

Estudio Técnico-Económico de Suministro Eléctrico de la E.E.Q. para la Comunidad Rural San Juan de Quitasol

Christian Junia Washington Prieto

Ingeniería Eléctrica y Electrónica, Escuela Politécnica Nacional

Quito, Ecuador

nirmet_1992@yahoo.es

politecwp@hotmail.com

Abstract- La energía eléctrica es un servicio básico que deben tener todas las personas ya que esta les permite tener una mejor calidad de vida y un mejor desarrollo productivo. Sin embargo, existen varias zonas rurales que no cuentan con este servicio básico. La principal causa son los altos costos que implica llevar las redes de distribución hacia estas zonas, esto debido principalmente a la lejanía de estas zonas, al difícil acceso a las mismas, y a los bajos niveles de población. Por esta razón, es necesario analizar otras alternativas de electrificación para estas zonas. El suministro eléctrico a través de sistemas aislados por medio del uso de energías renovables como la solar fotovoltaica y la micro generación hidroeléctrica, se presenta como una opción bastante atractiva. Sin embargo, la decisión final de cuál alternativa utilizar, se debe tomar en base a los resultados que se obtengan de la realización de un estudio técnico-económico del caso en estudio. Es por esta razón que se ha realizado el presente estudio técnico-económico, que toma como caso de estudio, la comunidad rural San Juan de Quitasol. Este estudio permite determinar la mejor alternativa de electrificación para esta comunidad.

I. INTRODUCCIÓN

La comunidad de San Juan de Quitasol perteneciente al cantón Mejía, Provincia de Pichincha, es una zona rural carente del servicio de electricidad debido a su ubicación geográfica alejada de las zonas urbanas de Pichincha y sobre todo debido a que es una zona de difícil acceso, esto debido a que su topografía es bastante irregular caracterizada por la presencia de marcados desniveles de terreno y despeñaderos, además de que el camino de acceso a las viviendas es rústico y bastante inestable teniendo en cuenta también que en invierno se convierte en una zona propensa a derrumbes.

Otro inconveniente para la electrificación de esta comunidad es que actualmente existe un reducido número

de usuarios (20) los cuales se encuentran bastante dispersos a lo largo del territorio ocupado por esta comunidad.

En busca de una solución para la ausencia del servicio eléctrico en esta comunidad, se han establecido tres alternativas de electrificación: La primera consiste en la extensión de la red de distribución, la segunda se basa en la energía solar fotovoltaica y la tercera alternativa considera la micro generación hidroeléctrica. Para cada una de estas alternativas, se realizará un análisis técnico-económico para determinar la mejor opción para la electrificación de la comunidad San Juan de Quitasol.

II. DEMANDA DE ENERGÍA

La demanda de energía de la comunidad se la determina de dos formas: Utilizando las Normas para Sistemas de Distribución de la E.E.Q. y mediante la realización de cuadros de carga.

A. *Normas para Sistemas de Distribución – Parte A – Guía para Diseño de Redes de Distribución, E.E.Q.*

La demanda a considerar para el dimensionamiento de la red en un punto dado debe ser calculada mediante la siguiente expresión:

$$DD = \frac{DMD + DMD_{CI} + D_{AP} + D_{PT}}{FP} \quad (1)$$

Donde:

DD: Demanda de diseño en los bornes secundarios del transformador (kVA).

DMD: Demanda máxima diversificada (kW).

DMDCI: Demanda máxima diversificada para cocinas de inducción (kW).

DAP: Demanda de alumbrado público (kW).

DPT: Demanda de pérdidas técnicas resistivas (en la red secundaria, en acometidas, en contadores de energía) (kW).

FP: Factor de potencia (0,95).

La demanda máxima diversificada, se obtiene mediante la siguiente ecuación:

$$DMD = (\text{FactorM} \cdot \text{FactorN}) \quad (2)$$

De acuerdo a las Normas para Sistemas de Distribución – Parte A - de la EEQ, para 20 usuarios el Factor M tiene un valor de 29,20. Así mismo para un estrato tipo E (estrato de consumo para la comunidad San Juan de Quitasol) el Factor N es de 0,348.

Por lo tanto, la demanda máxima diversificada (DMD) calculada en base a la ecuación 2 tiene un valor de:

$$DMD = (29,20 \cdot 0,348) = 10,16 \text{ (kW)}$$

Con respecto a la demanda máxima diversificada de las cocinas de inducción (DMD_{CI}), la expresión que permite su cálculo es la siguiente:

$$DMD_{CI} = 0,6 \cdot N_{CI} \cdot FC_{CI} \cdot DMU_{CI} \quad (3)$$

Donde:

DMD_{CI} : Demanda máxima diversificada de cocinas de inducción.

N_{CI} : Número de cocinas de inducción.

FC_{CI} : Factor de coincidencia de cocinas de inducción.

DMU_{CI} : Demanda máxima unitaria de cocina de inducción.

La demanda máxima unitaria de cocina de inducción (DMU_{CI}), tiene un valor de 2,4 kW y se lo obtuvo de la siguiente manera:

$$DMU_{CI} = CI \cdot FD \quad (4)$$

Donde:

CI: Carga instalada de una cocina de inducción (se establece un valor de 3 kW).

FD: Factor de demanda de una cocina de inducción (se toma un valor de 0,8).

$$DMU_{CI} = 3 \text{ (kW)} \cdot 0,8 = 2,4 \text{ (kW)}$$

El factor de coincidencia para cocinas de inducción, (FC_{CI}), se obtiene con la siguiente expresión:

$$FC_{CI} = e^{-0,7243} \cdot N_{CI}^{-0,128443} + 0,037 \quad (5)$$

El número de cocinas de inducción para el presente caso es de 18, es decir:

$$N_{CI} = 18$$

Por lo tanto, el factor de coincidencia de cocinas de inducción (FC_{CI}) es:

$$FC_{CI} = e^{-0,7243} \cdot 18^{-0,128443} + 0,037 = 0,371$$

Al reemplazar los valores de los parámetros de la ecuación 3 se obtiene el siguiente valor para la demanda máxima diversificada de las cocinas de inducción:

$$DMD_{CI} = 0,6 \cdot 18 \cdot 0,371 \cdot 2,4 = 9,61 \text{ (kW)}$$

Con respecto a la demanda de pérdidas técnicas resistivas (D_{PT}), esta se calcula multiplicando la demanda máxima diversificada por el porcentaje de pérdidas técnicas del 3,6 %, es decir:

$$D_{PT} = DMD \cdot 0,036 \quad (1)$$

Por lo tanto,

$$D_{PT} = 19,77 \cdot 0,036 = 0,71 \text{ (kW)}$$

En lo referente a la demanda de alumbrado público (D_{AP}), cabe destacar que se colocarán luminarias en los postes cercanos a los grupos de usuarios. Las luminarias tendrán un voltaje de 110 / 220 (V) y una potencia de 150 (W).

El número de luminarias establecidas para los usuarios de la comunidad es de 17, por lo tanto la demanda de alumbrado público es:

$$D_{AP} = \# \text{ luminarias} \cdot \text{potencia (kW)} \quad (2)$$

$$D_{AP} = 17 \cdot 0,15 \text{ (kW)} = 2,55 \text{ (kW)}$$

Por lo tanto, la demanda de diseño correspondiente a la comunidad San Juan de Quitasol y calculada en base a la ecuación 1 tiene un valor de:

$$DD = \frac{10,16 + 9,61 + 2,55 + 0,71}{0,95}$$

$$DD = 24,2 \text{ (kVA)}$$

Este valor de demanda servirá para el dimensionamiento tanto de la red de distribución como para el dimensionamiento de la micro central hidroeléctrica.

B. Cuadros de Carga

Se establecen tres escenarios de consumo: Residencial, casa comunal e iglesia. Los modelos de carga para cada escenario de consumo se muestran a continuación:

TABLA I
MODELOS DE CARGA PARA LA COMUNIDAD

Residencial	Casa comunal	Iglesia
Foco ambiente 1	Lámpara sencilla 1	Lámpara sencilla 1
Foco ambiente 2	Lámpara sencilla 2	Lámpara sencilla 2
Foco ambiente 3	Lámpara sencilla 3	Lámpara sencilla 3
Televisor	Lámpara sencilla 4	Lámpara sencilla 4
DVD	Equipo de audio	Equipo de audio
Radio		
Refrigeradora		
Licuadora		
Cargador celular		

Para cada escenario, la demanda de energía es:

TABLA II
DEMANDA DE ENERGÍA DE LA COMUNIDAD

Categoría de consumo	Número de clientes	Demanda individual (kWh/mes/usuario)	Demanda total (kWh/mes)
Residencial	18	38,836	699,048
Casa comunal	1	3,70	3,70
Iglesia	1	8,88	8,88
TOTAL	20		711,628

Este valor de demanda servirá para el dimensionamiento de los sistemas solares fotovoltaicos.

III. ANÁLISIS TÉCNICO DE LAS ALTERNATIVAS DE ELECTRIFICACIÓN

Una vez que se ha determinado la demanda de potencia y energía eléctrica de la comunidad San Juan de Quitasol, a continuación se procede con el dimensionamiento técnico de cada una de las alternativas de electrificación.

A. Diseño de la Extensión de la Red de Distribución

La guía de diseño para esta alternativa son las Normas para Sistemas de Distribución de la Empresa Eléctrica Quito, vigentes desde el 28 de Febrero de 2014.

1) *Tipo de Usuario:* El tipo de usuario para el presente proyecto es el usuario tipo E. A este tipo de usuario le

corresponde un consumo mensual por usuario de 100 kWh/mes.

2) *Tipo de Instalación:* El tipo de instalación es una red aérea de distribución.

3) *Configuración de Circuitos:* La configuración de los circuitos tanto en medio como en bajo voltaje es monofásico.

4) *Conformación de la Red de Distribución:* La red de distribución está conformada por 8 circuitos en base a la ubicación de los centros de transformación (CT) y por 36 postes tanto de medio como de bajo voltaje.

5) *Red de Media Tensión:* La red monofásica de media tensión tiene un nivel de voltaje de 22,86 GRDY/13,2 (kV). Para esta red se emplean postes de PVC de 14 (m) con carga de rotura horizontal de 500 (Kg) y conductores de aleación de aluminio y alma de acero ACSR No. 4 tanto para la fase como para el neutro.

5) *Red de Baja Tensión:* La red de baja tensión es aérea, monofásica a 3 hilos a 220 (V) de tensión de servicio. Para esta red se emplean postes de PVC de 10 (m) con carga de rotura horizontal de 400 (Kg) y conductores de aleación de aluminio y alma de acero ACSR No. 1/0 tanto para la fase como para el neutro.

6) *Alumbrado Público:* El presente proyecto no contempla la construcción del alumbrado público debido a la poca circulación de personas por las vías de la zona, pero se tuvo presente el colocar una luminaria en los postes que contienen a los transformadores con el fin de facilitar posibles reparaciones en la noche o cuando existe neblina. Además se va colocar una luminaria en los postes más cercanos a las viviendas con el fin de mejorar su estatus de vida dándoles más confort y dignidad a los usuarios. El tipo de luminaria empleada para este propósito es de vapor de sodio de una potencia 150 (W).

7) *Capacidad de los Transformadores:* La capacidad del transformador requerida, viene dada por la expresión:

$$kVA(t) = DD * (\%) + DM_e \quad (8)$$

Donde:

DD: Demanda de diseño.

(%): Porcentaje de acuerdo al tipo de usuario.

DMe: Demanda máxima correspondiente a cargas especiales, en caso de existir.

Para cada uno de los centros de transformación, se ha estimado que la capacidad del transformador debe ser de 15 (kVA).

8) *Dimensionamiento de Acometidas:* Para dimensionar la acometida, cuando esta va a servir a dos o más usuarios residenciales, se debe usar la siguiente expresión:

$$kVA(\text{acometida}) = (DD * F) + DM_e \quad (9)$$

Donde:

F: Factor que depende del tipo de usuario.

Para cada uno de los circuitos, se ha determinado que el tipo de acometida que es recomendable usar es un sistema monofásico a 220 (V), 3 hilos.

B. Dimensionamiento Técnico del Sistema Solar Fotovoltaico

Dado que el Ecuador no posee una normativa relacionada con las instalaciones de energía solar fotovoltaica, para el dimensionamiento de los sistemas solares fotovoltaicos, se empleará la normativa española referente a las Instalaciones de Energía Solar Fotovoltaica, específicamente el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red (PCT-A-REV - febrero 2009), elaborado por el Departamento de Energía Solar del IDAE en colaboración con CENSOLAR.

El diseño del sistema fotovoltaico se lo realiza en 4 pasos:

- Se estima el consumo medio de energía al día.
- Se estima el valor medio mensual de la irradiación diaria sobre el plano del generador a partir del rendimiento energético aproximado de la instalación.
- Se calcula la potencia mínima del generador FV necesario para cubrir las necesidades.
- Se elige el tamaño del generador y del acumulador en función de las necesidades de autonomía del sistema y de la probabilidad de pérdida de carga requerida.

El recurso solar presente en la zona del proyecto se puede apreciar en los valores de insolación medidos en esta zona.

TABLA III
INSOLACIÓN SOBRE LA ZONA DEL PROYECTO

Mes	Insolación (Wh-m ² /día)
-----	-------------------------------------

	Difusa	Directa	Global
Enero	2.975,71	1.215,95	3.853,00
Febrero	3.024,87	1.823,21	4.390,41
Marzo	2.905,82	2.451,12	4.778,72
Abril	2.771,99	2.362,75	4.547,77
Mayo	2.568,40	2.401,37	4.280,80
Junio	2.498,26	2.248,84	4.058,13
Julio	2.638,70	2.183,98	4.162,21
Agosto	2.764,39	2.499,18	4.611,03
Septiembre	2.857,97	2.602,58	4.837,96
Octubre	2.978,39	2.228,84	4.665,39
Noviembre	2.811,86	2.621,29	4.705,33
Diciembre	2.877,92	2.275,36	4.488,20
P _{anual}	2.806,19	2.242,87	4.448,25

Puesto que la comunidad San Juan de Quitasol presenta un escenario de consumo constante a lo largo del año, el criterio adecuado para la elección del período de diseño es el de “mes peor” que corresponde al mes de menor radiación.

Al analizar los valores de insolación sobre la zona del proyecto, se puede apreciar que el mes con la menor radiación corresponde al mes de Enero.

Para este mes, el valor medio mensual de la irradiación diaria sobre superficie horizontal, G_{dm} (0), tiene un valor de:

$$G_{dm}(0)_{ENERO} = 3.853 \text{ (kWh-m}^2\text{/día)}$$

En base a este valor y al procedimiento antes mencionado, se procedió al dimensionamiento del sistema solar fotovoltaico tanto para el consumo residencial así como para el consumo en la casa comunal / iglesia.

El dimensionado del sistema para el consumo residencial se muestra a continuación:

TABLA IV
DIMENSIONADO DEL GENERADOR (CONSUMO RESIDENCIAL)

Parámetro	Unidades	Valor	Comentario
Localidad			San Juan de Quitasol
Latitud ϕ		0,4435°	
E _D	$\frac{kWh}{día}$	1,40004	Consumo constante a lo largo del año
Período diseño		Enero	Mes de peor radiación y consumo constante (K=1,7)
(α_{opt} , β_{opt})		(0°, 10,4435°)	
(α , β)		(0°, 15°)	Mínimo para evitar acumulación de suciedad
G _{dm} (0)	$\frac{kWh}{m^2 \cdot día}$	3,47	Fuente: CONELEC
FI		0,9975	$FI = 1 - [1,2 * 10^{-4}(\beta - \beta_{opt})^2]$
FS		0,9	Pérdidas por sombra
PR		0,6	Eficiencia energética global del

			sistema
$G_{dm}(\alpha, \beta)$	$\frac{\text{kWh}}{\text{m}^2 \cdot \text{día}}$	5,296	$G_{dm}(\alpha, \beta) = G_{dm}(0) * K * FI * FS$
$P_{mp, min}$	kWp	0,441	$P_{mp, min} = \frac{E_D \cdot G_{CEM}}{G_{dm}(\alpha, \beta) \cdot PR}$

TABLA V
DIMENSIONADO FINAL DEL SISTEMA (CONSUMO RESIDENCIAL)

Parámetro	Unidades	Valor	Comentario
P_{mp}	Wp	520	$P_{mp} < 1,2 \cdot P_{mp, min}$ (Cumple el requisito obligatorio para el caso general)
C_{20}	Ah	400	Capacidad nominal del acumulador
PD_{max}		0,6	Profundidad de descarga máx. permitida por el regulador
η_{inv}		0,92	Rendimiento energético del inversor
η_{rb}		0,81	Rendimiento energético del regulador-acumulador
U_n	V	24	Voltaje nominal del acumulador
L_D	Ah	58,34	Consumo diario de la carga ($L_D = E_D / V_{NOM}$)
A	Días	3,07	Autonomía: $A = \frac{C_{20} \cdot PD_{max}}{L_D} \cdot \eta_{inv} \cdot \eta_{rb}$
C_{20}/I_{SC}	h	24,84	$C_{20}/I_{SC} < 25$ (Cumple el requisito obligatorio para el caso general) $I_{SC}(\text{generador, CEM}) = 16,1 \text{ (A)}$

El dimensionado del sistema para el consumo en la casa comunal / iglesia se muestra a continuación:

TABLA VI
DIMENSIONADO DEL GENERADOR (CONSUMO EN LA CASA COMUNAL / IGLESIA)

Parámetro	Unidades	Valor	Comentario
Localidad			San Juan de Quitasol
Latitud ϕ		0,4435°	
E_D	$\frac{\text{kWh}}{\text{día}}$	0,80031	Consumo constante a lo largo del año
Período diseño		Enero	Mes de peor radiación y consumo constante (K=1,7)
$(\alpha_{opt}, \beta_{opt})$		(0°, 10,4435°)	
(α, β)		(0°, 15°)	Mínimo para evitar acumulación de suciedad
$G_{dm}(0)$	$\frac{\text{kWh}}{\text{m}^2 \cdot \text{día}}$	3,47	Fuente: CONELEC
FI		0,9975	$FI = 1 - [1,2 * 10^{-4}(\beta - \beta_{opt})^2]$
FS		0,9	Pérdidas por sombra
PR		0,6	Eficiencia energética global del sistema

$G_{dm}(\alpha, \beta)$	$\frac{\text{kWh}}{\text{m}^2 \cdot \text{día}}$	5,296	$G_{dm}(\alpha, \beta) = G_{dm}(0) * K * FI * FS$
$P_{mp, min}$	kWp	0,252	$P_{mp, min} = \frac{E_D \cdot G_{CEM}}{G_{dm}(\alpha, \beta) \cdot PR}$

TABLA VII
DIMENSIONADO FINAL DEL SISTEMA (CONSUMO EN LA CASA COMUNAL / IGLESIA)

Parámetro	Unidades	Valor	Comentario
P_{mp}	Wp	260	$P_{mp} < 1,2 \cdot P_{mp, min}$ (Cumple el requisito obligatorio para el caso general)
C_{20}	Ah	200	Capacidad nominal del acumulador
PD_{max}		0,7	Profundidad de descarga máx. permitida por el regulador
η_{inv}		0,91	Rendimiento energético del inversor
η_{rb}		0,81	Rendimiento energético del regulador-acumulador
U_n	V	24	Voltaje nominal del acumulador
L_D	Ah	33,35	Consumo diario de la carga ($L_D = E_D / V_{NOM}$)
A	Días	3,095	Autonomía: $A = \frac{C_{20} \cdot PD_{max}}{L_D} \cdot \eta_{inv} \cdot \eta_{rb}$
C_{20}/I_{SC}	h	24,84	$C_{20}/I_{SC} < 25$ (Cumple el requisito obligatorio para el caso general) $I_{SC}(\text{generador, CEM}) = 16,1 \text{ (A)}$

Ahora se procede con el dimensionamiento técnico de la tercera alternativa de electrificación que considera la micro generación hidroeléctrica.

C. Dimensionamiento Técnico del Sistema Micro Hidroeléctrico

El río en estudio para la evaluación del recurso hidroenergético es el Río Cóndor Machay.

La altura aprovechable para la generación hidroeléctrica, que corresponde al desnivel existente entre la futura cámara de carga y la futura casa de máquinas, tiene un valor de 25 (m).



Fig. 1 Esquema del sistema micro hidroeléctrico

Para la medición del caudal aprovechable para la generación hidroeléctrica se empleó el método del área y velocidad (método del flotador). En base a este método, se obtuvo un valor de caudal de:

$$Q = 0,427 \text{ (m}^3\text{/s)}$$



Fig. 2 Medición del caudal del Río Cóndor Machay

En base a los valores de altura y caudal aprovechables para la generación hidroeléctrica, el dimensionamiento final del sistema micro hidroeléctrico quedó establecido de la siguiente manera.

TABLA VIII
DIMENSIONAMIENTO FINAL DEL SISTEMA MICRO
HIDROELÉCTRICO

Parámetros fundamentales de diseño			
Salto neto	28 (m)	Caudal de diseño	0,385 (m ³ /s)
Características de la tubería de presión			
Material	PVC	Diámetro interno (d)	351,8 (mm)
Longitud (L)	65 (m)	Espesor	24,1 (mm)
Diámetro nominal	400 (mm)	Presión de trabajo	1,60 (Mpa)

Características de la turbina hidráulica			
Tipo	Michell-Banki	Velocidad específica (N _s)	95,88 (rpm)
Potencia hidráulica a disposición de la turbina (P _H)	78,75 (kW)	Velocidad de giro o tangencial (U _t)	9,80 (m/s)
Potencia al eje de la turbina (P _M)	63,0 (kW)	Diámetro externo del rotor (D)	300 (mm)
Rendimiento (η _t)	80%	Diámetro interno del rotor (D _i)	198 (mm)
Número de giros (N)	625 (rpm)	Velocidad del agua a la salida del inyector (C ₁)	22,27 (m/s)
Características del generador eléctrico			
Tipo	Sincrónico	Número de fases	3
Potencia eléctrica en los bornes del generador (P _E)	47,88 (kW)	Conexión de salida	Monofásico Zig-zag paralelo
Energía anual	419,43 (MWh)		
Rendimiento del generador (η _g)	80%	Voltaje terminal	120/240 (V)
Rendimiento del sistema de transmisión (η _{st})	95%	Número de polos (P)	4
		Velocidad síncrona (n _s)	1800 (rpm)
Factor de potencia (fp)	0,8	Frecuencia (f)	60 (Hz)
Características del transformador			
Tipo	Distribución	Número de fases	1
Capacidad nominal	75 (kVA)	Bajo voltaje	120/240 (V)
Protección	Convencional	Alto voltaje	22,8 kV GRDy/13,2 kV
Frecuencia (f)	60 (Hz)		

IV. ANÁLISIS ECONÓMICO DE LAS ALTERNATIVAS DE ELECTRIFICACIÓN

Los resultados obtenidos del análisis económico para cada una de las alternativas de electrificación se muestran a continuación.

A. Análisis Económico de la Extensión de la Red de Distribución

Los resultados obtenidos para esta alternativa de electrificación para un precio por kWh de US\$ 0,0799 y

un consumo mensual por usuario de 100 (kWh/mes) se muestran a continuación.

TABLA IX
VALORES DE LOS INDICADORES ECONÓMICOS PARA DIFERENTES TASAS DE DESCUENTO CORRESPONDIENTES A LA EXTENSIÓN DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN

Tasa de descuento	Indicadores económicos			Factibilidad
	VAN	TIR	B/C	
8%	24.482,26	10,14%	1,11	Viable
9%	12.220,47	10,14%	1,06	Viable
10%	1.434,69	10,14%	1,01	Viable
11%	-8.082,77	10,14%	0,96	No viable
12%	-16.507,26	10,14%	0,92	No viable

La factibilidad económica de esta alternativa y de las otras dos alternativas de electrificación se establece considerando una tasa de interés activa referencial del 7,86 %. Este valor fue el establecido por el Banco Central del Ecuador como valor de tasa de interés activa referencial con fecha 30 de Septiembre de 2014.

Por lo tanto, la mejor opción económica para esta alternativa de electrificación es:

TABLA X
VALOR DE LOS PARÁMETROS ECONÓMICOS OPTIMOS PARA LA EXTENSIÓN DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN

Tasa de descuento	Costo del kWh (US\$)	Costo mensual por usuario (US\$)	Indicadores económicos		
			VAN	TIR	B/C
10%	0,0799	7,99	1.434,69	10,14%	1,01

En base a estas condiciones (tasa de descuento del 10% y costo del kWh de 0,0799), se realiza el análisis económico de las otras dos alternativas de electrificación.

B. Análisis Económico del Sistema Solar Fotovoltaico

Cabe indicar que para esta alternativa de electrificación no se considera un consumo mensual por usuario de 100 (kWh/mes) sino un consumo mensual por usuario residencial de 38,836 (kWh/mes) debido a que el sistema fotovoltaico fue diseñado optimizando el consumo de energía con la finalidad de disminuir el tamaño y el costo del sistema solar fotovoltaico.

Tomando en cuenta las consideraciones anteriores, los valores de los indicadores económicos para esta alternativa son:

TABLA XI
VALOR DE LOS PARÁMETROS ECONÓMICOS PARA EL SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO

Tasa de descuento	Costo del kWh (US\$)	Costo mensual por usuario (US\$)	Indicadores económicos		
			VAN	TIR	B/C
10%	0,0799	3,10	-82933,83	No cubre costos	0,07

C. Análisis Económico del Sistema Micro Hidroeléctrico

Los resultados obtenidos del análisis económico para esta alternativa de electrificación, considerando un consumo mensual por usuario de 100 (kWh/mes) se muestran a continuación.

TABLA XII
VALOR DE LOS PARÁMETROS ECONÓMICOS PARA EL SISTEMA MICRO HIDROELÉCTRICO

Tasa de descuento	Costo del kWh (US\$)	Costo mensual por usuario (US\$)	Indicadores económicos		
			VAN	TIR	B/C
10%	0,0799	7,99	-346305,68	No cubre costos	0,06

D. Determinación de la Mejor Alternativa de Electrificación

A continuación se presenta, para cada alternativa de electrificación, los resultados obtenidos de los indicadores económicos para cada caso.

TABLA XIII
VALOR DE LOS PARÁMETROS ECONÓMICOS PARA CADA ALTERNATIVA DE ELECTRIFICACIÓN

Alternativa de electrificación	Tasa de descuento	Costo del kWh (US\$)	Indicadores económicos		
			VAN	TIR	B/C
Extensión de la red de distribución	10%	0,0799	1.434,69	10,14%	1,01
Sistema solar fotovoltaico	10%	0,0799	-82933,83	No cubre costos	0,07
Sistema	10%	0,0799	-346305,68	No cubre	0,06

micro hidroeléctrico				costos	
----------------------	--	--	--	--------	--

- [6] CONELEC; “Determinación de la Metodología para el Cálculo del Plazo y de los Precios Referenciales de los Proyectos de Generación y Autogeneración”; Regulación No. CONELEC - 003/11.

En base a los resultados obtenidos de los indicadores económicos para cada una de las alternativas de electrificación, en especial los resultados obtenidos para la TIR, se puede establecer que la única alternativa que es rentable económicamente es la alternativa de extensión de la red de distribución.

Por lo tanto, la mejor alternativa de electrificación para la comunidad San Juan de Quitasol, es la extensión de la red de distribución.

V. CONCLUSIONES

Se concluye que la mejor alternativa de electrificación para la comunidad San Juan de Quitasol, es la extensión de la red de distribución. Esta alternativa, además de ser rentable económicamente, satisface plenamente las necesidades de los usuarios.

Si se ha optado por la instalación de sistemas fotovoltaicos aislados en una determinada población, se debería dar una capacitación extensa a los usuarios sobre el uso correcto de estos sistemas, puesto que al visitar zonas en las que se han implementado este tipo de sistemas, se ha podido constatar que gran parte de las personas se sienten inconformes pues no es el tipo de servicio que ellos esperaban y la causa de aquello es que muchos de los habitantes utilizan de forma indiscriminada la energía generada por estos sistemas, lo que da como resultado pocas horas de autonomía y por ende la pérdida del servicio a las pocas horas de uso.

REFERENCIAS

- [1] EMPRESA ELÉCTRICA QUITO; “Normas para Sistemas de Distribución – Parte A – Guía para Diseño de Redes de Distribución”; Vigencia: 28 de Febrero de 2014.
- [2] EMPRESA ELÉCTRICA QUITO; “Normas para Sistemas de Distribución – Parte B – Unidades de Propiedad y Construcción”; Vigencia: 28 de Febrero de 2014.
- [3] IDAE – CENSOLAR; “Instalaciones de Energía Solar Fotovoltaica: Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red”; PCT-A-REV - Febrero 2009.
- [4] ITDG – PERÚ; “Manual de Mini y Microcentrales Hidráulicas: Una Guía para el Desarrollo de Proyectos”; Lima, 1995.
- [5] SOLUCIONES PRÁCTICAS-ITDG; “Manual para la Evaluación de la Demanda, Recursos Hídricos, Diseño e Instalación de Microcentrales Hidroeléctricas”; Lima, 2010.

BIOGRAFÍAS

Christian Marcelo Junia Guerra, Realizó sus estudios secundarios en el Colegio Nacional Juan Pío Montúfar obteniendo el título de Físico Matemático en el año 2004. Los estudios superiores los realizó en la Escuela Politécnica Nacional en la Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica obteniendo el título de Ingeniero Eléctrico. Actualmente trabaja como Ingeniero Eléctrico 1 en la Empresa Eléctrica Quito en el Departamento de Control de Calidad del Producto y Pérdidas Técnicas, en la Sección Índice Sectorizado de Pérdidas.



Washington Eduardo Prieto Correa, Realizó sus estudios secundarios en el Instituto Tecnológico Policía Nacional obteniendo el título de Físico Matemático en el año 2003. Los estudios superiores los realizó en la Escuela Politécnica Nacional en la Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica en la carrera de Ingeniería Eléctrica. Se a desempeñado laboralmente en empresas como Excelcenter encargada del diseño y construcción de hospitales y Electroleg distribuidora de equipos y materiales de medio y bajo voltaje actualmente labora en la Corporación Eléctrica del Ecuador (CELEC-EP) Unidad de Negocio Transelectric como Especialista Técnico 2 y Jefe del grupo de mantenimiento de la Subestación de 500 kV el Inga y participa en la construcción de la Subestación de 500 kV San Rafael.