



UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

METODOLOGÍA BÁSICA PARA LA DEFINICIÓN DE LA UBICACIÓN ÓPTIMA DE UN GENERADOR VIRTUAL

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERA CIVIL
ELECTRICISTA

JAVIERA NINEL KETTERER HOPPE

PROFESOR GUÍA:
RODRIGO ERNESTO PALMA BEHNKE

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
ALFREDO OMAR MUÑOZ RAMOS
LUIS SANTIAGO VARGAS DÍAZ

SANTIAGO DE CHILE
ABRIL 2009

RESUMEN DE LA MEMORIA
PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERA CIVIL ELECTRICISTA
POR: JAVIERA KETTERER HOPPE
FECHA: 21/04/2009
PROF. GUÍA: Sr. RODRIGO PALMA B.

METODOLOGÍA BÁSICA PARA LA DEFINICIÓN DE LA UBICACIÓN ÓPTIMA DE UN GENERADOR VIRTUAL

La energía eléctrica es un recurso necesario en la vida de todos, verificándose que la demanda energética de un país se encuentra, por lo general, correlacionada con su PIB. Lo anterior conlleva a la instalación o reposición de nuevas centrales de energía eléctrica y a la necesidad de aumentar la eficiencia del sistema.

En este contexto se introducen las tecnologías de generación distribuida (GD), basadas en energía renovable. Estas tecnologías corresponden a centrales de mediana y pequeña escala, que se encuentran conectadas directamente a los sistemas de distribución. Pueden ser propiedad de los consumidores o de las empresas distribuidoras y entregan sus excedentes de generación al sistema. Debido a su favorable ubicación, la GD puede ayudar a mejorar la calidad de servicio necesaria para los consumos. Esto es posible si existe una correcta ubicación, conexión y coordinación de la GD. En este contexto se introduce el concepto de Generador Virtual (GV), ente encargado de la coordinación de la operación de distintas unidades de GD, de manera de optimizar su desempeño conjunto.

El objetivo principal del presente trabajo de título es disponer de una metodología para determinar la ubicación óptima de un GV. Para ello, se efectúa un estudio detallado de las tecnologías implementadas en GD, en particular aquellas que utilizan recursos renovables. Se establecen las condiciones necesarias para determinar el mejor emplazamiento, basado en las características del recurso energético primario con datos estadísticos y las características de las redes de distribución (ubicación y capacidad). Con el fin de estipular los parámetros que determinan el punto de conexión a la red, se estudia la influencia de la GD en el sistema, como son: la influencia que ejercen los GD en los niveles de tensión en los distintos nodos donde se encuentran insertos, la reducción de pérdidas óhmicas relacionadas con la combinación de GD y servicios que pueden proporcionar un GV (regulación de tensión, continuidad de suministro, etc. los que entregan una mayor rentabilidad a este tipo de energías).

Si bien la metodología es validada en forma conjunta, se presenta su aplicación a casos específicos de energía solar, eólica, biomasa y minihidráulica en la localidad de Ovalle y Salamanca. Los resultados obtenidos corroboran el potencial de aplicación práctica de la propuesta. Por último, como trabajo a futuro se recomienda establecer los niveles máximos de penetración de las distintas tecnologías en una red de distribución y desarrollar modelos que representen los efectos de combinar diversas tecnologías de GD en una misma red.

Agradecimientos

Quiero agradecer en primer lugar a mis papás, por el gran apoyo y confianza que me entregaron a lo largo de toda la carrera, a mi hermano Damián por todo lo que soportó en este largo periodo. También quiero agradecer a Anita por toda su ayuda. A toda mi familia: abuelos, tíos, primos y amigos de la familia.

Agradecer también a toda la gente que he conocido en estos años, los que han hecho mi paso por la Universidad un periodo inolvidable, agradecer a todos con los que he compartido momentos importantes tanto dentro como fuera de la Universidad, agradecer a Pilar, Bárbara, Johanna, Felipe, Jaime, Rodrigo M, Manuel, Carlos F, Ignacio, Sebastián M, Walter, Guillermo.

Mis compañeros y amigos de eléctrica, en especial Carlos S, Andrés, Leopoldo, Pablo, Samuel, Luci, Mai, Claudio, Christian, y muchos mas, con los que compartí clases y tiempos de estudio, sin ellos estos años no hubieran sido los mismos.

Agradecer además al equipo de Volley, con las que compartí gratos momentos, los que me ayudaron a distraerme del estudio, en especial: Carolina H, Javiera B, Marcela V, Sofía, Claudia, Eileen, Oscar.

A mis amigos y compañeros de colegio, que aunque nos hemos distanciado siguen siendo importante en mi vida: Gabriela, Fresia, Susana, David, Pedro, Santiago S, Gabriel, Patricio, y en especial a Carlos P y su familia.

Quiero dar las gracias a David y Penny R. que me dieron la oportunidad de vivir en su casa, y entregarme un mundo de posibilidades para vivir grandes experiencias.

Quiero agradecer a todos los profesores de la facultad, en especial a los del departamento de eléctrica, destacando a Rodrigo Palma, Luis Vargas y Alfredo Muñoz. Gracias a todos ellos por entregarme sus conocimientos.

Gracias a todos mis amigos que me han acompañado en el transcurso de mi vida.

Tabla de contenidos

Agradecimientos.....	iii
Tabla de contenidos	iv
Índice de Tablas	vii
Índice de figuras	viii
Capítulo 1: Introducción	1
1.1 Motivación	1
1.2 Objetivos generales	2
1.3 Objetivos específicos	2
1.4 Alcances de la memoria.....	3
Capítulo 2: Generación Distribuida y Generador Virtual	4
2.1 Sistema de distribución	4
2.1.1 Regulación de frecuencia	6
2.1.2 Regulación de tensión	7
2.1.3 Servicios complementarios	8
2.2 Generación Distribuida.....	8
2.2.1 Influencia de la generación distribuida.....	9
2.2.2 Optimización de un sistema de GD.....	11
2.3 Generador Virtual.....	12
2.4 Los consumos.....	13
2.5 Calidad de servicio.....	15
Capítulo 3: Energías Utilizadas en Generación Distribuida.....	16
3.1 Centrales hidroeléctricas.....	16
3.1.1 Pequeñas centrales hidráulicas [15].....	17
3.1.2 Características de la energía hidráulica.....	18
3.1.3 Curva de caudal clasificado	19
3.1.4 Potencia instalada y energía generada.....	20
3.2 Energía eólica	21
3.2.1 El viento	21
3.2.2 Potencia eólica.....	23
3.2.3 Variaciones temporales del viento	27

3.2.4	Mediciones de la velocidad del viento.....	28
3.3	Energía solar.....	30
3.3.1	Energía transmitida por el sol	31
3.3.2	Radiación solar y constante solar	31
3.3.3	Atenuaciones de la radiación solar	37
3.3.4	Tecnologías de energía solar.....	37
3.4	Biomasa	44
3.4.1	Capacidad energética	45
3.4.2	Clasificación de la biomasa	46
3.4.3	Tipos de aprovechamiento.....	47
3.4.4	Sistemas de conversión.....	48
3.4.5	Generación de biogás.....	48
3.4.6	Generación de energía	49
Capítulo 4:	Normas y experiencias internacionales	51
4.1	Normativa Chilena.....	51
4.1.1	Servicios complementarios [40]	51
4.1.2	Ley Num. 20.257 [41].....	51
4.1.3	Norma técnica de conexión y operación de Pequeños medios de generación distribuida (PMGD) en instalaciones de media tensión [42].....	54
4.2	Experiencias internacionales	54
4.2.1	Centro de Operación de Energías Renovables (Core) {16}	54
4.2.2	Proyecto Fénix.....	55
4.2.3	RWE Energy & Siemens {18}.....	56
4.2.4	The GridWise Olympic Peninsula Project {26} {27}.....	56
4.2.5	Proyecto Denise.....	57
4.2.6	Otros proyectos {28}	58
4.2.7	Conclusiones	59
Capítulo 5:	Metodología Básica para determinar la ubicación de un Generador Virtual .	60
5.1	Combinación de tecnologías.....	62
5.1.1	Energía solar.....	63
5.1.2	Energía hidráulica	63
5.1.3	Energía eólica.....	64
5.1.4	Energía de la biomasa	65

5.2	Determinación de los lugares factibles.....	65
5.2.1	Análisis del recurso energético	66
5.2.2	Análisis de las redes de distribución	76
5.3	Determinación capacidad de las centrales.....	77
5.4	Determinación del punto óptimo de conexión a la red de distribución	78
5.5	Evaluación de pérdidas óhmicas y aspectos económicos	80
Capítulo 6: Validación de la Metodología.....		83
6.1	Determinación lugares factibles	84
6.1.1	Zona de Ovalle.....	84
6.1.2	Zona de Salamanca.....	95
6.2	Capacidades máximas teóricas	104
6.2.1	Ovalle.....	105
6.2.2	Salamanca	107
Capítulo 7: Conclusiones		110
Referencias		114
Anexos		121
A.	Curvas de carga	121
B.	Cálculo Energía generada por medio de la Biomasa	123
C.	Alimentadores distribución.....	125

Índice de Tablas

Tabla 1: Topología de instalaciones solares termoeléctricas {5}.....	39
Tabla 2: Sistemas de conversión asociados a tipos de biomasa [34]	48
Tabla 3: Costos específicos de generación según capacidad eléctrica instalada [35] ...	75
Tabla 4: Criterios de ruralidad definidos por SEC [43].	77
Tabla 5: Comparación aerogeneradores en Punta Lengua de vaca	88
Tabla 6: Caudal [m ³ /s] Río Limarí en Panamericana [59].....	89
Tabla 7: Potencia mensual.....	91
Tabla 8: Superficie de vides en la provincia de Limarí	92
Tabla 9: Residuos orgánicos generados por las viñas en la zona de Ovalle.	92
Tabla 10: Energía teórica al año en viñas mediante biogás en la zona de Ovalle.	93
Tabla 11: Energía anual generada por combustión directa.....	93
Tabla 12: Pueblos donde es posible conectar los GD.....	94
Tabla 13: Caudal río Choapa en Cuncumén [60]	97
Tabla 14: Densidad de Potencia media mensual	100
Tabla 15: Superficie de vides por provincia y comuna	101
Tabla 16: Residuos orgánicos generados en las viñas	101
Tabla 17: Energía generada al año en viñas mediante biogás	102
Tabla 18: Energía anual generada por combustión directa de los desechos generados en la poda de las viñas.....	102
Tabla 19: Pueblos donde es posible conectar los GD.....	103
Tabla 20: Energía teórica máxima en el área de Ovalle.....	106
Tabla 21: Energía teórica máxima en el área de Salamanca.....	108
Tabla 22: Parámetros relevantes para la determinación de un Generador Virtual.....	112
Tabla 23: Superficies Vides (hectáreas) IV región según destino productivo [45] [35]	124
Tabla 24: Potencias de diseño en BT para alimentador calculas en [58]	125
Tabla 25: Potencias de diseño en BT para alimentador calculas en [58]	125
Tabla 26: Población zona Cuncumén, Censo 2002	126

Índice de figuras

Figura 1: componentes Sistema de Distribución [3].	4
Figura 2: Curva caudales clasificados [15].	19
Figura 3: Definición zona útil de la CCC [15].	20
Figura 4: Potencia de una masa de aire vs. Velocidad del viento [19].	24
Figura 5: Curva Potencia vs. Velocidad [19].	26
Figura 6: Curva aerogenerador Bergey EXCEL-S y EXCEL –R {25}	27
Figura 7: Rosa de los vientos {2}.	29
Figura 8: Balance de radiación solar [23].	33
Figura 9: Mapa de la radiación solar del mundo [W/m ²] {3}.	35
Figura 10: Componente directa de la radiación solar.	36
Figura 11: Tecnología Termosolar.	38
Figura 12: Torre solar y planta PS10 empresa Abengoa	40
Figura 13: Disco Stirling para la generación de energía. Empresa Abengoa	40
Figura 14: Tecnología Cilindros Parabólicos. Empresa Abengoa	41
Figura 15: Curvas de operación celda fotovoltaica KC1300GT Kyocera.	43
Figura 16: Elementos de un sistema fotovoltaico {12}.	44
Figura 17: Ubicación proyecto Fénix y empresas cooperadoras.	56
Figura 18: Ámbitos generales del proyecto Denise {28}.	58
Figura 19: Metodología básica para la ubicación de un generador virtual.	61
Figura 20: Esquema de determinación de un Generador Virtual.	66
Figura 21: Cálculo de la potencia generada por el viento mediante datos mensurados	67
Figura 22: Cálculo de la potencia generada mediante la distribución de Weibull.	68
Figura 23: Datos a considerar en un análisis teórico de la velocidad del viento	69
Figura 24: Esquemático potencia solar.	70
Figura 25: Ángulo de inclinación y de incidencia {14}	71
Figura 26: Parámetros que determinan la potencia hidráulica	72
Figura 27: Esquema parámetros generación de Biogás	74
Figura 28: parámetros a considerar en la producción de energía mediante biomasa	74
Figura 29: Determinación de las redes de distribución.	76
Figura 30: Distribución de Weibull anemómetro Lengua de Vaca.	85
Figura 31: Rosa de los vientos anemómetro Lengua de Vaca	86
Figura 32: Velocidad horaria del viento, anemómetro Lengua de Vaca	87
Figura 33: Promedio velocidades mensuales anemómetro Lengua de Vaca.	87
Figura 34: Ubicación pueblos, ciudades y carreteras zona de Ovalle	94
Figura 35: Mapa Zona de Cuncumén.	96
Figura 36: Rosa de los vientos anemómetro Cuncumén.	96
Figura 37: Ubicación pueblos, ciudades y carreteras aledañas a Salamanca	103
Figura 38: Potencia teórica máxima en área de Ovalle.	105
Figura 39: Potencia teórica máxima en área de Salamanca	107
Figura 40: Curva demanda horaria, carga residencial, alimentador Renca [3].	121

Figura 41: Curva demanda horaria, carga comercial, alimentador Kennedy [3].....	122
Figura 42: Curva demanda horaria carga industrial, alimentador Panamericana [3]....	122
Figura 43: Curva demanda horaria carga industrial/residencial, alimentador Transversal [3].	122
Figura 44: Curva demanda horaria carga comercial/ residencial, alimentador Aviación [3].	123
Figura 45: Curva demanda horaria, alimentador Carbomet [3].	123

Capítulo I: Introducción

1.1 Motivación

Todo país considera como tema fundamental la producción de energía eléctrica, ya que se encuentra muy relacionada con la tasa de crecimiento de un país. Cuando un país en vías de desarrollo crece, va necesitando cada vez una mayor cantidad de energía para satisfacer las necesidades tanto de las empresas como de los habitantes.

Se ha constatado que el aumento de la demanda de energía se correlaciona con el PIB de un país. Cada año la demanda de energía eléctrica tiende a crecer, lo que hace necesario la construcción de nuevas plantas de generación. Además, es importante diversificar la matriz energética para terminar con los problemas de abastecimiento de los últimos años, producidos ya sea por el alza del precio del petróleo o por los problemas causados por la falta de recursos energéticos primarios.

El panorama internacional presenta una creciente investigación y utilización de energías renovables. Algunos de los factores que han promovido su uso es el alza del precio del petróleo y sus derivados, ya que al subir el precio de la generación termoeléctrica las energías renovables comienzan a ser rentables. Otro de los factores es la preocupación internacional que existe por la emisión de gases de efecto invernadero y los planes para diversificar la matriz energética favoreciendo la seguridad y confiabilidad del sistema.

La Generación Distribuida (GD) corresponde a centrales de energías de pequeña y mediana escala conectadas directamente a las líneas de distribución. Pequeños generadores instalados cerca de los consumos entregan su excedente al sistema. Pueden ser de propiedad de la empresa distribuidora, mineras, empresas silvoagropecuaria o de consumidores residenciales. Una de las ventajas es acercar la generación a los consumidores, disminuyendo las pérdidas óhmicas en las líneas, haciendo más eficiente el sistema eléctrico.

En Europa y Estados Unidos se ha observado que la instalación de los GD sin un control ha perjudicado los parámetros de operación del sistema, llegando a la conclusión que ellos deben ser coordinados. El Generador Virtual (GV) coordina la operación de pequeñas centrales de GD, con el objeto que el operador del sistema eléctrico las vea como una sola central que puede realizar las mismas actividades de una central convencional, y así poder aprovechar de mejor manera los recursos disponibles.

Las últimas políticas energéticas del país han sido enfocadas a impulsar el uso de energías renovables. Esto se ve reflejado en las nuevas normas y leyes que incentivan al desarrollo de pequeños medios de generación distribuida y la imposición a las empresas generadoras de generar al 2024 un 10% de la energía inyectada al sistema por medio de energías renovables no convencionales (ERNC), por medios propios o contratados, o bien pagar una multa de 0,4 UTM por cada megawatt/hora de déficit respecto de su obligación, el que aumenta a 0,6 UTM por megawatt/hora si se incurre nuevamente en el incumplimiento.

Chile se encuentra ubicado en una posición privilegiada en lo referido a recursos renovables. El norte presenta altos niveles de radiación solar, una extensa costa que muestra altos índices de energía proveniente de las olas entregados por estudios internacionales (uno de los más altos a nivel mundial). También la costa favorece la acción del viento, donde se podrían instalar un gran número de aerogeneradores al igual que en zonas cordilleranas. Con respecto a la energía geotérmica, nos encontramos ubicados en la Placa de Nazca con una gran actividad volcánica. Además, somos un país silvoagropecuario, donde las empresas podrían utilizar sus desechos para producir biogás.

1.2 Objetivos generales

El objetivo general de la presente memoria de título es proporcionar una metodología básica para definir la óptima ubicación de un Generador Virtual. Esto, por medio de un análisis de las distintas fuentes de energía que se pueden utilizar en GD en base a energías renovables, sus parámetros para determinar la ubicación y las características de las redes de distribución (considerando su capacidad y ubicación).

Se desea encontrar una metodología para determinar el lugar adecuado para instalar pequeñas centrales (pueden ser eólica, solar, minihidro, geotérmica, biomasa, y diesel), las cuales son conectadas a la red de distribución, y que luego serán coordinadas entre sí para entregar la potencia al sistema. El objeto es que éste las vea como una sola central, entregando potencia lo menos fluctuante posible al sistema.

1.3 Objetivos específicos

Los objetivos específicos del trabajo son:

- Realizar estudio de las distintas fuentes de energía que se pueden utilizar en generación distribuida.
- Determinar las necesidades que presentan las diversas fuentes de energía para elegir una ubicación.

- Análisis de las líneas de distribución, ver las condiciones necesarias para poder interconectar una central.
- Entregar una metodología básica para determinar la ubicación de un Generador virtual.
- Validar la metodología encontrada para el caso chileno, analizando cuáles son los tipos de generadores que se podrían instalar y su ubicación en un territorio determinado.

1.4 Alcances de la memoria

Se entregará una metodología básica para encontrar la ubicación de un Generador Virtual, donde se proporcionen los parámetros relevantes a considerar para determinar si un lugar posee condiciones favorables GD. No se pretende realizar un programa autónomo que encuentre la óptima ubicación, ni abordar todo el territorio nacional.

Se realiza una validación preliminar de la metodología, seleccionando un área del país que posea las condiciones favorables para instalar diversas fuentes de energía.

Capítulo 2: Generación

Distribuida y Generador Virtual

2.1 Sistema de distribución

La Comisión nacional de energía (CNE) define las redes de distribución como “Aquellos sistemas constituidos por las líneas, subestaciones y equipos que permiten prestar el servicio de distribuir la electricidad hasta los consumidores finales, localizados en ciertas zonas geográficas explícitamente limitadas” {1}.

Las redes de distribución cumplen la labor de entregar electricidad a los consumidores desde las subestaciones. Los sistemas de distribución se encuentran constituidos principalmente por líneas y subestaciones como se muestra en la Figura 1. En Chile la distribución opera en un régimen de concesiones con tarifas reguladas.

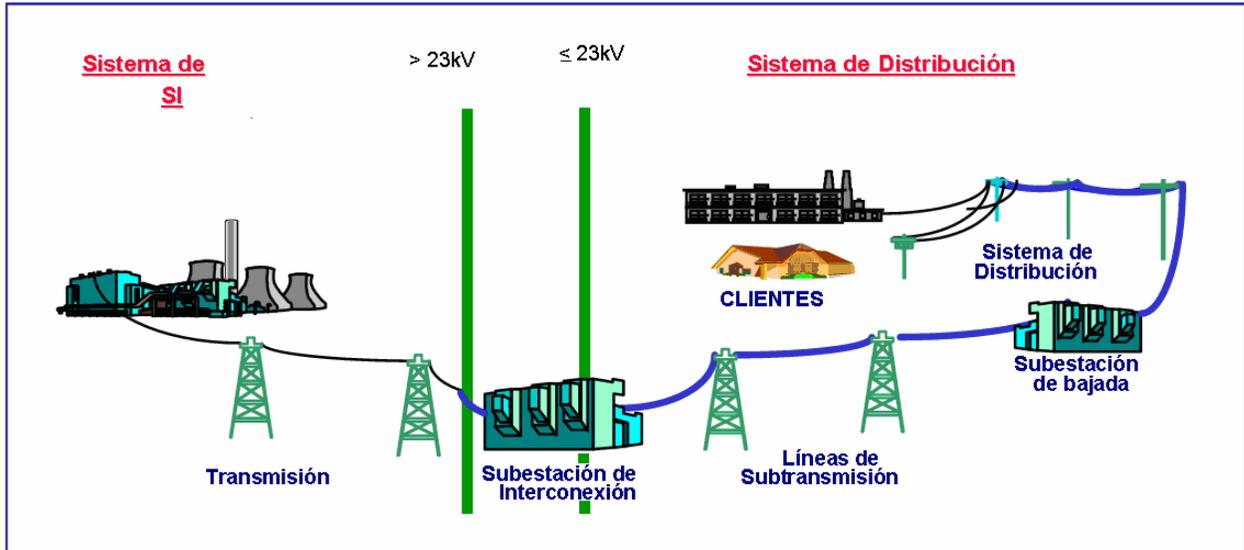


Figura 1: componentes Sistema de Distribución [3].

Las redes de distribución se encuentran compuestas por líneas en alta y baja tensión. Las redes de baja tensión son diseñadas y construidas para enfrentar el crecimiento vegetativo de la carga inicial de baja tensión. En cambio, las redes de alta tensión son diseñadas y construidas para enfrentar, tanto el crecimiento vegetativo de las redes de baja tensión como el crecimiento adicional que representa la aparición de nuevas

cargas de importancia y centrales de generación. De esta forma, al aparecer una carga nueva considerable, las redes de baja tensión no la verán; de ser necesario se instalan nuevos transformadores que redistribuirán la carga o bien se reforzarán las redes. Las redes de distribución son diseñadas para poder cubrir la demanda en hora punta, momentos donde el consumo es mayor.

Las redes de distribución no presentan economías de escala tan marcadas como es el caso de las redes de transmisión. Sin embargo, estas redes se caracterizan por presentar economías de densidad. En este contexto, en Chile se ha establecido un monopolio geográfico regulado por el estado [1]. Los costos de inversión de las redes de distribución suponen una parte muy importante de los costos totales del sistema, llegando a superar algunas veces los costos de inversión de las redes de transmisión [2].

Los sistemas de distribución operan con tensiones que van desde los pocos volts hasta los 23 [kV]. Los sistemas se dividen según los niveles de tensión en [1]:

- **Sistema de distribución secundaria:** operan con los mismos niveles de tensión que los usuarios finales, 220 [V] caso chileno
- **Sistemas de distribución primaria:** proporcionan energía a varios sistema de distribución secundaria, en zonas urbanas operan con tensiones entre los 10 a 15kV y en zonas rurales con tensiones un poco mayor, hasta 23 [kV].

Las tensiones bajas son las que alimentan directamente a los consumos domiciliarios y algunos consumos industrias. En Chile se utiliza tensiones de 380[V] entre fase, lo que equivale a 220 [V] fase neutro. Las potencias transmitidas por estas líneas son muy bajas. Para tensiones medias Chile utiliza 12 [kV]; 15 [kV]; 13,2 [kV] en zonas urbanas y 23 [kV] en zonas rurales.

Las subestaciones son un elemento primordial en las redes de distribución, cumplen tres funciones principales [2]:

- Interconexión de todas las líneas entre sí.
- Sitios de transformación desde donde se alimentan las redes de distribución que llegan hasta los consumos.
- Ejes donde se instalan los elementos de protección, corte y maniobra de sistema.

A ella llegan varias líneas de alta tensión que luego de pasar por un transformador, entre otros elementos, salen líneas con niveles de tensión menor, que llegan a los centros de consumo.

Las redes de distribución son las causantes de la mayoría de los cortes de suministro en los consumidores finales, ya que se encuentran sometidas a una mayor cantidad de fallas en comparación con la redes de transmisión. Estas fallas pueden ser provocadas por vandalismo, accidentes de tránsito o condiciones naturales; como caída de ramas de árboles, entre otras cosas [2].

Los consumidores se encuentran interconectados a las redes de distribución. Es por esto que cobra gran importancia los aspectos de calidad de servicio (regulación de tensión y de frecuencia). Las empresas distribuidoras deben asegurar a los consumidores libre acceso de conexión a la red en su zona de concesión.

Actualmente, las redes de distribución tienen un carácter pasivo. Su responsabilidad se centra en distribuir la energía generada por las centrales - conectadas a las redes de transmisión - hasta los consumos finales, tanto industriales como domiciliarios. Por lo general, las centrales se encuentran instaladas lejos de los grandes centros de consumo, aumentando las pérdidas y costos del sistema. La nueva tendencia internacional es la instalación de pequeñas centrales conectadas a las redes de distribución cerca de los consumos. Estas redes ya no sólo tendrán consumos conectados, sino también, generadores, adquiriendo un carácter más activo.

2.1.1 Regulación de frecuencia

La frecuencia es una para todo el sistema, debiendo mantenerse lo más constante posible, y en torno a su valor nominal para otorgar seguridad de servicio. La constante de frecuencia no es importante para la mayoría de los consumos, pero sí lo es para los generadores, debido a que un cambio en la frecuencia afecta la energía cinética de las máquinas. La Norma técnica Chilena establece una variación admisible de la frecuencia de $\approx \pm 2$ [Hz] del valor nominal (50 [Hz]) [1] [2] [4].

Las variaciones en el valor de la frecuencia se deben a bruscos cambios en la carga o en la generación, mostrando un desequilibrio entre generación y consumo. Producto de la variación de la potencia activa generada, transportada y consumida en la red, se debe mantener en cada momento un balance entre generación y consumo. Al cambiar la carga del sistema de forma súbita, las generadoras deben variar su energía cinética afectando la frecuencia de la red. Al disminuir la carga del sistema, la velocidad de la máquina aumenta y incrementándose también, la frecuencia del sistema. En caso contrario, si aumenta la carga, la velocidad de la máquina disminuye, reduciendo la frecuencia del sistema.

La regulación de frecuencia se realiza mediante la inyección de potencia activa para obtener la potencia generada igual a la demanda de sistema. El control de frecuencia se realiza mediante una estructura jerárquica:

- **Regulación primaria de frecuencia:** se realiza por medio de los reguladores de velocidad de las máquinas. La efectúan las unidades que tienen la capacidad de cambiar rápidamente su velocidad de giro, a través de la potencia generada, que tengan la capacidad de tomar rápido carga. Además, que cuenten con reserva en giro. Ellas estabilizan las perturbaciones de frecuencia en la red debido a los desequilibrios de potencia. Lo más adecuado es que lo realicen las centrales hidroeléctricas de embalse. Es de carácter automática.
- **Regulación de frecuencia secundaria:** se realiza de modo posterior a la regulación primaria. Es más lenta, de carácter zonal, tiene como objetivo llevar el error de frecuencia a cero y restablecer la reserva en giro del sistema (restituir las consignas de generación de los reguladores primarios de frecuencia). La realizan las centrales que poseen reserva en giro. Por lo general es la central que se encuentra marginando el sistema, es de carácter automática o manual.
- **Regulación terciaria de frecuencia:** de carácter económico, se intenta lograr el mínimo costo en la generación del sistema. Se ajusta la generación para llegar a los valores más convenientes de operación en ámbitos económicos, es principalmente de carácter manual.

2.1.2 Regulación de tensión

A diferencia de la frecuencia, los valores de tensión son de carácter local. Cuando existen diferencias de tensión en las barras, éstas deben ser solucionadas de forma puntual, manteniendo su valor en torno al valor nominal. La desviación en los niveles de tensión afectan directamente a los usuarios conectados en dicho punto. La causa de las variaciones de tensión en los nodos es producto de la componente reactiva de la corriente que circula por el sistema [1] [2] [4].

Los consumos operan correctamente cuando los niveles de tensión se encuentran en torno al valor nominal. Si la tensión es muy alta, los equipos se calentarán y disminuirá su vida útil; si ésta es baja, el rendimiento será inferior. Es por esto que la variación de tensión aceptada en las redes de distribución es muy baja ($\approx \pm 5$ a 8% valor nominal). La variación aceptable en la tensión de las redes de transmisión es mayor (en torno al $\pm 10\%$) ya que no se encuentran conectados consumos.

La regulación de tensión presenta características muy diversas. Se realiza inyectando potencia reactiva en los puntos donde se presentan las diferencias.

La regulación de tensión se realiza por medio de:

- **Generadores sincrónicos:** regulan la tensión en bornes, variando la excitación del rotor.
- **Condensadores sincrónicos y compensadores estáticos de reactivos:** aportan o consumen reactivos para controlar la tensión, el costo de estos

equipos es bajo pero son muy delicados, deben ser reemplazados con frecuencia.

- **Banco de condensadores y reactancias:** los condensadores aportan reactivos a la red y las reactancias consumen reactivos cuando es necesario.
- **Transformadores con cambiador de posición taps:** se realiza variando la relación de transformación, no tienen la capacidad de inyectar reactivos a la red, sólo modifican los flujos de potencia reactiva en el sistema.

En casos extremos de variaciones de tensión - cuando es posible que el sistema, o parte de él se caiga - se utiliza la desconexión de líneas, o la desconexión de cargas.

2.1.3 Servicios complementarios

Según la definición entregada por la ley, los servicios complementarios son aquellas prestaciones que permiten efectuar, a lo menos, un adecuado control de frecuencia, control de tensión y plan de recuperación de servicios, tanto ante condiciones normales de operación como ante contingencias [4].

Los principales servicios complementarios son [4]:

- **Control de frecuencia:** contempla la regulación primaria (mediante la regulación de la velocidad de los generadores), regulación secundaria (regulación Inter-áreas), mantiene la reserva en giro, reserva pronta, desconexión de generador y de carga (EDAG y EDAC).
- **Control de tensión:** Contempla la regulación dinámica de tensión mediante la regulación de voltaje realizado por las generadoras, condensadores, etc.; y la regulación estática de tensión (condensadores estáticos, reactores, conexión y desconexión de líneas)
- **Plan de recuperación de servicios:** comprende la partida autónoma de generación (partida negra) y la partida rápida.

La realización de los servicios complementarios en los sistemas eléctricos de potencia generan costos mayores de operación, ya que algunas centrales no pueden operar en su punto económicamente óptimo (con el fin de mantener reserva, regular tensión, frecuencia o ante la salida de operación de alguna central generadora).

2.2 Generación Distribuida

La energía eléctrica es generada por medio de grandes unidades, que por lo general están ubicadas lejos de los principales centros de consumo. Al circular la energía desde los puntos de generación hacia los puntos de consumo por medio de las líneas de transmisión, se producen pérdidas, las que están relacionadas con la distancia entre

estos dos puntos. Hasta el día de hoy el sistema se encuentra constituido por 4 sectores bien determinados. Estos son:

- Generación.
- Transmisión
- Distribución
- Centros de consumos.

Los sistemas de distribución ya no sólo cumplirán la labor de distribuir la generación desde las subestaciones de transmisión a los puntos de consumo, sino que también la de inyectar potencia al sistema. Lo que tenderá a cambiar los flujos de potencia asociados [5] [6] [8] [7].

Con esto, se intenta acercar la generación a los consumidores, con el fin de optimizar y mejorar las condiciones de operación del sistema eléctrico, entre otras cosas, reduciendo las pérdidas provocadas por las grandes distancias.

La definición de generación distribuida no se encuentra del todo decantada en la literatura. Se puede decir que la generación distribuida, es la generación por medio de pequeñas centrales generadoras conectadas, ya sea en las líneas de sub-transmisión como en las líneas de distribución, y que producen menos de 20 [MW]. Este límite, sin embargo, depende de las características constructivas de las líneas de cada país.

Un GD puede ser propiedad de los consumidores residenciales, empresas industriales o de las distribuidoras. Los beneficios que trae a cada uno de ellos es distinto; por ejemplo: la empresa distribuidora - al instalar un GD - busca lucros relacionados con la reducción de las pérdidas, retrasar las inversiones de la red y servicios complementarios como la regulación de tensión. En cambio, un consumidor desea disminuir su consumo de energía y vender sus excedentes al sistema.

Los impactos que producen los GD son producto del cambio de los flujos de potencia, tanto en magnitud como en dirección [61]. Existen muchos argumentos por los cuales puede ser conveniente el uso de GD en el sistema eléctrico. A continuación, se realiza un pequeño detalle de las principales influencias.

2.2.1 Influencia de la generación distribuida

La influencia de la GD en el sistema es variado; existen dos elementos que se pueden distinguir en el impacto, tanto positivo o negativo en el sistema local de distribución, ellos son el nivel de penetración y el nivel de dispersión. Si la penetración de la GD en el sistema es muy grande, por lo general conlleva desventajas, perjudicando la operación del sistema local de distribución.

El nivel de penetración de la GD es la fracción de la carga total del sistema que es servida por la GD. El nivel de dispersión de la GD es la relación del número de nodos, en los cuales, hay GD y el número de nodos, en los que existe consumo.

Las centrales de GD influyen principalmente en: la reducción de los costos de la energía, en la confiabilidad y calidad del sistema debido a la posición privilegiada en la cual se encuentran conectados, en los flujos de potencia, en las pérdidas por las líneas, influencia en el perfil de tensión y atraso de las inversiones de las redes de distribución.

Un aspecto importante para las empresas distribuidoras es la posibilidad de aplazar inversiones en la red de distribución. El GD puede disminuir la probabilidad de sobrecarga, no obstante, si la penetración de la GD llega a valores excesivos, su comportamiento se puede invertir llevando a realizar nuevas inversiones [61].

Los clientes pueden utilizar la GD para generar para uso propio en desmedro de la compra al sistema y vender sus excedentes. También, si existen los indicadores adecuados, tienen la posibilidad de elegir cuánto comprar de energía al sistema o cuándo vender, dependiendo del precio de venta de la energía, ayudando también, a disminuir la demanda en hora punta. Además, la GD puede colaborar a la continuidad del suministro, ya que en momentos donde el sistema no puede entregar energías a los consumo, el GD puede llegar a operar en isla.

Un beneficio que presenta el GD se relaciona con su pequeñas tamaño; es más fácil encontrar terrenos cercanos a los consumos. Además poseen una rápida instalación y expansión, entrando rápidamente en operación, en comparación con la generación centralizada.

La cogeneración, la cual suministra tanto calor como electricidad, también puede tomar la forma de GD, mejorando el rendimiento total de la instalación y disminuyendo el consumo del sistema [8] [9].

2.2.1.1 Influencia de la GD en las pérdidas

Las pérdidas de un sistema eléctrico son producidas en el trayecto desde el punto de generación hasta el punto de consumo. Las pérdidas que puede disminuir el GD son las asociadas con la magnitud de corriente que circula por la red [61].

El impacto que puede tener un GD en las pérdidas es muy variado, el que depende de diversos factores [61]:

- **Ubicación de la GD en la red de distribución y topología de la red:** Cuanto más cercano se encuentre conectado el GD a los lugares de consumo, mayor será la reducción de pérdidas.
- **Grado de penetración de la GD en la red:** Si se grafica el impacto que tiene la penetración de GD en las pérdidas del sistema, se obtiene una curva en forma de U. Esto significa, que con poca generación conectada en la red las pérdidas disminuyen, pero a medida que se aumenta la GD, puede llegar a incrementar las pérdidas, producto del exceso de generación, invirtiendo los flujos de potencia.
- **Perfil de demanda y producción de generación:** La curva mencionada en el caso anterior, se encuentra relacionada con el perfil de la GD en comparación con el perfil de la demanda. Entre mejor se adapte el perfil de generación al de la demanda, mayor será la reducción de las pérdidas. Además, la disminución de las pérdidas depende de la tecnología utilizada, la tecnología con mayor reducción de pérdidas es aquella con generación lo más constante posible.

2.2.1.2 Influencia de la GD en los perfiles de tensión

En los sistemas de transmisión se cumple que el efecto resistivo de las líneas es despreciable frente al inductivo, donde la inyección de potencia reactiva regula los niveles de tensión. Esto deja de ser cierto en baja tensión, ya que la resistencia en las líneas deja de ser despreciable frente a la reactancia. Es por esto, que ya no se cumple siempre que la potencia reactiva altere los niveles de tensión, ahora también la potencia activa tendrá efecto sobre la tensión [61].

Como se mencionó con anterioridad (2.1.2), la regulación de tensión es de carácter local (no sistémico). La influencia de la GD en la red - donde se encuentra conectada - depende de la penetración y del tipo de generación, ya que cada fuente presenta un perfil de generación diferente. La potencia activa y reactiva inyectada será la que modifique sensiblemente los niveles de tensión [61].

2.2.2 Optimización de un sistema de GD

La optimización de un GD comprende el dimensionamiento del tamaño, ubicación, configuración y condiciones de operación de la central. El análisis depende del punto de vista del propietario. Un consumidor busca vender la máxima cantidad de energía a mínimo costo. Para una empresa distribuidora de energía eléctrica es importante la calidad del producto, ella desea garantizar el suministro energético al mínimo costo y reducir las pérdidas de energía. Además, el centro de despacho necesita mantener los parámetros de operación del sistema; como son la frecuencia y la tensión.

En términos generales el impacto de un GD sobre el sistema depende de los siguientes factores:

- Ubicación del GD en la red de distribución
- Topología y estructura de la red
- Grado de penetración del GD en la red
- Perfil de demanda en la red
- Tipo de GD, su perfil de producción depende de su tecnología

2.3 Generador Virtual

Existen dos posibles escenarios futuros para las redes de distribución; el primero donde el sistema sigue trabajando como hoy en día. Esto significa que sigue siendo un sistema pasivo, con las redes de distribución sólo encargadas de transmitir la energía inyectada por las generadoras centralizadas. Un segundo escenario, es donde las redes de distribución estarían compuestas por los consumos y pequeñas centrales generadoras, descentralizando la generación. Estas pequeñas centrales serían capaces de participar en el mercado de la energía y en el mercado de los servicios complementarios [11] [12] [13].

Las generadoras cercanas a los consumos podrían llegar a ser las encargadas de algunos de los servicios complementarios del sistema. Para llevar a cabo esto se necesita una nueva estructura técnica, comercial y regulatoria, que permita a los sistemas basados en GD ser más eficientes, seguros y confiables. Es por esto que se crean los Generadores Virtuales (GV), los cuales serán los encargados de realizar una nueva estructura de comercio, control y regulación, con el fin de que los GD se transformen visibles, controlables para el sistema y tengan un impacto similar a las generadoras conectadas a las líneas de transmisión.

El problema que presentan las fuentes de energía renovables es su poca confiabilidad de entregar potencia, ya que las fuentes de energía dependen de las condiciones climáticas que varían minuto a minuto. Debido a estas fluctuaciones, que provocan la incertidumbre en la generación, no pueden recibir el pago por potencia que se proporciona en Chile. El GV al controlar la inyección de potencia de un conjunto de GD puede conseguir que el sistema vea una potencia confiable, otorgándoles visibilidad en el sistema, mejorando las oportunidades de renta.

El GV puede ser el encargado de encontrar la ubicación y punto óptimo de conexión de los GD. Con ello, los GD pueden traer mayores beneficios al sistema y realizar los servicios complementarios determinados por la Ley Corta (regular tensión y frecuencia), debido a la conveniente ubicación en la que se encuentran conectados. Los GD - perteneciente a un GV - pueden estar conectados en diferentes puntos de la red de distribución.

Los GD en - forma individual - no poseen las características para ingresar al mercado de la energía. El GV, al controlar un conjunto de GD logra generar las características necesarias para que este grupo de generadores pueda ingresar al mercado controlando los horarios de generación, ofreciendo servicios complementarios, generando contratos de suministro y mejorando la capacidad de generación vista por el sistema, dado que éste lo ve como un solo ente controlado. El GV posee características asociadas a los generadores tradicionales; como son: los horarios de generación, regulación de voltaje, reserva en giro. Además puede realizar un control de la demanda vista por las empresas distribuidoras con el objeto de reducir la demanda en hora punta, y recuperación de carga.

Las funciones del GV en dos áreas de actividades, las actividades técnicas (TGV) y la actividad comercial (CGV).

También este ente puede entregar indicadores a los consumidores para controlar sus niveles de demanda y elegir cuándo comprar energía al sistema o cuándo vender, dependiendo del precio de venta de la energía, ayudando también, a disminuir la demanda en hora punta.

A continuación se enumeran algunas de las razones por las cuales se hace necesaria la coordinación de los GD por medio de un GV:

- Producto de la incertidumbre en el comportamiento de un GD, y al no existir un control de la generación del GD, puede traer un alza de los precios.
- Localización eficiente del GD para así minimizar las pérdidas y rentabilizar las inversiones.
- Tanto la distribuidora como los consumidores dueños de GD necesitan indicadores de mercado para decidir cuándo conviene generar y entregar energía al sistema.
- Integración, control y coordinación de los distintos GD conectados en un sistema de distribución, para así beneficiar la operación.
- Los consumidores se pueden convertir en elementos activos del sistema decidiendo su perfil de demanda en tiempo real y vendiendo los excedentes al sistema.
- Producto de la ubicación de los GD ellos pueden realizar una eficiente regulación de tensión si éstos son correctamente controlados.

2.4 Los consumos

Existe una infinidad de consumos de energía eléctrica, cada uno con características diferentes. Estos pueden consumir potencia -tanto activa como reactiva - en niveles

distintos. Los consumos se caracterizan por la proporción de potencia que consumen la cual se mide por medio del factor de potencia ($\cos(\varphi)$) [1].

El desarrollo de los países se encuentra muy relacionado con los índices de consumo eléctrico, ya que para cualquier proceso productivo se requiere uso de electricidad. Se han utilizado los índices de consumo de electricidad como una señal del desarrollo social de un país, y también como índice del bienestar. Existe una relación entre el índice de crecimiento de un país (PIB) con el crecimiento de la demanda eléctrica [2].

Sin embargo, actualmente se observa que los países desarrollados presentan una saturación en el crecimiento de la demanda eléctrica; esto se debe - entre otras cosas - a las políticas vinculadas a la eficiencia energética.

Para caracterizar un consumo es necesario establecer la energía eléctrica requerida y su perfil de consumo, Ambos representan la potencia consumida a lo largo del tiempo y la integral del área bajo la curva es la energía eléctrica consumida.

El perfil de carga tiene importancia en el ámbito económico. Para una misma energía demandada es más económico y conveniente suministrar una carga de perfil plana que una carga que presente una punta de demanda muy diferente al promedio. Es por esto que la fijación de precios apunta a disminuir los peaks de demanda.

En los anexos se muestran distintas curvas de demanda diaria según tipo de consumo. Los comportamientos de los distintos consumos cambian según la estación del año, lugar geográfico, clima, condiciones socioeconómicas y región del país [3], por lo cual estas sólo se deben tomar como una referencia.

La Figura 40 muestra el perfil de demanda del sector residencial. Se puede observar que el consumo residencial comienza a aumentar en la tarde llegando a su valor máximo entre las 21 y 22 horas, siendo el momento en que la mayor cantidad de gente se encuentra en sus hogares. En cambio como muestra la Figura 42 - donde se grafica el consumo industrial - evidencia que los niveles altos de consumo son entre las 9 y 18 horas (horarios laborales), con una disminución entre las 13 y 14 horas (horario colación), en la madrugada presenta los menores índices.

Una gran cantidad de consumos son muy sensibles a las condiciones técnicas con las que se alimentan. Existen equipos que simplemente no pueden operar si la magnitud o la calidad de la onda sinusoidal de tensión no es perfecta. Es por esto que presta real importancia la calidad de servicio.

2.5 Calidad de servicio.

La calidad del suministro eléctrico es de vital importancia para los consumidores, ya que existen muchos equipos y procesos industriales que no pueden operar si el abastecimiento eléctrico no es el adecuado.

Los aspectos característicos que definen la calidad del suministro eléctrico son las siguientes [2]:

- **Cortes de suministro:** los cortes de suministro eléctrico pueden ser muy perjudiciales para los consumos residenciales, producciones industriales o servicios vitales para las personas. Con el fin de evitar cortes en servicios o producciones primordiales, los distintos sectores pueden operar en isla, logrando estar siempre con servicio eléctrico
- **Huecos de tensión:** son bajas transitorias de la tensión de alimentación.
- **Armónicos en la onda de tensión:** son distorsiones en la forma sinusoidal de la onda de tensión, que perjudican a algunos equipos.
- **Flicker:** oscilaciones en la amplitud de la tensión.
- **Sobre-tensiones:** son aumentos en la tensión, lo cual puede provocar daños en los equipos.
- **Variaciones de los niveles de frecuencia:** la frecuencia del sistema de debe encontrar siempre en torno a su valor nominal. Los valores aceptables de variación se encuentran en torno a $\approx \pm 0,4\%$ del valor nominal.

Capítulo 3: Energías Utilizadas en Generación Distribuida

Dentro de los tipos de energías utilizadas en GD se encuentran las energías renovables no convencionales a base de combustible fósil. Todos ellos son generadores de mediana y pequeña escala. A continuación, se proporcionará un detalle de los generadores que se utilizan en GD en base a energías renovables.

3.1 Centrales hidroeléctricas

Chile posee un importante recurso hidráulico, del cual sólo una mínima parte ha sido explotada para generar energía eléctrica. En el Sistema Interconectado Central (SIC) el 53,46% equivalente a 4874,3 [MW] es generado mediante el recurso hidráulico, (datos del 2007). Del 100% de la generación del SIC 16,4% corresponde a centrales de pasada y 37,22% corresponde a centrales de embalse {1}.

Las centrales hidroeléctricas aprovechan la energía que posee una masa de agua de un río para ser transformada en electricidad. La potencia extraíble es proporcional al caudal y a la altura del salto. Se utiliza la energía potencial presente en un punto alto de un río para ser transformada en energía eléctrica en el punto más bajo.

La clasificación de centrales hidráulicas - de acuerdo a su potencia instalada - es la siguiente {1}:

- **Grandes centrales:** Potencia superior a 5[MW]
- **Pequeñas centrales:** Potencia superior a 1 [MW], inferior a 5 [MW]
- **Minicentrales:** Potencia superior a 100 [kW], inferior a 1 [MW]
- **Microcentrales:** Potencia superior a 1,5 [kW], inferior a 100 [kW]
- **Hidrocargadores:** Potencia menor a 1,5 [kW]

En Chile las centrales mini y micro hidráulicas son consideradas energías renovables no convencionales (ERNCC), debido a su menor implementación en el país [14]. No existe un consenso entre los miembros de la Unión Europea en la definición de los niveles de potencia de las pequeñas centrales hidráulicas; mientras algunos consideran a pequeña central a potencias menores a los 10 [MW], otros la establecen en 3 [MW].

En GD se utilizan las centrales hidroeléctricas que se clasifican como ERNC, tienen una potencia baja comparada con las centrales de embalse. Por lo general no poseen reservorio para almacenar agua, o si lo tienen éste es pequeño, donde se puede almacenar agua para ser usada durante el mismo día o en la misma semana.

El establecer el potencial hidrológico de un río es de vital importancia al momento de construir una central hidroeléctrica. Con este objetivo es necesario tener información meteorológica, hidrométrica y topográfica del sitio en particular donde será establecida la planta. Con toda esta información se pueden conocer los volúmenes de los cauces que pasan por un punto dado.

Al momento de decidir la ubicación de una central hidroeléctrica es necesario considerar los siguientes puntos:

1. **Régimen hidrológico:** se debe conocer el régimen hidrológico del río, para así determinar el comportamiento de los caudales a lo largo del año, y definir la potencia extraíble. El régimen de los ríos puede ser:
 - **Nival**
 - **Nivopluvial**
 - **Pluvial**
 - **Pluvionival**
2. **Tipo de suelo:** el tipo de suelo en una cuenca determina la filtración en el cauce del río, además pueden existir aportes de aguas subterráneas en los caudales.
3. **Uso del suelo:** dependiendo del uso que se le da al suelo es la pérdida de agua que presenta el río. Por ejemplo: un suelo utilizado para la agricultura absorbe más agua que un suelo usado para la ganadería. Dentro de la agricultura existen plantaciones que consumen más aguas que otras.

Se debe tener presente que posterior a la generación de energía eléctrica el agua es devuelta al cauce del río por lo cual se puede disponer de las aguas para regadío o agua potable.

3.1.1 Pequeñas centrales hidráulicas [15]

Una clasificación de las centrales hidroeléctricas según el tipo de afluentes es la siguiente:

- Aprovechamiento de agua fluyente
- Centrales de canal de riego
- Central con tubería de abastecimiento de agua potable

Las pequeñas centrales hidroeléctricas aprovechan el afluente de un río, que por lo general no disponen de un embalse regulador por lo que sólo pueden operar cuando el caudal de río es superior al mínimo técnico de la turbina instalada. Si poseen un reservorio regulador, éste es pequeño, con capacidad de almacenar poca agua que debe ser empleada dentro del mismo día, y con ella la central puede generar electricidad en hora punta donde el precio por [kWh] es mayor.

El agua puede provenir de directamente del caudal de un río, o sus cauces pueden ser desviados con el objeto de conseguir una mayor caída del agua. Ésta, posterior a la generación, es devuelta al curso natural del río. También se pueden utilizar aguas destinadas a regadío o agua potable, instalando la central antes de su uso, debiendo construirse un by pass para asegurar el suministro de agua.

3.1.2 Características de la energía hidráulica

El agua de un río presenta energía potencial y energía cinética, la que se va perdiendo en el transcurso de su viaje por la cuenca, debido al roce causado en su recorrido. Las centrales hidroeléctricas utilizan para la generación la caída y presión de la masa de agua.

Para estimar el potencial energético de un río es esencial conocer el salto y el caudal disponible. La altura de un río es la distancia media en vertical, entre el nivel de la lámina de agua en la derivación y a la salida de la turbina. El caudal de un río es afectado por diversos factores, entre los que se encuentran [15]:

- Pluviometría
- Naturaleza del terreno
- Cubierta vegetal
- Temperatura en la cuenca de recepción

La ecuación que rige la generación es la de Bernouilli, la cual viene dada por:

$$P = 9,8 \cdot Q \cdot H \cdot \rho_{agua} \quad (3.1)$$

Donde Q [m^3/s] es el caudal, H [m] es la caída neta, que es la diferencia bruta entre bocatoma y entrega de la turbina menos las pérdidas en ese tramo; y ρ_{agua} es la densidad del agua. Se puede concluir que la potencia extraíble del agua puede estar dada por un gran caudal (grandes cantidades de agua a alta presión) o por una gran caída neta.

A la ecuación (3.1) se deben incluir las pérdidas en las distintas etapas de la generación. La eficiencia de la generación de energía eléctrica - por medio del recurso

hidráulico de baja - escala se estima cercana al 85%, llegando hasta una eficiencia de un 90%. La potencia generada se encuentra dada por:

$$P = 9,8 \cdot \eta \cdot \rho_{\text{agua}} \cdot Q \cdot H \quad (3.2)$$

3.1.3 Curva de caudal clasificado

Para dimensionar las instalaciones y determinar la potencia nominal de la central es necesario ordenar la serie temporal de caudales. Una forma utilizada es según su magnitud, que es denominada Curva de caudales clasificados (CCC), la que muestra el porcentaje de tiempo en el que se alcanza o se supera un cierto valor del caudal [15]. En la Figura 2 se presenta una curva de caudales clasificados en la que se grafica el porcentaje de tiempo en que el caudal es superado versus el caudal.

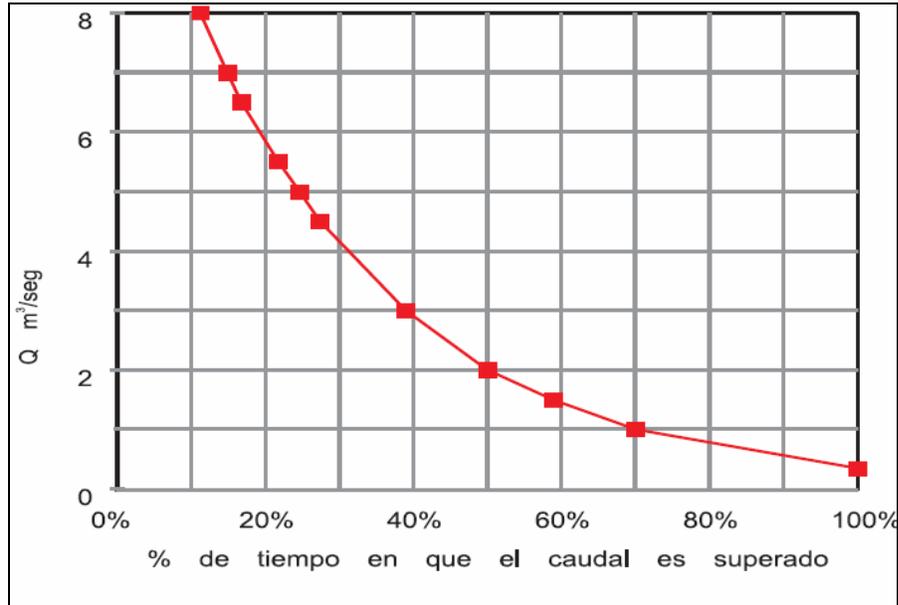


Figura 2: Curva caudales clasificados [15]

Además de estimar el caudal y altura de caída del río, es importante conocer el régimen del río y las características fisiográficas de la cuenca de captación. Si el suelo es muy permeable existirá mucha filtración. Los ríos que presentan alta permeabilidad y corrientes subterráneas importantes tendrán un régimen de caudales más uniforme.

Si se desea, se pueden construir CCC de las distintas estaciones del año o de los meses del año donde la energía eléctrica es más cara, para así estimar mejor la potencia de la central.

3.1.4 Potencia instalada y energía generada

La CCC se utiliza para estimar el caudal de diseño más adecuado de una central, calcular el caudal mínimo técnico, el caudal ecológico, evaluar la potencia de la planta y la producción anual esperada en un año hidráulico medio [15]. En la Figura 3 se observa la definición de la zona útil de la CCC para determinar los parámetros de la central hidroeléctrica.

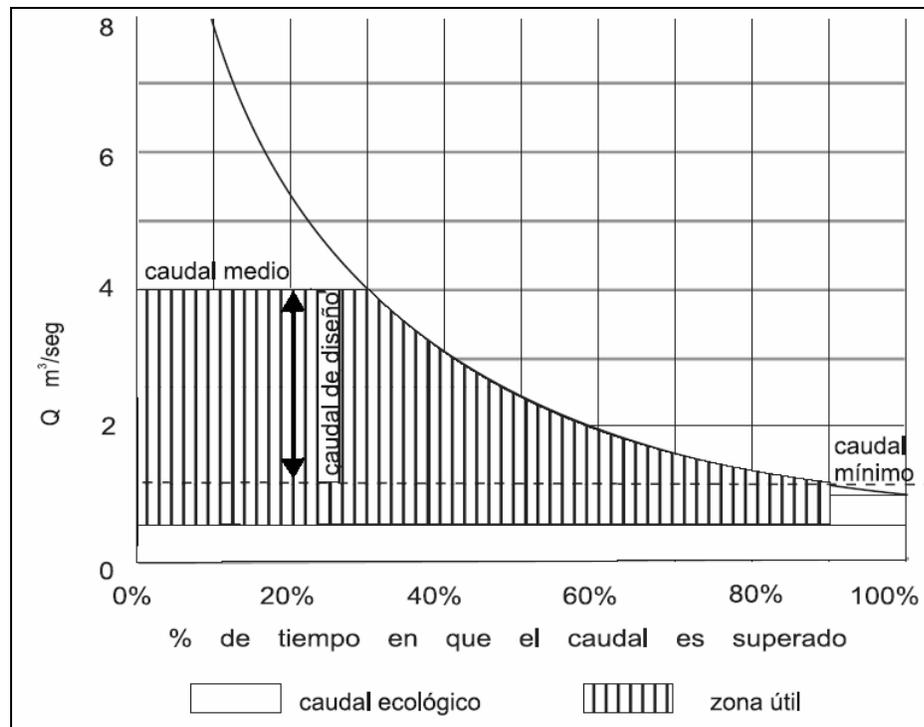


Figura 3: Definición zona útil de la CCC [15]

Mayormente se toma como caudal de diseño el valor medio disminuido en el valor del caudal ecológico; con el caudal de diseño y la altura de caída se puede determinar la turbina. Cabe considerar el volumen mínimo para poder generar y el régimen de desempeño en función del caudal de cada una de las turbinas, para así elegir la más conveniente dadas las características presentes.

Las centrales hidroeléctricas que no tienen la posibilidad de almacenar agua no pueden garantizar una potencia firme para entregar al sistema. Los sistemas diseñados para operar en isla, deben tener la capacidad de funcionar una mayor cantidad de tiempo en comparación a centrales conectadas al sistema eléctrico interconectado, por lo cual el caudal de diseño utilizado debe ser excedido al menos 90% del tiempo. Si se desea recibir ingreso por potencia firme el caudal de diseño debe ser uno que se exceda más del 50% del tiempo [15], ya que se debe garantizar un cierto porcentaje de energía generada al año según el valor nominal de la central.

3.2 Energía eólica

La energía eólica es considerada como una forma indirecta de energía solar, producida por el movimiento del aire, ocasionada por la diferencia de temperaturas en la superficie terrestre, que origina el desplazamiento de masa de aire que poseen energía cinética, la que es transformada mediante un aerogenerador en energía eléctrica [16] [17] [18] [19] {2}.

Una característica importante que presenta la energía eólica es su aleatoriedad y variabilidad, la cual no solo depende de las condiciones atmosféricas y climáticas, sino que también de las características geográficas del sector. Presenta variaciones temporales a pequeña y gran escala de tiempo, posee variaciones, tanto en la superficie como en altura. La variación instantánea (de segundos) puede ser de aproximadamente 10% del valor promedio, que es compensada por la inercia del rotor [1] [20] {2}.

Para encontrar un adecuado emplazamiento donde instalar un aerogenerador es de vital importancia realizar una estimación de la producción energética, donde se deben tener presentes los valores medios de viento, las distribuciones diarias, estacionales, direccionales, etc. en el lugar específico de interés. Todos estos cálculos y estimaciones son fundamentales en la instalación de un aerogenerador.

En Chile se han realizado algunos estudios tendientes a caracterizar parcialmente el potencial eólico nacional. Ya que la investigación requiere de grandes inversiones, aún no se logra tener un mapa adecuado con el potencial eólico del país.

3.2.1 El viento

En la instalación de un aerogenerador interesan los vientos producidos a nivel de la superficie terrestre. Los movimientos de masa de aire son generados por los gradientes de presión existente, que son – a su vez - producidos por los gradientes térmicos. Esto se debe a que las capas de aire caliente son menos densas que las capas de aire frío. El aire caliente asciende dejando huecos libres los cuales son llenados por las capas de aire frío, produciéndose de esta forma el movimiento de las capas de aire. Asimismo, a grandes alturas, la presión del aire es más baja por lo cual éste es menos denso.

El gradiente vertical de temperatura es de [18]:

$$\text{Gradiente}_{\text{vertical}}_{\text{temperatura}} = \frac{0,98^{\circ}\text{C}}{100\text{m}} \rightarrow \text{Aire}_{\text{seco}}$$

$$\text{Gradiente}_{\text{vertical}}_{\text{temperatura}} = \frac{0,65^{\circ}\text{C}}{100\text{m}} \rightarrow \text{Atmósfera}_{\text{estándar}}$$

Los movimientos de las masas de aire tienden a compensar las diferencias de presión existentes; de modo que, a mayor gradiente de presión, es mayor la velocidad del viento. El movimiento de las masas de aire va desde las altas a las bajas presiones.

Las isobaras son líneas que unen puntos de igual presión, representan los gradientes horizontales de presión. Como las masas de aire se mueven con el gradiente horizontal de presión, lo ideal es que las isobaras se encuentren lo más juntas posibles. Es por esto que a orillas del mar existen grandes velocidades de viento, dado que la diferencia de temperatura ente el mar y la costa es considerable.

Se han determinado expresiones empíricas para la variación de la velocidad con la altura, las cuales son mostradas en la siguiente ecuación:

$$\frac{v}{v_0} = \left(\frac{h}{h_0} \right)^{\alpha} \quad (3.3)$$

Donde α es un parámetro que depende del tipo de superficie.

La fuerza de Coriolis es otro parámetro que influye en el movimiento de las masas de aire y está dada por la siguiente ecuación:

$$f = -2\omega \text{sen}(\varphi)v \quad (3.4)$$

Donde:

ω es la velocidad angular de la tierra

φ es la latitud

v es la velocidad del viento

Un factor que perjudica a la velocidad del viento es el rozamiento con la superficie terrestre, pues éste provoca la disminución de la velocidad, la cual se encuentra relacionada con la topografía del terreno. La rugosidad de un terreno se encuentra relacionada con la influencia que ejerce a la velocidad del viento. Las clases de rugosidad son calculadas midiendo la altura sobre el nivel del suelo en donde la velocidad es teóricamente cero {2}.

Otro punto que se debe tener en cuenta es la variación de velocidad horaria del viento; durante el día el viento sopla más fuerte que en la noche. Esto es producido por el calentamiento de las masas de aire en las horas con sol, lo que genera una atmósfera inestable. Durante la noche se presenta una atmósfera estable, ya que los gradientes de temperatura no son considerables. Este es un factor favorable para los aerogeneradores, debido a que el mayor consumo de energía se produce durante el día.

3.2.1.1 *Rugosidad de una superficie*

La rugosidad del terreno es un parámetro importante para la instalación de un aerogenerador, ya que la velocidad del viento se ve afectada por la fricción con la superficie terrestre.

Para la instalación de un aerogenerador lo ideal es que el terreno posea la menor rugosidad posible. Las superficies de agua tienen poca influencia en la velocidad del viento; en cambio los grandes bosques y ciudades son muy desfavorables.

Por lo general se definen las clases de rugosidad a partir de la longitud de rugosidad medida en metros z_0 . Este parámetro representa la altura sobre el nivel del suelo, donde la velocidad del viento es teóricamente 0 {2}.

Si ($l \leq 0,03$)

$$z_0 = 1,699823015 + \frac{\text{Ln}(l)}{\text{Ln}(150)} \quad (3.5)$$

Si ($l > 0,03$)

$$z_0 = 3,912489289 + \frac{\text{Ln}(l)}{\text{Ln}(3,333333)} \quad (3.6)$$

3.2.2 **Potencia eólica**

La energía cinética disponible en una masa de aire m con una velocidad v se encuentra dada por la siguiente expresión:

$$E = \frac{1}{2} m v^2 \quad (3.7)$$

La energía cinética por unidad de volumen será:

$$e = \frac{1}{2} \rho v^2 \quad (3. 8)$$

Donde

ρ es la densidad del aire (se puede suponer constante)

El flujo de aire que atraviesa una superficie A es:

$$\phi = vA \quad (3. 9)$$

Luego, si la masa de aire atraviesa un área A perpendicular a la corriente de aire, con una velocidad v , posee una potencia:

$$P_{viento} = \frac{1}{2} \rho v^3 A [W] \quad (3. 10)$$

La potencia disponible en una masa de aire es directamente proporcional a la densidad, al área perpendicular y al cubo de la velocidad. Se debe recalcar que la potencia del viento es proporcional al cubo de la velocidad, ya que cuando la velocidad del viento es muy grande, la potencia que se podría llegar a extraer es comparativamente mayor que la que se podría sacar con velocidades menores, lo cual se puede observar en la Figura 4.

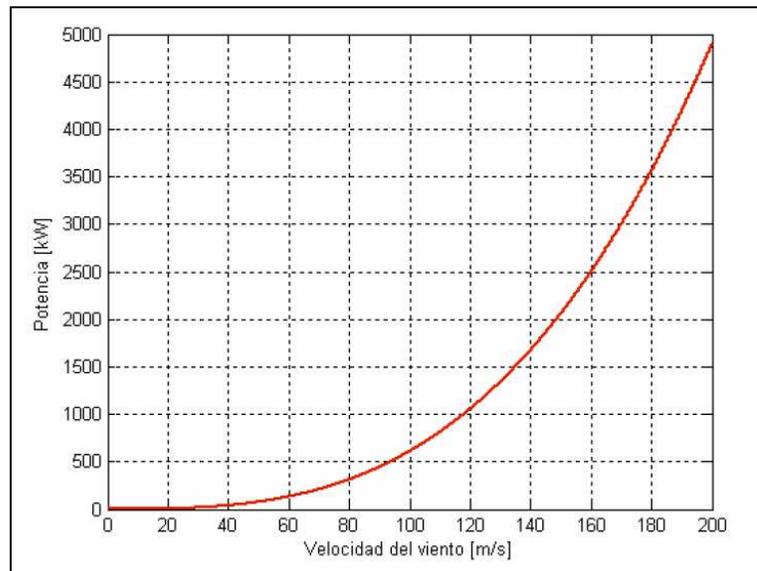


Figura 4: Potencia de una masa de aire vs. Velocidad del viento [19].

El área A antes mencionada es el área del rotor del aerogenerador. A mayor diámetro del rotor mayor es el área expuesta al viento, pero esto también hace que el

aerogenerador sea más caro. El área del rotor determina cuánta energía del viento es capaz de capturar una turbina eólica.

3.2.2.1 Potencia máxima extraíble

El principio de conservación de la energía asegura que nunca será posible captar toda la energía del viento utilizando un aerogenerador, ya que si esto fuese así, el viento de salida del aerogenerador tendría velocidad cero. El viento que abandona el aerogenerador, efectivamente tendrá un menor contenido energético que el incidente, lo cual se traduce en una pérdida de velocidad. En la Figura 5 se muestra la relación entre velocidad de entrada del viento y la velocidad de salida versus la potencia máxima extraíble. El valor donde V_2 es 0 no se puede dar por lo antes mencionado (ley de Betz) [18] [19] {2}.

Ley de Betz

La ley de Betz, establece que menos de 16/27 de la energía cinética se puede convertir en energía mecánica usando un aerogenerador [18].

Considera que la velocidad promedio del viento - a través del área del rotor - es el promedio de la velocidad del viento antes de la turbina eólica (v_1) y la velocidad del viento después del paso por el rotor (V_2). Con esto, se calcula la potencia extraída del viento.

Realizando un gráfico que muestra la razón entre la potencia extraída del viento, al pasar por el rotor del aerogenerador (P_{turbina}) y la potencia del viento sin perturbar (P_{viento}) en función de V_2/V_1 , se llega al gráfico de la Figura 5. Se observa que la curva alcanza su máximo para $V_2/V_1 = 1/3$ y que la potencia máxima es de 0,59 veces el de la potencia total del viento {2}.

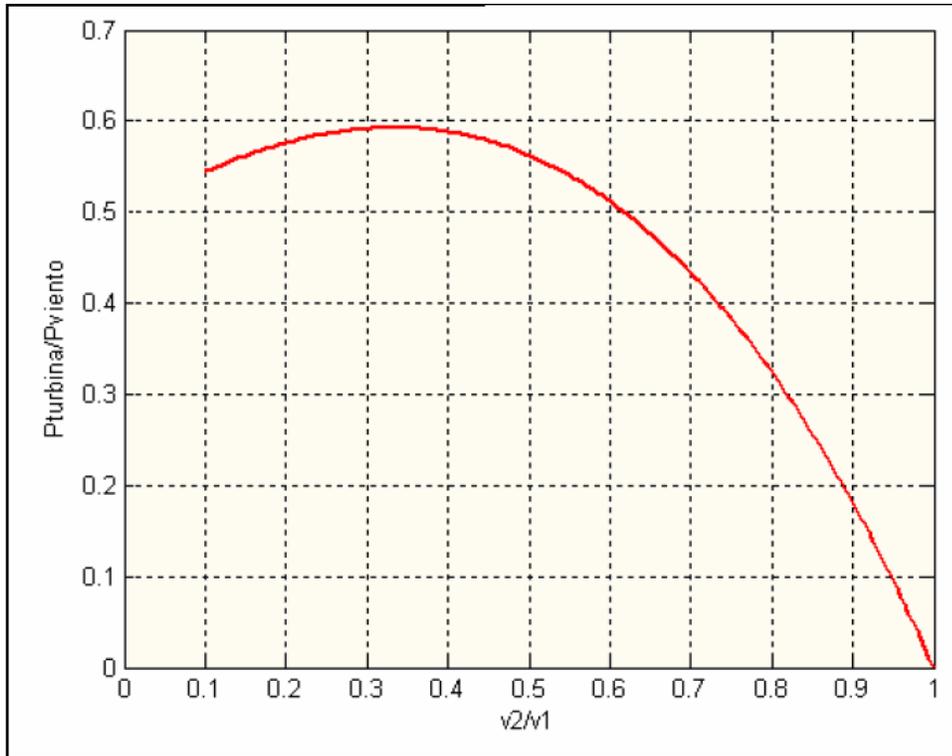


Figura 5: Curva Potencia vs. Velocidad [19].

La ecuación que entrega la máxima cantidad de potencia contenida en la masa de aire - que puede ser capturada por el rotor del aerogenerador - es la siguiente:

$$P = 0,5926 \cdot P_{viento} \quad (3. 11)$$

Otros factores que influyen en la potencia máxima aprovechada por el aerogenerador son: el funcionamiento de la máquina, pérdidas mecánicas en transmisión y la eficiencia eléctrica del generador. Ésta última, actualmente, se encuentra entre el 20 y el 40 % con un valor típico de un 25%. No presentan un carácter lineal, sino que depende de las características constructivas del aerogenerador y de los niveles de velocidad del viento.

Por lo tanto, la potencia extraíble se encuentra dada por la siguiente ecuación:

$$P_{viento} = \frac{1}{2} \eta \rho v^3 A [W] \quad (3. 12)$$

Donde η es la eficiencia de conversión.

Los fabricantes de aerogeneradores proporcionan la curva del aerogenerador donde se indica la potencia eléctrica disponible a diferentes velocidades del viento. Ésta es utilizada para calcular la potencia extraíble; cada aerogenerador tiene su propia curva,

la que depende de sus características constructivas. En la Figura 6 se presenta la curva de los aerogeneradores Bergey EXCEL-S y EXCEL-R, donde se muestra la potencia extraíble para distintas velocidades de viento. Se observa, además, la potencia máxima que se puede obtener, la cual no se consigue a la máxima velocidad del viento.

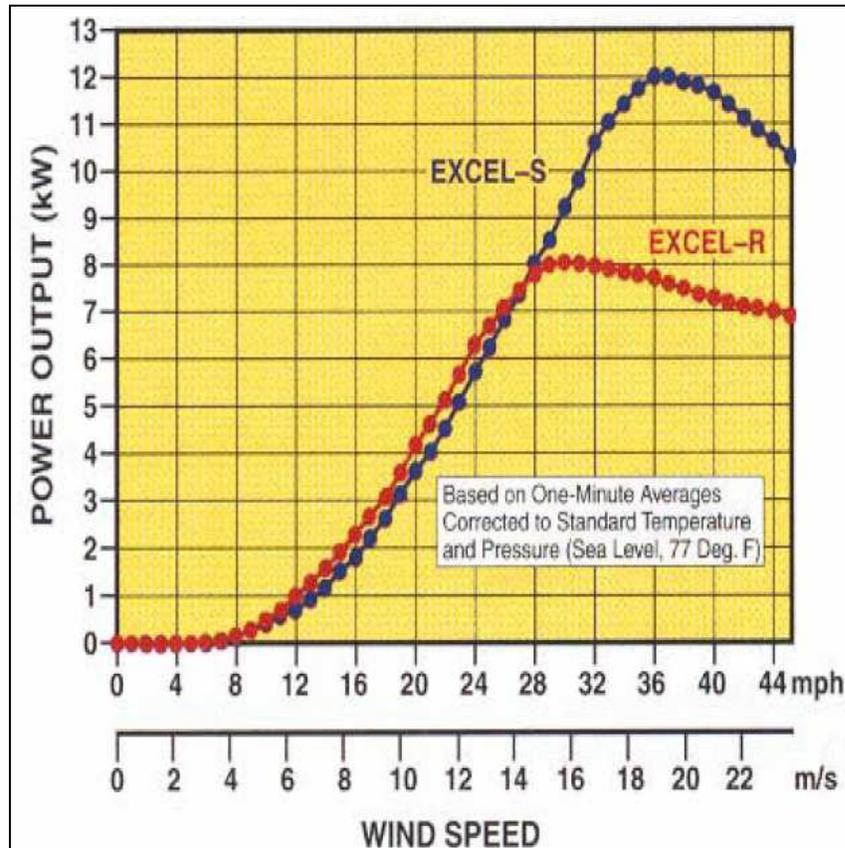


Figura 6: Curva aerogenerador Bergey EXCEL-S y EXCEL -R {25}

3.2.3 Variaciones temporales del viento

La energía del viento posee un potencial variable en el tiempo que fluctúa tanto en minutos como de forma anual, estacionaria o diaria.

En el corto plazo la velocidad del viento se encuentra siempre fluctuando, oscila en torno al 10% del valor promedio. Las fluctuaciones de largo plazo están asociadas a fenómenos meteorológicos de gran escala. La variación de corto plazo podrá ser compensada por la inercia del rotor de la turbina eólica.

Debido a las diferencias de temperaturas presentes durante el día, se puede observar una variación de la velocidad del viento entre el día y la noche, presentándose una mayor velocidad durante el día, ya que los gradientes de temperatura son más

importantes a estas horas. Otro punto importante es que el viento presenta un mayor cambio de dirección durante el día que durante la noche. La velocidad del viento denota variación según la estación del año. Se encuentra influenciada por la diferencia de temperatura de una estación a otra; por ejemplo, en zonas templadas los vientos en los meses de verano son más débiles que los de invierno. Los cambios anuales en la velocidad del viento son menores que los antes mencionados. Estudios han demostrado que la variación típica anual oscila entre un 9% y 10 % [22].

3.2.4 Mediciones de la velocidad del viento

Para realizar las mediciones de la velocidad del viento el instrumento utilizado es un anemómetro. El ideal es tomar las medidas a la altura del buje del rotor del aerogenerador.

Si no se pueden tomar datos a la altura donde se instalará el rotor, se tendrá que medir a dos alturas distintas, las alturas típicas son 10 y 20 metros sobre el suelo. Luego se calcula la rugosidad del terreno y cómo afectaría ésta a la velocidad del viento a distintas alturas. Con el cálculo de la rugosidad del terreno se determina la velocidad del viento a la altura deseada. Por lo general, las medidas se deben tomar cada 10 minutos, con lo cual serán compatibles con la mayoría de los programas.

3.2.4.1 Rosa de los vientos

La rosa de los vientos es una representación gráfica de la distribución de direcciones de viento. Es utilizada para conocer la variabilidad de la dirección del viento, con ella se determina la correcta orientación del aerogenerador.

La rosa de los vientos muestra el porcentaje de tiempo en el que el viento tiene una determinada dirección. Los cálculos se basan en las observaciones de velocidades y orientación del viento capturado por el anemómetro. Es importante destacar que la rosa de los vientos indica la distribución relativa de las direcciones del viento, y no el nivel de la velocidad media de éste. Al momento de instalar un aerogenerador no debe haber ni un obstáculo que interfiera al viento en su dirección predominante {2} [18].

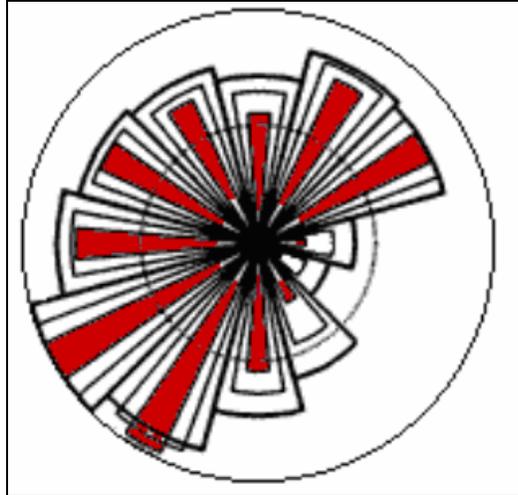


Figura 7: Rosa de los vientos {2}

En la Figura 7 se muestra la rosa de los vientos. Se divide en 12 sectores con un ángulo de 30°. El radio exterior representa la frecuencia relativa de cada una de las 12 direcciones del viento (porcentaje del tiempo en que el viento sopla en esa dirección). El segundo radio da la misma información multiplicada por la media de la velocidad del viento en cada dirección, representa el aporte de cada sector en la velocidad media del viento en una ubicación.

El color rojo representa la frecuencia relativa de cada una de las doce orientaciones del viento, multiplicada por el cubo de la velocidad del viento en cada ubicación. Éstas indican dónde encontrar una mayor potencia de viento. Todos los datos proporcionados por la rosa de los vientos de Brest se encuentran normalizados {2}.

Debido a las características de la rosa de los vientos, ésta se puede extrapolar para áreas vecinas donde el terreno no es complejo. Cuando éste presenta una topografía compleja; por ejemplo, montaña y valles, no se puede realizar la extrapolación. Esta información es útil, ya que es necesario instalar el aerogenerador en una zona donde no se encuentren obstáculos en la dirección predominante del viento.

3.2.4.2 Distribución de velocidades

Para poder determinar de forma correcta la potencia eólica disponible, es vital determinar la distribución de probabilidades de velocidades de viento. Esta información es necesaria para poder optimizar el diseño de los aerogeneradores y minimizar los costos de generación. Con este objetivo se diseña la distribución de Weibull, la cual permite realizar un análisis de las propiedades de la velocidad del viento.

La distribución de Weibull se encuentra dada por:

$$P(v) = \left(\frac{k}{c}\right)^{k-1} \left(\frac{v}{c}\right)^k \cdot \exp\left(-\frac{v}{c}\right)^k \quad (3.13)$$

Donde:

$P(v)$ = probabilidad estadística de que ocurra una determinada velocidad v

C = factor de escala $\left(\frac{m}{s}\right)$ cuyo valor es cercano a la velocidad media

K = factor adimensional de forma

La distribución de Weibull permite analizar diferentes propiedades del viento en función de los parámetros C y K .

Al realizar el gráfico de la distribución de la velocidad del viento, se observa que - por lo general - los fuertes vientos son muy escasos y, por el contrario, los vientos moderados son bastante comunes, pero se debe recordar que los vientos fuertes son los de mayor potencial.

3.2.4.3 Rosa de las rugosidades

Esta herramienta es utilizada cuando las medidas de la velocidad del viento no fueron tomadas a la altura del buje y en el lugar exacto donde se instalará el aerogenerador. La velocidad en un punto distinto de donde se tomaron las medidas se puede recalcular si el terreno no es muy accidentado.

Se utiliza para describir la rugosidad del terreno en diferentes direcciones del emplazamiento. Por lo general, se divide en 12 sectores de 30° cada uno. Debe ser la misma cantidad de secciones que se dividió la rosa de los vientos.

3.3 Energía solar

El sol es una esfera de 700.000 [km] de radio aproximado, tiene un diámetro de 1.392.000 [km], se encuentra a una distancia de $1,49 \cdot 10^{11}$ [km] de la tierra (1[UA] Unidad Astronómica). Es la mayor fuente energética y gracias a ella existen otras como la eólica, la hidráulica y la biomasa.

La energía del sol se debe a las reacciones nucleares de fusión termonuclear que tienen lugar en su zona central, en el cual el hidrógeno se transforma en helio. En el núcleo se producen reacciones nucleares de fusión que mantienen el núcleo a una temperatura que fluctúa entre $8 \cdot 10^6$ y $40 \cdot 10^6$ [°K]. La energía fluye al espacio por convección y radiación [24], [25], [27].

En el punto exterior de la atmósfera terrestre se define la radiación extraterrestre que varía debido a la radiación emitida por el sol (variaciones del orden de $\pm 1,5\%$) y la fluctuación de la distancia tierra-sol (variación del orden de $\pm 3\%$), pero para efectos prácticos se considera constante. Se define - además - la constante solar que corresponde a la irradiancia sobre un plano ubicado en la superficie de la atmósfera, sobre el cuál los rayos solares inciden normalmente.

Existen distintos tipos de transformación de la energía proveniente del sol, los cuales se diferencian en la forma en que se utiliza la energía final. Las formas de energías solares son las siguientes [23] [24] [27]:

- Solar Térmica
- Solar Fotovoltaica
- Solar Termoeléctrica

3.3.1 Energía transmitida por el sol

El sol se puede considerar como un cuerpo negro que se encuentra a una temperatura de 5.762 [K], emitiendo energía que se propaga por el espacio y llega a la tierra a la velocidad de la luz.

La radiación electromagnética proveniente del sol se propaga de forma radial y su intensidad disminuye con el cuadrado de la distancia. Esta energía se transmite en forma de fotones, donde la cantidad de energía de los distintos fotones se diferencian por su longitud de onda electromagnética. Los fotones, al tener una menor longitud de ondas poseen una mayor cantidad de energía [23].

La cantidad de energía transportada por un fotón viene dada por:

$$E = h\nu \quad (3.14)$$

Donde:

E Es la energía de un fotón en [J]

h es la constante de Planck= $6.624 \cdot 10^{-34}$ [J/s]

ν es la frecuencia en [Hz]

3.3.2 Radiación solar y constante solar

El sol es una estrella que se encuentra constituida por un 70% de hidrógeno y un 27% de Helio. Sus fuentes de energía son continuas reacciones nucleares de fusión. La

energía fluye por el espacio y llega a la tierra por mecanismos de convección y radiación [24].

Como lo menciona la ley de Planck, el sol irradia un flujo energético por unidad de tiempo y de área, que se encuentra dado por:

$$E = \sigma T^4 \approx 63,3 \left[\frac{MW}{m^2} \right] \quad (3.15)$$

Donde

E = Flujo energético por unidad de tiempo y de área.

T = Temperatura del sol en [K]

σ = Constante de Stefan Boltzmann ($\sigma = 5,67 \cdot 10^{-8} \left[\frac{W}{m^2 K^4} \right]$)

Se define la luminosidad solar como energía emitida por el Sol por unidad de tiempo. Se encuentra dada por:

$$L_S = E \cdot A_{Sol} \approx 3,65 \cdot 10^{23} [kW] \quad (3.16)$$

Donde:

L_S : Luminosidad solar

A_{Sol} : es el área del sol

La energía por unidad de tiempo y de área a una distancia d_{T-S} del sol se encuentra determinada por:

$$I = \frac{L_S}{4\pi(d_{T-S})^2} \left[\frac{W}{m^2} \right] \quad (3.17)$$

Donde

I : energía por unidad de tiempo y de área a una distancia d_{T-S} del sol

d_{T-S} : distancia tierra sol

Con esta ecuación se llega al valor de la constante solar I_0 , es la energía instantánea proveniente del sol, por unidad de tiempo, y posee una fluctuación aproximada de $\pm 3\%$ pero [23]:

$$I_0 = 1,73 \cdot 10^{14} [kW] = 1,353 \left[\frac{kW}{m^2} \right] \quad (3.18)$$

La constante solar, presenta un leve aumento en su valor, debido al ciclo solar que dura aproximadamente 11 años. Las variaciones en la constante solar, además de lo mencionado anteriormente, dependen de la actividad asociada al número de manchas presentes en la superficie solar.

Antes de alcanzar la superficie terrestre, la radiación solar debe atravesar la atmósfera donde experimenta fenómenos de reflexión, absorción y difusión, los que producen la disminución de la intensidad que llega a la superficie [23]:

Como se aprecia en la Figura 8 sólo el 47% de la energía solar incidente alcanza la superficie terrestre, se divide de la siguiente forma:

1. 31% Directamente
2. 16% Difusa

El 53 % que no alcanza la tierra se debe a:

- 2% Absorbida por la estratósfera (por el ozono)
- 15% Absorbida por la tropósfera (agua, ozono y nubes)
- 23% Reflejada por las nubes
- 7% Reflejada por el suelo
- 6% Energía difundida por la atmósfera que se dirige hacia el cielo

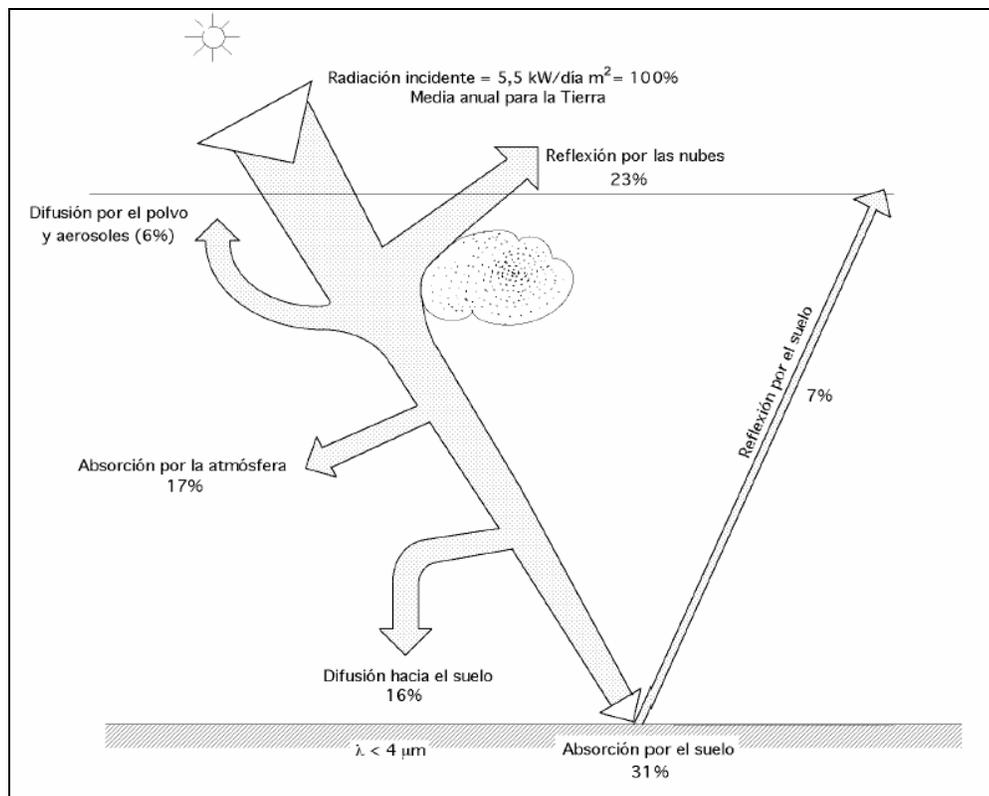


Figura 8: Balance de radiación solar [23].

La radiación solar es la energía emitida por el sol, sobre un espectro de longitud de onda que posee una cantidad específica de energía. La energía de una fracción de radiación es inversamente proporcional a su longitud de onda, por lo cual a menor longitud de onda mayor contenido energético [23] [24] [27].

La radiación final que llega a la tierra es llamada Masa de aire (MA), y es la razón de la cantidad de masa gaseosa que logra llegar al suelo de la tierra (a una presión P_0 de 1 bar la cual es la menor trayectoria posible) respecto de la que recorre cenitalmente los rayos solares a nivel del mar, denotada como MA_1 . La masa de aire en el límite de la atmósfera se denota MA_0 .

La cantidad de radiación solar se encuentra relacionada con la composición de la atmósfera y la longitud del camino recorrido por los rayos de sol. Cuando disminuye la altura del sol aumenta el valor de la radiación solar, y en consecuencia, aumenta la masa de aire. Sin embargo, cuando la presión de aire es menor, la masa de aire también es menor.

$$MA_n = \frac{P}{P_0} \cdot \frac{1}{\text{sen}(ALT)} \quad (3. 19)$$

El mapa de la Figura 9 muestra la radiación solar promedio. Se aprecia que Chile es uno de los países de Latinoamérica con buenos índices de radiación solar. Se distingue de países como España, en el cual, se presentan un menor $[W/m^2]$ que Chile, aunque poseen un gran número de centrales de energía solar.

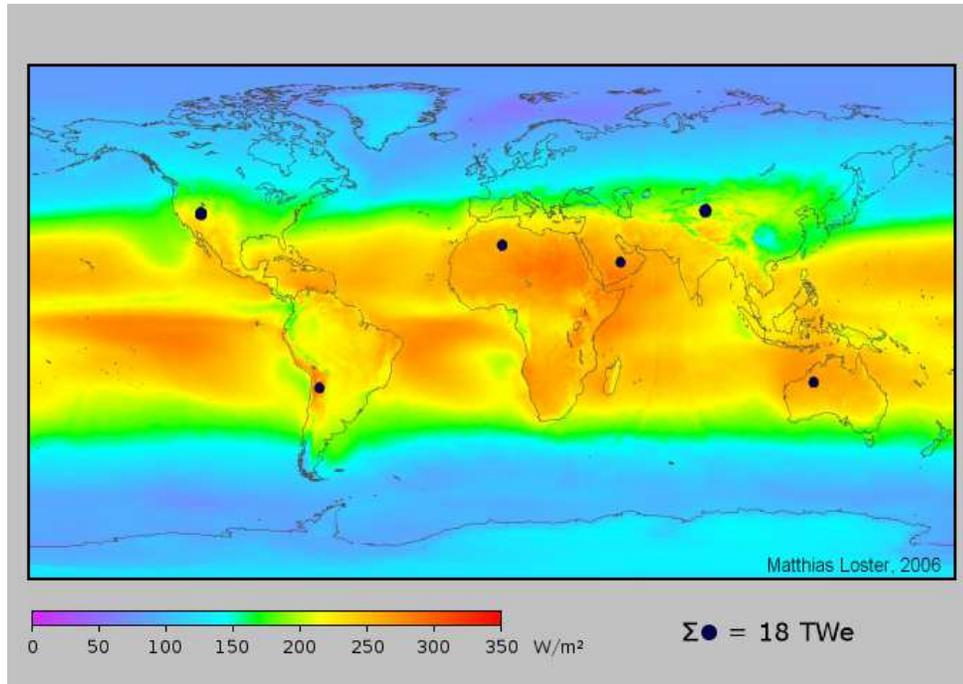


Figura 9: Mapa de la radiación solar del mundo [W/m²] {3}.

En la superficie de la atmósfera incide la radiación extraterrestre, la que está determinada por la constante solar y la distancia tierra-sol. A la superficie terrestre no llega la misma cantidad de energía que en la superficie de la atmósfera (debido a los factores antes mencionados), sino que llegan los siguientes tipos de radiación:

- **Radiación Directa:** Es la radiación proveniente del sol que llega a la superficie terrestre sin haber sufrido difusión ni reflexión, se puede calcular con la siguiente ecuación:

$$I' = I \cdot \text{sen}(\alpha) \quad (3.20)$$

I' = componente vertical de la radiación solar directa

α = altura del sol sobre el horizonte.

I' es igual a I cuando el sol se encuentra en el Cenit.

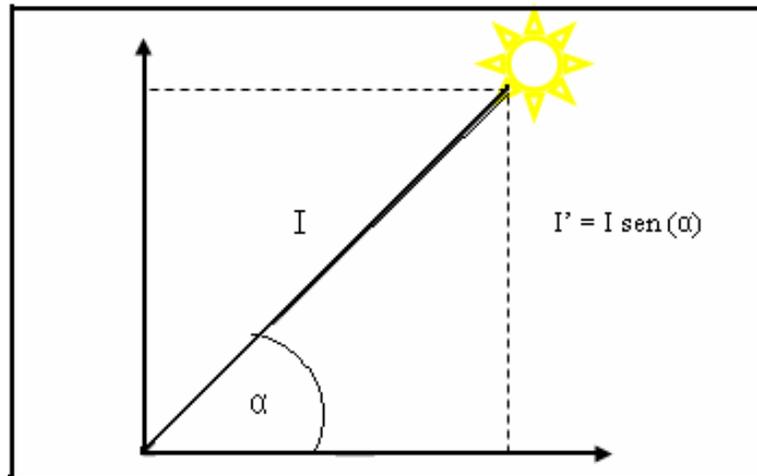


Figura 10: Componente directa de la radiación solar.

La radiación directa depende de los siguientes factores:

- Constante solar
- Altura del sol sobre el horizonte
- Transparencia atmosférica en presencia de gases absorbentes, nubes y niebla

Las nubes son la principal variable que determina la cantidad de radiación directa que llega a la superficie de la tierra. Entre menor sea la nubosidad menor será la radiación dispersada o absorbida por las partículas presentes en la atmósfera.

- **Radiación Difusa:** Radiación solar difundida en todas direcciones por las partículas presentes en la atmósfera. Se define también como la cantidad de energía solar que incide sobre una superficie horizontal desde todos los lugares de la atmósfera, diferentes de la radiación directa.

La radiación difusa depende de:

- Altura del sol sobre la horizontal
- Cantidad de partículas en la atmósfera
- Nubosidad.
- Altura sobre el nivel del mar

- **Radiación Global:** La radiación global está compuesta por toda la radiación que llega a la tierra; la suma de la radiación directa y la radiación difusa.

La radiación global varía con:

- Altura del sol
- Transparencia de la atmósfera
- Nubosidad

3.3.3 Atenuaciones de la radiación solar

La radiación solar que llega a la superficie de la atmósfera se encuentra dada por la constante solar. Al pasar por la atmósfera y - finalmente llegar a la tierra - la radiación solar sufre un debilitamiento producido por diversos factores, como son: la dispersión, la reflexión y la absorción, entre otras. Por otro lado, la atenuación que sufre la radiación solar depende de la longitud de onda de la energía transmitida, del tamaño y naturaleza de las sustancias que modifican la radiación.

Las atenuaciones de la radiación solar son producidas por:

1. **Dispersión:** Es producida por los gases y partículas presentes en la trayectoria en línea recta que lleva la radiación solar, provocando un cambio en la dirección de su recorrido. Ocurre cuando a un fotón presente en la radiación solar se le cambia la dirección de recorrido sin cambiar la energía que presenta.
2. **Reflexión:** La relación expresada en porcentaje de la radiación reflejada desde la Tierra al universo, por la radiación que incide en la Tierra, es llamada Albedo. El Albedo de la Tierra es de 30% - 32%, varía de un lugar a otro, las fluctuaciones son producidas, entre otras cosas, por la nubosidad, la superficie donde incide la radiación solar y las partículas presentes en el aire. Las superficies oscuras reflejan menos que las claras. El Albedo del suelo - en general - está comprendido entre el 10% y el 30%.
3. **Absorción:** Es producida por los diferentes gases presentes en la atmósfera, cuando un gas absorbe energía se transforma en movimiento molecular interno que se ve manifestado en un aumento de la temperatura. La absorción se efectúa cuando la frecuencia de la radiación electromagnética es similar a la frecuencia de vibración del gas. Suele pasar que la atmósfera tenga bajo poder de absorción; en cambio, la radiación ultravioleta o radiación de onda corta procedente del sol posee un alto poder de absorción.

3.3.4 Tecnologías de energía solar

A continuación, se describen las diferentes tecnologías de energía solar existentes, éstas son termosolares y fotovoltaica.

En la actualidad, la central termosolar más pequeña instalada es de 14 [MW], por lo que ellas no serán consideradas en la metodología, pero no se descarta su implementación a futuro como GD, dado que el tamaño máximo, además de depender del recurso disponible, depende de la capacidad de la red donde será conectado. Es por esto que en esta memoria se consideran sólo los sistemas fotovoltaicos.

3.3.4.1 Termosolar

Este tipo de tecnología se basa en la concentración de la radiación solar para producir vapor o aire caliente. Luego de calentar el líquido, la central eléctrica tiene el mismo funcionamiento que las centrales térmicas convencionales {4} {9}.

La gran mayoría de los sistemas termosolares existentes hasta el presente tiene como elemento captador espejos que concentran la radiación solar en un punto específico, donde se encuentra el líquido que se calienta. Una de las dificultades percibidas en este tipo de conversión de la energía solar, es su baja densidad de captación.

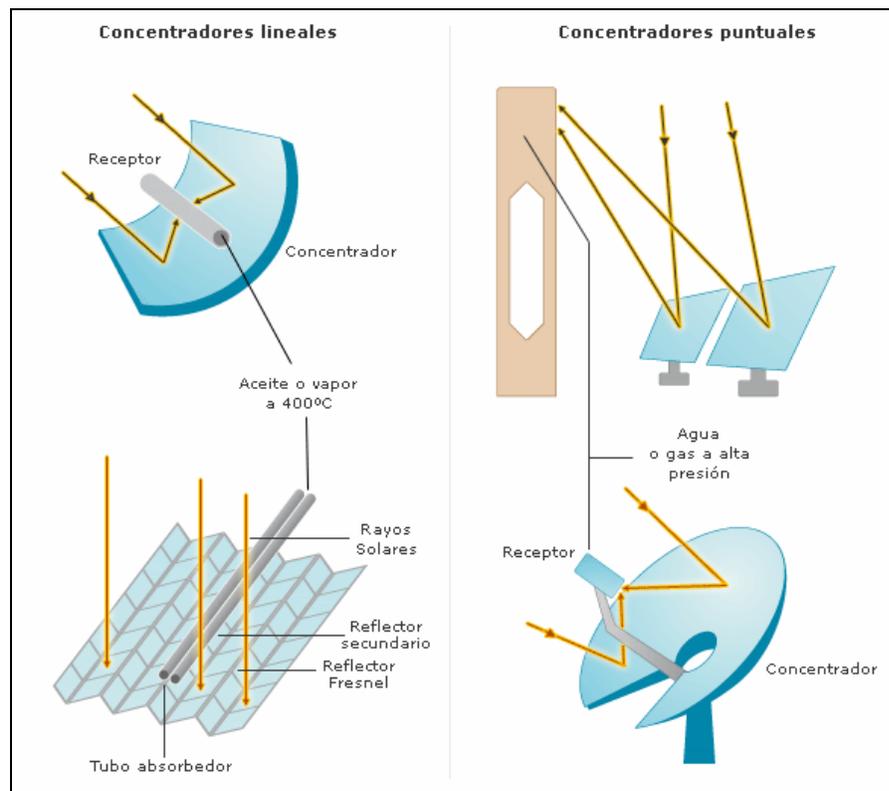


Figura 11: Tecnología Termosolar.

Existen dos tipos de sistemas de concentración termosolar: los puntuales y los lineales. Estos sistemas solo utilizan la radiación directa y no la difusa, ya que ésta no puede ser concentrada.

Los concentradores lineales son más sencillos de instalar, pero tienen un factor de concentración menor, por lo que pueden alcanzar menor temperatura.

La tecnología termosolar posee una serie de variables que deben ser analizadas. Los requerimientos más importantes son los siguientes:

- La orografía: es necesario que los terrenos sean extremadamente llanos
- El clima
- Disponibilidad de agua
- Conexión cercana a la subestación eléctrica.

Las centrales de torre y los colectores cilíndricos parabólicos son más apropiados para proyectos de gran tamaño y conectados a red, en el rango de 30 – 200 [MW]; mientras que los sistemas disco-parabólicos son modulares y pueden ser usados indistintamente en aplicaciones individuales o en grandes proyectos. Las centrales de torre y las disco-parabólicas ofrecen la oportunidad de alcanzar mayores eficiencias y bajos costes que las plantas con colectores cilíndrico-parabólicos {5}.

		Cilindro parabólicos	Centrales de Torre	de Generadores de Disco
	Tamaño (MW)	30 – 320 (*)	10 – 200 (*)	5 – 25 (Kw.) (*)
	Temperatura operación (°C)	400	600	750
	Eficiencia pico (%)	20 (d)	23 (p)	29,4 (d)
	Eficiencia Neta Anual (%)	11 – 16 (*)	7 – 20 (*)	12 – 25 (p)
	Estado Comercial	Comercialmente disponible	Demostración a gran escala	Demostración de prototipos
	Riesgo Tecnológico	Bajo	Medio	Alto
	Disponibilidad Almacenamiento	Limitado	Si	Batería
	Diseños Híbridos	Si	Si	Si
Coste	€/ m ²	491 – 255 (*)	440 – 185 (*)	2870 – 296 (*)
	€/ W	3,7 – 2,5 (*)	4,0 – 2,3 (*)	11,7 – 1,2 (*)

Tabla 1: Topología de instalaciones solares termoelectricas {5}.

3.3.4.1.1 Concentradores puntuales {4}

Dentro de este tipo de concentrador se encuentran la torre solar y la tecnología Dish Stirling.

Tecnología de Torre

Es un campo de espejos que se mueven, según la orientación del sol, reflejan la radiación solar a un punto específico de una torre donde está ubicado el receptor.

En el receptor se ubica un fluido que es calentado para producir vapor, luego es enviado a la turbina que se encuentra conectada a un generador.

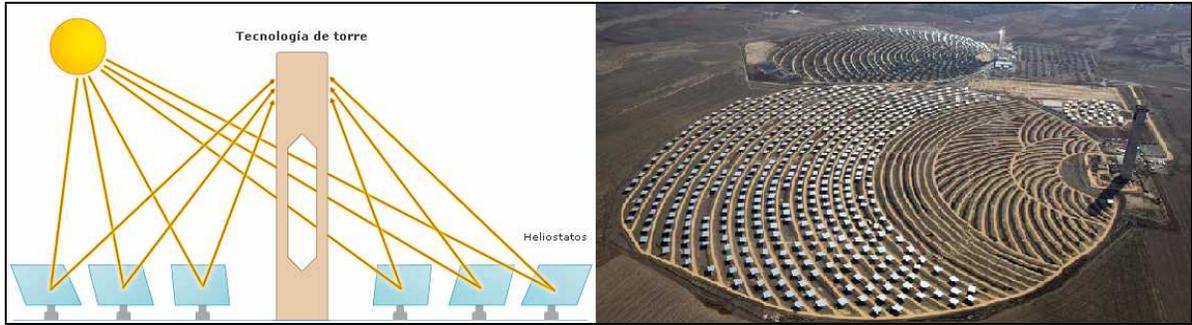


Figura 12: Torre solar y planta PS10 empresa Abengoa

La tecnología de Torre solar cuenta con tres elementos característicos:

1. **Helióstatos:** Son estructuras reflectantes que tienen la función de captar la radiación solar y dirigirla hacia el receptor. Poseen un mecanismo que les permite seguir al movimiento del sol. La estructura siempre se encuentra ubicada horizontal al sol, para así captar la mayor cantidad de energía posible.
2. **Torre:** Soporte del receptor, debe ser situado a cierta altura sobre el nivel de los helióstatos, procurando reducir las sombras que llegan a éstos.
3. **Receptor:** Se ubica sobre la torre, transfiere el calor recibido a un fluido, este fluido es el que posteriormente transfiere el calor a otra parte de la central.

Disco Stirling

Se encuentra compuesto por un concentrador solar de cavidad y por un motor Stirling. Posee - al igual que la tecnología de torre solar - un sistema de seguimiento del sol.

Se calienta un fluido localizado en el receptor hasta una temperatura cercana a los 750°C. La energía es utilizada para la generación p or medio del motor Stirling.



Figura 13: Disco Stirling para la generación de energía. Empresa Abengoa

3.3.4.1.2 Concentradores Lineales

Dentro de este tipo de concentradores se encuentran los cilindros parabólicos

Cilindros Parabólicos

Ésta es la tecnología más desarrollada dentro de la tecnología termosolar. Conformada por cilindros parabólicos que siguen al sol con el objeto de captar el mayor nivel de radiación. Se concentran los rayos del sol en un tubo receptor de alta eficiencia que se encuentra ubicado en la línea focal de los cilindros. Un aceite circula por el tubo receptor, el que es calentado a aproximadamente 400°C, luego es dirigido a unos intercambiadores de calor para producir vapor, el que es llevado a una turbina la que se encuentra acoplada a un generador eléctrico.



Figura 14: Tecnología Cilindros Parabólicos. Empresa Abengoa

Los principales componentes son:

- Tubo absorbedor
- Reflectores de cilindro parabólico
- Sistema de seguimiento.

3.3.4.2 Fotovoltaica

La tecnología fotovoltaica transforma la energía del sol en energía eléctrica a través del efecto fotoeléctrico. Las celdas fotovoltaicas son construidas con un material semiconductor, conformada por una juntura p-n similar a un diodo. La juntura p se encuentra dopada con un exceso de carga positiva; en cambio la juntura n se encuentra dopada por carga negativa {6} {7} {8} {9} {10} [27].

Si los fotones incidentes poseen la energía necesaria, excitan a los electrones que se encuentran en la banda de valencia de la celda fotovoltaica y los desplazan a la banda de conducción. Al producirse este fenómeno se crea un campo eléctrico en el semiconductor, generando una corriente eléctrica continua. Cada vez que un fotón logra remover un electrón fuera de su órbita, se crea un par hueco-electrón.

Si la energía del fotón es demasiado baja, el electrón no puede escapar a la banda de conducción; entonces, no se produce el campo eléctrico y, por consiguiente, no existe

corriente. Se debe tener presente que al aumentar la energía del rayo no cambia la energía de los fotones, sólo cambia el número de fotones, ya que la energía del fotón depende de su longitud de onda.

Al exponer la celda fotovoltaica a la radiación del sol, la corriente eléctrica que circula puede ser considerada como una corriente a la salida de un diodo. Esta corriente es proporcional al flujo de fotones que inciden en la celda. Un aumento en la radiación solar genera un incremento en la corriente.

La corriente I que genera una celda solar viene dada por la ecuación [26]:

$$I = I_L - I_S \cdot e^{\left(\frac{V}{V_T}\right)^{-1}} \quad (3. 21)$$

Donde:

I = Corriente de la celda solar

I_L = Corriente generada por los fotones en la celda solar [A]

I_S = Corriente de saturación

V = Voltaje externo de la celda solar [V] entre 0,4 y 0,6[V]

$$V_T = \frac{kT}{q} \quad (3. 22)$$

Donde:

q = Carga del electrón= $1,6 \cdot 10^{-19}$ [C]

k = Constante de Boltzman= $1,38 \cdot 10^{-23}$ [J/K]

T = Temperatura absoluta de la celda solar [K]

El voltaje de circuito abierto se encuentra relacionado inversamente con la temperatura de la celda; si la temperatura aumenta, el voltaje de circuito abierto disminuye. Por otra parte, la corriente es directamente proporcional a la temperatura. Como resultado, se puede destacar que la máxima potencia de salida mejora a menores temperaturas. En un día nublado la corriente de corto circuito disminuye significativamente, en cambio el voltaje de circuito abierto no varía mucho [27]. En un día parcialmente nublado la celda fotovoltaica puede producir un 80% menos de la generación en un día normal, en cambio en un día completamente cubierto puede producir cerca de un 30% de la potencia máxima

La eficiencia de las celdas fotovoltaicas no cambian con el cambio de radiación solar, por lo tanto, la eficiencia de las celdas es la misma para un día soleado que para un día nublado, y se encuentra relacionada con los materiales que conforman la celda fotovoltaicas [29].

La potencia de salida de un arreglo fotovoltaico se encuentra dada por [30]:

$$P_{PV} = A \cdot I \cdot \eta \quad (3.23)$$

Donde:

I es la radiación incidente

A es el área del arreglo

η es la eficiencia de conversión

Sin embargo, cada fabricante proporciona las curvas de operación de las celdas fotovoltaicas donde se muestra una relación voltaje corriente de salida, la cual son medidas a distintos niveles de radiación solar y temperatura.

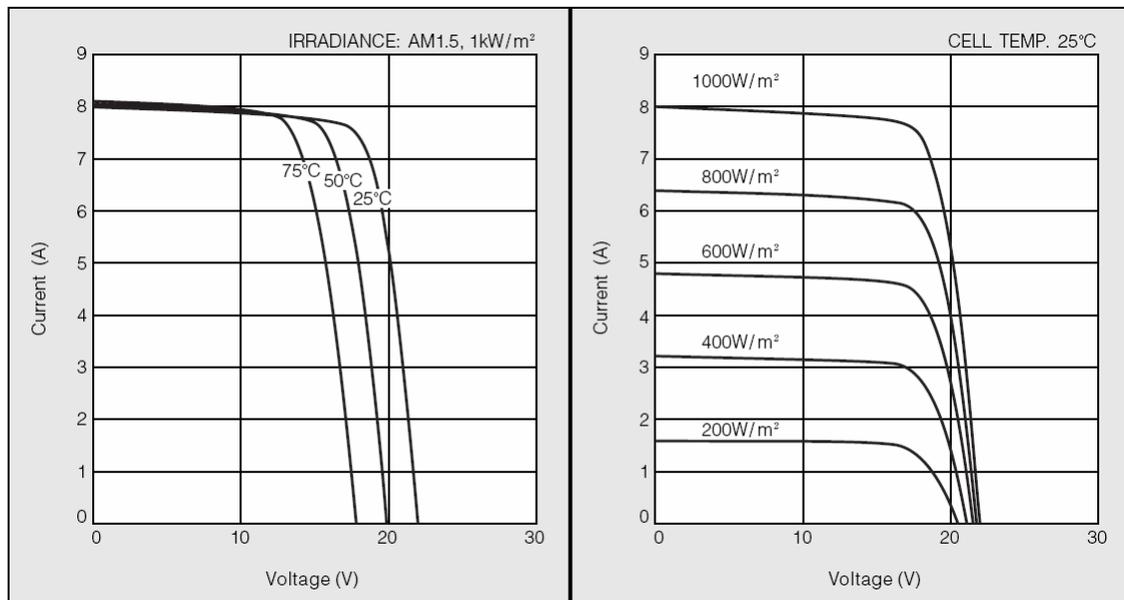


Figura 15: Curvas de operación celda fotovoltaica KC1300GT Kyocera.

Las características de los módulos fotovoltaicos se miden en una condición determinada: 1kW/m² de iluminación solar y 25° de temperatura de las celdas fotovoltaicas. La máxima potencia generada en estas condiciones se mide en Wp (vatios pico) [31].

Elementos de un sistema fotovoltaico para ser conectado a la red eléctrica

Los módulos fotovoltaicos generan energía eléctrica en corriente continua, por lo cual se debe disponer de algún elemento transformador a corriente alterna. Si se desea almacenar la energía producida también será necesario un banco de baterías

Los elementos requeridos para un sistema fotovoltaico conectado a la red son los siguientes {11}:

- **Módulo fotovoltaica**
- **Regulador**
- **Inversor de corriente continua a corriente alterna**
- **Banco de baterías**

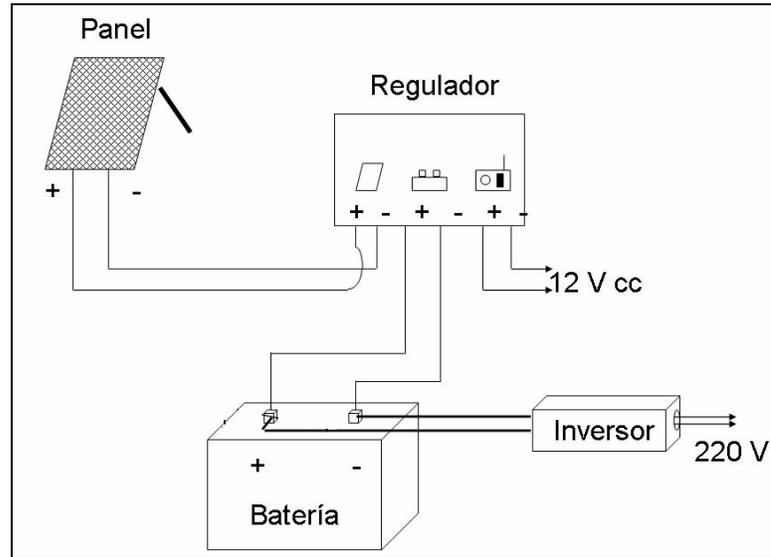


Figura 16: Elementos de un sistema fotovoltaico {12}

El rendimiento de las celdas fotovoltaicas depende de los materiales con los que se encuentra constituido.

Silicio Mono-cristalino: Rendimiento energético hasta 15 – 17 %.

Silicio Poli-cristalino: Rendimiento energético hasta 12 – 14 %.

Silicio Amorfo: Rendimiento energético menos del 10 %.

3.4 Biomasa

La biomasa es la materia orgánica de origen vegetal o animal, que puede ser transformada en energía. La madera, es la fuente de energía más antigua utilizada, ha sido ampliamente empleada como medio de calefacción y cocina. La energía en base a biomasa presenta como ventaja su capacidad de almacenamiento, puede ser usada según la demanda existente. Algunos elementos empleados para la combustión son la leña, basura doméstica, aceite vegetal, gases de depuración, vertederos de basura, sustratos de fermentación vegetales o animales {13}.

La energía se puede obtener de forma directa por medio de la quema, o a través de procedimientos de descomposición, obteniendo un combustible líquido o gaseoso que posee una mayor eficiencia. Uno de los elementos más importantes de este tipo de

generación es la correcta elección del sistema de combustión y el material orgánico utilizado. {14}.

En la actualidad se han realizado investigaciones mayormente relacionadas con los residuos de la leña y celulosa. Las fuentes más importantes de biomasa son las empresas forestales y agrícolas, ya que en ellas se generan una cantidad importante de residuos orgánicos. Otros centros que proporcionan biomasa son los centros urbanos y las empresas ganaderas.

En varios países de Europa se están utilizando extensas áreas agrícolas para producir biocombustibles. Se seleccionan especies de crecimiento rápido con alto potencial calorífico y de bajo mantenimiento. Esto ha generado un alza en los precios de los alimentos, ya que ha entrado al mercado un nuevo uso de las tierras. Sin embargo estos tipos de cultivos pueden ser beneficiosos, pues sirven para controlar la erosión y degradación de los suelos.

El inconveniente de producir electricidad por medio de biomasa se debe al bajo poder calorífico de ésta, su alto porcentaje de humedad y el gran contenido de volátiles. Todo esto conlleva a una inversión elevada de bajo rendimiento. Además, existen problemas de abastecimiento de la biomasa. El precio de la generación se ve encarecido por la distancia a la que se debe buscar el suministro, siendo conveniente instalar las centrales en las industrias o predios agrícolas para asegurar el combustible con la propia producción.

Las principales formas de utilización de la biomasa son [26]:

1. **Biofuerza:** Conversión directa de la biomasa o transformación a líquido o gas para la generación de electricidad y calor.
2. **Biocombustibles:** Transformación de la biomasa en combustibles para uso en sistemas de transporte.
3. **Bioproductos:** Conversión de la biomasa en químicos para sustituir a los petroquímicos en la elaboración de productos.

El estudio se centra en la conversión de la biomasa para ser utilizada como biofuerza.

3.4.1 Capacidad energética

La capacidad energética de los distintos tipos de biomasa depende de las propiedades físicas y químicas de las moléculas que lo componen. Éstas determinan, además, el tipo de combustible o subproducto energético que se puede generar. Por ejemplo, las maderas pueden producir monóxido de carbono y de los desechos animales se puede generar altas cantidades de metano {10} {15}.

La disponibilidad y tipo de biomasa varía de una región a otra, su fluctuación depende del clima, tipo de suelo, geografía, densidad de población y de la actividad producida entre otras cosas.

Es importante contar con algunos parámetros que caracterizan a la biomasa para evaluar la factibilidad. Éstos son:

- **Tipo de biomasa**
- **Composición química y física**
- **Contenido de humedad**
- **Porcentaje de cenizas**
- **Contenido de sólidos**
- **Poder calorífico**
- **Densidad aparente**
- **Recolección, transporte y manejo**
- **Materia orgánica total obtenida**
- **Tiempo de retención**
- **Temperatura de retención**

Una de las características fundamentales de los biocombustibles sólidos es el poder calorífico, tanto superior como inferior. El poder calorífico superior (PCS) se define como la energía liberada cuando una masa unitaria de biocombustible se quema con oxígeno en una bomba calorimétrica en condiciones normalizadas. La energía liberada incluye la utilizada para evaporar el agua. El poder calorífico inferior (PCI) es la energía realmente aprovechable que se obtiene luego de evaporada el agua producida en la combustión. Su determinación se realiza a partir del PCS mediante fórmulas empíricas.

Establecer la humedad de la biomasa es esencial ya que influye en la disminución del poder calorífico, a mayor cantidad de humedad, menor es la eficiencia de conversión en el caso de la combustión directa. El porcentaje de cenizas indica la cantidad de material sólido no combustible por [kg] de material. Otro factor importante es la temperatura del sustrato en el biodigestor, pues la producción de metano se incrementa con la temperatura.

La densidad aparente se define como el peso por unidad de volumen; es decir, combustibles con mayor densidad aparente favorecen la conversión de energía por unidad de volumen. Combustibles con alta densidad aparente requieren un menor tamaño de equipos aumentando los periodos de carga.

3.4.2 Clasificación de la biomasa

Existen diferentes fuentes de biomasa que pueden ser empleadas para generar energía, las que se clasifican de la siguiente forma [33] [34] [35] [36]:

- **Biomasa natural:** presente en lugares donde no ha intervenido el hombre.
- **Biomasa residual seca:** desechos producidos por la actividad agrícola y ganadera, las forestales además de los procesos industriales agroalimentarias.
- **Biomasa residual húmeda:** ejemplo de este tipo de biomasa son las aguas negras urbanas e industriales y los purines de las empresas ganaderas.
- **Cultivos energéticos:** cultivos con fines energéticos, para producir biocombustibles.

Los desechos que pueden ser utilizados para generar combustibles son los siguientes [33]:

- **Residuos Forestales:** se considera que de cada árbol extraído para la producción de madera solo se aprovecha de forma comercial un 20%. La mayoría de los desechos de los aserraderos son aprovechados para generar calor mediante la combustión directa.
- **Desechos Agrícolas:** la agricultura genera un nivel considerable de desechos que puede superar el 60% en plantaciones para uso directo y menores a un 40% en procesos como, por ejemplo, las plantas viñeras y conserveras.
- **Granjas de Animales:** éstas producen un elevado volumen de estiércol. Su uso actual es como fertilizante natural.
- **Desechos industriales:** son los desechos producidos por las empresas ganaderas y conserveras, lo que conlleva un alto costo para las empresas. Los residuos contienen altos niveles de azúcares y carbohidratos.
- **Desechos urbanos:** residuos de las grandes ciudades, producen una cantidad considerable de desechos. Se encuentran en distintas formas. Muchos de estos desechos contribuyen al aumento del efecto invernadero, tienen un alto valor energético que puede ser utilizado para generar combustible en forma limpia.

3.4.3 Tipos de aprovechamiento

Para la producción de electricidad y calor - por medio de la biomasa - existen tres sistemas de aprovechamientos [26]:

1. **Combustión Directa**
2. **Gasificación (Pirólisis)**
3. **Digestión anaeróbica**

La combustión directa se basa en la quema directa de la biomasa en una caldera para generar calor o vapor, que luego es enviado a una turbina conectada a un generador. La biomasa utilizada no necesita ser procesada antes de su empleo, su combustión es inmediata produciendo altas temperaturas, la eficiencia se encuentra cerca del 20%.

La gasificación es la combustión de la biomasa en un ambiente pobre de oxígeno. Se quema parcialmente la materia orgánica y se transforma en monóxido de carbono (18%

a 20%), hidrógeno (20% a 24%), metano y dióxido de carbono. El gas producido se filtra para ser usado en la producción de calor. La eficiencia con madera puede llegar hasta el 80% 85%. Los gasificadores son:

- **Alimentación superior (Down Draft)**
- **Alimentación inferior (Up Draft)**

La digestión anaeróbica es un proceso de descomposición química en ausencia de oxígeno, por efecto de bacterias y hongos, se puede obtener biogás, fibra (fertilizantes con alto contenido de nitrógeno) y lodo residual (fertilizante líquido). El biogás resultante está compuesto aproximadamente de 50% a 80% de metano, y entre un 20% a un 50% de dióxido de carbono, además de hidrógeno, monóxido de carbono, oxígeno, sulfuro de hidrógeno y nitrógeno en bajas cantidades.

3.4.4 Sistemas de conversión

Los sistemas de conversión asociados a los tipos de biomasa se pueden observar en la Tabla 2.

Tipo de sistema	Tipo de Biomasa
Combustión directa biomasa	Residuos de industrias forestales
	Madera natural y usada
	Residuos agrícolas
	Residuos sólidos orgánicos
	Cultivos dendroenergéticos
Producción de biogás	Residuos sector ganadero
	Residuos agrícolas
	Cultivos energéticos
	biomasa húmeda
	biogás de rellenos sanitarios

Tabla 2: Sistemas de conversión asociados a tipos de biomasa [34]

Un factor gravitante en la factibilidad de un proyecto de biomasa se encuentra relacionado con la recolección y transporte, ya que éstos aumentan los costos de operación. Lo ideal es que los desechos orgánicos se encuentren cercanos a la planta de procesamiento. Actualmente, es ideal que los procesos se realicen en el mismo lugar en donde se obtuvo la biomasa o en zonas aledañas. La fuente de biomasa se puede clasificar como dispersa, agrupada o concentrada según su disposición geográfica.

3.4.5 Generación de biogás

Este proceso se realiza en condiciones anaerobias (ausencia de oxígeno), en recipientes llamados biodigestores, donde se acumulan los restos orgánicos, los que

fermentan por la acción de microorganismos, generando un gas que contiene metano y dióxido de carbono. Los gases liberados en el proceso son almacenados para posteriormente ser utilizados como combustible.

El biogás se produce en tres etapas:

1. **Hidrólisis:** Las bacterias de fermentación descomponen los carbohidratos, proteínas y lípidos de las moléculas pequeñas
2. **Acidificación:** Los productos de la hidrólisis son convertidos en ácido acético, hidrógeno y dióxido de carbono
3. **Formación de metano:** Las bacterias metanogénicas combinan los elementos para producir metano

El poder calorífico del biogás depende directamente de la concentración de metano, que usualmente se encuentra en un 50% a 70%. El poder calorífico de 1[m³] de metano es equivalente a 9,97 [kWh]. Debido a que la composición de la materia prima utilizada es variada, el rendimiento también lo es, y uno de los factores que influye en esto es la humedad.

3.4.5.1 Principales factores que afectan a la producción de gas

La producción de biogás consta de distintas etapas que se encuentran afectadas por diversos factores. Entre los más relevantes en la generación de biogás se encuentran [38]:

1. Tipo de sustrato
2. Temperatura del sustrato
3. Carga volumétrica
4. Tiempo de retención hidráulico
5. Nivel de acidez (pH)
6. Relación Carbono/Nitrógeno
7. Concentración del sustrato
8. Agregado de inoculantes
9. Grado de mezcla
10. Presencia de compuestos inhibidores del proceso

3.4.6 Generación de energía

La generación eléctrica - por medio de la biomasa - se puede realizar a través de combustión directa, la gasificación y pirólisis [32] [37].

La cantidad de energía disponible depende de la densidad neta de biomasa d [t/km²] y de la superficie de producción S (Km²) donde, generalmente, es un círculo con radio R [km]

Sea H_b [Wh/t] el valor calorífico de la biomasa, δ [t/km²] el rendimiento del material seco y η_e la eficiencia total de la generación eléctrica. La energía producida se encuentra dada por:

$$E_e = S\delta H_b \eta_e = \pi R^2 \delta H_b \eta_e [MWh] \quad (3. 24)$$

Y suponiendo un tiempo de funcionamiento de la planta de t la potencia instalada sería:

$$P_e = \frac{E_e}{t} [MW] \quad (3. 25)$$

Capítulo 4: Normas y experiencias internacionales

4.1 Normativa Chilena

4.1.1 Servicios complementarios [40]

Según el marco regulatorio D.F.L.N⁴ los servicios complementarios son recursos técnicos presentes en las instalaciones de generación, transmisión, distribución y de clientes no sometidos a regulación de precios, con que deberá contar cada sistema eléctrico para la coordinación de la operación del sistema en los términos dispuestos en el artículo 137°. Son servicios complementarios aqu ellas prestaciones que permiten efectuar, a lo menos, un adecuado control de frecuencia, control de tensión y plan de recuperación de servicios, tanto en condiciones normales de operación como ante contingencias.

4.1.2 Ley Num. 20.257 [41]

Esta ley introduce modificaciones a la ley general de servicios eléctricos sobre la generación de energía eléctrica con fuentes de energías renovables no convencionales.

Los puntos destacables para la generación distribuida son los siguientes:

- Artículo 79 Los propietarios de los medios de generación renovables no convencionales y de las instalaciones de cogeneración eficiente, que se encuentren conectados al sistema eléctrico respectivo, estarán exceptuados del pago total o de una porción de los peajes por el uso que las inyecciones de esos medios de generación hacen de los sistemas de transmisión troncal, conforme a los siguientes criterios:
 1. Los peajes a pagar serán determinados ponderándolos con los peajes que correspondería pagar conforme a las normas generales de peajes, por un factor proporcional igual al exceso por sobre 9MW de los excedentes de

potencia suministrada al sistema dividido por 11MW. En caso que dichos excedentes de potencia sean inferiores a 9MW, el factor será nulo.

$$C_{Tx.pagar} = C_{Tx} \cdot \frac{(P - 9MW)}{11MW} \quad (4.1)$$

Donde:

$C_{Tx.pagar}$ = Peajes a pagar por las centrales antes mencionadas

C_{Tx} = Peajes conforme a las normas generales de peaje

P = Potencia suministrada

2. Si la capacidad conjunta exceptuada de peajes excede el 5% de la capacidad instalada total del sistema eléctrico, los propietarios de los medios de generación deberán pagar – además - un peaje equivalente a los montos de los peajes exceptuados, multiplicados por un factor proporcional único, igual al cociente entre el señalado excedente por sobre el 5% de la capacidad instalada total del sistema eléctrico y la capacidad conjunta exceptuada de peajes.
3. Se entenderá por capacidad conjunta exceptuada de peajes a la suma de los excedentes de potencia suministrados al sistema por cada uno de los medios de generación a los que se refiere este artículo, multiplicados por la diferencia entre 1 (uno) y el factor proporcional referido en el inciso segundo del artículo. Los montos totales de peajes de transmisión troncal exceptuados de pago en virtud de la aplicación del artículo, serán pagados por las demás empresas que efectúan inyecciones de energía al sistema, a prorrata de dichas inyecciones conforme a los procedimientos que para ello establezca el reglamento.

$$C_{Tx5\%} = (C_{Tx} - C_{Tx.pagar}) \cdot \frac{P_{ren} - P_{sic} \cdot 0,05}{P_{ren} \cdot \left(1 - \frac{(P - 9MW)}{11MW}\right)} \quad (4.2)$$

- Artículo 150° bis: Cada empresa eléctrica que efectúe retiros de energía desde los sistemas eléctricos con capacidad instalada superior a 200 MW para comercializarla con distribuidoras o con clientes finales, estén o no sujetos a regulación de precios, deberá acreditar ante la Dirección de Peajes del CDEC respectivo, que una cantidad de energía equivalente al 10% de sus retiros en cada año calendario haya sido inyectada a cualquiera de dichos sistemas, por medios de generación renovables no convencionales, propios o contratados.
- La empresa eléctrica podrá acreditar el cumplimiento de la obligación, mediante inyecciones de energía renovable no convencional realizadas a los sistemas eléctricos durante el año calendario inmediatamente anterior, en la medida que dichas inyecciones no hayan sido acreditadas para el cumplimiento de la obligación que correspondió a ese año.

- Cualquier empresa eléctrica que exceda el porcentaje señalado, podrá convenir el traspaso de sus excedentes a otra empresa eléctrica, los que podrán realizarse incluso entre empresas de diferentes sistemas eléctricos.
- La empresa eléctrica que no acredite el cumplimiento de la obligación a que se refiere este artículo, deberá pagar un cargo, cuyo monto será de 0,4 UTM por cada megawatt/hora de déficit. Si dentro de los tres años siguientes incurriese nuevamente en incumplimiento de su obligación, el cargo será de 0,6 UTM por cada megawatt/hora de déficit.

$$C \text{ arg } o = 0,4[UTM] \cdot MWh_{\text{déficit}} \quad (4.3)$$

- Sólo para los efectos de la acreditación de la obligación señalada en el inciso primero, se reconocerán también las inyecciones provenientes de centrales hidroeléctricas, cuya potencia máxima sea igual o inferior a 40.000 kilowatts, las que se corregirán por un factor proporcional igual a uno menos el cociente entre el exceso sobre 20.000 kilowatts de la potencia máxima de la central y 20.000 kilowatts, lo que se expresa en la siguiente fórmula:

$$FP = 1 - \frac{PM - 20.000kW}{20.000kW} \quad (4.4)$$

Esta ley, además establece las características de los medios de generación de energías renovables no convencionales, dejando en claro cuáles son los medios con los que se cumplirán los artículos de generación mínima antes mencionados.

La obligación contemplada en el artículo 150° bis que esta ley incorpora a la Ley General de Servicios Eléctricos, regirá a contar del 1 de enero del año 2010, y se aplicará a todos los retiros de energía para comercializarla con distribuidoras o con clientes finales, cuyos contratos se suscriban a partir del 31 de agosto de 2007; sean éstos contratos nuevos, renovaciones, extensiones u otras convenciones de similar naturaleza.

El cumplimiento de la obligación deberá efectuarse con medios de generación renovables no convencionales - propios o contratados - que se hayan interconectado a los sistemas eléctricos con posterioridad al 1 de enero de 2007.

Con todo, la obligación aludida en el inciso primero será de un 5% para los años 2010 a 2014, aumentándose en un 0,5% anual a partir del año 2015 y así sucesivamente, hasta alcanzar el año 2024 el 10%

4.1.3 Norma técnica de conexión y operación de Pequeños medios de generación distribuida (PMGD) en instalaciones de media tensión [42]

La norma fue promulgada en Mayo del año 2007 y establece los procedimientos, metodología y exigencias para la conexión y operación de los PMGD en las redes de media tensión (MT) de empresas distribuidoras.

Se puede destacar de la norma los siguientes puntos:

- La Empresa Distribuidora debe proporcionar al interesado en instalar un PMGD, los antecedentes de sus instalaciones de distribución que resulten relevantes para el diseño y la operación del PMGD, para lo cual se tienen que llenar los formularios presentes en la norma.
- Se deben determinar los efectos sobre el Sistema de Distribución (SD) que produciría la operación del PMGD
- Existen exigencias técnicas que debe cumplir el PMGD como por ejemplo sobre la potencia aparente de inyección máxima, exigencias sobre el punto de recuperación o de conexión. También la norma establece que no es necesario que el PMGD realice una regulación activa de la tensión en el punto de repercusión.
- La compensación de reactivos - asociada a un PMGD - deberá ser consistente con la banda de regulación de tensión establecida en la presente NT para el punto de repercusión respectivo. Si la potencia reactiva inyectada por el PMGD presenta oscilaciones que generan variaciones superiores o iguales al 5% de la tensión de suministro en el punto repercusión asociado, la compensación de reactivos deberá ser regulada automáticamente.

4.2 Experiencias internacionales

4.2.1 Centro de Operación de Energías Renovables (Core) {16}

La empresa Iberdrola Renovables, con centro de operación en Toledo (España), es un centro de telecontrol, gestión y mantenimiento en tiempo real de instalaciones de generación por medio de energías renovables. El principal objetivo es optimizar la gestión técnica, y el rendimiento económico de las centrales.

Entrega servicios a centrales Eólicas y minihidráulicas, no sólo de Iberdrola, sino también de otras empresas, con un funcionamiento las 24 horas del día.

Otro servicio ofrecido es la previsión de la producción, basada en predicciones meteorológicas, con lo cual, se puede prever las situaciones límites. También realiza una gestión de la energía en coordinación con los operadores de la red, para mejorar la estabilidad del sistema y la calidad de la energía, utilizando la previsión de la capacidad de producción y el control de la potencia reactiva.

4.2.2 Proyecto Fénix

Ubicado en la Unión Europea (UE), está enfocado en permitir el desarrollo de la GD para realizar generación de energía eléctrica eficiente, segura y sustentable, mediante la adición de GD comandadas por Plantas de generación virtual de gran escala (Large Scale Virtual Power Plants LSVPP). Este proyecto integra varios países de la UE, con unidades de GD instaladas con anterioridad, las que son coordinadas por medio de Fénix.

El gran objetivo de Fenix es que en el futuro un gran número de pequeños generadores se encuentren conectados a las redes de distribución, e interconectados entre distintos países de la UE, con el objeto de hacer más eficiente y segura la generación de energía eléctrica.

En este proyecto trabajan en conjunto universidades, centros de investigación y empresas enfocadas con anterioridad en este tema (proyectos Crisp, Disponer, Microgrids, Eudeep). Para validar el proyecto se han utilizado dos prototipos, uno en España y otro en Inglaterra.

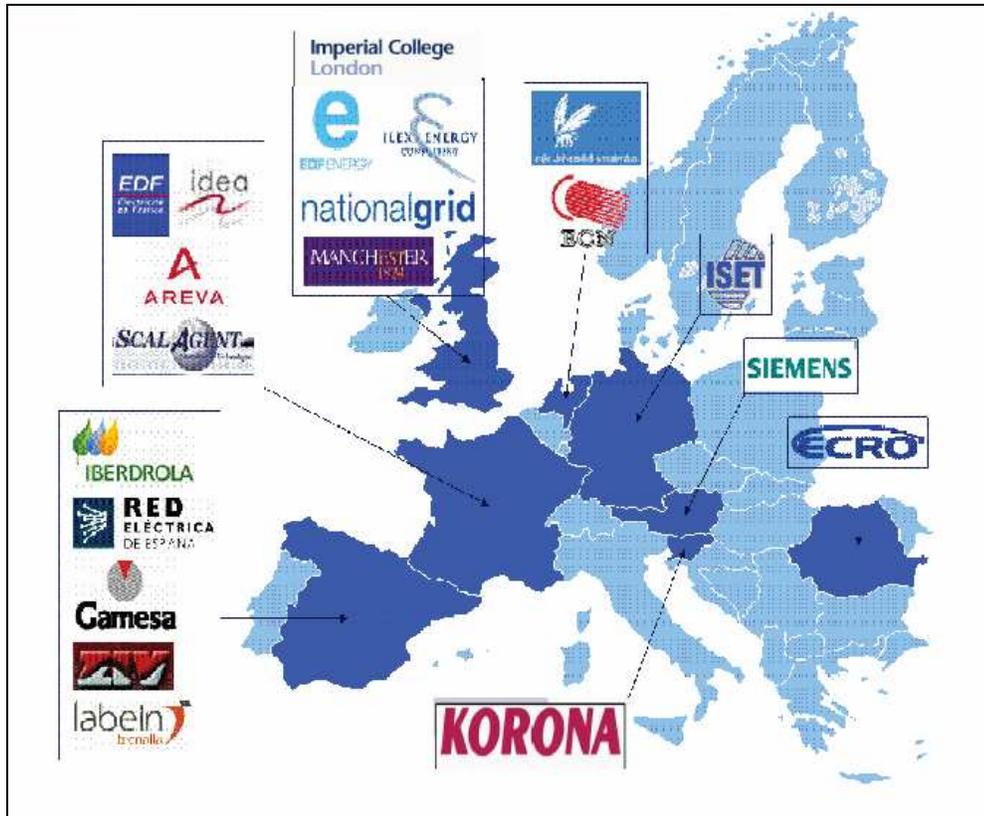


Figura 17: Ubicación proyecto Fénix y empresas cooperadoras.

4.2.3 RWE Energy & Siemens {18}

Este proyecto, donde participan en conjunto Siemens y RWE Energy, pretende desarrollar sistemas de energía descentralizada. El proyecto está enfocado en la elaboración y aplicación de conceptos integradores, para aprovechar y explorar el potencial en los mercados eléctricos descentralizados, optimizando la información y comunicación. Pretende crear un centro de información sobre energía.

4.2.4 The GridWise Olympic Peninsula Project {26} {27}

El principal objetivo de este proyecto es convertir las cargas pasivas del sistema - y a los generadores distribuidos - en entes con participación activa en el sistema, óptimamente coordinados en tiempo real, con el objeto de reducir los flujos de potencia en las redes de distribución. Este proyecto comenzó en el año 2004, y en el año 2006 se encontró completamente instalado y en operación.

La idea del proyecto es incorporar herramientas de información a la red eléctrica en cada punto de la cadena de distribución, desde la generación hasta el consumidor. Con ello se logra mejorar la operación eléctrica y económica del sistema. Se crea un

mercado en tiempo real que puede controlar la respuesta de la demanda y el despacho de los GD.

En este proyecto participan: Bonneville Power Administration, Public Utility District (PUD) #1 of Clallam County, the City of Port Angeles, Portland General Electric, IBM's T.J. Watson Research center, Whirlpool and Invensys Control .

4.2.5 Proyecto Denise

El proyecto Dense pretende integrar – funcionalmente - la electricidad y las telecomunicaciones en la red de distribución eléctrica, con lo cual se intenta mejorar la calidad de suministro de energía, optimizado la gestión de la demanda y la oferta para conseguir mayor eficiencia energética, seguridad de suministro y un control de los consumos. En la Figura 18 se muestran los ámbitos generales de este proyecto, en el cual participan 15 empresas y 7 organismos de investigación, liderados por ENDESA {28}.

El proyecto busca romper con el concepto actual de redes de distribución pasivas, para convertirse en un elemento inteligente y activo, que toma decisiones autónomas y comunica a todos los agentes implicados {29}.

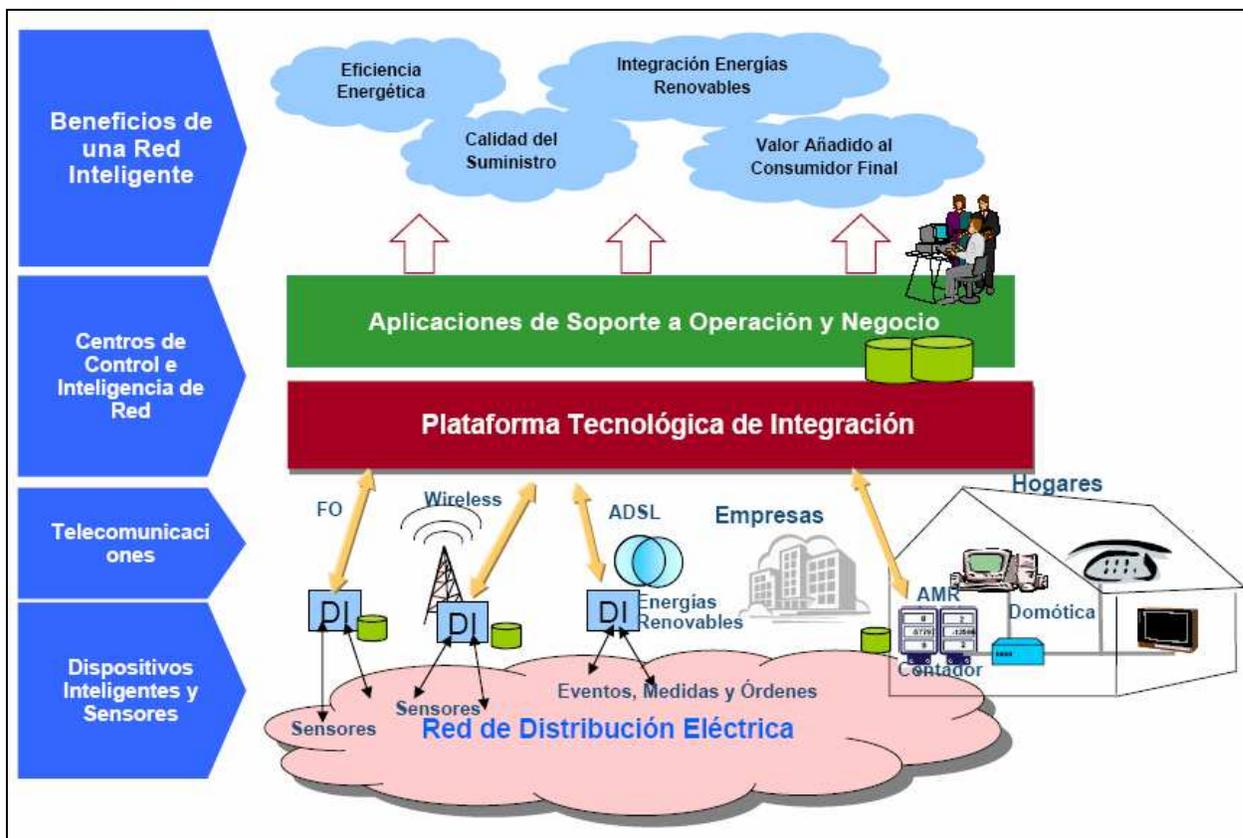


Figura 18: Ámbitos generales del proyecto Denise {28}

Denise prevé el estudio (y posterior implementación) de un sistema de gestión de la oferta distribuida, para así convertirse en un elemento estabilizador de la red. Además pretende que los clientes dejen de ser un elemento pasivo, convirtiéndose en un ente con capacidad de tomar decisiones acerca de su perfil de demanda en tiempo real y vender sus excedentes al sistema {29}.

4.2.6 Otros proyectos {28}

A continuación se enumeran otros proyectos relacionados con la generación distribuida:

- **SmartGrids:** Proyecto de la organización DGTREN, es una plataforma tecnológica que coordina GD conectada en las redes de distribución.
- **Intelligrid Consortium:** Organización de Estados Unidos llamada EPRI, realiza una definir una arquitectura de red de distribución, considerando calidad, fiabilidad, gestión de datos y al medio ambiente.
- **Gridwise:** De la DOE de Estados Unidos, analiza las soluciones para un sistema eléctrico nacional con filosofía "Plug&play"
- **CERTS Microgrids:** De la organización CERTS de Estados Unidos, trabaja con el concepto de las micredes.

- **IEEE P1547:** Del IEEE, crea los estándares de interconexión entre sistemas distribuidos de generación y la redes de energía.

4.2.7 Conclusiones

En la actualidad, los países están utilizando GD para la generación de energía eléctrica, lo que ha llevado a cambiar las características del sistema eléctrico. Se ha visto la necesidad de controlar, gestionar y coordinar los GD, con el fin de proporcionar una mayor eficiencia al sistema, ya que la incorporación de los GD de forma descontrolada ha provocado - en algunos casos - ineficiencias en el sistema.

Se observa que el desarrollo de estos proyectos es un tema nuevo y en boga, que se encuentra en etapa de maduración. Es investigado por universidades y grandes empresas multinacionales (relacionadas con la generación, telecomunicación e informática), las cuales se han asociado. Estos proyectos pretenden incorporar GD basadas en energías renovables como elemento articulador, para así obtener mayores eficiencias y seguridad en el sistema, coordinando y controlando su operación. Es por esto que se visualiza la pertinencia y el potencial de este trabajo.

Capítulo 5: Metodología Básica para determinar la ubicación de un Generador Virtual

Un proyecto de generación eléctrica depende de su factibilidad técnica y económica. Los estudios realizados antes de la construcción de la central son muy importantes, ya que un mal dimensionamiento puede llevar al fracaso.

Determinar la potencia extraíble de una central es un problema complejo. Se debe realizar un estudio que maximice los ingresos tomando en consideración los costos de inversión, operación y mantenimiento.

Uno de los esquemas posibles para determinar la ubicación del GV, es el planteado en la siguiente metodología. Se debe comenzar realizando un estudio de las redes de distribución y caracterizando de los recursos existentes para determinar los lugares factibles. Luego corresponde establecer el punto de conexión, realizando un análisis técnico de la influencia de la central en la red. Posterior a esto se realiza un estudio económico que considere los beneficios de GV para el sistema. Este esquema no garantiza el óptimo, pero si asegura una combinación técnica y económicamente factible.

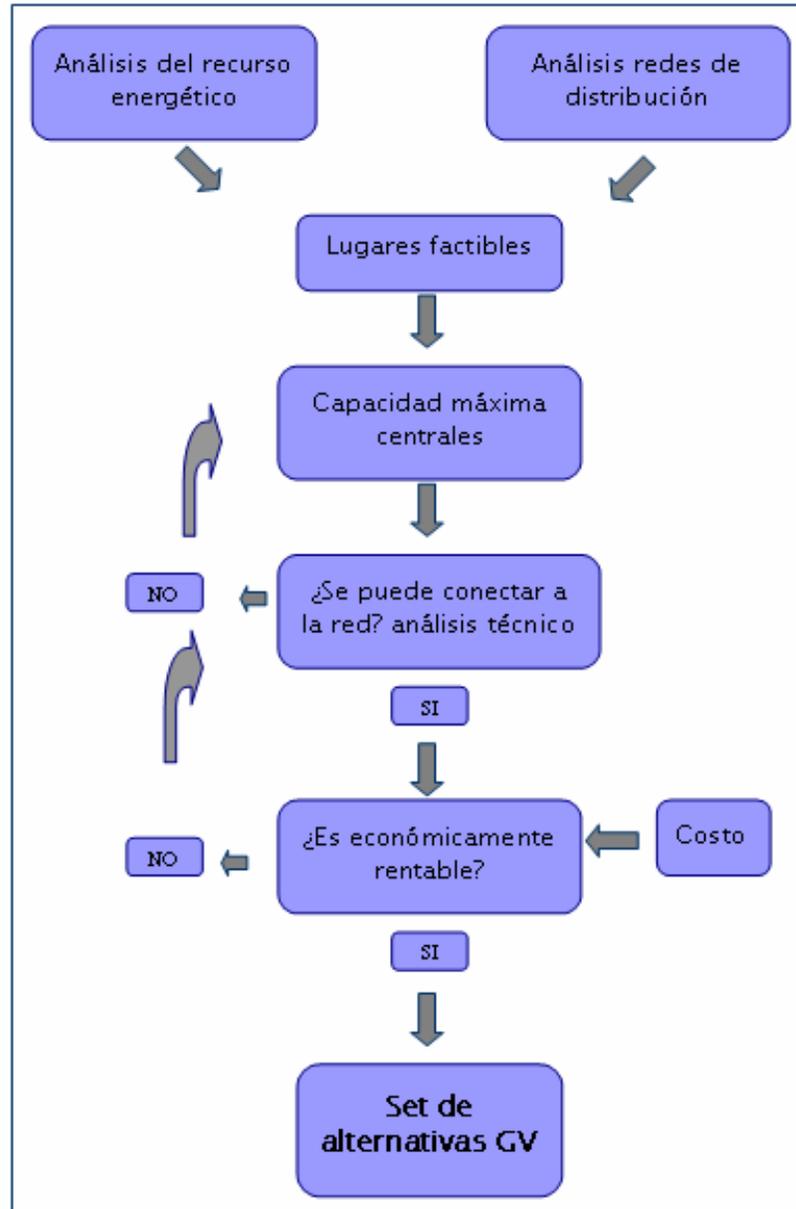


Figura 19: Metodología básica para la ubicación de un generador virtual.

La metodología básica para determinar la óptima ubicación de un GV se observa en la Figura 19. A continuación se describe cada etapa, analizada con detalle más adelante:

Etapa 1. Determinar los lugares factibles: Relacionado con la factibilidad de obtener recurso energético en el sector y la ubicación de las redes de distribución. Esta etapa no determina cuantitativamente el recurso extraíble en la zona, sino que sólo establece los lugares que se estudian y qué tipo de energías se utilizan.

Etapa 2. Determinar la capacidad máxima de las centrales: Se determina la potencia teórica máxima, que depende de los recursos que se pueden obtener en los lugares y se define la capacidad de las redes.

Etapa 3. Determinar el punto óptimo de conexión a la red de distribución: Dada la capacidad de los GD, este estudio toma como parámetro la influencia de los GD en la tensión. Se determinan diferentes puntos de conexión, realizando un estudio técnico donde se ve la factibilidad de conectar los GD definidos en la etapa 2 en distintos puntos. Si las centrales perjudican las características de la red se debe volver a la etapa 2, y en consecuencia, determinar nuevamente la capacidad máxima de las centrales. Si las centrales mejoran las características técnicas pasan a la siguiente etapa.

Etapa 4. Factibilidad económica de la instalación de las centrales: Análisis que pretende minimizar los costos. Se valorizan los servicios que puede entregar el GV y la minimización de pérdidas asociadas a él en el sistema. Se consideran los costos de inversión, operación y mantenimiento. Se toma como dato la capacidad y punto de conexión de las centrales. Dado un set de centrales con distintos puntos de conexión se selecciona el que maximice los beneficios.

Luego de las cuatro etapas se obtienen diferentes configuraciones, debiendo elegirse la que maximice los beneficios.

5.1 Combinación de tecnologías

Combinar diferentes tecnologías de generación puede traer mayores beneficios al sistema que conectar un solo tipo. Algunas de ellas, estando solas pueden afectar el voltaje y aumentar las pérdidas de las líneas. Además, la diversificación de generación otorga mayor robustez y seguridad.

Para determinar la combinación óptima de tecnologías a instalar se deben considerar los siguientes aspectos:

- **Comportamiento horario de las fuentes de generación.**
- **Comportamiento anual.**
- **Influencia en la red.**

Las fuentes de energía renovable tienen un comportamiento variable en el tiempo, tanto instantáneo (algunos segundos), diario, estacional o anual. No se puede predecir cuanta potencia se podrá generar en un determinado momento, pero se pueden establecer algunas líneas generales de comportamiento.

La combinación adecuada de GD se debe analizar mediante herramientas computacionales que determinen la influencia en la red. Ésta dependerá de la potencia entregada, la variación instantánea, diaria y estacional, además de la posibilidad de almacenamiento. Para determinar la combinación de fuentes de energía se debe tomar en cuenta las siguientes características [7]:

- **Las centrales minihidráulicas y biomasa:** pueden otorgar seguridad de servicio.
- **Las centrales fotovoltaicas, eólicas, biomasa y mini hidráulica:** pueden atrasar las inversiones en la red.
- **Centrales Fotovoltaicas, eólica, biomasa y mini hidráulica:** pueden ofrecer servicios complementarios como la regulación de tensión.
- **Generación por medio de biomasa, minihidráulicas con reservorio:** pueden operar como reserva y recortar la punta.

Para mejorar la operación se pueden instalar bancos de batería, para almacenar energía en momentos de bajo consumo o bajo precio de la energía, y entregar al sistema en hora punta, horas de alta demanda o en momentos en que los recursos energéticos sean bajos.

5.1.1 Energía solar

En el caso de la energía solar se observa en un día completamente despejado los niveles máximos de radiación cerca de las 12 del día, decreciendo en el transcurso de las horas. Los índices de radiación solar son menores en los meses de invierno comparados con los de verano.

La influencia de sistemas fotovoltaicos en la red de distribución, no siempre es positiva. No se observa un comportamiento lineal en los efectos en la red. Usualmente, si la penetración es baja, cercana al 5% o 10% (relación entre potencia inyectada y consumo en el nodo de conexión), los efectos son positivos. Con penetraciones mayores se debe realizar un estudio caso a caso. La influencia del sistema fotovoltaico depende de las características del consumo y de la red local [30].

Los módulos fotovoltaicos generan más energía durante el día, en momentos donde el consumo por lo general es menor. Para poder almacenar la energía se utilizan baterías solares, con el objeto de proveer un suministro estable y adecuado para la utilización de equipos eléctricos [47].

Recordar que las centrales fotovoltaicas pueden:

- **Atrasar las inversiones en la red.**
- **Ofrecer servicios complementarios como la regulación de tensión**

5.1.2 Energía hidráulica

En el caso de la energía hidráulica, su comportamiento se encuentra relacionado con el régimen hídrico del río. Si el régimen del río es nival los mayores caudales se obtendrán en los meses de primavera donde ocurren los mayores deshielos en la cordillera. Por el

contrario, si el régimen es pluvial los mayores caudales se presentan en los meses de lluvia, que por lo general es en los meses de invierno. No se puede establecer un comportamiento horario estándar de los niveles de caudal de un río, pues éste se encuentra relacionado con el régimen del río y las temperaturas durante el día.

Las centrales hidroeléctricas de pasada sin reservorio generan en función del afluente del minuto, con ellas no se puede realizar una regulación. Para una mejor operación de las centrales hidroeléctricas de pasadas se utiliza un estanque de carga que permita una regulación, diaria o semanal, almacenando agua en la madrugada o en horas de bajo consumo para ser usadas en hora punta, o en instantes donde las otras fuentes de energía no puedan generar, siendo controladas por el GV. El estanque es de un tamaño considerable para regular el corto plazo y no permite almacenar agua de una estación del año a otra, o de un año a otro.

Recordar que las centrales hidroeléctricas pueden:

- **Otorgar seguridad de servicio.**
- **Atrasar las inversiones en la red.**
- **Servicios complementarios como la regulación de tensión**
- **Operar como reserva y recortar la punta (para centrales con reservorio).**

5.1.3 Energía eólica

La variación de los niveles de viento puede ser anual, estacional (invierno y verano), diarias (día y noche) e instantáneas. Estas últimas pueden llegar a ser aproximadamente 10% del valor promedio, cuyas fluctuaciones son compensadas por la inercia del rotor; una de las mayores causas de la variación de la velocidad es la variación de la temperatura en la superficie terrestre [1] [20].

Los generadores eólicos - utilizados generalmente en GD - son los de inducción, que tienen un consumo de potencia reactiva dependiendo de cuanta potencia activa se genere. De una forma simple el consumo de potencia reactiva de un aerogenerador de inducción se encuentra dado por [49]:

$$Q_{GD} = -(0,5 + 0.04P_{GD}^2) \quad (5.1)$$

Los aerogeneradores con velocidad fija no poseen control sobre la potencia activa generada ni sobre la tensión en los bordes, lo que redundaría en una caída de tensión en el punto de conexión a la red. No es conveniente instalar un aerogenerador solo en un punto de conexión, el ideal es que se encuentre acompañado de otra fuente de energía, o de un banco de condensadores que pueden regular el consumo de reactivos del aerogenerador y sus niveles de tensión. Si el aerogenerador se encuentra solo se debe

realizar un análisis detallado del comportamiento de la tensión, determinando la sensibilidad del nodo.

Los aerogeneradores con velocidad variable, ajustan las oscilaciones de la potencia mecánica, mediante el cambio de velocidad en el eje del generador, los reactivos son controlados por la misma acción de la turbina [1].

Recordar que las centrales eólicas pueden:

- **Atrasar las inversiones en la red.**

5.1.4 Energía de la biomasa

La gran ventaja de la biomasa - ante el resto de las fuentes de energía renovable - es su posibilidad de almacenamiento, al igual que la energía hidráulica. Se puede decidir cuándo generar, y sirve de complemento para el resto de las energías, puede ser utilizada en hora punta y cuando el resto no pueda operar.

El inconveniente que presenta la biomasa (generada en la agricultura) es que la producción de desechos orgánicos, mayormente, se produce durante unos pocos meses del año, lo que restringe la producción de biogás. Se debe determinar la época del año de generación de desechos orgánicos y su cantidad, para así establecer la capacidad de almacenamiento, cuándo y cuánto se podría generar.

Recordar que las centrales operadas con biogás pueden:

- **Otorgar seguridad de servicio.**
- **Atrasar las inversiones en la red.**
- **Servicios complementarios como la regulación de tensión**
- **Operar como reserva y recortar la punta.**

5.2 Determinación de los lugares factibles

En esta etapa se establecen los lugares factibles donde instalar un GV. Se consideran los recursos energéticos disponibles, se estudian las características de las redes de distribución, estudiando su ubicación. En la Figura 20 se observa un esquema de los parámetros que influyen en la determinación de los lugares factibles.

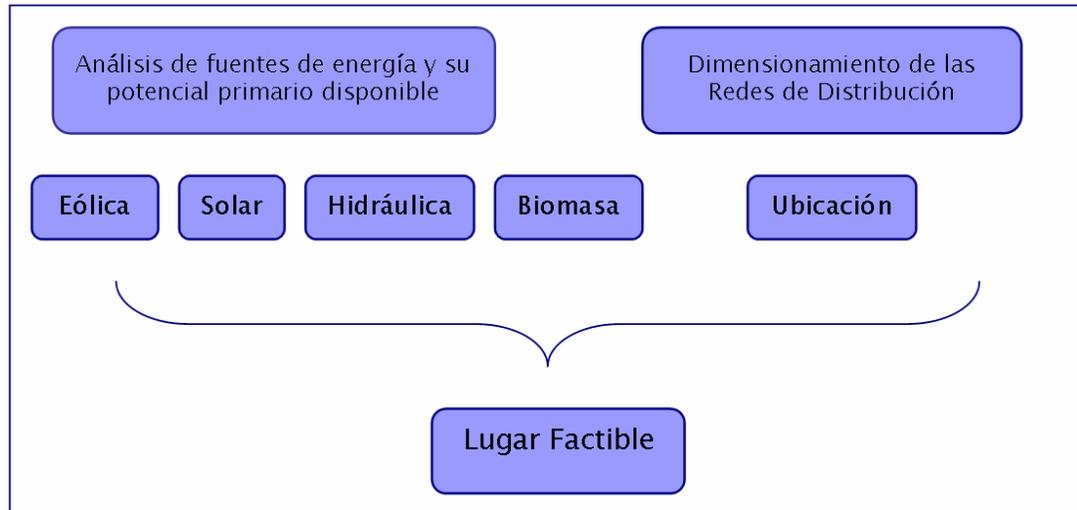


Figura 20: Esquema de determinación de un Generador Virtual

5.2.1 Análisis del recurso energético

La caracterización de los recursos renovables se realiza por medio de su potencial primario. Los datos pueden ser obtenidos de distintas formas, los cuales poseen distintos grados de credibilidad.

5.2.1.1 Energía Eólica

El potencial eólico primario se encuentra definido por la velocidad del viento y su densidad, que se puede aproximar a un valor constante. La potencia real obtenida de un generador eólico está dada por la ecuación:

$$P_{viento} = \frac{1}{2} \eta \rho v^3 A [W] \quad (3.12)$$

Donde η es la eficiencia de conversión, ρ es la densidad del aire, v es la velocidad del viento y A es el área que atraviesa el viento.

Para determinar el valor real del potencial eólico se debe considerar que cada aerogenerador tiene su curva de operación, donde se relaciona la velocidad del viento con la potencia eléctrica de salida, la que se utiliza para calcular la potencia eléctrica extraíble. Además el rotor del aerogenerador puede ser instalado a distintas alturas, proporcionando distintos niveles de potencia, producto de la variación de la velocidad de viento con la altura, que aumentan dependiendo de la rugosidad del emplazamiento.

5.2.1.1.1 Estimación del potencial Eólico

Los datos de velocidades del viento pueden ser proporcionados de diversas maneras con distinto grado de confiabilidad:

- **Datos medidos con anemómetros en la zona donde se instalará el generador eólico, por un periodo superior a un año.**
- **Distribución de Weibull.**
- **Velocidad promedio anual del viento.**

Lo deseado es obtener los datos a través de la medición de la velocidad del viento a la altura donde se instalará el rotor del aerogenerador, por un periodo mínimo de un año. De esta forma se obtendrá el comportamiento horario, diario y estacional, para luego establecer el aerogenerador que mejor se ajuste a las condiciones existentes y estimar la energía anual.

Con la curva de operación del aerogenerador (potencia generada para cada valor de velocidad del viento); y los datos de velocidad del viento, se obtiene una serie temporal de la potencia eólica, integrando en el tiempo se adquiere la producción de energía. En la Figura 21 se aprecian los parámetros relevantes para estimar la potencia eólica de un emplazamiento.

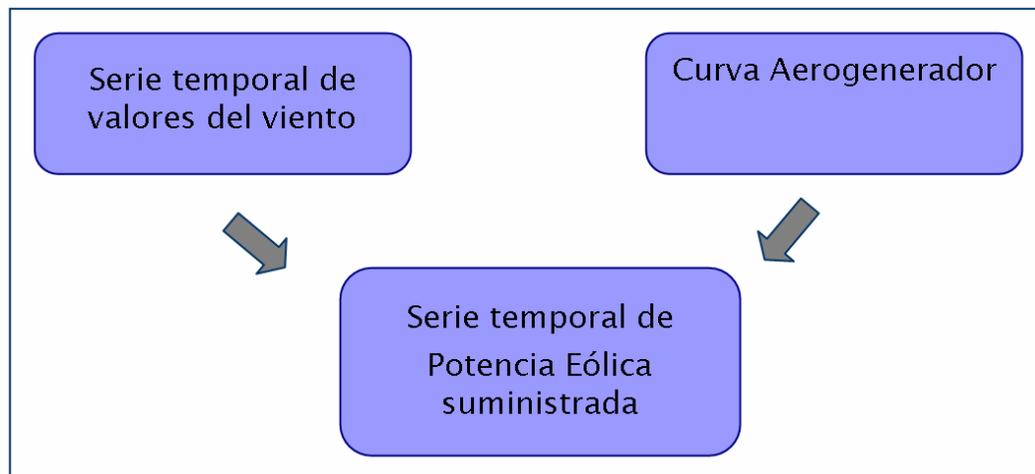


Figura 21: Cálculo de la potencia generada por el viento mediante datos mensurados

La segunda posibilidad de estimar la potencia eólica es por medio de la distribución de Weibull, curva de velocidad versus frecuencia de ocurrencia acumulada. El análisis se realiza de forma gráfica mediante la curva de Weibull y la curva de velocidad versus potencia de los aerogeneradores.

La curva de probabilidad de velocidad de viento muestra la probabilidad de ocurrencia de cada intervalo de viento. La curva de potencia del aerogenerador proporciona la

potencia generada para cada intervalo de velocidad. De estos datos se obtiene la probabilidad de ocurrencia de cada intervalo de potencia. Integrando el área bajo la curva se obtiene la producción de energía estimada para el periodo en estudio.

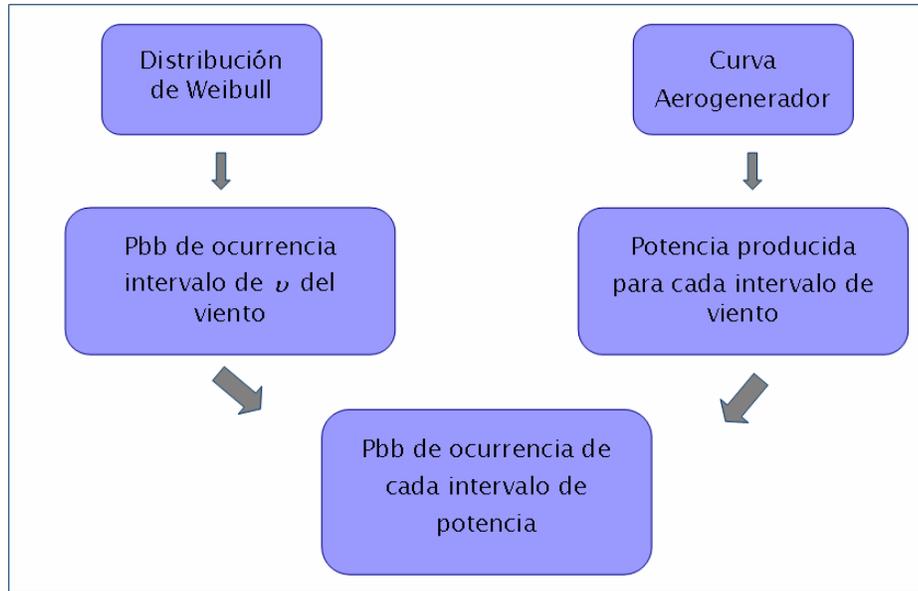


Figura 22: Cálculo de la potencia generada mediante la distribución de Weibull

Otra forma de estimar la potencia generada es mediante los datos de velocidad media. No es una buena aproximación del recurso disponible, ya que como la potencia eólica depende del cubo de la velocidad del viento, las velocidades más grandes entregan una potencia mucho mayor que las velocidades menores. Estos datos no otorgan una buena estimación.

5.2.1.1.2 Extrapolación del potencial a zonas cercanas

Realizar un estudio de la velocidad del viento es de un costo muy elevado ya que se deben tomar medidas de por lo menos un año. Es por esto que no se conoce el recurso eólico disponible. El ideal sería extrapolar datos de una zona hacia otra, pero en el caso de la energía eólica, esto no se puede realizar directamente, ya que la velocidad varía mucho con la topografía y rugosidad del terreno.

Para poder extrapolar los datos de viento de una zona a otra, las dos áreas deben ser cercanas, sin accidentes geográficos en la dirección predominante del viento que pueda desviar su dirección, y cambiar la velocidad, y además deben poseer la misma rugosidad.

Se debe tener presente al momento de hacer un análisis teórico, que se pueden obtener vientos con mayores velocidades en cimas de colinas (efecto colina) y en valles encajonados (efecto valle).

Al momento de instalar un aerogenerador, o extrapolar los datos de viento de un lugar a otro se debe calcular la rosa de los vientos, que proporciona su dirección predominante. Si se desea instalar más de un aerogenerador se debe considerar el efecto sombra (importante en parques eólicos) producido por varios aerogeneradores instalados uno detrás de otro en la misma dirección del viento. En la Figura 23 se ilustran los datos a estudiar si se desean extrapolar los datos del viento de un lugar a otro.

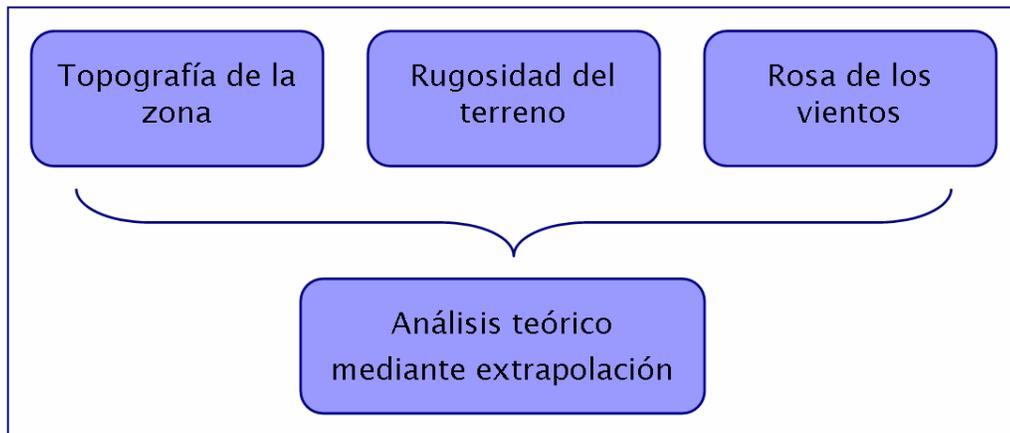


Figura 23: Datos a considerar en un análisis teórico de la velocidad del viento

5.2.1.2 Energía Solar

La generación de energía eléctrica por medio del sol se puede dividir en dos grandes grupos; la energía solar fotovoltaica, que utiliza paneles fotovoltaicos, y la energía solar térmica, la cual calienta un líquido por medio de los rayos del sol para luego operar igual que las centrales termoeléctricas.

La energía solar térmica no es considerada en este análisis, ya que las centrales más pequeñas en operación son de 14 MW, que no es analizada en el GV, en estos momentos. Para el estudio se consideran paneles solares que no poseen seguidores por su elevado costo.

La potencia eléctrica generada por un panel fotovoltaico se encuentra dada por:

$$P_{pv} = A \cdot I \cdot \eta \quad (3.23)$$

Donde I es la radiación solar incidente, A es el área del arreglo fotovoltaico y η es la eficiencia de conversión que se encuentra entre 5% y 40% dependiendo del material utilizado para su construcción. Al poseer una mayor eficiencia existe un costo mayor. La eficiencia de los paneles solares es lineal con los niveles de radiación solar incidente, por lo general para el cálculo de la potencia generada se utiliza una eficiencia de un 20%. En la Figura 24 se ilustran los parámetros del cálculo de la potencia generada por un panel solar.



Figura 24: Esquemático potencia solar.

5.2.1.2.1 Estimación de la potencia Solar

La determinación de la radiación solar en una zona se puede realizar por medio de datos tomados en terreno o por modelos matemáticos que estiman la radiación solar, los que son ampliamente utilizados y entregan una buena aproximación.

Lo deseable es establecer los instrumentos de medida en la zona en estudio, donde se pretende instalar los paneles solares. Realizando mediciones - por lo menos de un año - se puede determinar el comportamiento horario, estacional y anual de la radiación solar. Luego, con la eficiencia de conversión se calcula la potencia, e integrando por el tiempo de estudio se conseguiría la energía solar adquirida en el periodo en consideración.

Los modelos matemáticos son una buena aproximación de la radiación solar, se utilizan para realizar una estimación de la radiación incidente antes de instalar instrumentos de medida. Para hacer uso de esta herramienta se debe tener un conocimiento de la cantidad promedio anual de días nublados. Algunos de los modelos existentes son [27]:

- Modelo de Perrin de Brichambaut
- Modelo de Burridge & Gadd
- Modelo de Ashrae
- Modelo de Spokas & Forcella

La discrepancia de los modelos se debe principalmente a las condiciones atmosféricas cambiantes de forma aleatoria.

Luego de determinar la radiación incidente, se debe determinar el ángulo de orientación de los paneles solares.

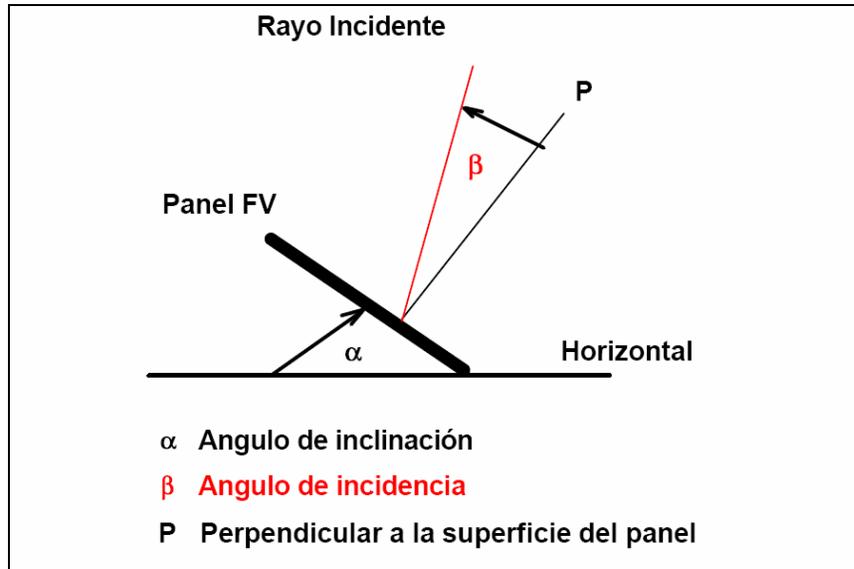


Figura 25: Ángulo de inclinación y de incidencia {14}

Frecuentemente se utiliza un ángulo de inclinación del panel solar (α) igual al de la latitud del lugar más 15° . Esta posición es favorable para los meses de invierno, donde la radiación solar es menor; existe una pequeña pérdida en los meses de verano.

Los módulos fotovoltaicos generan energía durante el día, en momentos donde el consumo es menor. Para poder almacenar la energía generada cuando la radiación solar es mayor y el consumo es bajo, se utilizan baterías fotovoltaicas. Se almacena la energía durante el día, y luego se puede hacer uso de ella cuando la radiación es baja o nula. También son empleados para proveer un suministro de energía eléctrica estable y adecuada para la operación de equipos eléctricos. Si se quiere, se puede entregar directamente el excedente de generación al sistema sin la necesidad de contar con un equipo de baterías fotovoltaicas [47].

La capacidad de las baterías fotovoltaicas se establece dependiendo de:

1. **Cuanta energía se consume diariamente**
2. **Cantidad de días nublados**
3. **Características propias de la batería**

5.2.1.3 Energía Hidráulica

El potencial hidroeléctrico se encuentra determinado por el caudal y la caída del agua que fluye en un río, mostrado en la Figura 26, y determinado por la siguiente ecuación:

$$P = 9,8 \cdot \eta \cdot \rho_{\text{agua}} \cdot Q \cdot H \quad (3.2)$$

Cabe considerar la eficiencia de conversión en los procesos presentes en la generación, ya que en cada una de las etapas existen pérdidas producidas por diversos factores, llegando a una eficiencia entre el 70% y 95%, y disponiendo, típicamente, de una eficiencia de un 85% para realizar los cálculos aproximados.

Para determinar la potencia extraíble de un río se debe disponer de una buena estimación del caudal y ubicar una caída adecuada.

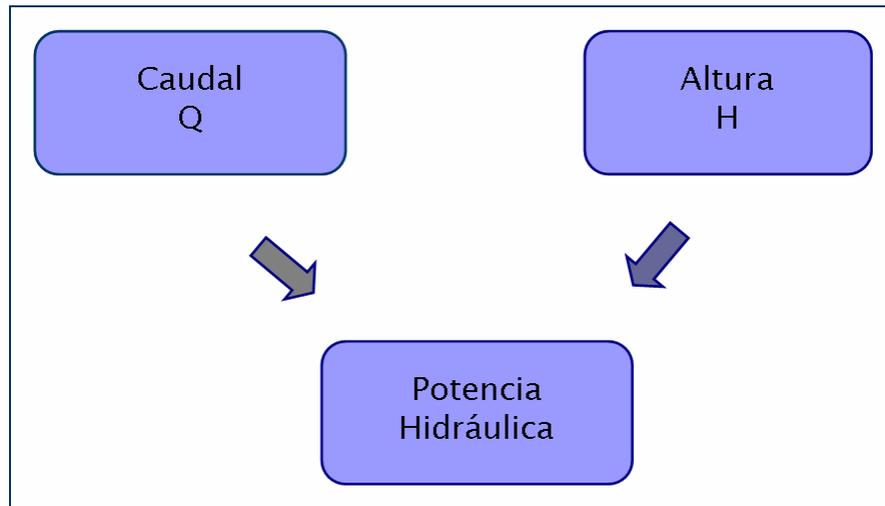


Figura 26: Parámetros que determinan la potencia hidráulica

5.2.1.3.1 Estimación del Potencial hidroeléctrico

Con el fin de medir el potencial de un río, se debe realizar un estudio detallado del caudal con datos hidrológicos de por lo menos 15 años, debido a la gran diferencia de lluvias que puede haber de un año a otro (existen año seco, normal o lluvioso), distorsionando los resultados.

Con los datos hidrológicos se construye la curva de caudales clasificados (CCC), que determinará la potencia nominal de la central. La curva exhibe el porcentaje de tiempo en el que se alcanza o se supera un cierto valor del caudal.

5.2.1.3.2 Extrapolación del potencial

Si no se poseen datos de estaciones de medición en el lugar donde se desea instalar la central, se deben extrapolar los datos de una cuenca a otra, teniendo en consideración los siguientes parámetros:

1. **Régimen hidrológico:** las cuencas de los dos ríos deben tener el mismo régimen hidrológico (Nival, Nivopluvial, Pluvial, Pluvionival)
2. **Tipo de suelo:** deben tener el mismo tipo de suelo, ya que algunos filtran más agua que otros.
3. **Uso del suelo:** el uso del suelo debe ser el mismo, pues, dependiendo del empleo que se le da al suelo es la pérdida de agua que presentará. Por ejemplo un suelo utilizado para la agricultura absorbe más agua que uno para la ganadería. Dentro de la agricultura existen plantaciones que consumen más aguas que otras.
4. **Datos de régimen natural del río:** los datos a utilizar deben ser del régimen natural del río, esto se refiere a que la información debe ser tomada en zonas donde no se ha sacado agua con anterioridad, como por ejemplo para regadío.

5.2.1.4 Biomasa

La potencia generada por medio de biomasa depende - principalmente - del potencial calorífico que posee la materia prima. En el caso de la generación por medio de biogás, juegan un rol importante las dimensiones del biodigestor. En la Figura 27 se ilustran los parámetros relevantes en la determinación de la potencia generada, por medio de centrales operando con biogás.

Como se mostró con anterioridad la energía que es posible generar mediante biomasa esta dada por:

$$E_e = S\delta H_b \eta_e = \pi R^2 \delta H_b \eta_e [MWh] \quad (3. 24)$$

Donde:

H_b es el poder calorífico de la materia prima, δ es el rendimiento del material, relacionado con la cantidad de metano que se obtiene en la gasificación, R es el radio del biodigestor anaeróbico y η es la eficiencia eléctrica de conversión, que se encuentra entre 25 y 35%.

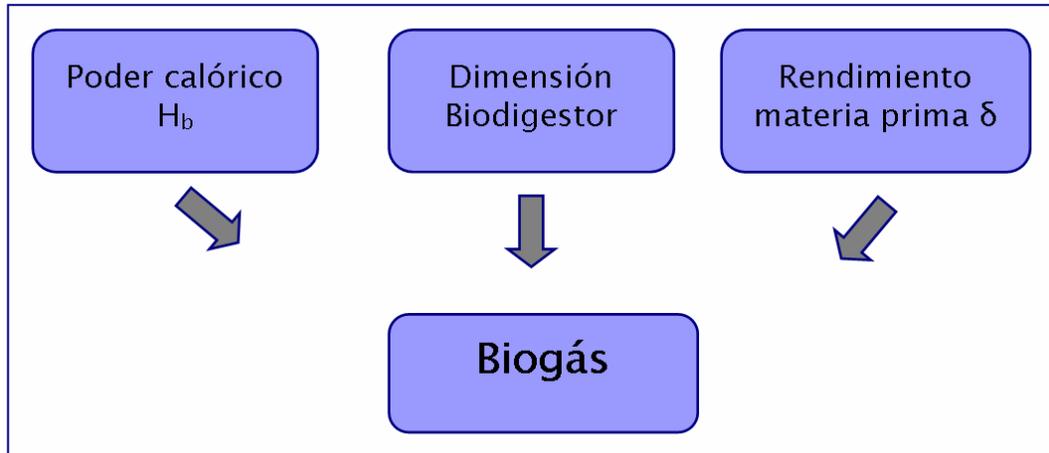


Figura 27: Esquema parámetros generación de Biogás

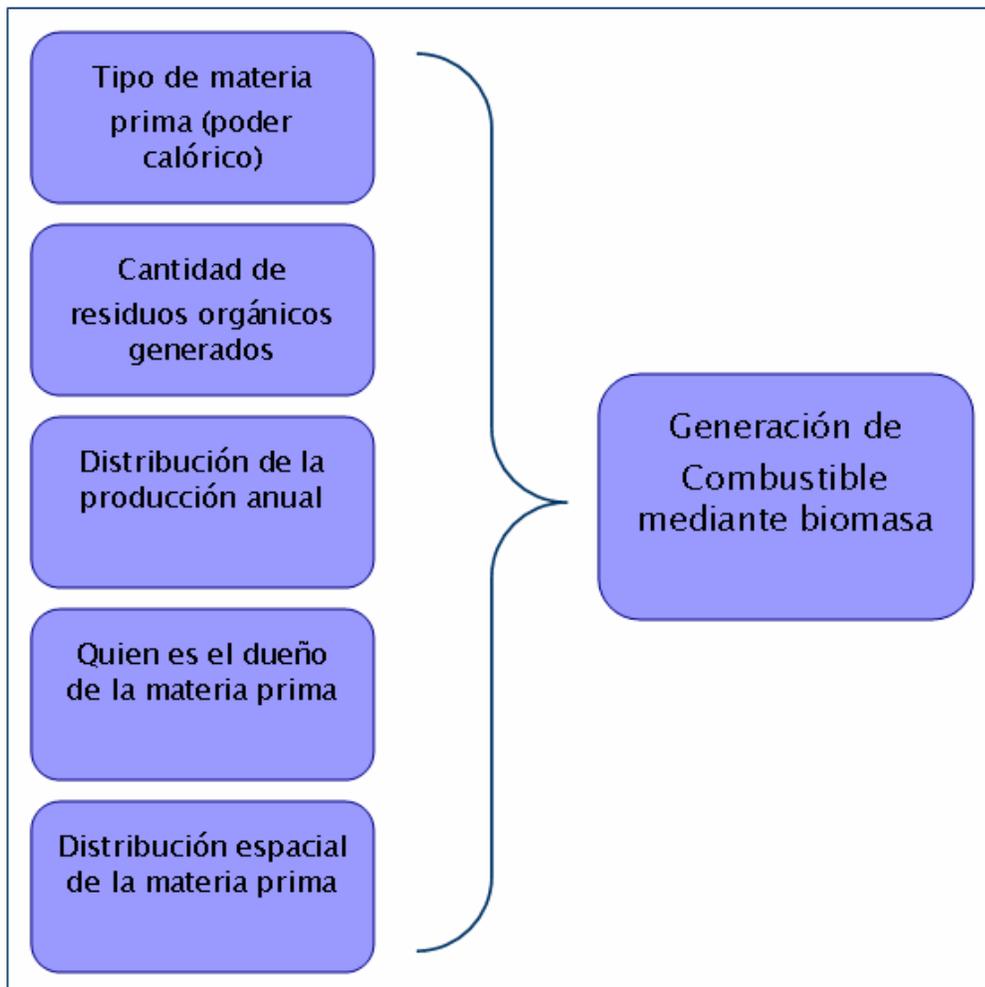


Figura 28: parámetros a considerar en la producción de energía mediante biomasa

Para que un proyecto de generación de energía eléctrica - por medio de biomasa - sea viable se deben considerar diversas variables las que se presentan en la Figura 28 y se enumeran a continuación:

- **Capacidad calórica de la materia prima:** Un análisis rápido y teórico debe mostrar las características de producción en la zona, para determinar la materia prima, su poder calorífico y el tipo de generación a utilizar.
- **Cantidad de materia prima disponible:** Además del tipo de producción, se requiere conocer de cuanto desecho orgánico se dispone, ya que si la producción es muy pequeña la generación de energía también será baja, existiendo una falta de recurso.
- **Distribución de la producción anual de los desechos orgánicos:** es relevante para definir los momentos de producción de energía. En su mayoría, los desechos son de carácter estacional, no se generan durante todo el año, y con esto también se debe dimensionar el lugar de almacenamiento.
- **Quién es el dueño de la materia prima:** Se encuentra relacionado con los costos. Si se deben comprar los desechos orgánicos, o transportar de un sector a otros los costos de operación, éstos se incrementan, pudiendo hacer el proyecto no rentable. Por otra parte, se debe considerar qué es lo que se hace actualmente con los desechos orgánicos para establecer la disponibilidad de recursos.
- **Distribución espacial de la materia prima:** la biomasa se puede encontrar dispersa, agrupada o concentrada, determinando su disponibilidad de uso. Si el recurso se encuentra concentrado, los costos de transporte serán bajos.

En la Tabla 3 se presentan costos específicos de generación, según la capacidad eléctrica instalada, datos calculados para producción en Alemania. De la tabla se desprende la existencia de economías a escala.

Capacidad Mwe	Costos específicos US\$/kWe	Costos generación US\$/kWhe	Costos generación \$/kWhe
6	1616	0,038	20,15
5	1772	0,041	21,88
4	1984	0,046	24,23
3	2297	0,053	27,68
2	2828	0,064	33,53
1	4047	0,089	47,01
0.5	5813	0,126	66,79

Tabla 3: Costos específicos de generación según capacidad eléctrica instalada [35]

5.2.2 Análisis de las redes de distribución

Un punto importante en la determinación del sitio para el emplazamiento de un GV es la ubicación de las redes de distribución. Éstas tienen que estar ubicadas cerca del recurso. Si se debe extender la red para poder conectar los generadores al sistema, la inversión inicial puede provocar que el proyecto no sea rentable, debido al concepto de líneas.

El ideal es disponer de planos con la ubicación de las redes de distribución, para así determinar el punto de conexión más cercano. Si no se dispone de esta información se deben conocer los siguientes aspectos.

- **Ubicación de los centros de consumos eléctricos**
- **Ubicación de caminos y carreteras**
- **Ubicación de subestaciones de transformación**

Por lo general, las redes eléctricas son construidas cerca de carreteras y caminos para así facilitar su instalación. Delimitando la ubicación de los pueblos y carreteras aledañas a ellos, y conociendo dónde se encuentran instaladas las subestaciones, se puede establecer un perímetro donde deben existir redes de distribución para conectar el GV.

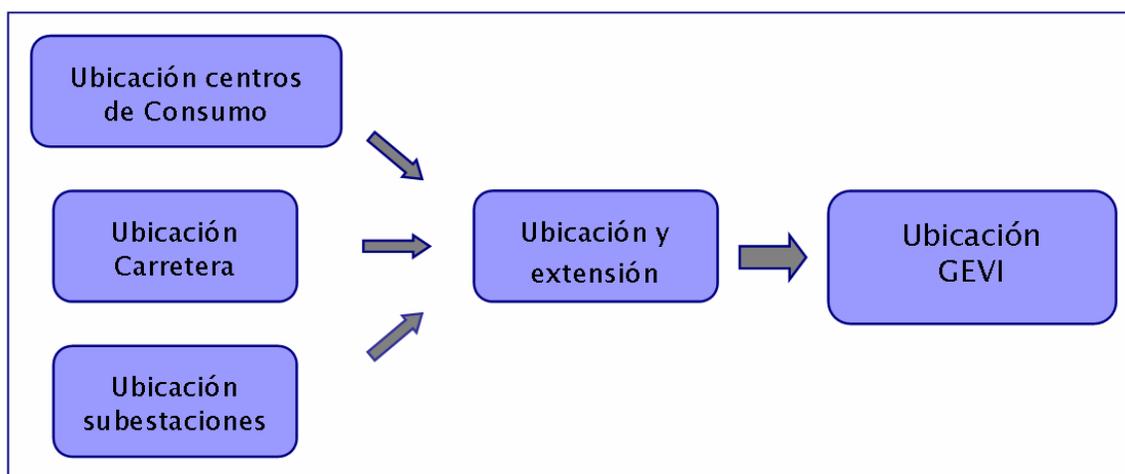


Figura 29: Determinación de las redes de distribución

En la Figura 29 se presenta - de forma gráfica - los elementos a considerar para determinar el punto de conexión del GV si no se dispone de planos con la ubicación de las redes de distribución.

5.3 Determinación capacidad de las centrales

En esta etapa se determina la capacidad máxima de cada GD, dada por las características del territorio y la característica de las líneas de distribución.

La potencia máxima extraíble en un sector se encuentra establecida, tanto por el potencial primario, como también por la geografía del sector. Esto se refiere, por ejemplo, en el caso de la energía solar, a los lugares donde se podrían instalar paneles solares que no sean afectados por sombras, tanto de montañas como de árboles o casas. Y en el caso de la energía eólica, cabe considerar cuáles son las ubicaciones donde se obtienen mayores niveles de vientos, y cuántos aerogeneradores se pueden instalar que no sean influenciados por el efecto sombra (efecto donde un generador eólico le obstaculiza el viento a otro aerogenerador).

Las redes de distribución deben ser capaces de soportar la inyección de potencia establecida. El tamaño de las centrales no debe superar la potencia máxima que puede soportar la red. Si la potencia extraíble en la zona es mayor que la que soporta el punto de conexión, se debe considerar el uso de más de un punto de inyección, utilizar menos del recurso disponible o aumentar la capacidad de la red de distribución.

Luego de conocer la ubicación de las redes de distribución se debe determinar su capacidad, y con ellos definir la capacidad máxima de las centrales, precisando además si se debe realizar algún cambio, ya sea en los conductores, protecciones o transformadores.

Dependiendo de la densidad de población se puede determinar una densidad de potencia por kilómetro cuadrado [MVA/km²]. En el caso de Chile la SEC (Superintendencia de electricidad y combustibles) clasifica las zonas geográficas con los criterios de ruralidad que se muestran en la Tabla 4:

Zona	Densidad típica [MVA/km ²]
Centro Urbano	40-100
Urbano	4 a 40
Semiurbano	3 a 5
Rural	<5

Tabla 4: Criterios de ruralidad definidos por SEC [43].

Se debe tener en cuenta que, cerca de las subestaciones las redes son más robustas; por ella circulan mayores niveles de potencia y al ir alejándose de las subestaciones las líneas son menos robustas, puesto que los niveles de potencia son menores. Por ejemplo, en los extremos sólo deben soportar el consumo de viviendas. Fuera de las

viviendas, los conductores deben soportar el consumo máximo de unas pocas casas. Los conductores deben resistir potencias máximas de aproximada de 30 [kW] a 80 [kW].

Los conductores de los empalmes con las viviendas soportan bajas potencia. Comparado con los niveles anteriores, son de aproximadamente de 7 [kW] de potencia máxima. La energía promedio mensual de una vivienda es de 164,91 [kWh] y una energía anual de 2 [MWh] aproximados.

Por otra parte, es importante definir el tipo de carga que se encuentra conectado en las redes de distribución (Residencial, Comercial, industrial, Especiales etc.). Precizando sus curvas de carga se establece la distribución horaria del consumo.

La elección del tamaño de las centrales es relevante en los beneficios que traerán las mismas a la red. Si los niveles de generación no son correctamente determinados pueden aumentar las pérdidas en las líneas. Por lo general, tamaños muy grandes de GD pueden perjudicar las líneas aumentando las pérdidas, invirtiendo flujos de potencia y perjudicando los niveles de tensión [48].

5.4 Determinación del punto óptimo de conexión a la red de distribución

La GD puede traer grandes beneficios al sistema, si éste es correctamente conectado, lograra regular tensión, operar en isla, reducir las pérdidas en las líneas y retrasar la inversión de las redes. Para determinar el punto óptimo de conexión a la red se debe realizar un análisis de la influencia que tendrán los GD en el sistema [7] [48] [49] [50] [51] [52] [53].

Con el objeto de lograr el óptimo punto de conexión de los GD en la red de distribución, en primer lugar, se deben considerar los aspectos técnicos. Esto es debido a la cercanía de estas centrales a los consumos finales, pudiendo provocar una mala calidad de servicio.

La instalación de GD para regular tensión es similar al instalar un banco de condensadores, con la diferencia que el GD no sólo impacta en la potencia reactiva, sino que también, en la potencia activa del sistema. Los GD se encuentran conectados en una posición inmejorable para regular tensión, debido a la posición de la conexión se ubica en las barras donde se dan las caídas de tensión. Cabe recordar que la regulación de tensión es de carácter local.

En las redes de distribución los valores de la resistencia en las líneas dejan de ser despreciables frente a la reactancia. Esto implica que la potencia activa también juega un papel importante en la tensión de la red.

En esta etapa se establecen los posibles puntos de conexión. Dada la capacidad determinada en la etapa anterior, se realiza un análisis técnico de la influencia de las centrales en el sistema. Si la central agrava las características de la red se debe recalcular la capacidad máxima (volver a la etapa anterior) y volver a realizar el estudio.

Una correcta conexión de los GD, se vincula con la cantidad de demanda en relación con la potencia máxima de la central. Si su capacidad máxima del GD es muy grande, en comparación con el consumo medio en la zona, la tensión se verá afectada de forma negativa.

El análisis se realiza mediante un índice que establece la sensibilidad de la tensión. Para determinar el punto óptimo de conexión se debe efectuar un ranking de los posibles nodos de conexión, mediante un índice que mida la sensibilidad de la tensión. Derivada de las ecuaciones de flujo de potencia, la sensibilidad de la tensión se encuentra dada por [54]:

$$[\Delta V] = \left[\frac{\partial V}{\partial Q} \right] [\Delta Q] + \left[\frac{\partial V}{\partial P} \right] [\Delta P] \quad (5.2)^1$$

El índice de sensibilidad se define:

$$ISV = w \left[\frac{\partial V}{\partial P} \right] + (1-w) \left[\frac{\partial V}{\partial Q} \right] \quad (5.3)$$

Donde w se encuentra definido como $\frac{X}{R}$, R es la resistencia y X es la reactancia de la línea. En la ecuación (5.3) se observa que la tensión se relaciona con la inyección de potencia activa y reactiva. Los posibles nodos de conexión de los GD se ordenan por medio de este índice, que servirá para definir los óptimos puntos de conexión. Se debe tener presente que en un punto de conexión se puede instalar más de una central.

¹ La ecuación no considera la desviación del los ángulos

5.5 Evaluación de pérdidas óhmicas y aspectos económicos

Establecida la capacidad de las centrales y los puntos de conexión, se realiza un análisis que muestre la factibilidad económica de instalar los distintos GD.

Como los puntos donde se conectan los GD son cercanos geográficamente, el pago por potencia y energía es igual para todos. En cualquiera de los puntos donde se pueden llegar a conectar los GD los ingresos por venta serán indiferentes del lugar de conexión (asumiendo que la potencia inyectada será la misma).

En esta etapa de la metodología - para determinar la óptima ubicación de un GV - se deben tomar en consideración los servicios que éste puede entregar al coordinar los distintos GD conectados en la red local, ya que mejoran la rentabilidad de los DG. Algunos de los servicios que ofrece el GV, y que deben valorarse económicamente son:

- **Reducción de las pérdidas óhmicas en las líneas**
- **Retrasar la inversión**
- **Operación en isla**
- **Ingresos por potencia**

Además, se deben considerar los costos asociados a la conexión de los DG, producto de la posibilidad de extender las líneas de distribución si el punto de conexión que mejora la rentabilidad se encuentra alejado de la red de distribución.

El objetivo de esta etapa es minimizar los costos, considerando la valorización de los beneficios asociados a la instalación de los GD y los servicios entregados por el GV. Si el punto no es económicamente rentable se debe buscar otro punto de conexión volviendo a la etapa anterior.

En el análisis se deben tener en cuenta:

- **Inversión inicial**
- **Costos de operación**
- **Costos de mantenimiento**
- **Ingresos por la venta de energía**
- **Servicios GV**

El problema que se presenta en esta etapa de la metodología es la valorización de los servicios que puede proporcionar el GV, ya que ellos no se encuentran del todo definidos y valorizados. El beneficio por el retraso de la inversión y la operación en isla, se pueden realizar considerando cuánto le cuesta a las empresas distribuidoras realizar

estos servicios. En el caso de la operación en isla, cuál es la multa que tiene que pagar la empresa distribuidora cuando no puede abastecer los consumos.

Las pérdidas óhmicas en las líneas de distribución, se pueden ver como un costo de operación necesario para mover la energía, desde el punto de generación hasta los puntos de consumo. Las pérdidas asociadas a las redes de transmisión suelen encontrarse entre un 1% y 2%, en cambio la relacionadas con las redes de distribución están entre un 7% y 10%.

En puntos de la red donde las pérdidas son grandes un pequeño GD (10-20% de la demanda en el punto) puede reducir significativamente las pérdidas [51]. La reducción de las pérdidas se encuentra relacionada con la penetración local de los GD, ya que si la inyección es muy grande (mayor que el consumo local) se invertirán los flujos de potencia aumentando las pérdidas por las líneas. Para determinar la influencia de los GD en la reducción de las pérdidas óhmicas, se realiza mediante flujos de potencia.

Las pérdidas dependen de la resistencia de la línea y de la corriente que circula por ella. Mientras que la resistencia de la línea se encuentra fija, la corriente depende de la topología del sistema, de la ubicación de los generadores y de la carga [55].

Las ecuaciones utilizadas son las siguientes:

$$\begin{aligned} P_i &= V_i \sum_{j=1}^n Y_{ij} V_j \cos(\delta_i - \delta_j - \gamma_{ij}) \\ Q_i &= V_i \sum_{j=1}^n Y_{ij} V_j \sin(\delta_i - \delta_j - \gamma_{ij}) \end{aligned} \quad (5.4)$$

Donde $S_i = P_i + jQ_i$ es la potencia compleja inyectada en el nodo i , Y_{ij} es la magnitud del elemento $i-j$ de la matriz de admitancia, V_i es el voltaje en el nodo i , γ_{ij} es el ángulo del $i-j$ elemento de la matriz de admitancia.

Las pérdidas del sistema son expresadas con la siguiente ecuación:

$$P_L = \sum_{i=1}^n P_{G_i} - \sum_{i=1}^n P_D \quad (5.5)$$

Donde P_L son las pérdidas de potencia por las líneas y P_G es la generación en la barra i .

En este caso, se debe realizar el estudio mediante un índice de sensibilidad de las pérdidas. Se efectúa una lista de prioridad, de tal forma de establecer la combinación de GD que produce una mayor minimización de las pérdidas.

$$ISL = \left[\frac{\partial P_L}{\partial P_i} \right] \quad (5.6)$$

Se debe tener presente el cumplimiento de los siguientes parámetros de operación al realizar los flujos de potencia.

- **Potencia activa máxima por la línea.**
- **Que los niveles de Potencia reactiva se mantengan dentro de los límites establecidos.**
- **Que el voltaje en los nodos no se pase de los límites establecidos por la norma técnica.**
- **Existencia de estabilidad angular**

Primeramente, se realiza un flujo de potencia para determinar las condiciones iniciales del sistema, y determinar las pérdidas en las líneas antes de la instalación del GD. Luego, con lo obtenido en las etapas 1, 2 y 3, se debe correr un nuevo flujo de potencia con la combinación de GD determinados en la etapa anterior. Para así establecer la reducción de las pérdidas, y con esto, determinar cuál es la combinación que reduce los costos totales.

Posteriormente, a correr el flujo de potencia y haber calculado la reducción de pérdidas - y valorizar los servicios proporcionados por el GV - se deben establecer los costos asociados a los distintos GD. La función objetivo se encuentra dada por:

$$Max(Ingrosos) = Max \left(\sum_{i=1}^N P_{GD_i} \cdot I + \sum_{i=1}^N (B_{Reduc_Perdidas} + B_{Ser.GV}) - \left(\sum_{i=1}^N C_{inv} + \sum_{i=1}^N C_{ext_red} + \sum_{i=1}^N (C_{oper} + C_{mant}) \right) \right) \quad (5.7)$$

Donde:

C_{inv} : inversión inicial de cada uno de los GD a instalar.

C_{ext_red} : costos asociados a la extensión de las líneas para poder conectar la central

C_{oper} : costos de operación de cada central

C_{mant} : costos de mantenimientos

$B_{Reduc_Pérdidas}$: reducción de las pérdidas.

B_{Ser_GV} : beneficios GV

P_{GD_i} : potencia inyectada GD_i

I : precio nudo de la energía vendida al sistema

Capítulo 6: Validación de la Metodología

Para validar la metodología antes descrita se eligieron dos áreas de la IV Región de Chile en las que existen condiciones climáticas que favorecen el desarrollo de fuentes de energía renovables.

La IV región presenta un clima de transición entre el clima desértico con climas de mayor humedad. En la zona costera predomina el clima desértico, con nubes abundantes durante la mañana, disipándose al medio día y continuando con un clima de estepa (con temperaturas bajas, pocas lluvias y alta nubosidad). En la zona intermedia se aprecia una transición entre el clima desértico marginal bajo con el de estepa de gran sequedad atmosférica. El interior se caracteriza por sus cielos despejados, lo que ha llevado a la instalación de observatorios astronómicos. Se observa una baja humedad relativa y una fuerte amplitud térmica, del orden de los 18° a 20°C {19}.

La hidrología de la IV región es nutrida, tanto por lluvias como por deshielos; sus principales ríos son el Elqui, Limarí y Choapa, los cuales nacen en La Cordillera de Los Andes y desembocan en el mar. El río Elqui posee un caudal medio de 15 [m³/s], el río Limarí un caudal medio de 25 [m³/s] y el río Choapa ostenta un caudal medio de 30 [m³/s]. Todos ellos con un régimen de alimentación mixta, y sus aguas son aprovechadas para regadío y consumo humano {20}.

En la región existe un fuerte desarrollo de viñedos para la producción de vino, pisco y uva de mesa. Con la finalidad de regular el agua para el riego se han construido varios embalses; Laguna en el río Elqui cerca de la frontera con Argentina, La Paloma (embalse más grande de Chile con función de riego) y Cogotí en el río Grande, Recoleta en el río Hurtado y Culimo en el río Quilimarí.

La gran extensión de planicies marinas favorece la aparición de fuertes vientos, producto del gradiente de temperaturas entre el mar y la superficie terrestre. El año 2007 se instalaron en la comuna de Canela (provincia del Choapa), 11 aerogeneradores entre el borde costero y la Ruta 5 Norte, con un total de 18,15 [MW] de capacidad instalada, el que está próximo a ser expandido.

Datos entregados por el censo del año 2002 muestran una población total de 603.210 habitantes; de ellos 470.922 son población urbana y 132.288 rural.

Para el análisis se eligieron la zona de Salamanca, donde se encuentra ubicado el poblado de Cuncumén y la zona de Ovalle, cerca de Puerto Aldea y Lengua de Vaca dado que sus condiciones climáticas son favorables.

6.1 Determinación lugares factibles

6.1.1 Zona de Ovalle

6.1.1.1 Energía Eólica

La costa ostenta grandes planicies marinas escalonadas de sedimentación fluvio-marina con una extensión de 40 kilómetros de ancho, favoreciendo la formación de fuertes vientos de origen oceánicos.

En la zona de Punta Lengua de Vaca se han tomado medidas de la velocidad del viento en un periodo de 14 meses, (partiendo en septiembre del 2006, terminando en noviembre del 2007) cada 10 minutos a dos alturas, 10 y 20 metros de altura. Estas medidas han dado cuenta de condiciones favorables para la instalación de energía eólica. Para alturas superiores a 10 metros la velocidad promedio del viento es mayor a 5 [m/s].

En la Figura 30 se grafica la distribución de Weibull para la medición del viento en Punta Lengua de Vaca, generado con el programa Windographer. Muestran la distribución de Weibull a 20 metros de altura, caracterizada por la curva de parámetros $K= 1,57$ (factor de forma) y $C=7$ [m/s]. Donde C es el factor de escala cuyo valor es cercano a la velocidad media {21}. La velocidad promedio se encuentra en torno a los 7[m/s] y la moda cercana a los 3,5 [m/s].

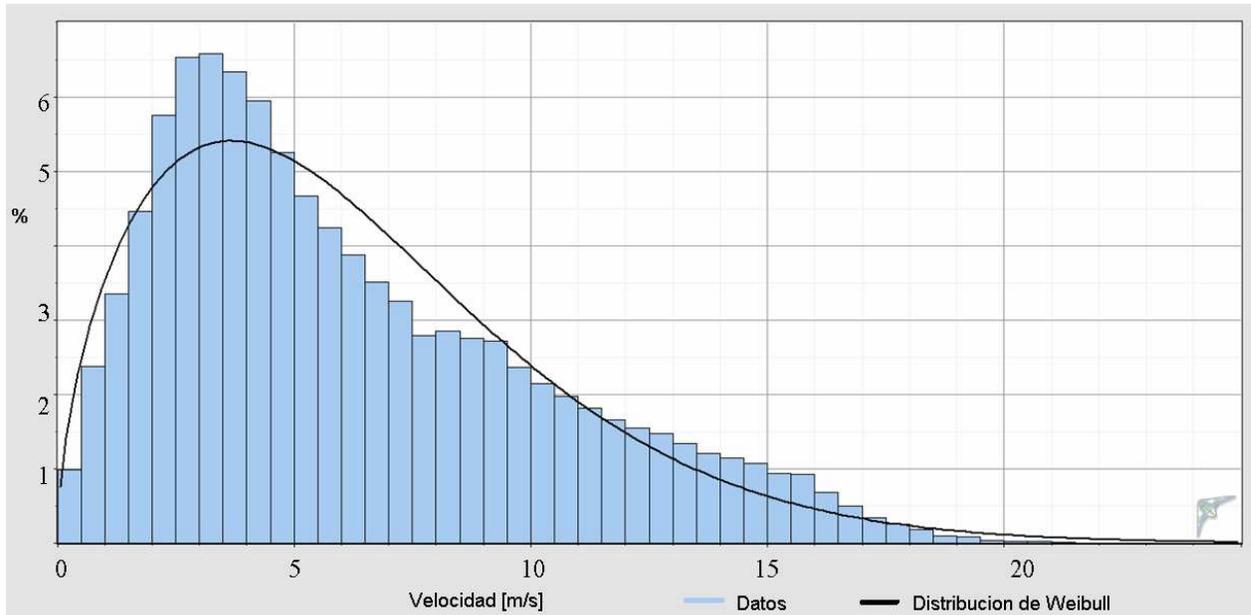


Figura 30: Distribución de Weibull anemómetro Lengua de Vaca

La rosa de los vientos (Figura 31) evidencia una clara tendencia en dirección noreste del viento.

Si la rugosidad del terreno es la misma en las extensas planicies costeras y no existen obstáculos en la dirección predominante del viento (la que se muestra en la rosa de los vientos, Figura 31), se puede suponer que existen condiciones similares en la velocidad del viento. Lo que se permite extrapolar los datos en zonas cercanas al lugar de medición.

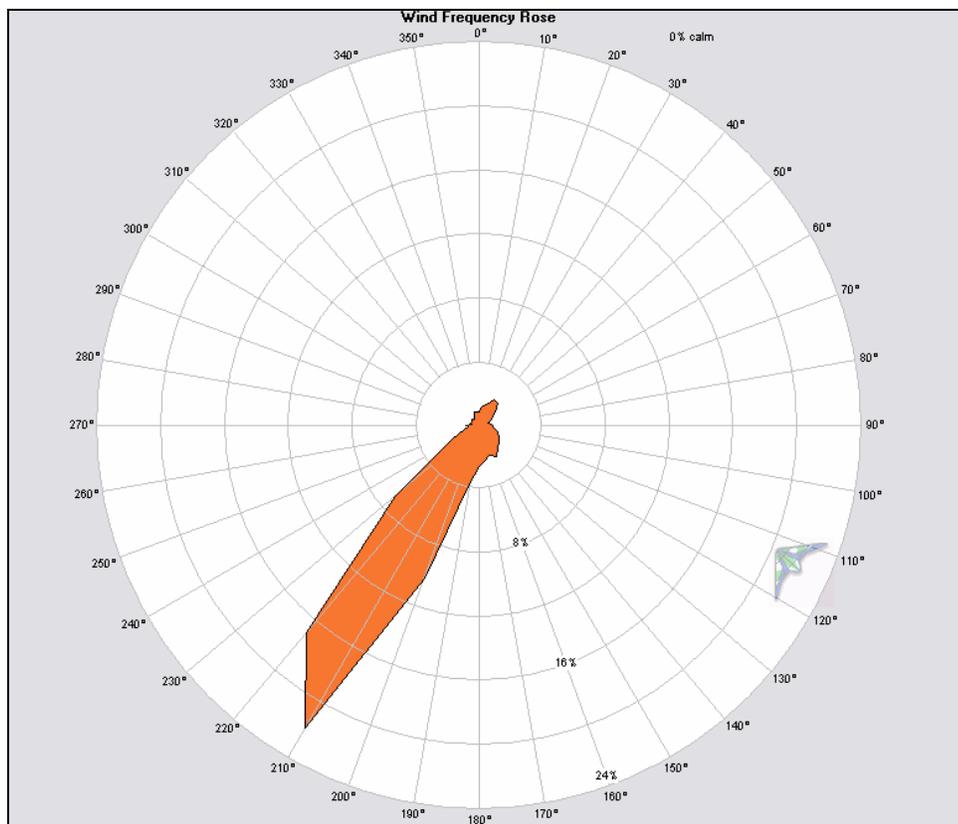


Figura 31: Rosa de los vientos anemómetro Lengua de Vaca

En la Figura 32 se observa la distribución de la velocidad del viento - a lo largo del día - considerando datos de 13,4 meses. A partir de las 9 de la mañana la velocidad del viento aumenta, llegando a su valor más alto entre las 16 y 17 horas. El valor mínimo se alcanza cerca de las 7 de la mañana, producto del bajo gradiente térmico que existe entre el océano y la superficie terrestre.

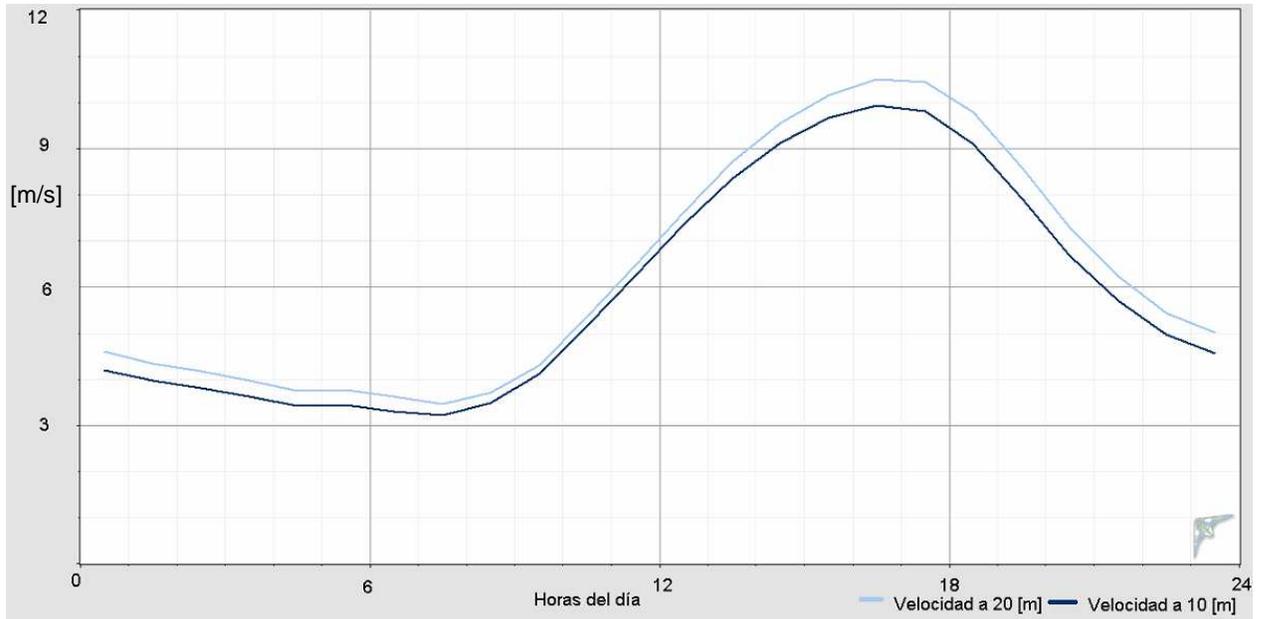


Figura 32: Velocidad horaria del viento, anemómetro Lengua de Vaca

En la Figura 33 se grafica la velocidad del viento media para los distintos meses del año. Los meses de primavera presentan mayores velocidades promedio, cercanas a los 7,4 [m/s]. Mientras que los meses de invierno tienen menores velocidades, con promedios de 4,6 [m/s], debido a los menores niveles de temperatura de los meses de invierno.



Figura 33: Promedio velocidades mensuales anemómetro Lengua de Vaca.

El programa Windographer contiene una base de datos (actualizable) de distintos aerogeneradores comerciales, para los cuales calcula las variables eléctricas importantes a la hora de estudiar la factibilidad de un proyecto de generación eólica. En la Tabla 5 se presentan el comportamiento de distintos aerogeneradores de interés para la zona de Ovalle.

	Potencia nominal [kW]	Altura [m]	velocidad promedio [m/s]	Tiempo potencia nominal [%]	Potencia promedio [kW]	Energía [kWh]	Factor de Planta [%]
Bergey XL.1	1	24	6,39	16,61	0,3	2.724	31,1
Southwest Skystream 3.7	1,8	10,7	5,91	12,65	0,5	4.402	27,9
Bergey Excel-R	7,5	24	6,39	10,19	2	17.343	26,4
Bergey Excel-S	10	24	6,39	8,39	2,4	20.992	24
Fuhrlander FL 30	30	30	6,53	12,58	9,1	80.034	30,5
Entegrety eW 15 50Hz	50	31	6,55	13,42	13,7	119.938	27,4

Tabla 5: Comparación aerogeneradores en Punta Lengua de vaca

Para determinar cuál de los aerogeneradores conviene instalar se debe tomar en cuenta, además de la potencia generada y el factor de planta, se debe considerar el precio de los aerogeneradores, entre otros aspectos.

6.1.1.2 Energía Hidráulica

El río Limarí posee un régimen nivopluvial, con altos caudales entre noviembre y diciembre. Debido a la irregularidad de las lluvias se observan rasgos torrenciales producto de la concentración de ésta en pocos momentos del año.

El río Limarí recibe las aguas de los ríos Grande y Hurtado, que se originan en la Cordillera de los Andes producto de las nevazones de la zona. Estos ríos se juntan aproximadamente 4 [km] aguas arriba de la ciudad de Ovalle. Tienen una hoya de 11.927 [km²], recorren aproximadamente 60 [km], antes de desembocar al mar en Punta Limarí., en donde se han construido los embalses Recoleta, La Paloma y Cogotí.

En la Tabla 6 se exhiben datos del caudal del río Limarí medidos a la altura de la Panamericana, aguas abajo de la junta del estero Punitaqui. Se destaca que los mayores caudales se producen en los meses de invierno y primavera.

Pex (%)	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb	Mar
5	22,348	31,774	33,262	54,24	56,172	57,189	50,41	96,817	94,946	36,3	19,663	14,715
10	11,976	17,728	21,361	31,732	31,419	28,882	25,115	42,308	39,75	16,406	10,119	8,105
20	5,625	8,744	12,441	16,573	15,547	12,623	10,8	15,542	13,86	6,283	4,526	3,936
50	1,327	2,265	4,311	4,783	4,047	2,59	2,153	2,329	1,876	1,027	0,972	0,99
85	0,224	0,429	1,006	1,027	0,771	0,361	0,295	0,268	0,189	0,139	0,146	0,181
95	0,079	0,161	0,314	0,41	0,292	0,109	0,092	0,107	0,072	0,063	0,048	0,067

Tabla 6: Caudal [m3/s] Río Limarí en Panamericana [59]

Con los datos de la Tabla 6 se construye el gráfico de caudales clasificados (CCC) (ver Gráfico 1), con el cual se puede estimar la potencia nominal teórica de una central minihidro que se podría instalar.

Considerando el caudal promedio para un PEX (Probabilidad de excedencia) de 85% es de 0,420 [m3/s] (línea amarilla con triángulos). Una caída probable de 10 metros y eficiencia de conversión de 86%, la potencia nominal sería de 35,3695 [kW], considerando que la central operará el 85% del tiempo a caudal de diseño, la energía anual generada sería de 263,3613 [MWh].

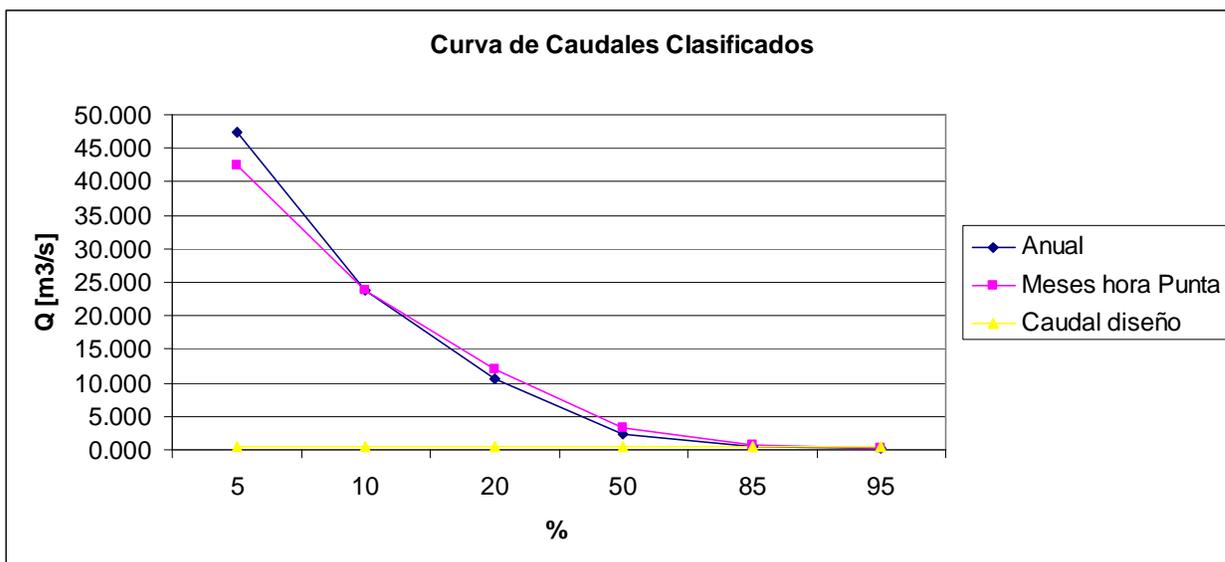


Gráfico 1: Curva Caudales Clasificados río Limarí a la altura de La Panamericana

6.1.1.3 Energía Solar

Utilizando las ecuaciones de Perrin de Brichambaut para cielo normal, se estima la radiación solar en la zona de Ovalle de 0,611[kW/m²]. En el Gráfico 2 se indica la radiación promedio para los distintos meses del año.

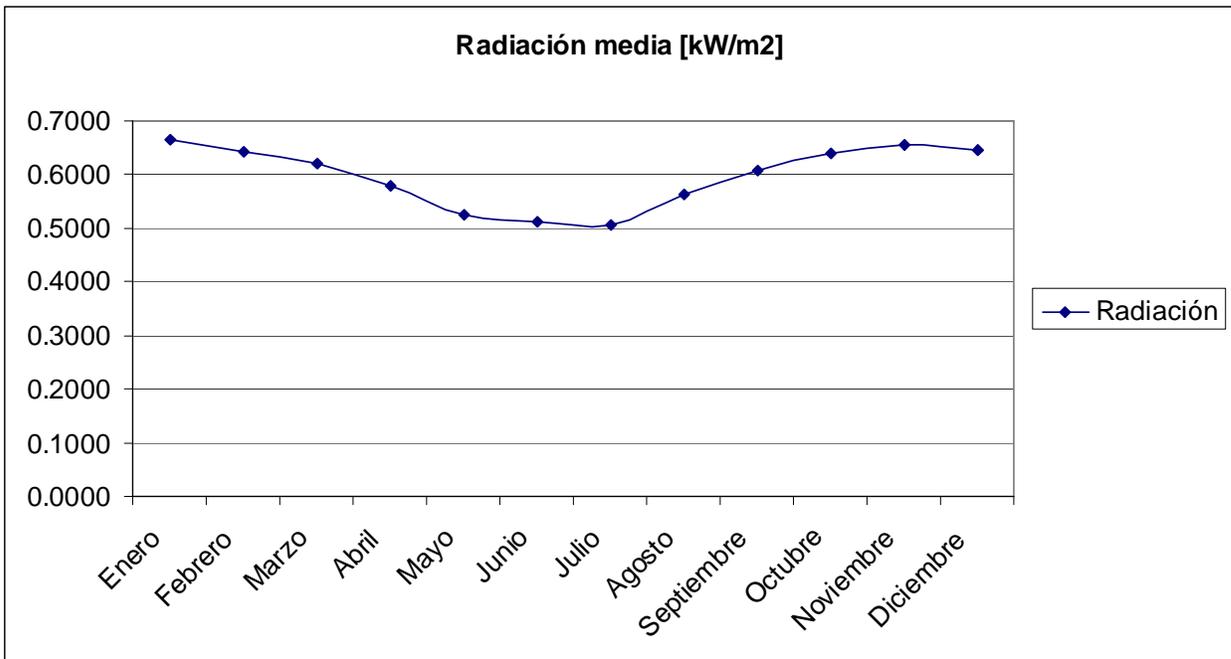


Gráfico 2: Radiación media mensual, zona Lengua de vaca

Se debe considerar que ésta es una zona costera con presencia de nubosidad en la mañana que desaparece al mediodía, lo que no fue considerado. Las ecuaciones utilizadas no toman en cuenta ni la neblina ni la nubosidad de la zona.

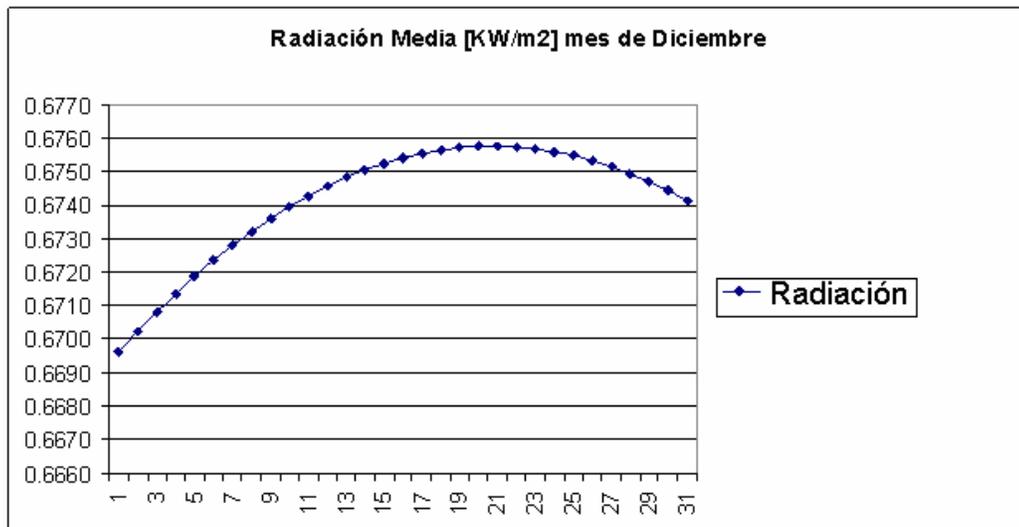


Gráfico 3: Radiación solar para el mes de Diciembre, zona Lengua de Vaca

En los Gráfico 3 y Gráfico 4 se presenta la radiación promedio para los meses de junio y diciembre, respectivamente, en donde se encuentran los puntos máximos y mínimos de radiación promedio anual.

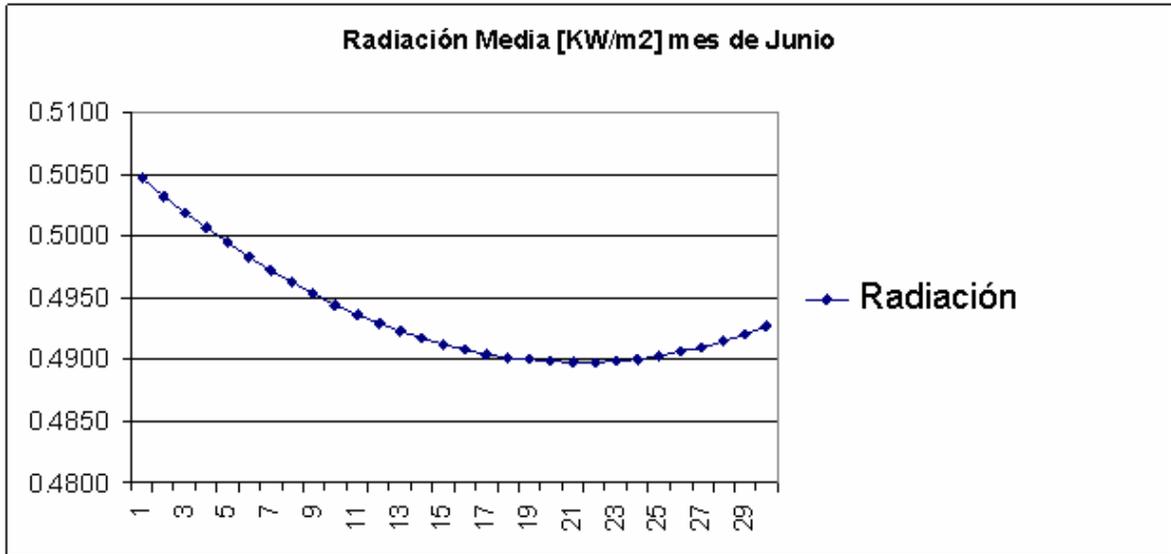


Gráfico 4: Radiación solar para el mes de Junio, zona Lengua de Vaca

Si se considera un panel solar tipo de dimensión 1,60 [m] x 0,80 [m] y una eficiencia de un 20%, instalando 8 paneles solares se obtendrían las siguientes potencias promedios en los meses del año (ver Tabla 7):

Mes	Potencia [kW]
Enero	1,3565
Febrero	1,3234
Marzo	1,2749
Abril	1,1945
Mayo	1,1013
Junio	1,0111
Julio	1,0533
Agosto	1,1663
Septiembre	1,2557
Octubre	1,3145
Noviembre	1,3413
Diciembre	1,3807
Promedio	1,2311

Tabla 7: Potencia mensual

Se debe recordar que las fórmulas utilizadas para estimar la radiación solar no consideran las condiciones atmosféricas (en este sector existe nubosidad en la mañana).

6.1.1.4 Biomasa

Los desechos producidos por las viñas de la IV región son recolectados por la industria “Vinicas S.A”. La empresa recoge los residuos sin costo ni ingresos para las viñas. Si las viñas instalan biodigestores podrían percibir un ingreso adicional al generar electricidad mediante el uso de biogás.

En la Tabla 8 se observan las superficies plantadas con vid en la provincia de Limarí. Existe un total de 14.941 hectáreas de vid sembradas, divididas en 2.192 propietarios. Con estos datos se construye la Tabla 9 donde se muestra la cantidad de residuos de poda y desechos de la producción en la comuna de Ovalle (escobajo y orujo).

Superficies de vides por destino				Nº de propiedades con plantaciones de vides por destino				
Provincia	Superficie Plantada con vides por destino (hectáreas)			Total	Consumo fresco	Pisqueras	Vinífera	Total
	Consumo fresco	Pisqueras	Vinífera					
Limarí	7256,8	6046,1	1644,3	14.947,2	577,0	1518,0	97,0	2192,0
Total regional	10418,1	9405,4	2270,6	22.094,1	949,0	2880,0	152,0	3981,0

Tabla 8: Superficie de vides en la provincia de Limarí

Comuna	Hectáreas plantadas	Residuos poda [kg]	Residuos (orujo + escobajo) [kg]
Ovalle	6.452,4	103.238.400	19.357.200
Total regional	22.094,1	353.505.600	66.282.300

Tabla 9: Residuos orgánicos generados por las viñas en la zona de Ovalle.

La Tabla 10 muestra la energía teórica - que se podría obtener - por medio del biogás producido en la industria vitivinícola en la zona de Ovalle (el poder calorífico de la biomasa puede llegar a ser mucho menor al utilizado, producto de los factores de transformación a biogás). En los cálculos no se consideran los factores que perjudican la generación de biogás que fueron mencionados en el Capítulo 3:. Tampoco se consideraron las restricciones técnicas como la capacidad de recolección y el uso alternativo. Para los cálculos se utilizó una eficiencia de conversión de 30%. En la ecuación (6.1) se muestra el cálculo de la energía obtenida.

$$E = 0,5 \cdot 0,3 \cdot 19.357[t] \cdot 220 \left[\frac{m^3}{t} \right] \cdot 4700 \left[\frac{kcal}{m^3} \right] \cdot 0,001162 \left[\frac{Wh}{cal} \right] = 3,48[GWh]$$

(6. 1)

Comuna	Materia orgánica disponible [t/año]	biogás m ³ /año	Energía [Gwh]
Ovalle	19.357	2.555.150,4	3,48266

Tabla 10: Energía teórica al año en viñas mediante biogás en la zona de Ovalle.

Mediante la combustión directa de los residuos generados en la poda de las viñas también se puede producir energía eléctrica. En la Tabla 10 se observa la energía teórica que se podría obtener mediante la combustión directa de los desechos de las podas. En los cálculos no se consideraron factores que perjudiciales en la conversión como son la humedad, que contribuiría a una menor generación. Tampoco se consideraron factores de aprovechamiento (desechos que no se pueden utilizar) ni disponibilidad de los recursos. Para el cálculo se consideró una eficiencia de conversión de 20%.

	Hectáreas	total desechos [t/año]	Energía [Mwh]
Ovalle	6.452	10.323.840	5,087257

Tabla 11: Energía anual generada por combustión directa

6.1.1.5 Redes de distribución

La empresa distribuidora en la cuarta región es Conafe, que presta servicios a 22 comunas ubicadas entre la III y V región. En la Figura 34 se observa la ubicación de pueblos, ciudades y carreteras en la zona aledaña a Ovalle. Las redes de distribución unen los distintos centros de consumo y se enmallan siguiendo caminos y carreteras.

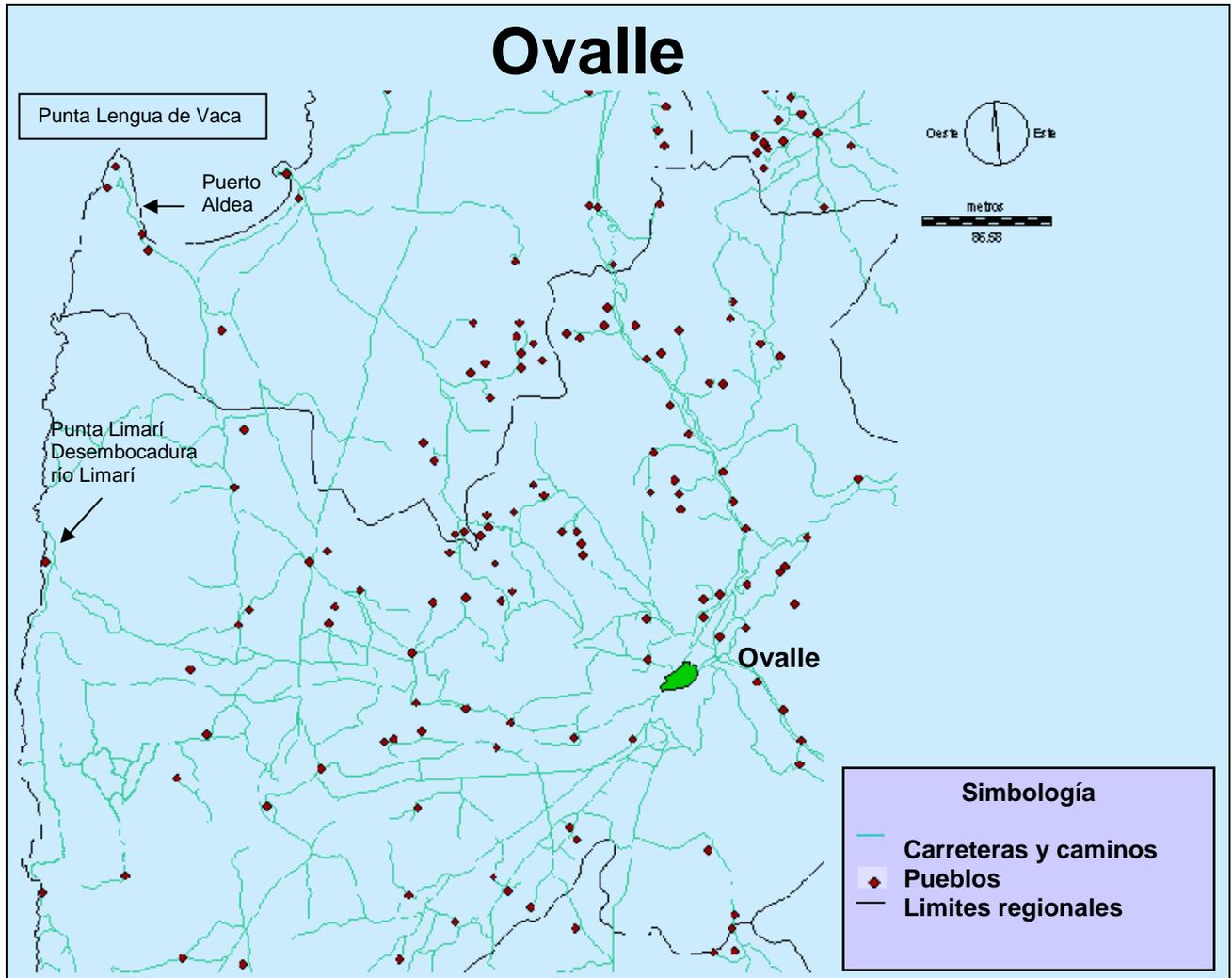


Figura 34: Ubicación pueblos, ciudades y carreteras zona de Ovalle

A continuación se determinan los pueblos donde es posible instalar las distintas fuentes de energía, mostrado en la Tabla 12.

Pueblos	Viviendas	Fuente de energía
Puerto Aldea	80	Eólica
Barraza	106	hidráulica
Limarí	290	Biogás
La torre	227	Combustión directa
La Chimba	808	Fotovoltaica

Tabla 12: Pueblos donde es posible conectar los GD.

Luego de determinar los posibles puntos de conexión, se debe realizar el análisis de la influencia de los GD en el sistema, mediante el análisis de los flujos de potencia de todas las fuentes en conjunto. Se debe mencionar que los pueblos se encuentran muy

distribuidos en superficie como para tener un efecto en conjunto en la red. Se prevé una importancia de cada uno de ellos en forma separada.

6.1.2 Zona de Salamanca

Salamanca se ubica en la Provincia del Choapa, en la zona de los valles transversales de la IV región de Chile, perteneciente a la hoya hidrológica del río Choapa. Se caracteriza por un clima estepárico de transición entre los climas áridos del norte y los climas templados de la zona mediterránea central. Las precipitaciones son variables, con un promedio anual de 19 [mm].

6.1.2.1 Energía Eólica

El departamento de Geofísica de la Universidad de Chile posee mediciones de la velocidad del viento en el pueblo de Cuncumén, tomadas a 3,7 [m] de altura. Los datos extrapolados a 20 [m] muestran una velocidad del viento media de 2,28[m/s]. La velocidad de viento promedio no es favorable para la instalación de aerogeneradores.

En la Figura 35 se aprecia un valle que lleva a la mina Los Pelambres. En el valle el viento es encajonado, por lo que su velocidad puede ser mayor. La rosa de los vientos mostrada en la Figura 36 (y generada por el programa Windographer), delata la dirección predominante del viento - noreste y suroeste - que es la dirección aproximada del valle.



Figura 35: Mapa Zona de Cuncumén

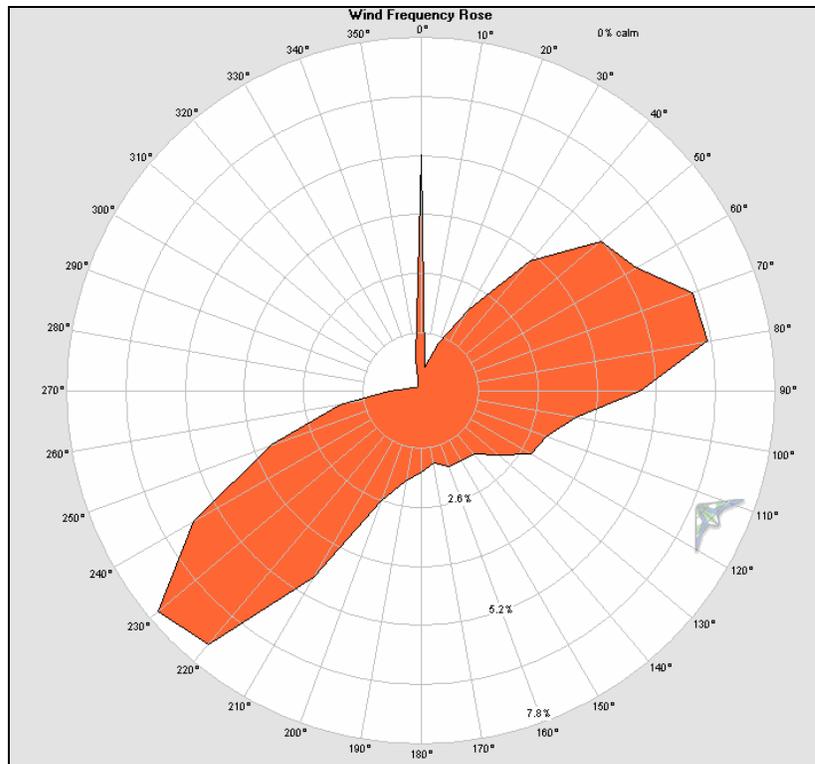


Figura 36: Rosa de los vientos anemómetro Cuncumén

Como es una zona montañosa con gran presencia de cordones transversales con las mediciones disponibles de la zona aledaña, no se puede realizar una estimación de la velocidad de viento que se llegaría a obtener. Sin embargo, dado el encajonamiento del valle, se presume favorable a la instalación de energía eólica.

6.1.2.2 Energía Hidráulica

En la zona de Salamanca se encuentra ubicada la minera Los Pelambres, la que para su producción necesita un recurso hidráulico adecuado. El derecho de agua concedido a la minera Los Pelambres el año 1997 alcanza los 7[l/s] y se estima de 10[l/s] para el año 2017 [57]. Además, en la zona de Salamanca existen plantaciones de vid que para su producción necesitan y disponen de agua de regadío durante todo el año [44].

El río Choapa posee una superficie de 8.239 [Km²] con un caudal medio de 11,4 [m³/s], y régimen predominantemente nival. En su parte cordillerana recibe aguas del río Cuncumén de régimen nival. En años húmedos los mayores caudales se presentan entre los meses de noviembre y enero, y los menores caudales entre los meses de abril y agosto.

En la Tabla 13 se exhiben datos del caudal del río Choapa en Cuncumén.

Pex (%)	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb	Mar
5	9,9750	7,4770	7,5160	7,8670	11,5760	16,5940	26,7230	53,7830	85,9270	43,2600	18,2490	9,7660
10	7,7090	6,3530	6,5080	6,9240	9,5800	13,1370	21,9160	44,4890	56,1350	28,6260	12,9960	7,9660
20	5,7180	5,2150	5,4670	5,8790	7,6180	10,0270	17,2370	34,6900	33,7590	17,5640	8,7340	6,2240
50	3,4120	3,5770	3,9180	4,1710	4,9150	6,2930	10,8920	20,0850	13,3050	7,3530	4,3590	3,8830
85	2,0640	2,2480	2,5990	2,5690	2,8650	3,9850	6,1880	8,6920	4,9500	3,1200	2,2270	2,1720
95	1,6620	1,7110	2,0420	1,8620	2,0870	3,2620	4,4390	4,7610	3,1930	2,2160	1,6950	1,5440

Tabla 13: Caudal río Choapa en Cuncumén [60]

Con los datos de la Tabla 13 se construye el gráfico de caudales clasificados (CCC) (ver Gráfico 5), con el cual se puede estimar la potencia nominal teórica de una central minihidro que se podría instalar.

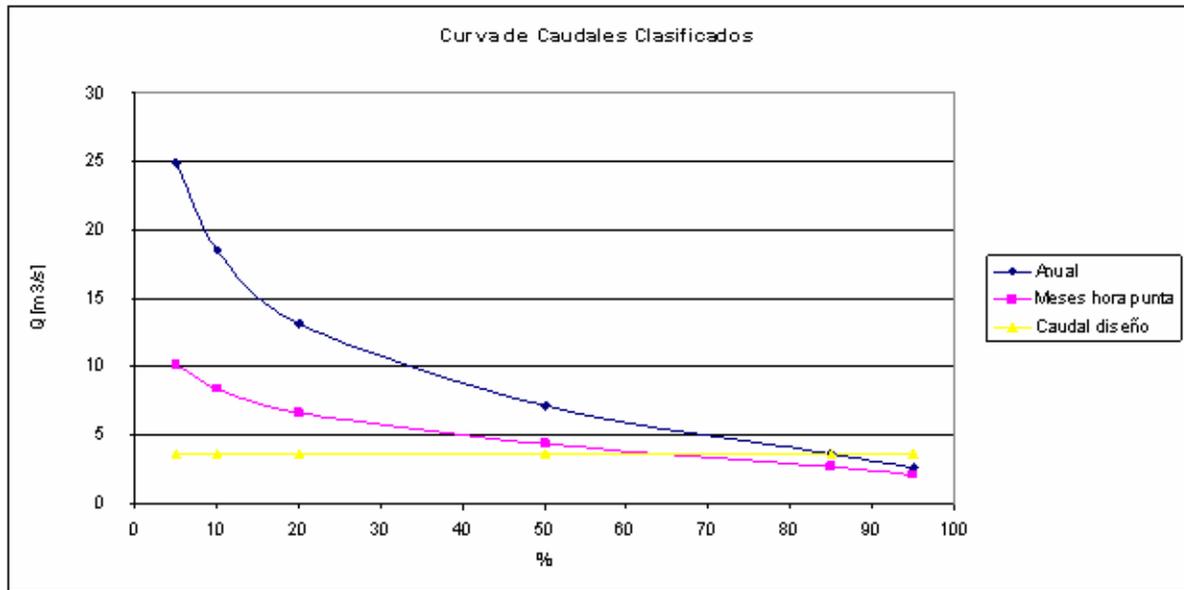


Gráfico 5: Curva Caudales Clasificados río Choapa en Cuncumén

Considerando el caudal promedio para un PEX (Probabilidad de excedencia) de 85% es de 3,6399 [m³/s], (línea amarilla con triángulos) y una caída probable de 10 metros y eficiencia de conversión de 86%. La potencia nominal sería de 306,77218 [kW], considerando que la central operará el 85% del tiempo a caudal de diseño, la energía anual generada sería de 2,2842 [GWh].

6.1.2.3 Energía Solar

Utilizando las ecuaciones de Perrin de Brichambaut para cielo normal, se estima la radiación solar en la zona de Salamanca de 0,5967 [kW/m²]. En el Gráfico 6 se indica la radiación promedio para los distintos meses del año.

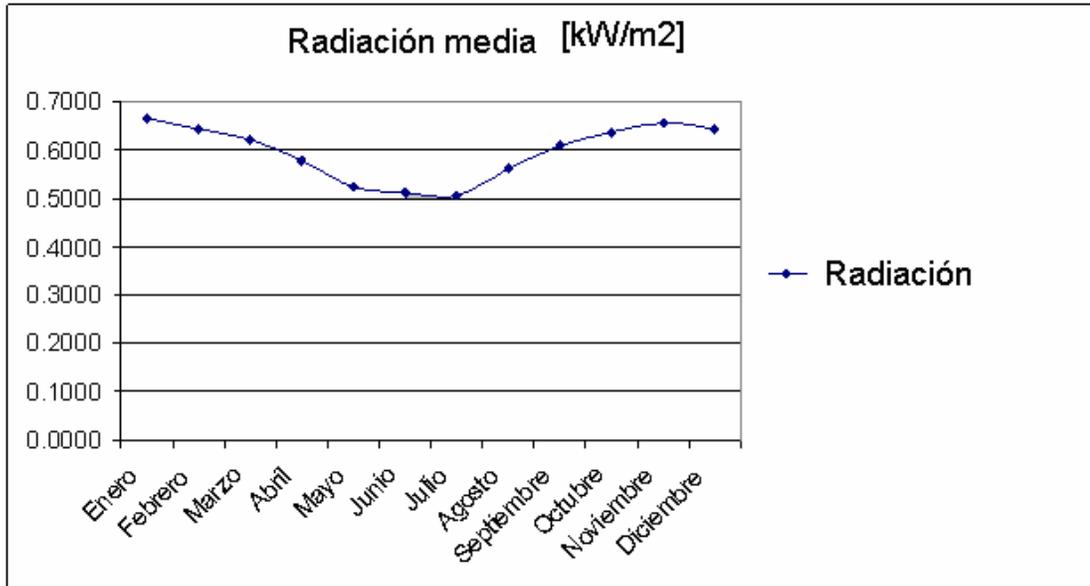


Gráfico 6: Radiación media mensual, zona de Cuncumén.

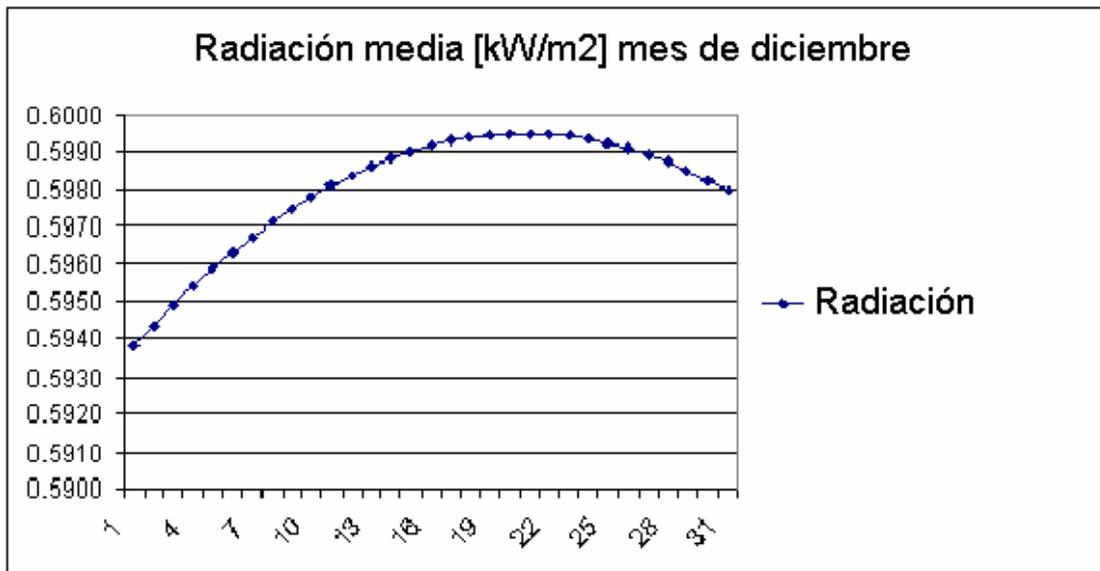


Gráfico 7: Radiación media mes de Diciembre, zona de Cuncumén

En el Gráfico 7 y Gráfico 8 se presenta la radiación promedio para los meses de junio y diciembre, respectivamente, en donde se encuentran los puntos máximos y mínimos de radiación promedio anual.

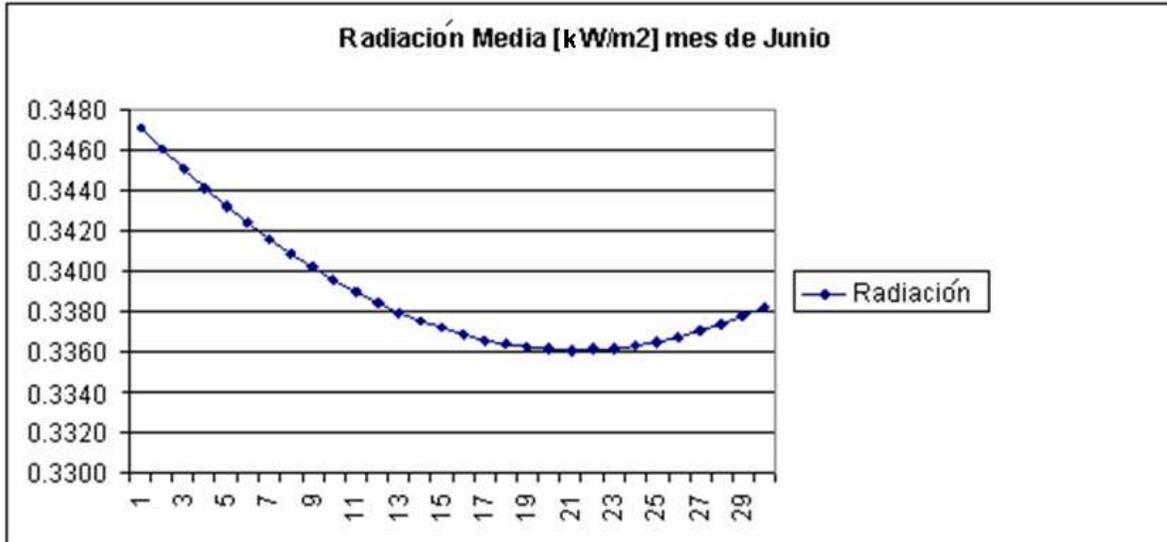


Gráfico 8: Radiación media mes de Junio, zona de Cuncumén.

Si se considera un panel solar tipo de dimensión 1,60 [m] x 0,80 [m] y una eficiencia de un 20%, al instalando 8 paneles solares se obtendrían las siguientes potencias promedios en los meses del año (ver Tabla 14):

Mes	Potencia [kW]
Enero	1,3599
Febrero	1,3182
Marzo	1,2714
Abril	1,1849
Mayo	1,0757
Junio	1,0475
Julio	1,0377
Agosto	1,1527
Septiembre	1,2460
Octubre	1,3076
Noviembre	1,3440
Diciembre	1,3210
Promedio	1,2222

Tabla 14: Densidad de Potencia media mensual

Cabe recordar que las fórmulas utilizadas para estimar la radiación solar no consideran las condiciones atmosféricas. La potencia promedio mensual es de $1,2222[kW]$, tomando en cuenta una generación de 13 horas diarias y un área de $10,24 [m^2]$, se estima una energía de $5,8140[MWh]$.

6.1.2.4 Biomasa

Los desechos producidos por las viñas son recolectados por la industria “Vinicas S.A”. La empresa recoge los residuos sin costo ni ingresos para las viñas. Si las viñas instalan biodigestores podrían percibir un ingreso adicional al generar electricidad mediante el uso de biogás.

En la Tabla 15 se observa la superficie sembrada con Vid, según área de consumo. Existe un total de 1488,1 hectáreas vid sembradas, y divididas en 606 propietarios. Con estos datos se construye la Tabla 16, donde se muestra la cantidad de residuos de poda y desechos de la producción (escobajo y orujo).

Superficies de vides por destino				Nº de propiedades con plantaciones de vides por destino				
Provincia / Comuna	Superficie Plantada con vides por destino (hectáreas)			Total	Consumo fresco	Pisqueras	Vinífera	Total
	Consumo fresco	Pisqueras	Vinífera					
Salamanca	91,6	1313,6	82,9	1488,1	6,0	581,0	19,0	606,0
Total regional	10418,1	9405,4	2270,6	22.094,1	949,0	2880,0	152,0	3981,0

Tabla 15: Superficie de vides por provincia y comuna

Provincia / Comuna	Hectáreas plantadas	Residuos poda [Kg.]	Residuos (orujo + escobajo) [Kg.]
Salamanca	1.488,1	23.809.600	4.464.300
Total regional	22.094,1	353.505.600	66.282.300

Tabla 16: Residuos orgánicos generados en las viñas

La Tabla 17 muestra la energía teórica que se podría obtener por medio del biogás producido en la industria vitivinícola en la zona de Salamanca (relacionado con el poder calorífico de la biomasa, que puede llegar a ser mucho menor al utilizado, producto de los factores de transformación a biogás). En los cálculos no se consideran los factores que perjudican la generación de biogás que fueron mencionados en el Capítulo 3: Tampoco se consideraron las restricciones técnicas como la capacidad de recolección y el uso alternativo. Para los cálculos se utilizó una eficiencia de conversión de 30%. En la ecuación (6.2) se muestra el cálculo de la energía obtenida.

$$E = 0,5 \cdot 0,3 \cdot 4.464[t] \cdot 220 \left[\frac{m^3}{t} \right] \cdot 4700 \left[\frac{kcal}{m^3} \right] 0,001162 \left[\frac{Wh}{cal} \right] = 0,80314[GWh]$$

(6. 2)

Provincia / Comuna	Materia orgánica disponible ton/año	biogás [m3/año]	metano [m3/año]	Energía [Gwh]
Salamanca	4.464	3.125.010	1.875.006	0,80314

Tabla 17: Energía generada al año en viñas mediante biogás

Mediante la combustión directa de los residuos generados en la poda de las viñas, también se puede generar energía eléctrica. En la Tabla 18 se observa la energía teórica que se obtendrían mediante la combustión directa de los desechos de las podas. En los cálculos no se consideraron factores perjudiciales en la conversión como son la humedad, que contribuiría a una menor generación, tampoco se consideraron factores de aprovechamiento (desechos que no se pueden utilizar) ni disponibilidad de los recursos. Para el cálculo se consideró una eficiencia de conversión de 20%.

	Hectáreas	total desechos [t]	Energía [Mwh]
Salamanca	1.488	2.380.960	0.117326

Tabla 18: Energía anual generada por combustión directa de los desechos generados en la poda de las viñas

6.1.2.5 Datos Población

La empresa distribuidora en la cuarta región es Conafe, presta servicios a 22 comunas ubicadas entre la III y V región. En la Figura 37 se observa la ubicación de pueblos, ciudades y carreteras en la zona aledaña a Ovalle. Las redes de distribución unen los distintos centros de consumo y se enmallan siguiendo caminos y carreteras.

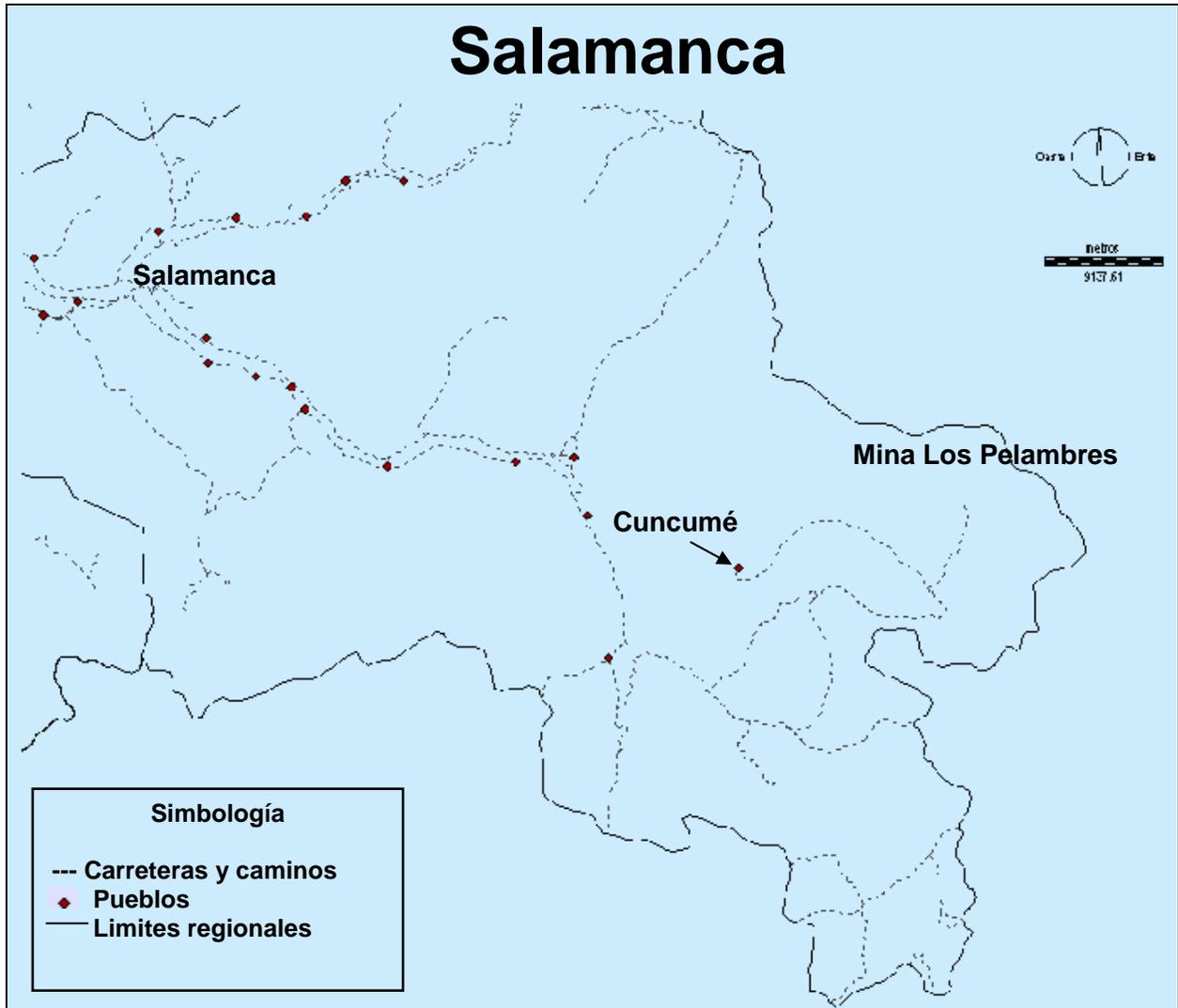


Figura 37: Ubicación pueblos, ciudades y carreteras aledañas a Salamanca

A continuación, se determinan los pueblos donde es posible instalar las distintas fuentes de energía, mostrado

	Viviendas	Fuente de energía	N° Habitantes
Cuncumén	212	hidráulica	717
Pelambres	1	Eólica	409
El Tambo	250	Combustión directa	1054
Tranquilla	189	Fotovoltaica	677
Salamanca	3753	Biogás	11615

Tabla 19: Pueblos donde es posible conectar los GD.

Luego de determinar los posibles puntos de conexión, se debe realizar el análisis de la influencia de los GD mediante el análisis de los flujos de potencia de todas las fuentes en conjunto. Se debe mencionar que los pueblos se encuentran muy distribuidos en superficie como para tener un efecto en conjunto en la red. Se prevé una importancia de cada uno de ellos en forma separada en la red.

6.2 Capacidades máximas teóricas

A continuación se exhibe la potencia teórica máxima para cada una de las zonas en análisis en base al energético primario.

Se debe considerar para el cálculo de las potencias máximas, además del energético primario, las características de las redes de distribución y de la demanda en la zona. Las potencias máximas se encuentran restringidas por la capacidad máxima que puede soportar la línea en el punto de conexión y las características de la demanda en la zona cercana. Estos dos factores son importantes, al no ser considerados los GD afectarán de forma negativa la red.

6.2.1 Ovalle

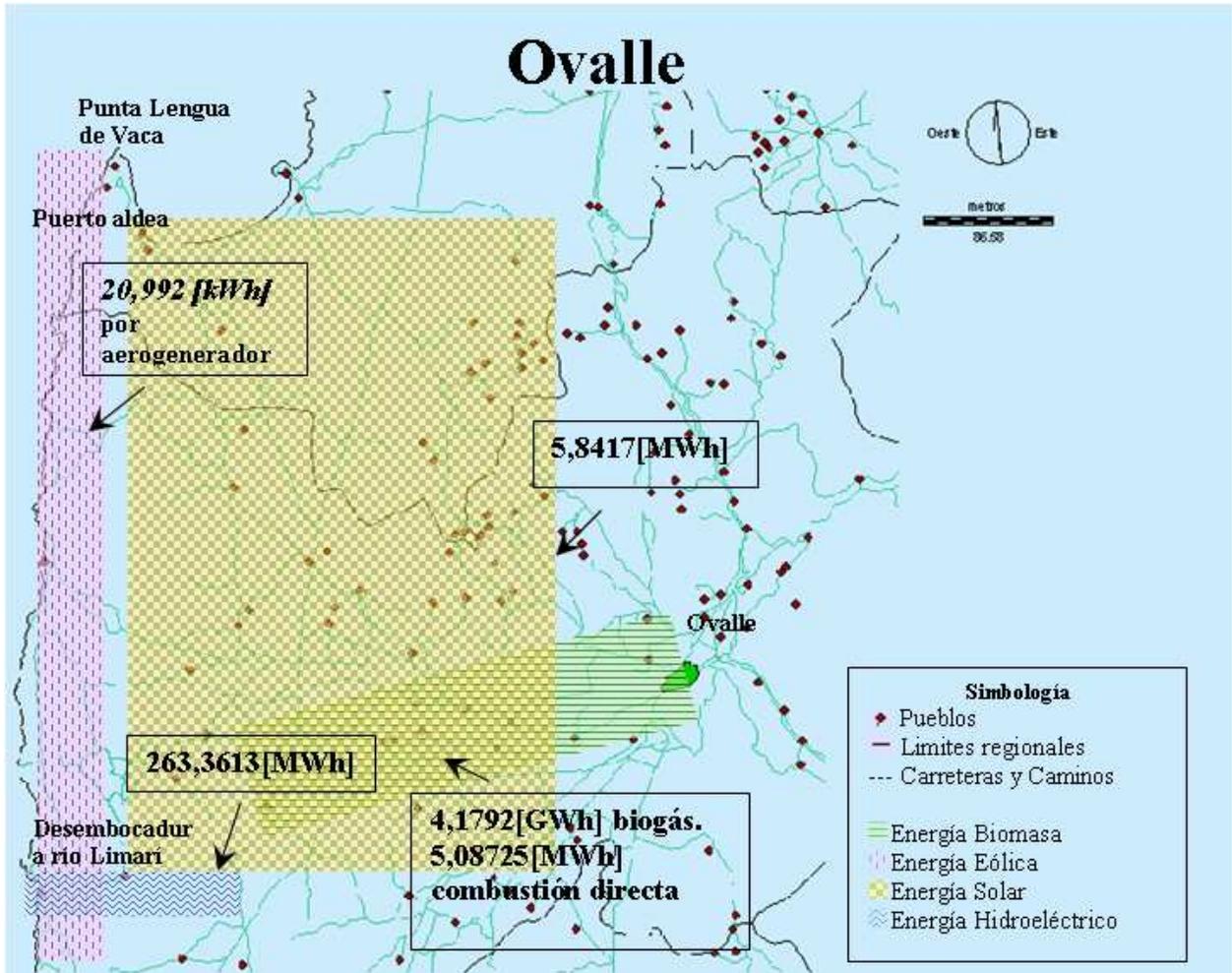


Figura 38: Potencia teórica máxima en área de Ovalle

En la Figura 38 se señala la energía teórica máxima de las diversas fuentes de energía en análisis. También se indican los poblados, caminos y carreteras, con los cuales se puede establecer zonas donde se encuentran instaladas líneas de distribución, y así lograr determinar áreas donde es posible conectar las diversas fuentes de GD.

En la cuenca de Ovalle se encuentran aproximadamente 6.452,4 hectáreas sembradas con vid. Utilizando el orujo y escobajos para generar biogás se podría obtener de 4,1792 [GWh] de energía anual. Este valor no considera los factores que pueden disminuir la transformación a biogás. Mediante la combustión directa de los desechos de poda de las viñas se podría generar 5,087257 [MWh] al año. Al igual que el caso anterior, este valor puede llegar a ser mucho menor por las restricciones existentes.

Se estableció la potencia hidráulica en la desembocadura del río Limarí cerca de la Ruta 5 Norte. Con una caída de 10mts y un caudal esperado el 85% del tiempo, se llegó a 263,3613 [MWh] de energía anual. Se debe destacar también la existencia de los embalses Recoleta y La Paloma, construidos para regadío, y donde se podría instalar una central de pasada, similar a la existente en el embalse Puclaro ubicado en el Valle del Elqui.

Para la energía solar se estimó una energía anual de 5,8417 [MWh], considerando la utilización de 8 paneles solares y una generación durante 13 horas diarias, con una eficiencia de los paneles fotovoltaicos de un 20%.

Esta zona presenta condiciones favorables para la instalación de aerogeneradores producto de los fuertes vientos oceánicos originados por la diferencia de temperatura entre la tierra y el océano. Se estimó - mediante el programa Windographer - la potencia generada con diferentes aerogeneradores; donde se rescata el aerogenerador Bergey XL.1 de 1[kW] y el Bergey Excel-S de 10[kW]. En la Tabla 20 se observa un resumen de la energía anual para cada fuente de energía.

Energía teórica máxima al año [MWh]	
Solar	5,8417
Hidroeléctrica	263,3613
Biogás	4179,2
Combustión directa	5,087257
Eólica	20,992

Tabla 20: Energía teórica máxima en el área de Ovalle

6.2.2 Salamanca

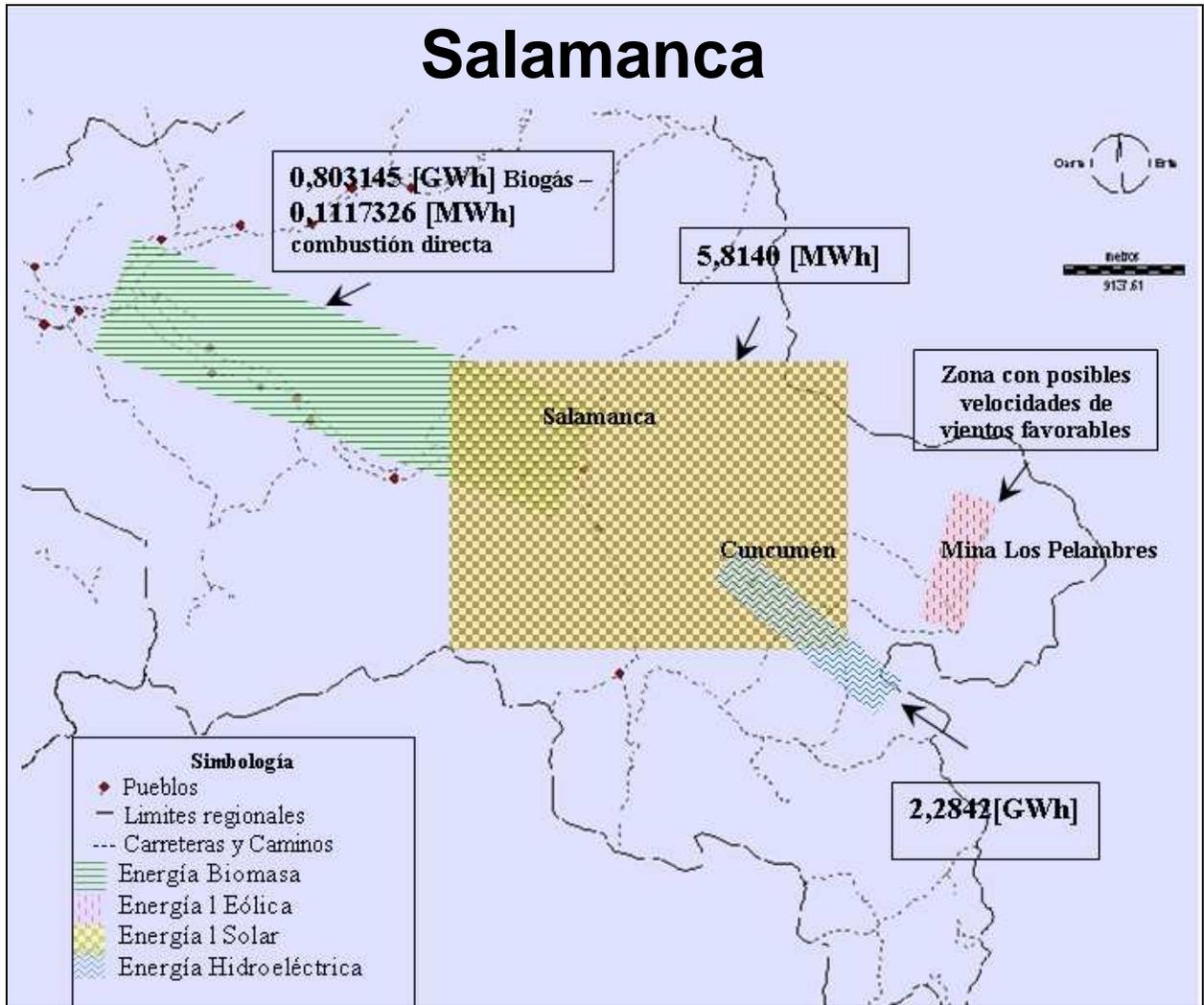


Figura 39: Potencia teórica máxima en área de Salamanca

En la Figura 39 se ilustra la energía teórica máxima de las distintas fuentes de energía en estudio. También se observan los poblados, caminos y carreteras. Con ellos se pueden establecer zonas donde se encuentran instaladas líneas de distribución, logrando determinar áreas donde se podrían conectar los distintos GD.

En el valle de Salamanca se encuentran aproximadamente 1488,1 hectáreas sembradas con vid. Utilizando el orujo y escobajos para generar biogás se podría obtener $0,803145$ [GWh] energía anual. Este valor no considera los factores que pueden disminuir la transformación a biogás. Mediante la combustión directa de los desechos de poda de las viñas se podría generar $0,117326$ [MWh] al año. Al igual que el caso anterior este valor puede llegar a ser mucho menor por las restricciones existentes.

Se determinó la potencia hidráulica en el río Choapa a la altura de Cuncumén con una caída de 10mts y un caudal esperado el 85% del tiempo. Se llegó a 2,2842 [GWh] energía anual. Debido a la falta de datos del caudal aguas abajo de la mina Los Pelambres no se determinó el potencial hidroeléctrico. Se debe rescatar – además - la existencia del embalse Corrales construido para almacenar agua para regadío en el cual se podría instalar una central de pasada semejante a la del embalse Puclaro ubicado en el Valle del Elqui.

Para la energía solar se estimó una energía anual de 5,8140[MWh] considerando la utilización de 8 paneles solares y una generación durante 13 horas diarias, con una eficiencia de los paneles fotovoltaicos de un 20%. La zona se encuentra en los cordones transversales ocasionando áreas de sombra en la cara sur de los cerros, no favorables para la instalación de paneles solares.

En el caso de la energía eólica no se puede establecer una energía teórica, sólo se logró establecer un área donde se espera encontrar condiciones favorables para instalar energía eólica. Se determinó con la rosa de los vientos - confeccionada con datos del anemómetro instalado en la escuela del pueblo de Cuncumén - una dirección predominante del viento noreste y sureste, orientación aproximada del valle que conduce a la minera Los Pelambres.

En la Tabla 21 se aprecia un resumen de la energía anual para cada fuente de energía.

Energía teórica máxima al año [MWh]	
Solar	58,417
Hidroeléctrica	2284,2
Biogás	803,145
Combustión directa	0,117326
Eólica	-----

Tabla 21: Energía teórica máxima en el área de Salamanca

Para continuar con la metodología es necesario disponer de planos con la ubicación y capacidades de las redes de distribución, así como las características de la demanda en las dos zonas en estudio. Con ello y programas computacionales adecuados, se deben correr flujos de potencia para determinar la influencia en los niveles de tensión, y la reducción de pérdidas óhmicas por las líneas (producida por la conexión de las diversos GD). Como no se dispone de esta información, no es posible seguir validando la metodología planteada. Cabe recordar que esta metodología no es la única posible, ella asegura encontrar una solución factible, pero no asegura el óptimo global del problema.

Primeramente, se deben determinar los casos en estudio, según condición favorable, esperada y negativa de la demanda (alta demanda, demanda esperada y baja demanda). Luego, para estos tres escenarios se determinan las características del sistema antes de la conexión de los GD. Para esto se corre un flujo de potencia y se determinan las condiciones iniciales.

Con el fin de determinar los puntos de conexión de los GD antes establecidos, se analiza la influencia de todos ellos en conjunto, en los niveles de tensión en la red. Se establece la sensibilidad de la tensión de los distintos nodos cercanos a los puntos de conexión. Determinado los posibles puntos de conexión (según ubicación geográfica del recurso y de las redes de distribución), se realizan nuevos flujos de potencia en los tres escenarios establecidos con anterioridad. Con el análisis se ordenan los distintos puntos de conexión, de manera de establecer en cuál de ellos los GD efectúan un mayor aporte en los niveles de tensión en el sistema de distribución local.

Luego de determinados los puntos de conexión de las centrales, se debe realizar un estudio de la influencia de los GD en las pérdidas óhmicas en las redes de distribución. Considerando los mismos tres casos de la etapa anterior, y con las mismas condiciones iniciales del sistema, ahora el estudio se enfoca en la reducción de las pérdidas.

Las pérdidas óhmicas se pueden considerar como un costo de operación necesario para mover la energía, desde el punto de generación hasta el lugar de consumo. Se establece la influencia de los GD en las pérdidas en la red eléctrica. Para ello, se deben correr flujos de potencia para las tres condiciones establecidas (condición favorable, esperada y negativa de la demanda), y así determinar la sensibilidad de las pérdidas en los puntos de conexión. Si las pérdidas en el sistema se ven perjudicadas, se debe establecer otro punto de conexión (volver a la etapa anterior). Si los GD influyen de forma favorable al sistema, se determina la reducción de las pérdidas y se valoran de forma económica.

Además, se establecen los servicios que pueden proporcionar los diversos GD que se conectaran coordinados por el GV. Los servicios asociados al conjunto de GD se encuentran determinados por la ubicación relativa entre ellos. Si están poco distribuidos en superficie, ellos tendrán un efecto en la red de distribución. El GV podrá controlar y operar los GD según la demanda, necesidad del sistema y la posibilidad energética de cada uno de ellos, para proporcionar servicios al sistema. Con ello, los GD recibirán un mayor beneficio económico.

Posteriormente, para determinar la rentabilidad de los GD se establecer la inversión inicial de los GD, los costos de operación y mantenimiento; y los beneficios de la venta de la energía inyectada por los GD. Con todo esto se debe maximizar los beneficios de los GD.

Capítulo 7: Conclusiones

A través de la presente memoria de título se ha planteado una metodología básica, la cual permite determinar la ubicación óptima de un Generador Virtual (GV). Para ello, se efectúa una revisión bibliográfica que contempla el estudio de diversas fuentes de energías renovables; generación distribuida (GD) y GV. Además, se han observado las normas nacionales aplicables.

Para poder desarrollar la metodología, se realiza un estudio en busca de los parámetros relevantes en la determinación de la capacidad, punto de conexión y la evaluación económica de GD. De esto, se concluye que los parámetros relevantes son la regulación de tensión, con la cual es posible definir los puntos de conexión y la reducción de las pérdidas en las líneas (para la evaluación económica de la conexión de los GD).

Se expone la importancia de determinar la capacidad máxima de las centrales, ya que si la inyección de potencia en un nodo es muy grande, se puede empeorar la operación del sistema, y junto con ello, aumentar las pérdidas por las líneas y perjudicando la tensión de la red. Por lo general, si la inyección es menor a un 10% del consumo de la red local, el GD afecta de forma positiva.

En la bibliografía internacional, en torno a GD, se elaboran estudios en distintos ámbitos, como son la capacidad de las centrales, óptimo punto de conexión a la red y óptima combinación de fuentes de energía para mejorar los parámetros de las líneas. Se hace uso de las diversas herramientas computacionales para su realización. Sin embargo, no existen estudios que combinen todos estos problemas. Debido a la complejidad y gran cantidad de variables involucradas, los estudios existentes sólo se centran en uno de estos puntos, considerando al resto como parámetros dados del problema.

En el estudio se aprecia la energía eólica, solar fotovoltaica, hidráulica y biomasa del orden decenas de [kW] de potencia, delineando las características que debe cumplir el lugar donde se desean instalar las diversas fuentes de energía.

Debido a la escasa o nula existencia de mediciones de las variables relevantes en la determinación de la potencia eléctrica, de los distintos tipos de energía en el lugar de estudio, se deben extrapolar datos disponibles en zonas aledañas. Se han dejado establecidos los supuestos y condiciones vinculados con extrapolaciones.

Se diseña una metodología básica para determinar la ubicación de un GV. Esta metodología no es la única que puede existir, pues se pueden construir otras basadas en distintos parámetros. La metodología planteada asegura encontrar una opción técnica y económicamente factible, no necesariamente óptima. Las etapas de la metodología son:

1. Determinar un emplazamiento factible.
2. Determinar la capacidad máxima de las centrales.
3. Determinar el punto óptimo de conexión a la red de distribución.
4. Factibilidad económica.

Para determinar la factibilidad técnica en la conexión de los distintos tipos de energía al sistema de distribución, se debe realizar un estudio de las capacidades de las redes de distribución locales y los efectos en el sistema. Sumado a eso, debiera hacerse uso de un factor de sensibilidad de la tensión, determinado mediante flujos de potencia, para realizar una lista de prioridad, y luego ver la factibilidad económica. En ésta última, se plantea disminuir los costos asociados a las centrales, considerando la conveniencia de la operación en isla de las centrales y la reducción de las pérdidas en el sistema. Para esto, se utiliza un factor de sensibilidad de pérdidas, con el cual se ordenan - de forma decreciente - para realizar la evaluación económica.

En la Tabla 22 se muestran los parámetros relevantes para determinar la ubicación óptima de un Generador Virtual.

	Parámetros	Unidad de medida
Redes de distribución	Ubicación centros de los consumos	
	Ubicación carreteras y caminos	
	Ubicación subestaciones	
	Características de la carga	
	Tipo de suministro (trifásico o monofásico)	
Eólica	Velocidad del viento o distribución de Weibull	
	Características de la medición	
	Curva Aerogenerador	m/s vs. Potencia
	Topología de la zona	
	Rugosidad del terreno	
	Rosa de los vientos	
Solar	Radiación solar	W/m2
	Condiciones climáticas	
	Eficiencia paneles solar	%
	Topología de la zona	
Hidráulica	Caudal	m3/s
	Altura caída	m
	Régimen hidrológico	
	Tipo y uso del suelo	
	Eficiencia de conversión	%
Biomasa	Potencial calorífico	J/Kg.
	Dimensiones del biodigestor	m3
	Rendimiento del material (gas metano generado)	
	Eficiencia conversión	
Punto de conexión	Sensibilidad de los nodos con la tensión	ΔV
	Parámetros de líneas	
	Características del consumo	
Aspectos económicos	Reducción de pérdidas	ΔP
	Operación en isla	
	Inversión inicial	\$
	Costos operación	\$
	Costo mantenimiento	\$

Tabla 22: Parámetros relevantes para la determinación de un Generador Virtual

Se realiza la validación de la metodología en dos zonas de la cuarta región: una en la costa, cerca de Ovalle, y la otra al interior, en el área de Salamanca. En estos lugares se evalúa el potencial de las distintas fuentes de energía, determinándose áreas donde es posible encontrar redes de distribución dadas por la ubicación de poblados y carreteras. Se delineó la capacidad máxima que se podría instalar de los distintos tipos de energía (los resultados para el área de Salamanca y Ovalle se muestran en la Figura 38, Tabla 21 y Figura 39 con Tabla 20, respectivamente).

No se logran definir los puntos de conexión de las centrales y la influencia que tendrían en las redes. Esto debido a la falta de información de las redes de distribución en la zona de Salamanca y Ovalle, por lo que tampoco se logra validar la etapa de factibilidad económica de la metodología.

La experiencia internacional en países con altos niveles de GD, refleja la necesidad de controlar, tanto la ubicación como la coordinación de GD. Producto de la instalación aleatoria y la falta de control de este tipo de centrales, se ha visto perjudicada la seguridad y calidad de servicio de su red de distribución. Lo que implica el requerimiento de la creación de los GV, y debido a la poca información con respecto a la determinación (técnica y económicamente factible) de la ubicación de un GV, se destaca la importancia de la metodología descrita en la presente memoria.

Se propone mejorar la metodología planteada, desarrollando cada uno de sus pasos con mayor detalle, y así lograr validar los pasos que no fueron alcanzados en la presente memoria (debido a la dificultad en la obtención de información de redes de distribución de la IV región).

Además se propone:

- Establecer los estudios eléctricos (mínimos) necesarios para determinar la influencia de GD en redes de distribución según la tecnología de generación (en régimen permanente y transitorio).
- Delimitar - para los distintos tipos de tecnologías de generación - el nivel de penetración, a partir del cual afectan de forma positiva al sistema de distribución (reducir pérdidas, regular tensión, operación en de sistemas en isla, etc.)
- Realizar estudios de la instalación de GD, desde el punto de vista de un consumidor y de la empresa distribuidora. Ya que el consumidor intenta maximizar los beneficios económicos (vender excedente al sistema) y la empresa distribuidora desea mejorar la seguridad y calidad de servicio.
- Determinar - mediante simulaciones - la posibilidad de combinar distintas fuentes de energía, para así, mejorar la influencia en el sistema. Esto se encuentra relacionado con las fluctuaciones diarias y estacionales de las energías renovables, además de la inyección de potencia reactiva y los problemas en la tensión.
- Realizar estudios más detallados de los poderes caloríficos de distintos desechos orgánicos, generados en el país, y el biogás que se llegaría a obtener de ellos, dado que existen diversos factores que influyen en la generación de metano.

Referencias

- [1] **Walter Brokering, Rodrigo Palma, Luis Vargas. “Los sistemas eléctricos de Potencia”. Editorial Pearson, 2008.**
- [2] **Antonio Gómez Expósito. “Análisis y operación de sistemas de energía eléctrica”. Editorial Mc Graw Hill, 2002**
- [3] **Juan Alberto Bravo Cerda. Apuntes curso EL67F “Gestión de la Distribución de la Energía Eléctrica”. Año 2006.**
- [4] **Oscar Moya. Curso EM718 “Análisis y operación de sistemas eléctricos”. Año 2008.**
- [5] **Kiriaco Jarami. “Análisis de Mecanismos de Coordinación de generadores distribuidos en sistemas eléctricos” Memoria de Título de Ingeniero Civil Electricista. Universidad de Chile, 2006.**
- [6] **Ferry Jone, Edgard Petrie (ABB). “Expansión de la red generación distribuida y compañía eléctrica virtual”. Revista ABB, 2000.**
- [7] **Pepermans G., Driesen J., Haeseldonckx D., D’haeseleer W., Belmans R. “Distributed Generation: Definition, Benefits and Issues”.Working paper series n°2003-8. Katholieke Universiteit Leuven, 2003.**
- [8] **José Luís Cerda A. “Integración de unidades de generación distribuida en un modelo de mercado de adquisición de energía de una empresa distribuidora. Memoria de Título de Ingeniero Civil Electricista. Universidad de Chile, 2002.**
- [9] **M.B Blarke, H. Lund. “The effectiveness of storage and relocation options in renewable energy systems”. Renewable Energy, Volume 33, Issue 7, July 2008**
- [10] **A. Cano, F. Jurado. “Optimum location of biomass-fuelled gas turbines in an electric system”.IEE Power Engineering Society General Meeting, 2006**
- [11] **Christian Schulz, Gerold Röder, Michael Kurrat. “Virtual power plants with combined heat and power micro-units”, 2008.**
- [12] **A.L Dimeas, N.D. Hatziaargyriou “Agent based control of Virtual Power Plants”.International Conference on Intelligent Systems Applications to Power Syatems, 2007.**

- [13] D. Pudjianto, C. Ramsay, G. Strbac. "Virtual power plant and system integration of distributed energy resources". IEE Renewable Power Generation, Volume 1, Issue 1, March 2007.
- [14] Patricio Mendoza A. "Control eléctrico de una central micro-hidráulica para su aplicación en generación distribuida". Memoria de Título de Ingeniero Civil Electricista. Universidad de Chile, 2007.
- [15] European Small Hydropower Association. "Manual de pequeña hidráulica; Como llevar a buen fin un proyecto de minicentral hidroeléctrica".
- [16] Comisión Nacional para el ahorro de energía. "Energía Eólica". (<http://www.conae.gob.mx/wb/>). Visitada 12-12-2008.
- [17] Pedro Fernández Díez. "Energía Eólica". Departamento de Ingeniería Eléctrica y Energética, Universidad de Cantabria. (<http://www.termica.webhop.info/>).
- [18] Joaquín Mur Amada. Master Europeo en Energías Renovables y Eficiencia Energética. "Curso de Energía Eólica". Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Zaragoza.
- [19] Claudia Rahmann "Análisis dinámico de la operación de parques eólicos interconectados al SIC". Memoria de Título de Ingeniero Civil Electricista. Universidad de Chile, 2006.
- [20] Luis Vargas. Apunte curso EL42C "Conversión Electromecánica de la Energía". Año 2006.
- [21] M. Kaltschmitt, et al. "Renewable Energy - Technology, Economics and Environment". Editorial Springer, 2007
- [22] Elaborado por Área de Energía Departamento de Ingeniería Eléctrica Universidad de Chile para la Comisión de Energía. "Simulación preliminar de desempeño operacional y comercial de centrales de generación eléctrica geotérmica y eólica". Año 2003.
- [23] Pedro Fernández Díez. "Procesos termosolares en baja, media y alta temperatura". Departamento de Ingeniería Eléctrica y Energía Universidad de Cantabria.
- [24] Hans Christian Pettersen Oehninger. "Elementos para la creación de un manual de buenas prácticas para instalaciones solares térmicas domiciliarias". Memoria de Título de Ingeniero Civil Mecánico. Universidad de Chile, 2007.

- [25] Felipe Ignacio Cuevas González. “Estudio de contribución de ERNC al SIC al 2025”. Memoria de Título de Ingeniero Civil Mecánico. Universidad de Chile. 2008.
- [26] Santiago J. Sánchez Miño. “Energías renovables Conceptos y aplicaciones”. Fundación Natura, Junio 2003.
- [27] Juan Pablo Andrés Castillo Miranda. “Sistema Fotovoltaico para aplicaciones móviles de tracción eléctrica”. Memoria de Título de Ingeniero Civil Electricista. Universidad de Chile. 2008
- [28] Nelson Vera Mella. "Atlas climático de irradiación solar a partir de imágenes del satélite NOAA. Aplicación a la Península Ibérica". Tesis Doctoral Universidad Politécnica de Cataluña. Id. 2076728, octubre 2005.
- [29] Mukund R. Patel. “Wind and Solar Power Systems”. 1999
- [30] Jukka V. Paatero y Peter D. Lund. “Effects of large-scale photovoltaic integration on electricity distribution networks”. Renewable energy, ISSN 0960-1481, N2, 2007, pags. 216-234
- [31] Greenpeace. Guía solar “Como disponer de energía solar fotovoltaica conectada a la red eléctrica”; Agosto 2003.
- [32] Francisco Jurado, Antonio Cano, “Optimal placement of Biomass fuelled gas turbines for reduced losses”. Energy Conversion and Management, volume 47, Issues 15-16, September 2006
- [33] FOCER. Manual sobre energía renovable "Biomasa". Año 2002
- [34] Proyectos de Biomasa; “Guía para evaluación ambiental energías renovables no convencionales”. Año 2007
- [35] CNE. Potencial de Biogás. “Identificación y clasificación de los distintos tipos de biomasa disponible en Chile para la generación de Biogás”. Año 2007
- [36] CNE. Potencial de Biomasa Forestal; Potencial de generación de energía por residuos del manejo forestal en Chile; 2008
- [37] Francisco Jurado, Antonio Cano. “Optimal placement of Biomass fuelled gas turbines for reduced losses”. Universidad Jaen, España. Año 2005
- [38] A.M Sc. Jorge A. Hilbert. “Manual para la producción de Biogás”. Instituto de Ingeniería Rural I.N.T.A Cautelar.
- [39] Departamento de Ingeniería Eléctrica Universidad de Zaragoza. “Curso de Energía Eólica”.

- [40] Subsecretaria de Economía Fomento y Reconstrucción; D.F.L. N° 4; (disponible en www.cdec-sic.cl).
- [41] Subsecretaria de Economía Fomento y Reconstrucción; Ley Núm. 20.257 (disponible en www.sec.cl). Visitada 12-12-2008
- [42] Subsecretaria de Economía Fomento y Reconstrucción; “Norma técnica sobre conexión y operación de pequeños medios de generación distribuidos en instalaciones de media tensión, (disponible en www.cdec-sic.cl). Visitada 12-12-2008
- [43] Estudio de costos de componentes de valor agregado de distribución área 2.
- [44] Gloria Alvarado N. Juan Carlos Moya. INE. “División político administrativa y censal 2007”
- [45] Eugenio Neumann, Juan Galleguillos Vásquez, Ximena Arcos Canales. INE. “Informe anual de estadísticas agropecuario 2006 2007”
- [46] Eugenio Neumann, Ximena Arcos. INE. “Catastro Vitícola, Informe anual 2006”.
- [47] FOCER. Manual sobre energía renovable “Solar Fotovoltaica”. Septiembre 2002
- [48] Neresh Acharya, Pukar Mahat, N. Mithulananthan. “An analytical approach for DG allocation in primary distribution network”. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, volume 28, Issue 10, December 2006.
- [49] M. F. Alhajri. “Improving the voltage profiles of Distribution Networks using multiple Distribution Generation Sources”. IEEE, Large Engineering Systems Conference on Power Engineering, 2007.
- [50] G. Celli. “Optimal Distributed Generation allocation in MV Distribution Networks”. IEEE Power Engineering Society International Conference on Power Industry Computer applications, 2001
- [51] Philip P. Barker, Robert W. de Mello. “Determining the impact of Distributed Generation on Power Systems: Part 1- Radial Distribution Systems”. IEEE Power Engineering Society, Volume 3, July 2000.
- [52] “Optimal allocation and sizing for profitability and voltage enhancement op PV systems on feeders”. IEEE Power India Conference, 2006.
- [53] Carmen L. T. Borges, Djalma M. Falcao. “Optimal distributed generation allocation for reliability, losses, and voltage improvement”. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Volume 28, Issue 6, July 2006.

- [54] D. H. Popovic, J. A. Greatbanks, M. Begovic, A. Pregelj. "Placement of distributed generators and reclosers for distribution network security and reliability". Volume 27, n°5-6, Elsevier, Oxford, 2005.
- [55] A. Cano, F. Jurado. "Optimum location of biomass-fuelled gas turbines in an electric system". IEEE, Oct. 2006.
- [56] D. Fco. Javier Romero Rizadle. "Central Térmica de Biomasa de 5Mw de potencia". Escuela de Ingeniería Técnica Agrícola.
- [57] "Diagnostico y clasificación de los cursos y cuerpos de agua según objetivos de calidad. Cuenca del río Choapa". Diciembre 2004
- [58] "Cálculo de las componentes de Costos del VAD- Periodo 2004-2008"
- [59] "Diagnóstico y clasificación de los cursos y cuerpos de agua según objetivos de calidad Cuenca río Limarí"(disponible en <http://www.sinia.cl>). Diciembre 2004
- [60] "Diagnóstico y clasificación de los cursos y cuerpos de agua según objetivos de calidad". Dirección general de aguas; diciembre 2005
- [61] David Trebolle Trebolle. "La generación distribuida en España". Tesis de Master en gestión técnica y económica en el sector eléctrico. Universidad Pontificia Comillas. Madrid.

Referencias páginas Internet

{1} CNE

<http://www.cne.cl> Comisión Nacional de Energía. Visitada 12/12/2008

{2} Windpower

<http://www.windpower.org/es/tour/wres/index.htm>. Visitada 27/8/2008

{3} Energías Renovables

http://www.gstriatum.com/energiasolar/articulosenergia/15_mapa_energia.ht.
Visitada el 22/06/2008

{4} Abengoa Solar

http://www.abengoasolar.com/sites/solar/es/tecnologias/termosolar/que_es/index.html. Visitada el 22/06/2008

{5} Harvard Computer Society

http://www.hcs.harvard.edu/~hejc/papers/Solar%20Jan07/solar_thermal_overview.pdf. Visitada el 16/01/2009

- {6} Universidad del País Vasco**
<http://www.sc.ehu.es/sbweb/fisica/cuantica/fotoelectrico/fotoelectrico.htm>.
Visitada 16/10/2008
- {7} Textos Científicos**
<http://www.textoscientificos.com/fisica/efecto-fotoelectrico>. Visitada 16/10/2008
- {8} Nasa**
<http://www.nasa.gov/centers/goddard/news/topstory/2003/0313irradiance.htm>.
Visitada el 22/06/2008.
- {9} Renewables made in Germany**
<http://www.renewables-made-in-germany.com/es/fotovoltaica/>. Visitada el 22/06/2008.
- {10} Instituto para la Diversificaron y ahorro de la energía**
<http://www.idae.es/>. Visitada 16/01/2009
- {11} Solarco Energía Limpia**
<http://www.solarco.cl/fotovoltaica2.htm>. Visitada 16/01/2009
- {12} Ecosolar S.A.**
<http://ecosolar.netizen.com.ar/Regulador.htm>. Visitada 16/01/2009
- {13} Ministerio Federal de Economía y Tecnología**
<http://www.german-renewable-energy.com/Renewables/Navigation/Spanisch/biomasa.html>. Visitada 16/01/2009
- {14} Energy Association**
<http://www.epsea.org/>. Visitada 22/06/2008
- {15} Portal Energía**
<http://www.portalenergia.es>. Visitada el 22/06/2008
- {16} Iberdrola Renovables**
<http://www.iberdrolarenovables.es/wcren/corporativa/iberdrola?IDPAG=ESRENELCORE&codCache=1232145131867123>. Visitada el 24/06/2008
- {17} Fenix**
<http://www.fenix-project.org/>. Visitada 26-06-2008
- {18} Siemens**
<http://www.powergeneration.siemens.com/press/press-releases/power-distribution/2008/EPD200811007.htm>. Visitada 27-06-2008

- {19} Dirección General de Aeronáutica Civil**
http://www.meteochile.cl/climas/climas_cuarta_region.html. Visitada 28/11/2008
- {20} Biblioteca del Congreso Nacional de Chile**
<http://www.bcn.cl/siit/regiones/region4/hidrografia.htm>. Visitada 28/11/2008
- {21} Mistada engineering inc.**
<http://www.mistaya.ca/products/windographer.htm>, Visitada 19/01/09
- {22} Educarchile**
<http://www.educarchile.cl/Portal.Base/Web/verContenido.aspx?ID=130407>
Visitada 23/01/2009
- {23} EoloSolar**
<http://eolosolar.es>. Visitada 23/01/2009
- {24} Salamanca Chile**
<http://www.salamanca.cl/> Visitada 23/01/2009
- {25} Bergey**
<http://www.bergey.com/>. Visitada 30/03/2009
- {26} MRI Montgomery Research**
http://www.utilitiesproject.com/documents.asp?d_ID=4610. Visitada 3/04/2009
- {27} IBM**
<http://www-03.ibm.com/industries/utilities/us/detail/resource/T089964D41850Y60.html>.
Visitada 3/04/2009
- {28} Endesa**
http://www.escuelaendesa.com/pdf/11_Presentacion_17072006_v4.pdf
- {29} Everis**
http://www.everis.es/que_hemos_hecho/innovacion/proyecto-denise/

Anexos

A. Curvas de carga

En los siguientes gráficos se muestra el comportamiento de distintas cargas a lo largo del día. Algunos de los tipos de carga existentes son: residencial, comercial, industrial, alumbrado público, municipal, etc. El comportamiento de los distintos usuarios de una misma categoría es cambiante según la estación, lugar geográfico, clima, condición socioeconómica, etc. (los siguientes gráficos se deben tomar sólo como referencia de la distribución a lo largo de un día).

Es importante conocer la curva de carga de los consumos conectados a la red de distribución para determinar cómo debe ser el suministro que se debe entregar. Es conveniente establecer los momentos de máxima y mínima demanda durante el día y en las distintas estaciones del año.

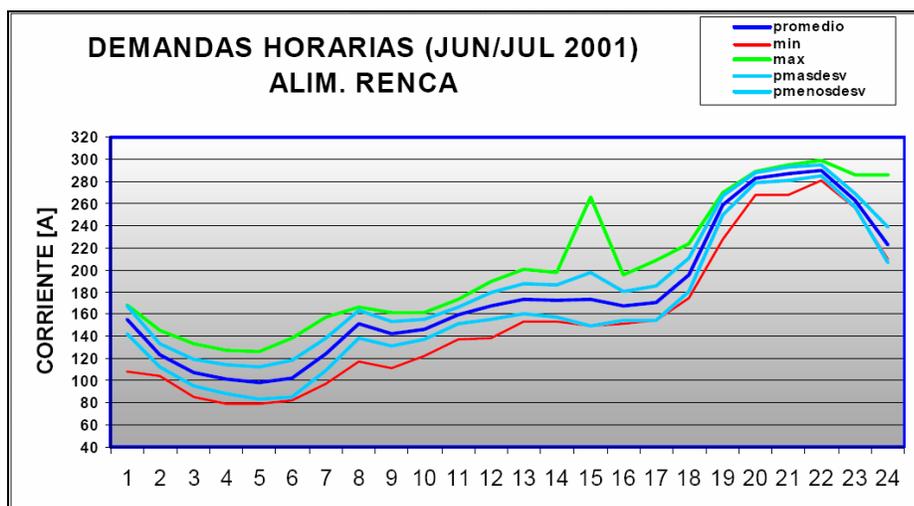


Figura 40: Curva demanda horaria, carga residencial, alimentador Renca [3].

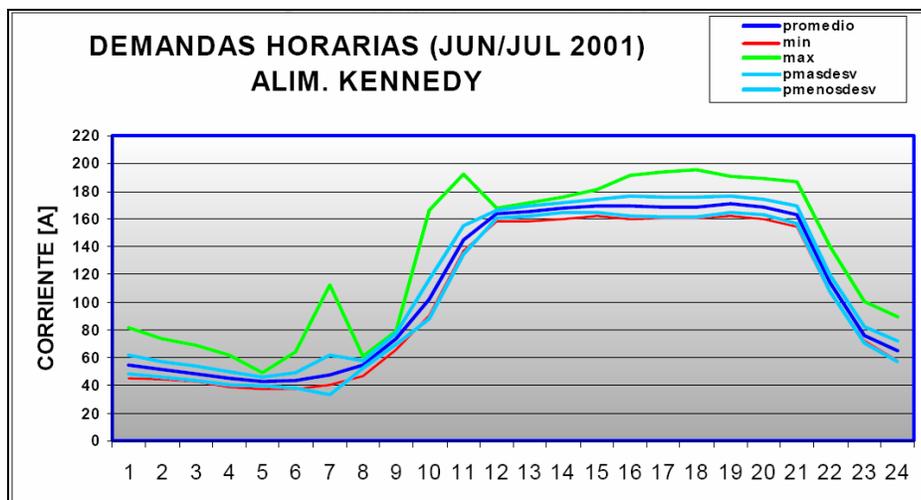


Figura 41: Curva demanda horaria, carga comercial, alimentador Kennedy [3].

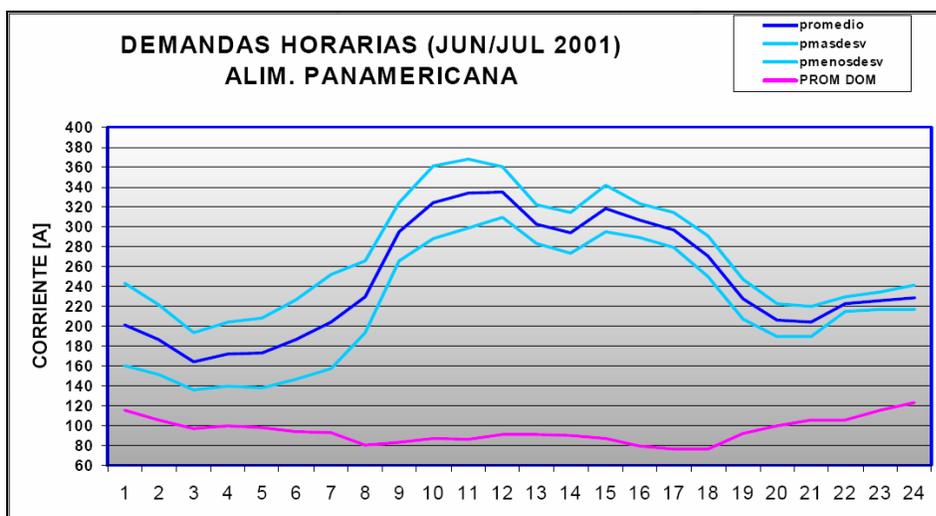


Figura 42: Curva demanda horaria carga industrial, alimentador Panamericana [3].

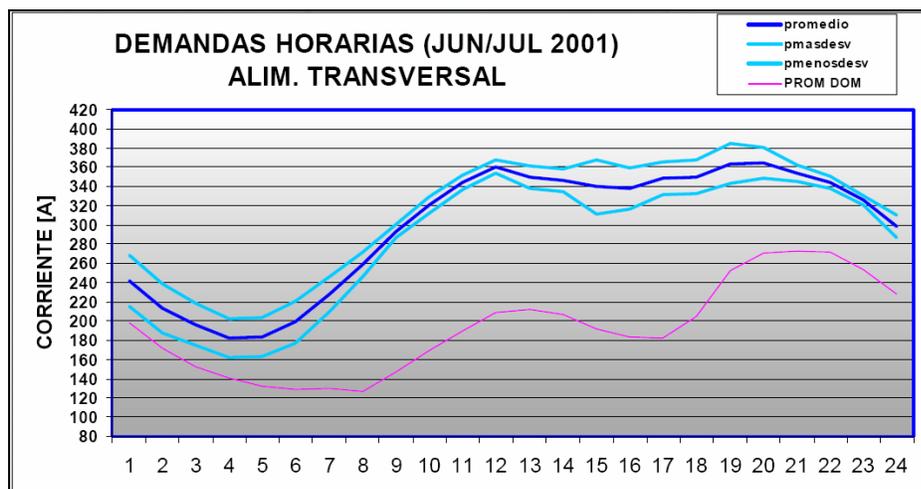


Figura 43: Curva demanda horaria carga industrial/residencial, alimentador Transversal [3].

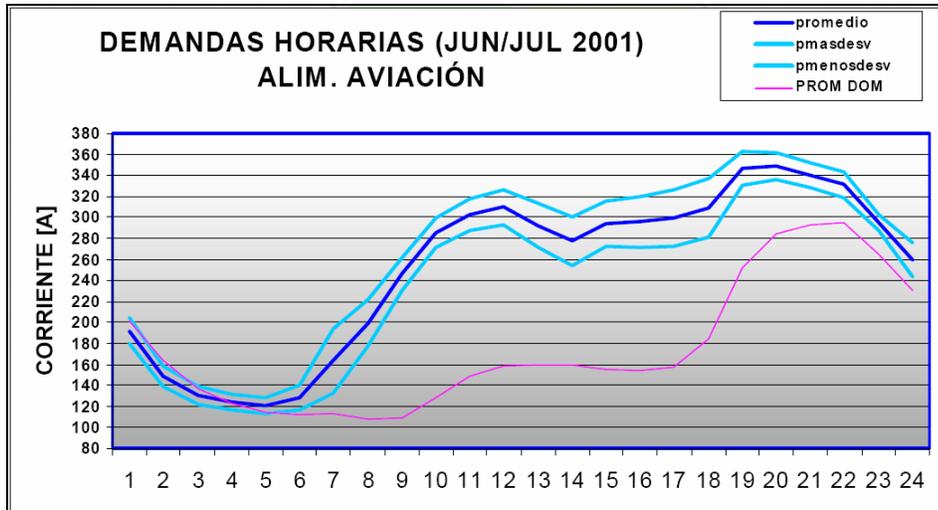


Figura 44: Curva demanda horaria carga comercial/ residencial, alimentador Aviación [3].

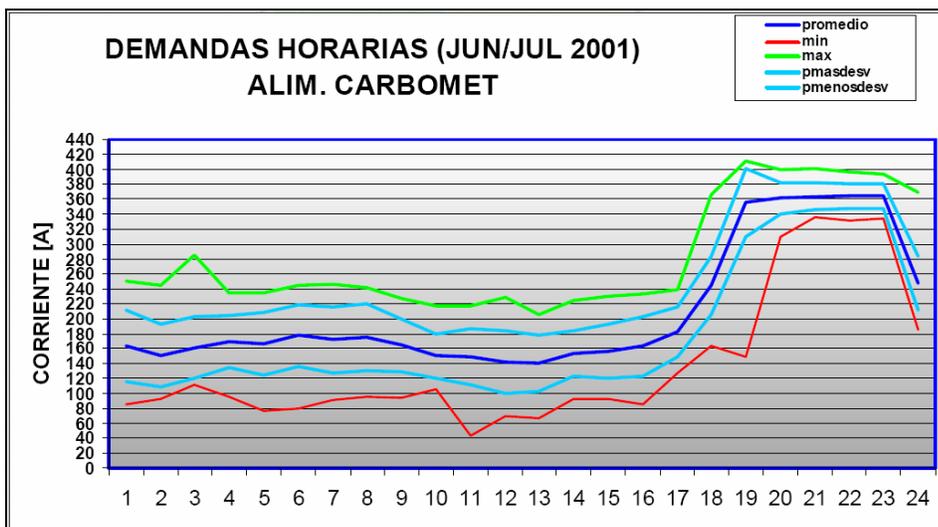


Figura 45: Curva demanda horaria, alimentador Carbomet [3].

B. Cálculo Energía generada por medio de la Biomasa

La IV región se caracteriza por la siembra de vid en los valles interiores y en la costa, se usa para la producción de Pisco, vino y uva de mesa. En la Tabla 23 se presenta la cantidad de hectáreas sembradas con Vid dependiendo de su consumo. En la región existen aproximadamente 22.094 hectáreas sembradas con vid.

Destino productivo	Hectáreas
Consumo fresco	10.418,10
Pisqueras	9.405,40
Vinificación	2.270,60

Tabla 23: Superficies Vides (hectáreas) IV región según destino productivo [45] [35]

Los desechos producidos por las viñas son recolectados por la industria Vinicas S.A. La empresa recoge los residuos sin costo ni ingresos para las viñas. Si se instalan biodigestores, se podrá percibir un ingreso adicional al generar electricidad con los desechos orgánicos.

El poder calorífico del orujo de uva es de 1960 [kcal/kg] ([56] {23}). 1 [cal] es equivalente a 4,184 [J], que corresponde a 0,00116 [Wh].

Dependiendo de la composición de la biomasa original introducida en el biodigestor, es la característica del biogás que se obtiene de éste, puede tener entre un 50% y 70% de metano (CH₄). El potencial energético del gas metano es de 4700 [kcal/m³].

Según los datos proporcionados por el informe “Datos Biomasa Digestores Anaeróbicos” de la IDEA, el factor de conversión para el cálculo del potencial del biogás (para los residuos vitivinícolas) es de:

$$240 \frac{m^3 \text{ Biogás}}{\text{ton}_- \text{ materia}_- \text{ Orgánica}} \quad (6.3)$$

Con un contenido entre 50% y 70% de metano.

En una hectárea se siembran con entre 3500 y 4000 parras. Una hectárea plantada con vid produce normalmente de 10 toneladas de uva fresca al año (entre 7 y 11 toneladas).

En las viñas los desechos orgánicos son restos de poda, orujo y escobajo. 1[kg] de uva fresca genera entre un 3% – 5% de escobajo, y entre un 25 – 30% de orujo. El orujo de la uva está compuesto por el hollejo, las semillas y resto de alcohol que queda de la producción. En una hectárea se generaran – aproximadamente - 3000[kg] de residuos entre orujo y escobajos. La cosecha se realiza entre los meses de abril y mayo. Si se desea generar en otros meses del año, es necesario diseñar una bodega para poder almacenar los desechos.

Mediante combustión directa de los residuos de la poda de las viñas se puede generar energía eléctrica. La poda se realiza en los meses de junio y julio. En promedio, cada planta genera entre 500 y 600 [kg] de material de poda al año. Por lo que una hectárea produce alrededor de 1600 [ton] de material de poda. El poder calorífico de la ramilla de uva es de 1770 [kcal/kg] con un 50% de humedad.

C. Alimentadores distribución

La Tabla 24 muestra las características de los distintos alimentadores en baja tensión (BT) en la zona de Ovalle (calculadas con las fórmulas del valor agregado de distribución (VAD) determinado por la CNE).

Alimentador (SE primaria)	Energía vendida año 2003 [kWh/año]	Potencia de diseño en BT [kW]
Alimentador 1	16.321.002	3.912
Alimentador 2	4.982.292	1.764
Alimentador 3	15.255.733	3.815
Alimentador 4	3.219.929	841
Alimentador 5	4.753.465	1.193

Tabla 24: Potencias de diseño en BT para alimentador calculas en [58]

En la Tabla 26 se aprecia la población en la zona de Salamanca, área rural con una densidad de potencia por kilómetro cuadrado típica menor a 5[MVA/Km²]. También existe un consumo minero (minera Los Pelambres).

Alimentador (SE primaria)	Energía vendida año 2003 [kWh/año]	Potencia de diseño en BT [kW]
Illapel	9.248.443	3.390
Illapel	8.843.058	2.369
Illapel	752.221	216
Illapel	4.403.957	1.496
Ovalle	16.321,002	3.912
Ovalle	4.982.292	1.764
Ovalle	15.255.733	3.815
Ovalle	3.219.929	841
Ovalle	4.753.465	1.193

Tabla 25: Potencias de diseño en BT para alimentador calculas en [58]

	TOTAL	HOMBRES	MUJERES	VIVIENDAS
CUNCUMÉN	717	384	333	212
PELAMBRES	409	403	6	1
BATUCO	375	195	180	114
TRANQUILLA	677	356	321	189
COIRÓN	364	195	169	133

Tabla 26: Población zona Cuncumén, Censo 2002