



REVISTA CIENTÍFICA TRIMESTAL DE CUBASOLAR

**REVISTA CIENTÍFICA de las
FUENTES RENOVABLES de ENERGÍA**

47



Modelo para el pronóstico del caudal de agua de los molinos de viento.....	1
El apoyo a la gestión energética para promover el desarrollo local en un municipio cubano.....	9
Recomendaciones para el ahorro de energía en el abasto de agua, con software acompañante	22
Determinación de los consumos de agua en condiciones de producción, en el sistema arrocero Jesús Suárez Gayol del CAI arrocero Ruta Invasora.....	40
Costos de la energía solar fotovoltaica y alternativas de financiamiento	59

Modelo para el pronóstico del caudal de agua de los molinos de viento

Model for the water flow forecast of windmills

Por Ing. Fernando Medinilla Nápoles,
Ing. Sol Piedad Toledo Reina*,
Ing. Aliandy de la Concepción Armenteros*
y Dr. Aldo S. Moya Álvarez***

** Centro Meteorológico Provincial
de Sancti Spíritus, Cuba.*

*** Centro Meteorológico Provincial
de Villa Clara, Cuba*

*e-mail: fernando.medinilla@ssp.insmet.cu
y aldo.moya@vcl.insmet.cu*

Resumen

El trabajo propone un modelo de pronóstico de caudal de agua (gasto en m³/día de un molino de viento multipala con características específicas), basado en las salidas numéricas del modelo meteorológico de mesoescala MM5V3.0 y los datos del manto subterráneo del archivo del Instituto Nacional de Recursos Hidráulicos (INRH), en Sancti Spíritus. El método consiste en calcular el caudal o gasto del pozo Q, a partir de las salidas de los pronósticos a corto plazo de la velocidad media diaria del viento del modelo MM5V3.0, con una resolución de 10 km, y los datos calculados para esta malla de la carga H de los pozos según el nivel freático de agua y la eficiencia de los mismos. Para obtener estas variables se utilizó la información estadística de 250 pozos. Las salidas del modelo se diseñaron con la utilización de las técnicas de SIG. La evaluación de forma empírica del modelo ofrece valores aceptables con errores de ± 1 m³/día.

Palabras clave: Pronóstico de caudal de agua, energía eólica, molino de viento, abastecimiento de agua

Abstract

The paper proposes a water flow forecast model (cost in m³/day of a multi-blade windmill with specific characteristics), based on the numerical outputs of the mesoscale meteorological model MM5V3.0 and water table data of the archives of the National Institute of Hydraulic Resources (INRH), in Sancti Spíritus. The method consists of calculating the well flow Q, from the outputs of short-term forecasts of the average daily wind speed of model MM5V3.0, with a resolution of 10 km, and the data calculated for this mesh of the load H of the wells according to the water table and water efficiency. To obtain these variables, the statistical information of 250 wells was used.

The outputs of the model were designed with the use of GIS techniques. The empirical evaluation of the model offers acceptable values with an uncertainty of $\pm 1 \text{ m}^3/\text{day}$.

Keywords: Forecast of water flow, wind energy, windmill, water supply

Introducción

Actualmente, el desarrollo agroalimentario en Cuba cuenta con un programa ganadero para el cual la demanda, distribución y abastecimiento de agua ocupa un lugar de vital importancia. La provincia de Sancti Spíritus tiene incluidas en este programa propuestas de inversiones en tecnologías para el abastecimiento de agua, con preferencia al uso de fuentes renovables de energía, como los molinos de viento y el bombeo fotovoltaico.

Los molinos de viento se usan en el país desde hace dos siglos. En la primera mitad del siglo pasado fue muy común su uso, tanto para la ganadería como para las viviendas del campo. Actualmente, el empleo de esta tecnología se convierte de nuevo en un método viable para suministrar agua a la ganadería, que ahorra el combustible fósil destinado a la generación de electricidad, motobombas y tractores. La combinación de tecnología limpia con eficiencia energética puede aportar grandes beneficios económicos al sector ganadero, que motiven un incremento productivo a mediano plazo y a ejercer un manejo eficiente del recurso agua, sin afectaciones al medio ambiente. Sin embargo, el uso de molinos de viento para el abastecimiento de agua al ganado puede traer consigo serios problemas en la planificación de esta tarea. Si bien la demanda de agua es sistemática y poco variable en sentido general, la capacidad de bombeo o caudal de los molinos varía significativamente, en función de los meses del año y de los procesos meteorológicos diarios. Varios estudios han demostrado la alta variabilidad del comportamiento del viento en Cuba. Álvarez, 2000; Álvarez, et al., 2003 y 2009; Soltura, et al. 2001; Fernández, et al., 2005, establecieron una relación entre el comportamiento de las variables meteorológicas y los procesos sinópticos diarios, donde se muestran los cambios en el viento. Este resultado fue cuidadosamente estudiado por Matos, et al. [2008], en la obtención de un modelo objetivo para la predicción de la generación eléctrica, aplicado al parque eólico demostrativo de Turiguanó. De acuerdo con los resultados obtenidos por Soltura [2009], las condiciones del viento promedio anual para el bombeo con molinos para la provincia de Sancti Spíritus, son mayormente pobres, aunque llegan a aceptables en la zona norte del territorio. No obstante, a corto plazo ocurren variaciones significativas en las condiciones meteorológicas, que pueden ser beneficiosas si se identifican los momentos de mayor potencial energético del viento. Conocerlos y poder pronosticarlos ofrece la ventaja de una buena planificación, tanto energética como del abasto de agua al ganado, para aprovechar los momentos de mejores

condiciones para almacenar agua, de tal manera que se garantice el suministro diario a los animales y con posibilidades adicionales de riego para pequeñas parcelas.

En el empeño de lograr predecir con antelación el valor energético del viento y el caudal resultante de los molinos de viento, hay que considerar las características del molino y las condiciones de las fuentes de abasto de agua, además de la velocidad promedio del viento. Este trabajo tiene el objetivo de proponer un modelo de pronóstico de caudal de agua para los molinos de viento del tipo multipala, muy comunes en el territorio nacional con unos 8 000 equipos en funcionamiento [Soltura, et al., 2009] y con una tendencia al incremento acelerado. El campo de viento se tomó del modelo MM5.

Materiales y métodos

La expresión utilizada para determinar el gasto o caudal que entrega un molino diariamente ($m^3/día$) es la ecuación simplificada siguiente, propuesta por Moreno, et.al. [1999]:

$$Q = C_1 D^2 V^3 / H \quad (1)$$

Donde:

Q : Caudal de agua, $m^3/día$

H : Carga total, m

D : Diámetro del rotor, m

V : Velocidad media diaria del viento, m/s

C_1 : Coeficiente de eficiencia de los aerogeneradores. Para el caso de molinos de viento pequeños se asume un valor de 0,30

Para este modelo se asume que $D = 3,03$ m, considerando que los molinos en la provincia, mayoritariamente son pequeños. El esquema mostrado en la figura 1 ilustra las cargas de bombeo.

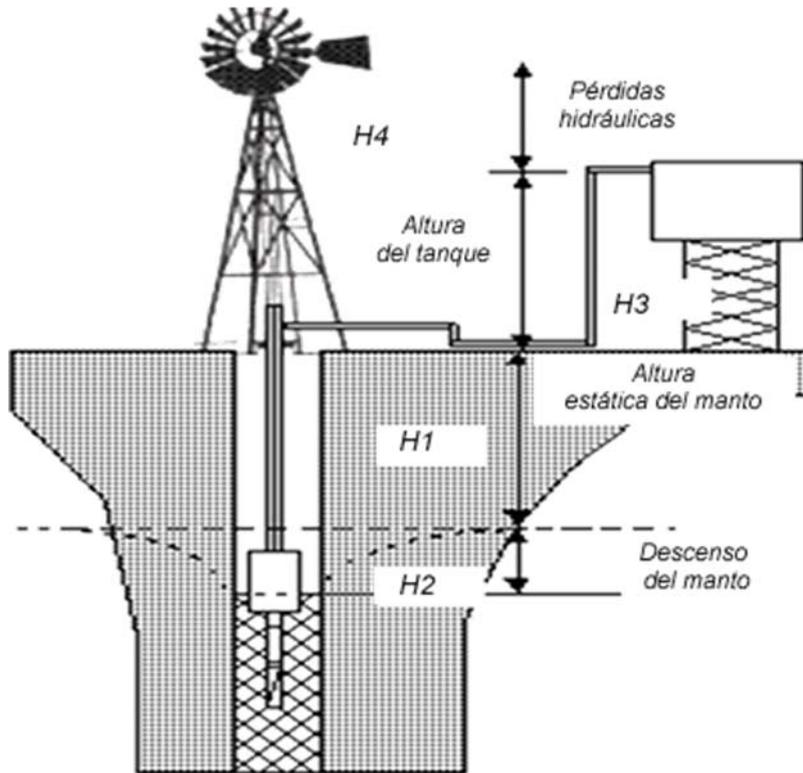


Fig. 1. Ilustración de las cargas de bombeo.

La carga H en metros (Fig. 1) para un molino que bombea a un depósito se calcula por la fórmula 2:

$$H = H_1 + H_2 + H_3 + H_4 \quad (2)$$

Donde:

H_1 : Nivel estático

H_2 : Abatimiento promedio calculado para un gasto de 0,5 L/s

H_3 : Altura del bebedero o tanque de depósito

H_4 : Pérdidas hidráulicas

Para determinar estas variables se utilizó la información estadística de la red de pozos (250 pozos aforados) perteneciente a Recursos Hidráulicos expuesta en la figura 2, para H_1 - mínimo y H_1 -máximo, correspondientes a los dos períodos críticos del nivel freático: abril y noviembre. El abatimiento (H_2) se determinó como el promedio de las medias estadísticas del descenso del nivel freático con un gasto de 0,5 L/s, considerando que un gasto de esa magnitud no afecta sustancialmente el contenido de agua del pozo, con la excepción de los pozos ubicados en lugares donde se agota el acuífero. Para H_3 se tuvo en cuenta un bebedero ubicado aproximadamente

a 1 m sobre la superficie del pozo. H_4 son las pérdidas hidráulicas en tubería y se estimó de 1 m como valor máximo.

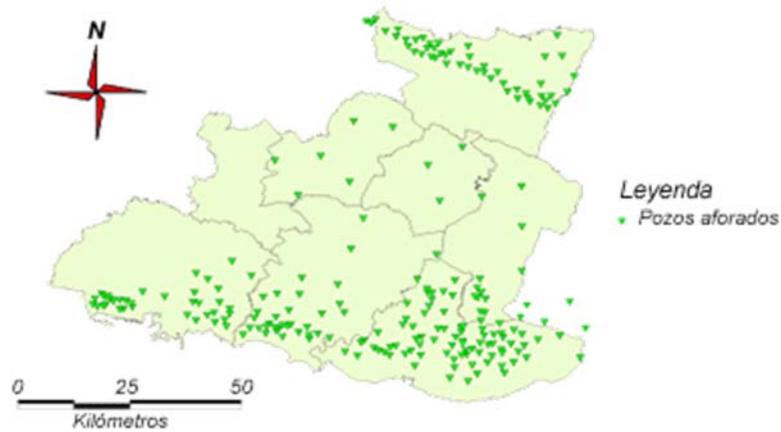


Fig. 2. Distribución de la red de pozos utilizados para el cálculo de la carga de bombeo con molinos.

El valor de la velocidad media diaria del viento se obtiene de las salidas del modelo de mesoescala MM5V-3 representado en la figura 3. Considerando que esta versión del modelo está diseñada para una resolución de 10 km, entonces se procede por métodos de interpolación espacial a calcular los valores de H para los nodos de esta malla, a partir de los cuales se calcula Q .

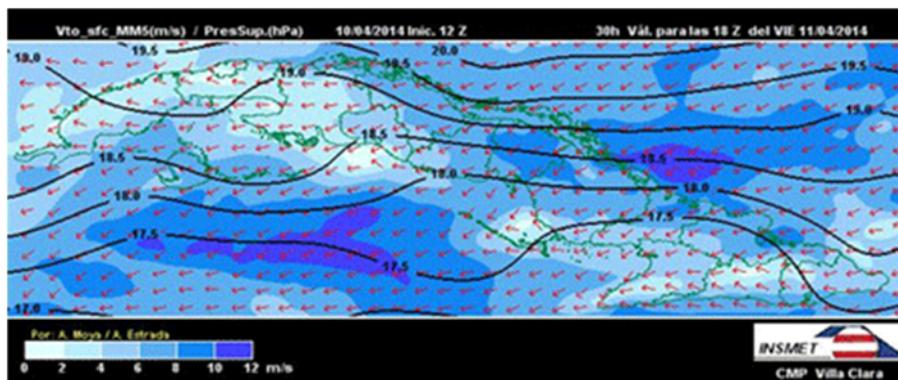


Fig. 3. Salida del modelo MM5 de pronóstico de V (m/s) a 10 m de altura. Fuente: www.cmp.vcl.cu/producto/show/codproducto/000024

Resultados

Un ejemplo de las salidas del modelo de pronóstico de caudal (Q , $m^3/día$) se muestra en la figura 4. Se observa la diferencia de caudal entre el obtenido para los días siete y ocho, coincidente con cambios en los

procesos meteorológicos observados por el modelo. Esta situación se refleja en los gráficos del comportamiento diario de la velocidad media del viento y el caudal mostrados en las figuras 5 y 6.

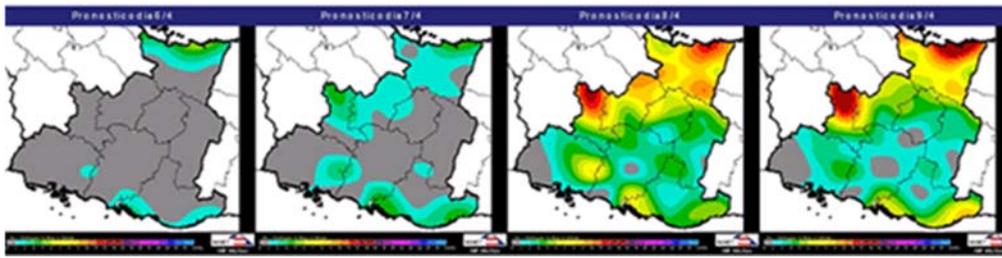


Fig. 4. Salida de los modelos de pronóstico MM5V-3 de Q ($m^3/día$) para los días 6, 7, 8, y 9 de abril, respectivamente.
Fuente: www.cmp.vcl.cu/producto/show/codproducto/000024

La evaluación del modelo para su calibración se realiza de forma empírica por el momento, ya que no se cuenta con instrumentos de mediciones de caudal en los molinos de viento. Para ello se comparan los valores de Q pronosticados en los puntos de las estaciones meteorológicas, con el valor calculado Q^1 (Q teórico) para los valores reales de las velocidades (V) promedio diarias observadas en cada estación (Fig. 5), utilizando los resultados obtenidos en los ensayos realizados en el polígono de pruebas del Centro Integrado de Tecnologías del Agua (CITA), en colaboración con el Centro de Estudio de Tecnologías Energéticas Renovables (CETER) para el molino Veleta [Moreno, et al., 1999], que tiene características similares al conocido molino multipala americano (Fig. 6). Se trabaja con un error promedio de $\pm 1 m^3/día$, donde juega un peso importante el error del pronóstico del viento.

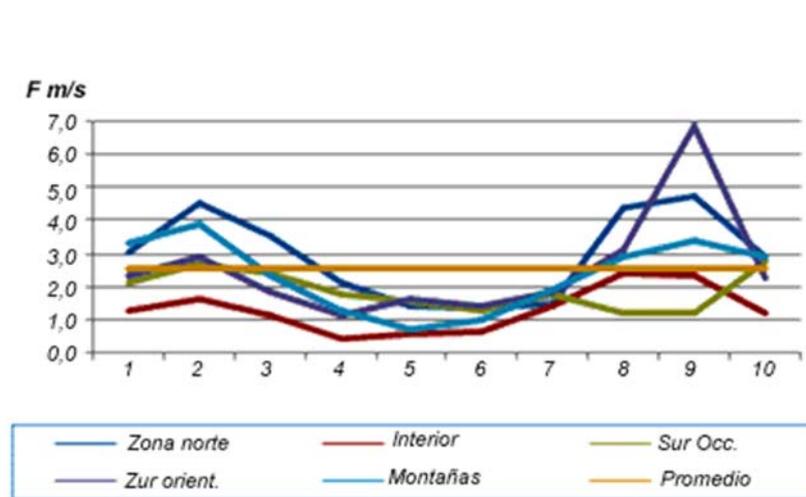


Fig. 5. Comportamiento de la velocidad media diaria del viento (m/s) en la primera decena de abril de 2014.

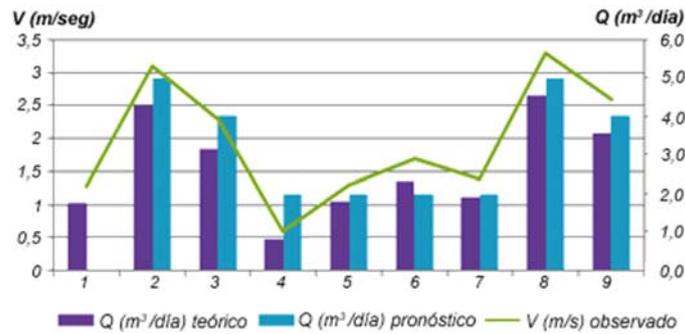


Fig. 6. Comparación entre los valores de Q pronosticados y Q¹ calculados para los valores reales de las velocidades promedio diarias del viento durante la primera decena de abril.

Conclusiones

- De los datos compilados de una densa red de pozos y del valor del viento pronosticado para el periodo a corto plazo (24-120 horas), se obtuvo un modelo de pronóstico de caudal de agua a extraer por un molino del tipo multipala de tamaño pequeño. Las salidas de los pronósticos se muestran de forma gráfica en mapas.
- La validación de los resultados obtenidos en el pronóstico al aplicar el método, se realizó preliminarmente de manera empírica, por comparación del valor pronosticado con el valor de Q teórico calculado, en un punto donde se encuentra una estación para el viento medido en la misma.
- El error aceptado para el modelo es de ± 1 m³/día, en el cual tiene un peso importante la incertidumbre propia del pronóstico del viento.

Recomendaciones

1. Continuar con la validación del modelo y utilizar, dentro de lo posible, salidas de pronósticos con una mayor resolución espacial, que permitan modelar con mayor exactitud el valor de Q.
2. Considerar que en el modelo existe un rango de error que, en lugares de poco caudal de agua, puede resultar un valor significativo.
3. Valorar las zonas donde existen riesgos de agotamiento del manto freático, donde el valor de Q pronosticado pierde validez.
4. Incluir en el modelo, las zonas de silencio hidrogeológico (montañas).
5. Realizar mediciones instrumentales o manuales del caudal en una red determinada de pozos, con el fin de ajustar con mayor exactitud el modelo.

Bibliografía

- ÁLVAREZ, R. (2000). «Nueva metodología para el estudio de la variabilidad climática», en *Revista Cubana de Meteorología*, 7 (1): 55-61.
- ÁLVAREZ, R., et al. (2003). «Caracterización de la variabilidad climática sobre la isla de Cuba y su aplicación al pronóstico, la agricultura y la ganadería». *Informe de Resultado Científico Técnico*, IDICT, Instituto de Meteorología, 153 pp.
- (2009). «Metodología para el cálculo del máximo aprovechamiento del potencial eólico», en *Memorias del V Congreso Cubano de Meteorología*. La Habana. Publicación electrónica: 914-921, 2009, ISBN 978-959-7167-20-4.
- FERNÁNDEZ, A., et al. (2005). *Catálogo de procesos sinópticos del archipiélago cubano en el período 1979-1993*. Cienfuegos: GEOCUBA-gráfica, 2005. 167 pp. ISBN 959-02-0355-8.
- MATOS F., et al. (2008). «Modelo simple para la predicción de la generación eólica (MOSIMPRE) utilizando los procesos sinópticos objetivos. Aplicación al parque eólico demostrativo de Turiguanó, Ciego de Ávila, Cuba», en *Eco Solar*, (26): oct.-dic., 2008. ISSN 1028-6004.
- Modelo de pronóstico de mesoescala MM5-V3.0*. Disponible en www.cmp.vcl.cu/producto/show/codproducto/000024
- MORENO, C., et al. (1996). «Estado actual y desarrollo de la energía eólica en Cuba» *Proceedings of European Wind Energy Conference*, Goteborg, Sweden, 1996.
- (1999). *Fundamentos para el diseño y selección de aerobombas*. Camaguey: Ediciones CITA, 1999. 81 pp.
- SILVANO, F., et al. (2009). «Aporte energético, económico y ecológico de molinos de viento para el abastecimiento de agua en una unidad ganadera», en *Eco Solar*, (30): oct.-dic., 2009. ISSN 1028-6004.
- SOLTURA, R., et al. (1997). «Atlas Eólico de Cuba. Estadística y Climatología. Potenciales climáticos de generación eolo-eléctrica y bombeo eólico», en *Revista Solar*. Asociación Nacional de Energía Solar, Sección Mexicana de la International Solar, Energy Society, no. 33, Primavera: 13-24, 1997.
- SOLTURA, R. et al. (1997). «Primera edición del Mapa del Potencial Eólico de Cuba», en *Eco Solar*, (21): jul-sep., 2007. ISSN 1028-6004.
- (2001). «Actualización de los modelos físicos y estadísticos del atlas eólico de Cuba», en *Revista Cubana de Meteorología*, 8 (1): 83-95, 2001.
- (2009). «Aplicaciones del bombeo eólico a la ganadería en Cuba» Consultado el 9 de mayo de 2014, en www.cbmet.com/cbm-files/13-b952196203bc4efe537bce7007de146a.pdf.

El apoyo a la gestión energética para promover el desarrollo local en un municipio cubano

Support for energy management to promote local development in a Cuban municipality

*Por M.Sc. Ing. Mailín Márquez Guerra**

** Especialista Municipal del Ministerio de Ciencia, Tecnología y Medio Ambiente (CITMA),
Aguada de Pasajeros, Cienfuegos, Cuba.
e-mail: ecitmaap@perla.inf.cu*

Resumen

La ejecución de la estrategia de desarrollo local en el municipio de Aguada de Pasajeros ha requerido de la elaboración de los programas relacionados con las líneas estratégicas de desarrollo, las que son conducidas por el Gobierno en tanto líder del proceso y asesoradas por el grupo de Desarrollo Local y el Consejo Técnico Asesor. La línea estratégica Energía y Medio Ambiente (Programa), está orientada a garantizar la sostenibilidad ambiental del municipio con un enfoque de gestión multisectorial y con la participación del Gobierno, dirigido a la mejora constante de la calidad de vida de la población a partir de la ejecución de la Estrategia de Desarrollo Local, mediante acciones concretas con criterios de sostenibilidad, con un importante papel de los actores sociales en todo este proceso. Este Programa tiene un enfoque sistémico e integrador, tratando de definir apropiadamente los requerimientos de innovación tecnológica y organizacional, con una propuesta de acciones encaminadas a la solución de las problemáticas energéticas y ambientales identificadas en los diagnósticos, y apoyado en la formulación y desarrollo de proyectos y programas estratégicos.

Palabras clave: Gestión energética, desarrollo local, fuentes renovables de energía, programa de desarrollo, sostenibilidad

Abstract

The implementation of the local development strategy in the municipality of Aguada de Pasajeros has required the preparation of the programs related to the strategic lines of development, which are conducted by the Government as a leader of the process and advised by the Local Development Group and the Technical Advisory Board. The strategic line Energy and Environment (Program), is addressed to guarantee the environmental sustainability of the municipality with a multisectorial management approach and with the participation of the Government, aimed

at the constant improvement of the quality of life of the population from the implementation of the Local Development Strategy, through concrete actions with sustainability criteria, with an important role of social actors in the whole process. This Program has a systemic and comprehensive approach, trying to properly define the requirements of technological and organizational innovation, with a proposal of actions aimed at the solution of the energy and environmental problems identified in the diagnoses, and supported in the formulation and development of projects and strategic programs.

Keywords: Energy management, local development, renewable energy sources, development program, sustainability

Introducción

El tema del desarrollo local ha experimentado un auge importante durante los últimos años. Depende de la introducción de innovaciones tecnológicas, gerenciales y socio-institucionales en la base productiva interna, sin confundirlo con una carrera para alcanzar un nicho de mercado, sino un proceso, generalmente lento, de articulación productiva y socio-institucional interna en el territorio, para mejorar en eficiencia y competitividad la organización económica territorial y así lograr mejorar las condiciones de vida de la población.

Teniendo en cuenta ello, desde el 2004, en Aguada de Pasajeros se viene impulsando un Programa de fomento del desarrollo local, que tiene como objetivo contribuir a fortalecer las capacidades de los principales actores municipales para que promuevan de manera organizada, concertada y planificada el desarrollo económico y social del territorio. Aunque eventualmente se emprendieron acciones tendientes a promover cambios, no es sino hasta el 2010 en que, por medio de la agenda del Gobierno municipal, se propone una estrategia concertada, que motiva un proceso integral orientado a impulsar el desarrollo económico local, acompañado por el Centro de Desarrollo Local Comunitario (CEDEL).

La estrategia ha estado dirigida a la creación de condiciones para la participación de la población en la identificación de los principales problemas que obstruyen el desarrollo económico y social del municipio, y a la búsqueda de soluciones a los mismos, así como a la concertación en la definición de la estrategia de desarrollo local, apoyada en la conformación, formulación y materialización de proyectos y programas estratégicos para el desarrollo municipal.

Durante el proceso de conformación de la estrategia, se propuso por parte de los actores la promoción de cinco líneas estratégicas de intervención para acorrallar las barreras identificadas durante el proceso de diagnóstico,

las que incorporan la temática energética de forma directa y(o) indirecta en todas las líneas: Energía y medio ambiente, Producción de alimentos, Hábitat, Capacitación e informatización, e Industria local, las que a su vez conforman los programas de desarrollo.

Una vez organizados los diferentes actores y agentes del municipio, generando de esta manera las condiciones básicas para la promoción de desarrollo económico local, se inicia la planificación de dicho proceso, que tiene como resultados planes de acción, programas y proyectos que se realizan en un corto, mediano y largo plazos, definiendo los recursos necesarios en función de los objetivos a alcanzar.

Desarrollo

La insuficiente atención y control de los problemas ambientales generados por la actividad productiva y de servicios, ha sido identificada como una de las carencias más importantes del quehacer ambiental en los últimos años. Del total de fuentes puntuales de contaminación identificadas, más de 70% corresponden a instalaciones industriales y agropecuarias, destacándose la industria azucarera y sus derivados, y las labores agropecuarias, como las actividades productivas de mayor incidencia en el deterioro de las condiciones ambientales del territorio.

En respuesta a esta realidad, se ejecuta una estrategia de desarrollo local que incluye acciones encaminadas a la reducción de la carga contaminante generada y dispuesta al medio, así como la generación de gases de efecto de invernadero. De esta forma se intenta dar respuesta al objetivo estratégico del trienio 1998-2000, trazado por el Ministerio de Ciencia, Tecnología y Medio Ambiente (CITMA).

Para la consecución de este objetivo resulta imprescindible perfeccionar las prácticas actuales de producción, de forma tal que se garantice un mejor uso de los recursos naturales, materias primas y productos; la minimización y tratamiento adecuado de los residuales o desechos que en ellas se generan, y el aprovechamiento económico de los mismos, en los casos en que sea factible.

En la concepción de este programa, las fuentes renovables de energías (FRE) adquieren un mayor peso; en lo fundamental, las reservas provenientes de la agroindustria azucarera, principalmente la generación de electricidad y la energía solar en sus diferentes manifestaciones, así como el uso más racional y eficiente del resto de las fuentes, sin restar importancia al manejo de los residuales y la educación ambiental. En esa proyección, los resultados por el incremento de la eficiencia deben ser aun superiores, mediante inversiones que sustituyan los equipos ineficientes, la

generalización de las medidas de uso final en los consumos, sobre todo en los de electricidad, y el empleo de tecnologías avanzadas para optimizar las posibilidades del aprovechamiento energético de las distintas fuentes.

La línea estratégica «Energía y medio ambiente» recoge las prioridades de intervención para el período. Dada la compleja situación por la que atraviesa la economía y los problemas ambientales que hoy afectan el territorio, el programa está sujeto a las adecuaciones que sean necesarias, las cuales siempre cuentan con el seguimiento, análisis y aprobación del Consejo de la Administración Municipal, en constante intercambio con los actores y en estrecha vinculación con las otras líneas estratégicas, por resultar transversal a todas.

Para su elaboración, se tuvieron en cuenta los documentos siguientes:

- Los Lineamientos de la Política Económica y Social del Partido y la Revolución, aprobados por el Parlamento cubano en agosto de 2011, que sientan las bases para la actualización del modelo económico.
- La Estrategia Ambiental del territorio.
- El Plan de Ordenamiento Territorial.
- El Programa de Desarrollo Energético.
- Los objetivos de trabajo del CAM.
- Los Estudios de peligro, vulnerabilidad y riesgo.
- Las líneas estratégicas del Programa de enfrentamiento al cambio climático.

También existen otros elementos muy vinculados a los cambios sustanciales que se están sucediendo en la actualidad con la reanimación de varias actividades económicas, que implican una particular atención sobre su repercusión en el medio ambiente, entre los que se destacan:

- Reordenamiento de la industria azucarera (producción de caña y diversificación de las producciones agropecuarias).
- Reordenamiento de la actividad agraria mediante la entrega de tierras según el Decreto Ley 259 (Usufructo) y el más reciente el Decreto Ley 300.
- Revolución Energética (uso de FRE, ahorro de portadores energéticos, uso de equipos y dispositivos ahorradores).
- Desarrollo de la agricultura sostenible (agricultura urbana y suburbana).
- Fortalecimiento de la Educación Ambiental en el territorio, considerando su impacto en los nuevos programas educacionales, culturales y sociales, y en el aumento de la percepción ambiental de la comunidad y en general de la Educación Integral.

El objetivo del Programa se encamina a garantizar la sostenibilidad ambiental del municipio con un enfoque de gestión multisectorial y con la participación oportuna y efectiva del Gobierno, dirigido a la mejora constante de la calidad de vida de la población a partir de la ejecución de la Estrategia de Desarrollo Local.

Aguada de Pasajeros, al igual que el resto de los territorios de la provincia de Cienfuegos y el país, dispone de un mecanismo de gestión energética centrado en el control sobre el consumo de la electricidad y los combustibles, dejando fuera temas tan importantes como la eficiencia energética, la explotación adecuada de las FRE y el desarrollo de una cultura energética sostenible.

La existencia de este Programa le permite al Gobierno determinar con mayor precisión las prioridades, el destino de los recursos que se gestionen y avanzar aceleradamente en aquellas acciones técnico-organizativas sin necesidad de inversiones, así como orientar la inteligencia y el esfuerzo de los trabajadores hacia objetivos que mayor contribución pudieran aportar.

En el territorio, el contexto es favorable a la materialización del Programa. Existe una adecuada atención por parte de las autoridades locales, que no solo apoyan el Programa, sino que son sus promotores; cuenta con el apoyo y respaldo de los órganos de Gobierno que tienen la responsabilidad social de trabajar por elevar la calidad de vida de la población. Los objetivos y resultados del Programa tributan a las prioridades, estrategias y políticas del país y la localidad. Este contribuirá al mejoramiento y mantenimiento sistemático de las condiciones sociales y de vida de la población, a la vez que se logre elevar su sensibilización mediante una participación oportuna y efectiva en las soluciones que demanda la problemática identificada, para que contribuyan con sus iniciativas al desarrollo y a la elevación de su calidad de vida.

Dicho empeño favorecerá alcanzar un modelo de desarrollo socioeconómico integral y sostenible en el territorio, con la participación local y la formación de una cultura ambiental que contribuya a la transformación y consolidación de su base económica, desarrollo social y estabilidad de sus habitantes.

Los proyectos que tributan al Programa, en esencia, encaminan sus acciones a la solución de los problemas identificados en el territorio bajo los principios siguientes:

1. Contribución al desarrollo económico-social sobre bases sostenibles.
2. Reconocimiento del disfrute de un medio ambiente sano como un derecho ciudadano, en el cual la elevación constante de su calidad de vida constituya el centro del quehacer ambiental.

3. Reconocimiento igualmente del deber social para con la protección del medio ambiente.
4. Concentración de los esfuerzos en la solución de las prioridades identificadas.
5. Perfeccionamiento de los mecanismos financieros establecidos para respaldar la solución de las prioridades.
6. Participación activa de todos los actores sociales en la solución de los problemas ambientales, sobre la base de una acción coordinada, cooperativa y de corresponsabilidad.
7. Proyección de la ciencia, la innovación tecnológica y las investigaciones hacia la solución de los principales problemas, utilizando eficientemente los mecanismos existentes, como el Fórum de Ciencia y Técnica, la Asociación Nacional de Innovadores y Racionalizadores (ANIR), las Brigadas Técnicas Juveniles (BTJ) y los centros de investigación específicos, contribuyendo a una gestión empresarial ambientalmente segura y logrando productos o servicios altamente competitivos con el máximo respeto hacia el medio ambiente.
8. Aplicación integral del concepto de Producción Más Limpia en las empresas del territorio (menor generación de residuos y emisiones, máximo aprovechamiento de residuales, ahorro de recursos hídricos y energéticos, y saneamiento ambiental).
9. Profundización de las acciones de promoción y educación ambiental.
10. Perfeccionamiento de la Legislación Ambiental y contribución a la búsqueda de mecanismos que propendan a su cumplimiento real, eficaz y sistemático, logrando controles más eficientes en el territorio.
11. Promoción de la introducción de las FRE y nuevas tecnologías bajas en carbono, que contribuyan a la disminución de las emisiones de gases de efecto de invernadero.

Del proceso de actualización del diagnóstico, emergieron los principales problemas energéticos y ambientales, entre ellos:

1. Altos consumos de energía eléctrica y otros portadores energéticos, motivados por:
 - Ausencia de modelos que permitan equilibrar el uso de la energía con el desarrollo planificado.
 - Altos consumos de energía por baja eficiencia y poco uso de las FRE.
 - Falta de conciencia de ahorro.
 - Cadenas productivas con ciclo abierto.
 - Escasa planificación de inversiones energéticas.

- Escasos espacios de socialización de experiencias positivas para el ahorro.
- Altos consumos de combustibles por transporte obsoleto y en mal estado técnico.
- Escasa capacitación.
- Incentivos de ahorro poco motivadores.
- Elaboración de planes sobre índices de consumo desactualizados.
- Funcionamiento limitado del Consejo Energético Municipal.

Eficiencia energética:

- Indisciplinas tecnológicas.
- Uso de tecnologías poco eficientes.
- Pérdidas por bajo factor de potencia.
- Pérdidas por transmisión.

2. Desconocimiento de la legislación ambiental:

- Incumplimiento y(o) demora de medidas derivadas de las Inspecciones Estatales Ambientales (IEA) y de las Licencias Ambientales.
- Violación del proceso inversionista, lo que provoca la existencia de obras sin la correspondiente autorización.
- Violaciones en la ejecución de la Resolución 136/2010, referida al Plan de Manejo de los Productos Químico Tóxicos y Desechos Peligrosos.

3. La contaminación ambiental (residuales sólidos, líquidos y a la atmósfera), motivada fundamentalmente por:

- El uso de tecnologías obsoletas en procesos de producción y(o) servicios.
- La carencia de recursos financieros y materiales para minimizar y manejar adecuadamente los residuos.
- La ausencia de alcantarillado.
- El deficiente estado técnico de los viales internos.
- El inadecuado sistema de monitoreo de las fuentes contaminantes.
- Las disciplinas tecnológicas.
- Los elevados consumos de agua industrial (CAI Antonio Sánchez).
- El deterioro y la falta de mantenimiento de los sistemas de tratamiento de residuales.
- Insuficiente disponibilidad de depósitos para la recogida de basura de la comunidad.

- Las dificultades con el estado higiénico-sanitario de los vertederos y la inadecuada ubicación de algunos de estos, que provocan la proliferación de micro-vertederos ilegales, con malos olores y altos índices de infestación por vectores, roedores, etc., agravadas por las limitaciones de productos químicos y biológicos, y del equipamiento necesario para su vigilancia y control.
- La carencia de redes hidrotécnicas (la infraestructura de acueducto y alcantarillado satisface solamente 77,4 y 25,8% de la población, respectivamente).

4. Afectaciones a la cobertura forestal:

El municipio presenta dificultades por el bajo grado de deforestación, ya que posee solo 14,9% de superficie cubierta por bosques, siendo este recurso necesario para la purificación del aire, la protección de los suelos y el agua (ríos y embalses), como refugio de la fauna (hábitat) y, además, con una función ornamental, energética y constructiva. Al deterioro de este índice han contribuido las acciones siguientes:

- El uso irracional de los bosques, tanto naturales como artificiales, con fines energéticos, dada las limitaciones existentes con los combustibles domésticos.
- El incremento de los parceleros dispersos sin cultura de protección del ecosistema, ni estudios de manejo.
- Los insuficientes tratamientos silviculturales a las plantaciones, y a la recuperación y enriquecimiento de los bosques naturales.
- El deterioro de la calidad de la mayoría de los bosques naturales, como consecuencia de su inadecuado manejo y explotación en etapas anteriores.
- Insuficiente forestación del municipio, baja supervivencia de las plantaciones y poca diversidad de especies utilizadas en la reforestación.
- Disminución progresiva de la diversidad forestal.

5. Carencia y dificultades con la disponibilidad y calidad del agua:

- La falta de mantenimiento en los sistemas de distribución, que ha llevado a un alto deterioro de las obras, derrochando este recurso natural.
- El uso de sistemas de riego poco eficientes.
- El bombeo indiscriminado en horarios intermitentes.
- Las fuentes de abasto que no tratan el agua de consumo a la población.

6. Insuficiente cultura ambiental en diversos sectores del tejido social:

- La marcada indisciplina social, evidenciada en la proliferación de microvertederos, la pérdida de valores, etcétera.
- La no aplicación de enfoques preventivos.
- El poco dominio social de la temática ambiental.

7. Falta de integración entre todos los actores que a nivel municipal pueden contribuir a la eficiencia energética y la capacitación.

8. Ausencia de una propuesta coherente desde el municipio para estimular el ahorro energético como parte de la actualización del modelo económico.

Estado de las FRE

Energía de la biomasa: Existen potencialidades locales para un mayor uso de la biomasa, por lo que se debe incrementar su empleo mediante el desarrollo y ejecución de soluciones tecnológicas en las industrias azucarera y arroceras que propicien el empleo del bagazo y la paja como combustibles, así como la sistematización del uso del biogás a partir de los residuos generados en la crianza porcina y otras fuentes, que permitan el tratamiento de los desechos y su utilización como combustible en la cocción de alimentos y en la generación de electricidad en comunidades aisladas.

Energía solar térmica: La principal utilización de esta fuente se relaciona con el calentamiento de agua en instalaciones sociales, como centros educativos, círculos infantiles, hospitales y secaderos solares para madera, arroz, frutales y condimentos, entre otros, para impulsar el programa de producción de alimentos.

Energía eólica: Es la FRE de más amplia utilización en el territorio, para el abasto de agua a la producción ganadera; no obstante, se debe continuar su difusión para otros usos como el riego de organopónicos, pequeñas parcelas y el abasto de agua a pequeñas comunidades rurales.

En general, en el territorio se aprecian logros importantes en el uso de las FRE; sin embargo, se debe continuar potenciando su uso.

Estructura de consumo del territorio

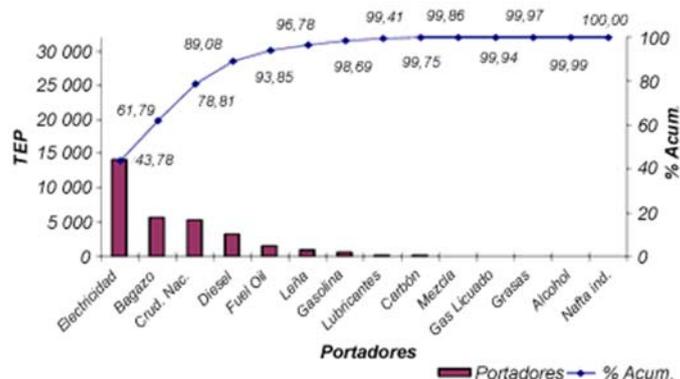


Fig. 1. Gráfica de la estructura de consumo del territorio.

Enfrentando el desafío

La creciente importancia del desarrollo territorial proviene desde perspectivas muy diversas, y esto constituye el mayor capital para proponer y ejecutar nuevos enfoques para el desarrollo económico y social.

Conscientes de que el hombre puede influir en la tendencia de los acontecimientos, haciendo inclinar la balanza hacia el lado del beneficio común, un grupo de aguadenses decidió trabajar a favor del desarrollo económico del municipio.

Se solicitó a un grupo de personas que habían participado activamente en las fases anteriores, que trabajaran en el diseño y ejecución de la propuesta; principalmente, se trataba de la promoción de inversiones — estructuración de proyectos— y la constitución de una entidad integradora que permitiera implementar la estrategia (Centro Coordinador para el Desarrollo Local).

La puesta en práctica de la propuesta requería, fundamentalmente, de esfuerzos dirigidos a fortalecer los lazos de comunicación y apoyo entre el Consejo de la Administración, el sector productivo y de servicios, y la población. Dicho grupo fue denominado Grupo de Trabajo de Desarrollo Local, y se constituyó con diez personas representantes de los sectores siguientes: coordinador (CITMA), Instituto de Planificación Física (IPF), Educación, Salud, Acueducto, Comunales, SUM, Mantenimiento y Construcción y Agricultura, todos encaminados al propósito de mejorar la economía del territorio.

Principales acciones y líneas de trabajo

1. Reorganización del Consejo Energético Municipal y sus funciones, así como el vínculo de este con el grupo de trabajo de Desarrollo Local del territorio, con activa participación en el proceso de elaboración y ejecución del Programa.
2. Intensificación de la aplicación de las medidas para incrementar la eficiencia energética, reforzando la disciplina tecnológica, con la ejecución de la Tecnología Gestión Total Eficiente de la Energía, teniendo en cuenta que aún existen reservas energéticas por explotar.
3. Incremento de la generación de electricidad a partir de la utilización de recursos renovables, como el bagazo y otros residuos agrícolas cañeros y forestales.
4. Potenciación del uso de las FRE en aquellos lugares donde las condiciones lo permitan.
5. Aplicación y seguimiento a medidas técnico-organizativas en las actividades productivas y de servicios que permitan planificar y ejecutar acciones encaminadas al ahorro de energía.
6. Creación de espacios de intercambio y evaluación con especialistas, técnicos, obreros, la comunidad y el Consejo de la Administración Municipal.
7. Fomento de alianzas con centros de investigación del territorio y del país (Universidad de Cienfuegos, CUBASOLAR, CUBAENERGÍA).
8. Creación de la Sección de Base de CUBASOLAR en el territorio.
9. Socialización de tecnologías que hasta el momento resultaban poco atractivas para los sectores de la producción y los servicios.

Resultados

Los principales logros del trabajo en la ejecución de la Estrategia de Desarrollo Local, son:

- Diseño de un modelo de gestión energética territorial, sobre la base del uso de las FRE y el ahorro de portadores energéticos, que le permite al Gobierno la toma oportuna de decisiones.
- Cambios en la concepción del pensamiento, tanto de decisores como de pobladores, hacia el cuidado y conservación del entorno.
- Realización de investigaciones relacionadas con la educación ambiental de la población y el uso eficiente de los portadores energéticos, así como el estudio de las potencialidades de otros portadores existentes en el territorio que hasta el momento no habían sido explotados, o con débil explotación.

- Disminución de los impactos provocados al medio ambiente, por el uso de los desechos de la actividad agropecuaria en lo fundamental, en la producción de biogás y su utilización.
- Incremento del uso de la energía eólica, como elemento indispensable para el aumento de la producción agrícola, tanto para el abasto de agua a unidades pecuarias como para el riego a organopónicos.
- Activa participación de la población, decisores, técnicos, obreros e investigadores, con la creación de espacios de intercambio y evaluación.
- Desarrollo de acciones planificadas sobre la base de proyectos como vía para la solución a las debilidades identificadas durante la actualización del diagnóstico, atendiendo a las prioridades.

Conclusiones

Las profundas transformaciones tecnológicas y la apertura comercial que ha experimentado la economía nacional, provocó que el paradigma del desarrollo inducido por el crecimiento de las grandes industrias entrara en crisis; todo ello, junto a la política sectorial centralizada desplegada por el Gobierno, ha llevado al cambio de concepción basada en el principio de pensar globalmente y actuar localmente. En este sentido se hace necesario el diseño de estrategias de desarrollo, basadas en el uso de las potencialidades endógenas.

Aguada de Pasajeros, al igual que el resto de los territorios de la provincia de Cienfuegos y el país, dispone de un mecanismo de gestión energética centrado en el control sobre el consumo de la electricidad y los combustibles, dejando fuera temas tan importantes como la eficiencia energética, la explotación adecuada de las FRE y el desarrollo de una cultura energética sostenible.

El reto del territorio y del país está en lograr una mayor independencia energética mediante la utilización de todas las fuentes de energía y la disminución progresiva de la demanda de petróleo foráneo, en lo que la eficiencia energética y las FRE desempeñan un papel fundamental en la búsqueda de soluciones técnicas y económicas para el desarrollo local.

Una de las soluciones a la problemática energética en Aguada de Pasajeros fue el diseño y la ejecución de una estrategia de desarrollo local desde el Gobierno municipal y otros actores del territorio, que incluye entre sus líneas estratégicas el Programa de Energía y Medio Ambiente.

Bibliografía

- ÁLVAREZ, EDGARDO. «Gestión local y participación: Pistas para su articulación». Disponible en www.sociedadcivil.cl/accion/portada/info.asp?Ob=3&Id=206.
- AROCENA, JOSÉ (1996). «El desarrollo local. Aspectos teóricos. Condicionantes. Actores involucrados». Exposición realizada en el seminario regional Globalización, desarrollo local y las cooperativas, Florida, 27/28 de septiembre, de 1996.
- CASTRO RUZ, FIDEL. *Discurso pronunciado en la Cumbre del Milenio: Naciones Unidas. Nueva York*. La Habana: Ciencia e Innovación Tecnológica.
- CITMA (2002). *De ahorro de energía y respeto ambiental: Bases para un futuro sostenible*. La Habana: Editora Política: 2002.
- CITMA (2007-2010). *Estrategia Ambiental Nacional de la República de Cuba*. La Habana: 2007.
- GUZÓN CAMPORREDONDO, ADA. *Los municipios cubanos, sus potencialidades para el desarrollo local*. Material de consulta. s/a.
- Ley 81 del Medio Ambiente*, en *Gaceta Oficial*, 11 de junio de 1997.
- MÉNDEZ, ELIER (2000). *Desarrollo territorial y local en Cuba*. La Habana: 2000.

Recomendaciones para el ahorro de energía en el abasto de agua, con software acompañante

Recommendations for saving energy in the water supply with the use of a software

*Por José Luis Amador Vilariño**

*y José Bienvenido Martínez Rodríguez***

** Centro Integrado de Tecnologías del Agua (CITA),*

*Camagüey, Cuba. ** Centro de Investigaciones*

Hidráulicas (CIH), Instituto Superior Politécnico

José Antonio Echeverría (CUJAE), La Habana, Cuba.

e-mail: jluis@cita.hidro.cu y bienvenido@cih.cujae.edu.cu

Resumen

De forma general, en todas las actividades que tienen que ver con la rama hidráulica en la nación, se observan nueve prácticas o casos muy consumidores de energía, considerados como «normales» por la mayoría del personal hidráulico que labora en las entidades de proyectos y que explotan instalaciones para bombear el agua a través de conductoras. Este trabajo se propone señalarlas y darles solución.

Palabras clave: Ahorro de energía, diámetros económicos, velocidades económicas

Abstract

In general, in all the activities that have to do with the hydro sector in the nation, there are nine high energy demanding cases, regarded as "normal" by the majority of the personnel that work at the project offices and pumping water facilities. This paper is aimed at naming them and solve this problem.

Keywords: Energy saving, economic diameters, economic speeds

Introducción

En el 2004, con los inicios de los proyectos eléctricos de la estación de bombeo (EB) de la Presa Máximo, se notó una gran diferencia de potencias a pesar de tener parámetros hidráulicos similares con la estación de bombeo ya construida de la presa Amistad Cubano-Búlgara, la cual abastece a la ciudad Camagüey desde 1988.

- Bombas EB Presa Amistad Cubano-Búlgara: Carga estática: 90 m - Dist.: 29,8 km; potencia real que toma la EB = 715,05 kW; capacidad de bombeo: 330 L/s cada bomba (2); índice de kW/(L/s) = $715,05 / 660 = 1,083$.

- Bombas EB Presa Máximo: Carga estática: 70 m - Dist.: 35,9 km; potencia total real que toman las 5 bombas = 1 215 kW; capacidad de bombeo: 110 L/s cada bomba (5); índice de kW/(L/s) = $1\ 215 / 550 = 2,2$ (Lineamiento 253).

Más tarde, durante los años 2006 y 2007 se participó en 21 proyectos para el Acueducto de Bayamo, y se pudo observar que se estaban transportando gastos superiores a los 600 L/s usando tuberías de 500 y 630 mm. También en el 2006 se observó que en la Potabilizadora de Camagüey, se abren y se cierran diariamente válvulas de 1 000 mm, para poder «tener en parámetros» a las bombas de 250 kW. En 2007 se le hizo un proyecto a la estación de bombeo de la presa Pontezuela, a partir de electrobombas existentes de 90 m, compradas en el 2005. Además, se hizo referencia a que en el 2009 se construyeron tres estaciones de bombeo para el Traslase Nipe-Gibara, de 860 L/s, transportándose el agua por dentro de las tuberías a velocidades desde 1,5 m/s a 1,6 m/s [INRH, 2009].

Por todo esto, en el 2007 se decidió hacer cálculos de Costo-Beneficio a estas estaciones de bombeo citadas y otras más, todo en una sola moneda (USD) para la energía, los precios de las tuberías y otros gastos, investigando los valores reales en USD de todo el equipamiento y las materias primas que el país tiene que adquirir en el exterior. Se usó un programa de cálculo hidráulico del bloque de software SISTELEC [Amador, 2000], basado en el método del libro de texto de bombas del profesor Dr. Diosdado Pérez Franco [Pérez Franco, 1983], así como los conocimientos teóricos-prácticos aprendidos en conferencias dictadas por el mismo profesor, como el referido a que «las bombas deben trabajar en sus parámetros de diseño para poder ser eficientes y no dañar sus impelentes y que por ese motivo se estaban derrochando barcos de petróleo» [Amador, 2007]. Resumiendo, se pudieron aislar y puntualizar los nueve casos de prácticas ya citadas.

Desarrollo

Los nueve casos que se han podido aislar son los siguientes:

1. Los estrangulamientos (cierres parciales de válvulas) que se proyectan.
2. Las inyecciones de agua en tuberías con presión, sin análisis hidráulicos económicos apropiados.
3. Los proyectos con adaptaciones de tuberías a bombas, donde debe ser al revés.
4. La excesiva fricción agua-tubería (que lleva el programa CALCO, antes llamado VARECI).

5. Exigir el cumplimiento de los proyectos de explotación en todos los acueductos del país.
6. La no medición del agua con tarifas adecuadas en las industrias y en las residencias.
7. Los bombeos directos a la red en vez de usar tanques o con variadores de velocidad.
8. Trabajar las bombas con un gasto superior al nominal (a la derecha de la curva).
9. Averías en los motores eléctricos asociados a las bombas de agua y otros aparatos.

Ante todo esto surgieron las reflexiones siguientes:

Se deben realizar análisis económicos no superficiales en nuestras obras hidráulicas, a pesar de la premura que pudiera existir. Se debe valorar el empleo de métodos «aceptados mundialmente» que propongan «ahorrar dinero» en la inversión inicial a costa de gastar energía, y que obliguen a tener toda su vida útil a nuestras estaciones de bombeo con motores 40% más potentes como promedio. Se deben usar variantes económicas que amorticen, con el ahorro de la energía, los incrementos de las inversiones en un plazo no mayor de 10 años como promedio (Lineamientos 116 y 271).

No es necesario consumir más energía empleando bombas con mayor presión a la descarga, para entregar la misma cantidad de agua (Lineamiento 253).

Se deben incluir también en los cálculos de las variantes económicas todas las pérdidas que se producen al sobredimensionar las corrientes eléctricas en los conductores, transformadores, acometidas, barras, ramales de los motores y en otras cargas. También se deben incluir en los cálculos todos los costos sobredimensionados de los edificios y de los grupos electrógenos (Lineamientos 244, 245 y 248).

Para hacer representativa esta investigación se hicieron más de 100 cálculos de 16 casos diferentes, usando conductoras simples y telescópicas, cortas y largas; varios valores de carga estática; gastos pequeños y grandes; dos tipos de bombas y tres tipos de tensiones de utilización, todo contabilizado en USD:

- Las piezas, valvulería, bombas, grupos electrógenos, arrancadores, cables y transformadores, a través de facturas de Cuba Hidráulica Nacional y Provincial y de Inversiones de la DPRH, y catálogos y listados de precios del Departamento de Presupuestos.

- Precios de la OBE y de Internet del combustible fósil y de Fuentes Renovables de Energía (FRE) [Bluejay, 2011; Rodríguez, 2012].
- Se aumentaron los precios *ex-works* en 25% para llevarlos a precios en puertos.
- El costo de la materia prima del PEAD es actualizado por Cuba Hidráulica Nacional. También se considera el costo eléctrico que es de 698 kWh/TM (CIEGOPLAST) con su 4,5% por el seguro de flete.
- Todos los costos de inversión adquiridos en el exterior, se incrementaron por el interés por créditos (en USD), usándose 8% a pagar en 5 años [INRH, 2011].
- El tiempo de vida útil que se escogió al inicio de este trabajo para los cálculos, fue de 20 años. Se estableció que para más de 20 años se duplicara el valor de la inversión de piezas, válvulas, bombas y pizarras, y para bombas pequeñas a los 15 años. Después se tomó el valor de 30 años para la vida útil [Rojas, 1986].
- Los precios de la energía eléctrica fueron tomados en diferentes épocas, del libro *Equipos de bombeo* [Pérez Franco, 1983], que es de 0,01 peso. *El Libro de Acueducto* [Rojas, 1986], usó 0,02 peso. El libro *Economía de los Recursos Hidráulicos* [Martínez, 2000], usó valores de 0,02 peso y 0,06 peso.
- En épocas más recientes, los valores para producir un kWh en Cuba en las líneas de 13,8 y 34,5 kV, suministrados por la UNE Nacional, fueron: en marzo del 2007, de 0,15 USD/kWh. En febrero de 2011 de 0,22 USD y septiembre de 2012 de 0,25 USD.
- A modo de comparación, en el mundo se cobran, por ejemplo, en Jamaica, en el 2000: 0,14 USD. En Perú, en el 2002: 0,20 USD y en México, en el 2010, 0,25 USD [Amador, 2007 y 2008].

En nuestras estaciones de bombeo, la inversión en divisas por materia prima para las tuberías se paga casi siempre antes de la inauguración, lo cual pudiera representarse usando la figura 1, tomada del libro *Economía de los Recursos Hidráulicos*, antes referido. Además, los préstamos para pagar la inversión son gestionados con entidades internacionales u otros países, con intereses de 8 hasta 12%, a pagar en períodos de 5 años. Los equipos electromecánicos de la estación de bombeo, comprados en firmas extranjeras, en divisas, se pagan también antes, con intereses de 8 a 10% si se pagan en períodos obligatorios de 1 a 2 años, y los gastos de operación anuales son constantes y obedecen a la energía y el mantenimiento.

Costo-beneficio

Se define como el balance entre los gastos y los ingresos de cada variante que se analiza, operación que se debe hacer antes de seleccionar la mejor variante para cualquier inversión. Para este caso se puede afirmar que para un período establecido de vida, los costos de la tubería de la conductora se hacen más pequeños cuando se incrementa la potencia de los equipos, lo que gasta mucha energía y a su vez hace que el costo total combinado sea alto. También se verificó el concepto que se debe manejar para la selección de la variante más económica, partiendo del análisis por anualidades [Martínez, 2000; Rojas, 1986].



Fig. 1. Costo total = Inversión (I) + (Costo anual * Vida útil)
 (Costo anual * Vida útil) => Gastos de operación o el Costo de Bombeo.
 I = Inversión Inicial y a = Costo anual [Martínez, 2000].

Tabla 1. Conductor hipotética de 300 L/s, 30 m y de 30 km de largo y bombeando 24 h al día, todos los días del año

Variante	P1, kW	D/C/E/año c/r/m, USD	Dif./20 c/r/m,USD	V, m/s	Ht, m	c/r/c/e, %
Proyectada por el método existente: (Resultado: tub. 455 mm, AE interior)						
1x500 mm	847,3	-	-	1,86	212,02	706
Calculada por este análisis:						
1x800 mm	180,18	867 342,00	18 871 270,00	0,678	45,09	150,0
1x900 mm	153,34	902 847,00	18 984 730,00	0,521	37,95	126,5
(Dif: 693,9 kW)						

Leyenda:

P1: Potencia que entra por los cables del motor (kW)

D/C/E/año c/r/m: Diferencia del costo de la energía del bombeo con respecto a la energía de bombeo del método establecido al año (USD)

Dif./20 c/r/m: Diferencia del costo de la energía total con respecto a la que fue calculada por el método establecido en un período de 20 años (USD)

(%) c/r/c/e: Porcentaje de carga total con respecto a la carga estática (30 m)

Explicación para los Casos 1, 2 y 4

Para comenzar a explicar se hará un ejemplo de selección de variantes económicas, tomando 20 años de vida útil y un valor de la energía de 0,15 USD/kWh (valor informado y usado en el 2007). Por ejemplo, para una conductora hipotética de 300 L/s, 30 m y de 30 km de largo y bombeando 24 h al día, todos los días del año, se persiguió como idea inicial base ahorrar energía por la fricción y se procedió a calcularla con distintos diámetros, probando los más grandes posibles, teniendo en cuenta no bajar la velocidad por debajo de la norma vigente [NC-53-121, 1984], que es 0,6 m/s para agua turbia y de 0,3 m/s para agua limpia, considerándose además que para cada caso o variante se comprobó el número de Reynolds (ver Tabla 1).

En la tabla 1 se tiene presente solamente el Caso 4, donde se realiza un resumen, comparado con un cálculo hecho por el método normalmente usado en el país (calculado a 0,15 USD/kWh para toda la energía) y se pudo comprobar que el costo total de la inversión (conductora + estación de bombeo) es menor usando los diámetros donde la velocidad varía desde 0,5 L/s hasta 0,85 L/s, siendo en el caso de la tabla 1 la tubería de 900 mm (en negritas) por tener las mayores diferencias positivas del costo de la energía de bombeo anual y de la total consumida durante el período de vida útil de 20 años, con respecto a la variante proyectada por los métodos anteriores, valor que influye significativamente en el costo total. Se puede verificar que la velocidad de la variante de diámetro de 500 mm es de 1,86 m/s, que está comprendida dentro de las llamadas «normales» especificada en la norma NC-53-121. En este ejemplo la diferencia de potencias de los motores eléctricos es de 693 kW. En la figura 2 se muestra un fragmento de la citada norma NC-53-121, vigente desde 1984, en la que se consideran «normales» las velocidades que van desde 1,2 m/s hasta 1,8 m/s. Es importante aclarar que estas velocidades pertenecían a las variantes de cálculos de conductoras que estaban dentro del rango de 12 a 24 horas diarias de bombeo, y que se calculaban anteriormente con valores de la energía que eran de 11 a 12 veces menores que los actuales. Es decir, esas velocidades eran correctas para aquellas condiciones anteriores,

cuando los valores del kWh oscilaban desde 2 hasta 6 centavos de peso (MN o CUP).

Tipo de agua	velocidades (m/s)		
	mínima	normales	máxima
limpia	0,3	1,2 a 1,8	3,5 a 7
turbia	0,6 a 0,8	1,2 a 1,8	3,5

Fig. 2. NC-53-121:1984

Podemos observar en la tabla 2 las grandes diferencias de potencias entre una variante ya construida de una tubería de diámetro exterior de 800 mm de PEAD, con un largo de 17,8 km, desde la Presa Máximo hasta una inyección (Caso 2) hecha en una tubería vieja de 1 000 mm de hormigón pretensado que transporta agua por gravedad desde otra estación de bombeo llamada presa Cubano-Búlgara. En las variantes calculadas, la más económica hubiera sido de 2 tuberías en paralelo de 800 mm de diámetro exterior desde la Presa hasta la Potabilizadora (P-Pot) a lo largo de una distancia de 35,9 km. La carga total (Ht) de la tubería actual Ø 800 mm es de 102,2 m. Se aclaró que el valor de 146 m nominal de presión de las bombas que se adquirieron da un incremento de 44 m, que se añadió a la presión de descarga de las bombas para poder vencer la supuesta presión necesaria en la inyección en la tubería.

Tabla 2. Estación de bombeo de Máximo (caso real construido), 550 L/s, 70 m, 17,8 km hasta una inyección (P-Y) en tubería de hormigón de Ø 1 000 mm interior, con una longitud total desde la presa hasta la potabilizadora (P-Y) + (Y-Pot) de 35,9 km, 24 horas de bombeo al día, a 20 años, 0,15 USD/kWh (refiere los Casos 1, 2 y 4)

Variante	P1, kW	D/C/E/año c/r/c, USD	TA c/r/c, años	G/20 c/r/c, USD	V, m/s	Ht, m	c/r/c/e, %
Proyectada inicialmente y construida:							
1x800(P-Y)	1 215	-	-	-	1,2	146*	208
Variante Calculadas:							
2x800 (P-Pot.)	662,3	590 382,00	4,49	7 381 675,00	0,68	86,15	123

(Dif: 552,7 kW)							
2x900 (P-Pot.)	606,9	650 429,00	13,9	4 454 024,00	0,6	79,18	113
1x1 000 (P-Pot.)	698,0	541 938,00	6,7	7 204 393,00	0,85	90,49	129
Propuestas construibles (para resolver el problema creado)							
2x800 (P-Y) + 2x900 (Y-Pot.) 2x800 (P-Y) +	636,0	625 710,00	3,87	10 091 762,0	(0,64- 0,51)	82,4	117
1x1 000 (Y-Pot)	666,0	570 003,00	1,15	10 755 408,0	(0,64- 0,79)	87,8	125
(Dif: 549 kW) (Caso 4) (Dif. 58,2 m)							
(*) Realmente la carga total (Ht) de la tubería actual instalada de \varnothing 800 mm es de 102,2 m. El valor de 146 m reflejado incluye (según el proyecto realizado) unos 44 m adicionales que el proyectista le incrementó a la presión de la descarga de las bombas, para poder vencer la supuesta presión necesaria para inyectar el agua en la tubería de la EB de Cubano-Búlgara, cuando esta estación de bombeo estuviera bombeando (Caso 2). Normalmente, en los dos casos (bombeando o no) hay que estrangular las válvulas a las descargas de las bombas de 146 m hasta 102,2 m (Caso 1).							

En la práctica hay que estrangular las válvulas a las descargas de las bombas de 146 m hasta 102,2 m (Caso 1). La variante más económica (en negritas), es la de 2 x 800 + 1 x 1 000 H, que significa 2 tuberías en paralelo de \varnothing 800 mm (de PEAD) de 17,8 km, de menos fricción que una sola de 800 mm (Caso 4), que se acoplarían a la de \varnothing 1 000 mm de hormigón existente. En la figura siguiente 3, que es la característica de la P2 vs el gasto Q (en L/s), se puede observar la potencia que entrega a 115 L/s a 146 m de carga es de 215 kW en cada una de las 5 bombas de 110 L/s. En la variante propuesta (2 x 800 mm + 1 x 1 000H), esta potencia P2 no sería mayor de 130 kW en cada bomba.

Las consecuencias directas fueron que la Empresa de Acueductos provincial determinó en marzo del 2009, usar la E B de Máximo sólo para emergencia, porque gastaba casi el doble de la energía asignada.

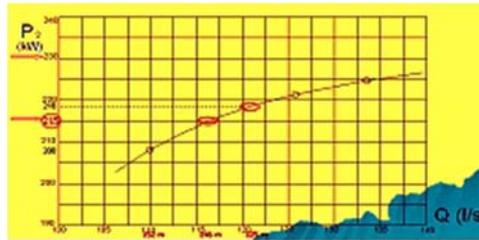


Fig. 3. Curva de potencia versus gasto de las bombas centrifugas de la EB Máximo.

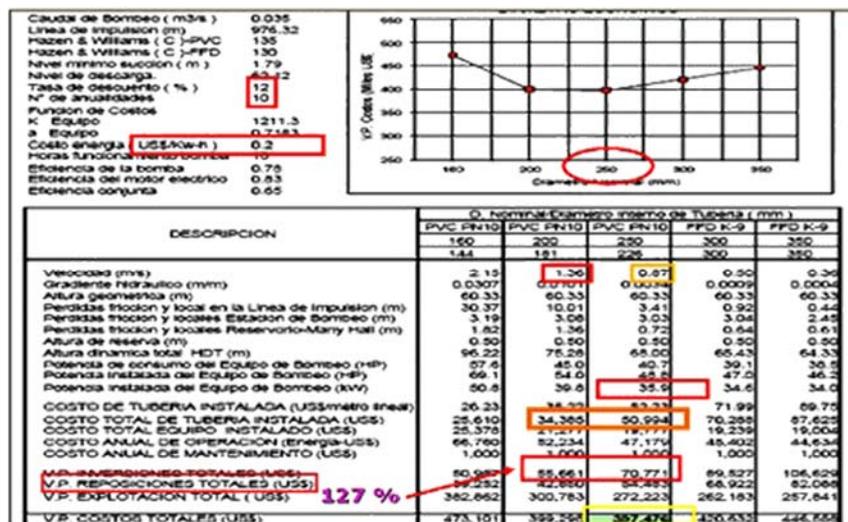


Fig. 4. Análisis de un Pozo de una Comunidad, 35 L/s, 976 m, 60,33 m de altura y 1 hora de bombeo y 10 años de vida útil (hecho en Perú).

El trabajo que se muestra en la figura 4 es una tesis de grado en una Universidad peruana para la carrera de Ingeniero Mecánico de los Fluidos, 2002, cuyo resumen es un claro ejemplo de cómo al trabajar con una sola moneda (USD), se reciben resultados parecidos a los nuestros [Choy Bejar, 2002]. En este ejemplo, podemos ver que la velocidad escogida fue de 0,87 m/s (la que se acerca bastante a las sugeridas por este trabajo, que es de 0,55 a 0,85 m/s para más de 16 horas de bombeo al día) y fue el resultado de realizar el análisis en una sola moneda y con las tarifas eléctricas en esa misma moneda (0,20 USD/kWh).

Consideraciones finales obtenidas de los cálculos iniciales manuales (a 20 años de vida útil solamente y a 0,15 USD/kWh), acerca del Caso 4

Para mostrar su representatividad, los cálculos fueron hechos con decenas de ejemplos, con cargas que van desde los 21 m hasta los 95 m, con

gastos de 2 L/s hasta 6 000 L/s y con distancias desde 23 metros hasta de 35,9 km. Los resultados fueron los siguientes:

- Disminución de un promedio general de 30,2% de las potencias instaladas para todas estas variantes más económicas, con respecto a las tradicionales.
- Disminuyeron los costos de operación (energía + mantenimiento), en un promedio de 29,2%, con respecto a los métodos anteriores.
- Aumentó la inversión total para las variantes más económicas, con respecto a los cálculos preconcebidos, con un promedio de 31,21%.
- Los tiempos de amortización (de 12 horas de bombeo en adelante para todo el año) que se calcularon con respecto a los métodos anteriores, fueron como promedio de 6,22 años. Aquí es muy importante recalcar que el aumento de la inversión inicial, motivado por la adquisición de los tubos en la conductora, más la estación de bombeo, son compensados en parte, porque al haber menos presión las paredes de las tuberías de PEAD son más delgadas y disminuye el empleo de las costosas tuberías de acero. Los edificios de las estaciones de bombeo serán más económicos y disminuyen los costos totales del equipamiento, como son los transformadores, cables, electrobombas con su equipamiento antiarriete y grupos electrógenos. Es bueno aclarar que todavía no están incluidos en estos cálculos los bloques de apoyo de la tubería.
- Las velocidades medias para todos estos ejemplos para abasto, de 12 horas de bombeo en adelante calculados como más económicas, fueron de 0,511 m/s a 0,85 m/s, con un promedio de 0,656 m/s.

Procesamiento posterior realizado por el Centro de Investigaciones Hidráulicas de la CUJAE, sobre los cálculos generales, auxiliados por el nuevo software nombrado CALCO, necesarios para el Caso 4

Siempre se había tenido en cuenta en los análisis manuales de las variantes económicas el empleo del valor de la energía de una manera uniforme a través del período de vida útil. Pero producto de análisis realizados con información tomada de Internet, resultó necesario emplear un precio medio para la energía producida por combustibles fósiles, que tenga en cuenta su crecimiento debido a sus precios en el mercado mundial. Para ello se hizo un trabajo combinado para calcular un estimado del crecimiento de ese precio a largo plazo, y fue posible calcular un precio medio equivalente para los análisis de alternativas. Ese precio es mayor que el que se usa actualmente [Williams 2012; GEMA, 2005; Martínez, 2012, y Amador, 2008]. Para poder introducir estos nuevos precios de la energía se creó un nuevo programa de computación nombrado CALCO, al cual se le incluyó en la ventana del Cálculo Económico, un algoritmo de

cálculo de anualidad. Es importante afirmar que desde hace 25 años hasta la fecha, el valor del incremento en % anual real oscila alrededor de 10,1%. Sin embargo, otros autores observan 12,5% [Stolik, 2014]. El software tiene implícito también un balance adecuado con las Fuentes Renovables de Energía (FRE), calculadas para el 2030 [Rodríguez, 2012; Stolik, 2014], atendiendo a los Lineamientos 113, 131 y 247.

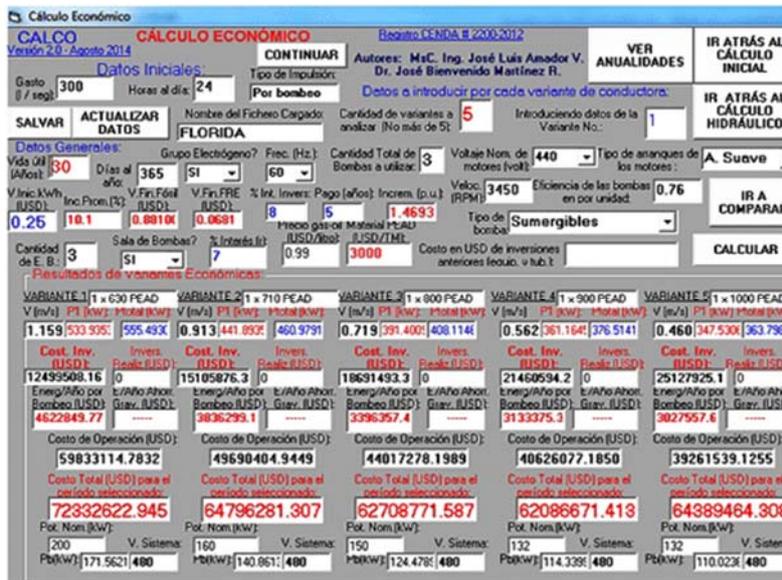


Fig. 5. Cálculo con el software CALCO de un ejemplo real de proyecto de abasto desde los pozos de San Antonio a Florida, 300 L/s, 80 m de carga, conductora de 30,5 km y 24 horas de bombeo.

También fueron recogidos en el software nuevas indicaciones e incrementos en los costos de la inversión inicial principal [INRH, 2011], los cuales inciden hacia los diámetros mayores en los resultados de la ventana de Cálculo Económico.

- Incremento del valor de la conductora en 36,2% (insumos constructivos).
- Los costos de la inversión serán por créditos concedidos al país. El INRH indicó 8% de interés anual a pagar en 5 años, usando la expresión: $F = (1 + r) n / I$ [Martínez, 2000].
- También en el algoritmo del software se incrementó la inversión de la reposición de las bombas y sus arrancadores para períodos mayores de 20 y 40 años.

El software tiene 11 ventanas de cálculos, muestra de resultados y sus desgloses. En la ventana de la figura 5 podemos ver que la Variante Económica es la 4. La tasa de interés que aparece reflejada en la misma

corresponde a la tasa con que se calculó solamente el precio creciente del tiempo de la energía con combustibles fósiles. Esta ventana obedece a la expresión:

$Costo\ total = Inversión\ (I) + (Costo\ anual\ (a) * Vida\ útil)$ (4.1 a) [Martínez, 2000]

Consideraciones sobre las tasas de interés que inciden en el resultado del algoritmo de la ventana Cálculo de Anualidades del software CALCO

Se considera que no es necesario emplear tasas de interés bancarias para afectar las anualidades en el cálculo de variantes tal y como se muestran en el capítulo 4 del libro *Economía de los recursos hidráulicos* [Martínez, 2000]. Sin tasas de intereses, esa ventana reflejará también el mismo resultado que la ventana de cálculo económico (Variante 4), que incluye en su algoritmo las fórmulas siguientes:

$$CTE = I + [(1 + r)^n - 1 / r (1 + r)^n] * a$$
$$CAT = [r (1 + r)^{20n} / (1 + r)^n - 1] * I + a$$

Donde:

CTE: Costo total equivalente

CAT: Costo anualizado total

I: Inversión inicial

r: Tasa de interés bancaria (con dinero propio en el banco)

n: Período de vida útil

Explicación para el Caso 3

Mostrado en la tabla 3. Una lamentable adaptación de una conductora para bombas ya adquiridas, es decir, proyectos de estación de bombeo donde se hacen adaptaciones de tuberías a bombas, cuando debiera ser al revés. Se calculó bombeando 745 L/s durante todo el año. Para esta cantidad de días (92) la tubería económica debe ser de 1 000 mm de diámetro exterior y no de 800 mm que fue la proyectada. Puede observarse que las diferencias de potencias y de carga por las pérdidas en la tubería son muy significativas (930 kW – 511 kW = 419 kW y 90 m – 48 m = 42 m). Esta variante que se proyectó incrementa innecesariamente el gasto de operación y las pérdidas equivalen a subir a 42 m de altura, un gasto de 745 L/s.

Tabla 3. Resumen conductora de la estación de bombeo presa Pontezuela: 745 L/s, 29 m de altura, 22 km, 92 días de bombeo al año y 24 horas de bombeo al día (a 20 años de vida útil y a 0,15 USD/kWh), ejemplo para el Caso 3

Variante	P1, kW	D/C/E/año c/r/p, USD	TA c/r/p, año	G/20 c/r/p, USD	V, m/s	Ht, m	Bombeo, D/año
Proyectada:							
1x800 mm	930	-	-	-	1,8	90	92
Propuestas calculadas construibles:							
1x1 000 mm	511	139 120	1,28	2 603 000	1,07	48	92
(Dif. 419 kW) (Dif. 42 m)							
1x1 000 mm	511	275 216	0,65	5 324 932	1,07	48	182
1x1 000 mm	511	394 679	0,45	7 714 177	1,07	48	261
1x1 000 mm	511	551 945	0,32	10 859 513	1,07	48	365
Leyenda: P1: Potencia que entra por los cables de los motores (kW) D/C/E/año c/r/p: Diferencia del costo de la energía con respecto a la proyectada al año (USD) TA c/r/p: Tiempo de amortización con respecto a la proyectada G/20 c/r/p: Ganancia neta con respecto a la proyectada en un período de 20 años (USD) D/año: Días al año de bombeo							

Explicación para el Caso 5 (falta del metraje o medición del consumo de agua)

No medir con metros contadores de agua el consumo residencial y el industrial de los pueblos y ciudades con tarifas ahorradoras, implica derroches, y en nuestra opinión, es el origen de las formas antienergética y antihidráulica del trabajo de los acueductos en el país hoy en día. Poniendo de ejemplo a la ciudad de Camagüey, de 327 046 habitantes en el 2007, a la que hay que transportarle 1 250 L/s desde 5 presas, es necesario gastar 2,82 millones de dólares al año de electricidad (a 0,25 USD/kWh).

Comparando con la suma de la población de las 14 principales ciudades del país, que tienen unos 5 130 000 habitantes, el consumo sería de 44 millones de dólares al año, y si perdemos la mitad del agua, estimamos pérdidas anuales no menores de 22 millones USD al año.

Explicación de los bombeos directos a la red en vez de hacerlos con tanques (Caso 7):

Conocemos de 3 estaciones de bombeo reales en una sola provincia cuyas características son las siguientes:

- EB No. 1 (una potabilizadora, que posee un tanque construido, que no se emplea por la falta de metros contadores – Caso 6):

Datos de bomba 1. Presión a la descarga: 16 m. Gasto: 455 L/s

Datos de bomba 2. Presión a la descarga: 27 m. Gasto: 624 L/s

Presión real en el tubo colector: 10,5 m (estranguladas)

Pérdidas en válvula de bomba 1 (en kW): $P_b \text{ (kW)} = Q \times H / 102 \times \text{Efic. Bomba}$

$(16-10,5) \times 455 / 102 \times 0,8 = 30,67 \text{ kW}$

Pérdidas en válvula de bomba 2 (en kW): $(27-10,5) \times 624 / 102 \times 0,845 = 119,46 \text{ kW}$

Potencia perdida total en las válvulas por estrangulación:

$30,67 + 119,46 = 150,13 \text{ kW}$

Costo anual (a precio actual de 0,25 USD/kW para las líneas de 13,8 kV y 34,5 kV):

$365 \text{ días} \times 24 \text{ horas} \times 150,13 \text{ kW} \times 0,25 \text{ USD/kWh} = 328 784 \text{ USD/año}$

- EB No. 2 (no tiene tanque, con sus válvulas de descarga estranguladas):

Datos de bomba 1. Presión a la descarga: 76 m. Gasto: 300 L/s

Datos de bomba 2. Presión a la descarga: 50 m. Gasto: 250 L/s

Presión en el tubo colector: 27 m (estranguladas)

Pérdidas en válvula de bomba 1 (en kW): $(76-27) \times 300 / 102 \times 0,8 = 180,14 \text{ kW}$

Pérdidas en válvula de bomba 2 (en kW): $(50-27) \times 250 / 102 \times 0,8 = 70,46 \text{ kW}$

Potencia perdida total en las válvulas estranguladas: $180,14 + 70,46 = 250,6 \text{ kW}$

Costo anual (a precio actual de 0,25 USD/kW para las líneas de 13,8 kV y 34,5 kV):

$365 \text{ días} \times 24 \text{ horas} \times 250,6 \text{ kW} \times 0,25 \text{ USD/kWh} = 548 814 \text{ USD/año}$

- EB No. 3 (no tiene tanque, con sus válvulas de descarga estranguladas):

Datos de bomba 1. Presión a la descarga: 90 m. Gasto: 226 L/s

Datos de bomba 2. Presión a la descarga: 90 m. Gasto: 186 L/s

Presión en el tubo colector: 72 m
Pérdidas en válvula de bomba 1 (kW): $(90-72) \times 226 / 102 \times 0,8 = 49,85$ kW
Pérdidas en válvula de bomba 2 (kW): $(90-72) \times 186 / 102 \times 0,8 = 41,0$ kW
Potencia perdida total en las válvulas: 90,87 kW
Costo anual (a precio actual de 0,25 USD/kW para las líneas de 13,8 kV y 34,5 kV):
 $365 \text{ días} \times 24 \text{ horas} \times 90,87 \text{ kW} \times 0,25 \text{ USD/kWh} = 199\ 005 \text{ USD/año}$

- Uso innecesario de potencia en las 3 estaciones de bombeo (en kW): 491,6 kW

Pérdidas totales de energía (en USD):
 $365 \text{ días} \times 24 \text{ horas} \times 491,6 \text{ kW} \times 0,25 \text{ USD/kWh} = 1\ 076\ 604 \text{ USD/año}$

Para los ejemplos 2 y 3 debió haberse evaluado económica e hidráulicamente, al menos, la construcción de un depósito elevado, con una batería de bombas cuyos parámetros fijos coincidan con la carga y el gasto de ese sistema, con señales de parada y arranque de acuerdo al nivel del agua.

Explicación del Caso 8 (Trabajar las bombas con un gasto superior al nominal (a la derecha del Punto de Óptimo Rendimiento (POR) de la curva Q vs. H)

Se analizaron 68 bombas de las que se tenían las curvas características del fabricante: carga, gasto, potencia y eficiencias, situadas en diferentes estaciones de bombeo medianas y pequeñas de comunidades de Camagüey [Amador, 2012], procesando aquéllas que tenían un gasto superior al de diseño. Aunque las bombas centrífugas cavitan a la derecha del POR [Suárez, 2009], también consumen más energía, valor en USD al año que quedó computado en la investigación realizada en la provincia, que fue de 25 130,00 USD. La cantidad aproximada de bombas que se pudieran adquirir para la provincia con el valor de la energía que se puede ahorrar durante un año, disponiendo de bombas bien seleccionadas, es de 31 bombas horizontales o de 21 bombas sumergibles.

Explicación del Caso 9 (Averías en los motores eléctricos asociados a las bombas de agua y otros aparatos)

Trasiego de agua en pipas, que en nuestra provincia nos acarrea un gasto mensual mayor de 1 500 USD en combustible, sin contar otros gastos energéticos por reparaciones, como son el traslado de brigadas y el secado (hornos). Además, existen otros gastos de energía y recursos difíciles de

medir, a causa de paralizaciones industriales o de servicios a la población por la falta de agua que afectan a otras entidades. Las protecciones eléctricas que se pueden adquirir para bombas de comunidades, con el dinero ahorrado por este concepto al año son $(1\ 500 \times 12 = 18\ 000\ \text{USD})$, que sirve para adquirir 360 protecciones térmicas o 20 paneles completos. El autor de este artículo participó en la planificación (Lineamiento 01) del equipamiento para la protección de 706 motores de la provincia de Camagüey (533 paneles), total o parcialmente desprotegidos [Amador, 1990-1997].

Conclusiones

- Se deben iniciar trabajos para re proyectar o proponer que se reinvierta en aquellas estaciones de bombeo con exceso de energía por fricción, y ayudar a suprimir los estrangulamientos (Casos 4 y 1). Esto no ha sido realizado eficazmente por el INRH (y otros organismos que operan instalaciones de agua para abasto y para riego). Se deben respetar los Proyectos de Explotación de los acueductos y de sus estaciones de bombeo (Caso 5).
- Es de suma importancia que las inyecciones de agua en tuberías con presión que se van a proyectar (Caso 2), tengan en cuenta las presiones manométricas en el punto de inyección, para seleccionar las bombas para inyectar esa agua y determinan si es económico hacerla o llevar el agua directamente con una tubería nueva hacia el destino final.
- No existe disciplina con respecto a los «proyectos hidráulicos de conductoras al revés» (Caso 3), tratando de «aprovechar» bombas compradas, adaptándole tuberías. Este es un caso particular de las estrangulaciones (Caso 1), pero en vez de hacerlo con una válvula, se hace con una tubería de decenas de kilómetros de largo. Tampoco se ha revisado toda la documentación normativa y de precios en una sola moneda, con respecto a los proyectos hidráulicos de conductoras de impulsión, donde a juicio de este autor deben desecharse palabras orientadoras indicando lo que «normalmente» se debe hacer o no, sino que las normativas para esta rama deben estar basadas en indicar qué tipo de cálculo elaborar de acuerdo al cálculo de costo-beneficio (Caso 4). Para bombeos mayores de 12 horas no son las que indica como «normales» la norma vigente NC-53-121:1984 [INRH, 2009]. Este Caso 4 es el más gastador de energía y sin embargo, es uno de los más fáciles de resolver.
- El proyectista debe conocer en tiempo real los tipos de préstamos monetarios para la inversión inicial y sus intereses, así como el

precio vigente del precio la energía (Lineamiento 116) y usar el sugerido software CALCO, en su Versión 2 de agosto de 2014.

- Con respecto a la no medición del agua con tarifas adecuadas en las industrias, residencias y otros (Caso 5), ello es una acción obvia, pero no ha sido bien graficada como lo hace esta investigación desde el punto de vista económico. El metraje del agua es la primera condición para el ansiado abasto las 24 horas y su inexistencia crea situaciones hidráulicas imposibles de resolver en las ciudades y pueblos. Además, tiene una consecuencia positiva adicional: al reducirse el gasto real, ahorra también parte de la energía gastada por la fricción en las tuberías viejas ya enterradas (Caso 4).
- Los bombeos directos a la red (Caso 6) también fueron bien graficados en el desarrollo de este trabajo investigativo y en todos estos casos es necesario analizar si deben usar o no un tanque, o bombear directo a la red; evaluándose económica e hidráulicamente con profundidad y con datos precisos en una sola moneda (Lineamiento 116).
- En general, esta investigación implica una alerta urgente a toda la nación de este derroche de energía, estimado (para los 9 Casos) en 53 millones de USD al año, con un monto de 63 000 TM de combustible equivalente al año. Debe hacerse todo lo posible por divulgarla y generalizarla, puesto que incide en dos elementos claves del orden económico en que el país se encuentra enfrascado: energía y agua.

Bibliografía

AMADOR, J. L. (1990-1997). Protecciones de motores. Conferencia impartida a diversos organismos en la provincia. Camagüey: Grupo de Trabajo de bombas (GTB), EIPH, 1990-1997.

_____ (2000). SISTELEC. Software de Cálculo general del Proyecto Eléctrico (SCPE), con Manual de usuario. Camagüey: Registrado en EIPH, 2000.

_____ (2007). «Enfoque diferente en el análisis energético-económico para el funcionamiento y selección de variantes eficientes en las conductoras de impulsión». CT-EIPH-Camagüey, CTA Nacional, 2do. Fórum Nacional GEIPI, II Convención de la Ingeniería en Cuba, UNAICC. Varadero: 2007.

_____ (2008). «VARECI-Programa de Computación para Cálculo de Variantes para Conductoras de Impulsión». Registro CENDA 259-2009. Camagüey: 2008.

_____ (2012). «Pérdidas por mala selección de las bombas». Tabla Excel. Empresa de Acueductos y Alcantarillado. Camagüey: 2012.

BLUEJAY, MICHAEL, Inc. (2011). «How Much Does Electricity Cost. What Is a Kilowatt-Hour (kWh)». Disponible en www.michaelbluejay.com/electricity/

CHOY BEJAR, C. (2002), «Diseño de una nueva línea de impulsión y selección del equipos de bombeo para la extracción de agua subterránea», Escuela de Mecánica de los Fluidos, Universidad Nacional Mayor de San Marcos. Lima: 2002.

«Es imperativo alcanzar 50% de electricidad renovable» (2012). Disponible en www.mediafire.com/?zc5aows33mmctiv

GEMA (2005). Review of European Electricity Prices, Union of the Electricity Industry. Bonn: 2005.

INRH (2009). *Instructivo de PEAD*, 3ra. Versión. La Habana, 2009.

MARTÍNEZ, J. B. (2000). Economía de los recursos hidráulicos (ERH). La Habana: 2000.

MARTÍNEZ, J. B. (2012). «Cálculo de anualidad uniforme "B" cuando el precio crece con tasa "alfa" y la tasa de interés es "r" en "n" años». La Habana: CIH, CUJAE, 2012.

NC-53-121 (1984). *Especificaciones de Proyectos, Acueductos*. La Habana: 1984.

PÉREZ FRANCO, D. (1983). *Equipos de bombeo*. La Habana: Ed. Pueblo y Educación, 1983.

RODRÍGUEZ, J. L. (2012). «La disminución de la alta dependencia del combustible importado para la generación», en *Cuba contemporánea*. Disponible en www.cubasi.cu/cubasi-noticias-cuba-mundo-ultima-hora.

ROJAS, A. (1986). *Libro de acueducto*. La Habana: 1986.

STOLIK, D. (2014). «¿Cuánto cuesta el kWh?». Consultoría FV-IMRE-UH, 2014.

SUÁREZ, F. (2009). «Deterioro del rendimiento en bombas». INEXA, Ingeniería y Exportación de Tecnología, S. L. Adobe Acrobat 7.0 Document. Disponible en www.inexa-tda.com.

WILLIAMS, J. L. (2012), «Precios del petróleo», WTRG Economist, Londres. Disponible en www.wtrg.com/energyeconomis.html.

Determinación de los consumos de agua en condiciones de producción, en el sistema arrocero Jesús Suárez Gayol del CAI arrocero Ruta Invasora

Determination of water consumption under production conditions, in the Jesús Suárez Gayol rice system of the CAI Arrocero Ruta Invasora

Por Ing. Héctor Moreno Guerra, Ing. Eduardo Fernández Chinae*,
Ing. Raidel Vidal González*, Tec. Narciso Hernández Zagrera**
y Tec. Grechell Moreno Suri*** * Centro Integrado
de Tecnologías del Agua (CITA), Camagüey, Cuba.
** Complejo Agroindustrial Arrocero Ruta Invasora, Camagüey, Cuba.
*** Estación del Arroz, Camagüey, Cuba.*

Resumen

El trabajo aborda el consumo de agua en condiciones de producción en el sistema arrocero Jesús Suárez Gayol del CAI arrocero Ruta Invasora. Para ello se evaluó la eficiencia del riego tradicional, y se calcularon las normas de riego para las actuales condiciones de explotación. Se estableció el control permanente del volumen de agua que entra al campo y el que sale, por medio de dos obras hidrométricas, una instalada en el canal de riego, y la otra al final del canal de drenaje, efectuándose tres lecturas diarias. Los resultados reflejaron que la eficiencia del riego tradicional según la cuantificación de las pérdidas, resultó ser de 46%, y que la norma neta obtenida difiere notablemente de la establecida para sistemas tradicionales en la provincia de Camagüey. Finalmente, con la aplicación de las eficiencias obtenidas en este trabajo, se pudiera hacer un uso correcto de la conducción del agua y la aplicación de las normas de riego.

Palabras clave: Normas de riego, eficiencia, obras hidrométricas, toberas

Abstract

The work addresses the consumption of water under production conditions in the Jesús Suárez Gayol rice system of the CAI Arrocero Ruta Invasora. To this end, the efficiency of traditional irrigation was evaluated, and irrigation standards were calculated for the current exploitation conditions. It was established a permanent control of the volume of water entering and leaving the field, through two hydrometric works, one installed in the irrigation channel, and the other one at the end of the drainage channel, with three daily readings. The results showed that the efficiency of traditional irrigation according to the quantification of losses was 46%, and that the net standard obtained differs noticeably from the one established for traditional systems in the province of Camagüey. Finally, with the application of the

efficiencies obtained in this paper, it could be made a correct use of water and the application of irrigation standards.

Keywords: Irrigation standards, efficiency, hydrometric works, nozzles

Introducción

El agua constituye un factor imprescindible para el consumo humano, en las ramas industrial, social y agrícola. De estas, la agricultura es un gran consumidor, siendo el arroz el de consumo más elevado, ocupando el segundo lugar de los cereales más consumidores en el mundo, a la vez que representa la fuente de alimentación básica de numerosos países, fundamentalmente los asiáticos. En Cuba es tradicional su consumo desde la época de la colonia, manteniéndose dicho hábito hasta nuestros días.

No es posible considerar la práctica del riego y drenaje sin cuantificar el elemento fundamental que interviene en el mismo, el agua.

Salvo muy contadas excepciones, en nuestro país el riego se efectúa sin tener presente el requisito básico de la medición del agua, así como la ausencia en los sistemas de obras hidrométricas y los métodos de organización necesarios para su utilización y manejo adecuados. Es perceptible la poca conciencia acerca de la importancia de la hidrometría, construyéndose los sistemas sin esas infraestructuras a lo largo de los años.

El trabajo de cálculo de las normas de riego, el hidromódulo, el balance de agua, los gastos, etc., se transforman en elementos teóricos de los proyectos cuando no es posible medir y controlar el agua en las condiciones prácticas de los regadíos. Por ello se decide realizar este trabajo que pudiera servir de punto de partida para futuras investigaciones en el riego del arroz en la provincia de Camagüey, además de estar relacionado con las tareas del uso de agua previstas en la Plataforma Programática del PCC, entre las que se plantean la aplicación de la ciencia y la técnica junto a la conciencia económica por el ahorro de los recursos productivos y su gestión eficiente.

La prioridad fundamental en el desarrollo de las redes hidrométricas se establecerá para los sistemas de riego arroceros, donde se maneja 60% aproximadamente del agua total del riego agrícola.

En la agricultura cubana es frecuente la utilización del riego y el drenaje, pero en el arroz ello es decisivo debido a sus características, y es por eso muy usual la existencia de dichos sistemas de riego; sin embargo, en las condiciones actuales se presentan muchas insuficiencias en los mismos, destacándose las siguientes:

- Explotación deficiente.
- Deficiente estado técnico del sistema.
- Tecnologías obsoletas.
- Baja de los potenciales.

De todo ello se deriva el problema científico siguiente: ¿Cómo evaluar la eficiencia del sistema de riego tradicional para lograr su correcta explotación?

Para el cumplimiento de ese objetivo se planteó la hipótesis de trabajo siguiente: la eficiencia del uso del sistema de riego tradicional, según la cuantificación de las pérdidas, resulta deficiente.

El objetivo de este trabajo se centra en evaluar la eficiencia del riego tradicional, así como calcular las normas de riego para las actuales condiciones de explotación en la granja Jesús Suárez Gayol.

Revisión bibliográfica

Las condiciones ecológicas de la producción de arroz son diversas. El arroz es una planta ecológicamente plástica que se cultiva en todos los continentes, desde la línea del Ecuador entre los 49 grados de latitud norte, y los 35 grados de latitud sur; desde el nivel del mar hasta mil quinientos m y más de altitud, en los suelos más variados (tanto los más arcillosos y los más limosos) y es un cultivo de riego y de secano.

De los factores climáticos, la temperatura es la más importante, ya que no es posible su modificación. Este factor está determinado por la latitud y la altitud, y atendiendo a las variedades del cultivo, la temperatura es el único factor que afecta al arroz, ya que la radiación solar es suficiente durante todo el año. En nuestro país el arroz se puede sembrar desde diciembre hasta julio; sin embargo, la siembra de septiembre a octubre no aporta rendimientos adecuados debido a que la fase reproductiva de las plantaciones sembradas en estos meses coincide con los periodos del año en los que las bajas temperaturas causan esterilidad de los granos.

Tecnología de cultivo en el arroz

Existen dos grandes categorías: de secano y de riego. El de secano se caracteriza por la ausencia de regadío, dependiente totalmente de la pluviometría sin que intervenga el suministro artificial de agua; no obstante, se han efectuado modificaciones del secano a través de alternativas que permiten irrigar en los periodos críticos del arroz cuando no llueve, o crear condiciones para que tenga más duración la humedad por las lluvias

caídas, llamándose a esta variante secano favorecido. Los rendimientos del secano son inferiores a los del cultivo con riego.

El cultivo con riego aporta los mayores rendimientos, y como su nombre lo indica, se vincula a una fuente segura de agua que posibilita su suministro en los momentos en que la planta lo exige para su desarrollo y crecimiento normales; es decir, en la primera etapa del arroz se garantiza la humedad del suelo mediante pases de agua, y con posterioridad se asegura su aplicación hasta la suspensión definitiva del riego con vistas a la cosecha.

Manejo del agua para el cultivo

Si tomamos en consideración que más de 70% de las áreas arroceras del país se cultivan en terrazas sin nivelar, con diques temporales en curvas de nivel, en las que el manejo del agua se dificulta; y se si añade que la red terciaria de riego y drenaje en 90% del área es provisional sin obras reguladoras, todo ello adquiere extraordinaria importancia para la producción arroceras nacional.

Los requerimientos netos del agua para el arroz, de conformidad con las necesidades fisiológicas de la planta y las características fisicoquímicas del suelo, difieren notablemente de los restantes cultivos económicos. El arroz demanda grandes volúmenes de agua, y de ahí la práctica de inundar los campos durante la mayor parte del ciclo vegetativo del cultivo, con la finalidad de:

- La capa de aniego sobre el suelo produce condiciones reductoras en el mismo (anaerobias), que garantizan la síntesis hormonal en las raíces; esto asegura que se cumpla su función para el desarrollo y el crecimiento, además de crear condiciones favorables para la absorción nutricional.
- Es una práctica decisiva para controlar los enyerbamientos en los campos a partir de los 20 a 25 días de haberse producido la germinación de las semillas, en dependencia de la época de siembra.
- Para controlar las plagas susceptibles a los insecticidas de contacto.

El riego más eficiente que se puede realizar en este cultivo es el que garantiza la germinación uniforme en todo el campo; esto se puede lograr solamente cuando se producen lluvias suficientes posteriores a la siembra, o cuando el riego de germinación y el drenaje se realizan en un período no mayor de 48 horas.

Argumentación del contenido de trabajo

De los componentes que posibilitan el desarrollo arrocero previsto en nuestro país, sin lugar a duda el agua es su factor limitante esencial.

La demanda total de agua está seriamente afectada por la tecnología de los sistemas de riego, es decir, la demanda neta es la que necesita la planta, y en la bruta se incluyen las pérdidas ocasionadas por la conducción, filtración, evaporación, etcétera.

Sin embargo, existen otras pérdidas no productivas en las condiciones actuales de explotación, que dependen de algunas estructuras hidráulicas relacionadas con el desbalance entre las estaciones de bombeo y los sistemas de riego.

El equilibrio de tales anomalías implica notables inversiones para el programa arrocero, siendo el objetivo central del presente trabajo cuantificar la magnitud de esas grandes pérdidas de agua no productiva, y precisar finalmente el tiempo del primer riego y su drenaje respectivo, bajo las condiciones de un sistema tradicional con el empleo de obras hidrométricas diseñadas para tales efectos; además de calcular las normas de riego y sus componentes desde el punto de vista práctico en condiciones de producción.

Método de cálculo del consumo de agua en instalaciones de riego

Se pueden emplear en la práctica tres métodos de cálculo (con fórmula propuesta por el ingeniero irlandés Robert Manning, en 1889).

1. El hidrométrico, donde $Q = F * V$, siendo Q el gasto en L/s, f el área en m² y V la velocidad en m/s; por este método se mide la velocidad del agua y la altura del líquido en una sección transversal fija.
2. El hidráulico es el método de más amplia aplicación, y de mayor exactitud, debido a la gran gama de obras hidrométricas que requiere, donde $Q = q * A$, siendo Q el gasto en L/s, q es el hidromódulo en L/s/ha y A es el área del campo en hectáreas.
3. El volumétrico. Por este método se puede determinar el gasto midiendo el tiempo necesario para llevarlo a un volumen fijo, donde $Q = V * T$, siendo Q el gasto en L/s, V es el volumen y t el tiempo en segundos.

Caracterización de la granja Jesús Suárez Gayol

El trabajo se realizó en la granja arrocera Jesús Suárez Gayol, que limita al norte con el poblado de San Antonio, al este con el río Mala Fama, por el noroeste con el río Los Güiros y por el sur con la empresa agropecuaria

Florida. El sector hidrogeológico vinculado a este territorio, CI-3, dispone potencialmente de 36 millones de metros cúbicos para su extracción durante el año.

Esta unidad abarca 2 912 hectáreas y su infraestructura de riego está compuesta por estaciones de bombeo vinculadas mayormente a un sistema tradicional, mediante curvas de nivel.

El área seleccionada se encuentra en la zona No. 3, con una superficie del campo de estudio de 43,3 hectáreas.

Materiales y métodos

El programa de trabajo en la granja Jesús Suárez Gayol que fue objeto de estudio, se desarrolló de la forma siguiente:

- Se estableció un control sobre el régimen de explotación en la estación de bombeo.
- Se estableció el control permanente del volumen de agua que entra al campo y el que sale, por medio de dos obras hidrométricas, una instalada en el canal de riego y la otra al final del drenaje, en los que se efectuaron 3 lecturas diarias.
- Al término del estudio se tabularon los resultados de las observaciones realizadas, las cuales forman parte del contenido de este trabajo.
- Se controló el manejo del agua en el área seleccionada, para lograr un correcto nivel de veracidad de los resultados.

Seguidamente presentamos las características del pozo RH 228, y el volumen de bombeo en el mismo.

Tabla 1. Características del pozo RH 228

Coordenadas	N 315,05, E 332,31
Profundidad del pozo	30,50 m
Nivel estático	10,85 m
Nivel dinámico	23,45
Diámetro del pozo	0,50 m

Los datos técnicos del pozo RH-228 fueron suministrados por el Instituto de Recursos Hidráulicos de la provincia de Camagüey.

El procesamiento empleado para los cálculos de los volúmenes entregados es el siguiente:

En la estación de bombeo:

$$V = 3,6 \cdot Q \cdot T$$

Donde:

V: Volumen de agua, m³

Q: Gasto, L/s

T: Tiempo de operación de la estación de bombeo, h

Cálculo hidráulico sobre el régimen de bombeo del equipo instalado en el pozo RH-228 (método Hazen-Williams, Johnston, 1994).

Carga dinámica total:

$$H = N_{din} + H_{fr} + H_i$$

$$N_{din} + h = 13,45 + 0,60 = 14,05 \text{ m Bomba F442-750-T-1}$$

$$\text{Motor 6 V d SRL} - 14,5$$

$$\text{Longitud de la columna} = 15,0 \text{ m}$$

$$\text{Diámetro de la columna} = 254,0 \text{ mm}$$

$$\text{Diámetro de eje de la columna} = 45,0 \text{ mm}$$

$$\text{Pérdida unitaria} = 0,0851 \text{ m/m}^2$$

$$H_{fr} = L_{col} \cdot P_u = 15,0 \cdot 0,0851 = 1,28 \text{ m}$$

$$H_i = 10\% H_{fr} = 0,1 \cdot 1,28 = 0,128 \text{ m}$$

$$H = 14,05 + 1,28 + 0,128 = 15,46$$

$$H = 15,46 \text{ m} \cdot 1450(\text{rpm}) \quad Q = 184,0 \text{ L/s}$$

Sustituyendo:

$$N = 56 \text{ HP} = \frac{V \cdot q \cdot h}{76 \eta} \quad \eta = 79\%$$

En las obras hidrométricas:

Seguidamente se exponen las consideraciones técnicas tenidas en cuenta en este tipo de obra.

Medir el agua con toberas; se basa en la ley hidráulica sobre el fluido del líquido por orificios en régimen sumergido.

$$Q = M \cdot F$$

Donde:

M : $E \cdot \delta$

M : Coeficiente del gasto

E : Coeficiente de concentración

Δ : Coeficiente de velocidad del agua

F : Sección transversal del orificio, m^2

H_1 : Profundidad aguas arriba, m

H_2 : Profundidad aguas abajo, m

$(H_1 - H_2)$: Carga debida a la diferencia de nivel

g : Gravedad 9,81, m/s^2

Como resultado de las investigaciones científicas y las comprobaciones prácticas, se definieron los valores de los coeficientes N , E y Q .

La fórmula inicial parte de la siguiente forma:

$$Q = 4,1 \cdot a \cdot b \cdot \sqrt{\Delta z}$$

Esta obra hidrométrica mide exacto el rango de 5 a 30 cm.

Método de cálculo del gasto de agua

En la práctica se pueden usar tres métodos para el cálculo del consumo de agua:

1. Hidrométrico $Q = F \cdot V$

Por este método se mide la velocidad del agua y la altura del líquido en una sección transversal fija.

2. Método hidráulico

Es el método más usado, pues brinda adecuada precisión en una gran gama de obras hidrométricas.

3. Método volumetrico

Por este método se puede determinar el gasto, midiendo el tiempo necesario para llevar un volumen fijo a $Q = V/T$

Las obras hidrométricas utilizadas en nuestro trabajo fueron toberas basadas en el segundo método. Su principio se basa en la utilización de las relaciones determinadas por la hidráulica para los líquidos fluidos por orificios, etcétera.

Las obras que se utilizaron para medir el caudal de agua entregado y drenado al campo No 3 de dicha brigada, se realizaron con toberas del tipo SANIRI rectangulares, las cuales fueron calibradas en el Instituto del mismo nombre en condiciones de laboratorio en Rusia.

La introducción de esta obra hidrométrica en Cuba fue aprobada por el Instituto de Investigaciones de Riego y Mecanización, del Ministerio de la Agricultura (MINAG), el cual determinó mediante estudios su aplicación, aumentando su gama de uso.

Actualmente estas obras hidrométricas ocupan el punto II-16 en el inventario de soluciones hidrométricas, y su publicación consta en libros validados.

Ventajas: Construcción, montaje y desmontaje muy sencillo, suficiente exactitud, no requiere condiciones especiales, no tiene influencia por azolvamiento del canal, y causan pequeños remansos, por lo que usan canales con pendientes mínimas.

Resultados obtenidos

Las normas de riego establecidas para el arroz en 1984 por el Instituto de Investigaciones de Riego y Drenaje (IIRD) del MINAG, a partir de la modificación introducida al manejo del agua de este cultivo (suspensión del riego cuando la plantación alcanza 50% de paniculación), son absolutamente teóricas. Tal situación pone de manifiesto la imperiosa necesidad de establecer normas de riego técnicamente fundamentadas.

Atendiendo a las características específicas de cada provincia en lo que respecta a su ecología y tipo de suelo, el país se agrupa en tres grandes regiones, para fijar las normas de riego actuales (teóricas):

La norma neta es el agua que requiere la planta durante todo su ciclo vegetativo. La norma bruta abarca, además de la neta, las pérdidas adicionales producidas desde su entrega en los canales primarios hasta los campos. Una gran parte de dichas pérdidas obedecen al mal estado técnico de los sistemas de riego.

Los factores principales que inciden en la formulación de las normas de riego del arroz, son los siguientes:

- Requerimientos de agua por la planta para alcanzar el rendimiento potencial.
- Características específicas de la ecología y los subsuelos de cada territorio.
- Efecto compensatorio en las normas de riego por el aporte de las lluvias en las plantaciones, especialmente en épocas de primavera.

- Pérdidas en la conducción y la distribución de las aguas, de cada sistema o localidad.
- Factores subjetivos adicionales que inciden en el manejo del agua, específicos para cada territorio y lugar.

Los resultados obtenidos en el trabajo fueron de carácter preliminar; sin embargo, aportan informaciones y elementos que hasta la fecha no se disponían en la provincia.

Las premisas para este trabajo, debidamente conciliadas con el CAI arrocero, el GAIPA y el IIA, se fijaron con el objetivo de determinar las condiciones de explotación del agua entregada por unidad de superficie durante la campaña de frío en un sistema tradicional. Para ello se establecieron las acciones de trabajo siguientes:

- Utilizar como fuente de abasto una estación de bombeo de agua subterránea relativamente distante del campo objeto de estudio.
- Registrar el agua entregada por el canal terciario de riego y la evacuada por el terciario de drenaje, mediante obras hidrométricas; es decir, conocer el agua aplicada al campo y la evacuada por el canal de drenaje.

El agua entregada durante el riego y registrada por la obra hidrométrica del canal, totalizó 956 250 m³, y la evacuada por el terciario de drenaje ascendió a 431 963 m³, para un consumo efectivo de 534 287 m³, equivalente a una norma neta de 12 339 m³/ha con respecto a la norma neta teórica de IIRD, señalada anteriormente para esta provincia.

El agua entregada por el canal de riego (956 250 m³) totaliza 26 856 m³/ha, sensiblemente diferente de la norma bruta considerada por IIRD, de 19 370 m³/ha para esta provincia; en este sentido vale señalar que por la inadecuada relación estación de bombeo– área vinculada, el caudal de entrega en la fuente de abasto es muy superior al que realmente demanda el campo bajo estudio; situación que trajo como consecuencia ese nivel de pérdidas tan elevado, 421 963 m³, por el sistema de drenaje.

La tabla No 2 permite apreciar las magnitudes del régimen aplicado en el área estudiada.

Esta tabla se basa en los resultados de las mediciones en los puntos de observación, y de la misma se pueden emitir criterios sobre:

- Manejo del agua.
- Gasto de explotación.
- Hidromódulo de explotación.

Manejo del agua

El manejo del agua en el área está dado por la sucesión de pases de agua y la inundación permanente hasta 50% de paniculación, etapa a partir de la cual se suspende el riego. Esta disciplina, según los datos que aparecen en la tabla, fue deficiente; el primer riego de germinación se realizó a los 6 días y lo indicado en los instructivos técnicos vigentes es a las 72 horas como máximo. Esto confirma la deficiencia de este riego, al observar en la propia tabla que el drenaje se inició el 20 de febrero, es decir, siete días después de iniciado el riego. Las instrucciones técnicas del cultivo señalan en el aspecto No 2, incisos c y d lo siguiente: «El primer riego en función de las condiciones locales de cada lugar no deberá sobrepasar las 72 horas de duración, e igual consideración debe observarse en su drenaje respectivo».

Este riego constituye el eslabón fundamental que inicia las condiciones adecuadas para obtener rendimientos aceptables, ya que asegura la germinación uniforme del campo. Esto fue demostrado en condiciones de investigación y de producción al encontrar una alta correlación negativa entre el rendimiento agrícola y el periodo de aplicación del primer riego, la cual se expresa mediante la función $Y = X^3$.

Otras de las ventajas que se obtienen en el riego rápido es el ahorro de agua, demostración investigada por Zaitsev, quien llegó a la conclusión de que para la economía del agua de riego es determinante la realización rápida del primer riego.

Tabla 2 Período de aplicación del primer riego y consumo de agua

Periodo de aplicación del primer riego, días	Hidromódulos, L/s/ha	Ahorro en el consumo, m ³ /ha
2,1	7,5	760
3,5	5,0	554
8,4	2,0	-

Como se aprecia en la tabla, en la medida en que se acelera la aplicación del primer riego se reduce el consumo de agua, y los resultados obtenidos en este trabajo lo confirman de forma clara y práctica.

Gasto de explotación

La superficie objeto de estudio abarca 43,3 hectáreas. Considerando el caudal necesario para mantenerla bajo riego, según el manejo de agua establecido para este cultivo y el hidromódulo que la empresa arrocera utiliza para formular sus peticiones de agua al INRH de esta provincia, se impone disponer de un caudal de 123 L/s; sin embargo, el caudal promedio empleado para este campo fue de 126 L/s, lo cual equivale a una sobreexplotación en la estación de bombeo de 22%.

Hidromódulo de explotación

El arroz difiere notablemente del resto de los cultivos económicos con relación al hidromódulo de explotación. Para la agricultura moderna el riego se basa en mantener la humedad del suelo en un límite productivo hasta la capacidad de campo, en función del sistema radicular y el tipo de suelo.

En el arroz estas consideraciones son más complejas, en primer lugar se requiere de un hidromódulo que garantice la saturación del suelo; se demanda de otro hidromódulo que además de dicha saturación provoque la creación de una lámina de agua cuya altura varía en el tiempo en función del tamaño de las plantas, hasta un límite de 10 a 15 cm, y que en algunos casos puede ser mayor atendiendo al micro relieve de algunas zonas del campo.

El examen realizado para determinar los factores presentes en este caso permite afirmar que el desbalance existente entre la capacidad de la fuente de abasto y la necesidad del área vinculada, ha provocado estos resultados, los cuales demostramos mediante la expresión siguiente:

$$Q = q \cdot A$$

Donde

Q: Caudal, L/s

q: Hidromódulo, L/s/ha

A: Área del campo en hectáreas

Se demostró anteriormente que Q es superior a q del área vinculada, por lo tanto, llamaremos Q_1 a la capacidad de la estación de bombeo y Q_2 a la necesidad del área vinculada; de esto resulta que:

$Q_1 > Q_2$, y sustituyendo en uno quedaría:

$$Q_1 = q_1 \cdot A$$

$$Q_2 = q_2 \cdot A$$

Como el área es una constante, las expresiones quedarían de la forma siguiente:

$$Q_1 = q_1 * K$$

$$Q_2 = q_2 * K$$

De esto se deduce que en estas condiciones de explotación el hidromódulo entregado por la estación de bombeo siempre será mayor que el demandado en el área bajo riego; hasta tanto no se estabilice este desbalance se mantendrán las elevadas pérdidas productivas obtenidas.

Según los resultados demostrados en la tabla 3, por la estación de bombeo se entregaron 1 162 876 m³, equivalentes a una norma de riego de 26 856 m³/ha en el área estudiada de 43,3 ha.

Esta magnitud, comparada con la norma técnica calculada para esta provincia en frío, de 19 370 m³/ha, refleja un consumo no productivo por unidad de superficie de 7 486 m³/ha, que representa un volumen perdido de 421 963 m³; es decir, solo 46% del agua bombeada fue al campo.

El balance de agua entregada en la estación de bombeo según registro de las obras hidrométricas, y las retenidas en el campo para el consumo productivo, se exponen en la tabla siguiente.

Tabla 3. Resultado de los volúmenes de agua utilizados en el riego

Descripción	Estación de bombeo	Obra hidrométrica de riego	Campo	Obra hidrométrica de drenaje
Volumen total entregado	1 162 876	956 250	534 287	421 963
Volumen perdido	740 913	206 626	-	421 963
De la estación de bombeo a la obra hidrométrica de riego	-	206 626	-	-
De la obra hidrométrica de riego a la de drenaje	-	-	-	421 963
Volumen aprovechado	-	-	534 287	-
Coeficiente de eficiencia	-	-	46,0	-

El objetivo principal de este sistema se relaciona con las consideraciones finales obtenidas en la evacuación de los caudales generados dentro y fuera del área, con la finalidad de evitar las inundaciones de las tierras agrícolas con el consecuente deterioro de la producción. El drenaje debe proteger las estructuras hidráulicas existentes, evitar la erosión del suelo y proporcionar la salida de las aguas de riego cuando las prácticas agrícolas lo requieran.

El gasto promedio evacuado por drenaje fue de 59,9 L/s, para un hidromódulo de 1,38 L/s/ha y una norma de drenaje 97 545 m³/ha. Estos resultados evidencian los problemas existentes en el territorio estudiado, cuyas soluciones están previstas en el programa de desarrollo arrocerero y que se hacen más necesarias a partir de estos resultados.

Análisis de impactos

Impacto ambiental: Esta investigación tiene una incidencia que repercute directamente en las cuencas hidrográficas de los ríos Mala Fama y Los Güiros, que alimentan las cuencas subterráneas del sector hidrogeológico CI-III. La investigación demuestra que al realizarse el casamiento bomba-motor-área, se instalarían en cada pozo los equipos adecuados para evitar la sobreexplotación de las aguas subterráneas:

- Se logran los beneficios siguientes: control del uso del agua evitando pérdidas excesivas que ocasionan aumento de las áreas cenagosas en las zonas costeras.
- Con las mediciones del agua de drenaje se controlan las pérdidas innecesarias.
- Con la aplicación de las eficiencias calculadas en la investigación se realiza una correcta conducción por los canales y se aplican las normas previstas de riego.
- Mantener el consumo de agua adecuado en las plantaciones arroceras, según el balance de agua.
- Construir las obras de fábrica necesarias en cada lote, en canales principales y secundarios, y darle solución definitiva a la red terciaria.

Impacto social: Se logra un mejoramiento de la calidad de vida de la población debido al control de las aguas, cuestión que de no lograrse ocasiona afectaciones a la población, a la industria y a la agricultura por citar algunas esferas, ya que las intensas sequías afectan de modo directo a la sociedad y a la producción.

- Con el control adecuado de las aguas se alcanza el cuidado del manto subterráneo.

- Se puede lograr un incremento en la producción, influyendo de forma directa en el abastecimiento de arroz a la población.

Impacto científico: El trabajo nos brinda la posibilidad de precisar normas de riego verdaderas en suelos medios, ligeros y pesados, además de hidromódulos que no están definidos en nuestra provincia, demostrando que es de vital importancia la solución del terciario de riego con mando hidráulico, y la nivelación del terreno como premisa fundamental.

Impacto económico: Para el análisis se partió de los elementos siguientes:

- Contabilizar el volumen de agua perdido por el sobre dimensionamiento de las bombas.
- Área total irrigada.
- Precio del agua.
- Contabilizar el combustible empleado en la irrigación.
- Deducción del combustible usado en exceso en este proceso.

Con estos elementos se procedió a determinar el efecto económico derivado, tanto del uso en exceso del agua, como del combustible consumido en exceso.

- Volumen del agua perdido por causa del sobredimensionamiento de la bomba: 1 414 m³/ha, equivalente a 61 226,2 m³ en la superficie irrigada.
- Área irrigada: 43,3 hectáreas.
- Precio del agua, 18 pesos el millar de m³.
- Consumo de combustible gastado en la irrigación: 19 481 L.
- Combustible usado en exceso en este proceso: 11 227,51 L.
- Precio del combustible: 0,99 CUC x L.
- Costo por el uso en exceso de combustible: \$ 11 115,23.

Tabla 4. Características técnicas de las toberas

No	Tipo de obra RHT-tobera Sanirii	Canal de riego a/b = 20/40 cm	Canal de drenaje a/b = 15/30 cm
1	Sección transversal	Rectangular a/b	Rectangular a/b
2	Rango de uso Q _{max} / Q _{min} ≤ 4	Q _{min} ≥56,8 L/s Q _{max} ≥180,0 L/s	Q _{min} ≥32,0 L/s Q _{max} ≥ 101,0 L/s
3	Regimen de trabajo	sumergido	sumergido

4	Formula hidráulica del gasto $Q = 4,1 \cdot a \cdot b \cdot \sqrt{\Delta h}$	$Q = 4,1 \cdot 0,2 \cdot 0,4 \cdot \sqrt{\Delta h}$ $Q = 0,328 \sqrt{\Delta h}$	$Q = 4,1 \cdot 0,15 \cdot 0,3 \cdot \sqrt{\Delta h}$ $Q = 0,184 \cdot 5 \cdot \sqrt{\Delta h}$
5	Δh a y b dimensiones de la sección	3-30 cm	3-30 cm

Tabla 5. Volumen de bombeo del pozo RH-228 II-VI

No	Actividades	Horas de bombeo	Gasto, L/s	Volumen, m ³
1	I Riego	119,40	184,00	79 090,58
2	II Riego	76,50	184,00	50 673,60
3	III Riego	82,63	184,00	54 734,11
4	Aniego permanente	1 477,02	184,00	978 378,05
	Σ	1 755,55	184,00	1 162 876,32

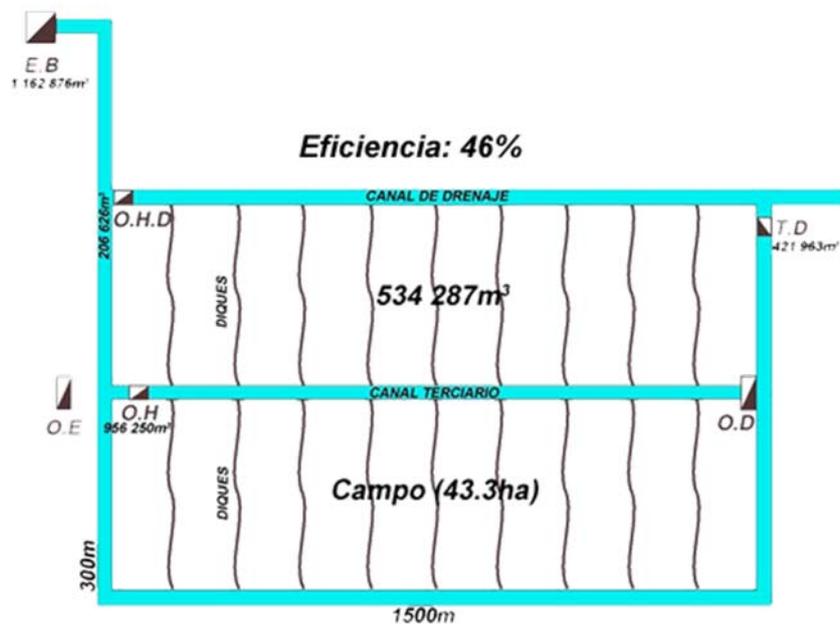


Fig. 1. Eficiencia del riego en campo típico de arroz.

Tabla 6. Régimen de riego aplicado

No	Descripción de los parámetros		I Riego desde 3/2/2011 hasta 18/2/2011	II Riego desde 7/3/2011 hasta 10/3/2011	III Riego desde 15/3/2011 hasta 18/3/2011	Aniego permanente	Total promedio
I	EB	Volumen de agua, m ³	79 090,60	50 673,60	54 734,11	978 378,05	1 162 876,00
	Rh-228	Horas de bombeo	119,40	76,00	82,63	1 477,02	1 755,60
		Gasto promedio, L/s	184,00	184,00	184,00	184,00	-
II	Canal de riego	Volumen de entrega, m ³	69 070,00	43 782,00	44 347,20	7 999 050,00	956 250,00
		Gasto promedio, L/s	160,69	158,98	149,08	150,27	151,30
		Norma bruta de riego	1 495,15	1 011,13	1 024,18	184 530,80	22 084,30
		Hidromódulo bruto, L/s/ha	3 710	367,00	344,00	3,47	3,49
III	Canal de drenaje	Volumen de agua drenado, m ³	25 629,0	20 264,0	22 960,0	353 109,0	421 963,0
		Horas de drenaje	120	96	96	1 645	1 957
		Gasto promedio, L/s	59,33	58,63	66,44	59,63	59,9
		Hidromódulo bruto, L/s/ha	1,37	1,35	1,53	1,37	1,38
		Norma de drenaje, m ³	592,0	468,0	530,0	8 155,0	9 745,0

Conclusiones

- La eficiencia del riego tradicional según la cuantificación de las pérdidas, resultó ser de 46%.
- La norma neta obtenida, de 12 339 m³/ha, difiere en 1 414 m³/ha con respecto a la norma neta establecida para sistemas tradicionales en la provincia de Camagüey.

- Con la aplicación de este estudio y la fiabilidad de los datos obtenidos, quedarán erradicados los excesos de gastos en no menos de 90%.
- Se deben construir todas las obras de fábrica necesarias en cada lote en canales principales y secundarios.
- Con la aplicación de las eficiencias obtenidas en este trabajo, hacer un uso correcto de la conducción del agua y la aplicación de las normas de riego.
- Con el agua drenada y perdida, se hubieran podido regar 14 ha adicionales.

Recomendaciones

- Desarrollar investigaciones y proyectos para el cambio tecnológico de los sistemas de riego y drenaje, a fin de elevar la eficiencia en la distribución y uso del agua.
- No permitir que el casamiento bomba-motor-área no se efectuó, pues ello provoca pérdidas considerables a la economía arrocera.
- Precisar el régimen de riego en sistemas tradicionales.
- Instalar obras hidrométricas en un bloque demostrativo del CAI Arrocero, y en una UBPC, y continuar paulatinamente su generalización en el resto de las áreas.
- El comité de expertos del CAI, al estar de acuerdo con el presente trabajo a través del consejo técnico asesor, orientará a todas las instancias responsables un reordenamiento de la actividad de riego en cada UBPC.
- Generalizar los resultados obtenidos en el presente trabajo al resto de los CAI del país donde existan condiciones similares.

Bibliografía

ALEMÁN, LUIS (1980). *Diferentes estudios sobre el riego del arroz en Cuba*. La Habana: Ed. Científico-Técnica, 1980. 80 pp.

ALEMÁN, LUIS (1981). *Diferentes estudios sobre el riego del arroz en Cuba*. La Habana: Ed. Científico-Técnica, 1981. 85 pp.

Annual Reporter the International Rice (1970). Filipina editorial del IRRI, 1970. 375 pp.

BAYRACTREKY, IVÁN (1962). *Guía para la medición del agua en los sistemas de riego*. Sofía: Edición Técnica, 1962. 120 pp.

Congreso FAO Agricultura y Alimentación, 1986.

GARCÍA, OSCAR (1985). *Hidrometría de explotación en sistemas de riego*. La Habana: Ed. Científico-Técnica, 1985. 350 pp.

Génesis y clasificación de los suelos en Cuba (1973). La Habana: Editorial Ciencia Revolución, 1973. 250 pp.

HERNÁNDEZ, JOSÉ (1969). *Influencia del agua en el arroz*. Filipinas Editorial ARIR, 1969. 210 pp.

Inventario de soluciones hidráulicas (1984). La Habana: Editorial Instituto de Investigación de Riego y Drenaje. MINAG, 1984. 200 pp.

ISRAELSEN (1970). *Principios y aplicaciones del riego*. La Habana: Ediciones Revolucionarias, segunda edición, 1970. 525 pp.

PLA, ALBERTO (1979). *Estudio de diferentes manejos de agua en el cultivo de arroz*. La Habana: Ed. Científico-Técnica, 1979. 85 pp.

Costos de la energía solar fotovoltaica y alternativas de financiamiento

Costs of solar photovoltaic energy and financing alternatives

*Por Dr. Daniel Stolik Novygrad**

** Doctor en Ciencias y Profesor*

Titular de la Facultad de Física

y el Instituto de Materiales y Reactivos (IMRE),

Universidad de La Habana, Cuba.

e-mail: dstolik@fisica.uh.cu

Resumen

El trabajo aborda el cálculo de costos del kWh fotovoltaico (FV), que incluye la inversión inicial por componentes (módulos, inversor, estructuras cableados, otros), y los costos posteriores durante la vida útil del sistema FV (costo de capital, operación-mantenimiento, depreciación). Se relacionan los incentivos de marcos regulatorios de los sistemas FV conectados a red. Asimismo se describe el concepto de Contrato de compra-venta: Power Purchase Agreement (PPA), con los pagos PPA (centavos USD/kWh) durante 20 años, y las ganancias del inversionista. Se reflejan los costos actuales y perspectivas de las componentes FV, así como los costos alternativos de los sistemas fotovoltaicos (SFV). Todo ello deviene herramienta útil para el análisis real de los costos actuales de la energía solar fotovoltaica y las alternativas de financiamiento.

Palabras clave: kWh FV, costos, inversión, módulos, inversores, estructuras, BOS (*Base of System*), PPA (*Power Purchase Agreement*)

Abstract

The paper approaches the calculation of the costs of the electricity produced with photovoltaic technology (kWh PV), which includes the initial investment by components (modules, inverter, wired structures, others), and the subsequent costs during the service life of the PV system (cost of capital, operation- maintenance, depreciation). The incentives for regulatory frameworks of grid-tied PV systems are included. Likewise, the concept of a purchase-sale contract is described: Power Purchase Agreement (PPA), with PPA payments (USD cents /kWh) for 20 years, and investor's revenues. The current and prospective costs of PV components are revealed, as well as the alternative costs of the photovoltaic systems (SFV).

All this becomes a useful tool for the real analysis of the current costs of photovoltaic solar energy and financing alternatives.

Keywords: kWh FV, costs, investment, modules, investors, structures, BOS (*Base of System*), PPA (*Power Purchase Agreement*)

Introducción

En un momento importante para el despegue de instalaciones de energía solar fotovoltaica (FV) en Cuba, una de las barreras a vencer es el de sus vías de financiamiento, debido al preponderante costo inicial de la FV y la necesidad de buscar fuentes que incluyan inversionistas extranjeros, por lo que en esta ocasión se hace un análisis de cálculos y alternativas de la FV para la consideración de los decisores del país relacionados con la política de las fuentes renovables de energía (FRE).

Materiales y métodos

Cálculo del costo del kWh FV. La fórmula más utilizada para calcular el costo del kWh, según Nuclear...[2005], denominado costo nivelado del kWh (*Levelized Electricity Cost*), referido al costo promedio de por vida del kWh de electricidad generada por las distintas fuentes de energía, que se utiliza sobre todo para comparar los costos de las distintas fuentes de energía eléctrica, es la siguiente:

$$LEC = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

Donde:

I_t : Gastos de inversión anual en el año, t

M_t : Gastos de O y M en el año, t

F_t : Gasto de combustible en el año, t

E_t : Electricidad generada en el año, t

r : Tasa de descuento

n : Número de años de vida del sistema

Esta forma es correcta pero compleja de desentrañar, sobre todo por decisores y políticos (*Policy Makers*).

En el caso de la FV con el mismo objetivo de calcular el costo del kWh de por vida, se utiliza otra forma en la que se expresan más integral y directamente los costos de los distintos componentes que conforman un sistema FV: Costo del kWh = [(1) + (2) / Horas pico] / [(Costo inicial) + (a+b+c+d) / Horas pico de por vida]

Donde:

(1): Inversión (costo) inicial

(2): Gastos posteriores en ciclo de vida FV (a+b+c+d)

Los gastos posteriores son:

- a. Costo de capital
- b. Operación-Mantenimiento
- c. Depreciación
- d. Otros

A su vez, en «a» se incluyen los gastos por costo de capital, créditos, tasa de descuento y(o) pagos de intereses.

Los costos (2) = a + b + c + d fluctúan en un rango entre 25 y 35% del costo de la inversión total, mientras que la inicial fluctúa entre 65 y 75% [Stolik, 2014a].

(1): Inversión inicial, según la forma mundialmente acostumbrada, se divide en costo de los módulos más el resto del sistema (en inglés BOS: *Base of System*) [Global..., s/a].

A su vez, el BOS (resto del sistema) de la inversión inicial consta de componentes diversos y precisos que, aunque se relacionan de distintas maneras, incluyen a fin de cuentas las mismas componentes del sistema fotovoltaico (SFV), como:

- Inversor
- Estructura (sbos)
- Electricidad, cableado, etc. (ebos)
- Labor (salarios)
- Otros (miscelánea)

En la medida en que fue disminuyendo el costo del módulo, el aporte del BOS (resto del sistema) al costo total del SFV fue aumentando, lo que motivó una creciente atención para el abaratamiento de estas componentes.

Un análisis sobre *Global Solar PV Balance of Global Solar PV Balance of System (BOS) Markets: Technologies, Costs, and Leading Companies, 2013-2016* de GTM Research, planteaba (para el Si-c) los costos siguientes por Wp de participación en el BOS [Global..., s/a]:

SBOS	\$0,28 todo lo relativo a estructuras
EBOS	\$0,22 todo lo relativo a partes eléctricas
Inversor	\$0,18
Labor	\$0,27
Otros (miscelánea)	\$0,22

Es sumamente importante tener en cuenta la disminución de los costos FV en próximos años [Stolik, 2013a]. Por ejemplo, el precio promedio aproximado Wp de módulos FV, elemento tradicionalmente más caro del SFV, ha sido de:

2008	\$4,00/Wp
2011	\$2,00/Wp
2014	\$0,62/Wp (agosto 2014)
Pronóstico para el 2020	\$0,35/Wp

Inversores de mayores potencias: hoy \$0,15/Wp, para 2020: < \$0,10/Wp

Estructuras metálicas: hoy \$0,25/Wp, para 2020: < \$0,12/Wp

El cableado, para el 2020 disminuirá su costo debido al aumento de la eficiencia del módulo, que ha de estar en 20%.

Los costos de las distintas componentes cambian continuamente, y el análisis en % de las mismas ofrece elementos para toma de decisiones.

Veamos el ejemplo que se relaciona con el proyecto «SUN SHOT» de Estados Unidos (segundo país más caro en instalaciones FV), surgido en 2010 [Stolik, 2013b], para lograr un costo menor de \$0,06 USD/kWh FV hacia el 2020. Han pasado 3 años y el costo se redujo en EEUU de 21,4 centavos USD/Wp en 2010, a 11,2 USD/Wp en 2013, y este año ha continuado disminuyendo.

El costo de instalación de los sistemas FV depende de muchos factores y cambia de país en país [Stolik, 2014b]. Por ejemplo, en noviembre del 2012 para sistemas > 1 MW era de:

Japón	3 500 USD/kWp
EE.UU.	2 700
Alemania, Italia	1 750
China	1 450

Japón: los más caros, seguido de EE.UU. Los costos de instalación FV para Italia, Alemania, India y China fluctúan entre 1 450 y 2 300 USD/kWp. Un costo de 2 000 USD/kWp para Cuba sería hoy un precio aceptable de referencia.

Los sistemas en techos y cubiertas son algo más caros a pesar del abaratamiento que han tenido para Sistemas FV en Techos hasta 100 kWp, según encuesta a 100 instaladores (Fuente: BSW-solarwirtschaft.de), en que disminuyó 60% en los últimos 6 años: de

4 000 USD/kWp en 2006 a 1 600 USD/kWp en 2013.

Incentivos de marcos regulatorios para sistemas FV conectados a red
Son tres fundamentalmente [Smartestenergy, 2014]:

1. Feed in Tarif. Tarifa fertilizada, pago: ¿A cuánto el kWh?
2. Net-Metering, Balance neto, Reloj bidireccional.
3. Contrato de compra-venta. Power Purchase Agreement (PPA).

Las inversiones por PPA por licitación con empresas extranjeras tienen muchas bondades cuando el costo del kWh por FRE es menor que los de combustibles fósiles, ya que no solo reparte el gasto inicial durante, por ejemplo, 20 años, sino que también puede incluir la utilización de recursos nacionales humanos e industriales, siempre que la variante nacional sea competitiva; de lo contrario, el inversionista utilizará la vía de la adquisición, compra y traslado desde el extranjero.

Los contratos de compra-venta (PPA) dependen del potencial que posea el inversionista para afrontar una buena licitación, como por ejemplo, su capacidad de compra en grandes cantidades (economía de escala), que abaratan mucho las distintas componentes del SFV.

En la negociación debe quedar un buen margen atractivo para la ganancia del inversionista. Es necesario definir qué partes del sistema SFV convienen mutuamente (al país y al inversionista) contratar en Cuba.

También es recomendable negociar por paquete de años en variantes en las que la ganancia del inversionista pueda crecer con el tiempo debido a

un mayor peso en la disminución de la inversión inicial, aspecto atractivo para el inversionista.

Recordamos que son Gastos posteriores:

1. Operación y mantenimiento.
2. Depreciación.
3. Salarios.
4. Costo de capital o tasa de descuento adicional.

Analicemos en la tabla siguiente un ejemplo de variantes de Contrato de Compra Venta (PPA) por 20 años, del 2016 al 2021, suponiendo que el costo del kWh fósil sea de 21 centavos de USD, y la generación FV de 1 360 kWh al año por kWp instalado, teniendo en cuenta la disminución de la eficiencia promedio de los módulos FV en 25 años. Los pagos por kWh son aproximados y tentativos.

Tabla 1. Contratos de compra venta de 2016-2020

Contrato de compra venta	2016	2017	2018	2019	2020	2020
Pago en centavos USD/kWh FV	10	9,5	9	8,5	8	7,5
MW instalados al año	100	100	100	100	100	100
Pago en millones de USD del año	14	13,3	12,6	11,9	11,2	10,5
MW FV instalados acumulados	100	200	300	400	500	600
Pago PPA en millones USD acumulados anuales	14	27,3	39,9	51,8	63	73,5
GWh FV generados anuales	136	272	408	544	675	816
Costo en millones USD evitados total anual	28	57	86	114	142	171

Nótese que el Pago PPA total cada año en millones de USD (línea amarilla) es mucho menor que el costo evitado (línea verde), que puede tener dos fines:

1. Ahorro de lo existente.
2. Utilizar en nuevas inversiones.

En la tabla 2 veamos otro ejemplo en un margen amplio de costos totales de SFV, desde 2 400 hasta 3 200 USD/kWp. Al igual que en el anterior, tomemos la generación en unos 1 360 kWh/kWp/año, o sea, 34 000 kWh/kWp en 25 años (aunque no lo estamos considerando, en los próximos años el tiempo de vida de los SFV será de 30 años, o sea, de 40 800 horas pico del ciclo de vida).

Las columnas de la tabla indican:

A: costo total FV en USD/kWp.

B: costo total de por vida (nivelado) del kWh en centavos USD/kWh. Nótese que no sobrepasan los 10 centavos/kWh para las variantes más caras.

Primera variante (Relación costo inicial 70% vs posterior 30%)

C: Costo inicial

D: Centavos USD/kWh del costo inicial

E: Costo posterior de por vida

Segunda variante (Relación costo inicial 65% vs posterior 35%)

F: Costo inicial

G: Centavos USD/kWh del costo inicial

H: Costo posterior de por vida

Tabla 2. Serie de costos totales de SFV

A	B	C	D	E	F	G	H
USD/kWp	c/kWh	70%	c/kWh	30%	65%	c/kWh	35%
2 400	7	1 680	4,9	720	1 560	4,6	840
2 500	7,3	1 750	5,1	750	1 625	4,8	875
2 600	7,6	1 820	5,2	780	1 690	5	910
2 700	7,9	1 890	5,4	810	1 755	5,2	945
2 800	8,2	1 960	5,6	840	1 820	5,4	980
2 900	8,5	2 030	6	870	1 885	5,5	1 015
3 000	8,8	2 100	6,2	900	1 950	5,7	1 050
3 100	9,1	2 170	6,4	930	2 015	5,9	1 085
3 200	9,4	2 240	6,6	960	2 080	6,1	1 120

Costos actuales y perspectivas de las componentes FV

Módulos de Si-c: Sus costos han disminuido, hoy el rango se encuentra entre 50 y 94 centavos USD/Wp, el promedio es de 61,0 (septiembre 2014) centavos USD/Wp [Solar..., 2014]. Se debe tener en cuenta que alrededor de 60% de la producción mundial es de módulos de silicio multi (poli) cristalino y 30% de silicio mono cristalino. Los costos de los módulos multicristalinos son más bajos (promedio de unos 57 centavos USD/Wp). Los monocristalinos de mayor eficiencia son más caros.

Se pronostica que en los próximos 5 años disminuya el promedio de los 61 centavos USD/Wp actuales, a menos de 40 centavos USD/Wp [Energy.gov, 2014].

Para el montaje de módulos de los SFV, los contratos de compra venta del kWh (PPA) permiten la variante para que el inversionista haga la contratación de módulos en el país, pero para ello habría que hacer un esfuerzo nada fácil para comprar spot, dinero que se revertiría rápidamente con ganancias debido a la posible compra por parte del inversionista PPA de los módulos en Cuba.

Otra variante para continuar contando con la fortaleza de tener una fábrica o ensambladora de módulos, sería hacer una alianza (*Joint Venture*) con China para producir, además de las necesidades crecientes nacionales, exportar competitivamente a la región de América Latina y Caribe que está en franco desarrollo [Stolik, 2013c].

Inversores: Los de mayores potencias son más baratos, entre 13 y 15 centavos USD/Wp. Los de menores potencias para sistemas más pequeños pueden llegar hasta unos 40 centavos USD/Wp. El pronóstico a mediano plazo es que seguirán disminuyendo sus costos por debajo de los 10 centavos USD/Wp para los de mayores potencias.

Estructuras: El costo de las estructuras metálicas para sistemas que soporten vientos perpendiculares de unos 150 km/hora, se plantea disminuir a partir de mejores diseños. Sus costos han estado por encima de los 25 centavos USD/Wp y ya existen diseños que los pueden llevar por debajo de los 12 centavos USD/Wp; con el aumento de la eficiencia de los módulos disminuirá el costo de las estructuras. Se deben automatizar las instalaciones de postes verticales, mediante sistemas de hincamiento.

A continuación, el ejemplo que se está utilizando desde 2012 en estructuras soportes de sistemas FV, que consta de: 1. Postes (delanteros y traseros enterrados). 2. soportes transversales y 3. soportes (subestructura) de los módulos, todo con vistas a disminuir en más de 2 veces los costos de estas componentes, o sea de más de 20 centavos USD/W a < de 12 centavos

USD/Wp para eficiencias de módulos de 15%, y menos de 9 centavos USD/Wp para eficiencias de 20%, que se deben alcanzar hacia el 2020.

Tabla 3. Diez estructuras de 8 módulos de 300 W c/u. (formato 1 x 2 m²). Precios para soportes y estructuras de chapa pregalvanizada). Total 24 kW [Welter, 2012]

	Longitud, m	Peso, kg	\$ USD por unidad	Cantidad	Peso total, kg	Precio total, \$ USD
Poste delantero	2,8	20,662	44	11	227,3	484
Poste trasero	3,408	27,468	53	11	302,15	577
Soporte transversal	3,936	25,905	48	20	518,1	960
Tornillos			0,33	40		14
Subestructura módulo	4,113	7,021	12	40	280,8	480
Tuercas			0,08	80		6,40
Borne módulo			1,29	200		258
Sumas totales					1 328,4	2 780

Para ef. 15%, 55,4 kg/kW, 116 USD/kWp, 17,4 USD/m², a 11,6 centavos/Wp

Para ef. 20%, 41,5 kg/kW, 87 USD/kWp, 13,0 USD/m², a 8,7 centavos/Wp

Electricidad: Incluye cableado y otras partes eléctricas de las instalaciones FV. Con el aumento de la eficiencia de los módulos también disminuirá el costo del cableado. Manteniendo la calidad se deben simplificar los sistemas de protección y comunicaciones.

Labor: Este gasto está relacionado con salarios y pagos por el trabajo humano, que es muy favorable para Cuba por ser fundamentalmente en pesos cubanos con posibilidad de negociar en divisas por PPA. Por ejemplo, los instaladores de sistemas FV en países desarrollados perciben entre 25 y 30 USD por hora, y por supuesto, este aspecto es de mucha menor erogación en Cuba.

Otros: Nótese que tanto para las inversiones iniciales como para las posteriores de por vida del SFV, se le da un gran peso en MLC a otros gastos diversos y de misceláneas, que incluye también otros gastos en MN de acuerdo con una equivalencia adecuada y favorable del cambio de moneda.

Operación y mantenimiento (O-M): La FV tiene uno de los costos más bajos de O-M de todas las fuentes de generación eléctrica, y una gran parte de ello en salarios en MN [Stolik, 2013a; Stolik, 2013b].

Depreciación: La más importante es la disminución de la eficiencia inicial que sufre el módulo en 25 años de vida, que es de 20%, o sea, que se debe sustituir aunque todavía sea capaz de generar a 80%. Esta depreciación la tengo en cuenta al adjudicarle una generación promedio de 1 360 kWh/kWp por año (27 200 en 20 años y 34 000 en 25 años). El acápito depreciación se le adjudica a otros factores de pérdidas.

Reciclaje: Un elemento nuevo para la FV que no se tiene en cuenta por el momento en la disminución del costo de los sistemas FV, pero que se irá incrementando con el gran aumento de las instalaciones FV en el mundo, es el del reciclaje una vez que se cumplan los años de vida útil del módulo (25 años), con la posible reutilización por reciclaje de vidrio, silicio, aluminio y estaño. Tampoco habrá que hacer, en la mayoría de los casos, nuevos movimientos de tierra, y también es posible reutilizar parte de las estructuras soportes metálicas, cuando menos en forma de chatarra de acero y(o) aluminio. Las instalaciones FV son muy recuperables.

Años de vida del SFV: En los cálculos realizados de costos FV hemos utilizado como número de años de vida útil del módulo, 25 años. Debido al perfeccionamiento del encapsulamiento y la disminución de la degradación, dicha cantidad de años continuará aumentando. Se espera que dentro de pocos años (2020) los módulos posiblemente duren útilmente unos 30 años, lo que a su vez hará disminuir más el costo del kWh, ya que el costo total al respecto se divide por el número de horas; por ejemplo, para 1 360 kWh/kWp en 25 años se corresponden con 34 000 hora pico de generación, y para 30 años son 48 800 horas.

Eficiencia de los módulos FV: Otro elemento que influirá en la disminución de los costos de las instalaciones FV es el aumento de la eficiencia de las celdas y módulos FV; por ejemplo, de subir su eficiencia de 15 a 20%, se requerirá una apreciable disminución del área ocupada por una magnitud similar de potencia FV.

Costos de SFV en techos y cubiertas: Los parques FV han tenido costos menores que los SFV en techos, ambos han disminuido notablemente sus costos, pero en los de techos se han equiparado prácticamente; por

ejemplo, en Alemania en 2006 era de más de 6 000 USD/kWp instalados, mientras que en 2014 era menos de 2 000 USD/kWp [Average..., 2014]. En techos, los inversores por ser de menos potencia son más caros, los módulos si se compran al detalle también son más caros, al igual que la mano de obra, pero tienen menos costos en otros elementos como movimiento de tierra, estructura y O-M, entre otros aspectos.

Por lo anteriormente expuesto, y de hacer las compras de los inversores y módulos en mayores cantidades, actualmente se pueden prácticamente equiparar los costos en techos a lo de los parques FV. Para los SFV en techos y cubiertas, las formas de financiamiento más utilizadas son las de:

1. Feed in Tarif. Tarifa fertilizada, en la que se paga al cliente por los kWh inyectados a la red a un costo de promoción para el desarrollo de la FV; en un inicio era mucho mayor que el costo del kWh del mix, pero ha tendido con el paso de los años a la paridad (momento en que el costo del kWh FV se hace igual o menor que el convencional).
2. Net-Metering, balance neto. En este no media pago, sino un reloj bidireccional que registra la disminución de energía eléctrica generada por el SFV.

Costos alternativos de los sistemas fotovoltaicos (SFV)

Cuando se acude a financiamientos externos hay que tener en cuenta los créditos, costos de capital y tasas de interés, o de descuentos. El cálculo del costo del kWh de por vida (denominado costo nivelado, del inglés *Levelized Cost*) es muy sensible a los porcentajes que se tomen al respecto. En la metodología anteriormente expuesta del cálculo en forma integral y directa, se denota una mayor transparencia y monto de las ganancias nada despreciables, producto de los financiamientos específicos.

Veamos a continuación 3 tablas:

Tabla 1. Inversión propia. Cuando no se acude a inversionistas extranjeros en PPA.

Tabla 2. Variante 1 en PPA. Cuando se acude a financiamiento de un inversionista por PPA, en la que este asume todos los gastos y costos iniciales más los posteriores (de por vida del SFV), y se paga paulatinamente durante unos 20 años con kWh generados en forma mutuamente ventajosa. Hay que tener en cuenta que las empresas inversionistas que licitan por PPA por lo general compran las componentes FV (módulos, inversores, estructuras, cables, etc.) en grandes cantidades,

por lo que obtienen precios más baratos, además de un buen *know how* en instalaciones FV.

Tabla 3 Variante 2 en PPA. Se realiza solo para el costo de la inversión inicial, en lugar de hacerse la negociación por el costo total del sistema. En esta variante los costos posteriores quedan a cargo y financiados por el propio cliente, Cuba en nuestro caso.

En las dos variantes de PPA nótese:

- Las atractivas ganancias para el inversionista extranjero, que aumentan por año en casos de negociaciones por varios años.
- La licitación de pago por kWh no sobrepasa los 10 centavos USD durante 20 años y disminuye en el tiempo.
- En la variante de la tabla 5 se incluyen financiamientos inicial y posterior por parte del inversionista; en la tabla 6 solo se financia la inversión inicial, por lo que en este caso el pago por PPA es menor que el de la variante de la tabla 5.

Tabla 4. Costos de SFV en centavos USD/Wp en parques FV, por inversión propia del país (Cuba)

Años	2015-16	2016-17	2017-18	2020
Módulo	70	68	64	58
Inversor >100 kW	16	14	14	12
Estructuras (SBOS)	30	26	22	16
Electricidad (EBOS)	28	25	22	20
Labor	16	12	10	10
Otros	36	30	24	18
Inversión inicial	196	175	156	134
O-M	15	12	12	11
Financiamientos*	55	47	40	35
Depreciación (no del módulo)	10	10	8	6

Labor	10	10	8	6
Otros	20	18	14	12
Costos posteriores	110	97	82	70
Costo total de por vida	306	272	238	204
Costo del kWh en centavos USD	9	8	7	6
Teniendo en cuenta pérdidas y depreciación				
Horas pico 1 360/año 34 000 en 25 años				

** Financiamientos: Costos de capital, tasas de interés o de descuentos, créditos.*

Tabla 5. Costos de SFV en centavos USD/Wp en parques FV

Años	2015-16	2017-18	2020
Módulo	70	60	54
Inversor >100 kW	14	14	12
Estructuras (SBOS)	30	22	16
Electricidad (EBOS)	25	20	20
Labor	10	8	5
Otros	30	28	23
Inversión inicial	179	152	130
O-M	15	12	11
Depreciación (no del módulo)	10	8	6
Labor	10	8	6

Otros	20	14	12
Costos posteriores	55	42	35
Costo total de por vida	234	194	165
(1) Costo en centavos USD/kWh	6,9	5,7	4,8
Total a pagar al inversionista	272	245	218
Pagos PPA (centavos USD/kWh) 20 años	10	9	8
Ganancias del inversionista:			
Ganancia PPA en centavos USD/kWp	55	51	39
Ganancia en centavos USD/kWh	3,1	3,3	3,2
Ganancia en % vs (1)	45%	58%	66%
Ganancia en % vs pagos PPA	31%	37%	40%

En contrato 100% de compra venta (variante 1 PPA).

Tabla 6. Costos de SFV en centavos USD/Wp en parques FV en PPA solo en inversión inicial. Variante 2. Inversión en postcostos a cargo del cliente (Cuba)

Años	2015-16	2017-18	2020
Módulo	70	60	54
Inversor >100 kW	14	14	12
Estructuras (SBOS)	30	22	16
Electricidad (EBOS)	25	20	20
Labor	10	8	5
Otros	30	28	23

Inversión inicial	179	152	130
2. Centavos USD/kWh	5,3	4,5	3,8
Ganancias del inversionista PPA	40	39	33
Pago total al inversionista por PPA	219	191	163
Pagos PPA (centavos USD/kWh) 20 años	8	7	6
Ganancia en centavos USD/kWh	2,7	2,5	2,2
Ganancia inversionista en % vs (2)	51%	55%	58%
Ganancia en % vs pagos PPA	34%	36%	37%
Inversión posterior propia:			
O-M	15	12	11
Depreciación (no del módulo)	10	8	6
Labor	10	8	6
Otros	20	14	12
Costos post	55	42	35
	1,6	1,3	1
Costo total por vida - inicial +post	274	233	198
Centavos USD/kWh durante 25 años	8	7	6

Nótese que esta variante compartida es muy favorable.

Conclusiones

El costo «nivelado» se puede calcular de diversas formas, sobre todo cuando se trata de una fuente específica como la FV, en la que la inversión inicial es determinante (al igual que otras FRE). Los costos de sus partes integrantes más importantes son: módulos, inversor, parte eléctrica EBOS

(que incluye cableado), parte estructura (que incluye los perfiles de los soportes metálicos), labor (que en Cuba es mucho más barato) y el resto se puede agrupar en otros gastos (misceláneas); así se puede ver más claramente por «donde van los tiros», o las «jugadas», en la superimportante inversión inicial, y los posteriores que hay que sumar y erogar durante la vida útil del SFV, como O-M, costos de capital, tasas de descuentos, créditos y depreciación. La negociación por la vía de acuerdo de compraventa del kWh FV cuando es menor (que es el caso), conducente al ahorro de combustible fósil por costo evitado es muy recomendable, hasta el momento en que el país pueda afrontar en un futuro las instalaciones mediante inversiones propias.

Un experimento «pequeño» en PPA FV puede ser no adecuado, ya que se pierde una de las bondades que pueden tener los contratos de compra venta (PPA), o sea, los costos tan bajos que logran empresas inversionistas de altas economías de escalas, donde los grandes montos en MW hacen disminuir fuertemente costos, precios y pagos por kWh vendidos, e inclusive con aumento de ganancias para los inversionistas por las dimensiones de los PPA, y negociar además por paquetes de años.

El elemento de riesgo-país, que es cierto, se debe manejar con cuidado, ya que la exageración de las ganancias para el inversionista puede crear precedentes negativos, y la forma de presentar la negociación puede ser atractiva, con buenas ganancias, que incrementen en el tiempo, para un pago que por subasta, convocatoria o licitación que se debe definir con posibilidades de no sobrepasar los 10 centavos USD/kWh FV durante 20 años. En el análisis realizado se han tenido en cuenta los pronósticos para los próximos años de la disminución de costos de las distintas componentes de las instalaciones FV.

En la tabla siguiente se plantea pagar aproximadamente por kWh en PPA durante 20 años de acuerdo con el contrato del año, o sea, para el PPA en el 2016 el pago de 10 centavos/kWh será por los 20 años del contrato, cifra que cambia para los nuevos contratos posteriores de años siguientes; por ejemplo, para los pronosticados para el 2021 el pago de lo contratado será de unos 7,5 centavos/kWh durante 20 años:

Tabla 7. Pagos contratados 2016-2021

Año	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Centavos USD/kWh FV	10	9,5	9	8,5	8	7,5

Por supuesto, los pronósticos pueden sufrir algunos cambios, pero lo importante es comenzar con un pago no superior a 10 centavos de USD por kWh FV durante 20 años, e ir disminuyendo en la medida que el costo de las instalaciones iniciales disminuyan.

En los análisis no se han tenido en cuenta otros factores que aportarán disminuciones complementarias a los costos de las instalaciones FV, como son:

- Recuperación de parte de la inversión por reciclaje.
- Aumento de los años de duración de los módulos FV.
- Aumento de la eficiencia de los módulos y requerimientos de menos área.

Bibliografía

Average turn-key prices for roof-top PV systems up to 100 kWp. Sources: for data since 2009 photovoltaik-guide.de, pv-preisindex, using for each year average price of month of January; en http://en.wikipedia.org/wiki/Solar_power_in_Germany. Consultado en septiembre 2014.

Energy.gov (2014). <http://energy.gov/eere/sunshot/sunshot-initiative>. Consultado en septiembre 2014.

Global Solar PV Balance of Global Solar PV Balance of System (BOS) Markets: Technologies, Costs, and Leading Companies, 2013-2016 de GTM Research. S/a.

Nuclear Energy Agency/International Energy Agency/Organization for Economic Cooperation and Development Projected Costs of Generating Electricity (2005 Update).

Smartestenergy (2014). «Feed- in tariff PPA».

<http://www.smartestenergy.com/Power-Purchase/Products/Feed-in-Tariffs/FiTs-PPA.aspx>. Consultado: septiembre 2014.

«Solar PV Module Weekly Spot Price. Silicon Solar Module».

En www.pvinsights.com. Consultado en septiembre 2014.

STOLIK D. (2012a). «100 preguntas y respuestas sobre la energía FV».

Primera parte. Revista *Energía y tú* (58): abr-jun., 2012. La Habana: Ed. CUBASOLAR.

----- (2012b) «100 preguntas y respuestas sobre la energía FV».

Segunda parte. Revista *Energía y tú* (59): jul-sept., 2012. La Habana: Ed. CUBASOLAR.

----- (2013a). «Perspectivas y retos científico-técnicos-productivos de América

Latina y el Caribe para el desarrollo de la energía fotovoltaica». Revista Mexicana de Física. S 59(2), 2013.

- (2013b). Conferencia «Costo, paridad del kWh FV hoy y futuro en Cuba. Recuperación de la inversión FV». Expuesto y debatido en el Tercer Taller Nacional Cuba FV. 25 de octubre 2013. La Habana: Teatro Sanguily, Universidad de La Habana.
- (2013c). Conferencia «Programa FV en Cuba a mediano y largo plazos». Expuesto y debatido en el Tercer Taller Nacional Cuba FV. 25 de octubre 2013. La Habana: Teatro Sanguily, Universidad de La Habana.
- (2014a). La energía FV. Conferencia principal. Simposio de la Sociedad Cubana de Física. 18 de marzo de 2014. La Habana: Teatro Sanguily, Universidad de La Habana.
- (2014b). Conferencia sobre Estrategia FV en Cuba. Seminario de la ONURE - UNE. 25 de septiembre 2014. La Habana.
- WELTER P. (2012). «Propuesta de PHOTON de un sistema de montaje económico para parques solares». En *Photon*. 2/12. pp 35-40 (s/a).

Eco Solar es una publicación científica electrónica trimestral para los especialistas de las fuentes renovables de energía. Se dedica a la promoción de temas relacionados con la energética, las energías alternativas, la física ambiental, la arquitectura bioclimática, el impacto sobre el medio ambiente la educación ambiental, la termoconversión, la eficiencia energética, y las energías de origen hidráulico, fotovoltaico, eólico, solar, biomasa y ciencias relacionadas

DIRECTOR GENERAL:

Dr. Luis Bérriz Pérez.

DIRECTOR:

M.Sc. Manuel Álvarez González.

EDITOR JEFE:

M.Sc. Alejandro Montesinos Larrosa.

EDITORA:

M.Sc. Madelaine Vázquez Gálvez.

CORRECCIÓN:

Ing. Jorge Santamarina Guerra.

CONSEJO EDITORIAL:

Dr. Luis Bérriz Pérez.

M.Sc. Manuel Álvarez González.

Dr. Conrado Moreno Figueredo.

M.Sc. Manuel Fernández Rondón.

M.Sc. Alejandro Montesinos Larrosa.

M.Sc. Daniel López Aldama

DISEÑO ELECTRÓNICO:

D.I. Antonio Romillo Polaino.

WEB MASTER:

M.Sc. Fernando González Prieto.

CONSEJO ASESOR:

Dra. Elena Vigil Santos.

Dr. Conrado Moreno Figueredo.

Dr. Sergio Corp Linares.

Dr. José Guardado Chacón.

Dr. Deny Oliva Merecio.

Dra. Dania González Couret.

Dr. Juan José Paretas.

Lic. Bruno Henríquez Pérez.

M.Sc. Leonor Turtós Carbonell.

M.Sc. Alejandro Montesinos Larrosa.

Lic. Ricardo Bérriz Valle.

Dr. David Pérez Martín.

Dr. César Cisnero Ramírez



**SOCIEDAD CUBANA PARA LA PROMOCIÓN
DE LAS FUENTES RENOVABLES DE ENERGÍA Y EL RESPETO
AMBIENTAL**

Calle 20 no. 4113, esquina a 47, Miramar, Playa,
Ciudad de La Habana, Cuba. Código Postal: 11300.

Teléfono: (537) 205-9949.

Apartado postal: 6611, CP: 10600, Ciudad de La Habana, Cuba.

e-mail: editora@cubasolar.cu

<http://www.cubasolar.cu>