

UNIVERSIDAD DE CONCEPCIÓN
FACULTAD DE INGENIERÍA AGRÍCOLA



**“CRITERIOS DE DISEÑO Y MANEJO EN SISTEMAS DE MICRORRIEGO
CON EL USO DE ENERGÍA SOLAR”.**

JULIO IGNACIO GAJARDO SALAZAR

PROYECTO DE TÍTULO PRESENTADO A LA
FACULTAD DE INGENIERÍA AGRÍCOLA DE
LA UNIVERSIDAD DE CONCEPCIÓN, PARA
OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL
AGRÍCOLA.

CHILLÁN-CHILE

2022

**CRITERIOS DE DISEÑO Y MANEJO EN SISTEMAS DE MICRORRIEGO
CON EL USO DE ENERGÍA SOLAR**

Aprobado por:

Eduardo Holzapfel Hoces
Ingeniero Agónomo, Ph.D.
Profesor Emérito

Profesor Guía

David Lara Castells
Ingeniero Civil Electrico, Dr.
Profesor Asistente

Profesor Asesor

Camilo Souto Escalona
Ingeniero Civil Agricola, Dr.
Profesor Asistente

Profesor Asesor

Nicole Uslar Valle
Ingeniero Civil Agricola, Ph.D.
Profesor Asistente

Director de Departamento

María González Rodríguez
Ingeniero Agrónomo, Ph.D.
Profesor Asociado

Decana

ÍNDICE DE MATERIAS

Página

RESUMEN	14
SUMMARY	16
1. INTRODUCCIÓN:	17
2. OBJETIVOS:	20
2.1. Objetivo general:	20
2.2. Objetivos específicos:	20
3. ANTECEDENTES GENERALES.....	21
3.1. Sistemas de riego.	21
3.2. Consumo energético en el riego.....	21
3.3. Energía solar fotovoltaica.	22
3.4. Energía solar fotovoltaica en sistema de riego.	23
4. MATERIALES Y MÉTODOS	26
4.1. Antecedentes del proyecto	26
4.2. Localización del estudio	26
4.3. Características físico-hídricas del suelo	27
4.3.1. Profundidad radical	28
4.3.2. Agua aprovechable que soporta el suelo.....	28
4.4. Análisis de la determinación de los requerimientos de cultivo.	28
4.4.1. Evaporación de referencia.....	28
4.4.2. Porcentaje de cobertura o sombreado	29
4.4.3. Volumen de agua que requiere el frutal.....	29
4.4.4. Volumen total aplicar	30
4.5. Análisis para la selección de los emisores	31
4.5.1. Patrón de humedecimiento.....	31
4.5.2. Frecuencia de riego.....	32
4.5.3. Numero de emisores por planta	32
4.6. Gotero optimo económico	33
4.6.1. Costos fijos anualizados para goteros	34
4.6.2. Costos variables para goteros	35

4.7. Dimensionamiento de la subunidad.....	36
4.7.1. Dimensionamiento del lateral	36
4.7.2. Dimensionamiento del secundario.....	37
4.7.3. Ajustes de la subunidad al área del predio	39
4.8. Dimensionamiento fotovoltaico.....	39
4.9. Variabilidad de costos y producción	42
4.9.1 Costos fijos anualizados.....	42
4.9.2 Costo del kilo Watt hora	44
5. RESULTADOS Y DISCUSIONES	46
5.1. Requerimiento hídrico	46
5.1.1. Características físico-hídricas del suelo	46
5.1.2. Profundidad radical	46
5.1.3. Agua aprovechable que soporta el suelo.....	46
5.2. Análisis de la determinación de los requerimientos de cultivo.	46
5.2.1. Evaporación de referencia.....	46
5.2.2. Porcentaje de cobertura o sombreado	47
5.2.3. Volumen de agua que requiere el frutal.....	48
5.2.4. Volumen total aplicar.....	48
5.3. Análisis para la selección de los emisores	49
5.3.1. Patrón de humedecimiento.....	49
5.3.2. Frecuencia de riego.....	49
5.3.3 Numero de emisores por planta	49
5.4. Gotero optimo económico	50
5.4.1. Costos fijos anualizados para goteros.....	50
5.4.2. Costos variables para goteros	51
5.5. Dimensionamiento de la subunidad.....	53
5.6. Demanda y disponibilidad energética	53
5.7. Sectorización y programación del riego.....	66
5.8. Variabilidad de costos y producción.	75
5.8.1. Costos del kilo Watt hora.....	75
5.8.2. Costos totales arreglo fotovoltaico.....	76

5.8.3. Costo anual por hectárea.	77
6. Conclusión:	79
7. Literatura citada:.....	81

ÍNDICE DE TABLAS

Página

Tabla 1.	Contenido de humedad a capacidad de campo (θ_{cc}), contenido de humedad a punto de marchitez permanente (θ_{PMP}), densidad aparente (D_{ap}), profundidad de estrata (z) y velocidad de infiltración básica del suelo (V_i).	27
Tabla 2.	Profundidad radical efectiva (Z) y criterio de riego (CR) para vides.	28
Tabla 3.	Datos de evapotranspiración de referencia (E_{Tr}) para el mes de máxima demanda “enero”, para un periodo de análisis de 3, 5 y 7 días al 50%, 75% y 85%.	47
Tabla 4.	Factores característicos (F_1 y F_2) de vides.	47
Tabla 5.	Análisis del porcentaje de suelo mojado con distintas configuraciones para los distintos emisores.	49
Tabla 6.	Número de años (n), tasa de interés (i), costo de instalación (C_i) y costo del emisor (C_e).	50
Tabla 7.	Tasa de incremento anual de energía (e), horas de riego durante la temporada (hr), eficiencia de la bomba (E_b), costo de combustible (cc), potencia generada por unidad combustible ($PPUC$).	51
Tabla 8.	Lista de goteros con sus respectivas características y costos como, tamaño del predio (TDP), número de años ($N^{\circ}a$), interés (I), costo de instalación ($C I$), costo del gotero ($C G$), numero de emisores ($N^{\circ}e$), factor de recuperación del capital (FRC), caudal del emisor ($Q e$), presión del emisor ($P e$), superficie (S), costos fijos anualizados ($CF A$), costos variables (CV), costos totales anualizados (CTA) y costos totales analizados por hectárea ($CTA ha$).	52
Tabla 9.	Generación fotovoltaica (GF_v) de un panel solar marca Canadian Solar modelo CS3W-455Ms de 455 Wp a lo largo de un día promedio para los diferentes meses de la temporada de riego.	54
Tabla 10.	Potencia fotovoltaica por 2 paneles ($Pot FV$), revoluciones (N_2), presión de la bomba (H), caudal (Q) y frecuencia (f), “0,5 ha, bomba solar”	55

Tabla 11.	Potencia fotovoltaica por 3 paneles (Pot FV), revoluciones (N2), presión de la bomba (H), caudal (Q) y frecuencia (f), "0,5 ha, variador de frecuencia".....	57
Tabla 12.	Potencia fotovoltaica por 3 paneles (Pot FV), revoluciones (N2), presión de la bomba (H), caudal (Q) y frecuencia (f), "1 ha, bomba solar".....	58
Tabla 13.	Potencia fotovoltaica por 5 paneles (Pot FV), revoluciones (N2), presión de la bomba (H), caudal (Q) y frecuencia (f), "1 ha, variador de frecuencia".....	59
Tabla 14.	Potencia fotovoltaica por 5 paneles (Pot FV), revoluciones (N2), presión de la bomba (H), caudal (Q) y frecuencia (f), "2 ha, bomba solar".....	61
Tabla 15.	Potencia fotovoltaica por 7 paneles (Pot FV), revoluciones (N2), presión de la bomba (H), caudal (Q) y frecuencia (f), "2 ha, variador de frecuencia".....	62
Tabla 16.	Potencia fotovoltaica por 8 paneles (Pot FV), revoluciones (N2), presión de la bomba (H), caudal (Q) y frecuencia (f), "3 ha, bomba solar".....	63
Tabla 17.	Potencia fotovoltaica por 8 paneles (Pot FV), revoluciones (N2), presión de la bomba (H), caudal (Q) y frecuencia (f), "3 ha, variador de frecuencia".....	65
Tabla 18.	Evapotranspiración de referencia mensual (ETPm), evapotranspiración de referencia diaria (ETPd), factores de cobertura (F1 y F2), evapotranspiración del cultivo (Etc), frecuencia de riego (Fr), horas de riego por sector (Hr), horas de riego total diaria (HrT), horas de generación diarias (Hgd), ya sea para bomba solar (Bs) como bomba convencional con variador de frecuencia (Vf) para 0.5, 1, 2 y 3 hectáreas a lo largo de la temporada de riego.	65
Tabla 19.	Pérdidas de carga de la matriz (Hm), secundario (Hsec), filtro (Hf), auxiliares (Haux), laterales (Hl), diferencia de cota (Z), presión del gotero (Pg), singularidades (Hs) y altura dinámica total (HDT), "0,5 ha, 1/4".....	67
Tabla 20.	Tabla de costos tanto de tuberías como de accesorios de riego, "0,5 ha, 1/4".....	67

Tabla 21.	Pérdidas de carga de la matriz (Hm), secundario (Hsec), filtro (Hf), auxiliares (Haux), laterales (HI), diferencia de cota (Z), presión del gotero (Pg), singularidades (Hs) y altura dinámica total (HDT), "0,5 ha, 1/8".....	68
Tabla 22.	Tabla de costos tanto de tuberías como de accesorios de riego, "0,5 ha, 1/8".	68
Tabla 23.	Pérdidas de carga de la matriz (Hm), secundario (Hsec), filtro (Hf), auxiliares (Haux), laterales (HI), diferencia de cota (Z), presión del gotero (Pg), singularidades (Hs) y altura dinámica total (HDT), "1 ha, 1/4".....	69
Tabla 24.	Tabla de costos tanto de tuberías como de accesorios de riego, "1 ha, 1/4".	69
Tabla 25.	Pérdidas de carga de la matriz (Hm), secundario (Hsec), filtro (Hf), auxiliares (Haux), laterales (HI), diferencia de cota (Z), presión del gotero (Pg), singularidades (Hs) y altura dinámica total (HDT), "1 ha, 1/8".....	70
Tabla 26.	Tabla de costos tanto de tuberías como de accesorios de riego, "1 ha, 1/8".	70
Tabla 27.	Pérdidas de carga de la matriz (Hm), secundario (Hsec), filtro (Hf), auxiliares (Haux), laterales (HI), diferencia de cota (Z), presión del gotero (Pg), singularidades (Hs) y altura dinámica total (HDT), "2 ha, 1/4".....	71
Tabla 28.	Tabla de costos tanto de tuberías como de accesorios de riego, "2 ha, 1/4".	71
Tabla 29.	Pérdidas de carga de la matriz (Hm), secundario (Hsec), filtro (Hf), auxiliares (Haux), laterales (HI), diferencia de cota (Z), presión del gotero (Pg), singularidades (Hs) y altura dinámica total (HDT), "2 ha, 1/8".....	72
Tabla 30.	Tabla de costos tanto de tuberías como de accesorios de riego, "2 ha, 1/8".	72
Tabla 31.	Pérdidas de carga de la matriz (Hm), secundario (Hsec), filtro (Hf), auxiliares (Haux), laterales (HI), diferencia de cota (Z), presión del gotero (Pg), singularidades (Hs) y altura dinámica total (HDT), "3 ha, 1/4".....	73
Tabla 32.	Tabla de costos tanto de tuberías como de accesorios de riego, "3 ha, 1/4".	73

Tabla 33.	Pérdidas de carga de la matriz (Hm), secundario (Hsec), filtro (Hf), auxiliares (Haux), laterales (Hl), diferencia de cota (Z), presión del gotero (Pg), singularidades (Hs) y altura dinámica total (HDT), "3 ha, 1/8".....	74
Tabla 34.	Tabla de costos tanto de tuberías como de accesorios de riego, "3 ha, 1/8".	74
Tabla 35.	Tamaño del predio (TDP), tipo de bomba (T B), número de paneles (N P), precio unitario del panel (P uni), precio variador de frecuencia (P Vf), costo paneles (C P), costo instalación (C I), costos estructuras más cables (C E+C), costos totales (C T), costos fijos anualizados (CF A _E), mantención anual (M A), costos anuales totales (CA T _E), generación energética (G E) y precio del kilo Watt hora (P Kw/h).	75
Tabla 36.	Tamaño del predio (TDP), tipo de bomba (T B), número de paneles (N P), precio unitario del panel (P uni), precio variador de frecuencia (P Vf), costo paneles (C P), precio cables (P C), precio estructuras (P E), costos instalación (C I), costo total "paneles, cables, estructuras, instalación" (C _{P+C+E+I}).....	76
Tabla 37.	Tamaño del predio (TDP), tipo de bomba (T B), costo total "paneles, cables, estructuras, instalación" (C _{P+C+E+I}), precio bomba (P B), instalación bomba (I B), costo bomba más instalación (C _{B+I}), costo total paneles más bombas más instalación (C _{P+B+I}), cotos tuberías (C Tb), costos paneles más bomba más tuberías (C _{P+B+Tb}), costos fijos anualizados (CF A), costos anuales totales (CA T) y costo anual por hectárea (CA Ha).....	77

ÍNDICE DE FIGURAS

	Página
Figura 1. Mapa de la comuna de Ninhue. Fuente: ruralmahue.cl	26
Figura 2. Relación entre el diámetro de humedecimiento (DH) en función del caudal del emisor (q/e). Fuente: Karmeli, 1985.	31
Figura 3. Relación entre potencia fotovoltaica (Potencia) a lo largo de las horas de un día promedio del mes de máxima demanda “enero” (Hora), predio de 0,5 hectáreas con bomba solar.	55
Figura 4. Relación entre potencia fotovoltaica (Potencia) a lo largo de las horas de un día promedio del mes de máxima demanda “enero” (Hora), predio de 0,5 hectáreas con bomba convencional mas variador de frecuencia.	56
Figura 5. Relación entre potencia fotovoltaica (Potencia) a lo largo de las horas de un día promedio del mes de máxima demanda “enero” (Hora), predio de 1 hectárea con bomba solar.	57
Figura 6. Relación entre potencia fotovoltaica (Potencia) a lo largo de las horas de un día promedio del mes de máxima demanda “enero” (Hora), predio de 1 hectárea con bomba convencional mas variador de frecuencia.	59
Figura 7. Relación entre potencia fotovoltaica (Potencia) a lo largo de las horas de un día promedio del mes de máxima demanda “enero” (Hora) predio de 2 hectáreas con bomba solar.....	60
Figura 8. Relación entre potencia fotovoltaica (Potencia) a lo largo de las horas de un día promedio del mes de máxima demanda “enero” (Hora), predio de 2 hectáreas con bomba convencional mas variador de frecuencia.	61
Figura 9. Relación entre potencia fotovoltaica (Potencia) a lo largo de las horas de un día promedio del mes de máxima demanda “enero” (Hora), predio de 3 hectáreas con bomba solar.....	63
Figura 10. Relación entre potencia fotovoltaica (Potencia) a lo largo de las horas de un día promedio del mes de máxima demanda “enero” (Hora), predio de 3 hectáreas con bomba convencional mas variador de frecuencia.	64

Figura 11. Plano de distribución de sectores de riego por goteo para un predio de 0,5 hectáreas, distribución 1/4, perímetro del predio (rojo), matriz principal (celeste), matriz auxiliar (azul), secundarios (verde) y laterales (amarillo).	67
Figura 12. Plano de distribución de sectores de riego por goteo para un predio de 0,5 hectáreas, distribución 1/8, perímetro del predio (rojo), matriz principal (celeste), matriz sub principal (azul), matriz auxiliar(gris), secundarios (verde) y laterales (amarillo).	68
Figura 13. Plano de distribución de sectores de riego por goteo para un predio de 1 hectárea, distribución 1/4, perímetro del predio (rojo), matriz principal (celeste), matriz auxiliar (azul), secundarios (verde) y laterales (amarillo).	69
Figura 14. Plano de distribución de sectores de riego por goteo para un predio de 1 hectárea, distribución 1/8, perímetro del predio (rojo), matriz principal (celeste), matriz sub principal (azul), matriz auxiliar(gris), secundarios (verde) y laterales (amarillo).	70
Figura 15. Plano de distribución de sectores de riego por goteo para un predio de 2 hectáreas, distribución 1/4, perímetro del predio (rojo), matriz principal (celeste), matriz auxiliar (azul), secundarios (verde) y laterales (amarillo).	71
Figura 16. Plano de distribución de sectores de riego por goteo para un predio de 2 hectáreas, distribución 1/8, perímetro del predio (rojo), matriz principal (celeste), matriz sub principal (azul), matriz auxiliar (gris), secundarios (verde) y laterales (amarillo).	72
Figura 17. Plano de distribución de sectores de riego por goteo para un predio de 3 hectáreas, distribución 1/4, perímetro del predio (rojo), matriz principal (celeste), matriz auxiliar (azul), secundarios (verde) y laterales (amarillo).	73
Figura 18. Plano de distribución de sectores de riego por goteo para un predio de 3 hectáreas, distribución 1/8, perímetro del predio (rojo), matriz principal (celeste), matriz sub principal (azul), matriz auxiliar(gris), secundarios (verde) y laterales (amarillo).	74

ÍNDICE DE ECUACIONES

	Página
Ecuación 1 = Altura de agua aprovechable.....	28
Ecuación 2 = Factor de cobertura.	29
Ecuación 3 = Evapotranspiración de cultivo.	29
Ecuación 4 = Volumen de agua requerido por el árbol.	30
Ecuación 5 = Volumen total de agua a aplicar.....	30
Ecuación 6 = Diámetro humedecimiento.	31
Ecuación 7 = Área humedecida.	32
Ecuación 8 = Frecuencia de riego.	32
Ecuación 9 = Tiempo de riego por subunidad.	33
Ecuación 10 = Factor de recuperación del capital.	34
Ecuación 11 = Costo fijo.	34
Ecuación 12 = Factor de costo equivalente.....	35
Ecuación 13 = Costo anual equivalente de energía.	35
Ecuación 14 = Pérdidas de carga.....	36
Ecuación 15 = Emisores por lateral.....	37
Ecuación 16 = Factor de salidas múltiples.	37
Ecuación 17 = Caudal del lateral.....	37
Ecuación 18 = Número de laterales.	38
Ecuación 19 = Caudal del secundario.	38
Ecuación 20 = Número de sectores regados al día.	39
Ecuación 21 = Potencia eléctrica absorbida por la bomba.	40
Ecuación 22 = Flujo volumétrico.	41
Ecuación 23 = Velocidad del eje del motor.....	41
Ecuación 24 = Presión estática de la bomba.....	41

Ecuación 25 = Velocidad asincrónica del motor.	42
Ecuación 26 = Frecuencia del motor en Hertz.....	42
Ecuación 27 = Velocidad del motor.....	42
Ecuación 28 = Costo fijo anualizado.	43
Ecuación 29 = Costo anual total.....	43
Ecuación 30 = Costo total.	44
Ecuación 31 = Costo fijo anual energía.....	44
Ecuación 32 = Costo anual total energía.....	44
Ecuación 33 = Generación energética fotovoltaica al mes.	45
Ecuación 34 = Generación energética fotovoltaica en la temporada de riego.	45
Ecuación 35 = Precio del kilo Watt hora.....	45

CRITERIOS DE DISEÑO Y MANEJO EN SISTEMAS DE MICRORRIEGO CON EL USO DE ENERGÍA SOLAR

DESIGN AND MANAGEMENT CRITERIA IN MICRO-IRRIGATION SYSTEMS WITH THE USE OF SOLAR ENERGY

Palabras claves: Energía solar fotovoltaica, microrriego, bomba solar, bomba convencional, variador de frecuencia.

RESUMEN

El estudio se realizó en la comuna de Ninhue, región de Ñuble, Chile. El objetivo fue determinar relaciones entre demanda hídrica y disponibilidad de energía solar fotovoltaica del sector para establecer criterios de diseño, manejo y operación en sistemas de microrriego. Para ello se evaluaron dos alternativas de bombeo, la primera mediante una bomba solar de corriente continua y la segunda mediante una bomba convencional con variador de frecuencia de corriente alterna, en predios de 0,5, 1, 2 y 3 hectáreas, para esto se implementó un sistema aislado de bombeo fotovoltaico directo, utilizando módulos fotovoltaicos monocristalinos marca Canadian Solar (CS3W-455MS) de 455 Watt de potencia máxima conectados en serie, inclinados a 20° y orientados hacia el norte. De dichos módulos se obtuvieron datos de radiación horaria para el sitio de estudio, desde la plataforma Explorador Solar del Ministerio de Energía, con lo cual se ajustó una distribución horaria del riego para un cultivo de vides (*Vitis vinífera*), tomando el mes de enero como referencia dado que es el mes de máxima demanda hídrica y disponibilidad

energética. Los antecedentes permitieron establecer al momento de diseñar una disponibilidad de 7 a 8 horas de riego al día para el mes de máxima demanda. Los resultados permiten determinar que la disponibilidad energética respecto de los costos asociados tiene efecto en el área de riego simultaneo, logrando determinar que la alternativa más económica del punto de vista energético es mediante bombas solares ya que el kilo Watt hora tiene valores entre los 177 a los 203 pesos para esta alternativa, en cambio para bombas convencionales con variador de frecuencia varía entre los 206 a los 236 pesos por kilo Watt hora.

DESIGN AND MANAGEMENT CRITERIA IN MICRO-IRRIGATION SYSTEMS WITH THE USE OF SOLAR ENERGY

Keywords: Photovoltaic solar energy, micro-irrigation, solar pump, conventional pump, frequency inverter.

SUMMARY

The objective of this study was to determine the relationships between water demand and availability of photovoltaic solar energy to determine design, management, and operation criteria for micro-irrigation systems in the Ninhue commune, Ñuble Region, Chile. Two pumping systems were evaluated, a direct current solar pump and a conventional pump with an alternating current frequency inverter, in plots of 0,5, 1, 2 and 3 hectares. An isolated direct photovoltaic pumping system was implemented, using Canadian Solar CS3W-455MS monocrystalline photovoltaic panels with a maximum power of 455 Watt connected in series, inclined at 20° and oriented towards the north. Hourly radiation data were obtained from these panels using the Solar Explorer platform of the Ministry of Energy; an hourly irrigation distribution for grapevines (*Vitis vinífera*) was adjusted, taking as reference the month of maximum water demand and energy availability (January). The data obtained allowed establishing a period of 7-8 hours of irrigation per day for the month of maximum demand. The results obtained allowed determining that energy availability with respect to the associated costs has an effect on the simultaneous area to be irrigated, being solar pumps the most economical alternative from the energy point of view, with costs of 177 - 203 Chilean pesos kilowatt hour (kWh), while the use of conventional pumps with a frequency inverter has higher costs (206 -236 Chilean pesos per kWh).

1. INTRODUCCIÓN:

La energía solar “Fotovoltaica” toma cada vez más importancia en la agricultura chilena, pudiendo adaptarse a condiciones de aislamiento de otras fuentes de energía, dado que los costos de la energía en Chile son de los más altos de Latinoamérica y está por sobre el promedio de los demás países de la “OCDE” (Cooper, 2012).

La utilización de energía fotovoltaica para la alimentación de sistemas de bombeo para riego posee una serie de ventajas, tales como poseer bajos costos de mantención y de operación de los sistemas, permitir la disponibilidad de energía en lugares remotos y no tener emisiones de contaminantes.

El sector agrícola demanda una gran cantidad de energía para poder cumplir con sus procesos productivos. Los costos energéticos de estos procesos productivos como el riego, los mecanismos de control de heladas y los diferentes procesos agroindustriales, son factores importantes en los costos de muchas de las empresas agrícolas. Debido a lo anterior, el sector está buscando soluciones para disminuirlos, especialmente a través de la eficiencia energética. Es así como últimamente se han aventurado en algunas soluciones más novedosas e innovadoras, como los sistemas de energías renovables no convencionales “ERNC” (Cooper, 2012).

El agua es un recurso natural insustituible que cada vez se hace más escaso, debido a que, a finales del siglo XX, el consumo de agua potable había crecido

en una proporción superior al doble de la tasa de crecimiento demográfico mundial (Delgado, 2015). Otro de los factores que implica la escasez de este recurso, es la sobreexplotación de las aguas subterráneas y el uso irresponsable en el riego agrícola, afectando tanto en el presente como en el futuro.

A nivel mundial, la agricultura es responsable del consumo de entre un 70% y un 80% del agua. En Chile, ésta es responsable de un porcentaje similar del total nacional, lo que abastece una superficie regada de 1,1 millones de hectáreas entre las regiones de Coquimbo y Los Lagos (INE, 2007).

Estos porcentajes dejan en evidencia la necesidad de ahorrar agua, lo que ha llevado a la agricultura a buscar alternativas para su sustentabilidad y reducción del impacto en el ambiente. Afortunadamente, cada vez hay más conocimientos y tecnologías disponibles que ayudan a incrementar la eficiencia en el uso del agua en la agricultura.

Esta eficiencia de recursos hídricos se explica, en su mayor parte, por las nuevas tecnologías de riego: se ha establecido el riego localizado, por goteo o aspersión, sistemas mucho más eficientes que los sistemas de riego convencionales (Medrano et al., 2007).

Uno de los sistemas que han mejorado la eficiencia del riego es el riego localizado. Este consiste en un sistema presurizado que permite aplicar pequeños volúmenes de agua al cultivo. El censo realizado en 2007 muestra

una superficie regada a través de microriego de casi 18.000 ha, notando un aumento de un 18% desde 1997 (INE, 2007).

Esto se debe a las múltiples ventajas que genera su implementación, mejorando aún más la distribución del agua en el terreno, con el fin de favorecer un desarrollo homogéneo del cultivo, permitiendo la obtención de mayores y mejores rendimientos (López-Olivarí, 2016), considerando un óptimo manejo del sistema de riego.

El microriego busca, por lo tanto, optimizar el recurso, para lo cual es necesaria una gran cantidad de energía, que puede ser obtenida de diferentes fuentes de energía. Por lo tanto, existe una problemática con respecto al aislamiento energético para suplir las necesidades hídricas de los cultivos. Actualmente, son reducidos los estudios en cuanto al uso de energía solar aplicadas al microriego y prácticamente nulos en cuanto al desarrollo de criterios de diseño, lo cual resulta en un estudio innovador y poco explorado.

2. OBJETIVOS:

2.1. Objetivo general:

- Desarrollar y evaluar criterios de diseño en sistemas de microrriego con el uso de energía solar.

2.2. Objetivos específicos:

- Determinar la relación entre demanda de agua y disponibilidad de energía para establecer los criterios de manejo y operación en sistemas de microrriego.
- Desarrollar criterios de diseño, manejo y operación en sistemas de microrriego.
- Analizar disponibilidad de energía y sus costos asociados a los criterios de diseño para sistemas de microrriego.

3. ANTECEDENTES GENERALES

3.1. Sistemas de riego.

En la agricultura, cuando el agua suministrada por la lluvia no es suficiente para suplir los requerimientos hídricos de los cultivos, es necesario la aplicación de riego. La demanda de agua de un cultivo dependerá del balance hídrico del cultivo, el cual está fuertemente condicionado por el tipo y disposición de cultivo, propiedades estructurales del suelo y variables climáticas.

Dentro del balance hídrico, uno de los factores más determinantes es la evapotranspiración del cultivo, la cual variará según las condiciones climáticas y el estado fenológico del cultivo. La programación del riego se realiza basándose en la evapotranspiración del cultivo, la eficiencia de aplicación del riego, la capacidad de retención de agua del suelo en la zona radicular, el criterio de riego y otros factores asociados a la operación del sistema. El sistema “riego” se diseña para cumplir la necesidad hídrica del cultivo con cierta frecuencia en un periodo crítico de demanda. Posteriormente se llevan a cabo los ajustes para periodos de menor demanda, tanto temporal como espacial.

3.2. Consumo energético en el riego.

Para sistemas de riego presurizado, el riego conlleva un gran gasto de energía eléctrica en los diferentes componentes de la operación (filtros, fertirrigación,

tuberías, emisores, entre otros). El costo de la energía eléctrica es uno de los factores críticos en el diseño de los sistemas de riego.

Esta energía puede provenir de la red de distribución eléctrica, a través de una fuente de generación conectada a la red de distribución eléctrica o de fuentes de generación aislada.

En general, las fuentes de generación aislada más utilizadas para el riego en predios agrícolas son generadores en base a combustibles fósiles (Barrueto et al., 2018), como el Diesel, que tiene un alto costo y además los cuales son altamente contaminantes debido a la emanación de gases tóxicos que conlleva su operación. Si bien estos presentan bajos costos de inversión, poseen altos costos operacionales, ya que requieren un constante suministro y almacenamiento de combustible. En este punto surge como alternativa la utilización de generadores en base a energías renovables no convencionales (ERNC), como la solar fotovoltaica, eólica, biogás, entre otras. Las ERNC son potencialmente utilizables para el bombeo de agua en sistemas de riego presurizado, y presentan niveles muy bajos de contaminación ambiental.

3.3. Energía solar fotovoltaica.

Un panel fotovoltaico consiste en un arreglo de celdas fotovoltaicas conectadas (en serie o paralelo), el cual permite convertir la radiación solar en energía eléctrica, gracias a la diferencia de potencial que se genera entre los terminales del arreglo, debido al efecto fotoeléctrico que se produce en las

junturas de las celdas, típicamente de silicio, del tipo P-N, con la incidencia de fotones de luz sobre ellas.

Un arreglo de varios paneles en paralelo y/o serie dan como resultado una corriente y voltaje diferente al panel por separado. Un número N_P de paneles en paralelo resultará en una corriente igual a N_P veces la corriente generada por el panel por sí solo, mientras que un número de N_S paneles en serie resultará en un voltaje igual a N_S veces el voltaje generado por el panel por sí solo. Esto se debe considerar para que las características de voltaje y corriente generadas por el arreglo sean compatibles con los valores máximos permisibles para el sistema de bombeo.

3.4. Energía solar fotovoltaica en sistema de riego.

Los sistemas de bombeo basados en energía solar fotovoltaica se han desarrollado rápidamente durante la última década, principalmente debido a la progresiva reducción del costo de los módulos fotovoltaicos y al desarrollo de nuevas soluciones electrónicas para el acondicionamiento de energía (López-Luque et al., 2015).

La utilización de energía solar fotovoltaica para la alimentación de sistemas de bombeo para riego posee una serie de ventajas, tales como poseer bajos costos de mantención y de operación de los sistemas, permitir la disponibilidad de energía en lugares remotos y no tener emisiones de contaminantes. Las principales desventajas de estos sistemas son la variabilidad del recurso solar durante el día y en el transcurso del año, lo cual es determinante en el

dimensionamiento del sistema, y la alta inversión inicial que se requiere para su implementación.

Sin embargo, en Chile existen numerosos concursos de entidades tales como la Comisión Nacional de Riego (CNR) y el Instituto Nacional de Desarrollo Agropecuario (INDAP), donde agricultores pueden postular a financiamiento para la realización de proyectos de riego utilizando ERNC. Para el caso de proyectos de riego presurizado donde la conexión a la red eléctrica no es factible desde el punto de vista técnico o económico, se hace necesaria la implementación de una fuente aislada de generación de energía eléctrica, la cual puede ser provista mediante un arreglo fotovoltaico aislado. Uno de los principales problemas del bombeo fotovoltaico aislado es la variación del recurso solar a lo largo del día. La potencia provista por el arreglo fotovoltaico depende directamente de la radiación incidente sobre el panel. Cuando la radiación solar alcanza cierto valor, la demanda eléctrica por parte del sistema de bombeo es constante y el resto de la energía generada es disipada. Fuera de este rango horario, la potencia disponible para el equipo de bombeo se ve limitada por la baja radiación. Esto provoca cambios en el punto de operación de la bomba, obteniendo un caudal menor al obtenido cuando trabaja a potencia constante.

Debido a esto, el manejo de un sistema de riego en las horas de baja radiación se hace más complejo ya que se tiene un menor caudal disponible.

La variación en la irradiancia incidente sobre el panel provoca cambios en el punto de operación de la bomba, obteniendo variaciones en la presión y el caudal del sistema. Por lo cual un buen diseño basado en diferentes criterios de manejo y operación y un manejo diferenciado, en cuanto al tamaño y requerimientos del sector de riego, conlleva a suplir de buena manera las necesidades hídricas del cultivo.

Muchos de los sistemas de riego fotovoltaicos bombean agua a un depósito o tanque y, luego, permiten que el agua fluya a los campos de cultivo solo por la fuerza de la gravedad. A diferencia de estos, el sistema propuesto bombea el agua desde un pozo o un embalse estacional directamente al sistema de distribución de riego (López-Luque et al., 2015).

Las dos alternativas de sistemas de riego fotovoltaico está compuesto por una matriz fotovoltaica que proporciona electricidad para alimentar las bombas de velocidad variable (la primera mediante una bomba solar “corriente continua” y la segunda mediante una bomba convencional con un variador de frecuencia “corriente alterna”). El agua se aplica a los cultivos a través de emisores autocompensados. El punto de funcionamiento de la bomba convencional está controlado por un variador de frecuencia, que coincide con la presión y flujo según la irradiancia solar instantánea (Merida et al., 2018). Siempre se regará de día ya que el sistema es “off grid” directo (sin banco de baterías).

Para viñas con estas características un buen diseño, manejo y operación en el riego puede ser muy importante para mejorar su producción y sustentabilidad.

Para desarrollar y evaluar criterios de diseño en sistemas de microriego con el uso de energía solar es muy importante determinar los requerimientos hídricos. También, obtener datos de evapotranspiración, proporcionados por la base de datos de estaciones meteorológicas de la zona de estudio. Otras consideraciones son el tipo de cultivo “Vitis Vinifera”, el tipo de suelo, como factores físicos y medioambientales. Todo esto con la finalidad de determinar la demanda efectiva del cultivo que se busca regar.

4.3. Características físico-hídricas del suelo

El predio donde se llevará a cabo el proyecto posee un suelo de tipo arcilloso de la serie cauquenes. Tabla 1.

Tabla 1. Contenido de humedad a capacidad de campo (θ_{cc}), contenido de humedad a punto de marchitez permanente (θ_{PMP}), densidad aparente (D_{ap}), profundidad de estrata (z) y velocidad de infiltración básica del suelo (V_i).

Serie	Cauquenes	Cauquenes	Cauquenes
θ_{cc} (g/g)	0.25	0.27	0.27
θ_{PMP} (g/g)	0.16	0.21	0.23
D_{ap} (g/c ³)	1.45	1.49	1.51
z (m)	0-0.2	0.2-0.4	0.4-0.7
V_i (mm/hr)	15	15	15

4.3.1. Profundidad radical

Tabla 2. Profundidad radical efectiva (Z) y criterio de riego (CR) para vides.

Z (mm)	CR
700	0,5

4.3.2. Agua aprovechable que soporta el suelo

El agua aprovechable en el suelo (HA) corresponde al agua almacenada entre capacidad de campo (θ_{cc}) y punto de marchitez permanente (θ_{PMP}) en la zona efectiva de extracción del cultivo. Para determinar el contenido de agua aprovechable del suelo se dispone de la siguiente ecuación (Ecuación 1).

$$HA = [(\theta_{cc} - \theta_{PMP})Z_{rad}] \quad [1]$$

Donde:

Ha = Altura de agua aprovechable (mm).

θ_{cc} = Contenido de humedad a capacidad de campo ($m^3 m^{-3}$).

θ_{PMP} = Contenido de humedad punto de marchitez permanente ($m^3 m^{-3}$).

Z_{rad} = Profundidad radical efectiva (mm).

4.4. Análisis de la determinación de los requerimientos de cultivo.

4.4.1. Evaporación de referencia

La evaporación de referencia es la cantidad de agua expresada en $mm \text{ día}^{-1}$, que es efectivamente evaporada desde la superficie del suelo y transpirada por la cubierta vegetal. Estos datos pueden ser obtenidos desde diferentes estaciones climatología a lo largo del país y varían su valor entre otros factores dependiendo de la localidad en la cual se encuentran.

4.4.2. Porcentaje de cobertura o sombreo

Para calcular el factor de cobertura (FC) es necesario obtener valores tanto de fracción de sombreo a medio día solar (P) como de parámetros característicos del cultivo (F1, F2), para lo cual disponemos de la Ecuación 2.

$$FC = F1 * P + F2 \quad [2]$$

Donde:

FC = Factor de cobertura ($0 < FC < 1$).

F1, F2 = Factores característicos del cultivo.

P = Fracción de sombreo al medio día solar ($0.2 < P < 0.7$).

4.4.3. Volumen de agua que requiere el frutal

Para determinar el volumen de agua requerido por las vides, primero se debe determinar la evapotranspiración de cultivo, para esto se utiliza la Ecuación 3, en donde se considera la evapotranspiración de referencia y el factor de cobertura del cultivo a trabajar.

$$ET_c = E_{tr} * FC \quad [3]$$

Donde:

ET_c = Evapotranspiración de cultivo (mm día⁻¹).

E_{tr} = Evapotranspiración de referencia (mm día⁻¹).

FC = Factores de cobertura.

Con la evapotranspiración de cultivo ya determinada y conociendo el marco de plantación de las vides se puede determinar el volumen de agua requerido por este, utilizando la Ecuación 4.

$$V arb = ETc * (Dsh * Deh)$$

[4]

Donde:

V arb = Volumen de agua requerido por el árbol (L árbol-1 día-1).

ETc = Evapotranspiración de cultivo (mm día⁻¹).

Dsh = Distancia sobre hilera (m).

Deh = Distancia entre hilera (m).

4.4.4. Volumen total aplicar

Al momento de determinar el volumen total de agua a aplicar por día en las vides, se debe considerar la eficiencia del sistema de riego a utilizar, ya que no hay métodos de riego que permitan aplicar el agua con un 100% de eficiencia. Para este proyecto se utilizará un sistema de riego por goteo, este método de riego posee una eficiencia dentro de un rango de 65% a 95% (Holzapfel et al., 2020). Para el diseño se utilizará un valor de un 90% de eficiencia en la aplicación del agua, con la Ecuación 5 se logra calcular el volumen total de agua a aplicar a la planta de forma diaria.

$$Vt = \frac{V arb}{ef}$$

[5]

Donde:

Vt = Volumen total de agua a aplicar (L árbol-1 día-1).

Varb = Volumen de agua requerido por el árbol (L árbol⁻¹ día⁻¹).

ef = Eficiencia de aplicación.

4.5. Análisis para la selección de los emisores

4.5.1. Patrón de humedecimiento

El patrón de humedecimiento describe el diámetro mojado de suelo en base al caudal entregado por el emisor. Este factor puede se describe a través de la relación presentada en la Figura 2.

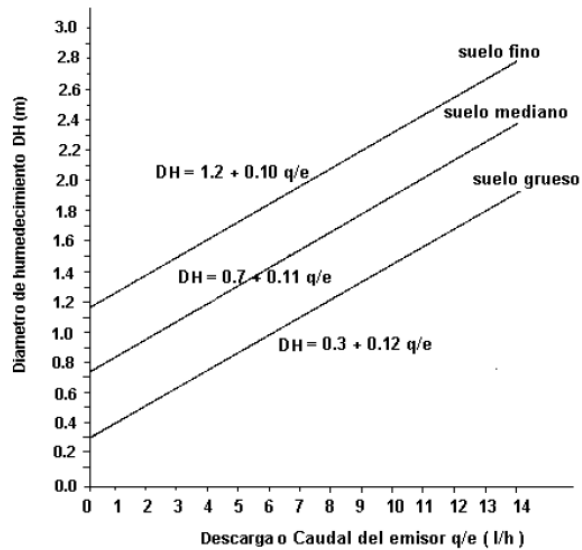


Figura 2. Relación entre el diámetro de humedecimiento (DH) en función del caudal del emisor (q/e). Fuente: Karmeli, 1985.

Como el suelo del predio es arcilloso se utilizará la relación de suelo mediano presentada en la Ecuación 6.

$$DH=0.7+0.11*qe$$

[6]

Donde:

DH = Diámetro humedecimiento (m).

qe = Caudal emisor (L h⁻¹).

Para el cálculo del porcentaje de área de humedecimiento para gotero se utiliza la Ecuación 7.

$$AH = \frac{Ne\pi DH^2}{4Dsh*Deh} * 100 \quad [7]$$

Donde:

AH = Área humedecida (%).

Ne = Número de emisores.

DH = Diámetro humedecimiento (m).

Dsh = Distancia sobre hilera (m).

Deh = Distancia entre hilera (m).

4.5.2. Frecuencia de riego

Para el cálculo de la frecuencia de riego se utiliza la Ecuación 8.

$$FR = \frac{HA Ah CR}{ET_c} \quad [8]$$

Donde:

FR = Frecuencia de riego (días).

HA = Altura de agua aprovechable (mm).

Ah = Área humedecida (fracción).

CR = Criterio de riego.

ET_c = Evapotranspiración de cultivo (mm día⁻¹).

4.5.3. Número de emisores por planta

Para determinar el número de emisores por planta, dependerá de varios factores, uno de estos es el área humedecida mencionada anteriormente, es recomendado que a este porcentaje de área humedecida se encuentre entre

un rango de un 50% hasta un 60%, para realizar de buena manera el riego. (Holzapfel et al, 2020).

Una vez conocida la cantidad de emisores por planta se determinará el tiempo de riego necesario para reponer el agua evapotranspirada por el cultivo, el tiempo de riego necesario se determina a partir de la Ecuación 9.

$$Trs = \frac{Vt}{Ne * Q} \quad [9]$$

Donde:

Trs = Tiempo de riego por subunidad (h).

Vt = Volumen total de agua a aplicar (L árbol⁻¹ día⁻¹).

Ne = Número de emisores.

Q = Caudal del emisor (L h⁻¹).

4.6. Gotero optimo económico

Al momento de seleccionar un emisor es necesario realizar un análisis optimo económico, para de esta forma determinar cuál es el más conveniente. Por esto se analizan distintos emisores de 2, 4 y 8 L h⁻¹, obteniendo costos fijos y variables al sumar estos costos se obtiene el costo total anual por hectárea.

Para este proyecto de estudio se compararán emisores de la marca Netafim modelo Dripnet PC de 16 mm y 20 mm de espesor.

4.6.1. Costos fijos anualizados para goteros

Los costos fijos dependen de distintas variables las cuales son: la vida útil del emisor, la tasa de interés, la cantidad de emisores por planta, el costo del emisor y el costo de instalación para este.

Con los valores ´previamente mencionados se calcula el factor de recuperación del capital (FRC) a partir de la Ecuación 10.

$$FRC(i, n) = \frac{i*(i+1)^n}{(i+1)^n - 1} \quad [10]$$

Donde:

FRC = Factor de recuperación del capital.

i = Tasa de interés.

n = Número de años.

Se debe realizar una búsqueda respecto a los precios de los emisores de distintas marcas en el mercado nacional para gotero autocompensados de 2, 4 y 8 L h⁻¹. Con esto se determina el costo fijo de cada emisor buscado en el mercado a partir de la Ecuación 11.

$$CF = (CI + C) * Ne * FRC(i, n) \quad [11]$$

Donde:

CF = Costo fijo (\$).

CI = Costo de instalación (\$).

C = Costo del emisor (\$).

Ne = Número de emisores por hectárea.

FCR = Factor de recuperación del capital.

n = Número de años.

i = Tasa de interés.

4.6.2. Costos variables para goteros

Para determinar el costo variable para los emisores es necesario conocer la vida útil del emisor, la tasa de interés, así como también las horas de operación del emisor en la temporada, la superficie regada de forma simultánea, la eficiencia de la bomba, el costo del combustible utilizado y la potencia generada por unidad de combustibles.

Con estos valores se calcula el factor de costo equivalente (FCE) a partir de la Ecuación 12, además se puede obtener el costo equivalente de energía (CAEE), con la Ecuación 13

$$FCE(e, i, n) = \left[\frac{(1+e)^n - (1+i)^n}{e-i} \right] * \left[\frac{i}{(1+i)^n - 1} \right] \quad [12]$$

$$CAEE = \frac{hr * cc * FCE(e, i, n)}{Eb * PPUC} \quad [13]$$

Donde

FCE = Factor de costo equivalente.

e = Tasa de incremento anual de energía.

n = Número de años.

i = Tasa de interés.

CAEE = Costo anual equivalente de energía (\$).

hr = Horas de riego (h).

Eb = Eficiencia de la bomba.

PPUC = Potencia generada por unidad combustible.

cc = Costo del combustible (\$).

4.7. Dimensionamiento de la subunidad

4.7.1. Dimensionamiento del lateral

Para el dimensionamiento del largo máximo del lateral se utilizan diferentes diámetros de tubería (16 mm y 20 mm).

La máxima pérdida de carga permitida en el lateral será de 15% de la presión de operación del emisor, para de esta forma tener una buena uniformidad en el lateral, al momento de realizar el riego.

Luego para conocer las pérdidas de carga en el lateral, se realiza de una forma iterativa en la que se va variando el largo de este, hasta alcanzar la máxima pérdida de carga permitida. Para determinar las pérdidas de carga se utiliza la ecuación de Darcy-Weisbach (Ecuación 14), para esto es importante conocer la cantidad de emisores por lateral utilizando la Ecuación 15, con la cantidad de emisores por lateral se puede calcular el factor de salida múltiple (FSM) con la Ecuación 16, finalmente el caudal de cada lateral se calcula con la Ecuación 17.

$$H_f = f * \frac{L}{D^5} * \frac{8 * Ql^2}{\pi^2 g} * FSM \quad [14]$$

Donde:

Hf = Pérdidas de carga (m.c.a).

f = Factor de fricción de Darcy.

L = Largo del lateral (m).

D = Diámetro del lateral (m).

Ql = Caudal del lateral (m³ s⁻¹).

g = Aceleración de gravedad (m s⁻²).

Fsm = Factor de salida múltiple.

$$El = \frac{Ne*Na}{Nl} \quad [15]$$

Donde:

El = Emisores por lateral.

Ne = Número de emisores por árbol.

Na = Número de árbol por lateral.

Nl = Número de laterales por árbol.

$$FSM = \frac{1}{1+B} + \frac{1}{2*n} + \frac{\sqrt{1+B}}{6*n^2} \quad [16]$$

Donde:

FSM = Factor de salidas múltiples.

B = Exponente de la ecuación de pérdida de carga de Darcy (2).

n = Grupo de emisores por lateral.

$$Ql = El * Qe \quad [17]$$

Donde:

Ql = Caudal del lateral ($m^3 s^{-1}$).

El = Emisores por lateral.

Qe = Caudal del emisor ($m^3 s^{-1}$).

4.7.2. Dimensionamiento del secundario

Para el dimensionamiento del largo máximo del secundario se utilizan diferentes diámetros de tubería (25, 32, 40 y 50 mm). Para efectos de esto la máxima pérdida de cargas permitida en el secundario será de 5% de la presión

de operación del emisor, para de esta forma tener una buena uniformidad en el secundario.

Es importante tener en cuenta que la suma de la pérdida de carga del secundario y la pérdida de carga del lateral tiene que ser igual o menor a 20% de la presión nominal del emisor.

Posteriormente para conocer las pérdidas de carga en el secundario, se realiza de una forma iterativa en la que se varía el largo de este, hasta alcanzar la máxima pérdida de carga permitida. Para determinar las pérdidas de carga se utiliza la ecuación de Darcy-Weisbach (Ecuación 14), para esto es importante conocer la cantidad de laterales por hilera utilizando la Ecuación 18, con la cantidad de laterales se puede calcular el factor de salida múltiple (FSM) con la Ecuación 16, finalmente el caudal de cada secundario se calcula con la Ecuación 19.

$$NI = Ls * Ns \quad [18]$$

Donde:

NI = Número de laterales.

Ls = Número de laterales por salida.

Ns = Número de salida.

$$Qs = NI * Ql \quad [19]$$

Donde:

Qs = Caudal del secundario ($m^3 s^{-1}$).

NI = Número de laterales.

Ql = Caudal del lateral ($m^3 s^{-1}$).

4.7.3. Ajustes de la subunidad al área del predio

Al momento de realizar el ajuste de la subunidad al predio, hay que considerar el tiempo de riego necesario para cada sector y el tiempo máximo de riego al día, a partir de la Ecuación 20, se puede determinar el número de sectores regados al día.

$$N^{\circ} \text{ sectores} = \frac{\text{Trd}}{\text{Trs}} \quad [20]$$

Donde:

N° sectores = Número de sectores regados al día.

Trd = Tiempo de riego disponible en el día (h).

Trs = Tiempo de riego por subunidad (h).

4.8. Dimensionamiento fotovoltaico

La energía producida por el parque fotovoltaico es posible de determinar mediante la plataforma “Explorador Solar”, desarrollada por el Departamento de Geofísica de la Universidad de Chile. Para ello se requieren una serie de pasos, tales como la ubicación del proyecto y parámetros de los paneles fotovoltaicos a trabajar.

Luego de ingresar las coordenadas geográficas del proyecto (latitud y longitud), o por medio de coordenadas UTM se procede a incorporar parámetros característicos del panel fotovoltaico tales como números de celdas por panel, voltaje y corriente de operación, coeficientes de temperatura de la celda, inclinación y dirección del panel, entre otros. En este caso de

estudio se trabajará con paneles solares de la Canadian Solar modelo CS3W-455Ms de 455 Wp.

Posteriormente la plataforma del explorador solar arroja como resultado la energía generada por un módulo fotovoltaico durante todos los meses del año, este resultado se puede extrapolar a cualquier cantidad de módulos.

En primer lugar, debe verificarse si la energía generada por el sistema fotovoltaico proyectado es acorde al consumo energético de la electrobomba respectiva. Para poder conocer cuál es el consumo energético que tiene la electrobomba se utiliza la Ecuación 21 la cual permite calcular la potencia eléctrica absorbida de esta.

$$P1 = \sqrt{3} * V * I * \text{Cos}\varphi \quad [21]$$

Donde:

P1 = Potencia eléctrica absorbida por la bomba (W).

V = Voltaje aplicado a la bomba (V).

I = Corriente consumida por la bomba(A).

Cos φ = Factor de potencia.

Ya comprendiendo la manera de cómo se logra determinar la potencia eléctrica promedio generada por el sistema, es posible determinar cuántas son las horas en que la potencia fotovoltaica generada es igual o mayor a la potencia eléctrica requerida por la electrobomba.

Para el caso de sistemas fotovoltaicos que utilizan variadores de frecuencia y electrobombas convencionales, se requiere utilizar el método de leyes de afinidad para bombas centrífugas. Este método se basa en tres ecuaciones (Ecuación 22,23 y 24), considerando el diámetro del impulsor constante. Cabe señalar que estas ecuaciones asumen que la eficiencia de la bomba permanece constante.

El flujo volumétrico es proporcional a la velocidad del eje (Ecuación 22).

$$\frac{Q_1}{Q_2} = \left(\frac{N_1}{N_2}\right) \quad [22]$$

La presión estática de la bomba es proporcional al cuadrado de la velocidad del eje (Ecuación 23).

$$\frac{H_1}{H_2} = \left(\frac{N_1}{N_2}\right)^2 \quad [23]$$

La potencia eléctrica absorbida por el motor de la bomba es proporcional al cubo de la velocidad del eje (Ecuación 24).

$$\frac{P_1}{P_2} = \left(\frac{N_1}{N_2}\right)^3 \quad [24]$$

Donde:

Q = Corresponde al flujo volumétrico en (L s⁻¹).

N = Corresponde a la velocidad del eje del motor (RPM).

H = Corresponde a la presión estática de la bomba (m).

P = Corresponde a la potencia eléctrica absorbida por la bomba (W).

La Ecuación 25 permite determinar las frecuencias asociadas a diferentes velocidades del eje del motor.

$$N_s = \frac{120 * f * (1 - S)}{p} \quad [25]$$

Donde:

N_s = Velocidad asincrónica del motor (RPM).

f = Frecuencia a la cual opera el motor en Hertz (Hz).

S = Deslizamiento.

p = Cantidad de polos magnéticos que tiene el motor.

Para determinar las diferentes frecuencias de la electrobomba frente a diferentes niveles de velocidad del eje motor es necesario utilizar la Ecuación 26.

$$f = \frac{N_s * p}{120 * (1 - s)} \quad [26]$$

Donde:

f = Frecuencia a la cual opera el motor en Hertz (Hz).

N_s = Velocidad asincrónica del motor (RPM).

p = Cantidad de polos magnéticos que tiene el motor.

S = Deslizamiento.

4.9. Variabilidad de costos y producción

4.9.1 Costos fijos anualizados.

Los costos fijos dependen de distintas variables las cuales son: la vida útil del proyecto, la tasa de interés, costos de las bombas, paneles, tuberías, cables, estructuras y los costos de instalación para estos sistemas.

Con los valores previamente mencionados se calcula el factor de recuperación del capital (FRC) a partir de la Ecuación 10.

$$FRC(i, n) = \frac{i*(i+1)^n}{(i+1)^n - 1} \quad [10]$$

Donde:

FRC = Factor de recuperación del capital.

i = Tasa de interés.

n = Número de años.

Se debe realizar una búsqueda respecto a los precios de los paneles como de las bombas y tuberías disponibles en el mercado adicionándole el costo de instalación. Con esto se determina el costo fijo de cada proyecto, a partir de la Ecuación 27.

$$CF A = C_{P+B+Tb} * FRC(i, n) \quad [27]$$

Donde:

CF A = Costo fijo anualizado (\$).

C_{P+B+Tb} = Costos de paneles más bomba más tuberías (\$).

FCR = Factor de recuperación del capital.

i = Tasa de interés.

n = Número de años.

Para el cálculo del costo anual total se utiliza la Ecuación 28.

$$CA T = CF A + MA \quad [28]$$

Donde:

CA T = Costo anual total (\$).

CF A = Costo fijo anualizado (\$).

MA = Mantenimiento anual (\$).

4.9.2 Costo del kilo Watt hora

Para el cálculo de los costos totales de los arreglos fotovoltaicos de cada proyecto se utiliza la Ecuación 29.

$$CT = (PP * NP) + P Vf + C I + (C_{E+C}) \quad [29]$$

Donde:

CT = Costo total (\$).

PP = Precio paneles fotovoltaicos (\$).

NP = Numero de paneles.

P Vf = Precio variador de frecuencia (\$).

C I = Costo de instalación (\$).

C_{E+C} = Costo estructuras más cables (\$).

Para el cálculo de los costos fijos anuales se utiliza la Ecuación 30.

$$CF A_E = CT * FRC \quad [30]$$

Donde:

CT A_E = Costo fijo anual energía (\$).

CT = Costo total (\$).

FRC = Factor de recuperación del capital.

Para el cálculo de los costos anuales totales se utiliza la Ecuación 31.

$$CA T_E = CF A_E * MA \quad [31]$$

Donde:

CA T_E = Costo anual total energía (\$).

CF A_E = Costo fijo anual energía (\$).

MA = Mantenimiento anual (\$).

Para el cálculo de la generación energética fotovoltaica al mes se utiliza la Ecuación 32.

$$GFv M = (\sum GFv) * Dm \quad [32]$$

Donde:

GFv M = Generación energética fotovoltaica al mes (kW h⁻¹).

GFv = Generación fotovoltaica (kW h⁻¹).

Dm = Días por mes.

Para el cálculo de la generación energética fotovoltaica en la temporada de riego se utiliza la Ecuación 33.

$$GFv Tr = (\sum GFv M) \quad [33]$$

Donde:

GFv Tr = Generación energética fotovoltaica en la temporada de riego (kW h⁻¹).

GFv M = Generación energética fotovoltaica al mes (kW h⁻¹).

Para calcular el precio del kilo Watt hora se utiliza la Ecuación 34.

$$P kWh = CA T_E / (GFv Tr * NP) \quad [34]$$

Donde:

P kWh = Precio del kilo Watt hora (\$).

CA T_E = Costo anual total energía (\$).

GFv Tr = Generación energética fotovoltaica en la temporada de riego (kW h⁻¹).

NP = Numero de paneles fotovoltaicos.

5. RESULTADOS Y DISCUSIONES

5.1. Requerimiento hídrico

5.1.1. Características físico-hídricas del suelo

El predio donde se llevará a cabo el proyecto posee un suelo de tipo arcilloso de la serie cauquenes. Tabla 1.

5.1.2. Profundidad radical

El sistema radical alcanza una gran extensión en superficie y en profundidad pudiendo explorar un gran volumen de suelo pudiendo alcanzar longitudes mayores a 3 metros, Sin embargo, normalmente la concentración de las raíces se encuentra en los primeros 70 cm del suelo. Tabla 2.

5.1.3. Agua aprovechable que soporta el suelo

A través de los antecedentes del suelo (Tabla 1.) reemplazando los datos en la Ecuación 1 se obtiene una altura de agua aprovechable de 54 mm para el suelo del predio en estudio.

5.2. Análisis de la determinación de los requerimientos de cultivo.

5.2.1. Evaporación de referencia

La evaporación de referencia utilizada fue la que satisfacía el 85% de la probabilidad en el periodo de máxima demanda hídrica (enero), para los datos históricos (2017– 2021) con 5 días consecutivos, ya que en este periodo la

planta comienza a tener respuestas al déficit de agua. Estos datos fueron obtenidos de la estación de agro climatología INIA, para la localidad de Ninhue. El valor obtenido con la distribución de Weibull al 85% de probabilidad en la temporada de riego para 5 días consecutivos fue de 7,25 mm día⁻¹ como se muestra en la Tabla 3.

Tabla 3. Datos de evapotranspiración de referencia (ET_r) para el mes de máxima demanda “enero”, para un periodo de análisis de 3, 5 y 7 días al 50%, 75% y 85%.

Probabilidad	ET _r . 3 días (mm/día)	ET _r . 5 días (mm/día)	ET _r . 7 días (mm/día)
50%	6,57	6,55	6,50
75%	7,06	7,00	6,97
85%	7,32	7,25	7,23

5.2.2. Porcentaje de cobertura o sombreado

Para este proyecto se consideró un porcentaje de cobertura o sombreado correspondiente al 60%, que es el utilizado para determinar la evapotranspiración de cultivo, cuando la planta se encuentra en su etapa adulta. En la Tabla 4, se mostrarán los factores característicos para las vides.

Tabla 4. Factores característicos (F1 y F2) de vides.

Cultivo	F1	F2
Vitis vinifera	1,02	0,11

5.2.3. Volumen de agua que requiere el frutal

Para determinar el volumen de agua requerido por las vides, primero se debe determinar el factor de cultivo utilizando la Ecuación 2, donde se consideró un porcentaje de sombreado de un 60% y parámetros característicos de la vid de la Tabla 4 como se mencionó anteriormente, posterior a esto para obtener la evapotranspiración de cultivo es necesario tener los antecedentes tanto de factor del cultivo como de evapotranspiración de referencia mediante la Ecuación 3.

Reemplazando los valores en la Ecuación 3 se obtiene que la evapotranspiración de cultivo es de $5,23 \text{ mm día}^{-1}$.

En el predio la distribución de la vid será de $2,5 \text{ m} \times 1 \text{ m}$, es decir que la distancia entre hilera es de $2,5 \text{ m}$ y la distancia sobre hilera es de 1 m . Con la evapotranspiración de cultivo ya determinada y conociendo el marco de plantación de las vides se puede determinar el volumen de agua requerido por este, utilizando la Ecuación 4.

Al reemplazar los valores en la Ecuación 4 se obtiene que el volumen requerido por la planta al día es de $13,08 \text{ L árbol}^{-1} \text{ día}^{-1}$.

5.2.4. Volumen total aplicar

Para el diseño se utilizará un valor de un 90% de eficiencia en la aplicación del agua. Con la Ecuación 5 se calculó el volumen total de agua a aplicar a la planta de forma diaria.

Remplazando los valores en la Ecuación 5 se obtiene que el volumen total de agua a aplicar por planta es de 14,54 L árbol⁻¹ día⁻¹.

5.3. Análisis para la selección de los emisores

5.3.1. Patrón de humedecimiento

Utilizando las Ecuaciones 6 y 7 se determinó el diámetro de humedecimiento y el porcentaje de área humedecida para los diferentes goteros, estos valores se presentan en la Tabla 5.

Tabla 5. Análisis del porcentaje de suelo mojado con distintas configuraciones para los distintos emisores.

Caudal del emisor (L/h)	Diámetro de humedecimiento (m)	Nº emisores	Área mojada por emisor (m ²)	Área mojada por los emisores (m ²)	Suelo mojado (%)
2	0,92	2	0,7	1,3	53,2
4	1,14	1	1,0	1,0	40,8
8	1,58	1	2,0	2,0	78,4

5.3.2. Frecuencia de riego

La frecuencia de riego para el mes de máxima demanda hídrica (enero) se calcula utilizando la Ecuación 8, la cual nos da una frecuencia de riego de 2 días.

5.3.3 Numero de emisores por planta

En la Tabla 5 se puede observar el número de emisores y el área humedecidas para los distintos emisores analizados: goteros de 2, 4, 8 L h⁻¹.

Una vez conocida la cantidad de emisores reemplazando los datos en la Ecuación 9, se puede obtener la cantidad de horas necesarias de funcionamiento del emisor para suplir el consumo diario de las vides para los meses de riego, al reemplázalos en la Ecuación 9 se obtiene un funcionamiento de 3.6 horas de los emisores para suplir el consumo diario del árbol en los meses de riego.

5.4. Gotero optimo económico

5.4.1. Costos fijos anualizados para goteros

Los costos fijos dependen de distintas variables como, valores de tasa de interés, vida útil del gotero, costo de instalación del emisor, número de emisores y costo del emisor, estos datos se presentan en la Tabla 6.

Tabla 6. Número de años (n), tasa de interés (i), costo de instalación (Ci) y costo del emisor (Ce.)

Datos económicos	
n (años)	20
i (%)	8
Ci (\$)	10
Ce (\$)	165

Fuente Tasa de interés: "Banco Central 2021"

Con los valores de la Tabla 6 se calcula el factor de recuperación del capital (FRC) a partir de la Ecuación 10, obteniendo un valor de 0,102.

Con esto se determina el costo fijo de cada emisor a partir de la Ecuación 11.

5.4.2. Costos variables para goteros

Para obtener los costos variables, se obtienen los valores de tasa de interés, tasa de crecimiento de la energía, horas de operación al año, costo del combustible, potencia generada por unidad de combustible, superficie regada en forma simultánea y eficiencia de la bomba, esta información se presenta en la Tabla 7.

Tabla 7. Tasa de incremento anual de energía (e), horas de riego durante la temporada (hr), eficiencia de la bomba (Eb), costo de combustible (cc), potencia generada por unidad combustible (PPUC).

Datos económicos	
e (%)	0
hr (h)	1440
Eb (%)	75
cc (\$)	80
PPUC (HP h kW ⁻¹ h ⁻¹)	1,2

Con los datos de la Tabla 7, se calcula el factor de costo equivalente (FCE) a partir de la Ecuación 12, además se puede obtener el costo equivalente de energía (CAEE), con la Ecuación 13.

Remplazando los valores de la Tabla 7 en la Ecuación 12, se obtuvo un valor del factor de costo equivalente de 1,0 y al remplazar los valores de la Tabla 7 en la Ecuación 13, se obtuvo un valor de costo anual equivalente de energía de \$128.

Con los antecedentes previamente determinados se iniciará el proceso de selección de emisores, tuberías (óptimo económico), bombas, y paneles fotovoltaicos.

Tabla 8. Lista de goteros con sus respectivas características y costos como, tamaño del predio (TDP), número de años (N°a), interés (I), costo de instalación (C I), costo del gotero (C G), numero de emisores (N°e), factor de recuperación del capital (FRC), caudal del emisor (Q e), presión del emisor (P e), superficie (S), costos fijos anualizados (CF A), costos variables (CV), costos totales anualizados (CTA) y costos totales analizadas por hectárea (CTA ha).

Gotero Dripnet PC		16 mm	20 mm	16 mm	20 mm	16 mm	20 mm	16 mm	20 mm
Tdp	ha	0,5	0,5	1	1	2	2	3	3
N°a	años	20	20	20	20	20	20	20	20
i	factor	0	0	0	0	0	0	0	0
C I	\$	10	10	10	10	10	10	10	10
C G	\$	165	196	165	196	165	196	165	196
N° e	unidad	4000	4000	8000	8000	16000	16000	24000	24000
FRC	factor	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Q e	l/hr	2	2	2	2	2	2	2	2
P e	mca	5	5	5	5	5	5	5	5
S	m2	5000	5000	10000	10000	20000	20000	30000	30000
CF A	\$	71.215	83.934	142.430	167.869	284.860	335.737	427.290	503.606
CV	\$	27.887	27.887	27.887	27.887	27.887	27.887	27.887	27.887
CTA	\$	99.102	111.821	170.317	195.755	312.747	363.624	455.177	531.493
CTA ha	\$	198.204	223.642	170.317	195.755	104.249	121.208	151.726	177.164

A partir de la Tabla 8 se selecciona el emisor optimo económico, para los 4 escenarios de (0,5, 1, 2 y 3 hectáreas), el cual nos da como resultado que el emisor Dripnet PC 16 mm autocompensado de 2 L h⁻¹ es el más económico en los 4 escenarios.

Así más adelante podemos relacionar demanda con cantidad de energía requerida por el sistema (demanda hídrica en función de la presión de trabajo)

5.5. Dimensionamiento de la subunidad

Dado que la frecuencia de riego es de 2 días, el tiempo de riego requerido es de 3.6 horas y los tamaños de los predios son relativamente pequeños de 0,5 a 3 hectáreas, el criterio de la pérdida de carga permisible del 20% de la presión de operación del emisor entre laterales y secundarios son valores muy pequeños, lo cual nos permite programar y sectorizar el riego en subunidades de (0,125 a 0,75) hectáreas, regando 2 subunidades al día por predio lo que se muestra de la Figura 11 a la Figura 18.

5.6. Demanda y disponibilidad energética

A partir de los requerimientos hídricos se estima la energía requerida por el sistema y se hace el dimensionamiento de la energía fotovoltaica para impulsar la bomba, ya sea para una bomba solar (corriente continua) como una bomba convencional con variador de frecuencia (corriente alterna).

Adicional a esto, se cuantificará la disponibilidad de energía con el explorador solar para obtener valores estimados de radiación temporal diaria, promedio diario mensual, periodo de riego (octubre-marzo) y el “mes crítico”, o de máxima demanda (enero).

Tabla 9. Generación fotovoltaica (GFv) de un panel solar marca Canadian Solar modelo CS3W-455Ms de 455 Wp a lo largo de un día promedio para los diferentes meses de la temporada de riego.

	9:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00
	GFv (kW h ⁻¹)									
Octubre	0,152	0,203	0,245	0,267	0,268	0,246	0,216	0,166	0,095	0,032
Noviembre	0,190	0,251	0,299	0,325	0,328	0,305	0,266	0,204	0,124	0,047
Diciembre	0,190	0,257	0,307	0,333	0,339	0,322	0,289	0,229	0,153	0,071
Enero	0,177	0,250	0,306	0,341	0,353	0,336	0,303	0,248	0,172	0,087
Febrero	0,156	0,231	0,291	0,327	0,342	0,332	0,302	0,244	0,165	0,078
Marzo	0,129	0,200	0,254	0,288	0,298	0,288	0,257	0,202	0,128	0,047

Fuente: Ministerio de Energía. 2022.

A Continuación, desde la Figura 3 hasta la Figura 10 se representa la generación fotovoltaica para cada caso con determinado número de paneles solares en función del requerimiento energético de las diferentes bombas (Ecuación 21) para cada escenario a lo largo del día.

Obteniendo para cada caso las horas de operación al día que el sistema funciona dentro de los parámetros permisibles por la comisión nacional de riego para este tipo de sistemas. Utilizando diferentes ecuaciones (Ecuación 22 a la 26), representadas desde la Tabla 10 a la 17 respectivamente.

La Figura 3 muestra la relación entre demanda energética de una bomba solar ($p_1 = 0,33$ kW) para regar 0,5 hectáreas, bomba de la marca Lorentz modelo PS2-600 CS-F4-3 en función de la generación energética de 2 y 3 paneles solares de la marca Canadian Solar de 455 Wp a lo largo de un día promedio del mes de enero.

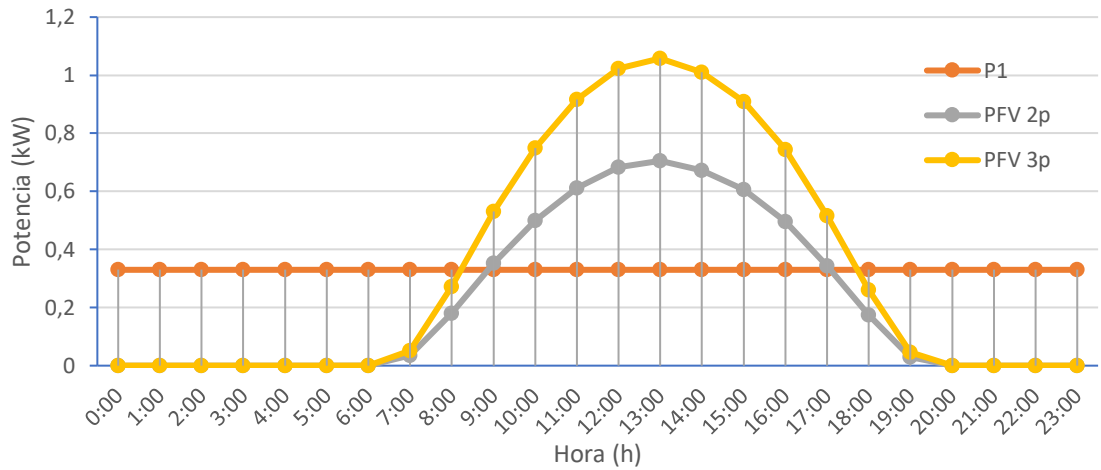


Figura 3. Relación entre potencia fotovoltaica (Potencia) a lo largo de las horas de un día promedio del mes de máxima demanda “enero” (Hora), predio de 0,5 hectáreas con bomba solar.

La bomba solar seleccionada de la marca Lorentz modelo PS2-600 CS-F4-3 opera con un caudal $Q=0,7 \text{ L s}^{-1}$, presión manométrica de la bomba $H=19 \text{ m}$, el cual con 2 paneles fotovoltaico satisface las necesidades de operación del sistema mostrado en la Tabla 10, el caudal y presión mínimo de operación del sistema es $Q_{\min}=0,6 \text{ L s}^{-1}$ y $H_{\min}=18 \text{ m}$.

Tabla 10. Potencia fotovoltaica por 2 paneles (Pot FV), revoluciones (N2), presión de la bomba (H), caudal (Q) y frecuencia (f), “0,5 ha, bomba solar”.

	0-5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20-23
Pot FV (W)	0	0,3	34	181	354	499	611	682	705	673	606	496	344	174	30	0
N2 (RPM)	-	287	1366	2374	2900	2900	2900	2900	2900	2900	2900	2900	2900	2342	1307	-
H (m)	-	0,2	4,2	12,7	19	19	19	19	19	19	19	19	19	12,4	3,9	-
Q (L/s)	-	0,1	0,3	0,6	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,6	0,3	-
Q (m3/h)	-	0,2	1,2	2,1	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,0	1,1	-
f (hz)	-	5	23	41	50	50	50	50	50	50	50	50	50	40	22	-

La Figura 4 muestra la relación entre demanda energética de una bomba convencional con variador de frecuencia ($p_1 = 0,65 \text{ kW}$) para regar 0,5 hectáreas, bomba de la marca Pentax modelo CMT 50 en función de la generación energética de 3, 4 y 5 paneles solares de la marca Canadian Solar de 455 Wp a lo largo de un día promedio del mes de enero.

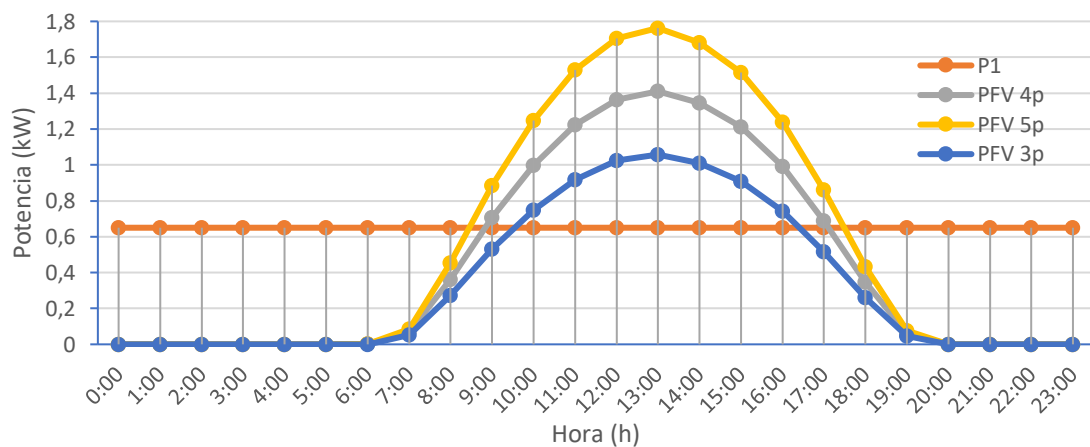


Figura 4. Relación entre potencia fotovoltaica (Potencia) a lo largo de las horas de un día promedio del mes de máxima demanda “enero” (Hora), predio de 0,5 hectáreas con bomba convencional mas variador de frecuencia.

La bomba seleccionada de la marca Pentax modelo CMT 50 opera con un caudal $Q = 0,7 \text{ L s}^{-1}$, presión manométrica de la bomba $H = 19 \text{ m}$, el cual con 3 paneles fotovoltaico satisface las necesidades de operación del sistema mostrado en la Tabla 11, el caudal y presión mínimo de operación del sistema es $Q_{\min} = 0,6 \text{ L s}^{-1}$ y $H_{\min} = 18 \text{ m}$.

Tabla 11. Potencia fotovoltaica por 3 paneles (Pot FV), revoluciones (N2), presión de la bomba (H), caudal (Q) y frecuencia (f), “0,5 ha, variador de frecuencia”.

	0-5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20-23
Pot FV (W)	0	0	52	272	530	749	917	1024	1058	1009	910	744	516	261	45	0
N2 (RPM)	-	262	1247	2168	2710	2900	2900	2900	2900	2900	2900	2900	2685	2138	1194	-
H (m)	-	0,2	3,5	10,6	16,6	19	19	19	19	19	19	19	16,3	10,3	3,2	-
Q (L/s)	-	0,1	0,3	0,5	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,6	0,5	0,3	-
Q (m3/h)	-	0,2	1,1	1,9	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,3	1,9	1,0	-
f (hz)	-	5	21	37	47	50	50	50	50	50	50	50	46	37	21	-

La figura 5 muestra la relación entre demanda energética de una bomba solar ($p_1 = 0,55 \text{ kW}$) para regar 1 hectárea, bomba de la marca Lorentz modelo PS2-600 CS-F4-3 en función de la generación energética de 3 y 4 paneles solares de la marca Canadian Solar de 455 Wp a lo largo de un día promedio del mes de enero.

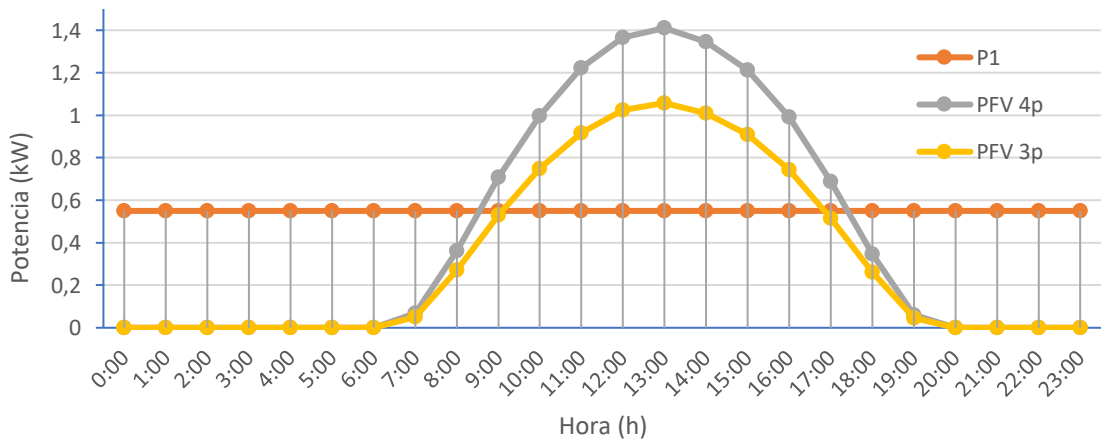


Figura 5. Relación entre potencia fotovoltaica (Potencia) a lo largo de las horas de un día promedio del mes de máxima demanda “enero” (Hora), predio de 1 hectárea con bomba solar.

La bomba solar seleccionada de la marca Lorentz modelo PS2-600 CS-F4-3 opera con un caudal $Q=1,3 \text{ L s}^{-1}$, presión manométrica de la bomba $H=22 \text{ m}$, el cual con 3 paneles fotovoltaico satisface las necesidades de operación del sistema mostrado en la Tabla 12, el caudal y presión mínimo de operación del sistema es $Q_{\min}=1,1 \text{ L s}^{-1}$ y $H_{\min}20 \text{ m}$.

Tabla 12. Potencia fotovoltaica por 3 paneles (Pot FV), revoluciones (N2), presión de la bomba (H), caudal (Q) y frecuencia (f), “1 ha, bomba solar”.

	0-5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20-23
Pot FV (W)	0	0	52	272	530	749	917	1024	1058	1009	910	744	516	261	45	0
N2 (RPM)	-	277	1319	2292	2865	2900	2900	2900	2900	2900	2900	2900	2839	2261	1262	-
H (m)	-	0,2	4,6	14	21	22	22	22	22	22	22	22	21	13	4	-
Q (L/s)	-	0,1	0,6	1,1	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,0	0,6	-
Q (m3/h)	-	0,5	2,2	3,8	4,7	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,7	3,7	2,1	-
f (hz)	-	5	23	39	49	50	50	50	50	50	50	50	49	39	22	-

La Figura 6 muestra la relación entre demanda energética de una bomba convencional con variador de frecuencia ($p_1= 1,17 \text{ kW}$) para regar 1 hectárea, bomba de la marca Pentax modelo CMT 100 en función de la generación energética de 5, 6 y 7 paneles solares de la marca Canadian Solar de 455 Wp a lo largo de un día promedio del mes de enero.

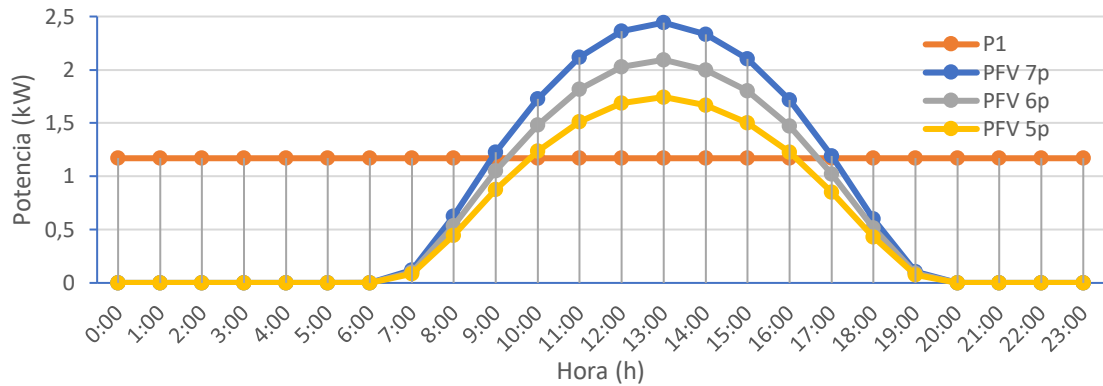


Figura 6. Relación entre potencia fotovoltaica (Potencia) a lo largo de las horas de un día promedio del mes de máxima demanda “enero” (Hora), predio de 1 hectárea con bomba convencional mas variador de frecuencia.

La bomba seleccionada de la marca Pentax modelo CMT 100 opera con un caudal $Q=1,3 \text{ L s}^{-1}$, presión manométrica de la bomba $H=27 \text{ m}$, el cual con 5 paneles fotovoltaico satisface las necesidades de operación del sistema mostrado en la Tabla 13, el caudal y presión mínimo de operación del sistema es $Q_{\min}=1,1 \text{ L s}^{-1}$ y $H_{\min}=20 \text{ m}$.

Tabla 13. Potencia fotovoltaica por 5 paneles (Pot FV), revoluciones (N2), presión de la bomba (H), caudal (Q) y frecuencia (f), “1 ha, variador de frecuencia”.

	0-5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20-23
Pot FV (W)	0	1	86	453	884	1248	1529	1706	1763	1682	1516	1239	860	434	76	0
N2 (RPM)	-	256	1216	2113	2641	2900	2900	2900	2900	2900	2900	2900	2617	2084	1164	-
H (m)	-	0,2	4,7	14,3	22,4	27	27	27	27	27	27	27	22,0	13,9	4,3	-
Q (L/s)	-	0,1	0,6	1,0	1,2	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,2	1,0	0,5	-
Q (m3/h)	-	0,4	2,0	3,5	4,4	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,3	3,4	1,9	-
f (hz)	-	4	21	36	45	50	50	50	50	50	50	50	45	36	20	-

La Figura 7 muestra la relación entre demanda energética de una bomba solar ($p_1 = 1,2 \text{ kW}$) para regar 2 hectáreas, bomba de la marca Leo modelo 4LPS 8/8 en función de la generación energética de 5, 6 y 7 paneles solares de la marca Canadian Solar de 455 Wp a lo largo de un día promedio del mes de enero.

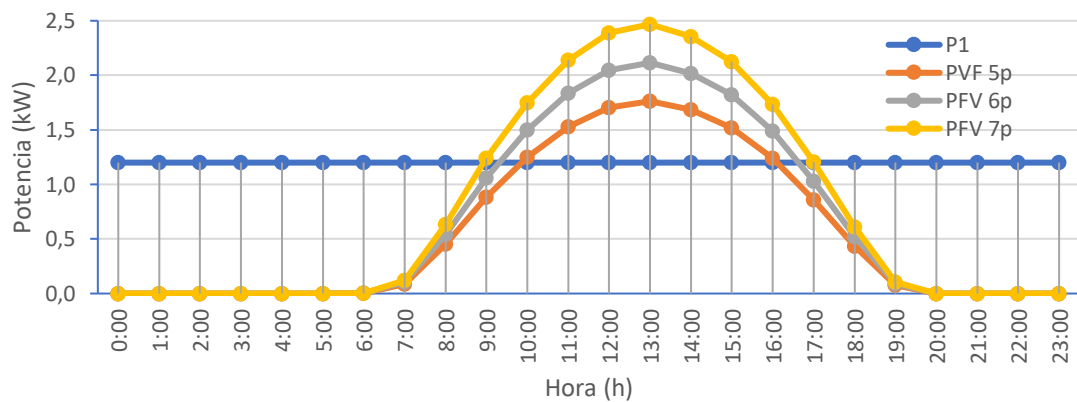


Figura 7. Relación entre potencia fotovoltaica (Potencia) a lo largo de las horas de un día promedio del mes de máxima demanda “enero” (Hora) predio de 2 hectáreas con bomba solar.

La bomba solar seleccionada de la marca Leo modelo 4LPS 8/8 opera con un caudal $Q = 2,5 \text{ L s}^{-1}$, presión manométrica de la bomba $H = 22 \text{ m}$, el cual con 5 paneles fotovoltaico satisface las necesidades de operación del sistema mostrado en la Tabla 14, el caudal y presión mínimo de operación del sistema es $Q_{\min} = 2,2 \text{ L s}^{-1}$ y $H_{\min} = 21 \text{ m}$.

Tabla 14. Potencia fotovoltaica por 5 paneles (Pot FV), revoluciones (N2), presión de la bomba (H), caudal (Q) y frecuencia (f), “2 ha, bomba solar”.

	0-5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20-23
Pot FV (W)	0	1	86	453	884	1248	1529	1706	1763	1682	1516	1239	860	434	76	0
N2 (RPM)	-	253	1206	2095	2619	2900	2900	2900	2900	2900	2900	2900	2595	2067	1154	-
H (m)	-	0,2	3,8	11,5	17,9	22	22	22	22	22	22	22	17,6	11,2	3,5	-
Q (L/s)	-	0,2	1,0	1,8	2,3	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,2	1,8	1,0	-
Q (m3/h)	-	0,8	3,7	6,5	8,1	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	8,1	6,4	3,6	-
f (hz)	-	4	21	36	45	50	50	50	50	50	50	50	45	36	20	-

La Figura 8 muestra la relación entre demanda energética de una bomba convencional con variador de frecuencia ($p_1 = 1,66 \text{ kW}$) para regar 2 hectáreas, bomba de la marca Pedrollo modelo CP 170M en función de la generación energética de 6, 7 y 8 paneles solares de la marca Canadian Solar de 455 Wp a lo largo de un día promedio del mes de enero.

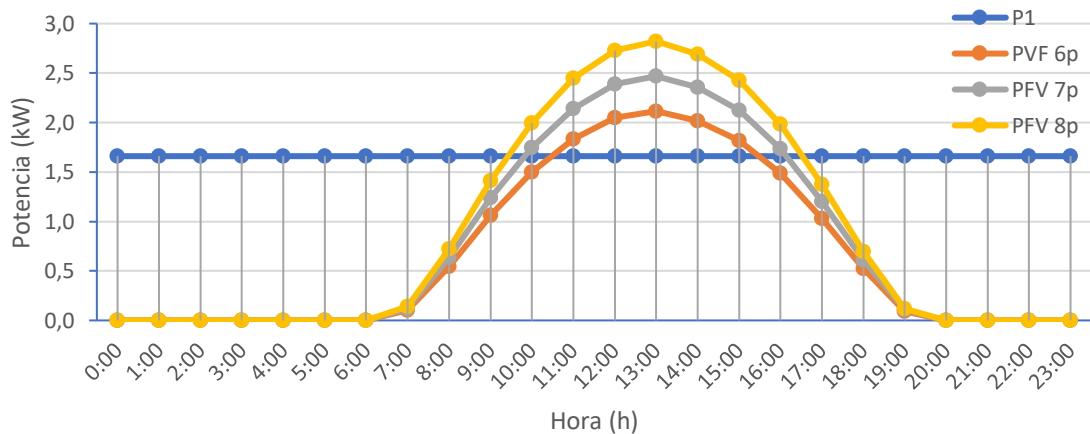


Figura 8. Relación entre potencia fotovoltaica (Potencia) a lo largo de las horas de un día promedio del mes de máxima demanda “enero” (Hora), predio de 2 hectáreas con bomba convencional mas variador de frecuencia.

La bomba seleccionada de la marca Pedrollo modelo CP 170M opera con un caudal $Q=2,5 \text{ L s}^{-1}$, presión manométrica de la bomba $H=23 \text{ m}$, el cual con 7 paneles fotovoltaico satisface las necesidades de operación del sistema mostrado en la Tabla 15, el caudal y presión mínimo de operación del sistema es $Q_{\min}=2,2 \text{ L s}^{-1}$ y $H_{\min}=21 \text{ m}$.

Tabla 15. Potencia fotovoltaica por 7 paneles (Pot FV), revoluciones (N2), presión de la bomba (H), caudal (Q) y frecuencia (f), “2 ha, variador de frecuencia”.

	0-5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20-23
Pot FV (W)	0	1	121	634	1238	1747	2140	2388	2468	2355	2123	1735	1204	608	106	0
N2 (RPM)	-	254	1210	2104	2630	2900	2900	2900	2900	2900	2900	2900	2606	2075	1159	-
H (m)	-	0,2	4,0	12,1	18,9	23	23	23	23	23	23	23	18,6	11,8	3,7	-
Q (L/s)	-	0,2	1,0	1,8	2,3	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,2	1,8	1,0	-
Q (m3/h)	-	0,8	3,8	6,5	8,2	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	8,1	6,4	3,6	-
f (hz)	-	4	21	36	45	50	50	50	50	50	50	50	45	36	20	-

La Figura 9 muestra la relación entre demanda energética de una bomba solar ($p_1= 1,6 \text{ kW}$) para regar 3 hectáreas, bomba de la marca Samkin modelo N5SP10-4 en función de la generación energética de 8, 9 y 10 paneles solares de la marca Canadian Solar de 455 Wp a lo largo de un día promedio del mes de enero.

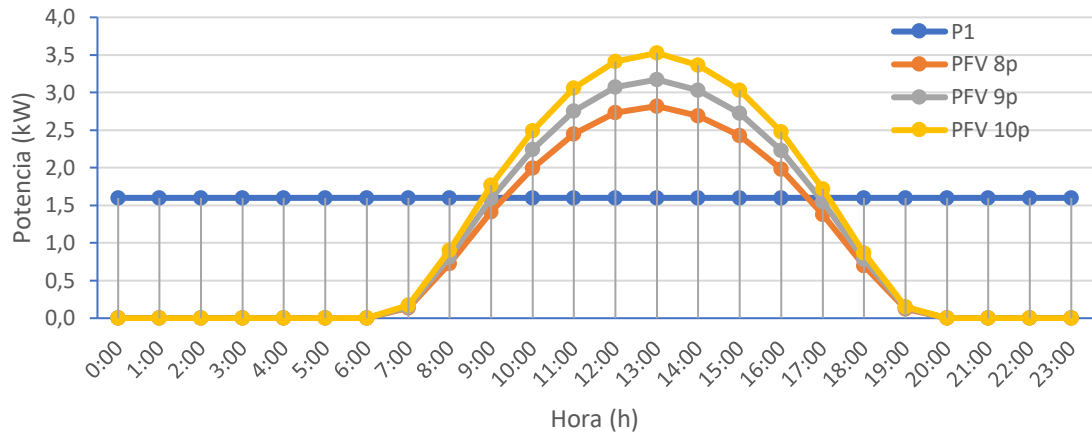


Figura 9. Relación entre potencia fotovoltaica (Potencia) a lo largo de las horas de un día promedio del mes de máxima demanda “enero” (Hora), predio de 3 hectáreas con bomba solar.

La bomba solar seleccionada de la marca Samkin modelo N5SP10-4 opera con un caudal $Q=3,3 \text{ L s}^{-1}$, presión manométrica de la bomba $H=22 \text{ m}$, el cual con 8 paneles fotovoltaico satisface las necesidades de operación del sistema mostrado en la Tabla 16, el caudal y presión mínimo de operación del sistema es $Q_{\min}=3,3 \text{ L s}^{-1}$ y $H_{\min}=20 \text{ m}$.

Tabla 16. Potencia fotovoltaica por 8 paneles (Pot FV), revoluciones (N2), presión de la bomba (H), caudal (Q) y frecuencia (f), “3 ha, bomba solar”.

	0-5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20-23
Pot FV (W)	0	1	138	724	1414	1996	2446	2730	2820	2692	2426	1983	1376	695	121	0
N2 (RPM)	-	269	1281	2227	2783	2900	2900	2900	2900	2900	2900	2900	2758	2196	1226	-
H (m)	-	0,2	4,3	13,0	20,3	22	22	22	22	22	22	22	19,9	12,6	3,9	-
Q (L/s)	-	0,3	1,5	2,5	3,2	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,1	2,5	1,4	-
Q (m3/h)	-	1,1	5,2	9,1	11,4	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	11,3	9,0	5,0	-
f (hz)	-	5	22	38	48	50	50	50	50	50	50	50	47	38	21	-

La Figura 10 muestra la relación entre demanda energética de una bomba convencional con variador de frecuencia ($p_1 = 1,83 \text{ kW}$) para regar 3 hectáreas, bomba de la marca Pedrollo modelo CP 160C en función de la generación energética de 8, 9 y 10 paneles solares de la marca Canadian Solar de 455 Wp a lo largo de un día promedio del mes de enero.

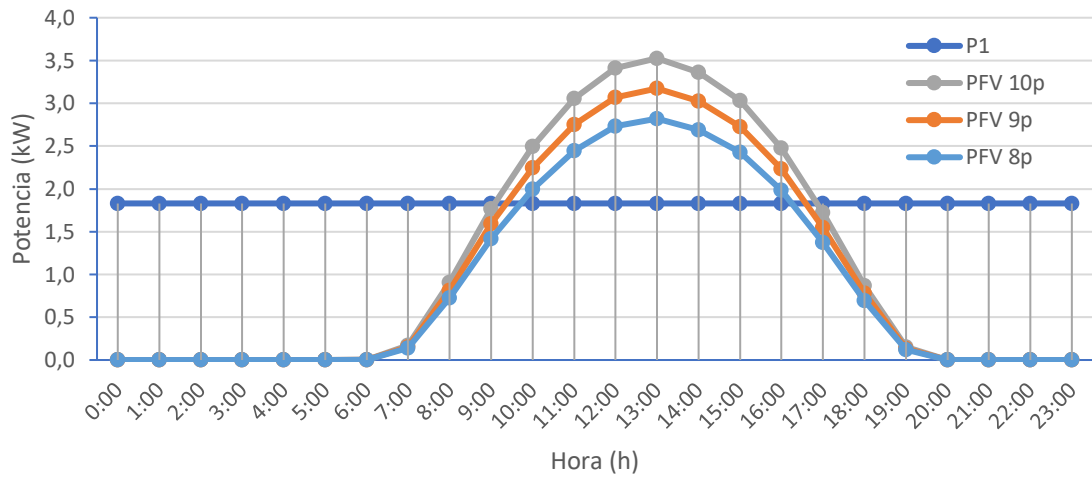


Figura 10. Relación entre potencia fotovoltaica (Potencia) a lo largo de las horas de un día promedio del mes de máxima demanda “enero” (Hora), predio de 3 hectáreas con bomba convencional mas variador de frecuencia.

La bomba seleccionada de la marca Pedrollo modelo CP 160C opera con un caudal $Q=3,3 \text{ L s}^{-1}$, presión manométrica de la bomba $H=20 \text{ m}$, el cual con 8 paneles fotovoltaico satisface las necesidades de operación del sistema mostrado en la Tabla 17, el caudal y presión mínimo de operación del sistema es $Q_{\min}=3,3 \text{ L s}^{-1}$ y $H_{\min}=20 \text{ m}$.

Tabla 17. Potencia fotovoltaica por 8 paneles (Pot FV), revoluciones (N2), presión de la bomba (H), caudal (Q) y frecuencia (f), “3 ha, variador de frecuencia”.

	0-5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20-23
Pot FV (W)	0	1	138	724	1414	1996	2446	2730	2820	2692	2426	1983	1376	695	121	0
N2 (RPM)	-	258	1225	2129	2661	2900	2900	2900	2900	2900	2900	2900	2637	2100	1173	-
H (m)	-	0,2	3,6	10,8	16,8	20	20	20	20	20	20	20	16,5	10,5	3,3	-
Q (L/s)	-	0,3	1,4	2,4	3,0	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,0	2,4	1,3	-
Q (m3/h)	-	1,1	5,0	8,7	10,9	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	10,8	8,6	4,8	-
f (hz)	-	4	21	37	46	50	50	50	50	50	50	50	45	36	20	-

Tabla 18. Evapotranspiración de referencia mensual (ETPm), evapotranspiración de referencia diaria (ETPd), factores de cobertura (F1 y F2), evapotranspiración del cultivo (Etc), frecuencia de riego (Fr), horas de riego por sector (Hr), horas de riego total diaria (HrT), horas de generación diarias (Hgd), ya sea para bomba solar (Bs) como bomba convencional con variador de frecuencia (Vf) para 0.5, 1, 2 y 3 hectáreas a lo largo de la temporada de riego.

	ETPm (mm/mes)	ETPd (mm/dia)	F1	F2	Etc (mm/dia)	Fr (dia)	Hr (h)	HrT (h)	0,5 ha		1 ha		2 ha		3 ha	
									Bs	Vf	Bs	Vf	Bs	Vf	Bs	Vf
									Hgd (h)	Hgd (h)	Hgd (h)	Hgd (h)	Hgd (h)	Hgd (h)	Hgd (h)	Hgd (h)
Octubre	139,1	4,49	1,02	0,11	2,78	4	1,9	4	7	4	6	4	4	4	6	4
Noviembre	136,0	4,53	1,02	0,11	3,04	4	2,1	4	8	6	8	6	6	6	7	6
Diciembre	149,9	4,84	1,02	0,11	3,49	3	2,4	5	8	7	8	7	6	6	7	7
Enero	224,7	7,25	1,02	0,11	5,23	2	3,6	7	8	7	7	7	7	7	7	7
Febrero	170,2	6,30	0,6	0,11	2,96	4	2,1	4	7	7	7	7	6	6	7	7
Marzo	144,3	4,65	0,6	0,11	2,19	5	1,5	3	7	5	7	5	5	5	7	5

La Tabla 18 representa la cantidad de horas al día que nuestro sistema de riego necesita para cumplir con el total de la demanda hídrica en 2 sectores de riego al día para los diferentes tamaños de predio de (0,5, 1, 2, 3 hectáreas), cumpliendo en todos los casos con el total de energía requerida por las bombas para los diferentes sectores de riego. Cumpliendo con el total de horas de riego mínimas en relación con las horas de generación fotovoltaica a lo largo del día para los diferentes meses de requerimiento hídrico al año.

5.7. Sectorización y programación del riego.

Dado que la frecuencia de riego es de 2 días, el tiempo de riego por planta es de 3.6 horas y las horas de radiación solar efectiva en promedio es de 7 a 8 horas a lo largo de un día promedio para el mes de máxima demanda "Enero", se realizará un manejo diferenciado comparando dos distribuciones, sectorizando el predio en diferentes tamaños de cuarteles de 1/4 y 1/8 del total del predio como se muestran de la Figura 11 a la 18. De la Figura 11 a la 12 predios de 0,5 hectáreas, de la Figura 13 a la 14 predios de 1 hectárea, de la Figura 15 a la 16 predios de 2 hectáreas y de la Figura 17 a la 18 predios de 3 hectáreas.

Tabla 19. Pérdidas de carga de la matriz (Hm), secundario (Hsec), filtro (Hf), auxiliares (Haux), laterales (Hl), diferencia de cota (Z), presión del gotero (Pg), singularidades (Hs) y altura dinámica total (HDT), “0,5 ha, 1/4”.

Hm [mca]	Hsec [mca]	Hf [mca]	Haux [mca]	Hl [mca]	Z [mca]	Pg [mca]	Hs (mca)	HDT [mca]
1,1	0,2	1,2	0,36	0,001	10	5	0,19	18

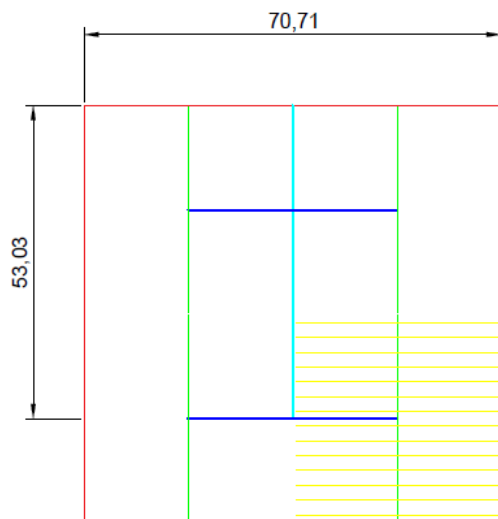


Figura 11. Plano de distribución de sectores de riego por goteo para un predio de 0,5 hectáreas, distribución 1/4, perímetro del predio (rojo), matriz principal (celeste), matriz auxiliar (azul), secundarios (verde) y laterales (amarillo).

Tabla 20. Tabla de costos tanto de tuberías como de accesorios de riego, “0,5 ha, 1/4”.

Ítem	Largo (m)	Clase (PN)	Cantidad (unidad)	Cantidad (unidad)	Precio unitario (\$)	Precio (\$)
Matriz 32mm	71	10	11,8	12	8532	102384
Secundario 25mm	35	12,5	5,8	6	6439	38634
Lateral 16mm	2000		4,0	4	164800	659200
Cruz 32mm	2	16	2	2	2772	5544
Reducción 32-25mm	4	12,5	4	4	121	484
T 25mm	4	12,5	4	4	361	1444
					Costo Total	\$807.690
					Costo por ha	\$1.615.380

Tabla 21. Pérdidas de carga de la matriz (Hm), secundario (Hsec), filtro (Hf), auxiliares (Haux), laterales (Hl), diferencia de cota (Z), presión del gotero (Pg), singularidades (Hs) y altura dinámica total (HDT), “0,5 ha, 1/8”.

Hm [mca]	Hsec [mca]	Hf [mca]	Haux [mca]	Hl [mca]	Z [mca]	Pg [mca]	Hs (mca)	HDT [mca]
1,4	0,2	1,2	0,17	0,004	10	5	0,10	18

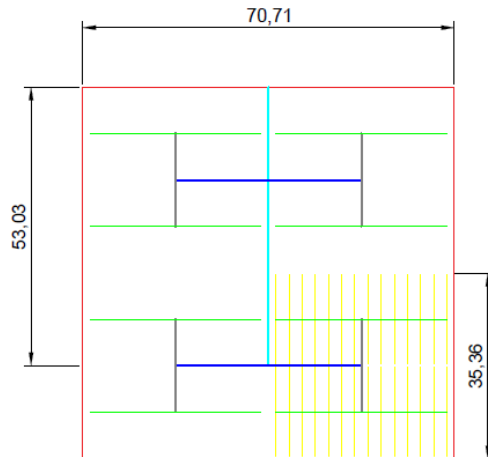


Figura 12. Plano de distribución de sectores de riego por goteo para un predio de 0,5 hectáreas, distribución 1/8, perímetro del predio (rojo), matriz principal (celeste), matriz sub principal (azul), matriz auxiliar (gris), secundarios (verde) y laterales (amarillo).

Tabla 22. Tabla de costos tanto de tuberías como de accesorios de riego, “0,5 ha, 1/8”.

Ítem	Largo (m)	Clase (PN)	Cantidad (unidad)	Cantidad (unidad)	Precio unitario (\$)	Precio (\$)
Matriz 32mm	71	10	11,8	12	8532	102384
Auxiliar 25mm	18	12,5	3,0	3	6439	19317
Secundario 25mm	71	12,5	11,8	12	6439	77268
Lateral 16mm	2000		4,0	4	164800	659200
Cruz 32mm	2	16	2	2	2772	5544
Reducción 32-25 mm	4	12,5	4	4	121	484
T 25mm	12	12,5	12	12	361	4332
					Costo Total	\$868.529
					Costo por ha	\$1.737.058

Tabla 23. Pérdidas de carga de la matriz (Hm), secundario (Hsec), filtro (Hf), auxiliares (Haux), laterales (Hl), diferencia de cota (Z), presión del gotero (Pg), singularidades (Hs) y altura dinámica total (HDT), "1 ha, 1/4".

Hm [mca]	Hsec [mca]	Hf [mca]	Haux [mca]	Hl [mca]	Z [mca]	Pg [mca]	Hs (mca)	HDT [mca]
1,6	0,3	2,1	0,53	0,004	10	5	0,28	20

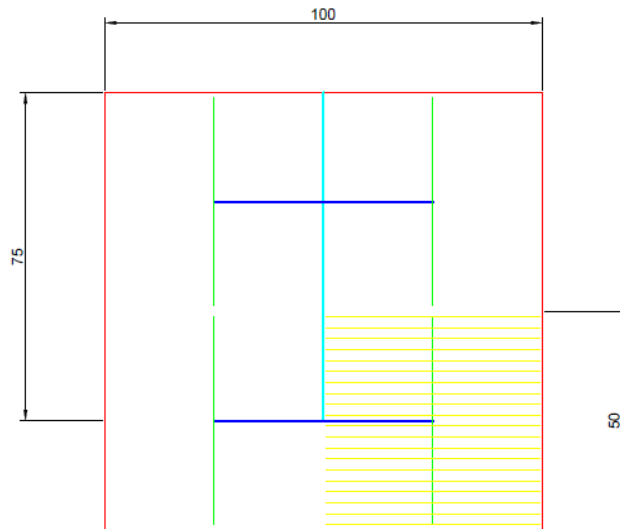


Figura 13. Plano de distribución de sectores de riego por goteo para un predio de 1 hectárea, distribución 1/4, perímetro del predio (rojo), matriz principal (celeste), matriz auxiliar (azul), secundarios (verde) y laterales (amarillo).

Tabla 24. Tabla de costos tanto de tuberías como de accesorios de riego, "1 ha, 1/4".

Ítem	Largo (m)	Clase (PN)	Cantidad (unidad)	Cantidad (unidad)	Precio unitario (\$)	Precio (\$)
Matriz 40mm	100	6	16,7	17	10291	174947
Secundario 32mm	50	10	8,3	9	8532	76788
Lateral 16mm	4000		8	8	164800	1318400
Cruz 40mm	2	16	2	2	2772	5544
Reducción 40-32 mm	4	12,5	4	4	253	1012
T 32mm	4	12,5	4	4	408	1632
Costo Total						\$1.578.323
Costo por ha						\$1.578.323

Tabla 25. Pérdidas de carga de la matriz (Hm), secundario (Hsec), filtro (Hf), auxiliares (Haux), laterales (Hl), diferencia de cota (Z), presión del gotero (Pg), singularidades (Hs) y altura dinámica total (HDT), "1 ha, 1/8".

Hm [mca]	Hsec [mca]	Hf [mca]	Haux [mca]	Hl [mca]	Z [mca]	Pg [mca]	Hs (mca)	HDT [mca]
2,1	0,3	2,1	0,25	0,00	10	5	0,10	20

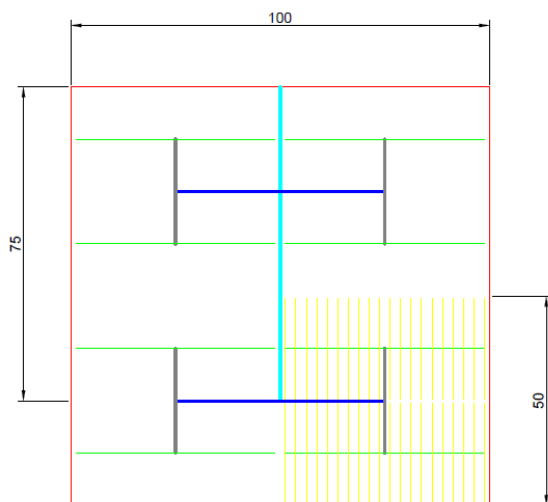


Figura 14. Plano de distribución de sectores de riego por goteo para un predio de 1 hectárea, distribución 1/8, perímetro del predio (rojo), matriz principal (celeste), matriz sub principal (azul), matriz auxiliar (gris), secundarios (verde) y laterales (amarillo).

Tabla 26. Tabla de costos tanto de tuberías como de accesorios de riego, "1 ha, 1/8".

Ítem	Largo (m)	Clase (PN)	Cantidad (unidad)	Cantidad (unidad)	Precio unitario (\$)	Precio (\$)
Matriz 40mm	100	6	16,7	17	10291	174947
Auxiliar 32mm	25	10	4,2	5	8532	42660
Secundario 32mm	100	10	16,7	17	8532	145044
Lateral 16mm	4000		8	8	164800	1318400
Cruz 40mm	2	16	2	2	2772	5544
Reducción 40-32 mm	4	12,5	4	4	253	1012
T 32mm	12	12,5	12	12	408	4896
Costo Total						\$1.692.503
Costo por ha						\$1.692.503

Tabla 27. Pérdidas de carga de la matriz (Hm), secundario (Hsec), filtro (Hf), auxiliares (Haux), laterales (Hl), diferencia de cota (Z), presión del gotero (Pg), singularidades (Hs) y altura dinámica total (HDT), "2 ha, 1/4".

Hm [mca]	Hsec [mca]	Hf [mca]	Haux [mca]	Hl [mca]	Z [mca]	Pg [mca]	Hs (mca)	HDT [mca]
2,7	0,4	1,2	0,91	0,03	10	5	0,97	21

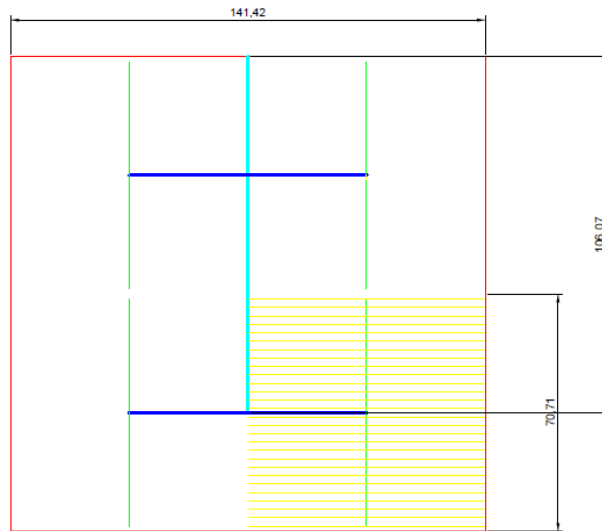


Figura 15. Plano de distribución de sectores de riego por goteo para un predio de 2 hectáreas, distribución 1/4, perímetro del predio (rojo), matriz principal (celeste), matriz auxiliar (azul), secundarios (verde) y laterales (amarillo).

Tabla 28. Tabla de costos tanto de tuberías como de accesorios de riego, "2 ha, 1/4".

Ítem	Largo (m)	Clase (PN)	Cantidad (unidad)	Cantidad (unidad)	Precio unitario (\$)	Precio (\$)
Matriz 50mm	141	6	23,5	24	13506	324144
Secundario 32mm	71	10	11,8	12	8532	102384
Lateral 16mm	8000		16	16	164801	2636816
Cruz 50mm	2	16	2	2	3211	6422
Reducción 50-32 mm	4	16	4	4	642	2568
T 32mm	4	12,5	4	4	408	1632
					Costo Total	\$3.073.966
					Costo por ha	\$1.536.983

Tabla 29. Pérdidas de carga de la matriz (Hm), secundario (Hsec), filtro (Hf), auxiliares (Haux), laterales (Hl), diferencia de cota (Z), presión del gotero (Pg), singularidades (Hs) y altura dinámica total (HDT), "2 ha, 1/8".

Hm [mca]	Hsec [mca]	Hf [mca]	Haux [mca]	Hl [mca]	Z [mca]	Pg [mca]	Hs (mca)	HDT [mca]
1,5	0,1	1,2	0,30	0,004	10	5	0,37	18

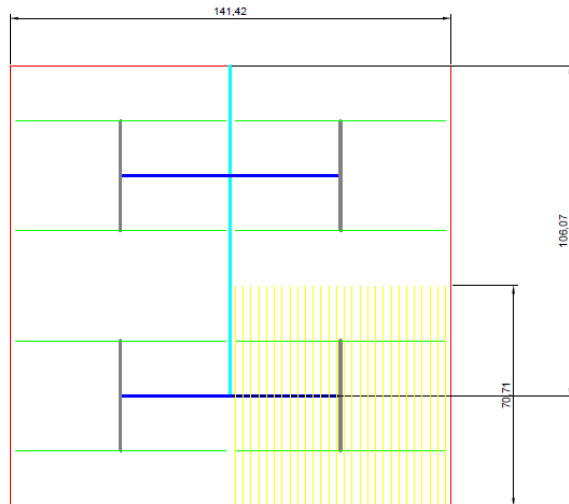


Figura 16. Plano de distribución de sectores de riego por goteo para un predio de 2 hectáreas, distribución 1/8, perímetro del predio (rojo), matriz principal (celeste), matriz sub principal (azul), matriz auxiliar (gris), secundarios (verde) y laterales (amarillo).

Tabla 30. Tabla de costos tanto de tuberías como de accesorios de riego, "2 ha, 1/8".

Ítem	Largo (m)	Clase (PN)	Cantidad (unidad)	Cantidad (unidad)	Precio unitario (\$)	Precio (\$)
Matriz 50mm	141	6	23,5	24	13506	324144
Auxiliar 40mm	35	6	5,9	6	10291	61746
Secundario 40mm	141	6	23,5	24	10291	246984
Lateral 16mm	8000		16	16	164801	2636816
Cruz 50mm	2	16	2	2	3211	6422
Reducción 50-40 mm	4	12,5	4	4	367	1468
T 40mm	12	12,5	12	12	892	10704
					Costo Total	\$3.288.284
					Costo por ha	\$1.644.142

Tabla 31. Pérdidas de carga de la matriz (Hm), secundario (Hsec), filtro (Hf), auxiliares (Haux), laterales (Hl), diferencia de cota (Z), presión del gotero (Pg), singularidades (Hs) y altura dinámica total (HDT), "3 ha, 1/4".

Hm [mca]	Hsec [mca]	Hf [mca]	Haux [mca]	Hl [mca]	Z [mca]	Pg [mca]	Hs (mca)	HDT [mca]
2,3	0,4	1,2	0,77	0,05	10	5	0,55	20

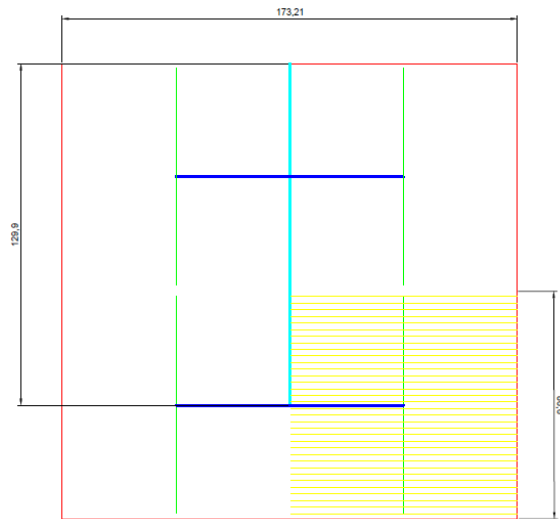


Figura 17. Plano de distribución de sectores de riego por goteo para un predio de 3 hectáreas, distribución 1/4, perímetro del predio (rojo), matriz principal (celeste), matriz auxiliar (azul), secundarios (verde) y laterales (amarillo).

Tabla 32. Tabla de costos tanto de tuberías como de accesorios de riego, "3 ha, 1/4".

Ítem	Largo (m)	Clase (PN)	Cantidad (unidad)	Cantidad (unidad)	Precio unitario (\$)	Precio (\$)
Matriz 63mm	173	6	28,8	29	21319	618251
Secundario 50mm	86	6	14,3	15	13506	202590
Lateral 16mm	12000		24,0	24	164801	3955224
Cruz 63mm	2	16	2	2	6059	12118
Reducción 63-50 mm	4	16	4	4	1259	5036
T 50mm	4	12,5	4	4	1419	5676
Costo Total						\$4.798.895
Costo por ha						\$1.599.632

Tabla 33. Pérdidas de carga de la matriz (Hm), secundario (Hsec), filtro (Hf), auxiliares (Haux), laterales (Hl), diferencia de cota (Z), presión del gotero (Pg), singularidades (Hs) y altura dinámica total (HDT), "3 ha, 1/8".

Hm [mca]	Hsec [mca]	Hf [mca]	Haux [mca]	Hl [mca]	Z [mca]	Pg [mca]	Hs (mca)	HDT [mca]
1,6	0,1	1,2	0,33	0,01	10	5	0,18	18

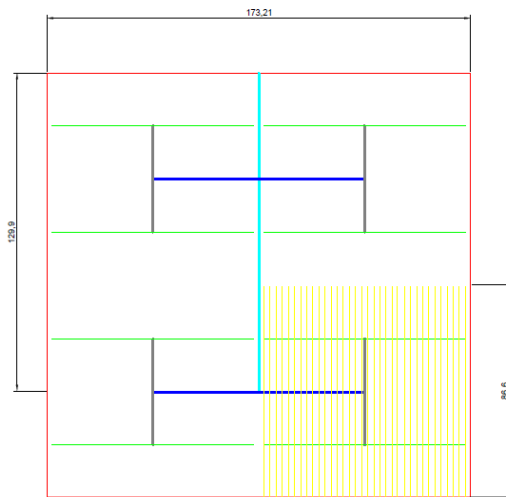


Figura 18. Plano de distribución de sectores de riego por goteo para un predio de 3 hectáreas, distribución 1/8, perímetro del predio (rojo), matriz principal (celeste), matriz sub principal (azul), matriz auxiliar (gris), secundarios (verde) y laterales (amarillo).

Tabla 34. Tabla de costos tanto de tuberías como de accesorios de riego, "3 ha, 1/8".

Ítem	Largo (m)	Clase (PN)	Cantidad (unidad)	Cantidad (unidad)	Precio unitario (\$)	Precio (\$)
Matriz 63mm	173	6	28,8	29	21319	618251
Auxiliar 50mm	43	6	7,2	8	13506	108048
Secundario 50mm	173	6	28,8	29	13506	391674
Lateral 16mm	12000		24,0	24	164801	3955224
Cruz 63mm	2	16	2	2	6059	12118
Reducción 63-50 mm	4	16	4	4	1259	5036
T 50mm	12	12,5	12	12	1419	17028
					Costo Total	\$5.107.379
					Costo por ha	\$1.702.460

5.8. Variabilidad de costos y producción.

5.8.1. Costos del kilo Watt hora.

Tabla 35. Tamaño del predio (TDP), tipo de bomba (T B), número de paneles (N P), precio unitario del panel (P uni), precio variador de frecuencia (P Vf), costo paneles (C P), costo instalación (C I), costos estructuras más cables (C E+C), costos totales (C T), costos fijos anualizados (C F A_E), mantención anual (M A), costos anuales totales (C A T_E), generación energética (G E) y precio del kilo Watt hora (P Kw/h).

TDP (ha)	T B	N P	P uni (\$)	P Vf (\$)	C P (\$)	C I (\$)	C E+C (\$)	C T (\$)	C F A _E (\$)	M A (\$)	C A T _E (\$)	G E (kw/h)	P Kw/h (\$)
0,5	Bs	2	262541	-	525082	183779	173409	882270	89861	32000	121861	600	203
	Vf	3	262541	370089	787623	275668	334716	1768096	180084	32000	212084	900	236
1	Bs	3	262541	-	787623	275668	298409	1361700	138692	32000	170692	900	190
	Vf	5	262541	393966	1312705	459447	477251	2643368	269233	40000	309233	1500	206
2	Bs	5	262541	-	1312705	459447	440944	2213095	225409	40000	265409	1500	177
	Vf	7	262541	437127	1837787	643225	995032	3913171	398565	48000	446565	2100	213
3	Bs	8	262541	-	2100328	735115	1101239	3936682	400960	64000	464960	2400	194
	Vf	8	262541	437127	2100328	735115	1137546	4410116	449180	64000	513180	2400	214

De la Tabla 35. se logra observar en todos los casos que la alternativa más rentable económicamente es mediante una bomba solar, dado que se necesita menor número de paneles, estructuras más pequeñas, menor número de cables, instalación y mantenciones de menor costo, lo que se traduce a un costo total de energía menor obteniendo un precio del kilo Watt hora más barato que la alternativa de una bomba convencional con variador de frecuencia.

5.8.2. Costos totales arreglo fotovoltaico.

Tabla 36. Tamaño del predio (TDP), tipo de bomba (T B), número de paneles (N P), precio unitario del panel (P uni), precio variador de frecuencia (P Vf), costo paneles (C P), precio cables (P C), precio estructuras (P E), costos instalación (C I), costo total “paneles, cables, estructuras, instalación” ($C_{P+C+E+I}$).

TDP (ha)	T B	N P	P uni (\$)	P Vf (\$)	C P (\$)	P C (\$)	P E (\$)	C I (\$)	$C_{P+C+E+I}$ (\$)
0,5	Bs	2	262.541	-	525.082	48.409	125.000	183.779	882.270
	Vf	3	262.541	370.089	787.623	84.716	250.000	275.668	1.768.096
1	Bs	3	262.541	-	787.623	48.409	250.000	275.668	1.361.700
	Vf	5	262.541	393.966	1.312.705	177.251	300.000	459.447	2.643.368
2	Bs	5	262.541	-	1.312.705	140.944	300.000	459.447	2.213.095
	Vf	7	262.541	437.127	1.837.787	545.032	450.000	643.225	3.913.171
3	Bs	8	262.541	-	2.100.328	651.239	450.000	735.115	3.936.682
	Vf	8	262.541	437.127	2.100.328	687.546	450.000	735.115	4.410.116

De la Tabla 36. se logra observar en todos los casos que los costos totales donde se incluye tanto precio de los paneles fotovoltaicos como de los cables, estructuras e instalación es menor para los sistemas de bomba solar, ya que se requieren menos número de paneles y elementos para su funcionamiento al igual que un menor costo de instalación. Lo que conlleva a que los costos de inversión para esta alternativa sean menores a la de una bomba convencional con variador de frecuencia.

5.8.3. Costo anual por hectárea.

Tabla 37. Tamaño del predio (TDP), tipo de bomba (T B), costo total “paneles, cables, estructuras, instalación” ($C_{P+C+E+I}$), precio bomba (P B), instalación bomba (I B), costo bomba más instalación (C_{B+I}), costo total paneles más bombas más instalación (C_{P+B+I}), cotos tuberías (C Tb), costos paneles más bomba más tuberías (C_{P+B+Tb}), costos fijos anualizados (CF A), costos anuales totales (CA T) y costo anual por hectárea (CA Ha).

TDP (ha)	T B	$C_{P+C+E+I}$ (\$)	P B (\$)	I B (\$)	C_{B+I} (\$)	C_{P+B+I} (\$)	C Tb (\$)	C_{P+B+Tb} (\$)	CF A (\$)	CA T (\$)	CA Ha (\$)
0,5 1/4	Bs	882.270	1.511.106	151.111	1.662.217	2.544.487	807.690	3.352.177	341.427	373.427	746.853
	Vf	1.768.096	231.086	23.109	254.195	2.022.291	807.690	2.829.981	288.240	320.240	640.480
0,5 1/8	Bs	882.270	1.511.106	151.111	1.662.217	2.544.487	868.529	3.413.016	347.623	379.623	759.246
	Vf	1.768.096	231.086	23.109	254.195	2.022.291	868.529	2.890.820	294.436	326.436	652.873
1 1/4	Bs	1.361.700	1.511.106	151.111	1.662.217	3.023.917	1.578.323	4.602.240	468.748	500.748	500.748
	Vf	2.643.368	304.880	30.488	335.368	2.978.736	1.578.323	4.557.059	464.147	504.147	504.147
1 1/8	Bs	1.361.700	1.511.106	151.111	1.662.217	3.023.917	1.692.503	4.716.420	480.378	512.378	512.378
	Vf	2.643.368	304.880	30.488	335.368	2.978.736	1.692.503	4.671.239	475.776	515.776	515.776
2 1/4	Bs	2.213.095	1.098.370	109.837	1.208.207	3.421.302	3.073.966	6.495.268	661.557	701.557	350.779
	Vf	3.913.171	464.100	46.410	510.510	4.423.681	3.073.966	7.497.647	763.652	811.652	405.826
2 1/8	Bs	2.213.095	1.098.370	109.837	1.208.207	3.421.302	3.288.284	6.709.586	683.386	723.386	361.693
	Vf	3.913.171	464.100	46.410	510.510	4.423.681	3.288.284	7.711.965	785.481	833.481	416.740
3 1/4	Bs	3.936.682	1.299.000	129.900	1.428.900	5.365.582	4.798.895	10.164.477	1.035.274	1.099.274	366.425
	Vf	4.410.116	583.100	58.310	641.410	5.051.526	4.798.895	9.850.421	1.003.287	1.067.287	355.762
3 1/8	Bs	3.936.682	1.299.000	129.900	1.428.900	5.365.582	5.107.379	10.472.961	1.066.694	1.130.694	376.898
	Vf	4.410.116	583.100	58.310	641.410	5.051.526	5.107.379	10.158.905	1.034.707	1.098.707	366.236

En la Tabla 37. podemos observar que, para ambos casos de los predios de 0,5 y 3 hectáreas ya sea para la distribución de 1/4 como de 1/8 la opción más económica es la de un sistema con bomba convencional más variador de frecuencia debido a que la diferencia de los costos de la bomba solar en relación con la bomba convencional es muy alta, al igual que los costos de instalación de esta misma, lo que conlleva a una mayor inversión inicial y se ve reflejado en mayores costos anuales por hectárea.

En el caso de los predios de 1 y 2 hectáreas ya sea para la distribución de 1/4 como de 1/8 la opción más rentable es la de una bomba solar, ya que la diferencia de los costos de la bomba solar con la bomba convencional es menor, al igual que el número de paneles que se requieren para impulsar el sistema, y no logra equipararse el valor para que el sistema de bomba convencional sea más rentable.

6. CONCLUSIÓN:

Mediante la utilización de parámetros tanto físicos como medioambientales se determinaron las relaciones entre demanda hídrica y disponibilidad de energía, los cuales requieren datos históricos de evapotranspiración de referencia de estaciones meteorológicas, al igual que de generación de energía proporcionados por la plataforma explorador solar del ministerio de energía. Con ello se establecieron las horas disponibles donde los diferentes sistemas cumplen con el requerimiento tanto hídrico como energético para las bombas solares o las bombas convencionales con variador de frecuencia.

Como criterio básico al momento de diseñar sistemas de riego con fuentes de energía solar debe considerar la disponibilidad bien acotadas de las horas de energía en el periodo de máxima demanda. En general existen entre 7 a 8 horas al día para regar, por lo que el diseño de riego debe operar acorde a las horas de disponibilidad energética durante ese periodo. Debido a que la frecuencia de riego para el caso de estudio es de 2 días, el tiempo de riego por sector es de 3.6 horas logrando regar 2 sectores al día de 1/4 de la superficie total del predio.

El funcionamiento de ambas bombas es posible fuera del punto de operación de estas. En el caso de operar con bombas convencionales se requiere de un elemento extra que es el variador de frecuencia. Esto afecta directamente al diseño, dado que permite trabajar en horas de baja radiación logrando regar más horas al día con menor número de paneles solares.

La alternativa de una bomba solar es más rentable del punto de vista energético, dado que los costos del kilo Watt hora es menor, esto asociado al menor números de paneles solares, estructuras más pequeñas, menor cantidad de cables. Lo que significa mantenciones e instalaciones de menor costo.

Para predios de 1 y 2 hectáreas la alternativa más económica es con los sistemas de bomba solares y para el caso de 0,5 y 3 hectáreas es el de bomba convencional con variador de frecuencia. Lo anterior asociado al número de paneles y el tipo de equipo de bombeo (solar o convencional).

La sectorización de 1/4 de la superficie con riego simultáneo es en todos los casos la alternativa más rentable y se ajusta de mejor manera a las necesidades del cultivo y disponibilidad energética, Además, desde el punto de vista económico es más barato ya que se utilizan menos material hidráulico para su funcionamiento.

7. LITERATURA CITADA:

1. Agrometeorología. 2021. Ninhue [en línea: programa computacional]. Instituto Nacional de Investigación Agropecuaria, Chile. <<https://agrometeorologia.cl/evapotranspiracion/#>>. [Consulta: 19 junio 2021].
2. Barrueto, A., R. Barraza, J.A. Ardila-Rey, E. Núñez, A. González and G. Arancibia. 2018. A cost-effective methodology for sizing solar PV systems for existing irrigation facilities in Chile [en línea]. *Energies* 11(7): 1853(Art. No.). <<https://www.mdpi.com/1996-1073/11/7/1853>>. [Consulta: 22 julio 2021].
3. Cooper, M. 2012. Energías renovables no convencionales en la agricultura [en línea]. ODEPA, Chile. <https://www.odepa.gob.cl/wp-content/uploads/2012/07/6587_ArtEnerRenov072012.pdf>. [Consulta: 15 enero 2021].
4. Delgado, W.G. 2015. Gestión y valor económico del recurso hídrico. *Rev. Finanz. Polít. Econ.* 7(2): 279-298.
5. Holzapfel, E., D. Rivera y J.L. Arumí. 2020. Manejo de agua y contaminación. pp: 27-47. En: *Tecnología del manejo de agua para una agricultura intensiva sustentable*. Universidad de Concepción. Concepción, Chile.
6. INE (Chile). 2007. Cambios estructurales en la agricultura chilena. Análisis intercensal 1976 - 1997 - 2007 [en línea]. INE, Chile. <https://www.ine.cl/docs/default-source/censo-agropecuario/publicaciones-y-anuarios/2007/cambios-estructurales-en-la-agricultura-chilena---analisis-intercensal-1976-1997-2007.pdf?sfvrsn=9dfd0a74_7>. [Consulta: 20 enero 2021].
7. Karmeli, D., G. Peri and M. Todes. 1985. Selection of emitters pp: 20-42. In: *Irrigation systems: desing and operation*. Oxford University Press. Cape Town, South Africa.
8. López-Luque, R., J. Reca and J. Martínez. 2015. Optimal design of a standalone direct pumping photovoltaic system for deficit irrigation of olive orchards. *Appl. Energy* 149: 13–23.
9. López-Olivarí, R. 2016. Manejo y uso eficiente del agua de riego intrapredial para el sur de Chile. Conceptos y consideraciones básicas en métodos y programación de riego para optimizar el recurso hídrico. *Boletín INIA N°340*. INIA Carillanca. Temuco, Chile.

10. Medrano, H., J. Bota, J. Cifre, J. Flexas, M Ribas-Carbó y J. Gulías. 2007. Eficiencia en el uso del agua por las plantas. *Investigaciones Geográficas* (43): 63-84.
11. Mérida, G., I. Fernández, E. Camacho, P. Montesinos and J.A. Rodríguez. 2018. Coupling irrigation scheduling with solar energy production in a smart irrigation management system. *J. Clean. Prod* 175: 670-682.
12. Ministerio de Energía. 2022. Explorador solar [en línea: programa computacional]. Ministerio de Energía, Chile. <<https://solar.minenergia.cl/exploracion>>. [Consulta: 27 abril 2022].