



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

EVALUACIÓN DE UN SISTEMA DE VENTILACIÓN ON-DEMAND Y DE LA
INCORPORACIÓN DE ENERGÍA SOLAR EN EL PROCESO DE VENTILACIÓN MINERA

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL DE MINAS

NINO STEPHANO LOTITO TORO

PROFESOR GUÍA:
WILLY KRACHT GAJARDO

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
LEANDRO VOISIN ARAVENA
LUIS ORELLANA ESPINOZA

SANTIAGO DE CHILE

2022

RESUMEN

La ventilación minera consiste en el proceso de hacer circular un considerable flujo de aire hacia el interior de una mina con el fin de crear las condiciones adecuadas para que las personas en su interior estén en una atmósfera limpia. Para lo anterior, se debe establecer un circuito de circulación del aire para: asegurar una concentración mínima de oxígeno, diluir gases contaminantes y asfixiantes; y climatizar la mina. Debido al alto consumo eléctrico de este proceso, que va desde el 30 % e incluso puede llegar hasta el 70 % del consumo eléctrico total de la mina, es que surge la ventilación on-demand, o ventilación bajo demanda, el cuál no es más que regular el flujo de aire que ingresa a la mina según los requerimientos de la misma, los cuales son variables y dependen de la cantidad de personas y equipos presentes. Otras alternativas a la ventilación on-demand (VOD) para reducir los costos de electricidad son las energías renovables no convencionales, como lo son la eólica y solar. Esta última resulta de gran interés para la minería chilena pues en el norte de nuestro país se encuentran la mayoría de las minas, y resulta ser la zona con los más altos índices de radiación solar.

Bajo el contexto anterior se realizó una investigación que tuvo como fin evaluar la incorporación de energía solar y/o ventilación on-demand tanto para reducir los costos eléctricos anuales de ventilación como las emisiones de gases de efecto invernadero. Se consideró una mina subterránea explotada mediante el método de block caving, se identificaron las etapas principales del ciclo productivo, su duración y el flujo de aire requerido y finalmente se evaluaron 4 escenarios: central fotovoltaica, central fotovoltaica con acumulación por medio de baterías, VOD, y VOD junto con una central fotovoltaica con baterías. Además de manera somera se incluyó como caso especial la incorporación de LHD eléctricos.

Económicamente los mejores escenarios son aquél que hace uso de todas las tecnologías estudiadas y también aquel que sólo cuenta con sistema VOD. El primer proyecto obtuvo un VAN de 51.2 MUSD al generar ahorros anuales de electricidad de 5.9 MUSD y redujo sus emisiones en un 61 %, mientras que el segundo obtuvo un VAN de 49.4 MUSD y redujo sus emisiones en un 37 % aproximadamente. Desde el punto de vista ambiental los mejores dos escenarios son PV+BESS+VOD y PV+BESS, este último redujo sus emisiones en un 53 %, sin embargo, su VAN de -3.3 MUSD lo hace inviable económicamente, este resultado se debe al alto costo de las baterías, las cuales deben reducir sus costos en un 10 % aproximadamente para su viabilidad. Al estudiar la incorporación de LHD eléctricos se observó una disminución de un 13 % sin embargo en término económicos esta incorporación sólo fue beneficiosa para los escenarios sin sistema VOD, mientras que para los otros escenarios los beneficios adicionales fueron marginales. Como conclusión final se recomiendan los escenarios 3 y 4; y se descarta por el momento la utilización de baterías.

ABSTRACT

Mining ventilation consists of the process of circulating a considerable flow of air inside a mine in order to create the suitable conditions for people inside to be in a clean atmosphere. For the above, an air circulation circuit must be established to: ensure a minimum concentration of oxygen, dilute polluting and suffocating gases; and air conditioning the mine. Due to the high electrical consumption of this process, which ranges from 30 % and can even reach up to 70 % of the total electrical consumption of the mine, on-demand ventilation arises, or ventilation on demand, which does not it is more than regulating the flow of air entering the mine according to the requirements of the mine, which are variable and depend on the number of people and equipment present. Other alternatives to ventilation on-demand (VOD) to reduce electricity costs are non-conventional renewable energies, such as wind and solar. The latter is of great interest to Chilean mining because most of the mines are located in the north of our country, and it turns out to be the area with the highest rates of solar radiation.

Under the previous context, an investigation was carried out with the purpose of evaluating the incorporation of solar energy and/or on-demand ventilation both to reduce electrical costs annual ventilation as greenhouse gas emissions. A block caving mine was considered, the main activities of the productive cycle, its duration and the required air flow were identified and finally 4 scenarios were evaluated: photovoltaic plant, photovoltaic plant with battery storage system, VOD, and VOD together with a photovoltaic plant with batteries. In addition, briefly, the incorporation of electric LHDs is included as a special case.

Economically, the best scenarios are the one that makes use of all the technologies studied and also the one that only has a VOD system. The first project had a NPV of 51.2 MUSD by generating annual electricity savings of 5.9 MUSD and reduced its emissions by 61 %, while the second had a NPV of 49.4 MUSD and reduced its emissions by approximately 37 %. From the environmental point of view, the best two scenarios are PV+BESS+VOD and PV+BESS, the latter reduced its emissions by 53 %, however, its NPV of -3.3 MUSD makes it economically unfeasible, this result is due to the high cost of batteries, which must reduce their costs by about 10 % to be viable. When studying the incorporation of electric LHDs, a decrease of 13 % was observed; however, in economic terms, this incorporation was only beneficial for the scenarios without a VOD system, while for the other scenarios the additional benefits were marginal. As a final conclusion, scenarios 3 and 4 are recommended; and the use of batteries is ruled out for the moment.

Tabla de Contenido

Número de página

Resumen	i
Abstract	ii
1 Introducción	1
1.1 Motivación	1
1.2 Objetivo general	3
1.3 Objetivos específicos	3
1.4 Alcances	3
2 Revisión Bibliográfica	4
2.1 Minería por el método de Caving	4
2.1.1 Block/Panel Caving	4
2.1.2 Variante de explotación en Macrobloques	5
2.2 Ventilación en minería subterránea	7
2.2.1 Ventiladores de minas	8
2.2.2 Cálculo de potencia de un ventilador	9
2.2.3 Leyes de los ventiladores	10
2.2.4 Ley de Atkinson	11
2.2.5 Tipos de sistemas de ventilación forzada	11
2.2.6 Sistemas de control de ventilación bajo demanda	13
2.3 Energía solar fotovoltaica	16
2.3.1 Radiación Solar	16
2.4 Sistemas fotovoltaicos	18
2.4.1 Sistemas fotovoltaicos on-grid o conectados a la red	19
2.4.2 Sistemas fotovoltaicos off-grid o aislados	19
2.5 Componentes de un sistema fotovoltaico	20
2.5.1 Paneles solares	20
2.5.2 Estructura de soporte	21
2.5.3 Inversor	22
2.5.4 Regulador de carga	23
2.5.5 Contador de energía bidireccional	24
2.6 Situación actual de Chile	24
2.7 Sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS)	26
2.7.1 Componentes de un BESS	27
2.7.2 Tipos de Baterías	27
2.7.2.1 Baterías de Plomo-Ácido	27
2.7.2.2 Baterías de Litio	28
2.7.3 Integración con energías renovables no convencionales	28

3	Metodología	31
3.1	Caracterización de la mina	31
3.1.1	Método de explotación	31
3.1.2	Proceso de extracción	32
3.1.3	Localización geográfica	32
3.2	Estimación del flujo requerido	33
3.3	Estimación de la potencia	35
3.3.1	Potencia ventilación principal	35
3.3.2	Potencia ventiladores secundarios	36
3.4	Estimación de costos	36
3.4.1	Costo de inversión de la central	37
3.4.2	Costos de operación y mantenimiento	39
3.4.3	Costos del sistema de ventilación bajo demanda	39
3.4.4	Costo de la electricidad	39
3.5	Cuantificación del Recurso Solar	40
3.6	Dimensionamiento de escenarios fotovoltaicos	41
3.6.1	Definición del problema	41
3.6.2	Función objetivo	42
3.6.3	Variables	43
3.6.4	Restricciones	44
3.6.5	Escenarios a evaluar	45
3.7	Disminución de la huella de carbono	46
3.8	Evaluación técnico-económica	47
3.8.1	Valor actualizado neto	47
3.8.2	Tasa interna de retorno	48
3.8.3	Tiempo de recuperación de capital	48
3.8.4	LCOE	49
3.8.5	LCOSS	49
3.8.6	Análisis de sensibilidad	51
4	Resultados y Discusiones	52
4.1	Estimación del flujo requerido	52
4.1.1	Macrobloques en Desarrollo	52
4.1.2	Macrobloque en socavación	55
4.1.3	Macrobloque en Producción	60
4.1.4	Perfil de flujo global	62
4.2	Estimación de la potencia	64
4.2.1	Potencia ventilación principal	64
4.2.2	Potencia ventiladores secundarios	64
4.3	Cuantificación Recurso Solar	65
4.4	Evaluación de los escenarios	66

4.4.1	Central fotovoltaica	66
4.4.2	Central fotovoltaica con acumulación	68
4.4.3	Ventilación on-demand	70
4.4.4	Ventilación on-demand junto con central fotovoltaica con acumulación .	71
4.5	Análisis de sensibilidad	72
4.5.1	Central fotovoltaica	73
4.5.2	Central fotovoltaica con acumulación	73
4.5.3	Ventilación on-demand	74
4.5.4	Central fotovoltaica con acumulación y VOD	75
4.6	Disminución de la huella de carbono	76
4.6.1	Contrato de energías renovables	77
4.7	Caso especial: LHD eléctricos	78
5	Conclusiones	80
	Bibliografía	82

Índice de Figuras

2.1	Esquema de explotación por Block Caving.	5
2.2	Esquema general de una batea de extracción.	5
2.3	Método de explotación mediante Macrobloques.	6
2.4	Fases de un Macrobloque.	6
2.5	Vista isométrica de los 2 primeros macrobloques a explotar en la mina Chuquicamata Subterránea.	7
2.6	Tipos de ventiladores axiales.	8
2.7	Tipos de ventiladores centrífugos	9
2.8	Tipos de ventiladores según su función.	9
2.9	Esquema de un sistema impelente.	12
2.10	Esquema de un sistema aspirante.	12
2.11	Esquema de un sistema combinado.	12
2.12	Componentes esenciales de un sistema VOD.	14
2.13	Resumen de implementaciones de softwares según literatura y proveedores . .	15
2.14	Tipos de radiación solar.	17
2.15	Irradiancia global horizontal en el mundo.	17
2.16	Variación típica de la irradiancia a lo largo del año.	18
2.17	Variación típica de la radiación solar durante el día.	18
2.18	Esquema de un sistema fotovoltaico on-grid.	19
2.19	Esquema de un sistema fotovoltaico off-grid.	20
2.20	Estructura de un panel fotovoltaico.	21
2.21	Tipos de paneles solares	21
2.22	Paneles fijos montados en el suelo.	22
2.23	Tipos de estructuras móviles	22
2.24	Ejemplo de inversor de pequeña escala.	23
2.25	Esquema de un sistema fotovoltaico con Regulador de Carga.	24
2.26	Configuración del contador bidireccional dentro de un sistema fotovoltaico. . . .	24
2.27	Evolución de la capacidad instalada de las centrales de producción de energía en Chile.	25
2.28	Evolución de la reducción de emisiones por ERNC conectados a la red de transmisión.	25
2.29	Ilustración de una batería de plomo-ácido.	27

2.30	Ilustración de una batería de ion litio.	28
2.31	Representación gráfica de la aplicación de consolidación de la potencia.	29
2.32	Curva de pato y desafíos de la integración renovable con rampas.	29
2.33	Aplicación de arbitraje de energía para una central ERNC.	30
3.1	Irradiancia solar en Chile.	32
3.2	Potencia de ventiladores principales utilizados en Teniente.	36
3.3	Costo de inversión por kW de una central fotovoltaica.	37
3.4	Costo de BESS y reducción de costos al acoplar.	38
3.5	Benchmark de costos de ventilación on-demand basada en variadores de velocidad para ventiladores principales.	39
3.6	Precio de la electricidad en USD/MWh.	40
3.7	Mapa de la localización escogida.	40
3.8	Gráfico de Factor de Emisión 2021.	46
4.1	Carta Gantt de las actividades del ciclo de desarrollo	54
4.2	Perfil de flujo de un macrobloque en desarrollo.	54
4.3	Malla de 16x16 tipo Teniente del nivel de producción	55
4.4	Forma de avance del frente de socavación.	56
4.5	Orden de incorporación de área.	56
4.6	Carta gantt de las actividades de apertura de bateas llevadas a cabo en el nivel de producción.	59
4.7	Carta gantt de las actividades de socavación llevadas a cabo en el nivel de hundimiento.	59
4.8	Perfil de flujo de un macrobloque en socavación.	60
4.9	Carta gantt de la fase de producción de un macrobloque.	61
4.10	Perfil de flujo requerido en un macrobloque en producción.	62
4.11	Comparación de flujos de ventilación vs producción diaria de algunas minas de block caving.	63
4.12	Consumo de ventilación secundaria de un macrobloque en producción.	65
4.13	Energía generada por la central fotovoltaica por cada kW de potencia.	65
4.14	Proyección del costo nivelado de la energía solar.	68
4.15	Costo nivelado solar y almacenamiento según NREL, año 2020 y 2021.	70
4.16	Análisis de sensibilidad del escenario de la central fotovoltaica.	73
4.17	Análisis de sensibilidad del escenario de la central fotovoltaica con acumulación.	74
4.18	Análisis de sensibilidad del escenario de ventilación on-demand.	75
4.19	Análisis de sensibilidad del escenario de la central fotovoltaica con acumulación y ventilación on-demand.	75
4.20	Resumen de las emisiones de gases de efecto invernadero y la intensidad energética de las minas subterráneas, a cielo abierto y combinadas, obtenido mediante una evaluación de los informes de sostenibilidad de varias minas productoras de cobre en todo el mundo	77

Índice de Tablas

2.1	Proyectos de energía solar en la minería chilena.	26
3.1	Flujo de aire requerido en los sectores de la mina.	33
3.2	Actividades del ciclo de desarrollo de un macrobloque aproximado en horas . .	33
3.3	Actividades del ciclo de incorporación de área que forma parte de la socavación de un macrobloque.	34
3.5	Horarios de inactividad.	34
3.4	Actividades del ciclo de apertura de bateas que forma parte de la socavación de un macrobloque.	35
3.6	Equipos considerados y su potencia.	35
3.7	Costos unitarios de capital de la central fotovoltaica y del BESS.	38
3.8	Costos unitarios definitivos para la central y el sistema de almacenamiento. . .	38
3.9	Costos de operación y mantenimiento de la central y del BESS según NREL. .	39
3.10	Parámetros para el cálculo del LCOSS.	50
4.1	Tiempos de las actividades de un macrobloque en desarrollo de la mina Teniente.	52
4.2	Tiempos modificados de las actividades de un macrobloque en desarrollo. . . .	53
4.3	Requerimiento de aire de cada actividad de desarrollo.	53
4.4	Tiempos y flujos de aire requeridos de las actividades de socavación.	57
4.5	Tiempos y flujos de aire requeridos de las actividades de apertura de medias bateas.	57
4.6	Tiempos y flujos de aire requeridos de las actividades de apertura de bateas. .	58
4.7	Estimación de la producción diaria de un macrobloque.	60
4.8	Tiempos de LHD.	61
4.9	Parámetros para el dimensionamiento de la flota de LHD en cada macrobloque.	61
4.10	Flujos de aire requeridos en cada sector de la mina.	63
4.11	Estadísticas sobre el perfil de flujo requerido al interior de la mina.	63
4.12	Potencia estimada de los ventiladores principales.	64
4.13	Estadísticas del perfil de consumo eléctrico de ventilación de la mina.	64
4.14	Dimensionamiento de la central fotovoltaica.	66
4.15	Distribución entre la energía solar y la energía de la red del escenario de la central fotovoltaica.	67
4.16	Evaluación económica del escenario la central fotovoltaica.	67

4.17 LCOE de la central fotovoltaica.	67
4.18 Dimensionamiento de la central fotovoltaica con acumulación.	68
4.19 Distribución entre la energía solar y la energía de la red del escenario de la central fotovoltaica con acumulación.	69
4.20 Evaluación económica del escenario de la central fotovoltaica con acumulación.	69
4.21 LCOSS de la central fotovoltaica con acumulación.	69
4.22 Ahorros en gastos eléctricos de ventilación del escenario VOD.	70
4.23 Evaluación económica del escenario de ventilación on-demand.	71
4.24 Dimensionamiento de la central fotovoltaica con acumulación y VOD.	71
4.25 Distribución entre la energía solar y la energía de la red del escenario de la central fotovoltaica con acumulación y VOD.	71
4.26 Evaluación económica del escenario de la central fotovoltaica con acumulación y VOD.	72
4.27 LCOSS de la central fotovoltaica con acumulación y VOD.	72
4.28 Emisiones anuales de $CO_{2,eq}$ comprando toda la energía eléctrica de la red.	76
4.29 Comparación de la reducción de emisiones dependiendo de si la mina cuenta o no con un contrato de energías renovables.	77
4.30 Evaluación económica de los escenarios considerando flota de LHD eléctricos.	78
4.31 Emisiones anuales de CO_2 de cada escenario considerando flota de LHD eléctricos.	79
4.32 Variación del VAN y de las emisiones anuales en los escenarios con equipos eléctricos frente a escenarios con equipos diésel.	79

Índice de Ecuaciones

2.1	Potencia de un ventilador	9
2.2	Proporción entre velocidad de rotación y caudal	10
2.3	Proporción entre velocidad de rotación y presión estática	10
2.4	Proporción entre velocidad de rotación y potencia eléctrica	10
2.5	Ley de Atkinson	11
3.1	Ecuación derivada de la ley de los ventiladores.	35
3.2	Cálculo de la energía producida por la central fotovoltaica.	41
3.3	Función objetivo para el programa de optimización.	42
3.4	Cálculo de la disminución del dióxido de carbono equivalente anual.	47
3.5	Cálculo del valor actualizado neto	47
3.6	Cálculo de ahorros en los costos.	47
3.7	Ecuación para el cálculo de la tasa interna de retorno	48
3.8	Cálculo del tiempo de recuperación de capital	48
3.9	Cálculo del costo nivelado de energía.	49
3.10	Cálculo del costo nivelado de energía y almacenamiento.	50

Capítulo 1

Introducción

1.1. Motivación

La minería subterránea se define como aquella actividad encargada de extraer rocas o minerales que se encuentran debajo de la superficie terrestre.

En Chile se estima que el cobre producido a partir de la minería subterránea está entre el 12 y el 14 % de la producción total, donde el resto es producido a partir de minería a cielo abierto. Esta diferencia tan grande se debe a los mayores costos que tiene la minería subterránea frente a la minería superficial, sin embargo, debido al envejecimiento de los yacimientos y la mayor profundización de estos la minería subterránea se vislumbra como la alternativa para el futuro. Como ejemplo se encuentran los proyectos de expansión desde minería a cielo abierto a minería subterránea como Grasberg en Indonesia, Oyu Tolgoi en Mongolia y por supuesto Chuquibambilla Subterránea en nuestro país. Sin embargo la minería subterránea, además de configurarse como un tipo de explotación para yacimientos profundos, en si misma posee ventajas frente a la minería a cielo abierto, entre las cuales son:

1. Genera un menor daño ambiental, pues visualmente no altera el entorno, y libera cantidades menores de polvo y de gases de efecto invernadero.
2. La cantidad de desecho generado es menor ya que se excavan volúmenes de material mucho menores que en rajos.
3. El material estéril incluso puede utilizarse para rellenar las excavaciones y mitigar aún más la transformación del entorno.
4. Si se utiliza la tecnología adecuada son más eficientes energéticamente mientras que el consumo de combustibles y de explosivos en los rajos es mucho más elevado.
5. El ruido producido por la actividad de minas subterráneas es menor.

La tendencia actual en la minería es poder realizarla de la manera más sustentable posible, es por esto que la minería subterránea tomará cada vez mayor relevancia, sin embargo aún deben transcurrir unos cuantos años para que la minería subterránea domine frente a la de

cielo abierto. Por todo lo mencionado anteriormente es importante lograr disminuir los costos de este tipo de minería con el fin de que logre ser competente y uno de los mayores costos corresponde a la ventilación pues se estima que cerca del 50 % del consumo eléctrico de una mina subterránea va destinada a este proceso.

La ventilación en minería subterránea es el proceso mediante el cual se hace circular aire al interior de la mina permitiendo así asegurar la concentración de oxígeno y una temperatura agradable para los trabajadores, y también para la evacuación de polvo y gases nocivos. Considerando los altos costos de electricidad de nuestro país se vuelve necesario estudiar la incorporación de otras fuentes de energía. Chile tiene un lugar privilegiado en el mundo, ya que posee un alto recurso solar, pues en el norte de nuestro país se encuentran los cielos más despejados del mundo, y por lo tanto, no es extraño que, y considerando también la disminución exponencial de los costos de inversión de los paneles fotovoltaicos, haya habido un aumento notable de plantas fotovoltaicas en los últimos años. Chile marchó de no tener ninguna planta solar fotovoltaica a tener 2720 MW de capacidad instalada en 10 años, lo que representa aproximadamente el 14 % de la matriz energética de Chile, y hasta el momento de la elaboración de este informe la capacidad total instalada es de 5186 MW con una participación de un 17.62 % en la matriz energética nacional. Sin embargo la energía solar no sólo es importante para el ahorro de costos eléctricos, sino que también juega un rol muy importante al producir un menor impacto al medio ambiente al tratarse de un tipo de energía más limpia que tiene el potencial de reemplazar en un futuro a las energías basadas en combustibles fósiles ya que por ejemplo por cada kWh producido mediante carbón se liberan en promedio 1 kg de CO₂ hacia la atmósfera, mientras que la misma cantidad de energía producida por paneles solares sólo libera 50 gramos. Lo anterior toma mayor relevancia en el contexto actual mundial, pues el año recién pasado la ONU entregó un lapidario informe señalando que los cambios experimentados en el planeta son irreversibles y que para el año 2040 es muy probable que la temperatura del planeta aumente en más 1.5 °C, límite considerado seguro. Por otro lado, otro enfoque que se está utilizando en las minas alrededor del mundo es la ventilación on-demand la cual consiste en controlar el flujo de los ventiladores según el requerimiento que se tenga en el momento. Se estima que entre un 30 y 40 % del tiempo no hay equipos ni personal trabajando al interior de la mina, por esto el ahorro que se puede alcanzar es desde el 20 % e incluso puede llegar hasta el 50 % si se tienen sistemas de control más avanzados.

Bajo este contexto esta investigación tiene por finalidad evaluar la incorporación de energía solar fotovoltaica y también de un sistema de control de ventilación bajo demanda con la finalidad de reducir los costos eléctricos anuales incurridos en este proceso minero.

1.2. Objetivo general

Estudiar la factibilidad técnico-económica de incorporar ventilación on-demand y/o energía solar en la minería subterránea.

1.3. Objetivos específicos

- Caracterizar el consumo energético del proceso de ventilación minera y su variabilidad.
- Cuantificar el recurso solar disponible.
- Dimensionar una planta solar con y sin sistema de almacenamiento mediante baterías.
- Dimensionar un sistema control de ventilación bajo demanda.
- Evaluar económicamente los distintos escenarios y clasificarlos .
- Cuantificar el impacto en la disminución de la huella de carbono al implementar los escenarios

1.4. Alcances

Esta memoria estará limitada geográficamente al norte de Chile debido a la oportunidad que presenta esta zona al tratarse de una de las mejores zonas del mundo para instalar plantas solares. Además, sólo se estudiarán la tecnología de paneles fotovoltaicos con sistema de almacenamiento con baterías de litio dejando de lado otras tecnologías como la energía solar concentrada (en sus siglas en inglés CSP) y otros sistemas de almacenamiento como los de aire comprimido (CAES), celdas de combustibles, entre otras.

Por otro lado, la ventilación bajo demanda consistirá en la incorporación de variadores de frecuencia en los ventiladores principales mientras que los ventiladores auxiliares se les aplicará la estrategia de on-off la que consiste en el apagado de estos ventiladores en horarios no operativos. Considerando lo anterior el nivel de implementación de VOD no será mayor al nivel 2, por lo que el control se realizará mediante programación horaria.

Capítulo 2

Revisión Bibliográfica

2.1. Minería por el método de Caving

El Block Caving es un método masivo de gran escala en el cual el cuerpo mineralizado se hunde naturalmente tras iniciar el quiebre del macizo rocoso desde un nivel de hundimiento (Gómez y Labbé, 2019). Existen diferentes variantes de este método de explotación tales como Panel Caving, Sublevel Caving, Front Caving y Block Caving inclinado. Además de estos se suman recientemente los métodos de minería continua y de Macrobloques. En este informe se enfocará en esta última debido a su flexibilidad, menores interferencias operativas y mejor identificación de los ciclos y subetapas.

2.1.1. Block/Panel Caving

En la explotación mediante Block/Panel Caving se abre el área de la base del cuerpo mineralizado generando el fracturamiento y colapso del mismo generando un flujo de mineral que fluye hasta el nivel de producción donde es extraído por un equipo de carga, comúnmente un equipo de LHD, en los puntos de extracción. En la figura 2.1 se muestran los principales niveles requeridos. De manera descendente se tiene primero el nivel de hundimiento en el cual se genera, mediante operaciones de perforación y voladura, el colapso del cuerpo mineralizado. Este nivel es temporal pues luego de la tronadura desaparece producto de la extracción del mineral. Más abajo se tiene el nivel de producción el cual se conecta con el nivel de hundimiento mediante las denominadas bateas de extracción, bajo las cuales se ubican los puntos de extracción en los cuales los equipos de carga cargan el mineral y lo transportan mediante piques de traspaso hacia el nivel de transporte o incluso hacia un nivel de chancado si lo hubiera. Si la mina es de considerable tamaño puede incluso existir un nivel de transporte intermedio entre el nivel de chancado y el nivel de transporte principal. En la figura 2.2 se muestra el diseño de las bateas de extracción.

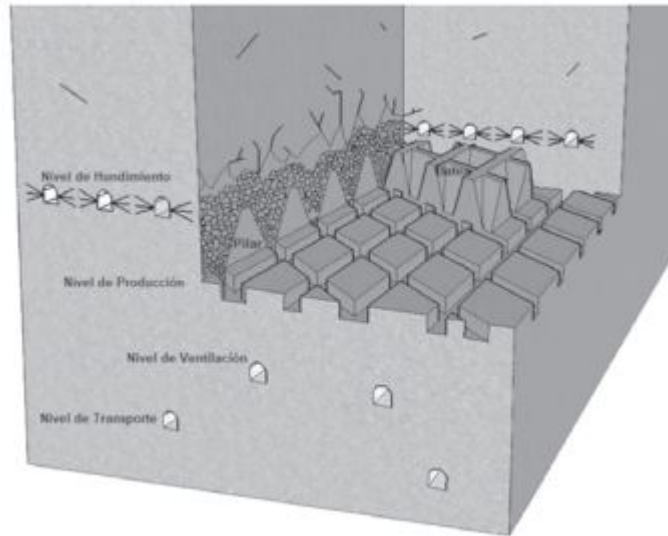


Figura 2.1: Esquema de explotación por Block Caving (Gómez y Labbé, 2019).

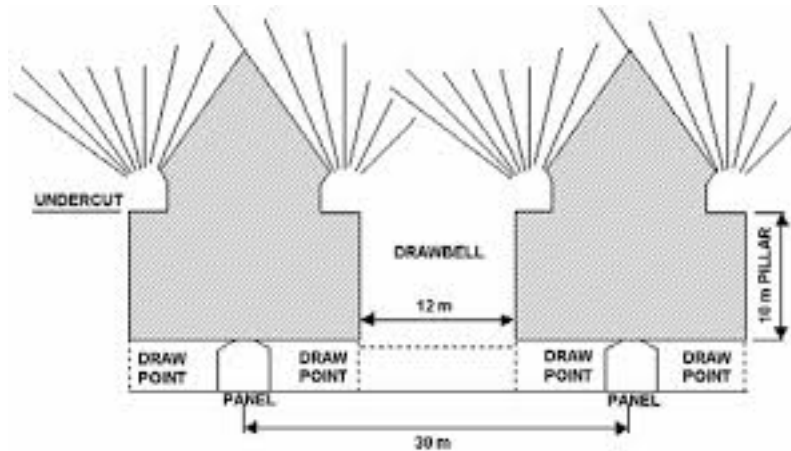


Figura 2.2: Esquema general de una batea de extracción (Eberhardt *et al.*, 2007)

2.1.2. Variante de explotación en Macrobloques

Este método surge debido a que se buscaba lidiar con las interferencias operativas que se producían al realizarse de manera simultánea y en un mismo sector las labores de desarrollo y producción. Es por esto que en este método se divide o separa las áreas que están en desarrollo, de las que están en proceso de propagación o socavación y de las que están en fase de extracción o producción. Cada área se denomina Macrobloque, y se configura como una área productiva independiente, por lo que se puede decir que configuran pequeñas minas independientes ya que cada una cuenta con su propio sistema de manejo de materiales, su propio sistema de chancado, sus propios accesos. Entre cada macrobloque se dejan pilares con el fin de evitar inestabilidades geotécnicas. En la siguiente imagen se muestra un ejemplo de este tipo de explotación.

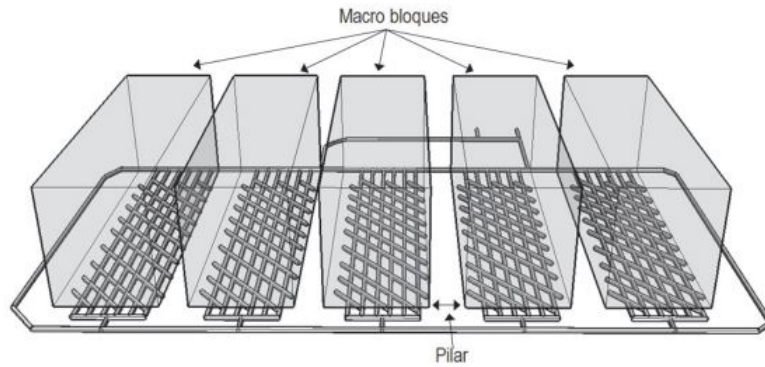


Figura 2.3: Método de explotación mediante Macrobloques (Gómez y Labbé, 2019).

A rasgos generales, la principal diferencia de esta variante de explotación radica en que las labores de desarrollo, socavación y explotación ocurren en zonas distintas. Esto implica que dentro de la mina habrán macrobloques cuyas galerías se están desarrollando, otros en los cuales se está propagando el quiebre del mineral y otros en los que se está extrayendo mediante equipos como LHD. Si se mira desde el punto de vista de un mismo macrobloque, este deberá pasar por estas 3 fases, y sólo es posible avanzar a la siguiente fase una vez completada en su totalidad la fase anterior, esto implica que la extracción en un macrobloque no iniciará hasta que todo el macrobloque esté socavado. En la figura 2.4 se esquematiza estas fases de los macrobloques.

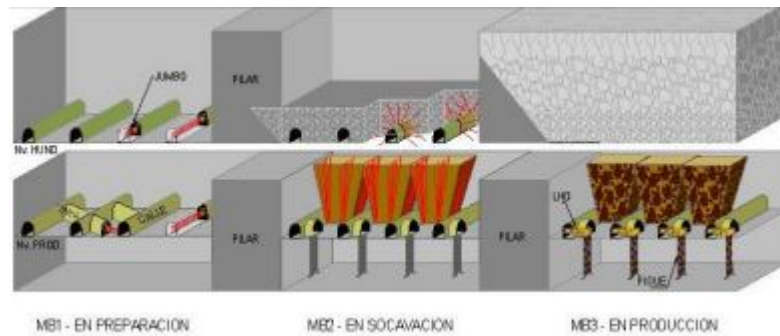


Figura 2.4: Fases de un Macrobloque.
(Egaña *et al.*, 2017)

En la siguiente figura se muestra una vista isométrica general de un macrobloque con todos los niveles que lo componen a excepción de los niveles de transporte.

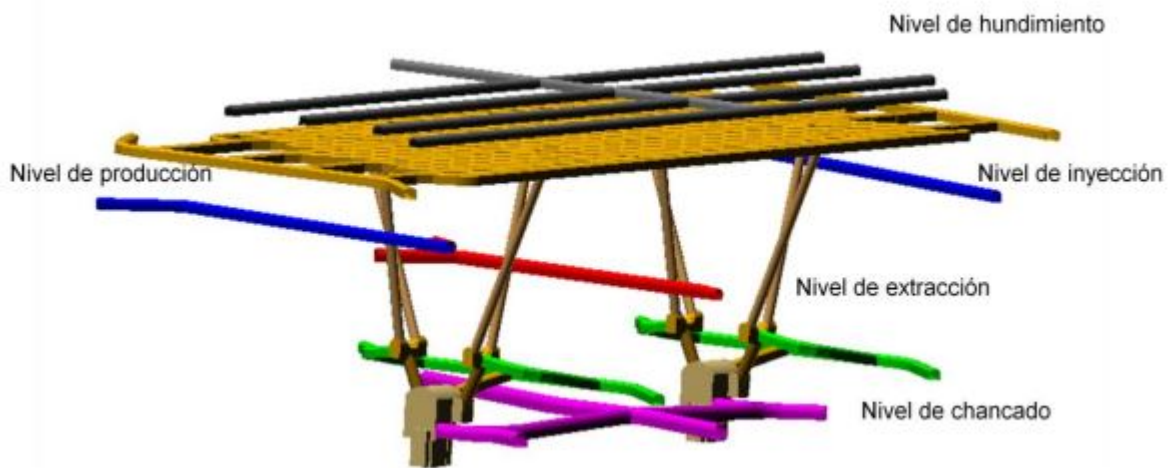


Figura 2.5: Vista isométrica de los 2 primeros macrobloques a explotar en la mina Chuquicamata Subterránea. (Ferrada, 2013).

2.2. Ventilación en minería subterránea

La ventilación en la minería subterránea es crucial ya que se requiere aire fresco dentro de la mina por supuesto para la sobrevivencia de las personas que trabajan en ella pero también para eliminar los gases contaminantes y polvo producidos durante la actividad minera como pueden ser el anhídrico carbónico (CO_2) producido por los trabajadores, polvo y gases producidos por las tronaduras, desprendimiento natural de gases dentro de la mina, gases generados por los equipos de combustión interna e incluso pequeñas cantidades de hidrógeno (H_2) producidas por baterías.

Según diversos autores el costo de electricidad en ventilación varía entre un 30 y un 70 % del costo total de electricidad de la mina (Costa y Silva, 2019; Semin *et al.*, 2020; Wallace *et al.*, 2015; Hardcastle *et al.*, 1998). Sin embargo una mina no se encuentra activa las 24 horas del día, los 7 días a la semana ni mucho menos se encuentra realizando las mismas actividades. Dependiendo del sistema de turnos y de si se trabaja o no durante los fines de semana, en una semana puede haber entre 14 y 21 cambios de turno, en los cuales los equipos y trabajadores suelen retirarse de las áreas de trabajo sobretodo cuando se realizan las tronaduras. Además también se tienen periodos de colación. Debido a que la distribución espacial y temporal de las actividades está constantemente cambiando, los requerimientos de aire también lo hacen por lo que se vuelve necesario un sistema de control. De esta manera, la industria minera ha identificado una significativa oportunidad de ahorrar energía mientras cumple con los requerimientos de aire y mantiene una operación efectiva. (Hardcastle, 2006).

2.2.1. Ventiladores de minas

Un ventilador es una máquina rotatoria que expulsa aire de manera continua. Las partes que componen un ventilador son:

1. Impulsor: Es la parte del ventilador que rota impartiendo energía cinética al aire.
2. Carcaza: Parte estacionaria del ventilador que se encarga de guiar el flujo de aire.

Los ventiladores se pueden clasificar según su función o según su tipo.

La ventiladores según su tipo pueden ser:

1. Ventiladores axiales: Son aquellos en los que el flujo de aire que fluye por los propulsores es paralelo al eje sobre la cual está montada la hélice. A su vez existen 3 tipos de diseño de ventiladores axiales.

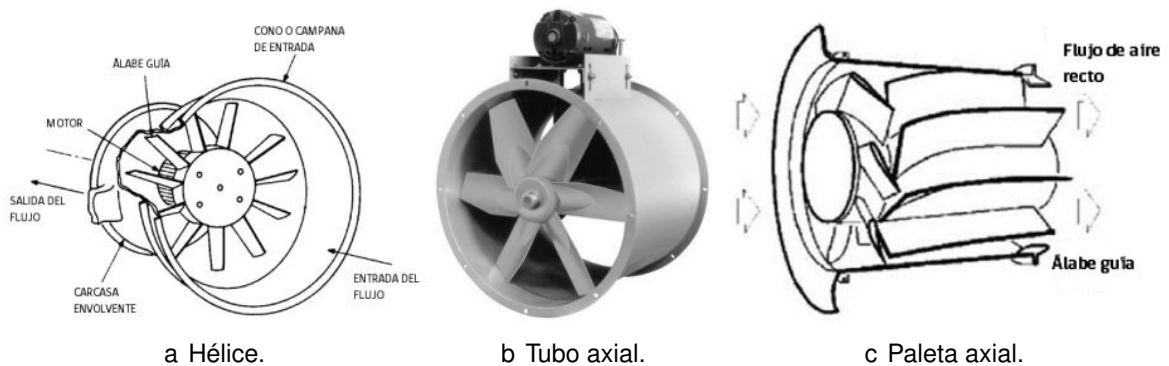


Figura 2.6: Tipos de ventiladores axiales (Zuñiga, 2020).

2. Ventiladores centrífugos: Son aquellos en los que el aire es impulsado por una turbina que lo aspira por el centro y lo expulsa a través de sus álabes. De esta manera el aire entra a la turbina de forma paralela a su eje y sale en dirección perpendicular al mismo. Este tipo de ventiladores a su vez se pueden clasificar según la forma de sus álabes en álabes radiales, álabes hacia adelante y también hacia atrás.

Por otro lado podemos clasificar a los ventiladores según su función en ventiladores principales, auxiliares y reforzadores. Los primeros son aquellos que tienen la función de suministrar el flujo de aire al interior de la mina, los segundos suministran aire en una galería de avance y por último los reforzadores se encargan de ayudar al ventilador principal a ventilar zonas con alta resistencia.



Figura 2.7: Tipos de ventiladores centrífugos (Zuñiga, 2020).



a Ventilador principal (Nygvist y b Ventilador reforzador (Corvalán c Ventilador auxiliar (HOWDEN, sf).
Serres, 2020). y Lopez, 2016).

Figura 2.8: Tipos de ventiladores según su función.

2.2.2. Cálculo de potencia de un ventilador

El aire que se debe mover en un circuito consume energía debido a las pérdidas de presión por las resistencias del circuito, esta energía debe ser vencida por el ventilador, sin embargo este a su vez pierde energía debido al roce en sus descansos, vibraciones y liberación de calor, por lo que deben ser considerados. De lo anterior surge la siguiente ecuación.

$$P(HP) = \frac{Q \cdot H}{75 \cdot \eta \cdot DE \cdot ME} \quad (2.1)$$

Ecuación 2.1: Potencia de un ventilador (McPherson, 2012).

Donde:

Q : Caudal de aire en m^3/s .
 H : Depresiones del circuito en Pa.
 P : Potencia del motor en HP.
 η : Eficiencia del ventilador.
 DE : Eficiencia de transmisión.
 ME : Eficiencia del motor

2.2.3. Leyes de los ventiladores

1. El flujo o caudal es directamente proporcional a la velocidad de rotación del eje.

$$\frac{Q_1}{Q_2} = \left(\frac{N_1}{N_2} \right) \quad (2.2)$$

Ecuación 2.2: Proporción entre velocidad de rotación y caudal (Papar *et al.*, 1999).

2. La presión estática es directamente proporcional al cuadrado de la velocidad de rotación del eje.

$$\frac{H_1}{H_2} = \left(\frac{N_1}{N_2} \right)^2 \quad (2.3)$$

Ecuación 2.3: Proporción entre velocidad de rotación y presión estática (Papar *et al.*, 1999).

3. La potencia eléctrica absorbida por el motor del ventilador es directamente proporcional al cubo de la velocidad de rotación del eje.

$$\frac{P_1}{P_2} = \left(\frac{N_1}{N_2} \right)^3 \quad (2.4)$$

Ecuación 2.4: Proporción entre velocidad de rotación y potencia eléctrica (Papar *et al.*, 1999).

Lo anterior implica que una pequeña reducción en el flujo generará una gran reducción de la potencia o energía, y por lo tanto también de los costos. Por ejemplo, la reducción en un 10 % del flujo se traduce en una reducción del 27.1 % en el consumo eléctrico.

2.2.4. Ley de Atkinson

La ley o fórmula de Atkinson permite calcular la presión requerida para mover un flujo de aire a través de un ducto o galería minera. La fórmula es la siguiente:

$$P = K \cdot C \cdot L \cdot \frac{V^2}{A} \quad (2.5)$$

Ecuación 2.5: Ley de Atkinson (McPherson, 2012).

Donde:

P : Pérdida de presión [Pa]

K : Factor de fricción [Ns^2/m^4]

C : Perímetro [m]

L : Longitud [m]

V : Velocidad [m/s]

A : Área [m^2]

2.2.5. Tipos de sistemas de ventilación forzada

1. Ventilación principal

En este tipo de ventilación se pueden tener 3 tipos de configuraciones.

- Ventilación por presión: Se hace ingresar aire desde la superficie utilizando ventiladores en las entradas de manera de generar una presión al interior de la mina que genera el desplazamiento del aire hacia el exterior.
- Ventilación por extracción: Se extrae el aire desde la superficie mediante el uso de ventiladores en las salidas, provocando que el volumen de aire desechado al interior de la mina sea sustituido por una masa de aire nuevo consiguiendo igualar el volumen de aire extraído.
- Ventilación equilibrada: Consiste en la combinación de los dos sistemas anteriores requiriendo el uso ventiladores de extracción y de inyección de aire simultáneamente.

2. Ventilación auxiliar

En este caso también se tienen 3 tipos de configuraciones:

- Sistema impelente: Se impulsa el aire por el ducto y este sale por la galería ciega ya viciado.

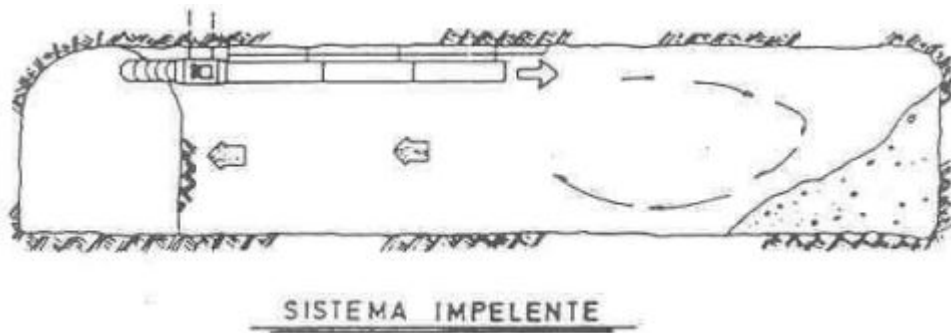


Figura 2.9: Esquema de un sistema impelente (Andrade, 2008).

- Sistema aspirante: Ingresa el aire fresco por la galería ciega y el aire ya viciado es aspirado por el ducto.

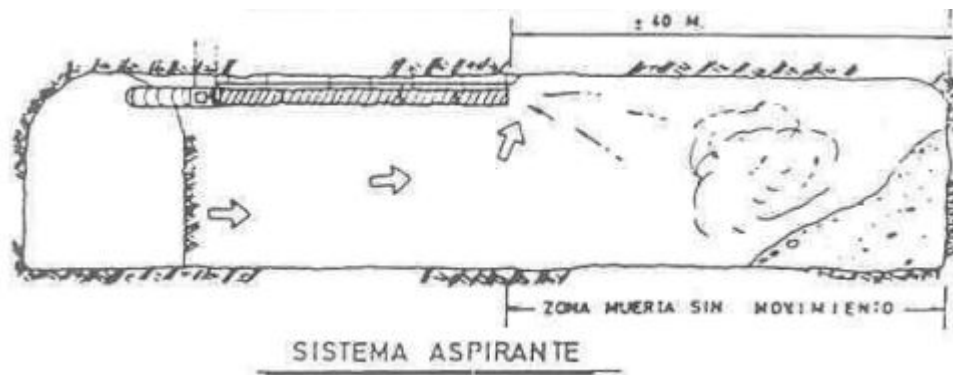


Figura 2.10: Esquema de un sistema aspirante (Andrade, 2008).

- Sistema combinado: Es la combinación de los dos sistemas anteriores, se utilizan dos ductos, uno de aspiración y otro de impulsión de aire.

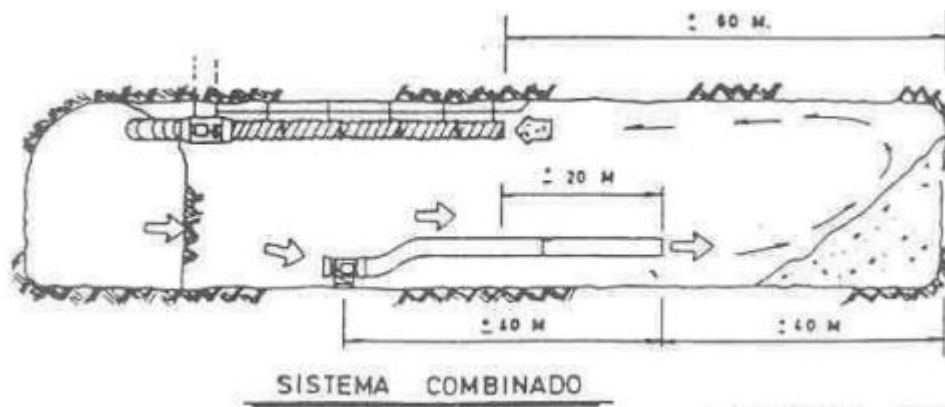


Figura 2.11: Esquema de un sistema combinado (Andrade, 2008).

2.2.6. Sistemas de control de ventilación bajo demanda

Ventilación bajo demanda, o VOD por sus siglas en inglés, es una organización del sistema de ventilación en la que el aire fresco se dirige sólo a aquellas áreas de la mina donde se requiere, en la cantidad necesaria para las operaciones mineras y para mantener condiciones de trabajo cómodas durante un período determinado de trabajo (Tran-Valade y Allen, 2013).

Este sistema de control de la ventilación no es un concepto nuevo, y ha sido estudiado por varios autores. Rustan discutió la regulación de la cantidad de aire fresco según la situación de los equipos diésel para minas suecas (Rustan, 1979). Pickering y Robinson describieron el monitoreo de los niveles de metano como parte integral de un sistema de recirculación de aire controlado en circuitos auxiliares y de distrito para minas de carbón en Reino Unido (Pickering y Robinson, 1984). McPherson en un discurso de apertura afirma que el control de ventilación se podía lograr en ese momento y que la idea de acoplar el monitoreo ambiental continuo con las funciones de planificación se remonta a la década de 1960 (McPherson, 1988). Hatakeyama en 1992 presentó un artículo que describe el análisis de redes en tiempo real basado en la entrada de múltiples anemómetros para incluir monitoreo de monóxido de carbono y gas metano, predicción de concentración y control para minas de carbón en Japón (Hatakeyama *et al.*, 1992). En el estudio de Hardcastle de 2006 se menciona que una mina estaba inactiva el 44 % del tiempo y que los ventiladores auxiliares operando en áreas específicas sólo necesitan operar el 20 % del tiempo (Hardcastle *et al.*, 2006). O'Connor demostró que instalar variadores de frecuencia en ventiladores podrían justificarse debido a los requisitos variables de aire y al aumento constante del flujo requerido a lo largo de la vida útil de la mina (O'Connor, 2008).

Como se mencionó anteriormente los costos eléctricos asociados a ventilación varían desde un 30 a un 70 % de los costos totales de energía eléctrica utilizada en una mina, por lo que la ventilación tiene un rol importante en los costos operativos. Generalmente al dimensionar el sistema de ventilación minera se hace pensando en el peor escenario posible, es decir, se calcula el flujo de aire requerido en la situación de máximo requerimiento, y además los ventiladores funcionan las 24 horas del día a velocidad constante. El funcionamiento del VOD parece simple, pero requiere la combinación de software avanzado y hardwares controlados electrónicamente acoplados con un sistema de monitoreo ambiental para monitorear continuamente la calidad del aire y ajustar el flujo cuando sea necesario.

Los componentes esenciales para la implementación de cualquier sistema VOD pueden incluir: un sistema de adquisición de datos, sistema de control de ventilación, proceso y control del sistema central y una instalación de comunicación.



Figura 2.12: Componentes esenciales de un sistema VOD (Pandey *et al.*, 2015).

Un típico sistema VOD cuenta con ventiladores principales con variadores de frecuencia, reguladores y puertas para controlar el flujo según la demanda. También se pueden tener ventiladores auxiliares operando con un sistema de encendido/apagado o con variadores de frecuencia que se conectan a los ventiladores principales mediante un transmisor de presión para ventilar áreas productivas específicas. De manera opcional se puede tener un sistema de etiquetado para los equipos y el personal con el fin de ventilar las áreas donde estos estén presentes o si se va a monitorear el entorno de trabajo de la mina se deben contar con sensores de gases. De esta manera se van configurando niveles según el grado de automatización. Tran-Valade and Allen (Tran-Valade y Allen, 2013) describieron 5 niveles de aplicación de VOD, los cuales pueden utilizarse de manera aislada o en combinación, estos niveles son:

1. Nivel 1: Control manual, los ventiladores pueden ser encendidos o apagados manualmente, puertas y reguladores pueden ser controlados y también se pueden instalar variadores de frecuencia en los ventiladores.
2. Nivel 2: Programación horaria, los cambios de ventilación ocurren mediante patrones ya programados según la hora del día y no son aplicados manualmente.
3. Nivel 3: Basado en eventos, los cambios de ventilación obedecen a la ocurrencia de eventos como el aumento de la concentración de un cierto contaminante, incendios, entre otros.
4. Nivel 4: Etiquetado, requisitos de ventilación basado en aspectos de control de calidad así como la posición y características de los vehículos operando en un sector.

5. Nivel 5: Ambiental, las redes responden automáticamente frente a cambios en las condiciones ambientales, por lo tanto se trata de un sistema de control de calidad en tiempo real utilizando sensores de gases, de polvo, de temperatura y de material particulado diésel.

Riesgos y desventajas de un sistema VOD

Si bien el concepto de VOD se remonta a la década de los años sesenta, no fue hasta la última década en la que se lograron avances e implementaciones exitosas gracias al desarrollo de la computación y de los sistemas de comunicación. Por lo tanto la ventilación on-demand es una tecnología reciente, y es por eso que, a pesar de que las investigaciones van en aumento con el transcurso de los años, aún existen pocas investigaciones que estimen los ahorros de costos que se pueden lograr, y las investigaciones que existen sólo son aplicables a la mina que se está evaluando debido a las condiciones particulares de la misma. Además la literatura existente sobre la implementación de la ventilación on-demand es aún limitada tal y como se puede ver en la figura 2.13, por lo tanto se debe prestar bastante atención en la etapa de implementación. Por todo lo anterior, se tiene como desventaja que existe un riesgo para los inversionistas si no se hace un estudio adecuado sobre la factibilidad de incorporar el sistema VOD en la operación. Por otro lado, para la incorporación de VOD se debe antes contar con

Software provider	Software	Mine	Company	Country	Level of implementation	Savings per year (CAD)	Estimated or Measured
ABB	800xA	Zinkgruvan	Lunding mining	Sweden		N/A	
ABB	800xA + Smart ventilation	Kristineberg	Boliden	Sweden		N/A	
ABB	800xA + Smart ventilation	Garpenberg	Boliden	Sweden		N/A	
ABB	800xA + Smart ventilation	Kankberg	Boliden	Sweden		N/A	
ABB	800xA	Malmberget	LKAB	Sweden		29%-40%	M
ABB	800xA	Kiruna	LKAB	Sweden		N/A	
ABB	800xA	Kittela	AngloEagle	Finland		N/A	
ABB	800xA	Totten	Vale	Canada	Manual	25%	M
ABB	800xA	Andina	Codelco	Chile	Manual	N/A	
Bestech	NRG1-ECO	Diavik	BHP	Canada	Manual, scheduling, environmental	600,000	E
Bestech	NRG1-ECO	Kidd Creek	Glencore	Canada	Manual and scheduling	N/A	
Bestech	NRG1-ECO	Coleman	Vale	Canada	Manual, scheduling, event based, environmental, tagging	N/A	
Bestech	NRG1-ECO	Fraser	Glencore	Canada	N/A	N/A	
Simsmart	SmartExec	Nickel Rim South	Glencore	Canada	Manual, scheduling, environmental, tagging	3,300,000	M
Simsmart	SmartExec	Eleonor	Goldcorp	Canada	Manual, scheduling, environmental, tagging	60%	

Figura 2.13: Resumen de implementaciones de softwares según literatura y proveedores (Acuña *et al.*, 2016).

un modelo preciso sobre el sistema de ventilación en funcionamiento, pues se debe conocer de antemano los efectos que se tiene al interior de la mina al variar la velocidad de los ventiladores o la apertura de las puertas, ya que por ejemplo un cambio en el regulador de algún nivel probablemente afecte también el flujo de aire de los demás niveles. Esto último no re-

sulta una tarea trivial, pues para generar un modelo preciso es necesario contar con múltiples sensores de presión y de flujo para realizar mediciones en diferentes puntos de la mina, y por supuesto tener estos sensores involucra mantenimiento y calibraciones que además del costo económico que éstos involucran requiere además gran trabajo y coordinación de manera constante pues este modelo debe estar en constante actualización debido a los cambios que experimenta la mina a medida que la operación avanza.

Retomando el tema de los costos de mantenimiento, estos resultan bastantes altos mientras mayor sea el nivel de implementación del sistema VOD, sobretodo con los niveles de implementación 4 y 5, es por esto que una práctica habitual es implementar primero un sistema VOD de nivel 1 o 2, pues los costos resultan muy atractivos al tener poco o nada de automatización, para luego invertir en actualizar el sistema de ventilación por uno de mayor complejidad.

Un problema o dificultad que podría encontrarse en la implementación de un sistema VOD resulta ser la integración con los sistemas de comunicación ya existentes en la mina, por lo que es necesario considerarlo. Un ejemplo exitoso se tuvo en la mina Andina, de Codelco, en la cual se logró implementar este sistema junto con su sistema denominado Dispatch, el cual es el encargado de ubicar los equipos LHD y camiones.

Otra desventaja a considerar corresponde al retardo de tiempo entre el ajuste de la velocidad de los ventiladores o, los reguladores; y que el circuito de ventilación alcance el estado de equilibrio, el cual puede tardar hasta 10 minutos para el caso de minas de gran tamaño, por lo que es posible que las emisiones de algún equipo diésel entrando a un sector no puedan ser diluidas al momento, a menos que se cuente con un sistema de etiquetado de equipos de manera de poder realizar los cambios correspondientes antes del ingreso del equipo al sector en cuestión. Esto por supuesto eleva los costos de implementación.

2.3. Energía solar fotovoltaica

2.3.1. Radiación Solar

Es el conjunto de radiaciones electromagnéticas que emite el sol. Abarca desde el espectro infrarrojo hasta el ultravioleta, sin embargo, no toda la radiación del sol alcanza la superficie ya que la atmósfera, fundamentalmente el ozono, es capaz de absorber los rayos ultravioletas de longitudes de onda más cortas. La radiación que alcanza la Tierra se denomina irradiancia y se mide en W/m^2 .

Al atravesar la atmósfera la radiación solar experimenta los fenómenos de absorción, reflexión y difusión que hacen disminuir la intensidad con la que alcanza la superficie terrestre, de esta manera podemos definir 3 tipos de radiación: directa, difusa y reflejada. La directa es la que llega directamente del sol sin haber experimentado ningún tipo de reflexión, absorción o

reflexión. Luego tenemos la radiación difusa la cual corresponde a la radiación que pasó por un proceso de absorción y difusión al atravesar la atmósfera y por último la radiación reflejada corresponde a la radiación, tanto directa como difusa, reflejada en todas las superficies. La suma global de las 3 radiaciones corresponde a la radiación global y es la que se puede aprovechar para su transformación en energía eléctrica. Por supuesto la radiación solar global

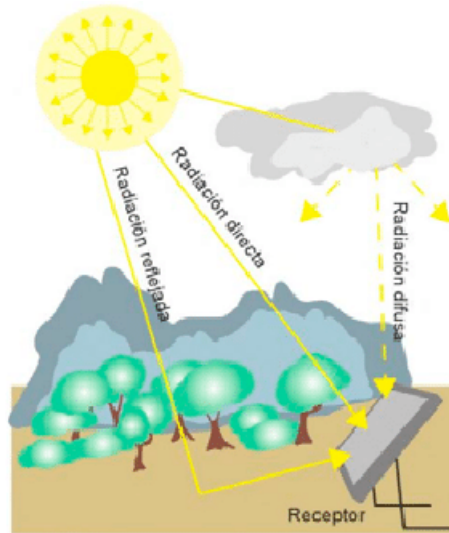


Figura 2.14: Tipos de radiación solar (García Garnica *et al.*, 2018).

no es constante, varía tanto geográficamente debido a las condiciones atmosféricas y a la inclinación del planeta Tierra. Además, varía durante el tiempo pues debido a la inclinación del planeta existe una mayor distancia entre el sol y la Tierra en invierno y una menor distancia en verano. Incluso hay variaciones durante el mismo día debido a la rotación del planeta. En las siguientes figuras se muestran las variaciones que tiene esta radiación tanto geográfica como temporal.

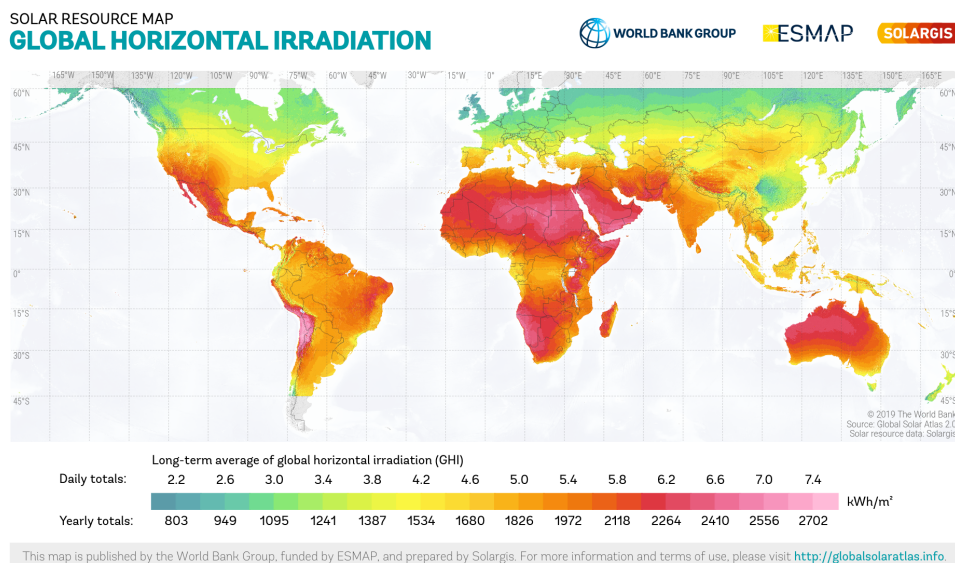


Figura 2.15: Irradiancia global horizontal en el mundo (The World Bank, 2017).

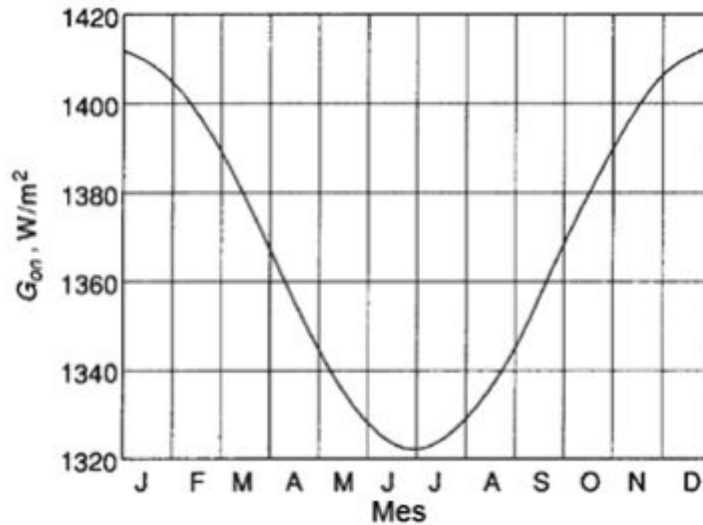


Figura 2.16: Variación típica de la irradiancia a lo largo del año (Carrasco, 2020).

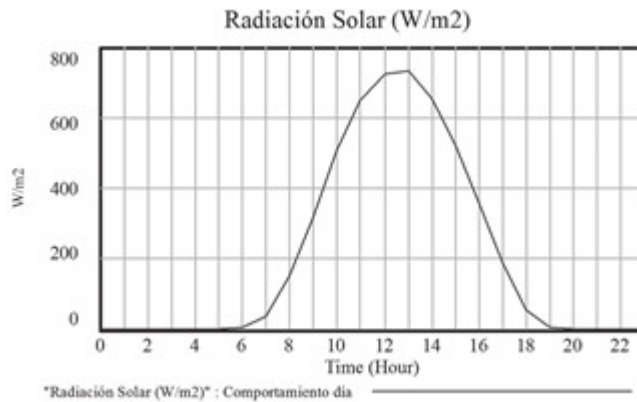


Figura 2.17: Variación típica de la radiación solar durante el día (Molina *et al.*, 2016).

2.4. Sistemas fotovoltaicos

Se define como sistema fotovoltaico al conjunto de componentes mecánicos, eléctricos y electrónicos destinados para captar la energía disponible del sol y transformarla en energía eléctrica para utilizarla libremente en cualquier aplicación.

El panel o módulo fotovoltaico es la base de los sistemas fotovoltaicos, cada módulo genera una corriente eléctrica continua de 12 o 24 V. Por lo tanto, para diseñar un sistema fotovoltaico se deben interconectar varios paneles solares de manera de satisfacer los parámetros de la instalación. Esta interconexión puede hacerse en paralelo o en serie, si se realiza en serie la intensidad de corriente se mantiene, pero la tensión o voltaje aumenta proporcionalmente con el número de paneles, mientras que paneles conectados en paralelo ocurre lo contrario, el

voltaje se mantiene y la intensidad de corriente aumenta proporcionalmente con el número de paneles. De esta forma se realizan conexiones en serie formando una rama de paneles y esta rama a su vez se conecta en paralelo con otras ramas con el fin de cumplir con la intensidad y voltaje requeridos. Los sistemas fotovoltaicos pueden dividirse en dos categorías: aislados o conectados a la red.

2.4.1. Sistemas fotovoltaicos on-grid o conectados a la red

Los sistemas on-grid son aquellos sistemas fotovoltaicos que están conectados a la red de distribución eléctrica. Por lo tanto estos sistemas son capaces de generar energía eléctrica y de consumirla pero con el respaldo de la red eléctrica en caso de que el consumo sea mayor que la generación de los paneles. Los principales componentes son: los paneles, el inversor, contador de energía bidireccional y elementos de protección del circuito.

En la figura 2.18 se muestra un esquema de este tipo de sistema fotovoltaico para el caso de una instalación en un hogar, pero los componentes son los mismos para instalaciones de gran envergadura.

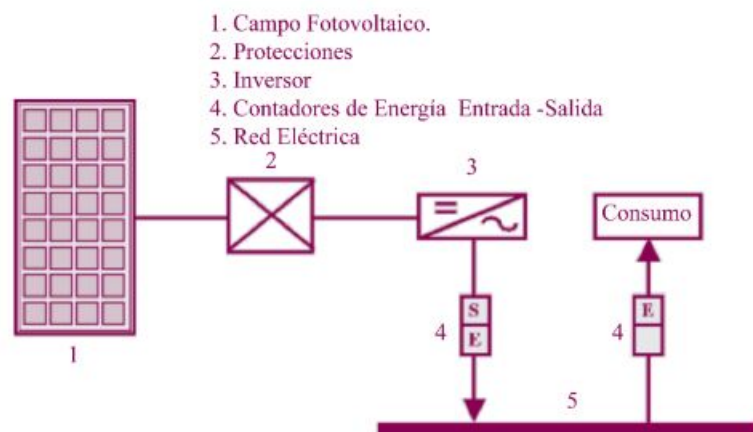


Figura 2.18: Esquema de un sistema fotovoltaico on-grid (Ente Regional de la Energía de Castilla y León, 2004).

La principal limitación de este tipo de sistema es que en caso de una desconexión o corte con la red de distribución eléctrica el sistema no es capaz de generar energía para alimentar a los equipos, esto se debe a que el inversor sólo puede funcionar cuando está conectado a la red.

2.4.2. Sistemas fotovoltaicos off-grid o aislados

Los sistemas off-grid hacen referencia a aquellos sistemas fotovoltaicos que no cuentan con conexión a la red eléctrica y que por lo tanto cuentan con un conjunto de baterías para poder suministrar durante la noche la energía generada durante el día, lo que lo hace sistemas autónomos e independientes. Estas instalaciones suelen ubicarse en zonas remotas donde no

existe acceso a la red y debido al mayor costo que se tiene al almacenar energía estos sistemas son más costosos que los sistemas on-grid. Los principales componentes son: paneles solares, regulador de carga, baterías, inversor y elementos de protección del circuito.

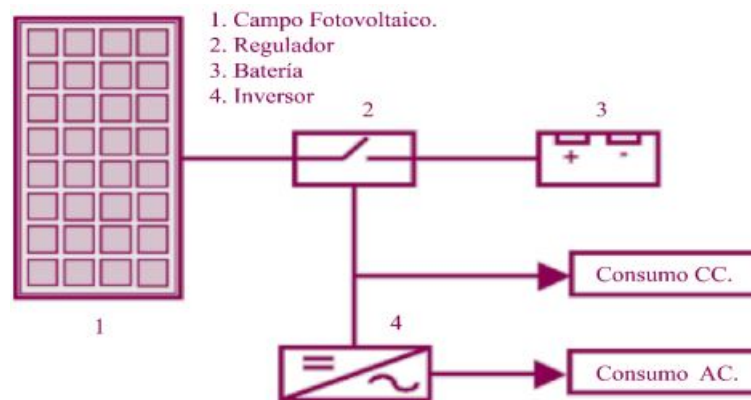


Figura 2.19: Esquema de un sistema fotovoltaico off-grid.(Ente Regional de la Energía de Castilla y León, 2004).

2.5. Componentes de un sistema fotovoltaico

2.5.1. Paneles solares

La unidad básica de un panel fotovoltaico es la célula fotovoltaica, estas células están conectadas en serie formando el denominado panel fotovoltaico, el cual puede tener un voltaje de 12 o 24 V dependiendo de la cantidad de células conectadas por panel. Los paneles tienen la siguiente estructura:

1. Marco: Protege el panel frente a agentes atmosféricos.
2. Cristal: Otorga resistencia a los golpes.
3. Encapsulado: Se utiliza como aislante térmico
4. Celdas solares: Transforman la luz solar en energía eléctrica.
5. Cubierta posterior: Protege frente a agentes atmosféricos y humedad.
6. Caja de conexiones: Permite la conexión de los paneles entre sí.



Figura 2.20: Estructura de un panel fotovoltaico (Romero, 2019).

Además se tienen 3 tipos de paneles solares según la estructura de las células solares:

1. Monocristalino: Formado por silicio de alta pureza presenta una estructura ordenada. La eficiencia del panel es del 17 %.
2. Policristalino: En estos paneles se tienen variados cristales con diferente forma y orientación. Son más baratos que los monocristalinos y su eficiencia está entre el 11 y el 15 %.
3. Amorfo: También conocido como panel de capa fina, es de color marrón y ceniza oscuro, no presenta una estructura cristalina ordenada. Tiene una eficiencia entre un 6 y un 8 %. Útil debido a su flexibilidad.

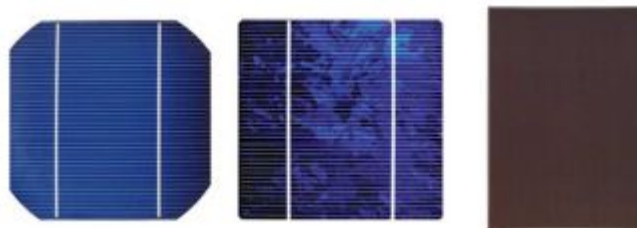


Figura 2.21: Tipos de paneles solares. De izquierda a derecha: monocristalino, policristalino y amorfo (Mohammad Bagher *et al.*, 2015).

2.5.2. Estructura de soporte

Para que el panel entregue la máxima potencia este debe estar situado de tal manera que los rayos solares golpeen su superficie de manera perpendicular, sin embargo, debido a la rotación del planeta, el sol se mueve de manera aparente durante el día. De lo anterior es que surgen paneles montados sobre estructuras móviles capaces de seguir el movimiento del sol con el fin de entregar la máxima potencia posible durante todo el día. Por lo tanto, se tienen dos tipos de estructura:

1. Estructura fija: No tiene partes móviles, generalmente de acero galvanizado. El ángulo de inclinación es ajustable pero fijo.

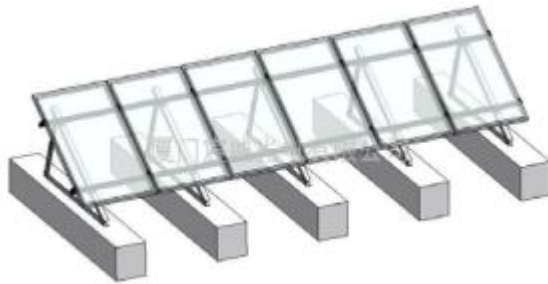
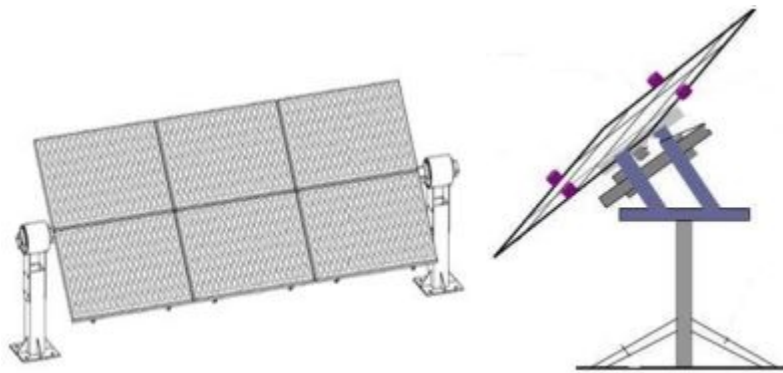


Figura 2.22: Paneles fijos montados en el suelo.
(Ni *et al.*, 2015).

2. Estructura móvil: Estas estructuras permiten seguir el movimiento aparente del sol aumentando la eficiencia de los paneles solares. Existen dos tipos: seguidores de un eje y de dos ejes. Las primeras permiten variar sólo la inclinación de los paneles mientras que los seguidores de dos ejes adicionalmente pueden moverse lateralmente.



a Sistema de seguimiento de un solo eje. b Sistema de seguimiento de de dos ejes.

Figura 2.23: Tipos de estructuras móviles (Ni *et al.*, 2015).

Incluir un sistema de seguimiento de doble eje sólo aumenta el rendimiento entre un 3 y un 4 % frente a los sistemas de un sólo eje, además son más caros y presentan mayor cantidad de problemas, por lo tanto, hasta el momento siguen siendo la mejor opción los sistemas de seguimiento con sólo un eje.

2.5.3. Inversor

La corriente generada por los paneles solares es continua, por lo tanto, es necesario integrar un inversor, el cual es un dispositivo capaz de transformar la corriente eléctrica continua

en corriente alterna para poder inyectarla a la red o utilizarla en los equipos que la requieran. Además, el inversor cumple la función de mantener un voltaje constante en el lado de la corriente alterna. Existen diferentes tipos de inversores dependiendo del tipo de instalación, todos cumplen la función de convertir la corriente continua en alterna, sin embargo, se distinguen entre sí al incorporar funciones adicionales. Está fuera del alcance de esta investigación describir los tipos, por lo que sólo se mencionarán: inversores on-grid, inversores aislados, híbridos y micro inversores.

A continuación se muestra una fotografía de un inversor pequeño de sólo 10 kW sólo a modo de ejemplo, pues para escalas grandes estos aparatos son de gran tamaño.



Figura 2.24: Ejemplo de inversor de pequeña escala (Park *et al.*, 2020).

2.5.4. Regulador de carga

En instalaciones en las cuales se tenga un inversor normal que no tenga la función de regular la carga se debe incorporar un regulador de carga el cual es un dispositivo electrónico que precisamente se encarga de regular el voltaje e intensidad de la corriente destinada hacia las baterías. Cumple principalmente 3 funciones:

1. Protege a las baterías contra la sobrecarga o descarga profunda.
2. Proteger a las baterías de las sobretensiones.
3. Evitar el vertimiento nocturno de la energía almacenada en las baterías sobre los generadores fotovoltaicos.

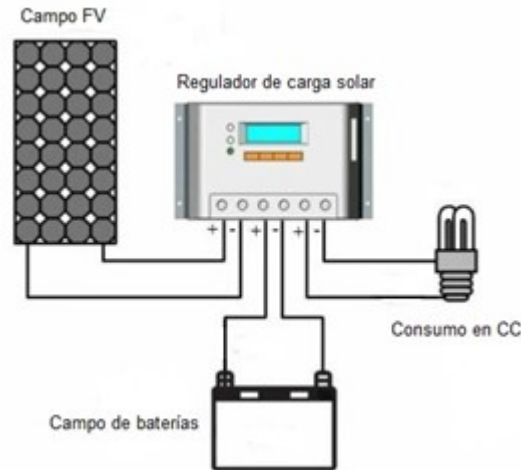


Figura 2.25: Esquema de un sistema fotovoltaico con Regulador de Carga (Insa, 2018).

2.5.5. Contador de energía bidireccional

Es un componente fotovoltaico para sistemas on-grid (con conexión a la red) encargado de medir la energía que fluye en el sistema en las dos direcciones: la energía demandada del sistema desde la red y la energía producida del sistema que se inyecta a la red. Permite por lo tanto realizar un balance entre la generación y el consumo.

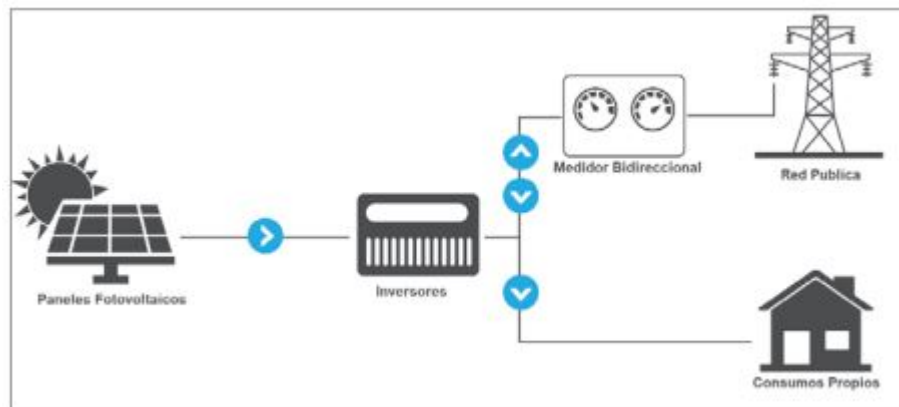


Figura 2.26: Configuración del contador bidireccional dentro de un sistema fotovoltaico (Carrasco, 2018).

2.6. Situación actual de Chile

Chile tiene condiciones geográficas privilegiadas en el mundo para la instalación de centrales fotovoltaicas, pues en el norte existe una alta irradiancia, de $275 \frac{W}{m^2}$ (Energías Renovables, Ministerio de Energía, 2019) y además posee los cielos más despejados del mundo. Por lo anterior no resulta extraño el explosivo aumento de centrales fotovoltaicas en los últimos años tal y como se puede apreciar en la figura 2.27. En el año 2021 la capacidad instalada ascendió

a 4936 MW, lo que representa más de un 52 % de participación de la capacidad total.

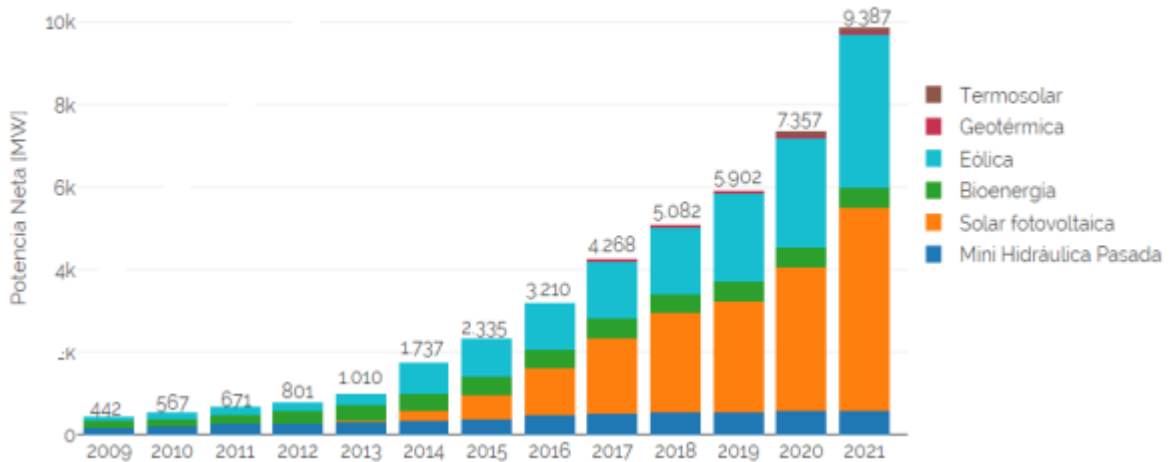


Figura 2.27: Evolución de la capacidad instalada de las centrales de producción de energía en Chile (ACERA, 2021).

Desde el punto de vista ambiental la incorporación de energía solar reduce considerablemente las emisiones de dióxido de carbono, cuya disminución también ha tenido un aumento a lo largo de los años como se aprecia en la figura 2.28.

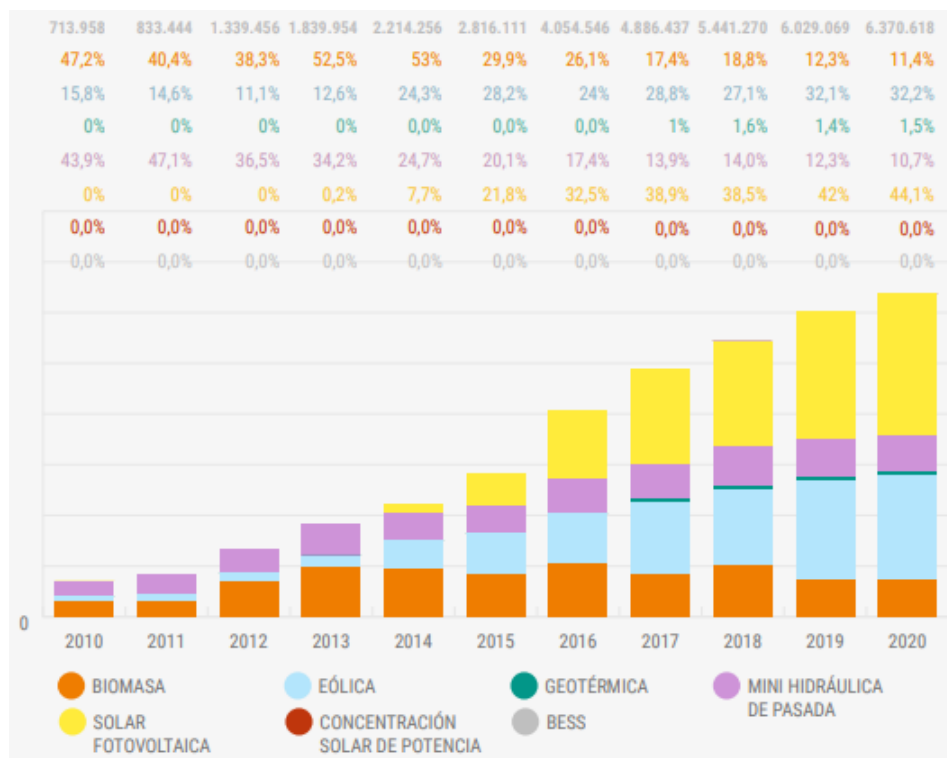


Figura 2.28: Evolución de la reducción de emisiones por ERNC conectados a la red de transmisión (Goharriz et al., 2020).

Considerando lo importante que es la minería en nuestro país, pues esta actividad es responsable del 11.2 % del PIB nacional (Consejo Minero, Marzo 2022), surge la oportunidad de incorporar este tipo de ERNC. Cochilco en su estudio "Uso de Energías Renovables en la Minería del Cobre 2021" estima que el potencial de uso de ERNC (principalmente eólica y solar) respecto de la demanda total de electricidad es de un 15 %. En la actualidad existen ya varias empresas que cuentan con iniciativas para incorporar energías renovables, las cuales pueden ser de uso directo o mediante contratos PPA.

En la tabla 2.1 se muestran algunos de las iniciativas que existen en la actualidad en la minería chilena.

Tabla 2.1: Proyectos de energía solar en la minería chilena (Brantes y Cantallos, 2022).

Minera	Proyecto solar	Tipo de integración
Los Bronces, Anglo American	Planta Fotovoltaica sobre relaves, Las Tórtolas	Directo
Cerro Dominador	Fotovoltaica y Concentración Solar (CSP)	Directo
Los Pelambres, AMSA	Planta Fotovoltaica Javiera	PPA
Los Pelambres, AMSA	Planta Fotovoltaica Conejo Solar	PPA
Collahuasi	Planta Fotovoltaica Pozo Almonte 1,2,3	PPA 20 años
Quebrada Blanca	Planta Fotovoltaica Andes Solar AES Gener	PPA 20 años
ENAMI	ACCIONA, Energías Renovables y Plantas Fotovoltaicas Conejo Solar y Almeyda	PPA

2.7. Sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS)

Un sistema BESS es imprescindible para zonas aisladas donde no se cuente con conexión a la red, ya que debido a la naturaleza de la energía solar se tiene una intermitencia en la generación de energía (en las noches no hay producción). Las baterías acumulan el exceso de energía producida durante el día para ser consumida durante la noche y por lo tanto permiten el suministro continuo de energía sin interrupciones indeseadas.

Pero un sistema BESS no sólo se utiliza en zonas aisladas, también es posible utilizarlo en centrales con conexión a la red otorgando mayor versatilidad al sistema dando origen a centrales híbridas. Con las baterías es posible almacenar energía de la red en un horario de

menor consumo, es decir con un precio de la energía más barato y utilizarla en horarios donde el precio de la energía sea más alto, además las baterías sirven como sistema de control de la tensión así como también asegurar que no existan intermitencias.

2.7.1. Componentes de un BESS

1. Sistema de baterías
 - a) Baterías arregladas en serie y/o en paralelo formando un banco de baterías.
 - b) Equipamiento auxiliar conformado por elementos de protección y de interconexión entre ellas.
 - c) Sistema de gestión de las baterías (BMS) para mantener los parámetros de ellas dentro de los rangos normales.
2. Dispositivos de protección y aislación como fusibles, relés, borneras, sistemas de ventilación, entre otros.

2.7.2. Tipos de Baterías

Existen varios tipos de baterías, algunas en plena fase de desarrollo, por lo que se mencionarán los dos tipos principales que se suelen utilizar a gran escala.

2.7.2.1. Baterías de Plomo-Ácido

Es la tecnología de baterías recargable más madura. Consiste en dos electrodos de plomo de diferente polaridad inmersos en ácido sulfúrico como electrólito. Tiene la ventaja de ser las de menor costo, tienen diferentes tamaños y su eficiencia está en torno al 70 %, sin embargo, cuenta como desventaja principal el tener un bajo ciclo de vida, entre 50 y 500 ciclos además de problemas de seguridad al ser posible el derrame del electrólito.

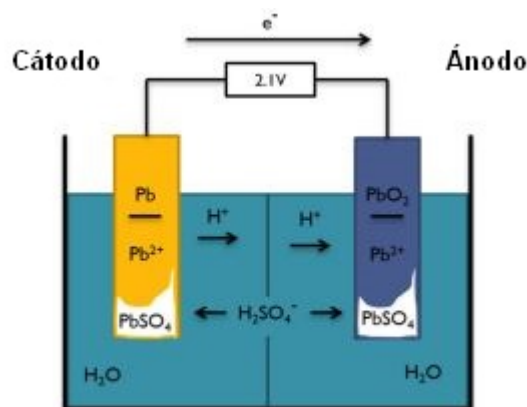


Figura 2.29: Ilustración de una batería de plomo-ácido (Huang *et al.*, 2015).

2.7.2.2. Baterías de Litio

Esta tecnología ha presentado un gran crecimiento durante los últimos años gracias a aplicaciones a gran escala como los vehículos solares. Este tipo de batería cuenta con una excelente relación volumen, capacidad energética y masa alcanzando una alta densidad energética. Son baterías muy sensibles a la temperatura por lo que van acompañados de un sistema de gestión de baterías (BMS). Hay dos tipos de baterías de litio usadas ampliamente.

1. Litio-polímero (LiFePO₄-LiFeYPO₄)

- Tienen una alta capacidad de descarga, ideal para aplicaciones donde se requiera suministrar energía rápidamente.
- Son más seguras a altas temperaturas.
- En formatos de 12,24 y 48 V.

2. Iones de litio

- Caracterizadas por poseer una mayor densidad energética.
- Son más delicadas, ya que existe peligro de incendio y/o explosión si se operan fuera de los rangos normales.
- En formatos de 48 y 360-400 V.

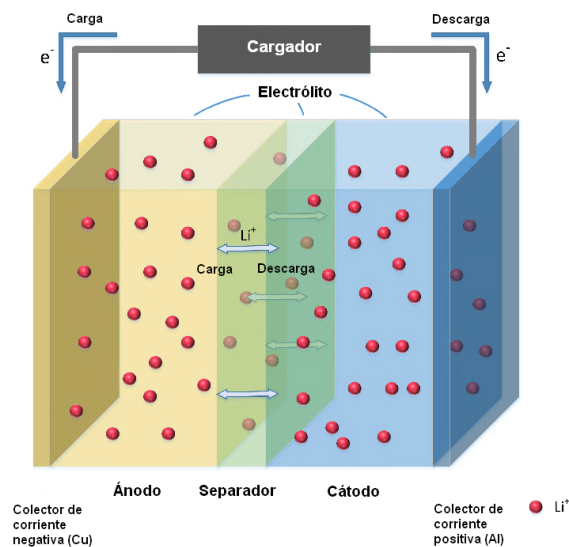


Figura 2.30: Ilustración de una batería de ion litio (Zhang *et al.*, 2018).

2.7.3. Integración con energías renovables no convencionales

La principal utilidad de utilizar sistemas de almacenamientos en centrales de ERNC corresponde a disminuir las intermitencias en la producción. Sin embargo se tienen otros beneficios los cuales son los siguientes:

1. Consolidación de la potencia

Permite a la central generadora de energía adoptar una potencia de salida gestionable mediante las baterías permitiendo aumentar o disminuir la producción de la central para adaptarse al perfil de consumo tal y como se ve en la siguiente imagen.

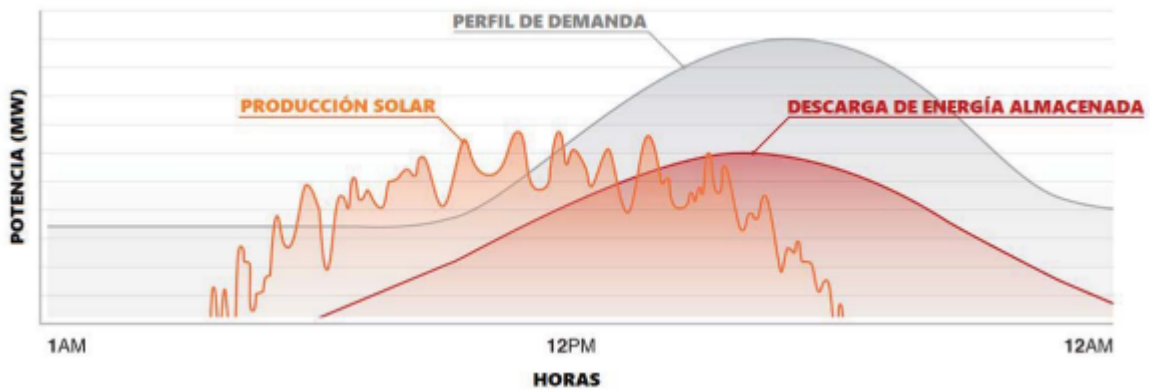


Figura 2.31: Representación gráfica de la aplicación de consolidación de la potencia (Paz, 2018).

2. Disminución del vertimiento de ERNC

La inyección de energía hacia la red ha presentado importantes pérdidas causadas por restricciones en la transmisión, sin embargo mediante las baterías es posible mitigarlo almacenando la energía producida por la central en momentos donde no sea posible inyectarla a la red hasta que esta última vuelva a estar operativa para recibir energía.

3. Control de rampa

Es la capacidad de manejar las variaciones de la demanda y la generación con el fin de proteger la estabilidad en la red eléctrica.

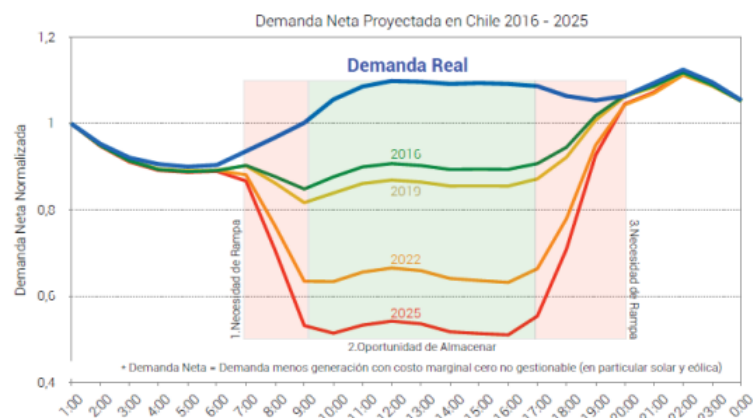


Figura 2.32: Curva de pato y desafíos de la integración renovable con rampas (Paz, 2018).

4. Arbitraje

Mediante baterías se puede almacenar la energía en horarios de baja demanda (y por lo tanto con precios más bajos) e inyectarla en horarios con mayor demanda y precio.

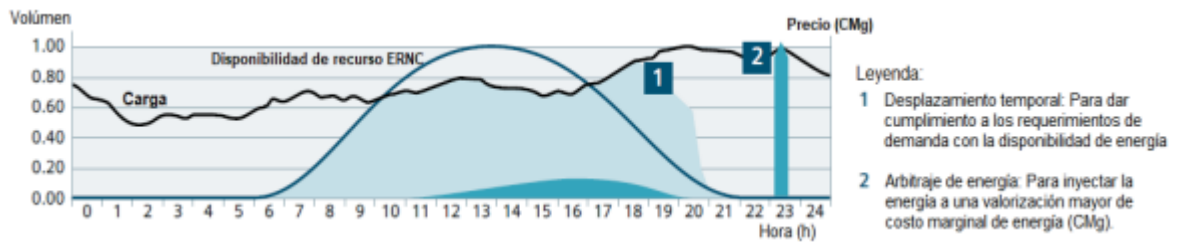


Figura 2.33: Aplicación de arbitraje de energía para una central ERNC (Paz, 2018).

Capítulo 3

Metodología

3.1. Caracterización de la mina

3.1.1. Método de explotación

Lo primero es definir el tipo de método de explotación de la mina a considerar así como su tamaño para poder evaluar la incorporación de energía solar en el proceso de ventilación. Por economías de escala se evaluará una mina de cobre de gran tamaño, con un ritmo de extracción entre 65.000 y 75.000 toneladas diarias, explotada mediante block caving en su variante de macro bloques tal y como se explota actualmente la mina Chuquicamata subterránea (aunque el análisis de esta investigación puede ser válido para cualquier otra mina metálica explotada de manera similar). Existen dos razones para utilizar este método de explotación, el primero es que Chile cuenta con basta experiencia en explotaciones basadas en Caving, y por otro lado al escoger la variante de macrobloques resulta más sencillo poder identificar las fases productivas y presenta además menos interferencias operativas que con otras variantes de block caving, esto último resulta de vital importancia a la hora de estimar el perfil de flujo de aire requerido en la mina.

La mina tendrá los niveles subterráneos típicos, los cuales son:

1. Nivel de hundimiento.
2. Nivel de producción.
3. Nivel de inyección de aire.
4. Nivel de extracción de aire.
5. Nivel de transporte intermedio.
6. Nivel de transporte principal.
7. Nivel de chancado.

3.1.2. Proceso de extracción

A nivel macro, el proceso de extracción consiste en primero realizar los desarrollos de un macrobloque con todos sus niveles, luego socavar toda el área del macrobloque previamente desarrollado y finalmente dar inicio a la producción. Se recuerda que al mismo tiempo existirán macrobloques en estas distintas fases de manera de generar un proceso continuo de extracción sin interrupciones.

Por otro lado, dentro del macrobloque el proceso de extracción a grandes rasgos inicia con el camión LHD extrayendo el mineral desde los puntos de extracción y transportandolo hacia piques de vaciado ubicados aproximadamente a 300 m. El mineral es chancado en el nivel correspondiente y luego transportado mediante correas colectoras hacia el nivel de transporte principal, nivel el cual recibe el mineral proveniente de todos los macrobloques. Finalmente, mediante correas transportadoras nuevamente, el mineral es dirigido hacia la superficie.

3.1.3. Localización geográfica

Se escoge como localización genérica el lugar cuyas coordenadas son -22.4795,-68.7976 (latitud y longitud respectivamente), lo anterior basado en la figura 3.1 la cual muestra la cantidad de irradiancia solar a través de Chile. En particular en la zona elegida el recurso solar es alto y además se ubica en una región con alta actividad minera, lo cual lo hace una zona factible para evaluar un proyecto fotovoltaico asociado a la minería.



Figura 3.1: Irradiancia solar en Chile (Ministerio de Energía, sf).

3.2. Estimación del flujo requerido

Como primera aproximación al problema se debe estimar el flujo de aire requerido al interior de la mina, para esto se procederá a dividir la mina en sectores, algunos con un flujo considerado constante, mientras que otros, específicamente los macrobloques, tendrán un consumo variable a lo largo del tiempo.

Tabla 3.1: Flujo de aire requerido en los sectores de la mina.

Sector	Flujo (m ³ /min)
Correas nivel intermedio	5,660
Correas colectoras	3,679
Correa principal	9,622
Chancadores	2,830
Accesos principales	9,622
Infraestructura	20,000
Macrobloque en producción	Variable
Macrobloque en socavación	Variable
Macrobloque en desarrollo	Variable

Para el caso de los macrobloques la metodología consiste en enumerar las etapas del ciclo de cada macrobloque, cuantificar sus tiempos en el ciclo, la cantidad de equipos y finalmente considerando que se deben suministrar 2.83 m³/min por cada HP de potencia calcular el flujo de aire. A este valor se le añade un 30 % para cubrir posibles pérdidas. En las tablas 3.2, 3.3 y 3.4 se muestran las etapas involucradas para los correspondientes macrobloques, su duración y los equipos utilizados.

Tabla 3.2: Actividades del ciclo de desarrollo de un macrobloque aproximado en horas (Herazo, 2018).

Actividades	Tiempo (horas)	Equipo
Descanso	6	-
Drilling	2	Jumbo
Charging	1	Plataforma móvil
Blasting	1	-
Mucking	4	LHD
Scaling	1	Plataforma móvil
Bolting	2	Jumbo
Grouting	2	Plataforma móvil
Meshing	2	Plataforma móvil
Hilteo	2	Plataforma móvil
Shotcreting	1	Roboshot

Para el caso del macrobloque en socavación se tienen dos ciclos ejecutándose a la vez, un ciclo de apertura de bateas seguido de otro ciclo de socavación de área. El primero ocurre en el nivel de producción y el segundo ocurre en el nivel de hundimiento. Primero se deben abrir las bateas para luego socavar el área sobre estas, por lo tanto se superpondrán estos dos ciclos pero con un desfase de dos meses de modo de comenzar a socavar las primeras paradas 2 meses después de abiertas las primeras bateas. Por otro lado el macrobloque tiene 51 bateas y 32 medias bateas, lo anterior tiene como consecuencia que el tiempo que se tarda en abrir media batea es diferente que para el caso de una batea completa, por lo tanto se hará la distinción entre las dos como se observa en la tabla 3.4. Para el caso del macrobloque en

Tabla 3.3: Actividades del ciclo de incorporación de área que forma parte de la socavación de un macrobloque (Galilea, 2017).

Actividad	Equipo	Tiempo (horas)
Perforación de tiros radiales socavación	Jumbo	82
Descargue y reposición de malla, preparación tapado	Plataforma móvil	8
Medición y soplado de tiros radiales	Plataforma móvil	8
Repaso de tiros radiales	Jumbo	4
Carguío de explosivo en pozos radiales de socavación	Plataforma móvil	8
Tronadura de socavación	-	1
Carguío material tronado desde NH	LHD 9 yd3	12
Carguío material tronado desde NP	LHD 13 yd3	24

producción, se considera que sólo habrá un equipo LHD en una calle, por lo que el flujo es constante en las horas operativas, sin embargo en las horas no operativas no habrán equipos LHD trabajando por lo que se disminuye el flujo al mínimo, el cual se considera de 6 m³/s. Por último, se muestran los horarios de cambio de turnos y los de colación, el resto de horas corresponden a las horas efectivas de operación. Cabe señalar que las tronaduras sólo se realizarán en horario de cambio de turno.

Tabla 3.5: Horarios de inactividad (Galilea, 2017).

Actividad	Horario
Colación	Entre las 02:00 y 3:00; y entre las 14:00 y las 15:00 hrs.
Cambios de turno	Entre las 06:00 y 8:00; y entre las 18:00 y las 20:00 hrs.

Por último en la tabla 3.6 se muestra la potencia de los equipos utilizados que serán la base

Tabla 3.4: Actividades del ciclo de apertura de bateas que forma parte de la socavación de un macrobloque (Galilea, 2017).

Actividad	Equipo	Tiempo batea	Tiempo Media Batea
Perforación de chimenea piloto	Blindhole	108	108
Perforación de tiros radiales bateas	Jumbo	28	22
Medición y soplado de tiros batea	Plataforma móvil	12	9
Repaso tiros batea	Jumbo	1	1
Carguío de explosivo en pozos batea	Plataforma móvil	12	9
Tronadura batea	-	1	1
Carguío de material tronado	LHD	12	10

del cálculo del flujo de aire.

Tabla 3.6: Equipos considerados y su potencia.

Fuente: Elaboración propia basado en equipos existente en el mercado.

Equipo	Potencia (HP)
Jumbo radial	121
Manipulador telescópico	99
LHD 9 yd3	286
LHD 13 yd3	409
Blindhole	eléctrico

3.3. Estimación de la potencia

3.3.1. Potencia ventilación principal

Para cuantificar el perfil de consumo de electricidad a partir del perfil del flujo de aire se estimará primero la potencia máxima mediante el uso de la tabla 3.2 que da cuenta del diseño de los ventiladores en el nuevo nivel minas de la mina El Teniente. Una vez obtenida la potencia máxima, junto con el flujo que le corresponde, se calcula el consumo en el resto de horarios mediante la ecuación 3.1 derivada de la leyes de los ventiladores.

$$Pot(t) = Pot_{max} \cdot \frac{flujo(t)^3}{flujo_{max}^3} \quad (3.1)$$

Ecuación 3.1: Ecuación derivada de la ley de los ventiladores.

Principal Exhaust Fans			Principal Intake Fans		
Static Pressure (kPa)	Airflow (m ³ /s)	Power ¹ (kW)	Static Pressure (kPa)	Airflow (m ³ /s)	Power (kW)
2.4	383	1226	2.4	480	1550
2.2	419	1228	2.4	491	1583
2.2	419	1230	2.4	491	1585
2.1	427	1197	2.4	477	1527
2.0	442	1177	2.4	497	1491
2.0	434	1159	2.4	480	1537
1.9	487	1234	2.4	480	1535
1.9	494	1252	2.4	493	1577
2.1	444	1242			
TOTAL	3949	10945		3889	12385

Figura 3.2: Diseño de la potencia de ventiladores principales de Teniente (Donoso *et al.*, 2012).

La ecuación anterior en pocas palabras señala que la energía consumida es proporcional al cubo del flujo, por lo que la reducción de tan sólo un 10 % en el flujo genera una reducción en el consumo de un 27.1 %. De esta forma se genera un perfil de consumo eléctrico anual en pasos de 1 hora.

3.3.2. Potencia ventiladores secundarios

Calcular la cantidad y potencia de los ventiladores auxiliares se torna complejo pues va a depender de las condiciones particulares de una mina haciendo necesario contar con un diseño para realizar simulaciones con software. Como esta investigación es de carácter general sin la utilización de softwares se hará la aproximación que lo que se consume en ventilación secundaria es igual a la mitad de lo que se consume en ventilación principal en condiciones normales de funcionamiento, esto quiere decir sin control de ventilación bajo demanda (Mine-tek, 2022). Existe poca información al respecto sobre el desglose del consumo de ventilación, sin embargo a nivel de diseño en el nuevo nivel minas de El Teniente se cumple también la relación anterior (Donoso *et al.*, 2012).

Sin embargo el consumo de estos ventiladores será máximo en los horarios de actividad dentro de la mina, en cambio en el resto de horarios (colaciones y cambios de turno) se apagarán los ventiladores secundarios. Para hacer un análisis más conservador y cercano a la realidad se considerará que sólo un 80 % de los ventiladores podrán ser controlados a la vez y por lo tanto, simplificando el cálculo, en horarios de inactividad el consumo se verá disminuido al 20 %.

3.4. Estimación de costos

3.4.1. Costo de inversión de la central

Se parte del hecho de que el costo de una central fotovoltaica con almacenamiento por baterías no es la suma de los costos de la central fotovoltaica y del BESS por separado pues existen ahorros debido a labores y equipos en común. Lo primero será cuantificar los costos de la central fotovoltaica y el sistema de almacenamiento de baterías por separado, y luego estimar los ahorros que se tienen al juntar los dos en un mismo espacio. En la figura 3.3 se muestra el costo unitario por kW de potencia de una central fotovoltaica según NREL.

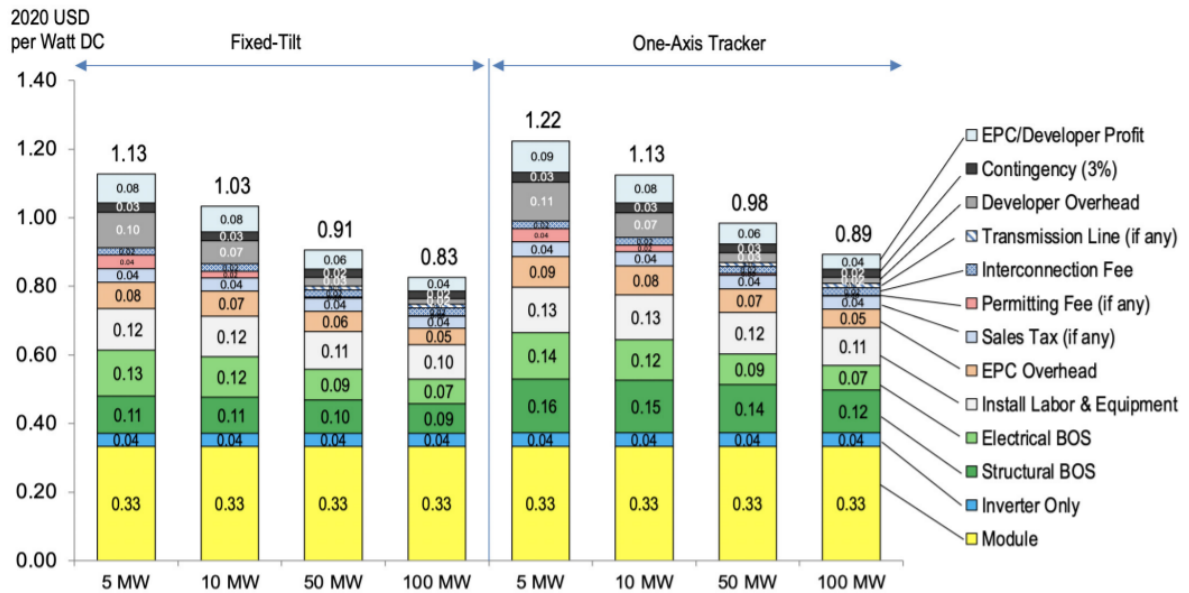


Figure 11. Q1 2021 U.S. benchmark: Utility-scale PV total cost (EPC + developer), 2020 USD/W_{DC}

Figura 3.3: Costo de inversión por kW de una central fotovoltaica (Ramasamy *et al.*, 2021).

Por otro lado en la figura 3.4 se tienen los costos del sistema de almacenamiento de energía junto con la central. Los costos del BESS se pueden dividir en el costo de la batería, la cual depende de la cantidad de kWh, mientras que por otro lado se tiene el costo del inversor y otros costos asociados como la instalación que se consideran dependiente de la potencia del BESS en kW. Al acoplar se puede observar que dentro de la estructura de costos, los costos asociados a los paneles y a las baterías son constantes, por lo que son el resto de costos los que se ven reducidos, específicamente se reducen un 12.9%. Dividiendo los respectivos costos por la capacidad de almacenamiento o la potencia según corresponda se tienen los siguientes costos unitarios mostrados en la tabla 3.7.

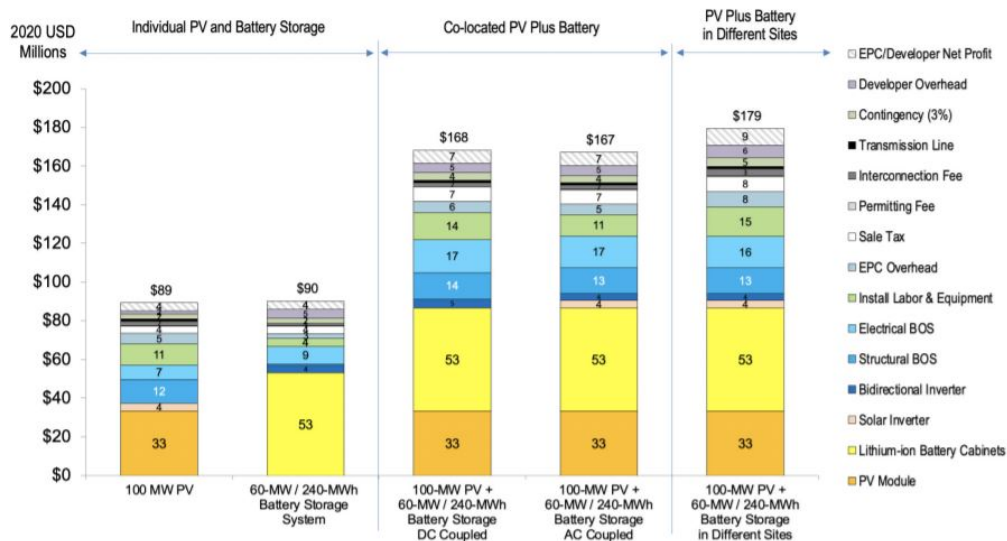


Figure 24. Cost benchmark for Utility PV-plus-storage systems (4-hour duration) in different sites and the same site (DC-coupled and AC-coupled cases), Q1 2021

Figura 3.4: Costo de BESS y reducción de costos al acoplar (Ramasamy et al., 2021).

Tabla 3.7: Costos unitarios de capital de la central fotovoltaica y del BESS. Fuente: elaboración propia.

Costos	Valor	Unidad
Baterías	221	USD/kWh
Paneles	330	USD/kW
Costo Instalación PV	610	USD/kW
Costo Instalación BESS	537	USD/kW

Con lo anterior finalmente se tiene el costo unitario de la central según la potencia de la misma y también los costos del sistema de almacenamiento, uno según la capacidad de almacenamiento y otro según la potencia (tabla 3.8). La potencia del BESS se diseña de manera de que sea el 60 % de la potencia de la central fotovoltaica.

Tabla 3.8: Costos unitarios definitivos para la central y el sistema de almacenamiento. Fuente: elaboración propia.

Costos	Valor	Unidad
Central fotovoltaica	940	USD/kW
BESS, kW	537	USD/kW
BESS, kWh	221	USD/kWh

Estos últimos serán los costos a considerar y serán ingresados en el programa de optimización.

3.4.2. Costos de operación y mantenimiento

Los costos de operación y mantenimiento anuales que se considerarán fueron obtenidos de NREL y son los siguientes:

Tabla 3.9: Costos de operación y mantenimiento de la central y del BESS según NREL (Ramamamy *et al.*, 2021).

Costo de O&M	Valor	Unidad
Central fotovoltaica	14.61	USD/kW · año
BESS	10	USD/kW · año

3.4.3. Costos del sistema de ventilación bajo demanda

Para los costos de capital de este sistema de ventilación utilizaremos la siguiente figura (Nel *et al.*, 2019) en donde se consultó a reconocidas empresas del rubro sus costos.

Typical 6.6 kV MV VSD costs (US\$) in South Africa.

Motor capacity:	800 kW	1000 kW	1200 kW	1500 kW	1900 kW
Supplier 1	82,516	97,268	112,652	134,136	170,359
Supplier 2	92,903	105,774	120,823	144,454	174,012
Supplier 3	87,487	103,736	118,453	131,556	172,449
Average MV VSD	87,635	102,260	117,309	136,715	172,273
Installation	13,796	14,204	14,459	15,020	16,603
Commissioning	7718	7718	7718	7718	7718
MV VSD intensity (US\$/kW)	110	102	98	91	91
Installation intensity (US\$/kW)	17	14	12	10	9
Commissioning intensity (US\$/kW)	10	8	6	5	4
Total MV VSD intensity (US\$/kW)	136	124	116	106	103
Additional optional costs:					
5-year warranty	11,669	11,669	11,669	11,669	11,669
5-year maintenance	25,490	25,490	25,490	25,490	25,490
Critical spares	24,633	26,160	30,515	34,083	39,632
Warranty intensity (US\$/kW)	15	12	10	8	6
Maintenance intensity (US\$/kW)	32	25	21	17	13
Critical spares intensity (US\$/kW)	31	26	25	23	21
Total cost intensity (US\$/kW)	214	188	173	154	144

Figura 3.5: Benchmark de costos de ventilación on-demand basada en varios de velocidad para ventiladores principales (Nel *et al.*, 2019).

3.4.4. Costo de la electricidad

Como es probable que la configuración óptima sea una mezcla entre la energía proveniente de la central solar y la energía comprada a la red, es necesario conocer el precio de esta última. Se considerará como precio el costo marginal horario de la barra Crucero, debido a su cercanía con la localización del proyecto. Esta se puede encontrar abiertamente en la página de Energía Abierta, www.energiabierta.cl, la cual depende del Ministerio de Energía de Chile. Los costos de electricidad obtenidos se encuentran en pasos de 1 hora, así que sólo con el fin de presentar el perfil de costos en este informe se promediaron diariamente.

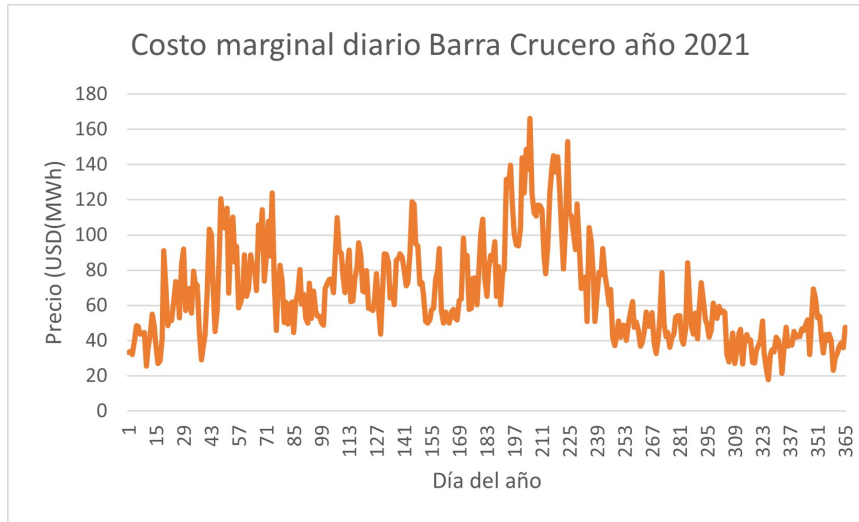


Figura 3.6: Precio de la electricidad en USD/MWh (Comisión Nacional de Energía, 2021).

3.5. Cuantificación del Recurso Solar

Para poder dimensionar la planta fotovoltaica con sistema BESS se debe cuantificar el recurso solar disponible. Para esto se utiliza la información disponible en el explorador solar, que se puede acceder gratuitamente a través de la página web <https://solar.minenergia.cl/inicio>.

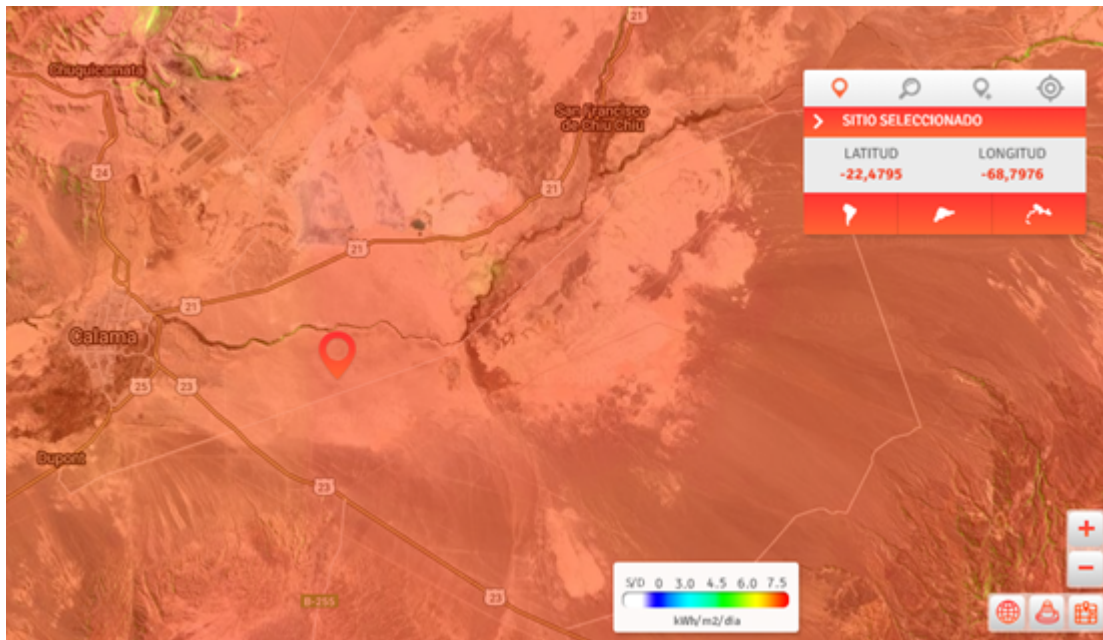


Figura 3.7: Mapa de la localización escogida (Ministerio de Energía, sf).

Dada la localización del proyecto se procedió a simular una planta solar fotovoltaica con los siguiente parámetros:

- Modelo mono facial básico.
- Capacidad instalada de 1 kW-
- Coeficiente de temperatura del panel: $-0.45 \text{ } \%/^{\circ}\text{C}$.
- Tipo de arreglo: fijo inclinado.
- Inclinación: 23° .
- Azimut: 2° .
- Capacidad del Inversor: 1 kW.
- Eficiencia del Inversor: 96 %.
- Factor de pérdidas del sistema fotovoltaico: 14 %.

Inclinación y Azimut fueron definidos gracias a que el programa permite optimizar tales ángulos según la localización, dando como resultado los mencionados anteriormente. Por otro lado, se prefiere un sistema fijo inclinado y mono facial por tratarse de paneles más simples. Los demás parámetros son típicos de una instalación fotovoltaica. Y por último se elige como capacidad instalada 1 kW para que el programa entregue la energía solar generada por kW de capacidad de la planta, que denominaremos gen_{solar} , ya que es directamente proporcional a la potencia, de esta manera se tiene que la energía que genera un sistema de paneles fotovoltaicos corresponde a lo siguiente:

$$Gen_{central}(kWh) = P_{solar}(kW) \cdot gen_{solar}(kWh/kW) \quad (3.2)$$

Ecuación 3.2: Cálculo de la energía producida por la central fotovoltaica.

Donde P_{solar} es la potencia de la planta, valor que precisamente se busca obtener en el dimensionamiento de la central.

3.6. Dimensionamiento de escenarios fotovoltaicos

3.6.1. Definición del problema

Para resolver este problema se debe encontrar mediante un sistema de optimización las dimensiones de la planta fotovoltaica y las del sistema de almacenamiento de energía. Lo que se busca es encontrar la potencia de la central y la capacidad energética del BESS minimizando el costo anual de electricidad. Para realizar lo anterior mediante la función *linprog* de Matlab el problema debe tener la siguiente forma:

$$\min f^T \cdot x \text{ sujeto a } \begin{cases} A \cdot x \leq b \\ A_{eq} \cdot x = b_{eq} \\ l_b \leq x \leq u_b \end{cases}$$

Lo anterior es transformar el problema de optimización en uno matricial, donde A corresponde a la matriz con restricciones de tipo desigualdad mientras que A_{eq} es la matriz que contiene la información sobre las restricciones de tipo igualdad. f corresponde al vector función objetivo, el cual se busca minimizar, que en este caso corresponde a los costos anuales incurridos para abastecer el proceso de ventilación minera.

3.6.2. Función objetivo

En este caso lo que se busca minimizar es el costo de la energía eléctrica durante un año, estos costos se pueden desglosar en 5: inversión anualizada de la planta fotovoltaica, inversión anualizada del sistema de almacenamiento de energía, el costo de la energía comprada a la red, y los costos de mantenimiento anuales de la central y del BESS.

El costo de inversión de la planta fotovoltaica depende de la potencia de esta y también de la vida útil de la misma, mientras que el costo del sistema de almacenamiento de energía depende tanto de la capacidad de almacenamiento (pues depende proporcionalmente de la cantidad de baterías) como de la potencia de carga/descarga de la misma (principalmente debido al inversor), además de la vida útil del BESS. Por lo tanto, se tiene que la función objetivo es la siguiente:

$$\min \frac{Costo_{solar}}{Vida_{\tilde{u}l,solar}} \cdot P_{panel} + \frac{Costo_{BESS,kW}}{Vida_{\tilde{u}l,BESS}} \cdot P_{BESS} + \frac{Costo_{BESS,kWh}}{Vida_{\tilde{u}l,BESS}} \cdot C_{BESS} + \sum_{t=1}^{8760} C_{red}(t) \cdot P_{red}(t)$$

Ecuación 3.3: Función objetivo para el programa de optimización.

Donde:

$Costo_{solar}$: Costo de inversión unitaria de la central fotovoltaica según potencia.

$Costo_{BESS,kW}$: Costo de inversión unitaria del BESS según potencia de carga/descarga.

$Costo_{BESS,kWh}$: Costo de inversión unitaria del BESS según capacidad de almacenamiento.

$C_{red}(t)$: Precio de la electricidad en la hora t .

Lo anterior escrito de manera matricial corresponde a:

$$f = \begin{pmatrix} \frac{Costo_{BESS,kW}}{Vida_{til,BESS}} \\ \frac{Costo_{BESS,kWh}}{Vida_{til,BESS}} \\ \frac{Costo_{solar}}{Vida_{til,solar}} \\ C_{red}(1) \\ \vdots \\ C_{red}(8760) \\ 0 \\ \vdots \\ 0 \end{pmatrix}$$

Hay que recordar que f es un vector de 35043 filas, es decir, hay 26280 filas rellenas de ceros.

3.6.3. Variables

Como primeras variables se tienen:

P_{BESS} : Potencia del BESS (en kW).

C_{BESS} : Capacidad energética del BESS (en kWh).

P_{panel} : Potencia de la planta fotovoltaica (en kW).

Las variables anteriores se relacionan con el tamaño de la central fotovoltaica y del BESS, sin embargo también se tienen otras variables que son “horarias”, pues dependen de la hora del año, las cuales son las siguientes:

$P_{red}(t)$: Energía comprada de la red eléctrica en el tiempo t (en kWh).

$P_{charge}(t)$: Energía que se almacena en las baterías en el tiempo t (en kWh).

$P_{dis}(t)$: Energía que se descarga de las baterías en el tiempo t (en kWh).

$SOC(t)$: State of charge por sus siglas en inglés, es el estado de carga de las baterías en el tiempo t (en kWh).

Debido que en un año se tienen 8760 horas entonces por cada variable horaria mencionada anteriormente se tienen en realidad 8760 variables. Como ejemplo, la energía que se almacena en la hora 1 del año se denomina $P_{charge}(1)$, la que se almacena desde la hora 1 hasta la hora 2 se denomina $P_{charge}(2)$ y así sucesivamente hasta la última hora del año que corresponde a $P_{charge}(8760)$. Como se tienen 4 variables “horarias” además de las primeras 3 entonces en total se tienen 35,043 variables ($8,760 \times 4 + 3$). Se deben entonces agrupar estas variables en un único vector x de 35043 filas de la siguiente manera:

$$x = \begin{pmatrix} P_{BESS} \\ C_{BESS} \\ P_{panel} \\ P_{red}(1) \\ \vdots \\ P_{red}(8760) \\ P_{charge}(1) \\ \vdots \\ P_{charge}(8760) \\ P_{dis}(1) \\ \vdots \\ P_{dis}(8760) \\ SOC(1) \\ \vdots \\ SOC(8760) \end{pmatrix}$$

3.6.4. Restricciones

1. Igualdades

a) Balance de energía global.

$$P_{red}(t) + P_{dis}(t) + P_{panel} \cdot gen_{panel}(t) - P_{charge}(t) = consumo(t)$$

b) Balance de energía en las baterías.

$$SOC(t + 1) - SOC(t) - P_{charge}(t) + P_{dis}(t) = 0$$

c) Condición de carga inicial de las baterías al 50 %.

$$SOC(0) = 0.5 \cdot C_{BESS}$$

d) Condición de carga final de las baterías al 50 %.

$$SOC(8760) = 0.5 \cdot C_{BESS}$$

e) Potencia del BESS equivalente a 60 % de la potencia de la central fotovoltaica.

$$P_{BESS} - P_{panel} \cdot 0.6 = 0$$

2. Desigualdades

a) Estado de carga mínima de baterías.

$$SOC_{min} \cdot C_{BESS} - SOC(t) \leq 0$$

b) Estado de carga máxima de baterías.

$$SOC(t) - SOC_{max} \cdot C_{BESS} \leq 0$$

c) Energía descargada desde las baterías debe ser menor a la energía almacenada por ellas.

$$P_{dis}(t) - SOC(t) \leq 0$$

d) Energía que se almacena en la batería debe ser menor a la capacidad de almacenamiento restante de las baterías.

$$P_{charge}(t) - (C_{BESS} \cdot SOC_{max} - SOC(t)) \leq 0$$

e) Energía comprada a la red debe ser menor a la energía consumida.

$$P_{red}(t) - consumo(t) \leq 0$$

f) Energía cargada en la batería debe ser menor a la potencia del BESS.

$$P_{charge}(t) - P_{BESS} \leq 0$$

g) Energía descargada de la batería debe ser menor a la potencia del BESS.

$$P_{dis}(t) - P_{BESS} \leq 0$$

3.6.5. Escenarios a evaluar

En este trabajo se evaluarán diferentes escenarios para decidir cuál resulta el más conveniente.

- Central fotovoltaica

En este caso se impone que la capacidad del BESS sea cero, y se utiliza como costo unitario de la central 1030 USD/kW pues no existe reducción de costos por acoplamiento. Además con respecto al flujo se impone que este sea constante e igual al máximo que requiere a la mina, pues lo estándar es que la ventilación suministre el aire en el peor escenario posible cuando no existe ventilación on-demand.

- Central fotovoltaica con acumulación
En este caso el perfil de aire es el mismo que en el escenario anterior, sin embargo se añade la capacidad de almacenamiento.
- Ventilación on-demand junto con central fotovoltaica con acumulación
En este escenario se utiliza todas las tecnologías a la vez, se usa un perfil variable de consumo y se consideran los costos de la tabla 3.8.

Adicionalmente se tiene el escenario donde sólo se incorpora ventilación on-demand y debido a la ausencia de paneles no se requiere el proceso de optimización como los escenarios anteriores pues este caso sólo se modela como un proyecto de reducción de costos.

3.7. Disminución de la huella de carbono

Para estimar cuál es la disminución en la emisión de gases de efecto invernadero se considerará que la mina no cuenta con un contrato de energías renovables, esto significa que la electricidad consumida por la mina será abastecida por el sistema eléctrico nacional (SEN). La razón detrás de lo anterior se debe a que en la actualidad no existen factores de emisión diferenciados, y a pesar de que un contrato de energías renovables podría decir que la energía brindada proviene de fuentes renovables, no hay una certificación de tal hecho, por lo tanto, para efectos prácticos el factor de emisión corresponde al nacional constituyendo entonces una evaluación conservadora de las emisiones de CO_2 . Considerando todo lo mencionado antes se tiene como caso base que toda la electricidad proviene del SEN por lo que se utilizará el factor de emisión nacional promedio, el cual fue extraído de la página www.energiaabierta.cl.

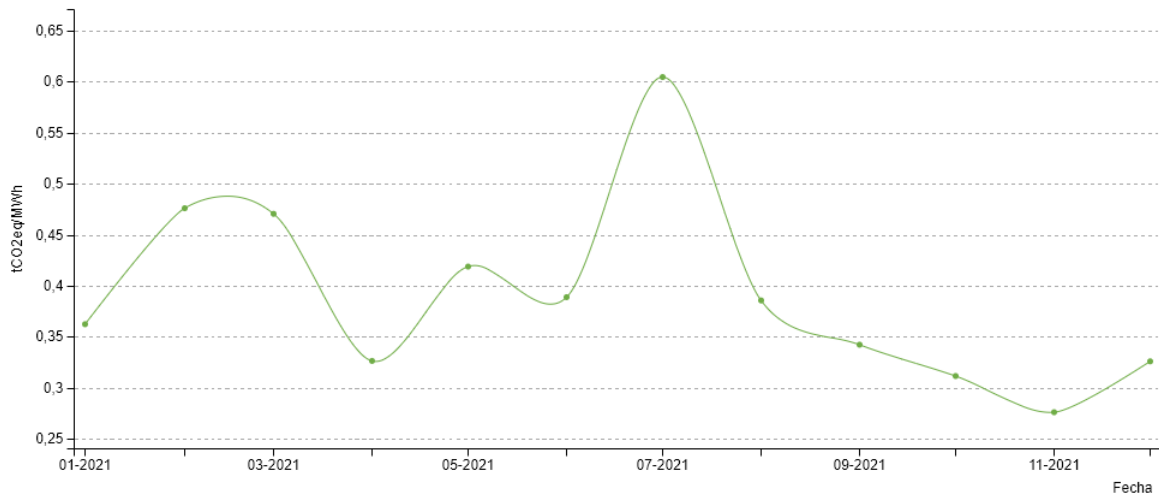


Figura 3.8: Gráfico de Factor de Emisión 2021 (Ministerio de Energía, 2021).

De la figura 3.8 se observa que para el año 2021, el promedio en el factor de emisión fue de 0.3904 toneladas de CO_2 equivalente por cada MWh producido, por lo tanto, este será el

valor que se considerará.

Por lo tanto, la reducción de dióxido de carbono corresponde a la cantidad de emisiones de CO₂ que se dejan de emitir debido a la energía que se deja de comprar a la red, menos las emisiones provenientes de la utilización de la central fotovoltaica y BESS. Lo anterior se refleja en la ecuación 3.4:

$$CO_{2,eq} = FE_{SEN} \cdot \sum_{t=1}^{8760} (Consumo(t) - P_{red}(t)) - FE_{solar} \cdot \sum_{t=1}^{8760} gen_{solar}(t) - \frac{FE_{BESS} \cdot C_{BESS}}{V_{til}} \quad (3.3)$$

Ecuación 3.4: Cálculo de la disminución del dióxido de carbono equivalente anual.

Se toma en consideración que $FE_{solar} = 30g$ por cada kWh generado y $FE_{BESS} = 0.175$ toneladas por cada kWh de capacidad del BESS. Y la vida útil del proyecto es de 30 años.

3.8. Evaluación técnico-económica

3.8.1. Valor actualizado neto

$$VAN = -I_0 + \sum_1^{vida_{util}} \frac{B_t}{(1+r)^t} \quad (3.4)$$

Ecuación 3.5: Cálculo del valor actualizado neto (Brealey *et al.*, 2022).

En la ecuación anterior se considerará como beneficio el ahorro en los costos de electricidad al incorporar este proyecto de energía renovable.

$$B_t = \sum_{i=1}^{8760} \frac{Consumo(i) \cdot C_{red}(i) - P_{red}(i) \cdot C_{red}(i) - M_t - I_t}{(1+r)^t} \quad (3.5)$$

Ecuación 3.6: Cálculo de ahorros en los costos.

Donde:

- I_0 : Inversión inicial.
- I_t : Inversión en el año t (cuando corresponda).
- M_t : Mantenimiento en el año t.
- $Consumo(i)$: Consumo energético en la hora i.
- $C_{red}(i)$: Precio de la electricidad en la hora i.
- $P_{red}(i)$: Energía comprada a la red en la hora i.
- r: Tasa de descuento.
- t: Tiempo.

Por supuesto, el proyecto se acepta si se tiene un $VAN > 0$.

3.8.2. Tasa interna de retorno

TIR es tal que:

$$VAN = -I_0 + \sum_1^{vida_{util}} \frac{B_t}{(1 + TIR)^t} = 0 \quad (3.6)$$

Ecuación 3.7: Ecuación para el cálculo de la tasa interna de retorno (Brealey *et al.*, 2022).

Lo anterior quiere decir que la TIR es la tasa de descuento que hace que el VAN del proyecto sea nulo. El proyecto se acepta si la TIR es mayor que la tasa de descuento r considerada en el proyecto.

3.8.3. Tiempo de recuperación de capital

El tiempo de recuperación de capital o payback corresponde al periodo en el cual se recupera la inversión debido, en este caso, al ahorro de costos.

$$\sum_1^{\tau} \frac{B_t}{(1 + r)^t} = I_0 \quad (3.7)$$

Ecuación 3.8: Cálculo del tiempo de recuperación de capital (Brealey *et al.*, 2022).

Donde τ : Payback en años.

Mientras menor sea el tiempo en el que se recupera el capital mejor.

3.8.4. LCOE

Es necesario realizar una validación del modelo fotovoltaico y para esto se tomará como parámetro el costo nivelado de la energía (LCOE por sus siglas en inglés). Para esto lo que se hará será calcular el LCOE (USD/kWh) resultante del proceso de optimización y se observará si se encuentra dentro del rango normal de valores para este tipo de instalación. Este parámetro sólo se calcula para el escenario donde sólo se encuentra la central fotovoltaica, para los escenarios con sistema de almacenamiento de energía se utilizará el indicador LCOSS. Se utiliza la siguiente fórmula para calcular este parámetro:

$$LCOE \left(\frac{USD}{kWh} \right) = \frac{\sum_{t=1}^{V_{iil}} \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^{V_{iil}} \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (3.8)$$

Ecuación 3.9: Cálculo del costo nivelado de energía (Ramasamy *et al.*, 2021).

Donde:

I_t : Inversión.

M_t : Mantenimiento.

F_t : Costo de combustibles.

E_t : Electricidad generada.

r : Tasa de descuento.

t : Tiempo.

Cabe mencionar que como se trata de un proyecto de energías renovables $F_t=0$.

3.8.5. LCOSS

De la misma manera se puede calcular el costo nivelado de almacenamiento de energía y compararlo con la bibliografía actual. Para esto se utiliza la fórmula que utiliza NREL, la cual es la siguiente:

$$LCOSS = \frac{I + \frac{F^n}{(1+R)^n} - \sum_{n=1}^N \frac{(D + DF)^n}{(1 + R)^n} \cdot T + \sum_{n=1}^N \frac{(O + C)^n}{(1 + R)^n} \cdot (1 - T) + \sum_{n=1}^N \frac{R_v^n}{(1 + R)^n} \cdot (1 - T)}{\sum_{n=1}^N \frac{P \cdot (1 - D_r)^n}{(1 + R)^n} \cdot (1 - B) + \sum_{n=1}^N \frac{P \cdot (1 - D_r)^n}{(1 + R)^n} \cdot B \cdot (1 - L_p) + \sum_{n=1}^N \frac{G}{(1 + R)^n} \cdot (1 - L_g)} \quad (3.9)$$

Ecuación 3.10: Cálculo del costo nivelado de energía y almacenamiento (Ramasmay *et al.*, 2021).

Cada término significa lo siguiente:

I_t : Inversión inicial.

$\frac{F^n}{(1+R)^n}$: Inversiones anuales de capital.

$\sum_{n=1}^N \frac{(D + DF)^n}{(1 + R)^n} \cdot T$: Beneficios de depreciación.

$\sum_{n=1}^N \frac{(O + C)^n}{(1 + R)^n} \cdot (1 - T)$: Costos de operación y mantenimiento; y de electricidad comprada de la red.

$\sum_{n=1}^N \frac{R_v^n}{(1 + R)^n} \cdot (1 - T)$: Valor residual.

$\sum_{n=1}^N \frac{P \cdot (1 - D_r)^n}{(1 + R)^n} \cdot (1 - B)$: Energía producida por los paneles y suministrada a los equipos.

$\sum_{n=1}^N \frac{P \cdot (1 - D_r)^n}{(1 + R)^n} \cdot B \cdot (1 - L_p)$: Energía producidas por los paneles y almacenada en las baterías.

$\sum_{n=1}^N \frac{G}{(1 + R)^n} \cdot (1 - L_g)$: Energía comprada desde la red, almacenada a la batería y luego consumidas por los equipos.

A continuación en la tabla 3.10 se presentan los parámetros involucrados y los valores de estos para el cálculo del LCOSS.

Tabla 3.10: Parámetros para el cálculo del LCOSS.

Parámetros	Descripción	Valor
Rn	Inflación	3.10 %
R	Tasa de descuento	10 %
T	Tasa impositiva	27 %
Dr	Degradación de los paneles	0.7 %
Lp	Pérdidas de energía desde energía solar-baterías-equipos	10 %
Lg	Pérdidas de energía desde energía de la red-baterías-equipos	8 %

3.8.6. Análisis de sensibilidad

Se hará un análisis de sensibilidad del VAN de manera de identificar el riesgo de cada escenario. Para esto se identifican las siguientes variables que afectan económicamente a los escenarios y se les hará una variación de $\pm 15\%$ según corresponda en cada escenario.

1. Precio de electricidad.
2. Cantidad de radiación solar.
3. Costo de inversión solar.
4. Costo de inversión BESS.
5. Costo de inversión VOD.
6. Costo de mantenimiento solar.
7. Costo de mantenimiento BESS.
8. Costo de mantenimiento VOD.

Capítulo 4

Resultados y Discusiones

4.1. Estimación del flujo requerido

En las siguientes páginas se mostrarán el perfil aire requerido en cada fase de desarrollo del macrobloque, lo que dará un perfil global de flujo de aire de toda la mina.

4.1.1. Macrobloque en Desarrollo

Se utilizará como referencia los tiempos de las actividades del ciclo de desarrollo de la mina El Teniente, que se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 4.1: Tiempos de las actividades de un macrobloque en desarrollo de la mina Teniente (Herazo, 2018).

Actividades	Tiempo (min)
Drilling	129
Charging	85
Blasting	120
Mucking	257
Scaling	70
Bolting	131
Grouting	114
Meshing	106
Hilteo	104
Shotcreting	60
<i>Total</i>	<i>1,176</i>

Sin embargo existe un tiempo considerable de inactividades, las cuales pueden deberse al tiempo muerto entre cambios de turnos, horarios de colaciones o interferencias operativas. Debido a lo anterior se modelará el ciclo considerando una operación con dos turnos de 12 horas con un tiempo efectivo de trabajo de 18 horas al día, mientras que las otras 6 horas corresponden a 1 hora para cada colacion y 2 horas para cada cambio de turno. Además

sólo se realizará tronadura en los horarios de cambio de turno, por lo que habrá un tiempo de espera en el frente de trabajo hasta el momento en que se pueda realizar la tronadura. Y por último se realizaron aproximaciones pues la discretización requerida es horaria.

Tabla 4.2: Tiempos modificados de las actividades de un macrobloque en desarrollo.

Fuente: elaboración propia.

Actividades	Tiempo (horas)
1.Drilling	2
2.Charging	1
3.Blasting	1
4.Mucking	4
5.Scaling	1
6.Bolting	2
7.Grouting	2
8.Meshing	2
9.Hilteo	2
10.Shotcreting	1
<i>Total</i>	<i>18</i>

Considerando los equipos necesarios en cada actividad, siguiendo la norma de $2.83 \text{ m}^3/\text{min}$ por cada HP de potencia y además considerando un 30 % adicional de flujo se tiene los requerimiento de aire de cada actividad, los cuales son mostrados en la tabla 4.3. Cabe mencionar

Tabla 4.3: Requerimiento de aire de cada actividad de desarrollo.

Fuente: elaboración propia.

Actividades	Tiempo (horas)	Equipo	Flujo (m^3/min)
Drilling	2	Jumbo	445.2
Charging	1	Plataforma móvil	364.2
Blasting	1	-	2449.2
Mucking	4	LHD	1,026.4
Scaling	1	Plataforma móvil	445.2
Bolting	2	Jumbo	445.2
Grouting	2	Plataforma móvil	364.2
Meshing	2	Plataforma móvil	364.2
Hilteo	2	Plataforma móvil	364.2
Shotcreting	1	Roboshot	865.8
Inactividad	-	-	364.2

que se decidió que en los periodos de inactividad se disminuya el flujo de aire al mínimo flujo del ciclo, que corresponde a $364.2 \text{ m}^3/\text{min}$.

Sin embargo lo anterior corresponde al ciclo de desarrollo de un frente de avance, sin embargo en el desarrollo de las galerías de un macrobloque se tendrán múltiples frentes. Se considerará de que existen 8 frentes de desarrollo ejecutándose a la vez, y como se mencionó anteriormente se dispondrán de manera de respetar los horarios fijos de tronadura, los cuales son: entre 06:00 y 08:00 hrs, y entre 18:00 y 20:00 hrs. Además se consideran como horarios de colación entre las 02:00 y las 3:00, y entre las 14:00 y las 15:00, sin embargo en estos horarios de colación no habrán tronaduras ni equipos trabajando. Como última consideración, se privilegia dentro de lo posible que los frentes de trabajo estén realizando labores distintas en el ciclo. Lo anterior tiene por objetivo el modelar una mina eficiente utilizando la menor cantidad de equipos y disminuyendo la variabilidad del flujo de aire, de esta forma se realiza un análisis conservador. A continuación se muestra la carta gantt de estas actividades.

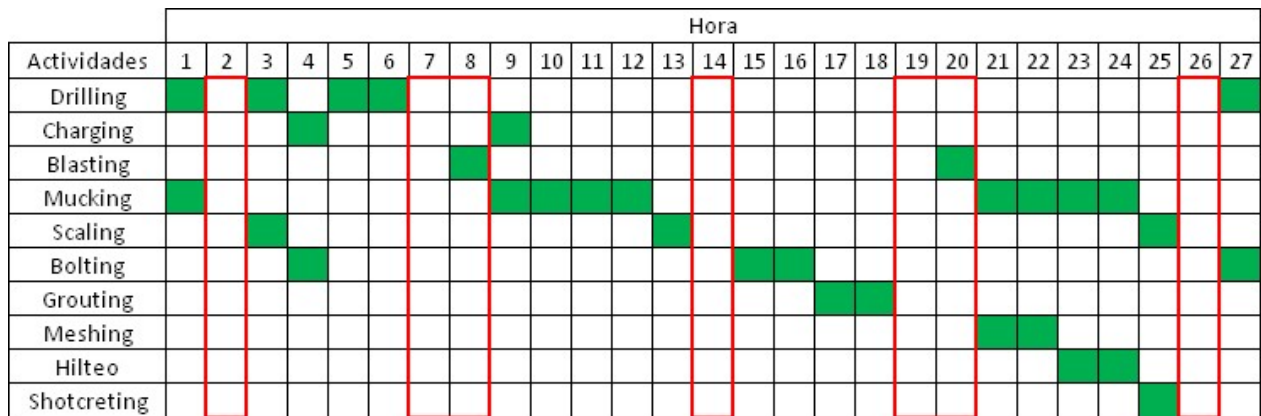


Figura 4.1: Carta Gantt de las actividades del ciclo de desarrollo. Rectángulos en rojo representan horarios de colación y de cambio de turno.

Como resultado se tiene un perfil de flujo que se repite aproximadamente cada 25 horas, el cual se muestra a continuación.

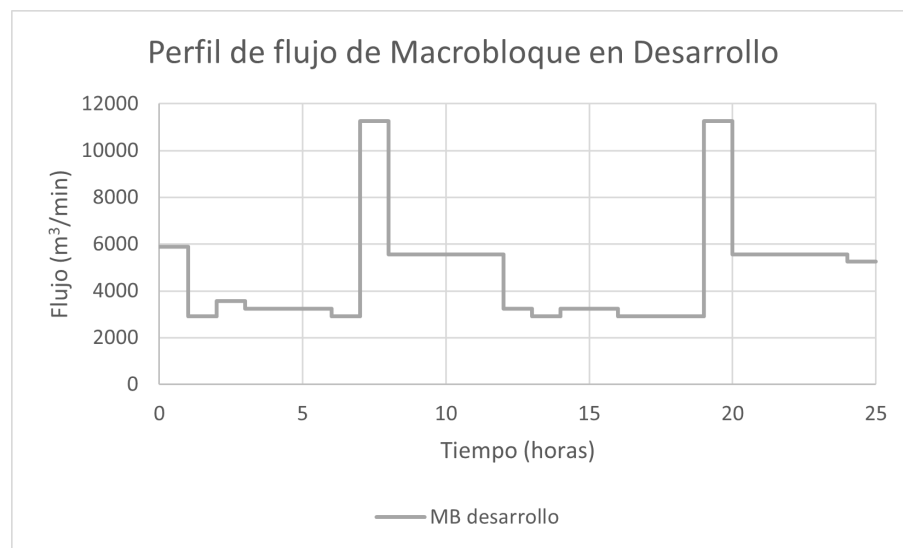


Figura 4.2: Perfil de flujo de un macrobloque en desarrollo. Fuente: elaboración propia.

4.1.2. Macrobloque en socavación

El proceso de socavación de un macrobloque se puede dividir básicamente en dos ciclos, primero un ciclo donde se abren las bateas en el nivel de producción, y luego otro ciclo de incorporación de área en donde se socava el área del nivel de hundimiento que se encuentra por sobre las bateas previamente abiertas. Por lo tanto, no se puede socavar sin antes haber abierto las bateas correspondientes. Como resultado de todo lo mencionado antes, se tendrá un ciclo de apertura de bateas que estará adelantado 2 meses con respecto al ciclo de socavación, de esta manera si se observan los procesos ocurriendo en un mes, se observará que se estarán abriendo las bateas cuya área será socavada en los 2 meses siguientes y también se estará socavando las áreas correspondientes a las bateas que se abrieron hace 2 meses atrás.

Para estimar el perfil del flujo requerido en un macrobloque en socavación primero se define la malla a utilizar, la cual se basó en la malla utilizada en los macrobloques de Chuquicamata, la que corresponde a una malla teniendo de 16x16 m, con un área de aproximadamente 36.000 m², en la siguiente figura se muestra un esquema de tal malla.

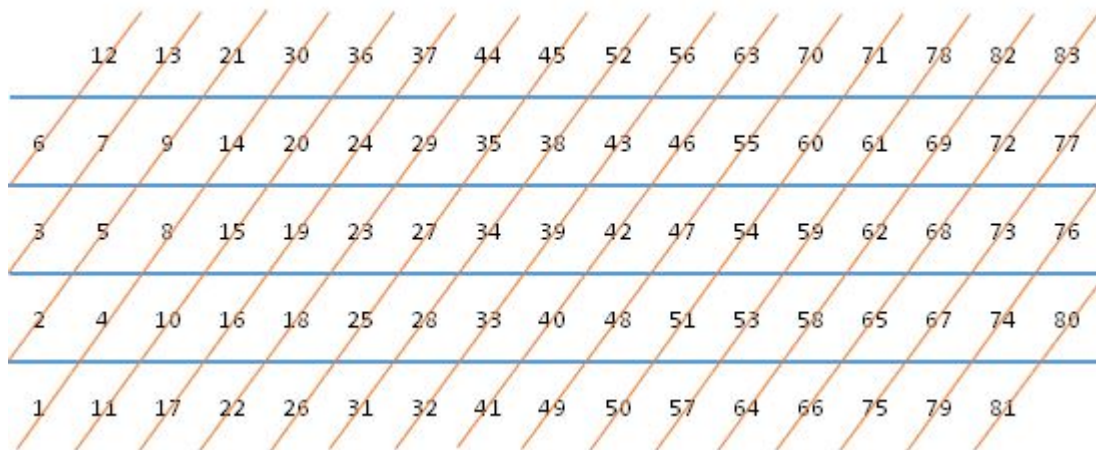


Figura 4.3: Malla de 16x16 tipo Teniente del nivel de producción, líneas azules representan las calles, líneas naranjas representan las zanjas, mientras que los números corresponden a los puntos de extracción y el orden de apertura de bateas.

Fuente: elaboración propia.

El macrobloque cuenta con 51 bateas y 32 medias bateas, y debido a que el tiempo de apertura de las bateas y medias bateas difieren se debe trazar un orden de apertura. Para esto se busca avanzar desde izquierda hacia derecha de manera que las áreas centrales estén adelantadas de las áreas laterales como se muestra en la siguiente figura.

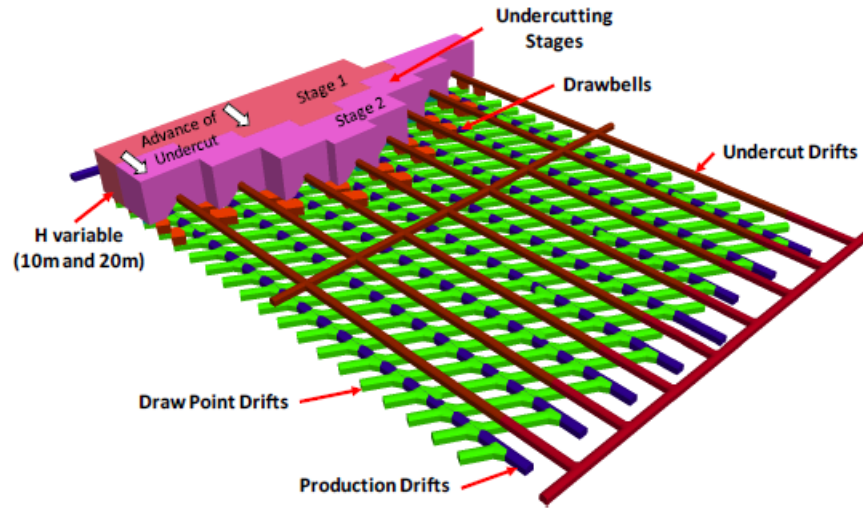


Figura 4.4: Forma de avance del frente de socavación (Hormazábal *et al.*, 2018).

Con todas las consideraciones anteriores se tiene el siguiente orden en la incorporación de área.

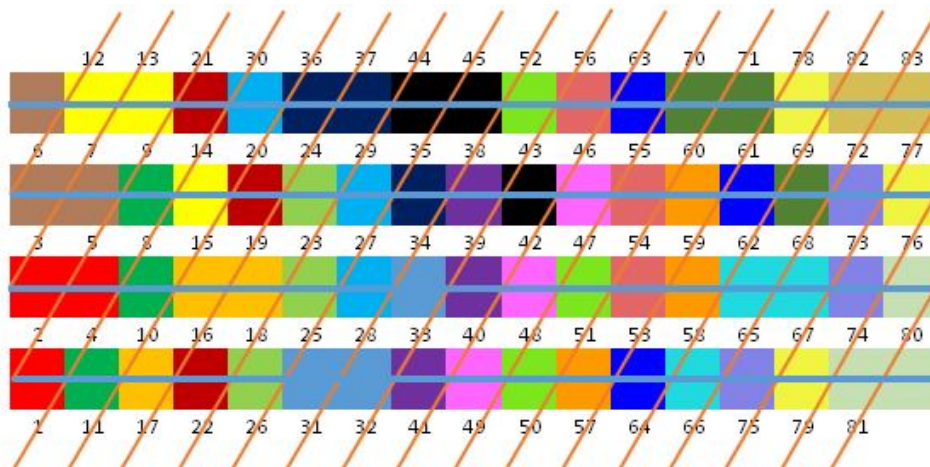


Figura 4.5: Orden de incorporación de área.
Fuente: elaboración propia.

Con lo anterior se calcularon los flujos, estos se muestran en las tablas 4.5, 4.6 y 4.4.

Tabla 4.4: Tiempos y flujos de aire requeridos de las actividades de socavación.

Actividades	Tiempo (Horas)	Equipo	Cantidad	Flujo (m3/min)
Perforación de tiros radiales socavación	82	Jumbo radial	1	445.2
Descargue y reposición de malla, preparación y tapado	8	Cuadrilla con manipulador telescópico	1	364.2
Medición y soplado de tiros radiales	8	Máquina de aire comprimido	1	364.2
Repaso de tiros radiales	4	Jumbo radial	1	445.2
Carguío de explosivo en radiales de socavación	8	Camión de explosivos	1	364.2
Tronadura de socavación	1	-	-	2,449.2
Carguío de material tronado desde NH	12.0	LHD	1	1,052.2
Carguío de material tronado desde NP	24	LHD	1	1,052.2

Tabla 4.5: Tiempos y flujos de aire requeridos de las actividades de apertura de medias bateas.

Actividades	Tiempo (Horas)	Equipo	Cantidad	Flujo (m3/min)
Perforación chimenea piloto	108.0	Blindhole	1	364.2
Perforación de tiros radiales bateas	22	Jumbo radial	1	445.2
Medición y soplado de tiros batea	9	Maquina de aire comprimido	1	364.2
Repaso tiros batea	1	Jumbo radial	1	445.2
Carguío de explosivo en pozos batea	9	Camión explosivos	1	364.2
Tronadura batea	1	-	1	2,449.2
Carguío material tronado	10	LHD	1	1,504.7

Tabla 4.6: Tiempos y flujos de aire requeridos de las actividades de apertura de bateas.

Actividades	Tiempo (Horas)	Equipo	Cantidad	Flujo (m3/min)
Perforación chimenea piloto	108.0	Blindhole	1	364.2
Perforación de tiros radiales bateas	28	Jumbo radial	1	445.2
Medición y soplado de tiros batea	12.0	Máquina de aire comprimido	1	364.2
Repaso tiros batea	1	Jumbo radial	1	445.2
Carguío de explosivo en pozos batea	12.0	Camión explosivos	1	364.2
Tronadura batea	1	-	1	2,449.2
Carguío material tronado	12	LHD	1	1,504.7

En todos los ciclos anteriores se está considerando un sólo frente de avance, sin embargo un macrobloque en esta fase tendrá 2 frentes abriendo bateas en el nivel de producción y 2 frentes socavando en el nivel de hundimiento. Se dispusieron las frentes de socavación y de apertura de bateas de manera de requerir la menor cantidad de equipos, disminuir la variabilidad de la ventilación y como se dijo anteriormente se considera también un desfase de dos meses entre la apertura de bateas y la socavación. Para mostrar de mejor manera las actividades que se están llevando a cabo simultáneamente se realizaron dos cartas gantt por un periodo de 10 días las cuales se muestran en las figuras 4.6 y 4.7. Cabe mencionar que en estas cartas gantt la hora 1 no es el inicio del ciclo sino que el ciclo ya lleva un tiempo ejecutándose.



Figura 4.6: Carta gantt de las actividades de apertura de bateas llevadas a cabo en el nivel de producción.

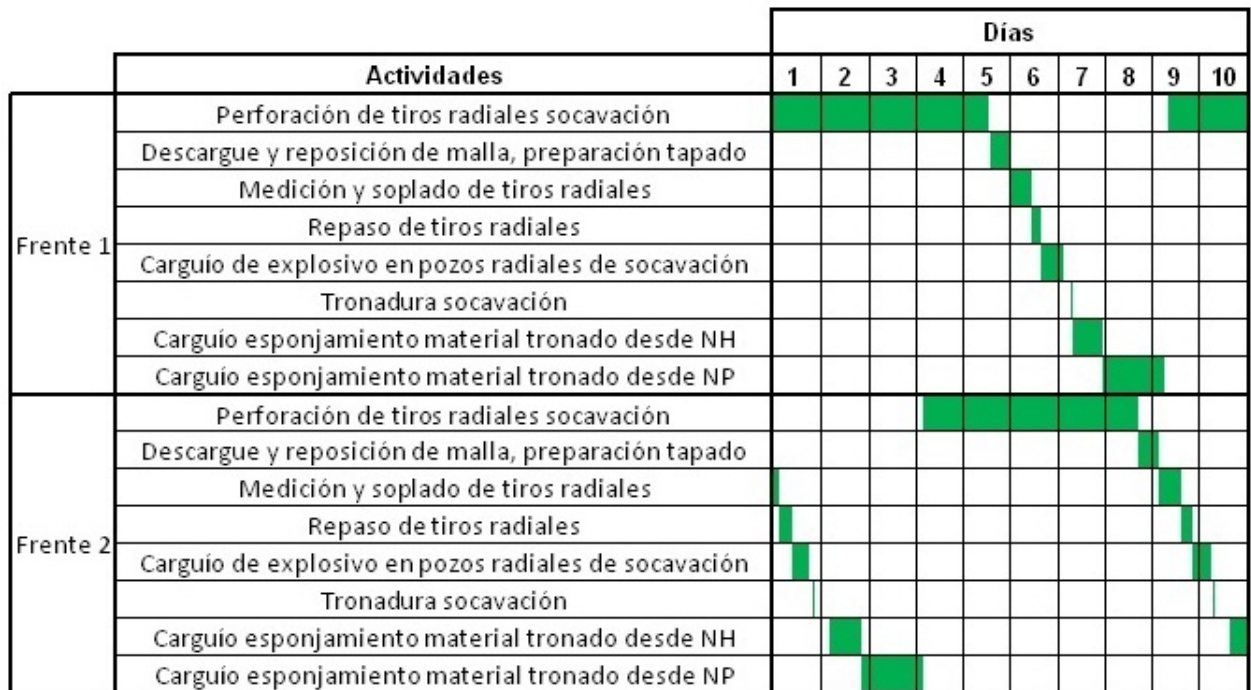


Figura 4.7: Carta gantt de las actividades de socavación llevadas a cabo en el nivel de hundimiento.

Y finalmente considerando los flujos de las tablas 4.5, 4.6 y 4.4 se construyó el perfil de flujo de aire requerido en este ciclo.

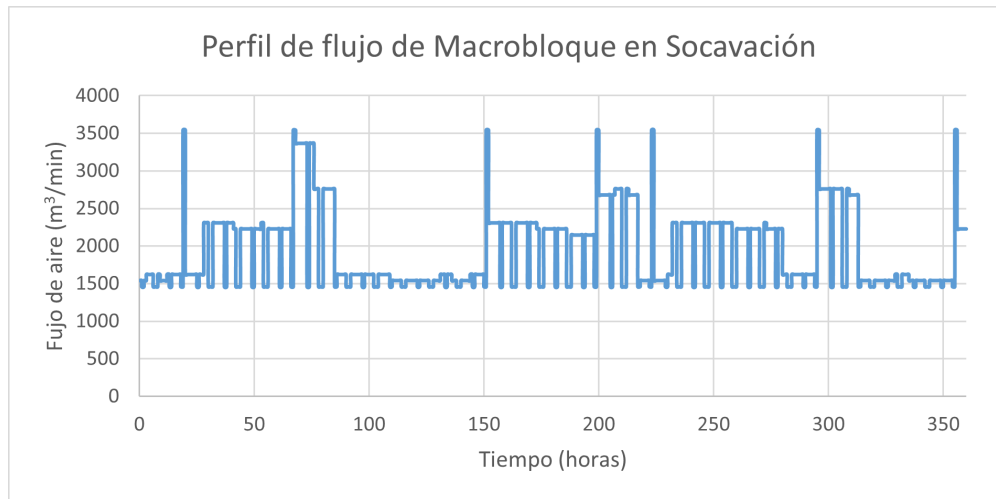


Figura 4.8: Perfil de flujo de un macrobloque en socavación.
Fuente: elaboración propia.

El perfil de flujo de este macrobloque no tiene una periodicidad evidente ni corta, por lo que sólo se muestra el perfil en las primeras 360 horas.

4.1.3. Macrobloque en Producción

Lo primero es cuantificar la cantidad de mineral que se extrae en promedio al día en un macrobloque en producción. Para esto se utilizará como valor promedio que por cada m^2 de área se extraen 0.4 toneladas de minerales lo que da el siguiente resultado.

Tabla 4.7: Estimación de la producción diaria de un macrobloque.
Fuente: elaboración propia.

	Valor	Unidad
Área total	36,000	m^2
Tasa extracción	0.4	tpd/ m^2
Producción diaria	14,400	tpd

Luego es necesario calcular el tiempo promedio que le toma al LHD completar un ciclo. Observando las distancias entre los diferentes puntos de extracción y el punto de vaciado hacia el chancador se tiene un recorrido promedio de 269 m, y considerando una velocidad promedio de 13 km/hr junto con los tiempos de carga y descarga de mineral se tiene un tiempo total promedio de 191 segundos.

Tabla 4.8: Tiempos de LHD (Galilea, 2017).

Tiempos	Valor (segundos)
t descarga	12
t carga	30
t traslado NP	74
t total NP	191

Finalmente con los tiempos de la tabla 4.8 y junto con los resultados anteriores se calcula que se deben tener en operación 3 LHD por macrobloque (ver tabla 4.9). Sin embargo los

Tabla 4.9: Parámetros para el dimensionamiento de la flota de LHD en cada macrobloque.

Fuente: elaboración propia.

	Valor	Unidad
Capacidad Balde	13.00	Yardas cubicas
	9.94	m3
Factor de esponjamiento	0.30	%
Numero de Ciclos por hora	18.85	-
Factor de llenado	0.80	%
Capacidad LHD	17.13	ton
Factor de utilización	0.93	%
Producción por LHD	300.22	ton/hora
Horas efectivas al día	18	horas
Producción diaria por LHD	5,404.01	tpd
Numero de LHD activos	3.00	unidades

equipos estarán operando sólo 18 horas al días debido a los cambios de turnos y horas de colación, de lo anterior surge la siguiente carta gantt de la fase de producción.

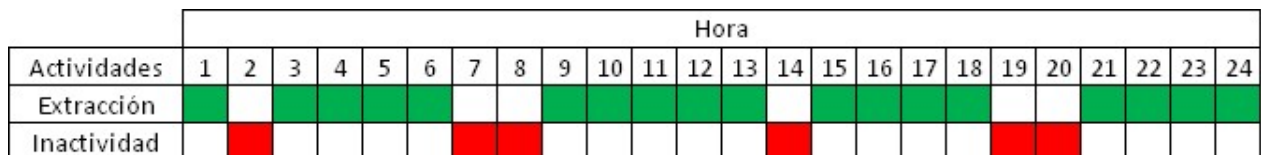


Figura 4.9: Carta gantt de la fase de producción de un macrobloque.

En las calles en las cuales se está extrayendo mineral con los equipos LHD, se requerirá de $1504 \text{ m}^3/\text{min}$ por calle mientras que en calles sin presencia de LHD el flujo mínimo será de $364 \text{ m}^3/\text{min}$, resultando en el siguiente perfil de flujo diario.

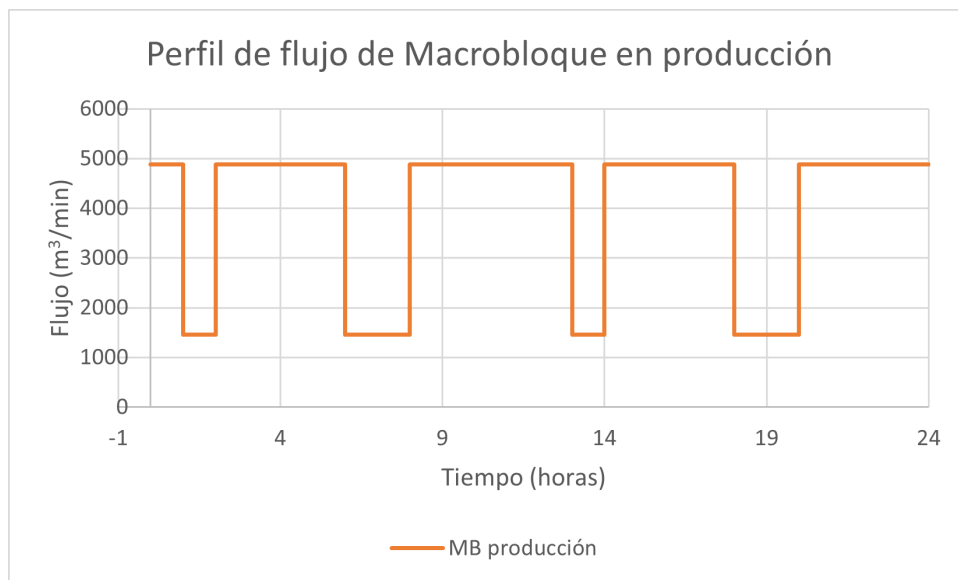


Figura 4.10: Perfil de flujo requerido en un macrobloque en producción.
Fuente: elaboración propia.

4.1.4. Perfil de flujo global

En la mina a evaluar se considera que en estado de régimen existirán 4 macrobloques en producción, 2 macrobloques en fase de socavación o hundimiento y 2 macrobloques en fase de desarrollo o preparación. Cada macrobloque en fase de hundimiento producirá en promedio 4,000 tpd (Bustamante, 2013), y cada macrobloque en fase de desarrollo producirá 2,500 tpd, este último valor se estimó sabiendo que se preparan o desarrollan al año dos macrobloques en Chuquicamata subterránea (Corporación de Desarrollo Tecnológico y Cámara Chilena de la Construcción, 2019) y además que el ritmo de extracción diario de mineral proveniente de los desarrollos de los macrobloques es de aproximadamente 5,000 tpd (Vega, 2017). Con lo anterior la producción diaria de la mina se estima en torno a las 71,000 toneladas al día de mineral.

Sin embargo, además de los macrobloques, existen otras zonas que requieren de ventilación como lo son las rampas de acceso, los niveles de transporte principal e intermedio, las salas de chancado, el barrio cívico entre otros. Estas zonas se consideran como zonas con un flujo constante de aire, las cuales se sumaran a los flujos calculados anteriormente de los respectivos macrobloques. En la tabla 4.10 se muestran los flujos de estas zonas. Los valores fueron promediados de algunas minas metálicas.

Como el flujo no posee una periodicidad que se pueda presentar gráficamente en este informe sólo se mostrarán el valor mínimo, máximo y el promedio del perfil de flujo.

Tabla 4.10: Flujos de aire requeridos en cada sector de la mina.
Fuente: elaboración propia.

Sector	Flujo (m ³ /min)
Correas nivel intermedio	5,660
Correas colectoras	3,679
Correa principal	9,622
Chancadores	2,830
Accesos principales	9,622
Infraestructura	20,000

Tabla 4.11: Estadísticas básicas sobre el perfil de flujo requerido al interior de la mina.

Fuente: elaboración propia.

Parámetro	Flujo (m ³ /min)
Mínimo	65,982
Maximo	100,166
Promedio	80,708

Por último para validar los cálculos usamos como referencia esta comparativa que señala el flujo de ciertas minas de block caving frente a su producción diaria.

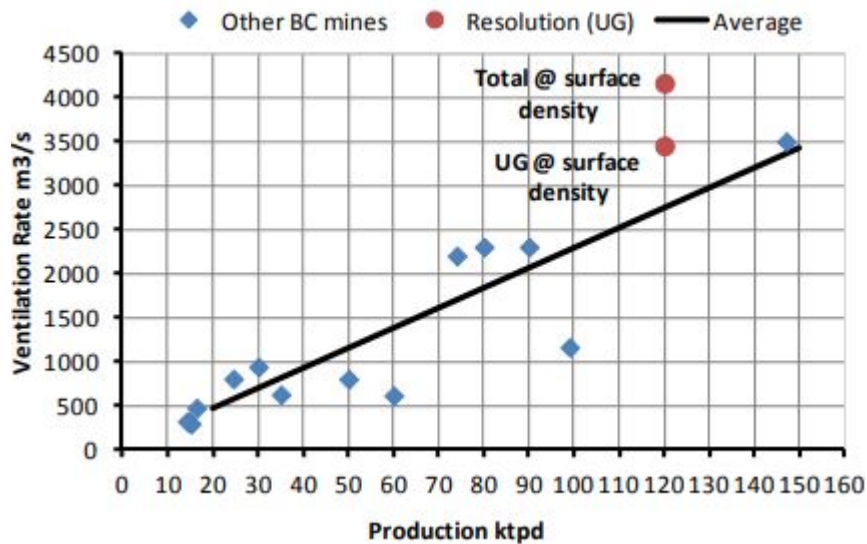


Figura 4.11: Comparación de flujos de ventilación vs producción diaria de algunas minas de block caving (Steven, Bluhm and Roy, Moreby and Colin, Jones and and Frank, von Glehn, 2012).

La mina que se ha diseñado tiene una producción estimada de 71,000 tpd, lo que según el gráfico el flujo esperado debiera estar en poco menos de 1,600 m³/s, y como se observa en la tabla 4.11, el flujo promedio realizando la correspondiente conversión es de 1,345 m³/s flujo

que se encuentra cerca de la lineal central por lo que se valida el cálculo.

Otro punto de comparación se tiene en el informe de Codelco del año 2009 (CODELCO Chile, 2009), donde se menciona que la mina Chuquicamata tiene un requerimiento de 42.8 cfm/tpd, la mina El Teniente de 51 cfm/tpd y el de Andina es de 42 cfm/tpd. Realizando la conversión en la mina diseñada se tiene un flujo unitario estimado de 40.1 cfm/tpd, por lo que también se tienen valores aceptables.

4.2. Estimación de la potencia

4.2.1. Potencia ventilación principal

Como resultado se tiene una potencia máxima de 9203 kW, que como se observa en la tabla 4.12 se consigue mediante 4 ventiladores de inyección en paralelo y otros 3 ventiladores de extracción en paralelo.

Tabla 4.12: Potencia estimada de los ventiladores principales.
Fuente: elaboración propia.

	Cantidad	Potencia (kW)
Inyección	4	1,052
Extracción	3	1,664
Potencia total	9,203	

Luego con esta potencia se calculó el perfil de consumo de los ventiladores principales operando con variadores de frecuencia. Las estadísticas de este perfil se encuentren en la siguiente tabla.

Tabla 4.13: Estadísticas del perfil de consumo eléctrico de ventilación de la mina.
Fuente: elaboración propia.

Parámetro	Consumo horario (kWh)
Mínimo	2,630
Máximo	9,203
Promedio	4,946

4.2.2. Potencia ventiladores secundarios

Como criterio se utilizará lo mencionado en la sección 3.3.2, por lo tanto la potencia máxima de ventilación secundaria es la mitad que la potencia de los ventiladores principales, es decir, 4602 kW y además como resultado se tiene el siguiente perfil de consumo:

Perfil de consumo eléctrico de macrobloque en producción

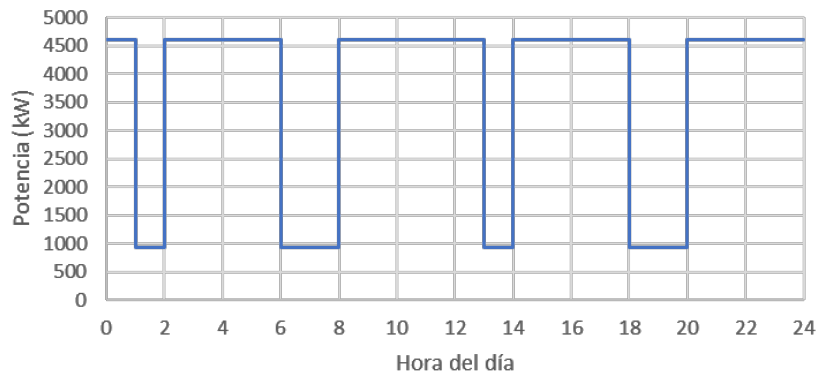


Figura 4.12: Consumo de ventilación secundaria de un macrobloque en producción.
Fuente: elaboración propia.

4.3. Cuantificación Recurso Solar

Como resultado obtenido de la página web EnergiaAbierta.cl se obtuvo la cantidad de energía generada por una central (en kWh) por cada kW de potencia de la misma para cada hora del año. Como se tratan de 8,760 datos se realizó un promedio diario para poder presentarlos de mejor manera en el siguiente gráfico:

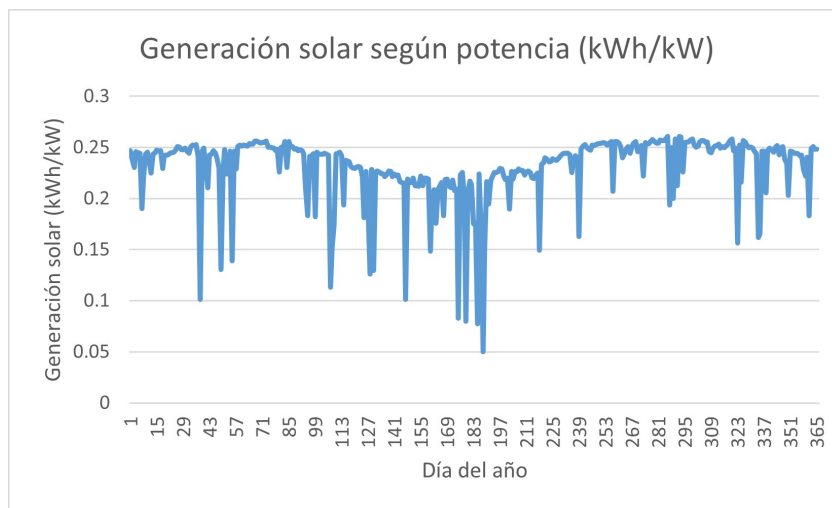


Figura 4.13: Energía generada por la central fotovoltaica por cada kW de potencia.
Fuente: elaboración propia basada en la web EnergiaAbierta.cl

Se puede apreciar de la imagen anterior que tiene la misma forma que la radiación solar que ingresa al planeta, pues la energía generada por los paneles solares es directamente proporcional a esta última, teniendo también una disminución en invierno por las razones que

ya se mencionaron con anterioridad en el capítulo 2. Y por supuesto la existencia de picos bajos también es normal debido a la ausencia de luz durante las noches.

4.4. Evaluación de los escenarios

En base al perfil de consumo de energía anual calculado anteriormente así como a los costos estimados tanto de electricidad como de las instalaciones se procedió a ejecutar el programa de optimización con el fin de dar con los parámetros de potencia y de capacidad de almacenamiento que minimizan los costos anuales de electricidad. Para esto se barajan 4 escenarios:

1. Central fotovoltaica
2. Central fotovoltaica con almacenamiento por baterías
3. Ventilación on-demand
4. Central fotovoltaica, sistema de almacenamiento y ventilación on-demand

4.4.1. Central fotovoltaica

En este caso se impone que no exista capacidad de almacenamiento ni tampoco un sistema de control bajo demanda de la ventilación. De esta manera el perfil de consumo de la mina será constante y correspondiente al máximo requerido con el fin de cumplir con todas las normas. Además toda la energía proveniente de la central fotovoltaica será consumida inmediatamente durante el día. Esto trae como consecuencia que durante las noches la electricidad provendrá exclusivamente de la red de distribución nacional de energía. Como resultado se

Tabla 4.14: Dimensionamiento de la central fotovoltaica.

Parámetros	Valor	Unidad
Potencia de la Central Fotovoltaica	16.5	MW
Capacidad de almacenamiento útiles BESS	0	MWh
Potencia de carga/descarga BESS	0	MW

tiene la tabla 4.14, además en la tabla 4.15 se muestra la cantidad de energía proveniente de los paneles solares versus la cantidad de energía comprada de la red.

Se observa que casi el 28 % de la energía proviene de la central, valor bajo pero esperable, ya que no se considera inyección de energía a la red y por lo tanto al no existir un sistema de acumulación de energía la central sólo puede producir una cantidad limitada de esta.

Por otro lado se realizó la evaluación económica para ver la rentabilidad de la central, la cual se puede observar en la tabla 4.16. Puede notarse que se obtiene un VAN de menos de 1 MUSD, lo cual a pesar de ser un valor positivo, es un valor bastante cercano a cero, y además

Tabla 4.15: Distribución entre la energía solar y la energía de la red del escenario de la central fotovoltaica.

Distribución de la energía consumida	Valor [GWh]	Participación [%]
Energía solar	33.3	27.5
Energía de la red	87.6	72.5

la TIR es de 10.38 %, cuyo valor está muy cercano a la tasa de descuento, por lo que no es una inversión lo suficientemente rentable como para realizarla.

Tabla 4.16: Evaluación económica del escenario la central fotovoltaica.

	Valor	Unidad
Inversión	17	MUSD
Tasa de descuento	10	%
Inflación anual del precio de electricidad	5.6	%
Costo anual caso base	7.9	MUSD
Costo de electricidad anual	6.5	MUSD
Vida útil	30	años
VAN	0.73	MUSD
TIR	10.38	%
Payback	27.6	años

Con el objetivo de comparar la central dimensionada con la bibliografía existente se calculó el costo nivelado de energía o LCOE (Ver tabla 4.17).

Tabla 4.17: LCOE de la central fotovoltaica.

Parámetro	Valor
LCOE (USD/MWh)	71.6

Si lo comparamos con los valores de referencia de la figura 4.14 (IRENA, 2021), podemos notar que se encuentra dentro del rango realizando la conversión de unidades correspondiente (0.0716 USD/kWh), lo anterior valida el valor obtenido.

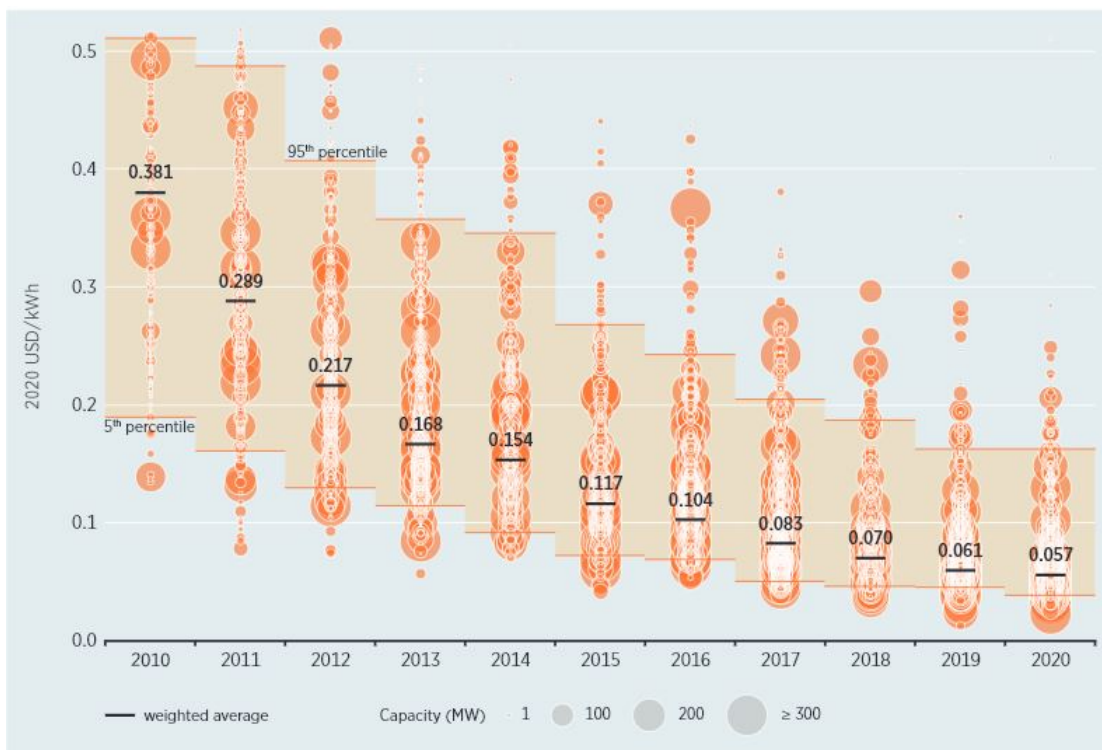


Figura 4.14: Proyección del costo nivelado de la energía solar (IRENA, 2021).

4.4.2. Central fotovoltaica con acumulación

En este caso se incorpora además un sistema de almacenamiento con baterías, con el fin de poder otorgar energía solar incluso en horario nocturno. Primero se procedió a dimensionar este proyecto de generación mediante el programa de optimización y se fijó que la potencia de carga/descarga de las baterías sea el 60 % de la potencia de la central fotovoltaica. Los resultados se muestran en la tabla 4.18.

Tabla 4.18: Dimensionamiento de la central fotovoltaica con acumulación.

Parámetros	Valor	Unidad
Potencia de la Central Fotovoltaica	34.2	MW
Capacidad de almacenamiento útiles BESS	158	MWh
Potencia de carga/descarga BESS	20.5	MW

Algo a destacar es que la potencia de la central se duplicó, lo cual es debido a que en este caso la central puede producir más energía durante el día con el fin de almacenarla para ser inyectada durante las noches. También como resultado se tiene que el sistema BESS tiene una duración máxima de casi 8 horas.

Tabla 4.19: Distribución entre la energía solar y la energía de la red del escenario de la central fotovoltaica con acumulación.

Distribución de la energía consumida	Valor [GWh]	Participación [%]
Energía solar	69.3	57.3
Energía de la red	51.6	42.7

En la tabla 4.19 se observa que en este caso más de la mitad de la energía consumida proviene de la central fotovoltaica, sin embargo la evaluación económica (tabla 4.20) no es positiva, ya que se tiene un VAN de -3.3 MUSD, pues a pesar de la gran reducción de los costos de electricidad, de 7.9 a 2.1 MUSD, los costos de inversión, especialmente los del sistema de almacenamiento, son bastante altos y no son compensados por los ahorros.

Tabla 4.20: Evaluación económica del escenario de la central fotovoltaica con acumulación.

	Valor	Unidad
Inversión	85.5	MUSD
Tasa de descuento	10	%
Inflación anual del precio de electricidad	5.6	%
Costo anual caso base	7.9	MUSD
Costo de electricidad anual	2.1	MUSD
Vida útil	30	años
VAN	-3.3	MUSD
TIR	9.66	%

Con el fin de comparar esta central con la bibliografía se utiliza como parámetro el LCOSS y no el LCOE, pues al existir las baterías se vuelve más complejo calcular el costo nivelado de energía debido a que la electricidad tiene más de un origen y más de un destino (la electricidad se puede almacenar, se puede consumir directamente, puede provenir de la central como también puede provenir de la red). A continuación se muestra el LCOSS calculado.

Tabla 4.21: LCOSS de la central fotovoltaica con acumulación.

Parámetro	Valor
LCOSS (USD/MWh)	133.4

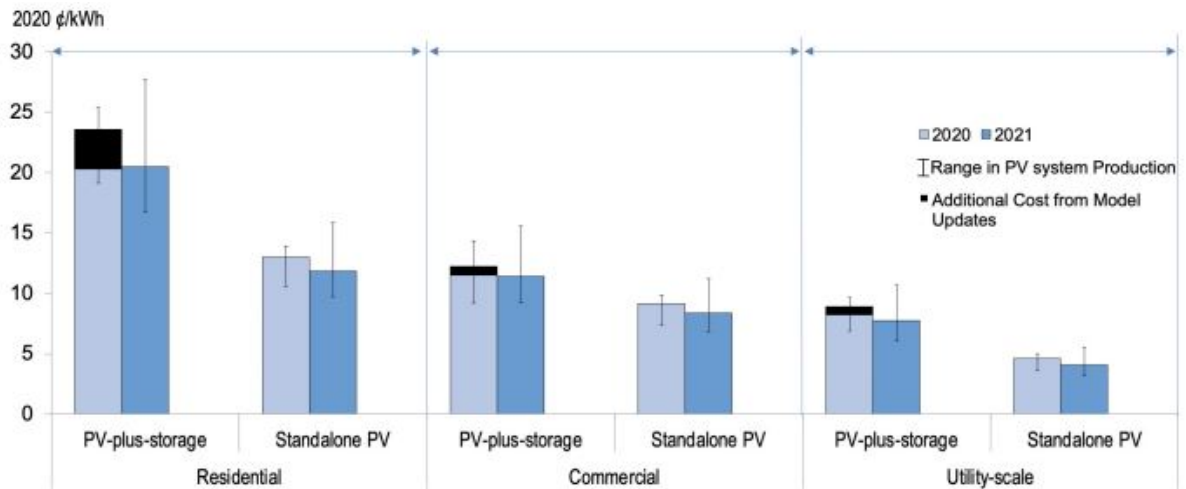


Figura 4.15: Costo nivelado solar y almacenamiento según NREL, año 2020 y 2021 (Ramasamy *et al.*, 2021).

El valor obtenido de aproximadamente 133 USD/MWh (13.3 centavos/kWh) está dentro del rango, pues debido a su potencia y capacidad de almacenamiento se encuentra a medio camino de la escala comercial y la escala de utilidad.

4.4.3. Ventilación on-demand

En este caso sólo se tiene un sistema de ventilación on-demand, por lo que básicamente se trata de una disminución del consumo y por lo tanto un uso más eficiente de la energía utilizada en este proceso. En la tabla 4.22 podemos observar que tanto el consumo como por supuesto el costo disminuyen prácticamente un 38%. Luego en la tabla 4.23, podemos ver que con tan sólo una inversión de 1.1 MUSD se obtiene un VAN de 49.4 MUSD durante el periodo de 30 años, lo cual equivale al costo de ventilación de 6 años de operación. Esto se explica debido a que la inversión es muy pequeña, inversión que se recupera en menos de un año, pero que logra disminuir considerablemente el consumo, lo cual a lo largo de los años compensa mucho los costos.

Tabla 4.22: Ahorros en gastos eléctricos de ventilación del escenario VOD.

	Valor	Ahorro porcentual [%]
Consumo anual (GWh)	75.5	37.5
Costo anual (MUSD)	4.9	38.1

Tabla 4.23: Evaluación económica del escenario de ventilación on-demand.

	Valor	Unidad
Inversión	1.1	MUSD
Tasa de descuento	10	%
Inflación anual del precio de electricidad	5.6	%
Costo anual caso base	7.9	MUSD
Costo de electricidad anual	4.9	MUSD
Mantenimiento anual	44,858	USD
Vida útil	30	años
VAN	49.4	MUSD
TIR	297	%
Payback	4.5	meses

4.4.4. Ventilación on-demand junto con central fotovoltaica con acumulación

En este último escenario se tiene todos los sistemas a la vez, una central fotovoltaica, BESS, y un sistema de ventilación on-demand. Se puede observar de la tabla 4.24 el efecto

Tabla 4.24: Dimensionamiento de la central fotovoltaica con acumulación y VOD.

Parámetros	Valor	Unidad
Potencia de la Central Fotovoltaica	15.3	MW
Capacidad de almacenamiento útiles BESS	80	MWh
Potencia de carga/descarga BESS	9.2	MW

de incorporar ventilación on-demand en la potencia de la central como en la capacidad de almacenamiento, pues al disminuir el consumo eléctrico se requiere menor potencia solar, lo cual muestra lo importante que es para un proyecto el ahorro de costos.

Tabla 4.25: Distribución entre la energía solar y la energía de la red del escenario de la central fotovoltaica con acumulación y VOD.

Distribución de la energía consumida	Valor [GWh]	Participación [%]
Energía solar	31	41
Energía de la red	44.5	59

Se observa de la tabla 4.25 la disminución de los consumos pero además se observa que la proporción de energía solar disminuye con respecto al escenario 2, lo cual es porque se requiere una menor capacidad de la central fotovoltaica cuando se incorpora ventilación on-demand.

Tabla 4.26: Evaluación económica del escenario de la central fotovoltaica con acumulación y VOD.

	Valor	Unidad
Inversión	41.3	MUSD
Tasa de descuento	10	%
Inflación anual del precio de electricidad	5.6	%
Costo anual caso base	7.9	MUSD
Costo de electricidad anual	2	MUSD
Vida útil	30	años
VAN	51.2	MUSD
TIR	19.2	%
Payback	9.5	años

En este escenario se logra disminuir el costo anual de electricidad en casi un 75 %, lo cual resulta bastante positivo, esto se ve reflejado precisamente en el VAN obteniéndose la cifra de 51.2 MUSD, con una inversión inicial de 41.3 MUSD los cuales se recuperan en casi 10 años de realizada la inversión, es decir, a un tercio de la vida útil del proyecto. Se destaca que la inversión se reduce a la mitad si lo comparamos con el escenario 2 gracias a la incorporación de VOD.

Por último con el fin de dar validez a lo realizado se muestra el costo nivelado de energía y almacenamiento de este escenario (tabla 4.27), el cual es de casi 146 USD/MWh, valor algo mayor que el escenario 2, sin embargo este valor sólo toma en cuenta los costos de producir energía y no está considerando lo que se está ahorrando gracias a la ventilación on-demand, sin embargo a pesar de lo anterior este valor no es aberrante y está dentro de los rangos normales según lo mostrado en la figura 4.15.

Tabla 4.27: LCOSS de la central fotovoltaica con acumulación y VOD.

Parámetro	Valor
LCOSS (USD/MWh)	145.6

4.5. Análisis de sensibilidad

En este apartado se procederá a realizar análisis de sensibilidad económico en todos los escenarios variando las variables que más influyen en el VAN. Para lo anterior se decide mantener fijo el diseño calculado en los apartados anteriores y sólo cambiar el valor de las variables, esto con el fin de simular el riesgo que se tiene al ya haber invertido e implementado los escenarios correspondientes.

4.5.1. Central fotovoltaica

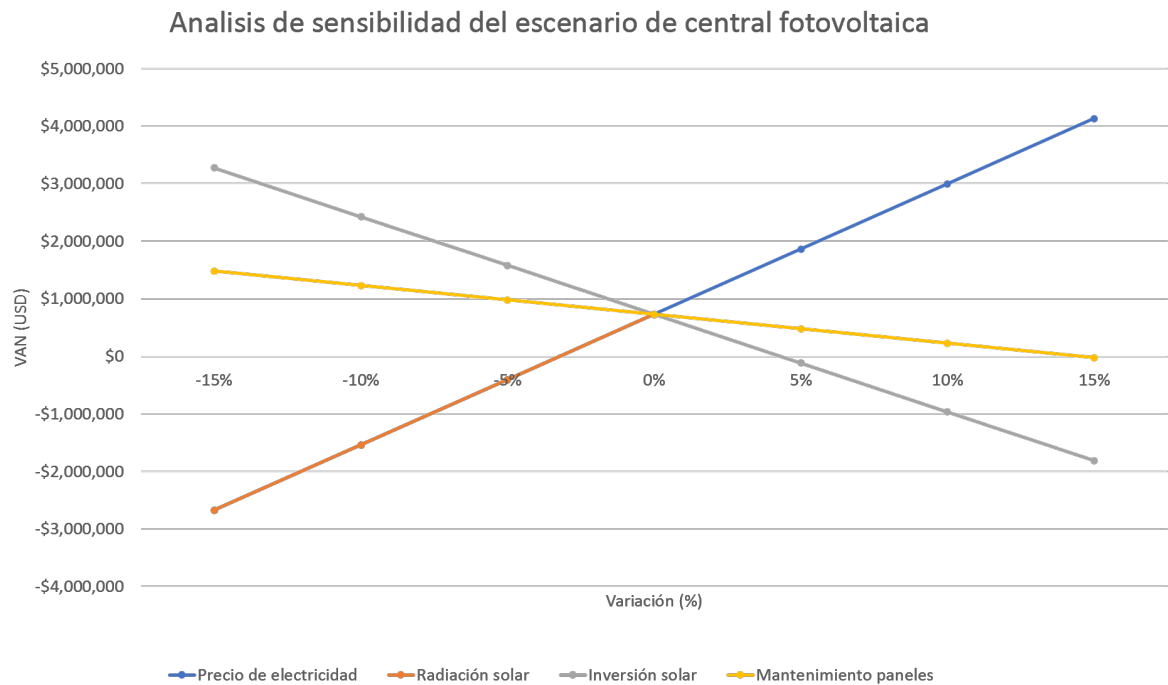


Figura 4.16: Análisis de sensibilidad del escenario de la central fotovoltaica.
Fuente: elaboración propia.

De la figura 4.16 se observa que el factor que más influye es el precio de la electricidad, la cual se relaciona de manera directamente proporcional con el VAN, esto último puede parecer contraintuitivo sin embargo resulta lógico, pues mientras más cara es la energía eléctrica más atractiva se vuelve la energía solar ya que se trata de su costo de oportunidad directo.

Por otro lado, se tiene la radiación solar, en este caso sólo se consideró la disminución de esta pues no sería apegado a la realidad que esta aumentara considerando que el proyecto se ubica en una zona muy favorable en cuanto a radiación se refiere. Se puede notar que tiene la misma influencia que el precio de la electricidad pero de manera negativa, esto resulta muy importante pues la cantidad de polvo que puede acumularse en los paneles puede afectar negativamente al VAN del proyecto, por lo tanto un buen plan de mantenimiento resulta crucial. La inversión solar no debe ser subestimada, pues con tan sólo un aumento del 4-5% resulta en un VAN nulo, y finalmente de manera directa el mantenimiento de los paneles tiene poca relevancia, pero mucha relevancia de manera indirecta por el tema de la acumulación de polvo explicado en el párrafo anterior.

4.5.2. Central fotovoltaica con acumulación

Los factores que más influyen en el VAN son el precio de la electricidad, el costo de inversión del BESS y la radiación solar. El aumento de la primera genera el aumento del VAN lo cual

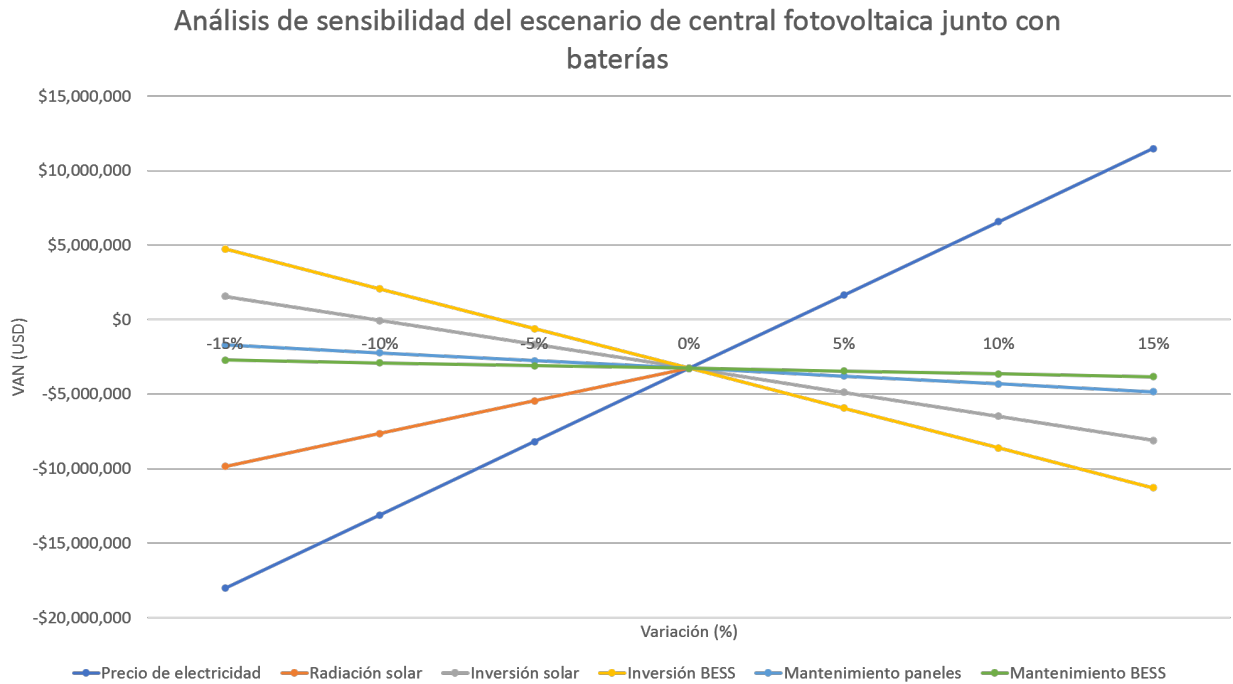


Figura 4.17: Análisis de sensibilidad del escenario de la central fotovoltaica con acumulación. Fuente: elaboración propia.

es lógico pues la energía comprada a la red resulta ahora más cara y por lo tanto la energía solar más atractiva. Por otro lado se tiene el costo de capital del sistema de almacenamiento, el cual resulta muy costoso y constituye de hecho la razón principal por la que este escenario no es económicamente viable. Se puede inferir de la figura 4.17 que para que este proyecto sea viable los costos de inversión del BESS aún deben disminuir no menos de un 7%. Considerando lo mucho que estos costos han disminuido en los últimos años se infiere que nos encontramos a pocos años de que las baterías sean una alternativa rentable. Los costos de mantenimiento son menos importantes teniendo una influencia económica muy pequeña.

4.5.3. Ventilación on-demand

En este escenario se ve una influencia positiva del precio de electricidad, esto se debe a que el ahorro en costos de electricidad es proporcional al precio de la misma, pues el consumo proviene exclusivamente de la red, por lo tanto, a medida que sube el precio resulta cada vez más valioso lograr la eficiencia energética. Por otro lado los costos de inversión y mantenimiento no influyen al tratarse de valores muy pequeños comparados con los beneficios que generan, esto desde el punto de vista económico, sin embargo debe notarse que para un sistema VOD el mantenimiento resulta crucial y puede significar el éxito o fracaso de un sistema de este tipo, y cobra más relevancia mientras mayor sea el grado de aplicación o automatización del sistema VOD.

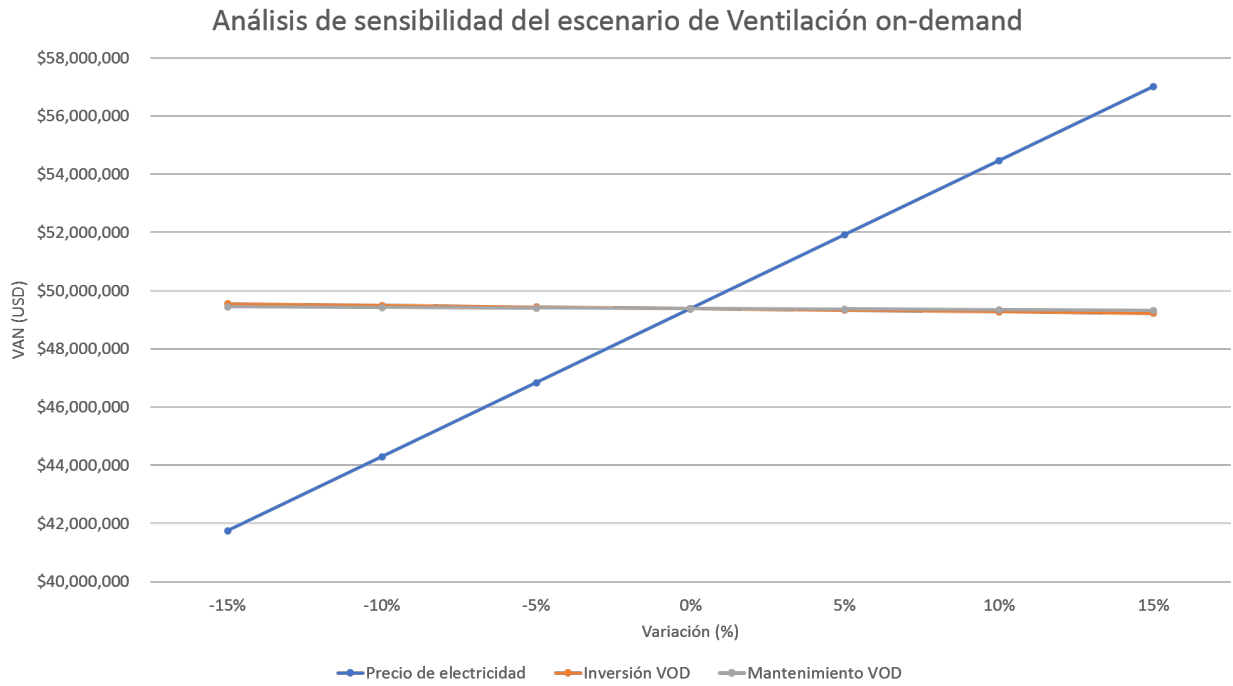


Figura 4.18: Análisis de sensibilidad del escenario de ventilación on-demand.
Fuente: elaboración propia.

4.5.4. Central fotovoltaica con acumulación y VOD

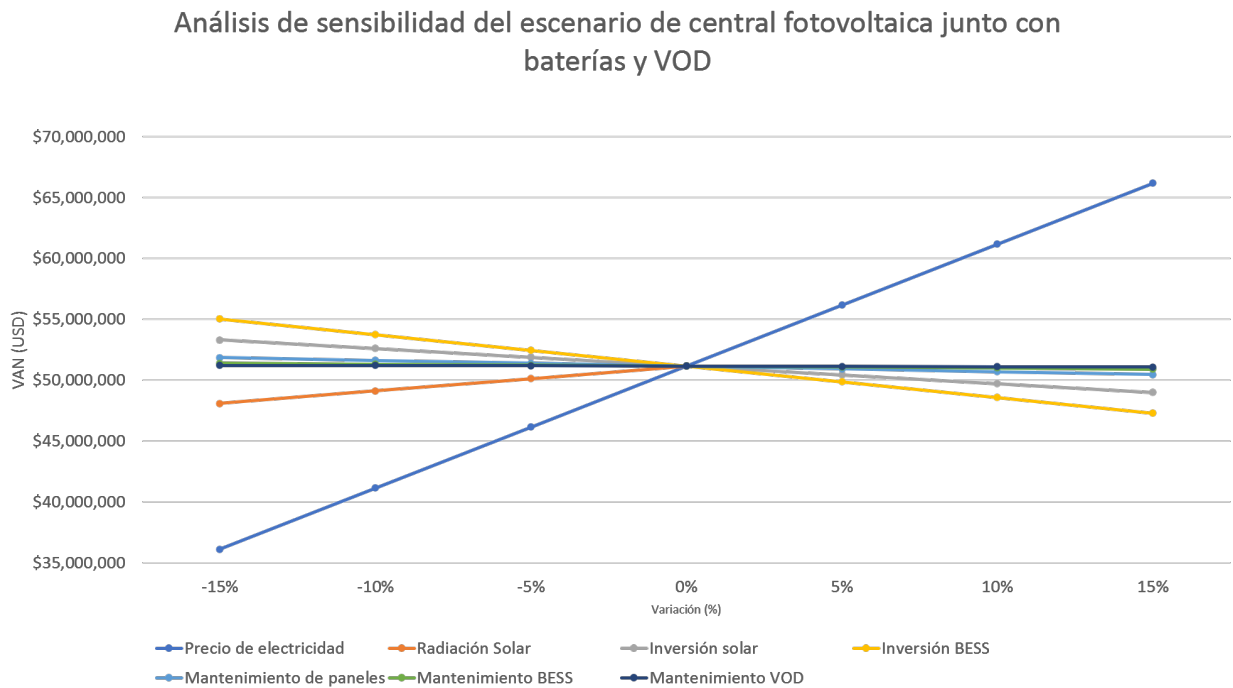


Figura 4.19: Análisis de sensibilidad del escenario de la central fotovoltaica con acumulación y ventilación on-demand.

Aquí podemos ver el mismo efecto de las variables visto en los escenarios anteriores por lo que no existe ningún comentario adicional que no haya sido mencionado con anterioridad.

4.6. Disminución de la huella de carbono

En este caso se calcula considerando que toda la electricidad proviene de la red de distribución nacional. Como en promedio se tiene que se liberan 0.3904 toneladas de CO₂ equivalente por cada MWh producido según la figura 3.8, entonces la cantidad total de CO₂ equivalente que se libera anualmente es de 47.2 kton. Las emisiones calculadas en cada escenario según la cantidad de energía comprada a la red se muestran en la tabla 4.28.

Tabla 4.28: Emisiones anuales de CO_{2,eq} comprando toda la energía eléctrica de la red.

	Base	PV	PV+BESS	VOD	PV+BESS +VOD
kton. de CO ₂ eq.	47.2	35.2	22.2	29.5	18.3
Disminución porcentual	-	25.4 %	53 %	37.5 %	61.2 %

El ahorro en emisiones es bastante considerable, como mínimo un 25 % siendo el escenario solar con acumulación y VOD el que genera la mayor reducción de emisiones, en la cual se dejan de emitir casi de 29 mil toneladas al año, y si se considera la vida útil del proyecto se dejan de emitir 867 kiloneladas de CO_{2,eq}. Para ejemplificar esta reducción anual de las emisiones, estas equivalen a las emisiones de un auto mediano que recorre 200,000 kilómetros.

El escenario solar con acumulación logra reducir las emisiones en poco más de la mitad mientras que incorporar VOD reduce las emisiones en casi un 38 %. El escenario en el cual sólo se tienen paneles solares resulta tener el menor desempeño en cuanto a emisiones pues sólo se reducen en 12 mil toneladas anuales de CO_{2,eq}, esto debido a la poca participación de la energía solar en este escenario.

Por otro lado es importante tener el contexto de esta reducción de emisiones en el proceso global de producción de cobre. Para lo anterior se utilizará la figura 4.20.

En promedio en una mina subterránea se liberan 3.5 kg de CO₂ equivalente por cada tonelada de cobre producido, este valor considera tanto las emisiones directas e indirectas de todos los procesos involucrados en la producción de cobre. Con lo anterior y considerando que, según CODELCO en su memoria anual 2021, la ley promedio de cobre de las divisiones de la empresa fue de 0.71 % y también tomando en cuenta la producción diaria estimada de 71.000 tpd, se tiene que al año se liberan al ambiente del orden de 635 kilotoneladas de

		UNDERGROUND	OPEN CUT	COMBINED
ENERGY INTENSITY (GJ / t Cu produced)	TOTAL	21.7	20.5	29.5
	DIRECT	8.7	12.8	13.5
	INDIRECT	12.4	8.4	18.4
GREENHOUSE GAS EMISSIONS (t CO ₂ -eq / t Cu produced)		3.5	2.3	5.7

Figura 4.20: Resumen de las emisiones de gases de efecto invernadero y la intensidad energética de las minas subterráneas, a cielo abierto y combinadas, obtenido mediante una evaluación de los informes de sostenibilidad de varias minas productoras de cobre en todo el mundo (Sykes, 2020).

CO₂. Por lo tanto una reducción de un 50 % de emisiones (unas 24 kton de disminución) en el proceso de ventilación tal y como se calculó para los escenarios *PV+BESS* y *PV+BESS+VOD* se traduce en una disminución de casi 4 % de las emisiones totales.

4.6.1. Contrato de energías renovables

Anteriormente se había mencionado que en los cálculos se tenía en cuenta una mina que no contaba con un contrato de energías renovables, sin embargo es interesante, para el escenario de ventilación on-demand, cuantificar la reducción de las emisiones contando con este tipo de contrato. Lo anterior se debe a que para las empresas mineras, con el objetivo de reducir sus emisiones, les sería una opción más económica y sencilla prescindir de la energía solar propia, pues su negocio no es la producción de energía, y establecer contratos de energías renovables junto con VOD. Con lo anterior se realizó la tabla 4.29.

Tabla 4.29: Comparación de la reducción de emisiones dependiendo de si la mina cuenta o no con un contrato de energías renovables.

	Con VOD	Sin VOD
Con contrato de energías renovables	47.2 kton	47.2 kton
Sin contrato de energías renovables	30.4 kton	0 kton

De la tabla anterior podemos notar que se produce la misma reducción de emisiones entre tener o no tener ventilación on-demand para el caso en el que la mina si cuenta con un contrato de energías renovables. Sin embargo la diferencia entre ambos casos es que con ventilación on-demand se produce un ahorro en el consumo de aproximadamente un 35.7 % (161 GWh frente a 104 GWh). Esto último es de gran importancia en una mina, y en general en cualquier actividad económica, pues siempre se perseguirá ahorrar costos, más aún los de electricidad, los cuales han tenido una gran alza en sus precios los últimos años. Sin embargo existe, además del tema de la eficiencia energética, una externalidad positiva pues aquella electricidad

limpia que se deja de consumir gracias a la ventilación on-demand puede ser aprovechada por otros clientes. Lo anterior se vuelve más importante si estos otros clientes se tratan de clientes regulados, como pueden ser los habitantes de una gran ciudad los cuales no pueden elegir el origen de la energía que consumen, pues con la inyección de esta energía renovable, antes consumida por la mina, se genera una positiva disminución en el factor de emisión global de CO₂.

4.7. Caso especial: LHD eléctricos

Un caso especial que se decidió incorporar es el caso en el que se tienen LHD eléctricos en vez de LHD diésel, para esto se utilizará lo realizado por Halim (Halim y Kerai, 2013) donde concluye que para el caso de minas profundas se requiere 0.04 m³/s/kW, es decir, un 36.5% menos de flujo de aire (0.063 m³/s/kW o 2.83 m³/min/HP). En estas condiciones nuevas se evaluaron los mismos escenarios anteriores manteniendo fijo el diseño anterior pensando en una mina ya en operación que busque cambiar la flota de LHD diésel a LHD eléctricos pues en la actualidad existe la tendencia a incorporar la electromovilidad en la minería.

Como consecuencia de esto el flujo total máximo necesario al interior de la mina disminuyó desde 1,669 hasta 1,447 m³/s, es decir un 13.3% menos. El resultado económico se muestra en la tabla 4.30 mientras que en la tabla 4.31 se muestran las emisiones de estos escenarios medidas en kilotoneladas de dióxido de carbono equivalente.

Tabla 4.30: Evaluación económica de los escenarios considerando flota de LHD eléctricos.

Parámetros	Escenarios			
	PV	PV +BESS	PV+BESS +VOD	VOD
Inversión	15 MUSD	75.5 MUSD	46.8 MUSD	1 MUSD
Tasa de descuento	10 %	10 %	10 %	10 %
Costo de electricidad anual	5.8 MUSD	1.8 MUSD	1.5 MUSD	4.8 MUSD
VAN	16.3 MUSD	12.8 MUSD	51.8 MUSD	50.4 MUSD
TIR	18.2 %	11.4 %	18.3 %	344 %
Payback	10 años	22.8 años	10.2 años	4 meses
LCOE/LCOSS	71.6 USD/MWh	133.6 USD/MWh	132.9 USD/MWh	-

Tabla 4.31: Emisiones anuales de CO2 de cada escenario considerando flota de LHD eléctricos.

Escenario	Emisiones de $CO_{2,eq}$ (kton)
Caso Base	47.2
PV	31
PV+BESS	19.6
PV+BESS+VOD	15.2
VOD	28.7

Tabla 4.32: Variación del VAN y de las emisiones anuales en los escenarios con equipos eléctricos frente a escenarios con equipos diésel.

Escenario	Variación del VAN (MUSD)	%	Variación de las emisiones (ton)	%
PV	15.6 MUSD	2,133	-4,136	-11.8
PV+BESS	16.1 MUSD	-	-2,610	-11.8
PV+BESS+VOD	0.6 MUSD	2.3	-3,114	-17
VOD	1 MUSD	2	-817	-2.8

En la tabla 4.32 se hace un comparación del efecto de utilizar LHD eléctricos en las operaciones mineras. Puede notarse que todos los escenarios mejoraron todos sus parámetros, e incluso el escenario de energía solar con acumulación que antes no era viable económicamente ahora lo es. Sin embargo, en los escenarios en que se incluye un sistema VOD la mejora económica es muy pequeña, esto se debe a que es el sistema VOD el principal responsable de la reducción de costos, y al añadir otra tecnología, en este caso la electromovilidad, sólo produce mejoras adicionales marginales. En cambio, cuando no se cuenta con este sistema de control de ventilación si puede observarse la notable mejora que significa la introducción de la electromovilidad en la operación.

También se redujeron considerablemente las emisiones con la introducción del LHD eléctrico, sobre todo en el escenario que incorpora todas las tecnologías, que si bien no presenta grandes cambios en términos económicos, si lo hace en términos ambientales al obtener una reducción adicional de emisiones de un 17% frente a su escenario homólogo con equipos diésel.

Capítulo 5

Conclusiones

En base al análisis realizado para los distintos escenarios se tiene que aquel donde se considera la incorporación de todas las tecnologías resulta ser el más beneficioso con un VAN de 51.2 MUSD, lo cual es considerable pues el costo de electricidad anual al obtener la energía solamente de la red es de casi 8 MUSD, por lo que el ahorro en electricidad equivale a más de 6 años de operación, lo anterior sin considerar el valor del dinero en el tiempo, por lo que en la práctica el ahorro resulta ser más que esos 6 años. Este resultado no es nuevo, pues existen diversos proyectos en el mundo incorporando esta tecnología debido a que se requiere un costo de inversión bajo y permite generar un ahorro en electricidad como mínimo de entre un 20 y 25 % cada año según diversos autores. Desde el punto de vista ambiental este escenario también se sitúa en el primer lugar pues el ahorro de emisiones es de un 61 %.

El escenario de energía solar con acumulación es el segundo que menos CO₂ libera, sin embargo debido a la incorporación de las baterías no resulta rentable pues el VAN es de -3.3 MUSD. Se estima que aún deben reducirse los costos de las baterías en aproximadamente un 10 % para la masificación de su uso, lo cual se espera en unos pocos años más. Además, aunque en menor medida, el alto costo de este escenario también se explica debido a que se trata de una central fotovoltaica de mediana a baja capacidad, con un costo unitario algo mayor que centrales cuya potencia superan los 100 MW, por lo que un proyecto de este tipo es mejor llevarlo a cabo a mayor escala para alimentar más procesos que sólo la ventilación. Por otra parte, si se incorpora solamente ventilación on-demand se tiene un VAN de casi 50 MUSD, cercano al escenario 4, pero con la ventaja de que la inversión es muy baja. Sin embargo se debe contar con un buen plan de implementación y un buen plan de mantenimiento, pues al existir limitada literatura al respecto puede significar un riesgo para los inversionistas. En cuanto emisiones se ubica en tercer lugar, sin embargo es interesante su implementación en una mina que cuente con un contrato de energía renovables reduciendo las emisiones a cero.

El escenario con peor desempeño ambiental fue el que contemplaba sólo la instalación de una central fotovoltaica pues fue la que redujo menos sus emisiones, un 25 % de reducción.

Además económicamente no estuvo mejor pues arrojó un VAN de menos de 1 MUSD que si bien es positivo, no compensa pues la inversión es muy alta para tan pequeños beneficios a lo largo de los 30 años de vida útil.

La incorporación de LHD eléctricos tuvo como consecuencia que todos los escenarios aumentaron sus indicadores económicos y disminuyeron sus emisiones, pues el flujo de aire requerido dentro de la mina disminuyó un 13.3%. Sin embargo, la incorporación de la electromovilidad sólo produjo buenos resultados económicos en los escenarios que no poseían un sistema de control de la ventilación mientras que en los escenarios que si se contaba con este sistema los beneficios fueron marginales, lo cual se debe a que ya el sistema VOD había logrado reducir los costos y ya no era posible reducirlos más con esta tecnología. Por lo anteriormente mencionado, no cabe duda que la conversión de equipos diésel a equipos eléctricos en la minería traerá consigo muy buenos beneficios, tanto económicos como medioambientales, y hará de esta actividad económica una más sustentable.

En base a todo el trabajo realizado, el mejor escenario resultó ser el número 4 tanto en términos económicos como ambientales, este último aspecto es cada vez más relevante pues el problema del calentamiento global es de gran importancia a nivel mundial. Sin embargo los altos niveles de inversión requeridos en este escenario pueden ser determinantes a la hora de optar por un proyecto de esta envergadura y para los inversores probablemente resulta mejor invertir en un proyecto de ventilación on-demand, pues es mucho más barato en términos de inversión y de mantenimiento aunque no está exento de riesgos tal y como se mencionó en la sección 2.2.6. Como conclusión final se recomiendan los escenarios 3 y 4, sin embargo la decisión final dependerá de las necesidades particulares de la empresa minera y de los riesgos que esta esté dispuesta a asumir, y por otro lado se descarta por el momento la utilización de baterías debido a sus altos costos de inversión.

Bibliografía

- ACERA (07/2021). Estadísticas sector de generación de energía eléctrica renovable. Obtenido de <https://acera.cl/wp-content/uploads/2021/07/2021-06-Bolet%C3%ADn-Estad%C3%ADsticas-ACERA-5.pdf>.
- Acuña, E., Alvarez, R., y Hurtado, J. (2016). Updated ventilation on demand review: implementation and savings achieved. En *Proceedings of the First International Conference on Underground Mining Technology*.
- Andrade, S. (2008). Guía metodológica de seguridad para proyectos de ventilación de minas. Informe técnico, SERNAGEOMIN.
- Brantes, R. y Cantallopts, J. (2022). Proyección del consumo de energía eléctrica en la minería del cobre 2021-2032. Informe Técnico N° 2022-A-1905, COCHILCO.
- Brealey, B., Myers, S., y Allen, F. (2022). *Principios De Finanzas Corporativas*. MCGRAW HILL EDUCATION, 9 edici
- Bustamante, S. (2013). Proyecto mina chuquicamata subterránea (PMCHS).
- Carrasco, R. (2020). Metodología para obtención de la tasa de degradación de paneles fotovoltaicos en terreno. Tesis de pregrado, Universidad Técnica Federico Santa María.
- Carrasco, S. (2018). Diseño y estudio de factibilidad técnicaeconómica de planta solar fotovoltaica tipo netbilling en la región metropolitana. Tesis de pregrado, Pontificia Universidad Católica de Valparaíso.
- CODELCO Chile (2009). Estudio de prefactibilidad proyecto mina chuquicamata subterránea. Technical Report MSC-ICO-SKMMIN-0000-GEN-INF-100. Obtenido de https://www.codelco.com/prontus_codelco/site/artic/20110706/asocfile/20110706150616/informe_principales_decisiones_rev_p_25_03_2009.pdf.
- Comisión Nacional de Energía (01/01/2021). Costo marginal horario de la barra Cruce-ro. Obtenido de https://comisionenergia-my.sharepoint.com/personal/infoestadistica_cne_cl/Documents/Forms/All.aspx?ga=1&RootFolder=%2Fpersonal%2Finfoestadistica%5Fne%5Fcl%2FDocuments%2Fenergia%5Fabierta%2Fcatalogo%5Festadisticas%2Fcostos%5Fmarginales%2Fhorario&FolderCTID=0x012000FA8BCC0F450D1F40BD3ACC03BBE40750.
- Corporación de Desarrollo Tecnológico y Cámara Chilena de la Construcción (2019). Residuos de construcción y demolición (RCD). *Revista BIT*, 125.

- Corvalán, M. y Lopez, D. (2016). Metodología de ventilación auxiliar para desarrollos ciegos. Tesis de pregrado, Universidad Técnica Federico Santa María.
- Costa, L. V. y Silva, J. M. (2019). Cost-saving electrical energy consumption in underground ventilation by the use of ventilation on demand. *Mining Technology*, 129:1–8.
- Donoso, J., Wallace, K., Prosser, B., Guerrero, A., y Acevedo, J. (2012). Ventilation system design for the codelco new level project. En *Proceedings of the 14th US Mine Ventilation Symposium*.
- Eberhardt, E., Stead, D., y Morrison, T., editores (2007). *Geotechnical Inputs For Cave Management In the DOZ Block Cave*, volumen All Days de *Canada - U.S. Rock Mechanics Symposium*. ARMA-07-162.
- Egaña, M., Engelstad, O., Mathiesen, T., Villegas, F., y Nilsen, B. (2017). Challenges on the design of mining caverns. En *Proceedings of the World Tunnel Congress 2017*.
- Ente Regional de la Energía de Castilla y León (2004). *Energía Solar Fotovoltaica. Manual Del Arquitecto*. Junta De Castilla León.
- Ferrada, M. (2013). Recuperación pilar oeste proyecto mina subterránea. Tesis de pregrado, Universidad de Chile.
- Galilea, B. (2017). Estimación de la tasa de incorporación de área socavada en block caving mediante técnicas de simulación. Tesis de pregrado, Universidad de Chile.
- García Garnica, J. E., Sepúlveda Mora, S. B., y Ferreira Jaimes, J. (2018). Technical and economic feasibility study of implementing a photovoltaic system in a water treatment plant. *INGE CUC*, 14(1):41–51.
- Goharriz, K., Giadach, F., Mora, G., y Reyes, A. (2020). Anuario estadístico de energía.
- Gómez, R. y Labbé, E. (2019). Una opción para el paso a la minería subterránea masiva: la actual metodología aplicada en Chile del “block caving”. *BOLETÍN GEOLÓGICO Y MINERO*, 130(1):181–198.
- Halim, A. y Kerai, M. (2013). Ventilation requirement for ‘electric’ underground hard rock mines— a conceptual study. En *The Australian Mine Ventilation Conference*.
- Hardcastle, S., Gangal, E., y Leung, E. (1998). Green and economic mine ventilation withan integrated air management system. En Singhal, R., editor, *Proceedings, 7th International Symposium on Mine Plannning and Equipment Selection*, pp. 785–794.
- Hardcastle, S., Kocsis, C., y O’Connor, D. (2006). Justifying ventilation on demand in a canadian mine and the need of process based simulations. En *Proceedings of the 11th US Mine Ventilation Symposium*, pp. 15–27, University Park, Pennsylvania. The Pennsylvania State University.
- Hatakeyama, Y., Sakai, T., Kimura, Y., e Inoue, M. (1992). Real time ventilation network analysis based on anemometers in an underground coal mine. En *Proceedings of the 5th International Mine Ventilation Congress*, pp. 345–350.

- Herazo, Y. (2018). Simulation and excavation of horizontal developments in block/panel caving mining. Tesis de magíster, Universidad de Chile.
- Hormazábal, E., Alvarez González, R., Russo, A., y Acevedo Contreras, D. (2018). Influence of the undercut height on the behaviour of pillars at the extraction level in block and panel caving operations. *Proceedings of the Fourth International Symposium on Block and Sublevel Caving*.
- HOWDEN (s.f.). Ventiladores auxiliares. Obtenido de <https://www.howden.com/en-gb/casestudies/k-s-auxiliary-fans>.
- Huang, P.-H., Kuo, J.-K., y Huang, C.-Y. (2015). A new application of the ultrabattery to hybrid fuel cell vehicles. *International Journal of Energy Research*, 40:n/a–n/a.
- Insa, J. (2018). ¿Qué es y qué hace un regulador de carga solar? Obtenido de <https://www.monsolar.com/blog/que-es-y-que-hace-un-regulador-de-carga-solar/>.
- IRENA (2021). Renewable Energy Statistics 2021. Informe técnico, The International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
- McPherson, M. (1988). Subsurface environmental engineering – a look into the future. En *Proceedings of the 4th International Mine Ventilation Congress*, pp. 19–27.
- McPherson, M. (2012). *Subsurface Ventilation and Environmental Engineering (English Edition)*. Springer, 1993 edici
- Minetek (2022). DISEÑO DE VENTILACIÓN SECUNDARIA DE LA MINA. Obtenido de <https://minetek.com/es/dise%C3%B1o-de-ventilaci%C3%B3n-de-mina-secundaria/>.
- Ministerio de Energía (2021). Factores de Emisión SEN. Obtenido de <http://energiaabierta.cl/visualizaciones/factor-de-emision-sic-sing>.
- Ministerio de Energía (s.f.). Explorador solar. Obtenido de <https://solar.minenergia.cl>.
- Mohammad Bagher, A., Mirhabibi, M., y Mahmoud, V. (2015). Types of Solar Cells and Application. *American Journal of Optics and Photonics*, 3(5):94.
- Molina, R., Silva, F., Perilla, S., y Sánchez, H. (2016). Caracterización del ambiente térmico para la actividad ganadera bovina en el Valle del Cauca, Colombia. *Acta Agronómica*, 65(4):406–412.
- Nel, A. J., Arndt, D. C., Vosloo, J. C., y Mathews, M. J. (2019). Achieving energy efficiency with medium voltage variable speed drives for ventilation-on-demand in South African mines. *Journal of Cleaner Production*, 232:379–390.
- Ni, H., Lu, W., Wang, X., Lu, H., Zhang, Y., y Zhang, M. (2015). Research progress of pv mounting system for solar power station. En *Proceedings of the International Conference on Chemical, Material and Food Engineering*, pp. 294–297. Atlantis Press.
- Nyqvist, J. y Serres, M. (2020). ABB discusses the benefits of ventilation on demand. *Canadian Mining Journal*, pp. 37–40.

- O'Connor, D. (2008). Ventilation on demand (vod) auxiliary fan project – vale inco limited, creighton mine. En *Proceedings of the 12th US Mine Ventilation Symposium*, pp. 41–44.
- Pandey, J., Mischo, H., y Drebenstedt, C. (2015). Ventilation on demand for improving viability of underground mines in india. *Journal of Mines, Metals Fuels*, pp. 119–125.
- Papar, R., Szady, A., Martin, V., y Mckane, A. (1999). Increasing energy efficiency in a mine ventilation systems. Technical report, Lawrence Berkeley National Laboratory. Informe Técnico.
- Park, C.-Y., Hong, S.-H., Lim, S.-C., Song, B.-S., Park, S.-W., Huh, J.-H., y Kim, J.-C. (2020). Inverter Efficiency Analysis Model Based on Solar Power Estimation Using Solar Radiation. *Processes*, 8(10):1225.
- Paz, A. (2018). Dimensionamiento óptimo y análisis técnico económico de un sistema de almacenamiento de energía. Tesis de pregrado, Pontificia Universidad Católica de Valparaíso.
- Pickering, A. y Robinson, R. (1984). Application of controlled air recirculation to auxiliary systems and mine district ventilation circuits. En *Proceedings of the 3rd International Mine Ventilation Congress*, pp. 315–322.
- Ramasamy, V., Feldman, D., Desai, J., y Margolis, R. (2021). U.S. Solar Photovoltaic System and Energy Storage Cost Benchmarks: Q1 2021. Informe técnico, NREL.
- Romero, J. (2019). Análisis ciclo vida y económico aplicado a la reutilización y reciclaje de paneles solares fotovoltaicos. Tesis de pregrado, Universidad de Chile.
- Rustan, A. (1979). A review of developments in monitoring and control of mine ventilation systems. En *Proceedings of the 2nd International Mine Ventilation Congress*, pp. 223–229.
- Semin, M. A., Grishin, E. L., Levin, L. Y., y Zaitsev, A. V. (2020). Automated ventilation control in mines. challenges, state of the art, areas for improvement. *Journal of Mining Institute*, 246:623–632.
- Steven, Bluhm and Roy, Moreby and Colin, Jones and and Frank, von Glehn (2012). Resolution copper mine pre-feasibility study refrigeration and ventilation strategy. Informe técnico, BBE and Morvent.
- Sykes, C. (2020). Zero emission copper mine of the future. Technical report, The Warren Centre. Obtenido de <https://copperalliance.org/wp-content/uploads/2020/07/Emissions-Copper-Mine-of-the-Future-Report.pdf>.
- The World Bank (2017). Mapas de recursos solares de World. Obtenido de <https://solargis.com/es/maps-and-gis-data/download/world>.
- Tran-Valade, T. y Allen, C. (2013). Ventilation-On-Demand key consideration for the business case. En *Proceedings of the Toronto 2013 CIM Conference*. Canadian Institute of Mining (CIM).
- Vega, D. (2017). Estrategia de hundimiento en macro-bloques centrales (n01-s01) mina chu-

quicamata subterránea. Tesis de pregrado, Universidad de Chile.

Wallace, K., Prosser, B., y Stinnette, J. D. (2015). The practice of mine ventilation engineering. *International Journal of Mining Science and Technology*, 25(2):165–169.

Zhang, J., Zhang, L., Sun, F., y Wang, Z. (2018). An overview on thermal safety issues of lithium-ion batteries for electric vehicle application. *IEEE Access*, PP:1–1.

Zuñiga, P. (2020). Recomendaciones básicas para la selección de ventiladores. Nota técnica N71, Instituto de Salud Pública de Chile. Obtenido de <https://www.ispch.cl/nota-tecnica-n71>.