



Evaluación de proyectos de inversión de instalaciones de transmisión en Luz del Sur

Trabajo de Investigación para optar el Grado de
Máster en Dirección de Empresas

Renzo Alexánder Navarro Serrato

Asesor:
Dr. Luis Fernando Ruiz Lecaros

Lima, diciembre de 2021

Resumen

En el Perú, la distribución y comercialización de la energía eléctrica se realiza a través de empresas concesionarias ubicadas en zonas geográficas específicas dentro del territorio nacional.

Para la mejora de la calidad del servicio de energía eléctrica, es necesaria la ejecución de proyectos de inversión en las instalaciones de las empresas prestadoras del servicio de energía eléctrica que ayuden incrementar la capacidad instalada y permitan disminuir el riesgo de pérdida de continuidad del servicio eléctrico de los usuarios del servicio.

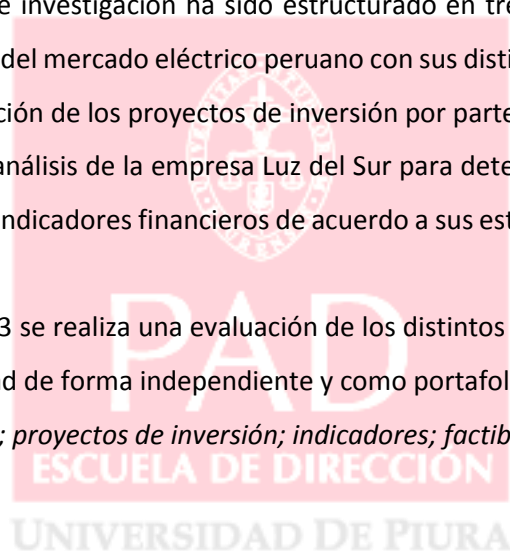
El presente trabajo de investigación tiene dos objetivos: el primero, determinar el costo de las acciones y de la deuda para la empresa Luz del Sur; y el segundo, realizar una evaluación estratégica y financiera de los distintos proyectos de inversión.

El desarrollo del trabajo de investigación ha sido estructurado en tres capítulos, en el capítulo 1 se realiza un análisis sectorial del mercado eléctrico peruano con sus distintos participantes y se presenta la metodología de valorización de los proyectos de inversión por parte de la autoridad.

El capítulo 2 se realiza un análisis de la empresa Luz del Sur para determinar el costo de las acciones, costo de la deuda y de sus indicadores financieros de acuerdo a sus estados financieros y cotización de sus acciones.

Finalmente, en el capítulo 3 se realiza una evaluación de los distintos tipos de proyectos para evaluar su rentabilidad y factibilidad de forma independiente y como portafolio.

Palabras clave: Luz del Sur; proyectos de inversión; indicadores; factibilidad; rentabilidad



Abstract

In Peru, the distribution and commercialization of electrical energy is carried out through concessionary companies located in specific geographical areas within the national territory.

To improve the quality of the electric power service is necessary to build investment projects in the grids of the electric power service providers that to increase the installed capacity and reduce the risk of loss of service continuity.

This research work has two objectives: the first, to determine the cost of the shares and the debt for the Luz del Sur Company; and the second, to carry out a strategic and financial evaluation of the different investment projects.

The development of the research work has been structured in three chapters, in chapter 1 a sectoral analysis of the Peruvian electricity market with its different participants is carried out and the methodology of valuation of investment projects by the authority is presented.

Chapter 2 is an analysis of the Luz del Sur Company to determine the cost of shares, cost of debt and its financial indicators according to its financial statements and price of its shares.

Finally, in Chapter 3 an evaluation of the different types of projects that are approved in the Investment Plan is carried out to evaluate their profitability and feasibility independently and as a portfolio.

Key words: *Luz del Sur; investment projects; indicators; feasibility; profitability*

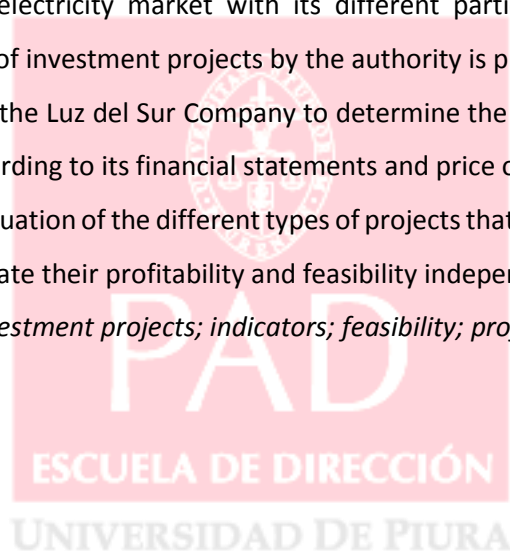


Tabla de contenido

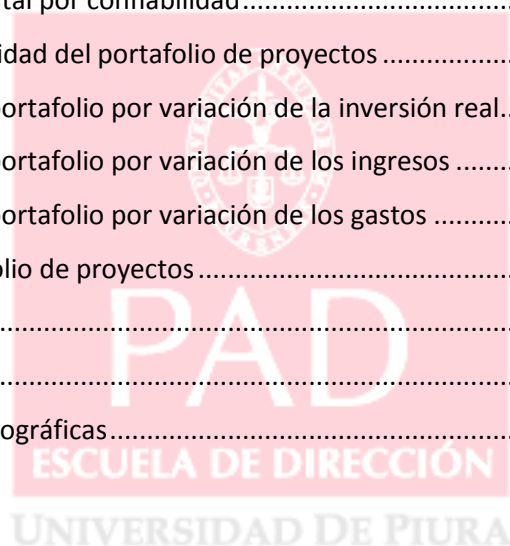
Capítulo 1. Mercado eléctrico peruano	21
1.1. Principales participantes en el mercado eléctrico peruano	21
1.2. Plan de transmisión	22
1.2.1. Marco regulatorio para empresas transmisoras	23
1.2.2. Sistema garantizado de transmisión	24
1.2.3. Sistema complementario de transmisión.....	24
1.2.4. Plan de inversiones de transmisión.....	25
Capítulo 2. Luz del Sur S.A.A.....	27
2.1. Reseña de la empresa.....	27
2.2. Principales indicadores financieros de la empresa	28
2.3. Determinación del CAPM	28
2.3.1. Consideraciones	28
2.3.2. Cálculo del beta	29
2.3.2.1. Beta estadístico.....	30
2.3.2.2. Beta del sector	31
2.3.3. Cálculo del CAPM.....	32
2.4. Determinación del WACC	33
2.4.1. Cálculo del costo de la deuda.....	33
2.4.2. Estructura de endeudamiento.....	34
2.4.3. Tasa impositiva	34
2.4.4. Costo de las acciones.....	34
2.4.5. Cálculo del WAAC	34
2.5. Criterios para la aprobación de proyectos de inversión en transmisión.....	35
2.5.1. Indicadores estratégicos.....	35
2.5.1.1. Calidad de servicio eléctrico.	35
2.5.1.2. Confiabilidad de servicio eléctrico	35
2.5.1.3. Imagen de la empresa.....	35
2.5.2. Indicadores financieros	36
2.5.2.1. Plazo de recuperación del proyecto (<i>payback</i>).....	36
2.5.2.2. Valor actual neto de los flujos futuros (VAN)	36
2.5.2.3. Tasa interna de retorno (TIR).....	36
2.5.2.4. Beneficio/costo	36
2.5.2.5. Valor incremental que genera el proyecto para las acciones.....	36

2.5.3. Indicadores técnicos	37
2.5.3.1. Instrumento ambiental	37
2.5.3.2. Generación de polvo y ruidos	38
2.5.3.3. Interferencia con proyectos de terceros	38
2.5.3.4. Tiempo de ejecución	39
Capítulo 3. Evaluación de proyectos de inversión	41
3.1. Marco general	41
3.1.1. Ingresos	41
3.1.2. Ingresos incrementales	41
3.1.2.1. Ingresos incrementales por pérdidas	42
3.1.2.2. Ingresos incrementales por nuevas ventas	44
3.1.2.3. Ingresos incrementales por confiabilidad	44
3.1.3. Gastos del proyecto	45
3.1.4. Sensibilidad de los proyectos	45
3.1.4.1. Variación de la inversión	45
3.1.4.2. Variación de ingresos	45
3.1.4.3. Variación de gastos	45
3.2. Caso 1. Nueva subestación de transmisión 220/60 kV y líneas asociadas	45
3.2.1. Alcance del proyecto	45
3.2.1.1. Líneas de transmisión	45
3.2.1.2. Subestación Industriales	45
3.2.1.3. Subestación Los Sauces	46
3.2.2. Flujo de inversión del proyecto	46
3.2.3. Ingresos del proyecto	47
3.2.3.1. Inversión reconocida	47
3.2.3.2. Ingresos por Costo de Operación y Mantenimiento [COYM].	48
3.2.3.3. Ingreso incremental por pérdidas	48
3.2.3.4. Ingreso incremental por ventas	51
3.2.3.5. Ingreso incremental por confiabilidad	53
3.2.4. Análisis de sensibilidad del proyecto	54
3.2.4.1. Sensibilidad del proyecto por variación de la inversión real	54
3.2.4.2. Sensibilidad del proyecto por variación de los ingresos	56
3.2.4.3. Sensibilidad del proyecto por variación de los gastos	58
3.2.5. Análisis del proyecto	60
3.2.6. Conclusiones	62

3.3. Caso 2. Ampliación de una subestación de transmisión [SET] 220/10 kV.....	62
3.3.1. Alcance del proyecto	62
3.3.2. Flujo de inversión del proyecto	62
3.3.3. Ingresos del proyecto	63
3.3.3.1. Inversión reconocida.....	63
3.3.3.2. Ingresos por Costo de Operación y Mantenimiento [COYM]	64
3.3.3.3. Ingreso incremental por pérdidas.....	64
3.3.3.4. Ingreso incremental por ventas	67
3.3.3.5. Ingreso incremental por confiabilidad	69
3.3.4. Análisis de sensibilidad del proyecto.....	70
3.3.4.1. Sensibilidad del proyecto por variación de la inversión real.	70
3.3.4.2. Sensibilidad del proyecto por variación de los ingresos.....	72
3.3.4.3. Sensibilidad del proyecto por variación de los gastos	74
3.3.5. Análisis del proyecto.....	76
3.3.6. Conclusiones.....	77
3.4. Caso 3. Rotación de transformador en subestación existente [SET]	78
3.4.1. Alcance del proyecto	78
3.4.2. Flujo de inversión del proyecto	78
3.4.3. Ingresos del proyecto	79
3.4.3.1. Inversión reconocida.....	79
3.4.3.2. Ingresos por Costo de Operación y Mantenimiento [COYM]	79
3.4.3.3. Ingreso incremental por pérdidas.....	80
3.4.3.4. Ingreso incremental por ventas	82
3.4.3.5. Ingreso incremental por confiabilidad	85
3.4.4. Análisis de sensibilidad del proyecto.....	86
3.4.4.1. Sensibilidad del proyecto.....	86
3.4.5. Análisis del proyecto.....	88
3.4.6. Conclusiones.....	89
3.5. Caso 4. Nueva línea 220 kV.....	90
3.5.1. Alcance del proyecto	90
3.5.2. Flujo de inversión del proyecto	90
3.5.3. Ingresos del proyecto	91
3.5.3.1. Inversión reconocida.....	91
3.5.3.2. Ingresos por Costo de Operación y Mantenimiento [COYM]	91
3.5.3.3. Ingreso incremental por pérdidas.....	91

3.5.3.4. Ingreso incremental por ventas	94
3.5.3.5. Ingreso incremental por confiabilidad	97
3.5.4. Análisis de sensibilidad del proyecto	98
3.5.4.1. Sensibilidad del proyecto por variación de la inversión real.	98
3.5.4.2. Sensibilidad del proyecto por variación de los ingresos	100
3.5.4.3. Sensibilidad del proyecto por variación de los gastos.	102
3.5.5. Análisis del proyecto.....	104
3.5.6. Conclusiones.....	105
3.6. Caso 5. Nueva línea 60 kV.....	106
3.6.1. Alcance del proyecto	106
3.6.2. Flujo de inversión del proyecto	106
3.6.3. Ingresos del proyecto	107
3.6.3.1. Inversión reconocida.....	107
3.6.3.2. Ingresos por Costo de Operación y Mantenimiento [COYM]	107
3.6.3.3. Ingreso incremental por pérdidas.....	107
3.6.3.4. Ingreso incremental por ventas	110
3.6.3.5. Ingreso incremental por confiabilidad.....	113
3.6.4. Análisis de sensibilidad del proyecto.....	114
3.6.4.1. Sensibilidad del proyecto por variación de la inversión real	114
3.6.4.2. Sensibilidad del proyecto por variación de los ingresos.....	116
3.6.4.3. Sensibilidad del proyecto por variación de los gastos.....	118
3.6.5. Análisis del proyecto.....	120
3.6.6. Conclusiones.....	121
3.7. Caso 6. Reforzamiento de línea 220 kV	122
3.7.1. Alcance del proyecto	122
3.7.2. Flujo de inversión del proyecto	122
3.7.3. Ingresos del proyecto	123
3.7.3.1. Inversión reconocida.....	123
3.7.3.2. Ingresos por Costo de Operación y Mantenimiento [COYM]	123
3.7.3.3. Ingreso incremental por pérdidas.....	124
3.7.3.4. Ingreso incremental por ventas	126
3.7.3.5. Ingreso incremental por confiabilidad.....	129
3.7.4. Análisis de sensibilidad del proyecto.....	130
3.7.4.1. Sensibilidad del proyecto por variación de la inversión real	130
3.7.4.2. Sensibilidad del proyecto por variación de los ingresos.....	132

3.7.4.3. Sensibilidad del proyecto por variación de los gastos.....	133
3.7.5. Análisis del proyecto.....	136
3.7.6. Conclusiones.....	137
3.8. Caso 7. Evaluación de proyectos como portafolio	138
3.8.1. Alcance del portafolio de proyectos.....	138
3.8.2. Flujo de inversión del portafolio de proyectos.....	139
3.8.3. Ingresos del proyecto	140
3.8.3.1. Inversión reconocida.....	140
3.8.3.2. Ingresos por costo de operación y mantenimiento [COYM]	140
3.8.3.3. Ingreso incremental por pérdidas.....	141
3.8.3.4. Ingreso incremental por ventas	144
3.8.3.5. Ingreso incremental por confiabilidad.....	146
3.8.4. Análisis de sensibilidad del portafolio de proyectos	146
3.8.4.1. Sensibilidad del portafolio por variación de la inversión real.....	146
3.8.4.2. Sensibilidad del portafolio por variación de los ingresos	148
3.8.4.3. Sensibilidad del portafolio por variación de los gastos	149
3.8.5. Análisis del portafolio de proyectos.....	152
3.8.6. Conclusiones.....	153
Conclusiones.....	155
Listado de referencias bibliográficas.....	157

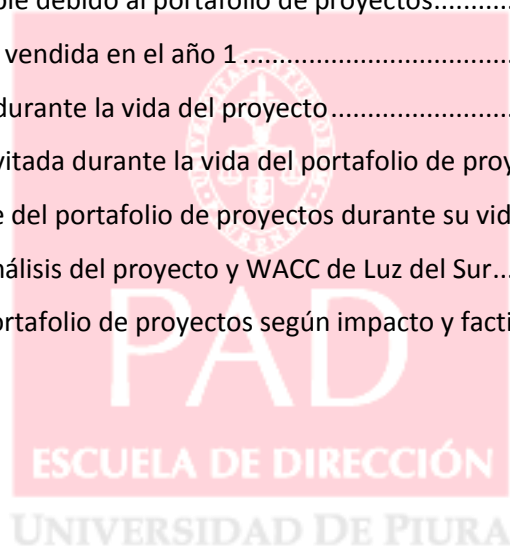


Lista de tablas

Tabla 1. Ganancia por acción de Luz del Sur S.A.A.....	28
Tabla 2. Beta estadístico.....	30
Tabla 3. Cálculo de beta del sector	31
Tabla 4. Datos para el cálculo del CAPM.....	33
Tabla 5. Bonos vigentes de Luz del Sur	34
Tabla 6. Estructura de endeudamiento de Luz del Sur	34
Tabla 7. Precio de energía a julio 2021	44
Tabla 8. Costo de compensación.....	44
Tabla 9. Inversión reconocida por el proyecto.....	47
Tabla 10. Ingresos por COYM del proyecto.....	48
Tabla 11. Disminución de pérdidas	50
Tabla 12. Ahorro anual en pérdidas	50
Tabla 13. Potencia disponible debido al proyecto	51
Tabla 14. Energía adicional vendida en el año 1	52
Tabla 15. Energía vendida durante la vida del proyecto	53
Tabla 16. Compensación evitada durante la vida del proyecto	54
Tabla 17. Flujo de caja libre del proyecto durante su vida útil	60
Tabla 18. Resultados del análisis del proyecto y WACC de Luz del Sur.....	61
Tabla 19. Evaluación del proyecto según impacto y factibilidad	61
Tabla 20. Inversión reconocida por el proyecto.....	64
Tabla 21. Ingresos por COYM del proyecto.....	64
Tabla 22. Disminución de pérdidas	66
Tabla 23. Ahorro anual en pérdidas	66
Tabla 24. Potencia disponible debido al proyecto	67
Tabla 25. Energía adicional vendida en el año 1	68
Tabla 26. Energía vendida durante la vida del proyecto	69
Tabla 27. Compensación evitada durante la vida del proyecto	70
Tabla 28. Flujo de caja libre del proyecto durante su vida útil	76
Tabla 29. Resultados del análisis del proyecto y WACC de Luz del Sur.....	77
Tabla 30. Evaluación del proyecto según impacto y factibilidad	77
Tabla 31. Inversión reconocida por el proyecto.....	79
Tabla 32. Ingresos por COYM del proyecto.....	79
Tabla 33. Disminución de pérdidas	81

Tabla 34. Ahorro anual en pérdidas	82
Tabla 35. Potencia disponible debido al proyecto	83
Tabla 36. Energía adicional vendida en el año 1	84
Tabla 37. Energía vendida durante la vida del proyecto	85
Tabla 38. Compensación evitada durante la vida del proyecto	86
Tabla 39. Flujo de caja libre del proyecto durante su vida útil	88
Tabla 40. Resultados del análisis del proyecto y WACC de Luz del Sur.....	89
Tabla 41. Evaluación del proyecto según impacto y factibilidad	89
Tabla 42. Inversión reconocida por el proyecto.....	91
Tabla 43. Ingresos por COYM del proyecto.....	91
Tabla 44. Disminución de pérdidas	93
Tabla 45. Ahorro anual en pérdidas	94
Tabla 46. Potencia disponible debido al proyecto	95
Tabla 47. Energía adicional vendida en el año 1	96
Tabla 48. Energía vendida durante la vida del proyecto.....	97
Tabla 49. Compensación evitada durante la vida del proyecto	98
Tabla 50. Flujo de caja libre del proyecto durante su vida útil	104
Tabla 51. Resultados del análisis del proyecto y WACC de Luz del Sur.....	105
Tabla 52. Evaluación del proyecto según impacto y factibilidad	105
Tabla 53. Inversión reconocida por el proyecto.....	107
Tabla 54. Ingresos por COYM del proyecto.....	107
Tabla 55. Disminución de pérdidas	109
Tabla 56. Ahorro anual en pérdidas	110
Tabla 57. Potencia disponible debido al proyecto	111
Tabla 58. Energía adicional vendida en el año 1	112
Tabla 59. Energía vendida durante la vida del proyecto	113
Tabla 60. Compensación evitada durante la vida del proyecto	114
Tabla 61. Flujo de caja libre del proyecto durante su vida útil	120
Tabla 62. Resultados del análisis del proyecto y WACC de Luz del Sur.....	121
Tabla 63. Evaluación del proyecto según impacto y factibilidad	121
Tabla 64. Inversión reconocida por el proyecto.....	123
Tabla 65. Ingresos por COYM del proyecto.....	123
Tabla 66. Disminución de pérdidas	125
Tabla 67. Ahorro anual en pérdidas	126
Tabla 68. Potencia disponible debido al proyecto	127

Tabla 69. Energía adicional vendida en el año 1	128
Tabla 70. Energía vendida durante la vida del proyecto	129
Tabla 71. Compensación evitada durante la vida del proyecto	130
Tabla 72. Flujo de caja libre del proyecto durante su vida útil	136
Tabla 73. Resultados del análisis del proyecto y WACC de Luz del Sur.....	137
Tabla 74. Evaluación del proyecto según impacto y factibilidad	137
Tabla 75. Potencia Instalada sin y con proyecto	138
Tabla 76. Inversión reconocida por el proyecto.....	140
Tabla 77. Ingresos por COYM del proyecto.....	141
Tabla 78. Disminución de pérdidas	143
Tabla 79. Ahorro anual en pérdidas	143
Tabla 80. Potencia disponible debido al portafolio de proyectos.....	144
Tabla 81. Energía adicional vendida en el año 1	145
Tabla 82. Energía vendida durante la vida del proyecto	145
Tabla 83. Compensación evitada durante la vida del portafolio de proyectos.....	146
Tabla 84. Flujo de caja libre del portafolio de proyectos durante su vida útil.....	152
Tabla 85. Resultados del análisis del proyecto y WACC de Luz del Sur.....	153
Tabla 86. Evaluación del portafolio de proyectos según impacto y factibilidad.....	153



Lista de figuras

Figura 1. Agentes.....	21
Figura 2. Evolución de la demanda de energía.....	22
Figura 3. Plan de inversiones Transmisión 2017-2021	25
Figura 4. Avance del Plan de Inversiones Transmisión 2017-2021	26
Figura 5. Comportamiento del índice S&P 500 2006 en adelante	28
Figura 6. Costo promedio de la acción y montos negociados en Luz del Sur	29
Figura 7. Rentabilidad de bonos según Wall Street Journal.....	32
Figura 8. Perfil de carga de clientes residenciales.....	42
Figura 9. Perfil de carga de clientes industriales.....	42
Figura 10. Distribución típica de la demanda en una semana	43
Figura 11. Distribución típica de la demanda en una semana	43
Figura 12. Flujo de desembolso anual del proyecto.....	46
Figura 13. Curva S de desembolso del proyecto	47
Figura 14. Perfil de carga sin proyecto	49
Figura 15. Perfil de carga con proyecto.....	49
Figura 16. Factores de cargabilidad diaria y mensual	51
Figura 17. Sensibilidad del VAN con la inversión real	55
Figura 18. Sensibilidad de la TIR con la inversión real.....	55
Figura 19. Sensibilidad del <i>payback</i> con la inversión real	56
Figura 20. Sensibilidad del VAN con los ingresos	56
Figura 21. Sensibilidad de la TIR con los ingresos	57
Figura 22. Sensibilidad del <i>payback</i> con los ingresos.....	57
Figura 23. Sensibilidad del VAN con los gastos	58
Figura 24. Sensibilidad de la TIR con los gastos	58
Figura 25. Sensibilidad del <i>payback</i> con los gastos	59
Figura 26 Flujo de desembolso anual del proyecto.....	63
Figura 27. Curva S del proyecto.....	63
Figura 28. Perfil de carga sin proyecto	65
Figura 29. Perfil de carga con proyecto.....	65
Figura 30. Factores de cargabilidad diaria y mensual	67
Figura 31. Sensibilidad del VAN con la inversión real	71
Figura 32. Sensibilidad de la TIR con la inversión real.....	71
Figura 33. Sensibilidad del <i>payback</i> con la inversión real	72

Figura 34. Sensibilidad del VAN con los ingresos	72
Figura 35. Sensibilidad de la TIR con los ingresos	73
Figura 36. Sensibilidad del <i>payback</i> con los ingresos.....	73
Figura 37. Sensibilidad del VAN con los gastos	74
Figura 38. Sensibilidad de la TIR con los gastos	74
Figura 39. Sensibilidad del <i>payback</i> con los gastos.....	75
Figura 40. Flujo de desembolso anual del proyecto.....	78
Figura 41. Curva S de desembolso del proyecto	79
Figura 42. Perfil de carga sin proyecto	80
Figura 43. Perfil de carga con proyecto	81
Figura 44. Factores de cargabilidad diaria y mensual	83
Figura 45. Sensibilidad del VAN con la inversión real	87
Figura 46. Flujo de desembolso anual del proyecto.....	90
Figura 47. Curva S de desembolso del proyecto	91
Figura 48. Perfil de carga sin proyecto	92
Figura 49. Perfil de carga con proyecto.....	93
Figura 50. Factores de cargabilidad diaria y mensual	95
Figura 51. Sensibilidad del VAN con la inversión real	99
Figura 52. Sensibilidad de la TIR con la inversión real.....	99
Figura 53. Sensibilidad del <i>payback</i> con la inversión real	100
Figura 54. Sensibilidad del VAN con los ingresos	100
Figura 55. Sensibilidad de la TIR con los ingresos	101
Figura 56. Sensibilidad del <i>payback</i> con los ingresos	101
Figura 57. Sensibilidad del VAN con los gastos	102
Figura 58. Sensibilidad de la TIR con los gastos	102
Figura 59. Sensibilidad del <i>payback</i> con los gastos.....	103
Figura 60. Flujo de desembolso anual del proyecto.....	106
Figura 61. Curva S de desembolso del proyecto	107
Figura 62. Perfil de carga sin proyecto	108
Figura 63. Perfil de carga con proyecto.....	109
Figura 64. Factores de cargabilidad diaria y mensual	111
Figura 65. Sensibilidad del VAN con la inversión real	115
Figura 66. Sensibilidad de la TIR con la inversión real.....	115
Figura 67. Sensibilidad del <i>payback</i> con la inversión real	116
Figura 68. Sensibilidad del VAN con los ingresos	116

Figura 69. Sensibilidad de la TIR con los ingresos	117
Figura 70. Sensibilidad del <i>payback</i> con los ingresos.....	117
Figura 71. Sensibilidad del VAN con los gastos	118
Figura 72. Sensibilidad de la TIR con los gastos	118
Figura 73. Sensibilidad del <i>payback</i> con los gastos.....	119
Figura 74. Flujo de desembolso anual del proyecto.....	122
Figura 75. Curva S de desembolso del proyecto	123
Figura 76. Perfil de carga sin proyecto	124
Figura 77. Perfil de carga con proyecto.....	125
Figura 78. Factores de cargabilidad diaria y mensual	127
Figura 79. Sensibilidad del VAN con la inversión real	131
Figura 80. Sensibilidad de la TIR con la inversión real.....	131
Figura 81. Sensibilidad del <i>payback</i> con la inversión real	132
Figura 82. Sensibilidad del VAN con los ingresos	132
Figura 83. Sensibilidad de la TIR con los ingresos	133
Figura 84. Sensibilidad del <i>payback</i> con los ingresos.....	133
Figura 85. Sensibilidad del VAN con los gastos	134
Figura 86. Sensibilidad de la TIR con los gastos	134
Figura 87. Sensibilidad del <i>payback</i> con los gastos.....	135
Figura 88. Flujo de desembolso anual de portafolio de proyectos.....	139
Figura 89. Curva S de desembolso del proyecto	139
Figura 90. Perfil de carga sin portafolio de proyecto	142
Figura 91. Perfil de carga con portafolio de proyecto.....	142
Figura 92. Factores de cargabilidad diaria y mensual	144
Figura 93. Sensibilidad del VAN con la inversión real	147
Figura 94. Sensibilidad de la TIR con la inversión real.....	147
Figura 95. Sensibilidad del <i>payback</i> con la inversión real	148
Figura 96. Sensibilidad del VAN con los ingresos	148
Figura 97. Sensibilidad de la TIR con los ingresos	149
Figura 98. Sensibilidad del <i>payback</i> con los ingresos	149
Figura 99. Sensibilidad del VAN con los gastos	150
Figura 100. Sensibilidad de la TIR con los gastos	150
Figura 101. Sensibilidad del <i>payback</i> con los gastos.....	151

Capítulo 1. Mercado eléctrico peruano

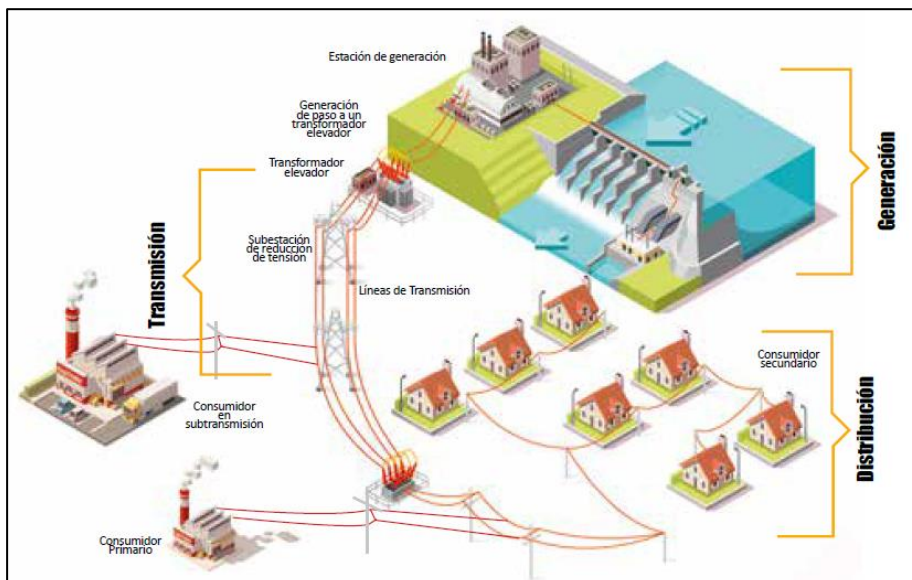
1.1. Principales participantes en el mercado eléctrico peruano

Las principales actividades que se desarrollan en el mercado eléctrico peruano son: generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica cada una de las cuales tiene particularidades y normativas regulatorias aplicables a cada sector.

Un término importante a tener en cuenta y que se presenta en la literatura del Marco Regulatorio es el de Agentes, que es una denominación genérica que se da al conjunto de Generadores, Transmisores, Distribuidores y Usuarios Libres (Dammert et al., 2011, p. 101).

Figura 1

Agentes



Fuente: Tamayo et al. (2016), p. 34

Según lo mencionado por Dammert et al. (2011, p. 137), la actividad de generación es potencialmente la más competitiva, en cambio las actividades de transmisión y distribución al ser un monopolio natural, requiere que se establezcan mecanismos de regulación tarifaria, así como concesiones exclusivas para lograr un mejor desempeño de los sectores.

El mercado eléctrico peruano está conformado por empresas estatales y privadas con zonas de concesión definidas, las mismas que se encuentran ubicadas dentro del territorio geográfico nacional.

De acuerdo a la base de datos del Ministerio de Energía y Minas en el Perú se tienen 21 empresas distribuidoras, 18 empresas transmisoras y 69 empresas generadoras (Ministerio de Energía y Minas [MINEM], 2021a).

Algunas empresas distribuidoras administran instalaciones de transmisión dentro de sus activos, por lo que es necesario realizar ampliaciones y nuevas instalaciones que permitan atender la creciente demanda del sector.

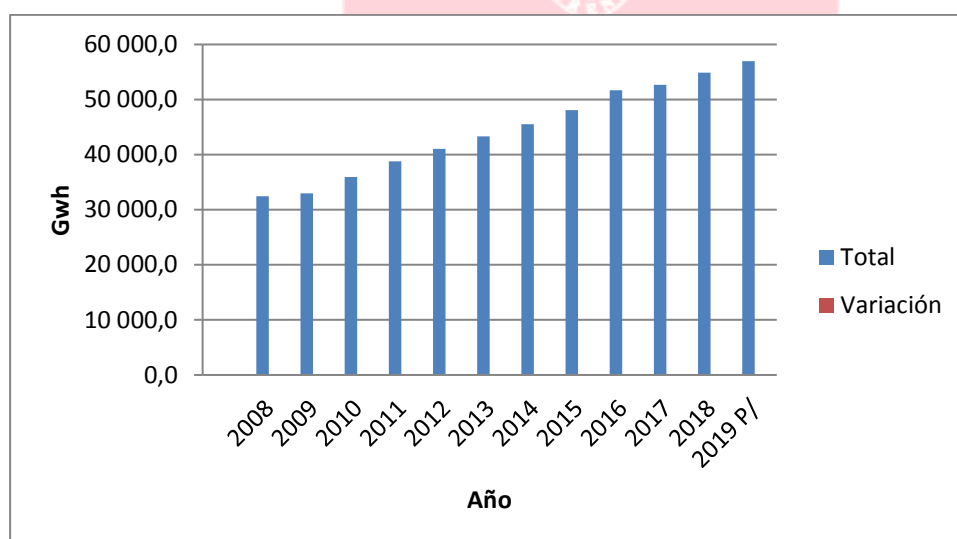
Según estadísticas del Ministerio de Energía y Minas [MINEM] (2021b, p. 3), en el mes de diciembre del 2020, “la producción total de energía eléctrica a nivel nacional incluyendo los Sistemas Aislados y el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional [SEIN], alcanzó los 4,899 GWh, valor que descendió 1.2% respecto al mes de diciembre del año anterior”, debido principalmente al efecto de la paralización de actividades dispuesto por el gobierno para detener la propagación del coronavirus.

El consumo de energía eléctrica es uno de los indicadores que se utiliza para el cálculo del Producto Bruto Interno del país. Para diciembre del 2020, de acuerdo a lo publicado por el Banco Central de Reserva del Perú, el PBI tuvo una contracción de -11.0% con respecto al año 2019 (Banco Central de Reserva del Perú [BCRP], s. f.).

El crecimiento de la demanda en los últimos años, previo al inicio de la pandemia fue en promedio 5.3% anual.

Figura 2

Evolución de la demanda de energía



Fuente: elaboración propia basado en Instituto Nacional de Estadística e Informática [INEI] (2019)

1.2. Plan de transmisión

De acuerdo a lo indicado en el artículo n° 13 de la Ley 28832 (23 de julio de 2006), el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional [COES] es el responsable de elaboración del Plan de Inversiones de Transmisión que debe ser aprobado por el Ministerio de Energía y Minas con la aprobación previa del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería [OSINERGMIN].

Este Plan de Inversiones de Transmisión tiene un horizonte de 10 años y busca la participación activa de cada uno de los agentes, a través de audiencias públicas e intercambio de información con los interesados.

El Plan de Inversiones de Transmisión es actualizado por el OSINERGMIN cada dos años, recalculando el periodo de vigencia de 10 años contados a partir del año de actualización.

Este mecanismo se inició con el Primer Plan de Transmisión 2011-2020, que tuvo actualizaciones cada dos años como se indica a continuación: 2013-2022, 2015-2024, 2017-2026 y 2019-2028.

A la fecha se encuentra vigente el Plan de Transmisión 2021-2030.

El Plan de Transmisión incluye instalaciones del sistema garantizado y complementario de transmisión.

1.2.1. Marco regulatorio para empresas transmisoras

El Marco Regulatorio para cualquier empresa que desarrolla actividades energéticas en el Perú se enmarca dentro del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas (6 de noviembre de 1992) y el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas aprobado con Decreto Supremo N° 009-93-EM (25 de febrero de 1993).

Dentro de la Ley de Concesiones Eléctricas se creó el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional [COES] y la Comisión de Tarifas Eléctricas [CTE]. La CTE se convirtió posteriormente en el Organismo Supervisión de la Inversión en Energía (OSINERG) y finalmente en el Organismo Supervisión de la Inversión en Energía y Minería [OSINERGMIN].

OSINERGMIN es el organismo del Estado que fiscaliza y supervisa todas las actividades del sector eléctrico. Dentro de sus funciones también se encuentra la revisión, aprobación y fiscalización del cumplimiento de los Planes de Inversión de Transmisión.

El COES es el organismo que está conformado por:

Agentes del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional [SEIN], cuya finalidad es coordinar la operación de corto, mediano y largo plazo del SEIN al mínimo costo, preservando la seguridad del sistema, el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos, así como planificar el desarrollo de la transmisión del SEIN y administrar el Mercado de Corto Plazo. (Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional [COES], s. f., párr. 1).

Según la Ley N° 28832: Ley para asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica (23 de julio de 2006, p. 11), en su artículo n° 20 define que el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional “está conformado por cuatro tipos de instalaciones:

- a. Sistema Garantizado de Transmisión
- b. Sistema Complementario de Transmisión
- c. Sistema Principal de Transmisión

d. Sistema Secundario de Transmisión”

Para el presente trabajo y desde el punto del reconocimiento tarifario, tomaremos la definición del Reglamento de Transmisión, aprobado con Decreto Supremo N° 027-2007-EM (17 de mayo del 2007), que define el Sistema Garantizado de Transmisión [SGT] y el Sistema Complementario de Transmisión [SCT].

De acuerdo al artículo n° 2: “El SGT está conformado por todas aquellas instalaciones incluidas en el Plan de Transmisión que se construyen como resultado de un proceso de licitación” (p. 9). En este caso los que resulten ganadores de la licitación y futuros titulares deben suscribir un contrato de concesión definitiva con el MINEM, por un periodo de tiempo definido en función de la vida útil del proyecto.

Conforme el artículo n° 3:

El SCT está conformado por todas aquellas instalaciones del Plan de Transmisión construidas por iniciativa propia de los Agentes; Instalaciones del sistema de Transmisión a que se refiere el literal c) del Artículo 27° de la Ley; las instalaciones construidas por los Distribuidores, que no se encuentran incluidas dentro del Plan de Transmisión; toda otra instalación que no se encuentra incluida dentro del Plan de Transmisión. (p. 9).

En este caso los titulares deben suscribir un contrato de concesión definitiva con el MINEM, excepto cuando se trate de distribuidores para instalaciones de transmisión ubicadas dentro de su zona de concesión.

1.2.2. Sistema garantizado de transmisión

Como se mencionó anteriormente para instalaciones que pertenecen al Sistema Garantizado de Transmisión el Ministerio de Energía y Minas o la Agencia de Promoción de la Inversión Privada [PROINVERSION] por encargo del MINEM realizan licitaciones públicas.

El ganador firma el contrato de Concesión Definitiva por un periodo de 30 años, luego de los cuales las instalaciones son devueltas sin ningún costo al Estado peruano (Contrato BOOT: Build, Own, Operate and Transfer).

La remuneración de las inversiones y los costos de operación y mantenimiento son calculadas para el periodo de 30 años, con una tasa de actualización del 12%, de acuerdo con lo establecido en el artículo n° 79 de la Ley de Concesiones Eléctricas (Decreto Ley N° 25844. Ley de Concesiones Eléctricas, 6 de noviembre de 1992).

1.2.3. Sistema complementario de transmisión

Previo a su construcción, las instalaciones del Sistema Complementario de Transmisión deberán contar con un estudio aprobado por el COES que determine que la nueva instalación no perjudica la seguridad ni la fiabilidad del SEIN.

OSINERGMIN establece el monto máximo de reconocimiento de cada instalación en función de los criterios establecidos en la Ley de Concesiones Eléctricas para Sistemas Secundarios de Transmisión.

Estos se basan en un sistema de valorización a módulos estándares fijados por el OSINERGMIN que son actualizados en forma anual con información reportada por cada uno de los agentes.

La compensación por la inversión y los gastos de operación y mantenimiento se calculan para un periodo de 30 años con una tasa de descuento del 12% de acuerdo a lo establecido por el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas (6 de noviembre de 1992).

1.2.4. Plan de inversiones de transmisión

El Plan de Inversiones de Transmisión [PIT] es el conjunto de instalaciones de transmisión que requiere sean construidas y puestas en operación en un periodo determinado de tiempo por las empresas concesionarias.

El plan es elaborado por la empresa concesionaria con un horizonte de 10 años y tiene como finalidad cubrir la demanda proyectada de energía y mejorar la confiabilidad del sistema eléctrico.

Dicho plan es aprobado por el OSINERGMIN y tiene vigencia durante un periodo de 4 años.

Este Plan de Inversiones de Transmisión sólo considera instalaciones dentro del Sistema Complementario de Transmisión y puede ser ejecutado por los agentes por adjudicación directa sin necesidad de una licitación.

El Plan de Inversiones de Transmisión vigente es el correspondiente al periodo 2017-2021 y consta de 1,199 elementos asignados a cada empresa concesionaria titular.

La distribución de los elementos según el tipo de empresa, se detalla en la Figura 3.

Figura 3

Plan de inversiones transmisión 2017-2021



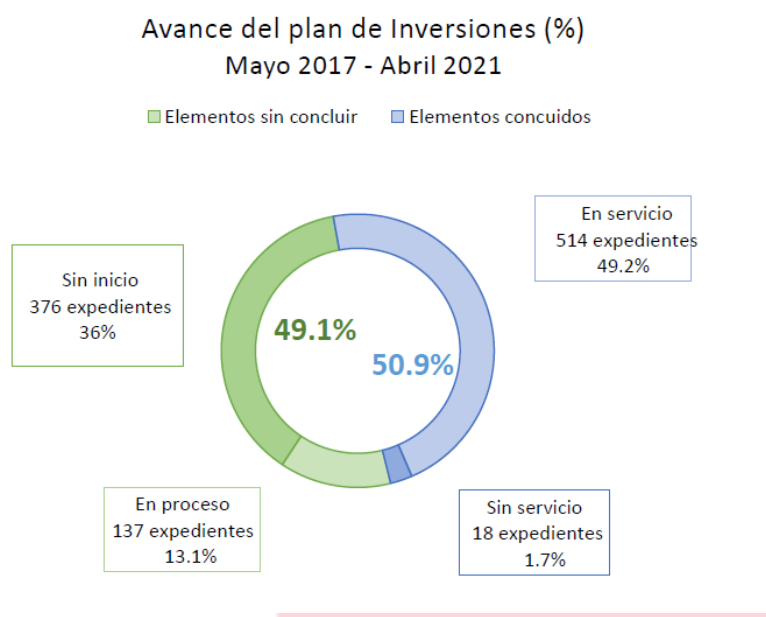
Fuente: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería [OSINERGMIN] (2021b), figura 2

La ejecución del Plan de Inversiones de Transmisión es de carácter obligatorio y su cumplimiento es fiscalizado por el OSINERGMIN. El incumplimiento en la ejecución genera la aplicación de sanciones pecuniarias que varían en función del monto valorizado de cada instalación.

Según lo informado por OSINERGMIN (2021^a, p. 9), del Plan de Inversiones ya se han concluido el 50.9% de elementos (instalaciones) previstos (49.2% concluidas y en servicio y 1.7% concluidas pero no se encuentran en servicio) y el 49.1% no se ha concluido (13.1% se encuentra en proceso y el 36% aún no inicia el proyecto).

Figura 4

Avance del Plan de Inversiones Transmisión 2017-2021



Fuente OSINERGMIN (2021^a), p. 10

UNIVERSIDAD DE PIURA

Capítulo 2. Luz del Sur S.A.A.

2.1. Reseña de la empresa

Antes de los años noventa, todas las actividades del mercado eléctrico peruano eran administradas por el Estado, a través de empresas estatales que tenían una jurisdicción dentro del territorio geográfico del Perú.

Durante el gobierno de Alberto Fujimori se inició el proceso de privatización del sector eléctrico por medio de licitaciones públicas internacionales.

En la ciudad de Lima existía la empresa estatal distribuidora de electricidad llamada Electrolima, a fin de no generar un gran monopolio al momento de licitar esta distribuidora, se crearon dos empresas: Edelnor y Edelsur.

En el año 1994, Ontario Quinta A.V.V. adquirió al Estado Peruano el 60% de las acciones de la Empresa Edelsur y como socio mayoritario inició la administración de la misma renombrándola 2 años después como Luz del Sur S.A.A.

En el año 1996, el mismo grupo adquirió la Empresa de Distribución Eléctrica de Cañete (EDECAÑETE S.A.).

Luego de una serie de adquisiciones y ventas en las que tuvieron participación las empresas PSEG, AEI y Sempra Energy, finalmente en el año 2014 Sempra Energy se hizo con el 83.64% del capital social de la empresa.

En el año 2012, Luz del Sur inició la construcción de la Central Hidroeléctrica Santa Teresa, de casi 100 MW, ubicada en el departamento de Cuzco, la misma que ingresó en operación en el año 2014.

Posteriormente, se crea la empresa Inland Energy S.A.C. para que se encargue de las actividades de generación que desarrollará la empresa en el Perú. Luz del Sur inició un proceso de transferencia de todos sus activos de generación, el mismo que concluyó en el 2018.

El 30 de setiembre del 2019 se anunció el acuerdo de adquisición por parte de China Yangtze Power International (Hongkong) Co., Limited de la participación de Sempra Energy en el accionariado de Luz del Sur, transacción que se realizó el 16 de abril del 2020. (Luz del Sur S.A.A., 2021, p. 11).

Al año 2019 atiende a 1,165,564 clientes dentro de su zona de concesión de 3,500 km² que abarca 30 municipios ubicados en la parte sur de la ciudad de Lima. Así como distritos de las provincias de Cañete y Huarochirí, los mismos que en conjunto incluyen más de 5 millones de habitantes (Luz del Sur S.A.A., 2020, p. 19 y 22).

2.2. Principales indicadores financieros de la empresa

“Durante el año 2019, los ingresos operativos ascendieron a S/ 3,267.3 millones, cifra superior en 4.81% respecto al año 2018”. La rentabilidad sobre las ventas (ROS) fue de 17.8%. El índice de liquidez del año 2019 fue de 0.6. La ganancia por acción fue de S/ 1,196 por acción, monto superior en 8% respecto al año 2018 (Luz del Sur S.A.A., 2020, p. 42).

Tabla 1

Ganancia por acción de Luz del Sur S.A.A.

Ganancia (en miles S/)	2019	2018
Antes de impuesto a las ganancias	830.085	763.944
Impuesto a las ganancias	(247.627)	(224.740)
Ganancia neta del 1 de enero al 31 de diciembre	582.458	539.204
Por acción (Soles)	1,196	1,107

Fuente: Luz del Sur S.A.A. (2020), p. 42

2.3. Determinación del CAPM

2.3.1. Consideraciones

Para la evaluación del valor de los activos de la Luz del Sur utilizaremos el método del CAPM (Capital Asset Pricing Model).

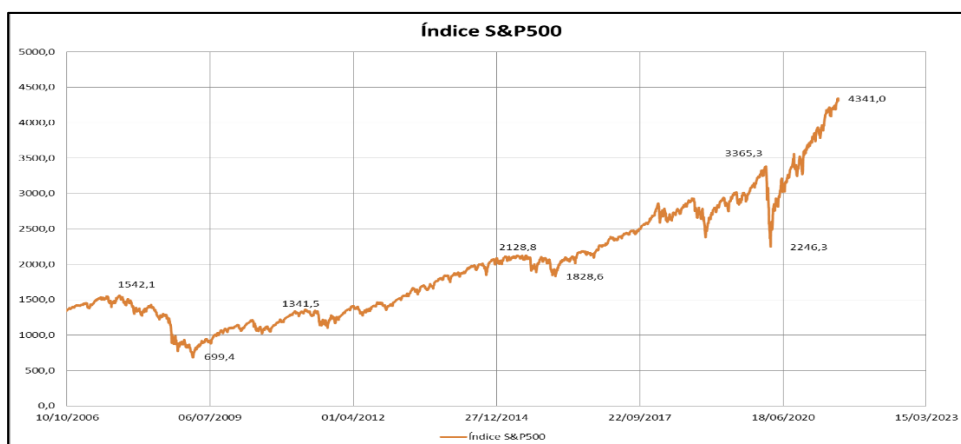
El índice de referencia a utilizar será el Índice Standard & Poors 500 (S&P 500) que comprende a las 500 empresas estadounidenses más grandes que cotizan en la bolsa de valores de New York.

Se eligió S&P 500 por ser un índice de renombre mundial y tiene más de 50 años utilizándose como una referencia válida para referenciar el comportamiento del mercado bursátil.

En la Figura 5 se presenta el comportamiento del índice S&P 500 desde el año 2006 a la fecha.

Figura 5

Comportamiento del índice S&P 500 2006 en adelante



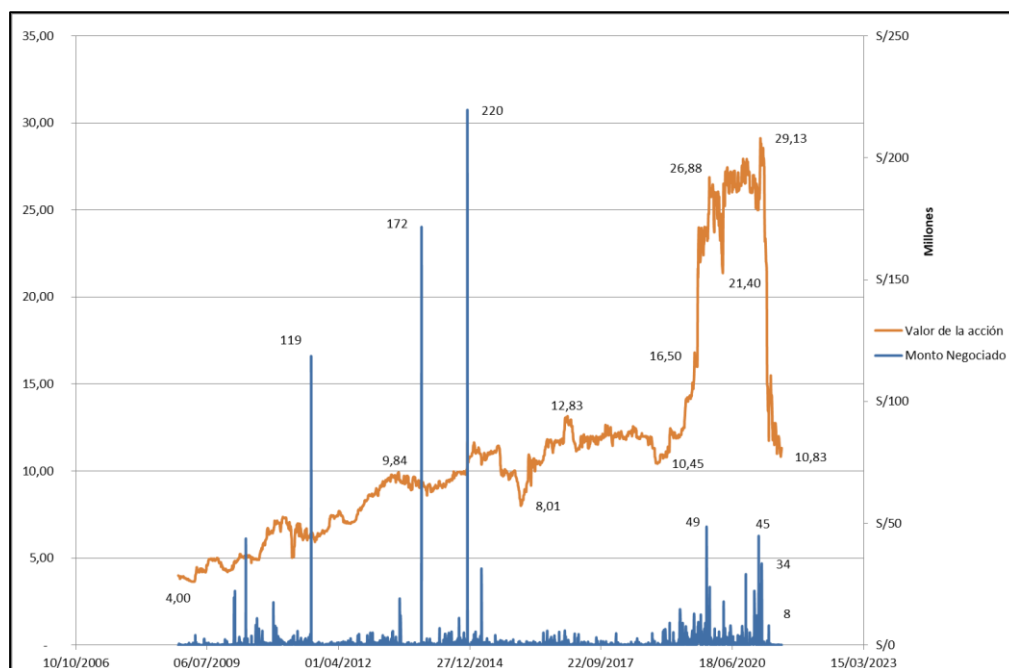
Fuente: elaboración propia basado en Investing.com (2021)

Se verifican dos fuertes descensos del índice: el primero, durante la Crisis Financiera Global del 2008 y, el segundo, debido a pandemia causada por el Covid-19 reflejada en el año 2020.

En la Figura 6 se muestran los valores de cotización en soles (eje lado derecho) y los montos negociados en millones de soles de las acciones de Luz del Sur (eje lado izquierdo), desde el año 2008 a la fecha.

Figura 6

Costo promedio de la acción y montos negociados de Luz del Sur



Fuente: elaboración propia basado en Bolsa de Valores de Lima (2020)

El comportamiento de la acción es ascendente, aunque tiene algunos descensos en el año 2016 y 2018 debido a cambio en temas regulatorios que afectaron los ingresos tarifarios de los cuales depende la empresa.

A partir del año 2019 se aprecia un incremento sostenido del valor de la acción, que obedece a la compra de la empresa por parte del grupo económico China Three Gorges Corporation, a través de su subsidiaria China Yantgze Power.

Se puede concluir también que este incremento obedece a la adquisición de la empresa, porque luego de la Oferta Pública de Adquisición (OPA) realizada el 29 de enero del 2021, el valor de la acción disminuye hasta llegar a S/ 10.83.

2.3.2. Cálculo del beta

En el presente trabajo se utilizarán dos metodologías para el cálculo del beta: primero, estadísticamente y, segundo, como promedio del beta del sector.

2.3.2.1. Beta estadístico. Para el cálculo del beta estadístico se utilizará la metodología de Grinblatt y Titman (2002) usando los valores mensuales de las rentabilidades del Índice S&P 500 y de Luz del Sur.

Inicialmente se calculó la rentabilidad esperada, desviación estándar, varianza y covarianza del mercado (S&P 500) y de Luz del Sur [LDS].

Tabla 2

Beta estadístico

Resultados con data mensual			S&P 500	LDS
1	Rentabilidad esperada	R	1.07%	0.80%
2	Desviación estándar	σ	4.13%	6.94%
3	Riesgo (varianza)	σ^2	0.00170	0.00482
4	Covarianza	Cov	0.000524	

Fuente: elaboración propia basado en Investing.com (2021); Bolsa de Valores de Lima (2020)

El beta se define como la relación entre la covarianza de Luz del Sur y S&P, dividido entre la varianza del índice S&P 500 (mercado).

$$\beta = \frac{Covarianza_{Empresa, Mercado}}{Varianza_{Mercado}}$$

Cálculo del beta estadístico

Beta = 0.31

Este beta debe ser ajustado en el tiempo dado que siempre tenderá al valor de 1, para ello se utilizará la fórmula de ajuste de beta de Bloomberg:

$$\beta_{ajustado} = \frac{2}{3}\beta_{regresión} + \frac{1}{3}$$

A continuación se muestra el beta ajustado:

Beta ajustado = 0.54

Este beta hallado estadísticamente ya es un beta apalancado.

2.3.2.2. Beta del sector. Luz del Sur S.A.A. pertenece al sector energía. Para el presente trabajo se tomará como referencia la data de Damodaran del sector Potencia (Power) para mercados emergentes.

En esta data se consideran las 65 empresas más representativas de los mercados emergentes, dentro de las cuales se encuentra Luz del Sur S.A.A.

El beta promedio desapalancado del sector Potencia para mercados emergentes en el periodo 2018-2021 es 0.55.

El beta desapalancado se apalancará teniendo en cuenta la estructura de endeudamiento que obedece a las Políticas de la Dirección de Luz del Sur, para ello se utilizará la fórmula que se detalla a continuación:

$$\beta_{ap(LAP)} = \beta_{no.ap} * (1 + (1-t) * (D/E))$$

Para el cálculo de la relación deuda y patrimonio, se han tenido en cuenta las siguientes consideraciones:

- La tasa impositiva del Perú (t) es del 30%.
- El valor de la deuda de Luz del Sur ha sido extraído de los Estados Financieros 2020, correspondiéndole el valor de miles S/ 2,295,729.
- Para determinar el valor del patrimonio no se tomará en cuenta la capitalización bursátil de Luz del Sur entre setiembre 2019 y enero 2021, dado que no reflejan el valor real de la acción de Luz del Sur, al estar influenciado por el proceso de compra.
- Por lo tanto, para el cálculo del valor del patrimonio se tomará en cuenta la capitalización bursátil de Luz del Sur al 8 de julio del 2021, correspondiéndole una capitalización de miles S/ 5,371,074.

Al realizar los cálculos correspondientes se obtiene el beta de Luz del Sur que se presenta en la Tabla 3.

Tabla 3

Cálculo de beta del sector

Cálculo de beta por industria			Valor
1	Beta desapalancado	β	0.55
2	Tasa impositiva	t	30%
3	Beta LDS	β	0.71

Fuente: elaboración propia basado en Investing.com (2021); Bolsa de Valores de Lima (2020)

El beta de Luz del Sur al ser menor a 1, indica que es un beta conservador y estable, es decir que ante una variación del mercado no implica una variación de la acción de la empresa.

Esto se debe a que Luz del Sur es una empresa concesionaria con un monopolio natural, ubicada dentro de una zona de concesión definida y con un crecimiento orgánico estable.

Para el presente trabajo el beta a utilizar será el beta por industria que es el más representativo para Luz del Sur.

2.3.3. Cálculo del CAPM

El CAPM (Cost Assest Price Model) es un modelo de valoración de los activos financieros de una compañía.

$$CAPM = R_f + \beta * (R_m - R_f) + R_p$$

Donde:

R_f : Tasa de libre riesgo

β : Beta de la empresa a evaluar

$(R_m - R_f)$: Prima de riesgo

R_p : Riesgo país

Para el presente estudio se han tomado en cuenta las siguientes consideraciones:

- Para la tasa de libre de riesgo (R_f) se han tomado en cuenta la rentabilidad de los bonos a 10 años de Estados Unidos de Norteamérica. Este valor es de 1.469%, que corresponde al rendimiento de estos bonos según Wall Street Journal al 30 de junio del 2021 (The Wall Street Journal, 2021).

Figura 7

Rentabilidad de bonos según Wall Street Journal



Fuente: The Wall Street Journal (2021)

- Para el beta se utilizará el beta de Luz del Sur que fue calculado anteriormente y que corresponde a 0.71.
- Para el cálculo del Rendimiento del Mercado (Rm) se utilizará el rendimiento anual del índice S&P 500 promedio entre los años 2006-2021. El valor del calculado del mercado Rm es de 8.89%.
- Para el Riesgo País (Rp) se ha tomado el dato de la fuente Damodaran para Perú en el año 2020, correspondiéndole el valor de 5.39%.

Tabla 4

Datos para el cálculo del CAPM

Datos			Valor
1	Tasa de libre riesgo	Rf	1.47%
2	Tasa impositiva	T	30%
3	Rentabilidad del mercado	Rm	8.89%
4	Riesgo país	Rp	5.39%
5	Prima de libre riesgo	Rm-Rf	7.42%
6	Beta LDS	β	0.71%

Fuente: The Wall Street Journal (2021); Damodaran online (2021)

Con estas consideraciones el valor del CAPM para Luz del Sur es de 12.2%.

Este es el valor del costo de las acciones ($K_e=12.2\%$).

2.4. Determinación del WACC

Para el cálculo del WACC (Weighted Average Cost Capital) se utilizará como información los estados financieros de la empresa, publicados por la Superintendencia de Banca y Seguros [SBS] a fin de calcular la estructura deuda/capital de la empresa.

$$WACC = K_d * \frac{D}{(E+D)} * (1-T) + K_e * \frac{E}{(E+D)}$$

2.4.1. Cálculo del costo de la deuda

Es el costo de la deuda de la empresa (K_d); es decir, la tasa de interés a la cual la empresa consigue su financiamiento.

Luz del Sur es una empresa que ha decidido por política interna emitir bonos para su financiamiento los cuales tienen una duración entre 8 y 15 años.

A fin de definir una tasa de interés para Luz del Sur, se han tomado en cuenta los bonos corporativos vigentes a la fecha, con las tasas de interés de cada uno de ellos.

Tabla 5**Bonos vigentes de Luz del Sur**

Item	Bonos	Emisión	Fecha colocación	Fecha fin	Saldo (Millones S/)	Tasa
1	Segundo Programa de Emisión de Bonos Corporativos	2da emisión	26/10/2011	26/10/2021	27,2	7,10%
2	Segundo Programa de Emisión de Bonos Corporativos	6ta emisión	29/10/2012	29/10/2022	77,6	5,30%
3	Segundo Programa de Emisión de Bonos Corporativos	9na emisión	20/12/2013	20/12/2021	83,5	7,00%
4	Segundo Programa de Emisión de Bonos Corporativos	10ma emisión	12/02/2014	12/02/2022	84,6	7,40%
5	Tercer Programa de Emisión de Bonos Corporativos	1era emisión	05/06/2014	05/06/2024	139	6,70%
6	Tercer Programa de Emisión de Bonos Corporativos	2da emisión	03/09/2015	03/09/2026	81,2	8,80%
7	Tercer Programa de Emisión de Bonos Corporativos	3ra emisión	22/09/2014	22/09/2029	143,2	6,90%
8	Tercer Programa de Emisión de Bonos Corporativos	4ta emisión	14/07/2016	14/07/2025	164,1	6,50%
9	Tercer Programa de Emisión de Bonos Corporativos	5ta emisión	07/02/2017	07/02/2023	162,5	6,40%
10	Tercer Programa de Emisión de Bonos Corporativos	6ta emisión	14/12/2017	14/12/2027	161,8	5,90%
11	Tercer Programa de Emisión de Bonos Corporativos	7ta emisión	30/10/2018	30/10/2028	167,3	7,00%
12	Tercer Programa de Emisión de Bonos Corporativos	8va emisión	02/04/2019	03/04/2026	82,8	5,75%
13	Cuarto Programa de Emisión de Bonos Corporativos	1era emisión	17/10/2019	18/10/2034	168,5	5,20%

Fuente: elaboración propia basado en Pizarro (2021), p. 11

El costo de la deuda (K_d) será el promedio ponderado del costo de los bonos corporativos vigentes a la fecha.

Este valor de K_d es de 6.5%.

2.4.2. Estructura de endeudamiento

La estructura de endeudamiento de Luz del Sur ha sido obtenida de los Estados Financieros 2020 y de la capitalización bursátil a la fecha.

Tabla 6**Estructura de endeudamiento de Luz del Sur**

Deuda (miles S/)	D	2,295,729
Capitalización bursátil (miles S/)	E	5,371,074
Porcentaje de la deuda	$D/(D+E)$	29.9%
Porcentaje del patrimonio	$E/(D+E)$	70.1%

Fuente: elaboración propia basado en Pizarro (2021), p. 1

2.4.3. Tasa impositiva

La tasa impositiva en el Perú es del 30%.

2.4.4. Costo de las acciones

El costo de las acciones (K_e) ya fue calculado anteriormente y es de 12.2%.

2.4.5. Cálculo del WAAC

Con los datos anteriores se calcula el WACC de Luz del Sur, que es de 9.88%.

Este dato nos servirá para evaluar los proyectos de inversión que Luz del Sur debe ejecutar de acuerdo al Plan de Inversiones de Transmisión aprobado por OSINERGMIN.

Se debe tener en cuenta la tasa de retorno de los proyectos de transmisión de acuerdo a lo indicado en el Artículo n° 79 de la Ley de Concesiones Eléctricas. Esta tasa de retorno (TIR) es del 12%.

2.5. Criterios para la aprobación de proyectos de inversión en transmisión

Para realizar el análisis de un proyecto se deben tener en cuenta no solo los indicadores financieros del mismo, sino también el impacto en la estrategia de la empresa que conlleva la ejecución de los mismos.

En unos casos, algunos de los proyectos no serán rentables desde el punto de vista financiero pero, debido a que impactan positivamente en la imagen de la empresa y están alineados con sus objetivos estratégicos, se aprueba la ejecución de los mismos.

A continuación, se resumen los principales indicadores que se tendrán en cuenta para el análisis de los proyectos.

2.5.1. Indicadores estratégicos

2.5.1.1. Calidad de servicio eléctrico. Proyectos que contribuyen con la mejora en el desempeño eléctrico de la red, como por ejemplo, la mejora de los niveles de tensión en voltios de las instalaciones de transmisión.

A continuación se detalla la valoración de este indicador:

- Mejora en los niveles de tensión del 5%: Impacto alto.
- Mejora en los niveles de tensión del 2%: Impacto medio.
- Mejora en los niveles de tensión menor del 2%: Impacto bajo.

2.5.1.2. Confiabilidad de servicio eléctrico. Proyectos que al ejecutarse permiten garantizar el retiro fuera de servicio de una instalación similar sin interrumpir el servicio de energía eléctrica.

Un ejemplo de este tipo de proyecto es la construcción de una nueva línea de transmisión de características similares a una existente, que asume toda la energía suministrada ante la salida fuera de servicio de la otra línea.

Por lo tanto, si influye en la reducción de los factores de utilización (fu) de los otros elementos asociados al proyecto, tiene un impacto en la confiabilidad del servicio eléctrico.

La valoración de este indicador será:

- Factor de utilización (fu) menor a 0.5: Impacto alto.
- Factor de utilización (fu) entre 0.5 y 0.75: Impacto medio.
- Factor de utilización (fu) mayor a 0.75: Impacto bajo.

2.5.1.3. Imagen de la empresa. Proyectos que implican la utilización de nuevas tecnologías que conllevan a un reconocimiento de empresa de vanguardia en la utilización de tecnología de última generación.

La valoración de este índice será:

- Uso de tecnologías nuevas: Impacto alto.
- Uso de tecnologías tradicionales y nuevas: Impacto medio.
- Uso de tecnologías tradicionales: Impacto bajo.

2.5.2. Indicadores financieros

Dado que la inversión comprometida para estos proyectos debe generar una rentabilidad para la empresa, se considerarán los siguientes indicadores:

2.5.2.1. Plazo de recuperación del proyecto (*payback*). Mediremos el retorno de la inversión de los proyectos en función de la utilidad generada por el mismo.

El plazo de recuperación es de 30 años de acuerdo a OSINERGMIN; pero, con la finalidad de reducir el *payback*, la empresa ha definido los siguientes criterios:

- *Payback* menor a 20 años: Impacto alto.
- *Payback* entre 20 a 25 años: Impacto medio.
- *Payback* mayor a 25 años: Impacto bajo.

2.5.2.2. Valor actual neto de los flujos futuros (VAN). Este indicador nos permite evaluar la rentabilidad del proyecto, considerando los flujos futuros del mismo en el periodo de 30 años, pero en valor presente respecto de la inversión realizada.

- VAN positivo y mayor al 10% de la inversión: Impacto alto.
- VAN positivo entre 5% y 10% de la inversión: Impacto medio.
- VAN menor al 5% de la inversión: Impacto bajo.

2.5.2.3. Tasa interna de retorno (TIR). Indicador clave para poder comparar la tasa de retorno del proyecto versus la WACC de Luz del Sur.

El WACC de Luz del Sur es 9.88%.

- TIR mayor al 11%: Impacto alto.
- TIR entre 10% y 11%: Impacto medio.
- TIR menor al 10%: Impacto bajo.

2.5.2.4. Beneficio/costo. Ratio que mide la relación a valor presente de los ingresos comparados con los costos de un proyecto (incluye el monto de la inversión del año 0).

- Relación beneficio/costo mayor a 1.10: Impacto alto.
- Relación beneficio/costo entre 1.05 y 1.10: Impacto medio.
- Relación beneficio/costo menor a 1.05: Impacto bajo.

2.5.2.5. Valor incremental que genera el proyecto para las acciones. Impacto en el crecimiento de los beneficios de la empresa de los flujos futuros por efecto de la rentabilidad de los proyectos.

- Valor incremental mayor al 10% de los dividendos: Impacto alto.

- Valor incremental entre 5% al 10% de los dividendos: Impacto medio.
- Valor incremental menor al 5% de los dividendos: Impacto bajo.

2.5.3. Indicadores técnicos

Estos indicadores están relacionados con la factibilidad técnica de ejecución de los proyectos dentro de los plazos requeridos. Para ello, se debe tener en cuenta los trámites a realizar, interferencias con otros proyectos, paralización de actividades, etc.

Los índices a considerar son:

2.5.3.1. Instrumento ambiental. Cualquier actividad de ampliación o nueva instalación de transmisión de acuerdo a la Ley N° 28611: Ley General de Medio Ambiente en Perú (15 de octubre de 2005) debe contar con un instrumento ambiental para poder medir el impacto del mismo en el entorno que lo rodea.

En función de su complejidad, los instrumentos ambientales tienen la siguiente caracterización (Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental [OEFA], 2016, p. 51):

- Informe Técnico Sustentatorio [ITS]. Instrumento ambiental para modificaciones menores en las instalaciones que no generan un impacto ambiental significativo en su entorno.

Es revisado por el Servicio Nacional de Certificación Ambiental [SENACE], dependencia que depende del Ministerio del Ambiente.

Es el instrumento ambiental que, generalmente, corresponde realizar cuando se ejecutarán ampliaciones en subestaciones de transmisión.

La duración del trámite hasta su aprobación es de, aproximadamente, entre 2 a 4 meses.

- Declaración de Impacto Ambiental [DIA]. Instrumento ambiental para las instalaciones que generan un impacto ambiental medio en su entorno.

Considera hacer de conocimiento de los municipios e instituciones más representativas dentro del entorno del proyecto.

Para las nuevas instalaciones de transmisión (líneas o subestaciones) corresponde elaborar este instrumento.

La duración del trámite hasta su aprobación es de, aproximadamente, entre 4 a 6 meses.

- Estudio de Impacto Ambiental Semidetallado [EIA-sd]. Instrumento ambiental para las instalaciones que generan un gran impacto ambiental en su entorno.

Considera hacer de conocimiento de los municipios e instituciones más representativas dentro del entorno del proyecto, así como es necesaria la participación y aprobación ciudadana del proyecto.

La duración del trámite hasta su aprobación es de, aproximadamente, entre 6 a 12 meses.

El Estudio de Impacto Ambiental Detallado (EIA-d) no aplica para empresas que desarrollan actividades de distribución dentro de una zona de concesión, por ello no aparece dentro de los instrumentos ambientales a considerar.

La valoración del índice al referirse a la factibilidad, mientras represente menos tiempo para aprobación, tendrá un impacto alto en el desarrollo del proyecto:

- ITS requerido. Factibilidad del proyecto alta.
- DIA requerido. Factibilidad del proyecto medio.
- EIA-sd requerido. Factibilidad del proyecto bajo.

2.5.3.2. Generación de polvo y ruidos. Los trabajos que se realizan generan polvo y ruido, los mismos que, dependiendo del lugar donde se realicen, pueden o no generar reclamos por parte de la población.

Generalmente, los trabajos para la construcción de líneas de transmisión, al realizarse en la vía pública, son los que pueden generar reclamos y fiscalizaciones por parte de la autoridad, lo cual implican multas o paralización de los trabajos influenciado en los tiempos de ejecución de los proyectos.

En el caso de subestaciones de transmisión, los trabajos se realizan dentro de un recinto cerrado, por lo que la probabilidad de multas o paralizaciones es menor.

La valoración de este indicador será:

- Desarrolla trabajos en recintos cerrados. Factibilidad del proyecto, alta.
- Desarrolla trabajos en recintos cerrados y vías públicas. Factibilidad del proyecto, medio.
- Desarrolla trabajos en vía pública. Factibilidad del proyecto, baja.

2.5.3.3. Interferencia con proyectos de terceros. Al desarrollar un proyecto se deben tener en cuenta que existen servicios actuales o proyectos futuros que pueden interferir con el proyecto a cargo de Luz del Sur.

Para el caso de las líneas de transmisión, al desarrollarse en vías públicas y cruzar por varios distritos (longitudes de 5 a 10 km.), muchas veces interfiere con proyectos de gas, agua, alcantarillado o nuevos sistemas viales. Por ello, es necesario difundir el proyecto ante los responsables de su administración para determinar si es necesaria alguna modificación para su ejecución.

Esto implica tiempo demandado para las coordinaciones y permisos, con el consiguiente riesgo de paralización por indefiniciones o reprocesos de ingeniería por interferencias.

En el caso de trabajos en subestaciones de transmisión, el riesgo de interferencia es menor.

La valoración de este indicador será:

- Desarrolla trabajos en recintos cerrados. Factibilidad del proyecto, alta.
- Desarrolla trabajos en recintos cerrados y vías públicas. Factibilidad del proyecto, medio.

- Desarrolla trabajos en vía pública. Factibilidad del proyecto, baja.

2.5.3.4. Tiempo de ejecución. OSINERGMIN siempre define el año de la puesta en operación de cada uno de los proyectos, fijándolos en un año en particular.

Dado que es política de la empresa realizar inversiones “Just in Time”, no es factible realizar inversiones con anticipación para la compra de materiales y equipos, por lo que es sumamente importante realizar seguimiento y control del proyecto desde su aprobación hasta su puesta en servicio.

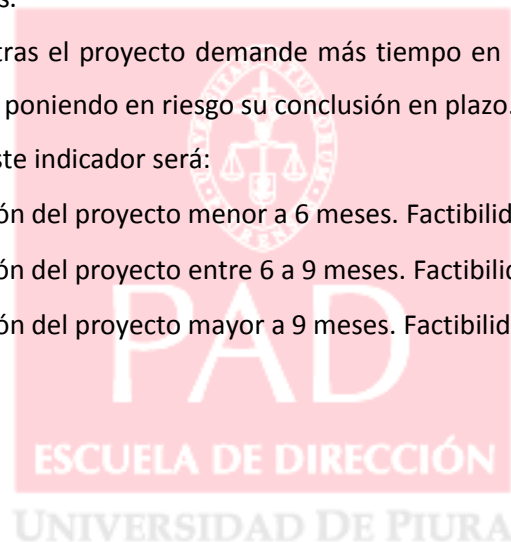
Ampliaciones tienen un tiempo de ejecución de 6 meses por lo que se tiene una holgura en los plazos para poder cumplir con ejecutarlo dentro del año de aprobación.

Nuevas subestaciones o líneas de transmisión tienen un plazo de ejecución de 9 a 12 meses por lo que es necesario enfocarse adecuadamente para evitar incumplir con el plazo de puesta en servicio de las instalaciones.

Por lo tanto mientras el proyecto demande más tiempo en su ejecución se tendrán menos holguras para imprevistos, poniendo en riesgo su conclusión en plazo.

La valoración de este indicador será:

- Tiempo de ejecución del proyecto menor a 6 meses. Factibilidad del proyecto, alta.
- Tiempo de ejecución del proyecto entre 6 a 9 meses. Factibilidad del proyecto, medio.
- Tiempo de ejecución del proyecto mayor a 9 meses. Factibilidad del proyecto, baja.



Capítulo 3. Evaluación de proyectos de inversión

3.1. Marco general

Los proyectos de inversión son valorizados por OSINERGMIN a módulos estándares, que representan cada una de las actividades necesarias para la construcción de un proyecto.

Estos módulos incluyen todos los equipos, materiales, mano de obra, actividades de supervisión, actividades financieras, gastos generales y utilidades necesarios para el desarrollo de las actividades.

Están basados en un diseño eficiente de las instalaciones, optimizando al máximo los componentes.

Los precios de todos los recursos son actualizados en forma anual, teniendo como fuente de referencia las revistas CAPECO, COSTOS y CONSTRUCTIVA para el caso de la mano de obra y rendimientos; y los costos de importación antes de su nacionalización registrados en la ADUANAS para el caso de los materiales y equipos.

3.1.1. Ingresos

El principal ingreso debido a la ejecución del proyecto es la referente a la inversión reconocida del mismo, que se percibe como una anualidad con una tasa de interés del 12%.

Además de la inversión reconocida, OSINERGMIN reconoce un Costo Anual de Operación y Mantenimiento [COYM] para cada uno de los elementos que conforman el proyecto, el mismo que se percibe a partir del año 1 hasta el año 30 luego de la puesta en servicio del proyecto.

Este COYM es un porcentaje de la inversión y tiene dos valores:

- Costo de Operación y Mantenimiento Alta Tensión [COMAT], que es del 3.26% del monto de la inversión.

Para instalaciones de tensiones nominales de 220 y 138 kV.

- Costo de Operación y Mantenimiento Media Tensión [COMT], que es del 4.72% del monto de la inversión.

Para instalaciones de tensiones nominales iguales o menores a 60 kV.

3.1.2. Ingresos incrementales

El proyecto genera ingresos incrementales vinculados a variables técnicas y comerciales del mismo.

3.1.2.1. Ingresos incrementales por pérdidas. Debido al ingreso de nuevas instalaciones, se reducen los factores de utilización de los elementos del sistema, disminuyendo las pérdidas en el hierro y en el cobre de los transformadores de potencia y líneas de transmisión afectadas por el proyecto.

Para valorizar los ingresos generados se debe tener en cuenta el perfil de carga en la zona del proyecto. El perfil de carga varía de un día a otro y de mes a mes, debido a los siguientes factores:

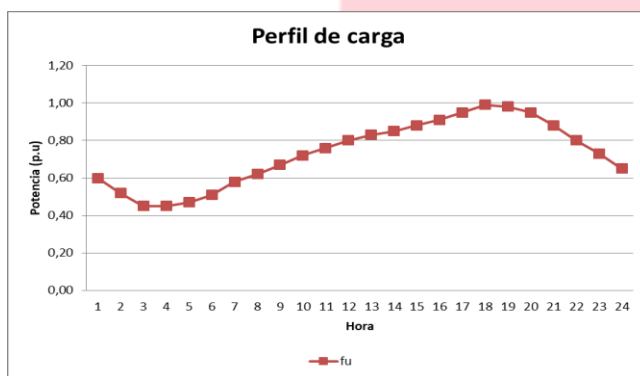
- Tipo de consumidor:

Esto se produce debido a que los clientes del proyecto son distintos: no es lo mismo un consumo industrial que un consumo residencial.

Para el consumo residencial, la máxima demanda, es decir, el máximo consumo de energía durante el día, se encuentra entre las 18:00 y 22:00 horas.

Figura 8

Perfil de carga de clientes residenciales

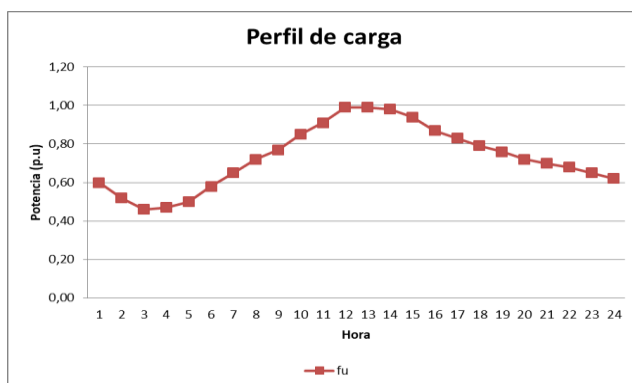


Fuente: elaboración propia

En cambio, para el consumo industrial, la máxima demanda se encuentra entre las 11:00 y 15:00 horas.

Figura 9

Perfil de carga de clientes industriales



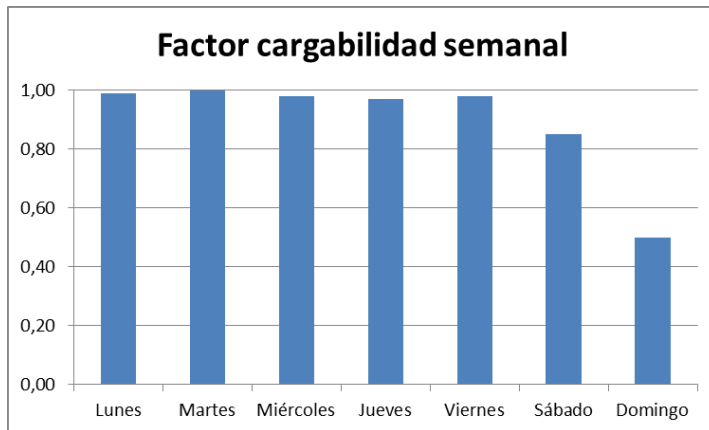
Fuente: elaboración propia

- Variación diaria:

El consumo durante los días de la semana también varía, debido a la paralización de actividades industriales los fines de semana.

Figura 10

Distribución típica de la demanda en una semana



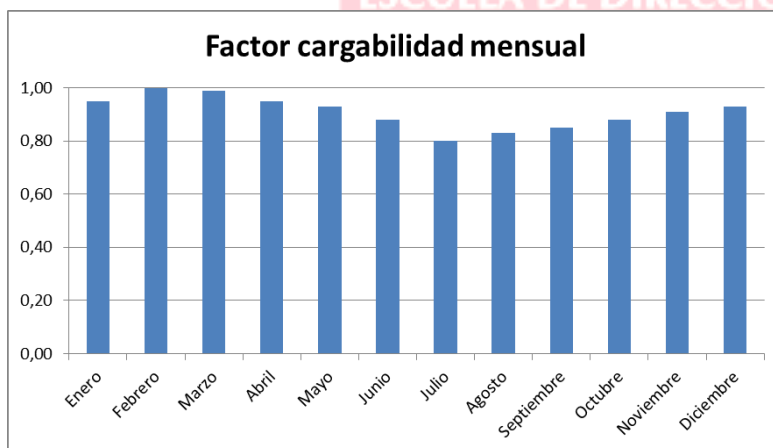
Fuente: elaboración propia

- Variación mensual:

Asimismo, el consumo no es el mismo a lo largo de todo el año; es estacional, se incrementa en los meses de primavera y verano y disminuye en los meses de otoño e invierno.

Figura 11

Distribución típica de la demanda en una semana



Fuente: elaboración propia

El precio de la energía a considerar para los cálculos será el precio de la potencia y energía en barra a nivel generación, en Lima al 4 de julio del 2021.

Tabla 7*Precio de energía a julio 2021*

Datos para evaluación de pérdidas	
Prc. Eq. Energía [S/MWh]	300.80
Tipo de cambio	3.90
Prc. Eq. Energía [US\$/MWh]	77.13

Fuente: elaboración propia basada en OSINERGMIN (2017), p. 2

Los valores de las pérdidas con y sin proyecto son obtenidos de las simulaciones de nuevos flujos de energía en las redes por efecto de la redistribución de cargas debido a los proyectos.

3.1.2.2. Ingresos incrementales por nuevas ventas. Los ingresos incrementales por nuevas ventas de energía se deben a la disponibilidad adicional de potencia para los nuevos clientes.

Para su valorización se toman en cuenta las variaciones diarias y mensuales de la carga así como la tasa de crecimiento anual.

Para los nuevos proyectos, se considerarán:

- Tasa de crecimiento anual 1% para nuevas líneas y ampliaciones de subestaciones de transmisión.
- Tasa de crecimiento anual 3% para nuevas subestaciones de transmisión.

El precio de la energía, considerado para su valoración, es el mismo que se considera para el ingreso incremental por pérdidas de energía.

3.1.2.3. Ingresos incrementales por confiabilidad. Los ingresos incrementales por confiabilidad están basados en las compensaciones a cancelar al usuario de acuerdo a la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos [NTCSE] por la energía dejada de suministrar, debido a una interrupción imprevista por la salida fuera de servicio de una instalación.

El costo de la energía es de US\$/kW 0.35 por MW con el factor asignación que corresponde a los proyectos de transmisión, que es de 6.1%.

Tabla 8*Costo de compensación*

Factor de asignación
MAT = 6.7%
MAT/AT = 4.9%
AT = 13.5%
AT/MT = 6.1%
Costo de compensación
Costo (\$/kWh) = 0.35

Fuente: elaboración propia basado Decreto Supremo N° 020-97-EM. (9 de octubre de 1997), p. 35

3.1.3. Gastos del proyecto

Como gastos del proyecto se consideran los costos de operación y mantenimiento, los cuales, en el presente trabajo se consideran iguales a los ingresos por COYM.

3.1.4. Sensibilidad de los proyectos

Para el caso de la evaluación de la sensibilidad de los proyectos y con la finalidad de evaluar la condición más crítica no se tomará en cuenta los ingresos incrementales.

La sensibilidad de los proyectos será evaluada desde tres puntos de vista:

3.1.4.1. Variación de la inversión. Se realizará una evaluación del proyecto variando en 1% la inversión real a ejecutar hasta llegar a 20% por encima y por debajo de la inversión reconocida.

En este escenario se mantienen fijos los ingresos y gastos del proyecto.

3.1.4.2. Variación de ingresos. Se realiza la variación de los ingresos por efectos de disminución o incremento de la inversión reconocida debido a precios de los materiales, mano de obra, equipos asociados al proyecto.

Los ingresos se varían 1% hasta llegar al 20% por encima y por debajo de los ingresos iniciales por inversión.

En este escenario se mantienen fijos la inversión real que será igual a la reconocida y los gastos del proyecto.

3.1.4.3. Variación de gastos. Se realiza la variación de los Gastos del Proyecto por Operación y Mantenimiento [COYM].

Los gastos se varían 1% hasta llegar al 20% por encima y por debajo de los ingresos iniciales por COYM.

En este escenario se mantienen fijos la inversión real que será igual a la reconocida y los ingresos del proyecto.

3.2. Caso 1. Nueva subestación de transmisión 220/60 kV y líneas asociadas

Para analizar este caso, se tomará la Subestación de Transmisión Los Sauces y líneas asociadas, proyecto aprobado en el Plan de Inversiones de Transmisión 2017-2021 según Resolución de Consejo Directivo N° 192-2018-OS/CD del 17 de diciembre del 2018 (OSINERGMIN, 2018).

3.2.1. Alcance del proyecto

El proyecto involucra la construcción y puesta en servicio de los siguientes elementos:

3.2.1.1. Líneas de transmisión

- Dos líneas trifásicas de transmisión subterráneas 220 kV de 3.20 km. de longitud cada una, desde la subestación Industriales hasta la subestación Los Sauces.

3.2.1.2. Subestación Industriales

- Dos celdas encapsuladas en gas SF6 [GIS] doble barra de 220 kV para las dos nuevas líneas de transmisión.

3.2.1.3. Subestación Los Sauces

- Cinco celdas encapsuladas en gas SF6 [GIS] doble barra de 220 kV: dos para las líneas de transmisión, dos para los transformadores de potencia y uno para el acoplamiento.
- Dos transformadores de potencia trifásicos de 220/10 kV de 50 MVA cada uno.
- Un transformador de potencia trifásico de 220/10 kV de 50 MVA como reserva.
- 15 celdas de media tensión 10 kV: dos celdas 10 kV de llegada, dos celdas de medición 10 kV, una celda de acoplamiento 10 kV y 10 celdas de alimentadores de 10 kV.
- Sala de control.

3.2.2. Flujo de inversión del proyecto

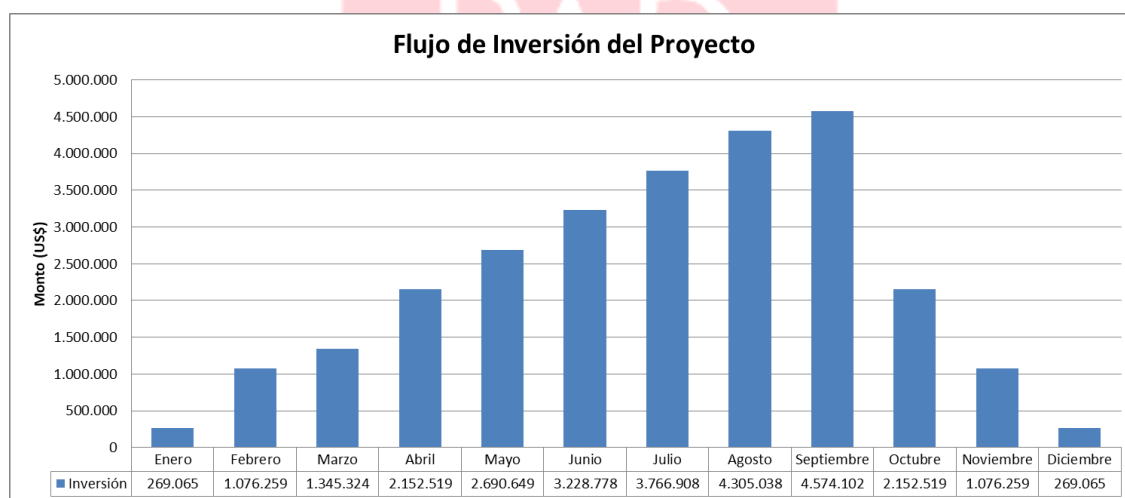
El flujo de inversión del proyecto resume los desembolsos mensuales a realizar durante el proceso de construcción, con la finalidad del prever el financiamiento requerido por la empresa para poder cumplir con las obligaciones de pago.

Como se evidencia, el plazo de ejecución del proyecto es de 12 meses, concentrándose las actividades en los meses de junio a setiembre.

El proyecto se inicia en enero y culmina en diciembre.

Figura 12

Flujo de desembolso anual del proyecto



Fuente: elaboración propia

La curva S del proyecto refleja el avance económico acumulado del mismo (ver Figura 13).

Curva S de desembolso del proyecto



3.2.3.1. Inversión reconocida. El principal ingreso del proyecto es la inversión reconocida por ERGMIN, la cual, en base a los módulos estándares, fue de **US\$ 26.906.485**.

Este proyecto genera una anualidad durante 30 años (CMA: Costo Medio Anual) a una tasa de interés del 12%.

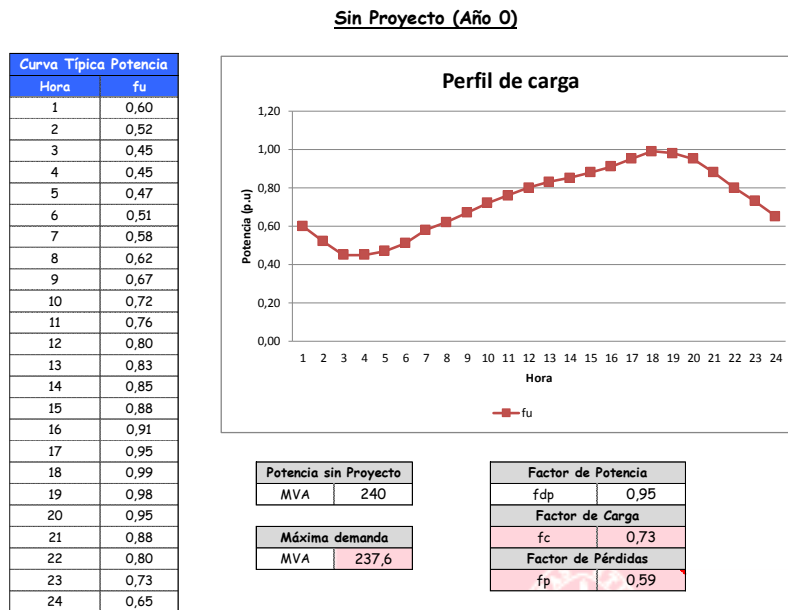
Inversión reconocida por el proyecto

Fuente: OSINERGMIN (2016)

La potencia adicional disponible por el proyecto es de 100 MVA (dos transformadores de 50 MVA cada uno).

Figura 14

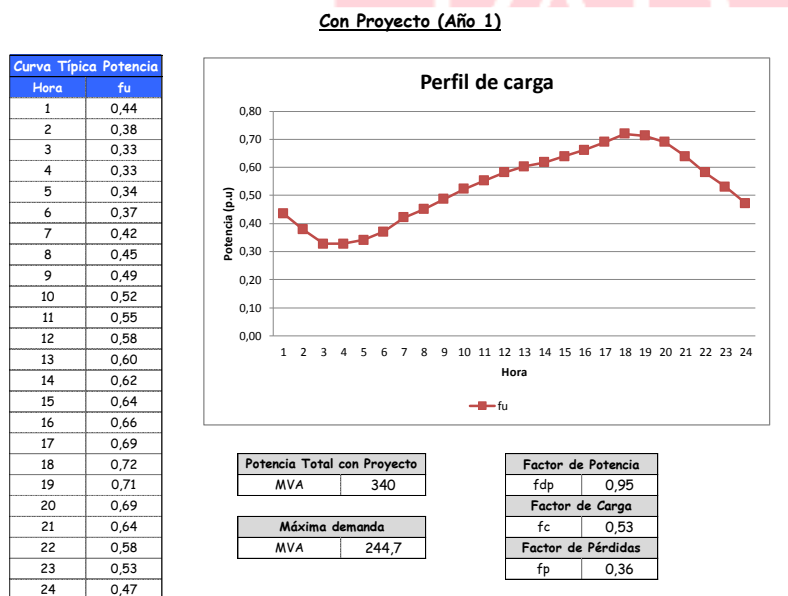
Perfil de carga sin proyecto



Fuente: elaboración propia

Figura 15

Perfil de carga con proyecto



Fuente: elaboración propia

Para este proyecto, de acuerdo a los flujos de energía se estima que el proyecto contribuya con una disminución de las pérdidas de 0.35 MW.

Tabla 11

Disminución de pérdidas

Escenario	Pérdidas LDS (MW)
Sin proyecto	0.40
Con proyecto	0.35
▽	0.05

Fuente: elaboración propia

La tasa de crecimiento anual estimada de la demanda será del 3%, por lo que en el año 13 ya se habrá cubierto la demanda máxima disponible del proyecto.

$\text{Pérdidas} = \text{Demanda} * \text{fdp} * \text{fc} * 8760 * \text{Costo Energía MWh} * \text{Tasa de crecimiento}$

A continuación se detallan los valores anuales generados por el proyecto.

Tabla 12

Ahorro anual en pérdidas

Tasa Anual de Crecimiento	Dem. Atendida [MVA]	n° año	Evaluación de Pérdidas [MWh]			Ahorro
			Año	Sin Proyecto	Con Proyecto	[USD]
		-2				
	237,6	0	0	0,00	0,00	0,00
3,0%	244,7	1	1	2.434,19	1.548,57	68.306
3,0%	252,1	2	2	2.507,21	1.595,03	70.355
3,0%	259,6	3	3	2.507,21	1.642,88	66.664
3,0%	267,4	4	4	2.507,21	1.692,17	62.863
3,0%	275,4	5	5	2.507,21	1.742,93	58.948
3,0%	283,7	6	6	2.507,21	1.795,22	54.915
3,0%	292,2	7	7	2.507,21	1.849,08	50.761
3,0%	301,0	8	8	2.507,21	1.904,55	46.482
3,0%	310,0	9	9	2.507,21	1.961,68	42.076
3,0%	319,3	10	10	2.507,21	2.020,53	37.536
3,0%	328,9	11	11	2.507,21	2.081,15	32.861
3,0%	338,8	12	12	2.507,21	2.143,58	28.046
3,0%	340,0	13	13	2.507,21	2.143,58	28.046
3,0%	340,0	14	14	2.507,21	2.143,58	28.046
3,0%	340,0	15	15	2.507,21	2.143,58	28.046
3,0%	340,0	16	16	2.507,21	2.143,58	28.046
3,0%	340,0	17	17	2.507,21	2.143,58	28.046
3,0%	340,0	18	18	2.507,21	2.143,58	28.046
3,0%	340,0	19	19	2.507,21	2.143,58	28.046
3,0%	340,0	20	20	2.507,21	2.143,58	28.046
3,0%	340,0	21	21	2.507,21	2.143,58	28.046
3,0%	340,0	22	22	2.507,21	2.143,58	28.046
3,0%	340,0	23	23	2.507,21	2.143,58	28.046
3,0%	340,0	24	24	2.507,21	2.143,58	28.046
3,0%	340,0	25	25	2.507,21	2.143,58	28.046
3,0%	340,0	26	26	2.507,21	2.143,58	28.046
3,0%	340,0	27	27	2.507,21	2.143,58	28.046
3,0%	340,0	28	28	2.507,21	2.143,58	28.046
3,0%	340,0	29	29	2.507,21	2.143,58	28.046
3,0%	340,0	30	30	2.507,21	2.143,58	28.046

Fuente: elaboración propia

3.2.3.4. Ingreso incremental por ventas. Para el ingreso incremental por nuevas ventas, se valoriza la potencia disponible para la venta que se dispone a raíz de la construcción del proyecto.

Tabla 13

Potencia disponible debido al proyecto

TR	PI (MVA)	MD (MVA)	FU antes	Descarga	FU después
1	140	139	99%	20,00	85%
2	50	49	98%	8,00	82%
3	50	48	96%	6,00	84%

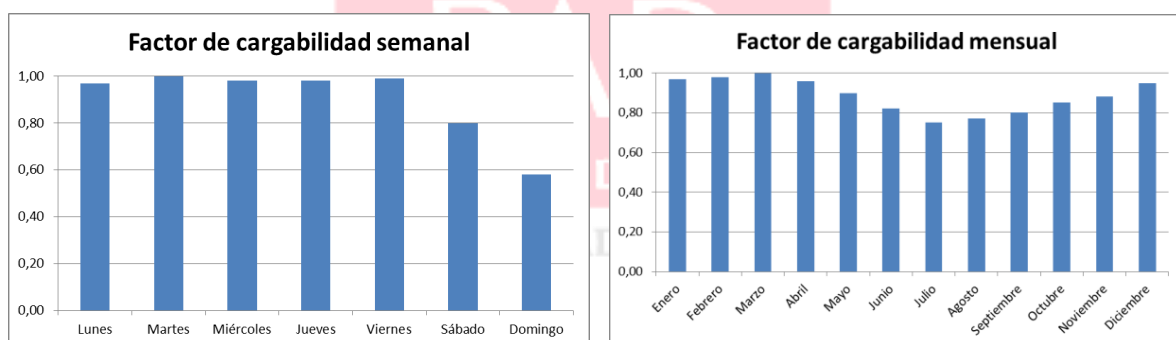
Potencia Instalada	
Sin Proyecto	240 MVA
Con Proyecto	340 MVA

Fuente: elaboración propia

Para la evaluación de la energía anual a suministrar se toma como referencia el diagrama típico para cargas de distribución que define los factores de utilización por día de la semana y por mes del año.

Figura 16

Factores de cargabilidad diaria y mensual



Fuente: elaboración propia

Para el año 1, la máxima demanda supera la capacidad instalada sin proyecto sólo en el mes de febrero, por lo que se genera un incremental de 19.89 MWh (ver Tabla 14).

Tabla 14

Energía adicional vendida en el año 1

EVALUACIÓN DE LA ENERGÍA ANUAL A SUMINISTRAR										
CAP SIN PRO	240 MVA	TRASLADO	0 MVA	CAP SP + TRA:	240 MVA	CAP CON PROY	340 MVA	VTot Año 1:	19,89	MWh
AÑO	1	Fsem:	0,97	1,00	0,98	0,98	0,99	0,80	0,58	
MES	MD [MVA]	Nº Días x Mes	MD lun [MVA]	MD mar [MVA]	MD mie [MVA]	MD jue [MVA]	MD vie [MVA]	MD sab [MVA]	MD dom [MVA]	Venta [MWh]
1	237,39	31	230,26	237,39	232,64	232,64	235,01	189,91	137,68	0,000
2	239,83	28	232,64	239,83	235,04	235,04	237,44	191,87	139,10	0,000
3	244,73	31	237,39	244,73	239,83	239,83	242,28	195,78	141,94	19,89
4	234,94	30	227,89	234,94	230,24	230,24	232,59	187,95	136,26	0,000
5	220,26	31	213,65	220,26	215,85	215,85	218,05	176,20	127,75	0,000
6	200,68	30	194,66	200,68	196,66	196,66	198,67	160,54	116,39	0,000
7	183,55	31	178,04	183,55	179,88	179,88	181,71	146,84	106,46	0,000
8	188,44	31	182,79	188,44	184,67	184,67	186,56	150,75	109,30	0,000
9	195,78	30	189,91	195,78	191,87	191,87	193,82	156,63	113,55	0,000
10	208,02	31	201,78	208,02	203,86	203,86	205,94	166,42	120,65	0,000
11	215,36	30	208,90	215,36	211,05	211,05	213,21	172,29	124,91	0,000
12	232,49	31	225,52	232,49	227,84	227,84	230,17	185,99	134,85	0,000

Fuente: elaboración propia

La tasa de crecimiento de la venta de energía es del 3% para este proyecto, con ello se evalúa el crecimiento mensual de la demanda hasta cubrir la potencia disponible.

El valor de la energía a considerar es el precio en barra de generación en Lima, que corresponde a los US\$/MWh 77.13.

Para efectos de la evaluación del proyecto, se considera que el precio de la energía se mantiene constante durante la vida útil del proyecto.

En la Tabla 15 se muestran los resultados de los ingresos generados por las nuevas ventas de energía.

Tabla 15

Energía vendida durante la vida del proyecto

Tasa Anual de Crecimiento	Dem. Atendida [MVA]	n° año	Energía No Suministrada [MWh]	Compensación [USD]
		-1	0,00	0,00
	237,6	0	0,00	0,00
3,0%	244,7	1	19,89	426
3,0%	252,1	2	104,54	2.239
3,0%	259,6	3	252,91	5.417
3,0%	267,4	4	413,90	8.865
3,0%	275,4	5	610,81	13.083
3,0%	283,7	6	841,13	18.016
3,0%	292,2	7	1.103,81	23.643
3,0%	301,0	8	1.412,75	30.260
3,0%	310,0	9	1.743,52	37.345
3,0%	319,3	10	2.116,61	45.336
3,0%	328,9	11	2.534,53	54.288
3,0%	338,8	12	2.979,71	63.823
3,0%	340,0	13	3.021,57	64.720
3,0%	340,0	14	3.021,57	64.720
3,0%	340,0	15	3.021,57	64.720
3,0%	340,0	16	3.034,22	64.991
3,0%	340,0	17	3.021,57	64.720
3,0%	340,0	18	3.021,57	64.720
3,0%	340,0	19	3.021,57	64.720
3,0%	340,0	20	3.034,22	64.991
3,0%	340,0	21	3.021,57	64.720
3,0%	340,0	22	3.021,57	64.720
3,0%	340,0	23	3.021,57	64.720
3,0%	340,0	24	3.034,22	64.991
3,0%	340,0	25	3.021,57	64.720
3,0%	340,0	26	3.021,57	64.720
3,0%	340,0	27	3.021,57	64.720
3,0%	340,0	28	3.034,22	64.991
3,0%	340,0	29	3.021,57	64.720
3,0%	340,0	30	3.021,57	64.720

Fuente: elaboración propia

3.2.3.5. Ingreso incremental por confiabilidad. Los ingresos incrementales por confiabilidad utilizan los mismos factores y curvas típicas de los ingresos por nuevas ventas, pero valorizan el costo de la compensación monetaria a los clientes por no suministrar la energía.

A continuación, en la Tabla 16 se muestran los resultados de la simulación de las compensaciones evitadas.

Tabla 16

Compensación evitada durante la vida del proyecto

Tasa Anual de Crecimiento	Dem. Atendida [MVA]	n° año	Energía No Suministrada [MWh]	Compensación [USD]
		-1	0,00	0,00
	236,0	0	0,00	0,00
3,0%	243,1	1	8,10	173
3,0%	250,4	2	48,44	1.038
3,0%	257,9	3	136,29	2.919
3,0%	265,6	4	234,31	5.019
3,0%	273,6	5	350,08	7.498
3,0%	281,8	6	490,04	10.496
3,0%	290,3	7	651,85	13.962
3,0%	299,0	8	837,38	17.936
3,0%	307,9	9	1.040,71	22.291
3,0%	317,2	10	1.268,04	27.161
3,0%	326,7	11	1.523,21	32.626
3,0%	336,5	12	1.799,40	38.542
3,0%	340,0	13	1.888,27	40.445
3,0%	340,0	14	1.888,27	40.445
3,0%	340,0	15	1.888,27	40.445
3,0%	340,0	16	1.896,17	40.615
3,0%	340,0	17	1.888,27	40.445
3,0%	340,0	18	1.888,27	40.445
3,0%	340,0	19	1.888,27	40.445
3,0%	340,0	20	1.896,17	40.615
3,0%	340,0	21	1.888,27	40.445
3,0%	340,0	22	1.888,27	40.445
3,0%	340,0	23	1.888,27	40.445
3,0%	340,0	24	1.896,17	40.615
3,0%	340,0	25	1.888,27	40.445
3,0%	340,0	26	1.888,27	40.445
3,0%	340,0	27	1.888,27	40.445
3,0%	340,0	28	1.896,17	40.615
3,0%	340,0	29	1.888,27	40.445
3,0%	340,0	30	1.888,27	40.445

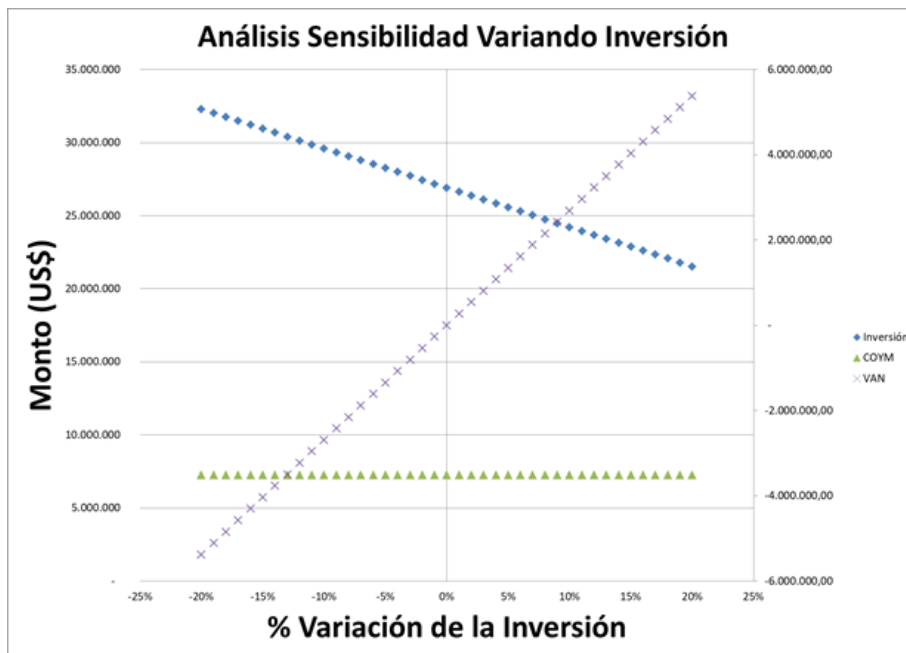
Fuente: elaboración propia

3.2.4. Análisis de sensibilidad del proyecto

3.2.4.1. Sensibilidad del proyecto por variación de la inversión real. Se aprecia claramente que el VAN del proyecto es igual a cero cuando la inversión real del proyecto es igual a la inversión reconocida; se hace positivo cuando la inversión real es menor a la reconocida y se hace negativo cuando la inversión real es superior a la inversión reconocida.

Figura 17

Sensibilidad del VAN con la inversión real

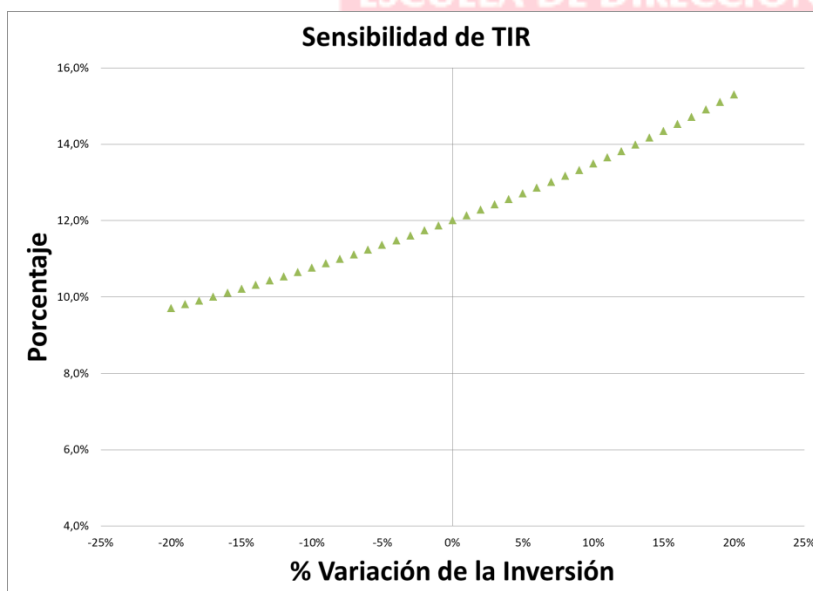


Fuente: elaboración propia

Para el caso de la TIR, su comportamiento es inversamente proporcional a la variación de la inversión real.

Figura 18

Sensibilidad de la TIR con la inversión real

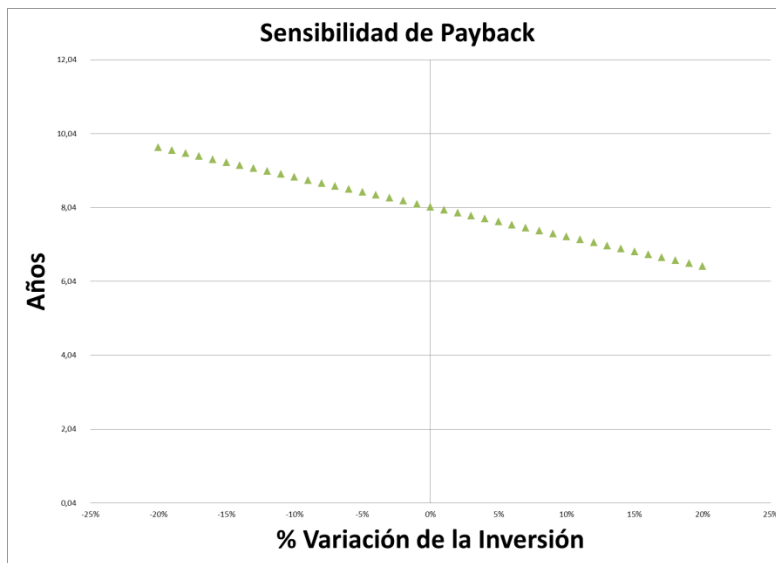


Fuente: elaboración propia

En cambio, el *payback* es directamente proporcional a la variación de la inversión.

Figura 19

Sensibilidad del payback con la inversión real



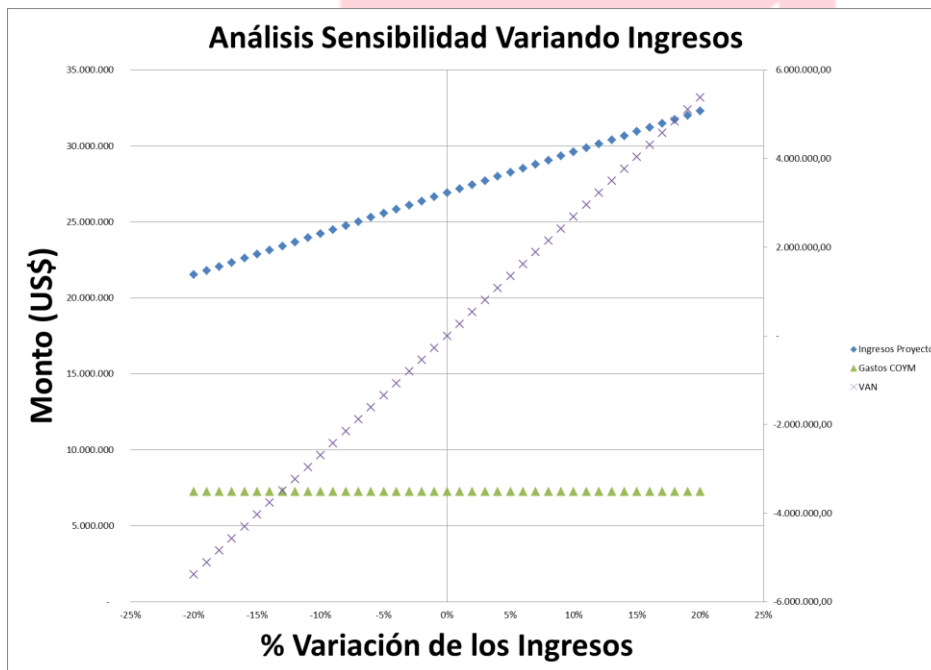
Fuente: elaboración propia

3.2.4.2. Sensibilidad del proyecto por variación de los ingresos. Si los ingresos del proyecto se incrementan, el VAN se incrementa dado que mejora el retorno del proyecto.

Los ingresos y los gastos por COYM, así como la inversión se mantienen constantes.

Figura 20

Sensibilidad del VAN con los ingresos

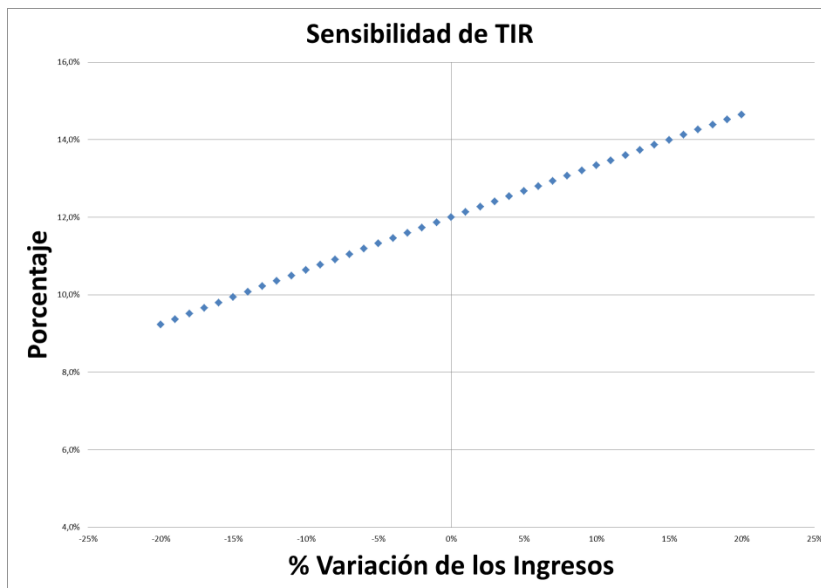


Fuente: elaboración propia

La TIR es directamente proporcional al incremento de los ingresos.

Figura 21

Sensibilidad de la TIR con los ingresos

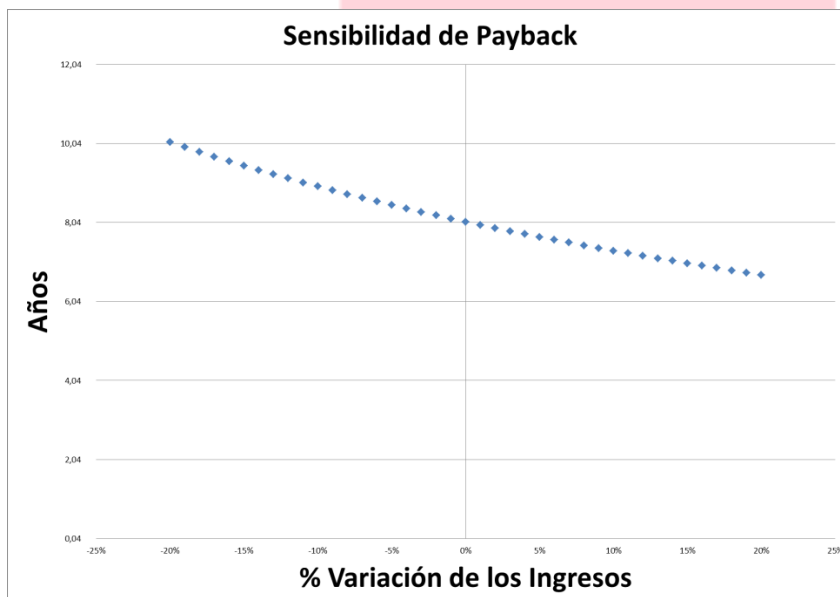


Fuente: elaboración propia

En el caso del *payback* también es directamente proporcional a los ingresos.

Figura 22

Sensibilidad del payback con los ingresos



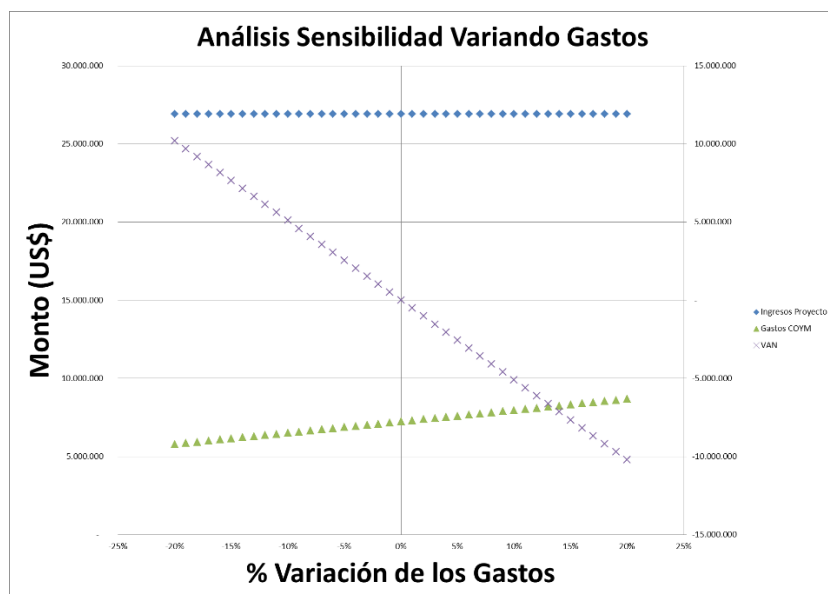
Fuente: elaboración propia

3.2.4.3. Sensibilidad del proyecto por variación de los gastos. Si los gastos por operación y mantenimiento se incrementan, el VAN disminuye dado el menor ingreso en cada año.

La inversión y los ingresos se mantienen constantes.

Figura 23

Sensibilidad del VAN con los gastos

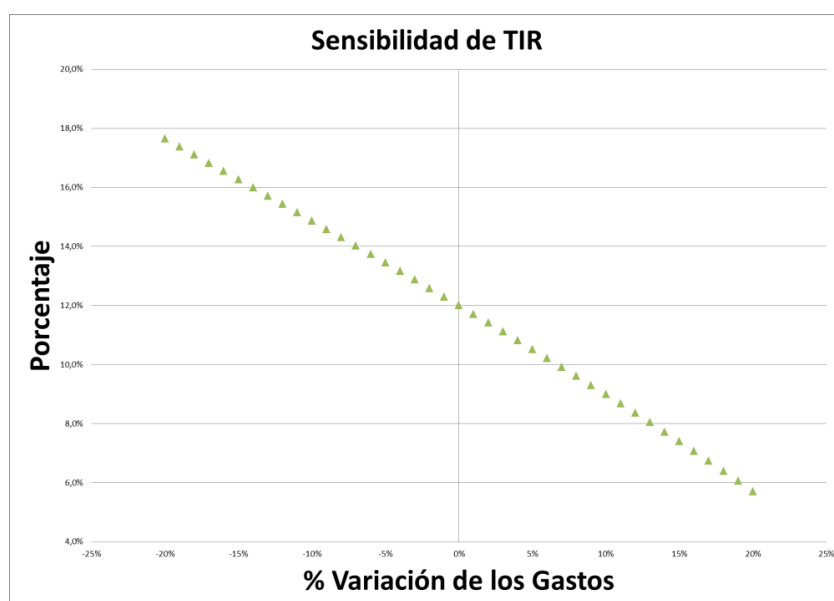


Fuente: elaboración propia

La TIR es inversamente proporcional a la variación de los gastos; si se incrementan, la TIR disminuye.

Figura 24

Sensibilidad de la TIR con los gastos

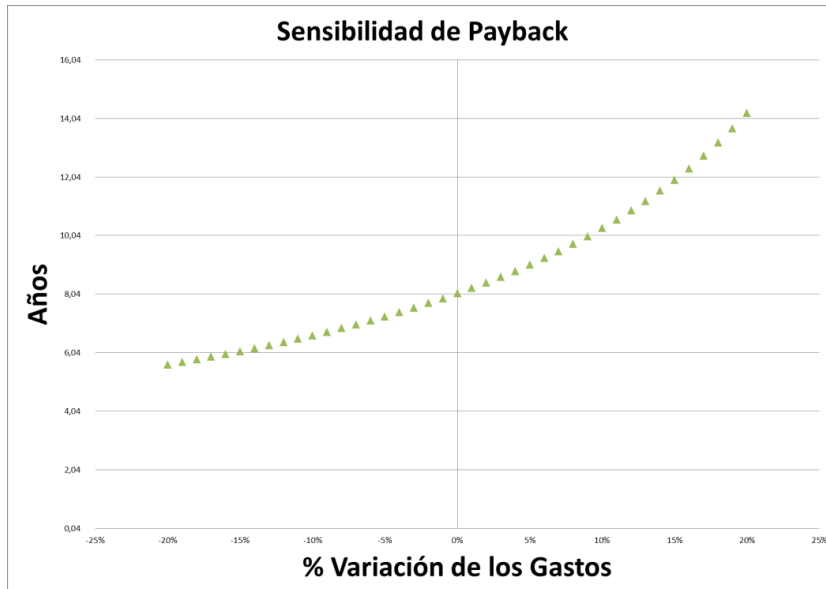


Fuente: elaboración propia

Para el caso del *payback*, al incrementarse los gastos aumenta el periodo de recuperación del proyecto.

Figura 25

Sensibilidad del payback con los gastos



Fuente: elaboración propia

3.2.5. Análisis del proyecto

Considerando los ingresos y costos totales del proyecto, y con un periodo de depreciación de 10 años, se calcula el flujo de caja libre del mismo.

Tabla 17

Flujo de caja libre del proyecto durante su vida útil

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
INVERSIÓN	-26 906 485,1															
Ingresos																
Anualidad		4 238 303,0	4 238 303,0	4 238 303,0	4 238 303,0	4 238 303,0	4 238 303,0	4 238 303,0	4 238 303,0	4 238 303,0	4 238 303,0	4 238 303,0	4 238 303,0	4 238 303,0	4 238 303,0	4 238 303,0
Incrementales		70 266,0	80 657,4	91 588,4	103 652,0	119 140,9	137 805,5	159 538,0	185 705,0	213 895,0	246 122,6	282 633,1	321 688,7	325 813,9	325 813,9	325 813,9
GASTOS																
O&M		- 898 033,5	- 898 033,5	- 898 033,5	- 898 033,5	- 898 033,5	- 898 033,5	- 898 033,5	- 898 033,5	- 898 033,5	- 898 033,5	- 898 033,5	- 898 033,5	- 898 033,5	- 898 033,5	- 898 033,5
EBITDA		3 410 535,5	3 420 926,8	3 431 857,9	3 443 921,4	3 459 410,4	3 478 075,0	3 499 807,5	3 525 974,5	3 554 164,5	3 586 392,1	3 622 902,6	3 661 958,2	3 666 083,3	3 666 083,3	3 666 083,3
Depreciación		-2 690 648,5	-2 690 648,5	-2 690 648,5	-2 690 648,5	-2 690 648,5	-2 690 648,5	-2 690 648,5	-2 690 648,5	-2 690 648,5	-2 690 648,5	-2 690 648,5	-2 690 648,5	-2 690 648,5	-2 690 648,5	-2 690 648,5
EBIT		719 887,0	730 278,3	741 209,4	753 272,9	768 761,9	787 426,4	809 159,0	835 326,0	863 516,0	895 743,6	3 622 902,6	3 661 958,2	3 666 083,3	3 666 083,3	3 666 083,3
Impuesto		- 215 966,1	- 219 083,5	- 222 362,8	- 225 981,9	- 230 628,6	- 236 227,9	- 242 747,7	- 250 597,8	- 259 054,8	- 268 723,1	-1 086 870,8	-1 098 587,4	-1 099 825,0	-1 099 825,0	-1 099 825,0
Flujo de caja libre	-26 906 485,1	3 194 569,4	3 201 843,3	3 209 495,1	3 217 939,6	3 228 781,8	3 241 847,0	3 257 059,8	3 275 376,7	3 295 109,7	3 317 669,0	2 536 031,8	2 563 370,7	2 566 258,3	2 566 258,3	2 566 258,3
NOPAT	-26 906 485,1	503 920,9	511 194,8	518 846,6	527 291,1	538 133,3	551 198,5	566 411,3	584 728,2	604 461,2	627 020,5	2 536 031,8	2 563 370,7	2 566 258,3	2 566 258,3	2 566 258,3

	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
INVERSIÓN															
Ingresos															
Anualidad	4 238 303,0	4 238 303,0	4 238 303,0	4 238 303,0	4 238 303,0	4 238 303,0	4 238 303,0	4 238 303,0	4 238 303,0	4 238 303,0	4 238 303,0	4 238 303,0	4 238 303,0	4 238 303,0	4 238 303,0
Incrementales	327 060,3	325 813,9	325 813,9	325 813,9	327 060,3	325 813,9	325 813,9	325 813,9	327 060,3	325 813,9	325 813,9	325 813,9	327 060,3	325 813,9	325 813,9
GASTOS															
O&M	- 898 033,5	- 898 033,5	- 898 033,5	- 898 033,5	- 898 033,5	- 898 033,5	- 898 033,5	- 898 033,5	- 898 033,5	- 898 033,5	- 898 033,5	- 898 033,5	- 898 033,5	- 898 033,5	- 898 033,5
EBITDA	3 667 329,8	3 666 083,3	3 666 083,3	3 666 083,3	3 667 329,8	3 666 083,3	3 666 083,3	3 666 083,3	3 667 329,8	3 666 083,3	3 666 083,3	3 666 083,3	3 667 329,8	3 666 083,3	3 666 083,3
Depreciación															
EBIT	3 667 329,8	3 666 083,3	3 666 083,3	3 666 083,3	3 667 329,8	3 666 083,3	3 666 083,3	3 666 083,3	3 667 329,8	3 666 083,3	3 666 083,3	3 666 083,3	3 667 329,8	3 666 083,3	3 666 083,3
Impuesto	-1 100 198,9	-1 099 825,0	-1 099 825,0	-1 099 825,0	-1 100 198,9	-1 099 825,0	-1 099 825,0	-1 099 825,0	-1 100 198,9	-1 099 825,0	-1 099 825,0	-1 099 825,0	-1 100 198,9	-1 099 825,0	-1 099 825,0
Flujo de caja libre	2 567 130,9	2 566 258,3	2 566 258,3	2 566 258,3	2 567 130,9	2 566 258,3	2 566 258,3	2 566 258,3	2 567 130,9	2 566 258,3	2 566 258,3	2 566 258,3	2 567 130,9	2 566 258,3	2 566 258,3
NOPAT	2 567 130,9	2 566 258,3	2 566 258,3	2 566 258,3	2 567 130,9	2 566 258,3	2 566 258,3	2 566 258,3	2 567 130,9	2 566 258,3	2 566 258,3	2 566 258,3	2 567 130,9	2 566 258,3	2 566 258,3

Fuente: elaboración propia

Analizando el proyecto con el WACC de Luz del Sur se obtienen los resultados que se presentan en la Tabla 18.

Tabla 18

Resultados del análisis del proyecto y WACC de Luz del Sur

VAN (9.88%)	1,642,110.0
TIR	10.65%
Payback	23 años
UPA (US\$)	0.035
B/C	1.09

Fuente: elaboración propia

Realizando un análisis de todos los indicadores del proyecto, definimos la valoración del mismo para la empresa.

Tabla 19

Evaluación del proyecto según impacto y factibilidad

Indicadores del Proyecto					
Tipo	Indicador	Magnitud	Valor agregado o Factibilidad	Análisis	Farol
Indicadores Estratégicos	Calidad del Servicio Eléctrico	NA	Alto	Mejora los niveles de tensión a los clientes al descargar las redes de distribución, construyendo una nueva subestación cerca del centro de carga.	●
	Confiabilidad del Servicio Eléctrico	NA	Alto	Al reducir los factores de utilización, permite tolerar la falla de un transformador asumiendo la totalidad o parte de su carga.	●
	Imagen de la Empresa	NA	Alto	Mejora la imagen de la empresa al brindar un mejor servicio al cliente que lo percibirá como una continuidad del servicio de energía eléctrica.	●
Indicadores Financieros	Plazo de Recuperación de Inversión	23	Medio	Un plazo de recuperación entre 20 a 25 años es considerado como aceptable para la empresa.	●
	Valor Actual Neto	1.642.110	Bajo	Un Valor del VAN menor al 5% de la Inversión es considerado de Impacto Bajo para la empresa.	●
	Tasa Interna de Retorno	10,7%	Medio	La TIR del Proyecto se encuentra en el rango entre 10% al 11% contribuyendo con impacto medio.	●
	Beneficio/Costo	1,09	Alto	Indica que el beneficio generado a valor presente superan los gastos a incurrir a valor presente.	●
	Valor Incremental para las Acciones	0,035	Alto	El valor generado por el proyecto es mayor al 10% de los dividendos repartidos por la empresa.	●
Indicadores Técnicos	Instrumento Ambiental	Declaración de Impacto Ambiental	Medio	Este Instrumento Ambiental considera la difusión y presentación a las autoridades dentro del ámbito de influencia del proyecto.	●
	Generación de polvo y ruidos	Bajo	Alto	Dado que los trabajos son realizados dentro de una instalación cercada, los polvos y ruidos generados no son percibidos por la población. Se hace uso de equipos con generación de bajos niveles de ruido y se humedece el terreno para evitar la generación de polvo.	●
	Interferencia con Proyectos de Terceros	Bajo	Alto	Al ubicarse dentro de un lote, no se interfiere con proyectos de terceros.	●
	Tiempo de ejecución	12 meses	Bajo	El tiempo de ejecución 9 a 12 meses demanda que la planificación y seguimiento debe ser muy preciso para evitar incumplir con el plazo.	●

Fuente: elaboración propia

3.2.6. Conclusiones

- Los indicadores estratégicos impactarán positivamente en la calidad, confiabilidad e imagen de la empresa, al contribuir a mejorar los niveles de tensión y disminuir los factores de utilización.
- Si bien sólo uno de los indicadores financieros no cumple lo requerido por la empresa (VAN menor al 10% de la inversión), si se analizan todas las variables, el proyecto resulta atractivo.
- Los indicadores técnicos nos indican la dificultad en plazo e interacción con terceros. Para el presente proyecto las amenazas son manejables dado que solo el indicador de tiempo de ejecución es el más crítico.

En conclusión, este proyecto es viable técnica y económicamente.

3.3. Caso 2. Ampliación de una subestación de transmisión [SET] 220/10 kV

Para analizar este caso, se tomará la ampliación de potencia de la SET San Luis, proyecto aprobado en el Plan de Inversiones de Transmisión 2017-2021 según Resolución de Consejo Directivo N° 192-2018-OS/CD del 17 de diciembre del 2018 (OSINERGMIN, 2018).

3.3.1. Alcance del proyecto

El proyecto involucra la construcción y puesta en servicio de los siguientes elementos:

Subestación San Luis

- Una celda encapsulada en gas SF6 [GIS] doble barra de 220 kV para el transformador de potencia.
- Un transformador de potencia trifásico de 220/10 kV de 50 MVA.
- 15 celdas de media tensión 10 kV: una celda 10 kV de llegada, una celda de medición 10 kV, y seis celdas de alimentadores de 10 kV.

3.3.2. Flujo de inversión del proyecto

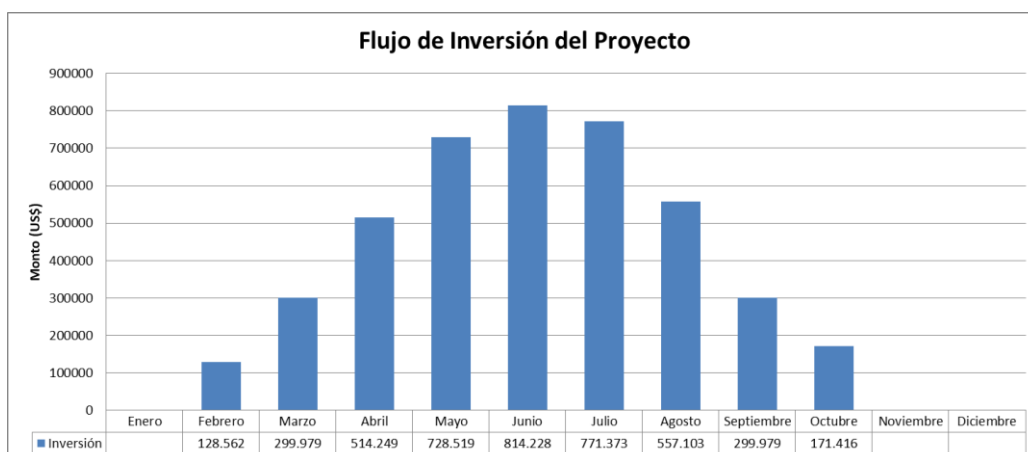
El flujo de inversión del proyecto resume los desembolsos mensuales a realizar durante el proceso de ejecución, con la finalidad del prever el financiamiento requerido por la empresa para la ejecución del mismo.

Para este caso, el proyecto tiene una duración de 9 meses, iniciándose en febrero y culminándose en octubre.

Los meses en los cuales se realiza la construcción física son cuatro, que involucra los meses de mayo a agosto.

Figura 26

Flujo de desembolso anual del proyecto

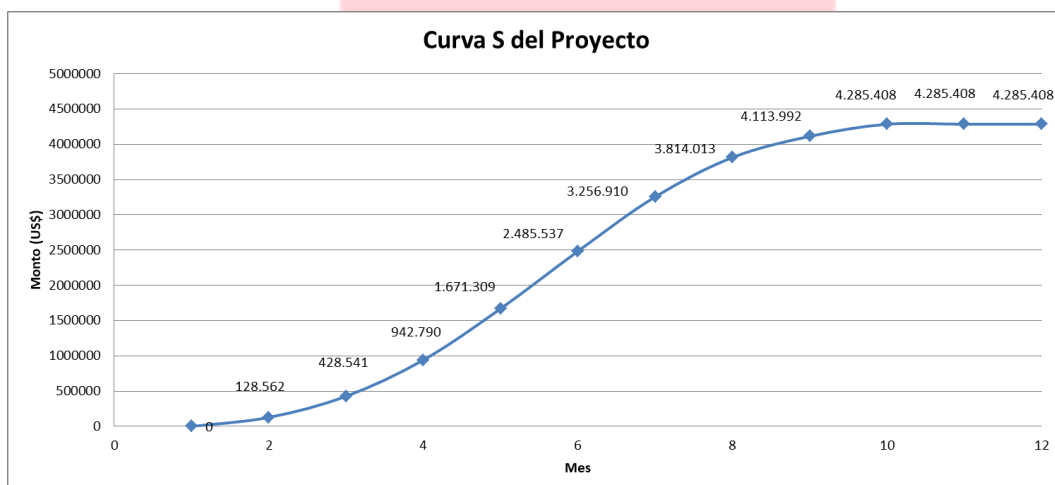


Fuente: elaboración propia

El avance económico acumulado del proyecto durante todo el año se representa en la curva S (ver Figura 27).

Figura 27

Curva S del proyecto



Fuente: elaboración propia

3.3.3. Ingresos del proyecto

3.3.3.1. Inversión reconocida. El principal ingreso del proyecto es la inversión reconocida por el OSINERGMIN que fue de US\$ 4,285,408.

Tabla 20

Inversión reconocida por el proyecto

Año(1)	Características del Elemento								Costo Reconocido por Osinergmin (US\$)
	Nombre Elemento	Tipo de Elemento (3)	Código de Módulo Estándar	Tensión KV (4)	Código Nivel Tensión (5)	Código Parte del Sistema (6)	Región (7)	Longitud (Km)	
2020	Celda de Transformador TR1 - 220 kV	Celda	CE-220COU1ENIDBTR4	220	MAT	AT/MT	Costa		1.395.043
2020	Celda de Transformador TR1 - 10 kV	Celda	CE-010COU1MCISBTR3	10	MT	AT/MT	Costa		120.597
2020	Celda de Alimentador - 10 kV	Celda	CE-010COU1MCISBAL3	10	MT	AT/MT	Costa		76.885
2020	Celda de Alimentador - 10 kV	Celda	CE-010COU1MCISBAL3	10	MT	AT/MT	Costa		76.885
2020	Celda de Alimentador - 10 kV	Celda	CE-010COU1MCISBAL3	10	MT	AT/MT	Costa		76.885
2020	Celda de Alimentador - 10 kV	Celda	CE-010COU1MCISBAL3	10	MT	AT/MT	Costa		76.885
2020	Celda de Alimentador - 10 kV	Celda	CE-010COU1MCISBAL3	10	MT	AT/MT	Costa		76.885
2020	Celda de Alimentador - 10 kV	Celda	CE-010COU1MCISBAL3	10	MT	AT/MT	Costa		76.885
2020	Celda de Medición de la Barra 1 - 10 kV	Celda	CE-010COU1MCISBMD3	10	MT	AT/MT	Costa		98.410
2020	Transformador de Potencia LU-Tr1, n	Transformador	TP-220010-050CO1E	220	MAT	AT/MT	Costa		2.210.046
									4.285.408

Fuente: OSINERGMIN (2016)

3.3.3.2. Ingresos por Costo de Operación y Mantenimiento [COYM]. Otro ingreso son los Costos de Operación y Mantenimiento [COYM] que fueron de **US\$149,637**. Este ingreso es anual.

Tabla 21

Ingresos por COYM del proyecto

Año(1)	Características del Elemento							Costo de Operación y Mantenimiento (COyM)		
	Nombre Elemento	Tipo de Elemento (3)	Código de Módulo Estándar	Tensión KV (4)	Código Nivel Tensión (5)	Código Parte del Sistema (6)	Región (7)	Código COyM	Porcentaje de Inversión	COyM (US\$)
2020	Celda de Transformador TR1 - 220 kV	Celda	CE-220COU1ENIDBTR4	220	MAT	AT/MT	Costa	COMAT	3,26%	45.478
2020	Celda de Transformador TR1 - 10 kV	Celda	CE-010COU1MCISBTR3	10	MT	AT/MT	Costa	COMT	4,72%	5.692
2020	Celda de Alimentador - 10 kV	Celda	CE-010COU1MCISBAL3	10	MT	AT/MT	Costa	COMT	4,72%	3.629
2020	Celda de Alimentador - 10 kV	Celda	CE-010COU1MCISBAL3	10	MT	AT/MT	Costa	COMT	4,72%	3.629
2020	Celda de Alimentador - 10 kV	Celda	CE-010COU1MCISBAL3	10	MT	AT/MT	Costa	COMT	4,72%	3.629
2020	Celda de Alimentador - 10 kV	Celda	CE-010COU1MCISBAL3	10	MT	AT/MT	Costa	COMT	4,72%	3.629
2020	Celda de Alimentador - 10 kV	Celda	CE-010COU1MCISBAL3	10	MT	AT/MT	Costa	COMT	4,72%	3.629
2020	Celda de Alimentador - 10 kV	Celda	CE-010COU1MCISBAL3	10	MT	AT/MT	Costa	COMT	4,72%	3.629
2020	Celda de Medición de la Barra 1 - 10 kV	Celda	CE-010COU1MCISBMD3	10	MT	AT/MT	Costa	COMT	4,72%	4.645
2020	Transformador de Potencia LU-Tr1, n	Transformador	TP-220010-050CO1E	220	MAT	AT/MT	Costa	COMAT	3,26%	72.047
										149.637

Fuente: OSINERGMIN (2016)

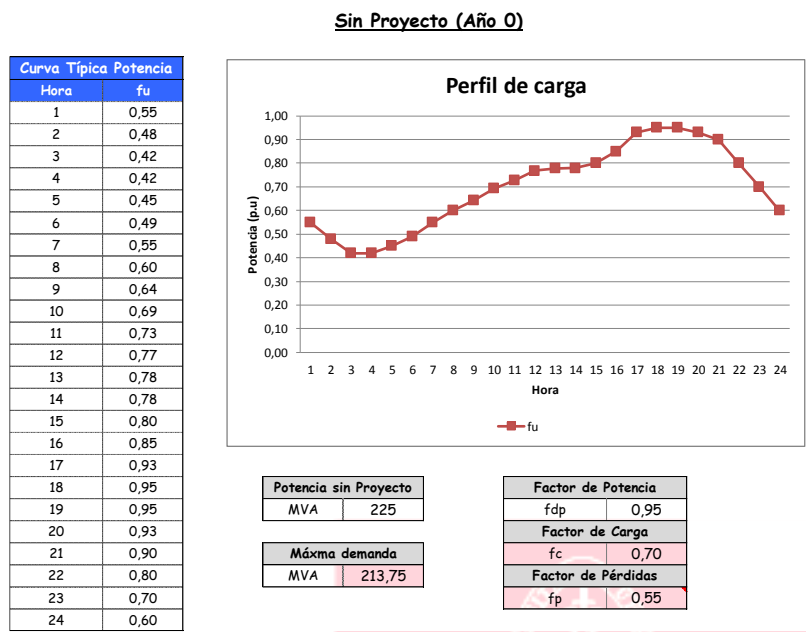
3.3.3.3. Ingreso incremental por pérdidas. Para el ingreso incremental por pérdidas se evalúan los factores de utilización antes y después del proyecto.

El factor de potencia (fdp) a considerar es el factor de potencia óptimo del sistema que corresponde a 0.95. Para el cálculo del factor de carga (fc) es el promedio de los factores de utilización del día. Finalmente para el factor de pérdidas (fp) se utiliza la fórmula de Buller and Woodrow $fp=0,3fc+0,7fc^2$.

La potencia adicional disponible por el proyecto es de 50 MVA (un transformador de 50 MVA a instalar).

Figura 28

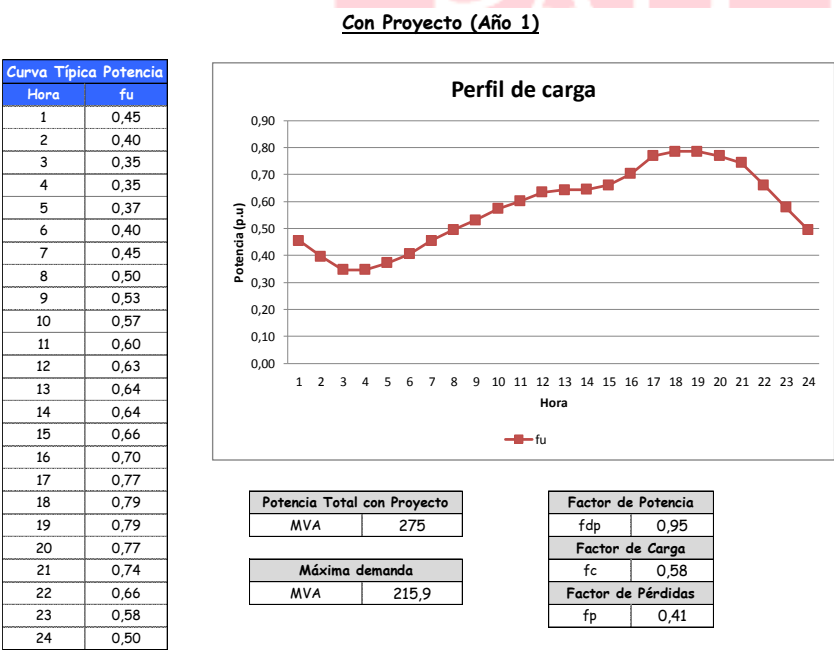
Perfil de carga sin proyecto



Fuente: elaboración propia

Figura 29

Perfil de carga con proyecto



Fuente: elaboración propia

Para este proyecto, de acuerdo a los flujos de energía se estima que el proyecto contribuya con una disminución de las pérdidas de 0.02 MW.

Tabla 22*Disminución de pérdidas*

Escenario	Pérdidas LDS (MW)
Sin proyecto	0.25
Con proyecto	0.23
▽	0.02

Fuente: elaboración propia

La tasa de crecimiento anual estimada de la demanda será del 1%, por lo que en el año 26 ya se habrá cubierto la demanda máxima disponible del proyecto.

$\text{Pérdidas} = \text{Demanda} * \text{fdp} * \text{fc} * 8760 * \text{Costo Energía MWh} * \text{Tasa de crecimiento}$

A continuación, en la Tabla 23 se detallan los valores anuales generados por el proyecto.

Tabla 23*Ahorro anual en pérdidas*

Tasa Anual de Crecimiento	Dem. Atendida [MVA]	n° año	Evaluación de Pérdidas [MWh]			Ahorro
			Año	Sin Proyecto	Con Proyecto	[USD]
		-2				
	213,8	0	0	0,00	0,00	0,00
1,0%	215,9	1	1	1.452,80	1.104,50	26.864
1,0%	218,0	2	2	1.467,33	1.115,54	27.133
1,0%	220,2	3	3	1.467,33	1.126,70	26.272
1,0%	222,4	4	4	1.467,33	1.137,97	25.403
1,0%	224,7	5	5	1.467,33	1.149,34	24.525
1,0%	226,9	6	6	1.467,33	1.160,84	23.639
1,0%	229,2	7	7	1.467,33	1.172,45	22.744
1,0%	231,5	8	8	1.467,33	1.184,17	21.839
1,0%	233,8	9	9	1.467,33	1.196,01	20.926
1,0%	236,1	10	10	1.467,33	1.207,97	20.004
1,0%	238,5	11	11	1.467,33	1.220,05	19.072
1,0%	240,9	12	12	1.467,33	1.232,25	18.131
1,0%	243,3	13	13	1.467,33	1.244,58	17.180
1,0%	245,7	14	14	1.467,33	1.257,02	16.221
1,0%	248,2	15	15	1.467,33	1.269,59	15.251
1,0%	250,6	16	16	1.467,33	1.282,29	14.272
1,0%	253,1	17	17	1.467,33	1.295,11	13.283
1,0%	255,7	18	18	1.467,33	1.308,06	12.284
1,0%	258,2	19	19	1.467,33	1.321,14	11.275
1,0%	260,8	20	20	1.467,33	1.334,35	10.256
1,0%	263,4	21	21	1.467,33	1.347,70	9.227
1,0%	266,1	22	22	1.467,33	1.361,17	8.187
1,0%	268,7	23	23	1.467,33	1.374,79	7.138
1,0%	271,4	24	24	1.467,33	1.388,53	6.077
1,0%	274,1	25	25	1.467,33	1.402,42	5.006
1,0%	275,0	26	26	1.467,33	1.402,42	5.006
1,0%	275,0	27	27	1.467,33	1.402,42	5.006
1,0%	275,0	28	28	1.467,33	1.402,42	5.006
1,0%	275,0	29	29	1.467,33	1.402,42	5.006
1,0%	275,0	30	30	1.467,33	1.402,42	5.006

Fuente: elaboración propia

3.3.3.4. Ingreso incremental por ventas. Para el ingreso incremental por nuevas ventas, se valoriza la potencia disponible para la venta que se dispone a raíz de la construcción del proyecto.

Tabla 24

Potencia disponible debido al proyecto

TR	PI (MVA)	MD (MVA)	FU antes	Descarga	FU después
1	100	96	96%	12,00	84%
2	75	72	96%	10,00	83%
3	50	45	90%	2,00	86%

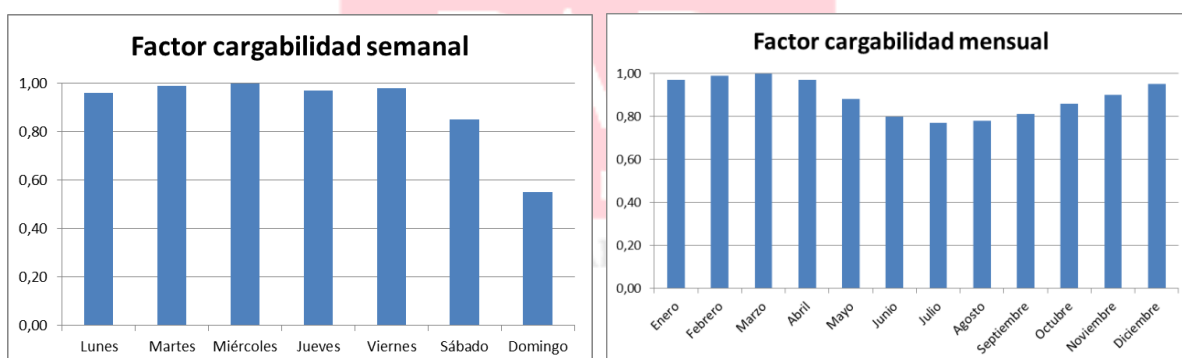
Potencia Instalada	
Sin Proyecto	225 MVA
Con Proyecto	275 MVA

Fuente: elaboración propia

Para la evaluación de la energía anual a suministrar se toma como referencia el diagrama típico para cargas de distribución que define los factores de utilización por día de la semana y por mes del año.

Figura 30

Factores de cargabilidad diaria y mensual



Fuente: elaboración propia

Para el año 1, la máxima demanda no supera la capacidad instalada sin proyecto, por lo que no se genera un ingreso incremental por ventas.

Tabla 25

Energía adicional vendida en el año 1

EVALUACIÓN DE LA ENERGÍA ANUAL A SUMINISTRAR										
CAP SIN PRO	225 MVA	TRASLADO	0 MVA	CAP SP + TRA:	225 MVA	CAP CON PRO	275 MVA	Vta Año 1:	0,00	MWh
AÑO	1	Fsem:	0,96	0,99	1,00	0,97	0,98	0,85	0,55	
MES	MD [MVA]	Nº Días x Mes	MD lun [MVA]	MD mar [MVA]	MD mie [MVA]	MD jue [MVA]	MD vie [MVA]	MD sab [MVA]	MD dom [MVA]	ENS [MWh]
1	209,41	31	201,03	207,32	209,41	203,13	205,22	178,00	115,18	0,00
2	213,73	28	205,18	211,59	213,73	207,32	209,45	181,67	117,55	0,00
3	215,89	31	207,25	213,73	215,89	209,41	211,57	183,50	118,74	0,00
4	209,41	30	201,03	207,32	209,41	203,13	205,22	178,00	115,18	0,00
5	189,98	31	182,38	188,08	189,98	184,28	186,18	161,48	104,49	0,00
6	172,71	30	165,80	170,98	172,71	167,53	169,26	146,80	94,99	0,00
7	166,23	31	159,58	164,57	166,23	161,25	162,91	141,30	91,43	0,00
8	168,39	31	161,66	166,71	168,39	163,34	165,02	143,13	92,62	0,00
9	174,87	30	167,87	173,12	174,87	169,62	171,37	148,64	96,18	0,00
10	185,66	31	178,24	183,81	185,66	180,09	181,95	157,81	102,11	0,00
11	194,30	30	186,53	192,36	194,30	188,47	190,41	165,15	106,86	0,00
12	205,09	31	196,89	203,04	205,09	198,94	200,99	174,33	112,80	0,00

Fuente: elaboración propia

La tasa de crecimiento de la venta de energía es del 1% para este proyecto, con ello se evalúa el crecimiento de la demanda hasta cubrir la potencia disponible.

El valor de la energía a considerar es el precio en barra de generación en Lima, que corresponde a los US\$/MWh 77.13.

Para efectos de la evaluación del proyecto se considera que el precio de la energía se mantiene constante durante la vida útil del proyecto.

En la Tabla 26 se muestran los resultados de los ingresos generados por las nuevas ventas de energía.

Tabla 26

Energía vendida durante la vida del proyecto

Tasa Anual de Crecimiento	Dem. Atendida [MVA]	n° año	Energía Vendida [MWh]	Venta [USD]
		-1	0,00	0,00
	213,8	0	0,00	0,00
1,0%	215,9	1	0,00	0,00
1,0%	218,0	2	0,00	0,00
1,0%	220,2	3	0,00	0,00
1,0%	222,4	4	0,00	0,00
1,0%	224,7	5	0,00	0,00
1,0%	226,9	6	7,99	616,51
1,0%	229,2	7	24,67	1.902,97
1,0%	231,5	8	43,50	3.354,94
1,0%	233,8	9	75,97	5.859,25
1,0%	236,1	10	113,37	8.744,04
1,0%	238,5	11	157,67	12.160,77
1,0%	240,9	12	207,18	15.979,46
1,0%	243,3	13	253,52	19.553,36
1,0%	245,7	14	302,16	23.305,19
1,0%	248,2	15	351,29	27.094,54
1,0%	250,6	16	406,39	31.344,43
1,0%	253,1	17	462,56	35.676,16
1,0%	255,7	18	522,45	40.295,77
1,0%	258,2	19	592,39	45.690,15
1,0%	260,8	20	667,56	51.487,60
1,0%	263,4	21	740,92	57.145,51
1,0%	266,1	22	822,53	63.440,01
1,0%	268,7	23	904,95	69.797,47
1,0%	271,4	24	994,13	76.675,83
1,0%	274,1	25	1.072,29	82.703,73
1,0%	275,0	26	1.099,56	84.806,87
1,0%	275,0	27	1.099,56	84.806,87
1,0%	275,0	28	1.105,97	85.301,45
1,0%	275,0	29	1.099,56	84.806,87
1,0%	275,0	30	1.099,56	84.806,87

Fuente: elaboración propia

3.3.3.5. Ingreso incremental por confiabilidad. Los ingresos incrementales por confiabilidad utilizan los mismos factores y curvas típicas de los ingresos por nuevas ventas, pero valorizan el costo de la compensación monetaria a los clientes por no suministrar la energía.

A continuación, en la Tabla 27 se muestran los resultados de la simulación de las compensaciones evitadas.

Tabla 27

Compensación evitada durante la vida del proyecto

Tasa Anual de Crecimiento	Dem. Atendida [MVA]	n° año	Energía No Suministrada [MWh]	Compensación [USD]
		-1	0,00	0,00
	213,8	0	0,00	0,00
1,0%	215,9	1	0,00	0
1,0%	218,0	2	0,00	0
1,0%	220,2	3	0,00	0
1,0%	222,4	4	0,00	0
1,0%	224,7	5	0,00	0
1,0%	226,9	6	7,99	171
1,0%	229,2	7	24,67	528
1,0%	231,5	8	43,50	932
1,0%	233,8	9	75,97	1.627
1,0%	236,1	10	113,37	2.428
1,0%	238,5	11	157,67	3.377
1,0%	240,9	12	207,18	4.438
1,0%	243,3	13	253,52	5.430
1,0%	245,7	14	302,16	6.472
1,0%	248,2	15	351,29	7.524
1,0%	250,6	16	406,39	8.705
1,0%	253,1	17	462,56	9.908
1,0%	255,7	18	522,45	11.191
1,0%	258,2	19	592,39	12.689
1,0%	260,8	20	667,56	14.299
1,0%	263,4	21	740,92	15.870
1,0%	266,1	22	822,53	17.618
1,0%	268,7	23	904,95	19.383
1,0%	271,4	24	994,13	21.294
1,0%	274,1	25	1.072,29	22.968
1,0%	275,0	26	1.099,56	23.552
1,0%	275,0	27	1.099,56	23.552
1,0%	275,0	28	1.105,97	23.689
1,0%	275,0	29	1.099,56	23.552
1,0%	275,0	30	1.099,56	23.552

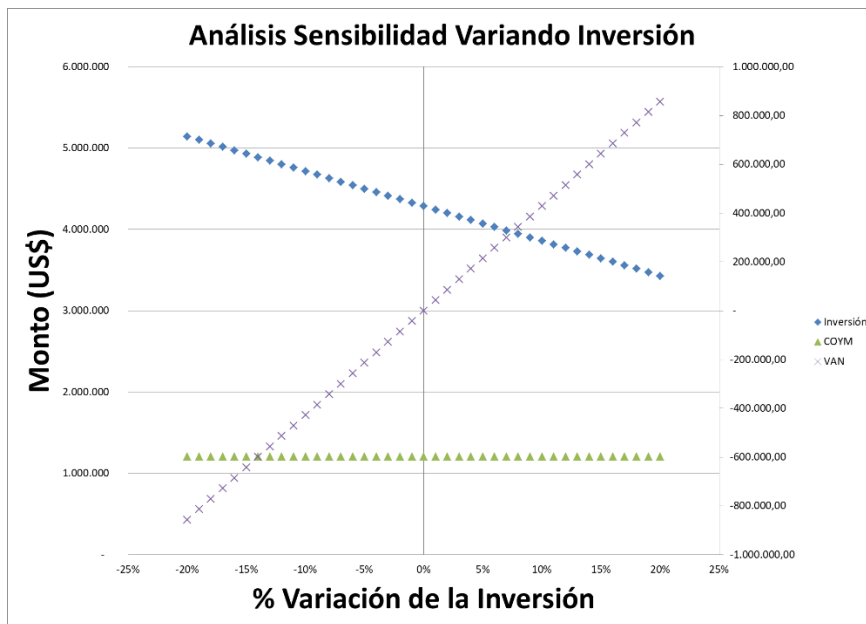
Fuente: elaboración propia

3.3.4. Análisis de sensibilidad del proyecto

3.3.4.1. Sensibilidad del proyecto por variación de la inversión real. Se aprecia claramente que el VAN del proyecto es igual a cero cuando la inversión real del proyecto es igual a la inversión reconocida, se hace positivo cuando la inversión real es menor a la reconocida y se hace negativo cuando la inversión real es superior a la inversión reconocida.

Figura 31

Sensibilidad del VAN con la inversión real

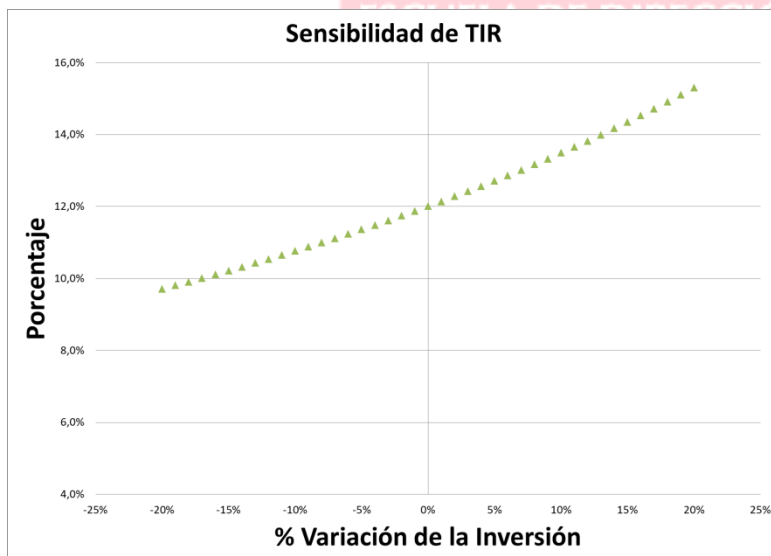


Fuente: elaboración propia

Para el caso de la TIR, su comportamiento es inversamente proporcional a la variación de la inversión real.

Figura 32

Sensibilidad de la TIR con la inversión real

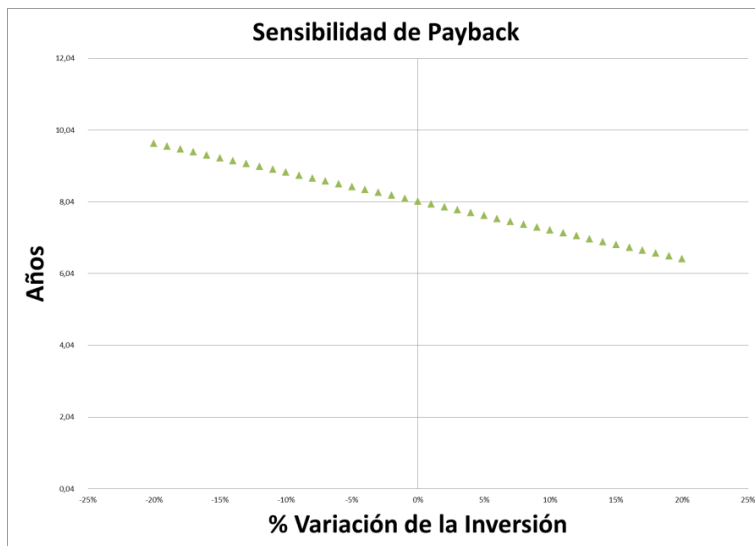


Fuente: elaboración propia

En cambio, el *payback* es directamente proporcional a la variación de la inversión.

Figura 33

Sensibilidad del payback con la inversión real



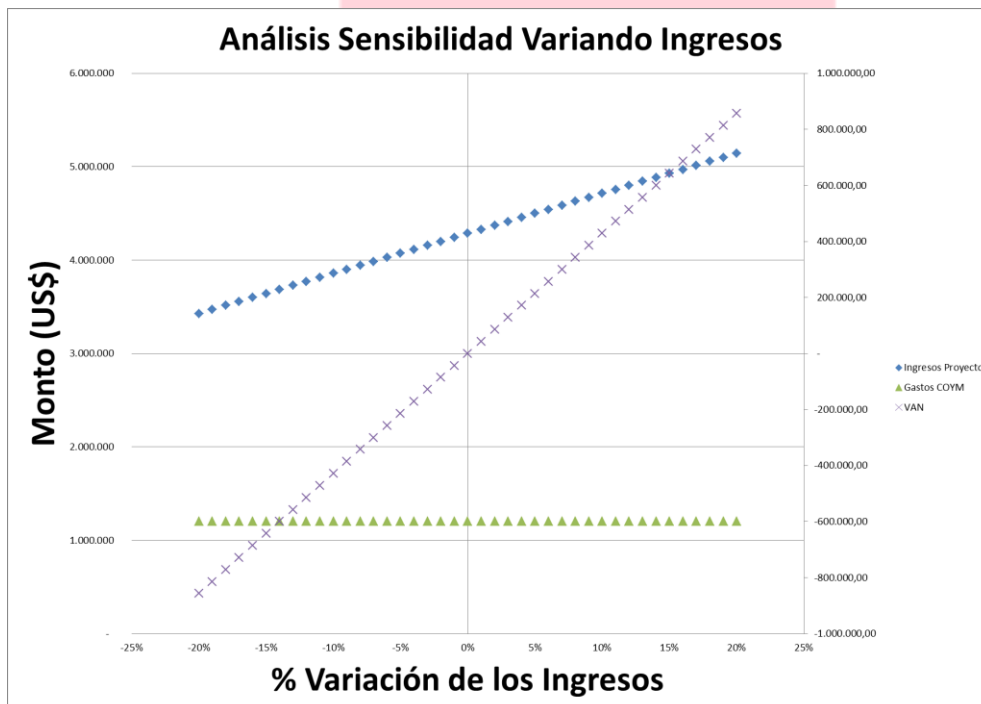
Fuente: elaboración propia

3.3.4.2. Sensibilidad del proyecto por variación de los ingresos. Si los ingresos del proyecto se incrementan, el VAN se incrementa, dado que mejora el retorno del proyecto.

Los ingresos y los gastos por COYM, así como la inversión se mantienen constantes.

Figura 34

Sensibilidad del VAN con los ingresos

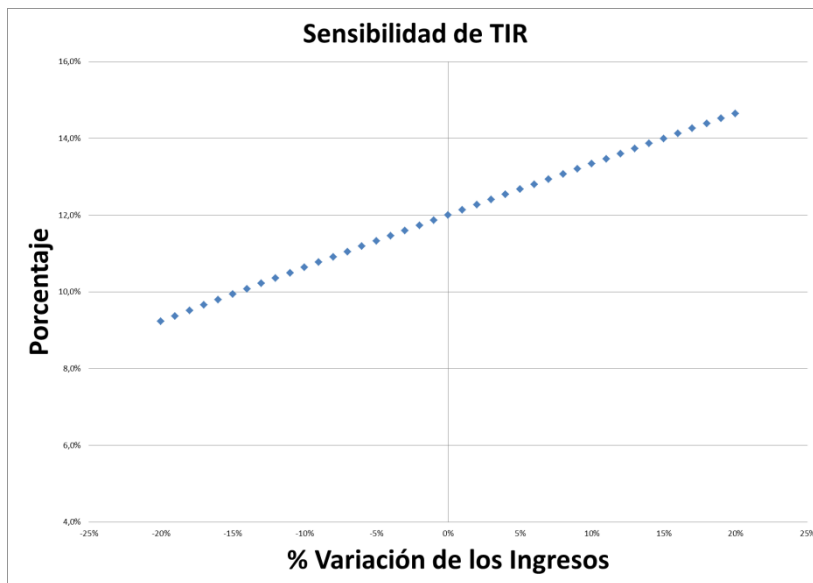


Fuente: elaboración propia

La TIR es directamente proporcional al incremento de los ingresos.

Figura 35

Sensibilidad de la TIR con los ingresos

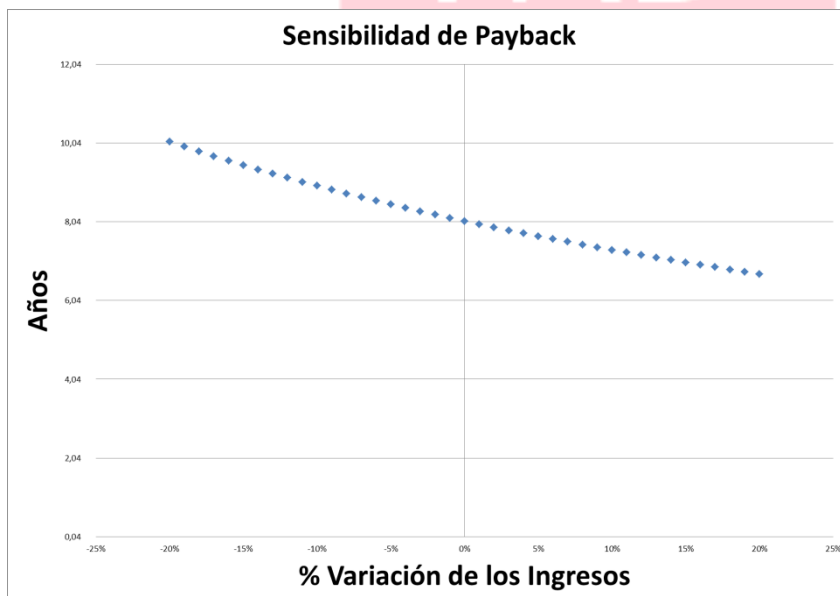


Fuente: elaboración propia

En el caso del *payback*, también es directamente proporcional a los ingresos.

Figura 36

Sensibilidad del payback con los ingresos



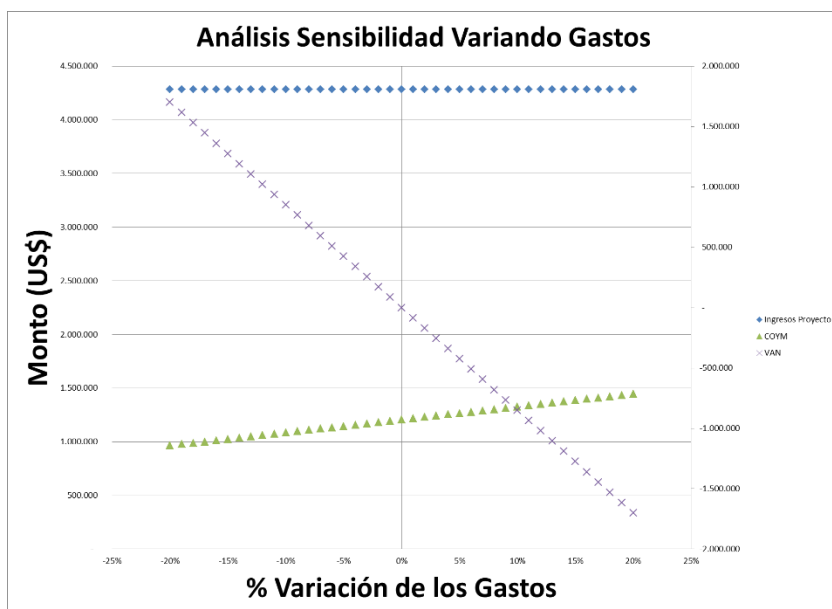
Fuente: elaboración propia

3.3.4.3. Sensibilidad del proyecto por variación de los gastos. Si los gastos por operación y mantenimiento se incrementan, el VAN disminuye dado el menor ingreso en cada año.

La inversión y los ingresos se mantienen constantes.

Figura 37

Sensibilidad del VAN con los gastos

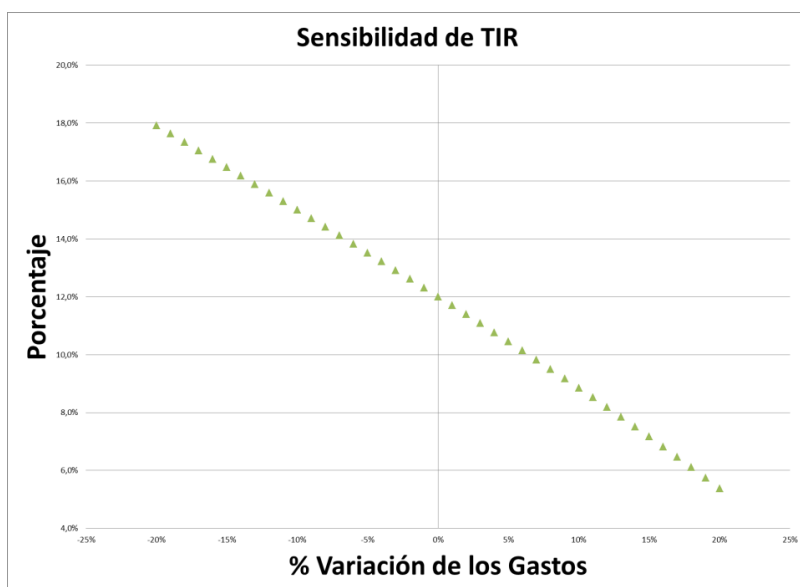


Fuente: elaboración propia

La TIR es inversamente proporcional a la variación de los gastos; si se incrementan, la TIR disminuye.

Figura 38

Sensibilidad de la TIR con los gastos

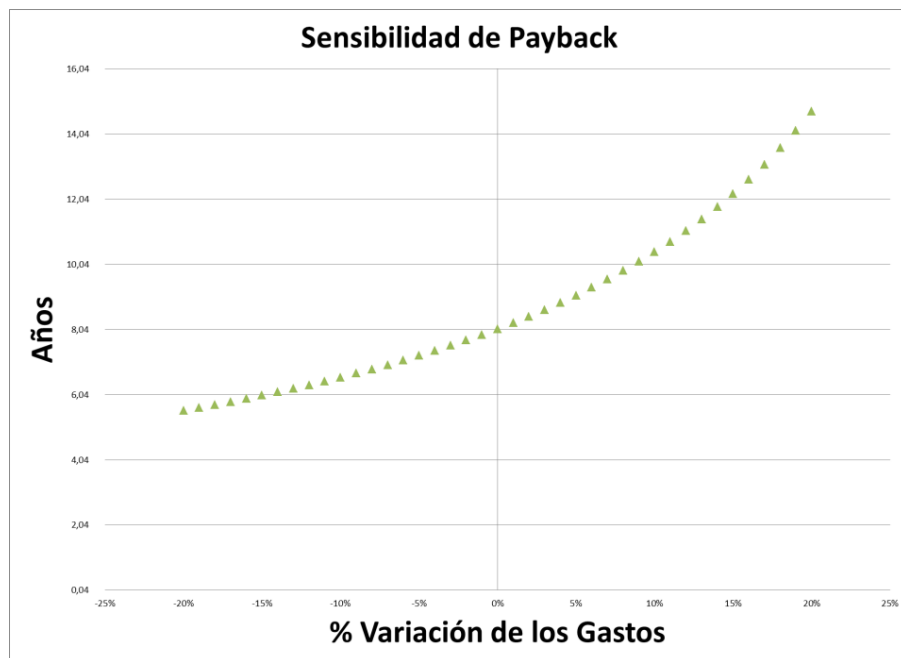


Fuente: elaboración propia

Para el caso del *payback*, al incrementarse los gastos, aumenta el periodo de recuperación del proyecto.

Figura 39

Sensibilidad del payback con los gastos



Fuente: elaboración propia

3.3.5. Análisis del proyecto

Considerando los ingresos y costos totales del proyecto, y con un periodo de depreciación de 10 años, se calcula el flujo de caja libre del mismo.

Tabla 28

Flujo de caja libre del proyecto durante su vida útil

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
INVERSIÓN	-4 285 408,2															
Ingresos																
Anualidad		681 643,2	681 643,2	681 643,2	681 643,2	681 643,2	681 643,2	681 643,2	681 643,2	681 643,2	681 643,2	681 643,2	681 643,2	681 643,2	681 643,2	681 643,2
Incrementales		26 863,9	27 132,6	26 272,2	25 403,2	24 525,5	24 426,7	25 175,1	26 126,0	28 412,5	31 175,9	34 609,8	38 548,0	42 164,0	45 997,8	49 870,0
GASTOS																
O&M		- 149 637,0	- 149 637,0	- 149 637,0	- 149 637,0	- 149 637,0	- 149 637,0	- 149 637,0	- 149 637,0	- 149 637,0	- 149 637,0	- 149 637,0	- 149 637,0	- 149 637,0	- 149 637,0	- 149 637,0
EBITDA		558 870,2	559 138,8	558 278,4	557 409,4	556 531,7	556 433,0	557 181,4	558 132,3	560 418,7	563 182,2	566 616,1	570 554,3	574 170,2	578 004,1	581 876,2
Depreciación		- 428 540,8	- 428 540,8	- 428 540,8	- 428 540,8	- 428 540,8	- 428 540,8	- 428 540,8	- 428 540,8	- 428 540,8	- 428 540,8					
EBIT		130 329,3	130 598,0	129 737,6	128 868,6	127 990,9	127 892,1	128 640,5	129 591,5	131 877,9	134 641,4	566 616,1	570 554,3	574 170,2	578 004,1	581 876,2
Impuesto		- 39 098,8	- 39 179,4	- 38 921,3	- 38 660,6	- 38 397,3	- 38 367,6	- 38 592,2	- 38 877,4	- 39 563,4	- 40 392,4	- 169 984,8	- 171 166,3	- 172 251,1	- 173 401,2	- 174 562,9
Flujo de caja libre	-4 285 408,2	519 771,4	519 959,4	519 357,1	518 748,8	518 134,4	518 065,3	518 589,2	519 254,8	520 855,3	522 789,8	396 631,3	399 388,0	401 919,2	404 602,9	407 313,4
NOPAT	-4 285 408,2	91 230,5	91 418,6	90 816,3	90 208,0	89 593,6	89 524,5	90 048,4	90 714,0	92 314,5	94 248,9	396 631,3	399 388,0	401 919,2	404 602,9	407 313,4

	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
INVERSIÓN															
Ingresos															
Anualidad	681 643,2	681 643,2	681 643,2	681 643,2	681 643,2	681 643,2	681 643,2	681 643,2	681 643,2	681 643,2	681 643,2	681 643,2	681 643,2	681 643,2	681 643,2
Incrementales	54 320,9	58 866,6	63 770,2	69 653,8	76 042,3	82 242,3	89 245,4	96 318,5	104 046,7	110 677,7	113 364,9	113 364,9	113 996,8	113 364,9	113 364,9
GASTOS															
O&M	- 149 637,0	- 149 637,0	- 149 637,0	- 149 637,0	- 149 637,0	- 149 637,0	- 149 637,0	- 149 637,0	- 149 637,0	- 149 637,0	- 149 637,0	- 149 637,0	- 149 637,0	- 149 637,0	- 149 637,0
EBITDA	586 327,2	590 872,8	595 776,5	601 660,0	608 048,5	614 248,5	621 251,6	628 324,8	636 053,0	642 683,9	645 371,1	645 371,1	646 003,1	645 371,1	645 371,1
Depreciación															
EBIT	586 327,2	590 872,8	595 776,5	601 660,0	608 048,5	614 248,5	621 251,6	628 324,8	636 053,0	642 683,9	645 371,1	645 371,1	646 003,1	645 371,1	645 371,1
Impuesto	- 175 898,1	- 177 261,9	- 178 732,9	- 180 498,0	- 182 414,6	- 184 274,6	- 186 375,5	- 188 497,4	- 190 815,9	- 192 805,2	- 193 611,3	- 193 611,3	- 193 800,9	- 193 611,3	- 193 611,3
Flujo de caja libre	410 429,0	413 611,0	417 043,5	421 162,0	425 634,0	429 974,0	434 876,1	439 827,3	445 237,1	449 878,7	451 759,8	451 759,8	452 202,1	451 759,8	451 759,8
NOPAT	410 429,0	413 611,0	417 043,5	421 162,0	425 634,0	429 974,0	434 876,1	439 827,3	445 237,1	449 878,7	451 759,8	451 759,8	452 202,1	451 759,8	451 759,8

Fuente: elaboración propia

Analizando el proyecto con el WACC de Luz del Sur, se obtienen los resultados presentados en la Tabla 29.

Tabla 29

Resultados del análisis del proyecto y WACC de Luz del Sur

VAN (9.88%)	320,149.1
TIR	10.82%
Payback	22 años
UPA (US\$)	0.006
B/C	1.09

Fuente: elaboración propia

Realizando un análisis de todos los indicadores del proyecto, definimos la valoración del mismo.

Tabla 30

Evaluación del proyecto según impacto y factibilidad

Tipo	Indicador	Valor	Impacto	Análisis	Farol
Indicadores Estratégicos	Calidad del Servicio Eléctrico	NA	Bajo	No impacta en mejorar niveles de tensión.	●
	Confiabilidad del Servicio Eléctrico	NA	Alto	Al reducir los factores de utilización, permite tolerar la falla de un transformador asumiendo la totalidad o parte de su carga	●
	Imagen de la Empresa	NA	Alto	Mejora la imagen de la empresa al brindar un mejor servicio al cliente que lo percibirá como una continuidad del servicio de energía eléctrica	●
Indicadores Financieros	Plazo de Recuperación de Inversión	22	Medio	Dado que la vida útil del Proyecto es de 30 años, al recuperar la Inversión en menor tiempo se puede concluir que el proyecto es bueno financieramente	●
	Valor Actual Neto	320.149	Medio	Un Valor del VAN entre el 5% y 10% de la Inversión es considerado de Impacto Medio para la empresa.	●
	Tasa Interna de Retorno	10,8%	Medio	La TIR del Proyecto se encuentra en el rango entre 10% al 11% contribuyendo con impacto medio.	●
	Beneficio/Costo	1,09	Medio	Indica que el beneficio generado a valor presente superan los gastos a incurrir a valor presente	●
	Valor Incremental para las Acciones	0,006	Bajo	El valor generado por el proyecto es menor al 10% de los dividendos repartidos por la empresa.	●
Indicadores Técnicos	Instrumento Ambiental	Informe Técnico Sustentatorio	Alto	Este Instrumento Ambiental considera la difusión en periódicos de máxima circulación.	●
	Generación de polvo y ruidos	Bajo	Alto	Dado que los trabajos son realizados dentro de una instalación cercada, los polvos y ruidos generados no son percibidos por la población. Se hace uso de equipos con generación de bajos niveles de ruido y se humedece el terreno para evitar la generación de polvo.	●
	Interferencia con Proyectos de Terceros	Bajo	Alto	Al ubicarse dentro de un lote, no se interfiere con proyectos de terceros	●
	Tiempo de ejecución	9 meses	Medio	El tiempo de ejecución 9 meses genera una holgura de 3 meses para poder terminar el proyecto dentro del plazo previsto.	●

Fuente: elaboración propia

3.3.6. Conclusiones

- Los indicadores estratégicos impactarán positivamente en la confiabilidad e imagen de la empresa pero no en la calidad, dado que no permiten la mejorar de los niveles de tensión.

- Los indicadores financieros tienen un impacto medio en la empresa y ninguno tiene un impacto bajo.
- Los indicadores técnicos nos indican la dificultad en plazo e interacción con terceros. Para el presente proyecto el instrumento ambiental constituye la ruta crítica para la ejecución del proyecto, por lo que deberá realizarse un seguimiento minucioso de los trabajos para evitar retrasos.

En conclusión, este proyecto es viable técnica y económicamente.

3.4. Caso 3. Rotación de transformador en subestación existente [SET]

Para analizar este caso, se tomará la rotación de transformador en la SET Bujama, proyecto aprobado en el Plan de Inversiones de Transmisión 2017-2021 según Resolución de Consejo Directivo N° 126-2020-OS/CD del 27 de agosto del 2020 (OSINERGMIN, 2020b).

3.4.1. Alcance del proyecto

El proyecto involucra el cambio y puesta en servicio de los siguientes elementos:

Subestación Bujama

- Cambio de transformador de potencia trifásico 60/10 kV de 25 MVA por uno de 40 MVA.

3.4.2. Flujo de inversión del proyecto

El flujo de inversión del proyecto resume los desembolsos mensuales a realizar durante el proceso de construcción, con la finalidad del prever el financiamiento requerido por la empresa para poder cumplir con las obligaciones de pago.

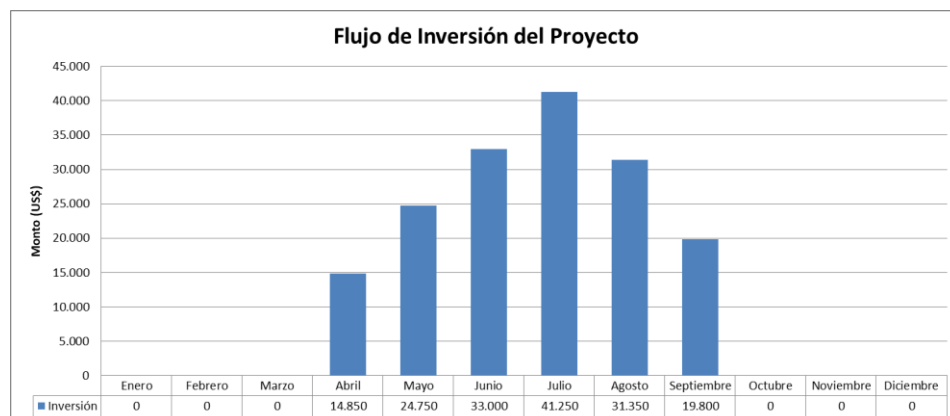
Como se evidencia, el plazo de ejecución del proyecto es de 6 meses, concentrándose las actividades en los meses de junio a agosto.

El proyecto se inicia en abril y culmina en septiembre.

El monto real de la inversión es de US\$ 165,000.

Figura 40

Flujo de desembolso anual del proyecto

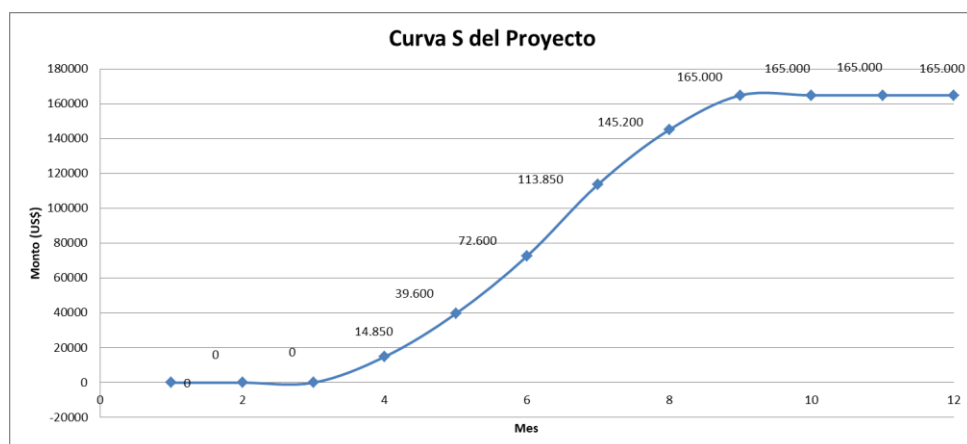


Fuente: elaboración propia

La curva S del proyecto refleja el avance económico acumulado del mismo.

Figura 41

Curva S de desembolso del proyecto



Fuente: elaboración propia

3.4.3. Ingresos del proyecto

3.4.3.1. Inversión reconocida. Al ser elementos existentes del sistema de transmisión, que no involucra la construcción de nuevas instalaciones, la inversión reconocida es CERO.

Tabla 31

Inversión reconocida por el proyecto

Año(1)	Características del Elemento							Costo Reconocido por Osinergrmin (US\$)	Costo Medio Anual Inversión (US\$)
	Nombre Elemento	Tipo de Elemento (3)	Tensión KV (4)	Código Nivel Tensión (5)	Código Parte del Sistema (6)	Región (7)	Longitud (Km)		
2020	Transformador de Potencia 25 MVA 60/10kV(De reserva)	Celda	60	MAT	AT/MT	Costa		0	0
								0	0

Fuente: OSINERGMIN (2020b), p. 6-12

La inversión real es de US\$ 165,000 por lo que debemos evaluar si los ingresos generados compensan la inversión.

3.4.3.2. Ingresos por Costo de Operación y Mantenimiento [COYM]. Solo tenemos los ingresos por los Costos de Operación y Mantenimiento que fueron de **US\$ 20,492**.

Tabla 32

Ingresos por COYM del proyecto

Año(1)	Características del Elemento					Costo de Operación y Mantenimiento (COYM)			Costo Medio Anual Total (US\$)
	Nombre Elemento	Tipo de Elemento (3)	Tensión KV (4)	Código Nivel Tensión (5)	Código Parte del Sistema (6)	Código COYM	Porcentaje de Inversión	COYM (US\$)	
2020	Transformador de Potencia 25 MVA 60/10kV(De reserva)	Celda	60	MAT	AT/MT	COMAT	3,26%	20.492	20.492
								20.492	20.492

Fuente: OSINERGMIN (2020b), p. 6-12

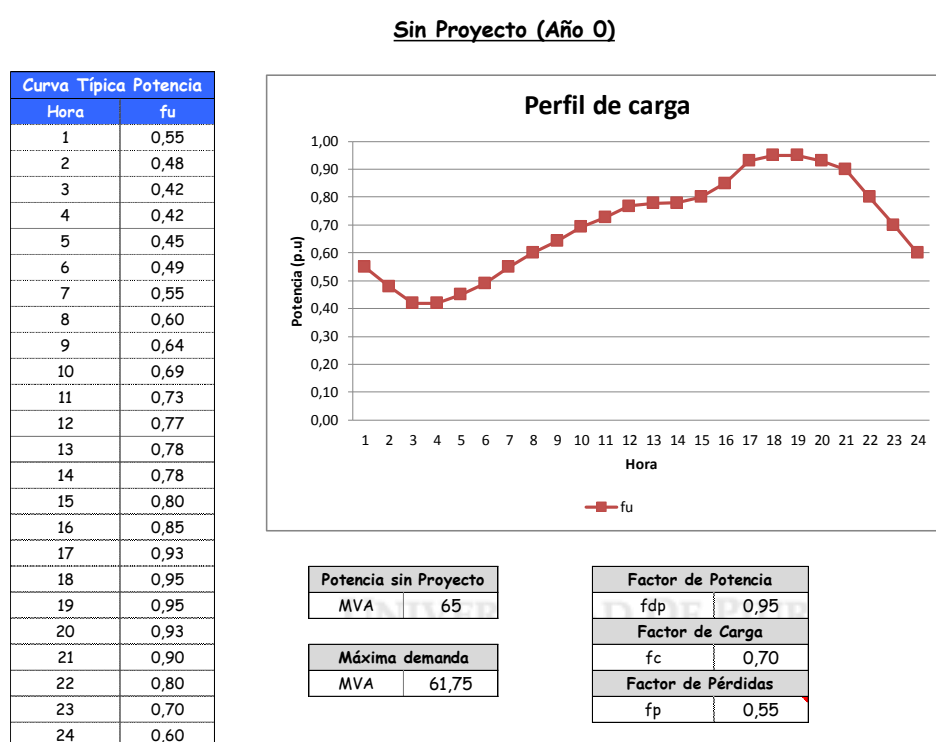
3.4.3.3. Ingreso incremental por pérdidas. Para el ingreso incremental por pérdidas se evalúan los factores de utilización antes y después del proyecto.

El factor de potencia (fdp) a considerar es el factor de potencia óptimo del sistema que corresponde a 0.95. Para el cálculo del factor de carga (fc) es el promedio de los factores de utilización del día. Finalmente, para el factor de pérdidas (fp) se utiliza la fórmula de Buller and Woodrow $fp=0,3fc+0,7 fc^2$.

La potencia adicional disponible por el proyecto es de 15 MVA (se reemplaza el transformador de 25 por uno de 40 MVA).

Figura 42

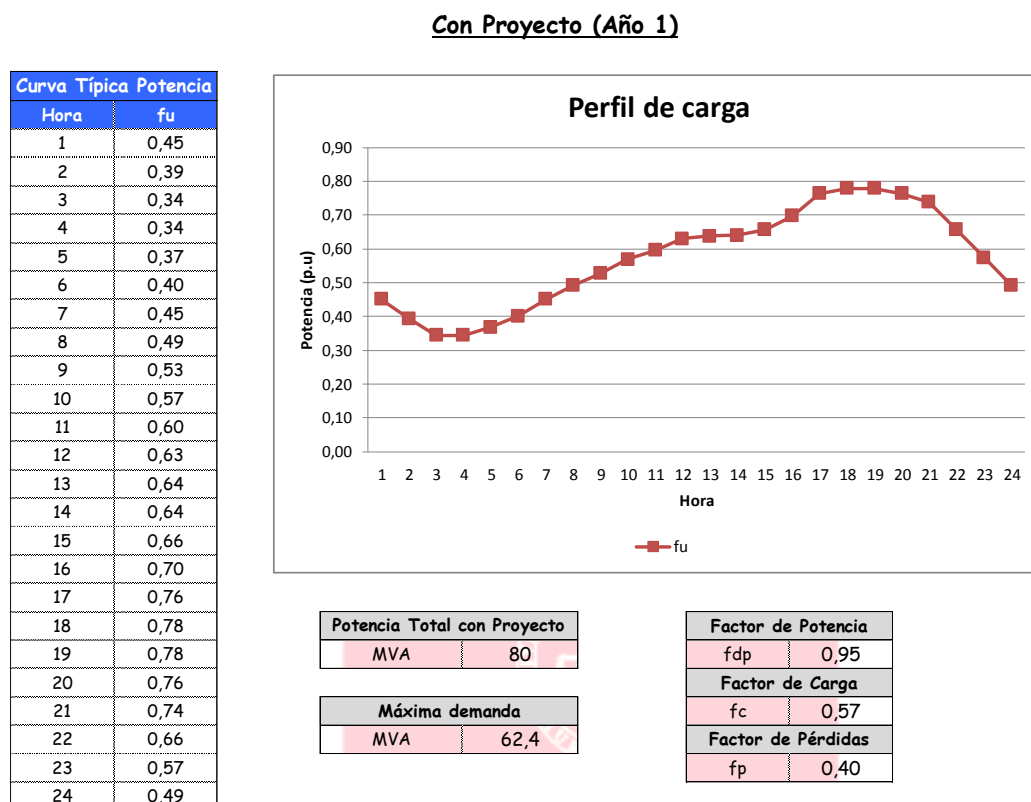
Perfil de carga sin proyecto



Fuente: elaboración propia

Figura 43

Perfil de carga con proyecto



Fuente: elaboración propia

Para este proyecto, de acuerdo a los flujos de energía se estima que el proyecto contribuya con una disminución de las pérdidas de 0,01 MW.

Tabla 33

Disminución de pérdidas

Escenario	Pérdidas LDS (MW)
Sin proyecto	0.20
Con proyecto	0.19
▽	0.01

Fuente: elaboración propia

La tasa de crecimiento anual estimada de la demanda será del 1%, por lo que en el año 26 recién se habrá cubierto la demanda máxima disponible del proyecto.

$\text{Pérdidas} = \text{Demanda} * \text{fdp} * \text{fc} * 8760 * \text{Costo Energía MWh} * \text{Tasa de crecimiento}$

A continuación, se detallan los valores anuales generados por el proyecto.

Tabla 34

Ahorro anual en pérdidas

Tasa Anual de Crecimiento	Dem. Atendida [MVA]	n° año	Evaluación de Pérdidas [MWh]			Ahorro
		-2	Año	Sin Proyecto	Con Proyecto	[USD]
	61,8	0	0	0,00	0,00	0,00
1,0%	62,4	1	1	1.162,24	906,07	19.758
1,0%	63,0	2	2	1.173,86	915,14	19.955
1,0%	63,6	3	3	1.173,86	924,29	19.249
1,0%	64,3	4	4	1.173,86	933,53	18.536
1,0%	64,9	5	5	1.173,86	942,87	17.816
1,0%	65,5	6	6	1.173,86	952,29	17.089
1,0%	66,2	7	7	1.173,86	961,82	16.355
1,0%	66,9	8	8	1.173,86	971,43	15.613
1,0%	67,5	9	9	1.173,86	981,15	14.864
1,0%	68,2	10	10	1.173,86	990,96	14.107
1,0%	68,9	11	11	1.173,86	1.000,87	13.343
1,0%	69,6	12	12	1.173,86	1.010,88	12.571
1,0%	70,3	13	13	1.173,86	1.020,99	11.791
1,0%	71,0	14	14	1.173,86	1.031,20	11.003
1,0%	71,7	15	15	1.173,86	1.041,51	10.208
1,0%	72,4	16	16	1.173,86	1.051,92	9.405
1,0%	73,1	17	17	1.173,86	1.062,44	8.593
1,0%	73,9	18	18	1.173,86	1.073,07	7.774
1,0%	74,6	19	19	1.173,86	1.083,80	6.946
1,0%	75,3	20	20	1.173,86	1.094,64	6.110
1,0%	76,1	21	21	1.173,86	1.105,58	5.266
1,0%	76,9	22	22	1.173,86	1.116,64	4.413
1,0%	77,6	23	23	1.173,86	1.127,81	3.552
1,0%	78,4	24	24	1.173,86	1.139,08	2.682
1,0%	79,2	25	25	1.173,86	1.150,47	1.804
1,0%	80,0	26	26	1.173,86	1.161,98	916
1,0%	80,0	27	27	1.173,86	1.161,98	916
1,0%	80,0	28	28	1.173,86	1.161,98	916
1,0%	80,0	29	29	1.173,86	1.161,98	916
1,0%	80,0	30	30	1.173,86	1.161,98	916

Fuente: elaboración propia

3.4.3.4. Ingreso incremental por ventas. Para el ingreso incremental por nuevas ventas, se valoriza la potencia disponible para la venta que se dispone a raíz de la construcción del proyecto.

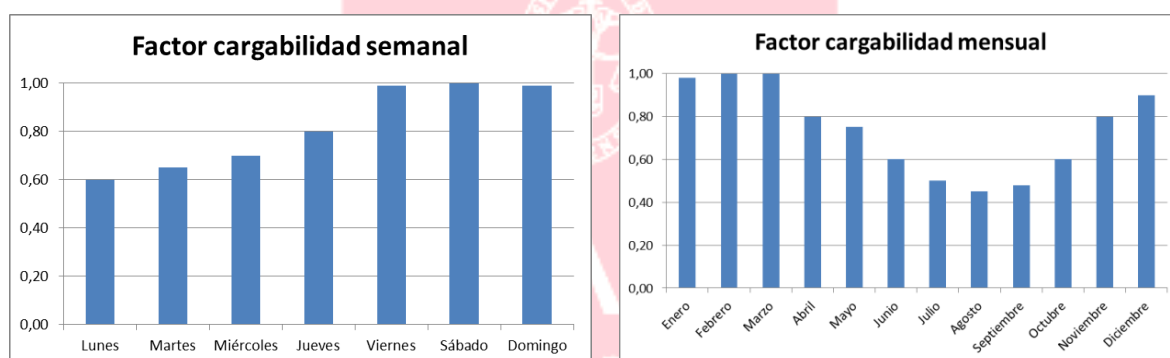
Tabla 35*Potencia disponible debido al proyecto*

TR	PI Inicial (MVA)	MD (MVA)	FU antes	PI Final (MVA)	FU después
1	40	38	95%	40	95%
2	25	23	92%	40	58%

Potencia Instalada	
Sin Proyecto	65 MVA
Con Proyecto	80 MVA

Fuente: elaboración propia

Para la evaluación de la energía anual a suministrar, se toma como referencia el diagrama típico para cargas de distribución que define los factores de utilización por día de la semana y por mes del año.

Figura 44*Factores de cargabilidad diaria y mensual*

Fuente: elaboración propia

Para el año 1, la máxima demanda no supera la capacidad instalada sin proyecto, por lo que no se genera un incremental.

Tabla 36

Energía adicional vendida en el año 1

EVALUACIÓN DE LA ENERGÍA VENDIDA ANUAL										
CAP SIN PRO	65 MVA	TRASLADO	0 MVA	CAP SP + TRA:	65 MVA	CAP CON PRO'	80 MVA	STot Año 1:	0,00	MWh
AÑO	1	Fsem:	0,60	0,65	0,70	0,80	0,99	1,00	0,99	
MES	MD [MVA]	Nº Días x Mes	MD lun [MVA]	MD mar [MVA]	MD mie [MVA]	MD jue [MVA]	MD vie [MVA]	MD sab [MVA]	MD dom [MVA]	ENS [MWh]
1	61,12	31	36,67	39,73	42,78	48,90	60,51	61,12	60,51	0,00
2	62,37	28	37,42	40,54	43,66	49,89	61,74	62,37	61,74	0,00
3	62,37	31	37,42	40,54	43,66	49,89	61,74	62,37	61,74	0,00
4	49,89	30	29,94	32,43	34,93	39,92	49,40	49,89	49,40	0,00
5	46,78	31	28,07	30,40	32,74	37,42	46,31	46,78	46,31	0,00
6	37,42	30	22,45	24,32	26,19	29,94	37,05	37,42	37,05	0,00
7	31,18	31	18,71	20,27	21,83	24,95	30,87	31,18	30,87	0,00
8	28,07	31	16,84	18,24	19,65	22,45	27,78	28,07	27,78	0,00
9	29,94	30	17,96	19,46	20,96	23,95	29,64	29,94	29,64	0,00
10	37,42	31	22,45	24,32	26,19	29,94	37,05	37,42	37,05	0,00
11	49,89	30	29,94	32,43	34,93	39,92	49,40	49,89	49,40	0,00
12	56,13	31	33,68	36,48	39,29	44,90	55,57	56,13	55,57	0,00

Fuente: elaboración propia

La tasa de crecimiento de la venta de energía es del 1% para este proyecto, con ello se evalúa el crecimiento mensual de la demanda hasta cubrir la potencia disponible.

El valor de la energía a considerar es el precio en barra de generación en Lima, que corresponde a los US\$/MWh 77.13.

Para efectos de la evaluación del proyecto se considera que el precio de la energía se mantiene constante durante la vida útil del mismo.

En la Tabla 37, se muestran los resultados de los ingresos generados por las nuevas ventas de energía.

Tabla 37

Energía vendida durante la vida del proyecto

Tasa Anual de Crecimiento	Dem. Atendida [MVA]	n° año	Energía Vendida [MWh]	Compensación [USD]
		-1	0,00	0,00
	61,8	0	0,00	0,00
1,0%	62,4	1	0,00	0,00
1,0%	63,0	2	0,00	0,00
1,0%	63,6	3	0,00	0,00
1,0%	64,3	4	0,00	0,00
1,0%	64,9	5	0,00	0,00
1,0%	65,5	6	4,39	338,97
1,0%	66,2	7	9,64	743,78
1,0%	66,9	8	17,42	1.343,86
1,0%	67,5	9	25,28	1.949,91
1,0%	68,2	10	33,47	2.581,75
1,0%	68,9	11	41,75	3.219,91
1,0%	69,6	12	50,73	3.912,41
1,0%	70,3	13	58,54	4.515,44
1,0%	71,0	14	67,07	5.172,94
1,0%	71,7	15	75,68	5.837,01
1,0%	72,4	16	86,08	6.639,14
1,0%	73,1	17	96,60	7.450,49
1,0%	73,9	18	108,24	8.348,25
1,0%	74,6	19	119,99	9.255,00
1,0%	75,3	20	133,27	10.279,11
1,0%	76,1	21	143,86	11.095,78
1,0%	76,9	22	155,97	12.029,99
1,0%	77,6	23	168,21	12.973,55
1,0%	78,4	24	182,38	14.066,88
1,0%	79,2	25	193,04	14.889,08
1,0%	80,0	26	205,65	15.861,23
1,0%	80,0	27	205,93	15.883,23
1,0%	80,0	28	207,97	16.040,24
1,0%	80,0	29	205,93	15.883,23
1,0%	80,0	30	205,93	15.883,23

Fuente: elaboración propia

3.4.3.5. Ingreso incremental por confiabilidad. Los ingresos incrementales por confiabilidad utilizan los mismos factores y curvas típicas de los ingresos por nuevas ventas, pero valorizan el costo de la compensación monetaria a los clientes por no suministrar la energía.

A continuación, en la Tabla 38 se muestran los resultados de la simulación de las compensaciones evitadas.

Tabla 38

Compensación evitada durante la vida del proyecto

Tasa Anual de Crecimiento	Dem. Atendida [MVA]	n° año	Energía No Suministrada [MWh]	Compensación [USD]
		-1	0,00	0,00
	236,0	0	0,00	0,00
3,0%	243,1	1	8,10	173
3,0%	250,4	2	48,44	1.038
3,0%	257,9	3	136,29	2.919
3,0%	265,6	4	234,31	5.019
3,0%	273,6	5	350,08	7.498
3,0%	281,8	6	490,04	10.496
3,0%	290,3	7	651,85	13.962
3,0%	299,0	8	837,38	17.936
3,0%	307,9	9	1.040,71	22.291
3,0%	317,2	10	1.268,04	27.161
3,0%	326,7	11	1.523,21	32.626
3,0%	336,5	12	1.799,40	38.542
3,0%	340,0	13	1.888,27	40.445
3,0%	340,0	14	1.888,27	40.445
3,0%	340,0	15	1.888,27	40.445
3,0%	340,0	16	1.896,17	40.615
3,0%	340,0	17	1.888,27	40.445
3,0%	340,0	18	1.888,27	40.445
3,0%	340,0	19	1.888,27	40.445
3,0%	340,0	20	1.896,17	40.615
3,0%	340,0	21	1.888,27	40.445
3,0%	340,0	22	1.888,27	40.445
3,0%	340,0	23	1.888,27	40.445
3,0%	340,0	24	1.896,17	40.615
3,0%	340,0	25	1.888,27	40.445
3,0%	340,0	26	1.888,27	40.445
3,0%	340,0	27	1.888,27	40.445
3,0%	340,0	28	1.896,17	40.615
3,0%	340,0	29	1.888,27	40.445
3,0%	340,0	30	1.888,27	40.445

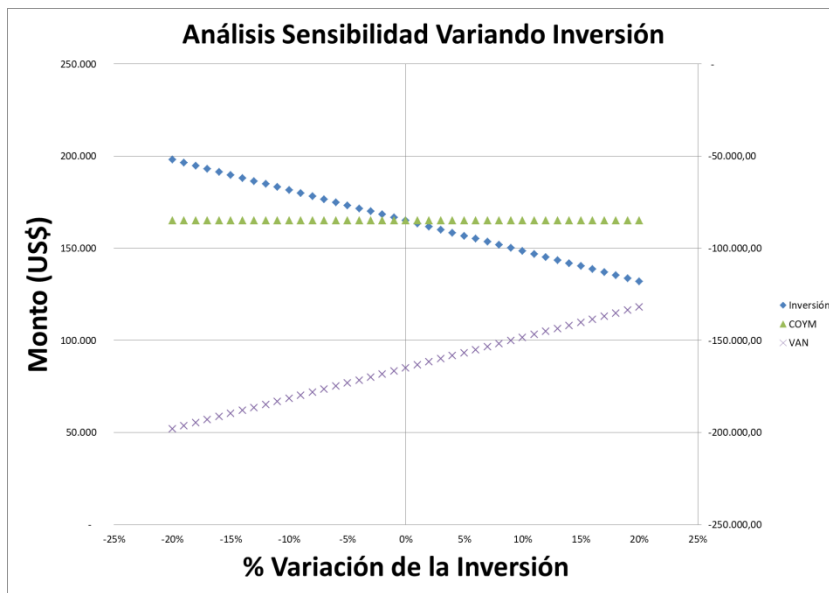
Fuente: elaboración propia

3.4.4. Análisis de sensibilidad del proyecto

3.4.4.1. Sensibilidad del proyecto. Se aprecia claramente que el VAN del proyecto es negativo debido a que la inversión real del proyecto es menor a la inversión reconocida.

Figura 45

Sensibilidad del VAN con la inversión real



Fuente: elaboración propia

Al ser el VAN negativo, ni la TIR ni el *payback* convergen a un valor durante la vida útil del proyecto.

En este caso, no se analizará la sensibilidad ante la variación de alguna de las variables, porque las variaciones del 20% consideradas no generan un VAN positivo.

3.4.5. Análisis del proyecto

Considerando los ingresos y costos totales del proyecto, y con un periodo de depreciación de 10 años, se calcula el flujo de caja libre del mismo.

Tabla 39

Flujo de caja libre del proyecto durante su vida útil

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
INVERSIÓN	- 165 000,0															
Ingresos																
Anualidad		20 492,0	20 492,0	20 492,0	20 492,0	20 492,0	20 492,0	20 492,0	20 492,0	20 492,0	20 492,0	20 492,0	20 492,0	20 492,0	20 492,0	20 492,0
Incrementales		19 757,5	19 955,1	19 249,3	18 536,4	17 816,4	17 522,3	17 305,0	17 329,9	17 355,0	17 405,6	17 456,7	17 569,5	17 560,3	17 613,0	17 666,1
GASTOS																
O&M		- 20 492,0	- 20 492,0	- 20 492,0	- 20 492,0	- 20 492,0	- 20 492,0	- 20 492,0	- 20 492,0	- 20 492,0	- 20 492,0	- 20 492,0	- 20 492,0	- 20 492,0	- 20 492,0	- 20 492,0
EBITDA		19 757,5	19 955,1	19 249,3	18 536,4	17 816,4	17 522,3	17 305,0	17 329,9	17 355,0	17 405,6	17 456,7	17 569,5	17 560,3	17 613,0	17 666,1
Depreciación		- 16 500,0	- 16 500,0	- 16 500,0	- 16 500,0	- 16 500,0	- 16 500,0	- 16 500,0	- 16 500,0	- 16 500,0	- 16 500,0	- 16 500,0	- 16 500,0	- 16 500,0	- 16 500,0	- 16 500,0
EBIT		3 257,5	3 455,1	2 749,3	2 036,4	1 316,4	1 022,3	805,0	829,9	855,0	905,6	17 456,7	17 569,5	17 560,3	17 613,0	17 666,1
Impuesto		- 977,3	- 1 036,5	- 824,8	- 610,9	- 394,9	- 306,7	- 241,5	- 249,0	- 256,5	- 271,7	- 5 237,0	- 5 270,9	- 5 268,1	- 5 283,9	- 5 299,8
Flujo de caja libre	- 165 000,0	18 780,3	18 918,6	18 424,5	17 925,5	17 421,5	17 215,6	17 063,5	17 080,9	17 098,5	17 133,9	12 219,7	12 298,7	12 292,2	12 329,1	12 366,3
NOPAT	- 165 000,0	2 280,3	2 418,6	1 924,5	1 425,5	921,5	715,6	563,5	580,9	598,5	633,9	12 219,7	12 298,7	12 292,2	12 329,1	12 366,3

	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
INVERSIÓN															
Ingresos															
Anualidad	20 492,0	20 492,0	20 492,0	20 492,0	20 492,0	20 492,0	20 492,0	20 492,0	20 492,0	20 492,0	20 492,0	20 492,0	20 492,0	20 492,0	20 492,0
Incrementales	17 887,7	18 113,0	18 440,7	18 771,6	19 244,2	19 443,4	19 784,3	20 128,7	20 655,8	20 827,8	21 182,5	21 210,7	21 411,3	21 210,7	21 210,7
GASTOS															
O&M	- 20 492,0	- 20 492,0	- 20 492,0	- 20 492,0	- 20 492,0	- 20 492,0	- 20 492,0	- 20 492,0	- 20 492,0	- 20 492,0	- 20 492,0	- 20 492,0	- 20 492,0	- 20 492,0	- 20 492,0
EBITDA	17 887,7	18 113,0	18 440,7	18 771,6	19 244,2	19 443,4	19 784,3	20 128,7	20 655,8	20 827,8	21 182,5	21 210,7	21 411,3	21 210,7	21 210,7
Depreciación															
EBIT	17 887,7	18 113,0	18 440,7	18 771,6	19 244,2	19 443,4	19 784,3	20 128,7	20 655,8	20 827,8	21 182,5	21 210,7	21 411,3	21 210,7	21 210,7
Impuesto	- 5 366,3	- 5 433,9	- 5 532,2	- 5 631,5	- 5 773,3	- 5 833,0	- 5 935,3	- 6 038,6	- 6 196,7	- 6 248,3	- 6 354,8	- 6 363,2	- 6 423,4	- 6 363,2	- 6 363,2
Flujo de caja libre	12 521,4	12 679,1	12 908,5	13 140,1	13 470,9	13 610,4	13 849,0	14 090,1	14 459,0	14 579,4	14 827,8	14 847,5	14 987,9	14 847,5	14 847,5
NOPAT	12 521,4	12 679,1	12 908,5	13 140,1	13 470,9	13 610,4	13 849,0	14 090,1	14 459,0	14 579,4	14 827,8	14 847,5	14 987,9	14 847,5	14 847,5

Fuente: elaboración propia

Analizando el proyecto con el WACC de Luz del Sur se obtienen los resultados que se presentan en la Tabla 40.

Tabla 40

Resultados del análisis del proyecto y WACC de Luz del Sur

VAN (9.88%)	-10,883.0
TIR	9.01%
Payback	años
UPA (US\$)	0.000
B/C	0.57

Fuente: elaboración propia

Realizando un análisis de todos los indicadores del proyecto, definimos la valoración del mismo para la empresa.

Tabla 41

Evaluación del proyecto según impacto y factibilidad

Tipo	Indicador	Valor	Impacto	Análisis	Farol
Indicadores Estratégicos	Calidad del Servicio Eléctrico	NA	Bajo	No impacta en mejorar niveles de tensión.	●
	Confiabilidad del Servicio Eléctrico	NA	Alto	Al reducir los factores de utilización, permite tolerar la falla de un transformador asumiendo la totalidad o parte de su carga	●
	Imagen de la Empresa	NA	Alto	Mejora la imagen de la empresa al brindar un mejor servicio al cliente que lo percibirá como una continuidad del servicio de energía eléctrica	●
Indicadores Financieros	Plazo de Recuperación de Inversión	0	Bajo	No se recupera la inversión en el Plazo de 30 años	●
	Valor Actual Neto	- 10.883	Bajo	Al ser el VAN un valor negativo, indica que los flujos futuros del proyecto no son suficientes para justificar su inversión.	●
	Tasa Interna de Retorno	9,0%	Bajo	El TIR del Proyecto es menor al 9,6% mínimo por lo que su impacto es negativo para la empresa.	●
	Beneficio/Costo	0,57	Bajo	Indica que el beneficio generado a valor presente son menores a los gastos a incurrir a valor presente.	●
	Valor Incremental para las Acciones	0,000	Bajo	No existe valor incremental generado	●
Indicadores Técnicos	Instrumento Ambiental	Informe Técnico Sustentatorio	Alto	Este Instrumento Ambiental considera la difusión en periódicos de máxima circulación.	●
	Generación de polvo y ruidos	Bajo	Alto	Dado que los trabajos son realizados dentro de una instalación cercada, los polvos y ruidos generados no son percibidos por la población. Se hace uso de equipos con generación de bajos niveles de ruido y se humedece el terreno para evitar la generación de polvo.	●
	Interferencia con Proyectos de Terceros	Bajo	Alto	Al ubicarse dentro de un lote, no se interfiere con proyectos de terceros	●
	Tiempo de ejecución	6 meses	Alto	El tiempo de ejecución 6 meses nos genera una amplia holgura para concluir el proyecto dentro del plazo previsto.	●

Fuente: elaboración propia

3.4.6. Conclusiones

- Los indicadores estratégicos impactarán positivamente en la confiabilidad e imagen de la empresa pero no permiten mejorar los niveles de tensión.

- Los indicadores financieros no cumplen con lo requerido por la empresa, dado que tiene una VAN negativo.
- Los indicadores técnicos indican que el proyecto es factible de construir.

Debido a que no cumple con los indicadores financieros, el proyecto es inviable económicamente pero sí es factible técnicamente.

Al ser un proyecto de ejecución obligatoria, debemos procurar optimizar la inversión real para evitar pérdidas mayores durante la ejecución del mismo.

3.5. Caso 4. Nueva línea 220 kV

Para analizar este caso, se tomará la nueva línea de transmisión 220 kV San Juan-Balnearios, proyecto aprobado en el Plan de Inversiones de Transmisión 2017-2021 según Resolución de Consejo Directivo N° 126-2020-OS-CD del 27 de agosto del 2020 (OSINERGMIN, 2020b).

3.5.1. Alcance del proyecto

El Proyecto involucra la construcción y puesta en servicio de los siguientes elementos:

Líneas de transmisión

- Una línea trifásica de transmisión aérea-subterránea 220 kV compuesta por 2.30 km. de longitud subterránea y 6.8 km. de longitud aérea, desde la subestación San Juan hasta la subestación Balnearios.

3.5.2. Flujo de inversión del proyecto

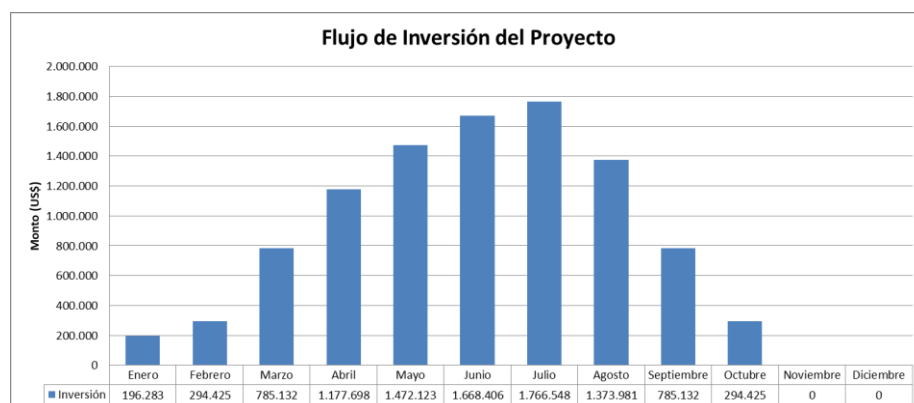
El flujo de inversión del proyecto, resume los desembolsos mensuales a realizar durante el proceso de construcción, con la finalidad del prever el financiamiento requerido por la empresa para poder cumplir con las obligaciones de pago.

Como se evidencia, el plazo de ejecución del proyecto es de 10 meses, concentrándose las actividades en los meses de mayo a agosto.

El proyecto se inicia en enero y culmina en octubre.

Figura 46

Flujo de desembolso anual del proyecto

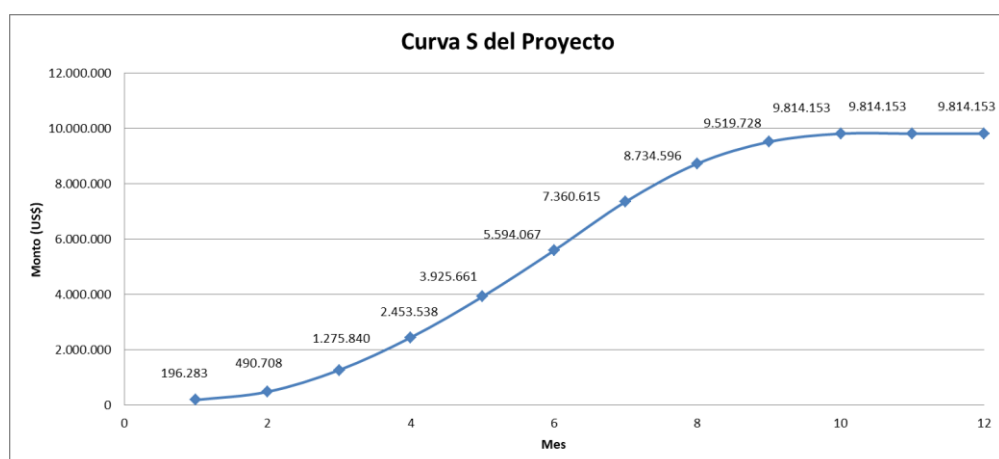


Fuente: elaboración propia

La curva S del proyecto refleja el avance económico acumulado del mismo.

Figura 47

Curva S de desembolso del proyecto



Fuente: elaboración propia

3.5.3. Ingresos del proyecto

3.5.3.1. Inversión reconocida. El principal ingreso del proyecto es la Inversión reconocida por el OSINERGMIN, la cual en base a los módulos estándares fue de **US\$ 9,814,153**.

Este proyecto genera una anualidad durante 30 años (CMA: Costo Medio Anual) a una tasa de interés del 12%.

Tabla 42

Inversión reconocida por el proyecto

Año(1)	Características del Elemento								Costo Reconocido por Osinergmin (US\$)
	Nombre Elemento	Tipo de Elemento (3)	Código de Módulo Estándar	Tensión KV (4)	Código Nivel Tensión (5)	Código Parte del Sistema (6)	Región (7)	Longitud (Km)	
2020	Línea Transmisión San Juan - Balnearios	Línea	LT-220COU0XD0C320ES-ES2	220,0	MAT	MAT	Costa	2,03	7.194.918
2020	Línea Transmisión San Juan - Balnearios	Línea	LT-220COU0PAD0C1100A	220,0	MAT	MAT	Costa	6,8	2.619.235
									9.814.153

Fuente: OSINERGMIN (2020b), p. 6-12

3.5.3.2. Ingresos por Costo de Operación y Mantenimiento [COYM]. Otro ingreso son los Costos de Operación y Mantenimiento que fueron de **US\$ 319,941**.

Tabla 43

Ingresos por COYM del proyecto

Año(1)	Características del Elemento								Costo de Operación y Mantenimiento (COYM)		
	Nombre Elemento	Tipo de Elemento (3)	Código de Módulo Estándar	Tensión KV (4)	Código Nivel Tensión (5)	Código Parte del Sistema (6)	Región (7)	Longitud (Km)	Código COYM	Porcentaje de Inversión	COYM (US\$)
2020	Línea Transmisión San Juan - Balnearios	Línea	LT-220COU0XD0C320ES-ES2	220,0	MAT	MAT	Costa	2,03	COMAT	3,26%	234.554
2020	Línea Transmisión San Juan - Balnearios	Línea	LT-220COU0PAD0C1100A	220,0	MAT	MAT	Costa	6,8	COMAT	3,26%	85.387
											319.941

Fuente: OSINERGMIN (2020b), p. 6-12

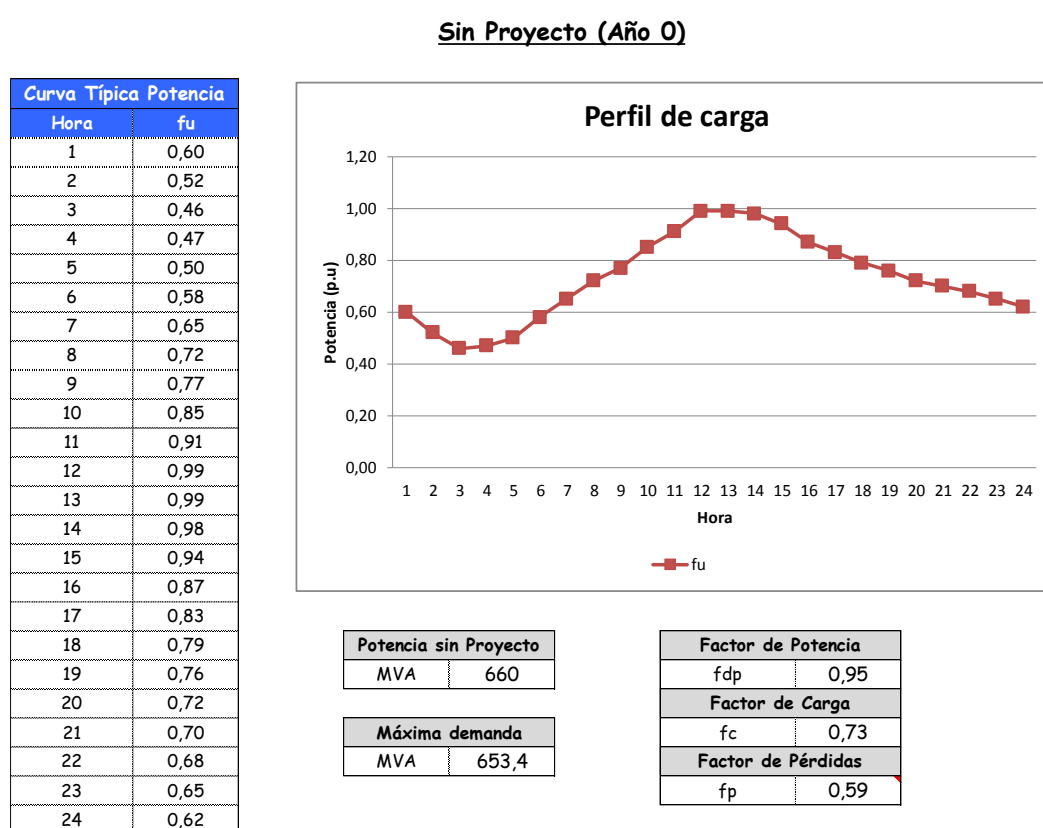
3.5.3.3. Ingreso incremental por pérdidas. Para el ingreso incremental por pérdidas se evalúan los factores de utilización antes y después del proyecto.

El factor de potencia (fdp) a considerar es el factor de potencia óptimo del sistema que corresponde a 0.95. Para el cálculo del factor de carga (fc) es el promedio de los factores de utilización del día. Finalmente, para el factor de pérdidas (fp) se utiliza la fórmula de Buller and Woodrow $fp=0,3fc+0,7 fc^2$.

La potencia adicional disponible por el proyecto es de 660 MVA (antes del proyecto se tiene una potencia instalada de 660 MVA).

Figura 48

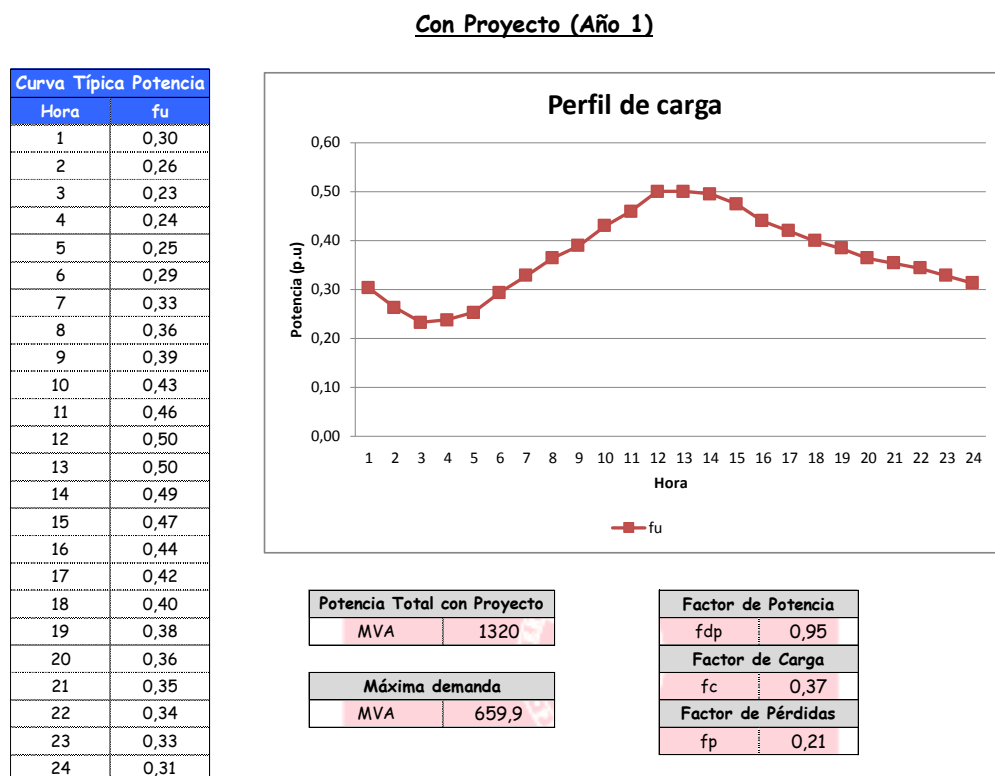
Perfil de carga sin proyecto



Fuente: elaboración propia

Figura 49

Perfil de carga con proyecto



Fuente: elaboración propia

Para este proyecto, de acuerdo a los flujos de energía se estima que el proyecto contribuya con una disminución de las pérdidas de 0.12 MW.

Tabla 44

Disminución de pérdidas

Escenario	Pérdidas LDS (MW)
Sin proyecto	0.52
Con proyecto	0.40
▽	0.12

Fuente: elaboración propia

La tasa de crecimiento anual estimada de la demanda será del 1%, por lo que durante toda la vida del proyecto no se alcanza la demanda máxima disponible. Con ello se evidencia que el proyecto está concebido para evitar interrupciones y no para atención de la demanda.

A continuación, en la Tabla 45 se detallan los valores anuales generados por el proyecto.

Tabla 45

Ahorro anual en pérdidas

Tasa Anual de Crecimiento	Dem. Atendida [MVA]	n° año	Evaluación de Pérdidas [MWh]			Ahorro
			Año	Sin Proyecto	Con Proyecto	[USD]
		-2				
	653,4	0	0	0,00	0,00	0,00
1,0%	659,9	1	1	3.164,44	1.229,26	149.257
1,0%	666,5	2	2	3.196,08	1.241,56	150.749
1,0%	673,2	3	3	3.196,08	1.253,97	149.792
1,0%	679,9	4	4	3.196,08	1.266,51	148.825
1,0%	686,7	5	5	3.196,08	1.279,18	147.848
1,0%	693,6	6	6	3.196,08	1.291,97	146.861
1,0%	700,5	7	7	3.196,08	1.304,89	145.865
1,0%	707,5	8	8	3.196,08	1.317,94	144.858
1,0%	714,6	9	9	3.196,08	1.331,12	143.842
1,0%	721,8	10	10	3.196,08	1.344,43	142.815
1,0%	729,0	11	11	3.196,08	1.357,87	141.778
1,0%	736,3	12	12	3.196,08	1.371,45	140.731
1,0%	743,6	13	13	3.196,08	1.385,16	139.673
1,0%	751,1	14	14	3.196,08	1.399,02	138.605
1,0%	758,6	15	15	3.196,08	1.413,01	137.526
1,0%	766,2	16	16	3.196,08	1.427,14	136.436
1,0%	773,8	17	17	3.196,08	1.441,41	135.335
1,0%	781,6	18	18	3.196,08	1.455,82	134.223
1,0%	789,4	19	19	3.196,08	1.470,38	133.100
1,0%	797,3	20	20	3.196,08	1.485,08	131.966
1,0%	805,2	21	21	3.196,08	1.499,93	130.821
1,0%	813,3	22	22	3.196,08	1.514,93	129.664
1,0%	821,4	23	23	3.196,08	1.530,08	128.496
1,0%	829,6	24	24	3.196,08	1.545,38	127.316
1,0%	837,9	25	25	3.196,08	1.560,84	126.124
1,0%	846,3	26	26	3.196,08	1.576,45	124.920
1,0%	854,8	27	27	3.196,08	1.592,21	123.704
1,0%	863,3	28	28	3.196,08	1.608,13	122.476
1,0%	872,0	29	29	3.196,08	1.624,21	121.236
1,0%	880,7	30	30	3.196,08	1.640,46	119.983

Fuente: elaboración propia

3.5.3.4. Ingreso incremental por ventas. Para el ingreso incremental por nuevas ventas, se valoriza la potencia disponible para la venta que se dispone a raíz de la construcción del proyecto.

Tabla 46

Potencia disponible debido al proyecto

LÍNEA	PI (MVA)	MD (MVA)	FU antes	Descarga	FU después
1	330	300	91%	100,00	61%
2	330	300	91%	100,00	61%

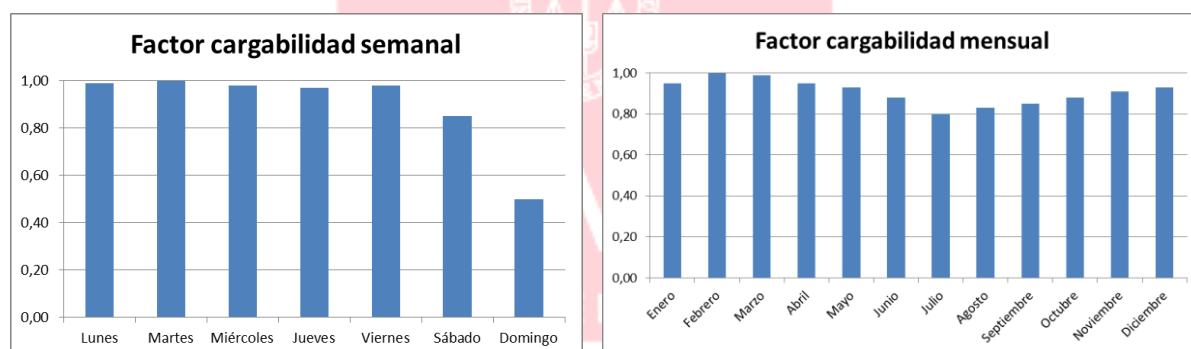
Potencia Instalada	
Sin Proyecto	660 MVA
Con Proyecto	1320 MVA

Fuente: elaboración propia

Para la evaluación de la energía anual a suministrar se toma como referencia el diagrama típico para cargas de distribución que define los factores de utilización por día de la semana y por mes del año.

Figura 50

Factores de cargabilidad diaria y mensual.



Fuente: elaboración propia

Para el año 1, la máxima demanda no supera la capacidad instalada sin proyecto, por lo que no se genera un incremental.

Tabla 47

Energía adicional vendida en el año 1

EVALUACIÓN DE LA ENERGÍA VENDIDA ANUAL										
CAP SIN PRO	660 MVA	TRASLADO	0 MVA	CAP SP + TRA:	660 MVA	CAP CON PRO	1320 MVA	STot Año 1:	0,00	MWh
AÑO	1	Fsem:	0,99	1,00	0,98	0,97	0,98	0,85	0,50	
MES	MD [MVA]	Nº Días x Mes	MD lun [MVA]	MD mar [MVA]	MD mie [MVA]	MD jue [MVA]	MD vie [MVA]	MD sab [MVA]	MD dom [MVA]	ENS [MWh]
1	575,70	31	569,94	575,70	564,19	558,43	564,19	489,35	287,85	0,00
2	606,00	28	599,94	606,00	593,88	587,82	593,88	515,10	303,00	0,00
3	599,94	31	593,94	599,94	587,94	581,94	587,94	509,95	299,97	0,00
4	575,70	30	569,94	575,70	564,19	558,43	564,19	489,35	287,85	0,00
5	563,58	31	557,94	563,58	552,31	546,67	552,31	479,04	281,79	0,00
6	533,28	30	527,95	533,28	522,61	517,28	522,61	453,29	266,64	0,00
7	484,80	31	479,95	484,80	475,10	470,26	475,10	412,08	242,40	0,00
8	502,98	31	497,95	502,98	492,92	487,89	492,92	427,53	251,49	0,00
9	515,10	30	509,95	515,10	504,80	499,65	504,80	437,84	257,55	0,00
10	533,28	31	527,95	533,28	522,61	517,28	522,61	453,29	266,64	0,00
11	551,46	30	545,95	551,46	540,43	534,92	540,43	468,74	275,73	0,00
12	563,58	31	557,94	563,58	552,31	546,67	552,31	479,04	281,79	0,00

Fuente: elaboración propia

La tasa de crecimiento de la venta de energía es del 1% para este proyecto, con ello se evalúa el crecimiento mensual de la demanda hasta cubrir la potencia disponible.

El valor de la energía a considerar es el precio en barra de generación en Lima, que corresponde a los US\$/MWh 77.13.

Para efectos de la evaluación del proyecto se considera que el precio de la energía se mantiene constante durante la vida útil del mismo.

En la Tabla 48 se muestran los resultados de los ingresos generados por las nuevas ventas de energía.

Tabla 48

Energía vendida durante la vida del proyecto

Tasa Anual de Crecimiento	Dem. Atendida [MVA]	n° año	Energía Vendida [MWh]	Energía Vendida [USD]
		-1	0,00	0,00
	600,0	0	0,00	0,00
1,0%	606,0	1	0,00	0,00
1,0%	612,1	2	0,00	0,00
1,0%	618,2	3	0,00	0,00
1,0%	624,4	4	0,00	0,00
1,0%	630,6	5	0,00	0,00
1,0%	636,9	6	0,00	0,00
1,0%	643,3	7	0,00	0,00
1,0%	649,7	8	0,00	0,00
1,0%	656,2	9	0,00	0,00
1,0%	662,8	10	10,54	812,81
1,0%	669,4	11	47,11	3.633,71
1,0%	676,1	12	102,62	7.914,52
1,0%	682,9	13	154,28	11.899,52
1,0%	689,7	14	208,67	16.094,52
1,0%	696,6	15	278,11	21.450,33
1,0%	703,5	16	394,29	30.410,84
1,0%	710,6	17	506,83	39.091,10
1,0%	717,7	18	674,92	52.055,45
1,0%	724,9	19	844,69	65.149,45
1,0%	732,1	20	1.051,28	81.083,63
1,0%	739,4	21	1.241,80	95.778,05
1,0%	746,8	22	1.444,11	111.381,82
1,0%	754,3	23	1.679,76	129.556,52
1,0%	761,8	24	1.954,90	150.778,25
1,0%	769,5	25	2.205,02	170.069,53
1,0%	777,2	26	2.473,97	190.812,74
1,0%	784,9	27	2.770,11	213.653,58
1,0%	792,8	28	3.087,23	238.112,62
1,0%	800,7	29	3.390,59	261.509,86
1,0%	808,7	30	3.723,66	287.199,29

Fuente: elaboración propia

3.5.3.5. Ingreso incremental por confiabilidad. Los ingresos incrementales por confiabilidad utilizan los mismos factores y curvas típicas de los ingresos por nuevas ventas, pero valorizan el costo de la compensación monetaria a los clientes por no suministrar la energía.

A continuación, en la Tabla 49 se muestran los resultados de la simulación de las compensaciones evitadas.

Tabla 49

Compensación evitada durante la vida del proyecto

Tasa Anual de Crecimiento	Dem. Atendida [MVA]	n° año	Energía No Suministrada [MWh]	Compensación [USD]
		-1	0,00	0,00
	600,0	0	0,00	0,00
1,0%	606,0	1	0,00	0
1,0%	612,1	2	0,00	0
1,0%	618,2	3	0,00	0
1,0%	624,4	4	0,00	0
1,0%	630,6	5	0,00	0
1,0%	636,9	6	0,00	0
1,0%	643,3	7	0,00	0
1,0%	649,7	8	0,00	0
1,0%	656,2	9	0,00	0
1,0%	662,8	10	6,59	141
1,0%	669,4	11	29,44	631
1,0%	676,1	12	64,13	1.374
1,0%	682,9	13	96,42	2.065
1,0%	689,7	14	130,41	2.793
1,0%	696,6	15	173,80	3.723
1,0%	703,5	16	246,40	5.278
1,0%	710,6	17	316,74	6.784
1,0%	717,7	18	421,78	9.034
1,0%	724,9	19	527,87	11.307
1,0%	732,1	20	656,98	14.072
1,0%	739,4	21	776,04	16.622
1,0%	746,8	22	902,47	19.330
1,0%	754,3	23	1.049,73	22.484
1,0%	761,8	24	1.221,68	26.167
1,0%	769,5	25	1.377,99	29.515
1,0%	777,2	26	1.546,06	33.115
1,0%	784,9	27	1.731,12	37.079
1,0%	792,8	28	1.929,30	41.324
1,0%	800,7	29	2.118,88	45.385
1,0%	808,7	30	2.327,03	49.843

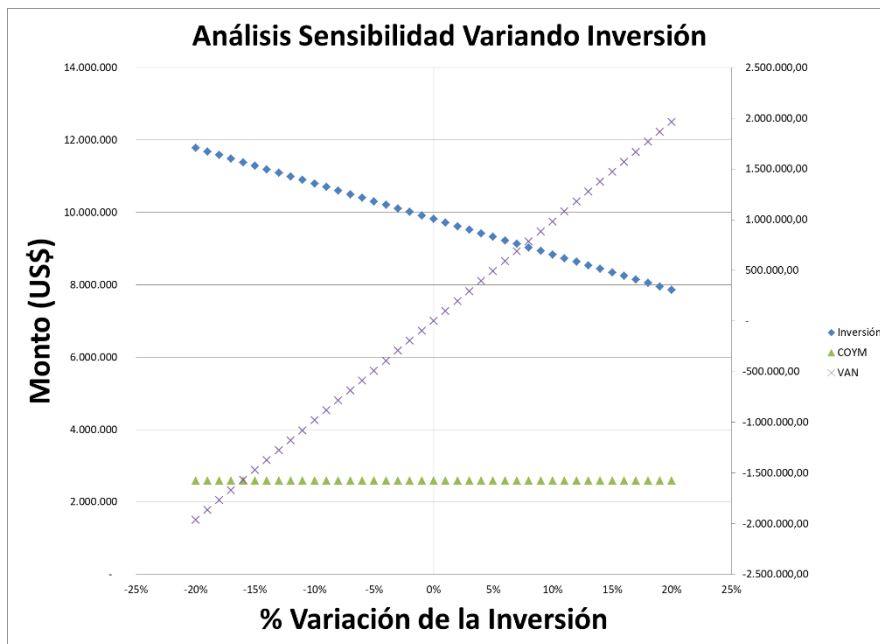
Fuente: elaboración propia

3.5.4. Análisis de sensibilidad del proyecto

3.5.4.1. Sensibilidad del proyecto por variación de la inversión real. Se aprecia claramente que el VAN del proyecto es igual a cero cuando la inversión real del proyecto es igual a la inversión reconocida, se hace positivo cuando la inversión real es menor a la reconocida y se hace negativo cuando la inversión real es superior a la inversión reconocida.

Figura 51

Sensibilidad del VAN con la inversión real

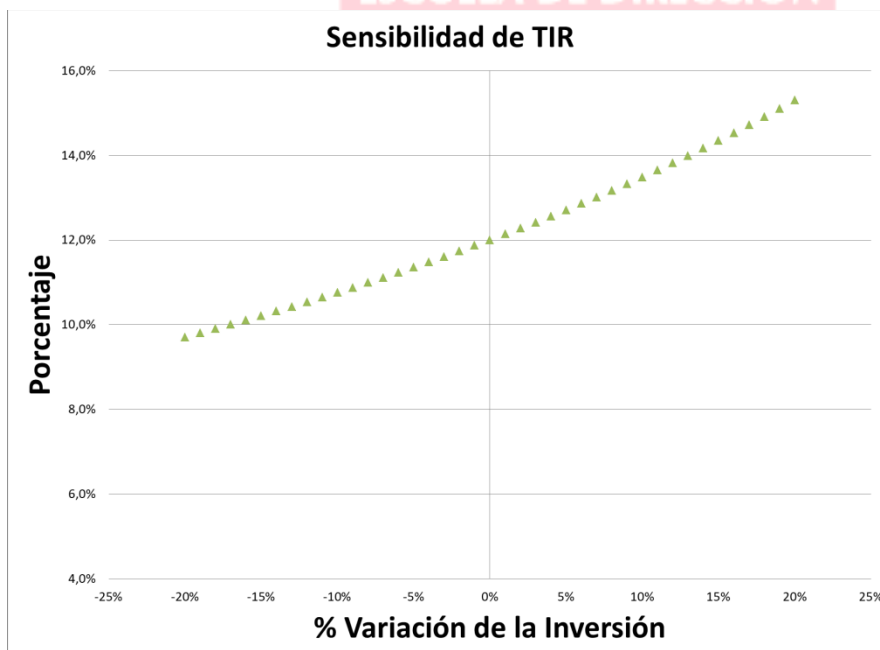


Fuente: elaboración propia

Para el caso de la TIR, su comportamiento es inversamente proporcional a la variación de la inversión real.

Figura 52

Sensibilidad de la TIR con la inversión real

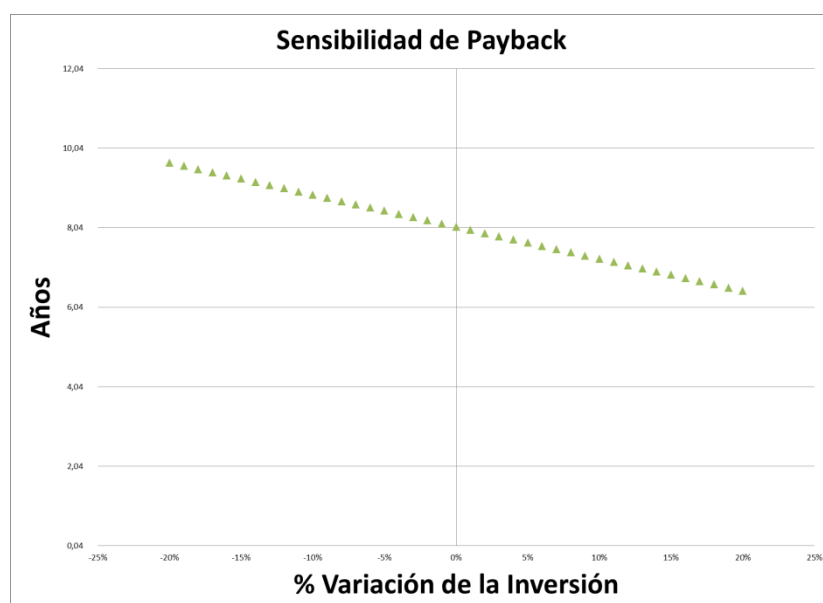


Fuente: elaboración propia

En cambio, el *payback* es directamente proporcional a la variación de la inversión.

Figura 53

Sensibilidad del payback con la inversión real



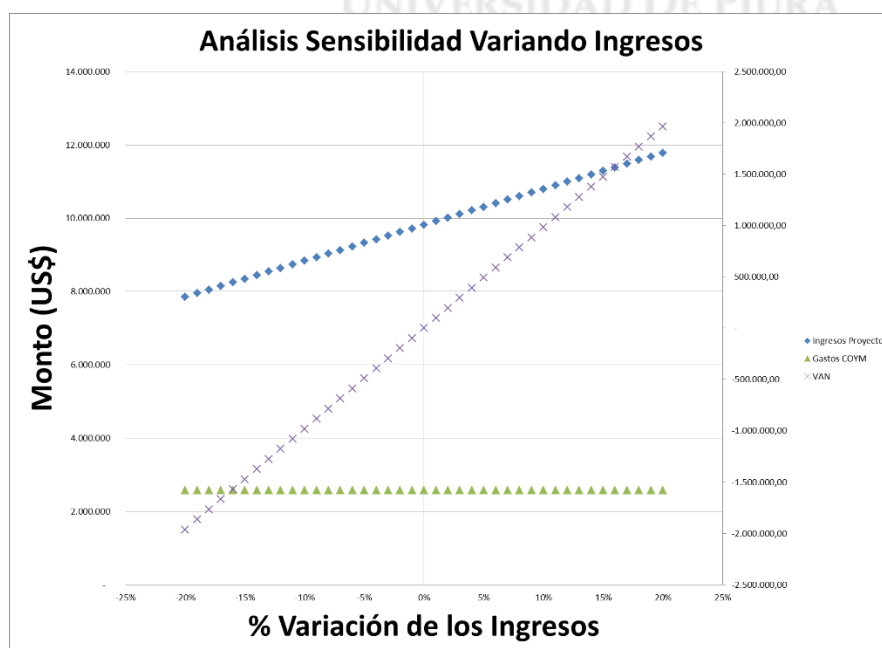
Fuente: elaboración propia

3.5.4.2. Sensibilidad del proyecto por variación de los ingresos. Si los ingresos del proyecto se incrementan el VAN se incrementa dado que mejora el retorno del mismo.

Los ingresos y los gastos por COYM, así como la inversión se mantienen constantes.

Figura 54

Sensibilidad del VAN con los ingresos

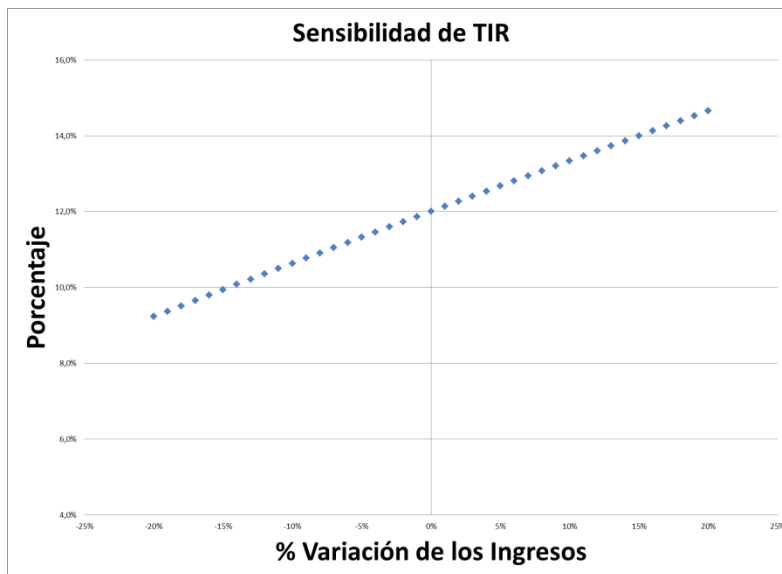


Fuente: elaboración propia

La TIR es directamente proporcional al incremento de los ingresos.

Figura 55

Sensibilidad de la TIR con los ingresos

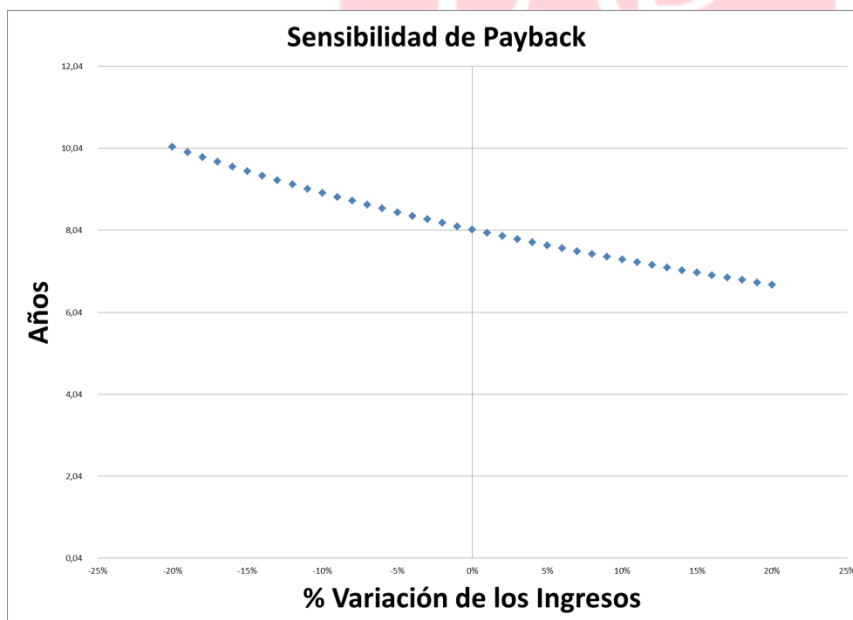


Fuente: elaboración propia

En el caso del *payback*, también es directamente proporcional a los ingresos.

Figura 56

Sensibilidad del *payback* con los ingresos



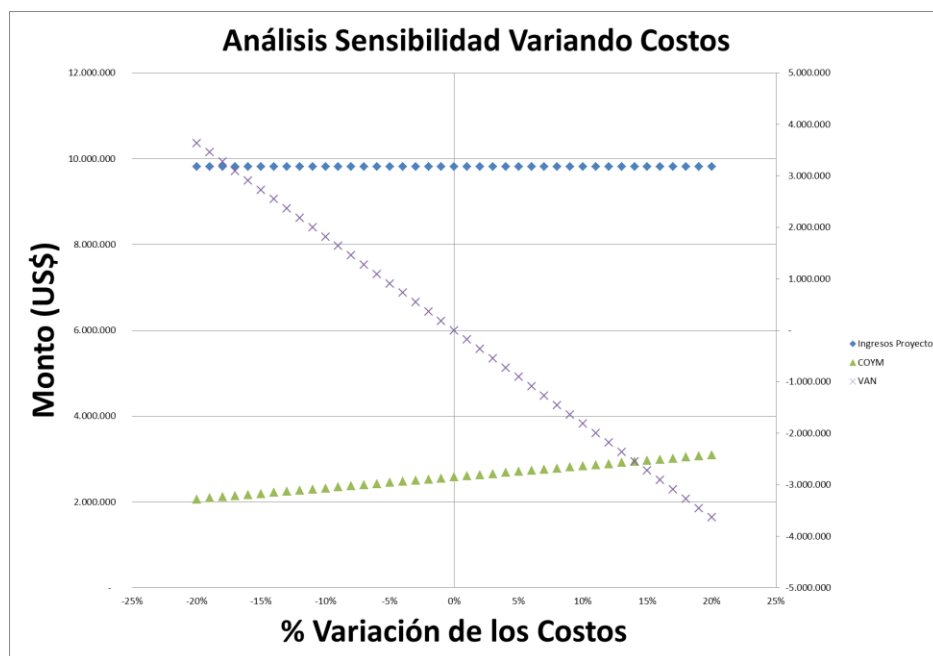
Fuente: elaboración propia

3.5.4.3. Sensibilidad del proyecto por variación de los gastos. Si los gastos por operación y mantenimiento se incrementan, el VAN disminuye dado el menor ingreso en cada año.

La inversión y los ingresos se mantienen constantes.

Figura 57

Sensibilidad del VAN con los gastos



Fuente: elaboración propia

La TIR es inversamente proporcional a la variación de los gastos; si se incrementan, la TIR disminuye.

Figura 58

Sensibilidad de la TIR con los gastos

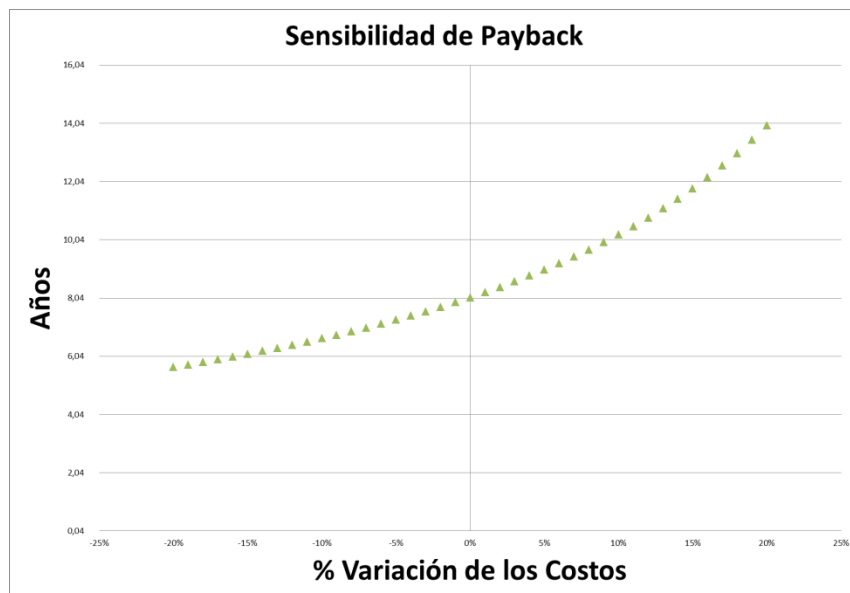


Fuente: elaboración propia

Para el caso del *payback*, al incrementarse los gastos aumenta el periodo de recuperación del proyecto.

Figura 59

Sensibilidad del payback con los gastos



Fuente: elaboración propia

3.5.5. Análisis del proyecto

Considerando los ingresos y costos totales del proyecto, y con un periodo de depreciación de 10 años, se calcula el flujo de caja libre del mismo.

Tabla 50

Flujo de caja libre del proyecto durante su vida útil

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
INVERSIÓN	-9 814 152,9															
Ingresos																
Anualidad		1 538 306,2	1 538 306,2	1 538 306,2	1 538 306,2	1 538 306,2	1 538 306,2	1 538 306,2	1 538 306,2	1 538 306,2	1 538 306,2	1 538 306,2	1 538 306,2	1 538 306,2	1 538 306,2	1 538 306,2
Incrementales		149 256,7	150 749,3	149 791,7	148 824,5	147 847,7	146 861,1	145 864,6	144 858,2	143 841,7	143 768,9	146 042,4	150 018,9	153 637,7	157 492,4	162 698,6
GASTOS																
O&M		- 319 941,4	- 319 941,4	- 319 941,4	- 319 941,4	- 319 941,4	- 319 941,4	- 319 941,4	- 319 941,4	- 319 941,4	- 319 941,4	- 319 941,4	- 319 941,4	- 319 941,4	- 319 941,4	- 319 941,4
EBITDA		1 367 621,6	1 369 114,1	1 368 156,5	1 367 189,4	1 366 212,5	1 365 225,9	1 364 229,5	1 363 223,0	1 362 206,5	1 362 133,7	1 364 407,3	1 368 383,7	1 372 002,5	1 375 857,2	1 381 063,5
Depreciación		- 981 415,3	- 981 415,3	- 981 415,3	- 981 415,3	- 981 415,3	- 981 415,3	- 981 415,3	- 981 415,3	- 981 415,3	- 981 415,3	- 981 415,3	- 981 415,3	- 981 415,3	- 981 415,3	- 981 415,3
EBIT		386 206,3	387 698,8	386 741,3	385 774,1	384 797,3	383 810,6	382 814,2	381 807,7	380 791,2	380 718,4	1 364 407,3	1 368 383,7	1 372 002,5	1 375 857,2	1 381 063,5
Impuesto		- 115 861,9	- 116 309,7	- 116 022,4	- 115 732,2	- 115 439,2	- 115 143,2	- 114 844,3	- 114 542,3	- 114 237,4	- 114 215,5	- 409 322,2	- 410 515,1	- 411 600,8	- 412 757,2	- 414 319,0
Flujo de caja libre	-9 814 152,9	1 251 759,7	1 252 804,5	1 252 134,2	1 251 457,2	1 250 773,4	1 250 082,7	1 249 385,2	1 248 680,7	1 247 969,2	1 247 918,2	955 085,1	957 868,6	960 401,8	963 100,0	966 744,4
NOPAT	-9 814 152,9	270 344,4	271 389,2	270 718,9	270 041,9	269 358,1	268 667,5	267 969,9	267 265,4	266 553,9	266 502,9	955 085,1	957 868,6	960 401,8	963 100,0	966 744,4

	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
INVERSIÓN															
Ingresos															
Anualidad	1 538 306,2	1 538 306,2	1 538 306,2	1 538 306,2	1 538 306,2	1 538 306,2	1 538 306,2	1 538 306,2	1 538 306,2	1 538 306,2	1 538 306,2	1 538 306,2	1 538 306,2	1 538 306,2	1 538 306,2
Incrementales	172 124,4	181 210,4	195 313,0	209 556,6	227 122,0	243 221,3	260 376,2	280 536,6	304 261,3	325 708,6	348 847,9	374 436,9	401 912,7	428 130,2	457 025,3
GASTOS															
O&M	- 319 941,4	- 319 941,4	- 319 941,4	- 319 941,4	- 319 941,4	- 319 941,4	- 319 941,4	- 319 941,4	- 319 941,4	- 319 941,4	- 319 941,4	- 319 941,4	- 319 941,4	- 319 941,4	- 319 941,4
EBITDA	1 390 489,3	1 399 575,2	1 413 677,8	1 427 921,4	1 445 486,9	1 461 586,1	1 478 741,0	1 498 901,5	1 522 626,1	1 544 073,4	1 567 212,8	1 592 801,7	1 620 277,6	1 646 495,1	1 675 390,1
Depreciación															
EBIT	1 390 489,3	1 399 575,2	1 413 677,8	1 427 921,4	1 445 486,9	1 461 586,1	1 478 741,0	1 498 901,5	1 522 626,1	1 544 073,4	1 567 212,8	1 592 801,7	1 620 277,6	1 646 495,1	1 675 390,1
Impuesto	- 417 146,8	- 419 872,6	- 424 103,3	- 428 376,4	- 433 646,1	- 438 475,8	- 443 622,3	- 449 670,4	- 456 787,8	- 463 222,0	- 470 163,8	- 477 840,5	- 486 083,3	- 493 948,5	- 502 617,0
Flujo de caja libre	973 342,5	979 702,7	989 574,5	999 545,0	1 011 840,8	1 023 110,3	1 035 118,7	1 049 231,0	1 065 838,3	1 080 851,4	1 097 048,9	1 114 961,2	1 134 194,3	1 152 546,5	1 172 773,1
NOPAT	973 342,5	979 702,7	989 574,5	999 545,0	1 011 840,8	1 023 110,3	1 035 118,7	1 049 231,0	1 065 838,3	1 080 851,4	1 097 048,9	1 114 961,2	1 134 194,3	1 152 546,5	1 172 773,1

Fuente: elaboración propia

Analizando el proyecto con el WACC de Luz del Sur se obtienen los siguientes resultados.

Tabla 51

Resultados del análisis del proyecto y WACC de Luz del Sur

VAN (9.88%)	1,262,116.6
TIR	11.49%
Payback	19 años
UPA (US\$)	0.015
B/C	1.10

Fuente: elaboración propia

Realizando un análisis de todos los indicadores del proyecto, definimos la valoración del mismo para la empresa.

Tabla 52

Evaluación del proyecto según impacto y factibilidad

Tipo	Indicador	Valor	Impacto	Análisis	Farol
Indicadores Estratégicos	Calidad del Servicio Eléctrico	NA	Alto	Mejora los niveles de tensión al redistribuir las cargas en las líneas de transmisión.	●
	Confiabilidad del Servicio Eléctrico	NA	Alto	Al reducir los factores de utilización, permite tolerar la falla de una línea asumiendo la totalidad de la carga con las otras 2 líneas.	●
	Imagen de la Empresa	NA	Alto	Mejora la imagen de la empresa al brindar un mejor servicio al cliente que lo percibirá como una continuidad del servicio de energía eléctrica.	●
Indicadores Financieros	Plazo de Recuperación de Inversión	19	Medio	Un plazo de recuperación entre 20 a 25 años es considerado como aceptable para la empresa.	●
	Valor Actual Neto	1.262.117	Medio	Un Valor del VAN entre el 5% y 10% de la Inversión es considerado de Impacto Medio para la empresa.	●
	Tasa Interna de Retorno	11,5%	Medio	La TIR del Proyecto se encuentra en el rango entre 10% al 11% contribuyendo con impacto medio.	●
	Beneficio/Costo	1,10	Medio	Indica que el beneficio generado a valor presente superan los gastos a incurrir a valor presente	●
	Valor Incremental para las Acciones	0,015	Medio	El valor generado por el proyecto se encuentra entre el 5% y 10% de los dividendos repartidos por la empresa.	●
Indicadores Técnicos	Instrumento Ambiental	Declaración de Impacto Ambiental	Medio	Este Instrumento Ambiental considera la difusión y presentación a las autoridades dentro del ámbito de influencia del proyecto.	●
	Generación de polvo y ruidos	Alto	Bajo	Al trabajar en la vía pública se genera polvo y ruido por la maquinaria a utilizar.	●
	Interferencia con Proyectos de Terceros	Alto	Bajo	Dado que el proyecto se desarrolla en la vía pública, es posible que otros servicios como agua, telefonía o vías de circulación futuras se encuentren dentro del recorrido de la línea de transmisión.	●
	Tiempo de ejecución	12 meses	Bajo	El tiempo de ejecución 9 a 12 meses demanda que la planificación y seguimiento debe ser muy preciso para evitar incumplir con el plazo	●

Fuente: elaboración propia

3.5.6. Conclusiones

- Los indicadores estratégicos impactarán positivamente en la calidad, confiabilidad e imagen de la empresa, al contribuir a mejorar los niveles de tensión y disminuir los factores de utilización.

- Los indicadores financieros tienen un impacto medio en la empresa y ninguno tiene un impacto bajo.
- Los indicadores técnicos nos indican la dificultad en plazo e interacción con terceros. Para el presente proyecto la mayoría de indicadores constituyen una dificultad para la ejecución del proyecto, esto exige una planificación y seguimiento más minucioso de los trabajos para evitar retrasos.

En conclusión este proyecto es viable técnica y económicamente.

3.6. Caso 5. Nueva línea 60 kV

Para analizar este caso, se tomará la nueva línea de transmisión 60 kV Industriales-Ingenieros, proyecto aprobado en el Plan de Inversiones de Transmisión 2017-2021 según Resolución de Consejo Directivo N° 126-2020-OS-CD del 27 de agosto del 2010 (OSINERGMIN, 2020b).

3.6.1. Alcance del proyecto

El Proyecto involucra la construcción y puesta en servicio de los siguientes elementos:

Líneas de Transmisión

- Una línea trifásica de transmisión aérea-subterránea 60 kV compuesta por 2.73 km. de longitud subterránea y 0.77 km. de longitud aérea, desde la subestación Industriales hasta la subestación Ingenieros.

3.6.2. Flujo de inversión del proyecto

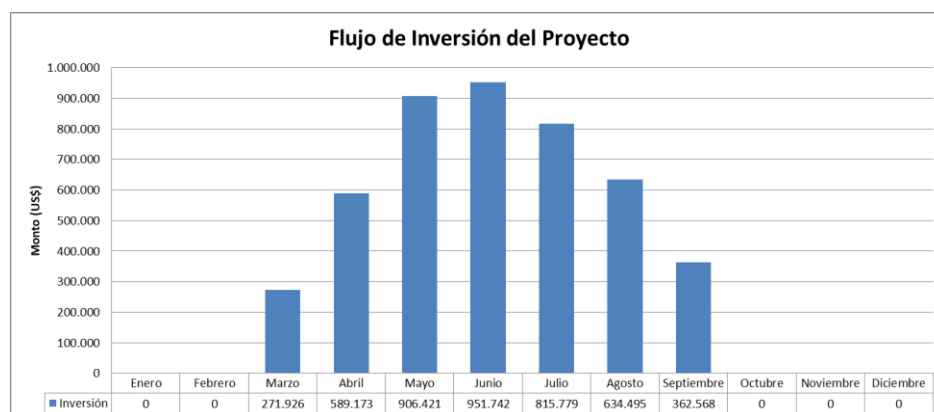
El flujo de inversión del proyecto, resume los desembolsos mensuales a realizar durante el proceso de construcción, con la finalidad del prever el financiamiento requerido por la empresa para poder cumplir con las obligaciones de pago.

Como se evidencia, el plazo de ejecución del proyecto es de 7 meses, concentrándose las actividades en los meses de mayo a agosto.

El proyecto se inicia en marzo y culmina en setiembre.

Figura 60

Flujo de desembolso anual del proyecto

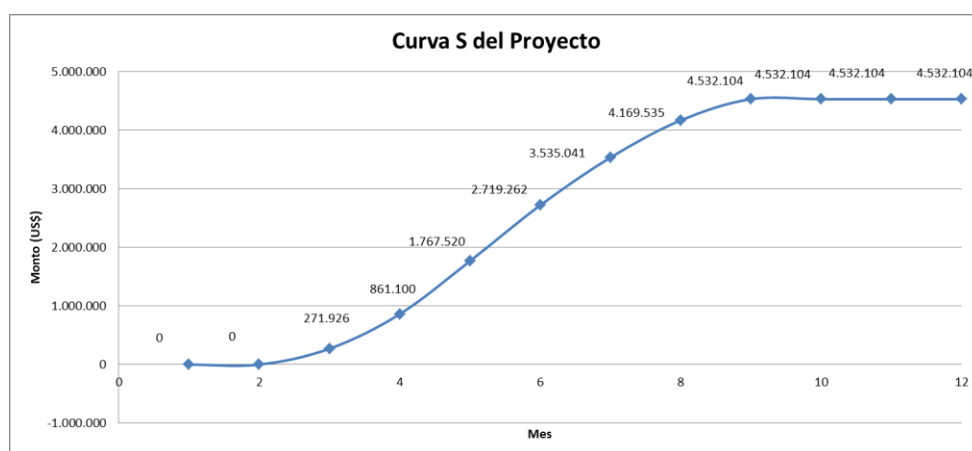


Fuente: elaboración propia

La curva S del proyecto refleja el avance económico acumulado del mismo.

Figura 61

Curva S de desembolso del proyecto



Fuente: elaboración propia

3.6.3. Ingresos del proyecto

3.6.3.1. Inversión reconocida. El principal ingreso del proyecto es la inversión reconocida por el OSINERGMIN, la cual en base a los módulos estándares fue de **US\$ 4,532,104**.

Este proyecto genera una anualidad durante 30 años (CMA: Costo Medio Anual) a una tasa de interés del 12%.

Tabla 53

Inversión reconocida por el proyecto

Año(1)	Características del Elemento								Costo Reconocido por Osinergmin (US\$)
	Nombre Elemento	Tipo de Elemento (3)	Código de Módulo Estándar	Tensión KV (4)	Código Nivel Tensión (5)	Código Parte del Sistema (6)	Región (7)	Longitud (Km)	
2020	Línea Transmisión Industriales - Ingenieros	Línea	LT-060COU0ACS0C1800A	60,0	AT	AT	Costa	0,77	167.308
2020	Línea Transmisión Industriales - Ingenieros	Línea	LT-060COU0XXS0C316ES-ES2	60,0	AT	AT	Costa	2,73	4.364.796
									4.532.104

Fuente: OSINERGMIN (2020b), p. 6-12

3.6.3.2. Ingresos por Costo de Operación y Mantenimiento [COYM]. Otro ingreso son los Costos de Operación y Mantenimiento que fueron de **US\$ 147,747**.

Tabla 54

Ingresos por COYM del proyecto

Año(1)	Características del Elemento								Costo de Operación y Mantenimiento (COYM)		
	Nombre Elemento	Tipo de Elemento (3)	Código de Módulo Estándar	Tensión KV (4)	Código Nivel Tensión (5)	Código Parte del Sistema (6)	Región (7)	Longitud (Km)	Código COYM	Porcentaje de Inversión	COYM (US\$)
2020	Línea Transmisión Industriales - Ingenieros	Línea	LT-060COU0ACS0C1800A	60,0	AT	AT	Costa	0,77	COMAT	3,26%	5.454
2020	Línea Transmisión Industriales - Ingenieros	Línea	LT-060COU0XXS0C316ES-ES2	60,0	AT	AT	Costa	2,73	COMAT	3,26%	142.292
											147.747

Fuente: OSINERGMIN (2020b), p. 6-12

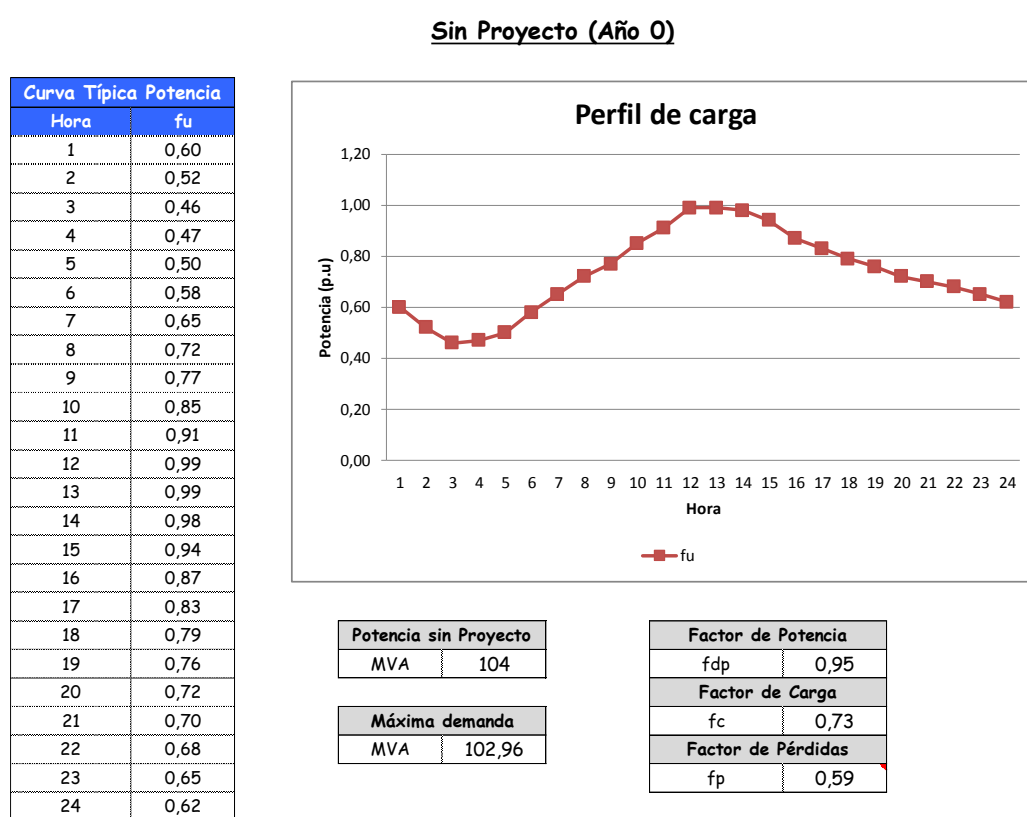
3.6.3.3. Ingreso incremental por pérdidas. Para el ingreso incremental por pérdidas se evalúan los factores de utilización antes y después del proyecto.

El factor de potencia (fdp) a considerar es el factor de potencia óptimo del sistema que corresponde a 0.95. Para el cálculo del factor de carga (fc) es el promedio de los factores de utilización del día. Finalmente para el factor de pérdidas (fp) se utiliza la fórmula de Buller and Woodrow $fp=0,3fc+0,7 fc^2$.

La potencia adicional disponible por el proyecto es de 52 MVA (antes del proyecto se tiene una potencia instalada de 104 MVA).

Figura 62

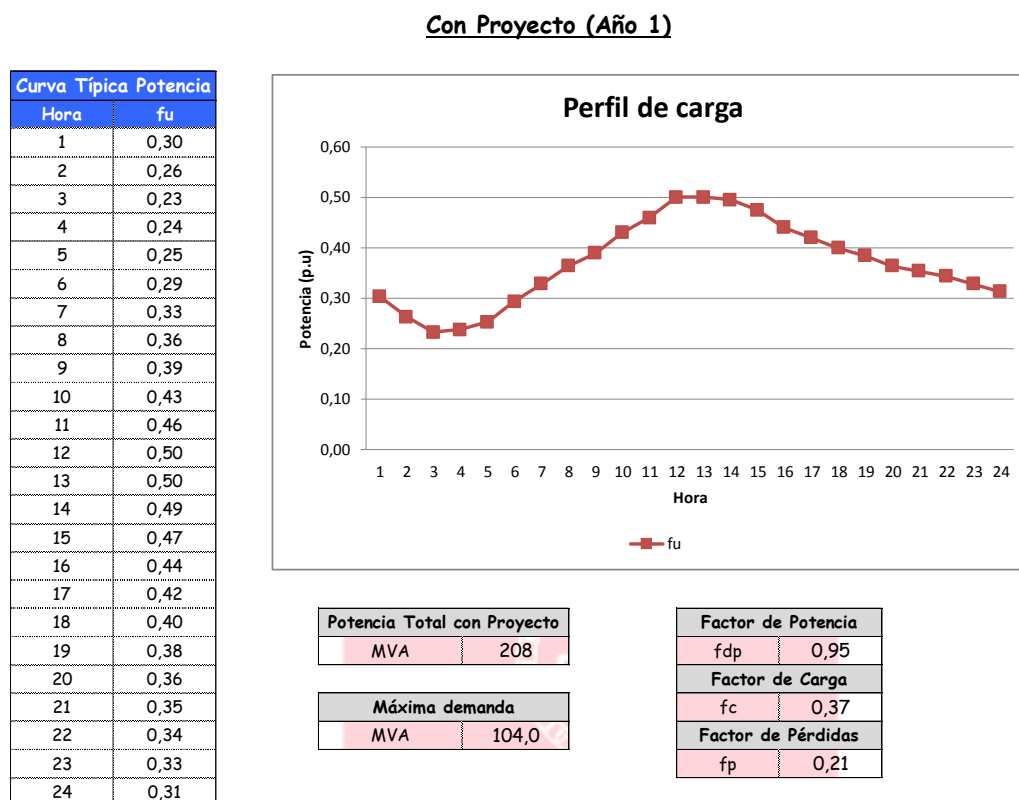
Perfil de carga sin proyecto



Fuente: elaboración propia

Figura 63

Perfil de carga con proyecto



Fuente: elaboración propia

Para este proyecto, de acuerdo a los flujos de energía se estima que el proyecto contribuya con una disminución de las pérdidas de 0.05 MW.

Tabla 55

Disminución de pérdidas

Escenario	Pérdidas LDS (MW)
Sin proyecto	0.30
Con proyecto	0.25
▽	0.05

Fuente: elaboración propia

La tasa de crecimiento anual estimada de la demanda será del 1%, por lo que durante toda la vida del proyecto no se alcanza la demanda máxima disponible. Con ello, se evidencia que el proyecto está concebido para evitar interrupciones y no para atención de la demanda.

A continuación, se detallan los valores anuales generados por el proyecto.

Tabla 56

Ahorro anual en pérdidas

Tasa Anual de Crecimiento	Dem. Atendida [MVA]	n° año	Evaluación de Pérdidas [MWh]			Ahorro
		-2	Año	Sin Proyecto	Con Proyecto	[USD]
	103,0	0	0	0,00	0,00	0,00
1,0%	104,0	1	1	1.825,64	768,29	81.551
1,0%	105,0	2	2	1.843,90	775,97	82.367
1,0%	106,1	3	3	1.843,90	783,73	81.768
1,0%	107,1	4	4	1.843,90	791,57	81.164
1,0%	108,2	5	5	1.843,90	799,49	80.553
1,0%	109,3	6	6	1.843,90	807,48	79.937
1,0%	110,4	7	7	1.843,90	815,55	79.314
1,0%	111,5	8	8	1.843,90	823,71	78.685
1,0%	112,6	9	9	1.843,90	831,95	78.050
1,0%	113,7	10	10	1.843,90	840,27	77.408
1,0%	114,9	11	11	1.843,90	848,67	76.760
1,0%	116,0	12	12	1.843,90	857,16	76.105
1,0%	117,2	13	13	1.843,90	865,73	75.444
1,0%	118,3	14	14	1.843,90	874,39	74.777
1,0%	119,5	15	15	1.843,90	883,13	74.102
1,0%	120,7	16	16	1.843,90	891,96	73.421
1,0%	121,9	17	17	1.843,90	900,88	72.733
1,0%	123,2	18	18	1.843,90	909,89	72.038
1,0%	124,4	19	19	1.843,90	918,99	71.336
1,0%	125,6	20	20	1.843,90	928,18	70.628
1,0%	126,9	21	21	1.843,90	937,46	69.912
1,0%	128,2	22	22	1.843,90	946,83	69.189
1,0%	129,4	23	23	1.843,90	956,30	68.458
1,0%	130,7	24	24	1.843,90	965,87	67.721
1,0%	132,0	25	25	1.843,90	975,52	66.976
1,0%	133,4	26	26	1.843,90	985,28	66.224
1,0%	134,7	27	27	1.843,90	995,13	65.464
1,0%	136,0	28	28	1.843,90	1.005,08	64.696
1,0%	137,4	29	29	1.843,90	1.015,13	63.921
1,0%	138,8	30	30	1.843,90	1.025,29	63.138

Fuente: elaboración propia

3.6.3.4. Ingreso incremental por ventas. Para el ingreso incremental por nuevas ventas, se valoriza la potencia disponible para la venta que se dispone a raíz de la construcción del proyecto.

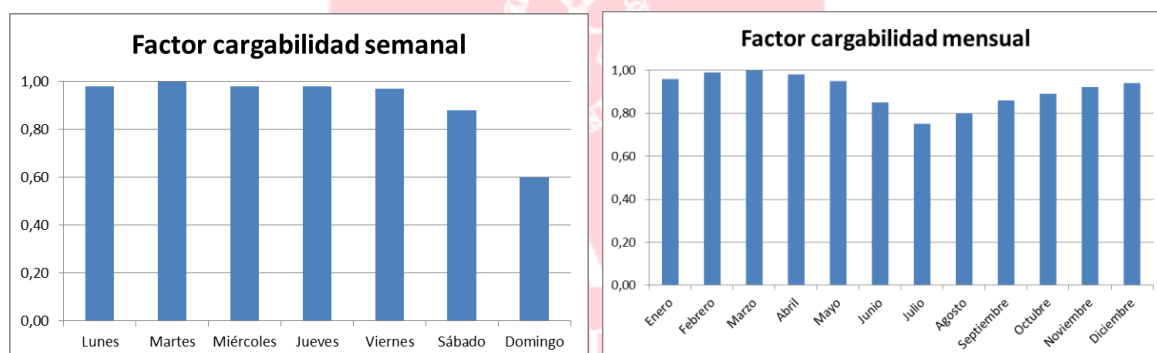
Tabla 57*Potencia disponible debido al proyecto*

LÍNEA	PI (MVA)	MD (MVA)	FU antes	Descarga	FU después
1	52	48	92%	16,00	62%
2	52	48	92%	16,00	62%

Potencia Instalada	
Sin Proyecto	104 MVA
Con Proyecto	156 MVA

Fuente: elaboración propia

Para la evaluación de la energía anual a suministrar se toma como referencia el diagrama típico para cargas de distribución que define los factores de utilización por día de la semana y por mes del año.

Figura 64*Factores de cargabilidad diaria y mensual*

Fuente: elaboración propia

Para el año 1, la máxima demanda no supera la capacidad instalada sin proyecto, por lo que no se genera un incremental.

Tabla 58

Energía adicional vendida en el año 1

EVALUACIÓN DE LA ENERGÍA VENDIDA ANUAL										
CAP SIN PRO	104 MVA	TRASLADO	0 MVA	CAP SP + TRA:	104 MVA	CAP CON PRO	156 MVA	STot Año 1:	0,00	MWh
AÑO	1	Fsem:	0,98	1,00	0,98	0,98	0,97	0,88	0,60	
MES	MD [MVA]	Nº Días x Mes	MD lun [MVA]	MD mar [MVA]	MD mie [MVA]	MD jue [MVA]	MD vie [MVA]	MD sab [MVA]	MD dom [MVA]	ENS [MWh]
1	99,83	31	97,83	99,83	97,83	97,83	96,84	87,85	59,90	0,00
2	102,95	28	100,89	102,95	100,89	100,89	99,86	90,60	61,77	0,00
3	103,99	31	101,91	103,99	101,91	101,91	100,87	91,51	62,39	0,00
4	101,91	30	99,87	101,91	99,87	99,87	98,85	89,68	61,15	0,00
5	98,79	31	96,81	98,79	96,81	96,81	95,83	86,94	59,27	0,00
6	88,39	30	86,62	88,39	86,62	86,62	85,74	77,78	53,03	0,00
7	77,99	31	76,43	77,99	76,43	76,43	75,65	68,63	46,80	0,00
8	83,19	31	81,53	83,19	81,53	81,53	80,70	73,21	49,92	0,00
9	89,43	30	87,64	89,43	87,64	87,64	86,75	78,70	53,66	0,00
10	92,55	31	90,70	92,55	90,70	90,70	89,77	81,44	55,53	0,00
11	95,67	30	93,76	95,67	93,76	93,76	92,80	84,19	57,40	0,00
12	97,75	31	95,80	97,75	95,80	95,80	94,82	86,02	58,65	0,00

Fuente: elaboración propia

La tasa de crecimiento de la venta de energía es del 1% para este proyecto, con ello se evalúa el crecimiento mensual de la demanda hasta cubrir la potencia disponible.

El valor de la energía a considerar es el precio en barra de generación en Lima, que corresponde a los US\$/MWh 77.13.

Para efectos de la evaluación del proyecto se considera que el precio de la energía se mantiene constante durante la vida útil del proyecto.

En la Tabla 59, se muestran los resultados de los ingresos generados por las nuevas ventas de energía.

Tabla 59

Energía vendida durante la vida del proyecto

Tasa Anual de Crecimiento	Dem. Atendida [MVA]	n° año	Energía Vendida [MWh]	Ventas [USD]
		-1	0,00	0,00
	103,0	0	0,00	0,00
1,0%	104,0	1	0,00	0,00
1,0%	105,0	2	4,33	334,06
1,0%	106,1	3	12,62	973,52
1,0%	107,1	4	25,42	1.960,52
1,0%	108,2	5	37,95	2.927,11
1,0%	109,3	6	54,77	4.224,54
1,0%	110,4	7	75,91	5.854,68
1,0%	111,5	8	102,22	7.883,83
1,0%	112,6	9	128,05	9.876,53
1,0%	113,7	10	157,60	12.155,45
1,0%	114,9	11	189,10	14.584,86
1,0%	116,0	12	222,39	17.152,21
1,0%	117,2	13	254,26	19.610,41
1,0%	118,3	14	291,10	22.451,84
1,0%	119,5	15	328,31	25.321,68
1,0%	120,7	16	367,99	28.382,68
1,0%	121,9	17	407,37	31.419,35
1,0%	123,2	18	452,75	34.919,62
1,0%	124,4	19	500,04	38.567,31
1,0%	125,6	20	550,57	42.464,73
1,0%	126,9	21	596,05	45.972,47
1,0%	128,2	22	644,78	49.730,68
1,0%	129,4	23	693,99	53.526,47
1,0%	130,7	24	749,61	57.816,34
1,0%	132,0	25	800,77	61.761,67
1,0%	133,4	26	855,92	66.015,24
1,0%	134,7	27	911,62	70.311,35
1,0%	136,0	28	972,04	74.971,56
1,0%	137,4	29	1.024,69	79.032,88
1,0%	138,8	30	1.082,42	83.485,42

Fuente: elaboración propia

3.6.3.5. Ingreso incremental por confiabilidad. Los ingresos incrementales por confiabilidad utilizan los mismos factores y curvas típicas de los ingresos por nuevas ventas, pero valorizan el costo de la compensación monetaria a los clientes por no suministrar la energía.

A continuación, en la Tabla 60 se muestran los resultados de la simulación de las compensaciones evitadas.

Tabla 60

Compensación evitada durante la vida del proyecto

Tasa Anual de Crecimiento	Dem. Atendida [MVA]	n° año	Energía No Suministrada [MWh]	Compensación [USD]
		-1	0,00	0,00
	103,0	0	0,00	0,00
1,0%	104,0	1	0,00	0
1,0%	105,0	2	4,33	93
1,0%	106,1	3	12,62	270
1,0%	107,1	4	25,42	544
1,0%	108,2	5	37,95	813
1,0%	109,3	6	54,77	1.173
1,0%	110,4	7	75,91	1.626
1,0%	111,5	8	102,22	2.189
1,0%	112,6	9	128,05	2.743
1,0%	113,7	10	157,60	3.376
1,0%	114,9	11	189,10	4.050
1,0%	116,0	12	222,39	4.763
1,0%	117,2	13	254,26	5.446
1,0%	118,3	14	291,10	6.235
1,0%	119,5	15	328,31	7.032
1,0%	120,7	16	367,99	7.882
1,0%	121,9	17	407,37	8.725
1,0%	123,2	18	452,75	9.698
1,0%	124,4	19	500,04	10.711
1,0%	125,6	20	550,57	11.793
1,0%	126,9	21	596,05	12.767
1,0%	128,2	22	644,78	13.811
1,0%	129,4	23	693,99	14.865
1,0%	130,7	24	749,61	16.056
1,0%	132,0	25	800,77	17.152
1,0%	133,4	26	855,92	18.333
1,0%	134,7	27	911,62	19.526
1,0%	136,0	28	972,04	20.820
1,0%	137,4	29	1.024,69	21.948
1,0%	138,8	30	1.082,42	23.185

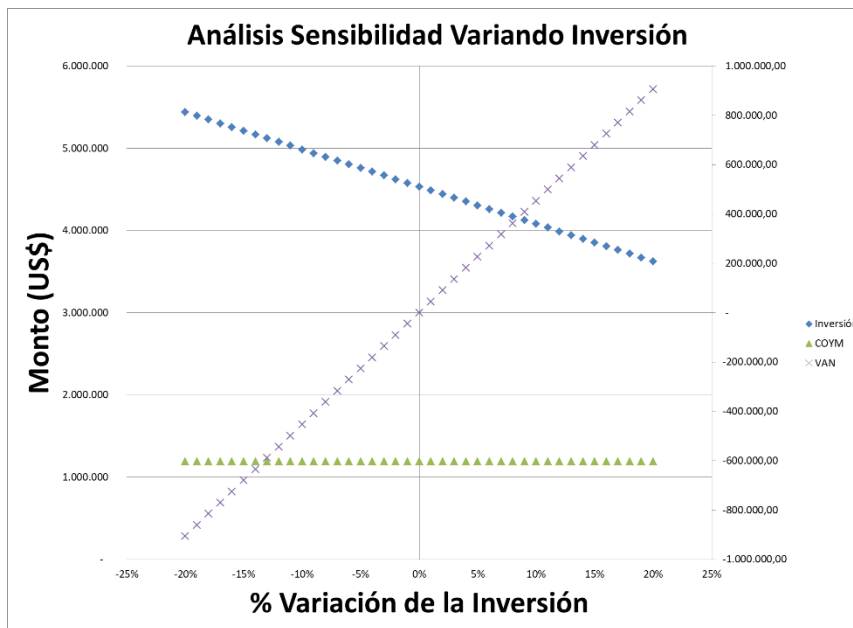
Fuente: elaboración propia

3.6.4. Análisis de sensibilidad del proyecto

3.6.4.1. Sensibilidad del proyecto por variación de la inversión real. Se aprecia claramente que el VAN del proyecto es igual a cero cuando la inversión real del proyecto es igual a la inversión reconocida, se hace positivo cuando la inversión real es menor a la reconocida y se hace negativo cuando la inversión real es superior a la inversión reconocida.

Figura 65

Sensibilidad del VAN con la inversión real

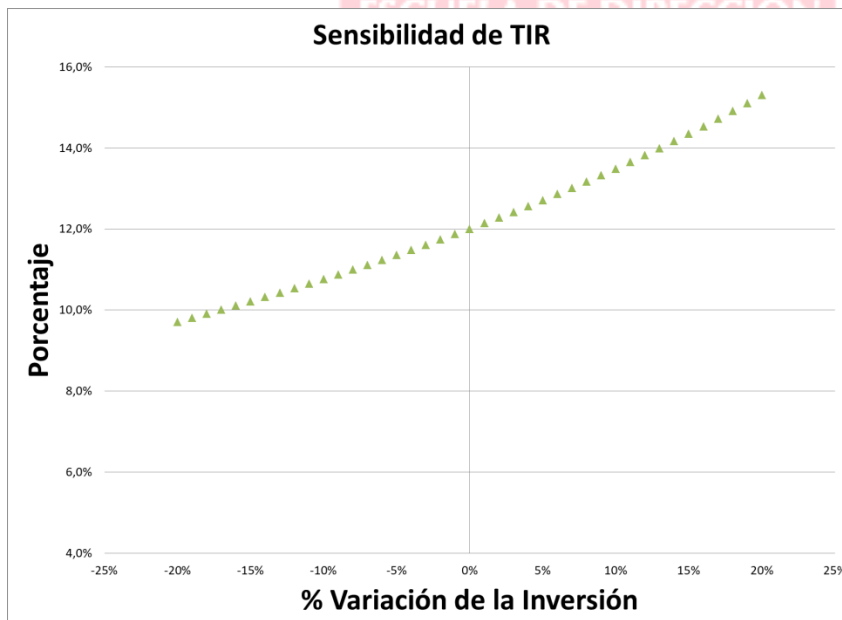


Fuente: elaboración propia

Para el caso de la TIR, su comportamiento es inversamente proporcional a la variación de la inversión real.

Figura 66

Sensibilidad de la TIR con la inversión real

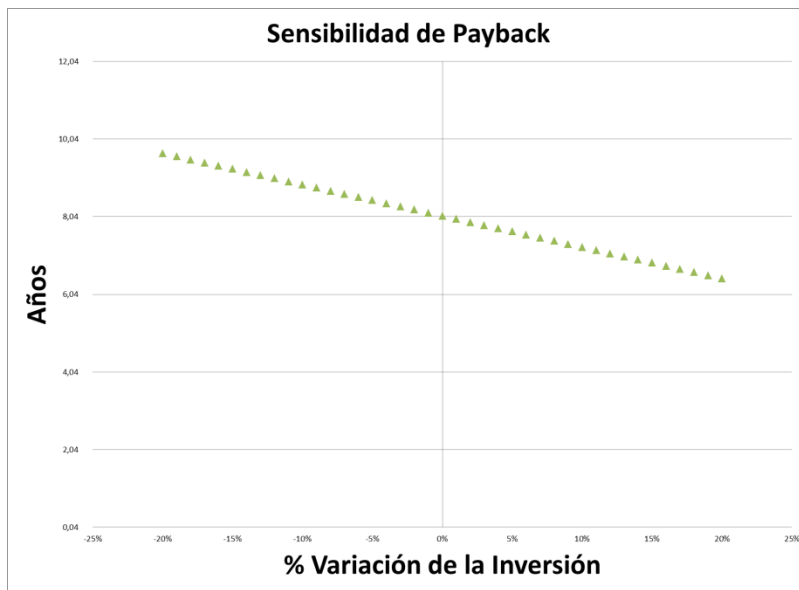


Fuente: elaboración propia

En cambio el *payback* es directamente proporcional a la variación de la inversión.

Figura 67

Sensibilidad del payback con la inversión real



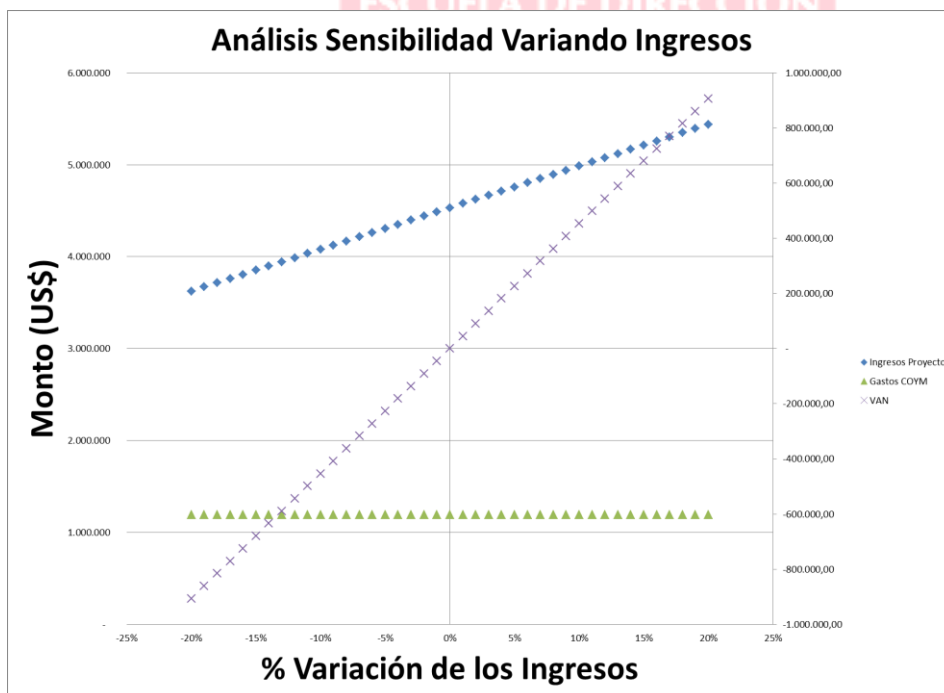
Fuente: elaboración propia

3.6.4.2. Sensibilidad del proyecto por variación de los ingresos. Si los ingresos del proyecto se incrementan el VAN se incrementa dado que mejora el retorno del proyecto.

Los ingresos y los gastos por COYM, así como la inversión se mantienen constantes.

Figura 68

Sensibilidad del VAN con los ingresos

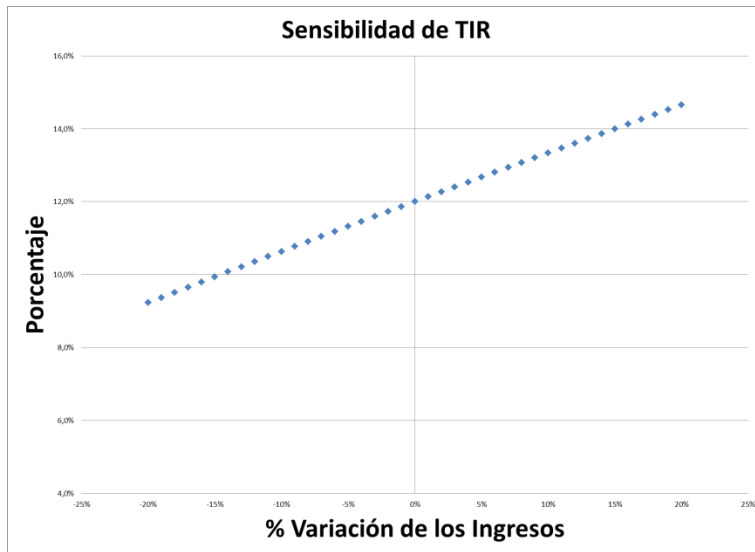


Fuente: elaboración propia

La TIR es directamente proporcional al incremento de los ingresos.

Figura 69

Sensibilidad de la TIR con los ingresos

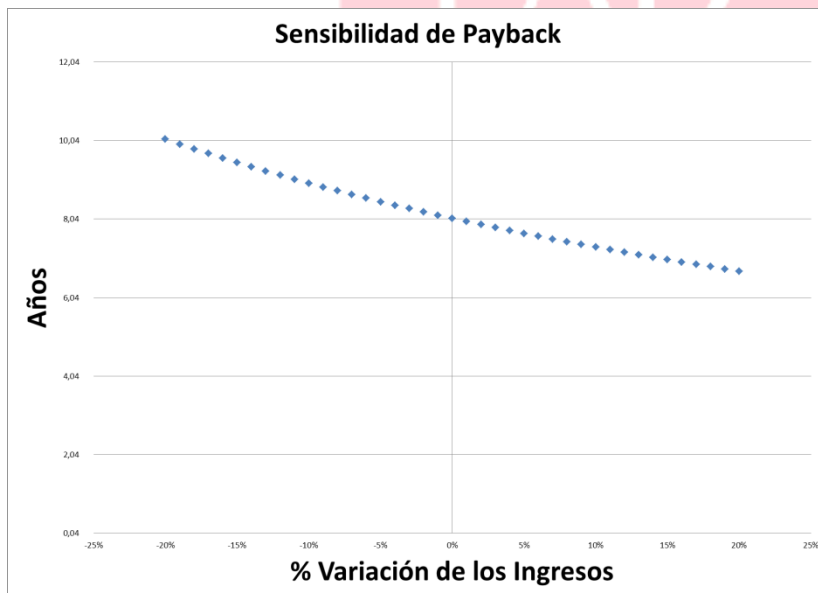


Fuente: elaboración propia

En el caso del *payback*, también es directamente proporcional a los ingresos.

Figura 70

Sensibilidad del payback con los ingresos



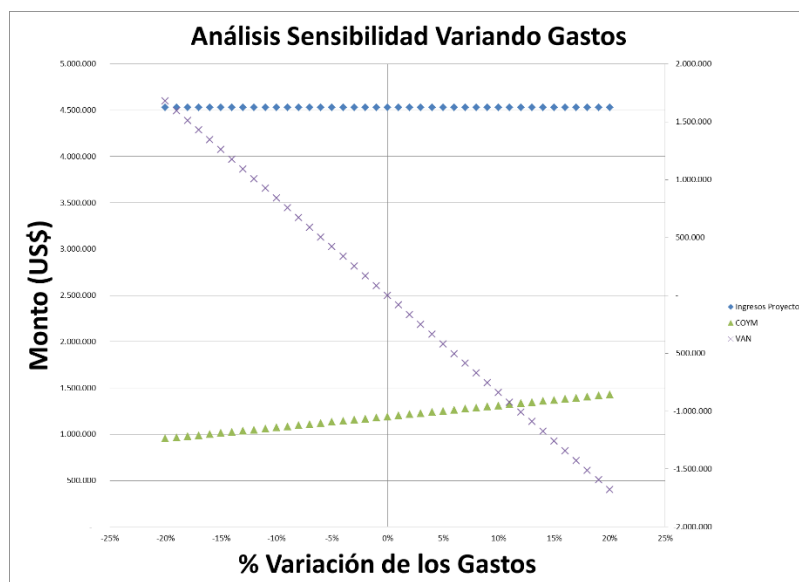
Fuente: elaboración propia

3.6.4.3. Sensibilidad del proyecto por variación de los gastos. Si los gastos por operación y mantenimiento se incrementan, el VAN disminuye dado el menor ingreso en cada año.

La inversión y los ingresos se mantienen constantes.

Figura 71

Sensibilidad del VAN con los gastos

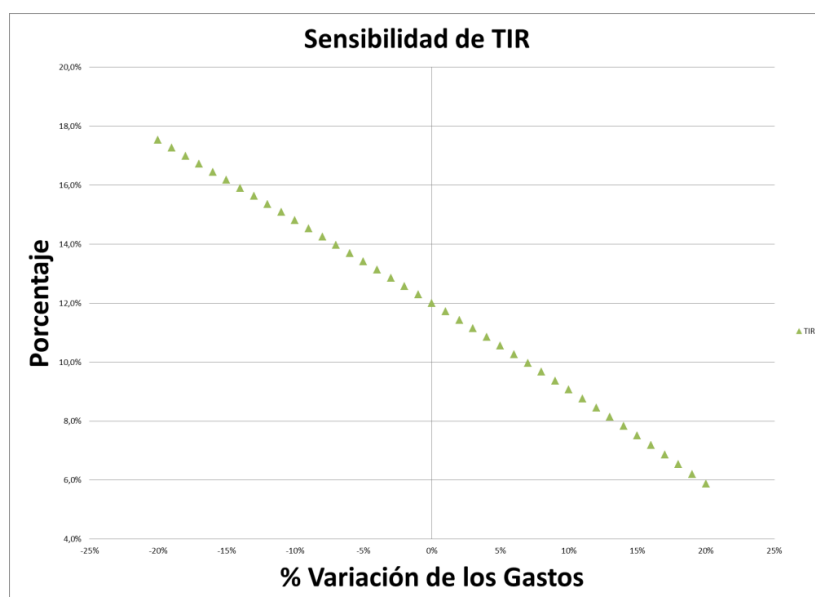


Fuente: elaboración propia

La TIR es inversamente proporcional a la variación de los gastos; si se incrementan, la TIR disminuye.

Figura 72

Sensibilidad de la TIR con los gastos

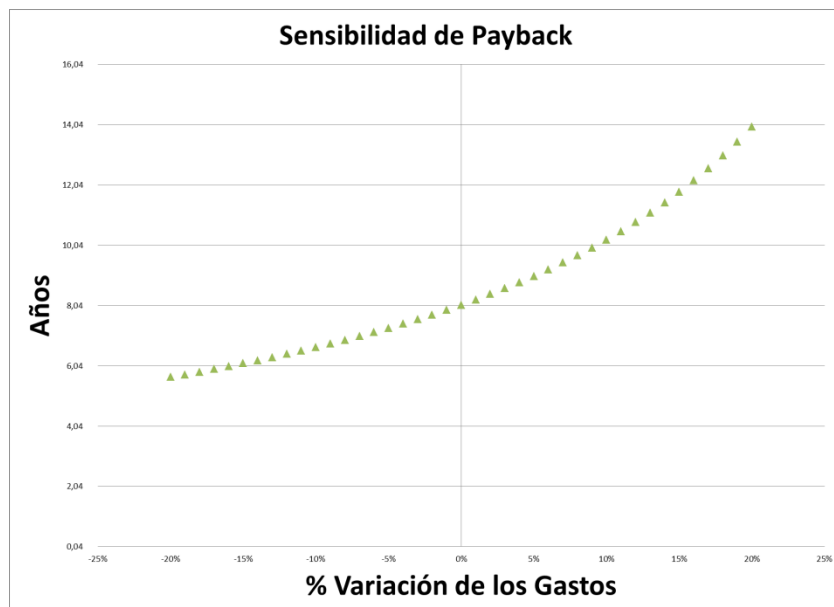


Fuente: elaboración propia

Para el caso del *payback*, al incrementarse los gastos aumenta el periodo de recuperación del proyecto.

Figura 73

Sensibilidad del payback con los gastos



Fuente: elaboración propia

3.6.5. Análisis del proyecto

Considerando los ingresos y costos totales del proyecto, y con un periodo de depreciación de 10 años, se calcula el flujo de caja libre del mismo.

Tabla 61

Flujo de caja libre del proyecto durante su vida útil

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
INVERSIÓN	-4 532 103,7															
Ingresos																
Anualidad		710 378,5	710 378,5	710 378,5	710 378,5	710 378,5	710 378,5	710 378,5	710 378,5	710 378,5	710 378,5	710 378,5	710 378,5	710 378,5	710 378,5	710 378,5
Incrementales		81 551,4	82 793,8	83 012,3	83 669,0	84 293,5	85 334,6	86 794,6	88 758,3	90 669,0	92 939,2	95 395,2	98 020,9	100 500,7	103 463,5	106 455,9
GASTOS																
O&M		- 147 746,6	- 147 746,6	- 147 746,6	- 147 746,6	- 147 746,6	- 147 746,6	- 147 746,6	- 147 746,6	- 147 746,6	- 147 746,6	- 147 746,6	- 147 746,6	- 147 746,6	- 147 746,6	- 147 746,6
EBITDA		644 183,4	645 425,7	645 644,3	646 300,9	646 925,4	647 966,5	649 426,5	651 390,2	653 301,0	655 571,1	658 027,1	660 652,9	663 132,6	666 095,4	669 087,8
Depreciación		- 453 210,4	- 453 210,4	- 453 210,4	- 453 210,4	- 453 210,4	- 453 210,4	- 453 210,4	- 453 210,4	- 453 210,4	- 453 210,4					
EBIT		190 973,0	192 215,3	192 433,9	193 090,5	193 715,0	194 756,1	196 216,2	198 179,8	200 090,6	202 360,7	658 027,1	660 652,9	663 132,6	666 095,4	669 087,8
Impuesto		- 57 291,9	- 57 664,6	- 57 730,2	- 57 927,2	- 58 114,5	- 58 426,8	- 58 864,9	- 59 453,9	- 60 027,2	- 60 708,2	- 197 408,1	- 198 195,9	- 198 939,8	- 199 828,6	- 200 726,4
Flujo de caja libre	-4 532 103,7	586 891,5	587 761,1	587 914,1	588 373,7	588 810,9	589 539,7	590 561,7	591 936,2	593 273,8	594 862,9	460 619,0	462 457,0	464 192,8	466 266,8	468 361,5
NOPAT	-4 532 103,7	133 681,1	134 550,7	134 703,7	135 163,4	135 600,5	136 329,3	137 351,3	138 725,9	140 063,4	141 652,5	460 619,0	462 457,0	464 192,8	466 266,8	468 361,5

	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
INVERSIÓN															
Ingresos															
Anualidad	710 378,5	710 378,5	710 378,5	710 378,5	710 378,5	710 378,5	710 378,5	710 378,5	710 378,5	710 378,5	710 378,5	710 378,5	710 378,5	710 378,5	710 378,5
Incrementales	109 685,8	112 877,9	116 655,4	120 614,3	124 885,3	128 651,2	132 730,1	136 849,7	141 593,4	145 889,4	150 571,8	155 301,1	160 487,9	164 901,9	169 808,0
GASTOS															
O&M	- 147 746,6	- 147 746,6	- 147 746,6	- 147 746,6	- 147 746,6	- 147 746,6	- 147 746,6	- 147 746,6	- 147 746,6	- 147 746,6	- 147 746,6	- 147 746,6	- 147 746,6	- 147 746,6	- 147 746,6
EBITDA	672 317,8	675 509,8	679 287,3	683 246,2	687 517,2	691 283,2	695 362,0	699 481,7	704 225,3	708 521,3	713 203,8	717 933,0	723 119,9	727 533,9	732 440,0
Depreciación															
EBIT	672 317,8	675 509,8	679 287,3	683 246,2	687 517,2	691 283,2	695 362,0	699 481,7	704 225,3	708 521,3	713 203,8	717 933,0	723 119,9	727 533,9	732 440,0
Impuesto	- 201 695,3	- 202 652,9	- 203 786,2	- 204 973,9	- 206 255,2	- 207 384,9	- 208 608,6	- 209 844,5	- 211 267,6	- 212 556,4	- 213 961,1	- 215 379,9	- 216 936,0	- 218 260,2	- 219 732,0
Flujo de caja libre	470 622,4	472 856,9	475 501,1	478 272,3	481 262,0	483 898,2	486 753,4	489 637,2	492 957,7	495 964,9	499 242,6	502 553,1	506 183,9	509 273,7	512 708,0
NOPAT	470 622,4	472 856,9	475 501,1	478 272,3	481 262,0	483 898,2	486 753,4	489 637,2	492 957,7	495 964,9	499 242,6	502 553,1	506 183,9	509 273,7	512 708,0

Fuente: elaboración propia

Analizando el proyecto con el WACC de Luz del Sur se obtienen los siguientes resultados.

Tabla 62

Resultados del análisis del proyecto y WACC de Luz del Sur

VAN (9.88%)	700,408.9
TIR	11.81%
Payback	18 años
UPA (US\$)	0.007
B/C	1.10

Fuente: elaboración propia

Realizando un análisis de todos los indicadores del proyecto, definimos la valoración del mismo para la empresa.

Tabla 63

Evaluación del proyecto según impacto y factibilidad

Tipo	Indicador	Valor	Impacto	Análisis	Farol
Indicadores Estratégicos	Calidad del Servicio Eléctrico	NA	Alto	Mejora los niveles de tensión al redistribuir las cargas en las líneas de transmisión.	●
	Confiabilidad del Servicio Eléctrico	NA	Alto	Al reducir los factores de utilización, permite tolerar la falla de una línea asumiendo la totalidad de la carga con las otras 2 líneas.	●
	Imagen de la Empresa	NA	Alto	Mejora la imagen de la empresa al brindar un mejor servicio al cliente que lo percibirá como una continuidad del servicio de energía eléctrica.	●
Indicadores Financieros	Plazo de Recuperación de Inversión	18	Alto	Un plazo de recuperación menor a los 20 años es considerado como muy bueno para la empresa.	●
	Valor Actual Neto	700.409	Alto	Un Valor del VAN mayor al 10% de la Inversión es considerado de Impacto Alto para la empresa.	●
	Tasa Interna de Retorno	11,8%	Alto	Al ser la TIR mayor al 11% es un indicador de un buen desempeño del proyecto con Impacto Alto para la empresa.	●
	Beneficio/Costo	1,10	Medio	Indica que el beneficio generado a valor presente superan los gastos a incurrir a valor presente	●
	Valor Incremental para las Acciones	0,007	Bajo	El valor generado por el proyecto se encuentra por debajo del 5% de los dividendos repartidos por la empresa.	●
Indicadores Técnicos	Instrumento Ambiental	Declaración de Impacto Ambiental	Medio	Este Instrumento Ambiental considera la difusión y presentación a las autoridades dentro del ámbito de influencia del proyecto.	●
	Generación de polvo y ruidos	Alto	Bajo	Al trabajar en la vía pública se genera polvo y ruido por la maquinaria a utilizar.	●
	Interferencia con Proyectos de Terceros	Alto	Bajo	Dado que el proyecto se desarrolla en la vía pública, es posible que otros servicios como agua, telefonía o vías de circulación futuras se encuentren dentro del recorrido de la línea de transmisión.	●
	Tiempo de ejecución	7 meses	Medio	El tiempo de ejecución 7 meses demanda nos genera una holgura de 5 meses para poder terminar el proyecto en el plazo	●

Fuente: elaboración propia

3.6.6. Conclusiones

- Los indicadores estratégicos impactarán positivamente en la calidad, confiabilidad e imagen de la empresa, al contribuir a mejorar los niveles de tensión y disminuir los factores de utilización.
- Si bien el impacto del proyecto en la generación de valor para la empresa es muy bajo, los otros indicadores cumplen con lo requerido por la misma.

- Los indicadores técnicos nos indican la dificultad en plazo e interacción con terceros. Para el presente proyecto la mayoría de indicadores constituyen una dificultad para la ejecución del mismo, esto exige una planificación y seguimiento más minucioso de los trabajos para evitar retrasos.

En conclusión este proyecto es viable técnica y económicamente.

3.7. Caso 6. Reforzamiento de línea 220 kV

Para analizar este caso, se tomará el reforzamiento de la línea 220 kV San Juan-Balnearios, proyecto aprobado en el Plan de Inversiones de Transmisión 2017-2021 según Resolución de Consejo Directivo N° 13-2020-OS/CD del 5 de febrero del 2020.

3.7.1. Alcance del proyecto

El proyecto involucra el reforzamiento y puesta en servicio de los siguientes elementos:

Líneas de Transmisión

- Reforzamiento de las dos líneas de transmisión aéreas 220 kV de 9.7 km. de longitud cada una, desde la subestación San Juan hasta la subestación Balnearios.

Los trabajos involucran cambio de conductores y reforzamiento de postes y torres de las dos líneas existentes.

3.7.2. Flujo de inversión del proyecto

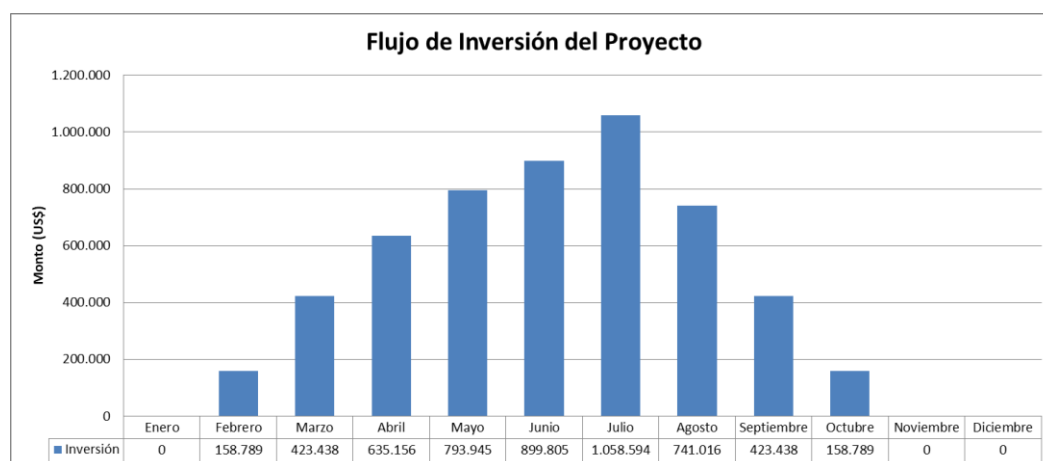
El flujo de inversión del proyecto resume los desembolsos mensuales a realizar durante el proceso de construcción, con la finalidad de prever el financiamiento requerido por la empresa para poder cumplir con las obligaciones de pago.

Como se evidencia el plazo de ejecución del proyecto es de 7 meses, concentrándose las actividades en los meses de mayo a agosto.

El proyecto se inicia en marzo y culmina en setiembre.

Figura 74

Flujo de desembolso anual del proyecto

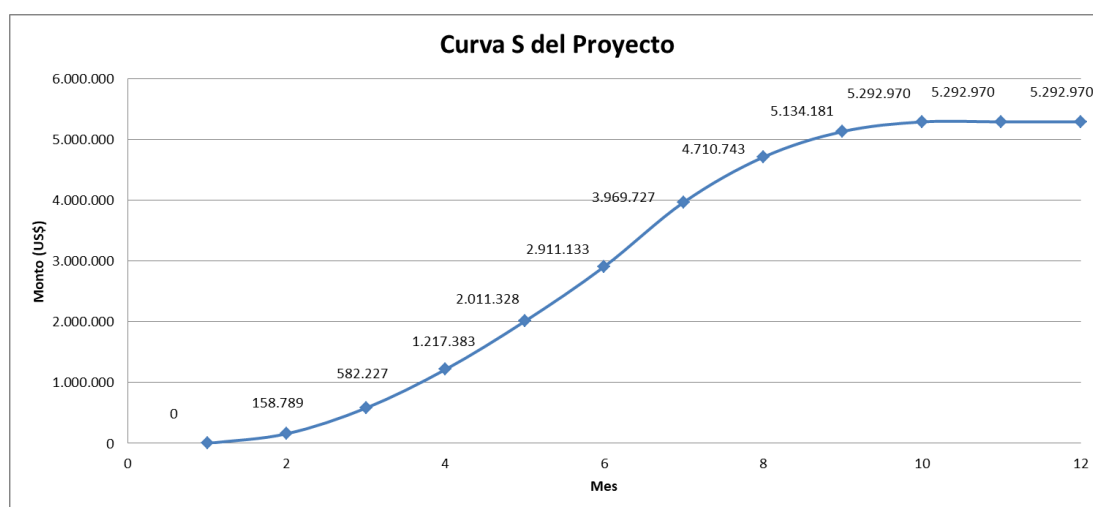


Fuente: elaboración propia

La curva S del proyecto refleja el avance económico acumulado del mismo.

Figura 75

Curva S de desembolso del proyecto



Fuente: elaboración propia

3.7.3. Ingresos del proyecto

3.7.3.1. Inversión reconocida. El principal ingreso del proyecto es la Inversión reconocida por el OSINERGMIN, la cual en base a los módulos estándares fue de **US\$ 5,292,970**.

Este proyecto genera una anualidad durante 30 años (CMA: Costo Medio Anual) a una tasa de interés del 12%.

Tabla 64

Inversión reconocida por el proyecto

Año(1)	Características del Elemento								Costo Reconocido por Osinergmin (US\$)
	Nombre Elemento	Tipo de Elemento (3)	Código de Módulo Estándar	Tensión KV (4)	Código Nivel Tensión (5)	Código Parte del Sistema (6)	Región (7)	Longitud (Km)	
2020	Línea Transmisión San Juan - Bañareos	Línea	LT-220COUOPADOC1100A	220,0	MAT	MAT	Costa	9,7	5.292.970
									5.292.970

Fuente: Resolución de Consejo Directivo N° 13-2020-OS/CD del 5 de febrero del 2020

3.7.3.2. Ingresos por Costo de Operación y Mantenimiento [COYM]. Otro ingreso son los Costos de Operación y Mantenimiento (COYM) que fueron de **US\$ 172,551**.

Tabla 65

Ingresos por COYM del proyecto

Año(1)	Características del Elemento								Costo de Operación y Mantenimiento (COYM)		
	Nombre Elemento	Tipo de Elemento (3)	Código de Módulo Estándar	Tensión KV (4)	Código Nivel Tensión (5)	Código Parte del Sistema (6)	Región (7)	Longitud (Km)	Código COYM	Porcentaje de Inversión	COYM (US\$)
2020	Línea Transmisión San Juan - Bañareos	Línea	LT-220COUOPADOC1100A	220,0	MAT	MAT	Costa	9,7	COMAT	3,26%	172.551
											172.551

Fuente: Resolución de Consejo Directivo N° 13-2020-OS/CD del 5 de febrero del 2020

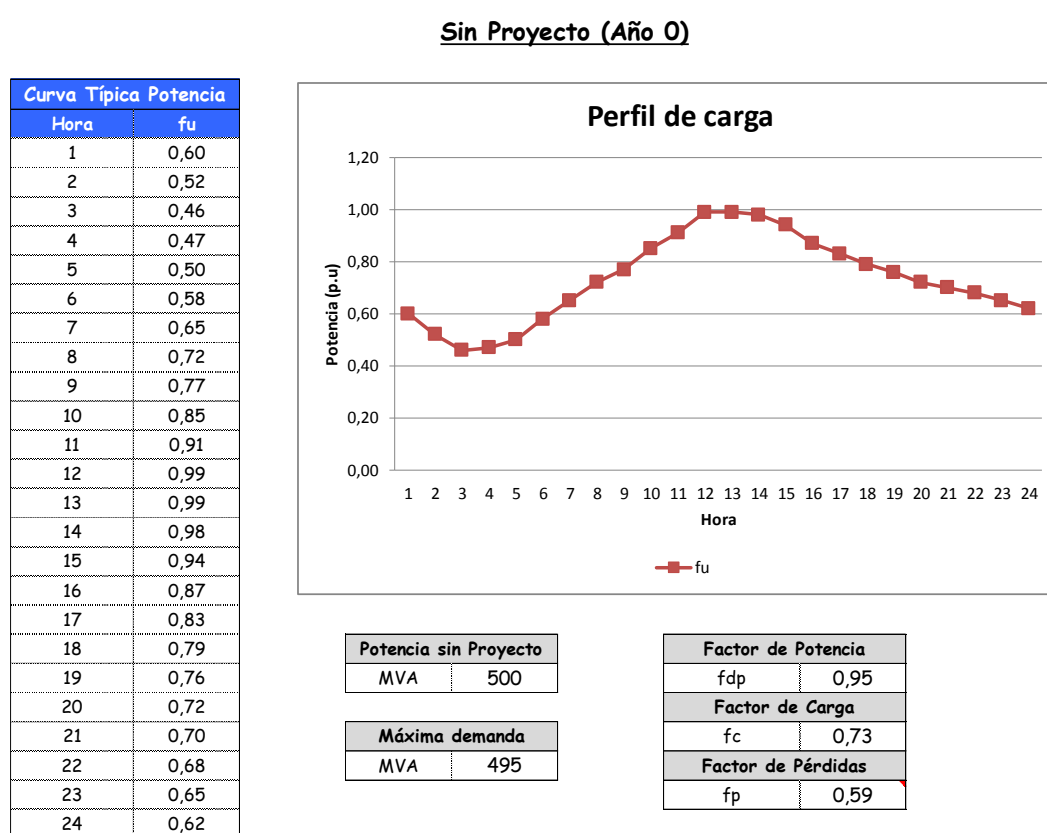
3.7.3.3. Ingreso incremental por pérdidas. Para el ingreso incremental por pérdidas se evalúan los factores de utilización antes y después del proyecto.

El factor de potencia (fdp) a considerar es el factor de potencia óptimo del sistema que corresponde a 0.95. Para el cálculo del factor de carga (fc) es el promedio de los factores de utilización del día. Finalmente para el factor de pérdidas (fp) se utiliza la fórmula de Buller and Woodrow $fp=0,3fc+0,7 fc^2$.

La potencia adicional disponible por el proyecto es de 150 MVA (antes del proyecto las dos líneas tienen una potencia de 500 MVA).

Figura 76

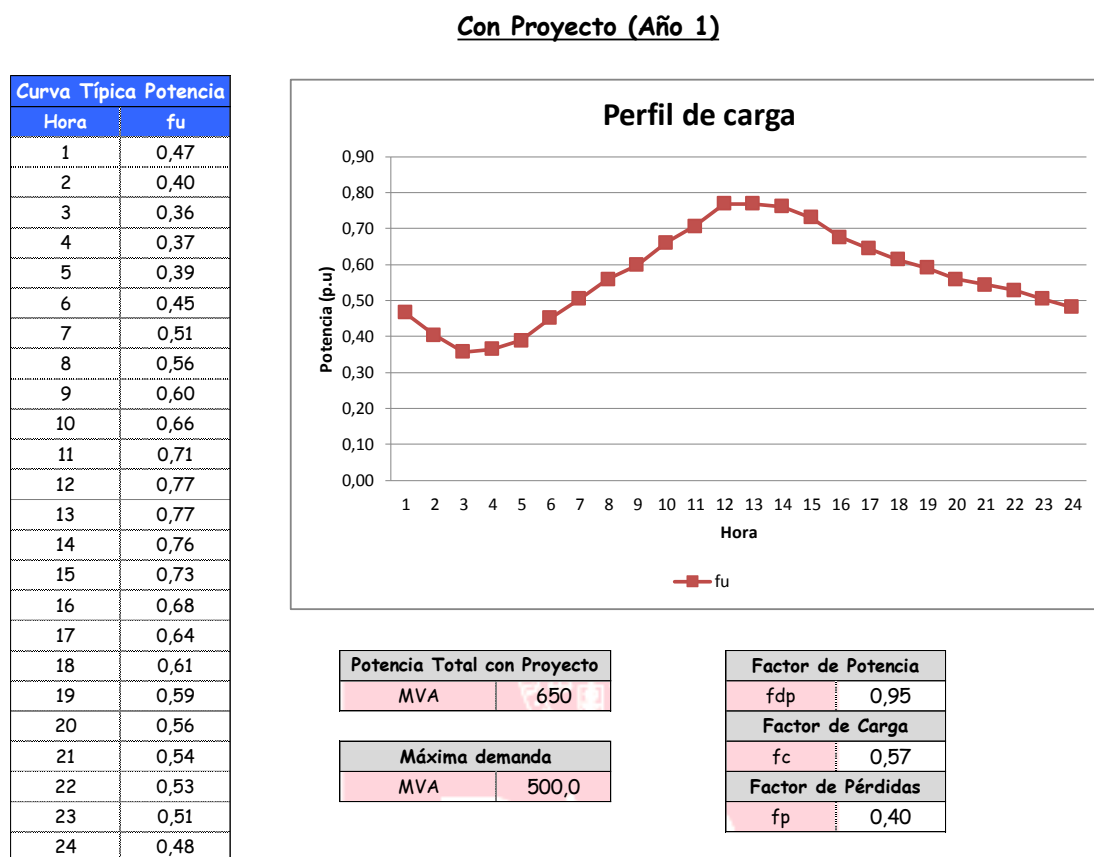
Perfil de carga sin proyecto



Fuente elaboración propia

Figura 77

Perfil de carga con proyecto



Fuente: elaboración propia

Para este proyecto, de acuerdo a los flujos de energía se estima que éste contribuya con una disminución de las pérdidas de 0.04 MW.

Tabla 66

Disminución de pérdidas

Escenario	Pérdidas LDS (MW)
Sin proyecto	0.20
Con proyecto	0.16
▽	0.04

Fuente: elaboración propia

La tasa de crecimiento anual estimada de la demanda será del 1%, por lo que durante toda la vida del proyecto no se alcanza la demanda máxima disponible. Con ello se evidencia que el proyecto está concebido para evitar interrupciones y no para atención de la demanda.

A continuación, en la Tabla 67 se detallan los valores anuales generados por el proyecto.

Tabla 67

Ahorro anual en pérdidas

Tasa Anual de Crecimiento	Dem. Atendida [MVA]	n° año	Evaluación de Pérdidas [MWh]			Ahorro
			Año	Sin Proyecto	Con Proyecto	[USD]
		-2				
	495,0	0	0	0,00	0,00	0,00
1,0%	500,0	1	1	1.217,09	756,47	35.527
1,0%	504,9	2	2	1.229,26	764,03	35.882
1,0%	510,0	3	3	1.229,26	771,67	35.293
1,0%	515,1	4	4	1.229,26	779,39	34.698
1,0%	520,2	5	5	1.229,26	787,19	34.097
1,0%	525,5	6	6	1.229,26	795,06	33.490
1,0%	530,7	7	7	1.229,26	803,01	32.876
1,0%	536,0	8	8	1.229,26	811,04	32.257
1,0%	541,4	9	9	1.229,26	819,15	31.631
1,0%	546,8	10	10	1.229,26	827,34	31.000
1,0%	552,3	11	11	1.229,26	835,61	30.362
1,0%	557,8	12	12	1.229,26	843,97	29.717
1,0%	563,4	13	13	1.229,26	852,41	29.066
1,0%	569,0	14	14	1.229,26	860,93	28.409
1,0%	574,7	15	15	1.229,26	869,54	27.745
1,0%	580,4	16	16	1.229,26	878,24	27.074
1,0%	586,2	17	17	1.229,26	887,02	26.397
1,0%	592,1	18	18	1.229,26	895,89	25.712
1,0%	598,0	19	19	1.229,26	904,85	25.021
1,0%	604,0	20	20	1.229,26	913,90	24.324
1,0%	610,0	21	21	1.229,26	923,04	23.619
1,0%	616,1	22	22	1.229,26	932,27	22.907
1,0%	622,3	23	23	1.229,26	941,59	22.188
1,0%	628,5	24	24	1.229,26	951,01	21.462
1,0%	634,8	25	25	1.229,26	960,52	20.728
1,0%	641,2	26	26	1.229,26	970,12	19.987
1,0%	647,6	27	27	1.229,26	979,82	19.239
1,0%	650,0	28	28	1.229,26	979,82	19.239
1,0%	650,0	29	29	1.229,26	979,82	19.239
1,0%	650,0	30	30	1.229,26	979,82	19.239

Fuente: elaboración propia

3.7.3.4. Ingreso incremental por ventas. Para el ingreso incremental por nuevas ventas, se valoriza la potencia disponible para la venta que se dispone a raíz de la construcción del proyecto.

Tabla 68

Potencia disponible debido al proyecto

LÍNEA	PI (MVA)	MD (MVA)	FU antes	Descarga	FU después
1	250	230	92%	50,00	72%
2	250	230	92%	50,00	72%

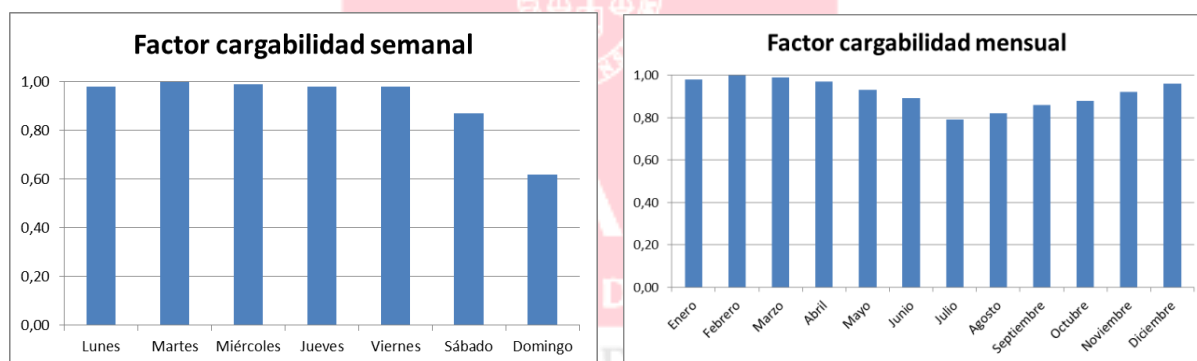
Potencia Instalada	
Sin Proyecto	500 MVA
Con Proyecto	650 MVA

Fuente elaboración propia

Para la evaluación de la energía anual a suministrar se toma como referencia el diagrama típico para cargas de distribución que define los factores de utilización por día de la semana y por mes del año.

Figura 78

Factores de cargabilidad diaria y mensual



Fuente: elaboración propia

Para el año 1, la máxima demanda no supera la capacidad instalada sin proyecto, por lo que no se genera un incremental.

Tabla 69

Energía adicional vendida en el año 1

EVALUACIÓN DE LA ENERGÍA VENDIDA ANUAL										
CAP SIN PRO	500 MVA	TRASLADO	0 MVA	CAP SP + TRA:	500 MVA	CAP CON PRO	650 MVA	STot Año 1:	0,00	MWh
AÑO	1	Fsem:	0,98	1,00	0,99	0,98	0,98	0,87	0,62	
MES	MD [MVA]	Nº Días x Mes	MD lun [MVA]	MD mar [MVA]	MD mie [MVA]	MD jue [MVA]	MD vie [MVA]	MD sab [MVA]	MD dom [MVA]	ENS [MWh]
1	455,31	31	446,20	455,31	450,75	446,20	446,20	396,12	282,29	0,00
2	464,60	28	455,31	464,60	459,95	455,31	455,31	404,20	288,05	0,00
3	459,95	31	450,75	459,95	455,35	450,75	450,75	400,16	285,17	0,00
4	450,66	30	441,65	450,66	446,16	441,65	441,65	392,08	279,41	0,00
5	432,08	31	423,44	432,08	427,76	423,44	423,44	375,91	267,89	0,00
6	413,49	30	405,22	413,49	409,36	405,22	405,22	359,74	256,37	0,00
7	367,03	31	359,69	367,03	363,36	359,69	359,69	319,32	227,56	0,00
8	380,97	31	373,35	380,97	377,16	373,35	373,35	331,45	236,20	0,00
9	399,56	30	391,56	399,56	395,56	391,56	391,56	347,61	247,72	0,00
10	408,85	31	400,67	408,85	404,76	400,67	400,67	355,70	253,49	0,00
11	427,43	30	418,88	427,43	423,16	418,88	418,88	371,87	265,01	0,00
12	446,02	31	437,10	446,02	441,56	437,10	437,10	388,03	276,53	0,00

Fuente: elaboración propia

La tasa de crecimiento de la venta de energía es del 1% para este proyecto, con ello se evalúa el crecimiento mensual de la demanda hasta cubrir la potencia disponible.

El valor de la energía a considerar es el precio en barra de generación en Lima, que corresponde a los US\$/MWh 77.13.

Para efectos de la evaluación del proyecto se considera que el precio de la energía se mantiene constante durante la vida útil del mismo.

En la Tabla 70 se muestran los resultados de los ingresos generados por las nuevas ventas de energía.

Tabla 70

Energía vendida durante la vida del proyecto

Tasa Anual de Crecimiento	Dem. Atendida [MVA]	n° año	Energía Vendida [MWh]	Venta [USD]
		-1	0,00	0,00
	460,0	0	0,00	0,00
1,0%	464,6	1	0,00	0,00
1,0%	469,2	2	0,00	0,00
1,0%	473,9	3	0,00	0,00
1,0%	478,7	4	0,00	0,00
1,0%	483,5	5	0,00	0,00
1,0%	488,3	6	0,00	0,00
1,0%	493,2	7	0,00	0,00
1,0%	498,1	8	0,00	0,00
1,0%	503,1	9	11,76	907,17
1,0%	508,1	10	43,69	3.369,72
1,0%	513,2	11	96,55	7.446,37
1,0%	518,3	12	172,43	13.299,04
1,0%	523,5	13	263,93	20.356,41
1,0%	528,8	14	369,03	28.462,86
1,0%	534,0	15	475,19	36.650,38
1,0%	539,4	16	594,60	45.860,68
1,0%	544,8	17	723,53	55.804,31
1,0%	550,2	18	874,62	67.457,79
1,0%	555,7	19	1.027,22	79.227,82
1,0%	561,3	20	1.189,67	91.757,06
1,0%	566,9	21	1.355,51	104.548,19
1,0%	572,6	22	1.549,52	119.512,07
1,0%	578,3	23	1.750,27	134.995,19
1,0%	584,1	24	1.973,83	152.237,68
1,0%	589,9	25	2.187,65	168.729,29
1,0%	595,8	26	2.415,13	186.274,69
1,0%	601,8	27	2.644,89	203.995,55
1,0%	607,8	28	2.891,57	223.021,94
1,0%	613,9	29	3.125,52	241.065,77
1,0%	620,0	30	3.383,42	260.956,98

Fuente: elaboración propia

3.7.3.5. Ingreso incremental por confiabilidad. Los ingresos incrementales por confiabilidad utilizan los mismos factores y curvas típicas de los ingresos por nuevas ventas, pero valorizan el costo de la compensación monetaria a los clientes por no suministrar la energía.

A continuación, se muestran los resultados de la simulación de las compensaciones evitadas.

Tabla 71*Compensación evitada durante la vida del proyecto*

Tasa Anual de Crecimiento	Dem. Atendida [MVA]	n° año	Energía No Suministrada [MWh]	Compensación [USD]
		-1	0,00	0,00
	460,0	0	0,00	0,00
1,0%	464,6	1	0,00	0
1,0%	469,2	2	0,00	0
1,0%	473,9	3	0,00	0
1,0%	478,7	4	0,00	0
1,0%	483,5	5	0,00	0
1,0%	488,3	6	0,00	0
1,0%	493,2	7	0,00	0
1,0%	498,1	8	0,00	0
1,0%	503,1	9	11,76	252
1,0%	508,1	10	43,69	936
1,0%	513,2	11	96,55	2.068
1,0%	518,3	12	172,43	3.693
1,0%	523,5	13	263,93	5.653
1,0%	528,8	14	369,03	7.904
1,0%	534,0	15	475,19	10.178
1,0%	539,4	16	594,60	12.736
1,0%	544,8	17	723,53	15.497
1,0%	550,2	18	874,62	18.734
1,0%	555,7	19	1.027,22	22.002
1,0%	561,3	20	1.189,67	25.482
1,0%	566,9	21	1.355,51	29.034
1,0%	572,6	22	1.549,52	33.190
1,0%	578,3	23	1.750,27	37.489
1,0%	584,1	24	1.973,83	42.278
1,0%	589,9	25	2.187,65	46.858
1,0%	595,8	26	2.415,13	51.730
1,0%	601,8	27	2.644,89	56.652
1,0%	607,8	28	2.891,57	61.935
1,0%	613,9	29	3.125,52	66.946
1,0%	620,0	30	3.383,42	72.470

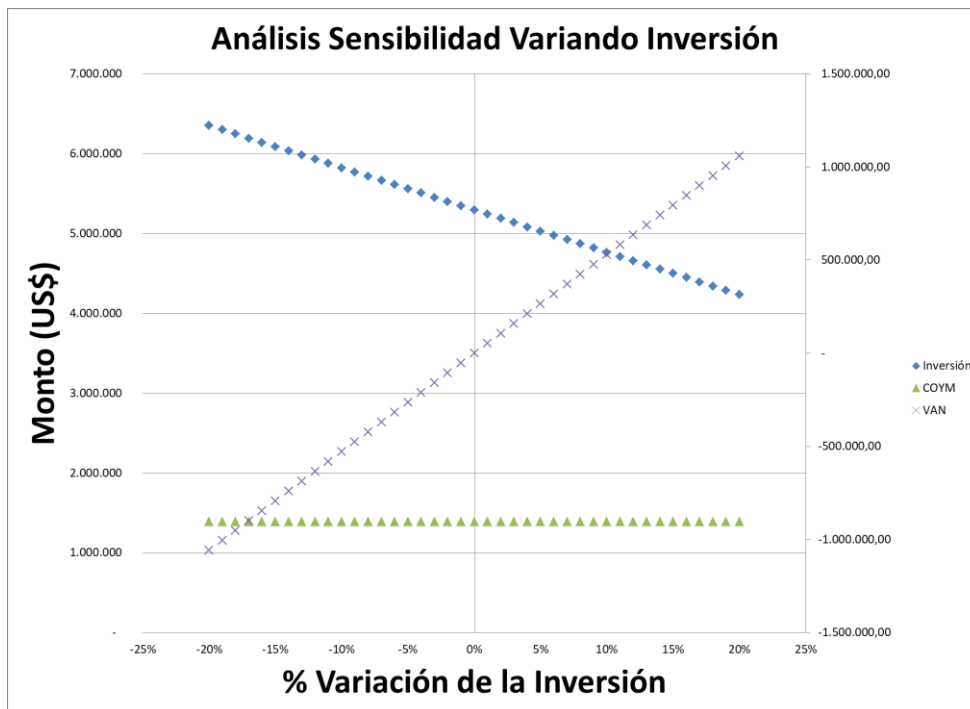
Fuente: elaboración propia

3.7.4. Análisis de sensibilidad del proyecto

3.7.4.1. Sensibilidad del proyecto por variación de la inversión real. Se aprecia claramente que el VAN del proyecto es igual a cero cuando la inversión real del proyecto es igual a la inversión reconocida, se hace positivo cuando la inversión real es menor a la reconocida y se hace negativo cuando la inversión real es superior a la inversión reconocida.

Figura 79

Sensibilidad del VAN con la inversión real

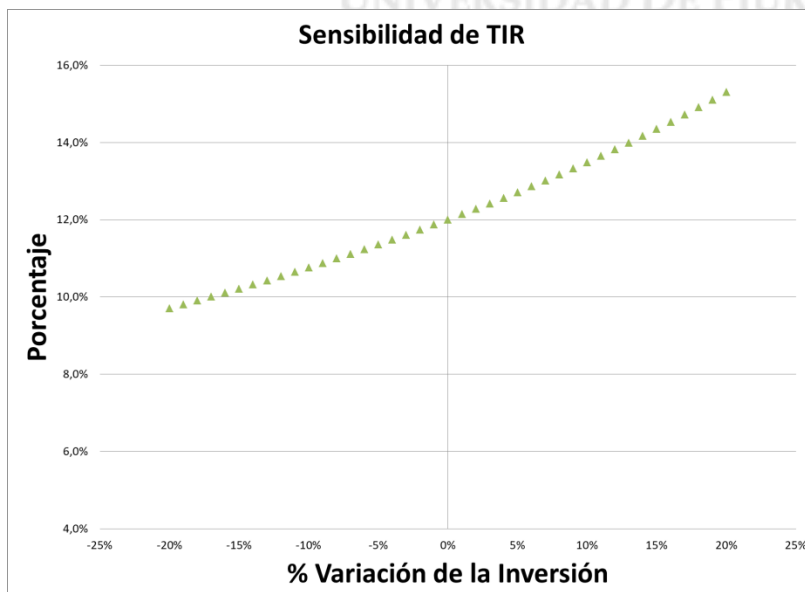


Fuente: elaboración propia

Para el caso de la TIR, su comportamiento es inversamente proporcional a la variación de la inversión real.

Figura 80

Sensibilidad de la TIR con la inversión real

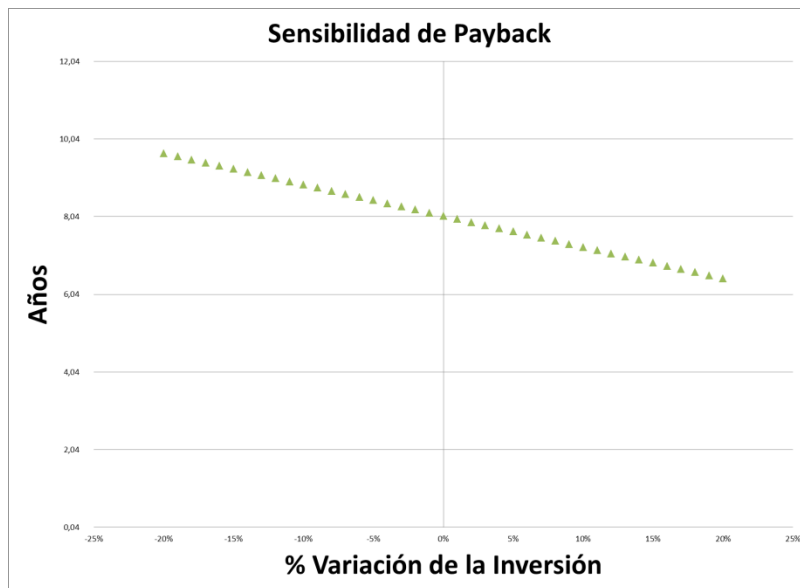


Fuente: elaboración propia

En cambio el *payback* es directamente proporcional a la variación de la inversión.

Figura 81

Sensibilidad del payback con la inversión real



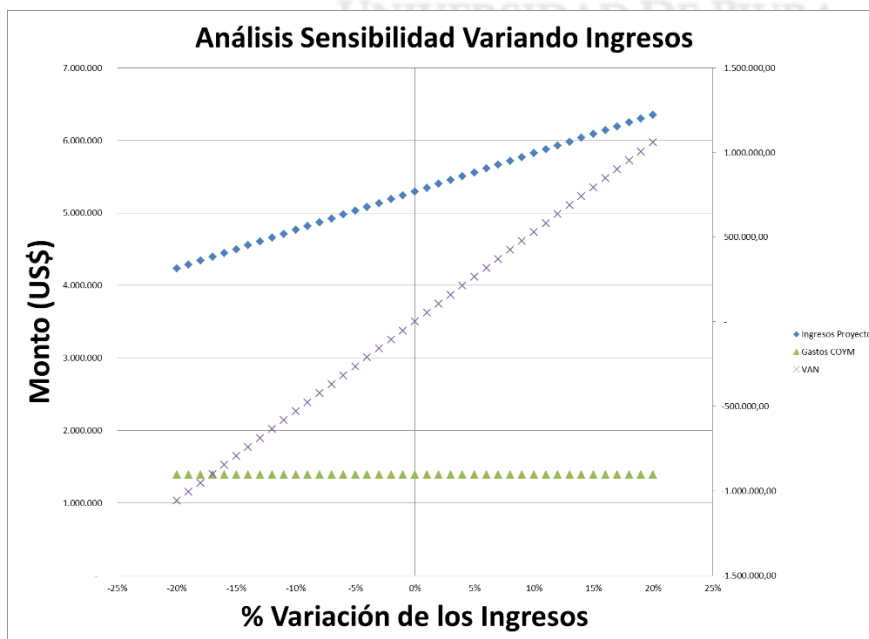
Fuente: elaboración propia

3.7.4.2. Sensibilidad del proyecto por variación de los ingresos. Si los ingresos del proyecto se incrementan el VAN también se incrementa dado que mejora el retorno del proyecto.

Los ingresos y los gastos por COYM, así como la inversión se mantienen constantes.

Figura 82

Sensibilidad del VAN con los ingresos

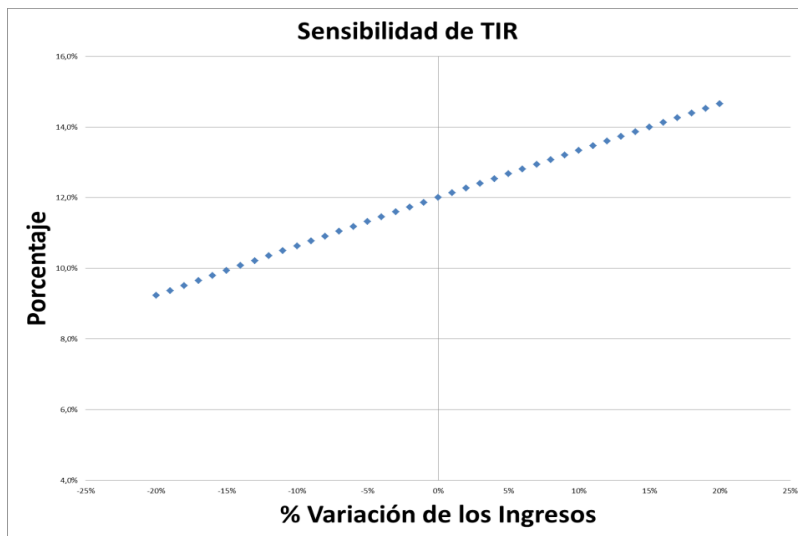


Fuente: elaboración propia

La TIR es directamente proporcional al incremento de los ingresos.

Figura 83

Sensibilidad de la TIR con los ingresos

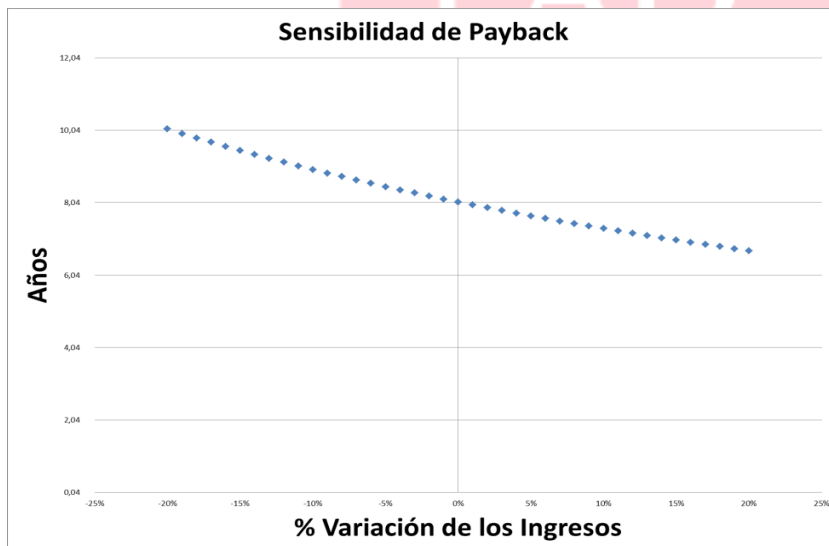


Fuente: elaboración propia

En el caso del *payback* también es directamente proporcional a los ingresos.

Figura 84

Sensibilidad del payback con los ingresos



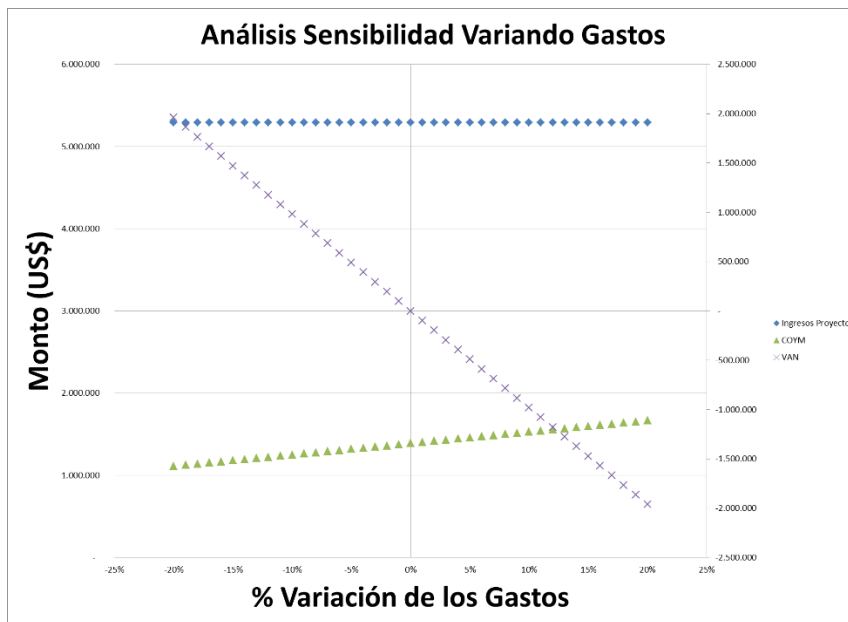
Fuente: elaboración propia

3.7.4.3. Sensibilidad del proyecto por variación de los gastos. Si los gastos por operación y mantenimiento se incrementan, el VAN disminuye dado el menor ingreso en cada año.

La inversión y los ingresos se mantienen constantes.

Figura 85

Sensibilidad del VAN con los gastos

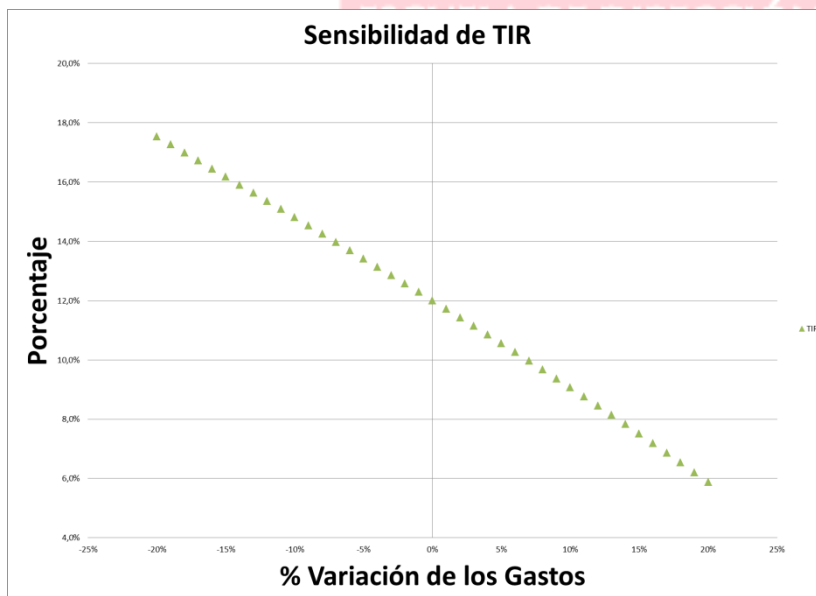


Fuente: elaboración propia

La TIR es inversamente proporcional a la variación de los gastos; si se incrementan, la TIR disminuye.

Figura 86

Sensibilidad de la TIR con los gastos

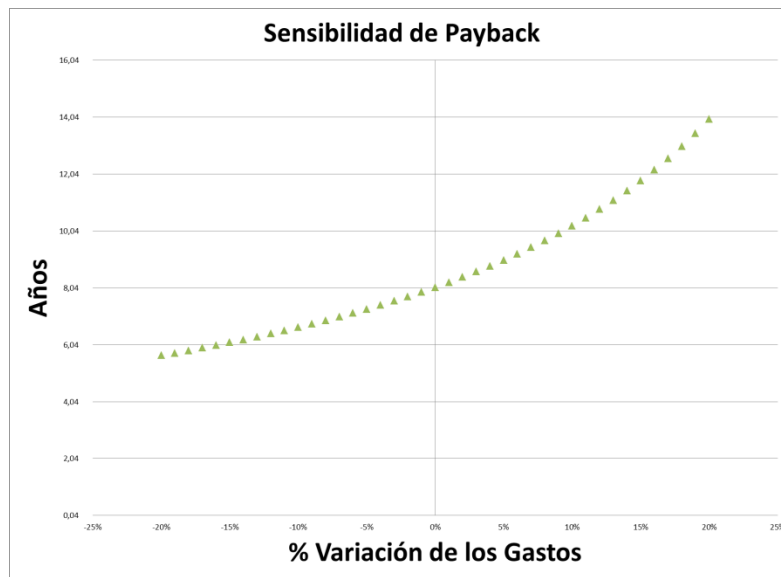


Fuente: elaboración propia

Para el caso del *payback*, al incrementarse los gastos aumenta el periodo de recuperación del proyecto.

Figura 87

Sensibilidad del payback con los gastos



Fuente: elaboración propia



3.7.5. Análisis del proyecto

Considerando los ingresos y costos totales del proyecto, y con un periodo de depreciación de 10 años, se calcula el flujo de caja libre del mismo.

Tabla 72

Flujo de caja libre del proyecto durante su vida útil

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
INVERSIÓN	-5 292 969,7															
Ingresos																
Anualidad		829 639,4	829 639,4	829 639,4	829 639,4	829 639,4	829 639,4	829 639,4	829 639,4	829 639,4	829 639,4	829 639,4	829 639,4	829 639,4	829 639,4	829 639,4
Incrementales		35 527,0	35 882,3	35 293,0	34 697,8	34 096,7	33 489,5	32 876,3	32 257,0	32 790,5	35 305,2	39 875,8	46 709,3	55 075,7	64 775,9	74 573,2
GASTOS																
O&M		- 172 550,8	- 172 550,8	- 172 550,8	- 172 550,8	- 172 550,8	- 172 550,8	- 172 550,8	- 172 550,8	- 172 550,8	- 172 550,8	- 172 550,8	- 172 550,8	- 172 550,8	- 172 550,8	- 172 550,8
EBITDA		692 615,6	692 970,9	692 381,6	691 786,4	691 185,3	690 578,1	689 964,9	689 345,6	689 879,2	692 393,8	696 964,4	703 798,0	712 164,3	721 864,5	731 661,8
Depreciación		- 529 297,0	- 529 297,0	- 529 297,0	- 529 297,0	- 529 297,0	- 529 297,0	- 529 297,0	- 529 297,0	- 529 297,0	- 529 297,0	- 529 297,0	- 529 297,0	- 529 297,0	- 529 297,0	- 529 297,0
EBIT		163 318,6	163 673,9	163 084,6	162 489,5	161 888,3	161 281,2	160 668,0	160 048,6	160 582,2	163 096,8	696 964,4	703 798,0	712 164,3	721 864,5	731 661,8
Impuesto		- 48 995,6	- 49 102,2	- 48 925,4	- 48 746,8	- 48 566,5	- 48 384,4	- 48 200,4	- 48 014,6	- 48 174,7	- 48 929,0	- 209 089,3	- 211 139,4	- 213 649,3	- 216 559,4	- 219 498,5
Flujo de caja libre	-5 292 969,7	643 620,0	643 868,7	643 456,2	643 039,6	642 618,8	642 193,8	641 764,5	641 331,0	641 704,5	643 464,7	487 875,1	492 658,6	498 515,0	505 305,2	512 163,3
NOPAT	-5 292 969,7	114 323,1	114 571,7	114 159,2	113 742,6	113 321,8	112 896,8	112 467,6	112 034,0	112 407,5	114 167,8	487 875,1	492 658,6	498 515,0	505 305,2	512 163,3

	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
INVERSIÓN															
Ingresos															
Anualidad	829 639,4	829 639,4	829 639,4	829 639,4	829 639,4	829 639,4	829 639,4	829 639,4	829 639,4	829 639,4	829 639,4	829 639,4	829 639,4	829 639,4	829 639,4
Incrementales	85 670,6	97 698,3	111 903,9	126 251,6	141 562,5	157 200,9	175 608,5	194 672,4	215 977,1	236 315,1	257 992,2	279 886,1	304 196,3	327 251,0	352 666,2
GASTOS															
O&M	- 172 550,8	- 172 550,8	- 172 550,8	- 172 550,8	- 172 550,8	- 172 550,8	- 172 550,8	- 172 550,8	- 172 550,8	- 172 550,8	- 172 550,8	- 172 550,8	- 172 550,8	- 172 550,8	- 172 550,8
EBITDA	742 759,2	754 786,9	768 992,6	783 340,2	798 651,1	814 289,6	832 697,1	851 761,0	873 065,7	893 403,7	915 080,8	936 974,7	961 284,9	984 339,7	1 009 754,9
Depreciación															
EBIT	742 759,2	754 786,9	768 992,6	783 340,2	798 651,1	814 289,6	832 697,1	851 761,0	873 065,7	893 403,7	915 080,8	936 974,7	961 284,9	984 339,7	1 009 754,9
Impuesto	- 222 827,8	- 226 436,1	- 230 697,8	- 235 002,1	- 239 595,3	- 244 286,9	- 249 809,1	- 255 528,3	- 261 919,7	- 268 021,1	- 274 524,2	- 281 092,4	- 288 385,5	- 295 301,9	- 302 926,5
Flujo de caja libre	519 931,5	528 350,8	538 294,8	548 338,2	559 055,8	570 002,7	582 888,0	596 232,7	611 146,0	625 382,6	640 556,6	655 882,3	672 899,4	689 037,8	706 828,4
NOPAT	519 931,5	528 350,8	538 294,8	548 338,2	559 055,8	570 002,7	582 888,0	596 232,7	611 146,0	625 382,6	640 556,6	655 882,3	672 899,4	689 037,8	706 828,4

Fuente: elaboración propia

Analizando el proyecto con el WACC de Luz del Sur se obtienen los siguientes resultados presentados en la Tabla 73.

Tabla 73

Resultados del análisis del proyecto y WACC de Luz del Sur

VAN (9.88%)	497,821.9
TIR	11.03%
Payback	22 años
UPA (US\$)	0.007
B/C	1.09

Fuente: elaboración propia

Realizando un análisis de todos los indicadores del Proyecto, definimos la valoración del mismo para la empresa.

Tabla 74

Evaluación del proyecto según impacto y factibilidad

Tipo	Indicador	Valor	Impacto	Análisis	Farol
Indicadores Estratégicos	Calidad del Servicio Eléctrico	NA	Alto	Mejora los niveles de tensión al redistribuir las cargas en las líneas de transmisión.	●
	Confiabilidad del Servicio Eléctrico	NA	Alto	Al reducir los factores de utilización, permite tolerar la falla de una línea asumiendo la totalidad de la carga con las otras 2 líneas.	●
	Imagen de la Empresa	NA	Alto	Mejora la imagen de la empresa al brindar un mejor servicio al cliente que lo percibirá como una continuidad del servicio de energía eléctrica.	●
Indicadores Financieros	Plazo de Recuperación de Inversión	22	Medio	Un plazo de recuperación entre 20 a 25 años es considerado como aceptable para la empresa.	●
	Valor Actual Neto	497.822	Medio	Un Valor del VAN entre el 5% y 10% de la Inversión es considerado de Impacto Medio para la empresa.	●
	Tasa Interna de Retorno	11,0%	Medio	La TIR del Proyecto se encuentra en el rango entre 10% al 11% contribuyendo con impacto medio.	●
	Beneficio/Costo	1,09	Medio	Indica que el beneficio generado a valor presente superan los gastos a incurrir a valor presente	●
	Valor Incremental para las Acciones	0,007	Bajo	El valor generado por el proyecto se encuentra por debajo del 5% de los dividendos repartidos por la empresa.	●
Indicadores Técnicos	Instrumento Ambiental	Informe Técnico Sustentatorio	Alto	Este Instrumento Ambiental considera la difusión en periódicos de máxima circulación.	●
	Generación de polvo y ruidos	Alto	Bajo	Al trabajar en la vía pública se genera polvo y ruido por la maquinaria a utilizar.	●
	Interferencia con Proyectos de Terceros	Alto	Bajo	Dado que el proyecto se desarrolla en la vía pública, es posible que otros servicios como agua, telefonía o vías de circulación futuras se encuentren dentro del recorrido de la línea de transmisión.	●
	Tiempo de ejecución	9 meses	Medio	El tiempo de ejecución de 9 meses nos genera una holgura de 3 meses para poder concluir el proyecto dentro del plazo previsto .	●

Fuente: elaboración propia

3.7.6. Conclusiones

- Los indicadores estratégicos impactarán positivamente en la calidad, confiabilidad e imagen de la empresa, al contribuir a mejorar los niveles de tensión y disminuir los factores de utilización.
- Los indicadores financieros cumplen con lo requerido por la empresa.

- Los indicadores técnicos nos indican la dificultad en plazo e interacción con terceros. Para el presente proyecto la mayoría de indicadores constituyen una dificultad para su, esto exige una planificación y seguimiento más minucioso de los trabajos para evitar retrasos.

En conclusión este proyecto es viable técnica y económicamente.

3.8. Caso 7. Evaluación de proyectos como portafolio

Para esta evaluación se incluyen los seis casos anteriores a fin de evaluar todos ellos como un solo proyecto.

3.8.1. Alcance del portafolio de proyectos

Para realizar el análisis del portafolio de proyectos, se tomarán cada uno de los seis casos analizados previamente:

- Caso1: Nueva subestación y líneas de transmisión asociadas.
- Caso 2: Ampliación de potencia en subestación existente.
- Caso 3: Rotación de transformador de potencia.
- Caso 4: Nueva línea 220 kV.
- Caso 5: Nueva línea 60 kV.
- Caso 6: Reforzamiento de línea 220 kV.

Dado que todos los proyectos en su conjunto son de ejecución obligatoria, es preciso realizar este análisis a fin de evaluar su rendimiento en cada uno de los índices definidos anteriormente.

El aporte de cada uno de los proyectos será considerado en forma ponderada en función de la potencia incremental de cada uno de ellos.

Tabla 75

Potencia instalada sin y con proyecto

SIN PROYECTO			CON PROYECTO		
CASO	TRANSFORMADOR / LÍNEA	PI (MVA)	CASO	TRANSFORMADOR / LÍNEA	PI (MVA)
1	T1	140	1	T1	140
	T2	50		T2	50
	T3	50		T3	50
2	T1	100		T4	50
	T2	75		T5	50
	T3	50	2	T1	100
3	T1	40		T2	75
	T2	25		T3	50
4	L1	330		T4	50
	L2	330	3	T1	40
5	L1	52		T2	40
	L2	52	4	L1	330
6	L1	250		L2	330
	L2	250		L3	660
		1,794	5	L1	52
				L2	52
				L3	52
			6	L1	325
				L2	325
					2,821

Fuente: elaboración propia

3.8.2. Flujo de inversión del portafolio de proyectos

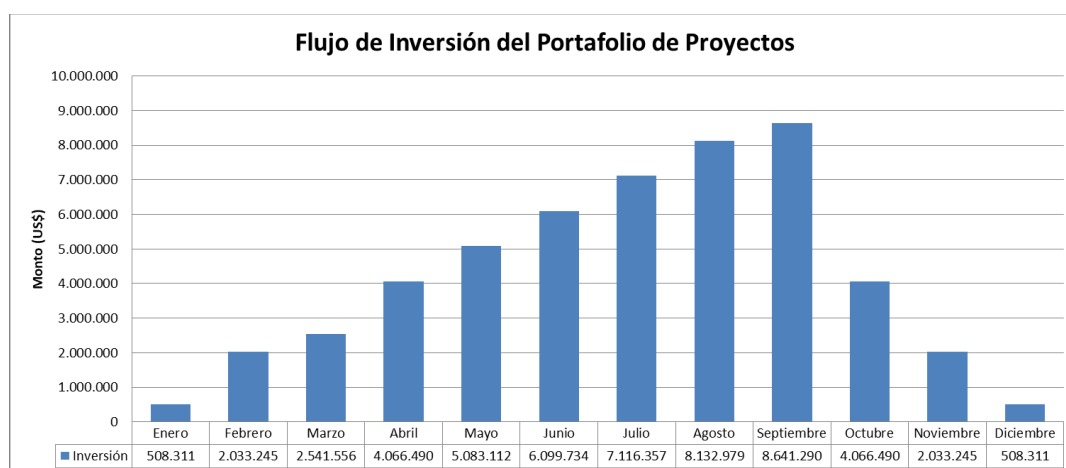
El flujo de inversión del portafolio resume los desembolsos mensuales a realizar durante el proceso de construcción.

El plazo de ejecución del portafolio de proyectos es de 12 meses, concentrándose las actividades en los meses de mayo a setiembre.

El portafolio de proyectos se inicia en enero y culmina en diciembre.

Figura 88

Flujo de desembolso anual de portafolio de proyectos

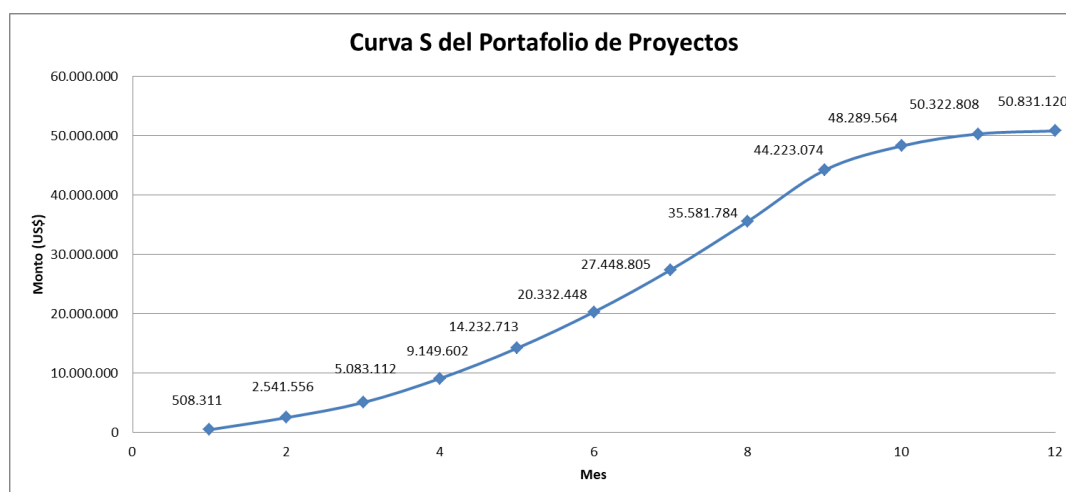


Fuente: elaboración propia

La curva S del proyecto refleja el avance económico acumulado del mismo.

Figura 89

Curva S de desembolso del proyecto



Fuente: elaboración propia

3.8.3. Ingresos del proyecto

3.8.3.1. Inversión reconocida. El principal ingreso del proyecto es la inversión reconocida por el OSINERGMIN, la cual en base a los módulos estándares será de **US\$ 50,831,120**.

Este proyecto genera una anualidad durante 30 años (CMA: Costo Medio Anual) a una tasa de interés del 12%.

Tabla 76

Inversión reconocida por el proyecto

Año(1)	Características del Elemento								Costo Reconocido por Osinergmin (US\$)
	Nombre Elemento	Tipo de Elemento (3)	Código de Módulo Estándar	Tensión kV (4)	Código Nivel Tensión (5)	Código Parte del Sistema (6)	Región (7)	Longitud (Km)	
2020	Celda de Línea Industriales - Los Sauces - 1	Celda	CE-220COUIENDBLI4	220,0	MAT	MAT	Costa		759.191
2020	Celda de Línea Industriales - Los Sauces - 2	Celda	CE-220COUIENDBLI4	220,0	MAT	MAT	Costa		745.363
2020	Celda de Línea Industriales - Los Sauces - 1	Celda	CE-220COUIENDBLI4	220,0	MAT	MAT	Costa		1.568.482
2020	Celda de Línea Industriales - Los Sauces - 2	Celda	CE-220COUIENDBLI4	220,0	MAT	MAT	Costa		1.568.482
2020	Celda de Transformador TR1 - 220 kV	Celda	CE-220COUIENDBTR4	220,0	MAT	AT/MT	Costa		1.425.286
2020	Celda de Transformador TR2 - 220 kV	Celda	CE-220COUIENDBTR4	220,0	MAT	AT/MT	Costa		1.425.286
2020	Celda de Transformador TR1 - 10 kV	Celda	CE-010COUIMCESBTR1	10,0	MT	AT/MT	Costa		124.513
2020	Celda de Transformador TR2 - 10 kV	Celda	CE-010COUIMCESBTR1	10,0	MT	AT/MT	Costa		124.513
2020	Celda de Alimentador - 10 kV	Celda	CE-010COUIMCESBAL1	10,0	MT	AT/MT	Costa		79.854
2020	Celda de Alimentador - 10 kV	Celda	CE-010COUIMCESBAL1	10,0	MT	AT/MT	Costa		79.854
2020	Celda de Alimentador - 10 kV	Celda	CE-010COUIMCESBAL1	10,0	MT	AT/MT	Costa		79.854
2020	Celda de Alimentador - 10 kV	Celda	CE-010COUIMCESBAL1	10,0	MT	AT/MT	Costa		79.854
2020	Celda de Alimentador - 10 kV	Celda	CE-010COUIMCESBAL1	10,0	MT	AT/MT	Costa		79.854
2020	Celda de Alimentador - 10 kV	Celda	CE-010COUIMCESBAL1	10,0	MT	AT/MT	Costa		79.854
2020	Celda de Alimentador - 10 kV	Celda	CE-010COUIMCESBAL1	10,0	MT	AT/MT	Costa		79.854
2020	Celda de Alimentador - 10 kV	Celda	CE-010COUIMCESBAL1	10,0	MT	AT/MT	Costa		79.854
2020	Celda de Alimentador - 10 kV	Celda	CE-010COUIMCESBAL1	10,0	MT	AT/MT	Costa		79.854
2020	Celda de Alimentador - 10 kV	Celda	CE-010COUIMCESBAL1	10,0	MT	AT/MT	Costa		79.854
2020	Celda de Alimentador - 10 kV	Celda	CE-010COUIMCESBAL1	10,0	MT	AT/MT	Costa		79.854
2020	Celda de Medición de la Barra 1 - 10 kV	Celda	CE-010COUIMCESBMD1	10,0	MT	AT/MT	Costa		100.828
2020	Celda de Medición de la Barra 2 - 10 kV	Celda	CE-010COUIMCESBMD1	10,0	MT	AT/MT	Costa		100.828
2020	Celda de Acoplamiento de la Doble Barra - 220 kV	Celda	CE-220COUIENDBAC4	220,0	MAT	AT/MT	Costa		1.439.186
2020	Celda de Acoplamiento de las Barras 1 y 2 - 10 kV	Celda	CE-010COUIMCESBLA1	10,0	MT	AT/MT	Costa		181.063
2020	Transformador de Potencia LS-TR1, nuevo.	Transformador	TP-220010-050CO1E	220,0	MAT	AT/MT	Costa		2.252.700
2020	Transformador de Potencia LS-TR2, nuevo.	Transformador	TP-220010-050CO1E	220,0	MAT	AT/MT	Costa		2.252.700
2020	Transformador de Reserva	Transformador	TP-220010-050CO1E	220,0	MAT	MAT/AT	Costa		1.125.305
2020	Línea 220 kV INDUSTRIALES - LOS SAUCES	Tramo de línea	LT-220COU0XDOC310ES-ES	220,0	MAT	MAT	Costa	3,2	10.914.224
2020	Celda de Transformador TR1 - 220 kV	Celda	CE-220COUIENDBTR4	220,0	MAT	AT/MT	Costa		1.395.043
2020	Celda de Transformador TR1 - 10 kV	Celda	CE-010COUIMCISBTR3	10,0	MT	AT/MT	Costa		120.597
2020	Celda de Alimentador - 10 kV	Celda	CE-010COUIMCISBAL3	10,0	MT	AT/MT	Costa		76.885
2020	Celda de Alimentador - 10 kV	Celda	CE-010COUIMCISBAL3	10,0	MT	AT/MT	Costa		76.885
2020	Celda de Alimentador - 10 kV	Celda	CE-010COUIMCISBAL3	10,0	MT	AT/MT	Costa		76.885
2020	Celda de Alimentador - 10 kV	Celda	CE-010COUIMCISBAL3	10,0	MT	AT/MT	Costa		76.885
2020	Celda de Alimentador - 10 kV	Celda	CE-010COUIMCISBAL3	10,0	MT	AT/MT	Costa		76.885
2020	Celda de Alimentador - 10 kV	Celda	CE-010COUIMCISBAL3	10,0	MT	AT/MT	Costa		76.885
2020	Celda de Medición de la Barra 1 - 10 kV	Celda	CE-010COUIMCISBMD3	10,0	MT	AT/MT	Costa		98.410
2020	Transformador de Potencia LU-TR1, nuevo.	Transformador	TP-220010-050CO1E	220,0	MAT	AT/MT	Costa		2.210.046
2020	Transformador de Potencia 25 MVA 60/10kV(De reserva a operación)	Celda	TP-060MT-025COE	60,0	MT	AT/MT	Costa		0
2020	Línea Transmisión San Juan - Bañeros	Línea	LT-220COU0XDOC320ES-ES	220,0	MAT	MAT	Costa	2,03	7.194.918
2020	Línea Transmisión San Juan - Bañeros	Línea	LT-220COU0PADOC1100A	220,0	MAT	MAT	Costa	6,8	2.619.235
2020	Línea Transmisión Industriales - Ingenieros	Línea	LT-060COU0ACSC01800A	60,0	AT	AT	Costa	0,77	167.308
2020	Línea Transmisión Industriales - Ingenieros	Línea	LT-060COU0XSC03186S-ES	60,0	AT	AT	Costa	2,73	4.364.796
2020	Línea Transmisión San Juan - Bañeros	Línea	LT-220COU0PADOC1100A	220,0	MAT	MAT	Costa	9,7	5.292.970
									50.831.121

Fuente: OSINERGMIN (2018, 2020a, 2020b)

3.8.3.2. Ingresos por costo de operación y mantenimiento [COYM]. Los Costos de Operación y Mantenimiento serán la suma de los costos de operación y mantenimiento de cada uno de los proyectos que forman parte del portafolio.

El monto asciende a US\$ 1,708,401 que empieza a ser percibido por la empresa a partir del primer año después de la puesta en servicio de los proyectos.

Ingresos por COYM del proyecto

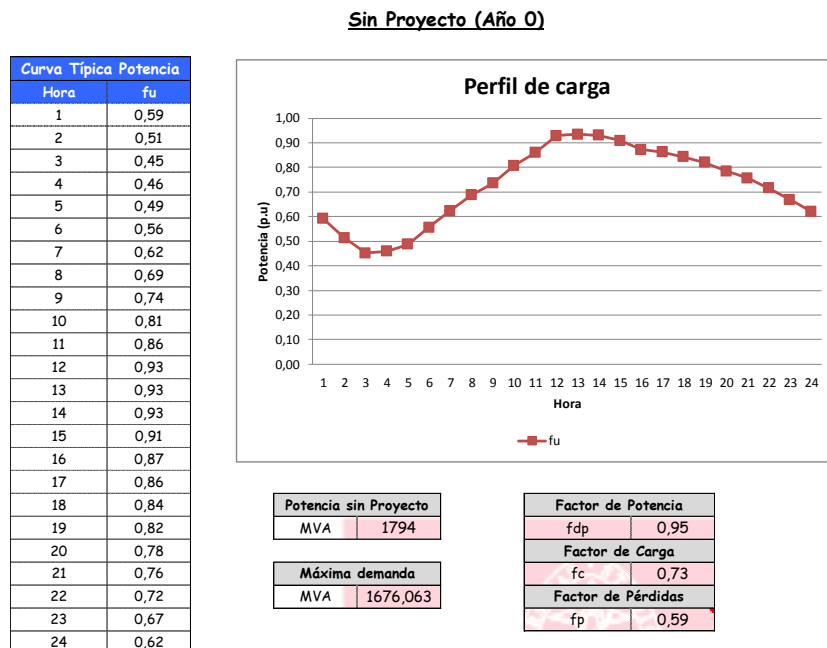
Fuente: OSINERGMIN (2018, 2020a, 2020b)

El factor de potencia (f_{dp}) a considerar es el factor de potencia óptimo del sistema que corresponde a 0.95. Para el cálculo del factor de carga (f_c) es el promedio de los factores de utilización del día. Finalmente para el factor de pérdidas (f_p) se utiliza la fórmula de Buller and Woodrow $f_p = 0,3f_c + 0,7 f_c^2$.

La potencia adicional disponible por el proyecto es de 1,027 MVA (antes de la ejecución de los proyectos la potencia era de 1,794 MVA).

Figura 90

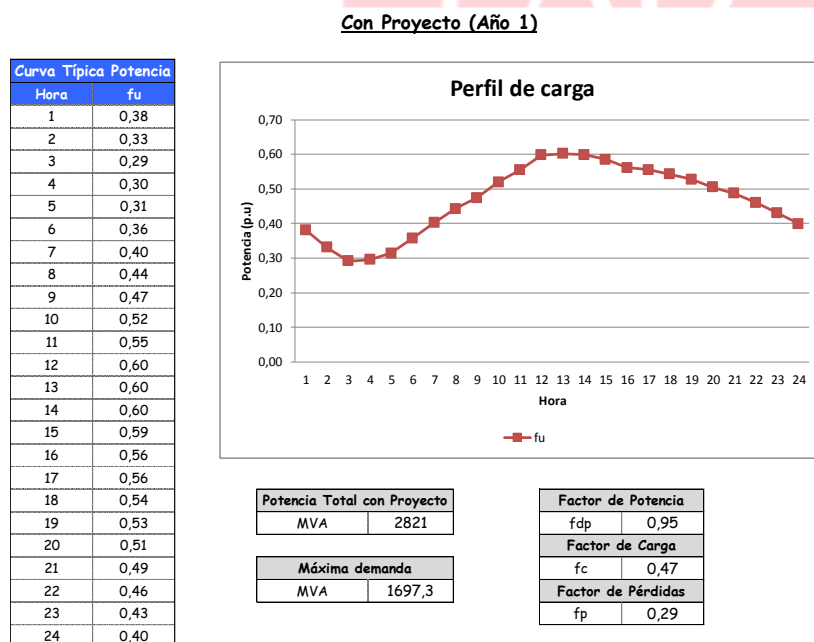
Perfil de carga sin portafolio de proyecto



Fuente: elaboración propia

Figura 91

Perfil de carga con portafolio de proyecto



Fuente: elaboración propia

Para este proyecto, de acuerdo a los flujos de energía se estima que el conjunto de proyectos contribuya con una disminución de las pérdidas de 0.04 MW.

Tabla 78*Disminución de pérdidas*

Escenario	Pérdidas LDS (MW)
Sin proyecto	1.87
Con proyecto	1.58
▽	0.29

Fuente: elaboración propia

La tasa de crecimiento anual de la demanda del portafolio calculada en forma ponderada de las tasas de cada uno de los proyectos es del 1.27%.

A continuación, en la Tabla 79 se detallan los valores anuales generados por el portafolio de proyectos.

Tabla 79*Ahorro anual en pérdidas*

Tasa Anual de Crecimiento	Dem. Atendida [MVA]	n° año	Evaluación de Pérdidas [MWh]			Ahorro
			Año	Sin Proyecto	Con Proyecto	[USD]
		-2				
	1676,1	0	0	0,00	0,00	0,00
1,27%	1697,3	1	1	11.296,91	6.147,02	397.202
1,27%	1718,8	2	2	11.440,10	6.224,94	402.236
1,27%	1740,6	3	3	11.440,10	6.303,84	396.150
1,27%	1762,7	4	4	11.440,10	6.383,75	389.988
1,27%	1785,0	5	5	11.440,10	6.464,67	383.747
1,27%	1807,6	6	6	11.440,10	6.546,61	377.426
1,27%	1830,6	7	7	11.440,10	6.629,59	371.026
1,27%	1853,8	8	8	11.440,10	6.713,63	364.545
1,27%	1877,3	9	9	11.440,10	6.798,73	357.981
1,27%	1901,1	10	10	11.440,10	6.884,90	351.334
1,27%	1925,1	11	11	11.440,10	6.972,17	344.603
1,27%	1949,6	12	12	11.440,10	7.060,55	337.787
1,27%	1974,3	13	13	11.440,10	7.150,05	330.884
1,27%	1999,3	14	14	11.440,10	7.240,68	323.894
1,27%	2024,6	15	15	11.440,10	7.332,46	316.815
1,27%	2050,3	16	16	11.440,10	7.425,40	309.647
1,27%	2076,3	17	17	11.440,10	7.519,52	302.387
1,27%	2102,6	18	18	11.440,10	7.614,84	295.036
1,27%	2129,3	19	19	11.440,10	7.711,36	287.591
1,27%	2156,2	20	20	11.440,10	7.809,11	280.052
1,27%	2183,6	21	21	11.440,10	7.908,09	272.418
1,27%	2211,3	22	22	11.440,10	8.008,33	264.687
1,27%	2239,3	23	23	11.440,10	8.109,84	256.857
1,27%	2267,7	24	24	11.440,10	8.212,64	248.929
1,27%	2296,4	25	25	11.440,10	8.316,74	240.900
1,27%	2325,5	26	26	11.440,10	8.422,16	232.769
1,27%	2355,0	27	27	11.440,10	8.528,91	224.535
1,27%	2384,8	28	28	11.440,10	8.637,02	216.197
1,27%	2415,1	29	29	11.440,10	8.746,50	207.753
1,27%	2445,7	30	30	11.440,10	8.857,37	199.202

Fuente: elaboración propia

3.8.3.4. Ingreso incremental por ventas. Para el ingreso incremental por nuevas ventas, se valoriza la potencia disponible para la venta que se dispone a raíz de la construcción del proyecto.

Tabla 80

Potencia disponible debido al portafolio de proyectos

CASO	TRANSFORMADOR / LÍNEA	PI (MVA)
1	T1	140
	T2	50
	T3	50
	T4	50
	T5	50
2	T1	100
	T2	75
	T3	50
	T4	50
3	T1	40
	T2	40
4	L1	330
	L2	330
	L3	660
5	L1	52
	L2	52
	L3	52
6	L1	325
	L2	325
		2,821

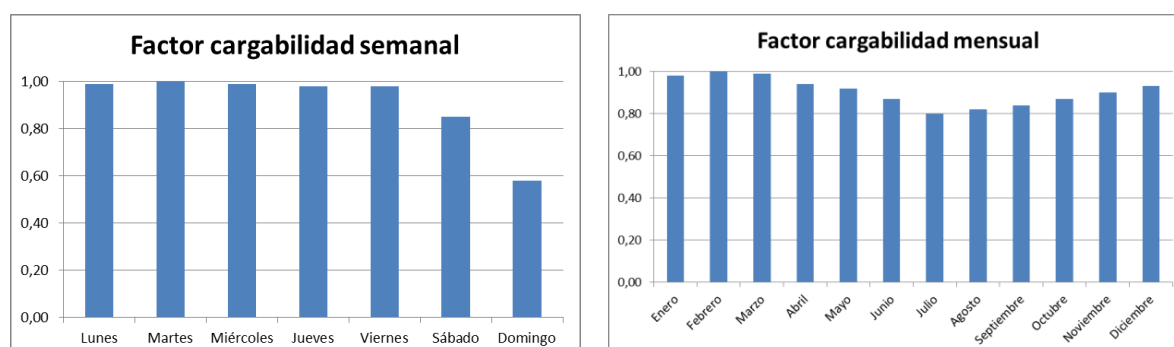
Fuente: elaboración propia

Para la evaluación de la energía anual a suministrar se toma como referencia el diagrama típico para cargas de distribución que define los factores de utilización por día de la semana y por mes del año.

En este caso se utiliza también el promedio ponderado de los factores de utilización de cada uno de los proyectos.

Figura 92

Factores de cargabilidad diaria y mensual



Fuente elaboración propia

Para el año 1, la máxima demanda no supera la capacidad instalada sin proyecto, por lo que no se genera un incremental.

Tabla 81

Energía adicional vendida en el año 1

EVALUACIÓN DE LA ENERGÍA VENDIDA ANUAL										
CAP SIN PRO	240 MVA	TRASLADO	0 MVA	CAP SP + TRA:	240 MVA	CAP CON PRO	2034 MVA	STot Año 1:	0,00	MWh
AÑO	1	Fsem:	0,99	1,00	0,99	0,98	0,98	0,85	0,58	
MES	MD [MVA]	n° Días x Mes	MD lun [MVA]	MD mar [MVA]	MD mie [MVA]	MD jue [MVA]	MD vie [MVA]	MD sab [MVA]	MD dom [MVA]	ENS [MWh]
1	226,27	31	224,01	226,27	224,01	221,75	221,75	192,33	131,24	0,00
2	230,89	28	228,58	230,89	228,58	226,27	226,27	196,26	133,92	0,00
3	228,58	31	226,30	228,58	226,30	224,01	224,01	194,29	132,58	0,00
4	217,04	30	214,87	217,04	214,87	212,70	212,70	184,48	125,88	0,00
5	212,42	31	210,29	212,42	210,29	208,17	208,17	180,56	123,20	0,00
6	200,87	30	198,87	200,87	198,87	196,86	196,86	170,74	116,51	0,00
7	184,71	31	182,86	184,71	182,86	181,02	181,02	157,01	107,13	0,00
8	189,33	31	187,44	189,33	187,44	185,54	185,54	160,93	109,81	0,00
9	193,95	30	192,01	193,95	192,01	190,07	190,07	164,86	112,49	0,00
10	200,87	31	198,87	200,87	198,87	196,86	196,86	170,74	116,51	0,00
11	207,80	30	205,72	207,80	205,72	203,65	203,65	176,63	120,52	0,00
12	214,73	31	212,58	214,73	212,58	210,43	210,43	182,52	124,54	0,00

Fuente: elaboración propia

En la Tabla 82, se muestran los resultados de los ingresos generados por las nuevas ventas de energía.

Tabla 82

Energía vendida durante la vida del proyecto

Tasa Anual de Crecimiento	Dem. Atendida [MVA]	n° año	Energía Vendida [MWh]	Venta [USD]
		-1	0,00	0,00
	228,0	0	0,00	0,00
1,27%	230,9	1	0,00	0,00
1,27%	233,8	2	0,00	0,00
1,27%	236,8	3	0,00	0,00
1,27%	239,8	4	0,00	0,00
1,27%	242,8	5	12,37	954,36
1,27%	245,9	6	41,02	3.163,56
1,27%	249,0	7	78,69	6.069,56
1,27%	252,2	8	118,50	9.139,81
1,27%	255,4	9	155,68	12.007,19
1,27%	258,6	10	209,31	16.143,93
1,27%	261,9	11	278,23	21.459,67
1,27%	265,2	12	360,32	27.790,98
1,27%	268,6	13	443,52	34.208,05
1,27%	272,0	14	536,67	41.392,44
1,27%	275,4	15	631,00	48.667,89
1,27%	278,9	16	753,74	58.134,61
1,27%	282,4	17	870,66	67.152,30
1,27%	286,0	18	995,46	76.778,14
1,27%	289,6	19	1.133,18	87.399,87
1,27%	293,3	20	1.282,07	98.883,86
1,27%	297,0	21	1.428,89	110.207,74
1,27%	300,8	22	1.587,60	122.448,83
1,27%	304,6	23	1.758,42	135.623,74
1,27%	308,5	24	1.940,70	149.682,44
1,27%	312,4	25	2.106,58	162.476,69
1,27%	316,3	26	2.283,98	176.158,98
1,27%	320,4	27	2.463,62	190.014,70
1,27%	324,4	28	2.657,00	204.929,69
1,27%	328,5	29	2.829,77	218.255,26
1,27%	332,7	30	3.016,34	232.644,58

Fuente: elaboración propia

3.8.3.5. Ingreso incremental por confiabilidad. Los ingresos incrementales por confiabilidad utilizan los mismos factores y curvas típicas de los ingresos por nuevas ventas, pero valorizan el costo de la compensación monetaria a los clientes por no suministrar la energía.

A continuación, en la Tabla 83 se muestran los resultados de la simulación de las compensaciones evitadas.

Tabla 83

Compensación evitada durante la vida del portafolio de proyectos

Tasa Anual de Crecimiento	Dem. Atendida [MVA]	n° año	Energía No Suministrada [MWh]	Compensación [USD]
		-1	0,00	0,00
	228,0	0	0,00	0,00
1,3%	230,9	1	0,00	0
1,3%	233,8	2	0,00	0
1,3%	236,8	3	0,00	0
1,3%	239,8	4	0,00	0
1,3%	242,8	5	12,37	265
1,3%	245,9	6	41,02	879
1,3%	249,0	7	78,69	1.686
1,3%	252,2	8	118,50	2.538
1,3%	255,4	9	155,68	3.335
1,3%	258,6	10	209,31	4.483
1,3%	261,9	11	278,23	5.960
1,3%	265,2	12	360,32	7.718
1,3%	268,6	13	443,52	9.500
1,3%	272,0	14	536,67	11.495
1,3%	275,4	15	631,00	13.516
1,3%	278,9	16	753,74	16.145
1,3%	282,4	17	870,66	18.649
1,3%	286,0	18	995,46	21.322
1,3%	289,6	19	1.133,18	24.272
1,3%	293,3	20	1.282,07	27.461
1,3%	297,0	21	1.428,89	30.606
1,3%	300,8	22	1.587,60	34.005
1,3%	304,6	23	1.758,42	37.664
1,3%	308,5	24	1.940,70	41.568
1,3%	312,4	25	2.106,58	45.121
1,3%	316,3	26	2.283,98	48.921
1,3%	320,4	27	2.463,62	52.769
1,3%	324,4	28	2.657,00	56.911
1,3%	328,5	29	2.829,77	60.612
1,3%	332,7	30	3.016,34	64.608

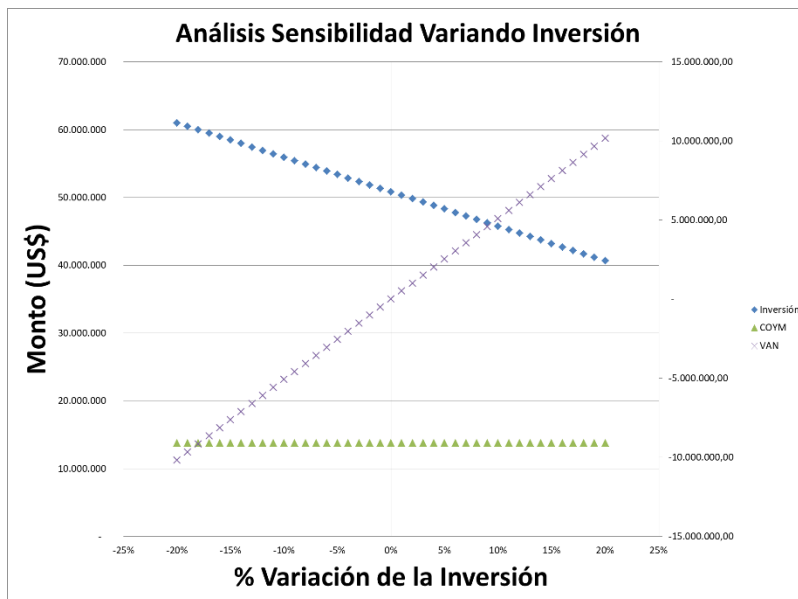
Fuente: elaboración propia

3.8.4. Análisis de sensibilidad del portafolio de proyectos

3.8.4.1. Sensibilidad del portafolio por variación de la inversión real. Se aprecia claramente que el VAN del proyecto es igual a cero cuando la inversión real del proyecto es igual a la inversión reconocida, se hace positivo cuando la inversión real es menor a la reconocida y se hace negativo cuando la inversión real es superior a la inversión reconocida.

Figura 93

Sensibilidad del VAN con la inversión real

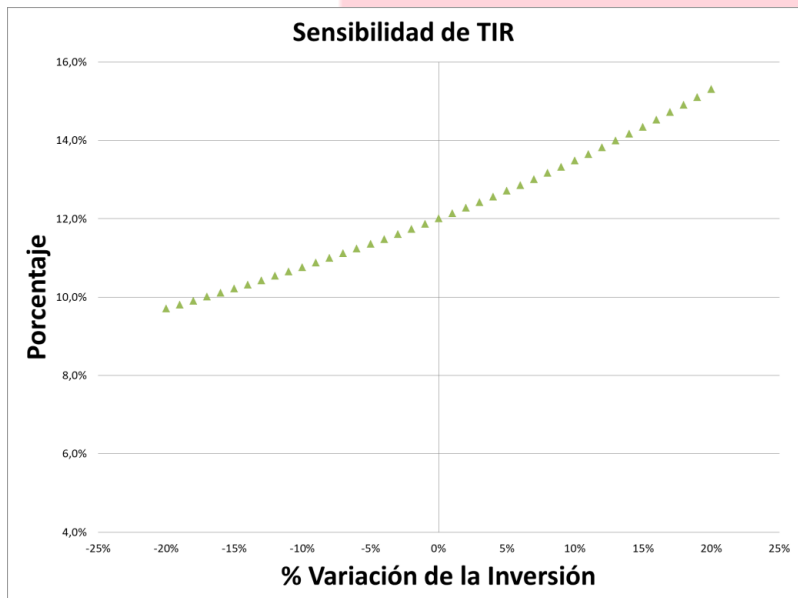


Fuente: elaboración propia

Para el caso de la TIR, su comportamiento es inversamente proporcional a la variación de la inversión real.

Figura 94

Sensibilidad de la TIR con la inversión real

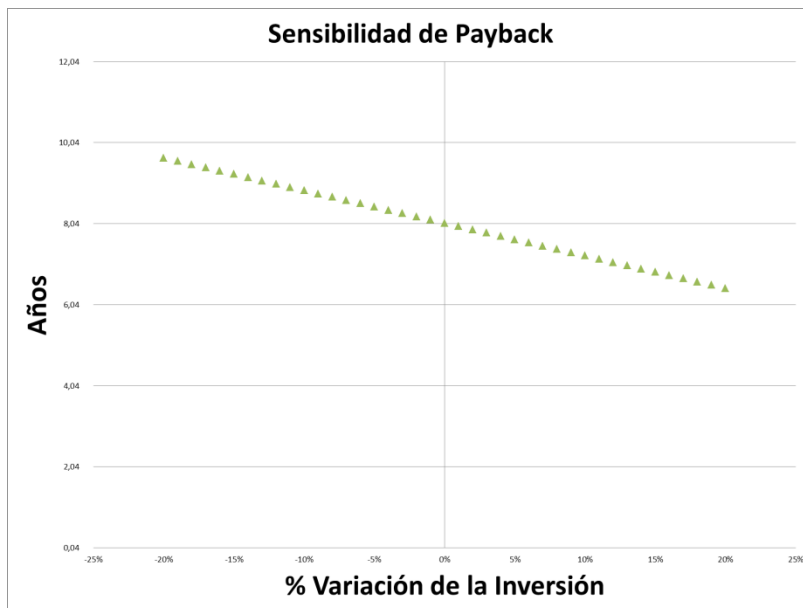


Fuente: elaboración propia

En cambio, el *payback* es directamente proporcional a la variación de la inversión.

Figura 95

Sensibilidad del payback con la inversión real



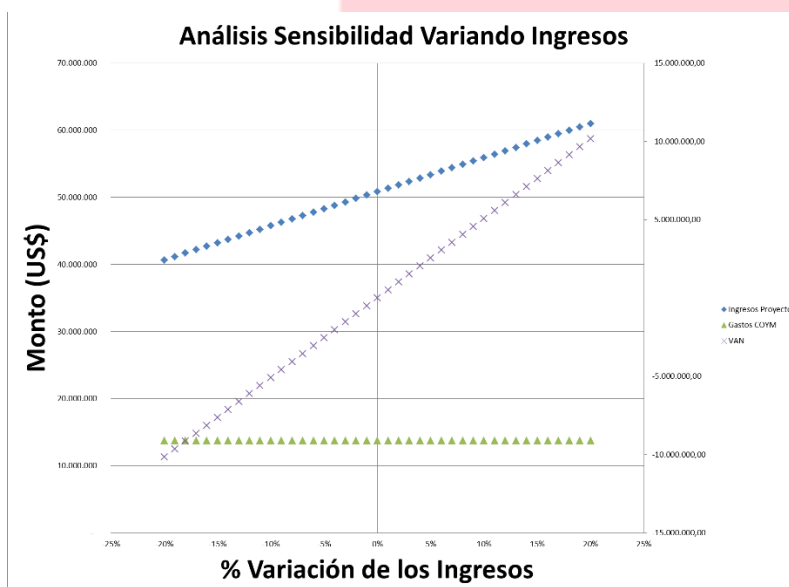
Fuente: elaboración propia

3.8.4.2. Sensibilidad del portafolio por variación de los ingresos. Si los ingresos del portafolio se incrementan, el VAN se incrementa dado que mejora el retorno del portafolio.

Los ingresos y los gastos por COYM, así como la inversión se mantienen constantes.

Figura 96

Sensibilidad del VAN con los ingresos

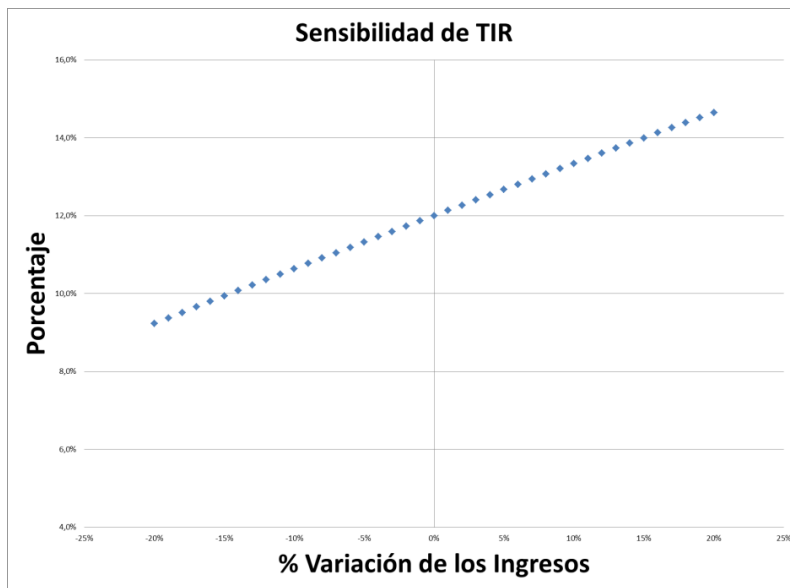


Fuente elaboración propia

La TIR es directamente proporcional al incremento de los ingresos.

Figura 97

Sensibilidad de la TIR con los ingresos

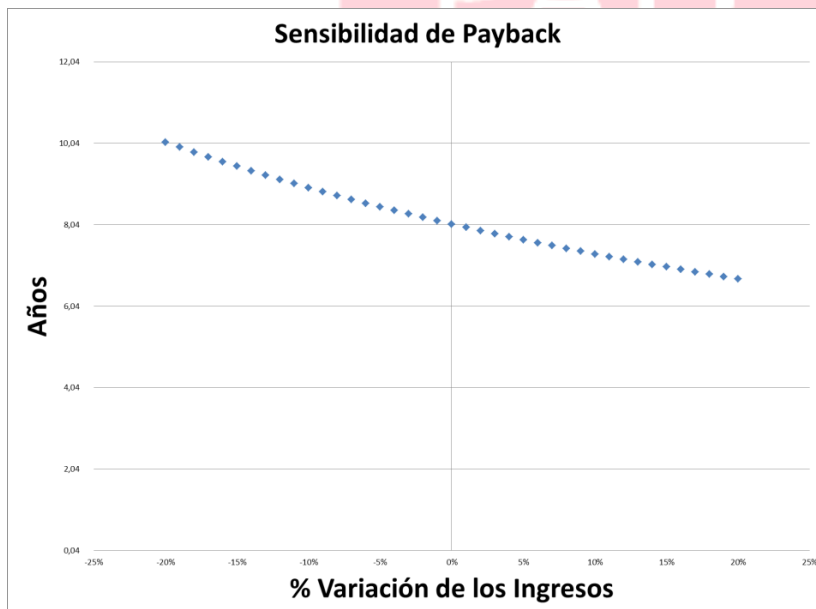


Fuente: elaboración propia

En el caso del *payback* también es directamente proporcional a los ingresos.

Figura 98

Sensibilidad del payback con los ingresos



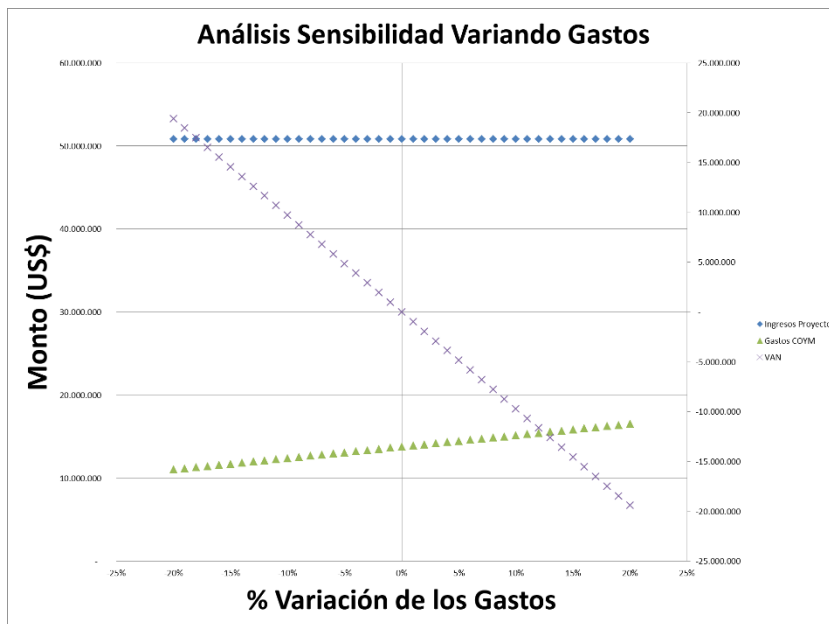
Fuente: elaboración propia

3.8.4.3. Sensibilidad del portafolio por variación de los gastos. Si los gastos por operación y mantenimiento se incrementan, el VAN disminuye dado el menor ingreso en cada año.

La inversión y los ingresos se mantienen constantes.

Figura 99

Sensibilidad del VAN con los gastos

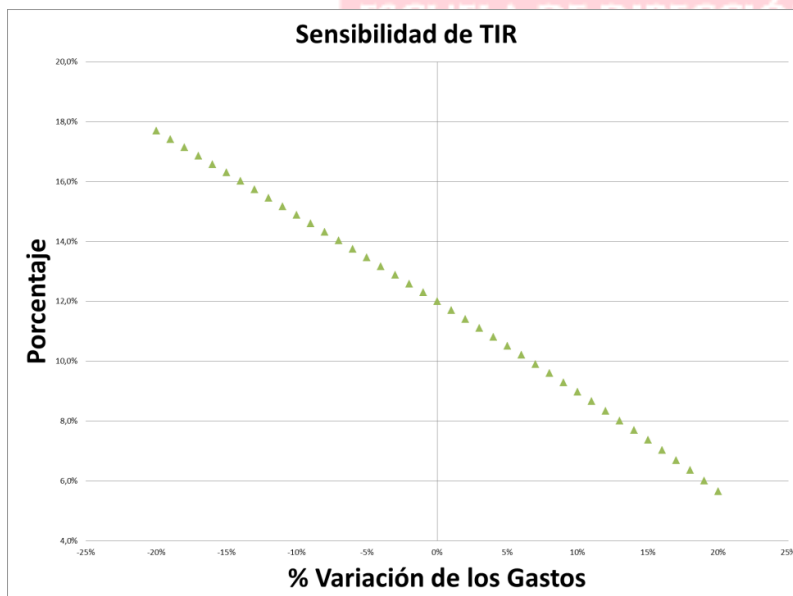


Fuente: elaboración propia

La TIR es inversamente proporcional a la variación de los gastos; si se incrementan, la TIR disminuye.

Figura 100

Sensibilidad de la TIR con los gastos

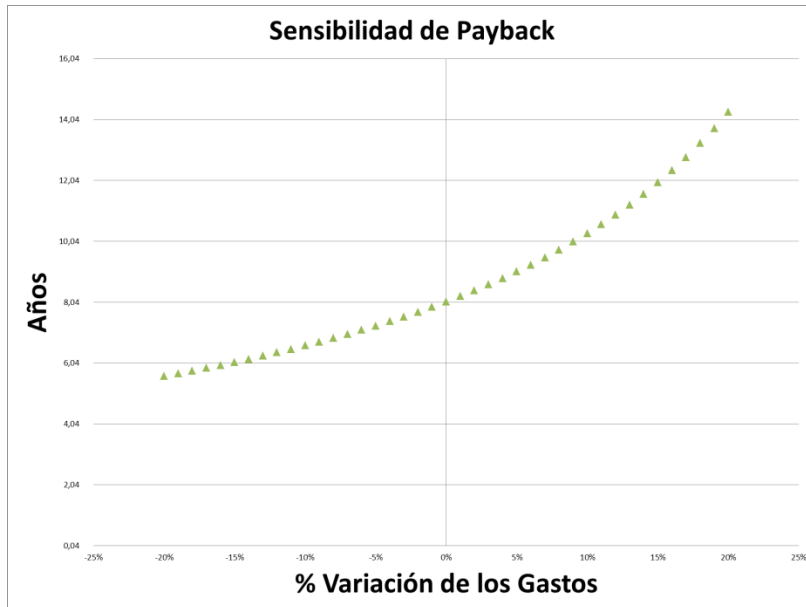


Fuente: elaboración propia

Para el caso del *payback*, al incrementarse los gastos aumenta el periodo de recuperación del portafolio.

Figura 101

Sensibilidad del payback con los gastos



Fuente: elaboración propia

3.8.5. Análisis del portafolio de proyectos

Considerando los ingresos y costos totales del proyecto, y con un periodo de depreciación de 10 años, se calcula el flujo de caja libre del mismo.

Tabla 84

Flujo de caja libre del portafolio de proyectos durante su vida útil

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
INVERSIÓN	-50 831 119,6															
Ingresos																
A anualidad		8 018 762,4	8 018 762,4	8 018 762,4	8 018 762,4	8 018 762,4	8 018 762,4	8 018 762,4	8 018 762,4	8 018 762,4	8 018 762,4	8 018 762,4	8 018 762,4	8 018 762,4	8 018 762,4	8 018 762,4
Incrementales		397 201,5	402 236,3	396 150,5	389 987,6	384 965,9	381 468,5	378 781,2	376 222,7	373 322,9	371 961,7	372 022,7	373 295,9	374 592,4	376 781,7	378 998,8
GASTOS																
O&M		-1 708 401,3	-1 708 401,3	-1 708 401,3	-1 708 401,3	-1 708 401,3	-1 708 401,3	-1 708 401,3	-1 708 401,3	-1 708 401,3	-1 708 401,3	-1 708 401,3	-1 708 401,3	-1 708 401,3	-1 708 401,3	-1 708 401,3
EBITDA		6 707 562,6	6 712 597,4	6 706 511,6	6 700 348,7	6 695 327,0	6 691 829,6	6 689 142,4	6 686 583,8	6 683 684,0	6 682 322,8	6 682 383,8	6 683 657,0	6 684 953,5	6 687 142,8	6 689 359,9
Depreciación		-5 083 112,0	-5 083 112,0	-5 083 112,0	-5 083 112,0	-5 083 112,0	-5 083 112,0	-5 083 112,0	-5 083 112,0	-5 083 112,0	-5 083 112,0	-5 083 112,0	-5 083 112,0	-5 083 112,0	-5 083 112,0	-5 083 112,0
EBIT		1 624 450,7	1 629 485,4	1 623 399,6	1 617 236,7	1 612 215,1	1 608 717,6	1 606 030,4	1 603 471,9	1 600 572,0	1 599 210,8	6 682 383,8	6 683 657,0	6 684 953,5	6 687 142,8	6 689 359,9
Impuesto		- 487 335,2	- 488 845,6	- 487 019,9	- 485 171,0	- 483 664,5	- 482 615,3	- 481 809,1	- 481 041,6	- 480 171,6	- 479 763,3	-2 004 715,1	-2 005 097,1	-2 005 486,0	-2 006 142,9	-2 006 808,0
Flujo de caja libre	-50 831 119,6	6 220 227,4	6 223 751,8	6 219 491,7	6 215 177,7	6 211 662,5	6 209 214,3	6 207 333,2	6 205 542,3	6 203 512,4	6 202 559,6	4 677 668,7	4 678 559,9	4 679 467,4	4 681 000,0	4 682 552,0
NOPAT	-50 831 119,6	1 137 115,5	1 140 639,8	1 136 379,7	1 132 065,7	1 128 550,5	1 126 102,3	1 124 221,3	1 122 430,3	1 120 400,4	1 119 447,6	4 677 668,7	4 678 559,9	4 679 467,4	4 681 000,0	4 682 552,0

	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
INVERSIÓN															
Ingresos															
A anualidad	8 018 762,4	8 018 762,4	8 018 762,4	8 018 762,4	8 018 762,4	8 018 762,4	8 018 762,4	8 018 762,4	8 018 762,4	8 018 762,4	8 018 762,4	8 018 762,4	8 018 762,4	8 018 762,4	8 018 762,4
Incrementales	383 926,0	388 188,6	393 136,2	399 263,1	406 397,3	413 231,4	421 140,7	430 145,1	440 179,5	448 497,8	457 848,9	467 318,7	478 037,4	486 619,7	496 454,1
GASTOS															
O&M	-1 708 401,3	-1 708 401,3	-1 708 401,3	-1 708 401,3	-1 708 401,3	-1 708 401,3	-1 708 401,3	-1 708 401,3	-1 708 401,3	-1 708 401,3	-1 708 401,3	-1 708 401,3	-1 708 401,3	-1 708 401,3	-1 708 401,3
EBITDA	6 694 287,1	6 698 549,7	6 703 497,3	6 709 624,2	6 716 758,4	6 723 592,5	6 731 501,8	6 740 506,2	6 750 540,6	6 758 858,9	6 768 210,1	6 777 679,8	6 788 398,5	6 796 980,8	6 806 815,2
Depreciación															
EBIT	6 694 287,1	6 698 549,7	6 703 497,3	6 709 624,2	6 716 758,4	6 723 592,5	6 731 501,8	6 740 506,2	6 750 540,6	6 758 858,9	6 768 210,1	6 777 679,8	6 788 398,5	6 796 980,8	6 806 815,2
Impuesto	-2 008 286,1	-2 009 564,9	-2 011 049,2	-2 012 887,3	-2 015 027,5	-2 017 077,8	-2 019 450,5	-2 022 151,9	-2 025 162,2	-2 027 657,7	-2 030 463,0	-2 033 303,9	-2 036 519,6	-2 039 094,2	-2 042 044,6
Flujo de caja libre	4 686 001,0	4 688 984,8	4 692 448,1	4 696 736,9	4 701 730,9	4 706 514,8	4 712 051,2	4 718 354,3	4 725 378,4	4 731 201,2	4 737 747,0	4 744 375,8	4 751 879,0	4 757 886,6	4 764 770,6
NOPAT	4 686 001,0	4 688 984,8	4 692 448,1	4 696 736,9	4 701 730,9	4 706 514,8	4 712 051,2	4 718 354,3	4 725 378,4	4 731 201,2	4 737 747,0	4 744 375,8	4 751 879,0	4 757 886,6	4 764 770,6

Fuente: elaboración propia

Analizando el proyecto con el WACC de Luz del Sur se obtienen los siguientes resultados.

Tabla 85

Resultados del análisis del proyecto y WACC de Luz del Sur

VAN (9.88%)	3,262,916.1
TIR	10.71%
Payback	22 años
UPA (US\$)	0.067
B/C	1.09

Fuente: elaboración propia

Realizando un análisis de todos los indicadores del proyecto, definimos la valoración del mismo para la empresa.

Tabla 86

Evaluación del portafolio de proyectos según impacto y factibilidad

Tipo	Indicador	Valor	Impacto	Análisis	Farol
Indicadores Estratégicos	Calidad del Servicio Eléctrico	NA	Alto	Mejora los niveles de tensión a los clientes al descargar las redes de distribución, construyendo una nueva subestación cerca del centro de carga.	●
	Confiabilidad del Servicio Eléctrico	NA	Alto	Al reducir los factores de utilización, permite tolerar la falla de un transformador asumiendo la totalidad o parte de su carga	●
	Imagen de la Empresa	NA	Alto	Mejora la imagen de la empresa al brindar un mejor servicio al cliente que lo percibirá como una continuidad del servicio de energía eléctrica.	●
Indicadores Financieros	Plazo de Recuperación de Inversión	22	Medio	Un plazo de recuperación entre 20 a 25 años es considerado como aceptable para la empresa.	●
	Valor Actual Neto	3.262.916	Bajo	Un Valor del VAN menor al 5% de la Inversión es considerado de Impacto Bajo para la empresa.	●
	Tasa Interna de Retorno	10,7%	Medio	El TIR del Proyecto se encuentra en el rango entre 10% al 11% contribuyendo con impacto medio.	●
	Beneficio/Costo	1,09	Medio	Indica que el beneficio generado a valor presente superan los gastos a incurrir a valor presente	●
	Valor Incremental para las Acciones	0,067	Alto	El valor generado por el proyecto es mayor al 10% de los dividendos repartidos por la empresa.	●
Indicadores Técnicos	Instrumento Ambiental	Declaración de Impacto Ambiental	Medio	Este Instrumento Ambiental considera la difusión y presentación a las autoridades dentro del ámbito de influencia del proyecto.	●
	Generación de polvo y ruidos	Alto	Bajo	Los trabajos se desarrollan dentro de predios y en la vía pública por lo que se generará polvo y ruidos.	●
	Interferencia con Proyectos de Terceros	Alto	Bajo	Los trabajos se desarrollan dentro de predios y en la vía pública por lo que es probable se generen interferencia con proyectos de terceros : agua, telefonía, vías futuras, etc.	●
	Tiempo de ejecución	12 meses	Bajo	El tiempo de ejecución de 12 meses demanda que la planificación y seguimiento debe ser muy preciso para evitar incumplir con el plazo	●

Fuente: elaboración propia

3.8.6. Conclusiones

- Los indicadores estratégicos del portafolio de proyectos tienen un impacto alto en el mismo, ya que impactarán positivamente en la calidad, confiabilidad e imagen de la empresa.
- Si bien sólo uno de los indicadores financieros no cumple lo requerido por la empresa (VAN menor al 10% de la inversión), si se analizan todas las variables, el portafolio de proyectos es atractivo.

- Los indicadores técnicos sólo hacen referencia a las medidas de control y seguimiento que se deben implementar para que los proyectos se ejecuten en el plazo previsto.

En conclusión el portafolio de proyectos es viable técnica y económicamente.



Conclusiones

El presente trabajo sirve para poder realizar la evaluación de la rentabilidad de proyectos de inversión desde la perspectiva de la empresa concesionaria, teniendo en cuenta las expectativas de los accionistas que es la de generar valor para la empresa.

También nos permite tener en cuenta otros aspectos, no solo ligados a la parte financiera de los proyectos, sino aquellos relacionados con la imagen de la empresa y la factibilidad técnica de ejecución.

Finalmente, se debe tener en cuenta que Luz del Sur es una empresa distribuidora de electricidad con una zona de concesión definida, que tiene la obligación de ejecutar los proyectos definidos por OSINERGMIN como parte del Plan de Inversiones de Transmisión, por lo que resulta importante que el equipo de trabajo a cargo del proyecto realice una evaluación detallada de la sensibilidad del proyecto a las distintas variables, para poder cumplir con la ejecución del proyecto dentro de los plazos previstos y con una inversión real menor o igual a la reconocida por OSINERGMIN.



Listado de referencias bibliográficas

- Banco Central de Reserva del Perú [BCRP]. (s. f.). *Cuadros estadísticos (cuadro n° 75)*.
<https://www.bcrp.gob.pe/estadisticas/cuadros-de-la-nota-semanal.html>
- Bolsa de Valores de Lima. (2020). *Empresas: Luz del Sur S.A.A.*
<https://www.bvl.com.pe/emisores/detalle?companyId=70252>
- Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional [COES]. (s. f.). *¿Quiénes somos?*
<https://www.coes.org.pe/Portal/Organizacion/QuienesSomos>
- Dammert, A., Molinelli, F. y Carbajal, M. A. (2011). *Fundamentos Técnicos y Económicos del Sector Eléctrico Peruano*. Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería [OSINERGMIN].
https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Libros/Libro_Fundamentos_Tecnicos_Economicos_Sector_Electrico_Peruano.pdf
- Damodaran online. (2021). *Data*.<https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>
- Decreto Ley N° 25844. Ley de Concesiones Eléctricas. (6 de noviembre de 1992). *Diario Oficial El Peruano*. Lima, Perú. <https://www.leyes.congreso.gob.pe/Documentos/Leyes/25844.pdf>
- Decreto Supremo N° 009-93-EM. Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas. (25 de febrero de 1993). *Diario Oficial El Peruano*. Lima, Perú.
<https://www.osinergmin.gob.pe/cartas/documentos/electricidad/normativa/DS-009-93-EM-REGLAMENTO-LCE.pdf>
- Decreto Supremo N° 020-97-EM. Norma Técnica de los servicios eléctricos. (9 de octubre de 1997). *Diario Oficial El Peruano*. Lima, Perú.
<http://intranet2.minem.gob.pe/web/archivos/dge/publicaciones/compendio/ds02097mod.pdf>
- Decreto Supremo N° 027-2007-EM. Reglamento de Transmisión. (17 de mayo del 2007). *Diario Oficial El Peruano*. Lima, Perú. <http://www2.osinerg.gob.pe/MarcoLegal/docrev/DS-027-2007-EM-CONCORDADO.pdf>
- Instituto Nacional de Estadística e Informática [INEI]. (2019). *Producción de energía eléctrica, por tipo de servicio y generación, 2008-2019* [documento en Excel].
https://www.inei.gob.pe/media/MenuRecursivo/publicaciones_digitales/Est/Lib1758/cap17/cap17005.xls
- Investing.com. (2021). *Indices*. <https://www.investing.com/indices/us-spx-500>
- Ley N° 28611. Ley General del Ambiente. (15 de octubre de 2005). *Diario Oficial El Peruano*. Lima, Perú.
<https://www.minam.gob.pe/wp-content/uploads/2017/04/Ley-N%C2%B0-28611.pdf>
- Ley N° 28832. Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica. (23 de julio del 2006). *Diario Oficial El Peruano*. Lima, Perú.
<http://www2.osinerg.gob.pe/MarcoLegal/pdf/LEY%2028832.pdf>

- Luz del Sur S.A.A. (2020, 30 de marzo). *Memoria Anual 2019*.
https://www.luzdelsur.com.pe/media/pdf/memoria%20anual/2019/Memoria_Anual_LDS_2019.pdf
- Luz del Sur S.A.A. (2021, 29 de marzo). *Memoria Anual 2020*.
<https://www.smv.gob.pe/ConsultasP8/temp/2020%20Memoria%20Anual.pdf>
- Ministerio de Energía y Minas [MINEM]. (2021a). *Directorio actualizado de empresas Generadoras, Transmisoras y Distribuidoras* [documento en Excel].
<http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/DIRECTORIO%20EN%20ACTUALIZACION%20%20-%20PUBLICADO%20en%20WEB.xls>
- Ministerio de Energía y Minas [MINEM]. (2021b). *Principales indicadores del sector eléctrico a nivel nacional Enero 2021 (cifras preliminares a mes de diciembre 2020)*.
[http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/1%20Cifras%20preliminares%20del%20Sector%20Electrico%20-%20Diciembre%202020%20-%20Ver%200\(1\).pdf](http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/1%20Cifras%20preliminares%20del%20Sector%20Electrico%20-%20Diciembre%202020%20-%20Ver%200(1).pdf)
- Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental [OEFA]. (2016, febrero). *La vinculación y la retroalimentación entre la certificación y la fiscalización ambiental*.
https://www.oefa.gob.pe/?wpfb_dl=17031
- Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería [OSINERGMIN]. (2016). *Base de datos de los elementos del sistema eléctrico a remunerar* (archivo 01-Formularios. 03-Inversion. 03-Inversión AD7_pub. Hoja F-305).
https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/gart/procesosregulatorios/electricidad/fijacion-SST-SCT/ProcPInv2017_2021/i/07%20Area%2007.rar
- Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería [OSINERGMIN]. (2017). *Precios en Barra del SEIN, precios en barra y precios efectivos de sistemas aislados*.
https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/gart/PliegosTarifarios/PBA04012017.pdf
- Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería [OSINERGMIN]. (2018, 17 de diciembre). *Resolución por la cual se establece modificar el Plan de Inversiones de Transmisión del período comprendido entre el 1 de mayo de 2017 al 30 de abril de 2021* (Resolución de Consejo Directivo N° 192-2018-OS/CD).
<https://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/pdf/2018/OSINERGMIN%20No.192-2018-OS-CD.pdf>
- Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería [OSINERGMIN]. (2020a, 5 de febrero). *Resolución por la cual se establece disponer la publicación, en el diario oficial El Peruano y en la página web de OSINERGMIN, del proyecto de resolución que aprueba el Plan de Inversiones para el período comprendido entre el 1 de mayo de 2021 y el 30 de abril de 2025* (Resolución de

- Consejo Directivo N° 013-2020-OS/CD).
<https://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/pdf/2020/Osinergmin-013-2020-OS-CD.pdf>
- Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería [OSINERGMIN]. (2020b, 27 de agosto). *Resolución por la cual se establece aprobar el Plan de Inversiones en transmisión del período comprendido entre el 1 de mayo de 2021 y el 30 de abril de 2025* (Resolución de Consejo Directivo N° 126-2020-OS/CD).
<https://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/pdf/2020/Osinergmin-126-2020-OS-CD.pdf>
- Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería [OSINERGMIN]. (2021a, abril). *Compendio de Proyectos del Plan de Inversiones en transmisión 2017 – 2021*.
https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/electricidad/Documentos/Publicaciones/Compendio-PIT-2017-2021.pdf
- Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería [OSINERGMIN]. (2021b). *Supervisión del Cumplimiento del Plan de Inversiones de Transmisión (PIT)*.
<https://www.osinergmin.gob.pe/empresas/electricidad/transmision/plan-inversiones>
- Pizarro, M. (2021, 26 de mayo). Fundamentos de clasificación de riesgo Luz del Sur S.A.A. *Class & Asociados*. <http://www.classrating.com/informes/luzdelsur1.pdf>
- Tamayo, J., Salvador, J., Vásquez, A. y Vilches, C. (2016). *La industria de la electricidad en el Perú: 25 años de aportes al crecimiento económico*. Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería [OSINERGMIN].
https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Libros/Osinergmin-Industria-Electricidad-Peru-25años.pdf
- The Wall Street Journal. (2021). *Market Data. U.S. 10 Year Treasury Note*.
<https://www.wsj.com/market-data/quotes/bond/BX/TMUBMUSD10Y?mod=mdstrip>