

**ESTUDIO CONCEPTUAL SOBRE LA GENERACIÓN DE GAS NATURAL
SINTÉTICO A PARTIR DE UNA FUENTE DE ENERGÍA RENOVABLE
MEDIANTE TECNOLOGÍA "POWER TO GAS"**

CARLOS ANDRÉS FONTALVO GÓMEZ

EDGAR ALBERTO VIDAL GAMBOA

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2017

**ESTUDIO CONCEPTUAL SOBRE LA GENERACIÓN DE GAS NATURAL
SINTÉTICO A PARTIR DE UNA FUENTE DE ENERGÍA RENOVABLE
MEDIANTE TECNOLOGÍA "POWER TO GAS"**

CARLOS ANDRÉS FONTALVO GÓMEZ

EDGAR ALBERTO VIDAL GAMBOA

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

DIRECTOR

César Augusto Pineda Gómez

Ingeniero de Petróleos

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2017

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCION	15
1. FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA POWER TO GAS	17
1.1. GAS NATURAL	17
1.1.1. Composición del gas natural.....	17
1.1.2. Gas natural sintético	18
1.2. ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA	18
1.2.1. Tipos de sistemas de almacenamiento de energía.....	20
1.2.1.1. Baterías	21
1.2.1.2. Almacenamiento con aire comprimido (CAES).....	22
1.2.1.3. Almacenamiento por bombeo (PHS)	22
1.2.1.4. Power to Gas	22
1.3. FUNDAMENTO TECNOLÓGICO SISTEMA POWER TO GAS	22
1.4. EFICIENCIA DEL SISTEMA POWER TO GAS	23
2. TECNOLOGÍA POWER TO GAS	27
2.1. ELECTRÓLISIS	27
2.1.1. Electrólisis alcalina	29
2.1.2. Electrólisis por membrana de electrolito polimérico.....	31
2.1.3. Electrólisis de óxidos solidos	33
2.2. METANACIÓN.....	34

2.2.1.	Procesos químicos	36
2.2.1.1.	Metanación de lecho fijo	36
2.2.1.2.	Metanación con lecho fluidizado	38
2.2.1.3.	Metanación de tres fases.....	39
2.3.	INTEGRACIÓN DE PROCESOS EN SISTEMAS POWER TO GAS.....	40
2.4.	APLICACIÓN DE LA TECNOLOGÍA POWER TO GAS EN EL MUNDO..	42
2.4.1.	Etogas.....	43
2.4.2.	Hydrogenics.....	44
2.4.3.	Sunfire	45
3.	GENERADORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	45
3.1.	TIPOS DE GENERADORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA	46
3.1.1.	Centrales hidroléctricas	47
3.1.1.1.	Clasificación de las centrales hidroeléctricas según capacidad.....	47
3.1.1.2.	Funcionamiento de una central hidroeléctrica	48
3.1.1.3.	Ventajas e inconvenientes de las centrales hidroeléctricas.....	49
3.1.2.	Energía eólica.....	49
3.1.3.	Energía geotérmica	50
3.1.4.	Energía solar	51
3.1.4.1.	Energía solar fotovoltaica	51
3.1.4.2.	Energía solar de concentración	51
3.2.	ACTUALIDAD DE LAS FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLE EN COLOMBIA.....	52

3.3.	INTEGRACIÓN A GASODUCTOS.....	56
3.3.1.	Infraestructura nacional del gas.....	57
3.3.2.	Sistema Nacional de Transporte de gas natural colombiano.....	58
3.3.3.	Demanda de gas en el país.....	59
4.	DISEÑO Y ANÁLISIS DE UN PROYECTO POWER TO GAS	60
4.1.	Agua en el proceso (H ₂ O).....	66
4.1.1.	Alternativa: Suministro de agua destilada	66
4.2.	Dióxido de Carbono en el proceso (CO ₂).....	67
4.2.1.	Alternativa 1: Suministro de CO ₂	67
4.2.2.	Alternativa 2: Captación de CO ₂	68
4.2.2.1.	Pre-combustión.....	69
4.2.2.2.	Post-combustión	69
4.2.2.3.	Oxy-combustión.....	69
4.3.	Requerimientos de energía.....	72
4.4.	Otras consideraciones técnicas	75
4.5.	Análisis financiero.....	75
5.	ANÁLISIS DEL CICLO DE VIDA	78
5.1.	OBJETIVO Y ALCANCE DEL ESTUDIO.....	78
5.2.	INVENTARIO DEL CICLO DE VIDA (ICV)	79
5.2.1.	Metodología.....	79

5.3.	IDENTIFICACIÓN Y EVALUACIÓN DEL IMPACTO DEL CICLO DE VIDA .	85
5.3.1.	Proyecto Power to Gas	85
5.3.1.1.	Preoperativa: construcción de locaciones	85
5.3.1.2.	Productiva: operación, producción y mantenimiento de “Power to Gas”	91
	CONCLUSIONES	97
	RECOMENDACIONES	98
	BIBLIOGRAFÍA	99
	ANEXOS	100

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Representación porcentual de energías renovables	19
Figura 2. Tipos de sistemas de almacenamiento de energía	20
Figura 3. Tiempo de descarga frente a capacidad de almacenamiento	21
Figura 4. Ciclo de conversión de energía	24
Figura 5. Esquema pérdidas de calor en sistema Power to Gas.....	26
Figura 6. Diagrama proceso electrolítico	28
Figura 7. Esquema de operación de los electrolizadores alcalinos.....	30
Figura 8. Diagrama esquemático de un electrolizador	31
Figura 9. Esquema de operación de los electrolizadores de membrana polimérica.....	32
Figura 10. Esquema de operación de los electrolizadores de membrana polimérica.....	33
Figura 11. Efecto de la presión y temperatura sobre la fracción molar del gas natural producido ..	35
Figura 12. Proceso reactor de lecho fijo	37
Figura 13. Proceso reactor de lecho fluidizado.....	38
Figura 14. Esquema de proceso Power to Gas	41
Figura 15. Capacidad energías renovables	46
Figura 16. Cadena producción de energía eléctrica.....	53
Figura 17. Histórico mensual de la generación eléctrica de las centrales hidráulicas en 2015	56
Figura 18. Estaciones de compresión de gas en Colombia.	57
Figura 19. Mapa de ruta para el planteamiento del diseño de una planta PtG.	61
Figura 20. Consideraciones importantes de la tecnología PtG.	62
Figura 21. Esquema del proceso, variables de entrada y salida.....	64
Figura 22. Esquema básico de un sistema de captura de CO ₂	70
Figura 23. Diagrama de flujo para un proceso de captura de CO ₂ por absorción química.....	71
Figura 24. Mapa de la red de gasoductos colombiano y las principales centrales hidroeléctricas.	72
Figura 25. Seguimiento a las Proyecciones de Demanda de Energía Eléctrica en la Región Centro.	74
Figura 26. Gráfica de porcentaje de importancia de los impactos en la etapa preoperativa	90
Figura 27. Gráfica de porcentaje de importancia de los impactos en la etapa productiva.....	95

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Composición química del gas natural de la Guajira y Cusiana	17
Tabla 2. Eficiencia conversión energía eléctrica a gas.....	25
Tabla 3. Comparación tipos de reacciones de metanación (Ventajas)	39
Tabla 4. Comparación tipos de reacciones de metanación (Desventajas)	40
Tabla 5. Especificaciones técnicas para una unidad de Etogas.....	43
Tabla 7. Capacidad instalada por tecnología.....	53
Tabla 8. Capacidad instalada en cada región de Colombia para el recurso hídrico [MW].....	54
Tabla 9. Principales gasoductos en Colombia.....	58
Tabla 11. Datos de población con gas natural en Colombia	63
Tabla 12. Datos técnicos de la planta.....	65
Tabla 13. Cotización producto agua destilada tipo II(B)	66
Tabla 14. Empresas proveedoras de dióxido de carbono (CO ₂) en Colombia.....	68
Tabla 15 . Participación Promedio Regional respecto a la Demanda Nacional de Energía Eléctrica. 73	
Tabla 16. Costo instalación de gas en vivienda	75
Tabla 17. Costos operativos de la planta.....	76
Tabla 18. Factores/Indicadores de un proyecto	79
Tabla 19. Momento	81
Tabla 20. Persistencia.....	81
Tabla 21. Intensidad.....	82
Tabla 22. Sinergia	82
Tabla 23. Reversibilidad.....	83
Tabla 24. Periodicidad	83
Tabla 25. Recuperabilidad	83
Tabla 26. Rangos de calificaciones para los impactos	84
Tabla 27. Impactos en la etapa preoperativa.....	86
Tabla 28. Impactos en la etapa preoperativa – Actividad 1	87
Tabla 29. Impactos en la etapa preoperativa – Actividad 2.....	88
Tabla 30. Impactos en la etapa preoperativa – Actividad 3 y 4	89
Tabla 31. Impactos en la etapa productiva	92
Tabla 32. Impactos en la etapa productiva – Actividad 1	93
Tabla 33. Impactos en la etapa productiva – Actividad 2	94

LISTA DE ANEXOS

Anexo A. Comparación entre la composición química del gas natural de los campos de Colombia y campos representativos en el mundo	100
Anexo B. Plantas Power to Gas en el mundo.....	100
Anexo C. Centrales hidroeléctricas en Colombia	100
Anexo D. Mapa ruta Termostiza – Ubalá.....	100
Anexo E. Mapa de ruta Cementos Tequendama - Ubalá.....	100

RESUMEN

TITULO: ESTUDIO CONCEPTUAL SOBRE LA GENERACIÓN DE GAS NATURAL SINTÉTICO A PARTIR DE UNA FUENTE DE ENERGÍA RENOVABLE MEDIANTE TECNOLOGÍA "POWER TO GAS"*

AUTOR: CARLOS ANDRÉS FONTALVO GÓMEZ
EDGAR ALBERTO VIDAL GAMBOA**

PALABRAS CLAVE: gas, gas natural sintético, energía renovable, electrólisis, hidrógeno, metanación, Power to Gas, Almacenamiento de gas.

DESCRIPCIÓN:

El fluctuante estado energético de la industria de hidrocarburos líquidos y gaseosos en torno a, la disponibilidad de reservas y el potencial crecimiento de consumo, activa las alarmas para introducirse en sectores alternos que puedan brindar una solución a esta situación y permita la innovación en otras áreas.

Por otra parte, la inestabilidad energética proveniente de los sistemas de energías renovables, como la solar, se convierte en un desafío que interfiere en el desarrollo de estas tecnologías. La anterior situación descrita, genera la necesidad de buscar alternativas para almacenar la energía y tener la disponibilidad para un posterior aprovechamiento.

La tecnología Power to Gas es una alternativa que tiene la capacidad de contemplar la solución de un déficit energético en un País que cuente con un mediano a alto desarrollo en sistemas denominados "limpios". Para esto, transforma la energía eléctrica en energía química a través de, electrólisis y metanación. El producto obtenido de la electrólisis es el hidrógeno y continuamente es utilizado en la metanación para la producción de metano sintético.

El producto obtenido a través del proceso Power to Gas tiene la ventaja de poder ser usado con funciones semejantes a la del gas natural existente y así mismo, puede ser comprimido, almacenado o inyectado en redes de transporte y distribución de gas natural.

* Tesis de pregrado.

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.
Director: César Augusto Pineda Gómez

ABSTRACT

TITLE: CONCEPTUAL STUDY OF SYNTHETIC NATURAL GAS GENERATION FROM A SOURCE OF RENEWABLE ENERGY THROUGH "POWER TO GAS" TECHNOLOGY"*

AUTHOR: CARLOS ANDRÉS FONTALVO GÓMEZ
EDGAR ALBERTO VIDAL GAMBOA**

KEYWORDS: gas, synthetic natural gas, renewable energy, electrolysis, hydrogen, methanation, Power to Gas, gas storage.

DESCRIPTION:

The fluctuating energy status of the liquid and gaseous hydrocarbon industry around, the availability of reserves and the potential growth of consumption activates the alarms to be introduced in alternative sectors that can provide a solution to this situation and allows the innovation in other areas.

On the other hand, the energy instability from renewable energy systems, such as solar, becomes a challenge that interferes with the development of these technologies. The previous situation described, generates the need to look for alternatives to store the energy and have the availability for a later use.

Power to Gas technology is an alternative that has the capacity to contemplate the solution of an energy deficit in a country that has a medium to high development in so-called "clean" systems. For this, it transforms electrical energy into chemical energy through electrolysis and methanation. The product obtained from electrolysis is hydrogen and is continuously used in methanation for the production of synthetic methane.

The product obtained through the Power to Gas process has the advantage of being able to be used with functions similar to the existing natural gas and can also be compressed, stored or injected into natural gas transport and distribution networks.

* Bachelor thesis.

** Faculty of Physic-Chemistry Engineering. Petroleum engineering school
Director: César Augusto Pineda Gómez

INTRODUCCION

El concepto de Power to Gas involucra a uno de los mayores problemas de nuestros sistemas energéticos: el del almacenamiento de la electricidad. En la actualidad, los embalses regulables mediante unidades de bombeo almacenan electricidad como un método económico, pero estas generan controversia en el ámbito ambiental, a gran escala por razones paisajísticas. Por esta razón, la utilidad de las fuentes renovables está limitada; debido a que la producción de energía depende de las condiciones meteorológicas; una variable inestable al momento de buscar una estabilidad económico-energética.

El crecimiento de la demanda eléctrica en el país muestra que es de suma importancia el sector energético con relación a la generación de hidrocarburos para la economía nacional, en promedio la demanda eléctrica tuvo una aceleración anual del 2,9% en los últimos 4 años; en sintonía con el crecimiento de la economía colombiana que fue de 4%¹, aspecto que afianza la relación entre estos dos sectores del sistema energético. En el 2015 el sistema eléctrico del país conto con una capacidad instalada de 15.508,8 MW, en el cual la mayor parte de energía proviene en un 70,41% aproximadamente de la generación de energía partir de centrales hidroeléctricas y en segundo lugar se ubican las centrales térmicas (gas y carbón), las cuales alcanzan de manera agregada 18,42%².

El almacenamiento de electricidad solo es posible cuando esta se transforma en diferentes formas de energía (potencial, mecánica, térmica, química, electrostática o energía magnética). En general, el almacenamiento de electricidad es posible cuando la producción excede la demanda durante algunos periodos de tiempo siendo un reto y un proceso costoso. La mayoría de los procesos de almacenamiento no contienen la suficiente capacidad para guardar energía eléctrica debido a las limitantes técnicas y a los costos implicados a este proceso. Sabiendo que la generación de energía varia constantemente para satisfacer la demanda creciente debido al aumento de la población, se estudiara una técnica la cual permite el almacenamiento de grandes cantidades de energía mediante la transformación de esta en gas metano sintético.

La investigación se desarrolla según con el objetivo de estudiar los fenómenos físicos involucrados, las ventajas, limitaciones y casos de estudio de la tecnología en la literatura. Del mismo modo, se revisa el potencial de fuentes de energía

¹ UPME. Proyección de la demanda de energía eléctrica y potencia máxima en Colombia. Marzo de 2015.

² UPME. Informe mensual de variables de generación y del mercado eléctrico Colombiano. Enero de 2015.

renovable en Colombia para plantear el diseño conceptual de un piloto que permita valorar el potencial de aplicación de la tecnología Power to Gas.

En los tres primeros capítulos se resumen los fundamentos teóricos, tecnológicos, la actualidad de la tecnología Power to Gas y de la energía renovable en Colombia. Se definen los conceptos más relevantes en la investigación, incluyendo los procesos químicos que intervienen en el sistema y se contextualiza la situación de la tecnología.

En el capítulo 4 se plantea un diseño conceptual para la aplicación de la tecnología en una zona específica del país, basándonos en la demanda de gas que podría tener dicha zona. Así mismo, el capítulo 5 proyecta el análisis del ciclo de vida del proceso, teniendo como base los objetivos y alcances del proyecto, se define la metodología utilizada y se resumen los resultados obtenidos.

1. FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA POWER TO GAS

La tecnología Power To Gas surgió del continuo comportamiento incremental en el consumo de energía y las emisiones de carbón alrededor del mundo. Para tal fin, es necesario reducir el impacto que genera el dióxido de carbono en el ambiente, a través de, la conversión en el uso únicamente de combustible fósil y así proporcionar un escenario donde la participación de fuentes de energía renovable tenga un porcentaje significativo.

1.1. GAS NATURAL

El gas natural es una mezcla de hidrocarburos de componentes livianos como por ejemplo el metano, etano, propano, butano de fórmulas moleculares comprimidas (CH_4 , C_2H_6 , C_3H_8 , C_4H_{10}) respectivamente, entre otros componentes como dióxido de carbono, azufre, nitrógeno. El gas natural es de origen fósil y se encuentra normalmente en el subsuelo continental o marino.

1.1.1. Composición del gas natural

La composición básica del gas natural varía de acuerdo al yacimiento de donde es extraído, una caracterización del gas natural en Colombia se representa en la siguiente tabla. En el anexo 1, se muestra una comparación de las composiciones del gas en yacimientos de diferentes países en el mundo.

Tabla 1. Composición química del gas natural de la Guajira y Cusiana

COMPUESTO	COMPOSICIÓN QUÍMICA	COMPOSICIONES (%molar)	
		Guajira	Cusiana
Metano	CH_4	97,76	82,19
Etano	C_2H_6	0,38	10,43
Propano	C_3H_8	0,2	3,59
i-Butano	C_4H_{10}	0	0,48
n-Butano	C_4H_{10}	0	0,54
i-Pentano	C_5H_{12}	0	0,07
n-Pentano	C_5H_{12}	0	0,05
Hexano	C_6H_{14}	0	0,02
Dióxido de Carbono	CO_2	1,29	0,65

Tabla 1. Composición química del gas natural de la Guajira y Cusiana (Cont.)

Nitrógeno	N ₂	0,37	1,97
Total		100	99,99

Fuente: AMELL, Andrés. BEDOYA, Cesar. SUAREZ, Bladimir. Efectos del cambio de composición química del gas natural sobre el comportamiento de turbinas a gas: Una aproximación al caso colombiano. En: Energética. Febrero, 2006. no. 35, p. 23-31.

Gas natural licuado: (GNL) Gas natural que para facilidad de transportarlo ha sido licuado mediante enfriamiento a aproximadamente menos 161°C a presión atmosférica. El gas natural es 600 veces más voluminoso que el gas natural licuado.

Gas pobre o gas seco: Gas con relativamente pocos hidrocarburos diferentes al metano. El poder calorífico es típicamente alrededor de 1.000 BTU/pie cúbico estándar, a menos que esté presente una proporción significativa de gases que no sean hidrocarburos. Gas que no contiene vapor de agua.

Gas rico: Gas predominantemente con metano, pero con una proporción relativamente alta de otros hidrocarburos. Muchos de estos hidrocarburos normalmente se separan como líquidos del gas natural.

Gas dulce: Es el gas natural que contiene hidrocarburos y bajas cantidades de ácido sulfhídrico y dióxido de carbono.

Gas amargo: Considerado el gas natural que presenta una composición representativa de impurezas de sulfuro de hidrógeno (H₂S) y dióxido de carbono (CO₂).³

1.1.2. Gas natural sintético

La denotación “sintético” en la tecnología PtG hace referencia a la producción de un gas natural rico en metano (CH₄) pero que tiene un porcentaje de otros componentes como H₂, CO, CO₂, H₂O y que fue obtenido a través de un proceso de refinado o una tecnología no convencional como lo es la tecnología Power to Gas. Este gas posee propiedades similares y muy cercanas a las del gas natural, por lo que, es utilizado como alternativa en casos de áreas donde no hay presencia de gas natural; por ejemplo.

1.2. ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA

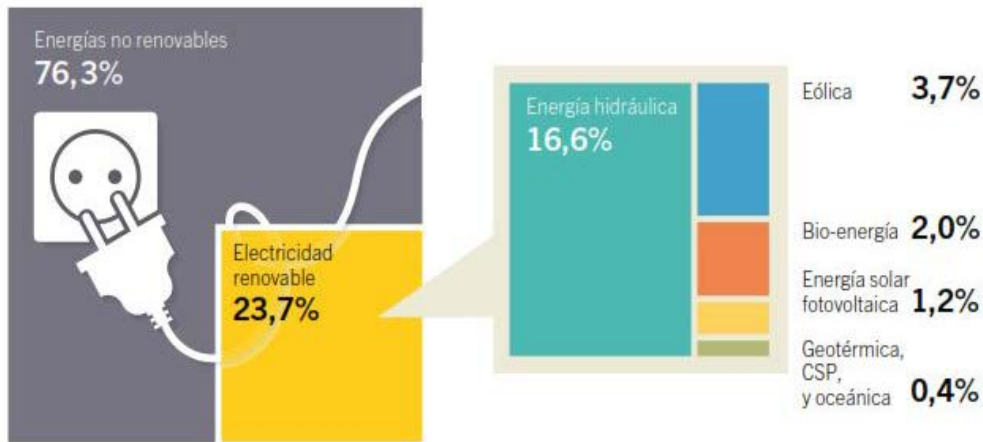
En la actualidad, la importancia de las fuentes de energía renovable ha aumentado significativamente. La política energética y ambiental ve esta alternativa como una tecnología necesaria para reemplazar el uso de combustibles fósiles y disminuir el impacto ambiental generado en el medioambiente. Por lo tanto, el crecimiento acelerado de estas fuentes de energía es asociado a la eficiencia y los beneficios

³ PORTAL GLOSARIO ECOPELROL. [sitio web] [actualizado Noviembre de 2014] En línea: < <http://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/nuestra-empresa/servicios-de-informacion-al-ciudadano/glosario/g-h-i> > [citado el 22 de Octubre de 2016]

energéticos que traen consigo la implementación de estos sistemas alrededor del mundo.

El incremento en la aplicación de energías renovables en la participación mundial como lo representa la figura 1, permite desarrollar fuentes potenciales de suministro energético, la inversión y el desarrollo tecnológico se ve expuesto en el aumento de la capacidad energética y de sistemas habilitados para la generación eléctrica. Teniendo en cuenta lo anterior, es indispensable mencionar que así mismo se asumen desafíos científicos para aumentar la posibilidad de aprovechar la energía excedente causada por fluctuaciones naturales. Las fluctuaciones naturales son fenómenos ocasionados por condiciones ambientales pertenecientes a fuentes de energía como la solar e hidroeléctrica, que dependen de la intensidad de la radiación durante el día y la velocidad del cauce de un cuerpo de agua represado, respectivamente.

Figura 1. Representación porcentual de energías renovables



Fuente: SAWIN, Janet. REN21: Renewable Energy Policy Network For the 21st Century. Energías Renovables 2016 Reporte de la situación mundial. Mastny Lisa, ed. Pág.18. 2016

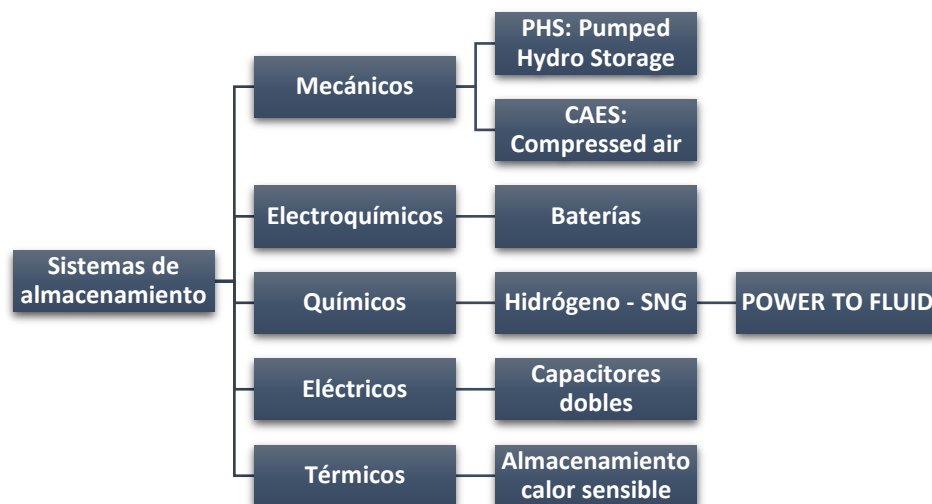
El almacenamiento de energía eléctrica es una de las tecnologías clave en las áreas relacionadas a energías renovables porque mejora la eficiencia del sistema eléctrico e integra usos distintos para aprovechar el excedente de energía generado por la desviación entre demanda/consumo de diferentes horarios durante el día. Esta tecnología ha demostrado capacidades únicas para hacer frente a algunas de las características fundamentales de la electricidad, por ejemplo, las variaciones horarias de la demanda y el precio. En un futuro próximo, las tecnologías de almacenamiento de energía excedente serán indispensables en los mercados emergentes en el uso de más energías renovables, con el objetivo la reducir las cantidades de CO₂ y de las facilidades en redes inteligentes.

“El 2015 fue un año óptimo para las fuentes de energía renovable, se estimó un aumento de 147 gigavatios (GW) de capacidad; el mayor incremento anual registrado”⁴. Una de las causas que influyó en este incremento fue la disminución en los precios de los combustibles fósiles, además de la política ambiental discutida en la Convención marco de las Naciones Unidas sobre el cambio climático (UNFCCC por sus siglas en inglés) citado en París. Los países de la unión europea como Alemania, España, Italia; en América, Estados Unidos, Canadá, Brasil y en Asia como China desarrollan iniciativas en políticas de energías renovables que promueve en el sector energético buscar soluciones que optimicen la eficiencia de estos sistemas.

1.2.1. Tipos de sistemas de almacenamiento de energía

En la actualidad, existen diferentes sistemas de almacenamiento de energía como lo muestra la figura 2, donde se han desarrollado tecnologías con varias décadas de progreso como las centrales hidroeléctricas de almacenamiento por bombeo para grandes magnitudes y baterías para magnitudes de almacenamiento pequeñas.

Figura 2. Tipos de sistemas de almacenamiento de energía



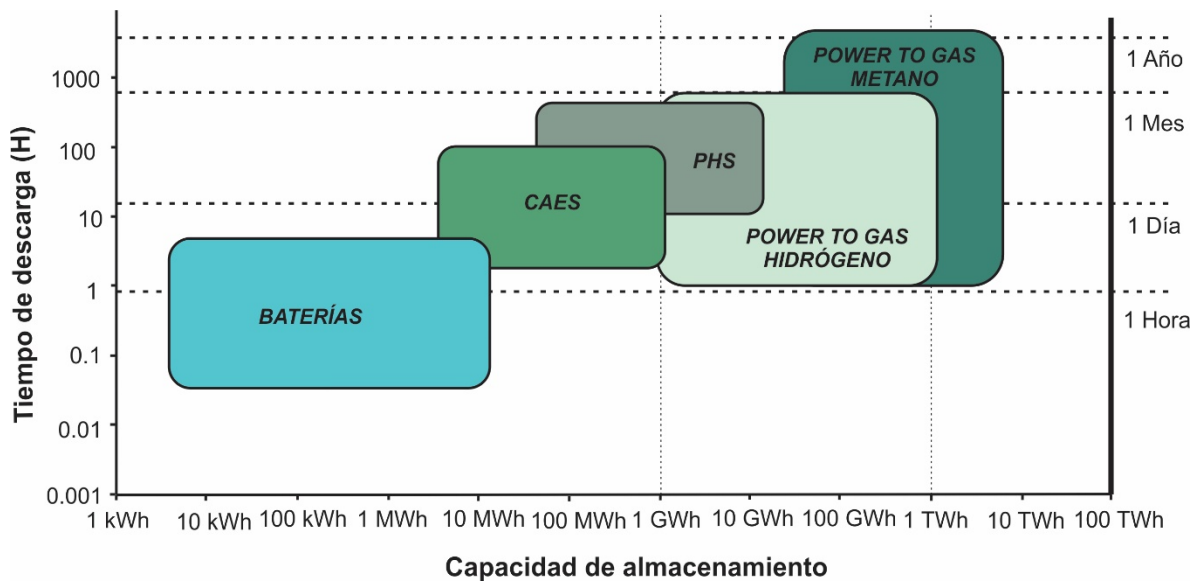
Fuente modificado de: International Electrotechnical Commission, IEC. (2011). Electrical energy storage. ISBN: 978-2-88912-889-1. Geneva, Switzerland. p. 17

Para seleccionar un sistema de almacenamiento de energía es necesario tener en cuenta una variedad de factores relacionados con (1) Rendimiento del dispositivo de almacenamiento, (2) Vida útil del sistema, (3) Cantidad de energía a almacenar

⁴ SAWIN, Janet. REN21: Renewable Energy Policy Network For the 21st Century. Energías Renovables 2016 Reporte de la situación mundial. Mastny Lisa, ed. Pág. 6. 2016

y (4) Factor económico. La Figura 3, representa una gráfica del tiempo de descarga comparado con la capacidad de almacenamiento de energía, se observa la diferencia entre tecnologías de alta capacidad y largos plazos de almacenamiento con menor capacidad y cortos plazos.

Figura 3. Tiempo de descarga frente a capacidad de almacenamiento



Fuente modificado de: California Hydrogen Business Council. (2015). Power-to-Gas: The Case for Hydrogen. Los Angeles, CA 90049. p. 6

Los sistemas de almacenamiento de energía surgen a partir de la necesidad del ser humano por conservar la energía para ser aprovechada en situaciones que requieran su uso. A continuación, se realiza una descripción de las tecnologías de almacenamiento representadas en la Figura 3.

1.2.1.1. Baterías: son una excelente forma de almacenamiento de energía en magnitudes pequeñas y el método más antiguo para almacenar la energía. Pertenecen a los tipos de almacenamiento electroquímicos porque éstas liberan la energía eléctrica en cuanto se desarrollen reacciones químicas en su interior. Las principales ventajas se relacionan con los altos costos y su degradación temporal que reduce la eficiencia.

1.2.1.2. Almacenamiento con aire comprimido (CAES): es un tipo de almacenamiento mecánico que consiste en utilizar la energía excedente para almacenar aire a altas presiones (aproximadamente 1.015 psia) en una cavidad subterránea cuando el suministro de energías renovables es superior a la demanda de electricidad. En ese sentido, cuando se requiere utilizar la electricidad porque la demanda supera la producción de energía se retira el aire de la cavidad y se expande en una turbina de gas para generar electricidad. Las limitaciones que presenta están relacionadas a los grandes volúmenes de almacenamiento para la generación eléctrica y el calor liberado debe ser reutilizado para aumentar la eficiencia; por lo general, incrementando los costos de esta tecnología.

1.2.1.3. Almacenamiento por bombeo (PHS): igualmente que el almacenamiento con aire comprimido, el almacenamiento por bombeo es una tecnología mecánica que acumula la energía potencial del agua que se bombea desde un depósito inferior hacia uno a mayor altura. La energía eléctrica en períodos de baja demanda se utiliza para hacer funcionar las bombas para desplazar el agua del depósito inferior al superior. Cuando la demanda aumenta se libera el agua almacenada a través de turbinas hidroeléctricas para generar energía eléctrica. En la actualidad, esta tecnología es el medio más rentable para almacenamiento de energía a gran escala a pesar de las limitantes ocasionadas por los altos costos en inversión y la geografía adecuada de la zona. La eficiencia del sistema está entre el 70 y el 85 por ciento (%).

1.2.1.4. Power to Gas: como es representado en las Figuras 2-3, PtG es una tecnología de largo plazo, gran magnitud de capacidad de almacenamiento y pertenece a los tipos de almacenamiento químico; por esta razón, es un sistema que comprende el interés científico internacional. El sistema provee una solución de equilibrio cuando la demanda eléctrica es suministrada por energías renovables, debido a que, convierte la energía excedente en metano o hidrógeno a partir de los procesos químicos: electrólisis del agua y metanación. Este producto puede ser almacenado en tanques presurizados o integrado a redes de transporte de gas natural y a continuación dispuestos con fines de calefacción, refrigeración y como alternativa de combustible.

1.3. FUNDAMENTO TECNOLÓGICO SISTEMA POWER TO GAS

La tecnología Power to Gas mediante la transformación de energía eléctrica en gases como hidrogeno (H_2) y metano (CH_4) cumple con las principales demandas presentes para las energías renovables, la capacidad de almacenamiento intermitente y contar con sistemas de distribución de alta calidad. La demanda de una red eléctrica regula la transmisión de energía proveniente de las fuentes de energía renovable hacia esta, lo cual genera que en periodos de tiempo donde no

se requiera de una gran cantidad de energía (baja demanda) no se aproveche en su totalidad generando excedentes de energía.

La producción de energía renovable puede estar limitada a su capacidad de transporte debido a su localización en áreas rurales, la energía excedente puede ser aprovechada mediante su implementación en plantas de electrólisis para producir hidrogeno y oxígeno. El oxígeno puede ser liberado o utilizado en procesos de producción industrial, sin embargo, la utilización del oxígeno depende estrechamente de la localización de la planta de electrólisis. La producción de hidrogeno resulta ser de mayor interés en los procesos de electrólisis ya que puede ser transformado en energía eléctrica, como combustible o como materia prima de alto valor agregado para la industria y puede ser transportado en redes dedicadas o con mezclas de gas natural, así como camiones o trenes.

El hidrogeno es el primer posible producto final, en segundo lugar, después de un proceso opcional en la cadena Power to Gas como lo es la metanación, que consiste en la generación de metano sintético a partir de hidrogeno y dióxido de carbono, tanto por medios químicos como de reacción catalizada biológicamente. El dióxido de carbono requerido puede ser obtenido de emisiones o gases de proceso de producción industrial o de plantas con energía fósil, plantas de biogás, del agua del mar o de la atmosfera; siendo estas últimas la de más alto consumo energético. Debido a que no hay fuentes puras de CO₂ su obtención juega un papel crucial en el desarrollo del proceso, tanto técnica como económicamente. La principal ventaja del metano sintético como producto final es su ilimitada utilidad en la infraestructura del gas, además de su utilización como combustible de transporte o como materia prima para la industria, ya que la infraestructura para su utilización se encuentra en una etapa madura y además une bidireccionalmente las redes de energía eléctrica con las redes de gas.

Entre las alternativas de productos finales presentes en el proceso de Power to Gas, resulta el metano siendo el de mayor atractivo, ya que su implementación en las redes no tiene limitante a diferencia del hidrogeno, ya que se encuentra regulada la cantidad de hidrogeno que se le puede agregar al gas natural sin variar sus propiedades.

1.4. EFICIENCIA DEL SISTEMA POWER TO GAS

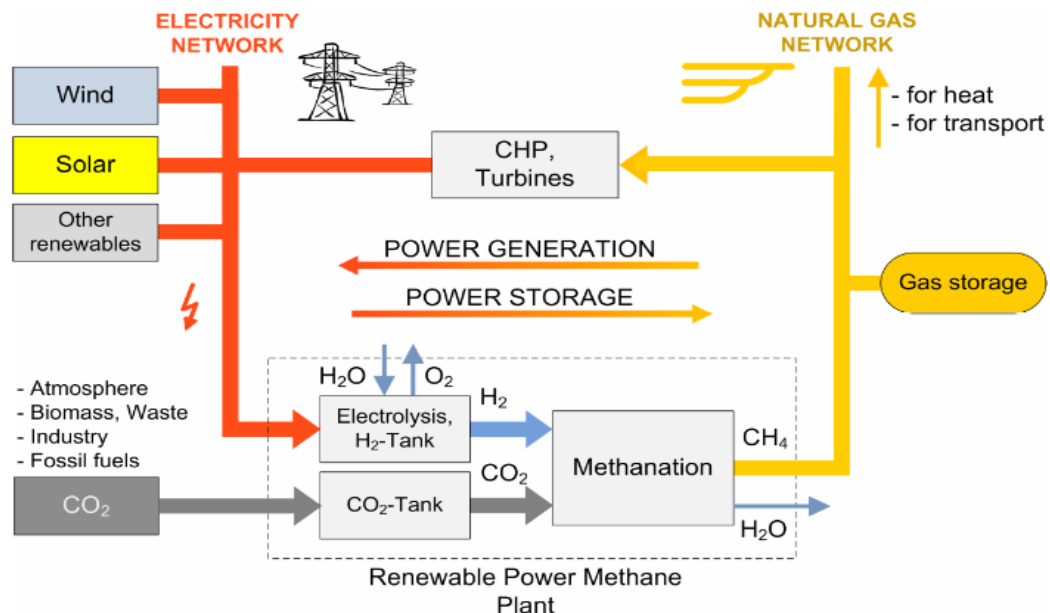
En general, la mayoría de procesos que involucren la interacción energética entre diferentes recursos ocasionan pérdidas de energía que se determinan en la eficiencia del sistema. La tecnología Power to Gas presenta pérdidas de energía durante el proceso, por lo cual es necesario reducir los elementos que

proporcionan la disminución en la eficiencia. Las pérdidas de energía por etapas están asociadas a las reacciones que se efectúan en sistema Power to Gas, siendo la electrólisis y metanación los principales procesos químicos que se ven involucrados; por lo tanto, se recomienda disminuir el número de etapas de conversión innecesarias.

La figura 4 indica el ciclo técnico que experimenta la transformación de la energía desde su obtención en la fuente de energía renovable hasta la disposición, sea como suministro del gas a las redes de gas natural o como combustible para las turbinas de los sistemas que emplean las tecnologías de energías renovables. Las reacciones químicas involucradas antes de la generación de gas natural sintético (SNG, por sus siglas en inglés) son la electrólisis para la conversión de la energía eléctrica en hidrógeno (H_2) y metanación para su posterior transformación a metano (CH_4); la reacción de metanación requiere suministro de una fuente de dióxido de carbono (CO_2) con el fin de obtener el producto final.

Los rangos de eficiencias esperados para el aprovechamiento de la energía eléctrica proveniente de fuentes renovables son representados en la tabla 2. En esta, se presentan tres condiciones en la conversión de electricidad a hidrógeno y posteriormente a gas natural sintético. En esta etapa en promedio se presenta un mínimo de eficiencia de 49 % y un máximo de 77 %.

Figura 4. Ciclo de conversión de energía



Fuente: STERNER, Michael. Bioenergy and renewable power methane in integrated 100% renewable energy systems. Tesis de doctorado en ciencias de la ingeniería. Alemania: Universidad de Kassel, facultad de ingeniería eléctrica, 2009. 210 p.

Tabla 2. Eficiencia conversión energía eléctrica a gas

ETAPAS	EFICIENCIA (%)	CONDICIONES LIMITES
Electricidad a gas		
Electricidad → Hidrógeno	54-72	Almacenamiento - Incluyendo compresión a 200 bar
Electricidad → Metano (SNG)	49-64	
Electricidad → Hidrógeno	57-73	Transporte - Incluyendo compresión a 80 bar
Electricidad → Metano (SNG)	50-64	
Electricidad → Hidrógeno	64-77	Sin compresión
Electricidad → Metano (SNG)	51-65	

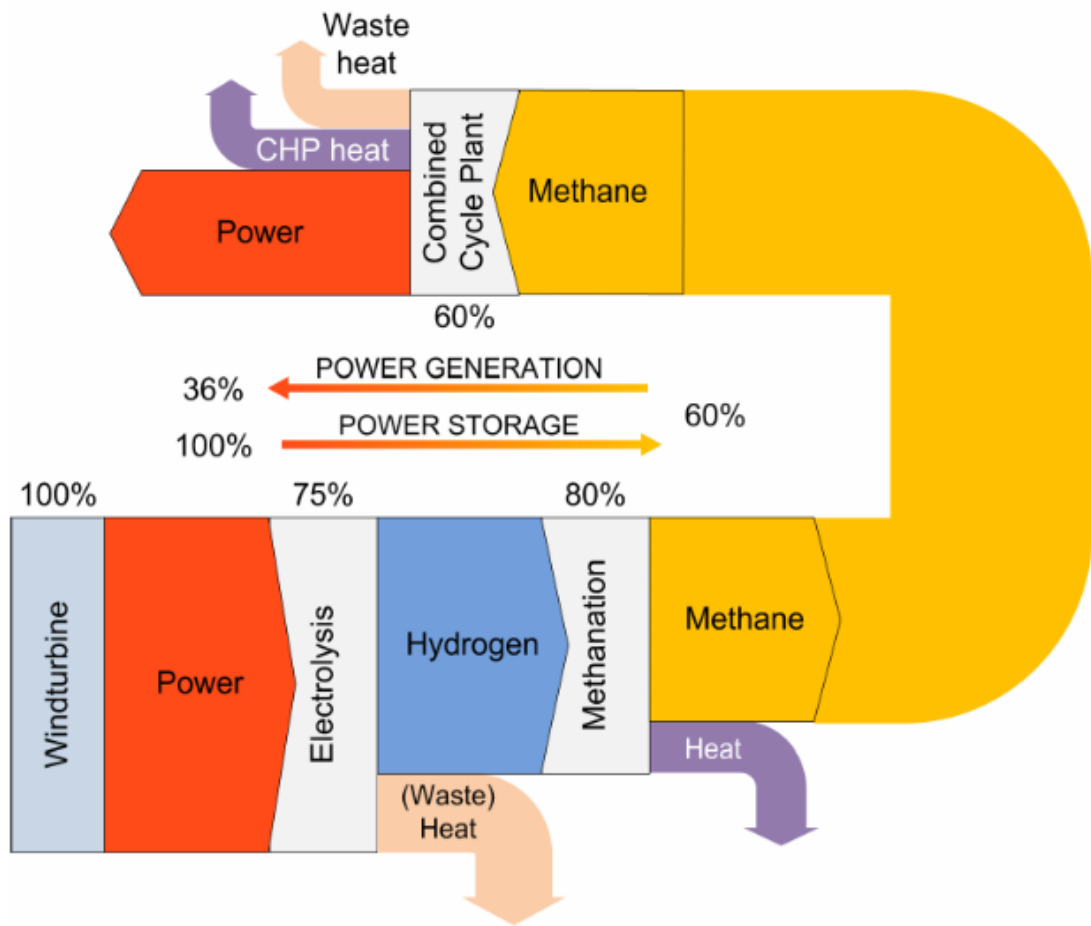
Fuente modificado de: STERNER, Michael. Bioenergy and renewable power methane in integrated 100% renewable energy systems. Tesis de doctorado en ciencias de la ingeniería. Alemania: Universidad de Kassel, facultad de ingeniería eléctrica, 2009. 210 p.

Estas condiciones de operación en la transformación de la energía a una fuente de combustible sintético no son las únicas variables que afectan la eficiencia de proceso, el número de etapas, la pérdida de calor y el proceso utilizado para llevar a cabo la reacción deben tenerse en cuenta para el estudio de la eficiencia de la tecnología Power to Gas.

La representación esquemática de la eficiencia de los procesos que componen la tecnología Power to Gas está dada en el diagrama de Sankey(*) en la figura 5. El sistema inicia en la obtención de la energía eléctrica a partir de una fuente de energía renovable, en este caso energía eólica a través de un aerogenerador. La electricidad es procesada en la electrólisis donde ocurre pérdida de calor y empieza a disminuir la eficiencia energética del proceso. El producto resultante inicia la etapa de metanación, en la que de igual manera hay liberación de calor, y que por último se representa la distribución como fuente de energía almacenada. La eficiencia del sistema Power to Gas puede aumentar aprovechando el calor liberado en las diferentes etapas, por ejemplo, implementándolo en calefacción doméstica o para procesos industriales; este método se denomina calor y potencia combinado.

(*) Diagrama de flujo que representa en la anchura de las flechas la cantidad de flujo.

Figura 5. Esquema pérdidas de calor en sistema Power to Gas



Fuente: STERNER, Michael. Bioenergy and renewable power methane in integrated 100% renewable energy systems. Tesis de doctorado en ciencias de la ingeniería. Alemania: Universidad de Kassel, facultad de ingeniería eléctrica, 2009. 210 p.

2. TECNOLOGÍA POWER TO GAS

La electrólisis y la metanación son los procesos químicos industriales que desarrollan a gran escala las condiciones óptimas para la generación de gas natural sintético a partir de la tecnología Power To Gas. La eficiencia de estos procesos, así mismo, la calidad de los productos involucrados como el dióxido de carbono (CO₂) y el agua determinan el correcto desarrollo químico en la transformación de la energía eléctrica en gas combustible.

Las energías renovables y la temática que involucra la reducción de contaminantes del medio ambiente son temas tratados hace varias décadas por el gremio científico alrededor del mundo, los procesos de electrólisis y metanación integrados para formar la tecnología power to gas son estudiados y desarrollados en primicia por el Dr. Sci. Koji Hashimoto de la universidad de Tohoku, concluyendo sus estudios del tema en artículos científicos como “The use of renewable energy in the form of methane via electrolytic hydrogen generation using carbon dioxide as the feedstock⁵”. Así mismo, el doctor Alemán Michael Sterner popularizó la tecnología al desarrollar su tesis doctoral “Bioenergy and renewable power methane in integrated 100% renewable energy systems⁶” en la universidad de Kassel.

2.1. ELECTRÓLISIS

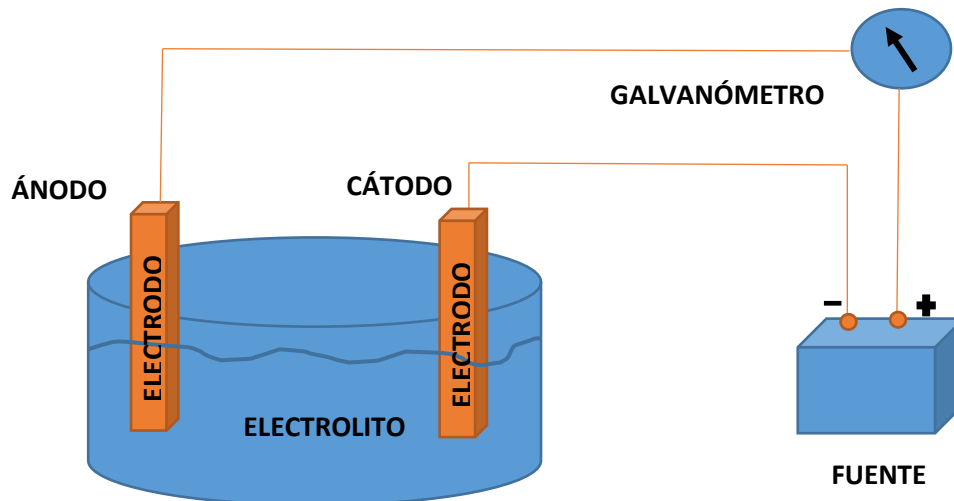
Electrólisis es el proceso mediante el cual se utiliza la energía eléctrica para producir cambios químicos; mediante una reacción no espontánea de óxido-reducción donde se hace pasar una corriente eléctrica a través de un electrolizador o celda electrolítica que es donde se lleva a cabo el proceso de separación, siendo este uno de los principales métodos químicos de separación. Una de las principales ventajas de la utilización de la electrólisis como método de separación es que no es necesario aumentar la temperatura para que la reacción tenga lugar, así se evita pérdidas energéticas y reacciones secundarias. A través de este proceso se logran obtener diferentes elementos a partir de compuestos, como por ejemplo (cloro, hidrógeno, oxígeno), la purificación de metales (el mineral metálico se disuelve en ácido, obteniéndose por electrólisis el metal puro) o la realización de recubrimientos metálicos protectores y con fines decorativos,

⁵ HASIMOTO, Koji. The use of renewable energy in the form of methane via electrolytic hydrogen generation using carbon dioxide as the feedstock En: APPLIED SURFACE SCIENCE, ELSEVIER. Febrero, 2016. 8 p.

⁶ STERNER, Michael. Bioenergy and renewable power methane in integrated 100% renewable energy systems. Tesis de doctorado en ciencias de la ingeniería. Alemania: Universidad de Kassel, facultad de ingeniería eléctrica, 2009. 210 p.

como es el caso del niquelado. La figura 6, ilustra el proceso electrolítico elemental en la reacción química.

Figura 6. Diagrama proceso electrolítico



El proceso de separación inicia cuando la corriente eléctrica pasa a través de un electrolito, entre dos electrodos (ánodo y cátodo). Donde los cambios ocurren en los electrodos, generándose dos medias reacciones, una oxidación anódica y una reducción catódica, dando lugar a la separación de elementos mediante las reacciones ocurridas en los electrodos. Cuando se conecta los electrodos con una fuente de energía (generador de corriente directa), el electrodo que se une al polo positivo del generador es el ánodo y el electrodo que se une al polo negativo del generador es el cátodo.

La energía eléctrica es la principal fuerza que ocasiona las reacciones químicas presentes en el proceso de electrólisis, la cual, como su terminología lo indica "lisis" significa separación; de esta forma, el proceso de separación es logrado esencialmente por la energía entregada. La electrólisis tiene como objetivo la separación de las moléculas de agua en hidrógeno y oxígeno como producto. Las condiciones de calidad del agua son muy importantes, debido a que, el proceso requiere de un agua con alta pureza; generalmente se dispone de una etapa de tratamiento y acondicionamiento del agua para remover impurezas como iones y minerales.

El hidrógeno es un elemento con una densidad energética muy alta, es de aproximadamente, 33 kWh/Kg; por esta razón, es de cuantioso interés el medio para el almacenamiento del hidrógeno. Debido a esto, el hidrógeno puede alcanzar tres veces más energía si se compara con otros hidrocarburos. El proceso de electrólisis del agua es primordial en los sistemas químicos de la tecnología Power to Gas debido a la interacción entre la energía eléctrica y química. La relación entre las energías determina la transformación química que permite la obtención de un producto que puede ser usado en esas condiciones de elemento o como utilidad en reacciones químicas posteriores, como ejemplo, la metanación que será detallada a continuación de este capítulo.

La parte fundamental de la unidad electrolizadora es la celda electromecánica la cual contiene el agua pura y los dos electrodos conectados a una fuente de corriente externa. A cierto voltaje, el cual es llamado el voltaje crítico, los electrodos empiezan a producir hidrogeno en el electrodo negativo y oxígeno. La cantidad de gas producido por unidad de tiempo es directamente proporcional a la corriente que pasa a través de la celda electromecánica.

Existen tres tipos diferentes de tecnologías de interés para el proceso de electrólisis en Power to Gas:

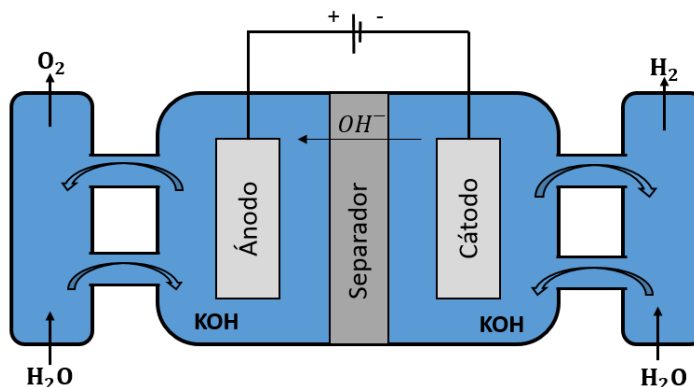
- Celdas para electrólisis alcalina del agua (AEL)
- Celdas para electrólisis por membrana de electrolito polimérico (PEM)
- Celdas para electrólisis a base de óxidos solidos (SOEC)

2.1.1. Electrólisis alcalina

Es considerada una tecnología madura con varias décadas de productos comercializados para la producción de hidrogeno. La electrólisis alcalina puede ser descrita como el uso de una corriente eléctrica que pasa a través de una celda electrolizadora causando la descomposición del agua para generar hidrogeno en el cátodo de la celda. En la celda una solución de (KOH o NaOH) es usada como electrolito en el cual dos electrodos están completamente inmersos en él, con un diafragma micro poroso como elemento separador entre las regiones catódicas y anódicas. La electrólisis alcalina funciona a presión atmosférica y a presiones elevadas. La electrólisis alcalina presurizada no produce hidrogeno con las mismas propiedades (menor pureza). Los electrodos están en contacto con el electrolito que provee iones de OH^- , de una solución de 20%-30% de hidróxido de potasio que completa el circuito eléctrico. El gas producido que sale de la celda es separado del electrolito remanente, el cual es retornado a la celda. Durante esta operación solo se consume el agua, por lo tanto, el agua tiene que ser suministrada de manera constante a la celda. El electrolito en debe ser cambiado

o repuesto en el tiempo debido a diferentes tipos de pérdidas. La figura 7 representa el esquema de operación de los electrolizadores alcalinos.

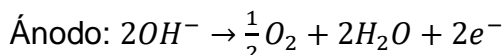
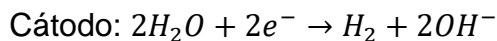
Figura 7. Esquema de operación de los electrolizadores alcalinos



Fuente modificado de: LEHNER, Michael. TICHLER, R. STEINMÜLLER, H. KOPPE, M. Power to Gas: Technology and Business Models. Cham : Springer International Publishing : Imprint: Springer, 2014.

En teoría para generar 1 kg de hidrogeno se requiere de 40kWh de electricidad. Además, teóricamente la descomposición del agua requiere de un voltaje de 1,23V (que corresponde a la descomposición energética teórica de 286 kJ/mol o 15,9 MJ/kg a 25 °C) generalmente las celdas cuentan con un voltaje de 2V. “Según su fabricación los electrolizadores pueden operar entre el 20% y el 100% de su capacidad de diseño y hasta una sobrecarga de operación de 150% lo cual hace a la tecnología una excelente opción para el proceso Power to Gas que depende de las fluctuaciones y del intermitente suministro de energía.”⁷

Al aplicar una corriente directa al electrolizador se produce un intercambio de iones de hidrogeno e hidróxido en el cátodo, los iones de hidróxido migran a través del separador y son oxidados en el ánodo. Un diagrama esquemático del proceso se representa en la figura 8. Las reacciones en cada uno de los electrodos y la reacción global en el electrolizador son las siguientes:



⁷ GOTZ, Manuel, et al. Renewable Power to Gas: A technological and economic review. En: Renewable Energy, ELSEVIER. Julio, 2015. vol. 85. p. 1371-1390

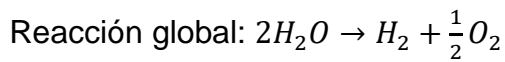
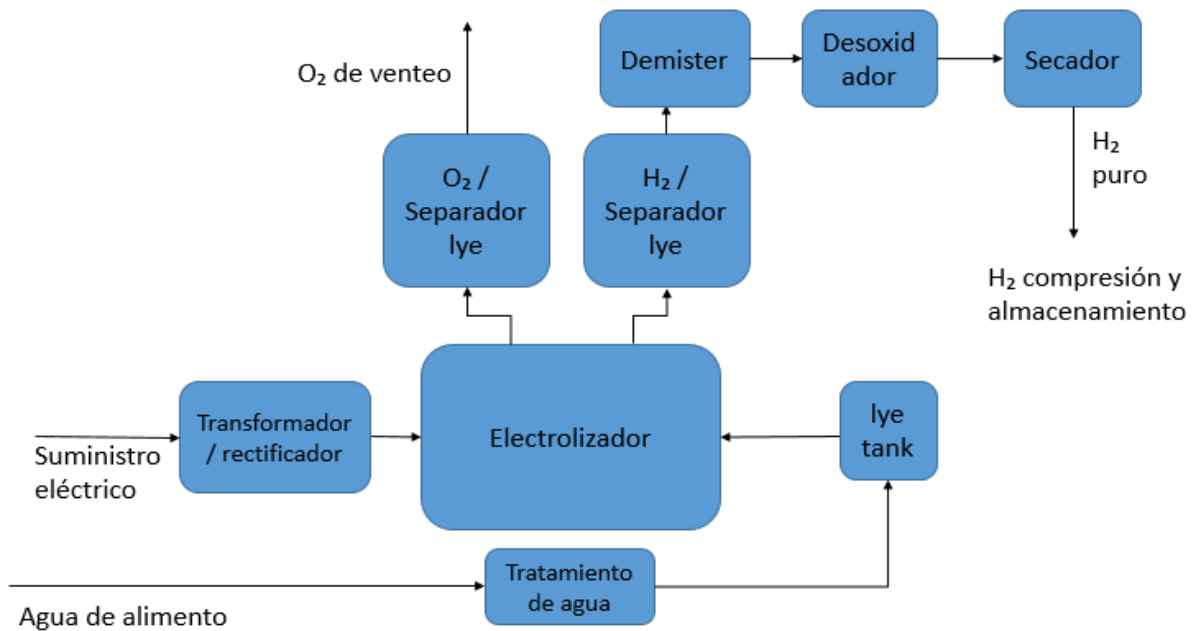


Figura 8. Diagrama esquemático de un electrolizador

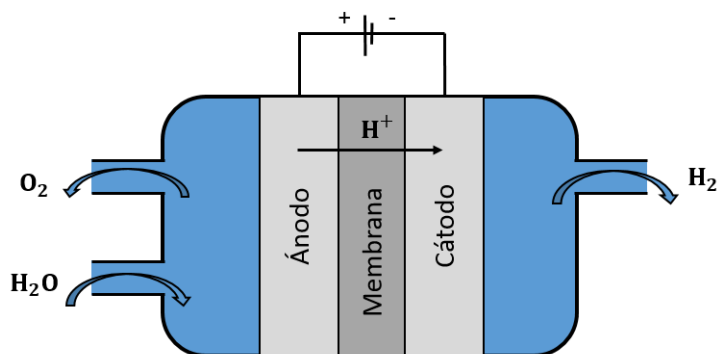


Fuente: FERNÁNDEZ, A.M. y CANO, U. Alkaline Electrolysis with Skeletal Ni Catalysts. InTech, DOI. 2012.

2.1.2. Electrólisis por membrana de electrolito polimérico

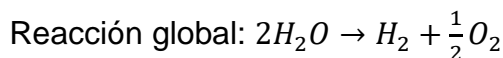
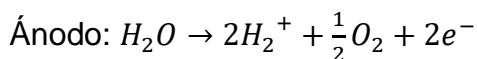
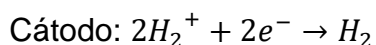
Comparada con la electrólisis alcalina, la electrólisis por membrana es una tecnología relativamente nueva, ha estado en continuo desarrollo desde 1950 y 1978 fue el año en el que el primer electrolizador de este tipo fue puesto en venta. La tecnología es basada en una membrana polimérica sólida que es la principal diferencia con el electrolizador alcalino, son membranas conductoras muy finas, con espesores de entre 50 y 250 μm . La figura 9, representa en un esquema de operación los electrolizadores de membrana polimérica, en donde se representa las sustancias químicas que están involucradas en la reacción electrolítica presente.

Figura 9. Esquema de operación de los electrolizadores de membrana polimérica



Fuente modificado de: LEHNER, Michael. Power to Gas: Technology and Business Models. Cham: Springer International Publishing : Imprint: Springer, 2014.

El agua fluye por un lado del ánodo y es oxidada electroquímicamente para formar oxígeno, iones de hidrógeno y electrones. Los iones de hidrógeno migran a través de la membrana y se recombinan con los electrones, debido al circuito externo, para formar gas hidrógeno en el cátodo. Las reacciones en cada uno de los electrodos y la reacción global en el electrolizador son las siguientes:



Esta tecnología ha recibido gran atención en la pasada década debido a sus principales ventajas: enfriamiento rápido, alta flexibilidad, y un mejor acoplamiento dinámico y a la intermitencia del sistema, debido a la falta de líquido electrolítico y todos los equipos asociados los sistemas con electrolizadores por membrana logran ser significativamente más compactos, alta densidad de potencia, alta eficiencia, cortos tiempo de apagado y encendido. “La pureza del hidrógeno generado es elevada y la mínima carga al sistema es del 5%.”⁸

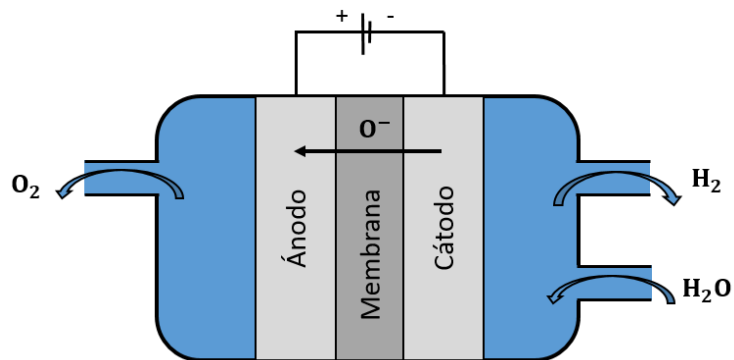
Esta tecnología resulta ser más costosa que los electrolizadores alcalinos debido al costo de la membrana y el uso de un metal noble como catalizador, además, el tiempo de vida útil de este tipo de electrolizadores es limitado.

⁸ GOTZ, Manuel, et al. Renewable Power to Gas: A technological and economic review. En: Renewable Energy, ELSEVIER. Julio, 2015. vol. 85. p. 1371-1390

2.1.3. Electrólisis de óxidos sólidos

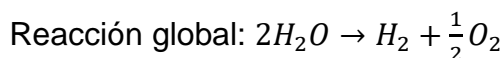
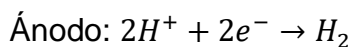
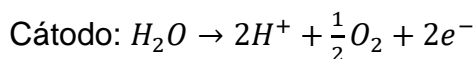
La electrólisis de óxidos sólidos también conocida como electrólisis de alta temperatura, es la más reciente de las tecnologías desarrolladas para los procesos de electrólisis y continúa en etapa de laboratorio. “En la electrólisis de óxidos sólidos se utiliza óxido de circonio (ZrO_2) mezclado con 8 mol% de óxido de itrio (Y_2O_3) como electrolito, que a elevadas temperaturas es altamente conductor de iones de oxígeno, y tiene una buena estabilidad térmica y química.”⁹ Las altas temperaturas se utilizan para reducir el voltaje de equilibrio de la celda, y así, la demanda de electricidad. La baja cantidad de demanda energética es una de las ventajas más significativas del electrolizador por óxidos sólidos.

Figura 10. Esquema de operación de los electrolizadores de membrana



Fuente modificado de: LEHNER, Michael. Power to Gas: Technology and Business Models. Cham: Springer International Publishing: Imprint: Springer, 2014.

En los electrolizadores por óxidos sólidos el agua ingresa por el lado del cátodo, donde actúa como un reactante con los electrones para separar el agua en iones de oxígeno e hidrógeno como lo muestra la figura 10. Los iones de oxígeno se mueven hacia el ánodo donde descargan los electrones y se emparejan para producir gas oxígeno. Las reacciones en cada uno de los electrodos y la reacción global en el electrolizador son las siguientes:



⁹ GOTZ, Manuel, et al. Renewable Power to Gas: A technological and economic review. En: Renewable Energy, ELSEVIER. Julio, 2015. vol. 85. p. 1371-1390

Las celdas individuales de este tipo de electrolizador pueden tener geometrías muy diferentes y tener configuraciones tanto tubulares como planas. Los sistemas tubulares muestran mayor resistencia mecánica y tiempos más cortos de encendido y apagado en comparación con los planos. Uno de los desafíos más grandes para este tipo de sistemas es la rápida degradación y el límite de estabilidad de largo plazo, ambos son originados por las altas temperaturas dentro de la celda. Las altas temperaturas originan que en la corriente de salida del electrolizador se presente una mezcla entre hidrogeno y vapor de agua, que requiere de un tratamiento posterior.

2.2. METANACIÓN

Las reacciones de metanación son inherentes a la síntesis química o biológica del metano a partir de la interacción entre el hidrógeno (H_2), monóxido de carbono (CO) y dióxido de carbono (CO_2). Esta reacción adaptativamente puede tener lugar a variaciones de otras fuentes de carbono y consideraciones. La metanación es uno de los procesos químicos importantes y necesarios para la obtención de metano sintético en la tecnología Power To Gas.

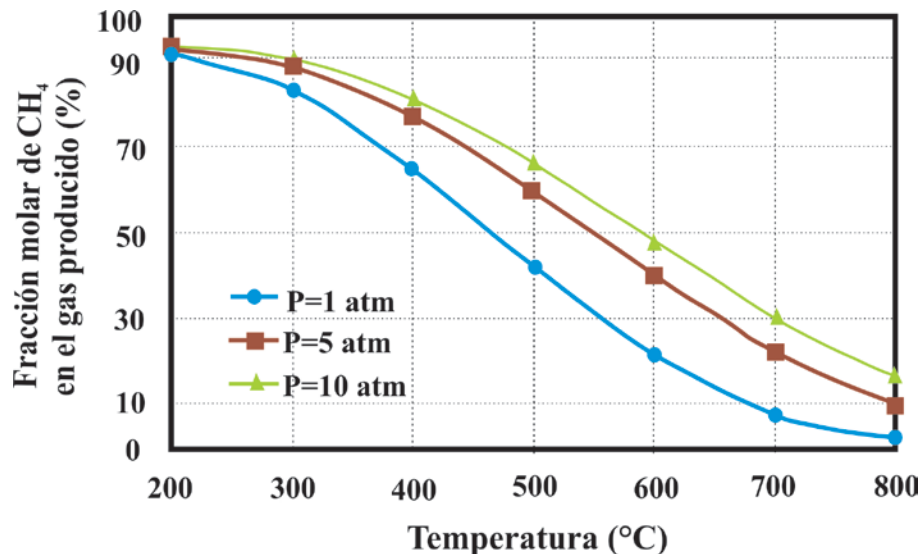
Los conceptos de metanación con CO y CO_2 fueron descubiertos por los químicos Paul Sabatier y Jean Senderens en 1902 y ha sido investigada por más de 100 años. La aplicación más importante fue la eliminación del monóxido de carbono de gases sintéticos, y así mismo ganó importancia en la producción de gas natural sintético cuando se presentó la crisis del petróleo en la década de 1970. Luego de varios años de grandes desarrollos para la metanación, al igual que periodos de tiempo de estancamiento; en el siglo XXI con el acelerado crecimiento del cuidado ambiental y gracias a la necesidad de reducir los gases contaminantes generadores del efecto invernadero fue reanimada la investigación de los procesos de metanación.

La reacción se conoce como reacción de Sabatier gracias a su descubridor Paul Sabatier y ha sido caracterizada según el compuesto de carbono/oxígeno. La metanación es un proceso químico altamente exotérmico que exige la aplicación de la temperatura, además de, unos productos químicos entre los que se encuentra los reactivos/reactantes en el reactor. Como afirma Schaaf¹⁰, en términos químicos asumiendo que aproximadamente en el proceso a una velocidad del gas por hora (GHSV) de 5.000 h^{-1} y la conversión total del CO_2 , es

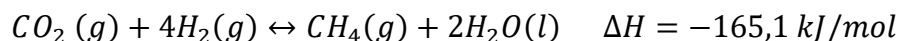
¹⁰ SCHAAF, Tanja, et al. Methanation of CO_2 - storage of renewable energy in a gas distribution system. En: Energy, Sustainability and Society, 2014. 14 p. DOI 10.1186

necesario eliminar 2 MW de calor por litro de catalizador. Como consecuencia, en la metanación es de suma importancia controlar la temperatura que en rango está entre 200°C a 550°C, con el fin de, prevenir limitaciones termodinámicas y síntesis del catalizador en el reactor. Las presiones de operación de los reactores para la reacción de catalización en la metanación son de 1 a 100 atm. La temperatura y la presión son factores que afectan la eficiencia del proceso, generando que a mayor temperatura la fracción molar de metano en el gas producido sea menor y para la presión, a mayor presión se aumenta la fracción molar de metano en el gas producido, como lo muestra la figura 11. Las reacciones que toman lugar en un proceso de metanación son:

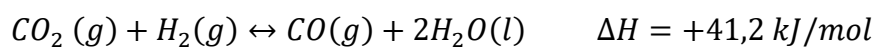
Figura 11. Efecto de la presión y temperatura sobre la fracción molar del gas natural producido



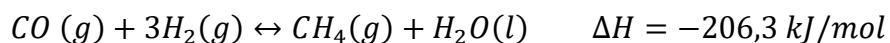
Fuente modificado de: KAM RAM, Wao. IM IK, Soo. LEE BONG, Ki. Methanation Reaction for the production of Synthetic Natural Gas from Synthesis Gas. International Offshore and Polar engineering Conference. Korea, 2011. ISBN: 978-1-880653-96-8



La reacción anterior ocurre en dos etapas, inicialmente en una conversión secundaria del CO₂ en CO a partir de una reacción endotérmica generada y de la cual a partir de ésta se da la reacción exotérmica de la cual se obtiene el metano.



La reacción metanación de monóxido de carbono (CO)



Las características principales de estas reacciones químicas están enmarcadas en las condiciones en las que se llevan a cabo y los materiales que involucran, es decir, son altamente exotérmicas, es una reacción de equilibrio. A condiciones de bajas temperaturas y altas presiones se ve beneficiada para aumentar su eficiencia, principalmente el rutenio y el níquel son los catalizadores que mejor actúan; teniendo de soportes el dióxido de titanio y alúmina.

2.2.1. Procesos químicos

Metanación de dos fases

- Lecho fijo
- Lecho fluidizado

Metanación de tres fases

2.2.1.1. Metanación de lecho fijo

Este método utiliza el catalizador en forma de gránulos, que varían en diámetros de 0,3 – 0,7 cm y se encuentran dentro del reactor generando un lecho catalizador homogéneo y fijo (estático). Un gran número de productos de gases se reciclan a través del reactor para reducir la concentración del gas reactante, este disminuye la velocidad de metanación y aumenta la eficiencia de eliminación de calor. La principal limitante de la tecnología es precisamente la transferencia de masa entre los gases y el catalizador sólido ubicado dentro del reactor. El tiempo de vida promedio de los catalizadores empleados es de 4 años.

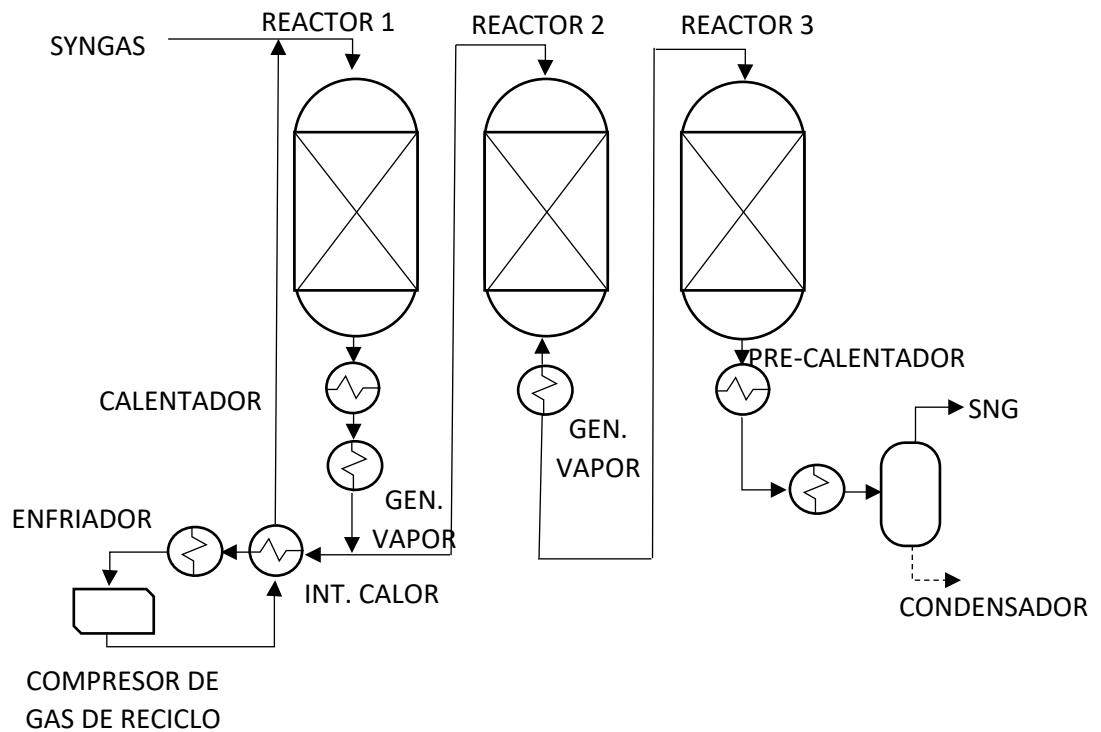
En la reacción catalítica, reactor de lecho fijo tiene la ventaja sin precedentes debido al tiempo de residencia controlable, es de fácil operación, así como la viabilidad para acortar el ciclo de desarrollo. Este sistema de lecho fijo trabaja con altas condiciones de temperatura al abarcar reacciones exotérmicas por lo que el control de la temperatura es una variable indispensable para el control. Los focos y

cambios de temperatura pueden degradar o dañar el catalizador utilizado en el proceso.

Sin embargo, debido a la fuerte naturaleza exotérmica de la reacción de metanación y la transferencia de calor radial y axial limitada en un reactor de lecho fijo, es difícil de operar un solo reactor de lecho fijo en condiciones isotérmicas. Para un buen control de la temperatura de reacción, por lo menos dos reactores adiabáticos tienen que ser conectados en serie. El control de temperatura se puede realizar mediante la recirculación de las corrientes de gas de salida del reactor y por etapas de enfriamiento de gases intermedios.

En la década de 1970 se desarrolló un proceso de metanación basado en un reactor de lecho fijo con enfriamiento intermedio y reciclo de gas. La figura 12 muestra el diagrama de este sistema adaptado como TREMP (Topsoe Recycle Energy-efficient Methanation Process).

Figura 12. Proceso reactor de lecho fijo



Fuente modificado de: BAJOHR, Siegfried. GÖTZ, Manuel. LEFEBVRE, Jonathan. Review on methanation – From fundamentals to current projects. En: FUEL, ELSEVIER. Octubre, 2015. vol. 166. p. 276-296

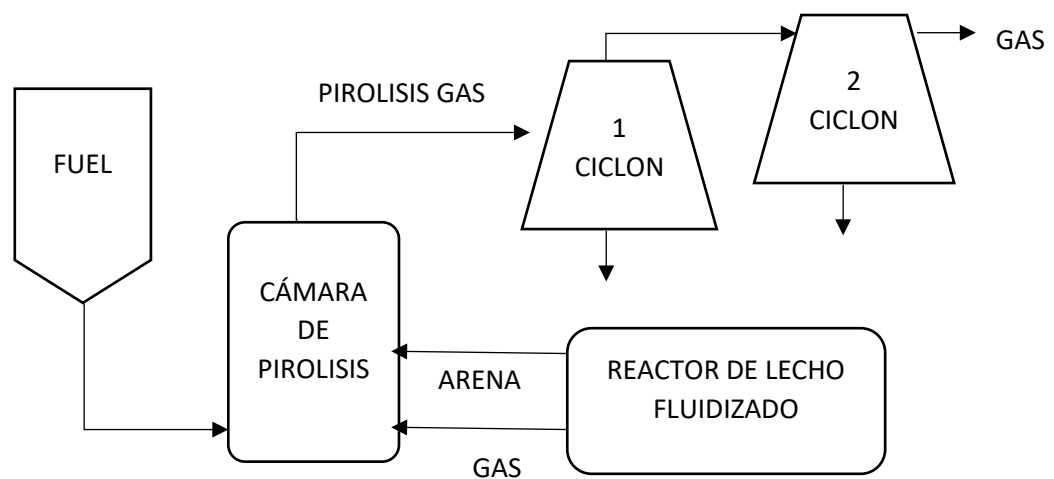
2.2.1.2. Metanación con lecho fluidizado

En este método, la reacción de metanación se lleva a cabo dentro de un lecho fluidizado con partículas del catalizador. Se genera una mezcla óptima entre las partículas de gas y del catalizador sólido en el lecho fluidizado, lo que ocasiona que se puedan conseguir condiciones relativamente isotérmicas; además de alta transferencia de masa y calor. El muy buen control del proceso que se presenta en este reactor lo caracteriza como un sistema eficiente para el desarrollo de las reacciones que involucra. Por lo tanto, la optimización del proceso en este reactor debido a las condiciones termodinámicas permite que se empleen configuraciones más simplificadas en comparación con los de lecho fijo, ya que no se requieren sistemas de reactores en serie.

La colisión entre partículas en este sistema desempeña un papel importante en el intercambio de calor, la turbulencia generada con el lecho del catalizador aumenta las condiciones del contacto entre las partículas y los gradientes de temperatura son minimizados. Sin embargo, la abrasión y el arrastre de partículas de catalizador en la corriente de gas es el mayor problema que presenta porque genera daños en las partes internas del reactor.

En el 2011, en la ciudad de Kalundborg, Dinamarca se probó la planta Pyroneer. Es una planta gasificadora con capacidad de 1,5 ton/hora con un 95% de eficiencia térmica y operando a temperaturas más bajas que otras plantas gasificadoras normales. La planta se utiliza para la combustión de la caldera de carbón en la central eléctrica Asnæs reemplazando eficientemente el combustible fósil por combustible de biomasa. La figura 13 representa un esquema simplificado del proceso de flujo de la planta, involucrando el reactor de lecho fluidizado.

Figura 13. Proceso reactor de lecho fluidizado



Fuente modificado de: RIDJAN, Iva. MATHIESEN, Brian Vad. CONNOLLY, David. A review of biomass gasification technologies in Denmark and Sweden. Department of Development and Planning, Aalborg University. 2013. ISBN: 978 -87-91404-54-2

2.2.1.3. Metanación de tres fases

Este método desarrolla un proceso de transferencia de calor a través de un reactor lleno de un líquido que permite un control eficaz y preciso de la temperatura. Debido a la capacidad de calor adicional de su fase líquida, un reactor de tres fases es menos propenso a cambios de temperatura rápidos en el caso de la fluctuación de corrientes de alimentación. Además, la metanación en tres fases permite la eliminación del catalizador durante la operación; esto conduce a una operación isotérmica estable del proceso de metanación. Las posibles desventajas de un reactor de tres fases incluyen la evaporación o descomposición del líquido de transferencia de calor, así como la resistencia de transferencia de masa adicional debido a la fase líquida.

El proceso de metanación es desarrollado involucrando un sistema de tres fases donde se presentan: un catalizador en estado sólido, reactantes en estado gaseoso y un líquido para la transferencia de calor. El concepto fue diseñado por Chem Systems Inc. En la década de 1970, el reactor operó aproximadamente a 1000 psig donde el catalizador fue suspendido en una fase líquida inerte permitiendo la transferencia de calor y el control de la temperatura. Las tablas 3 y 4 comparan los tipos de reactores y exponen las ventajas y desventajas de cada uno, respectivamente.

Tabla 3. Comparación tipos de reacciones de metanación (Ventajas)

Ventajas		
Reactor de lecho fijo	Reactor de lecho fluidizado	Reactor de tres fases
Alta velocidad de reacción	Eliminación de calor eficaz	Eliminación de calor muy eficaz
Baja carga mecánica en el catalizador	Gradientes térmicos pequeños	Condiciones isotérmicas
Amplia gama de operación	Buena transferencia de masa	Menos sensible a las fluctuaciones de las corrientes de alimentación
Manejo simple catalizador	Sólo un reactor necesario	La sustitución de los catalizadores durante la operación
dimensionamiento simple y ampliar		

Fuente modificada de: BAJOHR, Siegfried. GÖTZ, Manuel. KOLB, Thomas. LEFEBVRE, Jonathan. Reimert, Rainer. Improvement of three-phase methanation reactor performance for steady-state and transient operation. En: Fuel Processing Technology, ELSEVIER. Octubre, 2014. vol. 132. p. 83-90

Tabla 4. Comparación tipos de reacciones de metanación (Desventajas)

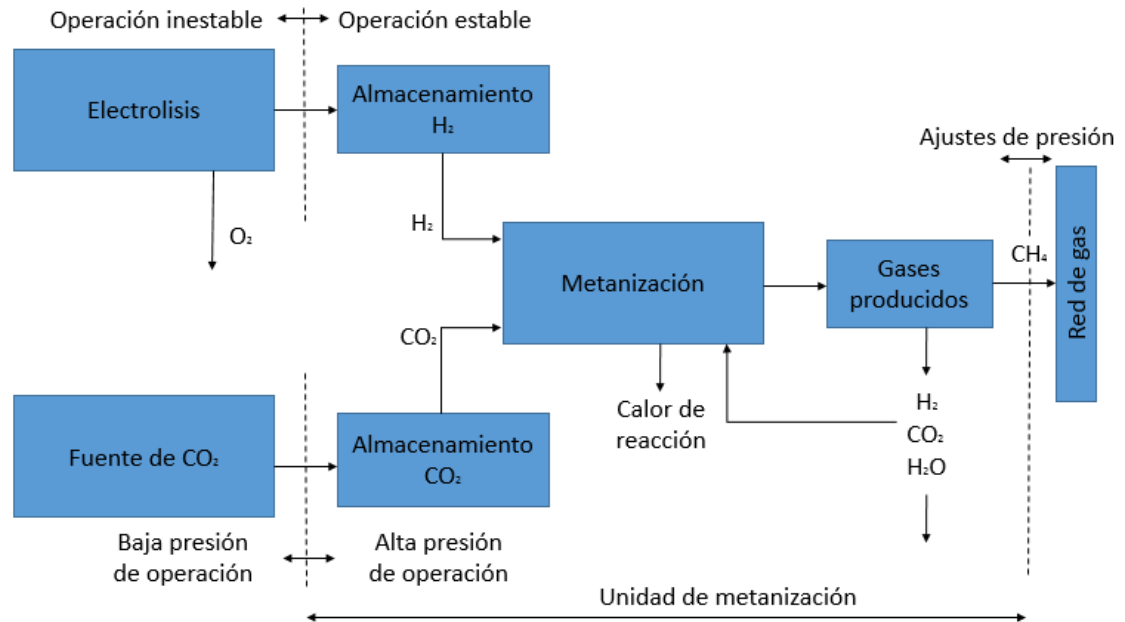
Desventajas		
Reactor de lecho fijo	Reactor de lecho fluidizado	Reactor de tres fases
Alta carga térmica en el catalizador	Alta carga mecánica sobre el catalizador (desgaste)	Limitaciones de transferencia de masa del lado del líquido
Eliminación de calor	El arrastre de catalizador	Remezclado posible
Los gradientes de temperatura	Reducción de la conversión debido a la formación de burbujas	La evaporación y la descomposición del líquido de transferencia de calor
Reactores múltiples en serie		
Requerimiento de compresores y/o intercambiadores de calor necesarios		

Fuente modificada de: BAJOHR, Siegfried. GÖTZ, Manuel. KOLB, Thomas. LEFEBVRE, Jonathan. Reimert, Rainer. Improvement of three-phase methanation reactor performance for steady-state and transient operation. En: Fuel Processing Technology, ELSEVIER. Octubre, 2014. vol. 132. p. 83-90

2.3. INTEGRACIÓN DE PROCESOS EN SISTEMAS POWER TO GAS

En el desarrollo de un proceso Power to Gas existen diferentes etapas en las cuales se destacan la electrólisis y la metanación, como los procesos más importantes en la puesta en marcha de una planta PtG, sin embargo, para la realización del proceso completo de la transformación de la energía eléctrica en gas metano se requiere de procesos adicionales para integrarlos: la captura del CO₂ para su uso en el proceso de metanación, el aprovechamiento del calor generado en la metanación y las diferentes alternativas de almacenamiento disponibles para los productos del proceso y para los reactantes. Para la integración de los procesos se debe tener en cuenta las condiciones operativas de cada una de las etapas, como son presión y temperatura.

Figura 14. Esquema de proceso Power to Gas



Fuente: FERNÁNDEZ, A.M. y CANO, U. Alkaline Electrolysis with Skeletal Ni Catalysts. InTech, DOI. 2012.

El proceso de electrólisis depende fuertemente de la entrada de energía al sistema la cual se transformará posteriormente en gas. La energía de entrada fluctúa constantemente dependiendo del consumo energético de una población, en consecuencia, el proceso de electrólisis resulta ser inestable debido a la fluctuación en la carga a la entrada del sistema. Se realiza un proceso de almacenamiento de hidrogeno para dar solución a la intermitencia del proceso de electrólisis, debido a que la metanación es un proceso el cual no deben presentarse diferentes ciclos de arranque frecuentemente, el almacenamiento de hidrogeno se realiza con el fin de reducir los ciclos de arranque y poder tener un proceso de metanación continuo donde el proceso de almacenamiento dependerá de las fluctuaciones en la electrólisis y la carga en el proceso de metanación.

El proceso de metanación se lleva a cabo a altas presiones y temperaturas, dependiendo del electrolizador se requerirá llevar el hidrogeno producido a las condiciones del metanizador. Por otro lado, el proceso de captación de CO_2 generalmente se realiza a condiciones atmosféricas, es indispensable que el proceso de almacenamiento del hidrogeno y del CO_2 se realice a las mismas condiciones con el fin de integrar los procesos de electrólisis y metanación. Para el CO_2 se requiere de un proceso de compresión con el fin de elevar su presión para poder cargarlo al proceso de metanación.

Durante la metanación catalítica una alta cantidad de calor es producido, se produce 206,3 kJ durante la metanación de 1 mol de CO₂ ó CO. Adicionalmente al calor de reacción, el gas producto de la metanación tiene una temperatura entre 300-700 °C, este gas tiene que ser enfriado para poder ser inyectado en los gasoductos. Estas energías pueden ser utilizadas para aumentar la eficiencia del proceso. El calor de la metanación puede ser utilizado para incrementar la eficiencia del CO₂ implementado como corriente de alimento al sistema. De esta forma es posible mejorar la economía del sistema a partir del ahorro energético, tanto para el calentamiento del CO₂ y el enfriamiento en la metanación.

El gas obtenido en el proceso debe cumplir ciertas especificaciones de calidad para su transporte o inyección es las redes de gas (gasoductos), el objetivo es cumplir con los parámetros de transporte y almacenamiento estipulados. El uso de reactores multi-etapa en el proceso de metanación da como resultado un gas con características de calidad muy elevadas y por lo tanto, solo se requiere la instalación de una unidad de deshidratación para el tratamiento del gas. Además, es posible que se requieran de ajustes de presión entre la unidad de metanación y la presión de la red, donde un proceso de compresión sería utilizado si el sistema así lo permite.

2.4. APLICACIÓN DE LA TECNOLOGÍA POWER TO GAS EN EL MUNDO

La tecnología Power to gas es un sistema integrado que, aunque los procesos químicos involucrados tienen una antigüedad considerada; este, es un método reciente. Los países europeos como Alemania y España son los pioneros en la implementación del P2G, han desarrollado múltiples estudios, pilotos y plantas de tipo industrial para probar la eficiencia de convertir la energía eléctrica proveniente de fuentes renovables en hidrógeno y posteriormente en metano sintético.

En la actualidad se encuentran en operación 24 plantas, ya sea de tipo piloto o industrial que operan para la producción de hidrógeno y/o metano sintético. Según lo anterior, nueve de las plantas producen metano y dos se encuentran en un estado comercial. En el anexo 2, se encuentra la información de las plantas y pilotos; en donde se encuentran, que producen y en qué estado se encuentran actualmente.

A nivel mundial existen compañías con la capacidad científica y tecnológica para desarrollar e instalar sistemas P2G, estas soluciones comerciales, tienen experiencia en el área de gases y en los procesos químicos que integran la tecnología. Etogas, Hydrogenics y Sunfire son un ejemplo de estas empresas que ofrecen los servicios requeridos por la tecnología en mención.

2.4.1. Etogas

ETOGAS GmbH desarrolla, distribuye y vende sistemas para generar metano sintético a partir de fuentes de energía renovables a escala industrial. También desarrolla y construye plantas de energía a gas para convertir electricidad proveniente de fuentes eólicas y solares en gas natural renovable. ETOGAS GmbH fue antes conocida como SolarFuel GmbH y cambió su nombre a ETOGAS GmbH el 29 de abril de 2013. La empresa fue fundada en 2007 y tiene su sede en Stuttgart, Alemania. A partir del 21 de octubre de 2016, ETOGAS GmbH opera como una subsidiaria de Hitachi Zosen Inova AG.

La tabla 5 muestra las especificaciones técnicas y operativas de los equipos que ofrece como tecnología P2G, las diferentes corrientes de entrada y salida que permiten la operación de la planta de 1,2 MW. Las capacidades operacionales que la compañía ofrece pueden escalar en 2, 10, 20 y 50 MW.

Tabla 5. Especificaciones técnicas para una unidad de Etogas

Parámetro	Especificación
Entradas	Carga eléctrica nominal: 1,2 MWel Rango de la carga eléctrica: 10 a 110% Conexión: 20 kV AC Gas de entrada: 62,5 m ³ /h de CO ₂ (opcional: entrada de biogás con cantidad equivalente de CO ₂).
Salidas	62,5 m ³ /h de gas natural sintético. 250 m ³ /h de hidrógeno Vapor a 250-300°C (70 bar) Agua caliente (200 kWth) a 80°C
Electrólisis	Electrólisis alcalina a alta presión Arreglo de 4 celdas con 6000 cm ² de área para el electrodo activo.
Metanación	Reactor de lecho fijo Sistema de enfriamiento: mezcla agua/vapor a 70 bar. Gas natural sintético, enfriado y seco.
Suministro de agua	Suministro de agua corriente: 350 l/h (desmineralizador de agua incluido).
Alcance del suministro / requerimientos de	Sistema llave en mano sobre un área de 30x30 m, a una altitud inferior a los 1000 metros sobre el nivel del mar. Temperatura exterior desde -10°C hasta 40°C.

Tabla 5. Especificaciones técnicas para una unidad de Etogas (Cont.)

instalación	Contenedor para electrolizador, sistema de calentamiento y enfriamiento, conector de energía, transformador eléctrico, acondicionamiento de gas, tratamiento de agua. Almacenamiento de H ₂ . Torre de metanación.
-------------	---

Fuente: ETOGAS Smart Energy Conversion. [Sitio web] [Revisado Febrero de 2015] En línea: < <http://www.hz-inova.com/cms/en/home?p=4748&lang=es> > [citado el 27 de Octubre de 2016]

La planta comercial ubicada en Wertle, Alemania es uno de los principales sistemas tecnológicos P2G en el mundo. El proyecto Wertle, fue desarrollado en asociación con Audi AG, tiene una potencia de 6 MW, y produce aproximadamente 325 m³/hora de metano. Los procesos funcionan con una planta de electrólisis alcalina y reacción de metanación química.

2.4.2. Hydrogenics

Es una compañía líder a nivel mundial en el diseño, fabricación, construcción e instalación industrial y comercial de sistemas de hidrógeno con más de 60 años de experiencia. La sede principal de Hydrogenics Corporate se encuentra ubicada en Mississauga, Canada; además, presenta facilidades para fabricación en Alemania y Bélgica. El objetivo actual es diseñar el mejor electrolizador de agua de alto rendimiento in situ.

La corporación cuenta con experiencia en un rango de aplicación que incluyen desde generadores de hidrógeno para procesos industriales, estaciones de abastecimiento y sistemas de celdas eléctricas para transporte; hasta el sistema más innovador conocido como “Power to Gas”.

Para la producción de hidrógeno, desarrolló un sistema de electrolizadores del cual son propietarios conocido como HySTAT que tiene un amplio reconocimiento a nivel internacional. Una unidad HySTAT básica consta de una unidad generadora de hidrógeno, un rack de potencia, un panel de control y cables de interconexión y control remoto. Con la seguridad como prioridad, cada unidad incorpora un detector del hidrógeno presente en la atmósfera, medición de hidrógeno en oxígeno y un SAI (sistema de alimentación ininterrumpida).

El proyecto WindGas Hamburg Reitbrook ubicado en Alemania, es uno de los de mejor desempeño para la compañía. Posee una potencia de 1.500 KW y produce

285 m³/hora de hidrógeno. Es una planta de tipo comercial, la cual usa un electrolizador de tipo PEM para convertir la energía eléctrica limpia en hidrógeno.

2.4.3. Sunfire

SunFire GmbH es una compañía alemana fundada en 2010 y tiene su sede principal en la ciudad de Dresden. Esta, suministra combustibles líquidos y combustibles de tercera generación. Ofrece gasolina y diésel a partir de dióxido de carbono y agua mediante el acoplamiento de energías renovables, así como keroseno, ceras, metanol y gas natural sintético. La compañía también ofrece los servicios de la tecnología Power to Fuel que incorpora P2G y P2L.

El objetivo de la empresa es desarrollar un sistema Power to Gas factible y rentable para la producción de metano sintético, a partir de, energías renovables. El proceso fundamental es el uso de electrólisis a base de óxidos sólidos (SOEC), la cual se desarrolla a altas temperaturas y con una alta eficiencia.

En la tabla 6, se muestran las especificaciones para los procesos desarrollados por la empresa Sunfire GmbH.

Tabla 6. Especificaciones técnicas para una unidad de Sunfire

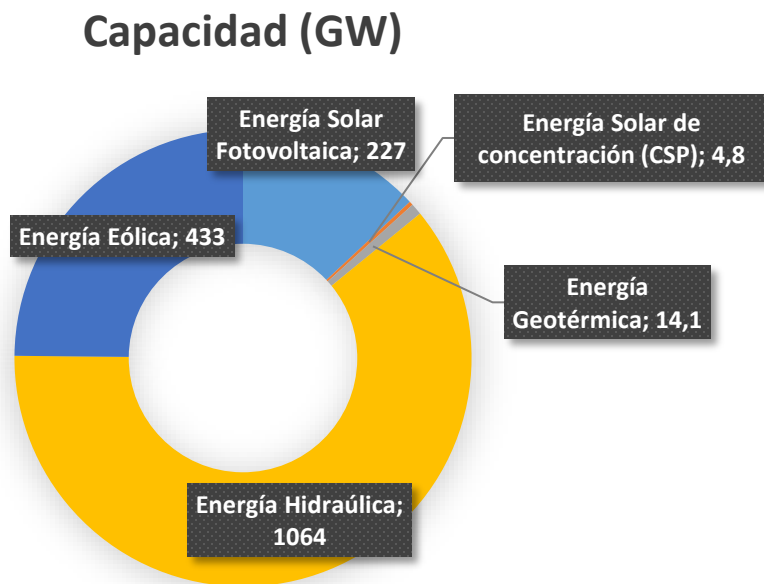
Parámetro	Especificación
Entradas	Carga eléctrica nominal es de 312,5 kWel (mayor capacidad)
Salidas	25 m ³ /h de gas natural sintético.
Electrólisis	Electrólisis a base de óxidos sólidos (SOEC), electrólisis a alta temperatura. Temperatura hasta 800°C Presión de proceso hasta 60 bar
Metanización	Reactor de lecho fijo Gas natural sintético, enfriado y seco.
Suministro de agua	Suministro de agua corriente: información no disponible
Alcance del suministro	Los sistemas Power to Gas comercializados por Sunfire son el resultado de la integración entre diferentes divisiones que permiten de manera modular dar alcance a los requerimientos particulares del cliente: electrólisis, almacenamiento, tratamiento, calentamiento.

Fuente: SUNFIRE GmbH [Revisado 2016] En línea: < <http://www.sunfire.de/en/> > [citado el 2 de Noviembre de 2016]

Los generadores de energía eléctrica son tecnologías desarrolladas en su mayoría a partir de fuentes de energías renovables. En la actualidad, existen diferentes

tipos de fuentes provenientes de los elementos de la naturaleza; por ejemplo, el aire y agua forman los recursos eólicos e hidráulicos, respectivamente. “A finales del 2015, la capacidad de energía renovable era suficiente para abastecer aproximadamente el 23,7% de la electricidad mundial, en conjunto con la energía hidráulica, que proporciona alrededor del 16,6%”¹¹. La figura 15 representa un gráfico de la capacidad de algunas de las fuentes originarias de energía eléctrica en el mundo. En vista de este avance energético, la comunidad internacional se interesa en la prospectiva de generación eléctrica suministrada por fuentes de energía renovable.

Figura 15. Capacidad energías renovables



Fuente modificado de: SAWIN, Janet. REN21: Renewable Energy Policy Network For the 21st Century. Energías Renovables 2016 Reporte de la situación mundial. Mastny Lisa, ed. 2016

3.1. TIPOS DE GENERADORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA

La naturaleza ha dispuesto de una variedad de recursos considerados durante mucho tiempo como elementos esenciales para el desarrollo de la vida. Estos

¹¹ SAWIN, Janet. REN21: Renewable Energy Policy Network For the 21st Century. Energías Renovables 2016 Reporte de la situación mundial. Mastny Lisa, ed. 2016. p. 7.

elementos, como lo son, el aire, el agua, el fuego y la tierra se integran para aprovechar su composición. A partir de los recursos, se han formado procesos que involucran una gran cantidad de energía natural que el ser humano ha logrado con el pasar el tiempo implementar en la generación de energía eléctrica. Ejemplos de estos recursos son las centrales hidroeléctricas; como recursos hidráulicos, la energía eólica; aprovechada a partir del viento, la energía geotérmica y solar; que funcionan a través del calor proporcionado por el interior de la tierra y las radiaciones solares, respectivamente.

3.1.1. Centrales hidroeléctricas

Para la evolución de la humanidad ha sido de suma importancia el uso de la electricidad como herramienta de desarrollo en términos industriales, comerciales y residenciales. A través de los años, la generación de energía eléctrica se ha realizado mediante fuentes primarias de energía en las que se distinguen dos tipos: fuentes renovables y no renovables. Luego de la etapa de producción, la electricidad generada se distribuye por sistemas de transmisión de energía o redes eléctricas que pueden ser en alto o bajo voltaje, a fin de, cumplir con la necesidad del consumidor mediante las redes de distribución. La misión de una central hidroeléctrica es la conversión de la energía potencia y cinética adquirida por el agua en energía eléctrica disponible en una instalación con las capacidades tecnológicas para su posterior uso.

Esta definición implica que:

La central hidroeléctrica está formada por todos los elementos que intervienen en la transformación de la energía, factores de diverso tipo como de retención y almacenaje de agua (los cuales permiten recolectar o contener el agua la cual se utilizará para el proceso de obtención de energía). Los elementos de conducción del agua, de apertura y cierre; permiten el paso del agua hacia el sistema, el equipamiento hidráulico, son turbinas, multiplicadores, rejas y limpia rejas, el equipamiento eléctrico (generadores, transformadores, línea eléctrica) y el equipamiento auxiliar como son las baterías de corriente continua, iluminación, tomas de fuerza, entre otros. Todos los elementos que intervienen, desde la captación del agua hasta su devolución al cauce y el equipamiento que interviene en la transformación energética hasta la entrega de la energía eléctrica donde disponga la compañía, forman parte de la central hidroeléctrica.¹²

3.1.1.1. Clasificación de las centrales hidroeléctricas según capacidad

La gran variedad de tipos de centrales hidroeléctricas convencionales se encuentran limitadas en gran medida por su diseño, por esta razón, los

¹² SANZ OSORIO, José Francisco. Energías Renovables. Energía Hidroeléctrica. Zaragoza, España. Prensas Universitarias de Zaragoza, 2008. 402 p.

investigadores de esta tecnología centran su trabajo en reducir los modelos básicos; optimizando espacio, diseño, la capacidad del sistema.

Desde el punto de vista administrativo, las centrales hidroeléctricas se clasifican según sea su potencia y esto varía de acuerdo a la región de estudio. En promedio las capacidades energéticas en latino América varían de micro-centrales con 50 kW a grandes centrales superiores a 30 MW.

La fluctuación del recurso natural es un factor a tener en cuenta cuando se diseña un sistema de energías renovable, debido a que, la potencia disponible depende de esta condición. Por lo general, existen diferentes periodos durante el día donde la demanda de energía fluctúa; pero este comportamiento difiere de la oscilación en los recursos naturales que se ven influenciados por temporadas anuales y no por cambios diarios.

- **Centrales de agua fluvente:** la generación eléctrica se logra por el paso de una corriente de agua, por ejemplo, un río. Según su capacidad, desplazan el agua para generar el movimiento requerido por el sistema. Operan de forma continua ya que no poseen un embalse para almacenar agua.
- **Centrales de embalse:** como su nombre lo indica, utilizan un embalse para almacenar agua y regular la cantidad de agua que la turbina requiere para generar energía eléctrica. Son un tipo de centrales de mayor inversión económica, debido a que, tienen la ventaja de poder generar energía cada vez que lo disponen y continuamente sí disponen de las reservas necesarias.
- **Centrales de regulación:** permiten almacenar agua que fluye a través del río que sirve para abastecer centrales mayores en periodos de alta demanda.
- **Centrales de bombeo o reversibles:** la función principal de esta central es incrementar la energía potencial del agua desplazándola a un punto a mayor altura. De esta forma, transforma la energía potencial adquirida por el fluido en cuestión en energía eléctrica. Es un tipo de central muy eficiente cuando se requiere abastecer la demanda energética.

3.1.1.2. Funcionamiento de una central hidroeléctrica

La acumulación de agua comienza con la construcción de la presa que se sitúa en el cauce de un río, logrando así acumular artificialmente un volumen de agua para formar un embalse. La columna de agua generada por la retención de la presa permite que el agua adquiera una energía potencial la cual después se transformará en electricidad. Dentro de la presa se encuentra una válvula que

permite controlar la entrada de agua a la galería de presión; previa a una tubería forzada que conduce el agua hasta la turbina de la sala de máquinas de la central.

El agua al pasar a través de la tubería forzada va transformando su energía potencial en cinética, esto debido a la reducción del área de tránsito y que adquiere velocidad. Al llegar a la sala de máquinas el agua pasa por los álabes de la turbina hidráulica, transformando su energía cinética en energía mecánica de rotación. El generador eléctrico está conectado al eje de la turbina, cuyo movimiento rotacional se transforma en corriente alterna de media tensión. El agua, una vez ha cedido su energía, es regresada al cauce del río agua abajo de la presa a través de un canal de desagüe.

3.1.1.3. Ventajas e inconvenientes de las centrales hidroeléctricas

Las ventajas de generar energía eléctrica mediante las centrales hidroeléctricas es que reducen el uso de combustibles en su operación. En su mayoría, los embalses donde se almacena el agua de las centrales simultáneamente tienen funciones que mejoran el estilo de vida de las personas que viven en zonas cercanas, por ejemplo, el regadío; para disminuir la posibilidad de inundaciones en el área o para el suministro de agua. Así mismo, sus costos de mantenimiento y operación son más bajos en comparación con otros sistemas de energías renovables.

El tiempo de construcción es en general, uno de los mayores inconvenientes de este tipo de centrales hidroeléctricas, debido a que, es mayor. Al igual que otras tecnologías de energías renovables, la generación de energía eléctrica depende de las condiciones meteorológicas y puede variar en cada estación. Por último, los costos asociados a transporte y generación eléctrica son elevados, esto se debe a que se encuentra en zonas alejadas del sector urbano y requiere la implementación de tecnologías de mayor inversión, respectivamente.

3.1.2. Energía eólica

Los inicios de la energía eólica data a las civilizaciones antiguas que utilizaban este recurso para impulsar sus embarcaciones al provechar el área de las velas para desplazarse por los ríos. Este recurso energético fue el más implementado hasta la invención de la máquina de vapor donde se le restó importancia. A raíz de la inestabilidad económica de los precios en la industria petrolera que se presenta en las últimas décadas, la importancia en la proyección de fuentes de energía renovable incrementó.

Las fuentes de energía eólica tienen como principio convertir la energía cinética del viento en otra energía sea mecánica, eléctrica, etc. La transformación de la energía la realizan a partir de aerogeneradores los cuales están generalmente en

las zonas más altas de la torre. Estos aerogeneradores son sistemas de conversión de energía eólica (WECS por sus siglas en inglés) y se clasifican en (1) de velocidad fija, (2) de velocidad variables, difieren en la adaptación a los cambios de la velocidad del viento. La torre permite que el viento mueva las palas de los aerogeneradores para así convertir este movimiento en energía eléctrica. La capacidad actual de generación de energía mundialmente es aproximadamente 433 GW como se representa en la figura 6.

Las ventajas en la aplicación de esta tecnología son de carácter ambiental debido a que conserva el agua y no emite residuos contaminantes. Además, reduce el uso de combustibles fósiles y el impacto por la posibilidad de incidentes en la exploración. Por otro lado, la fluctuación del viento en cuestiones de velocidad y dirección limita los espacios habilitados para su funcionamiento de manera eficiente y viable económicamente.

3.1.3. Energía geotérmica

El planeta Tierra es un cuerpo dinámico y caliente como un sistema activo energéticamente que interactúa y comparte energía con los elementos que lo rodea, el calor es un ejemplo de estas energías. La mayoría de los fenómenos físicos naturales como terremotos o erupciones volcánicas son producto de la generación y transferencia de calor en el interior de la Tierra.

“La energía geotérmica es la energía almacenada en forma de calor por debajo de la superficie sólida de la Tierra”.¹³ Esta fuente de energía representa los recursos energéticos presentes por debajo de la corteza terrestre e incorpora las aguas subterráneas. Así mismo, excluye los cuerpos de agua superficiales, continentales o marinos. En sus inicios, la implementación de recursos geotérmicos se presenta desde épocas antiguas; donde las civilizaciones utilizaban el calor de las aguas termales para cocinar alimentos y con propósitos medicinales.

En la actualidad, el desarrollo de las tecnologías para el aprovechamiento de la energía geotérmica permite producir 14,1 GW de capacidad según la figura 6 pero es uno de los recursos energéticos con proyección, debido a que, la cantidad de energía acumulada como calor en el interior de la Tierra es significativamente grande para que se acabe en la escala de tiempo humana. Para la generación eléctrica, se utilizan sistemas de conversión energética ya aplicados con anterioridad; se requiere de una turbina que convierta el vapor extraído de yacimientos de bajas a altas temperaturas en energía eléctrica a través del movimiento a alta velocidad de los álabes de las turbinas.

¹³ EGEC, CONSEJO EUROPEO DE ENERGÍA GEOTÉRMICA. [sitio web] En línea: < <http://egec.info/technology/> > [Citado el 30 de noviembre de 2016]

3.1.4. Energía solar

La energía solar es la energía renovable aprovechada de las radiaciones del sol y de la cual se puede generar calor y electricidad. La generación de la energía se presenta a través de dos tecnologías: (1) Fotovoltaica, (2) de concentración. A continuación, se describirá cada sistema de generación de energía solar.

3.1.4.1. Energía solar fotovoltaica

La tecnología fotovoltaica basa su origen al descubrimiento del efecto fotovoltaico por el físico francés Edmond Becquerel en 1839 cuando encontró que algunos materiales generaban pequeñas cantidades de electricidad cuando se exponían a la radiación solar. La energía solar fotovoltaica es la transformación de la radiación solar incidente en una célula fotoeléctrica para producir electricidad. Las células fotoeléctricas son generalmente de silicio monocristalino o telurio de cadmio, y se agrupan para formar módulos fotovoltaicos y así mismo, formar paneles fotovoltaicos que distribuyen la energía a una batería de almacenamiento o a una red eléctrica.

La configuración para el funcionamiento de los módulos fotovoltaicos es proporcionada en función de la ubicación y el tamaño en capacidad energética. Por lo tanto, en instalaciones domésticas y de menor escala se dispone una configuración fija que optimice la incidencia de la radiación del sol el mayor tiempo durante el día y para aplicaciones industriales o a mayor escala se puede conservar la orientación fija o emplear tecnologías de movimiento que siguen el recorrido según la posición del sol.

3.1.4.2. Energía solar de concentración

La concentración de luz enfocada en una misma posición es utilizada desde la antigüedad por diferentes culturas como la Grecia del físico Arquímedes con el objetivo de calentar un lugar o materia en específico. Con este fin, el hombre utilizaba materiales con características reflectoras como el metal para calentar el agua o para la guerra. El auge principal de esta tecnología se originó debido al aumento del precio del petróleo en los setenta (1970), gracias a la crisis energética se hicieron inversiones en las tecnologías a partir de fuentes de energía renovable como la solar de concentración.

La tecnología solar de concentración funciona de modo que una serie de equipos dirigen los rayos de luz provenientes del sol hacia un dispositivo receptor que la transforma en energía eléctrica. Entre las diferentes tecnologías solares de concentración se consideran actualmente más desarrolladas los sistemas de torre, y los canales parabólicos.

- **Sistemas de torre:** está tecnología diseñada con un campo de helióstatos(*) generalmente de forma circular concentra la radiación solar en un dispositivo receptor localizado en la parte superior de una torre que contiene un fluido que soporta altas temperaturas y así mismo, este fluido absorbe el calor y al evaporarse permite que una turbina convierta el vapor resultante en electricidad.
- **Canales parabólicos:** los canales parabólicos similarmente a los sistemas de torres debido a que utilizan de igual forma un fluido térmicamente eficiente que se encuentra localizado a través de un tubo por el que circula. Este tubo, está posicionado en el foco(**) de una serie de espejos con forma parabólica y con varios metros de longitud. En la mayoría de los casos el fluido es un aceite térmico que alcanza temperaturas de aproximadamente 400°C. El vapor generado en un intercambio de calor aceite-agua es captado por una turbina que convierte a energía eléctrica.

3.2. ACTUALIDAD DE LAS FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLE EN COLOMBIA

Las fuentes de energía renovable son un desafío para el desarrollo tecnológico e ingenieril de los científicos alrededor del mundo. En su mayoría, los países con altos estándares en inversión centran su atención en el crecimiento de sistemas modernos e innovadores que permitan obtener beneficios para las comodidades del ser humano. Hace unas décadas, la importancia para reducir el impacto ambiental que ocasionan diversas actividades, por ejemplo, la producción de hidrocarburos; ha generado un interés significativo en aumentar los conocimientos acerca de tecnologías como las fuentes de energías renovable para la producción de energía eléctrica.

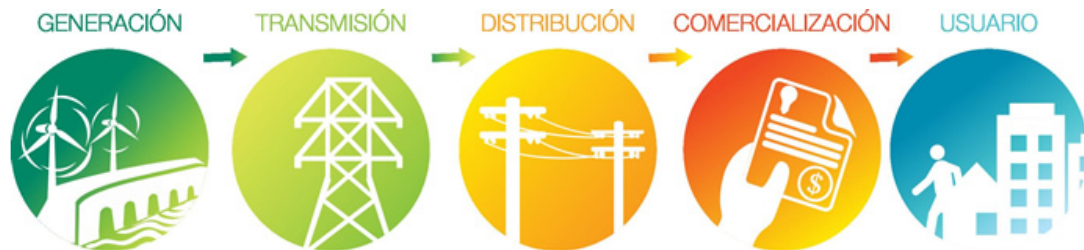
El Sistema Interconectado Nacional Colombiano (SIN) es el conjunto de integrantes del mercado energético colombiano que controlan la red productiva, incluyendo: generadores, transmisores, distribuidores y comercializadores. La figura 16: representa un esquema del sentido en que los integrantes del SIN interconectan sus funciones para suministrar energéticamente la demanda del país. Este sistema en cadena tiene una organización jerárquica, la cual distribuye sus funciones en departamentos, por ejemplo, el departamento de dirección, de

(*) m. Fís. Aparato que hace que un espejo siga el movimiento diurno del Sol, recogiendo así la máxima energía para su utilización calorífica. Fuente: Real Academia Española.

(**) m. Fís. Punto donde se concentran rayos luminosos o caloríficos reflejados por un espejo cóncavo o refractado por una lente. Fuente: Real Academia Española.

planeación y el departamento de regulación; cada uno conformado por un ente administrativo diferente como la presidencia, a través del ministerio de minas, la UPME(*) y la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). El usuario, es el último integrante en esta cadena productiva, pero hace parte del consumidor que se beneficia del proceso.

Figura 16. Cadena producción de energía eléctrica



FUENTE: Sistema eléctrico nacional. En línea: < <http://www.acolgen.org.co/index.php/sectores-de-generacion/como-funciona-el-sistema-electrico-nacional> > [citado el 8 de Noviembre de 2016]

En Colombia, el desarrollo de tecnologías que involucran fuentes de energía renovable ha sido lento a pesar de ser un país que posee matriz energética tanto en combustibles fósiles como en recursos renovables. Colombia basa su integración energética en tres fuentes esencialmente, los combustibles fósiles, las termoeléctricas; que requieren del anterior para su generación de energía y, por último, la principal fuente de energía renovable desarrollada; la energía hidráulica con una participación en la capacidad instalada para la generación de energía eléctrica en el país del 70 %, aproximadamente como lo muestra la tabla 7. Por esta razón, otras fuentes de energía como la eólica, solar y geotérmica no tienen una amplia trayectoria y su implementación no está en la actualidad consolidada.

Tabla 7. Capacidad instalada por tecnología

CAPACIDAD POR TECNOLOGÍA		
TECNOLOGÍA	POTENCIA (MW)	PARTICIPACIÓN (%)
Hidráulica	11500,5	69,97
Térmica Gas	1619,5	9,85
Térmica Carbón	1348,4	8,20
Líquidos	1592	9,69

(*)Unidad de Planeación Minero Energética.

Tabla 7. Capacidad instalada por tecnología (Cont.)

Eólica	18,4	0,11
Otras	357,2	2,17
Total	16436	100

Fuente modificado de: UPME, SUBDIRECCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA – GRUPO DE GENERACIÓN. Informe mensual de variables de generación y del mercado eléctrico colombiano. Ministerio de Minas y Energía. 2016. p. 17

Las centrales hidroeléctricas en Colombia son la fuente de energía renovable, por excelencia, desarrolladas en Colombia. Su importancia radica en las favorables condiciones geológicas del país y su compleja red hidrológica, esto, con el fin de aprovechar el recurso para la generación de energía eléctrica. Según el estudio realizado por el Sistema Interconectado Nacional¹⁴, en Diciembre de 2015 se registró un incremento de 151,1 MW en capacidad instalada por las centrales hidroeléctricas (segunda etapa Cucuana; con una capacidad de 29 MW, Carlos Lleras; 78,1 MW y San Miguel, con 44 MW de capacidad instalada). En el anexo 3, se encuentra la información de las principales centrales hidroeléctricas que operan en el país, detalladas con el departamento donde se ubican; el embalse y los ríos que hacen parte del complejo hidrológico donde funcionan, y por último la información técnica de las centrales. La tabla 8, a continuación, muestra la información de la capacidad instalada en cada departamento para el recurso hídrico y eólico en Colombia. Las centrales se encuentran distribuidas parcialmente por todo el territorio colombiano, siendo Antioquia y Cundinamarca los departamentos con más influencia energética para el propio abastecimiento. La región del suroccidente del país que comprende departamentos como Caldas, Cauca, Huila, Cauca y Valle del Cauca; tiene en conjunto una capacidad de generación instalada de 2735,2 MW, representando el 23,8 % del país, aproximadamente.

Tabla 8. Capacidad instalada en cada región de Colombia para el recurso hídrico [MW]

REGIÓN	CAPACIDAD INSTALADA
ANTIOQUIA	4496,7
CARIBE	338
CÓRBOBA	338
NOROESTE	1838

¹⁴ UPME, SUBDIRECCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA – GRUPO DE GENERACIÓN. Informe mensual de variables de generación y del mercado eléctrico colombiano. Ministerio de Minas y Energía. 2016. p. 17

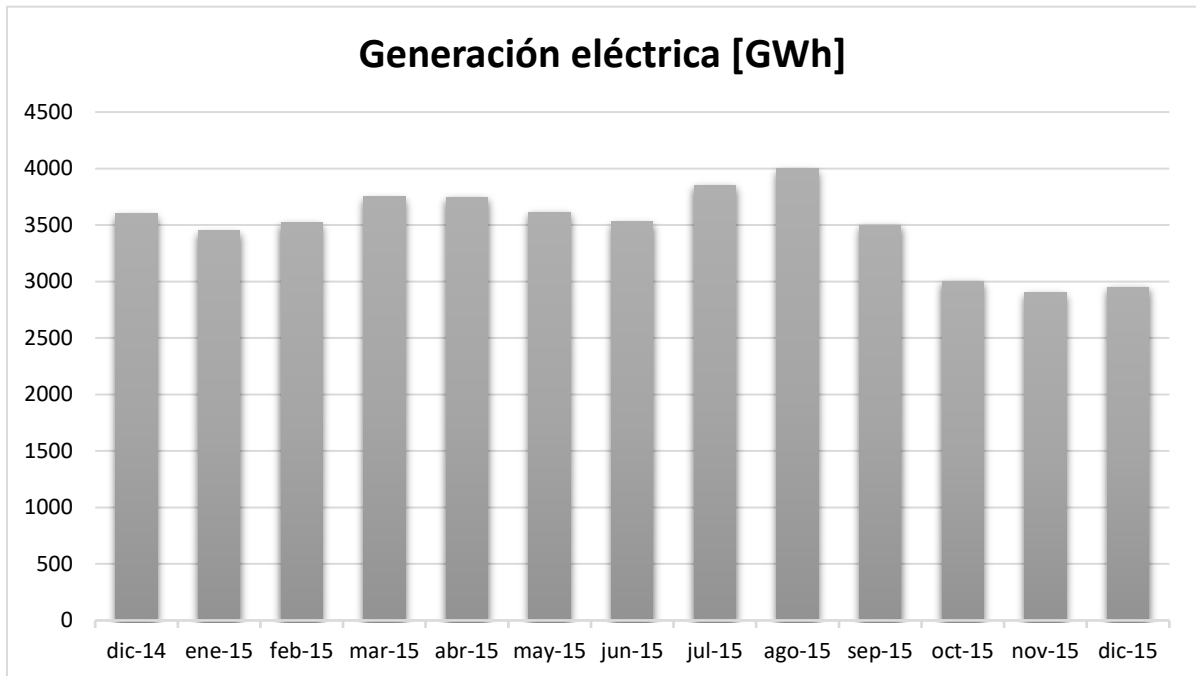
Tabla 8. Capacidad instalada en cada región de Colombia para el recurso hídrico [MW] (Cont.)

BOYACÁ	1000
SANTANDER	838
ORIENTAL	2092,9
BOGOTÁ D.E.	4,3
CUNDINAMARCA	2088,6
SUROCCIDENTE	2735,2
CALDAS	585,6
CAUCA	322,7
HUILA	947,1
NARIÑO	23,1
PUTUMAYO	0,5
QUINDÍO	4,3
RISARALDA	8,5
TOLIMA	200
VALLE DEL CAUCA	643,4
Total general	11500,8

Fuente modificado de: UPME, SUBDIRECCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA – GRUPO DE GENERACIÓN. Informe mensual de variables de generación y del mercado eléctrico colombiano. Ministerio de Minas y Energía. 2016. p. 17

Colombia es un país que depende exclusivamente de dos procesos para la generación de energía eléctrica, estos son, las centrales hidráulicas y las termoeléctricas; que requieren de combustibles para la producción de energía. Las centrales hidroeléctricas representan el 53,58 % de la energía eléctrica generada, en comparación con las termoeléctricas que suministran el 45,42 % de la demanda energética del país. Según esto, Colombia es un país que aún depende de los combustibles para cumplir con el abastecimiento energético, por lo tanto, las fluctuaciones en los recursos naturales ocasionan una intermitencia eléctrica en donde otro proceso debe ajustar la generación de energía. La figura 17 muestra el histórico mensual de generación de electricidad para el año 2015, a partir del mes de Agosto se observa como la producción disminuyó de 4000 GWh a 2900 GWh, aproximadamente en Noviembre del mismo año, este comportamiento decreciente se puede asociar al fenómeno climático de “El Niño” donde se presentó un período de sequía.

Figura 17. Histórico mensual de la generación eléctrica de las centrales hidráulicas en 2015



Fuente modificado de: UPME, SUBDIRECCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA – GRUPO DE GENERACIÓN. Informe mensual de variables de generación y del mercado eléctrico colombiano. Ministerio de Minas y Energía. 2016. p. 17

3.3. INTEGRACIÓN A GASODUCTOS

Los gases obtenidos durante el proceso Power to Gas, ya sean hidrogeno o metano sintético pueden ser inyectados a las redes de gas con el fin de comercializar o realizar el transporte y almacenamiento en diferentes puntos interconectados a través de las líneas de gas. La comisión de regulación de energía y gas tiene establecido el reglamento único de transporte de gas natural donde se delimitan los lineamientos para el transporte de gas en el país, asegurando el acceso abierto y sin discriminación, facilitando el desarrollo de mercados de suministro de energía, fijando normas y especificaciones de calidad del gas transportado.

El transporte de gas natural sintético es el atractivo principal de la implementación del proceso Power to Gas, el transporte del gas mediante los gasoductos estaría exclusivamente limitado a las trazas de CO₂ y H₂, remanentes de la reacción de metanación. El RUT expresa que para el transporte de gas en sus

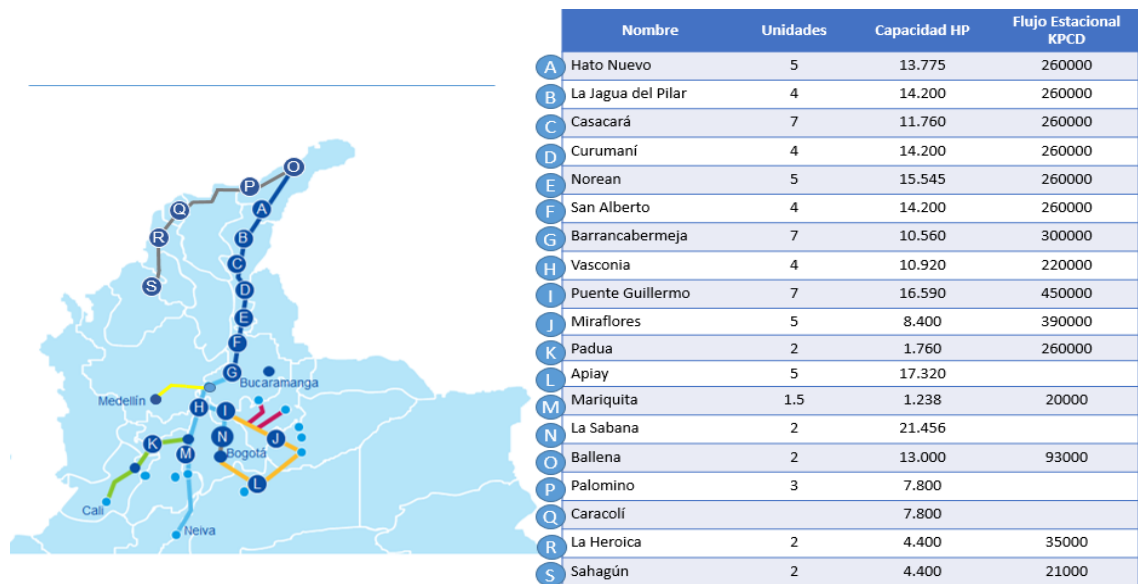
especificaciones de calidad el contenido de CO₂ máximo será de 2% en volumen. Siendo el gasoducto uno de los medios de transporte de gas metano más utilizados, la integración del SNG (synthetic natural gas) al sistema sería prácticamente ilimitada, convirtiéndose en el producto de mayor interés.

3.3.1. Infraestructura nacional del gas

El país en su infraestructura energética tiene un aproximado de 3.957 km de gasoductos los cuales conectan el centro y el norte del país, contando con un total de 14 estaciones de compresión (ECG), el sistema cuenta con un monitoreo SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) el cual se encarga de monitorear los flujos, controlar y monitorear los parámetros críticos del transporte de gas como temperatura y presión.

La función de las unidades de compresión es aumentar la presión en la línea, con el fin de transmitirle energía al gas con la finalidad de lograr el transporte del gas a través del gasoducto. Las unidades de compresión en Colombia tienen una capacidad aproximada de 209.324 HP. La Figura 18, muestra la capacidad instalada de cada una de las ECG, su localización en el país y el flujo estacional máximo para la operación segura a través de los diferentes tramos para los cuales opera cada una de las diferentes ECG.

Figura 18. Estaciones de compresión de gas en Colombia.



Fuente modificado de: TGI. Estaciones compresoras. [sitio web] En línea: < <http://www.tgi.com.co/index.php/es/nuestra-operacion/mapa-red-nacional-de-gasoductos/estaciones-de-compresion-de-gas> > [Citado el 12 de diciembre de 2016].

3.3.2. Sistema Nacional de Transporte de gas natural colombiano

El Sistema Nacional de Transporte de gas natural colombiano, vincula los centros de producción de gas con los centros de consumo, excluyendo conexiones y gasoductos dedicados, sistemas de distribución, usuarios no regulados, interconexiones internacionales y sistemas de almacenamiento¹⁵. Los gasoductos se extienden desde guajira hasta el valle del cauca y desde los llanos orientales hasta Huila y Tolima, atravesando algunos departamentos de la zona andina. El sistema nacional se podría dividir en dos zonas en las cuales se destaca la línea Ballena-Barranquilla-Cartagena-Cerromatoso, y los tramos comprendidos por Ballena-Barrancabermeja-Vasconia-Cali, Cusiana-Apiay-Bogotá, Cusiana-La Belleza-Vasconia-Cali incluyendo las líneas Sebastopol-Medellín, Payoa-Provincia-Bucaramanga y el gasoducto del Tolima. Una infraestructura compleja en el cual el sistema de la costa atlántico se encontraba constituido con antelación al plan de gas de la década de los 90, y en el cual el sistema del interior del país evidencio su desarrollo debido a la ejecución del Plan de Masificación de Gas. Antes del plan el interior del país contaba con pequeños ductos que no se podrían comparar con el sistema actual de transporte, estos ductos conectaban solamente algunas poblaciones cercanas a los campos de producción. La tabla 9, muestra los principales gasoductos en Colombia con la longitud que abarcan y la capacidad de transporte.

Tabla 9. Principales gasoductos en Colombia

Gasoducto	Longitud	Capacidad (MPCD)	Departamentos
Ballena-Barrancabermeja	771 km	260	Cesar, Magdalena Santander y Guajira
Centro Oriente	1.092 km	230, 209, 195 y 15	Santander, Cundinamarca, Tolima y Huila.
Sur de Bolívar y Santander	308 km		40 localidades de los municipios de Boyacá y Santander.
Mariquita-Cali	760 km	168	Tolima, Risaralda, Quindío y Valle del Cauca.
Cusiana-Apiay-Usme	409 km	30/17	Casanare, Meta y Cundinamarca (USME)
Cusiana-Porvenir-La Belleza	406 km	392	Casanare, Boyacá y Santander
Cusiana-Morichal-Yopal	13,2 km	5	Casanare.

¹⁵ Resolución CREG 001 de 2000.

Tabla 9. Principales gasoductos en Colombia (Cont.)

la Sabana	150 km	140	Cundinamarca (Sabana de Bogotá)
Ballena-Cartagena-Jobo	866,3 Km	738	La Guajira, Magdalena, Atlántico, Bolívar, Sucre y Córdoba

El mercado de gas en Colombia actualmente se encuentra fraccionado en dos sectores o sub-mercados, el sector de la costa atlántica y el del interior del país. Esta división de mercado surge debido al arbitraje que se ve representado en el transporte de gas, que resulta ser crucial a la hora de comercializar. Esto indica que no importa el costo de los recursos, solo llegarán a ser comercializados, si el transporte permite su incursión en los mercados. En consecuencia, se puede evidenciar dos sub-mercados uno independiente del otro, la costa atlántica el cual consume el gas proveniente de La Guajira y que no resulta ser competitivo, por ejemplo, con el gas de Cusiana el cual abastece el interior del país.

3.3.3. Demanda de gas en el país

PROMIGAS¹⁶ estima que a nivel nacional la demanda de gas natural en el escenario medio alcanzará un crecimiento promedio año de 2,2 % entre 2015 y 2035, pasando de 1.060 GBTUD a 1.707 GBTUD, impulsada por el crecimiento económico, aumento de población y sustitución de algunos energéticos menos eficientes por gas natural, en cumplimiento de las recomendaciones ambientales de la reunión de París del año 2015.

Haciendo un análisis a las proyecciones de la Unidad de Planeación Minero Energética sobre la demanda de gas natural, se prevé que en el año 2023 habrá un equilibrio entre la oferta y la demanda suponiendo diferentes escenarios de alta, media y baja oferta, en comparación con diferentes tendencias de demanda, con lo cual se obtiene una fecha límite debido a la curva media proyección, basados en el consumo de gas natural teniendo en cuenta las diferentes áreas de consumo de gas como el residencial, comercial, industrial, petroquímico, petróleo, transporte y termoeléctrico, así como la producción de gas en los diferentes campos del país, además, teniendo en cuenta el desarrollo de reservas probables y reservas posibles y la incorporación de nuevos recursos, tanto convencionales como no convencionales.

La incorporación de la tecnología Power to Gas, podría suponer una extensión en el periodo en el cual se llegará al superávit o déficit de gas natural ampliando la curva de proyección mediante la generación de gas sintético comercializados a través de las redes de gas.

¹⁶ PROMIGAS. Informe del sector gas natural, 2016. 17^{ma} edición. Colombia. p 48.

4. DISEÑO Y ANÁLISIS DE UN PROYECTO POWER TO GAS

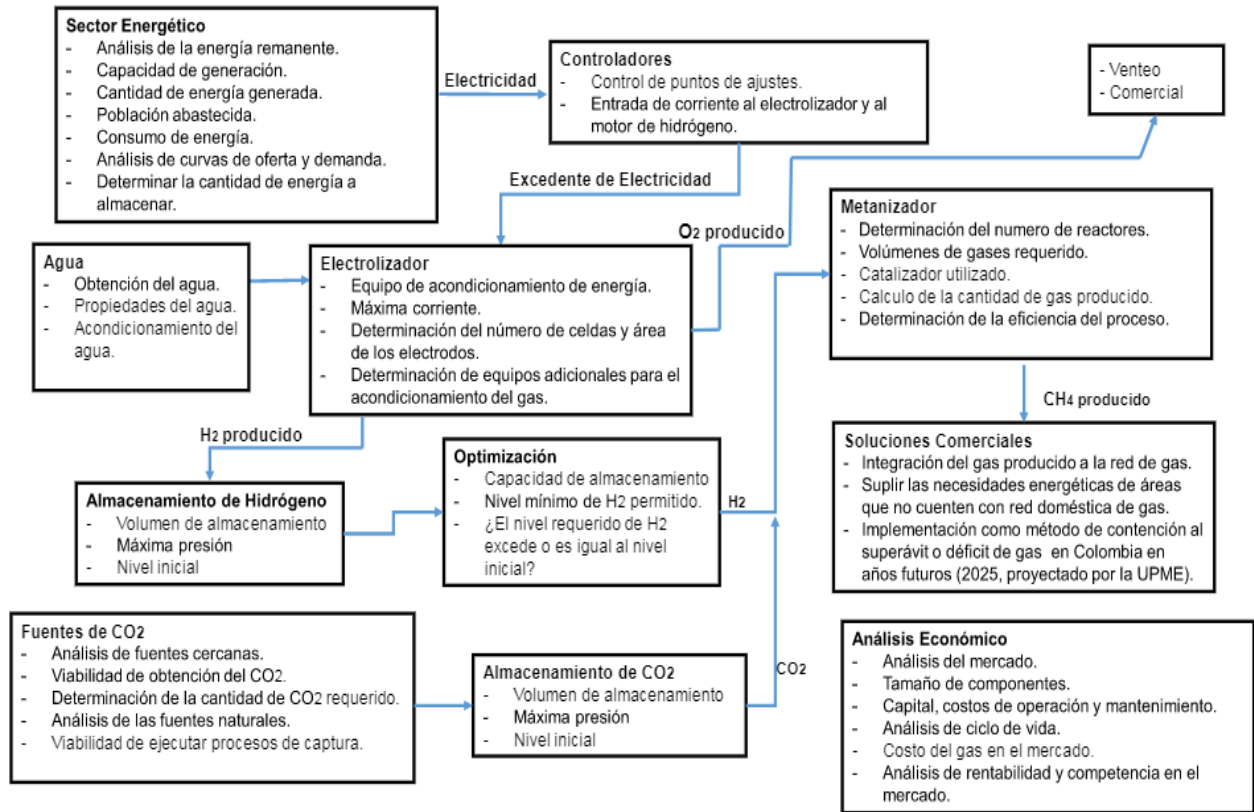
Para el diseño de una planta para la generación de gas metano sintético se deben evaluar diferentes aspectos técnicos para la puesta en marcha de un piloto. El proceso de generación del gas consta de dos grandes etapas, que se deberán analizar por separado en primera instancia y luego como un conjunto para poder definir la viabilidad del piloto.

Power to Gas, cuenta con dos procesos que estructuran el funcionamiento de la tecnología, el primero es la electrólisis; que transforma la energía en gas teniendo como producto final hidrógeno. Para este proceso se requieren de dos “corrientes de alimento” que son el agua y la energía eléctrica remanente a ser almacenada. Conocer las fuentes de agua, sus propiedades, así como la oferta y demanda del sector en donde se visualizará el proyecto serán ítems fundamentales para la selección del lugar para el cual se propondría ejecutar un proceso como este.

Por otro lado, se encuentra el proceso de metanación en donde el hidrógeno producido en la electrólisis es utilizado para la generación de gas metano sintético. Para la ejecución de esta etapa es indispensable tener en cuenta los elementos reactantes para la generación del gas, el H_2 y el CO_2 . El CO_2 es un compuesto que se encuentra de forma disuelta en el aire y para su utilización requiere ser captado del medio, un factor muy importante a tener en cuenta para el desarrollo de la viabilidad del piloto. El analizar las fuentes estáticas de CO_2 , así como el tipo de proceso utilizado para la captación será fundamental para asegurar el éxito del proceso.

Para contemplar el diseño de un piloto conceptual como tecnología alternativa a los procesos convencionales, se establece un mapa de ruta del planteamiento del diseño de una planta PtG. La figura 19, a continuación, muestra este planteamiento de forma ilustrativa y describiendo las variables esenciales para el análisis según sea el caso. En términos generales, es importante contemplar el medio en que va a intervenir la tecnología, las consideraciones técnicas de los equipos, la materia requerida en los procesos, las condiciones para optimizar dichos procesos; conocer los productos obtenidos y por último en función de los resultados obtenidos las soluciones comerciales y el análisis económico que va a permitir establecer unos parámetros claves que determinaron el éxito o no de la implementación de un proyecto Power to Gas en Colombia.

Figura 19. Mapa de ruta para el planteamiento del diseño de una planta PtG.



El mapa desarrollado permite dimensionar las condiciones operacionales para el diseño de una planta Power to Gas, el análisis de datos operaciones de diferentes plantas en su infraestructura operacional para la obtención de valores de entrada al diseño conceptual que se generará en el desarrollo del capítulo.

En la elaboración conceptual del proyecto se plantará poder abastecer algunos municipios sin red doméstica de gas, para llevar esto a cabo, se consultaron los datos de algunos de los municipios que no cuentan con este servicio en el departamento de Cundinamarca, una planta que supla las necesidades residenciales y comerciales de los siguientes municipios.

Tabla 10. Municipios de Cundinamarca en estudio sin cobertura nacional de gas natural

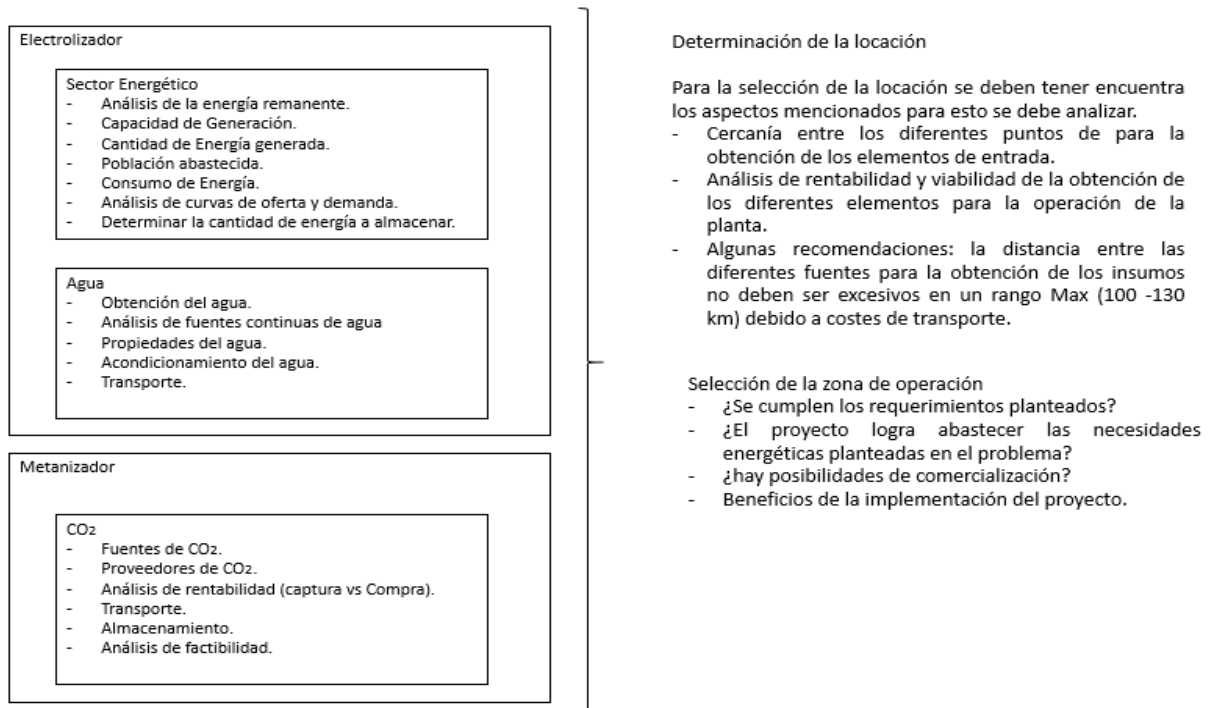
Municipio	Departamento	Catastro (usuarios por residencia, comerciales)*	Usuarios conectados*	Tipo de producto*	Empresa de servicio*	Número de habitantes**
Ubalá	Cundinamarca	N/A	N/A	N/A	N/A	2083
Gachalá	Cundinamarca	580	N/A	Gas Natural	YAVEGAS S.A. E.S.P.	1716
Gacheta	Cundinamarca	1350	N/A	Gas Natural	YAVEGAS S.A. E.S.P.	4236
Gama	Cundinamarca	240	N/A	Gas Natural	YAVEGAS S.A. E.S.P.	841
Junin	Cundinamarca	N/A	N/A	N/A	N/A	1674
TOTAL HABITANTES						10550

*MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍAS DE COLOMBIA. Cobertura Nacional de red de gas. [actualizado Septiembre de 2016] En línea: <https://www.minminas.gov.co/documents/10180/1157884/7_Coberturas+gas+combustible-Sep2016_GN.pdf/c03befcc-ac92-4435-8b69-8ba711360bac> [citado el 13 de Diciembre de 2016]

**DEPARTAMENTO ADMINISTRATIVO NACIONAL DE ESTADÍSTICA (DANE). [actualizado 2005] En línea: <<http://www.co.all.biz/guide-population?ch=25>> [citado el 13 de Diciembre de 2016]

La selección de la zona, está regida por diferentes factores para las condiciones operacionales de la planta, así mismo, unido a un análisis de mercado que consiste en este caso en la necesidad de abastecer poblaciones con el fin de cubrir la demanda energética de una población en específico. Los factores estudiados están representados en la tabla 10.

Figura 20. Consideraciones importantes de la tecnología PtG.



Para nuestro diseño conceptual, se estudió la población de Cundinamarca como eje central para la implementación del proyecto, no solo porque en este departamento se encuentra la ciudad capital, también por la influencia que esta tiene sobre el departamento a nivel de desarrollo económico y social, la falta de yacimientos de gas en el departamento y la no presencia de gas natural residencial en algunos municipios de este. El estudio será enfocado en la implementación del proceso para abastecer de gas sintético a los municipios de Ubalá, Gacheta, Junín, Gama y Gachalá. La implementación del proceso Power to Gas debería ser tenido en cuenta como medida de contingencia ante el déficit de gas que presentara el país en algunos años según informes realizados por la UPME, además, se podría hacer un análisis de rentabilidad entre la construcción de plantas de regasificación para la importación de GLP y la implementación de la tecnología en el país.

Para determinar la producción de gas natural sintético requerido para abastecer la zona de estudio, se estimó el consumo de gas natural residencial per cápita según datos del informe del sector gas natural 2016 desarrollado por Promigas.¹⁷ A partir de esta cifra, según la población urbana en los municipios de la zona de estudio detallados en la tabla 11, se estimó la demanda de gas por día promedio aproximada.

Tabla 11. Datos de población con gas natural en Colombia

COLOMBIA - POBLACIÓN CON GAS NATURAL				
Concepto	2005	2010	2014	2015
Usuarios residenciales con gas natural	3.821.905	5.665.394	7.600.805	8.066.387
Población total del país	4.288.594	45.590.000	47.662.000	48.278.000
Viviendas	10.070.520	10.460.161	13.128.642	13.407.206
Promedio de habitantes por vivienda	3,9	3,7	3,4	3,4
Población con gas natural	14.905.430	20.961.958	25.842.737	27.425.716
COLOMBIA - CONSUMO DE GAS NATURAL 2015				
Sector	Mpcd		Mm3*	
Eléctrico	305		3.152	
Industrial y comercial	297		3.070	
Residencial	124		1.282	
Petroquímico	17		176	
Refinería y otros	175		1.809	
GNV	84		868	
Total consumo	1.002		10.356	

*Unidad en valor anual - millón de metros cúbicos al año
M representa 1 millón = 1,000,000

Fuente: PROMIGAS. Informe del sector gas natural, 2016. 17^{ma} edición. Colombia. p 55.

¹⁷ PROMIGAS. Informe del sector gas natural, 2016. 17^{ma} edición. Colombia. p 169.

Como metodología para establecer consumo volumétrico de gas natural per cápita en Colombia, Con base en el consumo promedio residencial de la población Colombia y la población con gas natural se calcula un factor de consumo per cápita estimado de acuerdo con los valores obtenidos del censo hecho por el DANE en el 2005, así como el consumo residencial elaborado por Promigas sobre el sector del gas natural. Primero para calcular el este factor de divide el consumo total residencial entre el número de habitantes con servicio de gas natural.

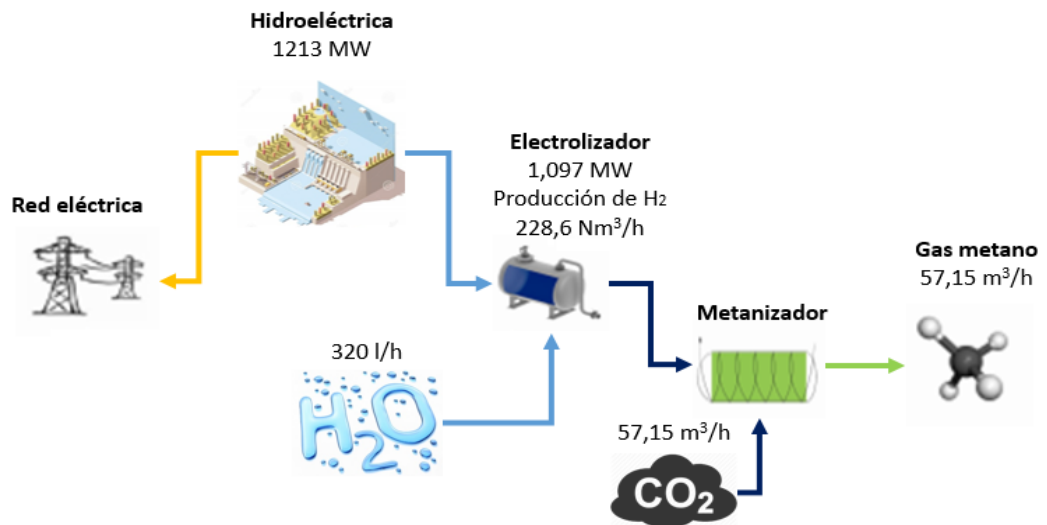
$$0,13 \frac{m^3}{hab * día}$$

$$0,13 \frac{m^3}{hab * día} * 10550 = 1.372 \frac{m^3}{día}$$

Al dividir el valor de 1.372 en la cantidad de horas que tiene un día, se encontrara que la cantidad de gas que consume en m³ la población en promedio es de 57,15 por cada hora. El valor obtenido a través de la aproximación nos permite conocer la corriente de salida de todo el proceso que será el necesario para abastecer a los municipios de Ubalá, Gacheta, Junín, Gama y Gachalá.

Establecer las corrientes de entrada a cada uno de los procesos es el paso a seguir. Con la cantidad de gas metano que se requiere para abastecer la población seleccionada en el departamento de Cundinamarca. La cantidad de energía requería para la descomposición del agua en H₂ y O₂, la carga requerida para alimentar el metanizador para producir la cantidad requerida de gas sintético.

Figura 21. Esquema del proceso, variables de entrada y salida.



Partiendo de la cantidad requerida de gas, se determinan las corrientes de entrada a cada uno de los procesos, basados en los datos técnicos de la operación comercial de ETOGAS, en los cuales presenta detalladamente los valores utilizados en cada uno de los procesos.

Tabla 12. Datos técnicos de la planta

PLANTA POWER TO GAS		
Electrolizadores		
Tipo	Alcalina de alta presión	
Potencia	1200	kW/electrolizador
Unidades	1	
Eficiencia	4,8	kWh/Nm ³ H ₂ (AC)
Presión de operación	> 15	bar
Consumo eléctrico	20	kV AC
Consumo de agua (H₂O)	350	litros/hora
Producción de hidrógeno (H₂)	250	Nm ³ /hora
Producción de oxígeno (O₂)	125	Nm ³ /hora
Tiempo de vida	20	años
Reactores de metanación		
Tipo	Lecho fijo	
Unidades	2	
Catalizador	Ni	
Presión de operación	7	bar
Consumo de hidrógeno (H₂)	250	Nm ³ /hora
Consumo de dióxido de carbono (CO₂)	62,5	Nm ³ /hora
Producción de gas natural*	62,5	Nm ³ /hora
Tiempo de vida	20	años

Teniendo en cuenta que la cantidad requerida de CO₂ es igual a la cantidad en volumen de gas metano ya que se requiere el consumo total de este gas para la producción del gas sintético, además, la relación molar entre el H₂ y el CO₂ es de 4:1 como se mostró anteriormente con las ecuaciones descritas para la reacción en el metanizador se logra calcular los volúmenes por hora de alimento al metanizador, conociendo la eficiencia del electrolizador de la solución comercial que presenta ETOGAS para sus plantas se logró determinar la cantidad de energía necesaria para producir el volumen necesario de H₂ para el proceso.

4.1. Agua en el proceso (H₂O)

El agua es la sustancia líquida por excelencia para el ser humano y disponible en la naturaleza. Las fuentes de agua están limitadas a la presencia del recurso hidrológicamente y según su composición; sea dulce o salada, generalmente. En el planeta tierra se estima un volumen aproximado de 1.386 millones de kilómetros cúbicos (Km³) de agua incluyendo todas las fuentes, entre estas, océanos, mares, ríos, lagos, glaciares, etc. “El volumen de agua salada se estima en 1.338 millones de kilómetros cúbicos y representa el 98% del agua total. Por consiguiente, el volumen restante es de agua dulce; de la cual el 68% está atrapada en forma de hielo.”¹⁸ El agua que funciona para el consumo, sea, residencial, comercial o industrial es el agua dulce y en la actualidad, existen diferentes sistemas para la obtención de agua como captura de represas o embalses por motores, distribución por redes o tuberías, y transporte por carros cisterna.

Para el proceso de electrólisis, como se ha mencionado en capítulos anteriores se dispone de agua para la obtención del hidrógeno a través de un proceso eléctrico. Por esto es necesario el uso de aguas especiales, con composiciones y parámetros regulados. A continuación, se mostrarán las alternativas comerciales para el suministro de agua al proyecto.

4.1.1. Alternativa: Suministro de agua destilada

El agua destilada es agua que ha sido tratada a partir de destilación para purificarla y eliminarles las impurezas. Existe una norma ISO Internacional, de uso obligatorio donde Colombia está inscrito, a través del Ministerio de Minas y Energía, Ministerio de Salud, Ministerio de Medio Ambiente, entre otros, para producción y uso de Aguas Especiales. En el sector energético se debe usar agua destilada tipo IIB. La empresa ASEPSIAS identificada con NIT. 417.740.365-0 tiene la capacidad de suministrar el volumen de agua requerido diariamente para el proceso electrolítico.

Tabla 13. Cotización producto agua destilada tipo II(B)

PRODUCTO	PRESENTACIÓN	PRECIO [c/u]*
AGUA TIPO II(B): BIDEDESTILADA + BIDESIONIZADA + DESMINERALIZADA	Paca 4000 litros, distribución	\$ 55.000

*Este valor incluye I.V.A. , embalaje, flete y seguro

¹⁸ SHIKLOMANOV, Igor. Capítulo "World fresh water resources", Water in Crisis: A Guide to the World's Fresh Water Resources. Peter H. Gleick (editor), (Oxford University Press, New York). 1993.

4.2. Dióxido de Carbono en el proceso (CO₂)

En el mundo existen dos tipos diferentes de fuentes de CO₂, las naturales y las antropogénicas. Las fuentes naturales representan el mayor porcentaje de CO₂ liberado hacia a la atmosfera. Dentro de las fuentes naturales de CO₂ se incluyen la descomposición de la materia, incendios forestales, emisiones desde el océano, emisiones producto de erupciones volcánicas, la respiración de plantas y animales. A través de las actividades humanas y a partir del inicio de la revolución industrial las emisiones de CO₂ han aumentado considerablemente.

Las fuentes antropogénicas son el resultado de las actividades humanas, como son, la combustión de combustibles fósiles, los procesos industriales, la fabricación de cemento y durante la combustión de biomasa. La generación de energía y el sector industrial son unas de las fuentes de mayor volumen de emisión, esto hace que sean foco para procesos de captura de CO₂

Actualmente la mayoría de las fuentes de CO₂ poseen una concentración menor al 15%, sin embargo, hay una pequeña porción de industrias que basan su funcionamiento en los combustibles fósiles los cuales generan una concentración de hasta el 95% de CO₂. Para la captación de CO₂ es recomendable la implementación al sistema de fuentes con alta concentración de CO₂, ya que solo requerirían de un proceso de deshidratación y compresión, así de esta misma manera evaluar los lugares de emisión y almacenamiento, ya que la distancia entre ellos puede influir en el proceso.

Algunas de las soluciones planteadas para la obtención del CO₂ es el proceso de captura de este del ambiente mediante la utilización de una planta dedicada los procesos de captura de CO₂ son mencionados a continuación como concepto mas no será contemplado para el diseño de la planta, otra solución al requerimiento de este gas es la compra a empresas que se encarguen de ejecutar este tipo de procesos.

4.2.1. Alternativa 1: Suministro de CO₂

Una de las soluciones planteadas para el suministro de CO₂ como materia para la obtención de gas natural sintético es obtener el suministro del gas a partir de un proveedor industrializado.

El dióxido de carbono (CO₂) es un gas incoloro, denso y poco reactivo; sus moléculas están compuestas por dos átomos de oxígeno y uno de carbono. Este gas hace parte de las sustancias que componen la tropósfera y su ciclo está vinculado al del oxígeno (O₂).

En Colombia hay una serie de empresas que se dedican al suministro de dióxido de carbono para procesos industriales, comerciales, medicinales y de propio consumo. Una lista de algunas de las empresas que suministran el CO₂ es mostrada a continuación en la tabla 14.

Tabla 14. Empresas proveedoras de dióxido de carbono (CO₂) en Colombia

Empresa	NIT
OXIACED LTDA	830.058.105-6
ABOCOL S.A.	860.006.333-5
PRAXAIR GASES INDUSTRIALES LTDA	900.239.671
CRYOGAS S.A.	860.013.704-3

4.2.2. Alternativa 2: Captación de CO₂

Para la captación de CO₂ es fundamental evaluar las fuentes de emisión que representan altas concentraciones, los potenciales prospectos para la implementación de un proceso de captación de CO₂, serían las centrales hidroeléctricas y otros procesos industriales a gran escala. La finalidad del proceso es obtener CO₂ casi puro para su transporte y posterior almacenamiento, el cual se basa en producir un flujo concentrado de alta presión. En la actualidad, se ha llevado a cabo procesos de separación de CO₂ en complejos industriales de gran tamaño. Hay diferentes formas o procesos para la captación, estos dependen del tipo de combustión, ya sea generada por un combustible fósil primario, por la biomasa o mezcla entre ellos.

En el documento elaborado por el panel de expertos en cambios climáticos¹⁹ definen los diferentes tipos de captación son: los que se realizan previo a la combustión, posterior a la combustión, y los sistemas de combustión oxígeno-gas como se muestra a continuación.

¹⁹ INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE. Carbon dioxide capture and storage. Capítulo 3: Captura de CO₂. Bert Metz, ed. Cambridge University Press. 2005. ISBN: 13-978-0-521-86643-9

4.2.2.1. Pre-combustión: El funcionamiento de los sistemas previos a la combustión radica su operación en el procesamiento del combustible primario en un reactor con vapor y aire, para producir monóxido de carbono e hidrógeno. En un segundo reactor se hace reaccionar el monóxido de carbono originado en el primer reactor con vapor de agua para producir hidrógeno y CO₂, estos gases se pueden separar en dos corrientes de flujo, y así poder obtener CO₂.

4.2.2.2. Post-combustión: Los sistemas de captación posterior a la combustión, obtienen el CO₂ a través de la separación de este de los gases de combustión producidos en el aire, estos sistemas implementan solventes líquidos para atrapar las fracciones de CO₂ presentes en los gases producidos durante la combustión.

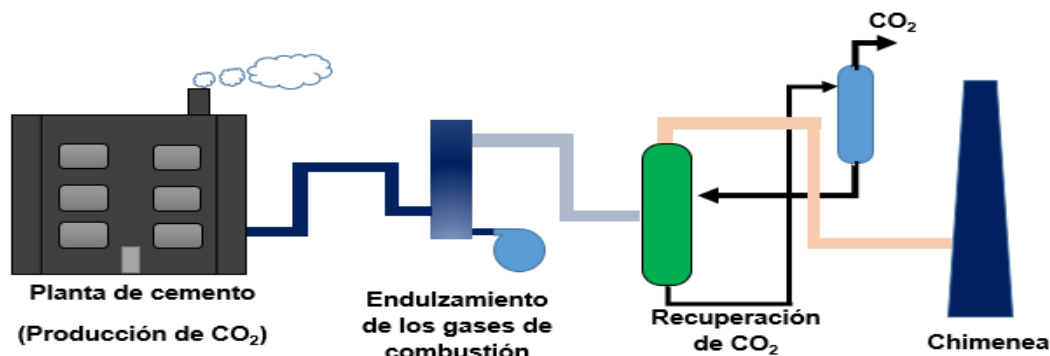
4.2.2.3. Oxy-combustión: Por otro lado, están los sistemas de combustión de oxígeno-gas, como su nombre lo indica utiliza oxígeno en lugar de aire para la combustión, lo cual hace que como producto de la combustión principalmente se genere vapor de agua y CO₂. Esta reacción tiene el efecto de generar un gas de combustión con una concentración elevada de CO₂. El vapor de agua es removido de la corriente de gas mediante un proceso de enfriamiento y compresión. El oxígeno utilizado en el proceso de combustión es obtenido del aire con un grado de pureza entre el 95 y 99%.

En la literatura, los procesos de captura de dióxido de carbono se encuentran en constante desarrollo científico y tecnológico por la prioritaria necesidad de reducir la contaminación en el medioambiente.

La planta termoeléctrica de Zipaquirá y la planta de cemento de Suesca son centrales que generan dióxido de carbono como residuo de los procesos químicos involucrados en su operación, ambas plantas se encuentran en un área de rango cercana a la central hidroeléctrica de Guavio; ubicada en Ubalá y así mismo, a la casa de máquinas de la central en Mambitá como lo indican los mapas representados en los anexos 4 y 5.

Por esta razón, definimos la planta de cemento de Suesca como el punto para obtener una fuente de dióxido de carbono. La producción de cemento requiere de altos volúmenes de combustible para lograr generar temperaturas elevadas, y reacciones para la calcinación de la roca caliza (carbonato de calcio). La captura de dióxido de carbono en una planta de cemento puede llevarse a cabo a través de la tecnología post-combustión, pero requerirán la generación de vapor de agua en la planta para regenerar el solvente usado en la captura. La figura 22 muestra un esquema básico de un sistema de captura de dióxido de carbono.

Figura 22. Esquema básico de un sistema de captura de CO₂



Fuente modificado de: INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE. Carbon dioxide capture and storage. Bert Metz, ed. Cambridge University Press. 2005. ISBN: 13-978-0-521-86643-9

Inicialmente, los gases de combustión deben entrar en una etapa de pretratamiento, debido a que, estos son producidos de una planta a altas temperaturas ($> 100^{\circ}\text{C}$), lo que significa que tienen que enfriarse a la temperatura requerida para el proceso de absorción. Un intercambiador de calor o enfriador que entre en contacto directo con agua puede reducir la temperatura, y adicionalmente funciona como lavador de los gases de combustión en el retiro de partículas finas. Los gases de combustión contienen otros gases ácidos como los grupos de óxido de nitrógeno (NO_x) y óxido de azufre (SO_x). La presencia de estos componentes genera la necesidad de tratarlos para evitar la formación de sales de calor estables, que ocasionan la pérdida de capacidad de absorción del disolvente y consecuente, el riesgo de formación de sólidos en solución.

En la captura de CO_2 , los procesos de absorción aprovechan el tipo de reacción química reversible entre una solución acuosa, generalmente una amina, con un gas ácido. Luego de pasar por la etapa de enfriamiento, este se pone en contacto con la amina, sea monoetanolamina (MEA) o dietanolamina (DEA), en el absorbedor(*). La amina entra al absorbedor 5°C por encima del gas ácido, el dióxido de carbono reacciona con la amina y lo disuelve, pero la amina que debe ser regenerada tiene como límite aproximadamente 120°C de temperatura para evitar altos índices de degradación térmica. "Las presiones de operación se aproximan a los 0,69 bar (10 psi), presiones que se mantienen cercana a la atmosférica."²⁰ Las condiciones de regeneración se presentan en el regenerador,

(*) Equipo donde se lleva a cabo la absorción de un gas en un líquido (solución).

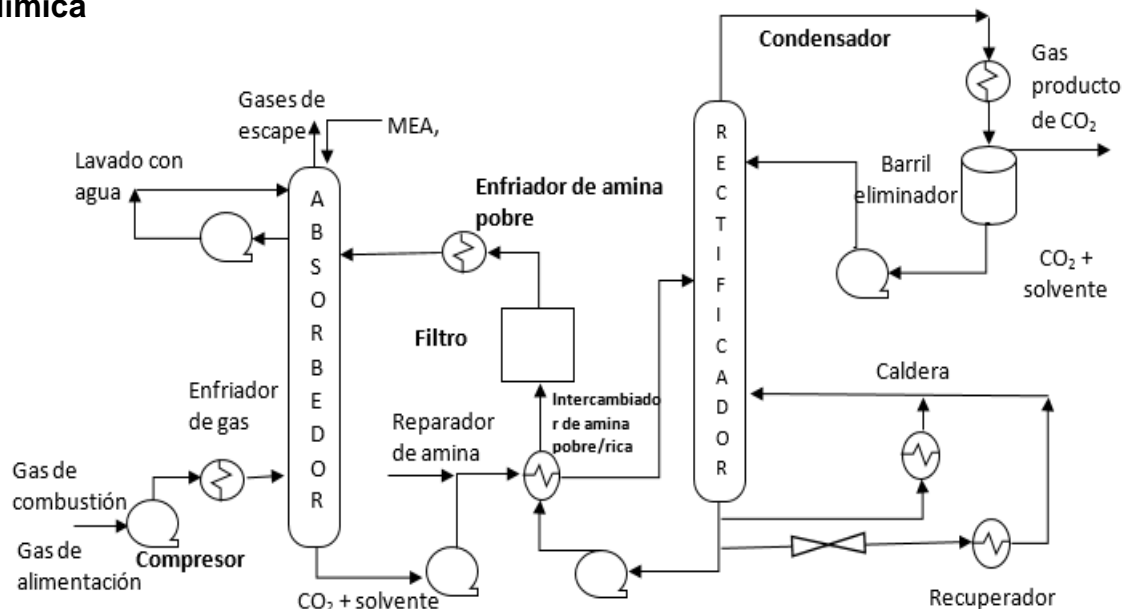
²⁰ STEWART, Maurice. ARNOLD, Ken. Gas Sweetening and Processing Field Manual. ELSERVIER ed, 2011. 186 p. ISBN: 978-1-85617-982-9

suministrándole calor; proporcionando la desorción en la disolución necesaria para remover el dióxido de carbono atrapado y para la producción de vapor, que ayuda a la extracción de gas. El vapor se recupera en el condensador y retroalimentado al extractor, mientras que el CO₂ obtenido deja el extractor. La amina pobre, que contiene dióxido de carbono en bajas proporciones es retroalimentada al absorbedor luego de pasar por un intercambiador de calor y enfriador para descender su temperatura a la del absorbedor. A través de, filtros, capas de carbón, entre otros se mantiene la calidad de la solución de amina que puede verse alterada por partículas, productos de degradación y de corrosión.

“La pureza y presión del dióxido de carbono, generalmente recuperado de un proceso químico de absorción basado en aminas como lo muestra la figura 23, son los siguientes”²¹

- Pureza de CO₂: 99,9 % en volumen o más (condiciones de agua saturada)
- Presión de CO₂: 0,5 bar (7,25 psi, manométrica)

Figura 23. Diagrama de flujo para un proceso de captura de CO₂ por absorción química



Fuente modificado de: INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE. Carbon dioxide capture and storage. Bert Metz, ed. Cambridge University Press. 2005. ISBN: 13-978-0-521-86643-9

²¹ INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE. Carbon dioxide capture and storage. Bert Metz, ed. Cambridge University Press. 2005. ISBN: 13-978-0-521-86643-9

4.3. Requerimientos de energía

Actualmente en Colombia la generación de energía por medio de centrales hidroeléctricas tiene una participación del 69,97%, como se muestra en la tabla 7 en el capítulo 3; las cuales las hacen ser foco para el estudio a realizar. Siendo esta tecnología la de mayor participación servirá de punto de partida para el análisis de factibilidad para un proceso de almacenamiento de energía eléctrica. Las centrales hidroeléctricas en su desarrollo tecnológico presentan una inestabilidad, esto debido a, las irregularidades en el ciclo hídrico, sea por lluvias o temporadas de sequía. Por esta razón, se plantea un escenario futuro en el que Colombia no dependa exclusivamente de esta fuente ni de las centrales termoeléctricas para la producción de energía del país, y así se pueda aprovechar el almacenamiento de energía para la generación de gas natural sintético.

En la figura 24, se puede visualizar todo el sistema de gasoductos del país y las hidroeléctricas de mayor capacidad instalada. En la zona central del país se encuentran 3 de las 6 principales hidroeléctricas del país.

Figura 24. Mapa de la red de gasoductos colombiano y las principales centrales hidroeléctricas.



Fuente modificado de: TGI. Estaciones compresoras. [sitio web] En línea: < <http://www.tgi.com.co/index.php/es/nuestra-operacion/mapa-red-nacional-de-gasoductos/estaciones-de-compresion-de-gas> > [Citado el 12 de diciembre de 2016].

La UPME en la proyección regional de demanda de energía eléctrica y potencia máxima en Colombia, muestra la participación por regiones en la demanda nacional de energía eléctrica, así como una proyección evaluada hasta el 2030 de como se espera que se el comportamiento del consumo en el país. A través de los años, el crecimiento en la demanda por las diferentes regiones muestra sustanciales márgenes de diferencias esto debido a sus estructuras económicas, niveles de cobertura, crecimiento poblacional, entre otros. Un estudio realizado por la misma entidad concluye que en Colombia se debe implementar políticas de eficiencia energética, ya que se han estimado costos por desperdicio de energía que alcanzan los US\$ 5200 millones al año.

Tabla 15. Participación Promedio Regional respecto a la Demanda Nacional de Energía Eléctrica.

	2001-2005	2006-2010	2011-2015	2016-2020	2021-2025	2026-2030
Centro	25,23%	26,81%	26,42%	26,58%	27,10%	27,26%
Costa-caribe	21,15%	21,28%	23,57%	24,53%	25,55%	26,87%
Noroeste	16,75%	15,92%	15,13%	14,45%	13,75%	12,98%
Valle	13,36%	12,54%	11,54%	10,92%	10,05%	9,25%
Oriente	10,27%	10,66%	11,32%	11,79%	12,31%	12,88%
CQR*	5,34%	4,93%	4,37%	4,11%	3,72%	3,35%
Tolima grande	4,67%	4,69%	4,59%	4,66%	4,64%	4,61%
Sur	3,23%	3,16%	3,00%	2,96%	2,89%	2,80%
CG(*) existentes	3,81%	4,52%	4,13%	5,13%	5,24%	5,03%
Perdidas	1,42	1,87%	1,40%	0,93%	0,90%	0,86%

Fuente: UPME, Base de datos XM, 2016.

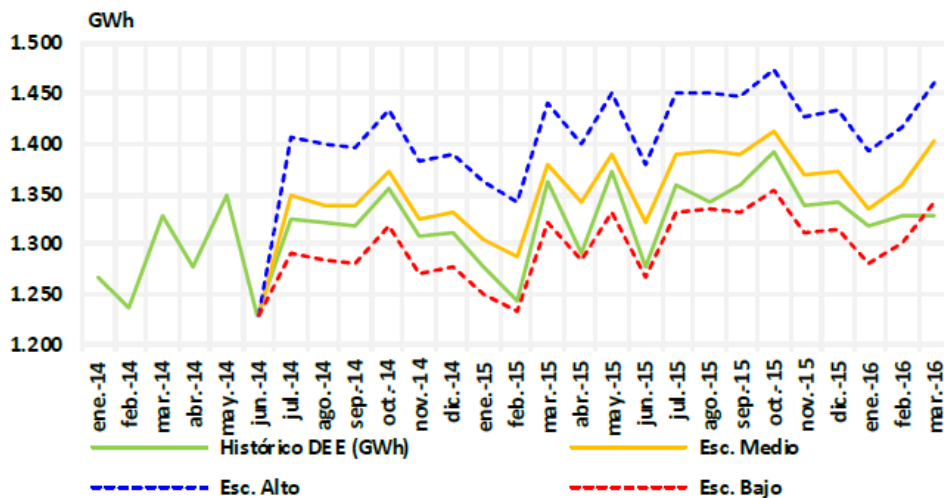
La región centro del país presenta un mayor porcentaje en la demanda de energía que el resto de las regiones del país, también ha registrado una contribución media al PIB nacional por ser la economía de mayor tamaño. Su importancia en cuanto a actividades agropecuarias, el nivel de industrialización, el desarrollo en actividades ligadas al transporte y comunicaciones, la ubicación estratégica de gran cantidad de municipios con respecto a la capital colombiana, municipios los cuales se nutren o favorecen de la actividades de la ciudad capital, además de esto, su gran capacidad de generación de energía, cuenta con centrales hidroeléctricas y termoeléctricas conectadas al Sistema Interconectado Nacional,

(*) CG Existentes: Cerrejón, Cerromatoso, Oxy y la Cira infantas.

además una de las principales centrales hidroeléctricas del país (la central hidroeléctrica de Guavio). El consumo energético en la zona centro del país en las cuales de encuentras los departamentos de Cundinamarca, Meta y Guaviare, han mostrado una reducción de la demanda energética desde el último trimestre del año 2015.

La siguiente grafica muestra el consumo energético en la zona centro del país en las cuales de encuentras los departamentos de Cundinamarca, Meta y Guaviare, han mostrado una reducción de la demanda energética desde el último trimestre del año 2015. También se puede evidenciar que el consumo energético ha estado por debajo de la media proyectada desde junio del 2014. Lo cual indicaría que es un departamento con una capacidad de consumo mayor.

Figura 25. Seguimiento a las Proyecciones de Demanda de Energía Eléctrica en la Región Centro.



Fuente: UPME, Proyección Regional de Demanda de Energía Eléctrica y Potencia Máxima en Colombia, 2016.

Esta zona del país basa su generación de energía a través de centrales hidroeléctricas y la utilización de carbón. La generación de energía en esta zona del país basa su generación en dos tipos de recursos agua y carbón. Las hidroeléctricas tienen una participación del 90%. La región centro tiene una capacidad máxima de generación de 2.317 MWh.

Una de las centrales hidroeléctricas más grande de Colombia esta ubica en el departamento de Cundinamarca, la central hidroeléctrica de Guavio con una

capacidad instalada de 1.213 MW es capaz de proveer la energía requerida para el proceso, tan solo se requiere 0,1% de la capacidad instalada para su funcionamiento.

4.4. Otras consideraciones técnicas

Una de las consideraciones a tener en cuenta es la instalación de la red de los municipios un costo que es asumido por la alcaldía, integración que se hace al sistema de red nacional. Los valores presentados a continuación son asumidos por los usuarios dispuestos a adquirir el gas doméstico.

Tabla 16. Costo instalación de gas en vivienda

Costo de instalación en vivienda		
Valor de la red interna (2 salidas)	\$	773.770
Valor de la conexión	\$	565.000
Total	\$	1.338.770

Cotización empresa EPM, incluye certificación de la red.

Fuente: EPM [actualizado 2016] En línea: <
http://www.epm.com.co/site/clientes_usuarios/Clientesyusuarios/Hogaresypersonas/Gasnatural/C%C3%B3mosolicitarelservicio.aspx > [citado el 14 de Diciembre de 2016]

4.5. Análisis financiero

En análisis propuesto está basado en las consideraciones planteadas por Yu-Lung Kao en “Design, control and comparison of fixed-bed methanation reactor systems for the production of substitute natural gas”. En el libro el autor plantea unas consideraciones para aproximar los costos que tendrá el adquirir reactores, intercambiadores de calor y compresores, teniendo en cuenta características de diseño de cada uno. Las ecuaciones que describe el autor para realizar las aproximaciones son las siguientes:

$$\text{Reactor}[\$] = 2063475 * \text{diámetro}^{1,066}(\text{ft}) * \text{altura}^{0,802}(\text{ft})$$

$$\text{Intercambiador de calor}[\$] = 2002484 * \text{area}^{0,65}(\text{ft}^2)$$

$$\text{Compresor}[\$] = 8621920 * \text{potencia}^{0,82}(\text{british hp})$$

Los valores obtenidos según las estipulaciones planteadas por Kao, son los costos para cada uno de los equipos, algo que solo será mostrado como ilustración en este capítulo. Por otro lado, variables operacionales pueden ser tenidos en cuenta para un análisis económico posterior y así determinar la posible viabilidad de la implementación de proceso.

Tabla 17. Costos operativos de la planta

COSTES FIJOS	Coste	Referencia
<i>ELECTROLIZADORES</i>		
Costes Fijos	\$ 3.127.000.000,00	M. Bailera. Almacenamiento híbrido de energía y CO2. 2014
Compresores O2	\$ 703.575.000,00	M. Bailera. Almacenamiento híbrido de energía y CO2. 2014
<i>PLANTA DE METANIZACIÓN</i>		
Reactor	\$ 1.563.500.000,00	M. Bailera. Almacenamiento híbrido de energía y CO2. 2014
Catalizador	\$ 11.032.056,00	M. Bailera. Almacenamiento híbrido de energía y CO2. 2014
Intercambiadores de calor	\$ 3.439.700.000,00	M. Bailera. Almacenamiento híbrido de energía y CO2. 2014
Otros Costes	\$ 1.094.450.000,00	Hipótesis propia
SubTOTAL	\$ 9.939.257.056,00	
COSTES VARIABLES		
Coste por año		
<i>ELECTROLIZADORES</i>		
Operación y mantenimiento	\$ 93.810.000,00	M. Bailera. Almacenamiento híbrido de energía y CO2. 2014
Agua - 320 l/h	\$ 38.544.000,00	Empresa ASEPSIAS identificada con NIT. 417.740.365-0
<i>PLANTA DE METANIZACIÓN</i>		
Operación y mantenimiento	\$ 25.313.065,00	M. Bailera. Almacenamiento híbrido de energía y CO2. 2014
Renovación catalizador	\$ 3.312.868,88	M. Bailera. Almacenamiento híbrido de energía y CO2. 2014
CO2	\$ 2.745.600.000,00	AS DE GASES E.U (3000 COP/kg)
SubTOTAL	\$ 2.906.579.933,88	
CO2	\$ 854.549.120,00	Costo del valor internacional (300 EUR/Ton)

Teniendo en cuenta los valores obtenidos de costos variables para la operación de la planta, se puede calcular el costo que tiene producir un m³ de gas metano. Se tiene que producir el gas sintético durante todo un año cuesta \$2.906.579.933,88

(COP), el costo de producir el gas en un mes sería de \$242.214.994,49 (COP) y si se produce 57,15 m³/h de gas, se tiene que:

- $57,15 \text{ m}^3/\text{h} \times 24 \text{ h}/\text{d} \times 30 \text{ d}/\text{mes} = 41.148 \text{ m}^3 \text{ de metano}/\text{mes}$

- $228,6 \text{ m}^3/\text{h} \times 24 \text{ h}/\text{d} \times 30 \text{ d}/\text{mes} = 164.592 \text{ m}^3 \text{ de H}_2/\text{mes}$

El costo asociado a producir un m³ de gas metano sería de \$ 5846,43 (COP)/ m³ mientras producir un m³ de hidrogeno cuesta 67,01 (COP)/ m³, para determinar los costos de producción de hidrogeno solo se tiene en cuenta los costos asociados a la operación, mantenimiento y requerimientos de agua para el funcionamiento del electrolizador.

Teniendo en cuenta el costo del CO₂ internacional, basados en la cotización por un asesor comercial de la empresa CRYOGAS, el costo de generar metano sería de \$ 84.960.754,49 (COP) al mes y el costo por metro cúbico de \$ 2064,76 (COP)/ m³. Una de las limitantes observadas en el planteamiento financiero es el costo y la obtención del CO₂, siendo los precios internacionales más viables para la implementación de un proceso de este tipo, donde el estimado económico resulta ser del 35% del valor de los precios de adquisición de CO₂ a tarifa colombiana.

Los costos por la obtención de la energía no son tenidos en cuenta debida a que es un proceso de almacenamiento donde se busca, utilizar los excedentes de energía generada, desde este punto de vista resultaría ser un proceso beneficioso o de reutilización para la compañía de energías.

5. ANÁLISIS DEL CICLO DE VIDA

El proceso para la generación de gas natural sintético a través de la tecnología Power to Gas involucra una serie de etapas que inicia en la obtención de la energía eléctrica a partir de una fuente de energía renovable y finaliza en la disposición de los productos obtenidos de las reacciones químicas (electrólisis y metanación) que intervienen. La etapa preoperativa abarca la construcción de locaciones y adecuaciones para el sistema eléctrico de la energía renovable, la etapa de operación, producción y mantenimiento; donde se establece los equipos para llevar a cabo el correcto funcionamiento de los procesos involucrados y en la cual se disponen todos los productos contaminantes y no contaminantes obtenidos. En presente trabajo se desarrolla el análisis del ciclo de vida para el macro proceso de la tecnología Power to Gas, desde la etapa preoperativa hasta la etapa productiva.

5.1. OBJETIVO Y ALCANCE DEL ESTUDIO

El análisis del ciclo de vida en el estudio compone una herramienta para la evaluación ambiental y el análisis de la información sobre la tecnología Power to Gas, a partir de, la descripción tecnológica del proceso y los recursos naturales requeridos. El estudio es desarrollado con el fin de, determinar los posibles impactos que se pueden presentar sobre el medio ambiente, luego de, la implementación de la tecnología en Colombia. En este capítulo se realiza la evaluación de los impactos derivados de las actividades asociadas al ciclo de vida.

Los objetivos de la evaluación ambiental son:

- Identificar, describir, evaluar y cuantificar los posibles efectos sobre los elementos del ambiente y sobre la comunidad, que puedan ocasionar las actividades relacionadas al proceso.
- Establecer en el ámbito ambiental las posibles recomendaciones para minimizar los impactos generados por la tecnología en estudio.

En conclusión, este análisis incluye la identificación y posterior valoración cualitativa de los posibles impactos ambientales, físicos; en cuestiones de paisajismo, bióticos; en relación a la actividad entre fauna y flora con el ambiente y, socioeconómico; que involucra al desarrollo de las actividades rutinarias del ser humano, en cuanto a, las etapas preoperativa, de operación y mantenimiento y productiva del análisis.

5.2. INVENTARIO DEL CICLO DE VIDA (ICV)

El procedimiento que requiere un proyecto en su evaluación ambiental es fundamental para contemplar todas las variables que pueden afectar e interferir el impacto positivo o negativo que generan las actividades desarrolladas en la construcción de un equipo de Power to Gas.

5.2.1. Metodología

Para desarrollar la evaluación ambiental de la posible implementación de la tecnología Power to Gas en las áreas óptimas establecidas en el estudio para Colombia, se empleó la metodología cualitativa mediante la valoración numérica de la importancia de cada uno de los impactos identificados en el proyecto. Esta técnica cualitativa evalúa los impactos de forma subjetiva, a pesar de, la asignación de un valor numérico que indica la relevancia de cada uno; según sea alta, media o baja.

Tabla 18. Factores/Indicadores de un proyecto

MEDIO	RECURSO	INDICADOR DEL PROYECTO
Físico	Aguas Superficiales	Calidad del recurso con referencia a la concentración para el control sanitario y cuerpos de agua. Vertimiento directo a cuerpos de agua sin tratamiento preliminar. [Decreto 1594/84]
	Aguas Subterráneas	
	Aire	Contaminación producida por uso de vías, nuevas construcciones, quema de vegetación, uso de CO ₂ , gases producidos.
	Suelo	Incremento en la erosión de áreas con procesos activos, arrastre de sedimentos, carga orgánica y deterioro del paisaje.
Biótico	Flora	Disminución de la vegetación protectora, afectación a la flora establecida.
	Fauna	Actividades de caza establecidas como ilegales, afectación ecosistemas acuáticos, afectación de ecosistemas en la zona y migración de la fauna.

Tabla 18. Factores/Indicadores de un proyecto (Cont.)

Socioeconómico	Positivos: desarrollo urbano de la zona, generación de empleo, aumento del flujo de caja. Negativos: impacto a las prácticas como patrimonio cultural, afectación actividades económicas tradicionales.
----------------	--

Para la determinación de la importancia de los impactos ambientales identificados se empleó la correlación entre la actividad desarrollada, el efecto que causa y el impacto resultante. A partir de la correlación anterior, se evaluó el Índice de Importancia Ambiental (I.I.A), obtenido por la valoración de los siguientes parámetros:

- **Carácter del impacto (Ca):** establece si el cambio producido por una acción sobre el ambiente es positivo o negativo.
- **Efecto del impacto (Ef):** es la relación que se produce entre la causa y el efecto. El impacto puede ser directo sobre el medio o indirecto; donde sería por consecuencia de un efecto anterior y primario. Se valora en rangos de (6) para directo y (1) para indirecto.
- **Acumulación de la magnitud del impacto (Ac):** muestra la tendencia incremental progresiva o no del impacto sobre la variable socioambiental. Se determina como simple; cuando la actividad que lo origina no incrementa la progresivamente la magnitud del impacto, reduciendo el origen de nuevos impactos y se asigna el valor de (1). Acumulativo, cuando la acción originaria incrementa progresivamente su magnitud y puede ocasionar nuevos impactos, se asigna el valor de (6).
- **Extensión (Ex):** Es el área afectada por las acciones del proyecto de resultado tanto directa como indirectamente o el alcance global sobre el componente ambiental. Los impactos pueden categorizarse en puntuales; cuando el impacto que se genere se encuentre dentro del área de influencia directa del proyecto y se valora con (1), local; cuando los impactos se presentan en zonas aledañas con una valoración de (5) y, por último, regional; con una valoración de (10) y se determinan cuando los impactos superan límites municipales y departamentales.
- **Momento (Mo):** Establece el período de tiempo en el cual las acciones desarrolladas involucran cambios ambientales, desde la aparición de la acción hasta el efecto del medio. Los valores asignados para su calificación se muestran en la tabla 18.

Tabla 19. Momento

	RANGO	CALIFICACIÓN
Inmediato	Tiempo nulo a 2 meses	4
Rápido	Entre 3 y 6 meses	3
Medio	Entre 7 y 12 meses	2
Largo plazo	Mayor 1 año	1

- **Persistencia (Pe):** valora el tiempo en relación con la existencia del impacto, y sus consecuencias, sin tener en cuenta acciones preventivas o para mitigar el impacto. Los valores asignados para su calificación se muestran en la tabla 19.

Tabla 20. Persistencia

	RANGO	CALIFICACIÓN
Permanente	(> 36 meses)	6
Media	Entre 12 y 36 meses	3
Corta	Entre 3 y 12 meses	2
Nulo	(< 3 meses)	1

- **Intensidad (I):** valora la magnitud del impacto ambiental producido sobre un determinado recurso del ambiente. Este parámetro se evalúa de (1) a (10), siendo (10) un estado crítico donde el impacto es muy significativo provocando grandes daños irreversibles y (1) denominado como bajo; el cual se utiliza cuando son poco significativos. Los valores se muestran en la tabla 20.

Tabla 21. Intensidad

	RANGO	CALIFICACIÓN
Crítica	Impacto muy significativo	10
Muy alta	Impacto relevante	8
Alta	Impacto con permanencias de 1 a 3 años	6
Media	Impacto con permanencias menores a 1 año	3
Baja	Impacto poco significativo	1

- **Sinergia (Si):** se refiere a la regularidad de la manifestación, considera la reacción de dos o más efectos simples, es decir, una acción sobre un factor presenta sinergia con otras acciones sobre el mismo factor. La valoración de este parámetro se evalúa entre (1) y (6), según la tabla 21.

Tabla 22. Sinergia

RANGO	CALIFICACIÓN
Muy sinérgico	6
Sinérgico	3
No sinérgico	1

- **Reversibilidad (Rs):** es la capacidad del sistema de regresar a un estado de equilibrio similar o equivalente a la inicial y sin la implementación de medidas de manejo. En la tabla 22, a continuación, se muestran los valores asignados para el parámetro.

Tabla 23. Reversibilidad

	RANGO	CALIFICACIÓN
Irreversible	> 5 años	6
Mediano plazo	Entre 3 y 5 años	3
Corto plazo	Entre 3 meses y 3 años	2
Inmediato	< 3 meses	1

- **Periodicidad (Pr):** se refiere a la repercusión de la manifestación del efecto, siendo así, frecuente; cuando el efecto se presenta de manera cíclica o recurrente, discontinuo; si el efecto es impredecible en el tiempo y permanente; si es constante en el tiempo. La tabla 23 muestra la calificación para este parámetro.

Tabla 24. Periodicidad

RANGO	CALIFICACIÓN
Permanente	6
Frecuente	3
Discontinuo	1

- **Recuperabilidad (Re):** se refiere a la capacidad de reconstrucción de las variables afectadas, a través de, la intervención del ser humano bajo medidas de ejecución para el manejo ambiental. La tabla 24, muestra los valores para la recuperabilidad asignados.

Tabla 25. Recuperabilidad

	RANGO	CALIFICACIÓN
Irrecuperable	> a 11 años	10
Mitigable	Entre 4 y 10 años	6

Tabla 25. Recuperabilidad (Cont.)

Mediano plazo	Entre 1 y 4 años	3
Inmediatamente recuperable	< a 1 año	1

- **Índice de Importancia Ambiental (I.I.A):** Es la valoración final obtenida al integrar las anteriores variables, a través de la siguiente expresión matemática. Se aplica según la siguiente fórmula:

$$I.I.A = Ca * (3 * I + 2 * Ex + Ef + Ac + Mo + Pe + Si + Rs + Pr + Re)$$

La evaluación realizada otorgará un resultado numérico entre 13 y 100 para una valoración cualitativa, tanto de carácter positivo; si benefició o carácter negativo; si perjudicó. En la tabla 25, a continuación, se muestran los criterios de calificación según el resultado obtenido, los colores permiten interpretar visualmente la condición del impacto y el valor numérico la importancia.

Tabla 26. Rangos de calificaciones para los impactos

RANGO	CALIFICACIÓN	COLOR
Carácter negativo		
Crítico	> 75	
Severo	51 – 75	
Moderado	25 – 50	
Irrelevante	< 25	
Carácter positivo		
Muy significativo	> 50	
Medio significativo	25 - 50	
Poco significativo	< 25	

5.3. IDENTIFICACIÓN Y EVALUACIÓN DEL IMPACTO DEL CICLO DE VIDA

Identificar y evaluar los impactos del proyecto es el estudio fundamental en un proceso de análisis del ciclo de vida, por lo que, a continuación, se presentan los resultados obtenidos para la implementación del proyecto de la tecnología Power to Gas y su influencia en el área donde probablemente se pueda desarrollar en Colombia.

5.3.1. Proyecto Power to Gas

A partir de las actividades establecidas en las etapas del proyecto que posiblemente se ejecuten al implementar la tecnología Power to Gas en Colombia, se identificaron una serie de impactos basados en la experiencia de este tipo de proyectos en países europeos como España y Alemania, donde más se han desarrollado pilotos de esta tecnología. Los procesos identificados se definieron para el estudio según las etapas:

- Preoperativa
- Productiva

5.3.1.1. Preoperativa: construcción de locaciones

En la evaluación de impactos durante el periodo de construcción de las locaciones que permitirán adecuar plantas para el funcionamiento del proyecto se tuvieron en cuenta las siguientes actividades:

- Contratación de personal, suministro de bienes y servicios.
- Movimiento de tierra.
- Transporte
- Adecuación de la infraestructura tecnológica.

La tabla 26 presenta la identificación de impactos en la etapa preoperativa, en la construcción de locaciones para factores físicos, bióticos y económicos. Las tablas 27, 28 y 29 muestran los valores de las calificaciones para cada uno de los impactos generados en las actividades de la etapa.

Tabla 27. Impactos en la etapa preoperativa

	FACTOR AMBIENTAL	IMPACTO	ETAPA/ACTIVIDAD			
			PREOPERATIVA			
			Contratación de personal, suministro de bienes y servicios	Movimiento de tierra	Transporte	Adecuación de la infraestructura tecnológica
Físico	Geología	Calidad del suelo y subsuelo		X	X	
	Geomorfología	Procesos erosivos		X	X	
		Estabilidad del terreno		X		
	Hidrología	Calidad del agua (composicional)		X		
		Alteración en la cantidad o disponibilidad				
		Cambio de la torrentera superficial		X		
	Suelo	Cambio en las propiedades físico-químicas				
		Cambio en el uso del suelo		X		
	Clima	Aumento concentración de gases			X	
	Atmósfera	Calidad del aire (partículas de material)		X	X	X
Alteración en niveles de ruidos			X	X	X	
Reducción de Dióxido de Carbono						
Paisaje	Alteración calidad del escenario natural		X			
Biótico	Fauna	Alteración cadenas trópicas		X	X	X
		Pautas de comportamiento		X	X	
		Cambios en la composición de la fauna				
	Flora	Disminución de la cobertura vegetal		X	X	
		Disminución de la regeneración natural			X	
Socioeconómico	Mercado laboral	Cambio en el nivel de ingresos				
		Cambio en la oferta de empleo				
		Capacitación personal calificado y vinculado				
	Servicios e infraestructura	Cambio en la demanda de servicios laborales	X			
		Cambio en usos de agua				
		Aumento flujo vehicular			X	
	Procesos productivos y tecnológicos	Afectación de las personas e infraestructura socioeconómica		X	X	
		Alteración actividades económicas por escasez de mano de obra	X			
		Cambio en la dinámica migratoria	X			
	Dinámica poblacional	Alteración del patrimonio		X		
	Patrimonio arqueológico	Dependencia industria de gas	X			
		Aumento proyectos sociales				
		Desarrollo nacional y regional				
	Representación institucional y comunitaria	Expectativas				
Conflictos sociales		X				

Impacto positivo	
Impacto negativo	X

Tabla 28. Impactos en la etapa preoperativa – Actividad 1

ETAPA	ACTIVIDAD	FACTOR AMBIENTAL	IMPACTO	Carácter	Efecto	Acumulación	Extensión	Momento	Persistencia	Intensidad	Sinergia	Reversibilidad	Periodicidad	Recuperabilidad	Índice de importancia ambiental	Rango
				Ca	Ef	Ac	Ex	Mo	Pe	I	Si	Rs	Pr	Re	I.I.A	
PREOPERATIVA	Contratación de personal, suministro de bienes y servicios	Mercado laboral	Cambio en el nivel de ingresos	1	6	4	5	4	4	4	4	2	6	1	53	Muy significativo
			Cambio en la oferta de empleo	1	6	3	5	3	4	4	4	2	4	1	49	Medio significativo
			Capacitación personal calificado y vinculado	1	4	3	4	3	6	4	4	5	3	1	49	Medio significativo
		Servicios e infraestructura	Cambio en la demanda de servicios laborales	-1	3	3	3	4	4	4	3	3	3	2	-43	Moderado
		Procesos productivos y tecnológicos	Alteración actividades económicas por escasez de mano de obra	-1	3	3	5	2	3	5	3	3	3	3	-48	Moderado
		Dinámica poblacional	Cambio en la dinámica migratoria	-1	4	3	5	1	3	4	3	2	2	3	-43	Moderado
		Representación institucional y comunitaria	Dependencia industria de gas	-1	2	3	4	1	4	5	3	2	4	3	-45	Moderado
		Componente social	Expectativas	1	4	2	5	1	3	4	3	2	5	1	43	Medio significativo
			Conflictos sociales	-1	3	3	4	2	4	4	3	3	4	1	-43	Moderado

Tabla 29. Impactos en la etapa preoperativa – Actividad 2

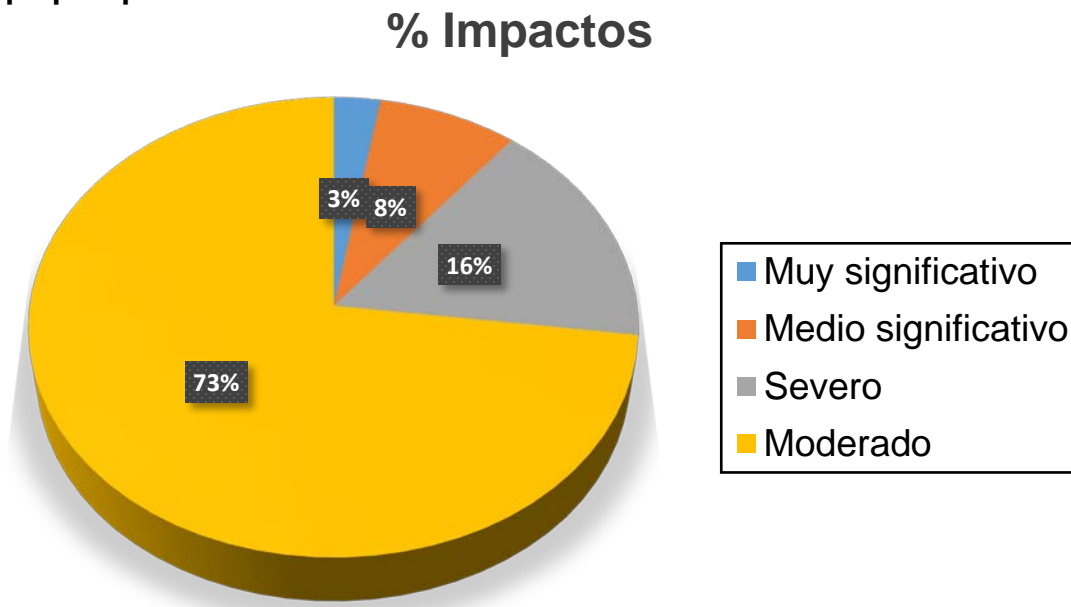
ETAPA	ACTIVIDAD	FACTOR AMBIENTAL	IMPACTO	Carácter	Efecto	Acumulación	Extensión	Momento	Persistencia	Intensidad	Sinergia	Reversibilidad	Periodicidad	Recuperabilidad	Índice de importancia ambiental	Rango		
				Ca	Ef	Ac	Ex	Mo	Pe	I	Si	Rs	Pr	Re	I.I.A			
PREOPERATIVA	Movimiento de tierra	Geología	Calidad del suelo y subsuelo	-1	5	5	4	4	4	4	8	4	3	4	5	-66	Severo	
		Geomorfología	Procesos erosivos	-1	4	4	4	4	4	4	4	4	2	4	4	4	-50	Moderado
			Estabilidad del terreno	-1	4	4	3	4	4	4	4	4	3	4	4	5	-50	Moderado
		Hidrología	Calidad del agua (composicional)	-1	4	4	6	3	3	6	3	3	3	4	4	4	-58	Severo
			Cambio de la torrentera superficial	-1	3	4	4	2	3	5	3	3	3	4	4	4	-49	Moderado
		Suelo	Cambio en el uso del suelo	-1	4	3	3	4	3	4	4	4	3	4	4	4	-47	Moderado
		Atmósfera	Calidad del aire (partículas de material)	-1	4	3	6	3	3	4	3	3	2	4	4	4	-50	Moderado
			Alteración en niveles de ruidos	-1	4	3	3	4	3	3	3	3	2	4	2	2	-40	Moderado
		Paisaje	Alteración calidad del escenario	-1	5	4	5	4	5	6	3	2	4	5	5	5	-60	Severo
		Fauna	Alteración cadenas trópicas	-1	3	3	4	3	4	6	3	2	4	2	2	2	-50	Moderado
			Pautas de comportamiento	-1	3	3	4	2	4	5	3	2	4	3	3	3	-47	Moderado
		Flora	Disminución de la cobertura vegetal	-1	3	3	4	2	4	5	3	2	4	3	3	3	-47	Moderado
Servicios e infraestructura	Afectación de las personas e infraestructura socioeconómica	-1	3	3	3	2	4	3	2	1	4	1	1	1	-35	Moderado		
Patrimonio arqueológico	Alteración del patrimonio	-1	2	2	1	1	6	2	2	3	1	1	1	1	-26	Moderado		

Tabla 30. Impactos en la etapa preoperativa – Actividad 3 y 4

ETAPA	ACTIVIDAD	FACTOR AMBIENTAL	IMPACTO	Carácter	Efecto	Acumulación	Extensión	Momento	Persistencia	Intensidad	Sinergia	Reversibilidad	Periodicidad	Recuperabilidad	Indice de importancia ambiental	Rango
				Ca	Ef	Ac	Ex	Mo	Pe	I	Si	Rs	Pr	Re		
PREOPERATIVA	Transporte	Geología	Calidad del suelo y subsuelo	-1	4	4	4	2	3	4	5	3	4	5	-50	Moderado
		Geomorfología	Procesos erosivos	-1	4	4	6	3	3	6	5	3	4	5	-61	Severo
		Clima	Aumento concentración de gases	-1	3	4	4	3	3	4	5	3	4	5	-50	Moderado
		Atmósfera	Calidad del aire (partículas de material)	-1	5	4	6	3	3	4	4	3	4	5	-55	Severo
			Alteración en niveles de ruidos	-1	5	4	4	3	3	6	4	2	5	2	-54	Severo
		Fauna	Alteración cadenas trópicas	-1	2	4	4	3	3	4	4	2	4	4	-46	Moderado
			Pautas de comportamiento	-1	2	4	3	3	3	4	4	2	4	4	-44	Moderado
		Flora	Disminución de la cobertura vegetal	-1	3	4	3	3	3	4	3	2	4	4	-44	Moderado
			Disminución de la regeneración natural	-1	3	4	3	3	3	4	3	2	4	4	-44	Moderado
		Servicios e infraestructura	Aumento flujo vehicular	-1	6	4	4	3	3	4	3	2	4	2	-47	Moderado
Afectación de las personas e infraestructura socioeconómica	-1		4	4	3	2	3	3	2	1	4	3	-38	Moderado		
PREOPERATIVA	Adecuación de la infraestructura tecnológica	Atmósfera	Calidad del aire (partículas de material)	-1	4	4	4	2	3	4	3	2	4	3	-45	Moderado
			Alteración en niveles de ruidos	-1	2	4	4	3	3	4	3	1	4	2	-42	Moderado
		Fauna	Alteración cadenas trópicas	-1	3	4	4	2	3	4	3	3	4	3	-45	Moderado

Los impactos generados por la construcción de la locación donde probablemente se instalará los sistemas de la tecnología Power to Gas valorados determinaron que en el aspecto positivo 2,7 % fueron muy significativos y 8,1 % fueron medio significativos; sin embargo, en el aspecto negativo 16,2 % se asignan para impactos severos y 73 % para impactos de índole moderado que no afectan considerablemente el desarrollo del proyecto. La figura 26 muestra la distribución de los porcentajes asignados a las valoraciones de los impactos.

Figura 26. Gráfica de porcentaje de importancia de los impactos en la etapa preoperativa



La etapa preoperativa genera impactos en el proyecto de la tecnología Power to Gas, la mayoría de los impactos son negativos pero categorizados como moderados; en consecuencia, no tienen una afectación significativa sobre el medio. Esta etapa consta de la contratación de servicios y bienes, movimiento de la tierra donde se ubicará el proyecto, transporte y adecuación de la infraestructura tecnológica. El componente físico es el que se ve más alterado, debido a que, en esta etapa se requiere el uso de transporte pesado, adecuación de una locación que pueda estar en zonas naturales, y que ocasionan alteraciones en la geología, geomorfología y la atmósfera. La fauna y la flora, caracterizados en el componente biótico también son afectados de forma moderada, pues la interacción con el ser humano de los ecosistemas naturales puede afectar cadenas trópicas, comportamiento de los animales y daños en la vegetación. Pero, los impactos en el ambiente socioeconómico fueron positivos, apoyando la generación de empleos, nuevos ingresos y mejor calidad de vida para las comunidades de zonas aledañas.

5.3.1.2. Productiva: operación, producción y mantenimiento de “Power to Gas”

En la evaluación de impactos durante el periodo de operación, producción y mantenimiento que permitirán adecuar plantas para el funcionamiento del proyecto se tuvieron en cuenta las siguientes actividades:

- Contratación de personal, suministro de bienes y servicios.
- Disposición de productos, coproductos y residuos
- Para la etapa productiva la identificación de impactos se muestra en la tabla 31, mientras que los valores de las calificaciones para cada uno de los impactos generados en las actividades de esta etapa se evalúan y caracterizan en las tablas 32 y 33.

Los impactos en la etapa de productividad donde se disponen las corrientes que entran y salen del sistema de la tecnología Power to Gas valorados determinaron que, en el aspecto positivo 33 % fueron muy significativos y 10 % fueron medio significativos; sin embargo, en el aspecto negativo 5 % se asignan para impactos severos y 52 % para impactos de índole moderado que no afectan considerablemente el desarrollo del proyecto. La figura 27, muestra la distribución de los porcentajes asignados a las valoraciones de los impactos.

Tabla 31. Impactos en la etapa productiva

	FACTOR AMBIENTAL	IMPACTO	ETAPA/ACTIVIDAD		
			Productiva		
			Contratación de personal, suministro de bienes y servicios	Disposición de productos, coproductos y residuos	
Físico	Geología	Calidad del suelo y subsuelo			
	Geomorfología	Procesos erosivos			
		Estabilidad del terreno			
	Hidrología	Calidad del agua (composicional)		X	
		Alteración en la cantidad o disponibilidad		X	
		Cambio de la torrentera superficial			
	Suelo	Cambio en las propiedades físico-químicas		X	
		Cambio en el uso del suelo			
	Clima	Aumento concentración de gases		✓	
	Atmósfera	Calidad del aire (partículas de material)		✓	
Alteración en niveles de ruidos			X		
Reducción de Dióxido de Carbono			✓		
Paisaje	Alteración calidad del escenario natural				
Biótico	Fauna	Alteración cadenas trópicas		X	
		Pautas de comportamiento		X	
		Cambios en la composición de la fauna		X	
	Flora	Disminución de la cobertura vegetal		X	
		Disminución de la regeneración natural		X	
Socioeconómico	Mercado laboral	Cambio en el nivel de ingresos	✓		
		Cambio en la oferta de empleo	✓		
		Capacitación personal calificado y vinculado	✓		
	Servicios e infraestructura	Cambio en la demanda de servicios laborales	X		
		Cambio en usos de agua		X	
		Aumento flujo vehicular			
			Afectación de las personas e infraestructura socioeconómica		
	Procesos productivos y tecnológicos	Alteración actividades económicas por escasez de mano de obra			
	Dinámica poblacional	Cambio en la dinámica migratoria			
	Patrimonio arqueológico	Alteración del patrimonio			
	Representación institucional y comunitaria	Dependencia industria de gas	X		
		Aumento proyectos sociales	✓		
		Desarrollo nacional y regional	✓		
	Componente social	Expectativas	✓		
Conflictos sociales					

Impacto positivo	
Impacto negativo	X

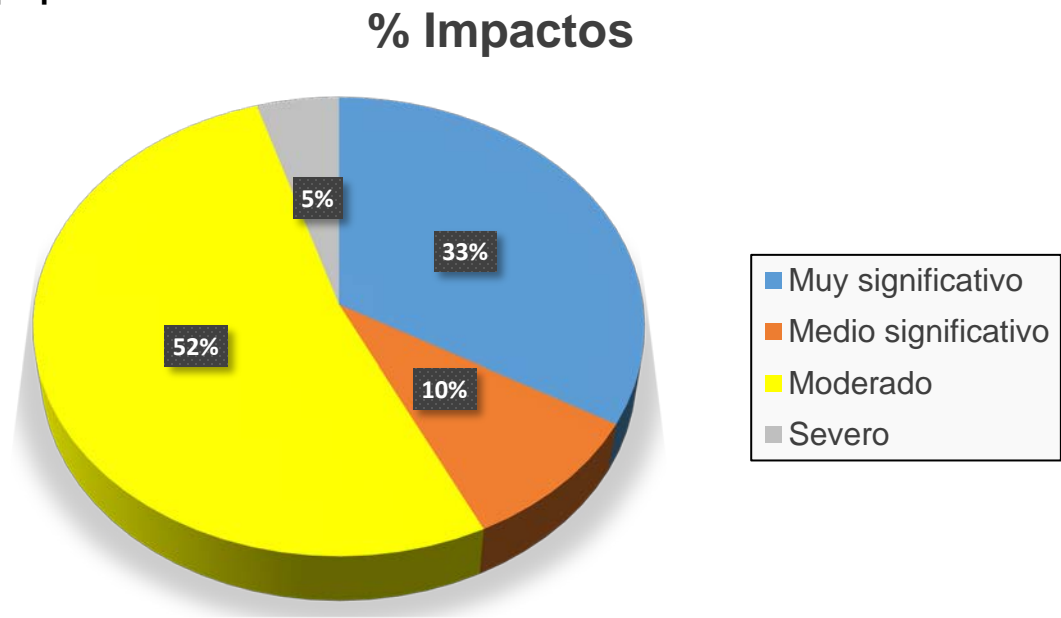
Tabla 32. Impactos en la etapa productiva – Actividad 1

ETAPA	ACTIVIDAD	FACTOR AMBIENTAL	IMPACTO	Carácter	Efecto	Acumulación	Extensión	Momento	Persistencia	Intensidad	Sinergia	Reversibilidad	Periodicidad	Recuperabilidad	Índice de importancia ambiental	Rango
				Ca	Ef	Ac	Ex	Mo	Pe	I	Si	Rs	Pr	Re	I.I.A	
PRODUCTIVA	Contratación de personal, suministro de bienes y servicios	Mercado laboral	Cambio en el nivel de ingresos	1	6	6	6	4	6	8	4	1	4	3	70	Muy significativo
			Cambio en la oferta de empleo	1	6	6	5	4	5	6	4	1	4	3	61	Muy significativo
			Capacitación personal calificado y vinculado	1	4	5	5	4	3	6	4	1	4	3	56	Muy significativo
		Servicios e infraestructura	Cambio en la demanda de servicios laborales	-1	5	2	2	4	4	5	2	1	4	2	-43	Moderado
		Representación institucional y comunitaria	Dependencia industria de gas	-1	4	4	5	3	4	5	1	1	4	2	-48	Moderado
			Aumento proyectos sociales	1	3	4	8	2	3	6	4	1	2	2	55	Muy significativo
			Desarrollo nacional y regional	1	3	4	8	1	3	4	4	1	2	4	50	Medio significativo
		Componente social	Expectativas	1	1	3	8	3	2	5	3	1	2	2	48	Medio significativo

Tabla 33. Impactos en la etapa productiva – Actividad 2

ETAPA	ACTIVIDAD	FACTOR AMBIENTAL	IMPACTO	Carácter	Efecto	Acumulación	Extensión	Momento	Persistencia	Intensidad	Sinergia	Reversibilidad	Periodicidad	Recuperabilidad	Indice de importancia ambiental	Rango
				Ca	Ef	Ac	Ex	Mo	Pe	I	Si	Rs	Pr	Re	I.I.A	
PRODUCTIVA	Disposición de productos, coproductos y residuos	Hidrología	Calidad del agua (composicional)	-1	3	3	6	3	4	4	2	3	4	6	-52	Severo
			Alteración en la cantidad o disponibilidad	-1	4	4	3	3	4	4	2	3	4	8	-50	Moderado
		Suelo	Cambio en las propiedades físico-químicas	-1	3	3	3	3	4	4	2	3	4	5	-45	Moderado
		Clima	Concentración de gases	1	6	4	3	2	4	4	3	3	5	6	51	Muy significativo
		Atmósfera	Calidad del aire (partículas de material)	1	5	4	4	2	4	4	2	4	4	6	51	Muy significativo
			Alteración en niveles de ruidos	-1	2	1	3	2	3	2	2	2	4	6	-34	Moderado
			Reducción de Dióxido de Carbono	1	6	4	4	6	4	6	3	4	4	8	65	Muy significativo
		Fauna	Alteración cadenas trópicas	-1	3	2	3	3	3	3	2	2	4	2	-36	Moderado
			Pautas de comportamiento	-1	3	2	3	3	2	2	2	3	3	3	-33	Moderado
			Cambios en la composición de la fauna	-1	2	2	2	2	3	2	2	3	3	2	-29	Moderado
		Flora	Disminución de la cobertura vegetal	-1	2	2	3	2	2	3	2	3	3	2	-33	Moderado
			Disminución de la regeneración natural	-1	2	1	2	2	3	2	2	2	4	3	-29	Moderado
		Servicios e infraestructura	Cambio en usos de agua	-1	3	2	3	2	3	3	2	3	3	2	-35	Moderado

Figura 27. Gráfica de porcentaje de importancia de los impactos en la etapa productiva



La tecnología Power to Gas surge de la importancia que adquiere el control de los gases contaminantes en la atmosfera, por esta razón, se puede apreciar en los resultados como tiene casi el 45 % de impactos positivos con carácter significativo; en comparación con 52 % de impactos moderados que no tienen un efecto realmente destructivo sobre el medio ambiente y puede ser recuperado en un lapso de tiempo corto a medio.

Los impactos positivos que trae la implementación de sistemas como la tecnología Power to gas son:

- **Reducen la concentración de gases en la atmosfera.** Este resultado es logrado debido a la captura de dióxido de carbono que se realiza generalmente en plantas donde se emana grandes cantidades de CO₂.
- **Calidad de aire.** Este impacto es consecutivo al anterior impacto positivo, donde al reducir la cantidad de dióxido de carbono en la atmosfera habrá un aire más puro para el desarrollo normal de las actividades del ser humano.
- **Aspecto socioeconómico.** Los niveles de vida de los habitantes en comunidades cercanas mejoran por la intervención de una nueva industria que

busca generación de empleos, capacitación y puede traer beneficios locales y regionales al sector.

Por otra parte, los impactos negativos generados por la tecnología están relacionados con los límites del sistema; con preferencia hacia los productos y coproductos que son obtenidos después de los procesos de electrólisis y metanación. La evaluación desarrollada arroja que resultados subjetivamente positivos y basados en la literatura de los procesos que involucra, si las prácticas con las que se ejecutan las actividades no son óptimas; la magnitud del impacto negativo puede aumentar.

CONCLUSIONES

La aplicación de la tecnología sería propuesta para suplir un déficit de gas en el país, en la actualidad Colombia, presenta un equilibrio entre la oferta y la demanda eléctrica. Colombia requeriría de diferentes fuentes de energía las cuales mediante sus remanentes energéticos pudiesen garantizar la operación continua de la planta para la generación de gas metano.

El análisis de casos reales logró determinar las consideraciones operacionales necesarias a tener en cuenta al momento de planear un proyecto, por otro lado, la identificación de los proyectos ya elaborados permitió observar el crecimiento paulatino de la tecnología alrededor del mundo.

En Colombia, se observan las limitantes en cuanto a la obtención de energías a partir de fuentes renovables; por esta razón, las hidroeléctricas dominan el sector energético como el centro de atención para la aplicación de la tecnología Power to Gas.

El diseño conceptual se fundamenta en el análisis de casos reales que permitieron plantear un piloto en Colombia y desarrollar el estudio financiero según el requerimiento operacional de la planta y los diferentes parámetros del proyecto. La viabilidad económica tiene como limitante el área de estudio.

La implementación de cualquier tecnología enfocada en el uso de fuentes de energía renovable, en todo aspecto, entre ellos el operacional requiere que Colombia adquiriera un compromiso para el desarrollo de estas, a través de; inversión financiera y políticas favorables.

RECOMENDACIONES

Evaluar el impacto de condiciones atípicas a las planteadas, como cambios en el medio ambiente, deficiencias en infraestructura local disponible asociada a la tecnología, previa a estudios de implementación comercial.

Analizar las políticas regulatorias existentes y las necesarias para valorar competitivamente la implementación de un proyecto de esta naturaleza, de esta forma identificar alternativas de cofinanciación, asesoría internacional, investigación y desarrollo comercial.

Realizar una evaluación técnico-financiera de la implementación de la tecnología Power To Gas en Colombia, en torno a, una comparación entre métodos convencionales de producción de gas natural sintético, alternativas y la tecnología en cuestión.

BIBLIOGRAFÍA

- AMELL, Andrés. BEDOYA, Cesar. SUAREZ, Bladimir. Efectos del cambio de composición química del gas natural sobre el comportamiento de turbinas a gas: Una aproximación al caso colombiano. En: Energética. Febrero, 2006. no. 35
- BAILERA, Manuel. LISBONA, Pilar. ROMEO, Luis. ESPATOLERO, Sergio. Power to Gas-Biomass oxycombustion hybrid system: Energy integration and potential applications. En: Applied Energy, ELSEVIER. Octubre, 2015. p. 9.
- BAJOHR, Siegfried. GÖTZ, Manuel. KOLB, Thomas. LEFEBVRE, Jonathan. REIMERT, Rainer. Improvement of three-phase methanation reactor performance for steady-state and transient operation. En: Fuel Processing Technology, ELSEVIER. Octubre, 2014. vol. 132.
- BENJAMINSSON, Gunnar. BENJAMINSSON, Johan. RUDBERG, Robert. Power-to-Gas: a technical review, 2013.
- BUCHHOLZ, O.S. VAN DER HAM, A.G.J. VENEMAN, R. BRILMAN, D.W.F. KERSTEN, S.R.A. Power-to-Gas: storing surplus electrical energy. A design study. En: Energy Procedia, ELSEVIER. 2014. vol. 63
- DNV KEMA Energy & Sustainability. GROND, Lukas. SCHULZE, Paula. HOLSTEIN, Johan. Systems Analyses Power To Gas, 2013.
- GOTZ, Manuel. LEFEBVRE, Jonathan. MORS, Friedemann. MCDANIEL, Amy. GRAF, Frank. BAJOHR, Siegfried. REIMERT, Rainer. KOLB Thomas. Renewable Power to Gas: A technological and economic review. En: Renewable Energy, ELSEVIER. Julio, 2015. vol. 85. p. 1371-1390
- HASIMOTO, Koji. KUMAGAI, Naokazu. IZUMIYA, Koichi. TAKANO, Hiroyuki. SHINOMIYA, Hiroyuki. SASAKI, Yusuke. YOSHIDA, Tetsuya. KATO, Zenta. The use of renewable energy in the form of methane via electrolytic hydrogen generation using carbon dioxide as the feedstock. En: APPLIED SURFACE SCIENCE, ELSEVIER. Febrero, 2016.
- HERNANDEZ TORRES, Camilo Andres. Análisis ambiental de las grandes centrales hidroeléctricas de Colombia aplicando metodología multiobjetivo. Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero Ambiental y Sanitario. Bogotá D.C.: Universidad de La Salle. Facultad de Ingeniería. 2011. p. 125
- INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE. Carbon dioxide capture and storage. Bert Metz, ed. Cambridge University Press. 2005. ISBN: 13-978-0-521-86643-9

LEHNER, Michael. TICHLER, R. STEINMÜLLER, H. KOPPE, M. Power to Gas: Technology and Business Models. Cham: Springer International Publishing: Imprint: Springer, 2014.

RÖNSCH, Stefan. SCHNEIDER, Jens. MATTHISCHKE, Steffi. SCHLÜTER, Michael. Götz, Manuel. LEFEBVRE, Jonathan. PRABHAKARAN, Praseeth. BAJOHR, Siegfried. Review on methanation – from fundamentals to current projects, En: FUEL, ELSEVIER. Octubre, 2015. vol. 166. p. 276-296

SANZ OSORIO, José Francisco. Energías Renovable. Energía Hidroeléctrica. Zaragoza, España. Prensas Universitarias de Zaragoza, 2008.

SAWIN, Janet. REN21: Renewable Energy Policy Network For the 21st Century. Energías Renovables 2016 Reporte de la situación mundial. Mastny Lisa, ed.

SCHAAF, Tanja, et al. Methanation of CO₂ - storage of renewable energy in a gas distribution system. En: Energy, Sustainability and Society, 2014. 14 p. DOI 10.1186

SHIKLOMANOV, Igor. Capítulo "World fresh water resources", Water in Crisis: A Guide to the World's Fresh Water Resources. Peter H. Gleick (editor), (Oxford University Press, New York). 1993.

STERNER, Michael. Bioenergy and renewable power methane in integrated 100% renewable energy systems. Tesis para optar al título de doctor en ciencias de la ingeniería. Alemania: Universidad de Kassel. Facultad de Ingeniería Eléctrica, 2009.

STEWART, Maurice. ARNOLD, Ken. Gas Sweetening and Processing Field Manual. ELSERVIER ed, 2011. 186 p. ISBN: 978-1-85617-982-9

TKI Gas. Power to Gas project in Rozenburg, the Netherlans, 2015.

UPME, SUBDIRECCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA – GRUPO DE GENERACIÓN. Informe mensual de variables de generación y del mercado eléctrico colombiano. Ministerio de Minas y Energía. 2016. p. 17

Anexo A. Comparación entre la composición química del gas natural de los campos de Colombia y campos representativos en el mundo

COMPUESTO	COMPOSICIÓN QUÍMICA	COMPOSICIONES (%molar)		COMPOSICIONES (%molar)								
		Guajira (Colombia)	Cusiana (Colombia)	COMPUESTO	COMPOSICIÓN QUÍMICA	Dachava (Siberia)	Hassi R'Mel (Argelia)	Slochteren (Holanda)	Zelten (Libia)	Kansas (EE.UU)	Iran	Alberta (Canadá)
Metano	CH ₄	97,76	82,19	Metano	CH ₄	98	89,5	81,9	66,2	67,6	73	90
Etano	C ₂ H ₆	0,38	10,43	Etano	C ₂ H ₆	0,7	7	2,7	19,8	6,2	21,5	-
Propano	C ₃ H ₈	0,2	3,59	Propano	C ₃ H ₈	-	2	0,4	10,6	3,2	-	8
i-Butano	C ₄ H ₁₀	0	0,48	Butano	C ₄ H ₁₀	-	0,8	0,1	2,3	1,3	-	-
n-Butano	C ₄ H ₁₀	0	0,54									
i-Pentano	C ₅ H ₁₂	0	0,07	Pentano +	C ₅ H ₁₂	-	0,4	0,1	0,2	0,5	-	-
n-Pentano	C ₅ H ₁₂	0	0,05									
Hexano	C ₆ H ₁₄	0	0,02									
Dióxido de Carbono	CO ₂	1,29	0,65	Dióxido de Carbono	CO ₂	0,1	0,2	0,8	-	0,1	-	0,5
Nitrógeno	N ₂	0,37	1,97	Nitrógeno	N ₂	1,2	0,1	14	0,9	21,1	-	0,2
Ácido sulfúrico	H ₂ S	-	-	Ácido sulfúrico	H ₂ S	-	-	-	-	-	5,5	1
Total		100	99,99	Total		100	100	100	100	100	100	99,7

Fuente: (a) AMELL, Andrés. BEDOYA, Cesar. SUAREZ, Bladimir. Efectos del cambio de composición química del gas natural sobre el comportamiento de turbinas a gas: Una aproximación al caso colombiano. *En: Energética*. Febrero, 2006. no. 35, p. 23-31.

(b) MORENO, Juan. Gas natural como combustible alternativo para vehículos, proyecto final para optar al título de Ingeniería Técnica Industrial especialidad Química. Barcelona, 2011.

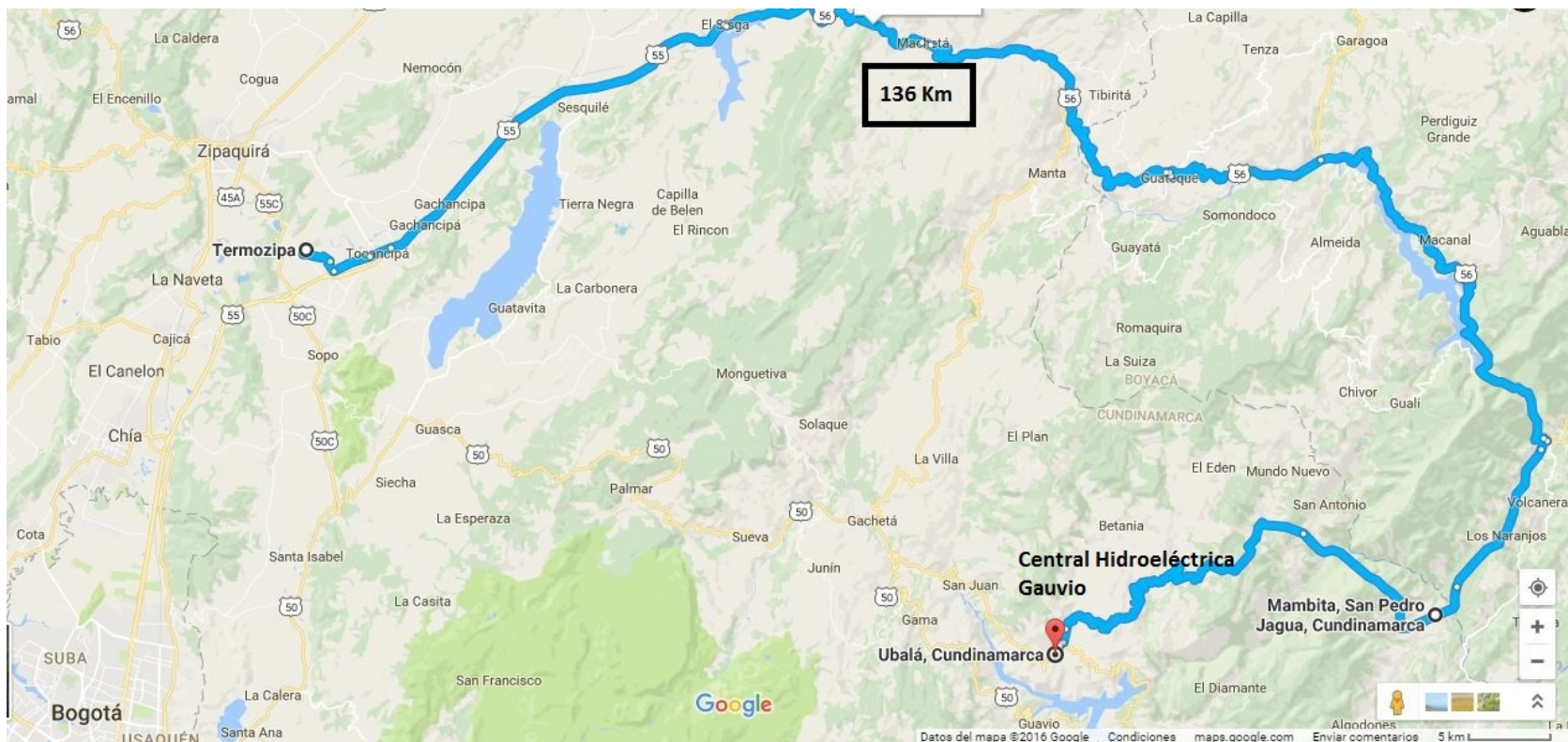
Anexo B. Plantas Power to Gas en el mundo

No.	Proyecto	País	Potencia [kW]	Electrólisis	Metanación	Aplicación	Producto		Producción [m3/h]	Estado actual	Empresa / Solución comercial
							CH ₄	H ₂			
1	Werte – Audi AG	ALEMANIA	6000	Alcalina	Química	Red de gas	CH ₄		325	Comercial	Etogas
2	Aragon – IThER	ESPAÑA	4000	Alcalina	n/a	Transporte	H ₂		n/d	Comercial	FHA - Optima grid
3	Falkenhagen – E.On AG	ALEMANIA	2000	PEM	n/a	n/d	H ₂		360	Piloto	E-on Ag
4	WindGas Hamburg Reitbrook	ALEMANIA	1500	PEM	n/a	Red de gas	H ₂		285	Comercial	Hydrogenics
5	Puglia región - INGRID	ITALIA	1200	Alcalina	n/a	Red de gas	H ₂		200	Comercial	Hydrogenics
6	Grapzow – RH2 WIND	ALEMANIA	1000	Alcalina	n/a	Red de gas	H ₂		210	Comercial	Hydrogenics
7	Graben	ALEMANIA	1000	n/d	Química	Red de gas	CH ₄		60	Piloto	erdgas schwaben gmbh
8	Prenzlau – Enertrag AG	ALEMANIA	500	Alcalina	n/a	Transporte, red	H ₂		100	En operación	Enertrag AG - Vattenfall GmbH
9	H2BER - BERLIN	ALEMANIA	500	Alcalina	n/a	Transporte	H ₂		n/d	Comercial	McPhy Energy SA
10	Cute and HyFleet Cute	ESPAÑA	400	Alcalina	n/a	Transporte	H ₂		60	Piloto finalizado	TMB
11	Frankfurt – Thuga ITM	ALEMANIA	325	PEM	n/a	Red de gas	H ₂		60	Piloto en operación	ITM power
12	Foulum - Electrochaea	DINAMARCA	250	PEM	Biológica	Red de gas	CH ₄		18	Piloto finalizado	Electrochaea GmbH - E.ON SE
13	Stuttgart – Solar fuel	ALEMANIA	250	PEM	Química	Red de gas	CH ₄		12,5	En operación	ETOGAS GmbH - ZSW
14	Karlsruhe – HELMETH	ALEMANIA	200	SOEC	Química	Red de gas	CH ₄		n/d	n/d	Sunfire GmbH
15	XermaALEMANIA - Sotavento	ESPAÑA	200	Alcalina	n/a	Motor	H ₂		60	Piloto demostración	Hydrogenics
16	Herten – Evonic Ind.	ALEMANIA	165	PEM	n/a	Transporte	H ₂		30	En operación	Hydrogenics - Wasserstoff Kompetenz Zentrum
17	Ibgeburen – CERAM	ALEMANIA	150	PEM	n/d	Red de gas	H ₂		n/d	En operación	ITM power
18	Leverkusen – co2rrect	ALEMANIA	100	PEM	Química	n/d	CH ₄		n/d	Piloto finalizado	Siemens AG
19	Schwandorf - Eucolino	ALEMANIA	120	n/d	Biológica	Red de gas	CH ₄		30	Piloto	Microbenergy GmbH
20	Utsira	NORUEGA	50	Alcalina	n/a	Turbina	H ₂		10	Piloto demostración	Statoil ASA & Enercon GmbH
21	Freiburg – H2Move	ALEMANIA	40	PEM	n/a	n/a	H ₂		n/d	Piloto	Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems
22	Tahivilla - Hidrolica	ESPAÑA	40	PEM	n/a	Celdas	H ₂		n/d	n/d	Endesa
23	Stuttgart – Solar fuel	ALEMANIA	25	PEM	Química	Red de gas	CH ₄		n/d	Piloto demostración	ETOGAS GmbH - ZSW
24	Groningen – DNV KEMA	HOLANDA	7	PEM	Química	Red de gas	CH ₄		2	Piloto	Stedin Netbeheer B.V., DNV GL, TKI Gas

Anexo C. Centrales hidroeléctricas en Colombia

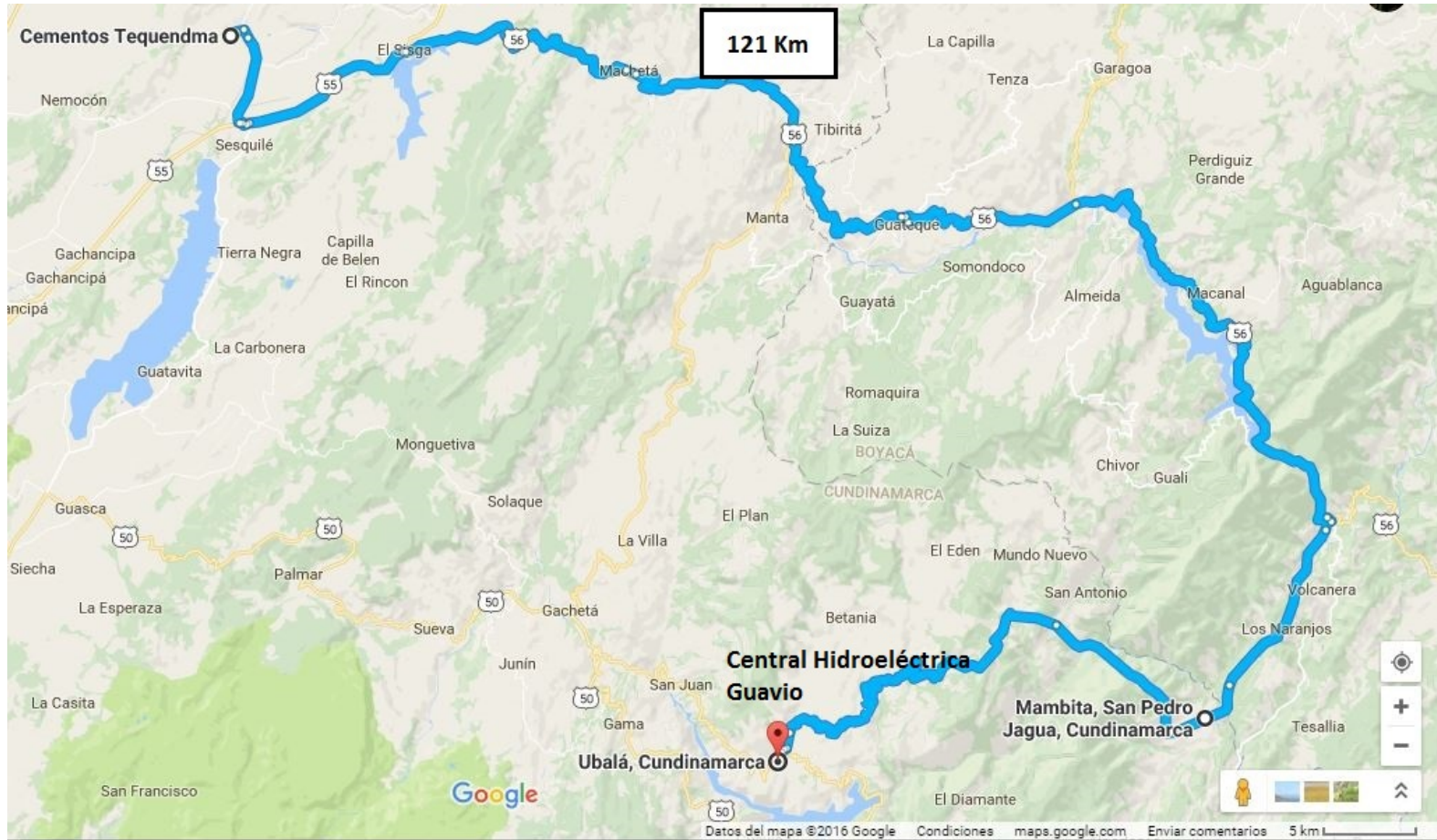
CENTRAL HIDRÁULICA	EMBALSE	DEPARTAMENTO	RÍO	GENERACIÓN [GWh]	PARTICIPACIÓN [%]
ALBAN	ALTO ACHINCAYA	VALLE DEL CAUCA	ALTOANCHICAYA	1245,80	1,87
			DIGUA		
AMOYA LA ESPERANZA	NO APLICA	TOLIMA	AMOYA	409,04	0,61
BETANIA	BETANIA	HUILA	BETANIA CP	1549,56	2,33
CALIMA	CALIMA1	VALLE DEL CAUCA	CALIMA	246,39	0,37
CARLOS LLERAS	NO APLICA	ANTIOQUIA	CARLOS LLERAS	88,97	0,13
CHIVOR	ESMERALDA	BOYACA	BATA	4110,00	6,18
CUCUANA	NO APLICA	TOLIMA	CUCUANA	56,73	0,09
			DES. SAN MARCOS		
EL QUIMBO	EL QUIMBO	HUILA	EL QUIMBO	159,00	0,24
ESMERALDA	NO APLICA	CALDAS	ESTRELLA	175,48	0,26
			CAMPOALEGRE		
			CHINCHINA		
			FAGUACAMPOALEGRE		
GUATAPE	PEÑOL	ANTIOQUIA	NARE	2248,00	3,38
GUATRON	TRONERAS	ANTIOQUIA	CONCEPCIÓN	2528,12	3,80
			DESVIACIONES EEPPM (NEC, PAJ, DOL)		
			GUADALUPE		
GUAVIO	MIRAFLORES	ANTIOQUIA	TENCHE	6602,70	9,92
JAGUAS	GUAVIO	CUNDINAMARCA	GUAVIO		
LA TASAJERA	SAN LORENZO	ANTIOQUIA	A. SAN LORENZO	657,40	0,99
	RIOGRANDE2	ANTIOQUIA	GRANDE	1138,80	1,71
MIEL I	AMANI	CALDAS	MIEL I	1103,38	1,51
			DESV. GUARINO		
			DESV. MANSO		
PAGUA	AGREGADO BOGOTA (SISGA-NEUSA-TOMINE)	CUNDINAMARCA	BOGOTA N.R., BLANCO	3476,10	5,22
	MUNA				
	CHUZA				
PLAYAS	PLAYAS	ANTIOQUIA	GUATAPE	1328,60	2,00
PORCE II	PORCE II	ANTIOQUIA	PORCE II	1291,30	1,94
PORCE III	PORCE III	ANTIOQUIA	PORCE III	2966,70	4,46
PRADO	PRADO	TOLIMA	PRADO	132,20	0,20
SALVAJINA	SALVAJINA	VALLE DEL CAUCA	CAUCA SALVAJINA	612,40	0,92
SAN CARLOS	PUNCHINA	ANTIOQUIA	SAN CARLOS	5558,97	8,35
SAN FRANCISCO	NO APLICA	CALDAS	SAN FRANCISCO	215,48	0,32
SOGAMOSO	TOPOCORO	SANTANDER	SOGAMOSO	3176,90	4,77
URRA	URRA1	CORDOBA	SINU URRRA	1081,00	1,63
TOTAL				42159,01	63,20

Anexo D. Mapa ruta Termozipa – Ubalá



Fuente: GOOGLE MAPS. [actualizado Enero de 2017] En línea: < <https://www.google.es/maps> > [citado el 10 de Enero de 2017]

Anexo E. Mapa de ruta Cementos Tequendama - Ubalá



Fuente: GOOGLE MAPS. [actualizado Enero de 2017] En línea: < <https://www.google.es/maps> > [citado el 10 de Enero de 2017]