



**UNIVERSIDAD ESAN**

**Generación Distribuida de Reserva Móvil a Gas Natural mediante un  
Modelo de Asociación Público Privada**

**Tesis presentada en satisfacción parcial de los requerimientos para obtener  
el grado de Magíster en Gestión de la Energía  
por:**

**José Miguel Abad Malca**

**Karina Chávez Breña**

**Alberto Chevarría Castro**

**Jorge Pineda Sifuentes**

**Programa de la Maestría en Gestión de la Energía**

**Lima, 09 de setiembre de 2016**

# INDICE

<b>CAPITULO I: INTRODUCCIÓN</b>	<b>1</b>
1.1. Contexto .....	1
1.2. Objetivos .....	1
1.2.1. Objetivo General.....	1
1.2.2. Objetivos Específicos.....	1
1.3. Justificación.....	2
1.4. Contribución.....	2
1.5. Delimitación de la Tesis.....	3
1.5.1. Alcance.....	3
1.5.2. Limitaciones .....	3
1.6. Metodología.....	4
<b>CAPITULO II: MARCO TEÓRICO</b>	<b>5</b>
2.1. Definición de Conceptos .....	5
2.1.1. Sistemas Eléctricos .....	5
2.1.2. Gas Natural.....	6
2.1.3. GNL y GNC .....	7
2.1.4. Concesiones.....	8
2.2. Reserva de Generación.....	8
2.2.1. Debido a su Operación .....	9
2.2.2. Debido a su Movilidad .....	9
2.3. Racionamiento de Energía.....	9
2.4. Sistemas de Subtransmisión .....	10
2.5. Asociaciones Público Privadas.....	11
2.5.1. Modelos de Estructuración de los Contratos de APP .....	11
2.6. Marco Normativo.....	13

2.6.1.	De la Seguridad Energética .....	13
2.6.2.	De las Asociaciones Público Privadas (APP).....	15
<b>CAPÍTULO III: ANÁLISIS DEL PROBLEMA</b>		<b>17</b>
3.1.	Planificación de la expansión de la subtransmisión.....	17
3.2.	Problemática de las inversiones en subtransmisión.....	17
3.2.1.	Causas del problema .....	19
3.2.2.	Consecuencias del problema .....	20
3.3.	El caso del sistema eléctrico Ayacucho .....	21
3.3.1.	Antecedentes.....	21
3.3.2.	Déficit de capacidad del sistema Ayacucho .....	22
3.3.3.	Consecuencias económicas .....	23
3.4.	Posibles soluciones para atender los problemas de la subtransmisión .....	24
3.4.1.	Mejoras en la planificación y asignación de responsabilidades de la subtransmisión .....	24
3.4.2.	Reserva de transformadores en la subtransmisión.....	27
3.4.3.	Reserva de Generación distribuida .....	28
3.4.4.	Selección de alternativa.....	30
3.5.	Déficit de capacidad esperado para el periodo 2017 - 2027.....	32
<b>CAPITULO IV: ESTRUCTURACIÓN DE UNA APP PARA GENERACIÓN DISTRIBUIDA DE RESERVA MÓVIL</b>		<b>35</b>
4.1.	Generalidades .....	35
4.1.1.	Objeto de la APP.....	35
4.1.2.	Características de la APP .....	35
4.1.3.	Beneficios a la población .....	35
4.2.	Descripción técnica del proyecto.....	36
4.2.1.	Aspectos generales.....	36
4.2.2.	Descripción de la Tecnología .....	37

4.2.3.	Sistema de movilización de equipos .....	41
4.2.4.	Instalación y conexión de las unidades de generación móvil.....	42
4.3.	Determinación de la demanda .....	44
4.3.1.	Selección de sistemas de distribución críticos.....	44
4.3.2.	Sistemas de abastecimiento de combustible disponibles .....	45
4.3.3.	Zonas de demanda de la APP .....	46
4.3.4.	Capacidad de generación de la APP por zona .....	47
4.3.5.	Escenarios de demanda .....	48
4.4.	Identificación y asignación de riesgos .....	48
4.4.1.	Etapas de diseño y construcción .....	48
4.5.	Estructura de la APP para el proyecto .....	49
4.5.1.	Modalidad y clasificación de la APP .....	49
4.5.2.	Modelo de estructuración de la APP.....	49
4.5.3.	Plazo de la Concesión .....	50
4.5.4.	Tarifa.....	51
4.5.5.	Normativa aplicable al esquema tarifario de la APP .....	53
4.5.6.	Factor de competencia de la APP .....	55
4.5.7.	Penalidades recomendadas .....	56
<b>CAPITULO V: EVALUACIÓN ECONÓMICA Y FINANCIERA</b>		<b>58</b>
5.1.	Premisas .....	58
5.1.1.	Criterios generales de la APP .....	58
5.1.2.	Criterios generales de los ingresos.....	58
5.1.3.	Criterios generales de gastos diversos .....	58
5.1.4.	Criterios generales Tributarios .....	59
5.1.5.	Criterios generales de Financiamiento.....	59
5.1.6.	Criterios generales del escenario macroeconómico.....	59
5.1.7.	Condiciones del Caso Base .....	60

5.2.	Presupuesto de Inversión para el Caso Base .....	61
5.2.1.	Presupuesto de Inversión en unidades de generación y equipos .....	61
5.2.2.	Presupuesto de Conexión de las unidades de generación .....	62
5.3.	Costos de Operación y Mantenimiento (O&M) No Combustibles .....	63
5.3.1.	Costos fijos .....	63
5.3.2.	Costos variables no combustibles .....	64
5.3.3.	Costos variables combustibles .....	64
5.4.	Flujos económicos y financieros para el Inversionista del Caso Base.....	67
5.4.1.	Flujo de Ingresos:.....	67
5.4.2.	Flujo de Gastos: .....	68
5.4.3.	Flujo de Caja Económico: .....	69
5.4.4.	Flujo del Financiamiento:.....	70
5.4.5.	Flujo de Caja Financiero: .....	71
5.5.	Flujo de Ahorros para el Estado .....	71
5.5.1.	Costos de Generación con alquiler de grupos diésel .....	72
5.5.2.	Costos de Generación mediante la APP propuesta.....	72
5.6.	Principales indicadores económicos .....	74
5.7.	Análisis de sensibilidad.....	76
5.7.1.	Consideraciones .....	76
5.7.2.	Resultados del Caso Base.....	76
	<b>CAPITULO VI: CONCLUSIONES</b>	<b>80</b>
	<b>CAPITULO VII: RECOMENDACIONES</b>	<b>83</b>
	<b>ANEXOS</b>	<b>84</b>
	ANEXO 1: Siglas y abreviaturas.....	85
	ANEXO 2: Resumen del Marco Normativo Peruano sobre la aplicación de Iniciativas Estatales para una APP .....	87
	ANEXO 3: Regulación de los sistemas de subtransmisión .....	92

ANEXO 4: Déficit de capacidad esperada para el período 2017-2027.....	94
ANEXO 5: Proyectos para la masificación del gas natural en el Perú .....	151
ANEXO 6: Identificación y asignación de riesgos.....	160
ANEXO 7: Modelos de estructuración de APP .....	164
ANEXO 8: Determinación del costo de oportunidad.....	173
ANEXO 9: Presupuesto de Inversión en unidades de generación .....	174
ANEXO 10: Presupuesto de Conexión de las unidades de generación.....	178
ANEXO 11: Costo de abastecimiento de gas natural.....	182
ANEXO 12: Precio del Diésel por zona de concesión y proyección del precio internacional del petróleo.....	186
ANEXO 13: Flujos de caja económicos, financieros y ahorros.....	188
ANEXO 14: Análisis de sensibilidad .....	220
<b>REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS</b>	<b>232</b>

## RESUMEN EJECUTIVO

El crecimiento de la capacidad de generación y transmisión eléctrica no ha solucionado todos los problemas del sector eléctrico peruano. Es el caso de los sistemas de subtransmisión, los cuales conectan la red troncal de transmisión con las concesiones de distribución eléctrica. Del análisis realizado al plan de inversión en transmisión vigente, se identificaron 16 departamentos con déficits potenciales de capacidad asociados a retrasos en la implementación de proyectos de subtransmisión para los próximos 10 años. Esto originaría restricciones en el sistema de distribución eléctrica que oscilan entre 2 MW en Puno y 15 MW en Piura.

En la actualidad, la planificación de inversiones de la subtransmisión es realizada cada cuatro años y se espera que, en ese plazo, los proyectos se desarrollen y ejecuten. Parte de este desarrollo incluye las fuentes de financiamiento y los permisos para ejecutar la obra (ambientales, preoperativos, servidumbres, entre otros), los que en su mayoría, no se obtienen en los tiempos esperados. Esto se agrava en el caso de las empresas públicas de distribución eléctrica, dado que deben ceñirse a lo dispuesto por el Sistema Nacional de Inversión Pública (SNIP) y no tienen fácil acceso al financiamiento.

Como producto de ello, en los últimos años se ha manifestado un déficit de capacidad en los sistemas eléctricos de distribución. Por ello, el Estado se ha visto en la necesidad de declarar emergencias, autorizando el alquiler de grupos diésel. Tal es el caso del sistema eléctrico de Ayacucho, declarado en emergencia desde el año 2013 debido al retraso en la construcción de una línea de transmisión.

La problemática descrita amerita implementar medidas de seguridad energética, para lo cual se concluyó que la mejor solución es la creación de un sistema de reserva de generación distribuida con conexión a la red de distribución que sea: i) modular en su capacidad, de modo que pueda adaptarse a requerimientos variables; ii) transportable, a fin de que pueda atender emergencias en distintas ubicaciones; y iii) económicamente eficiente en cuanto al recurso energético.

El análisis realizado determinó que la generación térmica de pequeña escala es la tecnología óptima, y su combustible más eficiente es el gas natural ya que, gracias a los programas de masificación, se puede disponer de este recurso a nivel nacional a precio

regulado. En base a esto, la presente investigación propone la implementación de un proyecto de generación distribuida de reserva móvil a gas natural.

Asimismo, la Ley de Afianzamiento de la Seguridad Energética (Ley N° 29970) posibilita la ejecución de proyectos como el propuesto, que apuntan a mejorar la confiabilidad y garantizar el suministro de energía, bajo la modalidad de concesiones, que permiten la recuperación del capital de inversión. Estas pueden ser otorgadas mediante contratos celebrados en el marco de las Asociaciones Público Privadas (APP), cuya normativa promueve la inversión privada en el desarrollo de infraestructura y servicios públicos.

Por lo tanto, se consideró la implementación del proyecto de generación distribuida de reserva móvil a gas natural bajo la modalidad de APP, a fin de entregar en concesión al sector privado, el servicio de suministro de energía eléctrica a las empresas de distribución, en situaciones de desabastecimiento temporal. La estructura del proyecto de APP contempla un plazo de concesión de 10 años y un esquema remunerativo que reconoce la recuperación de los costos de inversión, combustibles, operación y mantenimiento.

Se establecieron cuatro zonas de concesión, asociadas a las áreas de concesión de distribución de gas natural, por ser el insumo principal para la evaluación de costos. La capacidad de reserva de generación se determinó en base al déficit más crítico identificado en cada zona:

- Zona Noroeste 1: cubre los departamentos de Tumbes y Piura, con una capacidad de reserva de 15 MW.
- Zona Noroeste 2: cubre los departamentos de Lambayeque, Cajamarca, La Libertad y Ancash, con una capacidad de reserva de 10 MW.
- Zona Centro Sur: cubre los departamentos de Junín, Ucayali, Huancavelica, Ayacucho, Apurímac, Cusco y Puno, con capacidad de reserva de 6 MW.
- Zona Suroeste: cubre los departamentos de Arequipa, Moquegua y Tacna, con una reserva de 14 MW.

La evaluación económica se ha desarrollado desde dos perspectivas, la primera desde el punto de vista del inversionista, que le permita la recuperación del capital de la inversión con la rentabilidad esperada. La segunda corresponde al punto de vista del Estado y se mide mediante los ahorros obtenidos al contar con una alternativa de APP frente al alquiler de emergencia de unidades de generación diésel.

Para un inversionista, el proyecto de APP corresponde a una actividad de bajo riesgo, gracias a la predictibilidad en la proyección de los ingresos y gastos, facilitando bajos costos de deuda y altos niveles de apalancamiento. Los resultados indican que, en un escenario base, el inversionista podría obtener una rentabilidad financiera del orden del 18%.

El beneficio para el Estado se mide en el ahorro obtenido al cubrir los requerimientos de energía con el proyecto de APP en comparación con el alquiler de grupos diésel. Para ello, se evaluaron casos de demanda pesimista, base y optimista, que representan respectivamente el 0%, 50% y 100% de la capacidad disponible. Asimismo, se analizaron tres escenarios del precio del diésel según proyecciones de agencias internacionales.

Se ha determinado que el valor presente de los ahorros netos potenciales de 10 años podría llegar a ser US\$ 7 Millones en algunas zonas de concesión, para un escenario de demanda base y una proyección del precio del diésel base, que significaría un ahorro en los costos de generación de US\$ 127/MWh en promedio. Y, hasta US\$ 61 Millones para un escenario de demanda optimista y proyección del precio del diésel alto, que representaría un ahorro en los costos de generación de US\$ 517/MWh en promedio.

Para el caso pesimista, en que se implemente la APP pero no se requiera su intervención, el valor presente de 10 años de los costos para el Estado podría llegar a ser de US\$ 17 Millones. Sin embargo, el no contar con este proyecto de APP y afrontar la emergencia, implicaría, en el caso más crítico, sobrecostos de alquiler en valor presente de US\$ 99 Millones. Además, existe el riesgo de no conseguir oportunamente el servicio de alquiler de los grupos diésel, con lo cual se tendría que racionar el suministro de energía.

La investigación realizada confirma que existen suficientes incentivos por parte del Estado para incorporar el proyecto al proceso de promoción de la inversión privada, desde el punto de vista de la seguridad energética y de los beneficios económicos obtenidos.