOR GANADO		
Tipo de Pronóstico	Fórmula	Modo ejecución
EAC Estimación a la conclusión	EAC= AC + (BAC – EV)	Valorización semanal
REQUERIMIENTOS EN INFORME DE COSTOS		
Plan de gestión de costos	Informe sobre la planificación para la gestión de costos en el proyecto.	
Línea base de costos	Línea base de los costos del proyecto, sin incluir las reservas de gestión.	
Costeo del proyecto	Informe de los costos del proyecto dividido por fases, tareas y en lo posible el entregable a obtener.	
Presupuesto por semana	Informe se debe considerar se debe considerar de lunes a viernes y debe incluir costos acumulados de semanas anteriores.	

Presupuesto en tiempo (Curva S)	Debe contar con una gráfica de Curva S dividido desde la semana de inicio hasta la semana de culminación mostrando los distintos indicadores de dicha gráfica.												
Identificación y clasificación de los cambios al presupuesto del proyecto	Los cambios en se identificarán y clasificarán de acuerdo con el impacto que tengan en el cronograma. Las personas autorizadas para aprobar cambios son las siguientes: <table><tr><th>Impacto</th><th>Descripción</th><th>Aprobado por</th></tr><tr><td>Alto</td><td>Alteración del presupuesto planificado, excediendo el presupuesto total establecido.</td><td>Gerente de Proyecto y Jefe de Proyecto</td></tr><tr><td>Medio</td><td>Alteración del presupuesto excediendo la línea base de costo del proyecto.</td><td>Jefe de Proyecto</td></tr><tr><td>Bajo</td><td>Alteración del presupuesto planificado con respecto a gastos.</td><td>Comité Energético</td></tr></table>	Impacto	Descripción	Aprobado por	Alto	Alteración del presupuesto planificado, excediendo el presupuesto total establecido.	Gerente de Proyecto y Jefe de Proyecto	Medio	Alteración del presupuesto excediendo la línea base de costo del proyecto.	Jefe de Proyecto	Bajo	Alteración del presupuesto planificado con respecto a gastos.	Comité Energético
Impacto	Descripción	Aprobado por											
Alto	Alteración del presupuesto planificado, excediendo el presupuesto total establecido.	Gerente de Proyecto y Jefe de Proyecto											
Medio	Alteración del presupuesto excediendo la línea base de costo del proyecto.	Jefe de Proyecto											
Bajo	Alteración del presupuesto planificado con respecto a gastos.	Comité Energético											
Procedimiento de control de cambios al presupuesto	Las personas autorizadas para realizar la solicitud de cambios son principalmente el jefe de proyectos y el representante de la empresa licitante. Esto se realiza a través de un procedimiento ya establecido en forma y en tiempo. El procedimiento tiene un periodo máximo de 2 días hábiles para su revisión y en caso de ser aprobada tiene un máximo de 3 días para ser expuesta y modificada.												
Definición de cambios que pueden ser aprobados sin revisiones	Se considera que toda alteración en el proyecto requiere ser aprobado por lo menos por el Comité Energético de cambios. Pero si se diera el caso que el precio de los componentes sea menor al momento de la adquisición, este debe ser informado al jefe de proyectos, para realizar los cambios y realizar las modificaciones del caso para la medición del valor ganado.												
Integración del control de cambios del presupuesto con el CIC	El control de cambios del presupuesto, se integra con el CIC con el mismo personal que aprueba cualquier cambio durante el proyecto. Así mismo con ayuda del software MS Project se podrá simular posibles cambios en relación con costos que permitirán un mejor análisis al momento de tomar una decisión.												
Requerimientos para solicitud de cambios al presupuesto del proyecto	Para realizar la solicitud de cambio, el interesado debo llenar el formato SC-Rev 001, que se encuentra en los anexos de dicho expediente. Así mismo debe seguir el procedimiento que se tiene como anexo con código PSC-001. En caso la solicitud no se aprobada, el interesado puede revisar y realizar cambios para presentarla nuevamente en un lapso no mayor a 3 días.												

ESTIMACIÓN DE COSTOS

SF-UCSM-2019

ESTIMACIÓN DE COSTOS	MONTO
Inicio del Proyecto	S/ -
Desarrollo de Acta de Constitución del Proyecto	S/ 480.00
Planeamiento y control	S/ -
Plan de Gestión del Alcance	S/ 160.00
Plan de Gestión del Cronograma	S/ 80.00
Plan de Gestión de Costos	S/ 80.00
Plan de Gestión de Comunicaciones	S/ 96.00
Plan de Gestión de la Calidad	S/ 160.00
Plan de Gestión de los Interesados	S/ 96.00
Plan de Gestión de Recursos Humanos	S/ 160.00
Plan de Gestión de Riesgos	S/ 320.00
Fin Gestión del Proyecto	S/ -
Gestión Documentaria	S/ -
Gestión de Permisos	S/ 288.00
Obtención de Permisos	S/ -
Desarrollo de Licitación	S/ -
Desarrollo de Bases para Licitación	S/ 480.00
Publicación de Licitación	S/ -
Selección de Empresa Ganadora de Licitación	S/ -
Diseño de Sistema	S/ -
Visita de Campo	S/ 320.00
Elaboración de Expediente Técnico	S/ 2,400.00
Exposición de Sistema Desarrollado	S/ 160.00
Aprobación de Diseño	S/ -
Revisión Expediente Preliminar	S/ 1,280.00
Levantamiento de Observaciones de Diseño	S/ 800.00
Aprobación de Expediente Técnico	S/ 480.00
Trazo y Replanteo	S/ -
Toma de Coordenadas	S/ 160.00
Medición de Área de Trabajo	S/ 80.00
Montaje de Estructuras	S/ -
Perforación de Cobertura Metálica	S/ 160.00
Instalación de Ejes sobre Estructura Metálica	S/ 3,582.71
Aseguramiento de Ejes	S/ 240.00
Distribución de Acometida	S/ -
Tendido de cableado	S/ 3,541.27
Distribución de Cableado Por Panel Fotovoltaico	S/ 320.00
Aseguramiento de Acometida	S/ 240.00

ESTIMACIÓN DE COSTOS	MONTO
Instalación de Paneles	S/ -
Instalación de Componentes para Conexión con Acometida	S/ 461.27
Instalación de Paneles Sobre Ejes	S/ 20,658.98
Conexión de Paneles Fotovoltaico	S/ 240.00
Aseguramiento de Paneles Fotovoltaicos	S/ 240.00
Acondicionamiento Sala de Control	S/ -
Acondicionamiento de Área de Trabajo	S/ 240.00
Distribución de Inversor	S/ 11,122.71
Instalación de Contador Bidireccional	S/ 1,619.87
Conexión de Sistema	S/ -
Conexión de Cableado con Componentes	S/ 540.00
Conexión de Sistema a la Red	S/ 160.00
Regulación de Contador Bidireccional	S/ 160.00
Control de Sistema Fotovoltaico	S/ -
Revisión de Trabajo en Cobertura Metálica	S/ 320.00
Revisión de Sala Eléctrica	S/ 320.00
Prueba Pre-Operativa	S/ 1,600.00
Elaboración de Observaciones	S/ 320.00
Levantamiento de Observaciones	S/ -
Control Trabajo en Cobertura Metálica	S/ 240.00
Control de Sala Eléctrica	S/ 240.00
Control Checklist Completo	S/ 320.00
Prueba de Operatividad	S/ -
Pruebas de Eficiencia	S/ 800.00
Regulación de Sistema	S/ 160.00
Capacitación	S/ -
Charla de Capacitación	S/ 160.00
Entrega de Dossiers del Sistema	S/ -
Entrega de Sistema	S/ -
Ceremonia Protocolar	S/ -
Fin del Proyecto	S/ -
Total General	S/56,086.81

RESERVA CONTINGENCIA Y LÍNEA BASE DE
COSTOS

SF-UCSM-2019

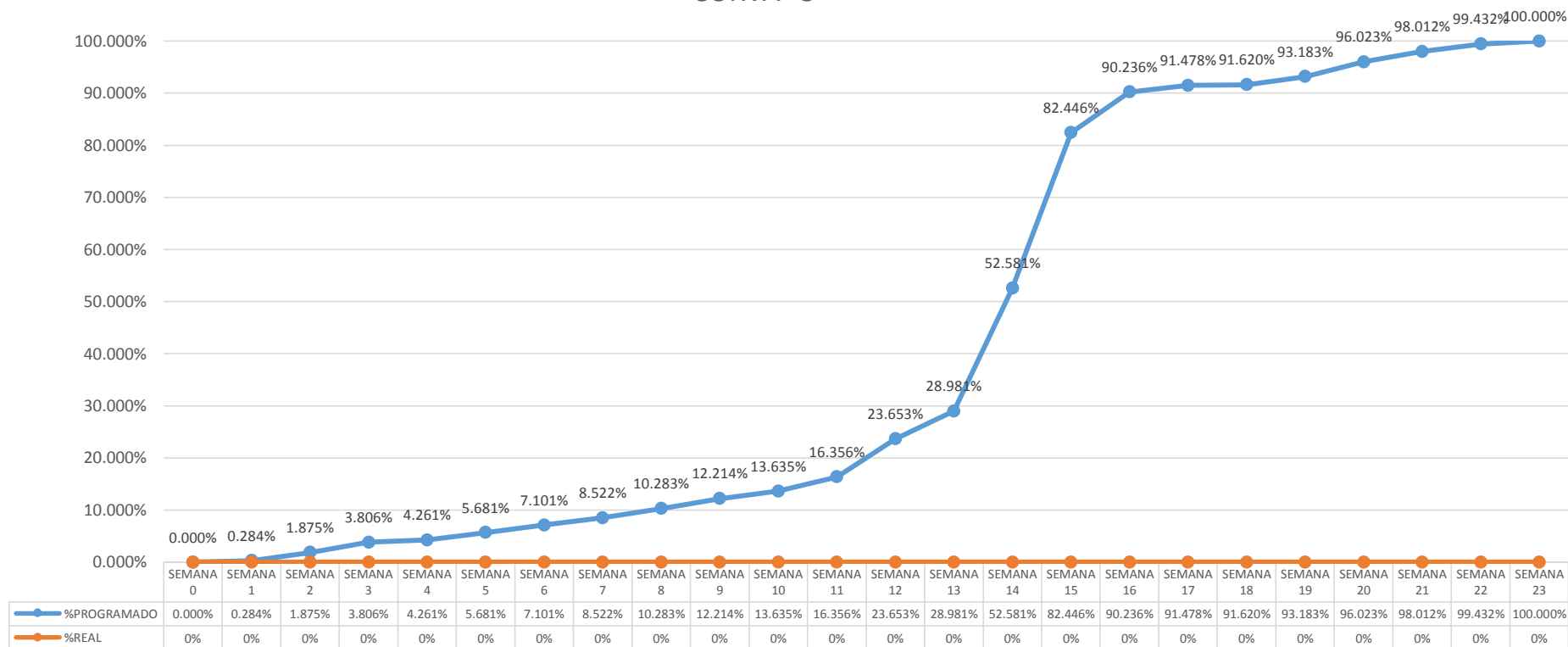
ESTIMACIÓN DE COSTOS	MONTO
Inicio del Proyecto	S/ 480.00
Planeamiento y control	S/ 1,152.00
Gestión Documentaria	S/ 288.00
Desarrollo de Licitación	S/ 480.00
Diseño de Sistema	S/ 2,880.00
Aprobación de Diseño	S/ 2,560.00
Trazo y Replanteo	S/ 240.00
Montaje de Estructuras	S/ 3,982.71
Distribución de Acometida	S/ 4,101.27
Instalación de Paneles	S/ 21,600.25
Acondicionamiento Sala de Control	S/ 12,982.58
Conexión de Sistema	S/ 860.00
Control de Sistema Fotovoltaico	S/ 2,560.00
Levantamiento de Observaciones	S/ 800.00
Prueba de Operatividad	S/ 960.00
Capacitación	S/ 160.00
Entrega de Sistema	S/ -
Total General	S/ 56,086.81

ESTIMACIÓN DE COSTOS TOTAL	S/ 56,086.81
Gastos Administrativos (5%)	S/ 2,804.34
Reserva Contingencia (10%)	S/ 5,608.68
LÍNEA BASE DE COSTO	S/ 64,499.83
Reserva de Gestión (7%)	S/ 3,926.08
PRESUPUESTO DEL PROYECTO	S/ 68,425.91

CURVA "S"

SF-UCSM-2019

CURVA "S"



CONTROL DE VERSIONES

<i>Versión</i>	<i>Autor</i>	<i>Revisada por</i>	<i>Aprobada por</i>	<i>Fecha</i>	<i>Motivo</i>
001	M.Bellota				

PLAN DE GESTIÓN

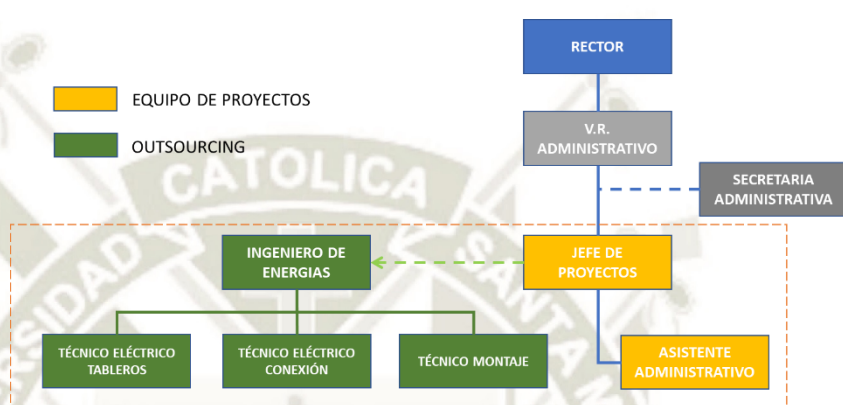
PLAN DE GESTIÓN DE LA CALIDAD

Contactos Proyectos	NOMBRE	CORREO ELECTRÓNICO	NRO DE CONTACTO

HERRAMIENTAS Y TÉCNICAS QUE SE UTILIZARÁN:

- Histograma
- Hojas de verificación

CONTROL DE VERSIONES					
Versión	Autor	Revisada por	Aprobada por	Fecha	Motivo
001	M.Bellota				

PLAN DE GESTIÓN DEL CALIDA		SF-UCSM-2019														
Elemento	Descripción															
Estructura organizacional	El organigrama propuesto para el proyecto se basa en una organización Matricial Débil. 															
Roles de responsables	A continuación, se detalle los roles: <table><tr><th>RESPONSABLE</th><th>ROL</th></tr><tr><td>Jefe de Proyecto</td><td>Velar por la calidad en las diversas actividades del proyecto.</td></tr><tr><td>Asistente Administrativo</td><td>Asistir en diversas actividades al jefe de proyectos.</td></tr><tr><td>Ingeniero de Energías</td><td>Supervisar calidad de trabajo ofrecido.</td></tr><tr><td>Técnico Eléctrico Tableros</td><td>Realizar trabajo de calidad en tableros eléctricos.</td></tr><tr><td>Técnico Eléctrico Conexión</td><td>Realizar trabajo de calidad en conexión de componentes.</td></tr><tr><td>Técnico Montaje</td><td>Realizar trabajo de calidad en montaje de estructuras.</td></tr></table>		RESPONSABLE	ROL	Jefe de Proyecto	Velar por la calidad en las diversas actividades del proyecto.	Asistente Administrativo	Asistir en diversas actividades al jefe de proyectos.	Ingeniero de Energías	Supervisar calidad de trabajo ofrecido.	Técnico Eléctrico Tableros	Realizar trabajo de calidad en tableros eléctricos.	Técnico Eléctrico Conexión	Realizar trabajo de calidad en conexión de componentes.	Técnico Montaje	Realizar trabajo de calidad en montaje de estructuras.
RESPONSABLE	ROL															
Jefe de Proyecto	Velar por la calidad en las diversas actividades del proyecto.															
Asistente Administrativo	Asistir en diversas actividades al jefe de proyectos.															
Ingeniero de Energías	Supervisar calidad de trabajo ofrecido.															
Técnico Eléctrico Tableros	Realizar trabajo de calidad en tableros eléctricos.															
Técnico Eléctrico Conexión	Realizar trabajo de calidad en conexión de componentes.															
Técnico Montaje	Realizar trabajo de calidad en montaje de estructuras.															
Procedimientos	Los procedimientos que se utilizaran para garantizar la calidad en el proyecto son para los requerimientos de funcionalidad. Todos estos en base a la norma técnica peruana en su respectiva área de trabajo. Las cuales son: - NTP E.90: Estructuras Metálicas - NTP 370.053: Seguridad Eléctrica (Acometida Interna) - NTP 370.252: Conductores Eléctricos - NTP 370.303: Instalaciones eléctricas en edificios (Protección Choques Eléctricos) - NTP 370.301: Instalaciones eléctricas en edificios (Capacidad de corriente nominal)															
Procesos	Según las actividades dispuestas en la EDT: - Revisión de Trabajo en Cobertura Metálica (Código EDT 1.3.7.1): Prueba de carga. - Revisión Sala Eléctrica (Código EDT 1.3.7.2): Control según estándares establecidos. - Prueba Pre-Operativa (Código EDT 1.3.7.3): Prueba de productividad del sistema. - Elaboración de observaciones (Código EDT 1.3.7.4): Elaboración de Check-List. Posteriormente se realiza el levantamiento de observaciones siguiendo el mismo procedimiento, pero en este ya se debieron subsanar las observaciones para garantizar la calidad.															

Recursos	Cabe recalcar que los recursos utilizados para el aseguramiento de la calidad, es la experiencia que brinda la empresa licitadora en el proyecto. Por lo cual genera un costo extra en las horas de trabajo. Los cuales se reflejan en el siguiente cuadro:																					
	<table><tr><th>ACTIVIDAD</th><th>RECURSO</th><th>COSTO</th></tr><tr><td>Aseguramiento Calidad del proyecto</td><td>Jefe de Proyecto</td><td>S/960.00</td></tr><tr><td>Supervisión</td><td>Ingeniero de Energías</td><td>S/1,920.00</td></tr><tr><td>Aseguramiento Calidad de Conexiones</td><td>Técnico Eléctrico Conexión</td><td>S/720.00</td></tr><tr><td>Aseguramiento Calidad Estructuras Metálicas</td><td>Técnico Montaje</td><td>S/720.00</td></tr><tr><td>Aseguramiento Calidad Tableros</td><td>Técnico Eléctrico Tableros</td><td>S/720.00</td></tr><tr><td colspan="2">TOTAL</td><td>S/5,040.00</td></tr></table>	ACTIVIDAD	RECURSO	COSTO	Aseguramiento Calidad del proyecto	Jefe de Proyecto	S/960.00	Supervisión	Ingeniero de Energías	S/1,920.00	Aseguramiento Calidad de Conexiones	Técnico Eléctrico Conexión	S/720.00	Aseguramiento Calidad Estructuras Metálicas	Técnico Montaje	S/720.00	Aseguramiento Calidad Tableros	Técnico Eléctrico Tableros	S/720.00	TOTAL		S/5,040.00
	ACTIVIDAD	RECURSO	COSTO																			
	Aseguramiento Calidad del proyecto	Jefe de Proyecto	S/960.00																			
	Supervisión	Ingeniero de Energías	S/1,920.00																			
	Aseguramiento Calidad de Conexiones	Técnico Eléctrico Conexión	S/720.00																			
	Aseguramiento Calidad Estructuras Metálicas	Técnico Montaje	S/720.00																			
Aseguramiento Calidad Tableros	Técnico Eléctrico Tableros	S/720.00																				
TOTAL		S/5,040.00																				
Gestión de la Calidad																						
Aseguramiento de la Calidad	Para el aseguramiento de la calidad se utilizará las siguientes técnicas: Auditoria de Calidad: Debido a que el proyecto es de interés para todo el personal de la institución el jefe de proyectos realizara visitas inopinadas con personal docente con conocimientos sólidos en el área eléctrico, infraestructura y mantenimiento con el fin de velar por la calidad del sistema y así mismo brindar a la empresa licitante puntos para la mejora continua. Hojas de verificación: A través de este mecanismo se podrá recoger información para poder detectar algún posible en la calidad del proyecto y de la mano con las auditorias se complementan para realizar una revisión según crea conveniente el jefe de proyectos.																					
Mejora continua de procesos	La mejora continua como ya se mencionó se complementará con las técnicas de aseguramiento de calidad. El jefe de proyectos deberá realizar continuamente las áreas de trabajo. Pero deberá realizar una auditoría al menos cada semana. Con el fin de poder brindar posibles mejoras según el análisis que realice.																					
Control de calidad	El control de calidad también se dará al nivel de productividad del sistema por lo cual para esto se tendrá tiempo para realizar las pruebas preoperativas correspondientes y poder realizar las mediciones necesarias. Así mismo se utilizará la siguiente herramienta: Histogramas: Podremos registrar las mediciones de productividad de producción de energía del sistema. Con el fin de corroborar que el sistema propuesto brinda la capacidad solicitada. Esta actividad será realizada por el jefe de proyectos.																					

MÉTRICAS DE CALIDAD
SF-UCSM-2019

N°		QUÉ QUEREMOS MEDIR	OBJETIVO	MÉTRICA	META	INSTRUMENTO	FUENTE DE DATOS	PROCESO
PROYECTO	1	Satisfacción del cliente	Cumplir con las expectativas de calidad	Satisfacción total o parcial	100%	Acta de Entrega	Encuesta en Institución	Gestión de Interesados
	2	Desviación de costos	Cumplimiento con presupuesto asignado	CPI > 1	1	Ms Project	Línea Base de Costos	Control de Costos
	3	Ampliación de plazos	Cumplimiento con el cronograma	SPI > 1	1	Ms Project	Cronograma del proyecto	Control del Cronograma
	4	Niveles de incidentes de seguridad	Cumplir la normativa de seguridad dentro de las áreas de trabajo	Cantidad de incidentes por semana	0%	Formato HSEC	Área donde ocurra el incidente	Control de Seguridad
	5	Nivel de calidad de entregables	Cumplir con calidad de entregables	Satisfacción total o parcial	100%	Entregables	Entregable de cada paquete de trabajo	Gestión del Proyecto
N°		QUÉ QUEREMOS MEDIR	OBJETIVO	MÉTRICA	META	INSTRUMENTO	FUENTE DE DATOS	PROCESO
PRODUCTO	1	Productividad del sistema	Cumplir con la productividad propuesta	51 kWh / día	> al 85%	Controlador bidireccional	Prueba Operativa	Control de Calidad
	2	Cumplimento de distancia entre otras conexiones	Cumplir con los límites de aceptación	Puntos de cruce y recorridos paralelos: 0.1 m.	100%	Huincha	Área de trabajo	Control de Calidad
	3	Calidad de certificados de componentes	Cumplir con componentes certificados	Número de fallas durante mantenimiento	0%	Garantía	Lista de fallas	Control de Calidad
	4	Calidad de control remoto	Cumplir con el correcto funcionamiento	Número de fallas durante la operación	0%	Software Control Remoto	Sistema	Control de Calidad
	5	Calidad de operatividad del sistema	Cumplir con el levantamiento de observaciones	Número de observaciones levantadas	100%	Control Check-List	Sistema	Control de Calidad

LISTA DE CONTROL DE CALIDAD

SF-UCSM-2019

N°	PREGUNTAS	SI	NO	NA
Inicio de Proyecto				
1	¿Se realizó la reunión para la elaboración del acta del proyecto?			
2	¿Se convocó a todas las áreas involucradas?			
Planeamiento y control				
3	¿Se han elaborado los planes en base al PMBOK?			
4	¿Se han revisado los planes antes de ser aprobados?			
5	¿Se ha determinado los criterios y métodos para asegurar la eficaz operación y control de los procesos?			
Gestión Documentaria				
6	¿Se obtuvieron autorizaciones, certificados o documentos necesarios para el proyecto?			
7	¿Se obtuvieron en instituciones públicas?			
8	¿Se obtuvieron en instituciones privadas?			
Desarrollo de Licitación				
9	¿Se desarrolló la licitación en base los procedimientos de la institución?			
10	¿Se desarrolló la licitación en base a los requerimientos del proyecto?			
Diseño de Sistema				
11	¿Se realizó la visita al área propuesta para el sistema?			
12	¿Se cumplió con la entrega del expediente técnico?			
Aprobación de Diseño				
13	¿Se encontraron observaciones en el expediente técnico?			
14	¿Se levantaron las observaciones en el expediente técnico?			
Trazo y Replanteo				
15	¿Se cumple con el área indicado?			
Montaje de Estructuras				
16	¿Se realiza el procedimiento adecuado para montaje de estructuras?			
17	¿Se instalan las estructuras certificadas?			
Distribución de Acometida				
18	¿Se realiza el procedimiento adecuado para acometidas?			
19	¿Cumple con las distancias entre otras conexiones?			
Instalación de Paneles				
20	¿Se realiza el procedimiento adecuado para montaje de paneles?			
21	¿Se instalan los paneles certificados?			
Acondicionamiento Sala de Control				
22	¿Se realiza el procedimiento adecuado para acondicionamiento eléctrico?			
23	¿Se instala el inversor certificado?			
24	¿Se instala el controlador certificado?			
Conexión de Sistema				
25	¿Se realiza el procedimiento adecuado para conexión de componentes?			
26	¿Se realiza el procedimiento adecuado para la conexión a red?			
27	¿Se realiza la conexión según la frecuencia (Hz) requerida?			

Control de Sistema Fotovoltaico				
28	¿Se tuvieron observaciones en la instalación de estructuras metálicas?			
29	¿Se tuvieron observaciones en la instalación de paneles solares?			
30	¿Se tuvieron observaciones en la sala eléctrica?			
31	¿Existieron observaciones que no se encontraba en función la NTP?			
Levantamiento de Observaciones				
32	¿Se levantaron las observaciones en la instalación de estructuras metálicas?			
33	¿Se levantaron las observaciones en la instalación de paneles solares?			
34	¿Se levantaron las observaciones en la sala eléctrica?			
35	¿Se levantaron las observaciones acordes los requerimientos?			
Prueba de Operatividad				
36	¿El sistema cumple con la eficiencia indicado en el expediente técnico?			
37	¿El sistema se encuentra operativo luego de levantar las observaciones?			
Capacitación				
38	¿Se realizó la capacitación para todo el personal involucrado?			
39	¿Se realizó la entrega correcta de los dossiers del proyecto?			
Entrega de Sistema				
40	¿Se realizó la correctamente el acta de entrega del proyecto?			



CONTROL DE VERSIONES

<i>Versión</i>	<i>Autor</i>	<i>Revisada por</i>	<i>Aprobada por</i>	<i>Fecha</i>	<i>Motivo</i>
001	M.Bellota				

PLAN DE GESTIÓN

PLAN DE GESTIÓN DE RECURSOS HUMANOS

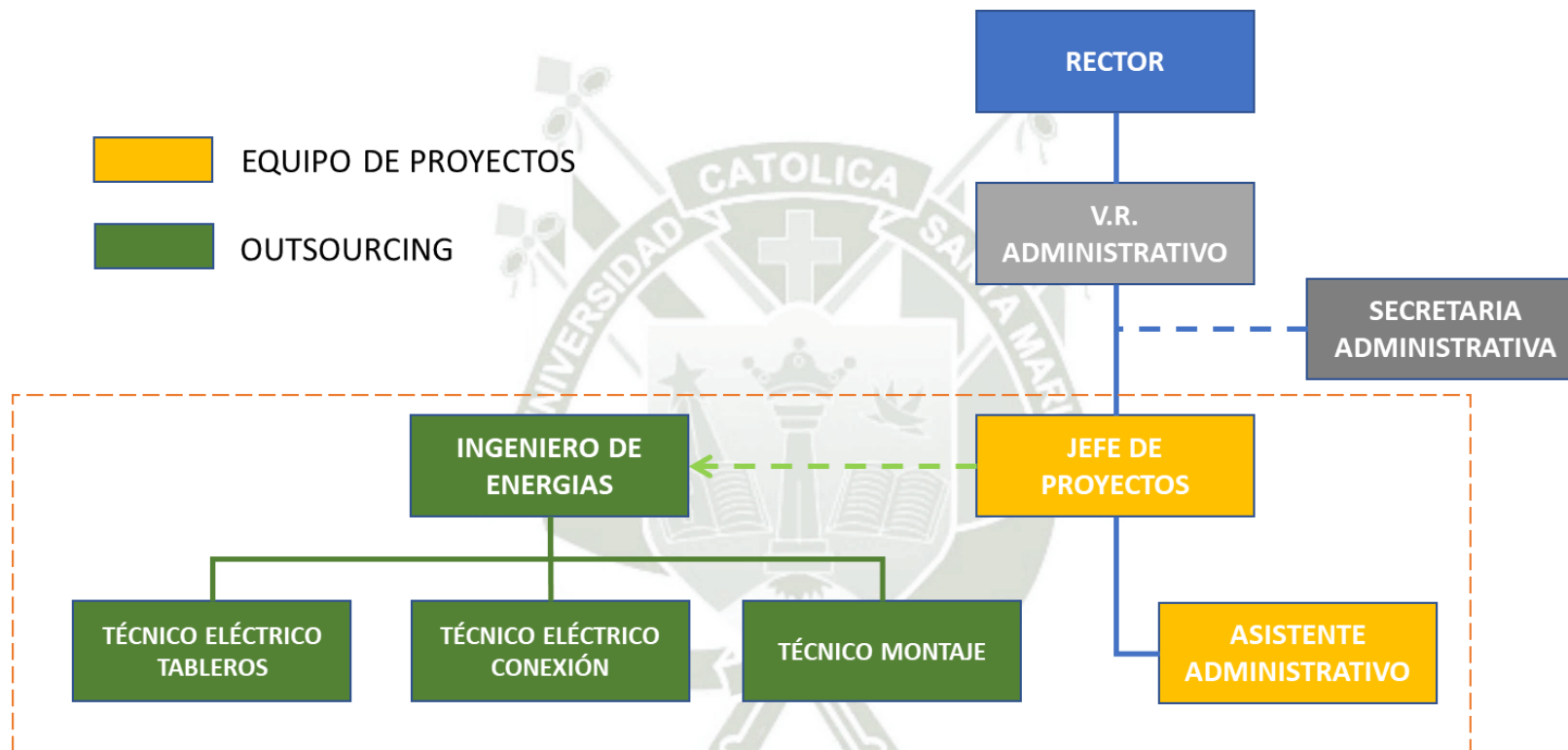
Contactos Proyectos	NOMBRE	CORREO ELECTRÓNICO	NRO DE CONTACTO

HERRAMIENTAS Y TÉCNICAS QUE SE UTILIZARÁN:

- Capacitación
- Reglas básicas
- Reconocimiento y recompensas
- Evaluaciones del desempeño del proyecto

CONTROL DE VERSIONES					
<i>Versión</i>	<i>Autor</i>	<i>Revisada por</i>	<i>Aprobada por</i>	<i>Fecha</i>	<i>Motivo</i>
001	M.Bellota				

PLAN DE GESTIÓN DE RECURSOS HUMANOS		SF-UCSM-2019
Elemento	Descripción	
Proceso general de obtención de personal	- La empresa licitadora tiene la libertad de contratar a su personal, siempre y cuando este cumpla con el perfil técnico o profesional para este tipo de proyecto. - La empresa licitadora corre con los gastos de contratación, en caso de que se requiera contratar personal o incrementar su número de personal.	
Calendario de recursos	Esta información se encuentra detalla en la página 107 y forma parte del Plan de Gestión de Tiempo, pero es complementario para el Plan de Gestión de Recursos Humanos.	
Criterios para salida del personal	- El personal asignado al proyecto tendrá conocimiento de los plazos y tiempos de entrega de cada entregable del proyecto. La empresa licitadora será la encargada de realizar la liquidación respectiva luego de haberse entregado el proyecto culminado. - La institución también podrá exigir a la empresa licitadora la liberación de su personal en caso este cometa una falta grave que incumpla la normativa interna de la institución, así mismo si no cumple con la normativa de seguridad exigida en dicho proyecto.	
Necesidades de formación o capacitación	La empresa licitadora deberá realizar capacitación de su personal 10 días antes del inicio del proyecto en las siguientes áreas: - Seguridad y salud en el trabajo. (Ley N° 29783) - Seguridad en trabajo en alturas. - Seguridad para conexiones eléctricas. - Seguridad en montaje de estructuras metálicas. Así mismo esta capacitación debe ser evidenciada con fotografías y con el registro de los participantes. Toda capacitación debe ser realizada por una institución respaldada por el ministerio de educación y trabajo de acuerdo a las leyes respectivas.	
Políticas de reconocimiento y recompensas	La institución se compromete con brindar un bono a la empresa licitador si cumple con los siguientes requerimientos: - No presentar ningún accidente durante la ejecución y duración del proyecto. - Cumplir con el cronograma propuesto. - Cumplir exitosamente con las pruebas pre-operativas en los días asignados según el cronograma. - Cumplir con el presupuesto asignado. Del mismo modo el personal que conforma el equipo de proyectos de la institución (jefe de proyectos y asistente administrativo), se beneficiara del bono si se cumple con los requerimientos antes mencionado.	
Normas de cumplimiento	La empresa licitante debe cumplir con la normativa interna de la institución educativa en materia de trabajo, seguridad y ética. Todas estas se encuentran en el reglamento interno de la institución que les brindara antes del inicio del proyecto. Así mismo dichas normas se encuentran alineadas de acuerdo con las leyes laborales peruanas.	
Estrategias de seguridad del personal	Todo procedimiento y política de la empresa licitadora y la institución deben regirse según lo establecido por: - Reglamento de la ley N° 29783 (Ley de seguridad y salud en el trabajo). - OHSAS 18001 – Gestión de la seguridad y salud laboral.	



		ENTREGABLES																
		ACTA DE CONSTITUCIÓN	PLANES DE GESTIÓN	PERMISOS	RESOLUCIÓN PARA LICITADOR	EXPEDIENTE TÉCNICO	ACTA DE CONFORMIDAD	PLANO DE DISTRIBUCIÓN	PLANOS DE ESTRUCTURA METÁLICAS	PLANOS DE ACOMETIDA	PLANOS DE DISTRIBUCIÓN PANELES	PLANOS DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA	CERTIFICADO OPERATIVIDAD ELÉCTRICA	ACTA DE OBSERVACIONES	CONTROL CHECKLIST	CERTIFICADO OPERATIVIDAD	MANUALES DEL SISTEMA	ACTA DE ENTREGA
ROLES	V.R. ADMINISTRATIVO	A					A						A	A	A	A	A	A
	JEFE DE PROYECTOS	R,E	R,E				R						A	R	R	A	A	R
	INGENIERO DE ENERGÍAS	P			P	E,S	P	R,E	R,E	R,E	R,E	R,E	R,E	P	P,S	R,E	R, E	P
	TECNICO ELECTRICO CONEXIÓN					E		P		P		P	P	P	P		P	P
	TECNICO ELECTRICO TABLEROS					E		P				P	P	P	P		P	P
	TECNICO MONTAJE					E		P	P		P		P	P	P		P	P
	ASISTENTE ADMINISTRATIVO	D		R			D							D	D			D

E = ELABORACIÓN

A = APRUEBA

D = DIGITA

P = PARTICIPA

S = SUSTENTA

R = RESPONSALBE

CONTROL DE VERSIONES

<i>Versión</i>	<i>Autor</i>	<i>Revisada por</i>	<i>Aprobada por</i>	<i>Fecha</i>	<i>Motivo</i>
001	M.Bellota				

PLAN DE GESTIÓN

PLAN DE GESTIÓN DE RIESGOS

Contactos Proyectos	NOMBRE	CORREO ELECTRÓNICO	NRO DE CONTACTO

HERRAMIENTAS Y TÉCNICAS QUE SE UTILIZARÁN:

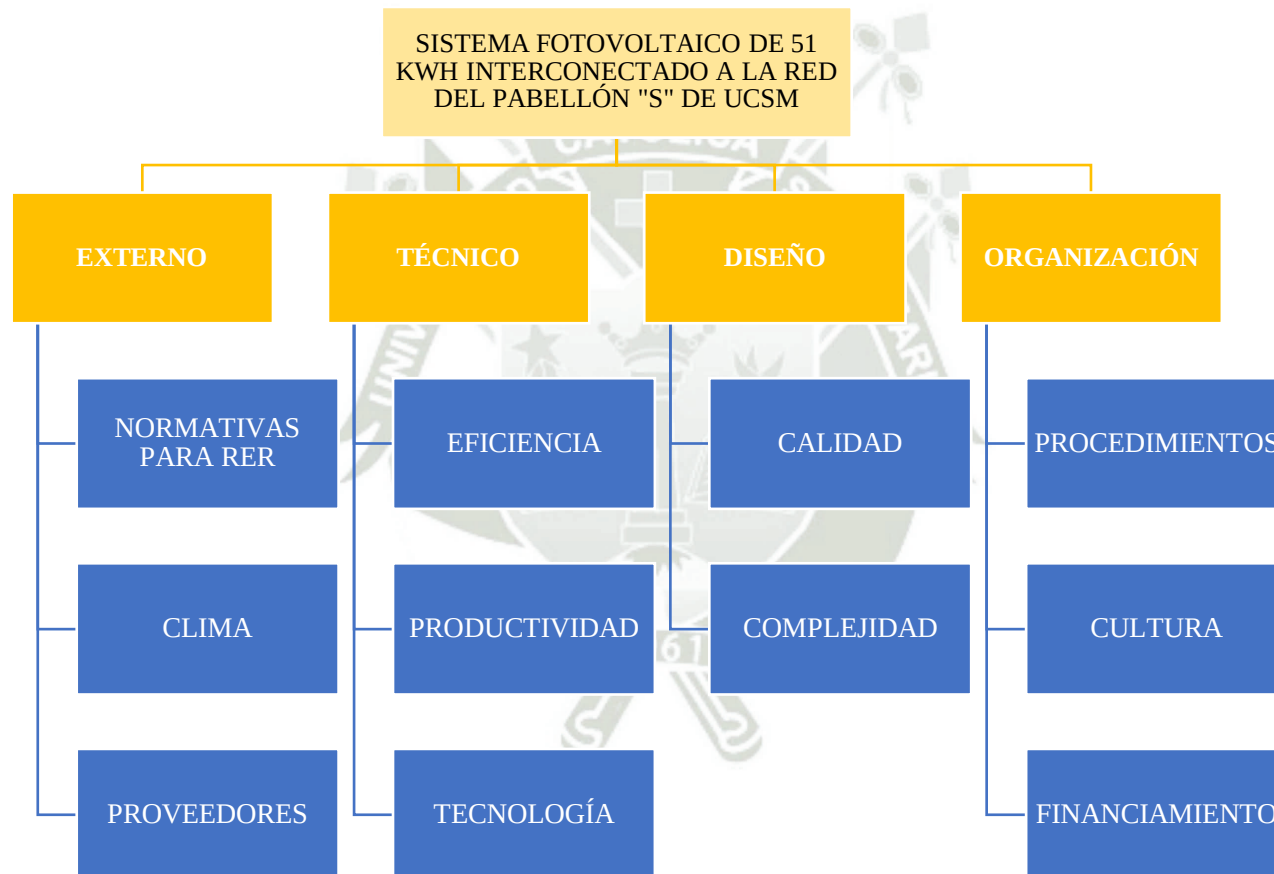
- Matrices de probabilidad – Impacto.
- Escalas de impacto.
- Estructura Detallada de riesgos.
- Registro de riesgos.
- Evaluación cuantitativa y cualitativa de riesgos.
- Estrategias de respuesta de riesgos.
- Valor monetario esperado.

CONTROL DE VERSIONES					
Versión	Autor	Revisada por	Aprobada por	Fecha	Motivo
001	M.Bellota				

PLAN DE GESTIÓN DE RIESGOS		SF-UCSM-2019
Elemento	Descripción	
Metodología	La metodología que se empleara se realizara según un método, con apoyo de herramientas y técnicas y así mismo fuentes de información interna y externa. Bajo el esquema para la gestión de riesgo se tiene: 1. Planificar la gestión de riesgo. 2. Identificar los riesgos (Negativos y positivos). 3. Realizar el análisis cualitativo de los riesgos. 4. Realizar el análisis cuantitativo de los riesgos. 5. Desarrollar y ejecutar planes de respuesta a los riesgos. 6. Controlar los riesgos. Con respecto a las herramientas y técnicas que se utilizaran se divide en: ▪ Para la planificación del plan de gestión de riesgos: 1. Juicio de expertos. 2. Reuniones. ▪ Para identificar riesgos: 1. Técnica Delphi 2. Análisis FODA 3. Análisis con lista de verificación. ▪ Para el análisis cualitativo de los riesgos: 1. Matriz de probabilidad de impacto. 2. Categorización de riesgos. ▪ Para el análisis cuantitativo de los riesgos: 1. Análisis monetario esperado (EMV) Y con respecto a fuentes se ha considerado consultar a las siguientes: 1. Lecciones aprendidas de proyectos ya culminados. 2. Activos de procesos de la organización. 3. Datos y estadística de proyectos similares.	
Roles y responsabilidades	▪ V.R administrativo (Gerente del proyecto): ○ Aprobación del plan de gestión de riesgo. ○ Revisión periódica del riesgo total del proyecto. ▪ Jefe de proyectos: ○ Ejecuta el desarrollo del plan de gestión de riesgos. ○ Controla el progreso de los riesgos y dirige las acciones correctivas frente a desviaciones. ○ Revisa periódicamente el registro de riesgos. ○ Desarrollo los papeles de administrador de riesgo y propietario de riesgo. ○ Asegura si el riesgo identificado se encuentra correctamente descrito. ○ Monitorea y evalúa la efectividad de las acciones implementadas frente a los riesgos. ▪ Propietario de acción (Jefe de proyectos y asistente administrativo): ○ Actualiza el registro de riesgo del proyecto. ○ Conoce y reconoce como los riesgos impactan el en proyecto. ○ Brinda el aseguramiento de las respuestas del plan de acciones de riesgos. ○ Si identifica fallas en el proceso sugiere mejoras.	

Presupuesto	Frente la posible respuesta de riesgos se ha destinado que la reserva de contingencia presupuestada sirva para este fin y se encuentra conformada por los siguientes componentes.																														
	<table><tr><th colspan="2">COSTOS PARA LA GESTION DE RIESGOS</th></tr><tr><td>Gastos Administrativo</td><td>S/ 2,804.34</td></tr><tr><td>Reserva de contingencia</td><td>S/ 5,608.68</td></tr><tr><td>TOTAL</td><td>S/ 8,413.02</td></tr></table>	COSTOS PARA LA GESTION DE RIESGOS		Gastos Administrativo	S/ 2,804.34	Reserva de contingencia	S/ 5,608.68	TOTAL	S/ 8,413.02																						
	COSTOS PARA LA GESTION DE RIESGOS																														
	Gastos Administrativo	S/ 2,804.34																													
	Reserva de contingencia	S/ 5,608.68																													
TOTAL	S/ 8,413.02																														
Se estima que en caso se deba hacer uso de este presupuesto, sea netamente para posibles riesgos de carácter administrativo.																															
Periodicidad	Para el adecuado control de los riesgos conocidos y no conocidos durante la ejecución del proyecto. Se realizan reuniones de manera semanal, todos los días lunes donde se realizará el seguimiento y control de la semana anterior.																														
Categorías de riesgo	Las categorías de riesgo identificadas para el proyecto son las siguientes: - Externo - Técnico - Diseño - Organización																														
Definiciones de probabilidad e impacto	A continuación, las definiciones de probabilidades e impacto en el proyecto:																														
	<table><tr><th>IMPACTO</th><th>COSTO</th><th>TIEMPO</th><th>ALCANCE</th><th>CALIDAD</th></tr><tr><td>MUY ALTO (5)</td><td>Mayor a los 10,000.00 S/.</td><td>Mayor a 15 días.</td><td>Mayor al 20% de modificaciones al alcance.</td><td>El producto final no cumple los requerimientos de calidad.</td></tr><tr><td>ALTO (4)</td><td>Entre 6,000.00 S/. a 8,999.00 S/.</td><td>Entre 10 a 14 días.</td><td>Hasta 20% de modificaciones al alcance.</td><td>Calidad del proyecto es inaceptable para el gerente del proyecto.</td></tr><tr><td>MEDIO (3)</td><td>Entre 3,000.00 S/. a 5,999.00 S/.</td><td>Entre 5 a 9 días.</td><td>Hasta 15% de modificaciones al alcance.</td><td>La reducción de calidad requiere aprobación del gerente del proyecto.</td></tr><tr><td>BAJO (2)</td><td>Entre 1,500.00 S/. a 2,999.00 S/.</td><td>Entre 3 a 4 días.</td><td>Hasta 10% de modificaciones al alcance.</td><td>Necesita mejora para su aprobación.</td></tr><tr><td>MUY BAJO (1)</td><td>No supera al 1% del PT</td><td>No es mayor a 2 días.</td><td>Hasta 5% de modificaciones al alcance.</td><td>Degradación poco perceptible.</td></tr></table>	IMPACTO	COSTO	TIEMPO	ALCANCE	CALIDAD	MUY ALTO (5)	Mayor a los 10,000.00 S/.	Mayor a 15 días.	Mayor al 20% de modificaciones al alcance.	El producto final no cumple los requerimientos de calidad.	ALTO (4)	Entre 6,000.00 S/. a 8,999.00 S/.	Entre 10 a 14 días.	Hasta 20% de modificaciones al alcance.	Calidad del proyecto es inaceptable para el gerente del proyecto.	MEDIO (3)	Entre 3,000.00 S/. a 5,999.00 S/.	Entre 5 a 9 días.	Hasta 15% de modificaciones al alcance.	La reducción de calidad requiere aprobación del gerente del proyecto.	BAJO (2)	Entre 1,500.00 S/. a 2,999.00 S/.	Entre 3 a 4 días.	Hasta 10% de modificaciones al alcance.	Necesita mejora para su aprobación.	MUY BAJO (1)	No supera al 1% del PT	No es mayor a 2 días.	Hasta 5% de modificaciones al alcance.	Degradación poco perceptible.
	IMPACTO	COSTO	TIEMPO	ALCANCE	CALIDAD																										
	MUY ALTO (5)	Mayor a los 10,000.00 S/.	Mayor a 15 días.	Mayor al 20% de modificaciones al alcance.	El producto final no cumple los requerimientos de calidad.																										
	ALTO (4)	Entre 6,000.00 S/. a 8,999.00 S/.	Entre 10 a 14 días.	Hasta 20% de modificaciones al alcance.	Calidad del proyecto es inaceptable para el gerente del proyecto.																										
	MEDIO (3)	Entre 3,000.00 S/. a 5,999.00 S/.	Entre 5 a 9 días.	Hasta 15% de modificaciones al alcance.	La reducción de calidad requiere aprobación del gerente del proyecto.																										
	BAJO (2)	Entre 1,500.00 S/. a 2,999.00 S/.	Entre 3 a 4 días.	Hasta 10% de modificaciones al alcance.	Necesita mejora para su aprobación.																										
	MUY BAJO (1)	No supera al 1% del PT	No es mayor a 2 días.	Hasta 5% de modificaciones al alcance.	Degradación poco perceptible.																										

Matriz de probabilidad e impacto	A continuación, tenemos la matriz de probabilidad e impacto, según lo definido anteriormente.					
	POSIBILIDAD					
	IMPACTO	MUY BAJO (1)	BAJO (2)	MEDIO (3)	ALTO (4)	MUY ALTO (5)
	MUY ALTO (5)	5	10	15	20	25
	ALTO (4)	4	8	12	16	20
	MEDIO (3)	3	6	9	12	15
	BAJO (2)	2	4	6	8	10
	MUY BAJO (1)	1	2	3	4	5
Formatos de registro de riesgos	Los riesgos serán registrados según la siguiente información, para luego poder seguir siendo analizados.					
	Nº	NOMBRE	FECHA	EDT ID	CATEGORÍA	DESCRIPCIÓN DEL RIESGO
Seguimiento	El seguimiento se realizará de forma documenta para tener evidencia del desarrollo del plan de gestión de riesgo y sus actividades. Terminado este plan de gestión se realizará una auditoria como parte de respuesta preventiva antes de iniciar la ejecución del proyecto.					
	Por otro lado, en caso de presentarse alguna lección aprendida esta al culminar el cierre del proyecto debe presentarse de forma documentada para su análisis y su integración a las demás lecciones aprendidas.					



REGISTRO DE RIESGOS
SF-UCSM-2019

N°	IDENTIFICADO POR	FECHA	EDT ID	CATEGORÍA	DESCRIPCIÓN DEL RIESGO
1			1.1.1.2	Financiamiento	Debido a la falta de experiencia con proyectos con energías limpias, es posible que la entidad educativa no apueste por la inversión en dicho proyecto.
2			1.2.1.1	Normativas para RER	Debido a la poca normativa y poca promoción del estado de energías limpias, la entidad eléctrica puede generar conflictos.
3			1.2.2.1	Procedimientos	Debido a la falta de experiencia con proyectos con energías limpias, el encargado de llamar a empresas licitadoras. Puede retrasar tiempos al convocar a empresas con otro giro de negocio.
4			1.2.3.1	Proveedores	Empresas convocadas a licitación con poca experiencia en proyectos de energías limpias con proveedores no confiables.
5			1.2.3.2	Complejidad	Empresa ganadora de licitación presente expediente con complejidad alta de desarrollo.
6			1.2.4.3	Cultura	Debido a la falta de cultura de gestión y organización es posibles que la aprobación del expediente técnico tome más del tiempo planificado.
7			1.3.1.1	Clima	Debido a estación climatológica (Diciembre - Febrero), puede haber complicaciones para el reconocimiento del área de trabajo.
8			1.3.2.2	Complejidad	Debido a la complejidad en la instalación de estructuras metálicas, puede aumentar el tiempo de ejecución de dicha actividad.
9			1.3.3.2	Calidad	Debido a la calidad de estructuras metálicas es posible que necesite la aprobación del Gerente del proyecto o el reemplazo total. Ocasionando retrasos.
10			1.3.3.2	Complejidad	Debido a la complejidad en la instalación de acometidas, puede aumentar el tiempo de ejecución de dicha actividad.
11			1.3.4.3	Proveedores	Debido a una deficiente especificación técnica de paneles solares por parte de la empresa que ejecuta el proyecto, el proveedor puede alargar sus plazos de entrega, impactando en el tiempo de ejecución del proyecto.

N°	IDENTIFICADO POR	FECHA	EDT ID	CATEGORÍA	DESCRIPCIÓN DEL RIESGO
12			1.3.5.2	Proveedores	Debido a una deficiente especificación técnica de inversores por parte de la empresa que ejecuta el proyecto, el proveedor puede alargar sus plazos de entrega, impactando en el tiempo de ejecución del proyecto.
13			1.3.5.3	Proveedores	Debido a una deficiente especificación técnica de contadores bidireccionales por parte de la empresa que ejecuta el proyecto, el proveedor puede alargar sus plazos de entrega, impactando en el tiempo de ejecución del proyecto.
14			1.3.6.1	Calidad	Debido a la falta de capacitación del personal técnico, puede presentar problemas de calidad en la interconexión de componentes.
15			1.3.6.2	Complejidad	Debido a la falta de capacitación del personal técnico, puede presentarse problemas al momento de conectar el sistema a red tales como arruinar componentes del sistema, impactando en el tiempo de ejecución del proyecto.
16			1.3.6.3	Tecnología	Debido a la complejidad de configuración del contador bidireccional, puede verse impactado el tiempo de ejecución del proyecto.
17			1.4.3.1	Calidad	Debido al número de observaciones que se tiene registrado es probable que se vea impactado el tiempo de entrega del proyecto.
18			1.4.2.1	Eficiencia	Debido a la falta de experiencia de la empresa ejecutora del proyecto, es probable que la eficiencia del sistema no sea la requerida. Impactado de esta forma al alcance del proyecto.
19			1.4.2.2	Productividad	Debido a la poca experiencia en la regulación de sistemas fotovoltaicos. La productividad no es la requerida, impactando el alcance.
20			1.4.3.2	Cultura	Debido a la falta de cultura de gestión documentaria, es posible que no se entregue en su totalidad los dossiers del proyecto.

PRIORIZACIÓN DE RIESGOS

SF-UCSM-2019

EDT ID	CATEGORÍA	DESCRIPCIÓN DEL RIESGO	POSIBILIDAD	IMPACTO	SEVERIDAD	PRIORIDAD	TIEMPO DE RESPUESTA
1.1.1.2	Financiamiento	Debido a la falta de experiencia con proyectos con energías limpias, es posible que la entidad educativa no apueste por la inversión en dicho proyecto.	4	4	ALTO	ALTO	ALTO
1.2.1.1	Normativas para RER	Debido a la poca normativa y poca promoción del estado de energías limpias, la entidad eléctrica puede generar conflictos.	5	4	ALTO	ALTO	ALTO
1.2.2.1	Procedimientos	Debido a la falta de experiencia con proyectos con energías limpias, el encargado de llamar a empresas licitadoras. Puede retrasar tiempos al convocar a empresas con otro giro de negocio.	4	3	MEDIO	MEDIO	MEDIO
1.2.3.1	Proveedores	Empresas convocadas a licitación con poca experiencia en proyectos de energías limpias con proveedores no confiables.	4	5	ALTO	ALTO	MUY ALTO
1.2.3.2	Complejidad	Empresa ganadora de licitación presente expediente con complejidad alta de desarrollo.	2	3	MEDIO	MEDIO	MEDIO
1.2.4.3	Cultura	Debido a la falta de cultura de gestión y organización es posibles que la aprobación del expediente técnico tome más del tiempo planificado.	3	4	MEDIO	MEDIO	ALTO
1.3.1.1	Clima	Debido a estación climatológica (Diciembre - Febrero), puede haber complicaciones para el reconocimiento del área de trabajo.	4	4	ALTO	ALTO	ALTO
1.3.2.2	Complejidad	Debido a la complejidad en la instalación de estructuras metálicas, puede aumentar el tiempo de ejecución de dicha actividad.	3	5	ALTO	ALTO	MUY ALTO
1.3.3.2	Calidad	Debido a la calidad de estructuras metálicas es posible que necesite la aprobación del Gerente del proyecto o el reemplazo total. Ocasionando retrasos.	3	4	MEDIO	MEDIO	ALTO
1.3.3.2	Complejidad	Debido a la complejidad en la instalación de acometidas, puede aumentar el tiempo de ejecución de dicha actividad.	3	5	ALTO	ALTO	MUY ALTO
1.3.4.3	Proveedores	Debido a una deficiente especificación técnica de paneles solares por parte de la empresa que ejecuta el proyecto, el proveedor puede alargar sus plazos de entrega, impactando en el tiempo de ejecución del proyecto.	3	5	ALTO	ALTO	MUY ALTO

EDT ID	CATEGORÍA	DESCRIPCIÓN DEL RIESGO	POSIBILIDAD	IMPACTO	SEVERIDAD	PRIORIDAD	TIEMPO DE RESPUESTA
1.3.5.2	Proveedores	Debido a una deficiente especificación técnica de inversores por parte de la empresa que ejecuta el proyecto, el proveedor puede alargar sus plazos de entrega, impactando en el tiempo de ejecución del proyecto.	3	5	ALTO	ALTO	MUY ALTO
1.3.5.3	Proveedores	Debido a una deficiente especificación técnica de contadores bidireccionales por parte de la empresa que ejecuta el proyecto, el proveedor puede alargar sus plazos de entrega, impactando en el tiempo de ejecución del proyecto.	3	5	ALTO	ALTO	MUY ALTO
1.3.6.1	Calidad	Debido a la falta de capacitación del personal técnico, puede presentar problemas de calidad en la interconexión de componentes.	2	2	BAJO	BAJO	BAJO
1.3.6.2	Complejidad	Debido a la falta de capacitación del personal técnico, puede presentarse problemas al momento de conectar el sistema a red tales como arruinar componentes del sistema, impactando en el tiempo de ejecución del proyecto.	4	4	ALTO	ALTO	ALTO
1.3.6.3	Tecnología	Debido a la complejidad de configuración del contador bidireccional, puede verse impactado el tiempo de ejecución del proyecto.	3	3	MEDIO	MEDIO	MEDIO
1.4.3.1	Calidad	Debido al número de observaciones que se tiene registrado es probable que se vea impactado el tiempo de entrega del proyecto.	4	4	ALTO	ALTO	ALTO
1.4.2.1	Eficiencia	Debido a la falta de experiencia de la empresa ejecutora del proyecto, es probable que la eficiencia del sistema no sea la requerida. Impactado de esta forma al alcance del proyecto.	4	4	ALTO	ALTO	ALTO
1.4.2.2	Productividad	Debido a la poca experiencia en la regulación de sistemas fotovoltaicos. La productividad no es la requerida, impactando el alcance.	4	4	ALTO	ALTO	ALTO
1.4.3.2	Cultura	Debido a la falta de cultura de gestión documentaria, es posible que no se entregue en su totalidad los dossiers del proyecto.	3	3	MEDIO	MEDIO	MEDIO

RIESGOS QUE REQUIEREN ANÁLISIS ADICIONAL

SF-UCSM-2019

CATEGORÍA	DESCRIPCIÓN DEL RIESGO IDENTIFICADO	FECHA REVISIÓN
Normativas para RER	Debido a la poca normativa y poca promoción del estado de energías limpias, la entidad eléctrica puede generar conflictos.	
Complejidad	Empresa ganadora de licitación presente expediente con complejidad alta de desarrollo.	
Proveedores	Debido a una deficiente especificación técnica de paneles solares por parte de la empresa que ejecuta el proyecto, el proveedor puede alargar sus plazos de entrega, impactando en el tiempo de ejecución del proyecto.	
Calidad	Debido al número de observaciones que se tiene registrado es probable que se vea impactado el tiempo de entrega del proyecto.	



CUANTIFICACIÓN DE RIESGOS

SF-UCSM-2019

DESCRIPCIÓN DEL RIESGO	CATEGORÍA	PROBABILIDAD	IMPACTO	EMV
Debido a la falta de experiencia con proyectos con energías limpias, es posible que la entidad educativa no apueste por la inversión en dicho proyecto.	Financiamiento	50%	S/7,650.00	S/3,825.00
Debido a la poca normativa y poca promoción del estado de energías limpias, la entidad eléctrica puede generar conflictos.	Normativas para RER	NO CUANTIFICABLE		
Debido a la falta de experiencia con proyectos con energías limpias, el encargado de llamar a empresas licitadoras. Puede retrasar tiempos al convocar a empresas con otro giro de negocio.	Procedimientos	NO CUANTIFICABLE		
Empresas convocadas a licitación con poca experiencia en proyectos de energías limpias con proveedores no confiables.	Proveedores	25%	S/20,000.00	S/5,000.00
Empresa ganadora de licitación presente expediente con complejidad alta de desarrollo.	Complejidad	15%	S/1,500.00	S/225.00
Debido a la falta de cultura de gestión y organización es posibles que la aprobación del expediente técnico tome más del tiempo planificado.	Cultura	NO CUANTIFICABLE		
Debido a estación climatológica (Diciembre - Febrero), puede haber complicaciones para el reconocimiento del área de trabajo.	Clima	NO CUANTIFICABLE		
Debido a la complejidad en la instalación de estructuras metálicas, puede aumentar el tiempo de ejecución de dicha actividad.	Complejidad	25%	S/1,000.00	S/250.00
Debido a la calidad de estructuras metálicas es posible que necesite la aprobación del Gerente del proyecto o el reemplazo total. Ocasionando retrasos.	Calidad	25%	S/4,000.00	S/1,000.00
Debido a la complejidad en la instalación de acometidas, puede aumentar el tiempo de ejecución de dicha actividad.	Complejidad	15%	S/4,000.00	S/600.00
Debido a una deficiente especificación técnica de paneles solares por parte de la empresa que ejecuta el proyecto, el proveedor puede alargar sus plazos de entrega, impactando en el tiempo de ejecución del proyecto.	Proveedores	40%	S/20,000.00	S/8,000.00
Debido a una deficiente especificación técnica de inversores por parte de la empresa que ejecuta el proyecto, el proveedor puede alargar sus plazos de entrega, impactando en el tiempo de ejecución del proyecto.	Proveedores	30%	S/11,000.00	S/3,300.00
Debido a una deficiente especificación técnica de contadores bidireccionales por parte de la empresa que ejecuta el proyecto, el proveedor puede alargar sus plazos de entrega, impactando en el tiempo de ejecución del proyecto.	Proveedores	30%	S/1,500.00	S/450.00

DESCRIPCIÓN DEL RIESGO	CATEGORÍA	PROBABILIDAD	IMPACTO	EMV
Debido a la falta de capacitación del personal técnico, puede presentar problemas de calidad en la interconexión de componentes.	Calidad	NO CUANTIFICABLE		
Debido a la falta de capacitación del personal técnico, puede presentarse problemas al momento de conectar el sistema a red tales como arruinar componentes del sistema, impactando en el tiempo de ejecución del proyecto.	Complejidad	10%	S/40,000.00	S/4,000.00
Debido a la complejidad de configuración del contador bidireccional, puede verse impactado el tiempo de ejecución del proyecto.	Tecnología	20%	S/1,500.00	S/300.00
Debido al número de observaciones que se tiene registrado es probable que se vea impactado el tiempo de entrega del proyecto.	Calidad	NO CUANTIFICABLE		
Debido a la falta de experiencia de la empresa ejecutora del proyecto, es probable que la eficiencia del sistema no sea la requerida. Impactado de esta forma al alcance del proyecto.	Eficiencia	30%	S/7,650.00	S/2,295.00
Debido a la poca experiencia en la regulación de sistemas fotovoltaicos. La productividad no es la requerida, impactando el alcance.	Productividad	25%	S/7,650.00	S/1,912.50
Debido a la falta de cultura de gestión documentaria, es posible que no se entregue en su totalidad los dossiers del proyecto.	Cultura	NO CUANTIFICABLE		

ESTRATEGIAS DE RESPUESTAS
SF-UCSM-2019

DESCRIPCIÓN DEL RIESGO	ESTRATEGIA DE RESPUESTA	ACCIÓN DE ESTRATEGIA	REVISIÓN DE DECISIÓN	PLAN DE CONTINGENCIA
Debido a la falta de experiencia con proyectos con energías limpias, es posible que la entidad educativa no apueste por la inversión en dicho proyecto.	MITIGAR	Realizar informe al respecto de los usos de la energía solar y su factibilidad en la ciudad de Arequipa.	Aceptable	Realizar visita a principales centros comerciales que utilizan la energía solar para parte de su iluminación.
Debido a la poca normativa y poca promoción del estado de energías limpias, la entidad eléctrica puede generar conflictos.	ACEPTAR	Presentar el proyecto como parte de un estudio de investigación de la institución.	Aceptable	Solicitar apoyo del estado para promover proyectos de energías limpias.
Debido a la falta de experiencia con proyectos con energías limpias, el encargado de llamar a empresas licitadoras. Puede retrasar tiempos al convocar a empresas con otro giro de negocio.	MITIGAR	Integrar a personal encargado de licitación a reuniones con especialistas de sistemas fotovoltaicos.	Aceptable	Se solicitará modificación de línea base de tiempo debido a demoras en conseguir a empresa especialista.
Empresas convocadas a licitación con poca experiencia en proyectos de energías limpias con proveedores no confiables.	TRANSFERIR	Realizar contrato con penalidad para asegurar los requerimientos del proyecto.	Aceptable	No aplica.
Empresa ganadora de licitación presente expediente con complejidad alta de desarrollo.	ACEPTAR	Realizar una revisión con la empresa licitadora para encontrar mejoras en diseño.	Aceptable	Establecer una reserva de contingencia.
Debido a la falta de cultura de gestión y organización es posibles que la aprobación del expediente técnico tome más del tiempo planificado.	MITIGAR	Realizar reuniones agilizar la aprobación del expediente técnico.	Aceptable	Se solicitará modificación de línea base de tiempo debido a demoras en aprobación
Debido a estación climatológica (Diciembre - Febrero), puede haber complicaciones para el reconocimiento del área de trabajo.	MITIGAR	Ejecutar proyecto entre Marzo - Noviembre.	Aceptable	No aplica.
Debido a la complejidad en la instalación de estructuras metálicas, puede aumentar el tiempo de ejecución de dicha actividad.	TRANSFERIR	Realizar contrato con penalidad para asegurar los plazos planificados.	Aceptable	No aplica.

DESCRIPCIÓN DEL RIESGO	ESTRATEGIA DE RESPUESTA	ACCIÓN DE ESTRATEGIA	REVISIÓN DE DECISIÓN	PLAN DE CONTINGENCIA
Debido a la calidad de estructuras metálicas es posible que necesite la aprobación del Gerente del proyecto o el reemplazo total. Ocasionando retrasos.	MITIGAR	Realizar auditorías de calidad para garantizar	Aceptable	Realizar informe detallado a gerente del proyecto para su pronta aprobación.
Debido a la complejidad en la instalación de acometidas, puede aumentar el tiempo de ejecución de dicha actividad.	TRANSFERIR	Realizar contrato con penalidad para asegurar los plazos planificados.	Aceptable	No aplica.
Debido a una deficiente especificación técnica de paneles solares por parte de la empresa que ejecuta el proyecto, el proveedor puede alargar sus plazos de entrega, impactando en el tiempo de ejecución del proyecto.	TRANSFERIR	Realizar contrato con penalidad para asegurar los plazos planificados.	Aceptable	No aplica.
Debido a una deficiente especificación técnica de inversores por parte de la empresa que ejecuta el proyecto, el proveedor puede alargar sus plazos de entrega, impactando en el tiempo de ejecución del proyecto.	TRANSFERIR	Realizar contrato con penalidad para asegurar los plazos planificados.	Aceptable	No aplica.
Debido a una deficiente especificación técnica de contadores bidireccionales por parte de la empresa que ejecuta el proyecto, el proveedor puede alargar sus plazos de entrega, impactando en el tiempo de ejecución del proyecto.	TRANSFERIR	Realizar contrato con penalidad para asegurar los plazos planificados.	Aceptable	No aplica.
Debido a la falta de capacitación del personal técnico, puede presentar problemas de calidad en la interconexión de componentes.	MITIGAR	Realizar la verificación de habilidades y hoja de vida de personal que ejecutará el proyecto.	Aceptable	Poner penalidad por incumplimiento de requerimiento de personal a la empresa que ejecutará el proyecto.
Debido a la falta de capacitación del personal técnico, puede presentarse problemas al momento de conectar el sistema a red tales como arruinar componentes del sistema, impactando en el tiempo de ejecución del proyecto.	MITIGAR	Realizar la verificación de habilidades y hoja de vida de personal que ejecutará el proyecto.	Aceptable	Poner penalidad por incumplimiento de requerimiento de personal y cubrir costo de componentes estropeados.

DESCRIPCIÓN DEL RIESGO	ESTRATEGIA DE RESPUESTA	ACCIÓN DE ESTRATEGIA	REVISIÓN DE DECISIÓN	PLAN DE CONTINGENCIA
Debido a la complejidad de configuración del contador bidireccional, puede verse impactado el tiempo de ejecución del proyecto.	TRANSFERIR	Realizar contrato con penalidad para asegurar los plazos planificados.	Aceptable	No aplica.
Debido al número de observaciones que se tiene registrado es probable que se vea impactado el tiempo de entrega del proyecto.	MITIGAR	Realizar visitas constantes a la zona de trabajo para verificar calidad del proyecto.	Aceptable	Se solicitará modificación de línea base de tiempo debido a demoras en levantar observaciones.
Debido a la falta de experiencia de la empresa ejecutora del proyecto, es probable que la eficiencia del sistema no sea la requerida. Impactado de esta forma al alcance del proyecto.	TRANSFERIR	Realizar contrato con penalidad para asegurar la eficiencia requerida.	Aceptable	No aplica.
Debido a la poca experiencia en la regulación de sistemas fotovoltaicos. La productividad no es la requerida, impactando el alcance.	TRANSFERIR	Realizar contrato con penalidad para asegurar la productividad requerida del sistema.	Aceptable	No aplica.
Debido a la falta de cultura de gestión documentaria, es posible que no se entregue en su totalidad los dossiers del proyecto.	MITIGAR	Realizar seguimiento y control anticipado de documentación importante del proyecto.	Aceptable	Establecer una reserva de contingencia.



CONTROL DE VERSIONES

<i>Versión</i>	<i>Autor</i>	<i>Revisada por</i>	<i>Aprobada por</i>	<i>Fecha</i>	<i>Motivo</i>
001	M.Bellota				

PLAN DE GESTIÓN

PLAN DE GESTIÓN DE COMUNICACIONES

Contactos Proyectos	NOMBRE	CORREO ELECTRÓNICO	NRO DE CONTACTO

HERRAMIENTAS Y TÉCNICAS QUE SE UTILIZARÁN:

- Reuniones
- Modelos de comunicación
- Juicio de Expertos

CONTROL DE VERSIONES					
Versión	Autor	Revisada por	Aprobada por	Fecha	Motivo
001	M.Bellota				

PLAN DE GESTIÓN DE COMUNICACIONES		SF-UCSM-2019
Elemento	Descripción	
Requerimiento de comunicaciones y canales entre interesados	Toda información importante donde esté involucrado el avance del alcance del proyecto, los hitos superados, avance o retraso en cronograma y cumplimiento en entrega de los entregables deben informarse de manera formal entre los 9 interesados identificados y de acuerdo con el nivel en el que se encuentran involucrado según la información. Los canales de comunicación que se utilizarán en el proyecto son los siguientes: $((9(9-1))/2 = 36$, Donde de acuerdo la formula, se empleara 36 canales.	
Flujo de la información	La primera información que se tendrá será generada dentro de la institución debido a que se llevarán reuniones con los posibles interesados del proyecto para poder definir adecuadamente el alcance del proyecto. Posteriormente se generan los planes de gestión necesarios para lograr el cumplimiento del proyecto lo cual produce un flujo ascendente de la información donde el V.R. Administrativo (Gerente del Proyecto), recibe toda la información de los interesados a través del equipo de proyectos. Durante la ejecución del proyecto se sigue generando información entre los interesados los cuales deben generar una retroalimentación entre sí para evitar cualquier inconveniente en el alcance. Así mismo toda información se debe enviar a través de correo electrónico y en caso de ser información generada en una reunión se debe tener registro de los asistentes y un acta de reunión resaltando la información de relevancia para el proyecto. 	
Personal que recibirían la información	El personal que debe recibir información: - V.R. Administrativo (Gerente del proyecto). - Equipo de proyectos. - Empresa Ejecutora. - Instituciones (SEAL, OSINERGMIN, MUNICIPALIDAD). - Proveedores. - Personal mantenimiento.	
Información que debe ser comunicada	- Como principal información que se debe informar es la obtención de los entregables requeridos en el proyecto. Todo entregable debe ser enviado por correo y debe contar con una forma física y virtual. (Carta, oficio o expediente) - Todos los informes que deben ser entregados cada semana por la empresa licitante deben ser enviados a través de correo electrónico y del mismo modo que los entregables deben contar con una forma física y virtual.	
Responsables de distribuir la información	Toda información de relevancia debe ser transmitida según el flujo mostrado líneas arriba. Lo que significa que los principales responsables en distribuir información y retroalimentarla para que no se presenten dificultades en la comunicación son: - Equipo de proyectos. - Empresa ejecutora. - Entidades externas (SEAL, OSINERGMIN, MUNICIPALIDAD)	

Métodos o tecnologías para transmitir la información	Los métodos o tecnologías que se recomiendan utilizar son: 1. Reuniones presenciales. 2. Informes con cartas formales. 3. Informes de avances por correo electrónico. 4. Actas de reuniones. 5. Correos electrónicos formales. 6. Contratos.															
Frecuencia de comunicación	Debido a la duración aproximada de 21 semanas de ejecución del proyecto se ha optado por tener una comunicación entre la empresa ejecutora y el equipo de proyectos de manera DIARIA de lunes a viernes, así mismo realizar de manera SEMANAL una reunión con todos los interesados, para poder realizar la revisión conjunta del reporte de avance que la empresa ejecutora entregara todos los viernes culminando el día.															
Proceso de escalamiento	El proceso de escalamiento se dará al nivel del personal que ejecutara el proyecto, por lo cual se ha identificado 4 niveles donde el escalamiento se dará de forma ascendente. Por lo tanto, en el cuarto nivel se deben solucionar problemas que no presenten un riesgo para el proyecto. De presentarse problemas en el paquete de trabajo así afectando cronograma, costo y calidad se debe escalar al tercer nivel. Si se presentan problemas en gran parte de la EDT, cronograma del proyecto o presupuesto se debe escalar al segundo nivel. Y para problemas que afecten la continuidad del proyecto o alcance se debe escalar el primer nivel. A continuación, se muestra los niveles, la jerarquía y el plazo de escalamiento. <table><tr><th>NIVEL</th><th>JERARQUIA</th><th>PLAZOS</th></tr><tr><td>PRIMER NIVEL</td><td>Gerente del Proyecto</td><td>3 días</td></tr><tr><td>SEGUNDO NIVEL</td><td>Jefe de proyectos</td><td>2 días</td></tr><tr><td>TERCER NIVEL</td><td>Ingeniero de Energías</td><td>2 días</td></tr><tr><td>CUARTO NIVEL</td><td>Técnicos / Asistente</td><td>2 días</td></tr></table>	NIVEL	JERARQUIA	PLAZOS	PRIMER NIVEL	Gerente del Proyecto	3 días	SEGUNDO NIVEL	Jefe de proyectos	2 días	TERCER NIVEL	Ingeniero de Energías	2 días	CUARTO NIVEL	Técnicos / Asistente	2 días
NIVEL	JERARQUIA	PLAZOS														
PRIMER NIVEL	Gerente del Proyecto	3 días														
SEGUNDO NIVEL	Jefe de proyectos	2 días														
TERCER NIVEL	Ingeniero de Energías	2 días														
CUARTO NIVEL	Técnicos / Asistente	2 días														
Métodos para actualizar y mejorar el plan de comunicaciones	Debido al manejo de información de distintas fuentes, es bastante probable que se tenga que actualizar y mejorar continuamente el plan de comunicaciones. Por lo tanto, se realiza las siguientes recomendaciones: • Llevar un adecuado control documentario, separando por categorías (Cartas, informes, planos, actas, entre otros). • Archivar posibles solicitudes de cambio. • Realizar check-list de incidentes.															
Restricciones de comunicación	▪ Al ser un proyecto desarrollado para la institución, la empresa ejecutora no puede brindar información a otras empresas contratistas. ▪ Toda información que se quiera dar a conocer debe ser de lunes a viernes. No se aceptará información los fines de semana. ▪ La empresa ejecutora no puede realizar algún tipo de negociación con un interesado externo (SEAL, OSINERGMIN, Municipalidad), que le brinde algún beneficio.															

MATRIZ DE COMUNICACIONES
SF-UCSM-2019

Nº	Interesado(s)	Responsable de distribuir información	¿Qué se informará?	Motivo	Método de comunicación	Fecha inicio	Frecuencia de comunicación	Proceso de escalamiento
1	Gerente del proyecto	Equipo de proyectos	Revisión de informes semanales, solicitudes de cambio e informe de cierre del proyecto.	Mantener informado sobre cualquier incidencia que pueda afectar al proyecto	Reuniones semanales y presentación de informe con su respectiva carta.		Semanal	-
2	Equipo de proyectos	Empresa ejecutora	Informes semanales descritos en el contrato, posibles solicitudes de cambio.	Control adecuado de alcance, costo, cronograma y calidad del proyecto.	Reuniones semanales todos, informe con su carta respectiva entregado todos los viernes.		Semanal	Gerente del proyecto
3	SEAL	Equipo de proyectos	Especificaciones del sistema interconectado, permiso aprobado para interconexión	Aprobación de interconexión del sistema.	Comunicación a través oficio dirigido a representante de SEAL.		Al inicio del proyecto	Gerente del proyecto
4	OSINERGMIN	Equipo de proyectos	Informe sobre desarrollo de proyecto, permisos correspondientes para el sistema	Para el control y supervisión del sistema presentado.	Comunicación a través oficio dirigido a representante de OSINERGMIN.		Semestralmente	Gerente del proyecto
5	Personal mantenimiento	Empresa ejecutora	Se dará a conocer como es el funcionamiento y correcto mantenimiento de sistema.	Para garantizar el periodo de vida del sistema y capacitar al personal.	Charla de inducción.		Al finalizar el proyecto	Equipo de proyectos
6	Municipalidad	Equipo de proyectos	Solicitud de permiso para desarrollo del proyecto.	Obtención de permisos correspondientes.	Solicitud escrita adjunta con planos del proyecto.		Al inicio del proyecto	Gerente del proyecto

CONTROL DE VERSIONES

<i>Versión</i>	<i>Autor</i>	<i>Revisada por</i>	<i>Aprobada por</i>	<i>Fecha</i>	<i>Motivo</i>
001	M.Bellota				

PLAN DE GESTIÓN
PLAN DE GESTIÓN DE LOS INTERESADOS

Contactos Proyectos	NOMBRE	CORREO ELECTRÓNICO	NRO DE CONTACTO

HERRAMIENTAS Y TÉCNICAS QUE SE UTILIZARÁN:

- Reuniones.
- Habilidades Interpersonales.
- Juicio de Expertos.
- Sistema de Gestión de la Información.

CONTROL DE VERSIONES					
<i>Versión</i>	<i>Autor</i>	<i>Revisada por</i>	<i>Aprobada por</i>	<i>Fecha</i>	<i>Motivo</i>
001	M.Bellota				

PLAN DE GESTIÓN DE LOS INTERESADOS		SF-UCSM-2019		
Elemento	Descripción			
Estrategias de gestión de los interesados	Atributos que se emplearan: - Datos personales. - Cargo dentro de la organización. - Rol que desempeña. - Grado de influencia. - Nivel de compromiso. - Nivel de interés.			
	Nivel de compromiso de interesados:			
	Nº	Interesado	Nivel de Compromiso	Nivel deseado de compromiso
	1	Empresa Ejecutora	Promotor	Promotor
	2	SEAL	Neutro	Neutro
	3	OSINERGMIN	Neutro	Neutro
	4	Alcalde	Impulsor	Impulsor
	5	Personal mantenimiento	Neutro	Neutro
	6	Personal docente	Neutro	Neutro
	7	OEFA	Impulsor	Impulsor
	8	Ministerio del Ambiente	Impulsor	Impulsor
	▪ Gestión del impacto de cambios con las partes involucradas: Los cambios en la gestión del proyecto, en cuanto se refiere a los interesados, hace uso de las habilidades blandas (habilidades interpersonales), con la intención de asegurar que las partes involucradas mediante el control y manejo de emociones comprendan claramente los beneficios de los cambios y los riesgos o consecuencia de no haberlos efectuado. De modo que, anticipando las reacciones de los interesados del proyecto, se cuente con el apoyo y minimice los impactos negativos. La estrategia a utilizar considera el fomentar el compromiso de los interesados en las actividades del proyecto durante todo el ciclo de vida del proyecto. Por lo que se aplica la siguiente estrategia de comunicación en función a las etapas del proyecto: INICIO: - Definir los canales de comunicación por los cuales se transmitirá la información del proyecto, identificando los medios más efectivos.			

	• PLANIFICACIÓN: ○ Identificar las necesidades reales de información (tipo de información requerida, frecuencia de comunicación y grado de entendiendo de la data). ○ Definir los niveles de escalamiento requeridos en la toma de decisiones en el proyecto y realización de reuniones efectivas para su gestión. ○ Seleccionar los instrumentos adecuados para comunicar, se considera vital que todos los involucrados conozcan el Plan de Comunicaciones del proyecto y los procedimientos para la gestión y aprobación de solicitudes de cambio. • DESARROLLO: ○ Monitorear a lo largo del proyecto si las necesidades de los interesados cambian. ○ Establecer alianzas fomentando relaciones ganar-ganar, lo que implica la práctica de empatía y asertividad con los distintos interesados del proyecto, a manera de generar soluciones consensuadas y de provecho para ambas partes. • CIERRE: ○ Comunicar a todos los interesados acerca de la culminación de las tareas planificadas y del éxito del proyecto. ▪ Estrategia para alcanzar el compromiso de los interesados a lo largo del proyecto: Para mantener el compromiso de los interesados se considera hacer uso de un "Sistema de gestión de la información"(Control documentario), que proporcione retroalimentación de forma bidireccional acerca de la información relevante del proyecto como los costos, avance de cronograma, informes semanales y cualquier información que se contemple relevante siempre con previa revisión y autorización de la autoridad competente de la institución. Todo esto con el fin de cultivar relaciones fuertes y de confianza con los interesados. ▪ Estrategia para la buena relación entre el equipo del proyecto y los interesados: En el proyecto se tiene contemplado la disposición de reuniones presenciales como medio para comunicar y resolver polémicas oportunamente con los interesados. Cuando las reuniones presenciales no se considere práctico tenerlas (por temas de distancia), se recurrirán a las llamadas telefónicas, video llamada y correo electrónico. ▪ Gestión de conflictos: Como medida para abordar y solucionar los conflictos entre interesados, se plantea las siguientes acciones: • Confrontación: Enfrentar el conflicto directamente por medio de un acercamiento problema-solución. • Compromiso: Usar un acercamiento dar- recibir. • Suavizar: No enfatizar en áreas de diferencia, pero si en las de acuerdo. • Forzar: Acercar a ganar-perder. • Retiro: Retirarse de un desacuerdo real o potencial. Así mismo se ha considerado que se lleve un registro de los posibles conflictos y controversias que puedan darse desde el inicio hasta el cierre del proyecto. Este registro será llevado por el asistente administrativo, para su evaluación diaria en conjunta con el jefe de proyectos y poder abordarlo de la mejor forma posible cada posible incidente.

INFORMACION DE INTERESADOS

SF-UCSM-2019

Nº	Interesado	Cargo en la Organización	Rol en el proyecto	Información de contacto
1	Empresa Ejecutora	Gerente de contratista	Desarrolla proyecto en función a los requerimientos acordados con la institución	
2	SEAL	Externo	Otorga autorización para la interconexión.	
3	OSINERGMIN	Externo	Regula y supervisa el proyecto según las especificaciones técnicas.	
4	Alcalde	Externo	Otorga autorización en construcción de obras.	
5	Personal mantenimiento	Interno	Personal encargado de mantenimiento de sistema.	
6	Personal docente	Interno	Personal interesado en temas de materia educativa. (Ambiente, electrónica, industrial y otros)	
7	OEFA	Externo	Impulsa y promueve el cumplimiento de la normativa en materia ambiental.	
8	Ministerio del Ambiente	Externo	Organismo máximo público que promueve la conservación y uso de recursos naturales.	
* En información de contacto considerar número, correo y nombre completo.				

**EVALUACION DE INFORMACION DE
INTERESADOS**

SF-UCSM-2019

Nº	Interesado	Tipo de Interesado	Principales Necesidades e Intereses	Principales Requerimientos	Influencia en el Proyecto	Fase en el proyecto de mayor participación
1	Empresa Ejecutora	Licitante	Conocer las bases y requerimientos para proponer la propuesta más factible a la institución.	Especificaciones del sistema eléctrico de la instalación y requerimiento técnicos.	ALTO	Inicio, planificación, desarrollo y cierre del proyecto.
2	SEAL	Servicios Eléctricos	Tener conocimiento si el proyecto cumple con la normativa eléctrica y de energías renovables.	Especificaciones técnicas del proyecto.	ALTO	Inicio y planificación del proyecto.
3	OSINERGMIN	Entidad Estatal	Acceso a información relacionada a especificaciones y funcionamiento del sistema fotovoltaico.	Especificaciones técnicas del proyecto. Resultado de pruebas.	MEDIO	Inicio y cierre del proyecto.
4	Alcalde	Entidad Distrital	Interés en desarrollar proyectos similares en el distrito.	Generar créditos políticos.	BAJO	Inicio del proyecto.
5	Personal mantenimiento	Personal técnico	Interés por capacitación en mantenimiento y funcionamiento del sistema.	Manual de funcionamiento y mantenimiento.	BAJO	Desarrollo y cierre del proyecto.
6	Personal docente	Personal educativo	Interés en desarrollar actividades educativas para promover proyectos similares.	Especificaciones técnicas, planos y manual de funcionamiento.	BAJO	Desarrollo y cierre del proyecto.
7	OEFA	Entidad Estatal	Impulsar proyectos similares en la región sur.	Especificaciones técnicas del proyecto.	MEDIO	Inicio y cierre del proyecto.
8	Ministerio del Ambiente	Entidad Estatal	Brindar apoyo para el desarrollo del proyecto.	Especificaciones técnicas del proyecto.	MEDIO	Inicio y cierre del proyecto.
Influencia se mide con rangos ALTO, MEDIO Y BAJO.						

Toda referencia o terminología de la documentación se hizo bajo "Project Management Institute, Inc.(2013). Guía de los fundamentos para la dirección de proyectos (Guía del PMBOK) Quinta Edición"

Toda tabla, gráfica, diagrama, cronograma y formato fue elaboración propia del autor de esta propuesta.

Conclusiones

PRIMERA: La información recolectada sobre energías renovables, permitirá identificar qué tipo de sistema fotovoltaico, es el más recomendado para la institución. El cual por las características y diversos beneficios que puede brindar es un sistema fotovoltaico conectado a la red.

SEGUNDA: El alcance más adecuado para el uso de energías renovables en la UCSM, debe limitarse a alimentar solo la red eléctrica del sistema de iluminación del pabellón que se utilice como piloto. Esta debe cubrir una ventana de operación entre las 6:00 horas y las 17:00 horas debido a que en este rango de horas el sol emite la radiación necesaria para producir la energía requerida.

TERCERA: De acuerdo al análisis energético que se realizó en los pabellones de la UCSM se obtuvo como resultado que en los pabellones A, B, C, D, E y O se tiene un consumo energético de luminarias aproximado en un día de 32,900 w/día cada uno; mientras que el consumo energético de luminarias aproximado del pabellón CH en un día es de 57,704 w/día y por último el consumo energético de luminarias aproximado en el pabellón S en un día es de 89,240 w/día.

CUARTA: Al proponer llevar la implementación de un proyecto con celdas fotovoltaicas bajo el PMI, nos permitirá llevar una mejor gestión del mismo, brindándonos las herramientas necesarias para determinar un adecuado alcance del proyecto, evitar posibles sobrecostos y retrasos en cronogramas, identificar de principales riesgos, controlar la calidad, gestionar adecuadamente los recursos, identificarlos los principales canales de comunicación e identificar a los principales interesados.

QUINTA: La inversión propuesta para el proyecto modelado asciende a 44,742.14 S/. (Costo de componentes y mano de obra), el cual según la amortización propuesta se recuperaría en un periodo de 8 años. Y teniendo como ahorro acumulado de 140,944.80 S/. durante el ciclo de vida del sistema (Aproximadamente 25 años).

Sugerencias

PRIMERA: Se sugiere que primero se realice un piloto de un proyecto con paneles solares para evitar posibles problemas con la normativa de sistemas solares interconectados a la red. Lo recomendable es plantear un proyecto que brinde una potencia no mayor a los 30 kW. Se recomienda que se realice dicho piloto en el pabellón “S” ya que presenta diversas características que facilitarían su instalación.

SEGUNDA: De acuerdo al desarrollo del proyecto bajo el enfoque del PMI se pudo analizar que, para desarrollar un proyecto con paneles solares, es importante determinar si es necesario el uso de estructura metálica o ejes de sujeción. En caso de no optar por una estructura metálica, el costo de inversión sería menor siempre y cuando, el no considerar este componente no afecte la producción requerida del pabellón.

TERCERA: Para lograr una mejor eficiencia del sistema fotovoltaico se recomienda el uso de tecnología LED en iluminación la cual presenta un mayor ciclo de vida y un menor consumo energético sin afectar la potencia de iluminación.

CUARTA: La Universidad Católica de Santa María podría implementar proyectos con celdas fotovoltaicas en sus otras áreas institucionales tales como Huasacache, fundo Majes e incluso en el nuevo edificio en construcción donde atenderá las escuelas de postgrado y rectorado.

Bibliografía

- Castro, M., Carpio, J., Guirado, R., Colmenar, A., Dávila, L. (2008). Energía Solar Fotovoltaica.
- García M., Marroyo L. Dpto. de ingeniería eléctrica y electrónica. Universidad pública de navarra Arrarás M., Donamaria J.A., Pérez M.A. y Esparza F. (2006). Sistema fotovoltaico de concentración 2x con seguimiento en dos ejes. Energía, 32: 50-51
- Project Management Institute, Inc.(2013). Guía de los fundamentos para la dirección de proyectos (Guía del PMBOK) Quinta Edición.
- Sánchez M. (2008). Efecto fotovoltaico. México: Limusa, innovación y cualificación.
- Senamhi. (2003). Atlas de energía solar.
- Rios Villacorta, Alberto. (2016). Futuro de la energía solar en el Perú: Estrategias energéticas sostenibles.
- Zweibel K., Mason J., fthenakis V. (2008). Hacia 2050 la energía solar podría acabar con la dependencia norteamericana del crudo extranjero y rebajar de forma drástica las emisiones de gases de invernadero. Investigación y ciencia, 2: 22-31
- Bareaubaterias. “<http://www.bareaubaterias.com/renovables/es/instalaciones-aisladas-fotovoltaicas.php>”
- COES en el foro energía y desarrollo de comex Perú, Por Cesar Butrón, “<https://es.slideshare.net/ernestolinares9/coes-en-el-foro-energa-y-desarrollo-de-comex-per>”
- Energía fotovoltaica. Celdas fotovoltaicas extraído de <http://www.energiafotovoltaica.ws/placas/funcionamiento-celulas-fotovoltaicas.html>
- ENF Solar, fabricación de paneles solares 2015-2019 “<http://es.enfsolar.com/directory/panel>”
- Foro por Miguel Hadzich, “<http://miguelhadzich.com/wp-content/uploads/2013/05/AREQUIPA-Mapa-de-energia-solar-incidente-diaria.jpg>”
- Guzmán D., Investigación para Física Electrónica extraído de “http://www.galeon.com/energiasolar/#_RECOGIDA_DIRECTA_DE”
- Independent Statistics & Analysis. “<https://www.eia.gov/>”
- International Energy Agency “<http://energyatlas.iea.org/#!/tellmap/-1118783123>”
- La International Standards Organization y la International Electrochemical Commission (ISO e IEC) “<http://es.commscope.com/ThinkingAhead/Standards/Enterprise/ISO-and-IEC/>”
- Marco legal de energía renovables y Matriz Energética, 13 de noviembre del 2012 “http://www.camara-alemana.org.pe/downloads/05_OSINERG_121113-PRE-JMG-Marco-Legal-Energias-Renovables-Matriz-Energetica.pdf”
- Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Mina “<http://www.osinergmin.gob.pe>”

Anexos

Anexo N°1: Formato de solicitud de cambios

FORMATO DE SOLICITUD DE CAMBIOS SCP-Rev 001			
NOMBRE DEL PROYECTO:			
CODIGO DEL PROYECTO:			
NUMERO DE SOLICITUD:		FECHA SOLICITUD:	
NOMBRE SOLICITANTE DE CAMBIO:			
CARGO EN PROYECTO:			
CATEGORIA DE CAMBIO:		ID EDT:	
DESCRIPCION DEL CAMBIO PROPUESTO (INCLUYA TODA DOCUMENTACION DETALLADA)			
JUSTIFICACION Y SUSTENTACION DEL CAMBIO			
% IMPACTO SOBRE EL PROYECTO AL NO IMPLEMENTAR EL CAMBIO			
ALCANCE			
COSTO			
TIEMPO			
CALIDAD			
IMPACTO SOBRE EL PROYECTO AL NO IMPLEMENTAR EL CAMBIO			
FECHA LIMITE PARA DECISIÓN			

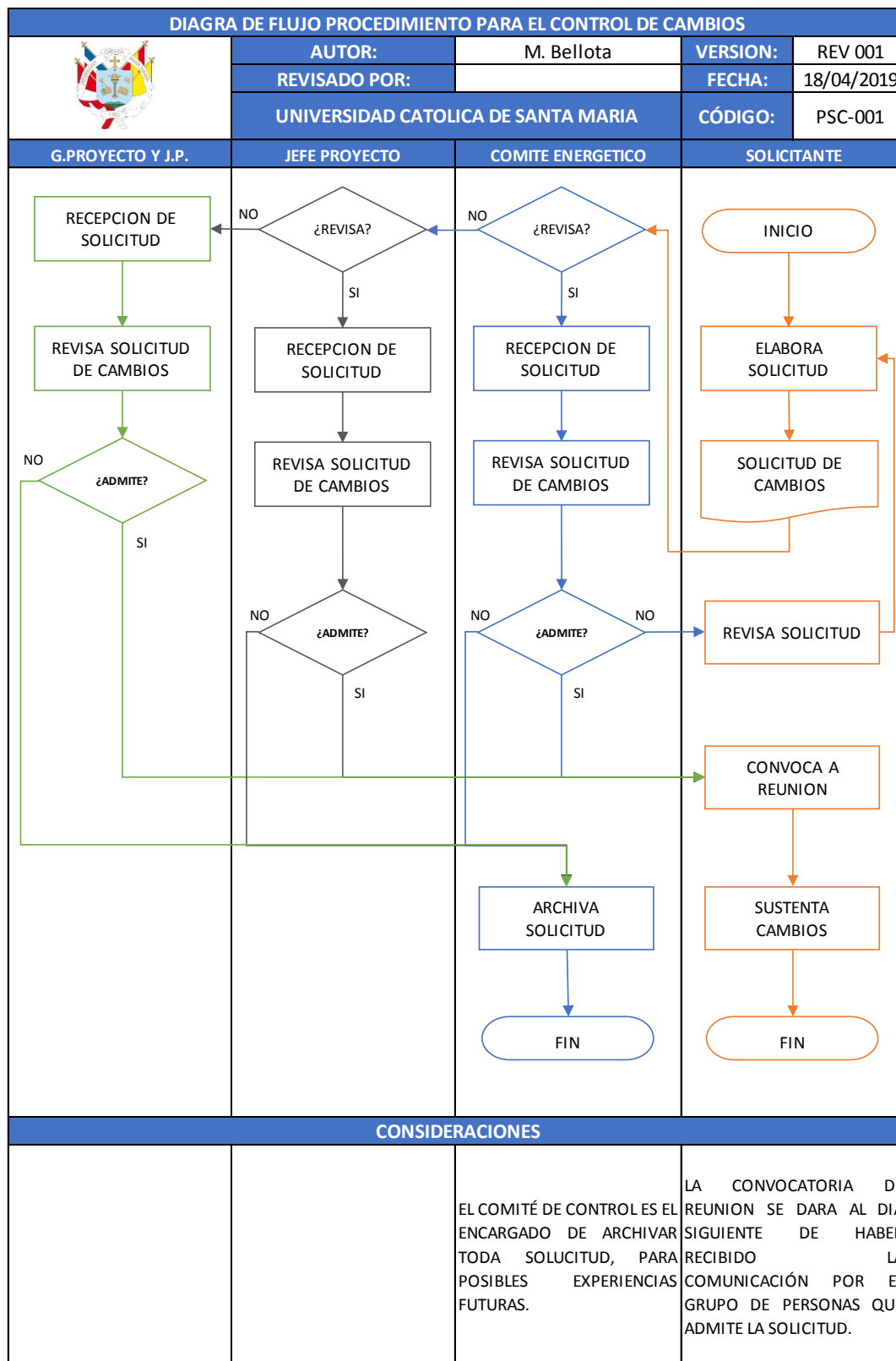
OBSERVACIONES

FIRMA SOLICITANTE

LISTA ANEXOS DE SOLICITUD (PLANOS, DOCUMENTOS, OTROS)



Anexo N° 2: Diagrama de flujo procedimiento para el control de cambios



Anexo N° 3: Resultado Simulación sistema 10.24 kWp



PVSYST V6.78		27/01/19		Página 1/6		
Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación						
Proyecto : Pabellon 3						
Sitio geográfico		Pabellon 3		País Peru		
Ubicación		Latitud -16.41° S		Longitud -71.55° W		
Tiempo definido como		Hora Legal Huso horario UT-5		Altitud 2307 m		
Datos meteorológicos:		Pabellon 3		Meteonorm 7.2 - Sintético		
Variante de simulación : Nueva variante de simulación						
Fecha de simulación		27/01/19 18h31				
Simulación para la		10.º año de funcionamiento				
Parámetros de la simulación		Tipo de sistema No hay escenario 3D, no hay sombreados				
Orientación plano captador		Inclinación 26°		Acimut 0°		
Modelos empleados		Transposición Perez		Diffuso Perez, Meteonorm		
Horizonte		Sin horizonte				
Sombreados cercanos		Sin sombreado				
Necesidades del usuario :		Carga ilimitada (red)				
Características del conjunto FV						
Módulo FV		Si-poly	Modelo JKM 320PP-72 (Plus)-V			
Base de datos Pvsyst original		Fabricante Jinkosolar				
Número de módulos FV		En serie 8 módulos	En paralelo 4 cadenas			
Núm. total de módulos FV		Núm. módulos 32	Pnom unitaria 320 Wp			
Potencia global del conjunto		Nominal (STC) 10.24 kWp	En cond. de funciona. 9.25 kWp (50°C)			
Caract. funcionamiento del conjunto (50°C)		U mpp 271 V	I mpp 34 A			
Superficie total		Superficie módulos 82.1 m²	Superficie célula 56.1 m²			
Inversor						
Base de datos Pvsyst original		Modelo Sunny Boy 6000 U-208				
Características		Fabricante SMA				
Voltaje de funcionam.		250-480 V	Pnom unitaria 5.00 kWac			
Paquete de inversores		Núm. de inversores 2 unidades	Potencia total 10.0 kWac			
			Relación Pnom 1.02			
Factores de pérdida del conjunto FV						
Suciedad del conjunto		Uc (const) 29.0 W/m²K	Fracción de pérdidas 3.0 %			
Factor de pérdidas térmicas			Uv (viento) 0.0 W/m²K / m/s			
Pérdida óhmica en el Cableado		Res. global conjunto 133 mOhm	Fracción de pérdidas 1.5 % en STC			
Pérdida Diodos en Serie		Caída de voltaje 0.7 V	Fracción de pérdidas 0.2 % en STC			
LID - "Light Induced Degradation"			Fracción de pérdidas 2.0 %			
Pérdida Calidad Módulo			Fracción de pérdidas -0.8 %			
Pérdidas de "desajuste" Módulos			Fracción de pérdidas 1.0 % en MPP			
Pérdidas de "desajuste" cadenas			Fracción de pérdidas 0.10 %			
Deterioro promedio de los módulos		Año núm. 10	Factor de pérdidas 0.4 %/año			
Desajuste debido al deterioro		Dispersión RMS sobre Imp 0.4 %/año	Dispersión RMS sobre Vmp 0.4 %/año			
Efecto de incidencia, parametrización ASHRAE		IAM = 1 - bo (1/cos I - 1)	Parám. bo 0.05			
Corrección espectral		Modelo FirstSolar. Agua precipitable estimada a partir de la humedad relativa				
Conjunto de coeficientes	C0	C1	C2	C3	C4	C5
Polycrystalline Si	0.8408	-0.027539	-0.0079224	0.1357	0.038024	-0.0021218

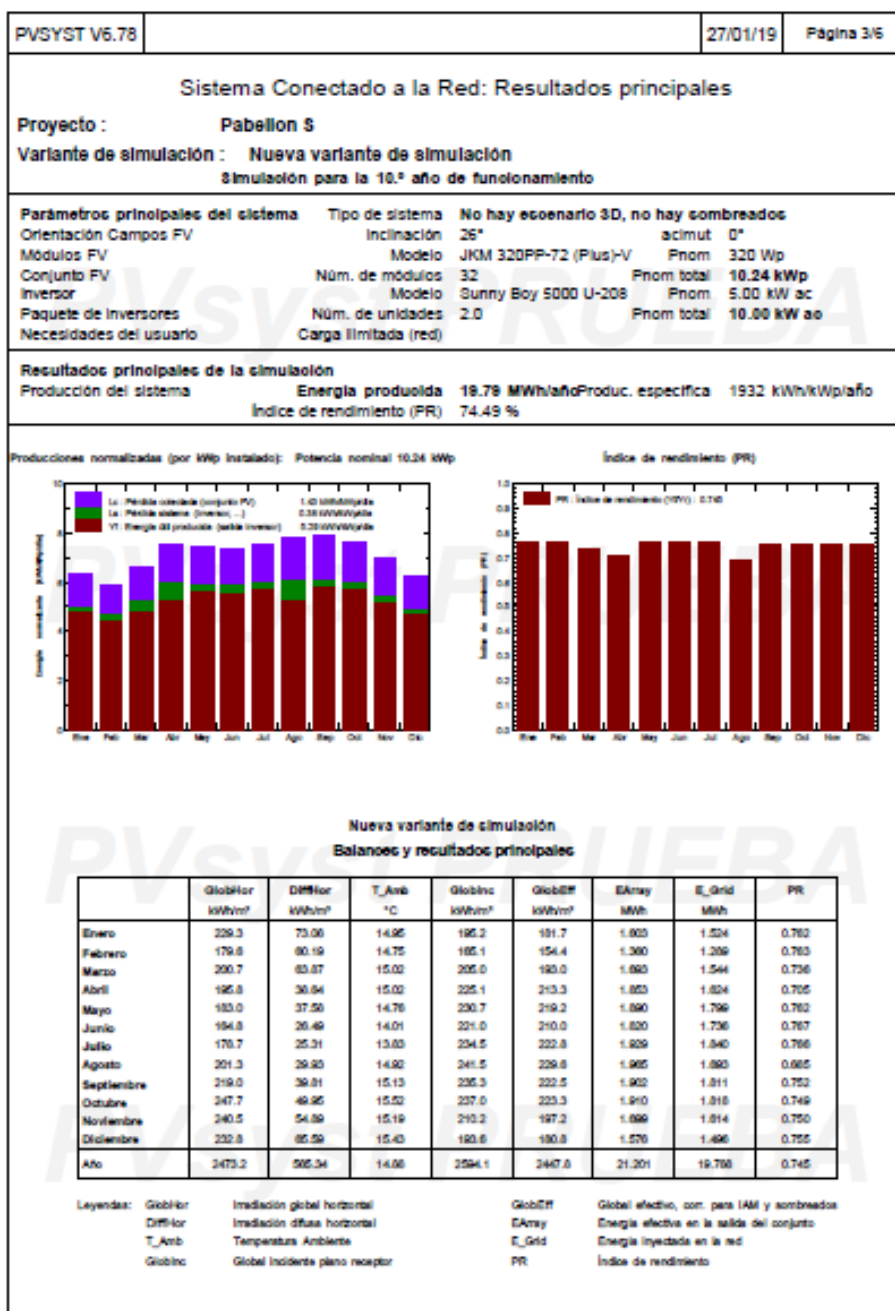
Proyecto finalizado

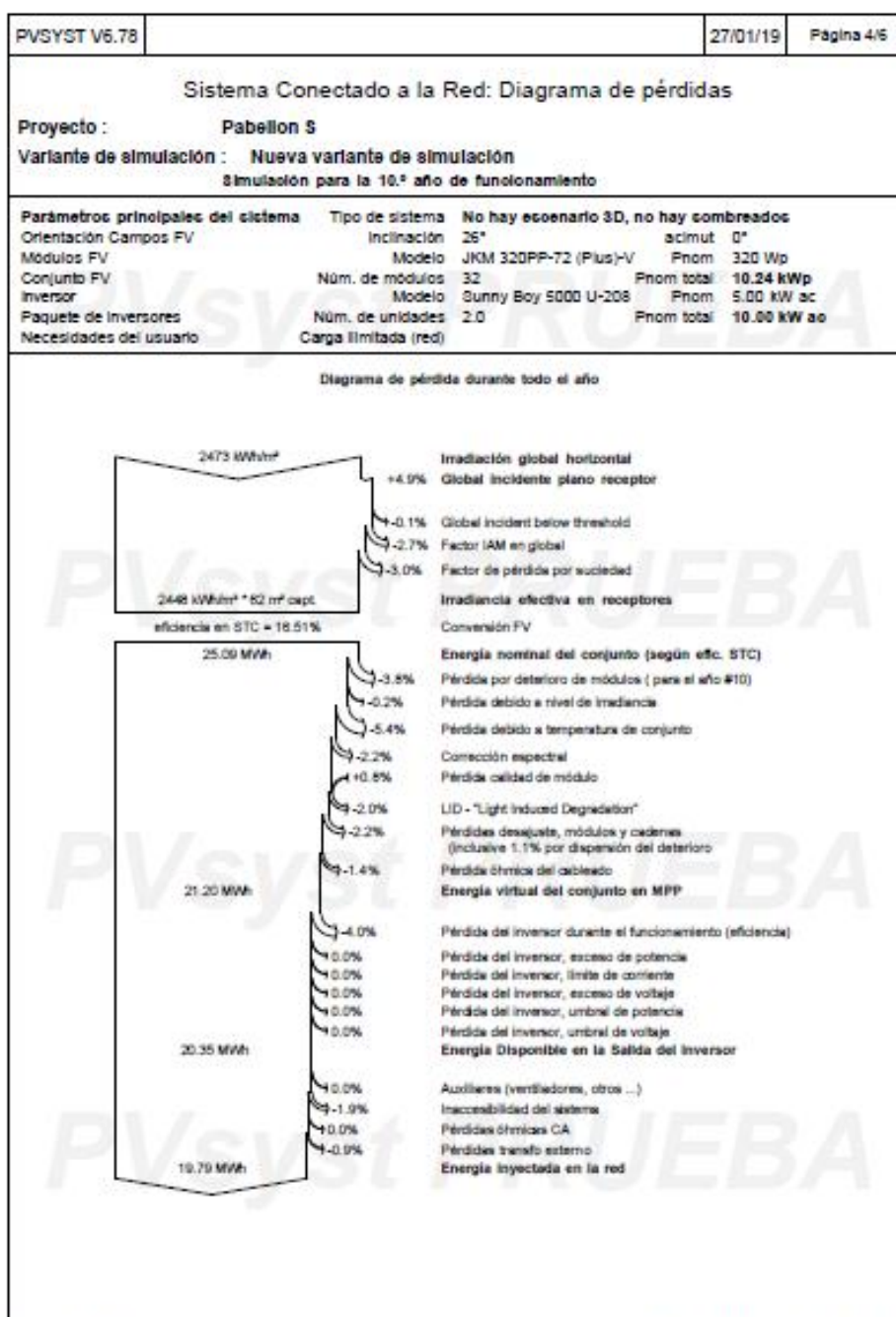
Traducción en español, 90% en todo inglés está garantizado.

PVSYST V6.78		27/01/19	Página 2/6
Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación			
Factores de pérdida del sistema			
Pérdida CA entre Inversor y transfo	Voltaje Inversor	208 Vac tri	
	Conductores: 2x10.0 mm ²	0 m	Fracción de pérdidas 0.0 % en STC
Transformador externo	Pérdida fierro (Descon. nocturna)	10 W	Fracción de pérdidas 0.1 % en STC
	Pérdidas Resistivas/Inductivas	44.1 mOhm	Fracción de pérdidas 1.0 % en STC
Indisponibilidad del sistema	7.3 días, 3 periodos		Fracción de tiempo 2.0 %
Pérdidas auxiliares	Constant during operation	0 W	... del umbral de potencia 0.0 kW

PVsystranslation made

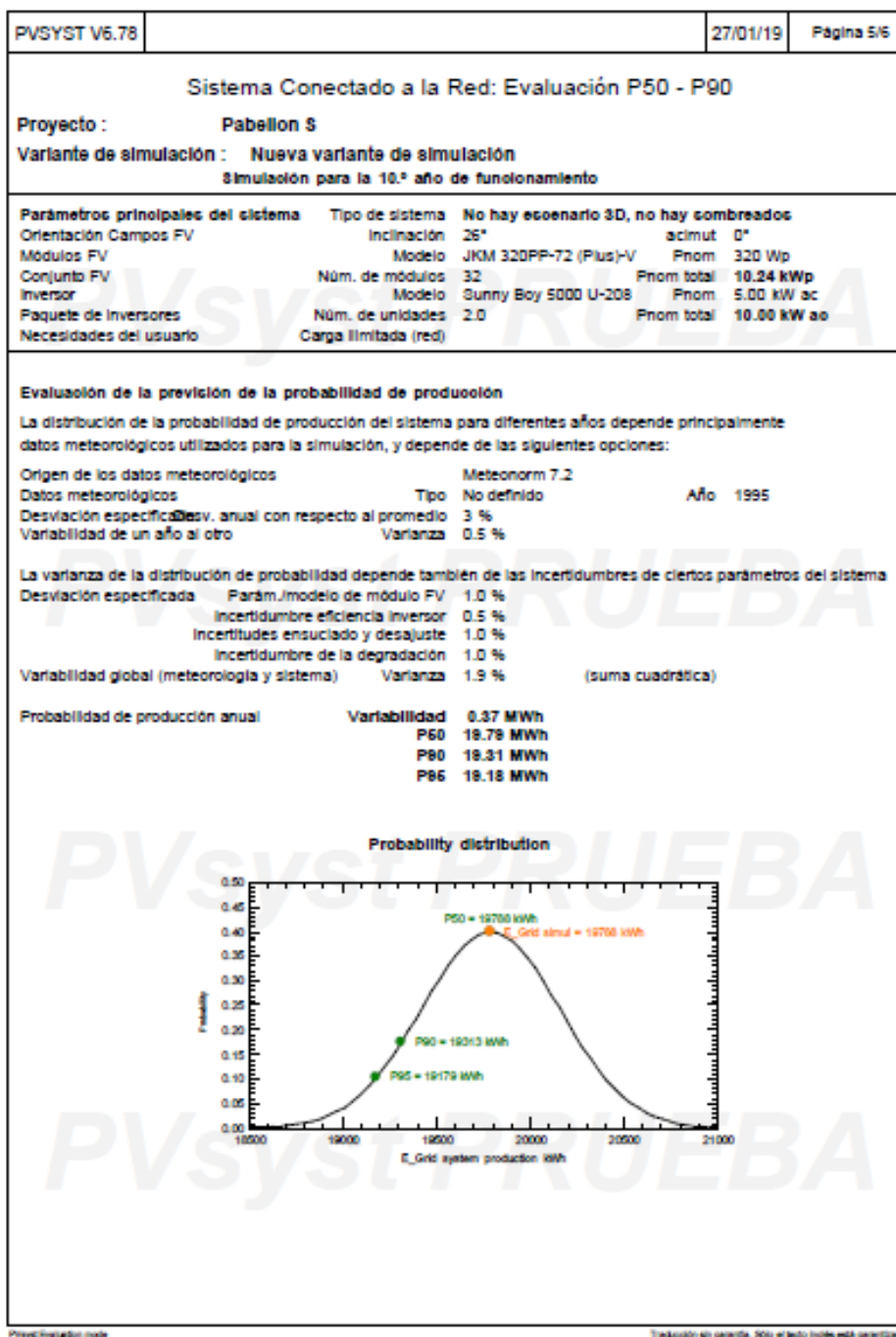
Traducción no garantida, sólo el texto inglés está garantizado.

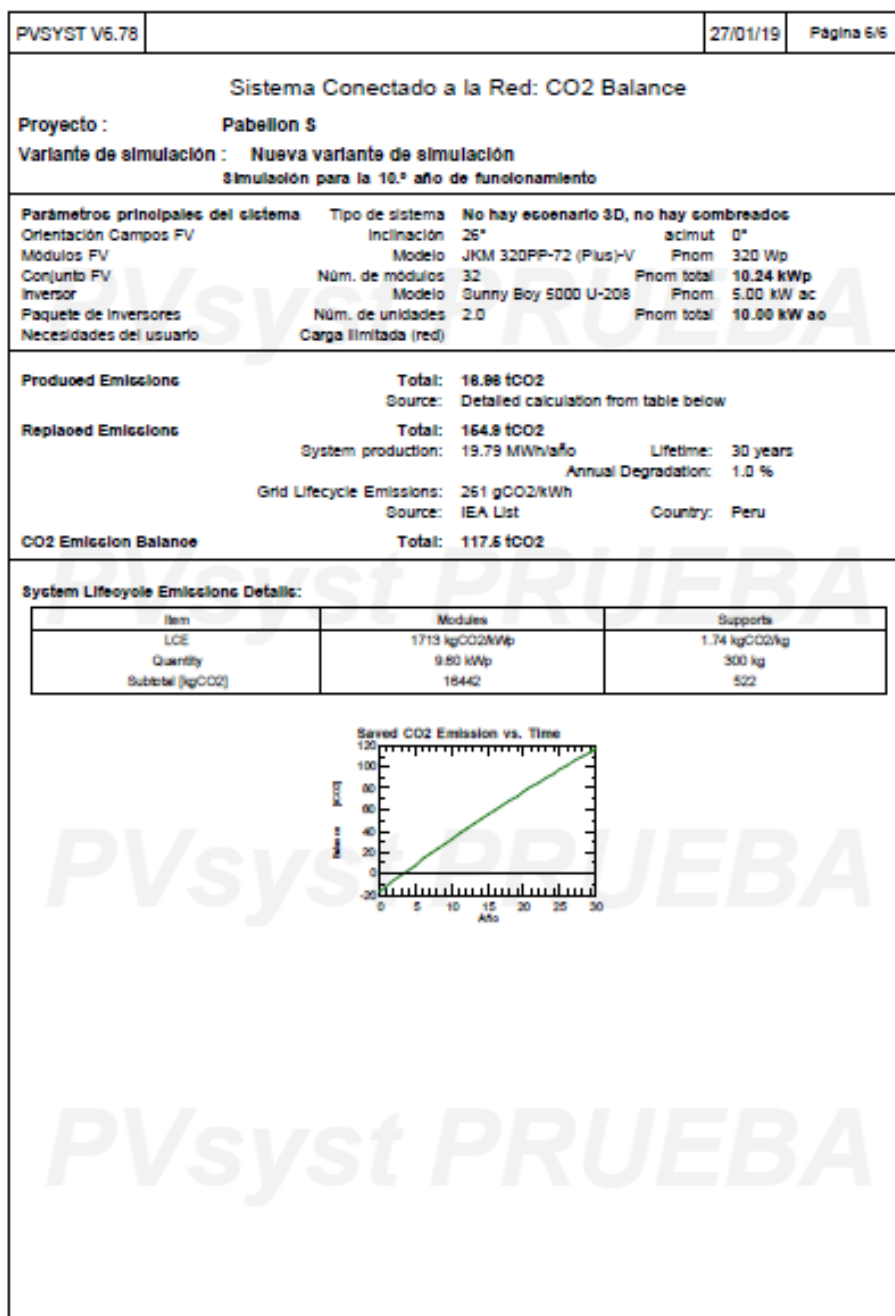




Predefinición de modo

Traducción al formato. No se ha hecho más validación.





Proyecto simulado

Traducción sin garantía, sólo el texto inglés está garantizado.

Anexo N° 4: Decreto Legislativo N° 25844

LEY DE CONCESIONES ELÉCTRICAS

DECRETO LEY N° 25844

Publicada en el Diario Oficial El Peruano el 19/11/1992.

Modificaciones:

1. Ley N° 26734, publicada el 31/12/1996.
2. Ley N° 26876, publicada el 19/11/1997.
3. Ley N° 26896, publicada el 12/12/1997.
4. Ley N° 26980, publicada el 27/09/1998.
5. Ley N° 27010, publicada el 08/12/1998.
6. Ley N° 27116, publicada el 17/05/1999.
7. Ley N° 27239, publicada el 22/12/1999.
8. Ley N° 27435, publicada el 16/03/2001.
9. Ley N° 28447, publicada el 30/12/2004.
10. Ley N° 28832, publicada el 05/07/2006.
11. Ley N° 29178 publicada el 03/01/2008.
12. Decreto Legislativo N° 1002 publicado el 02/05/2008.
13. Decreto Legislativo N° 1041 publicado el 26/06/2008.
14. Decreto de Urgencia N° 032-2010 publicado el 29/04/2010.

Concordancias:

1. Decreto Supremo N° 009-1993-EM, publicado el 25/02/1993. (REGLAMENTO)
2. Ley N° 26821, publicada el 26/06/1997.
3. Decreto de Urgencia N° 007-2004, publicado el 20/07/2004.
4. Ley N° 28832, publicada el 05/07/2006.
5. Ley N° 29179, publicada el 03/01/2008.
6. Ley N° 29338, publicada el 31/03/2009
7. Ley N° 27345, publicada el 08/09/2000.
8. Decreto Supremo N° 040-99-EM, publicada el 15/09/1999.
9. Decreto Legislativo N° 757, publicado el 13/11/1991.
10. Resolución Suprema N° 098-94-EM, publicada 29/12/1994.
11. Decreto Legislativo N° 728, publicado el 12/11/1991.
12. Decreto Supremo N° 005-2006-AG, publicado el 10/02/2006.
13. Decreto Supremo N° 022-2009-EM, publicado el 16/04/2009
14. Decreto Supremo N° 029-2008-EM, publicado el 30/05/2008.
15. Decreto Supremo N° 020-97-EM, publicado el 11/10/1997.
16. Resolución Ministerial N° 177-1996-EM/VME, publicada el 22/04/1996.
17. Decreto Supremo N° 025-2007-EM, publicado el 03/05/2007.
18. Resolución Directoral N° 003-95-EM/DGE, publicada el 23/04/1995.
19. Ley N° 28790, publicada el 19/07/2006.
20. Decreto Supremo N° 049-2005-EM, publicado el 24/11/2005.
21. Ley N° 26712, publicada el 24/12/1996.
22. Decreto Legislativo N° 668, publicado el 14/09/1991.
23. Decreto Legislativo N° 662, publicado el 02/09/1991.
24. Decreto Supremo N° 087-2002-EF, publicado el 01/06/2002.
25. Resolución Ministerial N° 124-95-EM/VME, publicada el 17/05/1995.
26. Decreto Supremo Extraordinario N° 067-93-PCM, publicado el 12/06/1993.
27. RM N° 237-2006-MEM-DM, publicada el 18/05/2006.
28. Decreto de Urgencia N° 116-2009, publicado el 17/12/2009.
29. Decreto Supremo N° 010-2009-EM, publicado el 11/02/2010.
30. Decreto Supremo N° 041-2011-EM, publicado el 20/07/2011.

POR CUANTO:

El Gobierno de Emergencia y Reconstrucción Nacional;
Con el voto aprobatorio del Consejo de Ministros;
Ha dado el Decreto Ley siguiente:

LEY DE CONCESIONES ELECTRICAS

INDICE

TITULO I	: DISPOSICIONES GENERALES (Arts. 1° al 9°)
TITULO II	: COMISION DE TARIFAS ELECTRICAS (Arts. 10° al 21°)
TITULO III	: CONCESIONES Y AUTORIZACIONES (Arts. 22° al 38°)
TITULO IV	: COMITE DE OPERACION ECONOMICA DEL SISTEMA (Arts. 39° al 41°) DEROGADO
TITULO V	: SISTEMA DE PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD (Arts. 42° al 81°)
TITULO VI	: PRESTACION DEL SERVICIO PUBLICO DE ELECTRICIDAD (Arts. 82° al 100°)
TITULO VII	: FISCALIZACION (Arts. 101° al 103°)
TITULO VIII	: GARANTIAS Y MEDIDAS DE PROMOCION A LA INVERSION (Arts. 104° al 107°)
TITULO IX	: USO DE BIENES PUBLICOS Y DE TERCEROS (Arts. 108° al 119°)
TITULO X	: DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS (Arts. 120° al 123°)
TITULO XI	: DISPOSICIONES TRANSITORIAS
DISPOSICION FINAL	
ANEXO DE LA LEY DE CONCESIONES ELECTRICAS: DEFINICIONES	

TITULO I DISPOSICIONES GENERALES

Artículo 1°.- Las disposiciones de la presente Ley norman lo referente a las actividades relacionadas con la generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica.

El Ministerio de Energía y Minas y el OSINERG en representación del Estado son los encargados de velar por el cumplimiento de la presente ley, quienes podrán delegar en parte las funciones conferidas.¹

Las actividades de generación, transmisión y distribución podrán ser desarrolladas por personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras. Las personas jurídicas deberán estar constituidas con arreglo a las leyes peruanas.

Concordancias:

Const. 1993: Arts. [63°](#), [71°](#)

D. Ley N° 25844: Arts. 3° incs. [a\)](#), [b\)](#), [c\)](#); [4°](#), [5°](#), [7°](#), [9°](#); 11° incs. [d\)](#), [e\)](#); 18° incs. [a\)](#), [h\)](#), [j\)](#); [23°](#), [24°](#), 25 inc. [g\)](#), [30°](#), [31°](#), [32°](#), [33°](#), [34°](#), 36 incs. [d\)](#), [e\)](#), [39°](#), 43° incs. [b\)](#), [c\)](#), [45°](#), 47° incs. [a\)](#), [g\)](#), [48°](#), [49°](#), 51° incs. [b\)](#), [h\)](#), [57° al 64°](#), [66°](#), [67°](#), [68°](#), [69°](#), 70° inc. [b\)](#), [71°](#), [72°](#), [77°](#), [80°](#), [81°](#), [82°](#), [86°](#), [93° al 96°](#), [101°](#), [106°](#), [107°](#), [108°](#), 110° incs. [b\)](#), [c\)](#), [113°](#), [120°](#), [122°](#), [4ta. DT.](#), [5ta. DT.](#), [6ta. DT.](#), [10ma. DT.](#)

D. S. N° 009-93-EM (REGLAMENTO): Arts. [1°](#), [9°](#), [10°](#), [192°](#) y [193°](#).

Artículo 2°.- Constituyen Servicios Públicos de Electricidad:

- El suministro regular de energía eléctrica para uso colectivo o destinado al uso colectivo, hasta los límites de potencia fijados por el Reglamento; y,
- La transmisión y distribución de electricidad.

El Servicio Público de Electricidad es de utilidad pública.²

¹ Segundo párrafo modificado por la Octava Disposición Complementaria de la Ley 26734, publicada el 31/12/1996, cuyo texto rige en la actualidad.

El texto anterior era el siguiente:

El Ministerio de Energía y Minas, en representación del Estado, es el encargado de velar por el cumplimiento de la presente Ley, quien podrá delegar en parte las facultades conferidas.

² Artículo modificado por la Única DCM de la Ley N° 28832, publicada el 23/07/2006, cuyo texto rige en la

Concordancia:

[D.U. N° 007-2006](#): Art. [1°](#).

Artículo 3°.- Se requiere concesión definitiva para el desarrollo de cada una de las siguientes actividades:

- a) La generación de energía eléctrica que utilice recursos hidráulicos, con potencia instalada mayor de 500 KW;
- b) La transmisión de energía eléctrica, cuando las instalaciones afecten bienes del Estado y/o requieran la imposición de servidumbre por parte de éste;
- c) La distribución de energía eléctrica con carácter de Servicio Público de Electricidad, cuando la demanda supere los 500 KW; y,
- d) La generación de energía eléctrica con recursos Energéticos Renovables conforme a la Ley de la materia, con potencia instalada mayor de 500 KW.³

Concordancia:

[D. Ley N° 25844](#): Arts. [121°](#) y [122°](#).

[D. S. N° 009-93-EM](#): Arts. [3°](#), [4°](#), [5°](#), [7°](#) y [29°](#).

Artículo 4°.- Se requiere autorización para desarrollar las actividades de generación termoeléctrica, cuando la potencia instalada sea superior a 500 KW.^(*)⁴

Concordancia:

[D. S. N° 009-93-EM](#): Arts. [6°](#), [7°](#) y [29°](#).

Artículo 5°.- La generación de energía eléctrica de origen nuclear se normará por Ley expresa.

Artículo 6°.- Las concesiones y autorizaciones serán otorgadas por el Ministerio de Energía y Minas, que establecerá para tal efecto un Registro de Concesiones Eléctricas.

Concordancias:

[D. Ley N° 25844](#): Arts. [3°](#), [4°](#), [7°](#), [22° al 26°](#), [28° al 31°](#), [35°](#), [36°](#), [38°](#), [100°](#), [104°](#), [105°](#), [4ta. DT](#), [6ta. DT](#)

[D. S. N° 009-93-EM](#): Arts. [7°](#), [8°](#), [10°](#), [11°](#), [29°](#) y [1ra. DT](#)

[RM N° 237-2006-MEM-DM](#)

actualidad.

El texto anterior era el siguiente:

Artículo 2°.- Constituye Servicio Público de Electricidad, el suministro regular de energía eléctrica para uso colectivo, hasta los límites de potencia que serán fijados de acuerdo a lo que establezca el Reglamento. El Servicio Público de Electricidad es de utilidad pública.

³ Artículo modificado por la Primera Disposición Modificatoria del D. LEG. N° 1002, publicado el 02/05/2008, cuyo texto rige en la actualidad.

El texto original era el siguiente:

Artículo 3.- Se requiere concesión para el desarrollo de cada una de las siguientes actividades:

- a) La generación de energía eléctrica que utilice recursos hidráulicos y geotérmicos, cuando la potencia instalada sea superior a 10 MW;
- b) La transmisión de energía eléctrica, cuando las instalaciones afecten bienes del Estado y/o requieran la imposición de servidumbre por parte de éste;
- c) La distribución de energía eléctrica con carácter de Servicio Público de Electricidad, cuando la demanda supere los 500 KW.

Posteriormente modificado por la Única Disposición Complementaria Modificatoria de la Ley N° 28832, publicada el 23/07/2006, cuyo texto era el siguiente:

Artículo 3.- Se requiere concesión para el desarrollo de cada una de las siguientes actividades:

- a) La generación de energía eléctrica que utilice recursos hidráulicos y geotérmicos, cuando la potencia instalada sea superior a 20 MW;
- b) La transmisión de energía eléctrica, cuando las instalaciones afecten bienes del Estado y/o requieran la imposición de servidumbre por parte de éste;
- c) La distribución de energía eléctrica con carácter de Servicio Público de Electricidad, cuando la demanda supere los 500 KW.

⁴ Artículo modificado por la Primera Disposición Modificatoria del D.LEG. N° 1002, publicado el 02/05/2008, cuyo texto rige en la actualidad.

El texto anterior era el siguiente:

Artículo 4°.- Se requiere autorización para desarrollar las actividades de generación termoeléctrica y la generación hidroeléctrica y geotérmica que no requiere concesión, cuando la potencia instalada sea superior 500 kW.

Artículo 7°.- Las actividades de generación, transmisión y distribución, que no requieran de concesión ni autorización, podrán ser efectuadas libremente cumpliendo las normas técnicas y disposiciones de conservación del medio ambiente y del Patrimonio Cultural de la Nación. El titular deberá informar obligatoriamente al Ministerio de Energía y Minas el inicio de la operación y las características técnicas de las obras e instalaciones.

Concordancias:

[Const. 1993](#): Arts. [21°](#), [67°](#) al [69°](#)
[D. Ley N° 25844](#): Arts. [1°](#), [8°](#), [9°](#), [120°](#).
[D. S. N° 009-93-EM](#): Art. [8°](#)
[Ley N° 28611](#): Arts. [I y II](#) del TP

Artículo 8°.- La Ley establece un régimen de libertad de precios para los suministros que puedan efectuarse en condiciones de competencia y un sistema de precios regulados en aquellos suministros que por su naturaleza lo requieran, reconociendo costos de eficiencia según los criterios contenidos en el Título V de la presente Ley.

Los contratos de venta de energía y de potencia de los suministros que se efectúan en el régimen de Libertad de Precios deberán considerar obligatoriamente la separación de los precios de generación acordados a nivel de la barra de referencia de generación y las tarifas de transmisión y distribución, de forma tal de permitir la comparación a que se refiere el Artículo 53° de la Ley.

Dichos contratos serán de dominio público y puestos a disposición de la Comisión de Tarifas de Energía y del OSINERG en un plazo máximo de 15 (quince) días de suscritos. El incumplimiento de lo dispuesto será sancionado con multa.

El Ministerio de Energía y Minas mediante Decreto Supremo definirá los criterios mínimos a considerar en los contratos sujetos al régimen de libertad de precios, así como los requisitos y condiciones para que dichos contratos sean considerados dentro del procedimiento de comparación establecido en el Artículo 53° de la Ley.⁵

Concordancias:

[D. Ley N° 25844](#): Arts. 31° inc [c\)](#), [42°](#), [43°](#), [44°](#), [47°](#), [50°](#), 51° incs. [f\)](#), [i\)](#), [53°](#), [81°](#), Anexo [definición 8](#).
[D. Leg. N° 757](#): Art. [4°](#)

Artículo 9°.- El Estado previene la conservación del medio ambiente y del Patrimonio Cultural de la Nación, así como el uso racional de los recursos naturales en el desarrollo de las actividades relacionadas con la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica.

Concordancias:

[Const. 1993](#): Arts. [67°](#) al [69°](#)
[D. Ley N° 25844](#): Arts. [1°](#), 3° incs. [a\)](#), [b\)](#), [c\)](#), [7°](#), [9°](#), 25° inc. [b\)](#), 31° inc. [h\)](#), [38°](#), [107°](#), [10ma DT](#)
[Ley N° 27345](#): Art. [2°](#)
[D. S. N° 009-93-EM](#): Art. 69° inc. [b\)](#), 201° inc. [l\)](#) y [m\)](#)
[Ley N° 28611](#): Arts. [I y II](#) del TP

TÍTULO II COMISION DE TARIFAS DE ENERGIA⁶

Artículo 10°.- La Comisión de Tarifas de Energía es un organismo técnico y descentralizado del Sector Energía y Minas con autonomía funcional, económica, técnica y administrativa, responsable de fijar las tarifas de energía y las tarifas de transporte de hidrocarburos líquidos

⁵ Modificado por el Art. único de la Ley N° 27239, publicado el 22/12/1999, cuyo texto rige en la actualidad.

El texto anterior era el siguiente:

Artículo 8°.- La Ley establece un régimen de libertad de precios para los suministros que puedan efectuarse en condiciones de competencia, y un sistema de precios regulados en aquellos suministros que por su naturaleza lo requieran, reconociendo costos de eficiencia según los criterios contenidos en el Título V de la presente Ley.

⁶ Diversos conceptos de este Título II ha sido tácitamente derogado según se desprende de las Disposiciones Tercera y Cuarta de la Ley N° 27332 publicada el 29/07/2000, el Decreto Supremo N° 054-2001-PCM publicado el 09/05/2001 y el Decreto Supremo N° 042-2005-PCM publicado el 11/06/2005. Cabe indicar que por mandato de la Ley 27332, la Comisión de Tarifas de Energía se integró en un solo Organismo con OSINERG, siendo actualmente el nombre de la entidad OSINERGMIN.

por ductos, de transporte de gas natural por ductos y de distribución de gas natural por ductos, de acuerdo a los criterios establecidos en la presente Ley y normas aplicables del subsector Hidrocarburos.⁷

Concordancias:

[Ley N° 27116](#): Art. 1°

[D. S. N° 009-93-EM](#): Art. 12°, 13° y 14°

[R.S. 098-94-EM](#), Reglamento Interno de la CTE: Arts. 3°, 4°, 5° y 6°

Artículo 11°.- La Comisión de Tarifas Eléctricas contará con un Consejo Directivo integrado por cinco miembros y estará conformado por:

- a) Un representante de la Presidencia del Concejo de Ministros, quien lo presidirá,
- b) Un representante del Ministerio de Energía y Minas,
- c) Un representante del Ministerio de Economía y Finanzas,
- d) Un representante del Ministerio de Industria, Turismo, Integración y Negociaciones Comerciales Internacionales; y,
- e) Un representante del Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de la Protección de la Propiedad Intelectual - INDECOPI.

Los miembros del Consejo Directivo serán nombrados por resolución refrendada por el Presidente del Consejo de Ministros y además por el titular del Sector en el caso de los representantes de los Ministerios; y, serán designados por un período de cinco años.⁸

Concordancias:

[D. Ley N° 25844](#): Arts. 10°, 12° al 21°, 31°, 32°, 8va. D.T.

[D. S. N° 009-93-EM](#): Arts. 13°, 14° y 15°.

Artículo 12°.- Para ser Director de la Comisión de Tarifas Eléctricas se requiere:

- a) Ser profesional titulado con no menos de 15 años de ejercicio;
- b) Reconocida solvencia e idoneidad profesional; y, c) Otros que señale el Reglamento de la presente Ley.⁹

Concordancias:

[D. Ley N° 25844](#): Arts. 10°, 11° y 13° al 19°.

[D. S. N° 009-93-EM](#): Art. 16°.

[Ley N° 27116](#): Art. 2°.

Artículo 13°.- El cargo de Director de la Comisión de Tarifas Eléctricas vacará por:

- a) Fallecimiento;
- b) Incapacidad permanente;
- c) Renuncia aceptada;
- d) Incompatibilidad legal sobreviniente; y, e) Inasistencia injustificada a dos sesiones continuas del Consejo Directivo, salvo licencia autorizada.¹⁰

⁷ Artículo modificado por el Art. 1° de la Ley N° 27116, publicada el 17/05/1999, cuyo texto rige en la actualidad.

El texto anterior era el siguiente:

Artículo 10°.- La Comisión de Tarifas Eléctricas es un organismo técnico y descentralizado del Sector Energía y Minas con autonomía funcional, económica, técnica y administrativa, responsable de fijar las tarifas de energía eléctrica de acuerdo a los criterios establecidos en la presente Ley.

⁸ Artículo tácitamente derogado por la Ley N° 27332 (ver Artículo 6° y Tercera DCTF de dicha Ley)

Artículo modificado por el Art. 2° de la Ley N° 27010, publicada el 08/12/1998.

El texto anterior era el siguiente:

Artículo 11°.- La Comisión de Tarifas Eléctricas contará con un Consejo Directivo integrado por cinco miembros, nombrados por resolución suprema refrendada por el Ministro de Energía y Minas, con el voto aprobatorio del Consejo de Ministros, y estará conformado por:

- a) Uno, propuesto por el Ministerio de Energía y Minas, quien lo presidirá;
- b) Uno, elegido de la terna que proponga el Ministerio de Economía y Finanzas;
- c) Uno, elegido de la terna que proponga el Ministerio de Industria, Turismo, Integración y Negociaciones Comerciales Internacionales;
- d) Uno, elegido de la terna que propongan los Concesionarios de Generación; y,
- e) Uno, elegido de la terna que propongan los Concesionarios de Distribución;
- f) Los miembros del Consejo Directivo serán designados por un período de cinco años.

⁹ Artículo tácitamente derogado por la Ley N° 27332 (ver Artículo 7° y Tercera DCTF de dicha Ley)

¹⁰ Artículo tácitamente derogado por la Ley N° 27332 (ver Artículo 6° y Tercera DCTF de dicha Ley)

Concordancias:

[D. Ley N° 25844](#): Arts. [10°](#) y [12°](#)

[D. S. N° 009-93-EM](#): Art. [17°](#)

[Ley N° 27116](#): Art. [2°](#)

[R.S. 098-94-EM](#), Reglamento Interno de la CTE: Arts. [8°](#), [9°](#) y [10°](#).

Artículo 14°.- No podrán ser Directores:

- a) Funcionarios y empleados públicos;
- b) Accionistas, directores, funcionarios y empleados de las empresas que suministren energía a precio regulado o de sociedades de consultoría que proporcionen servicios a la Comisión de Tarifas Eléctricas.
- c) Directores y funcionarios de empresas que hayan sido sancionadas por actos de especulación o monopolio y quienes hubiesen sido sancionados por las mismas infracciones;
- d) Dos o más personas que sean parientes hasta el cuarto grado de consanguinidad o hasta el segundo grado por afinidad; y, e) Los que tengan juicios pendientes con el Estado.

Concordancias:

[D. Ley N° 25844](#): Arts. [10°](#) y [11°](#)

Artículo 15°.- Son funciones del Consejo Directivo de la Comisión de Tarifas Eléctricas:

- a) Fijar, revisar y modificar las tarifas de venta de energía eléctrica con estricta sujeción a los procedimientos establecidos en la presente Ley;
- b) Resolver como última instancia administrativa todos los asuntos que en materia de fijación tarifaria presenten las partes interesadas;
- c) Elaborar su Reglamento Interno;
- d) Elegir al Vicepresidente;
- e) Nombrar al Secretario Ejecutivo, determinando sus obligaciones y remuneración;
- f) Aprobar el presupuesto anual de la Comisión de Tarifas Eléctricas y someterlo a consideración al Ministerio de Energía y Minas;
- g) Imponer las sanciones por incumplimiento de sus resoluciones que señale el Reglamento;
- h) Aprobar y determinar la precalificación de empresas consultoras propuesta por la Secretaría Ejecutiva;
- i) Evaluar los estudios e informes encargados a la Secretaría Ejecutiva; y, j) Otras que le señale el Reglamento.

Concordancias:

[D. Ley N° 25844](#): Arts. [10°](#) al [13°](#), [16°](#), [18°](#), [20°](#), [21°](#), [22°](#), [24°](#), [25°](#), [27°](#), [28°](#), [67°](#), [73°](#), [74°](#), [81°](#), [8va. DT](#).

[Ley N° 26887](#), Ley General de Sociedades: Art. [156°](#)

[D. S. N° 009-93-EM](#): Arts. [22°](#), [24°](#), [25°](#), [26°](#), [27°](#) y [28°](#).

Artículo 16°.- El Consejo Directivo de la Comisión de Tarifas Eléctricas podrá encargar, a uno o más de sus miembros, la realización de actividades específicas que coadyuven al cumplimiento de las responsabilidades que le asigna la presente Ley. En estos casos, los Directores nominados están obligados a cumplir con el correspondiente encargo.

Concordancias:

[D. Ley N° 25844](#): Arts. [10°](#) al [12°](#), [15°](#), [18°](#) y [8va. DT](#).

[S. N° 009-93-EM](#): Art. [19°](#).

Artículo 17°.- La Comisión de Tarifas Eléctricas contará con una Secretaría Ejecutiva. El personal de dicha Secretaría estará integrado por profesionales altamente calificados y personal de apoyo eficiente. El régimen laboral de dicho personal se sujetará a la Ley N° 4916.

Concordancias:

[D. Ley N° 25844](#): Arts. [10°](#) al [12°](#), [18°](#), [19°](#), [8va. DT](#)

[D. S. N° 009-93-EM](#): Arts. [20°](#) y [21°](#).

[Ley N° 27116](#): Art. [2°](#)

[R.S. 098-94-EM](#): Arts. [20°](#) y [sigtes](#).

[D. Leg. N° 728](#).

Artículo 18°.- La Secretaría Ejecutiva, en apoyo a las determinaciones que deberá tomar el Consejo Directivo de la Comisión de Tarifas Eléctricas, realizará las siguientes funciones:

- a) Efectuar la precalificación de las empresas consultoras para la elaboración de los estudios tarifarios y especiales que se requieran;
- b) Elaborar el presupuesto anual de la Comisión de Tarifas Eléctricas;

- c) Revisar y evaluar los estudios que presenten los concesionarios;
- d) Elaborar los Términos de Referencia y supervisar la ejecución de estudios que por mandato de la ley deberá encargarse a firmas consultoras especializadas;
- e) Elaborar los estudios para la determinación de Bloques Horarios a ser utilizados en el cálculo de las Tarifas en Barra;
- f) Ejecutar los estudios para determinar los factores de pérdidas de potencia y de energía utilizados en el cálculo de las Tarifas en Barra;
- g) Elaborar los estudios para definir el Sistema Principal y Sistemas Secundarios de transmisión de cada Sistema Interconectado;
- h) Elaborar los estudios para definir los Sectores de Distribución Típicos;
- i) Elaborar los estudios de comparación a que se refiere el artículo 53o de la presente Ley;
- j) Elaborar los estudios para fijar y actualizar los Valores Nuevos de Reemplazo de las instalaciones de transmisión y distribución; y, k) Otras que le señale el Reglamento.

Concordancias:

[D. Ley N° 25844](#): Arts. [1º](#), [10º](#), [11º](#), [12º](#), 15º Incs. [h\)](#), [i\)](#), [16º](#), [17º](#), [19º](#), [20º](#), [53º](#), [58º](#), [59º](#), [67º](#), 70º inc. [c\)](#). [D. S. N°009-93-EM](#): Arts. [1º](#), [10º](#), [23º](#), [45º al 47º](#), [67º](#).
[R.S. 098-94-EM](#): Arts. [12º al 19º](#).

Artículo 19º.- El Reglamento de la presente Ley establecerá los criterios para fijar la retribución que deberán percibir los Directores y Trabajadores de la Comisión de Tarifas Eléctricas. Asimismo, determinará el número de trabajadores de la Secretaría Ejecutiva.

Concordancias:

[D. Ley N° 25844](#): Arts. [10º al 12º](#), [8va. DT](#).
[D. S. N°009-93-EM](#): Arts. [18º](#), [19º](#), [20º](#) y [21º](#).

Artículo 20º.- El presupuesto de la Comisión de Tarifas de Energía será cubierto por los aportes anuales que efectuarán los concesionarios y empresas de electricidad y por los aportes anuales que efectuarán los concesionarios de transporte de hidrocarburos líquidos por ductos, de transporte de gas natural por ductos y de distribución de gas natural por ductos¹¹.

Concordancia:

[Ley N° 27116](#): Art. [1º](#).
[D. S. N°009-93-EM](#): Arts. [27º](#) y [28º](#).

Artículo 21º.- El Reglamento Interno de la Comisión de Tarifas Eléctricas será aprobado por resolución suprema refrendada por el Ministro de Energía y Minas¹².

Concordancias:

[D. Ley N° 25844](#): Arts. [10º](#), [11º](#), 15º inc. [c\)](#), [53º](#).
[R.S. 098-94-EM](#).

TITULO III CONCESIONES Y AUTORIZACIONES

Artículo 22º.- La concesión definitiva y la autorización se otorgan por plazo indefinido para el desarrollo de las actividades eléctricas. Se podrá otorgar concesión temporal para la realización de estudios de factibilidad¹³.

Concordancias:

[D. Ley N° 25844](#): Arts. [3º](#), [6º](#), [23º al 26º](#), [28º](#), [35º](#), [36º](#), [104º](#), [4ta. DT](#). [D. S. N°009-93-EM](#): Art. [29º](#).

¹¹ Artículo modificado por el Art. 1º de la Ley N° 27116, publicado el 17/05/1999, cuyo texto rige en la actualidad.

El texto anterior era el siguiente:

Artículo 20º.- El presupuesto de la Comisión de Tarifas Eléctricas será cubierto por los aportes anuales que efectuarán los concesionarios y empresas de electricidad, sujetas a regulación de precios.

¹²Reglamentado por R. S. N° 098-94-EM, publicado el 29/12/1994.

¹³ Artículo sustituido por el Art. Único de la L. N° 29178, publicada el 03/01/2008, cuyo texto rige en la actualidad.

El texto anterior era el siguiente:

Artículo 22º.- La concesión se otorgará por plazo indefinido. Se podrá otorgar concesión temporal para la realización de estudios.

[Resolución Directoral N° 046-2010-EM/DGE](#)

Artículo 23°.- La concesión temporal permite utilizar bienes de uso público y el derecho de obtener la imposición de servidumbre temporal. El titular asume la obligación de realizar estudios de factibilidad relacionados con las actividades de generación y transmisión; específicamente, la de realizar estudios de centrales de generación, subestaciones o líneas de transmisión, cumpliendo un cronograma de estudios. El plazo de vigencia de la concesión temporal es de dos (2) años, pudiendo extenderse una (1) sola vez, a solicitud del titular, hasta por un (1) año adicional, sólo cuando el cronograma de estudios no haya sido cumplido por razones de fuerza mayor o caso fortuito.

La concesión temporal será otorgada por resolución ministerial y su plazo de vigencia se cuenta desde la fecha de publicación de la resolución de otorgamiento.

Al vencimiento del plazo se extingue de pleno derecho.

La solicitud de concesión temporal, así como la de extensión del plazo, se sujetan a los requisitos, condiciones y garantías establecidos en el Reglamento correspondiente.

El titular de concesión temporal tendrá derecho preferente para solicitar la concesión definitiva correspondiente, de acuerdo a las condiciones establecidas en el Reglamento. El derecho preferente caduca a los veinte (20) días hábiles, contado desde la fecha de publicación del aviso de la solicitud de concesión definitiva presentada por el tercero¹⁴.

Concordancias:

[D. Ley N°25844](#): Arts. [1°](#), [3°](#), [6°](#), [26°](#), [117°](#) y [119°](#)

[D. S. N°009-93-EM](#): Arts. [30° al 36°](#) y [57°](#).

Artículo 24°.- La concesión definitiva permite utilizar bienes de uso público y el derecho de obtener la imposición de servidumbres para la construcción y operación de centrales de generación y obras conexas, subestaciones y líneas de transmisión así como también de redes y subestaciones de distribución para Servicio Público de Electricidad.

Concordancias:

[D. Ley N°25844](#): Arts. [6°](#), [22°](#), [26°](#), [117°](#), 109° incs. [a\)](#), [110°](#), [119°](#), [4ta.DT](#), [D.](#)

[S. N°009-93-EM](#): Art. [37° y sgtes.](#)

Artículo 25°.- La solicitud para la obtención de concesión definitiva, excepto para generación con Recursos Energéticos Renovables con potencia instalada igual o inferior a 20 MW, será presentada al Ministerio de Energía y Minas, con los siguientes datos y requisitos:

- a) Identificación y domicilio legal del solicitante. Si es persona jurídica debe presentar la Escritura Pública de Constitución Social y el poder de su representante legal, debidamente inscritos en los Registros Públicos;
- b) autorización del uso de recursos naturales de propiedad del Estado, cuando corresponda;¹⁵

Concordancias:

[D.S. N° 009-93-EM](#): Art. [66°](#).

[D.S. 005-2006-AG](#): Art. [1°](#).

- c) memoria descriptiva y planos completos del proyecto, con los estudios del proyecto a un nivel de factibilidad, por lo menos;
- d) calendario de ejecución de obras, con la indicación del inicio y la puesta en operación comercial;
- e) presupuesto del proyecto;
- f) especificación de las servidumbres requeridas;
- g) delimitación de la zona de concesión en coordenadas UTM (PSAD56) y contrato formal de

¹⁴ Artículo sustituido por el Art. Único de la Ley N° 29178, publicada el 03/01/2008, cuyo texto rige en la actualidad.

El texto anterior era el siguiente:

Artículo 23.- La concesión temporal permite utilizar bienes de uso público y el derecho de obtener la imposición de servidumbres para la realización de los estudios de centrales de generación, subestaciones y líneas de transmisión. El plazo máximo para la concesión temporal será de 2 años, pudiendo renovarse por una sola vez a solicitud del peticionario y hasta por el mismo plazo.

La solicitud de concesión temporal, así como la de su renovación, se formulará con los requisitos, condiciones y garantías que establezca el Reglamento.

Las concesiones temporales serán otorgadas por Resolución Ministerial.

¹⁵ Literal precisado por el Art. 1° del D.S. N° 005-2006-AG, publicado el 10/02/2006.

- suministro de energía, en el caso de concesiones de distribución;
- h) resolución directoral aprobatoria del Estudio de Impacto Ambiental;
 - i) la garantía de fiel cumplimiento de ejecución de obras que señale el Reglamento;
 - j) *sustento verificable del compromiso de inversionistas para el aporte de capital con fines de la ejecución de las obras, tratándose de concesión de generación;*¹⁶
 - k) informe favorable emitido por una entidad Clasificadora de Riesgo calificada, respecto de la solvencia financiera del solicitante, tratándose de concesión de generación.

Luego de la evaluación correspondiente, conforme se disponga en el Reglamento y que hayan sido cumplidos los requisitos de admisibilidad, la solicitud será admitida a trámite ordenándose la publicación del aviso, la que se efectuará por dos (2) días consecutivos, por cuenta del peticionario, en el Diario Oficial "El Peruano" y en uno de los diarios de mayor circulación donde se ubica la concesión.^{17 18}

Concordancias:

[D. Ley N° 25844](#): Arts. [22°](#), [38°](#).

Artículo 26°.- Si dentro del término de quince (15) días hábiles, posteriores a la última publicación del aviso de una solicitud de concesión definitiva, se presentaran otras solicitudes para la misma concesión, se seleccionará la solicitud que debe continuar con el procedimiento de solicitud de concesión definitiva, de acuerdo con el procedimiento de concurrencia establecido en el Reglamento.

No será de aplicación el procedimiento de concurrencia, cuando uno de los solicitantes sea o haya sido titular de concesión temporal, y esté cumpliendo o haya cumplido sus obligaciones de acuerdo al cronograma de estudios, en cuyo caso este tendrá derecho exclusivo para continuar con el procedimiento de la solicitud de concesión definitiva. En caso de existir dos (2) o más solicitantes que se encuentren en la misma condición, únicamente estos podrán participar en el procedimiento de concurrencia conforme al Reglamento¹⁹.

¹⁶ Literal "j" derogado por el Art. 1° de la Ley 27435, publicado el 16/03/2001; anteriormente adicionado por el Art. Único de la Ley 27239, publicada el 22/12/1999. Actualmente las garantías por concesiones de generación son las previstas en el Artículo 2° de la Ley N° 27435.

¹⁷ Artículo sustituido por el Art. Único de la L. N° 29178, publicada el 03/01/2008, cuyo texto rige en la actualidad. El texto anterior era el siguiente:

Artículo 25°.- La solicitud para la obtención de concesión definitiva será presentada al Ministerio de Energía y Minas, con los siguientes datos y requisitos:

- a) Identificación del peticionario;
- b) Autorización del uso de recursos naturales de propiedad del Estado, cuando corresponda;
- c) Memoria descriptiva y planos completos del proyecto;
- d) Calendario de ejecución de las obras;
- e) Presupuesto del proyecto;
- f) Especificación de las servidumbres requeridas;
- g) Delimitación de la zona de concesión y contrato formal de suministro de energía en el caso de concesiones de distribución;
- h) Estudio de impacto ambiental; e,
- i) Las garantías establecidas por el Reglamento.
- j) Estudio Económico-Financiero del Proyecto

La solicitud será publicada por dos días consecutivos, por cuenta del peticionario, en el Diario Oficial "El Peruano" y en uno de los diarios de mayor circulación donde se ubica la concesión.

La concesión definitiva será otorgada por resolución suprema refrendada por el Ministro de Energía y Minas.

¹⁸ Primer párrafo modificado por la Primera Disposición Modificatoria del D.LEG. N° 1002, publicado el 02/05/2008, cuyo texto rige en la actualidad.

El texto anterior era el siguiente:

Artículo 25°.- La solicitud para la obtención de concesión definitiva será presentada al Ministerio de Energía y Minas, con los siguientes datos y requisitos: (...)

¹⁹ Artículo modificado por el Art. 1° de la Ley N° 29178, publicada el 03/01/2008, cuyo texto rige en la actualidad.

El texto original era el siguiente:

Artículo 26°.- Cuando concurren varias solicitudes para una misma concesión definitiva, dentro de los 15 días de concluida la publicación de la primera solicitud, se dará preferencia al peticionario que presente las mejores condiciones desde el punto de vista técnico y económico. En igualdad de condiciones, tendrá derecho preferencial el que haya tenido previamente una concesión temporal.

Posteriormente, sustituido por el Art. Único de la Ley N° 26980, publicada el 27/09/1998, cuyo texto era el siguiente:

Artículo 26°.- Si dentro del término de 15 días hábiles posteriores a la última publicación de una solicitud de concesión

Concordancias:

[D.S. N° 009-93-EM](#): Arts. [44° y sgtes.](#)

[D.S. N° 027-2007-EM](#): Art. 5° num [5.2\)](#)

Artículo 27°.- Los procedimientos y condiciones aplicables a la tramitación de oposiciones serán establecidos por el Reglamento.

Concordancias:

[D.L. N°25844](#): [12da. DT](#)

[D. S. N°009-93-EM](#): Arts. [34°, 37°, 44° al 51°](#)

Artículo 28°.- La solicitud de concesión que cumpla con los requisitos establecidos en el artículo 25°, deberá resolverse en un plazo máximo de sesenta (60) días hábiles a partir de la fecha de su presentación.

La presentación de los incidentes que se promuevan suspenderá el plazo señalado en el presente artículo hasta que queden resueltos.

La concesión definitiva será otorgada por resolución suprema refrendada por el Ministro de Energía y Minas²⁰.

Concordancias:

[D.Ley N° 25844](#): Arts. [22° y 25°](#).

[D. S. N° 009-93-EM](#): Arts. [51° al 53°](#).

Artículo 29°.- La concesión adquiere carácter contractual cuando el petitionerio suscribe el contrato correspondiente, el que debe elevarse a escritura pública en un plazo máximo de sesenta (60) días hábiles, contado a partir del día siguiente de la fecha de publicación de la resolución suprema. El titular está obligado a entregar al Ministerio un testimonio de la escritura pública con la constancia de inscripción en el Registro de Concesiones para la Explotación de Servicios Públicos, dentro del plazo de veinte (20) días hábiles desde la fecha de inscripción.

El contrato deberá contener, cuando menos, el nombre y domicilio del concesionario, derechos y obligaciones, condiciones, calendario de ejecución de obras con la indicación del inicio y la puesta en operación comercial, servidumbres, zonas de concesión cuando corresponda, causales de caducidad y demás disposiciones de la presente Ley y del Reglamento que le sean aplicables.²¹

definitiva se presentarán otras solicitudes para la misma concesión, se seleccionará al concesionario mediante subasta. En el Reglamento se establecerá el procedimiento respectivo.

Si en la concurrencia de solicitudes de concesión definitiva, uno de los petitionerios hubiera obtenido previamente una concesión temporal y cumplida sus obligaciones, éste tendrá derecho exclusivo para continuar con el trámite de solicitud de concesión definitiva. En caso de existir dos o más petitionerios que cumplan dichas condiciones, únicamente éstos podrán participar en la subasta a que se refiere el párrafo anterior."

²⁰ Artículo sustituido por el Art. Único de la L. N° 29178, publicada el 03/01/2008, cuyo texto rige en la actualidad.

El texto anterior era el siguiente:

Artículo 28°.- La solicitud de concesión, que cumpla con los requisitos establecidos en el Artículo 25 de la presente Ley, deberá resolverse en un plazo máximo de 90 días calendarios contados a partir de la fecha de su presentación. De no resolverse en este plazo se dará por aprobada.

²¹ Artículo sustituido por el Art. Único de la Ley N° 29178, publicada el 03/01/2008, cuyo texto rige en la actualidad.

El texto original era el siguiente:

Artículo 29°.- La concesión adquiere carácter contractual cuando el petitionerio acepta por escrito la Resolución emitida y suscribe el contrato correspondiente, el que debe elevarse a escritura pública en un plazo máximo de 60 días calendario, contados a partir de la fecha de recibida la transcripción de la Resolución.

El contrato deberá contener el nombre del concesionario, derechos y obligaciones, condiciones, plazo de inicio y terminación de las obras, servidumbres, zonas de concesión cuando corresponda, causales de caducidad y demás disposiciones de la presente Ley, que le sean aplicables.

Posteriormente, modificado por el Art. Único de la Ley N° 27239, publicado el 22/12/1999, cuyo texto era el siguiente:

Artículo 29°.- La concesión adquiere carácter contractual cuando el petitionerio acepta por escrito la resolución emitida y suscribe el contrato correspondiente, el que debe elevarse a escritura pública en un plazo máximo de 60 días calendarios, contados a partir de la fecha de recibida la transcripción de la resolución.

Concordancias:

[D. Ley N° 25844](#): Arts. 31° incs. [a\)](#), [b\)](#), [c\)](#), 36° incs. [a\)](#), [b\)](#), [e\)](#), [94°](#) y 101° inc. [a\)](#) [D.](#)
[S. N° 009-93-EM](#): Art. [53° al 56°](#).

Artículo 30°.- La actividad de distribución de Servicio Público de Electricidad en una zona determinada, sólo puede ser desarrollada por un solo titular con carácter exclusivo. La concesión de distribución no puede ser reducida sin autorización del Ministerio de Energía y Minas.

El concesionario de distribución podrá efectuar ampliaciones de su zona de concesión. Para tal efecto, está obligado a presentar al Ministerio de Energía y Minas, previamente, un informe que señale la delimitación de la zona donde efectuará la ampliación, acompañado del Calendario de Ejecución de Obras y de la correspondiente garantía de fiel cumplimiento que señale el Reglamento, así como del plano de la nueva área delimitada con coordenadas UTM (PSAD56). Desde la fecha de publicación del aviso de ampliación que se efectúe conforme al Reglamento, el concesionario adquiere la exclusividad para el desarrollo de la actividad de distribución en la zona delimitada de ampliación y asume las obligaciones de los concesionarios de distribución. El procedimiento administrativo de regularización de una ampliación de la zona de concesión, con el objeto de incorporar la nueva zona al contrato de concesión, terminará cuando se haya concluido la ejecución de las obras de la ampliación, conforme al Calendario de Ejecución de Obras.

Los casos de electrificación de zonas comprendidas dentro de los alcances del inciso a) del artículo 34° y de los centros poblados ubicados fuera de una zona de concesión, que no sean objeto de procedimiento de ampliación de zona de concesión por parte de los concesionarios de distribución existentes, se regirán por lo dispuesto en la Ley N° 28749, Ley de Electrificación Rural.²²

Concordancias:

[D. S. N°009-93-EM](#): Arts. [60°](#) y [61°](#). [Ley N° 28749](#).
[D.S. N° 025-2007-EM](#): Art. [7°](#)

Artículo 31°.- Los concesionarios de generación, transmisión y distribución están obligados a:

- a) Efectuar los estudios y/o la ejecución de las obras cumpliendo los plazos señalados en el cronograma correspondiente.²³
- b) Conservar y mantener sus obras e instalaciones en condiciones adecuadas para su operación eficiente, de acuerdo a lo previsto en el contrato de concesión, o de acuerdo a las normas que emita el Ministerio de Energía y Minas, según corresponda.²⁴

El contrato deberá contener el nombre del concesionario, derechos y obligaciones, condiciones, plazo de inicio y terminación de las obras, servidumbres, zonas de concesión cuando corresponda, causales de caducidad y demás disposiciones de la presente Ley, que le sean aplicables.

En el caso de las concesiones definitivas de generación, el contrato incluirá el estudio económico-financiero del proyecto -a efectos de determinar el compromiso contractual de inversión que corresponda-, el monto de la penalidad en caso de incumplimiento de dicho compromiso y el monto de la garantía -la que corresponderá a un porcentaje del compromiso de inversión-; de acuerdo a los términos y especificaciones dispuestos en el Reglamento de la Ley. (Este último Párrafo fue derogado por el Art. 1° de la Ley N° 27435, publicado el 16/03/2001)

²² Artículo sustituido por el Art. Único de la L. N° 29178, publicada el 03/01/2008, cuyo texto rige en la actualidad.

El texto anterior era el siguiente:

Artículo 30°.- La concesión de distribución de Servicio Público de Electricidad en una zona determinada, será exclusiva para un solo concesionario, y no podrá reducirla sin autorización del Ministerio de Energía y Minas.

El concesionario de distribución podrá efectuar ampliaciones de su zona de concesión, informando previamente al Ministerio de Energía y Minas los nuevos límites.

Las ampliaciones de la zona de concesión se regularizarán cada dos años mediante un procedimiento similar al de una concesión definitiva.

²³ Inciso sustituido por el Art. Único de la Ley N° 29178, publicada el 03/01/2008, cuyo texto rige en la actualidad.

El texto anterior era el siguiente:

a) Efectuar los estudios y/o la construcción de las obras en los plazos señalados en el respectivo contrato de concesión;

²⁴ Inciso sustituido por el Art. Único de la Ley N° 29178, publicada el 03/01/2008, cuyo texto rige en la actualidad.

- c) Aplicar los precios regulados que se fijen de conformidad con las disposiciones de la presente Ley;
- d) Presentar la información técnica y económica a los organismos normativos y reguladores en la forma y plazos fijados en el Reglamento;
- e) Cumplir con las disposiciones del Código Nacional de Electricidad y demás normas técnicas aplicables;
- f) Facilitar las inspecciones técnicas a sus instalaciones que dispongan los organismos normativos y reguladores;
- g) Contribuir al sostenimiento de los organismos normativos y reguladores mediante aportes fijados por la autoridad competente que, en conjunto, no podrán ser superiores al uno por ciento (1%) de sus ventas anuales; y, ²⁵

Concordancias:

[D.S. N° 020-2007-EM](#): Art. 6°.

[D.S. 009-93-EM](#): Art. 6°, 26°, 58°, 59°, 196°, 201° incs b), l) y m), 234° y 235°

[Ley 27332](#): Art. 10°

[Ley N° 28832](#): 11ava. DCF.

- h) Cumplir con las normas de conservación del medio ambiente y del Patrimonio Cultural de la Nación.

Concordancias:

[Const. 1993](#): Arts. 67° y 68°

[D.L. N°25844](#): Arts. 1°, 6°, 8°, 9°, 11° inc. d), 42°, 43° inc. c), 67°, 80°, 94°, 99°, 100°, 101° inc. a), 104°, 109° y 120° [D.S.](#)

[009-93-EM](#): Art. 6°, 26°, 58°, 59°, 196°, 201° incs b), l) y m), 234° y 235°

[Ley 27332](#): Art. 10°

[D.S. N° 025-2007-EM](#): Art. 58°

Artículo 32°.- Los integrantes del COES están obligados a cumplir las disposiciones que emita dicho Comité. ²⁶

Concordancias:

[D.S.: 027-2008-EM](#): Art. 4°

Artículo 33°.- Los concesionarios de transmisión están obligados a permitir la utilización de sus sistemas por parte de terceros, quienes deberán asumir los costos de ampliación a realizarse en caso necesario, y las compensaciones por el uso, de acuerdo a lo dispuesto en el Reglamento de la Ley. ²⁷

El texto anterior era el siguiente:

b) Conservar y mantener sus obras e instalaciones en condiciones adecuadas para su operación eficiente, de acuerdo a lo previsto en su contrato de concesión

²⁵ Inciso sustituido por el Art. Único de la L. N° 29178, publicada el 03/01/2008, cuyo texto rige en la actualidad.

El texto original era el siguiente:

g) Contribuir al sostenimiento de los organismos normativos y reguladores mediante aportes fijados por el Ministerio de Energía y Minas, que en ningún caso podrán ser superiores al 1% de sus ventas anuales; y,

Posteriormente, modificado por la 8va.DC de la Ley N° 26734, publicado el 31/12/1996, cuyo texto era el siguiente:

g) Contribuir al sostenimiento de los organismos normativos, reguladores y fiscalizadores mediante aportes fijados por el Ministerio de Energía y Minas que en ningún caso podrán ser superiores al uno por ciento (1%) de sus ventas anuales,

²⁶ Artículo sustituido por el Art. Único de la L. N° 29178, publicada el 03/01/2008, cuyo texto rige en la actualidad.

El texto anterior era el siguiente:

Artículo 32°.- Los concesionarios de generación y de transmisión, cuando integren un Comité de Operación Económica del Sistema, están obligados a operar sus instalaciones de acuerdo a las disposiciones que emita dicho Comité.

²⁷ Artículo modificado por el Art. Único de la Ley N° 27239, publicado el 22/12/1999, cuyo texto rige en la actualidad.

El texto anterior era el siguiente:

Artículo 33°.- Los concesionarios de transmisión están obligados a permitir la utilización de sus sistemas por parte de terceros, quienes deberán asumir los costos de ampliación a realizarse en caso necesario, y las compensaciones por el uso.

Concordancias:

[D. S. N° 009-93-EM: Art. 62°](#)

[D.S. N° 025-2007-EM: Art. 58°](#)

Artículo 34°.- Los concesionarios de distribución están obligados a:

- a) Suministrar electricidad a quien lo solicite dentro de su zona de concesión o a aquellos que lleguen a dicha zona con sus propias líneas, en un plazo no mayor de un (1) año y que tengan carácter de Servicio Público de Electricidad²⁸;
- b) Tener contratos vigentes con empresas generadoras que le garanticen su requerimiento total de potencia y energía por los siguientes veinticuatro (24) meses como mínimo;
- c) Garantizar la calidad del servicio que fije su contrato de Concesión y las normas aplicables;
- d) Permitir la utilización de todos sus sistemas y redes por parte de terceros para el transporte de electricidad, excepto cuando tenga por objeto el suministro de electricidad a Usuarios Regulados dentro o fuera de su zona de concesión, en las condiciones establecidas en la presente Ley y en el Reglamento^{29, 30}.

²⁸ Mediante Decreto de Urgencia N° 116-2009, se establecieron las condiciones especiales para la atención de las solicitudes de suministro de electricidad en zonas urbano marginales. Asimismo mediante el Decreto Supremo N° 010-2010-EM se dispuso que los concesionarios de distribución eléctrica están obligados a suministrar electricidad a quien lo solicite dentro de su zona de concesión en un plazo máximo de un año conforme lo establece el inciso a) del artículo 34 de la LCE y aquellas solicitudes presentadas con anterioridad de la vigencia del DU 116-2009 que no han sido atendidas se adecuaran al Decreto Supremo N° 010-2010-EM.

²⁹ Inciso modificado por el Artículo Único de la Ley N° 29178, publicada el 03 enero 2008, cuyo texto rige en la actualidad:

El texto anterior era el siguiente:

d) Permitir la utilización de sus sistemas por parte de terceros, para suministrar energía a usuarios que no tengan el carácter de Servicio Público de Electricidad, ubicados dentro o fuera de su zona de concesión, en las condiciones establecidas en la presente Ley y su Reglamento.

³⁰ Artículo modificado por la Única Disposición Complementaria Modificatoria de la Ley N° 28832, publicada el 23 julio 2006, cuyo texto rige en la actualidad.

El texto original era el siguiente:

Artículo 34.- Los concesionarios de distribución están obligados a:

- a) Dar servicio a quien lo solicite dentro de su zona de concesión o a aquellos que lleguen a dicha zona con sus propias líneas, en un plazo no mayor de un año y que tengan carácter de Servicio Público de Electricidad;
- b) Tener contratos vigentes con empresas generadoras que le garanticen su requerimiento total de potencia y energía, por los siguientes 24 meses como mínimo;
- c) Garantizar la calidad del servicio que fije su contrato de Concesión; y,
- d) Permitir la utilización de sus sistemas por parte de terceros, para suministrar energía a usuarios que no tengan el carácter de Servicio Público de Electricidad, ubicados dentro o fuera de su zona de concesión, en las condiciones establecidas en la presente Ley y su Reglamento.

Posteriormente modificado por la Única DCM de la Ley N° 28832, publicada el 23/07/2006, cuyo texto era el siguiente:

"Artículo 34.- Los concesionarios de distribución están obligados a(*):

(*) Párrafo modificado por el Artículo Único de la Ley N° 29178, publicada el 03 enero 2008, cuyo texto es el siguiente:

Artículo 34.- Los Distribuidores están obligados a

- a) Suministrar electricidad a quien lo solicite dentro de su zona de concesión o a aquellos que lleguen a dicha zona con sus propias líneas, en un plazo no mayor de un (1) año y que tengan carácter de Servicio Público de Electricidad;
- b) Tener contratos vigentes con empresas generadoras que le garanticen su requerimiento total de potencia y energía por los siguientes veinticuatro (24) meses como mínimo;
- c) Garantizar la calidad del servicio que fije su contrato de Concesión y las normas aplicables;
- d) Permitir la utilización de todos sus sistemas y redes por parte de terceros para el transporte de electricidad, excepto cuando tenga por objeto el suministro de electricidad a usuarios del Servicio Público de Electricidad dentro de su área de concesión. OSINERG establecerá la remuneración correspondiente según lo que señala el Reglamento. "(*)

(*) Inciso d) sustituido por el Artículo Único de la Ley N° 29178, publicada el 03 enero 2008, cuyo texto es el siguiente:

"d) Permitir la utilización de todos sus sistemas y redes por parte de terceros para el transporte de electricidad, excepto cuando tenga por objeto el suministro de electricidad a Usuarios Regulados dentro o fuera de su zona de concesión, en las condiciones establecidas en la presente Ley y en el Reglamento."

Concordancias:

[D.L. N°25844](#): Arts. 36° inc. f)

[D.S. N° 025-2007-EM](#): Art. 58°

[D. Leg. N° 1001](#): Art. 1°

[D.S. 020-97-EM](#)

[D.S. N° 029-2008-EM](#): Art. 1°

[DU 116-2009](#): Art. 3

[D.S. N° 010-2010-EM](#): Art. 1°

Artículo 35°.- La concesión se extingue por declaración de caducidad o aceptación de renuncia. En ambos casos la transferencia de los derechos y bienes de la concesión será efectuada de acuerdo a lo previsto en la presente Ley y su Reglamento.³¹

Concordancias:

[D.L. N°25844](#): Arts. 105°

[D. S. N°009-93-EM](#): Art. 70° y sgtes.

Artículo 36°.- La concesión definitiva caduca cuando:

- a) El concesionario no acredite dentro del plazo señalado, la inscripción del contrato de concesión en el Registro de Concesiones para la Explotación de Servicios Públicos;³²
- b) el concesionario no cumpla con ejecutar las obras conforme el Calendario de Ejecución de Obras, salvo que demuestre que la ejecución ha sido impedida por la ocurrencia de caso fortuito o fuerza mayor calificada como tal por el Ministerio de Energía y Minas;³³
- c) El concesionario deje de operar sus instalaciones, sin causa justificada, por 876 horas acumuladas durante un año calendario;
- d) El concesionario de generación o de transmisión, luego de habersele aplicado las sanciones correspondientes, no opere sus instalaciones de acuerdo a las normas de coordinación del Comité de Operación Económica del Sistema, salvo autorización expresa del Ministerio de Energía y Minas por causa debidamente justificada;

Concordancias:

[D.S. 027-2008-EM](#): Art. 4°

- e) el Distribuidor, luego de habersele aplicado las multas correspondientes, no cumpla con la obligación señalada en el inciso b) del artículo 34° o con dar servicio de acuerdo a los estándares de calidad establecidos en su contrato de concesión;³⁴

³¹ Artículo sustituido por el Art. Único de la L. N° 29178, publicada el 03/01/2008, cuyo texto rige en la actualidad.

El texto anterior era el siguiente:

Artículo 35°.- La concesión termina por declaración de caducidad o renuncia; en ambos casos la transferencia de los derechos de la concesión y de los bienes que se requieran para continuar con su operación, será efectuada de acuerdo a lo previsto en la presente Ley y su Reglamento.

³² Inciso sustituido por el Art. Único de la L. N° 29178, publicada el 03/01/2008, cuyo texto rige en la actualidad.

El texto anterior era el siguiente:

- a) El concesionario no eleve a escritura pública el contrato de concesión dentro del plazo señalado;

³³ Inciso sustituido por el Art. Único de la L. N° 29178, publicada el 03/01/2008, cuyo texto rige en la actualidad.

El texto original era el siguiente:

- b) El concesionario no realice los estudios y/o no ejecute las obras e instalaciones en los plazos establecidos en el contrato de concesión, salvo caso fortuito o fuerza mayor debidamente acreditados.

Posteriormente modificado por el Art. 1° de la Ley N° 28447, publicada el 30/12/2004, cuyo texto era el siguiente:

- b) El concesionario no realice estudios y/o no ejecute las obras e instalaciones en los plazos establecidos en el contrato de concesión, salvo caso fortuito o fuerza mayor o razones técnico-económicas debidamente acreditadas y aprobadas por el Ministerio de Energía y Minas.

³⁴ Inciso sustituido por el Art. Único de la L. N° 29178, publicada el 03/01/2008, cuyo texto rige en la actualidad.

El texto anterior era el siguiente:

- f) el concesionario de distribución, no acredite la garantía de suministro por el plazo previsto en el inciso b) del artículo 34° de la presente Ley, salvo que haya convocado a licitaciones públicas de acuerdo a la normativa vigente y no haya obtenido ofertas para cubrir el total de sus requerimientos por el plazo indicado.³⁵
- g) El reiterado incumplimiento de pago a las empresas generadoras por el abastecimiento de energía y potencia destinadas al Servicio Público de Electricidad, siempre y cuando dicho pago no se encuentre en controversia³⁶.

Concordancias:

[D.L. N°25844:](#) Arts. [105°](#)

[D. S. N°009-93-EM:](#) Art. [73° y sgtes.](#)

Artículo 37°.- La caducidad será sancionada por resolución suprema refrendada por el Ministro de Energía y Minas. En este caso se dispondrá su intervención administrativa en forma provisional, a fin de asegurar la continuidad de sus operaciones.

Los derechos y los bienes de la concesión serán subastados públicamente. Del valor obtenido en la subasta, se deducirán los gastos incurridos y el saldo será entregado al ex concesionario. Los acreedores de la concesión declarada en caducidad, no podrán oponerse por ningún motivo a la subasta antes señalada.

Concordancias:

[D. Ley N° 25844:](#) Art. [36°](#).

[D. S. N°009-93-EM:](#) Art. [73° y sgtes.](#)

Artículo 38°.- Las autorizaciones que cumplan los requisitos serán otorgadas mediante resolución ministerial por un plazo indefinido, dentro de los treinta (30) días hábiles de presentada la solicitud. La solicitud deberá estar acompañada de lo siguiente:

- a) Identificación y domicilio legal del solicitante.
Si es persona jurídica debe presentar la Escritura Pública de Constitución Social y el poder de su representante legal, debidamente inscritos en los Registros Públicos;
- b) Declaración Jurada de cumplimiento de las normas técnicas y de conservación del medio ambiente y el Patrimonio Cultural de la Nación. Tratándose de generación termoeléctrica cuya potencia instalada sea superior a 20 MW, se presentará la resolución directoral aprobatoria del Estudio de Impacto Ambiental;
- c) Memoria descriptiva y planos completos del proyecto, con los estudios del proyecto a un nivel de factibilidad, por lo menos;
- d) Calendario de Ejecución de Obras con la indicación del inicio y la puesta en operación comercial;
- e) Presupuesto del Proyecto;
- f) Información técnica con fines estadísticos que consistirá, cuando menos en lo siguiente: potencia instalada de la central, número de unidades de generación, tipo de cada unidad de generación, modelo de cada unidad de generación, caudal de diseño, consumo específico de combustible, tipo de combustible; tratándose de centrales de generación en uso o repotenciadas se presentarán también los registros históricos de operación e información relevante que sustente un adecuado desempeño operativo;
- g) La garantía de fi el cumplimiento de ejecución de obras que señale el Reglamento.
- h) Sustento verificable del compromiso de inversionistas para el aporte de capital con fines de la ejecución de las obras;

-
- e) El concesionario de distribución, luego de habersele aplicado las multas correspondientes, no cumpla con sus obligaciones de dar servicio en los plazos prescritos y de acuerdo a los estándares de calidad establecidos en su contrato de Concesión; y,

³⁵ Inciso sustituido por el Art. Único de la L. N° 29178, publicada el 03/01/2008, cuyo texto rige en la actualidad.

El texto anterior era el siguiente:

- f) El concesionario de distribución no acredite garantía de suministro por el plazo previsto en inciso b) del Artículo 34 de la presente Ley.

³⁶ Inciso adicionado por el Art. 1° de la Ley N° 28447, publicada el 30/12/2004.

- i) Informe favorable emitido por una entidad Clasificadora de Riesgo Calificada, respecto de la solvencia financiera del inversionista.³⁷

Se sujetarán al presente artículo las concesiones definitivas para generación con Recursos Energéticos Renovables cuya potencia instalada sea igual o inferior a 20 MW. Serán otorgadas mediante Resolución Ministerial siguiendo el procedimiento administrativo establecido para las autorizaciones y les será de aplicación lo dispuesto en el artículo 29° de la presente Ley³⁸. El Reglamento establecerá los mecanismos de control para verificar su cumplimiento^{39 40}.

Concordancias:

[D. Ley N° 25844](#): Arts. 4°, 6°, 9°, 25 inc. b), 30° y 6ta.DT
[D. S. N° 009-93-EM](#): Art. 66° y sqtes.

TITULO IV

COMITE DE OPERACION ECONOMICA DEL SISTEMA⁴¹

³⁷ Inciso i) modificado por disposición del Art. 2° del D.LEG. N° 1041 publicado el 26/06/2008, cuyo texto rige en la actualidad.

El texto anterior era el siguiente:

- i) Informe favorable emitido por una entidad Clasificadora de Riesgo calificada, respecto de la solvencia financiera del solicitante.

³⁸ Segundo párrafo modificado por disposición del Art. 2° del D.LEG. N° 1041 publicado el 26/06/2008, cuyo texto rige en la actualidad.

El texto anterior era el siguiente:

Se sujetarán al presente artículo, las concesiones definitivas para generación con Recursos Energéticos Renovables cuya potencia instalada sea igual o inferior a 20 MW.

³⁹ Artículo modificado por la Primera Disposición Modificatoria del D.LEG. N° 1002, publicado el 02/05/2008, cuyo texto rige en la actualidad.

El texto original era el siguiente

Artículo 38.- Las autorizaciones serán otorgadas mediante Resolución Ministerial por un plazo indefinido, dentro de los 30 días calendario de presentada la solicitud, al cabo de los cuales se dará por autorizada.

La solicitud deberá contener la identificación del propietario, declaración jurada de cumplimiento de las normas técnicas y de conservación del medio ambiente y el Patrimonio Cultural de la Nación, datos técnicos, ubicación de las instalaciones y demás informaciones con fines estadísticos. El Reglamento establecerá los mecanismos de control para verificar su cumplimiento.

"Para las actividades de generación termoeléctrica, cuya potencia instalada sea superior a 10 Mw, es requisito presentar un Estudio de Impacto Ambiental además de los especificados en el párrafo anterior."(*)

(*) Párrafo adicionado por el Artículo Único de la Ley N° 26896, publicada el 12-12-97

Posteriormente modificado por el Art. Único de la L. N° 29178, publicada el 03/01/2008, cuyo texto era el siguiente:

Artículo 38.- Las autorizaciones que cumplan los requisitos serán otorgadas mediante resolución ministerial por un plazo indefinido, dentro de los treinta (30) días hábiles de presentada la solicitud. La solicitud deberá estar acompañada de lo siguiente:

- a) Identificación y domicilio legal del solicitante. Si es persona jurídica debe presentar la Escritura Pública de Constitución Social y el poder de su representante legal, debidamente inscritos en los Registros Públicos;
- b) Declaración Jurada de cumplimiento de las normas técnicas y de conservación del ambiente y del Patrimonio Cultural de la Nación. Tratándose de generación termoeléctrica cuya potencia instalada sea superior a 10 MW, se presentará la resolución directoral aprobatoria del Estudio de Impacto Ambiental;
- c) memoria descriptiva y planos completos del proyecto, con los estudios del proyecto a un nivel de factibilidad, por lo menos;
- d) Calendario de Ejecución de Obras con la indicación del inicio y la puesta en operación comercial;
- e) presupuesto del proyecto;
- f) información técnica con fines estadísticos que consistirá, cuando menos en lo siguiente: potencia instalada de la central, número de unidades de generación, tipo de cada unidad de generación, modelo de cada unidad de generación, caudal de diseño, consumo específico de combustible, tipo de combustible; tratándose de centrales de generación en uso o repotenciadas se presentarán también los registros históricos de operación e información relevante que sustente un adecuado desempeño operativo;
- g) la garantía de fiel cumplimiento de ejecución de obras que señale el Reglamento;
- h) sustento verificable del compromiso de inversionistas para el aporte de capital con fines de la ejecución de las obras;
- i) informe favorable emitido por una entidad Clasificadora de Riesgo calificada, respecto de la solvencia financiera del solicitante.

El Reglamento establecerá los mecanismos de control para verificar su cumplimiento.

⁴¹ Los Artículos 39° al 41° han sido derogados por la Unica DCD de la Ley N° 28832 publicada el 23 de Julio de 2006.

Artículo 39°.- Los titulares de las centrales de generación y de sistemas de transmisión, cuyas instalaciones se encuentren interconectadas conformarán un organismo técnico denominado Comité de Operación Económica del Sistema (COES) con la finalidad de coordinar su operación al mínimo costo, garantizando la seguridad del abastecimiento de energía eléctrica y el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos.

Para tal efecto, la operación de las centrales de generación y de los sistemas de transmisión se sujetará a las disposiciones de este Comité⁴²

Artículo 40°.- El funcionamiento del Comité de Operación Económica del Sistema se regirá por las disposiciones que señale el Reglamento, contemplando lo siguiente:

- a) Requisitos para integrar el Comité;
- b) Mecanismos para la toma de decisiones;
- c) Procedimientos para la optimización de la operación;
- d) Procedimientos para la valorización de las transferencias de potencia y energía;
- e) Mecanismos para la solución de divergencias y/o controversias; y,
- f) La información que debe proporcionar a los organismos normativos y reguladores⁴³.

Artículo 41°.- Las funciones básicas del Comité de Operación Económica del Sistema (COES) son:

- a) Planificar la operación del sistema interconectado, comunicando a sus integrantes para que operen sus instalaciones de acuerdo a los programas resultantes;
- b) Controlar el cumplimiento de los programas de operación y coordinar el mantenimiento mayor de las instalaciones;
- c) Calcular los costos marginales de corto plazo del sistema eléctrico de acuerdo al procedimiento que establezca el Reglamento;
- d) Calcular la potencia y energía firme de cada una de las unidades generadoras de acuerdo al procedimiento que establece la presente Ley y el Reglamento;
- e) Garantizar a sus integrantes la compra o venta de energía, cuando por necesidades de operación económica del sistema, se requiera la paralización o el funcionamiento de sus unidades fuera de la programación. Estas transacciones se efectuarán a costos marginales de corto plazo del sistema;
- f) Garantizar a todos los integrantes la venta de su potencia contratada, hasta el límite de su potencia firme, a precio regulado;

Ningún integrante podrá contratar con sus usuarios, más potencia firme que la propia o la contratada a terceros; y, g) Otras que señale expresamente el Reglamento⁴⁴.

Concordancias:

[D. Ley N° 25844](#): Arts. [39°](#), [51°](#), [58°](#), [115°](#) y [1ra. DT](#)

TITULO V SISTEMA DE PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD

Artículo 42°.- Los precios regulados reflejarán los costos marginales de suministro y se estructurarán de modo que promuevan la eficiencia del sector.

Concordancias:

[D. Ley N° 25844](#): Arts. [8°](#), 51° inc. [e\)](#)

[D. S. N° 009-93-EM](#): Art. [122°](#)

Artículo 43°.- Estarán sujetos a regulación de precios:

- a) La transferencia de potencia y energía entre generadores, los que serán determinados por el COES, de acuerdo a lo establecido en el artículo 14° de la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica.

Esta regulación no regirá en el caso de contratos entre generadores por la parte que supere la potencia y energía firme del comprador.

⁴² Artículo derogado por la Única DCD de la Ley N° 28832, publicada el 23/07/2006. ⁴³

Artículo derogado por la Única DCD de la Ley N° 28832, publicada el 23/07/2006. ⁴⁴

Artículo derogado por la Única DCD de la Ley N° 28832, publicada el 23/07/2006.

- b) Los retiros de potencia y energía en el COES que efectúen los Distribuidores y Usuarios Libres, los mismos que serán determinados de acuerdo a lo establecido en el artículo 14° de la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica.
- c) Las tarifas y compensaciones de Sistemas de Transmisión y Distribución.
- d) Las ventas de energía de Generadores a concesionarios de distribución destinadas al Servicio Público de Electricidad; excepto, cuando se hayan efectuado Licitaciones destinadas a atender dicho Servicio, conforme a la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica.
- e) Las ventas a usuarios de Servicio Público de Electricidad⁴⁵.

Concordancias:

[D. Ley N° 25844](#): Arts. 8°

Artículo 44°.- Las tarifas de transmisión y distribución serán reguladas por la Comisión de Tarifas de Energía independientemente de si éstas corresponden a ventas de electricidad para el servicio público o para aquellos suministros que se efectúen en condiciones de competencia, según lo establezca el Reglamento de la Ley. Para éstos últimos, los precios de generación se obtendrán por acuerdo de partes.

En las ventas de energía y potencia que no estén destinados al servicio público de electricidad, las facturas deben considerar obligatoria y separadamente los precios acordados al nivel de la barra de referencia de generación y los cargos de transmisión, distribución y comercialización.⁴⁶

Concordancias:

[D. Ley N° 25844](#): Arts. 8°

PRECIOS MAXIMOS DE GENERADOR A DISTRIBUIDOR DE SERVICIO PÚBLICO

Artículo 45°.- Las ventas de electricidad a un distribuidor, destinadas al Servicio Público de Electricidad, se efectúan en los puntos donde se inician las instalaciones del Distribuidor⁴⁷.

Artículo 46°.- Las Tarifas en Barra y sus respectivas fórmulas de reajuste, serán fijadas anualmente por OSINERG y entrarán en vigencia en el mes de mayo de cada año. Las tarifas sólo podrán aplicarse previa publicación de la resolución correspondiente en el Diario Oficial "El Peruano" y de una sumilla de la misma en un diario de mayor circulación. La información sustentatoria será incluida en la página web de OSINERG⁴⁸.

⁴⁵ Artículo modificado por la Única DCM de la Ley N° 28832, publicada el 23/07/2006, cuyo texto rige en la actualidad.

El texto original era el siguiente:

Artículo 43°.- Estarán sujetos a regulación de precios:

- a) La transferencia de potencia y energía entre generadores, los que serán determinados por el COES, de acuerdo a lo establecido en el Artículo 41 de la presente Ley.
Esta regulación no regirá en el caso de contratos entre generadores por la parte que supere la potencia y energía firme del comprador,
- b) Las tarifas y compensaciones a titulares de Sistemas de Transmisión y Distribución; (El texto de este inciso corresponde a la Ley N° 27239, publicada el 22/12/1999. El texto original de este inciso señalaba lo siguiente: "Las compensaciones a titulares de sistemas de transmisión")
- c) Las ventas de energía de generadores a concesionarios de distribución destinadas al Servicio Público de Electricidad;
- y,
- d) Las ventas a usuarios de Servicio Público de Electricidad.

⁴⁶ Artículo modificado por el Art. Único de la Ley N° 27239, publicada el 22/12/1999, cuyo texto rige en la actualidad.

El texto anterior era el siguiente:

Artículo 44°.- No están sujetas a regulación de precios las ventas de energía eléctrica no señaladas explícitamente en el artículo anterior.

⁴⁷ Artículo modificado por la Única DCM de la Ley N° 28832, publicada el 23/07/2006, cuyo texto rige en la actualidad.

El texto anterior era el siguiente:

Artículo 45°.- Las ventas de energía eléctrica a un concesionario de distribución, destinada al Servicio Público de Electricidad, se efectuarán a Tarifas en Barra.

⁴⁸ Artículo sustituido por el Art. 2 de la Ley N° 28447, publicada el 30/12/2004, cuyo texto rige en la actualidad.

El texto anterior era el siguiente:

Concordancias:

[D. Ley N° 25844](#): Arts. [56°](#), [63°](#), [69°](#) y [81°](#)

Artículo 47°.- Para determinar los Precios en Barra, el subcomité de Generadores y el subcomité de Transmisores, en la actividad que les corresponda, efectuarán los cálculos correspondientes en la siguiente forma:⁴⁹

- a) Proyectará la demanda para los próximos veinticuatro (24) meses y determinará un programa de obras de generación y transmisión factibles de entrar en operación en dicho período. La proyección a que se refiere el párrafo precedente considerará como una constante la oferta y demanda extranjeras sobre la base de los datos históricos de las transacciones del último año. El Reglamento de Importación y Exportación de Electricidad (RIEE) establecerá el procedimiento correspondiente;⁵⁰

Concordancias:

[D. S. N° 009-93-EM](#): Art. [123°](#)

- b) Determinará el programa de operación que minimice la suma del costo actualizado de operación y el costo de racionamiento para el período de estudio, tomando en cuenta: las series hidrológicas históricas, los embalses, los costos de combustible, así como la Tasa de Actualización a que se refiere el artículo 79° de la presente Ley. El período de estudio comprenderá la proyección de veinticuatro (24) meses a que se refiere el inciso a) precedente y los doce (12) meses anteriores al 31 de marzo de cada año. Respecto de estos últimos se considerará la demanda y el programa de obras históricos;⁵¹

Concordancias:

[D. S. N° 009-93-EM](#): Art. [124°](#)

- c) Calculará los Costos Marginales de Corto Plazo esperados de energía del sistema, para los Bloques Horarios que establezca la Comisión de Tarifas Eléctricas, correspondiente al programa de operación a que se refiere el acápite anterior;
- d) Determinará el Precio Básico de la Energía por Bloques Horarios para el período de estudio, como un promedio ponderado de los costos marginales antes calculados y la demanda, debidamente actualizados al 31 de marzo del año correspondiente;⁵²

Concordancias:

[D. S. N° 009-93-EM](#): Art. [125°](#)

Artículo 46°.- Las Tarifas en Barra y sus respectivas fórmulas de reajuste, serán fijadas semestralmente por la Comisión de Tarifas Eléctricas y entrarán en los meses de mayo y noviembre de cada año. Las tarifas sólo podrán aplicarse previa su publicación en el Diario Oficial "El Peruano" y en un diario de mayor circulación.

⁴⁹ Primer párrafo modificado por la Única DCM de la Ley N° 28832, publicada el 23/07/2006.

⁵⁰ Inciso sustituido por el Art. 3° de la Ley N° 28447, publicada el 30/12/2004, cuyo texto rige en la actualidad.

El texto anterior era el siguiente:

(..) a) Proyectará la demanda para los próximos cuarenta y ocho meses y determinará un programa de obras de generación y transmisión factibles de entrar en operación en dicho período, considerando las que se encuentren en construcción y aquellas que estén contempladas en el Plan Referencial elaborado por el Ministerio de Energía y Minas;(..)

⁵¹ Inciso sustituido por el Art. 3° de la Ley N° 28447, publicada el 30/12/2004, cuyo texto rige en la actualidad.

El texto anterior era el siguiente:

b) Determinará el programa de operación que minimice la suma del costo actualizado de operación y de racionamiento para el período de estudio, tomando en cuenta, entre otros: la hidrología, los embalses, los costos de combustible, así como la Tasa de Actualización a que se refiere el artículo 79 de la presente Ley

⁵² Inciso sustituido por el Art. 3° de la Ley N° 28447, publicada el 30/12/2004, cuyo texto rige en la actualidad.

El texto anterior era el siguiente:

- d) Determinará el Precio Básico de la Energía por Bloques Horarios para el período de estudio, como un promedio ponderado de los costos marginales antes calculados y la demanda proyectada, debidamente actualizados.

- e) Determinará el tipo de unidad generadora más económica para suministrar potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual del sistema eléctrico y calculará la anualidad de la inversión con la Tasa de Actualización correspondiente fija en el artículo 79° de la presente Ley;

Concordancias:

[D. S. N° 009-93-EM](#): Art. [125°](#)

- f) Determinará el precio básico de la potencia de punta, según el procedimiento que se establezca en el Reglamento considerando como límite superior la anualidad obtenida en el inciso anterior.

En caso de que la reserva del sistema sea insuficiente se considerará para este fin un margen adicional, al precio establecido en el párrafo precedente.⁵³

- g) Calculará para cada una de las barras del sistema los factores nodales de energía de acuerdo a lo señalado en el artículo 48°. El factor nodal será igual a 1,00 de la barra en que se fije el Precio Básico de Energía.⁵⁴

- h) Determinará el Precio de la Potencia de Punta en Barra, para cada una de las barras del sistema, agregando al Precio Básico de la Potencia de Punta los valores unitarios del Peaje de Transmisión y el Peaje por Conexión a que se refiere el artículo 60° de la presente Ley;⁵⁵

- i) Determinará el Precio de Energía en Barra, para cada una de las barras del sistema, multiplicando el Precio Básico de la Energía nodal correspondiente a cada Bloque Horario por el respectivo factor nodal de energía.⁵⁶

Concordancias:

[D. Ley N° 25844](#): Arts. [1°](#), [10°](#), 18° incs. [e\)](#) y [f\)](#), [39°](#), [50°](#), [79°](#) y [119°](#)

[D. S. N° 009-93-EM](#): Arts. [123° al 126°](#) y [238°](#)

[D.S. N° 049-2005-EM](#): Art. [29°](#)

Artículo 48°.- Los factores nodales de energía se calcularán considerando las pérdidas marginales y la capacidad del sistema de transmisión.⁵⁷

⁵³ Literal modificado por el Art. 1° de la Ley N° 26980, publicado el 27/09/1998, cuyo texto rige en la actualidad.

El texto anterior era el siguiente:

- f) Determinará el Precio Básico de la Potencia de Punta, considerando la anualidad obtenida en el acápite anterior, incrementada en un porcentaje que resulta de considerar la indisponibilidad teórica del sistema eléctrico;

⁵⁴ Inciso modificado por la Única DCM de la Ley N° 28832, publicada el 23/07/2006, cuyo texto rige en la actualidad. (Incluye Fe de Erratas el 25/07/2006)

El texto anterior era el siguiente:

- g) Calculará para cada una de las barras del sistema un factor de pérdidas de potencia y un factor de pérdidas de energía en la transmisión.

Estos factores serán iguales a 1.00 en la barra en que se fijen los precios básicos;

⁵⁵ Inciso modificado por la Única DCM de la Ley N° 28832, publicada el 23/07/2006, cuyo texto rige en la actualidad.

El texto anterior era el siguiente:

- h) Determinará el precio de la Potencia de Punta en Barra, para cada una de las barra del sistema, multiplicando el Precio Básico de la Potencia de Punta por el respectivo factor de pérdidas de potencia, agregando a este producto el Peaje por Conexión a que se refiere el Artículo 60 de la presente Ley; e,

⁵⁶ Inciso modificado por la Única DCM de la Ley N° 28832, publicada el 23/07/2006, cuyo texto rige en la actualidad.

El texto anterior era el siguiente:

- i) Determinará el Precio de Energía en Barra, para cada una de las barras del sistema, multiplicando el Precio Básico de Energía correspondiente a cada Bloque Horario por el respectivo factor de pérdidas de energía.

⁵⁷ Artículo modificado por la Única DCM de la Ley N° 28832, publicada el 23/07/2006, cuyo texto rige en la actualidad.

El texto anterior era el siguiente:

Artículo 48°.- Los factores de pérdida de potencia y de energía se calcularán considerando las Pérdidas Marginales de Transmisión de Potencia de Punta y Energía respectivamente, considerando un Sistema Económicamente Adaptado.

Artículo 49°.- En las barras del Sistema Secundario de Transmisión el precio incluirá el correspondiente peaje de dicho sistema.⁵⁸

Concordancias:

[D. Ley N° 25844](#): Arts. 62°

[D. S. N° 009-93-EM](#): Art. 128°

Artículo 50°.- Todos los costos que se utilicen en los cálculos indicados en el artículo 47° deberán ser expresados a precios vigentes del mes de marzo del año de la fijación.⁵⁹

Artículo 51°.- Antes del 15 de noviembre de cada año el Subcomité de Generadores y el Subcomité de Transmisores, en la actividad que les corresponda, presentarán al OSINERG los correspondientes estudios técnico-económicos de las propuestas de Precios en Barra, que expliciten y justifiquen, entre otros aspectos, lo siguiente:

- a) La demanda de potencia y energía del sistema eléctrico para el período de estudio;
- b) El programa de obras de generación y transmisión;
- c) Los costos de combustibles, Costos de Racionamiento y otros costos variables de operación pertinentes;
- d) La Tasa de Actualización utilizada en los cálculos;
- e) Los costos marginales;
- f) Precios Básicos de la Potencia de Punta y de la Energía;
- g) Los factores nodales de energía;
- h) El Costo Total de Transmisión considerado;
- i) Los valores resultantes para los Precios en Barra; y,
- j) La fórmula de reajuste propuesta.

Asimismo el Subcomité de Generadores y el Subcomité de Transmisores, deberán entregar al COES toda la información relevante para los cálculos tarifarios, para ser puestos a disposición de los interesados que lo soliciten.

Para la aplicación del presente artículo OSINERG definirá los procedimientos necesarios.⁶⁰

Artículo 52°.- OSINERG efectuará sus observaciones, debidamente fundamentadas, a las propuestas de los Precios en Barra.

Los responsables deberán absolver las observaciones y/o presentar un nuevo estudio, de ser necesario.

⁵⁸ Artículo modificado por la Única DCM de la Ley N° 28832, publicada el 23/07/2006; anteriormente aclarado por el Art. 1 del D.S. N° 029-2002-EM, publicado el 25/09/2002, cuyo texto rige en la actualidad.

El texto anterior era el siguiente:

Artículo 49°.- En las barras del Sistema Secundario de Transmisión, el precio incluirá el Costo Medio de dicho Sistema Económicamente Adaptado.

Por disposición del artículo 1° del DECRETO SUPREMO N° 029-2002-EM, publicado el 25/09/2002 se había precisado dicho artículo en el sentido que el Sistema Económicamente Adaptado, para atender las demandas servidas exclusivamente por instalaciones del Sistema Secundario de Transmisión, deberá ser determinado considerando, también, los siguientes criterios:

- a. En los sistemas radiales se utilizará como demanda actualizada el valor presente de los flujos de energía y/o potencia que permita transportar las respectivas instalaciones en condiciones de eficiencia. La demanda anual mínima a considerar será igual al 50% de la capacidad de transporte de dichas instalaciones;
- b. En sistemas con otras configuraciones, las respectivas instalaciones de transmisión deberán permitir la atención eficiente de la demanda a la cual prestarán el servicio, cumpliendo con los estándares de calidad correspondientes;
- c. La tarifa resultante para una demanda atendida por una línea radial, utilizando los cargos de transmisión correspondientes, en ningún caso podrá superar la tarifa resultante de un sistema térmico aislado típico A definido por OSINERG para la fijación de tarifas en barra.

⁵⁹ Artículo sustituido por el Art. 4° de la Ley N° 28447, publicada el 30/12/2004, cuyo texto rige en la actualidad.

El texto anterior era el siguiente:

Artículo 50°.- Todos los costos que se utilicen en los cálculos indicados en el Artículo 47 deberán ser expresados a precios vigentes en los meses de marzo o septiembre, según se trate de las fijaciones de precios de mayo o de noviembre, respectivamente.

⁶⁰ Artículo aclarado por el Art. Único de la R. N° 319-2007-OS/CD, publicada el 13/06/2007. Para el proceso de Precios en Barra del período mayo 2008 - abril 2009, la presentación de los estudios técnico-económicos estará a cargo del Comité de Operación Económica del Sistema (COES-SINAC).

Absueltas las observaciones o vencido el término sin que ello se produjera, OSINERG procederá a fijar y publicar las tarifas y sus fórmulas de reajuste mensuales, antes del 30 de abril de cada año.⁶¹

Concordancias:

[D. S. N° 009-93-EM](#): Art. [122°](#)

Artículo 53°.- Las tarifas que fije la Comisión de Tarifas Eléctricas, no podrán diferir, en más de diez por ciento, de los precios libres vigentes. El Reglamento establecerá el procedimiento de comparación.⁶²

Concordancias:

[D. Ley N° 25844](#): Arts. [8°](#), [52°](#), [63°](#) y [75°](#)

[D. S. N° 009-93-EM](#): Art. [129°](#)

[D.S N° 022-2009-EM Ley](#)

[N° 28832: 2da DCF](#)

Artículo 54°.- Una vez vencido el período de vigencia de las tarifas y mientras no sean fijadas las del período siguiente, por causas atribuibles a la Comisión de Tarifas Eléctricas, éstas podrán ser reajustadas mensualmente por los generadores de acuerdo a las fórmulas de reajuste vigente, previa publicación en el diario oficial "El Peruano".

Concordancias:

[D. Ley N° 25844](#): Arts. [72°](#) y [73°](#)

[D. S. N° 009-93-EM](#): Arts. [156°](#) y [157°](#)

Artículo 55°.- El COES deberá entregar obligatoriamente a OSINERG y a los interesados la información técnica que se requiera del sistema; asimismo, los responsables de presentar la propuesta tarifaria, deberán entregar al OSINERG, para su verificación, los modelos matemáticos, programas fuentes y otros elementos requeridos para la fijación de precios.⁶³

Concordancias:

[D.S. 027-2008-EM](#): Art. 31.1 inc. [C\)](#)

Artículo 56°.- En los Sistemas Aislados, la Comisión de Tarifas Eléctricas, fijará las Tarifas en Barra de acuerdo a los criterios señalados en la presente Ley y el Reglamento.

Concordancias:

[D. Ley N° 25844](#): Arts. [46°](#) y [80° D.](#)

[S. N° 009-93-EM](#): Art. [130°](#)

Artículo 57°.- De producirse racionamiento de energía, por déficit de generación eléctrica, los generadores compensarán a sus usuarios, sujetos a regulación de Precios, por la energía no suministrada en los casos, forma y condiciones que señale el Reglamento.

Concordancias:

⁶¹ Artículo modificado por la Única DCM de la Ley N° 28832, publicada el 23/07/2006, cuyo texto rige en la actualidad.

El texto original era el siguiente:

Artículo 52.- La Comisión de Tarifas Eléctricas comunicará al COES sus observaciones, debidamente fundamentadas, al estudio técnico-económico.

El COES deberá absolver las observaciones y/o presentar un nuevo estudio, de ser necesario.

La Comisión de Tarifas Eléctricas evaluará los nuevos cálculos y luego de su análisis, procederá a fijar y publicar las tarifas y sus fórmulas de reajuste mensuales, antes del 30 de abril y 31 de octubre de cada año. (*)

(*) Último párrafo sustituido por disposición del Artículo 6 de la Ley N° 28447, publicado el 30-12-2004, cuyo texto era el siguiente:

"OSINERG evaluará los nuevos cálculos y luego de su análisis, procederá a fijar y publicar las tarifas y sus fórmulas de reajuste mensuales, antes del 30 de abril de cada año."

⁶² Reglamento de Usuarios Libres, aprobado por D.S. N° 022-2009-EM, publicado el 16/04/2009.

⁶³ Artículo modificado por la Única DCM de la Ley N° 28832, publicada el 23/07/2006, cuyo texto rige en la actualidad.

El texto anterior era el siguiente:

Artículo 55°.- Cada COES deberá entregar obligatoriamente a la Comisión de Tarifas Eléctricas la información técnica, modelos matemáticos, programas fuente y otros elementos requeridos para verificar el cálculo de los precios propuestos.

[D. Ley N° 25844](#): Arts. [11a.DT](#)
[D. S. N° 009-93-EM](#): Art. [131°](#)

PRECIOS MAXIMOS DE TRANSMISIÓN

Artículo 58°.- En cada Sistema Interconectado, el Ministerio de Energía y Minas, a propuesta de la Comisión de Tarifas Eléctricas, definirá el Sistema Principal y los Sistemas Secundarios de Transmisión de acuerdo a las características establecidas en el Reglamento.

El Sistema Principal permite a los generadores comercializar potencia y energía en cualquier barra de dicho sistema.

Los Sistemas Secundarios permiten a los generadores conectarse al sistema principal o comercializar potencia y energía en cualquier barra de estos sistemas.

Concordancias:

[D. Ley N° 25844](#): Arts. 18° inc. [g\)](#),
[D. S. N°009-93-EM](#): Art. [133° y sgtes.](#)
[D.S. N° 025-2007-EM](#): Art. [58°](#)
[Ley N° 28832](#): Arts. [20° y 28°](#).

Artículo 59°.- Los generadores conectados al Sistema Principal, abonarán mensualmente a su propietario, una compensación para cubrir el Costo Total de Transmisión.

El Costo Total de Transmisión comprende la anualidad de la inversión y los costos estándares de operación y mantenimiento del Sistema Económicamente Adaptado.

La anualidad de la inversión será calculada considerando el valor Nuevo de Reemplazo, su vida útil y la Tasa de Actualización correspondiente fijada en el artículo 79° de la presente Ley.

Concordancias:

[D. Ley N° 25844](#): Arts. [1°](#), 18° inc. [g\)](#), [48°](#), [65°](#), [77°](#), [78°](#), [79°](#) y [122°](#)
[D. S. N°009-93-EM](#): Art. [134°](#)
[Ley N° 28832](#): Art. [28°](#)

Artículo 60°.- La compensación a que se refiere el artículo anterior, se abonará separadamente a través de dos conceptos denominados Ingreso Tarifario y Peaje por Conexión.

El Ingreso Tarifario se determina como la suma de:

- Ingreso Tarifario Nacional, calculado en función a la potencia y energía entregadas y retiradas en barras, valorizadas a sus respectivos Precios en Barra, sin incluir el respectivo peaje;
- Ingreso Tarifario de los Enlaces Internacionales, calculado según el Reglamento de Importación y Exportación de Electricidad.

El Peaje por Conexión es la diferencia entre el Costo Total de Transmisión y el Ingreso Tarifario.

El Peaje por Conexión Unitario será igual al cociente del Peaje por Conexión y la Máxima Demanda proyectada a ser entregada a los Usuarios.

El Reglamento definirá el procedimiento por el cual los Generadores harán efectiva la compensación a los propietarios del Sistema Principal de Transmisión.⁶⁴

⁶⁴ Artículo modificado por la Única DCM de la Ley N° 28832, publicada el 23/07/2006, cuyo texto rige en la actualidad.

El texto original era el siguiente:

Artículo 60°.- La compensación a que se refiere el artículo anterior, se abonará separadamente a través de dos conceptos denominados: Ingreso Tarifario y Peaje por Conexión.

El Ingreso Tarifario se calcula en función a la potencia y energía entregada y retirada en barras, valorizadas a sus respectivas Tarifas en Barra.

El Peaje por Conexión es la diferencia entre el Costo Total de Transmisión y el Ingreso Tarifario, y es pagado por los generadores en proporción a su potencia firme.

Anteriormente modificado por el Artículo 1 de la Ley N° 26980, publicada el 27-09-98, cuyo texto era el siguiente:

Concordancias:

D. S. N°009-93-EM: Art. [135°](#) al [137°](#)

Artículo 61°.- OSINERG fijará anualmente el Peaje por Conexión, el Peaje de Transmisión, sus valores unitarios y sus respectivas fórmulas de reajuste mensual, los cuales serán publicados en el Diario Oficial El Peruano, entrando en vigencia el 1 de mayo de cada año.⁶⁵

Concordancias:

D. S. N°009-93-EM: Art. [136°](#), [137°](#) y [141°](#)

Artículo 62°.- Las compensaciones y peajes por las redes del Sistema Secundario de Transmisión, o del Sistema de Distribución serán reguladas por OSINERG. Las discrepancias que dificulten o limiten el acceso del usuario a las redes tanto del Sistema Secundario de Transmisión como del Sistema de Distribución serán resueltas por OSINERG. Las instalaciones del Sistema Secundario de Transmisión, son remuneradas de la siguiente manera:

- a. Si se trata de instalaciones para entregar electricidad desde una central de generación hasta el Sistema Principal de Transmisión existente son remuneradas íntegramente por los correspondientes generadores;
- b. Si se trata de instalaciones que transfieren electricidad desde una barra del Sistema Principal de Transmisión hacia un Distribuidor o consumidor final son remuneradas íntegramente por la demanda correspondiente;
- c. Los casos excepcionales que se presenten en el Sistema Secundario de Transmisión que no se ajusten a las reglas anteriores serán resueltos por OSINERG conforme se señala en el Reglamento.⁶⁶

Concordancias:

"**Artículo 60.-** La compensación a que se refiere el artículo anterior, se abonará separadamente a través de dos conceptos denominados Ingreso Tarifario y Peaje por Conexión.

El Ingreso Tarifario se calcula en función de la potencia y energía entregada y retirada en barras, valorizadas a sus respectivas Tarifas en Barra, sin incluir el respectivo peaje.

El Peaje por Conexión es la diferencia entre el Costo Total de Transmisión y el Ingreso Tarifario.

El Reglamento definirá el procedimiento por el cual los generadores harán efectiva la compensación a los propietarios del sistema Principal de Transmisión."

⁶⁵ Artículo modificado por la Única DCM de la Ley N° 28832, publicada el 23/07/2006, cuyo texto rige en la actualidad.

El texto anterior era el siguiente:

Artículo 61°.- La Comisión de Tarifas Eléctricas fijará anualmente el Peaje por Conexión y su respectiva fórmula de reajuste mensual, calculando el Costo Total de Transmisión; tomando en cuenta el Ingreso tarifario esperado, que le deberá proporcionar el respectivo COES.

El Peaje por Conexión y su respectiva fórmula de reajuste, serán fijados y publicados en el Diario Oficial "El Peruano", entrando en vigencia el 01 de mayo de cada año.

⁶⁶ Artículo modificado por la Única DCM de la Ley N° 28832, publicada el 23/07/2006, cuyo texto rige en la actualidad.

El texto original era el siguiente:

Artículo 62°.- Si un generador suministra energía eléctrica en barras ubicadas en el Sistema Secundario de Transmisión o utilizando instalaciones de un concesionario de distribución, deberá convenir con sus propietarios las compensaciones por el uso de dichas instalaciones.

Estas compensaciones cubrirán el Costo Medio de eficiencia de tales Sistemas y no se pagarán si el uso se efectúa en sentido contrario al flujo preponderante de energía.

En caso de discrepancia y a solicitud de parte, la Comisión de Tarifas Eléctricas actuará como dirimente y deberá resolver en un plazo máximo de 30 días de presentada.

Posteriormente, modificado por el Artículo Único de la Ley 27239, publicada el 22/12/99, cuyo texto era el siguiente:

Artículo 62°.- Las compensaciones por el uso de las redes del sistema secundario de transmisión o del sistema de distribución serán reguladas por la Comisión de Tarifas de Energía.

En los casos que el uso se efectúe en sentido contrario al flujo preponderante de energía, no se pagará compensación alguna.

Las discrepancias que dificulten o limiten el acceso del usuario a las redes tanto del sistema secundario de transmisión y/o del sistema de distribución serán resueltas por el OSINERG quien actuará como dirimente a solicitud de parte, debiendo pronunciarse en un plazo máximo de 30 (treinta) días, siendo obligatorio su cumplimiento para las partes involucradas. El Reglamento de la Ley establecerá el procedimiento y las instancias respectivas.

[D. S. N°009-93-EM](#): Art. [139° al 141°](#)
[Ley N° 28832](#): Arts. [20°](#) y [28°](#).

PRECIOS MAXIMOS DE DISTRIBUCIÓN

Artículo 63°.- Las tarifas máximas a los Usuarios Regulados, comprenden:

- a) Los Precios a Nivel Generación;
- b) Los peajes unitarios de los sistemas de transmisión correspondientes; y,
- c) El Valor Agregado de Distribución.⁶⁷

Artículo 64°.- El Valor Agregado de Distribución se basará en una empresa modelo eficiente y considerará los siguientes componentes:

- a) Costos asociados al usuario, independientes de su demanda de potencia y energía;
- b) Pérdidas estándares de distribución en potencia y energía; y,
- c) Costos estándares de inversión, mantenimiento y operación asociados a la distribución, por unidad de potencia suministrada.

Concordancias:

[D. Ley N° 25844](#): Art. [1°](#)
[D. S. N° 009-93-EM](#): Arts. [142°](#), [143°](#), [147°](#) y [178°](#).

Artículo 65°.- El costo de inversión será la anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo del Sistema Económicamente Adaptado, considerando su vida útil y la Tasa de Actualización establecida en el artículo 79° de la presente Ley.

Concordancias:

[D. Ley N° 25844](#): Arts. [76°](#), [78°](#) 79° y [Definición 14 del Anexo](#).
[D.S. 009-93-EM](#): Art. [144°](#)

Artículo 66°.- El Valor Agregado de Distribución se calculará para cada concesionario considerando determinados Sectores de Distribución Típicos que serán establecidos por el Ministerio de Energía y Minas, a propuesta de la Comisión de Tarifas Eléctricas, de acuerdo al procedimiento que fije el Reglamento.

Concordancias:

[D. Ley N° 25844](#): Arts. [63°](#), [64°](#) y [Definición 13 del Anexo](#).

Artículo 67°.- Los componentes señalados en el artículo 64°, se calcularán para cada Sector de Distribución Típico, mediante estudios de costos encargados por los concesionarios de distribución a empresas consultoras precalificadas por la Comisión de Tarifas Eléctricas, la que elaborará los Términos de Referencia correspondientes y supervisará el avance de los estudios. Los estudios de costos considerarán criterios de eficiencia de las inversiones y de la gestión de un concesionario operando en el país⁶⁸.

Concordancias:

[D.S. N° 009-93-EM](#): Art. [145°](#) y [147°](#).

Artículo 68°.- La Comisión de Tarifas Eléctricas, recibidos los estudios comunicará a los concesionarios sus observaciones si las hubiere, debiendo estos absolverlas en un plazo máximo de 10 días.

Absueltas las observaciones o vencido el término sin que ello se produjera, la Comisión de Tarifas Eléctricas establecerá los Valores Agregados de Distribución para cada concesión,

⁶⁷ Artículo modificado por la Única DCM de la Ley N° 28832, publicada el 23/07/2006, cuyo texto rige en la actualidad.

El texto anterior era el siguiente:

Artículo 63°.- Las tarifas a usuarios finales de Servicio Público de electricidad, comprenden las Tarifas en Barra y el Valor Agregado de Distribución.

⁶⁸ Artículo aclarado por la R. D. N° 055-2004-EM/DGE, publicada el 16/11/2004.

Nota: La referida R.D. precisa que el costo que irrogue la contratación de la empresa consultora para la elaboración del estudio de costos destinado a definir los componentes del Valor Agregado de Distribución de un determinado Sector de Distribución Típico, debe ser asumido por todas las empresas concesionarias de distribución que pertenezcan al mismo Sector de Distribución Típico, en forma proporcional a sus ventas de energía en GW.h, a usuarios finales del año previo a la regulación tarifaria.

utilizando Factores de Ponderación de acuerdo a las características de cada sistema.

Concordancias:

[D.S. N° 009-93-EM](#): Art. [122°](#), [145°](#) y [147°](#).

Artículo 69°.- Con los Valores Agregados de Distribución, obtenidos según los artículos precedentes, y los componentes a) y b) señalados en el artículo 63°, OSINERG estructurará un conjunto de precios para cada concesión.⁶⁹

Artículo 70°.- La Comisión de Tarifas Eléctricas calculará la Tasa Interna de Retorno para conjuntos de concesionarios considerando un período de análisis de 25 años y evaluando:

- Los ingresos que habrían percibido si se hubiesen aplicado los Precios Básicos a la totalidad de los suministros en el ejercicio inmediato anterior;
- Los costos de operación y mantenimiento exclusivamente del sistema de distribución, para el ejercicio inmediato anterior, incluyendo las pérdidas; y,
- El Valor Nuevo de Reemplazo de las instalaciones de cada empresa, con un valor residual igual a cero.

Concordancias:

[D. Ley N° 25844](#): Arts. [76°](#)

[D. S. N° 009-93-EM](#): Arts. [148° al 150°](#)

Artículo 71°.- Si las tasas, antes calculadas, no difieren en más de cuatro puntos porcentuales de la tasa de Actualización señalada en el artículo 79° de la presente Ley, los Valores Agregados de Distribución, que les dan origen, serán definitivos. En caso contrario, estos valores deberán ser ajustados proporcionalmente, de modo de alcanzar el límite más próximo superior o inferior.

Concordancias:

[D. S. N° 009-93-EM](#): Arts. [151°](#)

Artículo 72°.- Considerando los Valores Agregados de Distribución definitivos de cada concesionario, la Comisión de Tarifas Eléctricas fijará y publicará las tarifas definitivas de distribución correspondientes y sus fórmulas de reajuste mensual, las que entrarán en vigencia el 01 de noviembre.

Concordancias:

[D. S. N° 009-93-EM](#): Arts. [151°](#) y [152°](#)

Artículo 73°.- Las tarifas y sus fórmulas de reajuste tendrán una vigencia de cuatro años, y sólo podrán recalcularse, si sus reajustes duplican el valor inicial de las tarifas durante el período de su vigencia.

Concordancias:

[D. Ley N° 25844](#): Arts. 15° inc. [a\)](#)

DISPOSICIONES DIVERSAS SOBRE TARIFAS

Artículo 74°.- Las partes interesadas podrán interponer recursos de reconsideración contra la resolución del OSINERG, dentro de los quince (15) días hábiles siguientes a la fecha de su publicación en el Diario Oficial El Peruano.

El recurso de reconsideración deberá ser resuelto dentro de un plazo de treinta (30) días hábiles a partir de su interposición, con lo que quedará agotada la vía administrativa.⁷⁰

⁶⁹ Artículo modificado por la Única DCM de la Ley N° 28832, publicada el 23/07/2006, cuyo texto rige en la actualidad.

El texto anterior era el siguiente:

Artículo 69°.- Con los Valores Agregados de Distribución, obtenidos según los artículos precedentes, y las Tarifas en Barra que correspondan, la Comisión de Tarifas Eléctricas estructurará un conjunto de Precios Básicos para cada concesión.

⁷⁰ Artículo modificado por la Única DCM de la Ley N° 28832, publicada el 23/07/2006, cuyo texto rige en la actualidad.

El texto original era el siguiente:

Artículo 74°.- Las partes interesadas podrán interponer recursos de reconsideración contra las resoluciones de la Comisión de Tarifas Eléctricas, dentro de los diez días calendarios siguientes a la fecha de su publicación.

Artículo 75°.- Una vez vencido el período de vigencia de las tarifas y mientras no sean fijadas las del período siguiente, por causas atribuibles a la Comisión de Tarifas Eléctricas, éstas podrán ser reajustadas mensualmente por los concesionarios de acuerdo a las fórmulas de reajuste vigente, previa publicación en el diario oficial "El Peruano".

Concordancias:

[D. S. N° 009-93-EM](#): Art. [156°](#) y [157°](#)

Artículo 76°.- El Valor Nuevo de Reemplazo, para fines de la presente Ley, representa el costo de renovar las obras y bienes físicos destinados a prestar el mismo servicio con la tecnología y precios vigentes, considerando además:

- a) Los gastos financieros durante el período de la construcción, calculados con una tasa de interés que no podrá ser superior a la Tasa de Actualización, fijada en el artículo 79° de la presente Ley;
- b) Los gastos y compensaciones por el establecimiento de las servidumbres utilizadas; y,
- c) Los gastos por concepto de estudios y supervisión.

Para la fijación del Valor Nuevo de Reemplazo, los concesionarios presentarán la información sustentatoria, pudiendo la Comisión de Tarifas Eléctricas rechazar fundadamente la incorporación de bienes innecesarios.

Concordancias:

[D. S. N° 009-93-EM](#): Arts. [158°](#) y [159°](#)

Artículo 77°.- Cada cuatro años, la Comisión de Tarifas Eléctricas procederá a actualizar el Valor Nuevo de Reemplazo de las instalaciones de transmisión y distribución, con la información presentada por los concesionarios.

En el caso de obras nuevas o retiros, la Comisión de Tarifas Eléctricas incorporará o deducirá su respectivo Valor Nuevo de Reemplazo.

Concordancias:

[D. S. N° 009-93-EM](#): Arts. [159°](#)

Artículo 78°.- El Valor Nuevo de Reemplazo, ingresos y costos orientados exclusivamente para el cálculo de las tarifas no serán considerados por ningún motivo para efectos tributarios de las empresas.

Artículo 79°.- La Tasa de Actualización a utilizar en la presente Ley será de 12% real anual. Esta tasa sólo podrá ser modificada por el Ministerio de Energía y Minas, previo estudio que encargue la Comisión de Tarifas Eléctricas a consultores especializados, en el que se determine que la tasa fijada es diferente a la Tasa Libre de Riesgo más el premio por riesgo en el país. En cualquier caso, la nueva tasa de Actualización fijada por el Ministerio de Energía y Minas, no podrá diferir en más de dos puntos porcentuales de la tasa vigente.

Concordancias:

[D.L. N° 25844](#): Arts. 51° inc. [d\)](#), [65°](#), [71°](#), 76° inc. [a\)](#) y [105°](#)

[D.S. N° 009-93-EM](#): Arts. 22° inc. [c\)](#) y [160°](#)

[D.S. N° 025-2007-EM](#): Art. [11°](#).

Artículo 80°.- En Sistemas Aislados, los concesionarios de distribución que dispongan de generación y transmisión propia para atender parcial o totalmente su demanda, están obligados a llevar por separado una contabilidad de costos para las actividades de generación,

El recurso de reconsideración deberá ser resuelto dentro de un plazo de diez días calendarios, a partir de su interposición, con lo que quedará agotada la vía administrativa.

Modificado por el Artículo 1° de la Ley N° 26980, publicada el 27/09/98, cuyo texto era el siguiente:

Artículo 74°.- Las partes interesadas podrán interponer recurso de reconsideración contra la resolución de la Comisión de Tarifas Eléctricas, dentro de los diez días naturales siguientes a la fecha de su publicación en el Diario Oficial El Peruano. El recurso de reconsideración deberá ser resuelto dentro de un plazo de treinta días naturales a partir de su interposición, con lo que quedará agotada la vía administrativa.

transmisión y distribución.

Concordancias:

[D. Ley N° 25844](#): Art. [122°](#)

Artículo 81°.- Será obligación de la Comisión de Tarifas Eléctricas preparar periódicamente información que permita conocer al Sector, los procedimientos utilizados en la determinación de tarifas, los valores históricos y esperados. En particular, serán de conocimiento público tanto los informes relativos al cálculo de las Tarifas en Barra y de los Valores Agregados de Distribución, así como indicadores referentes a los precios que existan en el mercado no regulado.

Concordancias:

[D. S. N° 009-93-EM](#): Art. [162°](#)

TITULO VI PRESTACION DEL SERVICIO PÚBLICO DE ELECTRICIDAD

Artículo 82°.- Todo solicitante, ubicado dentro de una zona de concesión de distribución, tendrá derecho a que el respectivo concesionario le suministre energía eléctrica, previo cumplimiento de los requisitos y pagos que al efecto fije la presente Ley y el Reglamento, conforme a las condiciones técnicas que rijan en el área.

Los pagos efectuados constituyen derecho intransferible a favor del predio para el cual se solicitó.⁷¹

Concordancias:

[D. Ley N° 25844](#): Arts. [30°](#), 34° inc. [a\)](#), [33°](#) y [99°](#)

[D. S. N° 009-93-EM](#): Art. [163° y sgtes.](#)

[R.D. N° 03-95-EM/DGE](#).

[DU 116-2009](#): Art. 3

Artículo 83°.- Para la dotación de nuevos suministros o ampliación de una potencia contratada, el concesionario podrá exigir una contribución, con carácter reembolsable, para el financiamiento de la extensión de las instalaciones hasta el punto de entrega y/o para la ampliación de la capacidad de distribución necesaria.

Estas contribuciones tendrán la siguiente modalidad, a elección del usuario:

- a) Aportes por kW, previamente fijado por el concesionario para los diferentes casos;
- b) Construcción de las obras de extensión por el solicitante, previa aprobación del proyecto por el concesionario, fijándose el valor nuevo de reemplazo de estas instalaciones en la oportunidad de aprobar el proyecto; y,⁷²
- c) Financiamiento por el solicitante para ejecutar las obras requeridas, al valor determinado por el concesionario, obligándose éste a ejecutarlas en un plazo determinado.

Concordancias:

[D. S. N° 009-93-EM](#): Art. [166°](#) y [174°](#)

[DU 116-2009](#): Art. 4

Artículo 84°.- El usuario tendrá derecho a que se le reconozca las contribuciones que realice mediante la entrega de las acciones de la Empresa, bonos u otras modalidades que garanticen su recuperación real.

La actualización de las contribuciones, a efectos de garantizar su recuperación real, se efectuará teniendo en cuenta los factores de reajuste establecidos en el Reglamento.

⁷¹ Mediante Decreto de Urgencia N° 116-2009, se establecieron las condiciones especiales para la atención de las solicitudes de suministro de electricidad en zonas urbano marginales.

⁷² Inciso sustituido por el Art. Único de la L. N° 29178, publicada el 03/01/2008, cuyo texto rige en la actualidad.

El texto anterior era el siguiente:

- b) Construcción de las obras de extensión por el solicitante, previa aprobación del proyecto por el concesionario, fijándose el valor de estas instalaciones en la oportunidad de aprobar el proyecto; y,

La elección de la forma de devolución corresponderá al usuario. La Empresa concesionaria, por ningún motivo, podrá cobrar gastos y/o comisiones por concepto de esta devolución.⁷³

Concordancias:

D. S. N° 009-93-EM: Art. [166°](#) y [167°](#)

Artículo 85°⁷⁴.- En el caso de solicitantes pertenecientes a zonas habitadas que cuentan con habilitación urbana y que tengan un índice de ocupación predial -habitabilidad- mayor a cuarenta por ciento (40%), corresponde al concesionario efectuar, a su costo, todas las obras de electrificación definitiva de dicha zona, incluyendo las redes secundarias de servicio particular y alumbrado público.

En el caso de zonas habitadas que tengan habilitación urbana aprobada, pero cuyo porcentaje de habitabilidad sea menor al señalado en el primer párrafo, corresponde a los interesados ejecutar las redes primarias y secundarias e instalaciones de alumbrado público conforme al proyecto previamente aprobado y bajo la supervisión de la empresa concesionaria. En estos casos, los solicitantes podrán aportar con contribuciones reembolsables de acuerdo al artículo 83° de la presente Ley, correspondiendo efectuar la devolución de las contribuciones reembolsables a partir de la fecha en que el índice de ocupación predial sea mayor a cuarenta por ciento (40%).

En el caso de zonas habitadas que no cuentan con la habilitación urbana correspondiente, los solicitantes podrán requerir al concesionario la instalación de suministros provisionales de venta en bloque en baja tensión, de conformidad con el procedimiento establecido en el Reglamento de la presente Ley.

En el caso de nuevas habilitaciones urbanas, electrificación de nuevas agrupaciones de viviendas, promovidas por el Estado o por inversionistas privados, ubicadas dentro de la zona de Concesión, le corresponde a los interesados ejecutar las instalaciones eléctricas referentes a la red secundaria y Alumbrado Público, conforme al proyecto previamente aprobado y bajo la supervisión de la empresa concesionaria que atiende el área. En este caso, las instalaciones serán recibidas por el concesionario fijándose en dicha oportunidad su Valor Nuevo de Reemplazo para los efectos de reembolsar al interesado, de acuerdo a lo establecido en el artículo 84°.⁷⁵

⁷³ Artículo sustituido por el Art. Único de la L. N° 29178, publicada el 03/01/2008, cuyo texto rige en la actualidad.

El texto anterior era el siguiente:

Artículo 84°.- El usuario tendrá derecho a que se le reconozca las contribuciones que realice mediante la entrega de acciones de la Empresa, bonos u otras modalidades que garanticen su recuperación real bajo condiciones que fije el Reglamento.

La elección de la forma de devolución corresponderá al usuario. La Empresa concesionaria, por ningún motivo, podrá cobrar gastos y/o comisiones por concepto de esta devolución.

⁷⁴ Mediante Decreto de Urgencia 116-2009 se suspende la aplicación del Artículo 85, hasta el 31 de diciembre del 2011.

⁷⁵ Artículo sustituido por el Art. Único de la L. N° 29178, publicada el 03/01/2008, cuyo texto rige en la actualidad.

El texto original era el siguiente:

Artículo 85°.- En el caso de nuevas habilitaciones urbanas, electrificación de zonas urbanas habitadas o de agrupaciones de viviendas ubicadas dentro de la zona de la concesión, le corresponde a los interesados ejecutar las instalaciones eléctricas referentes a la red secundaria y Alumbrado Público, conforme al proyecto previamente aprobado y bajo la supervisión de la Empresa concesionaria que atiende el área.

En este caso las instalaciones serán recibidas por el concesionario fijándose en dicha oportunidad su Valor Nuevo de Reemplazo para los efectos de reembolsar al interesado, de acuerdo a lo establecido en el Artículo 84 de la presente Ley.

Modificado por la Única DCM de la Ley N° 28832, publicada el 23/07/2006, cuyo texto era el siguiente:

Artículo 85°.- En el caso de solicitantes pertenecientes a zonas habitadas que cuentan con habilitación urbana y que tengan un índice de ocupación predial -habitabilidad- mayor a cuarenta por ciento (40%), corresponde al concesionario efectuar, a su costo, todas las obras de electrificación definitiva de dicha zona, incluyendo las redes secundarias de servicio particular y alumbrado público.

En el caso de zonas habitadas que no cuentan con la habilitación urbana correspondiente así como, en el caso de aquellas que tengan habilitación urbana aprobada pero que no cuentan con un índice de ocupación predial mayor a cuarenta por ciento (40%), los solicitantes, previa opinión favorable de la autoridad municipal provincial respectiva, podrán requerir al concesionario la instalación de suministros provisionales de venta en bloque en baja tensión. En estos casos, los solicitantes podrán aportar con contribuciones reembolsables de acuerdo al artículo 83° de la presente

Concordancias:

[D. Ley N° 25844](#): Arts. [76°](#) y [84°](#)

[DU 116-2009](#): Art. 2

Artículo 86°.- Si el suministro de energía sufriera interrupción total o parcial por un período consecutivo mayor de cuatro horas, el concesionario deberá compensar a los usuarios por el costo de la potencia y energía no suministrada en las condiciones que establezca el Reglamento, excepto en las oportunidades en que ellas fueren originadas por causa imputable al usuario afectado.

En caso de racionamiento programado por falta de energía a nivel generación, se efectuarán compensaciones en forma similar a lo previsto en el artículo 57° de la presente Ley.

Concordancias:

[D. S. N° 009-93-EM](#): Art. [168°](#)

Artículo 87°.- Los concesionarios podrán variar transitoriamente las condiciones de suministro por causa de fuerza mayor, con la obligación de dar aviso de ello a los usuarios y al organismo fiscalizador, dentro de las cuarenta y ocho horas de producida la alteración.

Concordancias:

[D. Ley N° 25844](#): Art. 101° inc. [a\)](#) y [103° D.S.](#)

[N° 009-93-EM](#): Art. [169°](#)

Artículo 88°.- Las instalaciones internas particulares de cada suministro deberán iniciarse a partir del punto de entrega, corriendo por cuenta del usuario el proyecto, la ejecución, operación y mantenimiento, así como eventuales ampliaciones, renovaciones, reparaciones y/o reposiciones. Para el caso de Media y Baja Tensión el punto de entrega se establecerá de acuerdo a las disposiciones técnicas que contemplan el Código Nacional de Electricidad, la Norma de Conexiones Eléctricas en Baja Tensión en Zonas de Concesión de Distribución y las normas y disposiciones técnicas vigentes sobre la materia.⁷⁶

Concordancias:

[D.S. N° 009-93-EM](#): Art. [170° al 173°](#)

Artículo 89°.- El usuario no podrá utilizar una demanda mayor a la contratada. Si superara su límite estará sujeto a la suspensión del servicio y al pago de las multas que fije el Reglamento. En caso de reincidencia, deberá abonar las contribuciones reembolsables por el respectivo incremento de potencia.

Concordancias:

[D. Ley. N°25844](#): Arts. [83°](#) y [102°](#)

[D.S. N° 009-93-EM](#): Art. [174°](#)

Artículo 90°.- Los concesionarios podrán efectuar el corte inmediato del servicio, sin necesidad de aviso previo al usuario ni intervención de las autoridades competentes, en los siguientes casos:

- a) Cuando estén pendientes de pago facturaciones y/o cuotas, debidamente notificadas, de dos o más meses derivados de la prestación del Servicio Público de Electricidad, con los respectivos intereses y moras;
- b) Cuando se consuma energía eléctrica sin contar con la previa autorización de la empresa o cuando se vulnere las condiciones del suministro; y,
- c) Cuando se ponga en peligro la seguridad de las personas o las propiedades por desperfecto de las instalaciones involucradas; estando ellas bajo administración de la empresa, o sean

Ley, para la electrificación definitiva de la zona, correspondiendo efectuar la devolución de las contribuciones reembolsables a partir de la fecha en que el índice de ocupación predial sea mayor a cuarenta por ciento (40%).

⁷⁶ Artículo sustituido por el Art. Único de la L. N° 29178, publicada el 03/01/2008, cuyo texto rige en la actualidad.

El texto anterior era el siguiente:

Artículo 88°.- Las instalaciones internas particulares de cada suministro deberán iniciarse a partir del punto de entrega, corriendo por cuenta del usuario el proyecto, ejecución, operación y mantenimiento, así como eventuales ampliaciones, renovaciones, reparaciones y/o reposiciones.

instalaciones internas de propiedad del usuario.

Los concesionarios deberán enviar las respectivas notificaciones de cobranza a los usuarios que se encuentren con el suministro cortado, en la misma oportunidad en que lo realiza para los demás usuarios, quedando facultados a cobrar un cargo mínimo mensual.

Los concesionarios fijarán periódicamente los importes por concepto de corte y reconexión de acuerdo a lo que establezca el Reglamento.

Concordancias:

[D. S. N° 009-93-EM](#): Arts. [177°](#) y [178°](#)

Artículo 91°.- En los casos de utilización ilícita, adicionalmente al cobro de los gastos de corte, pago de la energía consumida y otros, las personas involucradas podrán ser denunciadas ante el fuero penal.

Concordancias:

Código Penal: Art. 185° y sgtes.

Artículo 92°.- Cuando por falta de adecuada medición o por errores en el proceso de facturación, se considere importes distintos a los que efectivamente correspondan, los concesionarios procederán al recupero o al reintegro, según sea el caso.

El monto a recuperar por el concesionario se calculará de acuerdo a la tarifa vigente a la fecha de detección y considerando un período máximo de doce (12) meses anteriores a esta fecha. El recupero se efectuará en diez (10) mensualidades iguales sin intereses ni moras.

En el caso de reintegro a favor del usuario, el monto se calcula de acuerdo a la tarifa vigente a la fecha de detección, considerando un período máximo de tres (3) años anteriores a esa fecha.

El reintegro al usuario se efectuará, a su elección, mediante el descuento de unidades de energía en facturas posteriores o en efectivo en una sola oportunidad, considerando las mismas tasas de interés y mora que tiene autorizadas el concesionario para el caso de deuda por consumo de energía.

Precísase que los intereses aplicable a las relaciones que se generen por la prestación del servicio público de electricidad, en cualquier aspecto, se efectuará a una tasa nominal y simple, no procediendo capitalización alguna.⁷⁷

Concordancias:

[D. S. N° 009-93-EM](#): Art. [181°](#) y [182°](#)

[R. N° 004-2008-JARU](#), publicada el 25/06/2008.

Artículo 93°.- Las reclamaciones de los usuarios respecto a la prestación del Servicio Público de Electricidad serán resueltas en última instancia administrativa por el OSINERG, de conformidad a lo indicado en el reglamento.⁷⁸

⁷⁷ Artículo sustituido por el Art. Único de la L. N° 29178, publicada el 03/01/2008, cuyo texto rige en la actualidad.

El texto anterior era el siguiente:

Artículo 92°.- Cuando por falta de adecuada medición o por errores en el proceso de facturación, se considere importes distintos a los que efectivamente correspondan, los concesionarios procederán a la recuperación o al reintegro según sea el caso.

El monto a recuperar por el concesionario se calculará a la tarifa vigente a la fecha de detección y considerando un período máximo de 12 meses anteriores a esta fecha. El recupero se efectuará en 10 mensualidades iguales sin intereses ni moras. El reintegro al usuario se efectuará, a su elección, mediante el descuento de unidades de energía en facturas posteriores o en efectivo en una sola oportunidad, considerando las mismas tasas de interés y mora que tiene autorizadas el concesionario para el caso de deuda por consumo de energía.

Artículo precisado por la R. N° 004-2008-OS-JARU publicada el 25/06/2008 que dispone la publicación del precedente de observancia obligatoria aprobado en la Sesión de la Sala Plena de la Junta de Apelaciones de Reclamos de Usuarios del 04/06/2008, que versa sobre la interpretación del Art. 92° de la Ley de Concesiones Eléctricas en lo referido al periodo de reintegro a los usuarios.

⁷⁸ Modificado por la Octava Disposición Complementaria de la Ley 26734, publicada el 31/12/1996, cuyo texto rige en la actualidad.

El texto anterior era el siguiente:

Artículo 93°.- Las reclamaciones de los usuarios respecto a la prestación del Servicio Público de Electricidad serán resueltas en última instancia administrativa por el Ministerio de Energía y Minas, de conformidad a lo indicado en el Reglamento

Concordancias:

[D. S. N° 009-93-EM](#): Art. [183°](#)

Artículo 94°.- La prestación del servicio de alumbrado público es de responsabilidad de los concesionarios de distribución, en lo que se refiere al alumbrado general de avenidas, calles y plazas.

La energía correspondiente será facturada al Municipio. De no efectuarse el pago por dos meses consecutivos, el cobro se efectuará directamente a los usuarios, de acuerdo al procedimiento fijado en el Reglamento. En este último caso, el Municipio dejará de cobrar el arbitrio correspondiente.

Las Municipalidades podrán ejecutar a su costo, instalaciones especiales de iluminación, superior a los estándares que se señale en el respectivo contrato de concesión. En este caso deberán asumir igualmente los costos del consumo de energía, operación y mantenimiento⁷⁹.

Concordancias:

[Ley N° 29229](#): Art. [Único](#).

Artículo 95°.- En todo proyecto de habilitación de tierra o en la construcción de edificaciones, deberá reservarse las áreas suficientes para instalación de las respectivas subestaciones de distribución.

Concordancias:

[D. Ley N° 25844](#): Arts. [1°](#), [24°](#), 110° inc. [c\)](#) y [116°](#)

[D. S. N° 009-93-EM](#): Art. [186°](#)

Artículo 96°.- Los urbanizadores están obligados a ejecutar las obras civiles de cruce de calzadas para el tendido de las redes de distribución, cuando corresponda, a fin de evitar la rotura de las mismas.

Concordancias:

[D. Ley N° 25844](#): Arts. [24°](#)

[D.S. N° 009-93-EM](#): Art. [187°](#)

Artículo 97°.- Los concesionarios podrán abrir los pavimentos, calzadas y aceras de las vías públicas que se encuentren dentro de su zona de concesión, dando aviso a las Municipalidades respectivas y quedando obligadas a efectuar la reparación que sea menester, en forma adecuada e inmediata.

Concordancias:

[D. S. N° 009-93-EM](#): Arts. [188°](#) y [189°](#)

Artículo 98°.- Los gastos derivados de la remoción, traslado y reposición de las instalaciones eléctricas que sea necesario ejecutar como consecuencia de obras de ornato, pavimentación y, en general, por razones de cualquier orden, serán sufragados por los interesados y/o quienes lo originen.

Concordancias:

[D. S. N° 009-93-EM](#): Art. [190°](#)

Artículo 99°.- Los estudios, proyectos y obras de las instalaciones necesarias para la prestación del Servicio Público de Electricidad, deberán ser efectuados cumpliendo con los requisitos que señalen el Código Nacional de Electricidad y demás Normas Técnicas.

Concordancias:

[D. Ley N° 25844](#): Arts. 31° inc. [e\)](#) y [82°](#)

⁷⁹ Artículo aclarado por el art. único de la L. N° 28790, publicada el 19/07/2006.

Nota.- La citada Ley dispone la exclusión del cobro por concepto de alumbrado público, a que se refiere el artículo precedente, a los suministros de energía eléctrica de los predios ubicados en zonas rurales que se requiera para el bombeo de agua para uso agrícola.

Precisado por el Art. Único de la L. N° 29229, publicada el 16/05/2008, al modificarse el único artículo de la L. N° 28790.

Artículo 100°.- Una vez al año, en la forma y en la oportunidad que determine el Reglamento, se efectuará una encuesta representativa a usuarios de una concesión, para calificar la calidad del servicio recibido.

Concordancias:

[D. S. N° 009-93-EM](#): Art. [191°](#)

TITULO VII FISCALIZACION

Artículo 101°.- Es materia de fiscalización por parte del OSINERG:

- a) El cumplimiento de las obligaciones de los concesionarios establecidos en la presente Ley, el Reglamento y el respectivo contrato de concesión;
- b) Los demás aspectos que se relacionen con la prestación del Servicio Público de Electricidad;
- c) El cumplimiento de las funciones asignadas por Ley al COES.⁸⁰
- d) El cumplimiento de las disposiciones de la presente Ley;

El Reglamento fijará los procedimientos y normas de fiscalización.⁸¹

Concordancias:

[D. Ley N° 25844](#): Arts. [2°](#), [29°](#), [30°](#), 31° inc. [a\)](#), 34° inc. [c\)](#), [87°](#), [99°](#) y [104°](#)

[Ley N° 27332](#): Art. 3 inc [d\)](#)

[D. S. N° 009-93-EM](#): Art. [192°](#) y [sgtes.](#)

[Ley N° 26734](#): Arts. [1°](#); [2°](#); [5°](#) inc. [c\)](#) y [d\)](#)

[D.S. N° 049-2005-EM](#): Art. [31°](#)

Artículo 102°.- El Reglamento señalará las compensaciones, sanciones y/o multas por el incumplimiento e infracciones a la presente Ley. Los ingresos obtenidos por compensaciones serán abonados a los usuarios afectados, y los provenientes de sanciones y/o multas constituirán recursos propios del OSINERG.⁸²

Concordancias:

[Ley N° 27332](#): Art. 3 inc [d\)](#)

[D. S. N° 009-93-EM](#): Art. [201°](#) y [sgtes.](#)

[D.S. N° 049-2005-EM](#): Art. [31°](#)

Artículo 103°.- Las Municipalidades y/o los usuarios del Servicio Público de Electricidad comunicarán al OSINERG las interrupciones o alteraciones que se produzcan en el servicio, así como los defectos que se adviertan en la conservación y funcionamiento de las instalaciones.⁸³

Concordancias:

⁸⁰ Inciso modificado por la Única DCM de la Ley N° 28832, publicada el 23/07/2006, cuyo texto rige en la actualidad.

El texto anterior era el siguiente:

c) El cumplimiento de las funciones asignadas por la presente Ley y su Reglamento a los Comités de Operación Económica del Sistema-COES;

⁸¹ Artículo modificado por la Octava Disposición Complementaria, de la Ley N° 26734, publicada el 31/12/1996, cuyo texto rige en la actualidad.

El texto anterior era el siguiente:

Artículo 101°.- Es materia de fiscalización, por parte del Ministerio de Energía y Minas:

- a) El cumplimiento de las obligaciones de los concesionarios establecidos en la presente Ley, el Reglamento y el respectivo contrato de concesión;
- b) Los demás aspectos que se relacionen con la prestación del Servicio Público de Electricidad; y,
- c) El cumplimiento de las disposiciones de la presente Ley.

El Reglamento fijará los procedimientos y normas de fiscalización.

⁸² Artículo modificado por la 8A D.C., de la Ley N° 26734, publicada el 31/12/1996, cuyo texto rige en la actualidad.

El texto anterior era el siguiente:

Artículo 102°.- El Reglamento señalará las sanciones y/o multas por el incumplimiento e infracciones a la presente Ley. Los ingresos obtenidos por estos conceptos constituirán recursos propios del Ministerio de Energía y Minas.

⁸³ Artículo modificado por la 8A DC. de la Ley N° 26734, publicada el 13/12/1996, cuyo texto rige en la actualidad.

[D. Ley N° 25844](#): Art. [94° D.S.](#)
[N° 049-2005-EM](#): Art. [31°](#)

TITULO VIII GARANTIAS Y MEDIDAS DE PROMOCION A LA INVERSION

Artículo 104°.- Los contratos de concesión, una vez inscritos en los Registros Públicos, constituyen ley entre las partes.

Concordancias:

[Const. 1993](#): Arts. [62°](#)
[D. Ley N° 25844](#): Arts. [29°](#) y [36°](#) inc. [a\)](#)
[D. S. N°009-93-EM](#): Art. [56°](#).

Artículo 105°.- La caducidad de una concesión, por razones distintas de las señaladas en la presente Ley, deberá ser indemnizada al contado, sobre la base del Valor Presente del Flujo Neto de Fondos a Futuro que la concesión genera a su propietario, empleando la Tasa de Actualización establecida en el artículo 79o de la presente Ley.

Concordancias:

[D. Ley N° 25844](#): Arts. [35°](#) y [36°](#)
[D. S. N° 009-93-EM](#): Arts. [209°](#) y [210°](#)

Artículo 106°.- Los concesionarios así como las empresas que se dediquen en forma exclusiva a las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica tendrán los siguientes derechos:

- a) Fraccionamiento hasta en 36 mensualidades de los derechos Ad Valorem CIF que grave la importación de bienes de capital para nuevos proyectos, expresados en moneda extranjera. Mediante decreto supremo, elaborado por el Ministerio de Economía y Finanzas en coordinación con el Ministerio de Energía y Minas, se establecerán la tasa de interés aplicable al fraccionamiento, el plazo para el pago de la primera cuota a partir de la numeración de la respectiva Declaración de Importación, así como las demás condiciones para su aplicación;⁸⁴
- b) Todas las garantías del Régimen de Estabilidad Jurídica, Estabilidad Tributaria y libre disponibilidad de divisas a los inversionistas nacionales y extranjeros a que se refieren los Decretos Legislativos Nos. 662, 668 y 757.

Concordancias:

[D. S. N° 009-93-EM](#): Art. [212°](#)
[D. Leg. N° 662](#)
[D. Leg. N° 668 D.](#)
[Leg. N° 757](#)

Artículo 107°.- Los concesionarios y empresas dedicadas a la actividad de generación, con arreglo a las disposiciones de la presente Ley, que utilicen la energía y recursos naturales aprovechables de las fuentes hidráulicas y geotérmicas del país, están afectas al pago de una retribución única al Estado por dicho uso, comprendiendo inclusive los pagos establecidos por el Decreto Ley N° 17752⁸⁵ y sus disposiciones reglamentarias y complementarias.

Las tarifas por dicha retribución no podrán ser superiores al 1% del precio promedio de energía a nivel generación, calculado de acuerdo al procedimiento que señale el Reglamento de la presente Ley.

Concordancias:

[Const. 1993](#): Art. [66°](#)
[D. Ley N° 25844](#): Arts. [9°](#)
[D.S. N°009-93-EM](#): Arts. [213°](#) y [215°](#)
[Ley 29338](#): Ley de Recursos Hídricos

⁸⁴ Establecido el plazo de vigencia, por el Art. único de la Ley 26712 publicada el 24/12/1996, respecto del fraccionamiento de Derechos Ad valorem CIF, hasta el 31 de diciembre del 2000.

⁸⁵ El Decreto Ley 17752 ha sido derogado por la Ley N°29338

TITULO IX USO DE BIENES PUBLICOS Y DE TERCEROS

Artículo 108°.- Cuando un recurso hidráulico asignado para un determinado fin requiera ser utilizado para generación eléctrica o viceversa, no se deberá afectar los derechos del primero. En dichos casos, la administración del recurso hidráulico se hará en forma conjunta por todos aquellos que lo utilicen con fines distintos.

Artículo 109°.- Los concesionarios, sujetándose a las disposiciones que establezca el Reglamento, están facultados:

- a) A usar a título gratuito el suelo, subsuelo y aires de caminos públicos, calles, plazas y demás bienes de propiedad del Estado o municipal, así como para cruzar ríos, puentes, vías férreas, líneas eléctricas y de comunicaciones;
- b) A cortar los árboles o sus ramas que se encuentren próximos a los electroductos aéreos y que puedan ocasionar perjuicio a las instalaciones, previo permiso de la autoridad competente; y,
- c) A colocar soportes o anclajes en la fachada de los edificios y postes delante de ellas.

En estos casos, el concesionario deberá resarcir los costos de reposición de las áreas afectadas.

Concordancias:

[D. S. N° 009-93-EM](#): Arts. [216°](#) y [218°](#)

Artículo 110°.- Las servidumbres para la ocupación de bienes públicos y privados, se constituirán únicamente con arreglo a las disposiciones de la presente Ley.

Las servidumbres podrán ser:

- a) De acueductos, embalses y de obras hidroeléctricas;
- b) De electroductos para establecer subestaciones de transformación, líneas de transmisión y distribución;
- c) De Ocupación de bienes de propiedad particular, indispensables para la instalación de subestaciones de distribución para Servicio Público de Electricidad y para el desarrollo de la actividad de generación con Recursos Energéticos Renovables.⁸⁶
- d) De sistemas de telecomunicaciones;
- e) De paso para construir vías de acceso; y,
- f) De tránsito para custodia, conservación y reparación de las obras e instalaciones.

Concordancia:

[D. Ley N° 25844](#): Arts. [23°](#) y [24°](#)

[D. S. N°009-93-EM](#): Arts. [217°](#), [219°](#) y [221°](#)

[D.S. N° 031-95-EM](#)

[D. Leg. N° 1002](#): Art. [9°](#)

Artículo 111°.- Es atribución del Ministerio de Energía y Minas imponer con carácter forzoso el establecimiento de las servidumbres que señala esta Ley, así como modificar las establecidas. Para tal efecto, el Ministerio deberá oír al titular del predio sirviente, siguiendo el procedimiento administrativo que establezca el Reglamento.

Al imponerse o modificarse la servidumbre, se señalarán las medidas que deberán adoptarse para evitar los peligros e inconvenientes de las instalaciones que ella comprenda.

Concordancias:

[D.L. N°25844](#): Arts. [3°](#) inc. [b\)](#), [116°](#) y [118°](#)

[D. S. N°009-93-EM](#): Arts. [222°](#) al [228°](#)

[D. Leg. N° 1002](#): Art. [9°](#)

Artículo 112°.- El derecho de establecer una servidumbre al amparo de la presente Ley obliga a indemnizar el perjuicio que ella cause y a pagar por el uso del bien gravado. Esta indemnización será fijada por acuerdo de partes; en caso contrario la fijará el Ministerio de Energía y Minas.

⁸⁶ Inciso c) modificado por disposición del Art. 2° del D.LEG. N° 1041 publicado el 26/06/2008, cuyo texto rige en la actualidad.

El texto anterior era el siguiente:

c) De ocupación de bienes de propiedad particular indispensables para la instalación de subestaciones de distribución para Servicio Público de Electricidad;

El titular de la servidumbre estará obligado a construir y conservar lo que fuere necesario para que los predios sirvientes no sufran daño ni perjuicio por causa de la servidumbre. Además, tendrá derecho de acceso al área necesaria de dicho predio con fines de vigilancia y conservación de las instalaciones que haya motivado las servidumbres, debiendo proceder con la precaución del caso para evitar daños y perjuicios, quedando sujetas a la responsabilidad civil pertinente.

Concordancias:

[D. Ley N° 25844](#): Arts. [23°](#) y [24°](#)

[D. S. N°009-93-EM](#): Art. [229°](#) y [230°](#)

[D. Leg. N° 1002](#): Art. [9°](#)

Artículo 113°.- Constituida la servidumbre para los fines de generación de energía eléctrica, las obras e instalaciones requeridas para el aprovechamiento de las aguas, sólo podrán ser afectadas por servidumbre para actividades distintas a las que están destinadas si se comprueba plenamente que la nueva servidumbre no perjudicará los fines del servicio. En este caso, serán de cargo del titular de la nueva servidumbre los gastos que haya que realizar para hacerla posible y las compensaciones correspondientes al dueño del acueducto por el uso del mismo.

Concordancias:

[D. Ley N°25844](#): Arts. [1°](#) y [24°](#).

[D. Leg. N° 1002](#): Art. [9°](#)

[D. S. N° 009-93-EM](#): Art. [216°](#)

Artículo 114°.- Las servidumbres de electroducto y de instalaciones de telecomunicaciones, se otorgarán desde la etapa del proyecto y comprenden el derecho del concesionario de tender líneas por medio de postes, torres o por ductos subterráneos en propiedades del Estado, municipales o de terceros, así como a ocupar los terrenos que sean necesarios para instalar subestaciones de transformación y obras civiles conexas.

En las zonas urbanas, la servidumbre de electroducto no podrá imponerse sobre edificios, patios y jardines, salvo las excepciones que se establezcan en el Código Nacional de Electricidad.⁸⁷

Concordancia:

[D. Ley N° 25844](#): Arts. [24°](#).

[D. S. N° 009-93-EM](#): Arts. [220°](#) y [221°](#)

[D. Leg. N° 1002](#): Art. [9°](#)

Artículo 115°.- La constitución de la servidumbre de electroducto no impide al propietario del predio sirviente que pueda cercarlo o edificar en él, siempre que las construcciones no se efectúen debajo de la línea de alta tensión y su zona de influencia y deje el medio expedito para atender a la conservación y reparación del electroducto, respetando las distancias mínimas de seguridad establecidas por el Código Nacional de Electricidad para el efecto.

Concordancias:

[D. Ley N°25844](#): Arts. [110°](#) incs. [b\)](#) y [f\)](#) y [118°](#). [D.](#)

[S. N° 009-93-EM](#): Arts. [220°](#) (último párrafo) [D.](#)

[Leg. N° 1002](#): Art. [9°](#)

Artículo 116°.- El Ministerio de Energía y Minas podrá imponer en favor de los concesionarios y a solicitud de éstos, servidumbre de ocupación temporal de los terrenos del Estado, de las Municipalidades, de las entidades de propiedad del Estado o de particulares, destinadas a almacenes, depósitos de materiales, colocación de postería o cualquier otro servicio que sea necesario para construcción de las obras.

Las servidumbres de ocupación temporal dan derecho al propietario del predio sirviente a

⁸⁷ Artículo sustituido por el Art. Único de la L. N° 29178, publicada el 03/01/2008, cuyo texto rige en la actualidad.

El texto anterior era el siguiente:

Artículo 114°.- La servidumbre de electroducto y las instalaciones de telecomunicaciones, confieren al concesionario el derecho de tender líneas por medio de postes, torres o por conducto subterráneo a través de propiedades y el de ocupar los terrenos de la misma que sean necesarios para subestaciones de transformación y para las habitaciones del personal. En las zonas urbanas, la servidumbre de electroducto no podrá imponerse sobre edificios, patios y jardines.

percibir el pago de las indemnizaciones y compensaciones que establecen la presente Ley y su Reglamento, durante el tiempo necesario para la ejecución de las obras.

Concordancia:

[D. Ley N° 25844](#): Arts. [95°](#) y [111°](#)

[D. S. N° 009-93-EM](#): Art. [217°](#).

[D. Leg. N° 1002](#): Art. [9°](#)

Artículo 117°.- Las servidumbres de cable carril, de vías de acceso y de instalaciones de telecomunicaciones para los fines del servicio, se constituirán con arreglo a las disposiciones contenidas en el presente Título, en cuanto le sean aplicables.

Concordancias:

[D. Ley N° 25844](#): Arts. [23°](#), [24°](#), [29°](#) y [110°](#) inc [d\)](#).

[D. Leg. N° 1002](#): Art. [9°](#)

Artículo 118°.- Una vez consentida o ejecutoriada la resolución administrativa que establezca o modifique la servidumbre, el concesionario deberá abonar directamente o consignar judicialmente, a favor del propietario del predio sirviente, el monto de la valorización respectiva, antes de la iniciación de las obras e instalaciones.

La contradicción judicial a la valorización administrativa deberá interponerse dentro de los treinta (30) días siguientes al pago o consignación, y sólo dará lugar a percibir el reajuste del monto señalado.

Una vez efectuado el pago, el Ministerio de Energía y Minas dará posesión de la parte requerida del predio sirviente al concesionario solicitante, a fin de que cumpla el propósito para el que se constituye la servidumbre.

En caso de oposición del propietario o conductor del predio sirviente, el concesionario podrá hacer uso del derecho concedido con el auxilio de la fuerza pública sin perjuicio de iniciar las acciones legales a que hubiese lugar.

Concordancias:

[D. S. N° 009-93-EM](#): Art. [230°](#).

Artículo 119°.- El Ministerio de Energías y Minas, a pedido de parte o de oficio, declarará la extinción de las servidumbres establecidas cuando:

- a) Quien solicitó la servidumbre no lleve a cabo las instalaciones u obras respectivas dentro del plazo señalado al imponerse la misma;
- b) El propietario conductor del predio sirviente demuestre que la servidumbre permanece sin uso por más de doce meses consecutivos;
- c) Sin autorización previa se destine la servidumbre a fin distinto para el cual se solicitó; y, d) Se dé término a la finalidad para la cual se constituyó la servidumbre.

Concordancias:

[D. Ley N° 25844](#): Arts. [23°](#) y [24°](#),

[D. Leg. N° 1002](#): Art. [9°](#)

[D. S. N° 009-93-EM](#): Arts. [217°](#)

TITULO X DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS

Artículo 120°.- En los casos de calamidad pública, conmociones internas y/o disturbios, el Estado deberá prestar a los concesionarios así como a las empresas que se dediquen a las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, la ayuda necesaria para asegurar la protección de las obras e instalaciones a fin de garantizar la continuidad de su operación.

Concordancias:

[Const. 1993](#): Art. [166°](#)

[D. Ley N° 25844](#): [7ma.DT](#)

[D. S. N° 009-93-EM](#): Art. [231°](#)

Artículo 121°.- El suministro de energía eléctrica con carácter de Servicio Público de Electricidad, que no requiera de concesión, puede ser desarrollado por personas naturales o jurídicas con el permiso que será otorgado por los Concejos Municipales para cada caso, quienes fijarán las condiciones del suministro de común acuerdo con los usuarios.

No obstante lo anterior, los titulares podrán solicitar al Ministerio de Energía y Minas el otorgamiento de concesión para el desarrollo de estas actividades dentro de las disposiciones de la presente Ley y Reglamento.

Concordancias:

[D. Ley N° 25844:](#) Art. 7°

Artículo 122°.- Las actividades de generación y/o de transmisión perteneciente al Sistema principal y/o de distribución de energía eléctrica, no podrán efectuarse por un mismo titular o por quien ejerza directa o indirectamente el control de éste, salvo lo dispuesto en la presente Ley. Quedan excluidos de dicha prohibición, los actos de concentración de tipo vertical u horizontal que se produzcan en las actividades de generación y/o de transmisión y/o de distribución, que no impliquen una disminución daño o restricción a la competencia y la libre concurrencia en los mercados de las actividades mencionadas o en los mercados relacionados.⁸⁸

Concordancias:

[D. Ley N° 25844:](#) 5ta.DT

[D. S. N°009-93-EM:](#) Art. 233° Ley

N° 26876

[D.S. N° 087-2002-EF:](#) Art. 1°

Artículo 123°.- Las definiciones que correspondan a las disposiciones de la presente Ley, cuya relación se anexa, forman parte integrante de la misma.

TITULO XI DISPOSICIONES TRANSITORIAS

PRIMERA.- Dentro de los noventa (90) días, a partir de la vigencia de la presente Ley, se constituirá y entrarán en funciones los COES en los Sistemas Centro Norte (SICN) y Sur Oeste (SISO).

SEGUNDA.- Los contratos de suministros que en virtud de la presente Ley dejan de ser regulados, así como los de compra y venta de energía ínter empresas, deberán adecuarse a las disposiciones de la presente Ley, de acuerdo al procedimiento que para tal efecto disponga el Ministerio de Energía y Minas, en un plazo no mayor de ciento veinte (120) días calendarios, a partir de su entrada en vigencia.

TERCERA.- La Comisión de Tarifas Eléctricas continuará fijando tarifas eléctricas, observando los mecanismos y métodos actuales, hasta las oportunidades en que deban fijarse conforme a los criterios establecidos en la presente Ley.

CUARTA.- Todas las empresas actuales que efectúen distribución de Servicio Público de Electricidad, tendrán concesiones de distribución provisionales que comprendan sus instalaciones de distribución existentes y una franja de cien (100) metros de ancho en torno a éstas. El plazo máximo para regularizar la concesión definitiva y la determinación de sus respectivos Valores Nuevos de Reemplazo será de trescientos sesenta (360) días calendarios, contados a partir de la vigencia de la presente Ley.

Concordancias:

[R.M. N° 124-95-EM/VME](#)⁸⁹

QUINTA.- Las Empresas de Servicio Público de Electricidad que integran los sistemas Centro-Norte (SICN), Sur Oeste (SISO) y Sur Este deberán tomar las medidas legales administrativas y económicas para dividir las actividades de generación, de transmisión y de distribución en empresas independientes, observando las disposiciones que para el efecto dicte el Ministerio de Energía y Minas. Esta medida será efectuada en un plazo máximo de ciento ochenta (180) días calendarios, contados a partir de la entrada en vigencia de la presente Ley, con

⁸⁸ Artículo modificado por el Art. 13° de la Ley N° 26876, publicada el 19/11/97.

⁸⁹ Precisa período de tiempo en el cual las empresas de distribución, generación y transmisión de energía, han actuado con concesiones de carácter provisional.

exoneración de todo tributo y derecho que le pudiera ser aplicable⁹⁰.

SEXTA.- Todas las empresas que efectúan actividades de generación, transmisión y distribución, incluidos los auto productores, que requieren de concesión o autorización, de acuerdo a las disposiciones de la presente Ley, deberán adecuarse a ésta en un plazo de trescientos sesenta (360) días calendarios a partir de su entrada en vigencia.

SETIMA.- En situaciones de emergencia o graves deficiencias en el servicio, el Ministerio de Energía y Minas mediante resolución ministerial podrá facultar a los Directorios de las Empresas en las que el Estado pudiera mantener participación mayoritaria, a adoptar acciones correctivas destinadas a superar tales situaciones.

OCTAVA.- La Comisión de Tarifas Eléctricas deberá reestructurarse de acuerdo a lo establecido en la presente Ley, en un plazo máximo de sesenta días contados a partir de la vigencia de la presente Ley.

Los miembros del Consejo Directivo de la Comisión de Tarifas Eléctricas, que deben ser nombrados, a propuesta de los concesionarios, serán designados provisionalmente a propuesta de las actuales Empresas de Servicio Público de Electricidad por un período no mayor de trescientos sesenta (360) días.

NOVENA.- Los reglamentos y normas técnicas vigentes a la fecha de promulgación de la presente Ley conservarán sus vigencias, en tanto no sean contrarios a esta última.

DECIMA.- El Ministerio de Energía y Minas queda facultado a dictar las disposiciones legales complementarias para normar la adecuación de las actuales personas naturales y jurídicas que desarrollan actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, a las disposiciones de la presente Ley.

DECIMO PRIMERA.- Las compensaciones por racionamiento de energía previstas en el artículo 57° de la presente Ley, regirán a partir del 01 de julio de 1994.

DECIMO SEGUNDA.- El Poder Ejecutivo expedirá el Reglamento de la presente Ley, dentro de los noventa (90) días calendarios siguientes a la fecha de su promulgación.

[D. S. N° 009-93-EM](#)

DECIMO TERCERA.- Las empresas concesionarias de distribución de Servicio Público de Electricidad de propiedad del Estado, continuarán afectas a lo dispuesto por el artículo 1° del Decreto Ley N° 25546, hasta la transferencia al sector privado del total o de una parte de sus acciones o de sus activos⁹¹.

DISPOSICION FINAL Deróguese el Decreto Supremo N° 009-92-EM --Texto Unificado de la Ley General de Electricidad, la Ley N° 23406 sus ampliatorias y modificatorias, el Decreto Legislativo N° 597, la Ley N° 25304, el Decreto Legislativo N° 649, el Decreto Legislativo N° 693, el Decreto Ley N° 25651 y demás dispositivos legales que se opongan a la presente Ley.

POR TANTO:

Mando se publique y cumpla.

ALBERTO FUJIMORI FUJIMORI

OSCAR DE LA PUENTE RAYGADA,

Presidente del Consejo de Ministros y Ministro de Relaciones Exteriores.

CARLOS BOLOÑA BEHR,

⁹⁰ Ampliada su vigencia, por disposición del Art. 1° del D.S.E. N° 067-PCM/93, publicado el 12/06/1993.

Nota.- Por disposición del D.S.E. N° 067-PCM/93, se amplió la vigencia de la 5ta D.T. de la Ley N° 25844, por 180 días calendario.

⁹¹ El D. Ley N° 25546 Publicado el 13/06/1992, establece que el Fondo Eléctrico de Interés Social será Administrado por Ministerio de Energía y Minas (Abrogada Tácitamente por el D. Ley N° 25844); concordante con el Art. 110 de la Ley N° 23406 publicada el 29/05/1982, abrogada por la Dis. Final del D. Ley N° 25844.

ANEXO DE LA LEY DE CONCESIONES ELECTRICAS

DEFINICIONES

1. **Barra:** Es aquel punto de sistema eléctrico preparado para entregar y/o retirar energía eléctrica.
2. **Bloques Horarios:** Son períodos horarios en los que los costos de generación son similares, determinados en función de las características técnicas y económicas del sistema
3. **Costo de Racionamiento:** Es el costo promedio incurrido por los usuarios, al no disponer energía, y tener que obtenerla de fuentes alternativas. Este costo se calculará como valor único y será representativo de los déficit más frecuentes que pueden presentarse en el sistema eléctrico.
4. **Costo Medio:** Son los costos totales correspondientes a la inversión, operación y mantenimiento para un sistema eléctrico, en condiciones de eficiencia.
5. **Costo Marginal De Corto Plazo:** Costo de producir una unidad adicional de electricidad en cualquier barra del sistema de generación-transporte. Éste varía por barra o nodo.⁹²
6. **Energía Firme:** Es la máxima producción esperada de energía eléctrica, determinada para una probabilidad de excedencia de noventa y cinco por ciento (95%) para las unidades de generación hidroeléctrica y de indisponibilidad, programada y fortuita, para las unidades de generación térmica.

La hidrología seca corresponde a una temporada, cuya probabilidad de excedencia será fijada en el Reglamento.⁹³

7. **Factores de Ponderación:** Son los valores que representan la proporción de cada Sector Típico de Distribución en una concesión de distribución. La suma de los factores de ponderación para una concesión es igual a uno.
8. **Mercado no regulado:** Corresponde a las transacciones de electricidad para los clientes que no sean de Servicio Público de Electricidad, en condiciones de competencia, en los cuales la fijación de precios no se encuentra regulada o reglamentada por la ley.
9. **Pérdidas Marginales de Transmisión de Energía:** Son las pérdidas de energía que se producen en el sistema de transmisión por el retiro de una unidad adicional de energía, en una determinada Barra del Sistema de Transmisión Principal.
10. **Pérdidas Marginales de Transmisión de Potencia de Punta:** Son las pérdidas de potencia que se producen en el sistema de transmisión por el retiro de una unidad adicional de potencia, en una determinada Barra del Sistema de Transmisión Principal.
11. **Plan Referencial:** Es el programa tentativo de estudios y obras de generación y transmisión a mínimo costo para cubrir el crecimiento de la demanda de energía en el mediano plazo.

⁹² Definición modificada por la Única DCM de la Ley N° 28832, publicada el 23/07/2006, cuyo texto rige en la actualidad.

El texto anterior era el siguiente:

5. Costo Marginales de Corto Plazo: Es el costo en que se incurre para producir una unidad adicional de energía, o alternativamente el ahorro obtenido al dejar de producir una unidad, considerando la demanda y el parque de generación disponible.

⁹³ Definición modificada por la Única DCM de la Ley N° 28832, publicada el 23/07/2006, cuyo texto rige en la actualidad.

El texto anterior era el siguiente:

6. Energía Firme: Es la máxima producción esperada de energía eléctrica en condiciones de hidrología seca para las unidades de generación hidroeléctrica y de indisponibilidad esperadas para las unidades de generación térmica.

La hidrología seca corresponde a una temporada, cuya probabilidad de excedencia será fijada en el Reglamento.

12. ⁹⁴Potencia Firme: Es la potencia que puede suministrar cada unidad generadora con alta seguridad de acuerdo a lo que defina el Reglamento. En el caso de las centrales hidroeléctricas, la potencia firme se determinará con una probabilidad de excedencia de noventa y cinco por ciento (95%). En el caso de las centrales termoeléctricas, la potencia firme debe considerar los factores de indisponibilidad programada y fortuita.

Solo tendrán derecho a la remuneración mensual por Potencia Firme las unidades de generación termoeléctricas que tengan asegurado el suministro continuo y permanente del combustible mediante contratos que lo garanticen o stock disponible.

*El Estado, en situación de emergencia, garantiza a dichas unidades la provisión de combustibles líquidos.*⁹⁵

13. Sector de Distribución Típico: Son instalaciones de distribución con características técnicas similares en la disposición geográfica de la carga, características técnicas, así como los costos de inversión, operación y mantenimiento.

Una concesión puede estar conformada por uno o más sectores de distribución típicos.

14. Sistema Económicamente Adaptado: Es aquel sistema eléctrico en el que existe una correspondencia de equilibrio entre la oferta y la demanda de energía, procurando el menor costo y manteniendo la calidad del servicio.

15. Sistema Interconectado: Conjunto de líneas de transmisión y subestaciones eléctricas conectadas entre sí, así como sus respectivos centros de despacho de carga, que permite la transferencia de energía eléctrica entre dos o más sistemas de generación.

16. Sistema Principal de Transmisión: Es la parte del sistema de transmisión, común al conjunto de generadores de un Sistema Interconectado, que permite el intercambio de electricidad y la libre comercialización de la energía eléctrica.

17. Sistema Secundario de Transmisión: Es la parte del sistema de transmisión destinado a transferir electricidad hacia un distribuidor o consumidor final, desde una Barra del Sistema Principal. Son parte de este sistema, las instalaciones necesarias para entregar electricidad desde una central de generación hasta una Barra del Sistema Principal de Transmisión.

⁹⁴ Numeral modificado por la Única Disposición Complementaria Modificatoria de la Ley N° 28832, publicada el 23/07/2006, cuyo texto rige en la actualidad

El texto original era el siguiente:

12. Potencia firme: Es la potencia que puede suministrar cada unidad generadora en las horas de punta con alta seguridad, con una probabilidad superior o igual a la que defina el Reglamento.

En cada COES, la suma de la potencia firme de sus integrantes no podrá exceder a la máxima demanda del sistema interconectado.

Posteriormente, modificada por el Artículo 2 de la Ley N° 26980, publicada el 27-09-98, cuyo texto era el siguiente:

12. Potencia Firme: Es la potencia que puede suministrar cada unidad generadora con alta seguridad de acuerdo a lo que defina el Reglamento.

⁹⁵ Segundo y Tercer párrafo del numeral 12 dejados sin efecto por el Artículo 5° del Decreto de Urgencia N° 032-2010 publicado el 29 de abril de 2010.

El texto del Segundo y Tercer párrafo del numeral 12 fueron agregados por el Artículo 2° del Decreto Legislativo N° 1041 publicado el 26/06/2008 y según la Tercera Disposición Transitoria del Decreto Legislativo N° 1041 publicado el 26/06/2008 (incluye Fe de Erratas), la modificación a la definición de Potencia Firme, entrará en vigencia a los dieciocho (18) meses desde la finalización del proceso de la oferta pública de capacidad a que se refiere el Decreto Supremo N° 016-2004-EM, siguiente a la publicación del referido Decreto Legislativo, salvo el tercer párrafo de dicha definición, el mismo que entrará en vigencia desde el día siguiente de publicado el Decreto Legislativo N° 1041.

18. Tasa Libre de Riesgo: Tasa de rentabilidad del capital para las operaciones en los sistemas de intermediación financiera, para condiciones de bajo riesgo del capital.

Anexo N° 5: Ley N° 28832

LEY PARA ASEGURAR EL DESARROLLO EFICIENTE DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA

LEY N° 28832

Publicada en el Diario Oficial El Peruano el 23/07/2006.

Modificaciones:

1. Ley N° 28958, publicada el 20/01/2007.
2. Ley N° 29162, publicada el 20/12/2007.
3. Decreto Legislativo N° 1002, publicado el 02/05/2008.
4. Decreto Legislativo N° 1041, publicado el 26/06/2008.

Concordancias:

1. [Decreto Ley N° 25844](#), publicado El 19/11/1992
2. [Decreto Supremo N° 051-2006-EM](#), publicado el 02/09/2006.
3. Decreto Supremo N° 069-2006-EM, publicado el 28/11/2006.
4. Decreto Supremo N° 027-2008-EM, publicado el 03/05/2008.
5. [Decreto Supremo N° 027-2007-EM](#), publicado el 17/05/2007.
6. Resolución de Consejo Directivo OSINERGMIN N° 180-2007-OS-CD, publicada el 25/04/2007.
7. Resolución Ministerial N° 116-2008-MEM-DM, publicada el 04/03/2008.
8. Resolución N° 167-2007-OS-CD, publicada el 11/04/2007.
9. [Decreto Supremo N° 020-2007-EM](#), publicado el 14/04/2007.
10. [Decreto Supremo N° 001-2008-EM](#), publicado el 05/12/2008.
11. Decreto de Urgencia N° 046-2007, publicado el 25/11/2007.
12. [Decreto Supremo N° 036-2007-EM](#), publicado el 12/07/2007.
13. [Decreto Supremo N° 019-2007-EM](#), publicado el 06/04/2007.
14. Resolución N° 180-2007-OS-CD, publicada el 25/04/2007.
15. Resolución Directoral 16218-2007-MTC-15, publicada el 05/01/2008.
16. Resolución OSINERGMIN N° 688-2008-OS/CD, publicada el 26/12/2008

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA POR CUANTO:

El Congreso de la República

ha dado la Ley siguiente:

EL CONGRESO DE LA REPÚBLICA;

Ha dado la Ley siguiente:

LEY PARA ASEGURAR EL DESARROLLO EFICIENTE DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA

Capítulo Primero Disposiciones Generales

Artículo 1°.- Definiciones

Para efectos de la presente Ley, todas las expresiones que contengan palabras, ya sea en plural o singular, y que empiezan con mayúscula, tienen los significados que se indican a continuación y son aplicables a los artículos del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas (LCE):

1. **Agentes.-** Denominación genérica dada al conjunto de Generadores, Transmisores, Distribuidores y Usuarios Libres.
2. **Base Tarifaria.-** Monto anual a reconocer por las instalaciones del Sistema Garantizado de Transmisión que se utilizará para el cálculo de las tarifas y compensaciones de transmisión.
3. **Capacidad.-** Se considerará como sinónimo de potencia.
4. **COES.-** El Comité de Operación Económica del Sistema.
5. **Cogeneración.-** Proceso de producción combinada de energía eléctrica y energía térmica, que hace parte integrante de una actividad productiva, en el cual la energía eléctrica está destinada al consumo propio o de terceros.
6. **Precio en Barra de Sistemas Aislados.-** Costo medio de generación y transmisión correspondientes a la inversión, operación y mantenimiento del conjunto de Sistemas Aislados de una empresa, en condiciones de eficiencia.

- 7. Costos de Explotación.-** Son los costos de operación, mantenimiento, renovación y reposición necesarios para mantener la vida útil y la calidad de servicio de las instalaciones durante el nuevo periodo de concesión.
- 8. Demanda.-** Demanda de potencia y/o energía eléctrica.
- 9. Distribuidor.-** Titular de una concesión de distribución.
- 10. Generador.-** Titular de una concesión o autorización de generación. En la generación se incluye la cogeneración y la generación distribuida.
- 11. Generación Distribuida.-** Instalación de Generación con capacidad no mayor a la señalada en el reglamento, conectada directamente a las redes de un concesionario de distribución eléctrica.
- 12. Grandes Usuarios.-** Usuarios Libres con una potencia contratada igual o superior a 10MW, o agrupaciones de Usuarios Libres cuya potencia contratada total sume por lo menos 10MW.
- 13. Interconexión Regional.-** Sistema de transmisión eléctrica destinada a intercambios de electricidad entre Agentes de países vecinos.
- 14. Ley de Concesiones Eléctricas (LCE).-** Decreto Ley N° 25844 [T.198,§143], promulgado el 6 de noviembre de 1992, y sus modificatorias.
- 15. Licitación.-** Proceso de concurso público para el suministro de electricidad en condiciones de competencia, que posibilitará la suscripción de contratos con las características que se señalan en el artículo 8° de la presente Ley.
- 16. Mercado de Corto Plazo.-** Mercado en el cual se realizan las Transferencias de potencia y energía, determinadas por el COES.
- 17. Ministerio.-** Ministerio de Energía y Minas.
- 18. NTCSE.-** Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.
- 19. OSINERG.-** Organismo Supervisor de la Inversión en Energía.
- 20. Peaje de Transmisión.-** Es la diferencia entre la compensación que remunera la parte de la Base Tarifaria asignada a los Usuarios y el Ingreso Tarifario. Se calcula para cada instalación.
- 21. Plan de Transmisión.-** Estudio periódico, aprobado por el Ministerio, que identifica, mediante un análisis centralizado, los requerimientos de equipamiento de transmisión necesarios para mantener o mejorar la calidad, fiabilidad, seguridad o economía del sistema para un horizonte no mayor de diez (10) años. Este estudio tiene como producto un plan recomendado de obras de transmisión que considere los diversos escenarios de la expansión de la generación y de crecimiento de la demanda futura, el cronograma de ejecución y la asignación de las compensaciones para su remuneración.
- 22. Precio Básico de la Potencia de Punta.-** Tiene el significado a que se refiere el artículo 47° de la LCE.
- 23. Precio de la Potencia de Punta en Barra.-** Tiene el significado a que se refiere el artículo 47° de la LCE.
- 24. Precios Firmes.-** Corresponden a los precios de la energía y potencia que resulten de los procesos de Licitación y que no están sujetos a fijación administrativa por el regulador.
- 25. Precios a Nivel Generación.-** Corresponden a los precios de generación transferibles a los Usuarios Regulados, los cuales no incluyen los costos de transmisión a ser pagados por dichos usuarios.
- 26. Refuerzos.-** Son las instalaciones realizadas por un concesionario sobre redes y subestaciones en operación, destinadas a mejorar el sistema de transmisión y la calidad del servicio para alcanzar y preservar los estándares de calidad establecidos en las normas aplicables, así como aquellas necesarias para permitir el libre acceso a las redes y las interconexiones. No constituyen Refuerzos aquellas instalaciones que se carguen contablemente como gasto de acuerdo a las normas aplicables o que superen el monto definido en el Reglamento.
- 27. Reglamento.-** Reglamentos de la presente Ley, de la Ley de Concesiones Eléctricas, de Licitaciones y/o de Transmisión.
- 28. SEIN.-** Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.
- 29. Sistema Complementario de Transmisión.-** Conjunto de activos o instalaciones de transmisión que no conforman el Sistema Garantizado de Transmisión.
- 30. Sistema Garantizado de Transmisión.-** Conjunto de activos o instalaciones de transmisión que se construyen como resultado del Plan de Transmisión.

- 31. Servicios Complementarios.-** Servicios necesarios para asegurar el transporte de la electricidad desde la generación hasta la demanda en condiciones de calidad y fiabilidad.
- 32. Sistema Aislado.-** Sistema eléctrico no conectado eléctricamente al SEIN. No incluye sistemas operados por empresas municipales.
- 33. TIE.-** Transacciones Internacionales de Electricidad.
- 34. Transferencia.-** Diferencia entre la cantidad inyectada por un Agente y la cantidad retirada por éste, según corresponda. La Transferencia puede ser de potencia y/o de energía.
- 35. Transmisor.-** Titular de una concesión de transmisión eléctrica.
- 36. Usuarios.-** Consumidores finales de electricidad localizados en el Perú.
- 37. Usuarios Libres.-** Usuarios no sujetos a regulación de precios por la energía o potencia que consumen.
- 38. Usuarios Regulados.-** Usuarios sujetos a regulación de precios por la energía o potencia que consumen.

Concordancias:

[Art. 1º del D.S. N° 027-2007-EM.](#)

[Art. 5º del D.S. N° 001-2008-EM.](#)

[Art. 1º del D.S. N° 052-2007-EM.](#)

[Art. 4º del D.S. N° 049-2005-EM.](#)

Artículo 2º.- Objeto de la Ley

La presente Ley tiene por objeto perfeccionar las reglas establecidas en la Ley de Concesiones Eléctricas con la finalidad de:

- a) Asegurar la suficiencia de generación eficiente que reduzca la exposición del sistema eléctrico peruano a la volatilidad de precios y a los riesgos de racionamiento prolongado por falta de energía; asegurando al consumidor final una tarifa eléctrica más competitiva;
- b) Reducir la intervención administrativa para la determinación de los precios de generación mediante soluciones de mercado;
- c) Adoptar las medidas necesarias para propiciar la efectiva competencia en el mercado de generación; y,
- d) Introducir un mecanismo de compensación entre el SEIN y los Sistemas Aislados para que los Precios en Barra de estos últimos incorporen los beneficios del gas natural y reduzcan su exposición a la volatilidad del mercado de combustibles.

Es de interés público y responsabilidad del Estado asegurar el abastecimiento oportuno y eficiente del suministro eléctrico para el Servicio Público de Electricidad.

Concordancias:

[D.S. N° 052-2007-EM](#)

[D.S. N° 069-2006-EM](#)

Capítulo Segundo

Contratos, Licitaciones e incentivos para el abastecimiento oportuno de energía eléctrica

Artículo 3º.- De los contratos

- 3.1 Ningún generador podrá contratar con Usuarios Libres y Distribuidores más potencia y energía firme que las propias y las que tenga contratadas con terceros.(1)
- 3.2 Las ventas de electricidad de Generador a Distribuidor, destinadas al Servicio Público de Electricidad, se efectúan mediante:
- a) Contratos sin Licitación, cuyos precios no podrán ser superiores a los Precios en Barra a que se refiere el artículo 47º de la Ley de Concesiones Eléctricas;
 - b) Contratos resultantes de Licitaciones.

Concordancias:

[D.S. N° 009-93-EM: Art. 101](#)

[Ley N° 28832: 2da. DCF](#)

Artículo 4º.- La Licitación como medida preventiva para el abastecimiento oportuno de energía eléctrica

- 4.1 El abastecimiento oportuno y eficiente de energía eléctrica para el mercado regulado se

aseguraré mediante Licitaciones que resulten en contratos de suministro de electricidad de largo plazo con Precios Firmes que serán trasladados a los Usuarios Regulados. El proceso de Licitación será llevado a cabo con la anticipación necesaria para facilitar y promover el desarrollo de nuevas inversiones en generación, aprovechar las economías de escala, promover la competencia por el mercado y asegurar el abastecimiento del mercado regulado.

4.2 Las Licitaciones convocadas por los Distribuidores podrán incluir como parte de la demanda a ser licitada aquella que corresponda a sus Usuarios Libres, según lo establece el Reglamento.

4.3 El Distribuidor que requiera iniciar un proceso de Licitación en cumplimiento de lo indicado en el artículo 5°, deberá hacer pública su expresión de interés y estará obligado a incorporar en su proceso de Licitación a otros Distribuidores que deseen participar en dicha Licitación, conforme a lo establecido en el Reglamento.

4.4 Es facultad de cada Distribuidor establecer sus requerimientos y modalidades de compra de potencia y energía, así como los plazos contractuales a licitar. Los contratos con plazos inferiores a cinco (5) años no podrán cubrir requerimientos mayores al veinticinco por ciento (25%) de la demanda total de los Usuarios Regulados del Distribuidor.

4.5 Será facultad de las agrupaciones o consorcios de Usuarios Libres el convocar Licitaciones para la atención de sus demandas actuales y futuras.

4.6 En el proceso de otorgamiento de Buena Pro a las ofertas económicas correspondientes a proyectos hidroeléctricos, para efectos de la evaluación se les aplicará un factor de descuento, el mismo que será establecido en las Bases y determinado conforme lo establezca el Reglamento. Los postores ganadores con proyectos hidroeléctricos deberán presentar una garantía de ejecución de obras equivalente a un porcentaje de la valoración de la energía a suministrar durante el periodo contractual. Dicho porcentaje es definido por OSINERGMIN en cada Licitación. La mencionada garantía será devuelta a la entrada de operación comercial de la central hidroeléctrica^{1, 2}.

Concordancias:

Arts. 4° y 13° del D.S. N° 052-2007-EM

Art. 1° del D.S. N° 036-2007-EM

Art. 9° del D.S. N° 052-2007-EM.

Resolución OSINERGMIN N° 688-2008-OS/CD

Artículo 5°.- Plazo para iniciar el proceso de Licitación

5.1 Es obligación del Distribuidor iniciar un proceso de Licitación con una anticipación mínima de tres (3) años, a fin de evitar que la demanda de sus Usuarios Regulados quede sin cobertura de contratos.

5.2 El Distribuidor podrá iniciar Licitaciones con una anticipación menor a tres (3) años por una cantidad no mayor al diez por ciento (10%) de la demanda total de sus Usuarios Regulados, a fin de cubrir las desviaciones que se produzcan en sus proyecciones de demanda. En estos casos OSINERG aprobará los plazos contractuales correspondientes a propuesta del Distribuidor.

Concordancias:

Resolución OSINERGMIN N° 688-2008-OS/CD

Art. 10° del D.S. N° 052-2007-EM.

Artículo 6°.- Bases de la Licitación

6.1 El Distribuidor que inicia el proceso de Licitación es responsable de conducirlo y preparar el proyecto de Bases de la Licitación, las cuales deben incluir entre otros requisitos la proforma de

¹ Numeral 4.6 incorporado por la Única Disposición Complementaria del D.LEG. N° 1041 publicado el 26/06/2008.

² Artículo aclarado por el Art. 1° del D.S. N° 036-2007-EM, publicado el 12/07/2007. Los gastos derivados de los procesos de Licitación serán distribuidos entre todos los Distribuidores que participan en la misma Licitación, según lo dispuesto en la citada norma.

contrato, para presentarlas al OSINERG para su aprobación.

6.2 Es responsabilidad de OSINERG aprobar las Bases de Licitación, modelos de contrato, términos y condiciones del proceso de Licitación, fórmulas de actualización de precios fijos y supervisar su ejecución.

6.3 Corresponde al OSINERG, cautelar que durante todo el proceso de la Licitación no se afecte la libre competencia o haya riesgo de abuso de posición de dominio de mercado entre empresas vinculadas.

Concordancias:

Arts. 4º, 6º y 11º del D.S. N° 052-2007-EM

Art. 10º del D.S. N° 052-2007-EM.

Resolución OSINERGMIN N° 688-2008-OS/CD: Artículos 8 y 9

Artículo 7º.- Precio máximo para adjudicar contratos en una Licitación y casos de nueva convocatoria

7.1 Para efectos de cada Licitación OSINERG establecerá un precio máximo para la adjudicación de los contratos respectivos, el cual deberá incentivar inversiones eficientes en generación, tomando en cuenta el plazo de suministro a que se refiere el inciso I del artículo 8º de la presente Ley. Dicho precio máximo se mantendrá en reserva y en custodia de un Notario Público durante el proceso de Licitación, haciéndose público únicamente en caso de que no se obtuvieran ofertas suficientes para cubrir toda la demanda licitada a un precio inferior o igual al precio máximo.

7.2 En los casos en que, como resultado de la Licitación, no se obtuvieran ofertas de abastecimiento suficientes a un precio inferior o igual al precio máximo para cubrir toda la demanda licitada, se priorizará la asignación de las ofertas ganadoras a la atención de la demanda de los Usuarios Regulados. En estos casos, se efectuará una nueva convocatoria dentro de un plazo máximo de treinta (30) días hábiles, debiendo incorporarse las modificaciones que sean necesarias al proceso de Licitación, las que deberán ser aprobadas por el OSINERG.

Concordancias:

Resolución OSINERGMIN N° 688-2008-OS/CD: Artículo 12.5

Artículo 8º.- Condiciones de los contratos derivados de un proceso de Licitación Los contratos que se celebren como resultado de un proceso de Licitación deberán contener los mismos términos de las correspondientes propuestas ganadoras, sujetos a las siguientes condiciones:

I. Plazos de suministro de hasta veinte (20) años y Precios Fijos, ninguno de los cuales podrá ser modificado por acuerdo de las partes, a lo largo de la vigencia del contrato, salvo autorización previa de OSINERGMIN. Cuando se trate de reducciones de precios durante la vigencia de los respectivos contratos, los Distribuidores deberán transferir a los consumidores el cincuenta por ciento (50%) de dichas reducciones.⁽¹⁾ ⁽²⁾³

³ Numeral I. modificado por disposición del Art. 1º del D. Leg. N° 1041 publicado el 26/06/2008, cuyo texto rige en la actualidad.

Numeral modificado por la Segunda Disposición Modificatoria del D. Leg. N° 1002, publicado el 02/05/2008.

El texto original era el siguiente

I. Plazos de suministro de hasta diez (10) años y Precios Fijos, ninguno de los cuales podrá ser modificado por acuerdo de las partes, a lo largo de la vigencia del contrato, salvo autorización previa de OSINERG. Cuando se trate de reducciones de precios durante la vigencia de los respectivos contratos, los Distribuidores deberán transferir a los consumidores el cincuenta por ciento (50%) de dichas reducciones.

El texto anterior era el siguiente:

I) Plazos de suministro de hasta quince (15) años y Precios Fijos, ninguno de los cuales podrá ser modificado por acuerdo de las partes, a lo largo de la vigencia del contrato, salvo autorización previa de OSINERGMIN. Cuando se trate de reducciones de precios durante la vigencia de los respectivos contratos, los Distribuidores deberán transferir a los consumidores el cincuenta por ciento (50%) de dichas reducciones.

- II. Precio de potencia igual al Precio Básico de Potencia vigente a la fecha de la Licitación con carácter de Precio Firme.
- III. Fórmulas de actualización de los Precios Firmes de acuerdo a las Bases de Licitación.
- IV. Garantía de suministro de energía propia, contratada con terceros o mediante un programa de inversiones que incremente la oferta de generación.

Artículo 9°.- Obligaciones de los participantes en los procesos de Licitación 9.1 Las obligaciones de quienes participen en los procesos de Licitación, incluyendo los requisitos, fideicomisos u otras garantías que deberán otorgar las partes, así como su obligación de suscribir los contratos de suministro resultantes de los procesos de Licitación, se establecerán conforme a lo que determine el Reglamento.

9.2 Cada Distribuidor que participe en una Licitación suscribirá, en forma individual e independiente, los contratos de suministro que resulten de dicho proceso.

Concordancia:

[Art. 16°; 17° y 18° del D.S. N° 052-2007-EM.](#)

Resolución OSINERGMIN N° 688-2008-OS/CD: Artículos 4.8, 12.7, 12.8, 15, Anexo: Modelo de Contrato

Artículo 10°.- Incentivos para promover convocatoria anticipada de Licitaciones destinadas a la cobertura de la demanda de servicio público de electricidad Se establece un régimen de incentivos para promover la convocatoria anticipada de Licitaciones destinadas a la cobertura de la demanda del servicio público de electricidad. El referido esquema autoriza la incorporación de un cargo adicional que el Distribuidor podrá incluir en sus precios a sus Usuarios Regulados. Dicho cargo será directamente proporcional al número de años de anticipación de la convocatoria según lo que establece el Reglamento. El cargo anterior no podrá ser superior al tres por ciento (3%) del precio de energía resultante de la Licitación.

Concordancias:

[Art. 10° del D.S. N° 052-2007-EM.](#)

Capítulo Tercero **El Mercado de Corto Plazo**

Artículo 11°.- El Mercado de Corto Plazo

11.1 Pueden participar en el Mercado de Corto Plazo los Generadores, Distribuidores para atender a sus Usuarios Libres y los Grandes Usuarios Libres, con las condiciones establecidas en el Reglamento.

11.2 La compra y venta de energía en el Mercado de Corto Plazo se efectúa en función a los Costos Marginales de Corto Plazo nodales.

11.3 Los retiros de potencia que se efectúen en el Mercado de Corto Plazo, que coincidan con la máxima demanda del periodo mensual, estarán sujetos al pago por Capacidad, de acuerdo con lo establecido en el Reglamento.

11.4 Los Generadores, Distribuidores y Grandes Usuarios Libres, en caso de que fuera necesario, deberán constituir fideicomisos u otras garantías de realización inmediata como respaldo de los retiros de capacidad y energía que efectúen del Mercado de Corto Plazo, de tal manera que se garantice el pago oportuno en dicho mercado.

11.5 El Reglamento establecerá los lineamientos para:

- a) El funcionamiento y organización del Mercado de Corto Plazo;
- b) Las reglas para la liquidación de las operaciones de transferencia realizadas en el Mercado de Corto Plazo;
- c) Las condiciones y requisitos a que se encuentra sujeta la participación de los Generadores, Distribuidores y Grandes Usuarios Libres en las operaciones del Mercado de Corto Plazo;
- d) Los términos y condiciones para la constitución de garantías y las penalidades por su incumplimiento.

Capítulo Cuarto **Comité de Operación Económica del Sistema (COES)⁴**

⁴ Capítulo reglamentado por el D.S. N° 027-2008-EM, publicado el 03/05/2008.

Artículo 12°.- Naturaleza del COES

12.1 El COES tiene por finalidad coordinar la operación de corto, mediano y largo plazo del SEIN al mínimo costo, preservando la seguridad del sistema, el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos, así como planificar el desarrollo de la transmisión del SEIN y administrar el Mercado de Corto Plazo.

12.2 El COES es una entidad privada, sin fines de lucro y con personería de Derecho Público. Está conformado por todos los Agentes del SEIN y sus decisiones son de cumplimiento obligatorio por los Agentes.

Concordancias:

[Art. 5° del D.S. N° 049-2005-EM.](#)

D.S. 027-2008-EM: Art. 7.1

Artículo 13°.- Funciones de interés público El COES tiene a su cargo las siguientes funciones de interés público:

- a) Elaborar la propuesta del Plan de Transmisión para su aprobación por el Ministerio;
- b) Elaborar los procedimientos en materia de operación del SEIN y administración del Mercado de Corto Plazo, para su aprobación por OSINERG;
- c) Asegurar el acceso oportuno y adecuado de los interesados a la información sobre la operación del SEIN, la planificación del sistema de transmisión y la administración del Mercado de Corto Plazo;
- d) Asegurar condiciones de competencia en el Mercado de Corto Plazo; y, e) Procurar las mejoras tecnológicas que aseguren el eficiente cumplimiento de sus funciones.

Concordancias:

[Art.10° del D.S. N° 027-2007-EM.](#)

[Art. 5° del D.S. N° 049-2005-EM.](#)

Artículo 14°.- Funciones operativas El COES tiene a su cargo las siguientes funciones:⁵ (1b)

(1b) Sumilla modificada por disposición del Art. Único de la L. N° 29162, publicada el 20/12/2007.

- a) Desarrollar los programas de operación de corto, mediano y largo plazo, así como disponer y supervisar su ejecución;
- b) Programar y coordinar el mantenimiento mayor de las instalaciones de generación y transmisión;
- c) Coordinar la operación en tiempo real del SEIN;
- d) Coordinar la operación de los enlaces internacionales y administrar las TIE;
- e) Calcular los costos marginales de corto plazo del sistema eléctrico;
- f) Calcular la potencia y energía firmes de cada una de las unidades generadoras;
- g) Determinar y valorizar las Transferencias de potencia y energía entre los Agentes integrantes del COES;
- h) Administrar el Mercado de Corto Plazo;
- i) Asignar responsabilidades en caso de trasgresiones a la NTCSE así como calcular las compensaciones que correspondan;
- j) Planificar y administrar la provisión de los Servicios Complementarios que se requieran para la operación segura y económica del SEIN; y,
- k) Resolver divergencias o controversias derivadas de la aplicación de la Ley, del Reglamento, de las normas técnicas, de los procedimientos y demás disposiciones complementarias, dentro del ámbito de su competencia, así como de los recursos impugnativos que se interpongan contra sus decisiones. Las decisiones del COES, que afecten a los Usuarios Regulados, pueden ser impugnadas por estos o sus representantes ante el Tribunal de Solución de Controversias del OSINERGMIN, el que resuelve como última instancia administrativa. En los demás casos, la solución de controversias se ventila mediante arbitraje, de acuerdo con la Ley N° 26572, Ley General de Arbitraje, y con lo que establezca el Estatuto del COES.⁶**

⁵

Sumilla sustituida por el Artículo Único de la Ley N° 29162, publicada el 20/12/ 2007, cuyo texto rige en la actualidad. La sumilla original decía lo siguiente:
"El COES tiene a su cargo las siguientes funciones administrativas:"

⁶ Inciso modificado por disposición del Art. Único de la L. N° 29162, publicada el 20/12/2007, cuyo texto rige actualmente.

Concordancias:

[Art.10° del D.S. N° 027-2007-EM.](#)

[Art. 5° del D.S. N° 049-2005-EM.](#)

Artículo 15°.- Órganos de gobierno Los órganos de gobierno del COES son: la Asamblea, el Directorio y la Dirección Ejecutiva.

Concordancia:

[Art. 5° del D.S. N° 049-2005-EM.](#)

D.S. 027-2008-EM: Art. 7 y siguientes (Título III)

Artículo 16°.- La Asamblea del COES

16.1 La Asamblea es el órgano supremo del COES. Tiene como funciones las siguientes:

- a) Designar y remover, según corresponda, al Presidente del Directorio y fijar la remuneración del Presidente y de los Directores;
- b) Aprobar el presupuesto anual;
- c) Designar o delegar en el Directorio la designación de los auditores externos;
- d) Pronunciarse sobre la gestión y los resultados económicos del ejercicio anterior, expresados en los estados financieros;
- e) Aprobar y modificar los estatutos del COES.

16.2 La Asamblea está integrada por los Agentes del SEIN, agrupados en cuatro subcomités: uno de Generadores, uno de Distribuidores, uno de Transmisores y uno de Usuarios Libres.

Concordancia:

[Art. 19° \(19.1\) del D.S. N° 027-2007-EM.](#)

16.3 Los acuerdos de la Asamblea, para cada decisión, se adoptan cuando se alcance en la votación un puntaje superior al 66,7% del puntaje máximo total. El puntaje total a favor de una determinada decisión resulta de sumar el puntaje a favor de todos los subcomités. El puntaje de cada subcomité será igual al cociente del número de sus integrantes que votó a favor de una determinada decisión, entre el número total de los integrantes que lo conforman.

16.4 El Reglamento establece los requisitos de convocatoria, quórum y demás aspectos relativos a la celebración de la Asamblea.

Concordancia:

[Art. 5° del D.S. N° 049-2005-EM.](#)

D.S. 027-2008-EM: Arts. 9 y siguientes

Artículo 17°.- El Directorio del COES

17.1 El Directorio es el responsable del cumplimiento de las funciones señaladas en los artículos 13° y 14° de la presente Ley. Los Directores no estarán sujetos a mandato imperativo ni a subordinación jerárquica. En el desempeño de sus funciones deberán actuar de manera independiente, imparcial y técnica.

17.2 El Directorio está integrado por cinco (5) miembros, por un periodo de cinco (5) años, cuatro (4) en representación de cada uno de los subcomités establecidos en el numeral 16.2 del artículo 16° de la presente Ley y uno designado por la Asamblea, quien lo presidirá.

Concordancia:

[Art. 16° \(16.2\) de la Ley N° 28832.](#)

17.3 El Presidente y los miembros del Directorio deberán tener un mínimo de diez (10) años de experiencia profesional en el sector eléctrico. Mientras ejerzan su cargo, están prohibidos de desempeñar actividades para la Administración Pública bajo cualquier modalidad; así como poseer vínculos laborales, comerciales o financieros con los Agentes, sus empresas vinculadas, o con los accionistas mayoritarios de las mismas. La única excepción a las restricciones señaladas es la actividad docente. Una vez que cesen en el ejercicio del cargo estarán sujetos a las mismas prohibiciones por el lapso de un (1) año, periodo durante el cual

k) Resolver divergencias o controversias derivadas de la aplicación de la Ley, del Reglamento, Normas Técnicas, Procedimientos y demás disposiciones complementarias, dentro del ámbito de su competencia, así como los recursos impugnativos que se interpongan contra sus decisiones.

Las decisiones del COES, que afecten a los Usuarios Regulados, pueden ser impugnadas ante el Tribunal de Solución de Controversias de OSINERG quien resuelve como última instancia administrativa.

percibirán la misma remuneración del periodo en ejercicio, salvo que hayan cometido falta grave.

17.4 Los miembros del Directorio sólo pueden ser removidos por la Asamblea en caso de incapacidad o falta grave, debidamente comprobada y fundamentada.

17.5 El Directorio debe informar periódicamente a los Agentes, al Ministerio y al OSINERG los hechos, actos, acuerdos y decisiones de importancia que puedan afectar la operación del sistema, del Mercado de Corto Plazo y/o de la Planificación de la Transmisión. Dicha información debe ser publicada en el portal de Internet del COES junto con la respectiva documentación de sustento.

Concordancia:

[Art. 5º del D.S. N° 049-2005-EM.](#)

D.S. 027-2008-EM: Arts. 15 y siguientes

Artículo 18º.- La Dirección Ejecutiva del COES

18.1 La Dirección Ejecutiva está constituida por la Dirección de Operaciones y la Dirección de Planificación de Transmisión, cuyas funciones son las que establece el Reglamento.

18.2 El Director Ejecutivo es seleccionado por el Directorio. Sólo podrá ser removido por éste en caso de incapacidad o falta grave, debidamente comprobada y fundamentada, con el voto de al menos cuatro (4) Directores.

Concordancia:

[Art. 5º del D.S. N° 049-2005-EM.](#)

D.S. 027-2008-EM: Arts. 25 y siguientes

Artículo 19º.- Presupuesto del COES y aportes de los Agentes

19.1 El presupuesto del COES será cubierto por aportes de los Agentes, los cuales se determinarán en proporción a los montos registrados en el ejercicio anterior, de:

- a) Las inyecciones de potencia y energía de los Generadores, valorizadas al Precio Básico de la Potencia de Punta y a Costo Marginal de Corto Plazo, respectivamente;
- b) Los ingresos totales derivados de la prestación del servicio de transmisión de los Transmisores;
- c) Los retiros de potencia y energía de los Distribuidores y Usuarios Libres, valorizadas al Precio Básico de la Potencia de Punta y a Costo Marginal de Corto Plazo, respectivamente.

19.2 El presupuesto no podrá ser superior a la suma del 0,75% de cada uno de los montos mencionados.

Concordancia:

[Art. 5º del D.S. N° 049-2005-EM.](#)

Capítulo Quinto
Adecuación del marco legal de la transmisión

Artículo 20º.- Sistema de Transmisión del SEIN

20.1 El Sistema de Transmisión del SEIN está integrado por instalaciones:

- a) Del Sistema Garantizado de Transmisión.
- b) Del Sistema Complementario de Transmisión.
- c) Del Sistema Principal de Transmisión.
- d) Del Sistema Secundario de Transmisión.

Concordancia:

[Art. 7º \(7.6\) del D.S. N° 027-2007-EM.](#)

20.2 Las instalaciones del Sistema Garantizado de Transmisión y del Sistema Complementario de Transmisión son aquellas cuya puesta en operación comercial se produce en fecha posterior a la promulgación de la presente Ley, conforme se establece en los artículos siguientes.

20.3 Las instalaciones del Sistema Principal de Transmisión y del Sistema Secundario de Transmisión son aquellas instalaciones calificadas como tales al amparo de la LCE y cuya puesta en operación comercial se ha producido antes de la promulgación de la presente Ley.

Concordancias:

[Arts. 11º, 12º y 13º del D.S. N° 027-2007-EM.](#)

Artículo 21°.- Plan de Transmisión

21.1 El desarrollo del Sistema Garantizado de Transmisión se realiza conforme al Plan de Transmisión, el cual se actualizará y publicará cada dos (2) años.

21.2 El Ministerio aprueba el Plan de Transmisión, con la opinión previa de OSINERG. Para la opinión favorable, el OSINERG deberá verificar que el estudio del COES haya cumplido con las políticas y criterios establecidos por el Ministerio. El Plan de Transmisión tiene carácter vinculante para las decisiones de inversión que se adopten durante su vigencia.

21.3 El proceso para la elaboración y aprobación del Plan de Transmisión debe cumplir con las políticas de transparencia de información, audiencias públicas y mecanismos de participación de los Agentes del sistema, organizaciones representativas de usuarios y demás interesados, según lo establece el Reglamento.

Concordancias

Arts. 12°; 13°; 14°; 20°; 27° y 28° de la Ley N° 28832.

Art. 13° al 19° del D.S. N° 027-2007-EM.

Artículo 22°.- Instalaciones del Sistema Garantizado de Transmisión

22.1 El Sistema Garantizado de Transmisión está conformado por las instalaciones del Plan de Transmisión cuya concesión y construcción sean resultado de un proceso de licitación pública.

22.2 Para las instalaciones comprendidas en el Sistema Garantizado de Transmisión se tendrá en cuenta lo siguiente:

- a) El plazo máximo de concesión tendrá una duración de treinta (30) años de operación comercial, más el tiempo necesario para su construcción;
- b) El Ministerio podrá conducir directamente o encargar a la Agencia de Promoción de la Inversión Privada (PROINVERSIÓN) los procesos de licitación necesarios para implementar el Plan de Transmisión. Si son encargados, estos procesos de licitación se realizarán al amparo de las normas y procedimientos con que cuenta PROINVERSIÓN para estos efectos. En el caso de instalaciones de Refuerzo, el titular de la concesión de transmisión tendrá la preferencia para ejecutarlas directamente. De no ejercer dicha preferencia, el proyecto de la instalación de Refuerzo se incluirá en los procesos de licitación⁷.

Concordancias:

Art. 7° (7.3) del D.S. N° 027-2007-EM. Art.

20° (20.2) del D.S. N° 027-2007-EM. Art.

28° (28.1) del D.S. N° 027-2007-EM.

c) Una vez vencido el plazo de otorgamiento de la concesión, los activos de transmisión serán transferidos al Estado sin costo alguno, salvo el valor remanente de los Refuerzos que se hayan ejecutado durante el plazo de vigencia de la concesión;

d) Dos (2) años previos al vencimiento de la concesión, el COES evaluará, dentro del Plan de Transmisión, la necesidad y el plazo de mantener en uso la instalación de transmisión. En caso de que resulte conveniente continuar con su utilización, el Ministerio procederá a licitar nuevamente la concesión, empleando como factor de competencia la remuneración garantizada que cubra los Costos de Explotación durante el siguiente plazo de concesión.

Concordancia:

Art. 20° (20.1 inc. b) y 21° (21.3 inc. c) del D.S. N° 027-2007-EM.

Art. 8° (8.2) del D.S. N° 027-2007-EM

Artículo 23°.- Objetivos de la determinación de los cargos del Sistema Garantizado de Transmisión

La determinación de los cargos del Sistema Garantizado de Transmisión tiene como objetivos:

- a) Garantizar la remuneración de las instalaciones del Sistema Garantizado de Transmisión;
- b) Lograr estabilidad y predictibilidad tanto respecto al pago que deban hacer la generación y la

⁷ Inciso modificado por el Art. Único de la Ley N° 28958, publicada el 20/01/2007 cuyo texto rige en la actualidad.

El texto original disponía lo siguiente:

"b) El Ministerio conducirá los procesos de Licitación necesarios para implementar el Plan de Transmisión. En caso de instalaciones de Refuerzo, el titular de la concesión de transmisión tendrá la preferencia para ejecutarlas directamente. De no ejercerla, se incluirán en los procesos de Licitación;"

demanda, como de los ingresos de los concesionarios de transmisión;⁸

- c) Establecer las obligaciones de pago que corresponden a todos los usuarios del Sistema Garantizado de Transmisión.

Artículo 24°.- Base Tarifaria OSINERG establece la Base Tarifaria, que incluye los siguientes componentes:

- a) La remuneración de las inversiones, calculadas como la anualidad para un periodo de recuperación de hasta treinta (30) años, con la tasa de actualización definida en el artículo 79° de la Ley de Concesiones Eléctricas;
- b) Los costos eficientes de operación y mantenimiento, de acuerdo con lo que se establezca en el Reglamento; y, c) La liquidación correspondiente por el desajuste entre lo autorizado como Base Tarifaria del año anterior y lo efectivamente recaudado.

Concordancia:

[Art. 22° del D.S. N° 027-2007-EM.](#)

Artículo 25°.- Componentes de inversión, operación y mantenimiento de la Base Tarifaria

25.1 Los componentes de inversión, operación y mantenimiento de la Base Tarifaria, dentro del periodo de recuperación, son iguales a:

- a) Los valores que resulten del proceso de licitación pública, para el caso de las instalaciones que se liciten, actualizados con sus respectivos índices conforme el procedimiento que se establece en el Reglamento;
- b) Los valores establecidos por OSINERG previamente a su ejecución, para el caso que el titular del Sistema de Transmisión ejerza el derecho de preferencia establecido en el artículo 22°, numeral 22.2, inciso b), para la ejecución de Refuerzos de Transmisión.

25.2 Para el caso de las instalaciones del Sistema Garantizado de Transmisión señaladas en el artículo 22°, numeral 22.2, inciso d), que se vuelvan a entregar en concesión, los componentes de inversión, operación y mantenimiento de la Base Tarifaria serán equivalentes al Costo de Explotación.

Concordancia:

[Arts. 23° y 24° del D.S. N° 027-207-EM.](#)

Artículo 26°.- Remuneración de la Base Tarifaria

La compensación para remunerar la Base Tarifaria de las instalaciones del Sistema Garantizado de Transmisión, es asignada a los Usuarios por OSINERGMIN. A la Base Tarifaria se le descuenta el correspondiente Ingreso Tarifario y el resultado se denomina Peaje de Transmisión. El valor unitario del Peaje de Transmisión será igual al cociente del Peaje de Transmisión entre la demanda de los Usuarios. El valor unitario del Peaje de Transmisión será agregado al Precio de la Potencia de Punta en Barra en concordancia con lo establecido en el inciso h) del artículo 47° de la Ley de Concesiones Eléctricas, conforme lo establezca el Reglamento.

La Base Tarifaria y el Peaje de Transmisión se sumarán a los conceptos de Costo Total de Transmisión y Peaje por Conexión a que se refieren los artículos 59° y 60 de la Ley de Concesiones Eléctricas.⁹

⁸ Literal sustituido por el [artículo único de la LEY N° 28958](#) publicada el 20/01/2007, cuyo texto rige actualmente. El

texto anterior era el siguiente:

- b) El Ministerio conducirá los procesos de Licitación necesarios para implementar el Plan de Transmisión. En caso de instalaciones de Refuerzo, el titular de la concesión de transmisión tendrá la preferencia para ejecutarlas directamente.

De no ejercerla, se incluirán en los procesos de Licitación;

⁹ Artículo modificado por disposición del Art. 1° del D. Leg. N° 1041 publicado el 26/06/2008, cuyo texto rige actualmente.

Concordancia:

[Art. 5º \(5.2\) del D.S. N° 027-2007-EM.](#)

Artículo 27º.- Instalaciones del Sistema Complementario de Transmisión

27.1 Se consideran como instalaciones del Sistema Complementario de Transmisión aquellas que son parte del Plan de Transmisión y cuya construcción es resultado de la iniciativa propia de uno o varios Agentes. Además, son parte del Sistema Complementario de Transmisión todas aquellas instalaciones no incluidas en el Plan de Transmisión.

27.2 Para las instalaciones del Sistema Complementario de Transmisión se tendrá en cuenta lo siguiente:

- a) Deberán contar con la conformidad del COES, mediante un estudio que determine que la nueva instalación no perjudica la seguridad ni la fiabilidad del SEIN.
- b) OSINERG establecerá el monto máximo a reconocer como costo de inversión, operación y mantenimiento. Las compensaciones y tarifas se regulan considerando los criterios establecidos en la Ley de Concesiones Eléctricas para el caso de los Sistemas Secundarios de Transmisión.
- c) En el caso de instalaciones que permiten transferir electricidad hacia los Usuarios Libres o que permiten a los Generadores entregar su energía producida al SEIN, dichos Agentes podrán suscribir contratos para la prestación del servicio de transporte y/o distribución, con sus respectivos titulares, en los cuales la compensación correspondiente será de libre negociación. Para uso de las instalaciones por terceros, o a la terminación de dichos contratos, las compensaciones y tarifas, para los mismos, se regulan según el criterio establecido en el literal b) anterior.

Concordancia:

[D.S. N° 027-2007-EM: Art. 3](#)

Artículo 28º.- Instalaciones pertenecientes al Sistema Principal de Transmisión y al Sistema Secundario de Transmisión Las tarifas y compensaciones de las instalaciones pertenecientes al Sistema Principal y al Sistema Secundario de Transmisión se regirán de acuerdo a lo dispuesto en la LCE.

Concordancias:

[Decreto Ley N° 25844: Arts. 58 y siguientes](#)

El texto anterior era el siguiente:

Artículo 26º.- Compensaciones para remunerar la Base Tarifaria

26.1 La asignación de compensaciones para remunerar la Base Tarifaria de las instalaciones del Sistema Garantizado de Transmisión, es realizada por OSINERG en proporción al beneficio económico que las instalaciones proporcionan a los Usuarios y Generadores. El beneficio económico se determina según el procedimiento que establezca el Reglamento.

La asignación de beneficiarios sólo puede ser revisada de acuerdo con lo que establezca el Reglamento.

26.2 La compensación asignada a los Generadores se prorroga entre ellos en proporción al respectivo beneficio económico, a propuesta del COES.

26.3 A la compensación asignada a los Usuarios se le descuenta el correspondiente Ingreso Tarifario y el resultado se denomina Peaje de Transmisión. El valor unitario del Peaje de Transmisión será igual al cociente del Peaje de Transmisión entre la demanda de los Usuarios y será agregado a los Precios en Barra que correspondan, según lo que establezca el Reglamento.

26.4 La compensación asignada a los Usuarios y el Peaje de Transmisión se sumarán a los conceptos del Costo Total de Transmisión y Peaje por Conexión a que se refieren los artículos 59º y 60º de la Ley de Concesiones Eléctricas, respectivamente.

Capítulo Sexto Formación de Precios a Nivel Generación

Artículo 29°.- La formación de los Precios a Nivel Generación para Usuarios Regulados

29.1 Los Precios a Nivel Generación para Usuarios Regulados se calcularán como el promedio ponderado de los siguientes precios:

- a) Contratos sin Licitación. Por cada contrato, los precios serán igual al promedio de los Precios en Barra y los precios del contrato sin Licitación;
- b) Contratos resultantes de Licitaciones. Por cada contrato, los precios serán iguales a los Precios Firmes resultantes de la Licitación, considerando el régimen de incentivos definido en el artículo 10°.

29.2 Para efectos de la determinación de los Precios a Nivel Generación, los precios usados en los incisos a) y b) del numeral anterior, no incluirán los cargos de transmisión que son asumidos por los Usuarios.

29.3 El Reglamento establecerá el mecanismo de compensación entre los Usuarios Regulados, a fin de que el Precio a Nivel Generación para los Usuarios Regulados en el SEIN sea único, excepto por las pérdidas y la congestión de los sistemas de transmisión.

Concordancias:

Por disposición del Art. 1° del D. S. N° 019-2007-EM, publicado el 06/04/2007, se aprueba el Reglamento del Mecanismo de Compensación entre los Usuarios Regulados del SEIN, cuyo texto forma parte integrante de dicho Decreto Supremo.
D.S 052-2007-EM: 2da DC.
Decreto Ley N° 25844: Arts. 53

b) Por disposición de la R. N° 180-2007-OS-CD, publicada el 25/04/2007, se aprueba la norma "Precios a Nivel Generación y Mecanismo de Compensación entre Usuarios Regulados"

Capítulo Séptimo Mecanismo de Compensación y Licitaciones para Sistemas Aislados

Artículo 30°.- Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados

30.1 Créase el Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados destinado a favorecer el acceso y utilización de la energía eléctrica a los Usuarios Regulados atendidos por Sistemas Aislados. Su finalidad es compensar una parte del diferencial entre los Precios en Barra de Sistemas Aislados y los Precios en Barra del SEIN, según lo que establece el Reglamento.

30.2 Los recursos necesarios para el funcionamiento del Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados se obtendrán de hasta el cincuenta por ciento (50%) del aporte de los Usuarios de electricidad, a que se refiere el inciso h. del artículo 7° de la Ley N° 28749. El monto específico será determinado por el Ministerio de Energía y Minas cada año, de conformidad a lo que establece el Reglamento.

Concordancia:

D.S 069-2006-EM

Artículo 31°.- Licitaciones para la nueva generación en Sistemas Aislados

31.1 Los Distribuidores de Sistemas Aislados podrán convocar Licitaciones considerando los términos, plazos, condiciones y obligaciones señaladas en el Capítulo Segundo de la presente Ley.

31.2 En los procesos de Licitación para Sistemas Aislados, OSINERG tiene las mismas responsabilidades señaladas en el Capítulo Segundo de la presente Ley.

Concordancias

D.S 069-2006-EM

Art. 30° del D.S. N° 025-2007-EM.

D.S 052-2007-EM: 1ra DC.

DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS FINALES

PRIMERA.- Nueva opción para Usuarios Libres

Los Usuarios con una máxima demanda anual comprendida dentro del rango que se

establezca en el Reglamento podrán acogerse, a su elección, a la condición de Usuario Libre o Usuario Regulado. El cambio de condición requerirá un preaviso con anticipación no menor a un (1) año, según los términos que establezca el Reglamento. En caso de que el Usuario cambie de condición deberá mantener esta nueva condición por un plazo no menor de tres (3) años.

Concordancias

D.S 022-2009-EM, publicado el 16/04/2009: Art. 3 del Reglamento

SEGUNDA.- Nueva referencia para la comparación del Precio en Barra El Precio en Barra que fija OSINERG, no podrá diferir, en más de diez por ciento (10%), del promedio ponderado de los precios de las Licitaciones, vigentes al 31 de marzo de cada año, según se establece en el Reglamento.

Concordancias

Decreto Ley N° 25844: Arts. 53

TERCERA.- Precisiones para los Contratos de Suministro de Gas Natural Para los contratos de compraventa o suministro de energía eléctrica y/o de gas natural, es aplicable lo dispuesto por los artículos 5° y 6° del Decreto Legislativo N° 701, Decreto Legislativo contra las prácticas monopólicas, controlistas y restrictivas de la libre competencia, o los que los sustituyan, de modo que no se podrán aplicar condiciones comerciales desiguales para prestaciones equivalentes que coloquen a unos competidores en situación desventajosa frente a otros.

Sin perjuicio de la existencia de otras circunstancias que podrían justificar el establecimiento de condiciones comerciales diferenciadas, no se considera incurso dentro de la prohibición indicada en el párrafo anterior, el establecimiento de precios o condiciones de comercialización diferenciados que respondan a diferencias existentes en los costos involucrados en las operaciones vinculados con los volúmenes contratados, el tiempo de duración de los contratos, la forma de pago, las condiciones de los suministros, u otras, que se otorguen de manera general en todos los casos en que se presenten iguales o similares condiciones.

CUARTA.- Promoción de proyectos hidroeléctricos El Ministerio, dentro de su función promotora de nuevas inversiones, deberá implementar la evaluación del potencial nacional de proyectos hidroeléctricos y de fuentes no convencionales de energía, auspiciando los producidos con energía renovable, y poner a disposición de los futuros inversionistas una cartera de proyectos de inversión con perfiles desarrollados hasta el nivel de prefactibilidad.

El Ministerio establecerá los procedimientos estandarizados para la aprobación de estudios de impacto ambiental, en plazos predeterminados, para facilitar las inversiones.

El Ministerio establecerá en un plazo no mayor de noventa (90) días, las condiciones y términos para posibilitar un mecanismo de iniciativas privadas de Clientes Libres para aportes financieros destinados a inversiones en proyectos de ampliación de generación en empresas del Estado, que tendrán carácter reembolsable.

QUINTA.- Política, criterios y metodología para la elaboración del Plan de Transmisión La política para el desarrollo eficiente de la transmisión es definida por el Ministerio.

OSINERG desarrollará los estudios para establecer los criterios y metodología de planificación a ser utilizados en la elaboración del Plan de Transmisión, los que incluirán, como mínimo, la calidad de servicio, el nivel de desempeño, los horizontes de planificación y los modelos a emplear. Los criterios y metodología de planificación que resulten de los referidos estudios serán sometidos al Ministerio para su aprobación.

El Reglamento establecerá los límites máximos de voltaje para cada nivel de tensión y los criterios de asignación de las instalaciones.

SEXTA.- Armonización del marco legal de transmisión La calificación de las instalaciones señalada en el artículo 58° de la Ley de Concesiones Eléctricas, vigente a la promulgación de la presente Ley, no es materia de revisión, ni es aplicable a las instalaciones cuya puesta en operación comercial se produce en fecha posterior a la promulgación de la presente Ley.

Lo dispuesto en la presente Ley no será aplicable a las concesiones otorgadas al amparo del Texto Único Ordenado de las normas con rango de Ley que regulan la entrega en concesión al sector privado de las obras públicas de infraestructura y de servicios públicos, aprobado por el

Decreto Supremo N° 059-96-PCM, y de la Ley N° 27133, Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural, en aquello que se oponga a lo estipulado en los respectivos contratos de concesión. A la expiración de dichos contratos, las instalaciones de transmisión correspondientes pasarán a formar parte del Sistema Garantizado de Transmisión considerando lo dispuesto en el numeral 22.2, inciso d), del artículo 22° de la presente Ley.

Cada instalación de transmisión existente a la fecha de entrada en vigencia de la presente Ley se pagará por Usuarios y Generadores en la misma proporción en que se viene pagando a dicha fecha y se mantendrá invariable y permanente mientras dichas instalaciones formen parte del Sistema Económicamente Adaptado. La distribución al interior del conjunto de Usuarios o del conjunto de Generadores mantendrá el criterio vigente a la fecha de entrada en vigencia de la presente Ley.

SÉPTIMA.- Reglas aplicables a la compra-venta de energía de empresas del Estado en el mercado eléctrico Las empresas con participación accionaria del Estado, titulares de concesiones o autorizaciones de generación o de distribución, en sus operaciones de compraventa de electricidad se adecuarán a las condiciones establecidas en la presente Ley y su Reglamento. En los casos en que resulten aplicables, dichas empresas quedan autorizadas a negociar y pactar los precios y condiciones comerciales que mejor se adecuen a las condiciones del mercado.

OCTAVA.- Medidas para la promoción de la Generación Distribuida y Cogeneración eficientes

Las actividades de Generación Distribuida y Cogeneración interconectadas al SEIN se registrarán por las siguientes disposiciones, de acuerdo con lo que establezca el Reglamento:

- a) La venta de sus excedentes no contratados de energía al Mercado de Corto Plazo, asignados a los Generadores de mayor Transferencia (de compra o negativa) en dicho mercado; y,
- b) El uso de las redes de distribución pagando únicamente el costo incremental incurrido.

Concordancias

[D.S 037-2006-EM](#)

[D.S. 025-2007-EM: Art. 28](#)

[D.Leg N° 1002: Art.6](#)

NOVENA.- Ingreso tarifario de los enlaces internacionales Los montos transferidos por el COES a los Generadores y los que a su vez éstos paguen a los Transmisores por concepto de Ingreso Tarifario de los Enlaces Internacionales, son gasto o costo deducibles para efectos de la determinación de la renta neta del COES y de los Generadores, respectivamente.

Concordancias

[Decreto Ley N° 25844: Art. 60 inc.b\)](#)

[D.S. 049-2005-EM: Definiciones](#)

DÉCIMA.- Expedición de Reglamentos El Poder Ejecutivo expedirá la reglamentación necesaria para la aplicación de la presente Ley, dentro de los ciento ochenta (180) días calendario siguientes a la fecha de su publicación.

UNDÉCIMA.- Recursos para Capacitación en Electricidad Créase el Consejo de Administración de Recursos para la Capacitación en Electricidad (CARELEC) con el objeto de financiar la transferencia de tecnología y capacitación en el ámbito del Subsector Electricidad, con un presupuesto anual no mayor al diez por ciento (10%) del monto de los aportes efectuados por las empresas eléctricas el año anterior, a que se refiere el inciso g) del artículo 31° de la Ley de Concesiones Eléctricas. El Reglamento definirá la organización y funcionamiento del referido Consejo.

Concordancias:

[Art. 6° del D.S. N° 020-2007-EM.](#)

[Art. 31° inc. g\) del D. Ley N° 25844.](#)

DUODÉCIMA.- Costos Marginales ante interrupciones del suministro de gas natural En el caso de interrupción total o parcial del suministro de gas natural a centrales de generación eléctrica, debido a problemas en la inyección o a fallas en el sistema de transporte de la Red

Principal definidas en la Ley N° 27133, los costos marginales de corto plazo serán iguales a los registrados en el mismo día de la semana previa a la interrupción del suministro de gas más un adicional que cubra los costos adicionales de combustibles en que incurran las centrales que operan con costos variables superiores a los referidos costos marginales de corto plazo de la semana previa a la interrupción. El referido adicional será calculado restándoles a los costos adicionales de combustibles las compensaciones que les corresponda asumir a los productores o transportistas del gas natural según sea el caso.

Concordancias:

D.S. N° 001-2008-EM: Art. 1

DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS TRANSITORIAS

PRIMERA.- Cambio de Condición de Usuarios Libres Durante los dos (2) primeros años de vigencia de la presente Ley, cualquier solicitud de cambio de condición, a que se refiere la Primera Disposición Complementaria de la presente Ley, deberá contemplar un preaviso de por lo menos dos (2) años.

SEGUNDA.- Adecuación del COES El COES deberá adecuarse y elegir a su nuevo Directorio, de conformidad a lo establecido en la presente Ley, dentro de los ciento veinte (120) días siguientes a la fecha de publicación del Reglamento.

Concordancia:

DS 027-2008-EM: 1era DT.

TERCERA.- Adecuación de la Referencia del Precio en Barra Mientras la energía adquirida mediante Licitaciones a que se refiere el Capítulo Segundo sea inferior al treinta por ciento (30%) de la demanda de energía de los Usuarios Regulados del SEIN, la comparación de las tarifas con los precios libres establecida en el artículo 53° de la Ley de Concesiones Eléctricas, se hará con la media ponderada de los precios obtenidos de las Licitaciones y los precios de los contratos con los Usuarios Libres.

OSINERG definirá el procedimiento para comparar el precio teórico, determinado según el artículo 47° de la Ley de Concesiones Eléctricas, con el nuevo referente producto de las Licitaciones.

Concordancias

D.S 022-2009-EM, publicado el 16/04/2009

CUARTA.- Licitaciones por situaciones de excepción Dentro de los tres (3) primeros años de la vigencia de la presente Ley, las distribuidoras podrán convocar Licitaciones, con una anticipación menor a la establecida en el numeral 5.1 del artículo 5° de la presente Ley, para cubrir la totalidad de la demanda no contratada de sus Usuarios Regulados. En este caso, la vigencia de los contratos adjudicados no será mayor a cinco (5) años.¹⁰

Concordancia:

Art. 1° del D.S. N° 051-2006-EM.

Resolución OSINERGMIN N° 101-2007-OS/CD

QUINTA.- Adecuación de factores de pérdidas de potencia Lo dispuesto en el inciso h) del artículo 47° de la Ley de Concesiones Eléctricas, será aplicable a partir de la fijación tarifaria correspondiente al año 2010.

Para las fijaciones tarifarias previas al año 2010, el Precio de la Potencia de Punta en Barra,

¹⁰ Disposición aclarada por el Art. 1° del D.S. N° 051-2006-EM, publicado el 02/09/2006. En dicha Disposición se precisa que el régimen de licitaciones al que se refiere la presente Disposición, para licitar la potencia y energía no contratada de los usuarios regulados de las empresas de distribución de electricidad, comprende la potencia y energía correspondiente a: (i) contratos de suministro cuyo vencimiento se encuentre dentro de los plazos máximos contemplados en la aludida Disposición Complementaria Transitoria; (ii) nueva demanda sin contrato; y (iii) demanda proveniente de contratos vencidos a la fecha de publicación de la Ley N° 28832, así como el incremento vegetativo de la demanda correspondiente a dichos contratos, incluyendo los contratos vencidos durante el 2006, pudiendo las bases de la licitación contemplar la posibilidad que la fecha de inicio de los nuevos contratos a ser suscritos, sea el día siguiente al de la terminación de los contratos anteriores respectivos.

para cada una de las barras del sistema, se determinará agregando al producto del Precio Básico de la Potencia de Punta por los factores de pérdidas de potencia, los valores unitarios del Peaje de Transmisión y el Peaje por Conexión.

Para estos efectos, los factores de pérdidas de potencia se determinarán a partir de los factores vigentes a la fecha de publicación de la presente Ley, ajustándolos anualmente hasta alcanzar en forma lineal el valor de 1,0 en el año 2010.

SEXTA.- Adecuación del cálculo de la energía firme Hasta el 31 de diciembre de 2008, el cálculo de la energía firme se realizará con una probabilidad de excedencia del noventa por ciento (90%).

SÉPTIMA.- Adecuación de las Normas Técnicas de calidad de los Servicios Eléctricos El Ministerio adecuará las Normas Técnicas de calidad de los Servicios Eléctricos en los aspectos referentes al tratamiento de la Transmisión, en un plazo no mayor de ciento ochenta (180) días.

OCTAVA.- Adecuación de la garantía en los contratos de suministro Lo dispuesto en el numeral 3.1 del artículo 3° de la presente Ley será aplicable a partir del 1 de enero de 2007.

La potencia asociada a los contratos de compraventa de electricidad, que se suscriban en el periodo comprendido desde la entrada en vigencia de la presente Ley y el 31 de diciembre de 2006, no será contabilizada para efectos de verificar el cumplimiento de lo señalado en el numeral 3.1 del artículo 3° de la presente Ley, durante la vigencia de los respectivos contratos.

DISPOSICIÓN COMPLEMENTARIA MODIFICATORIA

ÚNICA.- Modificaciones al Decreto Ley N° 25844

Modifícanse los artículos 2°, 3°, 34°, 43°, 45°, 47° primer párrafo e incisos g), h) e i), 48°, 49°, 51°, 52°, 55°, 60°, 61°, 62°, 63°, 69°, 74°, 85°, 101° inciso c) y las Definiciones 5, 6 y 12 del Anexo, de la Ley de Concesiones Eléctricas; debiendo los artículos citados quedar redactados de la siguiente manera:¹¹

"Artículo 2°.- Constituyen Servicios Públicos de Electricidad:

a) *El suministro regular de energía eléctrica para uso colectivo o destinado al uso colectivo, hasta los límites de potencia fijados por el Reglamento; y, b) La transmisión y distribución de electricidad. El Servicio Público de Electricidad es de utilidad pública.*

Artículo 3°.- Se requiere concesión para el desarrollo de cada una de las siguientes actividades:

- a) *La generación de energía eléctrica que utilice recursos hidráulicos y geotérmicos, cuando la potencia instalada sea superior a 20 MW;*
- b) *La transmisión de energía eléctrica, cuando las instalaciones afecten bienes del Estado y/o requieran la imposición de servidumbre por parte de éste;*
- c) *La distribución de energía eléctrica con carácter de Servicio Público de Electricidad, cuando la demanda supere los 500 KW.*

Artículo 34°.- Los concesionarios de distribución están obligados a:

- a) *Suministrar electricidad a quien lo solicite dentro de su zona de concesión o a aquellos que lleguen a dicha zona con sus propias líneas, en un plazo no mayor de un (1) año y que tengan carácter de Servicio Público de Electricidad;*
- b) *Tener contratos vigentes con empresas generadoras que le garanticen su requerimiento total de potencia y energía por los siguientes veinticuatro (24) meses como mínimo;*
- c) *Garantizar la calidad del servicio que fije su contrato de Concesión y las normas aplicables;*
- d) *Permitir la utilización de todos sus sistemas y redes por parte de terceros para el transporte de electricidad, excepto cuando tenga por objeto el suministro de electricidad a usuarios del Servicio Público de Electricidad dentro de su área de concesión. OSINERG establecerá la remuneración correspondiente según lo que señala el Reglamento.*

Artículo 43°.- Estarán sujetos a regulación de precios:

¹¹ Conforme Fe de Erratas publicada en El Peruano del día 25/07/2006

a) La transferencia de potencia y energía entre generadores, los que serán determinados por el COES, de acuerdo a lo establecido en el artículo 14° de la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica.

Esta regulación no regirá en el caso de contratos entre generadores por la parte que supere la potencia y energía firme del comprador.

b) Los retiros de potencia y energía en el COES que efectúen los Distribuidores y Usuarios Libres, los mismos que serán determinados de acuerdo a lo establecido en el artículo 14° de la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica.

c) Las tarifas y compensaciones de Sistemas de Transmisión y Distribución.

d) Las ventas de energía de Generadores a concesionarios de distribución destinadas al Servicio Público de Electricidad; excepto, cuando se hayan efectuado Licitaciones destinadas a atender dicho Servicio, conforme a la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica.

e) Las ventas a usuarios de Servicio Público de Electricidad.

Artículo 45°.- Las ventas de electricidad a un distribuidor, destinadas al Servicio Público de Electricidad, se efectúan en los puntos donde se inician las instalaciones del Distribuidor.

Artículo 47°.- Para determinar los Precios en Barra, el subcomité de Generadores y el subcomité de Transmisores, en la actividad que les corresponda, efectuarán los cálculos correspondientes en la siguiente forma:

g) Calculará para cada una de las barras del sistema los factores nodales de energía de acuerdo a lo señalado en el artículo 48°. El factor nodal será igual a 1,00 de la barra en que se fije el Precio Básico de Energía;¹²

(...)

h) Determinará el Precio de la Potencia de Punta en Barra, para cada una de las barras del sistema, agregando al Precio Básico de la Potencia de Punta los valores unitarios del Peaje de Transmisión y el Peaje por Conexión a que se refiere el artículo 60° de la presente Ley;

i) Determinará el Precio de Energía en Barra, para cada una de las barras del sistema, multiplicando el Precio Básico de la Energía nodal correspondiente a cada Bloque Horario por el respectivo factor nodal de energía.

Artículo 48°.- Los factores nodales de energía se calcularán considerando las pérdidas marginales y la capacidad del sistema de transmisión.

Artículo 49°.- En las barras del Sistema Secundario de Transmisión el precio incluirá el correspondiente peaje de dicho sistema.

Artículo 51°.- Antes del 15 de noviembre de cada año el Subcomité de Generadores y el Subcomité de Transmisores, en la actividad que les corresponda, presentarán al OSINERG los correspondientes estudios técnico-económicos de las propuestas de Precios en Barra, que expliciten y justifiquen, entre otros aspectos, lo siguiente:

a) La demanda de potencia y energía del sistema eléctrico para el período de estudio;

b) El programa de obras de generación y transmisión;

c) Los costos de combustibles, Costos de Racionamiento y otros costos variables de operación pertinentes;

d) La Tasa de Actualización utilizada en los cálculos;

e) Los costos marginales;

f) Precios Básicos de la Potencia de Punta y de la Energía;

g) Los factores nodales de energía;

h) El Costo Total de Transmisión considerado;

i) Los valores resultantes para los Precios en Barra; y, j) La fórmula de reajuste propuesta.

Asimismo el Subcomité de Generadores y el Subcomité de Transmisores, deberán entregar al COES toda la información relevante para los cálculos tarifarios, para ser puestos a disposición de los interesados que lo soliciten.

Para la aplicación del presente artículo OSINERG definirá los procedimientos necesarios.

¹² Conforme Fe de Erratas publicada en El Peruano del día 25/07/2006

Artículo 52°.- OSINERG efectuará sus observaciones, debidamente fundamentadas, a las propuestas de los Precios en Barra.

Los responsables deberán absolver las observaciones y/o presentar un nuevo estudio, de ser necesario.

Absueltas las observaciones o vencido el término sin que ello se produjera, OSINERG procederá a fijar y publicar las tarifas y sus fórmulas de reajuste mensuales, antes del 30 de abril de cada año.

Artículo 55°.- El COES deberá entregar obligatoriamente a OSINERG y a los interesados la información técnica que se requiera del sistema; asimismo, los responsables de presentar la propuesta tarifaria, deberán entregar al OSINERG, para su verificación, los modelos matemáticos, programas fuentes y otros elementos requeridos para la fijación de precios.

Artículo 60°.- La compensación a que se refiere el artículo anterior, se abonará separadamente a través de dos conceptos denominados Ingreso Tarifario y Peaje por Conexión.

El Ingreso Tarifario se determina como la suma de:

- a) Ingreso Tarifario Nacional, calculado en función a la potencia y energía entregadas y retiradas en barras, valorizadas a sus respectivos Precios en Barra, sin incluir el respectivo peaje;
- b) Ingreso Tarifario de los Enlaces Internacionales, calculado según el Reglamento de Importación y Exportación de Electricidad.

El Peaje por Conexión es la diferencia entre el Costo Total de Transmisión y el Ingreso Tarifario. El Peaje por Conexión Unitario será igual al cociente del Peaje por Conexión y la Máxima Demanda proyectada a ser entregada a los Usuarios.

El Reglamento definirá el procedimiento por el cual los Generadores harán efectiva la compensación a los propietarios del Sistema Principal de Transmisión.

Artículo 61°.- OSINERG fijará anualmente el Peaje por Conexión, el Peaje de Transmisión, sus valores unitarios y sus respectivas fórmulas de reajuste mensual, los cuales serán publicados en el Diario Oficial El Peruano, entrando en vigencia el 1 de mayo de cada año.

Artículo 62°.- Las compensaciones y peajes por las redes del Sistema Secundario de Transmisión, o del Sistema de Distribución serán reguladas por OSINERG.

Las discrepancias que dificulten o limiten el acceso del usuario a las redes tanto del Sistema Secundario de Transmisión como del Sistema de Distribución serán resueltas por OSINERG.

Las instalaciones del Sistema Secundario de Transmisión, son remuneradas de la siguiente manera:

- a. Si se trata de instalaciones para entregar electricidad desde una central de generación hasta el Sistema Principal de Transmisión existente son remuneradas íntegramente por los correspondientes generadores;
- b. Si se trata de instalaciones que transfieren electricidad desde una barra del Sistema Principal de Transmisión hacia un Distribuidor o consumidor final son remuneradas íntegramente por la demanda correspondiente;
- c. Los casos excepcionales que se presenten en el Sistema Secundario de Transmisión que no se ajusten a las reglas anteriores serán resueltos por OSINERG conforme se señala en el Reglamento.

Artículo 63°.- Las tarifas máximas a los Usuarios Regulados, comprenden:

- a) Los Precios a Nivel Generación;
- b) Los peajes unitarios de los sistemas de transmisión correspondientes; y, c) El Valor Agregado de Distribución.

Artículo 69°.- Con los Valores Agregados de Distribución, obtenidos según los artículos precedentes, y los componentes a) y b) señalados en el artículo 63°, OSINERG estructurará un conjunto de precios para cada concesión.

Artículo 74°.- Las partes interesadas podrán interponer recursos de reconsideración contra la resolución del OSINERG, dentro de los quince (15) días hábiles siguientes a la fecha de su

publicación en el Diario Oficial El Peruano.

El recurso de reconsideración deberá ser resuelto dentro de un plazo de treinta (30) días hábiles a partir de su interposición, con lo que quedará agotada la vía administrativa.

Artículo 85°.- En el caso de solicitantes pertenecientes a zonas habitadas que cuentan con habilitación urbana y que tengan un índice de ocupación predial -habitabilidad- mayor a cuarenta por ciento (40%), corresponde al concesionario efectuar, a su costo, todas las obras de electrificación definitiva de dicha zona, incluyendo las redes secundarias de servicio particular y alumbrado público. En el caso de zonas habitadas que no cuenten con la habilitación urbana correspondiente así como, en el caso de aquellas que tengan habilitación urbana aprobada pero que no cuenten con un índice de ocupación predial mayor a cuarenta por ciento (40%), los solicitantes, previa opinión favorable de la autoridad municipal provincial respectiva, podrán requerir al concesionario la instalación de suministros provisionales de venta en bloque en baja tensión. En estos casos, los solicitantes podrán aportar con contribuciones reembolsables de acuerdo al artículo 83° de la presente Ley, para la electrificación definitiva de la zona, correspondiendo efectuar la devolución de las contribuciones reembolsables a partir de la fecha en que el índice de ocupación predial sea mayor a cuarenta por ciento (40%).

Artículo 101°.- Es materia de fiscalización por parte del OSINERG: (...)

c) El cumplimiento de las funciones asignadas por Ley al COES. (...)

ANEXO DE LA LEY DE CONCESIONES ELÉCTRICAS DEFINICIONES (...)

5. **COSTO MARGINAL DE CORTO PLAZO:** Costo de producir una unidad adicional de electricidad en cualquier barra del sistema de generación-transporte. Éste varía por barra o nodo.

6. **ENERGÍA FIRME:** Es la máxima producción esperada de energía eléctrica, determinada para una probabilidad de excedencia de noventa y cinco por ciento (95%) para las unidades de generación hidroeléctrica y de indisponibilidad, programada y fortuita, para las unidades de generación térmica.

12. **POTENCIA FIRME:** Es la potencia que puede suministrar cada unidad generadora con alta seguridad de acuerdo a lo que defina el Reglamento. En el caso de las centrales hidroeléctricas, la potencia firme se determinará con una probabilidad de excedencia de noventa y cinco por ciento (95%). En el caso de las centrales termoeléctricas, la potencia firme debe considerar los factores de indisponibilidad programada y fortuita."

DISPOSICIÓN COMPLEMENTARIA DEROGATORIA

ÚNICA.- Derogatorias Deróganse los artículos 39°, 40° y 41° de la LCE; así como, aquellas normas modificatorias y complementarias que se opongan a lo dispuesto en la presente Ley.

Comuníquese al señor Presidente de la República para su promulgación. En Lima, a los diez días del mes de julio de dos mil seis.

MARCIAL AYAIPOMA ALVARADO, Presidente del Congreso de la República. FAUSTO ALVARADO DODERO, Primer Vicepresidente del Congreso de la República.

AL SEÑOR PRESIDENTE CONSTITUCIONAL DE LA REPÚBLICA

POR TANTO:

Mando se publique y cumpla.

Dado en la Casa de Gobierno, en Lima, a los veintiún días del mes de julio del año dos mil seis.

ALEJANDRO TOLEDO, Presidente Constitucional de la República.

PEDRO PABLO KUCZYNSKI GODARD, Presidente del Consejo de Ministros.

Anexo N° 6: Decreto Supremo N° 064-2010-EM

**APRUEBAN LA POLÍTICA ENERGÉTICA NACIONAL DEL PERÚ 2010-2040
DECRETO SUPREMO N° 064-2010-EM**

Datos Generales

- Fecha de Promulgación: 23/11/2010
- Fecha de Publicación: 24/11/2010
- Entrada en Vigencia: 25/11/2010

APRUEBAN LA POLÍTICA ENERGÉTICA NACIONAL DEL PERÚ 2010-2040

DECRETO SUPREMO N° 064-2010-EM

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA

CONSIDERANDO:

Que, mediante Decreto Supremo N° 026-2010-EM, publicado en fecha 28 de mayo de 2010 en el Diario Oficial El Peruano, se modificó el Reglamento de Organización y Funciones del Ministerio de Energía y Minas, aprobado por Decreto Supremo N° 031-2007-EM, creándose la Dirección General de Eficiencia Energética - DGEE, entidad integrante del Ministerio de Energía y Minas, que tiene entre sus funciones, proponer la política del sector energético en concordancia con las políticas de desarrollo nacional;

Que, a través del portal electrónico del Ministerio de Energía y Minas, el 31 de mayo de 2010 se procedió a publicar el Proyecto de Política Energética Nacional del Perú 2010-2040, el cual también fue difundido en diversos eventos y foros de discusión, incluido el Colegio de Ingenieros del Perú, recibiendo diversos aportes tanto al sector público como privado;

Que, la Política Energética Nacional del Perú 2010-2040 toma como referencia los lineamientos del Plan Estratégico de Desarrollo Nacional - Plan Perú 2021, elaborado por el Centro de Planeamiento Estratégico - CEPLAN, además de sustentarse en conceptos de desarrollo sostenible y en el marco jurídico nacional, con énfasis en los aspectos de promoción y protección de la inversión privada, minimizando los impactos sociales y ambientales y respetando e incentivando los mercados energéticos, así como promoviendo la eficiencia energética y el desarrollo de las energías renovables a nivel local, regional y nacional;

De conformidad con lo dispuesto en el numeral 1 del Artículo 4° de la Ley N° 29158, Ley Orgánica del Poder Ejecutivo; y,

Con el voto aprobatorio del Consejo de Ministros;

DECRETA:

Artículo 1°.- Aprobar la Política Energética Nacional del Perú 2010-2040
Aprobar la Política Energética Nacional del Perú 2010-2040, contenida en el Anexo del presente Decreto Supremo.

Artículo 2°.- Financiamiento

La realización de las acciones necesarias para la implementación a cargo de las entidades del Sector Público de lo establecido en el presente Decreto Supremo, se ejecuta con cargo a lo dispuesto en las Leyes Anuales de Presupuesto, sin demandar recursos adicionales al Tesoro Público.

Artículo 3°.- Publicación

Disponer que la Política Energética Nacional del Perú 2010-2040 sea publicada en el Portal Electrónico del Ministerio de Energía y Minas, en la misma fecha de la publicación en el Diario Oficial El Peruano del presente Decreto Supremo.

Artículo 4°.- Refrendo y Vigencia

El presente Decreto Supremo será refrendado por el Ministerio de Energía y Minas y entrará en vigencia al día siguiente de su publicación en el Diario Oficial El Peruano.

Dado en la Casa de Gobierno, en Lima, a los veintitrés días del mes de noviembre del año dos mil diez

ALAN GARCÍA PÉREZ
Presidente Constitucional de la República

PEDRO SÁNCHEZ GAMARRA
Ministro de Energía y Minas

POLÍTICA ENERGÉTICA NACIONAL DEL PERÚ

2010-2040

VISIÓN

Un sistema energético que satisface la demanda nacional de energía de manera confiable, regular, continua y eficiente, que promueve el desarrollo sostenible y se soporta en la planificación y en la investigación e innovación tecnológica continua.

OBJETIVOS DE POLÍTICA

1. Contar con una matriz energética diversificada, con énfasis en las fuentes renovables y la eficiencia energética
2. Contar con un abastecimiento energético competitivo.
3. Acceso universal al suministro energético.
4. Contar con la mayor eficiencia en la cadena productiva y de uso de la energía.
5. Lograr la autosuficiencia en la producción de energéticos.
6. Desarrollar un sector energético con mínimo impacto ambiental y bajas emisiones de carbono en un marco de Desarrollo Sostenible.
7. Desarrollar la industria del gas natural, y su uso en actividades domiciliarias, transporte, comercio e industria así como la generación eléctrica eficiente.
8. Fortalecer la institucionalidad del sector energético.
9. Integrarse con los mercados energéticos de la región, que permita el logro de la visión de largo plazo.

LINEAMIENTOS DE POLÍTICA

Objetivo 1: Contar con una matriz energética diversificada, con énfasis en las fuentes renovables y la eficiencia energética.

Lineamientos de política:

- Definir la matriz energética con base en la planificación integrada del desarrollo de los recursos y establecer los mecanismos para su cumplimiento.
- Promover proyectos e inversiones para lograr una matriz energética diversificada y en base a energías renovables – convencionales y no convencionales, hidrocarburos, geotermal y nuclear, que garanticen la seguridad energética del País.
- Incorporar la Eficiencia Energética como parte de la Matriz Energética
- Priorizar la construcción de centrales hidroeléctricas eficientes como base para la generación eléctrica nacional.
- Promover el uso intensivo y eficiente de las fuentes de energías renovables convencionales y no convencionales; así como la generación distribuida.

Objetivo 2: Contar con un abastecimiento energético competitivo.

Lineamientos de política:

- Alcanzar suficiencia de la infraestructura en toda la cadena de suministro de electricidad e hidrocarburos, que asegure el abastecimiento energético.
- Establecer un marco normativo que aliente el libre acceso, la competencia y minimice la concentración del mercado, así como favorezca la transparencia en la formación de precios.
- Establecer un marco normativo que regule el acceso y las tarifas, en aquellas actividades donde no es posible establecer mercados de libre competencia.
- Facilitar una política estable de precios y tarifas que compensen costos eficientes de producción, transporte y distribución e incentiven la inversión.
- Desarrollar mecanismos que limiten el impacto de una alta volatilidad de precios en el mercado internacional.

- Promover la inversión privada en las actividades energéticas, correspondiendo al Estado ejercer su rol subsidiario.

Objetivo 3: Acceso universal al suministro energético.

Lineamientos de política:

- Alcanzar la cobertura total del suministro de electricidad e hidrocarburos.
- Subsidiar de manera temporal y focalizada el costo de la energía en los segmentos poblacionales de bajos ingresos.
- Involucrar a las comunidades locales en la formulación de los programas de energización rural.
- Impulsar el uso productivo de la energía en zonas aisladas, rurales y urbano-marginales.
- Priorizar la construcción de sistemas de transporte que garanticen la seguridad y confiabilidad del sector eléctrico.

Objetivo 4: Contar con la mayor eficiencia en la cadena productiva y de uso de la energía.

Lineamientos de política:

- Formar una cultura de uso eficiente de la energía a través de la transparencia de la información, divulgación y educación.
- Alcanzar objetivos cuantificables específicos para la eficiencia energética como parte de la matriz energética nacional.
- Alcanzar altos niveles de eficiencia energética compatibles con estándares internacionales y propiciar la creación de entidades certificadoras.
- Involucrar a las empresas del sector energético y usuarios en los programas de eficiencia energética mediante mecanismos promotores e incentivos.
- Lograr la automatización de la oferta y manejo de la demanda a través de sistemas tecnológicos inteligentes.
- Crear el centro de eficiencia energética como una entidad descentralizada dependiente del sector, encargada de promover el uso eficiente de la energía.
- Incentivar el uso productivo de la energía.

Objetivo 5: Lograr la autosuficiencia en la producción de energéticos

Lineamientos de política:

- Promover la producción de energía con base en los Recursos energéticos disponibles en las regiones del país.
- Incentivar las actividades de exploración y explotación de recursos energéticos bajo un marco económico que permita incrementar la producción de energía nacional.
- Promover inversiones dirigidas a la implementación, modernización y ampliación de las refinerías del país para atender la demanda interna.
- Mantener procesos de subastas de suministro para alcanzar con anticipación la suficiencia de generación de electricidad.
- Racionalizar la explotación de los recursos energéticos nacionales para asegurar su disponibilidad futura.

Objetivo 6: Desarrollar un sector energético con mínimo impacto ambiental y bajas emisiones de carbono en un marco de Desarrollo Sostenible.

Lineamientos de política:

- Impulsar el desarrollo y uso de energías limpias y de tecnologías con bajas emisiones contaminantes y que eviten la biodegradación de los recursos.
- Establecer medidas para la mitigación de emisiones provenientes de las actividades energéticas.
- Promover que los proyectos energéticos obtengan los beneficios de la venta de los certificados de la reducción de emisiones (CERs) para el mercado de carbono.
- Alcanzar una normativa ambiental con requerimientos compatibles con la Política Nacional del Ambiente y los estándares internacionales.
- Promover el perfeccionamiento permanente de las normas de seguridad en el uso de energéticos.
- Promover e incentivar el uso de residuos sólidos y líquidos para la producción de energía.
- Promover prácticas de responsabilidad social en las actividades energéticas.
- Promover las relaciones armoniosas entre el estado, las comunidades y empresas del sector energía.

Objetivo 7: Desarrollar la industria del gas natural, y su uso en actividades domiciliarias, transporte, comercio e industria así como la generación eléctrica eficiente.

Lineamientos de política:

- Promover la sustitución de combustibles líquidos derivados del petróleo por gas natural y gas licuado de petróleo (GLP) en la industria y el transporte urbano, interprovincial y de carga.
- Facilitar sistemas descentralizados en la distribución del gas natural en todos los sectores de consumo del País.
- Incentivar el uso eficiente y con mayor valor agregado del gas natural.
- Impulsar el desarrollo de la industria petroquímica.
- Propender al establecimiento de una tarifa única de gas natural por sector de consumo.
- Ampliar y consolidar el uso del gas natural y el GLP en la población del Perú.
- Promover el desarrollo de una red de poliductos y el fortalecimiento de los sistemas de transporte y almacenamiento de hidrocarburos acorde con el desarrollo del País.

Objetivo 8: Fortalecer la institucionalidad y transparencia del sector energético.

Lineamientos de política:

- Estabilidad jurídica para impulsar el desarrollo del sector en el largo plazo, sustentada en el marco normativo nacional.
- Contar con recursos humanos calificados en el sector energía.
- Actuar y promover la transparencia en las actividades del sector energético.
- Promover la rendición de cuentas de los actores del sector energía.
- Asegurar la autonomía administrativa y presupuestaria de los organismos e instituciones del sector.
- Promover la investigación, desarrollo e innovación tecnológica para las actividades del sector energético.



- Coordinación entre los diferentes actores del sector energético y con los sectores relacionados.
- Propiciar la simplificación y optimización de los trámites administrativos y de la estructura institucional del sector.

Objetivo 9: Integrarse con los mercados energéticos de la región, que permita el logro de la visión de largo plazo.

Lineamientos de política:

- Identificar de manera continua los beneficios de integración energética con países de la región en cuanto a seguridad, eficiencia y sostenibilidad del suministro energético para el país.
- Establecer acuerdos que permitan lograr paulatinamente una integración de mercados, mediante incentivos para el desarrollo de la infraestructura requerida.
- Realizar de manera conjunta con los países de la región programas de capacitación e investigación.



Anexo N° 7: Decreto Legislativo N° 1002

Decreto Legislativo de promoción de la inversión para la generación de electricidad con el uso de energías renovables

DECRETO LEGISLATIVO N° 1002

Concordancias:

1. [Decreto Supremo N° 050-2008-EM](#), publicado el 02/10/2008
2. [Decreto. Ley N° 25844](#), publicado el 19/11/1992
3. [Ley N° 26848](#), publicada el 29/07/1997
4. [Ley N° 28832](#), publicada el 23/07/2006
5. [Decreto Legislativo N° 1041](#), publicado el 26/06/2008
6. [Decreto Legislativo N° 1058](#), publicado el 28/06/2008
7. [Decreto Supremo N° 009-93-EM](#), publicado el 25/02/1993
8. [Decreto Supremo N° 056-2009-EM](#), publicado el 11/07/2009

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA

POR CUANTO:

Que, el Congreso de la República por Ley N° 29157 y de conformidad con el Artículo 104 de la Constitución Política del Perú ha delegado en el Poder Ejecutivo la facultad de legislar sobre materias específicas, con la finalidad de facilitar la implementación del Acuerdo de Promoción Comercial Perú - Estados Unidos y su Protocolo de Enmienda, y el apoyo a la competitividad económica para su aprovechamiento, siendo algunas de las materias de delegación la mejora del marco regulatorio, el fortalecimiento institucional, la modernización del Estado, la promoción de la inversión privada, el impulso a la innovación tecnológica, así como el fortalecimiento institucional de la Gestión Ambiental;

Que, la economía peruana viene experimentando un incremento sostenido, que a su vez genera una mayor demanda de energía eléctrica, cuyas tasas han sido de 8,3% en 2006 y 10,8% en 2007. Se estima que hasta el 2015 la tasa promedio anual de crecimiento será de 7,3%, por lo que, teniendo en cuenta la entrada en vigencia del TLC PERÚ - EEUU; los requerimientos de nueva oferta de generación para dicho año se estiman en más de 3 600 MW, para ello, la opción más limpia y beneficiosa es promover que una parte importante de dicha oferta sea con energías renovables, en lugar de la generación de electricidad con derivados del petróleo y gas natural, por ser estas fuentes no renovables y contaminantes;

Que, el fomento de las energías renovables, eliminando cualquier barrera u obstáculo para su desarrollo, implica fomentar la diversificación de la matriz energética, constituyendo un avance hacia una política de seguridad energética y de protección del medio ambiente, siendo de interés público dar un marco legal en el cual se desarrollen estas energías que alienten estas inversiones y modifique las normas vigentes que no han sido efectivas al carecer de alicientes mínimos previstos en la legislación comparada;

Que, la presente iniciativa normativa traerá beneficios adicionales tales como la implementación de un marco de fomento de la inversión privada, eliminando barreras a esta actividad energética, la preservación del medio ambiente con la producción de energías limpias, contribuyendo a lograr efectos positivos a nivel global y, al mismo

tiempo, alcanzar una condición mínima de desarrollo de la economía peruana, la cual necesita una mayor seguridad en la disponibilidad de energía;

Que, es necesario dictar incentivos para promover la inversión en la generación de electricidad con el uso de fuentes de energía renovable, incentivar la investigación científica e innovación tecnológica, además de la realización de proyectos que califiquen como Mecanismos de Desarrollo Limpio y, de obtener éstos su registro, los respectivos Certificados de Reducción de Emisiones - CRE pueden ser negociables con empresas de los países industrializados que contabilizarán estas reducciones de GEI como parte de las metas cuantitativas a que se comprometieron con el Protocolo de Kyoto;

De conformidad con lo establecido en el artículo 104 de la Constitución Política del Perú;

Con el voto aprobatorio del Consejo de Ministros y con cargo a dar cuenta al Congreso de la República;

Ha dado el Decreto Legislativo siguiente:

DECRETO LEGISLATIVO DE PROMOCIÓN DE LA INVERSIÓN PARA LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD CON EL USO DE ENERGÍAS RENOVABLES

Artículo 1.- Objeto

El presente Decreto Legislativo tiene por objeto promover el aprovechamiento de los Recursos Energéticos Renovables (RER) para mejorar la calidad de vida de la población y proteger el medio ambiente, mediante la promoción de la inversión en la producción de electricidad.

El presente Decreto Legislativo es de aplicación a la actividad de generación de electricidad con RER que entre en operación comercial a partir de la vigencia del presente Decreto Legislativo. La obtención de los derechos eléctricos correspondientes, se sujeta a lo establecido en el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, su Reglamento y normas complementarias.

Podrán acogerse a lo dispuesto en el presente Decreto Legislativo las nuevas operaciones de empresas que utilicen RER como energía primaria, previa acreditación ante el Ministerio de Energía y Minas.

Concordancias:

[D.S. N° 050-2008-EM: Art. 2°](#)

[D.S. N° 056-2009-EM](#)

Artículo 2.- Declaratoria de interés nacional y participación de la energía con RER en la matriz de generación de electricidad

2.1 Declárese de interés nacional y necesidad pública el desarrollo de nueva generación eléctrica mediante el uso de RER.

2.2 El Ministerio de Energía y Minas establecerá cada cinco (5) años un porcentaje objetivo en que debe participar, en el consumo nacional de electricidad, la electricidad

generada a partir de RER, no considerándose en este porcentaje objetivo a las centrales hidroeléctricas. Tal porcentaje objetivo será hasta el cinco por ciento (5%) en cada uno de los años del primer quinquenio.

Concordancias:

[D.S. N° 050-2008-EM](#): Art. 4°

Artículo 3.- Recursos Energéticos Renovables (RER)

Para efectos del presente Decreto Legislativo, se entiende como RER a los recursos energéticos tales como biomasa, eólico, solar, geotérmico y mareomotriz. Tratándose de la energía hidráulica, cuando la capacidad instalada no sobrepasa de los 20 MW.

Concordancias:

[D.S. N° 050-2008-EM](#): Art. 5°

Artículo 4.- Autoridades competentes

El Ministerio de Energía y Minas es la autoridad nacional competente encargada de promover proyectos que utilicen RER.

Los Gobiernos Regionales podrán promover el uso de RER dentro de sus circunscripciones territoriales, en el marco del Plan Nacional de Energías Renovables.

Artículo 5.- Comercialización de energía y potencia generada con RER

La generación de electricidad a partir de RER tiene prioridad para el despacho diario de carga efectuado por el Comité de Operación Económica del Sistema (COES), para lo cual se le considerará con costo variable de producción igual a cero (0).

Para vender, total o parcialmente, la producción de energía eléctrica, los titulares de las instalaciones a los que resulte de aplicación el presente Decreto Legislativo deberán colocar su energía en el Mercado de Corto Plazo, al precio que resulte en dicho mercado, complementado con la prima fijada por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN) en caso que el costo marginal resulte menor que la tarifa determinada por el OSINERGMIN.

Para la fijación de la tarifa y la prima indicadas en el párrafo precedente, el OSINERGMIN efectuará los cálculos correspondientes considerando la clasificación de las instalaciones por categorías y grupos según las características de las distintas RER. La tarifa y la prima se determinan de tal manera que garanticen una rentabilidad no menor a la establecida en el artículo 79 del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas.

Concordancias:

[D. Ley N° 25844](#): Art. 79°

[D.S. N° 050-2008-EM](#): Arts. 8°, 9° y 10°

Artículo 6.- Pago por uso de redes de distribución

Los Generadores con RER que tengan características de Cogeneración o Generación Distribuida conforme lo establezca el Reglamento, pagarán por el uso de redes de distribución conforme lo señala el inciso b) de la Octava Disposición Complementaria Final de la Ley N° 28832.

Concordancias:

[Ley N° 28832](#): 8va. Disp. Complementaria Final, inc. b)

Artículo 7.- Determinación de las tarifas reguladas de generación aplicables a las RER

7.1 El OSINERGMIN subastará la asignación de primas a cada proyecto con generación RER, de acuerdo a las pautas fijadas por el Ministerio de Energía y Minas. Las inversiones que concurran a la subasta incluirán las líneas de transmisión necesarias a su conexión al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).

7.2 La diferencia, para cubrir las tarifas establecidas para las RER, será obtenida como aportes de los usuarios a través de recargos en el Peaje por conexión a que se refiere el Artículo 61 de la Ley de Concesiones Eléctricas. Los respectivos generadores recibirán esta diferencia vía las transferencias que efectuará el COES, según el procedimiento que se establece en el Reglamento.

7.3 OSINERGMIN establecerá anualmente el recargo esperado en el Peaje por Conexión, en el cual se incluirá la liquidación del recargo del año anterior.

7.4 El OSINERGMIN establecerá los costos de conexión necesarios para la integración de un nuevo productor que alimente a la red interconectada mediante electricidad generada a partir de RER.

Concordancias:

[D.S. N° 050-2008-EM](#): Art. [13°](#)

[D. Ley N° 25844](#): Art. [61°](#) y [79°](#)

Artículo 8.- Despacho y acceso a las redes eléctricas de transmisión y distribución

En caso de existir capacidad en los sistemas de transmisión y/o distribución del SEIN, los generadores cuya producción se basa sobre RER tendrán prioridad para conectarse, hasta el límite máximo del porcentaje anual objetivo que el Ministerio de Energía y Minas determine conforme al artículo 2 de este Decreto Legislativo.

Artículo 9.- Servidumbres

Los titulares de concesiones de generación de energía eléctrica con RER tendrán el derecho de solicitar al Ministerio de Energía y Minas la imposición de servidumbres de conformidad con la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento.

Concordancias:

[D. Ley N° 25844](#): Arts. [110°](#) al [119°](#)

Artículo 10.- Investigación sobre energías renovables

El Consejo Nacional de Ciencia, Tecnología e Innovación Tecnológica (CONCYTEC), en coordinación con el Ministerio de Energía y Minas y los Gobiernos Regionales, implementará los mecanismos y acciones correspondientes para el desarrollo de proyectos de investigación sobre energías renovables, promoviendo la participación de universidades, instituciones técnicas y organizaciones de desarrollo especializadas en la materia.

Concordancias:

[D.S. N° 050-2008-EM](#): Art. [23°](#)

Artículo 11.- Elaboración del Plan Nacional de Energías Renovables

El Ministerio de Energía y Minas elaborará en un plazo máximo de 1 (un) año a partir de la vigencia del presente Decreto Legislativo, el Plan Nacional de Energías Renovables, el mismo que estará en concordancia con los Planes Regionales de Energías Renovables y que se enmarcará en un Plan Nacional de Energía.

El Plan Nacional de Energías Renovables incluirá aquellas estrategias, programas y proyectos a desarrollarse utilizando energías renovables, que tienden a mejorar la calidad de vida de la población y proteger el medio ambiente.

Concordancias:

[D.S. N° 050-2008-EM](#): Art. [24°](#)

Artículo 12.- Promoción de Investigación y Desarrollo de proyectos de generación eléctrica con RER

El Ministerio de Energía y Minas, con fines de investigación y desarrollo para proyectos de generación eléctrica con RER, utilizará fondos financieros que provendrán de:

12.1 Los recursos directamente recaudados, conforme a los montos previstos para esta finalidad en las Leyes Anuales de Presupuesto del Sector Público y sus modificatorias.

12.2 Los fondos provenientes de operaciones de endeudamiento externo, que acuerde el Gobierno Nacional, con sujeción a las normas legales aplicables en la materia.

12.3 Los aportes, financiamientos directos y recursos provenientes de la cooperación internacional, que se obtengan con sujeción a lo dispuesto en la normatividad vigente.

Concordancias:

[D.S. N° 050-2008-EM](#): Art. [23°](#)

DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS

Primera.- El presente Decreto Legislativo entrará en vigencia el día siguiente de su publicación en el Diario Oficial El Peruano.

Segunda.- Deróguese la Ley N° 28546 y toda norma que se oponga al presente Decreto Legislativo.

Tercera.- En un plazo máximo de noventa (90) días contados a partir de la publicación del presente Decreto Legislativo, el Ministerio de Energía y Minas elaborará las normas reglamentarias que correspondan para su adecuada aplicación. El Reglamento dispondrá los criterios de cálculo de la potencia firme de las unidades de generación con RER.

DISPOSICIONES MODIFICATORIAS

Primera.- Modifíquense los artículos 3, 4, el primer párrafo del artículo 25 y el artículo 38 del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, de acuerdo a lo siguiente:

“Artículo 3.- Se requiere concesión definitiva para el desarrollo de cada una de las siguientes actividades:

- a) La generación de energía eléctrica que utilice recursos hidráulicos, con potencia instalada mayor de 500 KW;
- b) La transmisión de energía eléctrica, cuando las instalaciones afecten bienes del Estado y/o requieran la imposición de servidumbre por parte de éste;
- c) La distribución de energía eléctrica con carácter de Servicio Público de Electricidad, cuando la demanda supere los 500 KW; y,

d) La generación de energía eléctrica con recursos Energéticos Renovables conforme a la Ley de la materia, con potencia instalada mayor de 500 KW.”

“**Artículo 4.-** Se requiere autorización para desarrollar las actividades de generación termoeléctrica, cuando la potencia instalada sea superior a 500 KW.”.

“**Artículo 25.-** La solicitud para la obtención de concesión definitiva, excepto para generación con Recursos Energéticos Renovables con potencia instalada igual o inferior a 20 MW, será presentada al Ministerio de Energía y Minas, con los siguientes datos y requisitos:
(...)”

“**Artículo 38.-** Las autorizaciones que cumplan los requisitos serán otorgadas mediante resolución ministerial por un plazo indefinido, dentro de los treinta (30) días hábiles de presentada la solicitud. La solicitud deberá estar acompañada de lo siguiente:

a) Identificación y domicilio legal del solicitante. Si es persona jurídica debe presentar la Escritura Pública de Constitución Social y el poder de su representante legal, debidamente inscritos en los Registros Públicos;

b) Declaración Jurada de cumplimiento de las normas técnicas y de conservación del medio ambiente y el Patrimonio Cultural de la Nación. Tratándose de generación termoeléctrica cuya potencia instalada sea superior a 20 MW, se presentará la resolución directoral aprobatoria del Estudio de Impacto Ambiental;

c) Memoria descriptiva y planos completos del proyecto, con los estudios del 1proyecto a un nivel de factibilidad, por lo menos;

d) Calendario de Ejecución de Obras con la indicación del inicio y la puesta en operación comercial;

e) Presupuesto del Proyecto;

f) Información técnica con fines estadísticos que consistirá, cuando menos en lo siguiente: potencia instalada de la central, número de unidades de generación, tipo de cada unidad de generación, modelo de cada unidad de generación, caudal de diseño, consumo específico de combustible, tipo de combustible; tratándose de centrales de generación en uso o repotenciadas se presentarán también los registros históricos de operación e información relevante que sustente un adecuado desempeño operativo;

g) La garantía de fiel cumplimiento de ejecución de obras que señale el Reglamento.

h) Sustento verificable del compromiso de inversionistas para el aporte de capital con fines de la ejecución de las obras;

i) Informe favorable emitido por una entidad Clasificadora de Riesgo calificada, respecto de la solvencia financiera del solicitante.

Se sujetarán al presente artículo, las concesiones definitivas para generación con Recursos Energéticos Renovables cuya potencia instalada sea igual o inferior a 20 MW.

El Reglamento establecerá los mecanismos de control para verificar su cumplimiento.”

CONCORDANCIAS: D.S. N° 056-2009-EM, Única Disp. Trans.

Segunda.- Modifíquese el numeral I) del artículo 8 de la Ley N° 28832, Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la Generación Eléctrica, de acuerdo al texto siguiente:

“Artículo 8.- Condiciones de los contratos derivados de un proceso de Licitación
(...)

I. Plazos de suministro de hasta veinte (20) años y Precios Firmes, ninguno de los cuales podrá ser modificado por acuerdo de las partes, a lo largo de la vigencia del contrato, salvo autorización previa de OSINERGMIN. Cuando se trate de reducciones de precios durante la vigencia de los respectivos contratos, los Distribuidores deberán transferir a los consumidores el cincuenta por ciento (50%) de dichas reducciones¹.

POR TANTO:

Mando se publique y cumpla, dando cuenta al Congreso de la República.

Dado en la Casa de Gobierno, en Lima, el primer día del mes de mayo del año dos mil ocho.

ALAN GARCÍA PÉREZ
Presidente Constitucional de la República

JUAN VALDIVIA ROMERO
Ministro de Energía y Minas y
Encargado del Despacho de la Presidencia
del Consejo de Ministros

¹ Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Legislativo N° 1041, publicado el 26 junio 2008 cuyo texto rige en la actualidad. El texto original era el siguiente:

I. Plazos de suministro de hasta quince (15) años y Precios Firmes, ninguno de los cuales podrá ser modificado por acuerdo de las partes, a lo largo de la vigencia del contrato, salvo autorización previa de OSINERGMIN. Cuando se trate de reducciones de precios durante la vigencia de los respectivos contratos, los Distribuidores deberán transferir a los consumidores el cincuenta por ciento (50%) de dichas reducciones.

Anexo N° 8: Decreto Supremo N° 012-2011

DECRETO SUPREMO N° 012-2011-EM

Publicado en el diario oficial El Peruano el 23/03/2011

Concordancias:

1. **Decreto Legislativo N° 1002** publicado con fecha 02/05/2008. Decreto Legislativo de promoción de la inversión para la generación de electricidad con el uso de energías renovables.
2. **Decreto Ley N° 25844** publicado con fecha 19/11/1992. Ley de Concesiones Eléctricas.
3. **Resolución Ministerial N° 143-2001-EM-VME** publicada con fecha 31/03/2001. Aprobación de los Procedimientos Técnicos del COES del N° 1 al N° 19.
4. **Resolución OSINERGMIN N° 200-2009-OS/CD** publicada con fecha 01/11/2009. Norma "Procedimiento sobre Hibridación de Instalaciones de Generación Eléctrica que Utilicen Recursos Energéticos Renovables.
5. **Resolución OSINERGMIN N° 201-2009-OS/CD** publicada con fecha 01/11/2009. Norma "Procedimiento para ejecutar la Garantía de Fiel Cumplimiento del Contrato de Generación de Electricidad con Recursos Renovables Energéticos.
6. **Resolución OSINERGMIN N° 001-2010-OS/CD** publicada con fecha 15/01/2010. Norma "Procedimiento de cálculo de la Prima para la Generación de Electricidad con Recursos Energéticos Renovables.
7. **Resolución OSINERGMIN N° 215-2010-OS/CD** publicada con fecha 29/08/2010. Procedimiento Técnico COES "Programación de Mediano Plazo de la Operación del SEIN.
8. **Resolución OSINERGMIN N° 289-2010-OS/CD** publicada con fecha 30/12/2010. Procedimiento Técnico del Comité de Operación Económica del Sistema "Cálculo de la Energía Dejada de Inyectar por Causas Ajenas al Generador RER.

Modificatorias

1. **Decreto Supremo N° 031-2012-EM**, publicado el 23/08/2012.
2. **Decreto Supremo N° 024-2013-EM**, publicado el 06/07/2013.

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA

CONSIDERANDO:

Que, el 02 de mayo de 2008 se publicó el Decreto Legislativo N° 1002, Ley de Promoción de la Inversión para la Generación de Electricidad con el uso de Energías Renovables;

Que, el citado Decreto Legislativo contiene las normas generales sobre incentivos para promover la inversión en generación eléctrica a partir de Recursos Energéticos Renovables, aspectos que deben ser materia de normas reglamentarias para el debido cumplimiento de los objetivos señalados;

Que, de la experiencia recogida del proceso de la primera Subasta de Suministro de Electricidad con Recursos Energéticos Renovables, se ha visto por necesario revisar

las normas reglamentarias a efectos de tener mayor claridad en la aplicación de las normas;

De conformidad con las atribuciones previstas en los numerales 8) y 24) del Artículo 118 de la Constitución Política del Perú;

DECRETA:

Artículo 1.- Derogación

Derógase el Reglamento de la Generación de Electricidad con energías Renovables, aprobado por el Decreto Supremo N° 050-2008-EM.

Artículo 2.- Aprobación

Aprobar el Reglamento de la Generación de Electricidad con Energías Renovables, que consta de siete (07) Títulos, veintiséis (26) Artículos, dos (02) Disposiciones Complementarias, y dos (02) Disposiciones Transitorias, que forma parte integrante del presente Decreto Supremo.

Artículo 3.- Modificación del artículo 110 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas

Modifíquese el inciso f), incorpórese el inciso g) y modifíquese el último párrafo, del artículo 110 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM.

“Artículo 110.- La potencia firme de cada una de las unidades generadoras del sistema se calculará según los siguientes criterios y procedimientos:
(...)

f) Para alcanzar o acercarse a la máxima demanda en los sistemas eléctricos donde la suma de las potencias firmes de las unidades de generación de las diferentes tecnologías no llegue a cubrir la máxima demanda del sistema a nivel generación, se seguirá el siguiente procedimiento secuencial: i) se disminuirán las exigencias en el número de horas de regulación, ii) se reducirá la probabilidad de excedencia hidráulica, y iii) se disminuirá la indisponibilidad de las centrales térmicas e hidráulicas.

g) La Potencia Firme de las centrales RER se determina de la siguiente manera:

I. Para las centrales RER hidráulicas se calcula conforme el inciso b) del presente artículo.

II. Para las centrales RER que utilizan tecnología biomasa o geotérmica se calcula conforme al inciso a) del presente artículo, salvo que se trate de centrales de cogeneración, en cuyo caso la Potencia Firme se determina conforme al Reglamento de Cogeneración, aún cuando no sean “Centrales de Cogeneración Calificadas”.

III. Para las centrales RER que utilizan tecnología eólica, solar o mareomotriz, la Potencia Firme es igual a cero (0).

Los procedimientos para todos los casos serán propuestos por el COES al OSINERGMIN.”

Artículo 4.- Refrendo y vigencia

El presente Decreto Supremo será refrendado por el Ministro de Energía y Minas y entrará en vigencia a partir del día siguiente de su publicación en el Diario Oficial El Peruano.

Dado en la Casa de Gobierno, en Lima, a los veintidós días del mes de marzo del año dos mil once

ALAN GARCÍA PÉREZ
Presidente Constitucional de la República

PEDRO SÁNCHEZ GAMARRA
Ministro de Energía y Minas



REGLAMENTO DE LA LEY DE PROMOCIÓN DE LA INVERSIÓN PARA LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD CON EL USO DE ENERGÍAS RENOVABLES;

TÍTULO I

DISPOSICIONES GENERALES

Artículo 1.- Definiciones

Los términos que empiezan con mayúscula distintos a los indicados, tienen el significado establecido en la Ley, LCE, RLCE u otras normas aplicables.

Cualquier mención a artículos o títulos sin señalar la norma a la que corresponden, se debe entender referida al presente Reglamento. Los plazos establecidos en días, se computan en días hábiles, salvo que se indique expresamente lo contrario. Se entienden por hábiles, todos los días del año, excepto sábados, domingos, feriados y aquellos declarados como no laborables a nivel nacional por el Poder Ejecutivo para el sector público.

Para los efectos del presente Reglamento, entiéndase por:

1.1 Adjudicatario: Es el Postor a quien se le adjudica la Buena Pro del proceso de Subasta. La Subasta puede tener uno o más Adjudicatarios.

1.2 Bases: Documento elaborado y aprobado por el Ministerio, para la conducción por parte de OSINERGMIN de los procesos de Subastas a que hace referencia el numeral 7.1 del artículo 7 de la Ley.

1.3 Bases Consolidadas: Versión final de las Bases aprobada por el Comité como resultado de la etapa de análisis de sugerencias y consultas a las Bases.

1.4 Cargo por Prima: Es el cargo unitario determinado para cada año por OSINERGMIN para asegurar que la Sociedad Concesionaria reciba la Prima correspondiente. Este cargo será incluido en el Peaje por Conexión del Sistema Principal de Transmisión, y los respectivos montos serán transferidos a la Sociedad Concesionaria vía las transferencias que efectúa el COES.

1.5 COES: Es el Comité de Operación Económica del Sistema.

1.6 Comité: Es el Comité de Conducción del Proceso encargado de la conducción del proceso de Subasta hasta la Fecha de Cierre conforme al cronograma del proceso establecido en las Bases¹.

1.7 Consumo Nacional de Electricidad: Es el total de energía eléctrica producida anualmente en el país, incluida la autoproducción y la importación, menos la exportación.

1.8 Contrato: Es el Contrato para el Suministro de Energía Renovable resultante de la Subasta, que establece los compromisos y condiciones relativos a la construcción, operación, suministro de energía y régimen tarifario de las centrales de generación con

¹ Numeral 1.6 modificado por el Artículo 1° del Decreto Supremo N° 024-2013-EM, cuyo texto rige actualmente. El texto anterior era el siguiente:

1.6 Comité: Es el Comité de Conducción del Proceso, encargado de conducir todo el proceso de Subasta con las facultades previstas en las Bases.

RER. Incluye las Bases. Se inicia a partir de la Fecha de Cierre y se mantiene vigente hasta la Fecha de Término del Contrato².

1.9 **DGE:** Es la Dirección General de Electricidad.

1.10 **Energía Adjudicada:** Es la cantidad anual de energía expresada en MWh y estipulada en el Contrato que la Sociedad Concesionaria se obliga a producir con la correspondiente central de generación RER que resultó adjudicataria e inyectar al sistema eléctrico hasta la Fecha de Término del Contrato³.

1.11 **Energía Dejada de Inyectar por Causas Ajenas al Generador RER:** Es la energía que el Generador RER no puede inyectar al SEIN por disposiciones del COES y/o por condiciones de operación del sistema eléctrico y/o instalaciones de terceros y/o por causas de fuerza mayor calificadas por OSINERGMIN. Es determinada según el correspondiente Procedimiento del COES.

1.12 **Energía Requerida:** Es la cantidad total de energía anual expresada en MWh materia de la Subasta. La Energía Requerida así como la participación de cada tecnología RER para cubrir dicha energía, es determinada por el Ministerio.

1.13 **Factor de Corrección:** Es la proporción entre las inyecciones netas de energía más la Energía Dejada de Inyectar por Causas Ajenas al Generador RER, respecto de la Energía Adjudicada. Este factor, se aplica a la Tarifa de Adjudicación cuando su valor es menor a uno (1,0).

1.13.A **Fecha de Cierre:** Es el día establecido en las Bases, en que se cumplen todos y cada uno de los requisitos establecidos en las Bases para la firma del Contrato y conclusión del proceso de Subasta⁴.

1.13.B **Fecha de Término del Contrato:** Es la fecha máxima establecida en las Bases, no modificable por ninguna causa, hasta la cual se le pagará al Concesionario la Tarifa de Adjudicación⁵.

1.13.C **Fecha Real de Puesta en Operación Comercial:** Fecha real de entrada en operación comercial de cada central, certificada por el COES de acuerdo a sus Procedimientos, la cual no podrá exceder en dos (02) años la Fecha Referencial de Puesta en Operación Comercial, caso contrario el Contrato quedará automáticamente resuelto y se ejecutará la Garantía de Fiel Cumplimiento⁶.

² Numeral 1.8 modificado por el Artículo 1° del Decreto Supremo N° 024-2013-EM, cuyo texto rige actualmente. El texto anterior era el siguiente:

1.8 Contrato: Es el Contrato para el Suministro de Energía Renovable resultante de la Subasta, que establece los compromisos y condiciones relativos a la construcción, operación, suministro de energía y régimen tarifario de las centrales de generación con RER. Incluye las Bases. Se inicia a partir de la Fecha de Cierre y se mantiene vigente hasta la terminación del Plazo de Vigencia.

³ Numeral 1.10 modificado por el Artículo 1° del Decreto Supremo N° 024-2013-EM, cuyo texto rige actualmente. El texto anterior era el siguiente:

1.10 Energía Adjudicada: Es la cantidad anual de energía activa expresada en MWh y estipulada en el Contrato que la Sociedad Concesionaria se obliga a producir con la correspondiente central de generación RER que resultó adjudicataria e inyectar al sistema eléctrico durante el Plazo de Vigencia.

⁴ Numeral 1.13.A incorporado por el Artículo 2° del Decreto Supremo N° 024-2013-EM.

⁵ Numeral 1.13.B incorporado por el Artículo 2° del Decreto Supremo N° 024-2013-EM.

⁶ Numeral 1.13.C incorporado por el Artículo 2° del Decreto Supremo N° 024-2013-EM.

1.13.D Fecha Referencial de Puesta en Operación Comercial: Es la fecha establecida en las Bases, considerando veinte (20) años hasta la Fecha de Término del Contrato⁷.

1.14 Ingreso Garantizado: Es el ingreso anual que percibirá la Sociedad Concesionaria por las Inyecciones Netas de Energía hasta el límite de la Energía Adjudicada, remuneradas a la Tarifa de Adjudicación. Se aplicará desde la Puesta en Operación Comercial hasta la Fecha de Término del Contrato⁸.

1.15 Inyecciones Netas de Energía: Son iguales a la diferencia entre las inyecciones menos los retiros de energía por obligaciones contractuales con terceros.

1.16 LCE: Es el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas.

1.17 Ley: Es el Decreto Legislativo N° 1002 para la Promoción de la Inversión para la Generación de Electricidad con el uso de Energías Renovables.

1.18 Ministerio: Es el Ministerio de Energía y Minas, que en representación del Estado firma el Contrato⁹.

1.19 Oferta: Es la propuesta que formula un Postor conforme a las Bases. Está compuesta, por la energía anual ofertada con generación RER, expresada en MWh y el precio monómico correspondiente, expresado en US\$/MWh¹⁰.

1.20 OSINERGMIN: Es el Organismo Supervisor de la Inversión en Minería y Energía, competente para fiscalizar el cumplimiento del Contrato¹¹.

1.21 Período Tarifario: Período de doce (12) meses que inicia en mayo de cada año.

1.22 Plazo de Vigencia de la Tarifa de Adjudicación (Plazo de Vigencia): Es el período comprendido entre la Fecha Real de Puesta en Operación Comercial y la Fecha de Término del Contrato. Durante el Plazo de Vigencia la Sociedad Concesionaria está obligada a suministrar electricidad al sistema con tecnología RER y se le garantiza el pago de la Tarifa de Adjudicación por las Inyecciones Netas de Energía producida por su central, hasta el límite de la Energía Adjudicada¹².

⁷ Numeral 1.13.D incorporado por el Artículo 2° del Decreto Supremo N° 024-2013-EM.

⁸ Numeral 1.14 modificado por el Artículo 1° del Decreto Supremo N° 024-2013-EM, cuyo texto rige actualmente. El texto anterior era el siguiente:

1.14 Ingreso Garantizado: Es el ingreso anual que percibirá la Sociedad Concesionaria por las Inyecciones Netas de Energía hasta el límite de la Energía Adjudicada, remuneradas a la Tarifa de Adjudicación. Se aplicará únicamente durante el Plazo de Vigencia correspondiente.

⁹ Numeral 1.18 modificado por el Artículo 1° del Decreto Supremo N° 024-2013-EM, cuyo texto rige actualmente. El texto anterior era el siguiente:

1.18 Ministerio: Es el Ministerio de Energía y Minas.

¹⁰ Numeral 1.19 modificado por el Artículo 1° del Decreto Supremo N° 024-2013-EM, cuyo texto rige actualmente. El texto anterior era el siguiente:

1.19 Oferta: Es la propuesta que formula un Postor conforme a las Bases. Está compuesta, como mínimo, por la energía anual ofertada con generación RER, expresada en MWh, la fecha prevista de entrada en operación comercial y el precio monómico correspondiente, expresado en US\$/MWh.

¹¹ Numeral 1.20 modificado por el Artículo 1° del Decreto Supremo N° 024-2013-EM, cuyo texto rige actualmente. El texto anterior era el siguiente:

1.20 OSINERGMIN: Es el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, competente para conducir las Subastas y fiscalizar el cumplimiento del cronograma de ejecución de obras.

¹² Numeral 1.22 modificado por el Artículo 1° del Decreto Supremo N° 024-2013-EM, cuyo texto rige actualmente. El texto anterior era el siguiente:

1.23 **Postor:** Es la persona jurídica, nacional o extranjera que puede realizar actos jurídicos y asumir obligaciones en el Perú y que presenta la Oferta cumpliendo con las condiciones y requisitos establecidos en las Bases.

1.24 **Prima:** Es el monto anual que se requiere para que la Sociedad Concesionaria reciba el Ingreso Garantizado, una vez descontados los ingresos netos recibidos por transferencias determinadas por el COES.

1.25¹³

1.26 **RER:** Recursos Energéticos Renovables, conforme a lo establecido en el artículo 3 de la Ley. Toda generación con RER tiene prioridad en el despacho diario de carga que efectúa el COES, para lo cual se le considerará con costo variable de producción igual a cero (0), independientemente si el Generador RER es Adjudicatario o no.

1.27 **Reglamento:** Es el presente Reglamento.

1.28 **RLCE:** Es el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado por el Decreto Supremo N° 009-93-EM.

1.29 **SEIN:** Es el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.

1.30 **Sociedad Concesionaria:** Es la persona jurídica de naturaleza mercantil constituida de conformidad con la Ley General de Sociedades y con lo prescrito en las Bases, que firma el Contrato ante el Comité¹⁴.

1.31 **Subasta:** Es el proceso de concurso público convocado por OSINERGMIN con la finalidad de asignar la Tarifa de Adjudicación a cada proyecto de generación con RER hasta cubrir la Energía Requerida. Concluye en la Fecha de Cierre¹⁵.

1.32 **Tarifa Base:** Es la tarifa para efectos de la Subasta, calculada por OSINERGMIN por tipo de tecnología de generación con RER, considerando la tasa prevista en el artículo 79 de la LCE.

1.33 **Tarifa de Adjudicación:** Es la oferta de precio monómico del Adjudicatario en US\$/MWh. Esta tarifa se le garantiza a cada Adjudicatario por las Inyecciones Netas de Energía hasta el límite de su Energía Adjudicada. Cada Tarifa de Adjudicación tiene

*1.22 **Plazo de Vigencia de la Tarifa de Adjudicación (Plazo de Vigencia):** Es el período de veinte (20) años contado a partir de la Puesta en Operación Comercial. Durante el Plazo de Vigencia el Postor se compromete a suministrar electricidad al sistema con tecnología RER y se le garantiza el pago de la Tarifa de Adjudicación por las Inyecciones Netas de Energía producida por su central, hasta el límite de la Energía Adjudicada.*

¹³ Numeral 1.25 derogado por el Artículo 3° del Decreto Supremo N° 024-2013-EM. El texto que se encontraba vigente era el siguiente:

*1.25 **Puesta en Operación Comercial:** Fecha efectiva de entrada en operación comercial de cada central, certificada por el COES de acuerdo con sus Procedimientos.*

¹⁴ Numeral 1.30 modificado por el Artículo 1° del Decreto Supremo N° 024-2013-EM, cuyo texto rige actualmente. El texto anterior era el siguiente:

*1.30 **Sociedad Concesionaria:** Es la persona jurídica de naturaleza mercantil constituida de conformidad con la Ley General de Sociedades y con lo prescrito en las Bases, que firma el Contrato como resultado de la Subasta.*

¹⁵ Numeral 1.31 modificado por el Artículo 1° del Decreto Supremo N° 024-2013-EM, cuyo texto rige actualmente. El texto anterior era el siguiente:

*1.31 **Subasta:** Es el proceso de concurso público convocado y conducido por OSINERGMIN con la finalidad de asignar la Tarifa de Adjudicación a cada proyecto de generación con RER hasta cubrir la Energía Requerida.*

carácter firme y es aplicada únicamente desde la Puesta en Operación Comercial hasta la Fecha de Término del Contrato, aplicando el Factor de Corrección y la fórmula de actualización establecidas en las Bases¹⁶.

Artículo 2.- Objeto

El Reglamento tiene por objeto establecer las disposiciones reglamentarias necesarias para la adecuada aplicación de la Ley a fin de promover el desarrollo de actividades de producción de energía eléctrica a base del aprovechamiento de RER.

Los aspectos no previstos en el presente Reglamento se sujetan a lo dispuesto por la LCE, el RLCE y demás normas aplicables, en tanto no se opongan a lo dispuesto por la Ley y el presente Reglamento.

Artículo 3.- Procedimiento administrativo

El procedimiento administrativo para el otorgamiento de concesiones para el desarrollo de generación con RER a las que hace referencia este Reglamento, se regirá por lo dispuesto en la LCE y el RLCE.

TÍTULO II

SUBASTA PARA GENERACIÓN CON RER

Artículo 4.- Energía Requerida

La Energía Requerida en la Subasta se determina considerando la participación de la generación RER referida en el numeral 2.2 del artículo 2 de la Ley, aplicando los siguientes criterios:

- a) Se calcula el Consumo Nacional de Electricidad para el año correspondiente a la fecha límite prevista en las Bases para la Puesta en Operación Comercial, en función al Consumo Nacional de Electricidad, tomando como referencia la tasa de crecimiento considerada en la fijación de Tarifas en Barra vigente.
- b) Se calcula la participación de la generación RER, multiplicando el Consumo Nacional de Electricidad calculado en a), por el porcentaje objetivo vigente al que hace referencia el numeral 2.2 del artículo 2 de la Ley.
- c) La Energía Requerida corresponderá a la participación de la generación RER calculada en b), menos el total de la Energía Adjudicada de los Contratos vigentes correspondientes a tecnología RER diferente a la hidroeléctrica.

Artículo 5.- Composición de la Energía Requerida¹⁷

¹⁶ ¹⁶ Numeral 1.33 modificado por el Artículo 1° del Decreto Supremo N° 024-2013-EM, cuyo texto rige actualmente. El texto anterior era el siguiente:

1.33 Tarifa de Adjudicación: Es la oferta de precio monómico del Adjudicatario en US\$/MWh. Esta tarifa se le garantiza a cada Adjudicatario por las Inyecciones Netas de Energía hasta el límite de su Energía Adjudicada. Cada Tarifa de Adjudicación tiene carácter de firme y es aplicada únicamente durante el correspondiente Plazo de Vigencia, aplicando el Factor de Corrección y la fórmula de actualización establecida en las Bases.

¹⁷ Artículo 5° modificado por el Artículo 1° del Decreto Supremo N° 024-2013-EM, cuyo texto rige actualmente. El texto anterior era el siguiente:

Artículo 5.- Composición de la Energía Requerida

Para cada Subasta el Ministerio definirá el porcentaje de participación de cada tecnología RER en la Energía Requerida, considerando el Plan Nacional de Energías Renovables y/o alguno o la combinación de los siguientes aspectos:

- a) Proporción inversa al precio monómico (US\$/MWh) de cada tecnología.
- b) Proporción directa a la garantía de Potencia Firme por tecnología.
- c) Promoción de la competencia.

Artículo 6.- Aviso Previo

Con una anticipación no menor de sesenta (60) días calendario a la fecha prevista de convocatoria a Subasta, el Ministerio publicará en por lo menos un diario de circulación nacional y en su Portal de Internet, un aviso previo a la convocatoria indicando, como mínimo, la Energía Requerida, la energía adicional para hidroeléctricas y la fecha prevista de convocatoria a Subasta.

Artículo 7.- Sistema de Información y Registro

OSINERGMIN mantendrá habilitado en su Portal de Internet un sitio donde:

- a) Publicará los documentos de todas las etapas de cada proceso de Subasta que convoque, desde los avisos hasta la adjudicación.
- b) Establecerá un sistema de información y registro en el que publicará permanentemente el incremento de la capacidad instalada con generación RER y la energía producida por tipo de tecnología, respecto a la Energía Requerida determinada conforme a lo establecido en el artículo 4.
- c) A partir de la fecha de convocatoria, los interesados en ser Postores en un proceso de Subasta, deberán registrarse en el sistema señalado en el inciso b), durante el plazo que se indique en las Bases. Dicho registro es un requisito para participar en la Subasta, y tiene carácter confidencial.

Artículo 8.- Bases

8.1 Las Bases serán elaboradas por el Ministerio y aprobadas por Resolución del Viceministro de Energía, la cual será publicada en el Diario Oficial El Peruano así como en el Portal de Internet del Ministerio. Las Bases aprobadas son obligatorias para todo aquel que participe en el proceso de Subasta.

8.2 Las Bases deben establecer la Fecha de Término del Contrato¹⁸.

Para cada Subasta el Ministerio definirá en las Bases el porcentaje de participación de cada tipo de tecnología RER en la Energía Requerida, considerando el Plan Nacional de Energías Renovables y/o los lineamientos de política energética del país.

La capacidad instalada de los proyectos hidroeléctricos comprendidos en una Oferta deberá ser igual o menor de 20 MW. La producción de estos proyectos no se contabiliza en la cobertura de la Energía Requerida. No serán considerados en esta categoría aquellos proyectos que han sido desarrollados con una capacidad igual o inferior a 20 MW únicamente para acogerse al Régimen RER y que impidan el desarrollo de un proyecto hidroeléctrico de mayor capacidad en la cuenca hidrográfica.

Anteriormente, el segundo párrafo de este Artículo 5° había sido modificado por el Artículo 1° del Decreto Supremo N° 031-2012-EM. El texto original era el siguiente:

La capacidad instalada de los proyectos hidroeléctricos comprendidos en una Oferta deberá ser igual o menor de 20 MW. La producción de estos proyectos no se contabiliza en la cobertura de la Energía Requerida.

¹⁸ Numeral 8.2 modificado por el Artículo 1° del Decreto Supremo N° 024-2013-EM, cuyo texto rige actualmente. El texto anterior era el siguiente:

8.3 Las Bases establecerán como mínimo dos (02) tipos de garantías: (i) Garantía de Seriedad de Oferta; y, (ii) Garantía de Fiel Cumplimiento de ejecución de obras.

Artículo 9.- Convocatoria a Subasta¹⁹

Cada dos (02) años, el Ministerio evaluará la necesidad de convocar a Subasta en el marco del artículo 2° de la Ley.

OSINERGMIN publicará la convocatoria a Subasta en, por lo menos, un diario de circulación nacional y en un medio especializado internacional, así como en su Portal de Internet.

El aviso de convocatoria deberá contener, como mínimo, la información relativa a la Energía Requerida por tipo de tecnología, la Fecha Referencial de Puesta en Operación Comercial, la Fecha de Término del Contrato y los hitos más relevantes del cronograma del proceso.

De ser el caso, el Ministerio, a propuesta del COES, aprueba las máximas potencias que las centrales RER eólicas pueden inyectar en las Barras del SEIN.

Artículo 10.- Requisitos para ser Postor

Las Bases deberán establecer, entre otros, los siguientes requisitos:

- a) Haber adquirido las Bases.
- b) Datos del proyecto, que incluya: la potencia nominal a ser instalada, el factor de planta, los registros de mediciones, ubicación del proyecto a nivel de distrito y barra de conexión al sistema. La información tiene carácter referencial para los fines de la Subasta.
- c) Declaración jurada de haber realizado las mediciones y/o estudios del recurso renovable durante un período no menor de un (01) año.
- d) Declaración jurada que los equipos a ser instalados serán nuevos, y en ningún caso la antigüedad de fabricación podrá ser mayor a dos (2) años. El certificado del fabricante que acredite el contenido de dicha declaración jurada será exigido por OSINERGMIN durante la etapa de construcción.
- e) Para el caso de proyectos hidroeléctricos, declaración jurada de que la máxima capacidad de generación eléctrica que es posible aprovechar del recurso energético en la planta en conjunto, incluyendo las instalaciones

8.2 Las Bases deben establecer el límite de la fecha prevista para la Puesta en Operación Comercial para cada tecnología RER.

¹⁹ Artículo 9° modificado por el Artículo 1° del Decreto Supremo N° 024-2013-EM, cuyo texto rige actualmente. El texto anterior era el siguiente:

Artículo 9.- Convocatoria a Subasta

Cada dos (02) años, en el mes de agosto, el Ministerio evaluará la necesidad de convocar a Subasta en el marco del artículo 2 de la Ley.

OSINERGMIN publicará la convocatoria a Subasta en, por lo menos, un diario de circulación nacional y en un medio especializado internacional, así como en su Portal de Internet.

El aviso de convocatoria deberá contener, como mínimo, la información relativa a la Energía Requerida por tipo de tecnología, el correspondiente Plazo de Vigencia y los hitos más relevantes del cronograma del proceso.

En cada Subasta, el Ministerio, a propuesta del COES, aprueba las máximas potencias que las centrales RER, distintas a las hidroeléctricas, geotérmicas y biomasa, pueden inyectar en las Barras del SEIN.

existentes o futuras, no es mayor a 20 MW y que la implementación del proyecto no obstaculiza el aprovechamiento hidroenergético óptimo de la cuenca hidrográfica²⁰.

- f) Una garantía de Seriedad de Oferta Solidaria, incondicional, irrevocable, de realización automática, sin beneficio de excusión, mediante una Carta Fianza Bancaria a favor de OSINERGMIN, con vigencia hasta la Fecha de Cierre²¹.
- g) Asumir la obligación, que en la Fecha de Cierre, presentará una Garantía de Fiel Cumplimiento solidaria, incondicional, irrevocable, de realización automática, sin beneficio de excusión, por el monto que se indique en las Bases, mediante una Carta Fianza Bancaria a favor del Ministerio que debe ser mantenida vigente hasta la Fecha Real de Puesta en Operación Comercial. Esta Carta Fianza deberá tener una vigencia de por lo menos ciento ochenta (180) días calendario y debe ser renovada, por el mismo plazo, antes de su vencimiento. De no renovarse, el obligado debe reponer la Garantía de Fiel Cumplimiento incrementada en veinte por ciento (20%) dentro del plazo de cinco (05) días calendario de la fecha de vencida su vigencia, sin necesidad de requerimiento alguno bajo apercibimiento de ejecución de la Garantía de Fiel Cumplimiento y quedar resuelto el Contrato²².
- h) Asumir la obligación de que en el plazo máximo de noventa (90) días desde la Fecha de Cierre, presentará a OSINERGMIN un cronograma referencial de ejecución de obras²³.

²⁰ Inciso e) modificado por el Artículo 1° del Decreto Supremo N° 024-2013-EM, cuyo texto rige actualmente. El texto anterior era el siguiente:

e) *Para el caso de proyectos hidroeléctricos, declaración jurada de que la máxima capacidad de generación eléctrica que es posible aprovechar del recurso energético en la planta en conjunto, incluyendo las instalaciones existentes o futuras, no es mayor a 20 MW y que el desarrollo de su concesión no obstaculiza el aprovechamiento eficiente y racional de la cuenca hidrográfica.*

Este inciso fue modificado anteriormente por el Artículo 1° del Decreto Supremo N° 031-2012-EM, cuyo texto rige actualmente. El texto original era el siguiente:

e) *Para el caso de proyectos hidroeléctricos, declaración jurada de que la máxima capacidad de generación eléctrica que es posible aprovechar del recurso energético en la planta en conjunto, incluyendo las instalaciones existentes o futuras, no es mayor a 20 MW.*

²¹ Inciso f) modificado por el Artículo 1° del Decreto Supremo N° 024-2013-EM, cuyo texto rige actualmente. El texto anterior era el siguiente:

f) *Una Garantía de Seriedad de Oferta solidaria, incondicional, irrevocable, de realización automática, sin beneficio de excusión, mediante una Carta Fianza Bancaria a favor de OSINERGMIN, con vigencia hasta la fecha de firma del Contrato.*

²² Inciso g) modificado por el Artículo 1° del Decreto Supremo N° 024-2013-EM, cuyo texto rige actualmente. El texto anterior era el siguiente:

g) *Asumir la obligación, que para la firma del Contrato, presentará una Garantía de Fiel Cumplimiento solidaria, incondicional, irrevocable, de realización automática, sin beneficio de excusión, por el monto que se indique en las Bases, mediante una Carta Fianza Bancaria a favor del Ministerio que debe ser mantenida vigente hasta la fecha de Puesta en Operación Comercial de la Central. Esta Carta Fianza deberá tener una vigencia de por lo menos ciento ochenta (180) días calendario y debe ser renovada, por el mismo plazo, antes de su vencimiento. De no renovarse, el obligado debe reponer la Garantía de Fiel Cumplimiento incrementada en 100% dentro del plazo de cinco (05) días calendario de la fecha de vencida su vigencia, sin necesidad de requerimiento alguno bajo apercibimiento de ejecución de la Garantía de Fiel Cumplimiento y quedar resuelto el Contrato.*

²³ Inciso h) modificado por el Artículo 1° del Decreto Supremo N° 024-2013-EM, cuyo texto rige actualmente. El texto anterior era el siguiente:

h) *Asumir la obligación de que en el plazo máximo de noventa (90) días desde la firma del Contrato con el Ministerio, presentará al Ministerio el presupuesto del proyecto y el*

- i) Asumir la obligación de cumplir con el Contrato mediante la concesión definitiva de generación RER obtenida conforme a las normas y procedimientos establecidos en la LCE, el RLCE y demás normas legales aplicables.

Artículo 11.- Comité de Conducción del Proceso

11.1 En un plazo máximo de treinta (30) días con posterioridad a la publicación del Aviso Previo, se conformará el Comité encargado de conducir la Subasta y el acto público de adjudicación de la Buena Pro.

11.2 El Comité estará integrado por tres (03) miembros, de los cuales dos (02) son designados por OSINERGMIN y uno (01) es designado por el Ministerio. El Comité será presidido por uno de los designados por OSINERGMIN.

Artículo 12.- Presentación de Ofertas

12.1 El precio monómico comprendido en la Oferta, deberá incluir los costos de inversión de la infraestructura de transmisión necesaria para su conexión al SEIN.

12.2 La potencia comprometida a instalar y la energía ofertada anual, comprendidos en la Oferta, deben ser valores únicos por cada proyecto. Para efectos de la fecha de Puesta en Operación Comercial, no se permitirá particionar la Central por unidades de generación eléctrica, etapas, fases o de cualquier otra forma.

Artículo 13.- Determinación de la Tarifa Base

Para la determinación de la Tarifa Base, OSINERGMIN deberá considerar, entre otros aspectos, los costos eficientes de inversión y, de operación y mantenimiento, así como los costos relacionados a las conexiones al sistema necesarias para su operación.

Artículo 14.- Evaluación de Ofertas y Adjudicación de Buena Pro

La evaluación de Ofertas y adjudicación de Buena Pro deberán ser efectuadas en un solo acto público con participación de Notario Público, según el procedimiento correspondiente, cumpliendo los siguientes criterios:

14.1 La adjudicación se efectuará en orden de mérito de las Ofertas que no superen la Tarifa Base y hasta que se complete la participación establecida en las Bases de la respectiva tecnología RER en el total de la Energía Requerida. Las Bases establecerán el procedimiento de detalle para la selección y adjudicación de las Ofertas, el cual será efectuado en un solo acto público y de manera independiente por cada tipo de tecnología RER.

14.2 La participación de cada tipo de tecnología sólo será cubierta por las Ofertas adjudicadas para esa tecnología.

Artículo 15.- Acta de Adjudicación²⁴

cronograma de inversiones y ejecución de obras compatible con la fecha de inicio del Plazo de Vigencia correspondiente.

²⁴ Artículo 15° modificado por el Artículo 1° del Decreto Supremo N° 024-2013-EM, cuyo texto rige actualmente. El texto anterior era el siguiente:

Artículo 15.- Acta de Adjudicación

15.1 Adjudicada la Buena Pro, se elaborará un acta que será firmada por los miembros del Comité, por el Notario Público y por los representantes de los Postores que así lo deseen. En el acta deberán quedar registradas para cada oferta adjudicada, como mínimo, el Plazo de

15.1 Adjudicada la Buena Pro, se elaborará un acta que será firmada por los miembros del Comité, por el Notario Público y por los representantes de los Postores que así lo deseen. En el acta deberán quedar registradas para cada oferta adjudicada, como mínimo, la Fecha de Término del Contrato, la Energía Adjudicada, la fecha prevista de Puesta en Operación Comercial, la Tarifa de Adjudicación y la respectiva fórmula de actualización establecida en las Bases.

15.2 Se remitirá copias del acta a la DGE y al COES dentro de los tres (03) días siguientes de la adjudicación de la Buena Pro o de resueltas las impugnaciones que hubieran.

15.3 En la Fecha de Cierre establecida en el Cronograma del Proceso, en Acto Público y con presencia de Notario Público, el Comité verifica el cumplimiento de los requisitos para la firma del Contrato entre el Ministerio y la Sociedad Concesionaria. Firmado el Contrato, el Notario extenderá un Acta de los actos realizados, la misma que será firmada por los miembros del Comité, el Notario Público y los asistentes que lo deseen, quedando así concluido el Proceso de Subasta.

TÍTULO III

CONCESIÓN DEFINITIVA Y CONTRATO

Artículo 16.- Normas aplicables

16.1 La obtención de la concesión definitiva de Generación RER y la de Transmisión, si fuese el caso, se sujeta a las normas y procedimientos establecidos en la LCE y el RLCE, sin excepciones, salvo lo referido a la Garantía y al Cronograma de Ejecución de Obras²⁵.

16.2 El acta de adjudicación formará parte integrante del Contrato, como anexo al mismo.

16.3 El Adjudicatario sustituirá la Garantía de Seriedad de Oferta referida en el inciso f) del Artículo 10° por la Garantía de Fiel Cumplimiento referida en el inciso g) del artículo 10° en la Fecha de Cierre²⁶.

Vigencia, la Energía Adjudicada, la fecha prevista de Puesta en Operación Comercial, la Tarifa de Adjudicación y la respectiva fórmula de actualización establecida en las Bases.

15.2 Se remitirá copias del acta a la DGE y al COES dentro de los tres (03) días siguientes de la adjudicación de la Buena Pro o de resueltas las impugnaciones que hubieran. Junto con la copia del acta, OSINERGMIN remitirá las Cartas Fianzas al Ministerio.

²⁵ Numeral 16.1 modificado por el Artículo 1° del Decreto Supremo N° 024-2013-EM, cuyo texto rige actualmente. El texto anterior era el siguiente:

16.1 La obtención de la concesión definitiva de Generación RER y la de Transmisión, si fuese el caso, se sujeta a las normas y procedimientos establecidos en la LCE y el RLCE, sin excepciones, salvo lo referido a la Garantía y al cronograma de actividades.

²⁶ Numeral 16.3 modificado por el Artículo 1° del Decreto Supremo N° 024-2013-EM, cuyo texto rige actualmente. El texto anterior era el siguiente:

16.3 El Adjudicatario sustituirá la Garantía de Seriedad de Oferta referida en el inciso f) del artículo 10 por la Garantía de Fiel Cumplimiento referida en el inciso g) del artículo 10 en la fecha de firma del Contrato.

TÍTULO IV

SUBASTAS DESIERTAS

Artículo 17.- Declaratoria de Desierto del Proceso de Subasta

En casos que no se cubra el cien por ciento (100%) de la Energía Requerida en la Subasta, ésta será declarada parcial o totalmente desierta, según corresponda. De ser el caso, este hecho quedará consignado en el acta de adjudicación a que se refiere el artículo 15.

Artículo 18.- Nueva Convocatoria

Si la Subasta quedara total o parcialmente desierta, dentro del plazo no mayor de treinta (30) días posteriores al acto de adjudicación de la Buena Pro, el Ministerio definirá la necesidad de efectuar una nueva convocatoria.

TÍTULO V

COMERCIALIZACIÓN Y TARIFAS DE LA GENERACIÓN RER

Artículo 19.- Ingreso por Energía

19.1 El Generador RER no Adjudicatario puede vender parte o la totalidad de su producción de energía eléctrica a precio libremente contratado con terceros o en el Mercado de Corto Plazo.

19.2 Los ingresos anuales por energía de los Generadores RER Adjudicatarios conectados al SEIN, están constituidos por la suma de los siguientes conceptos:

- a) La valorización a Costo Marginal de Corto Plazo de sus Inyecciones Netas de Energía; y,
- b) Un monto anual por concepto de Prima, determinado como la diferencia entre:
 - i) La valorización a Tarifa de Adjudicación de sus Inyecciones Netas de Energía, hasta el límite de la Energía Adjudicada; y
 - ii) La valorización a Costo Marginal de Corto Plazo de sus Inyecciones Netas de Energía, hasta el límite de la Energía Adjudicada, más los Ingresos por Potencia determinados conforme al Artículo 20.

Este monto anual por concepto de Prima será pagado en cuotas mensuales durante el año siguiente, considerando la tasa de interés mensual correspondiente a la tasa de actualización que se refiere el artículo 79 de la LCE.

19.3 La primera determinación de la Prima se efectuará considerando la proporción de las inyecciones netas respecto de la Energía Adjudicada, según la fecha de puesta en Operación Comercial, conforme al Procedimiento aprobado por OSINERGMIN.

19.4 A partir del segundo año de la Puesta en Operación Comercial, si el promedio anual de las inyecciones netas de energía de una central de generación RER es menor a su Energía Adjudicada, el titular podrá solicitar al Ministerio el reajuste de su Energía Adjudicada para reducirla por única vez, en no más del quince por ciento (15%) de su Energía Adjudicada. En este caso la determinación de la Prima

corresponderá a la Energía Adjudicada reajustada, la misma que no podrá ser modificada en adelante²⁷.

19.5 Las Inyecciones Netas de Energía anual se contabilizan de manera individual por cada central de generación RER. Si en un Período Tarifario la Inyección Neta de Energía de una central de generación RER es menor a la Energía Adjudicada, la Tarifa de Adjudicación para determinar el correspondiente monto por concepto de Prima será reducida multiplicándola por el Factor de Corrección.

19.6 El pago a los Generadores RER por los dos (02) conceptos referidos en el numeral 19.2, será realizado a través de los demás Generadores en la misma oportunidad que se efectúa el pago de las valorizaciones de transferencia de energía entre Generadores, conforme al Procedimiento correspondiente.

19.7 El COES efectuará y remitirá a OSINERGMIN, antes del 15 de febrero de cada año, un informe de liquidación anual de los pagos a los Generadores RER de acuerdo a lo establecido en el numeral anterior.

Artículo 20.- Cálculo de Potencia Firme e Ingresos por Potencia

El cálculo de la Potencia Firme de las unidades de generación RER, será efectuado según el artículo 110 del RLCE y Los Ingresos por Potencia serán los previstos en el artículo 109 del RLCE.

Artículo 21.- Cargo por Prima

El Cargo por Prima que pagarán los Usuarios a través del Peaje por Conexión, será fijado anualmente por OSINERGMIN teniendo en cuenta el monto por concepto de Prima a que se refiere el literal b) del numeral 19.2.

Artículo 22.- Pago por uso de redes de distribución y transmisión

22.1 La central de generación RER que tenga características de Generación Distribuida y/o Cogeneración, pagarán por el uso de las redes de distribución únicamente el costo incremental incurrido por el Distribuidor. Dicho costo incremental se determina en función a las inversiones en mejoras, reforzamientos y/o ampliaciones de la red de distribución para permitir técnicamente la inyección de energía producida por los Generadores RER.

22.2 En un plazo no mayor a sesenta (60) días calendario contados a partir de la fecha de solicitud de un Generador RER, el Distribuidor deberá facilitar al solicitante, con criterio técnico y económico, un punto de conexión en su red de distribución, así como una estimación completa y detallada de los costos incrementales en que incurra.

22.3 Las normas sobre contribuciones reembolsables son de aplicación a las mejoras, reforzamientos y/o ampliaciones de la red de distribución a que se refiere el numeral 22.1.

²⁷ Numeral 19.4 modificado por el Artículo 1° del Decreto Supremo N° 024-2013-EM, cuyo texto rige actualmente. El texto anterior era el siguiente:

19.4 A partir del tercer año desde la Puesta en Operación Comercial, si el promedio anual de las inyecciones netas de energía de una central de generación RER es menor a su Energía Adjudicada, su titular podrá solicitar al Ministerio el reajuste de dicha Energía Adjudicada para reducirla, por única vez, en no más del quince por ciento (15%) de su Energía Adjudicada. En este caso la determinación de la Prima corresponderá a la Energía Adjudicada reajustada.

22.4 El cargo por concepto de uso de redes que deba pagar el Generador RER al Distribuidor, será acordado entre las partes. A falta de acuerdo, cualquiera de las partes podrá solicitar a OSINERGMIN que fije dicho cargo.

22.5 El uso de las redes de transmisión eléctrica por parte de los Generadores RER está sujeto a lo dispuesto por la LCE y el RLCE.

TÍTULO VI

PLANIFICACIÓN DE LA GENERACIÓN RER

Artículo 23.- Investigación sobre Energías Renovables

Tendrán prioridad en la utilización de los fondos financieros señalados en el artículo 12 de la Ley el desarrollo de proyectos e investigación sobre energías renovables, aquellos proyectos que cumplan cualquiera de las siguientes condiciones:

23.1 Se basen en recursos energéticos renovables con mayor seguridad de suministro.

23.2 Cuenten con financiamiento parcial de otras fuentes, incluyendo el presupuesto aprobado por los Gobiernos Regionales.

23.3 Sea pionero de su desarrollo en el país.

Artículo 24.- Planificación

24.1 El Plan Nacional de Energías Renovables es parte del Plan de Generación elaborado por el Ministerio. Los Planes Regionales de Energías Renovables deberán considerar los lineamientos establecidos en el Plan de Generación, sin perjuicio del porcentaje objetivo señalado en el artículo 2 de la Ley²⁸.

24.2 En la planificación de la Transmisión, el COES deberá prever los requerimientos de infraestructura necesaria para la conexión al SEIN de la Generación RER, garantizando la evacuación de la energía eléctrica producida en condiciones de seguridad, según tipo de tecnología. Para tales efectos, considerará el Plan Nacional de Energías Renovables, las zonas geográficas con mayor potencial de desarrollo de Generación RER y, de manera específica, los proyectos de Generación RER que sean materia de concesión definitiva de generación.

Artículo 25.- Mecanismos de control de Generación con RER

Los Generadores RER deberán enviar a la DGE y al OSINERGMIN informes operativos, en la forma y plazos que éste establezca.

²⁸ Numeral 24.1 modificado por el Artículo 1° del Decreto Supremo N° 024-2013-EM, cuyo texto rige actualmente. El texto anterior era el siguiente:

24.1 El Plan Nacional de Energías Renovables es elaborado por el Ministerio y lo actualiza cada dos (02) años. Dicho Plan y los Planes Regionales de Energías Renovables deberán considerar los lineamientos para lograr el porcentaje objetivo señalado en el artículo 2 de la Ley.

TÍTULO VII

HIBRIDACIÓN

Artículo 26.- Recursos Energéticos Renovables - Clasificación de las instalaciones

OSINERGMIN establecerá un Procedimiento especial que será aplicado a los Generadores RER que utilicen más de uno de los recursos comprendidos en el artículo 3 de la Ley.

DISPOSICIÓN COMPLEMENTARIA

PRIMERA.- Porcentaje de Participación de Energía RER

El porcentaje objetivo referido en el numeral 2.2 del artículo 2 de la Ley es establecido por el Ministerio con una anticipación no menor de seis (06) meses al inicio de cada período de cinco (05) años contados a partir de la vigencia de la Ley. Dicho porcentaje objetivo será no menor al que esté vigente.

SEGUNDA.- Participación del Generador RER en el COES

Los Generadores RER se sujetan a las disposiciones del Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema (COES), aprobado por el Decreto Supremo N° 027-2008-EM, en todo lo que no se oponga al Decreto Legislativo N° 1002 y al presente Reglamento.

DISPOSICIONES TRANSITORIAS²⁹

1807_2013

²⁹ Disposiciones Transitorias derogadas por el Artículo 3° del Decreto Supremo N° 024-2013-EM. Los textos que se encontraban vigentes eran los siguientes:

PRIMERA.- Composición de la Energía Requerida

Para efectos de la próxima Subasta que se convoque a partir de la publicación del presente Reglamento no se considerará el Plan Nacional de Energías Renovables. El porcentaje de participación de cada tecnología RER en la Energía Requerida será en proporción inversa a los precios resultantes en la primera subasta RER.

SEGUNDA.- Plazo de Aviso Previo

Para efectos de la próxima Subasta que se convoque luego de la publicación del presente Reglamento, el plazo de anticipación a que se refiere el artículo 6 del Reglamento será de 30 días.

Anexo N° 9: Decreto Supremo N° 020-2013-EM



498132

NORMAS LEGALES

El Peruano
Jueves 27 de junio de 2013

competentes la difusión de lo dispuesto por la presente resolución.

Regístrese, comuníquese y publíquese.

OSCAR PAJUELO RAMÍREZ
Presidente

GUILLERMO DE LA FLOR VIALE
Banco Central de Reserva del Perú

CARLOS RUIZ HILLPHA
Confederación Nacional de Instituciones
Empresariales Privadas

JOSÉ CARLOS DEXTRE
Facultades de Ciencias de la Contabilidad
de las Universidades del País

EVA HUAYIL VENTOCILLA
Instituto Nacional de Estadística e Informática

MIRLA E. BARRETO VERÁSTEGUI
Superintendencia de Banca, Seguros y AFP

GREGORIO M. RAMÍREZ ROJAS
Superintendencia de Mercados de Valores

866176-1

ENERGIA Y MINAS

**Aprueban Reglamento para la
Promoción de la Inversión Eléctrica en
Áreas No Conectadas a Red**

DECRETO SUPREMO
N° 020-2013-EM

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA

CONSIDERANDO:

Que, el 02 de mayo de 2008 se publicó el Decreto Legislativo N° 1002, Ley de Promoción de la Inversión para la Generación de Electricidad con el uso de Energías Renovables, cuyo nuevo Reglamento fue aprobado por el Decreto Supremo N° 012-2011-EM, publicado el 23 de marzo de 2011;

Que, el citado Decreto Legislativo contiene las normas generales sobre incentivos para promover la inversión a partir de Recursos Energéticos Renovables, entre los cuales está comprendido el recurso solar;

Que, a pesar del esfuerzo realizado por el Estado, subsiste una cantidad apreciable de la población localizada en zonas alejadas de las áreas urbanas que no cuenta con servicio de electricidad abastecido mediante redes, debido a que resultaría excesivamente onerosa la prestación de tal servicio aplicando esquemas convencionales;

Que, entre los objetivos comprendidos en la Política Energética Nacional del Perú se comprende el acceso universal al suministro energético, para lo cual el Estado debe facilitar una política estable de precios y tarifas que compensen costos eficientes e incentiven la inversión, subsidiando de manera temporal y focalizada el costo de la energía en los segmentos poblacionales de menores ingresos;

Que, para tal fin, resulta necesario dictar las normas que promuevan la inversión para el diseño, suministro de bienes y servicios, instalación, operación, mantenimiento, reposición y transferencia de sistemas fotovoltaicos en las zonas que el Ministerio de Energía y Minas defina, empleando el mecanismo de subasta previsto en el Decreto Legislativo N° 1002;

De conformidad con las atribuciones previstas en los numerales 8) y 24) del Artículo 118° de la Constitución Política del Perú;

DECRETA:

Artículo 1.- Aprueban Reglamento para la Promoción de la Inversión Eléctrica en Áreas No Conectadas a Red

Apruébese el Reglamento para la Promoción de la Inversión Eléctrica en Áreas No Conectadas a Red, el mismo que consta de tres (3) Títulos, diecisiete (17) artículos y tres (3) Disposiciones Complementarias.

Artículo 2.- Retiro y vigencia

El presente Decreto Supremo será retirado por el Ministro de Energía y Minas y entrará en vigencia a partir del día siguiente de su publicación en el Diario Oficial El Peruano.

Dado en la Casa de Gobierno, en Lima, a los veintiséis días del mes de junio del año dos mil trece.

OLLANTA HUMALA TASSO
Presidente Constitucional de la República

JORGE MERINO TAFUR
Ministro de Energía y Minas

**REGlamento PARA LA PROMOCIÓN DE
LA INVERSIÓN ELÉCTRICA EN ÁREAS NO
CONECTADAS A RED**

**TÍTULO I
DISPOSICIONES GENERALES**

Artículo 1.- Definiciones

Los términos que empiezan con mayúscula distintos a los indicados, tienen el significado establecido en la Ley, LCE, RLCE u otras normas aplicables.

Cualquier mención a artículos o títulos sin señalar la norma a la que corresponden, se debe entender referida al presente Reglamento. Los plazos establecidos en días, se cuentan en días hábiles, salvo que se indique expresamente lo contrario. Se entienden por hábiles, todos los días del año, excepto sábados, domingos, feriados y aquellos declarados como no laborables a nivel nacional por el Poder Ejecutivo para el sector público.

Para los efectos del presente Reglamento, ya sea que se emplee el término en singular o en plural, enténdase por:

1.1 **Adjudicatario:** Es el Postor a quien se le adjudica la Buena Pro del proceso de Subasta. La Subasta puede tener uno o más Adjudicatarios.

1.2 **Área No Conectada a Red:** Para los efectos del presente reglamento, es el área geográfica rural cuya población no cuenta con redes ni servicio de electricidad. Las Áreas No Conectadas a Red a subastar son definidas por el Ministerio para cada Subasta de acuerdo con las políticas energéticas del país en atención al Plan de Acceso Universal a la Energía. Para cada una de estas áreas el Ministerio definirá en las Bases la cantidad de instalaciones RER Autónomas a subastar.

1.3 **Bases:** Documento elaborado y aprobado por el Ministerio, para la conducción por parte de OSINERGMIN, entidad a cargo de los procesos de Subastas a que hace referencia la Ley. Las Bases aprobadas son de uso obligatorio para todo aquel que participe en el proceso de subasta.

1.4 **Bases Consolidadas:** Versión final de las Bases aprobada por el Comité, como resultado de la etapa de análisis de sugerencias y consultas a las Bases.

1.6 **Cargo RER Autónomo:** Es el cargo unitario determinado para cada año por OSINERGMIN para asegurar la remuneración de todos los servicios involucrados con las instalaciones RER Autónomas de cada Área No Conectada a Red, incluye: Remuneración Anual, costos de comercialización del Distribuidor y costos de administración de Fidelcomiso. Este cargo corresponde a la prima a que se refiere el numeral 7.1 de la Ley.

1.8 **Comité:** Es el Comité de Conducción del Proceso, encargado de conducir todo el proceso de Subasta hasta

15 Página

Jueves 27 de junio de 2013

NORMAS LEGALES

498133

la Fecha de Cierre conforme al cronograma del proceso establecido en las Bases.

1.7 Contrato de Inversión: Es el Contrato resultante de la Subasta, suscrita entre el Inversionista y el Ministerio, que establece el régimen tarifario del Inversionista y los compromisos y condiciones relativos al diseño, suministro de bienes y servicios, instalación, operación, mantenimiento, reposición y transferencia de los sistemas fotovoltaicos al Distribuidor al término del Plazo de Vigencia. Incluye las Bases. Se inicia a partir de la Fecha de Cierre y se mantiene vigente hasta la terminación del Plazo de Vigencia.

1.8 Contrato de Servicio: Es el Contrato resultante de la Subasta, suscrita entre el Inversionista y el Distribuidor en cumplimiento del Contrato de Inversión que establece los compromisos y condiciones para que los usuarios dispongan del servicio eléctrico a través de la Instalación RER Autónoma. Incluye las Bases. Se inicia a partir de la Fecha de Cierre y se mantiene vigente hasta la terminación del Plazo de Vigencia. El Contrato de Servicio establecerá que el Inversionista responderá ante el Distribuidor por las sanciones que OSINERGMIN le imponga a éste relacionadas con el Área No Conectada a Red.

1.9 Distribuidor: Es el titular de una Concesión de Distribución o aquella persona jurídica que realiza la actividad de distribución, responsable frente al Usuario del servicio prestado por la Instalación RER Autónoma.

1.10 Fecha de Cierre: Es la fecha establecida en el cronograma del proceso de Subasta, para la firma del Contrato de Inversión entre el Ministerio y el Inversionista.

1.11 FISE: Es el Fondo de Inclusión Social Energético creado por la Ley N° 29852.

1.12 FOSE: Es el Fondo de Compensación Social Eléctrico creado por la Ley N° 27510.

1.13 Instalación RER Autónoma: Es el conjunto de elementos que permite dotar de electricidad a un usuario ubicado en un Área No Conectada a Red, puede incluir las instalaciones y equipamientos interiores según lo definan las Bases. La descripción de las Instalaciones RER Autónomas será establecida en las Bases de acuerdo con las características de cada Área No Conectada a Red.

1.14 Inversionista: Es el Adjudicatario resultante de la Subasta, o la empresa constituida por éste, responsable de suscribir el Contrato de Inversión con el Ministerio, y el Contrato de Servicio con el Distribuidor.

1.16 LCE: Es el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas.

1.17 Ley: Es el Decreto Legislativo N° 1002 para la Promoción de la Inversión para la Generación de Electricidad con el uso de Energías Renovables.

1.18 Ley 29970: Es la Ley N° 29970 que afianza la seguridad energética y promueve el desarrollo de polo petrolero en el sur del país.

1.19 Ministerio: Es el Ministerio de Energía y Minas, que en representación del Estado firma el Contrato de Inversión.

1.20 Oferta: Es la propuesta que formula un Postor conforme a las Bases. Está compuesta, como mínimo, por la fecha prevista de entrada en operación comercial y la Remuneración Anual.

1.21 OSINERGMIN: Es el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, competente para conducir las Subastas a través del Comité, fiscalizar el cumplimiento de los contratos que resulten de las Subastas y del cronograma de ejecución de obras.

1.22 Período Tarifario: Período de doce (12) meses que inicia en mayo de cada año.

1.23 Plazo de Vigencia de la Remuneración Anual (Plazo de Vigencia): Es el periodo de hasta veinte (20) años contado a partir de la Puesta en Operación Comercial. Durante el Plazo de Vigencia el Inversionista se compromete a la operación, mantenimiento y reposición de las Instalaciones RER Autónomas y tiene el derecho de cobrar la Remuneración Anual por la cantidad de Instalaciones RER Autónomas operativas, según lo establecido en el Contrato de Inversión.

1.24 Postor: Es la persona jurídica, nacional o extranjera que puede realizar actos jurídicos y asumir obligaciones en el Perú y que presenta la Oferta

cumpliendo con las condiciones y requisitos establecidos en las Bases.

1.26 Puesta en Operación Comercial: Fecha efectiva de entrada en operación comercial de la cantidad, establecida en las Bases, de Instalaciones RER Autónomas comprendidos en el Área No Conectada a Red adjudicado en la subasta, conforme lo certifique OSINERGMIN.

1.28 RER: Recursos Energéticos Renovables, conforme a lo establecido en el artículo 3° de la Ley.

1.27 Reglamento de Instalaciones RER Autónomas: Es el presente Reglamento.

1.28 RLCE: Es el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado por el Decreto Supremo N° 009-93-EM.

1.29 Remuneración Anual: Es el monto contenido en la Oferta del Adjudicatario en US\$/año por cada Área No Conectada a Red. Esta remuneración se le garantiza a cada Adjudicatario por el cumplimiento del Contrato de Inversión. Tiene carácter de firme y es aplicada únicamente durante el correspondiente Plazo de Vigencia.

1.30 Subasta: Es el proceso de concurso público para adjudicar la instalación, operación, mantenimiento y reposición de Instalaciones RER Autónomas, que concluye en la Fecha de Cierre. Es convocada por OSINERGMIN y conducida por el Comité con la finalidad de asignar la Remuneración Anual por cada Área No Conectada a Red.

1.31 Remuneración Base: Es el monto máximo para efectos de la Subasta, calculada por OSINERGMIN según las características de las Áreas No Conectadas a Red, considerando la tasa prevista en el artículo 79 de la LCE.

1.32 Tarifa RER Autónoma: Es el Cargo RER Autónomo descontando los mecanismos de compensación social tales como el FOSE, FISE y otros. Tratándose de compensación provenientes del FISE, se efectuará de acuerdo a la disponibilidad presupuestal de dicho fondo. Para el caso de las escuelas, postas médicas, locales comunales y otras personas jurídicas, el mecanismo de compensación será el previsto en la Ley N° 29970 para los sistemas aislados además del FISE y otros que le sean aplicables.

1.33 Usuario: Es la persona natural o jurídica beneficiada con el Programa de Promoción de la Inversión Eléctrica en Áreas No Conectadas a Red, según lo definan las Bases.

Artículo 2.- Objeto

El Reglamento tiene por objeto establecer las disposiciones reglamentarias necesarias para la adecuada aplicación de la Ley a fin de promover el aprovechamiento de los Recursos Energéticos Renovables para mejorar la calidad de vida de la población ubicada en las Áreas No Conectadas a Red.

Los aspectos no previstos en el presente Reglamento se sujetan a lo dispuesto por la LCE, el RLCE y demás normas aplicables, en tanto no se opongan a lo dispuesto por la Ley y el presente reglamento.

Artículo 3.- Autorizaciones y permisos

Para todos los efectos de la instalación, operación y mantenimiento de las Instalaciones a que se refiere el presente reglamento, no se requiere la obtención de derechos sectoriales, permisos o licencias de cualquier índole toda vez que se tratan de equipos que serán instalados en el predio de los usuarios.

El Ministerio establecerá las normas destinadas a regular la gestión de los residuos de los componentes de las Instalaciones RER Autónomas.

TÍTULO III

SUBASTA DE ÁREAS NO CONECTADAS A RED

Artículo 4.- Instalaciones RER Autónomas requeridas

Para cada Subasta el Ministerio definirá en las Bases las Áreas No Conectadas a Red, la cantidad mínima de Instalaciones RER Autónomas requeridas y los respectivos objetivos porcentuales de cobertura prevista durante el Plazo de Vigencia, para cada una de estas áreas.

Los componentes y características de las Instalaciones RER Autónomas serán establecidos en las Bases.

498134

NORMAS LEGALES

El Peruano
Jueves 27 de junio de 2013

Artículo 5.- Aviso Previo

Con una anticipación no menor de sesenta (60) días calendario a la fecha prevista de convocatoria a Subasta, el Ministerio, publicará en por lo menos un diario de circulación nacional y en su Portal de Internet, un aviso previo a la convocatoria indicando, como mínimo, las Áreas No Conectadas a Red, la cantidad de Instalaciones RER Autónomas requerida y la fecha prevista de convocatoria a Subasta.

Artículo 6.- Sistema de Información y Registro
OSINERGMIN mantendrá habilitado en su Portal de Internet un sitio donde:

6.1 Publicará los documentos de todas las etapas de cada proceso de Subasta que convoque, desde los avisos de convocatoria hasta la adjudicación de la Buena Pro.

6.2 Establecerá un sistema de información y registro de participantes de cada proceso de subasta.

6.3 A partir de la fecha de convocatoria, los interesados en ser Postores en un proceso de Subasta, deberán registrarse en el sistema señalado en el inciso b), durante el plazo que se indique en las Bases. Dicho registro es un requisito para participar en la Subasta, y tiene carácter confidencial.

Artículo 7.- Bases

7.1 Las Bases serán elaboradas por el Ministerio y aprobadas por Resolución del Viceministro de Energía, las cuales serán publicadas en el Diario Oficial El Peruano así como en el Portal de Internet del Ministerio. Las Bases aprobadas son obligatorias para todo aquel que participe en el proceso de Subasta.

7.2 Las Bases deben establecer la fecha límite prevista para la Puesta en Operación Comercial.

7.3 Las Bases establecerán como mínimo dos (02) tipos de garantías: (i) Garantía de Seriedad de Oferta; y, (ii) Garantía de Fiel Cumplimiento de ejecución de obras.

7.4 A partir de la fecha de convocatoria, OSINERGMIN publicará las Bases en el sistema señalado en el Artículo 6. Los interesados en ser Postores en un proceso de Subasta, deberán comprar las Bases cuyo costo será informado en el aviso de convocatoria y el registro de compradores tiene carácter confidencial.

7.5 Los Ingresos generados por la venta de Bases serán destinados como Ingresos de OSINERGMIN y servirán para solventar los gastos relacionados con la conducción de las Subastas.

Artículo 8.- Convocatoria a Subasta

Cada año el Ministerio evaluará la necesidad de convocar a Subasta en el marco del Artículo 1 de la Ley y del presente Reglamento.

OSINERGMIN publicará la convocatoria a Subasta en, por lo menos, un diario de circulación nacional y en un medio especializado internacional, así como en su Portal de Internet.

El aviso de convocatoria deberá contener, como mínimo, la información relativa a las Áreas No Conectadas a Red, la cantidad de Instalaciones RER Autónomas requerida, el correspondiente Plazo de Vigencia y los hitos más relevantes del cronograma del proceso.

Artículo 9.- Requisitos para ser Postor

Las Bases deberán establecer, entre otros, los siguientes requisitos:

9.1 Haber comprado las Bases y haberse registrado en el sitio del portal de Internet de OSINERGMIN.

9.2 Declaración jurada que los equipos a ser instalados serán nuevos, según las condiciones especificadas en las bases. El certificado del fabricante que acredite el contenido de dicha declaración jurada será exigido por OSINERGMIN durante la etapa de construcción.

9.3 Una Garantía de Seriedad de Oferta solidaria, incondicional, irrevocable, de realización automática, sin beneficio de excusión, mediante una Carta Fianza Bancaria a favor de OSINERGMIN, con vigencia hasta la Fecha de Cierre.

9.4 Asumir la obligación, que en la Fecha de Cierre presentará una Garantía de Fiel Cumplimiento solidaria, incondicional, irrevocable, de realización automática, sin beneficio de excusión, por el monto que se indique en

las Bases, mediante una Carta Fianza Bancaria a favor del Ministerio que debe ser mantenida vigente hasta la Fecha Real de Puesta en Operación Comercial. Esta Carta Fianza deberá tener una vigencia de por lo menos ciento ochenta (180) días calendario y debe ser renovada, por el mismo plazo, antes de su vencimiento. De no renovarse, el obligado debe reponer la Garantía de Fiel Cumplimiento incrementada en veinte por ciento (20%) dentro del plazo de cinco (05) días calendario de la fecha de vencida su vigencia, sin necesidad de requerimiento alguno bajo apercibimiento de ejecución de la Garantía de Fiel Cumplimiento y quedar resuelto el Contrato.

9.5 Asumir la obligación que en el plazo máximo de noventa (90) días desde la Fecha de Cierre, presentará a OSINERGMIN con copia al Ministerio el presupuesto del proyecto y el cronograma de inversiones y ejecución de obras compatible con la fecha de inicio del Plazo de Vigencia correspondiente.

9.6 Asumir la obligación de cumplir con los contratos que resulten de la Subasta.

Artículo 10.- Comité de Conducción del Proceso

10.1 En un plazo máximo de treinta (30) días con posterioridad a la publicación del Aviso Previo, se conformará el Comité encargado de conducir la Subasta.

10.2 El Comité estará integrado por tres (03) miembros, de los cuales dos (02) son designados por OSINERGMIN y uno (01) es designado por el Ministerio. El Comité será presidido por uno de los designados por OSINERGMIN.

10.3 Las funciones del Comité concluyen en la Fecha de Cierre.

Artículo 11.- Presentación de Ofertas

11.1 La Remuneración Anual comprendida en la Oferta, deberá incluir todos los conceptos que resulten necesarios para el cumplimiento de las obligaciones derivadas de los contratos resultantes de la Subasta.

11.2 La cantidad de Instalaciones RER Autónomas comprometida a instalar comprendidas en la Oferta, deben ser valores únicos por Área No Conectada a Red. No se permitirá en la Oferta fraccionar la cantidad de Instalaciones RER Autónomas perteneciente a un Área No Conectada a Red, en etapas, sistemas, fases o cualquier otra forma.

Artículo 12.- Remuneración Base

12.1 La Remuneración Base será aprobada por el Consejo Directivo de OSINERGMIN. La presentación de la propuesta técnica de la Remuneración Base al Consejo Directivo de OSINERGMIN será efectuada dentro del plazo de dos (2) días hábiles después de la fecha de presentación de Ofertas, según el cronograma del proceso de Subasta.

12.2 La Remuneración Base será entregada en sobre lacrado, en la fecha de su aprobación, por el Consejo Directivo de OSINERGMIN al Comité, el que a su vez lo entregará, dentro de las 24 horas siguientes, al Notario Público para su custodia hasta la fecha de adjudicación, según el cronograma del proceso de Subasta.

Artículo 13.- Evaluación de Ofertas y Adjudicación de Buena Pro

La evaluación de Ofertas y adjudicación de Buena Pro deberán ser efectuadas en un solo acto público con participación de Notario Público, para cada Área No Conectada a Red y según orden de mérito de las Ofertas que no superen la Remuneración Base. Las Bases establecerán el procedimiento de detalle para la selección y adjudicación de las Ofertas.

Artículo 14.- Acta de Adjudicación y Fecha de Cierre

14.1 Adjudicada la Buena Pro, se elaborará un acta que será firmado por los miembros del Comité, por el Notario Público y por los representantes de los Postores que así lo deseen. En el acta deberán quedar registradas para cada oferta adjudicada, como mínimo, el Plazo de Vigencia, las Áreas No Conectadas a Red, la fecha prevista de Puesta en Operación Comercial y la Remuneración Anual.

14.2 Se remitirá copias del acta al Ministerio y al Distribuidor dentro de los tres (03) días siguientes de la adjudicación de la Buena Pro o de resueltas las impugnaciones que hubieran.

11 Perú
Jueves 27 de junio de 2013

NORMAS LEGALES

498135

14.3 En la Fecha de Cierre establecida en el Cronograma del Proceso, en Acto Público y con presencia de Notario Público, el Comité verifica el cumplimiento de los requisitos para la firma del Contrato de Inversión entre el Inversionista y el Distribuidor. Firmados los contratos, el Notario extenderá un Acta de los actos realizados, la misma que será firmada por los miembros del Comité, el Notario Público y los asistentes que lo deseen, quedando así concluido el Proceso de Subasta.

Artículo 15.- Nueva Convocatoria

En caso que no se adjudique la totalidad de las Áreas no Conectadas a Red en la Subasta, el Ministerio evaluará si dichas áreas serán incluidas en una siguiente convocatoria o en una nueva subasta.

TÍTULO III TARIFAS Y MECANISMOS DE REMUNERACIÓN

Artículo 16.- Fideicomiso

16.3 Se constituirá un Fideicomiso para administrar los fondos necesarios para garantizar la cadena de pagos a efectos del funcionamiento de los Sistemas RER Autónomos. Tales fondos estarán constituidos por las facturaciones a cargo de los usuarios y las transferencias por compensaciones referidas en el Numeral 1.28.

16.4 Las Bases establecerán el esquema de Fideicomiso a utilizarse.

Artículo 17.- Régimen Tarifario

17.1 Osinergmin regulará anualmente el Cargo RER Autónomo en la misma oportunidad del proceso de fijación de Precios en Bases considerando la Remuneración Anual, los costos que resulten de la administración del Fideicomiso y la misma tasa prevista en el Artículo 79 de la LCE.

17.2 Los costos de comercialización del Distribuidor serán establecidos por el Osinergmin. Estos serán trasladados al Distribuidor siguiendo los mecanismos dispuestos por el D.L. 1031 para los encargos especiales.

17.3 Osinergmin establecerá el mecanismo de compensación correspondiente a fin de que el Cargo RER Autónomo sea único para todos los Usuarios de las Áreas No Conectadas a Red de acuerdo con lo establecido en el numeral 1.28.

17.4 Osinergmin establecerá el procedimiento de liquidación de los Ingresos del Inversionista a fin de garantizar la Remuneración Anual. Esta liquidación será realizada a través del Fideicomiso, en forma anual y con ajustes trimestrales.

La primera determinación de la liquidación se efectuará considerando la proporción del Periodo Tarifario y la fecha de Puesta en Operación Comercial, conforme al Procedimiento aprobado por OSINERGMIN.

17.5 Los Usuarios de las Instalaciones RER Autónomas pagarán la Tarifa RER Autónoma de acuerdo con las condiciones de aplicación aprobadas por OSINERGMIN.

DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS

PRIMERA.- Las Bases podrán incluir los costos de comercialización como parte de la oferta en la subasta. En este caso, no tendrá lugar el Contrato de Servicio y será el Inversionista quien desarrolle directamente la actividad de comercialización.

SEGUNDA.- El Inversionista podrá incrementar la cantidad de instalaciones por encima de su cantidad mínima establecida en el Art. 4º del presente Reglamento, tanto con SPV como con otras alternativas energéticas renovables que provean como mínimo la misma cantidad de energía útil prevista por un SPV y al menos el mismo número de usuarios. Esta alternativa de suministro será remunerada al mismo precio unitario que el establecido en la subasta.

TERCERA.- En el caso en que las redes eléctricas alcancen la zona no conectada adjudicada al Inversionista, éste podrá: I) trasladar los sistemas a otros Usuarios en coordinación con el MINEM; II) ser reconocido por el valor residual de la Instalación a ser devuelta al MINEM con una metodología que será establecida en las bases. En cualquier caso la remuneración se mantendrá invariable, y se reconocerán los costos de traslado que se sustenten.

956829-2

Resuelven tener como titular de concesión definitiva para desarrollar la actividad de transmisión de energía eléctrica en diversas líneas de transmisión a Unión Andina de Cementos S.A.A. - UNACEM S.A.A.

RESOLUCIÓN SUPREMA
Nº 040-2013-EM

Lima, 26 de junio de 2013

VISTO: El Expediente N° 14010293, organizado por Cemento Andino S.A. sobre concesión definitiva para desarrollar la actividad de transmisión de energía eléctrica, y la solicitud de cambio de nombre del titular de dicha concesión definitiva, presentada por Unión Andina de Cementos S.A.A. - UNACEM S.A.A., de fecha 31 de octubre de 2012;

CONSIDERANDO:

Que, mediante la Resolución Suprema N° 008-96-EM, de fecha 16 de febrero de 2012, se otorgó a favor de Cemento Andino S.A. concesión definitiva para desarrollar la actividad de transmisión de energía eléctrica en las líneas de transmisión S.E. Caripa - S.E. Condorcocha y S.E. Carapata - S.E. Condorcocha, aprobándose asimismo, mediante dicha Resolución, el Contrato de Concesión N° 080-96;

Que, mediante el documento con registro N° 324-1062, de fecha 31 de octubre de 2012, Unión Andina de Cementos S.A.A. - UNACEM S.A.A., solicitó a la Dirección General de Electricidad, el cambio de nombre del titular de la concesión definitiva a su favor, a que se refiere el considerando que antecede, debido a que esta empresa es actualmente la única titular de dicha concesión, en razón a que mediante Escritura Pública de fecha 1 de octubre de 2012, se realizó la operación de fusión por absorción, con vigencia desde el 1 de octubre de 2012, entre UNACEM S.A.A., en calidad de empresa absorbente, y Cemento Andino S.A., en calidad de empresa absorbida; y, en mérito de ello, UNACEM S.A.A. asumió a título universal y en bloque los patrimonios de Cemento Andino S.A., del cual forma parte la citada concesión;

Que, habiéndose verificado la fusión por absorción realizada entre UNACEM S.A.A., en calidad de empresa absorbente, y Cemento Andino S.A., en calidad de empresa absorbida, mediante los documentos presentados por UNACEM S.A.A., corresponde tener a esta última empresa como titular de la concesión definitiva otorgada inicialmente mediante la citada Resolución Suprema N° 008-96-EM;

Que, contando con la opinión a que se refiere el Informe N° 506-2012-DGE-DCE, corresponde tener como titular de la concesión definitiva otorgada inicialmente mediante la Resolución Suprema N° 008-96-EM, a Unión Andina de Cementos S.A.A. - UNACEM S.A.A.;

Con la opinión favorable del Director General de Electricidad y del Vice Ministro de Energía;

SE RESUELVE:

Artículo 1.- Tener como titular de la concesión definitiva para desarrollar la actividad de transmisión de energía eléctrica en las líneas de transmisión S.E. Caripa - S.E. Condorcocha y S.E. Carapata - S.E. Condorcocha a Unión Andina de Cementos S.A.A. - UNACEM S.A.A., a partir del 1 de octubre de 2012, quien asumirá en esta oportunidad todos los derechos y obligaciones contenidos en el Contrato de Concesión N° 080-96.

Artículo 2.- La presente Resolución Suprema será refrendada por el Ministro de Energía y Minas

Regístrese, comuníquese y publíquese.

OLLANTA HUMALA TASSO
Presidente Constitucional de la República

JORGE MERINO TAFUR
Ministro de Energía y Minas

956829-4

Anexo N° 10: Resolución N° 200-2009-OS/CD

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 200-2009-OS/CD**

Lima, 29 de octubre de 2009

CONSIDERANDO:

Que, mediante Decreto Legislativo N° 1002 (en adelante “DL 1002”), Decreto Legislativo de Promoción de la Inversión para la Generación de Electricidad con el Uso de Energías Renovables, publicado el 02 de mayo de 2008, se declaró de interés nacional y necesidad pública el desarrollo de generación eléctrica mediante el uso de Recursos Energéticos Renovables (en adelante RER), estableciéndose diversas disposiciones con la finalidad de promover la inversión para la generación de electricidad a través del uso de energías renovables;

Que, mediante Decreto Supremo N° 050-2008-EM, publicado el 02 de octubre de 2008, se aprobó el Reglamento de Generación de Electricidad con Energías Renovables (en adelante “Reglamento RER”), que establece disposiciones reglamentarias necesarias para la adecuada aplicación del DL 1002;

Que, el Artículo 26° del Reglamento RER, referido a la clasificación de los RER, señala que OSINERGMIN aprobará un procedimiento especial que será aplicado por los generadores RER, que utilicen más de uno de los recursos comprendidos en el Artículo 3° del DL 1002;

Que, en tal sentido, conforme con lo dispuesto por el Reglamento RER, OSINERGMIN elaboró el Proyecto de Norma “Procedimiento sobre Hibridación de Instalaciones de Generación Eléctrica que Utilicen Recursos Energéticos Renovables”, el cual, en cumplimiento del Artículo 25° del Reglamento General del OSINERGMIN, aprobado mediante Decreto Supremo N° 054-2001-PCM, fue publicado mediante Resolución OSINERGMIN N° 162-2009-OS/CD, en el diario oficial El Peruano el 16 de setiembre de 2009, y en el marco de lo dispuesto por la Ley N° 28832, contribuyendo de ese modo a garantizar la transparencia, cognoscibilidad y predictibilidad de las acciones que el organismo regulador adopte en el cumplimiento del encargo asignado;

Que, la Resolución OSINERGMIN N° 162-2009-OS/CD, la cual se sustenta con el Informe N° 398-2009-OS/CD, otorgó un plazo de quince (15) días calendario, contados desde la fecha de su publicación, a fin de que los interesados remitan sus comentarios y sugerencias al proyecto de norma prepublicada a la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria;

Que, dentro del plazo indicado en el párrafo precedente, no se ha recibido ningún comentario o sugerencia respecto del proyecto de norma publicado, por lo que corresponde someterlo al Consejo Directivo para su aprobación definitiva;

Que, se ha emitido el [Informe N° 0443-2009-GART](#), de la Asesoría Legal de la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria de OSINERGMIN y el citado [Informe N° 0398-2009-GART](#), de la División de Generación y Transmisión de la Gerencia Ajunta de Regulación Tarifaria, los mismos que complementan la motivación que sustenta la decisión del OSINERGMIN, cumpliendo de esta manera con el requisito de validez de los actos administrativos a que se refiere el numeral 4 del Artículo 3° de la Ley del Procedimiento Administrativo General;

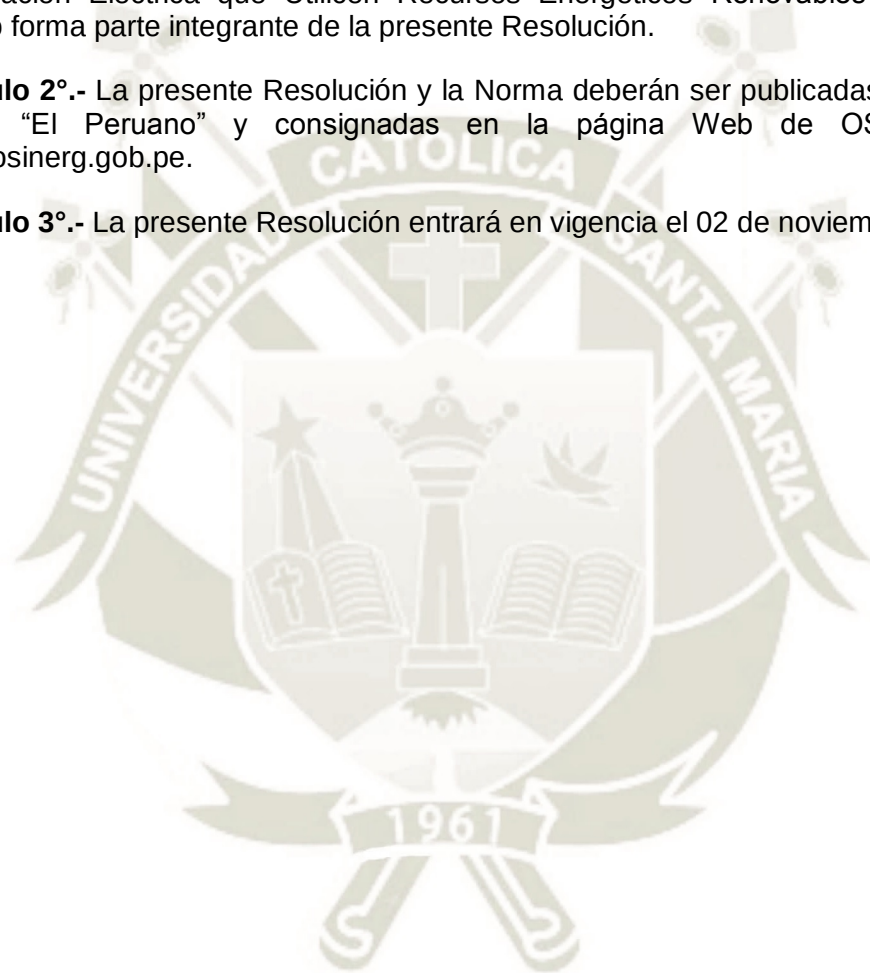
De conformidad con lo establecido en la Ley N° 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores; en el Reglamento General de OSINERGMIN, aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM; en la en la Ley N° 28832 y sus normas complementarias; en el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas y en su Reglamento, aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM; y en lo dispuesto en la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General.

SE RESUELVE:

Artículo 1°.- Aprobar la Norma “Procedimiento sobre Hibridación de Instalaciones de Generación Eléctrica que Utilicen Recursos Energéticos Renovables”, que como Anexo forma parte integrante de la presente Resolución.

Artículo 2°.- La presente Resolución y la Norma deberán ser publicadas en el diario oficial “El Peruano” y consignadas en la página Web de OSINERGMIN: www.osinerg.gob.pe.

Artículo 3°.- La presente Resolución entrará en vigencia el 02 de noviembre de 2009.



EXPOSICIÓN DE MOTIVOS

Mediante Decreto Legislativo N° 1002, Decreto Legislativo de Promoción de la Inversión para la Generación de Electricidad con el Uso de Energías Renovables, publicado el 02 de mayo de 2008, se establecieron diversas disposiciones con la finalidad de promover la inversión para la generación de electricidad a través del uso de energías renovables y, entre otras, se declaró de interés nacional y necesidad pública el desarrollo de la nueva generación eléctrica mediante el uso de Recursos Energéticos Renovables (RER).

Posteriormente, mediante Decreto Supremo N° 050-2008-EM, publicado el 02 de octubre de 2008, se aprobó el Reglamento de la Generación de Electricidad con Energías Renovables, que establece disposiciones reglamentarias necesarias para la adecuada aplicación del Decreto Legislativo N° 1002.

Al respecto, el Artículo 26° del Reglamento de la Generación de Electricidad con Energías Renovables, referido a la clasificación de los RER, señala que OSINERGMIN aprobará un procedimiento especial que será aplicado por los generadores RER que utilicen más de uno de los recursos comprendidos en el Artículo 3° del Decreto Legislativo N° 1002.

Existen en la práctica sistemas de energía renovables denominados “híbridos” que por razones de economía de escala y sinergia entre fuentes energéticas permiten combinar dos o más fuentes de energía renovable, como los recursos para la generación de electricidad, señalados en el Artículo 3° del Decreto Legislativo N° 1002. Según dicho artículo, son RER los siguientes: biomasa, eólico, solar, geotérmico y mareomotriz. Tratándose de la energía hidráulica, cuando la capacidad instalada no sobrepasa de los 20 MW.

Asimismo, debe señalarse que en la experiencia internacional, para instalaciones que aportan energía a sistemas interconectados, se consideran como sistemas de energía renovables híbridos, aquellos sistemas que combinan una o varias fuentes de energía renovables en un sistema con un generador único y con un solo sistema de medición final de la electricidad producida (sistemas de generación con biomasa y sistemas termo solares).

Estos sistemas de energía renovables híbridos deben ser diferenciados de aquellas instalaciones que combinan fuentes de energía renovables y no renovables en un proceso de combustión (co-firing). El co-firing no será considerado como generación con RER en el procedimiento de hibridación.

De este modo, los sistemas híbridos pueden participar en las subastas señaladas en el Decreto Legislativo N° 1002, que llevaría a cabo OSINERGMIN para otorgar Energía Adjudicada. Por lo tanto, dichos sistemas deberían tener Tarifas Base diferenciadas por cada tipo de tecnología, de acuerdo a lo previsto en el Reglamento de la Generación de Electricidad con Energías Renovables, requiriéndose, por tanto, la reglamentación respectiva de los sistemas híbridos.

Al respecto, mediante Resolución OSINERGMIN N° 162-2009-OS/CD, publicada el 16 de setiembre de 2009, se dispuso la prepublicación en el Diario Oficial El Peruano y en la página web de OSINERGMIN, del proyecto de resolución que aprueba la norma “Procedimiento sobre Hibridación de Instalaciones de Generación Eléctrica que Utilicen Recursos Energéticos Renovables”, concediéndose un plazo de 15 días calendario para la remisión de opiniones y sugerencias por parte de los interesados,

con la finalidad de garantizar la transparencia del proceso.

Finalmente, dentro del plazo indicado en el párrafo precedente, no se ha recibido ningún comentario o sugerencia respecto del proyecto de norma publicado, por lo que corresponde someterlo al Consejo Directivo para su aprobación definitiva.

Con base en lo anterior, mediante la presente Resolución, se publica la Norma señalada.



ANEXO

PROCEDIMIENTO SOBRE HIBRIDACIÓN DE INSTALACIONES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA QUE UTILICEN RECURSOS ENERGÉTICOS RENOVABLES

ARTÍCULO 1º OBJETIVO

La presente norma tiene por objeto establecer la metodología que deberán seguir aquellas instalaciones de generación eléctrica híbridos, para certificar su aporte de energía proveniente de centrales de generación de electricidad con Recursos Energéticos Renovables (RER).

ARTÍCULO 2º ALCANCES

La presente norma sólo resulta aplicable a las centrales de generación de electricidad con RER que hayan obtenido Energía Adjudicada como resultado de las subastas señaladas en el DL 1002 y que conformen sistemas de generación eléctrica híbridos de acuerdo a las categorías señaladas en la presente norma.

ARTÍCULO 3º DEFINICIONES Y GLOSARIO DE TÉRMINOS

3.1. Biomasa: Entiéndase por la porción biodegradable de productos, desperdicios y residuos de origen biológico provenientes de la agricultura (incluyendo sustancias animales y vegetales), forestal e industrias relacionadas, así como porción biodegradable de desperdicios industriales y municipales.

Los tipos de biomasa considerados para efectos de hibridación son los señalados a continuación:

- a) Cultivos energéticos agrícolas: Biomasa, de origen agrícola, producida expresa y únicamente con fines energéticos.
- b) Cultivos energéticos forestales: Biomasa de origen forestal, procedente del aprovechamiento principal de masas forestales, cuyo destino final sea el energético.
- c) Residuos de las actividades agrícolas: Biomasa residual originada durante el cultivo y primera transformación de productos agrícolas, incluyendo la procedente de los procesos de eliminación de la cáscara.
- d) Residuos de aprovechamientos forestales y otras operaciones selvícolas en las masas forestales y espacios verdes.
- e) Biogás de vertederos.
- f) Residuos biodegradables industriales.
- g) Lodos de depuradora de aguas residuales urbanas o industriales.

- h) Residuos sólidos urbanos.
- i) Residuos ganaderos.
- j) Residuos agrícolas.
- k) Otros a los cuales sea aplicable el procedimiento de digestión anaerobia.
- l) Estiércoles mediante combustión.
- m) Biocombustibles líquidos y subproductos derivados de su proceso productivo.
- n) Biomasa procedente de instalaciones industriales del sector agrícola.

Para efectos del presente procedimiento, no se considerarán biomasa o biogás:

- 1. Combustibles fósiles, incluyendo la turba, y sus productos y subproductos.
- 2. Residuos de madera:
 - a. Tratados químicamente durante procesos industriales de producción.
 - b. Mezclados con productos químicos de origen inorgánico.
 - c. De otro tipo, si su uso térmico está prohibido por la legislación.
- 3. Cualquier tipo de biomasa o biogás contaminado con sustancias tóxicas o metales pesados.
- 4. Papel y cartón.
- 5. Textiles.
- 6. Cadáveres animales o partes de los mismos, cuando la legislación prevea una gestión de estos residuos diferente a la valorización energética.
- 7. Otros no señalados en a), b), c), d), e), f), g), h), i), j), k), l), m), n).

3.2. Co-firing: Para fines de la presente norma, la también llamada Co-combustión, es la combustión de dos diferentes tipos de materiales al mismo tiempo.

3.3. Energía Adjudicada: Es la energía firme con generación RER expresada en MWh, garantizada por los Postores y adjudicada como resultado de cada Subasta y que se obligan, de manera individual, a entregar al sistema en el plazo que establezcan las bases.

3.4. Sistemas de Cogeneración: Para fines de la presente norma, los sistemas de cogeneración son sistemas de producción conjunta de electricidad (o energía mecánica) y de energía térmica útil (calor) partiendo de un único combustible.

3.5. Sistema de energía renovables híbridos: Son aquellos sistemas que combinen una o varias fuentes de energía renovables en una central de generación, con sistema de medición final de la electricidad producida, para

cada unidad de generación. No se considerará bajo la presente definición, aquellos sistemas de energía que combinen fuentes de energía renovables y no renovables en un proceso de combustión (co-firing) en una proporción mayor a la señalada en el Artículo 7º de la presente norma.

- 3.6. Subasta:** Proceso o concurso público convocado y conducido por OSINERGMIN con la finalidad de asignar la Tarifa de Adjudicación a cada proyecto de generación con RER hasta cubrir la energía requerida.

ARTÍCULO 4º BASE LEGAL

Para efectos del presente procedimiento se considerará como Leyes Aplicables las normas que se indican a continuación y aquellas que las complementen, modifiquen o sustituyan, así como las normas conexas a los dispositivos citados:

- Decreto Legislativo N° 1002: Promoción de la Inversión para la Generación de Electricidad con el Uso de Energías Renovables, mayo 2008.
- Decreto Supremo N° 050-2008-EM: Reglamento de la Generación de Electricidad con Energías Renovables, octubre 2008.
- Decreto Supremo N° 027-2008-EM: Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema, mayo 2008.
- Ley N° 28749, Ley General de Electrificación Rural, junio 2006.
- Decreto Supremo N° 025-2007-EM: Reglamento de la Ley General de electrificación Rural, mayo 2007.
- Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, julio 2006.
- Ley de Concesiones Eléctricas, Decreto Ley N° 25844, noviembre 1992.
- Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM, marzo 1993.
- Ley N° 27838, Ley de Transparencia y Simplificación de los Procedimientos Regulatorios de Tarifas, octubre 2002.
- Texto Único Ordenado de la Ley de Transparencia y Acceso a la Información Pública, Ley N° 27806.
- Disposiciones dictadas por OSINERGMIN.
- Otras Normas vigentes del Sector Eléctrico.

ARTÍCULO 5º CRITERIOS GENERALES

5.1. Criterios para Hibridar:

Los alcances de la norma respecto a hibridación de instalaciones son de aplicación a instalaciones de generación eléctrica que cumplan las siguientes condiciones:

- a) Se consideran como tecnologías de hibridación a las que utilicen como insumo, para la producción de electricidad, los recursos señalados en el Artículo 3° del DL 1002.
- b) Al menos una de las tecnologías de hibridación debe de haber obtenido Energía Adjudicada a través de las subastas señaladas en el DL 1002.
- c) El sistema de generación híbrido debe permitir la cuantificación y registro de la energía inyectada al sistema, atribuible a cada tecnología.
- d) La remuneración de la Energía Adjudicada se realiza mediante la tarifa de adjudicación de la tecnología correspondiente.

ARTÍCULO 6° CRITERIOS ESPECÍFICOS

6.1. Memoria Descriptiva de instalaciones

- 1. La Memoria Descriptiva contendrá los procedimientos, bases de cálculo y sistemas de medición y registro de:
 - a. Procesos de recepción de combustibles incluyendo cantidades generadas o recibidas (teniendo en cuenta los procedimientos de transporte hasta las instalaciones tales como vehículo, cintas, etc.), humedad y poder calorífico inferior.
 - b. Procesos de introducción de combustibles a la aplicación energética incluyendo cantidades, humedad y poder calorífico inferior.
 - c. Sistemas de medición independiente y continuo de la energía contenida en los combustibles adicionales aportados a la instalación.
 - d. Diagrama de Sankey de flujos de la energía térmica útil a través de la instalación.
 - e. Producción de electricidad por cada tipo de tecnología empleado.
- 2. Para los combustibles que se hubieran incluido a una instalación con Energía Adjudicada a través de Subasta, en la Memoria Descriptiva se indicarán los poderes caloríficos inferiores y su variación con la humedad.

6.2. Equipos de medida

Los equipos de medida señalados en la Memoria Descriptiva indicarán marcas de los equipos, nombre del instalador, características nominales, número de serie del equipo, magnitud física medida y rango de la medida. Estos datos deberán figurar en una placa de señalización en el propio equipo de manera indeleble y fácilmente visible.

Adicionalmente, en la memoria se incluirán las características y especificaciones técnicas de los equipos.

6.3. Medición y registro de humedad

En relación a los procedimientos y sistemas de medición y registro de humedad, necesaria para la determinación del PCI, se deberán cumplir los

siguientes requisitos mínimos:

- a. Si la entrada de combustible en planta se realiza por vehículo, se llevará a cabo una determinación por cada uno de ellos. En otros casos se realizará una determinación diaria por cada partida de combustible que esté incluida en un mismo certificado.
- b. A la entrada de combustible en la aplicación energética, si la instalación supera 1 MW, se llevará a cabo medición y registro en continuo. Se aportará certificado del fabricante que indique que el software no es accesible. En todos los casos se realizarán determinaciones cada doce horas y/o mínimo una por cada partida de combustible utilizada al día.

Adicionalmente, en la memoria se incluirán las características y especificaciones técnicas de los equipos.

ARTÍCULO 7º TIPOS DE HIBRIDACIÓN

Los sistemas híbridos con RER para efectos del presente procedimiento se clasifican en tres grupos.

- a) Hibridación Tipo 1: Combinación de varios recursos de biomasa en combustión o a través de un proceso de gasificación. Este sistema considera la energía proveniente de al menos 90% de los tipos de biomasa señalados en el Artículo 3º; con un 10% restante proveniente de otros combustibles fósiles (petróleo, gas, carbón, etc.).
- b) Hibridación Tipo 2: Combinación de centrales termo solares con biomasa.
- c) Hibridación Tipo 3: Otros no considerados en a) y b), siempre y cuando utilicen únicamente los recursos señalados en el Artículo 3º del DL 1002.

ARTÍCULO 8º PROCEDIMIENTO

8.1. Remisión de la memoria justificativa de inicio de actividad

Los titulares de las instalaciones objeto del presente procedimiento, deberán remitir a OSINERGMIN y a la DGE, una Memoria Descriptiva de sus instalaciones, de acuerdo a los contenidos señalados en el Artículo 6º, con una anticipación no menor a tres meses del inicio de operación comercial de las instalaciones de generación de electricidad con RER que hayan obtenido Energía Adjudicada a través de Subasta.

ARTÍCULO 9º LIQUIDACIÓN DE INGRESOS

Los titulares de las instalaciones objeto del presente procedimiento, deberán remitir mensualmente a OSINERGMIN con copia a la DGE, dentro de los veinte (20) días calendario después de finalizado el mes, en medio impreso y medio magnético, la siguiente información:

9.1. Hibridaciones tipo 1 y 2

En el caso de las instalaciones híbridas del tipo 1 y 2, en la información mensual se consignará para cada combustible utilizado, el contenido energético del mismo y los valores retributivos que servirán de base para el cálculo de la facturación final de la Energía Adjudicada a través de Subasta, de acuerdo al formato señalado en el Anexo 1.

9.2. Hibridaciones tipo 1, 2 y 3

En el caso de las instalaciones híbridas de los tipos 1, 2 y 3, la información mensual consignará para cada hora del mes, la energía eléctrica producida por cada fuente de RER. Dichas producciones eléctricas horarias servirán de base para el cálculo de la facturación final de la Energía Adjudicada a través de Subasta.

ARTÍCULO 10° SUPERVISIÓN DE LA ELECTRICIDAD GENERADA POR SISTEMAS HÍBRIDOS

10.1. Supervisión y certificación de la electricidad generada

OSINERGMIN establecerá los procedimientos para expedir y supervisar los certificados sobre “garantías de origen” de la electricidad generada por los sistemas de generación híbridos a partir de RER, a fin de asegurar lo dispuesto en la presente norma, con arreglo a criterios objetivos, transparentes y no discriminatorios.

10.2. De las garantías de origen:

- i. Indicarán la fuente de energía a partir de la cual se haya generado la electricidad de los sistemas de generación híbridos, especificando las fechas y lugares de generación.
- ii. Servirán para que los productores de electricidad de sistemas de generación híbridos que utilicen fuentes de energía renovables puedan demostrar que la electricidad que venden ha sido generada a partir de RER tal como se define en la presente Ley.

ARTÍCULO 11° SANCIONES

El incumplimiento en no proporcionar la información señalada en los Artículos 8° y 9° quedará sujeto a las sanciones establecidas en la escala de multas y sanciones de OSINERGMIN.

DISPOSICIÓN COMPLEMENTARIA

PRIMERA: OSINERGMIN y el Ministerio de Energía y Minas, determinarán los medios tecnológicos con los cuales se transferirá la información por parte de los Generadores RER a quienes resulte aplicable el presente procedimiento.

Anexo 1

Información de Insumos utilizados para generación con RER¹

Insumos RER ²	Fecha	Poder Calorífico	Composición Del Insumo	Lugar de adquisición	Volumen (tn)	Peso (kg)	Precio de Adquisición CIF
1							
2							
3							
...							
Insumos No RER ²	Fecha	Poder Calorífico	Composición Del Insumo	Lugar de adquisición	Volumen (tn)	Peso (kg)	Precio de Adquisición CIF
1							
2							
3							
...							

1. Se acompañará la documentación sustentatoria de la información indicada adjuntando las copias de las facturas que deben ser entregadas.
2. De acuerdo a la clasificación señalada en el Artículo 7º de la presente norma.



Anexo N° 11: Resolución N° 001-2010-OS/CD

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 001-2010-OS/CD**

Lima, 14 de enero de 2010

CONSIDERANDO:

Que, el Decreto Legislativo N° 1002 (en adelante “DL 1002”) que tiene por finalidad promover el aprovechamiento de los Recursos Energéticos Renovables (“RER”) para mejorar la calidad de vida de la población y proteger el medio ambiente, mediante la promoción de la inversión en la producción de electricidad;

Que, mediante el Decreto Supremo N° 050-2008-EM, se aprobó el Reglamento de la Generación de Electricidad con Energías Renovables (en adelante “Reglamento RER”), que tiene por objeto establecer las disposiciones reglamentarias necesarias para la adecuada aplicación del DL 1002 a fin de promover el desarrollo de actividades de producción de energía eléctrica en base al aprovechamiento de RER;

Que, el Artículo 5° del DL 1002 y el 19° del Reglamento RER señalan que al Generador RER Adjudicatario de un proceso de licitación, se le remunera su energía eléctrica vía dos conceptos: i) la valorización de sus inyecciones netas de energía a Costo Marginal de Corto Plazo, y ii) un monto por concepto de Prima, determinado como la diferencia entre la valorización de sus inyecciones netas de energía a la correspondiente Tarifa de Adjudicación de la licitación y la valorización referida en i);

Que, asimismo, el Artículo 7° del DL 1002 y el Artículo 21° del Reglamento RER disponen que OSINERGMIN establecerá anualmente un Cargo por Prima que pagarán los Usuarios a través del Peaje por Conexión, el cual será calculado sobre la base de la Prima a que se refiere el Artículo 19°. Es decir, se requiere establecer un procedimiento para determinar tanto la Prima como el Cargo por Prima a que se refiere el Reglamento RER;

Que, la Primera Disposición Transitoria del Reglamento RER establece que OSINERGMIN deberá aprobar los procedimientos necesarios para la aplicación de dicho reglamento; entre los cuales se encuentra la necesidad de aprobar un procedimiento para el cálculo de la Prima aplicable a generación con RER;

Que, mediante Resolución OSINERGMIN N° 208-2009-OS/CD, publicada en el diario oficial El Peruano el 12 de noviembre de 2009, y en el marco de lo dispuesto por el DL 1002, OSINERGMIN dispuso la publicación del proyecto de resolución que aprueba la Norma “Procedimiento de Cálculo de la Prima para la Generación con Recursos Energéticos Renovables”, contribuyendo de ese modo a garantizar la transparencia, cognoscibilidad y predictibilidad de las acciones que el organismo regulador adopte en el cumplimiento del encargo asignado;

Que, la Resolución OSINERGMIN N° 208-2009-OS/CD otorgó un plazo de quince (15) días calendario, contados desde la fecha de su publicación, a fin de que los

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 001-2010-OS/CD**

Lima, 14 de enero de 2010

CONSIDERANDO:

Que, el Decreto Legislativo N° 1002 (en adelante “DL 1002”) que tiene por finalidad promover el aprovechamiento de los Recursos Energéticos Renovables (“RER”) para mejorar la calidad de vida de la población y proteger el medio ambiente, mediante la promoción de la inversión en la producción de electricidad;

Que, mediante el Decreto Supremo N° 050-2008-EM, se aprobó el Reglamento de la Generación de Electricidad con Energías Renovables (en adelante “Reglamento RER”), que tiene por objeto establecer las disposiciones reglamentarias necesarias para la adecuada aplicación del DL 1002 a fin de promover el desarrollo de actividades de producción de energía eléctrica en base al aprovechamiento de RER;

Que, el Artículo 5° del DL 1002 y el 19° del Reglamento RER señalan que al Generador RER Adjudicatario de un proceso de licitación, se le remunera su energía eléctrica vía dos conceptos: i) la valorización de sus inyecciones netas de energía a Costo Marginal de Corto Plazo, y ii) un monto por concepto de Prima, determinado como la diferencia entre la valorización de sus inyecciones netas de energía a la correspondiente Tarifa de Adjudicación de la licitación y la valorización referida en i);

Que, asimismo, el Artículo 7° del DL 1002 y el Artículo 21° del Reglamento RER disponen que OSINERGMIN establecerá anualmente un Cargo por Prima que pagarán los Usuarios a través del Peaje por Conexión, el cual será calculado sobre la base de la Prima a que se refiere el Artículo 19°. Es decir, se requiere establecer un procedimiento para determinar tanto la Prima como el Cargo por Prima a que se refiere el Reglamento RER;

Que, la Primera Disposición Transitoria del Reglamento RER establece que OSINERGMIN deberá aprobar los procedimientos necesarios para la aplicación de dicho reglamento; entre los cuales se encuentra la necesidad de aprobar un procedimiento para el cálculo de la Prima aplicable a generación con RER;

Que, mediante Resolución OSINERGMIN N° 208-2009-OS/CD, publicada en el diario oficial El Peruano el 12 de noviembre de 2009, y en el marco de lo dispuesto por el DL 1002, OSINERGMIN dispuso la publicación del proyecto de resolución que aprueba la Norma “Procedimiento de Cálculo de la Prima para la Generación con Recursos Energéticos Renovables”, contribuyendo de ese modo a garantizar la transparencia, cognoscibilidad y predictibilidad de las acciones que el organismo regulador adopte en el cumplimiento del encargo asignado;

Que, la Resolución OSINERGMIN N° 208-2009-OS/CD otorgó un plazo de quince (15) días calendario, contados desde la fecha de su publicación, a fin de que los

interesados remitan sus comentarios y sugerencias al proyecto de norma prepublicada a la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria;

Que, los comentarios y sugerencias presentados al proyecto de norma publicado, han sido analizados en los Informes [N° 0005-2010-GART](#) y [N° 0004-2010-GART](#), de la División de Generación y Transmisión Eléctrica y la Asesoría Legal Interna de la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria de OSINERGMIN, acogiendo aquellos que contribuyen con el objetivo de la norma, correspondiendo la aprobación final de los “Procedimiento de Cálculo de la Prima para la Generación con Recursos Energéticos Renovables”;

De conformidad con lo establecido en la Ley N° 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores; en el Reglamento General de OSINERGMIN, aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM; en el Decreto Legislativo N° 1002 y sus normas complementarias; en el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas y en su Reglamento, aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM; y en lo dispuesto en la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General.

SE RESUELVE:

Artículo 1°.- Aprobar la Norma “Procedimiento de Cálculo de la Prima para la Generación con Recursos Energéticos Renovables”, que como Anexo forma parte integrante de la presente Resolución.

Artículo 2°.- La presente Resolución y la Norma deberán ser publicadas en el diario oficial “El Peruano” y consignadas en la página Web de OSINERGMIN: www.osinerg.gob.pe.

Artículo 3°.- La presente Resolución entrará en vigencia a partir del día siguiente de su publicación en el diario oficial El Peruano.

ALFREDO DAMMERT LIRA
Presidente del Consejo Directivo

EXPOSICIÓN DE MOTIVOS

Con fecha 02 de mayo de 2008, se publicó en el diario oficial El Peruano el Decreto Legislativo N° 1002 (en adelante “DL 1002”) que tiene por finalidad promover el aprovechamiento de los Recursos Energéticos Renovables (“RER”) para mejorar la calidad de vida de la población y proteger el medio ambiente, mediante la promoción de la inversión en la producción de electricidad.

Asimismo, mediante el Decreto Supremo N° 050-2008-EM, publicado el 02 de octubre de 2008, se aprobó el Reglamento de la Generación de Electricidad con Energías Renovables (en adelante “Reglamento RER”), que tiene por objeto establecer las disposiciones reglamentarias necesarias para la adecuada aplicación del DL 1002 a fin de promover el desarrollo de actividades de producción de energía eléctrica en base al aprovechamiento de RER.

Al respecto, el Artículo 5° del DL 1002 y el 19° del Reglamento RER señalan que al Generador RER Adjudicatario de un proceso de licitación, se le remunera su energía eléctrica vía dos conceptos: i) la valorización de sus inyecciones netas de energía a Costo Marginal de Corto Plazo, y ii) un monto por concepto de Prima, determinado como la diferencia entre la valorización de sus inyecciones netas de energía a la correspondiente Tarifa de Adjudicación de la licitación y la valorización referida en i).

Complementariamente, el Artículo 7° del DL 1002 y el Artículo 21° del Reglamento RER disponen que OSINERGMIN establecerá anualmente un Cargo por Prima que pagarán los Usuarios a través del Peaje por Conexión, el cual será calculado sobre la base de la Prima a que se refiere el Artículo 19°. Es decir, se requiere establecer un procedimiento para determinar tanto la Prima como el Cargo por Prima a que se refiere el Reglamento RER.

En este sentido, la Primera Disposición Transitoria del Reglamento RER establece que OSINERGMIN deberá aprobar los procedimientos necesarios para la aplicación de dicho reglamento; razón por la cual, y en atención a la normatividad citada en los párrafos precedentes corresponde se apruebe la norma “Procedimiento de Cálculo de la Prima para la Generación con Recursos Energéticos Renovables”.

Por las razones señaladas precedentemente, la resolución materia de la presente exposición de motivos cumple con los objetivos indicados.

PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO DE LA PRIMA PARA LA GENERACIÓN CON RECURSOS ENERGÉTICOS RENOVABLES

Artículo 1°. MARCO LEGAL

Para efectos del presente procedimiento se considerará como Leyes Aplicables las normas que se indican a continuación y aquellas que las complementen, modifiquen o sustituyan:

- Decreto Legislativo N° 1002: Promoción de la Inversión para la Generación de Electricidad con el Uso de Energías Renovables, Mayo 2008.
- Decreto Supremo N° 050-2008-EM: Reglamento de la Generación de Electricidad con Energías Renovables, Octubre 2008.
- Decreto Supremo N° 027-2008-EM: Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema, Mayo 2008.
- Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de Generación Eléctrica, julio 2006.
- Ley de Concesiones Eléctricas, Decreto Ley N° 25844, noviembre 1992;
- Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado por Decreto Supremo No.009-93-EM, febrero 1993.
- Ley N° 27838, Ley de Transparencia y Simplificación de los Procedimientos Regulatorios de Tarifas, octubre 2002.
- Texto Único Ordenado de la Ley de Transparencia y Acceso a la Información Pública, Ley N° 27806, abril 2003;
- Bases para la primera Subasta de Electricidad con Recursos Energéticos Renovables, aprobadas por Resolución Viceministerial N° 078-2009-MEM/VME.
- Disposiciones dictadas por OSINERGMIN; y,

Artículo 2°. OBJETO

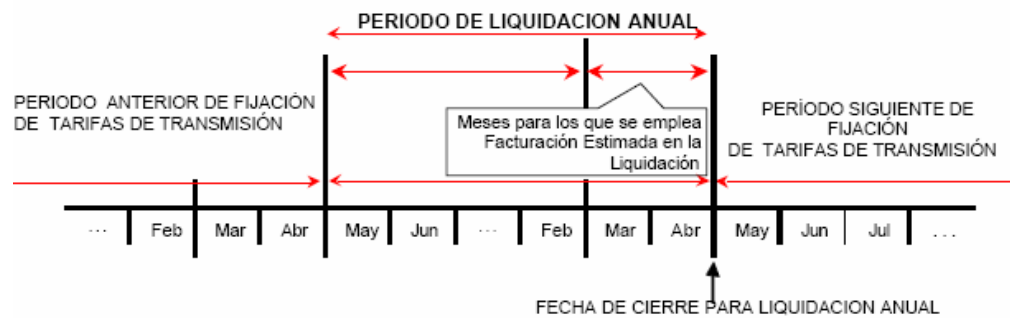
Establecer el procedimiento y la metodología de cálculo de la Prima y el Cargo por Prima a que se refieren los Artículos 19° y 21° del Reglamento de Generación de Electricidad con Energías Renovables aplicable exclusivamente a los Adjudicatarios de las subastas para generación con Recursos Energéticos Renovables.

Artículo 3°. DEFINICIONES

Para efectos de la presente Norma se emplean las siguientes definiciones:

- 3.1 **Año Tarifario:** Periodo comprendido entre el 01 de mayo hasta el 30 de abril del siguiente año.
- 3.2 **Agentes:** Denominación genérica dada al conjunto de Generadores, Transmisores, Distribuidores y Usuarios Libres.
- 3.3 **Cargo por Prima:** Cargo que establecerá anualmente OSINERGMIN y que pagarán los Usuarios a través del Peaje por Conexión, el cual será calculado sobre la base de la Prima a que se refiere el Artículo 19° del Reglamento de Generación de Electricidad con Energías Renovables.
- 3.4 **COES:** Comité de Operación Económica del Sistema.
- 3.5 **Costo Marginal (CMg):** Costo marginal equivalente anual de cada Adjudicatario, respecto del cual se compara su Tarifa de Adjudicación para asignar una Prima.
- 3.6 **Energía Adjudicada:** Cantidad anual de energía activa que el Adjudicatario se obliga a suministrar a la Tarifa de Adjudicación respectiva. Su cumplimiento se verificará integrando sus Inyecciones Netas de energía durante cada Año Tarifario.
- 3.7 **Generador:** Integrante del COES que cuenta con autorización o concesión para generación eléctrica.
- 3.8 **Inyección Neta:** Corresponde a la diferencia entre las inyecciones menos los retiros de energía por compromisos contractuales con terceros. Se valoriza a Tarifa de Adjudicación hasta que el momento en que iguale a la Energía Adjudicada, pasado dicho límite se considerará igual a cero para efectos de la aplicación del presente procedimiento.
- 3.9 **LCE:** Decreto Ley N° 25844 “Ley de Concesiones Eléctricas”.
- 3.10 **Liquidación:** Liquidación que corresponde al Periodo de Liquidación, que se realiza cada año sobre la base de la información real hasta el mes de febrero, e inclusive, sobre información estimada para los meses de marzo y abril.
- 3.11 **Período de Liquidación Anual:** Período de 12 meses coincidente con el Año Tarifario precedente al momento de la fijación de tarifas.
- 3.12 **Procedimiento:** Se refiere al presente documento.
- 3.13 **Saldo por Prima Estimado (SPE):** Valor estimado para el Año Tarifario del Proceso de Fijación de Precios en Barra en curso sobre la base de la Tarifa de Adjudicación, el costo marginal, la Inyección Neta e ingresos por Potencia Firme.

Para mejor entendimiento se adjunta el siguiente esquema.



- 3.14 **Tarifa de Adjudicación:** Es la tarifa monómica que se le garantiza a cada Adjudicatario como resultado de la Subasta por su Inyección Neta de energía hasta el límite de su Energía Adjudicada, expresada en ctv US\$/kWh.
- 3.15 **Tipo de Cambio.-** Valor de referencia para el Dólar de los Estados Unidos de América disponible al último día calendario del mes, determinado por la Superintendencia de Banca y Seguros del Perú, correspondiente a la "COTIZACIÓN DE OFERTA Y DEMANDA – TIPO DE CAMBIO PROMEDIO PONDERADO", o el que lo reemplace y publicado en el diario oficial El Peruano.

Los términos que empiezan con mayúscula distintos a los definidos en el presente artículo, tienen el significado establecido en la Ley, el Reglamento, LCE, Reglamento de la LCE u otras normas aplicables.

Artículo 4°. PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO DE LA PRIMA Y EL CARGO POR PRIMA

- 4.1 Para cada mes (t) del Año Tarifario, y por cada Adjudicatario (k), se estima el Saldo Mensual a Compensar (SMCe) estimado como la diferencia de valorizar su Inyección Neta esperada con su correspondiente Tarifa de Adjudicación y de su ingreso esperado en el Mercado de Corto Plazo por su Inyección Neta.

$$SMCe_{k,t} = INe_{k,t} \times TA - ICM_{k,t}$$

Donde:

t : indicador de mes, 1 para mayo, 2 para junio y así sucesivamente

$INe_{k,t}$: Inyección neta esperada del Adjudicatario k en el mes t

TA_k : Tarifa de Adjudicación del Adjudicatario k

$ICM_{k,t}$: Ingreso esperado en el Mercado de Corto Plazo del Adjudicatario k en el mes t. Incluye valor esperado de Ingresos por Potencia.

- 4.1 Los montos calculados en el paso anterior se agregan aplicando la siguiente fórmula, para obtener el Saldo por Prima Estimado (SPE) de cada Adjudicatario:

Donde:

$$SPE_k = \sum_{t=1}^{12} \frac{SMC_{k,t}}{\beta^t}$$

$$\beta = (1 + \alpha)^{\frac{1}{12}}$$

α : Tasa a que se refiere el Artículo 79° de la LCE

- 4.1 4.3 Para cada mes (t) del Periodo de Liquidación, y por cada Adjudicatario (k), se determina el Saldo Mensual a Compensar (SMC) como la diferencia de valorizar su Inyección Neta registrada con su correspondiente Tarifa de Adjudicación y de sus ingresos registrados en el Mercado de Corto Plazo por su Inyección Neta y lo recibido por la aplicación del Cargo por Prima, de acuerdo con el Artículo 7° del Procedimiento. Ambos ingresos expresados es moneda extranjera haciendo uso del Tipo de Cambio del mes t.

$$SMC_{k,t} = IN_{k,t} \times TA - ICM_{k,t} - R_{k,t}$$

Donde:

t : indicador de mes, 1 para mayo, 2 para junio y así sucesivamente

$IN_{k,t}$: Inyección neta real del Adjudicatario k en el mes t.

TA : Tarifa de Adjudicación del Adjudicatario

$ICM_{k,t}$: Ingreso en el Mercado de Corto Plazo del Adjudicatario k en el mes t. Incluye Ingresos por Potencia.

$R_{k,t}$: Ingreso del Adjudicatario k en el mes t por aplicación del Cargo por Prima.

De igual modo se procede para los meses de marzo y abril (meses 11 y 12) a incluirse en la liquidación, pero sobre la base de estimaciones.

- 4.4 Los montos calculados en el paso anterior se agregan aplicando la siguiente fórmula, para obtener la Liquidación de cada Adjudicatario:

$$Liquidación_k = \sum_{t=1}^{12} SMC_{k,t} \times \beta^{12-t}$$

$$\beta = (1 + \alpha)^{\frac{1}{12}}$$

Donde:

α : Tasa a que se refiere el Artículo 79° de la LCE

- 4.2 Se determina la Prima de cada Adjudicatario como la suma de su Liquidación y su Saldo por Prima Estimado.
- 4.3 El Cargo por Prima de cada Adjudicatario se obtendrá de dividir su correspondiente Prima entre la demanda utilizada para determinar el Peaje Unitario por Conexión al Sistema Principal de Transmisión. Este valor no podrá ser menor que cero.

Artículo 5°. REAJUSTE TRIMESTRAL DEL CARGO POR PRIMA

- 5.1 Periódicamente el COES remitirá a la GART un Informe Técnico que contenga el reajuste de la Liquidación y el Saldo por Prima Estimado considerando la información a que se refiere el numeral 6.3 del Procedimiento y una estimación de los $SMC_{k,t}$ y $SMCe_{k,t}$ para los meses restantes del Período de Vigencia del Cargo por Prima. El citado Informe deberá ser remitido a más tardar el segundo miércoles del mes previo al reajuste trimestral a que se refiere el párrafo siguiente.
- 5.2 El reajuste trimestral del Cargo por Prima será publicado en los plazos establecidos en la Resolución OSINERGMIN N° 180-2007-OS/CD, Resolución que aprueba la Norma “Precios a Nivel de Generación y Mecanismos de Compensación entre Usuarios Regulados”.

Artículo 6°. TRANSFERENCIAS MENSUALES DE LO RECAUDADO

- 6.1 Utilizando el mecanismo establecido en el numeral 8.2 del Procedimiento Técnico N° 23 del COES, los Generadores recaudarán, mensualmente, los montos correspondientes al Cargo por Prima, en base a sus contratos de suministro de energía con Distribuidores, Usuarios Libres que no son Grandes Usuarios y Grandes Usuarios; además, esta recaudación incluirá aquella que corresponda a las empresas que realizan retiros sin contratos de suministros, de acuerdo con la asignación establecida por el COES, en cumplimiento de la Resolución OSINERGMIN N° 025-2008-OS/CD o de la disposición legal que pudiera expedirse al respecto. A esta recaudación se le adicionará los aportes provenientes de los demás participantes del Mercado de Corto Plazo por concepto del Cargo por Prima.
- 6.2 Los montos recaudados por Cargo por Prima serán transferidos por los Generadores y demás participantes del Mercado de Corto Plazo dentro de los siete (7) días calendario siguientes a la notificación de la liquidación mensual practicada por el COES.
- 6.3 El COES es el encargado de llevar el control mensual de la diferencia entre la valorización de la Energía Inyectada con la Tarifa de Adjudicación y la valorización de la Energía Inyectada en el Mercado de Corto Plazo; así como de registrar los montos recaudados por Cargo por Prima e ingresos por Potencia Firme. El registro incluirá el detalle de los eventuales recálculos efectuados por el COES que devienen en Notas de Crédito y/o Débito.

Artículo 7°. ASPECTOS GENERALES PARA LA CONVOCATORIA DEL PROCESO

- 7.1 El COES comunicará los incumplimientos de los Agentes a la presente norma, a fin de aplicarse las sanciones correspondientes, de ser el caso, de conformidad con lo dispuesto en la Escala de Multas y Sanciones de OSINERGMIN.
- 7.2 Asimismo, los incumplimientos del COES al Procedimiento serán sancionados de conformidad con lo dispuesto en la Escala de Multas y Sanciones de OSINERGMIN.



Anexo N° 12: Resolución N° 289-2010-OS/CD

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 289-2010-OS/CD**

Lima, 29 de diciembre de 2010

CONSIDERANDO:

Que, con fecha 02 de mayo de 2008, se publicó en el diario oficial El Peruano, el Decreto Legislativo N° 1002, norma para promover el aprovechamiento de los Recursos Energéticos Renovables ("RER"). Esta norma fue complementada mediante el Decreto Supremo N° 050-2008-EM, que aprobó el Reglamento de la Generación de Electricidad con Energías Renovables. Sobre el particular, uno de los mecanismos de promoción de la generación de electricidad con RER es el otorgamiento de un ingreso anual garantizado a aquellos generadores que resulten adjudicatarios de los procesos de subasta que se realizarán conforme a los requerimientos que establezca el Ministerio de Energía y Minas;

Que, al respecto, con fechas 12 de febrero y 23 de julio de 2010 se llevaron a cabo los actos públicos de adjudicación de la primera y segunda convocatorias de la Primera Subasta de Electricidad con Recursos Energéticos Renovables, cuyas Bases Consolidadas fueron aprobadas por el Ministerio de Energía y Minas;

Que, de acuerdo con el numeral 1.2.22 de las mencionadas Bases, el Comité de Operación Económica del Sistema (COES) debe establecer el procedimiento para determinar la energía dejada de inyectar por causas ajenas al generador RER;

Que, de otro lado, de acuerdo con la norma "Guía de elaboración de Procedimientos Técnicos", aprobada por Resolución OSINERGMIN N° 476-2008- OS/CD, cualquier propuesta de procedimiento por parte del COES se presenta a OSINERGMIN y debe incluir un contenido mínimo. Asimismo, el proyecto de resolución que apruebe el procedimiento debe ser elaborado por la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (GART) de OSINERGMIN;

Que, en atención a las normas antes mencionadas, el COES presentó con cartas COES/D-1990-2009 y COES/D-353-2010 su propuesta de Procedimiento Técnico denominado "Cálculo de la Energía Dejada de Inyectar por Causas Ajenas al Generador RER", dando inicio al proceso para la aprobación de dicho procedimiento por OSINERGMIN;

Que, mediante aviso publicado en el diario oficial El Peruano el 02 de junio de 2010 se comunicó sobre la propuesta recibida (y publicada en la página Web de OSINERGMIN) para recibir opiniones y sugerencias de parte de los interesados; no habiéndose recibido opinión ni sugerencia alguna;

Que, posteriormente, mediante Oficio N° 0474-2010-G ART se comunicó al COES las observaciones a la propuesta, las cuales fueron absueltas por el COES con una nueva propuesta remitida mediante carta COES/D-551-2010 cuyo análisis se desarrolló en los Informes N° 0336-2010-GART y N° 3 38-2010-GART, de la División de Generación y Transmisión Eléctrica y la Asesoría Legal Interna de la GART, respectivamente; Que, mediante Resolución OSINERGMIN N° 229-2010-OS/ CD, publicada en el diario oficial El Peruano el 01 de octubre de 2010, y en el marco de lo dispuesto por la Ley N° 28832, OSINERGMIN dispuso la publicación del proyecto de resolución que aprueba el Procedimiento Técnico del Comité de Operación

Económica del Sistema “Cálculo de la Energía Dejada de Inyectar por Causas Ajenas al Generador RER”, contribuyendo de ese modo a garantizar la transparencia, cognoscibilidad y predictibilidad de las acciones que el organismo regulador adopte en el cumplimiento del encargo asignado;

Que, la Resolución OSINERGMIN N° 229-2010-OS/CD otorgó un plazo de quince (15) días calendario, contados desde la fecha de su publicación, a fin de que los interesados remitan sus comentarios y sugerencias al proyecto de norma prepublicada a la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria;

Que, dentro del plazo señalado, las empresas Energía Eólica S.A., Parque Eólico Marcona SRL y la Asociación Peruana de Energías Renovables (APEGER) presentaron sus observaciones al proyecto de norma;

Que, los comentarios y sugerencias presentados al proyecto de Procedimiento Técnico del Comité de Operación Económica del Sistema publicado han sido analizados en el [Informe N° 0445-2010-GART](#), y la procedencia de aprobar el mismo en el [Informe N° 435-2010-GART](#); y previo cumplimiento de lo dispuesto en el artículo 5.3 del Reglamento del COES, aprobado mediante Decreto Supremo N° 027-2008-EM, se han acogido aquellos que contribuyen con el objetivo de la norma, correspondiendo la aprobación final del Procedimiento Técnico del Comité de Operación Económica del Sistema “Cálculo de la Energía Dejada de Inyectar por Causas Ajenas al Generador RER”¹;

De conformidad con lo establecido en la Ley N° 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores; en el Reglamento General de OSINERGMIN, aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM; en la Ley N° 28832 y sus normas complementarias; en el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas y en su Reglamento, aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM; y en lo dispuesto en la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General.

SE RESUELVE:

Artículo 1°.- Aprobar el Procedimiento Técnico del Comité de Operación Económica del Sistema “Cálculo de la Energía Dejada de Inyectar por Causas Ajenas al Generador RER”, que como Anexo forma parte integrante de la presente Resolución.

Artículo 2°.- La presente Resolución y la Norma deberán ser publicadas en el diario oficial “El Peruano” y consignadas en la página Web de OSINERGMIN: www.osinergmin.gob.pe.

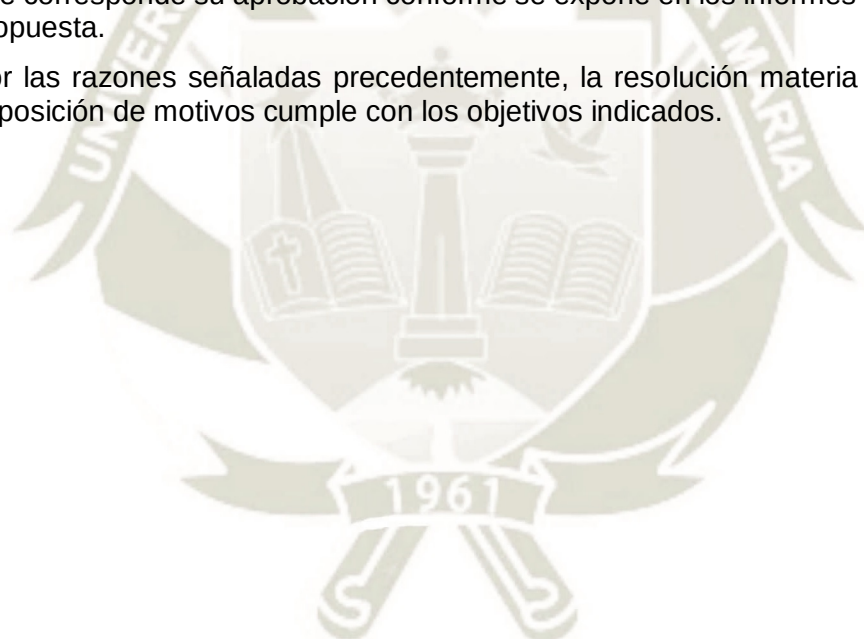
Artículo 3°.- La presente Resolución entrará en vigencia a partir del día siguiente de su publicación en el diario oficial El Peruano

EXPOSICIÓN DE MOTIVOS

El Decreto Legislativo N° 1002 y el Reglamento de la Generación de Electricidad, aprobado por Decreto Supremo N° 050-2008-EM, promueven el aprovechamiento de los Recursos Energéticos Renovables para generación eléctrica. Sobre el particular, uno de los mecanismos de promoción es el otorgamiento de un ingreso anual garantizado a aquellos generadores que resulten adjudicatarios de los procesos de subasta que se realizarán conforme a los requerimientos que establezca el Ministerio de Energía y Minas. Sobre el particular, de acuerdo con las Bases Consolidadas aprobadas por el Ministerio de Energía y Minas, el Comité de Operación Económica del Sistema (COES) debe establecer el procedimiento para determinar la energía dejada de inyectar por causas ajenas al generador RER.

El COES cumplió con someter a consideración de OSINERGMIN su propuesta de Procedimiento Técnico denominado “Cálculo de la Energía Dejada de Inyectar por Causas Ajenas al Generador RER”, el cual fue observado y posteriormente sujeta a análisis la correspondiente subsanación de observaciones; habiéndose determinado que corresponde su aprobación conforme se expone en los informes que analizan la propuesta.

Por las razones señaladas precedentemente, la resolución materia de la presente exposición de motivos cumple con los objetivos indicados.



ANEXO: Procedimiento Técnico

COES- SINAC	PROCEDIMIENTO TÉCNICO DEL COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SISTEMA	PR – 38
CÁLCULO DE LA ENERGÍA DEJADA DE INYECTAR POR CAUSAS AJENAS AL GENERADOR RER		
Aprobado según Resolución OSINERGMIN N° 289 -2010-O S/CD, publicada el 30 de diciembre de 2010.		

1. OBJETIVO

Establecer los criterios y metodología de cálculo para la determinación de la Energía Dejada de Inyectar por Causas Ajenas al Generador RER, para el cálculo del Factor de Corrección aplicable a los contratos de suministro resultantes de las Subastas de Suministro de Electricidad con Recursos Energéticos Renovables.

2. BASE LEGAL

- 2.1 D.L. N° 1002, Decreto Legislativo de Promoción de la Inversión para la Generación de Electricidad con el Uso de Energías Renovables.
- 2.2 D.S. N° 050-2008-EM, Reglamento de la Generación de Electricidad con Energías Renovables.
- 2.3 Estatuto del COES.
- 2.4 Guía de Elaboración de Procedimientos Técnicos, Resolución OSINERGMIN N° 476-2008-OS/CD.

3. DEFINICIONES

- 3.1 **Energía Dejada de Inyectar (EDI):** Es la energía que un Generador RER no produjo debido a causas ajenas a él. Esta definición es aplicable para aquellas tecnologías de Generación RER que utilizan recursos energéticos renovables que no pueden ser almacenados.

El significado de los demás términos utilizados en el presente procedimiento, está precisado en el Glosario de Abreviaturas y Definiciones Utilizadas en los Procedimientos Técnicos del COES-SINAC, aprobado por Resolución Ministerial N° 143-2001-EM/VME y sus modificatorias, el Decreto Legislativo N° 1002, su Reglamento, Estatuto del COES y la demás normativa aplicable.

4. RESPONSABILIDADES

- 4.1 Del Titular de Generación:

- a) Presentar la información del recurso energético renovable utilizado por su central de generación de acuerdo a lo solicitado por el COES.
- b) Mantener vigente la certificación de la precisión de los medios con los que mide la magnitud del recurso energético renovable que puede ser utilizado. Dicha certificación será emitida por una entidad autorizada por el OSINERGMIN, la cual establecerá el periodo de vigencia correspondiente.
- c) Presentar un informe técnico, refrendado por ingeniero especialista en la tecnología RER correspondiente, que sustente la obtención de la curva de potencia de la central RER declarada, de conformidad con el literal c. del numeral 5.1 del presente procedimiento.

Este informe se presentará al ingreso de nuevas instalaciones y será actualizado cada cinco años o cuando dichas instalaciones experimenten modificaciones importantes o hayan sido repotenciadas. Sin perjuicio de ello, el COES podrá requerir la presentación de este informe cuando lo considere necesario.

- d) Otorgar las facilidades necesarias al COES, en caso que las solicite, para la instalación y operación de registradores del recurso energético utilizado, dentro de las instalaciones de la central de generación.

4.2 Del COES

- a) Evaluación de la información declarada por el titular de la central, pudiendo el COES solicitar precisiones, ampliaciones o información adicional que pudiera requerir.

5. DETERMINACIÓN DE LA EDI

Para cada mes calendario se determina la EDI de cada una de las centrales de generación RER. A continuación se detalla la información requerida y el proceso para la determinación de la EDI de una central de Generación RER.

5.1 Información Requerida

La información requerida para el cálculo de la EDI debe ser entregada por el titular en la oportunidad y forma que determine el COES. Dicha información es la siguiente:

- a) Mediciones del recurso energético renovable que pudo ser utilizada en el corto plazo (tales como radiación solar, velocidad de viento, caudal, etc.).
- b) Para el caso de las centrales eólicas deberá presentar cuatro mediciones diarias de la temperatura ambiente.

Curva de potencia de la central de Generación RER en función de la magnitud del recurso energético renovable correspondiente

El COES podrá constatar las mediciones indicadas en los numerales a) y b) anteriores mediante mediciones propias. De existir diferencias no explicadas por los niveles de precisión de los instrumentos, se iniciará un proceso de identificación de errores de medición. Entre tanto, el COES utilizará de manera provisional sus mediciones para el cálculo de la EDI correspondiente a dichos periodos hasta tener identificada la medición válida, luego de lo cual se realizara el cálculo definitivo.

5.2 Identificación de los periodos en los que se calcula la EDI de un Generador RER

La identificación de los periodos en los que se calcula la EDI de un Generador RER formará parte del Informe de Horas de Operación de las Centrales de Generación del COES.

Esta evaluación se realiza para cada Central de Generación RER. Los criterios utilizados en esta evaluación son los siguientes:

- a) El límite de responsabilidad del titular de una Central de Generación RER es el punto de conexión con la barra del SEIN, por lo tanto incluye la central de generación y el sistema de transmisión necesario (transformador elevador y línea de transmisión) para conectar la Central de Generación RER a una barra del SEIN.
- b) Los periodos de interrupción o reducción de la producción de Centrales de Generación RER originadas por problemas eléctricos cuyo origen se encuentra fuera de los límites de responsabilidad del titular de Generación RER serán considerados para el cálculo de la EDI.
- c) Los periodos de interrupción o reducción de la producción de Centrales de Generación RER originadas por mantenimientos de instalaciones de transmisión del SEIN o de generadores, serán considerados para el cálculo de la EDI.
- d) Otras interrupciones o reducciones de producción de Centrales de Generación RER que constituyan caso fortuito o fuerza mayor calificadas por OSINERGMIN, siempre y cuando, ésta corresponda a una alteración en las condiciones de suministro.

5.3 Procedimiento de Cálculo

Para cada Central de Generación RER se determina la EDI mensual de acuerdo al siguiente procedimiento:

- a) Para los periodos identificados en el numeral 5.2 anterior, se determina la energía que estuvo disponible para producir en dichos periodos. Para el cálculo de la energía disponible se utiliza las mediciones del recurso energético renovable, la curva de potencia de la Central de Generación RER, para el caso de las centrales eólicas se utilizará la temperatura ambiental para corregir la curva de potencia de la central.
- b) La EDI mensual será la diferencia del total de energía disponible calculada en el literal a) anterior y la energía realmente producida en los periodos determinados en el numeral 5.2 anterior.

6. REPORTE

El COES llevará el control de la EDI de cada Central de Generación RER e incluirá los resultados en el Informe Técnico de reajuste trimestral establecido en el Artículo 5° del Procedimiento OSINERGMIN aprobado por Resolución N° 001- 2010-OS/CD, a fin de que OSINERGMIN calcule el respectivo Factor de Corrección



Anexo N° 13: Fichas técnicas de elementos del sistema

Panel Solar

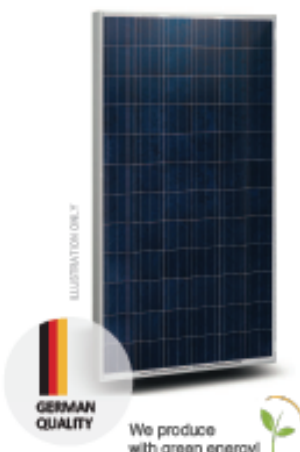
Inversor

Controlador Bidireccional



AE POWERPLUS MODULE

AE P6-72 Series 300W-325W



POWER RANGE

Plus-Sorting 0 to +4.99Wp



PID RESISTANT

Potential Induced Degradation Free



SALT CORROSION RESISTANT

Certified for Salt Rich Environment



SAND RESISTANT

Certified for Sand Rich Environment



AMMONIA RESISTANT

Certified for Ammonia Rich Atmosphere



HIGHLY STABLE AND TOUGH

Maximum Mechanical Load 5400 Pa



GERMAN QUALITY

AE Solar photovoltaic modules are manufactured using high-quality materials, automated machine, German Technology and Standards



PLUS-SORTING

Higher yield due to plus-sorting of 0 to +4.99 Wp guarantees the high system efficiency and yield stability



PERFORMANCE GUARANTEE

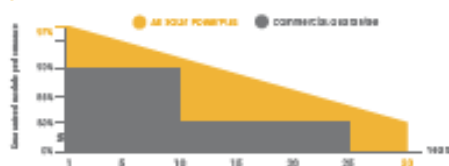
AE Solar assures high investment, security and warranty claims by providing linear performance guarantee of 30 years and 12 years of product warranty



CERTIFICATES

Lining with International Standards, AE Solar Photovoltaic modules are tested and certified under extreme stress and it can bear harsh environmental influences

OUR PERFORMANCE GUARANTEE



AE SOLAR
Messerschmitzring 54
86343 Königsbrunn
Germany

Tel: +49 8231 97 82 68 0
Fax: +49 8231 97 82 68 9

E-Mail: info@ae-solar.com
Web: www.ae-solar.com



TECHNICAL DATA

AE P6-72 Series 300W-325W

ELECTRICAL DATA		AE300P6-72	AE305P6-72	AE310P6-72	AE315P6-72	AE320P6-72	AE325P6-72
Nominal power	P_m (Wp)	300	305	310	315	320	325
Open circuit voltage	V_{oc} (V)	45.23	45.38	44.47	45.59	45.72	45.83
Short-circuit current	I_{sc} (A)	9.07	9.13	9.17	9.24	9.28	9.33
Voltage at max power	V_{mp} (V)	36.43	36.51	36.60	36.66	36.75	36.83
Current at max power	I_{mp} (A)	8.23	8.35	8.47	8.59	8.71	8.82
Filling Factor	(%)	73.13	73.61	74.35	74.78	75.42	76.00
Module Efficiency	(%)	15.46	15.72	15.98	16.23	16.49	16.75
System Voltage	(V)	1000					
Temp. coefficient V_{oc}	(%/°C)	-0.35					
Temp. coefficient I_{sc}	(%/°C)	0.06					
Temp. coefficient P_m	(%/°C)	-0.42					
Operating temp.	(°C)	-40 to +85					
NOCT	(°C)	45±2					

The electrical data apply to standard test conditions (STC): irradiance of 1000 W/m² with spectrum AM 1.5 and a cell temperature of 25°C.

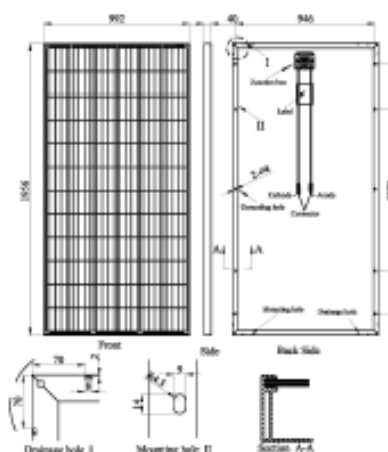
TECHNICAL DATA

Junction box	3 bypass diodes, IP 67
Wire cross section (ϕ , mm ²)	4.0
Cable length (mm)	900 or 1100
Connector type	MC 4 / MC 4 compatible
Dimensions (L x W x H, mm)	1956 x 992 x 40
Weight (kg)	23.5
Specification (mm)	Poly 156 / 6 x 12
Hail resistance	Max. ϕ 25 mm, at 23 m/s
Wind load	2400Pa / 24kg / m ²
Mechanical load	5400Pa / 550kg / m ²

PACKAGING INFORMATION

Packing configuration	54pcs / pallet
Loading Capacity	648pcs / 40HQ
Size /pallet (mm)	1990 x 1120 x 2335
Weight	1380kg / pallet

SCALE



AE SOLAR
Messerschmitt 54
86343 Königsbrunn
Germany

Tel: +49 8231 97 82 68 0
Fax: +49 8231 97 82 68 9

E-Mail: info@ae-solar.com
Web: www.ae-solar.com

SUNNY TRIPOWER 5000TL – 12000TL



Rentable

- Rendimiento máximo del 98,3 %
- Gestión de sombras mediante OptiTrac Global Peak
- Gestión activa de la temperatura gracias al sistema de refrigeración OptiCool

Flexible

- Tensión de entrada de CC hasta 1.000 V
- Funciones integradas de gestión de red
- Inyección de potencia reactiva
- Diseño de plantas adaptado a cada módulo con OptiFlex

Comunicación

- SMA Webconnect
- Comunicación con Sunny Portal
- Comunicación a través de Modbus SMA y SunSpec
- Fácil configuración por pines
- Relé multifunción de serie

Simple

- Inyección trifásica
- Conexión del cableado sin herramientas
- Sistema de conexión de CC SUNCLIX
- Seccionador de potencia de CC integrado ESS
- Simple montaje mural

SUNNY TRIPOWER 5000TL – 12000TL

El trifásico: no solo para el hogar

Resulta ideal para diseñar desde la clásica planta en un tejado de una vivienda hasta plantas con rangos de potencia mayores. La gama de productos Sunny Tripower cubre una gran variedad de aplicaciones gracias a la ampliación de la cartera de productos con las nuevas versiones de 10 kVA y 12 kVA. Los usuarios se benefician de múltiples funciones probadas: su alta flexibilidad gracias a la acreditada tecnología OptiFlex y al multitracking asimétrico, combinada con un rendimiento máximo y OptiTrac Global Peak, garantiza máximas ganancias. Además de la comunicación a través de Modbus SMA y SunSpec, también es posible la conexión directa a Sunny Portal mediante SMA Webconnect de serie. De manera estándar también dispone de funciones integradas para gestionar la red y de inyección de potencia reactiva, y puede utilizarse con un diferencial de 30 mA. En suma, cuando se trata del diseño de plantas en las claves de potencia de 5 kW a 12 kW, el Sunny Tripower es la solución ideal tanto para su aplicación en el hogar como para plantas de mayor tamaño sobre el tejado así como para la construcción de pequeños parques fotovoltaicos.

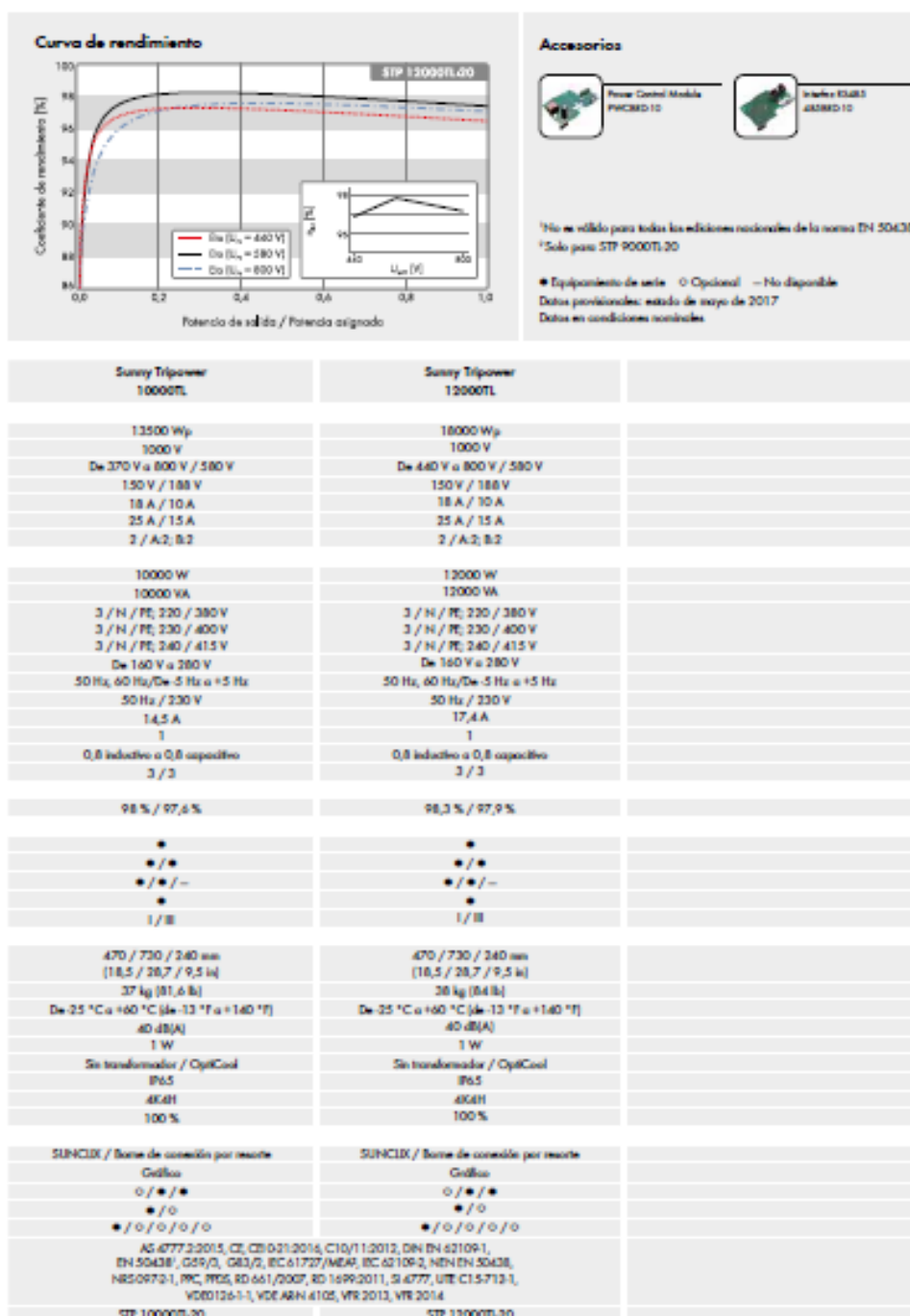
SUNNY TRIPOWER

5000TL / 6000TL / 7000TL / 8000TL / 9000TL / 10000TL / 12000TL

Datos técnicos	Sunny Tripower 5000TL	Sunny Tripower 6000TL
Entrada (CC)		
Potencia máx. del generador fotovoltaico	9000 Wp	9000 Wp
Tensión de entrada máx.	1000 V	1000 V
Rango de tensión MPPT / tensión asignada de entrada	De 245 V a 800 V / 580 V	De 295 V a 800 V / 580 V
Tensión de entrada mín. / de inicio	150 V / 188 V	150 V / 188 V
Corriente máx. de entrada, entradas A / B	11 A / 10 A	11 A / 10 A
Corriente de cortocircuito máx., entradas A / B	17 A / 15 A	17 A / 15 A
Número de entradas de MPPT independientes / string por entrada de MPPT	2 / A2; B2	2 / A2; B2
Salida (CA)		
Potencia asignada (a 230 V, 50 Hz)	5000 W	6000 W
Potencia máx. aparente de CA	5000 VA	6000 VA
Tensión nominal de CA	3 / N / PE, 220 / 280 V 3 / N / PE, 230 / 400 V 3 / N / PE, 240 / 415 V	3 / N / PE, 220 / 280 V 3 / N / PE, 230 / 400 V 3 / N / PE, 240 / 415 V
Rango de tensión nominal de CA	De 160 V a 280 V	De 160 V a 280 V
Frecuencia de red de CA / rango	50 Hz, 60 Hz/De -5 Hz a +5 Hz	50 Hz, 60 Hz/De -5 Hz a +5 Hz
Frecuencia / tensión asignada de red	50 Hz / 230 V	50 Hz / 230 V
Corriente máx. de salida	7,3 A	8,7 A
Factor de potencia a potencia asignada	1	1
Factor de potencia ajustable	0,8 inductivo a 0,8 capacitivo	0,8 inductivo a 0,8 capacitivo
Forma de onda / conexión	3 / 3	3 / 3
Rendimiento		
Rendimiento máx. / europeo	98 % / 97,1 %	98 % / 97,4 %
Dispositivos de protección		
Punto de desconexión en el lado de entrada	•	•
Monitorización de temperatura / de red	• / •	• / •
Protección contra polarización inversa de CC / aislamiento al cortacircuito de CA / conexión a tierra	• / • / -	• / • / -
Unidad de seguimiento de la corriente máxima integrada	•	•
Clase de protección (según IEC 62103) / categoría de sobretensión (según IEC 60664-1)	I / III	I / III
Datos generales		
Dimensiones (ancho / alto / fondo)	470 / 730 / 240 mm (18,5 / 28,7 / 9,5 in)	470 / 730 / 240 mm (18,5 / 28,7 / 9,5 in)
Peso	37 kg (81,6 lb)	37 kg (81,6 lb)
Rango de temperatura de servicio	De -25 °C a +60 °C (de -13 °F a +140 °F)	De -25 °C a +60 °C (de -13 °F a +140 °F)
Emisión sonora, típica	40 dB(A)	40 dB(A)
Autoconsumo nocturno	1 W	1 W
Topología / principio de refrigeración	Sin transformador / OptiCool	Sin transformador / OptiCool
Tipo de protección (según IEC 60529)	IP65	IP65
Clase climática (según IEC 60721-3-4)	4G4H	4G4H
Valor máximo permitido para la humedad relativa (sin condensación)	100 %	100 %
Equipamiento		
Conexión de CC / CA	SUNCDX / Base de conexión por montaje	SUNCDX / Base de conexión por montaje
Panel	Gráfico	Gráfico
Interfaz: RS485, Modbus, Speedwire / Webconnect	○ / ● / ●	○ / ● / ●
Relé multifunción / Power Control Module	● / ○	● / ○
Garantía: 5 / 10 / 15 / 20 / 25 años	● / ○ / ○ / ○ / ○	● / ○ / ○ / ○ / ○
Certificados y autorizaciones (sobre petición)	AS 4777.2:2015, CEI 0-21:2016, C10/11:2012, DIN EN 62109-1, EN 50438, G59/2, G83/2, IEC 61727/WEA9, IEC 62109-2, NEN EN 50438, NRS 0973-1, RPE, RPS, RD 661/2007, RD 1699/2011, S 4777, UTE C15-712-1, VDE 0126-1-1, VDE ARN 4105, VDE 0123, VDE 0124	
Modelo comercial	STP 5000TL-20	STP 6000TL-20

Sunny Tripower 7000TL	Sunny Tripower 8000TL	Sunny Tripower 9000TL
13500 Wp 1000 V De 290 V a 800 V / 580 V 150 V / 188 V 15 A / 10 A 25 A / 15 A 2 / A2; B2	13500 Wp 1000 V De 230 V a 800 V / 580 V 150 V / 188 V 15 A / 10 A 25 A / 15 A 2 / A2; B2	13500 Wp 1000 V De 370 V a 800 V / 580 V 150 V / 188 V 15 A / 10 A 25 A / 15 A 2 / A2; B2
7000 W 7000 VA 3 / N / PE; 220 / 380 V 3 / N / PE; 230 / 400 V 3 / N / PE; 240 / 415 V De 160 V a 280 V 50 Hz, 60 Hz/De -5 Hz a +5 Hz 50 Hz / 230 V 10,2 A 1 0,8 inductivo a 0,8 capacitivo 3 / 3	8000 W 8000 VA 3 / N / PE; 220 / 380 V 3 / N / PE; 230 / 400 V 3 / N / PE; 240 / 415 V De 160 V a 280 V 50 Hz, 60 Hz/De -5 Hz a +5 Hz 50 Hz / 230 V 11,6 A 1 0,8 inductivo a 0,8 capacitivo 3 / 3	9000 W 9000 VA 3 / N / PE; 220 / 380 V 3 / N / PE; 230 / 400 V 3 / N / PE; 240 / 415 V De 160 V a 280 V 50 Hz, 60 Hz/De -5 Hz a +5 Hz 50 Hz / 230 V 13,1 A 1 0,8 inductivo a 0,8 capacitivo 3 / 3
98 % / 97,5 %	98 % / 97,6 %	98 % / 97,6 %
● ● / ● ● / ● / - ● 1 / III	● ● / ● ● / ● / - ● 1 / III	● ● / ● ● / ● / - ● 1 / III
470 / 730 / 240 mm [18,5 / 28,7 / 9,5 in] 37 kg [81,6 lb] De -25 °C a +60 °C (de -13 °F a +140 °F) 40 dB(A) 1 W Sin transformador / OptiCool IP65 4K6H 100 %	470 / 730 / 240 mm [18,5 / 28,7 / 9,5 in] 37 kg [81,6 lb] De -25 °C a +60 °C (de -13 °F a +140 °F) 40 dB(A) 1 W Sin transformador / OptiCool IP65 4K6H 100 %	470 / 730 / 240 mm [18,5 / 28,7 / 9,5 in] 37 kg [81,6 lb] De -25 °C a +60 °C (de -13 °F a +140 °F) 40 dB(A) 1 W Sin transformador / OptiCool IP65 4K6H 100 %
SUNCLIX / Base de conexión por resorte Gridline ○ / ● / ● ● / ○ ● / ○ / ○ / ○ / ○	SUNCLIX / Base de conexión por resorte Gridline ○ / ● / ● ● / ○ ● / ○ / ○ / ○ / ○	SUNCLIX / Base de conexión por resorte Gridline ○ / ● / ● ● / ○ ● / ○ / ○ / ○ / ○
AS 4777-2:2013, CEI 021:2016, C10/11:2012, DIN EN 62109-1, EN 50438-1, G59/2, GB3/2, IEC 61727/MSA, IEC 62109-2, NEN EN 50638, NRS 097-3-1, ITC, ITCG, RD 661/2007, RD 1699/2011, SI 4777, UTE C15-712-1, VDE0126-1-1, VDE ARN 4105, VDE 2013, VDE 2014		
STP 7000TL20	STP 8000TL20	STP 9000TL20





SUNNY PORTAL



www.SunnyPortal.com
Monitorización, gestión y
presentación profesionales
de instalaciones fotovoltaicas



SUNNY PLACES

www.SunnyPlaces.com
La comunidad web para
clientes finales particulares







SUNNY HOME MANAGER 2.0



Innovative

- Energy manager with integrated measuring device
- Consumption analysis of individual loads
- Optimized battery charging in SMA storage systems

Easy to Use

- Quick plug-and-play installation
- Overview of all relevant appliances, PV generation and battery systems
- Use energy more efficiently and reduce electricity costs

Transparent

- Energy balance and load data shown in interactive diagrams
- Integrated weather and PV forecast data
- PV system monitoring via Sunny Portal and Sunny Places

Flexible

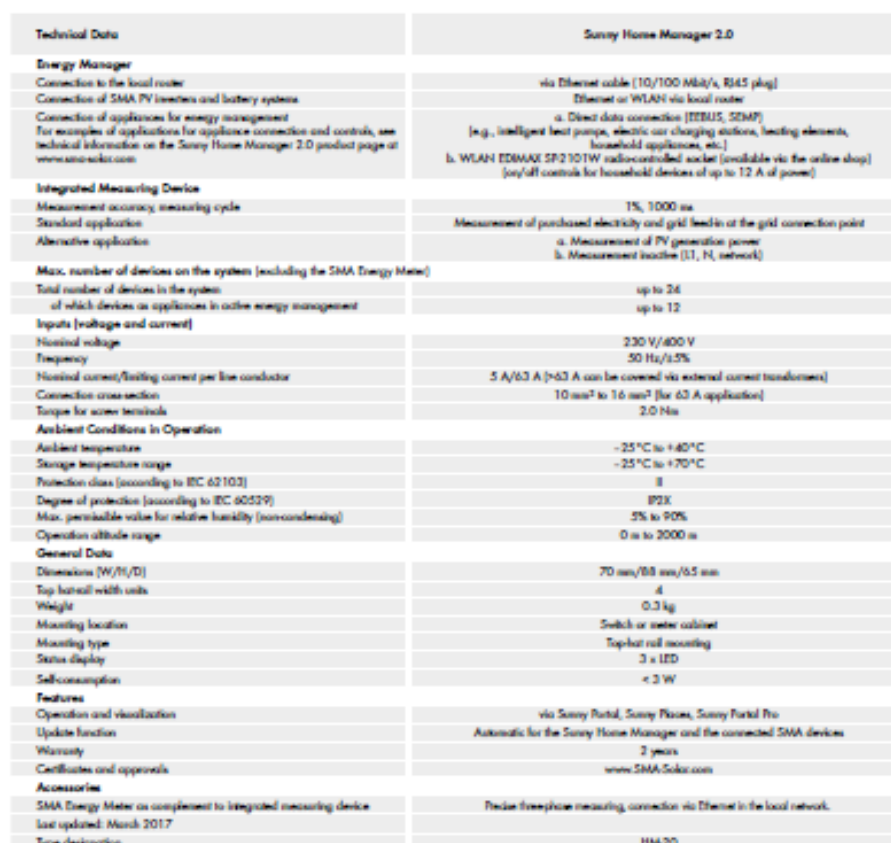
- Appliance connection via standard protocols and compatible radio-controlled sockets
- For compatible devices, such as heat pumps, electric vehicles and other household appliances, go to www.sma-solar.com

SUNNY HOME MANAGER 2.0

The control center for smart energy management

The Sunny Home Manager 2.0 is SMA's intelligent energy manager and enables the most efficient use of solar energy in the home. It optimizes PV self-consumption and significantly reduces electricity costs. To do this, it measures the power of PV generation, purchased electricity as well as grid feed-in, and gives an overview of all relevant energy flows in the household. By means of local PV generation forecasts and the measured household consumption profile, the self-learning device prompts the user with energy-related action recommendations. Operation of the controlled appliances is coordinated in a way to optimize the use of self-generated solar energy.

The path to intelligent energy management is quite easy. Simply install the Sunny Home Manager 2.0 at the grid connection point, connect it to the internet router using an Ethernet cable, then register the PV system in Sunny Portal or Sunny Places free of charge and join more than 30,000 systems already installed worldwide in benefiting from greater energy efficiency.





**"PROPUESTA DE FACTIBILIDAD ENERGÉTICA HACIENDO USO DE
PANELES SOLARES EN LA UNIVERSIDAD CATÓLICA DE SANTA MARÍA
BAJO EL ENFOQUE DEL PMI"**



Tesis presentada por el Bachiller:
Bellota Velarde, Mario Giancarlo

Para optar el Título Profesional de
Ingeniero Industrial

AREQUIPA - 2019

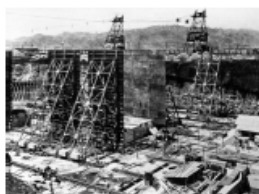
1



Proyectos sin buenas prácticas de gestión

EN EL MUNDO

Canal de Panamá



375 millones de \$



1819

1839

1850 y 1875

1881

1882

1888

1889 a 1903

1913

94 años

2

Proyectos sin buenas prácticas de gestión

EN AREQUIPA

Variante de Uchumayo tramo III

Alcance: Comprende el mejoramiento entre el puente San Isidro y la vía de Evitamiento (1.5 km de longitud), a través de una vía a nivel deprimido variable de dos carriles para vehículos pesados, correspondiente al tránsito regional, y dos vías a nivel superficial para las vías auxiliares del tránsito urbano.

Empresa contratada ICGSA presupuesto asignado **77 millones 877 mil soles** (sin supervisión) se incremento a **88 millones 373 mil soles**. Contraloría no encontró sustento, pero si "INFLACIÓN DE COSTOS"

Fecha de inicio del proyecto **Setiembre del 2016**, fecha entrega **Marzo 2018**, se tiene un retraso de un año hasta la fecha

Observaciones: Mayor pago de partidas, expediente técnico incompleto y deficiente, gasto adicional por suscripción de convenio con la OIM con sustento incompleto, pago adelantado de materiales sin haberse iniciado la obra.

Obra con problemas de corrupción, problemas sociales y muchos problemas técnicos.

3

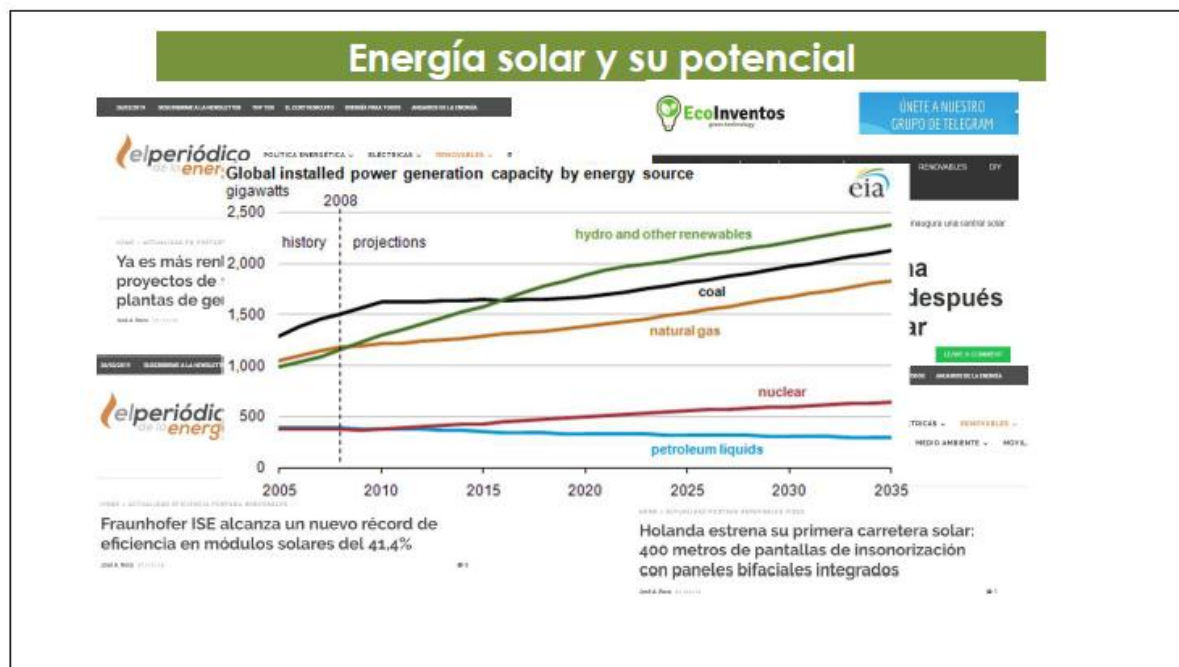
Proyectos sin buenas prácticas de gestión

EN AREQUIPA

Variante de Uchumayo tramo III



4



5

Problemática

¿Es factible utilizar la metodología PMI para gestionar un sistema de energía renovable para reducir el consumo energético en la Universidad Católica de Santa María?

6

Objetivos

Objetivo General

Proponer un estudio bajo el enfoque del PMI sobre la factibilidad del uso de paneles solares para la reducción de costo energético en la Universidad Católica de Santa María.

Objetivo Especifico

- Recolectar toda la información referente a energías renovables.
- Determinar el alcance para el uso de energía renovable.
- Realizar un diagnóstico energético de la institución.
- Proponer un proyecto con energía renovable bajo el enfoque del PMI.
- Mostrar una estructura de costos con el uso de energía renovables a través de paneles solares y proponer mejoras

7

Energía solar y su potencial

MOQUEGUA



RUBI

DATOS DE LA CENTRAL	
Potencia Instalada	144,48 MW
Nº de Módulos en serie	30
Tipo de Módulos	Rebuen
Potencia de Módulos	320 W
Nº de Inversores	164
Tipo de Inversores	Fimer R1305TL
Potencia de Inversores	1,025 MVA
Tensión de Salida de Inversores	0,4 kV - AC
Tipo de Estructura	Regulador Horizontal de 1 eje
Ángulo de Seguiramiento	45°
Nº de Centros de Transformación	41
Potencia por Centro de Transformación	3,524 MW
Relación de Transformación	0,4/11 kV

AREQUIPA



Plano de Ubicación



Instalación de Módulos Fotovoltaicos

REPARTICIÓN

DATOS TÉCNICOS	
Potencia Instalada	20 MW
Punto de Oferta	Barra de Repartición 118 kV
Cantidad de Módulos Fotovoltaicos	55 704 (Módulos de 350, 370, 390 y 410 W)
Cantidad de Centros de Transformación	46 (1 250 MW c/u)
Nivel de Tensión de Transformadores Socos	0,3/23 kV - 1,4 MVA
Cantidad de Inversores	32 (625 kW c/u)
Tensión de Entrada a Inversores (110)	0,5 - 0,825 kV - DC (Corriente Continua)
Tensión de Salida de Inversores (30)	0,3 kV - AC (Corriente Alterna)
Factor de Planta	21,4%

8

Marco normativo

Normas Generales

- Decreto Legislativo N° 25844 – Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento.
- Ley N° 28832 – Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica (2008): Promueve licitaciones y contratos a largo plazo.
- Decreto Supremo N° 064-2010-EM – Política Energética Nacional del Perú.

Marco Normativo de RER

- Decreto Legislativo N° 1002: Ley de promoción de la inversión para la generación eléctrica con el uso de energías renovables (mayo 2008).
- Decreto Supremo N° 012-2011: Reglamento de la generación de electricidad con energías renovables (marzo 2011)
- Decreto Supremo N° 020-2013-EM: Reglamento para inversión de la inversión energética en áreas no conectadas a red (off grid).

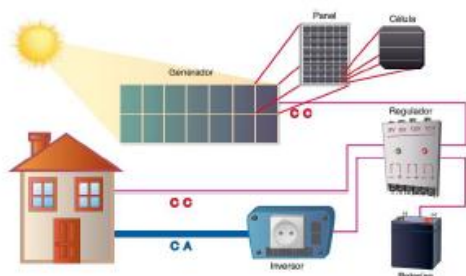
Procedimientos Regulatorios – Osnergrmín

- Resolución N° 200-2009-OS/CD: Procedimiento sobre hibridación de instalaciones para generación RER.
- Resolución N° 001-2010-OS/CD: Procedimiento de cálculo de prima para la generación RER.
- Resolución N° 289-2010-OS/CD: Procedimiento sobre cálculo de la energía dejada de inyectar por causas ajenas al generador RER.
- Procedimiento Técnico del COES N°20: Procedimiento sobre el ingreso, modificación y retiro de instalaciones en el SEIN – COES Modificado por el Decreto Supremo N° 031-2012-EM y Decreto Supremo N°024-2013-EM.

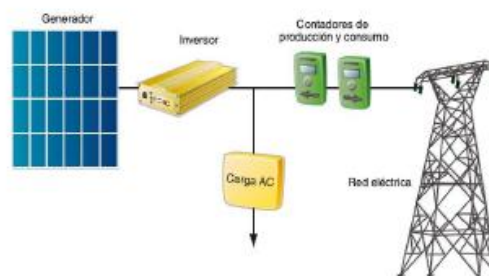
9

Tipos de sistemas fotovoltaicos

SISTEMA ASILADO



SISTEMA CONECTADO A RED



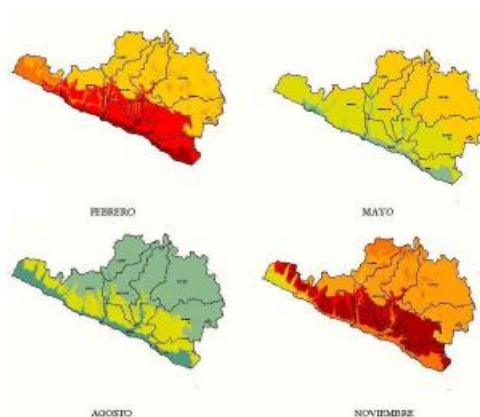
10

Potencial solar en Perú

Mapa potencial solar Perú



Mapa potencial solar Arequipa



5,45 kWp – 7,94 kWp En Arequipa

11

Análisis energético de la institución

Pabellones de estudio



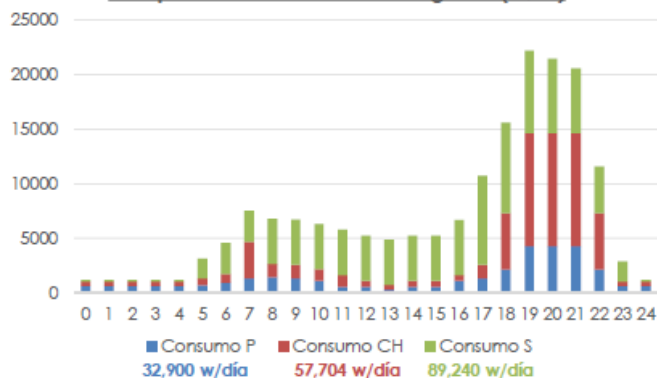
Pabellón CH



Pabellón S

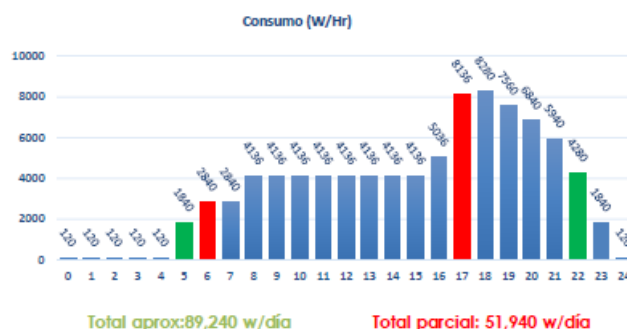


Comparación de consumo energético (W/Hr)



12

Modelado del posible sistema

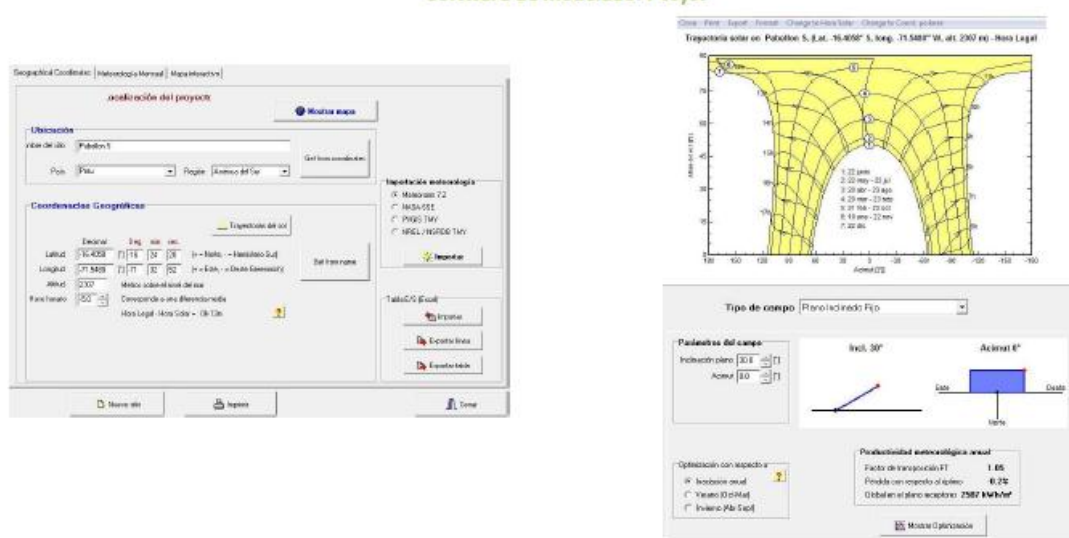


Número de paneles = Consumo diario / (Factor de latitud x Potencia de Paneles), donde
 Número de paneles = $54,537 / (5.34 \times 320) = 31.9$, por lo tanto, el número de paneles requeridos serían 32 paneles.
 Potencia solar total = $(320 \text{ Wp} \times 32 \text{ Paneles}) / 1000 = 10.24 \text{ kWp}$

13

Modelado del posible sistema

Software de modelado: PVSyst



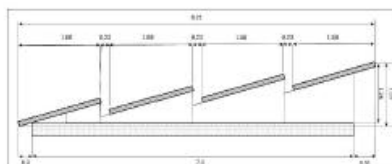
14

Modelado del posible sistema

Software de modelado: PVsyst

Resultados principales		
Tipo de No hay escenario 30, no hay sombreados		
Producción del sistema	15780	100%
Producción específica	1932	100%
Índice de rendimiento	0.745	
Producciones normalizadas	5.29	100%
Pérdidas del conjunto	1.43	100%
Pérdidas sistema	0.39	100%

Modelado del posible sistema



Proyecto



Justificación



Promoción

Reducción

Ahorro

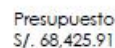
Hitos

EDT	HITOS PRINCIPALES	TIPO	FECHA
1.1.1.1	Inicio del Proyecto	Obligatorio	lun 01/04/19
1.1.2.9	Fin Gestión del Proyecto	Obligatorio	jue 11/04/19
1.2.4.4	Fin Desarrollo del Sistema	Obligatorio	mar 04/06/19
1.3.6.4	Fin Instalación de Sistema	Obligatorio	vie 26/07/19
1.3.7.5	Fin Control de Sistema	Obligatorio	mié 07/08/19
1.4.4.2	Fin del Proyecto	Obligatorio	vie 23/08/19

Institución



Objetivos



Gerente

Dr. Jorge Luis Cáceres, actual V.R administrativo

17

		DIAGRAMA DE FLUJO PROCEDIMIENTO PARA EL CONTROL DE CAMBIOS	
AUTOR: SOLÍSABO PARRA		FECHA: 05/04/2018	
UNIVERSIDAD CATÓLICA DE SANTA MARÍA		CÓDIGO: PSC-001	
SUBPROCESO Y F.P.	LOG PROYECTADO	CONTEXTO ORGANIZATIVO	DOCUMENTOS
RECEPCIÓN DE SOLICITUD → REVISAR SOLICITUD DE CAMBIOS → ¿CORRECTO? SI → NO →	¿VALIDO? SI → NO → REVISIÓN DE SOLICITUD → REVISAR SOLICITUD DE CAMBIOS → ¿CORRECTO? SI → NO →	¿VALIDO? SI → NO → PREPARACIÓN DE SOLICITUD → REVISAR SOLICITUD DE CAMBIOS → ¿CORRECTO? SI → NO →	REVISIÓN → ELABORAR SOLICITUD → SOLICITUD DE CAMBIOS → REVISAR SOLICITUD → CORREGIR & REVISAR → SUSPENDER CAMBIOS → ARCHIVAR SOLICITUD → FIN
CONSIDERACIONES			
EL CONTROL DE CONTROL ES EL ENCARGADO DE ARCHIVAR TODAS SOLICITUDES PARA PODERLAS CANCELAR AUTOMÁTICAMENTE.		LA CONVOCATORIA DE REVISIÓN SE DARA AL SIGUIENTE DE LAS SIGUIENTES LA CONVOCATORIA POR EL GRUPO DE PERSONAS QUE ADMITE LA SOLICITUD.	

301

Amicos

Apéndice N°2: Formulario de solicitud de cambios

[illegible][illegible]

Proyecto

Supuestos



- Contar con el presupuesto.
- Apoyo para la obtención de permisos necesarios para la ejecución del proyecto.
- Planos de red eléctrica de la institución se encuentran actualizados.

Restricciones



- El proyecto debe estar en base a la Norma Técnica Peruana NTP NTP-E.90, NTP 370.252, NTP 370.053, NTP 370.303 y NTP 370.301.
- Solo se trabajará en turno diurno.
- Ejecución del proyecto cumpliendo normas internas, ambientales y de seguridad.

ENTREGABLE	CRITERIO DE ACEPTACIÓN
Permisos:	Permiso solicitado a la entidad eléctrica.
Expediente Técnico:	Expediente Impreso más 2 copias y un CD.
Plano de Distribución:	Resultado de acuerdo diseño aprobado en expediente.
Planos de Estructuras Metálicas:	Resultado de acuerdo NTP-E.90.
Planos de Acometida:	Resultado de acuerdo NTP 370.053.
Planos de Distribución de Paneles:	Resultado de acuerdo diseño aprobado en expediente.
Plano Instalación Eléctrica:	Resultado de acuerdo NTP 370.252, NTP 370.303 y NTP 370.301.
Certificados de calidad:	De cada componente conectada al sistema.
Acta de Observaciones:	Resultado de control preoperativo.
Control Checklist:	Levantamiento de observaciones al 97%.
Certificado de Operatividad:	Resultado de la puesta en marcha
Manuales del Sistema:	Debe incluir detalles técnicos de cada componente del sistema, así mismo de su mantenimiento.

Publicación autorizada con fines académicos e investigativos
En su investigación no olvide referenciar esta tesis

ALCANCE - Enunciado del Alcance

Producto

PARÁMETRO	LÍMITES ACEPTADOS
Potencia Pico:	No < a 10,00 kWp
Factor de aprovechamiento:	> al 75%
Rendimiento energético anual:	Superior a 20.000 kWh
Distancia mínima con otras conexiones:	Puntos de cruce: 0.1 m. Recomidos paralelos: 0.1 m.
Área máxima de instalación:	70 m ²
Peso máximo de celda fotovoltaica:	24 kg por unidad
Eficiencia del inversor:	> al 80%
Documentación de datos técnicos de componentes del sistema	Disponible durante toda la etapa de instalación.
Número de series en paralelo	Máximo 4
Conexión Remota	Obligatoria en ventana de producción
Tipo de conexión	Trifásica

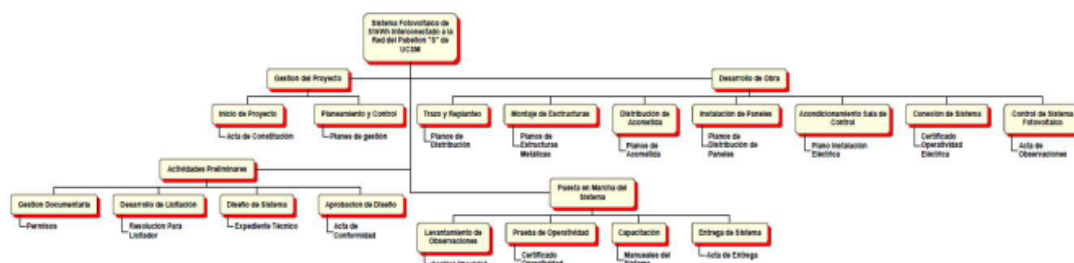


21

ALCANCE – EDT

Control de cambios de ALCANCE

Impacto en el Alcance	Descripción	Aprobado por
Alto	Cambio en el enunciado del alcance del proyecto	Gerente de Proyecto y Jefe de Proyecto
Medio	Cambios en los entregables del EDT	Jefe de Proyecto
Bajo	Cambios en la asignación de recursos	Comité Energético



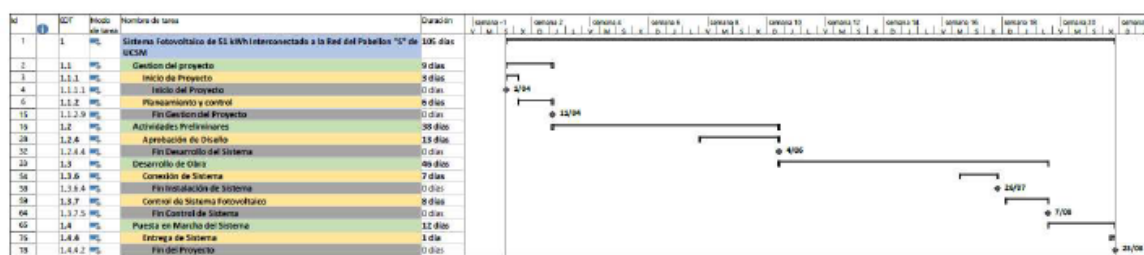
22

TIEMPO – Cronograma

Duración: 105 días

Régimen de trabajo: De lunes a viernes

Horas por día: 8 Horas



23

TIEMPO – Lista de Hitos

EDT	HITOS PRINCIPALES	TIPO	FECHA
1.1.1.1	Inicio del Proyecto	Obligatorio	lun 01/04/19
1.1.2.9	Fin Gestión del Proyecto	Obligatorio	jue 11/04/19
1.2.4.4	Fin Desarrollo del Sistema	Obligatorio	mar 04/06/19
1.3.6.4	Fin Instalación de Sistema	Obligatorio	vie 26/07/19
1.3.7.5	Fin Control de Sistema	Obligatorio	mié 07/08/19
1.4.4.2	Fin del Proyecto	Obligatorio	vie 23/08/19

24

TIEMPO – Umbrales y tratamiento de cambios



Impacto	Descripción	Aprobado por
Alto	Alteración de ruta crítica.	Gerente de Proyecto y Jefe de Proyecto
Medio	Modificación de paquete de trabajo sin afectar la ruta crítica.	Jefe de Proyecto
Bajo	Alteración de duración de una o varias actividades sin impactar la ruta crítica.	Comité Energético



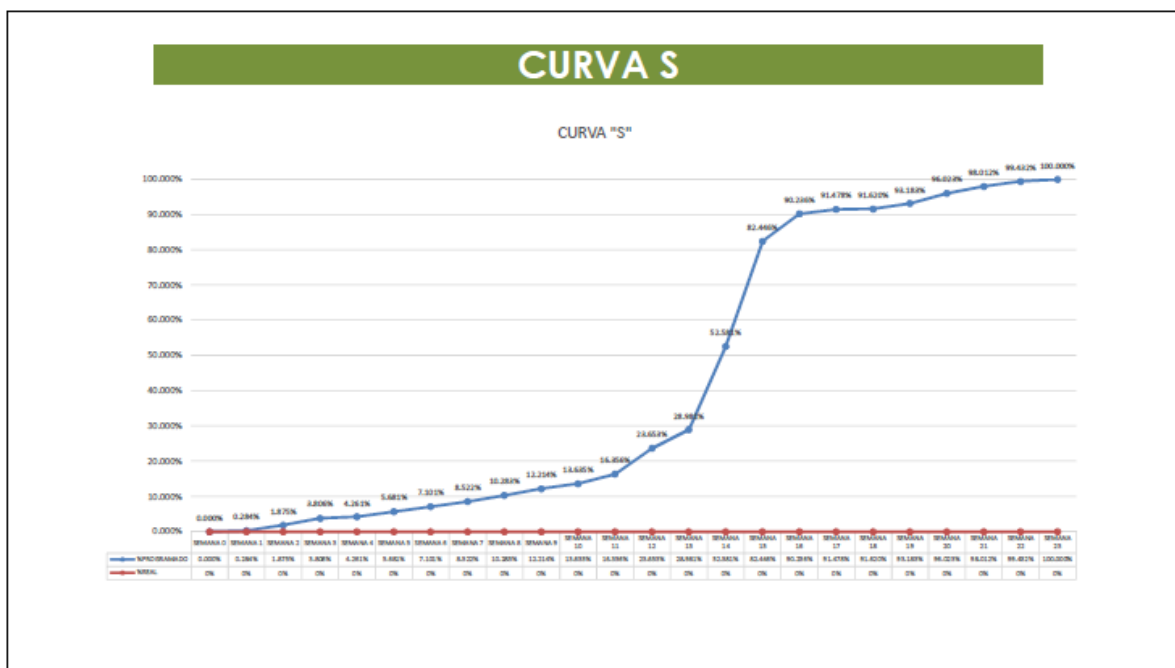
Para el control del umbral se considera medir el índice de desempeño de cronograma (SPI). Este debe mantenerse con un valor mayor (>) o igual (=) a 1, caso contrario solo se aceptará un umbral hasta 0.90, donde el jefe de proyectos realizará una visita inopinada al proyecto y convocará al representante de la Empresa Licitante para informar sobre dicho retraso en el proyecto. Y de esta forma coordinar con el representante de la empresa licitante la entrega de un cronograma modificado con los ajustes para poner al día el cronograma y evitar retrasos.

25

PRESUPUESTO

ESTIMACIÓN DE COSTOS	MONTO
Inicio del Proyecto	S/ 480.00
Planeamiento y control	S/ 1,152.00
Gestión Documentaria	S/ 288.00
Desarrollo de Utdación	S/ 480.00
Diseño de Sistema	S/ 2,880.00
Aprobación de Diseño	S/ 2,560.00
Trazo y Replanteo	S/ 240.00
Montaje de Estructuras	S/ 3,982.71
Distribución de Acometida	S/ 4,101.27
Instalación de Paneles	S/ 21,600.25
Acondicionamiento Sala de Control	S/ 12,982.58
Conexión de Sistema	S/ 860.00
Control de Sistema Fotovoltaico	S/ 2,560.00
Levantamiento de Observaciones	S/ 800.00
Prueba de Operatividad	S/ 960.00
Capacitación	S/ 160.00
Entrega de Sistema	S/ -
Total General	S/ 56,086.81
ESTIMACIÓN DE COSTOS TOTAL	S/ 56,086.81
Gastos Administrativos (5%)	S/ 2,804.34
Reserva Contingencia (10%)	S/ 5,608.68
LÍNEA BASE DE COSTO	S/ 64,499.83
Reserva de Gestión (7%)	S/ 3,926.08
PRESUPUESTO DEL PROYECTO	S/ 68,425.91

26



27



COSTO – Umbrales y tratamiento de cambios

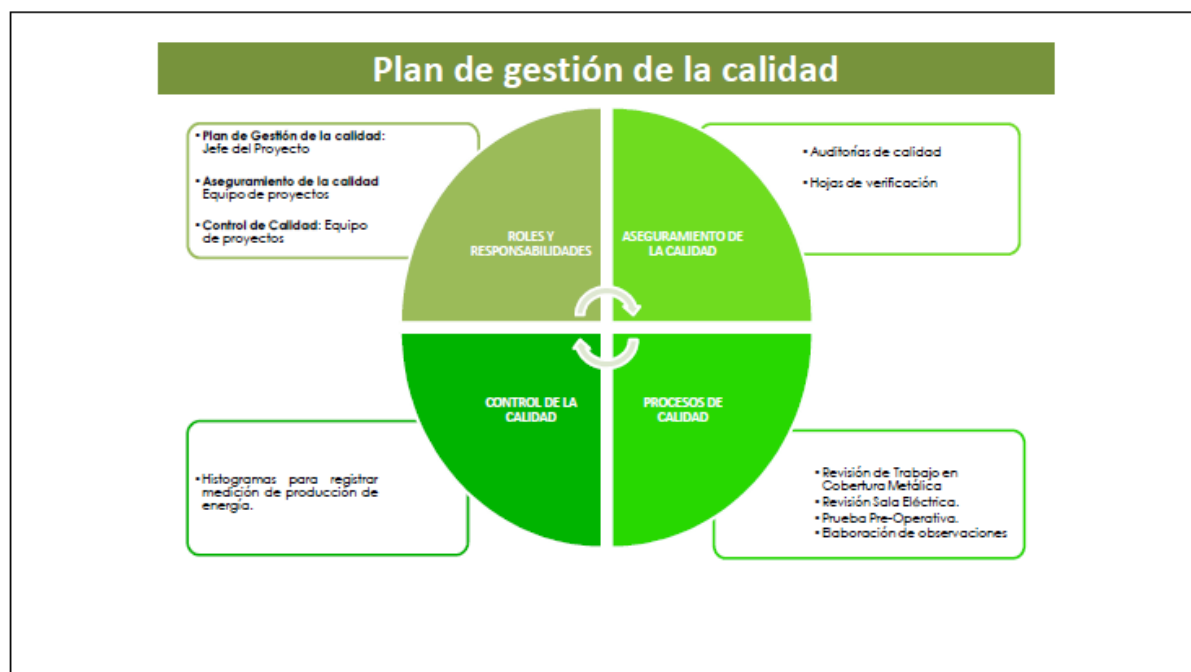
A través del análisis del CPI se determinará qué medida se debe tomar. Lo ideal para el proyecto es que se tenga un CPI mayor (>) o igual (=) a 1. En caso el rango del CPI se encuentre entre 1 al 0.95, el jefe de proyecto realizará una **auditoria para detectar la causa del incremento de costo** que probablemente la empresa licitante considere en su próxima valorización. En caso el rango del CPI sea menor o igual a 0.90, el jefe de proyecto convocará al representante de la empresa licitante para la **revisión de costos y para tomar una decisión** para que no se vea afectada la línea base de costos. (CPI = EV / AC)



Impacto	Descripción	Aprobado por
Alto	Alteración del presupuesto planificado, excediendo el presupuesto total establecido.	Gerente de Proyecto y Jefe de Proyecto
Medio	Alteración del presupuesto excediendo la línea base de costo del proyecto.	Jefe de Proyecto
Bajo	Alteración del presupuesto planificado con respecto a gastos.	Comité Energético



28



29

Métricas de calidad

N°	QUÉ QUEREMOS MEDIR	OBJETIVO	MÉTRICA	META	INSTRUMENTO	FUENTE DE DATOS	PROCESO
PROYECTO	1. Satisfacción del cliente	Cumplir con las expectativas de calidad	Satisfacción total o parcial	100%	Acta de Entrega	Encuesta en Institución	Gestión de Interesados
	2. Desviación de costos	Cumplimiento con presupuesto asignado	CPI > 1	1	Ms Project	Línea Base de Costos	Control de Costos
	3. Ampliación de plazos	Cumplimiento con el cronograma	SPi > 1	1	Ms Project	Cronograma del proyecto	Control del Cronograma
	4. Niveles de incidentes de seguridad	Cumplir la normativa de seguridad dentro de las áreas de trabajo	Cantidad de incidentes por semana	0%	Formato HSEC	Área donde ocurre el incidente	Control de Seguridad
	5. Nivel de calidad de entregables	Cumplir con calidad de entregables	Satisfacción total o parcial	100%	Entregables	Entregable de cada paquete de trabajo	Gestión del Proyecto
N°	QUÉ QUEREMOS MEDIR	OBJETIVO	MÉTRICA	META	INSTRUMENTO	FUENTE DE DATOS	PROCESO
PRODUCTO	1. Productividad del sistema	Cumplir con la productividad propuesta	51 kWh / día	> al 85%	Controlador bidireccional	Prueba Operativa	Control de Calidad
	2. Cumplimiento de distancia entre otras conexiones	Cumplir con los límites de aceptación	Puntos de cruce y recorridos paralelos: 0.1 m.	100%	Huinchas	Área de trabajo	Semanal
	3. Calidad de certificados de componentes	Cumplir con componentes certificados	Número de fallas durante mantenimiento	0%	Garantía	Lista de fallas	Control de Calidad
	4. Calidad de control remoto	Cumplir con el correcto funcionamiento	Número de fallas durante la operación	0%	Software Control Remoto	Sistema	Control de Calidad
	5. Calidad de operatividad del sistema	Cumplir con el levantamiento de observaciones	Número de observaciones levantadas	100%	Control Check-List	Sistema	Control de Calidad

30



31

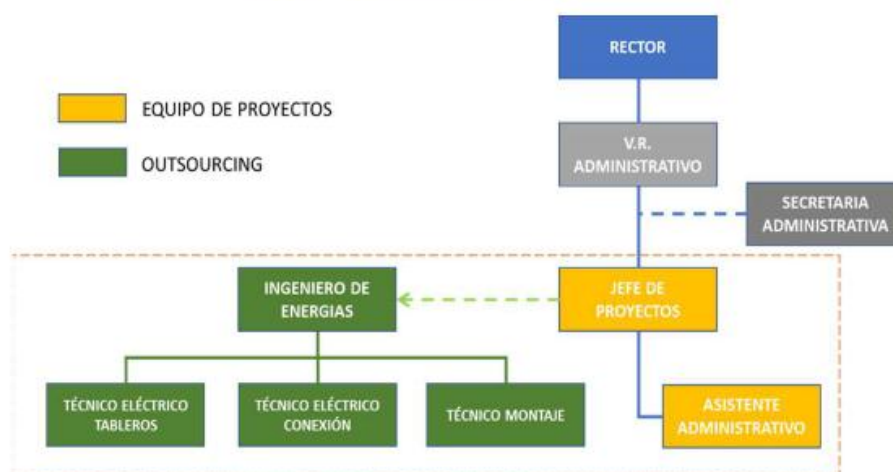
Lista de riesgos priorizados

SE CUENTA CON 20 RIESGOS IDENTIFICADOS DE LOS CUALES 15 TIENEN CRITICIDAD ALTA O MUY ALTA

EDT ID	CATEGORÍA	DESCRIPCIÓN DEL RIESGO	POSIBILIDAD	IMPACTO	SEVERIDAD	PRIORIDAD	TIEMPO DE RESPUESTA
1.1.1.2	Financiamiento	Debido a la falta de experiencia con proyectos con energías limpias, es posible que la entidad educativa no apueste por la inversión en dicho proyecto.	4	4	ALTO	ALTO	ALTO
1.2.1.1	Normativas para RER	Debido a la poca normativa y poca promoción del estado de energías limpias, la entidad eléctrica puede generar conflictos.	5	4	ALTO	ALTO	ALTO
1.2.2.1	Procedimientos	Debido a la falta de experiencia con proyectos con energías limpias, el encargado de llamar a empresas licitadoras. Puede retrasar tiempos al convocar a empresas con otro giro de negocio.	4	3	MEDIO	MEDIO	MEDIO
1.2.3.1	Proveedores	Empresas convocadas a licitación con poca experiencia en proyectos de energías limpias con proveedores no confiables.	4	5	ALTO	ALTO	MUY ALTO
1.2.3.2	Complejidad	Empresa ganadora de licitación presente expediente con complejidad alta de desarrollo.	2	3	MEDIO	MEDIO	MEDIO

32

Organigrama del proyecto



33

Matriz de roles y responsabilidades

		ENTREGABLES												
		ACTA DE CONSTITUCIÓN	PLANES DE GESTIÓN	PERMISOS	RESOLUCIÓN PARA LICITADOR	EXPEDIENTE TÉCNICO	ACTA DE CONFORMIDAD	PLANO DE DISTRIBUCIÓN	PLANOS DE ESTRUCTURA METÁLICAS	PLANOS DE ACOMETIDA	PLANOS DE DISTRIBUCIÓN PANELES	PLANOS DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA	CERTIFICADO OPERATIVIDAD ELÉCTRICA	ACTA DE OBSERVACIONES
ROLES	V.R. ADMINISTRATIVO	A					A						P	A
	JEFE DE PROYECTOS	R,E	R,E				R						A	R
	INGENIERO DE ENERGÍAS	P			P	E,S	P	R,E	R,E	R,E	R,E	R,E	P	P,S
	TÉCNICO ELÉCTRICO CONEXIÓN					E		P		P		P	P	P
	TÉCNICO ELÉCTRICO TABLEROS					E		P				P	P	P
	TÉCNICO MONTAJE					E		P	P		P	P	P	P
	ASISTENTE ADMINISTRATIVO	D		R			D						D	D

E = ELABORACIÓN **A** = APROBADA **D** = DIGITA
P = PARTICIPA **S** = SUSTENTA **R** = RESPONSALBE

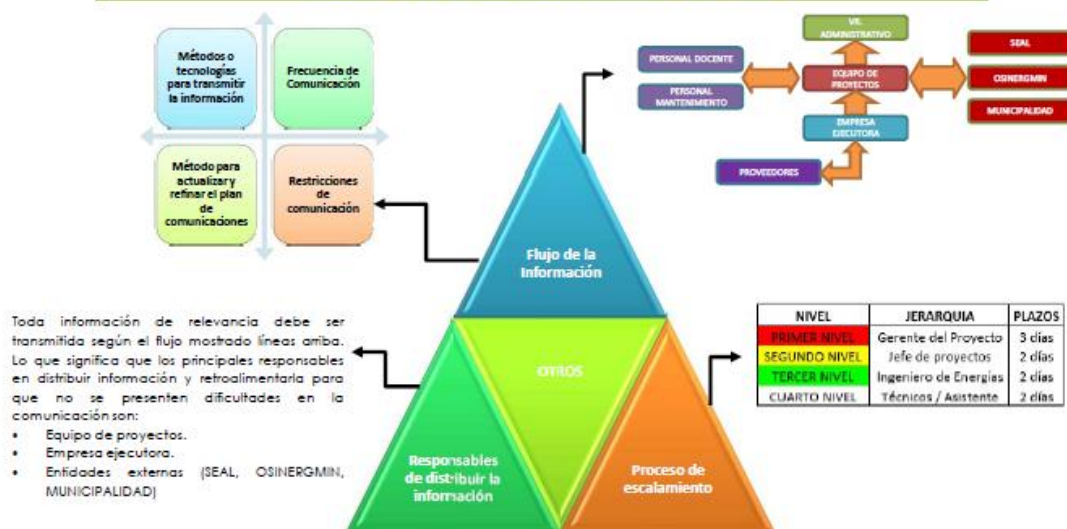
34

Plan de gestión de las comunicaciones



35

Gestión de las comunicaciones



36

Matriz de comunicaciones

N°	Interesado(s)	Responsable de distribuir información	¿Qué se informará?	Motivo	Método de comunicación	Fecha inicio	Frecuencia de comunicación	Proceso de escalamiento
1	Gerente del proyecto	Equipo de proyectos	Revisión de Informes semanales, solicitudes de cambio e Informe de cierre del proyecto.	Mantener informado sobre cualquier incidencia que pueda afectar al proyecto	Reuniones semanales y presentación de Informe con su respectiva carta.		Semanal	
2	Equipo de proyectos	Empresa ejecutora	Informes semanales descritos en el contrato, posibles solicitudes de cambio.	Control adecuado de alcance, costo, cronograma y calidad del proyecto.	Reuniones semanales todas, Informe con su carta respectiva entregada todas los viernes.		Semanal	Gerente del proyecto
3	SEAL	Equipo de proyectos	Especificaciones del sistema Interconectado, permiso aprobado para Interconexión.	Aprobación de Interconexión del sistema.	Comunicación a través oficio dirigido a representante de SEAL.		Al Inicio del proyecto	Gerente del proyecto
4	OSINERGMIN	Equipo de proyectos	Informe sobre desarrollo de proyecto, permisos correspondientes para el sistema	Para el control y supervisión del sistema presentado.	Comunicación a través oficio dirigido a representante de OSINERGMIN.		Semestralmente	Gerente del proyecto
5	Personal mantenimiento	Empresa ejecutora	Se dará a conocer como es el funcionamiento y correcto mantenimiento de sistema.	Para garantizar el periodo de vida del sistema y capacitar al personal.	Charla de Inducción.		Al finalizar el proyecto	Equipo de proyectos
6	Municipalidad	Equipo de proyectos	Solicitud de permiso para desarrollo del proyecto.	Obtención de permisos correspondientes.	Solicitud escrita adjunta con planos del proyecto.		Al Inicio del proyecto	Gerente del proyecto

37

Registro de interesados

N°	Interesado	Cargo en la Organización	Rol en el proyecto
1	Empresa Ejecutora	Gerente de contratista	Desarrolla proyecto en función a los requerimientos acordados con la institución
2	SEAL	Externo	Otorga autorización para la interconexión.
3	OSINERGMIN	Externo	Regula y supervisa el proyecto según las especificaciones técnicas.
4	Alcalde	Externo	Otorga autorización en construcción de obras.
5	Personal mantenimiento	Interno	Personal encargado de mantenimiento de sistema.
6	Personal docente	Interno	Personal interesado en temas de materia educativa. (Ambiente, electrónica, industrial y otros)
7	OEFA	Externo	Impulsa y promueve el cumplimiento de la normativa en materia ambiental.
8	Ministerio del Ambiente	Externo	Organismo máximo público que promueve la conservación y uso de recursos naturales.

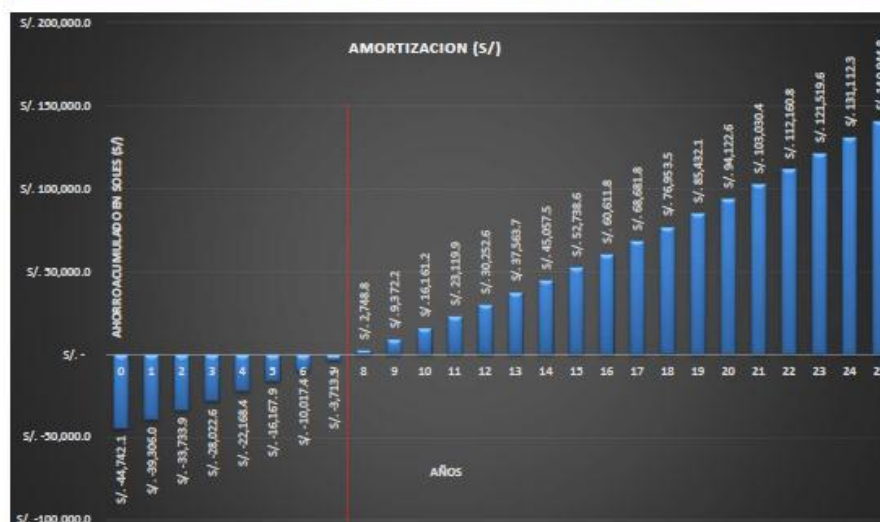
38

Evaluación de información de interesados

N°	Interesado	Tipo de Interesado	Principales Necesidades e Intereses	Principales Requerimientos	Influencia en el Proyecto	Fase en el proyecto de mayor participación
1	Empresa Ejecutora	Licitante	Conocer las bases y requerimientos para proponer la propuesta más factible a la institución.	Especificaciones del sistema eléctrico de la instalación y requerimiento técnicos.	ALTO	Inicio, planificación, desarrollo y cierre del proyecto.
2	SEAL	Servicios Eléctricos	Tener conocimiento si el proyecto cumple con la normativa eléctrica y de energías renovables.	Especificaciones técnicas del proyecto.	ALTO	Inicio y planificación del proyecto.
3	OSINERGMIN	Entidad Estatal	Acceso a información relacionada a especificaciones y funcionamiento del sistema fotovoltaico.	Especificaciones técnicas del proyecto. Resultado de pruebas.	MEDIO	Inicio y cierre del proyecto.
4	Alcalde	Entidad Distrital	Interés en desarrollar proyectos similares en el distrito.	Generar créditos políticos.	BAJO	Inicio del proyecto.
5	Personal mantenimiento	Personal técnico	Interés por capacitación en mantenimiento y funcionamiento del sistema.	Manual de funcionamiento y mantenimiento.	BAJO	Desarrollo y cierre del proyecto.
6	Personal docente	Personal educativo	Interés en desarrollar actividades educativas para promover proyectos similares.	Especificaciones técnicas, planos y manual de funcionamiento.	BAJO	Desarrollo y cierre del proyecto.
7	OEFA	Entidad Estatal	Impulsar proyectos similares en la región sur.	Especificaciones técnicas del proyecto.	MEDIO	Inicio y cierre del proyecto.
8	Ministerio del Ambiente	Entidad Estatal	Brindar apoyo para el desarrollo del proyecto.	Especificaciones técnicas del proyecto.	MEDIO	Inicio y cierre del proyecto.

39

Amortización del proyecto



40

CONCLUSIONES

PRIMERA: La información recolectada sobre energías renovables, permitirá identificar qué tipo de sistema fotovoltaico, es el más recomendado para la institución. El cual por las características y diversos beneficios que puede brindar es un sistema fotovoltaico conectado a la red.

SEGUNDA: El alcance más adecuado para el uso de energías renovables en la UCSM, debe limitarse a alimentar solo la red eléctrica del sistema de iluminación del pabellón que se utilice como piloto. Esta debe cubrir una ventana de operación entre las 6:00 horas y las 17:00 horas debido a que en este rango de horas el sol emite la radiación necesaria para producir la energía requerida.

TERCERA: De acuerdo al análisis energético que se realizó en los pabellones de la UCSM se obtuvo como resultado que en los pabellones A, B, C, D, E y O se tiene un consumo energético de luminarias aproximado en un día de 32,900 w/día cada uno; mientras que el consumo energético de luminarias aproximado del pabellón CH en un día es de 57,704 w/día y por último el consumo energético de luminarias aproximado en el pabellón S en un día es de 89,240 w/día.

CUARTA: Al proponer llevar la implementación de un proyecto con celdas fotovoltaicas bajo el PMI, nos permitirá llevar una mejor gestión del mismo, brindándonos las herramientas necesarias para determinar un adecuado alcance del proyecto, evitar posibles sobrecostos y retrasos en cronogramas, identificar de principales riesgos, controlar la calidad, gestionar adecuadamente los recursos, identificarlos los principales canales de comunicación e identificar a los principales interesados.

QUINTA: La inversión propuesta para el proyecto modelado asciende a 44,742.14 S/. (Costo de componentes y mano de obra), el cual según la amortización propuesta se recuperaría en un periodo de 8 años. Y teniendo como ahorro acumulado de 140,944.80 S/. durante el ciclo de vida del sistema (Aproximadamente 25 años).

41



SUGERENCIAS

PRIMERA: Se sugiere que primero se realice un piloto de un proyecto con paneles solares para evitar posibles problemas con la normativa de sistemas solares interconectados a la red. Lo recomendable es plantear un proyecto que brinde una potencia no mayor a los 30 kW. Se recomienda que se realice dicho piloto en el pabellón "S" ya que presenta diversas características que facilitarían su instalación.

SEGUNDA: De acuerdo al desarrollo del proyecto bajo el enfoque del PMI se pudo analizar que para desarrollar un proyecto con paneles solares, es importante determinar si es necesario el uso de estructura metálica o ejes de sujeción. En caso de no optar por una estructura metálica, el costo de inversión sería menor siempre y cuando, el no considerar este componente no afecte la producción requerida del pabellón.

TERCERA: Para lograr una mejor eficiencia del sistema fotovoltaico se recomienda el uso de tecnología LED en iluminación la cual presenta un mayor ciclo de vida y un menor consumo energético sin afectar la potencia de iluminación.

CUARTA: La Universidad Católica de Santa María podría implementar proyectos con celdas fotovoltaicas en sus otras áreas institucionales tales como Huasacache, fundo Majes e incluso en el nuevo edificio en construcción donde atenderá las escuelas de postgrado y rectorado.

42



GRACIAS



43

