



INFORME FINAL DEFINITIVO

VIDA ÚTIL DE ELEMENTOS DE TRANSMISIÓN

Preparado para



Diciembre de 2017

Preparado por:

Carlos Silva Montes

Osvin Martínez

Iris Silva Castro

ATS Energía

Padre Mariano 391 oficina 904

Providencia

Santiago, Chile

contacto@atsenergia.cl

Índice de contenidos

RESUMEN EJECUTIVO	1
ANTECEDENTES GENERALES	2
OBJETIVOS	4
ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN INTERNACIONAL	5
INGLATERRA	8
<i>Tarificación de la transmisión</i>	<i>9</i>
<i>Vida útil de las instalaciones de transmisión</i>	<i>10</i>
COLOMBIA	13
<i>Tarificación de la transmisión</i>	<i>14</i>
<i>Vida útil.....</i>	<i>14</i>
AUSTRALIA	18
<i>Tarificación de la transmisión</i>	<i>18</i>
<i>Vida útil.....</i>	<i>18</i>
ZONA PACIFICO NOR-OESTE DE ESTADOS UNIDOS	21
<i>Tarificación de la transmisión</i>	<i>21</i>
<i>Vida útil.....</i>	<i>21</i>
INFORME DEL GRUPO DE TRABAJO 37-27, CIGRE, DICIEMBRE DE 2000.	23
RESUMEN DEL ANALISIS INTERNACIONAL.....	27
ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN NACIONAL	28
TARIFICACION TRONCAL	28
<i>Segundo proceso de tarificación troncal</i>	<i>28</i>
<i>Tercer proceso de tarificación troncal</i>	<i>29</i>
TARIFICACION DE LA SUBTRANSMISION.....	31
<i>Proceso de tarificación 2007 – 2010</i>	<i>31</i>
<i>Proceso de tarificación 2011 – 2014</i>	<i>32</i>
<i>Proceso de tarificación 2015 – 2019</i>	<i>33</i>
TARIFICACION DE LOS SISTEMAS MEDIANOS.....	34
<i>Proceso de tarificación 2007</i>	<i>34</i>

<i>Proceso de tarificación 2010-2014</i>	35
<i>Proceso de tarificación 2014-2018</i>	36
DISCREPANCIAS PRESENTADAS AL PANEL DE EXPERTOS.....	36
<i>Dictamen N°9 de 2005</i>	36
<i>Dictamen N° 10 de 2006</i>	38
<i>Dictamen N°1 de 2007</i>	39
<i>Dictamen N°12 de 2009</i>	42
<i>Dictamen N°14 de 2009</i>	42
<i>Dictamen N°1 de 2014</i>	43
ANALISIS DE LA SITUACION NACIONAL	44
RESUMEN DE VALORES DE VIDA ÚTIL NACIONALES E INTERNACIONALES	46
RECOPIACIÓN DE VIDAS ÚTILES DE ELEMENTOS DE TRANSMISIÓN	56
METODOLOGÍA PARA ESTABLECER FAMILIAS Y SUS VIDAS ÚTILES	59
METODOLOGIA PARA EL CALCULO DE LA VIDA UTIL DE ACTIVOS DE TRANSMISION	59
<i>Suposiciones metodológicas</i>	59
<i>Propuesta metodológica</i>	59
METODOLOGIA PARA LA FORMACION DE FAMILIAS DE ACTIVOS DE TRANSMISION	61
<i>Chequeo de Consistencia Regulatoria</i>	62
METODOLOGIA PARA LA CALCULO DE LA VIDA UTIL DE FAMILIAS ACTIVOS DE TRANSMISION	63
APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE FAMILIAS Y SUS VIDAS ÚTILES	64
DETERMINACIÓN DE LA VIDA ÚTIL PROMEDIO DE LAS CATEGORÍAS DE ACTIVOS	64
DETERMINACION DEL VALOR DE INVERSION DEL SISTEMA TRONCAL.....	66
DETERMINACION DEL VALOR DE INVERSION DE LOS SISTEMAS ZONALES	68
FAMILIAS DE COMPONENTES OBTENIDAS DEL ALGORITMO.	69
IMPACTO EN EL A.V.I. DEL CAMBIO EN LAS VU DETERMINADAS CON APLICACION PURA DE LA METODOLOGIA.....	72
ANALISIS DE CONSISTENCIA REGULATORIA	72
<i>Estructuras de líneas o SE y elementos de sujeción y aislación.</i>	72
<i>Conductores y cables de guardia</i>	73

Subestaciones: Equipos primarios	73
Subestaciones: Protección, Control, Medición, Comunicaciones y elementos de O&M	73
Subestaciones: Otros Elementos Secundarios.....	74
Terrenos y Servidumbres.....	74
Otros Elementos	74
CONSISTENCIA CON EXPERIENCIA INTERNACIONAL	74
IMPACTO EN EL A.V.I. DEL CAMBIO EN LAS VU DETERMINADAS LUEGO DEL ANALISIS DE CONSISTENCIA REGULATORIA.....	75
CONCLUSIONES Y COMENTARIOS FINALES	76
REFERENCIAS	78
ANEXOS	81
ANEXO 1: UC EN LOS ELEMENTOS DE TRANSMISION EN COLOMBIA, SEGUN LA RESOLUCION CREG 26 DE 1999	81
Subestaciones	81
Unidades constructivas uc1 a uc6 por tipo de configuración	81
Unidades Constructivas Uc7 A Uc8 Por Tipo De Activo	82
Líneas de transmisión.....	82
Centros regionales de control –crc-.....	83
ANEXO 2. VIDAS UTILES ASIGNADAS A ELECTRANET EN 2013	84
ANEXO 3. VIDA ESPERADA PROMEDIO EN ACTIVOS DE BPA	85
ANEXO 4. CATEGORIAS ORIGINALES DE ACTIVOS Y PROCESAMIENTO REALIZADO	86
ANEXO 5. PARAMETROS PARA LA ESTIMACION DE LA VU PROMEDIO POR CATEGORIA	88

Índice de tablas

Tabla 1. Vida útil y tasa de depreciación de elementos de transmisión utilizada por BC Hydro, en Canadá.....	5
Tabla 2. Vida útil de elementos de transmisión, Ruanda.....	6
Tabla 3. Vidas útiles consideradas en el Reino Unido, pre RIIO	10
Tabla 4. Longitud de las redes de transmisión, según nivel de tensión, Colombia	14
Tabla 5. Unidades constructivas y su vida útil en Colombia	17
Tabla 6. Vida útil de activos de transmisión en Australia	19
Tabla 7. Vidas útiles establecidas por AER para Powerlink, Australia	20
Tabla 8. Vidas útiles establecidas por AER para AusNet Service, Australia.....	20
Tabla 9. Prácticas actuales y vida económica de activos de transmisión, BPA	22
Tabla 10. Vidas útiles actuales y esperadas de activos de BPA, Estados Unidos	23
Tabla 11. Vidas útiles, CIGRE	25
Tabla 12. Vidas útiles de recursos administrativos, segundo proceso de tarificación troncal, Chile.....	29
Tabla 13. Vida útil establecidas en el estudio definitivo del tercer proceso de tarificación troncal	30
Tabla 14: Detalle de las vidas útiles establecidas en el estudio definitivo del tercer proceso de tarificación troncal	30
Tabla 15. Vida útil de las instalaciones de subtransmisión, primer periodo tarifario, Chile	31
Tabla 16. Vidas útiles instalaciones en SSMM Aysén y Magallanes, Chile	35
Tabla 17. VU establecidas en Bases Preliminares del proceso de subtransmisión, 2005	37
Tabla 18. Materias de la discrepancia resuelta en Dictamen N°1-2007.....	40
Tabla 19. Requerimientos de las empresas en discrepancia al Panel de Experto, 2014	43
Tabla 20. Vidas útiles establecidas en Dictamen 1 de 2014	44
Tabla 21. Vida útil, en años, de los activos considerados en distintos procesos de tarificación de la subtransmisión	45
Tabla 22. Comparación de VU a nivel internacional (parte 1 de 3)	47
Tabla 23. Comparación de VU a nivel internacional (parte 2 de 3)	51
Tabla 24. Comparación de VU a nivel internacional (parte 3 de 3)	54
Tabla 25. Categorías de equipos que componen el sistema de transmisión	64

Tabla 26. Vidas útiles promedios de las categorías de activos	66
Tabla 27. V.I. del sistema nacional utilizado para la determinación de la VU	67
Tabla 28. Valores de inversión sistémico zonal informado por la CNE y obtenido en el cálculo de VU	68
Tabla 29. Familias y sus VU	70
Tabla 30: Revisión del cambio de AVI con cambio de VU	72
Tabla 31. Variación del AVI con las VU determinadas luego del análisis de consistencia regulatoria	75
Tabla 32: Resumen de VU para las familias propuestas	76
Tabla 33: Propuestas de VU para las familias propuestas.....	77
Tabla 34. Vidas útiles establecidas por AER para Powerlink, Australia	84
Tabla 35. Vida esperada promedio en activos de BPA.....	85
Tabla 36. VU informadas por las empresas por categoría de activos	88
Tabla 37. V.I. unitario de cada categoría.....	89
Tabla 38. Cantidad de activos informadas por las empresas por categoría.....	91
Tabla 39. V.I. de activos por categoría y empresa	92

Índice de figuras

Figura 1. Vida técnica de los activos en el Reino Unido	11
Figura 2. Vida útil remanente de los activos de transmisión, BPA	22
Figura 3. Proveedores de elementos de transmisión	56

Glosario de concepto

- V.A.T.T. : Valor Anual de la Transmisión por tramo, compuesto por la anualidad del valor de inversión del tramo, más los costos de operación, mantenimiento y administración, ajustados por los efectos de impuestos a la renta.
- A.V.I. : Anualidad del Valor de Inversión, se calcula considerando la vida útil de cada tipo de instalación, considerando la tasa de descuento
- C.O.M.A. : Costos Anuales de Operación, Mantenimiento y Administración, se determinan como los costos de operación, mantenimiento y administración de una única empresa eficiente y que opera las instalaciones permanentemente bajo los estándares establecidos en la normativa vigente
- V.I. : Valor de inversión de una instalación de transmisión es la suma de los costos eficientes de adquisición e instalación de sus componentes, de acuerdo con valores de mercado
- VU : Vida útil de los elementos de transmisión
- VTD : Valor Total Depreciado (Argentina), es el valor de reconstrucción a nuevo, al que se le hace las depreciaciones por edad, por uso o estado de conservación, y por obsolescencia tecnológica.
- UC : Unidad Constructiva (Colombia) se define como el conjunto de elementos que conforman una unidad típica de un sistema eléctrico, orientada a la conexión de otros elementos de una red, o al transporte o a la transformación de energía eléctrica.
- ETT : Estudio de Transmisión Troncal

RESUMEN EJECUTIVO

En la determinación de las vidas útiles de los activos de transmisión no se aprecia un consenso a nivel internacional, ni en valores ni en agrupación de activos. Así, algunas economías establecen un valor único para todas las instalaciones (por ejemplo, Inglaterra), otras establecen pocas categorías (por ejemplo, Ecuador con 2), y hay otras que establecen un número mayor de categorías (como Chile, que en el tercer proceso de tarificación troncal estableció 5). Por otro lado, pueden establecerse, independiente el número de categorías de activos establecida, un valor único para todo el sistema, o bien realizar estudios individuales para determinar VU para cada empresa (como es el caso de Australia).

En el presente informe se realiza un análisis de la realidad internacional, seguido por una revisión de las vidas útiles establecidos en los procesos de tarificación nacional que inclúan activos de transmisión (nacional o troncal, zonal o subtransmisión y sistemas medianos), para luego entregar una propuesta razonada de vida útil de las instalaciones de transmisión

Para entender de mejor manera el proceso de determinación de las vidas útiles en Chile, se procedió a la revisión de las discrepancias planteadas al Panel de Expertos en dicha materia. Como conclusión general de esto se puede establecer que el Panel considera en sus decisiones, la experiencia internacional (en particular estudios utilizados por consultores que desarrollaron estudios de tarificación), las componentes de cada categoría de activos, sus valores de inversión y vidas útiles particulares, lo que resulta consistente con la propuesta metodológica propuesta por el equipo consultor.

Luego de revisada la realidad internacional y nacional, se procedió a recopilar vidas útiles, tanto las establecidas por los fabricantes, como las estimadas por las empresas. Además, se solicitó información a los transmisores nacionales sobre fechas de puesta en servicio y realización de mantenciones mayores, entendidas estas como aquellas que modifican el valor de inversión de un activo. Con los antecedentes entregados por las empresas transmisoras se procedió estimar vidas útiles de elementos representativos y de familias, considerando el valor de inversión de estos elementos.

Finalmente, se procedió a contrastar los valores de vida útil de familias obtenidas con la información de las empresas con los definidos por el Panel de Expertos e distintos dictámenes, para generar una propuesta definitiva de agrupación de elementos en familias y sus respectivas vidas útiles, para luego evaluar el impacto en la anualidad del valor de inversión de esta propuesta.

ANTECEDENTES GENERALES

En la regulación nacional, el sistema de transmisión se divide en 4 segmentos (nacional, zonal, para polos de desarrollo y dedicada), con acceso abierto a excepción de las líneas transmisión dedicadas, que presentan normas especiales para esto en el Artículo 80 del DFL 4/20018, última versión del 9 de febrero de 2017, FIJA TEXTO REFUNDIDO, COORDINADO Y SISTEMATIZADO DEL DECRETO CON FUERZA DE LEY N° 1, DE MINERÍA, DE 1982, LEY GENERAL DE SERVICIOS ELÉCTRICOS, EN MATERIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA (en adelante *Ley Eléctrica*).

Para las líneas con acceso abierto le corresponderá al “*Coordinador establecer los pagos, a partir de la aplicación de las tarifas que determine el Ministerio de Energía, previo informe de la Comisión, por concepto de costos de conexión, estudios y análisis de ingeniería o derechos de uso de dichas instalaciones*”¹

A grandes rasgos, la CNE establece un plan de expansión de la transmisión, donde se determinan las obras necesarias (nuevas y ampliaciones), considerando la proyección de la demanda y los consumos.

Las instalaciones nacionales, zonales y de polos de desarrollo son remuneradas según se establece en el artículo 103 de la Ley Eléctrica, donde se establece que el Valor Anual de la Transmisión por Tramo (V.A.T.T.) está compuesta por la Anualidad del Valor de Inversión (A.V.I) más los Costos Anuales de Operación, Mantenimiento y Administración del tramo respectivo (C.O.M.A.), ajustados según impuestos. Luego, el mencionado A.V.I. “se calculará considerando la vida útil de cada tipo de instalación, considerando la tasa de descuento (...)”.

Este Valor de Inversión (V.I.) de una instalación de transmisión corresponde a “*la suma de los costos eficientes de adquisición e instalación de sus componentes, de acuerdo con valores de mercado*”.

Respecto de la vida útil, en el artículo 104, la Ley Eléctrica, se establece que esta será determinada por Comisión Nacional de Energía² (en adelante CNE), para el cálculo de A.V.I.

Es importante mencionar que existen distintas definiciones y aplicaciones de vida útil (en adelante se referirá indistintamente como vida útil o VU):

- **Vida útil técnica:** en el estudio tarifario del primer proceso del troncal, se señala que corresponde al “*período de tiempo que se estima un bien durará hasta su renovación o rehabilitación, considerando un mantenimiento preventivo normal. Lo anterior no considera el análisis de la relación costo-beneficio. Dicho parámetro generalmente es establecido por los fabricantes y, en general, sólo se aplica a la maquinaria*”.
- **Vida útil contable:** corresponde a la métrica contable que establece el plazo de depreciación de un activo. Si bien busca representar la vida útil técnica de un activo, además tiene un criterio de universalidad (aplica a todo tipo de actividad)

¹ Artículo 79 de la Ley Eléctrica.

² <https://www.cne.cl/>

y permanencia en el tiempo. Este concepto se ve afecto también por incentivos tributarios tales como la depreciación acelerada.

- **Vida útil económica:** este valor corresponde al periodo entre la puesta en servicio del activo y su prescindencia o sustitución por uno que cumpla la misma función. (CNE, Documento de Trabajo, 2006). Por su parte, en el estudio tarifario del primer proceso del troncal, se señala que “La vida útil económica es el período de tiempo en el que un bien funcionará hasta antes de alcanzar una condición donde ya no es redituable su operación, es decir, no rinde periódicamente utilidad o beneficio”

Para efectos de todos los análisis que se realicen, se especificará claramente de a qué concepto se refiere, pero en términos regulatorio el concepto dominante es la vida útil técnica y en menor grado la económica. La vida útil contable típicamente no tiene aplicación en procesos regulatorios, sino más bien en temas financieros y contables.

La predominancia de la utilización de la vida útil técnica se basa en el hecho que este tipo de activos se mantienen utilizables y en operación hasta el final de su vida útil técnica, no existiendo tasas de reemplazo que den cuenta de su salida del servicio antes de esta última.

Visto lo anterior, la CNE ha encargado la realización del estudio “**Vida útil de los elementos de transmisión**” a **ATS Energía**. A continuación, se presentan los contenidos correspondientes al Informe Final Preliminar, que incluyen una revisión de la realidad nacional e internacional respecto a la determinación y valores de vida útil, propuestas de familias para la agrupación de los activos y vidas útiles estimadas para los mismos.

OBJETIVOS

En los Términos de Referencia se establece el objetivo específico siguiente:

Recabar los antecedentes necesarios para establecer la vida útil de los elementos de transmisión.

Luego, los objetivos específicos son los siguientes:

- 1. Revisión de la normativa nacional e internacional sobre el cálculo de las vidas útiles de los elementos de transmisión. Además, recopilar y procesar las vidas útiles utilizadas en procesos tarifarios anteriores.*
- 2. Realizar una recopilación de vidas útiles de los elementos de transmisión, basándose a lo menos en cotizaciones, estudios y/o fichas técnicas.*
- 3. En base a los resultados del Objetivo Específico N°2, proponer familias representativas de los elementos de transmisión para su posterior uso en el cálculo de la anualidad del valor de inversión.*

Vistos los objetivos, general y específicos, se procede entregar los contenidos orientados a darles cumplimiento.

ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN INTERNACIONAL

A nivel internacional las vidas útiles son indicadas para el establecimiento del pago de los activos de transmisión. Con ellas se determina una anualidad de la retribución económica de los activos instalados. Es importante mencionar que el establecimiento de las mismas no necesariamente responde a criterios únicamente técnicos, sino que también pueden considerar incentivos o desincentivos para la realización de inversiones (nuevas obras o actualizaciones de activos existentes), según el estado de la red en el país.

Por ejemplo, en **Canadá**, para la empresa British Columbia Hydro³ (BC Hydro) se indica que las tasas de depreciación no varían según el voltaje, estableciéndose las vidas útiles y tasas de depreciación que se muestran en la tabla siguiente:

Tabla 1. Vida útil y tasa de depreciación de elementos de transmisión utilizada por BC Hydro, en Canadá

Tipo de instalación	Vida útil (años)	Tasa de depreciación
Conductor	50	2,0%
Cable	40	2,5%
Ductos	50	2,0%
Estructuras	50	2,0%
Postes	35	2,9%
Torres	50	2,0%
Embalses	100	1,0%
Terrenos	Perpetua	

Fuente: (BC Hydro, 2004)

En **México** las vidas útiles de los activos de transmisión se fijan en 30 años, según lo manifiesta la Comisión Federal de Electricidad⁴ (CFE), en (CFE, 2014). Este mismo horizonte se utiliza para la evaluación del proyecto. Es importante mencionar que esta definición no está establecida en una regulación particular, sino que en la evaluación de un proyecto consistente con el Plan de Desarrollo 2013-2018. Es más, en el Acuerdo A/045/2015⁵ se indican las tarifas y se esboza el mecanismo de cálculo de las últimas, pero no se hace alusión a la vida útil de las instalaciones.

³ <https://www.bchydro.com/index.html>

⁴ <http://www.cfe.gob.mx/paginas/Home.aspx>

⁵ Acuerdo A/074/2015 – Acuerdo por el que la Comisión Reguladora de Energía expide las tarifas que aplicará la Comisión Federal de Electricidad por el servicio público de transmisión de energía eléctrica durante el periodo tarifario inicial que comprende del 1 de enero de 2016 y hasta el 31 de diciembre de 2018.

En **Texas**, la empresa transmisora entrega información de las vidas útiles consideradas en los estados financieros (Weaver and Tidwell, 2012), estableciendo que, para todos los activos, esta alcanza a 40 años⁶.

En **Ruanda** las vidas útiles para los activos de las redes de transmisión, indicadas por RURA⁷ (Ruanda Utilities Regulatory Authority), que según se establece en la regulación, son revisadas periódicamente, son las que se muestran en la tabla siguiente:

Tabla 2. Vida útil de elementos de transmisión, Ruanda

Tipo de instalación	Componente	Vida útil (años)
Líneas de transmisión	Líneas aéreas (estructura de acero (celosía), torres tubulares y de hormigón)	30
Subestaciones	Obras civiles – Edificios de control y conmutadores	30
Equipamiento eléctrico	Equipos de conmutación HV, exteriores	25
	Equipos de conmutación MV, interiores	25
	Transformadores	25
	Protección y control	20
	Comunicación	15
Otros	Vehículos motorizados	5
	Equipamiento y muebles de oficina	10
	Equipamiento computacional	5

Fuente: (RURA, 2015)

En Sudamérica, se puede mencionar el caso de **Ecuador**, donde se establece que, con el fin de estimar tarifas, se considera “una vida útil de **cuarenta y cinco años para líneas de transmisión y treinta años para subestaciones**”⁸. Estos valores son aprobados por el Consejo Nacional de Electricidad⁹ (CONELEC). Cabe destacar que antes del 2004, la vida útil para ambos activos era de 30 años y se menciona que, dado estudios realizados, se concluye que la modificación provoca una baja en las tarifas.¹⁰

⁶ Se establece, además, que la vida útil de los activos de generación se iguala a la vida de la instalación generadora, mientras que en “Otras plantas de servicios públicos” la vida útil oscila entre 5 y 20 años.

⁷ <http://www.rura.rw/index.php?id=23>

⁸ Decreto Ejecutivo No. 2713 de 7 de junio de 2002, de Gustavo Noboa Bejarano, Presidente Constitucional de la República.

⁹ <http://www.regulacioneolica.gob.ec/>

¹⁰ Registro Oficial No. 250 de 13 de enero de 2004, Lucio Gutiérrez Borbúa, Presidente Constitucional de la República.

Otro caso sudamericano es el de **Perú**, donde la vida útil queda establecida en la Ley de Concesiones Eléctricas¹¹. En su artículo 59 se indica que “El Costo Total de Transmisión comprende la anualidad de la inversión y los costos estándares de operación y mantenimiento del Sistema Económicamente Adaptado”, y la anualidad de la inversión se calcula, según el mismo artículo, “considerando el Valor Nuevo de Reemplazo, su vida útil y la Tasa de Actualización correspondiente”. Complementario a lo anterior, en el artículo 24° de la Ley 28832¹², se establece que “La remuneración de las inversiones, calculadas como la anualidad para un periodo de recuperación de hasta treinta (30) años”. Esto es consistente con lo indicado en el artículo 134 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas¹³, donde se establece que “La anualidad de la inversión a que se refiere el Artículo 59° de la Ley, será calculada multiplicando el monto de la inversión, determinado según el criterio señalado en el Artículo precedente, por el factor de recuperación de capital obtenido con una **vida útil de 30 años** y la Tasa de Actualización fijada en el Artículo 79° de la Ley”.

Por su parte, en lo que respecta a **Argentina**¹⁴, el Ente Nacional Regulador de la Electricidad¹⁵ (ENRE) en la Resolución ENRE 0068/2017¹⁶, entre los considerandos se establece, en el marco de la Revisión Tarifaria Integral de la Empresa Argentina de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal de Cuyo Sociedad Anónima (DISTROCUYO), que en el cálculo del Valor Total Depreciado (en adelante VTD) se debe considerar la antigüedad de los activos junto con la vida útil futura a “fin de determinar la depreciación acumulada hasta la fecha”. En la misma se indica, para siguientes activos, lo siguiente:

- **Transformadores:** “partir de la vida útil considerada en el estudio original y ajustarla por el lapso transcurrido desde entonces”.
- **Líneas:** “El estudio original había considerado un promedio de 49 años para la vida útil de las líneas. Basados en la experiencia de la empresa en la explotación, y evaluando el estado de las mismas, se ha considerado adecuado extender dicho plazo.”

De igual manera, en la Resolución ENRE 0066/2017¹⁷ se indica: “En cuanto a las vidas útiles consideradas para determinar el VTD, utiliza las establecidas en el estudio original ajustadas por el tiempo transcurrido, con excepción de las líneas, cuya vida útil ha sido extendida.”

¹¹ Decreto Ley 25844 del 19 de noviembre de 1992.

¹² Ley N°28832 Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica

¹³ Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas – Decreto Supremo N°009-93-EM.

¹⁴ En virtud de la Ley de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario (Ley N°25.561), se impuso a las empresas de servicios públicos, la obligación de renegociar los contratos existentes con el Gobierno Nacional. Así, las empresas firmaron las Actas Acuerdo con la Unidad de Renegociación y Análisis de Contratos de Servicios Públicos (UNIREN), que contienen los términos y condiciones de adecuación de contratos de concesión. (Transener, 2009)

¹⁵ <http://www.enre.gov.ar/>

¹⁶ Resolución ENRE 0068/2017. Boletín Oficial n° 33.557, miércoles 1 de febrero de 2017, pp. 52-59.

¹⁷ Resolución ENRE 0066/2017. Boletín Oficial n° 33.557, miércoles 1 de febrero de 2017, pp. 41-50.

Esto mismo se verifica para la Empresa de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal del Comahue S.A. (TRANSCOMAHUE S.A.)¹⁸

De lo anterior se desprende que en Argentina los valores para la vida útil son determinados en estudios por obras, y no uno general para todas las instalaciones. En particular, la Ley 24.065¹⁹, en su artículo 42, establece que “Los contratos de concesión a transportistas y distribuidores incluirán un cuadro tarifario inicial que será válido por un período de cinco (5) años y se ajustará a” niveles de eficiencia y eficacia operativa de la industria y la empresa, mientras que las subsiguientes serán determinadas por ENRE entregando incentivos para materializar inversiones además de eficiencia y eficacia, c) se ajustarán a cambios de costos que el concesionario no pueda controlar, lo que es consistente con la no definición de un valor estándar para las obras.

En **Uruguay** las instalaciones de transmisión tienen definida su vida útil en el Reglamento de Transmisión de Energía Eléctrica, que en su artículo 98 señala “Se reconocerá una vida útil técnica de las instalaciones de **30 años**”, sin hacer distinción en el tipo de componentes de las mismas.

Como ejemplo de la situación regulatoria europea se puede mencionar el caso de **España**, donde el Real Decreto 1047/2013²⁰ establece respecto a la vida útil de las instalaciones, que: “Con carácter general tomará un valor de **40 años** salvo que en la orden que fije los valores unitarios de referencia a que se hace referencia en el Capítulo V²¹ se disponga otro valor específicamente para ese tipo de instalación o activo. Los despachos de maniobra con carácter general tendrán una vida útil regulatoria de 12 años. La vida útil regulatoria de una instalación será aquella que establezca la orden de valores unitarios de referencia que le sea de aplicación en función del momento de obtención de la autorización de explotación para una instalación de igual tipología”

Es importante destacar que instituciones financieras también entregan directrices respecto de la vida útil de las instalaciones. Así, el **Asian Development Bank**²² (ADB), indica, en la evaluación de un proyecto en Afganistán, que la vida útil económica de los **activos de transmisión es de 40 años, y de 30 años para las subestaciones**. (ADB, sin año).

Como se aprecia de esta breve constatación de las vidas útiles a nivel internacional no son uniformes, pero en los elementos relevantes, como líneas y subestaciones, tienen vidas extensas. A continuación, se procede a entregar un detalle de la manera en que distintos países realizan el cálculo de este parámetro.

INGLATERRA

En el mercado eléctrico inglés, se reconocen los segmentos de generación, transmisión, distribución y comercialización.

¹⁸ Resolución ENRE N° 65/2017. Boletín Oficial n° 33.557, miércoles 1 de febrero de 2017, pp. 38-41.

¹⁹ Ley 24.065 REGIMEN DE LA ENERGIA ELECTRICA

²⁰ Real Decreto 1047/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica.

²¹ Trata sobre el establecimiento de valores unitarios de referencia de inversión y de operación y mantenimiento.

²² <https://www.adb.org/>

En el Grid Code²³ se define como *Sistema Eléctrico de Transmisión Nacional* al conjunto de los sistemas de transmisión costa adentro (onshore) y costa afuera (offshore). Estos están constituidos (total o parcialmente) por líneas eléctricas de alta tensión²⁴ que son propiedad de u operados por empresas que tienen licencias afines, destinadas a llevar electricidad desde una planta generadora a una subestación o a otra generadora, o entre subestaciones.

En el territorio del Reino Unido se cuenta con 3 empresas que participan en el segmento de transmisión, las que han recibido una licencia del Estado para estos efectos:²⁵

- **National Grid:** Es poseedora de 7.200 km de redes aéreas y 690 km de redes subterráneas, con 337 subestaciones, cubriendo a Inglaterra y Gales.
- **SP Transmission:** Es poseedora de 400 km de redes aéreas y 320 km de redes subterráneas, con 132 subestaciones, cubriendo el centro y sur de Escocia.
- **Scottish Hydro Electric Transmission:** Opera en el norte de Escocia, líneas de 132 kW, 275 kW y 400 kW.

Anualmente, National Grid publica *Electricity Ten Years Statement*, que es parte de la planificación de la transmisión, junto con el *Network Options Assessment*, mostrando los requerimientos basados en escenarios energéticos futuros. La planificación del sistema de transmisión se realiza en base al Grid Code, específicamente a lo que dicta el capítulo llamado Planning Code, que especifica los criterios y procedimientos técnicos y de diseño a aplicar en la planificación y desarrollo del sistema de transmisión eléctrica.

TARIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN

El 31 de marzo de 2011, la Oficina de Mercados de Gas y Electricidad²⁶ (OFGEM por sus siglas en inglés) publicó la estrategia que se tomaría para el siguiente periodo tarifario, que va desde el 1 de abril de 2013 al 31 de marzo de 2021. La tarificación en el Reino Unido se determina considerando el mecanismo denominado RIIO, que corresponde a las siglas en inglés de:

$$\text{Ingresos} = \text{Incentivos} + \text{Innovación} + \text{Salidas}$$

El mecanismo apunta a generar los incentivos necesarios para “*para acelerar y superar los desafíos de ofrecer un sector energético sostenible de bajo carbono a un costo menor*” respecto al esquema anterior de tarificación.

En RIIO se incentiva a las empresas para que desarrollen planes de negocios bien justificados, entregando de manera detallada la forma en que consideran servir a los clientes presentes y futuros, y como van a facilitar el tránsito hacia una economía baja en carbono. Las propuestas de las empresas tienen que demostrar que consideran los riesgos

²³ Grid Code Issue 5, Revision 21, 21 de marzo de 2017.

²⁴ Para los sistemas de Inglaterra y Gales se entiende como sobre 650 V, mientras que e es sistema escocés es el voltaje que excede los 1.000 V.

²⁵ Revisado online el 6 de septiembre de 2017, en <https://selectra.co.uk>.

²⁶ <https://www.ofgem.gov.uk/>

e incertezas, y que han generado una estrategia que los enfrenta de manera eficiente. (OFGEM, 2011)

Así, las empresas deben, para cada periodo regulatorio, enfrentar los desafíos que el desarrollo tecnológico y las necesidades de servicio imponen. Para esto pueden desarrollar planes de inversión propios, considerando las características específicas de sus zonas de operación, las opiniones de los incumbentes, y la incorporación de tecnologías innovadoras que permitan responder a los desafíos futuros.

Como ejemplo se puede mencionar el caso de la tarificación de la distribución, donde el surgimiento de la generación distribuida impone desafíos para establecer la remuneración de las redes. Sin embargo, el regulador reconoce que para el presente periodo tarifario este impacto será marginal, por lo tanto, las empresas deben considerar estos efectos en el siguiente periodo, y deben incorporar innovación de manera de poder responder a los desafíos próximos.

VIDA ÚTIL DE LAS INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN

En el Reino Unido se establece que la vida económica depende de cómo las redes van a ser utilizadas en el futuro. Así, si el uso crece constantemente, se considera razonable esperar que los activos sean usados y se mantengan útiles por toda su vida técnica.

En (OFGEM, 2011) se indica que las instalaciones nuevas se depreciarán a lo largo de una vida útil de 45 años, mientras los activos existentes deben continuar siendo depreciados durante las vidas útiles consideradas antes de la modificación regulatoria, lo que ascendía a 20 años²⁷.

De manera previa al establecimiento de la vida útil en 45 años, se maneja una serie de valores, los que se muestran en la tabla siguiente:

Tabla 3. Vidas útiles consideradas en el Reino Unido, pre RIIO

Categoría	Vida útil (años)
Vida reglamentaria	10 – 80
Vida regulatoria existente	20
Vida técnica ²⁸ estimada (rango y promedio)	10 – 90 (54)
Vida económica estimada	10 – 90 (54)

Fuente: (CEPA, SKM, GL Noble Denton, 2010)

Cuando se determina la vida útil económica de los activos, se tiene en cuenta ciertas incertezas, entre las que se incluyen:

- Velocidad de adopción de nueva tecnología, y el impacto de su vida útil más reducida sobre la vida técnica de todo el sistema, esto implica que la vida útil global no se fija en el margen superior porque debe atenderse a la incorporación de nueva

²⁷ Cabe destacar que el *peak* de inversiones se dio entre la década de 1950 y 1960, lo que podría explicar en las vidas útiles de 20 años utilizadas. Esto puede establecerse como un incentivo a la inversión, cuando era necesaria la expansión acelerada de las redes. Una vida útil menor permite una recuperación del capital más breve.

²⁸ Se define, en (OFGEM, 2011), como el tiempo que se puede esperar que el activo dure desde una perspectiva de ingeniería y seguridad antes de que se vuelva inseguro o no apto para el propósito.

tecnología (por ejemplo, sistemas de comunicación) que tiene una vida útil menor que otros activos (por ejemplo, líneas)

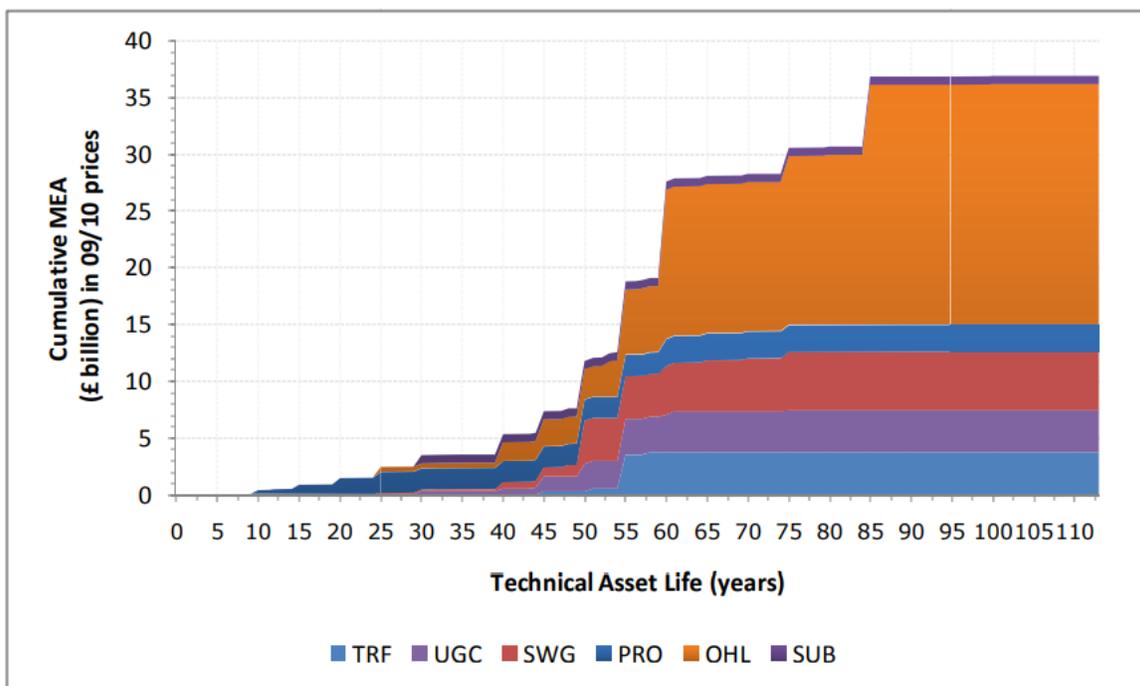
- Expectativas de una aplicación agresiva de políticas que puedan motivar un cambio en los modos de consumo (por ejemplo, un cambio a la calefacción eléctrica), que impacta sobre los niveles de utilización de las redes,
- Posibles cambios tecnológicos, como la masificación de nuevos materiales, que puedan tener una vida útil más corta, pero tener un diferencial de precios significativo.

Luego, sin estas incertezas, y asumiendo un crecimiento sostenido en la demanda, se podría esperar que los activos instalados se mantuvieran útiles y utilizados a lo largo de su vida técnica.

Para incorporar las incertezas, se procedió a recopilar escenarios de proyección del desarrollo del mercado eléctrico, para identificar los requerimientos que estos generan sobre las redes de transmisión, utilizando los resultados para obtener vidas económicas.

Por su parte, para las vidas técnicas se consideró la realidad de las redes instaladas, incluyendo también las vidas de diseño y esperadas de los activos que se instalasen en un horizonte hasta el 2050. Se revisó información de las empresas y 200 categorías de activos, para estimar el promedio aritmético de las vidas ponderadas por el volumen de activos y el valor de los Activos Modernos Equivalentes (denominados como Modern Equivalent Asset). Con estos valores, se construye la Figura 1, que muestra la vida útil de un cierto monto en unidades monetarias de activos. Por ejemplo, 30 billones de libras tienen una vida técnica de 75 años o menos, estimándose el total de activos en 37 billones de libras.

Figura 1. Vida técnica de los activos en el Reino Unido



Fuente: (CEPA, SKM, GL Noble Denton, 2010)

Donde:

TRF : Transformadores
UGC : Líneas subterráneas
SWG : Conmutador
PRO : Protección
OHL : Líneas aéreas
SUB : Otros activos de subestaciones

Es importante tener en consideración que en la proyección a 2050, para los activos de transmisión, se consideran lo siguiente:

- Incremento considerable en el peak de demanda, lo que indica la necesidad de una inversión significativa en nuevas instalaciones.
- La inversión se verá fuertemente condicionada por la ubicación, capacidad y tipo de máquinas operando. También se requerirá inversión para ajustar la generación offshore (costa afuera) y marina.
- Se considera un nivel importante de cableado subterráneo, tecnología DC y enlaces costa afuera para evitar refuerzos en tierra.

El estudio²⁹ discute acerca de la vida que debe ser considerada para depreciar un activo. Se indica que esta debe ser el mínimo entre la vida técnica y económica. Luego, en (OFGEM, 2011) se indica que realizó un análisis de los resultados del estudio²⁹, sugiriendo considerar una vida útil de entre 45 y 55 años para todos los activos de transmisión y depreciarlos de manera lineal.

Para determinar los valores definitivos de vida útil³⁰ para la depreciación de los activos, se procedió a realizar una consulta a los incumbentes, respecto de pasar de 20 años a 45. Los consumidores y generadores estuvieron de acuerdo con el cambio, mientras que las empresas transmisoras manifestaron su preocupación por el potencial impacto en los flujos monetarios de las empresas. Así, estos últimos indicaron que no debía observarse únicamente la vida económica.

Oyendo a los incumbentes, OFGEM realizó una simulación de impacto³¹ decidiendo utilizar una **vida de 45 años** para nuevas inversiones y 20 en las inversiones en transmisión para energías renovables, realizadas de manera previa a la decisión, con el fin de minimizar las incertezas. En la decisión se consideró que:

- Según las respuestas, la vida técnica varía entre 54 y 60 años, y se mantendrá así en el escenario de incremento de la demanda.
- Se permitió un incremento en la utilización de activos de corta vida útil, asociados a redes inteligentes o a activos de generación que pudiesen cambiar su ubicación.

²⁹ (CEPA, SKM, GL Noble Denton, 2010)

³⁰ Se estudió la distribución y transmisión de gas y electricidad.

³¹ Los resultados del estudio se muestran en (CEPA, 2010)

- Aumentaría la generación offshore, cuya vida útil se estima entre 20 y 25 años.³²

Teniendo en cuenta lo anterior, se estableció la vida de los activos, para fines de depreciarlos, en 45 años.

COLOMBIA

En Colombia la entidad encargada de realizar las proyecciones de demanda de energía eléctrica y el Plan de Expansión de Generación y Transmisión es la Unidad de Planeación Minero Energética³³ (UPME), la que identifica las deficiencias de la red y determina las necesidades de inversión. Los proyectos de inversión necesarios son licitados para ser desarrollados por un inversionista privado. (UPME, 2013)

Actualmente el sector de transmisión colombiano se divide en dos grandes sistemas, el Sistema de Interconexión Nacional (SIN) y Zonas No Interconectadas (ZNI). El SIN cubre cerca de un tercio del territorio colombiano y se divide a su vez, en tres segmentos, que se definen en la Resolución 103 de 2000³⁴:

- **Sistema de Transmisión Nacional (STN):** *“Es el sistema interconectado de transmisión de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas, con sus correspondientes módulos de conexión, que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV.”*
- **Sistema de Transmisión Regional (STR):** *“Sistema interconectado de transmisión de energía eléctrica compuesto por redes regionales o interregionales de transmisión; conformado por el conjunto de líneas y subestaciones con sus equipos asociados, que operan a tensiones menores de 220 kV y que no pertenecen a un Sistema de Distribución Local.”*
- **Sistema de Distribución Local (SDL):** *“Sistema de transmisión de energía eléctrica compuesto por redes de distribución municipales o distritales; conformado por el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan a tensiones menores de 220 kV que no pertenecen al Sistema de Transmisión Regional por estar dedicadas al servicio de un sistema de distribución municipal, distrital o local.”*

Los Sistemas de Transmisión Regional y de Distribución Local son considerados parte del sistema de distribución.

Existe competencia por la expansión de la transmisión a partir de 1999, existe libre acceso y los cargos son del tipo estampilla a nivel nacional. Cuenta con interconexiones con Panamá, Ecuador y Venezuela. Al 2013 se registraban 11 operadores de redes de transmisión,

³² Algunos operadores argumentaron que debía considerarse una menor vida útil para activos que estuvieran directamente conectados a plantas de generación con vidas útiles cortas, como las eólicas. Contra esto, la OFGEM solicitó un estudio para determinar si debía considerarse una vida útil menor para estos casos, lo cual fue desestimado dado que las licencias que se dan para las plantas de generación son por 50 años, lo cual permitiría replicar los proyectos, y en caso que esto no ocurriese, los activos de transmisión seguirían siendo pagados por los consumidores, por lo cual los operadores de red no tendrían problemas de financiamiento. Resultados disponibles en (SKM & CEPA, 2010)

³³ <http://www1.upme.gov.co/Paginas/default.aspx>

³⁴ Resolución 103 de 2000, publicada en el Diario Oficial No. 44.274 de 28 de diciembre de 2000.

que operaban casi 24.400 km de líneas, cuya longitud por nivel de tensión se muestra en la tabla siguiente:

Tabla 4. Longitud de las redes de transmisión, según nivel de tensión, Colombia

Niveles de tensión (kV)	Longitud (km)
110 – 115	10.267
138	15,5
220 – 230	11.679,9
500	2.436,7
Total	24.399,1

Fuente: (UPME, 2013)

TARIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN

Como se establece la Comisión de Regulación de Energía y Gas³⁵ en la Resolución No 011 del 11 de febrero de 2009³⁶, que incluye las modificaciones de 2008 y 2009, en el Capítulo 1 del Anexo General, se establece que la tarifa depende del Costo Anual Equivalente del Activo Eléctrico valorado a Costo de Reposición, Valor de los gastos de Administración, Operación y Mantenimiento, el Costo Anual Equivalente del terreno y las servidumbres, restando otros ingresos que pudiesen obtenerse de la explotación de las instalaciones.

VIDA ÚTIL

Los antecedentes para la determinación de los valores de la vida útil de las instalaciones son mencionados en el Documento CREG-094 del 17 de diciembre de 2007³⁷, entre los que se destaca (HVM Ingenieros, 2006), que para determinar el “costo FOB de cada uno de los elementos técnicos constituyente de las UC y la revisión de la metodología para la estimación del factor de instalación eficiente para cada una de las UC”.

Para cumplir con el objetivo, la metodología en (HVM Ingenieros, 2006) incluyó la recopilación de información de la CREG, de las empresas transmisoras, de fabricantes de equipos e información propia del consultor. Como base de la caracterización de las UC de los elementos de transmisión, se encontraba en la Resolución CREG 26 de 1999³⁹, cuyo detalle se presenta en el Anexos

³⁵ <http://www.creg.gov.co/>

³⁶ Resolución No:011 del 11 de febrero de 2009 – Por la cual se establecen la metodología y fórmulas tarifarias para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el Sistema de Transmisión Nacional.

³⁷ Documento CREG-094 del 17 de diciembre de 2007 – Metodología para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica.

³⁸ Una unidad constructiva (UC) se define como el conjunto de elementos que conforman una unidad típica de un sistema eléctrico, orientada a la conexión de otros elementos de una red, o al transporte o a la transformación de energía eléctrica. (HVM Ingenieros, 2006)

³⁹ Resolución CREG 26 de 1999 - Por la cual se adopta la metodología para establecer los costos unitarios de las unidades constructivas del STN, se fijan los costos unitarios aplicables durante el período 2000-2004 y se establecen las áreas típicas de las unidades constructivas de subestaciones.

A continuación se entrega información complementaria a la entregada en el cuerpo del informe.

ANEXO 1.

Respecto de la vida útil se establece que *“se encontró que no existe, ni metodología ni criterios claros y específicos que se puedan aplicar en forma generalizada para estimar la vida útil de equipos eléctricos, de subestaciones y de líneas de transmisión”*, existiendo elementos que pueden ayudar a obtener una estimación. Se establece que la vida útil de un equipo o línea de transmisión eléctrica dependen de: (HVM Ingenieros, 2006)

- Condiciones ambientales de la instalación,
- Exposición de los componentes a sobretensiones de maniobra o atmosféricas,
- Calidad del diseño,
- Calidad y tipo de los materiales y del proceso de fabricación,
- Actos de vandalismo y robo,
- Calidad e intensidad de mantenimiento preventivo y correctivo,
- Obsolescencia tecnológica o ausencia de repuestos, que ocurrida en un equipo afecta a los equipos vecinos con los que interactúa,
- Incrementos sustanciales en los niveles de cortocircuito en el sitio de instalación,
- Maniobras erróneas del personal encargado de la instalación.

Se constata que en la práctica la vida útil de los equipos en Colombia se consideraba en 25 años, pero se observa de manera frecuente que los componentes tienen una vida de 40 o 45 años, llegando incluso a los 55, verificando que las vidas útiles inferiores corresponden a equipos sin repuestos o aquellos que operan en condiciones de alta salinidad o contaminación industrial.

Complementariamente, en el Documento CREG-010 del 11 de febrero de 2009⁴⁰ se establece que internacionalmente se reconocen vidas útiles de entre 35 y 40 años para líneas y 30 años para equipos en subestaciones. Sin embargo, considerando información entregada por las empresas para *“los últimos 6 años”*, se establece que la tasa de reposición es menor al 1% (consistente con una VU de 100 años), lo que es muy inferior a la estimada considerando una VU de 24 años, que debiese ser de un 4% promedio.

En el mismo Documento CREG-010 de 2009 se señala que las empresas mostraron que se si se considera una CI de 10 años para elementos electrónicos y de comunicaciones que conforman una Bahía de Línea y 40 años para el resto de los equipos, se llega a una VU promedio para la Unidad Constructiva (en adelante UC) de 26 años. Sin embargo, el regulador señala que solo se consideró el valor FOB de la UC, faltando incorporar un 85% del costo, asociado a instalación y montaje.

Luego, para entregar una propuesta de vida útil se considera:

⁴⁰ Documento CREG-010, 11 de febrero de 2009, Metodología para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica.

- **Aspectos contables y tributarios:** el Régimen de Impuesto a la Renta fija la vida útil (VU) de los bienes depreciables oscilando entre 3 y 25 años,
- **Seguros:** las compañías de seguros utilizan como 25 años la VU de maquinaria, con equipos eléctricos representativos.
- **Líneas de transmisión:** se considera que la VU de las líneas es equivalente a la de sus componentes. Estos no son de naturaleza móvil, por lo que el deterioro está relacionado con condiciones exógenas relacionadas a la ubicación geográfica de las mismas. Para obtener un valor, se estima razonable observar la VU promedio de las unidades en servicio.

Se observa que las líneas instaladas entre 1955 y 1960 se encontraban operativas y en buen estado⁴¹, mientras que la red central ejecutada por la empresa ISA tenía 35 años y no se vislumbraba su cambio en el corto plazo. Por lo anterior, de hechos históricos podría extenderse la VU hasta 50 años.

- **Transformadores de potencia:** según la norma C57.92 – 181 de IEEE la expectativa de vida de un transformador de potencia de hasta 100 MVA, bajo condiciones normales⁴² de carga es de 30 años. En la Resolución CREG 082 de 2002, se estableció en 25 años.
- **Equipos de subestaciones:** se establece una variabilidad de vidas de sus componentes. Así las RTU, equipos de interposición, equipos electrónicos de control, relés multifuncionales, duran entre 6 y 12 años, con un promedio de 10 años, dado el avance de la tecnología y que los fabricantes dejan de producir repuestos. Los transformadores de potencial y corriente pueden durar entre 25 o 30 años, mientras que los interruptores o seccionadores hasta 25 años. La Resolución CREG 082 de 2002, se estableció en 10 años la VU de sistemas de control y comunicaciones, y el resto de los equipos en 25 años.

Como conclusión de lo anterior, el estudio recomienda una VU de 40 años para líneas, 10 años para los activos relacionados con centros de supervisión y de maniobra, y para las UC de control de reactivos VQC y 30 años para el resto de los activos.⁴³

Luego, según se define en el Capítulo 3 del Anexo General de la Resolución N°011 del 11 de febrero de 2009, las unidades constructivas son las que se muestran en la tabla siguiente, junto con sus vidas útiles:

⁴¹ Es importante recordar que el estudio está fechado en el año 2006.

⁴² Condiciones normales de carga se entiende como la operación bajo los parámetros para los cuales el equipo fue diseñado, y que son establecidos en su hoja de características.

⁴³ Documento CREG-010, 11 de febrero de 2009, Metodología para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica.

Tabla 5. Unidades constructivas y su vida útil en Colombia

Unidad constructiva	Vida útil (años)	Unidad constructiva	Vida útil (años)
Subestaciones			
Bahía ⁴⁴ de línea	30	Bahía de transformador	30
Corte central	30	Bahía de transferencia	30
Bahía de acople	30	Bahía de seccionamiento	30
Módulo ⁴⁵ de barraje	30	Diferencial de barras	10
Módulo común ⁴⁶	30		
Transformadores			
Banco de autotransformadores, 500/230 kV, 450 MVA	30	Autotransformador monofásico de reserva, 500/230 kV, 150 MVA	30
Compensación			
Bahía de compensación capacitiva paralela, distintos voltajes y configuraciones	30	Módulo de compensación capacitiva paralela, distintos voltajes y configuraciones	30
Bahía de compensación reactiva paralela, distintos voltajes y configuraciones	30	Módulo de compensación reactiva paralela, distintos voltajes y configuraciones	30
Bahía más módulo de compensación serie	30		
Bancos de reactores			
Banco de reactores para terciario de autotransformador (34,5 kV)	30		
Control de tensión y reactivos			
Sistemas VQ compensación estática y subestaciones	10		
Centros de supervisión y maniobra			
SCADA	10	Sistema de información geográfico: GIS	10
Sistema de manejo de energía: EMS	10	Enlace ICCP	10
Sistema de comunicaciones	10	Edificio de control	30
Líneas			
km de línea 1 o 2 circuitos	40		

Fuente: Resolución No 011 del 11 de febrero de 2009

⁴⁴ Se define como el conjunto de equipos que se utilizan para conectar una línea de transmisión, o un transformador, o un autotransformador, al barraje de una subestación, al igual que los equipos que se utilizan para seccionar o acoplar barrajes, o para transferir la carga de un barraje a otro. (HMV Ingenieros, 2006)

⁴⁵ Se entiende como el conjunto de equipos de compensación capacitiva o reactiva y equipos asociados que se conectan a bahías de compensación. (HMV Ingenieros, 2006)

⁴⁶ Corresponde al conjunto de equipos comunes que sirven a toda una subestación, tales como servicios auxiliares, protección de barras, SCC común, entre otros. No incluye las protecciones de las barras. (HMV Ingenieros, 2006)

AUSTRALIA

En el National Electricity (South Australia) Act 1996 se indica que el “sistema de transmisión se refiere a los aparatos, líneas eléctricas, equipos, instalaciones y edificios utilizados para transportar o controlar el transporte de electricidad que las Reglas especifican o forman parte de un sistema de transmisión”. Complementariamente, en (AER, Chapter 5 Electricity Transmission, 2009) se indica que las redes de transmisión transportan energía eléctrica a 220 kV o más y a ello se suman activos que operan entre 66 kV y 220 kV que son paralelos a la red a una tensión más alta y que proporcionan apoyo a la misma.

El regulador australiano corresponde al Australian Energy Regulator⁴⁷ (AER), que se encarga de promover el desarrollo de inversiones y la operación eficiente del sector energético. Además, establecen los pagos que los consumidores deben realizar por el uso de las redes, velan por el cumplimiento de la normativa y la protección de los consumidores.

TARIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN

La regulación económica de la transmisión se encuentra en el capítulo 6A de la National Electricity Rules (NER), donde se establece que AER debe desarrollar y publicar esquemas de incentivo para dividir entre usuarios de las redes y transmisores, de manera justa, las ganancias o pérdidas de eficiencias derivadas de gastos de funcionamiento.

En el capítulo 6A.6.2 de NER se establece que para cada año regulatorio el retorno del capital debe ser calculado aplicando una tasa de rendimiento por proveedor, que es determinado en concordancia con el valor de la base regulatoria de los activos para el sistema de transmisión pertinente al comienzo del año regulatorio.

Se establece que la tasa de retorno permitida es determinada de tal forma que alcance una tasa de retorno objetivo para cada proveedor de servicios de transmisión. Esta última debe ser proporcional a los costos de financiamiento eficiente de una entidad de referencia (*benchmark*) con similar nivel de riesgo.

VIDA ÚTIL

En la regulación australiana se deja explícitamente señalado que depreciación debe realizarse usando un perfil que refleje la naturaleza de los activos, o categorías de activos, durante la **vida económica** de ese activo (o categoría de activo).

Para la definición de las vidas útiles, las empresas entregan una propuesta al regulador, el cual evacua una decisión pronunciándose sobre la aprobación, el rechazo o la adecuación de la propuesta de las empresas. Así, por ejemplo, para los equipos de comunicaciones se cuenta con información en (GHD, 2017), donde se analizan las vidas útiles establecidas en el pasado periodo regulatorio para la empresa ElectraNet, las

⁴⁷ <https://www.aer.gov.au/>

consideradas por otras empresas (TasNetworks, AusNet Services, Western Power, TransGrid y Powerlink), las reglas impositivas⁴⁸, y estándares de la industria⁴⁹.

En base a este estudio de mercado GHD entregó una propuesta de cambio en la vida útil para este tipo de equipos (bajando desde 15 a 10 años, basado en que el estándar de la industria se ha establecido en un valor más reducido). Esto mismo se verifica para los condensadores síncronos, donde observando un procedimiento similar, el consultor entrega una propuesta a AER.

Con los antecedentes recibidos de distintas empresas, AER realiza comparaciones entre las vidas útiles de las instalaciones, como se muestra en la tabla siguiente:

Tabla 6. Vida útil de activos de transmisión en Australia

Activo	Powerlink	Transgrid	ElectraNet	AusNet Services	TasNetworks
	Vida útil (años)				
Equipos y sistemas primarios en subestaciones (i)	40	40	44,8	45	60, 45, 15
Equipos y sistemas secundarios en subestaciones (ii)	15	15	15	15	15, 4
Otros de comunicaciones (iii)	15	10	15	15	45, 10, 5
Líneas de transmisión (iv)	50, 45, 30	50, 45, 25	55, 40, 27	60	60, 45, 10

Fuente: (AER, Draft Decision , 2016)

(i): Transgrid: subestaciones; ElectraNet: planta de subestación primaria; AusNet: conmutador y transformador; TasNetworks: activos de subestación de vida corta, media y larga.

(ii): Transgrid: sistemas secundarios; ElectraNet: sistemas secundarios de subestaciones - electrónica; AusNet: secundario; TasNetworks: protección y control - vida corta.

(iii): Transgrid: comunicaciones (vida corta); ElectraNet: otros de comunicaciones; AusNet: comunicaciones; TasNetworks: activos de comunicación- vida corta, media, larga.

⁴⁸ En (GHD, 2017) se indica que las reglas impositivas están establecidas en TR2016/1 - Taxation Ruling Income tax: effective life of depreciating assets, 29 June 2016, done la Australian Taxation Office (ATO) se preocupa de vida efectiva de depreciación de los activos. Así, ATO determinó que la vida de depreciación efectiva de los activos se estima mediante el periodo en que estos pueden ser usados por una empresa para un propósito imponible o para producir ingresos:

- Suponiendo que estará sujeto a desgaste o a un ritmo que sea razonable asumir a la autoridad,
- Suponiendo que se mantendrá en condiciones razonablemente buenas,
- Teniendo en cuenta el periodo dentro del cual es probable que sea desechado, vendido como chatarra o abandonado.

⁴⁹ Considera la experiencia de otras empresas del rubro en el país, así como la experiencia internacional. (GHD, 2017)

(iv): Transgrid: líneas de transmisión, cables subterráneos y extensión de la vida de líneas de transmisión; ElectraNet: de líneas de transmisión aéreas, subterráneas y retrofit de líneas; AusNet: torres y conductores; TasNetworks: activos de líneas de transmisión – vida corta, media, larga.

Luego de presentar los resultados de la tabla anterior, se establece que para determinar la trayectoria de depreciación, se requiere reflejar la naturaleza de los activos o categoría de activos sobre la vida económica de ellos. Se señala que AER concuerda con lo planteado por el Consumer Challenge Panel (CCP), sobre que la vida estándar de los activos para propósitos de depreciación debiese ser cercana a la vida útil real de la sustitución. (AER, Draft Decision , 2016)

Luego, AER establece las vidas útiles siguientes:

Tabla 7. Vidas útiles establecidas por AER para Powerlink, Australia

Activo	Vida útil (años)
Líneas de transmisión aéreas	50
Líneas de transmisión subterráneas	45
Líneas de transmisión - refit	30
Plantas de subestación primaria	40
Sistemas secundarios de subestaciones	15
Otros activos de comunicaciones	15
Obras civiles de comunicaciones	40
Centros de conmutación de redes	12
Terrenos	No aplica
Servidumbres	No aplica
Edificios comerciales	40
Equipamiento computacional	5
Muebles de oficina y misceláneos	7
Máquinas de oficina	7
Vehículos	7
Planta móvil	7
Recambios de seguros	No aplica
Costos de levantamiento de capital	43

Fuente: (AER, Draft Decision , 2016)

Tal como AER estableció parámetros para Powerlink, lo hizo para otras transmisoras. A continuación, se muestran los resultados para AusNet Services:

Tabla 8. Vidas útiles establecidas por AER para AusNet Service, Australia

Activo	Vida útil (años)
Secundario	15
Conmutador	45
Transformadores	45
Reactivos	40
Torres y conductores	60
Establecimiento	45
Comunicaciones	15
Inventario	No aplica
IT	5
Vehículos	7
Otros (no redes)	10

Construcciones	10
Terrenos	No aplica
Servidumbres	No aplica

Fuente: (AER, Final Decision, 2017)

De lo anterior se desprende que AER tiene en consideración lo que ocurre con el mercado en general, pero evacúa decisiones para cada una de las transmisoras.⁵⁰

ZONA PACÍFICO NOR-OESTE DE ESTADOS UNIDOS

La Zona Pacífico nor-oeste de Estados Unidos⁵¹ es administrada por *Bonneville Power Administration*⁵² (BPA), que corresponde a una administración federal sin fines de lucro. A 2016 contaban con 15.238 millas (24.523,2 km) de líneas de transmisión y 260 subestaciones, considerando circuitos de alto voltaje, principalmente de 500 kV. (BPA, BPA Facts, 2017)

TARIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN

La tarificación de los productos y servicios eléctricos realizada por BPA tiene 3 pasos principales: (BPA, BP-16 Rate Proceeding, 2015)

- i. Análisis de costo de servicio, que asigna los diferentes tipos de costos (categorizados en pools de recursos o de costos) a las distintas clases de clientes usando factores de asignación calculados en base a cargas y recursos.
- ii. Directivas de Tarifa, que reasigna los costos entre los tipos de tasas para asegurar que las relaciones entre las tarifas para las diferentes clases de clientes concuerden con las directivas de tarifas en la Northwest Power Act.
- iii. Diseño de Tarifa, que produce las distintas tarifas a aplicar, cumpliendo con los requisitos de ingresos para las empresas tarifadas.

Para estos efectos, cuenta con antecedentes generados en distintos estudios (*Power Loads and Resources Study*, *Power Revenue Requirement Study*, *The Power Risk and Market Price Study*). (BPA, BP-16 Rate Proceeding, 2015)

VIDA ÚTIL

En el marco de la Estrategia de Gestión de Activos de Transmisión (*Transmission Asset Management Strategy*) se buscaba identificar infraestructura crítica, objetivos de desempeño, brechas para cumplir con ellos, desafíos para disminuir las brechas, estrategias y costos de las acciones necesarias. (BPA, Integrated Program Review, 2010)

⁵⁰ A título informativo, se presenta la información de ElectraNet para el periodo 2013-14 a 2017-18 en el ANEXO 2.

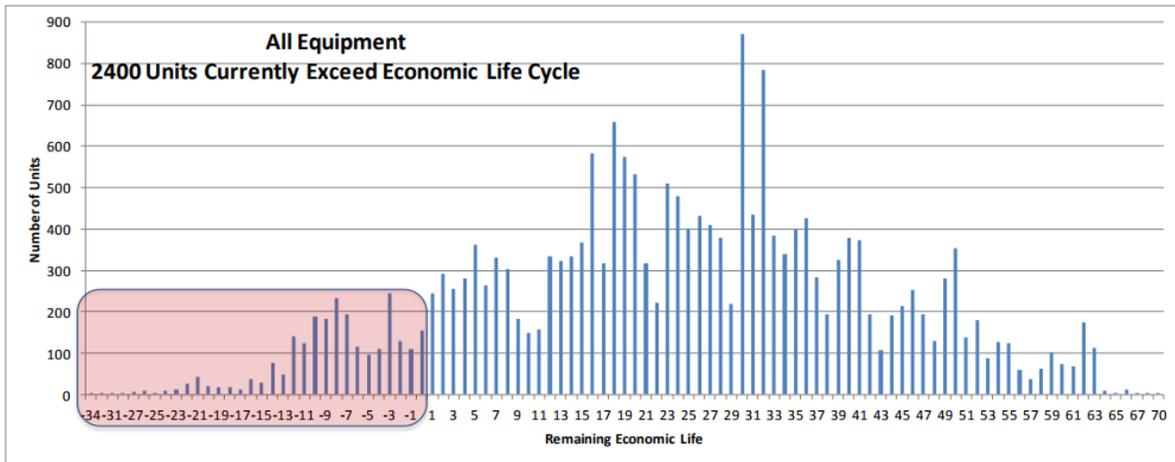
⁵¹ El territorio de BPA incluye Idaho Oregon, Washington, oeste de Montana y pequeñas partes del este de Montana, California, Nevada, Utah y Wyoming.

⁵² <https://www.bpa.gov/Pages/home.aspx>

Dentro del diagnóstico se da cuenta que la extensa vida útil de las instalaciones permite a los gestores de la red, poder retrasar las inversiones cuando existen contingencias o estrecheces presupuestarias. Sin embargo, esta situación desembocó en un aumento de los costos de mantención, del riesgo de falla de los equipos y obsolescencia, por un retraso persistente en nuevas inversiones. (BPA, Transmission Asset Management Strategy, 2013)

Para establecer las necesidades de las redes de transmisión, se procedió a caracterizar la edad de los activos instalados, lo que se contrastó con la vida de diseño, lo que mostró que muchos activos habían terminado su vida útil, como se muestra en la figura siguiente:

Figura 2. Vida útil remanente de los activos de transmisión, BPA



Fuente: (BPA, Transmission Asset Management Strategy, 2013)

Luego, se entrega información respecto de una perspectiva económica de cuando los equipos deben ser reemplazados, considerando en el costo total económico:

Tabla 9. Prácticas actuales y vida económica de activos de transmisión, BPA

Equipos	Vida actual (años que el equipo permanece en el sistema)	Vida económica (años)
Pararrayos / contactos separados	47	38-39
Transformadores de potencia - otros	80	67-75
Desconectadores	57	64-67
Disyuntor de potencia - 500 kV	35	41-46
Disyuntor de potencia – otros	55	41-46
Transformadores de potencia - otros Auto	70	72-80
Condensadores serie	35	21-23
Condensadores shunt	35	34-35
Baterías / cargadores	23	29-30
Instrumentos de transformadores	47	52-54
Transformadores de potencia – 500 Auto	70	54-64
Reactor de potencia – 500 kV	Operan hasta problemas mayores	72-79
Reactor de potencia – otros		67-69
Enlaces de fusibles		72-73
Servicio de la estación		100
Subestación bus		78-79

Fuente: Elaboración propia en base a (BPA, Transmission Asset Management Strategy, 2013)

Es importante mencionar que la vida económica determina el mejor intervalo de reemplazo basado en la probabilidad de falla y el impacto económico de la falla, basado en la cuantificación de los elementos siguientes:

- Violaciones regulatorias,
- Falta de suministro planificadas y no planificadas y costos para los consumidores,
- Costos actuales asociados a mantención y operación,
- Cambios en el costo de la energía suministrada, que se relaciona a la congestión por reducción de la transmisión e interrupciones,
- Tasa de reemplazo planificada, que impacta en la frecuencia de las fallas.

Complementario a la tabla anterior, en (BPA, Transmission Asset Management Strategy, 2013) se mencionan otras vidas actuales y esperadas⁵³:

Tabla 10. Vidas útiles actuales y esperadas de activos de BPA, Estados Unidos

Equipos	Vida actual (años que el equipo permanece en el sistema)	Vida esperada (años)
Relés Electromecánicos	28-48	30
Relés Electrónicos	18-29	15-20
Relés Digitales	25 (el más antiguo)	20
Líneas de transmisión en postes de madera	50	60

Fuente: Elaboración propia en base a (BPA, Transmission Asset Management Strategy, 2013)

INFORME DEL GRUPO DE TRABAJO 37-27, CIGRE, DICIEMBRE DE 2000.

El análisis de esta información resulta relevante dado que se ha considerado en procesos de tarificación en Chile. En el primer proceso de tarificación troncal (SYNEX, CESI, ElectroNet, 2006), el Consultor encargado concluyó que *“no era posible obtener conclusiones de tipo estadístico para la vida útil económica centrando el análisis en el ámbito de las instalaciones de transmisión existentes en Chile, debido a lo reducido de esta muestra”*, por lo que se tomó de referencia el estudio realizado por el “WorkingGroup 37-27” creado por el Consejo Internacional de Grandes Redes Eléctricas⁵⁴ (CIGRE, 2000).

Para el desarrollo de este estudio se consideró una muestra amplia de equipos, en sistemas de 110 kV o más, recolectada en 13 países representados en el grupo de trabajo, cubriendo 180.000 kilómetros de circuitos de líneas aéreas y sobre 300.000 subestaciones. Los datos recolectados reunieron las siguientes categorías de activos:

⁵³ En un documento previo, BPA entrega información respecto de la vida promedio esperada de los activos de transmisión, esta información se entrega en el ANEXO 3.

⁵⁴ <http://www.cigre.org/>

- Líneas aéreas, conductores, torres y postes,
- Cables,
- Interruptores de circuitos,
- Equipos de bahía de interruptor,
- Transformadores,
- Conmutadores aislados por gas,
- Protecciones, y
- Compensación reactiva.

En base a la información recopilada, se estimaron la media y las desviaciones estándar de la vida de los activos, identificando razones para la variación de las mismas. Los resultados se presentan en la tabla siguiente:

Tabla 11. Vidas útiles, CIGRE

Tipo de instalación	Tension (kV)	Media y rango estimado de vida útil (años)	Desviación estándar	Razones para las variaciones de la vida útil
Interruptores				
Aire	110-199	41 (30 a 50)	6	Requerimientos de capacidad, costos de mantenimiento, obsolescencia de repuestos, desgaste mecánico, seguridad, problemas de sellado. Además de los anteriores, para aquellos con gas, se mencionan aspectos ambientales referidos al SF6.
	200-275	41 (30 a 50)	6	
	≥345	40 (30 a 50)	6	
Aceite	110-199	42 (30 a 50)	6	
	200-275	41 (30 a 50)	6	
	≥345	38 (30 a 50)	6	
Gas	110-199	43 (30 a 50)	6	
	200-275	42 (30 a 50)	6	
	≥345	42 (30 a 50)	6	
Equipamiento de paños				
Desconectores	≥110	42 (30 a 50)	8	Requerimientos de capacidad, costos de mantenimiento, corrosión, desgaste mecánico
Trans. de corriente	≥110	39 (30 a 50)	7	Fallas de diseño, sellado
Trans. de potencial	≥110	39 (30 a 50)	7	Penetración de humedad, contaminación de aceite
Trans. de poder	≥110	42 (30 a 50)	8	Mejoras de diseño, régimen de carga, degradación del aislante, repuestos, requerimientos de capacidad, niveles de humedad
Instalaciones GIS	≥110	42 (30 a 50)	8	Requerimientos de capacidad, costos de mantenimiento, obsolescencia de repuestos, desgaste mecánico, seguridad, problemas de sellado, aspectos ambientales
Protecciones electromecánicas	-	32 (20 a 45)	9	Desgaste, erosión de contactos, confiabilidad, oxidación repuestos, funcionalidad, cambios en el diseño del sistema
Conductores ambiente normal	≥110	54 (40 a 80)	14	Clima, medio ambiente, crepitado, fatiga de material, fallas de aislación, viento, precipitaciones, carga de nieve, niveles de contaminación, alta temperatura debido a la carga, fatiga de material
Conductores ambiente contaminado	≥110	46 (30 a 70)	15	

Tipo de instalación	Tension (kV)	Media y rango estimado de vida útil (años)	Desviación estándar	Razones para las variaciones de la vida útil
Estructuras de acero de líneas	≥110	63 (35 a 100)	21	Clima, medio ambiente, corrosión, mantenimiento, galvanizado, condiciones de suelo, deterioro del concreto, corrosión de la malla de tierra, unión acero-concreto
Postes de madera	≥110	44 (40 a 50)	4	Falla de impregnación, corrosión, picaduras de pájaros, insectos, viento, precipitaciones
Cables con aislación de aceite	≥110	51 (30 a 85)	20	Aspectos ambientales (derrame de aceite), corrosión del blindaje, estres eléctrico-termomecánico, carga, cristalización del blindaje

Fuente: (CIGRE, 2000)

RESUMEN DEL ANÁLISIS INTERNACIONAL

Existe, en los países analizados, un cierto nivel de consistencia al establecer las vidas útiles de los elementos de transmisión, observándose que estos valores responden al tiempo en que los activos se encuentran efectivamente en operación.

Se aprecian distintas tendencias en la clasificación de los activos para determinar sus vidas útiles:

- **Establecimiento de una vida útil única**, que engloba todos los elementos de transmisión: Países como México, Perú, Reino Unido, o el estado de Texas en Estados Unidos, utilizan esta opción. Se considera que su principal virtud es la simplicidad.
- **Diferenciación entre grandes grupos de activos**. Ecuador establece una VU de 45 años para líneas de transmisión y 30 años para subestaciones. Esta alternativa mantiene un alto grado de simplicidad, pero busca acercarse más a la realidad.
- **Diferenciación de varios grupos de activos**. Países como Colombia o Ruanda entregan un nivel de desagregación mayor en la clasificación. Esto se acerca más a la operación real de los activos, pero tiene un nivel mayor de complejidad en la implementación.
- **Revisión de la situación particular de cada empresa**. Australia realiza un análisis particular para cada una de las empresas, distinguiendo variadas categorías de activos, lo que presenta un importante nivel de ajuste a la realidad, pero una alta complejidad y costo en la determinación de las VU.

Los reguladores de los distintos países, al considerar en sus análisis las tasas de cambio de los equipos, o bien la vida real de los activos, lo que hacen es internalizar las condiciones exógenas que enfrentan los sistemas, como el clima, los niveles de obsolescencia, las necesidades de cambio por aumento de capacidad, entre otras.

La definición de las VU entre diferentes países y fuentes puede ser distintas, debido que el propósito que busca cada regulador al determinarlas obedece a señales regulatorias diferentes en cada caso. Por un lado, puede ser que el regulador quiera incentivar la participación de los diferentes actores a invertir en el sector, en tal caso la señal podría ser entregar vidas útiles menores para la determinación de las tarifas, y cuando quiera reducir la participación de los actores, o bien buscar confiabilidad al privilegiar activos de alta calidad certificada, establecer vidas útiles más extensas.

A mayor abundamiento, se debe tener presente que la determinación de las VU debe tener una coherencia regulatoria, es decir, si como parte de los estudios tarifarios se establecen estándares de equipo y proveedores alto, es decir, que naturalmente tendrán VU prolongadas, no debiera el organismo regulador considerar vidas útiles bajas como si los componentes fueran de un estándar inferior. Esto puede servir de señal regulatoria para indicar el nivel de estándar que deben tener los componentes en el sistema de transmisión, de esta forma las empresas de transmisión deberán procurar utilizar componentes que se acerquen a la vida útil que se les está reconociendo y así utilizar el estándar que el ente regulador considera adecuado para el desarrollo del sistema.

ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN NACIONAL

Antes de los cambios introducidos a la Ley Eléctrica por la Ley 20936, se desarrollaban 2 procesos de tarificación: troncal y subtransmisión para el SIC y SING, además del proceso desarrollado para sistemas medianos.

En las bases de todos los procesos tarifarios se hace referencia a la estimación, o se entregan vidas útiles de elementos. En este sentido, si bien existe una consistencia en la magnitud de las vidas útiles, la manera de agrupar o el nivel de desagregación difieren en los distintos estudios. Es por esto que surge la necesidad de realizar una revisión acabada de estos valores.

TARIFICACIÓN TRONCAL

A continuación, se analizan los resultados del segundo y tercer proceso de tarificación troncal, considerando lo establecido en las bases, así como los antecedentes que pudiere haber aportado en consultor, en los estudios técnicos asociados.

SEGUNDO PROCESO DE TARIFICACIÓN TRONCAL

En el segundo proceso de tarificación de la transmisión, en las bases técnicas (Resolución Exenta N°1.045 del 13 de octubre de 2009, de la Comisión Nacional de Energía⁵⁵) se establecen las vidas útiles, como sigue:

“Para cada tramo y para cada componente de instalaciones del tramo, las vidas útiles económicas a considerar en el Estudio serán las siguientes:

- | | |
|--|------------|
| a) Líneas Aéreas: | 50 años; |
| b) Equipos Primarios: | 40 años; |
| c) Transformadores: | 40 años; |
| d) Reactores: | 40 años; |
| e) Equipos de Compensación Reactiva: | 40 años; y |
| f) Protecciones Electromecánicas y Electrónicas: | 30 años. |

Corresponderá al consultor determinar la vida útil económica de los componentes de un tramo, que no han sido incluidos en el listado anterior, considerando, entre otros factores, las características técnicas de cada componente, debiendo justificar plenamente sus análisis y recomendaciones. La vida útil se especificará medida en años y se podrá determinar para cada componente o para grupos de similares características.”

Luego, según se observa en (Synex, ElectroNet, Mercados Energéticos, Quantum, 2010), para el cálculo de la anualidad del valor de inversión (A.V.I.), se consideran las vidas útiles establecidas en las bases para elementos constitutivos de las redes de transmisión, mientras que, para la valorización de las actividades de administración, se tienen las siguientes:

⁵⁵ Resolución Exenta N°1.045 del 13 de octubre de 2009, de la Comisión Nacional de Energía - Aprueba Bases Técnicas y Administrativas Definitivas para la Realización del Estudio de Transmisión Troncal

Tabla 12. Vidas útiles de recursos administrativos, segundo proceso de tarificación troncal, Chile

Ítem	Vida útil (año)
Mobiliario	7
Línea blanca	8
Computación	5
Software	5
Comunicaciones	8
Vehículos	6
Inmobiliario	50

Fuente: (Synex, ElectroNet, Mercados Energéticos, Quantum, 2010)

Respecto de la metodología para la estimación de estos valores, en el mencionado estudio se señala que *"Para determinar la vida útil económica de cada insumo, el Consultor consultó las prácticas de renovación de equipos en industrias de tecnología equivalente y analizó las vidas útiles recomendadas por el servicio de impuestos internos (SII)"*.

TERCER PROCESO DE TARIFICACIÓN TRONCAL

En el tercer proceso de tarificación de la transmisión troncal, se indicaba que era responsabilidad del consultor el establecer las vidas útiles económicas de los componentes de la transmisión, debiendo especificar la metodología de cálculo.⁵⁶ Por su parte, en el tercer proceso de tarificación troncal, en la Resolución 800 de 2013 de la Comisión Nacional de Energía⁵⁷ establece que (apartado B. Cálculo del AVI):

"Para cada tramo y para cada componente de instalaciones del tramo, las vidas útiles económicas a considerar en el Estudio serán las siguientes:

- a) Líneas Aéreas: 50 años;
- b) Equipos Primarios: 40 años;
- c) Transformadores: 40 años;
- d) Reactores: 40 años;
- e) Equipos de Compensación Reactiva: 40 años; y
- f) Protecciones Electromecánicas y Electrónicas: 30 años.

Corresponderá al consultor determinar la vida útil económica de los componentes de un tramo, que no han sido incluidos en el listado anterior, considerando, entre otros factores, las características técnicas de cada componente, debiendo justificar plenamente sus análisis y recomendaciones."

Tomando como base lo establecido en las bases, el consultor indica, respecto a la vida útil:

⁵⁶ Resolución Exenta N°390 del 29 de junio de 2005 de la Comisión Nacional de Energía, Aprueba Bases Técnicas y Administrativas Preliminares para la Realización del Estudio de Transmisión Troncal.

⁵⁷ Resolución Exenta N°800 del 17 de diciembre de 2013 de la Comisión Nacional de Energía Aprueba Bases Técnicas y Administrativas Definitivas para la Realización del Estudio de Transmisión Troncal.

Tabla 13. Vida útil establecidas en el estudio definitivo del tercer proceso de tarificación troncal

Componente	Vida útil (años)
Equipos primarios	40
Transformadores	40
Reactores	40
Equipos de compensación reactiva	40
Protecciones electromecánicas y electrónicas	30
Protecciones y equipos digitales	15
Comunicaciones	10
Conexionado de poder	40
Conexionado de control	40
Indirectos	40
SS/AA	40
Obras civiles	50
Líneas	50

Fuente: (Consortio Mercados Interconectados, 2014)

Para el establecimiento de las vidas útiles de los elementos que no fueron indicados en las bases, el consultor desarrolló un estudio de mercado para determinar costos, y además vidas útiles.

Las establecidas por el consultor para elementos particulares, son las siguientes:

Tabla 14: Detalle de las vidas útiles establecidas en el estudio definitivo del tercer proceso de tarificación troncal

Componente	Vida útil (años)
Sistema SCADA	
SCADA	10
Softwares para la Operación	
Dig Silent monousuario	9
Otros (Dig Silent, Ose2000, PSSE, EMTP, software de protección, software para inspecciones visuales)	5
Vehículos de Operación	
Vehículos ⁵⁸	8
Equipos VHF y Teléfonos Satelitales	
Base VHF, UCR, UHF, repetidor VHF, Handy, teléfono satelital	3
Telecomando S/E Diego de Almagro	
Telecomando	15
Equipos Especiales de Mantenimiento	
Equipos termovisores; GPS; medidores de altura; equipos de llenado de gas de interruptores; amperímetro de tenaza; detector de fugas de gas; medidor de corriente de fuga; cámaras de coronografía; filtradoras de aceite; manipuladoras de gas SF6; osciloscopio; medidores de resistencia de aislación para circuitos de control; caja de calibración y/o verificación para relés electromagnéticos,	10

⁵⁸ El consultor no especifica explícitamente una vida útil, pero establece un periodo de amortización de 8 años cuando se consideraba una compra financiada.

Componente	Vida útil (años)
electrónicos y numéricos; localizador de fallas portátil; computadores portátiles; cajas de pruebas ⁵⁹	
Otros relacionados con actividades de administración	
Mobiliario, línea blanca, computación, software, vehículos	5
Comunicaciones excepto celulares	10
Celulares	3
Inmobiliario	50

Fuente: Elaboración propia en base a (Consortio Mercados Interconectados, 2014)

TARIFICACIÓN DE LA SUBTRANSMISIÓN

El análisis que se realiza de la tarificación de la transmisión incluye la revisión de los procesos tarifarios comprendidos desde 2007 a la fecha. En el caso del último cuatrienio, se contemplaron los resultados de los estudios previos y posteriores a la modificación de la Ley Eléctrica, es decir, se revisan proceso de tarificación de subtransmisión y de transmisión zonal y dedicada.

PROCESO DE TARIFICACIÓN 2007 – 2010

En la Resolución Exenta N°791 del CNE, del 28 de noviembre de 2005⁶⁰ se establecen las siguientes vidas útiles:

- *Obras civiles en subestaciones, estructuras de líneas y edificios:* 40 años
- *Equipamiento electromagnético y electromecánico:* 30 años
- *Conductores de líneas y elementos de sujeción y aislación:* 20 años
- *Equipos de control y telecomando:* 10 años
- *Equipamiento computacional:* 5 años
- *Vehículos:* 10 años
- *Equipamiento de oficina no fungible:* 15 años
- *Equipamiento de operación y mantención no fungible:* 15 años

En el Informe Técnico se establecen vidas útiles de elementos no considerados en las bases, aun cuando no se indica cómo fueron estimados. Estos parámetros se muestran a continuación:

Tabla 15. Vida útil de las instalaciones de subtransmisión, primer periodo tarifario, Chile

Ítem	Vida útil (años)
Edificio administrativo	40
Bodegas y talleres técnicos	40
Tecnología de información	
Sistemas administrativos, microinformática, sistemas de telecomunicaciones	5

⁵⁹ El consultor no establece vidas útiles por elementos, sino que una para todos los equipos especiales de mantenimiento, y entrega un detalle de los equipos que incluyen.

⁶⁰ Resolución Exenta N°791 del CNE, del 28 de noviembre de 2005 - Aprueba Bases Definitivas de Estudios para la determinación del Valor Anual de los Sistemas de Subtransmisión

Ítem	Vida útil (años)
SCADA	8
Sistema de control	5
Unidades remotas terminales, Sistema de telecomunicaciones	10
GIS	5
Vehículos administrativos y técnicos	10
Equipos de laboratorio	15
Equipos y herramientas para mantenimiento	
Transformadores, seccionadores e interruptores	30
Conductores	20
Protección sobrecorriente	10
Resto	15
Equipos de oficina	15
Sistemas de alarmas de SSEE	15
Otros equipos	15
Terrenos	Perpetuo

Fuente: Resolución Exenta N°695 del 31 de octubre de 2006, CNE⁶¹

PROCESO DE TARIFICACIÓN 2011 – 2014

En las Bases Técnicas Definitivas, establecidas en la Resolución Exenta N°75 del 27 de enero de 2010, de la Comisión Nacional de Energía⁶² se establece que: “La vida útil de cada tipo de instalación que conforma el VI del sistema adaptado, se establecerá conforme lo siguiente:

Obras civiles en subestaciones, estructuras de líneas y edificios	(OCE):	40 años
Equipamiento electromagnético y electromecánico	(EEE):	30 años
Conductores de líneas y elementos de sujeción y aislación	(CSA):	20 años
Equipos de control y telecomando	(ECT):	10 años
Equipamiento computacional	(EQC):	5 años
Vehículos	(VEH):	10 años
Equipamiento de oficina no fungible	(ONF):	15 años
Equipamiento de operación y mantención no fungible	(MNF):	15 años”

Al revisar los resultados generados por los distintos consultores que desarrollaron los estudios de tarificación de la subtransmisión para este cuatrienio, se aprecia que no establecieron otros valores para la vida útil, lo que se puede verificar, por ejemplo, en solo realizan una separación entre software y hardware cuando se refieren a los equipo computacionales, manteniendo la vida útil, lo mismo con los sistemas de comunicaciones, que se presentan separados de los sistemas SCADA, pero con igual VU, como puede apreciarse en (PA Consulting, 2010). Lo anterior difiere de lo que ocurre en (KEMA, 2010), donde se establece

⁶¹ Resolución Exenta N°695 del 31 de octubre de 2006, CNE - Aprueba Informe Técnico que contiene las observaciones y correcciones a los Estudios para la Determinación del Valor Anual de los Sistemas de Subtransmisión junto con las fórmulas tarifarias respectivas. Cuatrienio 2006-2009.

⁶² Resolución Exenta N°75 del 27 de enero de 2010, de la Comisión Nacional de Energía - Aprueba Bases Técnicas Definitivas de Estudios para la determinación del Valor Anual de los Sistemas de Subtransmisión para el cuatrienio 2011-2014.

que la vida de equipos SCADA/EMS es de 5 años, mientras que la de unidades terminales remotas asciende a 10 años.

PROCESO DE TARIFICACIÓN 2015 – 2019

En la Resolución Exenta 93 del 24 de marzo de 2014 de la Comisión Nacional de Energía⁶³, relativa al proceso de tarificación de la subtransmisión para el periodo 2015-2019 se establece que:

“La vida útil de cada tipo de instalación que conforma el VI del sistema adaptado, se establecerá conforme a lo siguiente:

<i>Terrenos y servidumbres</i>	<i>(TYC) Perpetua</i>
<i>Obras civiles</i>	<i>(OCI) 50 años</i>
<i>Estructuras de líneas o subestaciones</i>	<i>(EST) 50 años</i>
<i>Elementos de sujeción y aislación</i>	<i>(ESA) 30 años</i>
<i>Equipamiento electromecánico y electromagnético</i>	<i>(EEE) 40 años</i>
<i>Conductores</i>	<i>(CON) 50 años</i>
<i>Protecciones electromecánicas o electromagnéticas</i>	<i>(PEE) 10 años</i>
<i>Protecciones digitales</i>	<i>(PDI) 15 años</i>
<i>Equipos de control y telecomando</i>	<i>(ECT) 10 años</i>
<i>Bienes inmuebles distintos a los terrenos</i>	<i>(BIN) 50 años</i>
<i>Equipamiento de operación y mantenimiento no fungible</i>	<i>(MNF) 15 años</i>
<i>Equipamiento de oficina no fungible</i>	<i>(ONF) 15 años</i>
<i>Equipamiento computacional</i>	<i>(EQC) 5 años</i>
<i>Vehículos</i>	<i>(VEH) 10 años”</i>

Para este segmento, no se establecieron vidas útiles adicionales a las establecidas en las bases, para efectos del cálculo del A.V.I. de las instalaciones, como puede verificarse en (CNE, Informe Técnico Final, 2017) para la transmisión zonal y dedicada en el bienio 2018 – 2019, o en (CNE, Documento de trabajo, 2015) para los sistemas de subtransmisión en el cuadrienio 2016-2019.

Resulta relevante mencionar que en (Synex, ElectroNet, Mercados Energéticos, 2015), se establece como una fuente relevante de información el *Estudio de Precios de Mercado de Equipos y Materiales de Subtransmisión para el Estudio tarifario 2014-2018*, preparado por ALV & Asociados Consultores⁶⁴, y se indica que:

“Los precios unitarios del Estudio de Mercado fueron comparados con la base de datos del consultor, para lo cual se escogieron los siguientes ítems:

- Transformadores de poder (corresponden al 90% del monto total de esta obra)*
- Equipos de compensación (corresponde al 65% del monto total de esta obra)*
- Equipos primarios (corresponde al 50% del monto total de un paño)*

⁶³ Resolución Exenta N°93 del 24 de marzo de 2014 de la Comisión Nacional de Energía - Aprueba Bases Definitivas de los Estudios para la determinación del Valor Anual de los Sistemas de Subtransmisión

⁶⁴ Los resultados de este estudio fueron considerados por todos los consultores que participaron en el desarrollo de estudios de tarificación para el segmento de subtransmisión.

- *Protección y control (corresponde al 25% del monto total de un paño)*
- *Conductores (corresponde al 15% del monto total de una línea)”*

TARIFICACIÓN DE LOS SISTEMAS MEDIANOS

En los sistemas medianos se realiza de forma conjunta estudios que incluyen generación y transmisión. Es por ello que cuando se presentan las vidas útiles se entregan las de ambos tipos de instalaciones.

PROCESO DE TARIFICACIÓN 2007

Para este proceso de tarificación no se evacuaron Bases Técnicas unificadas para todos los estudios. Sin embargo, en todas ellas publicadas en 2007 se establecieron las mismas vidas útiles en todos ellos. Las Bases Técnicas están contenidas en las siguientes Resoluciones Exentas:

- **Puerto Williams:** Resolución Exenta N°785 del 19 de noviembre de 2007, de la Comisión Nacional de Energía - Aprueba Bases Definitivas para la Realización del Estudio del Sistema Mediano de Puerto Williams.
- **Hornopirén, Cochamó e Isla de Pascua:** Resolución Exenta N°377 del 19 de junio de 2007, de la Comisión Nacional de Energía - Aprueba Bases Definitivas para la Realización del Estudio de Sistemas Medianos de Cochamó, Hornopirén e Isla de Pascua.

Las vidas útiles establecidas en las Bases Técnicas antes mencionadas fueron:

<i>“Unidades Generadoras Hidráulicas:</i>	<i>40 años</i>
<i>Otras Unidades Generadoras:</i>	<i>20 años</i>
<i>Obras civiles en subestaciones, estructuras de líneas y edificios:</i>	<i>40 años</i>
<i>Equipamiento electromagnético y electromecánico:</i>	<i>30 años</i>
<i>Conductores de líneas y elementos de sujeción y aislación:</i>	<i>20 años</i>
<i>Equipos de control y telecomando:</i>	<i>10 años</i>
<i>Equipamiento computacional:</i>	<i>5 años</i>
<i>Vehículos:</i>	<i>10 años</i>
<i>Equipamiento de oficina no fungible:</i>	<i>15 años</i>
<i>Equipamiento de operación y mantención no fungible:</i>	<i>15 años”</i>

Como excepción a lo anterior se encuentra lo verificado en las Bases Técnicas de los estudios de Aysén y Magallanes (Resolución Exenta N°471 del 27 de julio de 2005, de la Comisión Nacional de Energía ⁶⁵), donde se indica que las vidas útiles deben ser determinadas por el consultor. Luego, las vidas útiles establecidas en los estudios es la mostrada en la tabla siguiente:

⁶⁵ Resolución Exenta N°471 del 27 de julio de 2005, de la Comisión Nacional de Energía - Aprueba Bases Definitivas para la Realización del Estudio de Sistemas Medianos.

Tabla 16. Vidas útiles instalaciones en SSMM Aysén y Magallanes, Chile

Componente	Magallanes	Aysén
	Vida útil (años)	
Módulos de generación (unidades generadoras)	20	Térmicas: 15 Eólicas: 20 Hidráulicas: 30 (*)
Módulos de infraestructura de generación	40	-
Módulos de transmisión	30	-
Módulos de infraestructura de transmisión	40	40 (**)
Edificios	40 - 80 ⁶⁶	-
Fuente	(SYSTEP, 2006)	(*) (CNE, Cuadrenio 2007 - 2010, 2006) (**) (GTD, Informe Final, 2006)

Fuente: Elaboración propia en base a fuentes enunciadas

Es importante mencionar que en ambos estudios se consideraron 4 módulos de generación:

- Módulos de alimentador,
- Módulos de barra,
- Módulos de línea, y
- Módulos de transformación.

PROCESO DE TARIFICACIÓN 2010-2014

En las Bases Técnicas de los estudios de tarificación de Sistemas Medianos, contenidas en la Resolución Exenta N°1041 del 9 de octubre del 2009, de la Comisión Nacional de Energía⁶⁷, se establece que: "La vida útil de cada tipo de instalación que conforma el valor de inversión del sistema de generación y transmisión se establecerá conforme a lo siguiente:

Unidades generadoras hidráulicas:	40 años
Otras unidades generadoras:	20 años
Obras civiles en subestaciones, estructuras de líneas y edificios:	40 años
Equipamiento electromagnético y electromecánico:	30 años
Conductores de líneas y elementos de sujeción y aislación:	20 años
Equipos de control y telecomando:	10 años
Equipamiento computacional:	5 años
Vehículos:	10 años
Equipamiento de oficina no fungible:	15 años
Equipamiento de operación y mantención no fungible:	15 años"

⁶⁶ Considera la suma de la vida útil remanente y la antigüedad reportada.

⁶⁷ Resolución Exenta N°1041 del 9 de octubre del 2009, de la Comisión Nacional de Energía - Aprueba Bases Definitivas para la Realización de los Estudios de los Sistemas Medianos de Aysén, Palena, General Carrera, Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir, Puerto Williams, Cochamó y Hornopirén.

Cabe desatracar que en el desarrollo de los estudios de tarificación de los sistemas medianos no se establecieron vidas útiles adicionales a las mencionadas en las Bases Técnicas, como puede verificarse, por ejemplo, en (GTD, Estudio de Tarificación del Sistema Mediano de Hornopirén, 2010).

PROCESO DE TARIFICACIÓN 2014-2018

Por otro lado, en las bases del proceso de tarificación de los sistemas medianos para el periodo 2014-2018 (Resolución Exenta N°751 del 29 de noviembre de 2013, de la Comisión Nacional de Energía⁶⁸)

“La vida útil de cada tipo de instalación que conforma el valor de inversión del sistema de generación y transmisión se establecerá conforme a lo siguiente:

<i>Unidades generadoras hidráulicas:</i>	<i>50 años</i>
<i>Unidades generadoras diésel y biomasa:</i>	<i>20 años</i>
<i>Unidades generadoras eólicas:</i>	<i>20 años</i>
<i>Otras unidades generadoras:</i>	<i>24 años</i>
<i>Obras civiles en subestaciones, estructuras de líneas y edificios:</i>	<i>40 años</i>
<i>Equipamiento electromagnético y electromecánico:</i>	<i>30 años</i>
<i>Conductores de líneas y elementos de sujeción y aislación:</i>	<i>20 años</i>
<i>Equipos de control y telecomando:</i>	<i>10 años</i>
<i>Equipamiento computacional:</i>	<i>5 años</i>
<i>Vehículos:</i>	<i>10 años</i>
<i>Equipamiento de oficina no fungible:</i>	<i>15 años</i>
<i>Equipamiento de operación y mantención no fungible:</i>	<i>15 años</i>
<i>Terrenos y Servidumbre:</i>	<i>Perpetuidad”</i>

Es importante mencionar que en los Informes Técnicos Definitivos no establecen vidas útiles distintas a las establecidas en las Bases Técnicas.

DISCREPANCIAS PRESENTADAS AL PANEL DE EXPERTOS

El Panel de Expertos, como ente de resolución de conflictos, se ha pronunciado respecto de la vida útil de instalaciones. A continuación, se presentan las reclamaciones presentadas y la resolución del conflicto.

DICTAMEN N°9 DE 2005

El Panel se pronunció respecto de la *Discrepancia: Bases de los estudios para la determinación del valor anual de los sistemas de subtransmisión, indicadas en el artículo 71-39 de la Ley General de Servicios Eléctricos*. En particular se resumen los análisis realizados en el punto 5.6 del Dictamen, respecto a la Vida Útil.

⁶⁸ Resolución Exenta N°751 del 29 de noviembre de 2013, de la Comisión Nacional de Energía – Aprueba Bases Definitivas para la Realización de los Estudios de los Sistemas Medianos de Aysén, Palena, General Carrera, Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir, Puerto Williams, Cochamó y Hornopirén.

Como antecedente se puede mencionar que, en las Bases Preliminares, la CNE estableció las VU que se muestran en la tabla siguiente:

Tabla 17. VU establecidas en Bases Preliminares del proceso de subtransmisión, 2005

Tipo de instalación		VU (años)
1	Obras civiles en subestaciones, estructuras de líneas y edificios	40
2	Equipamiento electromagnético y electromecánico	15
3	Conductores de línea	20
4	Equipo de control y telecomando	10
5	Equipamiento computacional	5
6	Vehículos	10
7	Equipamiento de oficina no fungible	15
8	Equipamiento de operación y mantención no fungible	15

Fuente: Dictamen N°9 DE 2005

Este punto fue observado por las empresas Arauco Generación S.A., AES Gener S. A. y Norgener S. A., que discreparon sobre el tipo de instalación 2 y 3 de la tabla anterior. Estas empresas presentaron observaciones a las mencionadas bases, que fueron acogidas parcialmente por la CNE. Así, la VU de "Equipamiento electromagnético y electromecánico"⁶⁹ se amplió a 30 años respondiendo a la observación de Arauco Generación S. A. por su parte, Chilectra y SAESA solicitan que estos parámetros sean definidos por el consultor, y es lo que presentan como discrepancia ante el Panel.

En su análisis el Panel reconoce que el cálculo de la VU es un proceso complejo, donde *"interesa determinar valores referenciales para distintos tipos o familias de instalaciones"*. Las VU que dependen, entre otros, de los siguientes aspectos:

- Obsolescencia tecnológica,
- Aspectos medioambientales: temperatura ambiente, exposición a la luz, salinidad, contaminantes atmosféricos, etc.,
- Prácticas de operación,
- Prácticas de mantenimiento,
- Calidad de los materiales utilizados por el fabricante,
- Márgenes de diseño del fabricante,
- Coordinación de los sistemas de protección,
- Calidad de equipos de protección asociados,
- Métodos utilizados para la mitigación de fenómenos transitorios,
- Métodos de puesta a tierra,

⁶⁹ En el mismo Dictamen se establece que a esto corresponde amplia gama de equipos tales como transformadores de poder, interruptores de poder, equipos de compensación de reactivos y seccionadores.

- Química de los sistemas de aislamiento,
- Nivel de exposición a perturbaciones y fallas,
- Calidad del servicio postventa de proveedores.

Complementariamente, para revisar la VU de estos equipos, el Panel revisa el valor de este parámetro que utilizan distintos reguladores, concluyendo que: *"el uso de 30 años como vida útil asociada a este tipo de equipamiento es común y parece corresponder a un valor que refleja el desempeño de estos equipos en un sistema eléctrico de potencia"*.

De manera unánime, el Panel decide rechazar la discrepancia, y mantener las bases tal cual las estableció la CNE.

DICTAMEN N° 10 DE 2006

El Panel conoció la Discrepancia: Fijación de los peajes de subtransmisión Cuadrienio 2006-2009 SIC-6, que, entre otras materias, consideraba la petición de considerar para SCADA+EMS una vida útil de 5 años, mientras que la CNE consideraba un valor de 10 años que es el asignado a todos los equipos de control y telecomando.

Para decidir el Panel generó un listado de los principales elementos que componen el ítem, para clasificarlos según las categorías indicadas en las bases:

- Aplicaciones EMS (software): equipamiento computacional,
- Software de supervisión: equipamiento computacional,
- Servidores: equipamiento computacional,
- Desktop: equipamiento computacional,
- Monitores: equipamiento computacional,
- Impresoras: equipamiento computacional,
- Unidades de almacenamiento de información: equipamiento computacional,
- Firewall: equipamiento computacional,
- Router: equipamiento computacional,
- GPS: equipos de control y Telecomando,
- UPS: equipamiento computacional,
- Grupo motor generador: equipamiento electromagnético y electromecánico

Dado que solo 2 equipos, que representan una pequeña fracción del VI, son distintos a equipos computacionales, el Panel decide acoger la petición de EMEL, dejando la VU de SCADA+EMS en 5 años.

Cabe destacar que este mismo reclamo se discute en los Dictámenes N°4, 5, 6, 8, 9 de 2006, manteniendo el mismo argumento que en el Dictamen N°10 de 2006.

DICTAMEN N°1 DE 2007

La Discrepancia: "Informe Técnico para la Determinación del Valor Anual y Expansión de los Sistemas de Transmisión Troncal – Cuadrienio 2007-2011", en lo que se refiere a las vidas útiles fue presentada por Transelec, con presentaciones complementarias de AES Gener S.A., Colbún S.A. y Endesa.

Transelec señala que el consultor basó sus resultados en el estudio de CIGRE, aun cuando, a juicio de Transelec, el objetivo de este no era estimar vidas útiles económicas, sino que determinar la antigüedad de las instalaciones y los problemas con el envejecimiento, correspondiendo, además, a una encuesta y no a una muestra representativa.

Transelec complementa que *"la vida útil de aquellas instalaciones que han sobrevivido en el tiempo no son representantes fieles de la vida útil de la población de instalaciones nuevas"*, y que *"CIGRÉ N° 176 no entrega los antecedentes que permitirían realizar los cálculos de la vida útil económica: tasas de descuento utilizadas, estándares de calidad de servicio, multas y sanciones, condiciones climáticas, etc."*

La empresa agrega que⁷⁰:

- La muestra de países no resulta representativa,
- La tasa de crecimiento de la demanda en Chile es más elevada que en los países de la muestra, por lo que el reemplazo de instalaciones sería mayor en el caso nacional, y, por lo tanto, la vida útil económica, menos,
- La utilización de antigüedad de líneas existentes en Chile induce a error, dado que algunas líneas no son troncales, otras fueron concebidas con criterios de muy largo plazo y evaluación social, no se entrega historial de costos de ampliación, renovación y COMA, no analiza prácticas de mantenimiento, no analiza cambios tecnológicos ni indica si existía obligatoriedad de inversión,
- El concepto de vida útil económica solo puede ser mencionado históricamente, desde 1991, cuando las instalaciones de transmisión empiezan a percibir retribuciones por parte de terceros,
- Según cuando el elemento fue adquirido, puede observar falta de repuestos antes del final de la vida útil,
- En Chile el mantenimiento de instalaciones es más oneroso, por lo que debe considerarse el valor mínimo del rango de VU,
- Respecto a *"modificaciones de las obras iniciales por conveniencia económica de ampliaciones de capacidad de instalaciones existentes y capacidades físicas excedidas"*, se indica que la ampliación no cambia la VU física del resto de los componentes no ampliados, por lo que la VU de los elementos no ampliados limitan la de la ampliación,
- Las subestaciones comparten instalaciones troncales, de subtransmisión y adicionales, por lo que la vida útil de los componentes comunes no debería ser superior a la menor vida útil de cada sistema.

⁷⁰ Según se recoge en el mismo Dictamen.

- Dadas las condiciones climáticas de Chile la VU de los conductores debiese estar en el rango inferior de la estimación, siendo de 35 años,
- El Consultor no realizó cálculos económicos que permitieran determinar si las vidas útiles económicas que utilizó permitían recuperar el VI de las instalaciones,
- La VU económica se relaciona al momento en que se requiere la ampliación o desecho de una instalación existente con el fin de disminuir los costos. Transelec señala que se puede desechar, ampliar o reemplazar una instalación antes o al final de la VU técnica.
- La vida útil económica de una instalación diseñada para el sistema eléctrico, con un horizonte de 10 años y con incertidumbre de plan de obras de generación, es menor que la vida útil económica de instalaciones de transmisión que fueron diseñadas entre los años 1950 y 1990 en forma centralizada, utilizando un horizonte de estudio de 20 o más años.

Para determinar la vida útil económica es necesario evaluar el momento en que, desde el punto de vista económico, es necesaria la ampliación o desecho de una instalación existente con el fin de disminuir los costos de inversión operación y falla del sistema. De acuerdo a Transelec se puede desechar, ampliar o reemplazar una instalación antes o al final de la vida útil técnica. Con lo anteriormente expuesto, Transelec solicita lo siguiente:

1. La vida útil de las líneas aéreas debe ser de 31 años.
2. La vida útil de los equipos primarios debe ser de 31 años.
3. La vida útil de transformadores y reactores debe ser de 32 años.
4. La vida útil de los equipos de compensación reactiva debe ser de 23 años.
5. La vida útil de las protecciones electromecánicas y electrónicas debe ser de 22 años."

Por su parte, AES Gener, Colbún y la Empresa Nacional de Electricidad realizan distintos descargos en los que dan validez a los resultados entregados por el consultor y contradicen distintos puntos de los argumentos de Transelec.

Luego, con lo anterior, el Panel debe pronunciarse ante 5 peticiones, con 2 alternativas para cada una, las que se muestran en la tabla siguiente:

Tabla 18. Materias de la discrepancia resuelta en Dictamen N°1-2007

Petición	Alternativa 1	Alternativa 2
	Vida útil (años)	
1: Líneas aéreas	31	50
2: Equipos primarios	31	40
3: Transformadores y reactores	32	40
4: Compensación reactiva	23	40
5: Protecciones electromecánicas y electrónicas	22	30

Fuente: Dictamen N°1-2007

Ante la discrepancia planteada, el Panel realizó el análisis siguiente, como se recoge del mismo Dictamen:

- Aun cuando la VU económica puede diferir de la técnica, esto no se verifica para todos los equipos de transmisión troncal. Se establecen las consideraciones siguientes:
 - La amenaza de cambio tecnológico para los activos de transmisión es reducida,
 - El costo de mantenimiento y las tasas de fallas presentan pocas variaciones hasta cerca del final de la VU técnica,
 - Ante aumentos de demanda es posible reubicar transformadores reemplazados, aumentar la capacidad de las líneas construyendo otras en paralelo o agregando circuitos a las líneas existentes.
 - La VU económica y técnica pueden no acercarse cuando el valor residual de un elemento reemplazado es marginal, por ejemplo, en el cambio de un conductor o interruptores.
- Transelec tiene razón al señalar que el objetivo del estudio de CIGRE no era estimar VU económicas, por lo que el uso de dichos valores debe ser cuidadosamente estudiado,
- El problema de la determinación de VU es que no existe suficiente experiencia, dado que gran parte de los equipos no ha sido reemplazado aun,
- La agrupación de los activos es distinta entre los estudios de CIGRE y el del Consultor. Por ejemplo, el CIGRE se definen VU de conductores y torres, mientras que en el Estudio del Consultor se definen "líneas aéreas".
- En el caso de elementos reemplazados, el consultor establece que *"reconocer como parte del VI de la instalación modificada, el VI de la instalación existente, el VI de la modificación y el beneficio por el valor residual de los equipos y materiales recuperados. Entendido así el nuevo VI, no se produce obsolescencia alguna para la instalación inicial, pues el VI neto que de ella persiste sigue siendo recuperado por el transmisor"*. El Panel establece la congruencia del procedimiento, aun cuando presenta ciertos inconvenientes.

Considerando todos los antecedentes antes expuestos, el Panel de Expertos optó por lo siguiente:

- **La vida útil de las líneas aéreas es de 50 años.** Se consideran las siguientes participaciones de los componentes en el VI de las líneas con servidumbre: servidumbre: 23%, conductor: 32,4%, torres: 36,1%, y aisladores 8,4%. Considerando que la VU es la suma ponderada de las VU de los componentes (metodología descrita en el Dictamen), se obtienen 50,2 años
- **La vida útil de los equipos primarios es de 40 años.** No se ha recibido información de reemplazos de equipos distintos a una breve proporción de interruptores o desconectores, se estima esta opción como más representativa de la VU.
- **La vida útil de transformadores y reactores es de 40 años.** En Chile no ha habido retiros de transformadores de poder (154 kV o más) que hayan debido ser retirados antes de ese lapso.

- **La vida útil de los equipos de compensación reactiva es de 40 años.** Dado que resulta consistente con lo dirimido en el caso de equipos primarios.
- **La vida útil de las protecciones electromecánicas y electrónicas es de 30 años.** Esto porque la vida útil económica está dada por la física y la solicitud de Transelec no fue bien fundamentada.

DICTAMEN N°12 DE 2009

Ante la Discrepancias sobre las Bases Definitivas para la realización de los Estudios de los Sistemas Medianos, presentadas por EDELMAG, señalando que realizó obras obligatorias de una vida útil de 20 años, y que en las bases no se instruye al consultor a incorporarlas para el proyecto de reposición eficiente aun cuando puedan generar ineficiencias.

El Panel decidió rechazar el requerimiento de la empresa dado que no se sustentaba considerando la LGSE.

DICTAMEN N°14 DE 2009

Este dictamen respondió a las *Discrepancias sobre las Bases Técnicas y Administrativas Definitivas para la realización del Estudio de Transmisión Troncal*. Las observaciones fueron presentadas por Transelec y ENDESA.

Transelec señala que las vidas útiles consideradas para el segundo proceso de tarificación son las mismas que las propuestas en el estudio anterior, salvo el establecimiento de un procedimiento especial para hacerse cargo de aquellas instalaciones que sufren modificaciones por ampliación en el primer proceso. La empresa señala que:

“En la Página 185 del Informe Final, Parte II, el consultor del Estudio de Transmisión Troncal 2006-2007 señaló:

“La conveniencia económica de realizar ampliaciones de instalaciones existentes, implica que ello resulta más conveniente que construir nuevas instalaciones. Esto conduce a reconocer como parte del VI de la instalación modificada, el VI de la instalación existente, el VI de la modificación y el beneficio por el valor residual de los equipos y materiales recuperados. Entendido así el nuevo VI, no se produce obsolescencia alguna para la instalación inicial, pues el VI neto que de ella persiste sigue siendo recuperado por el transmisor.””

Transelec señala que el Panel de Expertos en el Dictamen N°1-2007, indicó que *“en la mayoría de los casos la vida útil física y la vida útil económica eran similares, por lo que se podía usar la vida útil física de los elementos en reemplazo de la vida útil económica”*. Que además descartó la metodología utilizada por el consultor utilizando la experiencia del Panel, VU entregadas por Transelec y resultados del estudio de CIGRE, estableciendo en 40 años la VU de los transformadores de potencial y de los desconectores, y de 50 años para líneas.

Luego, solicita establecer una VU de 37 años para equipos primarios y 44 años para líneas aéreas sin servidumbres.

Por su parte ENDESA solicita que las VU sean determinadas por el consultor y no establecidas en las bases.

Por cuestiones formales, esta discrepancia fue declarada no admisible.

DICTAMEN N°1 DE 2014

Este Dictamen fue evacuado dada la presentación de distintas empresas de subtransmisión⁷¹, de discrepancias por, entre otras materias, las vidas útiles establecidas en las Bases Definitivas del proceso de tarificación, expresadas en la Resolución Exenta CNE N°6/2014, donde las empresas solicitaban que se utilizaran las observadas en los procesos de tarificación anteriores.

El cambio realizado por la Comisión Nacional de Energía apuntaba a homologar las vidas útiles de subtransmisión con las de transmisión troncal. Las empresas señalan que existe una serie de factores que hacen que ambos procesos no sean homologables:

- **Optimización y prescindibilidad:** en el proceso de tarificación de la subtransmisión se realiza un proceso de optimización, similar a lo que ocurre con distribución, pudiendo prescindir de ciertos activos antes de que alcancen el fin de su vida útil.
- **Remuneración:** Para la transmisión troncal se establece un pago fijo anual, mientras que la subtransmisión se remunera en función de la demanda, lo que implica un nivel de riesgo mayor.
- **Proyección de demanda:** La demanda en subtransmisión se proyecta a 10 años, por lo que los conductores remunerados son aquellos requeridos según dicha proyección. No obstante lo anterior, la vida útil que se pretendía establecer era de 50 años, aun cuando por diseño se presentaban estrecheces que hacían necesario su cambio antes del fin de su VU.

Además de lo anterior, las empresas manifestaron, respecto de equipos de control y Telecomando, que la CNE pretendía establecer su vida útil en 30 años, aun cuando la revisión cada 4 años de la Norma Técnica hacía que estos quedaran obsoletos en plazos más breves que los propuestos por la autoridad.

En resumen, respecto los requerimientos de las distintas empresas, contrastados con las Bases, se muestra en la tabla siguiente:

Tabla 19. Requerimientos de las empresas en discrepancia al Panel de Experto, 2014

Tipo de instalación	Bases	Chilectra	Transnet	Chilquinta	Saesa	Transelec
	Vida útil (años)					
Obras civiles	50	40	40			40
Estructuras de líneas o subestaciones	50	40	40			40
Elementos de sujeción y aislación	50	20	20			20
Equipamiento electromecánico y electromagnético	40	30	30			30
Conductores	50	20	20			20

⁷¹ AES Gener S.A., Chilectra S.A., Chilquinta Energía S.A., Sociedad Austral de Electricidad S.A., Empresa Eléctrica de la Frontera, Transelec S.A., Transelec Norte S.A., y Transnet S.A.

Tipo de instalación	Bases	Chilectra	Transnet	Chilquinta	Saesa	Transelec
	Vida útil (años)					
Protecciones electromecánicas y electromagnéticas	30	10				
Protecciones digitales	15	10				
Equipos de control y Telecomando	30	10	10	10	10	10
Bienes inmuebles distintos a los terrenos	50	40	40			40

Fuente: Dictamen N°1-2014, Panel de Expertos

Los integrantes del Panel realizan una revisión de los antecedentes aportados por las empresas, lo resuelto ante otras discrepancias y la normativa técnica actual, para establecer las vidas útiles siguientes:

Tabla 20. Vidas útiles establecidas en Dictamen 1 de 2014

Tipo de instalación	Vida útil (años)
Obras civiles	50
Estructuras de líneas o subestaciones	50
Elementos de sujeción y aislación	30
Equipamiento electromecánico y electromagnético	40
Conductores	50
Protecciones electromecánicas y electromagnéticas	10
Protecciones digitales	15
Equipos de control y Telecomando	10
Bienes inmuebles distintos a los terrenos	50

Fuente: Dictamen N°1-2014, Panel de Expertos

ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN NACIONAL

De la revisión de la situación nacional, es posible afirmar que en lo que se refiere al segundo y tercer proceso de la transmisión troncal y en todos los procesos de tarificación de sistemas medianos, en lo que respecta a los ítems relacionados a transmisión, no se observaron cambios.

Cabe destacar que, en el desarrollo del primer proceso de tarificación troncal, se encargó al consultor la determinación de las vidas útiles. Por falta de data a nivel nacional, este consideró los resultados del estudio CIGRE, situación que fue objetada por las empresas. El Panel dictaminó, en la mayoría de los casos, acoger lo indicado por el consultor. Estos resultados fueron replicados en las bases de los procesos de tarificación posteriores.

Por su parte, en subtransmisión, si se aplicaron modificaciones en, tanto en la extensión de las vidas útiles, como en los ítems considerados, como se puede ver en la tabla siguiente;

Tabla 21. Vida útil, en años, de los activos considerados en distintos procesos de tarificación de la subtransmisión

Activos	Proceso 1 y 2	Proceso 3
Obras civiles en subestaciones, estructuras de líneas y edificios	40	-
Obras civiles	-	50
Estructuras de líneas y subestaciones	-	50
Equipamiento electromagnético y electromecánico	30	40
Protecciones electromecánicas o electromagnéticas	-	10
Protecciones digitales	-	15
Conductores de líneas y elementos de sujeción y aislación	20	-
Conductores	-	50
Elementos de sujeción y aislación	-	30
Equipos de control y telecomando	10	10
Equipamiento computacional	5	5
Vehículos	10	10
Equipamiento de oficina no fungible	15	15
Equipamiento de operación y mantención no fungible	15	15
Terrenos y servidumbres	-	Perpetua
Bienes inmuebles distintos a terrenos	-	50

Fuente: Elaboración propia en base a información de las Bases Técnicas de los procesos de tarificación de la subtransmisión

El cambio realizado en subtransmisión estuvo orientado a homologar las VU entre los procesos de subtransmisión y transmisión troncal. Como se menciona en el análisis contenido en el Dictamen N°1 de 2014, la mayoría de los cambios impulsados por la CNE fueron acogidos, salvo aquellos relacionados a equipos que presentaban posibilidades de obsolescencia tecnológica.

En resumen, pueden distinguirse 2 hitos primordiales en la determinación de las vidas útiles de los elementos de transmisión:

1. Determinación de vidas útiles de los activos de transmisión troncal en el primer proceso de tarificación troncal. Como se mencionó, se establecieron VU en base a estadísticas internacionales, que fueron validadas en su mayoría, por el Panel de Expertos.
2. Cambio de las VU en el proceso de subtransmisión, orientada homologar los valores con los del troncal. A pesar de que las empresas manifestar que la naturaleza de los negocios era distinta, el Panel desestimó que esto significara que se consideraran VU menores.

RESUMEN DE VALORES DE VIDA ÚTIL NACIONALES E INTERNACIONALES

Como se pudo observar en el análisis presentado en este Informe, a nivel internacional no existe un consenso respecto de los valores aplicables para la vida útil económica de las instalaciones, ni las categorías de éstas que se consideran cuando los parámetros se fijan en la regulación.

A continuación, se presenta, a modo de resumen una tabla que muestra los valores identificados en las realidades regulatorias estudiadas, utilizando como grandes categorías, que agrupan elementos, aquellas definidas en el tercer proceso de tarificación de la subtransmisión, y como detalle las categorías establecidas en las regulaciones particulares de cada realidad analizada.

Tabla 22. Comparación de VU a nivel internacional (parte 1 de 3)

		Chile							Canadá	México	Texas
		Tarificación troncal		Subtransmisión			Sistemas medianos		BC Hydro	Comisión Federal de Electricidad	Weaver and Tidwell
		2 proceso	3 proceso	1 proceso	2 proceso	3 proceso	1 proceso	2 proceso			
Elementos de sujeción y aislación				20	20	30	20	20	20		
Conductor	Líneas Aéreas	50	50								
	Líneas subterráneas										
	Líneas - refit										
	Conductor			20	20	50	20	20	20	50	
	Cable								40		
Estructuras de líneas o subestaciones	Estructuras de líneas o subestaciones					50					
	Ductos								50		
	Postes								35		
	Torres								50		
Equipamiento electromecánico y electromagnético	Equipamiento electromagnético y electromecánico			30	30	40	30	30	30		
	Equipos de conmutación HV, exteriores									30	40
	Equipos de conmutación HV, interiores										
	Bancos de Reactores										
	Condensadores serie										
	Condensadores shunt										
	Reactivos										
	Equipos de Compensación Reactiva	40	40								
	Reactores	40	40								
	Compensación										
	Equipos Primarios	40	40								

		Chile								Canadá	México	Texas
		Tarificación troncal		Subtransmisión			Sistemas medianos			BC Hydro	Comisión Federal de Electricidad	Weaver and Tidwell
		2 proceso	3 proceso	1 proceso	2 proceso	3 proceso	1 proceso	2 proceso	3 proceso			
	Instrumentos de transformadores										30	40
	Reactor de potencia – 500 kV											
	Reactor de potencia – otros											
	Sistemas secundarios de subestaciones											
	Transformadores de potencia - otros Auto											
	Transformadores de potencia - 500 Auto											
	Transformadores	40	40									
Protecciones electromecánicas o electromagnéticas	Protecciones electromecánicas o electromagnéticas					10						
	Enlaces de fusibles											
	Relés Electromecánicos											
	Interruptores											
	Conmutador											
	Pararrayos / contactos separados											
	Desconectadores											
	Disyuntor de potencia											
Equipos de interposición												
Protecciones Electromecánicas y Electrónicas	30	30										
Protecciones digitales	Protecciones digitales					15						
	Relés Electrónicos											

		Chile								Canadá	México	Texas
		Tarificación troncal		Subtransmisión			Sistemas medianos			BC Hydro	Comisión Federal de Electricidad	Weaver and Tidwell
		2 proceso	3 proceso	1 proceso	2 proceso	3 proceso	1 proceso	2 proceso	3 proceso			
	Relés Digitales											
	Subestaciones, diferencial de barras											
Equipos de control y telecomando	Equipos de control y telecomando			10	10	10	10	10	10			
	Equipos electrónicos de control											
	Control de tensión y reactivos											
	Centros de supervisión y maniobra											
	Comunicación											
	Centros de conmutación de redes											
Obras civiles / Bienes inmuebles distintos a terrenos	Obras civiles en subestaciones, estructuras de líneas y edificios			40	40		40	40	40		30	40
	Obras civiles					50						
	Bienes inmuebles distintos a terrenos											
	Estructuras									50		
	Edificios comerciales											
	Centros de supervisión, edificio de control											
	Establecimiento											
	Otros (no redes)											
	Construcciones											
	Servicio de la estación											
Subestación bus												

		Chile								Canadá	México	Texas
		Tarificación troncal		Subtransmisión			Sistemas medianos			BC Hydro	Comisión Federal de Electricidad	Weaver and Tidwell
		2 proceso	3 proceso	1 proceso	2 proceso	3 proceso	1 proceso	2 proceso	3 proceso			
Terrenos y servidumbres	Terrenos					Perpetua			Perpetuidad	Perpetuo	30	40
Vehículos	Vehículos motorizados			10	10	10	10	10	10			
Equipamiento computacional	Equipamiento computacional			5	5	5	5	5	5			
Equipamiento de oficina no fungible	Equipamiento y muebles de oficina			15	15	15	15	15	15			
Equipamiento de operación y mantenimiento no fungible	Equipamiento de operación y mantenimiento no fungible			15	15	15	15	15	15			
	Baterías / cargadores											
Líneas de transmisión en postes de madera												
Subestaciones												

Fuente: Elaboración propia

Tabla 23. Comparación de VU a nivel internacional (parte 2 de 3)

		Ruanda	Ecuador	Perú	Argentina	Uruguay	España	Inglaterra	Colombia
		Ruanda Utilities Regulatory Authority	Consejo Nacional de Electricidad	Ley de Concesiones Eléctricas	DISTROCUYO	Reglamento de Transmisión de Energía Eléctrica	Real Decreto 1047/2013	OFGEM	UPME
Elementos de sujeción y aislación				30	Determinados en estudios por obra	30	40	45	
Conductor	Líneas Aéreas	30	45						40
	Líneas subterráneas								40
	Líneas - refit								
	Conductor								
	Cable								
Estructuras de líneas o subestaciones	Estructuras de líneas o subestaciones								
	Ductos								
	Postes								
	Torres								
Equipamiento electromecánico y electromagnético	Equipamiento electromagnético y electromecánico								
	Equipos de conmutación HV, exteriores	25							
	Equipos de conmutación HV, interiores	25							
	Bancos de Reactores								30
	Condensadores serie								
	Condensadores shunt								
	Reactivos								
	Equipos de Compensación Reactiva								
	Reactores								
	Compensación								30
	Equipos Primarios								
	Instrumentos de transformadores								
	Reactor de potencia – 500 kV			30	Determinados en estudios por obra	30	40	45	
	Reactor de potencia – otros								

		Ruanda	Ecuador	Perú	Argentina	Uruguay	España	Inglaterra	Colombia
		Ruanda Utilities Regulatory Authority	Consejo Nacional de Electricidad	Ley de Concesiones Eléctricas	DISTROCUYO	Reglamento de Transmisión de Energía Eléctrica	Real Decreto 1047/2013	OFGEM	UPME
	Sistemas secundarios de subestaciones								
	Transformadores de potencia - otros Auto								
	Transformadores de potencia - 500 Auto								
	Transformadores	25							30
Protecciones electromecánicas o electromagnéticas	Protecciones electromecánicas o electromagnéticas								
	Enlaces de fusibles								
	Relés Electromecánicos								
	Interruptores								25
	Conmutador								
	Pararrayos / contactos separados								
	Desconectadores								
	Disyuntor de potencia								
	Equipos de interposición								10
	Protecciones Electromecánicas y Electrónicas	20							
Protecciones digitales	Protecciones digitales								
	Relés Electrónicos								
	Relés Digitales								
	Subestaciones, diferencial de barras								10
Equipos de control y telecomando	Equipos de control y telecomando								
	Equipos electrónicos de control			30	Determinados en estudios por obra	30	40	45	10
	Control de tensión y reactivos								10
	Centros de supervisión y maniobra								10
	Comunicación	15							10
	Centros de conmutación de redes								

		Ruanda	Ecuador	Perú	Argentina	Uruguay	España	Inglaterra	Colombia
		Ruanda Utilities Regulatory Authority	Consejo Nacional de Electricidad	Ley de Concesiones Eléctricas	DISTROCUYO	Reglamento de Transmisión de Energía Eléctrica	Real Decreto 1047/2013	OFGEM	UPME
Obras civiles / Bienes inmuebles distintos a terrenos	Obras civiles en subestaciones, estructuras de líneas y edificios								
	Obras civiles								
	Bienes inmuebles distintos a terrenos								
	Estructuras								
	Edificios comerciales								
	Centros de supervisión, edificio de control								30
	Establecimiento								
	Otros (no redes)								
	Construcciones								
	Servicio de la estación								
Subestación bus									
Terrenos y servidumbres	Terrenos								
Vehículos	Vehículos motorizados	5							
Equipamiento computacional	Equipamiento computacional	5							
Equipamiento de oficina no fungible	Equipamiento y muebles de oficina	10		30	Determinados en estudios por obra	30	40	45	
Equipamiento de operación y mantenimiento no fungible	Equipamiento de operación y mantenimiento no fungible								
	Baterías / cargadores								
	Líneas de transmisión en postes de madera								
	Subestaciones	30	30						30

Fuente: Elaboración propia

Tabla 24. Comparación de VU a nivel internacional (parte 3 de 3)

		Afganistán	Australia		EEUU
		Asian Development Bank	AER - Powerlink	AER - AusNet Service	Bonneville Power Administration
Elementos de sujeción y aislación					
Conductor	Líneas Aéreas	40	50		
	Líneas subterráneas	40	45		
	Líneas - refit		30		
	Conductor	40		60	
	Cable	40			
Estructuras de líneas o subestaciones	Estructuras de líneas o subestaciones				
	Ductos	40			
	Postes	40			
	Torres	40		60	
Equipamiento electromecánico y electromagnético	Equipamiento electromagnético y electromecánico				
	Equipos de conmutación HV, exteriores				
	Equipos de conmutación HV, interiores				
	Bancos de Reactores				
	Condensadores serie				21-23
	Condensadores shunt				34-35
	Reactivos			40	
	Equipos de Compensación Reactiva	40			
	Reactores	40			
	Compensación				
	Equipos Primarios	40			
	Instrumentos de transformadores				52-54
	Reactor de potencia – 500 kV				72-79
	Reactor de potencia – otros				67-69
	Sistemas secundarios de subestaciones		15	15	
	Transformadores de potencia - otros Auto				72-80
	Transformadores de potencia - 500 Auto				54-64
Transformadores	40		45	67-75	
Protecciones electromecánicas o electromagnéticas	Protecciones electromecánicas o electromagnéticas				
	Enlaces de fusibles				72-73
	Relés Electromecánicos				30
	Interruptores				
	Conmutador			45	
	Pararrayos / contactos separados				38-39
	Desconectores				64-67
Disyuntor de potencia				41-46	

		Afganistán	Australia		EEUU
		Asian Development Bank	AER - Powerlink	AER - AusNet Service	Bonneville Power Administration
	Equipos de interposición				
Protecciones Electromecánicas y Electrónicas		40			
Protecciones digitales	Protecciones digitales				
	Relés Electrónicos				15-20
	Relés Digitales				20
Subestaciones, diferencial de barras					
Equipos de control y telecomando	Equipos de control y telecomando				
	Equipos electrónicos de control				
	Control de tensión y reactivos				
	Centros de supervisión y maniobra				
	Comunicación		40	15	
Centros de conmutación de redes			12		
Obras civiles / Bienes inmuebles distintos a terrenos	Obras civiles en subestaciones, estructuras de líneas y edificios				
	Obras civiles				
	Bienes inmuebles distintos a terrenos				
	Estructuras	40			
	Edificios comerciales		40		
	Centros de supervisión, edificio de control				
	Establecimiento			45	
	Otros (no redes)			10	
	Construcciones			10	
	Servicio de la estación				100
Subestación bus					78-79
Terrenos y servidumbres	Terrenos	40	no aplica	no aplica	
Vehículos	Vehículos motorizados		7	7	
Equipamiento computacional	Equipamiento computacional		5	5	
Equipamiento de oficina no fungible	Equipamiento y muebles de oficina		7		
Equipamiento de operación y mantenimiento no fungible	Equipamiento de operación y mantenimiento no fungible				
	Baterías / cargadores				29-30
Líneas de transmisión en postes de madera					60
	Subestaciones	30	40		

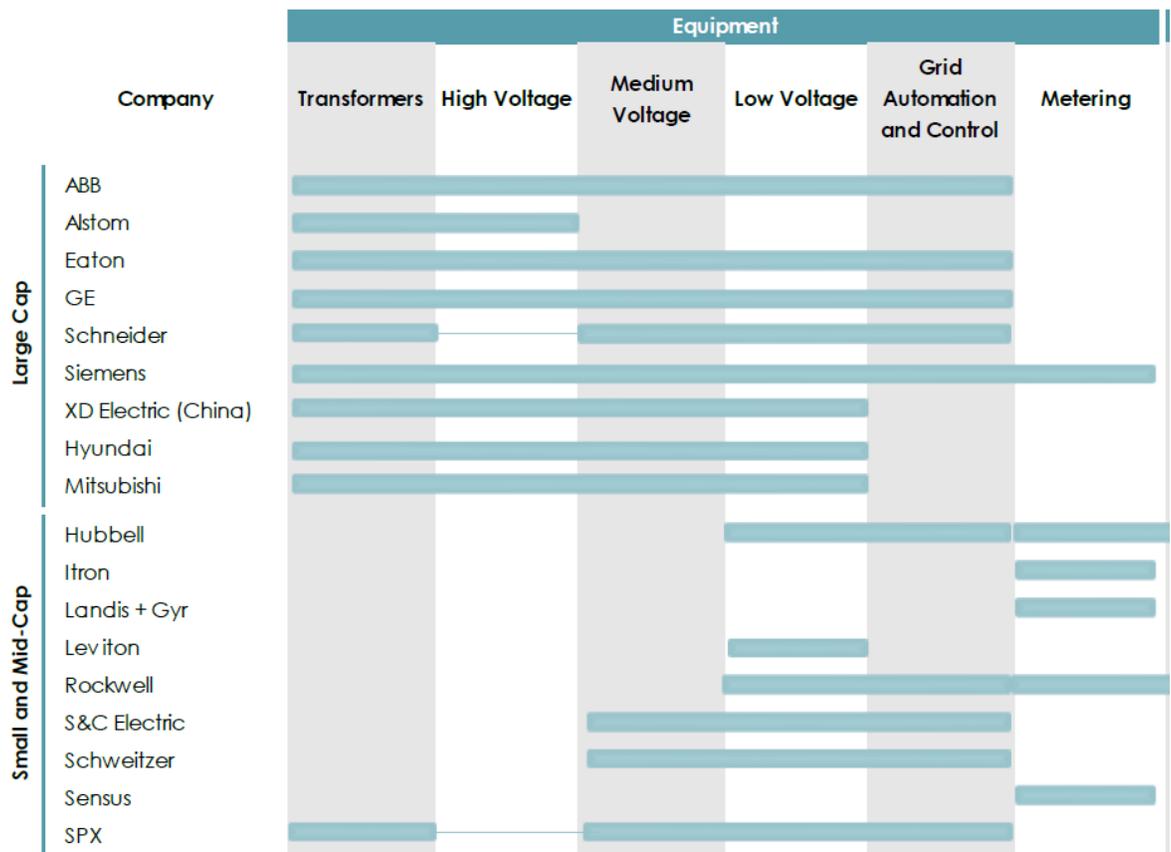
Fuente: Elaboración propia

RECOPIACIÓN DE VIDAS ÚTILES DE ELEMENTOS DE TRANSMISIÓN

Para la recopilación de vidas útiles de activos, se procedió a solicitar información a empresas proveedoras y a propietarias de redes de transmisión.

Las empresas proveedoras de equipos a las que se solicitó información, corresponden a las que se muestran en la figura siguiente:

Figura 3. Proveedores de elementos de transmisión



Fuente: Harris Williams & Co.⁷²

Las empresas que, a la fecha de entrega de este Informe, han respondido a la solicitud de información, corresponde a:

- Bymex, que hizo envío de catálogos y hojas de especificaciones de equipos,
- Siemens, que envió un catálogo general que incluye información para los segmentos de distribución y transmisión eléctrica.

⁷² Harris Williams & Co. White Paper (2014). Transmission & Distribution Infrastructure.

- TECMA, especificación de garantías y parámetros operacionales observador en la práctica.

Es importante mencionar que de las respuestas de las empresas se desprende que los conceptos de "garantía" y "vida útil" no son homologables, dado que los proveedores entienden que los equipos siguen funcionando de manera correcta en terreno por un lapso de tiempo más amplio que el que ellos garantizan.

Sobre las empresas propietarias de activos de transmisión, se verificó en información del Coordinador Eléctrico Nacional⁷³, que 200 empresas cuentan con activos en transmisión zonal, nacional o dedicada. Esta lista fue procesada por la contraparte técnica, identificando aquellas con mayor participación de activos.

Con lo anterior, la información se solicitó a las siguientes empresas, obteniendo las siguientes respuestas:

No cuentan con activos de transmisión:

1. Compañía Distribuidora de Energía Eléctrica CODINER Ltda.
2. Transmisión del Melado SpA.

Enviaron información de sus activos:

1. Aes Gener S.A.
2. Anglo American Sur S.A.
3. Codelco
4. Eléctrica Puntilla
5. Engie
6. Minera Escondida Ltda.
7. Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.
8. Chilquinta Energía S.A.
9. Compañía Eléctrica del Litoral S.A.
10. Transelec S.A.
11. Sistema de Transmisión del Norte S.A.
12. Sistema de Transmisión del Sur S.A.
13. Sociedad Austral de Electricidad S.A.
14. Sociedad Austral de Transmisión Troncal
15. Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.
16. Centinela Transmisión S.A.

No respondieron a la solicitud:

1. Compañía Contractual Minera Candelaria
2. Cooperativa de Abastecimiento de Energía Eléctrica Curicó Ltda.
3. Cooperativa de Consumo de Energía Eléctrica Chillán Ltda.
4. Don Goyo Transmisión S.A.
5. Luzlinares S.A.
6. Luzparral S.A.

Acusaron recibo o comprometieron envío de información, pero no concretaron aquello:

⁷³ <https://www.coordinadorelectrico.cl/>

1. Alto Jahuel Transmisora de Energía S.A.
2. CIA. Minera Mantos de Oro
3. Colbún Transmisión S.A
4. Compañía Barrick Chile Generación Ltda.
5. Compañía General de Electricidad S.A.
6. Edelnor Transmisión S.A.
7. Eletrans S.A.
8. Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel S.A.
9. Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.
10. Empresa Eléctrica de Arica S.A.
11. Empresa Eléctrica de Iquique S.A.
12. Empresa Eléctrica Puente Alto S.A.
13. EPM Transmisión Chile S.A.
14. Minera Los Pelambres
15. Sistema de Transmisión de Los Lagos S.A.
16. Transchile Charrúa Transmisión S.A.
17. Xstrata Copper - Altonorte
18. Zaldívar Transmisión S.A.

Inalmente, Enel Distribución Chile S.A indicó que no cuentan con la información solicitada y que se encuentran en periodo de levantamiento de la misma.

La información entregada por las empresas, ya sea proveedoras de equipos como operadores o dueños de líneas de transmisión, se entregan como anexo digital a este documento.

Es importante destacar que la información entregada por las empresas tiene diferente nivel de detalle, en distinto grado según la empresa. Adicionalmente los datos no son estadísticamente significativos debido a que no existe suficiente información de recambio de equipos una vez cumplida su vida útil y pueden no incluir información de mantenciones mayores realizadas. De esta forma, esta información puede ser utilizada como insumo, pero sin el entendimiento que representa directamente la vida útil real de los activos.

METODOLOGÍA PARA ESTABLECER FAMILIAS Y SUS VIDAS ÚTILES

A continuación, se describen metodológicamente todas las etapas necesarias para determinar la composición de familias de activos de transmisión y sus respectivas vidas útiles.

METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DE LA VIDA ÚTIL DE ACTIVOS DE TRANSMISIÓN

En esta etapa se presenta la metodología orientada a calcular la vida útil de componentes y activos de transmisión.

Como entregable de esta etapa se propone una metodología que permita asignar una vida útil a cada activo y/o componente de transmisión.

Los insumos para el cálculo de la vida útil son:

- Vida útil técnica especificada por fabricantes y proveedores de equipos de transmisión.
- Vida útil estimada de activos de transmisión entregada por empresas que operan infraestructura de transmisión. Es de interés mencionar que esta métrica viene acompañada de la puesta en servicio de los activos, por lo que es consistente con dicha métrica.

SUPOSICIONES METODOLÓGICAS

La metodología propuesta descansa sobre los siguientes supuestos metodológicos:

- a) Un activo está compuesto por componentes.** Cada uno de estos componentes tiene o puede tener asignada una métrica de vida útil particular. A modo de ejemplo, una línea de transmisión es formada por estructuras, fundaciones, conductores, aisladores, entre otros. Siendo estos componentes del activo línea de transmisión.
- b) Los activos corresponden a la selección óptima del punto de vista tarifario.** Es decir, la metodología de cálculo de vida útil propuesta no busca corregir potenciales ineficiencias ocurridas al seleccionar dichos activos.
- c) Los planes de mantenimiento preventivos (mantenciones menores y overhauls) son los adecuados para los activos en cada etapa de su vida útil.** Adicionalmente, las mantenciones correctivas son correctamente ejecutadas por los dueños de dichos activos.
- d) Existencia de información.** Se asume que para cada componente de activo se cuenta con: localización, vida útil individual, valor de inversión.

PROPUESTA METODOLÓGICA

La presente propuesta metodológica parte de la base de que, en rigor, cada componente individual tiene una métrica de vida útil particular e irrepetible. Esto se debe a que cada componente es único en términos a:

- **Tipo de componente:** cada componente dentro de un activo tiene su vida útil individual, la que no se relaciona necesariamente con otros componentes del mismo activo u otros componentes de otros activos.
- **Origen de fabricación del activo:** los activos y sus componentes han ido cambiando en el tiempo (materiales, tecnología). Desde ese punto de vista, no corresponde homologar un sistema de accionamiento de un interruptor de circuito de hace 20 años, con uno de hace 10 años, con uno actual. Adicionalmente, distintos fabricantes utilizan distintos materiales y tecnología para la fabricación de componentes y activos, aunque las diferencias en las calidades que redundan en distintas vidas útiles de los activos, no deben ser consideradas en un modo que modifiquen a la baja las VU si se incorporan al sistema equipos con un estándar de calidad menor al que históricamente ha predominado en el mercado, tanto a nivel nacional como internacional.
- **Nivel de uso del activo:** típicamente componentes que se han usados de manera más intensa ven afectada su vida útil, frente a componentes que se usan relativamente poco.
- **Localización del activo:** la localización es una variable para determinar la vida útil de un componente debido a que distintas localizaciones conllevan distintas exposiciones a ambientes, que muchas veces pueden ser adversos, con sales (como el cercano al mar), con grandes variaciones de temperatura (como el desértico), sujeto a nieve, a hielo, a viento, entre muchas otras variantes de localización y climáticas.

Así, en un sistema con 100.000.000 componentes se dan 100.000.000 vidas útiles individuales. De esta forma corresponde al regulador la agrupación y formación de familias que permitan un tratamiento razonable en los procesos tarifarios donde este parámetro se utilice.

A modo de ejemplo, las líneas de transmisión comprenden: estructura de fundación (en concreto), estructuras de apoyo (acero galvanizado), aisladores, conductores, ferretería, entre otros. La vida útil será entonces dependiente del tipo de línea (línea corta, línea larga), localización de la línea, tipo de equipos utilizados (según, por ejemplo, su fecha de fabricación).

Una vez identificados todos los grupos posibles, en base a los datos provenientes de fabricantes y empresas de transmisión se realiza la estimación de una métrica de vida útil para el grupo. Se deben considerar:

- VU técnica, expresada por los fabricantes. Cabe desatacar que en algunos casos los fabricantes no establecen una VU, sino que entregan un periodo de garantía, parámetros que no son asimilables.
- VU efectivamente verificada en terreno que, según la información recopilada en el análisis de la experiencia internacional, puede exceder en mucho a la VU indicada por los fabricantes.

A modo de ejemplo, un grupo puede ser conductor de aluminio, de uso normal en la zona costa. La vida útil de este componente se calcula considerando el promedio de las vidas útiles de componentes en terreno y la métrica entregada por el fabricante, o bien

indicaciones técnicas o condiciones de obsolescencia específicas para equipos⁷⁴. La VU final debe ser consistente con ambos parámetros, no siendo mayor al promedio de vida útiles reales ni muy por debajo de la VU entregada por los fabricantes ni sustancialmente inferior a la VU establecida por los fabricantes.

METODOLOGÍA PARA LA FORMACIÓN DE FAMILIAS DE ACTIVOS DE TRANSMISIÓN

A modo de introducción cabe destacar cuales son las características de interés en una propuesta de familias para activos de transmisión. En general, en dichas categorizaciones se contraponen el atributo de rigurosidad, donde cada tipo de activo, en cada momento del tiempo y cada espacio físico, es representado de manera individual, con el atributo de simpleza, que busca no complejizar de manera innecesaria los procesos tarifarios.

En la revisión de la experiencia internacional muestra que las autoridades regulatorias de los países encuentran un equilibrio entre rigurosidad y simpleza, optando por soluciones intermedias que dan certidumbre a los sectores regulados.

De modo más exhaustivo las características deseadas para un esquema de familia de activos de transmisión son:

- a) **Rigurosidad.** Este atributo busca rescatar la correcta modelación del sistema y de esta forma entregar rentabilidades justas a los inversionistas. Este punto es clave debido a que el regulador debe velar por una retribución adecuada a las empresas en sectores regulados, sin entregar incentivos para la sobreinversión. Una vida útil subestimada entregará niveles superiores de rentabilidad por ese activo a los inversionistas, mientras que, una vida útil sobreestimada entregará niveles inferiores de rentabilidad por ese activo a los inversionistas.
- b) **Simpleza.** Este atributo es común a toda iniciativa donde se busca no sobre complejizar los procesos tarifarios con detalles que no tendrán implicancias significativas en el cálculo de las tarifas pagadas por los usuarios, ni en los ingresos percibidos por las empresas.
- c) **Consistencia regulatoria.** Este atributo describe la compatibilidad entre las familias propuestas y las familias utilizadas en procesos tarifarios anteriores. Este atributo busca preservar la invariabilidad regulatoria, donde privados invierten en un sector con reglas consistentes, que cambian de manera controlada y justificada en el tiempo. Debido a esto, la autoridad busca, salvo casos justificados, mantener las reglas del juego sin variación.

En base a estos principios se plantea la siguiente metodología de formación de familias de activos en transmisión.

Considerando todo lo anterior, la metodología plantea:

- a) Sumar el valor de inversión del parque de activos.

⁷⁴ Por ejemplo, como se discutió en el Dictamen N°1 de 2014, cuando la CNE pretendía establecer en 30 años la VU de equipos de control y telecomando, se argumentó que la revisión cada 4 años de la Norma Técnica hacía que estos quedaran obsoletos plazos más breves. El Panel dictaminó que la VU de estos equipos se estableciera en 10 años.

- b) Como criterio objetivo para la búsqueda de familias representativas se definen los porcentajes mínimo y máximos del valor de inversión del parque de activos. Se propone fijar en 20% y 5% el máximo y mínimo, lo que dará un mínimo de 5 familias y un máximo de 20. En general, si una familia contiene una porción muy significativa del presupuesto (por ejemplo, 70%) se debe considerar como candidata a división en dos o más familias. Por otro lado, si equipos similares, pero no iguales, corresponden a un pequeño porcentaje del valor económico de la inversión, entonces debe considerarse como candidata a fusión con otras familias.
- c) Se plantean partir con familias correspondiente a cada tipo de activo.
- d) Se proponen dividir las familias que tengan un alto porcentaje del VI en familias menores, siempre buscando que todas las familias estén entre el máximo y el mínimo. La vida útil de la familia corresponderá a:

$$VU = \frac{\sum VU_i \cdot VI_i}{\sum VI_i}$$

Donde:

- VU : Vida útil de la familia
 VU_i : Vida útil del activo individual i
 VI_i : Valor de inversión del activo individual i

- e) Se proponen fusionar las familias que tengan un bajo porcentaje del VI, siempre buscando que todas las familias estén entre el máximo y el mínimo. La vida útil de la familia corresponderá a la fórmula del paso anterior.

Es de importancia notar que se plantear divisiones y fusiones consistentes con los datos enmarcados en cada familia. A modo de ejemplo, si una familia tiene las líneas de transmisión de costa y otra el resto de las líneas, no se puede subdividir la primera familia extrayendo los conductores, sino se hace lo mismo en la segunda. En otras palabras, si se tiene dos familias con los mismos tipos de equipos, ambas deben contener los mismos componentes.

- f) En caso de duda entre sobre la conveniencia de dos subdivisiones, se evalúa la siguiente fórmula. La división que conlleve el menor error será la seleccionada.

$$E = \frac{\sum VI_i (VU - VU_i)^2}{\sum VI_i}$$

Una vez que todas las familias representen entre el mínimo y máximo planteado en la formulación del problema, el proceso para y las familias resultantes pasan al siguiente paso de la metodología.

CHEQUEO DE CONSISTENCIA REGULATORIA

Una categorización posible en base a la naturaleza y presupuesto de los equipos/componentes podría ser:

- a) *Líneas de transmisión,*
- b) *Equipos de subestaciones (por ejemplo, transformadores de potencial, transformadores de corriente, pararrayos).*

- c) Transformadores de potencia.
- d) Equipos de compensación pasivos (por ejemplo, condensadores e inductores).
- e) Equipos de compensación activa (por ejemplo, Stacom).
- f) Equipos Electromecánicos.
- g) Equipos Electrónicos (incluyendo protecciones y equipos de comunicaciones).

Esta categorización busca agrupar elementos similares partiendo de la base que **líneas de transmisión y transformadores**, debe estar cada uno en una categoría separada porque representan una parte importante del presupuesto en transmisión y porque tienen sistemas de funcionamiento muy particulares. En término de los **equipos en subestaciones**, una propuesta es categorizarlos de acuerdo con el tipo de mecanismos mecánicos (como compensaciones shunt), mecanismos electrónicos (como protecciones) y otros equipos, sin mecanismos (como pararrayos). Finalmente, incluir en una familiar los **equipos de control y comunicaciones**.

METODOLOGÍA PARA LA CÁLCULO DE LA VIDA ÚTIL DE FAMILIAS ACTIVOS DE TRANSMISIÓN

En esta etapa se presenta la metodología orientada a calcular la vida útil de cada familia de activos de transmisión. Como entregable se genera una propuesta metodológica que permita asignar una vida útil a cada familia de activos de transmisión. Los insumos para el cálculo de la vida útil son las métricas y familias de las dos etapas anteriores.

De manera de ser consistentes con la metodología planteada en la etapa anterior, la vida útil de una familia corresponderá a:

$$VU = \frac{\sum VU_i \cdot VI_i}{\sum VI_i}$$

Donde:

- VU : Vida útil de la familia
- VU_i : Vida útil del activo individual i
- VI_i : Valor de inversión del activo individual i

APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE FAMILIAS Y SUS VIDAS ÚTILES

Para la determinación de las familias y sus respectivas vidas útiles se siguió una serie de pasos, los que se detallan a continuación.

Cabe destacar que no se encuentra evidencia que sustente una distinción del nivel de voltaje de las instalaciones al momento de establecer su vida útil. Como ejemplo se puede mencionar la información recopilada por CIGRE (ver Tabla 11) que presentan idénticos rangos para situar las vidas útiles y valores medios muy similares cuando se establece un valor único.

DETERMINACIÓN DE LA VIDA ÚTIL PROMEDIO DE LAS CATEGORÍAS DE ACTIVOS

Con el objetivo de determinar la vida útil de los elementos de transmisión, se identificaron los componentes representativos del sistema, tomando como guía la experiencia internacional y los procesos de tarificación de años anteriores. En base a lo anterior, el sistema de transmisión se descompuso originalmente en 35 categorías, sobre las cuales se solicitó información a las empresas respecto de sus activos y su pronunciamiento respecto de la VU de las mismas. Estas fueron reducidas a 31 categorías al revisar la información disponible en los estudios tarifarios, las cuales corresponden a los equipos o elementos principales del sistema (ver ANEXO 4). Según la investigación realizada, estos elementos podrían tener distinta vida útil o distinto valor de inversión, por lo que se debió revisar la información de los sistemas eléctricos que existen en Chile (Anteriormente llamados Troncal y subtransmisión) así como las empresas participantes en el mercado, para determinar qué elementos podrían ser agrupados en familias representativas de los mismos.

Para realizar la **determinación de Vida Útil Promedio** se clasificaron los distintos elementos que componen el sistema de transmisión en 31 categorías, las que se presentan en la Tabla 25.

Tabla 25. Categorías de equipos que componen el sistema de transmisión

#	Categorías de Activo
1	Estructuras de líneas o SE
2	Elementos de sujeción o aislación
3	Conductores
4	Cable de guardia
5	Interruptores
6	Desconectadores
7	Pararrayos
8	Transformadores de corriente
9	Transformador de potencial
10	Trampa de onda
11	Condensador de acoplamiento
12	Aislador de pedestal
13	Transformadores de poder
14	Reactores
15	Equipo de compensación reactiva (Serie, paralelo, etc.)

#	Categorías de Activo
16	Equipos de compensación reactiva de electrónica de potencia
17	Equipos de control y telecomando (Control y protecciones)
18	Protecciones electromecánicas o electrónicas
19	Protecciones digitales
20	Comunicaciones
21	Conexión de poder (por ejemplo, barras)
22	Conexión de control
23	SS/AA
24	SCADA
25	Terrenos y servidumbres
26	Bienes inmuebles distintos a terrenos
27	Equipamiento de operación y mantenimiento no fungible
28	Equipamiento de oficina no fungible
29	Equipo computacional y software
30	Vehículos
31	Obras Civiles Líneas y SSEE

Fuente: Elaboración propia

Teniendo la clasificación de los componentes del sistema de transmisión, se procedió a recopilar información de los parámetros vida útil y cantidad de equipos⁷⁵ de los distintos elementos que fueron clasificados en las categorías, para lo cual se solicitó información de los parámetros mencionados a las distintas empresas participantes del segmento de transmisión en el mercado eléctrico. Además, se recopiló el costo unitario de los equipos a partir de la información disponible en el Estudio de Transmisión Troncal (ETT). Cabe destacar que al momento de realizar los cálculos no se consideraron diferencias entre instalaciones costeras y el resto, dado que, de los datos obtenidos, corresponden a una fracción reducida del V.I.

Luego, para calcular la vida útil promedio para cada categoría, se calculó el costo total de los equipos para cada empresa. Una vez obtenido esto, se procedió a calcular la vida útil promedio para cada categoría que compone el sistema de transmisión, los que son mencionados en la Tabla 25. La vida útil promedio para cada categoría, tal como se indicó en la descripción de la metodología, se obtiene ponderando la vida útil informada por las empresas de cada categoría por el costo total de los equipos, así, en la vida útil promedio, la empresa que tenga una mayor inversión en un equipo determinado tendrá un mayor peso en el cálculo respecto a una empresa que tenga una inversión menor.

Luego, las vidas útiles promedios consideradas para cada categoría son las que se muestran en la tabla siguiente, mientras los valores que se consideraron para el cálculo de las mismas se presentan en el ANEXO 5.

⁷⁵ Las empresas no entregaron información de la longitud de las líneas, por lo que dicho parámetro fue extraído desde la página web del Coordinador Eléctrico Nacional

Tabla 26. Vidas útiles promedios de las categorías de activos

Categorías de Activo	VU promedio (años)
Estructuras de líneas o SE	45
Elementos de sujeción o aislación	45
Conductores	40
Cable de guardia	30
Interruptores	30
Desconectores	42
Pararrayos	45
Transformadores de corriente	25
Transformador de potencial	38
Trampa de onda	40
Condensador de acoplamiento	28
Aislador de pedestal	45
Transformadores de poder	38
Reactores	40
Equipo de compensación reactiva (Serie, paralelo, etc)	20
Equipos de compensación reactiva de electrónica de potencia	40
Equipos de control y telecomando	18
Protecciones electromecánica o electrónicas	30
Protecciones digitales	23
Comunicaciones	9
Conexión de poder (e.g. Barras)	45
Conexión de control	20
SS/AA	43
SCADA	11
Terrenos y servidumbres	Infinito
Bienes inmuebles distintos a terrenos	47
Equipamiento de operación y mantenimiento no fungible	19
Equipamiento de oficina no fungible	7
Equipo computacional	3
Software	2
Vehículos	5

Fuente: Elaboración propia en base a respuestas de las empresas

DETERMINACIÓN DEL VALOR DE INVERSIÓN DEL SISTEMA TRONCAL.

Para determinar el Valor de Inversión a nivel sistémico (nacional) de cada categoría indicada en la Tabla 25, se utilizó la información disponible en el ETT respecto del cálculo del V.I., A.V.I. y C.O.M.A.

Para la determinación del V.I. sistémico para cada categoría, se procedió a recopilar el V.I. de los elementos que componen las líneas y subestaciones en las categorías indicadas en la Tabla 25, incorporándose para cada una ítems como equipos, materiales, montaje y transporte principalmente. El valor de cada categoría y el peso sobre el total del V.I. se muestran en la tabla siguiente.

Tabla 27. V.I. del sistema nacional utilizado para la determinación de la VU

Categorías de Activo	V.I (USD)	%
Estructuras de líneas o SE	809.099.712	23,8
Elementos de sujeción o aislación	151.275.115	4,4
Conductores	849.524.832	25,0
Cable de guardia	24.344.339	0,7
Interruptores	98.050.540	2,9
Desconectores	87.200.149	2,6
Pararrayos	13.211.813	0,4
Transformadores de corriente	49.401.437	1,5
Transformador de potencial	31.441.531	0,9
Trampa de onda	8.309.957	0,2
Condensador de acoplamiento	5.652.528	0,2
Aislador de pedestal	19.446.263	0,6
Transformadores de poder	225.433.517	6,6
Reactores	45.179.123	1,3
Equipo de compensación reactiva (Serie, paralelo, etc)	33.419.540	1,0
Equipos de compensación reactiva de electrónica de potencia	134.671.154	4,0
Equipos de control y telecomando	30.123.069	0,9
Protecciones electromecánica o electrónicas	16.177.576	0,5
Protecciones digitales	9.333.003	0,3
Comunicaciones	40.632.639	1,2
Conexión de poder (e.g. Barras)	9.117.890	0,3
Conexión de control	6.564.495	0,2
SS/AA	3.017.799	0,1
SCADA	5.140.773	0,2
Terrenos y servidumbres	335.928.626	9,9
Bienes inmuebles distintos a terrenos	15.729.161	0,5
Equipamiento de operación y mantenimiento no fungible	34.692.921	1,0
Equipamiento de oficina no fungible	4.021.381	0,1
Equipo computacional y software	597.426	0,0
Vehículos	2.494.404	0,1
Obras Civiles	304.156.513	8,9

Fuente: (Comisión Nacional de Energía, 2015)

La diferencia entre el VI calculado y el VI informado se debe principalmente a ítems que no fueron considerados en el cálculo, como costos indirectos, comunes de patio, comunes de

S/E, entre otros, fue prorrateada en cada categoría de la Tabla 25, exceptuando los “Equipos de control y telecomando”, y “SCADA” que corresponden a categorías del C.O.M.A. Los V.I. de las categorías C.O.M.A. fueron obtenidos del ETT y las que correspondían a valores anuales fueron multiplicadas por su vida útil promedio para obtener su peso relativo frente a los otros V.I.

DETERMINACIÓN DEL VALOR DE INVERSIÓN DE LOS SISTEMAS ZONALES

Para la determinación del VI de los sistemas zonales, se utilizó la información disponible en (CNE, Informe Técnico Definitivo, 2017).

Para la determinación del VI sistémico para cada categoría, se procedió a recopilar el V.I. de los elementos que componen las líneas y subestaciones en las categorías indicadas en la Tabla 25, desde el (CNE, Informe Técnico Definitivo, 2017), lo que se muestra en la tabla siguiente, junto con la participación en el costo total de cada categoría.

Tabla 28. Valores de inversión sistémico zonal informado por la CNE y obtenido en el cálculo de VU

Categorías de Activo	V.I. (USD)	%
Estructuras de líneas o SE	454.939.267	11,9
Elementos de sujeción o aislación	527.085.997	13,8
Conductores	456.120.738	11,9
Cable de guardia	13.028.587	0,3
Interruptores	227.719.075	5,9
Desconectores	133.602.432	3,5
Pararrayos	16.934.801	0,4
Transformadores de corriente	46.069.792	1,2
Transformador de potencial	20.522.278	0,5
Trampa de onda	1.711.135	0,0
Condensador de acoplamiento	1.785.711	0,0
Aislador de pedestal	0	0,0
Transformadores de poder	754.613.964	19,7
Reactores	629.403	0,0
Equipo de compensación reactiva (Serie, paralelo, etc)	0	0,0
Equipos de compensación reactiva de electrónica de potencia	0	0,0
Equipos de control y telecomando	22.363.195	0,6
Protecciones electromecánica o electrónicas	104.438.497	2,7
Protecciones digitales	0	0,0
Comunicaciones	18.291.946	0,5
Conexión de poder (e.g. Barras)	0	0,0
Conexión de control	0	0,0
SS/AA	24.659.764	0,6
SCADA	35.044.872	0,9
Terrenos y servidumbres	518.248.160	13,5
Bienes inmuebles distintos a terrenos	14.173.720	0,4
Equipamiento de operación y mantenimiento no fungible	1.177.204	0,0
Equipamiento de oficina no fungible	7.585.642	0,2

Categorías de Activo	V.I. (USD)	%
Equipo computacional y Software	3.574.641	0,1
Vehículos	0	0,0
Obras Civiles	426.479.189	11,1

Fuente: (CNE, Informe Técnico Definitivo, 2017) y estimación propia

La diferencia, fue prorrateada en cada categoría de la Tabla 25, exceptuando los "Equipos de control y telecomando", y "SCADA", que corresponden a categorías del COMA.

FAMILIAS DE COMPONENTES OBTENIDAS DEL ALGORITMO.

Finalmente, con los valores de VU promedio, V.I. nacional y zonal, se procedió a aplicar la metodología de estimación, llegándose a una separación de los activos de transmisión en 7 familias, las que se muestran en la Tabla 29.

Tabla 29. Familias y sus VU

Familias		Categorías de Componentes	VU Indiv	VU familia	Error	%V.I.
1	Estructuras de líneas o SE y elementos de sujeción Aislación	1 Estructuras de líneas o SE	45	45	0,2	26,9
		2 Elementos de sujeción o aislación	44			
2	Líneas: Conductores y cable de guardia	3 Conductores	40	40	2,7	18,5
		4 Cable de guardia	30			
3	Subestaciones: Equipos Primarios	5 Interruptores	34	37	18,6	27,0
		8 Transformadores de corriente	25			
		11 Condensador de acoplamiento	28			
		15 Equipo de compensación reactiva (Serie, paralelo, etc)	20			
		6 Desconectores	42			
		7 Pararrayos	44			
		9 Transformador de potencial	38			
		10 Trampa de onda	40			
		13 Transformadores de poder	37			
		14 Reactores	40			
16 Equipos de compensación reactiva de electrónica de potencia	40					
4	Subestaciones: Protección, Control, Medición, Comunicaciones y elementos de O&M	17 Equipos de control y telecomando*(Control y protecciones)	17	20	63,5	4,5
		18 Protecciones electromecánica o electrónicas	30			
		19 Protecciones digitales	22			
		20 Comunicaciones	9			
		24 SCADA*	10			
		22 Conexión de control	20			
		27 Equipamiento de operación y mantenimiento no fungible*	18			
5	Subestaciones: Otros Elementos secundarios	21 Conexión de poder (e.g. Barras)	45	40	9,8	11,0
		23 SS/AA	43			
		31 Obras Civiles Líneas y SSEE	40			
		26 Bienes inmuebles distintos a terrenos*	47			

Familias		Categorías de Componentes	VU Indiv	VU familia	Error	%V.I.
6	Terrenos y Servidumbre	25 Terrenos y servidumbres	Infinito	Infinito		
7	Otros elementos	28 Equipamiento de oficina no fungible	6	5	2,1	0,3
		29 Equipo computacional y software	3			
		30 Vehículos	5			

Fuente: Elaboración propia

IMPACTO EN EL A.V.I. DEL CAMBIO EN LAS VU DETERMINADAS CON APLICACIÓN PURA DE LA METODOLOGÍA

Para estimar el impacto del cambio de la propuesta de VU, se procede a revisar el impacto sobre la AVI, verificándose un aumento del 27%, como se muestra en la tabla siguiente:

Tabla 30: Revisión del cambio de AVI con cambio de VU

	Troncal	Zonal
AVI (MMUS\$)	341	407
Nuevos Valores de VU (MMUS\$)	435	517
Aumento (MMUS\$)	94	110
Aumento (%)	27%	27%

Fuente: Elaboración propia

ANÁLISIS DE CONSISTENCIA REGULATORIA

Con los resultados de la metodología, donde se definen 7 familias de activos de transmisión, es posible realizar el chequeo de consistencia regulatoria.

En esta etapa se busca obtener una propuesta de vida útil, a partir de los datos de entregados por las empresas, pero consistente con la historia de métricas de vida útil utilizadas en procesos tarifarios anteriores. Esto permite entregar una estabilidad regulatoria dando señales de estabilidad a los inversionistas y clientes afectados por la regulación de precios.

A continuación, se listan las familias propuestas, incluyendo un análisis de las métricas de vida útil que se le asocian, junto con una propuesta preliminar al respecto.

ESTRUCTURAS DE LÍNEAS O SE Y ELEMENTOS DE SUJECIÓN Y AISLACIÓN.

En el tercer proceso de subtransmisión se asigna 50 años a estructuras de líneas y SE y 30 años a elementos de sujeción y aislación.

Por otro lado, la presente categoría típicamente se agrupa en líneas de transmisión, junto con servidumbres y conductores. En este sentido, en el tercer proceso troncal se asigna una vida útil de 50 años para líneas de transmisión. Por lo que, si se asigna 50 años a estructuras de línea o SE y elementos de sujeción y aislación, vida útil de perpetuidad a terrenos y servidumbres, y una vida útil de conductores menor a 50 años, esto entrega un promedio ponderado cercano a los 50 años para líneas de transmisión, manteniendo la consistencia con otras métricas.

Adicionalmente, el Panel de Expertos, en su Dictamen 1 del 2014, opta por 50 años para estructuras y conductores.

Finalmente, la recomendación para la familia **“Estructuras de líneas o SE y elementos de sujeción y aislación”** es establecer una vida útil de **50 años**.

CONDUCTORES Y CABLES DE GUARDIA

Siguiendo el racionamiento entregado en el punto anterior los conductores y cables de guardia son los elementos de menor vida útil dentro de las líneas de transmisión, cuyo efecto se compensa con la categoría de servidumbres para encontrar el equilibrio en 50 años como vida útil de las líneas de transmisión como un todo.

Por otro lado, la información de terreno entrega métricas cercanas a 40 años.

Por su parte, el Panel de Expertos, en su Dictamen 1 del 2014, frente a las alternativas de 50 años de las bases y 20 años propuesta por las empresas, optó por los 50 años, indicando que la vida útil real se acercaba sustancialmente más a esa primera métrica.

Finalmente, sopesando los diversos argumentos, se opta por una vida útil de **45 años** para "**conductores y cables de guardia**".

SUBESTACIONES: EQUIPOS PRIMARIOS

En esta categoría se encuentran los activos de potencia dentro de las subestaciones. En particular, los equipos primarios incluyen: transformadores de poder, corriente y potencial, interruptores desconectadores, reactores, equipos de compensación reactiva convencionales y de electrónica de potencia, y otros equipos de SE (pararrayos y trampas de onda).

Esta categoría incluye equipos cuya vida útil reportada por las empresas está entre 30 y 40 años. Sin embargo, esos activos son un parte menor del VI y son compensados múltiples veces por el VI de transformadores de poder e interruptores. Esto lleva a una vida útil indicada de terreno para equipos primarios es de 37 años (promedio ponderado por el VI).

Por el lado regulatorio, el tercer proceso troncal asignó a estos equipos (equipos primarios, transformadores, reactores y equipos de compensación reactiva) 40 años, lo es consistente con el análisis del Panel de Expertos (Dictamen 1 del 2007).

De esta forma la recomendación para la familia "**Subestaciones: Equipos primarios**" es establecer una vida útil de **40 años**.

SUBESTACIONES: PROTECCIÓN, CONTROL, MEDICIÓN, COMUNICACIONES Y ELEMENTOS DE O&M

En esta categoría se encuentran activos distintos a los de potencia dentro de las subestaciones. Esta categoría incluye equipos cuya vida útil informada por las empresas, varía de manera ostensible, de equipos de comunicaciones con menos de 10 años, a protecciones por sobre los 20 años, sin embargo, esos activos son un parte menor del VI, por lo que parece adecuado considerar un promedio ponderado. En particular, el promedio calculado considerando la información de las empresas entrega 20 años de vida útil para el grupo.

En términos de consistencia regulatoria, las bases del tercer proceso troncal establecen una vida útil para protecciones de 30 años, pero sin incluir equipos de comunicaciones y otras categorías. El estudio del tercer proceso troncal establece categorías de protecciones en 15 años y elementos de comunicaciones en 10 años. Por otro lado, el tercer estudio troncal

establece vidas útiles que van desde 10 años para protecciones electromecánicas a 15 años para protecciones digitales.

De esta forma la recomendación para la familia "**Subestaciones: Protección, Control, Medición, Comunicaciones y elementos de O&M**" es establecer una vida útil de **20 años**.

SUBESTACIONES: OTROS ELEMENTOS SECUNDARIOS

En esta categoría se encuentran los activos de conexión de poder y otros activos no eléctricos. Estos activos casi todos tienen vidas útiles igual o mayor a los 40 años. El promedio ponderado estimado con la información entregada por las empresas es de 40 años de vida útil, aunque todos los elementos tienen métricas 40 o más. Esto se debe a lo dominante que es obras civiles al interior de la categoría. En sentido, obras civiles tiene asignado 50 años en el estudio del tercer proceso troncal y en el tercer proceso de subtransmisión.

De esta forma la recomendación para la familia "**Subestaciones: Otros Elementos Secundarios**" es establecer una vida útil de **50 años**.

TERRENOS Y SERVIDUMBRES

En esta categoría se encuentran los activos como terrenos, donde se emplazan las subestaciones, y servidumbres, donde pasan las líneas de transmisión. A estos activos se les reconoce una vida útil perpetua.

De esta forma la recomendación para la familia "**Terrenos y Servidumbres**" es establecer una **vida útil perpetua**.

OTROS ELEMENTOS

En esta categoría se encuentran elementos como equipamiento de oficina no fungible, equipos computacionales y de software, y, vehículos. La vida útil de estos elementos está siempre por debajo de los 10 años, por lo que su promedio ponderado de terreno se asemeja a 5 años.

De esta forma la recomendación para la familia "**Otros Elementos**" es establecer una vida útil de **5 años**.

CONSISTENCIA CON EXPERIENCIA INTERNACIONAL

Un análisis relevante que se puede llevar a cabo es la comparación entre las métricas de vida útil propuestas en Chile y la experiencia internacional.

En el caso de **líneas de transmisión** área la experiencia internacional muestra números que van de **20 a 60 años**, lo cual es consistente con los 50 años considerados. Igualmente, **equipos primarios** muestran métricas entre los **40 y 80 años**, consistente con lo utilizado, aunque en el límite bajo de la banda, con 40 años.

Con respecto a equipos de control y comunicaciones, la experiencia internacional muestra una variedad bastante importante, de **10 a 40 años**. En el caso de Chile se recomienda 20 años.

Finalmente, con respecto a obras civiles y terrenos, en general la experiencia internacional muestra métricas consistentes, desde los **30 a 100 años**. Para Chile el presente estudio recomienda 50 años para obras civiles y perpetua para terrenos. No existe razones de peso para pensar que dichas métricas deberían diferir de manera relevante.

IMPACTO EN EL A.V.I. DEL CAMBIO EN LAS VU DETERMINADAS LUEGO DEL ANÁLISIS DE CONSISTENCIA REGULATORIA

Luego del análisis de consistencia regulatoria, se obtienen las vidas útiles siguientes para las 7 familias establecidas en este estudio:

- Estructuras de líneas o SE y elementos de sujeción y aislación: 50 años
- Conductores y cable de guardia: 45 años
- Subestaciones: Equipos Primarios: 40 años
- Subestaciones: Protección, Control, Medición, Comunicaciones y elementos de O&M: 20 años
- Subestaciones: Otros Elementos secundarios: 50 años
- Terrenos y Servidumbre: Perpetuidad
- Otros elementos: 5 años

Con las VU antes enunciadas, se estima el cambio en el A.V.I., y los resultados entregan una baja del 5% en este parámetro a nivel zonal y se mantiene a nivel troncal, como se puede ver en la tabla siguiente.

Tabla 31. Variación del AVI con las VU determinadas luego del análisis de consistencia regulatoria

	Troncal	Zonal
AVI (MMUS\$)	341	407
Nuevos Valores de VU (MMUS\$)	342	387
Variación (MMUS\$)	1	-20
Variación (%)	0%	-5%

Fuente: Elaboración propia

De lo anterior se puede afirmar que las familias establecidas y sus VU son consistentes con la regulación nacional e internacional, y tienen un grado de afectación acotado sobre el A.V.I.

CONCLUSIONES Y COMENTARIOS FINALES

El presente estudio parte del reconocimiento que cada activo y componente de activo tiene su propia vida útil dependiendo del tipo de componente, tipo de tecnología y su historia de operación y mantenimiento. Sin embargo, también se reconoce que, para efectos de tarificación, es imprescindible agrupar componentes en categorías de activos y más aun, en familias de categorías de activos.

Para el establecimiento de una propuesta de familias y sus vidas útiles a ser aplicada en Chile, se procedió a revisar diversas fuentes de información, que presentan, cada una ellas, limitaciones que hacen que no pueda adoptarse a alguna sin revisar las demás.

En particular, la información entregada por los proveedores responde principalmente a cuestiones comerciales, entregando garantías por un periodo de tiempo limitado, y que ellos mismos reconocen que “en terreno” la duración es sustancialmente mayor. Es de importancia recordar que el concepto de vida útil es distinto al concepto de garantía normal o extendida.

Por otro lado, la información recopilada de la situación internacional es un buen indicador, pero puede incluir incentivos o desincentivos a la inversión incorporados en las vidas útiles, pasando a ser un parámetro que incluye no solo aspectos técnicos de los activos. Muchas veces las autoridades pueden utilizar la señal de vida útil con otros objetivos, tales como promover el ingreso de privados al sector o impulsar el recambio tecnológico.

Adicionalmente, la información entregada de las empresas no es estadísticamente significativa y en algunos casos, carece de datos de mantenciones mayores (entendiéndose aquellas que modifican el AVI del equipo).

Finalmente, las métricas de vida útil provenientes de Panel de Expertos deben considerar la naturaleza del proceso de discrepancias, donde el Panel debe optar entre dos alternativas, y no emitir su opinión experta de cual debería ser la vida útil del activo en cuestión.

Para la determinación de las familias se implementó una metodología que buscaba la minimización del error entre las VU de los componentes y la de la familia, considerando, además, limitaciones sobre la participación en el valor de inversión. Así, se obtuvo una primera propuesta basada únicamente en la información entregada por las empresas, la que luego fue contrastada con la experiencia regulatoria nacional e internacional, como se muestra en la tabla siguiente:

Tabla 32: Resumen de VU para las familias propuestas

	Determinado en base a respuestas de empresas	Propuesta luego de análisis de consistencia regulatoria	Panel de Expertos	Experiencia internacional
Estructuras de líneas o SE y elementos de sujeción y aislación	45	50	40 - 50	20 - 50
Líneas: Conductores y cable de guardia	40	45	20 - 50	20 - 60
Subestaciones: Equipos Primarios	37	40	40	40 - 80
Subestaciones: Protección, Control, Medición,	20	20	10 - 30	10 - 45

	Determinado en base a respuestas de empresas	Propuesta luego de análisis de consistencia regulatoria	Panel de Expertos	Experiencia internacional
Comunicaciones y elementos de O&M				
Subestaciones: Otros Elementos secundarios	40	50	30 - 100	30 - 100
Terrenos y Servidumbre	Infinito	Infinito	-	40 - Perpetua
Otros elementos	5	5	5 a 15	5 a 15

Fuente: Elaboración propia en base a revisión nacional, internacional y propuesta propia

En base a estos datos bases, el presente estudio propone las siguientes familias y vida útiles asociadas.

Tabla 33: Propuestas de VU para las familias propuestas

	Determinado en base a respuestas de empresas
Estructuras de líneas o SE y elementos de sujeción y aislación	50
Líneas: Conductores y cable de guardia	45
Subestaciones: Equipos Primarios	40
Subestaciones: Protección, Control, Medición, Comunicaciones y elementos de O&M	20
Subestaciones: Otros Elementos secundarios	50
Terrenos y Servidumbre	Perpetua
Otros elementos	5

Fuente: Elaboración propia en base a revisión nacional, internacional y propuesta propia

Sin embargo, es de importancia recordar que las vidas útiles de activos, familias de activos y vida útiles de familias son métricas dinámicas, que van cambiando en el tiempo en la medida que las suposiciones utilizadas para su cálculo cambien, incluyendo su valor de inversión, tecnología, y, prácticas de operación y mantenimiento. De esta forma, es necesario mantenerse atento a cambios en la industria que puedan afectar los cálculos de vida útil y considerar dichas métricas como dinámicas en el tiempo.

REFERENCIAS

- ADB. (sin año). North-South Power Transmission Enhancement Project (RRP AFG 46392). *Economic and financial analysis*.
- AER. (2009). Chapter 5 Electricity Transmission. *State of the Energy Market 2009*.
- AER. (2013, Abril). Final decision. *ElectraNet Transmission determination 2013-14 to 2017-18*.
- AER. (2016, Septiembre). Draft Decision . *Powerlink transmission determination 2017-18 to 2021-22 Attachment 5 - Regulatory depreciation*.
- AER. (2017, Abril). Final Decision. *AusNet Services transmission determination 2017-2022 Attachment 5 - Regulatory depreciation*.
- BC Hydro. (2004, Marzo 29). Alan Wait Information Request No. 1.25.0 Dated: 2 March 2004, BC Hydro Response issued 29 March 2004. Canadá.
- BPA. (2010, Mayo). Integrated Program Review. *Transmission Asset Management Strategy*.
- BPA. (2012, Marzo). Asset Management Strategy . *Alternating Current (AC) Substations*.
- BPA. (2013, Diciembre). Transmission Asset Management Strategy. *F2014-2023*.
- BPA. (2015, Julio). BP-16 Rate Proceeding. *Power Rates Study BP-16-FS-BPA-01*.
- BPA. (2017, Abril). BPA Facts.
- CEPA. (2010, Mayo). RPI-X@20: Providing financeability in a future regulatory framework. *Final report*.
- CEPA, SKM, GL Noble Denton. (2010, Diciembre). The economic lives of energy network assets. *A report for OFGEM*.
- CFE. (2014, Octubre). Análisis Costo y Beneficio del Proyecto de Infraestructura Económica a realizarse con recursos propios: Construcción de Subestaciones y Líneas de Transmisión del Sistema Eléctrico Nacional.
- CIGRE. (2000, Diciembre). Anexo 16 Capítulos 1 y 2 del Informe N°172 Ageing of System Impacto on Planing. *Working Group 37-27*.
- CNE. (2006, Agosto). Cuadrienio 2007 - 2010. *Informe Técnico con observaciones y correcciones a estudio presentado por EDELAYSEN S.A.*
- CNE. (2006). Documento de Trabajo. *La Regulación del Segmento Distribución en Chile*.
- CNE. (2015, Octubre). Documento de trabajo. *Determinación del valor anual de los sistemas de subtrasmisión - Cuadrienio 2016 - 2019*.
- CNE. (2017, Julio). Informe Técnico Definitivo. *Determinación del Valor Anual de los Sistemas de Transmisión Zonal y Transmisión Dedicada - Bienio 2018 - 2019*. Santiago, Chile.

- CNE. (2017, Marzo). Informe Técnico Final. *Determinación del valor anual de los sistemas de transmisión zonal y transmisión dedicada - Bienio 2018-2019.*
- Comisión Nacional de Energía. (2015). Informe Técnico Definitivo. *Determinación del Valor Anual y Expansión de los Sistemas de Transmisión Troncal para el Cuadrienio 2016 - 2019.*
- Consortio Mercados Interconectados. (2014, Diciembre 1). Informe 2 Final. *Cálculo del VI, AVI, COMA, VATT y Fórmulas de Indexación.*
- CREG. (2007). Metodología para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica.
- CREG. (2009). Resolución 011 de 2009.
- GHD. (2017, Febrero 14). RE: ElectraNet telecommunications asset life review.
- GTD. (2006, Junio). Informe Final. *Estudio expansión Sistemas Medianos de EDELAYSEN S.A.*
- GTD. (2010, Marzo 31). Estudio de Tarificación del Sistema Mediano de Hornopirén. *Informe Final.*
- HMV Ingenieros. (2006, Junio). Asesoría para la valoración de los costos unitarios de las unidades constructivas para la actividad de transmisión de energía eléctrica en Colombia. *Determinación del costo FOB de los elementos técnicos y el factor de instalación para unidades constructivas.* Itaguí, Colombia.
- KEMA. (2010, Agosto 9). Estudio para determinar el valor anual del sistema de subtransmisión SIC-3 para el cuadrienio 2011 - 2014. *Informe Final.*
- OFGEM. (2011). Decision on strategy for the next transmission price control - RIIO-T1.
- PA Consulting. (2010, Agosto 9). Estudio para la determinación del valor anual de los sistemas de subtransmisión - Cuadrienio 2011 - 2014. *Informe Final - SIC 1.*
- RURA. (2015, Marzo 11). Uniform System of Accounts for Electricity Tariff Setting. Ruanda.
- SKM, & CEPA. (2010). *Onshore transmission assets and risks associated with renewable projects with potentially limited lives.*
- SYNEX, CESI, ElectroNet. (2006, Agosto 29). Estudio de Transmisión Troncal para Escenarios de Expansión de la Generación y de Interconexiones con Otros Sistemas Eléctricos. *Informe Final Parte II Determinación del Valor Anual de Transmisión por Tramo.*
- Synex, ElectroNet, Mercados Energéticos. (2015, Enero). *Presentación de resultados del estudio de subtransmisión sistema STX-A.*
- Synex, ElectroNet, Mercados Energéticos, Quantum. (2010, Diciembre 20). Estudio de Transmisión Troncal. *Informe Final Parte II Determinación del valor anual de transmisión por tramo.*
- SYSTEP. (2006, Junio). Estudio de planificación y tarificación sistemas medianos de EDELMAG S.A. *Informe Final.*

Transener. (2009, Junio 30). Estados contables.

UPME. (2013, Diciembre 10). Sistema de Transmisión Nacional Eléctrico Colombiano. *Nuevas Obras y Plan de Convocatorias - Oportunidades de Inversión*.

Weaver and Tidwell, L. (2012, diciembre 7). Texas Municipal Power Agency. *Financial Statements For the Years Ended September 30, 2012 and 2011*. Dallas, texas, Estados Unidos.

ANEXOS

A continuación se entrega información complementaria a la entregada en el cuerpo del informe.

ANEXO 1: UC EN LOS ELEMENTOS DE TRANSMISIÓN EN COLOMBIA, SEGÚN LA RESOLUCIÓN CREG 26 DE 1999

La información acá presentada corresponde a la establecida en el Anexo 1 de la Resolución CREG 26 de 1999.

SUBESTACIONES

Las Unidades Constructivas de conexión para cada una de las diferentes configuraciones de barraje y todos los niveles de tensión de una subestación son las siguientes:

- UC1. Módulo Común (Tipo 1 y Tipo 2).
- UC2. Bahía de Línea.
- UC3. Bahía de Transformación.
- UC4. Bahía de Transferencia.
- UC5. Bahía de Seccionamiento.
- UC6. Bahía de Acople.
- UC7. Bahía de Compensación.
- UC8. Módulo de Compensación.
- UC9. Autotransformador de Potencia.

Módulo Común Tipo 1 : Subestaciones con 6 o menos Bahías

Módulo Común Tipo 2 : Subestaciones con más de 6 Bahías

UNIDADES CONSTRUCTIVAS UC1 A UC6 POR TIPO DE CONFIGURACIÓN

Las configuraciones tipificadas de subestaciones son las siguientes:

- Configuración 1: Barra Sencilla (230 kV)
- Configuración 2: Barra Principal y Transferencia (230 kV)
- Configuración 3: Doble Barra (230 kV)
- Configuración 4: Doble Barra más Seccionador de Transferencia (230 y 500 kV)
- Configuración 5: Doble Barra más Seccionador de By- Pass (230 kV)

Configuración 6: Interruptor y Medio (230 y 500 kV)

Configuración 7: Anillo (230 kV)

Configuración 8: Doble Barra Encapsulada (230 kV)

UNIDADES CONSTRUCTIVAS UC7 A UC8 POR TIPO DE ACTIVO

Los activos considerados son los siguientes:

- Activo 1: Compensación Serie 3x22 MVAR
- Activo 2: Compensación Capacitiva Paralela (Interruptor y Medio) 72 MVAR
- Activo 3: Compensación Capacitiva Paralela (Anillo) 20 MVAR
- Activo 4: Compensación Capacitiva Paralela (Barra Principal y Transferencia) 60 MVAR
- Activo 5: Compensación Capacitiva Paralela (Doble Barra + Transferencia) 60 MVAR
- Activo 6: Compensación Reactiva Maniobrable (Barra Principal y Transferencia) 230 kV 20 MVAR
- Activo 7: Compensación Reactiva de Línea Maniobrable 500 kV 20 MVAR
- Activo 8: Compensación Reactiva Fija 500 kV 28 MVAR 2200 Ohms
- Activo 9: Compensación Reactiva Fija 500 kV 28 MVAR 1100 Ohms
- Activo 10: Banco Reactores para Terciario Autotransformador 50 MVAR
- Activo 11: Compensación Estática Reactiva

LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

La Unidad Constructiva para Líneas de Transmisión está expresada en "km de Línea". Se establecen las siguientes Unidades Constructivas:

- UC1. Circuito Sencillo 230 kV. Conductor ACAR 950 MCM. Nivel 1.
- UC2. Circuito Sencillo 230 kV. Conductor ACAR 1200 MCM. Nivel 2.
- UC3. Circuito Sencillo 230 kV. Conductor ACAR 1500 MCM. Nivel 3.
- UC4. Circuito Doble 230 kV. Conductor ACAR 950 MCM. Nivel 1.
- UC5. Circuito Doble 230 kV. Conductor ACAR 1200 MCM. Nivel 2.
- UC6. Circuito Doble 230 kV. Conductor ACAR 1500 MCM. Nivel 3.
- UC7. Circuito Sencillo (4x1) 500 kV. Conductor ACAR 600 MCM. Nivel 1.
- UC8. Circuito Sencillo (4x1) 500 kV. Conductor ACAR 800 MCM. Nivel 2.

- UC9. Circuito Doble (2x1) 230 kV. Conductor ACAR 950 MCM. Nivel 1.
- UC10. Circuito Doble (2x1) 230 kV. Conductor ACAR 1200 MCM. Nivel 2.
- UC11. Circuito Doble (2x1) 230 kV. Conductor ACAR 1500 MCM. Nivel 3.

Los Niveles 1 a 3 definidos con base en la altura sobre el nivel del mar, se describen a continuación:

0 m	<	Nivel 1	≤ 500 m
500 m	<	Nivel 2	≤ 2000 m
2000 m	<	Nivel 3	

CENTROS REGIONALES DE CONTROL –CRC–

La Unidad Constructiva para los CRC está expresada en forma global y corresponde a la estación maestra con toda la infraestructura asociada, de la cual se excluyen los equipos asociados a las subestaciones que controla, los cuales han sido considerados dentro de las Unidades Constructivas de subestación UC2 a UC8

- UC1. Centro Regional de Control –CRC–

ANEXO 2. VIDAS ÚTILES ASIGNADAS A ELECTRANET EN 2013

Tabla 34. Vidas útiles establecidas por AER para Powerlink, Australia

Activo	Vida útil (años)
Edificio comercial	30
Obras civiles de comunicaciones	55
Otros de comunicaciones	15
Computadores, software y máquinas de oficinas	4
Servidumbres	No aplica
Terrenos	No aplica
Centros de conmutación de red	5
Muebles de oficina, planta móvil, misceláneos	10
Resparaciones (i)	10
Plantas de subestación primaria	44,8
Subestaciones desmontables	15
Establecimientos de subestaciones	55
Cercas de subestaciones	35
Sistemas secundarios de subestaciones – electromecánico	27
Sistemas secundarios de subestaciones – electrónico	15
Líneas de transmisión aéreas	55
Líneas de transmisión subterráneas	40
Capital de trabajo	No aplica
Depreciación acelerada	5
Proyectos de restauración 2008-13	12,5
Costos de aumento de capital – 2003 apertura del RAB y CAPEX 2003-08	43
Costos de aumento de capital 2013-18	43
Mejoramiento de líneas de transmisión – reemplazo de aislación 2013-18	27

Fuente: (AER, Final decision, 2013)

ANEXO 3. VIDA ESPERADA PROMEDIO EN ACTIVOS DE BPA

Tabla 35. Vida esperada promedio en activos de BPA

Equipo	Vida esperada (años)
Transformadores de potencia, transformadores de puesta a tierra y reactores	45-50
Interruptores de circuitos	25-30
Condensadores	25-30
Instrumentos de transformadores	25-35
Descargador de sobretensiones	35
Baterías	15-20
Servicio de estación AC	25-45
Cables de poder	25-35
Paneles de servicio	25-35
Control de baterías DC (*)	10-25
Motor generador	20-30
Bus de subestación	45
Aisladores de porcelana	35
Aisladores polímeros (no cerámicos)	25
Estructuras y fundaciones	45

Fuente: (BPA, Asset Management Strategy , 2012)

(*) Incluye el siguiente detalle:

Baterías NiCad: 25 años

Baterías de ácido plomo ventiladas: 15-25 años (antimonio plomo, 15 años, plomo selenio: 15 años, plomo calcio: 20 años, plante: 25 años)

Baterías de plomo ácido reguladas por válvula: 10 años

ANEXO 4. CATEGORÍAS ORIGINALES DE ACTIVOS Y PROCESAMIENTO REALIZADO

Las categorías de activos que se definieron en primera instancia, y sobre las cuales se solicitó información a las empresas, fueron las siguientes:

- 1 Estructuras de líneas o SE
- 2 Elementos de sujeción o aislación
- 3 Conductores
- 4 Cables de poder
- 5 Cable de guardia
- 6 Interruptores
- 7 Desconectores
- 8 Pararrayos
- 9 Transformadores de corriente
- 10 Transformador de potencial
- 11 Trampa de onda
- 12 Condensador de acoplamiento
- 13 Aislador de pedestal
- 14 Transformadores de poder
- 15 Reactores
- 16 Equipo de compensación reactiva (Serie, paralelo, condensadores síncronos)
- 17 Equipos de compensación reactiva de electrónica de potencia (Statcom, CER).
- 18 Equipos de control y telecomando
- 19 Protecciones electromecánica o electromagnética
- 20 Protecciones electrónicas
- 21 Protecciones digitales
- 22 Comunicaciones
- 23 Conexión de poder (e.g. Barras)
- 24 Conexión de control
- 25 Indirectos (ingeniería básica, de detalle)
- 26 SS/AA
- 27 SCADA
- 28 Terrenos y servidumbres
- 29 Bienes inmuebles distintos a terrenos
- 30 Equipamiento de operación y mantenimiento no fungible
- 31 Equipamiento de oficina no fungible
- 32 Equipo computacional
- 33 Software
- 34 Vehículos
- 35 Otros

Los cambios realizados para llegar a las 31 categorías sobre las cuales se trabajó para la determinación de familias y sus respectivas VU, fueron:

- i. Categoría N°4 "cable de poder", se juntó con la categoría 3 "conductores", debido a que en el V.I. del troncal no se hacía diferencia entre conductor aéreo o subterráneo.

- Categoría N°20 "protecciones electrónicas", se fusionó con categoría N°19 quedando "protecciones electromecánicas o electrónicas", debido a que en el V.I. del troncal no se hace diferencia entre estos elementos.
- Categoría N° 25 "indirectos" fue eliminada de la lista.
- Categoría N° 33 "software" se unió a la N°32 quedando, "Equipo computacional y software", debido a que en el ETT no se encontraron valores para los equipos computacionales.
- Categoría N°35 que fue originalmente planteado con nombre "otros", fue cambiado poniendo la categoría "Obras civiles Líneas y Subestaciones.

ANEXO 5. PARÁMETROS PARA LA ESTIMACIÓN DE LA VU PROMEDIO POR CATEGORÍA

En primer lugar, se consideraron los valores de VU informados por las empresas para cada categoría, información que se muestra en la tabla siguiente.

Tabla 36. VU informadas por las empresas por categoría de activos

Categorías de Activo	CGE	Aes Gener	Chilquinta	Engie	Litoral	Saesa	Transquillota	Transec	Transchile
Estructuras de líneas o SE	45	50	-	-	-	-	-	50	-
Elementos de sujeción o aislación	45	40	-	-	-	-	-	30	-
Conductores	40	50	-	-	-	-	-	50	-
Cable de guardia	40	30	-	-	-	-	-	50	-
Interruptores	34	40	13	40	13	18	20	18	40
Desconectores	45	40	30	-	30	-	-	40	-
Pararrayos	45	40	-	-	-	-	-	40	-
Transformadores de corriente	-	-	25	-	25	-	-	40	-
Transformador de potencial	40	40	25	-	25	-	-	40	-
Trampa de onda	-	40	-	40	-	-	-	40	-
Condensador de acoplamiento	20	40	-	35	-	33	-	40	40
Aislador de pedestal	45	40	-	40	-	29	-	40	-
Transformadores de poder	40	40	21	40	21	38	-	40	-
Reactores	-	40	-	-	-	-	-	-	-
Equipo de compensación reactiva (Serie, paralelo, etc)	20	40	-	-	-	-	-	20	-
Equipos de compensación reactiva de electrónica de potencia	-	40	-	-	-	-	-	15	-
Equipos de control y telecomando	18	15	-	-	-	-	-	-	-
Protecciones electromecánica o electrónicas	20	30	-	-	-	-	-	30	-
Protecciones digitales	20	23	1-	-	-	-	-	-	-
Comunicaciones	9	1-	7	-	-	-	-	-	-

Categorías de Activo	CGE	Aes Gener	Chilquinta	Engie	Litoral	Saesa	Tranquillota	Transelec	Transchile
Conexión de poder (e.g. Barras)	45	-	-	-	-	-	-	-	-
Conexión de control	20	40	15	-	-	-	-	20	-
SS/AA	45	40	-	-	-	-	-	15	-
SCADA	1-	1-	1-	-	-	-	-	12	-
Terrenos y servidumbres	Infinito	Infinito	Infinito	Infinito	Infinito	Infinito	Infinito	Infinito	Infinito
Bienes inmuebles distintos a terrenos	43	50	-	-	-	-	-	-	-
Equipamiento de operación y mantenimiento no fungible	9	1-	-	-	-	-	-	-	-
Equipamiento de oficina no fungible	7	-	-	-	-	-	-	-	-
Equipo computacional	3	-	-	-	-	-	-	-	-
Software	2	5	-	-	-	-	-	-	-
Vehículos	5	6	-	-	-	-	-	-	-

Fuente: Respuestas de las empresas

Para poder ponderar las VU consideradas por cada empresa, se deben contar con el V.I. de las categorías. El valor unitario considerado es el mostrado en la tabla siguiente:

Tabla 37. V.I. unitario de cada categoría

Categorías de Activo	Costo unitario categorías (USD)
Estructuras de líneas o SE	0,00549692
Elementos de sujeción o aislación	0,00010627
Conductores	0,01572745
Cable de guardia	0,00160868
Interruptores	0,10825234
Desconectores	0,01417083
Pararrayos	0,006583
Transformadores de corriente	0,01588831
Transformador de potencial	0,02302
Trampa de onda	0,01375983

Categorías de Activo	Costo unitario categorías (USD)
Condensador de acoplamiento	0,011409
Aislador de pedestal	0,001335
Transformadores de poder	1,60985381
Reactores	0,7666089
Equipo de compensación reactiva (Serie, paralelo, etc)	1,12845131
Equipos de compensación reactiva de electrónica de potencia	9,93818415
Equipos de control y telecomando	0,01
Protecciones electromecánica o electrónicas	0,00388264
Protecciones digitales	0,00676764
Comunicaciones	0,01138929
Conexión de poder (e.g. Barras)	0,00100438
Conexión de control	8,4997E-06
SS/AA	0,01560539
SCADA	
Terrenos y servidumbres	
Bienes inmuebles distintos a terrenos	
Equipamiento de operación y mantenimiento no fungible	
Equipamiento de oficina no fungible	
Equipo computacional	0,0008005
Software	0,06464909
Vehículos	0,09897912

Fuente: (Comisión Nacional de Energía, 2015)

Complementario a lo anterior, se consideró la cantidad de activos de cada categoría que informó cada una de las empresas, respuestas que se muestran en la tabla siguiente:

Tabla 38. Cantidad de activos informados por las empresas por categoría

Categorías de Activo	CGE	Aes Gener	Chilquinta	Engie	Litoral	Saesa	Transquillota	Transelec	Transchile
Estructuras de líneas o SE	8028	20	0	0	0	0	0	0	0
Elementos de sujeción o aislación	118544	1	0	0	0	0	0	0	0
Conductores	22283	1	0	0	0	0	0	0	0
Cable de guardia	0	1	0	0	0	0	0	0	0
Interruptores	4191	158	567	279	13	168	9	648	4
Desconectores	7674	285	1509	0	70	0	0	0	0
Pararrayos	4007	7	0	0	0	0	0	0	0
Transformadores de corriente	0	0	197	0	3	0	0	0	0
Transformador de potencial	1538	113	233		13	0	0	0	0
Trampa de onda	0	1	0	82	0	0	0	225	0
Condensador de acoplamiento	152	1	80	2	0	28	0	276	0
Aislador de pedestal	126743	1	0	211	0	909	0	3179	0
Transformadores de poder	447	22	69	37	5	78	0	133	0
Reactores	0	1	0	0	0	0	0	0	0
Equipo de compensación reactiva (Serie, paralelo, etc)	153	1	0	0	0	0	0	0	0
Equipos de compensación reactiva de electrónica de potencia	0	1	0	0	0	0	0	0	0
Equipos de control y telecomando	12825	1	0	0	0	0	0	0	0
Protecciones electromecánica o electrónicas	0	1	0	0	0	0	0	0	0
Protecciones digitales	0	226	0	0	0	0	0	0	0
Comunicaciones	1642	1	0	0	0	0	0	0	0
Conexión de poder (e.g. Barras)	17358	0	0	0	0	0	0	0	0
Conexión de control	4213	1	0	0	0	0	0	0	0
SS/AA	217	1	0	0	9	0	0	0	0
SCADA	1701	1	0	0	0	0	0	0	0
Terrenos y servidumbres	s/i	s/i	s/i	s/i	s/i	s/i	s/i	s/i	s/i
Bienes inmuebles distintos a terrenos	529	1	0	0	0	0	0	0	0

Categorías de Activo	CGE	Aes Gener	Chilquinta	Engie	Litoral	Saesa	Transquillota	Transec	Transchile
Equipamiento de operación y mantenimiento no fungible	1382	1	0	0	0	0	0	0	0
Equipamiento de oficina no fungible	1277	0	0	0	0	0	0	0	0
Equipo computacional	67	0	0	0	0	0	0	0	0
Software	127	1	0	0	0	0	0	0	0
Vehículos	80	1	0	0	0	0	0	0	0

Fuente: Respuestas de las empresas

Considerando el producto entre el V.I. unitario y la cantidad de componentes por empresa, se obtiene el costo total por componentes por empresa, lo que se muestra en la tabla a continuación.

Tabla 39. V.I. de activos por categoría y empresa

Categorías de Activo	CGE	Aes Gener	Chilquinta	Engie	Litoral	Saesa	Transquillota	Transec	Transchile
Estructuras de líneas o SE	44	0	0	0	0	0	0	0	0
Elementos de sujeción o aislación	13	0	0	0	0	0	0	0	0
Conductores	350	0	0	0	0	0	0	0	0
Cable de guardia	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Interruptores	454	17	61	30	1	18	1	70	0
Desconectores	109	4	21	0	1	0	0	0	0
Pararrayos	26	0	0	0	0	0	0	0	0
Transformadores de corriente	0	0	3	0	0	0	0	0	0
Transformador de potencial	35	3	5	0	0	0	0	0	0
Trampa de onda	0	0	0	1	0	0	0	3	0
Condensador de acoplamiento	2	0	1	0	0	0	0	3	0
Aislador de pedestal	169	0	0	0	0	1	0	4	0
Transformadores de poder	720	35	111	60	8	126	0	214	0
Reactores	0	1	0	0	0	0	0	0	0
Equipo de compensación reactiva (Serie, paralelo, etc)	173	1	0	0	0	0	0	0	0
Equipos de compensación reactiva de electrónica de potencia	0	10	0	0	0	0	0	0	0

Categorías de Activo	CGE	Aes Gener	Chilquinta	Engie	Litoral	Saesa	Transquillota	Transelec	Transchile
Equipos de control y telecomando	128	0	0	0	0	0	0	0	0
Protecciones electromecánica o electrónicas	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Protecciones digitales	0	2	0	0	0	0	0	0	0
Comunicaciones	19	0	0	0	0	0	0	0	0
Conexión de poder (e.g. Barras)	17	0	0	0	0	0	0	0	0
Conexión de control	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SS/AA	3	0	0	0	0	0	0	0	0
SCADA	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Terrenos y servidumbres	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bienes inmuebles distintos a terrenos	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Equipamiento de operación y mantenimiento no fungible	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Equipamiento de oficina no fungible	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Equipo computacional	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Software	8	0	0	0	0	0	0	0	0
Vehículos	8	0	0	0	0	0	0	0	0

Fuente: Respuestas de las empresas y valores unitarios de costos por categorías

Finalmente, ponderando las VU consideradas por cada empresa con el V.I. total de cada una, se obtiene la VU promedio utilizada en la determinación de las familias.